付　録　２

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

本付録は，添付書類十「６．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」の記載について，基準規則第三十七条のうち，評価項目を満足することを確認するための手法の妥当性を，以下の事項を付して補足説明するものである。

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

Ⅱ　原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密又は
核物質防護上の観点から公開できません。

Ⅰ　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及び重要事故シーケンスの選定について

1.1　事故シーケンスグループの分析について

1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理

1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理

1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

1.3　重要事故シーケンスの選定について

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分析について

2.1.1　格納容器破損モードの抽出，整理

2.1.2　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

2.2　評価事故シーケンスの選定について

2.2.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

2.2.2　評価事故シーケンス選定の考え方

2.2.3　評価事故シーケンスの選定結果

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

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及び重要事故シーケンスの選定について
3.1　運転停止中事故シーケンスグループの分析について
3.1.1　炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討，整理
3.2　重要事故シーケンスの選定について

表

表　今回のＰＲＡ評価対象の整理

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　ＰＲＡ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別炉心損傷頻度（内部事象，地震，津波ＰＲＡ）

第1-4表　重要事故シーケンス等の選定について

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　評価対象とするプラント損傷状態の選定について

第2-3表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

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）の選定について

図

第1-1図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

第1-2図　ＰＲＡにおけるイベントツリー

第1-3図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

第1-4図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー

第1-5図　内部事象，地震，津波レベル１ＰＲＡの定量化結果

第1-6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　格納容器イベントツリー

第2-4図　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果（格納容器破損モードごとの寄与

割合）
第3-1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3-2図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー
第3-3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. 国内外の重大事故対策に関係する設備例について
4. 事故（ＳＧＴＲ，ＩＳ－ＬＯＣＡ）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて
5. 内部事象ＰＲＡにおける主要なカットセットについて
6. 地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの対策等について
7. 各事故シーケンスに対応した炉心損傷防止対策の地震・津波発生時の適用可能性について
8. 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
9. αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について
10. βモード（格納容器隔離失敗）の想定について
11. ｇモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））に係る追加要否の検討について
12. ライナアタックについて
13. 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）
14. 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有

効性

別　　添

敦賀発電所２号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

はじめに

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

当社は従来から定期安全レビュー（ＰＳＲ）等の機会に内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時，停止時），レベル１．５ＰＲＡ（出力運転時）の評価を実施してきており，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として，これらのＰＲＡ手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，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１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを適用対象とし，建屋，構築物，大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シ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，ＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。

今回実施するＰＲＡの目的が重大事故等対処設備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，これまでに整備してきたアクシデントマネジメント策（以下，付録２－Ｉにおいて「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ない原子炉設置許可取得済の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ＰＲＡモデルを構築した。

表　今回のＰＲＡ評価対象の整理

対　　象	許認可対象	モ デ ル 化 採 否
設計基準事故対処設備	対象	モデル化する。
ＡＭ策 （H4年要請※以前）	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号，自動作動失敗時の手動作動等，設計基準事故対処設備の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待し，モデル化する。
ＡＭ策 （H4年要請※，整備）	対象外	モデル化しない。
緊急安全対策	対象外	モデル化しない。
重大事故等対策	平成27年11月申請	モデル化しない。

※：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）

今回実施したＰＲＡの詳細については，「別添　敦賀発電所２号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）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及び重要事故シーケンスの選定について

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及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第1-1図に示すとおりであり，本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

① 内部事象レベル１ＰＲＡ，外部事象レベル１ＰＲＡ（適用可能なものとして地震，津波を選定）及びＰＲＡを適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し，解釈の記載との比較検討，分類を行った。

② 抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは，頻度，影響を総合的に確認の上，事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し，事故規模に応じて対応を行い，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大規模な事故の場合には，大規模損壊対策にて対応することとした。

③ 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の対象として取り扱うこととした。

④ その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となる全ての事故シーケンスはグループ化を行い，事故シーケンスグループごとに審査ガイドに記載の観点（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なる重要事故シーケンスを選定した。

1.1　事故シーケンスグループの分析について

解釈において，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個別プラント評価による抽出に関し，次のとおり記載されている。

１－１

(a)　必ず想定する事故シーケンスグループ

② ＰＷＲ

・ ２次冷却系からの除熱機能喪失
・ 全交流動力電源喪失
・ 原子炉補機冷却機能喪失
・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
・ 原子炉停止機能喪失
・ ＥＣＣＳ注水機能喪失
・ ＥＣＣＳ再循環機能喪失
・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ，蒸気発生器伝熱管破損）

(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（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。

これを踏まえ，敦賀発電所２号炉を対象としたＰＲＡの知見等を活用して，事故シーケンスグループの分析を実施している。

内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時）に加えて外部事象について現段階で適用可能なものとして，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１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを用いて事故シーケンスグループ等の評価を行うこととした。

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，定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施している。

なお，当社では福島第一原子力発電所事故発生以降，緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが，炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という本原子炉設置変更許可申請（平成27年11月5日申請）での位置付けを考慮し，これまでに整備してきたＡＭ策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策，新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない，原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でＰＲＡモデルを構築し，内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震，津波それぞれのレベル１ＰＲＡについて評価を実施した。

これらのＰＲＡの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理

(1)　ＰＲＡに基づく整理

内部事象レベル１ＰＲＡにおいては，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手段等の組合せを第1-2図に示すイベントツリーで分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

地震ＰＲＡや津波ＰＲＡにおいては，建屋，構築物及び大型機器等の大規模な損傷が発生し，直接的に炉心損傷に至るシーケンスや地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には，地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにおいて，内部事象ＰＲＡでは想定していない複数機器，複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており，発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから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を含めた事故シーケンスの抽出を実施している。地震ＰＲＡの階層イベントツリーを第1-3図に，津波ＰＲＡの階層イベントツリーを第1-4図に示す。

地震ＰＲＡでは建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷，機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）），電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象（複数の信号系損傷）も抽出しており，直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また，津波ＰＲＡでは機器の設置高さと開口部高さから津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が没水により同時に機能喪失することを想定しており，同一フロアに設置されている電気盤が全ての機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡの各イベントツリーにより抽出した事故シーケンスを第1-1表に，定量化結果を第1-5図及び第1-6図に示す。

(2)　ＰＲＡに代わる検討に基づく整理

今回ＰＲＡを実施可能でないものと判断した地震・津波以外の外部事象のうち，溢水，火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通原因で機能喪失する可能性があり，小破断ＬＯＣＡ，主給水流量喪失等の事象が想定される。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，森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く，建屋外部に設置された設備への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失，変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが，いずれも今回内部事象レベル１ＰＲＡから得られた事故シーケンスに含まれると推定している（別紙1）。

1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理

第1-1表に示す各事故シーケンスについて，解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

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っては，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）にあっては，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。

上記記載に基づき，事故シーケンスグループは以下のとおりに分類することができる。

ａ．１－２(a)に分類される事故シーケンスグループ

・２次冷却系からの除熱機能喪失

・全交流動力電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

・原子炉停止機能喪失

・ＥＣＣＳ注水機能喪失

・ＥＣＣＳ再循環機能喪失

ｂ．１－２(b)に分類される事故シーケンスグループ

・原子炉格納容器の除熱機能喪失

・格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ，蒸気発生器伝熱管破損）

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

1.1.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループについて

今回実施したレベル１ＰＲＡにより抽出した第1-1表に示す各事故シーケ

ンスについて分類した結果は第1-2表のとおりであり，喪失した緩和機能及び炉心損傷に至った主要因の観点から事故シーケンスを分類した。喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため，各事故シーケンスのグループ化を行い，解釈で想定する8つの事故シーケンスグループとの関係について以下のとおり整理した。

