

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 79
提出年月日	平成 30 年 3 月 2 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 30 年 3 月

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

1.1 概 要

1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定

1.3 評価に当たって考慮する事項

1.4 有効性評価に使用する計算プログラム

1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針

1.6 解析の実施方針

1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 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

付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード
について

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

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
11. 「P R Aの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のP R Aの対応状況について
12. 東海第二発電所 P R Aピアレビュー実施結果及び今後の対応方針について

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

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。

当社は従来から定期安全レビュー（P S R）等の機会に内部事象を対象としたレベル 1 P R A（出力運転時，停止時）及びレベル 1. 5 P R A の評価を実施してきており，これらの P R A 手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，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 を適用対象とし，建屋・構築物等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

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のみ期待する，仮想的なプラント状態を評価対象として，P R A モデルを構築した。

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, 制御棒駆動水圧系, 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 (A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) 及び A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能)) ・ 代替注水手段 (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ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電)	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地切替」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

今回実施した P R A の詳細については, 「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」に示す。

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 を適用可能で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外部事象特有の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。

地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，起因事象が内部事象と同じであれば，炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため，事故シーケンスも内部事象と同様である。また，地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A では，内部事象レベル 1 P R A では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や，建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

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 1-2 表，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

今回実施したレベル1 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、炉心損傷防止のための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

今回実施したレベル1 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、炉心損傷防止のための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主要因の観点で分類した。具体的には次の(1)～(7)及びこれ以外の事故シーケンスに分類した。緩和機能の喪失状態の観点で、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ものとして整理した。

(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、高圧注水機能を喪失し、原子炉の減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失して、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「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（自動減圧機能）を喪失し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ

プ「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区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗するとともに、区分Ⅲの高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による高圧炉心スプレイ系専用の交流電源の確保に失敗することにより全交流動力電源喪失が発生し、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、解釈 1 - 1 (a) に記載の事故シーケンスグループ「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 に詳細化して抽出しているが、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) に記載の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理する。また、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による交流電源確保失敗は高圧炉心スプレイ系のシステムモデルに含めてモデル化していることから、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗し、かつ高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗する事故シーケンスを本事故シーケンスグループに分類することとする。

(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を喪失することで、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) に記載の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(5) 原子炉停止機能喪失 (TC)

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、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に分類する。

(6) LOCA時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

大破断LOCAの発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失、又は、中小破断LOCAの発生後の「高圧注水機能及び低圧注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能（自動減圧機能）」を喪失し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に分類する。

なお、PRAではLOCAを起因として炉心損傷に至る事故シーケンスを、破断口の大きさに応じてAE（大破断LOCAを起因とする事故シーケンス）、S1E（中破断LOCAを起因とする事故シーケンス）及びS2E（小破断LOCAを起因とする事故シーケンス）に詳細化して抽出しているが、いずれもLOCA時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に該当するものとして整理した。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（ISLOCA）

インターフェイスシステムLOCA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

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。

地震により原子炉建屋の損傷が発生した場合でも、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況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、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、この事故シーケンスは原子炉建屋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。

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。

地震により原子炉圧力容器が損傷した場合、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況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、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、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

地震による格納容器外での配管破断等が発生し、かつ、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が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。

このように、この事故シーケンスの影響には不確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難であるため、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。

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 (再循環系配管の両端破断) 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，一方で，E C C S の注水機能の全喪失や，使用可能な E C C S の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに，使用可能な緩和設備の状況によっては，格納容器の除熱に失敗する等の原因により，格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，地震による原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため，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，大破断 L O C A につい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

講じることが困難な事故シーケンスとしている。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

h. 計装・制御系喪失

地震による計装・制御系の損傷により、プラントの監視及び制御が広範に不能な状態に陥る可能性のある事故シーケンスである。

計装・制御系を喪失した状態であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況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、一方で、ECCSが起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、残留熱除去系が起動不能になること等の原因により、格納容器破損に至る可能性も考えられる。

このように、地震による計装・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく、計装・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を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**余裕時間**，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）

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。

以上より、①の事故シーケンスについては、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、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から除外した（重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する）。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や

格納容器スプレイ等の実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備する格納容器破損防止対策により格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している（「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」参照）。

②、③の事故シーケンスは、原子炉停止失敗と、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る。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が直流電源喪失又は全交流動力電源喪失により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）。

②、③の事故シーケンスは地震レベル 1 P R A から抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラム失敗の支配的な要因として、カットセットの分析結果（別紙 7）からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル 1 P R A では、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

ケー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

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点に基づく整理

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】

過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とす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。また，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスについては，過渡事象（給水流量の全喪失）に比べて事象進展が緩やかであることから「中」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，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への要求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。また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは、代替注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖失敗の方が厳しくなる。以上より、過渡事象（給水流量の全喪失）又はサポート系喪失（自動停止）を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に成功している事故シーケンスを「高」、過渡事象（給水流量の全喪失）又はサポート系喪失（自動停止）を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に失敗している事故シーケンスを「中」、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因とす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の考え方を以下のとおりとしていることから、結果の不確かさやP R A間の制度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと判断した。

○ 今回抽出された事故シーケンスについては、第 1-4 表に示すとおり、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象とした全ての事故シーケンスに対して、おおむね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定に当たっては、その対応の厳しさに重きをおいて選定することが適切と考え、主に着眼点 b 及び c によって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象とした全ての事故シーケンスに対しても重大事故等対処設備の有効性を確認できると考えたためである。

○ 着眼点 d については、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に全交流動力電源喪失及び崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいて、重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは、内部事象出力運転時レベル 1 P R A 及び地震レベル 1 P R A から抽出された事故シーケンスであったが、第 1-4 表に示すとおり、いずれの P R A においても、事故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となった事故シーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは、基本的に喪失した機能あるいはその組合せによって決定されるものであり、起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら、事故シーケンスへの対策の観点では、同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも、喪失した機能の喪失原因が異なる場合、有効な対策が異なることがある。

具体的には、全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループがこれに該当するが、同じ炉心損傷防止対策で対応可能な事故シーケンスをひとつの事故シーケンスグループとし、細分化した各事故シーケンスグループからそれぞれ重要事故シーケンスを選定した。

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

- ・ 手動減圧
- ・ 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

過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点で厳しい。また、逃

がし安全弁の再閉鎖に成功する事故シーケンスは、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスに比べて、逃がし安全弁の設備容量の観点で厳しい。さらに、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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（自動減圧機能）を喪失し、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

- ・ 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

過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。また、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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、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

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 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 + DG 失敗 + HPCS 失敗（RCIC 成功）

v) 選定理由

「長期TB」に分類される①及び②の事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。また、事象進展が同様であるため、余裕時間及び設備容量の観点についても差異がない。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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TB」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、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

- ・ 高圧代替注水系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 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

「TBD, TBU」に含まれる事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。また、余裕時間及び設備容量の観点からは、いずれの事故シーケンスも事象進展の早さには差異はないものの、直流電源が喪失する事故シーケンスは代替注水設備の起動に必要な直流電源を緊急用 125V 系蓄電池から給電するための直流電源の切替操作が必要となり、代替直流電源の必要容量も大きくなるため、直流電源が喪失する事故シーケンスの方が厳しい。さらに、代表性の観点からは、③の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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、「TBD, TBU」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 125V 系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＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HP
CS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、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

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

「T B P」に分類される⑥及び⑦の事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統

間機能依存性の観点では差異がない。また、事象進展が同様であるため、余裕時間及び設備容量の観点についても差異がない。代表性の観点からは⑥の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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
- ・手動減圧
- ・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
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 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 + RHR 失敗

v) 選定理由

本事故シーケンスグループは、炉心冷却に成功し、崩壊熱除去機能の喪失により格納容器温度・圧力が上昇することで、格納容器が破損する事故シーケンスグループである。中長期的な格納容器の温度・圧力の上昇の観点では崩壊熱が支配要因となることから、いずれの事故シーケンスにおいても、崩壊熱除去機能喪失に対する炉心損傷防止対策に差異はなく、対策の実施に対する操作の余裕時間についても有意な差異はない。このため、余裕时间及び設備容量の観点については、事象発生初期に着目した。

過渡事象（給水流量の全喪失）及びLOCAを起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉注水に必要な設備容量の観点で厳しい。代表性の観点からは、①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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。さらに、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において、代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて確認する。

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 LOCA + 原子炉停止失敗
- ④ 大破断 LOCA + 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、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

- ・ A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）
- ・ 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

過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）に起因する事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反応度印加の観点で厳しい。また、事象進展が早く余裕時間が短い場合、反応度印加の観点で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなる。さらに、代表性の観点から、①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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A T W S緩和設備（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、②、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（自動減圧機能）を喪失し、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

・ 手動減圧

- ・ 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

余裕時間に観点では、いずれも L O C A を起因とする事故シーケンスであり、差異がない。設備容量の観点では、原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が設置されているが、低圧の代替注水設備の設備容量は低圧 E C C S より少ないため、低圧炉心冷却に失敗する事故シーケンスの方が厳しい。代表性の観点からは、①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が高い。

以上より、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（自動減圧機能）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（自動減圧機能）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。

また、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいて L O C A を起因とする事故シーケンスが抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考慮すると、低圧炉心冷却失敗の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定することにより、崩壊熱除去機能喪失に対する代替除熱手段の有効性についても評価することとなる。このことから、選定した重要事故シーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおける L O C A を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有している。

(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。

- ・ 手動減圧
- ・ 破損系統を除く原子炉注水機能
- ・ 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
- ・ 手動減圧

- ・ 低圧代替注水系（常設）
 - ・ 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

共通原因故障・系統間機能依存性の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする①の事故シーケンスが厳しい。余裕時間の観点では、事象発生初期に原子炉への注水に失敗する事故シーケンスが厳しい。設備容量の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする①の事故シーケンスは津波防護対策に要求される防護高さが高くなる。代表性の観点からは②の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	○	—	(1)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	○	—	(2)
	高压炉心冷却失敗+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+高压炉心冷却失敗	○	○	—	(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)	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(16)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(17)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(18)
	RHR失敗	○	—	—	(19)
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	○	—	—	(20)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(21)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(22)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(23)
	RHR失敗	○	—	—	(24)
サポート系喪失 (直流電源故障)	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(25)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(26)
	(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+高压炉心冷却失敗	○	—	—	(28)
中小破断LOCA	(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)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(32)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(33)
大破断LOCA	RHR失敗	○	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(35)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(36)
インターフェイス システムLOCA	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)
津波に伴う損傷	計装・制御系喪失	—	○	—	(45)
	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					
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		崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1-2(b)
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					
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	原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1-2(b)	
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	1-1(a)以外の事故シーケンス	津波浸水による注水機能喪失	4.0E-06	5.3	1-2(a)
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					
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、全炉心損傷頻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。

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 (ノ/炉年)				全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	グループ別CDF (ノ/炉年)	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	3.2E-10	4.6E-07	—	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6		
	過渡事象+遠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	低圧代替注水系 (常設)	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	原子炉手動減圧	4.2E-10	—	—	4.2E-10	<0.1				
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +遠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	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	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	代替循環冷却系	2.5E-09	—	—	2.5E-09	<0.1				
サポート系喪失 (自動停止) +遠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	格納容器圧力遠がし装置又は耐圧強化ベント	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	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	低圧炉心スプレイ系	2.6E-09	—	—	2.6E-09	<0.1				
	手動停止/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	過渡時自動減圧機能	8.3E-09	—	—	8.3E-09	<0.1				
		残留熱除去系	—	—	—	—	—				
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)	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)	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			
	TBD	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			
	TBU	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	—	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			
TBP	外部電源喪失+DG失敗+遠がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	原子炉隔離時冷却系 上記の点検枠内の対策	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+遠がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	—	2.3E-10	—	—	2.3E-10	<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+遠がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	原子炉隔離時冷却系	3.8E-07	2.9E-08	—	4.1E-07	0.5				
	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	高圧炉心スプレイ系	6.9E-07	6.4E-08	—	7.5E-07	1.0				
	外部電源喪失+DG失敗+遠がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	低圧代替注水系 (常設)	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)	原子炉手動減圧	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	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	9.9E-06	—	—	9.9E-06	13.2				
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +遠がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	格納容器圧力遠がし装置又は耐圧強化ベント	5.2E-08	—	—	5.2E-08	<0.1				
	サポート系喪失 (自動停止) +RHR失敗	緊急用海水系	1.7E-06	—	—	1.7E-06	2.3				
	サポート系喪失 (自動停止) +遠がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	常設代替高圧電源装置	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)	常設代替直流電源設備	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+遠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				
	大破断LOCA+RHR失敗	常設代替高圧電源装置	7.4E-08	—	—	7.4E-08	<0.1				
	常設代替直流電源設備	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	A T W S 線と設備 (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	A T W S 線と設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)	3.8E-11	—	—	3.8E-11	<0.1				
	中小破断LOCA+原子炉停止失敗	原子炉手動減圧	5.4E-11	—	—	5.4E-11	<0.1				
	大破断LOCA+原子炉停止失敗	原子炉隔離時冷却系	2.2E-12	—	—	2.2E-12	<0.1				
	直流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	高圧炉心スプレイ系	—	2.6E-08	—	2.6E-08	<0.1				
交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	残留熱除去系	—	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	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}	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	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}	代替循環冷却系 格納容器圧力遠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	1.4E-12	—	—	1.4E-12	<0.1				
格納容器バイパス	インターフェェスシステム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線と機能喪失	津波防護対策	—	—	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)	原子炉隔離時冷却系	—	—	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	低圧代替注水系 (可搬型)	—	—	1.1E-08	1.1E-08	<0.1			
最終ヒートシンク喪失+遠がし安全弁再閉鎖失敗	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	—	—	1.7E-08	1.7E-08	<0.1					
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2表で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1PR Aの設定上抽出された事故シーケンスであるが、地震時の変動を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、現実的には発生しづらいと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象としては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 重要事故シナリオ等の選定 (1/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ	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ナリオの選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由	
			a	b	c	d		
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	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・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	<p>a. サポート系喪失を起因とする事故シナリオは、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。</p> <p>b. 過渡事象 (給水流量の全喪失) を起因とする事故シナリオについては、事象進展が早いことから「高」とした。また、サポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオについては、過渡事象 (給水流量の全喪失) に比べて事象進展が緩やかであることから「中」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。</p> <p>c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなる。また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シナリオは、代替注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が緩くなる。以上より、過渡事象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に成功している事故シナリオを「高」、過渡事象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に失敗している事故シナリオを「中」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シナリオを「低」とした。</p> <p>d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p>	
	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	中	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	中	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	中	中	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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<p>a. サポート系喪失を起因とする事故シナリオは、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。</p> <p>b. 過渡事象 (給水流量の全喪失) を起因とする事故シナリオについては、事象進展が早いことから「高」とした。また、サポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオについては、過渡事象 (給水流量の全喪失) に比べて事象進展が緩やかであることから「中」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。</p> <p>c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉減圧に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 (給水流量の全喪失) を起因とする事故シナリオを「高」、サポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオを「中」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シナリオを「低」とした。</p> <p>d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p>	
	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	中	中	低		
全交流動力電源喪失	① 外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗 (RCIC成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 	高	低	低	高	<p>a. いずれの事故シナリオ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。</p> <p>b. いずれの事故シナリオ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。</p> <p>c. いずれの事故シナリオ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、原子炉注水に必要な設備容量が大きくないため「低」とした。</p> <p>d. 長期TBUの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p>	
	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		
	TBD TBU	③ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗 (TBD)	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・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 	高	高	高		高
		④ 外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗 (TBU)		高	中	中		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 (TBU)		高	中	中		低
		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
TBP	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	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・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 	高	中	中	中		
	⑧ 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		

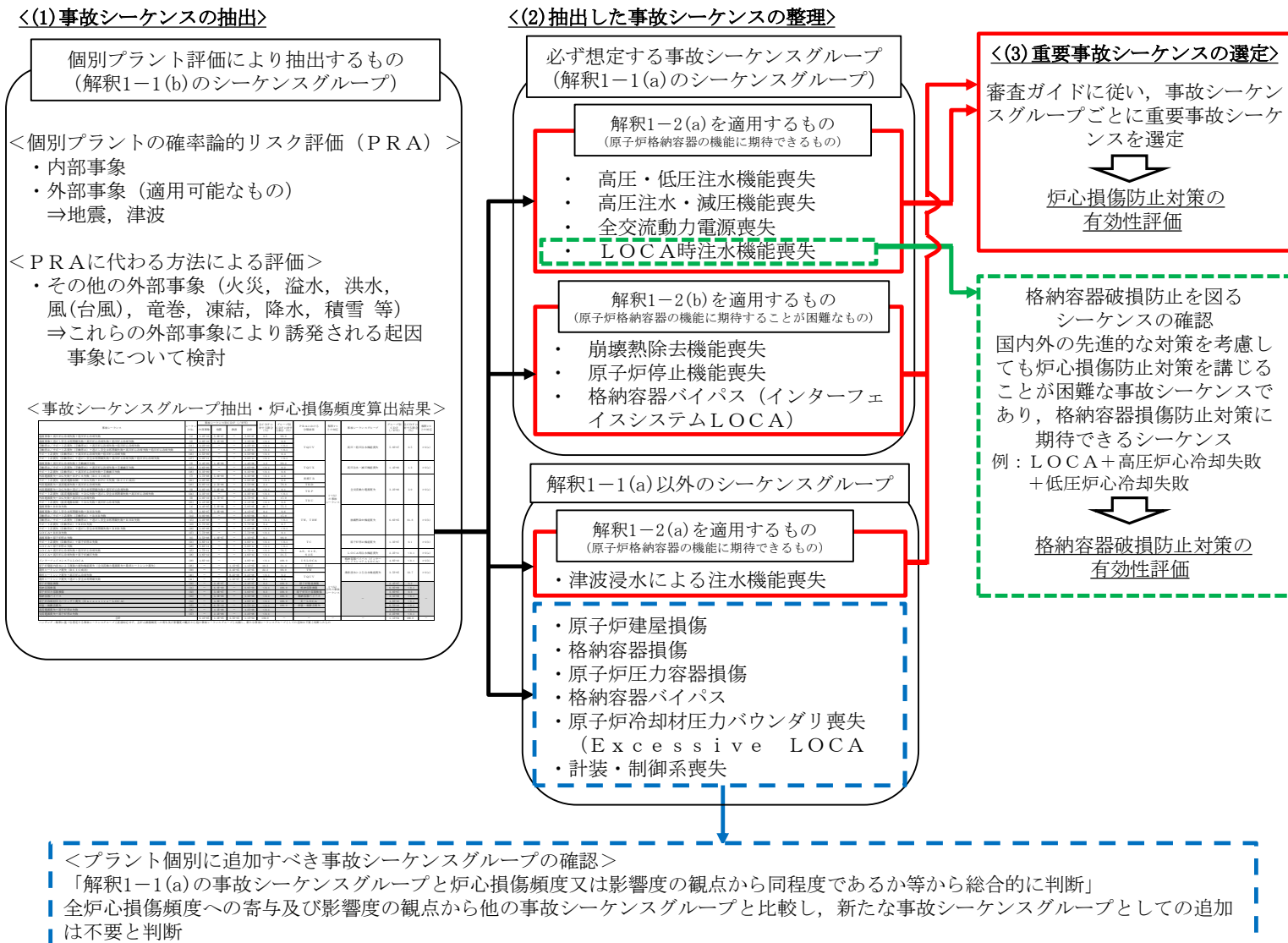
◎ 重要事故シナリオとして選定した事故シナリオ

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	①過渡事象+RHR失敗	<ul style="list-style-type: none"> [RHR故障時] <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系 手動減圧 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][※] <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 手動減圧 低圧代替注水系 (常設) 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 	低	高	高	高	<p>a. 外部電源喪失及びサポート系喪失 (直流電源故障) を起因とする事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスであり、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。</p> <p>b. いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間には有意な差はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるもの、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目し、原子炉水位の低下が早い過渡事象 (給水流量の全喪失) 又はLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シーケンスを「低」、上記以外の事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>c. いずれの事故シーケンスも崩壊熱除去に必要な設備容量の観点からは有意な差はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるもの、事象発生初期の炉心損傷防止対策の設備容量に着目する。事象初期の事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなる。このため、過渡事象 (給水流量の全喪失) 又はLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シーケンスを「低」、上記以外の事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>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。</p>
	②過渡事象+逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		低	高	高	高	
	③外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)		高	中	中	中	
	④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再開損失失敗 (HPCS成功)		高	中	中	低	
	⑤外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)		中	低	低	中	
	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) +逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		中	低	低	低	
	⑧サポート系喪失 (自動停止) +RHR失敗		中	中	中	中	
	⑨サポート系喪失 (自動停止) +逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		中	中	中	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	中	中	中	
	⑪サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+逃がし安全弁再開損失失敗 (HPCS成功)		高	中	中	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	①過渡事象+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ・ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) ・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	<p>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。</p> <p>b. 過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) を起因とする事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反応度印加の観点で厳しい事象であり、事象進展が早いことから「高」とした。また、サポート系喪失 (自動停止) については、過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) に比べて事象進展が遅やかであることから「中」とした。さらに、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスは原子炉の減圧に伴い反応度が抑制されることから「低」とし、中小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは「中」とした。</p> <p>c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、反応度印加の観点で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなることから、着眼点と同様に、過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) を起因とする事故シーケンスを「高」、サポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シーケンスを「中」、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「低」、中小破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>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。</p>
	②サポート系喪失 (自動停止) +原子炉停止失敗		中	中	中	低	
	③中小破断LOCA+原子炉停止失敗		低	中	中	低	
	④大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	低	低	低	
LOCA時注水機能喪失	①中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・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	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>c. 原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が設置されているが、低圧の代替注水設備の設備容量は低圧ECCSより少ない。このため、低圧炉心冷却失敗を含む事故シーケンスを「高」とし、原子炉減圧失敗を含む事故シーケンスを「低」とした。</p> <p>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。</p>
	②中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		低	高	低	中	
格納容器バイパス	①インゲージフェイスシステムLOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・破損系統を除く原子炉注水機能 ・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 	-	-	-	-	抽出された事故シーケンスが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。
津波浸水による注水機能喪失	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・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	高	<p>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。</p> <p>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。逃がし安全弁再開損失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の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ことから「中」とした。</p> <p>c. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスは、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。</p> <p>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。</p>
	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+逃がし安全弁再開損失失敗		中	中	中	低	

※ 重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス
 ※ 取水機能喪失時 (HRS喪失時) は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に成功している場合は崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループで取り扱うが、高圧注水系に失敗した場合は他の事故シーケンスグループ等 (①、②、⑥~⑩: 高圧・低圧注水機能喪失、③~⑤、⑪、⑫: 全交流動力電源喪失、⑬LOCA時注水機能喪失、⑭穹窿気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) で重大事故対策の有効性を確認する。



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

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.
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	成功	炉心損傷なし	—
							失敗	過渡事象 + RHR 失敗	(4)
							成功	炉心損傷なし	—
							失敗	過渡事象 + RHR 失敗	(4)
							成功	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	(1)
							失敗	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	(3)
							成功	炉心損傷なし	—
							失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	(5)
							成功	炉心損傷なし	—
							失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	(5)
							成功	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)
							失敗	過渡事象 + 原子炉停止失敗	(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)

外部電源喪失	原子炉停止	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
					HPCS	RCIC			
							過渡事象へ	過渡事象へ	—
成功							外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
成功							外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
成功							外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
成功							外部電源喪失+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)	(12)
成功							外部電源喪失+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)	(9)
成功							外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
成功							外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
失敗							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1PRAにおけるイベントツリー (2/7)

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	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)	
		失敗	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)	
		失敗	失敗	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	(16)	
					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＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(18)	
		失敗	成功	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）＋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	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）＋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	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	(17)			
			失敗						

55

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	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	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)				
						失敗	成功	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)			
						失敗	失敗	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) + 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	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	失敗	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)								

※ 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.
				HPCS	RCIC			
						サポート系喪失 (自動停止) へ	サポート系喪失 (自動停止) へ	—
成功						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)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(30)
成功						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)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(27)
成功						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	全交流動力電源喪失 (TBU)	(28)
失敗						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)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(31)
失敗						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	全交流動力電源喪失 (TBP)	(29)
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)

第1-2図 内部事象レベル1PRAにおけるイベントツリー (5/7)

大破断 LOCA	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	—
	成功	成功	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	失敗	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	失敗	成功	失敗	失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(36)
	失敗	失敗	失敗	失敗	大破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(38)

中小破断 LOCA	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	—	
	成功	成功	成功	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)	
	成功	失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	失敗	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)
	失敗	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(32)	
	失敗	成功	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA 時注水機能喪失	(33)
	失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 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 PRA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LOCA	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LOCA	格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	(39)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (7/7)

地震	地震加速度大	原子炉建屋	格納容器	原子炉 圧力容器	格納容器 バイパス	Excessive LOCA	計装・制御	直流電源	交流電源	外部電源	発生する起因事象	No.
発生なし											-	-
健全											過渡事象	-
健全											外部電源喪失	-
健全											交流電源喪失	-
健全											直流電源喪失	-
健全											計装・制御系喪失	(46)
発生なし											Excessive LOCA	(44)
発生											格納容器バイパス	(43)
健全											原子炉圧力容器損傷	(42)
損傷											格納容器損傷	(41)
健全											原子炉建屋損傷	(40)
発生												
損傷												

第1-3 図 地震レベル1 PRAにおける階層イベントツリー

過渡事象	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	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.			
過渡事象	成功	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	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)			
							成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
								失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)		
							失敗	成功	成功	成功	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)
										失敗	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)
							成功	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 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							失敗	成功	失敗	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 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							成功	失敗	成功	成功	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)
										失敗	Excessive LOCA	—	(42)
失敗	成功	失敗	過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)								

第1-4図 地震レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/3)

外部電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
						HPCS	RCIC			
						過渡事象へ	過渡事象へ	—		
						外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)		
						外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)		
						外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)		
						外部電源喪失+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)	(12)		
						外部電源喪失+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)	(9)		
						外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)		
						外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)		
						Excessive LOCA		—	(42)	
						過渡事象+原子炉停止失敗		原子炉停止機能喪失	(5)	

第1-4図 地震レベル1PRAにおけるイベントツリー (2/3)

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.
				HPCS	RCIC			
				成功		外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
				成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
				成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
	成功			成功		外部電源喪失+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)	(12)
	成功			失敗		外部電源喪失+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)	(9)
		成功				Excessive LOCA	-	(42)
		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.	
			HPCS	RCIC				
				成功		外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
	成功			成功		外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
		成功		失敗		Excessive LOCA	-	(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)

63

第1-4図 地震レベル1 PRA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)	発生する起因事象	No.
		発生なし	発生なし	—	—
	発生なし		発生	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～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～24m)	(47)
	発生			防潮堤損傷 [※] (T. P. +24m～)	(46)

