

I 事故シーケンスグループの抽出及び 重要事故シーケンスの選定について

目 次

はじめに

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスの抽出
 - 1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.2.3 解釈に基づく事故シーケンスグループの分類
 - 1.2.4 有効性評価の対象となる事故シーケンス
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
2. 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの抽出
 - 2.2 抽出した格納容器破損モードの整理
 - 2.2.1 必ず想定する格納容器破損モードとの対応
 - 2.2.2 追加すべき格納容器破損モードの検討
 - 2.3 評価事故シーケンスの選定
 - 2.3.1 評価対象とするプラント損傷状態の選定

- 2.3.2 評価事故シーケンスの選定
 - 2.3.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.3.4 必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事故シーケンスへの対応
3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンスの選定について
- 3.1 事故シーケンスの抽出
 - 3.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 3.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 3.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 3.3 重要事故シーケンスの選定
 - 3.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 3.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
4. 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

- 第1－1表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
- 第1－2表 P R Aの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第1－3表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度
- 第1－4表 重要事故シーケンス等の選定
- 第2－1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第2－2表 プラント損傷状態（P D S）の定義
- 第2－3表 評価対象とするプラント損傷状態（P D S）の選定
- 第2－4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定
- 第3－1表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第3－2表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定
- 第3－3表 燃料損傷までの余裕時間

図

- 第1－1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第1－2図 内部事象レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1－3図 地震レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー
- 第1－4図 地震レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1－5図 津波レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー
- 第1－6図 津波レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1－7図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第1－8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

第2-1図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス

第2-2図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード

第2-3図 内部事象レベル1．5 P R Aにおけるイベントツリー

第2-4図 格納容器破損モードごとの寄与割合

第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

第3-2図 施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

第3-3図 停止時 P R Aにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程

第3-4図 停止時 P R Aにおけるイベントツリー

第3-5図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

別紙

1. 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
3. 諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について
4. T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について
5. 重大事故等対処設備の津波からの防護について
6. 内部事象 P R Aにおける主要なカットセット及びF V重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
7. 地震 P R A，津波 P R Aにおける主要な事故シーケンスの対策に

ついて

8. 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の想定及びその対策について
9. 格納容器直接接触（シェルアタック）を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について
10. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応について

別添

東海第二発電所 確率論的リスク評価（PRA）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき，重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては，個別プラントの確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）を活用している。

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

今回実施する P R Aの目的が重大事故対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し，これまでに整備したアクシデントマネジメント策（以下「A M策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず，設計基準事故対処設備の機能に期待した P R Aモデルを構築した。

なお，今回の P R Aの実施に際しては，原子力規制庁配布資料「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月）」を参照した。

＜今回の P R A の評価対象＞

対象設備	今回の P R A での取扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
A M 要請（H4）以前から整備している A M 策の設備 ・代替注水手段（給水系，制御棒駆動水压系，復水補給水系及び消火系による原子炉への注水手段）	考慮しない
A M 要請（H4）以降に整備した A M 策の設備 ・代替反応度制御（代替原子炉再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入機能） ・代替注水手段（復水補給水系，消火系による原子炉・格納容器への注水手段） ・原子炉減圧の自動化 ・格納容器からの除熱手段（耐圧強化ベント） ・電源の融通（高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機からの 6.9kV／480V 融通）	考慮しない
緊急安全対策設備 ・電源車 ・消防車，消防ポンプ ・非常用発電機代替設備 ・代替海水ポンプ ・代替注水車 ・建屋の水密扉の強化 ・海水ポンプモータ予備品	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

なお，「E C C S 手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」，「高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源切替」等の「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動操作」は考慮

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第 1-1 図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概 要】

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象 P R A，外部事象 P R A（適用可能なものとして地震及び津波を選定）及び P R A が適用可能でないと判断した外部事象についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。

(2) 抽出した事故シーケンスの整理

抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスについては、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。また、抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて、国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは、格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。

(3) 重要事故シーケンスの選定

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通原因故障・系統間依存性，余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評

価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスの抽出

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり示されている。

1 - 1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① B W R

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

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

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（P R A）及び外部事象に関する P R A（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。

②その結果，上記 1 - 1 (a) の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には，想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお，「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については，上記 1 - 1 (a) の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記 1－1 (b)①に関して、内部事象レベル 1 P R Aに加えて P R Aの適用可能な外部事象として、一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R Aを実施し、事故シーケンスグループの抽出を行った。

また、P R Aの適用が困難と判断した地震及び津波以外の外部事象（以下「その他の外部事象」という。）については、定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

事故シーケンスグループの抽出及び分析結果を以下に示す。

(1) P R Aに基づく抽出

内部事象レベル 1 P R Aでは、各起因事象の発生後、炉心損傷を防止するための緩和手段等の組合せを評価し、第 1－2 図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

地震 P R A及び津波 P R Aに関しては、建屋・構築物、大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱っており、プラントへ与える影響度の高い順に起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また、直接的に炉心損傷に至る事故シーケンス以外の事象については、内部事象 P R Aと同様に各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和機能等の組合せをイベントツリーで分析し、事故シーケンスを抽出している。

地震 P R Aの起因事象階層イベントツリー及びイベントツリー

を第 1-3 図及び第 1-4 図に，津波 P R A の起因事象階層イベントツリー及びイベントツリーを第 1-5 図及び第 1-6 図に示す。

また，各 P R A より抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に，評価結果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) P R A に代わる検討に基づく分析

P R A の適用が困難と判断したその他の外部事象については，その他の外部事象によって誘発される事象について検討した。内部火災及び内部溢水では，同一区画内に近接設置されている安全施設や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり，過渡事象等の発生が想定される。また，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災，人為事象等において想定される事象は，いずれも今回の P R A で想定する起因事象に包絡されるため，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。

したがって，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスは抽出されないと判断した（別紙 1）。

1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施した P R A により抽出した各事故シーケンス（第 1－1 表）について、緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る要因等の観点で分類した結果と、解釈 1－1 (a) に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈 1－2 に示されている要件との関係等を第 1－2 表、第 1－7 図及び第 1－8 図に整理した。また、整理の内容を以下に示す。

1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施した P R A により抽出した各事故シーケンス（第 1－1 表）のうち、緩和機能の喪失状況、炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で、解釈 1－1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに対応する事故シーケンスについて以下に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失（T Q U V）

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－1 (a) に記載の「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失（T Q U X）

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－1 (a) に記載の「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

(3) 全交流動力電源喪失（長期 T B，T B D，T B P，T B U）

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗する等、

全交流動力電源喪失の発生により，原子炉注水機能を有する系統及び機器が機能喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－1 (a)に記載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお，P R Aでは電源喪失に至る事故シーケンスとして長期 T B，T B D，T B P 及び T B Uを抽出しているが，いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスであるため，解釈 1－1 (a)に記載の「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理する。

(4) 崩壊熱除去機能喪失 (T W，T B W)

運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉の注水等の炉心冷却に成功するものの，格納容器からの崩壊熱除熱機能が喪失することで，炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－1 (a)に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(5) 原子炉停止機能喪失 (T C)

運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉停止機能が喪失し，設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷されることで炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－1 (a)に記載の「原子炉停止機能喪失」に分類する。

(6) L O C A時注水機能喪失 (A E，S 1 E，S 2 E)

L O C Aの発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失，又は高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈 1－

1 (a)に記載の「L O C A時注水機能喪失」に分類する。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）（I S L O C A）

インターフェイスシステムL O C Aの発生後、破損箇所の隔離に失敗し、格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈1－1 (a)に記載の「格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）」に分類する。

1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

(1) 必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンス

今回実施したP R Aにより抽出した各事故シーケンス（第1－1表）のうち、緩和機能の喪失状況、炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で解釈1－1 (a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスグループとして、地震・津波特有の事象である以下の事故シーケンスを抽出した。

a．津波浸水による注水機能喪失

防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し、最終ヒートシンクが喪失することにより、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。この事故シーケンスグループは、防潮堤の健全性が維持され、津波による影響の程度が特定できる事故シーケンスグループであり、炉心損傷頻度が有意であることを考慮し、必ず想定する事故シーケンスグループに対

応しない事象として抽出した。

b. 防潮堤損傷

津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンクが喪失するとともに、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。この事故シーケンスは、防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することが困難であるため、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

c. 原子炉建屋損傷

地震による原子炉建屋の損傷により、建屋内の格納容器、原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷する可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉建屋の損傷程度の特定制が難しく、どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

d. 格納容器損傷

地震による格納容器の損傷により、格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは格納容器の損傷程度の特定制が難しく、どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

e. 原子炉圧力容器損傷

地震による原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉圧力容器の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

f. 格納容器バイパス

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続している主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷とそれらの弁に接続している格納容器外配管の破損が地震によって同時に発生することにより，原子炉冷却材が格納容器外へ流出する事故シーケンスである。この事故シーケンスは高温・高圧の蒸気や溢水により原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性があるが，格納容器外への流出量や他の機器へ及ぼす悪影響の程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

g. 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（E x c e s s i v e L O C A）

地震による原子炉冷却材圧力バウンダリを形成する格納容器

内配管の破断，又は逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇により，大破断 L O C A（再循環配管の両端破断）を超える規模の原子炉冷却材の流出（E x c e s s i v e L O C A）が発生する事故シーケンスである。大規模な地震において L O C A が発生した場合であっても，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷規模によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，発生した場合の損傷規模及び漏えい量の特定が困難なため，保守的に E x c e s s i v e L O C A 相当の L O C A が発生することを想定し，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお，後述するシーケンス選定の結果，内部事象 P R A により抽出される E C C S により炉心損傷防止が可能な規模の L O C A（大，中，小破断 L O C A）を起因とする事故シーケンスについては，破断の規模に応じて炉心損傷防止が可能な事故シーケンスと国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難であり，格納容器の機能に期待する事故シーケンスに分類して整理している（「1.2.4 有効性評価の対象となる事故シーケンス」参照）。

h. 計装・制御系喪失

地震による計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは計装・制御系喪失による影響の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(2) 追加の要否の検討

(1) a. ～ h. の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスグループについて、解釈に従い、新たに想定する事故シーケンスグループとしての追加の要否を頻度及び影響の観点から分析した。

津波特有の事象である「a. 津波浸水による注水機能喪失」の事故シーケンスグループについては、炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6} / 炉年と有意な値であり、また、本事故シーケンスグループは敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が他の事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、新たに追加する事故シーケンスグループとして抽出した。

また、地震・津波特有の事象である b. ～ h. の各事故シーケンスについては、以下に示すとおり頻度及び影響の観点から検討した結果、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

(頻度の観点)

b. ～ h. の外部事象特有の各事故シーケンスについては、これらの事故シーケンスの中で炉心損傷頻度が最も大きい「b. 防潮堤損傷」においても炉心損傷頻度は 3.3×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度に対して 0.4% 程度と小さい寄与となっている。また、これらの事故シーケンスは別紙 2 に示すとおり、炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると、現実的な炉心損傷頻度は更に小さくなると推定される。

(影響度の観点)

b. ～ h. の各事故シーケンスが発生した際の影響については、

具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、これらの外部事象特有の事故シーケンスは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め、臨機応変に影響緩和を試みる。

1.2.3 解釈に基づく事故シーケンスグループの分類

想定する事故シーケンスグループについて、以下に示す解釈 1－2 の要件との対応を確認し、各事故シーケンスグループの対策の有効性確認における要件を整理した。

1－2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満

たすものであること。

- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
- (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1－4 上記 1－2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

上記要件に基づいて、事故シーケンスグループを分類した結果は以下のとおりとなる。

解釈 1－2 (a) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ L O C A 時注水機能喪失
- ・ 津波浸水による注水機能喪失

解釈 1－2 (b) に分類される事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

解釈では 1－2 (a) に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、1－2 (b) に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンス）であり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.2.4 有効性評価の対象となる事故シーケンス

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス及び炉心損傷防止対策等を整理した結果を第 1－3 表に示す。

解釈 1－2 (a) に分類される事故シーケンスグループに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることが要求されている。

一方で、第 1－3 表に整理した事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講ずるものが困難な事故シーケンスも存在する。具体的には以下に示す事故シーケンスが、国内外の先進的な対策を考慮しても全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスに該当する。なお、国内外の先進的な対策と東海第二発電所の対策の比

較については別紙 3 に示すとおりである。

①大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

②直流電源喪失 + 原子炉停止失敗

③交流電源喪失 + 原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは、大破断 L O C A の発生により原子炉圧力容器から多量の冷却材が失われていく事象であり、極めて短時間のうちに多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の先進的対策の調査では、事象発生から極めて短時間のうちに多量の注水が可能な対策（インターロックの追設等）は確認できなかったことから、本事故シーケンスを国内外の先進的対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとした。また、本事故シーケンスについては、「2.3.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」に示すとおり、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認する。

②、③の事故シーケンスは、地震により炉内構造物等が損傷して原子炉停止機能が喪失する事故シーケンスグループと、直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり、代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから、炉心損傷を防止することができない（別紙 7）。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル 1 P R A では、炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが、実機のスクラム信号「地震加速度大」は、最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し、炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了す

ると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

なお、第 1－3 表に示すとおり、①～③の事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、これらを除く全炉心損傷頻度の約 99.0%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

以上より、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスの選定については、これらを除く事故シーケンスを対象に実施することとする。

1.3 重要事故シーケンスの選定

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

設置変更許可申請書における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンスの選定に当たっては、審査ガイドに記載の4つの着眼点を考慮している。なお、各着眼点については、事故シーケンスグループごとに関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」と分類して整理している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障，系統間機能依存性の観点

系統間の機能の依存性について，ある安全機能のサポート機能の喪失によって，複数の機器が機能喪失に至る場合を系統間機能依存性が高いと評価した。

【例 1. 事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

サポート系喪失を起因とするシーケンスは、系統間機能依存性によって多重性を有する機能の片区分の設備が機能喪失することから「中」とした。

【例 2. 事故シーケンスグループ(c) 全交流動力電源喪失】

いずれのシーケンスでも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。

b. 余裕時間の観点

余裕時間について、炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを余裕時間が短いと評価した。

【例. 事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については、崩壊熱が高く事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる過程において事象が発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については、崩壊熱が低く事象進展が遅いことから「低」とした。

c. 設備容量の観点

設備容量について、炉心損傷防止に際して、喪失した安全機能に係る対策の設備容量が大きくなる事故シーケンスを設備容量が大きいと評価した。

【例. 事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点 b.と同様に、事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については「高」、原子炉を通常停止させる過程において事象が

発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。

d．事故シーケンスグループ内での代表性の観点

代表性について，各事故シーケンスグループにおいて炉心損傷頻度が大きく，事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを代表性が高いと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度に対して 1%以上の寄与を持つシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。

なお，上記の代表性に係る評価においては，同じ事故シーケンスとして分類されたものについては，内部事象出力運転時レベル 1 P R A，地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A に関わらず，同一の事故シーケンスとして扱い，炉心損傷頻度の比較を行っている。本来，各 P R A は扱う事象が異なるため，結果の不確かさや評価の精度が異なるものであり，同一の事故シーケンスとして扱った上で炉心損傷頻度の比較を行うことの可否（比較可能性）については，P R A の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定を目的としており，各 P R A において安全機能が喪失する要因となる事象は異なるが，同じ分類として整理される事故シーケンスについては，炉心状態や機能喪失している系統，使用可能な系統等に差異がなく，同じ炉心損傷防止対策が有効であると考えられることから，同一の事故シーケンスとして取り扱うことに問題は生じな

いものと判断した。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。なお、「(3)全交流動力電源喪失」では、安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため、複数の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由及び選定結果について、第1-4表及び以下に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

i) 事故シーケンス

- ①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
- ②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋
低圧炉心冷却失敗
- ③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
- ④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
- ⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
- ⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋
高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能を喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧・低圧注水機能に対する代替注水手段として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

i) 事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、代替減圧手段による原子炉減圧後の低圧ECCSによる原子炉冷却が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧注水・減圧機能に対する代替減圧手段として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 低圧炉心スプレイ系
- ・ 過渡時自動減圧機能
- ・ 残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②及び③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、安全機能の喪失状況が異なるシーケンスが抽出されたため、原子炉圧力、余裕時間及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の３つに細分化した。

①長期 T B

② T B D， T B U

③ T B P

なお、T B Uは、全交流動力電源喪失の発生後、高圧炉心冷却にも失敗する事故シーケンスであり、T B Dは、区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失して全交流動力電源喪失に至り、区分Ⅰの直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、高圧炉心スプレイ系にも失敗する事故シーケンスである。T B Uにおいては直流電源が健全であるため、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の計装設備は健全である。一方、T B Dにおいては区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により設計基準事故対処設備の計装設備が機能喪失するが、直流電源は重大事故等対処設備の常設代替直流電源設備が健全であり、重大事故等対処設備の計装設備は緊急用直流母線から給電されるため、直流電源及び計装設備の機能は維持される。

また、T B D、T B Uはいずれも事象発生初期に高圧注水機能が喪失する事故シーケンスであること、主な炉心損傷防止対策はいずれも高圧代替注水系であることから、ひとつのグループとした。

(3-1) 長期T B

i) 事故シーケンス

①外部電源喪失+D G失敗+H P C S失敗(R C I C成功)

②サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+D G失敗+H P C S失敗(R C I C成功)

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗するが、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功する事故シーケンスであり、交流電源が復旧しない場合は蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり、炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 低圧代替注水系(可搬型)
- ・ 原子炉手動減圧

- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ① 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗（R C I C 成功）

v) 選定理由

「長期 T B」に分類される①及び②の事故シーケンスのうち、着眼点における「高」の数が多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、「長期 T B」に分類される事故シーケンスは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、①の事故シーケンスは、②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3-2) T B D, T B U

i) 事故シーケンス

- ③ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗
- ④ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 高圧炉心冷却失敗
- ⑤ サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + D G 失敗 + 高圧炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i) に含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生後、直流電源又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心冷却にも失敗することにより、炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至

る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、交流電源に依存しない高圧代替注水手段による原子炉注水、又は代替直流電源による原子炉減圧後の低圧代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 高圧代替注水系
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い③の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、「T B D，T B U」に分類される事故シーケンスは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異はないが、③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから、④及び⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3-3) T B P

i) 事故シーケンス

⑥外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

⑦サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i) に含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心スプレイ系の運転に失敗するとともに逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで、原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより、炉心の冷却が十分に行われずに、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧代替注水系
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替高圧電源装置

- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ⑥ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い⑥の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。なお、「T B P」に分類される事故シーケンスは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、⑥の事故シーケンスは、⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

i) 事故シーケンス

- ① 過渡事象 + R H R 失敗
- ② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗
- ③ 外部電源喪失 + D G 失敗 (H P C S 成功)
- ④ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (H P C S 成功)
- ⑤ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 (H P C S 成功)
- ⑥ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + R H R 失敗
- ⑦ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗
- ⑧ サポート系喪失 (自動停止) + R H R 失敗
- ⑨ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗

⑩サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G
失敗（H P C S 成功）

⑪サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G
失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（H P C S 成功）

⑫中小破断 L O C A ＋ R H R 失敗

⑬大破断 L O C A ＋ R H R 失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉の注水等の炉心冷却に成功するものの、格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失することで、炉心損傷前に格納容器が破損し、その後、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、代替除熱手段による格納容器除熱が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した崩壊熱除去機能に対する代替除熱手段として、R H R 故障時及び取水機能喪失時の状況を想定し、それぞれ以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

[R H R 故障時]

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替高圧電源装置

- ・ 常設代替直流電源設備

[取水機能喪失時]

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 残留熱除去系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋R H R 失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い事故シーケンスのうち、事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表する観点から、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。なお、a. の着眼点について、⑥～⑨のシーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としており、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。また、③、④、⑤、⑨、⑩のシーケンスは交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているものの、代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから、対応手段が著しく制限される状態ではない。

以上を踏まえ、本事故シーケンスグループに対する主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすると、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、

①の事故シーケンスは、②～⑬の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする（別紙 4）。

(5) 原子炉停止機能喪失

i) 事故シーケンス

①過渡事象＋原子炉停止失敗

②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗

③中小破断 L O C A ＋原子炉停止失敗

④大破断 L O C A ＋原子炉停止失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉停止機能を喪失し、設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷されることで炉心損傷前に格納容器が破損し、その後、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、代替原子炉停止手段による原子炉出力抑制が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した原子炉停止機能に対する代替原子炉停止手段として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 代替原子炉再循環ポンプトリップ
- ・ ほう酸水注入系
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋原子炉停止失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループではL O C Aを起因とする③及び④の事故シーケンスについても抽出されている。L O C Aを起因とする場合、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及びL O C Aに伴う原子炉減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では、過渡事象を起因とする①の事故シーケンスが厳しいと考えられる。また、L O C Aを起因とする場合、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、本事故シーケンスグループに対する対策である代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能である。さらに、L O C Aと原子炉停止機能喪失が重畳する③及び④の事故シーケンスの炉心損傷頻度はいずれも 1×10^{-10} / 炉年未満であり、重要事故シーケンスである①の事故シーケンスと比較しても極めて小さい。これらを踏まえると、反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは、本事故シーケンスグループにおいて代表性を有しているものとする。

(6) L O C A時注水機能喪失

i) 事故シーケンス

① 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

② 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、L O C Aの発生後、高圧注水機能の喪失に加え、低圧注水機能又は原子炉減圧機能を喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した注水機能に対する代替注水手段として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

① 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、重畳する機能喪失が低圧炉心冷却機能喪失又は原子炉減圧機能喪失である点で異なっているが、iii)で示したとおり有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、重要事故シーケンスとして選定した低圧炉心冷却機能が喪失する①の事故シーケンスは、原子炉減圧機能が喪失する②の事故シーケンスに

対して包絡性を有しているものとする。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

i) 事故シーケンス

①インターフェイスシステム L O C A

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、インターフェイスシステム L O C A の発生後、破損箇所の隔離に失敗し、格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、破損系統の隔離及び破損系統を除く E C C S による原子炉注水が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

インターフェイスシステム L O C A 発生時における対策として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・破損系統を除く原子炉注水機能
- ・原子炉手動減圧
- ・破損系統の隔離
- ・常設代替高圧電源装置
- ・常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①インターフェイスシステム L O C A

v) 選定理由

抽出された事故シーケンスが 1 つであることから、①を重要事故シーケンスとして選定した。

(8) 津波浸水による注水機能喪失

i) 事故シーケンス

- ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失
- ②最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）
- ③最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗
- ④最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し、最終ヒートシンクが喪失することにより、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、津波防護対策が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

津波浸水による注水機能喪失発生時における対策として、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する（別紙 5）。

- ・津波防護対策
- ・原子炉隔離時冷却系
- ・低圧代替注水系（常設）
- ・原子炉手動減圧
- ・残留熱除去系
- ・緊急用海水系
- ・常設代替高圧電源装置
- ・常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、「津波浸水による注水機能喪失」に分類される事故シーケンスは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため、①の事故シーケンスは②～④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

なお、各事故シーケンスグループにおける内部事象を起因とする事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに対する寄与割合の観点で主要なカットセットに対して、炉心損傷防止対策が概ね有効であることを確認している（別紙 6）。

また、各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因とする事故シーケンスについても、地震により直接炉心損傷に至る事故シーケンスを除いて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策が概ね有効であることを確認している（別紙 7）。

第1-1表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起回事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	○	—	(1)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	○	—	(2)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—	(3)
	RHR失敗	○	○	—	(4)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	○	—	(5)
	原子炉停止失敗	○	○	—	(6)
外部電源喪失	DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	○	○	—	(7)
	DG失敗+高圧炉心冷却失敗	○	○	—	(8)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	○	—	(9)
	直流電源失敗+HPCS失敗	○	○	—	(10)
	DG失敗(HPCS成功)	○	○	—	(11)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	○	—	(12)
	直流電源失敗(HPCS成功)	○	○	—	(13)
	直流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(14)
	交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(15)
手動停止/ サポート系喪失 (手動停止)	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(16)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(17)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(18)
	RHR失敗	○	—	—	(19)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(20)
サポート系喪失 (自動停止)	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(21)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(22)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(23)
	RHR失敗	○	—	—	(24)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(25)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(26)
サポート系喪失 (直流電源故障)	(外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	○	—	—	(27)
	(外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	○	—	—	(28)
	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	—	—	(29)
	(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)	○	—	—	(30)
	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	—	—	(31)
中小破断LOCA	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(32)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(33)
	RHR失敗	○	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(35)
大破断LOCA	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(36)
	RHR失敗	○	—	—	(37)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(38)
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	○	—	—	(39)
地震に伴う損傷	原子炉建屋損傷	—	○	—	(40)
	格納容器損傷	—	○	—	(41)
	原子炉圧力容器損傷	—	○	—	(42)
	格納容器バイパス	—	○	—	(43)
	Excessive LOCA	—	○	—	(44)
	計装・制御系喪失	—	○	—	(45)
津波に伴う損傷	防潮堤損傷	—	—	○	(46)
	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	—	—	○	(47)
	最終ヒートシンク喪失(RCIC成功)	—	—	○	(48)
	最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗	—	—	○	(49)
	最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	—	—	○	(50)

第1-2表 PRAの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケ ンス No.	事故シーケンス別CDF（／年）				全CDFに 対する割合 （％）	解釈1－1 との対応	事故シーケンスグループ	グループ別 CDF （／年）	全CDFに 対する割合 （％）	解釈1－2 との対応			
		内部事象	地震	津波	合計									
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(1)	3.2E-10	4.6E-07	－	4.6E-07	0.6	1－1(a) の事故 シーケンス	高圧・低圧注水機能喪失	4.7E-07	0.6	1－2(a)			
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(2)	2.0E-10	2.5E-09	－	2.7E-09	<0.1								
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(16)	4.2E-10	－	－	4.2E-10	<0.1								
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(17)	4.3E-11	－	－	4.3E-11	<0.1								
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(21)	2.5E-09	－	－	2.5E-09	<0.1								
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(22)	3.0E-11	－	－	3.0E-11	<0.1								
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(3)	9.4E-09	1.3E-06	－	1.3E-06	1.7		高圧注水・減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1－2(a)			
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(18)	2.6E-09	－	－	2.6E-09	<0.1								
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(23)	8.3E-09	－	－	8.3E-09	<0.1								
外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	(7)	5.7E-08	5.6E-09	－	6.3E-08	<0.1	全交流動力電源喪失	2.7E-06	3.6	1－2(a)				
サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	(27)	2.0E-08	－	－	2.0E-08	<0.1								
外部電源喪失＋直流電源失敗＋HPCS失敗	(10)	6.0E-12	2.1E-06	－	2.1E-06	2.8								
外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗	(9)	3.0E-10	2.4E-09	－	2.7E-09	<0.1								
サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗	(29)	2.3E-10	－	－	2.3E-10	<0.1								
外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗	(8)	2.0E-10	4.4E-07	－	4.5E-07	0.6								
サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗	(28)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	<0.1								
過渡事象＋RHR失敗	(4)	4.4E-05	5.4E-06	－	4.9E-05	65.1					崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1－2(b)
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	(5)	3.8E-07	2.9E-08	－	4.1E-07	0.5								
外部電源喪失＋DG失敗（HPCS成功）	(19)	6.9E-07	6.4E-08	－	7.5E-07	1.0								
外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）	(20)	3.6E-09	3.3E-10	－	3.9E-09	<0.1								
外部電源喪失＋直流電源失敗（HPCS成功）	(24)	6.9E-10	1.2E-11	－	7.0E-10	<0.1								
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	(25)	9.9E-06	－	－	9.9E-06	13.2								
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	(33)	5.2E-08	－	－	5.2E-08	<0.1								
サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗	(37)	1.7E-06	－	－	1.7E-06	2.3								
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	(11)	8.9E-09	－	－	8.9E-09	<0.1								
サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗（HPCS成功）	(12)	4.1E-06	－	－	4.1E-06	5.4								
サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）	(13)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	<0.1	原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1－2(b)				
中小破断LOCA＋RHR失敗	(31)	7.4E-08	－	－	7.4E-08	<0.1								
大破断LOCA＋RHR失敗	(30)	3.0E-09	－	－	3.0E-09	<0.1								
過渡事象＋原子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	－	1.0E-07	0.1								
サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗	(26)	3.8E-11	－	－	3.8E-11	<0.1								
中小破断LOCA＋原子炉停止失敗	(38)	5.4E-11	－	－	5.4E-11	<0.1								
大破断LOCA＋原子炉停止失敗	(34)	2.2E-12	－	－	2.2E-12	<0.1								
直流電源喪失＋原子炉停止失敗	(14)	－	2.6E-08	－	2.6E-08	<0.1								
交流電源喪失＋原子炉停止失敗	(15)	－	1.4E-08	－	1.4E-08	<0.1								
中小破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(35)	1.5E-11	－	－	1.5E-11	<0.1					LOCA時注水機能喪失	3.2E-10	<0.1	1－2(a)
中小破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(36)	4.6E-12	－	－	4.6E-12	<0.1								
大破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(32)	1.4E-12	－	－	1.4E-12	<0.1								
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA）	(44)	－	3.0E-10	－	3.0E-10	<0.1								
インターフェイスシステムLOCA	(39)	4.8E-10	－	－	4.8E-10	<0.1	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	4.8E-10	<0.1	1－2(b)				
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	(47)	－	－	7.6E-07	7.6E-07	1.0								
最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）	(48)	－	－	3.2E-06	3.2E-06	4.2								
最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	(49)	－	－	1.1E-08	1.1E-08	<0.1								
最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	(50)	－	－	1.7E-08	1.7E-08	<0.1								
原子炉建屋損傷	(40)	－	1.5E-07	－	1.5E-07	0.2								
格納容器損傷	(41)	－	4.1E-09	－	4.1E-09	<0.1								
原子炉圧力容器損傷	(42)	－	2.2E-07	－	2.2E-07	0.3								
格納容器バイパス	(43)	－	3.2E-08	－	3.2E-08	<0.1								
計装・制御系喪失	(45)	－	3.7E-10	－	3.7E-10	<0.1								
防潮堤損傷	(46)	－	－	3.3E-07	3.3E-07	0.4	1－1(a) 以外の事故 シーケンス	－	7.5E-05	100.0	－			
合計		6.1E-05	1.0E-05	4.3E-06	7.5E-05	100.0								

ハッチング：解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接対応せず、全炉心損傷程度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断したものを。

第1-3表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別CDF（/初年）				全CDF ^{※1} に対する割合（%）	グループ別CDF（/初年）	全CDF ^{※1} に対する割合（%）	備考				
				内部事象	地震	津波	合計								
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設）	3.2E-10	4.6E-07	—	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6					
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・原子炉手動減圧	2.0E-10	2.5E-09	—	2.7E-09	<0.1							
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	4.2E-10	—	—	4.2E-10	<0.1							
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・代替格納冷却系	4.3E-11	—	—	4.3E-11	<0.1							
	サポート系喪失（自動停止）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	2.5E-09	—	—	2.5E-09	<0.1							
	サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		・高圧代替注水系 ・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1							
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		・高圧代替注水系 ・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	9.4E-09	1.3E-06	—	1.3E-06	1.7	1.3E-06	1.8					
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		・高圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	2.6E-09	—	—	2.6E-09	<0.1							
全交流動力電源喪失	長期 T B	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・原子炉手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系	5.7E-08	5.6E-09	—	6.3E-08	<0.1	2.7E-06	3.6					
		サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	2.0E-08	—	—	2.0E-08	<0.1							
	T B D	外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗		6.0E-12	2.1E-06	—	2.1E-06	2.8							
	T B U	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	・上記の点線枠内の対策	2.0E-10	4.4E-07	—	4.5E-07	0.6							
		サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+高圧炉心冷却失敗		2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1							
	T B P	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・上記の点線枠内の対策	3.0E-10	2.4E-09	—	2.7E-09	<0.1							
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+RHR失敗		[RHR故障時]	4.4E-05	5.4E-06	—	4.9E-05	65.1	6.6E-05	87.6	全炉心損傷頻度の約99%を炉心損傷防止対策でカバー				
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設）	3.8E-07	2.9E-08	—	4.1E-07	0.5							
	外部電源喪失+DG失敗（HPCS成功）		・低圧代替注水系（常設）	6.9E-07	6.4E-08	—	7.5E-07	1.0							
	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）		・原子炉手動減圧	3.6E-09	3.3E-10	—	3.9E-09	<0.1							
	外部電源喪失+直流電源失敗（HPCS成功）		・代替格納冷却系	6.9E-10	1.2E-11	—	7.0E-10	<0.1							
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）+RHR失敗		・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	9.9E-06	—	—	9.9E-06	13.2							
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗			5.2E-08	—	—	5.2E-08	<0.1							
	サポート系喪失（自動停止）+RHR失敗		[取水機能喪失時] ・原子炉隔離時冷却系	1.7E-06	—	—	1.7E-06	2.3							
	サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		・低圧代替注水系（常設）	8.9E-09	—	—	8.9E-09	<0.1							
	サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗（HPCS成功）		・原子炉手動減圧	4.1E-06	—	—	4.1E-06	5.4							
	サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）		・残留熱除去系	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1							
	中小破断LOCA+RHR失敗		・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	7.4E-08	—	—	7.4E-08	<0.1							
	大破断LOCA+RHR失敗			3.0E-09	—	—	3.0E-09	<0.1							
	原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗		・代替制御棒挿入機能	2.5E-08	7.9E-08	—	1.0E-07				0.1	1.4E-07	0.2	
		サポート系喪失（自動停止）+原子炉停止失敗		・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・はく離水注入系	3.8E-11	—	—	3.8E-11				<0.1			
中小破断LOCA+原子炉停止失敗		・原子炉隔離時冷却系	5.4E-11	—	—	5.4E-11	<0.1								
大破断LOCA+原子炉停止失敗		・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	2.2E-12	—	—	2.2E-12	<0.1								
直流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}		—	—	2.6E-08	—	2.6E-08	<0.1								
交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}		—	—	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1								
LOCA時注水機能喪失	中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}		・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替格納冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	1.5E-11	—	—	1.5E-11	<0.1	2.2E-11	<0.1					
	中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗 ^{※3}			4.6E-12	—	—	4.6E-12	<0.1							
	大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※4}		—	1.4E-12	—	—	1.4E-12	<0.1							
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA		・破損系統を除く原子炉注水機能 ・原子炉手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.8E-10	—	—	4.8E-10	<0.1	4.8E-10	<0.1					
津波浸水による注水機能喪失	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失		・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	—	—	7.6E-07	7.6E-07	1.0	4.0E-06	5.3					
	最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）			—	—	3.2E-06	3.2E-06	4.2							
	最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗			—	—	1.1E-08	1.1E-08	<0.1							
	最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗			—	—	1.7E-08	1.7E-08	<0.1							
	最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗			—	—	—	—	—							
合計				6.1E-05	1.0E-05	4.0E-06	7.5E-05	99.0	7.5E-05	99.0	—				

※1 全CDFは第1-2表で新たな事故シーケンスグループとしての通知は不要と判断した事故シーケンスの炉心損傷頻度を含む。

※2 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル1 P R Aの設定上抽出された事故シーケンスであるが、地震時の卓越した現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、炉内構造物が損傷する加速度に到達する前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生しがたいと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象として取り扱わないと判断した事故シーケンス。

※3 LOCAの破断規模が大きい場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

※4 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

第1-4表 重要事故シーケンス等の選定 (1/2)

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
				a	b	c	d	備考 (a：共通原因故障・系統間機能依存性, b：余裕時間, c：設備容量, d：代表性)	
高圧・低圧注水機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」とし、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスを「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、◎～⑥はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着眼点について「高」と考えた事故シーケンスとして①、②、③、⑤、⑥を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。
	—	②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		低	高	高	低		
	—	③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
	—	④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
	—	⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低		
	—	⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低		
高圧注水・減圧機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・低圧炉心スプレイ系 過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とし、原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」とし、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、②、③はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、③を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。
	—	②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		中	低	低	低		
	—	③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		中	高	高	低		
全交流動力電源喪失	長期T B	◎	①外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	高	低	低	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功していることから、事象進展が遅いため「低」とした。 c. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功しており、原子炉注水設備の必要容量は大きくないため「低」とした。 d. 長期T Bの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. b. c. の着眼点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シーケンスは、②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。
		—	②サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	高	低	低	中		
	T B D T B U	◎	③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）	高	高	高	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗していることから、事象進展が早く余裕時間が短いため「高」とした。 c. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗しており、崩壊熱が高く原子炉注水設備の必要設備容量が大きいため「高」とした。 d. T B D及びT B Uの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. b. c. の着眼点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より、③を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから、④、⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。
		—	④外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）	高	高	高	中		
		—	⑤サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）	高	高	高	低		
	T B P	◎	⑥外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗	高	中	中	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでの余裕時間は、初期の原子炉注水に失敗している事故シーケンスに比べて長いことから「中」とした。 c. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでに崩壊熱がある程度低下することから、原子炉注水設備の必要容量は事象初期に注水に失敗する事故シーケンスに比べて小さいと考えられることから「中」とした。 d. T B Pの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. ～d. の着眼点について、全事故シーケンスに共通であるが、d. の頻度の観点では⑦に比べて⑥の方が支配的となった。 以上より、⑥を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、⑥の事故シーケンスは、⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。
		—	⑦サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗	高	中	中	中		

重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

第1-4表 重要事故シーケンス等の選定 (2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
			a	b	c	d		
崩壊熱除去機能喪失	⑥ ①過渡事象＋RHR失敗	[RHR故障時] ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	備考（a：共通原因故障・系統間機能依存性、b：余裕時間、c：設備容量、d：代表性） a. 外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とするシーケンスは、いずれも全交流動力電源喪失に至るシーケンスであり、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。また、サポート系喪失を起因とするシーケンスは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象、外部電源喪失、サポート系喪失（自動停止）、サポート系喪失（直流電源故障）及びLOCAを起因とするシーケンスは事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスは事象進展が比較的に遅いことから「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点a.と同様に、過渡事象、外部電源喪失、サポート系喪失（自動停止）、サポート系故障（直流電源故障）及びLOCAを起因としているシーケンスを「高」、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスを「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、⑥～⑩はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。また、③、④、⑤、⑨、⑩は電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているものの、代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. の両着眼点について、③と考えたシーケンスとして①～⑤、⑧～⑩を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。
	― ②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗		低	高	高	低		
	― ③外部電源喪失＋DG失敗（HPCS成功）		高	高	高	中		
	― ④外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）		高	高	高	低		
	― ⑤外部電源喪失＋直流電源失敗（HPCS成功）		高	高	高	低		
	― ⑥手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗		中	低	低	中		
	― ⑦手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗		中	低	低	低		
	― ⑧サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗		中	高	高	中		
	― ⑨サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗		中	高	高	低		
	― ⑩サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗（HPCS成功）		高	高	高	中		
	― ⑪サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）		高	高	高	低		
	― ⑫中小破断LOCA＋RHR失敗		低	高	高	低		
	― ⑬大破断LOCA＋RHR失敗		低	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	⑥ ①過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. の着眼点について、⑥はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. の着眼点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。なお、LOCAと原子炉停止失敗が重畳する①、④のCDFはいずれも 1×10^{-10} /炉年未満であり、極めて小さい。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。	
	― ②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗		中	高	高	低		
	― ③中小破断LOCA＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
	― ④大破断LOCA＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
LOCA時注水機能喪失	⑥ ①中小破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. 中小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性がないことから、全て「低」とした。 b. 中小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いことから全て「高」とした。 c. 中小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、必要な設備容量が大きいことから全て「高」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. b. c. の着眼点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。
	― ②中小破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		低	高	高	中		
格納容器バイパス	⑥ ①インターフェイスシステムLOCA	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	―	―	―	―	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「―」とした。 ①を重要事故シーケンスとして選定した。	
津波浸水による注水機能喪失	⑥ ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	中	a. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスでは、建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスでは、除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスについては「高」、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シーケンスについては「低」とした。 逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シーケンスは、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心へ注水が継続されるため、事象初期から注水に失敗している事故シーケンスと比較して、事象進展が遅いため「中」とした。 c. 原子炉建屋内浸水を起因とするシーケンスは、津波防護対策に要求される防護高さも高くなることから「高」とし、最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスは「中」とした。 d. 最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして、津波浸水により建屋内の多くの設備が機能喪失する①を抽出した。 b. の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、③を抽出した。 c. の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①を抽出した。 d. 頻度の観点では②が支配的となった。
	― ②最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）		中	低	中	高		
	― ③最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低		
	― ④最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	中	中	低		

重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功	成功		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
					失敗	過渡事象＋R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)	
			失敗		成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	過渡事象＋R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
			失敗	失敗	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)		
					過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)		
		失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
					失敗	過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)	
				失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
失敗	失敗	過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)					
		過渡事象＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)					

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/7)

手動停止／サポート系喪失（手動停止）	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功			成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)
					成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)
		失敗	成功	失敗		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(16)
						手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(18)
		失敗			成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)
					成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)
		失敗		失敗		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17)

第1-2図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (3/7)

サポート系喪失 (自動停止※)	原子炉停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)
						成功	サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(21)
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(23)
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
	失敗	成功	成功	成功	成功	成功	サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(22)
						失敗	サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—

※ サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価。

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー（4／7）

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	交流電源	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
				H P C S	R C I C			
成功 成功								

50

第1ー2 図 内部事象レベル1 P R Aにおけるイベントツリー（5／7）

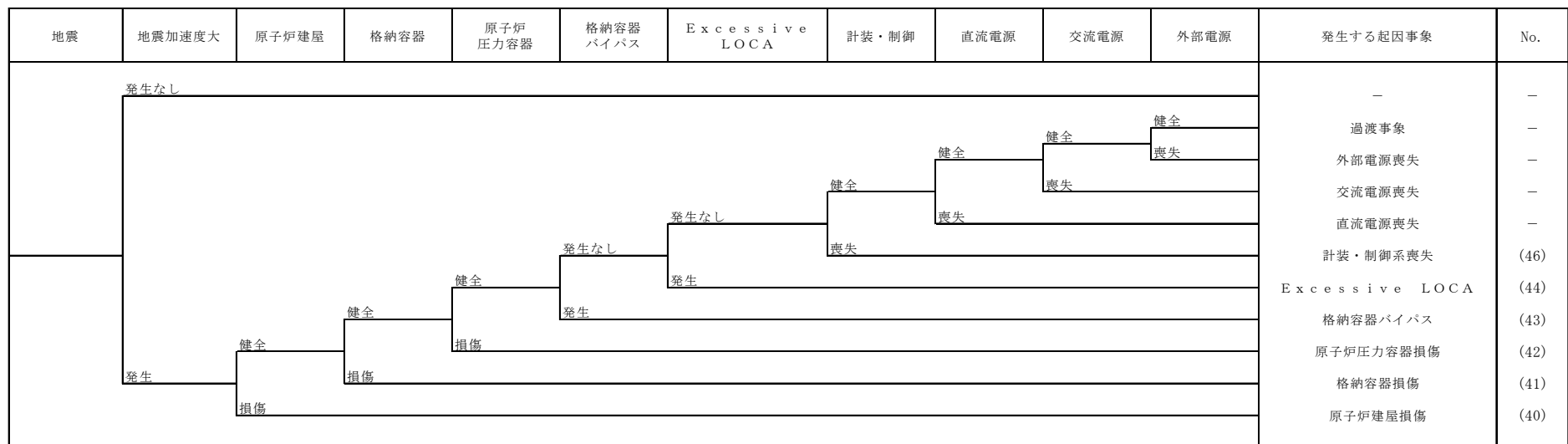
大破断 L O C A	原子炉停止	高压炉心冷却	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
				失敗	大破断 L O C A + R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
				成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
				失敗	大破断 L O C A + R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	失敗	失敗	成功	失敗	大破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	L O C A 時注水機能喪失	(36)
			失敗		大破断 L O C A + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(38)

中小破断 L O C A	原子炉停止	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.	
	成功	成功		成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
					失敗	中小破断 L O C A + R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)	
					成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
						失敗	中小破断 L O C A + R H R 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)
		失敗	成功	失敗		中小破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	L O C A 時注水機能喪失	(32)	
						中小破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	L O C A 時注水機能喪失	(33)	
						中小破断 L O C A + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(35)	

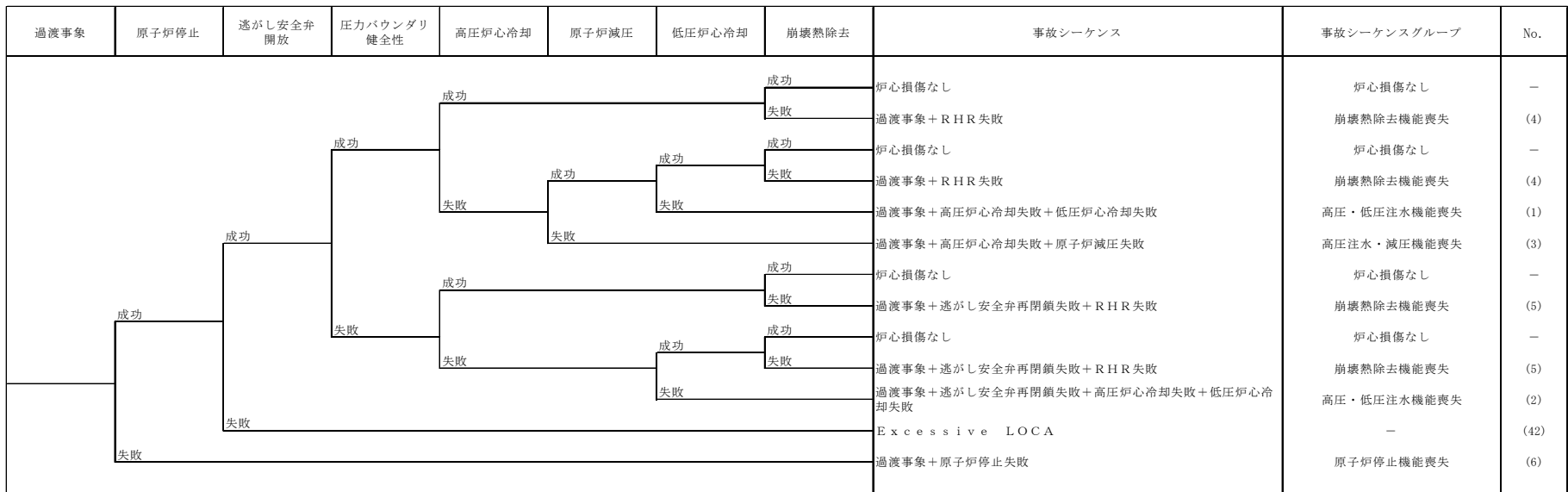
第 1-2 図 内部事象レベル 1 P R A におけるイベントツリー (6/7)

インターフェイスシステム L O C A	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	インターフェイスシステム L O C A	格納容器バイパス (インターフェイス システム L O C A)	(39)

第 1－2 図 内部事象レベル 1 P R Aにおけるイベントツリー (7／7)



第1-3図 地震レベル1 PRAにおける階層イベントツリー



第1-4図 地震レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/3)

交流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁 開放	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
				H P C S	R C I C			
	成功	成功	成功	成功		外部電源喪失＋D G失敗（H P C S成功）	崩壊熱除去機能喪失（T B W）	(11)
				失敗	成功	外部電源喪失＋D G失敗＋H P C S失敗（R C I C成功）	全交流動力電源喪失（長期T B）	(7)
				失敗	失敗	外部電源喪失＋D G失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失（T B U）	(8)
				成功		外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（H P C S成功）	崩壊熱除去機能喪失（T B W）	(12)
				失敗		外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗	全交流動力電源喪失（T B P）	(9)
						E x c e s s i v e L O C A	－	(42)
	失敗	失敗				交流電源喪失＋原子炉停止失敗	交流電源喪失＋原子炉停止失敗	(45)

直流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁 開放	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
			H P C S	R C I C			
	成功	成功	成功		外部電源喪失＋直流電源失敗（H P C S成功）	崩壊熱除去機能喪失（T B W）	(13)
			失敗		外部電源喪失＋直流電源失敗＋H P C S失敗	全交流動力電源喪失（T B D）	(10)
					E x c e s s i v e L O C A	－	(42)
	失敗				直流電源喪失＋原子炉停止失敗	直流電源喪失＋原子炉停止失敗	(45)

第1-4図 地震レベル1 P R Aにおけるイベントツリー（3／3）

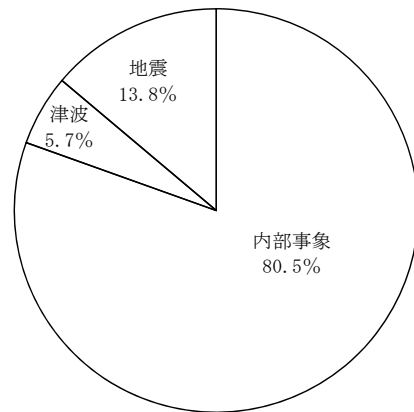
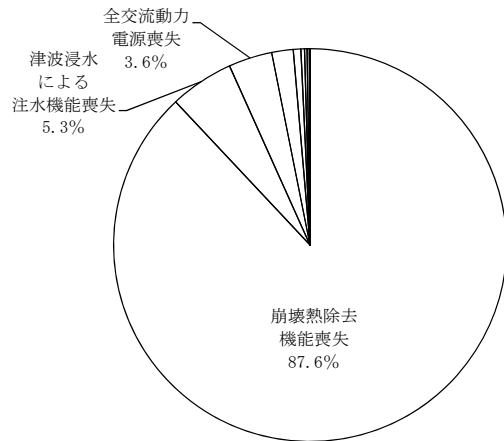
津波 (津波高さ)	防潮堤損傷 (T. P. + 24m～)	原子炉建屋内浸水 (T. P. + 22m～24m)	最終ヒートシンク喪失 (T. P. + 20m～22m)	発生する起回事象	No.
	発生なし	発生なし	発生なし	—	—
		発生	発生	最終ヒートシンク喪失 (T. P. + 20m～22m)	—
				原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 [※] (T. P. + 22m～24m)	(47)
	発生			防潮堤損傷 [※] (T. P. + 24m～)	(46)

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第1-5 図 津波レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功	最終ヒートシンク喪失 (R C I C 成功)	津波浸水による注水機能喪失	(48)
		失敗	最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	津波浸水による注水機能喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による注水機能喪失	(50)

第1-6 図 津波レベル1 P R Aにおけるイベントツリー

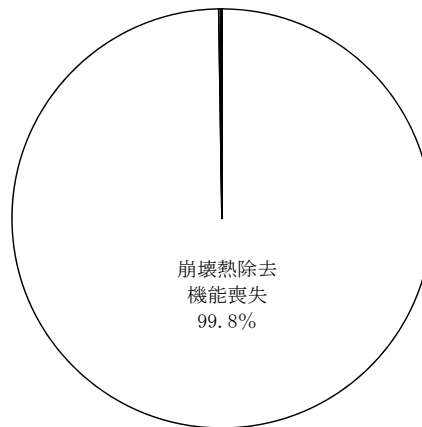


(CDF : 7.5×10^{-5} / 炉年)

事故シーケンスグループ別

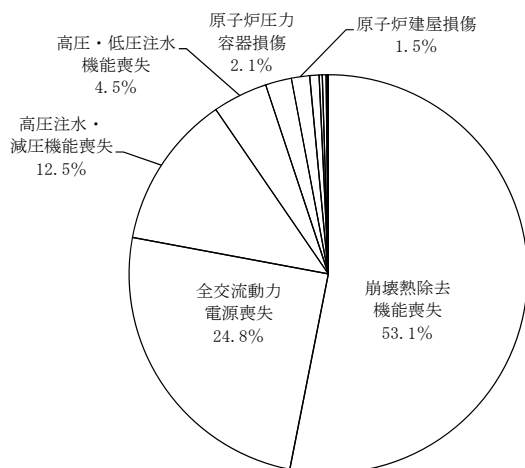
事象別

第1-7図 プラント全体の炉心損傷頻度



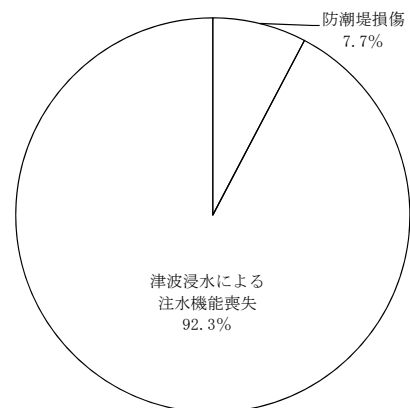
内部事象レベル1 PRA

(CDF : 6.1×10^{-5} / 炉年)



地震レベル1 PRA

(CDF : 1.0×10^{-5} / 炉年)



津波レベル1 PRA

(CDF : 4.3×10^{-6} / 炉年)

第1-8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定における全体プロセスを第2-1図に、全体プロセスの概要を以下に示す。

【概要】

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル1.5 PRAを用いて格納容器破損モードを抽出した。また、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的検討から格納容器破損モードを抽出した。

(2) 抽出した格納容器破損モードの整理

抽出した格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器機能に期待できない格納容器先行破損又は格納容器バイパスに該当するものは、解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。また、解釈に示されている必ず想定する格納容器破損モードに対応しない格納容器破損モードについては、国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた確認を行い、新たな格納容器破損モードとしての追加の要否を検討した。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（PDS）を選定し、その中で最も事象進展が厳しい事故シーケンスを有効性評価における評価事故シーケンスとして選定した。

なお、評価事故シーケンスの選定に当たっては、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事

故シーケンスも含めて実施した。

2.1 格納容器破損モードの抽出

解釈には，格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの個別プラント評価による抽出に関し，以下のとおり示されている。

2－1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷
(格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関する P R A 及び外部事象に関する P R A（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。
- ② その結果，上記 2－1 (a) の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には，想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記 2－1 (b) ① に関して，内部事象レベル 1．5 P R A を用いて格納容器破損モードの抽出を行った。また，P R A が適用可能でないと判断した外部事象については，定性的な検討により発生する

格納容器破損モードの分析を行った。なお，地震レベル 1.5 PRA については，原子炉建屋，格納容器，格納容器隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり，国内でも試解析例はあるものの，定量評価結果の活用には損傷箇所，損傷モード等の精緻化検討が必要であるため，現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断している。実施した格納容器破損モード抽出に係る分析結果を以下に示す。

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1.5 PRA においては，事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析し，格納容器破損モードを抽出した。

具体的には第2-2図のとおり炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破損直後，事故後期の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第2-3図に示すイベントツリーを作成し，格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象レベル 1.5 PRA から抽出された格納容器破損モードを以下に示す。また，各格納容器破損モードにおける定量化結果を第2-1表及び第2-4図に示す。

a. 未臨界確保失敗時の過圧破損（炉心損傷前）

原子炉の未臨界達成に失敗した場合に，原子炉出力が維持されることで，炉心で大量に発生する水蒸気により格納容器圧力が上昇し，格納容器が早期に過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

b. 崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷前）

炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に、崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

c. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

インターフェイスシステム L O C A の発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードとして抽出した。

d. 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心損傷時点で、格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードとして抽出した。

e. 崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし）

炉心損傷後、溶融物の崩壊熱によって発生する水蒸気、溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガス等により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

f. 過温破損（炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし）

炉心損傷後に、溶融物の崩壊熱によって格納容器雰囲気温度が徐々に上昇し、格納容器が加熱されることにより、格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し、格

格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

g． 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力容器が高圧状態で破損し、微粒子化した溶融物が格納容器空間部に飛散することで、格納容器雰囲気が直接加熱されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

h． 原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（ペデスタル）

原子炉圧力容器破損後、溶融物がペデスタル（ドライウェル部）内の冷却水中に落下した場合又はペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物に対して注水を実施した場合に、溶融物と水の接触に伴い水蒸気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性があり、その際に生じる荷重により格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

i． 崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後、サプレッション・プールへの溶融物落下あり）

原子炉圧力容器破損後、ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合、ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され、溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後、サプレッション・プールにおける溶融物の崩壊熱によって発生する水蒸気、及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガス等により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

j． 過温破損（炉心損傷後、サプレッション・プールへの溶融物

落下あり)

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後，溶融物の崩壊熱によって格納容器雰囲気加熱され，格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し，格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

k．原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（サプレッション・プール）

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。溶融物がサプレッション・プールに落下した時に，溶融物と水の接触に伴い水蒸気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性があり，その際に生じる荷重により格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

1．溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後，サプレッション・プールにおける溶融物の

冷却ができない場合，溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，ベースマット溶融貫通に先行してペデスタル（ドライウェル部）側壁の侵食により原子炉圧力容器支持機能が喪失することで格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては，地震時には原子炉建屋損傷等の直接炉心損傷に至る事象が発生した場合に格納容器破損への影響が想定されるが，当該事象については地震レベル 1 P R Aの知見から解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して新たに追加する必要はないと総合的に判断しており，内部事象レベル 1.5 P R Aから抽出した格納容器破損モードに追加すべきものはないと判断した。

また，津波やその他の自然現象については，格納容器が直接損傷する可能性は低く，炉心損傷後の格納容器内の物理現象は内部事象と同等と考えられるため，内部事象レベル 1.5 P R Aから抽出された格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した（別紙 1）。

2.2 抽出した格納容器破損モードの整理

2.2.1 必ず想定する格納容器破損モードとの対応

抽出した格納容器破損モードについて、以下の解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モードとの対応の確認を第2-1表に示すとおり行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

なお、レベル1．5 P R Aより抽出した溶融物がサプレッション・プールへ落下した後に発生する格納容器破損モードについては、ペデスタル（ドライウェル部）床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する格納容器破損モードであること、及び当該格納容器破損モードの防止のためにはペデスタル（ドライウェル部）床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であることを考慮し、解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理した（別紙8）。

また、必ず想定する格納容器破損モードのうち「格納容器直接接

触（シェルアタック）」については，格納容器下部のペデスタル床とドライウエル床の高さが同じ高さで構成されているM a r k－Ⅰ型格納容器に特有の事象であり，東海第二発電所のM a r k－Ⅱ型格納容器では，溶融物が直接ドライウエル壁面に接触しない構造であることから，レベル1．5 P R Aにおいて格納容器破損モードとして考慮していない。（別紙9）

また，必ず想定する格納容器破損モードのうち「水素燃焼」については，東海第二発電所では運転中は格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しており，起因事象発生後24時間のうちに水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいことから，今回のレベル1．5 P R Aでは格納容器破損モードとして考慮していない。ただし，炉心の著しい損傷が起こるような重大事故等時において，実際に長期（事象発生から7日間）にわたって格納容器内雰囲気の水素の可燃限界以下（水素濃度が13vol％以下又は酸素濃度が5vol％以下）に維持可能であることを確認する必要があると考える。そのため，「水素燃焼」については，有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。

2.2.2 追加すべき格納容器破損モードの検討

抽出した格納容器破損モードについて，必ず想定する格納容器破損モードに対応しない以下の(1)～(3)の破損モードが抽出されたため，これらを有効性評価の評価対象とする新たな格納容器破損モードとして追加することの必要性について検討を実施した。

(1) 過圧破損（未臨界確保失敗）

本破損モードはレベル 1. 5 P R A 上の破損モードとして抽出されたが、格納容器先行破損シーケンスである本破損モードは、解釈 1 - 2 (b) に従い炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

したがって、本破損モードを有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

本破損モードはレベル 1. 5 P R A 上の破損モードとして抽出されたが、格納容器先行破損シーケンスである本破損モードは、解釈 1 - 2 (b) に従い炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

したがって、本破損モードを有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A，格納容器隔離失敗）

これらの破損モードは、事象発生と同時に格納容器の隔離機能を喪失している事象であり、格納容器バイパスであるこれらの破損モードに対して講じるべき対策は炉心損傷防止対策となる。このため、これらの破損モードを有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以下にインターフェイスシステム L O C A 及び格納容器隔離失敗について、評価シーケンスに追加する必要はないと判断した理由を示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

本破損モードは、レベル 1. 5 P R A 上の破損モードとして抽出されたが、格納容器バイパスである本破損モードは、解釈 1 - 2 (b) に従い炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)」にて炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

したがって、本破損モードを有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

b. 格納容器隔離失敗

本破損モードは、炉心が損傷した時点で格納容器隔離に失敗している破損モードとして抽出されており、事象の進展に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時点で格納容器が隔離機能を喪失している事象となる。

隔離失敗の原因としては、格納容器貫通部、アクセス部等からの漏えい等の機械的破損や格納容器漏えい試験後の弁の復旧忘れ等の人的過誤が考えられる。これらの隔離失敗を防止するため、定期試験時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考える。

また、今回実施したレベル 1. 5 P R A では、国内 B W R プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、N U R E G / C R - 4 2 2 0 に記載された米国における通常運転時の長期

間の格納容器隔離失敗実績に基づき、本破損モードの格納容器破損頻度（ $6.1\text{E}-10$ ／炉年）を定量化しているが、国内の運転管理実績を考慮すれば、本破損モードの格納容器破損頻度はさらに小さくなると推定される。

以上より、本破損モードは事象の進展に伴い発生するものではなく、事象発生前に格納容器の隔離機能が喪失している事象であり、通常の運転管理において格納容器の状態を確認する運用とすることが対策であること、また、本破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低いことから、重大事故等対処設備の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した（別紙10）。

また、格納容器隔離失敗については、地震レベル1 P R Aにおいても抽出されており、地震レベル1 P R Aでは、地震によって格納容器を貫通する配管が格納容器外で破断する事象を想定している。

しかしながら、地震による配管の破断箇所や破断の程度の組合せを特定することは困難であり、本破損モードについては、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものとする。また、地震レベル1 P R Aの評価から、本破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低いことを確認している。

以上のことから、地震P R Aから抽出される格納容器隔離失敗についても、重大事故等対処設備の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より，P R A の知見等を踏まえ，格納容器破損防止対策の有効性評価において，解釈に基づき想定する格納容器破損モードに追加すべき新たな格納容器破損モードはないと判断した。

2.3 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定している。

評価事故シーケンス選定に当たっては，審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件に示されている，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスの選定を考慮している。

(1) 雰囲気気圧力・温度による静的負荷

過圧及び過温の観点で厳しい事故シーケンスを選定する。また，炉心損傷防止対策における想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の格納容器の機能に期待できるものを包絡するものとする。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力が高く維持される事故シーケンスの中から，減圧までの余裕時間の観点から厳しい事故シーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から厳しい事故シーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点から厳しい事故シーケンスを選定する。東海第二発電所では，運転中，格納容器内を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しており，炉心損傷に伴い水素濃度は容易に可燃限界を超えることから，可燃限界到達の観点では酸素濃度の上昇が律速となる。このため，格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しい事故シーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象に対するプラント挙動を確認する観点から、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」と同じ事故シーケンスを選定する。

上記に基づき、レベル1.5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では、先ず、格納容器破損モードごとに格納容器破損の際の結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、その後、選定したPDSを含む事故シーケンスの中から余裕時間、設備容量及び代表性の観点より評価事故シーケンスを選定することとした。

2.3.1 評価対象とするプラント損傷状態の選定

レベル1.5 PRAでは、レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンスを定量化している。その際、格納容器内の事故進展の特徴を把握するため、「格納容器破損時期」、「原子炉圧力」、「炉心損傷時期」及び「電源の状態」の4つの項目を用いて、レベル1 PRAから抽出された事故シーケンスグループを分類し、分類したものをPDSとして、第2-2表に示すとおり定義した。

上記のPDSの定義に従い、格納容器破損モードごとに余裕時間、設備容量及び格納容器破損モードの発生の観点で最も厳しくなると考えられるPDSを2.3(1)～(5)に示した観点で検討し、評価対象とするPDSを第2-3表に示すとおり選定した。

なお、原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用の P D S 選定については、溶融炉心・コンクリート相互作用の対策であるペDESTAL（ドライウェル部）への事前水張りが与える影響を考慮し、P R A から抽出されない P D S も対象に含めて選定を実施した。また、雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧・過温）の P D S 選定については、過圧・過温の各々において損傷炉心冷却までは同じシーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。

さらに、格納容器破損時期が炉心損傷前に分類されている T W，T B W，T C 及び I S L O C A については、格納容器先行破損又は格納容器バイパスに該当する P D S となることから、解釈の要求事項を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」，「原子炉停止機能喪失」及び「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらの P D S は、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価対象とする P D S として考慮していない。

2.3.2 評価事故シーケンスの選定

2.3.1で格納容器破損モードごとに選定した P D S に属する事故シーケンスを整理し、余裕時間、設備容量及び代表性の観点から評価事故シーケンスを選定した。各格納容器破損モードに対する評価事故シーケンスの選定理由及び選定結果について、第2－4表に示す。

なお、原子炉圧力容器の破損が前提となる「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（D C H）」，「原子炉圧力容器外溶融燃料－

冷却材相互作用（F C I）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）」の格納容器破損モードについては、物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から、一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展する状況を仮定して評価することとする。

また、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるP D Sと主要なカットセットの整理を行い、格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して、今回整備した格納容器破損防止対策が概ね有効であることを確認している（別紙6）。

2.3.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスのうち、格納容器破損防止対策に期待できるものについては、以下の事故シーケンスがある。

① 大破断L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

格納容器破損防止対策の有効性評価における評価シーケンスの選定では、上記シーケンスを含めて選定を実施しており、有効性評価において格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認する。

2.3.4 必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事故シーケンスへの対応

1.2.2で炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の格納容器の閉じ込め

機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で，プラントの損傷規模によっては，使用可能な設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を柔軟に活用することにより，格納容器破損の防止が可能な場合も考えられる。

格納容器の閉じ込め機能が喪失するような深刻な事故が生じた場合は，可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め，敷地外への放射性物質の拡散抑制等を実施し，臨機応変に影響緩和を試みる。

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

レベル1．5 P R Aから抽出した 格納容器破損モード	格納容器 破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)	解釈 2-1 (a) の 必ず想定する 格納容器破損モード	備 考
未臨界確保失敗時の過圧破損 (炉心損傷前)	2. 5E-08	<0. 1	なし	解釈 1-2 (b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷前)	6. 0E-05	99. 8	なし	解釈 1-2 (b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「崩壊熱除去失敗」
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	4. 8E-10	<0. 1	なし	解釈 1-2 (b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)」
格納容器バイパス (格納容器隔離失敗)	6. 1E-10	<0. 1	なし	本破損モードは、事象の進展に伴い発生するものではなく、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、格納容器の隔離機能が喪失する頻度が十分に低いことから、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断
崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷後、サブプレッション・ プールへの溶融物落下なし)	2. 2E-09	<0. 1	雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過圧／過温破 損)	—
過温破損 (炉心損傷後、サブプレッション・ プールへの溶融物落下なし)	7. 9E-08	0. 1		—
高压溶融物放出／格納容器雰囲気 直接加熱	8. 5E-09	<0. 1	高压溶融物放出／ 格納容器雰囲気直接加熱	—
溶融燃料－冷却材相互作用 (ペDESTAL)	2. 2E-14	<0. 1	圧力容器外での溶融燃料 －冷却材相互作用	—
崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷後、サブプレッション・ プールへの溶融物落下あり)	1. 8E-08	<0. 1	溶融炉心・コンクリート 相互作用	M a r k-Ⅱ型格納容器特有の溶融物がサブプレッション・プールへ落下した後に発生する破損モードについては、ペDESTAL (ドライウェル部) 床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する破損モードであること、及び当該破損モードの防止のためにはペDESTAL (ドライウェル部) 床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であることを考慮し、解釈に基づき必ず想定する破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理した。
過温破損 (炉心損傷後、サブプレッション・ プールへの溶融物落下あり)	4. 7E-10	<0. 1		
溶融燃料－冷却材相互作用 (サブプレッション・プール)	2. 5E-09	<0. 1		
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1. 3E-10	<0. 1		
合計	6. 1E-05	100	—	—

注 ハッチングは、格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを示す。

第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義

PDS	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源 無 直流電源 有
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 有
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 無 直流電源 有
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TBW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

注 ハッチングは炉心損傷前に格納容器破損に至る事故シーケンスであることから、解釈1-2（b）に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とするPDSを示す。

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (／炉年)	PDS※2	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)	評価対象となるPDSの選定の考え方	評価対象 PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	2.2E-09	TQUV	—	—	【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・他のPDSと比較して、LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く、事象進展が早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。	LOCA
		TQUX	2.2E-09	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	—	—		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	7.9E-08	TQUX	6.3E-09	8.0	以上より、余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から、LOCAを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	
		長期TB	6.9E-08	86.7		
		TBU	4.2E-09	5.3		
		TBD	5.9E-12	<0.1		
		LOCA	2.1E-11	<0.1		
高压溶融物／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)※1	8.5E-09	TQUX	2.4E-11	0.3	【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】 ・長期TBは事象初期においてRCICによる冷却が有効なPDSであり、減圧までの余裕時間の観点ではTQUX、TBD、TBUの方が厳しい。 ・高压状態で原子炉圧力容器破損に至る点ではTQUX、TBD、TBUにPDS選定上の有意な違いはない。	TQUX
		長期TB	8.5E-09	99.5		
		TBU	1.6E-11	0.2		
		TBD	2.2E-14	<0.1		
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)※1	2.2E-14	TQUV	—	—	【事象(FCIにおける発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から、高压状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはFCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低压破損シーケンス(TQUV、TBP)より小さくなり、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる※3。 ・TBPについて、事象初期のRCICによる一時的な注水を考慮すると、TQUVに比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。	TQUV
		TQUX	2.2E-14	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	2.8E-20	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)※1	2.1E-08	TQUV	3.3E-09	15.7	【事象(MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・MCCIの観点からは、ベデスタル(ドライウェル部)に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低压で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高压状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはMCCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から3時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・FCIとMCCIは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。	TQUV
		TQUX	7.0E-10	3.3		
		長期TB	—	—		
		TBU	1.7E-08	78.5		
		TBP	5.2E-10	2.5		
		TBD	—	—		
水素燃焼	—	LOCA	6.8E-16	<0.1	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル1・5PRAでは水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器において事象進展を緩和できると考えらえる事故シーケンスとして、LOCAとECCS注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、評価シーケンスとしては、LOCA(LOCA+ECCS注水機能喪失)を想定することが適切であると考えられる。	LOCA

※1 DCH、FCI、MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※2 重大事故等対処設備による対応を考慮した場合に当該格納容器破損モードが発生する可能性のあるPDS(格納容器破損頻度は“—”と記載)を含めて記載。

※3 LOCA事象は原子炉冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低压破損シーケンスより少ないため。

第2－4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象としたPDS	該当する事故シーケンス※②	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンスの選定の考え方
帯気気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	L O C A	⑤ 大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※③}	- 低圧代替注水系 (常設) - 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) - 格納容器圧力逃がし装置 - 代替循環冷却系	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断 L O C A と比較し、大破断 L O C A は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断 L O C A と比較し、大破断 L O C A は原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているものの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		② 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※③}		
		③ 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※③}		
帯気気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	L O C A	⑤ 大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗	- 低圧代替注水系 (常設) - 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) - 格納容器圧力逃がし装置 - 代替循環冷却系	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断 L O C A と比較し、大破断 L O C A は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断 L O C A と比較し、大破断 L O C A は原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているものの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		② 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗		
		③ 中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗		
高圧留置物放出／格納容器帯気直接加熱 (DCH) ^{※①}	T Q U X	⑤ 1 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH	・ 原子炉手動減圧	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①～⑤は起因事象が異なるものの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		② 手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH		
		③ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH		
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (F C I) ^{※①}	T Q U V	⑤ 1 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}	ベDESTAL (ドライウェル部) の水位を約1mに維持する手段	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要となる設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス①、③、⑤が代表性を有する。①、③、⑤は起因事象が異なるものの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。
		② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}		
		③ 手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}		
		④ 手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}		
		⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}		
		⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ベDESTAL) ^{※④}		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCC I) ^{※①}	T Q U V	⑤ 1 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)	格納容器下部注水系 (常設)	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要となる設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス①、③、⑤が代表性を有する。①、③、⑤は起因事象が異なるものの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。
		② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)		
		③ 手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)		
		④ 手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)		
		⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)		
		⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却失敗 (ベDESTAL)		
水素燃焼	L O C A	—	窒素置換による格納容器帯気の不活性化	【事象 (酸素濃度上昇) の厳しさ】 ・ ジルニウム・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・ 格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・ 重大事故等対策施設によって炉心損傷を防止できるPDSについても、事象発生後の格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点でL O C A と大きく異なるPDSについては、有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。

⑤ 選定した評価事故シーケンス

※① DCH、FCI、MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対策施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対策施設による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※② 各シーケンスの斜体で示した部分は炉心損傷に至る事故シーケンス、それ以外の部分は炉心損傷後の事故シーケンスを示す。

※③ PDSがLOCAに該当する事故シーケンスでは、炉心及びベDESTAL (ドライウェル部) への注水機能が喪失し、デブリ冷却に必ず失敗するため過温破損に至る事故シーケンスは抽出されないが、過温破損の対策となる重大事故等対策施設による圧力容器 (損傷炉心) への注水 (デブリ冷却) を考慮して評価事故シーケンスを選定する。

※④ PDSがTQUVに該当する事故シーケンスでは、ベDESTAL (ドライウェル部) への注水機能が喪失するためFCIが発生する事故シーケンスは抽出されないが、MCCI対策である事前水張りによりFCIが発生する可能性を考慮して評価事故シーケンスを選定する。

左記のとおり、過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水 (損傷炉心冷却) の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。

＜(1) 格納容器破損モードの抽出＞

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈 2-1 (b) の格納容器破損モード)

＜個別プラントの確率論的リスク評価（PRA）＞
・内部事象

＜PRAに代わる方法による評価＞
・外部事象
⇒現段階で適用可能ではないと判断

＜格納容器破損モード別の破損頻度結果＞

[illegible]

計	12-03	100	—

注：なお、この交付金総額は、財政年度毎に交付金の交付対象年度で異なる。なお、この交付金

＜(2)抽出した格納容器破損モードの整理＞

必ず想定する格納容器破損モード
(解釈 2-1(a)の格納容器破損モード)

解釈2-1(a)を適用するもの

- ・ 零雰囲気圧力・温度による静的負荷
(格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼※
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

※ P R Aでは定性的な判断により評価対象外とした。

解釈 2-1(a)の適用を除外したもの

- ・格納容器直接接触（シェルアタック）
⇒格納容器の構造上、対象外と判断

解釈 2-1(a)以外の格納容器破損モード

- ・過圧破損（未臨界確保失敗）
- ・過圧破損（崩壊熱除去失敗）
- ・格納容器バイパス
（インターフェイスシステムLOCA）

- ・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

＜(3)評価シーケンスの選定※＞

1. 格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（PDS）を選定
2. 選定されたPDSに属する事故シーケンスから格納容器破損モードの発生の観点で厳しいシーケンスを評価シーケンスとして選定

格納容器破損防止対策 の有効性評価

※ 格納容器破損防止対策の評価シーケンス選定では、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスも対象に含めて実施する。

炉心損傷防止を図る シーケンスの確認

炉心損傷後の格納容器機能に期待できないため、解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認

炉心損傷防止対策の 有効性評価

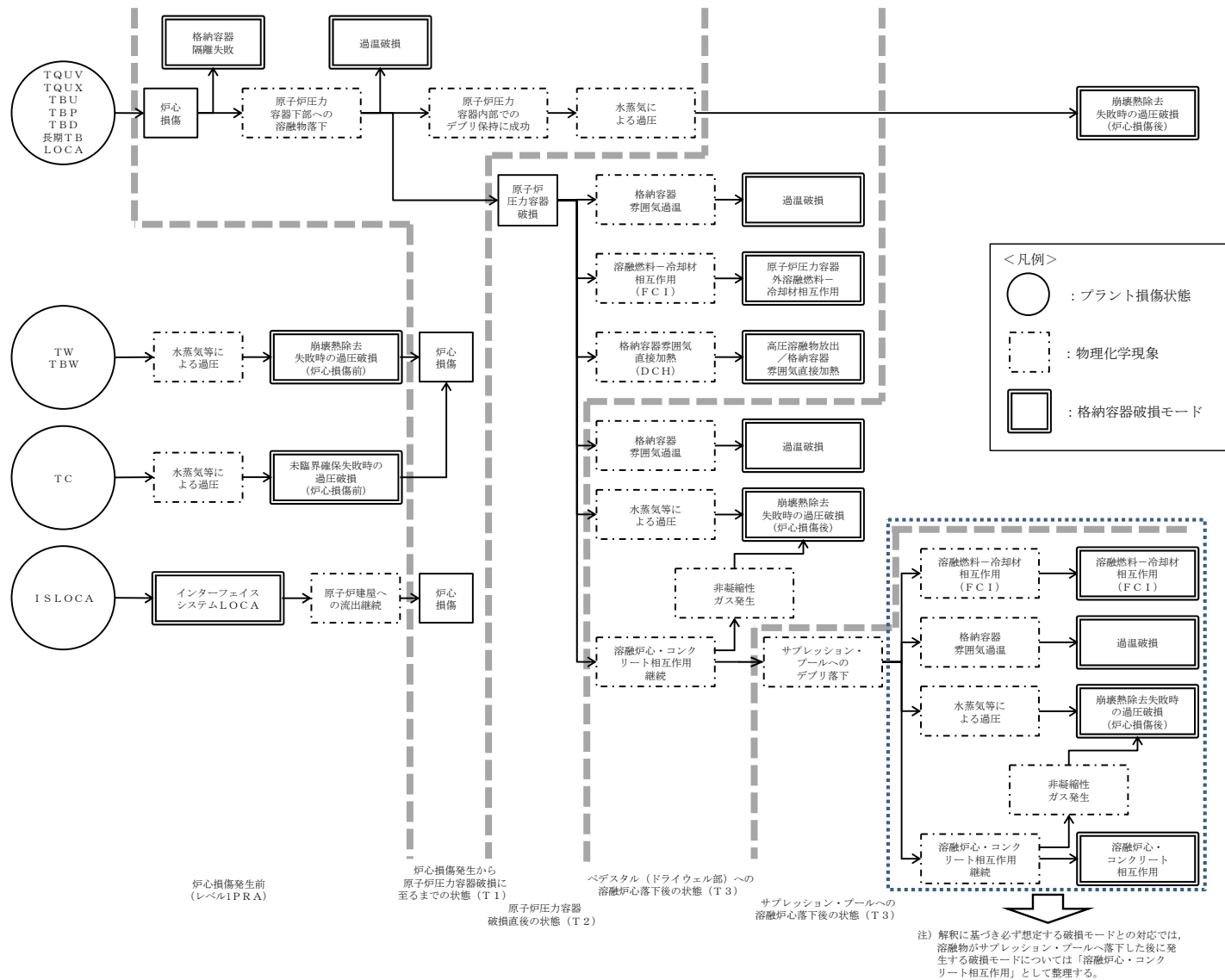
＜プラント個別に追加すべき格納容器破損モードの確認＞

「解釈 2-1(a)の格納容器破損モードと頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断」

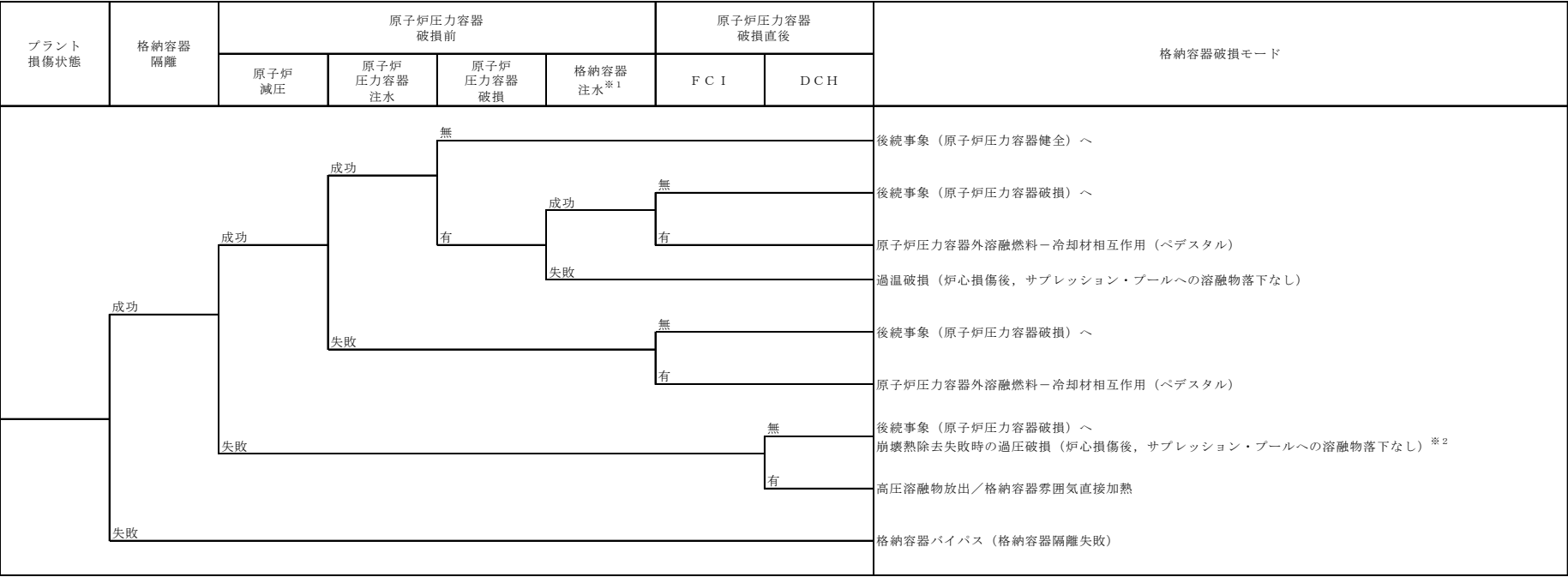
- ・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

事象の進展に伴い発生するものでなく、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、格納容器の隔離機能が喪失する頻度が十分に低いことから追加する必要はないと判断

第2-1図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



第2-2図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



F C I：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

D C H：格納容器雰囲気直接加熱

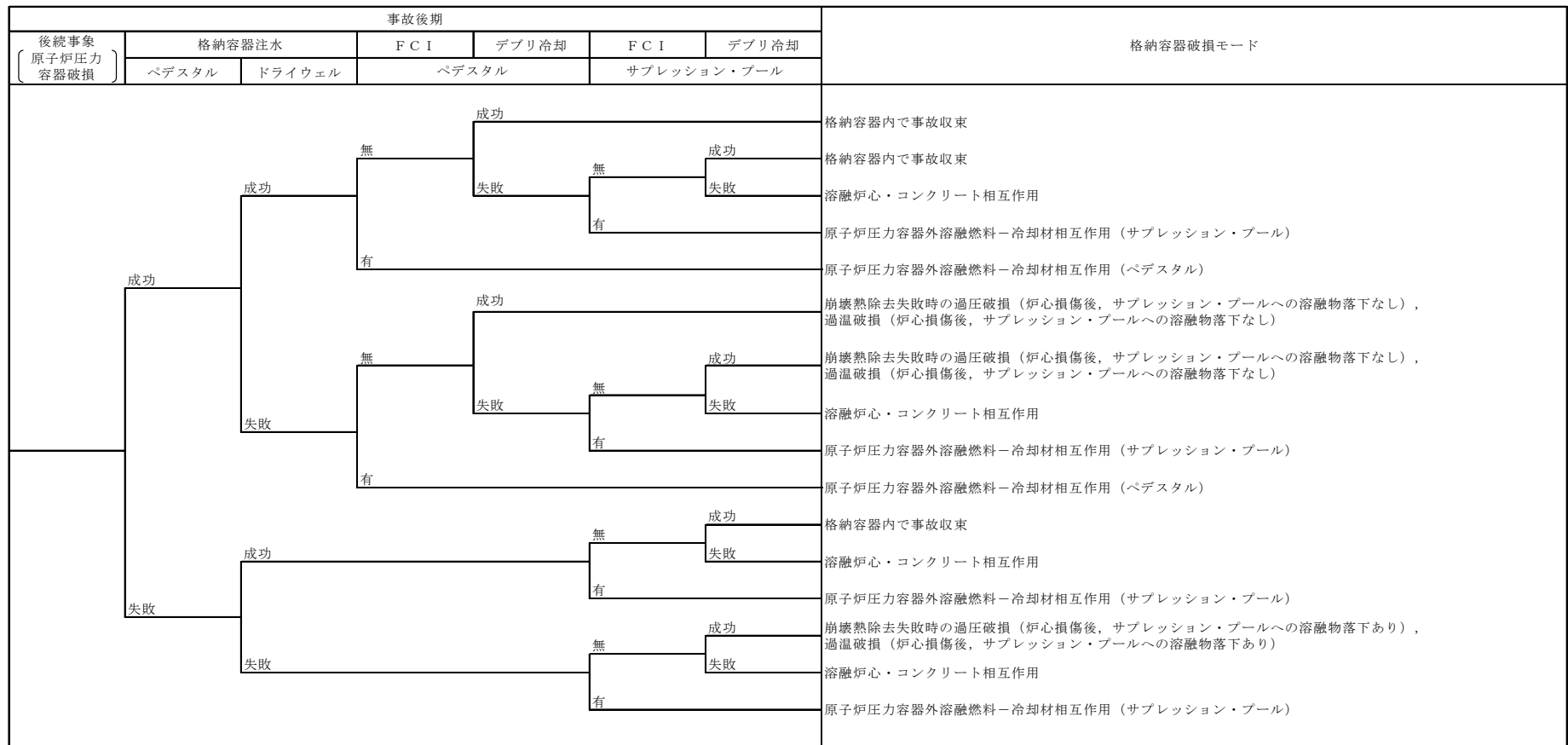
※1 L O C Aシーケンスは，格納容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため，本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮した。

※2 長期T Bシーケンスは，原子炉圧力容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る。

第2－3図 内部事象レベル1． 5 P R Aにおけるイベントツリー（1／3）

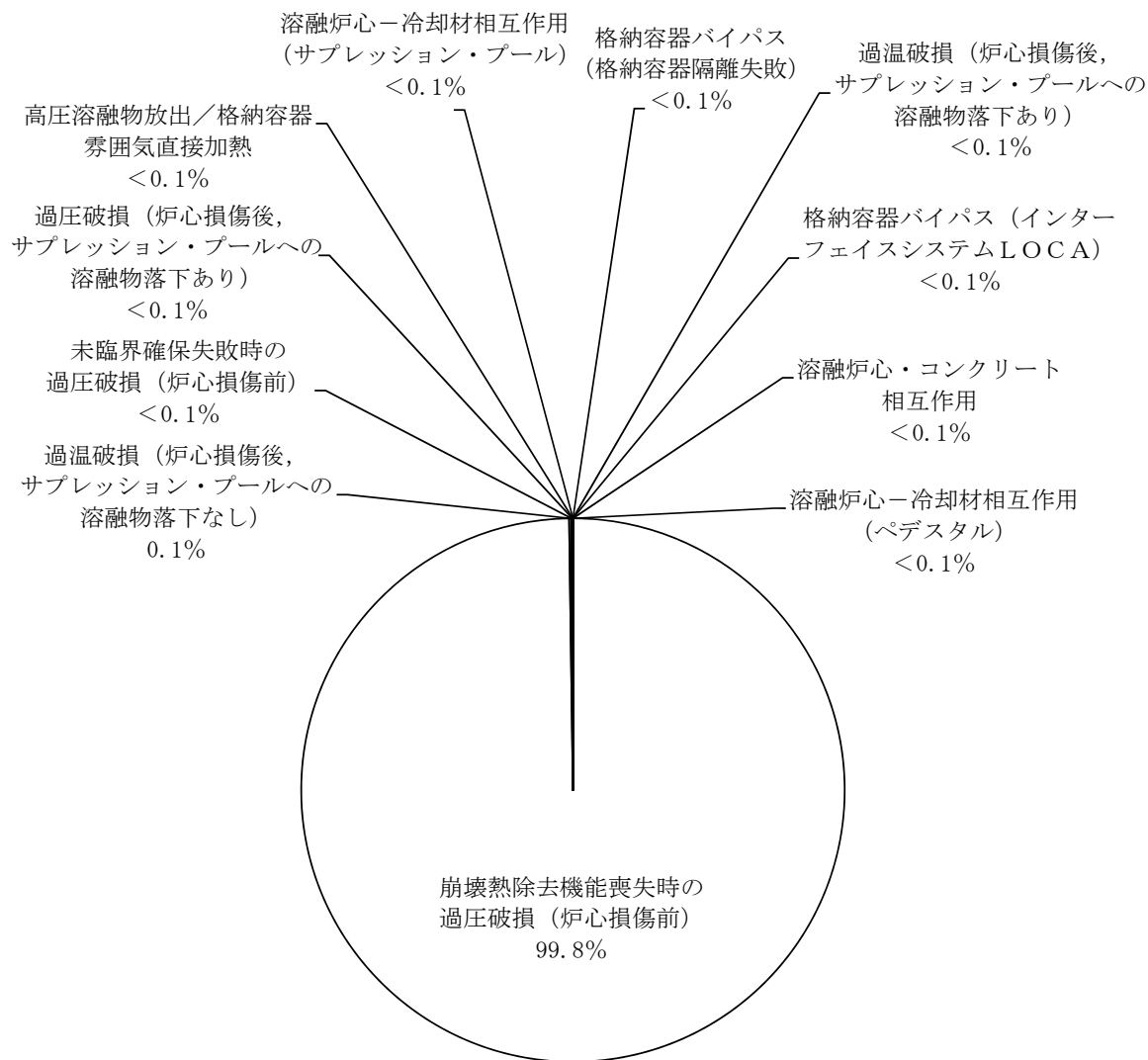
事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔原子炉圧力容器健全〕	格納容器注水	
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束 崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし)
	失敗	

第2-3図 内部事象レベル1. 5 P R Aにおけるイベントツリー (2/3)



F C I：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第2－3図 内部事象レベル1．5 P R Aにおけるイベントツリー（3／3）



格納容器破損頻度 : 6.1×10^{-5}

第2-4図 格納容器破損モードごとの寄与割合

3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンスの選定について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定における全体プロセスと実施結果の概要を第3-1図に、全体プロセスの概要を以下に示す。

【概 要】

(1) 事故シーケンスの抽出

運転停止中における内部事象レベル1 P R A 及び P R A を適用できない外部事象についての定性的検討から事故シーケンスを抽出した。

(2) 抽出した事故シーケンスの整理

抽出した事故シーケンスについて、解釈に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの比較検討・分類を実施した。

(3) 重要事故シーケンスの選定

有効性評価の対象とする事故シーケンスグループごとに「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「停止時審査ガイド」という。）」に記載の観点（余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1 事故シーケンスの抽出

解釈には、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり示されている。

4 - 1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
(R H R の故障による停止時冷却機能喪失)
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉冷却材の流出
- ・ 反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ①個別プラントの停止時に関する P R A (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。
- ②その結果、上記 4 - 1 (a) の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記 4 - 1 (b) に関して、内部事象停止時レベル 1 P R A を実施し、事故シーケンスグループの抽出を行った。

停止時 P R A においては、施設定期検査中はプラントの状態が大きく変化することから、原子炉の水位・温度・圧力、崩壊熱除去等に対する余裕時間及び使用可能な設備の組合せ等によって、評価対

象期間をいくつかのプラント状態を分類して評価する。分類したプラント状態を，状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第3－2図に示す。また，今回の停止時P R Aにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程を第3－3図に示す。

停止時P R Aにおいては，原子炉の運転停止中の各プラント状態において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象をマスターロジックダイアグラム及び過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し，ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第3－4図のイベントツリーで分析することにより，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

停止時P R Aより抽出した事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3－1表，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3－5図に示す。

3.2 抽出した事故シーケンスの整理

3.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

第 3-1 表に示す停止時 P R Aにより抽出した各事故シーケンスについて、緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び燃料損傷に至る要因の観点で必ず想定する事故シーケンスグループに対応する(1)から(3)の事故シーケンスとして整理した。

(1) 崩壊熱除去機能喪失

運転中の残留熱除去系の故障が発生した後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈 4-1(a)に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の電源確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生後に、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗により、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈 4-1(a)に記載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により原子炉冷却材が系外に流出後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈 4-1(a)に記載の「原子炉冷却材の流出」に分類する。

なお、必ず想定する事故シーケンスグループのうち「反応度の誤投入」については、プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はないこと、万一反応度事故が起こり臨界に至った

場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい損傷に至ることは考え難いことから、今回の停止時 P R A では考慮していない。

ただし、万一上記のような反応度事故が起こった場合においても、実際に局所的な事象で収束し、燃料の著しい損傷に至らないことを確認するため、「反応度の誤投入」については、有効性評価の評価対象とする事故シーケンスグループとした。

3.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施した P R A では、緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び燃料損傷に至る要因の観点で解釈 4 - 1 (a) に示されている必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスは抽出されなかった。そのため、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループに追加すべき新たな事故シーケンスグループはないと判断した。

3.3 重要事故シーケンスの選定

3.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンスの選定に当たっては、審査ガイドに記載の3つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- b. 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。
- c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 余裕時間の観点

余裕時間について、燃料損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、燃料損傷に至る時間が短い事故シーケンスを余裕時間が短いと評価した。燃料損傷までの余裕時間を第3-2表に示す。

b. 設備容量の観点

設備容量について、燃料損傷防止に際して、喪失した安全機能に係る対策の設備容量が大きくなる事故シーケンスを設備容量が大きいと評価した。

c. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

代表性について、各事故シーケンスグループにおいて炉心損傷頻度が大きく、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを代表性が高いと評価した。

3.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

3.3.1の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由及び選定結果について、第3-3表及び以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失

i) 事故シーケンス

① 残留熱除去系の故障（RHR喪失）

+ 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

② 残留熱除去系の故障（RHR S喪失）

+ 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

③ 外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、運転中の残留熱除去系に故障等が発生した後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し、燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

ii)の特徴を有する事故シーケンスの対応として、以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・ 待機中の残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

① 残留熱除去系の故障（RHR喪失）

+ 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

(2) 全交流動力電源喪失

i) 事故シーケンス

①外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

②外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の電源確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生後に、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

ii)の特徴を有する事故シーケンスの対応として、以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・常設代替直流電源設備
- ・常設代替高圧電源装置
- ・低圧代替注水系（常設）

iv) 選定した重要事故シーケンス

①外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、直流電源が喪失する②のシーケンスについては、炉心損傷頻度が低く、iii)に示した対策により①のシーケンスと同様に燃料損傷防止が可能であり、さらに可搬型代替直流電源設

備による非常用ディーゼル発電機の起動による対応にも期待できることから選定しない。

(3) 原子炉冷却材の流出

i) 事故シーケンス

①原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

②原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

③原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

④原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

i)に含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により原子炉冷却材が系外に流出後、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

ii)の特徴を有する事故シーケンスの対応として、原子炉冷却材の流出を補う、以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・待機中の残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

①原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

v) 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。また、事象発生時の原子炉水位については、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、通常水位の状態でR H R切替時のL O C Aが発生することを想定する。

なお、流出流量の大きい③（C R D点検時L O C A）、④（L P R M点検時のL O C A）のシーケンスについては、L O C Aによる流出流量と比較して、燃料損傷防止対策となる待機中のE C C S・低圧代替注水系（常設）の設備容量が十分大きいこと、作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であるため認知が容易であることから選定しない。また、②のシーケンスについては、原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウェル水位は適宜監視されており、中央制御室の運転員の他にN R / Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高を認知することができるため、認知が容易であることから選定しない。

(4) 反応度の誤投入

i) 事故シーケンスグループの特徴

反応度事故により、燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。本評価では、代表性の観点から、停止余裕検査や冷温臨界試験等の制御棒が2本以上引き抜ける試験において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。

ii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

i) の特徴を有する事故シーケンスの対応として、以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

- ・ 起動領域モニタペリオド短々（10 秒）による原子炉自動スクラム

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で、主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している（別紙6）。

第3－1表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)		シーケンス 別 C D F (／施設定期検査)	全 C D F に対する 寄与割合 (%)	グループ別 C D F に対する 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループ別 C D F (／施設定期検査)	全 C D F に対する 寄与割合 (%)
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策					
崩壊熱除去 機能喪失	①残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※ ¹	・ 緊急用海水系 （RHR S 喪失時）	9.9E-07	20.0	69.5	1.4E-06	28.8
	②残留熱除去系の故障（RHR S 喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ <u>待機中の E C C S</u> <u>（残留熱除去系（低圧注水系）※²）</u>	1.2E-07	2.5	8.7		
	③外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗		・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 消火系，補給水系※ ³	3.1E-07	6.3	21.8		
全交流動力 電源喪失	①外部電源喪失＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・ <u>常設代替高圧電源装置</u> ・ <u>常設代替直流電源設備</u> ・ 可搬型代替直流電源設備（DG起動に使用） （直流電源失敗時）	3.5E-06	71.1	100.0	3.5E-06	71.1
		崩壊熱除去機能※ ¹	・ 緊急用海水系					
	②外部電源喪失＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ <u>低圧代替注水系（常設）</u> <u>（交流電源復旧後）</u> ・ 常設代替注水系（可搬型） ・ 消火系※ ³	1.3E-10	<0.1	<0.1		
原子炉冷却材 の流出	①原子炉冷却材の流出（RHR切替時の L O C A） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ <u>待機中の E C C S</u> <u>（残留熱除去系（低圧注水系））</u> ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 消火系，補給水系※ ³	8.3E-11	<0.1	44.6	1.9E-10	<0.1
	②原子炉冷却材の流出（C U Wブロー時の L O C A） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			5.8E-11	<0.1	31.2		
	③原子炉冷却材の流出（C R D点検時の L O C A） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			4.5E-11	<0.1	24.2		
	④原子炉冷却材の流出（L P R M点検時の L O C A） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			9.8E-14	<0.1	<0.1		
合計		－		5.0E-06	100.0	－	5.0E-06	100.0

※1 停止時においては崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる。

(原子炉建屋 (原子炉開放時) 又は格納容器 (原子炉未開放時) へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する。)

※2 停止時 P R A の評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加した。

※3 重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備である。

第3-2表 燃料損傷までの余裕時間 (1/2)

(a) 「崩壊熱除去機能喪失」, 「全交流動力電源喪失」 の場合

P O S	プラント状態の推移	原子炉水位	燃料損傷までの 余裕時間 (h) ※1
S	原子炉冷温停止への移行状態	通常水位	4.1
A	P C V / P R V 開放への移行状態		6.0
B 1	原子炉ウエル満水状態	原子炉ウエル満水	54.7
B 2			92.4
B 3			109.3
B 4			157.7
B 5			177.3
B 6			203.0
C 1	P C V / P R V 閉鎖への移行状態	通常水位	37.6
C 2			40.1
D	起動準備状態		42.8

※1 原子炉ウエル満水状態における余裕時間の評価は、燃料の取出状態に関わらず、以下のとおり保守的な仮定を基に評価。

崩壊熱 : 炉心及び使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱を考慮

保有水量 : 原子炉側のみの水量を考慮 (使用済燃料プールの保有水量を含めない。)

第 3-2 表 燃料損傷までの余裕時間 (2/2)

(b)「原子炉冷却材の流出」の場合

事故シーケンス	P O S	原子炉水位	燃料損傷に至るまでの保有水量 (m ³) ※2	冷却材流出流量 (m ³ /h)	燃料損傷までの余裕時間 (h)
R H R 切替時の L O C A	B	原子炉ウェル満水			22.7
	C, D	通常水位			3.5
C U W ブロー時の L O C A	C, D	通常水位			3.5
C R D 点検時の L O C A	B	原子炉ウェル満水			5.5
L P R M 点検時の L O C A	B	原子炉ウェル満水			12.1

※2 原子炉ウェル満水状態における保有水量は、原子炉側のみの水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。）。

なお、崩壊熱による原子炉冷却材の減少については、崩壊熱による水温上昇により蒸発が開始するまでに、原子炉冷却材の流出による水位低下により燃料損傷に至ることから考慮しない。

第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定

事故シーケンスグループ	事故シーケンス		対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)		着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方			選定した重要事故シーケンスと選定理由
			燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	◎	①残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{※1}	・緊急用海水系（RHR喪失時）	低	低	高	a. 余裕時間については、シーケンス間で差異がなく、異常の認知及び待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の起動といった緩和措置の実施に掛かる時間を保守的に見積もった時間（約2時間）に比べて十分な余裕時間がある（最も短いPOS－Sにおいても約4.1時間であり、その他のPOSではさらに余裕時間が見込める）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については、シーケンス間で差がなく、待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605m ³ /h、低圧代替注水系（常設）：378m ³ /h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなPOS－Sにおいても約50m ³ /h）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 c. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。
	－	②残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	低	中	
	－	③外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS（ <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> ^{※2} ） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系、補給水系 ^{※3}	低	低	中	
全交流動力電源喪失	◎	①外部電源喪失 ＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備（DG起動に使用）（直流電源失敗時）	低	低	高	a. 余裕時間については、シーケンス間で差異がなく、常設代替直流電源設備、常設代替高圧電源装置による給電、低圧代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施に掛かる時間（約2分）に比べて十分な余裕時間がある（最も短いPOS－Sにおいても4.1時間であり、その他のPOSではさらに余裕時間が見込める）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については、シーケンス間で差がなく、待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605m ³ /h、低圧代替注水系（常設）：378m ³ /h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなPOS－Sにおいても約50m ³ /h）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 c. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。
	－	②外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{※1}	・緊急用海水系	低	低	高	
	－		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（ <u>交流電源復旧後</u> ） ・常設代替注水系（可搬型） ・消火系 ^{※3}	低	低	低	
原子炉冷却材の流出	◎	①原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS（ <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> ） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系、補給水系 ^{※3}	高	低	高	a. 燃料損傷までの余裕時間が最も短いシーケンス（①RHR切替時、②CUWPロー時：3.5時間）を「高」、最も長いシーケンス（④LPRM点検時：12.1時間）を「低」、それ以外のシーケンス（③CRD点検時：5.5時間）を「中」とした。 b. 流出流量が多い程、燃料損傷回避のために必要な注水設備の容量が大きくなることを考慮し、冷却材流出流量が最も多いシーケンスを「高」、最も少ないシーケンスを「低」、それ以外のシーケンスを「中」とした。 c. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。
	－	②原子炉冷却材の流出（CUWPロー時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			高	低	中	
	－	③原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	高	中	
	－	④原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	中	低	
反応度の誤投入	◎	制御棒の誤引き抜き ^{※4}	安全保護機能	・安全保護系（ <u>起動領域計装の原子炉出力ベリオド短（10秒）信号による原子炉スクラム</u> ）	－	－	－	代表性の観点から停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認識できずに臨界に至る事象を想定する。

◎：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

※1 停止時には崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止。
（原子炉建屋（原子炉開放時）又は格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する。）
※2 停止時PRAの評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加。
※3 重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備。
※4 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したものを。

＜(1) 事故シーケンスの抽出＞

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈4-1(b)のシーケンスグループ)

＜個別プラントの確率論的リスク評価（PRA）＞
・ 内部事象

＜事故シーケンスグループ抽出・炉心損傷頻度算出結果＞

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	シーケンス開始に付する シナリオ発生頻度 (1/a)	事故シーケンスに付する 炉心損傷頻度 (1/b)	事故シーケンスグループに付する 炉心損傷頻度 (1/c)	事故シーケンスグループに付する 炉心損傷頻度 (1/d)
崩壊熱除去機能喪失	1. 崩壊熱除去系の故障 (RHR系喪失) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.3E-07	21.3	79.9	1.2E-06
	2. 崩壊熱除去系の故障 (RHR系喪失) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	2.7	9.4	
	3. 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.4E-07	3.3	12.9	
全交流動力電源喪失	1. 全交流動力電源喪失 → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.4E-06	72.7	106.9	3.4E-06
	2. 全交流動力電源喪失 → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-06	16.1	16.15	
	3. 全交流動力電源喪失 → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-06	16.1	16.15	
原子炉冷却材の流出	1. 原子炉冷却材の流出 (RHR系故障時のLOC) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	6.8E-11	0.1	36.1	1.1E-10
	2. 原子炉冷却材の流出 (CUB系故障時のLOC) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.9E-11	0.1	34.2	
	3. 原子炉冷却材の流出 (CUB系故障時のLOC) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-11	0.1	6.8	
	4. 原子炉冷却材の流出 (LPRM故障時のLOC) → 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.4E-14	0.1	0.15	
合計		4.7E-06	109.9	—	4.7E-06

＜(2) 抽出した事故シーケンスの整理＞

必ず想定する事故シーケンスグループ
(解釈4-1(a)のシーケンスグループ)

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
(RHRの故障による停止時冷却機能喪失)
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉冷却材の流出
- ・ 反応度の誤投入※

※ 停止時PRAでは評価対象外

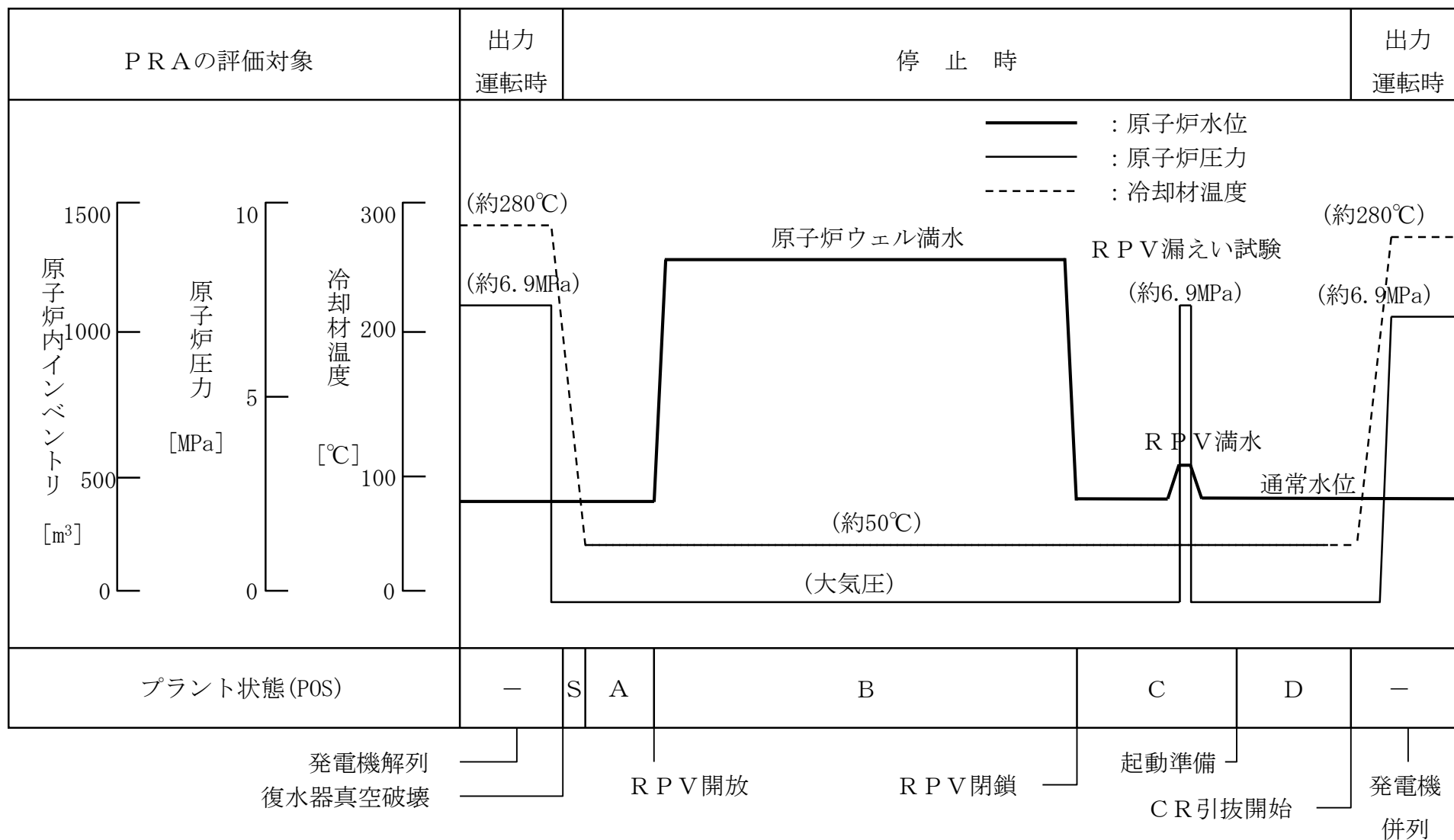
＜(3) 重要事故シーケンスの選定＞

審査ガイドに従い、
事故シーケンスグループごとに
重要事故シーケンスを選定



燃料損傷防止対策の
有効性評価

第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



第3-2図 施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
日数		1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
代表水位		通常水位		原子炉ウエル満水						通常水位		
CRD点検												
LPRM点検												
除熱系	RHR-A											
	RHR-B											
注水系	CST-A											
	CST-B											
	HPCS											
	LPCS											
	LPCI-A											
	LPCI-B											
	LPCI-C											
補機冷却系	RHRS-A											
	RHRS-B											
電源系	DG-2C											
	DG-2D											
	HPCS-DG											

※1 RHR蒸気凝縮配管撤去のため、RHR-B待機除外

※2 RHR-A系統圧力上昇による点検のため、RHR-A待機除外

※3 HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため、HPCS-DG待機除外

■ : 運転 ■ : 待機 □ : 待機除外

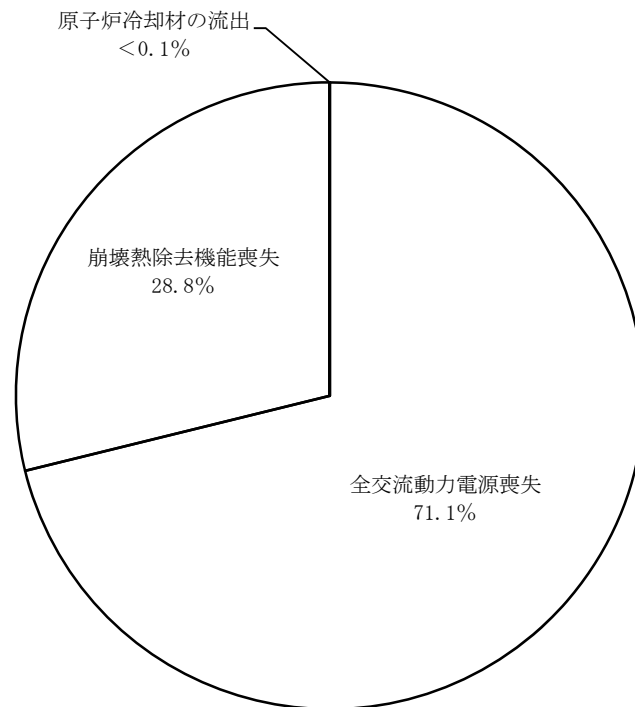
第3-3図 停止時PRAにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程

残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 残留熱除去系の故障（RHR S喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

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

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

第3－4図 停止時PRAにおけるイベントツリー



(C D F : 5.0×10^{-6} / 施設定期検査)

第3-5図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

4. 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したP R Aの実施プロセスについて

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際して適用可能としたP R Aは、一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に実施し、各実施項目について「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。

また、今回のP R Aの評価プロセスの確認及び更なる品質向上を目的として、専門家によるピアレビューを実施した。その結果、今回実施したP R Aにおいて、事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての
外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループの選定に際しては、「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」（以下「解釈」という。）に、「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（P R A）及び外部事象に関する P R A（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。」と記載されている。

今回の申請に当たって、外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあると判断した地震、津波を対象に出力運転時レベル 1 P R A を実施した。

内部溢水、内部火災及びその他外部事象に関するレベル 1 P R A 及び外部事象レベル 1 . 5 P R A 並びに停止時レベル 1 P R A については、P R A 手法の確立に向けた検討が進められている段階、又は現実的な定量評価の実施に向けて必要なデータ整備を進めていく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないと判断し、「それに代わる方法」として、これら外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について以下のとおり整理した。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に係る検討

1.1 内部溢水、内部火災の影響

今回は P R A の適用を見合わせたが、内部溢水、内部火災についてはレベル 1 P R A の手法確立・個別プラントへの展開に係る検討

作業がある程度進んでいる。このことを踏まえ、P R Aを念頭にして、内部溢水、内部火災の発生によって誘発される可能性がある起
因事象を、定性的な分析によって抽出した。抽出結果を表1に示
す。

表1に示す起因事象が発生した場合、屋内に設置されている安全
機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性があるが、これらに起
因する事故シーケンスは、同機器のランダム故障・誤操作を想定す
る内部事象出力運転時レベル1 P R Aにおいて評価対象とした起
因事象に含まれている。

また、設計基準対象施設によって、内部溢水、内部火災の影響拡
大防止が図られることで、異なる区画等、広範囲における重疊的な
安全機器の同時機能喪失発生を防止できると考える。

したがって、内部溢水・内部火災に起因した炉心損傷頻度の定
量化には上記の課題が残るものの、定性的な起因事象の抽出結果から
想定される事故シーケンスは、内部事象出力運転時レベル1 P R A
の検討から得られる事故シーケンスの一部として分類できるため、
新たに追加が必要となる事故シーケンスグループが発生する可能性
は低いと考える。

1.2 その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては、解釈第6条第2項に自然現象、及び
第8項に外部人為事象として、具体的に以下が記載されている。

第 6 条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 2 第 1 項に規定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

- 8 第 3 項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」とは、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

これらの地震、津波を除く各種自然現象及び外部人為事象がプラントに与え得る影響について、設計基準及びそれを超える場合、現象等の重畳を含めて定性的に分析した結果を添付1に示す。

地震、津波以外の自然現象及び外部人為事象について、起因事象発生の可能性を検討した結果、出力運転時を対象として実施した内部事象、地震及び津波レベル 1 P R A にて抽出した起因事象を誘発する要因による事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2. 格納容器破損防止対策の格納容器破損モードの抽出に係る検討

外部事象レベル 1. 5 P R A については、地震 P R A のみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的な P R A 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないことから、以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震がプラントに与え得る特有の影響について、新たに有効性評価の対象として追加すべき格納容器破損モードの観点で定性的に分析した結果を添付2に示す。

また、出力運転時を対象として実施した地震時レベル 1 P R A の結果からは、地震特有の事象として原子炉建屋損傷や格納容器損傷等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象については、深刻な事故の場合には格納容器も破損に至るが、この場合の格納容器破損は事象進展によって格納容器に負荷が加えられて破損に至るものではなく、地震による直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについては、耐震補強等による事象の発生防止を図ること、あるいは大規模損壊対策として可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した対応により影響緩和を試みることで対応していく事象であり、有効性評価において取り扱う事象としては適切でないと考える。

したがって、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象出力運転時レベル 1. 5 P R A にて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

2.2 津波の影響

津波がプラントに与え得る特有の影響について，建物外部の設備が機能喪失することは想定されるものの，格納容器が津波による物理的負荷（波力・漂流物の衝撃力）によって直接損傷することは想定し難い。また，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル 1.5 PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5 PRA にて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

2.3 内部溢水，内部火災の影響

1.1に示した起因事象の検討からも，炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象出力運転時レベル 1 PRA で用いた事象以外に追加すべきものは発生しないと推定しており，格納容器が直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル 1.5 PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5 PRA にて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

2.4 その他の外部事象の影響

1.2に示したプラントに与える影響の検討からは、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては、内部事象出力運転時レベル1 P R Aの結果抽出された事故シーケンスグループに追加すべきものは発生しないものと推定している。また、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル1.5 P R Aで想定するものと同等と考えられる。

したがって、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象出力運転時レベル1.5 P R Aにて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

3. 停止時原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に係る検討

停止時レベル1 P R Aについては、地震、津波、内部溢水、内部火災及びその他外部事象に関するレベル1 P R Aの標準的なP R A手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況にない。このため、出力運転時の地震・津波レベル1 P R Aの評価結果、内部溢水・内部火災及びその他の外部事象に関する整理、図1に示す内部事象停止時レベル1 P R Aのマスターロジックダイアグラムを参考に、地震、津波、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象により発生する起因事象を以下のとおり定性的に分析し、表2にまとめた。

さらに、抽出した起因事象を基に、内部事象停止時レベル1 P R

Aにて抽出した事故シーケンスグループ以外に，新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無を確認した。

3.1 出力運転時と停止時のプラント状態等の差異

停止時における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては，出力運転時を対象に実施した整理を参考に評価を行ったが，評価に当たってはその前提として，出力運転時と停止時のプラント状態等の差異を把握することが重要と考え，その整理を行った。整理に当たり，一般的な出力運転時と停止時の違いとして以下の観点に着目し，それぞれについて事故シーケンスグループの抽出において，考慮が必要であるか確認した。

- ・崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力

停止時の崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力は出力運転時と比べ小さくなるため，事象進展は緩やかになるが，事故シーケンスグループの抽出においては影響しない。

- ・燃料損傷防止に必要な機能

停止時の燃料損傷防止に必要な機能は，出力運転時と異なり，原子炉停止機能，高圧注水機能が不要となる。そのため，事故シーケンスグループの抽出においては，これらの差異について考慮する必要がある。

- ・原子炉水位，原子炉圧力容器・格納容器の状態

原子炉水位の変化は時間余裕へ影響するものの，事故シーケンスグループ抽出には影響しない。

停止時は原子炉圧力容器・格納容器が開放されている状態も考えられるが，これらの状態に依らず，停止時の必要な機能は変化

しないため、事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

- ・ 緩和設備・サポート系設備の状態

停止時において、一部の緩和設備及びサポート系設備の点検又は試験によりその機能に期待できない状態も推定される。ただし、期待できる設備は少なくなるものの、必要な機能は原子炉施設保安規定により担保されるものであり、また既に内部事象停止時レベル 1 P R A でこれらの設備の点検又は試験により期待できないことは考慮されている。そのため、本観点は事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

- ・ 停止時特有の作業の影響

停止時において、出力運転時とは異なり、点検作業等に伴う開口箇所の発生など現場の状態が異なることが考えられる。そのため、事故シーケンスグループの抽出においては、これらの差異について考慮する必要がある。

以上より、停止時における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては、出力運転時を対象に実施した整理を参考にする際は、「燃料損傷防止に必要となる機能」、「停止時特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

3.2 地震の影響

地震により個々の機器が損傷する可能性は出力運転時と停止時で異なるものではないが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では出力運転時と停止時で異なり、停止時は燃料の崩壊熱除

去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱を除去している系統は、残留熱除去系及びそのサポート系である残留熱除去系海水系、外部電源から給電される所内電源設備である。

地震により残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起因事象が発生し、碍子又は所内電源設備等の送受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生する。これらの起因事象が発生した場合、屋内に設置されている安全機能を有する系統が機能喪失した場合は燃料損傷に至るが、この事故シーケンスは、同じ系統がランダム故障等で発生することを想定している内部事象停止時レベル 1 P R A にて抽出される事故シーケンスと同じである。

地震特有の事象として、原子炉建屋損傷、格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、格納容器バイパス、原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（E x c e s s i v e L O C A）、計装・制御系喪失が発生すると、直接炉心損傷に至る事象が発生するが、これらについては出力運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で燃料損傷防止を試みるものとする。一方、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、原子炉建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

したがって、停止時の地震の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル 1 P R A から抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに

追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

3.3 津波の影響

停止時においては、点検作業等に伴い、出力運転時にはない開口（大物搬入口の水密扉等の建屋開口部、防潮堤貫通部の止水防止対策の点検に伴う一時的な開口部）が発生することが考えられ、事故シーケンス選定においては、この差異について考慮する必要がある。

大物搬入口の水密扉等については、出力運転時の津波レベル 1 P R Aにおいて期待しておらず、防潮堤を超え敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面に到達すると「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」の事故シーケンスとして取り扱っている。停止時においてもこの考え方を適用すると、大物搬入口の水密扉等の建屋開口部の有無による事故シーケンス選定への影響はない。

一方、防潮堤については、出力運転時の津波レベル 1 P R Aにおいて期待しているが、停止時における防潮堤貫通部の止水対策の点検作業に伴い、一時的に開口部が生じている間に防潮堤高さ未満の津波が発生した場合は、津波が開口部から敷地内に浸水することが考えられる。この場合でも、敷地内に浸水する津波の量が限定的であり、非常用海水ポンプの健全性は維持されと考えられるものの、非常用海水ポンプが没水、被水により機能喪失した場合は「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし、これを起因とする事故シーケンスに対しては、内部事象停止時レベル 1 P R Aから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系（常設）等により

燃料損傷を防止できる。

また、防潮堤高さを超える津波に対しては、防潮堤貫通部の止水対策の点検作業の有無に関わらず、非常用海水ポンプが没水、被水により機能喪失し「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし、この場合においても、内部事象停止時レベル 1 P R A から抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系（常設）等により燃料損傷を防止できる。

以上より、停止時の津波の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル 1 P R A から抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお、停止時は、常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が点検に伴い待機除外となる場合もあるものの、燃料損傷防止対策が全て喪失するような複数の同時点検は実施しない運用とするとともに、その対策の機能維持に必要な浸水防止設備を維持する運用とする。

3.4 内部溢水，内部火災の影響

内部溢水，内部火災により個々の機器が損傷する可能性は出力運転時と停止時で異なるものではないが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では出力運転時と停止時で異なり、停止時は燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱を除去している系統は、残留熱除去系及びそのサポート系である残留熱除去系海水系、外部電源から給電される所内電源設備である。

内部溢水，内部火災により出力運転時の残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起回事象が発生し，所内電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起回事象が発生するが，これらを起因とする事故シーケンスは，同系統の機器のランダム故障による機能喪失を想定する内部事象停止時レベル 1 P R A で考慮している起回事象に含まれている。

したがって，停止時の内部溢水，内部火災の発生する起回事象の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル 1 P R A から抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお，停止時においても，燃料損傷防止に必要な機能を全て喪失することのないよう，必要な内部溢水，内部火災の影響拡大防止対策を維持する運用とする。

3.5 その他の外部事象の影響

地震，津波以外の自然現象及び外部人為事象について，出力運転時を対象とした整理を参考に，停止時に起回事象が発生し得るかを確認した。その結果，その他の外部事象の発生に伴う起回事象は，内部事象停止時レベル 1 P R A において抽出した起回事象に含まれるため，内部事象停止時レベル 1 P R A にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

4. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して，現段階で P R

Aを適用可能と判断した出力運転時地震レベル1 P R A，出力運転時津波レベル1 P R A以外の外部事象について，定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードはないものと評価した。

なお，今回定性的な分析とした各P R Aや地震発生時に想定される地震随伴津波，地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたP R Aについては，手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

表 1 内部溢水及び内部火災により誘発される起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	内部溢水及び内部火災による常用母線等の機能喪失等
非隔離事象	内部溢水及び内部火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作 内部溢水及び内部火災による工学的安全施設制御系の誤動作等
隔離事象	内部溢水及び内部火災による主蒸気隔離弁の誤閉止等
全給水喪失	内部溢水及び内部火災による給水流量の全喪失等
逃がし安全弁 誤開放	内部火災による逃がし安全弁作動回路の誤動作等
手動停止	内部溢水及び内部火災による安全機能への影響の可能性に伴う計画外停止

表 2 停止時原子炉における各外部事象で発生する起因事象の抽出結果

外部事象 起因事象	地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象	主な燃料損傷防止対策
残留熱除去系の故障	・残留熱除去系の損傷 ・残留熱除去系海水系の損傷	・残留熱除去系海水系の機能喪失 ・原子炉建屋内浸水による残留熱除去系の機能喪失	・残留熱除去系ポンプの停止 ・残留熱除去系海水系ポンプの停止 等	・残留熱除去系海水系の機能喪失（竜巻，落雷）	・常設代替高圧電源装置 ・低圧代替注水系（常設，可搬型） ・緊急用海水系 ・津波防護対策
外部電源喪失	・送受電設備の損傷	・送受電設備の機能喪失	・送受電設備の機能喪失	・送受電設備の機能喪失（凍結，積雪，火山，竜巻，森林火災，落雷）	
原子炉冷却材の流出	— ※	—	—	—	—
反応度投入事象	—	—	—	—	—
直接炉心損傷に至る事象	・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（E x c e s s i v e L O C A） ・計測・制御系喪失	—	—	—	・出力運転時を対象とした地震レベル 1 P R A 結果に基づき，直接炉心損傷に至る起因事象を抽出しているが，別紙 2 に示すとおり，評価方法にはかなりの保守性を有し，かつ，大きな不確かさを有する。出力運転時の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を柔軟に活用し影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

※ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失は直接炉心損傷に至る事象として整理する。

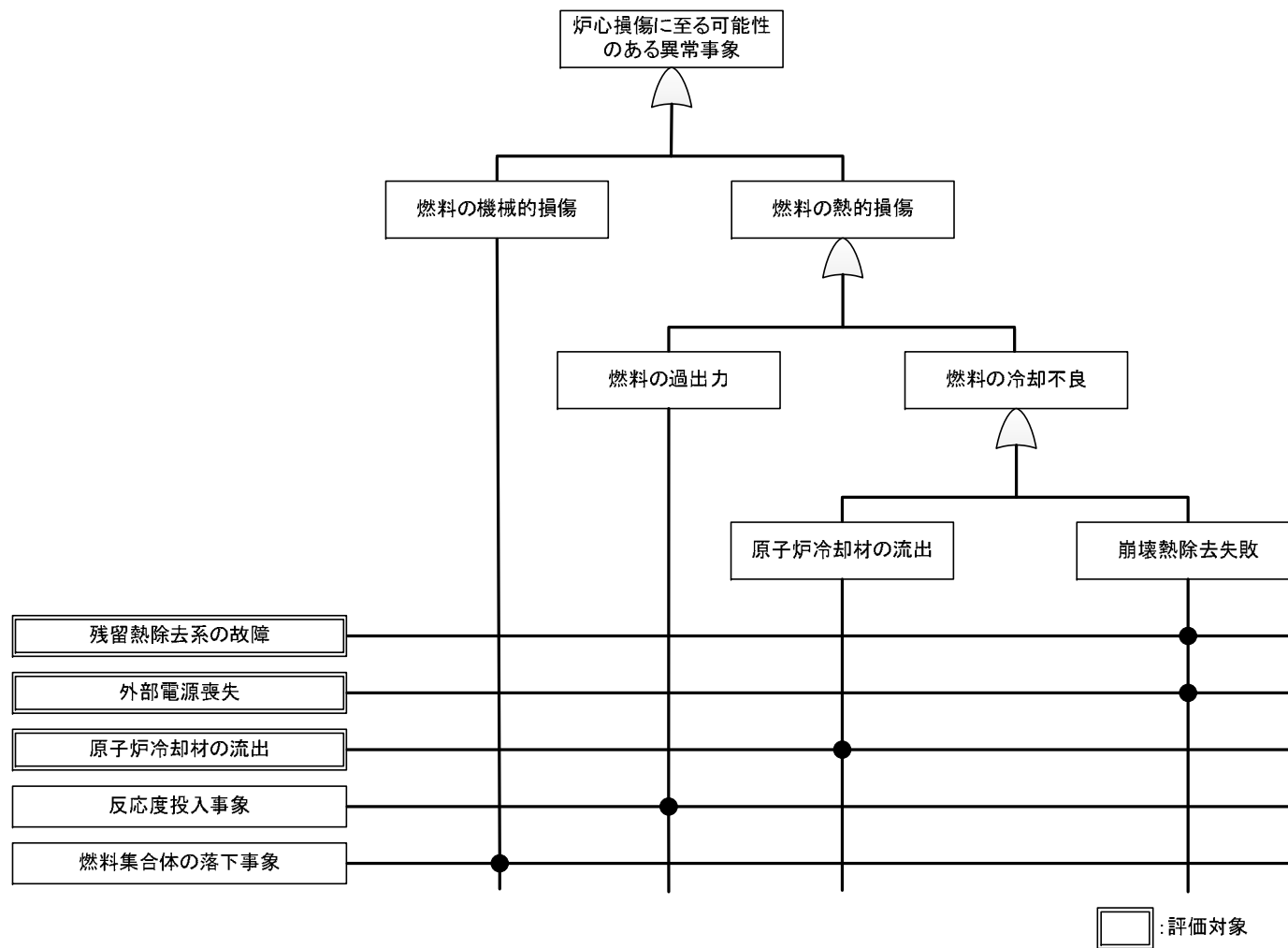


図 1 内部事象停止時レベル 1 P R A のマスターロジックダイアグラム

添付資料

添付 1 有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震，津波以外の外部事象の考慮について

添付 2 地震レベル 1．5 P R A について

有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震，津波以外の外部事象の考慮について

「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（原規技発第1306193号（平成25年6月19日原子力規制委員会決定））第37条第1-1項では，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して原子炉の安全性を損なうことがないよう設計することを求められる構築物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスグループを抽出するため，個別プラントのPRA又はそれに代わる方法で評価を実施することが求められている。

外部事象のうち，日本原子力学会標準として実施基準が定められておりPRAの適用実績がある地震及び津波については，それぞれPRAを実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。

また，地震，津波以外の自然現象については現段階でのPRA評価は実施困難であるため，「それに代わる方法」として以下に示す方法にて定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

さらに外部人為事象についても定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

また，自然現象，外部人為事象が重畳することによる影響についても，定性的な評価を行い，重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行

った。

1. 前提条件

(1) 評価対象事象

設計基準を設定する自然現象（以下「設計基準設定事象」という。）の設定は、一般的な事象に加え、国内外の規格基準から収集した様々な自然現象に対し、そもそも東海第二発電所において発生する可能性があるか、プラントの安全性が損なわれる可能性があるか、影響度の大きさから代表事象による評価が可能かといった観点でスクリーニングを実施している。（補足1）

したがって、設計基準設定事象以外のものについては、そもそもプラントの安全性が損なわれる可能性がないか、有意な頻度では発生しないか、若しくは影響度の大きさから他の自然現象に包絡されるものであるため、事故シーケンスの有無の確認は、設計基準設定事象である以下の12事象を対象に実施するものとする。

- ・ 洪水（外部洪水）
- ・ 風（台風）
- ・ 竜巻
- ・ 極低温（凍結）
- ・ 降水（豪雨（降雨））
- ・ 積雪（暴風雪）
- ・ 落雷
- ・ 地滑り
- ・ 火山（火山活動・降灰）
- ・ 生物学的事象

- ・ 森林火災
- ・ 高潮

なお、設計基準設定事象以外については、上述のとおり、基本的には事故シーケンスに至ることはないか、有意な頻度では発生しないか、若しくは影響度の大きさから他の自然現象に包絡されるものであると判断しているものの、各自然現象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ、考え得る起因事象について整理しており、その結果からも上記12事象に加え詳細評価が必要な事象は無いことを確認している。なお、このうち6事象については、他事象に包絡される（降水（豪雨（降雨））、高潮、風（台風）、洪水（外部洪水））か、起因事象の発生はない（生物学的事象、地滑り）ことを確認している。（補足2）

また、各外部人為事象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ、考え得る起因事象についても整理しており、その結果から新たな起因事象がないこと、事象の影響として設計基準設定事象に包絡されることを確認している。

（補足3）

（2） 想定範囲

上記設計基準設定事象については、それぞれ考慮すべき最も過酷と考えられる条件を設定している。具体的には、設計基準設定を超えた規模を仮定する。

2. 評価方法

2.1 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

1.にて示した風，積雪等の自然現象が設計基準を超える規模で発生した場合に，発電所に与える影響は地震，津波ほど十分な知見がない。そこで，ここでは国外の評価事例，国内のトラブル事例及び規格・基準にて示されている発電所の影響を収集し，対象とする自然現象が発生した場合に設備等へどのような影響を与えるか（設備等への損傷・機能喪失モード）の抽出を行う。

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性がある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

(3) 起因事象となりうるシナリオの選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対して，(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定する。

シナリオの選定に当たっては，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象となりうるシナリオを選定する。

なお，起因事象の選定は，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：2008（レベル1 P S A編）」（以下，「学会標準」という。）に示される考え方などを参考に行う。

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて発生可能性を評価し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行う。

なお，過去の観測実績等をもとに発生可能性を評価可能なものについては，影響のある事故シーケンスの要因となる可能性について考察を行う。

2.2 事故シーケンスの特定

2.1(4)にて特定した起因事象について，内部事象レベル1 P R A や地震，津波レベル1 P R A にて考慮しておらず，重大事故の有効性評価において追加すべき新たな事故シーケンスにつながる可能性のあるものの有無について確認を行う。

また，新たな事故シーケンスにつながる可能性のある起因事象が確認された場合，事故シーケンスに至る可能性について評価の上，有意な影響のある事故シーケンスとなりうるかについて確認を行う。

事故シーケンスに至る可能性の評価については，旧原子力安全・保安院指示に基づき実施したストレステストでの評価方法などを参考に実施するものとする。

3. 個別事象評価のまとめ

1.にて示した各評価対象事象について，事故シーケンスに至る可

能性のある起因事象について特定した結果（補足2-1～6参照），内部事象や地震，津波レベル1 P R Aで考慮している起因事象に包含されることを確認した。また，各評価対象事象によって機能喪失する可能性のある緩和設備について確認し，起因事象が発生した場合であっても，緩和設備が機能維持すること等により，必要な機能を確保することは可能であることを確認した（補足2-7）。したがって，内部事象や地震，津波レベル1 P R Aにて抽出した事故シーケンスに対して新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。

4. 設計基準の設定を超える自然現象の重畳の考慮について

(1) 自然現象の重畳影響

自然現象の重畳評価については，損傷・機能喪失モードの相違に応じて，以下に示す影響を考慮する必要がある。

I．各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース（例：積雪と降下火砕物による堆積荷重の組合せ）

II．ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより影響が増長するケース（例：地震により止水機能が喪失して浸水量が増加）

III-1．他の自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース（例：降水による降下火砕物密度の増加（降水時は降下火砕物自体が発電所へ届きにくくなると考えられるため，堆積後の降水を想定））

III-2．他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

（例：斜面に降下火砕物が堆積した後に大量の降水により滑り，プラント周辺まで降下火砕物を含んだ水が押し寄せる状態。単独事象としては想定していない。）

(2) 自然現象の重畳によるシナリオの選定

基本的には一般的な事象に加え，国内外の規格基準から収集した自然現象について(1)Ⅰ～Ⅲ-2に示した重畳影響の確認を実施した。

ただし，以下の観点から明らかに事故シーケンスにはつながらないと考えられるものについては重畳影響を考慮不要と判断し確認対象から除外した。

○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは，発生が極めて稀）と判断した事象（No.は補足1 第1－4表参照）

No.2：隕石，No.9：土壌の収縮又は膨張，No.14：雪崩，
No.24：草原火災，No.28：ハリケーン，No.31：氷壁，No.32：
土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ），No.42：地滑り，No.43：カルスト，No.44：地下水による浸食，No.53：土石流，No.54：水蒸気

○単独事象での評価において設備等への影響がない（若しくは，非常に小さい）と判断した事象で，他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象（No.は補足1 第1－4表参照）

No.4：河川の迂回，No.16：海岸浸食，No.17：干ばつ，No.21：濃霧，No.23：霜・白霜，No.26：極高温，No.34：湖又は河川の

水位低下，No. 36：陥没・地盤沈下・地割れ，No. 38：もや，
No. 39：塩害・塩雲，No. 40：地面の隆起，No. 51：低温水（海水
低温），No. 52：泥湧出（液状化）

確認した結果としては，重畳影響Ⅰ～Ⅲ-1については，以下に示す理由から，単独事象での評価において抽出されたシナリオ以外のシナリオが生じることはなく，重畳影響Ⅲ-2についても，他事象にて抽出したシナリオであり，新たなものが確認されなかった。個別自然現象の重畳影響の確認結果を補足4に示す。また，外部人為事象との重畳影響については，補足5に示すとおり自然現象の重畳影響に包絡されると判断した。

Ⅰ．各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり，元々，単独で設計基準の設定を超える事象に対してシナリオの抽出を行っていることを踏まえると，新たなシナリオは生じない。

Ⅱ．ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース

単独の自然現象に対するシナリオの選定において，設計基準の設定を超える事象を評価対象としているということは，つまり設備耐力や防護対策に期待していないということであり，単独事象の評価において抽出された以外の新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-1．他の自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース

一方の自然現象の前提条件が，他方の自然現象により変化

し、元の自然現象の影響度が大きくなったとしても、Ⅰ.と同様、単独で設計基準の設定を超える事象に対してシナリオ抽出を行っているため、新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-2. 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

単独事象では影響が及ばない評価であったのに対し、事象が重畳することにより影響が及ぶようになるものは、降下火砕物と降水の組合せのみであったが、屋外設備（送変電設備、海水ポンプ等）の損傷を想定しても、起因事象としては外部電源喪失、全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失であり、新しいシナリオは生じない。

(3) 重畳影響評価まとめ

事故シーケンスの抽出という観点においては、上述のとおり、自然現象が重畳することにより、単独事象の評価で特定されたシナリオに対し新たなものが生じることはなく、自然現象重畳により新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。

5. 全体まとめ

地震、津波以外の自然現象、外部人為事象について、事故シーケンスに至る可能性のある起因事象について特定した結果、内部事象や地震、津波レベル 1 P R A にて抽出した事故シーケンスに対して新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。

また、地震、津波を含む、各自然現象の重畳影響についても確認を実施した結果、単独事象での評価と同様に、内部事象や地震、津

波レベル 1 P R A にて抽出した事故シーケンスに対して新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。

補足資料

補足 1 想定される自然現象及び発電用原子炉施設の安全性を損な
わせる原因となるおそれがある事象であって人為によるも
のの選定について

補足 2 過酷な自然現象により考え得る起因事象等

補足 2-1 低温（凍結）事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-2 積雪事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-3 火山事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-4 竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-5 森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-6 落雷事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-7 起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事
象発生時の対応

補足 3 過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

補足 4 自然現象の重畳確認結果

補足 5 外部人為事象に関わる重畳の影響について

想定される自然現象及び発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものの選定について

想定される自然現象及び発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下、「想定される外部人為事象」という。）について選定を行った。

（１）想定される自然現象及び想定される外部人為事象の抽出

設置許可基準規則の解釈第 6 条 2 項及び 8 項において、「想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象」として、以下のとおり例示されている。

第 6 条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 2 第 1 項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

- 8 第 3 項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」とは、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等を

いう。

想定される自然現象及び想定される外部人為事象について網羅的に抽出するための基準等については、国外の基準として「Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants (IAEA, April 2010)」を、また外部人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)」, 日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害 (国会資料編纂会 1998 年)」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した想定される自然現象を第 1-1 表に、想定される外部人為事象を第 1-2 表に示す。

なお、その他に NRC の「NUREG/CR-2300 PRA Procedures Guide (NRC, January 1983)」等の基準も事象収集の対象としたが、これら追加した基準の事象により、「(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象の選定結果」において選定される事象が増加することはないかった。

第 1-1 表 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○	○			○		○		○
1-5	砂嵐	○		○		○		○		○
1-6	静振	○				○		○		○
1-7	地震活動	○	○	○	○	○	○	○		○
1-8	積雪（暴風雪）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-9	土壌の収縮又は膨張	○	○			○		○		○
1-10	高潮	○	○			○		○		○
1-11	津波	○	○	○	○	○	○	○		○
1-12	火山（火山活動・降灰）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-13	波浪・高波	○	○			○		○		○
1-14	雪崩	○	○	○		○		○		○
1-15	生物学的事象	○			○		○	○		○
1-16	海岸浸食	○		○		○		○		○
1-17	干ばつ	○	○	○		○		○		○
1-18	洪水（外部洪水）	○	○	○		○	○	○		○
1-19	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-20	竜巻	○	○	○	○	○	○	○		○
1-21	濃霧	○				○		○		○
1-22	森林火災	○	○	○	○	○	○	○		○
1-23	霜・白霜	○	○	○		○		○		○
1-24	草原火災	○								○
1-25	ひょう・あられ	○	○	○		○		○		○
1-26	極高温	○	○	○		○		○		○
1-27	満潮	○				○		○		○
1-28	ハリケーン	○				○		○		
1-29	氷結	○		○		○		○		○
1-30	氷晶			○						○
1-31	氷壁			○						○
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）		○							
1-33	落雷	○	○	○	○	○	○	○		○
1-34	湖又は河川の水位低下	○		○		○		○		○

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-35	湖又は河川の水位上昇			○		○				
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○							○
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○						○
1-38	もや			○						
1-39	塩害・塩雲			○						○
1-40	地面の隆起		○	○						○
1-41	動物			○						○
1-42	地滑り	○	○	○	○	○	○	○		○
1-43	カルスト			○						○
1-44	地下水による浸食			○						
1-45	海水面低			○						○
1-46	海水面高		○	○						○
1-47	地下水による地滑り			○						
1-48	水中の有機物			○						
1-49	太陽フレア・磁気嵐	○								○
1-50	高温水（海水温高）			○						○
1-51	低温水（海水温低）			○						○
1-52	泥湧出（液状化）		○							
1-53	土石流		○							○
1-54	水蒸気		○							○
1-55	毒性ガス	○	○			○		○		○

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
- ② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
- ③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
- ④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
- ⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
- ⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

第 1-2 表 外部ハザードの抽出（想定される外部人為事象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	パイプライン事故(ガスなど), パイプライン事故によるサイ ト内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		
2-6	飛来物（航空機落下）	○		○	○	○	○	○	○	○
2-7	工業施設又は軍事施設事故	○				○		○		○
2-8	船舶の衝突（船舶事故）	○		○	○		○			○
2-9	自動車または船舶の爆発	○		○						○
2- 10	船舶から放出される固体液体不 純物			○						○
2- 11	水中の化学物質			○						
2- 12	プラント外での爆発			○	○		○			○
2- 13	プラント外での化学物質の流 出			○						○
2- 14	サイト貯蔵の化学物質の流出	○		○		○		○		
2- 15	軍事施設からのミサイル			○						
2- 16	掘削工事		○	○						
2- 17	他のユニットからの火災			○						
2- 18	他のユニットからのミサイル			○						
2- 19	他のユニットからの内部溢水			○						
2- 20	電磁的障害			○	○		○			○
2- 21	ダムの崩壊			○	○		○			○
2- 22	内部溢水				○	○	○	○		
2- 23	火災（近隣工場等の火災）			○	○	○	○			○

① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)

② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年

③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

- ④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
- ⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
- ⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
- ⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
- ⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

(2) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び想定される外部人為事象の
選定

(1) で網羅的に抽出した事象について、東海第二発電所において設計上
考慮すべき事象を選定するため、海外での評価手法※を参考とした第 1-3 表
の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

第 1-3 表 考慮すべき事象の除外基準 (参考 1 参照)

基準 A	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。(例：No. 1-5 砂嵐)
基準 B	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。(例：No. 1-16 海岸浸食)
基準 C	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又はプラントの安全性が損なわれることがない(例：No. 1-21 濃霧)
基準 D	影響が他の事象に包絡される。(例：No. 1-27 満潮)
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。(例：No. 1-2 隕石)
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。 又は故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項 (例：No. 2-5 タービンミサイル)

※ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び想定される外部人為
事象の選定結果

(2) で検討した除外基準に基づき、東海第二発電所において設計上考慮すべき事象を選定した結果を第 1-4 表及び第 1-5 表に示す。

第 6 条に該当する「想定される自然現象」として、以下の 12 事象を選定した。

- ・洪水（外部洪水）
- ・風（台風）
- ・竜巻
- ・極低温（凍結）
- ・降水（豪雨（降雨））
- ・積雪（暴風雪）
- ・落雷
- ・地滑り
- ・火山（火山活動・降灰）
- ・生物学的事象
- ・森林火災
- ・高潮

また、「想定される外部人為事象」として、以下の 7 事象を選定した。

- ・飛来物（航空機落下）
- ・ダムの崩壊
- ・プラント外での爆発
- ・火災（近隣工場等の火災）
- ・有毒ガス
- ・船舶の衝突（船舶事故）
- ・電磁的障害

第 1-4 表 設計基準において想定される自然現象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備 考
1-1	極低温（凍結）	—	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-2	隕石	E※ ¹	×	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の隕石が衝突する可能性は極めて低い。
1-3	降水 （豪雨（降雨））	—	○	「降水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-4	河川の迂回	B	×	発電所周辺の河川（久慈川）までは距離があり（約2km）、また、迂回事象は進展が遅く、進展防止対策が可能であるため、安全性の影響はないことから除外する。
1-5	砂嵐	A, D	×	発電所及びその周辺には砂漠砂丘は存在せず、安全施設の機能に影響はないことから除外する。 大陸からの黄砂の影響については、「火山（火山活動・降灰）」に包絡される。
1-6	静振	D	×	静振は、津波や波浪といった事象に誘因されるものであり、それ単体での影響はなく、「津波」に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第4条 地震による損傷の防止」にて評価される。
1-8	積雪（暴風雪）	—	○	「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮又は膨張	A, C	×	地盤の収縮又は膨張が発生したとしても、施設荷重によって有意な圧密沈下・クリープ沈下は生じず、また膨潤性の地質でもない。なお、安全上重要な施設は岩着や杭基礎であり、影響はないことから除外する。
1-10	高潮	—	○	「高潮」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-11	津波	F	×	「第5条 津波による損傷の防止」にて評価される。
1-12	火山 （火山活動・降灰）	—	○	「火山」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-13	波浪・高波	D	×	波浪は、風浪（風によってその場所に発生する波）とうねり（他の場所で発生した風浪の伝わり、風が静まった後に残される波）の混在した現象であり、高波は波浪の波高が高いものを指すが、設計基準津波による影響の方が大きく、「津波」に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	安全上重要な施設は周辺斜面と十分な離隔距離があること、発電所敷地内及び敷地周辺の地形に急傾斜はなく、雪崩が起きる可能性はないことから除外する。
1-15	生物学的事象	—	○	「生物学的事象」としてプラントへの影響評価を実施する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備考
1-16	海岸浸食	B	×	基本的に取水に係る土木構築物はコンクリート製であり浸食はほとんどなく，仮に海底砂の流出等による海底勾配の変化が生じるような場合でも，非常に緩やかに進行するものと考えられ，保守管理による不具合防止が可能であるため，安全施設の機能の影響はないことから除外する。
1-17	干ばつ	C	×	発電所は海水を冷却源としていることから，安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。また，淡水は復水貯蔵タンク等により保管していることから，干ばつが発生したとしても安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-18	洪水（外部洪水）	—	○	「洪水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-19	風（台風）	—	○	「風（台風）」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-20	竜巻	—	○	「竜巻」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-21	濃霧	C	×	設備に損傷を与えることはなく，安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-22	森林火災	—	○	「森林火災」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-23	霜・白霜	C	×	設備に損傷を与えることはなく，安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-24	草原火災	A	×	発電所及びその周辺には草原は存在しないことから除外する。
1-25	ひょう・あられ	D	×	ひょう（直径5mm以上），あられ（直径5mm未満）は氷の粒であり，仮に直径10cm程度のひょうを想定した場合でも，竜巻の設計飛来物（鋼製材：長さ4.2m，幅0.3m，奥行0.2m）の衝突荷重に比べ十分小さいことから，ひょう，あられにより安全施設の機能が損なわれる恐れはなく，「竜巻」に包絡される。
1-26	極高温	C	×	気温は1日の中で高低差があるため高温期間は一時的であること，仮に水戸の過去最高気温（38.4℃）が継続したとしても，建屋内空調は海水にて冷却していることから室内の気温上昇の影響は著しくなく，安全機能に影響はないことから除外する。
1-27	満潮	D	×	発電所周辺の既往最高潮位がT.P +1.46mであり，設計津波による影響の方が大きいことから，「津波」に包絡される。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備考
1-28	ハリケーン	A	×	日本がハリケーンの影響を受けることはないことから除外する。
1-29	氷結	D	×	氷結とは水の凝固であり、影響は凍結と同等と考えられることから、「極低温（凍結）」に包絡される。
1-30	氷晶	D	×	氷晶とは氷の結晶であり、仮に堆積しても影響は凍結と同等と考えられることから、「極低温（凍結）」に包絡される。
1-31	氷壁	A	×	氷壁とは氷河の末端や冰山などの絶壁を指すが、発電所周辺で氷壁を含む海水の発生、流氷の到達事例はないことから除外する。
1-32	土砂崩れ （山崩れ、がけ崩れ）	A	×	発電所敷地内及び敷地周辺に土砂崩れを発生させるような急傾斜地形、山、がけはないことから除外する。
1-33	落雷	—	○	「落雷」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-34	湖又は河川の 水位低下	C	×	発電所は海水を冷却源としていることから、湖又は河川の水位低下による安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。また、淡水は復水貯蔵タンク等により保管していることから、湖又は河川の水位低下が発生したとしても安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-35	湖又は河川の 水位上昇	D	×	河川等の水位上昇により氾濫が発生したとしても、影響は外部からの洪水と同等と考えられるため、「洪水（外部洪水）」に包絡される。
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	F	×	陥没・地盤沈下・地割れ等地盤の変状を伴う変形は地盤の脆弱性に係る事象であり、「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。
1-37	極限的な圧力 （気圧高低）	D	×	低気圧、高気圧による気圧の変化については予測可能であり、必要に応じて事前の備えが可能である。一方、同様の影響がある竜巻については、検知から対応までの時間的余裕が少ないことに加え、風荷重や飛来物衝突といったその他の影響も同時に考慮する必要があることから、竜巻の方がプラントへ及ぼす影響が大きいため、「竜巻」に包絡される。
1-38	もや	C	×	設備に損傷を与えることはなく、安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-39	塩害・塩雲	B	×	塩害による腐食の影響については、事象進展が遅く保守管理による不具合防止が十分可能であることから除外する。