(a)　２次冷却系からの除熱機能喪失

過渡事象が発生し補助給水機能が喪失する事故シーケンスや，破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等，ＰＷＲプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合，炉心損傷に至る。

また，地震で炉内構造物が損傷した場合，炉心部で冷却材の流れが阻害されることにより，原子炉トリップ後の蒸気発生器による除熱時の１次冷却系の自然循環が阻害され除熱に失敗するシナリオを想定しており，事象としては「過渡事象＋補助給水失敗」と同じ分類が可能である。これらは「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し，対策としては１次冷却系のフィードアンドブリードが考えられる。

(b)　全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して，サポート系である非常用所内交流電源も喪失する事故シーケンスは，全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「全交流動力電源喪失」に該当し，対策としては空冷式非常用発電機による給電が考えられる。

(c)　原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスは，起因事象の発生と同時にＥＣＣＳ等の緩和機能のサポート機能も喪失し，従属的にＲＣＰシールＬＯＣＡや加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡが発生することで炉

心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉補機冷却機能喪失」に該当し，対策としては２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水等が考えられる。

(d)　原子炉格納容器の除熱機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生し，格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗する事故シーケンスは，原子炉格納容器内気相部からの除熱ができず，炉心より先に原子炉格納容器が破損する格納容器先行破損となり，引続き炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に該当し，対策としては格納容器内自然対流冷却等が考えられる。

(e)　原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後，原子炉トリップに失敗する事故シーケンスは，原子炉出力が抑制できずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉停止機能喪失」に該当し，対策としては多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果による出力抑制を図ること等が考えられる。

(f)　ＥＣＣＳ注水機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生し蓄圧注入，高圧注入又は低圧注入によるＥＣＣＳ注水に失敗する事故シーケンスは，短期の１次冷却系保有水の回復に失敗し炉心損傷に至る。

また，地震により大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）が発生した場合，ＥＣＣＳ注水の成否に関わらず１次冷却系保有水が喪失し炉心損傷に至る。これらは「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し，対策としては，２次冷却系強制冷却＋低圧注入等が考えられる。

(g)　ＥＣＣＳ再循環機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生した後，短期の１次冷却系保有水の回復に成功した後，低圧再循環又は高圧再循環によるＥＣＣＳ再循環に失敗する事故シーケンスは，炉心の長期冷却ができず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に該当し，対策としては代替再循環等が考えられる。

(h)　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ，蒸気発生器伝熱管破損）

インターフェイスシステムＬＯＣＡや，蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンスは，原子炉格納容器貫通配管からの漏えいが防止できず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ，蒸気発生器伝熱管破損）」に該当し，対策としてはクールダウンアンドリサーキュレーションが考えられる。

1.1.2.2　新たな事故シーケンスグループの追加について

第1-1表に整理した各事故シーケンスのうち，外部事象である地震・津波特有の事象で，解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして，以下に示す5つの事故シーケンスを抽出した（別紙2）。

ａ．蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより，大規模なＬＯＣＡが発生し，ＥＣＣＳ注水も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに，格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

ｂ．原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで，原子炉建屋内の全ての機器，配管が損

傷して大規模なＬＯＣＡが発生する可能性があり，ＥＣＣＳ注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

ｃ．原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで，原子炉格納容器内の全ての機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生する可能性があり，ＥＣＣＳ注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

ｄ．原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで，原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア，パワーセンタ等）が損傷し，代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに，主盤（原子炉盤）等が損傷することにより，各種制御が不能となり監視系や補助給水系の機能喪失も想定されることから，炉心損傷に至る事象として抽出した。

ｅ．複数の信号系損傷

主盤（原子炉盤）等が損傷することで，各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し，２次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで，「ａ．蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」及び「ｃ．原子炉格納容器損傷」については，炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認するとしている解釈の記載１－２(b)に分類されるものの，有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また，「ｂ．原子炉建屋損傷」，「ｄ．原子炉補助建屋損傷」及び「ｅ．複数の信号系損傷」についても，炉心損傷後の原子炉格納容器の機能には必

ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。また，地震，津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから，これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を1つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え，解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。

(a)　頻度の観点

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度（以下，付録２－Ⅰにおいて「ＣＤＦ」という。）の確認を行った結果，ＣＤＦが最も大きい事故シーケンスグループである複数の信号系損傷においても，ＣＤＦは2.6E-07／炉年であった。これは全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1%程度と極めて小さい寄与であり，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，解釈で必ず想定するとされる事故シーケンスグループよりも小さいＣＤＦと推定できる。

(b)　影響の観点

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては，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，外部事象に特有の事故シーケ

ンスグループは，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・配管の全てが機能を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影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり，頻度及び影響の観点から検討した結果，小規模な事象を含めても全ＣＤＦに対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度は更に小さく，仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから，解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して，有意な頻度又は影響をもたらすものではなく，事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては，第1-2表に示すとおりＰＲＡで抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており，ＰＲＡの知見等を踏まえ，解釈に基づき必ず想定する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新たに抽出されないことを確認した。

1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス，炉心損傷防止対策等について整理した結果を第1-3表に示す。

解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスに対しては，「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」とされているが，第1-3表に

整理した事故シーケンスには，国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても，炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。

以下に示すシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても，全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスに該当する。なお，国内外の先進的な対策と敦賀発電所２号炉の対策の比較を，別紙3に示す。

- 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
- １次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失
- 大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
- 大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
- 中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
- 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

第1-3表に示すとおり，ＰＲＡの定量化結果から，これら各事故シーケンスの全ＣＤＦへの寄与割合は小さく，全ＣＤＦの約98.9%を占める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。

これを踏まえ，これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては，別紙14に示すとおり原子炉格納容器内へのスプレイ注水や格納容器内自然対流冷却等による格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし，これらを除く事故シーケンスを対象に，炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお，これらの事故シーケンスに対しても，１次冷却系のフィードアンドブリードや炉心への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制等影響を緩和できる可能性があり，状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3　重要事故シーケンスの選定について

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

原子炉設置変更許可申請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選定に当たっては，「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（以下「審査ガイド」という。）」に記載の4つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容は以下のとおりであり，選定結果を第1-4表に示す。

【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，系統間依存性の観点

共通原因故障については地震，津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また，系統間の機能の依存性について，例えば，安全機能のサポート機能喪失（「全交流動力電源喪失」及び「原子炉補機冷却機能喪失」）は，それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した（第1-4表中「高」で記載）。

また，「２次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では，バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系機器のみ機能喪失となり，安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第1-4表中「中」で記載）。

【例．事故シーケンスグループ(c)　原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能喪失時には，原子炉補機冷却水が必要な機器（ＥＣＣＳ系ポンプ）を使用できないものとして考慮。

ｂ．余裕時間の観点

重大事故等対処設備による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選定している。

【例１．事故シーケンスグループ(g)　ＥＣＣＳ再循環機能喪失】

破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため，重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

【例２．事故シーケンスグループ(d)　原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が，格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の圧力，温度上昇が早いため余裕時間が厳しく，破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