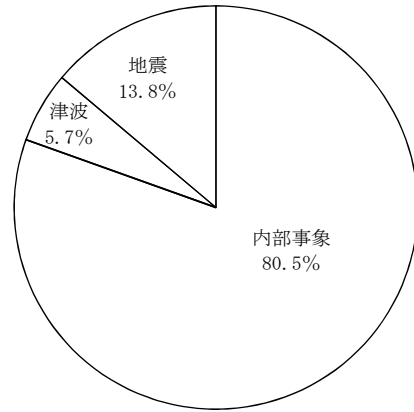
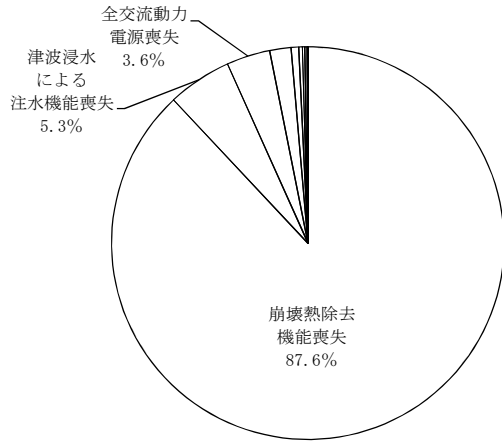
※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

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

64

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	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)
	成功	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

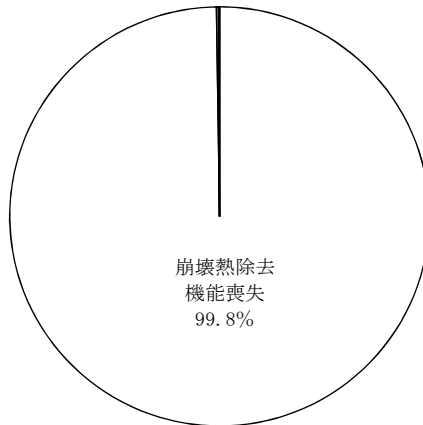


(CDF : 7.5×10^{-5} / 炉年)

事故シーケンスグループ別

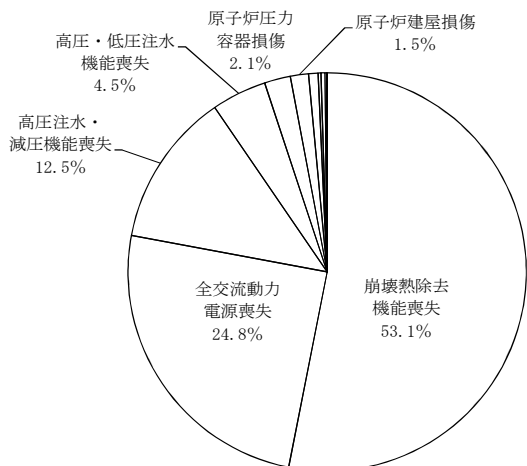
事象別

第1-7図 プラント全体の炉心損傷頻度



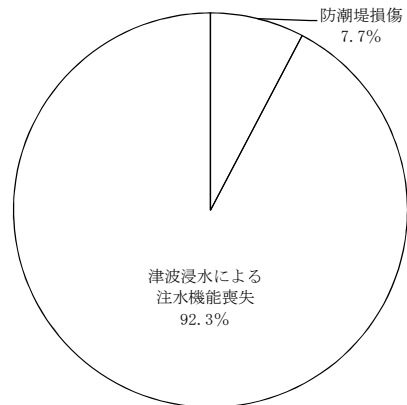
内部事象レベル1 PRA

(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PRA及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- 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、**これまでに整備したアクシデントマネジメント策（以下「AM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**

機能にのみ期待する，仮想的なプラント状態を評価対象とした内部事象レベル1.5 PRAを用いて格納容器破損モードの抽出を行った。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. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

インターフェイスシステムLOCA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、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

なお、Mark-II型格納容器の特徴を考慮し、解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モードとの対応では、溶融物がペDESTAL（ドライウェル部）床面を貫通してサブプレッション・プールへ落下した後に発生する過圧破損（長期冷却失敗）を「溶融炉心・コンクリート相互作用」の格納容器破損モードに

分類する。

f. 過温破損

炉心損傷後に，デブリ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。

なお，M a r k -Ⅱ型格納容器の特徴を考慮し，解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モードとの対応では，熔融物がペDESTAL（ドライウエル部）床面を貫通してサブレーション・プールへ落下した後に発生する過温破損を「熔融炉心・コンクリート相互作用」の格納容器破損モードに分類する。

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. 原子炉圧力容器外での水蒸気爆発

デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の冷却水中又はサブレーション・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。

なお，M a r k -Ⅱ型格納容器の特徴を考慮し，解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モードとの対応では，熔融物がペ

ペDESTAL（ドライウエル部）床面を貫通してサブプレッション・プールへ落下した後に発生する水蒸気爆発を「溶融炉心・コンクリート相互作用」の格納容器破損モードに分類する。

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（ドライウエル部）床のコンクリートが侵食され，デブリはペDESTAL（ドライウエル部）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（ドライウエル部）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。

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. 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

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と見做すため，本PRA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，BWRでは格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しており，水素が可燃限界に至る可能性が十分低いため，本PRA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DESTAL（ドライウェル部）へ落下したデブリが，ペDESTAL（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，Mark-II型格納容器においては，ペDESTAL（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。

(2) PRA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 PRA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 PRA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 PRA 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 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、今回のレベル1.5 P R Aと同様に格納容器破損モードとして考慮しない。（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) 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、解釈の要求事項における「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。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため、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であり、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、発生と同時に格納容器の隔離機能は喪失しているものの、炉心損傷までには時間余裕のある事象である。対策としては炉心損傷の防止又は炉心損傷までに格納容器の隔離機能を復旧することが挙げられる。炉心損傷防止の観点では、内部事象出力運転時レベル 1 P R A の結果から重要事故シーケンスとして抽出し、有効性評価の対象としている。

格納容器の隔離機能を復旧したものの、炉心損傷を防止できなかった場合、その後の事象進展は原子炉圧力容器内の状況に応じて、評価対象とした評価事故シーケンスに包絡されるものとする。

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。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度（ $4.8E-10$ ／炉年）の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

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、炉心損傷発生後の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、格納容器圧力について1日1回確認していることから、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 PRAでは、国内BWRプラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220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（ $6.1E-10$ ／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、本格納容器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く、本格納容器破損モードに至る前に炉心損傷を防止することが重要と考えることから、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。

(2) 早期過圧破損（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。なお、当該破損モードの格納容器破損頻度 ($2.5E-08$ / 炉年) の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は 0.1% 未満である。

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) 過圧破損 (崩壊熱除去失敗)

本破損モードはレベル 1.5 PRA 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。なお、当該破損モードの格納容器破損頻度 ($6.0E-05$ / 炉年) の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は約 99.8% である。

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。

(4) 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

本破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。

したがって、当該破損モードを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評価事故シーケンスに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、**原子炉圧力容器破損**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つの属性を用いて、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 P D S を第2-3表に示すとおり選定した。

なお、原子炉压力容器外熔融燃料-冷却材相互作用の P D S 選定については、熔融炉心・コンクリート相互作用の対策であるペデスタル（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の考え方

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、原子炉压力容器の破損が前提となる「高圧熔融物放出／格

格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」、「原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」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PDS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 評価事故シーケンスの選定結果

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

本格納容器破損モードに至る可能性のあるPDSのうち、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、事象進展の観点で厳しい。また、格納容器圧力が高く推移すること等、環境に放出される放射性物質の観点でも厳しい事故シーケンスとなると考えられる。対策の観点では、過圧破損に対しては格納容器の除熱が、過温破損に対しては格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。

以上の観点を総合的に考慮し、本格納容器破損モードを代表するPDSとしてLOCAを選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。

a. 事故シーケンス

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中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

③中小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗

b. 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、中小破断 L O C A に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び格納容器温度上昇の観点で厳しい大破断 L O C A を起因とし、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて評価事故シーケンスを選定した。

c. 選定した評価事故シーケンス

①大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)

d. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

・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

・格納容器圧力逃がし装置

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードに至る可能性のある P D S のうち、長期 T B は炉心損傷に至る前に R C I C による一時的な冷却に成功しており、起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点では T Q U X , T B D , T B U が厳しい P D S となる。高圧状態で炉

心損傷に至る点ではT Q U X， T B D， T B UにP D S選定上の有意な違いはないことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表するP D Sとして，T Q U Xを選定する。また，このP D Sに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる対応が多く，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。

a. 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 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + D C H

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 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + D C H

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 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + D C H

b. 選定理由

T Q U Xに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とする事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定した。

c. 選定した事故シーケンス

① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + D C H

（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）

d. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

・ 手動減圧

(3) 原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用

本格納容器破損モードに至る可能性のある P D S のうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（F C I）の観点からは、格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考ええると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。

また、本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である、格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが、その一方で、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損する P D S を選定するものとし、高圧状態で破損する T Q U X，T B U 及び長期 T B は選定対象から除外する。L O C A は、蒸気が急速に格納容器に流出するため、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。

よって、本格納容器破損モードを代表する P D S として、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短い T Q U V を選定する。また、この P D S に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシ

ナリオとする。

a. 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 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ペDESTAL)

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 (ペ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 + F C I (ペ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 + F C I (ペ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 + F C I (ペ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 + F C I (ペDESTAL)

b. 選定理由

T Q U V に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象 (給水流量の全喪失) を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定した。

c. 選定した評価事故シーケンス

① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉

心冷却失敗 + F C I (ペDESTAL)

d. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

- ・ペDESTAL (ドライウェル部) の水位を約1mに維持する手段

(4) 水素燃焼

東海第二発電所では、通常運転時から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。炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に13vol%を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため、炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。

本格納容器破損モードはP R Aから抽出されたものではないが、評価のためにP D Sを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のP D Sから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが、酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため、炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム-水反応による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から、L O C Aとその他のP D Sに大別できる。L O C Aでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり、水素濃度は13vol%を上回るものの、その他のP D Sに比べて水素発生量が少なくなると考えられる。

このため、水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のP D Sよりも相対的に高くなる可能性が考えられるL O C Aを選定

する。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価シーケンスでは、対応の厳しさの観点で全交流動力電源喪失を重畳させていることを考慮し、L O C A に全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

a. 事故シーケンス

—

b. 選定理由

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス（大破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗）を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定した。

c. 選定した評価事故シーケンス

- ・大破断 L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗
（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）

d. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

- ・可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

本格納容器破損モードに至る可能性のある P D S のうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高压で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く、また、落下速度が大きくなることで、格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり、落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると、原子炉圧力容器が低压で破損

に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。

これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし、高圧状態で破損するTQUX、TBU及び長期TBは選定対象から除外する。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時間余裕は事象発生から3時間以上であることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また、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。

以上より、本格納容器破損モードを代表するPDSとしてTQUVを選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失の重畳を考慮することで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。

a. 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＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペDESTAL）

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
(ペ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（ペ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（ペ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（ペ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（ペDESTAL）

b. 選定理由

T Q U V に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定した。

c. 選定した評価事故シーケンス

① 過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペDESTAL）

d. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

・ 格納容器下部注水系（常設）

2.3.4 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。

2.3.5 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
早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	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」
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	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 LOCA)	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 LOCA)」
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
過圧破損 (長期冷却失敗) (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 (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		—
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1	高圧溶融物放出／ 格納容器雰囲気直接加熱	—
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発 (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	—
過圧破損 (長期冷却失敗) (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	Mark-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 (ドライウエル部) 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 (ドライウエル部) 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 (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		
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発 (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 (/伊年)	PDS ^{※2}	格納容器破損頻度 (/伊年)	寄与割合 (%)	評価対象となるPDSの選定の考え方	評価対象 PDS	
		TQUV	TQUX	2.2E-09			100.0
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	TQUX	2.2E-09	100.0	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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時に高圧炉心冷却機能及び低圧炉心冷却機能の喪失に加え、全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。 	LOCA
		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	<p>以上より、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するためのPDSとして、LOCAを選定し、これに全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。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。</p>		
		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			
		—	—	—			
高圧溶融物/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH) ^{※1}	8.5E-09	TQUX	2.4E-11	0.3	<p>【事象進展緩和（減圧）の余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 高圧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時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。 	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	—	—	<p>【事象（FCIにおける発生エネルギーの大きさ）の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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、高圧状態が維持される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。 また、本格格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である、格納容器下部への水張りを実施された状態を想定しているが、その一方で、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況を考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし、高圧状態で破損するTQUX、TBU及び長期TBは選定対象から除外する。 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圧破損シーケンス（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時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。 	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	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> MCCIの観点からは、ペダスタル（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圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧状態が維持される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時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。 	TQUV	
		TQUX	7.0E-10	3.3			
		長期TB	—	—			
		TBU	1.7E-08	78.5			
		TBP	5.2E-10	2.5			
		TBD	—	—			
LOCA	6.8E-16	<0.1					
水素燃焼	—	—	—	—	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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に窒素で置換しているため、レベル1、5 PRA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、格納容器内に窒素置換され、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れ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。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価シーケンスでは、対応の厳しさの観点でSBOの重畳を想定していることを考慮し、LOCA（LOCA+ECCS注水機能喪失）+SBOをPDSとして選定する。 	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圧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		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	LOCA	① 大破断LOCA+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}	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 代替隔離冷却系 格納容器圧力逃がし装置 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCA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LOCAと比較し、大破断LOCA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。 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LOCA+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}			【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCA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LOCAと比較し、大破断LOCA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。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
		③ 中小破断LOCA+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}				
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	LOCA	① 大破断LOCA+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	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 代替隔離冷却系 格納容器圧力逃がし装置 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。		
高圧容器物取出し/格納容器雰囲気冷却加熱(DCH) ^{※4}	TQUX	① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+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(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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。 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+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH				
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI) ^{※5}	TQUV	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+FCI(ベDESTAL) ^{※4}	<ul style="list-style-type: none"> ベDESTAL(ドライウェル部)の水を約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(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【事象(FCI発生時)の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的に各シーケンスでFCIが発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。		
		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+FCI(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+FCI(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+FCI(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+FCI(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+FCI(ベDESTAL) ^{※4}				
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCC I) ^{※4}	TQUV	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)	<ul style="list-style-type: none"> 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(給水流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及び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、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【事象(MCC I発生時)の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的に各シーケンスでMCC Iが発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。		
		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	LOCA	-	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型空室供給装置により格納容器内への空室封入 	【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。 ・ 重大事故等対策評価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LOCAと大きく異なるPDSについては、有効性評価において適定その感度を確認するものとする。		

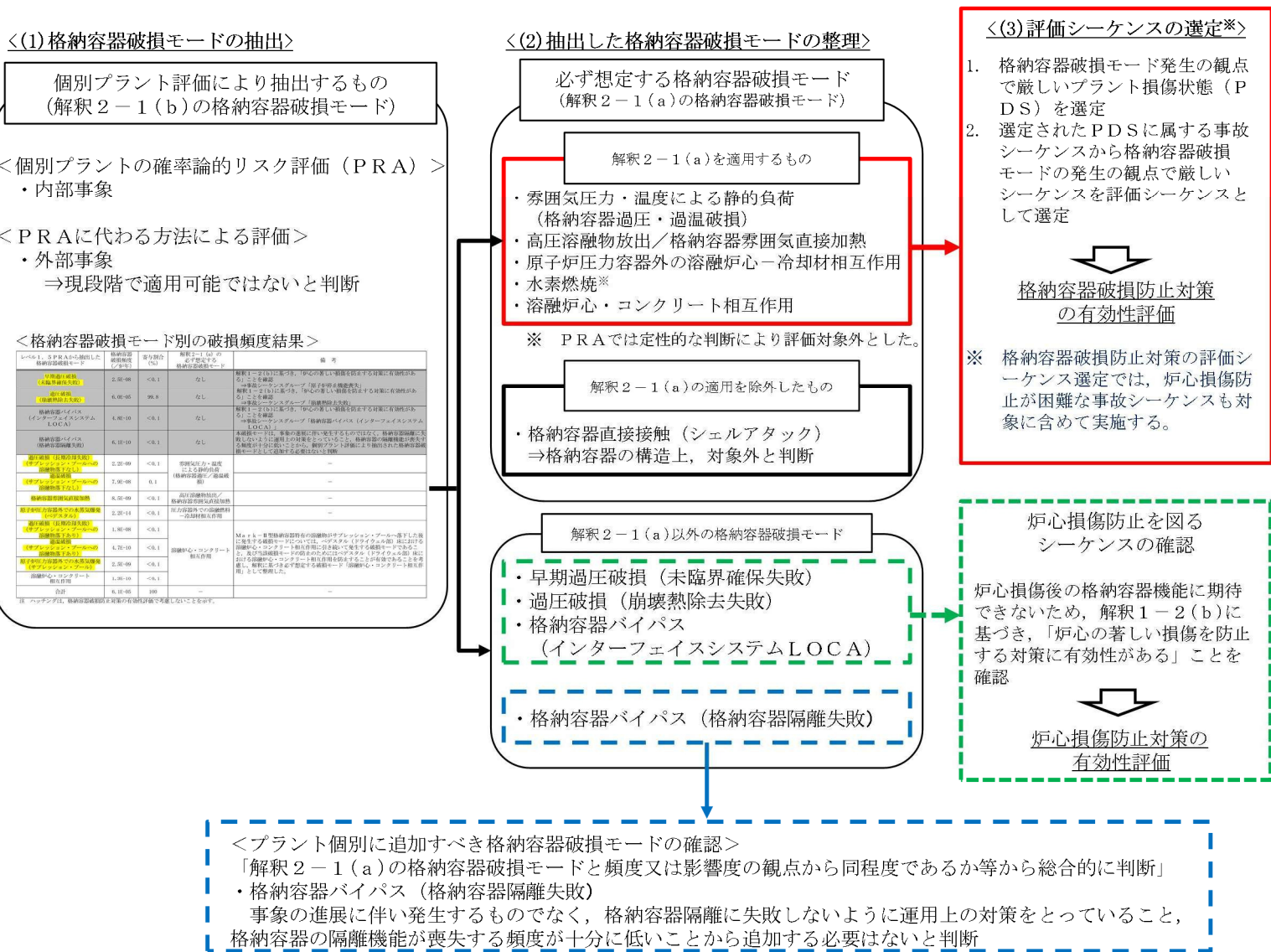
◎ 選定した評価事故シーケンス

※1 DCH、FCI、MCC I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。

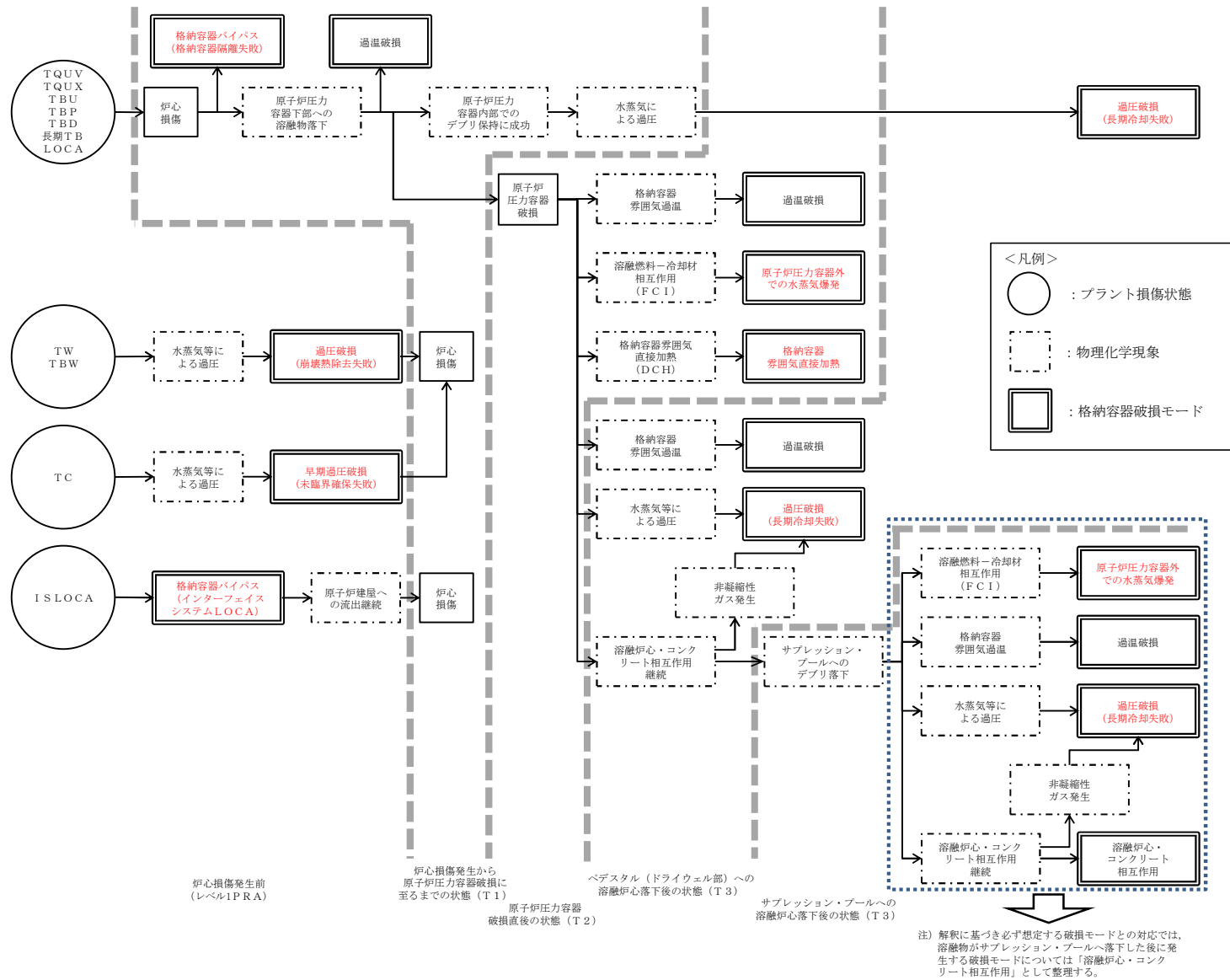
※2 各シーケンスの斜体で示した部分は炉心損傷に至る事故シーケンス、それ以外の部分は炉心損傷後の事故シーケンスを示す。

※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圧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。

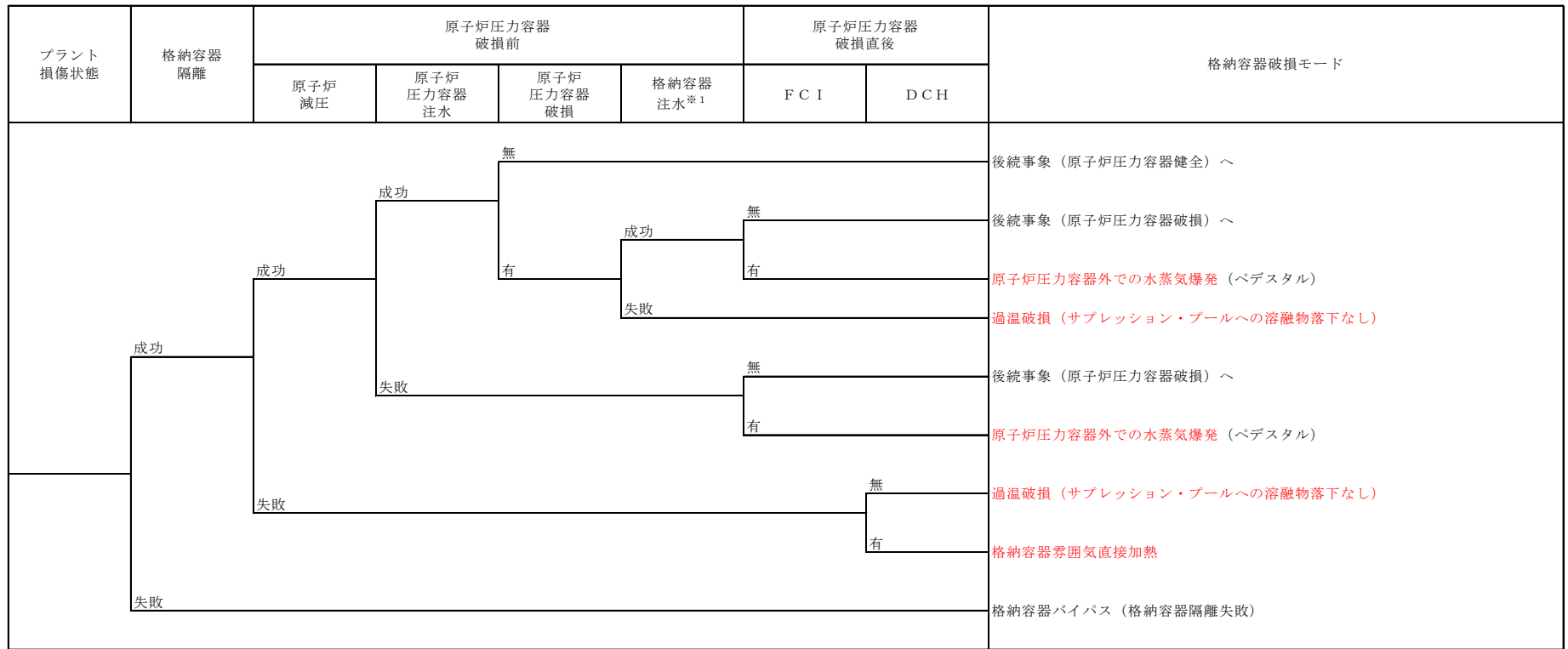
※4 PDSがTQUVに該当する事故シーケンスでは、ベDESTAL(ドライウェル部)への注水機能が喪失するためFCIが発生する事故シーケンスは抽出されないが、MCC I対策である事前水張りによりFCIが発生する可能性を考慮して評価事故シーケンスを選定する。



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 : 原子炉圧力容器外での溶融燃料-冷却材相互作用

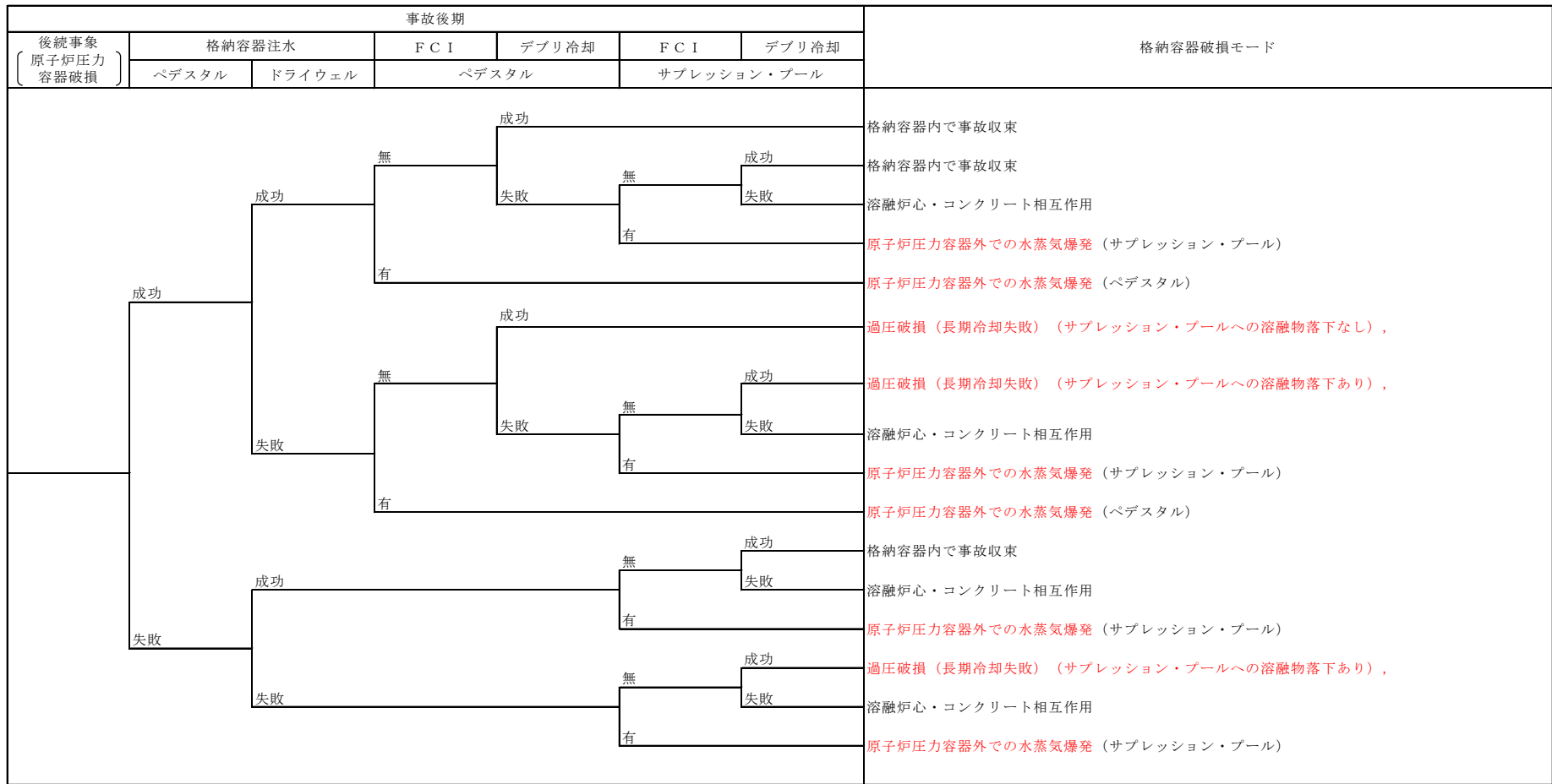
D C H : 格納容器雰囲気直接加熱

※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。

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)