No.	外部ハザード	選 定 基 準	選 定	備 考
1-40	地面の隆起	F	×	地面の隆起は地震による地盤の変状を伴う変形であり、「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。
1-41	動物	D	×	動物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」に包絡される。
1-42	地滑り	—	○	「地滑り」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-43	カルスト	A	×	カルストとは石灰岩地域で雨水・地下水の溶食によって生じた地形であるが、発電所敷地内及び敷地周辺に石灰岩地形は認められないことから除外する。
1-44	地下水による浸食	A	×	敷地には地盤を浸食する地下水脈は認められず、また、敷地内の地下水位分布は海に向かって勾配を示しており、浸食をもたらす流れは発生しないことから除外する。
1-45	海水面低	D	×	海水面低は、津波、干潮により発生する事象であるが、津波によるものの規模が大きく、「津波」に包絡される。
1-46	海水面高	D	×	海水面高は、津波、満潮、高潮により発生する事象であるが、津波によるものの規模が大きく、「津波」に包絡される。
1-47	地下水による地滑り	D	×	影響は地滑り事象と同様であると考えられることから、「地滑り」に包絡される。
1-48	水中の有機物	D	×	プランクトン等の海生生物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」に包絡される。
1-49	太陽フレア・磁気嵐	C	×	太陽フレア・磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、影響が及んだとしても変圧器等の一部に限られること、仮に発電所外を含めた送変電設備に影響が及ぶような場合においても、プラント停止など適切な措置を講じることとしているため、安全施設の機能が損なわれることはないと考えられるため除外する。
1-50	高温水（海水温高）	B	×	設計条件を上回る海水温度高に対し定格出力維持が困難な場合も想定されるが、温度を監視しており、出力低下やプラント停止措置にて十分対応可能であることから、安全施設の機能が損なわれることはないため除外する。
1-51	低温水（海水温低）	C	×	取水温度の低下は冷却性能の低下につながるものではなく、安全施設の機能に影響はないため除外する。
1-52	泥湧出（液状化）	F	×	地盤の脆弱性に係る影響であり、「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備考
1-53	土石流	A	×	発電所敷地内及び敷地周辺には土石流を発生させるような地形，地質は認められないことから除外する。
1-54	水蒸気	A	×	火山事象により発生する事象であるが，周辺に火山がないことから除外する。
1-55	毒性ガス	D	×	火山事象，外部火災事象により発生する事象であるが，周辺に火山はなく，また，外部火災事象にて有毒ガスの評価を行うことから，「森林火災」に包絡される。

※1: NUREG-1407 “Procedure and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”によると，隕石や人工衛星については，衝突の確率が 10^{-9} / 炉年と非常に小さいため，起因事象頻度は低く IPEEE の評価対象から除外する旨が記載されている。

なお，本記載の基となった NUREG/CR-5042, Supplement2 によると，1 ポンド以上の隕石の年間落下件数と地表の一定面積に落下する確率を面積比で概算した結果，100 ポンド以上の隕石が 10,000 平方フィートに落下する確率は 7×10^{-10} / 炉年，100,000 平方フィートに落下する確率は 6×10^{-8} / 炉年，隕石落下による津波の確率は 9×10^{-10} / 炉年と評価されている。

地球近傍の天体が，地球に衝突する確率及び衝突した際の被害状況を表す尺度として，トリノスケールがあるが，N A S A によると 2017 年において，今後 100 年間に衝突する可能性がある全ての天体について，レベル 0 とされている。レベル 0 とは，衝突確率が 0 か可能な限り 0 に近い，又は衝突したとしても大気中で燃え尽き被害がほとんど発生しないことを示す。N A S A のリストにおいて，2017 年現在最も衝突確率の高い 2010RF₁₂ が，今後 100 年間に東海第二発電所へ落下する確率を計算する。

地球の表面積：510,072,000km²

東海第二発電所を含む敷地面積：0.66km²

2012RF₁₂ の衝突確率（2017 年現在）： 5.0×10^{-2} / 炉年

東海第二発電所敷地内に衝突する確率は概算で以下のとおりであり，極頻度である。

$$5.0 \times 10^{-2} \times (0.66 \div 510,072,000) = 6.5 \times 10^{-11} / \text{炉年}$$

その他，I A E A の SAFETY STANDARDS SERIES No. NS-R-1，“SAFETY OF NUCLEAR POWER PLANTS: DESIGN”では，想定起因事象で考慮しないものとして，自然又は人間に起因する外部事象であって，極めて起こりにくいもののたとえとして隕石や人工衛星の落下を挙げている。

第 1-5 表 設計基準において想定される外部人為事象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備 考
2-1	衛星の落下	E※ ²	×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
2-2	パイプライン事故(ガスなど)、パイプライン事故によるサイト内爆発等	A, D	×	発電所周辺の L N G 基地内のパイプライン(約 1.5km)は、十分な離隔距離が確保されていることから、影響は「爆発(プラント外での爆発)」、「火災(近隣工場等の火災)」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-3	交通事故 (化学物質流出含む)	D	×	敷地外において、タンクローリ等の可動施設の輸送事故(流出含む)影響については、「火災(近隣工場等の火災)」及び「有毒ガス」に包絡される。 敷地内の交通事故は、車両の制限速度の設定等により管理されることから、安全機器へ損傷を与えるほどの衝突は発生しない。
2-4	有毒ガス	—	○	「有毒ガス」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-5	タービンミサイル	E, F	×	「第 18 条 蒸気タービン」にて評価される。
2-6	飛来物(航空機落下)	—	○	「航空機落下」として、プラントへの影響評価を実施する。
2-7	工業施設又は軍事施設事故	A, D	×	発電所周辺の大規模な工業施設は、十分な離隔距離が確保されていることから、「爆発(プラント外での爆発)」、「火災(近隣工場等の火災)」及び「有毒ガス」に包絡される。 また、発電所近傍に安全施設に影響を及ぼすような軍事施設はない。
2-8	船舶の衝突 (船舶事故)	—	○	「船舶の衝突」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-9	自動車又は船舶の爆発	A, D	×	発電所周辺の幹線道路及び定期航路は、十分な離隔距離が確保されていることから、「爆発(プラント外での爆発)」、「火災(近隣工場等の火災)」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-10	船舶から放出される 固体液体不純物	D	×	流出物の影響は船舶事故発生時と同等と考えられ、「船舶の衝突(船舶事故)」に包絡される。
2-11	水中の化学物質	D	×	水中の化学物質の影響は船舶事故発生時と同等と考えられ、「船舶の衝突(船舶事故)」に包絡される。
2-12	プラント外での爆発	—	○	「爆発」としてプラントへの影響評価を実施する。

No.	外部ハザード	選 定 基 準	選 定	備 考
2-13	プラント外での化学物質流出	D	×	発電所周辺の航路は、十分な離隔距離が確保されていることから、「船舶の衝突（船舶事故）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	D	×	屋内は空調管理、排水管理されていることから影響はないが、屋外貯蔵の化学物質流出の影響は「有毒ガス」に包絡される。
2-15	軍事施設からのミサイル	A	×	偶発的なミサイル到達は考え難いことから除外する。
2-16	掘削工事	A	×	敷地内の工事は管理されており、事前調査で埋設ケーブル・配管位置の確認を行うため、損傷は回避できることから除外する。 敷地外の工事はプラントに影響を与えないことから除外する。
2-17	他のユニットからの火災	D	×	近隣工場等の火災と影響は同様と考えられることから、「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-18	他のユニットからのミサイル	A	×	安全施設に影響を及ぼすようなミサイル源はないため除外する。
2-19	他のユニットからの内部溢水	F	×	「第9条 溢水による損傷の防止等」にて評価される。
2-20	電磁的障害	—	○	「電磁的障害」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-21	ダムの崩壊	—	○	「ダムの崩壊」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-22	内部溢水	F	×	「第9条 溢水による損傷の防止等」にて評価される。
2-23	火災 （近隣工場等の火災）	—	○	「近隣工場等の火災」としてプラントへの影響評価を実施する。

※ 2：人口衛星が落下した場合については、衛星の大部分が大気圏で燃え尽き、一部破片が落下する可能性があるものの原子炉施設に影響を及ぼすことはないものと考えられる。

< 参考 1 >

基準 A：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一樣ではなく、発生する自然事象は地域性があるため、発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

基準 B：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

事象発生時の発電所への影響の進展が緩慢であって、影響の緩和又は排除の対策が容易に講じることが出来る事象は対象外とする。例えば、発電所の海岸の浸食の事象が発生しても、進展が遅いため補強工事等により侵食を食い止めることができる。

基準 C：プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又はプラントの安全性が損なわれることがない。

事象が発生しても、プラントへの影響が極めて限定的で炉心損傷事故のような重大な事故にはつながらない事象は対象外とする。例えば、外気温が上昇しても、屋外設備でも故障に至る可能性は小さく、また、冷却海水の温度が直ちに上昇しないことから冷却は維持できるので、影響は限定的である。

基準 D：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については、相対的に影響が大きいと判断される事象に包絡して合理的に検討する。

基準 E：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

航空機落下の評価では発生頻度が低い事象(10^{-7} /年以下)は考慮すべき事象からは対象外としており、同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準 F：外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項

第 4 条 地震による損傷の防止、第 5 条 津波による損傷の防止、第 9 条 溢水による損傷の防止等、第 18 条 蒸気タービンにより評価を実施するもの、または、故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては、対象外とする。

< 参考 2 >

設計基準において想定される自然現象の抽出フロー

第 1-1 表 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

（丸数字は、外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○	○			○		○		○
1-5	砂嵐	○		○		○		○		○

国内外の基準等に基づき，考えられる自然現象を網羅的に抽出

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

第 1-4 表 設計基準において想定される自然現象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備考
1-1	極低温（凍結）	—	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-2	隕石	B [※]	×	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の隕石が衝突する可能性は極めて低い。
1-3	降水（豪雨（降雨））	—	○	「降水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-4	河川の迂回	B	×	発電所周辺の河川（久慈川）までは距離があり（約 2km），また，迂回事象は進展が遅く，進展防止対策が可能であるため，安全性の影響はないことから除外する。
1-5	砂嵐	A, D	×	発電所及びその周辺には砂漠砂丘は存在せず，安全施設の機能に影響はないことから除外する。

敷地の自然環境を考慮し，海外での評価手法※を参考とした除外基準に該当するものを除外

基準 A	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。（例：No. 1-5 砂嵐）
基準 B	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No. 1-16 海岸浸食）
基準 C	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又はプラントの安全性が損なわれることがない（例：No. 1-21 濃霧）
基準 D	影響が他の事象に包絡される。（例：No. 1-27 満潮）
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No. 1-2 隕石）
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。又は故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項（例：No. 2-5 タービンミサイル）

※ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

選定の結果，設計基準において想定される自然現象として 12 事象を選定

・洪水 ・風（台風） ・竜巻 ・凍結 ・降水 ・積雪	・落雷 ・地滑り ・火山 ・生物学的事象 ・森林火災 ・高潮

設計基準において想定される外部人為事象の抽出フロー

第 1-2 表 外部ハザードの抽出（想定される外部人為事象）

（丸数字は、外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	パイプライン事故(ガスなど), パイプライン事故によるサイト 内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		

① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑤ NUREG/CR-2390 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

第 1-5 表 設計基準において想定される外部人為事象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備考
2-1	衛星の落下	E※2	×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
2-2	パイプライン事故(ガスなど), パイプライン事故によるサイト 内爆発等	A, D	×	発電所周辺の LNG 基地内のパイプライン（約1.5km）は、十分な離隔距離が確保されていることから、影響は「爆発（プラント外での爆発）」、「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-3	交通事故 （化学物質流出含む）	D	×	敷地外において、タンクローリ等の可動施設の輸送事故（流出含む）影響については、「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。

基準 A	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。（例：No.1-5 砂嵐）
基準 B	ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No.1-16 海岸浸食）
基準 C	プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又はプラントの安全性が損なわれることがない（例：No.1-21 濃霧）
基準 D	影響が他の事象に包絡される。（例：No.1-27 満潮）
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No.1-2 隕石）
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。又は故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項（例：No.2-5 タービンミサイル）

※ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

選定の結果，設計基準において想定される外部人為事象として 7 事象を選定	・ 飛来物 ・ ダムの崩壊 ・ 爆発 ・ 近隣工場等の火災	・ 有毒ガス ・ 船舶の衝突 ・ 電磁的障害

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗りは6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
1	極低温（凍結） ※詳細評価は補足2-1参照	温度	屋外タンク及び配管内流体の凍結
			復水貯蔵タンク・配管内流体の凍結により補給水系が喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			軽油貯蔵タンク内流体の凍結により非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への着氷による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
2	隕石		東海第二発電所周辺の海水が凍結することは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
		電気的影響	着氷による送電線の相間短絡
		荷重	送電線が着氷により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
3	降水 (豪雨（降雨）)	荷重（衝突）	NUREGやIAEAのSAFETY STANDARDS SERIESでも言及されている様に、有意な発生頻度とはならない。（10 ⁻⁹ /年以下）
		荷重（衝撃波）	
		浸水	
4	河川の迂回		随伴津波による水没に伴う設備の浸水
		浸水	降水による設備の浸水
		浸水	河川の迂回による敷地内浸水
5	砂嵐	渇水	工業用水の枯渇
		閉塞（吸気等）	砂塵、大陸からの黄砂による吸気口の閉塞
		浸水	火山（No.12）の評価に包絡される。
6	静振	浸水	津波（No.11）の評価に包絡される。
		渇水	静振による設備の浸水
		渇水	静振による海水の枯渇
7	地震活動	地震PRAにて評価される。	
8	積雪（暴風雪） ※詳細評価は補足2-2参照		建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋（原子炉棟）損傷により原子炉補機冷却系サーージタンクが損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋（付属棟）損傷により中央制御室換気系が損傷、機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
		荷重	建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋（廃棄物処理棟）損傷により気体廃棄物処理系が損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン補機冷却系サーージタンクが損傷、機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン・サポート系故障」に至るシナリオ。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
8	積雪（暴風雪） ※詳細評価は補足2-2参照	荷重	復水貯蔵タンクへの積雪により復水貯蔵タンクが損傷、補給水系が喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			非常用ディーゼル発電機吸気フィルタ及び排気ファアンが積雪荷重により損傷することにより非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			残留熱除去系海水系ポンプモーターが積雪により損傷、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			高圧炉心スプレイスディーゼル発電機海水系ポンプモーターへの積雪による損傷に伴う高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			非常用ディーゼル発電機海水系ポンプモーターへの積雪に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
9	土壌の収縮 又は膨張	荷重（変位、傾斜）	補機冷却海水系ポンプモーターが積雪荷重により損傷、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			循環水ポンプモーターが積雪荷重により損傷、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			送電線が着雪により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
			積雪又は吸込みににより非常用ディーゼル発電機給気口、吸気フィルタの閉塞に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			中央制御室換気系の給気口は、地面より約5.6m、約19mの2箇所を設置されており、堆積物による閉塞は考え難いため、シナリオの選定は不要である。
	閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞	積雪又は吸込みににより残留熱除去系海水系ポンプモーター空気冷却器が閉塞、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			積雪又は吸込みににより高圧炉心スプレイスディーゼル発電機海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞、高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			積雪又は吸込みににより非常用ディーゼル発電機海水系ポンプモータ空気冷却器の閉塞に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			積雪又は吸込みににより補機冷却海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			積雪又は吸込みににより循環水ポンプモータ空気冷却器が閉塞、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
	荷重	荷重（変位、傾斜）	施設荷重によって有意な圧密沈下・クリープ沈下は生じず、また、膨潤性の地質でもない。なお、安全上重要な施設は岩着や杭基礎であり、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。また本事象は、事象の進展が遅く、設備等への影響の緩和又は排除が可能である。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出		設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価
		浸水	高潮による設備の浸水	
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
11	津波	津波PRAにて評価される。		
12	火山 (火山活動・降灰) ※詳細評価は補足2-3参照	荷重	荷重 (堆積)	建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋 (原子炉棟) 損傷により原子炉補機冷却系サージタンクが損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
				建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋 (付属棟) 損傷により中央制御室換気系が損傷、機能喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
				建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋 (廃棄物処理棟) 損傷により気体廃棄物処理系が損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
				建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴うタービン建屋損傷によりタービン、発電機が損傷、機能喪失し、過渡事象「非隔離事象」に至るシナリオ。
				建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴うタービン建屋損傷によりタービン補機冷却系サージタンクが損傷、機能喪失し、サポート系喪失 (自動停止) 「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
				超高压開閉所への降下火砕物の堆積による送電線、送受電設備の損傷に伴い機能喪失し、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
				復水貯蔵タンクへの降下火砕物の堆積により復水貯蔵タンクが損傷、補給水系が喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
				非常用ディーゼル発電機吸気フィルタ及び排気ファンが降下火砕物の堆積による損傷に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
				残留熱除去系海水系ポンプモータが降下火砕物の堆積により損傷、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
				高压炉心スプレイスディーゼル発電機海水系ポンプモータへの降下火砕物の堆積による損傷に伴う高压炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
				非常用ディーゼル発電機海水系ポンプモータへの降下火砕物の堆積により損傷に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
				補機冷却海水系ポンプモータが降下火砕物の堆積荷重により損傷、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失 (自動停止) 「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			循環水ポンプモータが降下火砕物の堆積荷重により損傷、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。	
			降下火砕物により残留熱除去系海水系ポンプ軸受の異常摩耗により、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。	
閉塞 (海水系)			海水ストレーナ等の閉塞	
			降下火砕物により高压炉心スプレイスディーゼル発電機海水系ポンプ軸受の異常摩耗により、高压炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。	

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
12	火山（火山活動・降灰） ※詳細評価は補足2-3参照	閉塞（海水系）	降下火砕物により非常用ディーゼル発電機海水系ポンプ軸受の異常摩耗により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
		海水ストレーナ等の閉塞	降下火砕物により補機冷却系海水系ポンプ軸受の異常摩耗により、補機冷却海水系が機能喪失し、サポータ系喪失（自動停止）「タービン・サポータ系故障」に至るシナリオ。
			降下火砕物により循環水ポンプ軸受の異常摩耗により、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			降下火砕物の堆積又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機吸気口、吸気フィルタが閉塞、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
		給気フィルタ等の閉塞	中央制御室換気系の給気口は、地面より約5.6m、約19mの2箇所に設置されており、堆積物による閉塞は考え難いため、シナリオの選定は不要である。 また、吸気口へ降下火砕物の吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
13	波浪・高波	閉塞（吸気等）	降下火砕物の堆積又は吸込みにより残留熱除去系海水系ポンプモータータ空気冷却器が閉塞、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			降下火砕物の堆積又は吸込みにより高圧炉心スプレイスディーゼル発電機海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞、高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止/サポータ系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			降下火砕物の堆積又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞、非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			降下火砕物の堆積又は吸込みにより補機冷却海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞、補機冷却海水系が機能喪失し、サポータ系喪失（自動停止）「タービン・サポータ系故障」に至るシナリオ。
			降下火砕物の堆積又は吸込みにより循環水ポンプモータータ空気冷却器が閉塞、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
14	雪崩	腐食	事象の進展が遅く、設備等への影響の緩和又は排除が可能である。
		電気的影響	送電線が降下火砕物の付着により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
		浸水	津波（No. 11）の評価に包絡される。
		荷重	東海第二発電所敷地周辺には急傾斜地はなく、雪崩を起こすことは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
			除塵装置により海生生物等の襲来への対策を実施しており、取水口及び海水ストレーナ等の閉塞は考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	除塵装置により海生生物等の襲来への対策を実施しており、取水口及び海水ストレーナ等の閉塞は考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
		電気的影響	貫通部のシール等、小動物の侵入防止対策を実施しており、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。

過酷な自然事象により考え得る起回事象等

No	自然現象 (色塗りは6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起回事象等
16	海岸浸食	海水	海岸浸食による海水の枯渇
17	干ばつ	海水	工業用水の枯渇
18	洪水 (外部洪水)	浸水	洪水による設備の浸水
19	風 (台風)	荷重 (風)	竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。
		荷重 (衝突)	竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。
20	竜巻 ※詳細評価は補足2-4参照	荷重 (風及び気圧差)	原子炉建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選定は不要である。
			気圧差により原子炉建屋プロローアウトパネルが開放、原子炉棟の負圧維持機能が喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
			風荷重及び気圧差荷重に伴うタービン建屋損傷によりタービン、発電機が損傷、機能喪失し、過渡事象「非隔離事象」に至るシナリオ。
			風荷重及び気圧差荷重に伴うタービン建屋損傷によりタービン補機冷却系サージタンクが損傷、機能喪失し、サポート系喪失 (自動停止) 「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			風荷重及び気圧差荷重による送電線、送受電設備の損傷に伴い機能喪失し、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
			主排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから、発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定しても排気筒の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選定は不要である。
			非常用ガス処理系配管及び排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから、発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定しても非常用ガス処理系配管及び排気筒の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選定は不要である。
			風荷重により復水貯蔵タンクが損傷、補給水系が喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
			気圧差により中央制御室換気系ファン、ダクト、ダンパが損傷、中央制御室換気系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。
			風荷重により非常用ディーゼル発電機排気ファン、吸気フィルタ、消音器の損傷に伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			風荷重により残留熱除去系海水系が損傷、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			風荷重により高圧炉心スプレイスディーゼル発電機海水系が損傷、高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失 (手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
20	竜巻 ※詳細評価は補足2-4参照	荷重 (風及び気圧差)	風荷重により非常用ディーゼル発電機海水系が損傷、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			風荷重により補機冷却海水ポンプが損傷、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			風荷重により循環水系が損傷、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により原子炉補機冷却系サージタンクが損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により原子炉建屋ガス処理系／非常用ガス処理系配管、非常用ガス処理系排気筒が損傷、原子炉建屋ガス処理系／非常用ガス処理系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通によりほう酸水注入系が損傷、ほう酸水注入系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により可燃性ガス濃度制御系が損傷、可燃性ガス濃度制御系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により中央制御室換気系が損傷、機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により気体廃棄物処理系が損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突による送電線、送受電設備の損傷に伴い機能喪失し、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により排気筒が損傷し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により非常用ガス処理系配管及び排気筒が損傷し、過渡事象「計画外停止」に至るシナリオ。
		荷重 (衝突)	飛来物の衝突、屋内への貫通によりタービン、発電機が損傷、機能喪失し、過渡事象「非隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通によりタービン補機冷却系サージタンクが損傷、機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により原子炉補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通によりタービン補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷、機能喪失し、サポート系喪失（自動停止）「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突、屋内への貫通により主蒸気管が損傷、機能喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
20	竜巻 ※詳細評価は補足2-4参照	荷重 (衝突)	飛来物の衝突により復水貯蔵タンクが損傷、補給水系が喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止） 「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機排気ファン、吸気フィルタ、消音器が損傷し、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により残留熱除去系海水系が損傷、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機海水系が損傷、高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止／サポート系喪失（手動停止）「計画外停止」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機海水系が損傷、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
22	森林火災 ※詳細評価は補足2-5参照	濃霧により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。 温度 輻射熱 閉塞（吸気等） 給気フィルタ等の閉塞	飛来物の衝突により補機冷却海水系が損傷、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失（自動停止） 「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			飛来物の衝突により循環水系が損傷、循環水ポンプが機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合、「外部電源喪失」に至るシナリオ。（敷地外）
			想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、設備等が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができするため、シナリオの選定は不要である。
			ばい煙のモーター空気冷却器給気口への侵入について、モーターは空気を取込まない構造であり、また、空冷モーターの冷却流路の口径は、ばい煙の粒径より広いことから閉塞し難いため、シナリオの選定は不要である。
23	霜・白霜	閉塞（吸気等） 給気フィルタ等の閉塞	ばい煙の吸込みにより非常用ディーゼル発電機吸気フィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
			ばい煙の吸込みにより中央制御室換気系給気フィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
			霜・白霜により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
			敷地周辺に草原はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
			竜巻（No. 20）の評価に包絡される。
26	極高温	荷重 日本の気候や一日の気温変化を考慮すると、設備等に影響を与えるほどの極高温になることは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	竜巻（No. 20）の評価に包絡される。
			津波（No. 11）の評価に包絡される。
			津波（No. 11）の評価に包絡される。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
28	ハリケーン	日本がハリケーンの影響を受けることはないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
29	氷結	電気的影響	凍結 (No. 1) の評価に包絡される。
30	氷晶	電気的影響	凍結 (No. 1) の評価に包絡される。
31	氷壁	電気的影響	東海第二発電所敷地周辺には氷壁を含む海氷の発生、流水の到達は考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
32	土砂崩れ (山崩れ、 がけ崩れ)	荷重	東海第二発電所敷地周辺には土砂崩れを発生させるような地形はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
33	落雷 ※詳細評価は補足2-6参照	電気的影響	ノイズにより安全保護回路が誤動作した場合、「隔離事象」又は「原子炉緊急停止系誤動作」に至るシナリオ。
			屋内外計測制御設備に発生するノイズ
			直撃雷による送電線、送受電設備の損傷に伴い機能喪失し、「外部電源喪失」に至るシナリオ。
			直撃雷により残留熱除去系海水ポンプモーターが損傷、残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ。
			直撃雷により高圧炉心スプレイスprayシステムが損傷、高圧炉心スプレイス系が機能喪失し、手動停止/サポート系喪失 (手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ。
			直撃雷により非常用ディーゼル発電機海水ポンプモーターが損傷、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線の直撃雷による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			直撃雷により補機冷却海水系ポンプモーターが損傷、補機冷却海水系が機能喪失し、サポート系喪失 (自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ。
			直撃雷により循環水ポンプモーターが損傷、循環水系が機能喪失、復水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ。
			誘導雷サージにより計測制御系が損傷した場合、計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリオ。
			海水を冷却源としていること、淡水は復水貯蔵タンク等に保管しており設備等への影響の緩和又は排除が可能であることから、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
34	湖又は河川の水位低下	渇水	工業用水の枯渇
35	湖又は河川の水位上昇	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の浸水
36	陥没、地盤沈下、 地割れ	荷重	荷重 (変位、傾斜)
37	極限的な圧力 (気圧高低)	荷重	気圧差 (気圧高低)
			竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	自然現象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
38	もや	もやにより設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
39	塩害・塩雲	腐食	塩害による腐食
40	地面の隆起	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷
42	地滑り	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
43	カルスト	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
44	地下水による浸食	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
45	海面面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇
46	海面面高	浸水	海水面上昇による設備の浸水
47	地下水による地滑り	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
48	水中の有機物	閉塞 (海水系)	取水口, 海水ストレーナ等の閉塞
49	太陽フレア, 磁気嵐	電気的影響	磁気嵐に伴う誘導電流
50	高温水 (海水温高)	温度	高温水
51	低温水 (海水温低)	低温水により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
52	泥湧出 (液状化)	荷重	荷重 (変位, 傾斜)
53	土石流	荷重	荷重 (衝突)
54	水蒸気	周辺での水蒸気の発生は考え難く, 設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
55	毒性ガス	閉塞 (吸気等)	森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。

低温（凍結）事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

低温事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①屋外タンク及び配管内流体の凍結
- ②ヒートシンク（海水）の凍結
- ③着氷による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

- ①屋外タンク及び配管内流体の凍結
 - ・軽油貯蔵タンク及び非常用ディーゼル発電機用燃料移送系（以下「軽油貯蔵タンク等」という。）
 - ・復水貯蔵タンク及び附属配管（以下「復水貯蔵タンク等」という。）
- ②ヒートシンク（海水）の凍結
 - ・取水設備（海水）

③着氷による送電線の相間短絡

- ・送電線

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して、(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

- ・軽油貯蔵タンク等の凍結

低温によって軽油貯蔵タンク等の軽油が凍結するとともに、以下

③に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電機デイトンクの燃料枯渇により「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・復水貯蔵タンク等の凍結

低温によって復水貯蔵タンク等の保有水が凍結した場合、補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

②ヒートシンク（海水）の凍結

低温によって東海第二発電所周辺の海水が凍結することは起こりえないと考えられるため、この損傷・機能喪失モードについては考慮しない。

③着氷による送電線の相間短絡

- ・送電線の地絡，短絡

送電線や碍子へ着氷することによって相間短絡を起こし、「外部電源喪失」に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて、想定を超える低温（凍結）事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

・軽油貯蔵タンク等の凍結

燃料移送系が凍結するような低温事象は、事前に予測が可能であり、燃料移送系の循環運転等による凍結防止対策が可能であることから、燃料移送系が凍結する可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

・復水貯蔵タンク等の凍結

復水貯蔵タンク等の保有水が凍結するような低温事象は、事前に予測が可能であり、復水貯蔵タンク等の循環運転等による凍結防止対策が可能であることから、保有水が凍結する可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

②ヒートシンク（海水）の凍結

(3)②のとおり、この損傷・機能喪失モードは考慮しないため、起因事象として特定しない。

③着氷による送電線の相間短絡

- ・送電線の地絡，短絡

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できず，送電線の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。

2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える低温事象に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが，運転時の内部事象や地震，津波レベル1 P R Aにて考慮していることから，追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって，低温（凍結）を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

積雪事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構造物、系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について、国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重
- ②着雪による送電線の相間短絡
- ③給気フィルタ等の閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性のある設備等のうち、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には、以下に示す建屋及び屋外設置（屋外に面した設備含む。）の設備等を評価対象設備として選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

<建屋>

- ・原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）
- ・タービン建屋

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）
- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器（排気ファン，吸気フィルタ等）

- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 残留熱除去系海水系
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

②着雪による送電線の相間短絡

- ・ 送電線

③給気フィルタ等の閉塞

- ・ 非常用ディーゼル発電機の附属機器（給気口，吸気フィルタ）
- ・ 中央制御室換気系（給気口）
- ・ 残留熱除去系海水系（モータ）
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 補機冷却海水系（モータ）
- ・ 循環水系（モータ）

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して，(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

<建屋>

- ・ 原子炉建屋

原子炉建屋（原子炉棟）屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが物理的に機能喪失した場合、原子炉補機冷却系の機能喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋（付属棟）屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室換気系が物理的に機能喪失した場合、中央制御室換気系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

原子炉建屋（廃棄物処理棟）屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

- ・タービン建屋

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び「非隔離事象」に至るシナリオ

また、タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び、「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）

超高压開閉所屋上，特別高压開閉所，変圧器が積雪荷重により崩落し，送受電設備に影響が及び，「外部電源喪失」に至るシナリオ

- ・復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が積雪荷重により崩落し，保有水が喪失した場合，補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機の附属機器が損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 残留熱除去系海水系

積雪荷重により残留熱除去系海水系ポンプが損傷した場合、残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

積雪荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系ポンプが損傷した場合、高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機海水系ポンプが損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 補機冷却海水系

積雪荷重により補機冷却海水系ポンプが損傷した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

- ・ 循環水系

積雪荷重により循環水ポンプが損傷した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

②着雪による送電線の相間短絡

送電線や碍子へ着雪することによって相間短絡を起こし、「外部電源

喪失」に至るシナリオ

③給気フィルタ等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機附属機器の閉塞

積雪により非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタが閉塞した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・中央制御室換気系給気口の閉塞

中央制御室換気系の給気口は、地面より約 5.6m、約 19m の 2 箇所を設置されており、堆積物による閉塞は考え難いため、シナリオの選定は不要である。

- ・海水ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

積雪により残留熱除去系海水系ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機海水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

補機冷却海水系ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至

るシナリオ

循環水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて、想定を超える積雪事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

積雪事象が各建屋天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合には、(3)項にて選定した各シナリオが発生する可能性はあるが、各建屋天井の崩落や屋外設備が損傷するような積雪事象は、積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはならないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

②着雪による送電線の相間短絡

着雪に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対しては発生を否定できず、送電線の着雪による短絡を想定した場合、外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として選定する。

③給気フィルタ等の閉塞

積雪事象により非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタ

が閉塞した場合には、(3)にて選定したシナリオが発生する可能性があるが、非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタが閉塞するような積雪事象は、積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

また、モータ空気冷却器給気口が閉塞した場合には、(3)で選定したシナリオが発生する可能性があるが、モータ空気冷却器給気口が閉塞するような積雪事象は、積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える積雪事象に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル1 P R Aにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、積雪を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

火山事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

火山事象のうち、火山性土石流といった原子力発電所の火山影響評価ガイド（制定 平成 25 年 6 月 19 日 原規技発第 13061910 号 原子力規制委員会決定）（以下「影響評価ガイド」という。）において設計対応不可とされている事象については、影響評価に基づく立地評価にて原子力発電所の運用期間中に影響を及ぼす可能性が無いと判断されている。よって、個々の火山事象への設計対応及び運転対応の妥当性について評価を行うため抽出した降下火砕物を対象に原子力発電所への影響を検討するものとする。

降下火砕物により設備等に発生する可能性のある影響について、影響評価ガイドも参照し、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①降下火砕物の堆積荷重
- ②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞
- ③降下火砕物による給気フィルタ等の閉塞
- ④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響
- ⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性のある設備等のうち、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には、以下に示す建屋及び屋外設置（屋外に面した設備含む）の設

備等を評価対象設備として選定した。

①降下火碎物の堆積荷重

＜建屋＞

- ・原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）
- ・タービン建屋

＜屋外設備＞

- ・送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）
- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器（排気ファン，吸気フィルタ等）
- ・復水貯蔵タンク
- ・残留熱除去系海水系
- ・高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・非常用ディーゼル発電機海水系
- ・補機冷却海水系
- ・循環水系

②降下火碎物による海水ストレーナ等の閉塞

- ・残留熱除去系海水系
- ・高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・非常用ディーゼル発電機海水系
- ・補機冷却海水系
- ・循環水系

③降下火碎物による給気フィルタ等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器（給気口，吸気フィルタ）
- ・中央制御室換気系（給気口）

- ・ 残留熱除去系海水系（モータ）
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 補機冷却海水系（モータ）
- ・ 循環水系（モータ）

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

- ・ 屋外設備全般

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

- ・ 送電線

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して、(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①降下火砕物の堆積荷重

<建屋>

- ・ 原子炉建屋

原子炉建屋（原子炉棟）屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが物理的に機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋（付属棟）屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室換気系が物理的に機能喪失することによる「計画外停止」に至るシナリオ

原子炉建屋（廃棄物処理棟）屋上が降下火砕物による堆積荷重によ

り崩落した場合に、建屋最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

- ・タービン建屋

タービン建屋屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び、「非隔離事象」に至るシナリオ

また、タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び、「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

超高圧開閉所屋上，特別高圧開閉所，変圧器が降下火砕物による堆積荷重により崩落し，送受電設備に影響が及び、「外部電源喪失」に至るシナリオ

- ・復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が降下火砕物による堆積荷重により崩落し，保有水が喪失した場合，補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器

降下火砕物による堆積荷重により非常用ディーゼル発電機の附属機器が損傷した場合，非常用ディーゼル発電機の機能喪失，仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・残留熱除去系海水系

降下火砕物による堆積荷重により残留熱除去系海水系ポンプが損傷した場合，残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク

喪失」に至るシナリオ

- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

降下火砕物による堆積荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系ポンプが損傷した場合、高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系

降下火砕物による堆積荷重により非常用ディーゼル発電機海水系ポンプが損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 補機冷却海水系

降下火砕物による堆積荷重により補機冷却海水系ポンプが損傷した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

- ・ 循環水系

降下火砕物による堆積荷重により循環水ポンプが損傷した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

海水ストレーナや熱交換器の目開きは、降下火砕物の粒径より大きいことから閉塞し難いため、シナリオの選定は不要である。

海水中への降下火砕物によって海水ポンプ軸受が閉塞により異常摩耗した場合、残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機海水系の機能喪失，仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

補機冷却海水系の機能喪失による「タービン・サポート系故障」，循環水系の機能喪失に伴う復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

③降下火砕物による給気フィルタ等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機附属機器の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気口への堆積により非常用ディーゼル発電機室の給気口，吸気フィルタが閉塞した場合，非常用ディーゼル発電機の機能喪失，仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・中央制御室換気系給気口の閉塞

中央制御室換気系の給気口は，地面より約 5.6m，約 19m の 2 箇所に設置されており，堆積物による閉塞は考え難いためシナリオの選定は不要である。また，吸気口へ降下火砕物の吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも，フィルタの取替え及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。

- ・海水ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気口への堆積により残留熱除去系海水系ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合，残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合，高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機海水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

補機冷却海水系ポンプの空気冷却器給気口が閉塞した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

循環水ポンプの空気冷却器給気口が閉塞した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については、屋外設備表面には耐食性の塗装（エポキシ樹脂系等）が施されており腐食の抑制効果が考えられること、腐食の進展速度の遅さを考慮し、適切な保全管理が可能と判断したため、この損傷・機能喪失モードについては考慮しない。

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

降下火砕物が送電線や碍子へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相間短絡を起こし「外部電源喪失」に至るシナリオ。

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて、想定を超える降下火砕物に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①降下火砕物の堆積荷重

降下火砕物の堆積が各建屋天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合には、(3)①にて選定した各シナリオが発生する可能性はあるが、各建屋天井の崩落や屋外設備が損傷するような火山事象は、火山事象の進展速度を踏まえると除灰管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

海水ポンプ軸受の異常摩耗については、降下火砕物の硬度を考慮すると、海水中の降下火砕物によって異常摩耗は進展しにくく、機能喪失することは考えにくいため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

③降下火砕物による給気フィルタ等の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気口への堆積により非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタを閉塞した場合には、(3)③にて選定したシナリオが発生する可能性があるが、非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタが閉塞するような火山事象は、火山事象の進展速度を踏まえると除灰管理又はフィルタの交換が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

また、モータ空気冷却器給気口が閉塞した場合には、(3)③にて選定し

たシナリオが発生する可能性があるが、モータ空気冷却器給気口が閉塞するような火山事象は、火山事象の進展速度を踏まえると除灰管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については、(3)④のとおり、この損傷・機能喪失モードは考慮しないため、起因事象として特定しない。

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

降下火砕物の影響を受ける可能性がある送受電設備は、発電所内外の広範囲に渡り、全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える火山事象に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル1 P R Aにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、火山事象を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷
- ②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷
- ③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷
- ④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋，屋外及び屋内設置の設備等を評価対象設備として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建屋外壁貫通を考慮すると屋内設備に影響が及ぶ可能性が考えられるため，飛来物が直接衝突する壁は損傷し，そのひとつ内側の壁との間に設置されている設備等を対象とする。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

- ・ 原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）
- ・ タービン建屋

<屋外設備>

- ・ 送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）
- ・ 主排気筒
- ・ 非常用ガス処理系
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 非常用ディーゼル発電機の附属設備（排気ファン，吸気フィルタ等）
- ・ 残留熱除去系海水系
- ・ 高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

<屋内設備>

- ・ 中央制御室換気系

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

- ・ 原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）
- ・ タービン建屋

<屋外設備>

- ・ 送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）
- ・ 主排気筒

- ・ 非常用ガス処理系
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 非常用ディーゼル発電機の附属設備（排気ファン，吸気フィルタ等）
- ・ 残留熱除去系海水系
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

＜屋内設備＞

- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 原子炉建屋ガス再循環系／非常用ガス処理系
- ・ ほう酸水注入系
- ・ 可燃性ガス濃度制御系
- ・ 中央制御室換気系
- ・ 気体廃棄物処理設備
- ・ タービン補機冷却系
- ・ タービン及び発電機
- ・ 原子炉補機及びタービン補機冷却系熱交換器，ポンプ
- ・ 主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による
建屋や設備等の損傷

- ・ ①及び②にて選定した設備等

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

- ・取水口

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して、(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

・原子炉建屋

原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり，風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから，極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持され则认为するため，シナリオの選定は不要である。

また，風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても，風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は，原子炉建屋設計時の地震荷重よりも小さく，建屋の頑健性は維持され则认为するため，シナリオの選定は不要である。

ただし，ブローアウトパネルは建屋内外の差圧による開放に至る場合に「計画外停止」に至るシナリオを選定する。

・タービン建屋

タービン建屋については，建屋上層部は鉄骨造である。万が一，風荷重及び気圧差荷重による破損に至るような場合に，建屋最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び，「非隔離事象」に至るシナリオ

また，タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び，「タービン・

サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

風荷重及び気圧差荷重により超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器に影響が及び「外部電源喪失」に至るシナリオ

- ・主排気筒

主排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから，発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定しても排気筒の頑健性は維持され则认为するため，シナリオの選定は不要である。

- ・非常用ガス処理系

非常用ガス処理系配管及び排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから，発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定しても非常用ガス処理系配管及び排気筒の頑健性は維持され则认为するため，シナリオの選定は不要である。

- ・復水貯蔵タンク

風荷重及び気圧差荷重により復水貯蔵タンクが損傷した場合，補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器

風荷重により非常用ディーゼル発電機の附属機器が損傷した場合，非常用ディーゼル発電機の機能喪失，仮に外部電源喪失の同時発生を想定した場合，「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・残留熱除去系海水系

風荷重により残留熱除去系海水系が損傷した場合，残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

風荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系

風荷重により非常用ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、仮に外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 補機冷却海水系

風荷重により補機冷却海水系ポンプが損傷した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

- ・ 循環水系

風荷重により循環水ポンプが損傷した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

<屋内設備>

- ・ 中央制御室換気系は、原子炉建屋（付属棟）内に設置されており風荷重の影響を受けないが、気圧差荷重によりダクト、ファン、ダンパ等の損傷が考えられる。中央制御室換気系が損傷した場合、中央制御室換気系が機能喪失し、「計画外停止」に至るシナリオ

なお、それらの設備の損傷により中央制御室の換気が困難になった場合、中央制御室の温度が上昇するが、即、中央制御室の機器へ影響が及ぶことはなく、また、竜巻の影響は瞬時であり、竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリオの選定は不要である。

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

飛来物が建屋外壁を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及ぼすことが考えられるが、発生可能性のあるシナリオについては、<屋内設備>で選定する。

<屋外設備>

- ・送受電設備

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

- ・主排気筒

飛来物による衝突荷重により主排気筒が損傷した場合、「隔離事象」に至るシナリオ

- ・非常用ガス処理系

飛来物による衝突荷重により非常用ガス処理系配管及び排気筒が損傷した場合、「計画外停止」に至るシナリオ

- ・復水貯蔵タンク

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・非常用ディーゼル発電機の附属機器

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・残留熱除去系海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・非常用ディーゼル発電機海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・補機冷却海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・循環水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

<屋内設備>

- ・原子炉建屋（原子炉棟）に設置している原子炉補機冷却系サージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、原子炉補機冷却系が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋ガス再循環系／非常用ガス処理系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合、「計画外停止」に至るシナリオ

ほう酸水注入系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合、「計画外停止」に至るシナリオ

可燃性ガス濃度制御系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合、「計画外停止」に至るシナリオ

- ・原子炉建屋（付属棟）に設置している中央制御室換気系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、中央制御室換気系が機能喪失することによる「計画外停止」に至るシナリオ

- ・原子炉建屋（廃棄物処理棟）に設置している気体廃棄物処理設備に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、気体廃棄物処理系が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

- ・タービン建屋に設置しているタービンや発電機、タービン補機冷却系サージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「非隔離事象」に至るシナリオ

また、タービン補機冷却系が機能喪失することによる「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

原子炉補機冷却系熱交換器又はポンプに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「隔離事象」に至るシナリオ

タービン補機冷却系熱交換器又はポンプに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

主蒸気管に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「隔離事象」に至るシナリオ

③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する組合せ荷重により発生可能性のあるシナリオについては，①，②に包絡される。

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材，車両等が飛散した取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させる可能性があるが，取水口は呑み口が広く，閉塞させるほどの資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

(4)起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて，想定を超える風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

建屋内外差圧の発生に伴う原子炉建屋ブローアウトパネルの開放による計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

タービン建屋上層部は鉄骨造であり、風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、想定を超える風荷重が建屋に作用した場合、建屋が損傷してタービン、発電機及びタービン補機冷却系サージタンクに影響を及ぼす可能性は否定できず、タービン建屋損傷に伴う非隔離事象、タービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

<屋外設備>

超高圧開閉所や送受電設備が損傷した場合、風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、想定を超える風荷重に対しては発生を否定できないため、超高圧開閉所や送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

復水貯蔵タンクが損傷した場合、補給水系が喪失し、計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機の附属機器が損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、また、外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系が損傷した場合、残留熱除去系の機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、高圧

炉心スプレイ系の機能喪失による計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、また、外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

補機冷却海水系が損傷した場合、タービン補機冷却系喪失によるタービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

循環水系が損傷した場合、復水器真空度喪失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

<屋内設備>

中央制御室換気系が損傷した場合、中央制御室換気系が機能喪失し、計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

原子炉建屋、タービン建屋は、飛来物が建屋を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及ぼすが、<屋内設備>として起因事象を特定する。

<屋外設備>

超高圧開閉所や送電線が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

主排気筒が飛来物により損傷した場合、気体廃棄物処理系の機能喪

失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

非常用ガス処理系配管及び排気筒が飛来物により損傷した場合、非常用ガス処理系の機能喪失による計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

復水貯蔵タンクが飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に補給水系が喪失し、計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機の附属機器が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に非常用ディーゼル発電機の機能喪失、また、外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に残留熱除去系の機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に高圧炉心スプレイ系の機能喪失による計画外停止に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機海水系が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に非常用ディーゼル発電機の機能喪失、また、外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

補機冷却海水系が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様にタービン補機冷却系喪失によるタービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

循環水系が飛来物により損傷した場合、(4)①と同様に復水器真空度喪失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

<屋内設備>

飛来物が原子炉建屋へ衝突し、貫通した場合、屋内設備の損傷の可能性を否定できないことから、原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う隔離事象、原子炉建屋ガス再循環系／非常用ガス処理系の機能喪失に伴う計画外停止、ほう酸水注入系の機能喪失に伴う計画外停止、可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う計画外停止、中央制御室換気系の機能喪失に伴う計画外停止、気体廃棄物処理系の機能喪失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

飛来物がタービン建屋へ衝突、貫通した場合、(4)①と同様にタービン、発電機の損傷に伴う非隔離事象、タービン補機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート系故障、原子炉補機冷却系の損傷に伴う隔離事象、主蒸気管の損傷に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

③風荷重、気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷

(3)③のとおり、建屋及び屋内外設備に対する組合せ荷重により発生可能性のあるシナリオについては、①、②に包絡されるため、起因事象として特定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える竜巻事象に対し発生可能性のある起因事象として

以下を選定した。

- ・ 原子炉建屋ブローアウトパネルの開放に伴う計画外停止
- ・ 原子炉補機冷却系の損傷に伴う隔離事象
- ・ 原子炉建屋ガス再循環系／非常用ガス処理系の損傷に伴う計画外停止
- ・ ほう酸水注入系の損傷に伴う計画外停止
- ・ 可燃性ガス濃度制御系の損傷に伴う計画外停止
- ・ 中央制御室換気系の機能喪失に伴う計画外停止
- ・ 気体廃棄物処理系の機能喪失に伴う隔離事象
- ・ タービン、発電機の損傷に伴う非隔離事象
- ・ タービン補機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・ 主蒸気系の損傷に伴う隔離事象
- ・ 送電線の損傷に伴う外部電源喪失
- ・ 主排気筒の損傷に伴う隔離事象
- ・ 復水貯蔵タンクの損傷に伴う計画外停止
- ・ 非常用ディーゼル発電機の附属機器の損傷，かつ外部電源喪失の同時発生に伴う全交流動力電源喪失
- ・ 残留熱除去系海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系の損傷に伴う計画外停止
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系の損傷，かつ外部電源喪失の同時発生に伴う全交流動力電源喪失
- ・ 補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・ 循環水系の損傷に伴う隔離事象

上記起因事象については、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル 1 P R A にて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、竜巻を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

森林火災により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

②ばい煙による設備等の閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

<建屋>

- ・原子炉建屋（原子炉棟，付属棟，廃棄物処理棟）
- ・タービン建屋

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器）
- ・復水貯蔵タンク
- ・非常用ディーゼル発電機の附属設備（排気ファン，吸気フィルタ等）

- ・ 主排気筒
- ・ 非常用ガス処理系
- ・ 残留熱除去系海水系
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

②ばい煙による設備等の閉塞

- ・ 非常用ディーゼル発電機の附属設備（空気冷却器等）
- ・ 中央制御室換気系
- ・ 残留熱除去系海水系（モータ）
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系（モータ）
- ・ 補機冷却海水系（モータ）
- ・ 循環水系（モータ）
- ・ 中央制御室換気系

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して、(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

<建屋>

森林火災の輻射熱による建屋への影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離

があることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、建屋が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による建屋影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから、シナリオの選定は不要である。

<屋外設備>

- ・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合、「外部電源喪失」に至るシナリオ。

なお、送受電設備への影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、敷地内の送受電設備が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができる。

- ・復水貯蔵タンク

森林火災の輻射熱による復水貯蔵タンクへの影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、復水貯蔵タンク水の最高使用温度を下回り、タンクが損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから、シナリオの選定は不要である。

- ・非常用ディーゼル発電機の附属設備

森林火災の輻射熱による非常用ディーゼル発電機の附属設備への

影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、非常用ディーゼル発電機の附属設備が受ける輻射強度は低いため、非常用ディーゼル発電機の附属設備が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから、シナリオの選定は不要である。

- ・主排気筒

森林火災の輻射熱による主排気筒への影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、主排気筒が受ける輻射強度は低いため、主排気筒が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから、シナリオの選定は不要である。

- ・非常用ガス処理系

森林火災の輻射熱による非常用ガス処理系排気筒及び配管への影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、非常用ガス処理系排気筒及び配管が受ける輻射強度は低いため、非常用ガス処理系排気筒及び配管が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができることからシナリオの選定は不要である。

- ・残留熱除去系海水系／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

／非常用ディーゼル発電機海水系／補機冷却海水系／循環水系（以下「海水系」という。）

森林火災の輻射熱による海水系への影響については、想定しうる最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、海水系が受ける輻射強度は低いため、海水系が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることから、シナリオの選定は不要である。

②ばい煙による設備等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の附属設備（空気冷却器等）の閉塞

非常用ディーゼル発電機を構成する機器の間隙は、ばい煙の粒径より広いことから閉塞し難いため、シナリオの選定は不要である。

- ・非常用ディーゼル発電機の附属設備（吸気フィルタ等）の閉塞

森林火災で発生するばい煙の非常用ディーゼル発電機吸気フィルタへの吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。

- ・海水系ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

海水系ポンプモータは外気を取込まない構造であり、また、空冷モータの冷却流路の口径は、ばい煙の粒径より広いことから閉塞し難いため、シナリオの選定は不要である。

- ・中央制御室換気系の閉塞

森林火災で発生するばい煙の中央制御室換気系吸気口への吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替及び清掃が可

能であることからシナリオの選定は不要である。

(4) 起因事象の特定

(3) で選定した各シナリオについて、森林火災に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 輻射熱による建屋や設備等への損傷

< 建屋 >

森林火災の輻射熱による各建屋の損傷については、(3)①のとおり、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

< 屋外設備 >

森林火災の輻射熱により送電線が損傷する可能性が否定できないため、送電線の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。その他の屋外設備についての損傷のシナリオについては、(3)①及び(3)②のとおり、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

② ばい煙等による設備等の閉塞

森林火災のばい煙等による設備等の閉塞については、(3)②のとおり、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて森林火災に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル 1 P R A にて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、森林火災を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

落雷事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について、国外の評価事例、国内で発生したトラブル事例も参照し、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 屋内外計測制御設備に発生するノイズ
- ② 直撃雷による設備損傷
- ③ 誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性のある設備等のうち、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には、以下に示す屋内設置の設備及び屋外設置の設備を評価対象設備として選定した。

- ①屋内外計測制御設備に発生するノイズ
 - ・ 計測制御系
- ②直撃雷による設備損傷
 - ・ 外部電源系
 - ・ 残留熱除去系海水系
 - ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

- ・ 計測制御系

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して、(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋内外計測制御系設備に発生するノイズ

- ・ 計測制御系

ノイズにより安全保護回路が誤動作した場合、「隔離事象」又は「原子炉緊急停止系誤動作」に至るシナリオ

ノイズにより安全保護回路以外の計測制御系が誤動作した場合、「非隔離事象」、「全給水喪失」又は「水位低下事象」に至るシナリオ

②直撃雷による設備損傷

- ・ 外部電源系

直撃雷により外部電源系が損傷した場合、外部電源系の機能喪失による「外部電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 残留熱除去系海水系

直撃雷により残留熱除去系海水系が損傷した場合、残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

直撃雷により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

- ・ 非常用ディーゼル発電機海水系

直撃雷により非常用ディーゼル発電機海水系が損傷した場合、非常用ディーゼル発電機の機能喪失、外部電源喪失の同時発生を想定した場合、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

- ・ 補機冷却海水系

直撃雷により補機冷却海水系が損傷した場合、タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

- ・ 循環水系

直撃雷により循環水系が損傷した場合、復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

- ・ 計測制御系

誘導雷サージにより計測制御系が損傷した場合、計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて、想定を上回る落雷に対する起因事象発生可能性評価を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

落雷によって安全保護回路に発生するノイズの影響により誤動作する可能性を否定出来ず、隔離事象又は原子炉緊急停止系誤動作に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

また、落雷によって安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズの影響により誤動作する可能性を否定出来ず、非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

なお、上記事象以外の誤動作（ポンプの誤起動等）については、設備の機能喪失には至らず、かつ復旧についても容易であることから、起因事象としては特定しない。

②直撃雷による設備損傷

外部電源系に過渡な電流が発生した場合、機器には雷サージの影響を緩和するため保安器が設置されているが、落雷が発生した場合、外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系は、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定出来ない。また、区分分離が実施された複数の系統に期待できるが、同時に機能喪失することを保守的に考慮し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系は、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定出来ないことから、計画外停止に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機海水系は、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定出来ない。また、区分分離が実施された複数の系統に期待できるが、同時に機能喪失することを保守的に考慮し、全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

補機冷却海水系は、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定出来ない。また、区分分離が実施された複数の系統に期待できるが、同時に機能喪失することを保守的に考慮し、タービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

循環水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定出来ないため、隔離事象に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことが出来ない場合には、電気盤内の絶縁耐力が低い回路が損傷し、原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。しかし、安全保護回路はシールド付きケーブルを使用し、屋内に設置されているため、損傷に至る有意なサージの侵入はないものと判断されることから、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

なお、安全保護回路以外の計測制御系は、誘導雷サージの影響により損傷し、安全保護回路以外の計測・制御系喪失により制御不能に至る可能性を否定出来ない。制御不能となった場合は、非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象に至る可能性は考えられるため、起因事象

として特定する。

2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える落雷事象に対し発生可能性のある起因事象として以下を特定した。

- ・安全保護回路に発生するノイズの影響に伴う隔離事象又は原子炉緊急停止系誤動作
- ・安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズの影響に伴う非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象
- ・外部電源系の損傷に伴う外部電源喪失
- ・残留熱除去系海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系の損傷に伴う計画外停止
- ・非常用ディーゼル発電機海水系の損傷，かつ外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失
- ・補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・循環水系の損傷に伴う隔離事象
- ・安全保護回路以外の計測制御系の損傷に伴う非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象

上記起因事象については，いずれも運転時の内部事象や地震，津波レベル1 P R Aにて考慮していることから，追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって，落雷を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事象発生時の対応

自然現象	考慮対象とした起因事象	起因事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
低温 (凍結)	外部電源喪失	送電線や碍子へ着氷することによって相间短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には低温による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、凍結防止対策により機能を維持できるものと考えられる。
積雪	外部電源喪失	送電線や碍子へ着雪することによって相间短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には積雪による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、除雪等の対応により機能を維持できるものと考えられる。
火山	外部電源喪失	送電線や碍子へ降下火砕物が付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって相间短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には降下火砕物の堆積による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、除灰等の対応により機能を維持できるものと考えられる。
竜巻	計画外停止	気圧差荷重や、飛来物の衝突による原子炉建屋ブローアウトパネルの開放や、原子炉建屋ガス処理系等の損傷に伴う計画外停止	建屋内の機器のうち、飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁とひとつ内側の頑健性のある壁との間に設置されている機器以外には影響ないものと考えられる。 建屋外の機器には風荷重や飛来物の衝突による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器のうち、飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した壁とひとつ内側の頑健性のある壁との間に設置されている機器以外には影響ないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、竜巻の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び竜巻防護設備を設置することにより建屋外の機器に期待できるものと考えられる。
	非隔離事象	風荷重や、飛来物の衝突によるタービンや発電機の損傷に伴う非隔離事象		
	タービン・サポート系故障	風荷重や、飛来物の衝突によるタービン補機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート系故障		
	隔離事象	風荷重や、飛来物の衝突による循環水ポンプ等の損傷に伴う隔離事象		
	外部電源喪失	風荷重や、飛来物の衝突による外部電源系の損傷に伴う外部電源喪失		
	全交流動力電源喪失	風荷重や、飛来物の衝突による非常用ディーゼル発電機の機能喪失、及び外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失		
	最終ヒートシンク喪失	風荷重や、飛来物の衝突による残留熱除去系海水系の損傷による最終ヒートシンク喪失		

自然現象	考慮対象とした起回事象	起回事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
森林火災	外部電源喪失	送電線の輻射熱による損傷に伴う外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には輻射熱による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、森林火災が拡大されるまでの時間的余裕が十分にあることから、予め散水する等の必要な安全措置を講ずることにより機能を維持できるものと考えられる。
落雷	隔離事象	安全保護回路に発生するノイズの影響や直撃雷による循環水系の損傷に伴う隔離事象	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には直撃雷による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから、必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても、落雷の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び避雷設備を設置することにより建屋外の機器に期待できるものと考えられる。
	原子炉緊急停止系誤動作等非隔離事象	安全保護回路に発生するノイズの影響に伴う原子炉緊急停止系誤動作		
	全給水喪失	安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズの影響に伴う全給水喪失		
	水位低下事象	安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズの影響に伴う水位低下事象		
	外部電源喪失	直撃雷による外部電源系の損傷に伴う外部電源喪失		
	最終ヒートシンク喪失	直撃雷による残留熱除去系海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失		
	計画外停止	直撃雷による高圧炉心スプレイ系発電機海水系の損傷に伴う計画外停止		
	全交流動力電源喪失	直撃雷による非常用ディーゼル発電機の機能喪失、及び外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失		
	タービン・サポート系故障	直撃雷による補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障		

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

No	外部人為事象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価		
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等	
1	衛星の落下	荷重	荷重 (衝突)	NUREGやIAEAのSAFETY STANDARDS SERIESでも言及されている様に、有意な発生頻度とはならない。(10 ⁻⁹ /年以下)
		浸水	随伴津波による設備の浸水	
2	パイプライン事故 (ガスなど)、パイ プライン事故による サイト内爆発等	荷重	荷重 (爆風圧)	プラント外での爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	プラント外での爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
			ばい煙, 有毒ガスの侵入	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
3	交通事故 (化学物質 の流出含む)	温度	輻射熱	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
			ばい煙, 有毒ガスの侵入	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
4	有毒ガス	有毒ガス	有毒ガスの侵入	鉄道路線、主要道路、航路及び石油コンビナート施設は発電所から十分な離隔距離が確保されており、危険物を搭載した車両及び船舶を含む事故等による当該発電所への有毒ガスの影響はない。また、中央制御室換気系においては閉回路による再循環運転も可能であるため、影響はない。
5	タービンミサイル	荷重	荷重 (衝突)	有意な衝突頻度にならない。
6	飛来物 (航空機落下)	荷重	荷重 (衝突)	航空機落下確率評価結果が防護方針の要否判断の基準である10 ⁻⁷ 回/炉年を超えないため、航空機落下による防護設計を必要としない。なお、当該事象が万が一発生した場合には、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを想定し、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
		荷重	荷重 (爆風圧)	
		温度	輻射熱	
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞	
7	工業施設又は 軍事施設事故	荷重	ばい煙, 有毒ガスの侵入	プラント外での爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
			荷重 (衝突)	
		温度	荷重 (爆風圧)	プラント外での爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
			輻射熱	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
			ばい煙による閉塞	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙, 有毒ガスの侵入	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

No	外部人為事象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
8	船舶の衝突 (船舶事故)	閉塞 (海水系)	取水口の閉塞
			油漏えいによる海水系ストレーナの閉塞
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞
			ばい煙, 有毒ガスの侵入
9	自動車又は 船舶の爆発	荷重	荷重 (衝突)
			荷重 (爆風圧)
		温度	輻射熱
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞
10	船舶から放出される 固体・液体不純物	閉塞 (海水系)	ばい煙, 有毒ガスの侵入
			固体・液体不純物の放出による海水系ストレーナの閉塞
11	水中の化学物質	閉塞 (海水系)	海水中に流出した化学物質による海水系ストレーナの閉塞
12	プラント外での爆発	荷重	荷重 (衝突)
			荷重 (爆風圧)
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞
			ばい煙, 有毒ガスの侵入
13	プラント外での 化学物質の流出	閉塞 (海水系)	化学物質の流出による海水系ストレーナの閉塞
		有毒ガス	有毒ガスの侵入
14	サイト貯蔵の 化学物質の流出	有毒ガス	有毒ガスの侵入

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

No	外部人為事象 (色塗り部は6条の 設計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価		
		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等	
15	軍事施設からの ミサイル	荷重	荷重 (衝突)	偶発的なミサイル到達は考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
		温度	荷重 (爆風圧)	
			輻射熱	
16	掘削工事	物理的損傷	掘削工事による配管・ケーブル類の 損傷	敷地内で、地面の掘削工事を行う場合は、事前調査で埋設ケーブル・配管位置の確認を行うため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
17	他のユニット からの火災	温度	輻射熱	火災 (近隣工場等の火災) (No. 23) の評価に包絡される。
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞	
			ばい煙, 有毒ガスの侵入	
18	他のユニット からのミサイル	荷重	荷重 (衝突)	有意なミサイル源はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
19	他のユニット からの内部溢水	浸水	内部溢水による設備の浸水	東海発電所分も含めた屋外タンク及び貯槽類からの溢水を想定しても、東海第二発電所の安全施設への影響が無いことを確認したため、他のユニットからの内部溢水の影響による設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
20	電磁的障害	電氣的影響	サージ及び誘導電流 通電圧	安全保護回路は、日本工業規格 (J I S) 等に基づき、ラインフィルタや絶縁回路の設置により、サージ・ノイズの侵入を防止するとともに、銅製管体や金属シールド付ケーブルの適用により電磁波の侵入を防止する設計としており、安全機能を損なうことはないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
21	ダムの崩壊	浸水	ダムの崩壊による浸水	敷地周辺の地形及び上流に位置している久慈川水系の竜神ダムの保有水量から判断して、ダムの崩壊が発生した場合においても、敷地が久慈川の洪水による被害を受けることはないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
22	内部溢水	別紙 1 表 1 に示すとおり。		
23	火災 (近隣工場等の 火災)	温度	輻射熱	自然現象 森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。
		ばい煙, 有毒ガス	ばい煙による閉塞	
			ばい煙, 有毒ガスの侵入	

自然現象の重畳確認結果 (2/8)

【凡例】

【解説】斜線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、発生が極めて稀）と判断した事象

○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
—: 各自然現象が重量した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。

I: 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース

Ⅱ：ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、

Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増大

主事象					
重要事象			設備の損傷・機能喪失モード 備考		
No	自然現象	温度 閉塞（吸気等） 閉塞（放気等）	湿度 電氣的影響 温度	風速 （前突、新突等）	浪石 浸水 浸水
22	森林火災	燃焼熱 閉塞（放気等）	-	-	浸水 浸水
23	霜・白霜	-	-	I	-
24	草原火災	-	-	-	-
25	ひょう・あられ	荷重（衝突）	-	-	-
26	極低温	荷重	-	-	-
27	満潮	浸水	-	-	-
28	ハリケーン	-	-	-	I
29	氷結	電氣的影響	III - I	I	-
30	氷晶	電氣的影響	III - I	I	-
31	氷壁	電氣的影響	-	-	-
32	土砂崩れ（山崩れ、がけ崩れ）	荷重（衝突）	-	-	-
33	落雷	電氣的影響	-	-	-
34	湖又は河川の水位低下	湖水	-	-	-
35	湖又は河川の水面上昇	浸水	-	-	I
36	陥没、地盤沈下、地割れ	荷重	-	-	I
37	樹間の圧力（気圧高低）	荷重	-	-	-
38	もや	-	-	-	-
39	塩害・塩害	腐食	-	-	-
40	地面の隆起	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
41	動物	物置的損傷	-	-	-
42	地震り	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
43	カルスト	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
44	地下水による浸食	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
45	海水面高	海水面の低下による海水の枯渇	-	-	-
46	海水面高	海水面上昇による設備の浸水	-	-	I
47	地下水による地滑り	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
48	水中の有機物	閉塞（海水系）	-	-	-
49	太陽フレア、磁嵐	電氣的影響	-	-	-
50	高温水（海水温高）	温度	-	-	-
51	低温水（海水温低）	-	-	-	-
52	泥湧目（流注化）	荷重（変位、傾斜）	-	-	-
53	土石流	荷重（衝突）	-	-	-
54	水車ガス	酸性ガス	-	-	-
55	毒性ガス	酸性ガス	-	-	-

自然現象の重量確認結果 (3/8)

【凡例】
 斜線：以下の理由により、重量影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、発生が極めて稀）と判断した事象
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、非常に小さい）事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 ー：各自然現象の重量が重なる場合でも東海事業向上の影響評価より増長しない、もしくは同時に起こらない。
 Ⅰ：各自然現象の重量が重なる場合でも東海事業向上の影響評価より増長しない、もしくは同時に起こらない。
 Ⅱ：各自然現象の重量が重なる場合でも東海事業向上の影響評価より増長しない、もしくは同時に起こらない。
 Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前掲条件が強化し、影響が増大するケース
 Ⅲ-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象		火山（火山活動、降下火砕物）				生物学的事象		干ばつ	洪水（外部洪水）	風（台風）		電巻		濃霧
No	自然現象	重要事象	設備の損傷・機能喪失モード	備考	荷重（地盤）	間歇（海水系）	間歇（海水系）	電気的影響	間歇（海水系）	電巻（新突）	荷重（風）	電巻（新突）	荷重（風）	電巻（新突）
1	極低温	温度	設備の損傷・機能喪失モード	備考	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		湿度	屋外機器内部結露の凍結		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		電気的影響	ヒートシンク（海水）の凍結		ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		荷重	管外による送電線の相間短絡		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
2	隕石	荷重（衝突）	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		浸水	風圧（衝撃波）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		浸水	風圧（衝撃波）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
3	降水（降雨・降雪）	浸水	風圧（衝撃波）		Ⅰ、Ⅲ-2	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー
		浸水	降水による設備の浸水		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
4	河川の迂回	海水	河川の迂回による敷地内浸水		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		海水	工業用水の枯渇		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
5	砂嵐	間歇（吸気等）	砂嵐、大陸からの黄砂による吸気口の閉塞		ー	Ⅰ	ー	ー	Ⅲ-1	ー	Ⅲ-1	ー	Ⅲ-1	ー
		浸水	静電による設備の浸水		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
6	静電	海水	静電による海水の枯渇		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		荷重	荷重（地震）		ー	ー	ー	Ⅱ	Ⅱ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
7	地震活動	荷重	荷重（地震）		ー	ー	ー	ー	ー	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1
		荷重	荷重（地震）		Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
8	積雪（暴風雪）	電気的影響	積雪による送電線の相間短絡		ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		間歇（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		ー	Ⅰ	ー	ー	ー	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1
9	土壌の収縮又は膨張	荷重	荷重（変位、傾斜）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水		ー	ー	ー	Ⅰ	Ⅰ	ー	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
		荷重	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
11	津波	浸水	津波による設備の浸水		ー	ー	ー	Ⅰ	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー
		間歇	漂流物による取水口、海水ストレーナの閉塞		ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		荷重	荷重（堆積）		ー	ー	ー	ー	ー	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1
		間歇（海水系）	海水系ストレーナの閉塞		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
12	火山（火山活動・降下火砕物）	間歇（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		ー	ー	ー	ー	ー	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1
		腐食	腐食成分による化学的影響		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水		ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー
14	雪崩	荷重	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
		間歇（海水系）	取水口、海水ストレーナの閉塞		ー	Ⅰ	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	Ⅰ	ー	ー
15	生物学的事象	電気的影響	細菌類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
16	海岸浸食	海水	海岸浸食による海水の枯渇		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
17	干ばつ	海水	工業用水の枯渇		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
18	洪水（外部洪水）	浸水	洪水による設備の浸水		Ⅲ-1, Ⅲ-2	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー
		荷重（風）	荷重（風）		Ⅰ	Ⅲ-1	ー	ー	ー	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
19	風（台風）	荷重	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	Ⅰ	ー	ー
		荷重	荷重（衝突）		ー	Ⅲ-1	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
20	電巻	荷重	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
		電巻	荷重（衝突）		ー	ー	ー	ー	ー	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
21	濃霧	ー	ー		ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー

自然現象の重量確認結果 (4/8)

【凡例】
斜線：以下の理由により、重量影響考慮不要
○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、発生が極めて稀）と判断した事象
○東海第二発電所の評価において設備等への影響がない（若しくは、非常に小さい）事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
ー：各自然現象の重量とした場合でも東海事業向上の影響評価より増長しない、もしくは同時に起こらない。
Ⅰ：各自然現象の重量が設備の重量より増長し、重なる場合は増長する増長Ⅰとし、増長Ⅱと併発する場合は増長Ⅱとする。
Ⅱ：各自然現象の重量が設備の重量より増長し、重なる場合は増長Ⅱとし、増長Ⅰと併発する場合は増長Ⅰとする。
Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前掲条件が強化し、影響が増長するケース
Ⅲ-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象				火山（火山活動、降下火砕物）				波浪・高波	船舶	生物学的事象	海岸浸食	干ばつ	洪水（外部洪水）	風（台風）	竜巻	
重要事象				設備の損傷・機能喪失モード				電気的影響				電磁的影響				竜巻
No	自然現象	温度	湿度	設備の損傷・機能喪失モード	備考	荷重（地震）	間震（気象等）	間震（海水系）	腐食	電磁的影響	電磁的影響	電磁的影響	干ばつ	洪水（外部洪水）	風（台風）	竜巻
22	森林火災	温度	湿度	設備の損傷・機能喪失モード	備考	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
23	雷・白雷	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅲ-1	ー	ー
24	草原火災	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
25	ひょう・あられ	荷重	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅰ	Ⅰ	ー
26	極低温	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
27	満潮	浸水	ー	満潮による設備の浸水	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー
28	ハリケーン	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
29	氷結	電磁的影響	ー	氷結	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
30	氷晶	電磁的影響	ー	氷晶	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
31	氷壁	電磁的影響	ー	氷壁	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
32	土砂崩壊（山崩れ、がけ崩れ）	荷重	ー	荷重（衝突）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
33	落雷	電磁的影響	ー	落雷	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
34	湖又は河川の水位低下	浸水	ー	湖又は河川の水位低下	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
35	湖又は河川の水位上昇	浸水	ー	湖又は河川の水位上昇による設備の浸水	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー
36	陥没、地震沈下、地割れ	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
37	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	ー	荷重	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
38	もや	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
39	塩害・塩害	腐食	ー	塩害による腐食	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
40	地面の隆起	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
41	動物	物理的損傷	ー	ケープブル類の損傷	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
42	地震	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
43	カルスト	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
44	地下水による浸食	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
45	海水面低	浸水	ー	海水面の低下による海水の枯渇	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
46	海水面高	浸水	ー	海水面の上昇による設備の浸水	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー
47	地下水による地割れ	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
48	水中の有機物	腐食	ー	取水口、海水ストレーナの閉塞	ー	ー	ー	Ⅰ	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
49	太陽フレア、磁気嵐	電磁的影響	ー	磁気嵐による誘導電流	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
50	高温水（海水温度）	温度	ー	高温水	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
51	低温水（海水温度）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
52	泥湧出（波浪化）	荷重	ー	荷重（変位、傾斜）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
53	土石流	荷重	ー	荷重（衝突）	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
54	水蒸気	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
55	毒性ガス	腐食（気象等）	ー	毒性ガスの吸込みによる結露フィルタ等の閉塞	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1

自然現象の重量確認結果 (5/8)

主事象		森林火災	霜・白霜	草原火災	ひょう・あられ	極高温	満潮	ハリケー	氷結	氷晶	氷壁	土砂崩れ (山崩れ)	落雷		潮又は河川の 水位低下	潮又は河川の 水位上昇	施設、地盤沈 下、地割れ	極限的な圧力 (気圧高低)
No	自然現象	温度 (吸気等)	設備の損傷・機能喪失モード (備考)	温度 (吸気等)	湿度 (相対)	湿度	浸水	ハリケー	氷結	氷晶	氷壁	土砂崩れ (山崩れ)	電気の影響 (ノイズ)	電気の影響 (直撃雷)	潮又は河川の 水位低下	潮又は河川の 水位上昇	施設、地盤沈 下、地割れ	極限的な圧力 (気圧高低)
1	極低温	温度	屋外機器内部流体の凍結	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		電気の影響	ヒートシンク (海水) の凍結	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		電気の影響	管孔による送電線の相間短絡	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	限石	荷重	荷重 (衝突)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (衝撃波)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		浸水	副伴津波による水没に伴う設備の浸水	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	降水 (降雪、降雨)	浸水	降水による設備の浸水	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—
4	河川の迂回	浸水	河川の迂回による敷地内浸水	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	砂嵐	浸水	工業用水の枯渇	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	静振	浸水	砂嵐、大陸からの黄砂による吸気口の閉塞	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—
		海水	静振による設備の浸水	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	地震活動	荷重	静振による海水の枯渇	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (地震)	—	I	—	II	—	—	—	—	—	II	—	—	II	—	—
		荷重	荷重 (連続)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8	積雪 (暴風雪)	電気の影響	着雪による送電線の相間短絡	—	—	—	—	—	I	I	—	—	—	—	—	—	—	—
		電気の影響	給気フィルタ等の閉塞	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	土壌の収縮又は膨張	電気の影響	給気フィルタ等の閉塞	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (変位、傾斜)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	III-1
		荷重	荷重 (衝突)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11	津波	浸水	津波による設備の浸水	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—
		浸水	漂流物による取水口、海水ストレーナの閉塞	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (連続)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (海水系)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12	火山 (火山活動・降下火砕物)	電気の影響	海水系ストレーナの閉塞	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		腐食	給気フィルタ等の閉塞	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		腐食	腐食成分による化学的影響	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		電気の影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—
14	雪崩	荷重	荷重 (衝突)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15	生物学的事象	電気の影響	取水口、海水ストレーナの閉塞	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		電気の影響	細菌類 (ネズミ等) によるケーブル類の損傷	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	海洋浸食	海水	海洋浸食による海水の枯渇	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17	干ばつ	海水	工業用水の枯渇	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18	洪水 (外部洪水)	浸水	洪水による設備の浸水	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—
19	風 (台風)	荷重	荷重 (風)	III-1	I	III-1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (衝突)	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (風)	III-1	I	III-1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20	竜巻	荷重	荷重 (衝突)	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	I
		荷重	荷重 (衝突)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		荷重	荷重 (気圧差)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
21	濃霧	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

【凡例】
 斜線：以下の理由により、重量影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない (若しくは、発生が極めて稀) と判断した事象
 ○東海第二発電所の評価において設備等への影響がない (若しくは、非常に小さい) 事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 —：各自然現象の重量した場合同様に東海第二発電所への影響評価より増大しない、もしくは同時に起こらない。
 I：各自然現象の重量した場合同様に東海第二発電所への影響評価より増大しない、もしくは同時に起こらない。
 II：各自然現象の重量した場合同様に東海第二発電所への影響評価より増大しない、もしくは同時に起こらない。
 III-1：他の自然現象の作用により前提条件が強化し、重量が増大するケース
 III-2：他の自然現象の作用により重量が増大するケース

自然現象の重量確認結果 (6/8)

【凡例】
 斜線：以下の理由により、重量影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、発生が極めて稀）と判断した事象
 ○東海第二発電所において設備等への影響がない（若しくは、非常に小さい）事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 ー：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海事業場内での影響が軽微と判断し、重なる場合は重なる影響を考慮する。もし、重なる場合は重なる影響を考慮する。もし、重なる場合は重なる影響を考慮する。
 II：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海事業場内での影響が軽微と判断し、重なる場合は重なる影響を考慮する。もし、重なる場合は重なる影響を考慮する。もし、重なる場合は重なる影響を考慮する。
 III-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増大するケース
 III-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

自然現象		主事象		森林火災		霜・白霜	草原火災	ひょう・あられ	極高温	満潮	ハリケーン	氷結	氷晶	氷壁	土砂崩れ（山崩れ、谷崩れ）	落雷		湖又は河川の水位低下	湖又は河川の水位上昇	施設、地盤沈下、地盤れ	極限的な圧力（気圧高低）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考	温度	閃光（閃光等）			荷重（衝撃）				電気の影響	電気の影響	電気の影響	土砂崩れ（山崩れ、谷崩れ）	電気の影響（ノイズ）	電気の影響（直撃雷）	電気の影響（雷サージ）			
22	森林火災	燃焼熱																			
23	霜・白霜	閉塞（吸気等）																			
24	草原火災																				
25	ひょう・あられ	荷重																			
26	極高温																				
27	満潮	満潮による設備の浸水																			
28	ハリケーン																				
29	氷結	電気の影響																			
30	氷晶	電気の影響																			
31	氷壁	電気の影響																			
32	土砂崩れ（山崩れ、谷崩れ）	荷重（衝撃）																			
33	落雷	電気の影響																			
34	湖又は河川の水位低下	工業用水の枯渇																			
35	湖又は河川の水位上昇	湖又は河川の水位上昇による設備の浸水																			
36	施設、地盤沈下、地盤れ	荷重（変位、傾斜）																			
37	極限的な圧力（気圧高低）	気圧差																			
38	もや																				
39	地震・地盤	揺動による腐食																			
40	地盤の隆起	荷重（変位、傾斜）																			
41	動物	物理的損傷																			
42	地滑り	荷重（変位、傾斜）																			
43	カルスト	荷重（変位、傾斜）																			
44	地下水による浸食	荷重（変位、傾斜）																			
45	海水面低	海水																			
46	海水面高	海水面上昇による設備の浸水																			
47	地下水による地滑り	荷重（変位、傾斜）																			
48	水中の有機物	腐敗																			
49	太陽フレア、磁気嵐	電気の影響																			
50	高圧水（海水温度）	温度																			
51	低圧水（海水温度）																				
52	泥濁出（波状化）	荷重（変位、傾斜）																			
53	土石流	荷重（衝撃）																			
54	水蒸気																				
55	毒性ガス	閉塞（吸気等）																			

自然現象の重量確認結果 (8/8)

主事象		もや	塩害・塩害	地面の隆起	動物	地滑り	カルスト	地下水による浸食	海水面低	海水面高	地下水による地滑り	水中の有機物	太陽フレア、磁気嵐	高温水（海水温度）	低温水（海水温度）	泥湧出（泥状化）	土石流	水蒸気	毒性ガス
No	自然現象	重量	設備の損傷・機能喪失モード	備考	物理的影響	荷重（変位、傾斜）	荷重（変位、傾斜）	荷重（変位、傾斜）	海水	浸水	荷重（変位、傾斜）	閉塞（海水系）	電気の影響	温度	海水（海水温度）	泥湧出（泥状化）	荷重（傾斜）	水蒸気	毒性ガス
22	森林火災	温度	燃料熱		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23	霜・白霜	閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	I
24	霜・白霜	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	草原火災	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
26	ひょう・あられ	荷重	荷重（衝突）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
27	極低温	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28	満潮	浸水	満潮による設備の浸水		—	—	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—
29	ハリケーン	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
30	米結	電気の影響	電力		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31	米結	電気の影響	電力		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32	氷壁	電気の影響	電力		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
33	土砂崩壊（山崩れ、がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
34	落雷	電気の影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ		—	—	—	—	—	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—
35	湖又は河川の水位低下	海水	工業用水の枯渇		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
36	湖又は河川の水位低下	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の浸水		—	—	—	—	—	I	—	—	—	—	—	—	—	—	—
37	陥没、地震沈下、地割れ	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
38	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	気圧差		—	—	—	—	—	III-1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
39	もや	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
40	塩害・塩害	腐食	塩害による腐食		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
41	地面の隆起	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
42	動物	物理的影響	ケーブル類の損傷		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
43	地滑り	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
44	カルスト	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
45	地下水による浸食	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
46	海水面低	海水	海水面の低下による海水の枯渇		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
47	海水面高	浸水	海水面上昇による設備の浸水		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48	地下水による地滑り	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
49	太陽フレア、磁気嵐	閉塞	取水口、海水ストレーナの閉塞		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
50	高温水（海水温度）	温度	磁気嵐による誘導電流		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
51	低温水（海水温度）	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
52	泥湧出（泥状化）	荷重	荷重（変位、傾斜）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
53	土石流	荷重	荷重（衝突）		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
54	水蒸気	—			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
55	毒性ガス	閉塞（吸気等）	毒性ガスの吸込みによる給気フィルタ等の閉塞		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

【凡例】
 斜線：以下の理由により、重量影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない（若しくは、発生が極めて稀）と判断した事象
 ○東海第二発電所の評価において設備等への影響がない（若しくは、非常に小さい）事象で、他の事象との重量を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 ー：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海第二発電所への影響が軽微と判断し、重量を考慮しても増加しない、もしくは同時に起こらない。
 II：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海第二発電所への影響が軽微と判断し、重量を考慮しても増加しない、もしくは同時に起こらない。
 III-1：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海第二発電所への影響が軽微と判断し、重量を考慮しても増加しない、もしくは同時に起こらない。
 III-2：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海第二発電所への影響が軽微と判断し、重量を考慮しても増加しない、もしくは同時に起こらない。
 III-3：各自然現象の重量が軽微な場合でも東海第二発電所への影響が軽微と判断し、重量を考慮しても増加しない、もしくは同時に起こらない。

外部人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち、自然現象同士が重畳することによる影響については、補足 4 に示すように組合せを考慮し、単独事象とは異なる新たな影響が発生しないことを確認した。一方、外部人為事象については、以下に示す理由から個々の組合せについて確認する必要はなく、自然現象の重畳影響評価に包絡され则认为る。

【理由】自然現象と比べて外部人為事象は影響範囲が限定的（狭い）である。

自然現象の影響は、原子力施設全体に対して同時に作用する点が特徴である。一方、外部人為事象の場合は、人工物の事故等により引き起こされるものであり、影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決まる。したがって、外部人為事象の場合、低頻度事象を仮定しようとしても、実際に設置されている設備や立地状況等により制限され、際限なく事象影響範囲が広がるということはない。

以上より、各外部人為事象により生じる影響の特徴を踏まえ、それぞれの影響を包絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで、外部人為事象についても重畳影響を確認したことと同等になる（表 1 参照）。

表 1 自然現象に包絡される外部人為事象

自然現象	特徴	包絡される外部人為事象
地震	原子炉施設全体に対して外力が作用し、複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備の損傷させる可能性がある。	No. 16 掘削工事
津波	原子炉施設への浸水により、複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No. 8 船舶の衝突（船舶事故） No. 10 船舶から放出される固体・液体不純物 No. 11 水中の化学物質 No. 13 プラント外での化学物質の流出 No. 22 内部溢水
落雷	原子炉施設への落雷により、広範な範囲で計測系、制御系を損傷させる可能性がある。	No. 20 電磁的障害
竜巻	移動しながら広範囲にわたって風圧、飛来物による影響を与える。特に飛来物については、屋外設備だけではなく、建屋内の設備を損傷させる可能性がある。	No. 2 パイプライン事故（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等 No. 7 工業施設又は軍事施設事故 No. 9 自動車又は船舶の爆発 No. 12 プラント外での爆発

なお、表 1 のとおり自然現象に包絡される外部人為事象以外の“その他の事象”については、以下のとおりである。

【その他の事象】

(1) 外部人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については、自然現象では「森林火災」、外部人為事象では「No. 2 パイプライン事故（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等」、「No. 3 交通事故（化学物質の流出含む）」、「No. 6 飛来物（航空機落下）」、「No. 7 工業施設又は軍事施設事故」、「No. 9 自動車又は船舶の爆発」及び「No. 23 火災（近隣工場等の火災）」で想定されるが、このうち、原子炉施設に対して最も厳しい熱影響がある事象は、「No. 6 飛来物（航空機落下）」である。航空機落下と原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては、「森林火災」と「No. 23 火災（近隣工場等の火災）」の溶融炉灯油タンク火災が挙げられるものの、「森林火災」の熱影響は、溶融炉灯油タンク火災の影響に包絡できる。

偶発的に落下する航空機による火災と、溶融炉灯油タンク火災が組み合わせられる重畳事象については、 10^{-7} /年程度の低頻度事象であるものの外部火災評価の中で許容値以下の熱影響に止まることを確認済みであることを踏まえると、事象の重畳による新たな起因事象の追加はない。

爆風圧による影響については、「No. 2 パイプライン事故」、「No. 7 工業施設又は軍事施設事故」、「No. 9 自動車又は船舶の爆発」及び「No. 12 プラント外での爆発」で想定されるが、それぞれの事象の特徴を踏まえれば、個別の重畳影響評価をするまでもなく、自然現象同士の重畳影響を評価することで影響が包絡される。

- ・「No. 2 パイプライン事故」については、爆風圧の影響が原子炉施設へ影響のある範囲にないため単独事象として影響がないと判断
- ・「No. 7 工業施設又は軍事施設事故」については、軍事施設は発電所近傍にないこと、工業施設の爆発を想定した場合であっても、爆風圧の

影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断

- ・「No. 9 自動車又は船舶の爆発」については、交通事故による自動車の爆発や発電所港湾内に侵入し得る最大規模の高圧ガス輸送船舶の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断
- ・「No. 12 プラント外での爆発」については、発電所周辺の社会環境からみて、爆風圧の影響が発電所へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断

(2) 外部人為事象の影響について考慮が不要な場合

以下にあげる外部人為事象については、重畳影響を考慮するまでもなく、単独事象として原子炉施設への影響を考慮する必要がないものとして整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象 (10^{-7} /年以下)

No. 1 衛星の落下

No. 5 タービンミサイル

No. 6 飛来物（航空機落下）

No. 15 軍事施設からのミサイル

○発生源となる施設が発電所へ影響の及ぶ範囲にない事象

No. 18 他のユニットからのミサイル

No. 19 他のユニットからの内部溢水

No. 21 ダムの崩壊

○発生しても影響が軽微な事象，影響を遮断できる事象

No. 4 有毒ガス

No. 14 サイト貯蔵の化学物質の流出

No. 17 他のユニットからの火災

事象毎の状況を表 2 にまとめる。

表2 各外部人為事象が包絡される自然現象等

No.	外部人為事象	包絡される自然現象等
1	衛星の落下	【一】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
2	パイプライン事故（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響、爆風圧の影響はその他の事象（1）のとおり
3	交通事故（化学物質の流出含む）	【一】 熱影響はその他の事象（1）のとおり
4	有毒ガス	【一】 影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
5	タービンミサイル	【一】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
6	飛来物（航空機落下）	【一】 熱影響はその他の事象（1）のとおり 落下は低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
7	工業施設又は軍事施設事故	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響、爆風圧の影響はその他の事象（1）のとおり
8	船舶の衝突（船舶事故）	【津波】 海水系機器の性能低下
9	自動車又は船舶の爆発	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響、爆風圧の影響はその他の事象（1）のとおり
10	船舶から放出される固体・液体不純物	【津波】 海水系機器の性能低下
11	水中の化学物質	【津波】 海水系機器の性能低下
12	プラント外での爆発	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響、爆風圧の影響はその他の事象（1）のとおり
13	プラント外での化学物質の流出	【津波】 海水系機器の性能低下
14	サイト貯蔵の化学物質の流出	【一】 影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
15	軍事施設からのミサイル	【一】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
16	掘削工事	【地震】 敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷
17	他のユニットからの火災	【一】 影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
18	他のユニットからのミサイル	【一】 影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象（2）のとおり）
19	他のユニットからの内部溢水	【一】 影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象（2）のとおり）
20	電磁的障害	【落雷】 計測系、制御系へのノイズ影響等
21	ダムの崩壊	【一】 影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象（2）のとおり）
22	内部溢水	【津波】 広範囲の機器等の同時浸水
23	火災（近隣工場等の火災）	【一】 影響確認済み（その他の事象（1）のとおり）

凡例 【 】 包絡される自然事象

地震レベル 1. 5 P R A について

1. はじめに

実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている格納容器の破損の防止に関する有効性評価に関し、必ず想定すべき格納容器破損モード以外の破損モードの有無について、内部事象については内部事象レベル 1. 5 P R A により確認を実施済みであるが、地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の格納容器破損モードについて

炉心損傷後の格納容器の健全性に影響を与える物理現象による事象進展に関し内部事象と地震事象の差はなく、地震事象特有の影響としては、地震動により直接的に格納容器本体が損傷する場合、格納容器の隔離機能又は圧力抑制機能に係る設備が損傷することで格納容器破損に至る場合が考えられる。

(1) 格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建屋の損傷影響により格納容器が破損に至る、又は格納容器が直接的に破損に至るケースは、地震事象特有の格納容器破損モードであり、(社)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」では、原子炉建屋破損の χ モードとして分類されている。

このケースの場合、炉心損傷時に格納容器の放射性物質閉じ込め機能は既に喪失しており、内部事象レベル 1. 5 P R A では格納容器隔離失敗として考慮している。

(2) 格納容器隔離機能喪失

地震動により格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで、炉心損傷により発生した放射性物質が格納容器外へ直接放出される可能性がある。このケースについては、格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり、内部事象レベル 1.5 P R A では格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器ベント管又は圧力抑制室の損傷により格納容器圧力を抑制出来なくなり、格納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては、内部事象レベル 1.5 P R A において、水蒸気（崩壊熱）の蓄積等による過圧によって格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮している。

3. 格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述のとおり、地震事象特有の影響として格納容器や隔離機能等の地震動による損傷が考えられるものの、重大事故の事象進展により格納容器へ圧力荷重、熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため、格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく、対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて格納容器本体の損傷については、内部事象レベル 1.5 P R A でも想定していない機器の損傷モードであるが、格納容器が損傷に至るような大規模地震を想定した場合、その損傷の程度や緩和系設備使用可否の評価、事故シナリオを特定することは非常に困難である。したがって、そのような状

況下においては、地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて、様々な格納容器破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要と考えられる。

4. 地震レベル1.5 PRAについて

内部事象PRAでは、レベル1 PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5 PRA評価の起点となるようプラント損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から格納容器の健全性に影響を与える事象（過温破損、水蒸気爆発等）を抽出しているが、地震レベル1.5 PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、格納容器等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至るシナリオを考慮する必要がある。

具体的には、地震レベル1 PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷やE x c e s s i v e L O C Aといった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定には困難かつ不確実さが大きく、これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展（炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全性等）を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに、実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

1. はじめに

外部事象のうち、地震・津波 P R A を実施した結果、内的事象 P R A では抽出されていない以下の(1)から(7)の事故シーケンスが抽出された。

- (1) 原子炉建屋損傷
- (2) 格納容器損傷
- (3) 原子炉圧力容器損傷
- (4) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)
- (5) 計装・制御系喪失
- (6) 格納容器バイパス
- (7) 防潮堤損傷

以下では、これら地震事象に特有の各事故シーケンスについて、地震・津波 P R A 評価におけるフラジリティ評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について再整理し、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスグループとして取り扱うべきかの検討を実施した。

2. 炉心損傷に直結する事故シーケンスグループ

上記の(1)から(7)の事故シーケンスについては、それぞれの発生頻度は低く、これら事故シーケンスを除く事故シーケンスにより全炉心損傷頻度の約 99%は炉心損傷防止対策でカバーされるものであ

るが、(1)から(7)の事故シーケンスのそれぞれについて、地震・津波 P R A におけるフラジリティ評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について改めて確認した。

2.1 原子炉建屋損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の格納容器、原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉建屋の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には、大規模な L O C A (E x c e s s i v e L O C A) には至らない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に、緩和できない大規模な L O C A (E x c e s s i v e L O C A) が発生すると同時に、建屋内の原子炉注水系配管が構造損傷して原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋損傷の二次的被害により、格納容器や格納容器の貫通配管が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することが困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

【炉心損傷頻度】 1.5×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.2%

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

原子炉建屋の支配的な損傷モード及び部位としては、建屋の崩壊シーケンスを踏まえて、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

b. 評価方法

原子炉建屋は、「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）」によりフラジリティを評価した。評価手法は地震 P S A 学会標準に準拠した手法としている。

c. フラジリティ曲線の保守性等

原子炉建屋のフラジリティ曲線は、原子炉建屋の最弱部位の損傷を模擬したフラジリティであり、建屋全体の損壊を模擬したものではないため、建屋全体崩壊に至るまでは余裕があると考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.5×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して約 0.2% と小さい。

さらに、損傷の程度によっては、非常用炉心冷却系等による原子炉冷却、格納容器スプレイ冷却系等による格納容器冷却により、影響を緩和できる可能性があること及びフラジリティ評価が持つ保守性を考慮すると、原子炉建屋の損傷を有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

2.2 格納容器損傷

(1) 想定事故シナリオ

格納容器が損傷することで、格納容器内の原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模な L O C A (E x c e s s i v e L O C A) が発生しない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

<大規模な損傷の場合>

格納容器内の配管及び E C C S 注入配管が同時に構造損傷して、大規模な L O C A (E x c e s s i v e L O C A) が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷

に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

【炉心損傷頻度】 4.1×10^{-9} ／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、支配的な機器として、格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグを選定している。これらの構造物の位置関係を第1図に示す。

格納容器スタビライザは、原子炉遮へい壁からの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達するために、原子炉遮へい壁と格納容器上部シアラグを結ぶ構造物であり、原子炉遮へい壁の最頂部にトラス状に設置されている。

また、格納容器下部シアラグは、格納容器円錐部下部付近に設置されており、格納容器の水平方向の地震荷重及びダイアフラムフロアを介して伝達される原子炉圧力容器ペデスタルからの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達する構造となっている。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基

づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重(最大荷重)を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

さらに、格納容器は複数の格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグにより支持されているが、最大地震荷重を受けるものが損傷した時点で、格納容器損傷に至るとしている点にも保守性がある。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 4.1×10^{-9} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1% 未満と小さい。

最大地震荷重を受ける格納容器スタビライザが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器ペデスタルで原子炉遮へい壁の地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉遮へい壁が転倒するに至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の L O C A シナリオと同様の進展になることが想定される。

また、最大地震荷重を受ける格納容器下部シアラグが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器下部シアラグ及び

ダイアフラムフロアで原子炉圧力容器ペデスタルの地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉圧力容器ペデスタルが転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の L O C A シナリオと同様の進展になることが想定される。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

2.3 原子炉圧力容器損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により、原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や、原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉圧力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉圧力容器損傷として、原子炉圧力容器の一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の全周破断に至らず冷却材の注入が可能な場合や、炉内構造物の一部変形のみで原子炉冷却材の流路の完全な閉塞に至らない可能性があり、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。

＜大規模な損傷の場合＞

原子炉圧力容器の損傷により、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の全周破断による原子炉注水機能の喪失や、炉内構造物の大規模破損による冷却材流路の閉塞により、炉心の除熱が困難となり炉心損傷に至る。

このように損傷の程度に応じて影響が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉圧力容器損傷状態を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

【炉心損傷頻度】 2.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約 0.3%

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

原子炉圧力容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、比較的大きな影響を及ぼす機器は、第1表に示すFV重要度から、原子炉圧力容器の蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子炉圧力容器スタビライザである。これらの構造物の位置関係を第2図に示す。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子炉圧力容器スタビライザ

の構造強度評価は、原子炉圧力容器の地震応答解析により算出した最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 2.2×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して約 0.3% と小さい。

また、原子炉圧力容器等の損傷による炉心損傷に至る事故シナリオに対して、蒸気乾燥器支持ブラケットの支持機能が喪失したとしても、炉心との間には気水分離器が設置されており直接炉心に接触することはない。また、原子炉圧力容器スタビライザの支持機能が喪失したとしても、原子炉圧力容器の周囲を囲む原子炉遮へい壁等の存在により原子炉圧力容器が大きく傾くことはなく、その影響は原子炉圧力容器に接続されている配管の一部破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の LOCA シナリオと同様の進展になることが想定される。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (Excessive LOCA)

(1) 想定事故シナリオ

原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については、地震によるスク

ラム後、逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。いずれの場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため、保守的に E x c e s s i v e L O C A 相当とし、炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】 3.0×10^{-10} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.1% 未満

① 逃がし安全弁開失敗シナリオ

①－(1) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

事故シーケンスとしては、過渡事象や外部電源喪失、交流電源喪失、直流電源喪失の発生時を想定しているが、いずれのケースにおいても、逃がし安全弁の機能損傷（開失敗）を想定している。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

逃がし安全弁については、合計 18 台設置されているものの、フラジリティ評価上は、機器の完全相関を仮定しており、単一機器の評価＝全体の評価としている。共通原因故障として単一機器の機能喪失を全台機能喪失と仮定すること自体は保守的

な取り扱いではあるが、実際には機器配置の差など、応答に差があることを踏まえると、さらに余裕があると言える。

①－(2) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.0×10^{-10} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1% 未満と小さい。

逃がし安全弁開失敗による L O C A シナリオとして、逃がし安全弁全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し原子炉冷却材圧力バウンダリが広範囲に破損に至ることを想定し、影響緩和系に期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え、炉心損傷直結としている。

ただし、①－(1)のとおり、要因となっている逃がし安全弁の現状のフラジリティ評価に保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、合計 18 台ある逃がし安全弁が同時損傷する可能性は極めて低いことから、E x c e s s i v e L O C A には至ることなく影響緩和系による事象収束が期待できる。そのため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

② 格納容器内配管損傷シナリオ

②－(1) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

本評価では、格納容器内を通る配管について、系統ごとに地震荷重に対して裕度が小さい部位を、評価部位として選定した。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

配管本体については、設計に比べて大きな耐震裕度を有しており、既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。「配管系終局強度試験」（平成 10 年度～平成 15 年度）^[1]においては、許容応力度（3Sm）の 10 倍の応力強さにおいても塑性崩壊又は疲労による破損は生じないことなどが確認されている。

上記のような現実的な損傷に対して現実的な評価を行うとすれば、配管および配管サポートを一体でモデル化した応答解析を行う詳細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた安全係数法により評価しているため、配管系が損傷に至る地震動の大きさは、耐震評価から得られた地震動の大きさよりも十分に大きいと考えられる。

格納容器内配管が地震により疲労損傷した場合においても、大径配管が疲労により全周破損に至る可能性は小さく、その場合、原子炉冷却材の流出量は、LOCAで想定している流出量を大きく下回る。

②－(2) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.0×10^{-10} / 炉年であり、全炉心損傷頻度（ 7.5×10^{-5} / 炉年）に対して 0.1% 未満と小さい。

格納容器内配管損傷による L O C A シナリオとして、損傷程度（規模，範囲）を想定することは困難であるものの，②－(1)のとおり，フラジリティ評価に保守的な仮定を置いており，現実的な事故シナリオとしては，E x c e s s i v e L O C A には至ることなく影響緩和系による事象収束が期待できると考えられるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.5 計装・制御系喪失

(1) 想定事故シナリオ

地震により計装・制御系が損傷した場合，プラントの監視及び制御ができなくなる可能性があること，発生時のプラント挙動に対する影響が現在の知見では明確でないことから，保守的に直接炉心損傷に至る事故として整理している。

【炉心損傷頻度】 3.7×10^{-10} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.1% 未満

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は，制御盤及び計装ラックであり，これらの機能損傷について評価している。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では，決定論による耐震評価結果に基づき，耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度は、誤動作を起こすまでの試験結果である場合が多く、電気計装機器の実際の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。

このため、機能維持確認済加速度値は、制御盤、計装ラック及びこれらに内蔵される器具が再使用困難な状態（構造損傷）となるまでを検証した結果ではないことから、仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な機能喪失にとどまる可能性が高く、地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考える。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は復旧可能な機能喪失の影響も含めた評価でも 3.7×10^{-10} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1% 未満と小さい。

現実的な事故シナリオとしては、一時的な機能喪失にとどまる機器が多く、地震収束後に再起動操作を適切に実施することで影響緩和系による事象収束が期待できるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.6 格納容器バイパス

(1) 想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は、常時開の隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで、原

子炉冷却材が流出する事象である。高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で格納容器外（原子炉建屋）へ流出し、原子炉建屋内の広範な影響緩和系に係る機器（電気品、計装品等）が機能喪失し、損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため、保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】 3.2×10^{-8} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.1% 未満

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器／評価部位

本事故シーケンスに関連する機器のうち、本事故シナリオに対して、比較的大きな影響を及ぼす事象は、第1表に示すFV重要度から、主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管（耐震Bクラス）の地震による損傷と、通常開状態である主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁（外側）の同時損傷による隔離失敗に至る事象であり、本事象に関連する機器に対する保守性について整理する。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管については、耐震Bクラスであるため、地震動の大きさに限らず、地震発生時の損傷確率を1.0としているが、実際には、当該配管についても一定の裕度を有していることを踏まえると、保守性が確保されているものと

判断できる。

主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁（外側）のフラジリティは、既往加振試験で得られた加速度の上限値を機能維持限界としているが、加振試験で機能損傷が確認されていないため、実際に機能損傷に至るには余裕があるものと考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い

本事故シーケンスの発生頻度は（2）フラジリティの保守性も含めた評価でも 3.2×10^{-8} / 炉年であり、全炉心損傷頻度（ 7.5×10^{-5} / 炉年）に対して 0.1% 未満と小さい。

ただし、(2) のとおり、主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管（耐震 B クラス）について、地震動の大きさに限らず損傷確率を 1.0 としており、実際には一定の裕度が確保されていること、主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁について、評価に用いている機能維持加速度に一定の裕度が確保されているものと考えられることから、実際には本事故シーケンスの発生頻度は更に低くなると判断できる。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

2.7 防潮堤損傷

(1) 想定事故シナリオ

津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンクが喪失するとともに、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。実際には津波波力による

防潮堤の損傷の程度により、発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

T.P.+24m を超える津波により防潮堤の一部が損傷した場合は、原子炉建屋への浸水箇所や浸水量の程度によっては、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に期待できる場合がある。

＜大規模な損傷の場合＞

T.P.+24m を超える津波により防潮堤が倒壊する等、大規模な損傷が発生した場合は、敷地内に多量の津波が浸水することで、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る。

【炉心損傷頻度】 3.3×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.4%

(2) フラジリティ評価の保守性

今回のフラジリティ評価では、津波高さが防潮堤耐力を確認している T.P.+24.0m を超えた時点で防潮堤の損傷確率を 1.0 と仮定しているが、実際には T.P.+24.0m を超える津波に対してもある一定程度は防潮堤が健全であると考えられるため、保守性を有していると考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

本事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は 3.3×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に占める割合が 1% 未満と小さい。また、防潮堤損傷時は敷地内に多量の津波が流入することにより、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失することが考えられるが、津波による影響の程度を特定することが難しく、不確かさが大きいいため、新たな事故シーケンスグループとして追

加する必要はないと判断した。

3. まとめ

地震・津波 P R A 特有の事故シーケンスについては、本来は、P R A 評価においても、損傷の程度に応じて影響緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確実さが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、対策の成立性などについて評価を行うことが現実的ではないことから、保守的に炉心損傷に直結するものとして取り扱うこととしている。

これらの事故シーケンスについては、保守的に実施した今回の地震・津波 P R A においても、発生頻度や全炉心損傷頻度に対する寄与割合は小さく、さらに、現実的な耐力や事故シナリオを考慮することにより、その多くの場合は、炉心損傷に至らないか、すでに想定されている事故シーケンスグループに含まれるものと考えられる。

また、各事故シーケンスが発生した際の影響については、炉心損傷に至らない小規模な事象から、地震により建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故や、津波により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、これらの地震・津波 P R A 特有の事故シーケンスは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に

活用することが可能であると考えられる。また、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め、臨機応変に影響緩和対策を試みることで対応していくことが可能と考えられる。

以上のとおり頻度及び影響の観点から検討した結果、これらの事故シーケンスについては、設置許可基準規則の解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して、新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

以 上

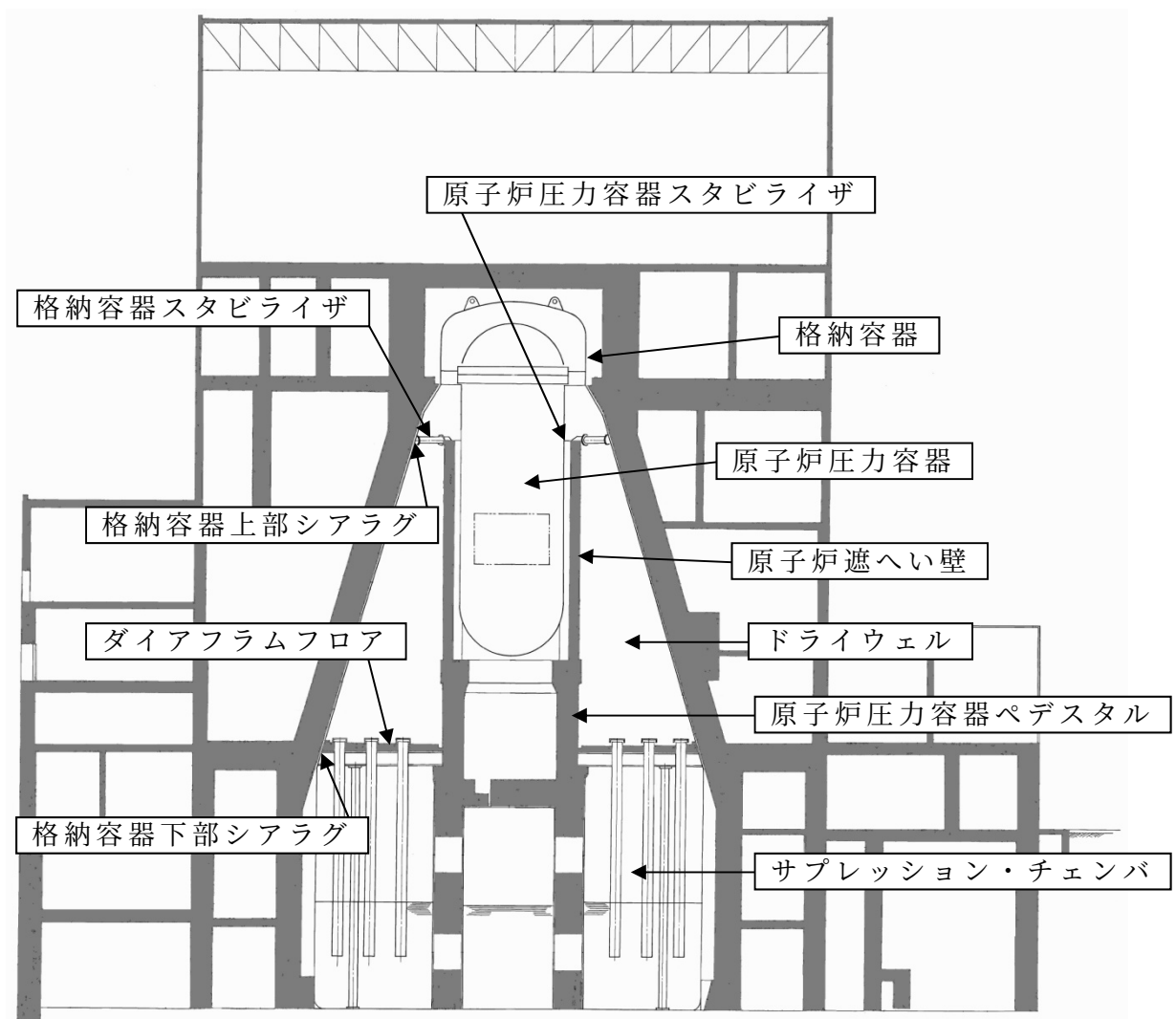
【参考文献】

- [1] (財)原子力発電技術機構“原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書，配管系終局強度”，平成10年度～平成15年度

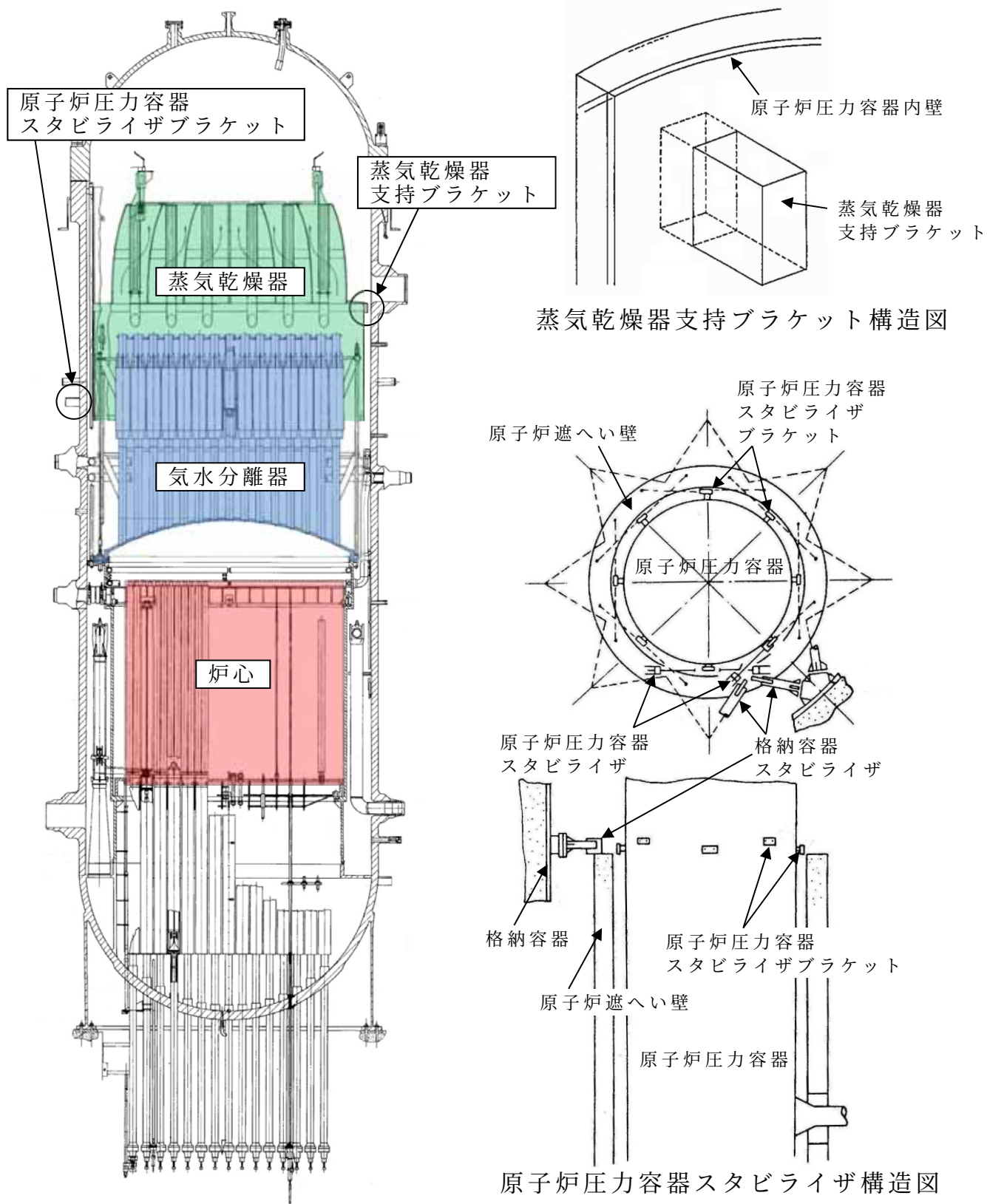
第 1 表 F V 重要度

事故シーケンス	起因事象／ 影響緩和機能	設備	損傷モード	評価部位	H C L P F (G)	F V 重要度
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	蒸気乾燥器支持 ブラケット付根部	1.29	1.0E-02
		原子炉圧力容器スタビ ライザ	構造損傷	ロッド	1.59	9.2E-04
		原子炉遮へい壁	構造損傷	開口集中部	1.81	1.8E-04
格納容器バイパス	格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁（外側）	機能損傷	—	1.15	9.9E-05
		原子炉隔離時冷却系配 管	構造損傷	配管本体	2.63	2.0E-05
		給水逆止弁	機能損傷	— （鉛直方向評価）	1.47 （2.32*）	1.4E-05
		主蒸気隔離弁	機能損傷	—	2.99	1.9E-06
		原子炉冷却材浄化系配 管	構造損傷	配管本体	3.58	5.4E-07
		主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	3.75	3.3E-07
		給水配管	構造損傷	配管本体	5.47	3.4E-10
		主蒸気ドレン弁（内側）	機能損傷	—	5.35	2.6E-10
		原子炉隔離時冷却系蒸 気隔離弁	機能損傷	— （鉛直方向評価）	3.96 （6.25*）	<1.0E-16
		原子炉冷却材浄化系隔 離弁	機能損傷	—	6.81	<1.0E-16
		主蒸気ドレン配管（内 側）	構造損傷	配管本体	7.00	<1.0E-16

※ 鉛直方向のフラジリティを水平方向に換算した値



第 1 図 格納容器（格納容器スタビライザ，格納容器下部シアラグ）の概要図



第 2 図 原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット，
原子炉圧力容器スタビライザ）の概要図

諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について

1. 調査方法

諸外国（米国及び欧州）の既設プラントにおいて整備している先進的な炉心損傷防止対策について、以下の書類等から調査を実施した。

- ・原子力規制機関（米国NRC、ドイツBMU等）の規制要求文書
- ・米国における最終安全解析書（FSAR）等の事業者文書
- ・欧州におけるストレステスト報告書

また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外原子力関係者を招いたセミナーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても調査を実施した（図1参照）。

2. 調査結果

調査可能な範囲内で得られた国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策について、東海第二発電所の対策と比較した結果を表1に示す。なお、表1では事故シーケンスグループごとに対策を整理しているが、国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策については、各対策のサポート系等の詳細な情報が一部公開されていないため、各事故シーケンスグループの条件下で使用可能か判断できない対策については使用可能と仮定して記載している。

表1のとおり、東海第二発電所の対策は、全ての事故シーケンスグループにおいて、国外既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。

なお、「LOCA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループについては、諸外国においても全ての破断面積に対して炉心損傷を防止できるような設備対策はとられていないことを確認した。

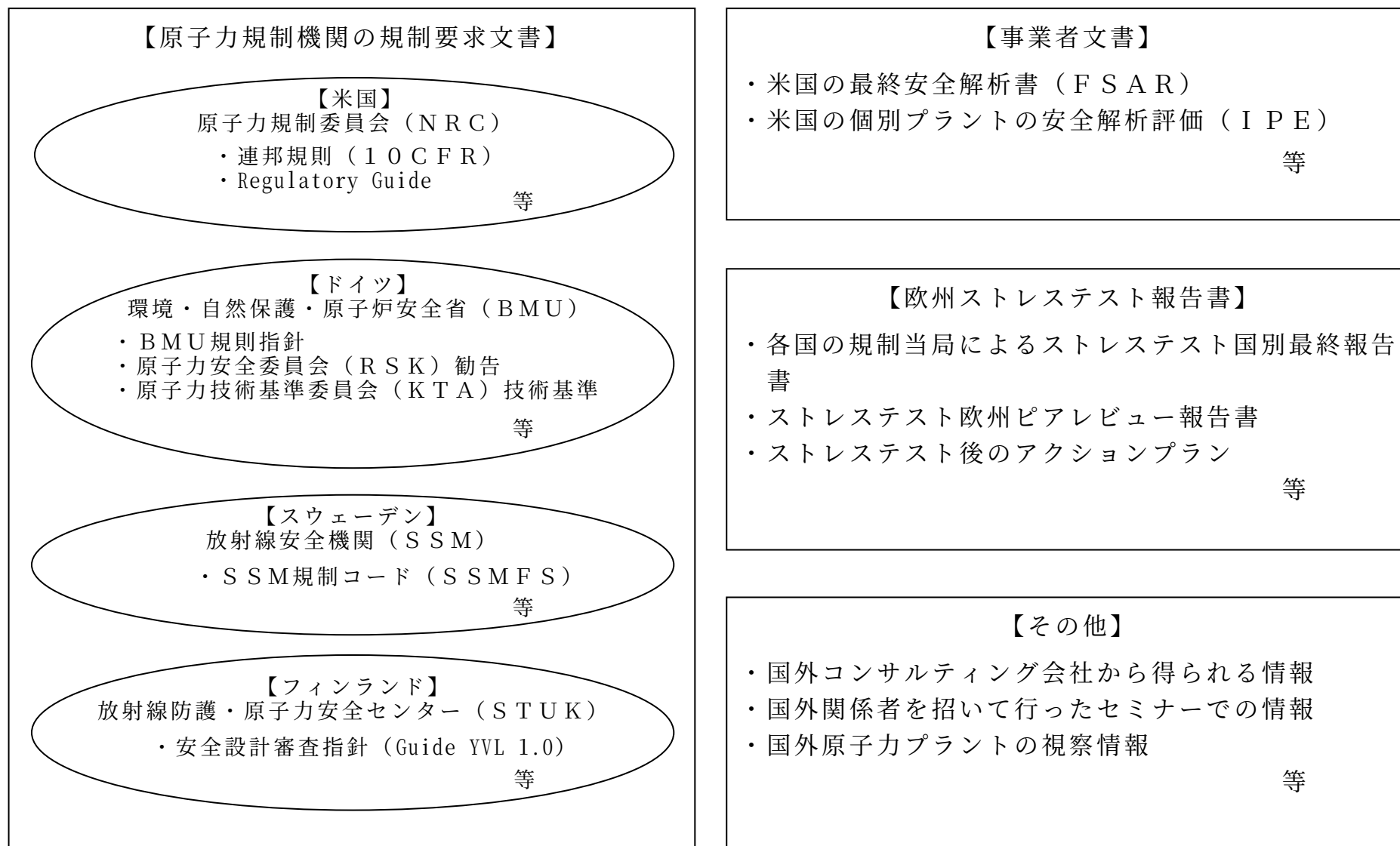


図 1 諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（1／6）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	・常設低圧代替注水系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・代替循環冷却系ポンプ ・復水ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・復水移送ポンプ ・制御棒駆動水圧系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ	・ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR 経由) ・高圧サービス水系(RHR 経由) ・RHRSW (RHR 経由) ・制御棒駆動機構ポンプ ・復水ポンプ	・独立非常用系の中圧注入ポンプ ・サービス水系 (RHR 経由) ・復水ポンプ (給水ポンプバイパスライン追設) ・インターナルポンプ・シール水系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ ・制御棒駆動水系ポンプ ・サプレッションプールドレンポンプ (RHR 経由) ・1次系満水ポンプ	—	・火災用ポンプ，ブースターポンプ（専用電源有り）	欧米では，既設又は追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備している。 東海第二発電所においても，既設，追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を対策としている。
			・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ	・可搬型ポンプ	・可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR 経由）	—	・可搬型ポンプ	
		給水源	・代替淡水貯槽 ・復水貯蔵タンク ・西側淡水貯水設備 ・ろ過水貯蔵タンク ・純水貯蔵タンク ・原水タンク ・海水 ・代替淡水貯槽への補給 -西側淡水貯水設備，海水等	・防火用水タンク ・飲料水系 ・復水貯蔵タンクへの補給 -脱塩水貯蔵タンク，復水器 H/W, 燃料プール，他ユニット貯蔵タンク -消火用水系，公共の消火水，水道水等	・河川水 ・復水貯蔵タンクへの補給 -消火用水 ・ほう酸溶液タンクへの補給 -消火用水	・脱塩水タンクへの補給 -脱塩水系 -消火系 ・消火系への補給 -純水系（重力による移送）	・脱塩水タンクへの補給 -消火系 ・消火系への補給 -原水池	欧米では，既設タンクへの補給手段の確保や河川水等の給水源を整備している。 東海第二発電所においては，耐震性のあるタンクの追設及びタンクへの補給手段を整備することとしている。
		まとめ	上述の調査結果より，東海第二発電所の対策は，諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					
2	高圧注水・減圧機能喪失	原子炉減圧	・過渡時自動減圧機能 ・原子炉減圧機能の信頼性向上 -非常用蓄電池の増強 -予備の高圧窒素ガスボンベ -窒素発生装置	・過渡時の減圧自動化ロジック ・自動減圧機能の信頼性向上 -追加直流電源 -追加の窒素供給系 -ケーブル性能の確保^{注)}	・多様化炉容器減圧系（11 個の逃がし安全弁のうち 3 個に電動弁によるバイパスラインを追設）	・過渡時の減圧自動化ロジック	・減圧機能の信頼性向上 -バックアップ用窒素ボンベ -消火系からの水圧による開	欧米では，過渡時自動減圧ロジックの追加や自動減圧機能の信頼性向上対策を整備している。また，米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において，減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。 東海第二発電所においても，過渡時自動減圧機能の追加及び原子炉減圧機能の信頼性向上対策を整備することとしている。また，シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては，過酷な条件下で機能維持可能であるよう対応することとしている。
		まとめ	上述の調査結果より，東海第二発電所の対策は，諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

注：本件は，米国において NRC の要請によって実施された，内部事象に対する個別プラント評価（IPE）に関連して，NRC により出された Generic Letter 88-20 追補 1 の添付 2 より抽出したもの

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（2／6）

分類	事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源 喪失	電 源 設 備 （ 交 流 電 源）	・ <u>常設代替高压電源装置</u>	・ 非常用ディーゼル発電機 の追加設置 ・ ガスタービン発電機	・ 独立非常用系用ディー ゼル発電機	・ ガスタービン発電機	・ 非常用ディーゼル発電機 の信頼性向上 - 起動用バッテリー追設 - 燃料タンクの配備 - 除熱系を 2 系統（海水、 空冷）設置 ・ 非常用ディーゼル発電機 の追加 ・ ガスタービン発電機	欧米では、常設及び可搬型の代替交流電源設備並びに隣接ユニット間の電源融通等を整備している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型の代替交流電源設備を整備することとしている。また、東海第二発電所は単独立地プラントであるため、高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機から非常用母線への電源融通を整備している。
			・ 可搬型代替低压電源車	・ 可搬型ディーゼル発電機	・ 可搬型ディーゼル発電機	・ 可搬型ディーゼル発電機	・ 可搬型発電機	
			・ 高压炉心スプレイ系ディーゼル 発電機から非常用母線への電源 融通	・ ユニット間の交流電源 クロスタイ ・ 水力発電ユニット	・ 隣接ユニット間での交流電源 の接続 ・ 第 3 の送電線（地中埋設）	・ 小型可搬型ディーゼル 発電機（サイト外）	・ ユニット間の交流電源 クロスタイ ・ 近隣発電所からの受電 ・ 地域電力会社からの受電	
		電 源 設 備 （ 直 流 電 源）	・ <u>非常用蓄電池の給電時間延長</u> - <u>バッテリー容量増加</u> - <u>負荷の切り離し</u> ・ <u>緊急用蓄電池</u> ・ <u>代替交流電源による非常用直流電源の確保</u> - <u>常設代替高压電源装置</u> , 高压炉心 スプレイ系ディーゼル発電機からの 電源融通 ・ 代替交流電源による緊急用直流電源 の確保 - エンジン発電機による給電	・ 非常用バッテリーの給電時間延長 - バッテリー容量増加 - 不要負荷の切り離し - 非安全関連バッテリーの設置（非常 用バッテリーの負荷軽減）	・ バッテリー容量の増加 ・ 独立非常用系バッテリー	・ 不要負荷の切り離しによる バッテリー容量保持	—	欧米では、常設又は可搬型の代替直流電源設備を整備しており、非常用バッテリーについては、容量増加及び不要負荷の切り離しにより給電可能時間を延長させる対策を整備している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型の代替直流電源設備を整備することとしており、常設の非常用蓄電池については、容量増加及び負荷の切り離しにより給電可能時間を延長させる対策を整備することとしている。また、代替の交流電源から充電器を介した直流電源の給電方法を整備することとしている。
			・ 可搬型代替直流電源設備（可搬型 整流器及び可搬型代替低压電源車）	・ 携帯型バッテリーから所内 バッテリーへの充電	・ 可搬型ディーゼル発電機から バッテリーへの充電	・ SA 設備への給電バッテリー	・ 可搬型発電機から バッテリーへの充電	
		炉 心 冷 却 （ 交 流 電 源復旧前）	・ <u>原子炉隔離時冷却系ポンプ</u> ・ <u>常設高压代替注水系ポンプ</u> ・ ディーゼル駆動消火ポンプ	・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ ・ ディーゼル駆動消火ポンプ ・ SBO の影響を受けないポンプ（（サ ービス水系-給水系経由の注水）（水源： 河川、湖、貯水池、海など））	・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ	・ 蒸気タービン駆動の高压 注入系	—	欧米では、交流電源に依存しない常設又は可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を整備している。 東海第二発電所においても、交流電源に依存しない常設及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を整備することとしている。
			・ <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・ <u>可搬型代替注水大型ポンプ</u>	・ 可搬型ポンプ	・ 可搬型消火ポンプ（サービス水系- RHR 経由）	—	・ 可搬型ポンプ	

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（3／6）

分類	事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源 喪失	炉 心 冷 却 （ 交 流 電 源復旧後）	・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ <u>残留熱除去系ポンプ</u> ・常設低圧代替注水系ポンプ	・原子炉隔離時冷却系ポ ンプ ・ディーゼル駆動消火ポ ンプ ・SBO の影響を受けない ポンプ（（サービス水 系 - 給水系経由の注 水）（水源：河川，湖， 貯水池，海など））	・原子炉隔離時冷却系ポ ンプ ・独立非常用系の中圧注 入ポンプ	・蒸気タービン駆動の高 圧注入系	・火災用ポンプ，ブース ターポンプ（専用電源 有り）	ドイツ及びフィンランドでは，専用の電源によ り動作可能なポンプを整備している。 東海第二発電所においても，代替交流電源によ り動作可能な残留熱除去系ポンプ，常設低圧代替 注水ポンプを整備することとしている。
			・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ	・可搬型ポンプ	・可搬型消火ポンプ（サ ービス水系-RHR 経由）	—	・可搬型ポンプ	
		最 終 ヒ ー トシンク	・格納容器圧力逃がし装置（手動 操作可能） ・耐圧強化ベント系（手動操作可 能） ・ <u>緊急用海水系（交流電源の復旧 が必要）</u>	・耐圧強化ベント系（手 動操作可能） ・原子炉冷却材浄化系 （S/P 除熱）	・フィルタベント系（手 動操作可能） ・独立非常用系（ヒー トシンク：冷却塔，地下 水，河川） ・必須サービス水系（ヒ ートシンク：河川）	・フィルタベント系（ラ プチャディスクによ る自動起動）	・フィルタベント系（ラ プチャディスク） ・フィルタを経由しない 大容量圧力逃がし装 置（ラプチャディス ク） ・代替最終ヒートシンク （冷却塔及び既存ポ ンプの利用）	欧米では，交流電源がなくても動作可能なフィ ルタベント系や耐圧強化ベント系を整備してお り，大気を最終ヒートシンクとする対策をとっ ている。また，代替交流電源により動作可能な最 終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても，交流電源がなく ても動作可能な格納容器圧力逃がし装置及び耐 圧強化ベント系を整備することとしており，大 気を最終ヒートシンクとする対策としている。ま た，緊急用海水系及び可搬型ポンプによる海水 をヒートシンクとする対策を整備することとし ている。
			・可搬型代替注水大型ポンプ	—	—	—	—	
		格 納 容 器 注水	・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火ポンプ - <u>常設低圧代替注水系ポンプ</u> （交流電源の復旧が必要） -代替循環冷却系ポンプ（交流 電源の復旧が必要）	・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火 ポンプ	—	・代替格納容器スプレイ -火災防護系のディー ゼル駆動ポンプ	・代替格納容器スプレイ -火災防護系ポンプ （専用 DG 有）	欧米では，交流電源に依存しない常設又は可 搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を 整備している。また，専用電源を持つポンプに よる代替格納容器スプレイ手段を整備している。 東海第二発電所においても，交流電源に依存 しない常設及び可搬型ポンプによる代替格納容 器スプレイ手段を整備することとしている。また， 代替電源から給電する低圧代替注水ポンプによ る代替格納容器スプレイ手段を対策としている。
			・代替格納容器スプレイ - <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> -可搬型代替注水大型ポンプ	・代替格納容器スプレイ -可搬型ポンプ	・S/P への注水 -可 搬 型 消 火 ポ ンプ （サービス水系-RHR 経由）	・代替格納容器スプレイ -可搬型ポンプ	—	
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より，東海第二発電所の対策は，諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（4／6）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-1	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）	最終ヒートシンク	・緊急用海水系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・ドライウェル内ガス冷却装置	3 と同様	3 と同様	3 と同様	3 と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としている。また、緊急用海水系を整備することとしている。
			・可搬型代替注水大型ポンプ					
		炉心冷却	・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替循環冷却系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・復水移送ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ	1 と同様※	1 と同様※	1 と同様※	1 と同様※	1 と同様
			・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ					
		格納容器注水	・代替格納容器スプレイ -常設低圧代替注水系ポンプ -代替循環冷却系ポンプ -電動消火ポンプ -ディーゼル駆動消火ポンプ -復水移送ポンプ	・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火ポンプ	・D/W, W/W スプレイ -サービス水系	・代替格納容器スプレイ -火災防護系のディーゼル駆動ポンプ	・代替格納容器スプレイ -火災防護系ポンプ（専用 DG 有）	欧米では、常設又は可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備しており、格納容器スプレイ機能を多様化している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備することとしており、格納容器スプレイ機能の多様化を対策としている。
			・代替格納容器スプレイ -可搬型代替注水中型ポンプ -可搬型代替注水大型ポンプ					
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策。

※：取水機能の喪失により動作できないものは除く。

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（5／6）

分類	事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-2	崩壊熱除去機能 喪失 (RHR 機能喪失)	最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・ドライウェル内ガス冷却装置	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としている。
		炉心注水	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		格納容器注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					
5	原子炉停止機能 喪失	原子炉停止	・ほう酸水注入系（手動） ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・代替制御棒挿入機能	・ほう酸水注入系（自動） ・ほう酸水注入系のほう酸濃度の増加 ・CRD 系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・代替制御棒挿入回路 ・ATWS 原子炉再循環ポンプトリップ ・MSIV 閉後 ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加	・緊急ほう酸水注入系（手動）	・ほう酸水注入系（手動又は自動） ・バックアップスクラム回路（制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速）	・ほう酸水注入系（自動）	欧米では、代替制御棒挿入回路及び原子炉再循環ポンプトリップ回路の導入や、ほう酸水注入系を整備している。 東海第二発電所においても、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及び代替制御棒挿入機能を導入することとしている。また、ほう酸水注入系を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					
6	LOCA 時注水機能 喪失	炉心冷却	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		原子炉減圧	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様
		最終ヒートシンク	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		格納容器注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。 なお、「LOCA 時注水機能喪失」において、炉心損傷を防止するためには、LOCA の破断面積によっては大容量のポンプが自動的に動作する必要があるが、そのような対策は確認できなかったことから、諸外国においても全ての破断面積の大きさに対応できるような設備対策は取られていないことを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較（6／6）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
7	インターフェイスシステム LOCA	炉心冷却	・健全な原子炉注水設備で対応	・既存設備で対応	—	—	—	米国では，既存設備を用いて炉心冷却を実施することとしている。 東海第二発電所においては，健全な原子炉注水設備（既設ポンプ，新設ポンプ）を用いて炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器バイパス防止等	・破損個所の検出， <u>隔離（既設の計装）</u> ・原子炉減圧， <u>水位制御</u>	・破損個所の検出，隔離（既設の計装） ・原子炉の減圧（破断口からの流出量低減）	・隔離弁の自動閉止又は代替隔離弁の閉止による格納容器隔離機能の確保	—	—	米国では，既存の計装等から破損個所の検出，隔離手段と，原子炉の減圧手順を整備しており，破断個所からの流出量を低減している。ドイツにおいては，格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 東海第二発電所においては，米国と同様に，既存の計装等から破損個所の検出，隔離手段と，原子炉の減圧手順を整備することとしており，破断個所からの流出量低減を対策としている。
		まとめ	上述の調査結果より，東海第二発電所の対策は，諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価

を踏まえた重要事故シーケンスの選定について

T B Wシーケンスは、高圧炉心スプレイ冷却系による炉心冷却に成功するが、非常用電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷に至るシーケンスである。東海第二発電所の出力運転時内部事象レベル1 P R Aでは、T B WシーケンスはT Wシーケンスの一部として整理している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に分類されるT B Wシーケンス(電源喪失による崩壊熱除去機能喪失)に対する炉心損傷防止対策、及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について以下に示す。

1. T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

T B Wシーケンスの炉心損傷頻度を表1に示す。表1に示すとおり、T B Wシーケンスは事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のドミナントシーケンスとはならないが、事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して約7.9%の寄与を持っている。

表1 T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

		炉心損傷頻度 (C D F) (／炉年)	全C D Fへの 寄与割合	事故シーケンス グループ別C D F への寄与割合
T W		6.0E-05	99.8%	100%
	T B W	4.7E-06	7.8%	7.8%
	T B W (S R V再閉鎖失敗)	2.5E-08	<0.1%	<0.1%

2. 「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策については、「残留熱除去系が故障した場合」及び「取水機能が喪失した場合」を想定し、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認している。

「残留熱除去系が故障した場合」:

- ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

「取水機能が喪失した場合」:

- ・緊急用海水系（常設代替高圧電源装置による給電）

このうち、「残留熱除去系が故障した場合」を想定して有効性を確認している格納容器圧力逃がし装置については、系統構成に必要な電動弁等は常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して給電可能な設計としており、現場での手動開操作も可能であることから、外部電源及び非常用電源（区分Ⅰ，Ⅱ）が喪失しているT B Wシーケンスにおいても有効な対策である。また、耐圧強化ベントについても、常設代替高圧電源装置からの電源融通による非常用母線の受電操作又は現場での手動開操作を行うことにより、同じくT B Wシーケンスにおいても有効な対策となる。

「取水機能が喪失した場合」を想定して有効性を確認している緊急用海水系については、常設代替高圧電源装置からの電源融通による非常用母線の受電及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系による対応の有効性を確認しており、T B Wシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに、T B Wシーケンスについては、常設代替高圧電源装置からの電源融通による非常用母線の受電により、緊急用海水系を用いずとも、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による対応にも期待できる。

3. 審査ガイド記載の着眼点に基づく評価

TBWシーケンスの審査ガイド記載の着眼点に対する評価について、重要事故シーケンスとして選定したTWシーケンス（過渡事象＋RHR失敗）と比較した結果を表2に示す。また、TBWシーケンスの各着眼点に対する考え方について以下に示す。

a. 共通原因故障，系統間依存性の観点

HPCS用電源（区分Ⅲ）は健全だが，非常用電源の喪失により電源を必要とする設備（区分Ⅰ，Ⅱ）が機能喪失することから「高」とした。

b. 余裕時間の観点

外部電源喪失により原子炉が自動停止するため，原子炉を手動停止させるシーケンスと比較して事象進展が早いことから「高」とした。

c. 設備容量の観点

事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く，必要な設備容量が大きくなることから，着眼点b.と同様に「高」とした。

d. 代表性の観点

TBWシーケンスの炉心損傷頻度は $4.8\text{E-}06$ ／炉年程度であり，崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度（ $6.0\text{E-}05$ ／炉年）に対して1%以上の寄与があるため，「中」とした。

表 2 着眼点に基づく整理

シーケンス	対応する主要な 炉心損傷防止対策	着眼点				備考
		a	b	c	d	
TW	・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント ・緊急用海水系	低	高	高	高	「過渡事象＋RHR 失敗」 における評価のとおり
TBW	以下はTBWに有効な対策 ・常設代替高圧電源装置 ＋残留熱除去系	高	高	高	中	3. に記載のとおり

表 2 に示すとおり、TW と TBW を区別した場合、審査ガイドに記載の着眼点の「高」の数は TW と TBW で同じとなるが、「中」の数が多いのは TBW となる。

ただし、2. で示したとおり、有効性を確認する主要な炉心損傷防止対策は TBW シーケンスに対しても有効となっており、「取水機能が喪失した場合」の有効性評価では、取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失を仮定した評価を行うことで TBW を包絡した評価を行っている。また、崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認する観点からは、非常用電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失する TBW シーケンスより、崩壊熱除去機能そのものが機能喪失する TW シーケンスを想定して評価することが適切であると考ええる。

これらのことを考慮すると、崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスは TBW シーケンスに対する対策の有効性も確認可能なシーケンスを選定しており、選定した重要事故シーケンスは妥当なものと考えている。

重大事故等対処設備の津波からの防護について

1. はじめに

東海第二発電所では、基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に起因する事故シーケンスが抽出される。これらの事故シーケンスに対する重大事故等対処設備の津波からの防護について説明する。

2. 防護対象とする重大事故等対処設備

(1) 敷地に遡上する津波への対応に関する基本方針

敷地に遡上する津波に起因する事故シーケンスに対しては、津波による可搬型重大事故等対処設備のアクセス性への影響を考慮し、常設重大事故等対処設備による対応を基本方針とする。

(2) 防護対象設備の選定

敷地に遡上する津波に対する防護対象設備として、この津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全機能を有する常設重大事故等対処設備及び可搬型重大事故等対処設備を選定する。また、重大事故等対処設備による事故対応を実施する上で必要となる機能を有する設備についても防護対象設備として選定する。選定した防護対象設備を表1に示す。

3. 敷地に遡上する津波からの防護対策

(1) 津波高さの設定

重大事故等対処設備の防護設計において想定する津波高さは、防潮堤の健全性が維持される津波高さである $T.P. + 24m^{*1}$ を設定する。なお、この津波の年超過確率は約 3.3×10^{-7} / 年に相当する。

※1 津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に鉛直無限壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位である。

（2）敷地に遡上する津波からの防護対策

防護対象設備は、津波防護を実施した施設（以下「津波防護施設」という。）内に設置するか又は高所に設置することにより、敷地に遡上する津波から防護し、必要な機能を維持する。

津波防護施設で防護する場合は、解析上の不確かさを考慮して保守的に防潮堤がない条件で実施した津波遡上解析の結果を踏まえ、津波波力及び漂流物衝突荷重に対して津波防護施設の防護機能が損なわれない設計とする。

また、高所に設置する場合は、津波遡上解析の結果を踏まえ、津波が遡上しない場所に設置する。

表1 必要な安全機能及び防護対象設備（1／2）

必要な安全機能	防護対象設備
	常設重大事故等対処設備
原子炉注水	・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 高圧代替注水系 ・ 逃がし安全弁 ・ 過渡時自動減圧機能 ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 （逃がし安全弁機能回復（可搬型代替直流電源供給）） ・ 高圧窒素ガスポンプ （逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給）） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 残留熱除去水系 ・ 代替循環冷却系 ・ 緊急用海水系 ・ ほう酸水注入系
格納容器注水／除熱	・ 代替循環冷却系 ・ 緊急用海水系 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） ・ 原子炉格納容器下部注水設備（常設） ・ 原子炉格納容器下部注水設備（可搬型） ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 耐圧強化ベント系 ・ 静的触媒式水素再結合器 ・ 水素濃度の監視設備
使用済燃料プール注水／除熱	・ 代替燃料プール注水系 ・ 代替燃料プール冷却系 ・ 緊急用海水系
電 源	・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 非常用所内電気設備 ・ 所内常設直流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 代替所内電気設備 ・ 燃料補給設備

表1 必要な安全機能及び防護対象設備（2／2）

必要な安全機能	防護対象設備
	常設重大事故等対処設備
水 源	・ 代替淡水貯槽 ・ サプレッション・プール
事故対応を実施する上で 必要となる機能	・ 計装設備 ・ 監視測定設備 ・ 中央制御室及び居住性確保に必要な設備 ・ 緊急時対策所及び居住性確保に必要な設備 ・ 通信連絡設備

内部事象 P R A における主要なカットセット及び F V 重要度
に照らした重大事故等防止対策の有効性について

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した。

また、事故シーケンスグループごとに F V 重要度を評価し、F V 重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策が有効であるか確認した。

以下に、内部事象出力運転時レベル 1 P R A、内部事象出力運転時レベル 1.5 P R A 及び内部事象停止時レベル 1 P R A のカットセットの分析結果並びに内部事象出力運転時レベル 1 P R A 及び内部事象停止時レベル 1 P R A において F V 重要度が高い基事象に対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した結果を示す。

1. 内部事象出力運転時レベル 1 P R A

1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が $1\text{E-}7$ / 炉年以上
- ・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が 1% 以上

また、上記の条件を満たさないカットセットについても、各事象シーケンスにおける上位 3 位までのカットセットを抽出し、重大事故等対処設備が有効であるか確認した。

確認結果を第 1-1 表～第 1-9 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-9 表に示したとおり、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備する炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。

一方、事故シーケンスグループのうち、「L O C A 時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスでは、故障モード又は L O C A の破断面積の大きさによっては有効性で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。なお、支配的なカットセット

であっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もあり、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループによって異なる。全炉心損傷頻度から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループが約 99.8%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」については、炉心損傷頻度の約 82%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約 82%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって格納容器が先行破損し、炉心損傷に至ることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント及び格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐圧強化ベント及び格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系等に対して独立した系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策での対応が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、全炉心損傷頻度から見た場合は非常に小さい寄与ではあるが、「L O C A 時注水機能喪失」において中破断 L O C A を起因とするカットセットが抽出されており、L O C A については破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損傷

を防止することができないシーケンスとして整理している。これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについては、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認することとしている。また、「LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」のカットセットとして抽出されている、計装系の故障及び人的過誤（注水不能認知失敗）が重畳するカットセットについては、認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難く、これら認知失敗が含まれるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっているものの、発生した場合は有効性評価で考慮した対応が困難である。

有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策はほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等を設けることから、全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

【高圧・低圧注水機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても、機器故障又は保守点検のための待機除外により電源、補機冷却系等のサポート系の機能喪失が重畳し、それに伴い高圧・低圧注水機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、補機冷却が不要であり、また、代替電源である代替高圧電源装置からの給電が可能な低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。

また、高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては、低圧代替注水系（常設）に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合は 0.1% 未満と非常に小さい。また、低圧代替注水系（常設）の注入弁が故障した場合においては、高圧代替注水系により炉心損傷防止が可能である。

第 1－1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」におけるカットセット

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合（％）	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
高圧・ 低圧注水機能喪失	T Q U V	3.2E-10	①外部電源喪失 + H P C S－D G 運転継続失敗 + D G－2 C 運転継続失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	8.2E-12	0.2	・低圧代替注水系（常設）	○
			②外部電源喪失 + H P C S－D G 運転継続失敗 + D G－2 C 起動失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	5.5E-12	0.2		○
			③外部電源喪失 + H P C S－D G 起動失敗 + D G－2 C 運転継続失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	5.5E-12	0.2		○
		2.0E-10	①逃がし安全弁誤開放 + H P C S 入口逆止弁（S／P 側）開失敗 + R H R S－A／B 海水トレーナ閉塞共通原因故障	5.7E-12	0.2		○
			②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 入口逆止弁（S／P 側）開失敗 + R H R S－A／B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.1E-12	0.1		○
			③逃がし安全弁誤開放 + H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 + R H R S－A／B 海水トレーナ閉塞共通原因故障	4.7E-12	0.1		○
		4.2E-10	①交流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	1.5E-11	0.4		○
			②交流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G S W 海水ストレーナ閉塞 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	7.3E-12	0.2		○
			③交流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G S W ボン起動失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	5.7E-12	0.2		○
		4.3E-11	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 入口逆止弁（S／P 側）開失敗 + R H R S－A／B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.3E-12	<0.1		○
			②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 + R H R S－A／B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-12	<0.1		○
			③計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G S W 海水ストレーナ閉塞 + R H R S－A／B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.0E-13	<0.1		○
		2.5E-09	①直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	2.4E-10	6.8		○
			②直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	1.6E-10	4.6		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G メンテナンスによる待機除外 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	1.0E-10	3.0		○
			④直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	8.1E-11	2.3		○
			⑤直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	5.5E-11	1.6		○
			⑥直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 熱交入口弁開け忘れ	5.2E-11	1.5		○
			⑦直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 熱交出口弁開け忘れ	5.2E-11	1.5		○
			⑧直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 放出ライン隔離弁開け忘れ	5.2E-11	1.5		○
			⑨直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 放出ライン排水弁開け忘れ	5.2E-11	1.5		○
			⑩直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B 熱交入口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0		○
			⑪直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B 熱交出口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0		○
			⑫直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑬直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.5E-11	1.0		○
			⑭直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑮直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑯直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑰直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑱直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
			⑲直流電源故障（区分Ⅰ） + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B 海水ストレーナ閉塞	3.5E-11	1.0		○
		3.0E-11	①直流電源故障（区分Ⅰ） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<0.1		○
			②直流電源故障（区分Ⅱ） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G 運転継続失敗 + R H R S－A メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<0.1		○*1
			③直流電源故障（区分Ⅰ） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－B メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	<0.1		○
			④直流電源故障（区分Ⅱ） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S－D G 起動失敗 + R H R S－A メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	<0.1		○*1

*1 区分Ⅱ直流電源母線喪失時には中央制御室からの低圧代替注水系（常設）注入弁の過隔操作が不可となるが、現場での注入弁開操作により炉心損傷防止可能。

【高圧注水・減圧機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても，注水不能認知失敗のヒューマンエラー，原子炉減圧失敗のヒューマンエラーにより減圧機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。

第 1－2 表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
高 圧 注 水 ・ 減 圧 機 能 喪 失	T O U X	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	9.4E-09	①非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	0.8	・ 過渡時自動減圧機能	○
				②非隔離事象 + HPCS-DGSWストレナ閉塞 + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	8.1E-11	0.4		○
				③非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 注水不能認知失敗	6.7E-11	0.3		○
		手動停止/サポート系喪失（手動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	2.6E-09	①交流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗	1.0E-10	0.5		○
				②交流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DGSW海水ストレナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗	4.8E-11	0.2		○
				③計画外停止 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	4.3E-11	0.2		○
		サポート系喪失（自動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	8.3E-09	①直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DG運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.6E-09	7.8		○
				②直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DG起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.1E-09	5.3		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DGメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗	6.8E-10	3.4		○
				④直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DG運転継続失敗 + 注水不能認知失敗	6.3E-10	3.1		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DG起動失敗 + 注水不能認知失敗	4.3E-10	2.1		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） + HPCS-DGメンテナンス + 注水不能認知失敗	2.7E-10	1.3		○

【全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）】

いずれの事故シーケンスにおいても、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機の故障が重畳して全交流動力電源喪失に至るカットセット並びに軽油貯蔵タンク閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替交流電源や交流動力電源に依存しない代替注水手段が有効である。

第 1－3 表 「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」における
主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合（％）※1	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
全交流動力電源喪失	長期 ＴＢ	外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 (ＲＣＩＣ成功)	5.7E-08	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	61.9		○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	4.1		○
				③外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	4.6E-10	0.6		○
		サボート系喪失（直流電源故障） (外部電源喪失) ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 (ＲＣＩＣ成功)	2.0E-08	①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	4.1	・低圧代替注水系（可搬型）	○
				②直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	1.4E-09	1.9		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗	9.8E-10	1.3		○
				④直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	9.8E-10	1.3		○

※1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【全交流動力電源喪失（T B D， T B U）】

○ T B D

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障又は保守点検による待機除外と蓄電池の故障が重畳し，全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○ T B U

いずれの事故シーケンスにおいても，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油貯蔵タンクの閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至り，ポンプ故障，保守点検のための待機除外，流量制御器故障，直流電源喪失等が要因となって原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，高圧代替注水手段による原子炉注水又は代替直流電源による原子炉減圧後の低圧代替注水手段による原子炉注水が有効である。

また，全交流動力電源喪失（T B U）における高圧代替注水系と設計基準設備の共有部分となる注入弁や蒸気供給弁の故障を伴うカットセットについては，高圧代替注水系に期待が出来ないものの，事故シーケンスグループに対する寄与割合は 0.1% 未満と非常に小さい。また，これらの故障が発生した場合においても，常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復し低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1－4 表 「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」
における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 ^{※1} (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
全交流動力電源喪失	T B D	外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋H P C S 失敗	6.0E-12	①外部電源喪失 ＋蓄電池－A／B 給電失敗共通原因故障 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	1.6E-12	<0.1	・低圧代替注水系（可機型）	○
				②外部電源喪失 ＋蓄電池－A／B 給電失敗共通原因故障 ＋H P C S－D G 起動失敗	1.1E-12	<0.1		○
				③外部電源喪失 ＋蓄電池－A／B 給電失敗共通原因故障 ＋H P C S－D G メンテナンスによる待機除外	6.8E-13	<0.1		○
	外部電源喪失 ＋D G 失敗 ＋高圧炉心冷却失敗		2.0E-10	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋R C I C ポンプ起動失敗	7.1E-11	0.3		○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋R C I C メンテナンスによる待機除外	4.6E-11	0.2		○
				③外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋R C I C 流量制御器故障	7.7E-12	<0.1		○
	T B U	サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） ＋D G 失敗 ＋高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.3		○
				②直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 運転継続失敗 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	1.4E-09	6.9		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 運転継続失敗 ＋H P C S－D G 起動失敗	9.8E-10	4.7		○
				④直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 起動失敗 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	9.8E-10	4.7		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 起動失敗 ＋H P C S－D G 起動失敗	6.7E-10	3.2		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D メンテナンス ＋H P C S－D G 運転継続失敗	6.3E-10	3.0		○
				⑦直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 運転継続失敗 ＋H P C S－D G メンテナンス	6.3E-10	3.0		○
				⑧直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D メンテナンス ＋H P C S－D G 起動失敗	4.3E-10	2.0		○
				⑨直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 起動失敗 ＋H P C S－D G メンテナンス	4.3E-10	2.0		○
				⑩直流電源故障（区分Ⅰ） ＋軽油貯蔵タンク破損	2.1E-10	1.0		○