ｃ．設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要となる弁容量や冷却の際に必要となる注水量といった設備容量に係る要求が大きくなるシーケンスを選定している。

【例．事故シーケンスグループ(f)　ＥＣＣＳ注入機能喪失】

破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため，炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次冷却系への注水量）が大きくなる。

d．事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて，当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして，ＣＤＦが大きく事象進展が事故シーケンスグループの特長を有しているものを選定している。

【例．事故シーケンスグループ（c）　原子炉補機冷却機能喪失】

「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」についてはＣＤＦの寄与割合が最も支配的であり，原子炉補機冷却機能喪失の代表的な事故シーケンスである。

上記a.からd.の観点に基づき，各事故シーケンスグループについて，該当シーケンスの影響をを第1-4表中に「高」，「中」，「低」で記載した。

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

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，より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおり選定している。

(a)　２次冷却系からの除熱機能喪失

① 事故シーケンス

・小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗

・主給水流量喪失＋補助給水失敗

・外部電源喪失＋補助給水失敗

・２次冷却系の破断＋補助給水失敗

・２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗

・蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗

・過渡事象＋補助給水失敗

・手動停止＋補助給水失敗

② 選定理由

重要事故シーケンスとしては，１次冷却系の温度及び圧力上昇が早く，運転員操作（１次冷却系のフィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短く，かつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

１次冷却材温度については，「過渡事象」及び「手動停止」では，事故発生後の一定期間主給水系が利用可能であり，「２次冷却系の破断」及び「主蒸気隔離失敗」では，２次側からの破断流が放出されることで１次冷却系の除熱が促進される。

また，１次冷却材圧力については，「小破断ＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では，自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信することで高圧注入が開始され，系外への漏えいに伴い１次冷却系の減圧が促進される。

これに対して，「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は，主給水が全喪失することで１次冷却系が早期に高温，高圧状態となる事象であり，特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位異常低）時点での蒸気発生器の２次側保有水量が少なく，除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から，「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定する。

③ 選定結果

・主給水流量喪失＋補助給水失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・１次冷却系のフィードアンドブリード

(b)　全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみである。ただし，共通原因故障，系統間依存性の観点から，従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また，「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じるＲＣＰシールからの漏えいについては不確実さが伴うことから，ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生の有無を考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電機＋常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水

(c)　原子炉補機冷却機能喪失

① 事故シーケンス

・原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

・原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ

② 選定理由

共通原因故障，系統間依存性の観点から，原子炉補機冷却機能喪失により補機冷却水が必要な機器は使用できない。「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」

と「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」では，「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の方が，気相部放出である「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」よりも１次冷却材の流出量が多いため，保有水確保操作（２次冷却系強制冷却，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しいことから，代表的な事故シーケンスは「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」となる。ただし，「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に従属して発生することから，事象進展は同じであるため，重要事故シーケンスとしては，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」を選定する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電機＋常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水

(d)　原子炉格納容器の除熱機能喪失

① 事故シーケンス

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

「格納容器スプレイ注入失敗」と「格納容器スプレイ再循環失敗」で

は，「格納容器スプレイ注入失敗」時の方が事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず除熱量が小さくなり，原子炉格納容器内の圧力，温度上昇が早いため，運転員操作（格納容器内自然対流冷却）の余裕時間が厳しく，破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。要求される設備容量の観点では，破断口径が大きい「中破断ＬＯＣＡ」が最も厳しい事象である。

以上から，「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

③ 選定結果

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・格納容器内自然対流冷却

(e)　原子炉停止機能喪失

① 事故シーケンス

・原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗

② 選定理由

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは，「原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗」のみである。

原子炉トリップが必要な起因事象としては，イベントツリーに「ＡＴＷＳ」として定性的に示したもののうち，発生頻度が有意であり，１次冷却材圧力，温度の観点で厳しく，蒸気発生器２次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として，「外部電源喪失」，「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える（別紙4）。

「主給水流量喪失」は蒸気発生器２次側保有水量の減少により，２次

冷却系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し，減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果による出力抑制を図るとともに，蒸気発生器２次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。「主給水流量喪失」以外の事象においては，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）のうち補助給水ポンプ起動のみに期待するか，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）に期待しない事象である。したがって，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動に期待する事象のうち，より多くの機能を期待する必要があり，原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」を選定する。また，「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから，有効性評価における不確実さを考慮し，代表性の観点から「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」も選定する。

③ 選定結果

・主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗

・負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）

(f)　ＥＣＣＳ注水機能喪失

① 事故シーケンス

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

② 選定理由

ＬＯＣＡ事象に関しては，破断口径が大きい「中破断ＬＯＣＡ」が１次冷却材の流出流量が多いため，運転員操作（２次冷却系強制冷却）の

余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び蓄圧注入）の観点で厳しい。したがって，「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を選定する。なお，破断口径によって２次冷却系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし炉心露出の状況が異なってくること，破断口径に不確実さが伴うことから，炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため，２インチ破断，４インチ破断及び６インチ破断の評価を実施する。

③ 選定結果

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋低圧注入

(g)　ＥＣＣＳ再循環機能喪失

① 事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

② 選定理由

高圧再循環のために低圧再循環によるブースティングが必要な敦賀発電所２号炉においては，「中破断ＬＯＣＡ」及び「小破断ＬＯＣＡ」に対して，低圧再循環に失敗する事故シーケンスと高圧再循環に失敗する事故シーケンスの両方を考慮する。

このうち「大破断ＬＯＣＡ」を含む低圧再循環失敗シーケンスに関しては，破断口径が大きい「大破断ＬＯＣＡ」が１次冷却材の流出量が多く，再循環切替までの時間が短いことから，再循環切替が失敗する時点

での崩壊熱が大きいため，運転員操作（格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環）の余裕時間及び要求される設備容量（再循環流量）の観点で厳しくなる。

また，「中破断ＬＯＣＡ」又は「小破断ＬＯＣＡ」を起因とする事故シーケンスについては，炉心損傷防止対策として，２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減圧させた後，低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある（本対策の有効性確認については，「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」等の対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため，同対策の有効性を確認することで包絡できる）。さらにその手段に失敗した場合においても，格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環に期待できる。

以上から，より厳しい「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」の対策を評価することで，その他の事故シーケンスについては包絡することができる。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・代替再循環

(h)　格納容器バイパス

① 事故シーケンス

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ

・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

② 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し，それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ

・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・クールダウンアンドリサーキュレーション

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，炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し，ＣＤＦ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5）。

また，地震，津波の主要な事故シーケンスのうち，地震，津波特有の事象以外については，内部事象と同様な炉心損傷防止対策が有効なことからも，事故シーケンスは同等と評価することは妥当と考えている（別紙6，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

起因事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波
大破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	—
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	○	○	—
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	○	○	—
中破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	○	○	—
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	—
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	○	○	—
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	○	○	—
小破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	○	○	—
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	—
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	○	○	—
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	○	○	—
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	○	—	—
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	○	○	○
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	○	○	○
ＡＴＷＳ	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	○	○	—
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	○	○	—
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	○	○	—
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	○	—	—
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	○	—	—
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	○	—	○
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	○	○	○
手動停止	手動停止＋補助給水失敗	○	—	—
地震・津波により直接的に炉心損傷に至る事象	大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）	—	○	—
	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
	原子炉格納容器損傷	—	○	—
	原子炉補助建屋損傷	—	○	—
	１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	—	○	—
	複数の信号系損傷	—	○	○