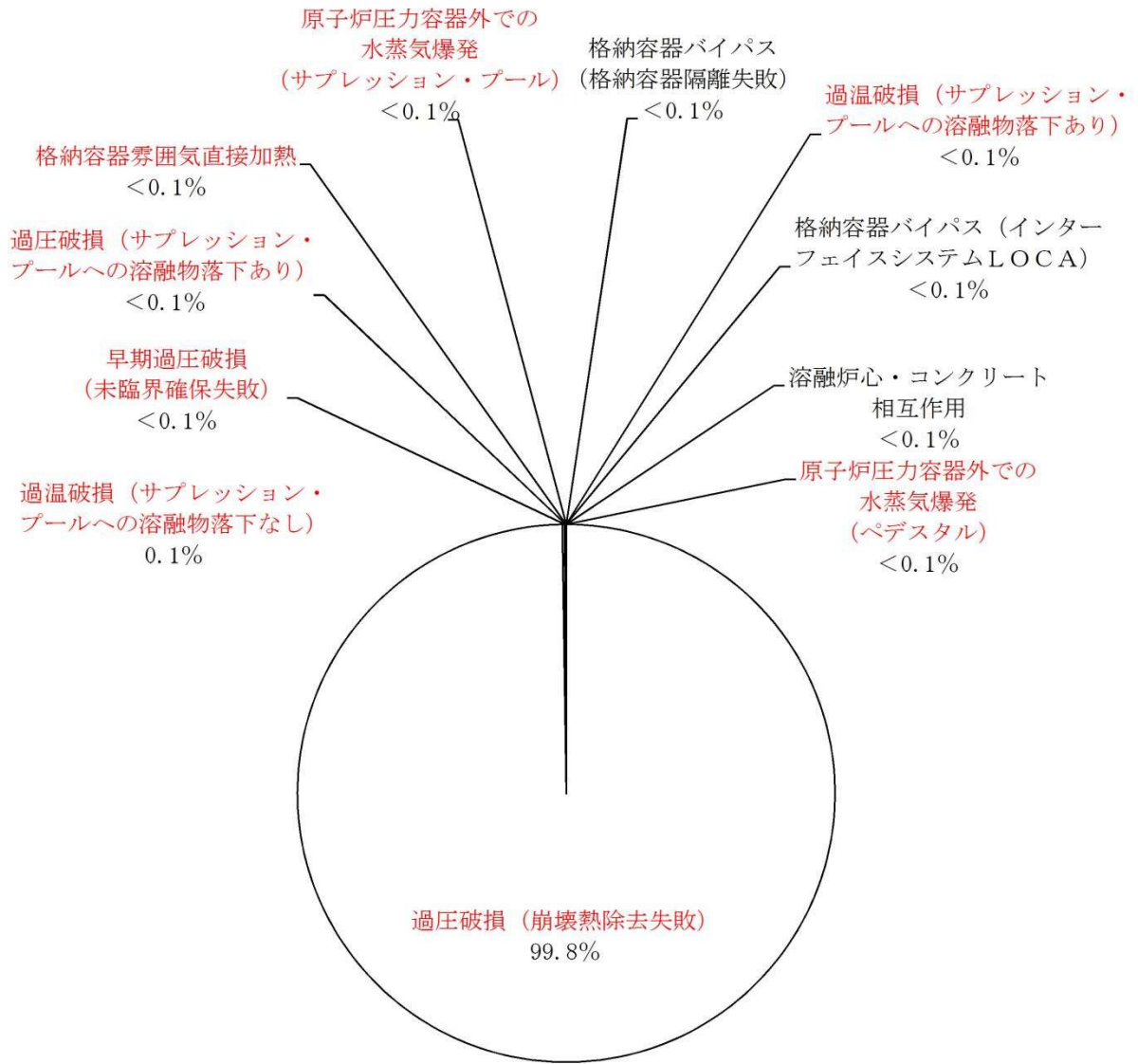
事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔原子炉圧力容器健全〕	格納容器注水	
成功		原子炉圧力容器内で事故収束 過圧破損（長期冷却失敗）（サブプレッション・プールへの溶融物落下なし）
失敗		

第2-3図 内部事象レベル1. 5 PRA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 : $6.1E-05$

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1PRA及びPRA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。

必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスについては、頻度、影響等を確認し、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
(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

(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PRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- 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 PRAを実施し、事故シーケンスグループの抽出を行った。

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析と同様、これまでに整備したアクシデントマネジメント策（以下「AM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のみ期待する，仮想的なプラント状態を評価対象とした P R A の結果を用いた。

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，起因事象，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。

抽出された事故シーケンス別の燃料損傷頻度を整理し，審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか，それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に，燃料損傷状態を分類した。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。なお、反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。

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。なお、反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。

c. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

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炉心損傷頻度に対して1%以上の寄与を持つ事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。

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である。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

・ 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

余裕時間については事故シーケンス間で差異がなく、燃料損傷防止対策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。また、原子炉への注水に必要な設備容量についても事故シーケンス間で差異がなく、ECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量に比べて十分小さい。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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、残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については、「全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

(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である。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

- ・ 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

余裕時間については事故シーケンス間で差異がなく、燃料損傷防止対策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。また、原子炉への注水に必要な設備容量についても事故シーケンス間で差異がなく、低圧代替注水系（常設）の設備容量に比べて十分小さい。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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、直流電源が喪失する②の事故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の事故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である。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

・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

余裕時間の観点からは、①、②の事故シーケンスが厳しく、設備容量の観点からは、流出流量の大きい③、④の事故シーケンスが厳しい。また、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、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、②の事故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NR/Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高により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こととする。

また、③、④の事故シーケンスについては、流出流量と比較して燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・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箇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こととする。

①の事故シーケンスは、通常水位、ウェル満水いずれの状態でも起こり得る可能性があるが、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、通常水位の状態でのRHR切替時のLOCAが発生することを想定する。

(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、停止中に実施される検査等により、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、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

ii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

- ・ 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

iii) 選定理由

代表性の観点から、停止中に実施される検査等により、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，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

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CDF (/施設定期検査)	全CDFに対する寄与割合(%)	グループ別CDFに対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ別CDF (/施設定期検査)	全CDF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}	<ul style="list-style-type: none"> 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			<ul style="list-style-type: none"> 待機中のE.C.C.S. (<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} 	1.2E-07	2.5		
	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		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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	3.5E-06	71.1	100.0	3.5E-06	71.1
	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}	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系 <u>低圧代替注水系(常設)</u> (<u>交流電源復旧後</u>) 低圧代替注水系(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LOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> 待機中のE.C.C.S. (<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 (CUWブロー時のLOCA) +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 (CRD点検時のLOCA) +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 (LPRM点検時のLOCA) +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

POS	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	3.9
A	PCV/PRV開放への移行状態		5.7
B1	原子炉ウェル満水状態	原子炉ウェル満水	53.8
B2			90.9
B3			107.6
B4			155.2
B5			174.5
B6			199.7
C1	PCV/PRV閉鎖への移行状態	通常水位	35.8
C2			38.3
D	起動準備状態		40.8

※1 原子炉ウェ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	POS	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)
RHR切替時のLOCA	B	原子炉ウェル満水			22.7
	C, D	通常水位			3.5
CUWブロー時のLOCA	C, D	通常水位			3.5
CRD点検時のLOCA	B	原子炉ウェル満水			5.5
LPRM点検時のLOCA	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		着視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	原子炉への注水機能	・ 待機中のECCS（残留熱除去系（低圧注水系）※1）	低	低	高	a. 余裕時間については、事故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、全ての事故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、事故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、全ての事故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。
	— ②残留熱除去系の故障（RHS喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	低	低	中	
	— ③外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	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（DG起動に使用）（交流電源失敗時） ・ 低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後）	低	低	高	a. 余裕時間については、事故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25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、全ての事故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、事故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、全ての事故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。
	— 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	・ 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	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（残留熱除去系（低圧注水系））	高	低	高	a. 燃料損傷までの余裕時間が最も短い事故シーケンス（①RHR切替時、②CUWPロー時：3.5時間）を「高」、最も長い事故シーケンス（④LPRM点検時：12.1時間）を「低」、それ以外の事故シーケンス（③CRD点検時：5.5時間）を「中」とした。 b. 流出流量が最も程、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事故シーケンスを「高」、最も少ない事故シーケンスを「低」、それ以外の事故シーケンスを「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。 （①RHR切替時のLOCAについては、ウェル満水及び通常水位のいずれの状態でも起こり得る可能性があるが、保有水量が少なく、余裕時間の観点で厳しい通常水位時を想定して着視点に基づく整理を行った。なお、通常水位時においては、原子炉水位計による警報発生による速やかな冷却材流出事故の認知等に期待できることも考えられるが、評価上考慮しないものとする。）
	— 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	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	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	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	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	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	低	中	低	
反応度の誤投入	◎ 制御棒の誤引き抜き※3	原子炉緊急停止機能	・ 原子炉緊急停止系（起動領域計装の原子炉出力バリエード短短（10秒）信号による原子炉スクラム）	—	—	—	代表性の観点から以下の事故を想定する。 ・ 停止中に実施される検査等により、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、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故

◎：重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス

※1 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。

※2 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。

（安定状態の確立のために残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施する。）

※3 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ため。

〈(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	原子炉停止に引いた シナリオ数(%) (シナリオ数)	停止時に発生する 割合(%)	グループ中に引いた シナリオ数(%) (シナリオ数)	事故シーケンス グループ中に引いた 割合(%)	原子炉停止に引いた 割合(%) (シナリオ数)
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去系の故障 (RHR故障) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.9E-07	21.3	78.8	1.3E-06	21.3
	崩壊熱除去系の故障 (RHR故障) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	2.7	9.1		
	炉内短絡電流発生 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.6E-07	3.3	12.9		
全交流動力電源喪失	炉内短絡電流発生 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.6E-06	22.7	100.0	3.4E-06	72.7
	炉内短絡電流発生 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-06	0.1	0.15		
	炉内短絡電流発生 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	6.4E-11	0.1	0.1		
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出 (RHR故障時のLCOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.9E-11	0.1	38.2	1.1E-10	0.1
	原子炉冷却材の流出 (LWGR一時的LCOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-11	0.1	5.6		
	原子炉冷却材の流出 (CRD故障時のLCOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.6E-14	0.1	0.15		
	原子炉冷却材の流出 (LPRM故障時のLCOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	4.7E-06	100.0	-		
合計		4.7E-06	100.0	-	4.7E-06	100.0

〈(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

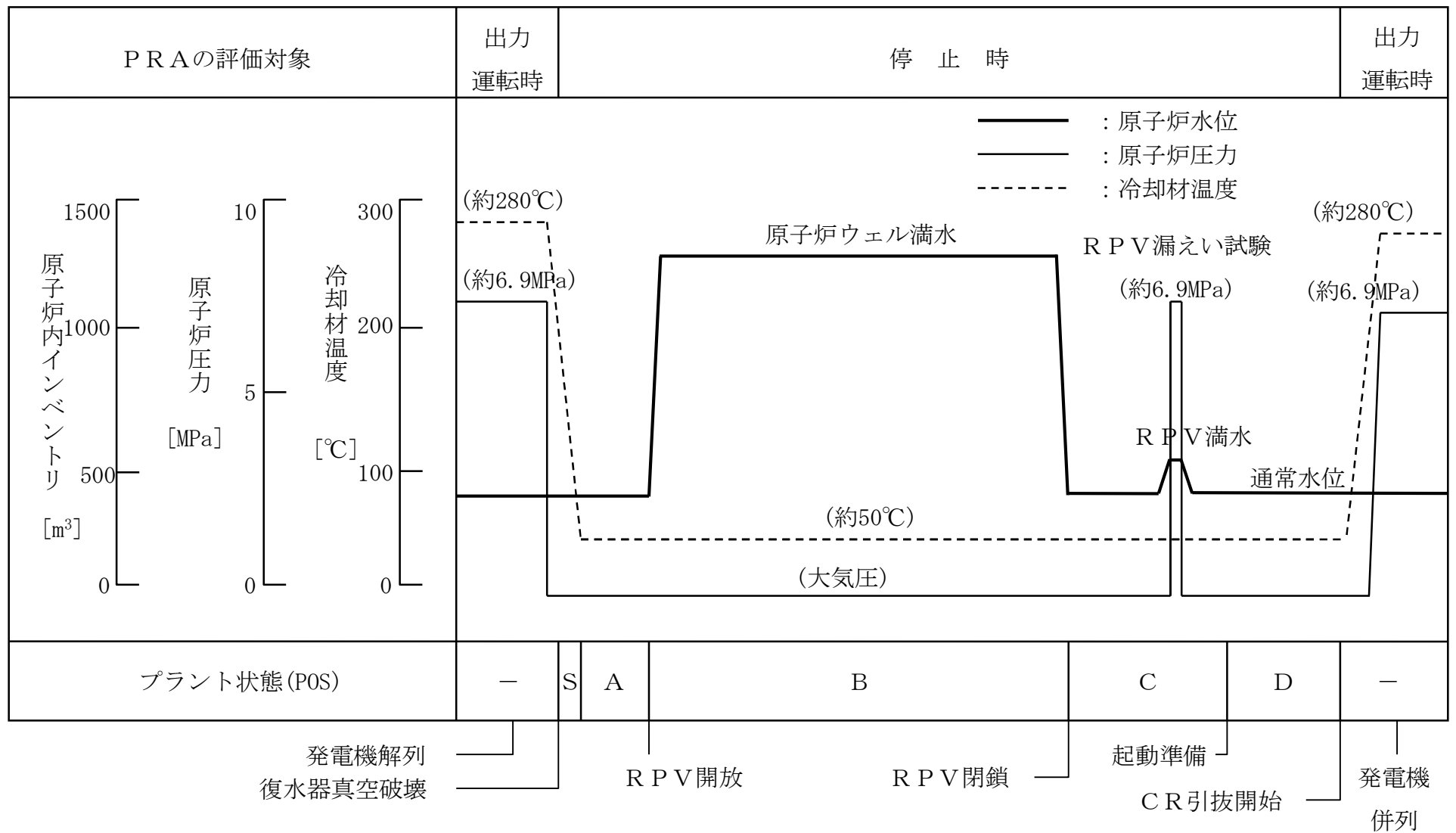
〈(3) 重要事故シーケンスの選定〉

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	■				■				※2		■	
	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

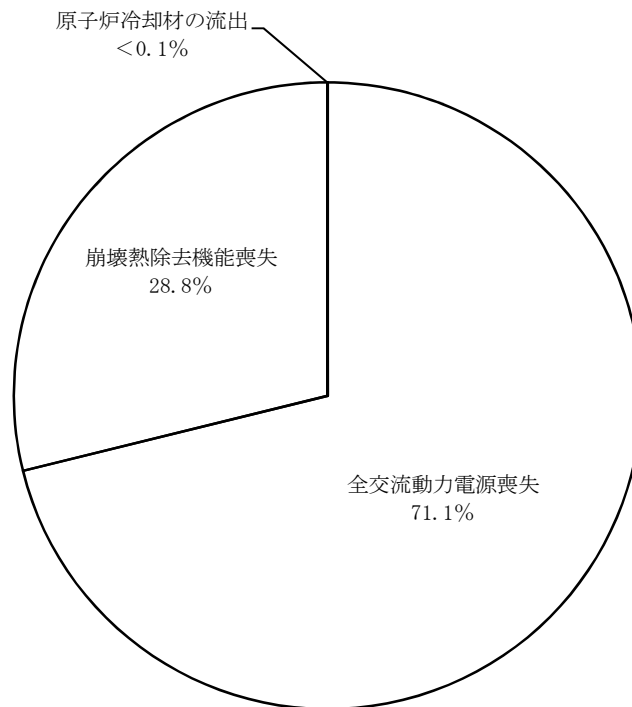
第3-3 図 停止時PRAにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程

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 (RRS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	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 事故シナリオ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（別紙11）。

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（別紙12）。

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、広範囲における重畳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「外部人為事象」という。）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、起回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にて抽出した起回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 PRAについては、地震PRA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PRA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 PRA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 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。

2.2 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 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。

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 P R A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 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。

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得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にて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ヤグラムを参考に、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となる機能

停止時の燃料損傷防止に必要となる機能は、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が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。

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则认为られるものの、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 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。

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，内部火災により運転中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」の起因事象が発生し，所内電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが，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で考慮している起因事象に含まれている。

したがって，停止時の内部溢水，内部火災による起因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。

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，停止時に起因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因事象は，内部事象停止時レベル1 P R Aにおいて抽出した起因事象に包含されるため，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回事象

起回事象	起回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回事象の抽出結果

外部事象 起回事象	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	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の損傷 残留熱除去系海水系の損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系海水系の機能喪失（竜巻，落雷） 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 送受電設備の損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 送受電設備の機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 送受電設備の機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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（Excessive LOCA） 計測・制御系喪失 	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時を対象とした地震レベル1 PRA 結果に基づき，直接炉心損傷に至る起回事象を抽出しているが，補足1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。

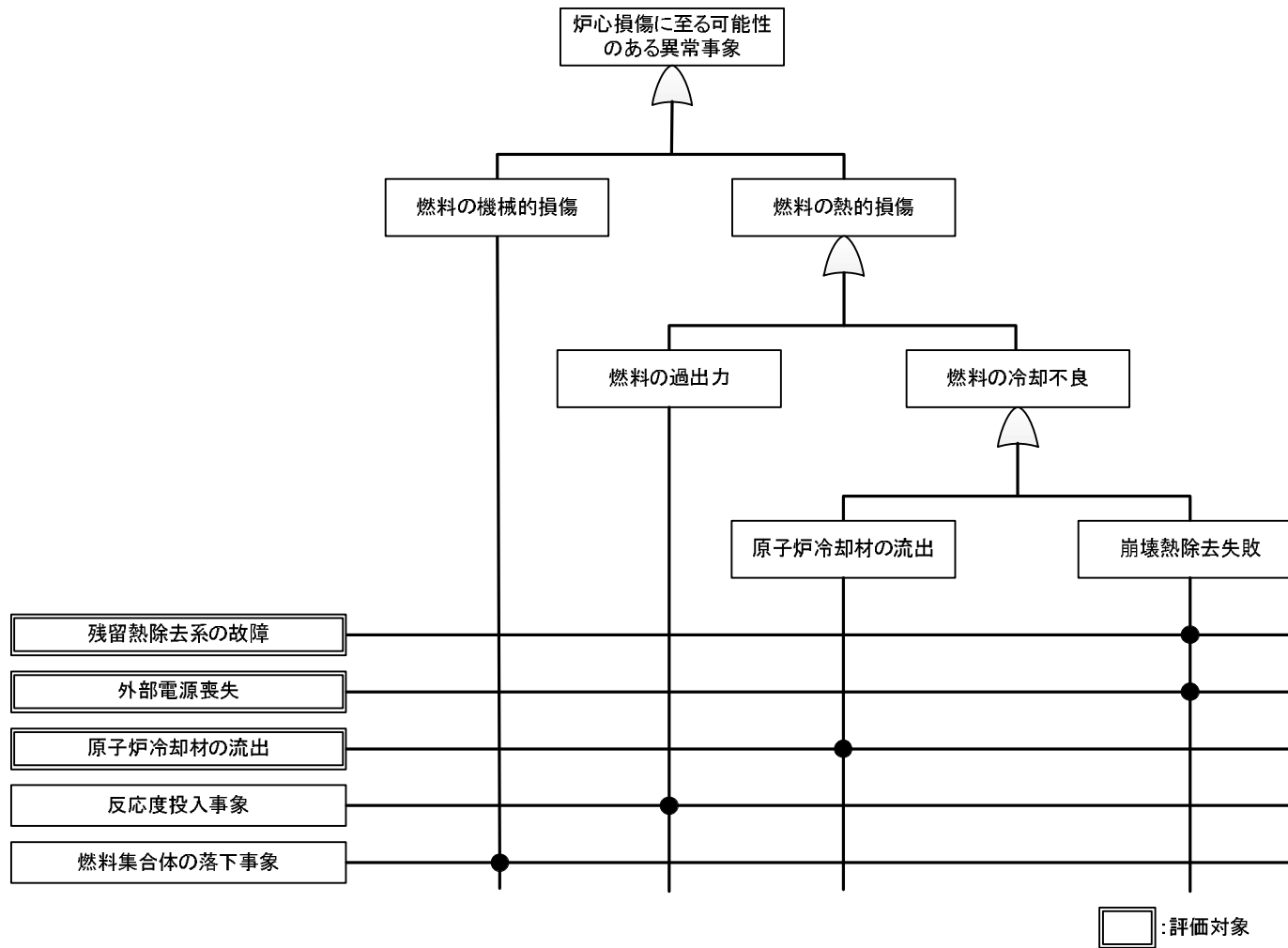


図 1 内部事象停止時レベル 1 P R A のマスターロジックダイヤグラム

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に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。

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11事象を対象に実施するものとする。

- ・ 洪水
- ・ 風（台風）
- ・ 竜巻
- ・ 凍結
- ・ 降水
- ・ 積雪
- ・ 落雷
- ・ 火山の影響
- ・ 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11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5事象については、他事象に包絡される（洪水、風（台風）、降水、高潮）か、起因事象の発生はない（生物学的事象）ことを確認している。（補足1）

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2）

(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1-1～6参照）、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1-7)。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増加)

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:地震により浸水防止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. 47：地下水による地滑り，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（海水温低），

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3に示す。また、外部人為事象との重畳影響については、補足4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、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、自然現象の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 過酷な自然現象により考え得る起因事象等

補足 1-1 凍結事象に対する事故シーケンス抽出

補足 1-2 積雪事象に対する事故シーケンス抽出

補足 1-3 火山の影響に対する事故シーケンス抽出

補足 1-4 竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

補足 1-5 森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

補足 1-6 落雷事象に対する事故シーケンス抽出

補足 1-7 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 2 過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

補足 3 自然現象の重畳確認結果

補足 4 外部人為事象に関わる重畳の影響について

過酷な自然現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
1	凍結 ※詳細評価は補足 1-1 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
			ヒートシンク(海水)の凍結	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	送電線が着氷により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ
		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)		
2	隕石	津波(No.11)の評価に包絡される。		
3	降水	浸水	降水による設備の浸水	津波(No.11)の評価に包絡される。
4	河川の迂回	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。		
5	砂嵐	閉塞(吸気等)	砂塵、大陸からの黄砂による吸気口の閉塞	火山(No.12)の評価に包絡される。
6	静振	浸水	静振による設備の浸水	津波(No.11)の評価に包絡される。
		渇水	静振による海水の枯渇	津波(No.11)の評価に包絡される。
7	地震活動	地震PRAにて評価される。		
8	積雪 ※詳細評価は補足 1-2 参照	荷重	荷重(堆積)	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
				建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋(付属棟)損傷により原子炉建屋給気隔離弁が損傷、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原子炉建屋(廃棄物処理棟)損傷により原子炉建屋排気隔離弁が損傷、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
				建屋屋上への積雪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
				超高圧開閉所等への積雪による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				

過酷な自然現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 ※詳細評価は補足 1-2 参照	荷重	荷重 (堆積)	非常用ディーゼル発電機吸気フィルタ及びブルーベントファンが積雪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
				高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータへの積雪による損傷に伴う高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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用海水ポンプモータへの積雪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
				補機冷却用海水ポンプモータ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
		電気的影響	着雪による送電線の相間短絡	送電線が着雪により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ
		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞	積雪又は吸込み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 5.9m、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。
				積雪又は吸込みにより残留熱除去系海水系ポンプモ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
積雪又は吸込みにより高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空気冷却器が閉塞、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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				
積雪又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機用海水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				
積雪又は吸込みにより補機冷却用海水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				

過酷な自然現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
9	土壌の収縮又は膨張	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。		
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	火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3 参照	荷重	荷重 (堆積)	<p>建屋屋上への降下火砕物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</p> <p>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</p> <p>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) 損傷により原子炉建屋給気隔離弁が損傷、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</p> <p>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</p> <p>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) 損傷により原子炉建屋排気隔離弁が損傷、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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>非常用ディーゼル発電機吸気フィルタ及びブルーベント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</p> <p>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</p> <p>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水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圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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</p>

過酷な自然現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	火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3 参照	荷重	荷重 (堆積)	非常用ディーゼル発電機用海水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
				補機冷却用海水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
		閉塞 (海水系)	海水ストレーナ等の閉塞	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
				降下火砕物により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ軸受の異常摩耗により、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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
				降下火砕物により非常用ディーゼル発電機用海水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
				降下火砕物により補機冷却用海水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
				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給気口、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
		閉塞 (吸気等)	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 5.9m、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。
				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系ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空気冷却器が閉塞、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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

過酷な自然現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	火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3 参照	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞	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用海水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用海水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
		腐食	腐食成分による化学的影響	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。
		電氣的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡	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
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
14	雪崩	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。		
15	生物学的事象	閉塞 (海水系)	取水口, 海水ストレーナ等の閉塞	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。
		電氣的影響	げっ歯類 (ネズミ等) によるケーブル類の損傷	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。
16	海岸浸食	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。		
17	干ばつ	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。		
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
19	風 (台風)	荷重	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 1-4 参照	荷重	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外側ブ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