※1 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【全交流動力電源喪失（T B P）】

○T B P

いずれの事故シーケンスにおいても，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油タンクの閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至り，逃し安全弁の再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，代替交流電源や交流動力電源が不要な代替注水手段を確保することが有効である。

なお，高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては，低圧代替注水系（常設）に期待が出来ないものの，事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さくなっており，その場合においても常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復し，低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1－5 表 「全交流動力電源喪失（T B P）」
における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合※1 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
全 交 流 動 力 電 源 喪 失	T B P	外部電源喪失 ＋D G 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋H P C S 失敗	3.0E-10	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	47.8	・低圧代替注水系（可搬型）	○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○
				③外部電源喪失 ＋D G－2 C／2 D 運転継続失敗共通原因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	2.4E-12	0.5		○
		サボート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） ＋D G 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋H P C S 失敗	2.3E-10	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○
				②直流電源故障（区分Ⅱ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋D G－2 D 運転継続失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	7.6E-12	1.4		○
				④直流電源故障（区分Ⅱ） ＋D G－2 C 運転継続失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋H P C S－D G 運転継続失敗	7.6E-12	1.4		○

※1 全交流動力電源喪失（T B P）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【崩壊熱除去機能喪失】

TWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、ポンプ故障、弁故障、ストレーナ閉塞、点検のための待機除外等の要因により、残留熱除去系又はそのサポート系である残留熱除去系海水系が機能喪失することにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセット及び残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラーにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱又は格納容器圧力逃がし装置若しくは耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。

第 1－6 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット（1／2）

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合（％）※1	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	T W	過渡事象 ＋RHR失敗	4.4E-05	①非隔離事象 ＋RHR系操作失敗	1.9E-05	30.7	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR系操作失敗	6.0E-06	9.9		○
				③隔離事象 ＋RHR系操作失敗	2.9E-06	4.9	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				③水位低下事象 ＋RHR系操作失敗	2.9E-06	4.9		○
				④非隔離事象 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-06	4.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑥全給水喪失 ＋RHR系操作失敗	1.1E-06	1.8	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑦原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.4E-07	1.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑧非隔離事象 ＋RHR S－A／B流量調整弁開失敗共通原因故障	6.1E-07	1.0	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑨隔離事象 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑨水位低下事象 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8		○
				⑩外部電源喪失 ＋RHR系操作失敗	4.5E-07	0.7	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑪非隔離事象 ＋RHR－A／B熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	3.8E-07	0.6		○
				⑬非隔離事象 ＋RHR S－A／B／C／Dポンプ起動失敗共通原因故障	3.5E-07	0.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑬非隔離事象 ＋RHR－A／Bポンプ起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑬非隔離事象 ＋RHR－A／Bポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5		○
				⑭原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR S－A／B流量調整弁開失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3		○
				⑭非隔離事象 ＋RHR－A／Bポンプ運転継続失敗共通原因故障	1.7E-07	0.3		○
				⑯全給水喪失 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-07	0.3	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑰非隔離事象 ＋RHR－A／B／Cポンプ起動失敗共通原因故障	1.6E-07	0.3	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑰非隔離事象 ＋RHR－A／B／Cポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.6E-07	0.3		○
				⑱原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR－A／B熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	1.2E-07	0.2		○
				⑱原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR S－A／B／C／Dポンプ起動失敗共通原因故障	1.1E-07	0.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				⑱原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR－A／Bポンプ起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				⑱原子炉緊急停止系誤動作等 ＋RHR－A／Bポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2		○
		過渡事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR失敗	3.8E-07	①逃がし安全弁誤開放 ＋RHR系操作失敗	1.1E-07	0.2	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②非隔離事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR系操作失敗	9.7E-08	0.2		○
				③逃がし安全弁誤開放 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-08	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋RHR失敗	9.9E-06	①計画外停止 ＋RHR系操作失敗	4.7E-06	7.8	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②計画外停止 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	1.2		○
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ） ＋RHR S－Bメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ） ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4		○
				⑤計画外停止 ＋RHR S－A／B流量調整弁開失敗共通原因故障	1.5E-07	0.3	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○

※1 崩壊熱除去喪失（TW、TBW）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

第 1－6 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット（2／2）

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合（％）※1	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
崩壊熱除去機能喪失	T W	手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR失敗	5.2E-08	①計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR系操作失敗	2.5E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09			○
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－Bメンテナンスによる待機除外	1.4E-09			○
				④残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	1.4E-09			○
		サポート系喪失（自動停止） ＋RHR失敗	1.7E-06	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋RHR S－Bメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2		○
				③交流電源故障（区分Ⅱ） ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	5.7E-08	<0.1		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR失敗	8.9E-09	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－Bメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	<0.1		○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	<0.1		○
				③交流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR S－Aメンテナンスによる待機除外	3.0E-10	<0.1		○
		中小破断LOCA ＋RHR失敗	7.4E-08	①小破断LOCA ＋RHR系操作失敗	3.3E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②中破断LOCA ＋RHR系操作失敗	2.2E-08	<0.1		○
				③小破断LOCA ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.2E-09	<0.1		○
		大破断LOCA ＋RHR失敗	3.0E-09	①大破断LOCA ＋RHR系操作失敗	2.2E-09	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
				②大破断LOCA ＋RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-10	<0.1		○
				③大破断LOCA ＋RHR S－A／B流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-11	<0.1		○
	T B W	外部電源喪失 ＋DG失敗 (HPCS成功)	6.9E-07	①外部電源喪失 ＋DG－2C／2D運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3	・常設代替高圧電源装置	○
				②外部電源喪失 ＋DG－2C／2D起動失敗共通原因故障	1.3E-07	0.2		○
				③外部電源喪失 ＋DG SW－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.2E-08	0.1		○
		外部電源喪失 ＋DG失敗 (HPCS成功)	3.6E-09	①外部電源喪失 ＋DG－2C／2D運転継続失敗共通原因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.0E-09	<0.1		○
				②外部電源喪失 ＋DG－2C／2D起動失敗共通原因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.0E-10	<0.1		○
				③外部電源喪失 ＋DG SW－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.7E-10	<0.1		○
		外部電源喪失 ＋直流電源喪失 (HPCS成功)	6.9E-10	①外部電源喪失 ＋蓄電池－A／B給電失敗共通原因故障	6.9E-10	<0.1		○
				②外部電源喪失 ＋蓄電池－A／B給電失敗共通原因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	<0.1		○
				③外部電源喪失 ＋蓄電池－A給電失敗 ＋蓄電池－B給電失敗	1.7E-12	<0.1		○
		サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） ＋DG失敗 (HPCS成功)	4.1E-06	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋DG－2D運転継続失敗	6.3E-07	1.0		○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋DG－2C運転継続失敗	6.3E-07	1.0		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋DG－2D起動失敗	4.3E-07	0.7		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋DG－2C起動失敗	4.3E-07	0.7		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅰ） ＋DG－2Dメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.5		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅱ） ＋DG－2Cメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.5		○
		サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） ＋DG失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	2.1E-08	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋DG－2D運転継続失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	<0.1		○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋DG－2C運転継続失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	<0.1		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋DG－2D起動失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	<0.1		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋DG－2C起動失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	<0.1		○

※1 崩壊熱除去喪失（TW、TBW）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【原子炉停止機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても、電氣的故障としてスクラムコンタクタの故障を原子炉停止機能喪失の要因とするカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替原子炉再循環ポンプトリップ回路及びほう酸水注入系による対応が有効である。

なお、直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）時は当該区分の代替再循環ポンプトリップ回路が機能しないが、これらのカットセットの寄与は全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して非常に小さくなっており、また、その場合においても代替再循環ポンプの手動停止に期待でき、ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷防止が可能である。

また、LOCA起因の原子炉停止失敗時には、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらのカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、その場合においても代替制御棒挿入機能による反応度制御により対応可能である。

第 1－7 表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (／炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
原子 炉 停 止 機 能 喪 失	T C	過渡事象 ＋原子炉停止失敗	2.5E-08	①非隔離事象 ＋スクラムコンタクターA／C作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0	・代替原子炉再循環ポンプ リップ ・ほう酸水注入系	○
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクターB／D作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクターE／G作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクターF／H作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋原子炉停止失敗	3.8E-11	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋スクラムコンタクターB／D作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1		○ ^{※1}
				①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋スクラムコンタクターF／H作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1		○ ^{※1}
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋スクラムコンタクターA／C作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1		○ ^{※1}
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋スクラムコンタクターE／G作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1		○ ^{※1}
		中小破断LOCA ＋原子炉停止失敗	5.4E-11	①小破断LOCA ＋スクラムコンタクターA／C作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1	・代替原子炉再循環ポンプ リップ ・代替制御棒挿入機能	○ ^{※2}
				①小破断LOCA ＋スクラムコンタクターB／D作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1		○ ^{※2}
				①小破断LOCA ＋スクラムコンタクターE／G作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1		○ ^{※2}
				①小破断LOCA ＋スクラムコンタクターF／H作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1		○ ^{※2}
		大破断LOCA ＋原子炉停止失敗	2.2E-12	①大破断LOCA ＋スクラムコンタクターA／C作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1		○ ^{※2}
				①大破断LOCA ＋スクラムコンタクターB／D作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1		○ ^{※2}
				①大破断LOCA ＋スクラムコンタクターE／G作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1		○ ^{※2}
				①大破断LOCA ＋スクラムコンタクターF／H作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1		○ ^{※2}

※1 直流電源故障（区分Ⅰ、Ⅱ）時は当該区分の代替再循環ポンプトリップ回路が機能しないが、代替再循環ポンプの手動停止に期待することが可能であり、ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷防止可能
 ※2 LOCA時は原子炉冷却材の流出によりほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、代替制御棒挿入機能による反応度制御に期待することで炉心損傷を防止可能

【ＬＯＣＡ時注水機能喪失】

○中小破断ＬＯＣＡ＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗

高压注水機能が喪失する主要な要因として高压炉心スプレイ系の弁の故障及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系のメンテナンス／ストレーナ閉塞が，低压注水機能が喪失する要因としてサポート系である残留熱除去系海水系のストレーナ閉塞がカットセット上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，低压代替注水系（常設）の注水容量の及ぶ範囲の破断面積までであれば，原子炉手動減圧後の低压代替注水系（常設）による注水が有効である。

なお，低压代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては，低压代替注水系（常設）に期待が出来ないものの，事故シーケンスグループに対する寄与割合は 0.1% 未満と非常に小さい。また，注入弁の故障が重畳した場合は，炉心損傷防止が困難である。

○中小破断ＬＯＣＡ＋高压炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

高压注水機能が喪失する主要な要因として高压炉心スプレイ系の弁の故障及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系のメンテナンス／ストレーナ閉塞が，減圧機能が喪失する要因として水位トランスミッタの故障と認知失敗の重畳がカットセット上位に抽出されている。

中小破断ＬＯＣＡ時における減圧操作に対する認知失敗については，発生した場合は炉心損傷を防止することができないが，ＬＯＣＡが発生しているにもかかわらず，認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難く，これら認知失敗が含まれるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。また，上位のカットセット

には含まれていないが自動減圧回路の機能喪失要因が格納容器圧力高信号を発信する機器の故障等であれば，過渡時自動減圧回路による原子炉減圧にも期待できる。

なお，いずれのカットセットにおいても，LOCAの破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は，炉心損傷を防止することができないが，これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについては，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認することとしている。

第 1－8 表 「L O C A 時注水機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (/ 年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/ 年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	S I E ・ S 2 E	中小破断 L O C A ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.5E-11	①中破断 L O C A ＋H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-12	5.3	・低圧代替注水系 (常設)	△ ^{※ 1}
				②中破断 L O C A ＋H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-13	4.3		△ ^{※ 1}
				③中破断 L O C A ＋H P C S－D G S W 海水ストレーナ閉塞 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.5E-13	2.1		△ ^{※ 1}
				④中破断 L O C A＋H P C S－D G S W ポンプ起動失敗＋R H R S －A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.5E-13	1.6		△ ^{※ 1}
				⑤中破断 L O C A＋H P C S メンテナンス＋R H R S－A / B 海水 ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-13	1.6		△ ^{※ 1}
				⑥中破断 L O C A＋H P C S－D G 軽油ストレーナ閉塞＋R H R S －A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S クーラ入口弁開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S メカシールクーラ入口弁開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S クーラ出口弁開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S ポンプ室空調 1 冷却水入口弁開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S ポンプ室空調 1 冷却水出口弁開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S ポンプ室空調 2 冷却水入口弁開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S ポンプ室空調 2 冷却水出口弁開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S ポンプ室空調クーラ元弁開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W ポンプ出口弁開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W 放出ライン隔離弁開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W 放出ライン排水弁 1 開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W 放出ライン排水弁 2 開け忘れ ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W エンジンエアクーラ入口弁 開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W エンジンエアクーラ入口弁 開け忘れ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑦中破断 L O C A＋H P C S－D G S W 系統出口隔離弁開け忘れ＋ R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※ 1}
				⑧中破断 L O C A＋H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗＋R H R S－流量調整弁開失敗共通原因故障	2.4E-13	1.1		△ ^{※ 1}
				⑨中破断 L O C A＋復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗＋H P C S 水源切替操作失敗＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通 原因故障	2.3E-13	1.1		△ ^{※ 1}
				⑨中破断 L O C A＋復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗＋H P C S 水源切替操作失敗＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通 原因故障	2.3E-13	1.1		△ ^{※ 1}
	A E	大破断 L O C A ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.4E-12	①中破断 L O C A ＋H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 ＋原子炉水位トランスミッタ (L－1)－A / B / C / D 作動失敗 共通原因故障 ＋注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6		△ ^{※ 1}
				②中破断 L O C A ＋H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 ＋原子炉水位トランスミッタ (L－3)－A / B 作動失敗共通原因 故障 ＋注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6		△ ^{※ 1}
				③中破断 L O C A ＋H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 ＋原子炉水位トランスミッタ (L－1)－A / B / C / D 作動失敗 共通原因故障 ＋注水不能認知失敗	1.0E-13	0.5		△ ^{※ 1}
	A E	大破断 L O C A ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.4E-12	①大破断 L O C A ＋H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-13	0.5		－
				②大破断 L O C A ＋H P C S－D G S W メンテナンスによる待機除外 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-14	0.4		－
				③大破断 L O C A ＋H P C S－D G S W 海水ストレーナ閉塞 ＋R H R S－A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.5E-14	0.2		－

※1 L O C A の破断面積が低圧代替注水系 (常設) の注水容量を超える場合は炉心損傷を防止できない

【格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）】

いずれの事故シーケンスにおいても，原子炉冷却材圧力バウンダリにおける複数の隔離弁が，定期検査時の通常状態への復旧失敗や機械的故障が重畳することで同時に機能喪失し，低圧設計配管が過圧され破断するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）が発生した系統以外の高圧注水機能又は低圧注水機能（原子炉を減圧した後に使用）を用いた原子炉注水が有効である。その後は，隔離弁の再閉操作等，破断箇所の隔離を試みるとともに，使用可能な緩和設備による水位維持，除熱を行うことで，炉心を安定状態とすることが可能である。

第 1－9 表 「格納容器バイパス」における主要なカットセット

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (/年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
格 納 容 器 バ イ パ ス	I S L O C A	インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	① R H R－A テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－A テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R－A 吐出配管破断	1.5E-10	30.4	・ 破損系統を除く原子炉注水 機能 ・ 破損系統の隔離	○
				① R H R－B テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－B 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－B テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R－B 吐出配管破断	1.5E-10	30.4		○
				③ R H R－C テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－C 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－C テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R－C 吐出配管破断	5.9E-11	12.1		○
				④ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク + R H R 低圧配管破断	1.7E-11	3.6		○
				④ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク + R H R 低圧配管破断	1.7E-11	3.6		○
				⑥ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開 + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク + R H R 低圧配管破断	1.1E-11	2.2		○
				⑥ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開 + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク + R H R 低圧配管破断	1.1E-11	2.2		○
				⑥ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開 + R H R 低圧配管破断	1.1E-11	2.2		○
				⑥ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開 + R H R 低圧配管破断	1.1E-11	2.2		○
				⑧ H P C S テスタブル逆止弁定期試験 + H P C S 注入弁内部リーク + H P C S ポンプ出口逆止弁内部リーク + H P C S 低圧配管破断	8.6E-12	1.8		○
				⑩ R H R－A テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－A 逆止弁操作スイッチ開失敗 + R H R－A 吐出配管破断	8.2E-12	1.7		○
				⑩ R H R－B テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－B 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－B 逆止弁操作スイッチ開失敗 + R H R－B 吐出配管破断	8.2E-12	1.7		○
				⑬ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開 + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開 + R H R 低圧配管破断	6.5E-12	1.3		○
				⑬ R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開 + R H R 停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開 + R H R 低圧配管破断	6.5E-12	1.3		○
				⑭ R H R－A テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－A 逆止弁閉失敗 + R H R－A 熱交換器破損	4.9E-12	1.0		○
				⑭ R H R－B テスタブル逆止弁定期試験 + R H R－B 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R－B 逆止弁閉失敗 + R H R－B 熱交換器破損	4.9E-12	1.0		○

1-2. F V 重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

(1) 実施内容

F V 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効であるか定性的に分析した。

なお、今回の整理は定量的に評価した F V 重要度に対し対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上で P R A を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転時の内部事象出力運転時レベル 1 P R A の F V 重要度を定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に F V 重要度を分析し、その値が $1E-3$ を超える基事象について、重大事故等防止対策が有効であるか確認することとした。F V 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、 $1E-3$ を基準とすることとし、 $1E-3$ 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

F V 重要度が $1E-3$ を超える基事象を確認したところ、「高圧・低圧注水機能喪失」、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」及び「インターフェイスシステム L O C A」については、抽出された

全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「L O C A 時注水機能喪失」については、L O C A の破断面積が大きい場合には、抽出された一部の基事象に対して、定性的には有効な重大事故等対策が確認されなかった。

今回の内部事象出力運転時レベル 1 P R A では、「崩壊熱除去機能喪失」が炉心損傷頻度のほぼ 100% を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」に対しては F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に重大事故等対処設備（具体的には格納容器圧力逃がし装置等による除熱機能の代替）が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象レベル 1 P R A の全炉心損傷頻度は $1E-3$ 程度低減されるものと考えられる。また、重大事故等対処設備による内部事象を起因した炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99% 以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果については以下に示すとおり。

【高圧・低圧注水機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び残留熱除去系海水系の故障並びに点検のための待機除外等が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。

【高圧注水・減圧機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉手動減圧失敗、注水不能認知失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが、これらに対しては過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効であり、その後の低圧炉心冷却によって対応することが可能である。

【全交流動力電源喪失（長期 T B，T B U，T B P，T B D）】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、非常用ディーゼル発電機、非常用蓄電池の故障等が抽出されたが、これらに対しては常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧によって対応することが可能である。また、長期 T B の場合については、原子炉隔離時冷却系の運転継続中に電源が不要となる低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確保することによって対応することも可能である。

【崩壊熱除去機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラー及び残留熱除去系、残留熱除去系海水系の故障等が抽出されたが、これらに対しては耐圧強化ベント又は格納容器圧力逃がし装置によって対応することが可能である。また、残留熱除去系海水系が故障した場合については、緊急用海水系によって対応することも可能である。

【原子炉停止機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、スクラムコンタクタの故障が抽出されているが、これらに対しては代替原子炉再循環ポンプトリップ回路及びほう酸水注入系によって対応することが可能である。

【L O C A 時注水機能喪失】

L O C A 時注水機能喪失については、L O C A の破断面積が大きい場合には炉心損傷防止が困難となるが、破断面積が一定の範囲内であれば、何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系海水系、高圧炉心スプレイ系の故障等が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。また、この他に支配的な基事象として、注水不能認知失敗、原子炉手動減圧失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが、これらに対しては低圧 E C C S が健全な状況であれば、過渡時自動減圧回路による減圧によって対応することも可能である。

【格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、インターフェイスシステム L O C A 発生の起因となる配管破損及び隔離弁の閉め忘れ、故障等が抽出されたが、これらに対しては減圧による漏えい低減や発生個所の隔離によって対応することが可能である。

2. 内部事象運転時レベル1. 5 P R A

2-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，各事象シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。なお，格納容器先行破損シーケンスについては，炉心損傷防止対策の有効性を確認しているため，カットセットの分析対象から除外した。

- ・格納容器破損モードの各 P D S の中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の確認結果を第 2-1 表～第 2-4 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 2-1 表～第 2-4 表に示したとおり，主要なカットセットレベルまで展開しても，格納容器破損防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。

【雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）】

最も支配的な事故シーケンスは、T Q U Xによって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源（区分Ⅰ）が故障し、H P C S－D Gの運転継続、原子炉減圧及びR H Rスプレーに失敗することにより過圧破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、常設代替高圧電源装置及び常設代替直流電源設備による電源供給の対策に加え、低圧代替注水系（常設）による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。

【雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）】

最も支配的な事故シーケンスは、長期T Bによって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、外部電源喪失が発生し、軽油貯蔵タンク閉塞／破損やD G及びH P C S－D Gの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、過温破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、常設代替高圧電源装置による電源供給の対策に加え、低圧代替注水系（常設）による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却、代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。

第2-1表 「雰囲気圧力温度による静的負荷」における
主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性
雰囲気圧力温度による静的負荷 (過圧破損)	TQUX	2.2E-09	①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.8E-10	8.4	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置	○
			②直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.3E-10	5.7		○
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+注水不能認知失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	8.0E-11	3.7		○
雰囲気圧力温度による静的負荷 (過温破損)	TQUX	6.3E-09	①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+注水不能認知失敗+損傷炉心の冷却認知失敗	3.1E-10	5.0		○
			②直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	3.1E-10	5.0		○
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	2.1E-10	3.4		○
	長期TB	6.9E-08	①外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E-08	62.2		○
			②外部電源喪失+軽油貯蔵タンク破損	2.8E-09	4.1		○
			③外部電源喪失+DG-2C, 2D運転継続失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗	4.1E-10	0.6		○
	TBU	4.2E-09	①直流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉手動減圧失敗	6.4E-10	15.2		○
			②直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.9E-10	6.9		○
			③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7		○
			④直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7		○
	TBD	5.9E-12	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗	1.6E-12	26.6		○
			②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG起動失敗	1.1E-12	18.1		○
			③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DGメンテナンス	6.8E-13	11.5		○
	LOCA	2.1E-11	①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.1E-12	5.3		○
			②中破断LOCA+HPCS-DG SWメンテナンス+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	4.3		○
			③中破断LOCA+HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	4.5E-13	2.1		○

【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

最も支配的な事故シーケンスは、長期 T B によって炉心損傷に至った後に格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、外部電源喪失が発生し、軽油貯蔵タンク閉塞／破損や D G 及び H P C S－D G の故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、原子炉圧力容器が高圧状態で破損し、格納容器雰囲気直接加熱により格納容器破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードについては、交流電源が喪失しても原子炉圧力容器の減圧操作は可能であることから、格納容器破損を防止することが可能である。

なお、ヒューマンエラーによる原子炉の減圧失敗については、発生した場合は格納容器破損を防止することができないが、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにもかかわらずその後の対応をとらないことは現実的には考え難く、これらのカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。

第 2－2 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における
主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/年)	主要なカットセット	CFF (/年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性
高圧溶融物放出／ 格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	2.4E-11	①直流電源故障（区分Ⅰ）＋HPCS－DG運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0	・原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁による手動減圧	－
			①直流電源故障（区分Ⅰ）＋HPCS－DG運転継続失敗＋注水不能認知失敗＋損傷炉心の冷却認知失敗＋DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0		－
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋HPCS－DG起動失敗＋原子炉手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	7.9E-13	3.4		－
	長期TB	8.5E-09	①外部電源喪失＋燃料貯蔵タンク閉塞＋DCHによるPCV破損	5.3E-09	62.2		○
			②外部電源喪失＋燃料貯蔵タンク破損＋DCHによるPCV破損	3.5E-10	4.1		○
			③外部電源喪失＋DG－2C、2D運転継続失敗共通要因故障＋HPCS－DG運転継続失敗＋DCHによるPCV破損	5.0E-11	0.6		○
	TBU	1.6E-11	①直流電源故障（区分Ⅰ）＋軽油貯蔵タンク閉塞＋原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	2.4E-12	15.2		－
			②直流電源故障（区分Ⅰ）＋DG－2D運転継続失敗＋HPCS－DG運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	1.1E-12	6.9		－
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋DG－2D起動失敗＋HPCS－DG運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		－
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋DG－2D運転継続失敗＋HPCS－DG起動失敗＋原子炉手動減圧失敗＋DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		－
	TBD	2.2E-14	①外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障＋HPCS－DG運転継続失敗＋DCHによるPCV破損	5.8E-15	26.6		○
			②外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障＋HPCS－DG起動失敗＋DCHによるPCV破損	4.0E-15	18.1		○
			③外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障＋HPCS－DGメンテナンス＋DCHによるPCV破損	2.5E-15	11.5		○

【原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用】

最も支配的な事故シーケンスは、T Q U Xによって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が損傷し、ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融物と水との接触に伴い、溶融物の持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることで格納容器が破損するシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源（区分Ⅰ）が故障した後、H P C S－D Gの運転及び原子炉減圧に失敗することにより、ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融物と冷却材との相互作用によって格納容器破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対しては、仮に発生した場合においても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認しており、対策は講じていない。

第2－3表 「原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用」における
主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (P D S)	C F F (/炉年)	主要なカットセット	C F F (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割合 (%)	主な対策	対策 有効性
原子炉圧力容器外 溶融燃料－冷却材相互作用	T Q U X	2.2E-14	①直流電源故障（区分Ⅰ）+H P C S－D G運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+I V R失敗+水蒸気爆発（ペデスタル）	1.4E-15	6.1	なし （原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）	○
			②直流電源故障（区分Ⅰ）+H P C S－D G起動失敗+原子炉手動減圧失敗+I V R失敗+水蒸気爆発（ペデスタル）	9.2E-16	4.1		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）+H P C S－D Gメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+I V R失敗+水蒸気爆発（ペデスタル）	5.9E-16	2.6		○
	L O C A	2.8E-20	①中破断L O C A+H P C S入口逆止弁（S/P側）開失敗+R H R S－Aメンテナンス+L P C I－B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペデスタル）	2.1E-22	0.8		○
			②中破断L O C A+H P C S－D G S Wメンテナンス+R H R S－Aメンテナンス+L P C I－B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペデスタル）	1.7E-22	0.6		○
			③中破断L O C A+H P C S入口逆止弁（S/P側）開失敗+R H R S－Aメンテナンス+L P C I－B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペデスタル）	1.2E-22	0.4		○

【溶融炉心・コンクリート相互作用】

最も支配的な事故シーケンスは、T B Uによって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が損傷し、ペデスタル（ドライウェル部）床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源（区分Ⅰ）が故障し、軽油貯蔵タンク閉塞／破損やD G及びH P C S－D Gの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、ペデスタル（ドライウェル部）床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続して格納容器破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水が有効である。

第 2－4 表 「溶融炉心・コンクリート相互作用」における
主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合 (%)	主な対策	対策 有効性
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	3.3E-09	①直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DG運転継続失敗+RHR S-Bメンテナンス	2.1E-10	6.4	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・格納容器下部注水系（常設）	○
			②直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DG起動失敗+RHR S-Bメンテナンス	1.4E-10	4.3		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DGメンテナンス+RHR S-Bメンテナンス	9.2E-11	2.8		○
	TQUX	7.0E-10	①直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベデスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	2.4E-11	3.5		○
			②直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベデスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.7E-11	2.4		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）+HPCS-DGメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベデスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.1E-11	1.5		○
	TBU	1.7E-08	①直流電源故障（区分Ⅰ）+軽油貯蔵タンク閉塞	2.3E-09	13.7		○
			②直流電源故障（区分Ⅰ）+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗	1.0E-09	6.2		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗	7.0E-10	4.2		○
			④直流電源故障（区分Ⅰ）+DG-2D起動失敗+HPCS-DG運転継続失敗	7.0E-10	4.2		○
	TBP	5.2E-10	①外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞+SRV再閉鎖失敗	2.2E-10	42.5		○
			②外部電源喪失+軽油貯蔵タンク破損+SRV再閉鎖失敗	1.5E-11	2.8		○
			③外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗共通要因故障+SRV再閉鎖失敗+HPCS-DG運転継続失敗	2.1E-12	0.4		○
	LOCA	6.8E-16	①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗共通要因故障+ベデスタル（ドライウエル部）での水蒸気爆発なし	4.9E-18	0.7		○
			②中破断LOCA+HPCS-DGSWMメンテナンス+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗共通要因故障+ベデスタル（ドライウエル部）での水蒸気爆発なし	4.0E-18	0.6		○
			③中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-A/B/C注入弁開失敗共通要因故障+ベデスタル（ドライウエル部）での水蒸気爆発なし	2.8E-18	0.4		○

3. 内部事象停止時レベル 1 P R A

3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため,ここでは,各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・ 炉心損傷頻度が $1\text{E-}7$ / 炉年以上のカットセット
- ・ 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が 1% 以上

また,上記の条件を満たさないカットセットについても,各事故シーケンスにおける上位 3 位までのカットセットを抽出し,重大事故等対処設備が有効であるか確認した。

確認結果を第 3-1 表～第 3-3 表に示す。また,主要なカットセットのうち,各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンスを第 3-1 図～第 3-3 図に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 3-1 表～第 3-3 表に示したとおり,全ての事故シーケンスに対しては,主要なカットセットまで展開した場合においても,整備する燃料損傷防止対策により燃料損傷を防止できることを確認した。

【崩壊熱除去機能喪失】

○崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

P O S－B 1～B 3においては、使用可能である除熱・注水設備が残留熱除去系 1 系統及び復水移送系 1 系統のみとなる。そのため、当該 P O S において、残留熱除去系の故障の発生後、復水移送系の水源である復水貯蔵タンクの真空逃がし弁作動失敗により、崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

P O S－B 1～B 3においては、使用可能である除熱・注水設備が残留熱除去系 1 系統及び復水移送系 1 系統のみとなる。そのため、当該 P O S において、外部電源喪失の発生により復水移送系が機能喪失し、残留熱除去系のポンプや弁の手動操作失敗により崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効である。

第 3－1 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	主要なカットセット	POS	炉心 損傷頻度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	主な対策	対策の 有効性
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障 (RHR喪失) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	①RHR喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.0E-07	20.8	・注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	○
			①RHR喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.0E-07	20.8		○
			③RHR喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.1E-07	7.4		○
			③RHR喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.1E-07	7.4		○
			⑤RHR喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	6.4E-08	4.5		○
			⑤RHR喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	6.4E-08	4.5		○
			⑦RHR喪失＋CST－Bポンプ運転継続失敗	B 3	2.1E-08	1.5		○
	残留熱除去系の故障 (RHS喪失) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	①RHS喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.7E-08	2.6		○
			①RHS喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.7E-08	2.6		○
			③RHS喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.3E-08	0.9		○
			③RHS喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.3E-08	0.9		○
	外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	①外部電源喪失＋RHR－Bポンプ手動操作失敗	B 2	8.4E-08	5.9		○
			①外部電源喪失＋LPCI－B注入弁手動操作失敗	B 2	8.4E-08	5.9		○
			①外部電源喪失＋RHR－Bポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗	B 2	8.4E-08	5.9		○

RHR喪失 (POS-B3)	~~待機RHR起動~~	~~待機LPCI起動~~	~~LPCS~~	~~LPCI-S~~	~~HPCS~~	MUWC	No.	最終状態	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCI-S	HPCS	MUWC			
							1	-	
							2	-	
							3	-	
							4	-	
							5	-	
							6	-	
							7	TW	
								合計値	

× プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第3-1図 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なシーケンス
(POS-B3 残留熱除去系の故障(RHR喪失))

【全交流動力電源喪失】

○外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

P O S－B 1～B 3においては、待機状態の非常用D Gが1台のみとなる。そのため、当該P O Sにおいて、外部電源喪失の発生後、待機状態の非常用D Gの起動失敗や運転継続失敗により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

外部電源喪失後の蓄電池の共通原因故障により、全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効である。

第 3－2 表 「全交流動力電源喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (／施設定期検査)	主要なカットセット	POS	炉心 損傷頻度 (／POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合	主な対策	対策の 有効性
全交 流 動 力 電 源 喪 失	外部電源喪失 ＋交流電源失効 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	①外部電源喪失＋DG－2 D運転継続失敗	B 3	8.2E-07	23.3	・ 常設代替直流電源設備 ・ 常設高圧代替電源装置 ・ 注水設備の多様化	○
			②外部電源喪失＋DG－2 D起動失敗	B 3	5.6E-07	15.8		○
			③外部電源喪失＋DG－2 C運転継続失敗	B 1	3.0E-07	8.4		○
			④外部電源喪失＋DG－2 C起動失敗	B 1	2.0E-07	5.7		○
			⑤外部電源喪失＋DG－2 D運転継続失敗	B 2	1.8E-07	5.0		○
			⑥外部電源喪失＋DG－2 D起動失敗	B 2	1.2E-07	3.4		○
			⑦外部電源喪失＋DG－2 D関連信号故障	B 3	7.9E-08	2.2		○
			⑧外部電源喪失＋DG－2 D逆断器開失敗	B 3	7.6E-08	2.1		○
			⑨外部電源喪失＋DG SW－2 D海水ストレーナ閉塞	B 3	4.7E-08	1.3		○
			⑩外部電源喪失＋DG SW－2 Dポンプ起動失敗	B 3	3.6E-08	1.0		○
	外部電源喪失 ＋直流電源失効 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	①外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	B 3	6.0E-11	<0.1		○
			②外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	C 2	3.8E-11	<0.1		○
			③外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	B 1	2.2E-11	<0.1		○

外部電源喪失 (POS-B3)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	~~D/G-2C起動~~	D/G-2D起動	No.	最終状態	備考
ELOP	DC	DGH	~~DGC~~	DGD			
					1 - 9	TE2へ	
					10 - 15	TE3へ	
					16 - 21	TE4へ	
					22 - 23	TE5へ	
					24 - 25	TE6へ	
					26	TB	
						合計値	

ACなし (POS-B3)	~~HPCS~~	No.	最終状態	備考
TE5	~~HPCS~~			
		22	-	
		23	TB	
			合計値	

× プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-2 図 「全交流動力電源喪失」における主要なシーケンス
(POS-B3 外部電源喪失)

【原子炉冷却材の流出】

○原子炉冷却材の流出（RHR切替時／CUWブロー時のLOCA）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

RHR切替時又はCUWブロー時における原子炉冷却材流出の発生後、運転員によるLOCAの認知失敗により、燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。

○原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

CRD点検時における大規模な原子炉冷却材流出の発生後、隔離操作に失敗し、残留熱除去系のポンプ、弁等の手動操作失敗により燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。

○原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

LPRM点検時における原子炉冷却材流出の発生後、隔離操作に失敗し、残留熱除去系のポンプ、弁等の手動操作失敗及び復水貯蔵タンクの真空逃がし弁作動失敗が重畳することにより、燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、運転員等がLOCAの発生を速やかに認知することに加えて、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効である。

運転員によるLOCAの認知失敗に関しては、認知に成功しないことには燃料損傷を防止することができないが、LOCAの発生の可能性がある作業では、以下のとおり対策をとった上で実施しており、L

ＯＣＡが発生しているにもかかわらず，複数の運転員が認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難い。

（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）

- ・ ＲＨＲ切替時における弁の開閉状態については，中央制御室のランプで確認可能であり，運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
- ・ 仮にＬＯＣＡが発生した場合でも，定期的に実施される中央制御室の運転員による原子炉水位，サプレッション・プール水位等の監視により，異常の認知が可能である。

（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）

- ・ ＣＵＷブロー時における弁の開閉状態については，中央制御室のランプで確認可能であり，運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
- ・ ＣＵＷブローダウン流量は管理されており，燃料損傷までの余裕時間の間に中央制御室の運転員によるＣＵＷブローダウン流量，原子炉水位等の監視により異常の認知が可能である。
- ・ 中央制御室の運転員の他に，排水先であるＮＲ／Ｗの運転員による異常の認知にも期待できる。

また，今後もＬＯＣＡの発生可能性がある作業を実施する場合には，作業開始前に注意喚起を実施し，ＬＯＣＡの発生防止を努めるとともに，ＬＯＣＡが発生した場合の対応手順をあらかじめ確認することにより，今後も継続的にリスク低減に努めていく。

第 3－3 表 「原子炉冷却材の流出」における主要なカットセット

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (／施設定期検査)	主要なカットセット	P O S	炉心 損傷頻度 (／P O S)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合	主な対策	対策の 有効性
原子 炉 冷 却 材 の 流 出	原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	8.3E-11	①RHR切替時のLOCA＋運転員の認知失敗	C 2	4.1E-11	22.2	・運転員への注意喚起 ・注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	－
			①RHR切替時のLOCA＋運転員の認知失敗	D	4.1E-11	22.2		－
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ入口弁(S／P側)手動操作失敗＋復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ入口弁(S／P側)手動操作失敗＋復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗＋復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗＋復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクA真空逃がし 弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
			③RHR切替時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－B ポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクB真空逃がし 弁作動失敗	B 2	5.1E-14	<0.1		○
	原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.8E-11	①CUWブロー時のLOCA＋運転員の認知失敗	C 1	2.9E-11	15.6		－
			①CUWブロー時のLOCA＋運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6		－
			③CUWブロー時のLOCA＋隔離失敗＋軽油貯蔵 タンク閉塞＋外部電源喪失	C 1	1.5E-17	<0.1		○
			③CUWブロー時のLOCA＋隔離失敗＋軽油貯蔵 タンク閉塞＋外部電源喪失	D	1.5E-17	<0.1		○
	原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	4.5E-11	①CRD点検時のLOCA(大規模流出)＋隔離失 敗＋RHR－Bポンプ入口弁(S／P側)手動操作 失敗	B 2	1.1E-11	6.0		○
			①CRD点検時のLOCA(大規模流出)＋隔離失 敗＋RHR－Bポンプ入口弁(SDC側)手動操作 失敗	B 2	1.1E-11	6.0		○
			①CRD点検時のLOCA(大規模流出)＋隔離失 敗＋RHR－Bポンプ手動操作失敗	B 2	1.1E-11	6.0		○
	原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.8E-14	①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ入口弁(S／P側)手動操作失敗＋復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○
			①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ入口弁(S／P側)手動操作失敗＋復水貯 蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○
			①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗＋復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○
			①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ入口弁(SDC側)注入弁手動操作失敗＋ 復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○
			①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクA真空逃が し弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○
			①LPRM点検時のLOCA＋隔離失敗＋RHR－ Bポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクB真空逃が し弁作動失敗	B 2	1.2E-14	<0.1		○

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-C2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC			
									1	-	
									2	-	
									3	-	
									4	-	
									5	-	
									6	-	
									7	-	
									8	LOCA	
									9	LOCA	
										合計値	

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-D)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC			
									1	-	
									2	-	
									3	-	
									4	-	
									5	-	
									6	-	
									7	-	
									8	LOCA	
									9	LOCA	
										合計値	

第 3-3 図 「原子炉冷却材流出」における主要なシーケンス

(POS-C2, POS-D RHR切替時の冷却材流出)

3-2. F V 重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

停止時における F V 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施することとした。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、出力運転時レベル 1 P R A より 1 桁小さい $1E-4$ を基準としてそれを超える基事象を抽出し、重大事故等防止対策が有効か否か定性的に考察した。

その結果、F V 重要度が $1E-4$ を超える基事象として抽出された全ての基事象（ディーゼル発電機の故障、復水貯蔵タンクの真空逃がし安全弁の故障等）に対して、重大事故等対処設備（常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効であることを確認した。

地震 P R A，津波 P R Aにおける主要な事故シーケンスの 対策について

地震 P R A，津波 P R Aにおける主要な事故シーケンスについて，炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し，主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した。

1. 地震レベル 1 P R A

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，各事故シーケンスグループについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出し，整備する炉心損傷防止対策で対応可能であることを確認した。

- ・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が 1% 以上
確認結果を第 1-1 表～第 1-9 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-9 表に示したとおり，「原子炉停止機能喪失」に含まれるカットセットの一部に炉心損傷防止が困難なカットセットが存在するものの，主要なカットセットレベルまで展開しても，大半のカットセットについては整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお，地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが，その場合は機能喪失を免れた設備等を用いて事象の緩和に努めることとなる。

炉心損傷防止が困難なカットセットとして、「原子炉停止機能喪失」における、原子炉スクラムの失敗（シュラウドサポート損傷）と交流電源又は直流電源の喪失が重畳するカットセットが抽出された。これらのカットセットに対しては、交流電源又は直流電源の喪失により、ほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防止することができない。

ただし、これらの事故シーケンスは、地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価している地震 P R A から抽出されたものであるが、基準地震動 S_s よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、シュラウドサポート等の炉内構造物が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられる（別紙 2）。このため、現実的に想定するとこれらのカットセットによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものと考えられる。

【高圧・低圧注水機能喪失（T Q U V）】

地震による残留熱除去系（R H R）又は残留熱除去系海水系（R H R S）の損傷に伴い低圧注水機能が喪失する事象が上位に抽出されている。なお，高圧注水機能である高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系については，地震 P R A の評価上の仮定として，0.7 G を超えるような地震動では水源切替操作に失敗し，期待できないものとしている。この仮定は，他の事故シーケンスグループにおいても同様の扱いである。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。

第 1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」における主要なカットセット

No.	加速区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シナリオス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5~1.6	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	3.4E-08	7.2	・低圧代替注水系 (常 設)	○
2	1.4~1.5		3.4E-08	7.2		○
3	1.3~1.4		2.5E-08	5.4		○
4	1.3~1.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S 配管 損傷 + 水源切替操作失敗	2.4E-08	5.1		○
4	1.0~1.1		2.4E-08	5.1		○
6	1.1~1.2		2.3E-08	4.9		○
7	1.2~1.3		2.2E-08	4.7		○
8	1.6~1.7	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	2.1E-08	4.5		○
9	1.4~1.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S 配管 損傷 + 水源切替操作失敗	1.8E-08	3.9		○
10	0.9~1.0		1.5E-08	3.2		○
10	1.2~1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	1.5E-08	3.2		○
12	1.5~1.6	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S 配管 損傷 + 水源切替操作失敗	1.3E-08	2.8		○
13	1.7~1.8	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	1.2E-08	2.6		○
14	1.3~1.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR 熱交換 器損傷 + 水源切替操作失敗	8.5E-09	1.8		○
15	1.1~1.2	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	8.1E-09	1.7		○
16	0.8~0.9	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S 配管 損傷 + 水源切替操作失敗	8.0E-09	1.7		○
17	1.1~1.2	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR 熱交換 器損傷 + 水源切替操作失敗	7.8E-09	1.7		○
18	1.6~1.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S 配管 損傷 + 水源切替操作失敗	7.7E-09	1.6		○
19	1.4~1.5	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR 熱交換 器損傷 + 水源切替操作失敗	7.6E-09	1.6		○
20	1.2~1.3		6.9E-09	1.5		○
21	1.5~1.6		5.7E-09	1.2		○
22	1.8~1.9	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR S ポン プ損傷 + 水源切替操作失敗	5.5E-09	1.2		○
23	1.0~1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震による RHR 熱交換 器損傷 + 水源切替操作失敗	4.8E-09	1.0		○

【高圧注水・減圧機能喪失（T Q U X）】

ヒューマンエラーにより減圧機能が喪失する事象が上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。

第 1－2 表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シナリオス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.7～0.8	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋手動 減圧操作失敗	2.7E-07	20.2	・ 過渡時自動減圧機能	○
2	0.8～0.9		1.7E-07	12.7		○
3	0.7～0.8	②水源切替操作失敗＋手動減圧操作失敗	1.6E-07	12.4		○
4	0.7～0.8	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋注水 不能認知失敗	1.0E-07	8.0		○
4	0.9～1.0	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋手動 減圧操作失敗	1.0E-07	7.6		○
6	0.8～0.9	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋注水 不能認知失敗	6.5E-08	5.0		○
7	0.7～0.8	②水源切替操作失敗＋注水不能認知失敗	6.4E-08	4.9		○
8	0.8～0.9	④水源切替操作失敗＋手動減圧操作失敗	6.3E-08	4.8		○
9	1.0～1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋手動 減圧操作失敗	5.8E-08	4.5		○
10	0.9～1.0	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋注水 不能認知失敗	3.9E-08	3.0		○
11	1.1～1.2	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋手動 減圧操作失敗	3.3E-08	2.5		○
12	0.8～0.9	②水源切替操作失敗＋注水不能認知失敗	2.5E-08	1.9		○
13	0.9～1.0	④水源切替操作失敗＋手動減圧操作失敗	2.4E-08	1.8		○
14	1.0～1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋注水 不能認知失敗	2.3E-08	1.8		○
15	1.2～1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)＋水源切替操作失敗＋手動 減圧操作失敗	1.7E-08	1.3		○

【全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）】

非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機の故障が重畳して全交流動力電源喪失に至るカットセット及び軽油貯蔵タンク閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。これらのカットセットが含まれる事故シーケンスは、全交流動力電源喪失後、蓄電池枯渇により原子炉隔離時冷却系による炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る事象となる。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、早期の電源復旧に期待しない場合、原子炉隔離時冷却系の運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低圧代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる。

第 1－3 表 「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.4～0.5	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋軽油貯蔵タンク閉塞	1.1E-09	19.1	・低圧代替注水系(可 搬型)	○
2	0.3～0.4		9.7E-10	17.1		○
3	0.5～0.6		9.6E-10	16.9		○
4	0.6～0.7		6.9E-10	12.2		○
5	0.2～0.3		5.7E-10	10.0		○
6	0.16～0.2		1.0E-10	1.8		○
7	0.4～0.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋軽油貯蔵タンク破損	7.2E-11	1.3		○
8	0.3～0.4		6.5E-11	1.1		○
9	0.5～0.6		6.4E-11	1.1		○

【全交流動力電源喪失（T B D，T B U）】

T B Dでは，地震によるケーブルトレイの損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

また，T B Uでは，地震による交流電源設備（D G S Wポンプ，非常用パワーセンタ）の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，早期の電源復旧に期待しない場合，高圧代替注水系を起動し，運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低圧代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる（T B Dのカットセットに含まれる地震によるケーブルトレイ損傷についても，非常用直流母線，非常用交流母線とは独立した緊急用母線を通じて，常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置からの給電による対応が有効である）。

第 1－4 表 「全交流動力電源喪失（T B D）」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.1～1.2	①地震によるケーブルトレイ損傷	3.0E-07	14.0	・低圧代替注水系(可搬型)	○
2	1.0～1.1		2.9E-07	13.6		○
3	1.2～1.3		2.5E-07	11.6		○
3	0.9～1.0		2.5E-07	11.6		○
5	1.3～1.4		2.3E-07	10.5		○
6	0.8～0.9		2.1E-07	9.9		○
7	1.4～1.5		1.6E-07	7.6		○
8	1.5～1.6		1.2E-07	5.7		○
9	0.7～0.8		9.5E-08	4.4		○
10	1.6～1.7		7.3E-08	3.4		○
11	0.6～0.7		4.9E-08	2.3		○
12	1.7～1.8		3.8E-08	1.8		○

第 1－5 表 「全交流動力電源喪失（T B U）」における
主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シナシエンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5～1.6	①地震による D G S Wポンプ損傷	3.7E-08	8.3	・低圧代替注水系(可搬型)	○
2	1.4～1.5		3.6E-08	8.0		○
3	1.3～1.4	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.2E-08	7.2		○
4	1.2～1.3		3.1E-08	7.0		○
4	1.3～1.4	①地震による D G S Wポンプ損傷	3.1E-08	6.9		○
6	1.0～1.1	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.0E-08	6.6		○
7	1.4～1.5		2.9E-08	6.4		○
7	1.1～1.2		2.9E-08	6.4		○
9	1.6～1.7	①地震による D G S Wポンプ損傷	2.8E-08	6.4		○
10	1.5～1.6	②地震による非常用パワーセンタ損傷	2.1E-08	4.7		○
11	1.7～1.8	①地震による D G S Wポンプ損傷	1.8E-08	4.0		○
11	1.2～1.3		1.8E-08	3.9		○
13	0.9～1.0	②地震による非常用パワーセンタ損傷	1.4E-08	3.2		○
13	1.6～1.7		1.4E-08	3.1		○
15	0.8～0.9		1.2E-08	2.7		○
16	1.8～1.9	①地震による D G S Wポンプ損傷	1.1E-08	2.4		○
17	1.1～1.2		9.0E-09	2.0		○
18	1.7～1.8	②地震による非常用パワーセンタ損傷	7.8E-09	1.8		○
19	1.9～2.0	①地震による D G S Wポンプ損傷	5.4E-09	1.2		○

【全交流動力電源喪失（T B P）】

T B Pでは，地震による交流電源設備（D G S Wポンプ，非常用パワーセンタ）の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットが含まれる事故シーケンスは，全交流動力電源喪失後，駆動蒸気の喪失により原子炉隔離時冷却系による炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る事象となる。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては，早期の電源復旧に期待しない場合，原子炉隔離時冷却系の運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低圧代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる。

第 1－6 表 「全交流動力電源喪失（T B P）」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シナリオス タックに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5～1.6	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	1.9E-10	8.2	・低圧代替注水系(可搬型)	○
1	1.4～1.5		1.9E-10	7.9		○
3	1.3～1.4	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.7E-10	7.1		○
4	1.2～1.3		1.6E-10	7.0		○
4	1.3～1.4	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	1.6E-10	6.8		○
6	1.0～1.1	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.5E-10	6.6		○
6	1.4～1.5		1.5E-10	6.4		○
6	1.1～1.2		1.5E-10	6.4		○
6	1.6～1.7	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	1.5E-10	6.3		○
10	1.5～1.6	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.1E-10	4.7		○
11	1.7～1.8	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	9.4E-11	4.0		○
12	1.2～1.3		9.2E-11	3.9		○
13	0.9～1.0	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用 パワーセンタ損傷	7.4E-11	3.1		○
14	1.6～1.7		7.2E-11	3.0		○
15	0.8～0.9		6.3E-11	2.7		○
16	1.8～1.9	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	5.6E-11	2.4		○
17	1.1～1.2		4.7E-11	2.0		○
18	1.7～1.8	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用 パワーセンタ損傷	4.1E-11	1.7		○
19	1.9～2.0	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による D G S Wポンプ損傷	2.8E-11	1.2		○

【崩壊熱除去機能喪失（TW，TBW）】

TWについては、低加速度領域（～0.5G）における主要なカットセットとして、ヒューマンエラー及び残留熱除去系海水系のランダム故障（弁、ストレーナ閉塞等）により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。また、高加速度領域（1.0G～）における主要なカットセットとして、地震による残留熱除去系のゲート弁の損傷により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策として、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱や、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。

第 1－7 表 「崩壊熱除去機能喪失（TW）」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.16～0.2	①RHR系操作失敗	1.7E-06	30.6	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし 装置又は耐圧強化ベ ント	○
2	0.2～0.3		1.1E-06	19.1		○
3	0.3～0.4		3.0E-07	5.5		○
4	0.4～0.5		1.1E-07	2.1		○
5	0.16～0.2	②RHR S－A／B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
6	0.2～0.3		6.5E-08	1.2		○

第 1－8 表 「崩壊熱除去機能喪失（T B W）」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (／年)	事故シーケンス ループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.4～0.5		4.5E-09	7.0	・ 常設代替高圧電源装 置	○
2	0.3～0.4	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G－2 C / 2 D 運転継続失敗 共通原因故障	4.0E-09	6.2		○
2	0.5～0.6		4.0E-09	6.1		○
4	0.4～0.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G－2 C / 2 D 起動失敗共通 原因故障	3.0E-09	4.7		○
5	0.6～0.7	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G－2 C / 2 D 運転継続失敗 共通原因故障	2.9E-09	4.4		○
6	0.3～0.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G－2 C / 2 D 起動失敗共通 原因故障	2.7E-09	4.2		○
6	0.5～0.6		2.7E-09	4.2		○
8	0.2～0.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + 非常用ディーゼル発電機－2 C / 2 D 運転継続失敗共通原因故障	2.3E-09	3.6		○
9	0.6～0.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + 非常用ディーゼル発電機－2 C / 2 D 起動失敗共通原因故障	1.9E-09	3.0		○
10	0.4～0.5	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G S W－2 A / 2 B ストレ ーナ閉塞共通原因故障	1.6E-09	2.5		○
10	0.2～0.3	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + 非常用ディーゼル発電機－2 C / 2 D 起動失敗共通原因故障	1.6E-09	2.5		○
12	0.3～0.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G S W－2 A / 2 B ストレ ーナ閉塞共通原因故障	1.4E-09	2.2		○
12	0.5～0.6		1.4E-09	2.2		○
14	0.6～0.7	④地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + 非常用パワーセンタ損傷	1.1E-09	1.6		○
15	0.6～0.7	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失) + D G S W－2 A / 2 B ストレ ーナ閉塞共通原因故障	1.0E-09	1.6		○
16	0.2～0.3		8.4E-10	1.3		○

【原子炉停止機能喪失（TC）】

地震によるスクラム系（シュラウドサポート）の損傷を要因とするカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替原子炉再循環ポンプトリップ回路及びほう酸水注入系による対応が有効である。ただし、地震によりケーブルトレイ又はDGSWが損傷するカットセットを含む場合は、交流電源の喪失又は直流電源の喪失により代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失すること、及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失により原子炉水位の確保が困難であることから、炉心損傷を防ぐことができない。

第 1－9 表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シナリオス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.4～1.5	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋地震によるシュラウドサポート 損傷	1.3E-08	11.0	・代替原子炉再循環ポ ンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
2	1.3～1.4		1.2E-08	10.3		○
3	1.5～1.6		1.1E-08	9.3		○
4	1.2～1.3		8.5E-09	7.1		○
5	1.6～1.7		8.0E-09	6.7		○
6	1.1～1.2		5.7E-09	4.8		○
7	1.7～1.8		4.4E-09	3.7		○
8	1.6～1.7	②地震によるケーブルトレイ損傷＋地震による シュラウドサポート損傷	4.0E-09	3.3	—	—
9	1.5～1.6		3.9E-09	3.3		—
10	1.7～1.8		3.4E-09	2.8		—
11	1.0～1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋地震によるシュラウドサポート 損傷	3.3E-09	2.8	・代替原子炉再循環ポ ンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
12	1.4～1.5	②地震によるケーブルトレイ損傷＋地震による シュラウドサポート損傷	2.7E-09	2.3	—	—
12	1.8～1.9		2.7E-09	2.2		—
14	1.8～1.9	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋地震によるシュラウドサポート 損傷	2.1E-09	1.8	・代替原子炉再循環ポ ンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
14	1.9～2.0	②地震によるケーブルトレイ損傷＋地震による シュラウドサポート損傷	2.1E-09	1.8	—	—
16	2.0～3.0		2.0E-09	1.7		—
17	1.3～1.4		1.9E-09	1.6		—
18	1.7～1.8	③地震によるD G S Wポンプ損傷＋地震による シュラウドサポート損傷	1.6E-09	1.3	—	—
18	1.6～1.7		1.6E-09	1.3		—
20	1.8～1.9		1.4E-09	1.2		—
21	0.9～1.0	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)＋地震によるシュラウドサポート 損傷	1.2E-09	1.0	・代替原子炉再循環ポ ンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○

2. 津波レベル 1 P R A

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，各事象シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・ 事故シーケンスグループのうち，最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて，上位 3 位まで

各事故シーケンスにおける主要なカットセットの抽出結果及び主要なカットセットに対して，整備する炉心損傷防止対策で対応可能であるかを確認した。確認結果を第 2-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

津波 P R A より抽出されるシーケンスについては，津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全機能を有する常設重大事故等対処設備及び可搬型重大事故等対処設備に対して津波防護対策を施すことにより，第 2-1 表に示したとおり主要なカットセットレベルまで展開しても，整備する炉心損傷防止対策により同様に炉心損傷を防止することが可能である。

表 2-1 津波 P R A における事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故シーケンス		津波区分※1	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (／炉年)	事故シーケンスグ ループに対する寄 与割合（％）	有効性を確認する主な対策※2	対策の 有効性
津波による 注水機能喪失	最終ヒートシンク喪失 (ＲＣＩＣ成功)	T.P.＋20m ～T.P.＋22m	①最終ヒートシンク喪失	3.2E-06	80.1	・津波防護対策 ・緊急用海水系	○
	最終ヒートシンク喪失 ＋高圧炉心冷却失敗		①最終ヒートシンク喪失失＋ＲＣＩＣ ポンプ起動失敗	4.7E-09	0.1		○
			②最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣメ ンテナンス	3.0E-09	<0.1%		○
			③最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣ流 量制御器故障	5.4E-10	<0.1%		○
	最終ヒートシンク喪失 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		①最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全 弁再閉鎖失敗	1.7E-08	0.4		○
	原子炉建屋内浸水による複数の 緩和機能喪失	T.P.＋22m ～T.P.＋24m	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和 機能喪失	7.6E-07	19.2		○
	防潮堤損傷	T.P.＋24m～	①防潮堤損傷	3.3E-07	100.0	－	－

※1 防潮堤前面位置における津波高さ

※2 有効性を確認する主な対策等に対して必要な浸水防護対策を施すことにより炉心損傷防止が可能

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」

の想定及びその対策について

1. サプレッション・プールへの溶融物落下後に発生する格納容器破損モードに対する対策について

重大事故等対処設備を考慮しないレベル 1. 5 P R A に基づく格納容器破損モードの抽出では，図1，図2に示すとおりペデスタルにおける溶融炉心・コンクリート相互作用の継続により溶融物がサプレッション・プールへ落下した後に発生する M a r k - II 型格納容器特有の負荷，物理現象についても分析し，格納容器破損モードを抽出している。

一方，重大事故等における格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点では，溶融物がサプレッション・プール中に落下することは，溶融物冷却の観点ではサプレッション・プールは大量の水を保有しているため有効であるが，以下に示すように悪影響も考えられるため，原子炉圧力容器が破損するような状況では，ペデスタル床上で溶融物を冷却保持することが有効と考える。

- ・ サプレッション・プール水を取り込む系統（残留熱除去系，代替循環冷却系 等）が機能喪失する恐れがある。
- ・ ベントを実施する場合，サプレッション・プールにおけるスクラビング効果に期待できない。
- ・ サプレッション・プールにおける溶融物によるライナーアタックにより，格納容器の閉じ込め機能の健全性が脅かされる恐れがある。

2. 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」について

解釈に基づき必ず想定する破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」は、溶融炉心・コンクリート相互作用により格納容器の構造部材の支持機能が喪失する破損モードとして想定されているものと考ええる。

ただし、サプレッション・プールへの溶融物落下後に発生する Mark-II 型格納容器特有の破損モードについても、以下に示す観点を考慮して、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理し、ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作用に対する防護対策の有効性を確認することが適切であると考ええる。

- ・ ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する破損モードであること。
- ・ サプレッション・プールへの溶融物落下後の格納容器破損モードの発生防止のためには、ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であること。

3. まとめ

レベル 1.5 PRA より抽出した溶融物がサプレッション・プールへ落下した後に発生する格納容器破損モードについては、ペデスタル（ドライウェル部）床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する格納容器破損モードであること、及び当該格納容器破損モードの防止のためにはペデスタル（ドライウェル部）床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であることを考慮し、解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理する。

また、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価では、ペDESTAL床（ドライウェル部）における溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器破損防止対策の有効性を確認し、原子炉圧力容器が破損するような状況においても、溶融物がペDESTAL（ドライウェル部）内に保持可能であることを確認する。

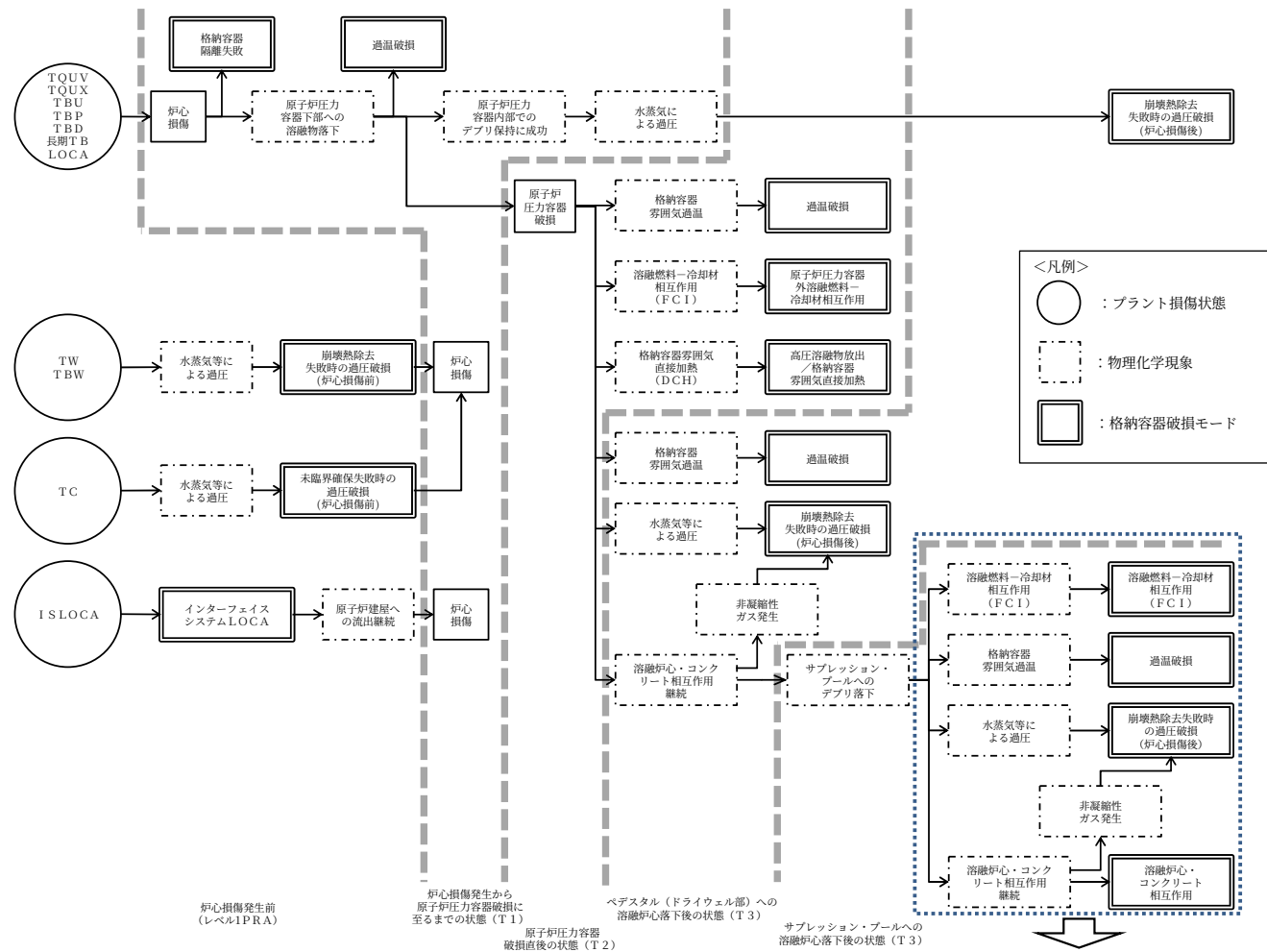


図1 PRAより抽出される格納容器破損モード

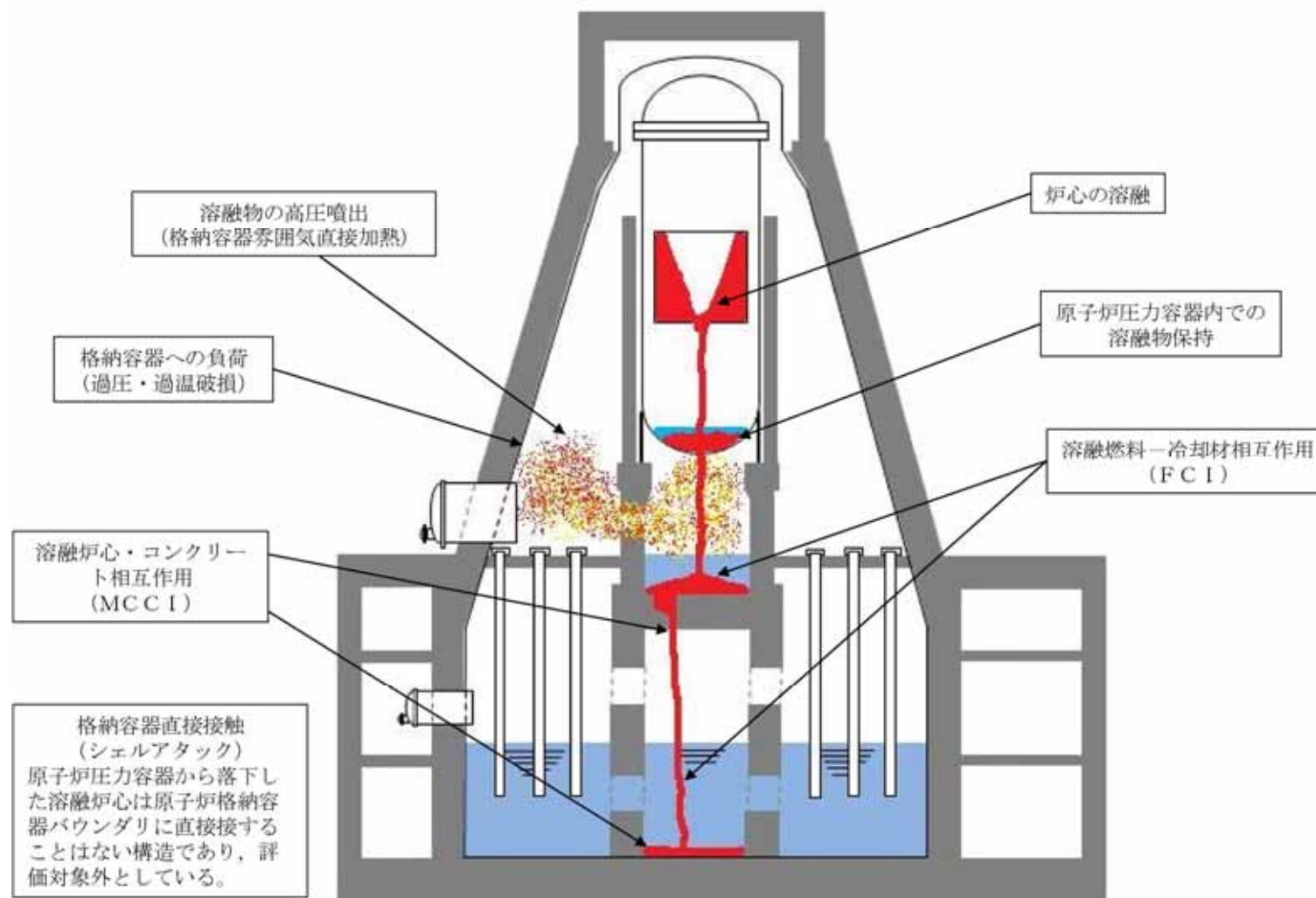


図2 Mark-II 格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

格納容器直接接触（シェルアタック）を格納容器破損モードの
評価対象から除外する理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に次のように記載されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

a. 現象の概要

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

1. 格納容器直接接触（シェルアタック）

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR Mark-I 型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I 型格納容器における格納容器直接接触（シェルアタック）のメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペデスタル部に切れ込み（図 1）があるため、溶融炉心がペデスタル床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペデスタル部の外側に流出して格納容器の壁面（金属製ライナー部分）に接触する可能性（図 2）がある。

2. 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由

シェルアタックは，BWR Mark-I 型格納容器に特有の事象であり，BWR Mark-II 型格納容器では，格納容器の構造上，ペデスタル（ドライウェル部）床に落下したデブリが直接格納容器バウンダリと接触することはない（図 3）。このため，溶融炉心が床面で拡がり格納容器の壁に接触する格納容器直接接触（シェルアタック）の発生の可能性はない。

よって，格納容器直接接触（シェルアタック）は必ず想定する格納容器破損モードであるが，BWR Mark-II 型格納容器の構造上，発生の可能性がないため，東海第二発電所において想定する格納容器破損モードから除外した。

3. BWR Mark-II 型格納容器におけるサブプレッション・プール

底部のライナープレート破損の扱いについて

(1) レベル 1. 5 PRA におけるライナープレート破損の考え方

レベル 1. 5 PRA においては，環境へ放射性物質が大規模放出される可能性のある格納容器破損モードとして，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）等を考慮している。一方，格納容器直接接触（シェルアタック）については，BWR Mark-I 型格納容器特有の破損モードであり，BWR Mark-II 型格納容器においては，サブプレッション・プール底部のライナープレートが破損したとしても，ライナープレートーコンクリート間の間隙から外部に放出されるような構造とはなっておらず，また，ベースマットのコンクリート厚さは十分な厚さを有している

ことから、工学的判断により放射性物質の大規模放出に至らないものとする。このため、ライナープレートの破損を格納容器破損モードとして考慮していない。

(2) 有効性評価におけるライナープレート破損の考え方

有効性評価においては、PRAより抽出された事故シーケンスについては、重大事故等対処設備に期待することにより、全て原子炉圧力容器内で事象収束が可能であり、熔融炉心は原子炉圧力容器内で保持されることを確認している。また、仮に重大事故等対処設備の一部の機能に期待せず、熔融炉心が原子炉圧力容器外に放出されることを想定した場合においても、ペデスタル（ドライウェル部）における熔融炉心・コンクリート相互作用を防止することで、ライナープレートに接触することなくペデスタル（ドライウェル部）内で熔融炉心が適切に冷却されることを確認している。

(3) まとめ

BWR Mark-II型格納容器である東海第二発電所においては、ライナープレート・コンクリート間の間隙から外部に放出されるような構造とはなっておらず、また、コンクリート侵食に対してベースマットは十分な厚さを有していることから、工学的判断により大規模放出に至らないものとする。このため、ライナープレートの破損を格納容器破損モードとして考慮していない。

一方で、有効性評価においては、PRAより抽出された事故シーケンスについては、重大事故等対処設備に期待することにより、全て原子炉圧力容器内で事象収束が可能であり、熔融炉心は原子

炉圧力容器内で保持されることを確認している。また，仮に重大事故等対処設備の一部の機能に期待せず，溶融炉心が原子炉圧力容器外に放出されることを想定した場合においても，ペデスタル（ドライウエル部）における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することで，ライナープレートに接触することなくペデスタル（ドライウエル部）内で溶融炉心が適切に冷却されることを確認している。

参考文献

- [1] U.S. NRC, “The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner” NUREG/CR-6025, November 1993

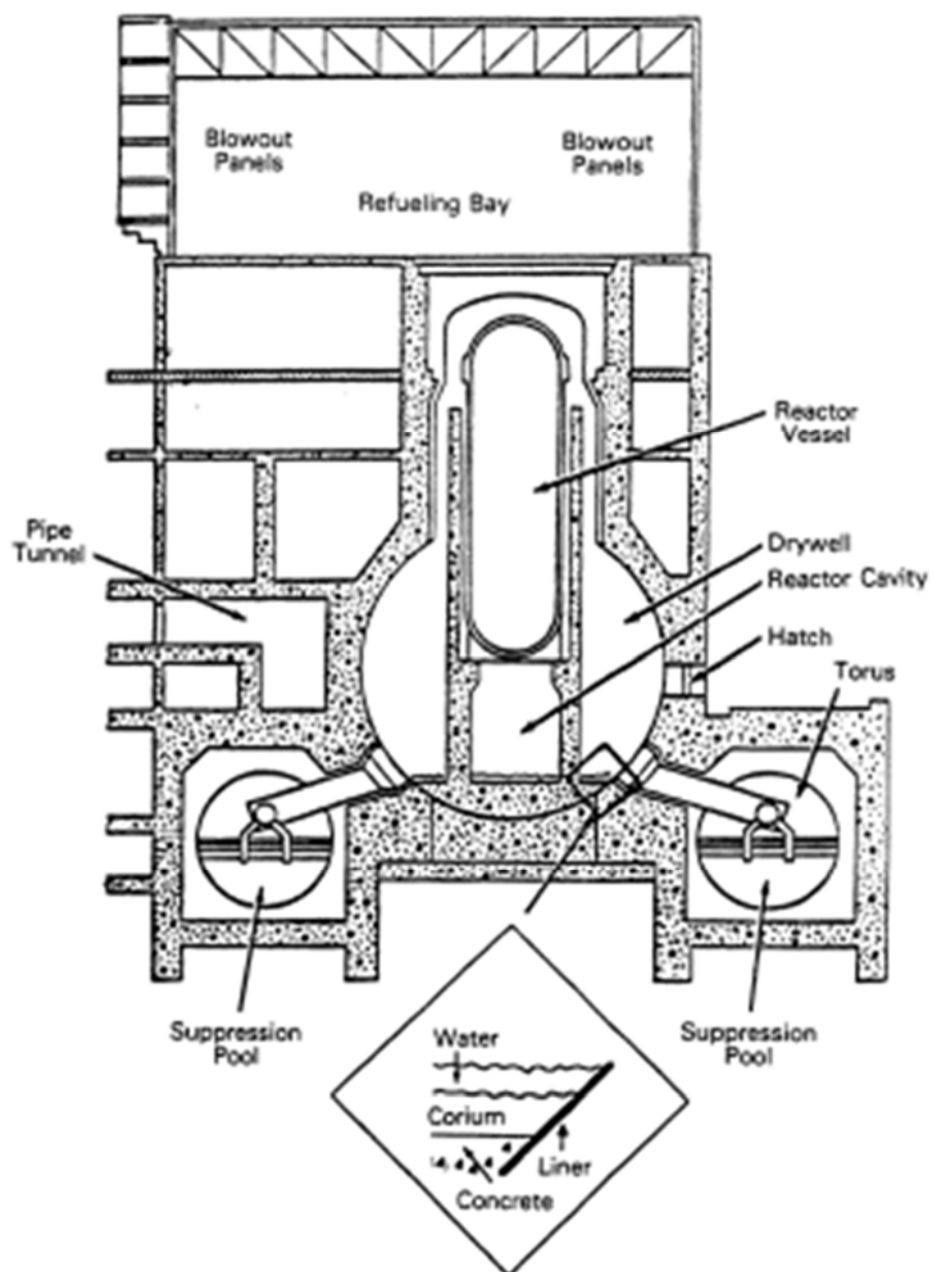


図 1 B W R M a r k - I 型格納容器における格納容器直接接触^{〔1〕}

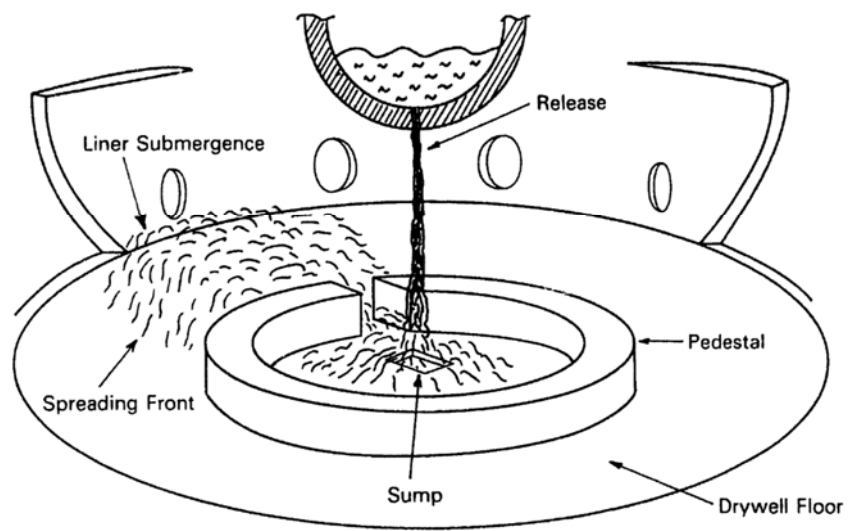


図 2 BWR Mark-I 型格納容器における
格納容器直接接触の物理現象図^{〔1〕}

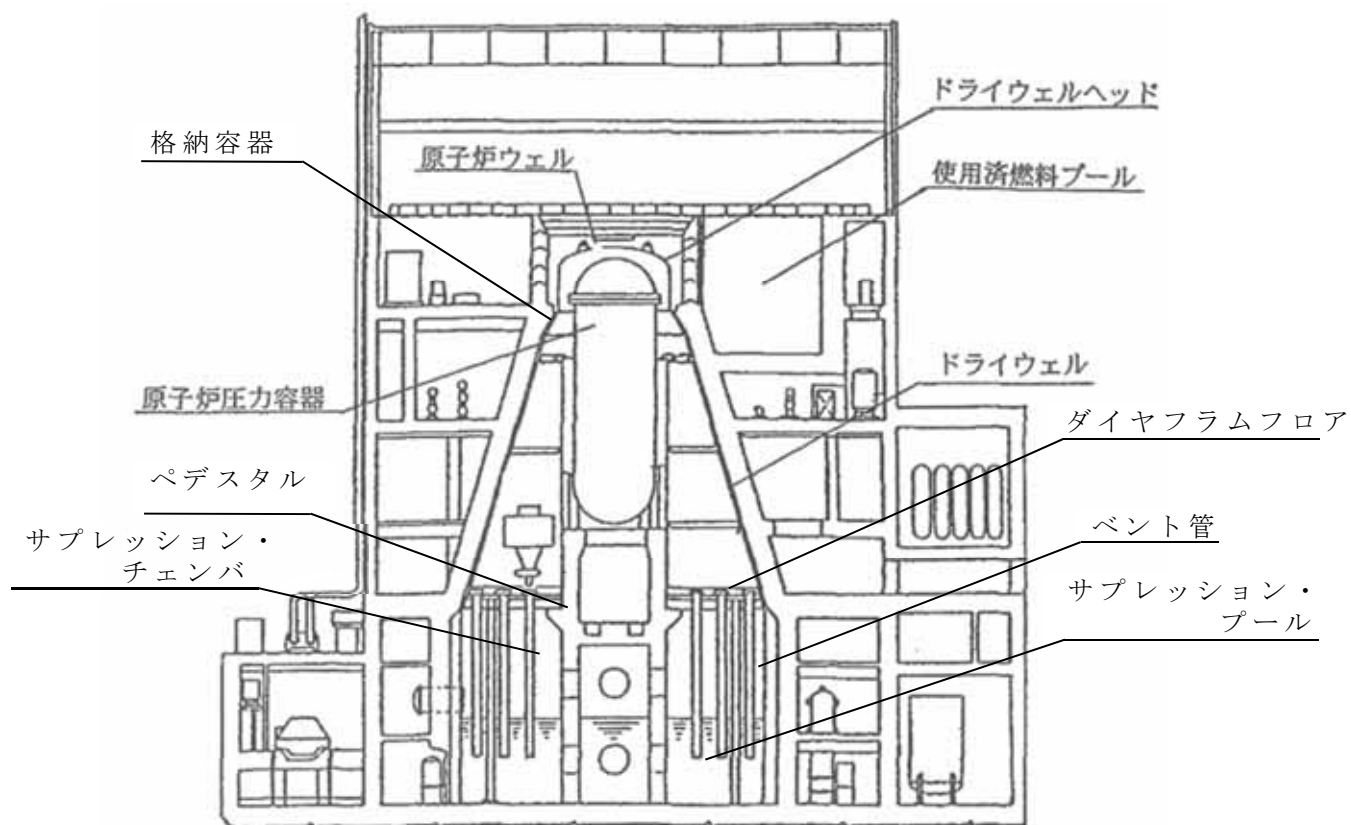


図 3 東海第二発電所（MARK-II 型）の格納容器概略図

格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と
格納容器隔離失敗事象への対応について

1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠

(1) 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠

内部事象レベル 1. 5 P R Aにおける格納容器隔離失敗の分岐確率は、格納容器隔離失敗による大規模な漏えいを想定しており、N U R E G / C R - 4 2 2 0 ⁽¹⁾を基に $5.0E-3/d$ として設定している。N U R E G / C R - 4 2 2 0 では、米国の L E R (Licensee Event Reports) (1965 年～1984 年) を分析し、表 1 に示すとおり大規模漏えい事象 4 件を抽出、発生件数 4 件を運転炉年 (740 炉年) で除すことにより、格納容器隔離失敗の発生頻度を算出している。

なお、抽出された 4 件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件発生しているが、これらの事象は数時間以内と短時間であり、大規模な漏えい事象には至っていない。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

また、上記の大規模漏えい事象はいずれも P W R で発生した事象であり、B W R においては、出力運転中は格納容器内を窒素置換し

管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。

(2) 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

レベル 1. 5 P R A では、1984 年までのプラント実績データを用いた N U R E G / C R - 4 2 2 0 を基に格納容器隔離失敗の分岐確率を設定している。最近の格納容器隔離失敗に関する報告としては、E P R I 報告書⁽²⁾がある。E P R I 報告書では、米国における 2007 年時点までの総合漏えい率試験（I L R T : Integrated Leak Rate Test）の実績が整理されており、大規模漏えいに至る事象としては設計漏えい率の 35 倍を基準としているが、発生実績は 0 件となっている。

大規模漏えいに至る事象実績 0 件（計算上 0.5 件としている）を I L R T 試験数 217 件で除して隔離機能喪失を以下のとおり算出した。

$$0.5 / 217 = 2.3E-3$$

大規模漏えいに至る事象実績※ : 0.5 件

I L R T 試験数 : 217 件

※ 発生経験がないため、発生実績を 0.5 件と仮定。

この値は、N U R E G / C R - 4 2 2 0 で評価された格納容器隔離失敗確率の $5.0E-3/d$ よりも小さい値となっており、E P R I 報告書の結果を考慮しても N U R E G / C R - 4 2 2 0 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

2. 格納容器隔離失敗事象への対応

(1) 東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗の経路

東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。

a. 機械的破損による隔離機能喪失

(a) 格納容器貫通部からの漏えい

格納容器の電気配線貫通部のシール材の劣化や配管貫通部の管台の割れ等がある場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

(b) 格納容器アクセス部からの漏えい

ドライウェル主フランジ、機器搬入用ハッチ、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(c) 格納容器バウンダリからの漏えい

格納容器スプレイ配管、不活性ガス系、可燃性ガス濃度制御系等は格納容器雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

b. 人的過誤による隔離機能喪失

(a) 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2) 格納容器隔離失敗事象への対応

(1)で挙げた格納容器隔離失敗事象に対する対応としては、重大事故等時に、万一にも格納容器の隔離機能が喪失していることのないよう、格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、定期試験時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考える。

参考文献

- (1) NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S.NRC,
- (2) Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008

別添

東海第二発電所

確率論的リスク評価（P R A）について

目 次

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

- 3.1.2.7 人的過誤
- 3.1.2.8 炉心損傷頻度
- 3.2 外部事象 P R A
 - 3.2.1 地震 P R A
 - 3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.1.2 確率論的地震ハザード
 - 3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ
 - 3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ
 - 3.2.1.3-3 機器のフラジリティ
 - 3.2.1.4 事故シーケンス
 - 3.2.2 津波 P R A
 - 3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.2.2 確率論的津波ハザード
 - 3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ
 - 3.2.2.4 事故シーケンス
- 4. レベル 1. 5 P R A
 - 4.1 内部事象 P R A
 - 4.1.1 出力運転時 P R A
 - 4.1.1.1 プラントの構成・特性
 - 4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度
 - 4.1.1.3 格納容器破損モード
 - 4.1.1.4 事故シーケンス
 - 4.1.1.5 事故進展解析
 - 4.1.1.6 格納容器破損頻度

4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析

4.1.1.8 M a r k－Ⅱ型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

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

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

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

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

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

めの操作については，本評価においても期待することとした。

< 今回の P R A の評価対象 >

対象設備	今回の P R A での取り扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
A M 要請（H4）以前から整備している A M 策の設備 ・代替注水手段（給水系，制御棒駆動水压系，復水補給水系及び消火系による原子炉への注水手段）	考慮しない
A M 要請（H4）以降に整備した A M 策の設備 ・代替反応度制御（代替原子炉再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入機能） ・代替注水手段（復水補給水系，消火系による原子炉・格納容器への注水手段） ・原子炉減圧の自動化 ・格納容器からの除熱手段（耐圧強化ベント） ・電源の融通（高圧炉心スプレー系非常用ディーゼル発電機からの 6.9kV／480V 融通）	考慮しない
緊急安全対策設備 ・電源車 ・消防車，消防ポンプ ・非常用発電機代替設備 ・代替海水ポンプ ・代替注水車 ・建屋の水密扉の強化 ・海水ポンプモータ予備品	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

2. 「P R A の説明における参照事項」に基づく構成について

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

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

(a) 原子炉停止機能に関する系統

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

i) スクラム系（第 3.1.1.1-2 図，第 3.1.1.1-3 図）

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

(b) 炉心冷却機能に関する系統

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

i) 高圧炉心スプレイ系（H P C S）（第 3.1.1.1-4 図）

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

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

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

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

iii) 自動減圧系 (A D S) (第 3.1.1.1-1 図)

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

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

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

v) 低圧注水系 (L P C I) (第 3.1.1.1-7 図)

L P C I は、残留熱除去系 (R H R) の 1 つの機能であ

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

(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統

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

i) 格納容器（P C V）（第3.1.1.1-8図）

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

ii) 残留熱除去系（R H R）（第3.1.1.1-7図）

① 格納容器スプレイ冷却モード

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

② S／P冷却モード

S／P冷却モードはR H Rの機能の1つであり，S／

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

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

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

異常時にあつては、残留熱除去系海水系 (R H R S)、非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W) 及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (H P C S - D G S W) (以下「非常用補機冷却系」という。) により非常用の補機を冷却し、非常用電源を供給する。

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

i) 残留熱除去系海水系 (R H R S)

R H R S は、L P C S 及び R H R の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W)

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

iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（H P C S
－ D G S W）

H P C S － D G S Wは，H P C S 及びH P C S ディーゼル発電機（H P C S － D G）の補機に直接海水を供給することで，これらを冷却する。

iv) 電源系（第3.1.1.1－10図，第3.1.1.1－11図）

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

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

3.1.1.2 起因事象

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

(1) 評価対象とした起因事象について

a. 起因事象の選定

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

- (a) 過渡事象
- (b) 手動停止／サポート系喪失
- (c) LOCA
- (d) 格納容器バイパス

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

(a-1) 過渡事象

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

i) 非隔離事象

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

ii) 隔離事象

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

iii) 全給水喪失

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

iv) 水位低下事象

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

v) 原子炉緊急停止系誤動作等

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

vi) 逃がし安全弁誤開放

原子炉運転中に S / R 弁が誤開放することにより，冷却材（蒸気）が流出し，原子炉を手動でスクラムさせる事象

である。本事象は、給水系が正常であれば原子炉が自動スクラムする事象ではないが、給水系が喪失した場合は、原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする。本事象では、R C I C は利用できない。

(a-2) 外部電源喪失

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

(b-1) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）

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

i) 計画外停止

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

ii) 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ，Ⅱ）

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

iii) 交流電源故障（区分Ⅰ）

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

区分の系統が機能喪失する。

(b-2) サポート系喪失（自動停止）

原子炉が自動停止に至るサポート系の故障を以下のとおりグループ化している。

i) 交流電源故障（区分Ⅱ）

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

ii) タービン・サポート系故障

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

(b-3) サポート系喪失（直流電源故障）

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

i) 直流電源故障（区分Ⅰ）

区分Ⅰの直流電源の故障により高圧復水ポンプB及びCがトリップするため給水流量が低下し，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉スクラム後，区分Ⅰの直流電源喪失に伴い所内電源自動切替信号が発信しないため，外部電源喪失と同様の事象進展とな

る。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統は機能喪失する。

ii) 直流電源故障（区分Ⅱ）

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

(c) L O C A

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

i) 大破断 L O C A

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

ii) 中破断 L O C A

大破断L O C Aよりも破断口が小さく、減圧が緩やかな冷却材の流出規模であるため、LPCS又はLPCI系による炉心冷却のためにはS/R弁による原子炉減圧が必要である。また、RCICのみでは原子炉水位確保は困難である。

iii) 小破断 L O C A

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

(d) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

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

b. 国内外の評価事例の分析

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

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

c. 評価対象外とした起因事象

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

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

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

- (b) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため，本事象は対象外とした。

- (c) 燃料集合体の落下事象

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

- (d) 制御棒落下

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

また，原子炉設置変更許可申請書の事故評価の中で，原子炉が臨界又は臨界近傍（冷温時，高温待機時）にあるときに制御棒が落下する事故を評価しているが，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，燃料エンタルピーの最大値及びピー

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

(e) 主蒸気管破断

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔離事象」に分類する。

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

(f) 原子炉圧力容器破損（DBA超過LOCA）

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

(g) 通常停止

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

d. 起因事象発生頻度の評価

(a) 起因事象発生頻度の評価に用いたデータベース

国内BWRプラントの起因事象発生頻度は，次の情報に基

づいて、定期的に更新している。

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

本P R Aでは、起因事象発生頻度は、平成20年度末までの国内B W Rプラントの実績に基づいて算出したものを使用している。

(b) 起因事象発生頻度の評価

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

$$\lambda_{I E} = X_{I E} / T_{O P}$$

$\lambda_{I E}$: 起因事象発生頻度（／炉年）

$X_{I E}$: 起因事象発生件数

$T_{O P}$: 総運転炉年又は営業運転開始からの総年数（暦年）

各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。

i) 過渡事象の発生頻度

過渡事象は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。

運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度

（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生

件数のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定

して発生頻度を算出した。エラーファクタはW A S H - 1

400を参考に工学的判断により設定した。

① 非隔離事象

$$81 / 488.1 = 1.7\text{E-}1 / \text{炉年}$$

非隔離事象の発生件数 : 81件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 隔離事象

$$13 / 488.1 = 2.7\text{E-}2 / \text{炉年}$$

隔離事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

③ 全給水喪失

$$5 / 488.1 = 1.0\text{E-}2 / \text{炉年}$$

全給水喪失の発生件数 : 5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

④ 水位低下事象

$$13 / 488.1 = 2.7\text{E-}2 / \text{炉年}$$

水位低下事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑤ 原子炉緊急停止系誤動作等

$$27 / 488.1 = 5.5\text{E-}2 / \text{炉年}$$

原子炉緊急停止系誤動作等の発生件数 : 27件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑥ 逃がし安全弁誤開放

$$0.5 / 488.1 = 1.0\text{E-}3 / \text{炉年}$$

S / R 弁誤開放の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

ii) 外部電源喪失の発生頻度

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

① 外部電源喪失

$$3 / 706.1 = 4.2\text{E-}3 / \text{炉年}$$

外部電源喪失の発生件数 : 3件

国内BWR全32基の営業運転開始

からの総年数（暦年） : 706.1年

iii) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）の発生頻度

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

① 計画外停止

$$21 / 488.1 = 4.3\text{E-}2 / \text{炉年}$$

計画外停止の発生件数 : 21件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 残留熱除去系海水系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2\text{E-}4 / \text{炉年}$$

補機冷却系故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の補機冷却系の

系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

③ 交流電源故障（区分Ⅰ）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5\text{E-}4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

iv) サポート系喪失（自動停止）の発生頻度

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

① 交流電源故障（区分Ⅱ）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5\text{E-}4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年

※：発生経験がないため，発生件数を0.5件と仮定。

② タービン・サポート系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2\text{E-}4 / \text{炉年}$$

タービン・サポート系故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基のタービン・サポー

ト系の系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年

※：発生経験がないため，発生件数を0.5件と仮定。

v) サポート系喪失（直流電源故障）の発生頻度

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

① 直流電源故障

$$0.5 / 1763.3 = 2.8\text{E-}4 / \text{炉年}$$

直流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の直流電源の母線

数を考慮した総運転炉年 : 1763.3年

※：発生経験がないため，発生件数を0.5件と仮定。

vi) L O C A の発生頻度

L O C A については，国内外で発生した経験がないため，N U R E G / C R - 5 7 5 0 及び N U R E G - 1 8 2 9 のデータに基づき，大破断 L O C A，中破断 L O C A，小破断 L O C A の発生頻度及びエラーファクタを設定した。

① 大破断 L O C A

2.0E-5／炉年

② 中破断 L O C A

2.0E-4／炉年

③ 小破断 L O C A

3.0E-4／炉年

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

vii) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）の発生頻度

インターフェイスシステム L O C A については，国内外で発生した経験がないため，インターフェイスシステム L O C A となり得る配管を同定し，フォールトツリーによるシステム信頼性解析を使用する方法に基づき発生頻度及びエラーファクタを算出した。

① インターフェイスシステム L O C A

4.8E-10／炉年

3.1.1.3 成功基準

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

(1) 成功基準について

a. 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

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

b. 起因事象ごとの成功基準の一覧表

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

c. 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

(a) 余裕時間

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

i) 炉心冷却に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水に関する手動バックアップ

自動起動信号（高圧 E C C S，自動減圧，低

圧 E C C S 等) に失敗した場合に、運転員の手動操作によるバックアップに期待する。

余裕時間：30 分（大中破断 L O C A 除く）

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

ii) 格納容器除熱に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水成功時の R H R による格納容器除熱操作

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

余裕時間：1 時間

設定根拠：事故進展解析における崩壊熱除去機能喪失シーケンスの格納容器破損（格納容器圧力が最高使用圧力の 2 倍）に至る時間 21.4 時間に対して、サプレッション・プール水温の上昇に

よる注水設備への影響を考慮し、保守的に 1 時間とした。

(b) 使命時間

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

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

d. 解析コードの検証性

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

3.1.1.4 事故シーケンス

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

(1) イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

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

(2) 事故シーケンスの分類

イベントツリーによって展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類している。炉心損傷状態については、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、起因事象及び緩和設備の成否等によって以下のように分類した。

a. 原子炉停止機能

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

b. 炉心冷却機能

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

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

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

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

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

c．格納容器からの除熱機能

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

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

d．安全機能のサポート機能

安全機能に必要な電源が喪失し，炉心損傷に至る場合を「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。なお，本 P R A では，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用 D G による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

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

- ・ 外部電源喪失後，非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で，H

P C S 及び R C I C が機能喪失 (T B U)

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

3.1.1.5 システム信頼性

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

(1) 評価対象としたシステムとその説明

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

<原子炉停止機能>

- ・スクラム系

<炉心冷却機能>

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

<格納容器熱除去機能>

- ・残留熱除去系（R H R - A, B）

<その他>

- ・メンテナンス

なお、「メンテナンス」のフォールトツリーは、保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にするカットセットの組合せをイベントツリー上で評価から除外するために使用する。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化する故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.5-1図に示す。また、フォールトツリーの中でモデル化した機器タイプ及び故障モード一覧を第3.1.1.5-3表に示す。

(3) システム信頼性評価の結果

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

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠を第3.1.1.5-6表に示す。

3.1.1.6 信頼性パラメータ

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

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤（3.1.1.7項）等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は，原則として，NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用する。また，NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

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

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

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

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率（／時間）

T_s : 平均試験間隔（時間）

・機能維持失敗確率

$$Q = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率（／時間）

T_m : 使命時間（時間）

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。

(4) 待機除外確率

a. 試験による待機除外確率

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

b. 保守作業による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備の保守作業による待機除外のモデル化の可否を検討し、モデル化が必要な場合は機器の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を、

次の式により算出した。

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

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

T_{r_i} : 機器 i の平均修復時間 (時間)

ここで、 λ_i は、N U R E G / C R - 2 8 1 5 を参考に、対象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍としている。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用いられる機器については、共通要因故障を考慮する。共通要因故障同定のフロー図を第3.1.1.6-1図に示す。フロー図に従い、以下の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

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

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

した。フロー図に従って同定した，同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-1表，システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-2表に示す。

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

3.1.1.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価するものである。

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

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

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

a. 起因事象発生前の人的過誤

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

b. 起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は所定の運転手順書に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。P R Aにおいては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。具体的には、起因事象発生後の

各人的過誤の評価に対して，認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

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

(b) 操作失敗

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

3.1.1.8 炉心損傷頻度

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

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、計算コード *S a f e t y W a t c h e r* を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

(2) 炉心損傷頻度（点推定値）

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は約 $6.1\text{E-}5$ ／炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8－1表に示す。また、各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8－2表に、事故シーケンスグループに対する分析結果を第3.1.1.8－3表に示す。

起因事象別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8－1図に示す。起因事象別の炉心損傷頻度は、「過渡事象」が約71.3%を占める。次いで、「手動停止／サポート系喪失（手動停止）」が約16.5%、「サポート系喪失（直流電源故障）」が約8.9%を占める。また、過渡事象のうち非隔離事象を起因とする炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約41.8%を占める結果となった。

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

事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-2図に示す。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は「崩壊熱除去機能喪失」が約99.8%を占め、支配的となった。これは、本評価で期待している崩壊熱除去機能を有する設備が残留熱除去系のみであり、炉心冷却機能に比べて期待できる緩和設備が少ないことによる。

(3) 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

a. 重要度解析

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

○ F V 重要度

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

$$F V \text{重要度} = \frac{C D F - C D F (A = 0)}{C D F}$$

C D F (A = 0) : 事象 A の発生確率が0の場合の
全炉心損傷頻度

C D F : 全炉心損傷頻度

○ R A W

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

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

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

重要度解析は，起因事象及び緩和系の基事象に対して実施した。

【起因事象】

起因事象の F V 重要度の評価結果を第3.1.1.8－4表に示す。起因事象の F V 重要度は，全炉心損傷頻度に対する寄与割合と同じであり，過渡事象の「非隔離事象」の F V 重要度が最も高く，約4.2E-1となる。次いで，過渡事象の「原子炉緊急停止系誤動作等」が約1.4E-1となる。

起因事象の R A W の評価結果を第3.1.1.8－5表に示す。起因事象の R A W は，起因事象発生頻度が低いもの，及び条件付炉心損傷確率が高いものが高くなることから，起因事象発生頻度が低く，かつ条件付炉心損傷確率が1である「インターフェイスシステム L O C A」の R A W が最も高く，約1.6E+4となる。次いで，サポート系喪失（直流電源故障）の「直流電源故障（区分Ⅰ）」，「直流電源故障（区分Ⅱ）」がそれぞれ約1.6E+2，約1.6E+2となる。

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

【緩和設備の基事象】

緩和設備の基事象（人的過誤の基事象を含む）のF V重要度の評価結果（上位10位）を第3.1.1.8－6表に示す。緩和設備の基事象のF V重要度は、「R H R系操作失敗」が約6.2E-1と最も高くなった。また、残留熱除去系，残留熱除去系海水系，及び非常用D Gに関する基事象のF V重要度が高い結果となった。これらはいずれも残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の基事象である。全炉心損傷頻度に対する寄与割合が99%以上を占める事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失（T W／T B W）であることから，崩壊熱除去機能に影響する基事象が高いF V重要度を示した。

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

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

b. 不確実さ解析

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

全炉心損傷頻度の平均値は約 $6.4\text{E-}5$ ／炉年となり，点推定値と概ね一致した。また，全炉心損傷頻度のエラーファクタは約3.8となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，95％値と5％値の間に約14倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$E F = \sqrt{\frac{95\% \text{値}}{5\% \text{値}}}$$

c．感度解析

(a) プラント固有データの反映

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

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

また，対象とする機器故障率は，内部事象出力運転時レベル1 P R Aでモデル化している機器のうち，東海第二発電所で故障実績があり重要度が比較的高い「電動弁（淡水）作動失敗（開／閉失敗）」及び「逆止弁開失敗」を選定した。一般パラメータを用いた機器故障率のベースケースとの比較を第3.1.1.8－10表に示す。

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した感度

解析結果を第3.1.1.8－11表，第3.1.1.8－6図，及び第3.1.1.8－7図に示す。全炉心損傷頻度は，頻度論統計の場合はベースケースの約1.6倍である約 $9.8\text{E-}5$ ／炉年，ベイズ統計の場合はベースケースの約1.3倍である約 $7.7\text{E-}5$ ／炉年となり，共にベースケースの不確実さの幅の中に収まっていることを確認した。また，全炉心損傷頻度への寄与割合が大きな事故シーケンスグループは，ベースケースと同様，崩壊熱除去機能喪失となった。以上より，東海第二発電所のプラント固有データを用いて評価した結果について，一般パラメータを用いて評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

(b) 給復水系のモデル化

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

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

給復水系をモデル化したイベントツリーの例として非隔離事象のイベントツリーを第3.1.1.8－8図に示す。また，給水

系のモデル化に関する感度解析結果を第3.1.1.8－12表，第3.1.1.8－9図及び第3.1.1.8－10図に示す。原子炉が隔離されない起因事象に対して，給復水系に期待した場合の全炉心損傷頻度は約 $1.4\text{E-}5$ ／炉年となり，ベースケースと比較して約0.23倍となった。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は，給復水系による高圧炉心冷却機能に期待することにより，T Q U V及びT Q U Xの炉心損傷頻度が低下し，給復水系による格納容器除熱機能に期待することにより，T Wの炉心損傷頻度が低下した。なお，全炉心損傷頻度に対する寄与割合については，「崩壊熱除去機能喪失」が約99.0%を占め，ベースケースと同様に支配的となった。

(4) まとめ

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル1 P R Aを実施した。その結果，全炉心損傷頻度の点推定値は約 $6.1\text{E-}5$ ／炉年となった。また，不確かさ解析の結果得られた全炉心損傷頻度の平均値は約 $6.4\text{E-}5$ ／炉年，エラーファクタは約3.8であった。

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

重要度解析においては，F V重要度及びR A Wの2つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和設備の基事象の重要度を把握した。その結果，起因事象では「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」，緩和設備では残留熱除去系，残留熱除去系海水系及び非常用D Gの重要度が高いことを確認した。なお，

残留熱除去系の共通要因故障については，代替除熱手段である耐圧強化ベント系又は格納容器圧力逃がし装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。また，残留熱除去系海水系の共通要因故障については，緊急用海水系により炉心損傷頻度の低減が可能である。さらに，非常用 D G の故障については，常設代替高圧電源装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。

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

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

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

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

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

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

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

PRA の作業	収集すべき情報		主な情報源
3. 成功基準の設定		・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能	1) 上記 1 の情報源 2) 既往 PRA 報告書 3) 成功基準に係る報告書
4. 事故シーケンスの分析			
5. システム信頼性解析		対象プラントに即した機器故障モード	1) 上記 1 の情報源 2) 下記 6, 7 の情報源
6. 人間性信頼性解析		・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制	1) 上記 1 の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・ NUREG/CR-1278 ^{※4}
7. パラメータの作成	定量化に当たり必要とされる情報	対象プラントに即したデータ	1) 上記 1 の情報源 2) 国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 ^{※5} 3) 保守作業による待機除外確率 ・ NUREG/CR-2815 ^{※6} 4) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ^{※7} ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ^{※8} ・ NUREG/CR-4550 ^{※9} ・ NUREG-1150 ^{※10} ・ NUREG/CR-2771 ^{※11} ・ SECY-83-293 ^{※12} ・ NUREG-0666 ^{※13} ・ NUREG/CR-5497 ^{※14}

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

※5 2009 年 5 月, 有限責任中間法人 日本原子力技術協会

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

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

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

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

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

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

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

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

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

第 3.1.1.1-2 表 P R Aで考慮する主な設備

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

※¹ 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない

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

※³ 給復水系による注水機能及び除熱機能は考慮していない

第 3.1.1.1-3 表 系統設備概要

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

第 3.1.1.2-1 表 既往の P R A を基に選定した起回事象

	Peach Bottom (WASH-1400)	Peach Bottom (NUREG - 1150)	Grand Gulf (NUREG - 1150)	国内 BWR 5 プラント (共通懇 P S A レビュー 検討 W G)	東海第二発電所の 起回事象グループ
過渡事象	・ 過渡事象	・ PCS が使用可能でない過渡事象	・ PCS が使用可能でない過渡事象	・ MSIV 閉 ・ 復水器真空喪失	・ 隔離事象
		・ PCS が使用可能な過渡事象	・ PCS が使用可能な過渡事象	・ タービントリップ ・ その他の過渡変化	・ 非隔離事象 ・ 水位低下事象 ・ 原子炉緊急停止系誤動作等
		・ 給水喪失	・ 給水喪失	・ 給水喪失	・ 全給水喪失
		・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放
		・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失※3
サ手 ポ動 ー停 ト止 系／ 喪失	—	・ 交流電源故障 ・ 直流電源故障	・ 計装用圧縮空気系故障	—	・ 計画外停止※4 ・ 残留熱除去系海水系故障※4 ・ 交流電源故障※4, 5 ・ タービン・サポート系故障※5 ・ 直流電源故障※6
L O C A	・ 原子炉圧力容器破損※1 ・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A ・ 極小 L O C A※2	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A
パ器 ー格 バ納 ス容 イ	—	・ インターフェイスシステム L O C A	・ インターフェイスシステム L O C A	—	・ インターフェイスシステム L O C A

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

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

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

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

第 3.1.1.2-2 表 原子炉設置変更許可申請書添付書類十及び
EPRI NP-2230 の起因事象との比較結果

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

第 3.1.1.2-3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧 (1/2)

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

※ 本評価では対象外とした。

第 3. 1. 1. 2－3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧 (2/2)

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

※ 本評価では対象外とした。

第 3.1.1.2-4 表 起回事象の発生頻度

起回事象		発生頻度 [／炉年]	E F	評価方法
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、総運転炉年 ^{※1} より算出
	隔離事象	2.7E-02	3.0	
	全給水喪失	1.0E-02	3.0	
	水位低下事象	2.7E-02	3.0	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	3.0	
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	3.0	・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転炉年 ^{※1} より算出
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、暦年 ^{※2} より算出
手動停止／ サポート系喪失 （手動停止）	計画外停止	4.3E-02	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、総運転炉年 ^{※1} より算出
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	7.2E-04	3.0	・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転炉年 ^{※1} より算出（発生頻度は系統あるいは母線当たり）
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	7.2E-04	3.0	
	交流電源故障（区分Ⅰ）	1.5E-04	3.0	
サポート系喪失 （自動停止）	交流電源故障（区分Ⅱ）	1.5E-04	3.0	
	タービン・サポート系故障	7.2E-04	3.0	
サポート系喪失 （直流電源故障）	直流電源故障（区分Ⅰ）	2.8E-04	3.0	
	直流電源故障（区分Ⅱ）	2.8E-04	3.0	
LOCA	大破断LOCA	2.0E-05	20.0	・発生経験はないため、NUREG／CR-5750 ^{※3} 及びNUREG-1829 ^{※4} のデータに基づき算出
	中破断LOCA	2.0E-04	20.0	
	小破断LOCA	3.0E-04	10.0	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	19.6	・システム信頼性解析により、隔離弁等の故障により低圧設計箇所が破損する頻度として算出

※1 国内BWR全32基の総運転炉年：約488.1炉年

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

※3 配管の貫通クラックの発生経験から破断に至る確率を評価した文献

※4 設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価した文献

第 3.1.1.3-1 表 成功基準の一覧

起因事象※		原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器除熱機能
・ 過渡事象 ・ 外部電源喪失 ・ サポート系喪失 (自動停止) ・ サポート系喪失 (直流電源故障)	S/R 弁 正常作動時	・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水压系	・ HPCS ・ RCIC ・ 手動減圧+LPCS ・ 手動減圧+1/3LPCI	・ 1/2RHR
	S/R 弁 (1 弁) 開固着時	・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水压系	・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI	・ 1/2RHR
・ 手動停止／サポート系喪失 (手動停止)	S/R 弁 正常作動時	—	・ HPCS ・ RCIC ・ 手動減圧+LPCS ・ 手動減圧+1/3LPCI	・ 1/2RHR
	S/R 弁 (1 弁) 開固着時	—	・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI	・ 1/2RHR
・ LOCA	大破断 LOCA	・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水压系	・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI	・ 1/2RHR
	中破断 LOCA	・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水压系	・ HPCS ・ ADS+LPCS ・ ADS+1/3LPCI	・ 1/2RHR
	小破断 LOCA	・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水压系	・ HPCS ・ RCIC ・ ADS+LPCS ・ ADS+1/3LPCI	・ 1/2RHR

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

第 3.1.1.3-2 表 低圧炉心冷却時の S/R 弁の必要弁数

系統名	過渡事象		中破断 L O C A	小破断 L O C A
	S/R 弁 正常動作時	S/R 弁 誤開放時		
L P C S 又は 1/3 L P C I	1 弁	—	1 弁	1 弁

第 3.1.1.3-3 表 R H R S (A系, B系) の成功基準

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

第 3.1.1.3-4 表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
H P C S	2/2
L P C S	1/1
R H R - A	1/1
R H R - B	1/1
R H R - C	1/1
D G - 2 C	2/2
D G - 2 D	2/2
H P C S - D G	2/2

第 3.1.1.3-5 表 M A A P による事故進展解析結果

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

※1 24 時間以内にペデスタル (ドライウエル部) 床貫通せず

※2 格納容器先行破損

第 3.1.1.4-1 表 炉心損傷状態の分類

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

第 3.1.1.5-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

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

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。

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

第 3.1.1.5-2 表 サポート系同士の依存性

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

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

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (1/3)

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

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (2/3)

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

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (3/3)

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

第 3.1.1.5-4 表 代表的なフォールトツリーの評価結果

システム（系統）	非信頼度（平均値） [／要求時]	
	過渡事象	小破断 L O C A
H P C S	2. 5E-03	3. 0E-03
R C I C	3. 3E-03	6. 6E-03
A D S（手動減圧）	3. 5E-03	2. 9E-06
L P C S	2. 0E-03	1. 9E-03
L P C I－A	2. 2E-03	2. 1E-03
L P C I－B	2. 2E-03	2. 1E-03
L P C I－C	2. 1E-03	2. 0E-03
R H R－A	2. 3E-03	2. 3E-03
R H R－B	2. 2E-03	2. 2E-03
スクラム系	1. 2E-07	1. 2E-07

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

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

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外	10.8
2	HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞	5.2
3	HPCS-DG SW ポンプ起動失敗	4.1
4	HPCS メンテナンスによる待機除外	3.9
5	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ室空調 1 冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ室空調 1 冷却器出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ室空調 2 冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ室空調 2 冷却器出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS ポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW ポンプ出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW 放出ライン排水弁(放水口 C)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW エンジンエアクーラ入口弁 1 開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW エンジンエアクーラ入口弁 2 開け忘れ	3.3
5	HPCS-DG SW 系統出口隔離弁開け忘れ	3.3
20	HPCS ポンプ起動失敗	1.9
20	HPCS ポンプ室空調 1 ファン起動失敗	1.9
20	HPCS ポンプ室空調 2 ファン起動失敗	1.9

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R C I C ポンプ起動失敗	43.5
2	R C I C メンテナンスによる待機除外	28.0
3	R C I C 流量制御器故障	4.7
4	R C I C ポンプ入口弁開け忘れ	2.4
4	R C I C バキュームタンク復水ポンプ出口弁開け忘れ	2.4
6	R C I C ポンプ運転継続失敗	2.0
7	R C I C バキュームポンプ起動失敗	1.4
7	R C I C 復水ポンプ起動失敗	1.4
9	R C I C 原子炉注入弁閉塞	1.3

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	原子炉手動減圧操作失敗	71.4
2	注水不能認知失敗	28.6

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - A メンテナンスによる待機除外	18.7
2	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	6.4
3	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	4.1
3	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	4.1
3	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	4.1
3	L P C S ミニフロー元弁開け忘れ	4.1
3	R H R S - A 熱交換器入口弁開け忘れ	4.1
3	R H R S - A 熱交換器出口弁開け忘れ	4.1
3	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	4.1
3	R H R S - A 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	4.1
3	L P C S ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	4.1
3	L P C S ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	4.1
13	L P C S ・ L P C I - A 共通起動信号故障 + 低圧系起動操作失敗	3.4
14	L P C S メンテナンスによる待機除外	3.0
15	L P C S ポンプ起動失敗	2.3
15	L P C S ポンプ室空調ファン起動失敗	2.3
17	L P C S 原子炉注入弁閉塞	2.1
18	L P C S 保修用隔離弁閉塞	1.8
19	R H R S - A 流量制御弁開失敗	1.4
19	R H R S - A 流量制御弁閉塞	1.4

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - A メンテナンスによる待機除外	17.2
2	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	5.9
3	R H R - A メンテナンスによる待機除外	5.4
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.8
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.8
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - A ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - A ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - A 熱交換器 A 入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - A 熱交換器 A 出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - A 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.8
15	L P C S ・ L P C I - A 共通起動信号故障 + 低圧系起動操作失敗	3.1
16	R H R - A ポンプ起動失敗	2.1
16	R H R - A ポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	R H R - A インジェクション弁閉塞	1.9
19	R H R - A インジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	R H R S - A 流量制御弁開失敗	1.3
20	R H R S - A 流量制御弁閉塞	1.3

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	17.2
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	5.9
3	R H R - B メンテナンスによる待機除外	5.4
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.8
15	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	3.1
16	R H R - B ポンプ起動失敗	2.1
16	R H R - B ポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	R H R - B インジェクション弁閉塞	1.9
19	R H R - B インジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.3
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.3

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	17.8
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	6.1
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	3.9
14	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障 + 低圧系起動操作失敗	3.2
15	R H R - C メンテナンスによる待機除外	2.5
16	R H R - C ポンプ起動失敗	2.2
16	R H R - C ポンプ室空調ファン起動失敗	2.2
18	R H R - C インジェクション弁閉塞	2.0
19	R H R - C インジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.3
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.3

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	16.6
2	RHR S-A海水ストレーナ閉塞	5.6
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.2
4	RHR系操作失敗	4.8
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.6
16	RHR-Aポンプ起動失敗	2.0
16	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.0
18	RHR S-A流量制御弁開失敗	1.3
18	RHR S-A流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-Aポンプ運転継続失敗	1.2

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

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR S-B メンテナンスによる待機除外	16.8
2	RHR S-B 海水ストレーナ閉塞	5.7
3	RHR-B メンテナンスによる待機除外	5.3
4	RHR 系操作失敗	4.9
5	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.7
5	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.7
5	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR-B ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.7
5	RHR-B ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.7
5	RHR-B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.7
5	RHR-B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.7
16	RHR-B ポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-B ポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHR S-B 流量制御弁開失敗	1.3
18	RHR S-B 流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-B ポンプ運転継続失敗	1.2

第 3.1.1.5-6 表 システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

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

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

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

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

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

第 3.1.1.6-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

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

※1 多重故障 (2 重以上) が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合, それが 3 重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550 に基づき γ ファクタを算出

第 3.1.1.7－1 表 人的過誤確率の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファク タ
起 因 事 象 発 生 前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
	D G 試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	6.8
	弁の通常状態への復旧失敗 (I S L O C A)	2.0E-03	3.5
起 因 事 象 発 生 後	原子炉水位制御操作失敗	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (C S T → S ／ P , 大 中 L O C A 以外)	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (C S T → S ／ P , 中 L O C A)	1.8E-01	6.7
	注水不能認知失敗 (大 中 L O C A 以外)	1.0E-03	13.8
	注水不能認知失敗 (大 中 L O C A)	4.0E-01	5.0
	高圧注水系起動操作失敗	2.5E-03	3.0
	原子炉手動減圧失敗 (L O C A 以外)	1.9E-01	3.5
	原子炉手動減圧失敗 (L O C A)	2.5E-03	6.5
	低圧注水系起動操作失敗	1.9E-01	3.5
	R H R 系操作失敗	1.1E-04	35.6
	D G 燃料油補給操作失敗	1.1E-04	35.6

第 3.1.1.8-1 表 起回事象別炉心損傷頻度

起回事象			起回事象 発生頻度 (／炉年)	条件付 炉心損傷確率 (C C D P)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
過渡事象	非隔離事象		1.7E-01	1.5E-04	2.5E-05	41.8
	隔離事象		2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6
	全給水喪失		1.0E-02	1.5E-04	1.5E-06	2.5
	水位低下事象		2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6
	原子炉緊急停止系誤動作等		5.5E-02	1.5E-04	8.2E-06	13.5
	逃がし安全弁誤開放		1.0E-03	1.5E-04	1.5E-07	0.2
外部電源喪失	外部電源喪失		4.2E-03	3.6E-04	1.5E-06	2.5
手動停止／サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止		4.3E-02	1.5E-04	6.4E-06	10.6
	残留熱除去系海水系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	2.2E-03	1.6E-06	2.7
		区分Ⅱ	7.2E-04	2.3E-03	1.6E-06	2.7
	サポート系喪失 (自動停止)	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07
区分Ⅱ			1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6
タービン・サポート系故障		7.2E-04	1.5E-04	1.1E-07	0.2	
サポート系喪失 (直流電源故障)	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4
		区分Ⅱ	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4
L O C A	大破断 L O C A		2.0E-05	1.5E-04	3.0E-09	< 0.1%
	中破断 L O C A		2.0E-04	1.5E-04	3.0E-08	< 0.1%
	小破断 L O C A		3.0E-04	1.5E-04	4.5E-08	< 0.1%
格納容器バイパス	インターフェイスシステム L O C A		4.8E-10	1.0E+00	4.8E-10	< 0.1%
合計					6.1E-05	100%

第 3.1.1.8-2 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	<0.1
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	<0.1
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.7E-08	0.1
	T B U	2.1E-08	<0.1
	T B P	5.3E-10	<0.1
	T B D	6.0E-12	<0.1
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	91.9
	T B W	4.8E-06	7.9
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	<0.1
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.4E-12	<0.1
	S 1 E	2.0E-11	<0.1
	S 2 E	1.6E-13	<0.1
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.8E-10	<0.1
合計		6.1E-05	100.0

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (1/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.2E-10	9.0	①外部電源喪失 + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR-S-B メンテナンス	8.2E-12	2.6
				②外部電源喪失 + DG-2C 起動失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR-S-B メンテナンス	5.5E-12	1.8
				②外部電源喪失 + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHR-S-B メンテナンス	5.5E-12	1.8
	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.0E-10	5.7	①逃がし安全弁誤開放 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR-S-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	5.7E-12	2.9
				②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR-S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5.1E-12	2.6
				③逃がし安全弁誤開放 + HPCS-DGSW メンテナンス + RHR-S-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	4.7E-12	2.3
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	4.2E-10	12.0	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW メンテナンス + RHR-S-B メンテナンス	1.5E-11	3.6
				②交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW 海水ストレーナ閉塞 + RHR-S-B メンテナンス	7.3E-12	1.7
				③交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW ポンプ起動失敗 + RHR-S-B メンテナンス	5.7E-12	1.4
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	4.3E-11	1.2	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR-S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.3E-12	3.0
				②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DGSW メンテナンス + RHR-S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.0E-12	2.4
				③計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DGSW 海水ストレーナ閉塞 + RHR-S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5.0E-13	1.2
	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.5E-09	71.2	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR-S-B メンテナンス	2.4E-10	9.6
				②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR-S-B メンテナンス	1.6E-10	6.5
				③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG メンテナンス + RHR-S-B メンテナンス	1.0E-10	4.2
	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.0E-11	0.9	①直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR-S-B メンテナンス	1.3E-12	4.2
				①直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR-S-A メンテナンス	1.3E-12	4.2
				③直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHR-S-B メンテナンス	8.5E-13	2.8
				③直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHR-S-A メンテナンス	8.5E-13	2.8

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (2/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	9.4E-09	46.5	①非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンス + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	1.8
				②非隔離事象 + HPCS-DGSWストレーナ閉塞 + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	8.1E-11	0.9
				③非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンス + RCICポンプ起動失敗 + 注水不能認知失敗	6.7E-11	0.7
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	2.6E-09	12.6	①交流電源故障 (区分Ⅰ) + HPCS-DGSWメンテナンス + 原子炉手動減圧失敗	1.0E-10	3.9
				②交流電源故障 (区分Ⅰ) + HPCS-DGSWストレーナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗	4.8E-11	1.9
				③計画外停止 + HPCS-DGSW-DGメンテナンス + RCICポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	4.3E-11	1.7
	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	8.3E-09	40.9	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + HPCS-DG運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.6E-09	19.0
				②直流電源故障 (区分Ⅰ) + HPCS-DG起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.1E-09	12.9
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + HPCS-DGメンテナンス + 原子炉手動減圧失敗	6.8E-10	8.2

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (3/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + DG 失敗 + HPCS 失敗 (RCIC 成功)	5.7E-08	57.6	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	84.1
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	5.6
				③外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通要因故障 + HPCS-DG 運転継続失敗	4.6E-10	0.8
	サポート系喪失 (直流電源故障) + DG 失敗 + HPCS 失敗 (RCIC 成功)	2.0E-08	20.7	①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.6
				②直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.1
				③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 起動失敗	9.8E-10	4.8
				④直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	9.8E-10	4.8
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	6.0E-12	<0.1	①外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通要因故障 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.6E-12	26.5
				②外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通要因故障 + HPCS-DG 起動失敗	1.1E-12	18.0
				③外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通要因故障 + HPCS-DG メンテナンス	6.8E-13	11.5
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	0.2	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + RCIC ポンプ起動失敗	7.1E-11	35.5
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + RCIC メンテナンス	4.6E-11	22.8
				③外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + RCIC 流量制御器故障	7.7E-12	3.8
	サポート系喪失 (直流電源故障) + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	20.9	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.5
				②直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.0
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + HPCS-DG 起動失敗	9.8E-10	4.7
				④直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 起動失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	9.8E-10	4.7
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗	3.0E-10	0.3	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	83.6
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	5.6
				③外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	2.4E-12	0.8
	サポート系喪失 (直流電源故障) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.3E-10	0.2	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.4
				②直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.4
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.6E-12	3.4
				④直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.6E-12	3.4

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (4/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR 失敗	4.4E-05	72.0	①非隔離事象 + RHR 系操作失敗	1.9E-05	42.6
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR 系操作失敗	6.0E-06	13.8
				③隔離事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	6.8
				③水位低下事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	6.8
	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	3.8E-07	0.6	①逃がし安全弁誤開放 + RHR 系操作失敗	1.1E-07	29.1
				②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	9.7E-08	25.7
				③逃がし安全弁誤開放 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.7E-08	4.6
				①外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通要因故障	2.0E-07	28.8
	外部電源喪失 + DG 失敗 (HPCS 成功)	6.9E-07	1.1	②外部電源喪失 + DG-2C/2D 起動失敗共通要因故障	1.3E-07	19.4
				③外部電源喪失 DGSW-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	7.2E-08	10.4
				①外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通要因故障	1.0E-09	28.8
				②外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + DG-2C/2D 起動失敗共通要因故障	7.0E-10	19.4
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功)	3.6E-09	<0.1	③外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + DGSW-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	3.7E-10	10.4
				①外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通要因故障	6.9E-10	99.2
				②外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	0.5
				③外部電源喪失 + 蓄電池-A 給電失敗 + 蓄電池-B 給電失敗	1.7E-12	0.3
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 (HPCS 成功)	6.9E-10	<0.1	①計画外停止 + RHR 系操作失敗	4.7E-06	47.2
				②計画外停止 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	7.4E-07	7.4
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + RHR S-B メンテナンス	2.7E-07	2.7
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンス	2.7E-07	2.7
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗	9.9E-06	16.4	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	2.5E-08	47.2
				②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	3.9E-09	7.4
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンス	1.4E-09	2.7
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	1.4E-09	2.7
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	5.2E-08	<0.1	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + RHR S-B メンテナンス	1.0E-07	6.1
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンス	1.0E-07	6.1
				③交流電源故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンス	5.7E-08	3.3
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンス	5.4E-10	6.1
	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	1.7E-06	2.8	①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	5.4E-10	6.1
				③交流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	3.0E-10	3.3
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンス	5.4E-10	6.1
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	5.4E-10	6.1
	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	8.9E-09	<0.1	③交流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	3.0E-10	3.3
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンス	5.4E-10	6.1
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	5.4E-10	6.1
				③交流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンス	3.0E-10	3.3

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (5/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
崩壊熱除去機能喪失	サポート系故障 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 (H P C S 成功)	4. 1E-06	6. 7	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + D G - 2 D 運転継続失敗	6. 3E-07	15. 5
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + D G - 2 C 運転継続失敗	6. 3E-07	15. 5
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + D G - 2 D 起動失敗	4. 3E-07	10. 6
				③直流電源故障 (区分Ⅱ) + D G - 2 C 起動失敗	4. 3E-07	10. 6
	サポート系故障 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (H P C S 成功)	2. 1E-08	< 0. 1	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + D G - 2 D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3. 3E-09	15. 5
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + D G - 2 C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3. 3E-09	15. 5
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + D G - 2 D 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2. 2E-09	10. 6
				③直流電源故障 (区分Ⅱ) + D G - 2 C 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2. 2E-09	10. 6
	中小破断 L O C A + R H R 失敗	7. 4E-08	0. 1	①小破断 L O C A + R H R 系操作失敗	3. 3E-08	44. 2
				②中破断 L O C A + R H R 系操作失敗	2. 2E-08	29. 4
				③小破断 L O C A + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5. 2E-09	6. 9
	大破断 L O C A + R H R 失敗	3. 0E-09	< 0. 1	①大破断 L O C A + R H R 系操作失敗	2. 2E-09	73. 6
				②大破断 L O C A + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	3. 4E-10	11. 6
				③大破断 L O C A + R H R S 海水調整弁開失敗共通要因故障	7. 2E-11	2. 4

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (6/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5E-08	99.6	①非隔離事象 + スクラムコンタクト A / C 作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクト B / D 作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクト E / G 作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクト F / H 作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1
	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	3.8E-11	0.2	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + スクラムコンタクト B / D 作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + スクラムコンタクト F / H 作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + スクラムコンタクト A / C 作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + スクラムコンタクト E / G 作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7
	中小破断 L O C A + 原子炉停止失敗	5.4E-11	0.2	①小破断 L O C A + スクラムコンタクト A / C 作動失敗共通要因故障	8.1E-12	15.0
				①小破断 L O C A + スクラムコンタクト B / D 作動失敗共通要因故障	8.1E-12	15.0
				①小破断 L O C A + スクラムコンタクト E / G 作動失敗共通要因故障	8.1E-12	15.0
				①小破断 L O C A + スクラムコンタクト F / H 作動失敗共通要因故障	8.1E-12	15.0
	大破断 L O C A + 原子炉停止失敗	2.2E-12	< 0.1	①大破断 L O C A + スクラムコンタクト A / C 作動失敗共通要因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断 L O C A + スクラムコンタクト B / D 作動失敗共通要因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断 L O C A + スクラムコンタクト E / G 作動失敗共通要因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断 L O C A + スクラムコンタクト F / H 作動失敗共通要因故障	5.4E-13	25.0

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (7/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	中小破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	1.5E-11	71.9	①中破断 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.1E-12	7.4
				②中破断 L O C A + H P C S - D G S W メンテナンス + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	6.0
				③中破断 L O C A + H P C S - D G S W 海水ストレーナ閉塞 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	4.5E-13	2.9
	中小破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	4.6E-12	21.5	①中破断 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L - 1) - A / B / C / D 作動失敗共通要因故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				②中破断 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L - 3) - A / B 作動失敗共通要因故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				③中破断 L O C A + H P C S - D G S W メンテナンス + 原子炉水位トランスミッタ (L - 1) - A / B / C / D 作動失敗共通要因故障 + 注水不能認知失敗	1.0E-13	2.3
	大破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	1.4E-12	6.6	①大破断 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.1E-13	8.1
				②大破断 L O C A + H P C S - D G S W メンテナンス + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-14	6.6
				③大破断 L O C A + H P C S - D G S W 海水ストレーナ閉塞 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	4.5E-14	3.2

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

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (8/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※1 (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※2 (%)
バ 格 イ 納 バ 容 ス 器	インターフェイスシステム LOCA	4.8E-10	100.0	① RHR-A テスタブル逆止弁定期試験 + RHR-A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-A テスタブル逆止弁閉失敗 + RHR-A 吐出配管破断	1.5E-10	30.4
				① RHR-B テスタブル逆止弁定期試験 + RHR-B 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-B テスタブル逆止弁閉失敗 + RHR-B 吐出配管破断	1.5E-10	30.4
				③ RHR-C テスタブル逆止弁定期試験 + RHR-C 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-C テスタブル逆止弁閉失敗 + RHR-C 吐出配管破断	5.9E-11	12.1

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合

※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-4 表 起因事象の F V 重要度評価結果

起因事象	F V 重要度
非隔離事象	4.2E-01
原子炉緊急停止系誤動作等	1.4E-01
計画外停止	1.1E-01
隔離事象	6.6E-02
水位低下事象	6.6E-02
直流電源故障（区分Ⅱ）	4.4E-02
直流電源故障（区分Ⅰ）	4.4E-02
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	2.7E-02
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	2.7E-02
外部電源喪失	2.5E-02
全給水喪失	2.5E-02
交流電源故障（区分Ⅱ）	5.7E-03
交流電源故障（区分Ⅰ）	5.6E-03
逃がし安全弁誤開放	2.5E-03
タービン・サポート系故障	1.8E-03
小破断 L O C A	7.4E-04
中破断 L O C A	4.9E-04
大破断 L O C A	4.9E-05
インターフェイスシステム L O C A	8.0E-06

第 3.1.1.8-5 表 起因事象の R A W 評価結果

起因事象	R A W
インターフェイスシステム L O C A	1. 6E+04
直流電源故障（区分Ⅱ）	1. 6E+02
直流電源故障（区分Ⅰ）	1. 6E+02
交流電源故障（区分Ⅱ）	3. 9E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	3. 8E+01
交流電源故障（区分Ⅰ）	3. 8E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	3. 8E+01
外部電源喪失	6. 9E+00
中破断 L O C A	3. 5E+00
大破断 L O C A	3. 5E+00
小破断 L O C A	3. 5E+00
逃がし安全弁誤開放	3. 5E+00
タービン・サポート系故障	3. 5E+00
全給水喪失	3. 4E+00
隔離事象	3. 4E+00
水位低下事象	3. 4E+00
計画外停止	3. 4E+00
原子炉緊急停止系誤動作等	3. 3E+00
非隔離事象	3. 0E+00

第 3.1.1.8-6 表 緩和設備の基事象の F V 重要度評価結果

No	系統	基事象	F V 重要度
1	R H R	R H R 系操作失敗	6. 2E-01
2	R H R S	R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9. 7E-02
3	R H R S	R H R S - A / B 流量制御弁開失敗共通要因故障	2. 0E-02
4	R H R	R H R - A / B 熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	1. 3E-02
5	D G	D G - 2 D 運転継続失敗	1. 2E-02
6	D G	D G - 2 C 運転継続失敗	1. 2E-02
7	R H R S	R H R S - A / B / C / D 海水ポンプ起動失敗共通要因故障	1. 1E-02
8	R H R S	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	1. 1E-02
9	R H R S	R H R S - A メンテナンスによる待機除外	1. 1E-02
10	R H R	R H R - A / B ポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	1. 0E-02
10	R H R	R H R - A / B ポンプ起動失敗共通要因故障	1. 0E-02

第 3.1.1.8-7 表 緩和設備の基事象の R A W 評価結果

No	系統	基事象	R A W
1	R H R	R H R 系操作失敗	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B 熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R S	R H R S - A / B / C / D ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03

第 3.1.1.8-8 表 不確実さ解析の評価結果

事故シーケンスグループ	点推定値 (／炉年)	平均値 (／炉年)	中央値 (／炉年)	5%下限値 (／炉年)	95%上限値 (／炉年)	E F
高圧・低圧注水機能喪失	3.5E-09	4.0E-09	1.8E-09	3.8E-10	1.3E-08	5.8
T Q U V						
高圧注水・減圧機能喪失	2.0E-08	2.1E-08	7.4E-09	1.1E-09	6.3E-08	7.7
T Q U X						
全交流動力電源喪失※	9.9E-08	1.1E-07	—	—	—	—
長期 T B	7.7E-08	8.6E-08	4.0E-08	9.2E-09	2.8E-07	5.5
T B U	2.1E-08	2.4E-08	1.3E-08	2.8E-09	7.4E-08	5.2
T B P	5.3E-10	6.3E-10	9.9E-11	5.1E-12	2.2E-09	20.7
T B D	6.0E-12	6.9E-12	1.7E-12	1.2E-13	2.3E-11	13.8
崩壊熱除去機能喪失※	6.0E-05	6.4E-05	—	—	—	—
T W	5.6E-05	5.9E-05	2.0E-05	7.2E-06	1.5E-04	4.5
T B W	4.8E-06	4.8E-06	3.9E-06	1.5E-06	1.1E-05	2.7
原子炉停止機能喪失	2.5E-08	3.1E-08	1.7E-09	5.1E-11	7.3E-08	38.0
T C						
L O C A 時注水機能喪失※	2.2E-11	1.8E-11	—	—	—	—
A E	1.4E-12	1.2E-12	1.3E-13	3.5E-15	4.3E-12	35.0
S 1 E	2.0E-11	1.7E-11	2.1E-12	7.5E-14	6.9E-11	30.3
S 2 E	1.6E-13	1.8E-13	2.1E-14	1.0E-15	5.5E-13	23.0
格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）	4.8E-10	8.3E-10	1.0E-10	6.9E-12	2.7E-09	19.6
I S L O C A						
合計	6.1E-05	6.4E-05	2.6E-05	1.0E-05	1.5E-04	3.8

※点推定値, 平均値の積算値を記載

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

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

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

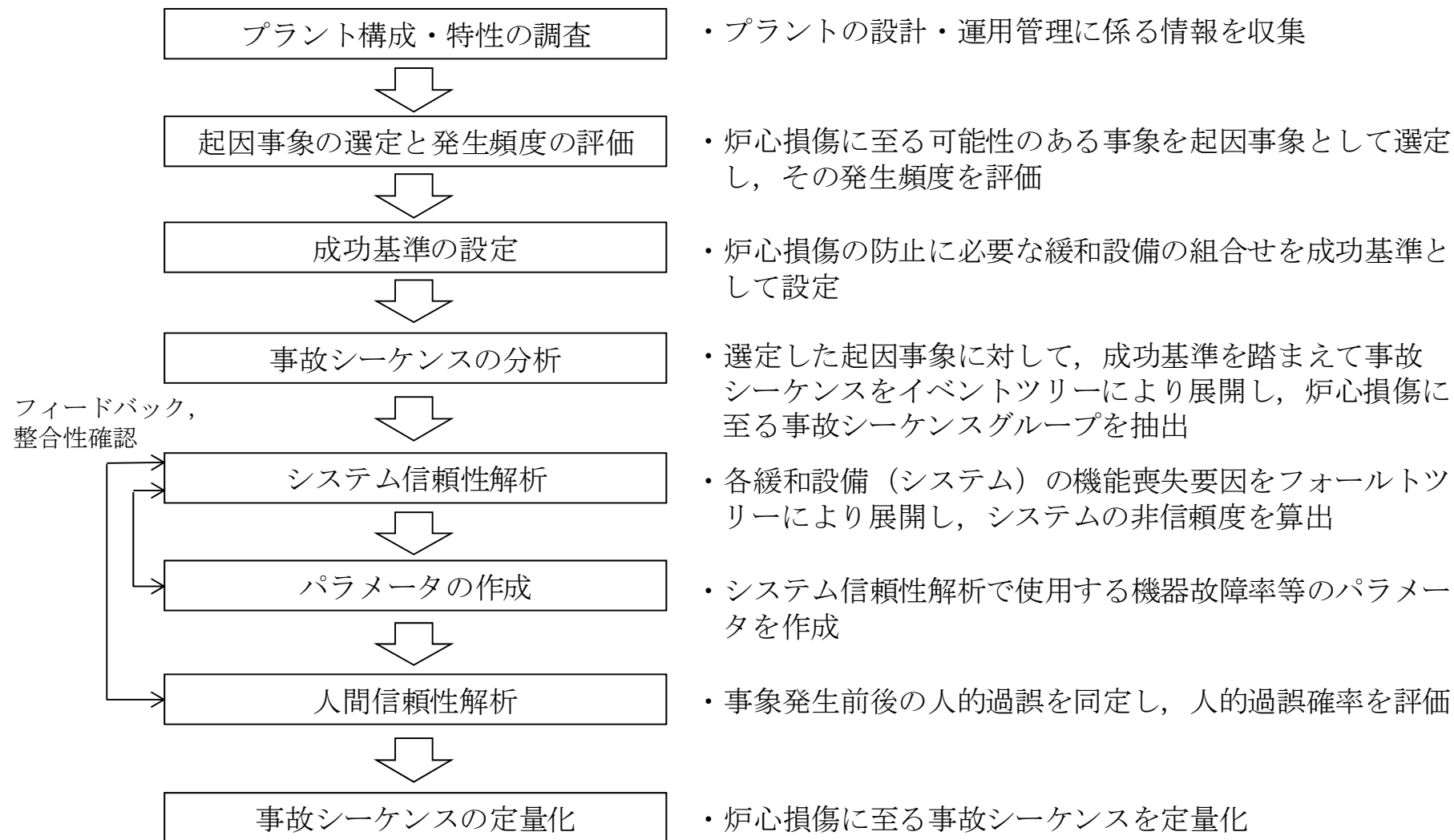
故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①／ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②／ベースケース
電動弁（淡水）作動失敗	4.8E-08／h	1.4E-07／h	2.9	1.2E-07／h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09／h	7.1E-08／h	10.0	2.4E-08／h	3.4

第 3.1.1.8－11 表 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果

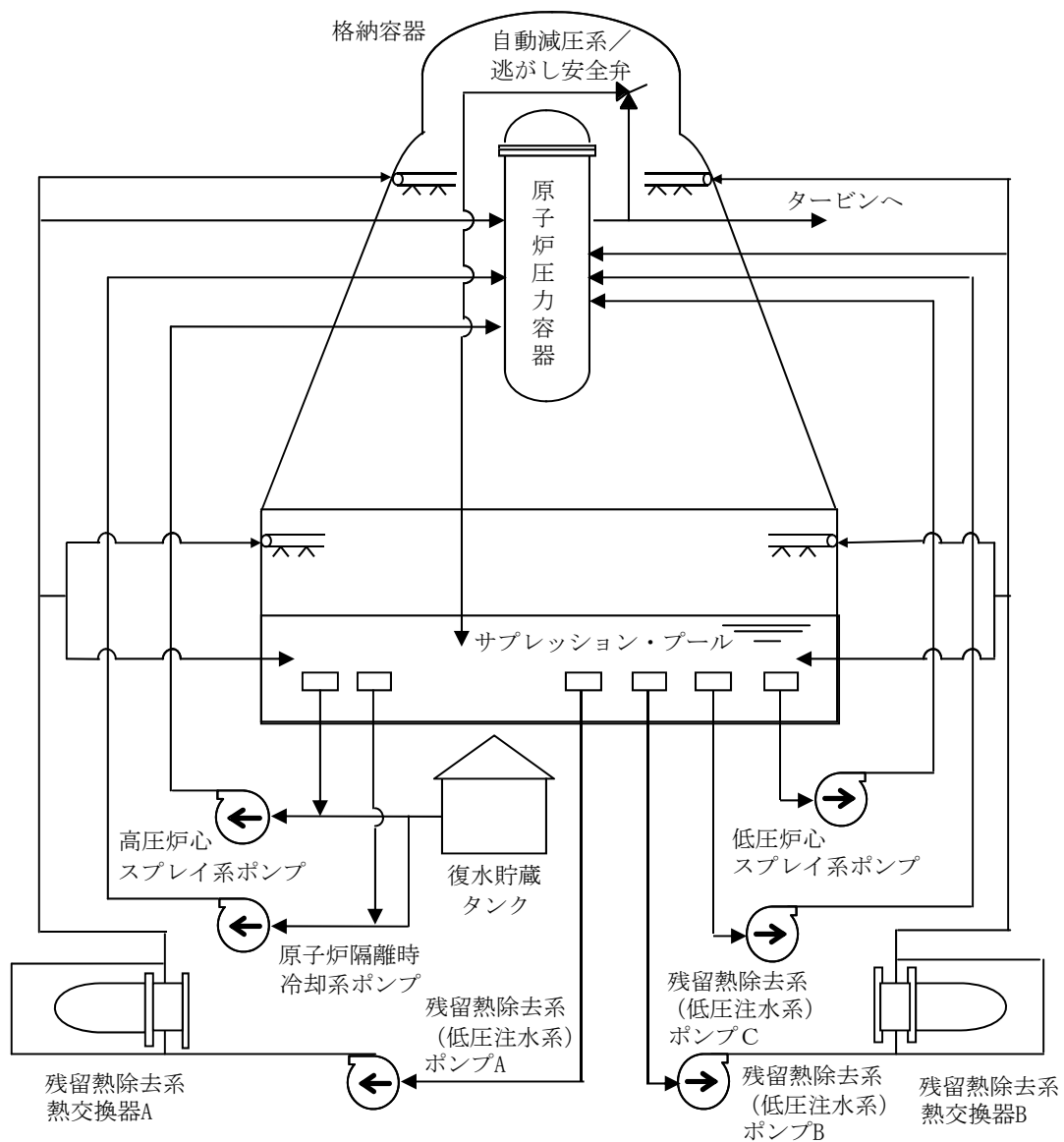
事故シーケンスグループ		ベースケース (／炉年)	感度解析① (頻度論統計) (／炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (／炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	4.2E-09	3.6E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	2.9E-08	2.3E-08
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.7E-08	7.8E-08	7.7E-08
	T B U	2.1E-08	2.1E-08	2.1E-08
	T B P	5.3E-10	6.1E-10	5.3E-10
	T B D	6.0E-12	6.1E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	9.3E-05	7.2E-05
	T B W	4.8E-06	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	4.7E-08	3.7E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.4E-12	3.2E-12	1.4E-12
	S 1 E	2.0E-11	4.2E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	5.3E-13	1.6E-13
格納容器バイパス (インターフェイス システム L O C A)	I S L O C A	4.8E-10	4.8E-10	4.8E-10
合計		6.1E-05	9.8E-05	7.7E-05

第 3.1.1.8－12 表 給水系のモデル化に関する感度解析結果

事故シーケンスグループ		ベースケース (／炉年)	感度解析結果 (／炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3. 5E-09	3. 4E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2. 0E-08	1. 2E-08
全交流動力電源喪失	長期 T B	7. 7E-08	7. 7E-08
	T B U	2. 1E-08	2. 1E-08
	T B P	5. 3E-10	5. 3E-10
	T B D	6. 0E-12	6. 0E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	5. 6E-05	9. 1E-06
	T B W	4. 8E-06	4. 8E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2. 5E-08	2. 5E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1. 4E-12	1. 4E-12
	S 1 E	2. 0E-11	2. 0E-11
	S 2 E	1. 6E-13	1. 6E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4. 8E-10	4. 8E-10
合計		6. 1E-05	1. 4E-05



第 3.1.1-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 P R A の評価フロー図



区分Ⅲ

高圧炉心スプレイ系

区分Ⅰ

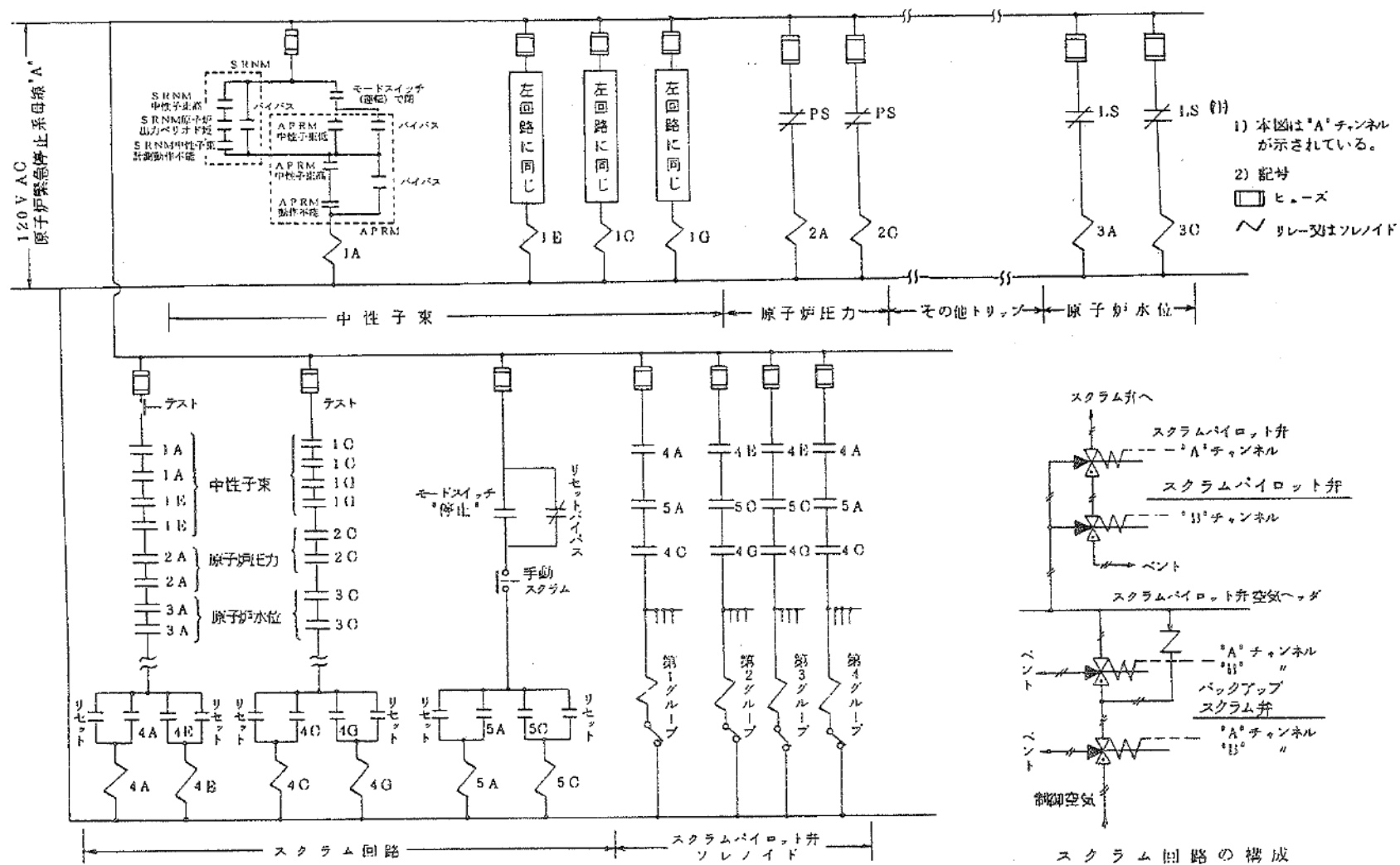
低圧炉心スプレイ系
残留熱除去系A
(低圧注水系A)
原子炉隔離時冷却系

区分Ⅱ

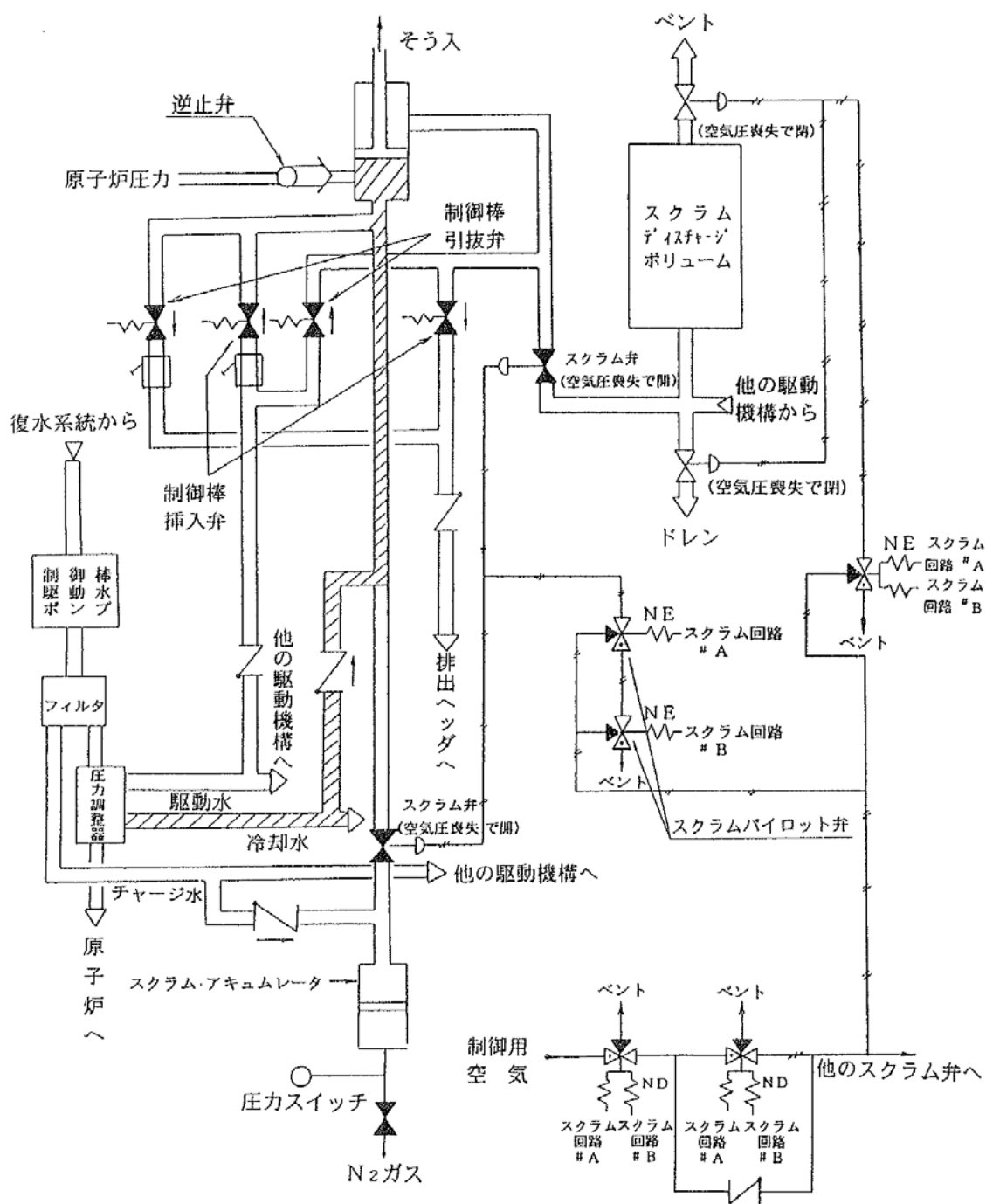
残留熱除去系B
(低圧注水系B)
残留熱除去系C
(低圧注水系C)