第1-2表　ＰＲＡ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	シーケンス別ＣＤＦ（／炉年）				寄与割合	炉心損傷に至る主要因	グループ別ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦへの寄与割合	事故シーケンスグループ	規則解釈
	内部事象	地震	津波	合計						
小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	1.9E-08	4.1E-07	－	4.3E-07	0.2%	蒸気発生器からの除熱に失敗	2.1E-05	8.3%	２次冷却系からの除熱機能喪失	1-2(a)
主給水流量喪失＋補助給水失敗	5.5E-07	1.1E-07	－	6.5E-07	0.3%					
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.2E-07	4.0E-07	－	5.1E-07	0.2%					
２次冷却系の破断＋補助給水失敗	2.5E-06	2.0E-07	－	2.7E-06	1.1%					
２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	5.7E-11	2.5E-08	－	2.5E-08	<0.1%					
蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	2.1E-07	－	－	2.1E-07	<0.1%					
過渡事象＋補助給水失敗	4.9E-06	－	－	4.9E-06	1.9%					
手動停止＋補助給水失敗	1.2E-05	－	－	1.2E-05	4.6%					
１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	－	2.3E-07	－	2.3E-07	<0.1%					
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	9.0E-07	1.7E-05	9.8E-08	1.8E-05	7.0%	サポート機能（電源機能）の喪失	1.8E-05	7.0%	全交流動力電源喪失	
原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	2.0E-04	4.1E-07	5.7E-07	2.0E-04	79.6%	サポート機能（補機冷却機能）の喪失	2.0E-04	80.0%	原子炉補機冷却機能喪失	
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	9.0E-07	2.0E-09	2.6E-09	9.0E-07	0.4%					
原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	9.9E-09	3.0E-09	2.7E-11	1.3E-08	<0.1%					
中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	7.4E-09	1.2E-09	－	8.6E-09	<0.1%	格納容器内気相部冷却に失敗	1.1E-07	<0.1%	原子炉格納容器の除熱機能喪失	1-2(b)
小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.4E-08	ε	－	2.4E-08	<0.1%					
中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	1.2E-08	2.3E-08	－	3.4E-08	<0.1%					
小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.8E-08	2.4E-10	－	3.8E-08	<0.1%					
原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	2.7E-08	1.8E-07	－	2.1E-07	<0.1%	反応度抑制に失敗	2.1E-07	<0.1%	原子炉停止機能喪失	1-2(a)
中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	9.9E-07	1.3E-07	－	1.1E-06	0.4%	１次冷却系保有水の喪失	8.0E-06	3.2%	ＥＣＣＳ注水機能喪失	
小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	3.2E-06	1.6E-06	－	4.8E-06	1.9%					
大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	1.4E-08	1.1E-09	－	1.5E-08	<0.1%					
中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	2.7E-11	2.5E-10	－	2.7E-10	<0.1%					
大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	3.5E-09	4.6E-07	－	4.6E-07	0.2%					
大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ(Excess ＬＯＣＡ)	－	1.7E-06	－	1.7E-06	0.7%					
大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	8.2E-08	8.1E-09	－	9.0E-08	<0.1%	炉心の長期冷却に失敗	1.1E-06	0.4%	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	
中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	9.0E-08	1.9E-09	－	9.2E-08	<0.1%					
小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	2.9E-07	3.4E-08	－	3.3E-07	0.1%					
中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	1.3E-07	1.4E-09	－	1.3E-07	<0.1%					
小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	4.2E-07	3.8E-08	－	4.6E-07	0.2%					
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	2.1E-10	－	－	2.1E-10	<0.1%	格納容器貫通配管からの漏えい防止に失敗	1.6E-06	0.6%	格納容器バイパス	1-2(b)
蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	1.6E-06	－	－	1.6E-06	0.6%					
原子炉建屋損傷	－	ε	－	ε	<0.1%	外部事象による大規模な損傷	ε	<0.1%	※1	
原子炉格納容器損傷	－	ε	－	ε	<0.1%		ε	<0.1%		
原子炉補助建屋損傷	－	1.4E-08	－	1.4E-08	<0.1%		1.4E-08	<0.1%		
複数の信号系損傷	－	2.6E-07	3.2E-09	2.6E-07	0.1%		2.6E-07	0.1%		
蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	2.2E-07	－	2.2E-07	<0.1%		2.2E-07	<0.1%		
合計	2.3E-04	2.3E-05	6.7E-07	2.5E-04	100%	－	2.5E-04	100%	－	

ハッチング：地震，津波特有の事象で，解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないもの
※1：全ＣＤＦ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。
ε：1.0E-11未満

第1-3表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象，地震，津波ＰＲＡ）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する炉心損傷防止対策	シーケンス別ＣＤＦ（／炉年）				全ＣＤＦへの寄与割合	グループ別ＣＤＦ（/炉年）	全ＣＤＦへの寄与割合	備考
				内部事象	地震	津波	合計				
(a)	２次冷却系からの除熱機能喪失	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	１次冷却系のフィードアンドブリード	1.9E-08	4.1E-07	－	4.3E-07	0.2%	2.1E-05	8.3%	全炉心損傷頻度の約98.9%を炉心損傷防止対策でカバー
		主給水流量喪失＋補助給水失敗		5.5E-07	1.1E-07	－	6.5E-07	0.3%			
		外部電源喪失＋補助給水失敗		1.2E-07	4.0E-07	－	5.1E-07	0.2%			
		２次冷却系の破断＋補助給水失敗		2.5E-06	2.0E-07	－	2.7E-06	1.1%			
		２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗		5.7E-11	2.5E-08	－	2.5E-08	<0.1%			
		蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗		2.1E-07	－	－	2.1E-07	<0.1%			
		過渡事象＋補助給水失敗		4.9E-06	－	－	4.9E-06	1.9%			
		手動停止＋補助給水失敗		1.2E-05	－	－	1.2E-05	4.6%			
		１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	※1，（２）	－	2.3E-07	－	2.3E-07	<0.1%			
(b)	全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	空冷式非常用発電機＋２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプ	9.0E-07	1.7E-05	9.8E-08	1.8E-05	7.0%	1.8E-05	7.0%	
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプ	2.0E-04	4.1E-07	5.7E-07	2.0E-04	79.6%	2.0E-04	80.0%	
		原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ		9.0E-07	2.0E-09	2.6E-09	9.0E-07	0.4%			
		原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	※1，（１）	9.9E-09	3.0E-09	2.7E-11	1.3E-08	<0.1%			
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内自然対流冷却	7.4E-09	1.2E-09	－	8.6E-09	<0.1%	1.1E-07	<0.1%	
		小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗		2.4E-08	ε	－	2.4E-08	<0.1%			
		中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		1.2E-08	2.3E-08	－	3.4E-08	<0.1%			
		小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		3.8E-08	2.4E-10	－	3.8E-08	<0.1%			
(e)	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	多様化自動作動設備（ＡＴＷＳ緩和設備）	2.7E-08	1.8E-07	－	2.1E-07	<0.1%	2.1E-07	<0.1%	
(f)	ＥＣＣＳ注水機能喪失	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	9.9E-07	1.3E-07	－	1.1E-06	0.4%	8.0E-06	3.2%	
		小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗		3.2E-06	1.6E-06	－	4.8E-06	1.9%			
		大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	※1，（３）	1.4E-08	1.1E-09	－	1.5E-08	<0.1%			
		中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗		2.7E-11	2.5E-10	－	2.7E-10	<0.1%			
		大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	※1	3.5E-09	4.6E-07	－	4.6E-07	0.2%			
		大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）		－	1.7E-06	－	1.7E-06	0.7%			
(g)	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	代替再循環	8.2E-08	8.1E-09	－	9.0E-08	<0.1%	1.1E-06	0.4%	
		中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却＋代替再循環	9.0E-08	1.9E-09	－	9.2E-08	<0.1%			
		小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗		2.9E-07	3.4E-08	－	3.3E-07	0.1%			
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却＋低圧再循環	1.3E-07	1.4E-09	－	1.3E-07	<0.1%			
		小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗		4.2E-07	3.8E-08	－	4.6E-07	0.2%			
(h)	格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	クールダウンアンドリサーキュレーション	2.1E-10	－	－	2.1E-10	<0.1%	1.6E-06	0.6%	
		蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗		1.6E-06	－	－	1.6E-06	0.6%			
合計				2.3E-04	2.3E-05	6.7E-07	2.5E-04	100% ※2	2.5E-04	100% ※2	－