過酷な自然現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 1-4 参照	荷重	荷重(風及び気圧差)	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。
			荷重(風及び気圧差)	非常用ガス処理系排気筒及び配管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排気筒及び配管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。
			荷重(風及び気圧差)	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
			荷重(風及び気圧差)	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
			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室ルーフベントファン、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
			荷重(風及び気圧差)	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
			荷重(風及び気圧差)	風荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が損傷、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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
			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用海水系が損傷、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
		荷重(風及び気圧差)	風荷重により補機冷却海水系が損傷、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	
		荷重(風及び気圧差)	風荷重により循環水系が損傷、機能が喪失、復水器真空度喪失、過渡事象「隔離事象」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原子炉補機冷却系サージタンクが損傷、機能が喪失し、過渡事象「隔離事象」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非常用ガス処理系排気筒及び配管が損傷、原子炉建屋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	
		荷重(衝突)	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	
		荷重(衝突)	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	

過酷な自然現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 1-4 参照	荷重	荷重(衝突)	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原子炉建屋給気隔離弁が損傷, 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, 屋内への貫通により原子炉建屋排気隔離弁が損傷, 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
				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
				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室ルーフベントファン, 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系ディーゼル発電機用海水系が損傷, 高圧炉心スプレイ系が機能喪失し, 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				

過酷な自然現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 1-4 参照	荷重	荷重 (衝突)	<p>飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷、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</p> <p>飛来物の衝突により補機冷却海水系が損傷、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</p> <p>飛来物の衝突により循環水系が損傷、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</p>
21	濃霧	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。		
22	森林火災 ※詳細評価は補足 1-5 参照	温度	輻射熱	<p>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 (火災側) 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るため、シナリオの選定は不要である。</p>
		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞	<p>ばい煙のモータ空気冷却器給気口への侵入について、モータは空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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>
23	霜・白霜	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。		
24	草原火災	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。		
25	ひょう・あられ	荷重	荷重 (衝突)	竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。
26	極高温	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。		
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
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	着氷	凍結 (No. 1) の評価に包絡される。
30	氷晶	電気的影響	着氷	凍結 (No. 1) の評価に包絡される。
31	氷壁	東海第二発電所敷地周辺には氷壁を含む海氷の発生、流氷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)	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。		

過酷な自然現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
33	落雷 ※詳細評価は補足 1-6 参照	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ	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
			直撃雷	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系ポンプモータが損傷、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系ディーゼル発電機用海水ポンプモータが損傷、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、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用海水ポンプモータが損傷、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用海水ポンプモータが損傷、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		
誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷	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			
34	湖又は河川の水位低下	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。		
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	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
36	陥没、地盤沈下、地割れ	安全上重要な施設は岩盤に設置されており、地下水の流動等による陥没は発生しない。また、敷地及びその近傍に活断層は分布していないことから、地震に伴う地殻変動によって安全施設の機能に影響を及ぼすような不等沈下・地割れは発生しないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
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。
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	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。		
40	地面の隆起	東海第二発電所の敷地及びその近傍に活断層は分布していないことから、地震に伴う地殻変動によって安全施設の機能に影響を及ぼすような地盤の隆起は発生しないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷	生物学的事象 (No. 15) の評価に包絡される。
42	地滑り	地すべり地形分布図及び土砂災害危険箇所図によると、東海第二発電所の敷地及びその近傍には地滑りを起こすような地形は存在しないため、敷地内における地滑りによる設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		

過酷な自然現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
43	カルスト	発電所敷地及び敷地周辺にカルスト地形は認められず、発電所の地質もカルストを形成する要因はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
44	地下水による浸食	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。		
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
47	地下水による地滑り	地すべり地形分布図及び土砂災害危険箇所図によると、東海第二発電所の敷地及びその近傍には地滑りを起こすような地形は存在しないため、敷地内における地滑りによる設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
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	生物学的事象 (No. 15) の評価に包絡される。
49	太陽フレア、磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導電流	磁気嵐に伴う送電線に誘導電流が発生し、その影響は、落雷 (No. 33) の評価に包絡される。
50	高温水 (海水温高)	温度	高温水	高温水により海水系に影響するため、生物学的事象 (No. 15) の評価に包絡される。
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)	安全上重要な施設の基礎地盤は岩盤又は液状化対策 (地盤改良) 済みの地盤であり、液状化に伴う地盤変状の影響を受けないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
53	土石流	東海第二発電所周辺には土石流が発生する地形、地質はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
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)	毒性ガスの吸込みによる吸気フィルタ等の閉塞	森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。

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) 起回事象の特定

(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（起回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回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、考慮すべき起回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、考慮すべき起回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、起回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、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

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，附属棟，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用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・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用海水系（モータ）
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系（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損傷し、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（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原子炉建屋給気隔離弁の機能喪失による「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施設の機能喪失による「隔離事象」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原子炉建屋排気隔離弁の機能喪失による「計画外停止」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

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用海水系

積雪荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水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用海水系

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機用海水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

- ・補機冷却系海水系

積雪荷重により補機冷却用海水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 5.9m、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。

- ・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用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用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

補機冷却用海水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、考慮すべき起回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、考慮すべき起回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回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。

火山の影響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 建屋天井や屋外設備に対する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 建屋天井や屋外設備に対する降下火砕物の堆積荷重

< 建屋 >

- ・ 原子炉建屋（原子炉棟， 附属棟， 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用海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

② 降下火砕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用海水系
- ・ 非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・ 補機冷却海水系
- ・ 循環水系

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用海水系（モータ）
- ・ 非常用ディーゼル発電機用海水系（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（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原子炉建屋給気隔離弁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）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施設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（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原子炉建屋排気隔離弁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用海水系

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用海水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用海水系

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用海水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用海水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」、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機用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用海水系の機能喪失、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 5.9m、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用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用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

補機冷却用海水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、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) 起回事象の特定

(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（起回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回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、考慮すべき起回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、考慮すべき起回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、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

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、火山の影響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，送電線）
- ・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用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・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，送電線）
- ・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用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・補機冷却海水系
- ・循環水系

<屋内設備>

- ・原子炉補機冷却系
- ・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
- ・原子炉建屋換気系隔離弁
- ・気体廃棄物処理施設
- ・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，附属棟，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るところを考えると，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るところを考えると，シナリオの選定は不要である。

ただし，**原子炉建屋外側**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（超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器，送電線）

風荷重及び気圧差荷重により超高压開閉所，特別高压開閉所，変圧器又は送電線に影響が及び「外部電源喪失」に至るシナリオ

- ・排気筒

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

非常用ガス処理系排気筒及び配管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排気筒及び配管の頑健性は維持されると考えるため，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用海水系

風荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用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用海水系

風荷重により非常用ディーゼル発電機用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

- ・ 補機冷却系海水系

風荷重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

風荷重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

<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（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器，送電線）

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・排気筒

飛来物による衝突荷重により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排気筒及び配管が損傷した場合、「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用海水系

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用海水系
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、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、原子炉建屋給気隔離弁に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、原子炉建屋換気系隔離弁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施設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、原子炉建屋排気隔離弁に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、原子炉建屋換気系隔離弁が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

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，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外側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用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用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。

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。

非常用ガス処理系排気筒及び配管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用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用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、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、原子炉建屋換気系隔離弁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。

- ・原子炉建屋外側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
- ・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
- ・原子炉建屋換気系隔離弁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
- ・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用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用海水系の損傷，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

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）

- ・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用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・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（吸気フィルタ等）
- ・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用海水系（モータ）
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系（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。

- ・排気筒

森林火災の輻射熱による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、排気筒が受ける輻射強度は低いため、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用海水

系／非常用ディーゼル発電機用海水系／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ができることから、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（吸気フィルタ等）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。

(4) 起回事象の特定

(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（起回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回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、考慮すべき起回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、起回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、考慮すべき起回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、考慮すべき起回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回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用海水系

- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ・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用海水系

直撃雷により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用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用海水系

直撃雷により非常用ディーゼル発電機用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。

高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系は、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用海水系は、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用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用海水系の損傷，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
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。
火山の影響	外部電源喪失	送電線や碍子へ降下火砕物が付着し、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、 非常用 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	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		
	非隔離事象	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非隔離事象		
	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用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	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)		
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(衝突)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
			荷重(爆風圧)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	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	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	有毒ガス(No.4)の影響に包絡される。			
3	交通事故(化学物質 の流出含む)	温度	輻射熱	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	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	有毒ガス(No.4)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	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(爆風圧)	
		温度	輻射熱	
		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				
7	工業施設又は軍事施設事故	荷重	荷重(衝突)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
			荷重(爆風圧)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	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	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	有毒ガス(No.4)の評価に包絡される。			
8	船舶の衝突	閉塞(海水系)	取水口の閉塞	発電所周辺の航路は十分な離隔距離が確保されているが, 発電所周辺の航路を通行する輸送船が漂流した場合であっても, 輸送船の喫水深さ11.5mに対して, 発電所沖合900mでの水深が11mであることから敷地に到達する可能性は低い。また, 喫水の浅い小型船舶の漂流を想定した場合, 敷地全面の防波堤に衝突して止まる可能性が高く, 取水性に影響はない。 万が一, 小型船舶や, 港湾内に入港する船舶が事故によってカーテンウォール前面に到達した場合であっても, カーテンウォールにより取水路への侵入は阻害され, 取水口の呑み口は広く閉塞する可能性は低いことから, 取水性に影響はない。

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	閉塞 (海水系)	油漏えいによる海水系ストレーナの閉塞	船舶の座礁により重油流出事故が発生した場合であっても、カーテンウォールにより低層から取水することによって、残留熱除去系海水系及び非常用ディーゼル発電機用海水系の取水性に影響はない。
		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	有毒ガス (No. 4) の影響に包絡される。
9	自動車又は船舶の爆発	荷重	荷重 (衝突)	爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
			荷重 (爆風圧)	爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	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	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	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。			
10	船舶から放出される固体・液体不純物	閉塞 (海水系)	固体・液体不純物の放出による海水系ストレーナの閉塞	船舶の衝突 (船舶事故) (No. 8) の評価に包絡される。
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	船舶の衝突 (船舶事故) (No. 8) の評価に包絡される。
12	爆発	荷重	荷重 (衝突)	鹿島臨海地区石油コンビナート等特別防災区域は、東海第二発電所周辺で石油コンビナート等特別防災区域に指定されている唯一の区域であり、また、発電所から 50km 以上の距離があることから、爆発の影響が安全施設の安全機能に及ぼすおそれはない。 発電所周辺で爆発による影響が最も大きいと考えられる LNG 基地 (敷地北東方向約 1.5km) での爆発を想定しても、飛来物及び爆風圧の影響が及ばない離隔距離を確保している。
			荷重 (爆風圧)	
		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	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。			
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	船舶の衝突 (船舶事故) (No. 8) の評価に包絡される。
		有毒ガス	有毒ガスの侵入	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。
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	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。
15	軍事施設からのミサイル	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。		
16	掘削工事	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。 敷地外で、地面の掘削工事を行う場合は、送電鉄塔の損傷の可能性があるが、複数回線が同時に損傷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	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	近隣工場等の火災 (No. 23) 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
			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。
18	他のユニットからのミサイル	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	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	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、鋼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。
			過電圧	
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	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	自然現象 森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。
			ばい煙, 有毒ガスの侵入	有毒ガス (No. 4) の評価に包絡される。

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

一：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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				極低風		隕石	降水	河川氾濫	砂嵐	静寂	地震活動	積雪			土壌の収縮 又は膨張	高潮	津波		
重畳事象				温度	電圧影響	浸水	浸水	浸水	閉塞 (吸気等)	浸水	濁水	荷重 (他機)	荷重 (他機)	電圧影響	閉塞 (吸気等)	浸水	荷重 (他機)	浸水	閉塞 (他機)
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考			発生しない	発生しない								発生しない				
1	極低風	温度	屋外機器と制御室内の接続	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		電圧影響	着氷による送電線の相間距離	/	/	/	/	/	/	/	/	/	I	/	/	/	/	/	
2	隕石	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
3	降水	浸水	降水による設備の浸水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
4	河川の氾濫	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵 大粒のものによる吸気口の閉塞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	I	/	/	/	/	
6	静寂	浸水	静寂による設備の浸水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		濁水	静寂による海水の滞留	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
7	地震活動	荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	II	/	III-1	/	/	/	II	I	II	III-1
		荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	/	III-1	/	/	/	/	/	/	/
8	積雪	電圧影響	着氷による送電線の相間距離	/	I	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
9	土壌の収縮又は膨張	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	I	III-1	/	/	/	/	/	/	
11	津波	浸水	津波による設備の浸水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		閉塞 (海水等)	漂着物による取水口、海水ストレーナの閉塞	/	/	/	/	/	/	/	II	III-1	/	/	/	/	/	/	
12	火災の影響	荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	/	III-1	I	/	/	/	/	/	
		閉塞 (海水等)	海水系ストレーナの閉塞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	/	/	/	/	/	/	I	/	/	/	I	/	/	/	/	
		腐食	腐食成分による化学的影響	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
電圧影響	降下火災物の付着による送電線の相間距離	/	I	/	/	/	/	/	/	/	/	/	I	/	/	/	/		
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
14	雪崩	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
15	生物学的事象	閉塞 (海水等)	取水口、海水ストレーナの閉塞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		電圧影響	齧り類 (ネズミ等) によるケーブル類の損傷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
16	海洋浸食	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
17	干ばつ	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
18	洪水	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
19	風 (台風)	荷重	荷重 (他)	III-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	III-1	/	/	I	/	
		荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
20	竜巻	荷重	荷重 (他)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		荷重	荷重 (気圧等)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
21	濃霧	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
22	森林火災	温度	輻射熱	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
23	霜・白霜	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
24	草原火災	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
25	ひょう・あられ	荷重	荷重 (他機)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	

別紙 1—92

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

－：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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				極低温		隕石	降水	河川氾濫	砂嵐	静寂	地震活動	積雪			土壌/水腫 又は膨張	高潮	津波		
重畳事象				温度	電気的劣化	浸水	浸水	閉塞 (吸気等)	浸水	濁水	荷重 (他機)	荷重 (他機)	電気的劣化	閉塞 (吸気等)	浸水	荷重 (他機)	浸水	閉塞 (他機)	
No	自然現象	設備/損傷・機能喪失モード	備考			発生しない	発生しない							発生しない					
26	極高温	－																	
27	高潮	浸水	高潮による設備の浸水				I								I		I		
28	ハリケーン	－																	
29	氷結	電気的劣化	着氷		III-1	I							I						
30	氷晶	電気的劣化	着氷		III-1	I							I						
31	氷壁	－																	
32	土砂崩れ (山崩れ、がけ崩れ)	－																	
33	落雷	電気的劣化	屋内外の設備に発生するノイズ																
			直撃雷																
			誘導雷サージによる電気設備内の回路損傷																
34	湖沼/河川の水位低下	－																	
35	湖沼/河川の水位上昇	浸水	湖沼/河川の水位上昇による設備の浸水				I								I		I		
36	陥没・地盤沈下・地震等	－																	
37	極端な電力 (負荷増大)	荷重	負荷差								I	I			III-1	I			
38	もや	－																	
39	塩害・塩害	－																	
40	地震/揺動	－																	
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷																
42	地滑り	－																	
43	カルスト	－																	
44	地下水による浸食	－																	
45	海水面低	浸水	海水面/低下による海水の停滞																
46	海水面高	浸水	海水面/上昇による設備の浸水				I								I		I		
47	地下水による地滑り	－																	
48	水中の有機物	閉塞(海水系)	取水口、海水ストレーナの閉塞																
49	太陽フレア、磁気嵐	電気的劣化	磁気嵐による誘導雷																
50	高層水(海水温)	温度	高層水																
51	低層水(海水温)	－																	
52	湧き出し(海水)	－																	
53	土石流	－																	
54	水蒸気	－																	
55	揮発性ガス	閉塞(吸気等)	揮発性ガスの吸気口による給気フィルタ等の閉塞																

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

一：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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				火口の影響					波浪・高波	雪崩	生物学的事象		海洋浸食	干ばつ	洪水	風 (台風)		竜巻			濃霧	
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード	荷重 (堆積)	閉塞 (吸気等)	閉塞 (海水系)	腐食	電氣的影響	浸水		閉塞 (海水系)				浸水	荷重 (風)	荷重 (竜巻)	荷重 (風)	荷重 (竜巻)	荷重 (竜巻)	
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考																			
1	極低温	温度	屋外機器等と配管の凍結	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		ヒートシンク (海水) の凍結	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電氣的影響	着氷による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	隕石	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	降水	浸水	降水による設備の浸水	III-1, III-2 (併発)	-	-	-	-	III-1	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	
4	河川の氾濫	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵 大粒の吸入による吸気口の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	III-1	-	-	
6	静脈	浸水	静脈による設備の浸水	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	
		海水	静脈による海水の滞留	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	地震活動	荷重	荷重 (地震)	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	II	I	I	I	I	I, II, III-1	I	-	
8	積雪	荷重	荷重 (積雪)	I	-	-	-	III-1	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	III-1	-	-	
		電氣的影響	着氷による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	III-1	-	I	
9	土壌の縮み・膨張	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	
11	津波	荷重	荷重 (津波)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	I	-	-	
		浸水	津波による設備の浸水	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (海水系)	漂着物による取水口、海水ストレーナの閉塞	-	-	I	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	火口の暴撃	荷重	荷重 (積雪)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	III-1	-	-	
		閉塞 (海水系)	海水系ストレーナの閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	III-1	-	I	
		腐食	腐食反応による化学的影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電氣的影響	降下火砕物の滞留による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-		
14	雪崩	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
15	生物学的事象	閉塞 (海水系)	取水口、海水ストレーナの閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I	-	
		電氣的影響	菌類類 (ネズミ等) によるケーブル類の損傷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16	海洋浸食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
17	干ばつ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水	III-1, III-2 (併発)	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19	風 (台風)	荷重 (風)	-	-	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	-	
		荷重 (併発)	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	
20	竜巻	荷重 (風)	-	-	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	-	-	-	-	
		荷重 (併発)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	-	-	-	-	
		荷重 (竜巻)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	-	-	-	-	
21	濃霧	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
22	森林火災	温度	輻射熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (吸気等)	結露フィルタ等の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	霜・白霜	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

ー：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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				火災の影響					波浪・高波	雪崩	生物学的事象		海洋浸食	干ばつ	洪水	風 (台風)		竜巻			濃霧	
重畳事象		設備の損傷・機能喪失モード	備考	荷重 (増荷)	閉塞 (吸気等)	閉塞 (海水系)	腐食	電気の異常	浸水		閉塞 (海水系)				浸水	荷重 (風)	荷重 (竜巻)	荷重 (風)	荷重 (竜巻)	荷重 (竜巻)		
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考											発生しない	発生しない							
24	草刈火災	ー							ー													
25	ひょう・あられ	荷重	荷重 (竜巻)	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	I	I	I	I	ー			
26	樹高風	ー							ー													
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水	ー	ー	ー		ー	I		ー			I	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
28	ハリケーン	ー																				
29	氷結	電気の異常	着氷	ー	ー	ー		I	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
30	氷晶	電気の異常	着氷	ー	ー	ー		I	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
31	氷壁	ー																				
32	土砂崩壊 (山崩壊, 谷崩壊)	ー																				
33	落雷	電気の異常	屋内外閉鎖制御設備の発生するノイズ	ー	ー	ー		ー	ー		ー				ー	ー	ー	ー	ー	ー		
			直撃雷	ー	ー	ー		ー	ー	ー		ー				ー	ー	ー	II	II	ー	
			誘導雷サージによる電気室内の回路損傷	ー	ー	ー		ー	ー	ー		ー				ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー
34	湖又河川の水位低下	ー																				
35	湖又河川の水位上昇	浸水	湖又河川の水位上昇による設備の浸水	ー	ー	ー		ー	I		ー			I	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
36	陥没、地盤沈下、地盤隆起	ー																				
37	樹幹の圧力 (気圧低下)	荷重	気圧差	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
38	もや	ー																				
39	塩害・塩害	ー																				
40	地盤の隆起	ー																				
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷	ー	ー	I		ー	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
42	地骨り	ー																				
43	カルスト	ー																				
44	地下水による浸食	ー																				
45	海水面低	浸水	海水面が低下による海水の枯渇	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水	ー	ー	ー		ー	I		ー			I	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
47	地下水による地骨り	ー																				
48	水中の有機物	閉塞 (海水系)	取水口、海水ストレーナの閉塞	ー	ー	I		ー	ー		I			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
49	太陽フレア、磁気嵐	電気の異常	磁気嵐による誘導雷	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
50	高水温 (海水温高)	温度	高水温	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	ー	ー	ー	ー	ー	ー		
51	低水温 (海水温低)	ー																				
52	酒類吐出 (物入れ)	ー																				
53	土石流	ー																				
54	水蒸気	ー																				
55	毒性ガス	閉塞 (吸気筒)	毒性ガスの吸込みによる給気フィルタ等の閉塞	ー	ー	ー		ー	ー		ー			ー	III-1	ー	III-1	ー	III-1	ー		

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

Ⅰ：各自然現象が重畳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。

Ⅱ：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

Ⅲ：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

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

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				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 (土崩れ、か げ崩れ)	落雷			湖又或河川の 水位低下	湖又或河川の 水位上昇	陥没、地盤沈 下、地震等	極限的な圧力 (気圧高降)
重畳事象				設備の損傷・機能喪失 モード		温度	閉塞 (低気等)	荷重 (傾倒)	浸水	電圧影響	電圧影響				電圧影響 (ノイズ)	電圧影響 (直撃雷)	電圧影響 (雷サージ)		浸水		荷重 (気圧降)	
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失 モード	備考																			
1	極低温	温度	屋外機器等・制御体の凍結	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電圧影響	ヒートシンク 海水の凍結	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	限石	-	着氷による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	降水	浸水	降水による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	
4	河川の氾濫	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	砂嵐	閉塞 (低気等)	砂嵐 大規模な砂嵐による吸気口の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6	静電	浸水	静電による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	
		海水	静電による海水の静電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	地震活動	荷重	荷重 (地震)	-	-	-	I	II	-	-	-	-	-	-	-	II	-	-	II	-	-	
8	積雪	荷重	荷重 (積雪)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電圧影響	着氷による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	-	-	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (低気等)	給気フィルタ等の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9	土壌の凍結・膨張	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	III-1	
		荷重	荷重 (傾倒)	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	-	
11	津波	浸水	津波による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	
		閉塞 (海水系)	漂着物による取水口、海水ストレートの閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	火山の暴発	荷重	荷重 (傾倒)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (海水系)	海水系ストレートの閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (低気等)	給気フィルタ等の閉塞	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		腐食	腐食による化学物質の影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電圧影響	降下火砕物の付着による送電線の相間距離	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	
14	雪崩	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	生物学的事象	閉塞 (海水系)	取水口、海水ストレートの閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電圧影響	藻類類 (ネズミ等) によるケーブル類の損傷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16	海洋汚染	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17	干ばつ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	
19	風 (台風)	荷重	荷重 (傾)	III-1	III-1	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	-	
			荷重 (傾)	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	-	
			荷重 (傾)	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	-	
20	竜巻	荷重	荷重 (気圧降)	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	
21	濃霧	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22	森林火災	温度	輻射熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (低気等)	給気フィルタ等の閉塞	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	霜・白霜	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	草原火災	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	ひょう・あられ	荷重	荷重 (傾)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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
- ：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース
- 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
- 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			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、がけ崩れ)	落雷			湖又ま河川の 水位低下	湖又ま河川の 水位上昇	陥没、地盤沈下、地震等	極限許容圧力 (気圧高減)
			温度	閉塞 (低気等)		荷重 (衝撃)										電気が影響 (ノイズ)	電気が影響 (直撃雷)	電気が影響 (雷サージ)		浸水	
重畳事象			設備の損傷・機能喪失 モード			備考															
№	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード																			
26	極高温	-																			
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水																		
28	ハリケーン	-																			
29	氷結	電気が影響	着氷																		
30	氷晶	電気が影響	着氷																		
31	氷壁	-																			
32	土砂崩れ (山崩れ、がけ崩れ)	-																			
33	落雷	電気が影響	屋内外設備の故障等によるノイズ																		
			直撃雷																		
			誘導雷サージによる電気設備内の回路損傷																		
34	湖又ま河川の水位低下	-																			
35	湖又ま河川の水位上昇	浸水	湖又ま河川の水位上昇による設備の浸水																		
36	陥没、地盤沈下、地震等	-																			
37	極限許容圧力 (気圧高減)	荷重	気圧差																		
38	もや	-																			
39	塩害・塩害	-																			
40	地盤の隆起	-																			
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷																		
42	地震等	-																			
43	カルスト	-																			
44	地下水による浸食	-																			
45	海水面低	浸水	海水面/低気による海水の枯渇																		
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水																		
47	地下水による地盤り	-																			
48	水中の可燃物	閉塞(低気等)	取水口、海水ストレーナの閉塞																		
49	太陽フレア、磁気嵐	電気が影響	磁気嵐による誘導電流																		
50	高温水 (海水温等)	温度	高温水																		
51	低温水 (海水温等)	-																			
52	湧き出し (樹木等)	-																			
53	土石流	-																			
54	水蒸気	-																			
55	毒生ガス	閉塞(低気等)	毒生ガスの吸込みによる給気フィルタ等の閉塞																		

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

－：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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			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	高昌水(海水温高)	低昌水(海水温低)	汚濁出(海水温)	土石流	水蒸気	菌生ガス		
重畳事象		設備の損傷・機能喪失モード	備考																			
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考																			
1	極低温	温度	屋外機器と貯蔵体の凍結																			
		電気的影響	ヒートシンク(海水)の凍結																			
2	隕石	—																				
3	降水	浸水	降水による設備の浸水																			
4	河川の迂回	—																				
5	砂嵐	閉塞(吸気等)	砂塵(大粒)の吸入による吸気口の閉塞																			
6	静振	浸水	静振による設備の浸水																			
		濁水	静振による海水の汚濁																			
7	地震活動	荷重	荷重(傾斜)																			
		電気的影響	着雪による送電線の相間距離																			
8	積雪	閉塞(吸気等)	給気フィルタ等の閉塞																			
9	土壌の凍結・膨張	—																				
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水																			
11	津波	荷重	荷重(傾斜)																			
		浸水	津波による設備の浸水																			
		閉塞(海水系)	漂着物による取水口、海水ストレーナの閉塞																			
12	火山の影響	荷重	荷重(傾斜)																			
		閉塞(海水系)	海水系ストレーナの閉塞																			
		閉塞(吸気等)	給気フィルタ等の閉塞																			
		腐食	腐食成分による化学的影響																			
		電気的影響	降下灰塵物の付着による送電線の相間距離																			
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水																			
14	雪崩	—																				
15	生物学的事象	閉塞(海水系)	取水口、海水ストレーナの閉塞																			
		電気的影響	齧齧類(ネズミ等)によるケーブル類の損傷																			
16	海洋浸食	—																				
17	干ばつ	—																				
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水																			
19	風(台風)	荷重	荷重(傾)																			
		荷重	荷重(傾)																			
20	竜巻	荷重	荷重(傾)																			
		荷重	荷重(傾)																			
		荷重	荷重(気圧)																			
21	濃霧	—																				
22	森林火災	温度	輻射熱																			
		閉塞(吸気等)	給気フィルタ等の閉塞																			
23	霜・白霜	—																				
24	草原火災	—																				
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(傾)																			