自動減圧系

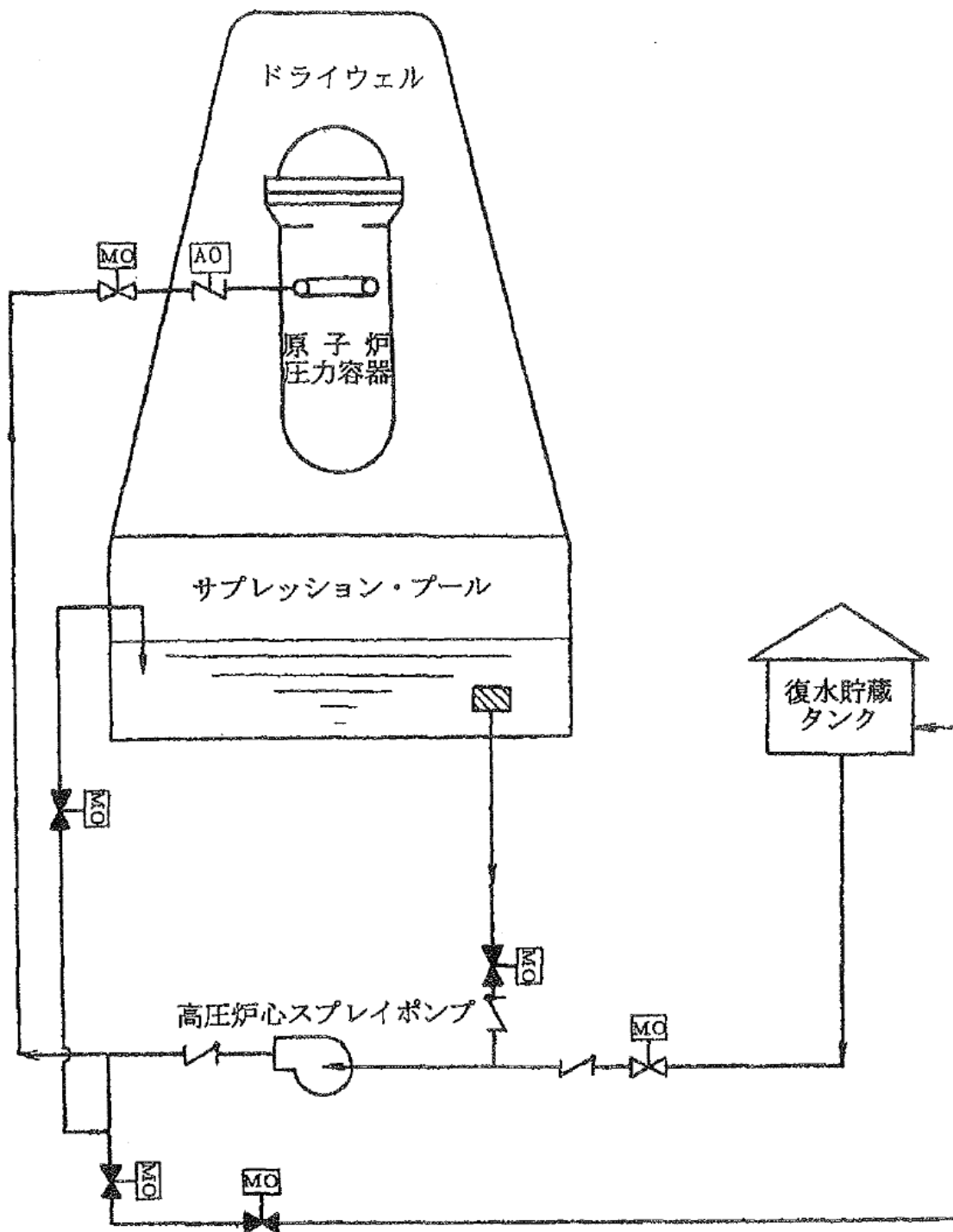
第 3. 1. 1. 1-1 図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



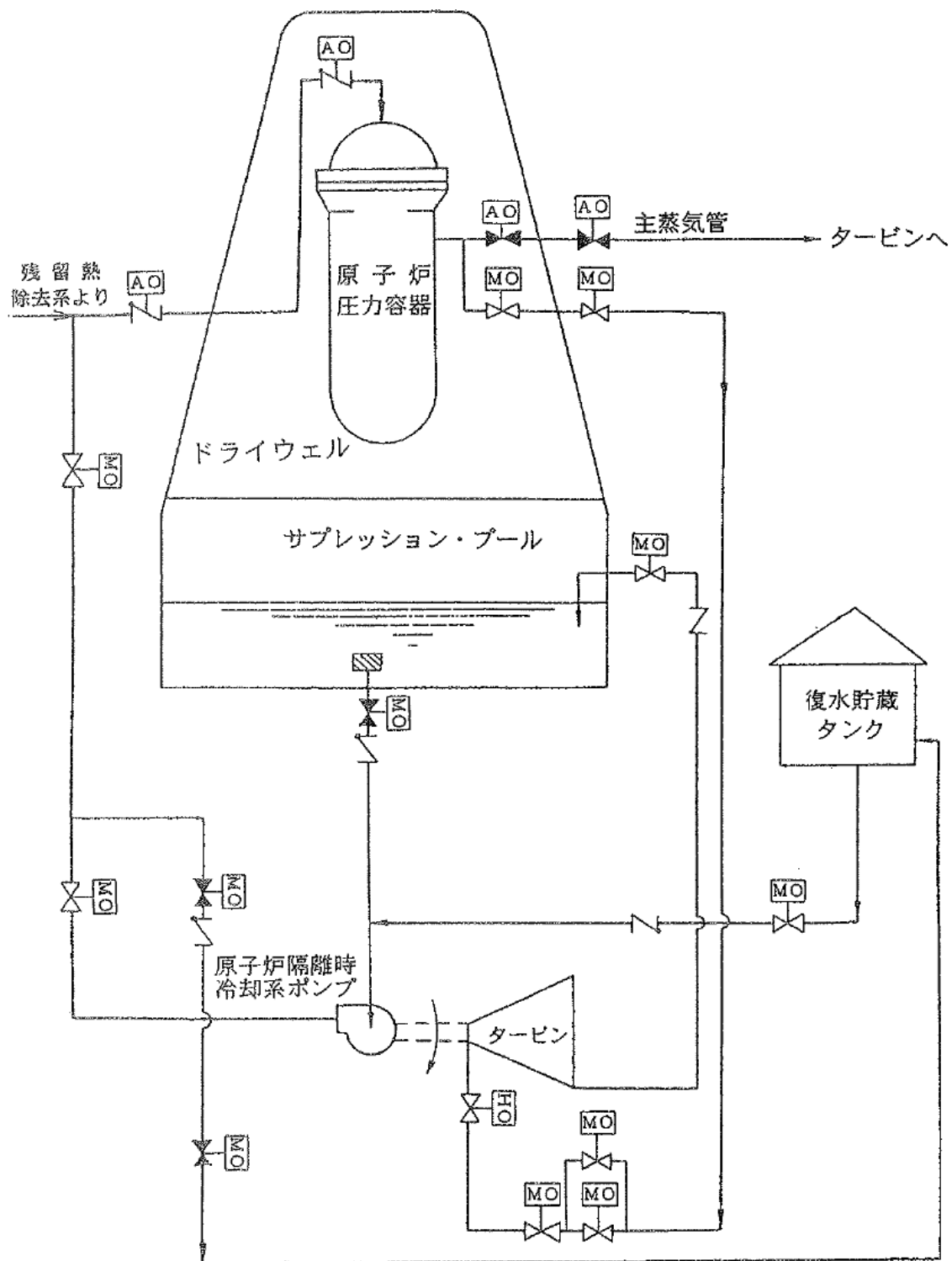
第 3.1.1.1-2 図 原子炉緊急停止系の系統説明図



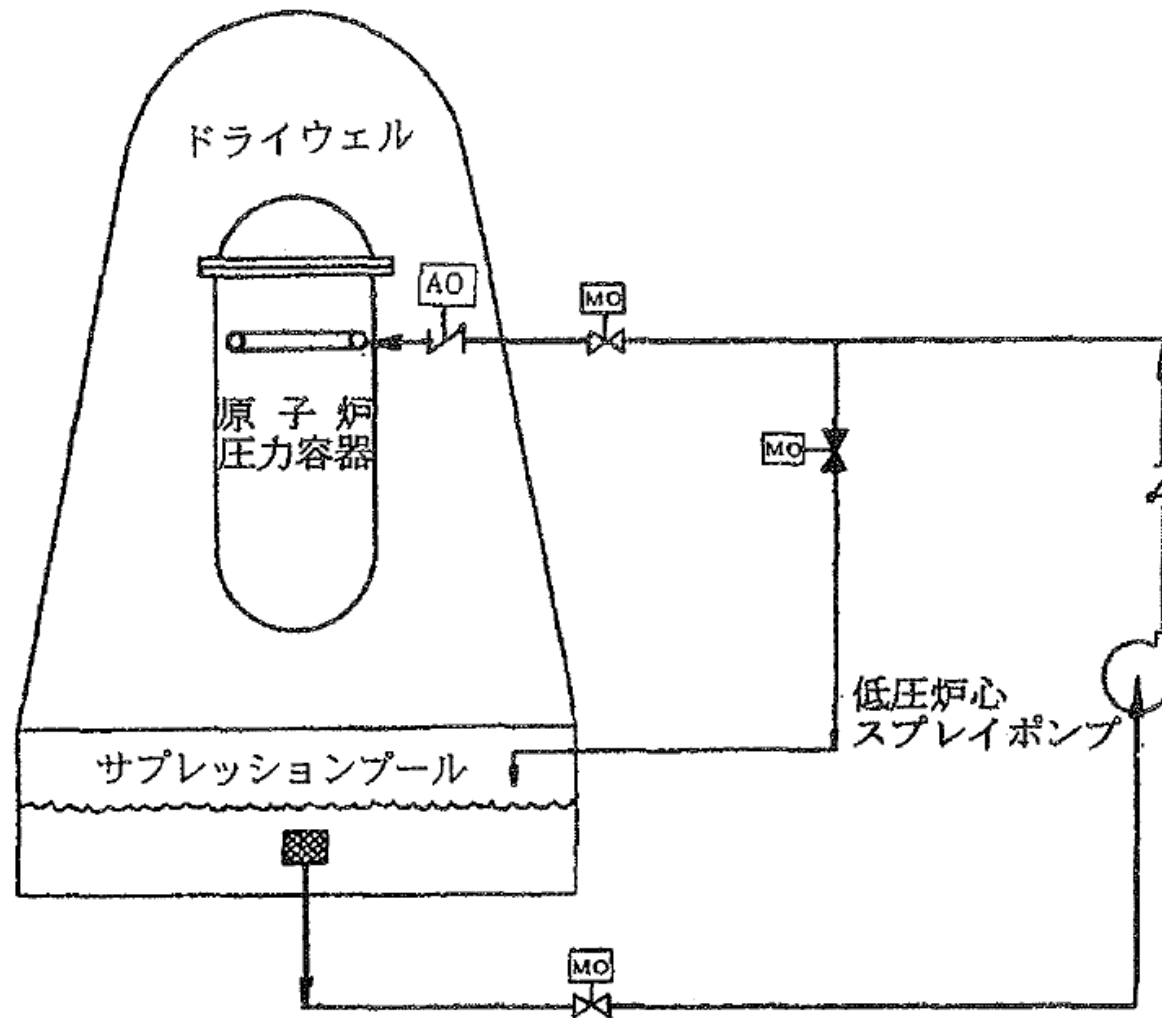
第 3.1.1.1-3 図 制御棒駆動水圧系の系統説明図



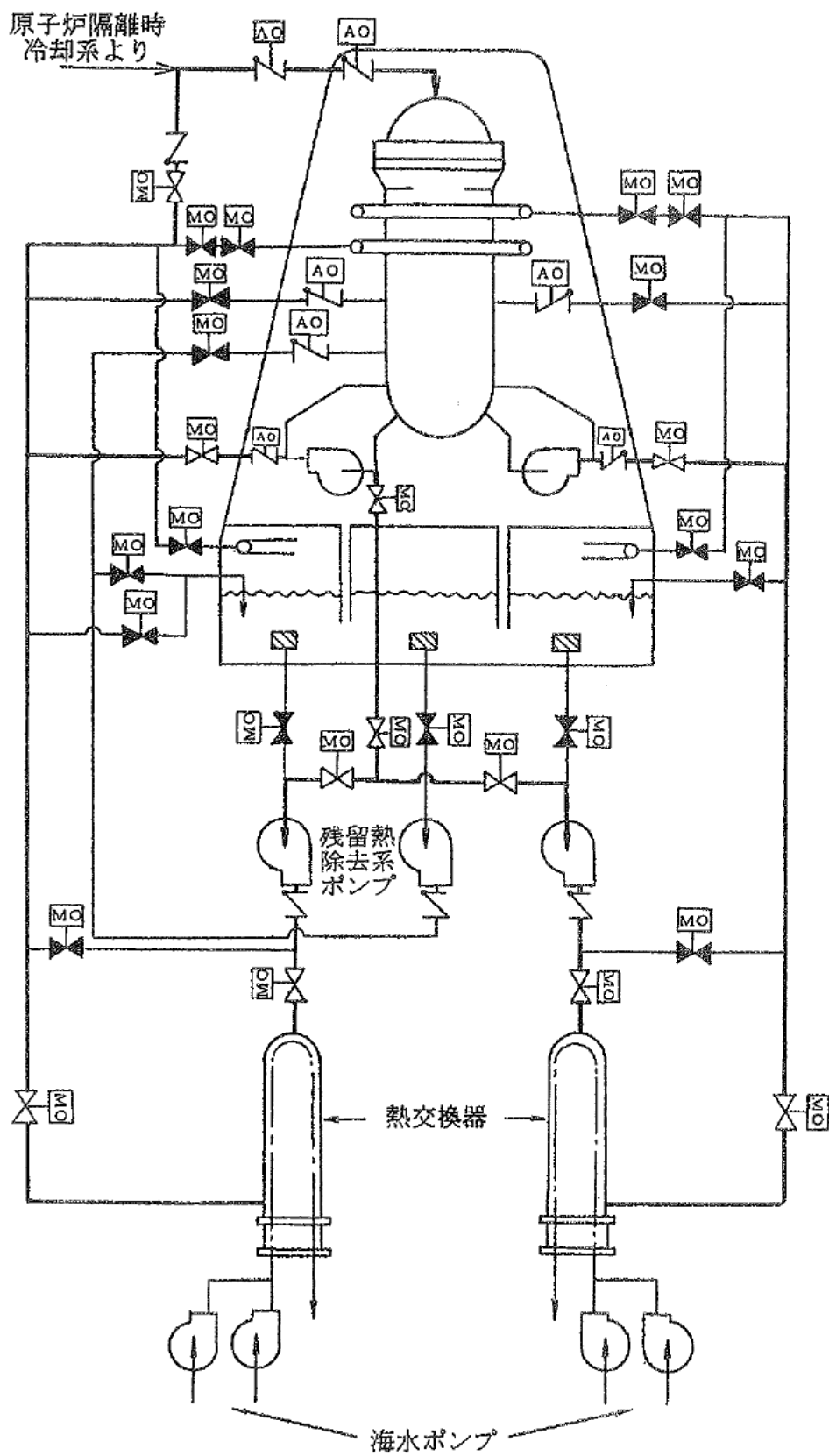
第 3.1.1.1-4 図 高圧炉心スプレイ系の系統説明図



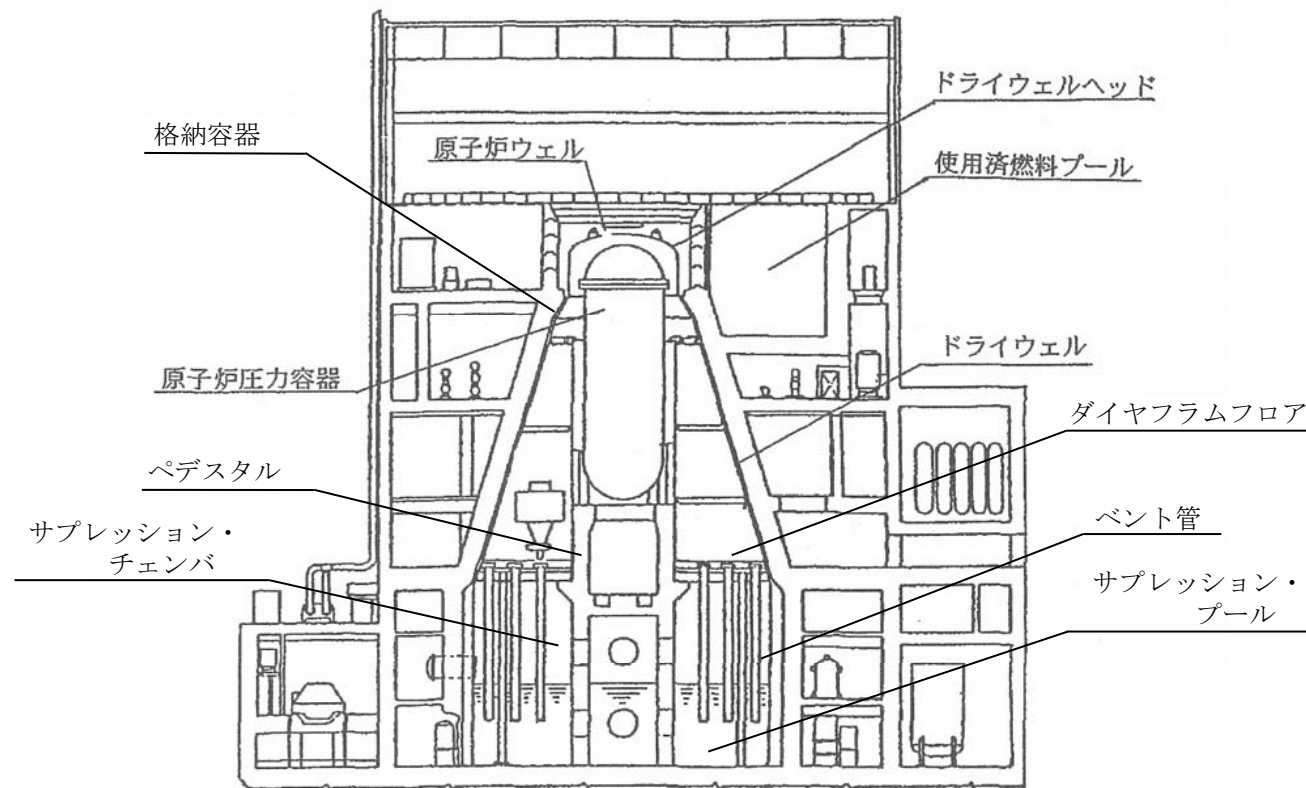
第 3.1.1.1-5 図 原子炉隔離時冷却系の系統説明図



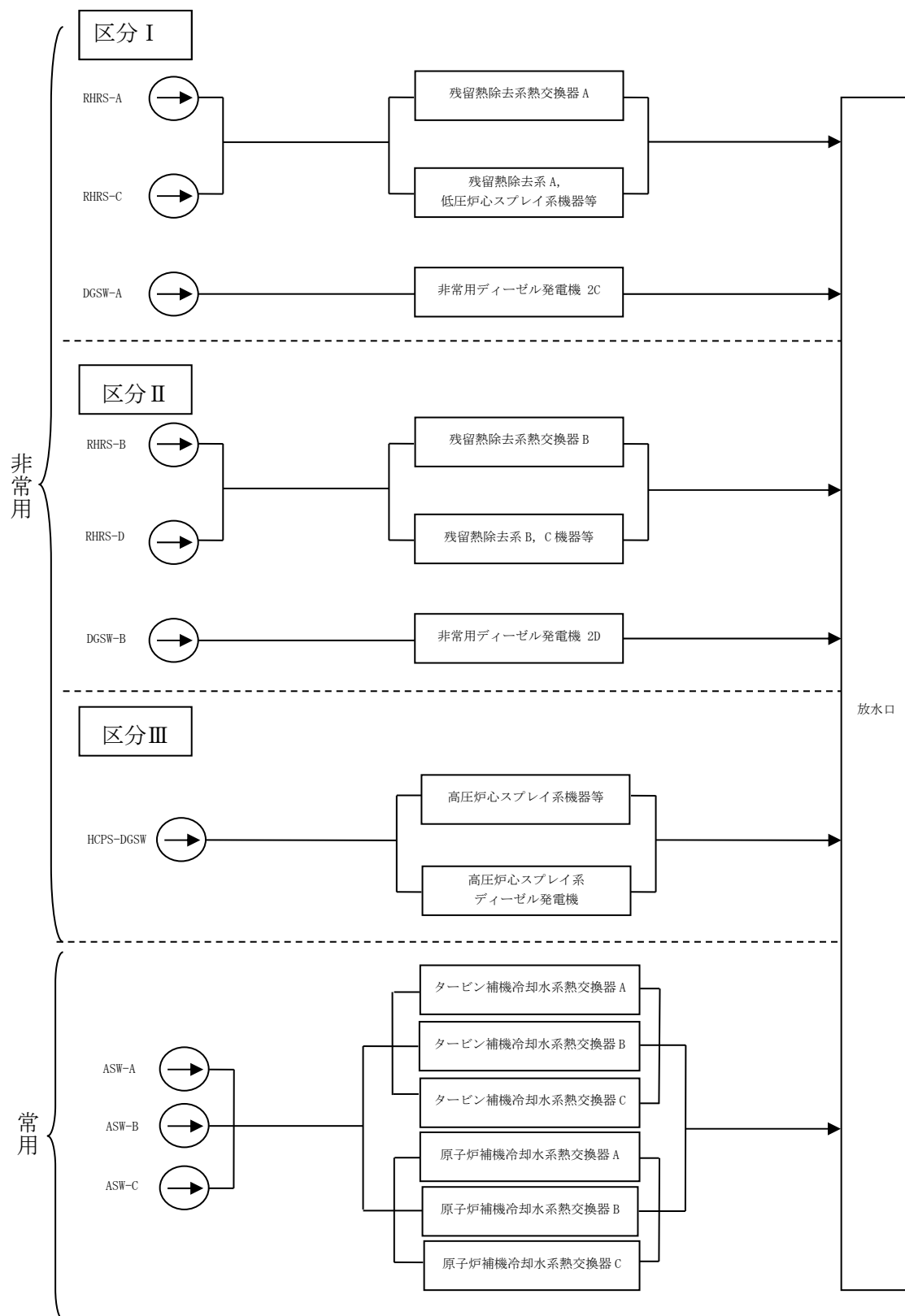
第 3.1.1.1-6 図 低圧炉心スプレイ系の系統説明図



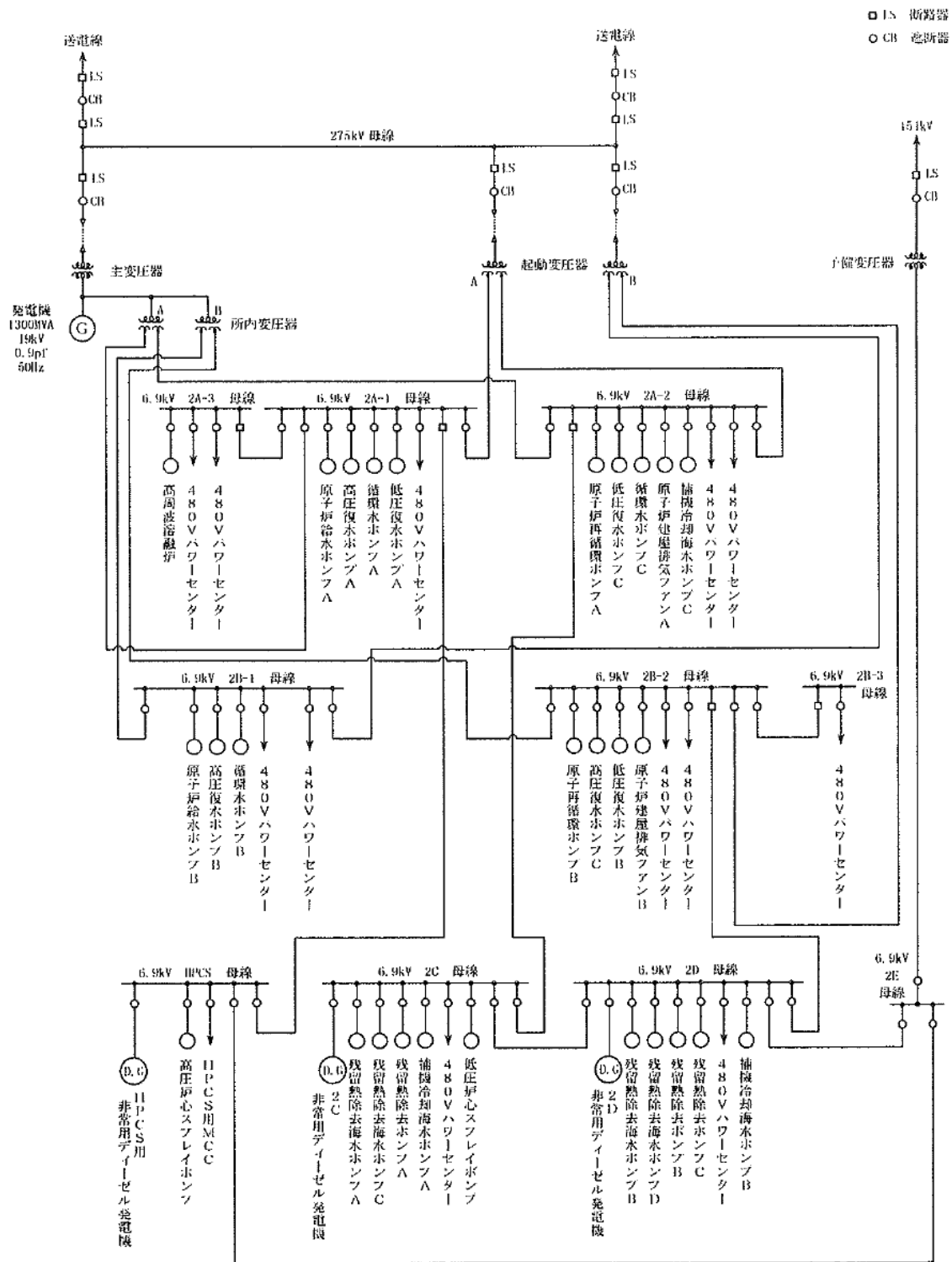
第 3.1.1.1-7 図 残留熱除去系の系統説明図



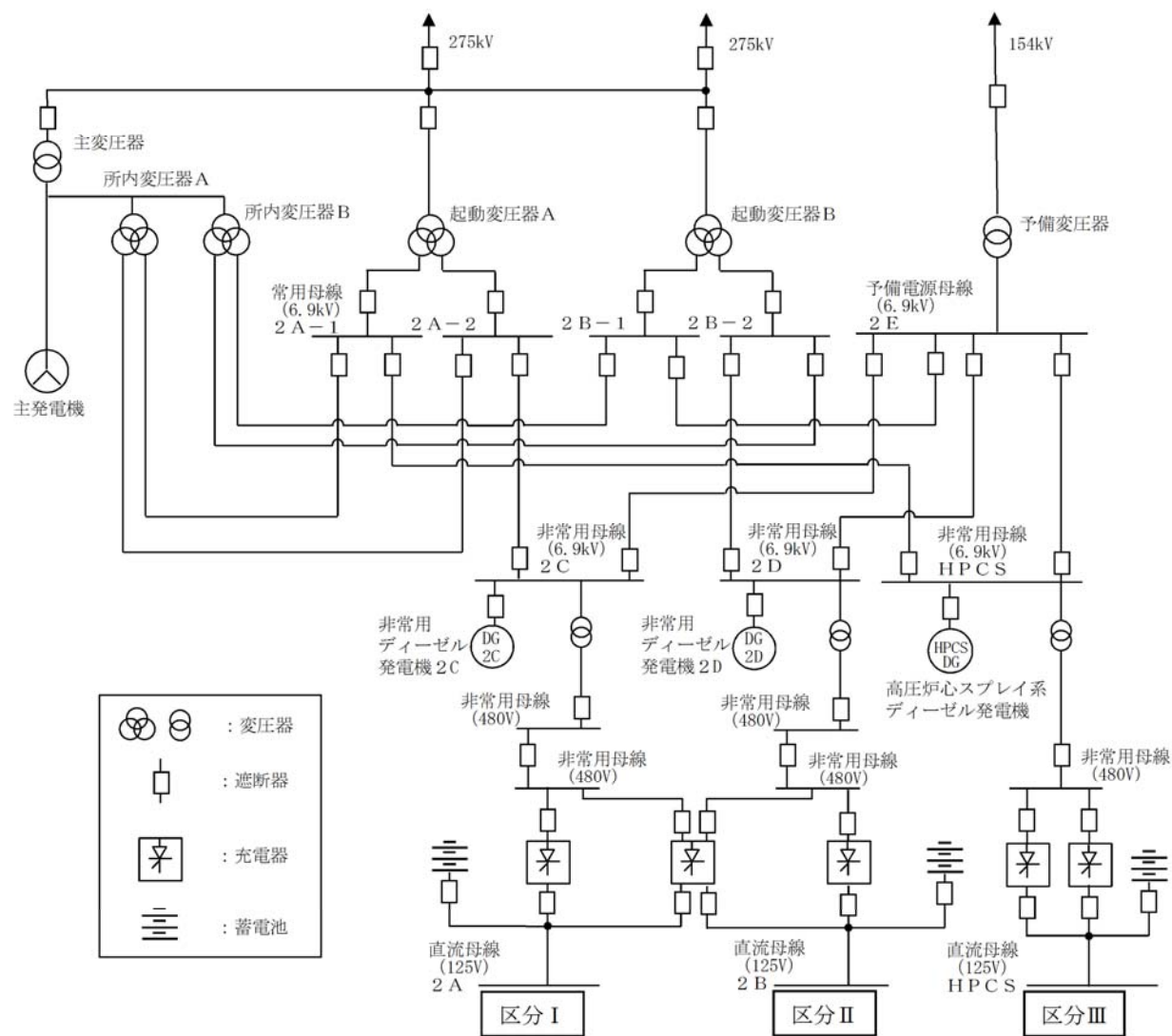
第 3.1.1.1-8 図 格納容器の概要図



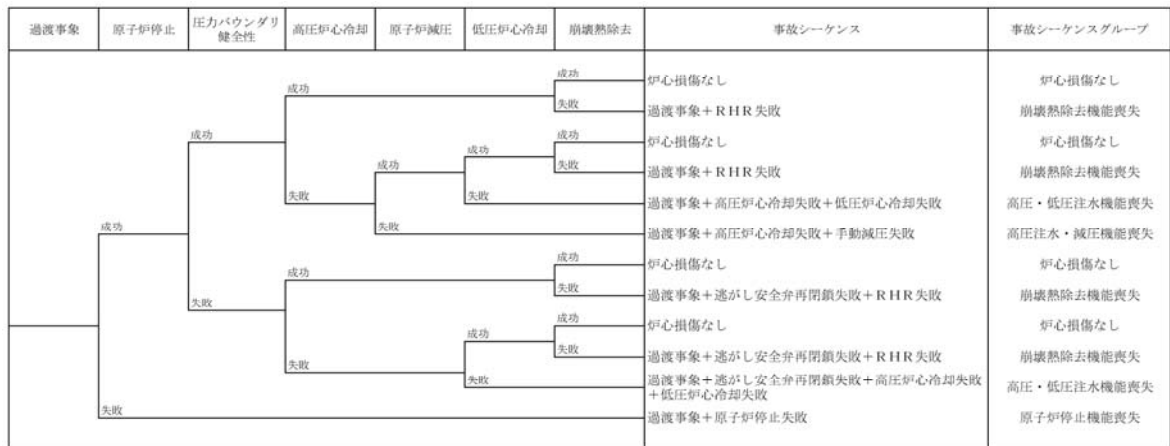
第 3. 1. 1. 1－9 図 常用及び非常用補機冷却系の概要図



第 3.1.1.1-10 図 所内単線結線図



第 3.1.1.1-11 図 電源系統の概要図



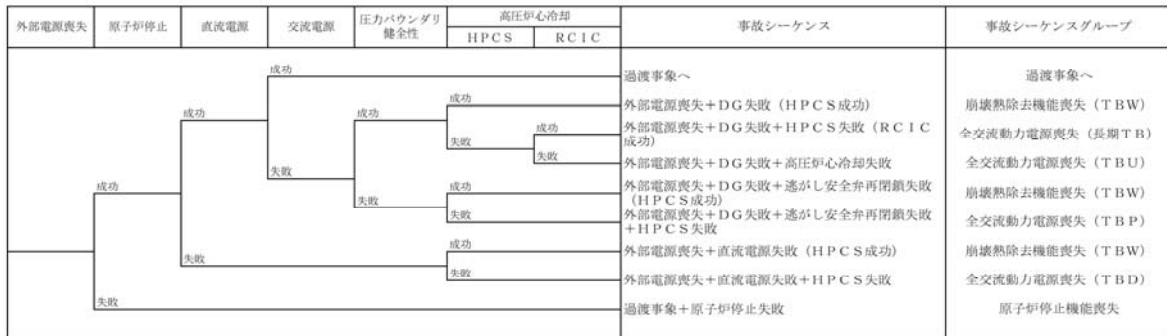
第 3.1.1.4－1(a) 図 過渡事象に対するイベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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



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

【仮定条件】

- ・送電系統の故障等により常用／非常用母線への外部からの電源供給が停止し，非常用母線への非常用ディーゼル発電機からの電源供給が必要となる事象を考慮する。
- ・非常用ディーゼル発電機による非常用交流電源確保のためには，直流電源が必要である。
- ・直流電源及び交流電源のヘディングは区分Ⅰ，Ⅱ電源のことを意味し，区分Ⅲ電源は含めない。これは，区分Ⅰの交流電源及び直流電源，又は区分Ⅱの交流電源及び直流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため，その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが，区分Ⅲの電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお，区分Ⅲの交流電源及び直流電源の成功／失敗については，HPCSのヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後，原子炉停止に成功し，区分Ⅰの直流電源及び交流電源，又は区分Ⅱの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は，過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・直流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗し，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBD)」に分類する。
- ・直流電源（区分Ⅰ又は区分Ⅱ）に成功し，交流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗した場合は，高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）に期待する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合には，原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBP)」に分類する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に成功し，高圧炉心冷却に失敗した場合は，「全交流動力電源喪失 (TBU)」に，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」，高圧炉心スプレイ系に失敗し，原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動力電源喪失 (長期TB)」に分類する。

手動停止／サポート系喪失（手動停止）	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
				成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
		失敗	成功	成功	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失
		失敗	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
				成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
失敗	失敗	成功	成功	成功	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
				成功	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
				失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失

第 3.1.1.4－1(c) 図 手動停止に対するイベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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



第 3.1.1.4-1(d)図 サポート系喪失 (自動停止) に対するイベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

- ・過渡事象と同様の事象進展となる。

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	交流電源	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				HPCS	RCIC		
成功	成功	成功	成功	成功	成功	サポート系喪失（自動停止）へ サポート系喪失（直流電源故障）+ DG 失敗（HPCS 成功）	サポート系喪失（自動停止）へ 崩壊熱除去機能喪失（TBW）
				成功	失敗	サポート系喪失（直流電源故障）+ DG 失敗+ HPCS 失敗（RCIC 成功）	全交流動力電源喪失（長期TB）
				失敗	成功	サポート系喪失（直流電源故障）+ DG 失敗+ 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失（TBU）
				失敗	失敗	サポート系喪失（直流電源故障）+ DG 失敗+ 逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）	崩壊熱除去機能喪失（TBW）
失敗	失敗	成功	成功	成功	成功	サポート系喪失（直流電源故障）+ DG 失敗+ 逃がし安全弁再閉鎖失敗+ HPCS 失敗	全交流動力電源喪失（TBP）
				失敗	失敗	サポート系喪失（自動停止）+ 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

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

【仮定条件】

- ・自動停止に至るサポート系喪失（直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ））を起因事象とする。
- ・片区分の直流電源の喪失により，所内電源の主変圧器から起動変圧器への自動切替に失敗し，外部電源喪失に至るため，健全側区分の非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保が必要となる。
- ・区分Ⅰ又は区分Ⅱの直流電源の喪失により，当該区分の緩和設備には期待できない。
- ・交流電源のヘディングは区分Ⅰ，Ⅱ電源のことを意味し，区分Ⅲ電源は含めない。これは，区分Ⅰの直流電源及び交流電源，又は区分Ⅱの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため，その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが，区分Ⅲの電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお，区分Ⅲの交流電源及び直流電源の成功／失敗については，HPCSのヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後，原子炉停止に成功し，区分Ⅰの直流電源及び交流電源，又は区分Ⅱの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は，過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・直流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗し，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失（TBW）」，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（TBD）」に分類する。
- ・直流電源（区分Ⅰ又は区分Ⅱ）に成功し，交流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗した場合は，高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）に期待する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合は，原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失（TBW）」，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（TBP）」に分類する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に成功し，高圧炉心冷却に失敗した場合は，「全交流動力電源喪失（TBU）」に，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失（TBW）」，高圧炉心スプレイ系に失敗し，原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動力電源喪失（長期TB）」に分類する。



第 3.1.1.4－1(f)－1 図 大破断 LOCA に対するイベントツリー



第 3.1.1.4－1(f)－2 図 中小破断 LOCA に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・大破断 LOCA は、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、原子炉減圧なしに低压炉心冷却系により炉心冷却が可能である。
- ・中破断 LOCA 及び小破断 LOCA は、いずれも大破断 LOCA と比較して破断口が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低压炉心冷却には原子炉減圧が必要であることから、同一のイベントツリーとしている。

【イベントツリーの説明】

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

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	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 (インターフェイス システムLOCA)

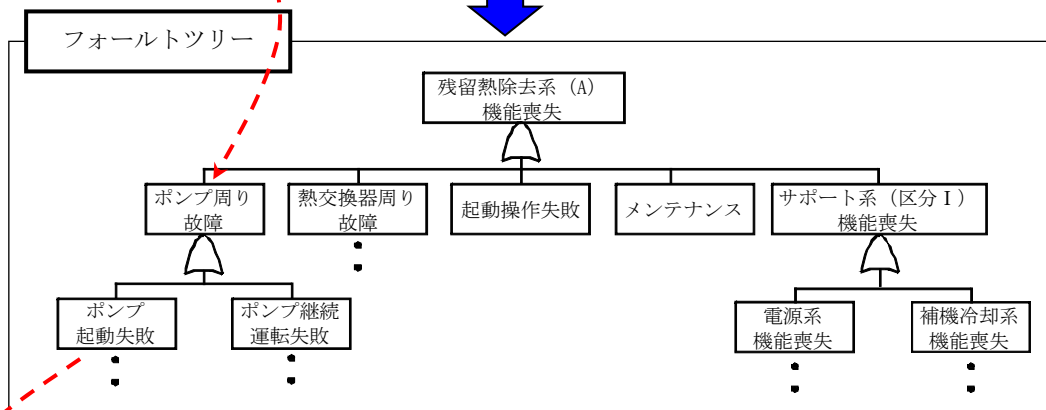
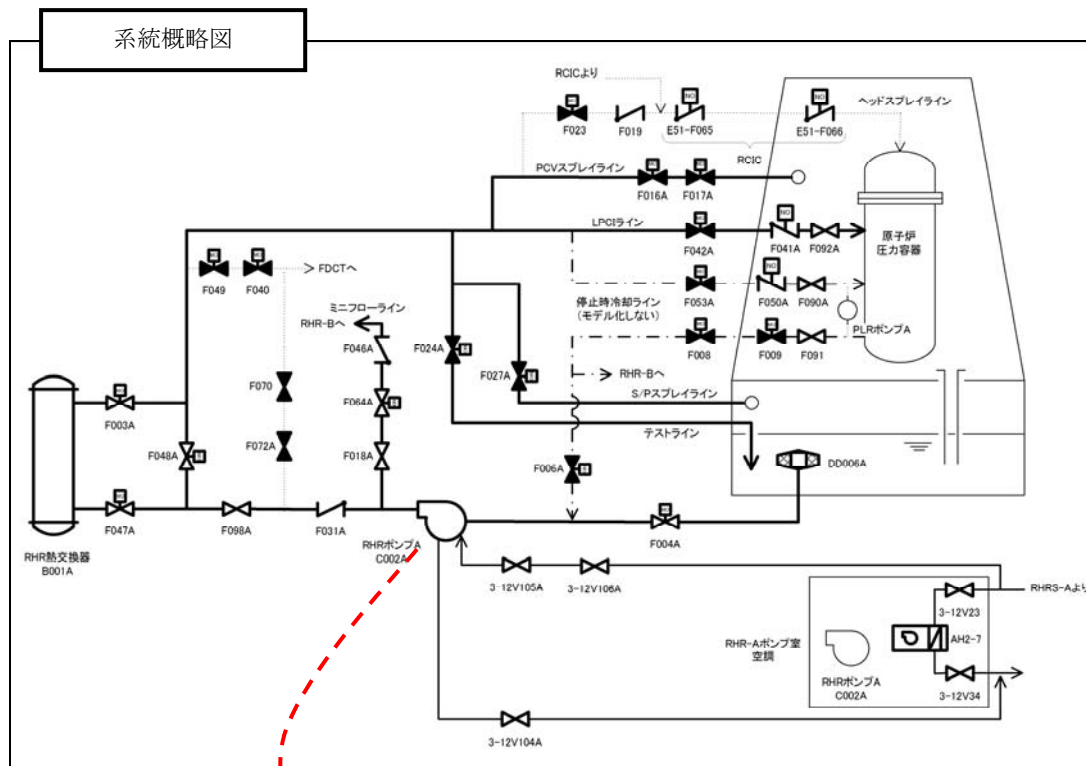
第 3.1.1.4-1(g) 図 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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



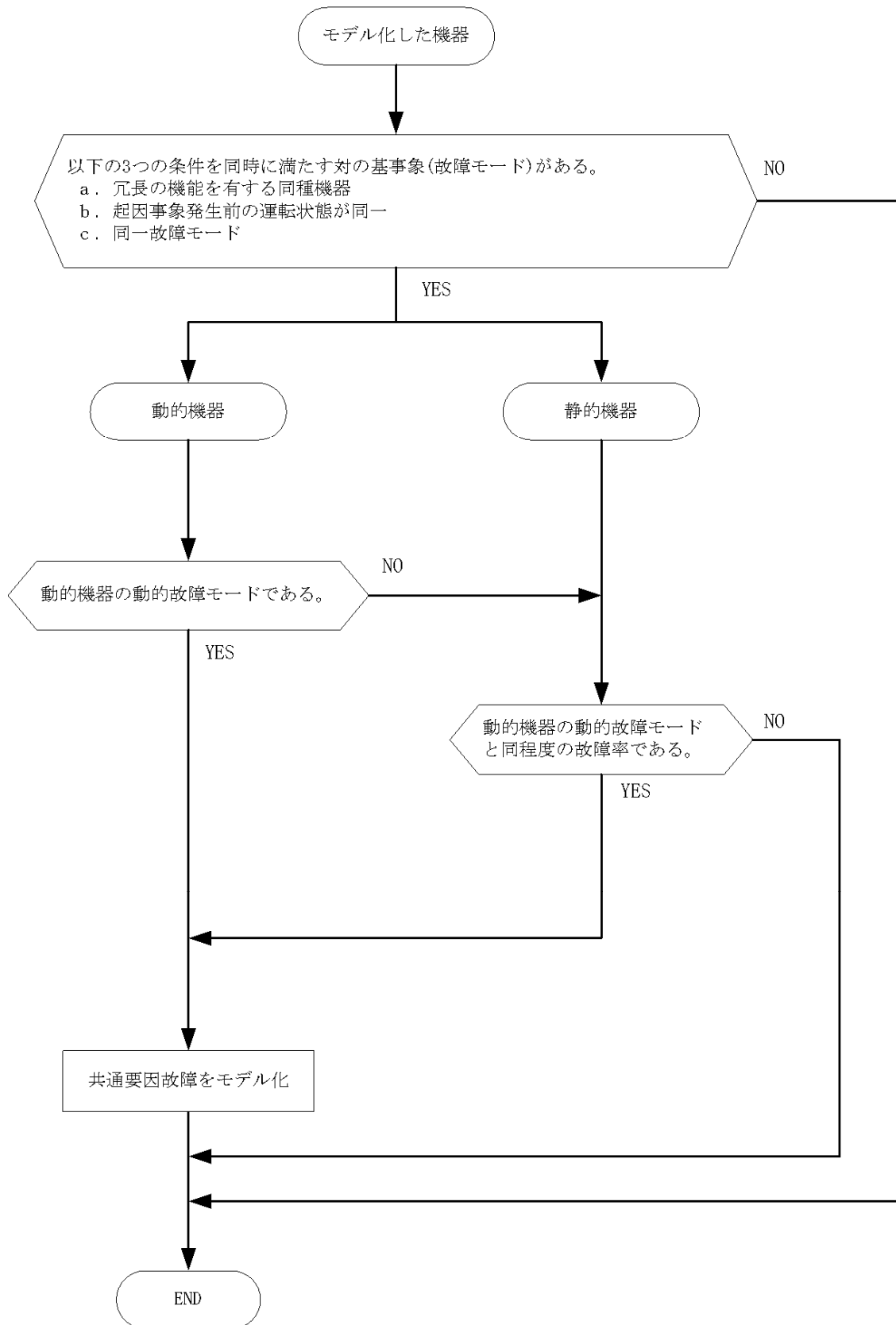
$$\text{RHRポンプ起動失敗確率} = \lambda_s \times T_s / 2$$

【基事象リスト】

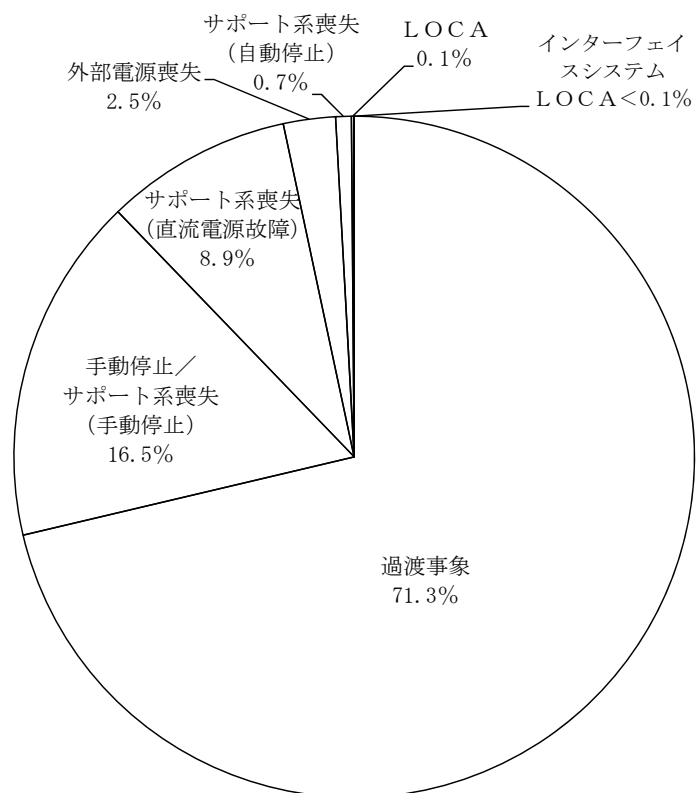
機器番号	機器名称	故障モード	基事象ID	P&ID	EWD/CWD	故障率	EF	電源	試験間隔	使命時間	試験名称
E12_C002A	RHRポンプ	電動ポンプ運転継続失敗 (淡水)	CMMPE12_C002AR	R-15 (27)	1340 (23)	1.10E-06	11.8	MC 2C_2	24		RHRポンプ
		電動ポンプ起動失敗 (淡水-非常用)	CMMPE12_C002AS			1.30E-07	17.3	DC125V 2A	720		手動起動試験

試験頻度：1回/月 (720 時間)

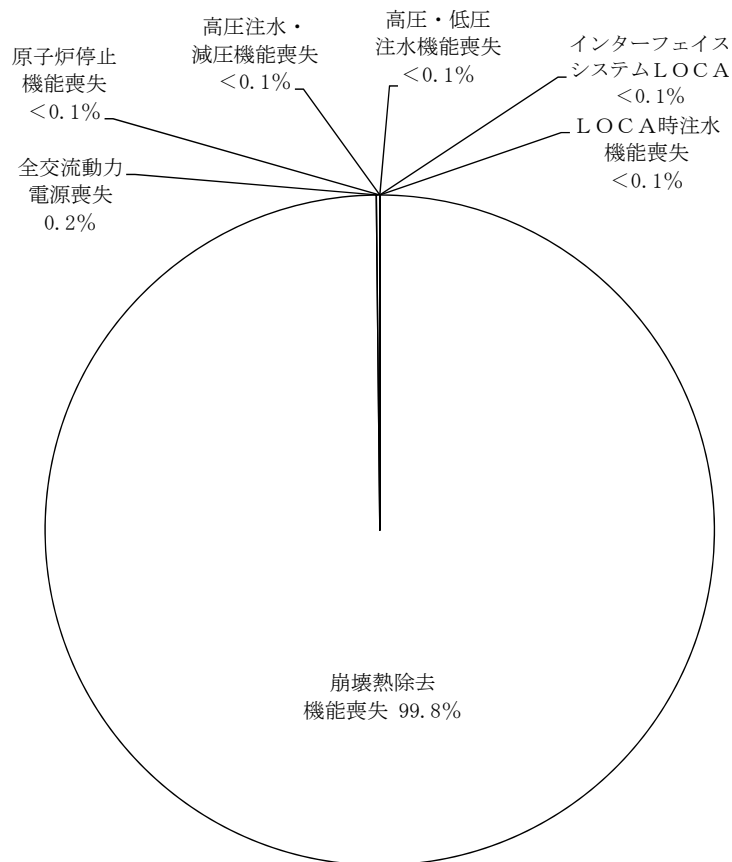
第 3.1.1.5-1 図 システム信頼性評価の例



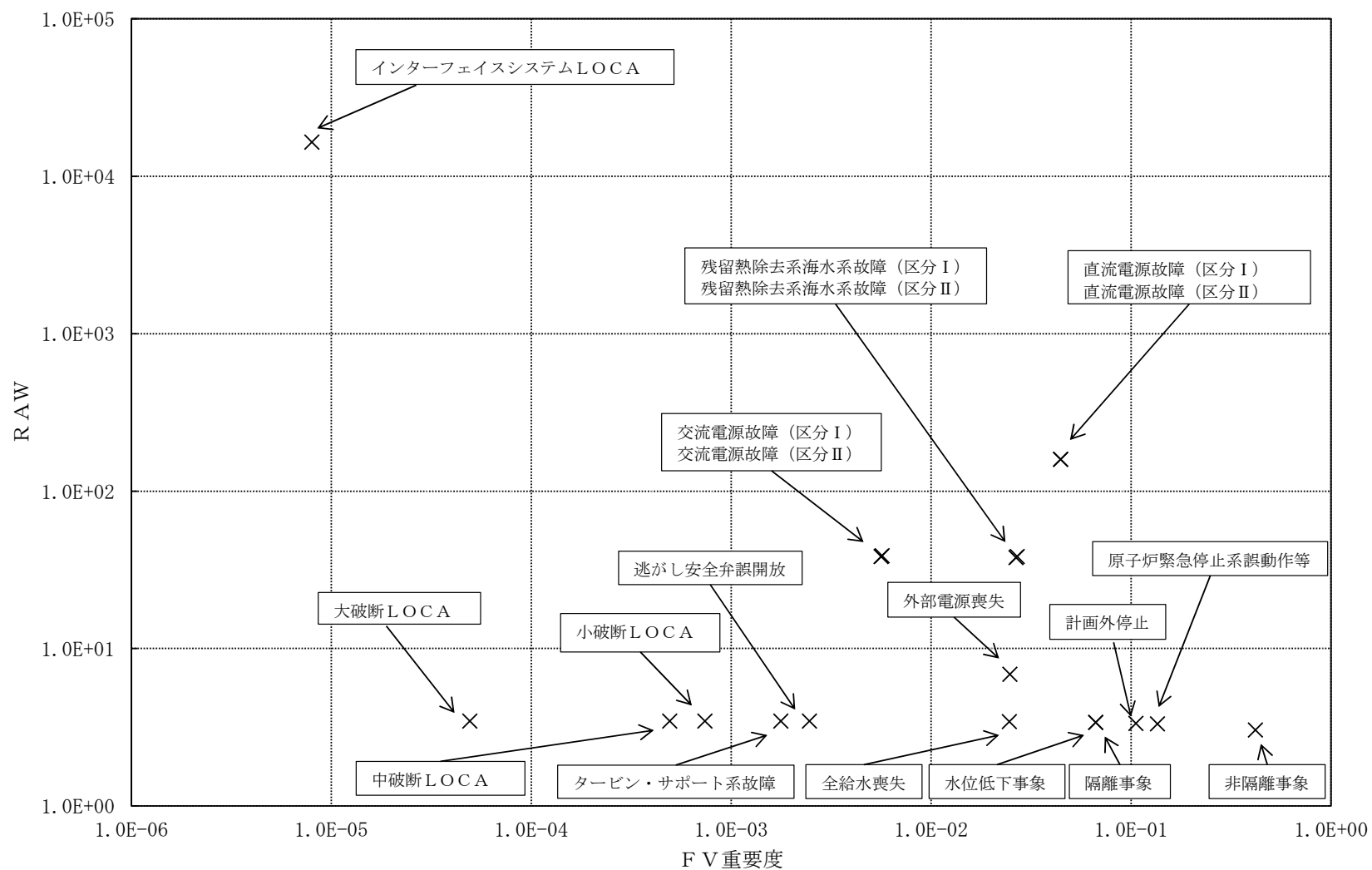
第 3. 1. 1. 6－1 図 共通要因故障同定のフロー



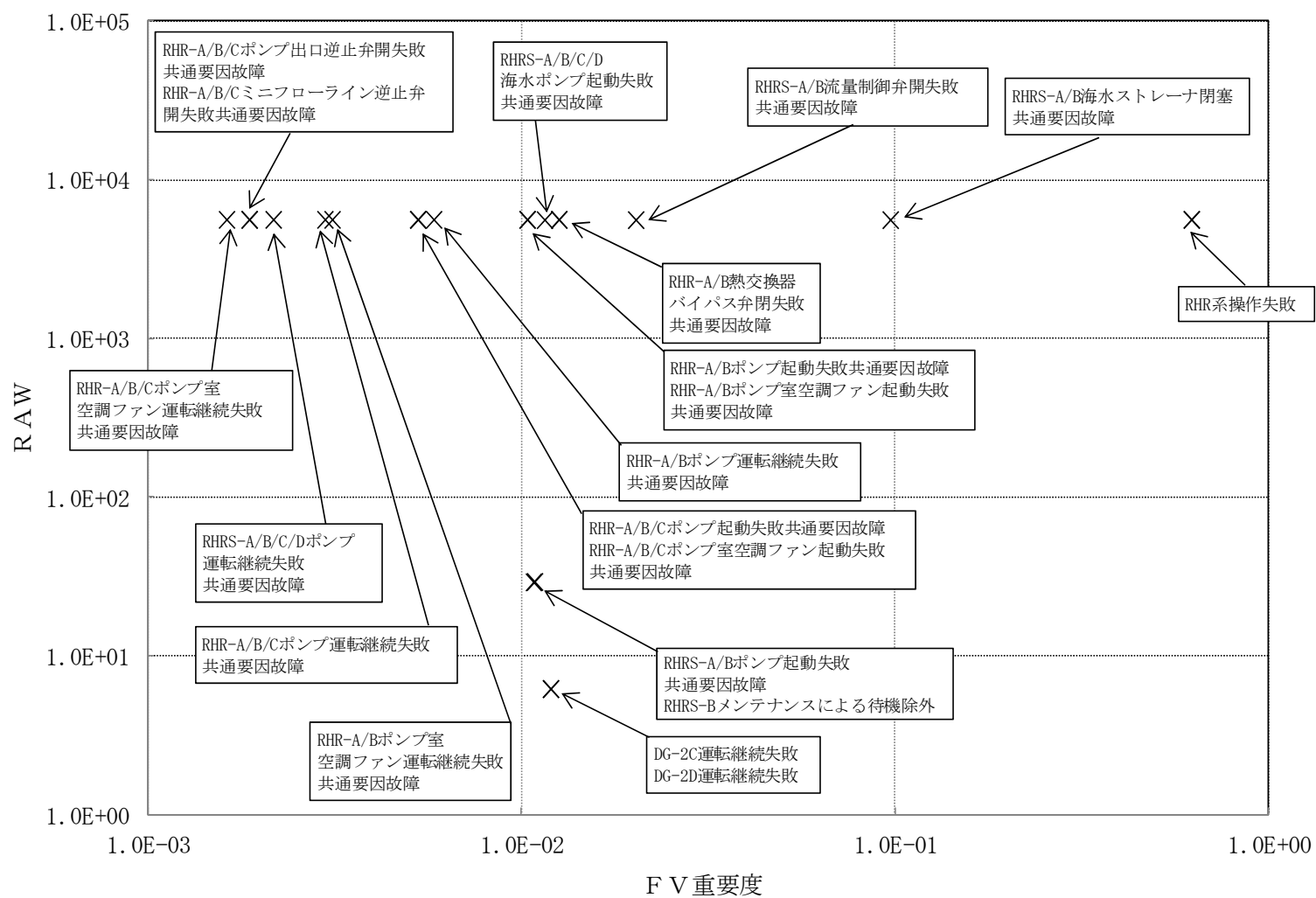
第 3.1.1.8-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合



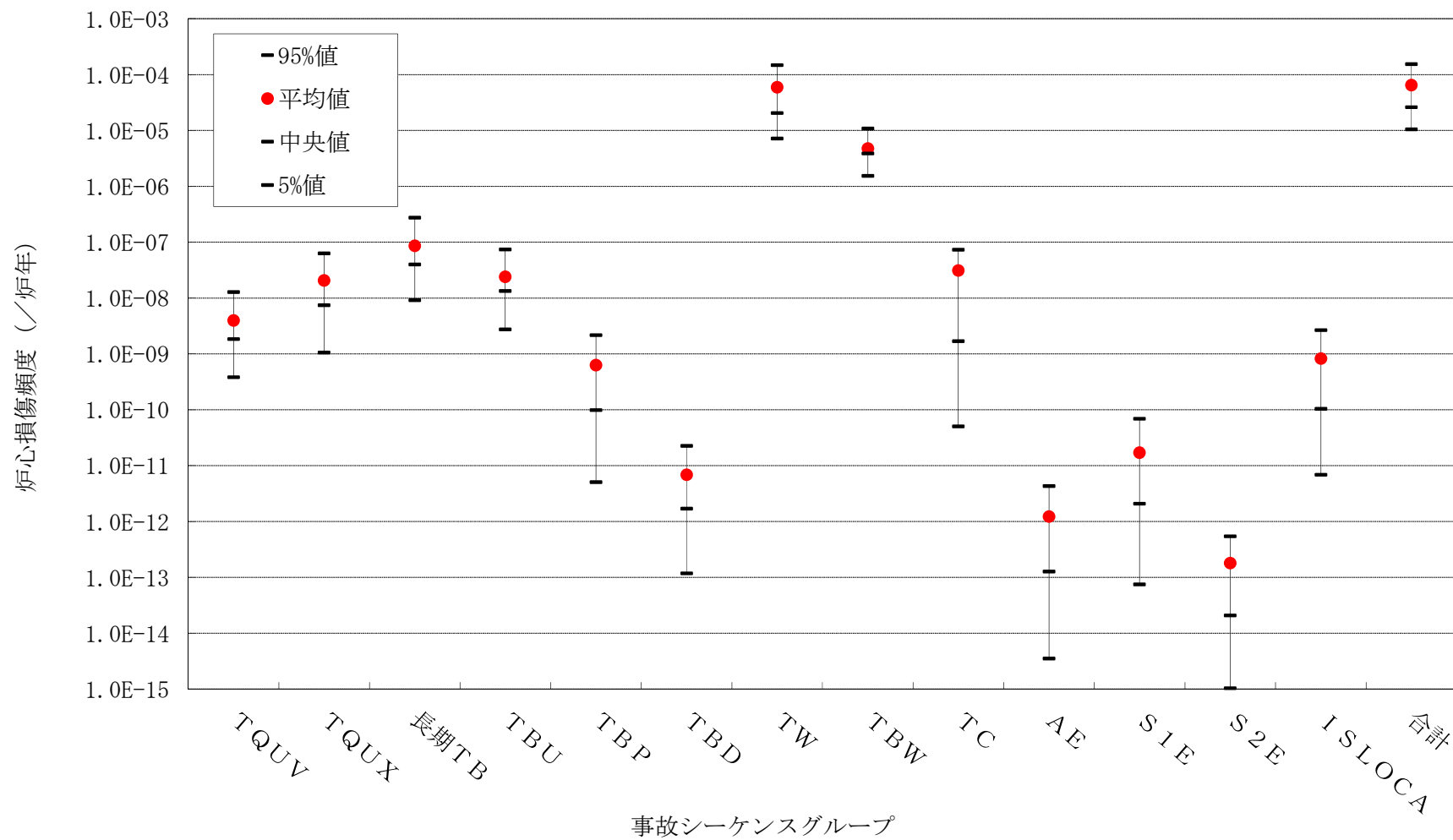
第 3.1.1.8-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合



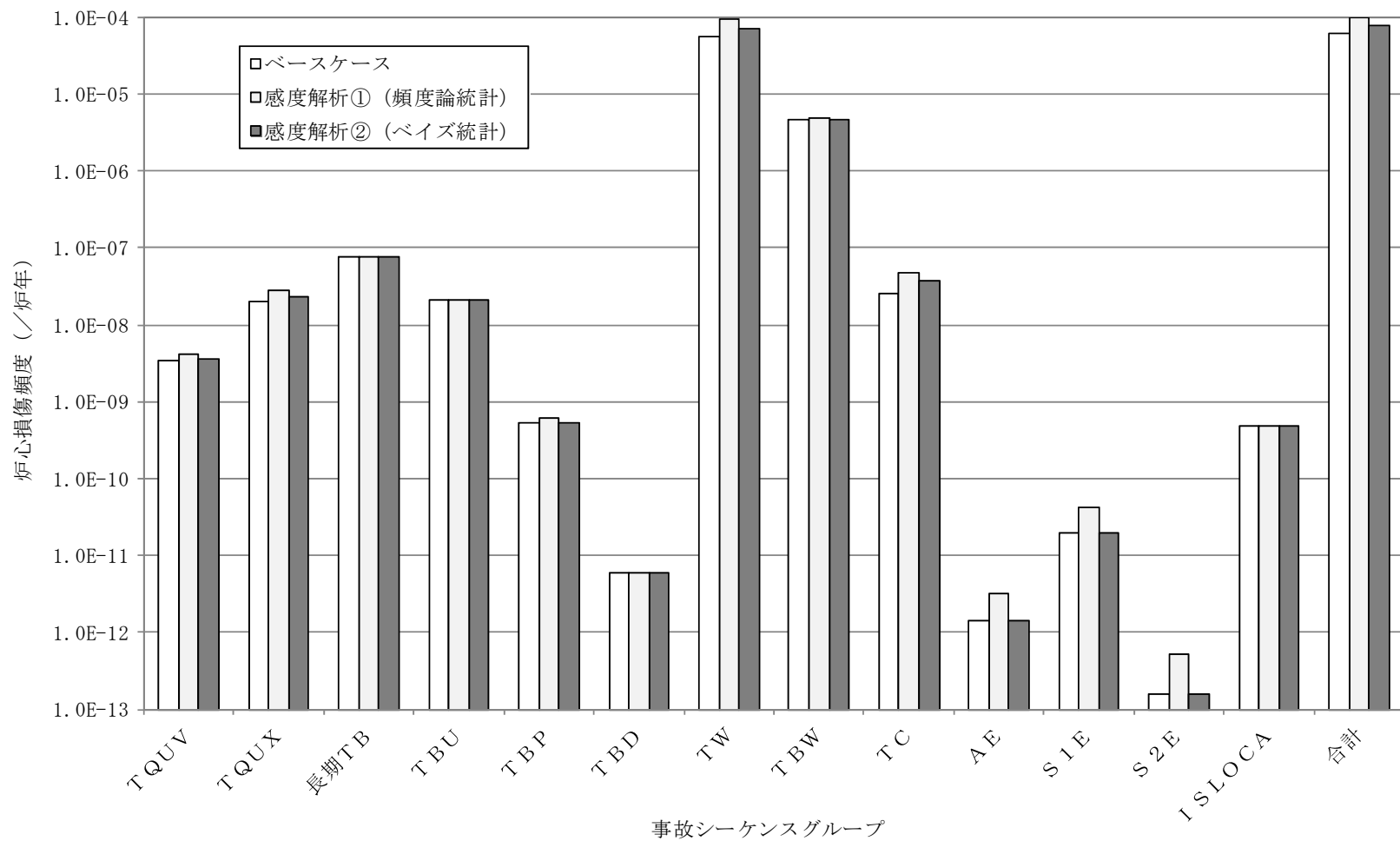
第 3.1.1.8-3 図 起因事象の重要度解析結果



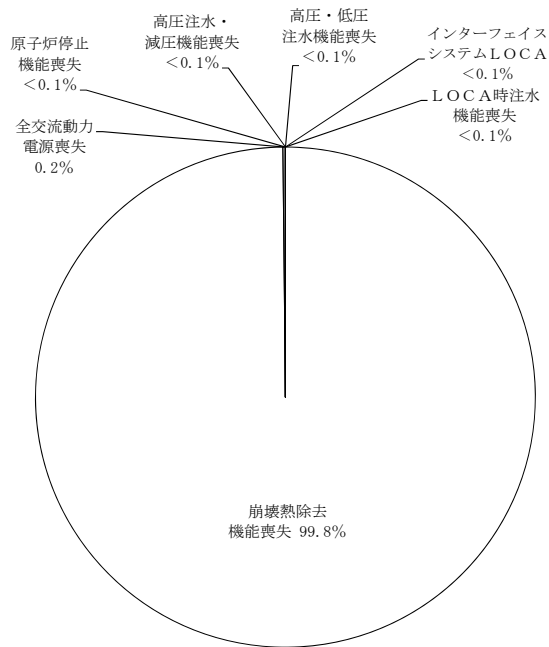
第 3.1.1.8-4 図 緩和設備の基事象の重要度解析結果



第 3.1.1.8-5 図 事故シーケンスグループ別の不確実さ解析の結果

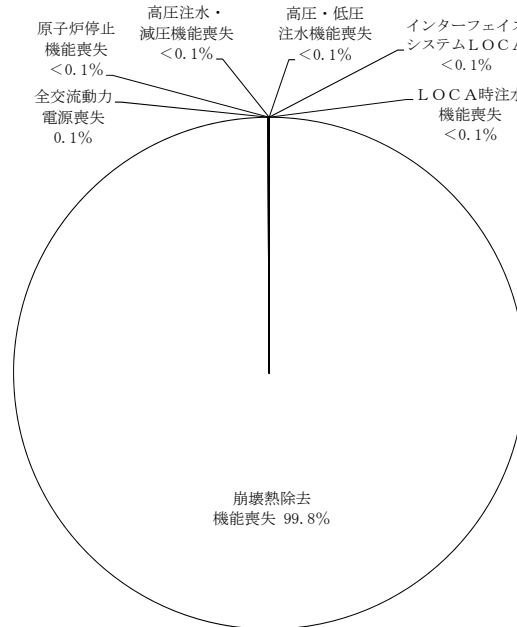


第 3.1.1.8-6 図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



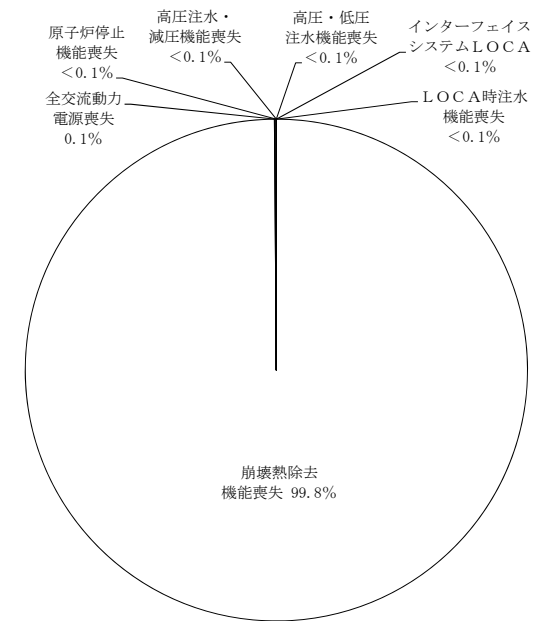
炉心損傷頻度：約 $6.1\text{E-}5$ （／炉年）

【ベースケース】



炉心損傷頻度：約 $9.8\text{E-}5$ （／炉年）

【感度解析①（頻度論統計）】



炉心損傷頻度：約 $7.7\text{E-}5$ （／炉年）

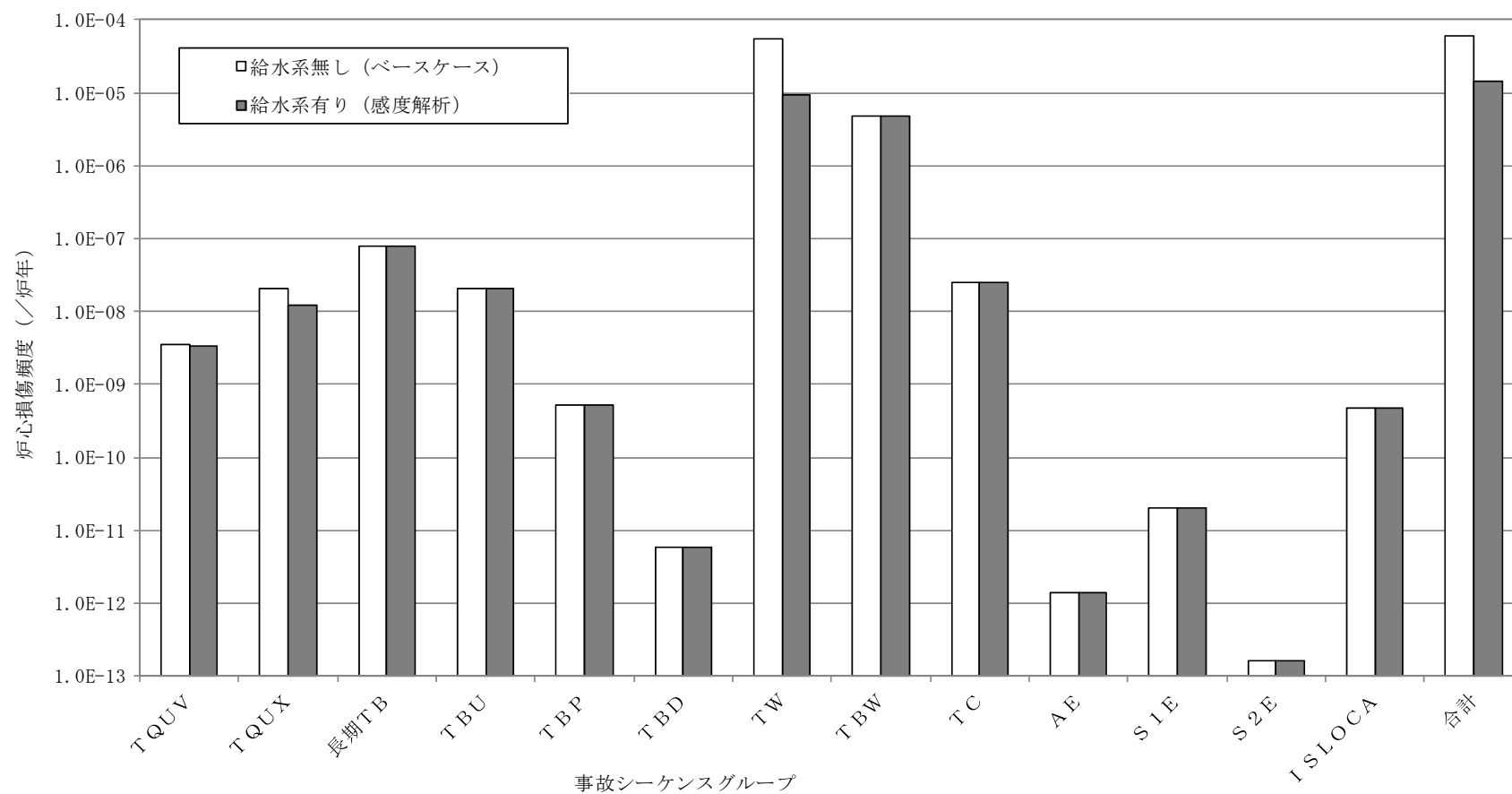
【感度解析②（ベイズ統計）】

第 3.1.1.8-7 図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）

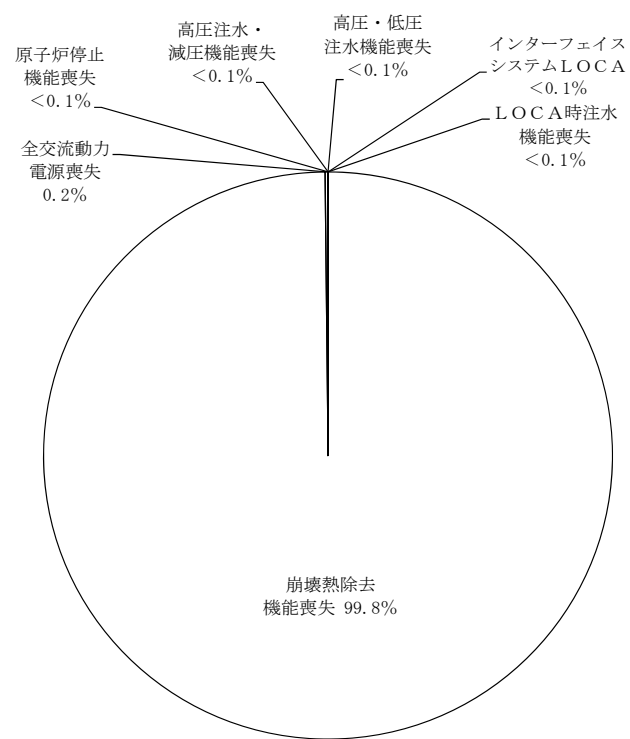
非隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系※	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態
T1	MN	C	M	P	Q	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB		
															1	-
															2	-
															3	-
															4	TW
															5	-
															6	-
															7	TW
															8	-
															9	-
															10	TW
															11	-
															12	-
															13	TW
															14	-
															15	-
															16	TW
															17	-
															18	-
															19	TW
															20	TQUV
															21	TQUX
															22	-
															23	-
															24	TW
															25	-
															26	-
															27	TW
															28	-
															29	-
															30	TW
															31	-
															32	-
															33	TW
															34	-
															35	-
															36	TW
															37	TQUV
															38	-
															39	-
															40	-
																合計値

※ 給水系は復水系を含めてモデル化。

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

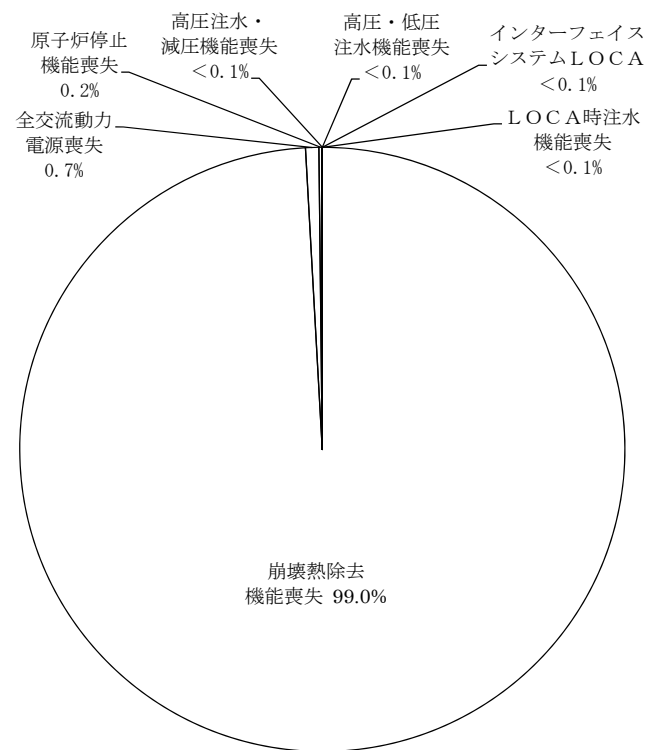


第 3.1.1.8-9 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



炉心損傷頻度：約 $6.1\text{E-}5$ (／炉年)

【給水系無し（ベースケース）】



炉心損傷頻度：約 $1.4\text{E-}5$ (／炉年)

【給水系有り（感度解析）】

第 3.1.1.8-10 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）

3.1.2 停止時 P R A

停止時 P R A は一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 P S A 編）：2010」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 3.1.2-1 図に示す。

3.1.2.1 対象プラント

(1) 対象とするプラントの説明

a. 東海第二発電所の概要

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

b. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要

P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 3.1.2.1-1 表に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第 3.1.2.1-1 図に、各系統設備概要を第 3.1.2.1-2 表に示す。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

プラント停止時には、試験時や点検時を除き原則として制御棒（C R）が挿入状態にあり、また反応度投入事象を起因事象から除外したことから、原子炉停止機能に関する系統は考慮しない。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

プラント停止時には、残留熱除去系（R H R）等により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時にあつては、非常用炉心冷却系（E C C S）の注水機能等を用いて原子炉を冷却する。

なお，原子炉隔離時冷却系（R C I C）及び自動減圧系（A D S）は，原子炉が低圧状態であることから，これらの系統は考慮しない。

i) 残留熱除去系（R H R）（原子炉停止時冷却系）

（第 3.1.1.1-7 図）

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は R H R の 1 つの機能であり，原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は，原子炉冷却材を原子炉再循環ポンプ入口側から R H R ポンプ及び熱交換器を経由させ，原子炉再循環ポンプ出口側に戻し，炉心を冷却する。

ii) 非常用炉心冷却系（E C C S）

プラント停止時には，E C C S として高圧炉心スプレイ系（H P C S）（第 3.1.1.1-4 図），低圧炉心スプレイ系（L P C S）（第 3.1.1.1-6 図）及び低圧注水系（L P C I）（第 3.1.1.1-7 図）に期待できる。ただし，プラント停止時には，自動起動信号に期待せず手動操作にて起動し，原子炉へ注水する。なお，系統構成等については，運転時と同じである。

iii) 復水移送系（C S T）

C S T は，プラント停止時に通常使用する系統であり，E C C S 水張りライン等から原子炉への注水が可能である。

(c) 安全機能のサポートに関する機能

事故時に基本的な安全機能を果たす系統をサポートする系統である。本 P R A では，サポート系として補機冷却系と電

源系を考慮している。なお、本 P R A では、タイラインによるサポート系の融通については期待していない。非常用補機冷却系の系統概要図を第 3.1.1.1-9 図に示す。また、所内単線結線図を第 3.1.1.1-10 図に、電源系統の概要図を第 3.1.1.1-11 図に示す。

i) 残留熱除去系海水系 (R H R S)

R H R S は、L P C S 及び R H R の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W)

D G S W は、D G - 2 C / 2 D の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (H P C S - D G S W)

H P C S - D G S W は、H P C S 及び H P C S - D G の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iv) 電源系

プラント停止中は、起動変圧器から外部電源を受電する。外部電源 (275kV系) 喪失時、非常用母線 2 D 及び H P C S 母線は予備変圧器 (154kV系) からの受電に切り替わる。なお、非常用母線 2 C は後述の D G - 2 C からの受電が優先されるため、必要に応じ、手動操作にて予備変圧器からの受電に切り替える。常用母線から非常用母線への給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知して D G - 2 C / 2 D 及び H P C S - D G が自動起動し、非常用母線を介して非常用機器に給電する。

直流電源系は、125V、250V、24V系に分離され、それぞれ充電器、予備充電器及び蓄電池を備えている。本PRAにおいて考慮している125V系は、A系、B系及びHPCS系があり、遮断器の開閉に必要な制御電源の供給やDGの起動等にも用いられる。

(2) 停止時のプラント状態の推移

a. 評価対象期間

原子炉停止過程においては、全制御棒全挿入後に復水器真空破壊が行われ、この時点で給復水系が使用できなくなる等、設備構成が大きく変化する。一方、原子炉起動過程における全制御棒引抜開始の直前に復水器の真空度が上昇し、出力運転時とほぼ同等の設備構成となる。以上のことから、停止時PRAの評価対象期間は、原子炉停止過程における「復水器真空破壊」の時点から原子炉起動過程における「CR引抜開始」の時点までとする。

b. 停止時のプラント状態の推移

プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱除去等に対する成功基準、余裕時間、及び使用可能な設備の組み合わせが変化するため、停止時PRAにおいては、このようなプラント状態（POS：Plant Operational State）を適切に分類して評価を行う必要がある。BWRプラントの代表的なPOSの推移は、上述の観点から第3.1.2.1-2図に示すとおり、次の5つに大きく分類できる。

(a) 原子炉冷温停止への移行状態

(b) PCV／原子炉圧力容器（RPV）開放への移行状態

- (c) 原子炉ウェル満水状態
- (d) P C V / R P V 閉鎖への移行状態
- (e) 起動準備状態

各 P O S の考え方を以下に示す。

- (a) 原子炉冷温停止への移行状態 (P O S - S)

通常のプラント停止では、残留熱除去系（原子炉停止時冷却）で除熱可能な圧力に減圧するまでは、主蒸気系を介して、復水器により原子炉は除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による除熱を開始した後、復水器の真空を破壊し、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は崩壊熱が大きく、原子炉冷却材インベントリも運転中と変わらない。この期間は、運転中の R H R 1 系統のほかに、残りの R H R 1 系統が待機状態にある。復水器真空破壊から R P V 開放工程へ移行するまでの期間を「原子炉冷温停止への移行状態」として分類する。

- (b) P C V / R P V 開放への移行状態 (P O S - A)

R P V の開放開始から原子炉ウェル水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的高く、原子炉冷却材インベントリも運転中と大きく変わらない。この期間中は、運転中の R H R 1 系統のほかに、残りの R H R 1 系統が待機状態にある。R P V 開放工程開始から原子炉ウェル水張り完了までの期間を「P C V / R P V 開放への移行状態」として分類する。

- (c) 原子炉ウェル満水状態 (P O S - B)

R P V 開放完了から原子炉ウェル水抜き開始までの期間は、原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は、原子炉冷却

材インベントリが多く，RHRによる除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。原子炉ウェルが満水の期間を「原子炉ウェル満水状態」として分類する。

(d) PCV/RPV閉鎖への移行状態（POS-C）

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は，系統の保守点検は継続中であるが，原子炉冷却材インベントリは運転中とほぼ同じである。しかし，崩壊熱は，プラント停止直後の1/10程度に低下している。原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間を「PCV/RPV復旧への移行状態」として分類する。

(e) 起動準備状態（POS-D）

PCV/RPV復旧が終了後，プラントの再起動までに系統の機能確認等の起動準備が実施される。この期間中は，系統の保守点検が終了しており，緩和系統の多くが待機状態となっている。PCV/RPV復旧終了からCR引抜開始までの期間を「起動準備状態」として分類する。

(3) プラント状態分類

a. 評価対象工程の選定

評価対象とする施設定期検査工程は，過去の運転実績を代表するものである必要があるため，過去の施設定期検査のうち，以下の観点に基づいて選定した。

- ・ 通常の施設定期検査で実施される作業が含まれる標準的な施設定期検査を選定する。
- ・ 大規模な工事やトラブル等による点検工程を含まない施設定期検査を選定する。

- ・平成 13 年 1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査を選定する。

東海第二発電所の平成 13 年 1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査の実績概要を第 3.1.2.1-3 表に示す。抽出の結果、特殊工程が含まれていない標準的な施設定期検査工程である第 19 回施設定期検査を選定した。

b. プラント状態分類

上記 a. で選定した評価対象工程について、「(2) 停止時のプラント状態の推移」に基づき P O S を分類した。また、施設定期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組合せの変化を考慮し、P O S - B 及び P O S - C を、それぞれ P O S - B 1 ~ B 6 及び P O S - C 1, C 2 に細分化した。P O S の分類結果を第 3.1.2.1-3 図に示す。

3.1.2.2 起因事象

炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し、その発生頻度を評価した。

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について、以下の手法により、検討し選定を行った。

a. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

発生する可能性のある起因事象を網羅的に同定するため、マスターロジックダイアグラムを用いて分析・抽出を行った。抽出結果については第 3.1.2.2-1 図に示す。

炉心損傷に至る可能性のある異常事象の要因は、大別して「燃料の熱的損傷」及び「燃料の機械的損傷」が考えられる。このうち、「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」及び「燃料の冷却不良」が考えられる。また、「燃料の冷却不良」は、「崩壊熱除去失敗」に起因した冷却材蒸発による燃料の露出及び「原子炉冷却材の流出」による燃料の露出が考えられる。

(a) 崩壊熱除去失敗

崩壊熱除去失敗に係る起因事象として、「残留熱除去系の故障」及び「外部電源喪失」を選定した。なお、「残留熱除去系の故障」としては、フロントライン系の故障による「RHR喪失」及びRHRのサポート系であるRHR Sの故障による「RHR S喪失」を起因事象として選定した。

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出に係る起因事象は、運転操作や保守点検の作業中に発生する操作ミス等の人的過誤に起因する原子炉冷

却材の流出事象と、配管や機器の破損等に起因する原子炉冷却材の流出事象がある。配管や機器の破損等に起因する原子炉冷却材の流出事象として「インターフェイスシステム L O C A」及び「配管破断 L O C A」が考えられるが、これらの事象については後述する理由により評価対象から除外したため、停止時 P R Aにおける原子炉冷却材の流出事象として、運転操作や保守点検の作業中の人的過誤に起因する事象を対象とした。

停止中の作業を調査した結果、運転操作中の人的過誤に起因する原子炉冷却材の流出事象として、「R H R 切替時の L O C A」及び「C U W ブロー（原子炉冷却材浄化系による原子炉水位の下降操作）時の L O C A」を、保守点検中の人的過誤に起因する原子炉冷却材の流出事象として、「制御棒駆動機構（C R D）点検時の L O C A」及び「局部出力領域計装（L P R M）点検時の L O C A」を起因事象として選定した。

(c) 燃料の機械的損傷及び燃料の過出力

燃料の機械的損傷として「燃料集合体の落下事象」及び燃料の過出力として「反応度投入事象」が考えられるが、後述する理由により評価対象から除外した。

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

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例について、原子炉施設運転管理年報等により調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。

c. 国内外での既往の P R A による知見の活用

既往の P R A で選定された起因事象について調査を実施した。

調査結果を第 3.1.2.2-1 表に示す。

(2) 評価対象外とした起回事象

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

a. インターフェイスシステム L O C A

この事象は、R P V に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによって、低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を引き起こし、原子炉冷却材が P C V 外に流出する事象である。停止時 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり R P V が開放されている。また、R P V が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステム L O C A が発生する確率は通常運転時と比べ非常に小さい。検査時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持する。検査の性質上、原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、また、その場合、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステム L O C A が発生する確率は非常に小さい。さらに、検査において原子炉が高圧に保持される時間は数時間程度と短い。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

b. 配管破断 L O C A

停止時 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり R P V が開放されている。また、R P V が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリ

配管は出力運転時の圧力等も考慮した設計であることから、原子炉圧力が低い状態で配管が破断する確率は十分小さい。検査時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持するが、原子炉が高压に保持される時間は数時間程度と短い。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

c. 燃料集合体の落下事象

燃料取扱機器は、燃料集合体の総重量を十分に上回る強度に設計されており、さらに、燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策として、燃料つかみ機のワイヤの2重化を行っている。燃料つかみ機は空気作動式であり、作動空気が供給されなければ燃料集合体を外せないフェイル・セーフ設計になっている。こうした設計上の配慮から、燃料取替中に燃料集合体が落下する確率は非常に小さいと考えられる。

また、設置変更許可申請書添付書類十の事故解析において、燃料集合体の落下事象について評価が行われており、燃料取替作業中に、燃料集合体（1体）が炉心上に落下することが仮定されているが、破損した燃料棒から放出される核分裂生成物による外部への影響は、小さいものとなっている。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

d. 反応度投入事象

プラント停止時には試験時や点検時を除き、原則として制御棒が挿入されており、制御棒又は燃料に係る作業等においては、複数の人的過誤又は機器故障が重畳しない限り反応度が投入されることがないため、この事象が発生する可能性は十分に小さい。

また、万一反応度が投入される事象が発生した場合でも、作業

は制御棒又は燃料 1 体ごとに実施しており，影響は限定されるため，本事象は対象外とした。

また，近年，BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが，本件への対応として，冷却水ヘッダ圧力上昇時に制御棒駆動水ポンプを停止するインターロックの設置等により，同様の事象発生は防止されている。

e. RHR 運転中の LOCA

本事象は，運転中の RHR から，弁の故障を要因として冷却材が流出する事象が考えられるが，人的過誤が主な要因となる RHR 切替時の LOCA と比較して，発生頻度は十分小さくなる。また，RHR 運転中の LOCA は，RHR 切替時の LOCA と同様に緩和設備の待機／待機除外状態によらず，運転員の認知失敗が炉心損傷に至る主要な要因となるため，炉心損傷頻度についても RHR 切替時の LOCA と比較して十分小さい値となる。以上より，本事象は対象外とした。

(3) 起回事象のグループ化

起回事象については，事象の類似した起回事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起回事象をグループ化する際には，事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり，同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起回事象であるため，同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起回事象をグループ化することとしている。

本 PRA で評価対象とした起回事象のうち，RHR S 喪失及び外部電源喪失については，従属性を有する起回事象であり，他の起回事象

と同一のグループとしない。また，原子炉冷却材流出の各起因事象についても，必ずしも同じ P O S で実施される作業ではないことから，他の起因事象と同一のグループとしない。そのため，選定した起因事象については，それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとし，グループ化はしない。

以上により，本 P R A で評価対象として選定した起因事象を第 3.1.2.2-2 表に示す。

(4) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象の発生頻度を第3.1.2.2-3表に示す。また，P O S 別の起因事象発生頻度を第3.1.2.2-4表に示す。各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。

a. 残留熱除去系の故障の発生頻度

R H R 喪失及び R H R S 喪失の発生頻度は，利用可能な最新のデータである平成20年度末までの国内 B W R プラントの停止時運転実績から得られた起因事象の発生件数を総施設定期検査日数で除して算出した。なお，R H R S 喪失については，発生件数がないため，発生件数を0.5件として算出した。

(a) R H R 喪失の発生頻度

$$4 / 70,822 = 5.6E-5 / \text{日}$$

R H R 喪失の発生件数	: 4件

総施設定期検査日数	: 70,822日

(b) R H R S 喪失の発生頻度

$$0.5 / 70,822 = 7.1E-6 / \text{日}$$

R H R S 喪失の発生件数 [※]	: 0.5件

総施設定期検査日数	: 70,822日

※：発生件数がないため，発生件数を0.5件と仮定。

b．外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は，出力運転時と停止時に発生した3件を暦年で除したものと，停止時特有（外部電源が1系列のみ利用可能な状態）の外部電源喪失事象1件を総施設定期検査日数で除したものを足し合わせて算出した。運転実績には，利用可能な最新のデータである平成20年度末までの実績を用いている。

$$(3/706.1/365.25) + (1/70,822) = 2.6E-5/\text{日}$$

外部電源喪失の発生件数 （停止時特有の事象を除く）	: 3件
外部電源喪失の発生件数 （停止時特有の事象）	: 1件
暦年	: 706.1炉年
1年の平均日数	: 365.25日
総施設定期検査日数	: 70,822日

c．原子炉冷却材の流出の発生頻度

原子炉冷却材の流出の起因事象発生頻度は，保守点検や運転操作の作業中の人的過誤確率を人間信頼性解析により算出した。

(a) RHR切替時のLOCAの発生頻度

RHR切替時に，停止時冷却ライン調整弁の開操作失敗の人的過誤によって，最低流量が確保されずミニフロー弁が開となり，LOCAが発生すると想定した。人的過誤確率を評価した結果，発生頻度は $2.3E-4$ /回となった。評価に用いた人的過誤確率を第3.1.2.2-5表に示す。

(b) C UWブロー時のLOCAの発生頻度

C UWによる原子炉水位の下降操作時に，C UWブロー弁の開

め忘れの人的過誤により，L O C Aが発生すると想定した。人的過誤確率を評価した結果，発生頻度は $9.7\text{E-}5$ ／回となった。評価に用いた人的過誤確率を第3.1.2.2－6表に示す。

(c) C R D点検時のL O C Aの発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるC R Dの点検作業における人的過誤により，L O C Aが発生すると想定した。原子炉冷却材の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し評価した結果，C R D1本当たりの起因事象発生頻度は $1.1\text{E-}6$ ／本となった。

(d) L P R M点検時のL O C Aの発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるL P R Mの点検作業における人的過誤により，L O C Aが発生すると想定した。原子炉冷却材の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し評価した結果，L P R M1本当たりの起因事象発生頻度は $5.4\text{E-}7$ ／本となった。

3.1.2.3 成功基準

炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要とされる緩和設備又は緩和操作の組合せ，及びそれらの機能を達成するために必要な条件を以下に定めた。

(1) 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・炉心燃料の有効燃料長頂部（T A F）が露出した状態

(2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表

各 P O S に対して想定した起因事象ごとに，炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定した。設定した成功基準の一覧を第 3.1.2.3－1 表に示す。また，R H R S の成功基準を第 3.1.2.3－2 表に，E C C S ポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.2.3－3 表に示す。

成功基準の設定に当たって使用した崩壊熱については，May－Witt の式を用いて評価した。なお，崩壊熱は時間とともに減少するため，P O S 区間においても成功基準が変わることが考えられるが，評価上は崩壊熱がその P O S 区間の初期で一定と仮定し，成功基準を設定する。

a．除熱機能に対する成功基準

除熱機能に対する各緩和設備の成功基準は，熱交換器の除熱能力が崩壊熱を上回ることとする。

除熱能力と崩壊熱の評価結果を第 3.1.2.3－1 図に示す。評価結果より，全 P O S にわたり，R H R 1 系統にて，崩壊熱を上回る除熱能力がある。

b．注水機能（残留熱除去系の故障時）に対する成功基準

残留熱除去系の故障時の注水機能に対する各緩和設備の成功

基準は、崩壊熱による蒸発量以上の注水能力を有することとする。

注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果を第 3.1.2.3-2 図に示す。評価結果より、全 P O S にわたり、L P C S，L P C I，H P C S 及び C S T のいずれにおいても 1 系統で、崩壊熱による蒸発量を上回る注水能力がある。

c. 注水機能（原子炉冷却材の流出時）に対する成功基準

原子炉冷却材の流出時の注水機能に対する各緩和設備の成功基準は、原子炉冷却材の流出量以上の注水能力を有することとする。

L P C S，L P C I 及び H P C S にて、全ての原子炉冷却材の流出の起因事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。また、C S T においては、「C R D 点検時の L O C A」の大規模流出時以外の原子炉冷却材流出の起因事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。

(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

本評価では、起因事象ごとに各 P O S における余裕時間を以下のとおり評価した。評価に使用した冷却材の保有水量を第 3.1.2.3-3 図に示す。また、冷却材の初期水温は燃料交換作業や原子炉周りの機器の保守が行える最高温度である 52℃と仮定した。

(a) 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

原子炉水位が T A F に到達するまでに、除熱系緩和設備及び注水系緩和設備の作動が必要となるため、T A F に到達す

るまでの余裕時間を以下の式を使用して評価する。評価には以下の式を使用した。各 P O S における余裕時間を第 3.1.2.3－4 表に示す。

なお、第 3.1.2.3－4 表に示すとおり、各 P O S における余裕時間は最も短い P O S－S でも 4 時間以上あり、T A F に到達までに崩壊熱除去機能が喪失していることの認知に失敗することは想定し難いため、本 P R A では認知失敗を考慮しないこととする。

i) 冷却材温度が 100℃に到達するまでの余裕時間

$$T_1 = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q}$$

T_1 : 冷却材温度が 100℃に到達するまでの余裕時間 (h)

ΔT : 差温 (100℃－初期水温) (℃)

M_1 : 保有水量 (m^3)

C : 比熱 ($J/m^3/^\circ C$)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

ii) 原子炉水位が T A F に到達するまでの余裕時間

$$T_2 = T_1 + \frac{M_2 \times H_v}{Q}$$

T_2 : T A F 到達までの余裕時間 (h)

M_2 : T A F までの水量 (m^3)

H_v : 蒸発潜熱 (J/m^3)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出時の余裕時間は、原子炉水位が通常水

位の場合と原子炉ウェル満水の場合に分けて設定する。

i) 通常水位の場合

通常水位の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「RHR切替時のLOCA」及び「CUWブロー時のLOCA」がある。事象発生後の緩和操作を遂行するまでの余裕時間として、流出量とTAFまでの保有水量から3時間と設定した。

ii) 原子炉ウェル満水の場合

原子炉ウェル満水の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「CRD点検時のLOCA」,「LPRM点検時のLOCA」及び「RHR切替時のLOCA」がある。CRD点検及びLPRM点検は現場作業に伴う人的過誤で発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。また、原子炉ウェル満水時のRHR切替時のLOCAは、TAF到達までに冷却材の流出を認知するには十分な時間があり、認知に失敗することは想定し難いため、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。

b. 使命時間

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

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

- (4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性
- 本評価において、熱水力解析等は実施していない。

3.1.2.4 事故シーケンス

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

(1) イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.2.4-1(a)図～第3.1.2.4-1(c)図に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

事故シーケンスの最終状態については、炉心損傷に至る主要因の観点から区別するために以下の事故シーケンスに分類している。

a. 崩壊熱除去機能喪失

- ・ 起因事象「残留熱除去系の故障」に対して、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス
- ・ 起因事象「外部電源喪失」に対して、非常用D Gによる交流電源の確保に成功したが、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス

b. 全交流動力電源喪失

本P R Aでは、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用D Gによる交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

- ・ 起因事象「外部電源喪失」に対して，非常用 D G による交流電源の確保に失敗し，後段の H P C S による崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス
- ・ 起因事象「外部電源喪失」に対して，直流電源の確保に失敗し，後段の H P C S による崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス

c . 原子炉冷却材の流出

- ・ 起因事象「原子炉冷却材の流出」に対して，崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス

3.1.2.5 システム信頼性

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

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれの緩和設備ごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性解析上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.2.5-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.2.5-2表に示す。システム間従属性は、イベントツリー、フォールトツリー及び両者の組合せによってモデル化した。

< 除熱機能 >

- ・ 残留熱除去系 (R H R)

< 注水機能 >

- ・ 高圧炉心スプレイ系 (H P C S)
- ・ 低圧炉心スプレイ系 (L P C S)
- ・ 低圧注水系 (L P C I)
- ・ 復水移送系 (C S T)

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間が運転中に比べ長くなる等の停止時特有の特徴を考慮し、

システム信頼性評価においては下記の a . ～ d . を仮定している。

a . 信号

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

b . ポンプ室空調機，D G 室空調機

運転時と同様にポンプ室空調機及び D G 室空調機をモデル化する。

c . 現場操作

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

d . メンテナンス

停止時 P R A では，機器の待機除外状態はプラント状態分類の中で直接考慮しているため，メンテナンスはモデル化していない。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では，フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し，信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器でモデル化す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 (1) に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し，

定量化を実施した。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第3.1.2.5-3表に示す。また，起因事象「残留熱除去系の故障」における各緩和設備の主要なミニマルカットセットを第3.1.2.5-4(a)表～第3.1.2.5-4(i)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

停止時PRAの評価に当たって，システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

3.1.2.6 信頼性パラメータ

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

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤（3.1.2.7項）等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は，原則として，NUC I Aで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用する。また，NUC I Aで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

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

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障確率

又は

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

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率（／時間）

T_s : 平均試験間隔（時間）

・機能維持失敗確率

$$Q = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率（／時間）

T_m : 使命時間（時間）

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。

(4) 待機除外確率

本評価では、機器の待機除外状態はPOS分類の中で直接考慮しているため使用しない。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用いられる機器については、共通要因故障を考慮する。共通要因故障を考慮する機器と故障モードの同定フロー図を第3.1.2.6-1図に示す。フロー図に従い、以下の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

a. 冗長の機能を有する同種機器

b. 起因事象発生前の運転状態が同一

c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要

因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器の各故障モードについては、全炉心損傷頻度への影響が大きいと想定されるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第3.1.2.6-1表及び第3.1.2.6-2表に示す。

なお、本評価では、M G L (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障を考慮した。共通要因故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはP R Aでの使用実績がある文献等から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。本評価で利用した共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.2.6-3表に示す。

3.1.2.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価するものである。

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

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（N U R E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他の運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果を第3.1.2.7-1表に示す。

a. 起因事象発生前の人的過誤

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

b. 起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤としては、非常時運転手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩和操作を同定している。具体的には、起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して、認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

認知失敗では、警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗確率は、THERP手法に基づき、時間信頼性曲線を用いており、対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。なお、時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間は、3.1.2.3項で設定した余裕時間を用いる。ただし、残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、TAFが露出するまでの時間を考慮し、認知失敗は考慮しない。

(b) 操作失敗

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

3.1.2.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。停止時PRAにおける炉心損傷頻度は、分類された各POSの炉心損傷頻度を合算することによって1回の停止当たりの炉心損傷頻度を算出しておりその単位は「(／施設定期検査)」となる。また、POS当たりの炉心損傷頻度の単位は「(／POS)」とする。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

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

(2) 炉心損傷頻度（点推定値）

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は約 $5.0\text{E-}6$ ／施設定期検査となった。起因事象別及びPOS別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.8-1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3.1.2.8-2表に、一日当たりの炉心損傷頻度の変化を第3.1.2.8-1図に示す。また、起因事象別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-2図に、POS別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-3図に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-4図に示す。

事故シーケンスグループに対する分析結果について第3.1.2.8-3表に示す。

a. 評価結果の分析

起因事象別の炉心損傷頻度は、外部電源喪失の寄与割合が約

77.4%と最も大きく、次いで残留熱除去系の故障の寄与割合が約22.6%と大きくなった。また、POS別の炉心損傷頻度は、POS-B3が58.8%と最も寄与割合が大きく、次いでPOS-B1が21.1%、POS-B2が18.9%となった。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、全交流動力電源喪失が約71.1%、崩壊熱除去機能喪失が約28.8%と寄与割合が大きくなった。POS-B1～B3の炉心損傷頻度が大きくなる理由は以下のとおり。

【外部電源喪失】

POS-B1～B3においては待機状態の非常用DGが1台のみであり、起因事象「外部電源喪失」発生後、待機状態の非常DG1台が機能喪失した場合、全交流動力電源喪失となるため。

【残留熱除去系の故障】

POS-B1～B3においては使用可能である除熱・注水設備がRHR1系統及びCST1系統のみであり、起因事象「残留熱除去系の故障」発生後、CSTが機能喪失した場合、崩壊熱除去機能喪失となるため。

なお、特にPOS-B3の炉心損傷頻度の寄与割合が大きいのは、POSの日数が長いことによるものである。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell - Vesely (FV) 重要度及びRisk Achievement Worth (RAW) を評価した。それぞれの評価結果を第3.1.2.8-4表，第

3.1.2.8-5表及び第3.1.2.8-5図に示す。

F V 重要度では、非常 D G 及び C S T に関する機器が上位を占める結果となった。F V 重要度において非常用 D G 及び C S T に関する基事象が上位となったのは、上記(2)における評価結果の分析と同じく、P O S - B 1 ~ B 3 において、待機状態の非常用 D G が1台のみであること、及び残留熱除去系の故障が発生した場合に、使用可能である除熱・注水設備が C S T 1 系統のみであることによる。

R A W の上位は軽油貯蔵タンク関連となっている。これは、軽油貯蔵タンクが D G - 2 C , 2 D , H P C S - D G それぞれのデイトンクへ燃料を供給する共通のタンクであること、また軽油貯蔵タンクは静的機器であり信頼度が高いことによる。

b . 不確実さ解析

全炉心損傷頻度の 5 % 値、中央値、平均値、及び 95 % 値を評価した。評価結果を第 3.1.2.8-6 表に示す。

全炉心損傷頻度の点推定値と平均値は概ね一致した。また、全炉心損傷頻度のエラーファクタは約 2.7 となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、95 % 値と 5 % 値の間に約 7 倍の不確実さ幅があることを意味する。

c . 感度解析

停止時 P R A の炉心損傷頻度は、緩和設備（の保守点検に伴う待機除外の有無）に強く依存する。本 P R A で評価対象とした第 19 回施設定期検査工程では、P O S - B 1 ~ B 3 において待機状態の非常用 D G が 1 台のみであること、及び残留熱除去系の故障が発生した場合に使用可能な除熱・注水設備が C S T 1 系統

のみであることにより，この期間の炉心損傷頻度が支配的となった。しかしながら，現在の保安規定では，プラント停止期間中において，2台以上の非常用発電設備が動作可能であることを運転上の制限としていることから，POS－B1～B3の期間において非常用DGが2台待機状態を仮定した場合の感度解析を実施した。なお，非常用DG2台の待機に合わせ，除熱・注水設備としてCST2系統が使用可能であると仮定した。感度解析の結果を第3.1.2.8－7表に示す。また，ベースケースとの比較を第3.1.2.8－6図に示す。

感度解析の結果，全炉心損傷頻度の値は約75%低減し，全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい起因事象が「外部電源喪失」から「残留熱除去系の故障」に変わる結果となった。

第 3.1.2.1-1 表 P R Aで考慮する主な設備

機能及び系統名※	系統の説明
炉心冷却機能	
残留熱除去系（RHR） （原子炉停止時冷却系）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）はRHRの機能の1つであり、電動駆動のポンプを手動起動し、原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の冷却を行う。
高圧炉心スプレイ系（HPCS）	電動駆動のポンプを手動起動し、高圧～低圧状態の炉心に注水する。
低圧炉心スプレイ系（LPCS）	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
低圧注水系（LPCI） （残留熱除去系（RHR））	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
復水移送系（CST）	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
安全機能のサポート機能	
残留熱除去系海水系（RHRS） 非常用ディーゼル発電機海水系 （DGSW） 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 （HPCS-DGSW）	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHRS：LPCS，RHR DGSW：DG-2C／2D HPCS-DGSW：HPCS，HPCS-DG
非常用ディーゼル発電機（DG）	外部電源の喪失を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
直流電源（DC）	DGの起動等に用いる。

※ 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない

第 3. 1. 2. 1－2 表 系統設備概要

系統設備	概要
残留熱除去系（RHR）	電動ポンプ台数：3 台，熱交換器台数：2 台 ・ 原子炉停止時冷却系 ：2 系統 ・ 低圧注水系（L P C I） ：3 系統 ポンプ容量：約 1,690m³/h/台
高圧炉心スプレイ系（H P C S）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
低圧炉心スプレイ系（L P C S）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
復水移送系（C S T）	電動ポンプ：2 台 ポンプ容量：約 143m³/h/台
残留熱除去系海水系（R H R S）	電動ポンプ 4 台 ポンプ容量：約 886m³/h/台
非常用ディーゼル発電機海水系（D G S W）	非常用ディーゼル発電機用：2 台 ポンプ容量：約 273m³/h/台 H P C S ディーゼル発電機用：1 台 ポンプ容量：約 233m³/h
非常用ディーゼル発電機（D G）	非常用ディーゼル発電機台数：2 台 定格容量：約 6,500KVA/台 H P C S ディーゼル発電機台数：1 台 定格容量：約 3,500KVA
直流電源（D C）	所内蓄電池：2 組 容量：A－約 3,500Ah，B－約 2,500Ah H P C S 系用蓄電池：1 組 容量：約 900Ah

第 3.1.2.1-3 表 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要

施設定期検査	解列日～併列日	施設定期検査日数	燃料取出方法	備考（大規模な工事やトラブル等）
第 18 回	H13. 3. 26～ H13. 7. 23	119	全燃料取出	・ 中性子計測ハウジング取替
第 19 回	H14. 9. 16～ H14. 12. 9	85	部分燃料取出	
第 20 回	H16. 2. 1～ H16. 4. 26	86	全燃料取出	・ ルースパーツ（H P C S デフレクタ）探査
第 21 回	H17. 4. 23～ H17. 9. 30	161	全燃料取出	・ 原子炉再循環流量制御弁取替
第 22 回	H18. 11. 18～ H. 19. 2. 12	87	全燃料取出	・ 炉内点検（ジェットポンプ流量計測管点検）
第 23 回	H20. 3. 18～ H20. 7. 9	114	全燃料取出	・ R P V バウンダリ弁点検（R P V 水抜き） ・ E C C S ストレーナ改造
第 24 回	H21. 9. 7～ H22. 3. 31	206	全燃料取出	・ 原子炉再循環ポンプ分解点検

□□ 本評価において選定した施設定期検査工程

第 3.1.2.2-1 表 既往の停止時 P R A における起因事象との比較

	Grand Gulf (NUREG/CR-6143※1)	JNES※2	本評価
R H R 喪失 (フロントライン系)	○	○	○
R H R S 喪失 (サポート系)	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 L O C A	○	○	—
C U W ブロー時の L O C A	—	—	○
R H R 運転中の L O C A	○	○	—
R H R 切替時の L O C A	○	○	○
C R D 点検時の L O C A	—	—	○
L P R M 点検時の L O C A	—	—	○

※1 NUREG／CR-6143, 「Evaluation of Potential Severe Accidents During Low Power and Shutdown Operations at Grand Gulf, Unit 1」 1994,

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

第 3.1.2.2-2 表 停止時 P R A の評価対象とする起因事象

起因事象		内容
残留熱除去系の故障	R H R 喪失	R H R の弁やポンプの故障により運転中の R H R が機能喪失する事象
	R H R S 喪失	R H R S の弁やポンプの故障により運転中の R H R S が機能喪失する事象
外部電源喪失		外部電源が喪失する事象
原子炉冷却材の流出	C U W ブロー時の L O C A	原子炉水位の下降調整操作において、人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	R H R 切替時の L O C A	R H R の系統切替え操作において、人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	C R D 点検時の L O C A	C R D 点検作業時の人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象 なお、C R D 点検時の L O C A は流出規模に応じ、大規模流出と小規模流出に分類している
	L P R M 点検時の L O C A	L P R M 点検作業時の人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象

第 3.1.2.2-3 表 起因事象発生頻度一覧

起因事象		発生頻度		評価方法
崩壊熱除去機能喪失				・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・RHR S喪失は発生実績がないため0.5回の発生を仮定 ・POSごとの起因事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
	RHR喪失	5.6E-05	(／日)	
	RHR S喪失	7.1E-06	(／日)	
外部電源喪失				・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・POSごとの起因事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
	外部電源喪失	2.6E-05	(／日)	
原子炉冷却材の流出				・人間信頼性解析により算出 ・POSごとの起因事象発生頻度は1回（本）当たりの発生頻度にPOSの期間中の操作回数（点検本数）を乗じて算出
	RHR切替時のLOCA	2.3E-04	(／回)	
	C UWブロー時のLOCA	9.7E-05	(／回)	
	CRD点検時のLOCA	1.1E-06	(／本)	
	L PRM点検時のLOCA	5.4E-07	(／本)	

第 3.1.2.2-4 表 P O S 別の起因事象発生頻度

	S 1 日間	A 2 日間	B1 5 日間	B2 3 日間	B3 14 日間	B4 8 日間	B5 12 日間	B6 13 日間	C1 8 日間	C2 9 日間	D 7 日間
RHR 喪失	5.6E-05	1.1E-04	2.8E-04	1.7E-04	7.9E-04	4.5E-04	6.8E-04	7.3E-04	4.5E-04	5.1E-04	4.0E-04
RHR S 喪失	7.1E-06	1.4E-05	3.5E-05	2.1E-05	9.9E-05	5.6E-05	8.5E-05	9.2E-05	5.6E-05	6.4E-05	4.9E-05
外部電源喪失	2.6E-05	5.2E-05	1.3E-04	7.7E-05	3.6E-04	2.1E-04	3.1E-04	3.3E-04	2.1E-04	2.3E-04	1.8E-04
RHR 切替時の LOCA	—	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	2.3E-04
CUW ブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	—	—	—	9.7E-05	—	9.7E-05
CRD 点検時の LOCA	—	—	—	2.9E-05 (27 本)	—	—	—	—	—	—	—
LPRM 点検時の LOCA	—	—	—	5.4E-07 (1 本)	—	—	—	—	—	—	—

第3.1.2.2-5表 RHR切替時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均値	E F	備考
①運転員の弁開操作忘れ	1.0E-03	-	3.0	NUREG/CR-1278 Table20-7(1)
②管理者の開操作チェック失敗	1.5E-01	-	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(1) 低従属を考慮
		2.3E-04	4.9	

①運転員の弁開操作忘れ

手順書（10 項以下）中の 1 項目を省いてしまう人的過誤確率

②管理者の開操作チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検（作業）の作業ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し評価

第3.1.2.2-6表 CUWブロー時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均値	E F	備考
①運転員の弁閉操作忘れ	1.0E-04	-	30.0	NUREG/CR-1278 を基に 工学的判断により設定
②管理者の閉操作チェック失敗	9.8E-02	-	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(3) 低従属を考慮
		9.7E-05	33.9	

①運転員の弁閉操作忘れ

高度な管理下で実施される作業として、NUREG/CR-1278 を基に工学的判断により設定

②管理者の閉操作チェック失敗

日常的なものではなく特に要求された点検（作業）の作業ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し評価

第 3.1.2.3-1 表 各起因事象及び各プラント状態における成功基準

POS 起因事象	S	A	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6	C 1	C 2	D
RHR喪失	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-A CST-A CST-B	CST-A	CST-A	CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
RHRS 喪失	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-A CST-A CST-B	CST-A	CST-A	CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
外部電源 喪失	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A LPCI-A CST-A	LPCI-B	LPCI-B CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
RHR 切替時の LOCA				LPCI-B CST-A			HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B			HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CUW ブロー時の LOCA									HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B		HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CRD 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A※							
LPRM 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A							

※ CRD点検時のLOCAのうち、大規模流出時はCSTに期待できない

第 3.1.2.3-2 表 R H R S (A系, B系) の成功基準

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

第 3.1.2.3-3 表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
H P C S	2/2
L P C S	1/1
R H R - A	1/1
R H R - B	1/1
R H R - C	1/1
D G - 2 C	2/2
D G - 2 D	2/2
H P C S - D G	2/2

第 3.1.2.3-4 表 各 P O S における余裕時間（除熱機能及び注水機能）

起因事象	P O S	P O S 別の 代表時間	余裕時間 (h)
R H R 喪失 R H R S 喪失 外部電源喪失	S	6 時間後	4. 1
	A	1 日後	6. 0
	B 1	3 日後	54. 7
	B 2	8 日後	92. 4
	B 3	11 日後	109. 3
	B 4	25 日後	157. 7
	B 5	33 日後	177. 3
	B 6	45 日後	203. 0
	C 1	58 日後	37. 6
	C 2	66 日後	40. 1
	D	75 日後	42. 8

第 3.1.2.5-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

			フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)								
			RHR		HPCS	LPCS	LPCI			CST	
			A	B			A	B	C	A	B
(故障系統・機器) サポート系	交流電源	区分Ⅰ	◎	◎	—	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	◎	—	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	直流電源	区分Ⅰ	◎	◎	—	◎	◎	—	—	—	—
		区分Ⅱ	◎	◎	—	—	—	◎	◎	—	—
		区分Ⅲ	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	非常用補機冷却系	RHRS-A	◎	—	—	◎	◎	—	—	—	—
		RHRS-B	—	◎	—	—	—	◎	◎	—	—
		HPCS-DGSW	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	空調機	HPCSポンプ室	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
		LPCSポンプ室	—	—	—	◎	—	—	—	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	◎	—	—	—	◎	—	—	—	—
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	—	◎	—	—	—	◎	—	—	—
		LPCI-Cポンプ室	—	—	—	—	—	—	◎	—	—
		DG-2C室	—	—	—	—	—	—	—	—	—
DG-2D室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	
HPCS-DG室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	

◎ 系統の機能維持に必須であり，故障により系統の機能喪失となる

第 3.1.2.5-2 表 サポート系同士の依存性

			従属故障の可能性のある系統																						
			残留熱除去系 海水系		非常用交流電源			非常用ディーゼル 発電機			非常用ディーゼル 発電機海水系			直流電源			空調機								
			RHRS		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	DG			DGSW			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	HPCS ポンプ室	LPCS ポンプ室	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	LPCI-C ポンプ室	DG-2C 室	DG-2D 室	HPCS-DG 室	
			A	B				2C	2D	HPCS	A	B	HPCS												
故障系統・機器	非常用 補機冷却系	RHRS-A		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	—	—	—
		RHRS-B	—		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	—	
	非常用 交流電源	区分Ⅰ	◎	—		—	—	—	—	—	◎	—	—	△	—	—	—	◎	◎	—	—	◎	—	—	
		区分Ⅱ	—	◎	—		—	—	—	—	—	◎	—	—	△	—	—	—	—	◎	◎	—	◎	—	
		区分Ⅲ	—	—	—	—		—	—	—	—	—	◎	—	—	△	◎	—	—	—	—	—	—	◎	
	交流電源 関連設備	DG-2C	○	—	○	—	—		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		DG-2D	—	○	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		HPCS-DG	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		DGSW-A	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		DGSW-B	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		HPCS-DGSW	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	
	直流電源	区分Ⅰ	◎	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		区分Ⅱ	—	◎	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		区分Ⅲ	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	空調機	HPCSポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		LPCSポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		LPCI-A（RHR-A）ポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		LPCI-B（RHR-B）ポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		LPCI-Cポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		DG-2C室	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		DG-2D室	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		HPCS-DG室	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

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

第 3.1.2.5-3 表 代表的なフォールトツリーの評価結果

系統	非信頼度 [平均] (／d)	
	残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	外部電源喪失
H P C S	6.8E-03	1.2E-02
L P C S	3.6E-03	3.6E-03
L P C I - A	3.7E-03	3.8E-03
L P C I - B	3.7E-03	3.8E-03
L P C I - C	3.7E-03	3.7E-03
C S T - A	2.5E-03	2.4E-03
C S T - B	2.5E-03	2.5E-03
R H R - A	8.7E-03※	1.1E-02
R H R - B	8.9E-03※	1.1E-02

※ 起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない

第 3.1.2.5-4(a)表 HPCS フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	HPCS 原子炉水位制御操作失敗	36.6
2	HPCS インジェクション弁手動操作失敗	16.1
2	HPCS ポンプ手動操作失敗	16.1
4	HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞	1.9
5	HPCS-DG SW ポンプ起動失敗	1.5
6	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ室空調 1 冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ室空調 1 冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ室空調 2 冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ室空調 2 冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS ポンプ／ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW ポンプ出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW 放出ライン隔離弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW 放出ライン排水弁(放水口 C)開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW エンジンエアクーラ入口弁 1 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW エンジンエアクーラ入口弁 2 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW 系統出口隔離弁開け忘れ	1.2

第 3.1.2.5-4(b) 表 L P C S フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	L P C S ポンプ手動操作失敗	30.6
1	L P C S インジェクション弁手動操作失敗	30.6
3	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	3.6
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 熱交換器入口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 熱交換器出口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.3
13	L P C S ポンプ起動失敗	1.3
13	L P C S ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
15	L P C S インジェクション弁閉塞	1.2
16	L P C S 保修用隔離弁閉塞	1.0
17	R H R S - A 流量制御弁開失敗	0.8
17	R H R S - A 流量制御弁閉塞	0.8
19	L P C S ポンプ運転継続失敗	0.7
20	L P C S ポンプ室空調冷却器閉塞	0.7

第 3.1.2.5-4(c) 表 L P C I - A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - A ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - A インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - A 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	R H R - A ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - A ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - A インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - A インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - A 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - A 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - A ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(d) 表 L P C I - B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - B ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - B インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	R H R - B ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - B ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - B インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - B インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - B 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - B 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - B ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(e) 表 L P C I - C フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - C ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - C インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ室空調冷却器出口開け忘れ	2.2
14	R H R - C ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - C ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - C インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - C インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - B 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - B 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - C ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(f) 表 C S T-A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	C S T-A ポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	C S T-A ポンプ起動失敗	14.7
6	C S T-A ポンプ入口弁開け忘れ	3.3
6	C S T-A ポンプ出口弁開け忘れ	3.3
7	C S T-A ポンプ制御部故障	2.7
8	C S T-A ポンプ運転継続失敗	1.0

第 3.1.2.5-4(g) 表 C S T-B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	C S T-B ポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	C S T-B ポンプ起動失敗	14.7
6	C S T-B ポンプ入口弁開け忘れ	3.3
6	C S T-B ポンプ出口弁開け忘れ	3.3
7	C S T-B ポンプ制御部故障	2.7
8	C S T-B ポンプ運転継続失敗	1.0

第 3.1.2.5-4(h) 表 RHR-A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Aライン調整弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ入口弁（サブプレッション・プール）手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Aライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Aライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-A ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）開失敗	2.4
6	RHR-A ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）制御部故障	2.4
10	内側隔離弁（原子炉停止時冷却系）隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁（原子炉停止時冷却系）隔離誤信号	2.1
12	RHR S-A 海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHR S-A 熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 放出ライン排水弁（放水口 B）開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

第 3.1.2.5-4(i) 表 RHR-B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Bライン調整弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ入口弁（サブプレッション・プール）手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Bライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）Bライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-B ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）開失敗	2.4
6	RHR-B ポンプ入口弁（原子炉停止時冷却系）制御部故障	2.4
10	内側隔離弁（原子炉停止時冷却系）隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁（原子炉停止時冷却系）隔離誤信号	2.1
12	RHR-S-B 海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHR-S-B 熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-S-B 熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-S-B 放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHR-S-B 放出ライン排水弁（放水口B）開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

第 3.1.2.6-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
R H R S	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
D G 室空調	ダンパ	開失敗

第 3.1.2.6-2 表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
E C C S 起動信号 (手動起動に必要な信号)	検出器	作動失敗
	トリップユニット	作動失敗
C S T - A / B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗
L P C I - A / B / C (R H R - A / B)	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗 閉失敗
R H R S - A / B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞 (内部破損含む)
交流電源 (区分 I, II) (D G - 2 C / 2 D)	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞 (内部破損含む)
D G S W - A, B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ストレーナ	閉塞 (内部破損含む)
直流電源 (区分 I, II)	蓄電池	給電失敗

第 3.1.2.6-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

機器タイプ	β ファクタ※1	γ ファクタ※2	備考
ポンプ, ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器, トリップユニット	0.082	—	NUREG/CR-2771
蓄電池	0.008	—	NUREG-0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

※1 多重故障 (2 重以上) が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合, それが 3 重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550 に基づき γ ファクタを算出

第 3. 1. 2. 7－1 表 人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファクタ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8. 3E-05	4. 8
	D G 試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3. 9E-03	6. 8
起因事象 発生後	手動操作失敗	1. 1E-03	3. 5
	水源切替操作失敗 (C S T→S／P)	2. 5E-03	6. 5
	原子炉水位制御操作失敗	2. 5E-03	6. 5
	D G 燃料油補給操作失敗	1. 1E-04	35. 6
	運転員の認知失敗 (R H R 切替時の L O C A)	1. 8E-07	42. 7
	運転員の認知失敗 (C U W ブロー時の L O C A)	3. 0E-07	122. 7
	隔離失敗 (C R D, L P R M 点検時の L O C A)	5. 3E-02	10. 0
	隔離失敗 (R H R 切替, C U W ブロー時の L O C A)	5. 3E-04	10. 0

第 3.1.2.8-1 表 起因事象別・POS 別炉心損傷頻度内訳表

POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 (／施設定期検査)	寄与割合 (%)
日数		1 日間	2 日間	5 日間	3 日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8 日間	9 日間	7 日間		
崩壊熱除去機能喪失		5.7E-14 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	22.6
	RHR喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.9E-07	20.0
	RHR S 喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	2.5
外部電源喪失		3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.8E-06	77.4
原子炉冷却材の流出		—	—	—	4.6E-11	—	—	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	<0.1
	RHR切替	—	—	—	4.2E-13	—	—	7.3E-17	—	—	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1
	C UWブロー	—	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1
	C RD点検	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1
	L PRM点検	—	—	—	9.8E-14	—	—	—	—	—	—	—	9.8E-14	<0.1
合計 (／POS)		3.7E-10	7.3E-10	1.0E-06	9.4E-07	2.9E-06	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	5.0E-06	—
寄与割合 (%)		<0.1	<0.1	21.1	18.9	58.8	<0.1	0.1	<0.1	<0.1	0.8	<0.1	—	100.0

上段：／POS，下段（ ）内：／日

第 3.1.2.8-2 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の内訳と寄与割合

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (／施設定期検査)	寄与割合 (%)	事故シーケンス グループ別 炉心損傷頻度 (／施設定期検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	22.6	1.4E-06	28.8
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	6.3		
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	71.1	3.5E-06	71.1
	外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	<0.1		
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.9E-10	<0.1	1.9E-10	<0.1
合計		5.0E-06	—	5.0E-06	—

第 3.1.2.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (／施設定期検査)	寄与 割合 (%) ※ 1	主要なカットセット (上位3位)	POS	炉心損傷頻度 (／POS)	寄与割合※ 2 (%)
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	78.2	①RHR喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.0E-07	26.6
				①RHR喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 3	3.0E-07	26.6
				③RHR喪失＋復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.1E-07	9.4
				③RHR喪失＋復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 1	1.1E-07	9.4
	外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	21.8	①外部電源喪失＋RHR－Bポンプ手動操作失敗	B 2	8.4E-08	27.1
				①外部電源喪失＋LPCI－B注入弁手動操作失敗	B 2	8.4E-08	27.1
				①外部電源喪失＋RHR－Bポンプ入口弁 (S/P側)手動操作失敗	B 2	8.4E-08	27.1
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 ＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	100.0	①外部電源喪失＋DG－2D運転継続失敗	B 3	8.2E-07	23.3
				②外部電源喪失＋DG－2D起動失敗	B 3	5.6E-07	15.8
				③外部電源喪失＋DG2C運転継続失敗	B 1	3.0E-07	8.4
	外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	<0.1	①外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	B 3	6.0E-11	44.2
				②外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	C 2	3.8E-11	28.2
				③外部電源喪失＋蓄電池－A／B給電失敗共通要因故障	B 1	2.2E-11	15.9
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.9E-10	100.0	①RHR切替時のLOCA＋運転員の認知失敗	C 2	4.1E-11	22.2
				①RHR切替時のLOCA＋運転員の認知失敗	D	4.1E-11	22.2
				③CUWブロー時のLOCA＋運転員の認知失敗	C 1	2.9E-11	15.6
				③CUWブロー時のLOCA＋運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6

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

第 3.1.2.8-4 表 緩和設備の基事象の F V 重要度評価結果

順位	基事象名	F V 重要度
1	D G - 2 D 運転継続失敗	2. 0E-01
2	D G - 2 D 起動失敗	1. 4E-01
3	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	1. 1E-01
3	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	1. 1E-01
5	D G - 2 C 運転継続失敗	6. 0E-02
6	D G - 2 C 起動失敗	4. 1E-02
7	D G - 2 D 起動信号故障	1. 9E-02
8	D G - 2 D 受電遮断器開失敗	1. 8E-02
9	R H R - B ポンプ手動操作失敗	1. 7E-02
9	R H R - B ポンプ入口弁（サプレッション・プール）手動操作失敗	1. 7E-02
9	L P C I - B 注入ライン弁手動操作失敗	1. 7E-02

第 3.1.2.8-5 表 緩和設備の基事象の R A W 評価結果

順位	基事象名	R A W
1	軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E+02
1	軽油貯蔵タンク破損	4.3E+02
3	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク A 破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク A 閉塞	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 閉塞	2.8E+02
9	C S T - A / B ポンプ運転継続失敗共通要因故障	2.8E+02
9	復水貯蔵タンク A C S T ポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02
9	復水貯蔵タンク B C S T ポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02

第 3. 1. 2. 8－6 表 不確実さ解析結果

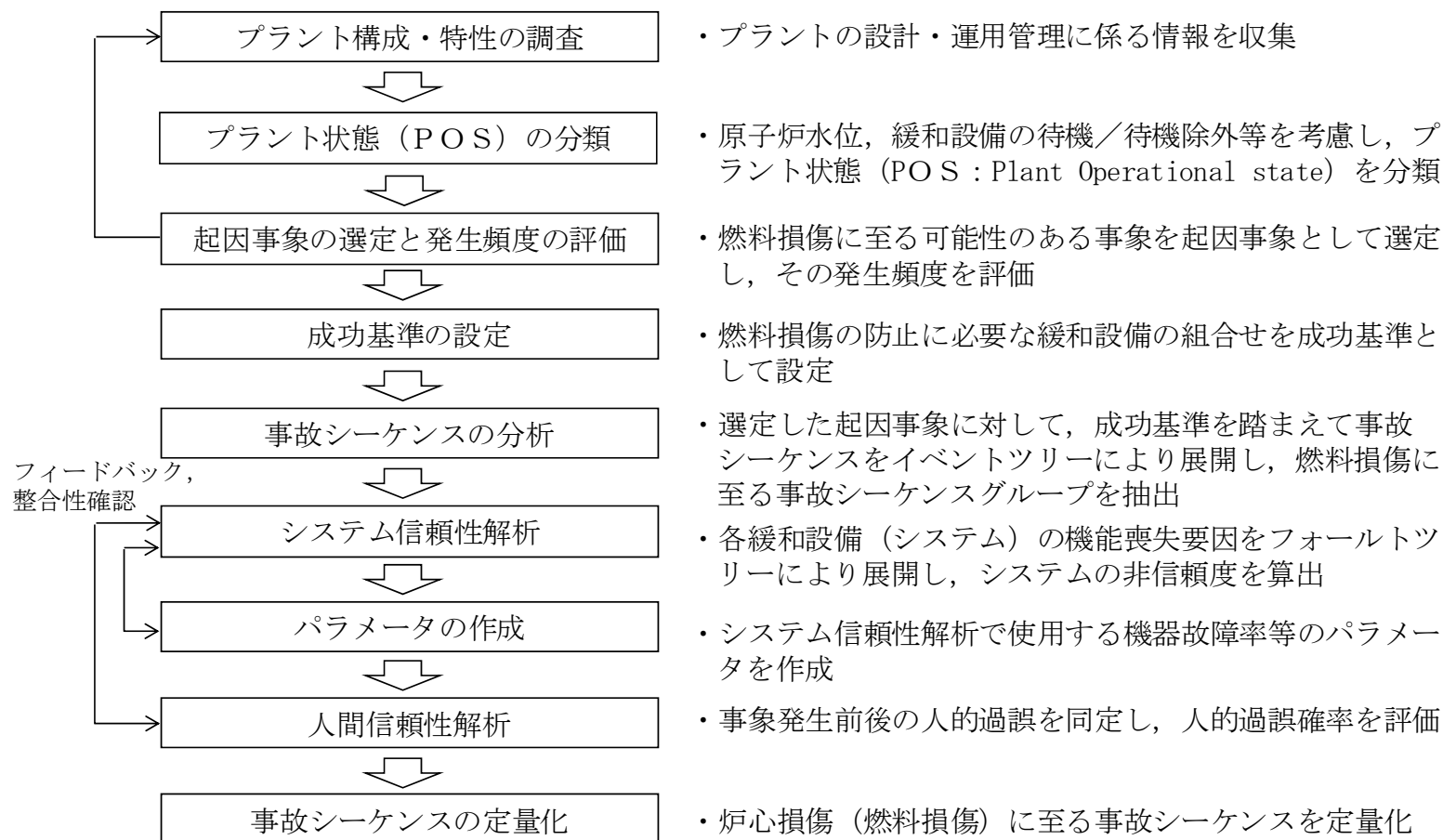
		全炉心損傷頻度（／施設定期検査）
点推定値		5. 0E-06
不確実さ解析	平均値	5. 0E-06
	95%値	1. 2E-05
	中央値	3. 9E-06
	5%値	1. 6E-06
	エラー ファクタ	2. 7

第 3.1.2.8－7 表 起因事象別・POS 別炉心損傷頻度内訳表（感度解析）

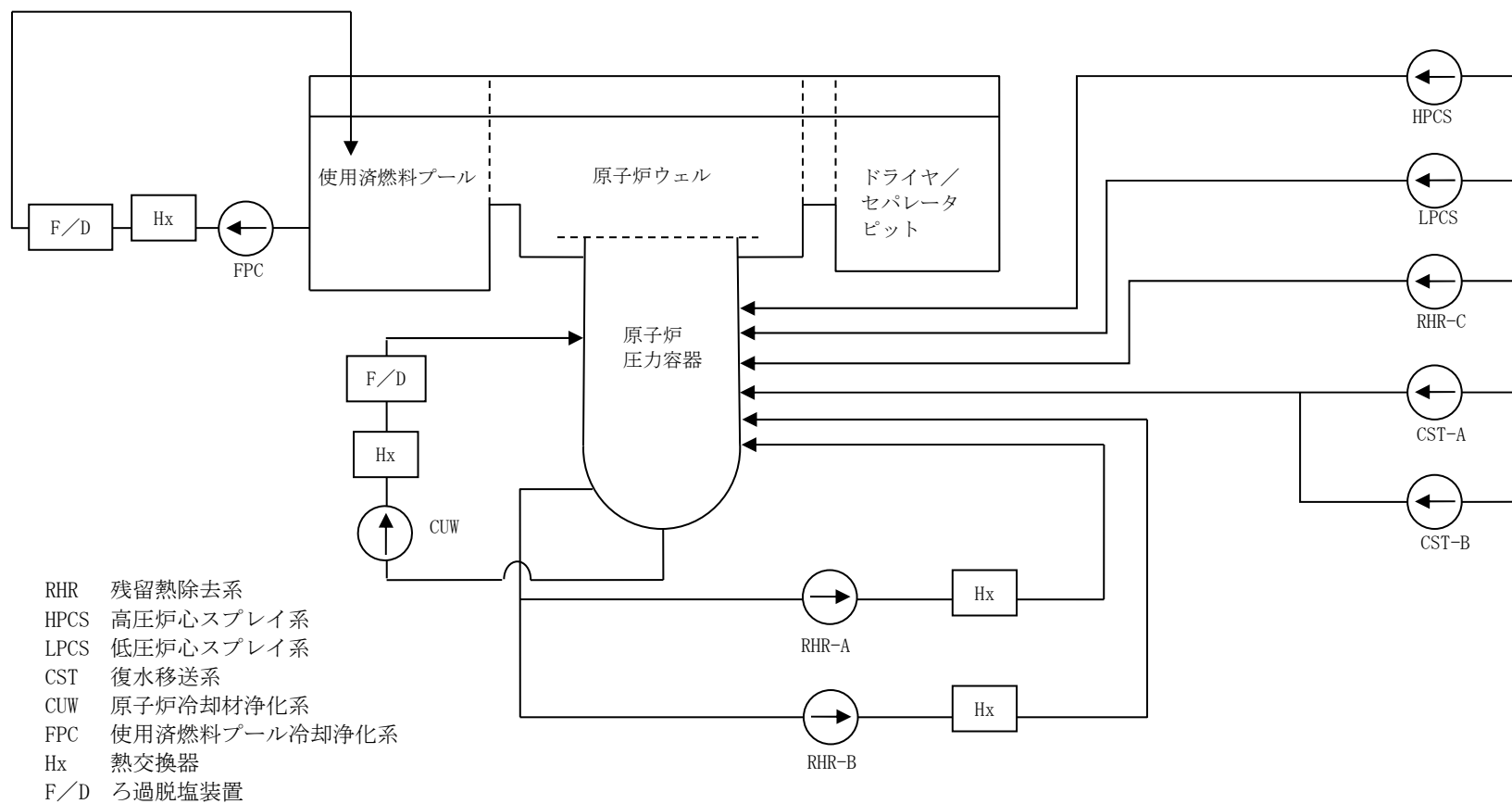
感度解析実施範囲

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 (／施設定期 検査)	寄与割合 (%)
日数	1 日間	2 日間	5 日間	3 日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8 日間	9 日間	7 日間		
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-14 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.4E-07 (4.8E-08)	1.4E-07 (4.8E-08)	6.7E-07 (4.8E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	86.9
	RHR 喪失 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.1E-07 (4.2E-08)	1.3E-07 (4.3E-08)	6.0E-07 (4.3E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.4E-07	77.2
	RHR S 喪失 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.7E-08 (5.3E-09)	1.6E-08 (5.3E-09)	7.5E-08 (5.4E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	9.7
外部電源喪失	3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	2.3E-08 (4.7E-09)	1.4E-08 (4.6E-09)	6.5E-08 (4.6E-09)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	1.6E-07	13.1
原子炉冷却材の流出	—	—	—	4.5E-11	—	—	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	<0.1
	RHR 切替	—	—	—	3.6E-13	—	—	7.3E-17	—	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1
	C UW ブロー	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1
	C RD 点検	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1
	L PRM 点検	—	—	—	8.6E-14	—	—	—	—	—	—	8.6E-14	<0.1
合計 (／POS)	3.7E-10	7.3E-10	2.6E-07	1.6E-07	7.4E-07	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	1.2E-06	—
寄与割合 (%)	<0.1	<0.1	21.5	13.0	60.7	0.2	0.4	0.4	0.2	3.1	0.2		100.0

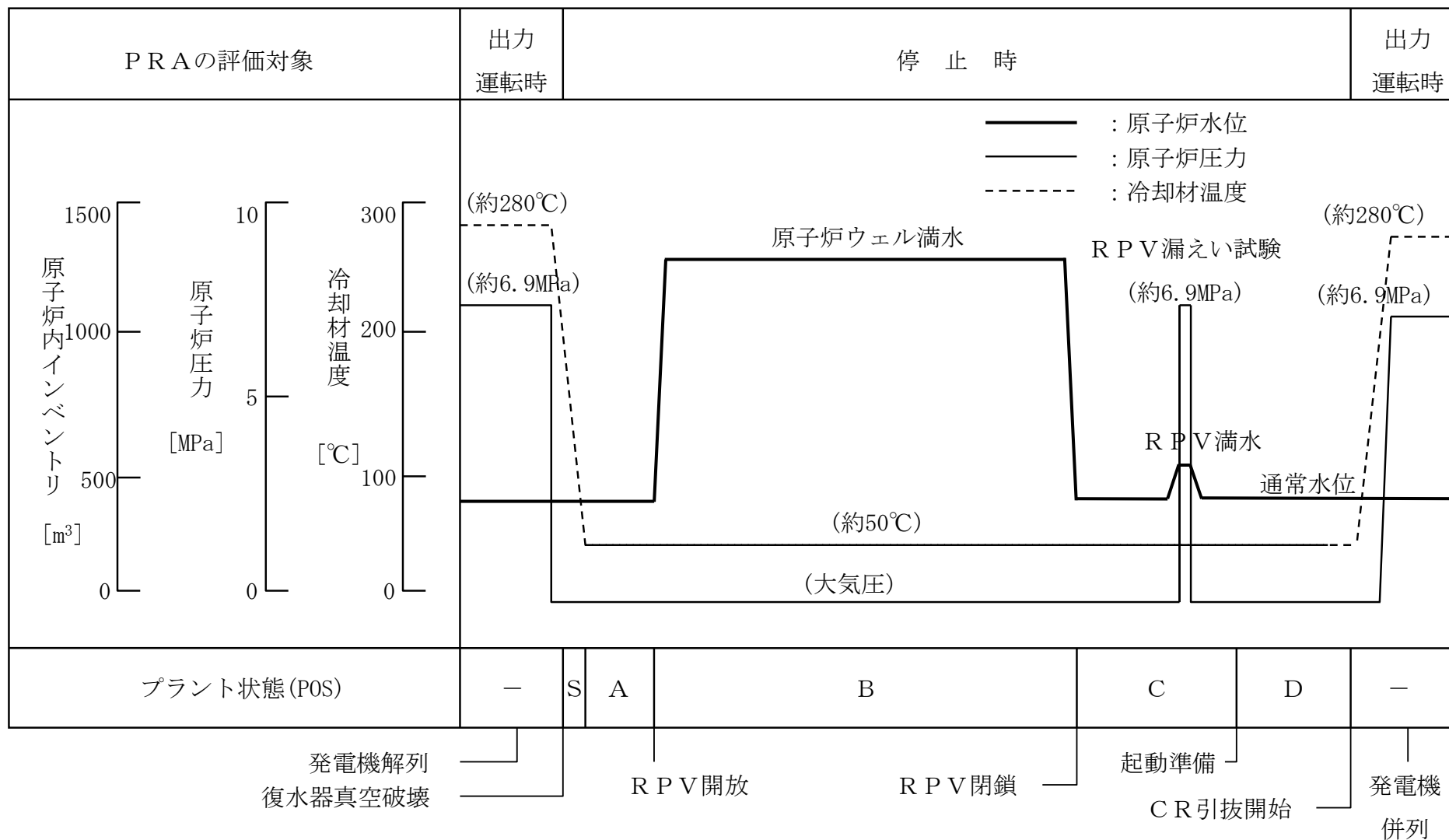
上段 / POS, 下段 () 内 / 日



第 3.1.2-1 図 内部事象停止時レベル 1 P R A の評価フロー図



第 3.1.2.1-1 図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



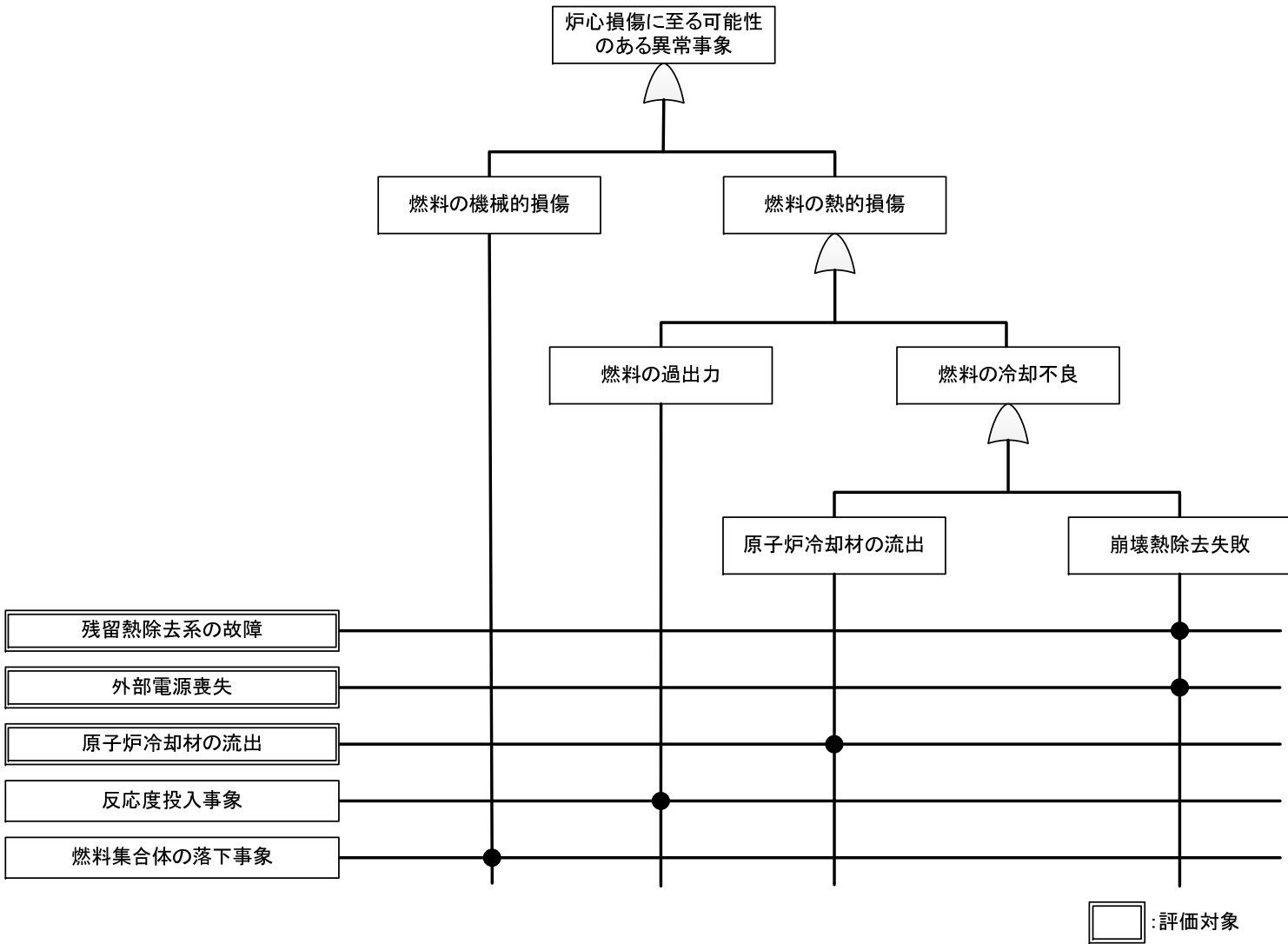
第 3.1.2.1-2 図 プラント状態・主要パラメータと P O S 分類

POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
日数		1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
代表水位		通常水位			原子炉ウエル満水					通常水位		
CRD点検												
LPRM点検												
除熱系	RHR-A											
	RHR-B											
注水系	CST-A											
	CST-B											
	HPCS											
	LPCS											
	LPCI-A											
	LPCI-B											
	LPCI-C											
補機冷却系	RHRS-A											
	RHRS-B											
電源系	DG-2C											
	DG-2D											
	HPCS-DG											