ハッチング：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

※１　：格納容器破損防止対策として，格納容器スプレイ（常設低圧代替注水ポンプ）＋格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。

※２　：100%には第1-2表で除外した事故シーケンスのＣＤＦも含む。

（１）：主給水系による蒸気発生器への給水により，炉心損傷を回避できる場合がある。

（２）：フィードアンドブリードにより影響を緩和できる場合がある。

（３）：炉心への注入により影響を緩和できる場合がある。

第1-4表　重要事故シーケンス等の選定について（1／2）

事故シーケンスグループ			事故シーケンス	炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方 a	b	c	d	備考（a：系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	重要事故シーケンス
(a)	２次冷却系からの除熱機能喪失	－	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	１次冷却系のフィードアンドブリード	低	低	低	低	２次冷却系からの除熱機能喪失の起因事象として，審査ガイドの着眼点を踏まえ，最も厳しい「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定。 ａ．「外部電源喪失」により常用系機器が機能喪失となるため「中」とした。 ｂ．「過渡事象」及び「手動停止」では，事故発生後の一定期間主給水が利用可能であり，「２次冷却系の破断」及び「主蒸気隔離失敗」では，２次側からの破断流が放出されることで１次冷却系の除熱が促進される。「小破断ＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では，自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信することで高圧注入が開始され，系外への漏えいに伴い１次冷却系の減圧が促進される。「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は，主給水が全喪失することで１次冷却系が早期に高温，高圧状態となる事象であり，特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位低）時点での蒸気発生器の２次側保有水量が少なく，除熱の観点でより厳しい事象となる。 ｃ．余裕時間の短さが崩壊熱の大きさに関連するため，各事故シーケンス事象の厳しさの程度は着眼点b.と同じとした。 ｄ．ＣＤＦの寄与割合としては最も支配的となる「手動停止」については，トリップ事象＋補助給水失敗という組合せからも代表性を有しており，着眼点d.の観点で「高」とした。	主給水流量喪失＋補助給水失敗
		◎	主給水流量喪失＋補助給水失敗		低	高	高	低		
		－	外部電源喪失＋補助給水失敗		中	中	中	低		
		－	２次冷却系の破断＋補助給水失敗		低	低	低	中		
		－	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗		低	低	低	低		
		－	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗		低	低	低	低		
		－	過渡事象＋補助給水失敗		低	中	中	中		
		－	手動停止＋補助給水失敗		低	中	中	高		
(b)	全交流動力電源喪失	◎	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電機＋常設低圧代替注水ポンプ	高	高	高	高	全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみである。	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	◎	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプ	高	高	高	高	原子炉補機冷却機能喪失の起因事象の選定に当たり，以下の観点を考慮した。 ａ．原子炉補機冷却機能喪失により，補機冷却水が必要な機器は使用できない。 ｂ．ｃ．加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡは気相部破断であり，１次冷却材の漏えいの観点でＲＣＰシールＬＯＣＡの方が厳しい事象である。 d.　ＣＤＦの寄与割合として最も支配的となる「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」については，原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せであり，着眼点d.の観点で「高」とした。	「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に従属的に発生することから，事象進展は同じであるため右記事故シーケンスを選定。
		－	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ		高	中	中	低		
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	◎	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内自然対流冷却	低	高	高	中	原子炉格納容器の除熱機能喪失の起因事象として，審査ガイドの着眼点を踏まえ，最も厳しい「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定。 ａ．各事故シーケンスの事象が発生しても，共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 ｂ．格納容器スプレイ注入失敗時の方が，格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の圧力，温度上昇が早いため余裕時間が厳しく，破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。 ｃ．破断口径の大きい「中破断ＬＯＣＡ」が，原子炉格納容器の除熱に必要なスプレイ流量の観点で厳しい。 ｄ．ＣＤＦの寄与割合として最も支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗」については，ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ機能喪失の組合せで代表性を有しており，着眼点d.の観点で「高」とした。	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
			小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗		低	高	低	中		
		－	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	高	中		
		－	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	低	高		

◎：最も厳しい事故シーケンス

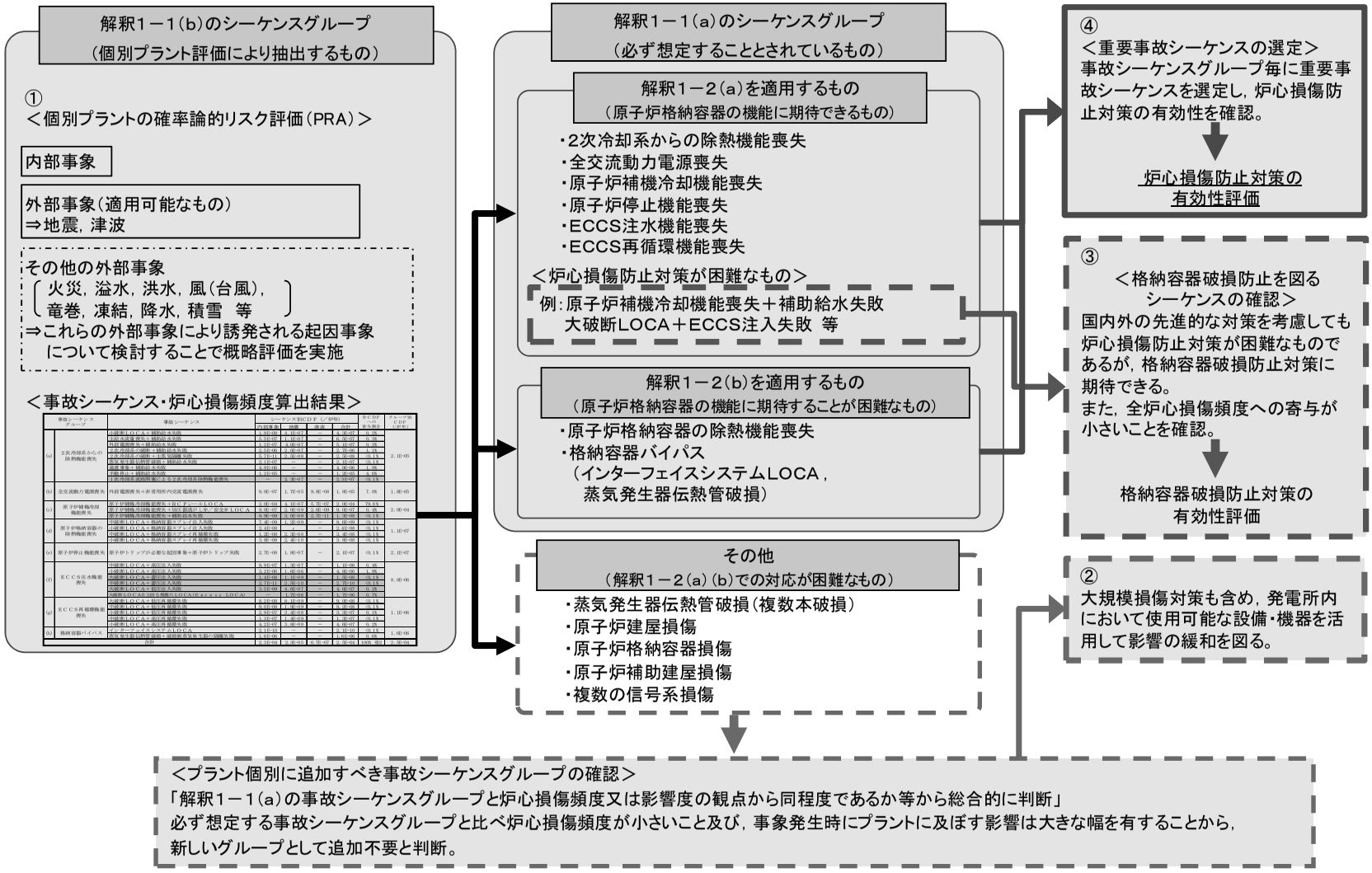
※審査ガイドの着眼点ａ，ｂ，ｃ及びｄに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。