自然現象の重畳確認結果

【凡例】

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

－：各自然現象が重畳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、影響が増長するケース

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

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		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（毎水温度）	低温水（毎水温度）	汚濁出（毎水）	土石流	水蒸気	揮生ガス	
重畳事象		設備の損傷・機能喪失モード																		
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード	備考																	
26	極高量	－																		
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水																	
28	ハリケーン	－																		
29	氷結	電気的影響	着氷																	
30	氷晶	電気的影響	着氷																	
31	氷壁	－																		
32	土砂崩れ（山崩れ、がけ崩れ）	－																		
33	落雷	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ																	
			直撃雷																	
			誘導雷による電線管内の巨路損傷																	
34	湖沼水司の水位低下	－																		
35	湖沼水司の水位上昇	浸水	湖沼水司の水位上昇による設備の浸水																	
36	陥没、地盤沈下、地震等	－																		
37	樹木が主電力（気圧降下）	荷重	荷重差																	
38	もや	－																		
39	塩害・塩害	－																		
40	地面の隆起	－																		
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷																	
42	地滑り	－																		
43	カルスト	－																		
44	地下水による浸食	－																		
45	海水面低	浸水	海水面/低下による海水の停滞																	
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水																	
47	地下水による地滑り	－																		
48	水中の有機物	閉塞（海水系）	取水口、海水ストレージの閉塞																	
49	太陽フレア、磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導雷																	
50	高温水（毎水温度）	温度	高温水																	
51	低温水（毎水温度）	－																		
52	汚濁出（毎水）	－																		
53	土石流	－																		
54	水蒸気	－																		
55	揮生ガス	閉塞（吸気等）	揮生ガスの吸込みによる給気フィルタ等の閉塞																	

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 3 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ると考える。

【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可能性がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備を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可能性がある。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 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 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 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 近隣工場等の火災」の熔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、熔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、熔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（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」及び「No. 12 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（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等」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 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	飛来物による影響 【竜巻】 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）	熱影響はその他の事象（1）のとおり 【一】 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	飛来物による影響 【竜巻】 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	【津波】 海水系機器の性能低下
9	自動車又は船舶の爆発	飛来物による影響 【竜巻】 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	爆発	飛来物による影響 【竜巻】 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	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 PRA 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 PRA 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 PRA 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，内の事象 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、原子炉压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LOCA (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ECCS注入配管が同時に構造損傷して、大規模なLOCA (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ナリオであるものの、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ナリオ全体を炉心損傷防止が困難な事故シナリオとして整理した。

【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DESTAL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。

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

ダイヤフラムフロアで原子炉圧力容器ペDESTALの地震荷重を受けられることができることから、直ちに原子炉圧力容器ペDESTAL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。

2.3 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く、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 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。

2.4 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)

- (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

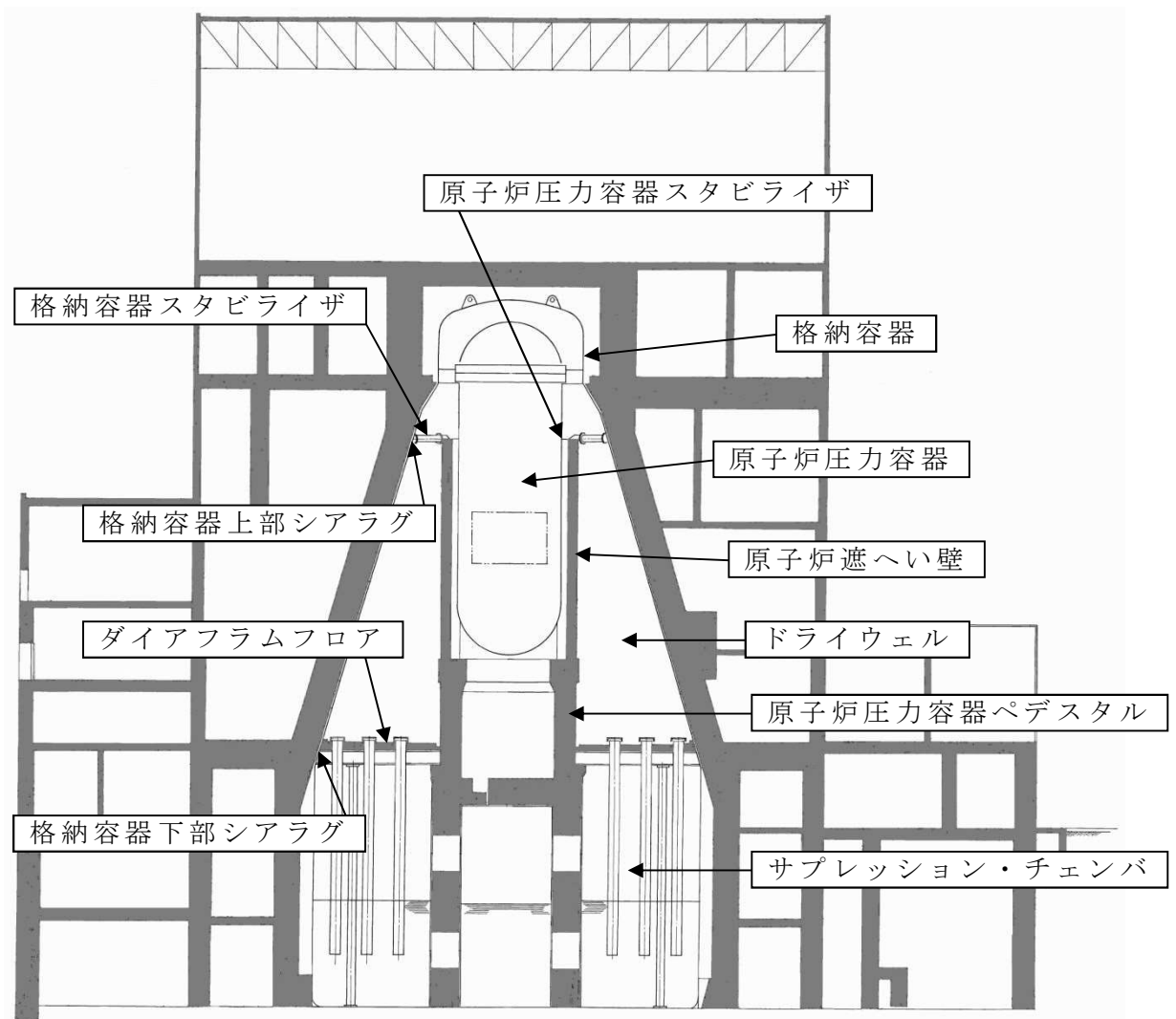
【参考文献】

- [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

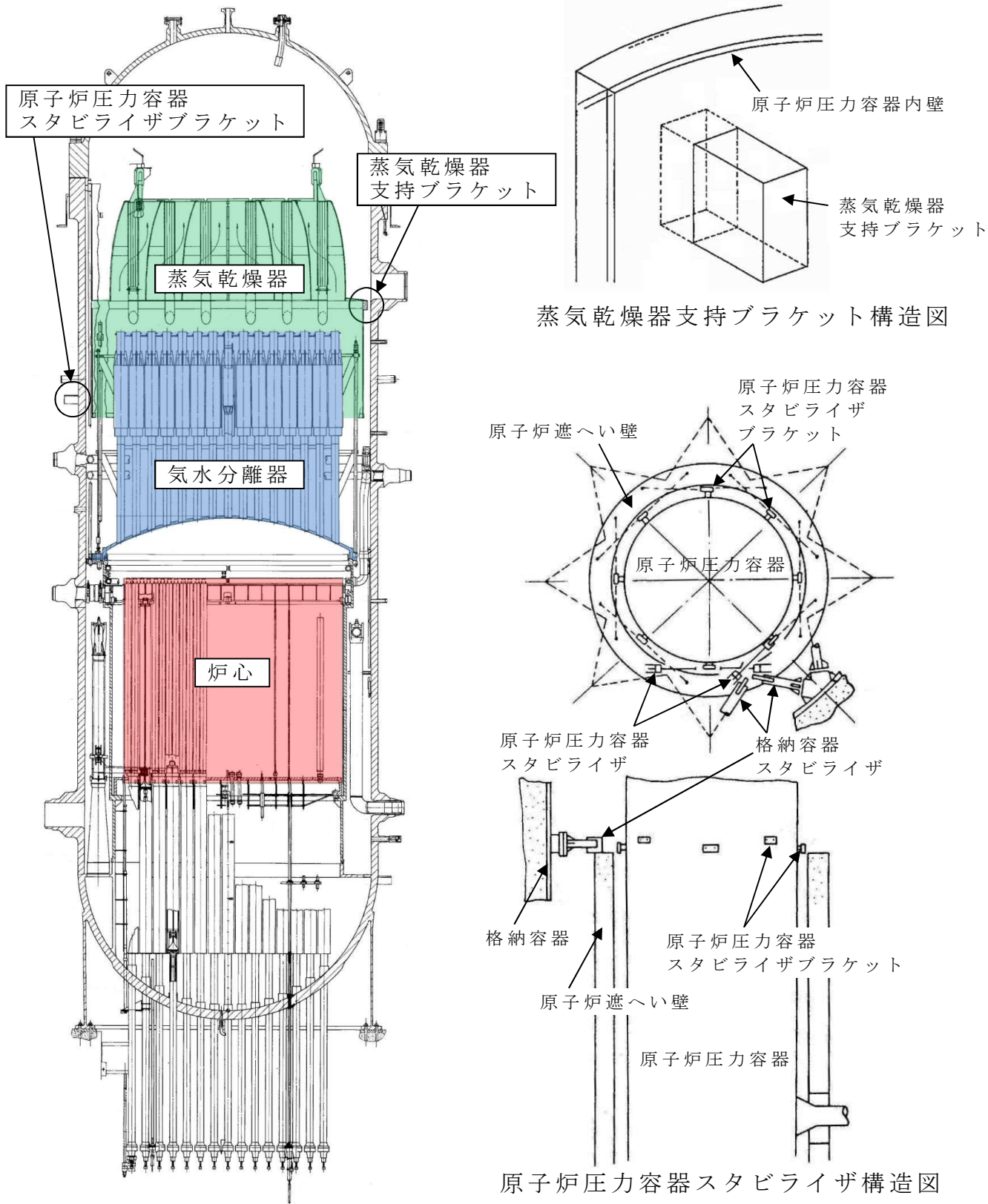
第1表 F V重要度

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。

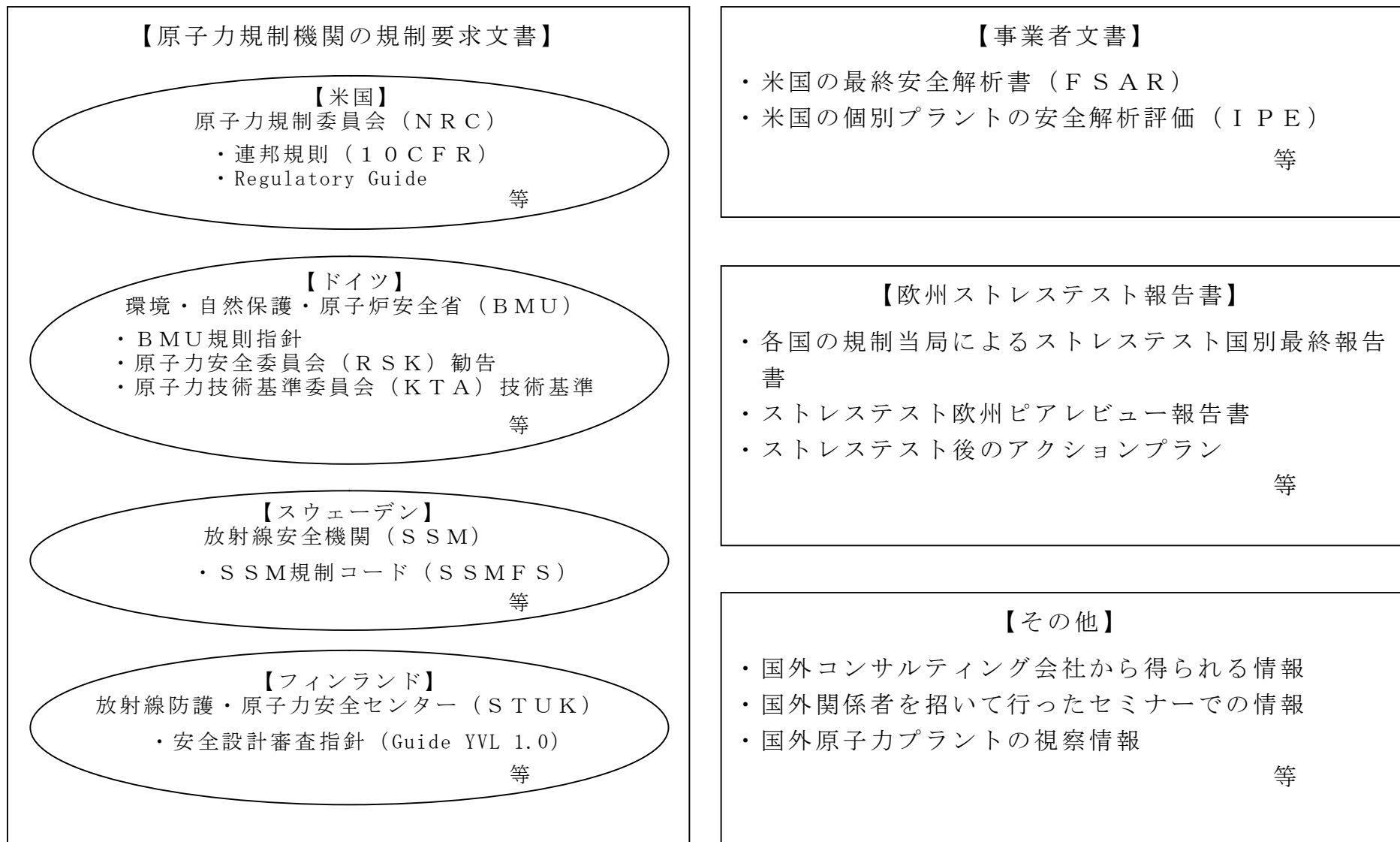


図1 諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象

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	事故シナリクスグループ	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	<ul style="list-style-type: none"> 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 ほう酸水注入ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 サブ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 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ、ブースターポンプ (専用電源有り) 	<p>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。</p> <p>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。</p>	
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 消火系 消火系への補給 原水池 		<p>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。</p> <p>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。</p>
		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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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²⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡時の減圧自動化ロジック 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<p>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。</p> <p>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。</p>	
		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	事故シナリオグループ	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)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系用ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<p>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。</p> <p>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、高圧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。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替低圧電源車 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型発電機 	
			<ul style="list-style-type: none"> 高圧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 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源クロスタイ 水力発電ユニット 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 小型可搬型ディーゼル発電機(サイト外) 	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 非常用蓄電池の給電時間延長 -バッテリー容量増加 -負荷の切り離し 緊急用 125V 系蓄電池 代替交流電源による非常用直流電源の確保 -常設代替高圧電源装置、高圧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 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増加 独立非常用系バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによるバッテリー容量保持 	<p>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。</p> <p>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。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 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圧電源車) 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型バッテリーから所内バッテリーへの充電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機からバッテリーへの充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 		<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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)) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気タービン駆動の高圧注入系 	<p>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。</p> <p>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。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ(サービス水系-RHR経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 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	事故シナリオグループ	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)	<ul style="list-style-type: none"> 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 残留熱除去系ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 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)) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 独立非常用系の中圧注水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気タービン駆動の高圧注水系 	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ, ブースターポンプ(専用電源有り) 	<p>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。</p> <p>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, 常設低圧代替注水系ポンプを整備することとしている。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ(サービス水系-RHR経由) 	-	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 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) 緊急用海水系(交流電源の復旧が必要) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント系(ラプチャディスクによる自動起動) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<p>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。</p> <p>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。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水大型ポンプ 	-	-	-	-	
	格納容器注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレー ディーゼル駆動消火ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ(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ー 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレー ディーゼル駆動消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレー 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> S/Pへの注水 可搬型消火ポンプ(サービス水系-RHR経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレー 火災防護系のディーゼル駆動ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレー 火災防護系ポンプ(専用DG有) 	<p>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ー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ー手段を整備している。</p> <p>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ー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ー手段を対策としている。</p>
	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	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	事故シナリオグループ	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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<p>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。</p> <p>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。</p>
			・可搬型代替注水大型ポンプ					
		炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・ほう酸水注入ポンプ 	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	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -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 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -ディーゼル駆動消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・D/W, W/W スプレー -サービス水系 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -火災防護系のディーゼル駆動ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -火災防護系ポンプ (専用 DG 有) 	<p>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ー手段を整備しており、格納容器スプレー機能を多様化している。</p> <p>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ー手段を整備することとしており、格納容器スプレー機能の多様化を対策としている。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -可搬型代替注水中型ポンプ -可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・S/P への注水 -可搬型消火ポンプ (サービス水系-RHR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー -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。

※：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	事故シナリオグループ	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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<p>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。</p> <p>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。</p>
		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	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (手動) ATWS 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) ATWS 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 緊急ほう酸水注入系 (手動) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (自動) 	<p>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。</p> <p>東海第二発電所においても、ATWS 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) 及び ATWS 緩和設備 (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。</p>
		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	<p>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。</p> <p>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。</p>					

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	事故シナケンスグループ	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	—	—	—	<p>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。</p> <p>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。</p>
		格納容器バイパス防止等	<ul style="list-style-type: none"> ・破損個所の検出，隔離（既設の計装） ・原子炉減圧，水位制御 	<ul style="list-style-type: none"> ・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	—	—	<p>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。</p> <p>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。</p>
		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(非常用電源の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TBW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TBW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、TBWシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに、TBW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

T B W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T Wシーケンス（過渡事象＋R H R失敗）と比較した結果を表2に示す。また、T B W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

H P C S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

崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスは，代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差がない。このため，炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの，事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目した。T B Wに至るおそれがある外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）に起因する事故シーケンスは，過渡事象（給水流量の全喪失）等を起因とする事故シーケンスに比べて余裕時間が長く，手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因とする事故シーケンスに比べて余裕時間が短いため，「中」とした。

c. 設備容量の観点

崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスは，崩壊熱除去に必要な設備容量に有意な差異がない。このため，炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの，事象発生初期の炉心損傷防止対策の設備容量に着目した。事象初期の事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が

高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなるため、T B Wに至るおそれのある外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）に起因する事故シーケンスは、「b. 余裕時間の観点」と同様の考え方により「中」とした。

d. 代表性の観点

T B Wシーケンスの炉心損傷頻度は $4.8E-06$ / 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 ($6.0E-05$ / 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">以下はTBWに有効な対策</div> <ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置 + 残留熱除去系 	高	中	中	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の方が多くなる。

また、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、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への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られる。

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	<ul style="list-style-type: none"> ・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)) ・高圧窒素ガスボンベ (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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替淡水貯槽 ・ 西側淡水貯水設備 ・ サプレッション・チェンバ
事故対応を実施する上で必要となる機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 $1E-7$ / 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、「L O C A + 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

事故シナリオ	炉心 損傷頻度 (/10年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/10年)	事故シナリオ 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	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	①外部電源喪失 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHR 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 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 起動失敗 + RHR 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 + HPCS-DG 起動失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.5E-12	0.2		○
	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	①逃がし安全弁開放 + 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 + 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原因故障	5.1E-12	0.1		○
		③逃がし安全弁開放 + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR S-A/B 海水トレーナ閉塞共通原因故障	4.7E-12	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	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR 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) + HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞 + RHR 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) + HPCS-DG SW 起動失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.7E-12	0.2		○
	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 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	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 + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR 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 + HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.0E-13	<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	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	2.4E-10	6.8	○		
	②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.6E-10	4.6	○		
	③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.0E-10	3.0	○		
	④直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR 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) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR 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) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR 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) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR 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) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B 放熱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) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B 放熱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) + HPCS-DG 運転継続失敗 + L P C I-B/C 起動共通原因故障 + L P C I-B/C 起動操作失敗	4.3E-11	1.2	○		
	⑪直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B 熱交入口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0	○		
	⑫直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B 熱交出口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0	○		
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	⑬直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B 放水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) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B 放水ライン排水弁開け忘れ	3.5E-11	1.0	○		
	⑮直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR 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) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<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	⑰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 メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<0.1	○*1		
	⑱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 メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	<0.1	○		
	⑳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) 注入弁の遠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 Q U X	9.4E-09	①非隔離事象 + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I C 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-DG SW ストレナ閉塞 + R I C 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-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I C 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-DG SW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-DG SW 海水ストレナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗	4.8E-11	0.2		○
			③許容外停止 + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I C 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 (/1年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/1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	・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	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)	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		○
			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（TBD, TBU）」
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 + 直流電源喪失 + HPCS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 + HPCS-DG運転継続失敗	1.6E-12	<0.1	・ 低圧代替注水系（可搬型）	○
			②外部電源喪失 + 蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障 + HPCS-DG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 + HPCS-DGメンテナンスによる待機除外	6.8E-13	<0.1		○
	外部電源喪失 + DG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 + RCI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 + RCI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 + RCI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） + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	①直流電源故障（区分1） + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.3		○
			②直流電源故障（区分1） + DG-2D運転継続失敗 + HPCS-DG運転継続失敗	1.4E-09	6.9		○
			③直流電源故障（区分1） + 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1） + DG-2D起動失敗 + HPCS-DG運転継続失敗	9.8E-10	4.7		○
			⑤直流電源故障（区分1） + DG-2D起動失敗 + HPCS-DG起動失敗	6.7E-10	3.2		○
			⑥直流電源故障（区分1） + DG-2Dメンテナンス + HPCS-DG運転継続失敗	6.3E-10	3.0		○
⑦直流電源故障（区分1） + DG-2D運転継続失敗 + HPCS-DGメンテナンス			6.3E-10	3.0	○		
⑧直流電源故障（区分1） + DG-2Dメンテナンス + HPCS-DG起動失敗			4.3E-10	2.0	○		
⑨直流電源故障（区分1） + DG-2D起動失敗 + HPCS-DGメンテナンス			4.3E-10	2.0	○		
⑩直流電源故障（区分1） + 軽油貯蔵タンク破損	2.1E-10	1.0	○				

*1 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）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，逃が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

事故シナリオ		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)	事故シナリオ 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	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	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		○
			①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		○
			②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		○
			②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)

事故シナリオ	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)	事故シナリオ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	○
		④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	○
		⑤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		○
		⑩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	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑪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	○
		⑫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	○
		⑭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		○
		⑮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	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
		⑯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		○
		⑰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		○
		⑱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	○
		⑲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		○
		⑳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	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
㉑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		○		
㉒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	○		
㉓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	○		
㉔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	○
		④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 (T W, T B W) 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)

事故シナリオ	炉心損傷頻度 (1/年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/年)	事故シナリオ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	
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	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	<0.1		○	
		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	<0.1		○	
	サポート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	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	○	
		② 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	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		○	
		② 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	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	[取水機能喪失時] ・ 緊急用海水系	○	
	大破断 LOCA + RHR失敗	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	[取水機能喪失時] ・ 緊急用海水系	○	
		③ 大破断 LOCA + RHR S-A/B 流量調整弁閉塞共通原因故障	7.2E-11	<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	○	
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 + DG失敗 (HPCS成功)	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		○	
		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 + DGSW-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 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	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 + DGSW-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)	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		○	
	T B W	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)	① 直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗	6.3E-07	1.0	・ 常設代替高圧電源装置	○
			② 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		○
④ 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		○	
⑥ 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)	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		○		
	② 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		○		
		④ 直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗	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、A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）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、L O C A 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 A T W S 緩和設備（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	・ ATWS 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) ・ 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		○ ^{*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 LOC A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

【 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

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 L O C A + 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 L O C A 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， L O C A 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 「LOCA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(1/年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度(1/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
S I E - S 2 E L O C A 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	1.5E-11	①中破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRSA/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LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RHRSA/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LOCA +HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞 +RHRSA/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LOCA+HPCS-DGSWポンプ起動失敗+RHRSA/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LOCA+HPCSメンテナンス+RHRSA/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LOCA+HPCS-DG軽油ストレーナ閉塞+RHRSA/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LOCA+HPCSクレーン入口弁開け忘れ+RHRSA/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LOCA+HPCSメカシールクレーン入口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑨中破断LOCA+HPCSクレーン出口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑩中破断LOCA+HPCSポンプ室空調1冷却水入口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑪中破断LOCA+HPCSポンプ室空調1冷却水出口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑫中破断LOCA+HPCSポンプ室空調2冷却水入口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑬中破断LOCA+HPCSポンプ室空調2冷却水出口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑭中破断LOCA+HPCSポンプ室空調クレーン弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑮中破断LOCA+HPCS-DGSWポンプ出口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑯中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン隔離弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑰中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン排水弁1開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑱中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン排水弁2開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑲中破断LOCA+HPCS-DGSWエンジンクレーン入口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
			⑳中破断LOCA+HPCS-DGSWエンジンクレーン入口弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ ^{※1}
㉑中破断LOCA+HPCS-DGSW系統出口隔離弁開け忘れ+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3	△ ^{※1}				
㉒中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.4E-13	1.1	△ ^{※1}				
㉓中破断LOCA+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗+HPCS水源切替操作失敗+RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.3E-13	1.1	△ ^{※1}				
㉔中破断LOCA+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗+HPCS水源切替操作失敗+RHRSA/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LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1.4E-12	①大破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRSA/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LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RHRSA/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LOCA +HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞 +RHRSA/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.5E-14	0.2	-	-

※1 LOCA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 発生割合 (%)	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	○
			② 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		○
			⑤ 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		○
			⑦ 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		○
			⑧ 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		○
			⑨ 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		○
			⑩ 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		○
			⑪ 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		○
			⑫ 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		○
			⑭ 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		○
			⑮ 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		○
⑯ 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TB，TBU，TBP，TBD）】

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TB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 A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）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。

【LOCA時注水機能喪失】

LOCA時注水機能喪失については、LOCA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ECCS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LOCA）】

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LOCA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 PRA

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PDS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 スプレイ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、常設代替高压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、低压代替注水系（常設）による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレイ冷却系（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、常設代替高压電源装置による電源供給の対策に加え、低压代替注水系（常設）による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレイ冷却系（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)	CFR (/炉年)	主要なカットセット	CFR (/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)	T Q U X	2.2E-09	①直流電源故障(区分1)+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		○
			②直流電源故障(区分1)+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1)+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)	T Q U X	6.3E-09	①直流電源故障(区分1)+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	・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	○
			①直流電源故障(区分1)+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1)+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		○
	T B U	4.2E-09	①直流電源故障(区分1)+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1)+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1)+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1)+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		○
	T B D	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		○
	L O C A	2.1E-11	①中破断LOCA+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	1.1E-12	5.3		○
			②中破断LOCA+HPCS-DG SW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	9.3E-13	4.3		○
③中破断LOCA+HPCS-DG SW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			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TB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DG及びHPCS-DG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)	CFR (/炉年)	主要なカットセット	CFR (/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
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1）+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	-
			②直流電源故障（区分1）+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1）+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1）+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1）+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1）+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		-
			④直流電源故障（区分1）+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DESTAL（ドライウエル部）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DESTAL（ドライウエル部）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 (PDS)	CFR (/炉年)	主要なカットセット	CFR (/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）+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	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）+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	9.2E-16	4.1		○
			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+水蒸気爆発（ペDESTAL）	5.9E-16	2.6		○
	LOCA	2.8E-20	①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）開失敗+RRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	2.1E-22	0.8		○
			②中破断LOCA+HPCS-DG SWメンテナンス+RRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.7E-22	0.6		○
			③中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）開失敗+RRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗共通要因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	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、TBU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DESTAL（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DG及びHPCS-DG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DESTAL（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DESTAL（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)	CFR (/炉年)	主要なカットセット	CFR (/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+1VR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+1VR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+1VR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+S RV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+S RV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+S RV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(ドライウェル部)での水蒸気爆発なし	4.9E-18	0.7		○
			②中破断LOCA+HPCS-DGSW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(ドライウェル部)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(ドライウェル部)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 $1E-7$ / 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