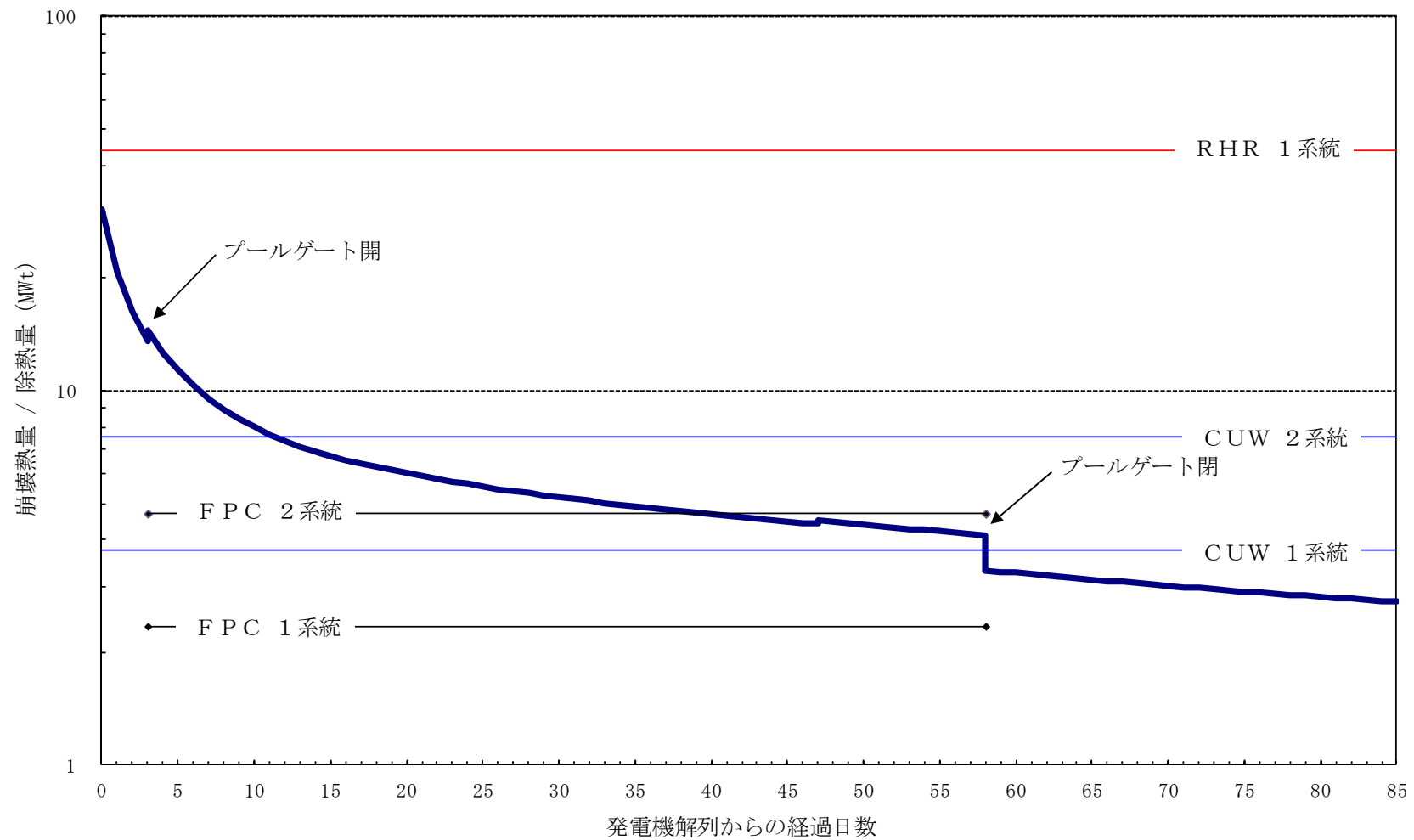
※1 RHR蒸気凝縮配管撤去のため、RHR-B待機除外
 ※2 RHR-A系統圧力上昇による点検のため、RHR-A待機除外
 ※3 HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため、HPCS-DG待機除外

■ : 運転 ■ : 待機 □ : 待機除外

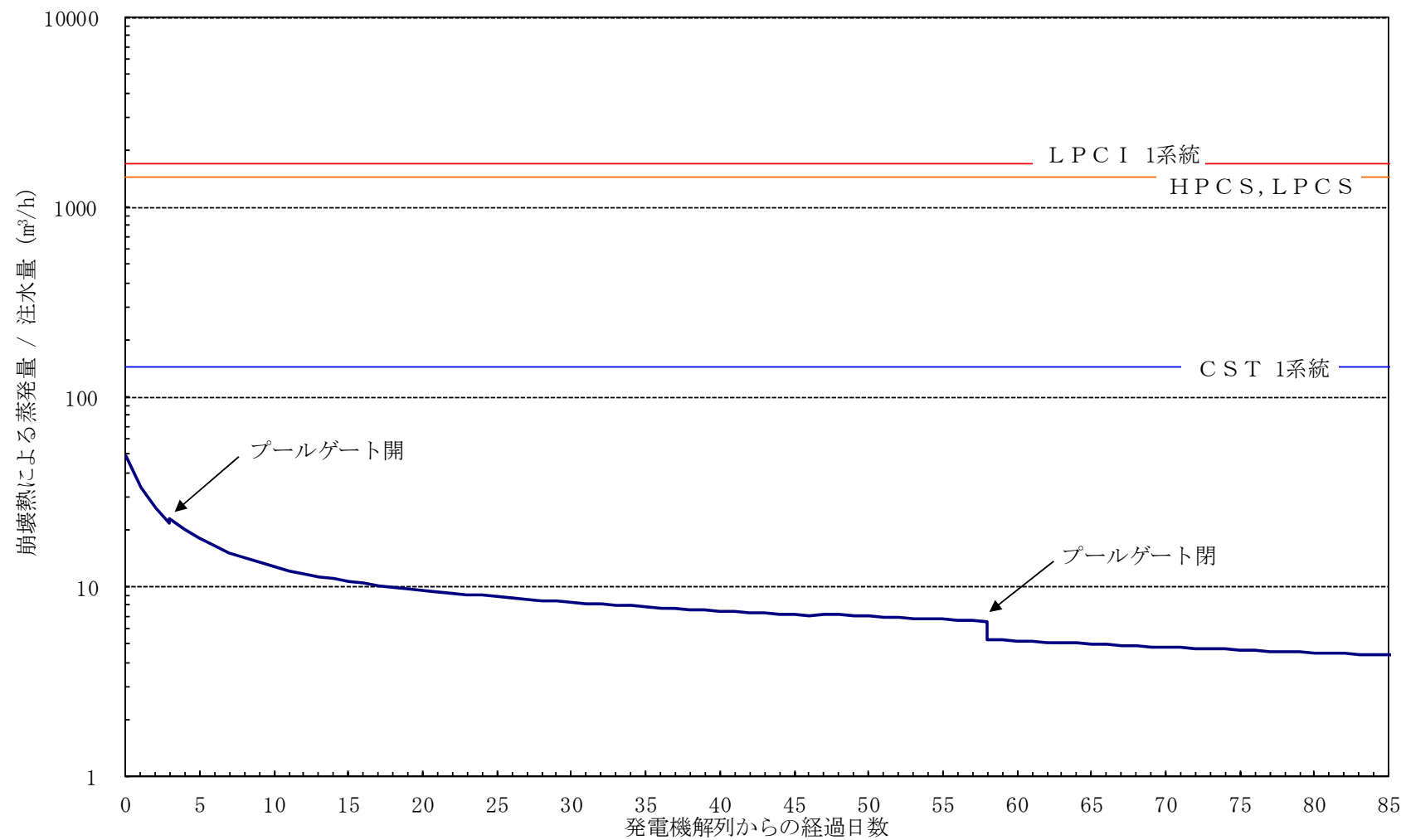
第3.1.2.1-3 図 第19回施設定期検査工程のPOS分類結果



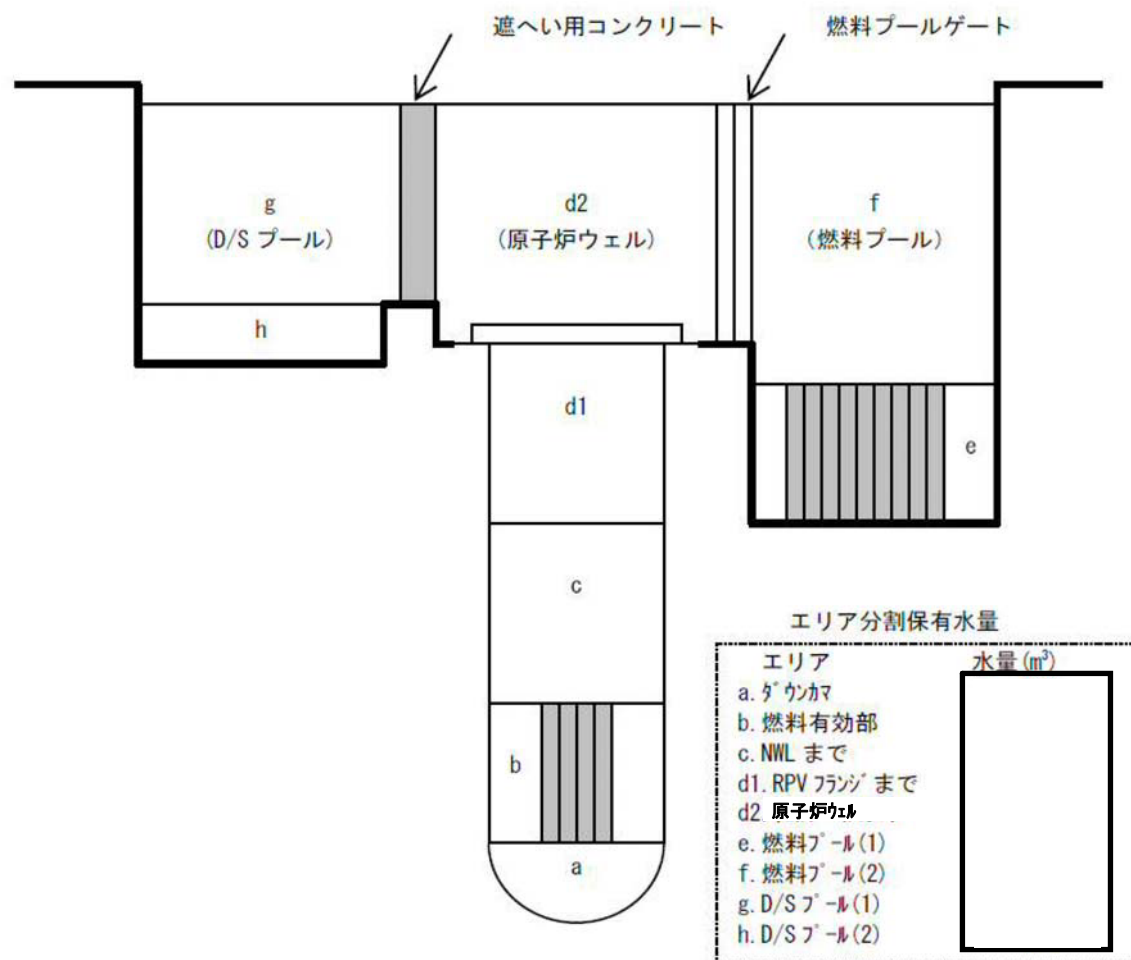
第 3.1.2.2-1 図 マスターロジックダイアグラム抽出結果



第 3.1.2.3-1 図 除熱能力と崩壊熱量の評価結果



第 3.1.2.3-2 図 注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果



第 3.1.2.3-3 図 冷却材の保有水量

残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス グループ
	成功	燃料損傷なし
	失敗	崩壊熱除去機能喪失

第 3.1.2.4-1 (a) 図 残留熱除去系の故障に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・運転中の RHR 又は RHR S が機能喪失する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合、「崩壊熱除去機能喪失」により燃料損傷に至る。

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

第 3.1.2.4-1 (b) 図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・外部電源喪失の発生により所内電源が喪失するため，崩壊熱除去及び炉心冷却系の起動に必要な非常用電源の確保が必要となる。
- ・非常用DGによる非常用交流電源確保のためには，直流電源が必要である。
- ・本ヘディングでの直流電源及び交流電源は，区分Ⅰ及びⅡを表す。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後，直流電源確保及び交流電源確保に成功した場合は，崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーと同様の事象進展となる。
- ・直流電源又は交流電源の確保に失敗し，HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に失敗した場合，「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。ただし，HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に成功した場合は，炉心損傷に至らない。

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンスグループ
	成功	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出

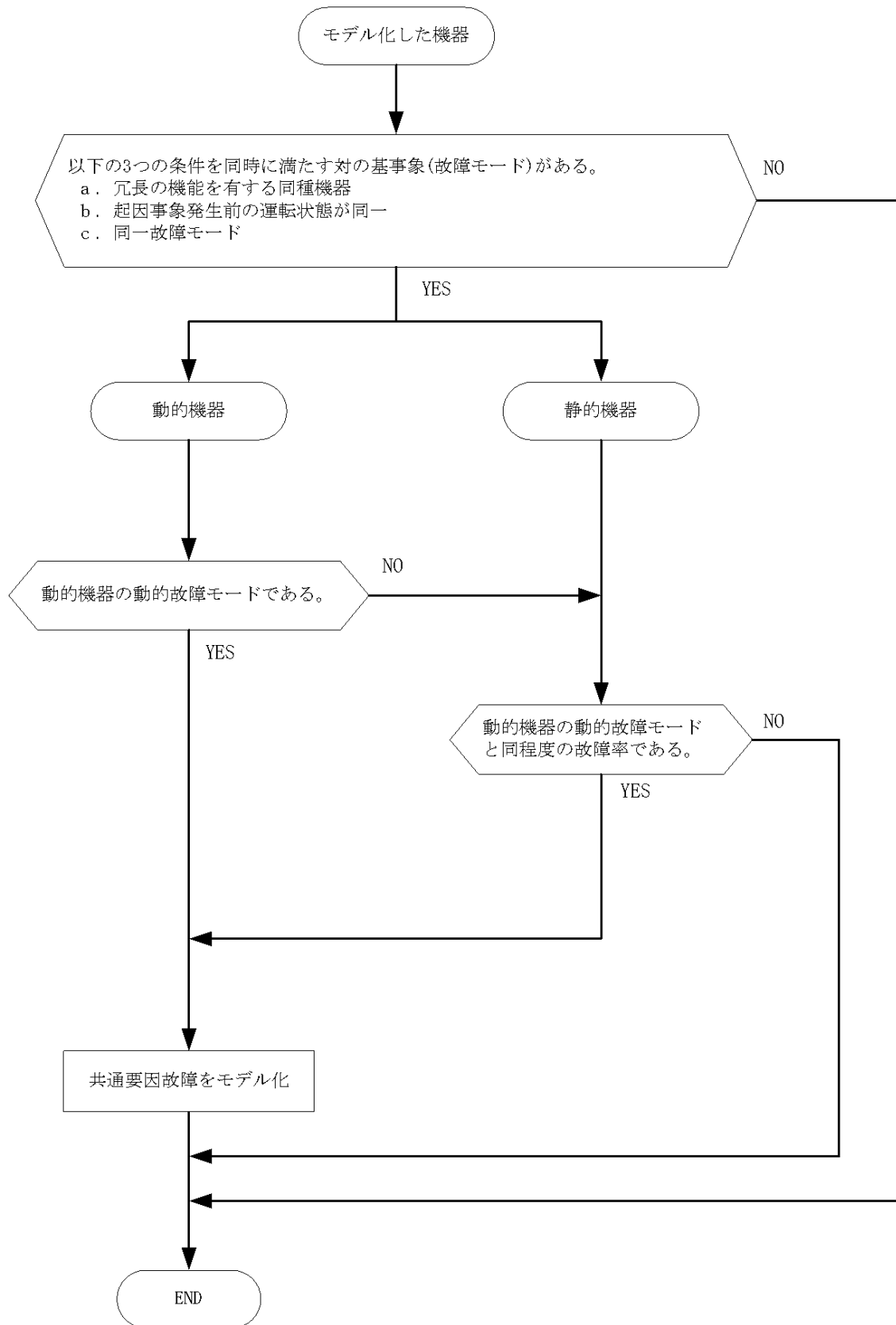
第 3.1.2.4-1 (c) 図 原子炉冷却材の流出に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA，CUWブロー時のLOCA，CRD点検時のLOCA，LPRM点検時のLOCA）が発生する場合を起因事象とする。

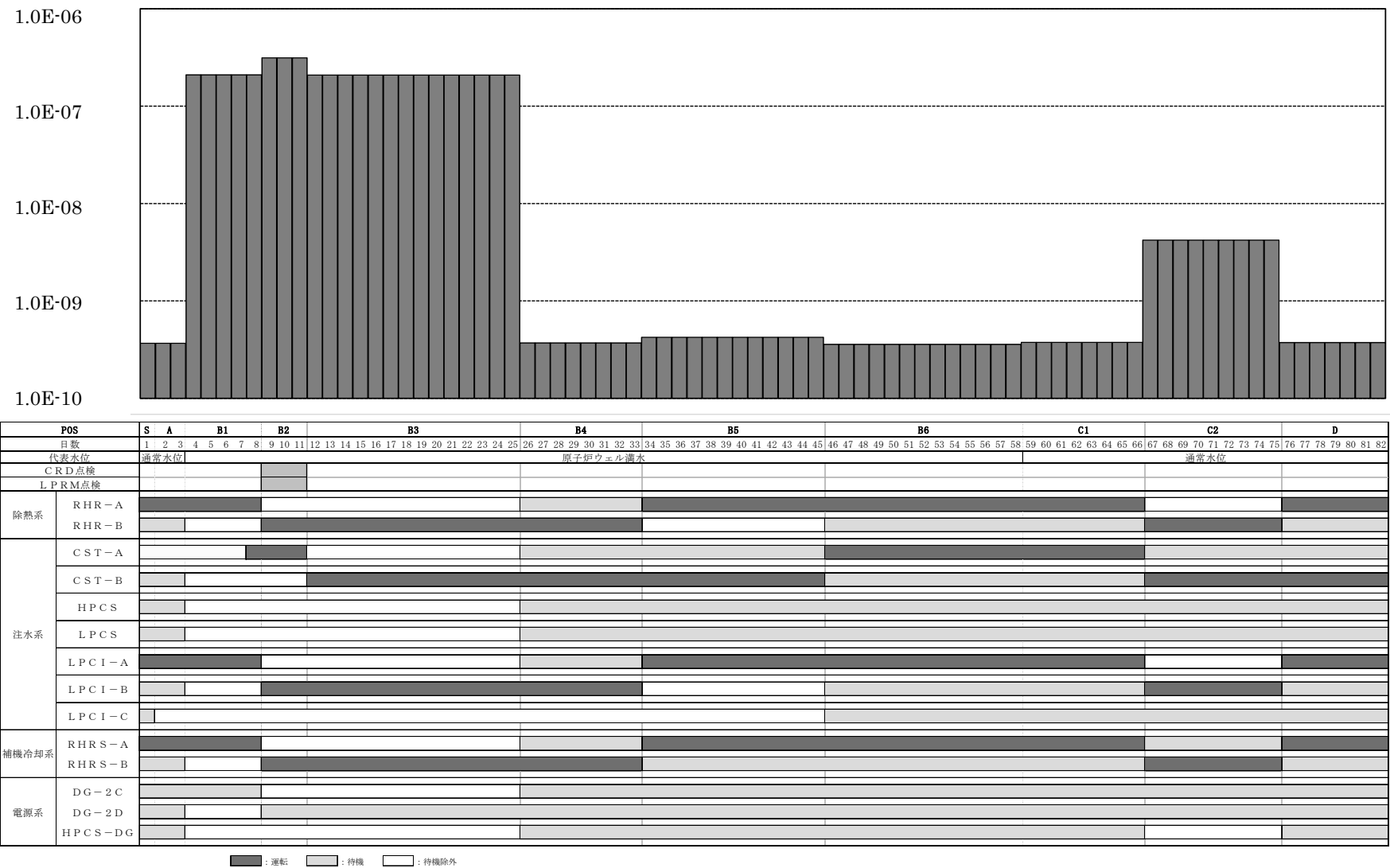
【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後，冷却材流出の隔離又は注水系による崩壊熱除去・炉心冷却に成功すれば，事象が収束する。
- ・崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合，「原子炉冷却材の流出」により炉心損傷に至る。

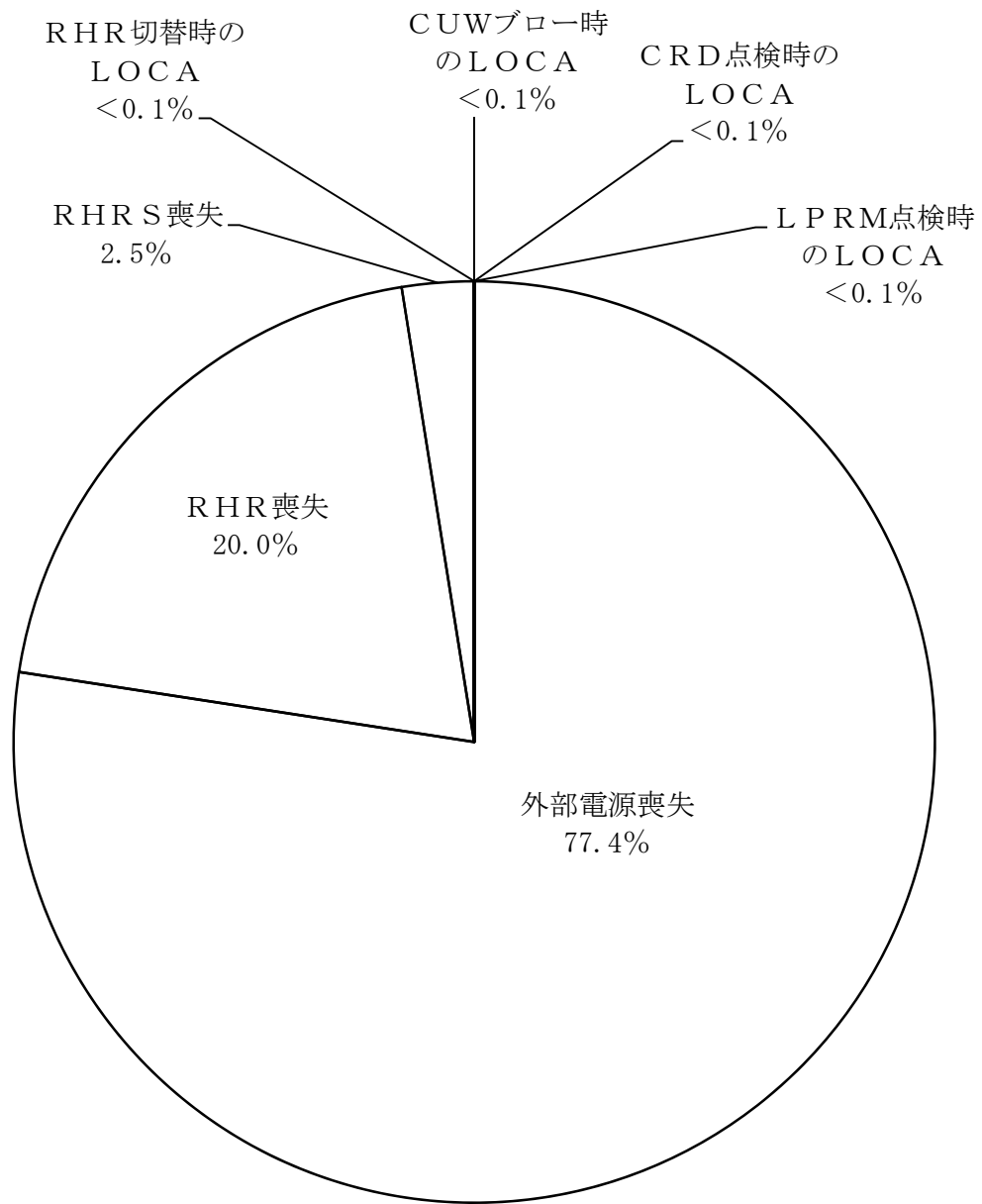


第 3. 1. 2. 6－1 図 共通要因故障同定のフロー

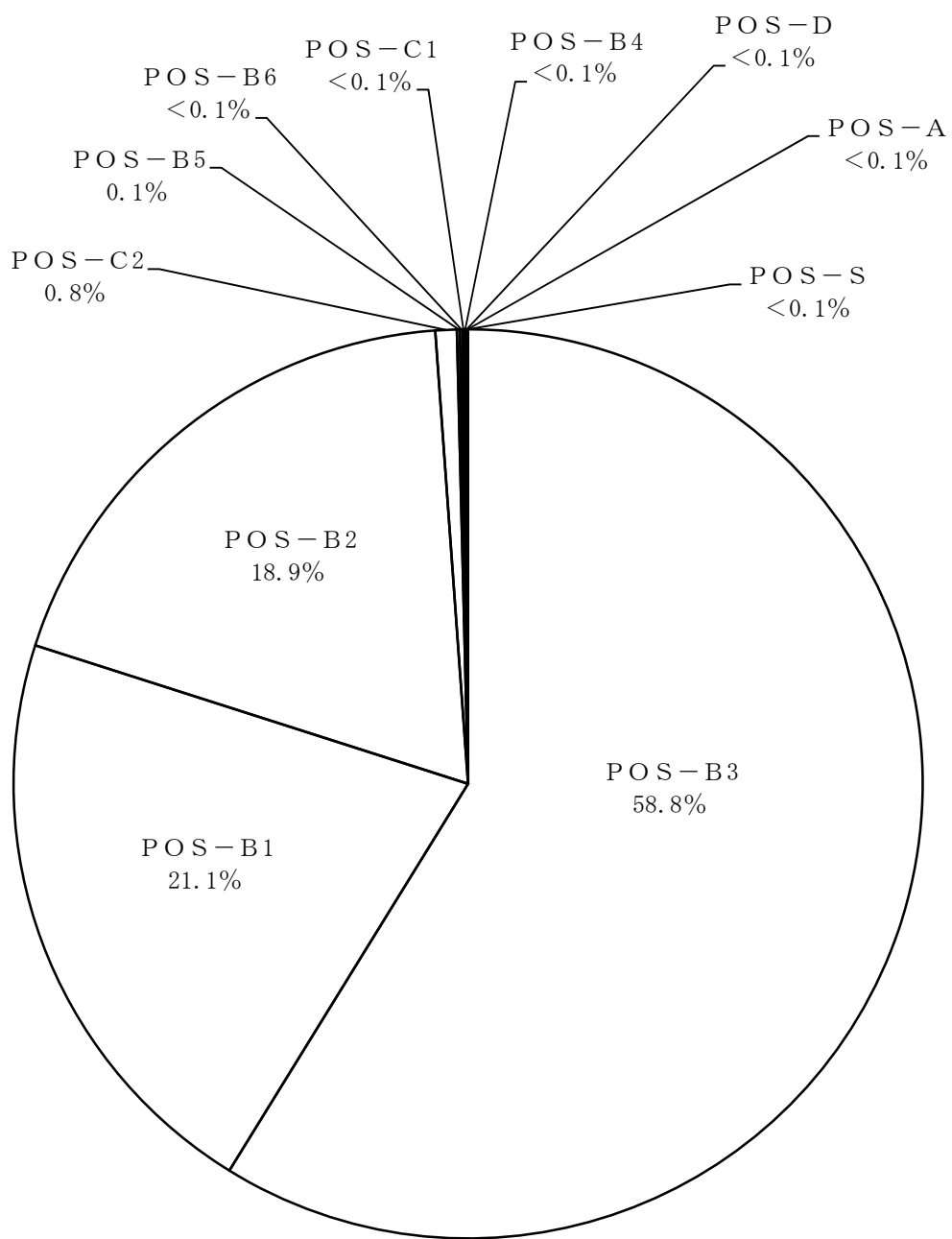
一日当たりの炉心損傷頻度（／日）



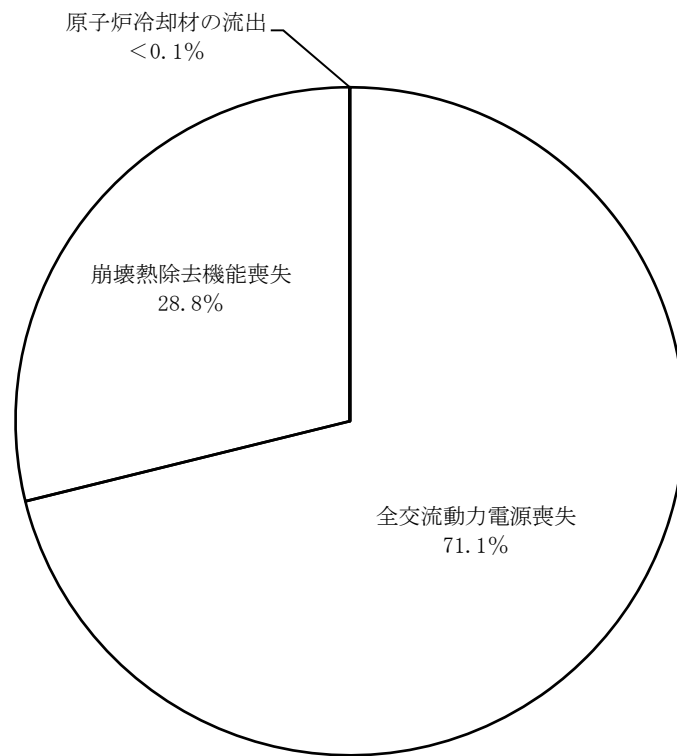
第 3.1.2.8-1 図 一日当たりの炉心損傷頻度の変化



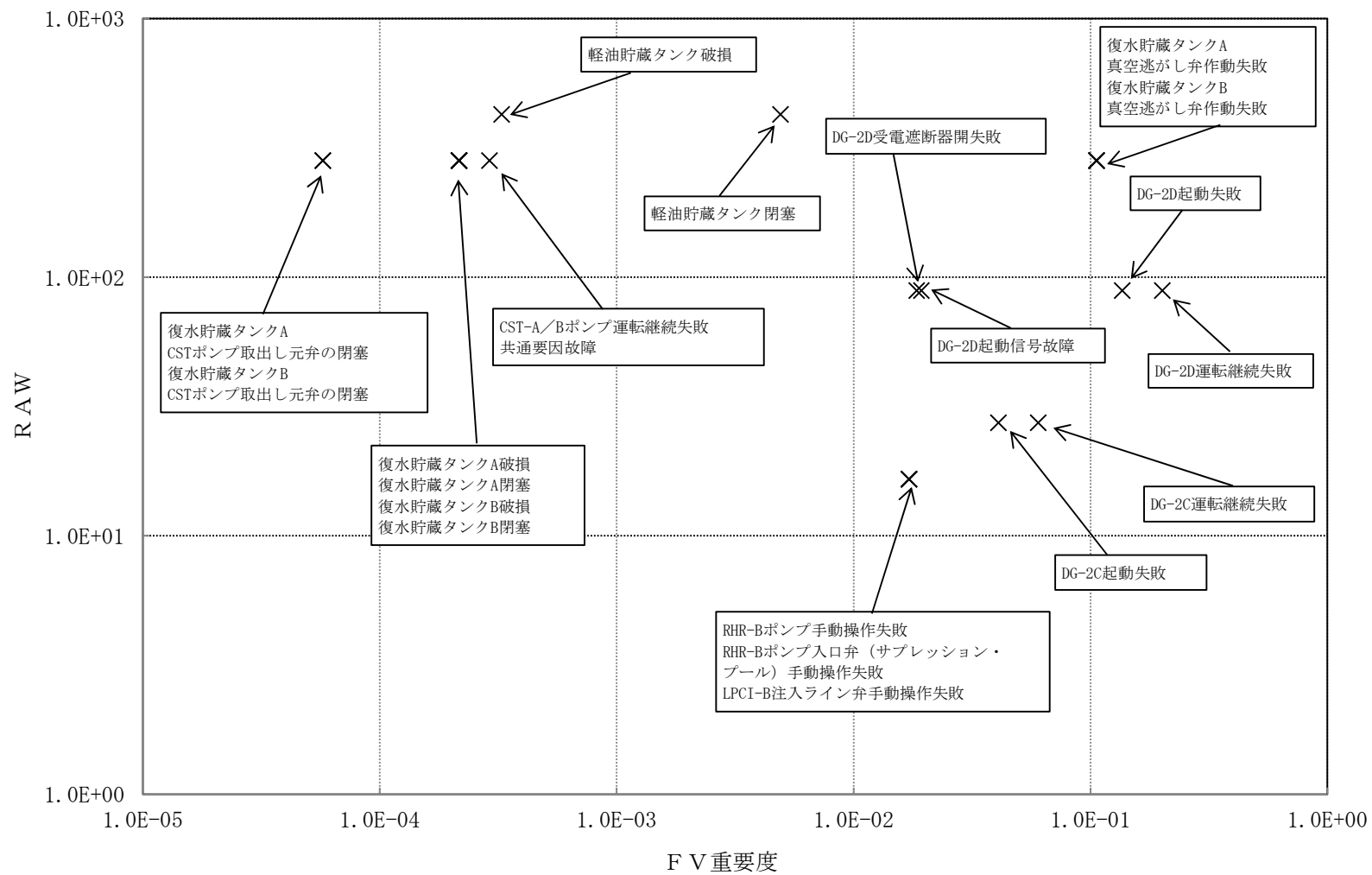
第 3.1.2.8-2 図 起因事象別の全炉心損傷頻度への寄与割合

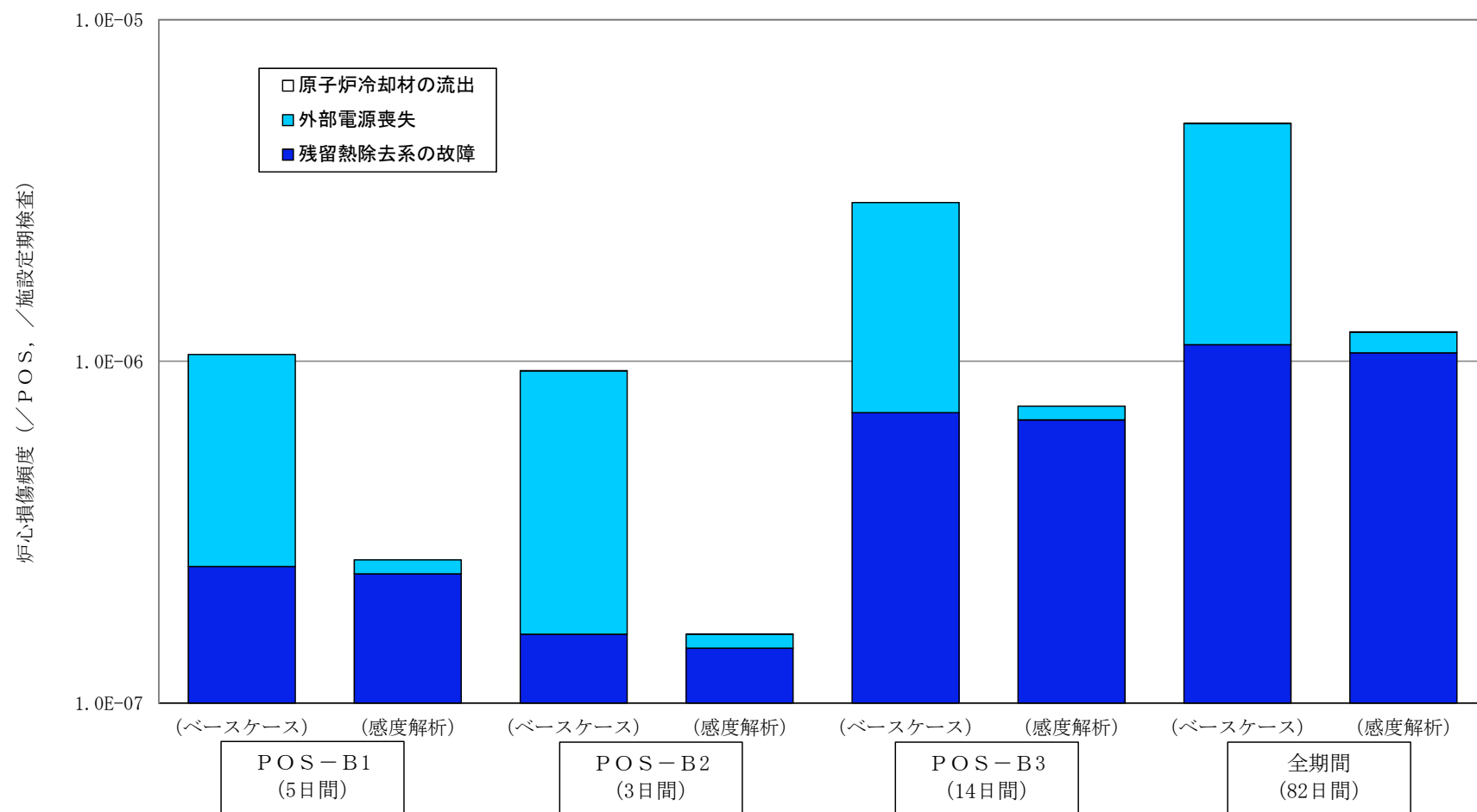


第 3.1.2.8-3 図 POS 別の全炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.1.2.8-4 図 事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度の寄与割合





第 3.1.2.8-6 図 感度解析とベースケースの比較結果

3.2 外部事象P R A

3.2.1 地震P R A

地震P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震P S A学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（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。地震P R Aの評価フローを第 3.2.1-1 図に示す。

なお、今回の地震P R Aでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震に随伴する津波（重畳事象）等は対象としていない。

3.2.1.1 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

a. サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおいて収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、地震P R Aを実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等を踏まえて、地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び情報源を第 3.2.1.1-1 表に示す。なお、関連設計図書等で確認できない事項についてはプラントウォークダウンにて確認した。

b. 機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は 3.1.1 出力運転時 P R Aにて記載した内容と同様である。

c. プラントウォークダウン

(a) プラントウォークダウンの実施手順

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得すること及び検討した事故シナリオの妥当性を確認することを目的として、以下の観点からプラントウォークダウンを実施した。

i) 耐震安全性の確認

ii) 二次的影響の確認

(b) プラントウォークダウン対象の建屋・構築物，機器選定

プラントウォークダウンの対象設備は，基本的に地震P R Aの評価対象設備の全てとしている。ただし，以下を考慮している。

i) 重要事故シーケンス選定を目的とした地震P R Aの評価作業を行う上で調査対象とすべき設備であるかの観点

ii) プラントウォークダウンが有効かつ可能な設備であるかの観点

- ・配管系，ケーブルトレイは，耐震設計法，据付方法が同様であることから，耐震安全性の確認においては以下による代表箇所を対象とする。

- ー配管系は，プラントウォークダウン対象弁付近の配管を対象とする。

- ーケーブルトレイは，プラントウォークダウン対象電気品付近のものを対象とする。

- ・アクセスが困難な以下の設備（例えば，炉内構造物や格納容器内設備であり，机上検討で信頼できる情報が得られる設備等）は除外する。

- ー高線量エリア，汚染の程度が著しいエリアにある設備

- ー確認する場合に通電部位へ接触するおそれがある設備

ー高所・狭隘部にある設備

プラントウォークダウン評価対象設備の選定フローを第 3.2.1.1-1 図に示す。

(c) プラントウォークダウンの実施結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき、上記(b)で選定した設備を対象に調査を実施した。その結果、調査対象に対する耐震安全性や二次的影響に関して問題はなく、フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことを確認した。プラントウォークダウンの実施結果の例を第 3.2.1.1-2 図に示す。

d. 今回実施した地震 P R A の前提条件等について

今回実施した地震 P R A について、主に留意すべき点について以下に示す。

(a) 評価の前提条件について

- ・ 起因事象に対する対応は、設計基準対象施設による対応を基本とし、これまでに整備した AM 策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については、期待しないものとする。
- ・ 耐震重要度 B 又は C クラスの機器は基本的には期待しない。ただし、安全設備の使命時間内の機能維持に必要となる燃料移送系設備は評価対象とする。
- ・ 外部電源喪失は、開閉所設備の碍子部の損傷により発生するものとする。
- ・ 地震時には、機器及び電源の復旧は不可能とし、外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しない。
- ・ 評価地震動範囲は 0.16G～3.00G（解放基盤面上の加速度）とす

る。

- ・津波及び地震随伴の火災，溢水が建屋，機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず，地震の影響のみ評価する。

(b) 地震の影響について

- ・相関性が考えられる設備は，地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。

(2) 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

a. 事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析し，事故シナリオを設定した。事故シナリオの設定に当たっては，地震起因による安全機能を有する建屋・構築物，機器の損傷が炉心損傷事故に直接つながりうる事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。

なお，地震 P R A の評価地震動範囲は，原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値）を目安に 0.16G 以上とした。

上記の事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響及び経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った。

事故シナリオに対するスクリーニング結果を第 3.2.1.1-2 表に示す。

b. 起因事象の選定

地震時特有の影響及び内部事象出力運転時レベル 1 P R A で考慮している起因事象との関係を考慮し，事故シーケンス評価の対象となる起因

事象を第 3.2.1.1-3 図に示すフローを用いて、以下のとおり抽出した。

- ・ 原子炉建屋損傷
- ・ 格納容器損傷
- ・ 原子炉圧力容器損傷
- ・ 格納容器バイパス
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)
- ・ 計装・制御系喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 交流電源喪失
- ・ 外部電源喪失
- ・ 過渡事象

c. 建屋・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建屋・構築物，機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物，機器を抽出し，地震 P R A で対象となる建屋・機器リストを作成した。第 3.2.1.1-3 表に建屋・機器リストを示す。

3.2.1.2 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

地震 P S A 学会標準の方法に基づき評価を行う。

(2) 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

a. 震源モデルの設定

震源モデルは、以下のとおり特定震源モデルと領域震源モデルを設定する。それぞれの震源モデルにおいて、当社の調査結果等に基づき設定した震源モデル（以下「調査モデル」という。）の他、地震調査研究推進本部の知見を参考に設定した震源モデル（以下「推本参考モデル」という。）をロジックツリーで考慮する。

(a) 特定震源モデル

i) 内陸地殻内地震

調査モデルについては、敷地周辺の震源として考慮する活断層等の他、活断層研究会編（1991）に掲載されている活断層に基づいて評価する。推本参考モデルについては、地震調査研究推進本部（2012）で考慮されている活断層を評価対象とする。敷地周辺の考慮する活断層の分布及び諸元をそれぞれ第 3.2.1.2-1 図、第 3.2.1.2-2 図及び第 3.2.1.2-1 表、第 3.2.1.2-2 表に示す。

ii) 海溝型地震

調査モデルでは、関東地震及び 2011 年東北地方太平洋沖型の地震を、推本参考モデルでは関東地震、茨城県沖で発生する地震（繰り返し発生する地震）及び 2011 年東北地方太平洋沖型の地震を特定震源として扱う。調査モデル及び推本参考モデルで考慮している特定震源の震源位置及び諸元を第 3.2.1.2-3 図、第

3.2.1.2-4 図及び第 3.2.1.2-3 表、第 3.2.1.2-4 表に示す。

(b) 領域震源モデル

領域震源モデルについては、内陸地殻内地震及び海溝型地震を考慮する。調査モデルについては、垣見他（2003）を参照して領域区分し、各領域の最大マグニチュードを領域内の過去の地震の最大値を基に設定する。推本参考モデルについては、地震調査研究推進本部（2012）に基づいて領域区分及び各領域の最大マグニチュードを設定する。内陸地殻内地震及び海溝型地震の領域区分を第 3.2.1.2-5 図から第 3.2.1.2-9 図に示す。

b. 地震動伝播モデル

2011 年東北地方太平洋沖型地震については、断層モデルを用いた手法を用いる。それ以外の震源については、Noda et al.（2002）の方法を用い、第 3.2.1.2-10 図から第 3.2.1.2-12 図に示す領域については、地震観測記録を用いた補正係数を考慮する。

c. ロジックツリーの作成

ロジックツリーは、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因に基づいて作成する。震源モデルについては前述のとおり、調査モデルと推本参考モデルをロジックツリーで考慮する。作成したロジックツリーを第 3.2.1.2-13 図に、ロジックツリーの分岐及び重みの考え方を第 3.2.1.2-5 表に示す。

(3) 確率論的地震ハザード評価結果

a. 地震ハザード曲線

上記により評価した平均地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-14 図に、フラクタイル地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-15 図に示す。また、震源別平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-16 図に示す。

b. 一様ハザードスペクトル

一様ハザードスペクトルと応答スペクトルに基づく手法による基準地震動 S_s-D1 及び断層モデルを用いた手法による基準地震動 $S_s-11 \sim S_s-22$ との比較を第 3.2.1.2-17 図に示す。基準地震動 S_s-D1 の年超過確率は 10^{-4} から 10^{-5} 程度である。基準地震動 S_s-11 から S_s-22 の年超過確率は基準地震動 S_s-D1 を超過する周期帯で 10^{-4} から 10^{-6} 程度である。また、内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと震源を特定せず策定する地震動に基づく基準地震動 S_s-31 との比較を第 3.2.1.2-18 図に示す。基準地震動 S_s-31 の年超過確率は 10^{-4} から 10^{-6} 程度である。

一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-19 図に示す。

c. フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は、年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波とし、経時特性は Noda et al. (2002) に基づき地震規模 M 及び等価震源距離 X_{eq} で与え、それぞれ $M7.6$, $X_{eq} = 25.7\text{km}$ とした。模擬波を第 3.2.1.2-20 図に示す。

3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

a. 評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 3.2.1.3-1-1 図及び第 3.2.1.3-1-2 図に示す。

b. 損傷モード及び部位の設定

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

(2) フラジリティの評価方法の選択

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

(3) フラジリティの評価上の主要な仮定

a. 考慮する不確かさ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確かさ（以下「 β_R 」という。）と認識論的不確かさ（以下「 β_U 」という。）については、地震 P S A 学会標準に基づき評価した。考慮する不確かさ要因の例を第 3.2.1.3-1-1 表に示す。

b. 損傷評価の指標

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

(4) フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震 P S A 学会標準に示されたボックス壁の実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定した。損傷限界点の現実的な値を第 3.2.1.3-1-2 表に示す。

(5) フラジリティの評価における応答情報

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

a. 入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-20 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした。（最大 $1,500\text{cm/s}^2$ ）

b. 現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-1-3 表に、原子炉建屋の物性値を第 3.2.1.3-1-4 表にそれぞれ示す。応答解析に用いる現実的な物性は、地震 P S A 学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-1-5 表に示す。

原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 3.2.1.3-1-3 図及び第 3.2.1.3-1-6 表に，地盤ばね定数と減衰係数を第 3.2.1.3-1-7 表に示す。

c. 現実的応答

現実的応答は，地震 P S A 学会標準に準拠してコンクリート強度，支持地盤のせん断波速度及び建屋の減衰定数を変動パラメータとし，対数正規分布を仮定して 2 点推定法による応答解析を行い，最大応答せん断ひずみの中央値と対数標準偏差を算出した。

(6) 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線と H C L P F（低い損傷確率（5%損傷確率）であることが高い信頼度（95%信頼度）で推定できる地震加速度）を算出した。フラジリティ曲線は，原子炉建屋を構成する全要素のうち，H C L P F が最小となる要素で代表させることとした。ここに，損傷確率は，現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は，対数正規累積分布関数により近似し，信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建屋のフラジリティ曲線を第 3.2.1.3-1-4 図に示す。また H C L P F については第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

a. 評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに記載されたものとし、海水ポンプ室とした。海水ポンプ室の平面図及び断面図をそれぞれ第 3.2.1.3-2-1 図及び第 3.2.1.3-2-2 図に示す。

b. 損傷モード及び部位の設定

海水ポンプ室の要求機能喪失につながる支配的な構造損傷モードとして、非線形時刻歴応答解析による耐震評価に基づき、構造部材の曲げ破壊及びせん断破壊のうち、耐震裕度の観点からせん断破壊を損傷モードとして選定した。対象とする損傷部材は最も耐震性の低い構造部材とした。

(2) フラジリティの評価方法の選択

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

(3) フラジリティの評価上の主要な仮定

a. 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さ β_R と認識論的不確実さ β_U については、地震 P S A 学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第 3.2.1.3-2-1 表に示す。

b. 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、構造部材のせん断破壊の程度を表すことができる指標として、せん断力を選定した。

(4) フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力は、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会，2005）」のせん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。現実的耐力に含まれる不確実さ要因は、地震P S A学会標準を参考に、コンクリートの圧縮強度と鉄筋の降伏強度を考慮し、それぞれ実強度の調査結果、建設時の試験結果から対数正規分布を仮定した。現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値を第 3.2.1.3-2-2 表に示す。

(5) フラジリティの評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震P S A学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。地震応答解析は地盤及び構造物の非線形を考慮した有限要素法解析手法を用い、水平・鉛直地震動を同時に入力した。

a. 入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-20 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした（最大 $1,579\text{cm/s}^2$ （水平）， $1,001\text{cm/s}^2$ （鉛直））。

b. 現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-2-3 表に、海水ポンプ室の物性値を第 3.2.1.3-2-4 表にそれぞれ示す。また、鋼管杭の断面諸元を第 3.2.1.3-2-5 表に示す。応答解析に用いる現実的な物性は、応答への影響度が高い地盤物性を対象に地震 P S A 学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-2-6 表に示す。海水ポンプ室の解析モデルを第 3.2.1.3-2-3 図に示す。

c. 現実的応答

現実的応答は、地震 P S A 学会標準に準拠して、第四紀層のせん断波速度を変動パラメータとし、対数正規分布を仮定して 2 点推定法による応答解析を行い、これらの応答解析結果に基づき算出した。

(6) 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線と H C L P F を算出した。ここに、損傷確率は、現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は、対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。H C L P F は信頼度 95% のフラジリティ曲線をもとに算出した。

海水ポンプ室のフラジリティ曲線を第 3.2.1.3-2-4 図に示す。また、H C L P F については第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-3 機器のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象を、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。損傷モードは評価対象機器の要求機能に応じ、構造損傷と機能損傷に分類し適切に設定する。

機器のフラジリティ評価のうち、タンク、熱交換器等の静的機器は、要求機能の喪失につながる延性破壊や脆性破壊等の構造損傷の観点からフラジリティ評価を実施する。また、電気盤類及びポンプ・弁等の動的機器は、事故シーケンス評価上の要求機能に応じて構造損傷、動的機能限界や電氣的機能維持限界等の機能損傷の観点からフラジリティ評価を実施し、当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお、構造強度に関する評価では、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震評価が実施されるが、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なり、また、同一部位でも評価応力の種類（引張応力、曲げ応力、組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価では、これらの中から、最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等を設定する。

(2) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（以下「応答解析に基づく方法」という。）」、「現実的耐力と応答係数による方法（以下「原研法に基づく方法」という。）」及び「耐力係数と応答係数による方法（以下「安全係数法」という。）」の中から「安全係数法」を選択した。

「安全係数法」は後述のとおり、地震応答解析結果、耐力係数及び応答

係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は、構造損傷については材料強度の規格値等をもとに、機能損傷については試験結果又は解析結果をもとに、地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央値や不確実さを設定し、算定している。この現実的耐力の評価法は、「応答解析に基づく方法」、「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」は本質的に同じであり、同等の精度を有している。また、耐力係数の評価で用いる設計応答値は、既工認等での実績のある応答値（耐震バックチェックベース）、もしくは、当該応答値を一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果となるよう補正した応答値（裕度向上ベース）を用いている。

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

なお、「安全係数法」は米国において、評価手法として提案され⁽¹⁾、約40プラントでの評価実績がある⁽²⁻⁴⁾。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果がそのまま使用できる「安全係数法」を用いることとする。

評価手法は地震P S A学会標準に準拠した手法とする。

(3) フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）

機器フラジリティ評価とは、地震動の入力が増大し、評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものであ

る。このとき、最大地動加速度 A を fragility 加速度と称し、機器 fragility 評価ではこれを確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = A_m \times \varepsilon_R \times \varepsilon_U$$

ここで、

A_m : fragility 加速度中央値 (50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値)

ε_R : 中央値に対する偶然的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を 1.0 として対数標準偏差 β_R である対数正規分布を仮定する。

ε_U : 中央値に対する認識論的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を 1.0 として対数標準偏差 β_U である対数正規分布を仮定する。

fragility 加速度 A を対数正規累積分布関数で示したものが機器 fragility 曲線である。

なお、fragility 評価では、直接 A_m , ε_R , ε_U から fragility 加速度を算定せず、一般に安全係数の概念を用いて下式のように算定する。

$$A_m = F \times A_d \quad (\text{式 3.2.1-1})$$

ここで、

A_m : fragility 加速度中央値

F : 安全係数 (裕度)

A_d : 基準地震動 S_s の最大地動加速度、もしくは、一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波の最大地動加速度

(式 3.2.1-1) の安全係数 (裕度) は、(式 3.2.1-2) のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが、(式 3.2.1-3) のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合 (応答に関する安全係数) と現実的な耐力に対する設計

応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

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

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad (\text{式 3.2.1-2})$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}}$$

$$\therefore F = F_C \times F_{RE} \times F_{RS} \quad (\text{式 3.2.1-3})$$

ここで，

F_C ：耐力係数

F_{RE} ：機器応答係数

F_{RS} ：建屋応答係数

耐力係数 F_C ，機器応答係数 F_{RE} 及び建屋応答係数 F_{RS} は，それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は，フラジリティ評価上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり，全て対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第 3.2.1.3-3-1 表に示す。

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

ここで，

F_S ：強度係数

F_μ ：塑性エネルギー吸収係数

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

ここで,

F_{SA} : スペクトル形状係数

F_D : 減衰係数

F_M : モデル化係数

F_{MC} : モード合成係数

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

ここで,

F_1 : 解放基盤表面の地震動に関する係数

F_2 : 建屋への入力地震動に関する係数

F_3 : 建屋の地震応答に関する係数

(4) フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は、その評価部位に使われる部材の JSME「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年版）」（JSME S NC1-2005）に記載されている許容値を適用した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_R 、 β_U として定量化した。

(5) フラジリティ評価における応答情報

設計応答値は、建屋・構築物の非線形地震応答解析及び機器の線形地震応答解析による機器評価部位における発生応答等を設定した。地震動は耐震バックチェック評価用地震動（600Gal）を基本とするが、地盤、建屋・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は、第 3.2.1.2-20 図に示す一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波を、年超過確率 10^{-6} の入力

レベルとなるよう係数倍した地震動（1,579Gal）を用いる。確率分布については、中央値に関する不確かさの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_R 、 β_U として定量化した。

(6) 機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第 3.2.1.1-3 表に示す。

機器フラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「大型機器」，「静的機器」，「動的機器」，「電気盤・計装」及び「配管」の 5 グループに分類した。また、グループごとに代表機器を抽出し、その評価の具体例を以下に示す。各グループの代表機器は F V 重要度を参照し、抽出した。なお、5 グループの分類の考え方については以下のとおりである。

大型機器：原子炉圧力容器等で、多質点時刻歴解析評価が主となる機器の構造損傷

静的機器：上記大型機器以外で、スペクトルモーダル解析または静的評価が主となる機器の構造損傷

動的機器：ポンプ，内燃機関，電動弁等の動的機器の機能損傷

電気盤・計装：電気盤，計装品等の電氣的機器の機能損傷

配管：配管・サポート等の構造損傷

a. 大型機器（原子炉圧力容器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・ 評価対象機器：原子炉圧力容器
- ・ 設置位置：原子炉建屋
- ・ 耐震重要度クラス：S
- ・ 固有振動数：20Hz 以上

- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s (600Gal) に対する発生応力
- ・評価対象部位：蒸気乾燥器支持ブラケット付根部
- ・評価応力：一次膜応力＋一次曲げ応力

下表に、原子炉压力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表 原子炉压力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
蒸気乾燥器支持 ブラケット付根部	SUSF304	一次膜応力＋ 一次曲げ応力	391	105	3.72

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

本係数は、次式により評価する。

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

ここで、

σ_c ：限界応力の中央値

σ_T ：地震時発生応力

σ_N ：通常運転時応力

蒸気乾燥器支持ブラケットの材質は SUSF304 であることから、限界応力として J S M E 「発電用原子力設備規格設計・建設規格 (2005 年度版)」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 391\text{MPa}$ (評価温度 302°C) を採用する。

上記規格値に含まれる余裕（ S_u 値の 1.13 倍）を考慮して限界応力の中央値とする。

したがって、

$$\sigma_c = 1.13 \times S_u = 1.13 \times 391 = 442 \text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率の最大値 3.24 を掛け合せた値を計算に用いることとする。

$$\text{比率} = \frac{\text{一様ハザードスペクトルによる
大型機器連成解析より求めた荷重}}{\text{耐震バックチェック評価用地震動による
大型機器連成解析より求めた荷重}}$$

$$\sigma_T = 105 \times 3.24 = 340 \text{MPa}$$

通常運転時応力は、耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

$$\sigma_N = 0 \text{MPa}$$

以上より、強度係数 F_s は、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{\sigma_c}{\sigma_T} = \frac{442}{340} = 1.30$$

不確かさとして、限界応力の中央値 $1.13 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99% 信頼下限に相当すると考え、全て β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.13 \times S_u}{S_u} \right) = 0.05$$

以上により、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_s = 1.30, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.05$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値として $1.13 \times S_u$ を用いているため、塑性変形によるエネルギー吸収効果は考慮しない。

以上により、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡張に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡張後の床応答スペクトルによる応答加速}}{\text{拡張前の床応答スペクトルによる応答加速}}$$

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは、時刻歴応答解析により評価した原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており、床応答スペクトルを用いないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

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

蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており，原子炉圧力容器の設計用減衰定数は1%，減衰定数の中央値3%⁽⁵⁾として，係数を算出する。

設計用減衰定数による応答値と減衰定数の中央値での応答値の比は，下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

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

ここで，

h : 減衰定数 (%)

不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため，設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の99%上限値と考え算定する。

また， β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって，

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} = 1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} \right] = 0.08$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = 1.30, \quad \beta_R = \beta_U = 0.08$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われているため、モデル化に関する不確かさ β_U は海外文献⁽¹⁾より 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉压力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており、原子炉压力容器は時刻歴応答解析を実施しているため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また、基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、概ね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確実さと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、原子炉压力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）のフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確実さ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-4 図に示す。

$$A_m = 2.72 (G)$$

$$\beta_R = 0.22, \quad \beta_U = 0.23$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 2.72 \times \exp[-1.65 \times (0.22 + 0.23)] \\ &= 1.29 (G) \end{aligned}$$

表 原子炉压力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット） 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.30	1.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00		1.69
不確 実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22
	β_U	0.05	0.00	0.00	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15		0.23

ｂ．静的機器（残留熱除去系熱交換器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・ 評価対象機器：残留熱除去系熱交換器
- ・ 設置位置：原子炉建屋 EL. +2.00m
- ・ 耐震重要度クラス：S
- ・ 固有振動数：10.4Hz（１次）
- ・ 各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （600Gal）に対する発生応力
- ・ 評価対象部位：アンカボルト
- ・ 評価応力：引張応力及びせん断応力

下表に、残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果を示す。各評価部位・各評価応力のうち、裕度が最小であるアンカボルトが、残留熱除去系熱交換器の地震時の損傷に支配的であると考えられることから、アンカボルトに着目して評価する。

表 残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕 度
胴板	SB410	一次応力	351	108	3. 25
架台（脚）	SS400	組合せ応力	280	159	1. 76
アンカボルト	SCM435	引張応力	488	433	1. 12
		せん断応力	375	109	3. 44

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

ボルトの強度係数は，引張応力及びせん断応力に対して次式により評価する。

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

ここで，

λ : ボルトの応力比

σ : ボルトの引張応力

τ : ボルトのせん断応力

σ_c : ボルトの限界引張応力の中央値

τ_c : ボルトの限界せん断応力の中央値

F_σ : 引張に対する余裕度

F_τ : せん断に対する余裕度

以上により，強度係数 F_s は次式により評価する。

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

アンカボルトの材質は SCM435 であることから、限界応力として J S M E 「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 930\text{MPa}$ （評価温度 40°C ）を採用する。なお、上記規格値に含まれる余裕（ S_u 値の 1.17 倍）を考慮するとともに、限界引張応力は谷径断面積と呼び径断面積の比（0.75）を乗じ、限界せん断応力は $S_u / \sqrt{3}$ を用いる。

$$\sigma_c = 1.17 \times 0.75 \times S_u = 1.17 \times 0.75 \times 930 = 816\text{MPa}$$

$$\tau_c = 1.17 \times S_u / \sqrt{3} = 1.17 \times 930 / \sqrt{3} = 628\text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率（本評価対象の固有周期における比率）1.47 を掛け合せた値を計算に用いることとする。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{EL. + 2.00m の床応答加速度} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{EL. + 2.00m の床応答加速度} \end{array}}$$

$$F_\sigma = \sigma_c / \sigma = 816 / (433 \times 1.47) = 1.28$$

$$F_\tau = \tau_c / \tau = 628 / (109 \times 1.47) = 3.92$$

以上より、強度係数 F_s は、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{1.28}\right)^2 + \left(\frac{1}{3.92}\right)^2}} = 1.22$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99%信頼下限に相当すると考え、全て β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07$$

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 1.22, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は，塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数 F_S の評価については，限界応力の中央値として $1.17 \times S_u$ を用いているため，塑性変形によるエネルギー吸収係数効果は考慮しない。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡張に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

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

拡張前後の応答スペクトル比（拡張後／拡張前）は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，国内の代表プラントで評価した値を用いる。

国内の代表プラントでの拡張前後の応答スペクトル比は，機器系の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この

知見から中央値 F_{SA} を算定する。

不確実さは、最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し－95％下限値と＋95％上限値に相当するものとみなし算定する。なお、不確実さは、本係数を各機器に対して一般値として適用するため、すべて β_U とする。

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

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

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 3.2.1.3－3－2 図に示す。

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

ボルトの設計用減衰定数は 1％，減衰定数の中央値 3％⁽⁵⁾として、係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は、下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

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

ここで、

h : 減衰定数 (%)

不確実さについては、設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため、設計用減衰定数による応答

値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え算定する。

また、 β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって、

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} = 1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} \right] = 0.08$$

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = 1.30, \quad \beta_R = \beta_U = 0.08$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われているため、モデル化に関する不確実さ β_U は海外文献⁽¹⁾より 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器はスペクトルモーダル解析を行っているため、モード合成法に含ま

れる余裕としては，地震 P S A 学会標準解説 98 に基づき，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{MC}=1.03, \quad \beta_R=0.13, \quad \beta_U=0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお，本機器は，一様ハザードスペクトルにより評価していることから，スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1=1.00, \quad \beta_R=\beta_U=0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力

損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、概ね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確実さと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）のフラジリティ加速度の中央値 A_m ，その不確かさ β_R ， β_U 及び $HCLPF$ は，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-5 図に示す。

$$A_m = 3.27 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.25, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 3.27 \times \exp[-1.65 \times (0.25 + 0.25)] \\ &= 1.43 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系熱交換器（アンカボルト） 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.22	1.00	1.24	1.30	1.00	1.03	1.00	1.00		2.03
不 確 実 さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.13	0.00	0.20		0.25
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15		0.25

c. 動的機器（残留熱除去系海水ポンプ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：残留熱除去系海水ポンプ
- ・設置位置：海水ポンプ室 EL. +0.8m
- ・耐震重要度クラス：S

- ・固有振動数：水平 15.2Hz，鉛直 20Hz 以上
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （水平 600Gal，鉛直 400Gal）に対する設計応答加速度：水平方向 0.04G，鉛直方向 0.49G
- ・機能維持確認済加速度：水平方向 14.6G⁽⁸⁾，鉛直方向 2.0G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが，ここでは耐震裕度が小さい鉛直方向についての評価を示す。

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

本係数は下記の式にて算出する。

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

・損傷加速度中央値について

ポンプ類のように，構造強度に加え動的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

ここで，フラジリティ評価における試験加速度は，既往の検討結果より以下の値を用いる。

鉛直：2.0G

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから，試験加速度が H C L P F に相当すると考え，地震 P S A 学会標準解説 85 に基づき，誤動作・損傷に対する加速度の中央値 A_m を以下のように推定する。

$$A_m = H C L P F / 0.9$$

不確実さは、 A_m と $HCLPF$ より求める。 A_m と $HCLPF$ の関係は下記のとおりである。

$$A_m = HCLPF \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

β_R と β_U は同程度と考え、 $\beta_R = \beta_U$ とする。

したがって、強度係数 F_s 及びその不確実さは、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度の中央値}}{\text{応答加速度}} = \frac{HCLPF / 0.9}{\text{応答加速度}}$$

$$= \frac{2.0 / 0.9}{0.49} = 4.53$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln \left(\frac{HCLPF / 0.9}{HCLPF} \right)$$

$$= \frac{1}{1.65 \times 2} \ln \left(\frac{2.0 / 0.9}{2.0} \right) = 0.03$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

残留熱除去系海水ポンプについては、変形が大きくなると機能喪失につながるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる

裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

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

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

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

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており，解析モデル等を構築した評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし，本機器は剛構造であり，モーダル解析による評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す海水ポンプ室の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

本機器は剛構造であることを考慮して，機器・配管系の固有周期

のある 1.0 秒以下範囲における応答スペクトル比の最も保守的な値を適用する。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 0.68, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 67 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、0.1 以内であることから、0.10 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価す

るものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、残留熱除去系海水ポンプのフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-6 図に示す。

$$A_m = 1.25 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 1.25 \times \exp[-1.65 \times (0.10 + 0.15)] \\ &= 0.83 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系海水ポンプ 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		4.53	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.68	1.00		3.06
不確 実さ	β_R	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10		0.10
	β_U	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.15

d. 電気盤・計装（非常用パワーセンタ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：非常用パワーセンタ
- ・設置位置：原子炉建屋 EL. +2.56m
- ・耐震重要度クラス：S
- ・固有振動数：水平，鉛直とも 20Hz 以上
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （水平 600Gal，鉛直 400Gal）に対する盤の設計応答加速度：水平方向 0.62G，鉛直方向 0.48G
- ・機能維持確認済加速度：水平方向 1.10G，鉛直方向 1.00G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが，ここでは耐震裕度が小さい水平方向についての評価を示す。

(a) 耐力係数 F_C の評価

i) 強度係数 F_S の評価

本係数は下記の式にて算出する。

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

・ 損傷加速度中央値について

電気盤類のように，構造強度に加え電氣的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから，以下に示す方法（ここでは「 β 設定法」という。）により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

[β 設定法の概要]

フラジリティ評価において，H C L P F は次式により評価される。

$$H C L P F = A m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

上式より，

$$A m = H C L P F \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

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

損傷加速度の中央値

$$= \text{損傷加速度の H C L P F} \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

したがって，“損傷加速度の H C L P F = 試験加速度” とし，不確実さ β_R 及び β_U を与えることにより，損傷加速度の中央値を推定できる。

なお，既往の電気品の試験結果⁽⁹⁾より，電気品の誤動作に関する不確実さは $\beta_R = 0.10$ ， $\beta_U = 0.20$ 程度と考えられる。

したがって，非常用パワーセンタの損傷加速度の中央値は， β 設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値

$$= \text{試験加速度} \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

$$=1.10 \times \exp[1.65 \times (0.10+0.20)]$$

$$=1.81$$

盤の設計応答加速度は，耐震バックチェックの評価結果を，一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため，盤の設計応答加速度に，以下の計算式より求めた比率の最大値 1.77 を掛け合せた値を計算に用いることとする。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床面の最大震度 (1.0ZPA)} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床面の最大震度 (1.0ZPA)} \end{array}}$$

したがって，強度係数 F_s 及びその不確かさは，以下のとおりとなる。

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

$$= 1.81 / (0.62 \times 1.77)$$

$$= 1.65$$

$$\beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.20$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は，塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

電気盤類については，変形が大きくなると機能喪失につながるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

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

ただし、本機器は剛構造であるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰定数に関する係数 F_D の評価

本係数は、機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

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

ただし、本機器は剛構造であるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iii) モデル化に関する係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており，解析モデル等を構築した評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iv) モード合成法に関する係数 F_{MC} の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし，本機器は剛構造であり，モーダル解析による評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお、本機器は、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、概ね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、非常用パワーセンタのフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-7 図に示す。

$$A_m = 2.66 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.22, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 2.66 \times \exp[-1.65 \times (0.22 + 0.25)] \\ &= 1.22 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 非常用パワーセンタ 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.65	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.65
不確 実さ	β_R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22
	β_U	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.25

e. 配管（残留熱除去系海水系配管）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・ 評価対象機器：残留熱除去系海水系配管
- ・ 設置位置：原子炉建屋 EL. +2.00m
- ・ 耐震重要度クラス：S
- ・ 固有振動数：2.84Hz（配管系 1 次）
- ・ 各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （600Gal）に対する発生応力
- ・ 評価対象部位：配管本体
- ・ 評価応力：一次応力

下表に、残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表 残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
配管本体	STPT42	一次応力	410	153	2.67

(a) 機器耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s

本係数は、次式により評価する。

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

ここで、

σ_c : 限界応力の中央値

σ_T : 地震時発生応力

σ_N : 通常運転時応力

配管本体の材質は STPT42 であることから、限界応力として J S ME 「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 410\text{MPa}$ （評価温度 38°C ）を採用する。

上記規格値に含まれる余裕（ S_u 値の 1.17 倍）を考慮して限界応力の中央値とする。

したがって、

$$\sigma_c = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 410 = 479\text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率の最大値 3.15 を掛け合せた値を計算に用いることとする。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床応答加速度} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床応答加速度} \end{array}}$$

$$\sigma_T = 153 \times 3.15 = 481\text{MPa}$$

通常運転時応力は、耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

$$\sigma_N = 0 \text{MPa}$$

以上より、強度に関する係数 F_s は、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{\sigma_c}{\sigma_T} = \frac{479}{481} = 0.99$$

不確かさとして、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99%信頼下限に相当すると考え、全て β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_s = 0.99, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数 F_s の評価において、限界応力の中央値として $1.17 \times S_u$ を用いているため、塑性変形によるエネルギー吸収効果は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクト

ル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

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

応答スペクトル比（拡張後／拡張前）は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，代表プラントで評価した値を用いる。

代表プラントでの応答スペクトル比は，機器系の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この知見から中央値 F_{SA} を算定する。

不確かさは，最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し－95％下限値と＋95％上限値に相当するものとみなし算定する。なお，不確かさは，本係数を各機器に対して一般値として適用するため，すべて β_U とする。

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

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

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

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

配管の設計用減衰定数は 0.5％，減衰定数の中央値 2.9％として，

係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は、下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

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

ここで、

h : 減衰定数 (%)

不確実さについては、設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため、設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99% 上限値と考え、算定する。また、 β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって、

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(0.5)}{3.21 - 0.68 \times \ln(2.9)} = 1.48$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(0.5)}{3.21 - 0.68 \times \ln(2.9)} \right] = 0.12$$

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = 1.48, \quad \beta_R = \beta_U = 0.12$$

iii) モデル化に関する係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、本機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。本機器の耐震評価は、多質点系モデルを用いて行われて

いるため、モデル化に関する不確実さ β_U は海外文献⁽¹⁾より 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

iv) モード合成法に関する係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器はスペクトルモーダル解析を行っているため、モード合成法に含まれる余裕としては、地震 P S A 学会標準解説 98 に基づき、本係数及び不確実さは以下の値とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.03, \quad \beta_R = 0.13, \quad \beta_U = 0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお、本機器は、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、概ね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、残留熱除去系海水系配管のフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及びHCLPFは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-8 図に示す。

$$A_m = 3.01 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.27, \quad \beta_U = 0.26$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 3.01 \times \exp[-1.65 \times (0.27 + 0.26)] \\ &= 1.26 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系海水系配管 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		0.99	1.00	1.24	1.48	1.00	1.03	1.00	1.00		1.87
不確 実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.13	0.00	0.20		0.27
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.12	0.15	0.00	0.00	0.15		0.26

(参考資料)

- (1) R.P.Kennedy and M.K.Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies,” Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984)
- (2) R.Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations” , Electric Power Research Institute, December 2001
- (3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document” , December 2011 (年・月は, AP1000標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す)
- (4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document” , March 1997 (年・月は, ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す)
- (5) Regulatory Guide 1.61, “Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants”
- (6) N.M.Newmark and W.J.Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants” , NUREG/CR-0098
- (7) 美原他, “原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実

さに関する研究（その３）まとめ”，日本建築学会大会学術講演梗概集
（九州）2007年8月

- (8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その３
（総合評価）に係る報告書，平成18年8月，独立行政法人 原子力安全基
盤機構

- (9) K. K. Bandyopadhyay, C. H. Hofmayer, M. K. Kassir, S. Shteyngart
“Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase
II)” , NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol. 4

3.2.1.4 事故シーケンス

(1) 起因事象

a. 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

(a) 評価対象とした起因事象について

地震時特有の要因による分類を踏まえた地震 P R Aにおける起因事象及びその説明を以下に示す。

i) 原子炉建屋損傷

原子炉建屋の損傷により，建屋内の格納容器，原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷する可能性がある。本事象は原子炉建屋損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ii) 格納容器損傷

格納容器の損傷により，格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性がある。本事象は格納容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

iii) 原子炉圧力容器損傷

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性がある。本事象は原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に

直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

iv) 格納容器バイパス

主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷と接続している格納容器外配管の破損が同時に発生することにより，高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で格納容器外（原子炉建屋）へ流出し，原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性がある。本事象は格納容器バイパスが発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

v) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)

格納容器内配管の破断等により格納容器内に原子炉冷却材が流出する事象である。本事象は原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失が発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しいため，保守的に E C C S の注水容量を超える大規模な L O C A (E x c e s s i v e L O C A) の発生を想定し，直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお，E x c e s s i v e L O C A 発生 の 要 因 と な る 配 管 に つ い て は ， 計 装 系 等 の 口 径 の 小 さ い 配 管 を 除 く 格 納 容 器 内 配 管 を 対 象 と し ， 系 統 ご と に 地 震 荷 重 に 対 し て 裕 度 が 小 さ い 部 位 を 評 価 部 位 と し て 選 定 し た 。

vi) 計装・制御系喪失

計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性がある。本事象は計装・制御系喪失が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待

できるか厳密に特定することは困難であるため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

vii) 直流電源喪失

直流電源設備の損傷により、非常用交流電源の制御機能等が喪失するため、全交流動力電源喪失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

viii) 交流電源喪失

非常用交流母線、非常用ディーゼル発電機及び補機冷却海水系機器等の交流電源設備の損傷により、非常用交流電源が喪失する事象である。本事象発生時は、地震耐力の小さい外部電源設備についても同時に損傷するものとして仮定しているため、全交流動力電源喪失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

ix) 外部電源喪失

開閉所設備等の外部電源設備の損傷により、プラントへの外部からの電源供給が途絶える事象である。プラントに外乱を発生させる過渡事象であり、事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

x) 過渡事象

i)～ix)の起因事象が発生しない場合においても、地震動を検知した原子炉停止信号により原子炉停止に至り、「過渡事象」が発生するものとして整理した。内部事象出力運転時レベル1 P R Aでは、「過渡事象」を給復水系の使用可否等により分類しているが、地震時には耐震クラスの低い給復水系は使用不可能であるものとし、全給水喪失として扱う。

b. 階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では、第 3.2.1.4-1 図に示す階層イベントツリーにより、地震により発生する起因事象の発生確率の和が 1.0 を超えないように取り扱う。階層イベントツリーのヘディングは、起因事象発生時の影響の大きい順に配列しており、各起因事象の発生頻度は、起因事象発生の対象となる建屋・構築物、機器等のフラジリティを評価することで算出した。また、後続のヘディングの分岐確率は、先行のヘディングで考慮している事象が発生しないという条件付確率として評価した。評価した各起因事象の発生頻度を第 3.2.1.4-1 表に示す。

(2) 成功基準

a. 成功基準の一覧

炉心損傷を防止するための緩和設備の設備能力及び余裕時間は、地震時においても内部事象出力運転時レベル 1 P R A と相違ない。ただし、直接炉心損傷に至る事象については、緩和手段がないため成功基準を設定していない。

使命時間については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間とした。また、機器や外部電源の復旧には期待していない。

(3) 事故シーケンス

第 3.2.1.4-1 図に示した階層イベントツリー及び直接炉心損傷に至る事象以外の起因事象に対する緩和設備の状態を表すイベントツリーを作成した。第 3.2.1.4-2 図～第 3.2.1.4-5 図に「過渡事象」，「外部電源喪失」，「交流電源喪失」，「直流電源喪失」の起因事象に対するイベント

ツリーを示す。

各イベントツリーは小イベントツリー／大フォールトツリー法に基づいて作成し、イベントツリーのヘディングには、炉心損傷の防止に関わる緩和設備のフロントライン系、事象の進展に影響する重要な設備状態を選定した。また、炉心損傷防止の観点から、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスの分類を行った。分類した事故シーケンスを第 3.2.1.4-2 表に示す。

(4) システム信頼性

a. 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした緩和機能及びその依存性については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様であるが、内部事象で考慮しているランダム故障等に加えて、地震の影響による損傷を考慮して評価している。また、地震時特有の影響として建屋・構築物、機器の地震による損傷についても考慮している。評価対象としたシステムの一覧を第 3.2.1.4-3 表に示す。

b. 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

冗長設備は基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置されるため、同様の系統間及び機器間で完全相関（完全従属）を仮定した。また、高圧炉心スプレイ系の関連設備のうち、ケーブルトレイ（区分Ⅲ）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系については、区分Ⅰ／Ⅱの同種設備と構造上の差異がほぼなく、これらの設備と同一のフロアに設置しているため完全相関を仮定した。それ以外の機器につい

ては完全独立を仮定した。機器損傷に関する機器間の相関の取扱いを第 3.2.1.4-4 表に示す。

c. システム信頼性

イベントツリーのヘディングに対応する起因事象及び緩和機能（フロントライン系，サポート系）について，フォールトツリーを作成し評価した。

d. 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

内部事象出力運転時レベル 1 P R A で設定した項目を除き，地震 P R A で新たにシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

(5) 人的過誤

a. 起因事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験・保守作業終了後の復旧忘れ等であり，地震による影響を考慮する必要がないため，内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の評価を用いた。

b. 起因事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり，内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の対応操作の過誤を想定している。ただし，過誤確率の評価においては，地震後に対応する作業であることを考慮し，内部事象出力運転時レベル 1 P R A と比較して高いストレスレベルを仮定した。起因事象発生後の人的過誤確率を第 3.2.1.4-5 表に示す。

(6) 炉心損傷頻度

a. 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

地震 P R A では、計算コード RiskSpectrum®PSA を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

なお、地震 P R A の評価地震動範囲は、下限を原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値）、上限を発生頻度の観点から全炉心損傷頻度への寄与が十分小さくなる規模の地震動として 0.16G～3.0G と設定している。

b. 炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は約 $1.0\text{E-}05$ ／炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4－6 表、第 3.2.1.4－6 図に示す。起因事象別の結果では、過渡事象を起因とする炉心損傷頻度が最も高く約 41% を占め、次いで外部電源喪失が約 30%、直流電源喪失が約 21% を占め支配的である。起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第 3.2.1.4－7 表に示す。

また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4－8 表、第 3.2.1.4－7 図に示す。事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失（T W）の炉心損傷頻度が最も高く約 52% を占め、次いで全交流動力電源喪失（T B D）が約 20% を占め支配的である。事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第 3.2.1.4－9 表に示す。

さらに、地震加速度区分別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4－10 表、第

3.2.1.4-8 図に、地震加速度一起因事象別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-11 表に示す。低加速度領域では、地震により起因事象又は緩和設備に係る機器等が損傷する確率が低いことから、加速度の増加による地震発生頻度の低下とともに炉心損傷頻度は低下している。更に加速度が大きくなると、地震による機器等の損傷が発生することから炉心損傷頻度は増加し、0.8G 付近で最大となるが、各地震加速度区分の炉心損傷頻度は $1.0\text{E-}06$ ／炉年を下回る。これらの領域では緩和設備に係る機器等の損傷による影響が大きいが、地震加速度の増大に伴い、原子炉建屋損傷等の直接炉心損傷に至るシーケンスが増大し、1.8G 以上では支配的となっている。

c. 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

(a) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely (F V) 重要度を評価した。

地震で損傷する建屋・構築物、機器の F V 重要度評価結果を第 3.2.1.4-12 表に示す。F V 重要度は、炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

(b) 不確実さ解析

確率論的地震ハザード、機器フラジリティ、ランダム故障の不確かさに着目した全炉心損傷頻度の不確実さ解析として、全炉心損傷頻度の 5% 値、中央値、平均値、95% 値を評価した。評価結果を第 3.2.1.4-9 図に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の約 $9.9\text{E-}06$ ／炉年となった。また、エラーファクタは約 4.7 と評価され、約 22 倍の不確実さがあるとい

う結果となった。

(c) 感度解析

本評価において設定した解析上の仮定が評価結果に与える影響を確認するため、相関性及び使命時間の設定に係る感度解析を実施した。

i) 相関性

本評価では、相関性が考えられる機器について、完全相関を仮定して評価を実施しているが、この仮定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため、完全相関を仮定した機器のうちF V重要度が高い機器の相関性を完全独立と仮定した感度解析を実施した。相関性を完全独立とする機器については、リスク上重要な建屋・構築物、機器を対象にするものとし、F V重要度が 0.01 以上の機器を対象として選定した。

相関性を変更した場合の事故シーケンスグループ別の評価結果を第 3.2.1.4-10 図に、地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-11 図に示す。感度解析の結果、炉心損傷頻度は約 $7.0\text{E}-06$ / 炉年となり、ベースケースでの炉心損傷頻度である約 $1.0\text{E}-05$ / 炉年と比較して、約 33% 低減する結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると、中程度の加速度領域で炉心損傷頻度低減の影響が確認できる。これは低加速度領域ではランダム故障による寄与が大きく、また、高加速度領域では原子炉建屋損傷等の炉心損傷に直結する事象による寄与が支配的となるため、相関性による影響が小さいことによる。

ii) 使命時間

本評価では、使命時間について内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間としているが、この使命時間の設定が炉心損傷

頻度に与える影響の感度を確認するため、使命時間を変更した感度解析を実施した。感度解析における使命時間の設定については、外部からの支援に期待できる時間として 2011 年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所による実績を参考に 72 時間と設定した。

使命時間を 72 時間とした場合の事故シーケンスグループ別の評価結果を第 3.2.1.4-12 図に、地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-13 図に示す。感度解析の結果、炉心損傷頻度は約 $1.1\text{E}-05$ / 炉年となり、ベースケースでの炉心損傷頻度である約 $1.0\text{E}-05$ / 炉年と比較して、同等の結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると、ランダム故障による寄与が大きい低加速度領域において、炉心損傷頻度増加の影響が確認できる。

第 3.2.1.1-1 表 地震 P R A で収集した情報及び情報源 (1/3)

項目	P R A 評価作業		収集した情報	情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		地震 P R A の実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報	- 内部事象出力運転時レベル 1 P R A で収集した図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） - 全体配置図，機器配置図，耐震計算書，配管計装線図，電気系統図（所内単線結線図等），系統設計仕様書，機器設計仕様書 - ストレステストに関する報告書 - プラントウォークダウン報告書
2	確率論的地震ハザード		敷地周辺地域における地震発生様式を考慮し，震源モデルの設定に係る震源特性や，地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	- 原子炉設置許可申請書 - 気象庁地震カタログ - 文献調査結果（次ページ参照） - 地質調査結果
3	建屋・機器フラジリティ		プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報	- 上記項目 1 の情報源 - 文献調査結果（次々ページ参照）
4	事故シーケンス	a) 事故シナリオ及び起因事象の分析	大規模地震時に想定されるプラント状態での必要な情報	上記項目 1 の情報源
		b) 事故シーケンスの分析 - 成功基準の設定 - イベントツリーの作成	- 安全系などのシステム使用条件 - システムの現実的な性能 - 運転員による緩和操作	- 上記項目 1 の情報源 - 既往の P R A 情報
		c) システムのモデル化	評価対象プラントに即した機器故障モード，運転状態	
		d) 事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第 3.2.1.1-1 表 地震 P R A で収集した情報及び情報源 (2/3)

	参考文献
確率論的地震 ハザード評価	1) 活断層研究会編 (1991) : [新編] 日本の活断層－分布と資料, 東京大学出版会 2) 地震調査研究推進本部 (2012) : 今後の地震動ハザード評価に関する検討～2011 年・2012 年における検討結果～, 平成 24 年 12 月 21 日 3) 松田 (1975) : 活断層から発生する地震の規模と周期について, 地震 第 2 輯, 第 28 巻 (1975) 269-283 頁 4) 武村 (1998) : 日本列島における地殻内地震のスケーリング則－地表断層の影響および地震被害との関連－, 地震第 2 輯, 第 51 巻 (1998) 211-228 頁 5) 佐藤良輔 (1989) : 日本の地震断層パラメータハンドブック, 鹿島出版会 6) 宇佐美龍夫, 石井寿, 今村隆正, 武村雅之, 松浦律子 (2013) : 日本被害地震総覧 599-2012, 東京大学出版会 7) 地震調査研究推進本部 (2009a) : 全国地震動予測地図－地図を見て 私の街の 揺れを知る－技術報告書 (2009) , 平成 21 年 12 月 8) 地震調査研究推進本部 (2009b) : 三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価 (一部改訂) , 平成 21 年 3 月 9 日 9) 垣見俊弘, 松田時彦, 相田勇, 衣笠善博 (2003) : 日本列島と周辺海域の地震地体構造区分, 地震 第 2 輯, 第 55 巻 (2003) 389-406 頁 10) Shizuo Noda, Kazuhiko Yashiro, Katsuya Takahashi, Masayuki Takemura, Susumu Ohno, Masanobu Tohdo, Takahide Watanabe (2002) : RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES, OECD-NEA Workshop on the Relations between Seismological Data and Seismic Engineering Analysis, Oct. 16-18, Istanbul

第3.2.1.1-1表 地震PRAで収集した情報及び情報源 (3/3)

	参考文献
建屋・機器 フラジリティ 評価	1) R. P. Kennedy and M. K. Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies” , Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984) 2) R. Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations” , Electric Power Research Institute, December 2001 3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document” , December 2011 (年・月は, AP1000 標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す) 4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document” , March 1997 (年・月は, ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す) 5) Regulatory Guide 1.61, “Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants” 6) N. M. Newmark and W. J. Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants” , NUREG/CR-0098 7) 美原他, “原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究 (その3) まとめ” , 日本建築学会大会学術講演梗概集 (九州) 2007年8月 8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その3 (総合評価) に係る報告書, 平成18年8月, 独立行政法人 原子力安全基盤機構 9) K. K. Bandyopadhyay, C. H. Hofmayer, M. K. Kassir, S. Shteyngart “Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase II)” , NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol. 4

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (1/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりうる事故シナリオ		
1.1 安全機能を有する建屋・構築物、機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器、格納容器への影響	・天井クレーンは地震時に落下しないよう転倒・落下防止装置を有する構造となっている。 ・天井クレーンは原子炉圧力容器、格納容器の直上に待機させない運用としている。また、天井クレーンの使用時に原子炉圧力容器、格納容器の上部に落下した場合でもシールドウォールがあるため、原子炉圧力容器、格納容器が直接損傷することはない。 ・なお、他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが、走行機能を目的とした部品が損傷したものであり、落下防止装置は健全であったことが確認されている。	除外
耐震重要度 B, C クラスの損傷に伴う S クラス機器の損傷	・耐震重要度 S クラスの機器は、下位の分類に属する施設の破損により波及的影響が生じないように設計段階で要求されており、耐震設計において建屋内又は建屋外における下位クラス施設の損傷・転倒・落下等による影響がないことを確認している。 ・プラントウォークダウンにより耐震重要度 S クラスの機器が波及的影響を受けないことを確認している。	除外
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	・「東海第二発電所における定格熱出力一定運転実施に伴う発電設備の健全性評価書」(平成 14 年 8 月)において、タービンミサイルによる原子炉施設への影響の可能性は極めて低いことを確認している。	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (2/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋が り う る 事故シナリオ		
1.2 安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・排気筒は，一様ハザードスペクトル 2,000Gal 相当の地震に対する耐震評価において，耐震性を有することを確認しており，当該地震動はプラントフラジリティの条件付炉心損傷確率が 1.0 となる加速度に相当することから，炉心損傷頻度に与える影響が小さいことを確認している。 ・なお，他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベローズに亀裂が確認されているが，排気筒は健全であったことが確認されている。	除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・原子炉建屋又は周辺構造物の周辺に斜面はないことを確認している。	除外
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	・外部電源に関連する機器のフラジリティについては，送電網を含めたシステム全体として評価し，開閉所設備の碍子部で代表させている。	地震 P R A で考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な工業用水などの原水供給停止に伴う冷却水の枯渇の影響	・原子炉注水～除熱を含めた長期冷却のための水源については，サプレッション・チェンバ水と海水冷却系の海水に期待している。このため，工業用水などの外部水源に期待しない。	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (3/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりを有する事故シナリオ		
1.3 地震時特有の現象による運転操作の阻害及び地震時の安全機能への人的過誤の影響		
施設の計画、設計、材料選定、製作、組立、完成検査までのミス	- 原子炉施設の安全性、信頼性及び点検保守上の要求を満足するため、設計、製作、据付等の各段階において適切な品質保証活動が実施されている。 - 万一、これらのミスがあったとしても、多重性を備えた設備の全てに同様のミスを犯す可能性は小さい。	除外
地震時、地震後の操作員、構内勤務者、周辺関係者（送電関係など）のミスオペレーション	- 地震時に必要となる操作には期待していない。 - 地震後の混乱に伴う高ストレス状態は、操作員の操作の阻害要因となるため、人的過誤評価で考慮している。	地震 P R A で考慮
変圧器などの碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	- 現場での復旧操作には期待しないため、停電の影響はない。 - 中央制御室での運転員操作の影響については、非常用照明、ヘッドライト、懐中電灯が備えられているため、小さいと考えられる。	除外
地盤液状化、よう壁損傷による構内通行支障	地震発生後に発電所構内の道路に陥没、段差、亀裂等の損傷が発生し、構内通行に支障が出る可能性があるが、本評価では現場での復旧操作には期待しない。	除外
二次部材損傷による運転員等従業員への影響	施設内の損壊物や地震動による飛来物が操作員等を傷付け、操作を妨げる可能性があるが、中央制御室付近において、運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にない。	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (4/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
2. 余震に係わる事故シナリオ		
余震による炉心損傷への影響	・ 本震と比較して、余震のハザード又は建屋・構築物及び機器・配管系の損傷に対する影響が無視できない場合、本震と余震の地震動を連続して受けた場合の事故シナリオを分析して炉心損傷頻度を評価する必要がある。 ・ これらの評価技術は研究段階にあり、評価方法の詳細及び評価例などに関する情報が非常に少ないため、余震による炉心損傷への影響評価方法を体系的に示すには至っていない。	除外（今後の課題）
3. 経年変化に係わる事故シナリオ		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	・ 建屋・構築物については、原子炉施設の供用期間中のコンクリートの強度低下や鋼材腐食の可能性は小さい。 ・ 機器・配管系については、点検、機器の取替えを実施していることから、直接大きな影響を及ぼす可能性は小さい。 ・ 「東海第二発電所 高経年化対策に関する報告書」（平成 19 年 11 月）において、経年劣化事象の技術評価を行い設備の健全性が維持されていることを確認している。	除外

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (1/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
原子炉建屋損傷	原子炉建屋	構造損傷	耐震壁	2.23	1.38	裕度向上ベース
				0.14		
				0.15		
格納容器損傷	格納容器	構造損傷	ドライウエル 下部シアラグ (シアプレート)	3.72	2.02	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
格納容器損傷	格納容器スタビライザ	構造損傷	ドライウエル 下部シアラグ (シアプレート)	3.72	2.02	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	蒸気乾燥器 支持ブラケット 付根部	2.72	1.29	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
原子炉圧力容器損傷	原子炉遮へい壁	構造損傷	開口集中部	3.33	1.81	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器スタビライザ	構造損傷	ロッド	2.93	1.59	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.49	2.99	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
格納容器バイパス	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71	3.75	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁 (内側)	機能損傷	— (水平方向評価)	12.01	5.35	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁 (外側)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン配管 (内側)	構造損傷	配管本体	16.78	7.00	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	7.42	3.96	裕度向上ベース
				0.14		
				0.24		
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	14.31	6.81	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31	3.58	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.67	1.47	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (2/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
格納容器バイパス	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49	5.47	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
E x c e s s i v e L O C A	原子炉再循環系配管	構造損傷	配管本体	8.29	3.69	裕度向上ベース
				0.25		
				0.24		
E x c e s s i v e L O C A	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31	3.58	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
E x c e s s i v e L O C A	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71	3.75	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
E x c e s s i v e L O C A	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49	5.47	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
E x c e s s i v e L O C A	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
E x c e s s i v e L O C A	主蒸気ドレン配管（内側）	構造損傷	配管本体	16.78	7.00	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
E x c e s s i v e L O C A	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.25	2.88	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.93	1.54	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
直流電源喪失	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01	0.91	裕度向上ベース
				0.24		
				0.24		
直流電源喪失	直流母線盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
直流電源喪失	蓄電池	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
直流電源喪失	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.12	2.73	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.14	1.42	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (3/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
交流電源喪失	非常用メタクラ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
交流電源喪失	非常用モータコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
交流電源喪失	非常用パワーセンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	2.66	1.22	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
交流電源喪失	非常用動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65	3.61	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41	1.73	耐震バックチェック ベース
				0.21		
				0.20		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95	17.35	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 燃料デイトンク	構造損傷	基礎ボルト	8.81	4.78	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェック ベース
				0.10		
				0.15		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水系配管	構造損傷	配管本体	5.31	2.29	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.34	1.70	耐震バックチェック ベース
				0.16		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52	5.71	耐震バックチェック ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26	1.92	裕度向上ベース
				0.09		
				0.23		
外部電源喪失	開閉所設備	構造損傷	碍子部	0.65	0.24	耐震バックチェック ベース
				0.32		
				0.29		
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	補強ビーム	6.59	3.64	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	制御棒挿入性	11.43	5.09	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
スクラム系	燃料支持金具	構造損傷	周辺燃料支持 金具	27.34	15.09	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (4/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	下部溶接部	27.40	15.13	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動水圧系制御ユニット	構造損傷	フレーム	3.41	1.85	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
スクラム系	制御棒駆動水圧系配管	構造損傷	配管本体	19.82	8.27	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	構造損傷	貫通孔	3.70	2.04	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウド	構造損傷	下部胴	7.26	4.01	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	シリンダ	2.50	1.38	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッド プレート	6.78	3.74	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング支持金具	構造損傷	レストレント ビーム	5.65	2.92	裕度向上ベース
				0.22		
				0.18		
H P C S	高圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	19.71	9.38	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
H P C S	高圧炉心スプレイ系グローブ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.12	2.73	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.14	1.42	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95	17.35	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料デイトンク	構造損傷	基礎ボルト	10.21	5.54	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
H P C S	高圧炉心スプレイ系動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65	3.61	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (5/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
H P C S	高圧炉心スプレイ系メタ クラ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
H P C S	高圧炉心スプレイ系モー タコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ポン プ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ポン プ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
H P C S	高圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	7.66	3.30	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
H P C S	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01	0.91	裕度向上ベース
				0.24		
				0.24		
H P C S	直流母線盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
H P C S	蓄電池	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
H P C S	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
H P C S	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41	1.73	耐震バックチェック ベース
				0.21		
				0.20		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機用海水ポン プ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェック ベース
				0.10		
				0.15		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機用海水系配 管	構造損傷	配管本体	5.31	2.29	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機用海水系逆 止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.34	1.70	耐震バックチェック ベース
				0.16		
				0.25		
H P C S	高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機用海水スト レーナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52	5.71	耐震バックチェック ベース
				0.20		
				0.17		
H P C S	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26	1.92	裕度向上ベース
				0.09		
				0.23		
R C I C	原子炉隔離時冷却系逆止 弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.19	1.21	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (6/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
R C I C	原子炉隔離時冷却系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
R C I C	原子炉隔離時冷却系グループ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
R C I C	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
R C I C	原子炉隔離時冷却系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.61	2.39	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
R C I C	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.80	1.19	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
R C I C	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
R C I C	原子炉隔離時冷却系直流モータコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
原子炉減圧	窒素供給系配管	構造損傷	配管本体	37.34	15.57	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
原子炉減圧	逃がし安全弁制御用アクチュエレータ（逃がし弁機能用）	構造損傷	胴板	7.55	4.17	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
L P C S	低圧炉心スプレイ系ポンプ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
L P C S	低圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.19	1.21	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		
L P C S	低圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
L P C S	低圧炉心スプレイ系グループ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
L P C S	低圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
L P C S	低圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	5.28	2.28	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系ポンプ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (7/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	H C L P F (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
L P C I R H R	残留熱除去系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	5.25	2.90	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		
L P C I R H R	残留熱除去系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系グローブ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系熱交換器	構造損傷	アンカボルト	3.27	1.43	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
L P C I R H R	残留熱除去系配管	構造損傷	配管本体	5.28	2.28	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系海水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェック ベース
				0.10		
				0.15		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系逆止 弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	5.21	2.78	耐震バックチェック ベース
				0.14		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系グロ ーブ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系配管	構造損傷	配管本体	3.01	1.26	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
L P C I R H R	残留熱除去系海水ストレ ーナ	構造損傷	基礎ボルト	4.99	2.71	耐震バックチェック ベース
				0.20		
				0.17		

第 3.2.1.2-1 表 活断層のリスト（調査モデル）

断層 番号	断層名	断層 長さ (km)	等価震源 距離 (km)	M※1 (松田式)	M※2 (武村式)	活動度	再来期間 (年)
1	関谷断層	40	92	7.5	7.6	—	3,350※4
2	三郡森付近	18	106	6.9	7.0	B	5,600
3	大阪－足沢	7	91	6.8	6.9	B	4,800
4	二ッ箭断層	8	82	6.8	6.9	B	4,800
5	赤井断層	5	73	6.8	6.9	C	25,600
6	湯ノ岳断層	5	64	6.8	6.9	B	4,800※4
7	江花－虫笠	9	94	6.8	6.9	B	4,800
8	那須湯本北	9	94	6.8	6.9	B	4,800
9	那須湯本北東	4	89	6.8	6.9	B	4,800
10	湯本塩原断層群	3	92	6.8	6.9	B	4,800
11	深谷断層帯・綾瀬川断層	103	128	8.2	8.3	—	58,000※4
12	新編日活海域※3	11	102	6.8	6.9	C	25,600
13	新編日活海域※3	23	110	7.1	7.2	C	38,000
14	新編日活海域※3	22	98	7.1	7.2	C	36,700
15	新編日活海域※3	12	99	6.8	6.9	C	25,600
16	新編日活海域※3	15	109	6.8	6.9	C	26,000
17	新編日活海域※3	17	93	6.9	7.0	C	28,900
18	新編日活海域※3	30	83	7.3	7.4	C	50,200
19	新編日活海域※3	12	90	6.8	6.9	C	25,600
20	新編日活海域※3	12	87	6.8	6.9	C	25,600
21	新編日活海域※3	12	72	6.8	6.9	C	25,600
22	新編日活海域※3	13	112	6.8	6.9	C	25,600
23	新編日活海域※3	32	106	7.3	7.5	C	53,600
24	F 3 断層, F 4 b－1 断層	16	22	6.8	7.0	B	5,100
25	棚倉破砕帯西縁断層, 同東縁付 近の推定活断層	42	37	7.5	7.7	B	13,300
26	F 1 断層, 北方陸域の断層, 塩 ノ平地震断層	58	31	7.8	7.9	B	18,400※5
	F 1 断層, 北方陸域の断層	44	28	7.6	7.7	B	13,900
27	F 8 断層	26	26	7.2	7.3	B	8,300
28	F 1 6 断層	26	30	7.2	7.3	B	8,300
29	A－1 背斜	20	22	7.0	7.1	B	6,400
30	関口－米平リニアメント	6	27	6.8	7.0	B	5,400
31	宮田町リニアメント	1	21	6.8	7.0	B	5,400
32	豎破山リニアメント	4	25	6.8	7.0	B	5,400
33	F 1 1 断層	5	38	6.8	7.0	B	5,400

※1 松田（1975）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。

※2 武村（1998）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。

※3 活断層研究会編（1991）に記載されている活断層

※4 更新過程に基づき評価

※5 2011年4月に活動した塩ノ平地震断層の地震調査研究推進本部の手法による今後50年発生確率はほぼ0%であることから、F 1 断層, 北方陸域の断層, 塩ノ平地震断層の全長が破壊する場合の確率は更に低くなる。

第 3.2.1.2-2 表 活断層のリスト（推本参考モデル）

断層番号	断層名	断層長さ (km)	等価震源 距離 (km)	M	再来期間 (年) ※1
1	関谷断層	38	97	7.5	3,350※2
2	関東平野北西縁断層主部	82	132	8.0	21,500※2
3	平井－櫛挽断層帯	23	138	7.1	7,000
4	大阪－足沢断層帯	16	88	6.8	12,700
5	二ツ箭断層	10	81	6.5	3,200
6	三郡森断層帯	18	105	6.9	5,700
7	湯ノ岳断層	12	65	6.6	3,800
8	井戸沢断層	19	56	7.0	62,900
9	高萩付近推定	17	34	6.9	56,300
10	棚倉破砕帯西縁断層	20	40	7.0	66,200
11	白河西方断層帯	18	94	6.9	59,600
12	越生断層	13	132	6.7	22,000

※1 地震調査研究推進本部(2012)に基づき算定。地震発生については地震調査研究推進本部（2012）に基づき、断層番号 1, 2 は更新過程，それ以外はポアソン過程とする。

※2 地震調査研究推進本部（2012）で示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-3 表 海溝型地震で考慮している特定震源モデル（調査モデル）

断層名	断層長さ及び 断層幅 (km)	等価震源 距離 (km)	M	平均発生 間隔 (年) ※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
2011 年東北地方太平洋沖型地震	500×200	—	Mw9.0	600※4

※1 地震調査研究推進本部（2012）に基づく。

※2 巨視的断層は佐藤（1989）に、Mは宇佐美（2013）に基づく。

※3 地震調査研究推進本部（2009a），（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 1%より，年発生確率を算出する。

※4 地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-4 表 海溝型地震で考慮している特定震源モデル(推本参考モデル)

断層名	断層長さ及び 断層幅 (km)	等価震源距 離 (km)	M	平均発生 間隔 (年) ※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
茨城県沖の地震 (繰り返し発生する地震) ※4	60 ×60	103	7.0	21※5
2011 年東北地方太平洋沖型地震	500×200	—	Mw9.0	600※6

※1 地震調査研究推進本部（2009a），（2009b），（2012）に基づく。

※2 巨視的断層は佐藤（1989）に、Mは宇佐美（2013）に基づく。

※3 地震調査研究推進本部（2009a），（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 1%より，年発生確率を算出する。

※4 巨視的断層及びMは地震調査研究推進本部（2009a）に基づく。

※5 ポアソン過程で評価する。

※6 地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-5 表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方

項目		分岐	重みの配分	重み付けの考え方
モデル		調査モデル	0.5	複数のモデルを設定し、重みは等配分とする。
		推本参考モデル	0.5	
特定震源	F 1 断層の連動 (調査モデル)	F 1 断層, 北方陸域の断層の連動	0.9	2011 年 4 月に活動した直後である塩ノ平地震断層を含んだ全長破壊は当面起こりにくいと考えられることから、重みを低く設定する。
		F 1 断層, 北方陸域の断層, 塩ノ平地震断層の連動	0.1	
	活断層のマグニチュード (調査モデル)	松田式	0.5	複数の計算式を設定し、重みは等配分とする。
		武村式	0.5	
領域震源	領域最大 M (調査モデル)	既往最大値の中央値	0.5	中央値の重みを高く設定する。
		ばらつきの下限值	0.25	
		ばらつきの上限値	0.25	
	領域②最大 M (調査モデル)	7.6	0.67	領域内で最大の M7.6 (2011 年) と、領域外であるが同一の地震地体構造区内で最大の M8.0 (1667 年) を設定、M8.0 は津波地震である可能性を踏まえ、M7.6 の重みを高く設定する。
		8.0	0.33	
	領域④最大 M (調査モデル)	7.2	0.5	既往最大の M7.2 と「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動のうち海洋プレート内地震」における茨城県南部の地震の不確かさケースの M7.4 を設定し、重みを当配分とする。
		7.4	0.5	
	領域最大 M (推本参考モデル)	「モデル 1」による最大 M	0.5	地震調査研究推進本部 (2012) による「モデル 1」及び「モデル 2」を設定し、重みは等配分とする。
		「モデル 2」による最大 M	0.5	
	鹿島灘の補正の適用範囲	東経 141.0~141.2 度 北緯 36.3~36.6 度	0.5	補正を適用する領域の範囲を複数設定し、重みは等配分とする。
		東経 140.9~141.3 度 北緯 36.2~36.7 度	0.5	
	内陸補正	なし	0.5	内陸地殻内地震に対する Noda et al. (2002) の補正を行う場合と行わない場合を設定し、重みは等配分とする。
		あり	0.5	
地震動伝播モデル	断層モデル手法におけるばらつき	0.5	0.5	Noda et al. (2002) の方法で用いている対数標準偏差 0.5 を適用する場合と観測記録に基づく場合を設定し、重みは等配分とする。
		観測記録	0.5	

第 3.2.1.3-1-1 表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法		偶然的な不確かさ (β_R)	認識論的な不確かさ (β_U)
建屋・ 構築物	現実的耐力	・ 構造材料定数 ・ 損傷限界時ひずみ	・ 施工精度 ・ 実験データの統計的精度 ・ 耐力評価式の誤差
	現実的応答	・ 構造材料定数 ・ 地盤材料定数	・ モデル形態 ・ 剛性評価の仮定 ・ 復元力特性のモデル化 ・ 耐震要素の評価範囲

第 3.2.1.3-1-2 表 損傷限界点の現実的な値（地震 P S A 学会標準）

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
せん断ひずみ	5.36×10^{-3}	0.24

第 3.2.1.3-1-3 表 地盤物性値

地層 EL. (m)	地盤せん断波 速度 V _s (m/s)	密度 ρ (kN/m ³)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	ヤング係数 E (N/mm ²)
8.0	210	17.85	0.385	80.3	222
3.2	240	18.53	0.286	109	280
2.0	240	19.71	0.491	116	345
-3.3	500	21.08	0.462	537	1570
-14.6	453	16.87	0.460	353	1031
-37.2	471	16.97	0.458	384	1119
-60.8	489	16.97	0.455	414	1200
-85.2	509	16.97	0.453	448	1300
-110.7	529	16.97	0.450	484	1400
-137.1	547	17.06	0.448	521	1510
-157.6	563	17.06	0.446	551	1590
-178.7	579	17.06	0.443	583	1680
-200.4	596	17.06	0.441	618	1780
-222.8	614	17.06	0.439	656	1890
-245.8	632	17.16	0.436	699	2010
-269.4	650	17.16	0.434	739	2120
-293.8	669	17.16	0.431	783	2240
-318.9	689	17.16	0.429	831	2370
-344.8	709	17.26	0.426	885	2520
-370.0	741	17.26	0.422	966	2750

第 3.2.1.3-1-4 表 原子炉建屋物性値

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
建屋部	コンクリート : Fc=22.1 (N/mm ²) (225kgf/cm ²) 鉄筋 : SD35 (SD345 相当)	2.21×10 ⁴	9.19×10 ³	5
人工岩盤	コンクリート : Fc=13.7 (N/mm ²) (140kgf/cm ²)	1.88×10 ⁴	7.84×10 ³	5

第 3.2.1.3-1-5 表 現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度 Fc	平均値 : 1.4×設計基準強度 変動係数 : 0.13
	コンクリートの減衰定数 h	平均値 : 5% 変動係数 : 0.25
地盤材料定数	地盤のせん断波速度 Vs	平均値 : 設計値 変動係数 : 0.10

第 3.2.1.3-1-6 表 (1/2) 解析モデル諸元 (水平 NS 方向)

質点 番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^5 \text{ kN} \cdot \text{m}^2$)	要素 番号	せん断 断面積 A_S (m^2)	断面 2 次 モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	44.19	1	27.3	20,400
2	57.00	16,480	45.60	2	27.3	20,400
3	46.50	68,930	123.16	3	212	64,400
4	38.80	99,760	165.98	4	133	45,000
5	34.70	85,760	116.83	5	143	45,400
6	29.00	124,220	355.13	6	218	77,600
7	20.30	165,460	499.60	7	242	86,300
8	14.00	239,600	735.56	8	394	178,500
9	8.20	203,670	911.80	9	464	218,400
10	2.00	225,520	849.66	10	464	218,800
11	-4.00	412,170	1,614.56	11	4,675	1,828,100
12	-9.00	729,320	2,881.57	12	4,675	1,828,100
13	-17.00	448,810	1,778.89			

第 3.2.1.3-1-6 表 (2/2) 解析モデル諸元 (水平 EW 方向)

質点 番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^5 \text{ kN} \cdot \text{m}^2$)	要素 番号	せん断 断面積 A_s (m^2)	断面 2 次 モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	38.98	1	25.5	18,400
2	57.00	16,480	52.17	2	25.5	18,400
3	46.50	68,930	107.21	3	154	34,700
4	38.80	99,760	102.86	4	141	37,300
5	34.70	85,760	71.41	5	156	38,700
6	29.00	124,220	254.97	6	237	72,900
7	20.30	165,460	555.73	7	224	77,600
8	14.00	239,600	795.41	8	345	147,400
9	8.20	203,670	905.27	9	454	208,500
10	2.00	225,520	847.80	10	454	208,900
11	-4.00	412,170	1,602.51	11	4,675	1,814,800
12	-9.00	729,320	2,860.80	12	4,675	1,814,800
13	-17.00	448,810	1,766.10			

第 3.2.1.3-1-7 表 (1/2) 地盤ばね定数と減衰係数 (1,500cm/s² 規準化
入力中央値 NS 方向)

	ばね番号	ばね定数※ ¹	減衰係数※ ²
側面 水平ばね	K1	6.078×10^5	3.614×10^5
	K3	7.828×10^5	7.636×10^5
	K5	3.818×10^6	1.474×10^6
	K7	7.841×10^6	2.343×10^6
	K9	4.659×10^6	1.323×10^6
側面 回転ばね	K2	6.731×10^8	1.549×10^8
	K4	9.234×10^8	2.581×10^8
	K6	4.326×10^9	4.607×10^8
	K8	8.413×10^9	7.786×10^8
	K10	5.005×10^9	4.364×10^8
底面水平ばね	K11	5.176×10^7	2.701×10^6
底面回転ばね	K12	6.965×10^{10}	1.047×10^9

※1 ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)

※2 減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第 3.2.1.3-1-7 表 (2/2) 地盤ばね定数と減衰係数 (1,500cm/s² 規準化
入力中央値 EW 方向)

	ばね番号	ばね定数※ ¹	減衰係数※ ²
側面 水平ばね	K1	6.078×10^5	3.614×10^5
	K3	7.828×10^5	7.630×10^5
	K5	3.818×10^6	1.473×10^6
	K7	7.841×10^6	2.343×10^6
	K9	4.659×10^6	1.323×10^6
側面 回転ばね	K2	6.731×10^8	1.549×10^8
	K4	9.234×10^8	2.581×10^8
	K6	4.326×10^9	4.605×10^8
	K8	8.413×10^9	7.782×10^8
	K10	5.005×10^9	4.361×10^8
底面水平ばね	K11	5.179×10^7	2.703×10^6
底面回転ばね	K12	6.928×10^{10}	1.035×10^9

※1 ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)

※2 減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第 3.2.1.3-2-1 表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法	偶然的不確かさ (β_R)	認識論的不確かさ (β_U)
現実的耐力	・ 構造材料定数	・ 施工精度 ・ 実験データの統計的精度
現実的応答	・ 地盤材料定数	・ モデル形態 ・ 動的地盤定数の評価法 ・ 解析手法 等

第 3.2.1.3-2-2 表 現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
コンクリートの圧縮強度	39.9N/mm ²	0.13
鉄筋の降伏強度	374N/mm ²	0.05

第 3.2.1.3-2-3 表 地盤物性値

地層名	せん断波速度 ^{※2} V_s (m/s)	密度 ^{※1 ※2} ρ_t (g/cm ³)	初期せん断 弾性係数 ^{※1} (N/mm ²)	動ポアソン比 ^{※1 ※2} ν_d	動せん断弾性係数 のひずみ依存性 $G/G_0 \sim \gamma$	減衰定数 $h \sim \gamma$
bk 層	210	1.82	80.3	0.385	$\frac{1}{1+1540 \cdot \gamma^{1.04}}$	$\frac{\gamma}{(4.27 \cdot \gamma + 0.00580)} + 0.0102$
du 層		1.98	87.3	0.493		
Ac 層	$163-1.54 \cdot Z$	1.65	$\rho_{sat}/1000$ $\times V_s^2$	0.486	$\frac{1}{1+269 \cdot \gamma^{0.909}}$	$\frac{\gamma}{(6.65 \cdot \gamma + 0.0104)} + 0.0222$
As 層	$211-1.19 \cdot Z$	1.74	$\rho_{sat}/1000$ $\times V_s^2$	0.484	$\frac{1}{1+422 \cdot \gamma^{0.951}}$	$\frac{\gamma}{(4.40 \cdot \gamma + 0.0122)} + 0.0144$
Ag2 層	240	1.89 2.01	109 116	0.491	$\frac{1}{1+2520 \cdot \gamma^{1.14}}$	$\frac{\gamma}{(4.10 \cdot \gamma + 0.00577)} + 0.00413$
Ag1 層	350	2.01	246	0.483	$\frac{1}{1+1730 \cdot \gamma^{1.11}}$	$\frac{\gamma}{(3.73 \cdot \gamma + 0.0102)} + 0.00791$
D2c-3 層	270	1.77	129	0.488	$\frac{1}{1+269 \cdot \gamma^{0.862}}$	$\frac{\gamma}{(6.62 \cdot \gamma + 0.00949)} + 0.0205$
D2g-3 層	500	2.15	538	0.462	$\frac{1}{1+237 \cdot \gamma^{0.732}}$	$\frac{\gamma}{(9.70 \cdot \gamma + 0.00754)} + 0.0233$
Km 層	$433-0.771 \cdot Z$	$1.72-1.03$ $\times 10^{-4} \cdot Z$	$\rho_t/1000$ $\times V_s^2$	$0.463+1.03$ $\times 10^{-4} \cdot Z$	$\frac{1}{1+107 \cdot \gamma^{0.824}}$	$\frac{\gamma}{(4.41 \cdot \gamma + 0.0494)} + 0.0184$
地盤改良	758	2.04	1180	0.387	—	—

※1 上段は地下水位以浅，下段は地下水位以深に対する値を示す。

※2 Zは標高(m)を示す。

第 3.2.1.3-2-4 表 海水ポンプ室物性値

項目	構造材料定数
コンクリート強度 (N/mm^2)	39.9
コンクリートの静弾性係数 (kN/mm^2)	31.0
鉄筋コンクリートの単位体積重量 (kN/m^3)	24
鉄筋コンクリートのポアソン比	0.2
鉄筋強度 (SD295) (N/mm^2)	374
鉄筋の静弾性係数 (kN/mm^2)	200
杭の引張強度 (N/mm^2)	287
杭の静弾性係数 (kN/mm^2)	200
杭の単位体積重量 (kN/m^3)	77

第 3.2.1.3-2-5 表 鋼管杭の断面諸元

杭径 ϕ (mm)	断面積 A (m^2)	断面二次モーメント I (m^4)	断面係数 Z (m^3)
1014	4.70×10^{-2}	5.87×10^{-3}	1.16×10^{-2}

第 3. 2. 1. 3－2－6 表 現実的な物性値の評価方法

地層名	物性値	現実的な物性値の評価方法
bk 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
du 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ac 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
As 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag2 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag1 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2c-3 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2g-3 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
地盤改良	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10

第 3.2.1.3－3－1 表 現実的耐力及び現実的応答の不確かさ要因例

評価方法	偶然的不確かさ (β_R)	認識論的不確かさ (β_U)
現実的耐力	機能試験データの統計的精度	- 機能試験データの統計的精度 - 材料物性値
現実的応答	- 減衰定数 - モード合成法	- 減衰定数 - 床応答スペクトル - 解析モデル化

第 3.2.1.3-3-2 表 建屋の応答係数 (1/2)

建屋	方向	係数				中央値	β_R	β_U
原子炉建屋	水平	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.20	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤ー建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00
	鉛直	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.10	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤ー建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00

※ 建屋のスペクトル形状係数は、対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.3-3-2 表 建屋の応答係数(2/2)

建屋	方向	係数				中央値	β_R	β_U
海水ポンプ室	水平	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.20	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤—建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00
	鉛直	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.10	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤—建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00

※ 建屋のスペクトル形状係数は、対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.4－1 表 起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度 (／炉年)
i) 原子炉建屋損傷	1.5E-07
ii) 格納容器損傷	4.1E-09
iii) 原子炉圧力容器損傷	2.2E-07
iv) 格納容器バイパス	3.2E-08
v) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)	3.0E-10
vi) 計装・制御系喪失	3.7E-10
vii) 直流電源喪失	2.2E-06
viii) 交流電源喪失	4.4E-07
ix) 外部電源喪失	4.9E-04
x) 過渡事象	1.2E-02

第 3.2.1.4－2 表 事故シーケンスグループ分類一覧

事故シーケンスグループ		事故シーケンスの特徴
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗
全交流動力電源喪失	T B	全交流動力電源喪失
	長期 T B	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び蓄電池枯渇に伴う R C I C 機能喪失
	T B U	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び R C I C 機能喪失
	T B P	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び逃がし安全弁再閉失敗による R C I C 機能喪失
	T B D	直流電源の故障による非常用ディーゼル発電機 2 台の起動失敗、H P C S 機能喪失及び R C I C 機能喪失
崩壊熱除去機能喪失	T W	事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	T B W	全交流動力電源喪失、H P C S による炉心冷却は継続しているが、格納容器からの崩壊熱除去に失敗
原子炉停止機能喪失	T C	事象発生後、原子炉停止（未臨界確保）に失敗
原子炉建屋損傷		原子炉建屋損傷
格納容器損傷		格納容器損傷
原子炉圧力容器損傷		原子炉圧力容器損傷
格納容器バイパス		格納容器バイパス
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)		E C C S の注水容量を上回る原子炉冷却材の流出
計装・制御系喪失		計装・制御系喪失

第 3.2.1.4－3 表 評価対象システム一覧

分類	評価対象システム
起因事象	原子炉建屋
	格納容器
	原子炉圧力容器
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ (E x c e s s i v e L O C A)
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源
	外部電源
緩和機能	原子炉停止（スクラム系）
	逃がし安全弁開放
	原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性
	高圧炉心冷却（H P C S，R C I C）
	原子炉減圧（A D S）
	低圧炉心冷却（L P C S，L P C I）
	崩壊熱除去（R H R）

第 3.2.1.4-4 表 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

系統名		完全独立／ 完全相関	設備
高圧炉心冷却	H P C S	完全独立	—
	R C I C	完全独立	—
低圧炉心冷却／ 崩壊熱除去	L P C S	完全独立	—
	R H R - A (L P C I - A)	完全相関	・残留熱除去系ポンプ ・残留熱除去系ゲート弁 ・残留熱除去系逆止弁 ・残留熱除去系グローブ弁 ・残留熱除去系配管 ・残留熱除去系ポンプ室空調機
	R H R - B (L P C I - B)		
	L P C I - C		
残留熱除去系 海水系	R H R S - A	完全相関	・残留熱除去系海水ポンプ ・残留熱除去系海水系グローブ弁 ・残留熱除去系海水系逆止弁 ・残留熱除去系海水ストレーナ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系海水系配管
	R H R S - B		
直流電源系 (ケーブル トレイ除く)	区分Ⅰ	完全相関	・蓄電池 ・充電器盤 ・直流母線盤
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	—
直流電源系 (ケーブル トレイ)	区分Ⅰ	完全相関※ ¹	・ケーブルトレイ
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ		
交流電源系	区分Ⅰ	完全相関	・非常用ディーゼル発電機 ・非常用ディーゼル発電機燃料デイトンク ・非常用ディーゼル発電機始動空気溜 ・非常用ディーゼル発電機空調機 ・非常用メタクラ ・非常用パワーセンタ ・非常用モータコントロールセンタ ・非常用動力用変圧器
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	—
非常用ディーゼル 発電機海水系 ／ 高圧炉心スプレ イ系ディーゼル 発電機海水系	D G S W - A	完全相関※ ²	・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機用海水系逆止弁／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系逆止弁 ・非常用ディーゼル発電機用海水ストレーナ／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ストレーナ ・非常用ディーゼル発電機用海水系配管／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系配管
	D G S W - B		
	H P C S - D G S W		

※¹ 区分Ⅲのケーブルトレイは、区分Ⅰ／Ⅱのケーブルトレイと構造上の差異がほぼなく、同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

※² H P C S - D G S W 関連機器は、D G S W 関連機器と構造上の差異がほぼなく、同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

第 3.2.1.4－5 表 起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤		余裕 時間	ストレス ファクタ※1		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファクタ
			認知	操作		
原子炉水位制御操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
水源切替操作失敗※2		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
起動信 号共通 原因故 障時	注水不能認知失敗	30 分	5	－	2.6E-03	13.8
	高圧注水系起動 操作失敗	－	－	5	6.2E-03	3.0
	低圧注水系起動 操作失敗	－	－	5	2.0E-01	3.5
原子炉手動減圧失敗		－	5	5	6.6E-03	6.4
R H R 系操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6
非常用ディーゼル発電機燃 料油補給操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6

※1 内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと比較して 1 段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定した。

※2 高加速度領域においては、地震により復水貯蔵タンク・出口配管が損傷し、サブプレッション・プールへの水源切替操作前に H P C S ポンプ及び R C I C ポンプが吸込圧力の低下により機能喪失する可能性がある。そのため、0.7G 以上では、水源切替操作に必ず失敗するもの（過誤確率＝1）として保守的に評価した。

第 3.2.1.4—6 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉建屋損傷	1.5E-07	1.5%
格納容器損傷	4.1E-09	<0.1%
原子炉圧力容器損傷	2.2E-07	2.1%
格納容器バイパス	3.2E-08	0.3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ 喪失 (E x c e s s i v e L O C A)	3.0E-10	<0.1%
計装・制御系喪失	3.7E-10	<0.1%
直流電源喪失	2.2E-06	20.7%
交流電源喪失	4.4E-07	4.3%
外部電源喪失	3.1E-06	29.7%
過渡事象	4.3E-06	41.4%
合計	1.0E-05	100.0%

第 3.2.1.4ー7 表 起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

起因事象	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （起因事象別炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1. 6E-06 (3. 1E-06)	・ 開閉所設備の損傷＋R H R 系ゲート弁の損傷
直流電源喪失	直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	2. 1E-06 (2. 2E-06)	・ ケーブルトレイの損傷
過渡事象	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	3. 9E-06 (4. 3E-06)	・ R H R 系操作失敗
交流動力電源喪失	交流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	4. 3E-07 (4. 4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機冷却海水ポンプの損傷 ＋水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2. 2E-07 (2. 2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1. 5E-07 (1. 5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷

第 3.2.1.4－8 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	4. 6E-07	4. 5%
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1. 3E-06	12. 5%
全交流動力電源喪失	長期 T B	5. 6E-09	< 0. 1%
	T B U	4. 4E-07	4. 3%
	T B P	2. 4E-09	< 0. 1%
	T B D	2. 1E-06	20. 5%
崩壊熱除去機能喪失	T W	5. 5E-06	52. 5%
	T B W	6. 4E-08	0. 6%
原子炉停止機能喪失	T C	1. 2E-07	1. 1%
原子炉建屋損傷		1. 5E-07	1. 5%
格納容器損傷		4. 1E-09	< 0. 1%
原子炉圧力容器損傷		2. 2E-07	2. 1%
格納容器バイパス		3. 2E-08	0. 3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)		3. 0E-10	< 0. 1%
計装・制御系喪失		3. 7E-10	< 0. 1%
合計		1. 0E-05	100. 0%

第 3.2.1.4－9 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （事故シーケンスグループ別 全炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
崩壊熱除去喪失 （T W）	過渡事象+崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (5.5E-06)	・ R H R 系操作失敗
	外部電源喪失+崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (5.5E-06)	・ 開閉所設備の損傷+R H R 系ゲート弁の損傷
直流電源喪失 （T B D）	直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.1E-06)	・ ケーブルトレイの損傷
高圧注水・減圧機能失敗 （T Q U X）	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗	9.1E-07 (1.3E-06)	・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +原子炉手動減圧失敗 ・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +注水不能認知失敗
高圧・低圧注水機能喪失 （T Q U V）	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.2E-07 (4.6E-07)	・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +残留熱除去系海水ポンプの損傷 ・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +残留熱除去系海水系配管の損傷
全交流動力電源喪失 （T B U）	交流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの損傷 +水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷+水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷
原子炉停止機能喪失 （T C）	外部電源喪失+原子炉停止失敗	7.4E-08 (1.2E-07)	・ 開閉所設備の損傷+シュラウドサポートの損傷

第 3.2.1.4－10 表 地震加速度区分別炉心損傷頻度

加速度区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
1 (0.16～0.20G)	2.0E-06	18.8%
2 (0.20～0.30G)	1.2E-06	12.0%
3 (0.30～0.40G)	4.0E-07	3.8%
4 (0.40～0.50G)	1.9E-07	1.8%
5 (0.50～0.60G)	1.2E-07	1.1%
6 (0.60～0.70G)	1.3E-07	1.2%
7 (0.70～0.80G)	8.0E-07	7.6%
8 (0.80～0.90G)	6.8E-07	6.5%
9 (0.90～1.00G)	6.7E-07	6.5%
10 (1.00～1.10G)	7.1E-07	6.8%
11 (1.10～1.20G)	7.4E-07	7.1%
12 (1.20～1.30G)	6.4E-07	6.2%
13 (1.30～1.40G)	6.5E-07	6.2%
14 (1.40～1.50G)	5.2E-07	5.0%
15 (1.50～1.60G)	4.0E-07	3.8%
16 (1.60～1.70G)	2.6E-07	2.5%
17 (1.70～1.80G)	1.4E-07	1.4%
18 (1.80～1.90G)	8.2E-08	0.8%
19 (1.90～2.00G)	4.6E-08	0.4%
20 (2.00～3.00G)	3.7E-08	0.4%
合計	1.0E-05	100.0%

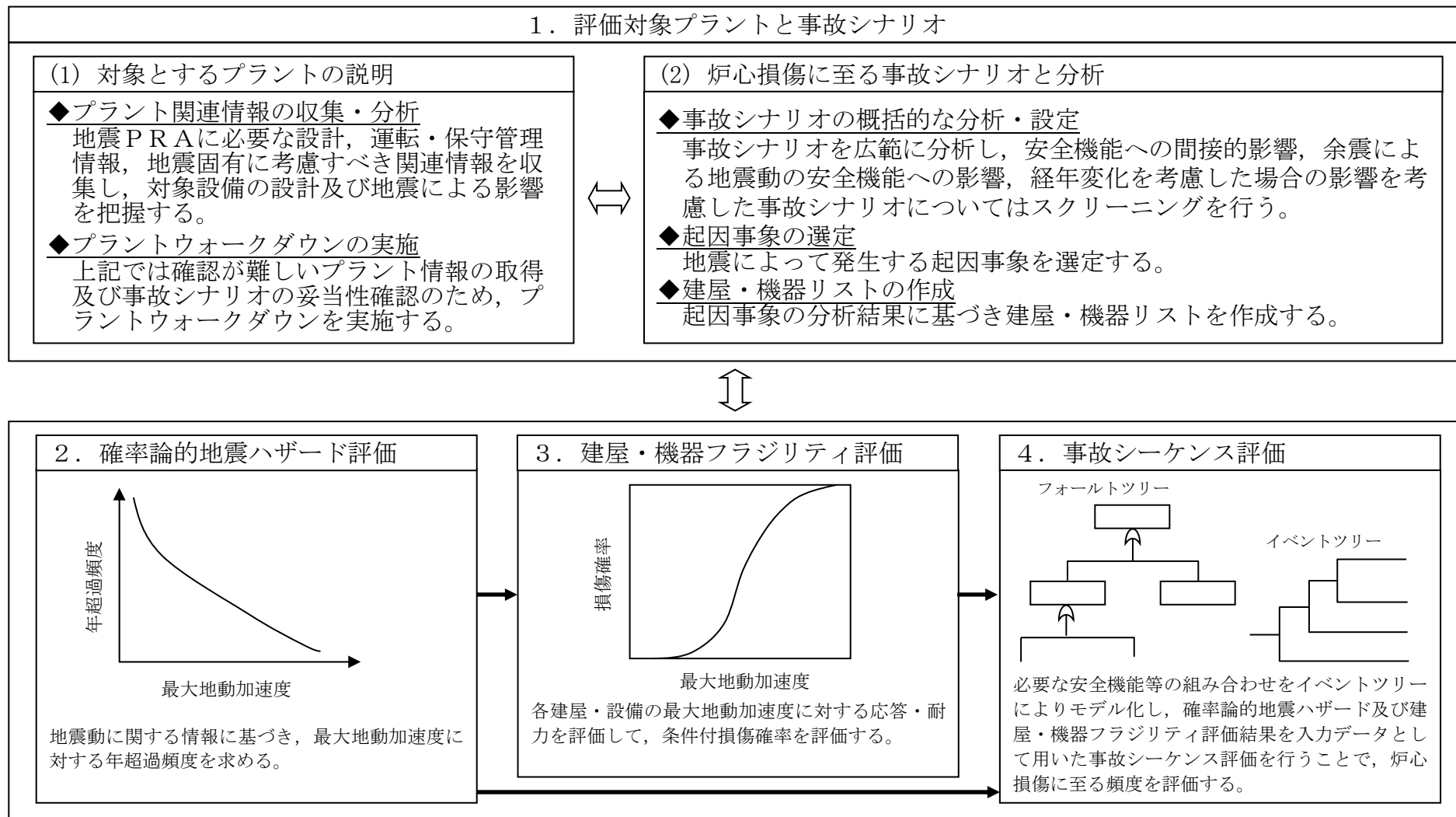
第 3.2.1.4－11 表 地震加速度一起因事象別の炉心損傷頻度

単位：／年

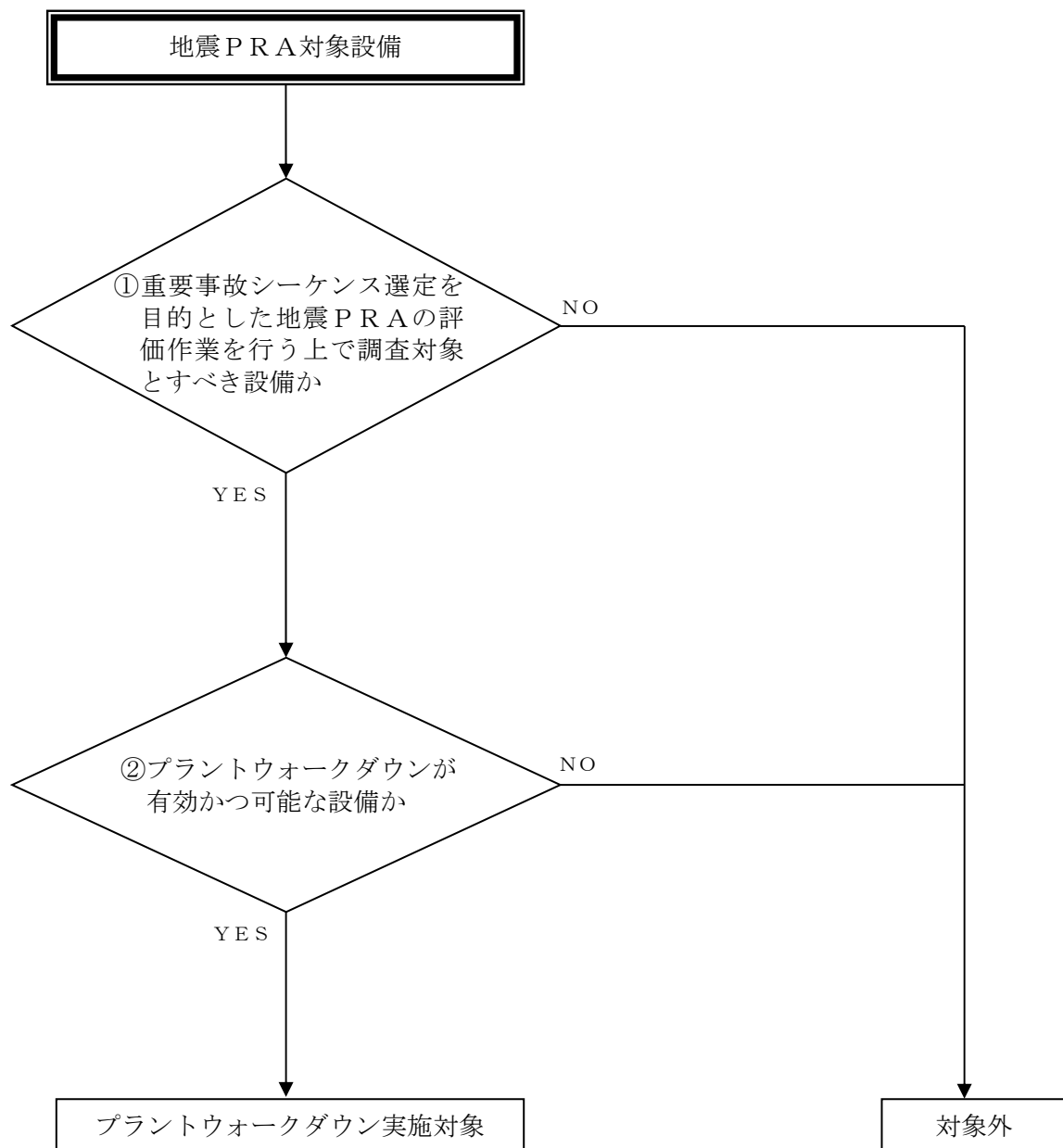
起因事象 加速度区分	原子炉建屋損傷	格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	原子炉冷却材圧力 バウナダリ喪失 (Excessive LOCA)	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源喪失	外部電源喪失	過渡事象	合 計
1 (0.16～0.20G)	0.0E+00	0.0E+00	1.6E-22	1.6E-08	0.0E+00	0.0E+00	1.4E-15	1.7E-22	4.9E-09	1.9E-06	2.0E-06
2 (0.20～0.30G)	0.0E+00	0.0E+00	3.8E-18	9.8E-09	1.3E-23	0.0E+00	1.3E-12	2.6E-16	2.6E-08	1.2E-06	1.2E-06
3 (0.30～0.40G)	8.8E-25	1.5E-24	3.9E-14	3.0E-09	1.3E-19	0.0E+00	2.8E-10	4.6E-13	4.5E-08	3.5E-07	4.0E-07
4 (0.40～0.50G)	4.4E-20	5.9E-20	3.4E-12	1.3E-09	1.6E-18	0.0E+00	3.2E-09	2.2E-11	5.0E-08	1.3E-07	1.9E-07
5 (0.50～0.60G)	3.6E-16	1.6E-17	2.6E-11	6.3E-10	4.7E-16	5.7E-24	1.4E-08	1.5E-10	4.7E-08	5.5E-08	1.2E-07
6 (0.60～0.70G)	1.1E-13	6.6E-16	2.1E-10	3.3E-10	1.6E-14	1.4E-22	4.9E-08	1.1E-09	4.5E-08	3.4E-08	1.3E-07
7 (0.70～0.80G)	1.8E-12	6.3E-14	3.8E-09	1.9E-10	8.2E-14	7.6E-19	9.5E-08	3.7E-09	4.3E-07	2.6E-07	8.0E-07
8 (0.80～0.90G)	4.0E-11	4.8E-13	3.3E-09	1.4E-10	2.5E-13	9.8E-16	2.1E-07	1.2E-08	3.3E-07	1.2E-07	6.8E-07
9 (0.90～1.00G)	2.5E-10	3.3E-12	9.0E-09	1.4E-10	2.1E-12	1.4E-14	2.5E-07	1.5E-08	3.3E-07	7.7E-08	6.7E-07
10 (1.00～1.10G)	1.2E-09	1.1E-11	1.3E-08	1.4E-10	6.6E-12	2.0E-14	2.9E-07	3.2E-08	3.2E-07	5.1E-08	7.1E-07
11 (1.10～1.20G)	3.1E-09	4.1E-11	2.0E-08	1.5E-10	1.0E-11	3.7E-13	3.0E-07	3.8E-08	3.4E-07	3.4E-08	7.4E-07
12 (1.20～1.30G)	6.9E-09	6.9E-11	2.3E-08	1.3E-10	1.3E-11	2.4E-12	2.5E-07	5.0E-08	2.9E-07	2.1E-08	6.4E-07
13 (1.30～1.40G)	1.5E-08	1.9E-10	3.0E-08	1.5E-10	1.5E-11	1.1E-11	2.3E-07	6.5E-08	3.0E-07	1.5E-08	6.5E-07
14 (1.40～1.50G)	2.0E-08	3.7E-10	2.9E-08	1.3E-10	2.5E-11	1.0E-11	1.7E-07	6.7E-08	2.3E-07	7.8E-09	5.2E-07
15 (1.50～1.60G)	2.4E-08	4.9E-10	2.6E-08	1.2E-10	4.3E-11	4.1E-11	1.3E-07	6.0E-08	1.5E-07	3.6E-09	4.0E-07
16 (1.60～1.70G)	2.3E-08	5.7E-10	2.3E-08	1.1E-10	4.6E-11	5.8E-11	7.9E-08	4.4E-08	8.8E-08	1.4E-09	2.6E-07
17 (1.70～1.80G)	1.9E-08	5.7E-10	1.5E-08	7.4E-11	4.2E-11	5.3E-11	4.3E-08	2.7E-08	3.8E-08	4.1E-10	1.4E-07
18 (1.80～1.90G)	1.6E-08	5.2E-10	1.1E-08	8.2E-11	3.2E-11	6.8E-11	2.4E-08	1.6E-08	1.5E-08	1.2E-10	8.2E-08
19 (1.90～2.00G)	1.2E-08	4.4E-10	7.3E-09	6.7E-11	3.0E-11	4.0E-11	1.3E-08	8.3E-09	5.1E-09	2.9E-11	4.6E-08
20 (2.00～3.00G)	1.5E-08	8.1E-10	7.4E-09	7.2E-11	3.6E-11	8.5E-11	7.9E-09	4.3E-09	1.3E-09	4.8E-12	3.7E-08
合 計	1.5E-07	4.1E-09	2.2E-07	3.2E-08	3.0E-10	3.7E-10	2.2E-06	4.4E-07	3.1E-06	4.3E-06	1.0E-05
寄与割合 (%)	1.5%	<0.1%	2.1%	0.3%	<0.1%	<0.1%	20.7%	4.3%	29.7%	41.4%	

第 3.2.1.4－12 表 F V 重要度評価結果

建屋・機器・操作	中央値 (G)	H C L P F (G)	F V 重要度	建屋・機器の損傷及び人的過誤が影響を与える主な事故シーケンス
H P C S 水源切替操作失敗 (C S T→サプレッション・プール)	-	-	5.7E-01	T Q U V, T Q U X, T W, T B U, T B P, T B D
R C I C 水源切替操作失敗 (C S T→サプレッション・プール)	-	-	3.6E-01	T Q U V, T Q U X, T W, T B U
R H R 系操作失敗	-	-	3.3E-01	T W
ケーブルトレイ	2.01	0.91	1.7E-01	T B D
原子炉手動減圧失敗	-	-	8.9E-02	T Q U X
注水不能認知失敗	-	-	3.5E-02	T Q U V, T Q U X
残留熱除去系ゲート弁 (サプレッション・プール R H R ポンプ入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (ミニフロー弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (インジェクション弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器出口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
ストレーナ閉塞等(海水) C C F	-	-	2.0E-02	T Q U V, T W
非常用パワーセンタ	2.66	1.22	1.7E-02	T B U, T B P
残留熱除去系海水系配管	3.01	1.26	1.6E-02	T Q U V, T W
残留熱除去系海水系ポンプ	1.25	0.83	1.2E-02	T Q U V, T W
非常用ディーゼル発電機 冷却海水ポンプ	1.25	0.83	1.1E-02	T B U, T B P
原子炉圧力容器	2.72	1.29	1.0E-02	原子炉圧力容器損傷
開閉所設備	0.65	0.24	9.5E-03	外部電源喪失



第 3.2.1-1 図 地震PRAの評価フロー



第 3.2.1.1-1 図 プラントウォークダウン評価対象設備選定フロー

東海第二発電所 プラントウォークダウンチェックシート

機器名称 : 2C非常用ディーゼル発電機海水ストレーナ
 機器ID : 3_13D1
 耐震クラス : S
 建屋 : Y/O
 系統図書番号 : R-17
 機器配置図番号 : S-5

【チェック対象項目】

- 1) 耐震安全性の確認 ■
 2) 二次的影響について ■

実施日 : 08/25/2014
 実施者 : [Redacted]

1) 耐震安全性の確認
 対象機器本体の評価

	Y	N	U	N/A
1. 対象機器の図面(外形図・耐震計算書等)と外見上相違点は無い	■	□	□	□
2. 対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	■	□	□	□
4. 配管接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□

アンカーボルト評価

	Y	N	U	N/A
1. 図面(外形図・耐震計算書)と外見上の相違は無い	■	□	□	□
2. 外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 締め付け強度は適切に管理されている	■	□	□	□
4. アンカーボルト付近のコンクリートに部に異常がない	■	□	□	□

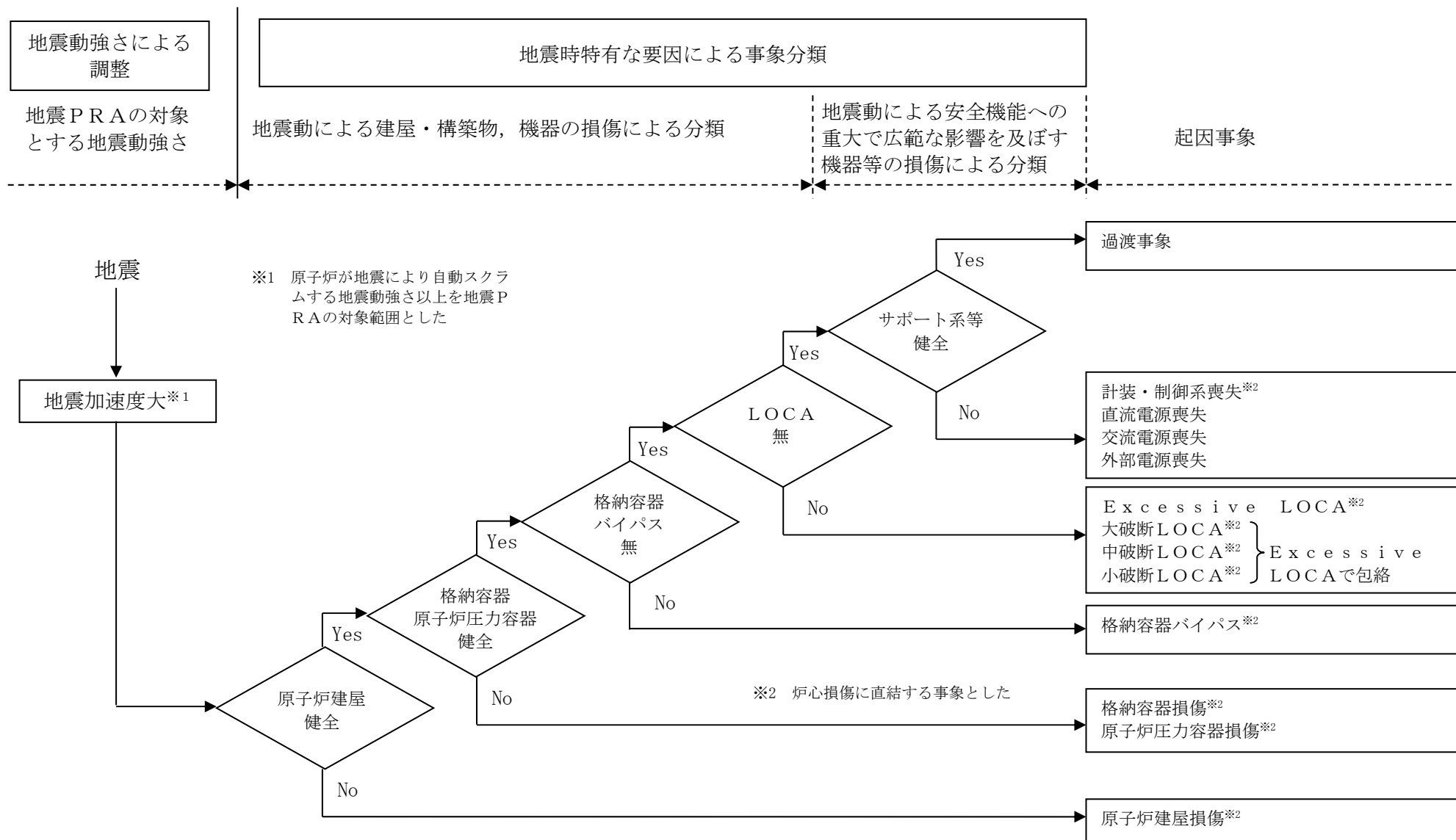
2) 二次的影響について

	Y	N	U	N/A
1. 周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	■	□	□	□
2. 被害を与えうる周辺の機器の耐震は問題ない(対象設備への波及的機器があるか)	■	□	□	□
3. 無筋のブロック壁が近傍にない	■	□	□	□

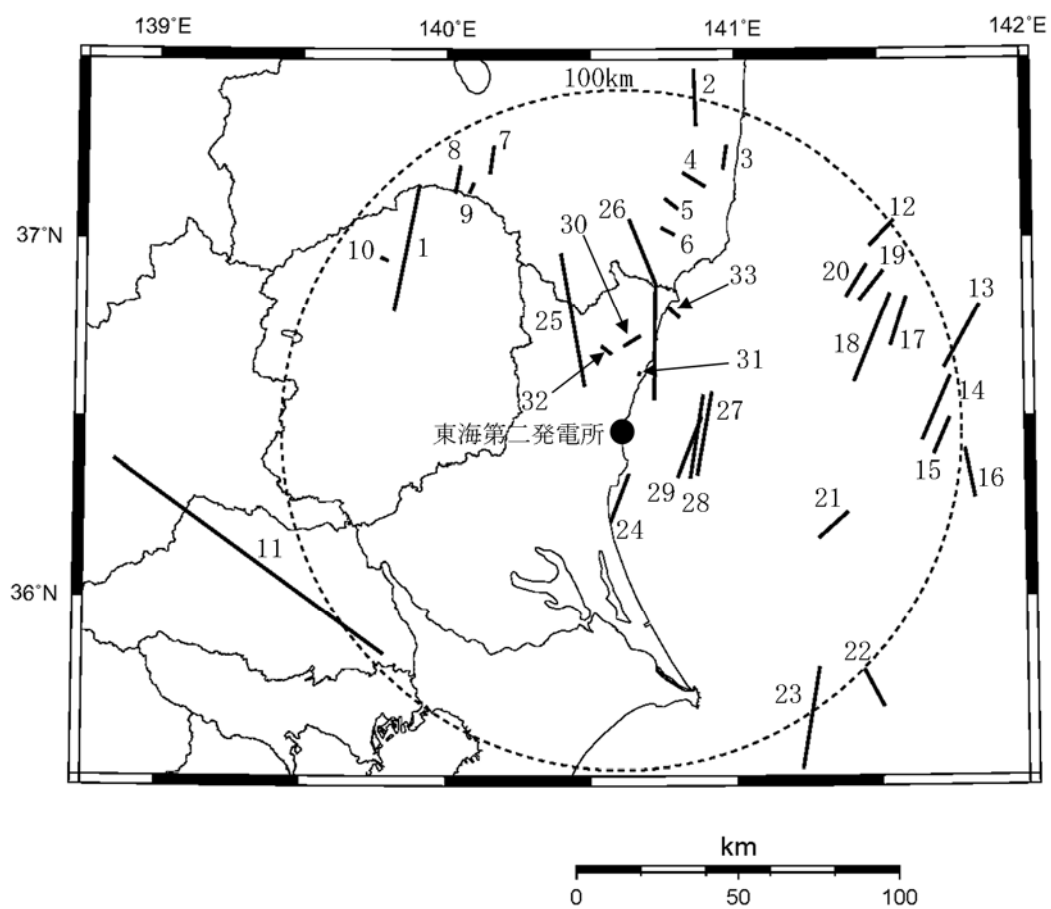
Y : 問題なし, N : 問題あり, U : 調査不可, N/A : 対象外



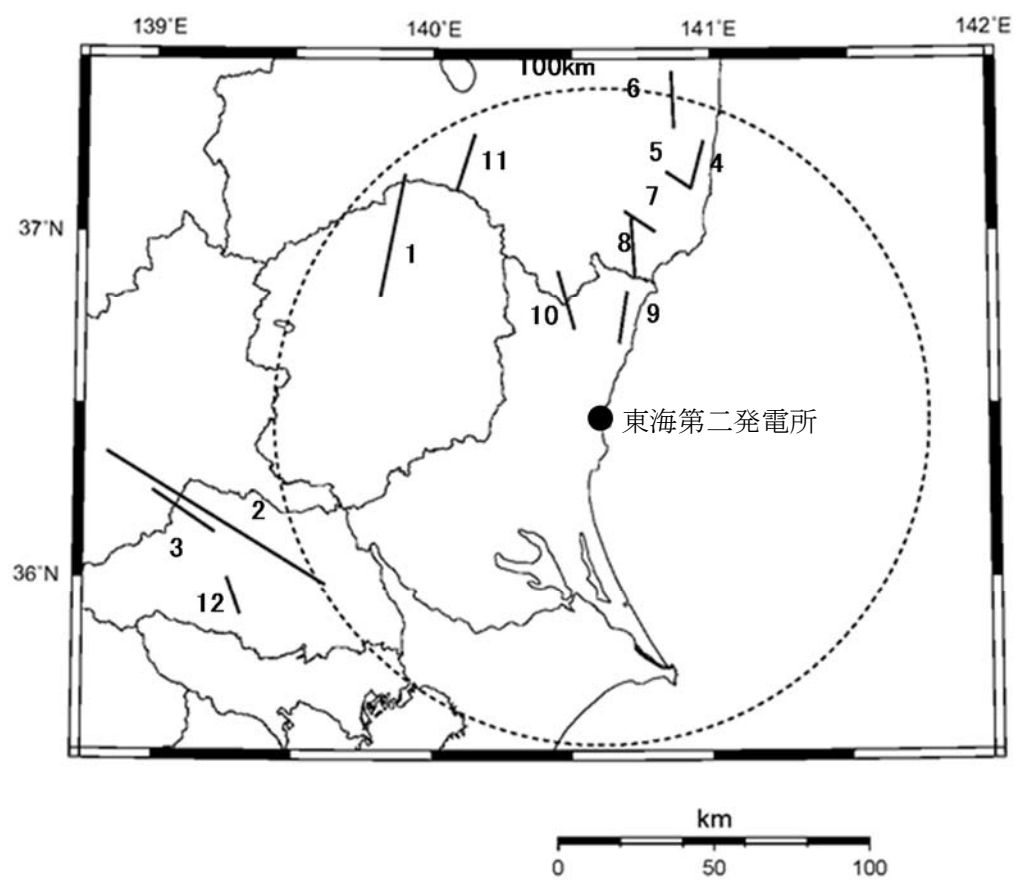
第 3.2.1.1-2 図 プラントウォークダウン結果 (2/2)



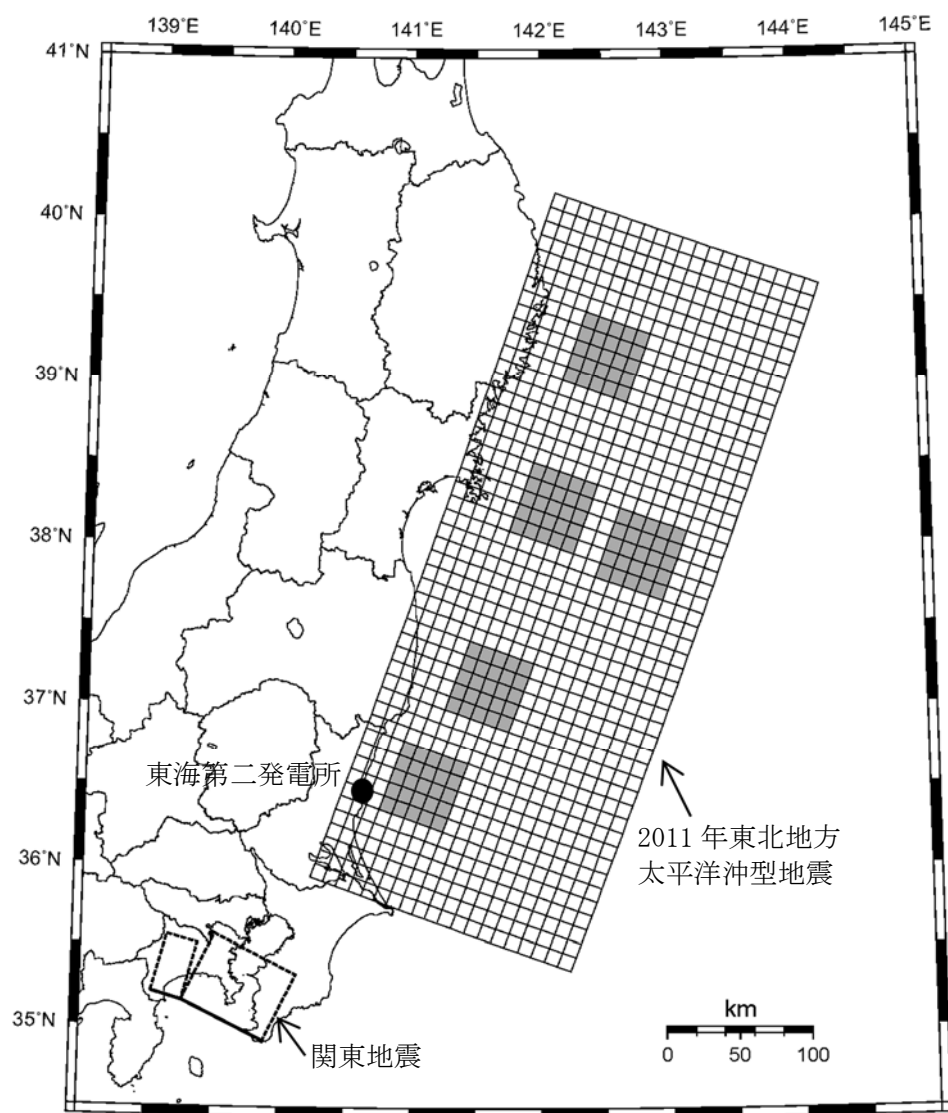
第 3.2.1.1-3 図 起因事象の抽出フロー



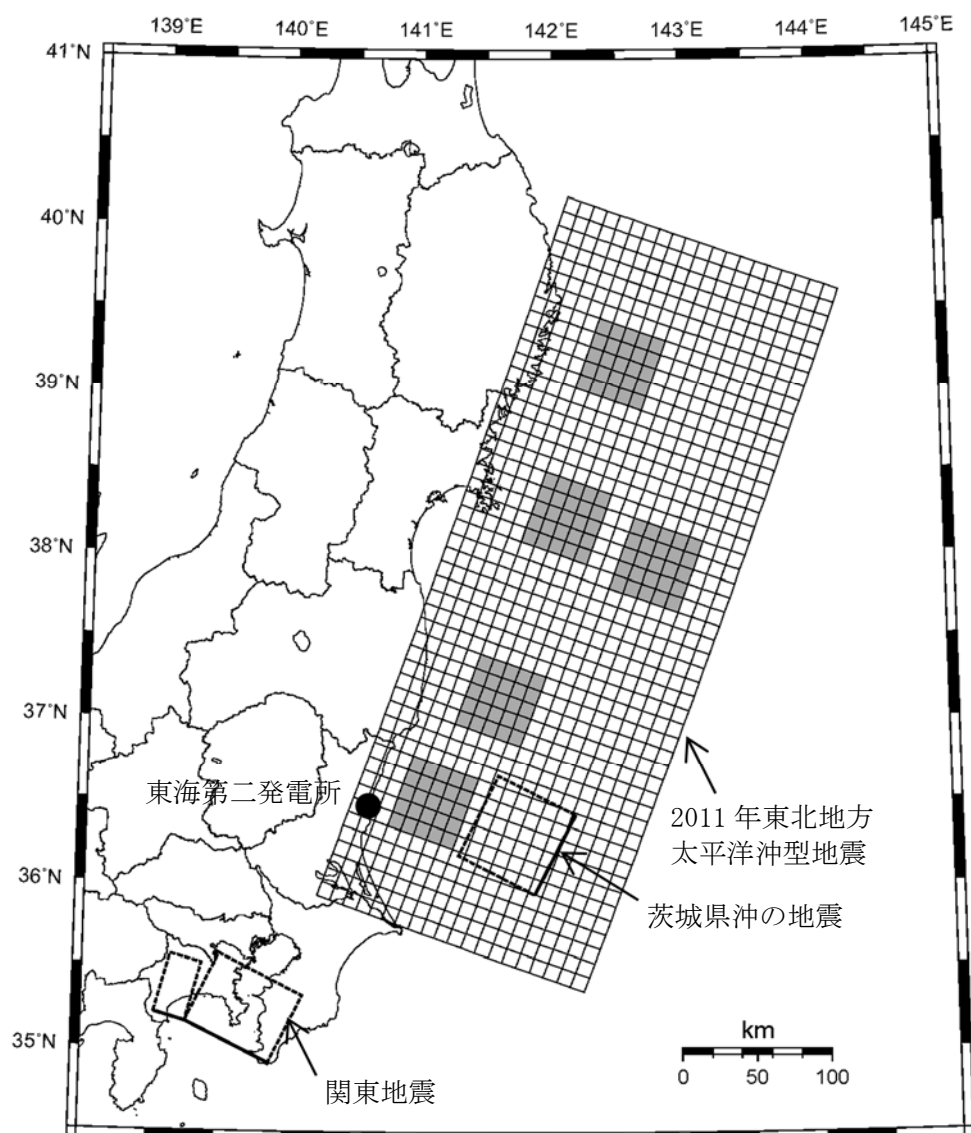
第 3. 2. 1. 2-1 図 活断層の分布（調査モデル）



第 3. 2. 1. 2ー2 図 活断層の分布（推本参考モデル）



第 3. 2. 1. 2ー3 図 海溝型地震で考慮している特定震源モデル（調査モデル）



第 3. 2. 1. 2ー4 図 海溝型地震で考慮している特定震源モデル（推本参考モデル）

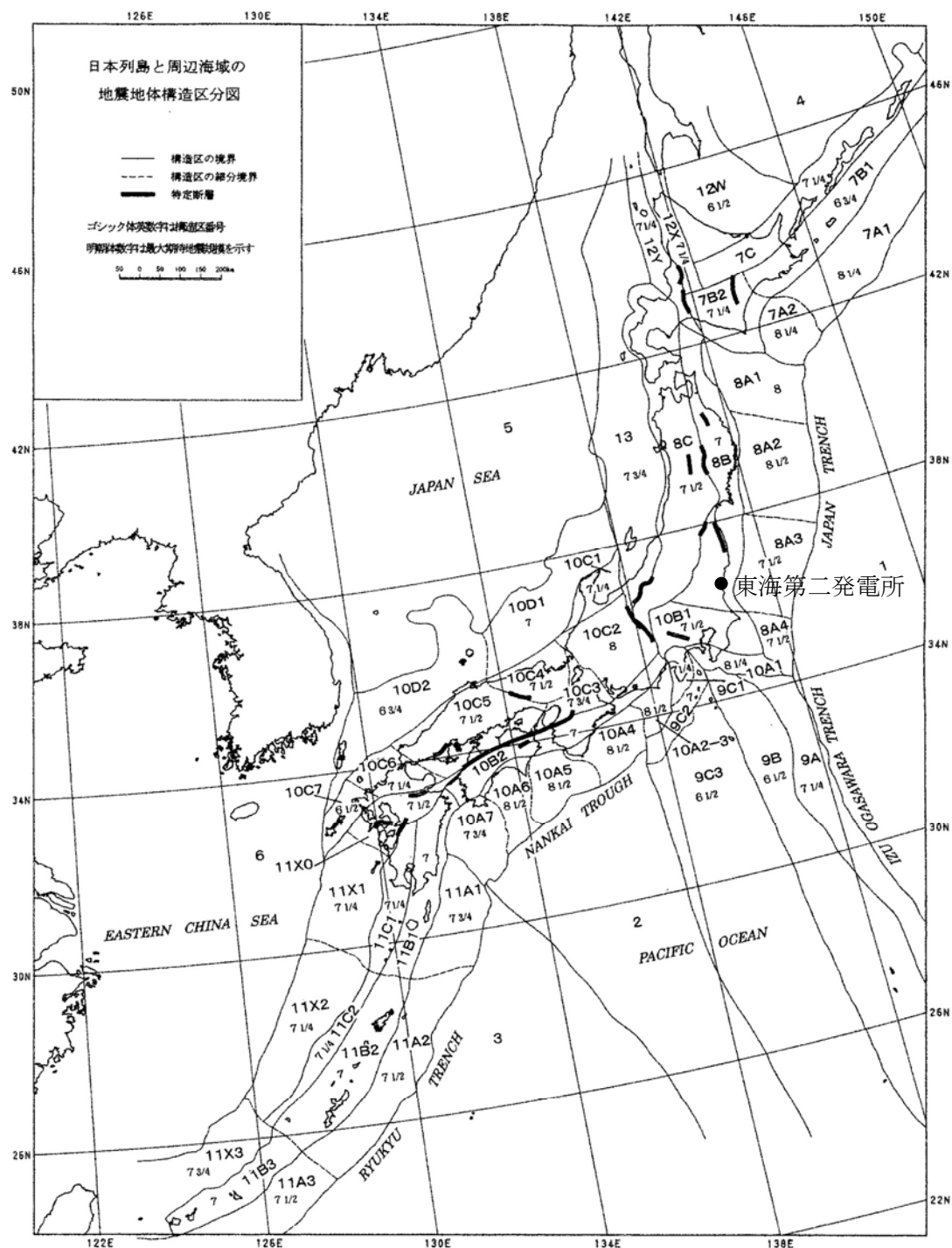
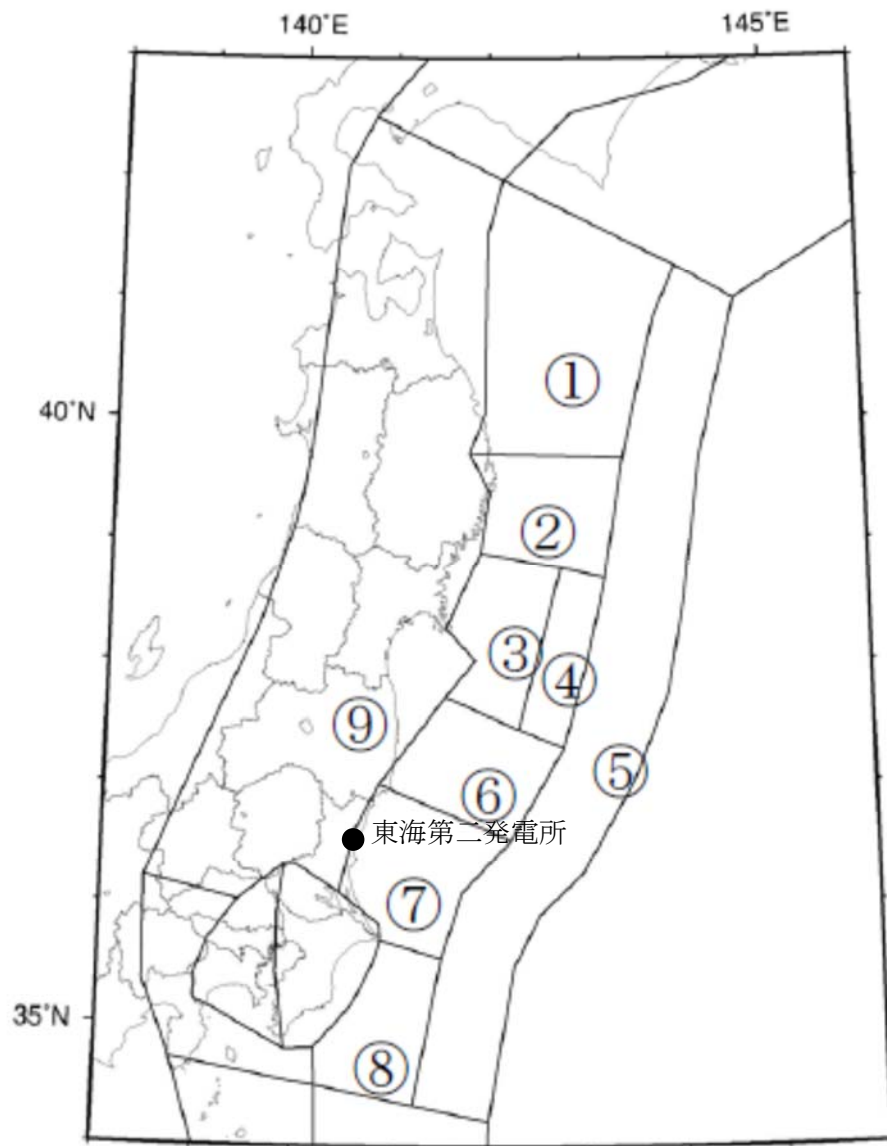


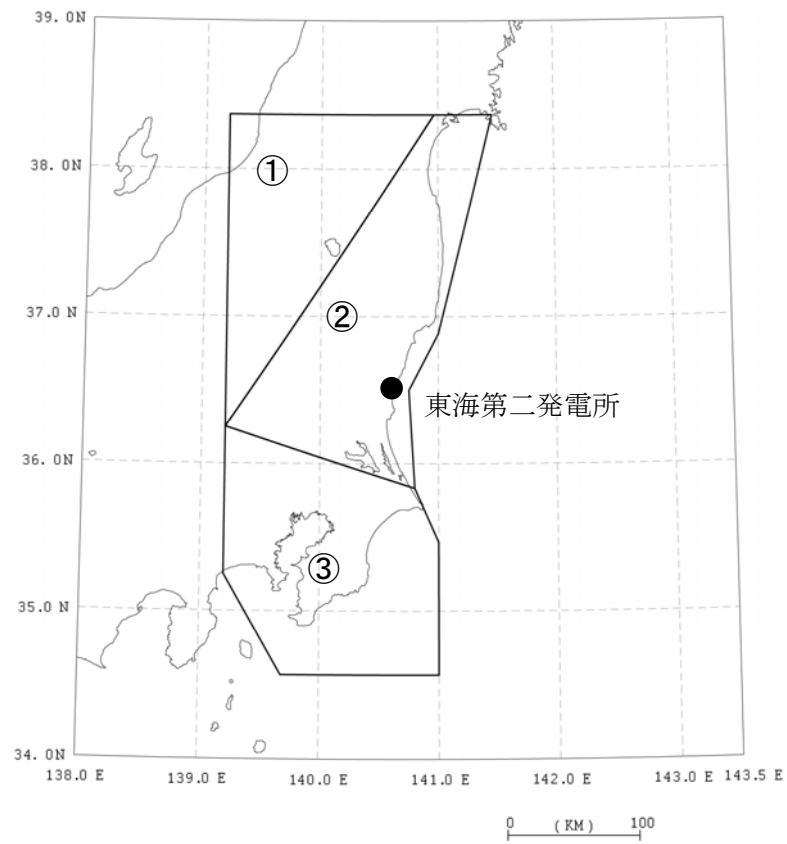
Fig. 1. Seismotectonic province map in and around the Japanese islands. Boldfaced sign is the symbol of province. Roman-type numeral represents the expected maximum earthquake magnitude (M_{max}) assigned to each province. Solid line: boundary between provinces. Broken line: boundary between subprovinces. Bar: the designated fault.