第1-4表　重要事故シーケンス等の選定について（2／2）

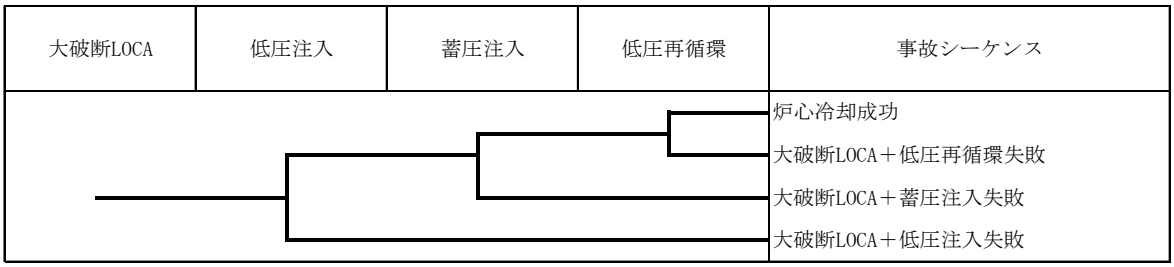
事故シーケンスグループ			事故シーケンス	炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方					重要事故シーケンス
					a	b	c	d	備考（a：系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	
(e)	原子炉停止機能喪失	◎	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）	高	高	高	高	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動に期待する事象のうち，より多くの機能を期待する必要があり，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失」を選定。	主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗及び負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗
(f)	ＥＣＣＳ注水機能喪失	◎	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	低	高	高	中	ＥＣＣＳ注水機能喪失の起因事象の選定に当たり，審査ガイドの着眼点を踏まえ，最も厳しい「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を選定。 ａ．各事故シーケンスの事象が発生しても，共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 ｂ．破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため，炉心損傷防止のための対応操作に係る余裕時間が短くなる。 ｃ．破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため，炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次冷却系への注水量）が大きくなる。 ｄ．ＣＤＦの寄与割合として最も支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」については，ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失という組合せで代表性を有しており，着眼点d.の観点で「高」とした。	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
		－	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗		低	中	中	高		
(g)	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	◎	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	代替再循環	低	高	高	中	ＥＣＣＳ再循環機能喪失の起因事象として，審査ガイドの着眼点を踏まえ，最も厳しい「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」を選定。 ａ．各事故シーケンスの事象が発生しても，共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 ｂ．破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多く再循環切替までの時間が短いため，再循環切替時点での崩壊熱が大きく，炉心損傷防止のための対応操作に係る余裕時間が短くなる。 ｃ．破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多く再循環切替までの時間が短いため，再循環切替時点での崩壊熱が大きく，炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次冷却系への注水量）が大きくなる。 ｄ．ＣＤＦの寄与割合として最も支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗」については，ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗という組合せで代表性を有しており，着眼点d.の観点で「高」とした。 また，「中破断ＬＯＣＡ」又は「小破断ＬＯＣＡ」を起因とする事故シーケンスの炉心損傷防止対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧再循環」は，「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」等の対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため，同対策の有効性を確認することで包絡できる。さらにその手段に失敗した場合においても，格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環に期待できる。	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
		－	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却＋代替再循環	低	中	中	中		
		－	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗		低	低	低	中		
		－	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却＋低圧再循環	低	中	中	中		
		－	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗		低	低	低	高		
(h)	格納容器バイパス	◎	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	クールダウンアンドリサーキュレーション	－	－	－	高	格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し，両方のシーケンスを選定。	インターフェイスシステムＬＯＣＡ
		◎	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗		－	－	－	高		蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