POS-B1～B3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POS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

POS-B1～B3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POS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	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		○	
		②RHR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		○	
		⑥RHR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-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	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

POS-B1～B3においては、待機状態の非常用DGが1台のみとなる。そのため、当該POSにおいて、外部電源喪失の発生後、待機状態の非常用DG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	3.5E-06	①外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B 3	8.2E-07	23.3	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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-2D起動失敗	B 3	5.6E-07	15.8		○
		③外部電源喪失+DG-2C運転継続失敗	B 1	3.0E-07	8.4		○
		④外部電源喪失+DG-2C起動失敗	B 1	2.0E-07	5.7		○
		⑤外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B 2	1.8E-07	5.0		○
		⑥外部電源喪失+DG-2D起動失敗	B 2	1.2E-07	3.4		○
		⑦外部電源喪失+DG-2D関連信号故障	B 3	7.9E-08	2.2		○
		⑧外部電源喪失+DG-2D遮断器開失敗	B 3	7.6E-08	2.1		○
		⑨外部電源喪失+DG SW-2D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-2Dポンプ起動失敗	B 3	3.6E-08	1.0		○
外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 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

LOCA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、定期的に行わ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

事故シナリオ	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)	事故シナリオ 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 (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(S/D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/D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	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)	-
		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(S/D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(S/D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/D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PRA，津波PRAにおける主要な事故シーケンスの 対策について

地震PRA，津波PRA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1PRA

(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、0.7G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 (/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	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（TBD，TBU）】

TBD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，TBUでは，地震による交流電源設備（DGSW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（TBD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	1.1~1.2	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 (\checkmark /炉年)	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DG SW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DG SW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DG SW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DG SW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DG SW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DG SW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 (\checkmark /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 (/炉年)	事故シナリオ 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 (TBW)」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 ケープに対する 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)+DG-2C/2D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)+DG-2C/2D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)+DG-2C/2D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)+DG-2C/2D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-2C /2D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-2C /2D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)+DG SW-2A/2Bストレ 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-2C /2D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)+DG SW-2A/2Bストレ 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)+DG SW-2A/2Bストレ 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（T C）】

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D G S W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DG SW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
最終ヒートシンク喪失 (R C I C 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+R C I C ポンプ起動失敗	4.7E-09	0.1		○
		②最終ヒートシンク喪失+R C I C メ ンテナンス	3.0E-09	<0.1%		○
		③最終ヒートシンク喪失+R C I C 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DESTAL 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DESTAL 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、サブプレッション・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DESTAL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DESTAL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DESTAL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ブプレッション・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。

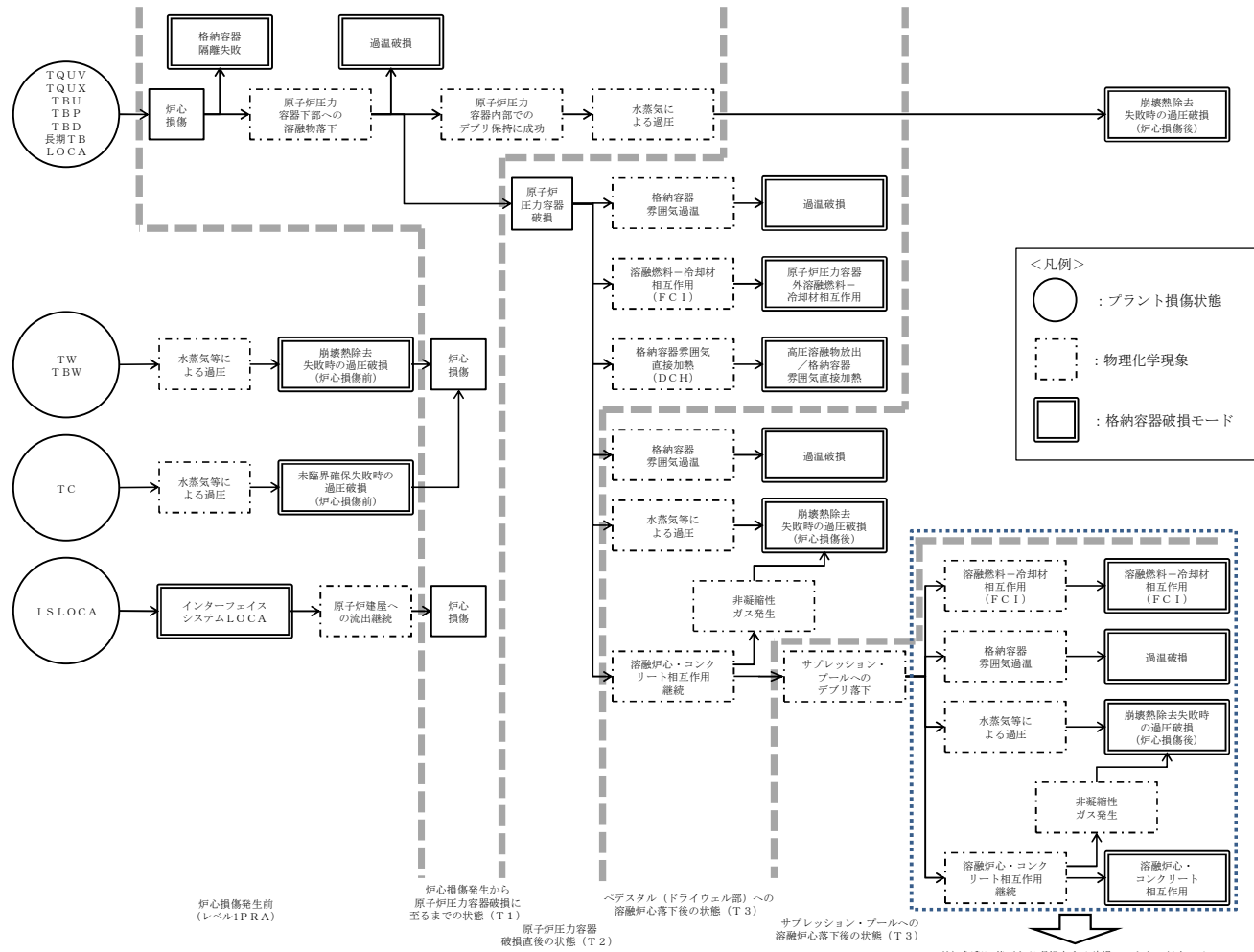


図1 PRAより抽出される格納容器破損モード

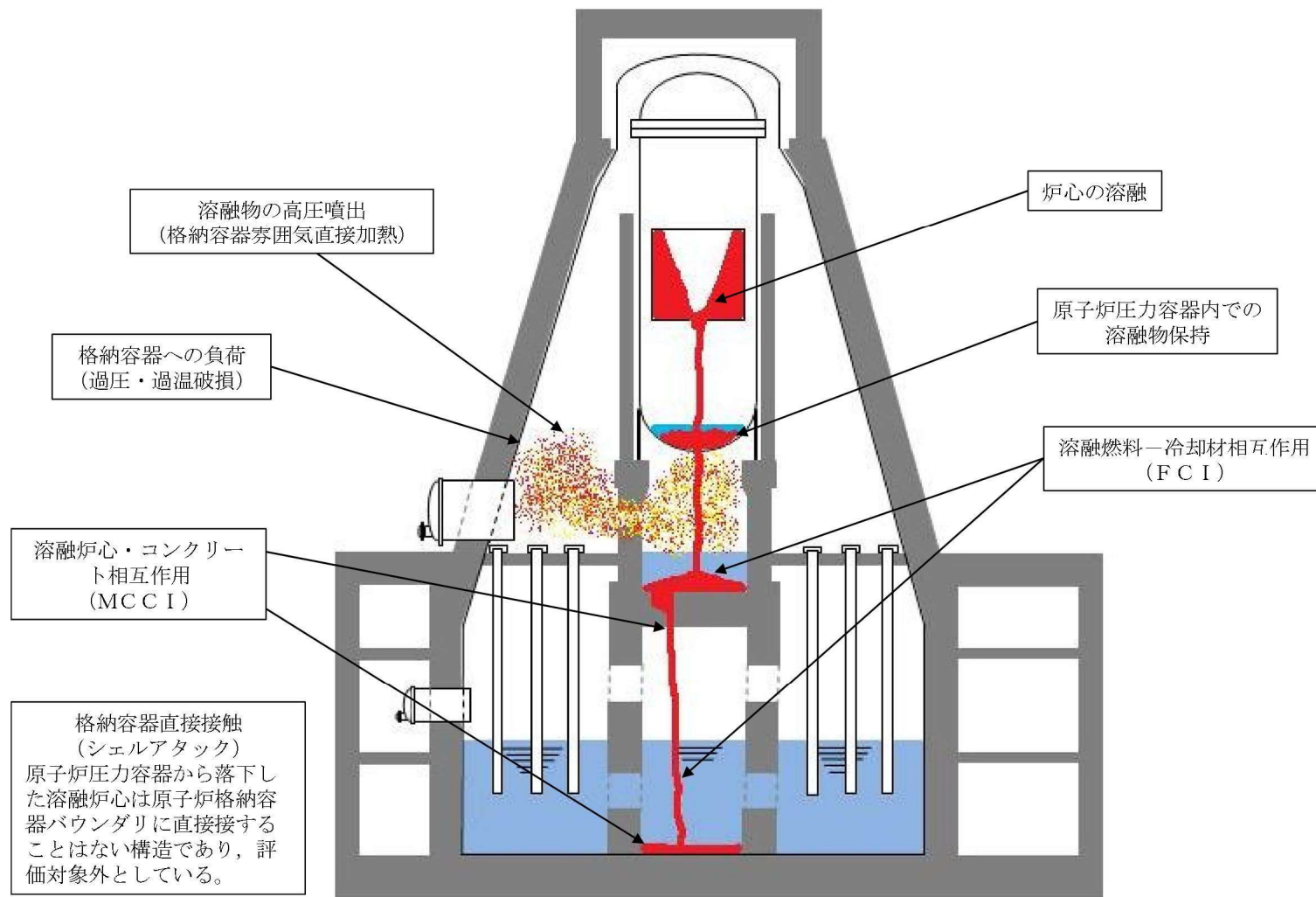


図2 Mark-II格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

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可能性がある。

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DESTAL部に切れ込み（図1）があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL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DESTAL（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. 5PRAにおけるライナープレート破損の考え方

レベル1. 5PRA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-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DESTAL（ドライウエル部）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DESTAL（ドライウエル部）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DESTAL（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DESTAL（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

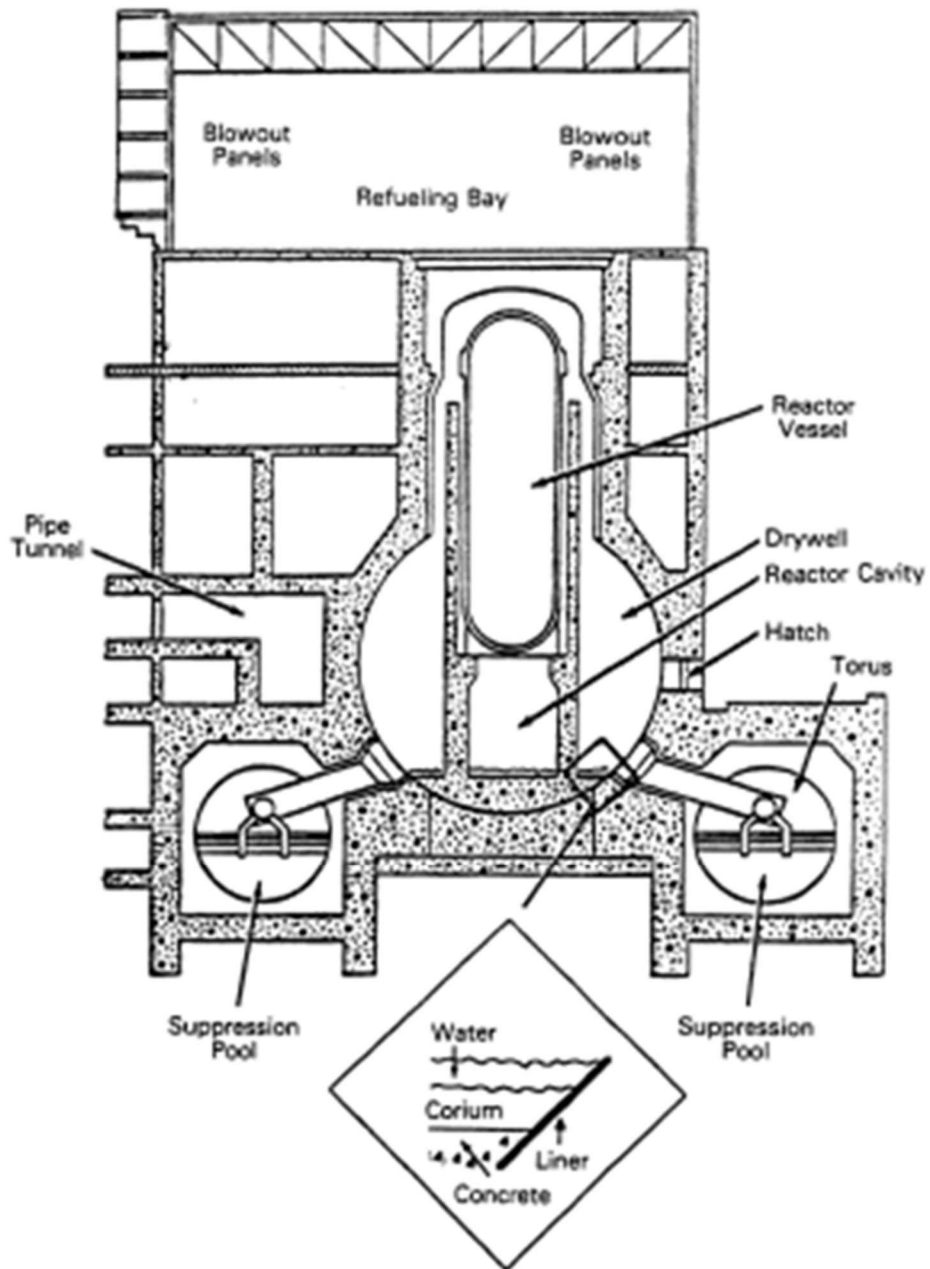


図1 BWR Mark-I型格納容器における格納容器直接接触^[1]

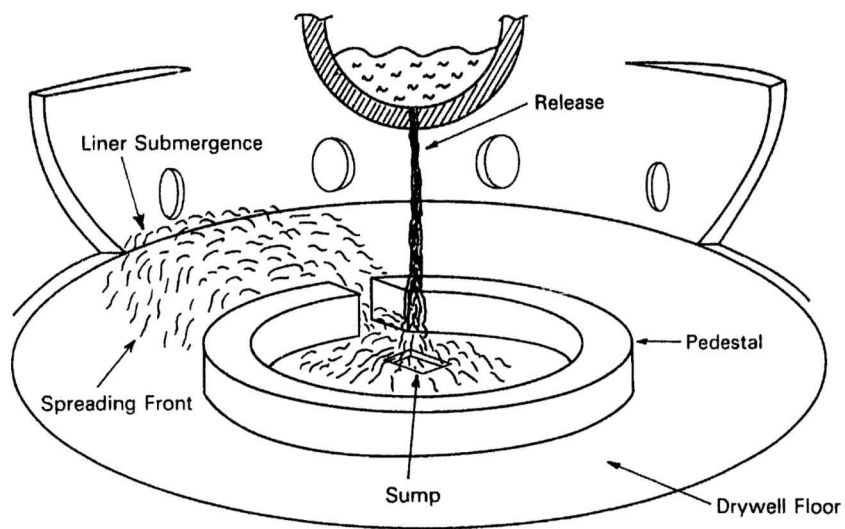


図 2 BWR Mark-I 型格納容器における
格納容器直接接触の物理現象図 [1]

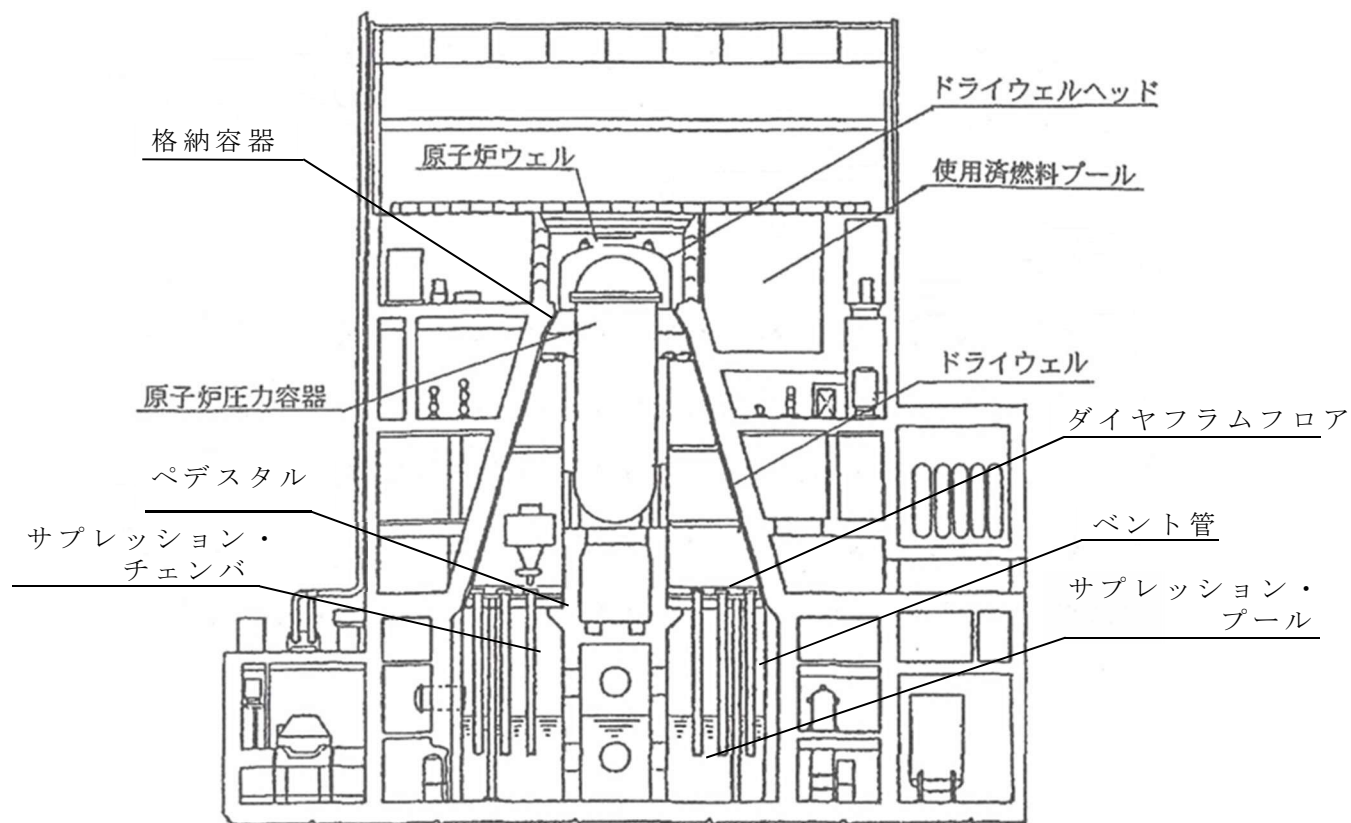


図3 東海第二発電所 (MARK-II型) の格納容器概略図

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

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>(はじめに) 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）第 3 章第 37 条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価（以下、「P R A」という。）に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p>	<p>当社が事故シーケンスグループ等の抽出に際して実施した各種 P R Aの報告資料については、「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）」を参考に構成した。</p>
<p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべき P R A の実施内容に係る資料について 新規制基準では、「解釈第 3 章第 37 条（重大事故等の拡大の防止等）「1-1(a)及び(b)」, 「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シーケンスグループ等の抽出において P R A を活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出における P R Aの実施状況を説明する必要がある。 本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（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。」とされており、外部事象に関しては、P R Aの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む）、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。 そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定される P R A の実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施した P R A の内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<p>従来から定期安全レビュー（P S R）等の機会に内部事象レベル 1 P R A（出力運転時、停止時）及びレベル 1.5 P R Aの評価を実施してきており、これらの P R A手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、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を適用対象とし、建屋、構造物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。 なお、P R Aが適用可能では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。 （「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」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>2. P R A の評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基に P R Aを実施するものであり、P R A の前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり、評価対象を明示すること（例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。</p>	<p>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」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。なお、作動中である設計基準事故対処設備の機能維持に係る操作のうち、余裕時間が十分長い操作（「サブプレッション・プール水温上昇時の水源切替操作」、「R C I Cタービン排気圧高トリップインターロックのバイパス操作」等）については、本評価において考慮するものとした。</p> <p>（「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」）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象（出力運転時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 	<p>① PRAの中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 （「3.1.1.1 対象プラント（1）対象とするプラントの説明」）</p> <p>② 停止時PRAで記載</p> <p>③ 停止時PRAで記載</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト，説明及び発生頻度 <p>● 起回事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と，対象外とした理由</p>	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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回事象を選定し，発生頻度を評価した。 （「3.1.1.2 起回事象（1）評価対象とした起回事象について」） ● 起回事象の抽出に当たっては，国内外の評価事例やプラント設備の故障時の影響を分析し，プラント応答や必要となる緩和設備が同等であり，同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。起回事象発生頻度は，LOCAを除き，国内BWRプラントの運転実績に基づき評価し，発生実績のない事象については0.5件の発生を仮定した。LOCAについては，米国の評価方法を踏まえて発生頻度を評価した。 （「3.1.1.2 起回事象（1）評価対象とした起回事象について」） ● 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。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 出力運転時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 ・ 放射性気体廃棄物処理施設の破損 ・ 燃料集合体の落下事象 ・ 制御棒落下 ・ 主蒸気管破断 ・ 原子炉圧力容器破損（DBA超過LOCA） ・ 通常停止 <p>（「3.1.1.2 起回事象（1）評価対象とした起回事象について」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のP R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 燃料被覆管表面温度が1200℃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 （「3.1.1.3 成功基準（1）成功基準について」） ● 成功基準の一覧表はS A F E Rコードによる成功基準解析結果を用いて起回事象ごとに整理した。 （「3.1.1.3 成功基準（1）成功基準について」及び「別紙 3.1.1.3-1 成功基準解析及び事故進展解析について」） ● 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。また，使命時間については，プラントを安定な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ことから，24時間と設定した。 （「3.1.1.3 成功基準（1）成功基準について」） ● 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合わせて提示する。 （「3.1.1.3 成功基準（1）成功基準について」）
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング，事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>① 起回事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。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。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，起回事象及び緩和設備の成否等によって分類した。 （「3.1.1.4 事故シーケンス（1）イベントツリー」）</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 	<p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。 （「3.1.1.5 システム信頼性（1）評価対象としたシステムとその説明」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>②システム信頼性評価手法</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合） <p>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</p>	<p>②システム信頼性解析では、フロントライン系とそのサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。 （「3.1.1.5 システム信頼性（2）システム信頼性評価手法」及び「別紙 3.1.1.5-1 サポート系が一部故障している場合の評価について」）</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。 （「3.1.1.5 システム信頼性（3）システム信頼性評価の結果」）</p> <p>④制御棒挿入失敗確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。 （「3.1.1.5 システム信頼性（4）」）</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ●機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>①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、人的過誤等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ（1）評価対象としたシステムとその説明」）</p> <p>②N U C 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「故障件数の不確か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した。また、N U C I Aで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。 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 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ（2）機器故障確率」）</p> <p>③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。 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ（3）機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率」）</p> <p>④待機除外確率は保守点検作業による待機除外を考慮しており、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算出した。 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ（4）待機除外確率」）</p> <p>⑤冗長機能を有する機器を対象に、動的機器の動的故障モード及び一部の静的機器について共通要因故障を考慮した。また、共通要因故障パラメータについては、米国で公開されている文献に記載のデータを使用した。 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ（5）共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● T H E R P手法を用いて人的過誤確率を評価した。 ● 人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。起因事象発生前の人的過誤として，試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ（手動弁の開閉忘れ等）を考慮した。起因事象発生後として，認知失敗及び操作失敗を考慮した。 ● 認知失敗確率の評価では，成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ，人的操作に対する許容時間を考慮した。また，当直長 ● 起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。 ● 各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。 （「3.1.1.7 人的過誤」）
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① 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。 （「3.1.1.8 炉心損傷頻度（1）炉心損傷頻度の算出に用いた方法」）</p> <p>② 全炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った （「3.1.1.8 炉心損傷頻度（2）炉心損傷頻度」）</p> <p>③ 炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，炉心損傷頻度の不確かさの幅を評価するため，不確実さ解析を実施した。感度解析は，給復水系を考慮した場合や個別プラントの起因事象発生頻度，機器故障率データを用いた場合の炉心損傷頻度を評価し，事故シーケンスグループへの影響を検討した。 （「3.1.1.8 炉心損傷頻度（3）重要度解析，不確実さ解析及び感度解析」）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 	<p>① PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。</p> <p>（「3.1.2.1 対象プラント（1）対象とするプラントの説明」）</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移を図に整理した。</p> <p>（「3.1.2.1 対象プラント（2）停止時のプラント状態の推移」）</p> <p>③ 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、プラント状態（POS）を分類した。また、定期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組み合わせの変化を考慮し、POS-B及びPOS-Cを、それぞれPOS-B1～B6及びPOS-C1、C2に細分化した。</p> <p>（「3.1.2.1 対象プラント（3）プラント状態分類」）</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 <p>● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し、その事象の説明及び発生頻度を整理した。 （「3.1.2.2 起回事象（1）起回事象の選定」） ● 適用する起回事象について、以下の手法により、検討し選定した。 <ul style="list-style-type: none"> ・ マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ● 起回事象発生頻度は、国内BWRプラントの運転実績やイベントツリー及びフォールトツリーを用いて評価した。なお、起回事象のグループ化は実施していない。 （「3.1.2.2 起回事象（1）起回事象の選定及び(3)起回事象のグループ化」） ● 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。 <ul style="list-style-type: none"> ・ インターフェイスシステムLOCA ・ 配管破断LOCA ・ 燃料集合体の落下事象 ・ 反応度投入事象 ・ RHR運転中のLOCA （「3.1.2.2 起回事象（2）評価対象外とした起回事象」）