第 3. 2. 1. 2—5 図 垣見ほか (2003) による領域区分



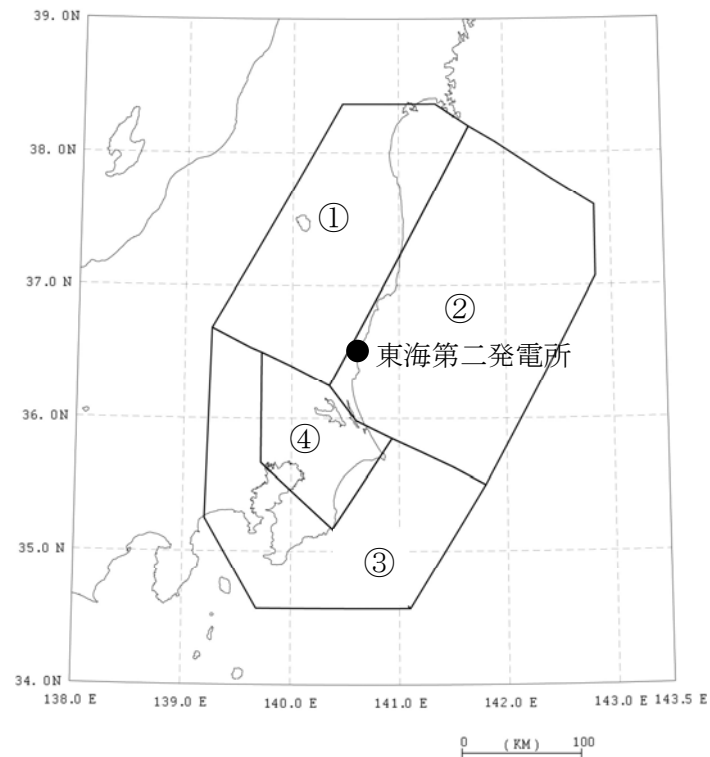
地震調査研究推進本部(2012)「震源断層を予め特定しにくい地震」の領域区分に基づき作成。番号は領域番号を示す。

第 3. 2. 1. 2－6 図 地震調査研究推進本部(2012)による領域区分



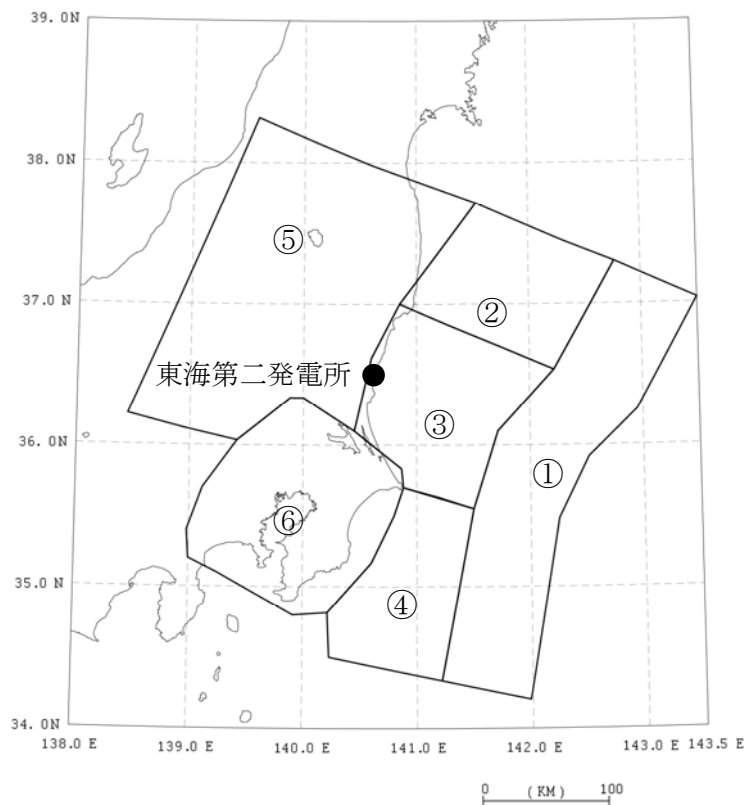
- ①垣見ほか(2003)の8Cに対応する領域
- ②垣見ほか(2003)の8Bに対応する領域
- ③垣見ほか(2003)の10A1と10B1の領域を合わせた領域

第 3.2.1.2-7 図 領域区分（内陸地殻内地震（調査モデル，推本参考モデル共通））



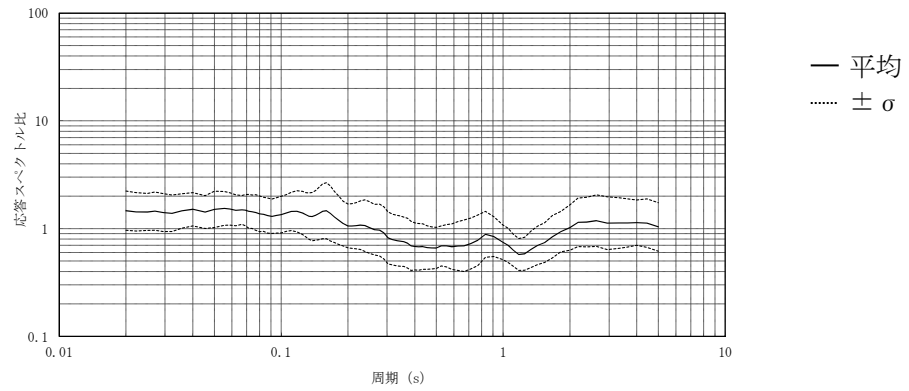
- ①太平洋プレートの上面深度が 60km よりも深い領域
- ②垣見ほか(2003)の 8A3 に対応し、太平洋プレートの上面深度が 60km よりも浅い領域
(東側の境界以東では、地震数が減少するため境界線を設定)
- ③主にフィリピン海プレートに関する地震活動が見られる領域
- ④茨城県南西部から千葉県北部にかけて中小地震の活動が活発な領域
(太平洋プレートとフィリピン海プレートの地震が混在している領域)

第 3. 2. 1. 2ー8 図 領域区分 (海溝型地震 (調査モデル))



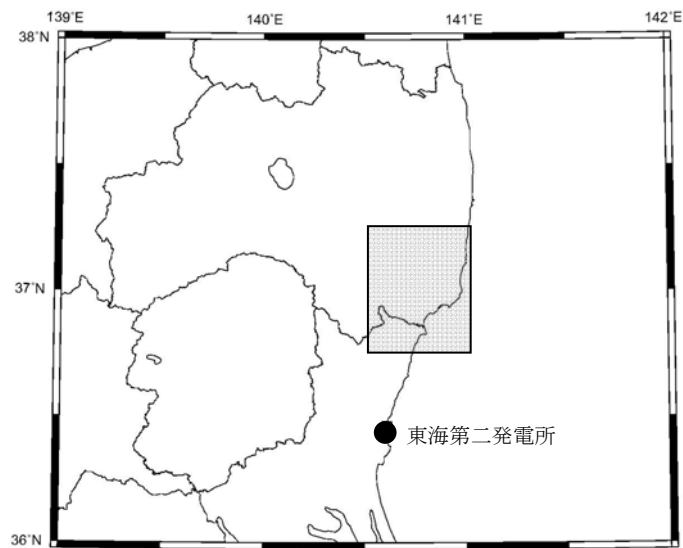
- ①地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「三陸沖北部から房総沖の海溝寄り」の領域
- ②地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「福島県沖のプレート間地震」の領域
- ③地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「茨城県沖のプレート間地震」の領域
- ④地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「房総沖」の領域
- ⑤地震調査研究推進本部の確率論的地震動予測地図における太平洋プレートの上面が60kmよりも深い領域
- ⑥地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「その他の南関東で発生するM7程度の地震」の領域

第 3. 2. 1. 2－9 図 領域区分（海溝型地震（推本参考モデル））



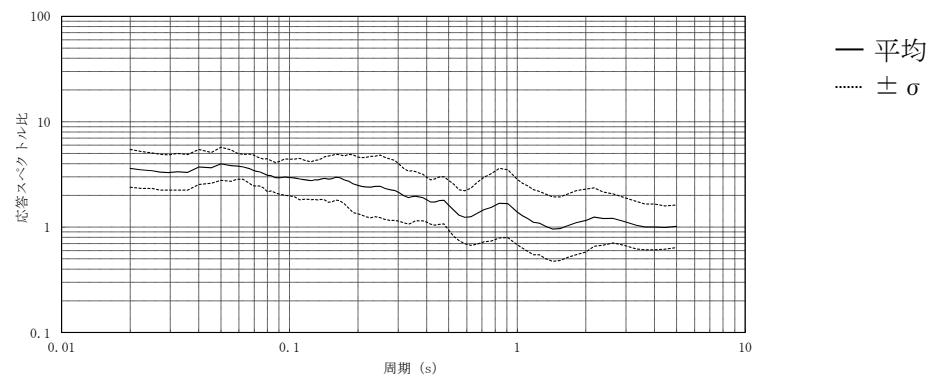
補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。

観測記録の応答スペクトル比



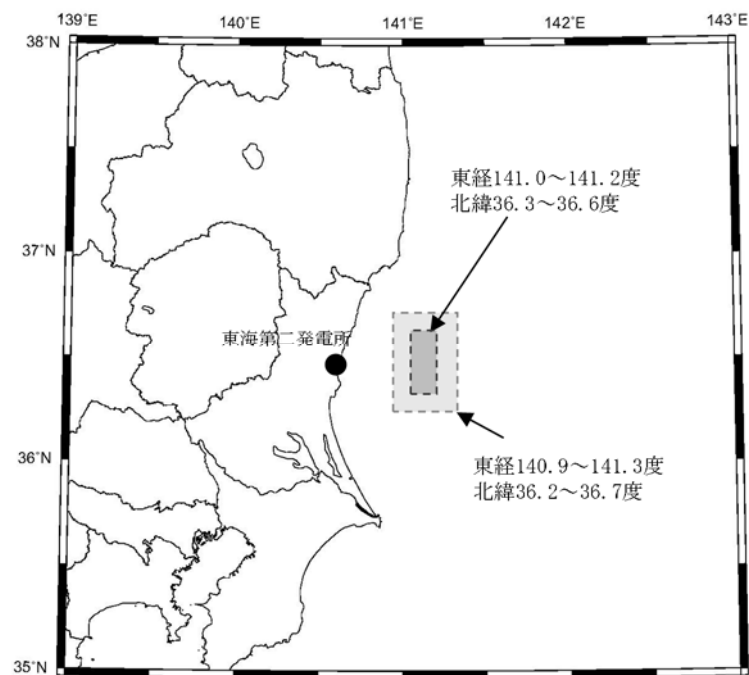
補正係数を考慮する領域（網掛け部）

第 3. 2. 1. 2－10 図 地震観測記録による補正係数
(内陸地殻内地震のうち福島県と茨城県の県境付近で発生する地震)



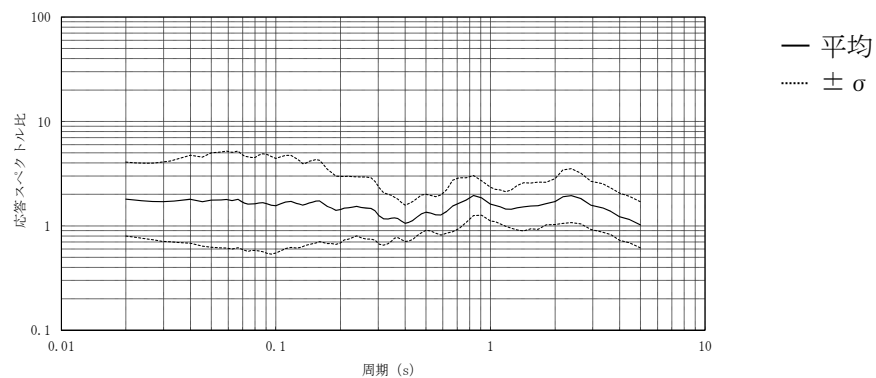
補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。

観測記録の応答スペクトル比



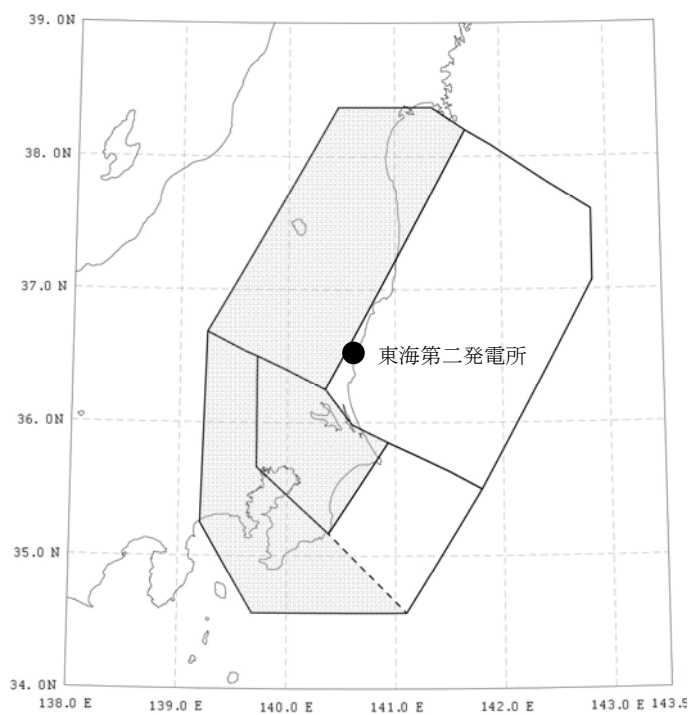
補正係数を適用する領域（網掛け部）
（領域大，小の2つをロジックツリーで考慮。）

第 3.2.1.2-11 図 地震観測記録による補正係数
（海溝型地震のうち鹿島灘周辺で発生する地震）

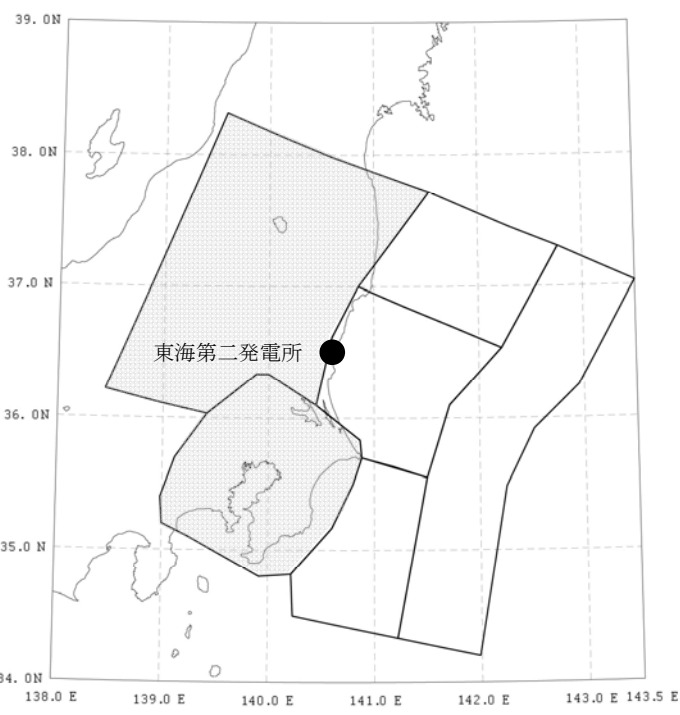


〔補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。〕

観測記録の応答スペクトル比



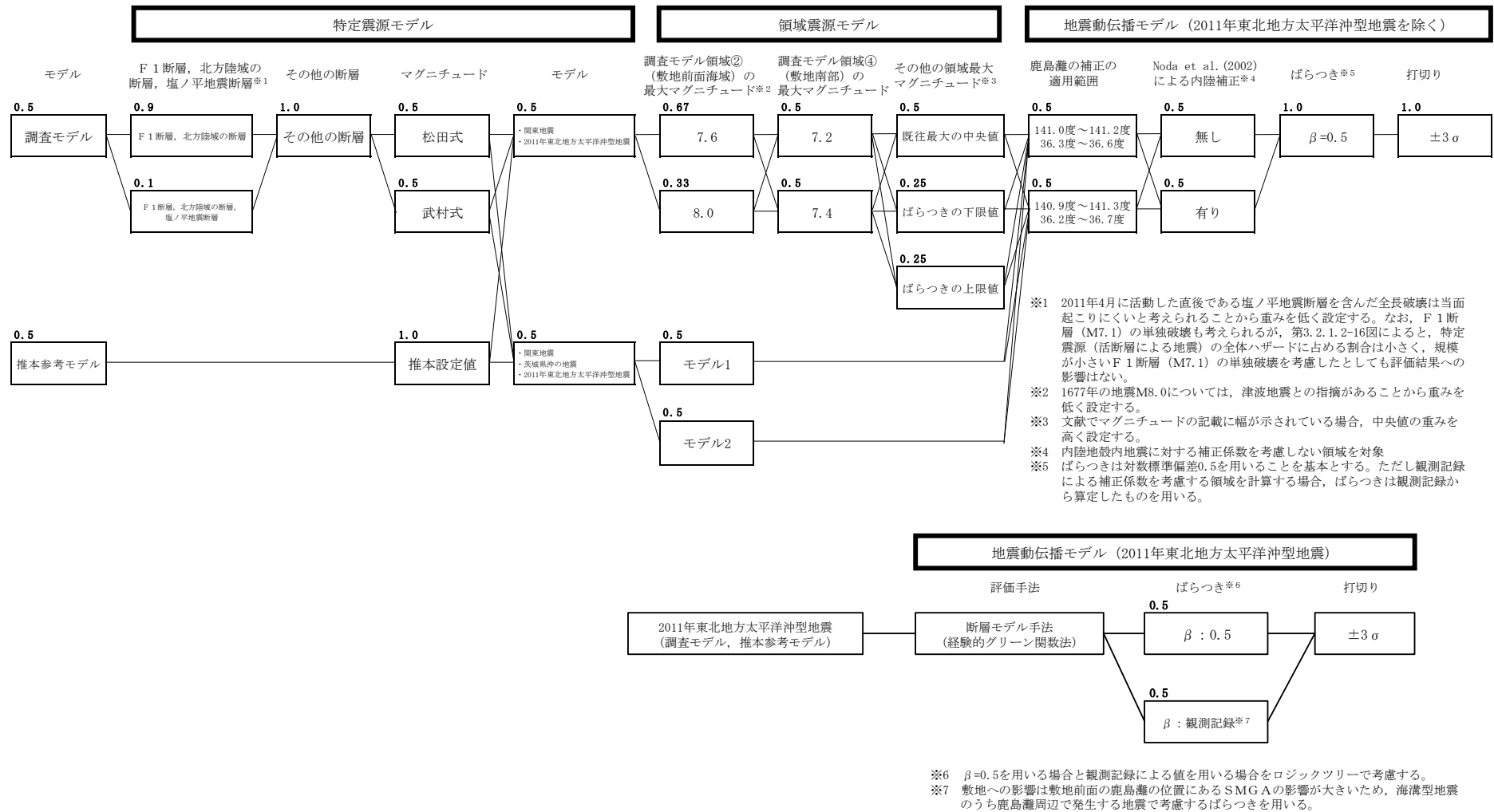
調査モデル



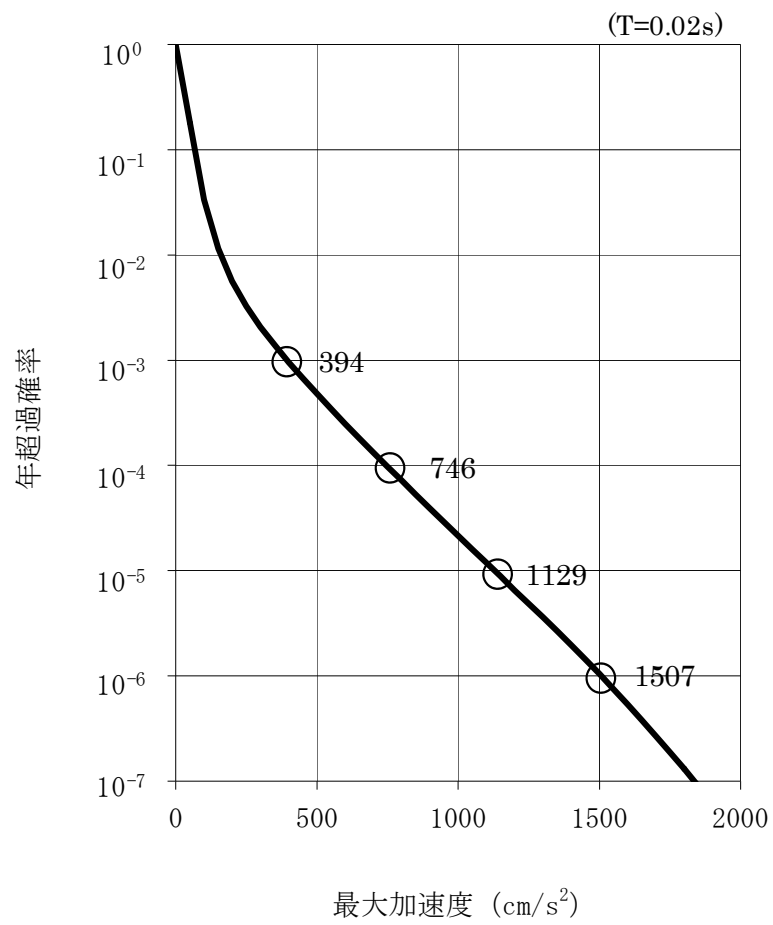
推本参考モデル

補正係数を適用する領域（網掛け部）

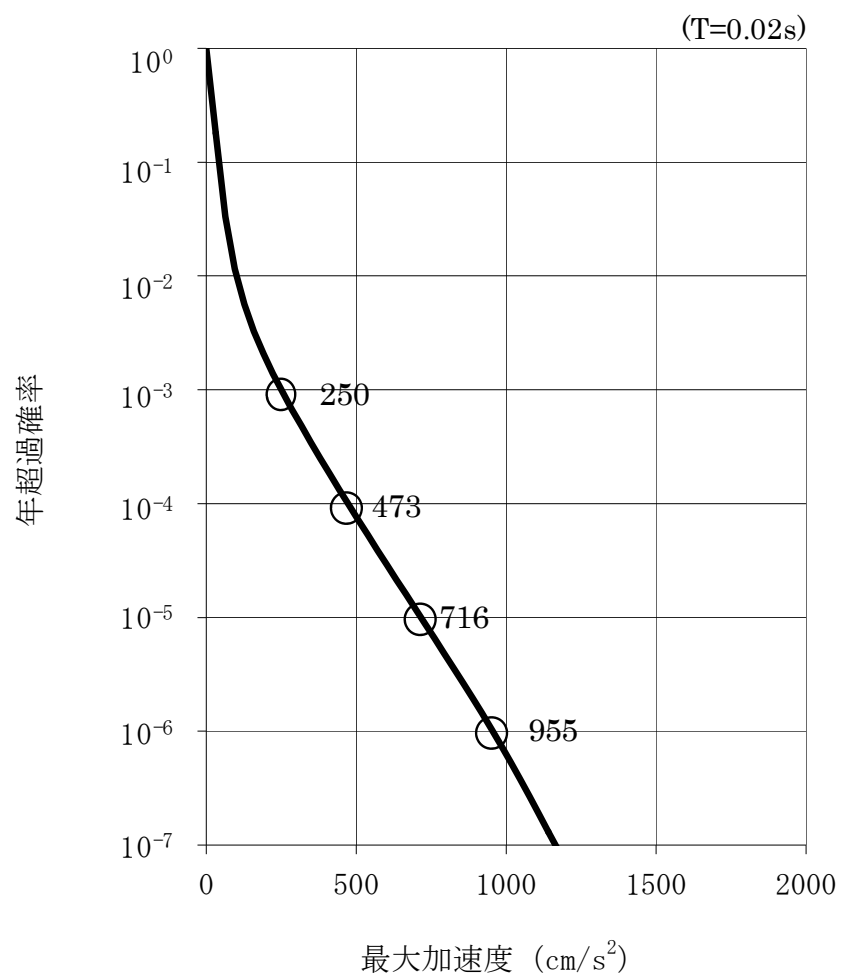
第 3.2.1.2-12 図 地震観測記録による補正係数
(海溝型地震のうち深い場所で発生する地震)



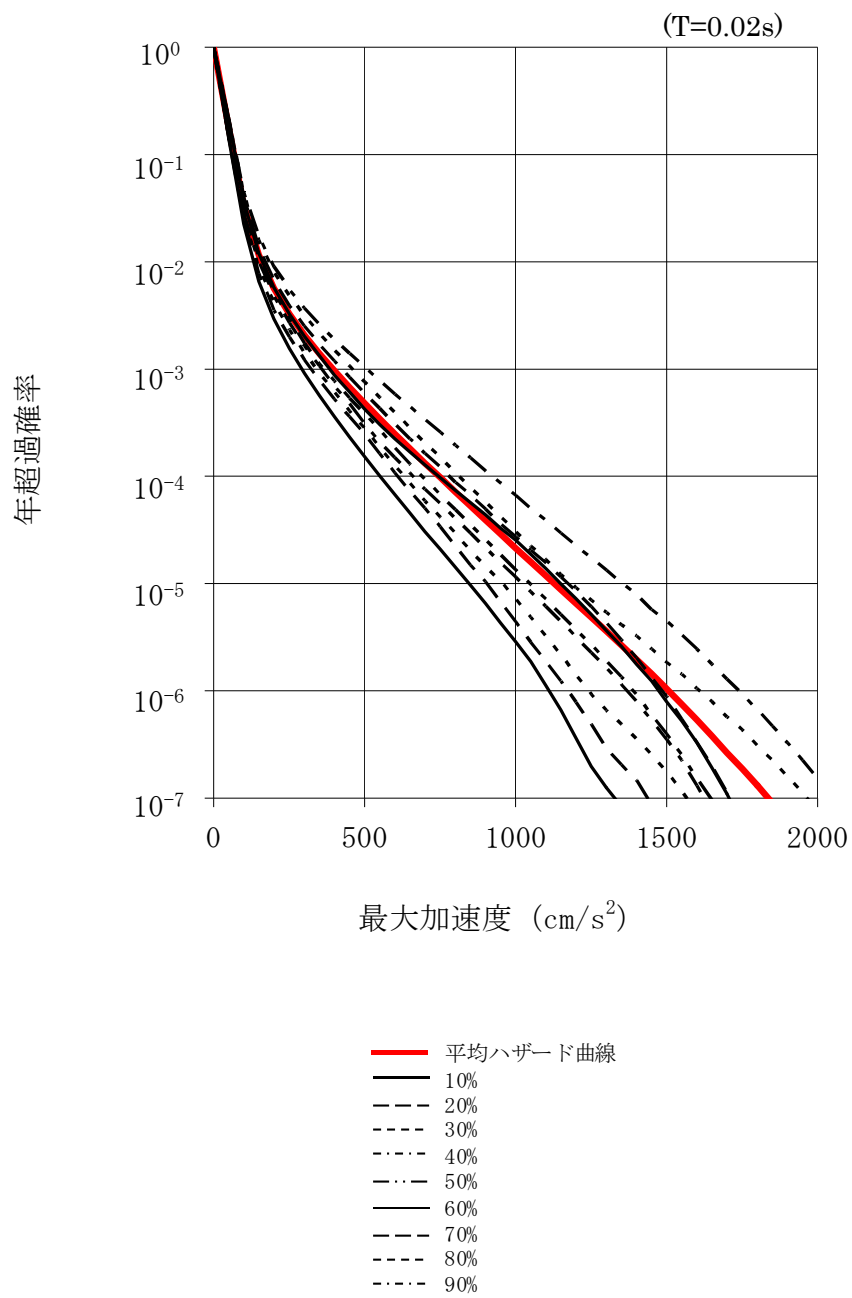
第 3.2.1.2—13 図 ロジックツリー



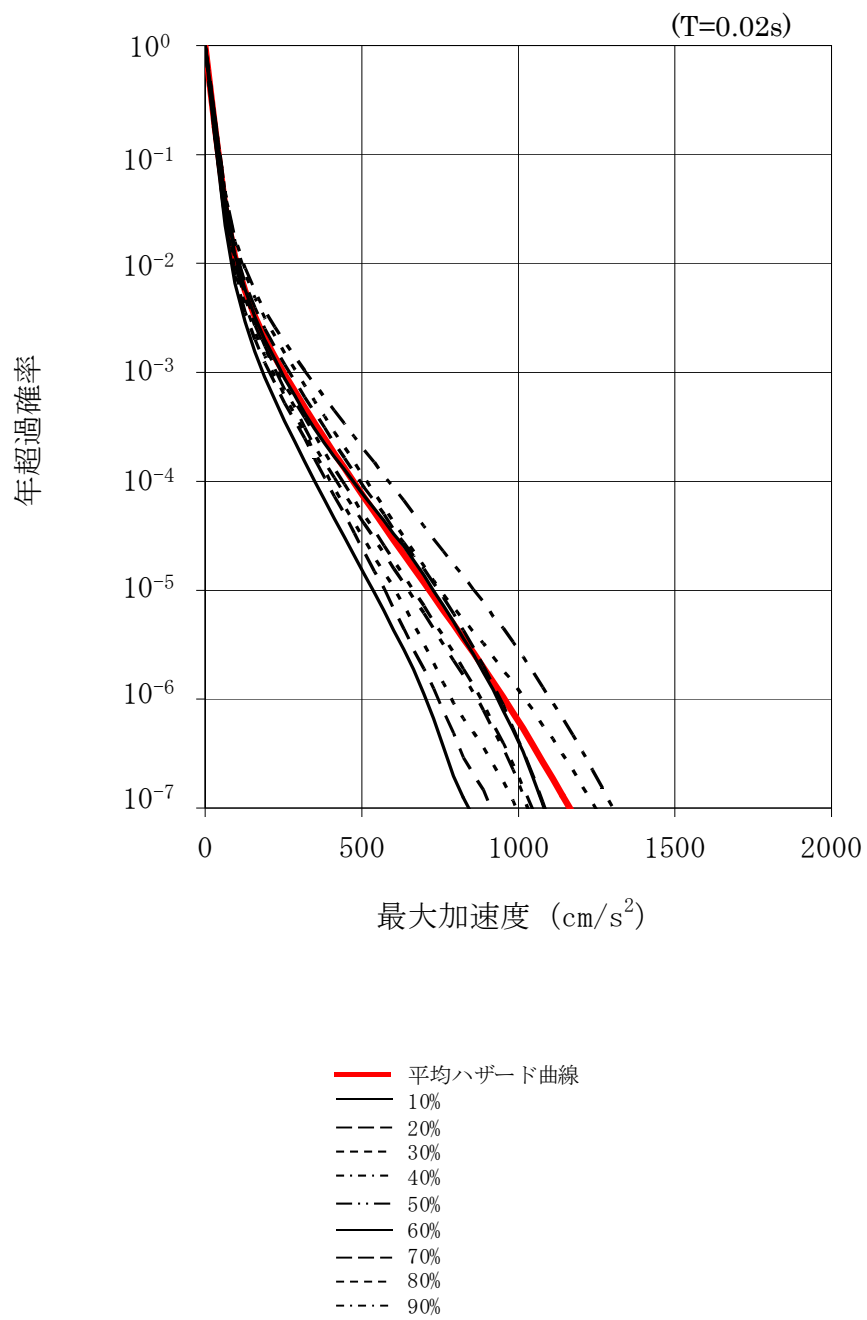
第 3. 2. 1. 2—14 図 (1/2) 平均地震ハザード曲線 (水平方向)



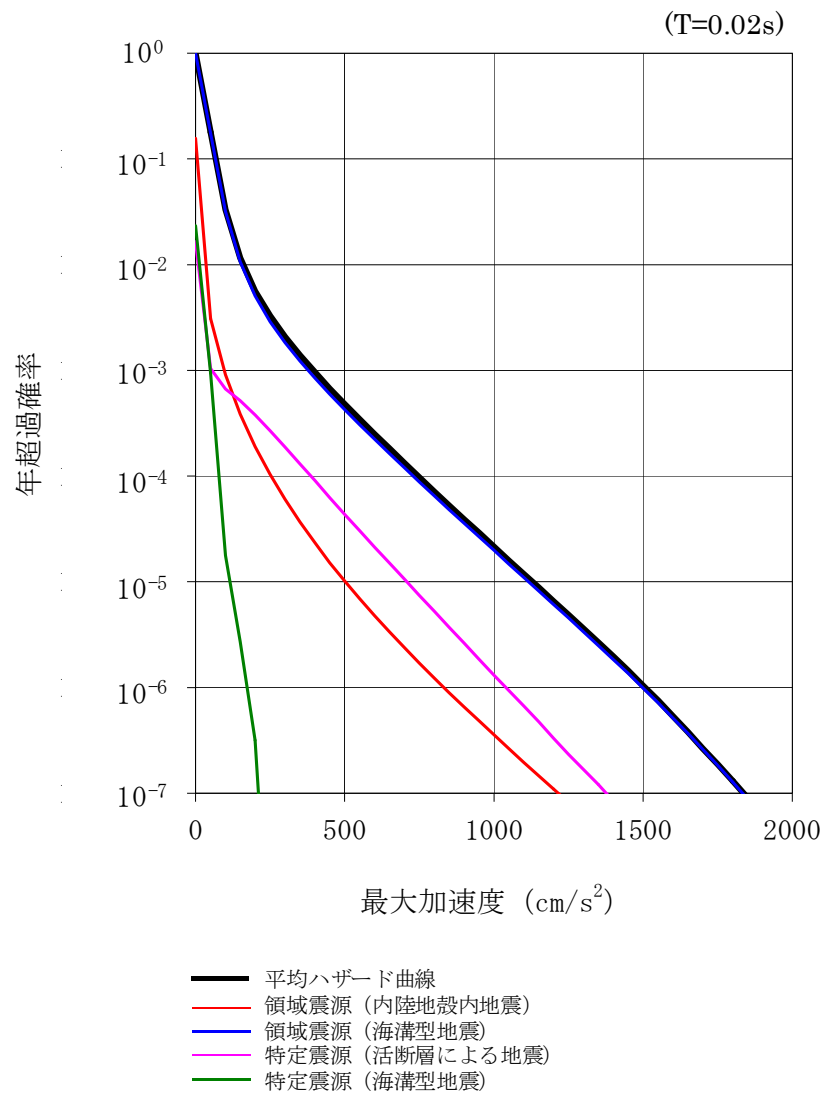
第 3. 2. 1. 2－14 図 (2／2) 平均地震ハザード曲線 (鉛直方向)



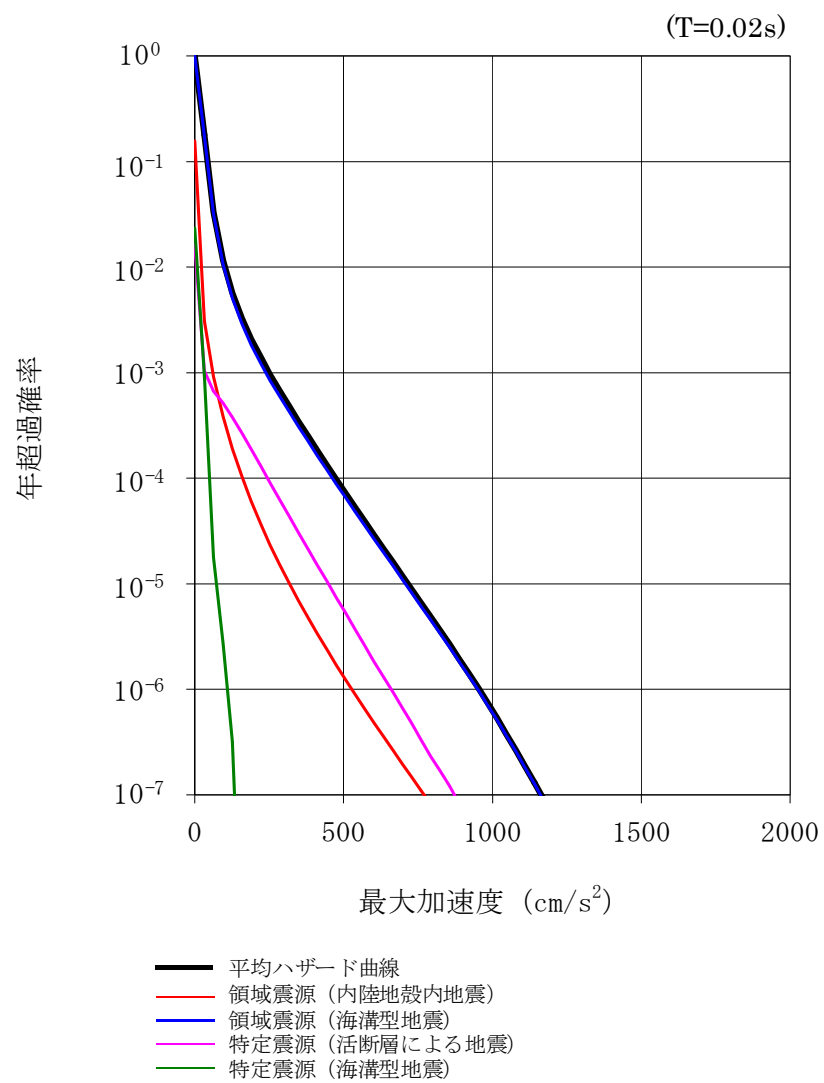
第 3. 2. 1. 2—15 図 (1/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (水平方向)



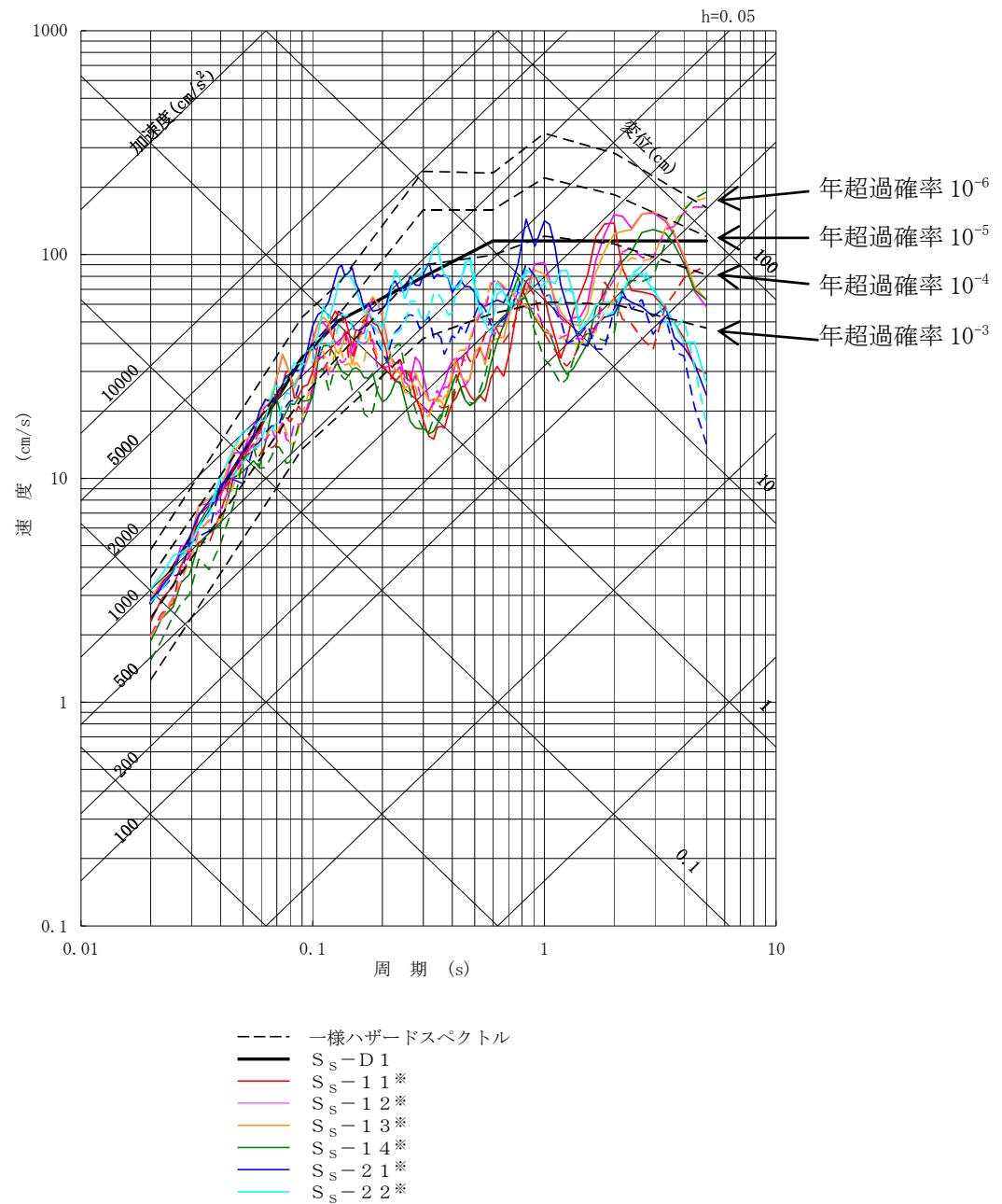
第 3. 2. 1. 2—15 図 (2/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (鉛直方向)



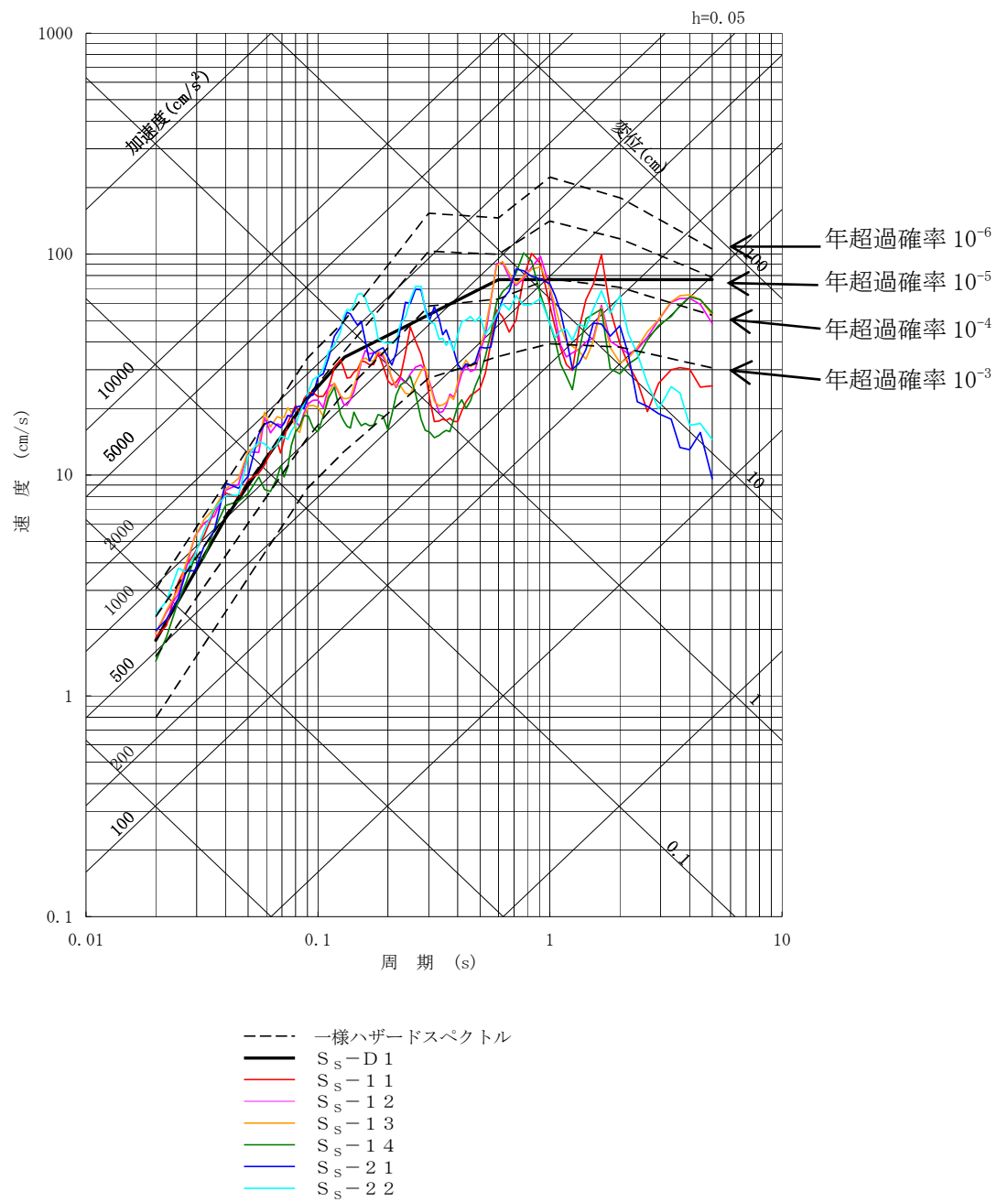
第 3. 2. 1. 2—16 図 (1/2) 震源別平均ハザード曲線 (水平方向)



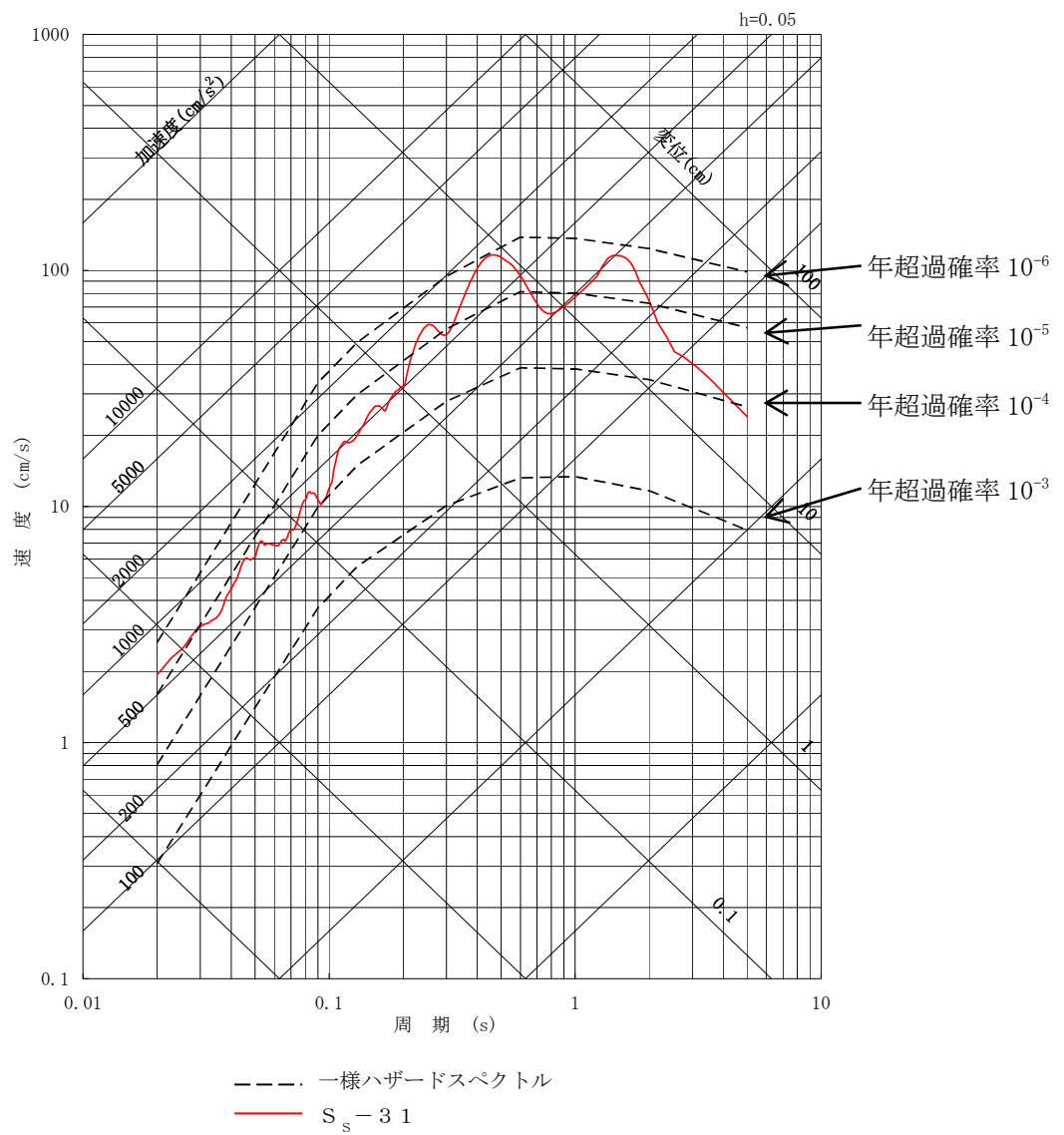
第 3. 2. 1. 2—16 図 (2/2) 震源別平均ハザード曲線 (鉛直方向)



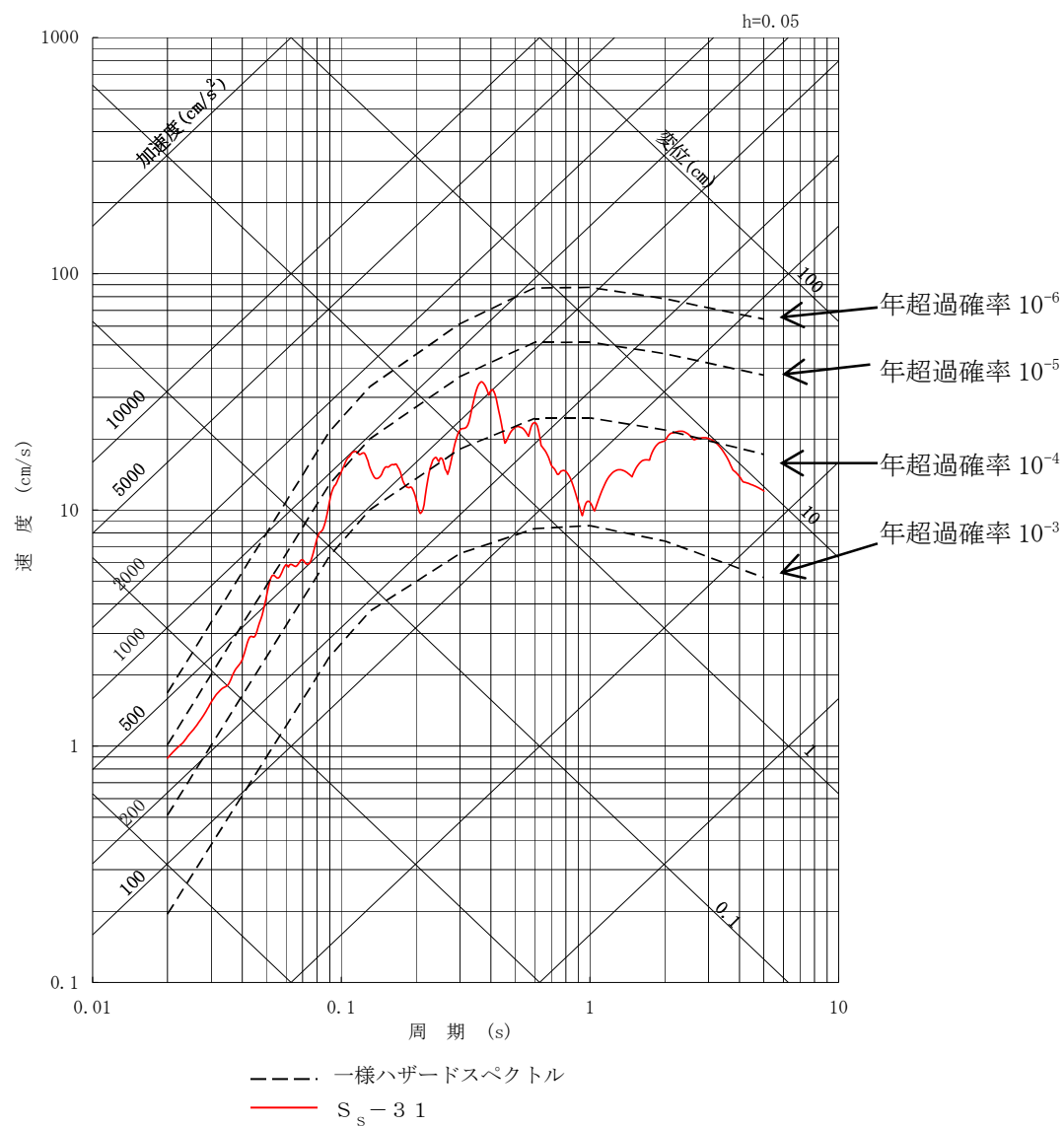
第 3.2.1.2-17 図 (1/2) 一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-D1 ， $S_s-11 \sim S_s-22$ の応答スペクトルの比較 (水平方向)



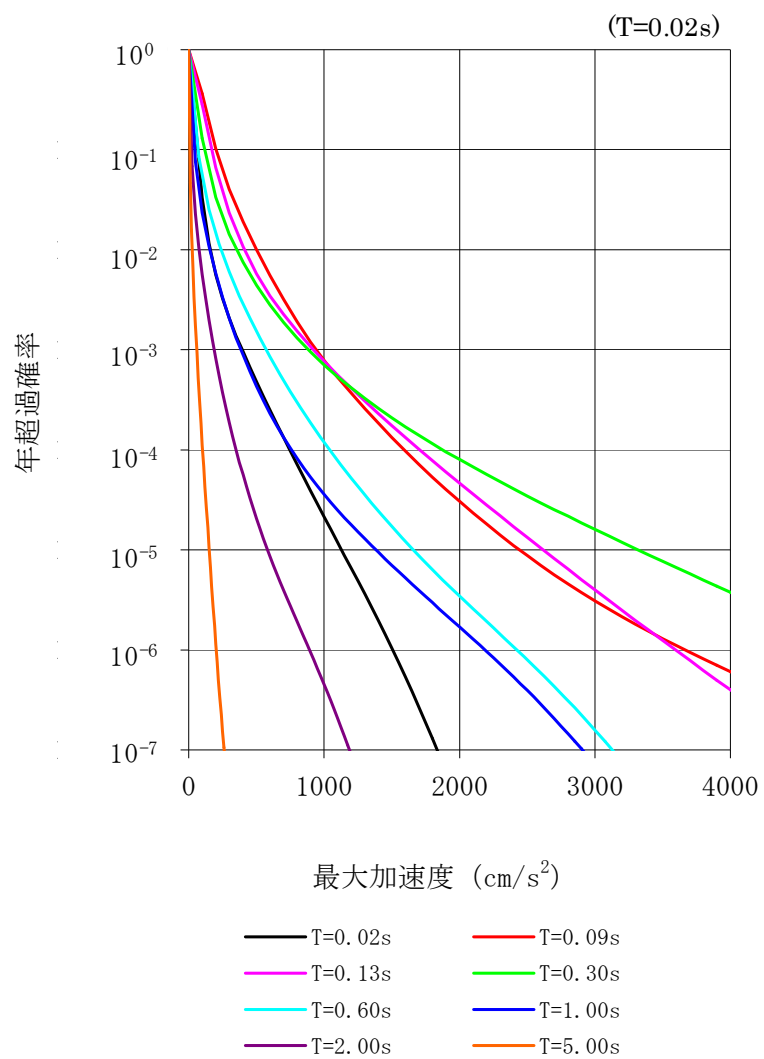
第 3.2.1.2-17 図 (2/2) 一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-D1 , $S_s-11 \sim S_s-22$ の応答スペクトルの比較 (鉛直方向)



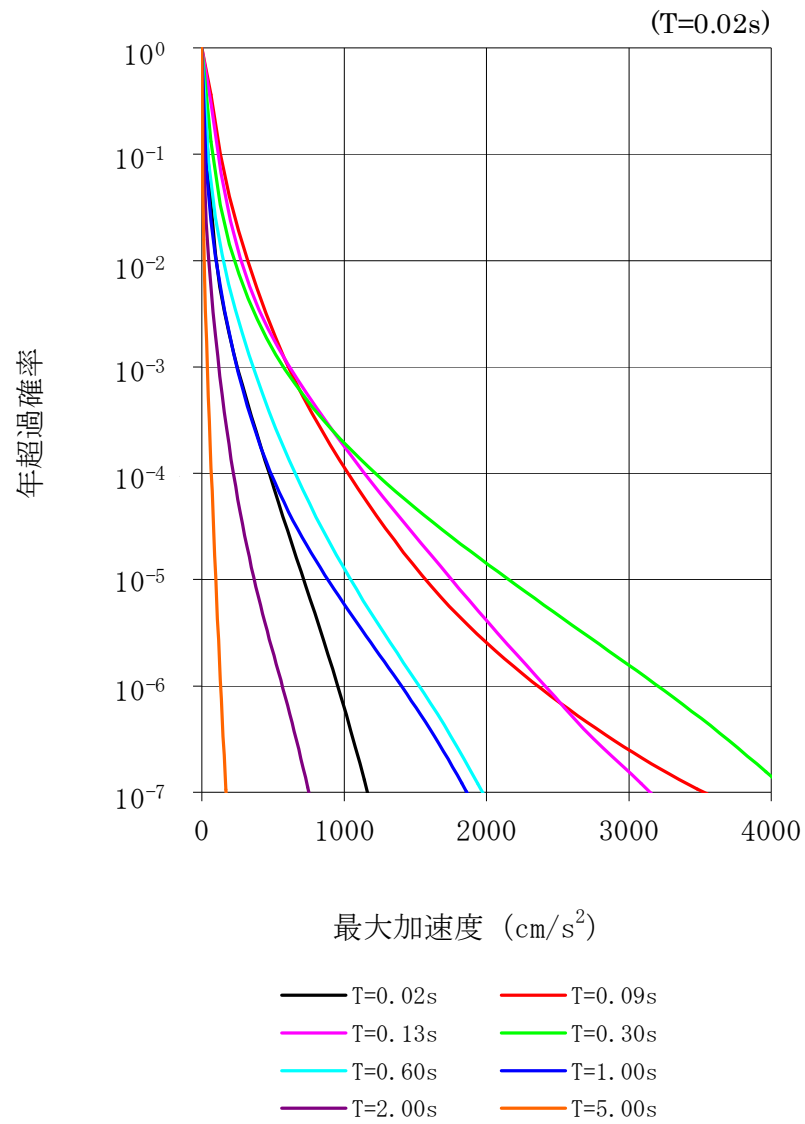
第 3.2.1.2-18 図 (1/2) 内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動 $S_s - 3.1$ の応答スペクトルの比較 (水平方向)



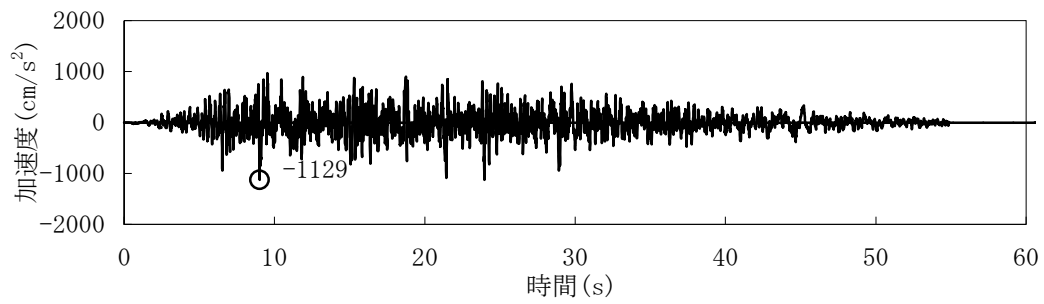
第 3.2.1.2-18 図 (2/2) 内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-31 の応答スペクトルの比較 (鉛直方向)



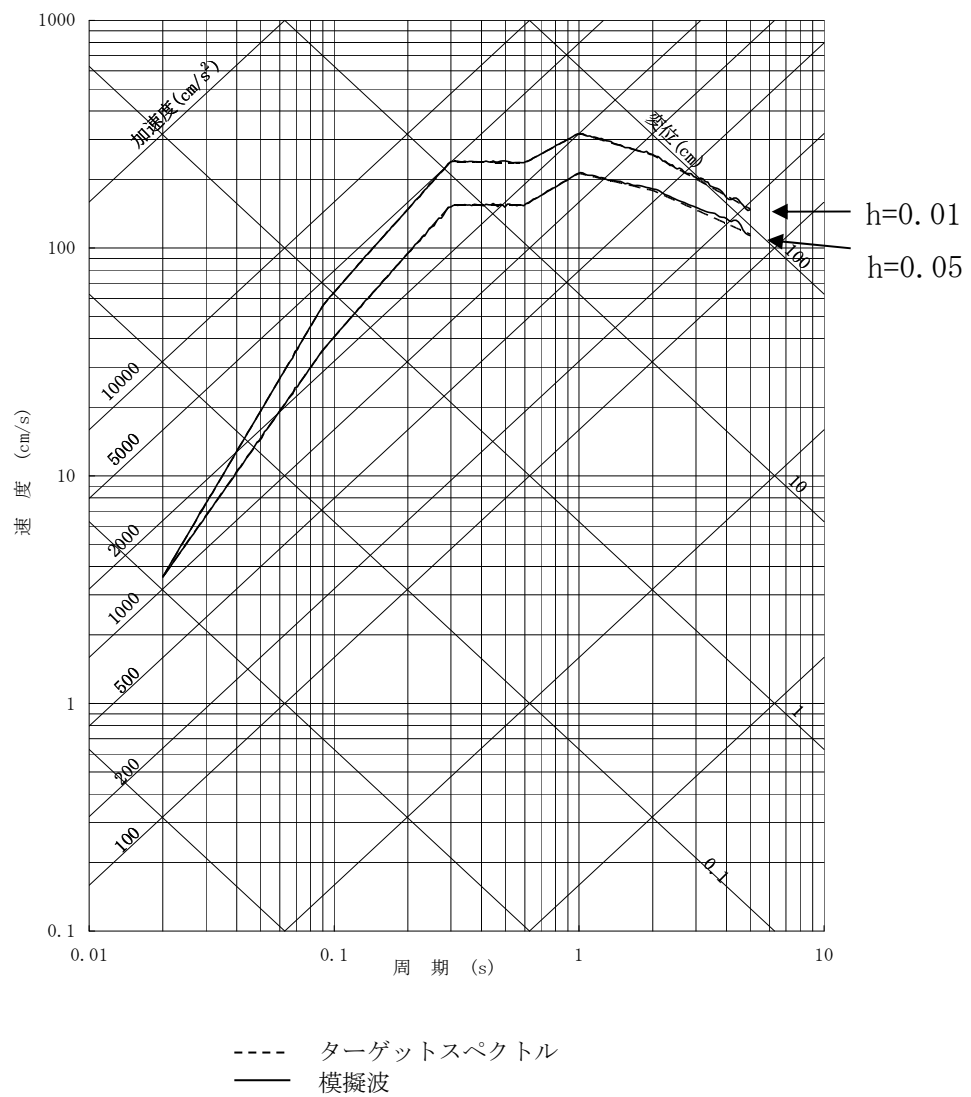
第 3. 2. 1. 2—19 図 (1/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (水平方向)



第 3. 2. 1. 2—19 図 (2/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (鉛直方向)

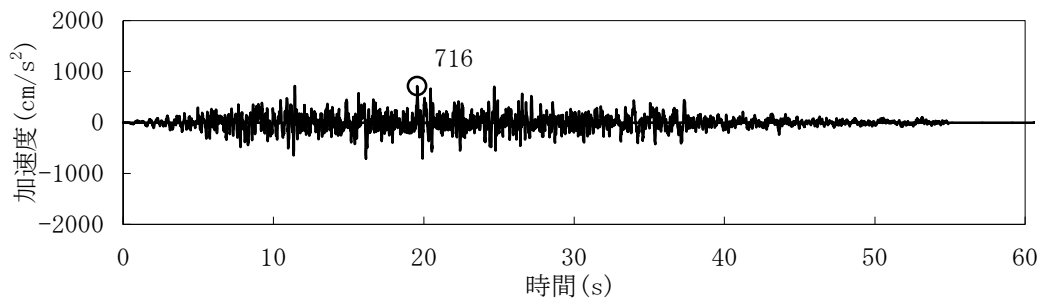


加速度時刻歴波形

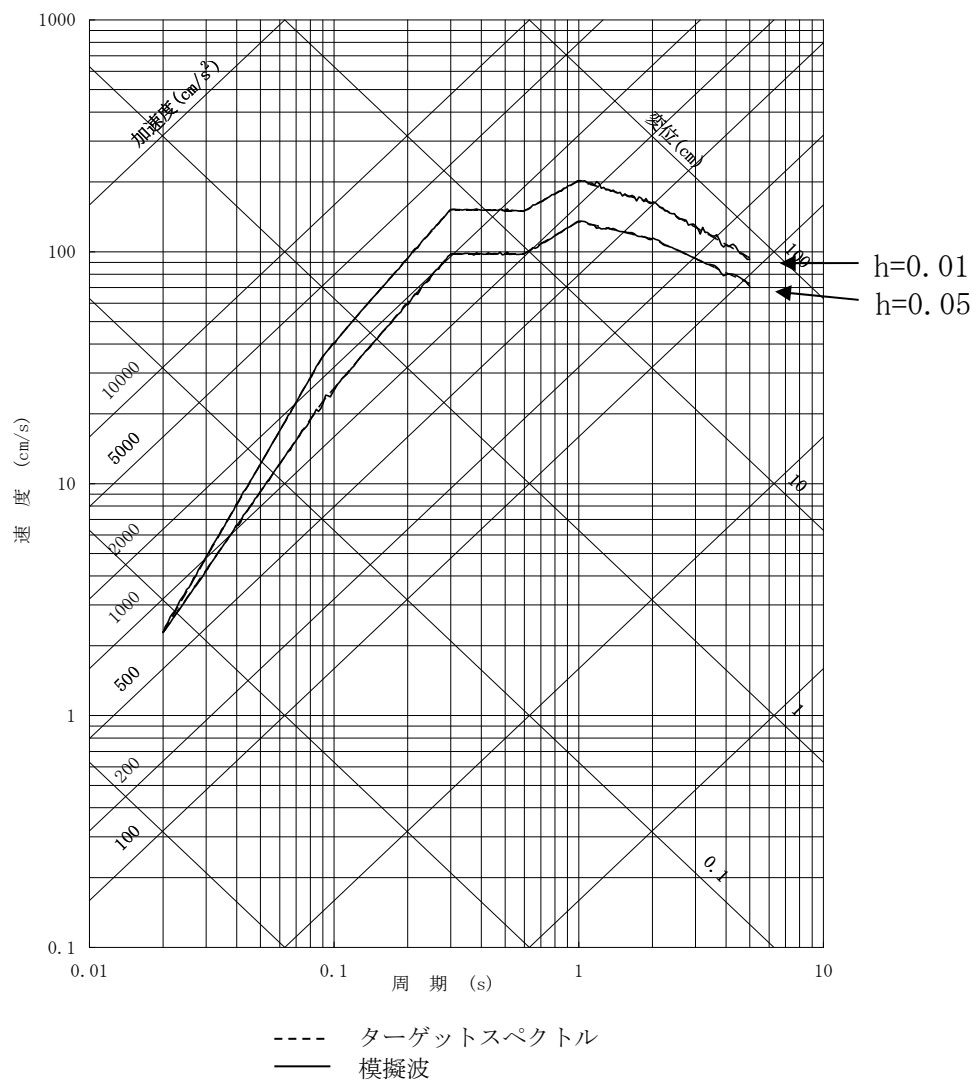


応答スペクトル

第 3. 2. 1. 2-20 図 (1/2) 年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波 (水平方向)

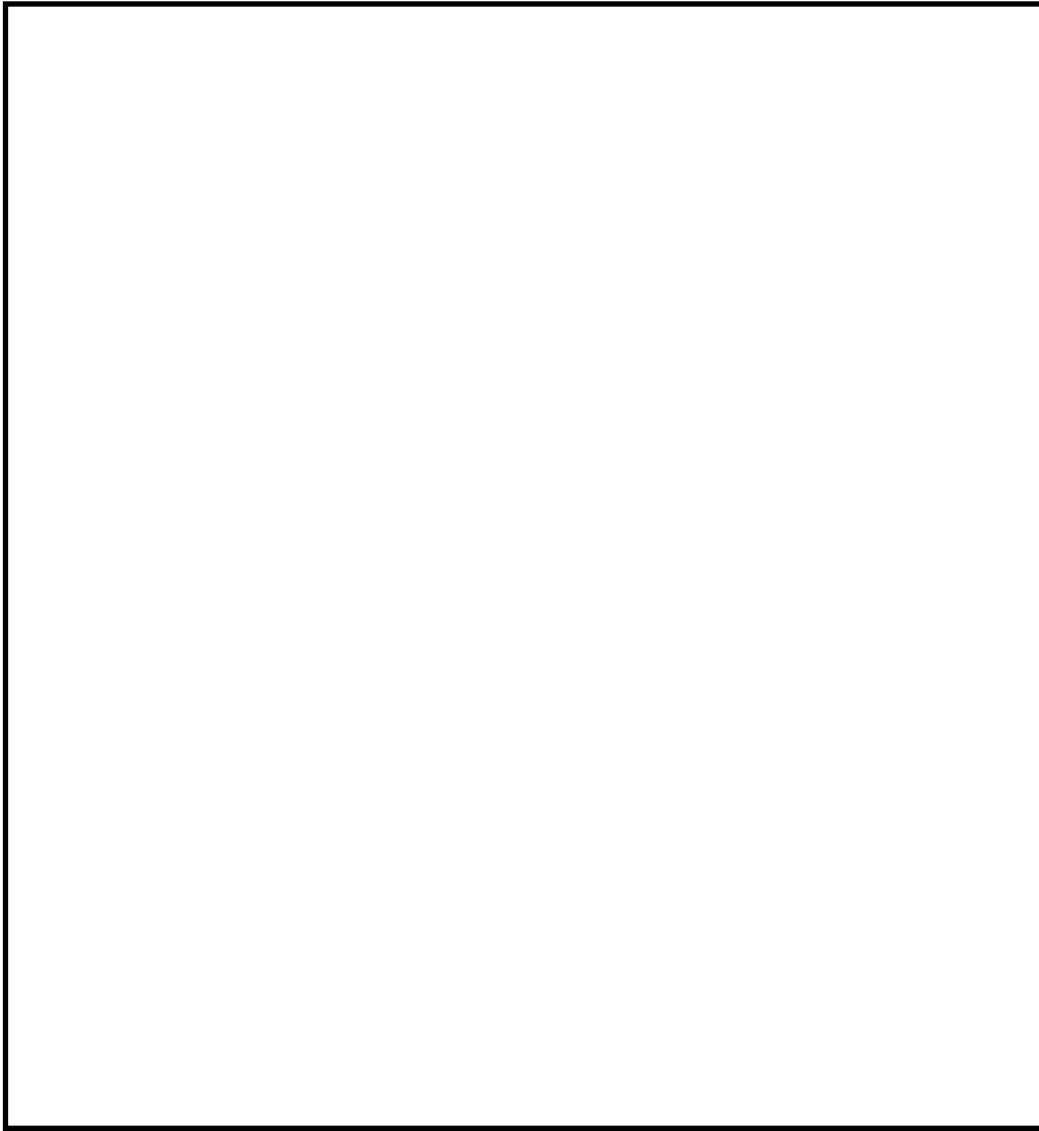


加速度時刻歴波形

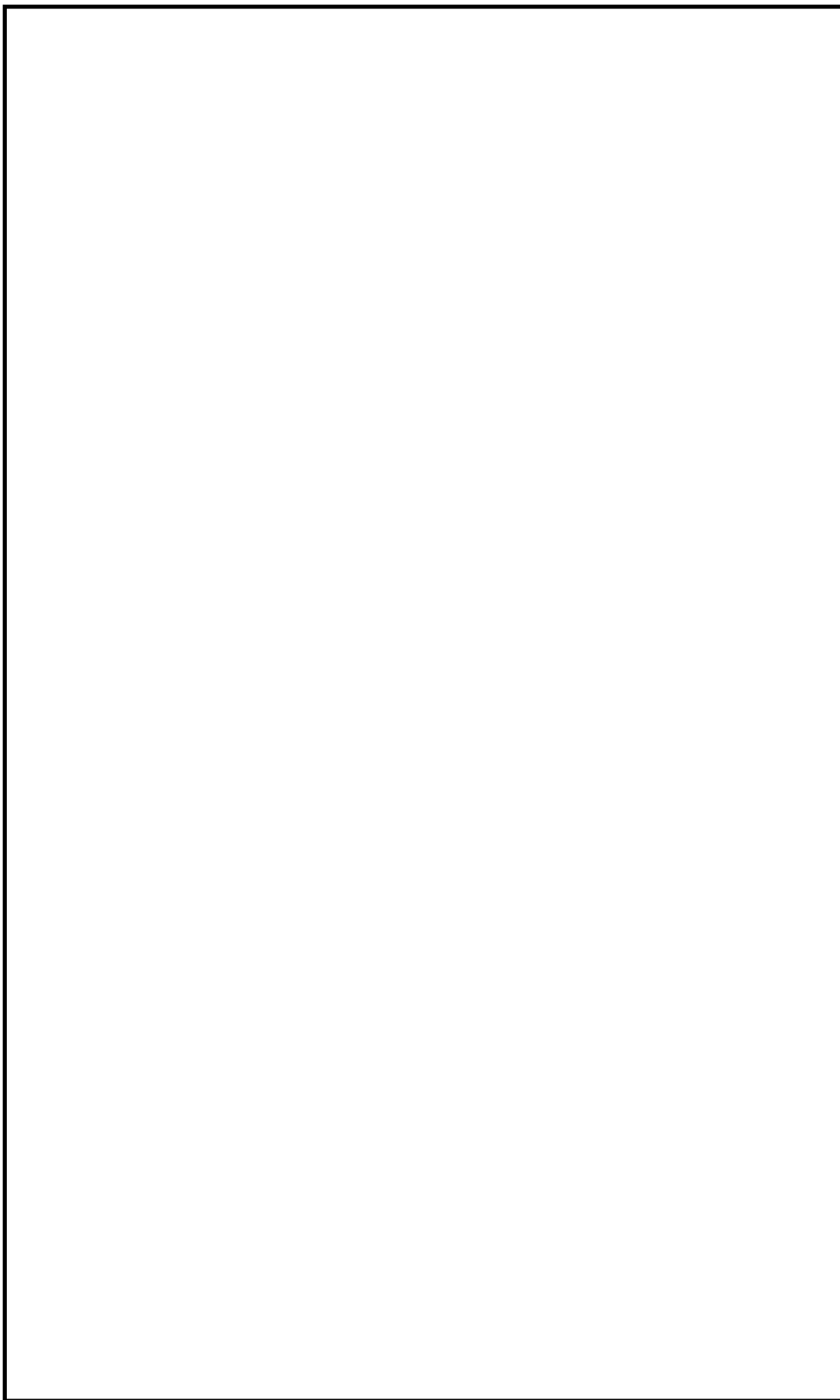


応答スペクトル

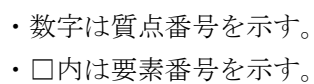
第 3.2.1.2-20 図 (2/2) 年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波 (鉛直方向)



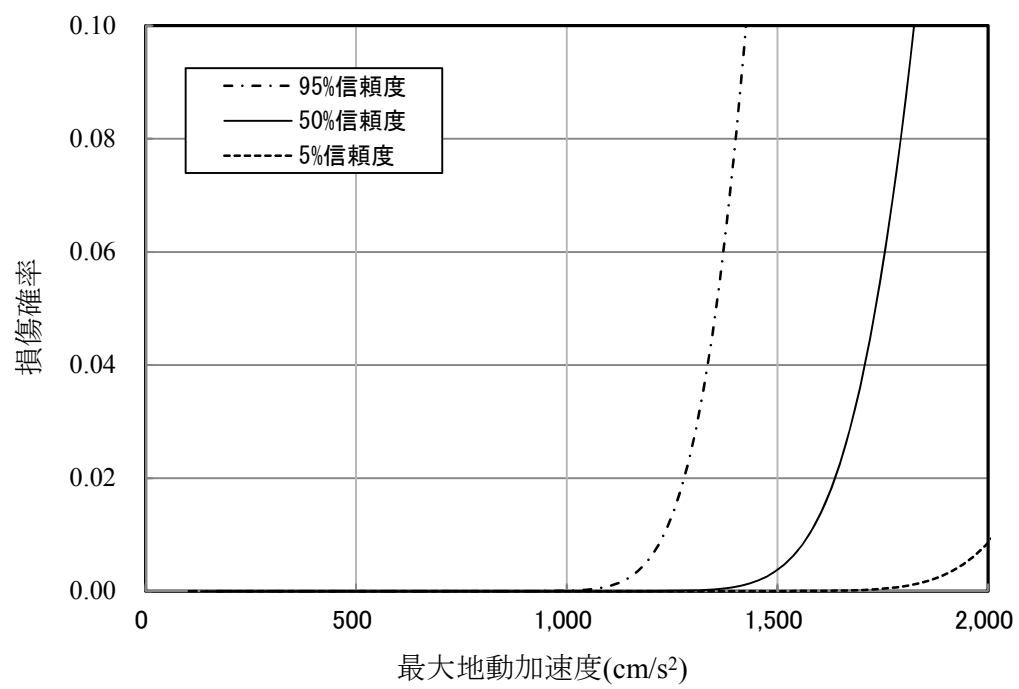
第 3.2.1.3-1-1 図 原子炉建屋の概略平面図 (EL. -4.0m)



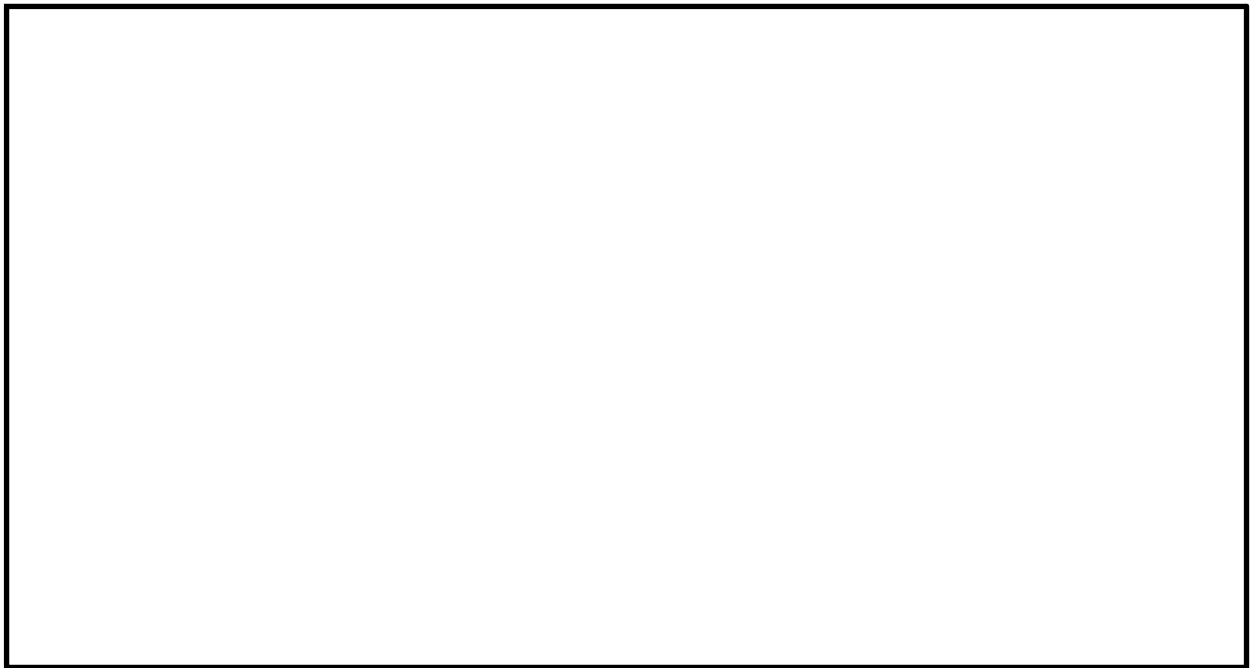
第 3. 2. 1. 3－1－2 図 原子炉建屋の概略断面図



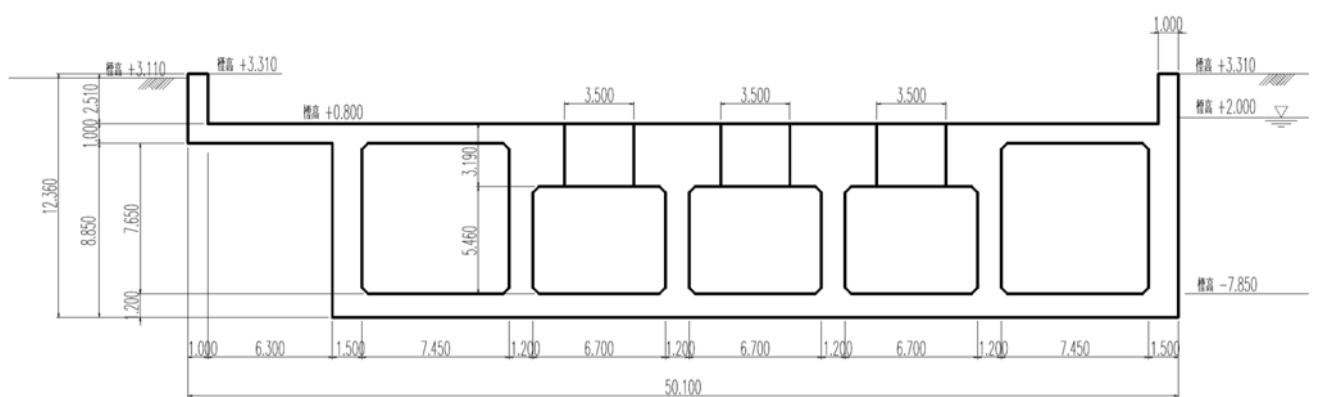
3. 2. 1—147



第 3. 2. 1. 3－1－4 図 原子炉建屋のフラジリティ曲線

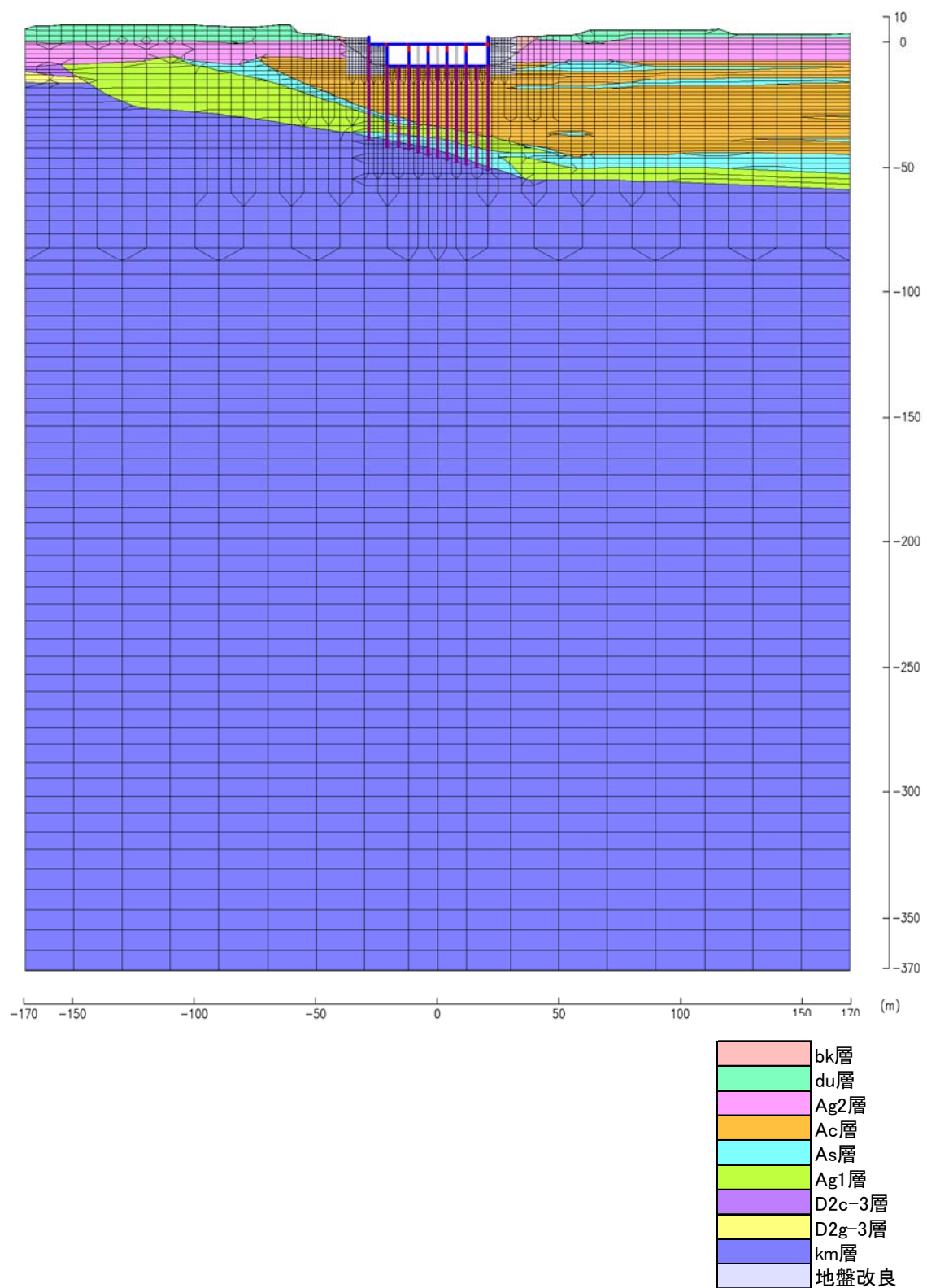


第 3.2.1.3-2-1 図 海水ポンプ室平面図

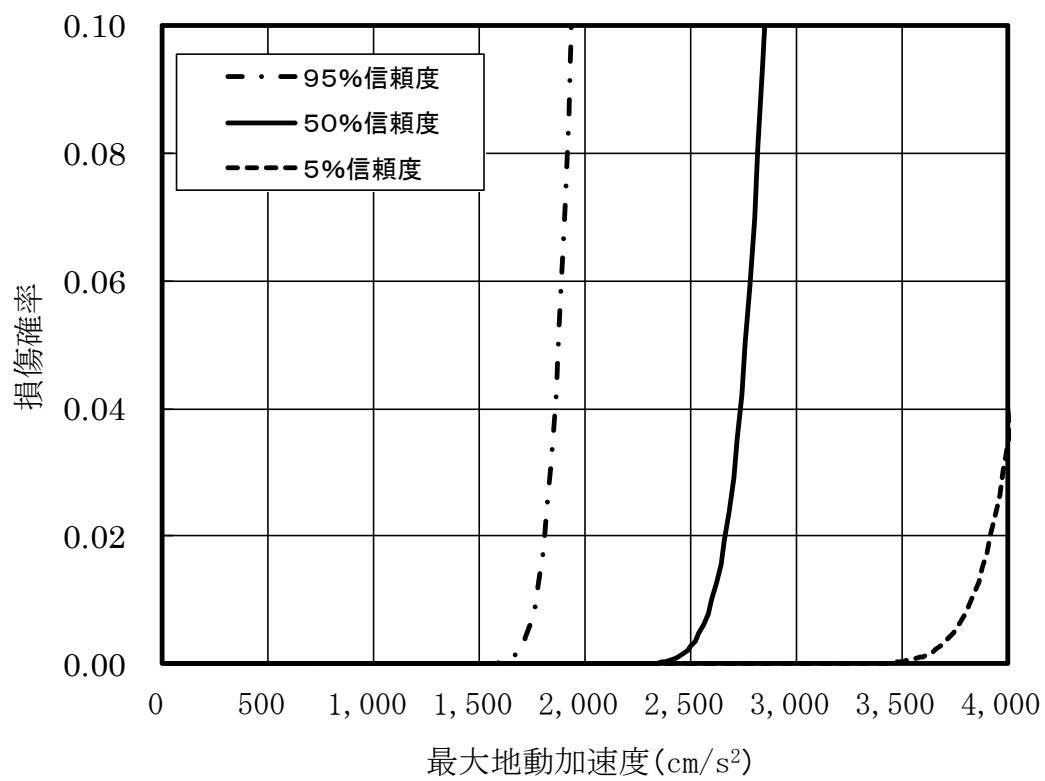


(単位: m)

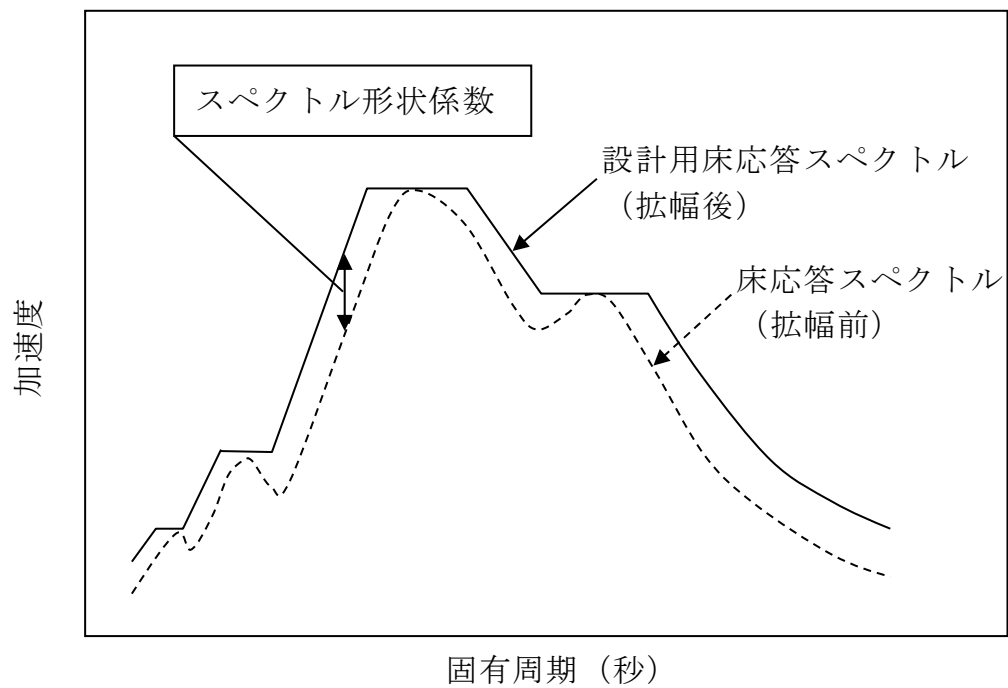
第 3.2.1.3-2-2 図 海水ポンプ室断面図 (A-A' 断面)



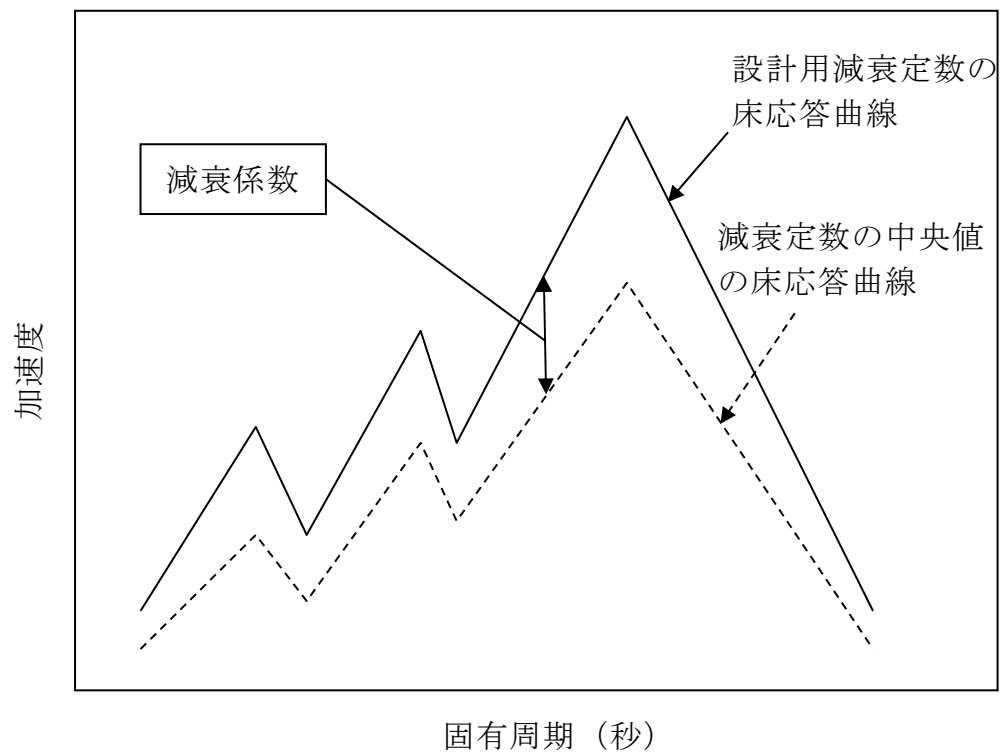
第 3. 2. 1. 3-2-3 図 解析モデル



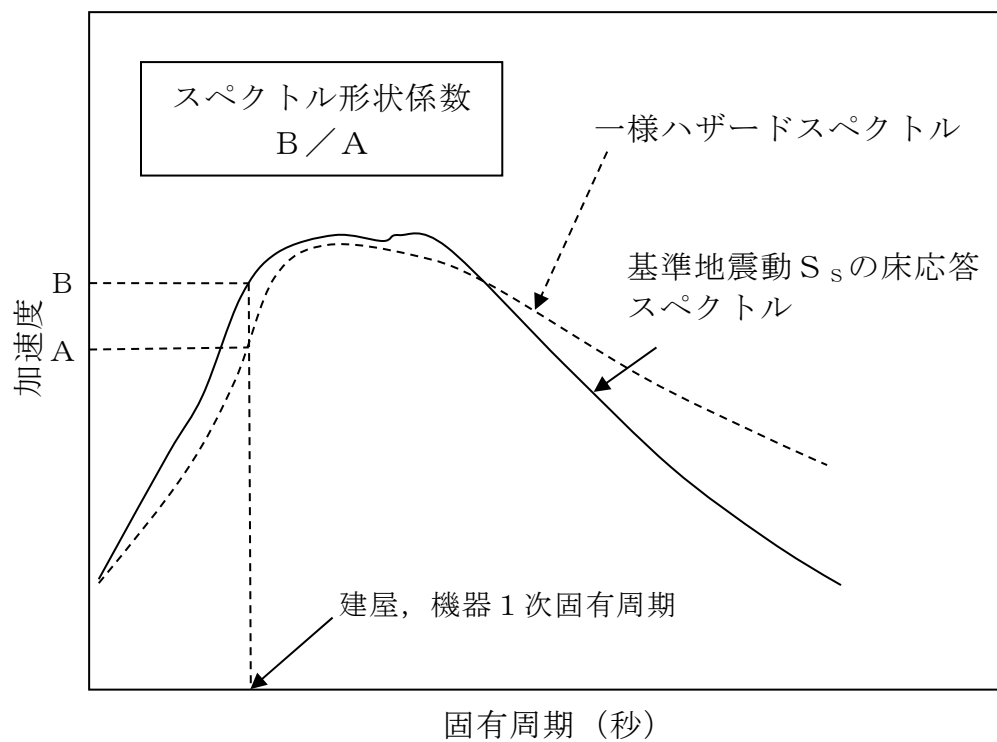
第 3.2.1.3-2-4 図 海水ポンプ室の fragility 曲線



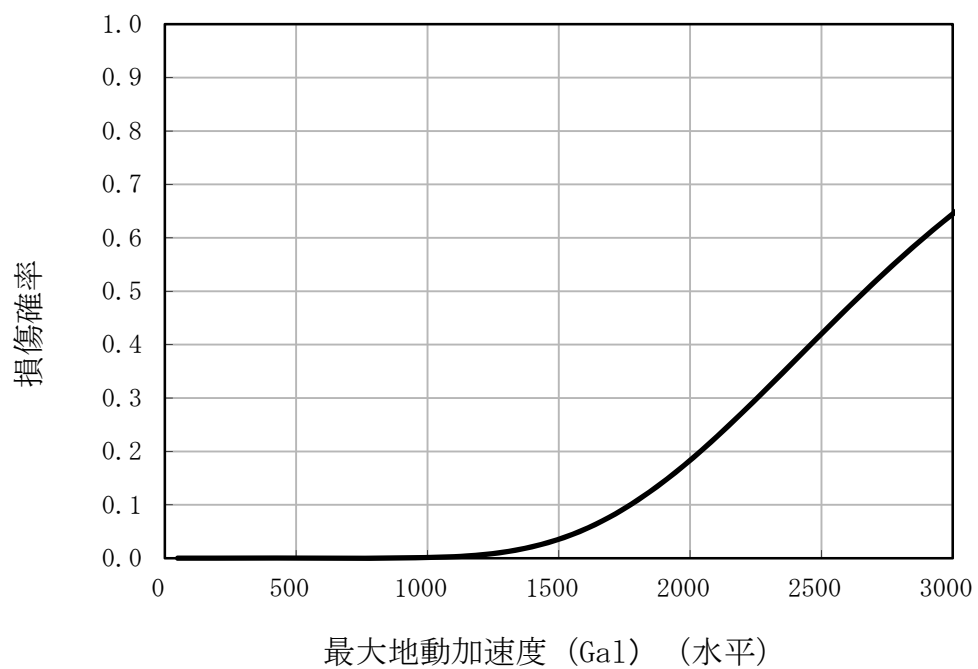
第 3. 2. 1. 3－3－1 図 スペクトル形状係数の概念図



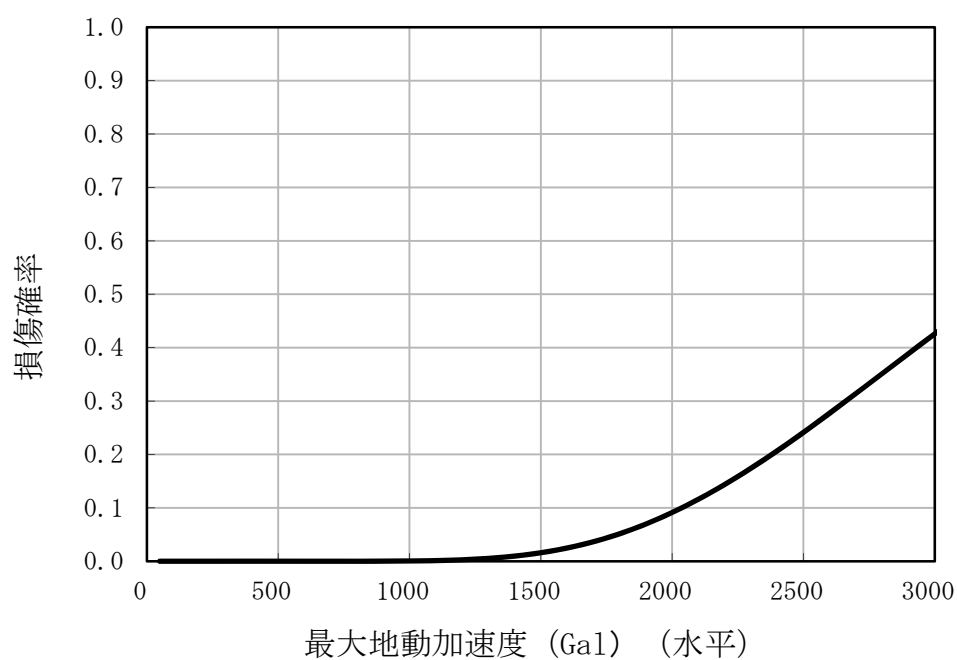
第 3. 2. 1. 3－3－2 図 減衰係数の概念図



第 3. 2. 1. 3-3-3 図 解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数の概念図

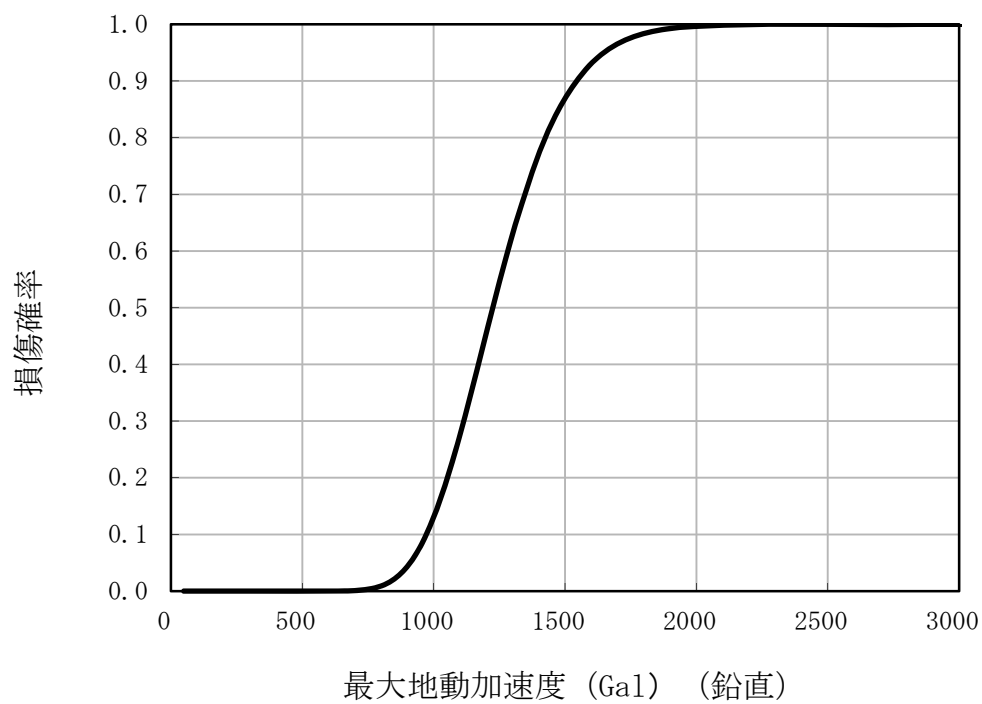


第 3. 2. 1. 3-3-4 図 原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）
平均フラジリティ曲線

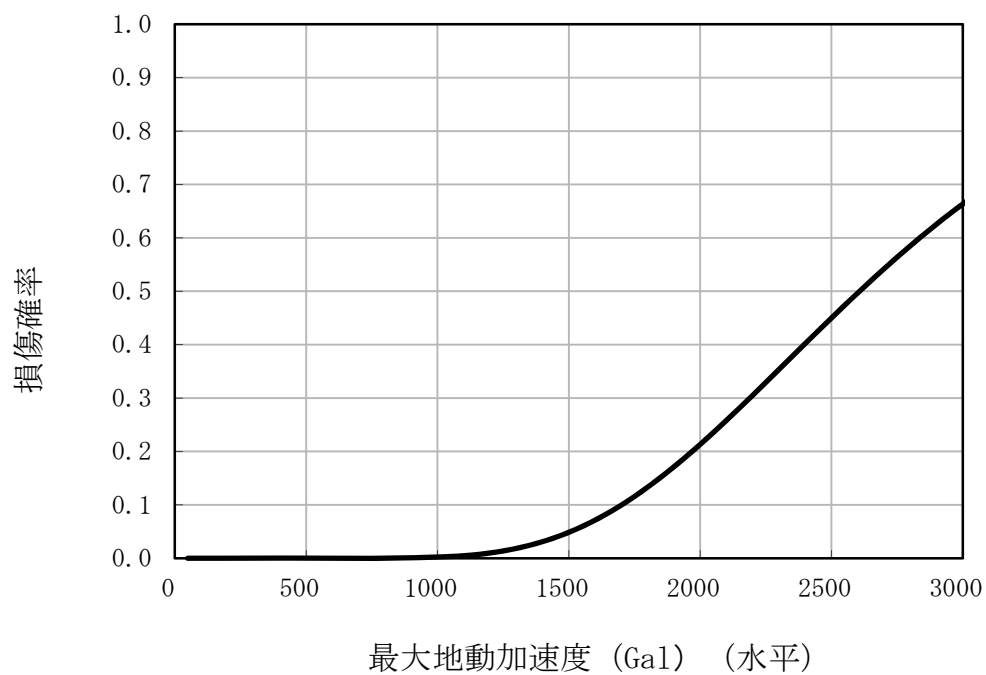


第 3. 2. 1. 3－3－5 図 残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）

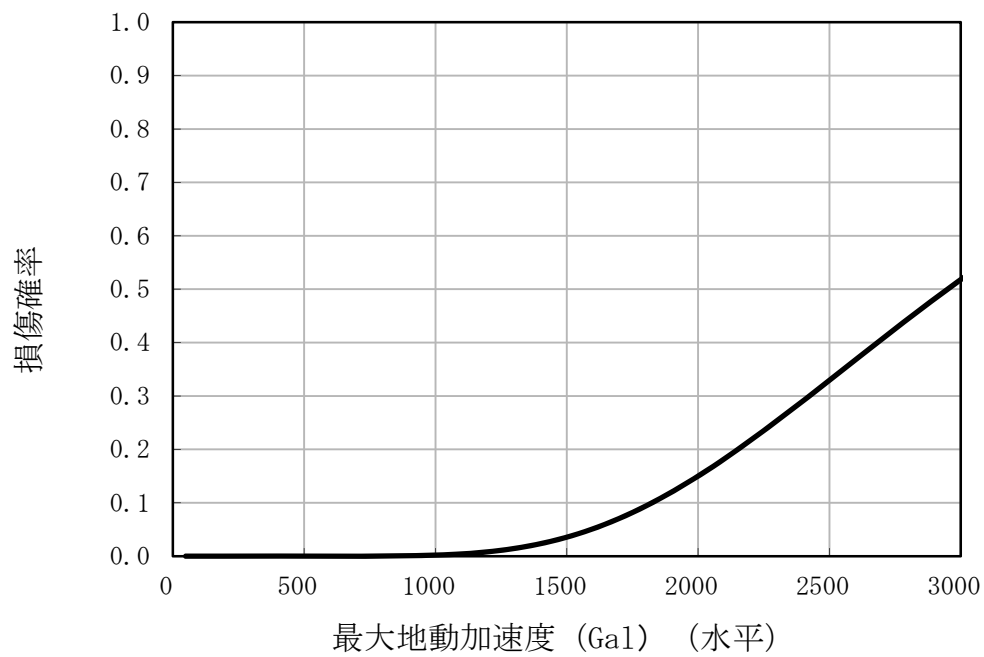
平均フラジリティ曲線



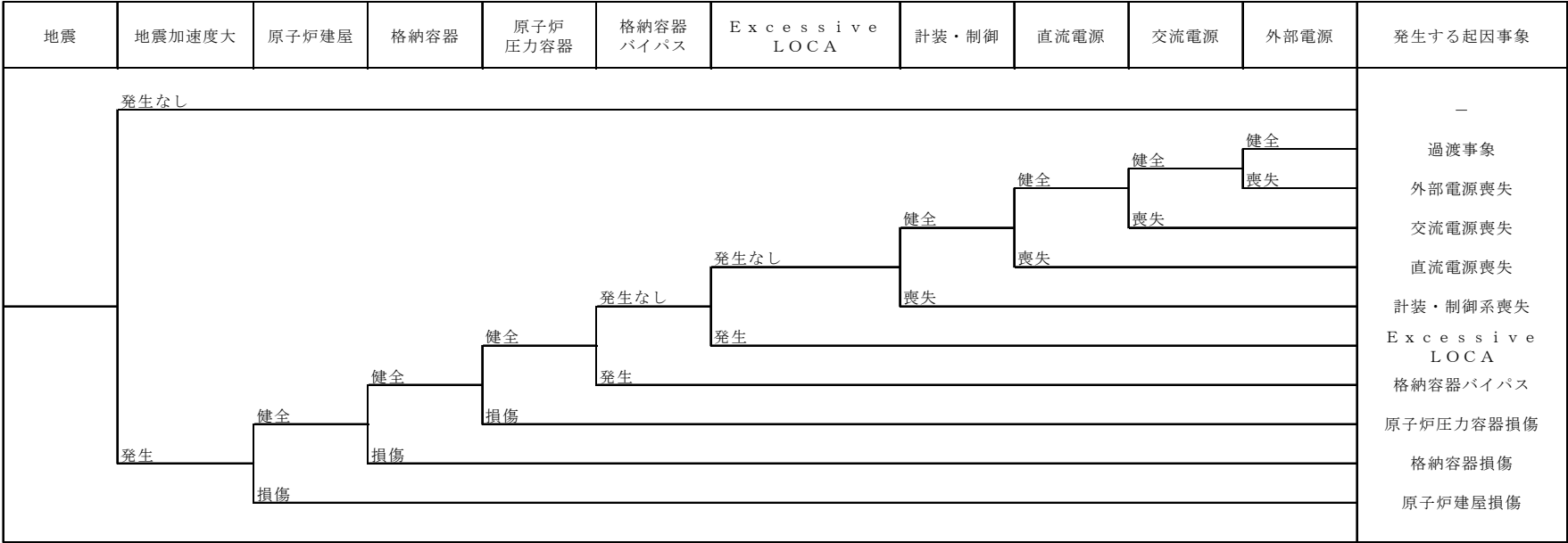
第 3. 2. 1. 3－3－6 図 残留熱除去系海水ポンプ 平均フラジリティ曲線



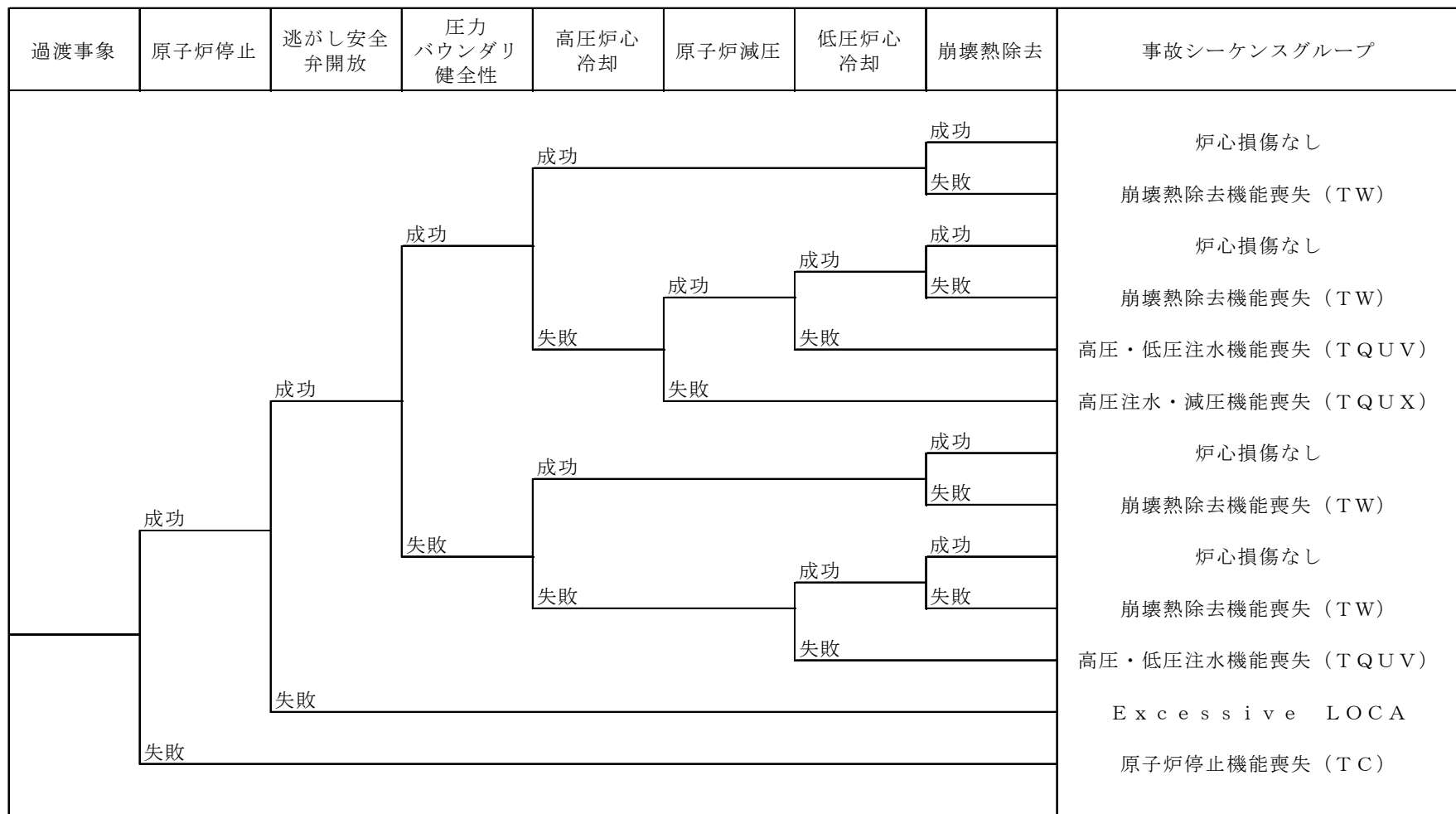
第 3. 2. 1. 3－3－7 図 非常用パワーセンタ 平均フレンジリティ曲線



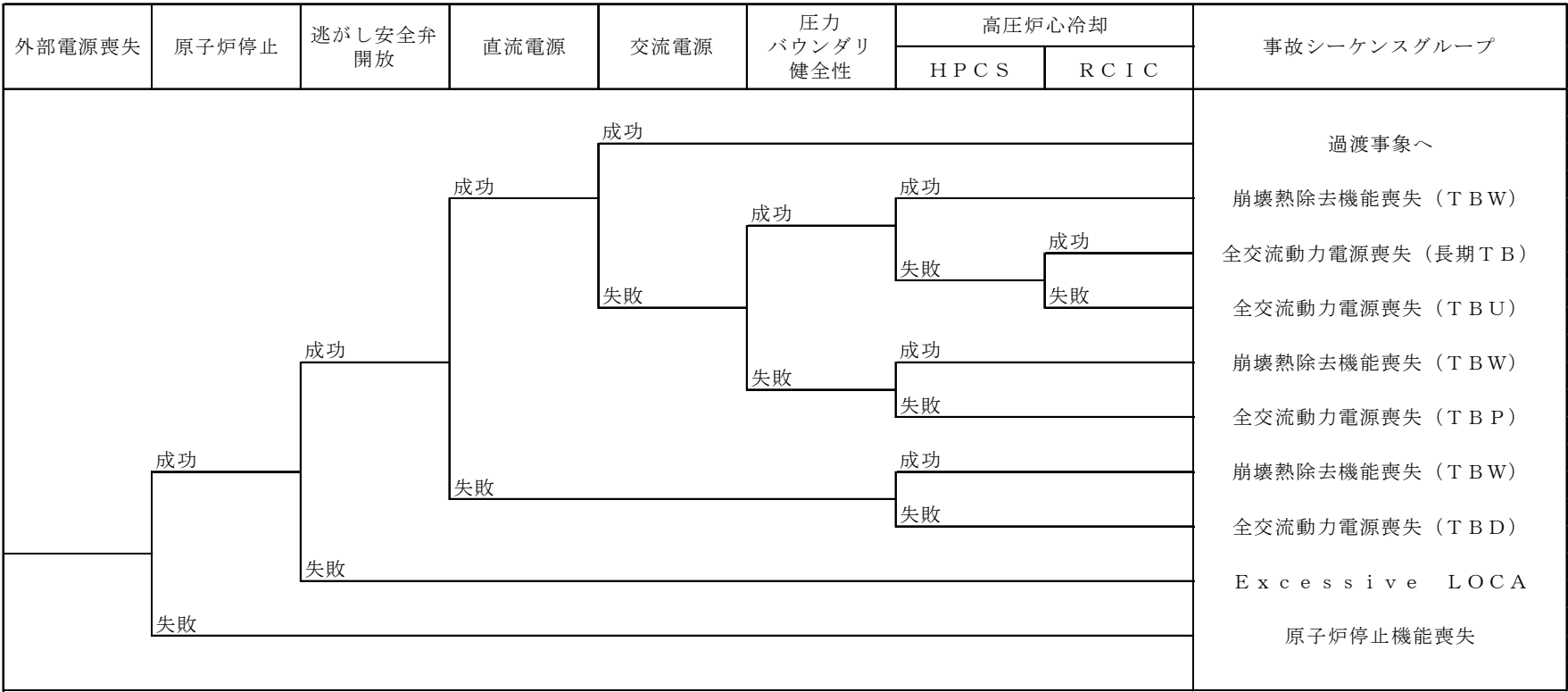
第 3. 2. 1. 3－3－8 図 残留熱除去系海水系配管 平均フレンジリティ曲線



第 3.2.1.4－1 図 地震 P R A 階層イベントツリー



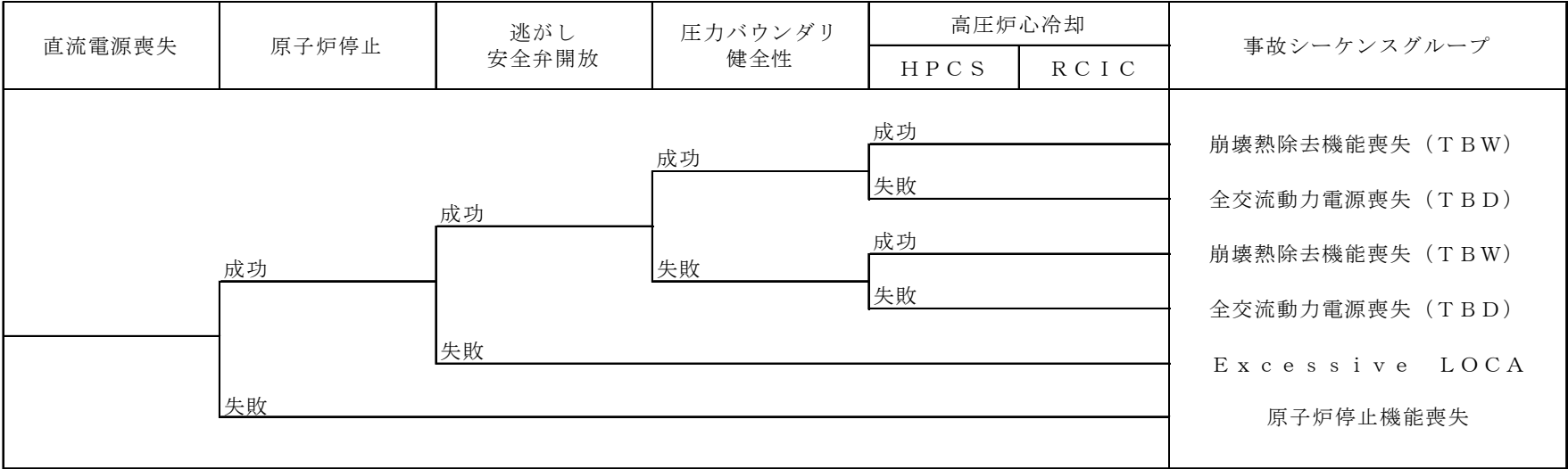
第 3.2.1.4-2 図 過渡事象イベントツリー



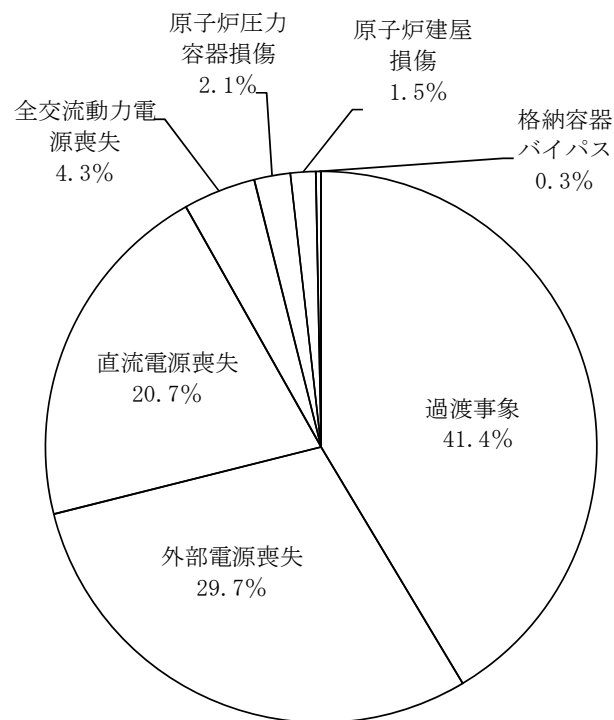
第 3.2.1.4-3 図 外部電源喪失イベントツリー

交流電源喪失	原子炉停止	逃がし 安全弁開放	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンスグループ
				H P C S	R C I C	
	成功	成功	成功	成功	崩壊熱除去機能喪失（T B W）	
				失敗	成功	全交流動力電源喪失（長期T B）
			失敗	失敗	全交流動力電源喪失（T B U）	
				成功	崩壊熱除去機能喪失（T B W）	
		失敗	失敗	全交流動力電源喪失（T B P）		
					E x c e s s i v e L O C A	
	失敗	原子炉停止機能喪失				

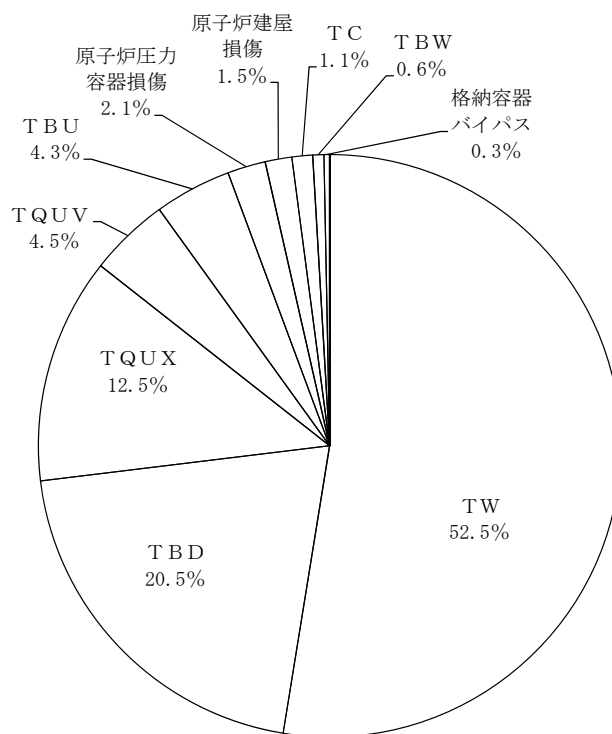
第 3.2.1.4－4 図 交流電源喪失イベントツリー



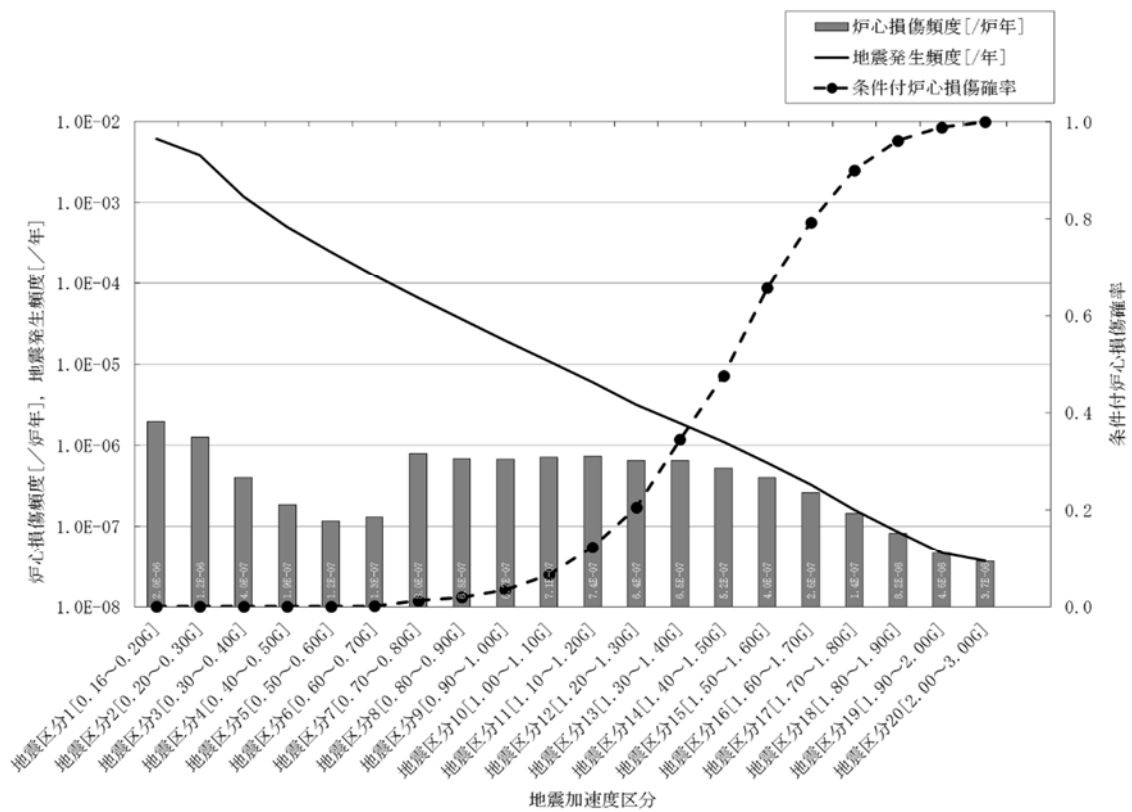
第 3.2.1.4-5 図 直流電源喪失イベントツリー



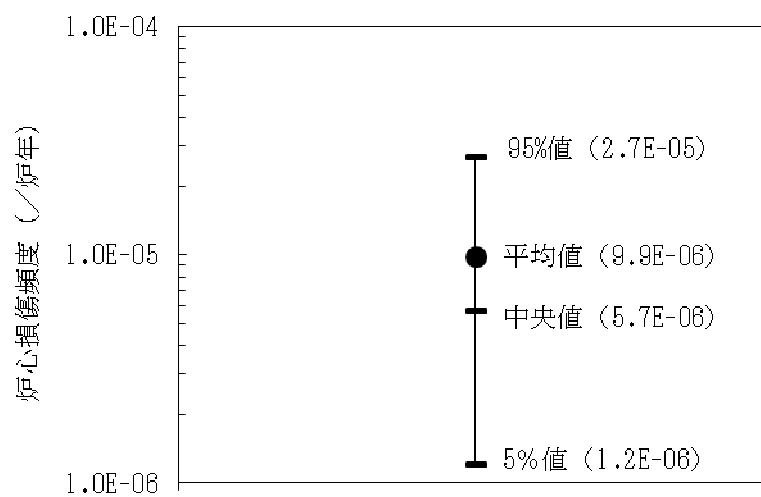
第 3.2.1.4－6 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



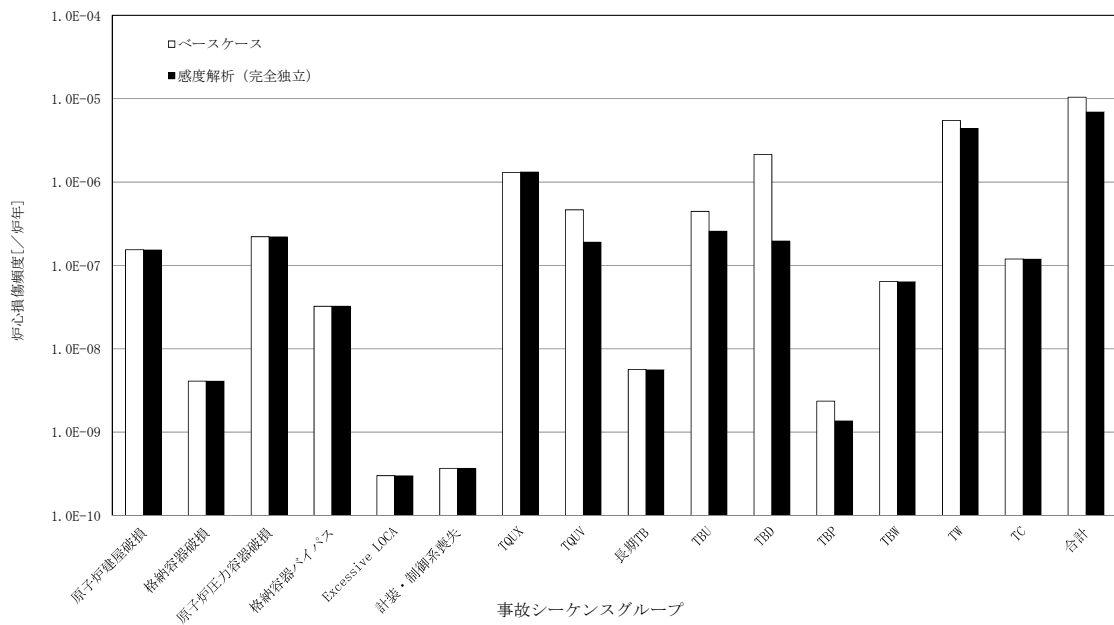
第 3.2.1.4－7 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合