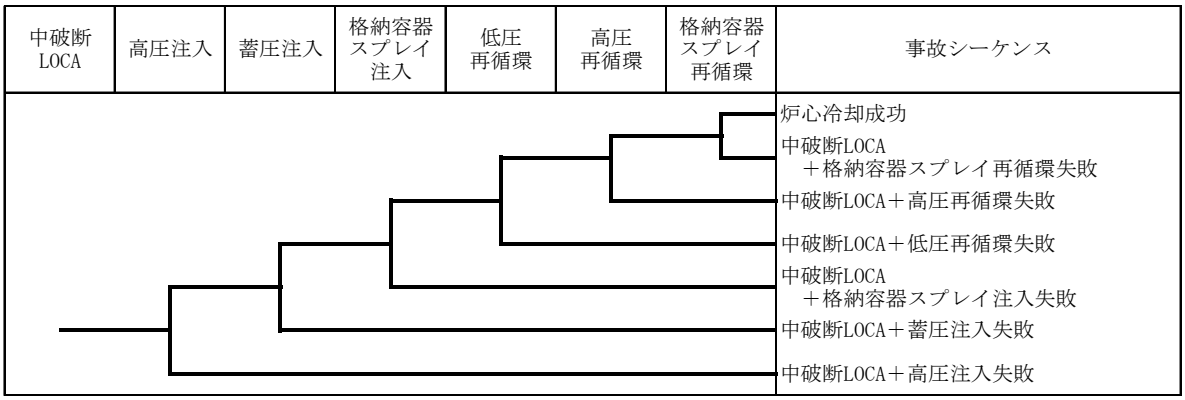
◎：最も厳しい事故シーケンス

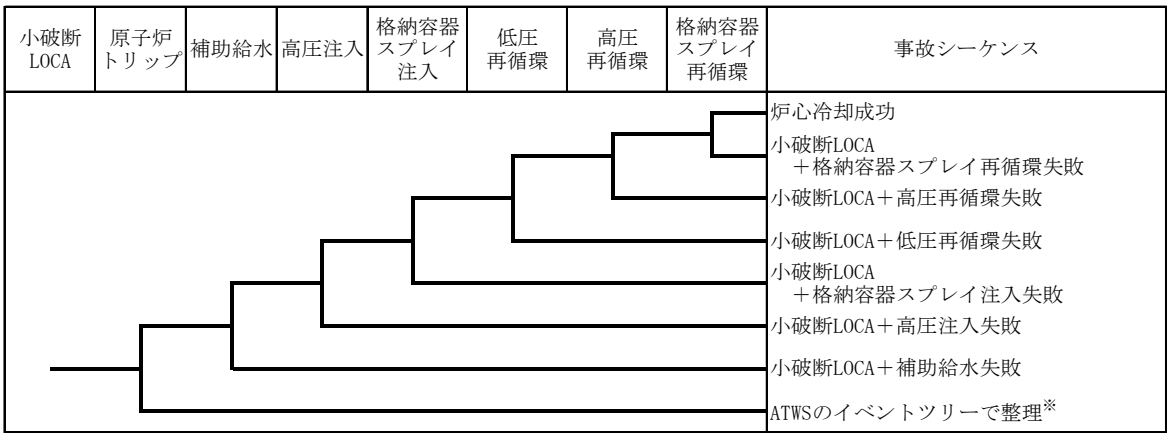
※審査ガイドの着眼点ａ，ｂ，ｃ及びｄに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。