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心燃料の有効燃料長頂部（T A F）が露出した状態と設定した。（「3.1.2.3 成功基準（1）炉心損傷判定条件」） ● 炉心損傷防止に必要な緩和設備の観点から、成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。（「3.1.2.3 成功基準（2）起回事象ごとの成功基準の一覧表」） ● 余裕時間については、崩壊熱除去機能喪失に係る起回事象及び原子炉水位がウェル満水時に発生する可能性のある冷却材流出に係る起回事象に対しては、T A F露出までの時間が長いことを考慮し、設定していない。また、原子炉冷却材の流出に係る起回事象に対しては、原子炉水位が通常水位の場合に発生する可能性のある事象についてT A F露出までの時間を考慮した。使命時間については、24時間と設定した。（「3.1.2.3 成功基準（3）対処設備作動までの余裕時間及び使命時間」） ● 熱水力解析を実施していない。（「3.1.2.3 成功基準（4）熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性」）
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>① 各起回事象に対して、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。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な要因の観点から区別するため、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「原子炉冷却材の流出」に分類した。（「3.1.2.4 事故シーケンス（1）イベントツリー」）</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p>	<p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。（「3.1.2.5 システム信頼性（1）評価対象としたシステムとその説明」）</p> <p>② 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。（「3.1.2.5 システム信頼性（2）システム信頼性評価手法」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>③システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合） <p>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</p>	<p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。（「3.1.2.5 システム信頼性（3）システム信頼性評価の結果」）</p> <p>④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。（「3.1.2.5 システム信頼性」）</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ●機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>①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、人的過誤等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。（「3.1.2.6 信頼性パラメータ（1）非信頼度を構成する要素と評価式」）</p> <p>②機器故障率は、原則として、N U C 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「故障件数の不確か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した。また、N U C I Aで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。（「3.1.2.6 信頼性パラメータ（2）機器故障率」）</p> <p>③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。（「3.1.2.6 信頼性パラメータ（3）機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率」）</p> <p>④機器の待機状態はP O S分類の中で直接考慮しているため、待機除外確率は使用していない。（「3.1.2.6 信頼性パラメータ（4）待機除外確率」）</p> <p>⑤冗長機能を有する機器を対象に、動的機器の動的故障モード及び一部の静的機器について共通要因故障を考慮した。また、共通要因故障パラメータについては、米国で公開されている文献に記載のデータを使用した。（「3.1.2.6 信頼性パラメータ（5）共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>g. 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● T H E R P手法を用いて人的過誤確率を評価した。 ● 人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。起因事象発生前の人的過誤として，試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ（手動弁の開閉忘れ等）を考慮した。起因事象発生後として，認知失敗及び操作失敗を考慮した。 ● 認知失敗確率の評価では，成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ，人的操作に対する許容時間を考慮した。また，当直長 ● 起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。 ● 各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。 （「3.1.2.7 人的過誤」）
<p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>①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。 （「3.1.2.8 炉心損傷頻度（1）炉心損傷頻度の算出に用いた方法」）</p> <p>②全炉心損傷頻度，起因事象及びP O S別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。 なお，停止時においては，レベル1．5 P R Aは実施しないため，プラント損傷状態別の炉心損傷頻度の評価は実施していない。 （「3.1.2.8 炉心損傷頻度（1）炉心損傷頻度」）</p> <p>③炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，炉心損傷頻度の不確実さの幅を評価するため，不確実さ解析を実施した。感度解析は，現行保安規定における運用管理のリスクへの影響を把握するための評価を実施した。 （「3.1.2.8 炉心損傷頻度（2）重要度解析，（3）不確実さ解析及び感度解析」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>3. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●地震 P R A の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起回事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	<p>①内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他，配置関連設計図書等により地震 P R Aに必要な情報を収集・整理した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため，及び検討したシナリオの妥当性を確認するために，東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し，以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 <p>（「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」）</p> <p>②地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し，スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し，以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 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 <p>（「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ（2）地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のP R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>b. 地震，津波ハザード</p> <p>①地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ●新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード及び津波ハザード評価に用いた手法の説明 <p>②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ●震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づく脆弱性評価用地震動の作成方法の説明 	<p>①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」の方法に基づき評価した。 （「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」）</p> <p>②震源モデルは，特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。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，モデルAという）の他，地震調査研究推進本部の知見に基づき設定した震源モデル（以下，モデルBという）をロジックツリーで考慮した。</p> <p>特定震源モデルのうち内陸地殻内地震の評価において，モデルAについては敷地周辺の耐震設計上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した。モデルBについては地震調査研究推進本部（2009a）で考慮されている活断層を評価対象とした。特定震源モデルのうち海溝型地震の評価において，モデルAでは関東地震を，モデルBでは関東地震及び茨城県沖で発生する地震を特定震源として扱った。</p> <p>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し，敷地から150km程度を評価対象とした。モデルA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した。モデルBについては，地震調査研究推進本部（2009a）に基づいて領域区分し，各領域の最大マグニチュードを地震調査研究推進本部（2012）に基づき設定した。</p> <p>地震動伝播モデルはNoda et al(2012)による距離減衰式を用いた。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した。震源モデルについては，モデルAとモデルBをロジックツリーで考慮した。 （「3.2.1.2 確率論的地震ハザード（2）確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定」）</p> <p>③上記を踏まえ平均地震ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また，基準地震動S_sの応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。脆弱性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，経時特性を基準地震動S_sの策定と同様にNoda et al.（2002）に基づき地震規模$M=7.6$，等価震源距離$X_{eq}=25.7\text{km}$とした。 （「3.2.1.2 確率論的地震ハザード（3）確率論的地震ハザード評価結果」）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>①評価対象と損傷モードの設定</p> <p>②フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <p>(1)評価対象と損傷モードの設定</p> <p>(2)評価方法の選択</p> <p>(3)評価上の不確かさ、応答係数等の設定</p> <p>(4)現実的耐力の評価</p> <p>(5)現実的応答の評価</p> <p>(6)フラジリティの評価</p> <p>建屋フラジリティ及び屋外重要土木構造物のフラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を評価方法として採用した。</p> <p>また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷モードについては、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。</p> <p>（「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」）</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●地震により誘発される起回事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ●対象外とした起回事象と、対象外とした理由 ●地震固有の事象とその取扱い <p>②階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起回事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 	<p>①事故シナリオの分析を踏まえ、地震PRAにおける起回事象は以下を評価対象とした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 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 <p>②選定した起回事象を基に、地震により発生する起回事象の影響を考慮して階層イベントツリーを作成した。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (1)起回事象」</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● 系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B 及び C クラス機器の取扱い <p>② 機器損傷に関する機器間の関連の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合) <p>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</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 	<p>① 炉心損傷の定義、炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと相違がない。ただし、同様の系統は完全相関を仮定しているため、事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また、緩和手段のない起因事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象出力運転時レベル 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。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (2)成功基準」</p> <p>① 起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが、起因事象発生後の緩和設備は内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同様の設備に期待した。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (3)事故シーケンス」</p> <p>① 内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおける検討内容及び事故シナリオの分析を踏まえて作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や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。</p> <p>なお、耐震重要度 B 及び C クラス機器については、地震の影響を考慮し、その機能は期待しない。ただし、安全設備の使命時間内の機能維持に必要な燃料移送系設備は評価対象とした。</p> <p>② 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、同様の系統及び機器に対する機能喪失は、系統間及び機器間で完全に従属するものとした。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を想定した。</p> <p>③ 内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同様に、イベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p> <p>④ 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。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (4)システム信頼性」</p> <p>① 地震 P R Aでは以下に示すように、内部事象出力運転時レベル 1 P R Aでの検討に基づいた人的過誤確率を使用した。起因事象発生前の人的過誤については地震による影響を考慮する必要がないため、内部事象レベル 1 P R Aでの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し、内部事象出力運転時レベル 1 P R Aでの検討結果に対して、人的過誤のストレスファクタを設定した。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (5)人的過誤」</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① 本評価では，フォールトツリー結合法を用いた計算コードRiskSpectrum®PSAにより炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>② 上記のとおりの評価手法により定量化し，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，地震加速度区分別炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。</p> <p>③ 事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を行った。 また，炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。 また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し，感度解析を実施した。</p> <p>「3.2.1.4 事故シーケンス (6) 炉心損傷頻度」</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>3. 2 外部事象（津波）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●津波 P R A の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起回事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	<p>①内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他，配置関連設計図書等により津波 P R Aに必要な情報を収集・整理した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため，及び検討したシナリオの妥当性を確認するために，東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し，以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波の影響 ・間接的被害の可能性 <p>（「3.2.2.1 対象プランと事故シナリオ（1）対象とするプラントの説明」）</p> <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し，スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し，以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 <p>また，津波 P R Aの評価対象設備を以下のように分類し，建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波防護施設及び浸水防止設備 ・起回事象を引き起こす設備 ・起回事象を緩和する設備 <p>（「3.2.2.1 対象プランと事故シナリオ（2）津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」）</p>
<p>b. 津波ハザード</p> <p>①津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ●新規制基準（津波）にて策定された基準地震動及び基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 	<p>①基本津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザードは，日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」，「確率論的津波ハザード解析の方法」（平成 23 年 9 月 社団法人 土木学会 原子力土木委員会 津波評価部会），2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ実施した。</p> <p>（「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」）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ●津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ●不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動及び津波水位変動の作成方法の説明 	<ul style="list-style-type: none"> • ②認識論的不確かさとして、津波発生領域、波源モデル、発生パターン、地震規模、平均発生間隔等を考慮した。偶然的な不確かさとして、津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリーの作成に当たっては、日本原子力学会標準（2011）、土木学会（2002, 2009, 2011）、原子力安全基盤機構（2014）、地震調査研究推進本部（2012a, 2012b）を参考とし、2011年東北地方太平洋沖地震の知見を踏まえて分岐及び重みを設定した。 （「3.2.2.2 確率論的津波ハザード（2）確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定」） ③ロジックツリーを基にハザード曲線を算定した。最高水位及び最低水位の年超過確率は10^{-4}程度及び10^{-3}程度である。 （「3.2.2.2 確率論的津波ハザード（3）確率論的津波ハザード評価結果」）
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ol style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 	<ol style="list-style-type: none"> ①～⑥ 建屋・機器リストに基づき、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。その結果、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。 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た。 （「3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ」）

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波により誘発される起回事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起回事象と，対象外とした理由 ● 津波固有の事象とその取扱い <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング，事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● 系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B 及び C クラス機器の取扱い <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合） <p>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</p>	<p>① 津波 P R Aでは以下の起回事象を抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 最終ヒートシンク喪失（T.P.+20m～T.P.+23m） ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（T.P.+23m～） <p>② 選定した起回事象について，影響が大きい事故シナリオを考慮して階層イベントツリーを作成した。</p> <p>（「3.2.2.4 事故シーケンス（1）起回事象」）</p> <p>① 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 Aでは相違がないため，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た。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，津波で損傷した機器の復旧は期待していない。</p> <p>（「3.2.2.4 事故シーケンス（2）成功基準」）</p> <p>① 起回事象「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，圧力バウンダリの健全性及び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，イベントツリーを展開して評価した。</p> <p>（「3.2.2.4 事故シーケンス（3）事故シーケンス」）</p> <p>① 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。</p> <p>② フロントライン系及びそのサポート系の機器間の相関は内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同じである。</p> <p>③ 起回事象を緩和する設備のシステム信頼性は，内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同じである。津波の影響を受ける可能性のある設備は，建屋・機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を実施した。</p> <p>④ 本評価では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。</p> <p>（「3.2.2.4 事故シーケンス（4）システム信頼性」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① 起因事象発生前の人的過誤については津波による影響を考慮する必要がないため，内部事象レベル 1 P R Aでの検討結果を用いた。起因事象発生後人的過誤は運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し，内部事象出力運転時レベル 1 P R Aでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (5) 人的過誤」)</p> <p>① 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炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>② 上述した手順でモデルを定量化し，津波高さ別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度を評価した。また，全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な事故シーケンスを抽出し，その内容を分析した。</p> <p>③ 津波ハザードやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため，不確実さ解析を行った。重要度解析については，津波 P R Aの評価対象となる高さ T.P. 20m 以上の津波では必ず炉心損傷に至ることから，有益な結果が得られないため実施していない。また，感度解析として，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評価を実施した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (6) 炉心損傷頻度」)</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>4. レベル 1. 5 P R A</p> <p>4. 1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など 	<p>①対象プラントの機器・系統配置，形状・設備容量，事故の緩和操作，燃料及びデブリの移動経路等を整理した。 （「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」）</p>
<p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル 1 の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル 1 結果との関係（レベル 1 の最終状態と分類が異なる場合） <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●プラント損傷状態ごとの発生頻度 	<p>①内部事象出力運転時レベル 1 P R A で得られた炉心損傷状態に至るすべ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）に分類し，一覧表で示した。 （「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度（1）P D S の一覧」）</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。 （「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度（1）P D S 別の炉心損傷頻度」）</p>
<p>c. 格納容器破損モード</p> <p>①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明 	<p>①事故の進展を考慮して，格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析して格納容器破損モードを分類した。また，格納容器破損モードの一覧において各格納容器破損モードの概要をまとめた。 （「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」）</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>②格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した，重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動，運転員操作（レベル1との整合性を含む），ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果 	<p>①イベントツリーは，炉心損傷後の事象進展を考慮し，R P V破損前，R P V破損直後及び事故進展後長期の各フェーズにおける緩和設備の作動状況，発生する可能性のある各格納容器破損モードを踏まえて展開した。 （「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」）</p> <p>②事故進展後の各フェーズにおける緩和手段の作動状況及び物理化学現象に基づき設定したヘディングに対して，ヘディング間の従属性を整理した。また，格納容器イベントツリーの構築に当たっては，最終状態が健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。 （「4.1.1.4 事故シーケンス（2）格納容器イベントツリー」）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>e. 事故進展解析</p> <p>①解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シーケンス選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シーケンス一覧 ●対象事故シーケンスの説明 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シーケンスの解析結果</p>	<p>①事故進展解析の対象とした事故シーケンスは、故進展の類似性、緩和設備の機能喪失状態の類似性を考慮して選定した。選定した事故シーケンスは、選定理由とともに一覧表に整理した。また、事故進展解析の主要な解析条件を一覧表にまとめた。 （「4.1.1.5 事故進展解析（1）解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明」）</p> <p>②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及び原子炉圧力容器内及び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記載した。 （「4.1.1.5 事故進展解析（2）事故シーケンスの解析結果」）</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ●分岐確率の算出方法 ●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p>①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 PRAの評価に用いている計算コードと同じ Safety Watcher を使用し、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、PDSごとの条件付き格納容器破損確率（CCFP）及び格納容器破損頻度（CFP）を算出した。 （「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」）</p> <p>②格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率は、緩和操作と物理化学現象に分類し、その分岐確率の算出方法を整理した。 （「4.1.1.6 格納容器破損頻度（2）格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率」）</p> <p>③全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析、PDS別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。 （「4.1.1.6 格納容器破損頻度（3）格納容器破損頻度の評価結果」）</p>
<p>g. 不確かさ解析及び感度解析</p> <p>①不確か解析結果</p> <p>②感度解析結果</p>	<p>①格納容器破損頻度の不確かさの幅を評価するため、不確かさ解析を実施した。その結果、格納容器破損モード別の点推定値は不確かさ分布内にあり、点推定値と不確かさ解析結果の傾向に大きな差がないことを確認した。 （「4.1.1.7 不確かさ解析及び感度解析（1）不確か解析」）</p> <p>②Mark-II型格納容器の特徴を把握するための感度解析を実施し、その結果をとりまとめた。 （「4.1.1.7 不確かさ解析及び感度解析（2）感度解析」）</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>地震レベル 1. 5 P R Aについては学会標準に一部手順が示されているのみであり，標準的な P R A手法が確立されていないことから，実施していない。なお，格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷する格納容器破損モードが考えられるが，それ以外の事故シーケンスについては，内部事象と同様の格納容器破損モードが考えられる。</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>①地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（地震，津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 <p>②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ● 不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づく fragility 評価用 地震動の作成方法の説明 	<p>—</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定，応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 	-
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ① プラント損傷状態の一覧 <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度 	-
<p>e. 格納容器破損モード</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	-

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>f. 事故シーケンス</p> <p>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>②格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け 	<p style="text-align: center;">—</p>
<p>g. 事故進展解析</p> <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シーケンス選定の考え方 ●選定した事故シーケンスと説明 ●事故進展解析の解析条件 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シーケンスの解析結果</p>	<p style="text-align: center;">—</p>
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ●分岐確率の算出方法 ●使用した分岐確率 <p>③格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p style="text-align: center;">—</p>
<p>i. 不確かさ解析及び感度解析</p> <p>①不確か解析結果</p> <p>②感度解析結果</p>	<p style="text-align: center;">—</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への東海第二発電所の P R Aの対応状況について

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）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p>	<p>① 評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>② 関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p>
<p>b. ピアレビュー</p> <p>① ピアレビューチーム及びメンバー構成</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 海外の専門家も含めたメンバーであること <p>② ピアレビューの手順</p> <p>③ ピアレビューの結果</p> <p>④ ピアレビュー結果の P R A への反映状況</p>	<p>① レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して選定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・今回実施したレビュー実施方法を含め、P R A全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点で P R Aの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国での P R A実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 <p>② オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前に P R Aの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜 P R A実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③ 学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は 0 件であり、今回実施した P R Aの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>④ P R Aの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として 12 件のコメントを受理しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討する。</p>
<p>c. 品質保証</p> <p>① P R A を実施するに当たって行った品質保証活動</p> <ul style="list-style-type: none"> ● P R A の実施体制 ● 更新、記録管理体制 	<p>① 品質保証活動に基づく社内基準に従って P R Aを実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ P R Aの実施に当たっては、必要な力量を有する者を選定し、品質保証上必要となる体制を整備した上で実施した。 ・ 文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に実施した。

東海第二発電所 P R A ピアレビュー実施結果及び今後の対応方針 について

1. 目 的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施した P R A の妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外の P R A 専門家によるピアレビューを実施した。また、レビューにおいて指摘されたコメントについては、今後の対応方針を検討した。

2. ピアレビューの実施内容

2.1 内部事象 P R A

今回実施した以下に示す各 P R A を対象に、日本原子力学会標準との整合性、及び国内外の知見を踏まえた P R A 手法の妥当性について確認を行った。なお、本ピアレビューでは「P S A ピアレビューガイドライン（平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関する実施基準：2013（2014 年 5 月 一般社団法人 日本原子力学会）」（以下「ガイドライン等」という。）を参考にレビューを行った。

(1) レビュー対象とした P R A

- ・ 内部事象出力運転時レベル 1 P R A
- ・ 内部事象停止時レベル 1 P R A
- ・ 内部事象出力運転時レベル 1 . 5 P R A

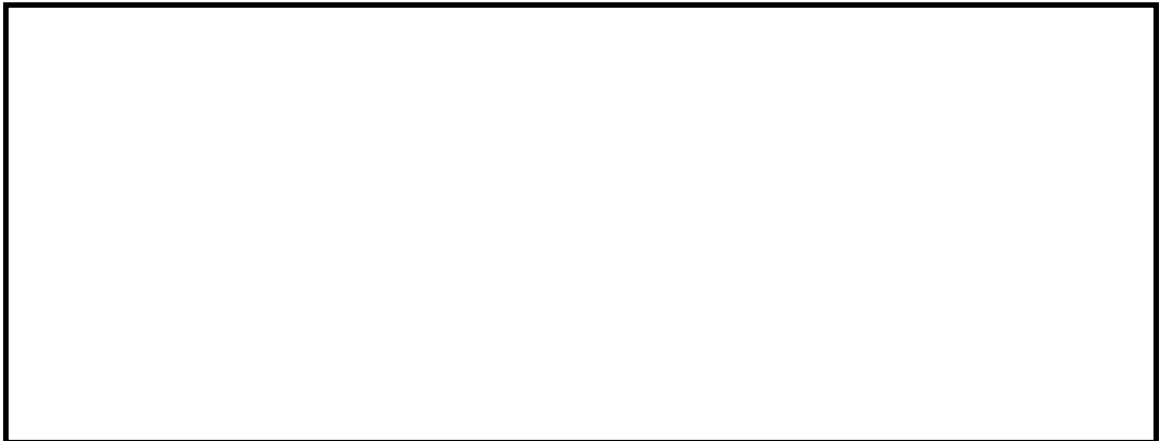
なお、地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A については、実施時期が異なるため、2.2 章に記載する。

(2) レビュー体制

レビューアの選定にあたっては、ガイドライン等に従い、専門

性，経験，独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお，レビューの実施にあたっては，多面的な視点で評価するため，各PRAはレビューチームのうち複数のメンバー（主担当，副担当）がレビューを行うこととした。また，今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し，欧米でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。レビュー体制のイメージを図1に示す。

●国内レビューア：7名



●海外レビューア：1名

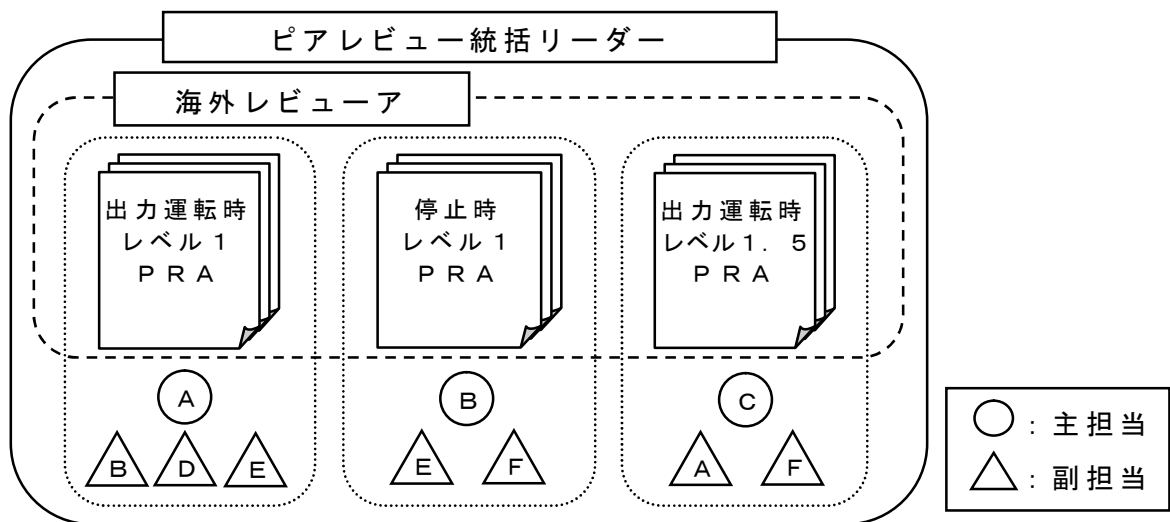


図1 レビュー体制のイメージ

(3) 国内レビューアのレビュー方法及び内容

a. 事前準備（情報収集及び分析）：約 1 週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、事前に当社から国内レビューアへ P R A の概要資料を提示し、国内レビューアが全体の内容を把握するとともに、オンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理する期間を設けた。

b. オンサイトレビュー：約 1 週間

国内レビューアは、各 P R A の実施内容について文書化された資料を基に、学会標準への適合性確認を主眼としてレビューを実施した。レビューを円滑に進めるため、P R A 実施者（当社社員、当社協力会社社員）と質疑応答の場を設け、事実関係を確認するとともに、国内レビューアとの質疑応答の内容については適宜文書化しながら進めた。

c. ピアレビュー結果報告書の作成：約 1 か月

国内レビューアは、オンサイトレビューにて抽出したコメントを以下の項目ごとに整理し、ピアレビューの実施結果を報告書として取りまとめた。

・指摘事項

P R A が学会標準に技術的に適合しないもの、又は評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの

・推奨事項

学会標準には適合しているものの、より品質の高い P R A の実施のために反映が推奨されるもの

- ・文書化における指摘事項

学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの

- ・文書化における改善提案

学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの、P R Aの説明性向上の観点から改善が望ましいもの

- ・良好事例

良質な事例で、今後も継続した実施が望まれるもの

2.2 外部事象 P R A

今回実施した以下に示す各 P R A を対象に、日本原子力学会標準との整合性、及び国内外の知見を踏まえた P R A 手法の妥当性について確認を行った。なお、本ピアレビューでは「P S Aピアレビューガイドライン（平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関する実施基準：2013（2014 年 5 月 一般社団法人 日本原子力学会）」（以下「ガイドライン等」という。）を参考にレビューを行った。

(1) レビュー対象とした P R A

- ・地震レベル 1 P R A
- ・津波レベル 1 P R A

(2) レビュー体制

レビューアの選定にあたっては、ガイドライン等に従い、専門性、経験、独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお、レビューの実施にあたっては、多面的な視点で評価するため、各 P R A はレビューチームのうち複数のメンバー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、今回

実施したレビュー実施方法を含めP R A全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でP R Aの経験豊富な海外レビューアを招聘し，欧米でのP R A実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。レビュー体制のイメージを図2に示す。

●国内レビューア：5名



●海外レビューア：1名

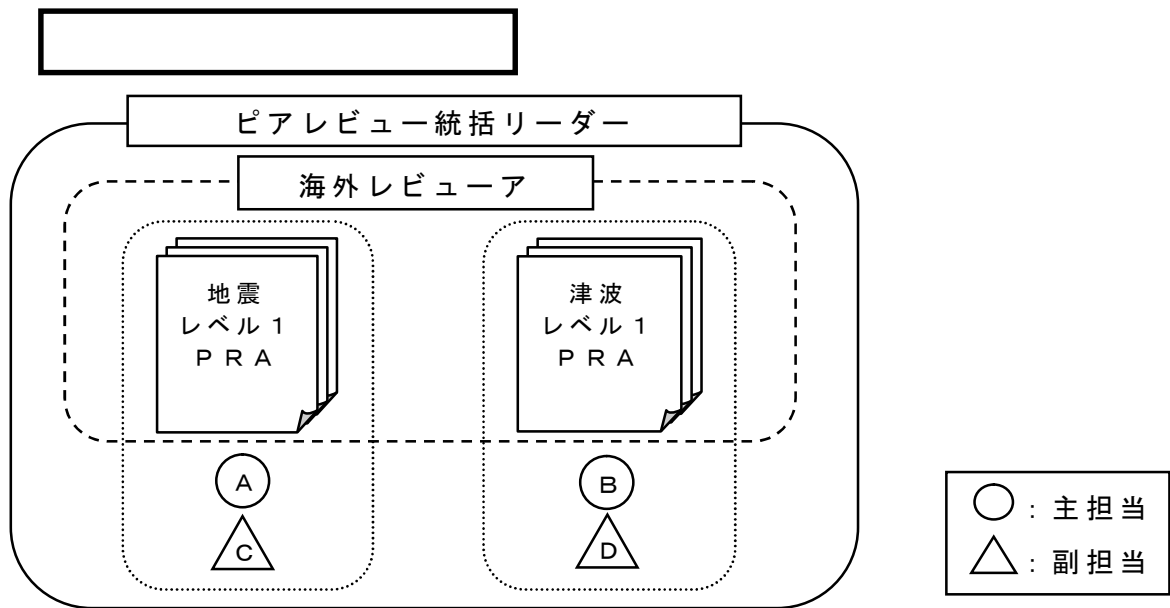


図2 レビュー体制のイメージ

(3) 国内レビューアのレビュー方法及び内容

a. 事前準備（情報収集及び分析）：約2週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために，事前に当社から国内レビューアへP R Aの概要資料を提示し，国内レビューアが全体の内容を把握するとともに，オンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理す

る期間を設けた。

b. オンサイトレビュー：約 1 週間

国内レビューアは、各 P R A の実施内容について文書化された資料を基に、学会標準への適合性確認を主眼としてレビューを実施した。レビューを円滑に進めるため、P R A 実施者（当社社員、当社協力会社社員）と質疑応答の場を設け、事実関係を確認するとともに、国内レビューアとの質疑応答の内容については適宜文書化しながら進めた。

c. ピアレビュー結果報告書の作成：約 1 か月

国内レビューアは、オンサイトレビューにて抽出したコメントを以下の項目ごとに整理し、ピアレビューの実施結果を報告書として取りまとめた。

・指摘事項

P R A が学会標準に技術的に適合しないもの、又は評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの