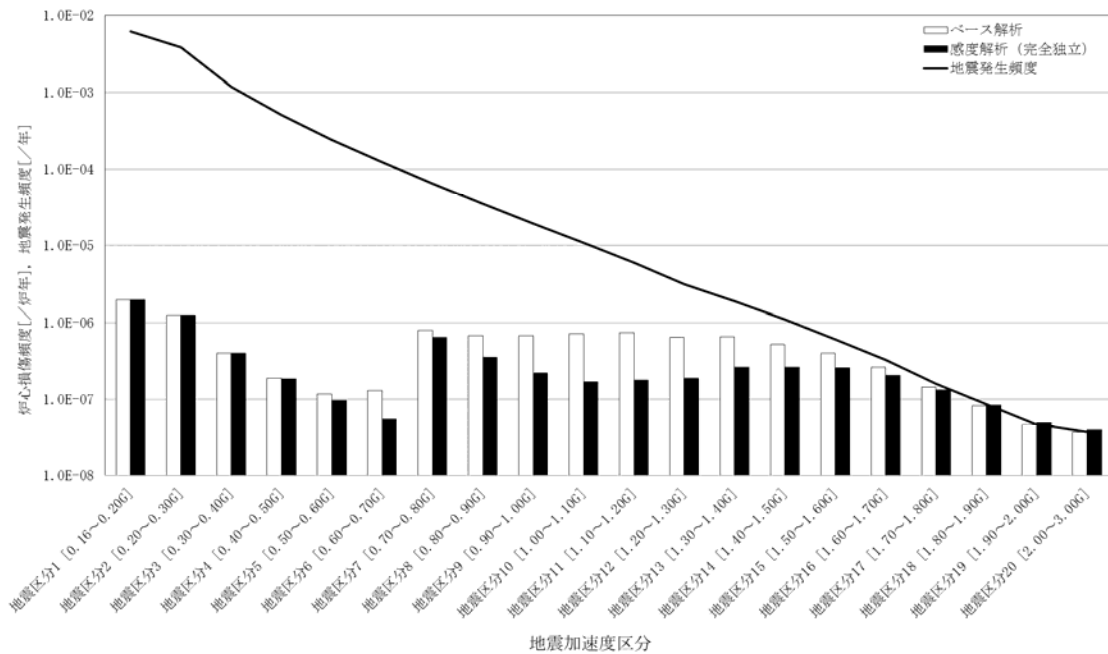
第 3.2.1.4—8 図 地震加速度区分別炉心損傷頻度



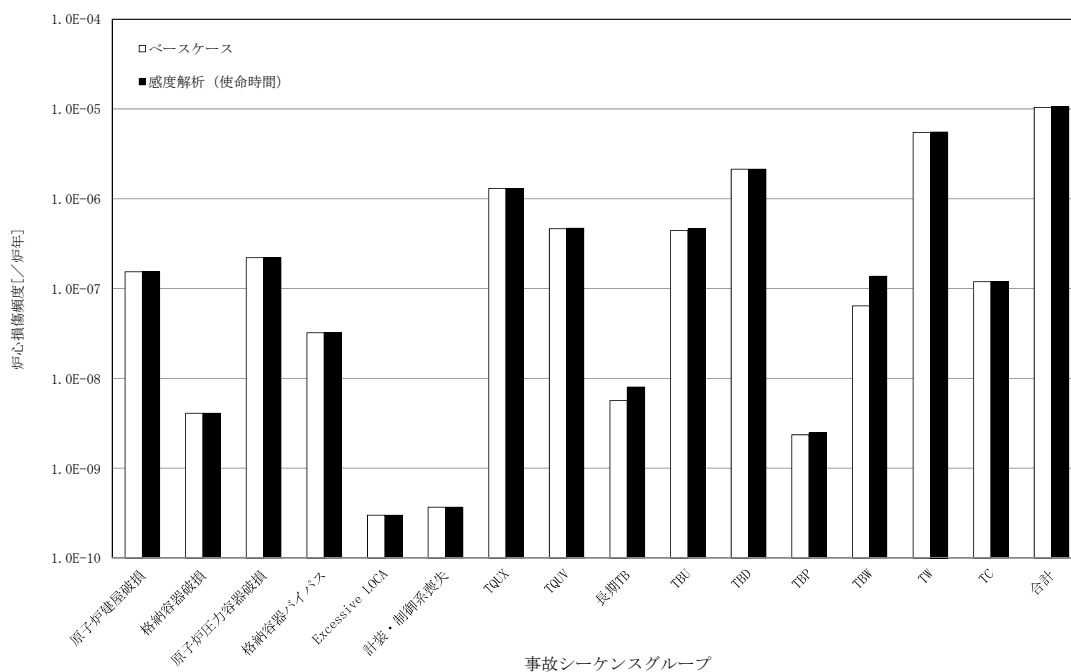
第 3.2.1.4—9 図 不確かさ評価結果



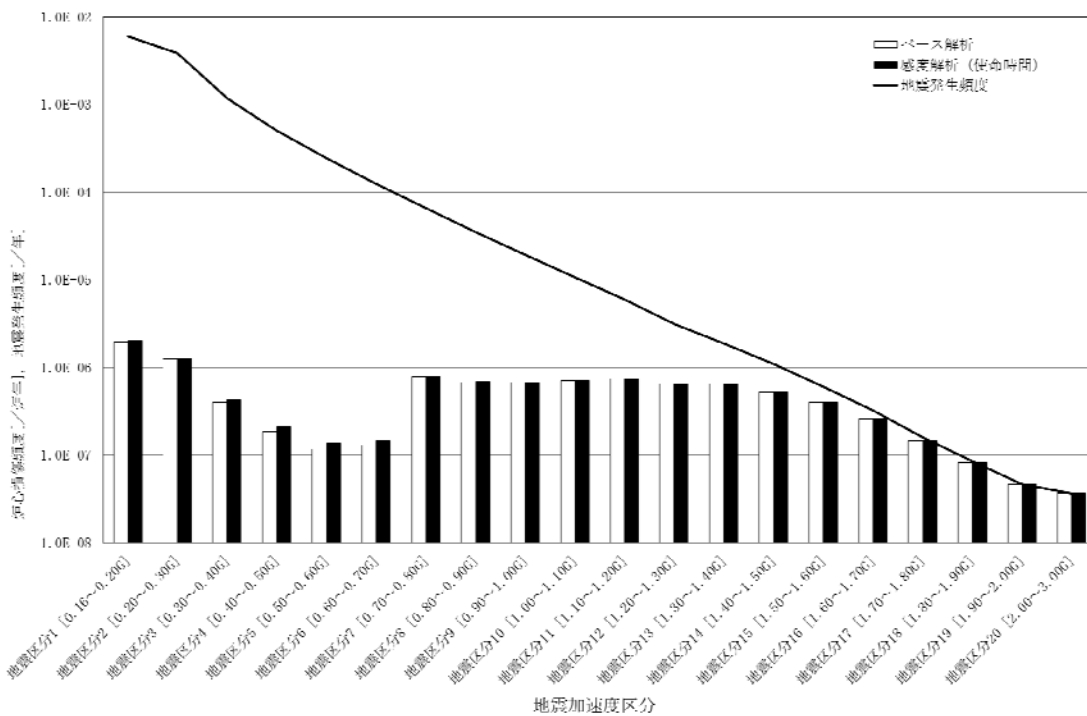
第 3.2.1.4-10 図 相関性を変更した場合の評価結果
(事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-11 図 相関性を変更した場合の評価結果
(地震加速度区分別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-12 図 使命時間を 72 時間とした場合の評価結果
(事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-13 図 使命時間を 72 時間とした場合の評価結果
(地震加速度区分別炉心損傷頻度)

3.2.2 津波PRA

津波PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下「津波PRA学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（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。津波PRAの評価フローを第3.2.2-1図に示す。

なお、今回の津波PRAでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震と津波等の重畳事象は対象としていない。

3.2.2.1 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

a. 機器・システムの配置及び形状・設備容量

津波PRAの実施に当たり、内部事象出力運転時レベル1PRAにおいて収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、耐津波設計やプラント配置の特徴等を踏まえて、津波固有に考慮すべき関連情報を配置関連設計図書等により収集・分析した。津波PRAで収集した情報及び情報源を第3.2.2.1-1表に示す。

収集したプラント情報に基づき、津波PRAの評価対象設備として、内部事象出力運転時レベル1PRAの評価対象とした設備のほか、耐津波設計としての設計基準対象施設である津波防護施設及び浸水防止設備を選定した。

プラントの設備配置の概略図を第3.2.2.1-1図に示す。また、津波防護施設及び浸水防止設備の概要を以下に示す。

- (a) 基準津波による遡上波が設計基準対象施設の設置された敷地に到達及び流入することを防止するために、発電所を取り囲む形で高さ T. P. +20m^{※1}（敷地前面東側）～T. P. +18m（敷地側面北側・南側）の防潮堤を設置
- (b) 海と接続する取水路及び放水路等の経路並びに海水ポンプ室及び原子炉建屋への浸水の可能性がある経路（扉，開口部，貫通口等）からの津波の流入を防止するため，浸水対策を実施

b. プラントウォークダウン

(a) プラントウォークダウンの実施手順

津波 P R A では，上記 a. において第 3. 2. 2. 1－1 表に示した情報をもとにシナリオを想定しているが，机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討した事故シナリオの妥当性を確認するため，以下に示す観点からプラントウォークダウン実施要領書及びチェックシートを作成し，プラントウォークダウンを実施した。

- i) 津波影響の確認
- ii) 間接的被害の可能性の確認

(b) プラントウォークダウン対象機器の選定

プラントウォークダウンの実施に当たっては，上記(a)に示した観点を考慮して，プラントウォークダウン対象機器の選定フローを作成し，以下に示す機器を調査対象として選定した。プラントウォークダウン対象機器の選定フローを第 3. 2. 2. 1－2 図に示す。

※1 本資料中の T. P. と E. L. の記載について

T. P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示すもので，E. L. は Elevation の略で地盤の標高を示すものである。E. L. は T. P. ±0m を基準としているため T. P. =E. L. となる。これらの資料中における記載は，原則，津波の水位等に関する数値には T. P. を使用し，地盤高さ等に関する数値には E. L. を使用している。ただし，防潮堤高さなど津波の水位と比較する場合には，T. P. で記載している。

i) 津波影響の確認

- ・津波が原子炉建屋の1階床面高さである EL. +8.2m に到達した場合、建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定している。このため、後述(2) c. に示す建屋・機器リスト（事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果に基づき抽出した、津波防護施設、浸水防止設備、起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備のリスト）に記載されているもののうち、原子炉建屋外の機器、原子炉建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。
- ・原子炉建屋内の機器を津波の影響から防護するため、建屋外壁（地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。）は建屋バウンダリとしての機能が要求される。このため、原子炉建屋の1階床面高さである EL. +8.2m 以下の範囲に存在する建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。

ii) 間接的被害の可能性の確認

- ・津波襲来時に屋外に設置されている機器の津波の波力による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突等の間接的な被害の影響を確認するため、漂流物となる可能性のある機器等を調査対象とした。

(c) プラントウォークダウン結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき、上記(b)で選定した機器を対象に調査を実施した。調査結果の例として、残留熱除去系海水ポンプを対象としたチェックシートを第 3.2.2.1-3 図に示す。また、プラントウォークダウン結果を第 3.2.2.1-2 表に示す。第

3.2.2.1-2 表に示したとおり、プラントウォークダウンによって、津波 P R A の評価上特に問題となる箇所は見当たらなかった。

c. 今回実施した津波 P R A の前提条件等について

今回実施した津波 P R A について、主に留意すべき点について以下に示す。

- (a) 原子炉は、津波襲来前に地震により自動停止する可能性が高く、自動停止しない場合においても、地震発生から津波襲来までの時間余裕の間に原子炉を手動停止することから、津波襲来時には原子炉は停止しているものとする。
- (b) 地震が安全上重要な設備に及ぼす影響は考慮せず、津波による影響のみを評価する。
- (c) 起因事象に対する対応は、設計基準事故対象設備による対応を基本とし、これまでに整備した A M 策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については、期待しないものとする。
- (d) 原子炉建屋の 1 階床面高さである EL. +8.2m に津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定した。

(2) 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

a. 事故シナリオの広範な分析・選定及び事故シナリオのスクリーニング

津波特有の事故シナリオを広範に分析・選定するため、津波 P R A 学会標準を参考に、考慮すべき影響として以下に示す直接的影響及び間接的影響を抽出した。

(a) 直接的影響

- i) 浸水による設備の没水，被水
- ii) 津波波力，流体力，浮力
- iii) 海底砂移動
- iv) 引き波による水位低下

(b) 間接的影響

- i) 洗掘
- ii) 漂流物の衝突
- iii) 津波による高ストレス
- iv) 作業環境の悪化

その上で、直接的影響又は間接的影響ごとに、影響を受ける可能性のある設備と、考えられる事故シナリオを抽出した。津波による事故シナリオの抽出結果を第 3.2.2.1-3 表に示す。

なお、直接的影響のうち、海底砂移動及び引き波による水位低下、間接的影響のうち、津波による高ストレス及び作業環境の悪化については、以下の理由から事故シナリオの対象外とした。

・海底砂移動

海底砂移動に関して事故シナリオを検討するためには、取水口が閉塞する津波高さの評価結果が必要となるが、現状では定量的な評価をする手法が整備されていないことから、津波 P R A 学会標準^{※2}に従い、今回の津波 P R A においては評価の対象外とした。なお、基準津波に伴う砂移動については評価を行っており、取水口の開口高さに比べて取水口前面における砂の堆積厚が小さいこと、最大堆

※2 「炉心損傷に至るまでの事故進展が不明確、あるいは評価技術が十分でないと判断される事故シナリオについては、定量的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。スクリーニングで除外されない事故シナリオを、事故シーケンス評価の対象とするか、または、留意事項として報告書等に記載する等、評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。」（津波 P R A 学会標準 6.2 項より抜粋）

積量分布から取水口前面の砂の堆積は局所的であることから、閉塞することはないことを確認している。

- ・引き波による水位低下

海水の潮位が低下して、海水を水源とするポンプ（非常用海水ポンプ※³及び常用海水ポンプ※⁴）の取水障害が発生し、キャビテーションでポンプが機能喪失することとなる。その後の事象進展は、押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり、新たな事故シーケンスを発生させるものではないため、対象外とした。

- ・津波による高ストレス

緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため対象外とした。

- ・作業環境の悪化

事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備等）には期待していないため、対象外とした。

b. 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析

上記 a. における事故シナリオの抽出結果に基づき、津波特有の原因によって炉心損傷に至る事故シナリオを明確化するとともに、明確化した事故シナリオを対象に津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を分析した。事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果を第 3.2.2.1-4 表及び第 3.2.2.1-4 図に示す。

また、抽出した起因事象のスクリーニングの過程を以下に示す。

※3 残留熱除去系海水ポンプ（RHRSポンプ）、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（DGSWポンプ）、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（HPCS-DGSWポンプ）

※4 循環水ポンプ、補機冷却系海水ポンプ

○津波の遡上高さ：～EL. +8.2m

津波の敷地内浸水の影響等により海水ポンプ室への浸水が生じ、以下の事象が発生する。

- ・ 循環水ポンプの機能喪失による「①復水器真空度喪失」
- ・ 非常用海水ポンプの機能喪失による「②最終ヒートシンク喪失」
- ・ 補機冷却系海水ポンプの機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」

これらの事象は、海水ポンプ室への浸水に伴い同時に発生するが、津波襲来前に原子炉は既に停止しており、津波 P R A の評価では①、⑤の事象に伴い機能喪失する給・復水系に期待していないことから、緩和設備の機能喪失の要因となる「最終ヒートシンク喪失」を想定して評価する。

○津波の遡上高さ： EL. +8.2m～

敷地内へ浸水した津波が EL. +8.2m 以上の高さに到達した場合、上記の事象に加え、以下の事象が発生する。

- ・ 変圧器機能喪失による外部電源喪失及び最終ヒートシンク喪失の重畳による「③全交流動力電源喪失」
- ・ 「④ 復水貯蔵タンクの機能喪失、燃料移送系機能喪失」
- ・ タービン建屋内機器機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」
- ・ 「⑥原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」

これらの事象は、津波が EL. +8.2m 以上の敷地高さまで到達するような場合に発生するが、津波 P R A の評価では、原子炉建屋内浸水に伴う原子炉建屋内機器が機能喪失し、全交流動力電源喪失及び全緩和設備の機能喪失により直接的に炉心損傷に至る「原子炉建屋

内浸水による複数の緩和機能喪失」を想定して評価する。

なお、防潮堤が損傷する場合、上記事象に加え、以下の事象が発生する。

- ・「⑦防潮堤損傷」

この事象は、津波による防潮堤の損傷により敷地内に多量の津波が流入することで、屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する事象である。しかし、屋内外の津波による影響の程度の不確かさが大きく、どの程度の緩和設備に期待できるか厳密に特定することが困難であることから、他の事象と区別して「防潮堤損傷」を想定して評価する。

この結果、スクリーニングで除外されずに残った事故シナリオによる起因事象としては、「最終ヒートシンク喪失」、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」及び「防潮堤損傷」の3事象が選定された。

また、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」は、津波が原子炉建屋1階床面の高さである EL. +8.2m に達した場合に建屋内浸水が生じるものとしている。

選定された起因事象の説明を以下に示す。

(a) 最終ヒートシンク喪失

- i) 津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流）、津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷、放水路止水機能喪失、取水路止水機能喪失等）により、海水ポンプ室浸水が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至る。

(b) 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

- i) 津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流）、津波波力の影響（防潮

堤及び防潮扉の損傷，放水路止水機能喪失，取水路止水機能喪失並びに取水路止水機能喪失に引き続く原子炉建屋外壁部止水機能喪失）により，原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和機能喪失に至る。

- ii) 津波波力の影響，漂流物の衝突の影響（原子炉建屋損傷，排気筒損傷に引き続く原子炉建屋損傷）により，原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和機能喪失に至る。

(c) 防潮堤損傷

- i) 津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷）により，防潮堤が大規模に損傷し，防潮堤損傷に至る。

c. 建屋・機器リストの作成

上記 b. における起因事象の分析結果に基づき，津波 P R A の評価対象として，津波防護施設，浸水防止設備，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備を選定して，建屋・機器リストを作成した。建屋・機器リストを第 3.2.2.1-5 表に示す。

3.2.2.2 確率論的津波ハザード

(1) 確率論的津波ハザード評価の方法

基準津波の年超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価については，津波 P R A 学会標準，土木学会（2009，2011，2016），原子力安全基盤機構（2014）（以下「J N E S（2014）」という。），地震調査研究推進本部（2012，2014）等を踏まえて実施した。また，2011 年東北地方太平洋沖地震の発生に伴い，当該地震の発生領域に蓄積していたひずみはほぼ解消し，今後数百年オーダーの期間に，プレート境界部で 2011 年東北地方太平

洋沖地震と同程度の規模のすべりの発生が起こる可能性は小さいことも考慮した。

(2) 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

評価対象とする津波発生領域は、敷地に与える津波の影響が大きい日本海溝沿いの海域とした。津波発生領域は、津波PRA学会標準、土木学会（2009）等に示される領域を参考に、以下のように設定した。なお、三陸沖北部から房総沖の領域については、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見を踏まえ、プレート間地震と津波地震の連動型地震も考慮した。

a. プレート間地震と津波地震の連動型地震（茨城県沖～房総沖）

b. 津波地震（JT T）

c. 海洋プレート内の正断層地震（JT NR）

なお、上記a. ～c. 以外の領域については、土木学会（2016）に示されるスクリーニング式により、年超過確率に与える影響が微小であることを確認したため、ロジックツリーに含めないこととした。

津波発生領域を第3.2.2.2-1図に、ロジックツリーを第3.2.2.2-2図、第3.2.2.2-3図に示す。

(3) 確率論的津波ハザード評価結果

防潮堤前面における波源別のハザード曲線及びフラクタイルハザード曲線をそれぞれ第3.2.2.2-4図、第3.2.2.2-5図に示す。

なお、津波PRAの設置高さや事故シナリオを検討した結果、防潮堤を越流する津波によって発生する起因事象のみを評価対象とすることから、評価位置として防潮堤前面でのハザードを選定した。

3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

3.2.2.1(2) b. における起因事象の分析結果（第 3.2.2.1-4 図）及び 3.2.2.1(2) c. で作成した建屋・機器リスト（第 3.2.2.1-4 表）に基づき、評価対象設備の考慮すべき影響（損傷モード）ごとにフラジリティを検討した。なお、事故シナリオのスクリーニングにおいて対象外とした、海底砂移動及び引き波による水位低下については除外している。建屋・機器のフラジリティ評価結果を第 3.2.2.3-1 表に示す。

評価対象設備のフラジリティ検討の結果、津波防護施設及び浸水防止設備については波力を、また、起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備については没水、被水を津波による支配的な損傷モードとして抽出した。

(2) フラジリティ評価結果

抽出した評価対象設備に対する波力、没水、被水の損傷モードについては、津波が評価対象設備を損傷又は評価対象設備に到達する津波高さに達した時点で、当該設備が確率 1.0 で損傷すると仮定し、フラジリティ曲線は、第 3.2.2.3-1 図に示すステップ状とした。

上記を踏まえた建屋・機器のフラジリティ評価結果について、津波高さの区分ごとに整理した。

- a. 非常用海水ポンプは、津波高さが防潮堤高さである T.P. +20m を超えた時点で没水、被水により機能喪失する。
- b. 原子炉建屋内機器は、津波高さが T.P. +22m を超えた時点で原子炉建屋内浸水が生じ、没水、被水により機能喪失する。
- c. 防潮堤は、津波高さが T.P. +24m を超えた時点で損傷する。

3.2.2.4 事故シーケンス

(1) 起因事象

a. 津波高さごとのシナリオ分類

津波高さに応じたプラントへの影響を識別するため、津波高さと敷地内浸水深の関係及び建屋・機器フラジリティを考慮し、プラントへの影響が同等となる津波高さを分類した。分類した津波区分において発生する起因事象及び事故シナリオについて、第 3.2.2.4-1 表及び第 3.2.2.4-1 図に示す。また、以下に各区分の特徴を示す。

なお、津波高さ T.P. +20m 以下の津波については、プラントへの影響がないため、津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。

(a) 津波区分 1 (津波高さ T.P. +20m～T.P. +22m)

防潮堤位置における津波高さが T.P. +20m を超過する場合、津波が防潮堤を越流し、敷地内浸水が発生する。本津波区分では、R H R S ポンプ、D G S W ポンプ及び H P C S - D G S W ポンプが没水、被水して、起因事象「最終ヒートシンク喪失」が発生する。

(b) 津波区分 2 (津波高さ T.P. +22m～T.P. +24m)

防潮堤位置における津波高さが T.P. +22m を超過する場合、防潮堤を越流して敷地内の浸水した津波が原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで到達し、原子炉建屋内への浸水が発生する。本津波区分では、防潮堤の健全性は維持されるものの、起因事象「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が発生し、直接炉心損傷に至る。

(c) 津波区分 3 (津波高さ T.P. +24m～)

防潮堤位置における津波高さが T.P. +24m を超過する場合、防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水する。防潮堤の損傷の有無によりプラントの状況は大きく変化すると考えられる

ことから、本津波区分では、防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており、起因事象「防潮堤損傷」の発生により、直接炉心損傷に至る。

b. 階層イベントツリーについて

選定した起因事象及び津波区分をもとに、津波により発生する起因事象の影響の大きさを考慮することで階層イベントツリーを作成し、評価を行った。

津波 P R A の階層イベントツリーを第 3.2.2.4-2 図に示す。階層イベントツリーの各ヘディング及び分岐構造に関する考え方は以下のとおりである。

(a) 防潮堤損傷

津波波力による防潮堤損傷の有無を分岐として設定した。津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する。防潮堤が損傷した場合、津波の影響の程度を特定することが困難であるため、防潮堤の損傷の有無で事故シーケンスを分類することとした。本事象の発生により、屋内外の施設が広範囲にわたり喪失するため、イベントツリー上では防潮堤損傷後のヘディングの分岐は設けず、直接炉心損傷に至るものとした。

(b) 原子炉建屋内浸水

防潮堤が健全な場合における、防潮堤を越流した津波による原子炉建屋への浸水の有無を分岐として設定した。津波 P R A では、原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策に期待していないため、津波が原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m に到達した時点で建屋内への浸水が発生し、建屋内の複数の緩和機能が喪失すると仮定している。こ

のため、イベントツリー上では原子炉建屋内浸水後のヘディングの分岐は設けず、直接炉心損傷に至るものとした。

(c) 最終ヒートシンク喪失

防潮堤を越流した津波による非常用海水ポンプの機能喪失の有無を分岐として設定した。

(2) 成功基準

炉心損傷防止の成功基準は、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と津波 P R A で相違ないため、内部事象出力運転時レベル 1 P R A で設定した成功基準を用いることができる。ただし、津波襲来までに原子炉は停止していることから、原子炉停止機能については評価対象とはせず考慮しない。

使命時間については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間とし、機器や外部電源の復旧には期待していない。

(3) 事故シーケンス

津波により発生する起因事象「最終ヒートシンク喪失」のイベントツリーを第 3.2.2.4-3 図に示す。「最終ヒートシンク喪失」については、いずれのシーケンスも炉心損傷に至るが、高圧炉心冷却系である R C I C の成否により事故シーケンスが異なるため、圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）及び高圧炉心冷却をヘディングとしてイベントツリーを展開している。なお、圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）のヘディングについては、逃がし安全弁再閉鎖失敗により R C I C の駆動蒸気が喪失し、R C I C が機能喪失することを考慮して設定したものである。

(4) システム信頼性解析

システムの非信頼度は、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の評価を用いた。

(5) 人的過誤

a. 起因事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験・保守作業終了後の復旧忘れ等であり、津波による影響を考慮する必要がないため、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の評価を用いた。

b. 起因事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の対応操作の過誤を想定している。ただし、過誤確率の評価においては、津波襲来後に対応する作業であることを考慮し、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と比較して高いストレスレベルを仮定した。起因事象発生後の人的過誤確率を第 3.2.2.4-2 表に示す。

(6) 炉心損傷頻度

a. 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

津波 P R A では、計算コード RiskSpectrum®PSA を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

b. 炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果、津波の影響による全炉心損

傷頻度（点推定値）は約 $4.3\text{E-}06$ ／炉年となった。津波区分ごとの評価結果及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-3 表及び第 3.2.2.4-4 図に示す。津波区分別の結果では、津波区分 1（津波高さ T.P. +20m～T.P. +22m）の炉心損傷頻度が最も高く約 75%を占め、次いで津波区分 2（津波高さ T.P. +22m～T.P. +24m）が約 18%，津波区分 3（津波高さ T.P. +24m～）が約 8%となった。

また、事故シーケンスごとの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-4 表及び第 3.2.2.4-5 図に示す。事故シーケンスごとの炉心損傷頻度は「最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）」の寄与割合が約 74%と最も大きく、次いで「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」の寄与割合が約 18%，「防潮堤損傷」の寄与割合が約 8%となった。

c. 重要度解析，不確実さ解析，感度解析

(a) 重要度解析

津波 P R A の重要度解析については、評価対象となる津波高さ以上（T.P. +20m～）では、必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し、実施していない。

(b) 不確実さ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し、不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第 3.2.2.4-6 図に示す。全炉心損傷頻度の平均値は約 $4.3\text{E-}06$ ／炉年となり、点推定値と同値となった。また、T.P. +20m を超える津波高さでは、確率論的津波ハザードの不確かさが非常に大きいものとなっている。

(c) 感度解析

ベースケースでは地震による直接的影響がないものとして評価しているが、大規模な地震時には地震耐力の小さい外部電源設備が損傷している可能性があることから、津波襲来前に地震により外部電源が喪失すると仮定した感度解析を実施した。

感度解析結果を第 3.2.2.4-5 表及び第 3.2.2.4-7 図に示す。評価対象となる津波高さ (T.P. +20m～) では「最終ヒートシンク喪失」が発生し、崩壊熱除去機能喪失により必ず炉心損傷に至るため、全炉心損傷頻度は変わらない。一方、事故シーケンスごとの評価結果については、地震による外部電源喪失を仮定したことにより津波区分 1 (津波高さ T.P. +20m～T.P. +22m) の範囲における、「外部電源喪失+最終ヒートシンク (R C I C 成功)」の事故シーケンスが全炉心損傷頻度の約 74% を占め、支配的となった。

d. まとめ

東海第二発電所の津波 P R A を実施した結果、全炉心損傷頻度の点推定値は、約 $4.3\text{E-}06$ / 炉年となった。事故シーケンスとしては、「最終ヒートシンク喪失」が発生し、崩壊熱除去機能喪失により炉心損傷に至るシーケンス「最終ヒートシンク喪失 (R C I C 成功)」が最も寄与割合が多く、次いで津波が原子炉建屋内に浸水し、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」により炉心損傷に至るシーケンスの寄与割合が大きくなった。

また、感度解析として地震により外部電源が喪失していると仮定した場合の評価を行った。その結果、外部電源の有無の違いはあるものの、各事故シーケンスの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度は変わらないこと

を確認した。

なお、海底砂移動による海水取水機能障害の影響については、事故シナリオの検討で現時点では評価技術が十分でないことから評価対象外としているが、リスク要因となり得ることに留意する必要がある。

第 3.2.2.1-1 表 津波 P R A で収集した情報及び主な情報源

項目	P R A 評価作業		収集すべき情報	主な情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		・津波 P R A の実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報	・内部事象出力運転時レベル 1 P R A で収集した図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） ・津波固有に考慮すべき関連図書（配管施工図，据付図，外形図，配置図，原子炉建屋一般配置図等） ・プラントウォークダウン報告書
2	確率論的津波ハザード		・評価対象サイトに影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・下記の参考文献※
3	建屋・機器フラジリティ		・プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報 ・浸水解析結果	・上記項目 1 の情報源
4	事故シーケンス	a) 事故シナリオ及び起因事象の分析	・津波時に想定されるプラント状態での必要な情報	・上記項目 1 の情報源
		b) 事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記項目 1 の情報源 ・既往の P R A 情報
		c) システムのモデル化	・評価対象プラントに即した機器故障モード，運転状態	
		d) 事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

- ※
- ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2002)：原子力発電所の津波評価技術
 - ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2009)：確率論的津波ハザード解析の方法（案）
 - ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2011)：確率論的津波ハザード解析の方法
 - ・原子力安全基盤機構(2014)：確率論的手法に基づく基準津波策定手引き
 - ・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2012)：三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価（第二版）について
 - ・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2014)：全国地震動予測地図 2014 年版～全国の地震動ハザードを概観して～付録 1

第 3.2.2.1-2 表 プラントウォークダウン結果

No.	機器名称等 ^{*1}	津波影響の確認					間接的な被害の可能性の確認	総合評価
		対象機器の図面（配置図・構造図等）との相違 ^{*2}		屋外の構築物、機器の波力に対する耐力の低減要因の確認（周辺環境含む） ^{*2}			津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか	
		図面から想定した設置高さ（フロア）と相違無いか 損傷部位の高さより低い位置に損傷要因となる部位は無いか	対象建屋貫通部が、図面等から想定した状況（貫通孔の有無、水密化処理の有無、設置高さ）と相違無いか	基礎ボルト（又は設置面溶接部）及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）はないか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	海水ポンプ室開口部・貫通部及び原子炉建屋貫通部の開口部・貫通部の止水状態に外観上の異常はないか		
1	残留熱除去系海水系 ^{*3}	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A ^{*6}	問題なし
2	非常用ディーゼル発電機用海水系 ^{*2}	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A ^{*6}	問題なし
3	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 ^{*3}	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A ^{*6}	問題なし
4	循環水ポンプ	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A ^{*6}	問題なし
5	補機冷却系海水ポンプ	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A ^{*6}	問題なし
6	海水ポンプ室開口部・貫通部	N／A	Y	N／A	N／A	Y	N／A ^{*7}	問題なし
7	原子炉建屋外壁貫通部（原子炉建屋、タービン建屋） ^{*4}	N／A	Y	N／A	N／A	Y	N／A ^{*7}	問題なし
8	起動変圧器、予備変圧器	Y	N／A	N／A ^{*5}	N／A ^{*5}	N／A	N／A ^{*8}	問題なし
9	復水貯蔵タンク	Y	N／A	N／A ^{*5}	N／A ^{*5}	N／A	N／A ^{*8}	問題なし
10	燃料移送系	Y	N／A	N／A ^{*5}	N／A ^{*5}	N／A	N／A ^{*8}	問題なし
11	排気筒	Y	N／A	N／A ^{*5}	N／A ^{*5}	N／A	N／A ^{*8}	問題なし

【凡例】 Y：YES N：NO U：調査不可 N/A：対象外

- ※1 第 3.2.2.1-2 図のプラントウォークダウン対象機器の選定フローにより抽出される新規設置設備（防潮堤、防潮扉及び放水路止水対策）は、プラントウォークダウンの対象外とする。
- ※2 津波が、原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m に到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失すると仮定しているため、高さ EL. + 8.2m までの範囲について確認した。
- ※3 海水ポンプ及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。
- ※4 地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。
- ※5 津波が、EL. + 8.2m に到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するため調査対象外とした。
- ※6 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、没水、被水により当該機器は機能喪失するため調査対象外とした。
- ※7 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる可能性がないため、調査対象外とした。
- ※8 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の没水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (1/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	1. 浸水による設備の没水，被水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	(1) 循環水ポンプ	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(2) 補機冷却系海水ポンプ	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(3) 非常用海水系 ※ 1	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
			(4) 起動変圧器， 予備変圧器	① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，起動変圧器及び予備変圧器の機能喪失による外部電源喪失が発生する。
			(5) 燃料移送ポンプ	① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，燃料移送ポンプの機能喪失による燃料移送系機能喪失が発生する。
			(6) タービン建屋内機器	① 津波の防潮堤越流によりタービン建屋内浸水が生じ，タービン建屋内機器の機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(7) 原子炉建屋内機器	① 津波の防潮堤越流により原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和系機器の機能喪失が発生する。
	2. 津波波力，流体力，浮力	建屋・構築物，機器の構造的損傷	(8) 防潮堤及び防潮扉	① 津波波力により防潮堤及び防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 津波波力により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入することで，屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
			(9) 放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	① 津波波力により放水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。

※1 非常用海水系とは，残留熱除去系海水ポンプ（R H R S ポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（D G S W ポンプ），高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（H P C S - D G S W ポンプ）及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。以下，同じ。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (2/5)

津波の 影響	影響の 種類	建屋・構築物，機器 ・配管系への影響	影響を受ける可 能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2. 津波波 力，流 体力， 浮力 (つづき)	建屋・構築物，機器・ 配管系の構造的損傷 (つづき)	(10) 取水路止水 対策（海水取 水ピット止 水対策含む）	① 津波波力により取水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。
			(11) 原子炉建屋 外壁部止水 対策	① 津波波力により取水路止水機能が喪失し，引き続き原子炉建屋外壁部止水対策の機能が喪失する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
			(12) 起動変圧器， 予備変圧器	① 津波波力により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ② ①により，変圧器機能喪失が生じ，外部電源喪失が発生する。
			(13) 復水貯蔵タ ンク	① 津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ② ①により，復水貯蔵タンク機能喪失が生じ，これを水源とする機器の機能喪失が発生する。
			(14) 燃料移送系 ※ 2	① 津波波力により燃料移送ポンプが損傷する。 ② ①により，燃料移送系機能喪失が生じ，非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生する。
			(15) タービン建 屋	① 津波波力によりタービン建屋が損傷する。 ② ①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。
			(16) 原子炉建屋	① 津波波力により原子炉建屋が損傷する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。

※2 燃料移送系とは，燃料移送ポンプ及び関連設備を含む。以下，同じ。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (3/5)

津波の 影響	影響の 種類	建屋・構築物，機器 ・配管系への影響	影響を受ける可 能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2. 津波波力，流体力，浮力（つづき）	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷（つづき）	(17) 排気筒	① 津波波力により排気筒が損傷する。 ② ①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③ ①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	3. 海底砂移動※ ³	海水取水設備の機能喪失	(18) 循環水ポンプ	① 海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(19) 補機冷却系海水ポンプ	① 海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(20) 非常用海水ポンプ	① 海底砂移動による海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
	4. 引き波による水位低下※ ⁴	海水取水設備の機能喪失	(21) 循環水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(22) 補機冷却系海水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(23) 非常用海水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。

※3 海底砂移動は，現時点では評価技術が十分でないため，津波 P R A 学会標準に従い，今回の津波 P R A においては評価の対象外とした。

※4 引き波による水位低下は，押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，新たな事故シーケンスを発生させるものではないため，対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (4/5)

津波の 影響	影響の 種類	建屋・構築物，機器 ・配管系への影響	影響を受ける可 能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	5. 洗掘	建屋・構築物，機器・ 配管系の構造的損傷	(24) 防潮堤及び 防潮扉	① 洗掘により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建 屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備 の没水，被水と同じ。 ③ 洗掘により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入するこ とで，屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮 堤損傷が発生する。
	6. 漂流物 の衝突	建屋・構築物，機器・ 配管系の構造的損傷	(25) 防潮堤・防潮 扉	① 漂流物の衝突により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建 屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備 の没水，被水と同じ。 ③ 漂流物の衝突により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流 入することで，屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失 する防潮堤損傷が発生する。
			(26) 起動変圧器， 予備変圧器	① 漂流物の衝突により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ② ①により，変圧器機能喪失が生じ，外部電源喪失が発生する。
			(27) 復水貯蔵タ ンク	① 津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ② ①により，復水貯蔵タンク機能喪失が生じ，これを水源とする 機器の機能喪失が発生する。
			(28) 燃料移送系 ※ 2	① 漂流物の衝突により燃料移送ポンプが損傷する。 ② ①により，燃料移送系機能喪失が生じ，非常用ディーゼル発電 機の機能喪失が発生する。
			(29) タービン建 屋	① 漂流物の衝突によりタービン建屋が損傷する。 ② ①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは， 1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と 同じ。
			(30) 原子炉建屋	① 漂流物の衝突により原子炉建屋が損傷する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (5/5)

津波の 影響	影響の 種類	建屋・構築物，機器 ・配管系への影響	影響を受ける可 能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	6. 漂流物の衝突 (つづき)	建屋・構築物，機器・ 配管系の構造的損傷 (つづき)	(31)排気筒	① 漂流物の衝突により排気筒が損傷する。 ② ①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③ ①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	7. 津波による高 ストレス	運転員等の操作失敗	—	① 津波による高ストレスは，緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため，シナリオから除外する。
	8. 作業環境の悪 化	運転員等の回復操作 失敗	—	① 事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備(可搬型設備等)については期待していないため，シナリオから除外する。

第 3.2.2.1-4 表 津波による影響を受ける建屋・機器及び発生する起因事象

津波の遡上高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象※
～EL. + 8.2m	・ 循環水ポンプ ・ 非常用海水ポンプ (R H R S, D G S W, H P C S - D G S W) ・ 補機冷却系海水ポンプ	・ <u>(① 復水器真空度喪失)</u> ・ <u>② 最終ヒートシンク喪失</u> ・ <u>(⑤ タービン・サポート系喪失)</u>
EL. + 8.2m～	・ 起動変圧器, 予備変圧器 ・ 燃料移送系 ・ 復水貯蔵タンク ・ タービン建屋 ・ 原子炉建屋	・ (① 復水器真空度喪失) ・ (② 最終ヒートシンク喪失) ・ (⑤ タービン・サポート系喪失) ・ <u>(③ 全交流動力電源喪失)</u> <u>(外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失)</u> ・ <u>(④ -)</u> <u>(燃料移送系, 復水貯蔵タンク損傷に伴う緩和設備の機能喪失)</u> ・ <u>⑥ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</u> ・ <u>⑦ 防潮堤損傷</u>

※ 下線の起因事象は、津波の遡上高さが高くなることにより新たに発生する起因事象となる。
また、() 内の起因事象は、同時に発生する可能性があるが、他の起因事象で発生する影響に包含される起因事象となる。

第 3.2.2.1-5 表 建屋・機器リスト (1/2)

区 分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※ ¹	設置場所 の高さ※ ¹ (EL.)
津波防護施設及び浸水防止設備		1	防潮堤及び防潮扉	－	屋外	－
		2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	－	屋外	－
		3	取水路止水対策（海水引込み管，緊急用海水取水管止水対策含む）	－	海水ポンプ室及び屋外	－
		4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	－	原子炉建屋及び屋外	－
起因事象を引き起こす設備		5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		10	起動変圧器，予備変圧器	変圧器	屋外	＋8.2m
		11	原子炉建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		12	タービン建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		13	排気筒	排気筒	屋外	＋8.5m
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ，タービン，電動弁，器具，分電盤	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m
		18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋（2階）	＋18.0m
	サポート系	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外	＋3.0m
		20	燃料移送系	タンク，ポンプ	屋外	＋8.3m
		21	直流電源系	分電盤	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m
		22	非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下2階）	－4.0m

第 3.2.2.1-5 表 建屋・機器リスト (2/2)

区 分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※1	設置場所 の高さ※1 (EL.)
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備	サ ポ ー ト 系	23	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		24	残留熱除去系海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋附属棟内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m

※1 設置場所の高さは、工事計画認可申請書、配管施工図、配置図、据付図等を元に調査し、没水・被水による機能喪失に着目して、当該機器の設置床面の高さを記載している。

なお、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、今回の津波PRAの評価の前提条件を踏まえ、以下の方針で記載している。

<海水ポンプ室>

防潮堤越流により、海水ポンプ室内の機器が没水、被水するため、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

<原子炉建屋>

原子炉建屋の1階床面高さであるEL.+8.2mに津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定していることから、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

<建屋本体>

原子炉建屋及びタービン建屋については、地上1階の床面高さとしている。

第 3. 2. 2. 3—1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (1/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉	没水，被水	—	津波の敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	○	防潮堤については，防潮堤位置における津波高さ T.P. + 24m までの耐力を確保する設計としているため，原子炉建屋が浸水する津波高さ T.P. + 22m に対しても健全性を確保できる。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	
			洗掘	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，洗掘防止対策を講じる設計としているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，漂流物の衝突を考慮した設計としているため，支配的な損傷モードとならない。	
	2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	没水，被水	—	津波の敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	
			洗掘	—	放水ピット及び構内排水路には，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	放水ピット及び構内排水路には，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (2/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備 (つづき)	3	取水路止水対策（海水取水ピット止水対策含む）	没水，被水	—	津波の海水ポンプ室及び敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体 力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	
			洗掘	—	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	没水，被水	—	津波の原子炉建屋内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体 力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，取水路止水対策が損傷した場合に生じるものであるため，可能性は小さいと想定した。	
			洗掘	—	原子炉建屋地下部であり，洗掘の影響は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	原子炉建屋地下トレンチ取り合い部及び隣接建屋境界に対する止水対策であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
起因事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により残留熱除去系海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (3/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)	6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により非常用ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	8	循環水ポンプ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により循環水ポンプは機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果（4／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)	9	補機冷却系 海水ポンプ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室 浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により補機冷却系海水ポンプ は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外と した。	
	10	起 動 変 圧 器， 予 備 変 圧 器	没水，被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津 波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋 内機器が機能喪失する。	
			波力，流体 力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没 水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機 能喪失する。	
			洗掘	(○)	同上	
			漂流物	(○)	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (5/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)	11	原子炉建屋	没水，被水 (浸水)	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により，原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達した場合，原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器の機能喪失が発生する。	
			波力，流体力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器は機能喪失が発生する。	
			洗掘	—	原子炉建屋は岩盤上に設置されているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モード発生前に没水，被水により機能喪失が発生する。	
	12	タービン建屋	没水，被水 (浸水)	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器は機能喪失が発生する。	
			洗掘	—	タービン建屋は岩盤上に設置されているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モード発生前に没水，被水により機能喪失が発生する。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果（6／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)		13	排 気 筒	没 水, 被 水	—	鋼製部材より構成されるものであり, 没水, 被水では機能喪失しないため, 評価対象外とした。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モード発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				洗 掘	(○)	同上	
				漂 流 物	(○)	同上	
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備	フ ロ ン ト ラ イ ン 系	14	高 圧 炉 心 ス プ レ イ 系	没 水, 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		15	原 子 炉 隔 離 時 冷 却 系	没 水, 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (7/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備 (つ づ き)	フ ロ ン ト ラ イ ン 系	16	低 圧 炉 心 ス プ レ イ 系	没 水, 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		17	低 圧 注 水 系 (残 留 熱 除 去 系)	没 水, 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		18	自 動 減 圧 系	没 水, 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力, 流 体 力, 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果（8／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備 (つ づ き)	サ ポ ー ト 系	19	復 水 貯 蔵 タ ン ク	没 水 , 被 水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没 水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機 能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	(○)	同上	
				洗 掘	(○)	同上	
				漂 流 物	(○)	同上	
		20	燃 料 移 送 系	没 水 , 被 水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没 水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機 能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	(○)	同上	
				洗 掘	(○)	同上	
				漂 流 物	(○)	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (9/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備 (つ づ き)	サ ポ ー ト 系	21	直 流 電 源 系	没 水 , 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		22	非 常 用 交 流 電 源 系	没 水 , 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		23	残 留 熱 除 去 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没 水 , 被 水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室浸水が生じ, 機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本損傷モードの発生前に没水, 被水により残留熱除去系は機能喪失するため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
				漂 流 物	—	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (10/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備 (つ づ き)	サ ポ ー ト 系	24	残 留 熱 除 去 系 (原 子 炉 建 屋 内 機 器)	没 水 , 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原 子 炉 建 屋 1 階 床 面 高 さ で あ る E L . + 8 . 2 m ま で 津 波 が 到 達 す る と , 建 屋 内 浸 水 に よ り 機 能 喪 失 す る。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	
		25	非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没 水 , 被 水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室 浸水が生じ, 機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本 損 傷 モ ー ド の 発 生 前 に 没 水 , 被 水 に よ り 非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 は 機 能 喪 失 す る た め , 評 価 対 象 外 と し た。	
				洗 掘	—	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
				漂 流 物	—	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外と した。	
		26	非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (原 子 炉 建 屋 附 属 棟 内 機 器)	没 水 , 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原 子 炉 建 屋 1 階 床 面 高 さ で あ る E L . + 8 . 2 m ま で 津 波 が 到 達 す る と , 建 屋 内 浸 水 に よ り 機 能 喪 失 す る。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (11/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備 (つ づ き)	サ ポ ー ト 系	27	高 圧 炉 心 ス プ レ イ 系 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没 水 , 被 水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室 浸水が生じ, 機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本損傷モードの発生前に没水, 被水により機能喪失するため, 評 価対象外とした。	
				洗 掘	—	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
				漂 流 物	—	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外と した。	
		28	高 圧 炉 心 ス プ レ イ 系 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (原 子 炉 建 屋 内 機 器)	没 水 , 被 水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原 子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	
				波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗 掘	—	同上	
				漂 流 物	—	同上	

＜津波損傷モードにおける記号凡例＞

- 当該損傷モードが機器の機能喪失の支配的な要因になる。
- (○) 当該損傷モードは機器の機能喪失要因となる可能性があるが, 当該損傷モード発生前に他の損傷モードにより機能喪失する又は支配的な損傷モードとならないあるいは可能性が小さい。
- 当該損傷モードにより機器は機能喪失しない又は対象外。

第 3.2.2.4-1 表 津波高さによるシナリオ分類

津波区分	津波高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起回事象
津波区分 1	T. P. +20m～T. P. +22m	・ 非常用海水ポンプ機能喪失	・ 最終ヒートシンク喪失
津波区分 2	T. P. +22m～T. P. +24m	・ 非常用海水ポンプ機能喪失 ・ 起動変圧器, 予備変圧器機能喪失 ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・ 原子炉建屋内浸水による 複数の緩和機能喪失
津波区分 3	T. P. +24m～	・ 非常用海水ポンプ機能喪失 ・ 起動変圧器, 予備変圧器機能喪失 ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 ・ 防潮堤損傷	・ 防潮堤損傷

第 3.2.2.4-2 表 起回事象発生後の人的過誤

起回事象発生後の人的過誤		余裕時間	ストレスファクタ※		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファクタ
			認知	操作		
原子炉水位制御操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
水源切替操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
起動信号共通原因故障時	注水不能認知失敗	30 分	5	－	2.6E-03	13.8
	高圧注水系起動操作失敗	－	－	5	6.2E-03	3.0

※ 内部事象出力運転時レベル 1 PRA と比較して 1 段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定。

第 3.2.2.4-3 表 津波区分ごとの炉心損傷頻度

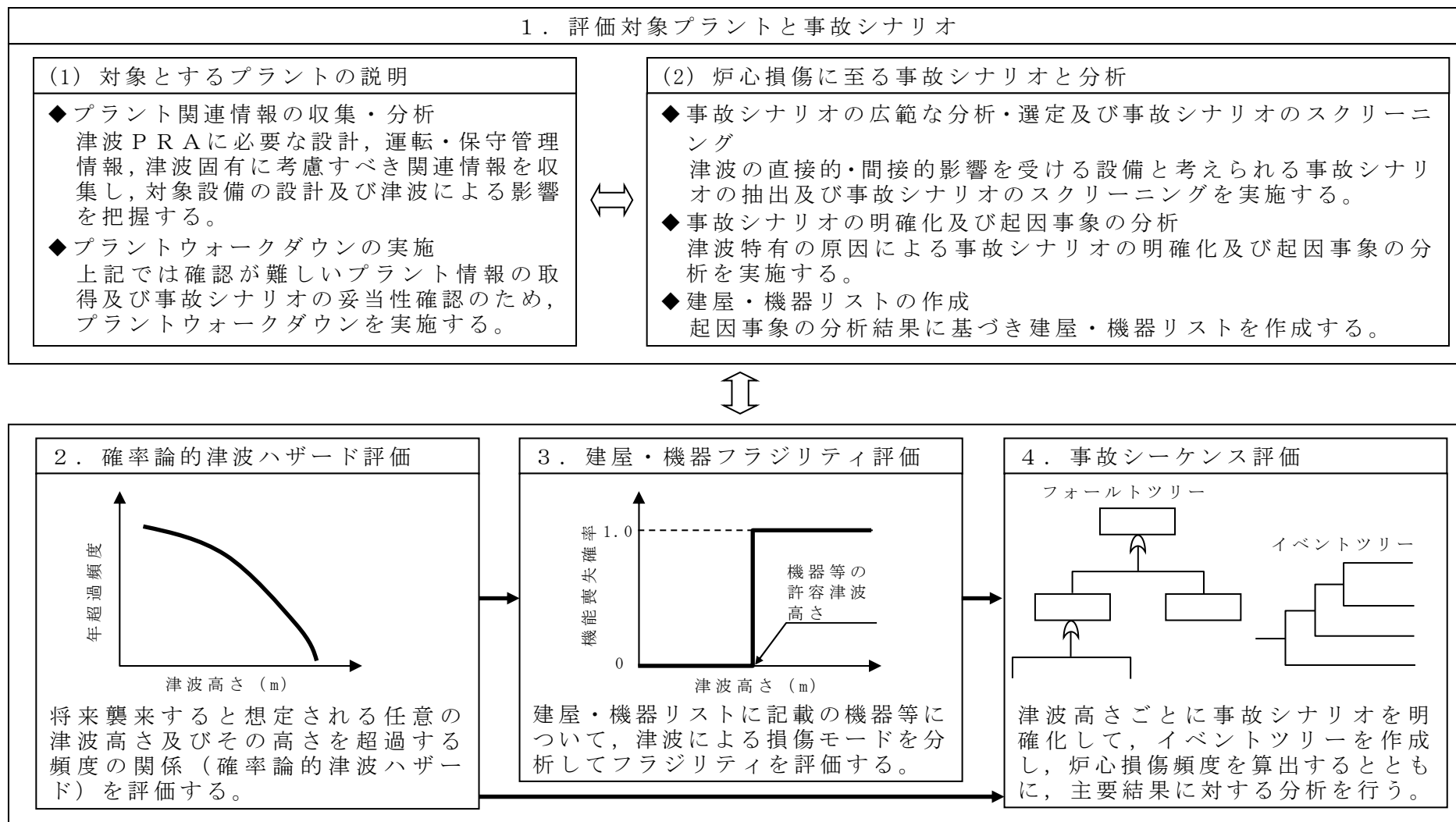
津波区分	津波高さ	津波発生頻度 (／年)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
津波区分 1	T. P. + 20m～T. P. + 22m	3. 2E-06	3. 2E-06	74. 6%
津波区分 2	T. P. + 22m～T. P. + 24m	7. 6E-07	7. 6E-07	17. 7%
津波区分 3	T. P. + 24m～	3. 3E-07	3. 3E-07	7. 7%
全炉心損傷頻度			4. 3E-06	100. 0%

第 3.2.2.4-4 表 事故シーケンスごとの炉心損傷頻度

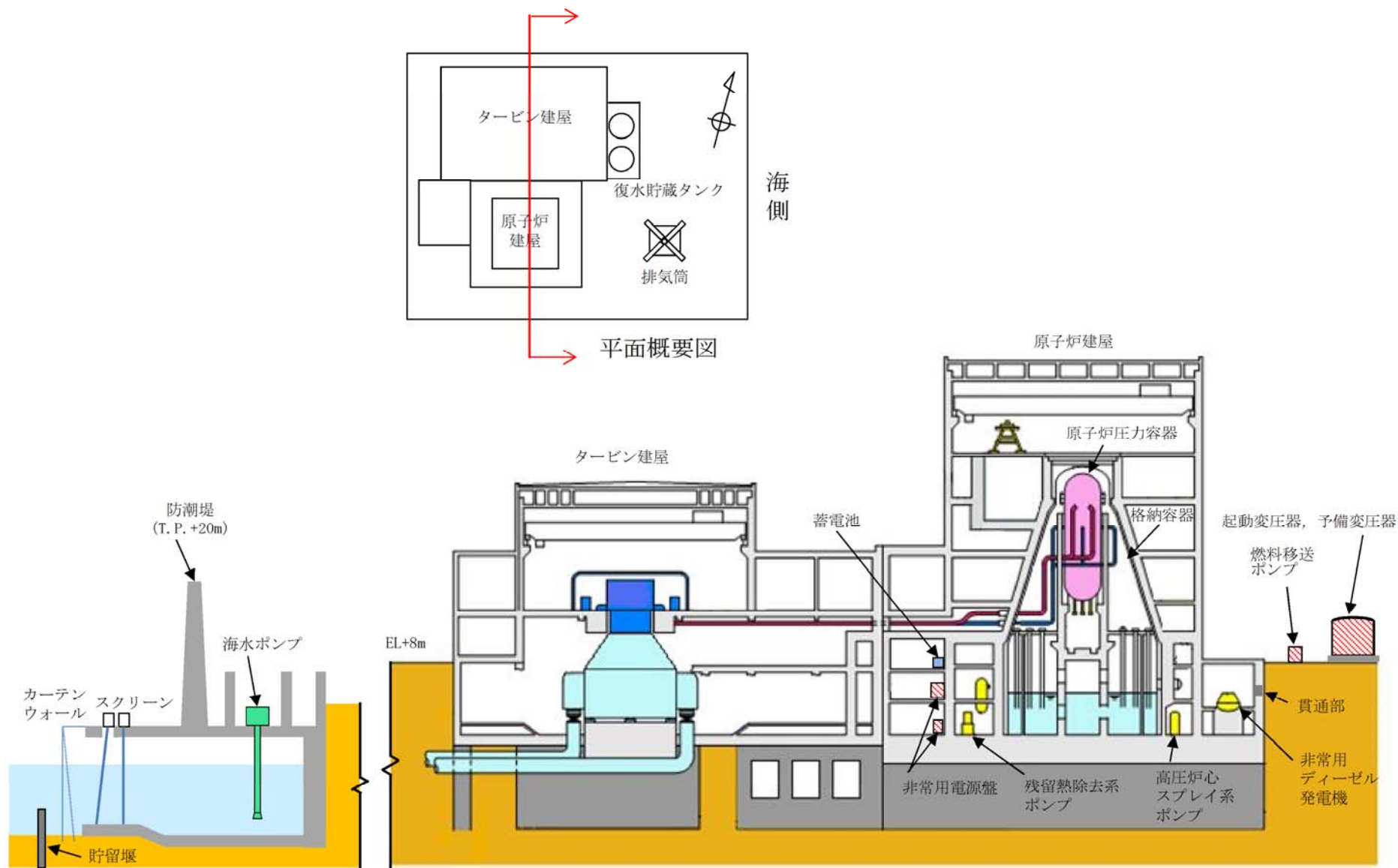
事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）	津波区分 1	3. 2E-06	73. 9%
最終ヒートシンク喪失＋高圧注水機能喪失	津波区分 1	1. 1E-08	0. 3%
最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分 1	1. 7E-08	0. 4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	津波区分 2	7. 6E-07	17. 7%
防潮堤損傷	津波区分 3	3. 3E-07	7. 7%
全炉心損傷頻度		4. 3E-06	100. 0%

第 3.2.2.4－5 表 感度解析結果

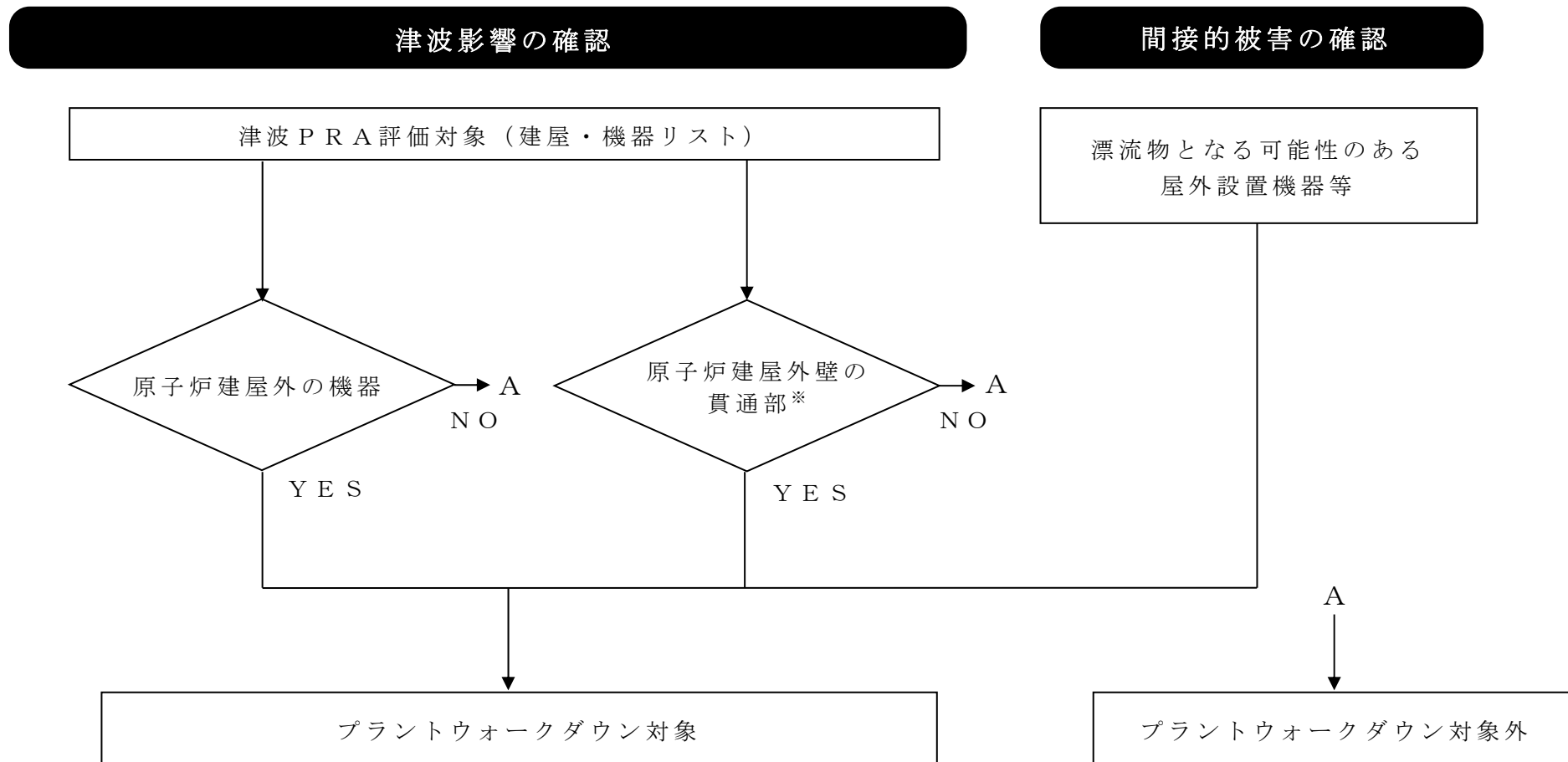
事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）	津波区分 1	3.2E-06	73.9%
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧注水機能喪失	津波区分 1	1.1E-08	0.3%
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分 1	1.7E-08	0.4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	津波区分 2	7.6E-07	17.7%
防潮堤損傷	津波区分 3	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度		4.3E-06	100.0%



第 3.2.2-1 図 津波 P R A の評価フロー



第 3.2.2.1-1 図 プラントの設備配置の概略図



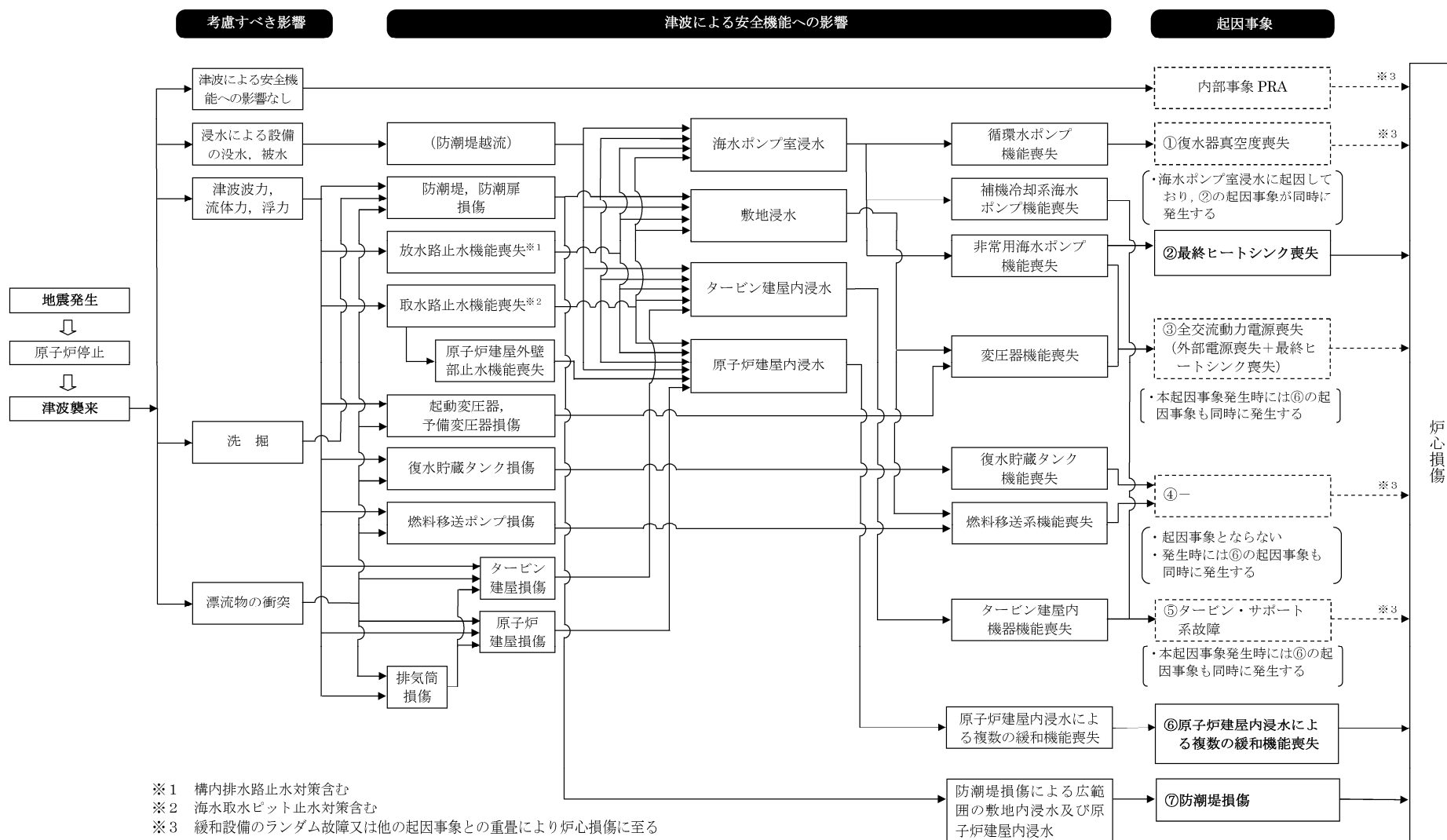
※ 原子炉建屋 1 階床面高さ EL. + 8.2m 以下の範囲

第 3.2.2.1-2 図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー

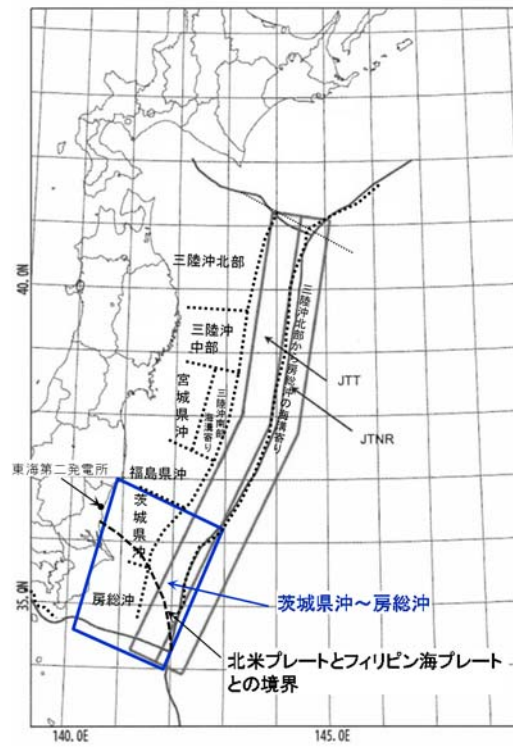
現地調査表（調査日 2014/8/25）

【東海第二発電所】屋外				No. 1	
ウォークダウン対象機器名称		残留熱除去系海水ポンプ A			
調査対象の設置場所		海水ポンプ室		PP : ☒ 内・外	
					
No	確認内容	評価	備考	考察	
1	対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	問題なし		・設置位置は防潮堤設置予定位置に隣接している。ポンプの上部は大気開放状態であるため、防潮堤を越流した海水が流れ込むと考えられる。 ・基礎ボルトの状態に問題はなく、津波による機器の離脱及び移動の可能性は低い。 ・間接的な影響を及ぼす対象物はなし。	
2	屋外の構築物・機器については、その周辺環境も含め、潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点は無いか。 a. 基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に概観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認） b. 対象機器周辺の配管に概観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	問題なし			
3	津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱、移動等により起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか。	問題なし			
		評価	問題なし	備考	

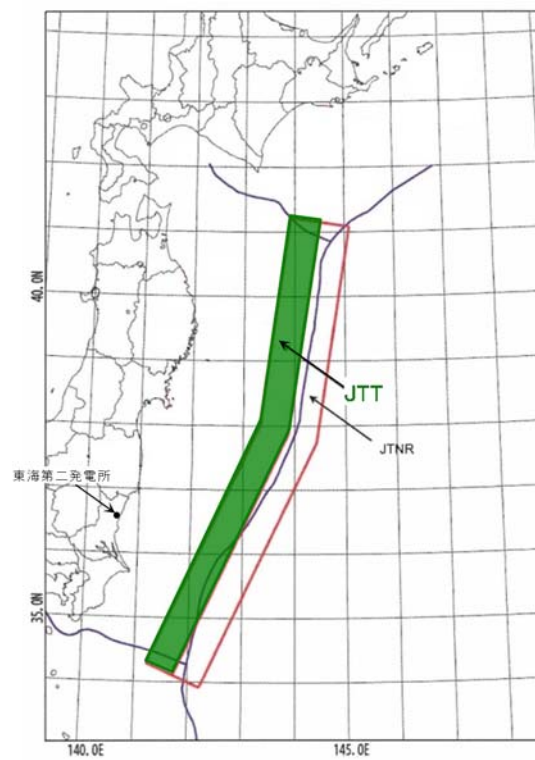
第 3.2.2.1-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート（残留熱除去系海水ポンプの例）



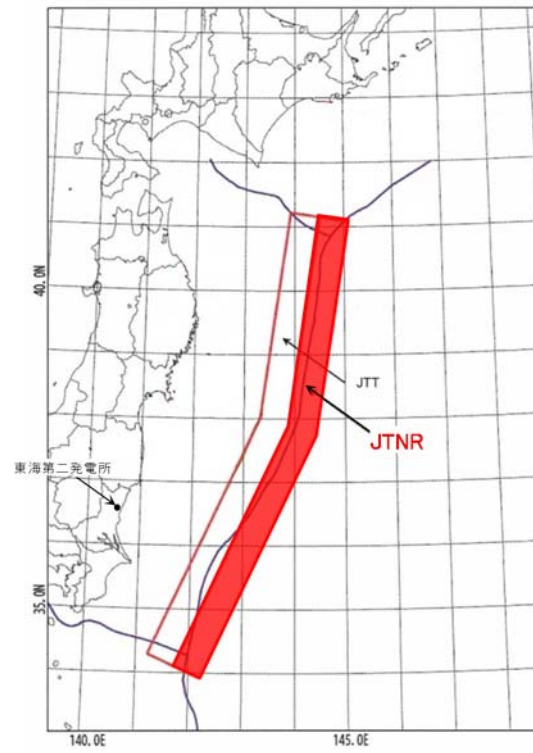
第 3.2.2.1-4 図 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果



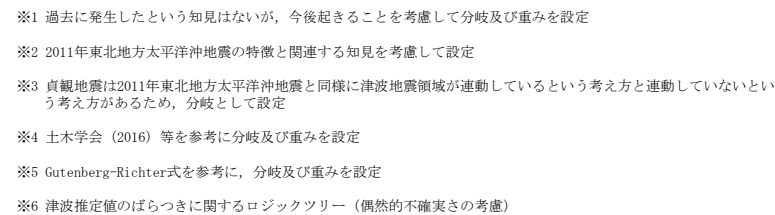
第 3.2.2.2-1 図(1) 津波発生領域(茨城県沖～房総沖)



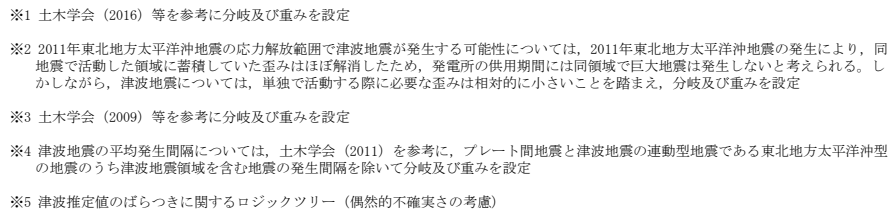
第 3.2.2.2-1 図(2) 津波発生領域 (J T T)



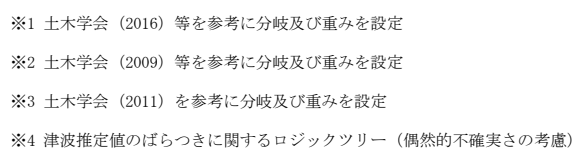
第 3. 2. 2. 2－1 図 (3) 津波発生領域 (J T N R)



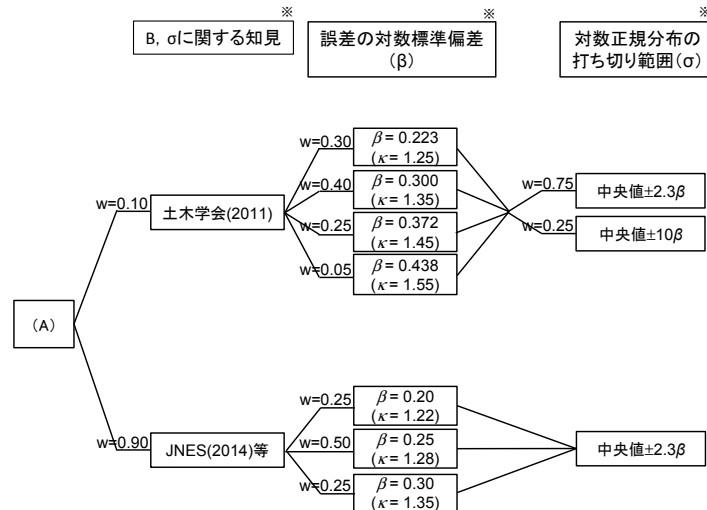
第 3.2.2.2-2 図(1) 津波発生モデルのロジックツリー
(プレート間地震と津波地震の連動型地震)



第 3.2.2.2-2 図(2) 津波発生モデルのロジックツリー (J T T)

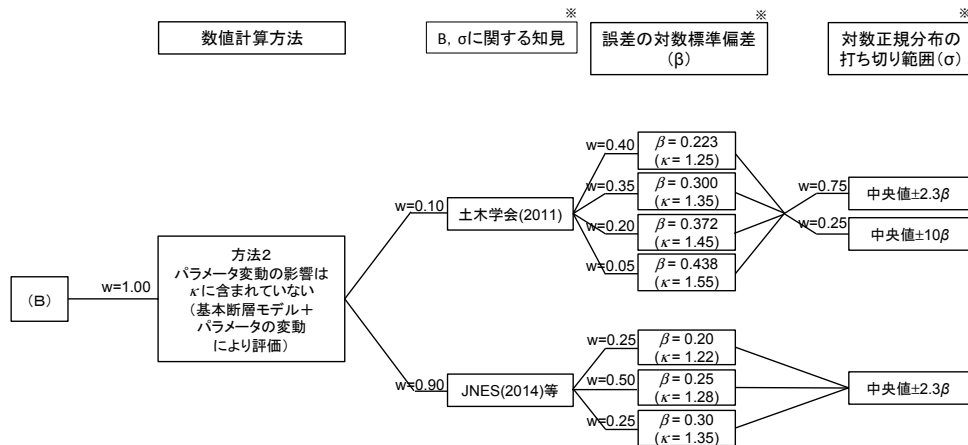


3. 2. 2—51



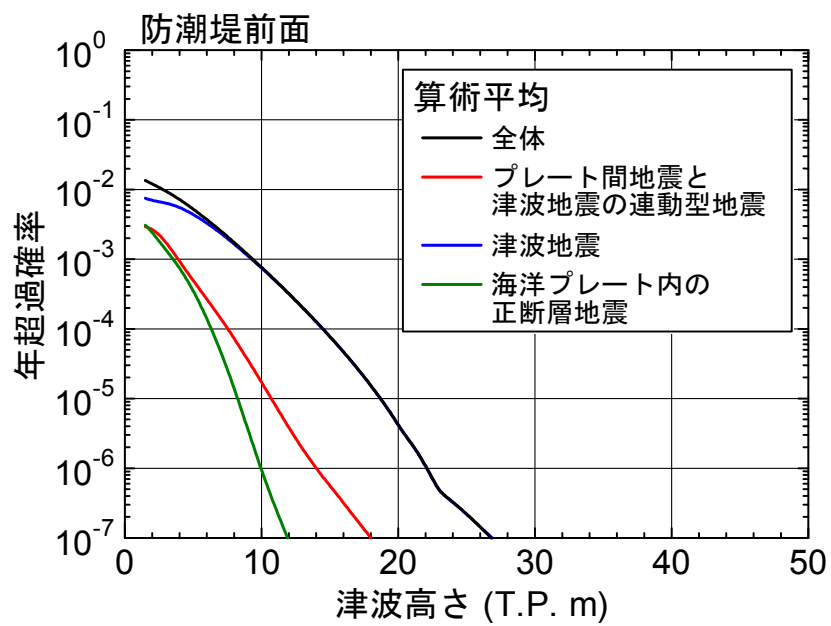
※ 土木学会（2011），原子力安全基盤機構（2014）等を参考に分岐及び重みを設定

第 3.2.2.2-3 図(1) 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー (不均質すべりモデル)

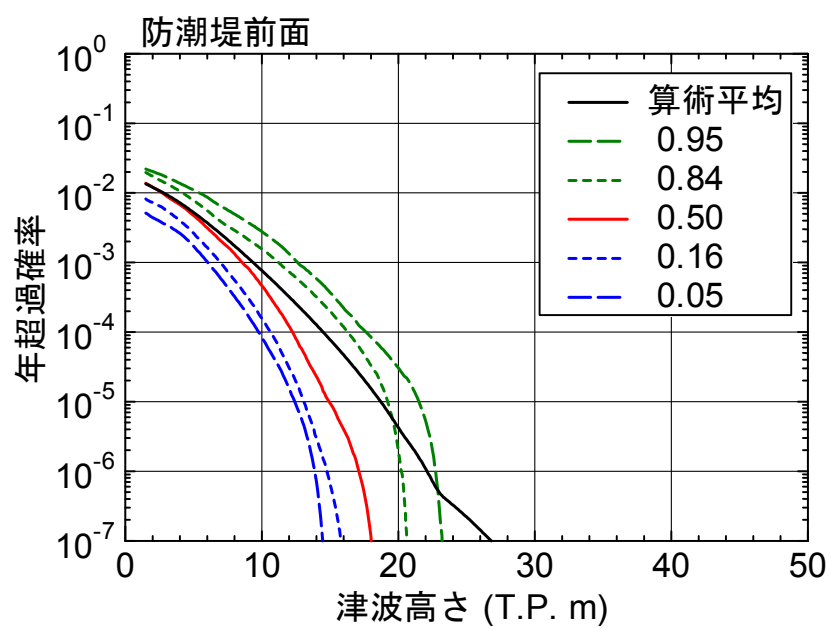


※ 土木学会（2011），原子力安全基盤機構（2014）等を参考に分岐及び重みを設定

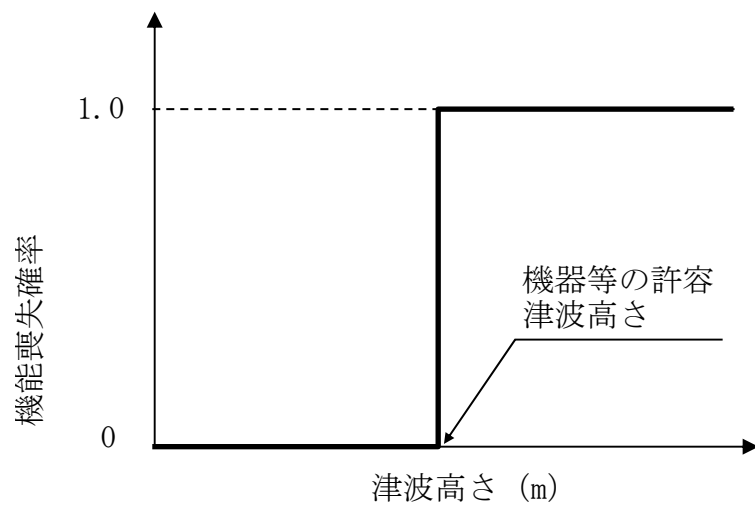
第 3.2.2.2-3 図(2) 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー (一様すべり矩形モデル)



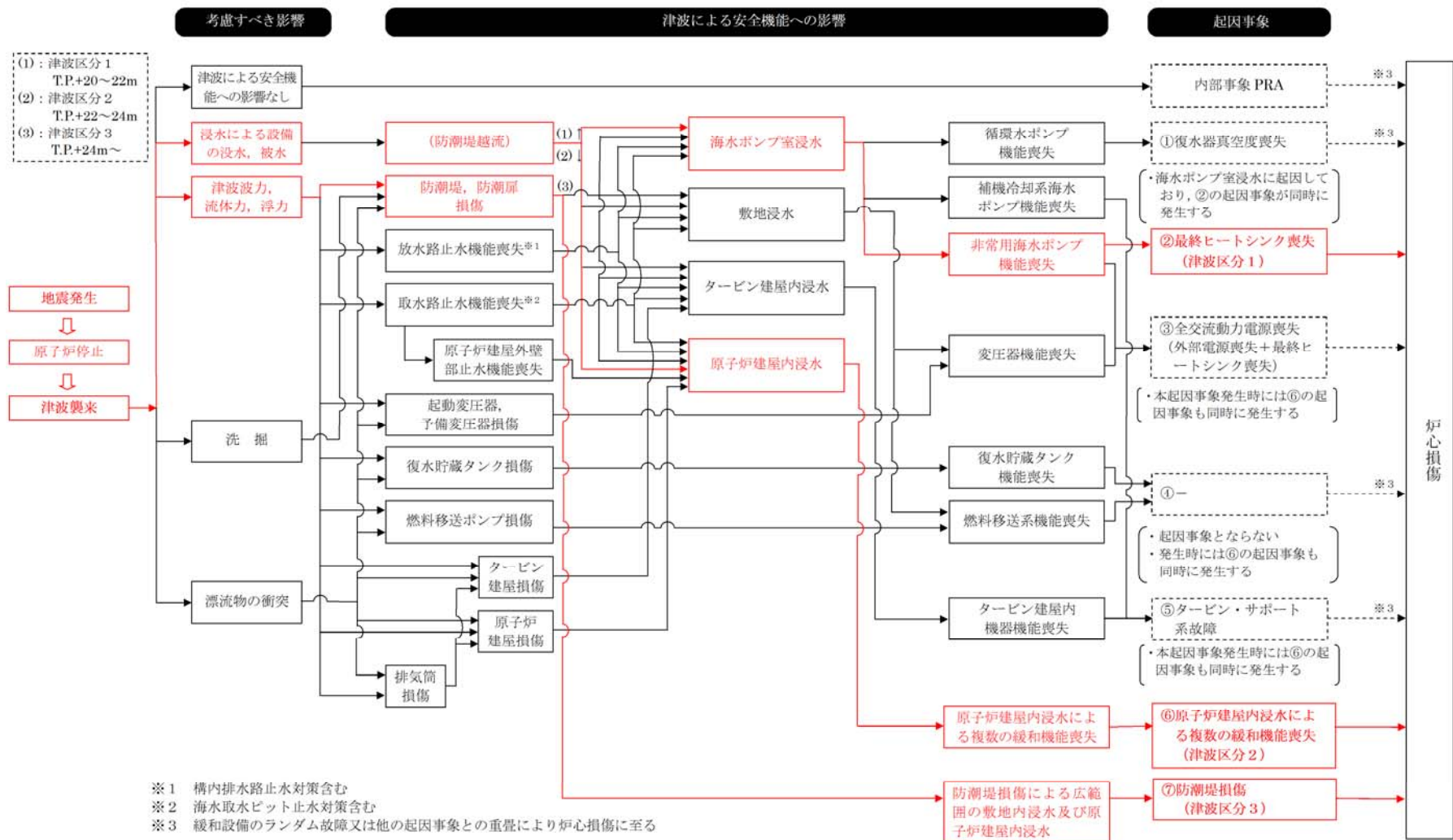
第 3. 2. 2. 2－4 図 波源別のハザード曲線(上昇側，防潮堤前面)



第 3. 2. 2. 2－5 図 フラクタイルハザード曲線(上昇側，防潮堤前面)



第 3.2.2.3-1 図 機器等のフラジリティ曲線（波力，没水，被水）



第 3.2.2.4-1 図 評価対象となる事故シナリオと起因事象

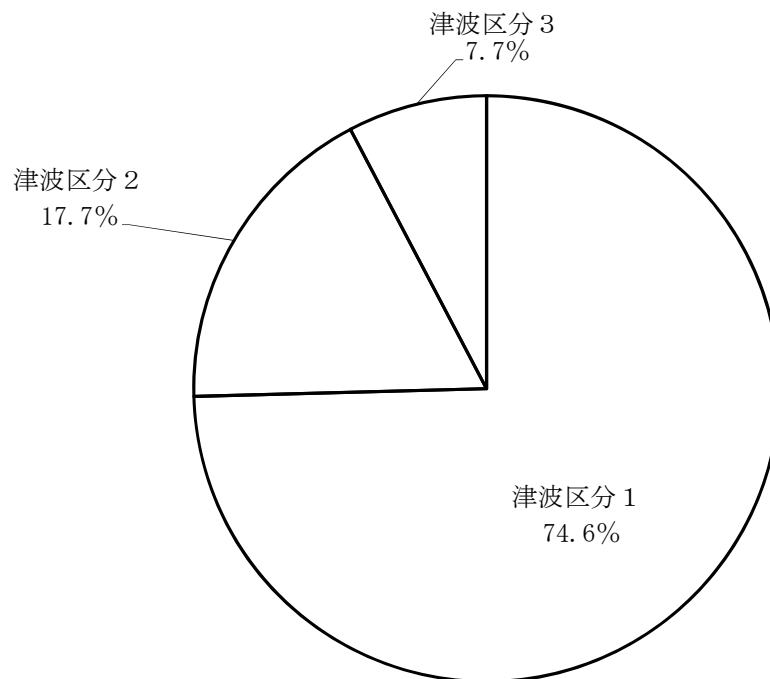
津波	防潮堤損傷 (T. P. +24m～)	原子炉建屋内浸水 (T. P. +22m～T. P. +24m)	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～T. P. +22m)	発生する起因事象	事故シーケンス
発生なし 発生 発生なし 発生				—	—
発生 発生				最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～T. P. +22m)	—
発生				原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失※ (T. P. +22m～T. P. +24m)	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失
				防潮堤損傷※ (T. P. +24m～)	防潮堤損傷

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない

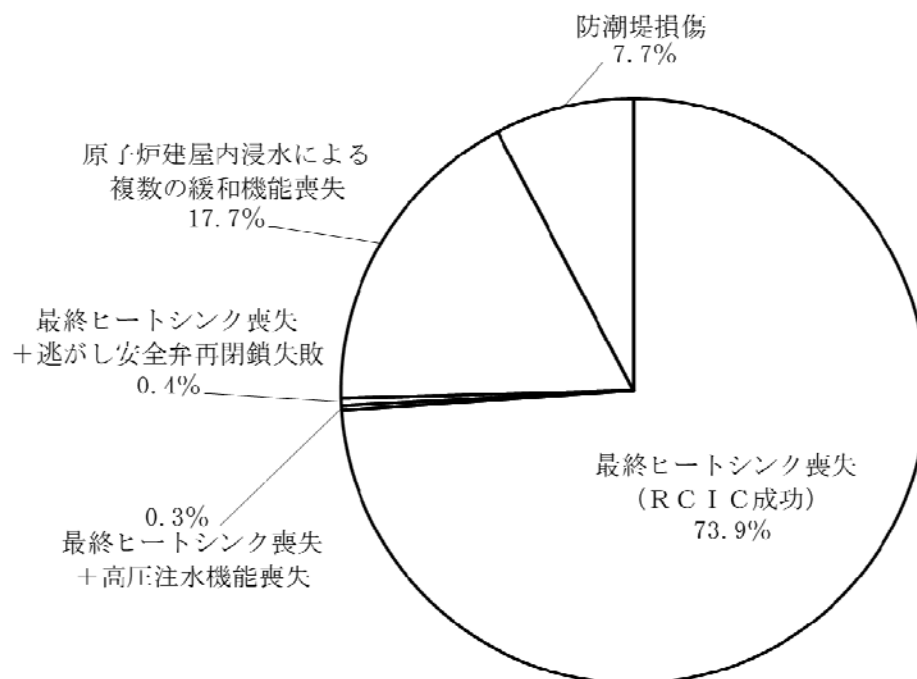
第 3.2.2.4-2 図 階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス
成功 成功 失敗			最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）
失敗			最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗
			最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗

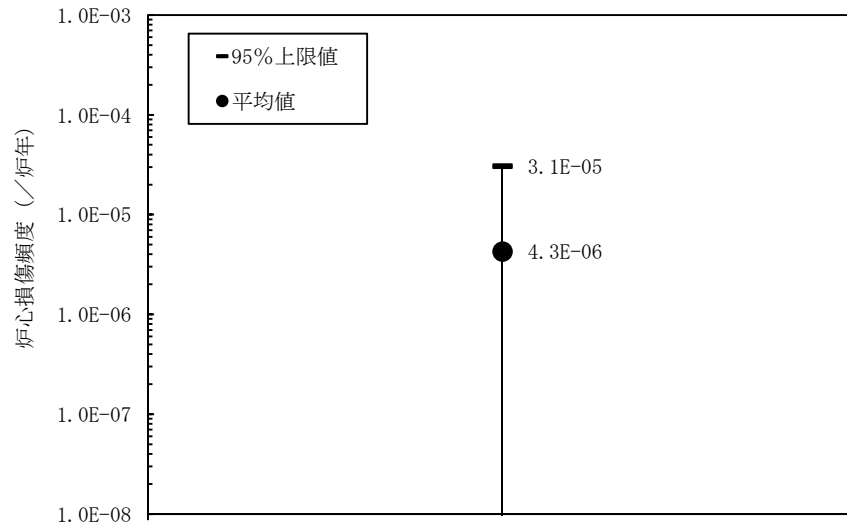
第 3.2.2.4-3 図 最終ヒートシンク喪失のイベントツリー



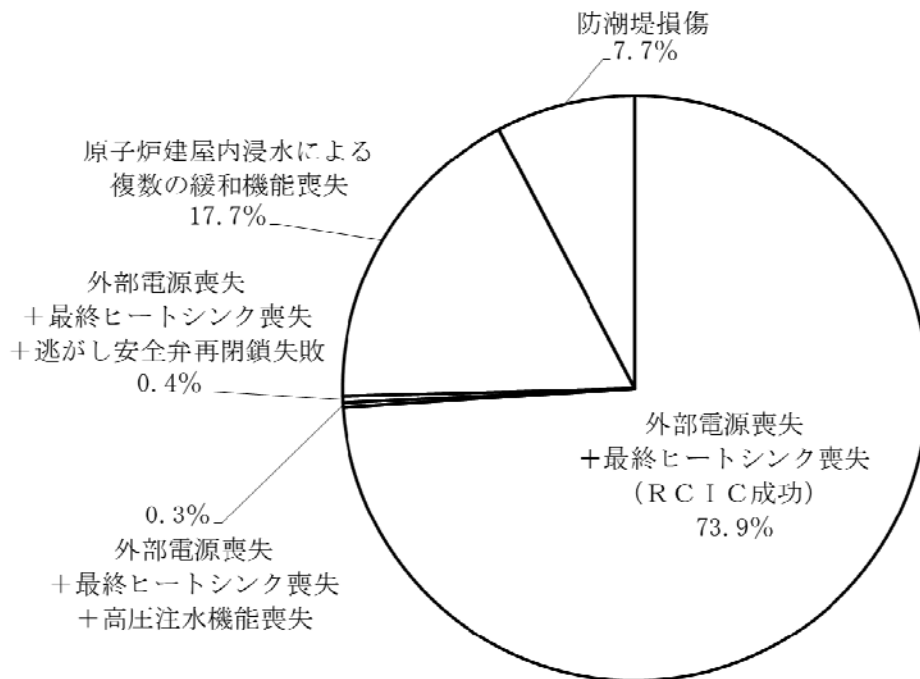
第 3.2.2.4-4 図 津波区分ごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-5 図 事故シーケンスごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-6 図 不確実さ解析結果



第 3.2.2.4-7 図 感度解析

(事故シーケンスごとの全炉心損傷頻度への寄与割合)

4. レベル 1 . 5 P R A

4.1 内部事象 P R A

4.1.1 出力運転時 P R A

出力運転時レベル 1 . 5 P R A は一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 2PSA 編）：2008」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 4.1.1-1 図に示す。

4.1.1.1 プラントの構成・特性

(1) 対象プラントに関する説明

a . 機器・系統の配置及び形状・設備容量

格納容器の主要仕様を第 4.1.1.1-1 表に示す。

M a r k - II 格納容器は、第 3.1.1.1-8 図に示したように、円錐フラスタム形をしたドライウェルとその下部に配置した円筒系のサブプレッション・チェンバにより構成され、ドライウェルとサブプレッション・チェンバはダイヤフラムフロアにて仕切られている。また、ペデスタルは、ベースマットコンクリート上からダイヤフラムフロアを貫通して原子炉圧力容器を支持する構造となっている。

その他の主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「3. レベル 1 P R A」に示すとおりである。

b . 事故の緩和操作

本 P R A では、プラント運転開始時より備えている手段・設備による事故の緩和操作として以下を考慮する。

- ・ 原子炉手動減圧
- ・ 低圧炉心スプレイ系（L P C S）手動起動

- ・ 低圧注水系（L P C I）手動起動
- ・ 残留熱除去系（R H R）（格納容器スプレイ冷却モード）手動起動

c． 燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は，水素発生，熔融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）及び格納容器内の熱水力挙動，核分裂生成物（F P）移行挙動に影響する。燃料及びデブリの格納容器内での挙動を第 4.1.1.1-1 図に示す。また，燃料及びデブリの移動経路並びにそれに係る挙動を第 4.1.1.1-2 表に示す。ペDESTAL（ドライウエル部）床からサブプレッション・チェンバへの移動経路は，M a r k - II 格納容器の構造上の特徴である。

4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル 1 P R A（出力運転時）で得られた炉心損傷に至る全ての事故シーケンスに対して，事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態（P D S）を定義し，P D S の分類及び発生頻度の評価をする。

(1) P D S の一覧

a. P D S の考え方，定義

B W R の P R A において用いる事故シーケンスの識別子を第 4.1.1.2-1 表に，レベル 1 P R A で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを第 4.1.1.2-2 表に示す。P D S の分類は，レベル 1 P R A で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを，熱水力挙動の類似性及び事故後の緩和設備・緩和操作の類似性から，以下の 4 項目に着目して実施する。

(a) 格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって，事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

(b) 原子炉圧力

炉心損傷後，原子炉圧力容器破損に至るまでに，原子炉圧力容器内が高圧状態か低圧状態かで分類する。この圧力状態の違いによって，原子炉圧力容器破損時の格納容器雰囲気の圧力上昇の程度，デブリの飛散の程度等，原子炉圧力容器破損後の事故進展が異なる。

(c) 炉心損傷時期

炉心損傷時期が早期か後期かで分類する。この時期の違い

によって、原子炉圧力容器破損時期、格納容器雰囲気の圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し、格納容器破損の時期が影響を受けるため、事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる。

(d) 電源確保

交流電源及び直流電源の有無により分類する。電源が確保されている場合は緩和操作に期待できる。

b. レベル 1 P R A の事故シーケンスの P D S への分類結果

炉心損傷に至る事故シーケンスを上記 a. の考え方に基づいて P D S として分類した結果を第 4.1.1.2-1 図に示す。なお、第 4.1.1.2-1 図の分類結果のうち、次の (a) から (c) の事故シーケンスについては、P D S の分類方法を個別に検討した。

(a) T Q U V と L O C A

T Q U V と L O C A については、L O C A は原子炉圧力容器破損前に破断口からの放出蒸気により格納容器の圧力・温度が上昇する等、T Q U V と事象進展が大きく異なるため、異なる P D S とした。なお、L O C A (A E, S 1 E, S 2 E) については、炉心損傷後のプラント挙動の類似性を考慮して、1 つの P D S とした。

(b) T W と T B W

T W と T B W は電源の状態が異なるが、いずれも除熱機能が喪失して格納容器が先行破損する事故シーケンスであり、レベル 1. 5 P R A の範囲では緩和操作に期待できず、事象進展に差異がないため、T W / T B W として 1 つの P D S とした。

(c) T C と I S L O C A

T C と I S L O C A については，T C は格納容器先行破損のシーケンスであることに対して，I S L O C A は格納容器バイパス事象であることから，異なる P D S とした。

(2) P D S 別の炉心損傷頻度

P D S 別の炉心損傷頻度を整理した結果を第 4.1.1.2-3 表に示す。P D S 別の炉心損傷頻度は，格納容器先行破損の P D S である T W / T B W が約 99.8% と支配的である。

4.1.1.3 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

炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故シーケンスは、次章 4.1.1.4 でイベントツリーによって分析するが、このイベントツリーの最終状態となる格納容器破損モードは、炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することで抽出する。本章では格納容器破損モードを網羅的に抽出し、本 P R A でイベントツリーの最終状態として設定すべき格納容器破損モードを選定する。

本プラントにおけるシビアアクシデントで考えられる事故進展を第 4.1.1.3-1 図に示す。また、事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第 4.1.1.3-1 表に、これらの負荷を発生時期に着目し、以下に示す事故進展フェーズに整理したものを第 4.1.1.3-2 表に示す。

- ・ 炉心損傷前
- ・ T 1 : 原子炉圧力容器破損前
- ・ T 2 : 原子炉圧力容器破損直後
- ・ T 3 : 事故後期

事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象を考慮し、選定した格納容器破損モードは以下のとおりである。

a . 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

インターフェイスシステム L O C A の発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードである。

b. 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心損傷時点で、格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードである。

c. 早期過圧破損（未臨界確保失敗）

原子炉の未臨界確保に失敗した場合に、炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器圧力が上昇し、格納容器が早期に過圧されて破損する格納容器破損モードである。

d. 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に、崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

e. 過圧破損（長期冷却失敗）

炉心損傷後に、デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気、及び熔融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

f. 過温破損

原子炉圧力容器破損後、デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され、格納容器貫通部の取付部、又はフランジシール部などが熱的に損傷し、格納容器が破損する格納容器破損モードである。

g. 格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に、微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱

されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

h．水蒸気爆発

デブリがペDESTAL（ドライウェル部）の冷却水中又はサブプレッション・プール水中に落下した場合，若しくは格納容器内に放出されたデブリに対して注水を実施した場合に，デブリと水の接触に伴い，デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され，格納容器への荷重が生じることで格納容器が破損する格納容器破損モードである。

i．溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後，格納容器内に放出されたデブリによりペDESTAL（ドライウェル部）床のコンクリートが侵食され，デブリはペDESTAL（ドライウェル部）床を貫通してサブプレッション・プールに落下する。その後，サブプレッション・プールにおける溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，ベースマット溶融貫通に先行してペDESTAL（ドライウェル部）壁面の侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器が破損する格納容器破損モードである。

以上の格納容器破損モードについて，炉心損傷前の格納容器先行破損と，炉心損傷後の格納容器破損に分類して整理したものを第 4.1.1.3-3 表に示す。なお，以下の格納容器破損モードは，分析により除外した。

j．炉内溶融燃料－冷却材相互作用

溶融炉心が下部プレナム内の残存水中に落下し，高温の溶融

炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。このときに発生したエネルギーにより、水塊が原子炉圧力容器上部に衝突し、さらに原子炉圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損する格納容器破損モードである。

ただし、これまでの炉内溶融燃料－冷却材相互作用に係る研究等の知見から、炉内溶融燃料－冷却材相互作用により格納容器が破損する可能性は十分低いため、本 P R A では格納容器破損モードとして設定していない。

k．水素燃焼

ジルコニウム－水反応、水の放射線分解等により発生した水素が格納容器雰囲気中の酸素と反応して燃焼し、熱エネルギーを放出して格納容器を過圧・過熱することで格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ただし、B W R では格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しており、水素が可燃限界に至る可能性が十分低いため、本 P R A では格納容器破損モードとして設定していない。

1．溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペデスタル（ドライウェル部）へ落下したデブリが、ペデスタル（ドライウェル部）床からドライウェル床に拡がり、ドライウェル壁に直接接触してドライウェル壁の一部が溶融貫通することにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ただし、M a r k－Ⅱ型格納容器においては、ペデスタル（ドライウェル部）内に蓄積したデブリがドライウェル床には拡がらない格納容器構造となっているため、格納容器破損モードと

して設定してしない。

4.1.1.4 事故シーケンス

(1) 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

シビアアクシデントでは、事故進展の各フェーズにおいて格納容器の健全性を脅かす物理化学現象が異なるため、事故進展フェーズごとに重要な物理化学現象、緩和設備の作動状況及び運転員操作の因果関係を分析して、これらの組合せから事故の進展を分類するために格納容器イベントツリーを構築する。

なお、格納容器先行破損である P D S (T W / T B W 及び T C) 及び格納容器バイパスである P D S (I S L O C A) については、炉心損傷時点で既に格納容器の閉じ込め機能が喪失しているため、格納容器イベントツリーは構築しない。

(2) 格納容器イベントツリー

a . 格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作及びヘディング間の従属性

(a) 重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動及び運転員操作

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について、その発生条件及び発生後の事故進展を第 4.1.1.4-1 表のとおり整理した。また、格納容器破損モードに関する物理化学現象、対処設備及び運転員操作を第 4.1.1.4-2 表のとおり整理した。

第 4.1.1.4-2 表に示す検討結果に基づき、対処設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析することにより、格

格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第 4.1.1.4-3 表のとおり設定した。

(b) ヘディング間の従属性

第 4.1.1.4-3 表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため、ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を整理した。結果を第 4.1.1.4-4 表に示す。

b. 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮し順序付けして、格納容器イベントツリーを作成した。作成した格納容器イベントツリーを第 4.1.1.4-1 図に示す。第 4.1.1.4-1 図の格納容器破損モードは、4.1.1.3 (1)で定義した格納容器破損モードを「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」が指定する事故シナリオグループに集約した形となっている。

4.1.1.5 事故進展解析

格納容器破損頻度を評価するための事故進展解析の目的は、以下の2つがある。

- ・緩和設備の復旧操作等のための余裕時間の評価
- ・物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷

このうち後者の物理化学現象の発生と格納容器への負荷については、現象の不確定性等を考慮した分岐確率を評価しているため、ここでは緩和設備の復旧操作等のための余裕時間を評価することを目的とする。したがって、緩和設備が機能しない状態で物理化学現象が発生せずに、格納容器が過圧又は過温破損に至る事故シーケンスを評価する。

(1) 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷、原子炉圧力容器破損等の事故の発生時期、シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析するとともに、格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得ることを目的として、各PDSを代表する事故進展解析を実施する。

a. 解析対象事故シーケンスの選定

解析対象事故シーケンスの選定に当たっては、事故進展の類似性、緩和設備の機能喪失状態の類似性を基に選定する。

事故進展の類似性の観点では、第4.1.1.2-1図に示すPDSの分類の考え方において、事故進展の類似性を考慮した分類を実施している。ここで、事故進展解析において緩和設備が機能しない状態を想定すること、及び過渡事象とLOCAでは事故進展が大きく異なることを踏まえて、事故シーケ

ンスを分類した結果を第 4.1.1.5-1 図に示す。

T Q U X, T B U 及び T B D は, いずれも 高圧注水及び減圧
ができないまま炉心損傷に至るシーケンスであり, 事故進展解
析上の相違は見られないと考えられることから, 解析について
は T Q U X で代表することとした。

T Q U V と T B P はそれぞれ解析対象とした。これは, いず
れも原子炉は減圧され, 高圧及び低圧注水ができないまま炉心
損傷に至るシーケンスであるが, T Q U V は緩和操作としての
A D S による逃がし安全弁 7 弁での減圧に対し, T B P では事
象発生初期からの逃がし安全弁 1 弁の再閉鎖失敗による減圧で
あるため, 減圧の挙動が異なり, その後の事象進展に影響を与
えることを考慮したためである。

L O C A については, 操作余裕時間の観点から事故進展が早
い A E で代表することとした。

格納容器先行破損 (レベル 1 P R A の評価の範囲) である T
C, T W / T B W 及び I S L O C A については, 炉心損傷の前
に格納容器が破損しているモードであり, レベル 1 . 5 P R A
における緩和手段が存在しないことから, イベントツリーの作
成対象から除外した。これは, T C, T W / T B W 及び I S L O
C A については, レベル 1 P R A 側で格納容器破損防止対策を
講じなければならないということを意味している。

以上の検討の結果, 第 4.1.1.5-1 表のとおり以下の事故シー
ケンスを解析対象として選定した。

- ・ T Q U V
- ・ T Q U X

- ・ 長期 T B
- ・ T B P
- ・ A E

b. 事故進展解析の解析条件

プラント構成・特性の調査により設定した，全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成・特性に依存した基本解析条件を第 4.1.1.5-2 表に示す。

また，解析対象の各事故シーケンスの事故状態及び対処設備作動状況に関する事故進展解析条件を第 4.1.1.5-3 表に示す。

なお，事故進展解析には，事故シーケンスに含まれる物理化学現象，機器・系統の動作を模擬することができる M A A P コードを使用した。

(2) 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果を第 4.1.1.5-2(a) 図～第 4.1.1.5-2(e) 図に示す。原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第 4.1.1.5-4 表に示す。また，各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を以下に示す。

a. T Q U V

本事故シーケンスでは，給水喪失後，原子炉減圧には成功するが，原子炉注水機能が作動しないため，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。デブリは原子炉圧力容器からペDESTAL（ドライウェル部）内に放出され，熔融炉心・コンクリート相互作用によりペDESTAL（ドライウェル部）床を貫通する。格納容器は，デブリがサプレッション・プールへ

落下することにより発生する蒸気によって過圧され，過圧破損に至る。

b．T Q U X

本事故シーケンスでは，給水喪失後，R C I C 及びH P C S による原子炉注水に失敗し，原子炉減圧に失敗するため炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は，原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され，過温破損に至る。

c．長期T B

本事故シーケンスは，外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するが，事象発生後 8 時間までは蒸気駆動のR C I C によって原子炉水位は維持される。その間，逃がし安全弁からの放出蒸気により，格納容器の温度，圧力は徐々に上昇する。蓄電池枯渇によりR C I C が機能喪失し，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は，原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され，過温破損に至る。

d．T B P

本事故シーケンスは，外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するとともに，逃がし安全弁の再閉鎖失敗により原子炉が減圧され，R C I C による原子炉注水に失敗し，炉心損傷に至る。

その後、原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。格納容器は、原子炉圧力容器外に放出されたデブリの崩壊熱により過熱され、過温破損に至る。

e . A E

本事故シーケンスでは、大破断 L O C A 発生後、E C C S の作動に失敗して炉心損傷に至る。その後、炉心支持板破損によって、デブリと原子炉圧力容器下部プレナムに溜まっていた冷却材が接触することで発生する過熱蒸気が破断口から放出されることによって格納容器が過熱され、過温破損に至る。

4.1.1.6 格納容器破損頻度

(1) 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器破損頻度の定量化では、内部事象出力運転時レベル 1 P R A の評価に用いている計算コードと同じ S a f e t y W a t c h e r を使用し、炉心損傷頻度、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、P D S ごとの条件付き格納容器破損確率（C C F P）及び格納容器破損頻度（C F F）を算出する。

(2) 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

格納容器イベントツリーの各ヘディングの分岐確率については、次のとおり設定した。格納容器イベントツリーのヘディングの設定を第 4.1.1.6-1 表に示す。

a. 物理化学現象に関する分岐確率の設定

シビアアクシデント現象のヘディングにおいて、不確実さが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、分解イベントツリー（D E T）手法等を用いて、分岐確率を設定した。

なお、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率は、評価の対象とした物理化学現象が不確実さの大きな現象であることを認識しつつも、現状有している知見をもとに、可能な限りの評価を実施して設定したものであり、今回設定した値には依然大きな不確実さを含んでいるものと認識している。

この内 I V R は、その成立によって事象が緩和される側に寄与する点が他の物理化学現象と異なるが、今回の評価ではヘディングとして設定した。これは、格納容器イベントツリーで考慮する

物理化学現象の選定にあたっては、格納容器に与える影響が厳しいか、あるいは緩和されるかという観点では無く、考えられる物理化学現象の可能性を排除しないという観点で選定したためである。

このため、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率の多寡は、有効性評価の対象となる評価事故シーケンスを選定する際には影響しない。

b. 緩和設備に関する分岐確率の設定

緩和設備に関する分岐確率は、緩和操作までの余裕時間を考慮して作成したフォールトツリーを格納容器イベントツリーにリンクすることで設定した。

緩和操作実施までの余裕時間の検討結果を第 4.1.1.6-2 表に示す。

また、格納容器隔離の分岐確率は過去の文献を基に設定した。

(3) 格納容器破損頻度の評価結果（点推定値）

格納容器破損頻度の評価結果を第 4.1.1.6-3 表、第 4.1.1.6-4 表及び第 4.1.1.6-1～3 図に示す。全 C F F は約 $6.1\text{E-}5$ / 炉年、C C F P は約 1.0 であった。

P D S 別の C F F では、C F F の約 99.8% が格納容器先行破損の P D S である T W / T B W であった。本 P R A ではアクシデントマネジメント (A M) 策を考慮していないことから、炉心損傷後に低圧 E C C S による原子炉注水に期待できる T Q U X 以外の C C F P は約 0.95～1.0 となる。T Q U X の P D S については、炉心損傷後の原子炉手動減圧に成功した場合は低圧 E C C S による原子炉注水及び R H R によるドライウェルスプレイに期待できる

ため、CCFPは約0.46となった。ただし、上述のとおり、PDS別のCFFではTW/TBWのPDSが支配的であるため、全体のCCFPは約1.0となっている。

格納容器破損モード別のCFFは、「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」の寄与が約99.8%を占める。以下、「過温破損」、「早期過圧破損（未臨界確保失敗）」、「格納容器雰囲気直接加熱」、「過圧破損（長期冷却失敗）」、「水蒸気爆発」、「格納容器隔離失敗」、「インターフェースシステムLOCA」、「溶融炉心・コンクリート相互作用」が続き、これらの寄与は全て1%未満であった。

格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を第4.1.1.6-4図に示す。格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた場合、「過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）」の寄与割合が約71.3%を占め支配的である。これは、レベル1PRAにおいて、格納容器先行破損を除いた場合に炉心損傷頻度に対して寄与割合が大きな長期TBは、原子炉圧力が高圧状態で維持されたまま原子炉圧力容器が破損することから、「格納容器雰囲気直接加熱」が発生しない場合は格納容器が過温破損に至ることによる。

(4) 重要度評価について

レベル1PRAでは格納容器先行破損の事故シーケンスグループが支配的であることを考慮すると、レベル1.5PRAにおいても、レベル1PRAにおける重要度評価結果と同様、崩壊熱除去機能に係る系統である残留熱除去系、残留熱除去系海水系及び非常用ディーゼル発電機の重要度が高くなることは明らかであることから、重要度評価は実施しないこととする。

なお，残留熱除去系の機能喪失については，代替除熱手段である耐圧強化ベント又は格納容器圧力逃がし装置，残留熱除去系海水系の機能喪失については緊急用海水系，非常用ディーゼル発電機の故障については常設代替高圧電源装置により，格納容器破損頻度の低減が可能である。

4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析

(1) 不確実さ解析

格納容器破損モード別の C F F の不確実さ解析結果を第 4.1.1.7-1 表及び第 4.1.1.7-1 図に示す。

不確実さ解析の結果，全 C F F の平均値は，約 $6.1\text{E-}5$ ／炉年，エラーファクタは約 4.1 となった。また，格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり，点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく，「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」が支配的であることを確認した。

(2) 感度解析

4.1.1.6 で説明した評価結果（以下「ベースケース」という。）では，A M 策に期待していない評価としているため，全 C F F に対しては格納容器先行破損の P D S である T W／T B W が支配的となっている。このため，格納容器イベントツリーを展開した炉心損傷後に格納容器破損に至る P D S の寄与は小さく，上記(1)のとおり物理化学現象の分岐確率等の不確実さも有意な影響を与えていないが，重大事故等に対する対策を講じる上で M a r k - II 型格納容器の特徴を把握するため，これらの P D S の事故シーケンスの定量化に当たってのモデル上の不確実さの要因等の影響について，以下の感度解析を実施した。

・モデル上の仮定に係る感度解析

デブリによるペDESTAL（ドライウェル部）床のサンブドレン配管破損及びサプレッション・プールへ落下したデブリによる残留熱除去系吸込ストレーナ閉塞等を考慮

- ・物理化学現象による格納容器破損確率（以下「C F P」という。）に係る感度解析

他研究機関等において B W R 5 , M a r k - II 型格納容器プラントを対象に実施された物理化学現象による C F P 評価結果を考慮

a . モデル上の仮定に係る感度解析（感度解析ケース 1）

ベースケースでは，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリ冷却が不十分な場合には，デブリはペDESTAL（ドライウエル部）床のコンクリートを侵食しサプレッション・プールに落下するとしている。また，サプレッション・プール落下時に水蒸気爆発が発生しない場合は，発生蒸気による圧力上昇を残留熱除去系にて抑制できるとしている。

一方，M a r k - II 型格納容器の原子炉圧力容器外のデブリ挙動及び格納容器破損モード等を評価した N U R E G / C R - 5 6 2 3 , 5 5 2 8 においては，ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリによるペDESTAL（ドライウエル部）床サンプドレン配管の破損並びにデブリがサプレッション・プールに落下した場合の残留熱除去系等の吸込ストレーナ閉塞及び N P S H 喪失の可能性が指摘されている。

以上を踏まえ，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，以下の条件を仮定した感度解析を実施した。

- ・ペDESTAL（ドライウエル部）注水の有無に係らず，原子炉圧力容器破損直後にデブリによりペDESTAL（ドライウエル部）床サンプドレン配管が破損し，デブリがサプレッション・プ

ールに落下する。

- ・ サプレッション・プールに落下したデブリにより残留熱除去系は使用不能とし，水蒸気爆発又は発生蒸気による過圧による格納容器破損の可能性を考慮する。

感度解析結果を第 4.1.1.7-2 表及び第 4.1.1.7-2 図に示す。感度解析結果とベースケースを比較すると，過温破損（原子炉圧力容器低圧破損）による C F F が低下し，溶融炉心・コンクリート相互作用，過圧破損（長期冷却失敗）及び水蒸気爆発（サプレッション・プール）による C F F が増加しているが，炉心損傷後の支配的な格納容器破損モードが過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）であることに変わりはなく，また，全 C F F に対しても有意な感度を持っていない。

しかしながら，重大事故等に対する対策を講じる上では，原子炉圧力容器が低圧状態で破損する事故シーケンスにおいて，ペデスタル（ドライウェル部）床サンプドレン配管破損等の発生の可能性についても留意する必要がある。

b. C F P に係る感度解析

ベースケースでは，物理化学現象等による C F P の不確実さ幅を考慮した不確実さ解析を実施している。ここでは，不確実さの大きな物理化学現象に対して，他研究機関等が国内 B W R 5，M a r k - II 型格納容器プラントを対象として評価した C F P を適用した場合の感度解析を実施した。調査した他研究機関等の評価結果を第 4.1.1.7-3 表に示す。この結果に基づき実施した解析は以下のとおりである。

- ・ 格納容器雰囲気直接加熱による C F P（感度解析ケース 2）

- ・ 水蒸気爆発による C F P （感度解析ケース 3）

感度解析結果を第 4.1.1.7－4 表及び第 4.1.1.7－3 図に示す。

いずれの感度解析ケースにおいても，各格納容器破損モードの C F F はベースケースの不確かさの幅の中に納まっており，M a r k－Ⅱ型格納容器の特徴を把握する上で，有意な影響がないことを確認した。

4.1.1.8 M a r k－Ⅱ型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

4.1.1.6 及び 4.1.1.7 の評価結果を踏まえ、主として重大事故等に対する対策を講じる上で考慮すべきM a r k－Ⅱ型格納容器の破損モードの特徴に係る分析を行った。なお、原子炉圧力容器が高压状態で破損する場合と低压状態で破損する場合では、その後の事故進展が相違するため、それぞれのシーケンスについて以下に説明する。

(1) 原子炉圧力容器高压シーケンス

a．炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスのC F Fにおいて、原子炉圧力容器高压シーケンスの寄与は約 77.7%である。

b．原子炉圧力容器高压シーケンスでの格納容器破損は、原子炉圧力容器高压破損直後の高温ガス流の噴出により発生する過温破損モードの寄与が支配的となっており、重大事故等に対する対策を講じる上で特に着目すべき破損モードである。

- ・過温破損モードに至る主要なP D Sは長期T B，T B U及びT Q U Xであり、これらのP D Sは、全交流動力電源喪失時に直流電源が枯渇又は高压注水機能が喪失し、炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

- ・したがって、重大事故等に対する対策を講じる上では、電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高压注水機能の強化による炉心損傷防止対策、炉心損傷後の減圧機能の強化による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

(2) 原子炉圧力容器低压シーケンス

a．炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスのC F Fにお

いて、原子炉圧力容器低圧シーケンスの寄与は約 22%である。

b. 原子炉圧力容器低圧シーケンスでの格納容器破損は、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損後の水蒸気等の発生による格納容器圧力の上昇により発生する過圧破損（長期冷却失敗）モードの寄与が支配的となっている。

- ・過圧破損モード（長期冷却失敗）に至る主要な P D S は T B U 及び T Q U V であり、これらの P D S は、全交流動力電源喪失時には高圧注水機能が喪失し、炉心注水機能の全喪失（炉心損傷後に減圧成功）、過渡時炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

- ・したがって、重大事故等に対する対策を講じる上では、電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高圧注水機能の強化による炉心損傷防止対策、格納容器圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能及び電源機能の確保による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

c. M a r k - II 型格納容器は、ドライウエル下部にサプレッション・チェンバを配置する構造上の特徴から、ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスに対しても、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損後に、サプレッション・プール水により、デブリを冷却する後備手段を有している。この構造上の特徴が C F F に与える影響を確認した。

- ・上記影響を確認するため、仮想的にデブリの冷却が不十分な事故シーケンスについては、ペDESTAL（ドライウエル部）床面での熔融炉心・コンクリート相互作用により、格納容器破損（原子炉圧力容器支持機能喪失）に至るとした場合の感度

解析（感度解析ケース 4）を実施した。

- ・感度解析結果を第 4.1.1.8-1 表及び第 4.1.1.8-1 図に示す。

ベースケースと感度解析結果の原子炉圧力容器低圧シーケンスの C F F は同等であるが，ベースケースは過圧破損（長期冷却失敗）の寄与が大きく，溶融炉心・コンクリート相互作用（ペデスタル（ドライウエル部）床）の寄与が小さい結果となっている。

- ・この結果は，サプレッション・プールをドライウエル下部に配置した構造が，格納容器の圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能の強化に伴い，デブリの冷却が不十分な事故シーケンスによる C F F を低減する効果を有していることを示している。この低減効果の程度は，水蒸気爆発（サプレッション・プール）による C F P に依存しており，ベースケースでは 1 桁，水蒸気爆発による C F P を小さく評価している感度解析ケース 3 では 2 桁程度の低減効果となる。

d. 上記のとおり，M a r k - II 型格納容器は，その構造上の特徴から，格納容器除熱機能の強化に伴いペデスタル（ドライウエル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスによる C F F を有意に低減することが可能であるが，この事故シーケンスに対する重大事故等に対する対策を講じる上では，以下の観点から，ペデスタル（ドライウエル部）床上でのデブリ冷却機能の確保による格納容器破損防止対策が重要と考える。

- ・ペデスタル（ドライウエル部）床破損によるサプレッション・プールバイパスの回避

溶融炉心・コンクリート相互作用によるペデスタル（ドラ

イウエル部) 床破損及びN U R E G / C R - 5 6 2 3 , 5 5 2 8 において指摘されているペデスタル (ドライウエル部) 床サンプドレン配管破損は, ドライウエルとサプレッション・チェンバ空間部間にサプレッション・プールを介さない流路を形成する。このため, 格納容器破損やウェットウエル・ベント時の放射性物質のスクラビング機能の喪失となる。

- ・ サプレッション・プール水源機能喪失の回避

N U R E G / C R - 5 5 2 8 において指摘されているデブリの落下による吸込ストレーナ閉塞, N P S H 喪失の可能性を回避し, サプレッション・プールを水源とする注水系等の機能を維持する。

第 4. 1. 1. 1－1 表 格納容器の主要仕様

項目		仕様
型式		圧力抑制形 (M a r k－Ⅱ)
容積	ドライウエル空間部 (ベント管含む)	約 5, 700m ³
	サプレッション・チェンバ空間部	約 4, 100m ³
	サプレッション・プール水量	約 3, 400m ³
最高使用 圧力	ドライウエル	0. 31MPa [gage]
	サプレッション・チェンバ	0. 31MPa [gage]
最高使用 温度	ドライウエル	171℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		0. 62MPa [gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200℃

第 4. 1. 1. 1－2 表 燃料及びデブリの格納容器内での挙動

	放出先	移動経路	移動先区画
重力による 移動	【原子炉圧力容器破損時】 ペDESTAL (ドライウエル部) 内	ペDESTAL (ドライウエル部) 床 溶融貫通	サプレッション・チェンバ
	【ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通後】 サプレッション・チェンバ	最下区画のため移動なし	なし
高速ガス流 による噴出	【原子炉圧力容器破損時】 ペDESTAL (ドライウエル部) 内	ペDESTAL (ドライウエル部) 内 開口部	ドライウエル

第 4. 1. 1. 2－1 表 事故シーケンスの識別子

識別子	内容
A	大破断 L O C A
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉緊急停止系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	E C C S による注水の故障状態
P	逃がし安全弁の再閉鎖失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S 1	中破断 L O C A
S 2	小破断 L O C A
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧 E C C S による注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 4. 1. 1. 2－2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス (1/2)

事故シーケンス	特徴
T Q U V	高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T Q U X	高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ、原子炉の減圧に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
長期 T B	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。その後、H P C Sによる炉心冷却に失敗し、R C I Cの作動には成功するが、直流電源の枯渇により R C I Cが機能喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は後期に分類される。
T B U	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。H P C S及びR C I Cによる炉心冷却に失敗し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T B P	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。逃がし安全弁の再閉鎖失敗により R C I Cが機能喪失し、H P C Sによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T B D	外部電源喪失後、直流電源系の故障により非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し、H P C Sによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T W	事故後、炉心冷却には成功するが、崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
T B W	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。H P C Sによる炉心冷却は継続しているが、崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
T C	事故後、原子炉の未臨界確保に失敗する事故シーケンスである。T Wシーケンスと同様、崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が炉心損傷前に過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4. 1. 1. 2－2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス (2／2)

事故シーケンス		特徴
L O C A	A E	大破断 L O C A 後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
	S 1 E	中破断 L O C A 後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
	S 2 E	小破断 L O C A 後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
I S L O C A		原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧され破断し，原子炉冷却材の原子炉建屋への流出が継続し炉心損傷に至る事故シーケンスである。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4.1.1.2-3 表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
T Q U V	3. 5E-09	<0. 1
T Q U X	2. 0E-08	<0. 1
長期T B	7. 7E-08	0. 1
T B U	2. 1E-08	<0. 1
T B P	5. 3E-10	<0. 1
T B D	6. 0E-12	<0. 1
T W／T B W	6. 0E-05	99. 8
T C	2. 5E-08	<0. 1
L O C A	2. 2E-11	<0. 1
I S L O C A	4. 8E-10	<0. 1
合計	6. 1E-05	100. 0

第 4. 1. 1. 3－1 表 格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	インターフェイス システム L O C A	インターフェイスシステム L O C A の発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
	格納容器隔離失敗	炉心損傷時点で、格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
格納容器 破損	早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	原子炉の未臨界達成に失敗した場合に、炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器の圧力が上昇し、早期に格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に、崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損 (長期冷却失敗)	炉心損傷後に、デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気、及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器の過圧破損に至る。
	過温破損	原子炉圧力容器破損後、デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され、格納容器貫通部の取付部又はフランジ部などが熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
	格納容器雰囲気直接加熱 (D C H)	原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に、微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器破損に至る。
	水蒸気爆発 (F C I)	デブリと水が接触した場合に、デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート 相互作用 (M C C I)	原子炉圧力容器破損後、格納容器内に放出されたデブリによりペDESTAL (ドライウェル部) 床のコンクリートが侵食され、デブリはペDESTAL (ドライウェル部) 床を貫通してサブプレッション・プールに落下する。その後、サブプレッション・プールにおける溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.3-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	T 1	T 2	T 3
T Q U V T Q U X 長期 T B T B U T B P T B D L O C A	—	格納容器隔離失敗	格納容器雰囲気直接加熱 (D C H) 水蒸気爆発 (F C I)	過圧破損 (長期冷却失 敗) 過温破損 溶融炉心・コンクリート 相互作用 (M C C I) 水蒸気爆発 (F C I)
T W / T B W	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	—	—	—
T C	早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	—	—	—
I S L O C A	インターフェイスシステム L O C A	—	—	—

T 1 原子炉圧力容器破損前

T 2 原子炉圧力容器破損直後

T 3 事故後期

第 4.1.1.3-3 表 格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		格納容器破損モード	格納容器破損モードの概要
格納容器バイパス		インターフェイスシステム L O C A	インターフェイスシステム L O C A 後の格納容器バイパス
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	事故後に格納容器の隔離に失敗
格納容器 物理的破損	格納容器 先行破損	早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	未臨界確保に失敗し、水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
		過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	崩壊熱除去に失敗し、水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
	炉心損傷後の 格納容器破損	過圧破損 (長期冷却失敗)	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積に伴う過圧による格納容器破損
		過温破損	格納容器貫通部等が過温により破損
		格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
		水蒸気爆発	水蒸気爆発による格納容器破損
		熔融炉心・コンクリート相互作用	熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失による格納容器破損

第 4.1.1.4-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
原子炉圧力容器破損	炉心への注水による炉心溶融進展の停止失敗	デブリの原子炉圧力容器外への放出に至る。
過圧破損 (長期冷却失敗)	- 崩壊熱による水蒸気発生 - デブリが冷却できない場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生	- 水蒸気により過圧され格納容器破損に至る。 - 溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、格納容器内が過圧され格納容器破損に至る。
過温破損	デブリへの注水失敗	格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	高圧状態で原子炉圧力容器が破損	微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱されて急速に格納容器が過圧され格納容器破損に至る。
水蒸気爆発 (FCI)	- 水中へのデブリの落下 - デブリへの注水	デブリと水の接触に伴い、デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	格納容器内に放出されたデブリの冷却失敗	格納容器内に放出されたデブリにより、ペデスタル(ドライウェル部)床面のコンクリートが侵食され、その後、ペデスタル(ドライウェル部)床の溶融貫通により、デブリはサブレーション・プールに落下する。落下したデブリにより、溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.4-2 表 格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備及び運転員操作の対応整理

格納容器破損モード	物理化学現象	対処設備	運転員操作
過圧破損 (長期冷却失敗)	・ 過圧破損	・ R H R (格納容器スプレイ冷却)	・ R H R 手動起動
過温破損	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 熔融炉心・コンクリート相互作用	・ E C C S	・ 損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避）
格納容器雰囲気直接加熱 (D C H)	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 格納容器雰囲気直接加熱	・ 逃がし安全弁 ・ E C C S	・ 原子炉減圧（原子炉圧力容器の高圧破損回避） ・ 損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避）
水蒸気爆発（F C I）	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 水蒸気爆発	・ E C C S	・ 損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避） ・ デブリへの注水（原子炉圧力容器の破損口経由）
熔融炉心・コンクリート 相互作用（M C C I）	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 熔融炉心・コンクリート相互作用	・ E C C S	・ 損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避） ・ デブリへの注水（原子炉圧力容器の破損口経由）

第 4.1.1.4-3 表 ヘディングの選定及び定義

	ヘディング		定義
T 1	格納容器隔離		炉心が損傷した状態での格納容器隔離が正常に実施されない場合、失敗とする。
	原子炉減圧		炉心損傷後、原子炉減圧ができない場合、失敗とする。
	原子炉圧力容器注水		低圧 E C C S による注水ができない場合、失敗とする。
	原子炉圧力容器破損		低圧 E C C S による注水により、デブリが下部プレナムにて冷却できず、原子炉圧力容器内に保持できない場合、有とする。
T 2	F C I		ペDESTAL（ドライウエル部）内の水プールに落下したデブリにより、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	D C H		原子炉圧力容器の高圧破損時にデブリが微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
T 3	格納容器注水	ペDESTAL（ドライウエル部）	低圧 E C C S による注水（原子炉圧力容器の破損口経由）ができない場合、失敗とする。
		ドライウエル	格納容器冷却スプレイモードによるスプレイができない場合、失敗とする。
	F C I	ペDESTAL（ドライウエル部）	低圧 E C C S により、原子炉圧力容器の破損口経由でペDESTAL（ドライウエル部）のデブリに注水した際、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	デブリ冷却		低圧 E C C S による注水（原子炉圧力容器の破損口経由）に成功するものの、デブリ冷却ができずに熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、ペDESTAL（ドライウエル部）床が熔融貫通する場合、失敗とする。
	F C I	サプレッション・プール	ペDESTAL（ドライウエル部）床貫通に伴い、デブリがサプレッション・プールに落下することにより、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	デブリ冷却		ペDESTAL（ドライウエル部）床貫通により落下したデブリが、サプレッション・プールで冷却できずに熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器が破損する場合、失敗とする。

第 4.1.1.4-4 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を受ける側) ヘディング (影響を与える側)		T 1				T 2		T 3					
		格納容器 隔離	原子炉減圧	原子炉圧力容 器注水	原子炉圧力容 器破損	F C I	D C H	格納容器注水		ペDESTAL (ドライウエル部)		サブプレッション・プール	
								ペDESTAL (ド ライウエル部)	ドライウエル	F C I	デブリ 冷却	F C I	デブリ 冷却
T 1	格納容器隔離												
	原子炉減圧												
	原子炉圧力容器注水		○※1										
	原子炉圧力容器破損		○※2	○※4									
T 2	F C I			○※5	○※5								
	D C H		○※3		○※3								
T 3	格納容器 注水	ペDESTAL (ドライ ウエル部)		○※6	○※7								
		ドライウエル		○※6				○※6					
	ペDESTAL (ドライウエル部)	F C I			○※7			○※8					
		デブリ冷却			○※7			○※9					
	サブプレッション ・プール	F C I			○※7			○※9			○※10		
		デブリ冷却			○※7			○※9			○※10		

○ 前段のヘディングにおける緩和設備の成功／失敗状態又は物理化学現象の発生により、当該ヘディングに影響を及ぼすもの

- ※1 低圧E C C Sによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
- ※2 原子炉圧力容器破損回避のための低圧E C C Sによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
- ※3 原子炉減圧に失敗し原子炉圧力容器が高圧で破損する場合、D C Hの可能性あり
- ※4 低圧E C C Sによる原子炉圧力容器への注水に成功した場合、原子炉圧力容器破損の回避に期待可能
- ※5 低圧E C C Sによる原子炉圧力容器への注水に成功し、原子炉圧力容器が破損する場合、F C Iの可能性あり
- ※6 一部同じ系統であるため従属性あり
- ※7 原子炉圧力容器破損時のF C I及びD C Hを回避できた場合に、緩和設備又は物理化学現象を考慮
- ※8 ペDESTAL (ドライウエル部) への注水時にF C Iの可能性あり
- ※9 ペDESTAL (ドライウエル部) への注水が成功した場合、デブリのペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通の回避に期待
- ※10 ペDESTAL (ドライウエル部) におけるデブリ冷却に失敗した場合、サブプレッション・プールにおける物理化学現象を考慮

第 4.1.1.5-1 表 事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

P D S	代表事故シーケンス	
T Q U V	T Q U V	全給水喪失を起因事象とし、その後の高圧 E C C S の注水に失敗し、自動減圧系の作動には成功するものの、低圧 E C C S の注水に失敗すると仮定する。
T Q U X T B U T B D	T Q U X	全給水喪失を起因事象とし、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、その後の高圧 E C C S の注水に失敗し、自動減圧系の作動に失敗すると仮定する。
長期 T B	長期 T B	外部電源喪失を起因事象とし、非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、H P C S による注水に失敗すると仮定する。その後、直流電源蓄電池が枯渇するまでの 8 時間は R C I C による炉心冷却が継続すると仮定する。
T B P	T B P	外部電源喪失を起因事象とし、非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、H P C S による注水に失敗すると仮定する。その後、逃がし安全弁の再開鎖に失敗し、原子炉が減圧されるため、R C I C による炉心冷却にも失敗すると仮定する。
L O C A	A E	再循環配管の両端破断を想定した原子炉冷却材喪失を起因事象とし、その後の高圧 E C C S 及び低圧 E C C S の注水に失敗すると仮定する。

第 4. 1. 1. 5－2 表 基本解析条件

項 目	解析条件	備 考
原子炉熱出力	3, 293MW	定格出力
原子炉ドーム圧力	6. 93MPa[gage]	定格圧力
原子炉初期水位	通常運転水位	
格納容器空間容積	ドライウエル：5, 700m ³ ウェットウエル：4, 100m ³	
サプレッション・プール水量	3, 400m ³	
コンクリート組成	珪酸系コンクリート	融点は 1, 500K
崩壊熱	ANSI／ANS-5. 1-1979（平均）	
サプレッション・プール初期水位	7. 0m	通常水位
格納容器初期圧力	5kPa[gage]	通常運転時圧力
格納容器初期温度	ドライウエル：57℃	通常運転中のドライウエル内平均温度
	サプレッション・プール：32℃	通常運転中の上限値
炉心損傷温度	1, 500K	
炉心溶融温度	2, 500K	
格納容器破損圧力	0. 62MPa[gage] (過圧破損条件)	格納容器の健全性が保てる範囲として設定
格納容器破損温度	200℃ (過温破損条件)	

第 4.1.1.5-3 表 各事故シーケンスの事故進展解析条件

事故シー ケンス	起因事象	スクラム 系	R C I C	H P C S	原子炉 減圧	L P C S	L P C I	格納容器 スプレイ
T Q U V	過渡事象 (全給水喪失)	作動	不作動	不作動	作動	不作動	不作動	不作動
T Q U X	過渡事象 (全給水喪失)	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
長期 T B	外部電源喪失	作動	作動 (8 時間後に停止)	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
T B P	外部電源喪失	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
A E	原子炉冷却材喪失 (再循環配管の両端破 断)	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動

第 4.1.1.5-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

事故シーケンス 事象進展	T Q U V	T Q U X	長期 T B	T B P	A E
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	2.1h	0.01h
燃料被覆管破損（1,000K）	0.7h	0.9h	10.1h	2.5h	0.1h
炉心損傷（1,500K）	0.9h	1.1h	10.4h	2.7h	0.2h
炉心溶融（2,500K）	1.2h	1.3h	10.8h	3.1h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	4.9h	1.6h
原子炉圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	10.7h	4.0h
ペデスタル （ドライウェル部）床貫通	8.4h	—※	—※	14.6h	7.6h
格納容器最高使用圧力 到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	12.7h	1.6h
格納容器破損	15.9h （過圧破損）	3.3h （過温破損）	14.4h （過温破損）	14.6h （過温破損）	1.6h （過温破損）

※ 24 時間以内にペデスタル（ドライウェル部）床貫通せず

〇 M A A P 上の判定基準について

項目	条件	備考
炉心損傷の判断	燃料被覆管の最高温度が 1,500K 到達	炉心損傷が始まる温度
炉心溶融の判断	炉心最高温度が 2,500K 到達	炉心構成物質の代表的な融点
炉心支持板破損の判断	炉心支持板ノードにおいて累積破損割合が 1 となった時点	炉心支持板のクリープ破損を Larson-Miller のパラメータによって判定
原子炉圧力容器破損の判断	C R D チューブ逸出判定到達	原子炉圧力容器破損モードのうち、最も早い破損形態として、C R D チューブ逸出を設定
ペデスタル（ドライウェル部） 床貫通の判断	コンクリートの侵食深さが 到達	ペデスタル（ドライウェル部）床面サンプ部厚さを設定

第 4.1.1.6-1 表 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定

	分岐		PDS	分岐確率	E F	分岐確率の評価方法
T 1	格納容器隔離		TQUX TQUV LOCA TBU TBP TBD 長期TB	5.0E-03	5.0	NUREG/CR-4220で評価された値を設定。
	原子炉減圧		TQUX TBU	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における、原子炉減圧に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	原子炉圧力容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における、原子炉圧力容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。また、炉心損傷後のため、LOCA信号による自動起動に期待する。
	原子炉圧力容器破損 (IVR)		TQUX			IVRに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、IVRの失敗確率を設定 (添付資料 4.1.1.6-3)。
T 2	FCI		TQUX LOCA			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、FCIによる格納容器破損確率を設定。なお、TQUX及びLOCAにおいて、原子炉圧力容器破損時にペDESTAL (ドライウェル部) に水が存在している想定については、以下のとおり。 【TQUX】 原子炉圧力容器破損前に原子炉圧力容器注水に成功するが、IVRに失敗した場合、原子炉圧力容器内に注水した水がデブリとともにペDESTAL (ドライウェル部) に放出される可能性を想定。 【LOCA】 LOCAの発生により、格納容器に流出した原子炉冷却材によってペDESTAL (ドライウェル部) に水が存在する可能性を想定。
	DCH		TQUX TBU TBD 長期TB			DCHに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、DCHによる格納容器破損確率を設定。
T 3 (原子炉 圧力容器 健全時)	格納容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		損傷炉心冷却成功のため、TQUV時の格納容器破損までの余裕時間での格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
T 3 (原子炉 圧力容器 破損時)	格納容器注水 (ペDESTAL (ドライウェル部))	原子炉減圧成功時	TQUX	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため、TQUV時の原子炉圧力容器破損までの余裕時間におけるペDESTAL (ドライウェル部) への注水 (原子炉圧力容器の破損口経由) に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	格納容器注水 (ドライウェル)	原子炉減圧成功時	TQUX TQUV	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため、TQUV時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
		LOCA時	LOCA	フォールトツリーにより設定		LOCA時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	FCI (ペDESTAL (ドライウェル部))		TQUX			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、FCIによる格納容器破損確率を設定。
	デブリ冷却 (ペDESTAL (ドライウェル部))		TQUX			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、MCCIによる格納容器破損確率を設定。
	FCI (サブプレッション・プール)		TQUX TQUV LOCA			FCIに係る過去の試験結果を踏まえ、トリガリングの発生確率をFCIによる格納容器破損確率として設定。
	デブリ冷却 (サブプレッション・プール)		TQUX TQUV LOCA			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、MCCIによる格納容器破損確率を設定。

第 4.1.1.6-2 表 緩和操作に対する余裕時間の検討結果

緩和操作	ヘディング	タイミング		適用 シーケンス	事故進展解析との関連	余裕時間
炉心冷却	原子炉減圧	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧ができれば、原子炉圧力容器注水により原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。また、原子炉圧力容器注水ができない場合でも、DCHを回避できる可能性がある。	TQUX TBU	TQUV及びTQUXの事故進展解析により、炉心支持板破損まで 2.6h 及び 2.7h であるため、余裕をとり 2h とする。	2 時間
	原子炉圧力容器注水	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧及び原子炉圧力容器注水ができれば、原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。	TQUX		
ペDESTAL (ドライウェル部) 注水	格納容器注水 (ペDESTAL (ドライウェル部))	事象発生から	原子炉圧力容器の減圧成功後、原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力容器注水ができれば、原子炉圧力容器破損時にデブリとともに水が落下するため、ペDESTAL (ドライウェル部) 注水に成功し、ペDESTAL (ドライウェル部) 床貫通を回避できる可能性がある。	TQUX	TQUVの事故進展解析により、原子炉圧力容器破損は 5.4h であるため、余裕をとり 4h とする。	4 時間
格納容器除熱 (RHR)	格納容器注水 (ドライウェル)	事象発生から	格納容器破損までにドライウェル注水ができれば、格納容器破損を回避できる可能性がある。	TQUV TQUX	TQUVの事故進展解析により、格納容器破損は 15.9h であるため、余裕をとり 15h とする。	15 時間
				LOCA	AEの事故進展解析により、格納容器破損は 1.6h であるため、余裕をとり 1h とする。	1 時間

第 4.1.1.6-3 表 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)	条件付格納容器 破損確率 (／炉 年)	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
T Q U V	3.5E-09	<0.1	9.5E-01	3.3E-09	<0.1
T Q U X	2.0E-08	<0.1	4.6E-01	9.3E-09	<0.1
L O C A	2.2E-11	<0.1	1.0E+00	2.2E-11	<0.1
T B U	2.1E-08	<0.1	1.0E+00	2.1E-08	<0.1
T B P	5.3E-10	<0.1	1.0E+00	5.3E-10	<0.1
T B D	6.0E-12	<0.1	1.0E+00	6.0E-12	<0.1
長期 T B	7.7E-08	0.1	1.0E+00	7.7E-08	0.1
T W／T B W	6.0E-05	99.8	1.0E+00	6.0E-05	99.8
T C	2.5E-08	<0.1	1.0E+00	2.5E-08	<0.1
I S L O C A	4.8E-10	<0.1	1.0E+00	4.8E-10	<0.1
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0	1.0E+00	6.1E-05	100.0

第 4.1.1.6-4 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	<0.1
格納容器隔離失敗	6.1E-10	<0.1
過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	<0.1
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	99.8
過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	<0.1
過温破損（R P V 高圧破損）	7.9E-08	0.1
過温破損（R P V 低圧破損）	4.9E-10	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1
水蒸気爆発（ペデスタル（ドライウェル部））	2.2E-14	<0.1
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	<0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0

第 4.1.1.7-1 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度（不確実さ解析）

格納容器破損モード	点推定値 (／炉年)	平均値 (／炉年)	寄与割合 (%)	中央値 (／炉年)	5%値 (／炉年)	95%値 (／炉年)	E F
インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	6.4E-10	<0.1	1.0E-10	7.3E-12	2.0E-09	16.4
格納容器隔離失敗	6.1E-10	6.2E-10	<0.1	2.4E-10	3.3E-11	2.1E-09	8.0
過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	5.6E-08	<0.1	1.5E-09	4.2E-11	6.9E-08	40.5
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	6.1E-05	99.7	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1
過温破損（R P V 高圧破損）	7.9E-08	8.2E-08	0.1	4.5E-08	1.1E-08	2.5E-07	4.9
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	8.4E-09	<0.1	2.6E-09	2.7E-10	3.0E-08	10.5
過温破損（R P V 低圧破損）	4.9E-10	5.0E-10	<0.1	9.9E-11	7.9E-12	1.7E-09	14.6
過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	2.4E-08	<0.1	1.3E-08	2.6E-09	7.5E-08	5.4
水蒸気爆発（ペデスタル（ドライウェル部））	2.2E-14	1.7E-14	<0.1	5.4E-16	6.0E-18	4.1E-14	82.0
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.9E-09	<0.1	1.0E-09	1.1E-10	9.8E-09	9.6
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	2.0E-10	<0.1	7.4E-12	1.3E-13	4.4E-10	57.6
全格納容器破損頻度	6.1E-05	6.1E-05	100.0	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1

第 4.1.1.7-2 表 モデル上の仮定に係る感度解析結果

(格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 1	
		点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8.8E-08	79.0	8.8E-08	77.2
	過温破損 (R P V 高圧破損)	7.9E-08	71.3	7.9E-08	69.7
	格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7	8.5E-09	7.5
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2.3E-08	21.0	2.6E-08	22.8
	過温破損 (R P V 低圧破損)	4.9E-10	0.4	2.1E-11	< 0.1
	過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	18.2	2.3E-08	20.3
	水蒸気爆発 (ペデスタル(ドライウエル部))	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1
	水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	2.3	2.6E-09	2.3
	熔融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1	1.4E-10	0.1
格納容器破損頻度		1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所

第 4.1.1.7-3 表 他研究機関等による格納容器破損確率

格納容器破損モード		格納容器破損確率（平均値）		備考
		ベースケース	他研究機関	
DCH	早期RPV破損		2.3E-03 ^[1] (感度解析ケース2)	JNES評価では、MELCORコードによる溶融炉心等初期条件の設定、デブリ伝熱及び圧力抑制プールへの輸送に係る伝熱・輸送方程式による圧力ピーク算出を実施している。
	後期RPV破損		3.7E-02 ^[1] (感度解析ケース2)	
MCCI	ペDESTAL (ドライウエル部) ^{※1}		5.0E-01 ^[1]	JNES評価では、ペDESTAL（ドライウエル部）MCCIは、同程度に生じ得ると判断される現象として設定している。S/P MCCIは、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損前に格納容器過圧破損に至るため設定していない。
	サプレッション・プール		—	
FCI	ペDESTAL (ドライウエル部)		2.2E-03 ^{※2, [2]}	JAEA評価では、THALES2コード等による溶融炉心等初期条件の設定、JASMINEコードによる粗混合、爆発解析及びAUTODYN-2DコードによるペDESTAL構造解析を実施している。
	サプレッション・プール		6.4E-02 ^{※2, [2]} (感度解析ケース3)	

※1 ペDESTAL（ドライウエル部）床でのMCCI継続確率

※2 トリガリング発生当たりの格納容器破損確率

参考文献

- [1] 原子力発電技術機構，原子力安全解析書「PWR及びBWRプラントのCVイベントツリー重要度評価に関する報告書」，INS/M01-40（平成14年3月）
- [2] 日本原子力研究開発機構，安全研究センター，熱水力安全評価研究グループ「軽水炉シビアアクシデント時の炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率の評価」2007-072（2007年11月）

第 4.1.1.7-4 表 物理化学現象による格納容器破損確率を変更した感度解析結果

(格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

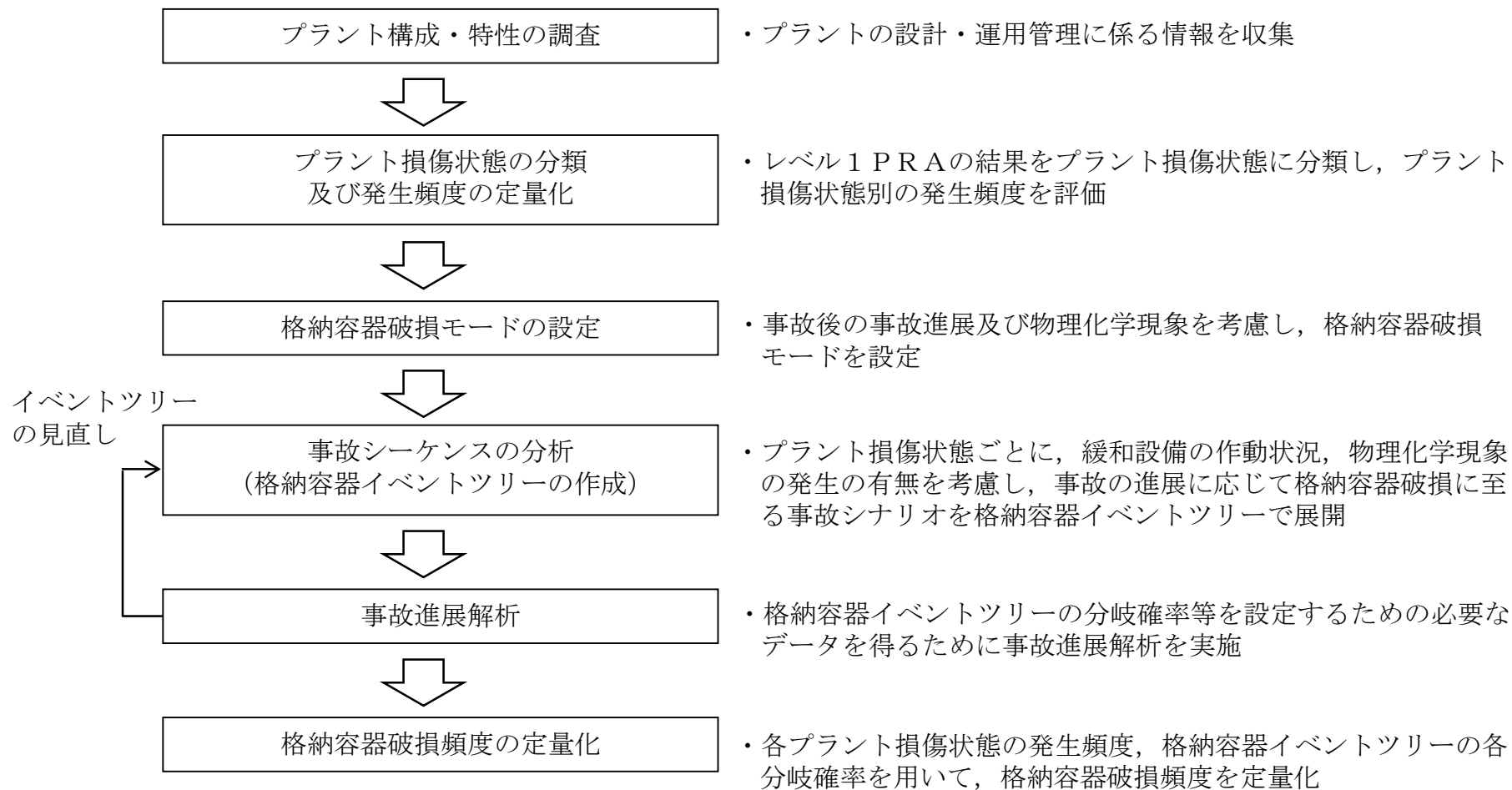
格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 2 (D C H)		感度解析ケース 3 (F C I)	
		点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8.8E-08	79.0	8.8E-08	79.0	8.8E-08	79.1
	過温破損 (R P V 高圧破損)	7.9E-08	71.3	8.5E-08	76.4	7.9E-08	71.5
	格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7	2.9E-09	2.6	8.5E-09	7.7
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2.3E-08	21.0	2.3E-08	21.0	2.3E-08	20.9
	過温破損 (R P V 低圧破損)	4.9E-10	0.4	4.9E-10	0.4	5.4E-10	0.5
	過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	18.2	2.0E-08	18.2	2.2E-08	20.1
	水蒸気爆発 (ペデスタル(ドライウェル部))	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1
	水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	2.3	2.5E-09	2.3	1.6E-10	0.1
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1	1.3E-10	0.1	1.5E-10	0.1
格納容器破損頻度		1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所

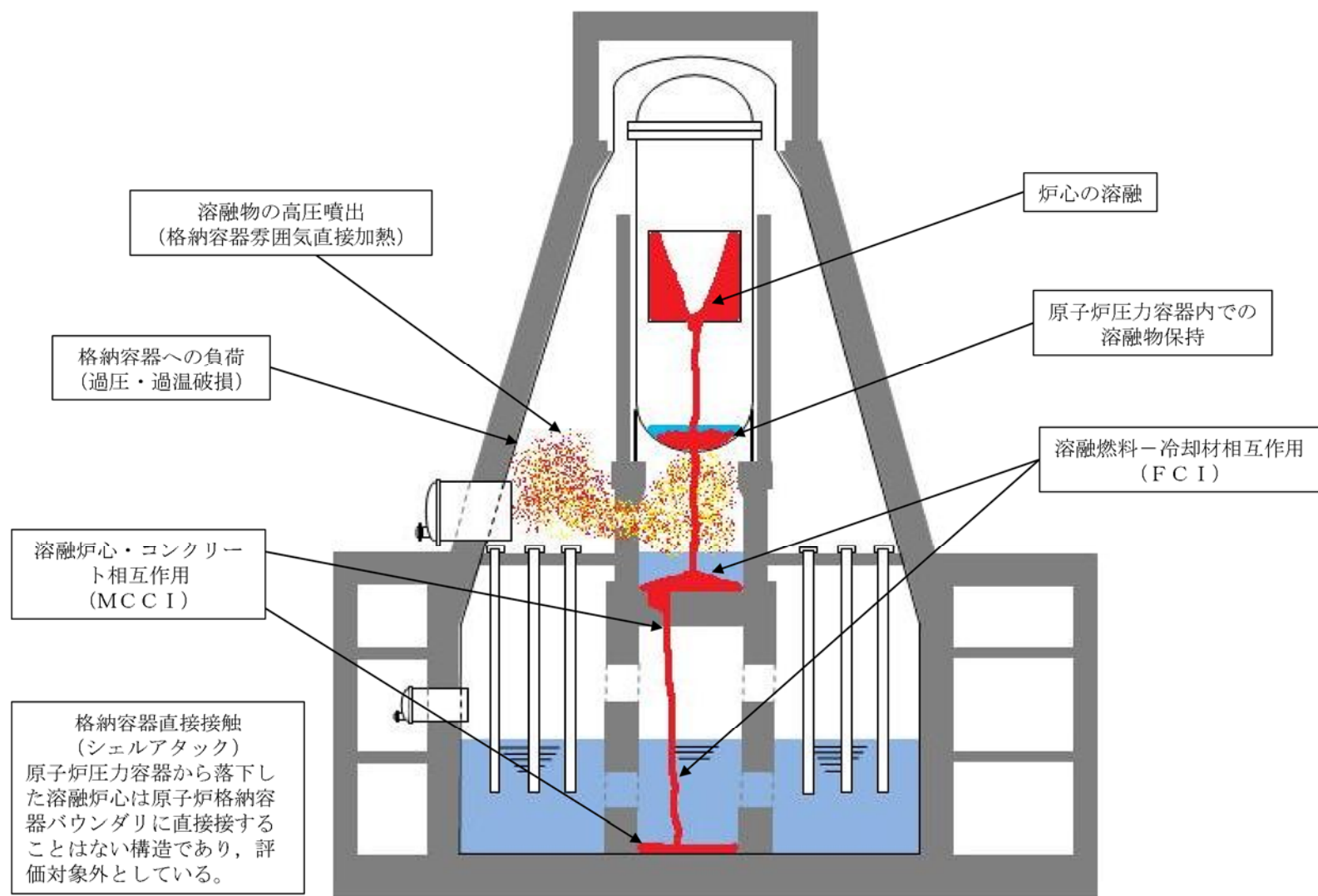
第 4. 1. 1. 8－1 表 M a r k－Ⅱ型格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果
(格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 4 (M C C I)	
		点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (／炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8. 8E-08	79. 0	8. 8E-08	77. 7
	過温破損 (R P V 高圧破損)	7. 9E-08	71. 3	7. 9E-08	70. 1
	格納容器雰囲気直接加熱	8. 5E-09	7. 7	8. 5E-09	7. 5
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2. 3E-08	21. 0	2. 5E-08	22. 3
	過温破損 (R P V 低圧破損)	4. 9E-10	0. 4	2. 1E-11	<0. 1
	過圧破損 (長期冷却失敗)	2. 0E-08	18. 2	2. 2E-09	1. 9
	水蒸気爆発 (ペデスタル(ドライウエル部))	2. 2E-14	<0. 1	2. 2E-14	<0. 1
	水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2. 5E-09	2. 3	—	—
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1. 3E-10	0. 1	2. 3E-08	20. 4
格納容器破損頻度		1. 1E-07	100. 0	1. 1E-07	100. 0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所



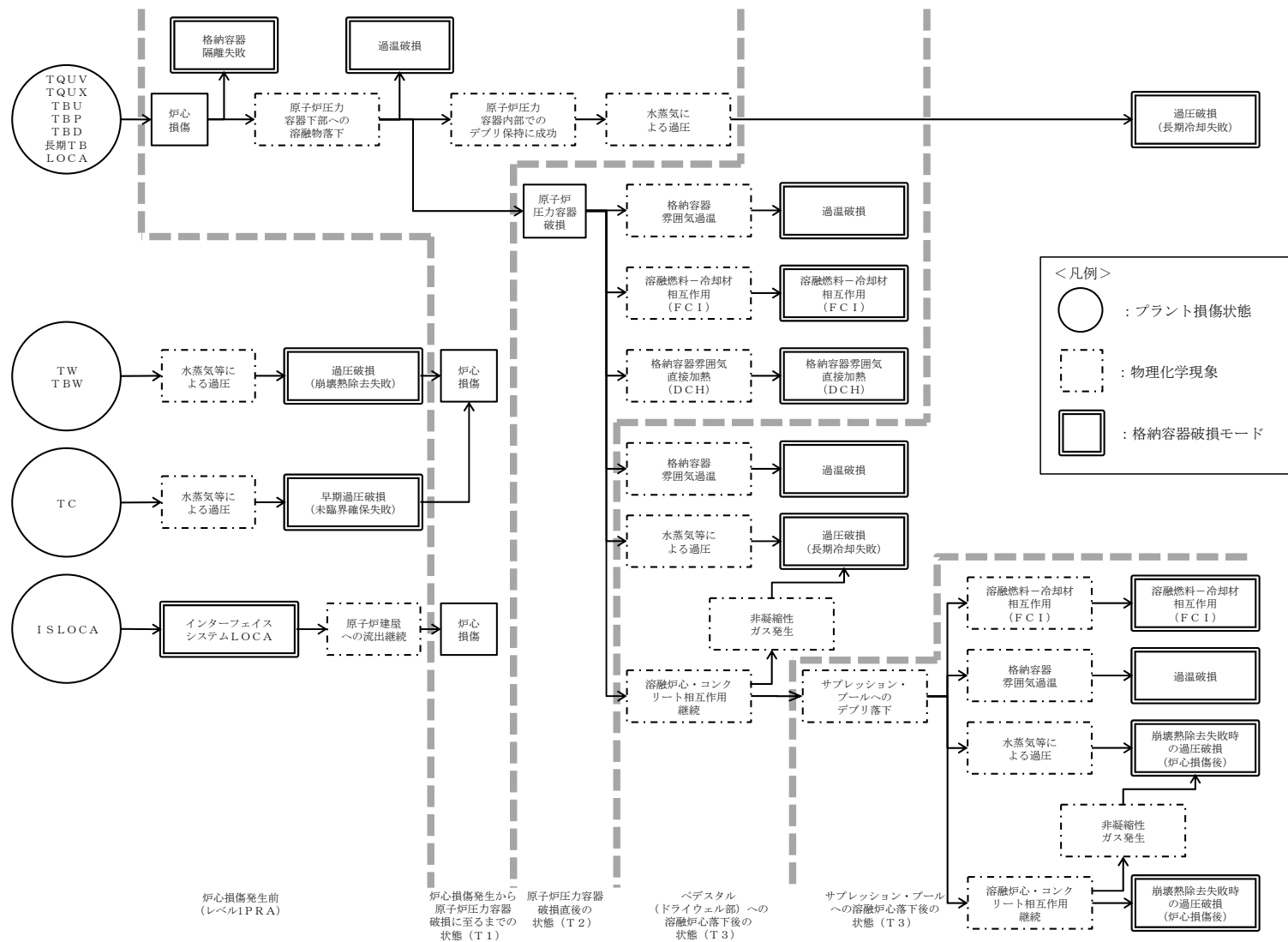
第 4.1.1-1 図 内部事象出力運転時レベル1．5 P R Aの評価フロー図



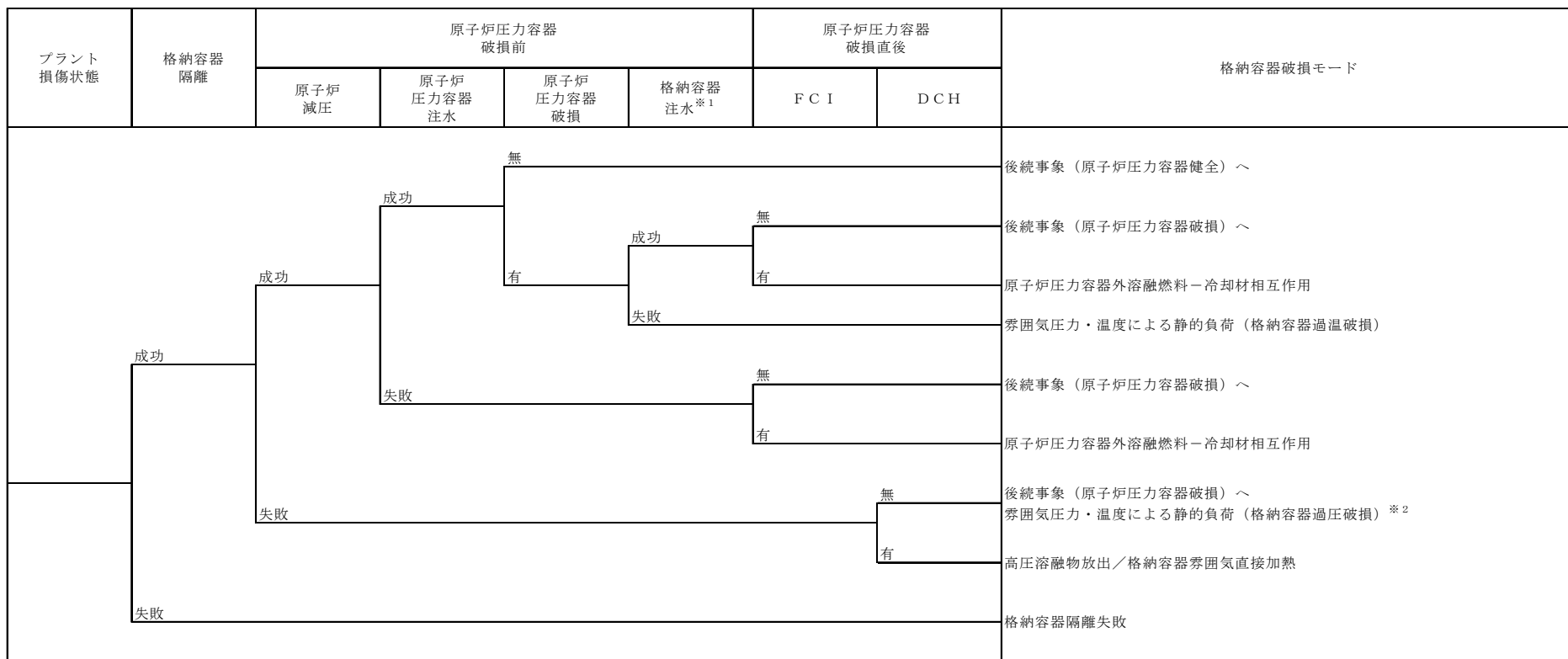
第 4.1.1.1-1 図 格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

事故シーケンス	格納容器 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源の状態	プラント損傷状態
	炉心損傷後 T Q U V T Q U X T B U T B P T B D 長期T B A E S 1 E S 2 E	高圧 T Q U X T B U T B D 長期T B	後期 長期T B	電源あり T Q U X	長期T B
			早期 T Q U X T B U T B D	交流電源なし，直流電源あり T B U	T Q U X
				交流電源なし，直流電源なし T B D	T B U
				電源あり T Q U V A E S 1 E S 2 E	T B D
				交流電源なし，直流電源あり T B P	T Q U V L O C A (A E, S 1 E, S 2 E)
				電源あり T W	T B P
				電源なし T B W	T W
T Q U V T Q U X T B U T B P T B D 長期T B T C T W T B W A E S 1 E S 2 E I S L O C A	炉心損傷前 T C T W T B W I S L O C A	低圧 T Q U V T B P A E S 1 E S 2 E	後期 T W T B W	電源あり T W	T B W
			早期 T C I S L O C A	電源なし T B W	T C I S L O C A

第 4.1.1.2-1 図 プラント損傷状態の分類



第 4.1.1.3-1 図 本プラントのシビアアクシデントで考えられる事故進展



FCI 原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用

DCH 格納容器雰囲気直接加熱

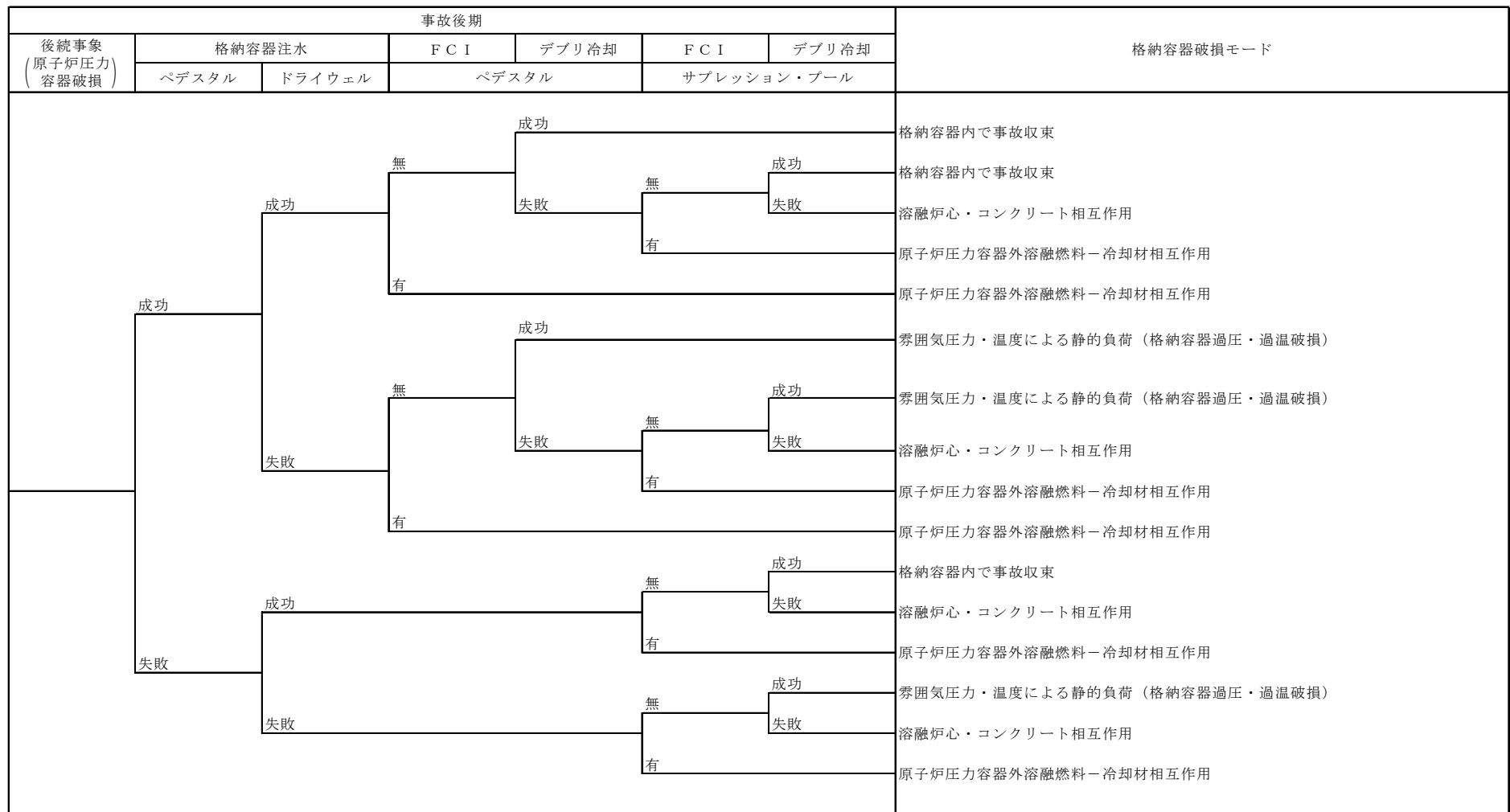
※1 LOCAシーケンスは、格納容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため、本ヘディングの成功/失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮する。

※2 長期T Bシーケンスは、原子炉圧力容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る。

第 4.1.1.4-1 図 格納容器イベントツリー (1/3)

事故後期		格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器健全)	格納容器注水	
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束
	失敗	

第 4.1.1.4－1 図 格納容器イベントツリー（2／3）



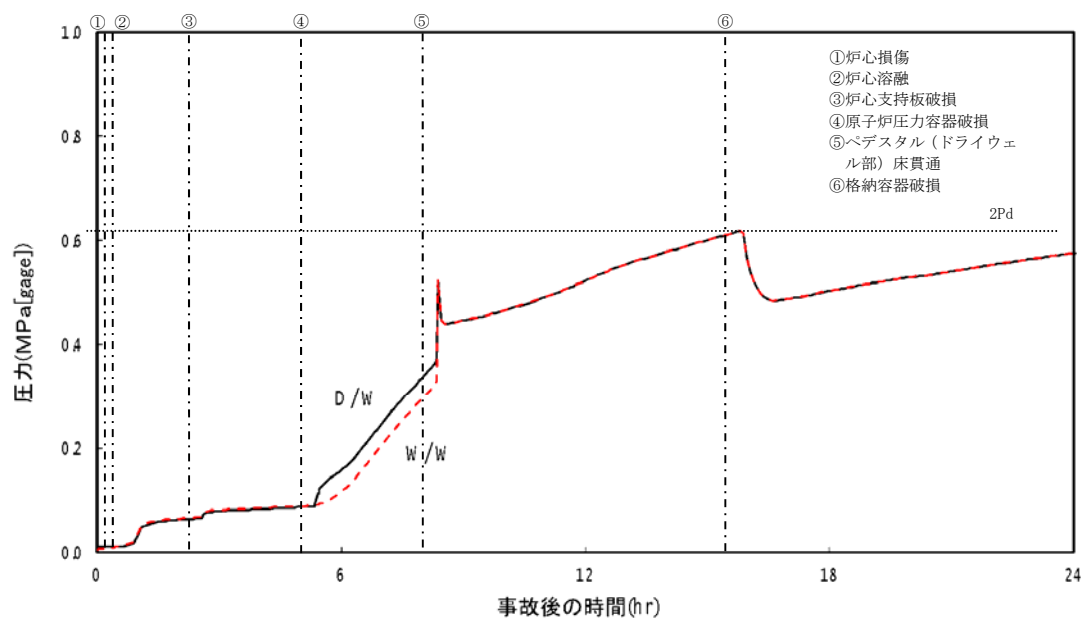
F C I 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第 4.1.1.4-1 図 格納容器イベントツリー (3/3)

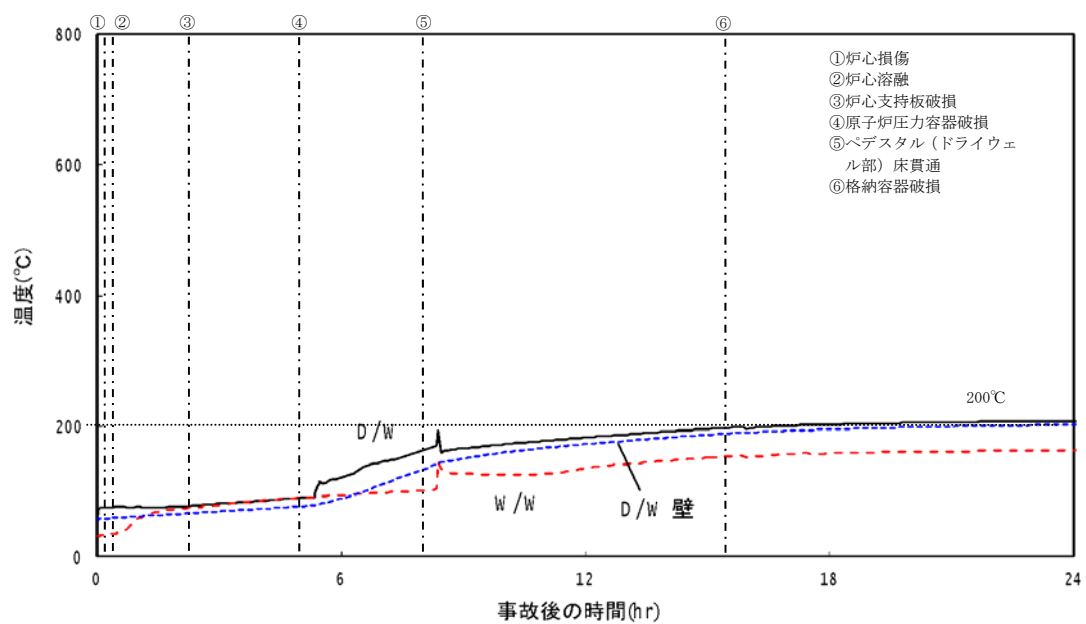
事故シーケンス	格納容器 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	起因事象	事故シーケンス グループ化結果
			後期 長期 T B		長期 T B
	炉心損傷後	高圧 T Q U X T B U T B D 長期 T B	早期 T Q U X T B U T B D		T Q U X T B U T B D
	T Q U X T Q U V T B U T B P T B D 長期 T B A E S 1 E S 2 E			過渡 T Q U V T B P	T Q U V T B P
		低圧 T Q U V T B P A E S 1 E S 2 E		L O C A A E S 1 E S 2 E	A E S 1 E S 2 E
T Q U X T Q U V T B U T B P T B D 長期 T B A E S 1 E S 2 E (T C) (T W) (T B W) (I S L O C A)	炉心損傷前 (T C) (T W) (T B W) (I S L O C A)		後期 (T W) (T B W) 早期 (T C) (I S L O C A)		(T W) (T B W) (T C) (I S L O C A)

() は格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンスを示す

第 4.1.1.5-1 図 解析対象とする事故シーケンス分類

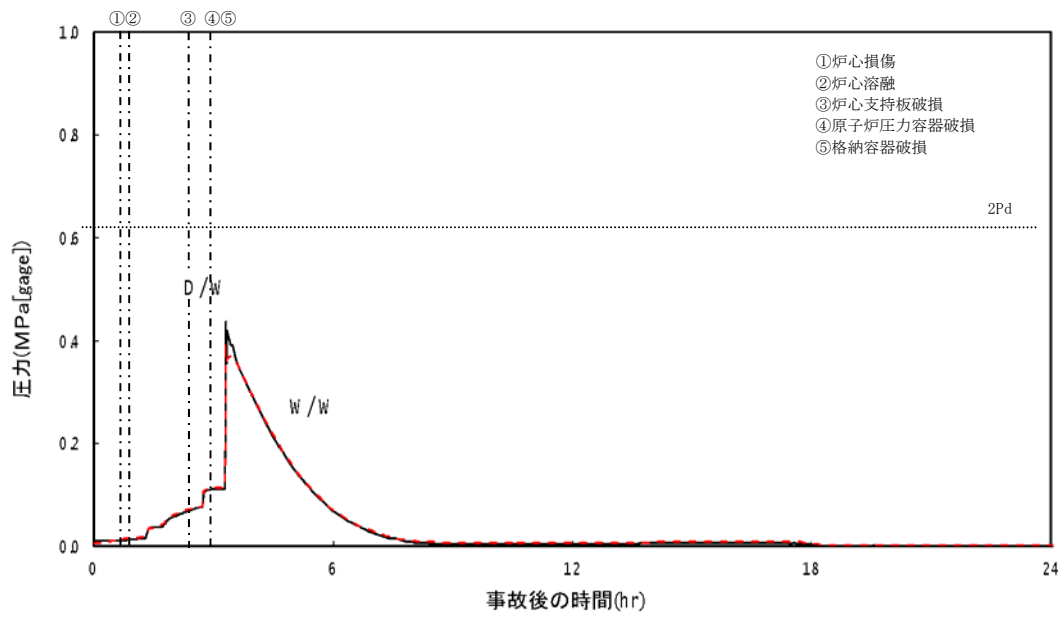


格納容器圧力

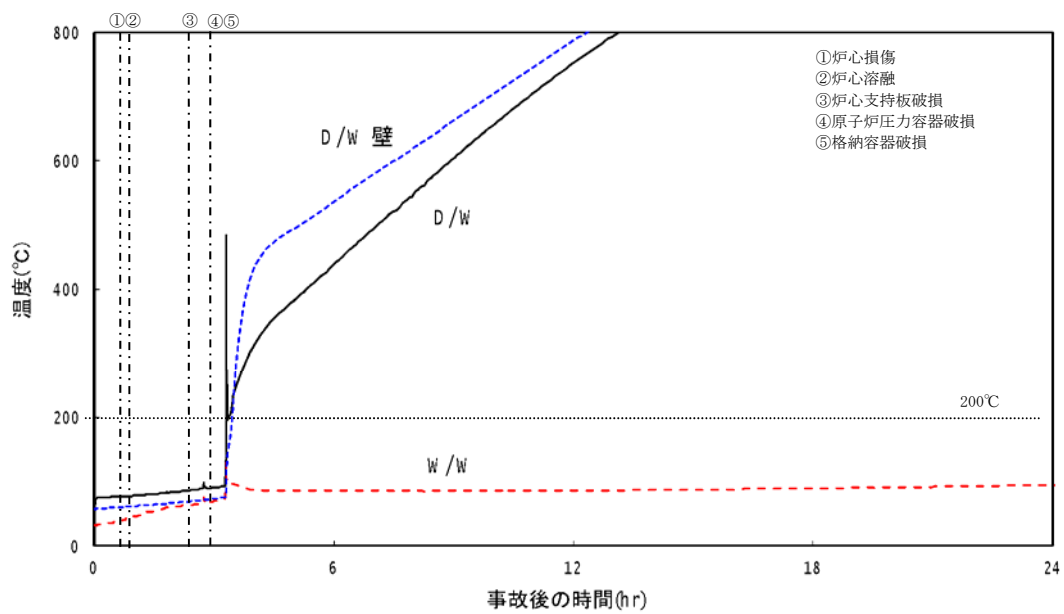


格納容器温度

第 4. 1. 1. 5－2(a) 図 代表事故シーケンスの事故進展（TQUV）

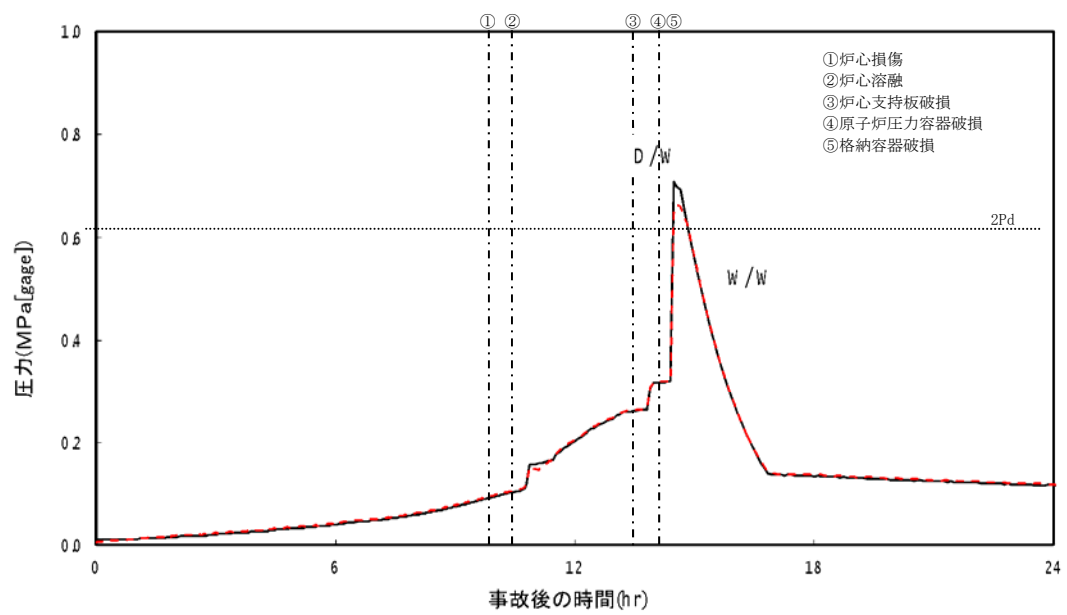


格納容器圧力

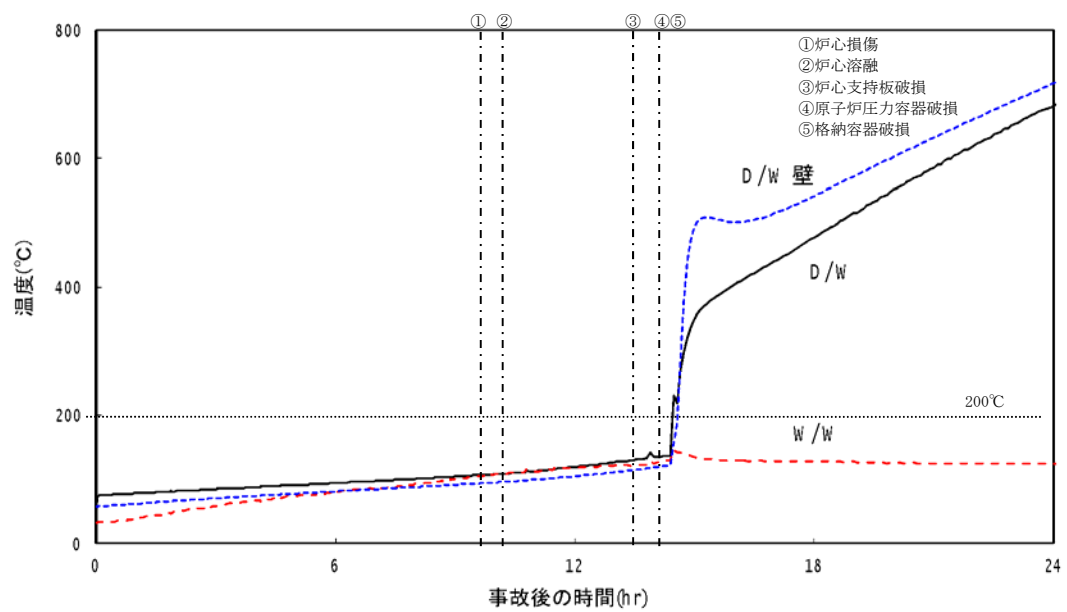


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(b) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (TQUX)

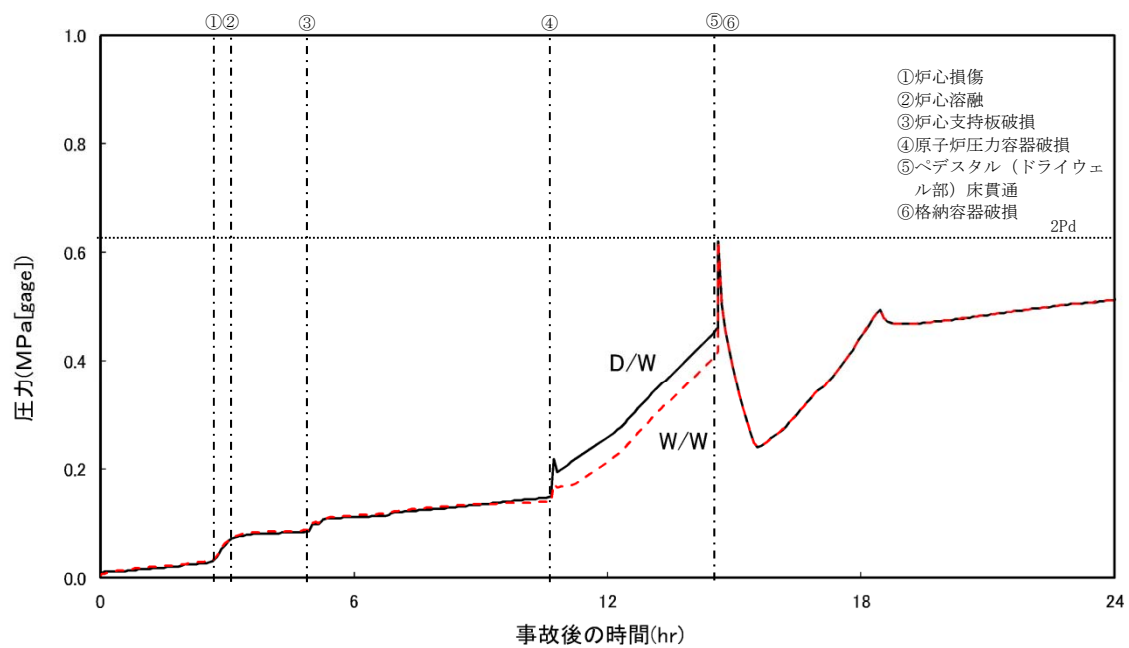


格納容器圧力

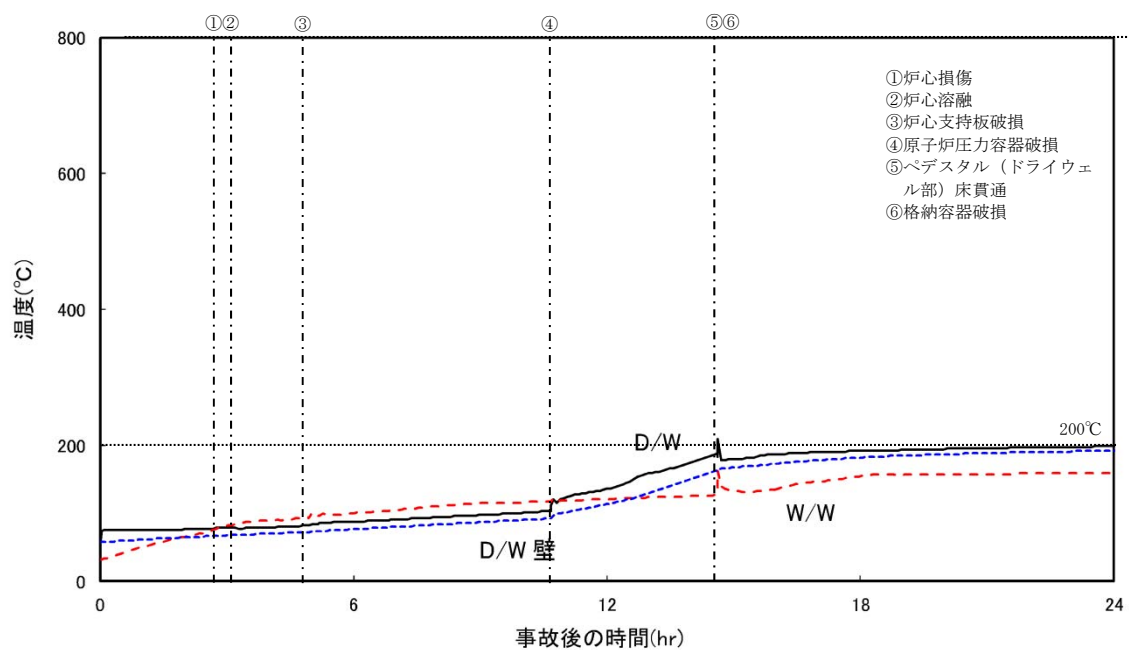


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(c) 図 代表事故シーケンスの事故進展（長期 T B）

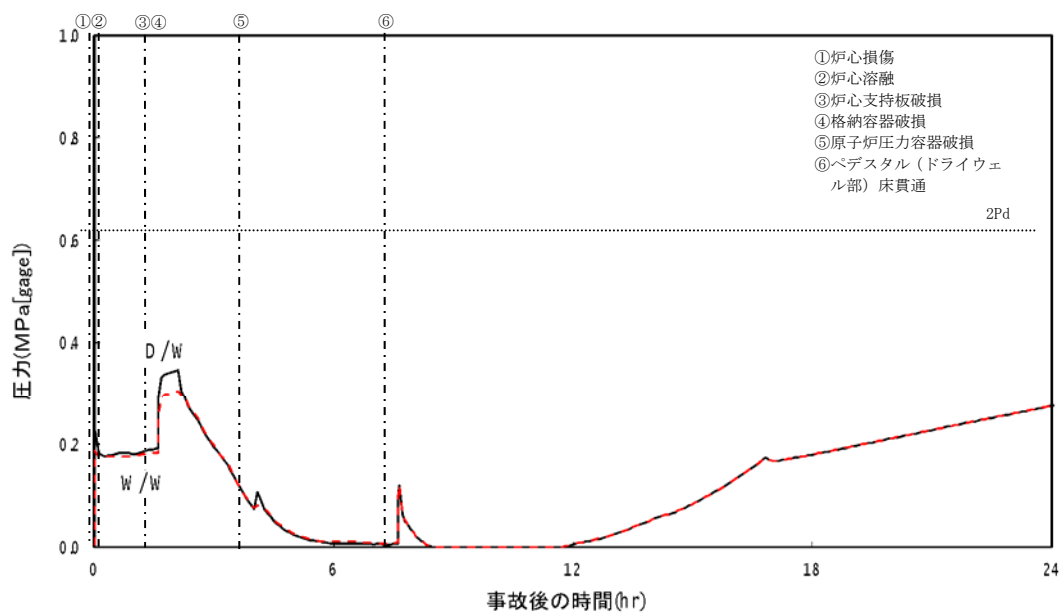


格納容器圧力

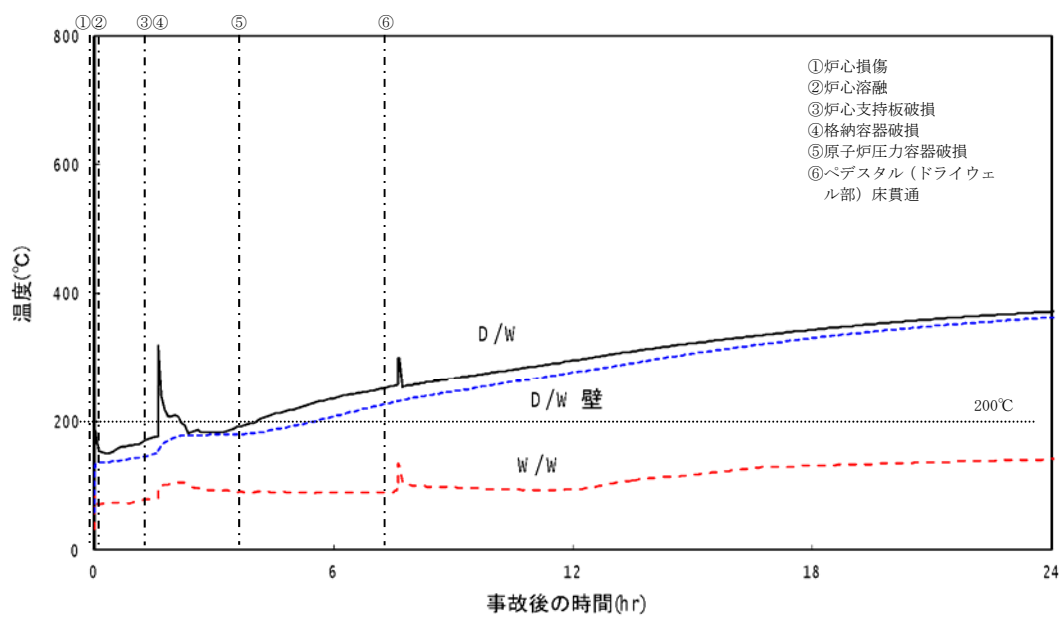


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(d) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (T B P)

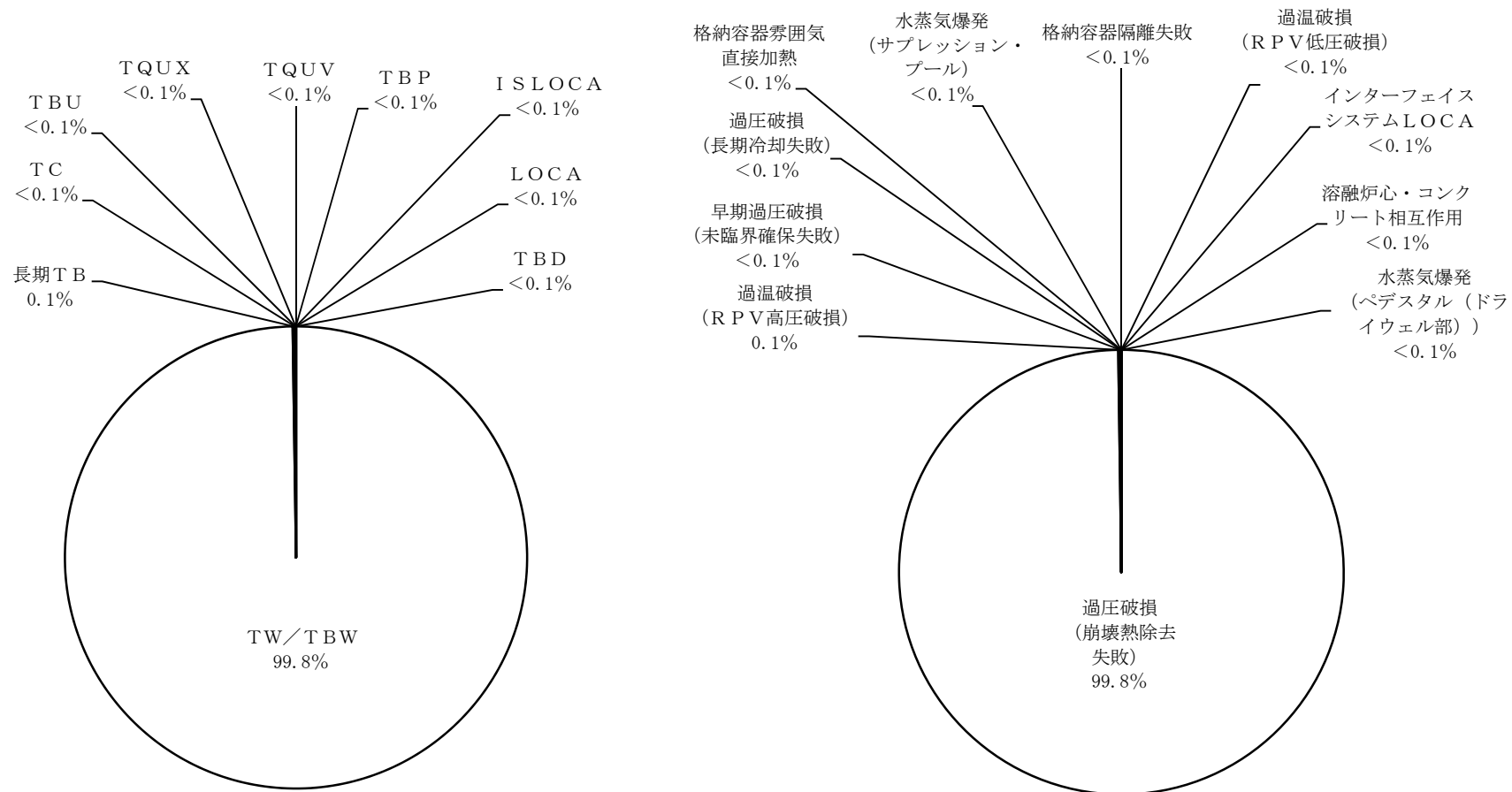


格納容器圧力

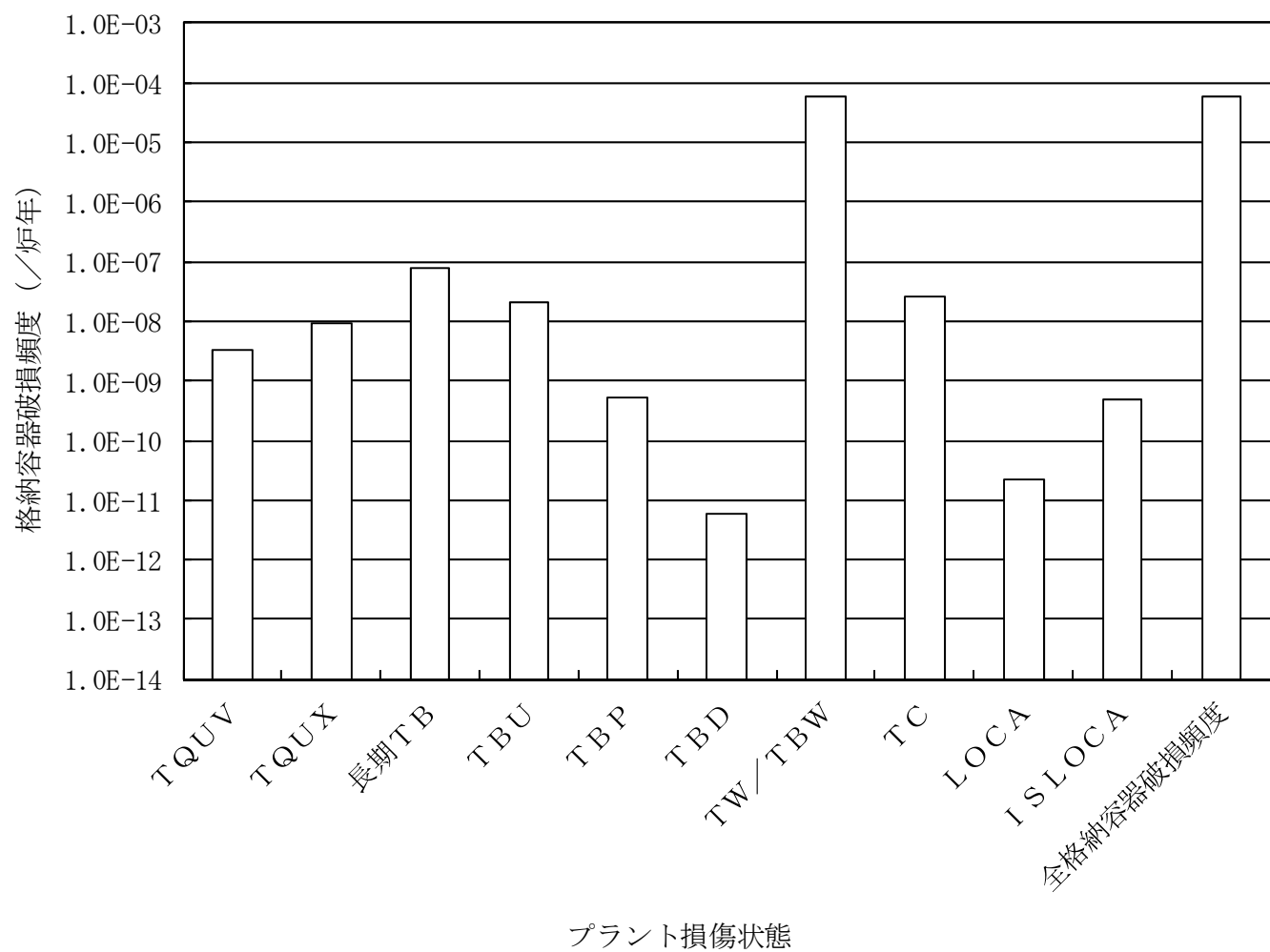


格納容器温度

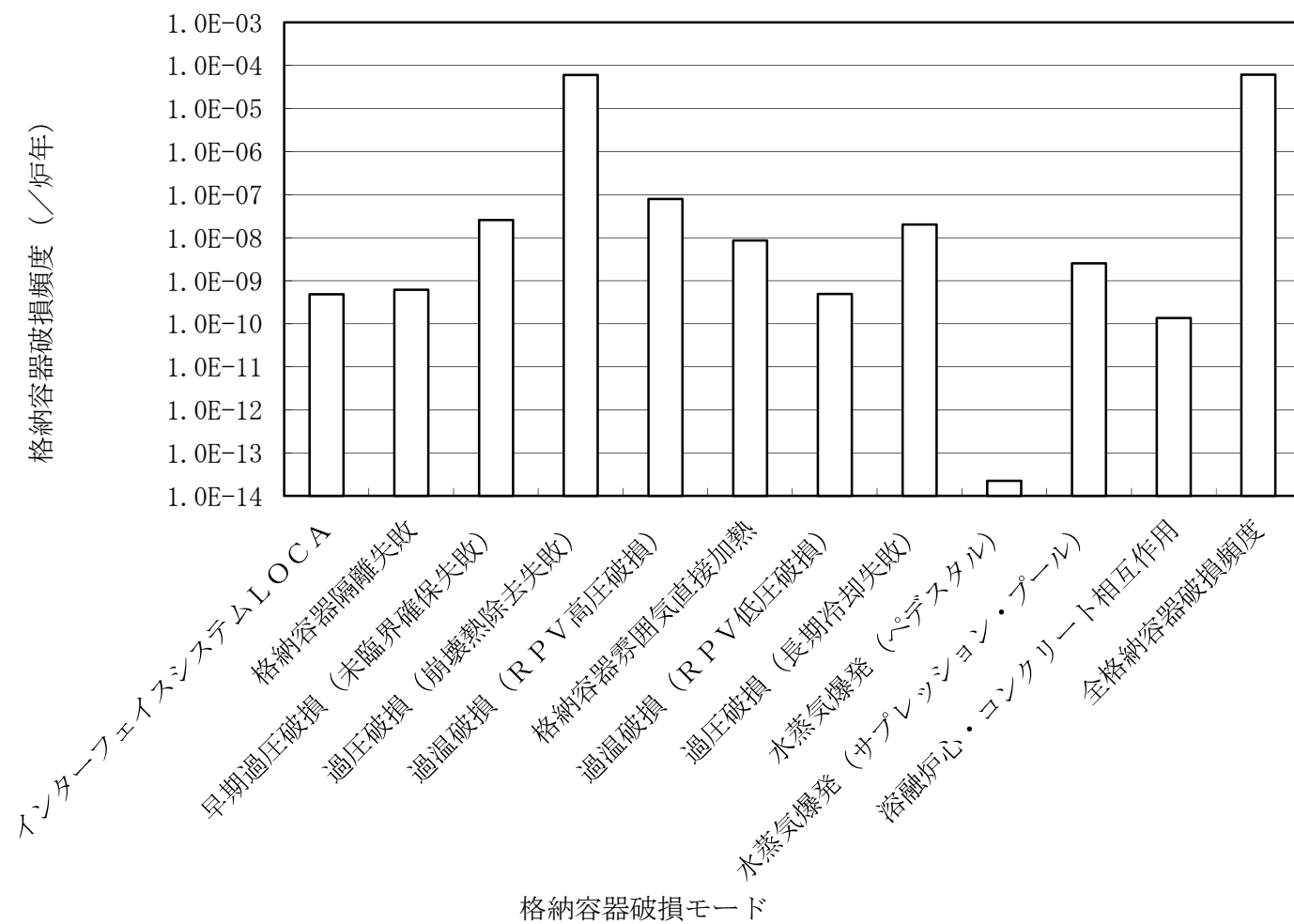
第 4.1.1.5-2(e) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (A E)



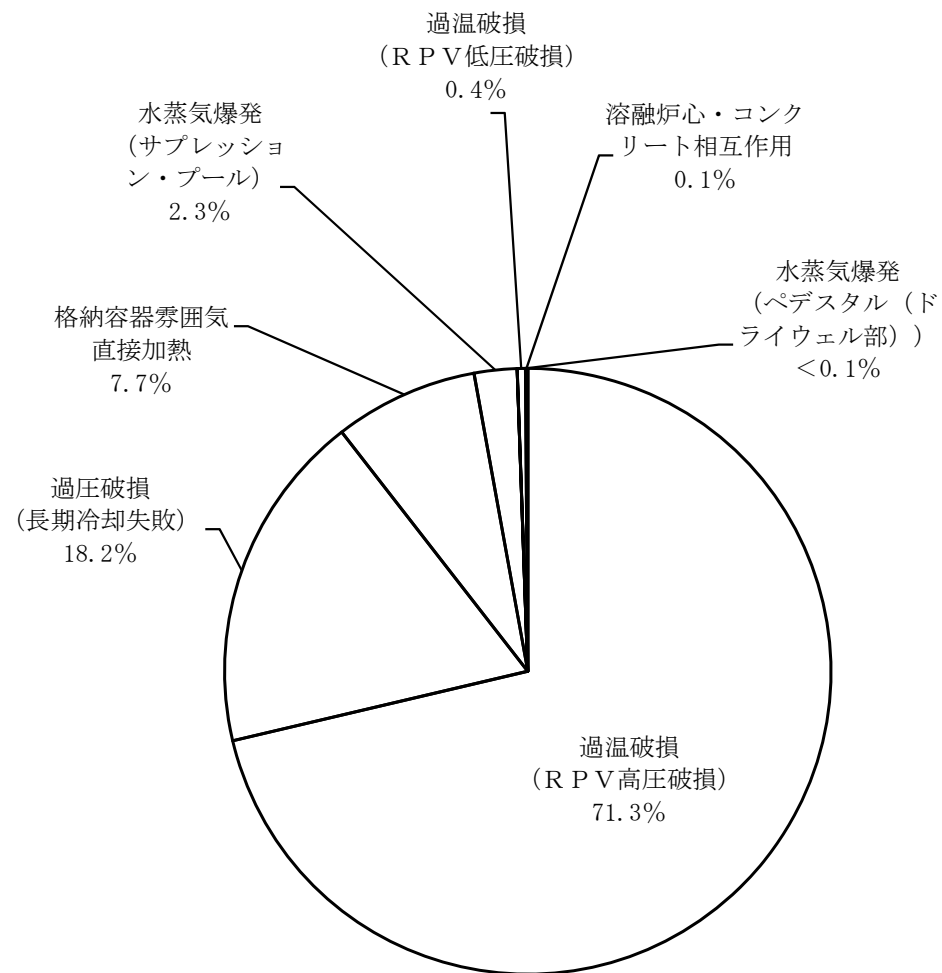
第 4.1.1.6-1 図 プラント損傷状態別及び格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合



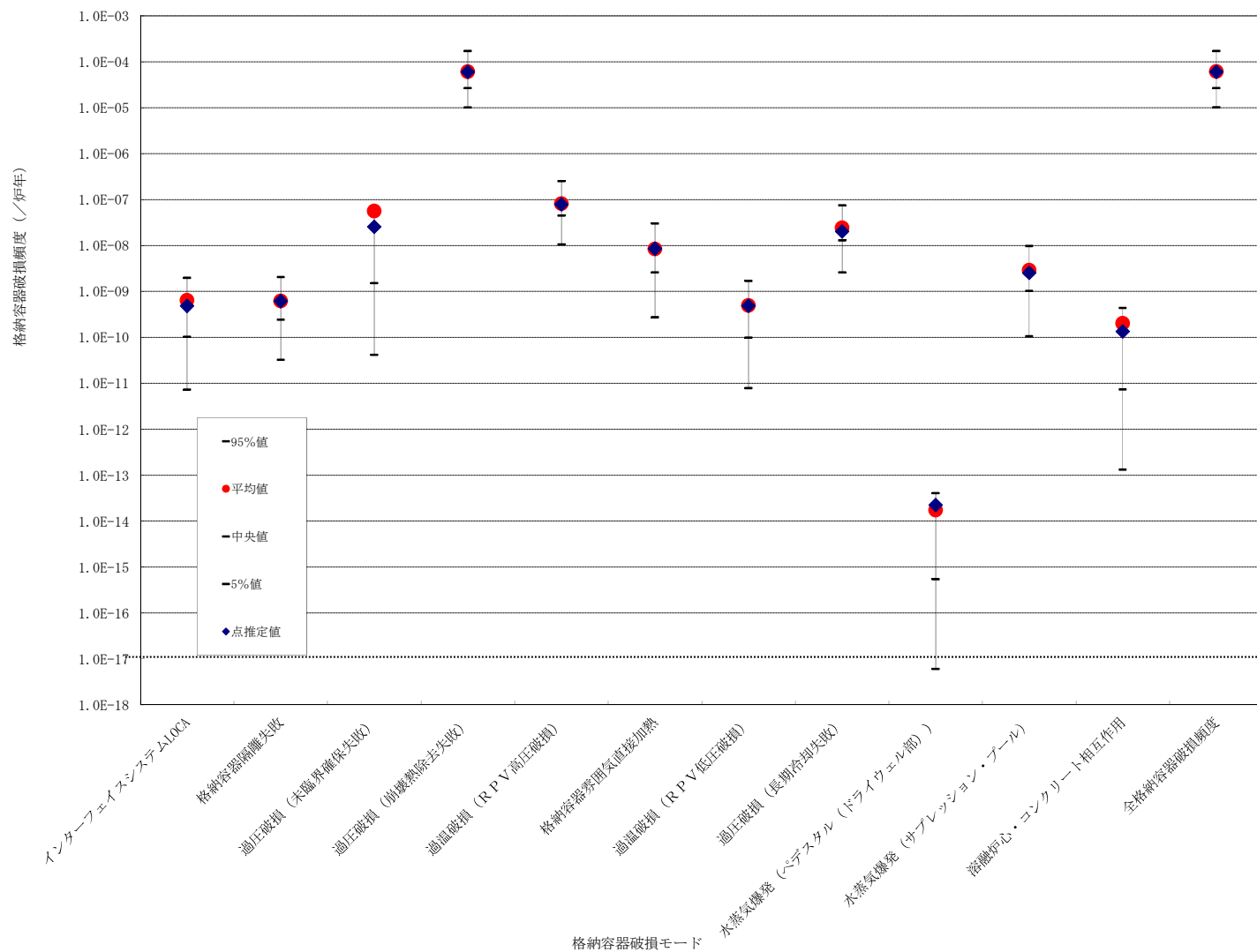
第 4.1.1.6-2 図 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度



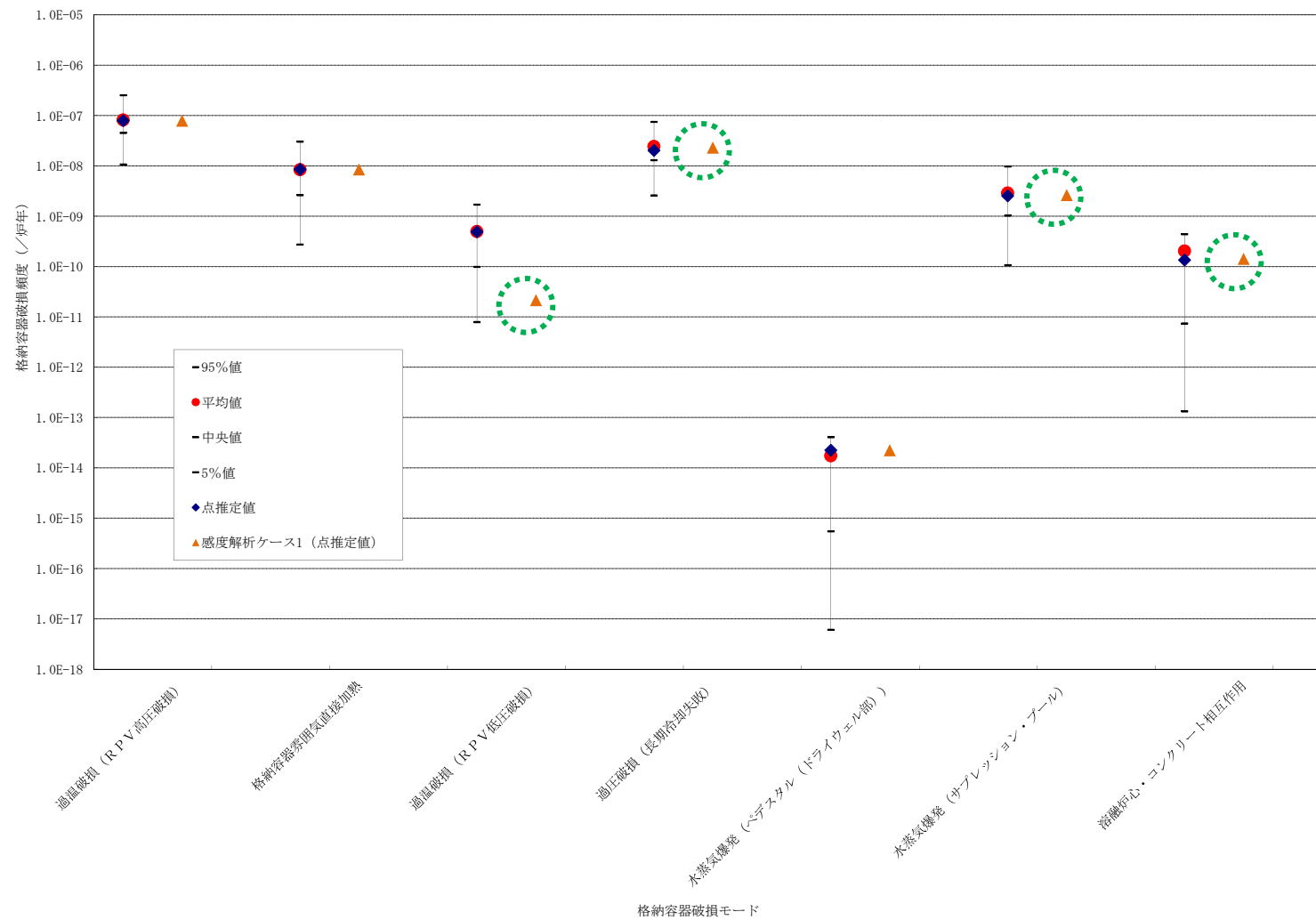
第 4.1.1.6-3 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度



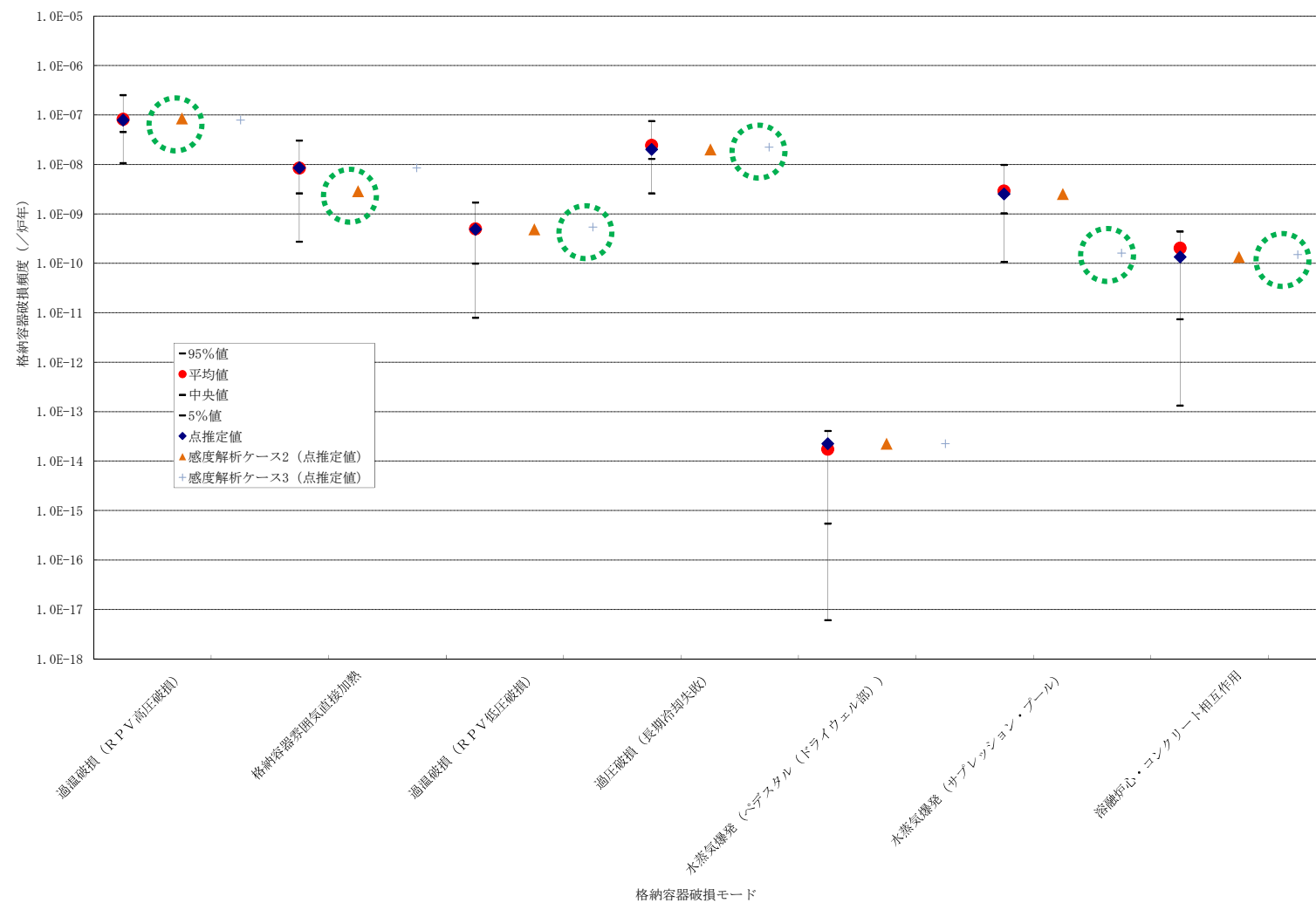
第 4.1.1.6-4 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合（格納容器先行破損及び格納容器バイパス除外）



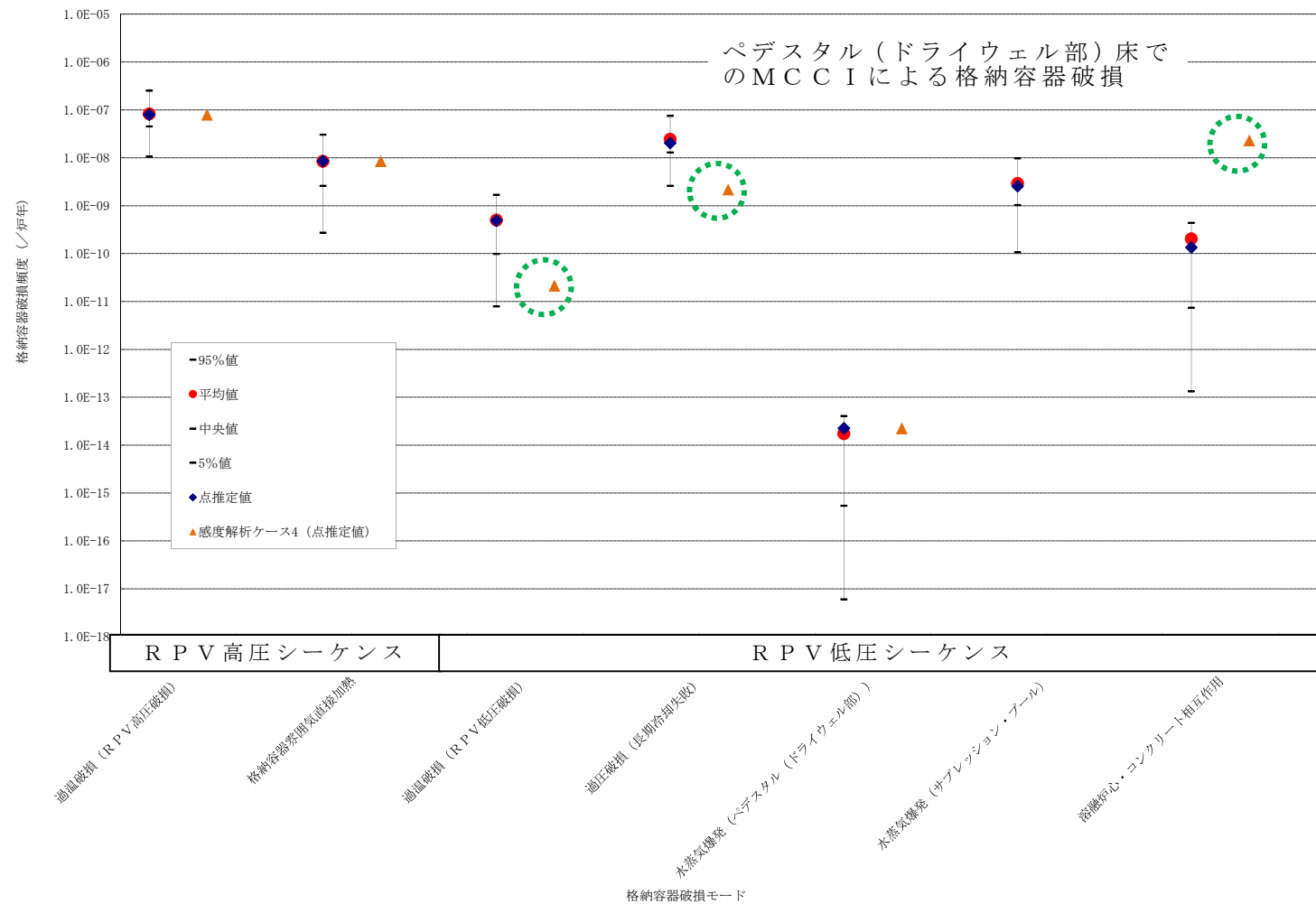
第 4.1.1.7-1 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度 (不確実さ解析)



第 4.1.1.7-2 図 モデル上の仮定に係る感度解析結果
(格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)



第 4.1.1.7-3 図 物理化学現象による C F P に係る感度解析結果
(格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)



第 4.1.1.8-1 図 M a r k - II 型格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果
(格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)

II 原子炉格納容器の温度及び圧力に 関する評価

目 次

1. 評価の概要

(1) はじめに	1
(2) 原子炉格納容器の概要	1
(3) 限界温度・圧力の設定	1
(4) 評価内容及び評価結果の概要	3
a. 評価対象	3
b. 機能喪失要因	5
c. 評価方法	6
d. 評価結果の概要	10
(5) まとめ	47

1. 評価の概要

(1) はじめに

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価において、原子炉格納容器の評価温度及び圧力をそれぞれ 200℃、2Pd (0.62MPa[gage]、Pd：最高使用圧力 (0.31MPa[gage])) としていることから、以下にその根拠と妥当性を示す。

(2) 原子炉格納容器の概要

東海第二発電所の原子炉格納容器は、鋼製円錐フラスタム形のドライウエル、鋼製円筒形のサプレッション・チェンバから構成される、M a r k－Ⅱ型鋼製格納容器である。

原子炉格納容器の耐圧機能及び気密機能は、設計基準事故時の環境条件に基づき設計しており、最高使用温度はドライウエル 171℃、サプレッション・チェンバ 104.5℃、最高使用圧力は 0.31MPa[gage]である。

建設時の工事計画認可申請（以下「既工認」という。）において、最高使用温度、圧力を用いた強度評価を行い、設計基準事故時において構造が健全であることを確認している。

(3) 限界温度・圧力の設定

原子炉格納容器の評価温度及び圧力については、重大事故等時において、原子炉格納容器の機能である放射性物質の閉じ込め機能を確保できるものとする。

原子炉格納容器の限界温度・圧力は、下記の既往研究で得られた知見に加え、重大事故等対策の有効性評価における事故シナリオを考慮し実施した試験等による原子炉格納容器の破損・漏えい限界に対し、余裕を

考慮した値として 200℃，2Pd を設定している。

【既往研究】

- a．財団法人 原子力発電技術機構「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書（平成 15 年 3 月）」（以下「NUPEC 試験」という。）
- b．電力共同研究「格納容器電気ペネトレーションの特性確認試験（昭和 62 年度）」（以下「電気ペネ共研」という。）

上記の既往研究では，事故時の放射性物質の閉じ込め機能確保の観点から，「構造健全性」「シール部の機能維持」に着目した破損モードを抽出し，評価対象部位を選定して健全性評価をしており，200℃，2Pd に対して，原子炉格納容器の健全性が確保される知見を得ている。

具体的には，既往研究「a．NUPEC 試験」では，鋼製格納容器ハッチ部のボルト締付部について，ハッチ部のシール機能喪失挙動の把握及び機能喪失に関する裕度を確認するため，実機ハッチ部分を模擬したハッチモデル試験を行っている。また，電気配線貫通部モジュールを対象として，200℃，0.8MPa における気密性の確認と漏えいが発生する温度・圧力条件の確認試験を行っている。

既往研究「b．電気ペネ共研」では，電気配線貫通部モジュールについて，実機の電気配線貫通部の構造を反映した試験体を用い，LOCA 時の圧力，温度条件を超える条件下で気密性能について検証を行い，シール部の健全性確認を行っている。

(4) 評価内容及び評価結果の概要

以下 a. ～ d. に評価内容及び評価結果の概要を示す。

a. 評価対象

重大事故等時に放射性物質の閉じ込め機能を確保するためには、200℃、2Pd の環境下における原子炉格納容器本体等の構造健全性を確認する必要がある。また、福島第一原子力発電所事故において、原子炉格納容器からの漏えい要因の一つとして推定されている開口部等のシール部についても、200℃、2Pd の環境下での機能維持を確認する必要がある。

このことから、原子炉格納容器本体に加えて、開口部及び貫通部の構成部品、また、ガスケットの劣化及びシート部の開口に伴いリークパスになる可能性があるシール部について評価する。

評価対象となる原子炉格納容器バウンダリ構成部を以下に示す。また、バウンダリ構成部の概要図を第 1 図に示す。

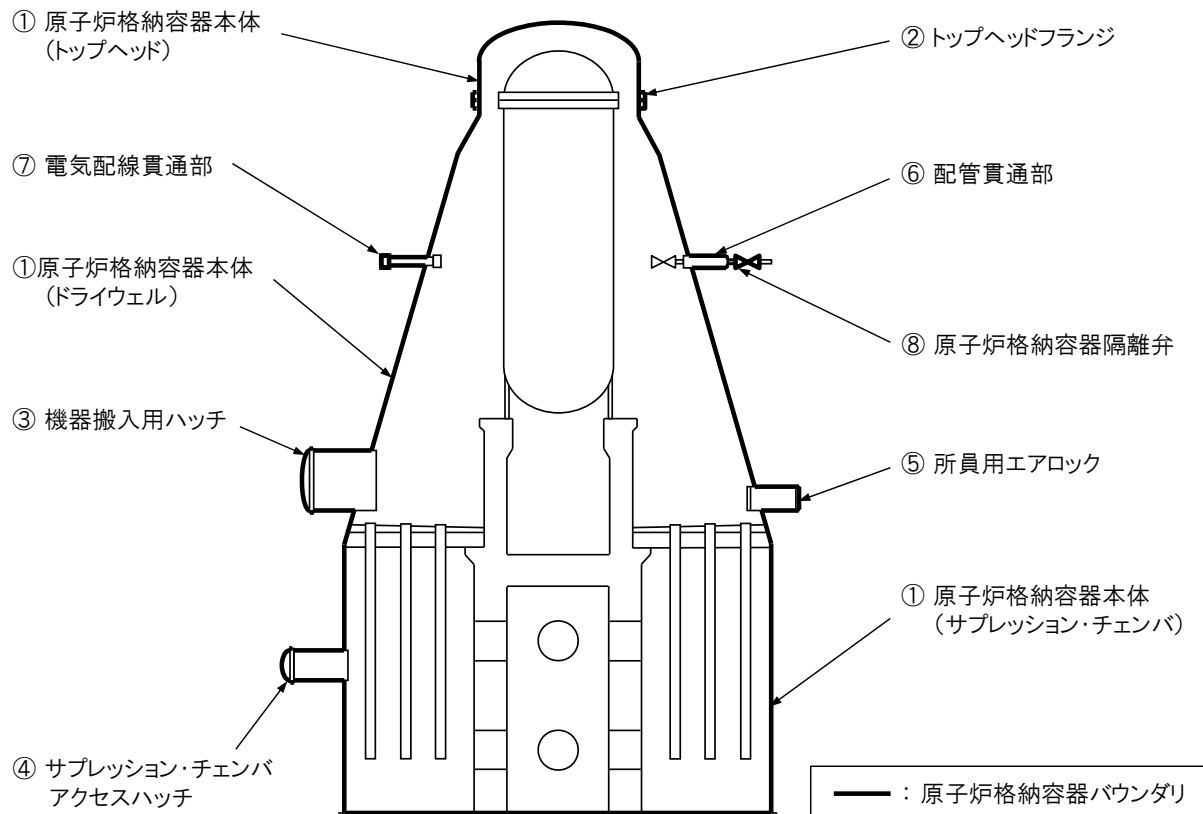
- ① 原子炉格納容器本体
- ② トップヘッドフランジ
- ③ 機器搬入用ハッチ
- ④ サプレッション・チェンバアクセスハッチ
- ⑤ 所員用エアロック
- ⑥ 配管貫通部
 - ・接続配管
 - ・スリーブ
 - ・平板類※、セーフエンド、伸縮継手

※：平板、穴あき平板、フランジ、ボルト締め平板、フルードヘッド

⑦ 電気配線貫通部

・アダプタ，ヘッダ，モジュール

⑧ 原子炉格納容器隔離弁



第 1 図 原子炉格納容器バウンダリ構成部の概要図

b. 機能喪失要因

原子炉格納容器バウンダリ構成部の重大事故時における放射性物質の閉じ込め機能喪失の要因（以下「機能喪失要因」という。）として、原子炉格納容器内の温度、圧力条件や原子炉格納容器本体の変形から、第1表に示す機能喪失要因が想定される。

第1表 評価対象における機能喪失要因

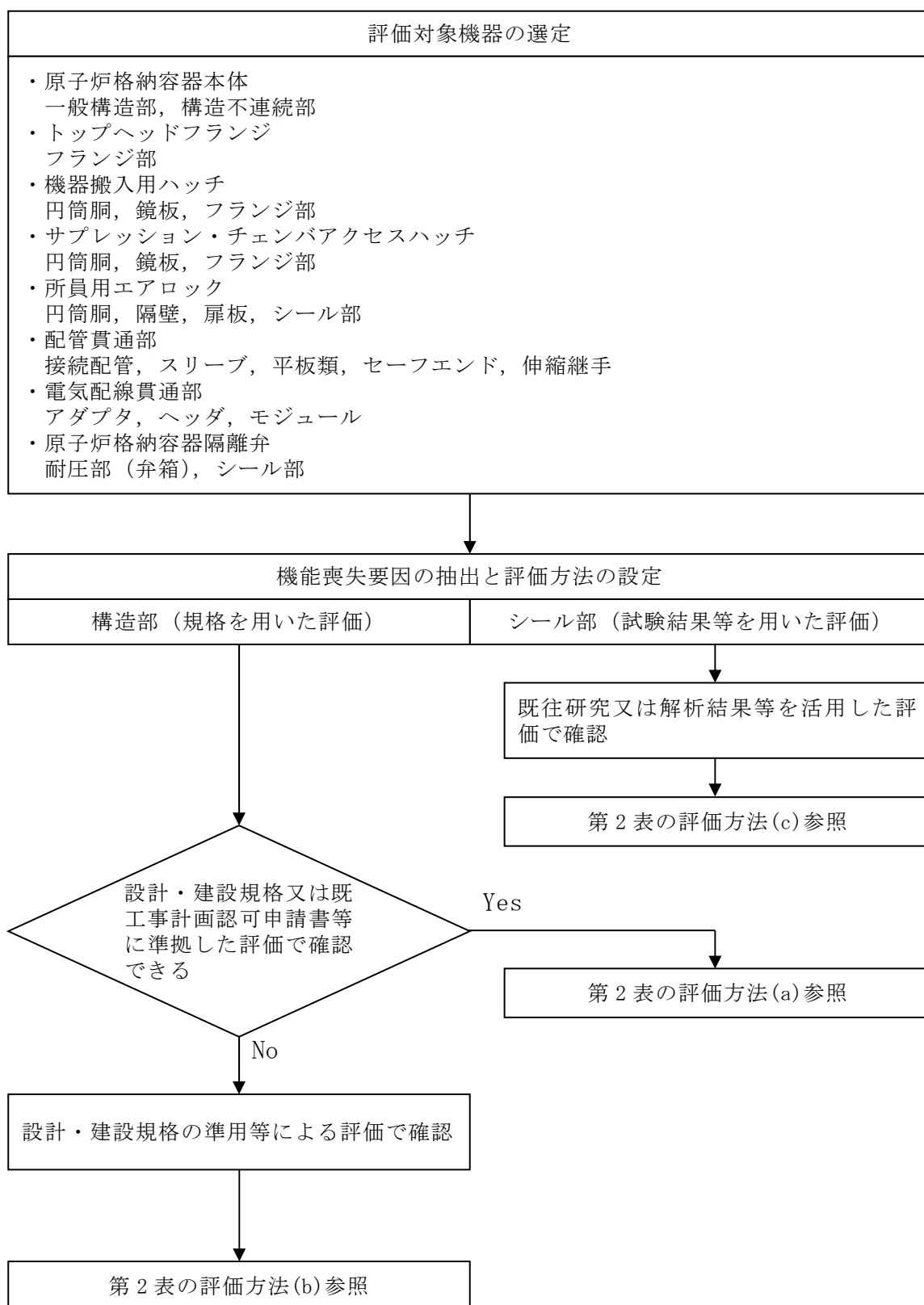
評価対象		機能喪失要因	
		構造部	シール部
①原子炉格納容器本体 (トップヘッド, ドライウェル, サプレッション・チェンバ)	一般構造部	延性破壊	—
	構造不連続部	延性破壊	—
②トップヘッドフランジ	フランジ部	延性破壊	開口, シール材劣化
③機器搬入用ハッチ	円筒胴	延性破壊	—
	鏡板	延性破壊	—
	フランジ部	延性破壊	開口, シール材劣化
④サプレッション・チェンバ アクセスハッチ	円筒胴	延性破壊	—
	鏡板	延性破壊	—
	フランジ部	延性破壊	開口, シール材劣化
⑤所員用エアロック	円筒胴, 隔壁	延性破壊	—
	扉板	—	開口, シール材劣化
	シール部 (扉以外)	—	シール材劣化
⑥配管貫通部	接続配管	延性破壊	—
	スリーブ (本体・取付部)	延性破壊	—
	平板類	延性破壊	開口, シール材劣化
	セーフエンド	延性破壊	—
	伸縮継手	疲労破壊	—
⑦電気配線貫通部	アダプタ	延性破壊	—
	ヘッダ	延性破壊	—
	モジュール	—	シール材劣化
⑧原子炉格納容器隔離弁	耐圧部 (弁箱)	延性破壊	—
	シール部	—	シール材劣化

c. 評価方法

各評価対象に対し放射性物質の閉じ込め機能を確保できる判断基準を設定し、以下の(a)～(c)のいずれかの方法により評価し、200℃、2Pdの環境下での構造健全性及びシール部の機能維持を確認する。

- (a) 「発電用原子力設備規格（設計・建設規格（2005年版（2007年追補版含む。））J S M E S NC1-2005／2007）」（以下「設計・建設規格」という。）又は既工認等に準拠した評価
- (b) 設計・建設規格の準用等による評価
- (c) 既往研究又は解析結果等を活用した評価

評価方法による評価対象の分類を第2図及び第2表に示す。



第 2 図 評価方法による評価対象の分類

第2表 評価対象の分類及び評価内容 (1/2)

評価対象		想定される 機能喪失要因	評価方法 ※1	評価方法の概要	判定基準
原子炉 格納容器 本体	一般構造部，構造 不連続部	延性破壊 (一般構造部)	(b)	原子炉格納容器本体の一般構造部について，設計・建設規格の評価式を準用し，200℃にお ける 2/3Su 値が発生するときの許容圧力を算出（簡易手法）。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上 0.62MPa[gage] (2Pd)+SA 時 の水頭圧以上
			(b)	既工認の評価値を準用し，2/3Su 値（200℃）に相当する許容応力を評価。	許容応力以下
		延性破壊 (構造不連続部)	(b)	既工認の評価値を準用し，Su 値（200℃）に相当する許容応力を評価。 (原子炉格納容器基部について，念のため疲労累積係数を評価。)	許容応力以下 (疲労累積係数 1 以下)
ハ ッ チ 類	トップヘッドフラ ンジ	延性破壊 (フランジ，ボルト)	(a)	フランジについて，設計・建設規格の評価式に準拠し，200℃，2Pd における応力を評価。 締付けボルトについて，既工事計画認可申請書で実績のある評価に基づき発生応力を評価。	許容応力以下
		開口，高温劣化 (シール部)	(c)	有限要素法を用いた弾塑性解析結果による開口量評価及びガスケットの試験結果に基づき 評価を実施。	シール部が健全であること
	機器搬入用ハッチ	延性破壊 (円筒胴，鏡板，フラン ジ，ボルト)	(b)	既工認の評価値を準用し，Su 値（200℃）に相当する許容応力を評価。	許容応力以下
			(b)	円筒胴及び鏡板について，設計・建設規格の評価式を準用し，2/3Su 値（200℃）に相当す る許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
			(a)	締付けボルトについて，既工事計画認可申請書で実績のある評価に基づき発生応力を評価。	許容応力以下
		開口，高温劣化 (シール部)	(c)	有限要素法を用いた弾塑性解析結果による開口量評価及びガスケットの試験結果に基づき 評価を実施。	シール部が健全であること
	サブプレッション・ チェンバアクセス ハッチ	延性破壊 (円筒胴，鏡板，フラン ジ，ボルト)	(b)	既工認の評価値を準用し，Su 値（200℃）に相当する許容応力を評価。	許容応力以下
			(b)	円筒胴及び鏡板について，設計・建設規格の評価式を準用し，2/3Su 値（200℃）に相当す る許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) +SA 時 の水頭圧以上
			(a)	締付けボルトについて，既工事計画認可申請書で実績のある評価に基づき発生応力を評価。	許容応力以下
		開口，高温劣化 (シール部)	(c)	有限要素法を用いた弾塑性解析結果による開口量評価及びガスケットの試験結果に基づき 評価を実施。	シール部が健全であること
	所員用エアロック	延性破壊 (円筒胴)	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し，2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
		延性破壊 (隔壁)	(b)	既工認の評価値を準用し，Su 値（200℃）に相当する許容応力を評価。	許容応力以下
		開口，高温劣化 (扉板シール部)	(b)	機械工学便覧のはりのたわみ計算式を用いた開口量評価及びガスケットの試験結果に基づ き評価を実施。	シール部が健全であること
		開口，高温劣化 (その他シール部)	(c)	シール材について，ガスケットの試験結果及び材料特性により耐性を評価。	シール部が健全であること

第 2 表 評価対象の分類及び評価内容 (2/2)

評価対象		想定される 機能喪失要因	評価方法 ※1	評価方法の概要	判定基準
配管貫通部	接続配管	延性破壊	(a)	代表配管について、設計・建設規格の評価式に準拠し、原子炉格納容器変位に伴う発生応力を評価。	許容応力以下 (疲労累積係数 1 以下)
	スリーブ	延性破壊 (スリーブ本体)	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し、2/3Su 値 (200℃) に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
		延性破壊 (スリーブ取付部)	(b)	原子炉格納容器内圧及び配管からの荷重を考慮して、既工認と同様の手法で発生応力を評価。	許容応力以下
	平板類	延性破壊 (ボルト締め平板)	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し、2/3Su 値 (200℃) に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
		延性破壊 (フランジ, ボルト)	(b)	設計・建設規格を適用し、J I S B 8265 に基づいて 200℃, 2Pd におけるフランジの発生応力及びボルトの必要総有効断面積を評価。	許容応力以下 総有効断面積以下
		開口, 高温劣化 (シール部)	(b)	文献の理論式を用いて 200℃, 2Pd における開口量評価及びガスケットの試験結果に基づき評価を実施。	シール部が健全であること
	セーフエンド	延性破壊	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し、2/3Su 値 (200℃) に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
	伸縮継手	疲労破壊	(a)	設計・建設規格の評価式を準拠し、低サイクル疲労に対する疲労累積係数を評価。	疲労累積係数 1 以下
電気配線貫通部	アダプタ	延性破壊	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し、2/3Su 値 (200℃) に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
	ヘッダ	延性破壊	(b)	設計・建設規格の評価式を準用し、2/3Su 値 (200℃) に相当する許容圧力を評価。※2	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
	モジュール	高温劣化 (シール部)	(c)	電気ペネ共研, NUPEC 試験等の結果により、200℃, 2Pd における耐漏えい性を評価。	設計漏えい量以下
原子炉格納容器隔離弁	不活性ガス系 バタフライ弁	延性破壊	(a)	レーティング設計 (圧力クラス 1.03MPa) の 200℃における許容圧力により評価。	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
		高温劣化 (シール部)	(c)	実機を模擬した漏えい確認試験 (200℃, 2Pd 以上) により評価。	設計漏えい量以下
	TIP ボール弁	延性破壊	(a)	レーティング設計 (圧力クラス 1.03MPa) の 200℃における許容圧力により評価。	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上
		高温劣化 (シール部)	(c)	シール材について、ガスケットの試験結果より耐性を評価。	シール部が健全であること

※ 1 : (a) 設計・建設規格又は既工認等に準拠した評価

(b) 設計・建設規格の準用等による評価

(c) 既往研究及び解析結果等を活用した評価

※ 2 : 設計・建設規格における必要な厚さを求める式により許容圧力を算出

d. 評価結果の概要

評価結果の概要を以下に示す。

① 原子炉格納容器本体

(a) 評価方針

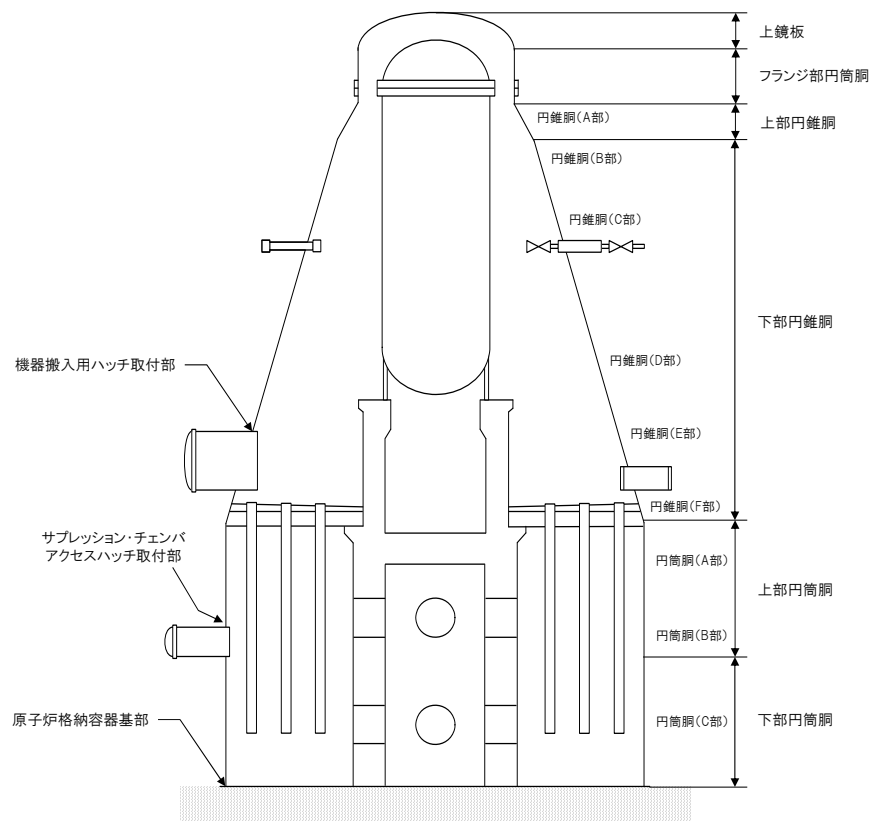
原子炉格納容器本体は、円錐フラスタム形のドライウェル、円筒形のサプレッション・チェンバから構成されている。

原子炉格納容器本体の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が一般構造部に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外とする。

したがって、原子炉格納容器本体の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受けることによって生じる、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

本評価では、200℃、2Pd での原子炉格納容器本体の構造部における健全性確認について、規格を用いた評価、既工認で実施した評価結果を用いた評価を実施する。

原子炉格納容器本体の評価対象を第 3 図に示す。



第 3 図 原子炉格納容器本体の評価対象

(b) 評価

原子炉格納容器の一般構造部について、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

また、原子炉格納容器本体の応力評価として、既工認にて認可された値を適用し、原子炉格納容器の限界温度 200°C 、限界圧力 $2Pd$ の条件における構造健全性を確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、原子炉格納容器については、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・簡易評価の結果, 一般構造部の許容圧力は $2P_d$ 以上であり, 200°C , $2P_d$ の環境においても, 構造健全性が確保されることを確認した。
- ・既工認にて認可された値を用いて, 200°C , $2P_d$ の環境における荷重条件で評価を実施し, 構造健全性が確保されていることを確認した。

② トップヘッドフランジ

(a) 評価方針

トップヘッドフランジの構造強度上考慮すべき機能喪失要因として、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外とする。

シール部については、内圧が低い段階ではボルトの締め付けにより開口は抑制されるが、内圧の上昇に伴って開口量が増加することにより、外部への漏えい経路を形成する。

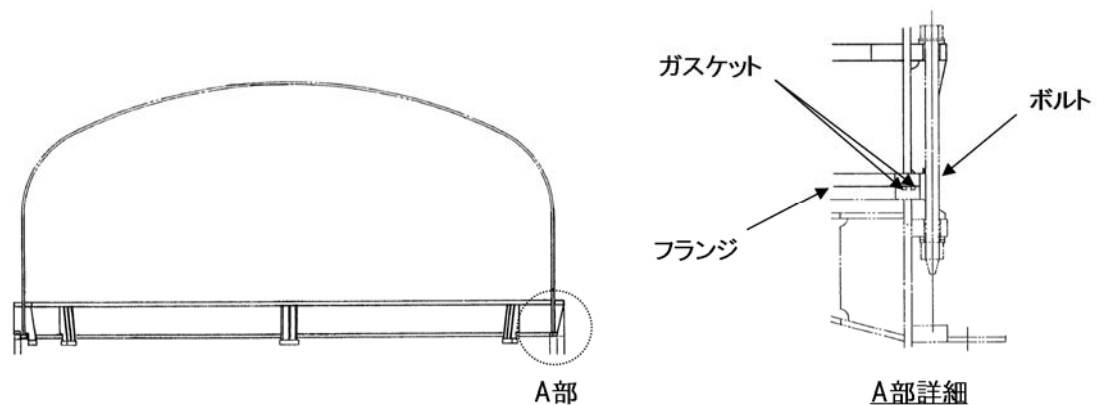
また、フランジが開口してもフランジの密閉性を担保しているシール材が健全であれば、シール材が開口に追従するため外部への漏えいを防止することができるが、重大事故環境に晒されると、シール材が高温劣化し、フランジの開口に追従できなくなりシール機能の低下が想定される。

したがって、トップヘッドフランジの機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊、また、シール部のフランジ開口量及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下を考える。

本評価では、200℃、2Pd でのトップヘッドフランジの構造部及びシール部における健全性確認について、規格を用いた評価及び試験結果等を用いた評価を実施する。

シール材については、改良 E P D M 製シール材による評価を実施する。

トップヘッドフランジの評価対象を第 4 図に示す。



第4図 トップヘッドフランジの評価対象

(b) 評価

トップヘッドフランジについては，フランジ部の耐圧評価として，原子炉格納容器温度・圧力が 200°C ， 2Pd におけるフランジ部の一次応力評価を行い，発生応力が許容応力以下であることを確認する。

また，トップヘッドフランジの締付けボルトについて， 200°C ， 2Pd における強度を評価する。

原子炉格納容器の重大事故時の過温，過圧時におけるフランジ開口量を評価するために，FEM解析を用いてトップヘッドフランジ部における開口量の評価を行うとともに，改良EPDM製シール材による事故時の格納容器閉じ込め機能を確認するために，圧縮永久ひずみ試験結果をもとに格納容器限界開口量を評価し，重大事故時におけるフランジ開口量と比較することで格納容器閉じ込め機能の評価する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり，トップヘッドフランジについては， 200°C ， 2Pd 環境下でも，放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・ トップヘッドフランジについて、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格 PVE-3700 を適用し、J I S B 8265「圧力容器の構造一般事項」に基づいてフランジの発生応力について算出した結果、各発生応力とも許容応力を下回っており、200℃、2Pd 条件下においてトップヘッドフランジの構造健全性を確認した。
- ・ トップヘッドフランジの締付けボルトについて、200℃、2Pd における強度を、既工認の強度計算書をベースに評価した結果、発生応力は、許容応力以下であることから、締付けボルトは 200℃、2Pd において健全である。
- ・ ガスケット（改良 E P D M 製シール材）の事故時環境における劣化特性を考慮しても 200℃、2Pd におけるフランジ開口量は、許容開口量以下となり、シール機能が維持されることを確認した。

③ 機器搬入用ハッチ

(a) 評価方針

機器搬入用ハッチは，原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴及び鏡板によって原子炉格納容器バウンダリを構成しており，原子炉格納容器の内圧が円筒胴及び鏡板に対して内圧として作用する。また，フランジ部はボルトにより固定され，シール部はシール溝が内外二重に配置されており，それぞれにシリコンゴムのガスケットを使用している。

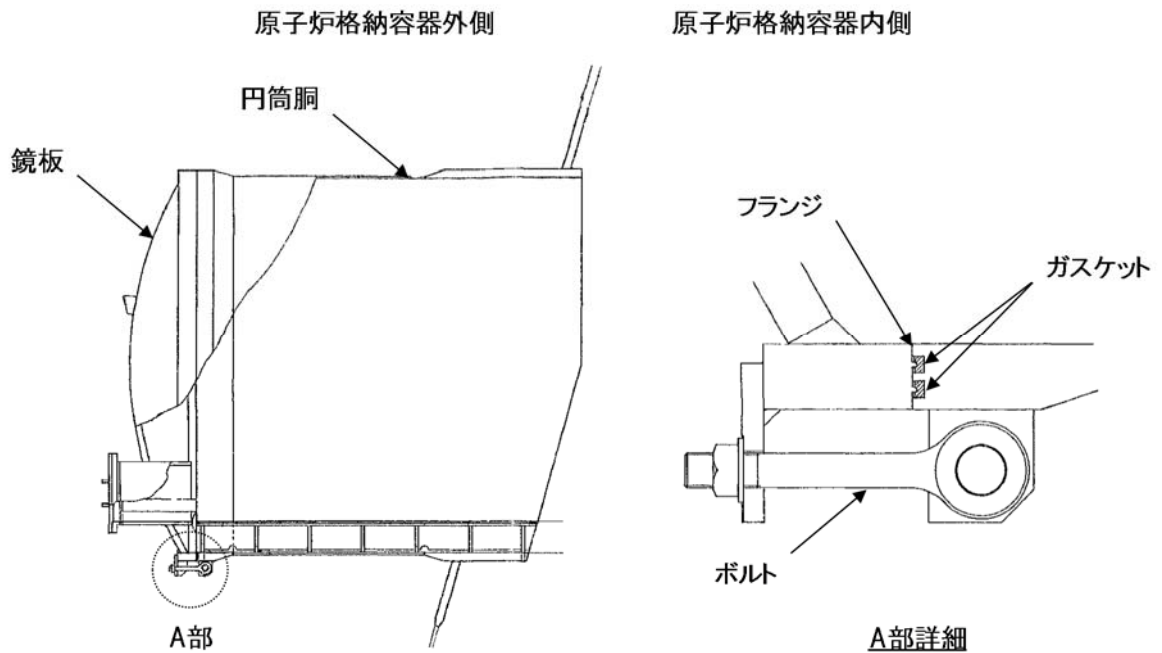
機器搬入用ハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は，脆性破壊，疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃, 2Pd の条件を考慮した場合，脆性破壊が生じる温度域でないこと，繰り返し荷重が作用しないことから，脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外とする。

したがって，機器搬入用ハッチの機能喪失要因は，原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊，また，フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

本評価では，200℃，2Pd での機器搬入用ハッチの構造部及びシール部における健全性確認について，規格を用いた評価及び試験結果等を用いた評価を実施する。

シール材については，改良 E P D M 製シール材による評価を実施する。

機器搬入用ハッチの評価対象を第 5 図に示す。



第 5 図 機器搬入用ハッチの評価対象

(b) 評価

機器搬入用ハッチの構造健全性を確認するため、既工認の値を適用し、原子炉格納容器の限界温度 200°C 、限界圧力 $2P_d$ の条件における応力評価を実施する。

また、円筒胴及び鏡板について、設計・建設規格に定められている円筒胴及び鏡板の内圧に対する必要厚さの算出式を用いて許容圧力が $2P_d$ を上回ることを確認する。

機器搬入用ハッチの締付けボルトについて、 200°C 、 $2P_d$ における強度を評価する。

シール部については、原子炉格納容器の重大事故時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、有限要素法を用いた弾塑性解析結果を活用し、機器搬入用ハッチ部における開口量の評価を行うとともに、改良 EPDM 製シール材による事故時の格納容器閉じ込

め機能を確認するために、圧縮永久ひずみ試験結果をもとに格納容器限界開口量を評価し、重大事故時におけるフランジ開口量と比較することで格納容器閉じ込め機能の評価する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、機器搬入用ハッチについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・既工認にて認可された値を用いて、200℃、2Pd の環境における荷重条件で評価を実施し、構造健全性が確保されていることを確認した。
- ・円筒胴及び鏡板について、設計・建設規格に定められている円筒胴及び鏡板の内圧に対する必要厚さの算出式を用いて許容圧力の評価を実施した結果、2Pd を上回る。
- ・フランジの締付ボルトについて、200℃、2Pd における強度評価の結果、発生応力は、許容応力以下であることから、締付ボルトは 200℃、2Pd において健全である。
- ・ガスケット（改良 E P D M 製シール材）の事故時環境における劣化特性を考慮しても 200℃、2Pd におけるフランジ開口量は、許容開口量以下となり、シール機能が維持されることを確認した。

④ サプレッション・チェンバアクセスハッチ

(a) 評価方針

サプレッション・チェンバアクセスハッチは、原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴及び鏡板によって原子炉格納容器バウンダリを構成しており、原子炉格納容器の内圧が円筒胴及び鏡板に対して内圧として作用する。また、フランジ部はボルトにより固定され、シール部はシール溝が内外二重に配置されており、それぞれにシリコンゴムのガスケットを使用している。

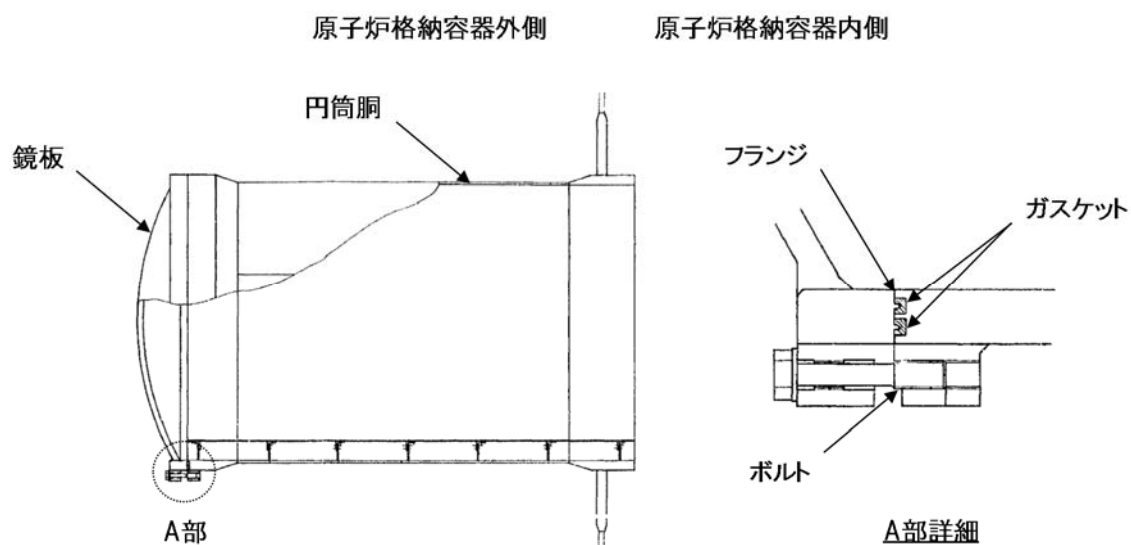
サプレッション・チェンバアクセスハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外とする。

したがって、サプレッション・チェンバアクセスハッチの機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊、また、フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

本評価では、200℃、2Pd でのサプレッション・チェンバアクセスハッチの構造部及びシール部における健全性確認について、規格を用いた評価及び試験結果等を用いた評価を実施する。

シール材については、改良 E P D M 製シール材による評価を実施する。

サプレッション・チェンバアクセスハッチの評価対象を第 6 図に示す。



第 6 図 サプレッション・チェンバアクセスハッチの評価対象

(b) 評価

機器搬入用ハッチの構造健全性を確認するため、既工認の値を適用し、原子炉格納容器の限界温度 200°C 、限界圧力 $2P_d$ の条件における応力評価を実施する。

また、円筒胴及び鏡板について、設計・建設規格に定められている円筒胴及び鏡板の内圧に対する必要厚さの算出式を用いて許容圧力が $2P_d$ を上回ることを確認する。

サプレッション・チェンバアクセスハッチの締付けボルトについて、 200°C 、 $2P_d$ における強度を評価する。

シール部については、原子炉格納容器の重大事故時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、有限要素法を用いた弾塑性解析結果を活用し、サプレッション・チェンバアクセスハッチ部における開口量の評価を行うとともに、改良 EPDM 製シール材による事故時の格納容器閉じ込め機能を確認するために、圧縮永久ひずみ試

験結果をもとに格納容器限界開口量を評価し、重大事故時におけるフランジ開口量と比較することで格納容器閉じ込め機能を評価する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、サプレッション・チェンバークセスハッチについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・既工認にて認可された値を用いて、200℃、2Pd の環境における荷重条件で評価を実施し、構造健全性が確保されていることを確認した。
- ・円筒胴及び鏡板について、設計・建設規格に定められている円筒胴及び鏡板の内圧に対する必要厚さの算出式を用いて許容圧力の評価を実施した結果、2Pd を上回る。
- ・フランジの締付ボルトについて、200℃、2Pd における強度評価の結果、発生応力は、許容応力以下であることから、締付ボルトは 200℃、2Pd において健全である。
- ・ガスケット（改良 E P D M 製シール材）の事故時環境における劣化特性を考慮しても 200℃、2Pd におけるフランジ開口量は、許容開口量以下となり、シール機能が維持されることを確認した。

⑤ 所員用エアロック

(a) 評価方針

所員用エアロックは、原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴、隔壁及び隔壁に支持された扉板によって原子炉格納容器バウンダリを構成している。また、扉板はロック機構により固定されており、隔壁と扉板とのシール部には、シリコンゴムのガスケットを使用している。

隔壁には扉開閉ハンドル軸、開閉表示盤の電線管が貫通しており、貫通部にはフッ素系シール材を使用している。また、隔壁に接続する均圧配管にはフランジ部及び均圧弁にシール材を使用しており、フランジ部には非石綿系シートガスケット、均圧弁シート部にはフッ素系シール材を使用している。

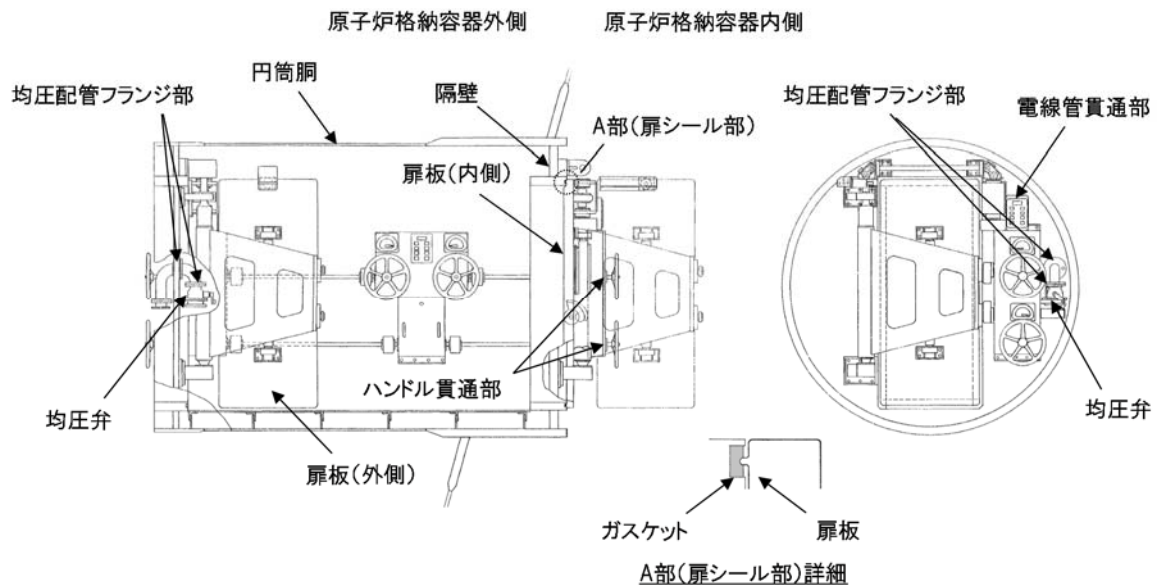
所員用エアロックの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である200℃、2Pdの条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力が所員用エアロックに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外とする。

したがって、所員用エアロックの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

また、シール部のうち扉板部については、原子炉格納容器内の圧力が上昇した際に、扉板は所員用エアロック本体側に押し付けられる構造であるため、圧力により扉が開くことはないが、高温状態で内圧を受けることによる扉板のわずかな変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。なお、その他のシール部についても高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

本評価では、200℃，2Pd での所員用エアロックの構造部及びシール部における健全性確認について，規格を用いた評価及び試験結果等を用いた評価を実施する。隔壁と扉板とのシール部，扉開閉ハンドル貫通部及び均圧配管フランジ部については，改良E P D M製シール材による評価を実施する。なお，電線管貫通部には，黒鉛製のシール材を使用することとしており，耐熱性上問題にならないことを確認する。

所員用エアロックの評価対象を第7図に示す。



第7図 所員用エアロックの評価対象

(b) 評価

所員用エアロックの構造健全性評価として，所員用エアロックのうち内圧による荷重を受け止める部位のうち，円筒胴については，既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め，2Pd を上回ることを確認する。

隔壁の構造健全性を確認するため，既工認において最も厳しい応力点を代表評価点として，既工認で算出した応力に基づき，原子炉格納

容器の限界温度 200℃，限界圧力 2Pd の条件における応力評価を実施する。

所員用エアロック扉板の変形について，機械工学便覧のはりのたわみ計算式を用い 2Pd における開口量を求め，許容開口量を下回ることを確認する。

その他シール部については，試験結果及び材料特性により一般的な材料特性により重大事故環境下における耐性を確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり，所員用エアロックについては，200℃，2Pd 環境下でも，放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・円筒胴については，既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力評価の評価を実施した結果，2Pd を上回る。
- ・隔壁については，既工認において最も厳しい応力点を代表評価点に対して，既工認にて認可された値を用い，200℃，2Pd の環境における荷重条件で評価を実施し，構造健全性が確保されていることを確認した。
- ・ガスケット（改良 E P D M 製シール材）の事故時環境における劣化特性を考慮しても 200℃，2Pd におけるフランジ開口量は，許容開口量以下となり，シール機能が維持されることを確認した。
- ・その他シール部については，シール材について試験結果及び一般的な材料特性により重大事故環境下における耐性を確認した。

⑥-1 配管貫通部（接続配管）

(a) 評価方針

接続配管は、スリーブ等を介して原子炉格納容器と接続している。

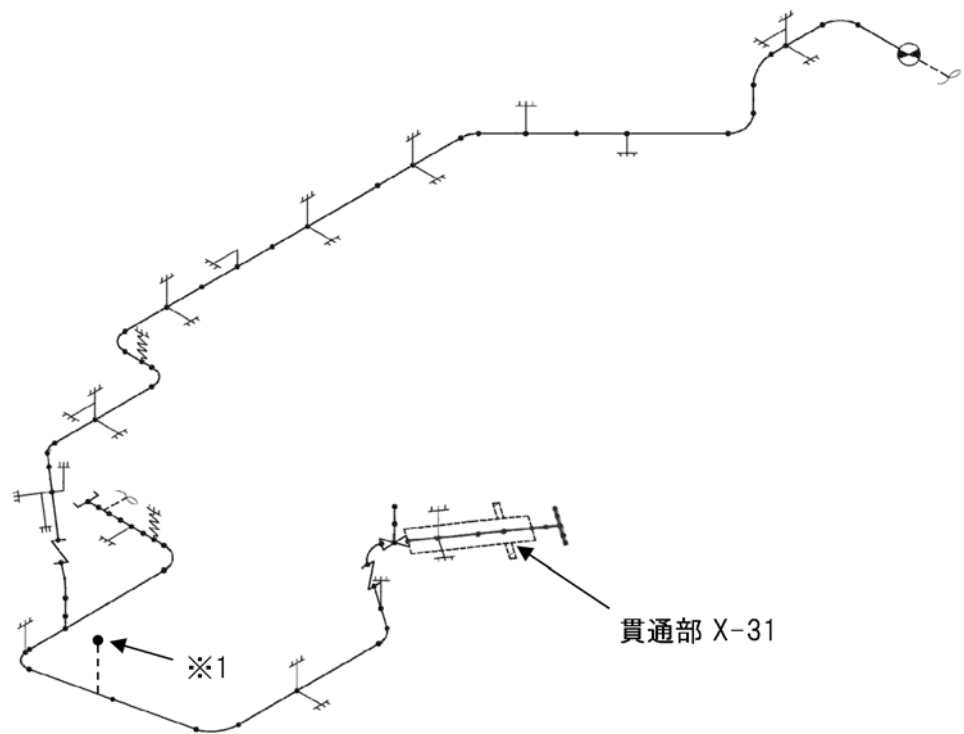
接続配管の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が接続配管に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外とする。

したがって、接続配管の機能喪失要因は、原子炉格納容器の変形により生じる過度な曲げ荷重に伴う延性破壊が想定される。接続配管の 200℃、2Pd における機能喪失要因は、原子炉格納容器の変形により生じる過度な曲げ荷重に伴う延性破壊が想定される。

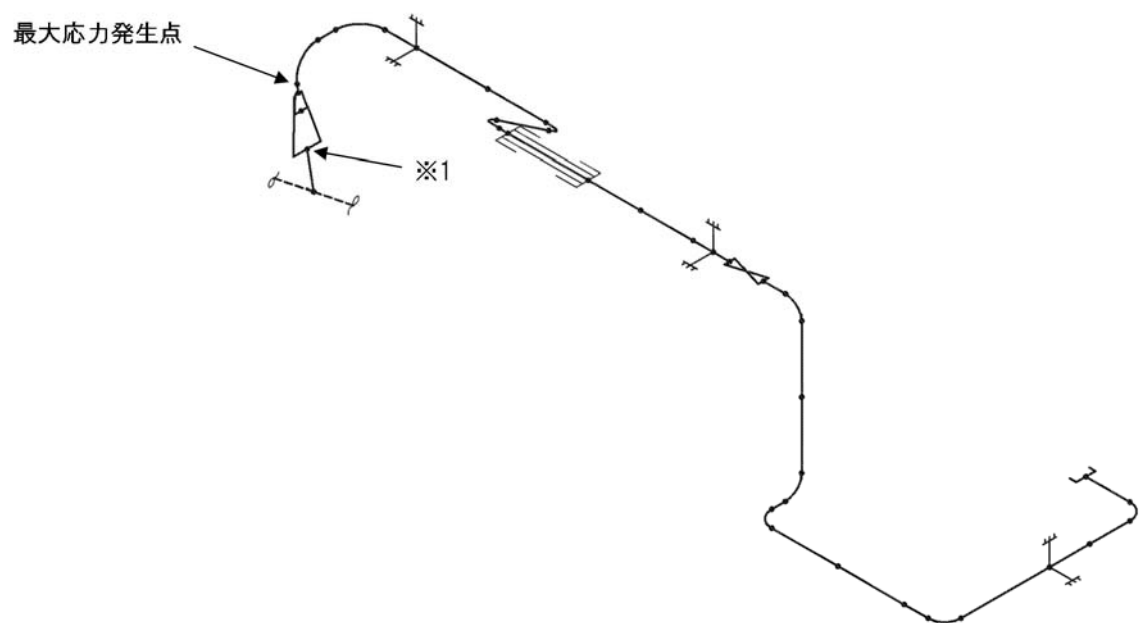
本評価では、200℃、2Pd での接続配管の構造部における健全性確認について、規格を用いた評価を実施する。

接続配管は原子炉格納容器貫通部の変位が支持構造物により拘束されることにより、反力及びモーメントが発生し、応力が発生する。接続配管の評価では、拘束条件として、厳しくなる接続配管の第 1 拘束点までの距離及び配管口径の比が最も小さい箇所であり、変位による反力及びモーメントが最大となる貫通部 X-31 の接続配管を代表として評価する。

貫通部 X-31 の接続配管の解析モデル図を第 8 図に示す。



第 8 図 配管モデル図 (1/2)



第 8 図 配管モデル図 (2/2)

(b) 評価

貫通部 X-31 の接続配管について、3次元梁モデルを用いた配管解析にて発生応力を算出し、許容値を満足することを確認する。

(c) 評価結果

評価結果は以下のとおりであり、接続配管については、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・貫通部 X-31 の接続配管について、200℃、2Pd における発生応力は許容応力を下回る。

⑥-2 配管貫通部（スリーブ）

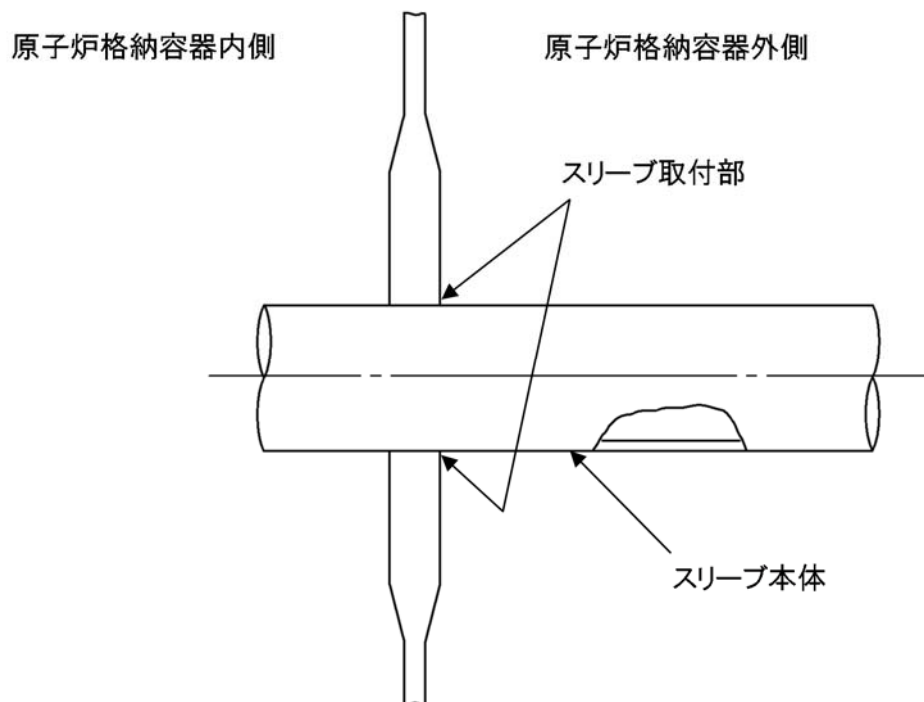
(a) 評価方針

スリーブは，原子炉格納容器本体胴を貫通する円筒形の部材で，原子炉格納容器本体胴に溶接固定されている。

スリーブの 200℃，2Pd における機能喪失要因は，高温状態で内圧を受け，過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

本評価では，200℃，2Pd でのスリーブの構造部における健全性確認について，規格を用いた評価を実施する。スリーブ本体の評価は，配管厚さと口径の比が最も小さくなる箇所が内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-18A～D を代表評価する。また，スリーブ取付部については，接続配管の選定と同様，貫通部 X-31 のスリーブを代表評価する。

スリーブの評価対象を第 9 図に示す。



第 9 図 スリーブの評価対象

(b) 評価

貫通部 X-18A～D のスリーブ本体については、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

貫通部 X-31 の接続配管解析の結果で得られた配管反力に基づき、スリーブ取付部について、既工認と同様の評価手法で発生応力を算出し、許容値を満足することを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、スリーブについては、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・貫通部 X-18A～D のスリーブ本体について、 200°C における許容圧力は $2Pd$ を上回る。
- ・貫通部 X-31 のスリーブ取付部について、 200°C 、 $2Pd$ における最大発生応力は許容応力を下回る。

⑥-3 配管貫通部（平板類）

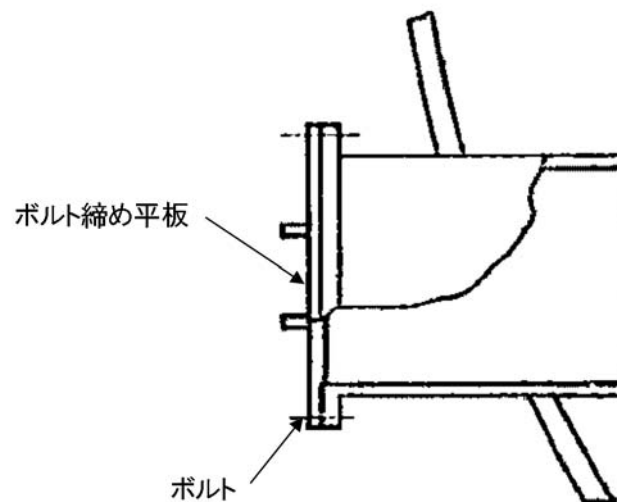
(a) 評価方針

平板類のうち、平板、穴あき平板、フランジ、ボルト締め平板及びフルードヘッドは、スリーブまたはセーフエンドに溶接固定されている。また、フランジ部は、ボルトにより固定されており、シール部には、シリコンゴムのガスケットを使用している。

平板類の 200℃、2Pd における機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。また、シール部については、高温状態で内圧を受け、フランジ部が変形することによる開口及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。さらに、シール部の開口が進むとボルトに引張応力が作用し、ボルト破損に至ることが想定される。

本評価では、200℃、2Pd での平板類の構造部及びシール部における健全性確認について、規格を用いた評価を実施する。平板類は、配管厚さと口径の比が最も小さくなる箇所が内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-28 を代表評価する。シール材については、改良 E P D M 製シール材による評価を実施する。

平板類の評価対象を第 10 図に示す。



第 10 図 平板類（貫通部 X-28）の評価対象

(b) 評価

貫通部 X-28 のボルト締め平板について、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

貫通部 X-28 のフランジ部について、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格 PVE-3700 を適用し、J I S B 8265「圧力容器の構造—一般事項」に基づいて $2Pd$ におけるボルト荷重を算出し、ボルトの必要総有効断面積が総有効断面積を下回ることを確認する。

貫通部 X-28 のフランジ部の開口について、文献の理論式を用いて $2Pd$ における開口量を求め、許容開口量を下回ることを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、平板類については、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・貫通部 X-28 のボルト締め平板の 200℃における許容圧力は 2Pd を上回る。
- ・貫通部 X-28 のボルトは，発生荷重に対し十分なボルト断面積を有する。
- ・フランジ部の 2Pd における開口量は，許容開口量を下回る。

⑥-4 配管貫通部（セーフエンド）

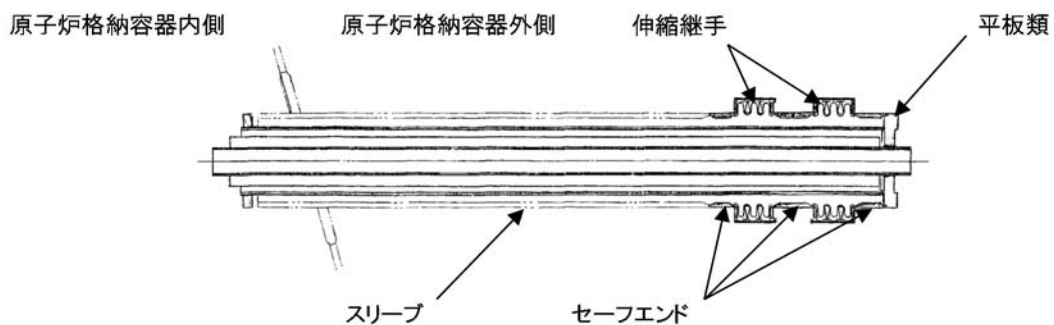
(a) 評価方針

セーフエンドは、伸縮継手付貫通部に用いられる短管で、スリーブ及び伸縮継手等に溶接固定されている。

セーフエンドの 200℃、2Pd における機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

本評価では、200℃、2Pd でのセーフエンドの構造部における健全性確認について、規格を用いた評価を実施する。セーフエンドは、配管厚さと口径の比が最も小さくなる箇所が内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-18A～D を代表評価する。

セーフエンドの評価対象を第 11 図に示す。



第 11 図 セーフエンドの評価対象

(b) 評価

貫通部 X-18A～D のセーフエンドについて、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2P_d$ を上回ることを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、セーフエンドについては、 200°C 、 $2P_d$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・貫通部 X-18A～D のセーフエンドの 200°C における許容圧力は、 $2P_d$ を上回る。

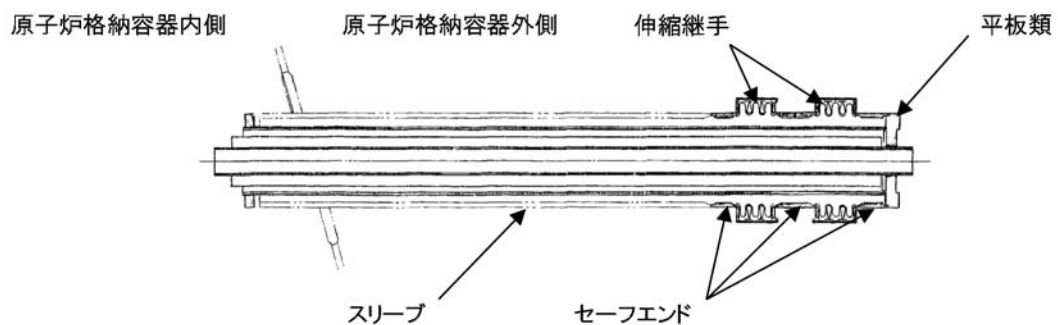
⑥-5 配管貫通部（伸縮継手）

(a) 評価方針

ベローズは、配管貫通部に用いられる伸縮継手であり、セーフエンドに溶接固定されている。

ベローズの 200℃，2Pd における機能喪失要因は，通常運転時に累積される低サイクル疲労に加えて重大事故時に累積される低サイクル疲労による疲労破壊が想定される。

本評価では，200℃，2Pd でのベローズの構造部における健全性確認について，規格を用いた評価を実施する。既工認で通常運転時の疲労累積係数が最も大きい貫通部 X-14 のベローズを代表評価する。ベローズの評価対象を第 12 図に示す。



第 12 図 ベローズの評価対象

(b) 評価

貫通部 X-14 のベローズについて、設計・建設規格に示される伸縮継手の疲労評価の式を用いて算出し、疲労累積係数が 1 以下であることを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、ベローズについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・疲労累積係数は、許容値 1 以下である。

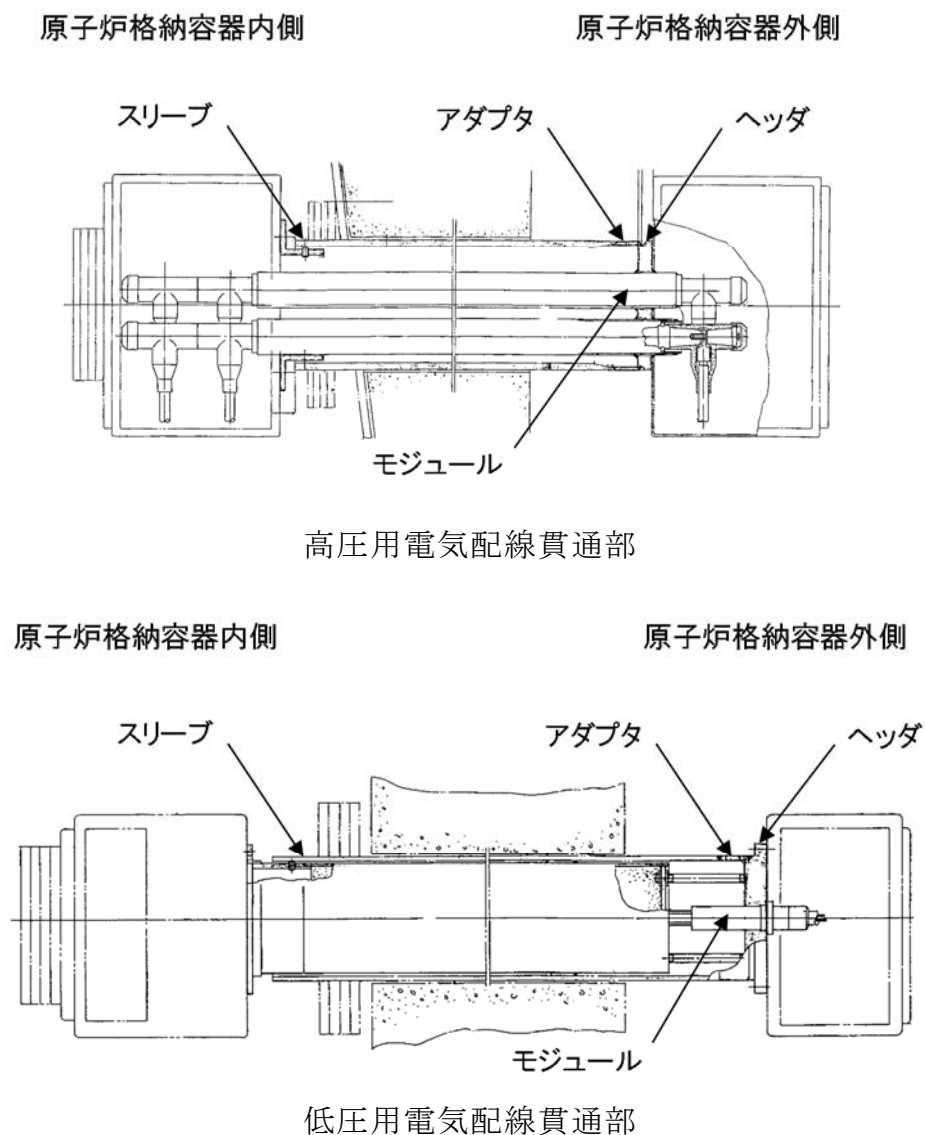
⑦-1 電気配線貫通部（アダプタ）

(a) 評価方針

アダプタの 200℃、2Pd における機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形による延性破壊が想定される。

本評価では、200℃、2Pd でのアダプタの構造部における健全性確認について、規格を用いた評価を実施する。

アダプタの評価対象を第 13 図に示す。



第 13 図 アダプタの評価対象

(b) 評価

アダプタについて、設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、アダプタについては、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・アダプタ（高圧用電気配線貫通部）の 200°C における許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。
- ・アダプタ（低圧用電気配線貫通部）の 200°C における許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。

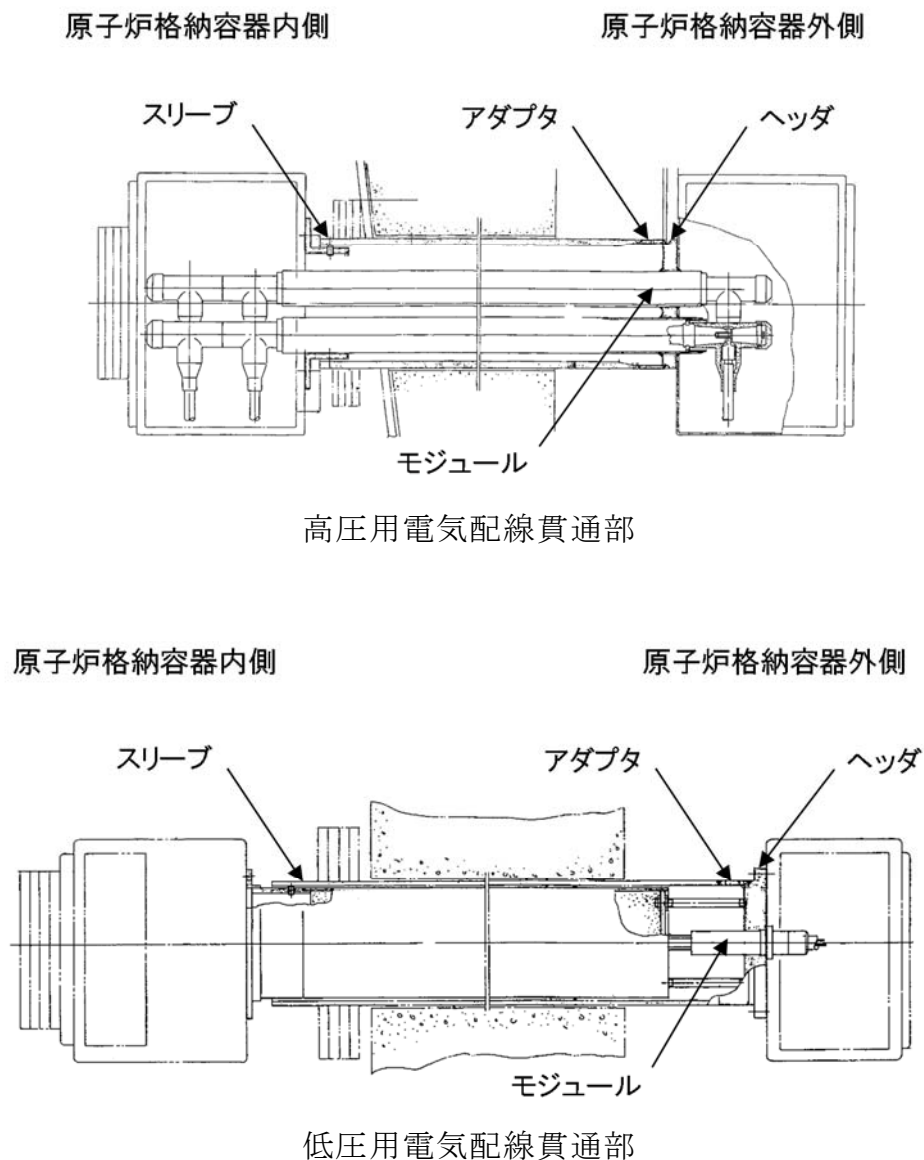
⑦-2 電気配線貫通部（ヘッダ）

(a) 評価方針

ヘッダの 200℃、2Pd における機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形による延性破壊が想定される。

本評価では、200℃、2Pd でのヘッダの構造部における健全性確認について、規格を用いた評価を実施する。

ヘッダの評価対象を第 14 図に示す。



第 14 図 ヘッダの評価対象

(b) 評価

ヘッダについて、設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、ヘッダについては、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・ヘッダ（高圧用電気配線貫通部）の 200°C における許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。
- ・ヘッダ（低圧用電気配線貫通部）の 200°C における許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。

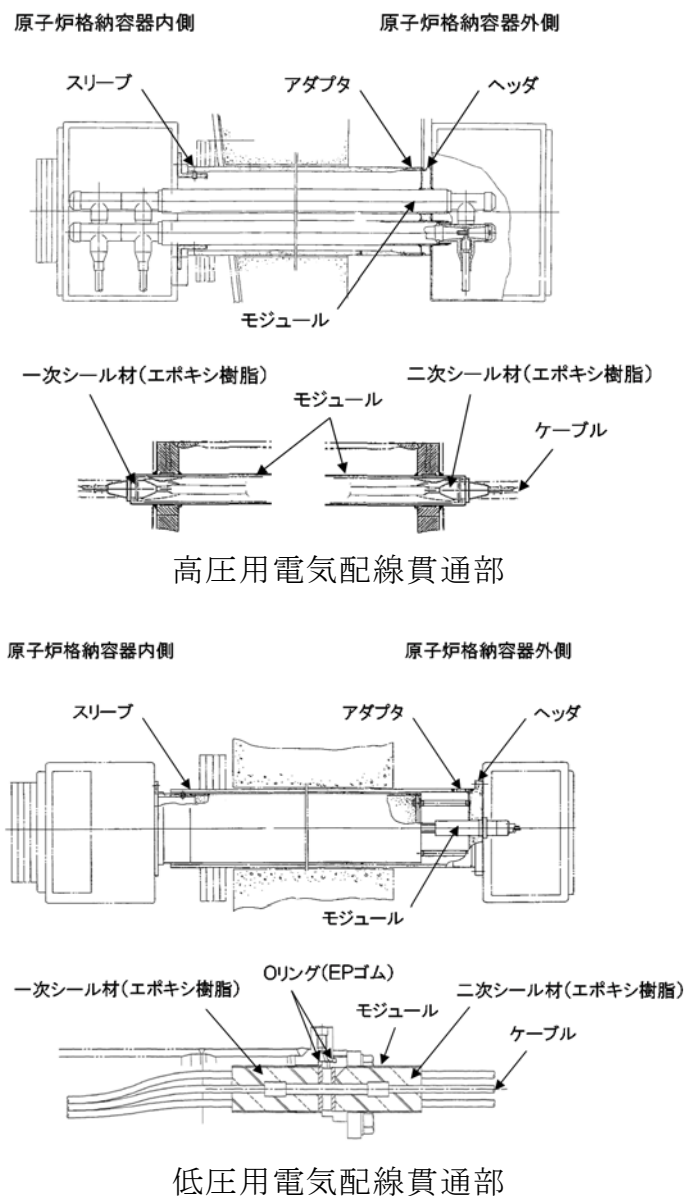
⑦-3 電気配線貫通部（モジュール）

(a) 評価方針

モジュールのシール材には、E P ゴム及びエポキシ樹脂を使用しているため、高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

本評価では、200℃、2Pd でのモジュールのシール部の健全性確認について、試験結果等を用いた評価を実施する。

モジュールの評価対象を第 15 図に示す。



第 15 図 モジュールの評価対象

(b) 評価

モジュールについて、電気ペネ共研、NUPERC試験等の結果を用いて、200℃、2Pdにおける耐漏えい性を評価する。

(c) 評価結果

評価の結果は以下のとおりであり、モジュールについては、200℃、2Pd環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・ 200℃、2Pdにおいて漏えいなし。

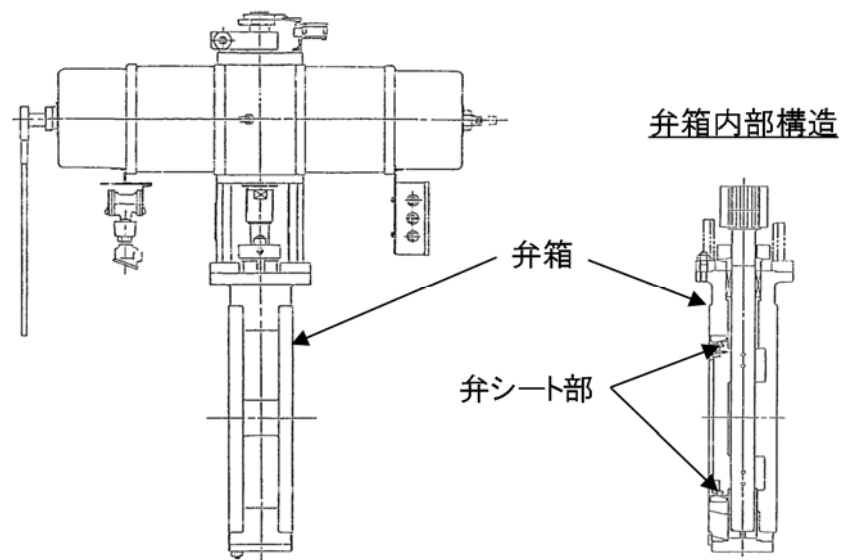
⑧-1 原子炉格納容器隔離弁（不活性ガス系バタフライ弁）

(a) 評価方針

弁シート部にはE P ゴムを使用しているため、シール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、200℃、2Pd 環境下における弁シート部の隔離機能を確認する。また、弁耐圧部の構造健全性についても確認する。弁シート部のシール材については、改良E P D M製シール材による評価を実施する。

不活性ガス系バタフライ弁の評価対象を第 16 図に示す。



第 16 図 不活性ガス系バタフライ弁の評価対象

(b) 評価

隔離機能は、弁シート材の耐環境性が支配的であるため、200℃、2Pd の環境下での弁シート部への影響を口径 600A のバタフライ弁供試体による蒸気加熱漏えい試験により確認する。また、弁箱の耐圧機能の評価を行う。

(c) 評価結果

評価結果は以下のとおりであり，不活性ガス系バタフライ弁については，200℃，2Pd 環境下でも漏えいせず，放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・蒸気加熱漏えい試験を実施した結果，200℃，2Pd 環境下において，弁シート部からの漏えいはなく，弁シート部の隔離機能が維持することを確認している。
- ・当該弁の圧力クラス（圧力温度基準）は 1.03MPa（150LB）であり，弁耐圧部の 200℃における許容圧力は，2Pd を上回る。

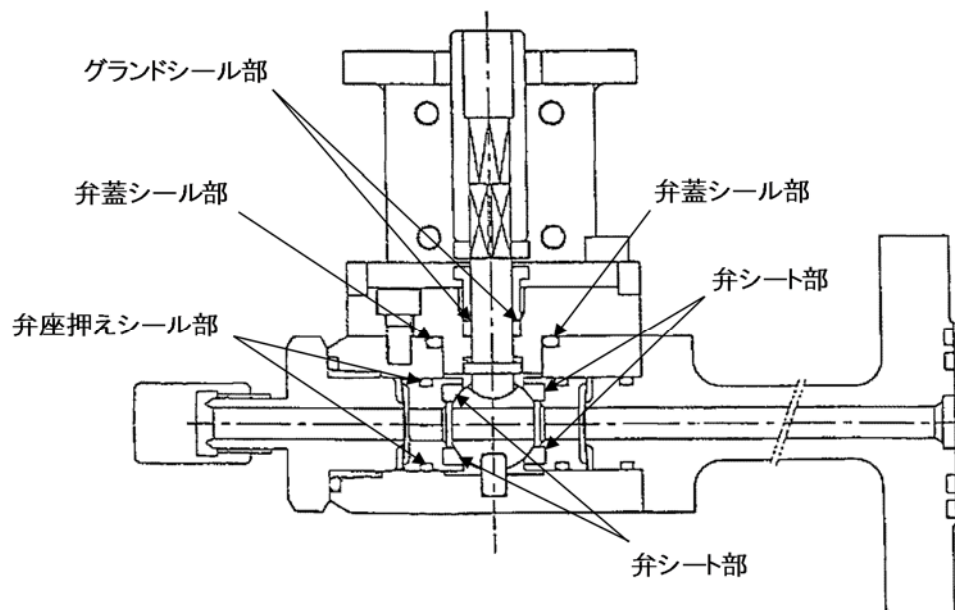
⑧-2 原子炉格納容器隔離弁（T I P ボール弁）

(a) 評価方針

弁シート部，グランドシール部にはフッ素樹脂，弁蓋シール部にはフッ素ゴムを使用しているため，シール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため，200℃，2Pd 環境下におけるシール部の隔離機能を確認する。また，弁耐圧部の構造健全性についても確認する。弁シート部，グランドシール部及び弁蓋シール部のシール材については，改良 E P D M 製シール材による評価を実施する。

T I P ボール弁の評価対象を第 17 図に示す。



第 17 図 T I P ボール弁評価対象

(b) 評価

隔離機能は、シール材の耐環境性が支配的であるため、200℃、2Pd 環境下においてシール材の耐性があることを確認する。また、弁箱の耐圧機能の評価を行う。

(c) 評価結果

評価結果は以下のとおりであり、T I P ボール弁については、200℃、2Pd 環境下でも漏えいに至らず、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

- ・弁シート部、グランドシール部及び弁蓋シール部に使用する改良 E P D M 製シール材については、圧縮永久ひずみ試験結果から、200℃、2Pd 環境下においても、耐性を有している。
- ・当該弁の圧力クラス（圧力温度基準）は 1.03MPa（150LB）であり、弁耐圧部の 200℃における許容圧力は、2Pd を上回る。

(5) まとめ

東海第二発電所の原子炉格納容器本体，ハッチ類，配管貫通部，電気配線貫通部及び原子炉格納容器隔離弁について，200℃，2Pd の環境下で構造健全性及びシール部の機能維持が確保されることを確認した。

なお，確認結果まとめを第3表に示す。

第3表 評価結果まとめ (1/2)

評価対象	評価点	評価方法	評価条件	評価値※1	判定基準	評価結果
原子炉格納容器本体	一般構造部	設計・建設規格を準用 既工認の評価値を準用 した評価	200℃ 2Pd	許容圧力：0.693MPa[gage] (円筒胴部) 発生応力：[]	[] [gage] (2Pd+SA 時の 水頭圧) 以上 281MPa 以下	破断せず ^a
	構造不連続部	既工認の評価値を準用 した評価	200℃ 2Pd	発生応力：[] (疲労累積係数：[])	422MPa 以下 (疲労累積係数 1 以下)	破断せず ^a (1 以下)
トップヘッドフランジ	構造部 (フランジ, ボルト)	フランジ：PVE-3700 ボルト：工認手法	2Pd	発生圧力 (フランジ)：185MPa 発生応力 (ボルト)：[]	422MPa 以下 576MPa 以下	破断せず ^a
	シール部 (フランジ, ガ スケット)	有限要素法 (FEM) ガスケット試験	200℃ 2Pd	開口量：[] (内側), [] (外側)	許容開口量 [] 以下	シール機能維持※2
機器搬入用ハッチ	構造部 (円筒胴, 鏡板, フランジ, ボルト)	既工認の評価値を準用 した評価 設計・建設規格準用 工認手法	200℃ 2Pd	発生応力：[] 許容圧力 (円筒胴)：2.445MPa[gage] 許容圧力 (鏡板)：10.110MPa[gage] 発生応力 (ボルト)：[]	422MPa 以下 0.62MPa[gage] (2Pd) 以上 0.62MPa[gage] (2Pd) 以上 576MPa 以下	破断せず ^a
	シール部 (フランジ, ガ スケット)	有限要素法 (FEM) ガスケット試験	200℃ 2Pd	開口量：[] (内側), [] (外側)	許容開口量 [] 以下	シール機能維持※2
サブプレッション・チェン バアクセスハッチ	構造部 (円筒胴, 鏡板, フランジ, ボルト)	既工認の評価値を準用 した評価 設計・建設規格準用 工認手法	200℃ 2Pd	発生応力：[] 許容圧力 (円筒胴)：4.493MPa[gage] 許容圧力 (鏡板)：10.637MPa[gage] 発生応力 (ボルト)：[]	422MPa 以下 [] [gage] (2Pd+SA 時の 水頭圧) 以上 576MPa 以下	破断せず ^a
	シール部 (フランジ, ガ スケット)	有限要素法 (FEM) ガスケット試験	200℃ 2Pd	開口量：[] (内側), [] (外側)	許容開口量 [] 以下	シール機能維持※2
所員用エアロック	構造部 (円筒胴)	設計・建設規格を準用	2Pd	許容圧力：3.716MPa[gage]	0.62MPa[gage] (2Pd) 以上	破断せず ^a
	構造部 (隔壁)	既工認の評価値を準用 した評価	2Pd	発生応力：[]	422MPa 以下	破断せず ^a
	シール部 (扉板シール 部)	機械工学便覧 ガスケット試験	200℃ 2Pd	開口量：[]	許容開口量 [] 以下	シール機能維持※2
	シール部 (その他シール 部)	ガスケット試験 材料仕様	200℃	200℃以上	200℃以上	シール機能維持※3

※1：複数評価している項目は最も厳しい値を記載

※2：フランジ部の形状・寸法に基づき解析等により算出した開口量が、圧縮永久ひずみ試験結果及び実機フランジ模擬試験の漏えい試験結果に基づき設定した許容開口量以下であることを確認

※3：シール材の試験結果又は材料仕様により高温環境下における耐性を確認

※4：試験における漏えい量が設計漏えい量以下であることを確認

第3表 評価結果まとめ (2/2)

評価対象		評価点	評価方法	評価条件	評価値 ^{※1}	判定基準	評価結果
配管貫通部	接続配管	同左	代表配管：PPC-3520, PPC-3530	200℃ 2Pd	発生応力(X-31)：169MPa	許容応力(257MPa)以下	破断せず ^a
	スリーブ	スリーブ本体	設計・建設規格を準用	2Pd	許容圧力(X-18)：26.617MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
		スリーブ取付部	工認手法	2Pd	発生応力(X-31)：250MPa	許容応力(422MPa)以下	破断せず ^a
	平板類	構造部(ボルト締め平板)	設計・建設規格を準用	2Pd	許容圧力(X-28)：1.90MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
		構造部(フランジ, ボルト)	J I S B 8265	2Pd	発生応力(X-28 フランジ)：124MPa 必要有効断面積(X-28 ボルト)：1.212×10 ³ mm ²	許容応力(281MPa)以下 総有効断面積(6.765×10 ³ mm ²)以下	破断せず ^a
		シール部(フランジ, ガスケット)	文献の理論式	200℃ 2Pd	開口量：	許容開口量 以下	シール機能維持 ^{※2}
	セーフエンド	同左	設計・建設規格を準用	200℃ 2Pd	許容圧力(X-18)：4.529MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
電気配線貫通部	伸縮継手	同左	設計・建設規格を準用	2Pd	疲労累積係数(X-14)：	疲労累積係数1以下	1以下
	アダプタ	同左	設計・建設規格を準用	200℃ 2Pd	許容圧力(低圧)：10.645MPa[gage] 許容圧力(高圧)：10.619MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
	ヘッダ	同左	設計・建設規格を準用	200℃ 2Pd	許容圧力(低圧)：27.948MPa[gage] 許容圧力(高圧)：10.69MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
原子炉格納容器隔離弁	モジュール	シール部(モジュール)	電気ベネ共研, NUPEC 試験	200℃ 2Pd	漏えいなし	設計漏えい量以下	シール機能維持 ^{※4}
	不活性ガス系バタフライ弁	耐圧部(弁箱)	レーティング設計	200℃ 2Pd	許容圧力：1.40MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
		弁シート部	漏えい確認試験	200℃ 2Pd	漏えいなし	設計漏えい量以下	シール機能維持 ^{※4}
	T I P ボール弁	耐圧部(弁箱)	レーティング設計	200℃ 2Pd	許容圧力：1.32MPa[gage]	0.62MPa[gage](2Pd)以上	破断せず ^a
		シール部	ガスケット試験	200℃ 2Pd	200℃以上	200℃以上	シール機能維持 ^{※3}

※1：複数評価している項目は最も厳しい値を記載

※2：フランジ部の形状・寸法に基づき解析等により算出した開口量が、圧縮永久ひずみ試験結果及び実機フランジ模擬試験の漏えい試験結果に基づき設定した許容開口量以下であることを確認

※3：シール材の試験結果又は材料仕様により高温環境下における耐性を確認

※4：試験における漏えい量が設計漏えい量以下であることを確認