・推奨事項

学会標準には適合しているものの、より品質の高い P R A の実施のために反映が推奨されるもの

・文書化における指摘事項

学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの

・文書化における改善提案

学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの、P R A の説明性向上の観点から改善が望ましいもの

・良好事例

良好的な事例で、今後も継続した実施が望まれるもの

3. レビュー結果の概要及び今後の対応方針

(1) 国内レビューアからのコメント

国内レビューアによる東海第二発電所のPRAに対するコメント件数を表1に、コメントの分類ごとの割合を図3に示す。

レビューの結果、指摘事項は0件であり、今回実施したPRAが学会標準に技術的に適合していること、及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。

また、推奨事項は12件、文書化における指摘事項は10件、文書化における改善提案は97件、良好事例は32件であった。

国内レビューアによるレビュー結果の概要及び今後の対応方針について以下にまとめる。

表1 国内レビューアによるコメント件数

		出力運転時 レベル1 PRA	停止時 レベル1 PRA	出力運転時 レベル1.5 PRA	地震 レベル1 PRA	津波 レベル1 PRA	合計
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		7	3	0	1	1	12
文書化	指摘事項	1	7	0	2	0	10
	改善提案	34	22	15	19	7	97
良好事例		14	7	5	5	1	32
合計		56	39	20	27	9	151

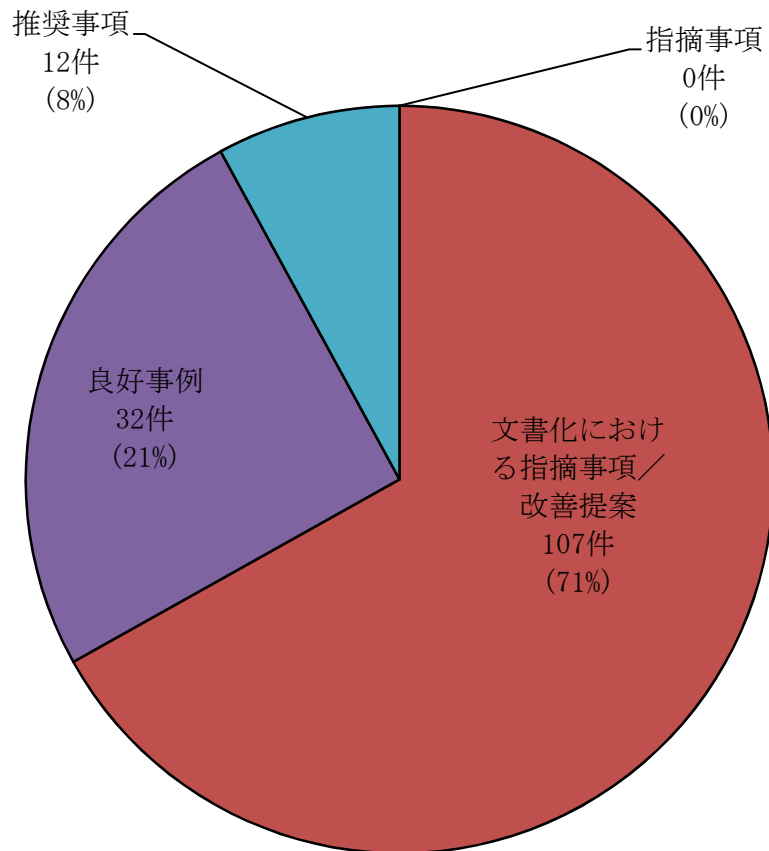


図3 全コメントに対する各コメントの割合

a. 指摘事項

今回のピアレビューでは指摘事項は0件であり、学会標準に適合したPRAであること、及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題がないことが確認された。

b. 推奨事項

今回のピアレビューでは12件の推奨事項が挙げられた。推奨事項の内容を表2に示す。これらの推奨事項については、今後、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。

c. 文書化における指摘事項及び改善提案

今回のピアレビューでは10件の指摘事項、97件の改善提案が

挙げられており，モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。文書化については，実施した P R A モデルの内容を説明するうえで重要な要素であることから，今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

- ・緩和操作と緩和設備との従属性について追記する必要がある。

(停止時レベル 1 P R A)

<文書化における改善提案>

- ・格納容器破損モードの設定における，I S L O C A の発生箇所及び破損規模の分析については，出力運転時レベル 1 P R A 説明資料にて分析されているため，該当箇所を参照しておくことが望ましい。(出力運転時レベル 1 . 5 P R A)

d. 良好事例

今回のピアレビューでは 32 件の良好事例が挙げられた。今回良好事例として挙げられた項目については，今後も引き続き継続実施していくとともに，更なる品質向上に努めていく。良好事例の一例を以下に示す。

<良好事例>

- ・フォールトツリー集に，システムごとのフォールトツリーの作成内容が詳細かつ明確にまとめられている。(出力運転時レベル 1 P R A)
- ・他の研究機関において 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評価例も調査し，感度解析を実施している。(出力運転時レベル 1 . 5 P R A)

(2) 海外レビューアからのコメント

今回のピアレビューでは、海外レビューアから 21 件のコメントが挙げられた。海外レビューアからのコメントを表 3 に示す。今回実施した P R A は学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外レビューアからのコメントを踏まえ、今後、より品質の高い P R A の実施に向けて反映を検討していく。

4. ま と め

東海第二発電所の P R A を対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無く、P R A が学会標準に技術的に適合していること、及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。しかしながら、より品質の高い P R A の実施に有益なものとして推奨事項、文書化における指摘事項及び改善提案が多く挙げられた。また、海外レビューアからも、海外の事例との相違点を踏まえたコメントが得られた。これらのコメントについては、今後、より品質の高い P R A の実施に向けて反映を検討していく。

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (1/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	成功基準の設定	1	今回のPRAは設計基準ベースの評価であるため、許認可解析コードを用いている。しかし、今後アクシデントマネジメント策等を考慮した評価を行う場合には、リアリスティックな解析結果では成功基準を満足する条件に対しても、保守的な許認可解析コードを用いた場合には成功基準を満足しない結果を与えるおそれがある。したがって、リアリスティックな解析結果を与える詳細解析コードを評価に用いることを推奨する。	今回のPRAは設計基準事故対処設備のみに期待した評価であるが、今後実施する安全性向上評価は、重大事故等対処設備等のアクシデントマネジメント策に期待した評価であることから、現実的な成功基準を設定するため、必要に応じて詳細解析コードによる成功基準解析の実施を検討することとする。
		2	公表されている同型プラントのPRA（PSR等）により、成功基準の妥当性を確認することが望ましい。	今回のPRAでは、同型プラントの成功基準との比較は実施していたが、文書化を実施していなかった。 また、左記のコメントと合わせて、成功基準の妥当性確認に関する文書化における改善提案が出されている。 このため、今後、同型プラントとの比較について適切に文書化していくこととする。

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (2/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	人間信頼性解析	3, 4	<p>人的過誤確率について、HRAツリーの各分岐で中央値とEFから平均値を算出し、それぞれの平均値を用いて人的過誤確率の平均値を評価し、EFをTHERPの基準により設定しているが、不確実さの伝播を適切に評価するために、モンテカルロ計算やNUREG/CR-1278のAppendix-Aに記載されている近似計算を実施することを推奨する。(起因事象発生前, 起因事象発生後)</p>	<p>Appendix-Aの手法をベースケースに適用した。今後の評価では、人的過誤の不確実さの伝播をより適切に評価するため、THERP以外の手法も含め、人的過誤確率の評価方法について検討していくこととする。</p>
		5	<p>今回のPRAでは、「ISLOCA起因事象発生頻度評価用の弁の開け忘れ/閉め忘れ」の人的過誤確率において、当直長等による過誤回復については、事象発生前の操作であり十分な時間余裕があるため、従属性を低従属として評価している。</p> <p>この人的過誤があった場合、一連の作業の流れで起因事象が発生し、十分な時間余裕はないと思われるため、当直長等の過誤回復の取り方について再検討することを推奨する。</p>	<p>十分な余裕時間はないとして、過誤回復の従属性を中従属とした場合、人的過誤確率の平均値は約2.8倍となり、ISLOCAの起因事象発生頻度が約2.3倍となるが、ISLOCAのドミナントカットセットは変わらないことを確認した。</p> <p>また、Appendix-Aの手法を用いて過誤回復の従属性を低従属及び中従属とした場合の計算を行った。その結果、人的過誤確率の平均値は約2.8倍となり、ISLOCAの起因事象発生頻度が約2.4倍となるが、ISLOCAのドミナントカットセットは変わらないことを確認した。</p> <p>今回のPRAの目的から、ベースケースを変更する必要はないと判断したが、今後の評価では、当直長による過誤回復の取り方の見直しについて検討することとする。</p>

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (3/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	事故シークエンスの 定量化	6	類似プラントの評価結果との比較については、公開資料から可能な範囲で何らかの比較を行うことにより、計算結果の妥当性を確認することを推奨する。	東海第二発電所は、補機冷却系の系統構成が、独立した系統による海水直接冷却型であるため、類似プラントの系統構成と異なることから、類似プラントの評価結果との比較による妥当性確認ではなく、事故シークエンスのカットセットの分析等により妥当性を確認している。 系統構成の相違による評価結果への影響について評価・分析することは、プラントの特徴を把握するうえで有益であるため、今後の評価では、類似プラントの評価結果との比較を実施することとする。
	感度解析	7	ベイズ更新処理において、更新のためのエビデンス（東海第二実績データ）は事前分布（一般故障率算出のための実績データ）と重複しない実績データを使用することを推奨する。	今回のPRAでは、ベイズ更新処理による感度解析を目的としていることから、事前分布は一般データと見なして簡易的に評価している。 今後の評価では、ベースケースにおいて個別プラントデータを用いる場合、事前分布との重複に留意し、ベイズ更新処理を実施することとする。
停止時レベル1	人間信頼 性解析	8,9	(出力運転時レベル1の番号3,4と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号3,4と同様の対応方針)
	事故シークエンスの 定量化	10	(出力運転時レベル1の番号6と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号6と同様の対応方針)

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (4/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
地震レベル1	事故シークエンスの定量化	11	<p>本評価では、同様の系統及び機器の間の損傷を完全従属とした場合をベースケースとしたうえで、感度解析としてFV重要度上位の機器についてその相関がない場合の解析を実施しているが、それ以外の条件での解析は実施していない。機器の間の相関は冗長な同様の機器の間だけではなく、特に地震時の応答は様々な機器の間に相関があることから、それが炉心損傷頻度に及ぼす影響について検討することが望ましい。</p>	<p>今回のPRAは、冗長化された系統は完全相関、その他の系統は完全独立を仮定してモデル化している。また、相関の不確かさについては冗長化された系統のうち、FV重要度が上位のものを対象に完全独立を仮定して評価することでその影響の程度を確認している。</p> <p>安全性向上評価へ向けた今後の評価では、相関の不確かさの影響を把握する観点から、冗長化された系統以外についても同種機器等の相関関係が疑われる機器については完全相関とした場合や完全独立とした場合の影響の程度を確認して評価を実施することを検討する。</p>
津波レベル1	システムのモデル化	12	<p>保守による待機除外の組み合わせが存在しないケースについて、当該ミニマルカットセットを除外する目的でイベントヘディングを設けている。今回のPRAにおいては定量的影響が非常に小さく問題はないが、今後のPRAの活用において、待機除外状態を模擬した評価等を実施する場合に、ミニマルカットセットを除外することによって成功分岐において過小評価とならないよう留意することが望ましい。</p>	<p>今回のPRAでは、保安規定に基づき運転上許容されない系統の待機除外の組み合わせが含むカットセットを除外するため、イベントツリーにヘディングを設けて、これらカットセットが含まれることがないよう評価している。これらの待機除外確率の組み合わせについては、定量的影響が非常に小さいため、評価結果に与える影響は無視できるものと考えている。</p> <p>今後の評価においても、本手法により定量的影響が非常に小さくなることを確認し、評価結果に影響を及ぼすことがないよう留意する。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (1/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	起因事象の選定	1	<p>発電所に関する起因事象の網羅性を担保するために、プラント内の全ての系統（安全系及び非安全系）に対して故障モード／影響解析（FMEA）を実施して東海第二発電所に特有の系統故障による起因事象が存在するかどうかについて確認することを推奨する。</p>	<p>今回のPRAでは、従属性を有する起因事象同定のため、原子炉設置許可申請書添付書類8に記載されている設備について主要な故障モードの影響を分析しており、FMEAを実施している。</p> <p>しかし、全ての系統に対してはFMEAを実施できていないため、今後の評価において、全ての系統に対するFMEAの実施することとする。</p>
		2	<p>格納容器内及び格納容器外の主蒸気配管の破断（格納容器外主蒸気隔離弁（MSIV）の上流側）に関連する起因事象を考慮することを推奨する。</p> <p>今回のPRAでは、MSIV下流側の破断は隔離事象又は格納容器バイパスとして考慮されているが、MSIV上流側の破断（PCV内での蒸気流出）については考慮されていない。</p>	<p>今回のPRAでは、MSIV上流側の破断をLOCAに分類している。ただし、LOCAについて液相部の破断と気相部の破断を区別していないが、実際は影響が異なるため、成功基準が変わることも考えられる。</p> <p>今後の評価では、起因事象分類の詳細化（主蒸気配管等の気相部の破断の考慮）について検討することとする。</p>
		3	<p>感度解析において大LOCAの発生位置が考慮されているが、ベースケースモデルにおいても大LOCAの発生位置を考慮することを推奨する。</p>	<p>今回のPRAでは、破断箇所が液相で、かつ配管径が最も大きい原子炉再循環系配管の破断を想定し、大LOCAの評価を実施するとともに、ECCS配管破断時を想定した感度解析を実施し、破断箇所の違いによる影響を確認している。</p> <p>今回のPRAの目的から、ベースケースを変更する必要はないと判断したが、今後の評価では、起因事象分類の詳細化（破断箇所の違いの考慮）について検討することとする。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (2/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	起 因 事 象 発 生 頻 度 の 評 価	4	今回実施したP R Aでは、サポート系故障の起 因 事 象 発 生 頻 度 の 算 出 に ” Jeffery Non-Informative Prior” 法を用いており、国内B WRプラントにおいて発生実績が0件の事象につ いては0.5件として計算している。系統/トレン 故障の起 因 事 象 発 生 頻 度 につ いては、フォールト ツリーモデルを用いて評価することを推奨する。	学会標準では、”Jeffery Non-Informative Prior” 法、フォールトツリーを用いる方法のいずれも要求 を満足する手法とされている。フォールトツリーを 用いる方法はプラントの系統構成の特徴を考慮し た評価となる一方、評価に用いる機器故障率に依存 した評価となる。そのため、今後の評価では、個別 プラントの機器故障率データの採用時にフォール トツリーを用いる評価方法の採用について検討す ることとする。
		5	ベイズ更新処理した東海第二発電所特有の起 因 事 象 発 生 頻 度 を 用 いた 感 度 解 析 を 実 施 し て い る が、ベースケースモデルにおいて東海第二発電所 特有の起 因 事 象 発 生 頻 度 を 用 いる こと を 推 奨 す る。	今回のP R Aの目的から、ベースケースを変更す る必要はないと判断したが、東海第二発電所固有の 起 因 事 象 発 生 頻 度 を 用 いる こと は、プラントの特徴 を踏まえたP R Aを実施するうえで重要であるた め、今後の評価では、ベースケースにおいてベイズ 更新処理した起 因 事 象 発 生 頻 度 を 用 いる こと と す る。
	人間 信 頼 性 解 析	6	今回のP R Aでは、制御室内の別の運転員によ る過誤回復を考慮していると説明があったが、制 御室内の複数の運転員はプラントの過渡変化/事 故に対して個々の運転員がそれぞれ独立して別の 対応をするのではなく、一つのグループとして対 応するので、一つの単位/チームとして扱うこと を推奨する。	今回のP R Aでは、認知については制御室内の運 転員を一つのグループとして扱っており、操作につ いては全体を指揮し操作の報告を受ける上位運 転員による過誤回復を考慮している。 これは学会標準においても認められた手法であ るが、学会標準は古い手法(T H E R P手法)を基 にしているため、今後の評価では、学会標準の改訂 状況や海外の最新知見等を踏まえて、具体的な人的 過誤確率の評価手法を検討することとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (3/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル1	感度解析	7	NRCのCCFに関する報告書のデータを用いて感度解析を実施しているが、ベースケースモデルにおいてこのデータを用いることを推奨する。	今回のPRAでは、NRCのCCFに関する報告書「CCF Parameter Estimations」のデータを用いた感度解析を実施し、全炉心損傷頻度への影響が小さいこと、及び事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度への寄与割合は同様の傾向を示していることを確認している。 今回のPRAの目的から、ベースケースを変更する必要はないと判断したが、今後の安全性を評価するPRAでは、国内の検討状況も踏まえて、CCFの評価方法について検討することとする。
	重要度解析	8	重要度指標のRAWについて、冗長機器が関与する共通原因故障の重要度のRAWは示さず、個別機器のみに対して示すことを推奨する。 ある機器に対してRAWを示すことは、その機器を待機除外にすることを表しているため、共通原因故障のRAWを示すということは、全ての冗長性のある機器を待機除外にすることに等しい。	今回のPRAでは、当該機器の共通原因故障や人的過誤が評価結果に及ぼす影響を確認するため、共通原因故障や人的過誤を含めて重要度評価結果を示している。 今後の評価では、重要度評価の目的に応じて、個別機器のみを対象とした重要度評価を実施することとする。
停止時レベル1	適用範囲	9	移行期間（最大出力運転状態から真空破壊までと、制御棒引き抜きから最大出力運転状態まで）におけるリスクを明示的に評価することを推奨する。	今回のPRAでは、学会標準に基づき、移行期間を出力運転時に含めて評価している。 ただし、低出力状態特有の運転操作に係る人的過誤を起因とする事象の発生可能性があること等を考慮し、今後の評価では、移行期間中のリスク評価について検討することとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (4/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
停止時レベル1	起回事象発生頻度の評価	10	RHR喪失及びRHR S喪失の起回事象発生頻度の計算については、フォールトツリーモデルを用いて評価することを推奨する。	<p>今回のPRAでは、学会標準に基づき、RHR喪失については国内BWRプラントの停止時運転実績から得られた発生件数から算出しており、RHR S喪失については発生実績がないため、Jeffery Non-Informative Prior法を用いている。</p> <p>フォールトツリーを用いる方法はプラントの系統構成の特徴を考慮した評価となる一方、評価に用いる機器故障率に依存した評価となる。そのため、今後の評価では、個別プラントの機器故障率データの採用時にフォールトツリーを用いる評価方法の採用について検討することとする。</p>
		11	LOSP喪失の起回事象発生頻度の計算については、日本のBWRプラント向けに策定された一般的なパラメータが使用されていた。日本の各原子力発電所はそれぞれ異なるLOSP頻度を有していると考えられることから、LOSPの起回事象発生頻度は東海第二発電所特有のものとすることを推奨する（LOSPの起回事象は、東海第二発電所の停止時リスクにとって支配的な寄与因子であることに注意すること。）。	<p>今回の評価では、LOSP喪失の発生頻度は、学会標準に基づき、国内BWRプラントの停止時運転実績から得られた発生件数から算出している。</p> <p>個別プラントの特徴を踏まえた起回事象発生頻度とするため、今後の評価では、ベイズ更新処理した評価等により、東海第二発電所固有の起回事象発生頻度を求めることとする。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (5/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
停止時レベル1	POSの設定	12	<p>今回の停止時レベル1 P R Aにおいて選択した燃料交換停止の P O Sの期間と、過去の実際の燃料交換停止の P O Sとの間に顕著な相違がないかどうかを検討すること、相違がある場合には、感度解析を実施して P O Sの各期間の相違によるプラントリスクへの影響を評価することを推奨する。</p>	<p>今回の評価では、P R Aの目的から代表的な定期検査工程を評価対象としており、通常は実施しない特殊工程(大規模な工事やトラブル等による点検工程)を含まない等の観点から選定している。</p> <p>左記のコメントのとおり、定期検査工程により P O Sの相違があり、プラント停止期間中のリスクはそれぞれ異なるため、今後の評価では、評価の目的に応じて P O Sの影響を評価することとする。</p>
	人間信頼性解析	13	<p>R H Rトレン間での切替操作時の L O C Aでは、切替後の R H Rラインにおける R P Vへの注入弁の開け忘れが原因で、R H Rポンプミニフロー弁が開くことで S / Pへと冷却材が流出することを想定している。</p> <p>そこで、切替後に運転中の R H Rを L P C Iモードに切り替えて注水することに期待しているが、その操作中にミニフローラインからの漏えいを認識し、L O C Aの収束させる措置を講じると考えるのがより妥当である。</p> <p>よって、以下の1つをモデル化することを推奨する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員による L O C Aの診断及び収束操作を考慮する。 ・運転員が漏えい箇所を認識し、収束させることに失敗した場合、L P C Iを用いた L O C Aの緩和に期待しない。 	<p>今回の P R Aでは、冷却材流出の認知に成功した場合には漏えい箇所の隔離に期待しているが、その隔離に失敗しても、R H R切替後に運転中の R H Rの L P C I注水操作にも期待する評価となっている。これは、冷却材流出箇所の特定に失敗する等して隔離操作に失敗した場合でも、注水操作を実施することで L O C Aを収束させることが可能と判断したためである。</p> <p>ただし、現実的な操作をモデル化すべきとのコメントの主旨を踏まえ、今後の評価ではより現実的な評価方法について検討することとする。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (6/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
停止時レベル1	人間信頼性解析	14	(出力運転時レベル1の番号6と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号6と同様の対応方針)
	重要度解析	15	(出力運転時レベル1の番号8と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号8と同様の対応方針)
地震レベル1	システムのモデル化	16	<p>RHRシステムの全ての配管を最も弱い(耐震性が最も低い)配管部位で代表させて評価している。</p> <p>RHRシステムのある配管部位を代表させるために、その最も弱い配管部位を使用する方法は保守的である。しかし、最も弱い配管部位を用いて、RHRシステムの全ての配管を代表させるのは非保守的である。</p> <p>地震に起因するシステムの故障へのそれぞれの寄与度を考慮するために、システムに含まれるすべての配管について別々にモデル化することを推奨する。</p>	<p>東海第二発電所の配管のフラジリティは他の機器と比較して強く、配管を区画で分けてそれぞれをモデル化したとしても、地震PRA評価に与える影響は小さいと考えられる。</p> <p>今回のPRAの目的から、評価結果に影響を与えるものではないと判断するが、米国事例の手法を取り入れることにより、配管系の影響の程度を正確に把握することが可能となることから、必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (7/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
地震レベル1	フラジリティ評価	17	<p>パワーセンタ及びメタルクラッドスイッチギアは、リレーチャタリングにより機能喪失する可能性がある。リレーチャタリングに対する耐力中央値は、機器本体の電氣的機能故障の中央値よりも低いと思われる。リレーチャタリングの影響を考慮していない場合、感度解析を推奨する。</p>	<p>電気・制御機器のフラジリティ評価において使用している機能維持確認済加速度は、機器本体の機能喪失のみでなく、リレーチャタリングによる機能喪失を考慮した加速度であるため、今回の地震PRAは、リレーチャタリングの影響を取込んだ評価となっている。このため、感度解析は不要と考える。</p>
	システムのモデル化	18	<p>米国の一部の地震PRAで用いられるHRA手法では以下について考慮している。(1)地震事象発生後の時間、(2)運転員操作の場所(制御室内か制御室外か)、(3)最大加速度に基づく地震過酷度。東海第二発電所の地震PRAモデルについて計算された人的過誤確率(HEP)は、すべての地震加速度レベルに対して使用されている。高い加速度レベルについては異なるHEPを使用することを推奨する。</p>	<p>今回のPRAでは、評価対象としている全ての地震加速度(0.16G~3.0G)で同じ人的過誤確率を用いて評価を行っている。高加速度領域においては、地震による機器損傷により直接炉心損傷に至るシナリオが支配的となるため、高加速度領域における人的過誤確率の増加が、評価結果に与える影響は小さいものと予想される。また、低加速度領域では人的過誤を含むランダム故障が支配的であるが、地震が人的過誤に及ぼす影響は小さいと考えられるため、人的過誤確率を高め設定することにより保守的な評価となると考えられる。なお、今後、安全性向上評価へ向けて、地震PRAにおけるHRA手法については、国内外の最新知見等を必要に応じて反映することを検討する。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (8/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
地震レベル1	不確実さ解析	19	<p>東海第二発電所の地震起因のCDFについての不確実さ解析では、発電所敷地に関するパーセントイルハザード曲線に等しい重み付けをしている。不確実さ解析で用いるハザード曲線のフォーマットは、パーセントイル曲線ではなくグループの重み付けハザード曲線にすべきである。</p>	<p>不確実さ解析に関しては、今回の評価では既往の評価を参考にパーセントイルハザード曲線に等しい重み付けをして実施している。今回のPRAの目的から、不確実さ解析を変更する必要はないと考えるが、安全性向上評価へ向けた今後の評価では、左記コメントを踏まえ、不確実さ解析に係る国内外の最新知見等を収集し、必要に応じて反映することを検討する。</p>
津波レベル1	事故シナリオのスクリーニング	20	<p>漂流物の影響は衝突の他に取水構造物の取水スクリーンを詰まらせる影響も考えられる。また、取水スクリーンの閉塞による影響は、より高い年間頻度で発生する可能性がある。漂流物が取水スクリーンを閉塞させる影響を除外できるかどうか検討することを推奨する。</p>	<p>大型の漂流物については、海水取水設備を閉塞させることが無いと判断しているが、藻のような小さな漂流物による海水取水設備の閉塞事象については、評価方法の具体的な知見がないことから、今後の課題と考えている。</p> <p>また、防潮堤を越流すると、海水取水系が機能喪失するため、コメントの内容はT.P. +20m以下の区分での議論となる。津波PRAでは、T.P. +20m以下を評価対象外としており、当該区分における海水取水設備の機能喪失については、内部事象PRAにおいて考慮している。</p> <p>このため、今回のPRAの目的から、海水取水設備への漂流物の影響は考慮不要と考えるが、今後は必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。</p>

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針 (9/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
津波レベル1	システムのモデル化	21	<p>SSCの損傷を伴わない津波起因のシナリオに関して、事故（過渡事象）シーケンスモデルにおいて考慮する運転員操作のHEPへの津波影響を評価するため、感度解析を実施することを推奨する。</p>	<p>今回のPRAでは、SSCの損傷を伴わない津波については、津波を起因とした事故シーケンスが発生しないため、津波PRA学会標準に従い内部事象PRAの評価範囲に含まれるものとして対象外としている。</p> <p>なお、仮に人的過誤への津波影響を考慮した評価を実施した場合、内部事象PRAよりも人的過誤確率を高め設定しているため、内部事象PRAの評価と比較して炉心損傷頻度が増加することが予想される。ただし、その結果として新たな事故シーケンスは抽出されることはないため、今回のPRAの目的からベースケースの変更は必要ないと判断した。</p> <p>なお、今後の評価においては、内部事象PRAと比較して人的過誤確率の差異が結果に影響を及ぼす影響が大きいと判断した場合には、必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。</p>