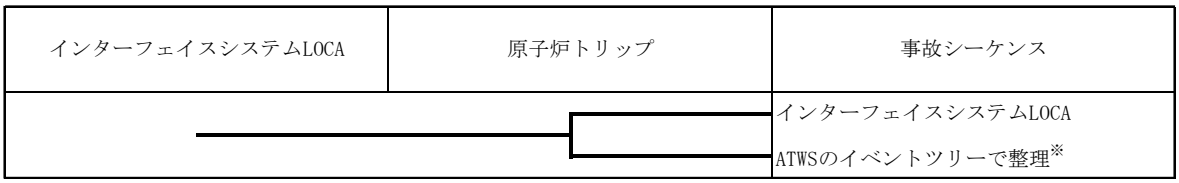


第1-1図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



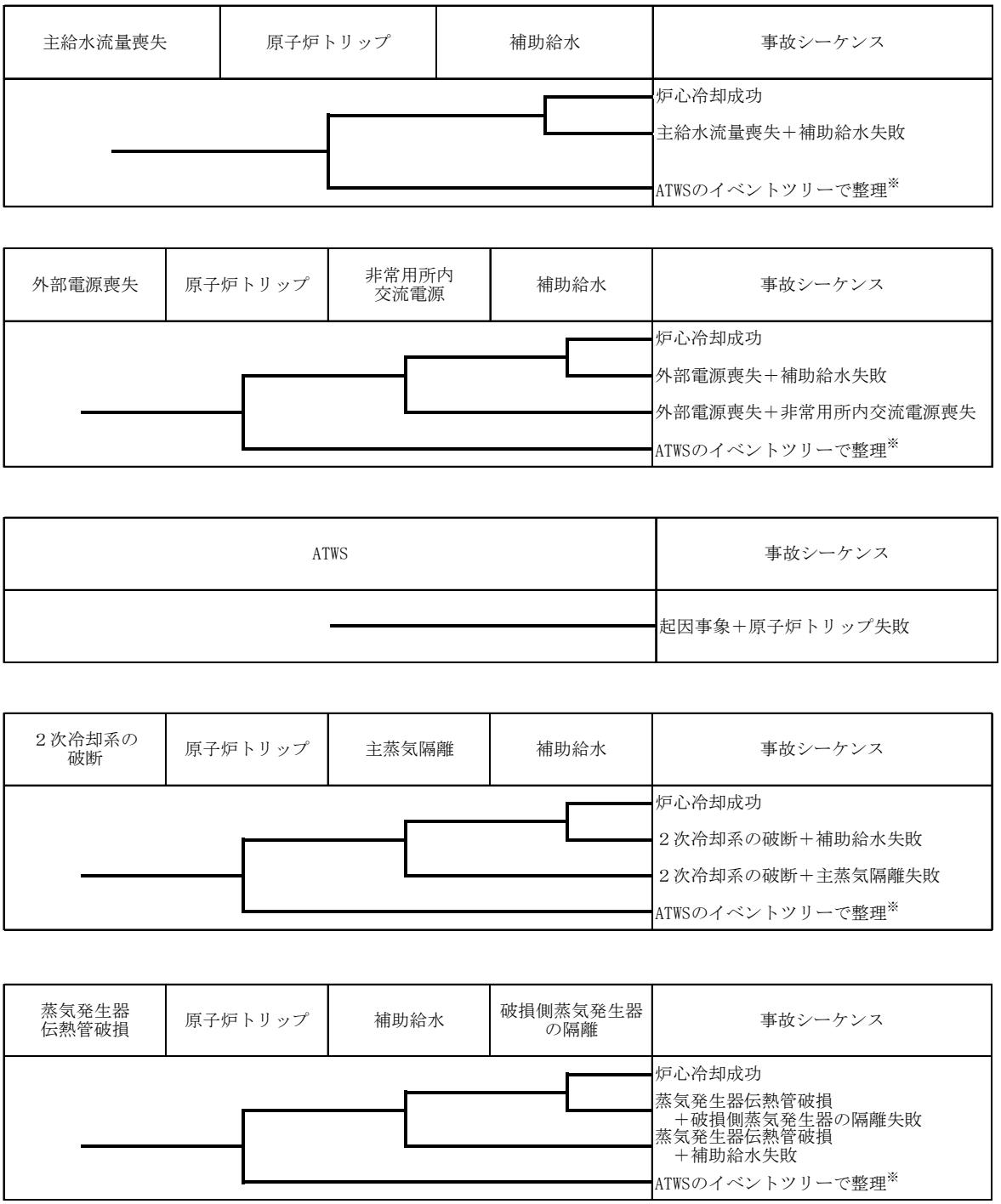






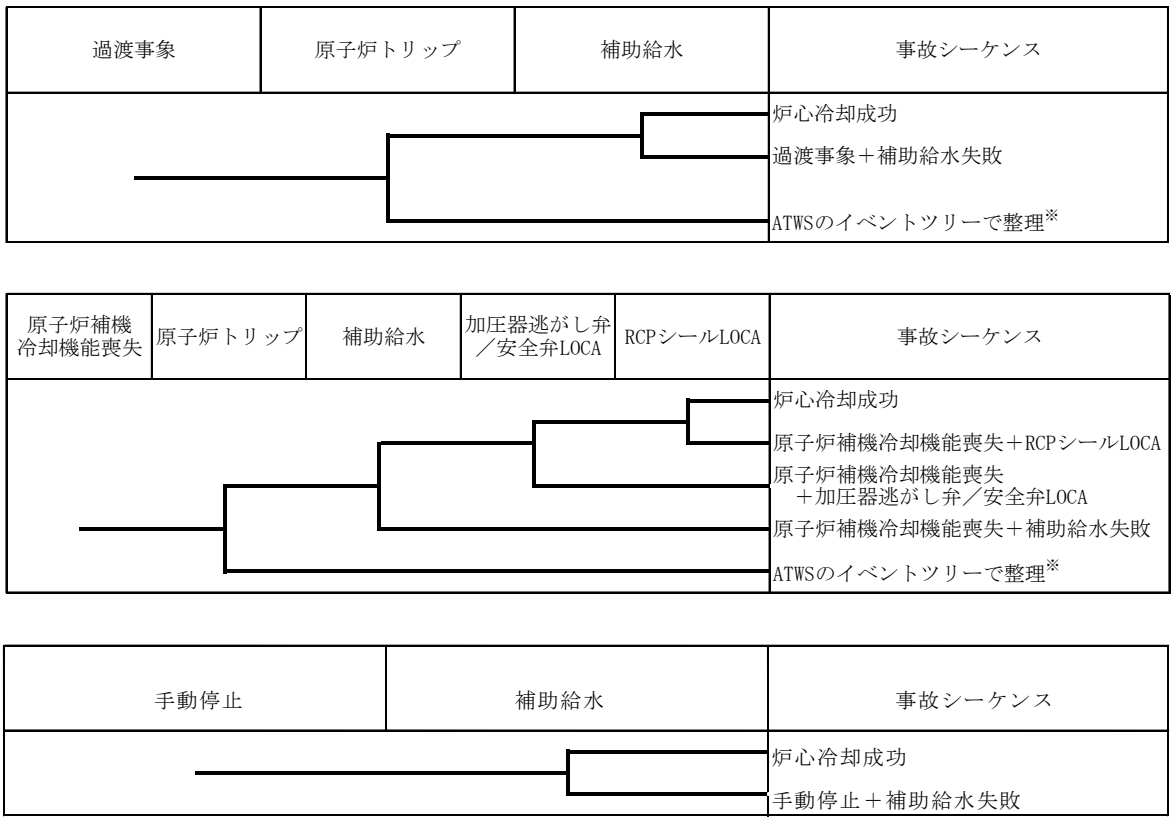
※：ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する（別紙４）。

第1-2図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／3）



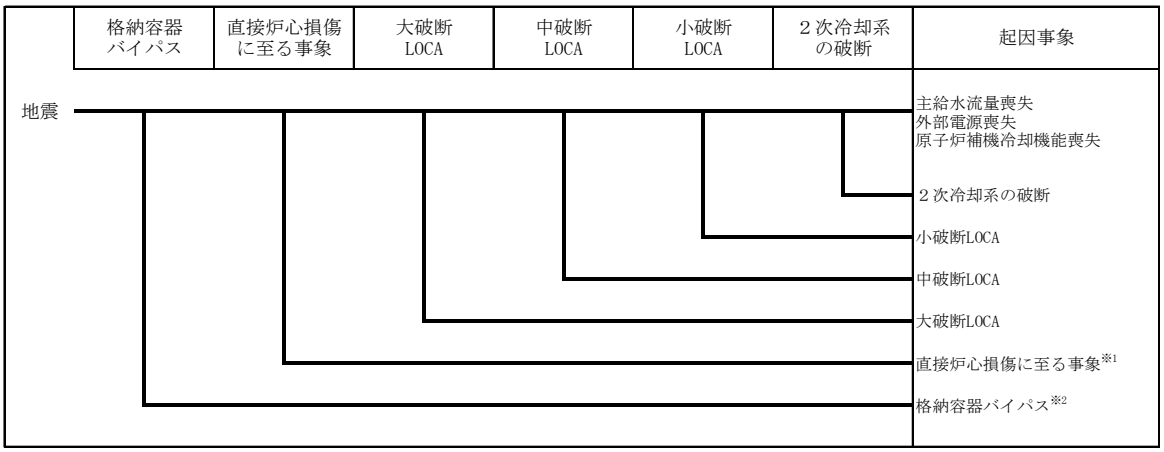
※：ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する（別紙４）。

第1-2図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（2／3）



※：ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。（別紙４）

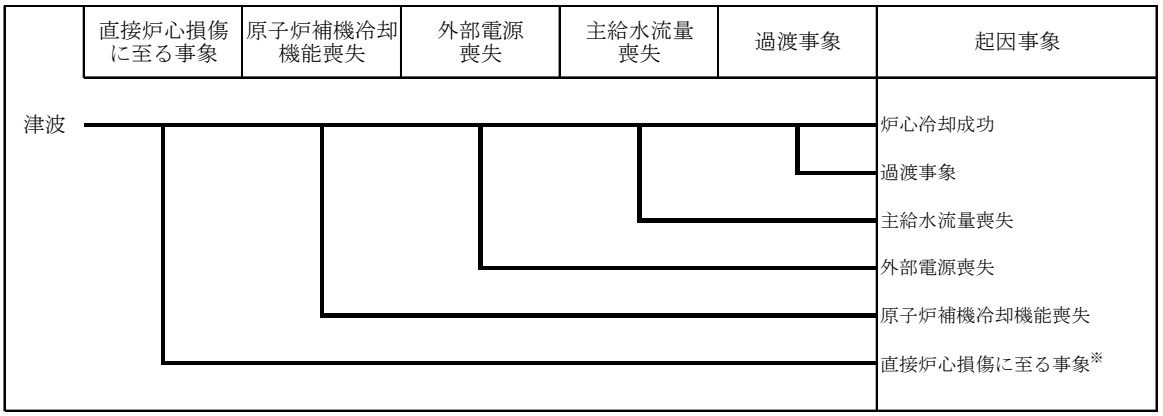
第1-2図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／3）



※１：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ），原子炉格納容器損傷，原子炉建屋損傷，原子炉補助建屋損傷，１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失，複数の信号系損傷

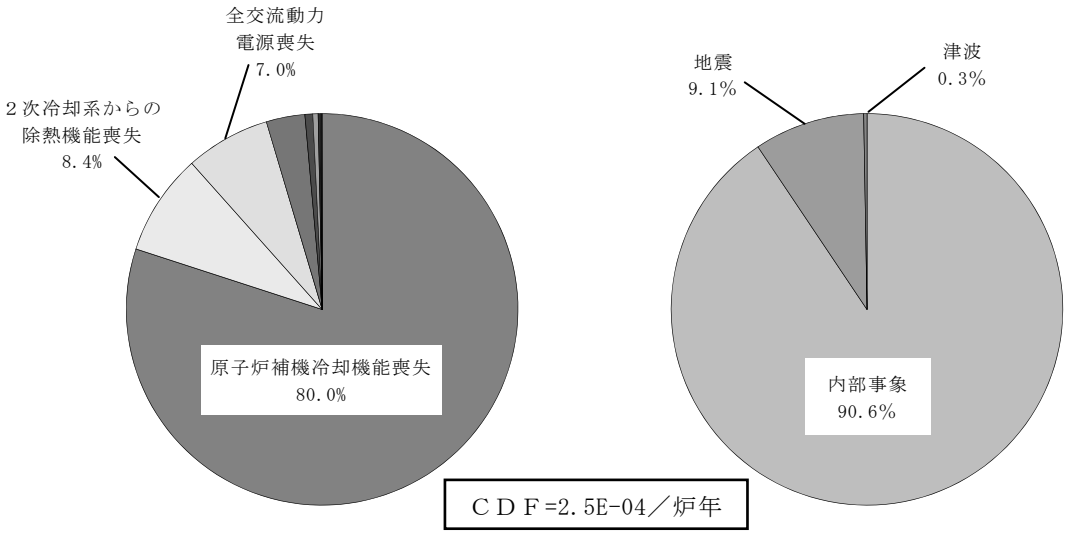
※２：蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

第1-3図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

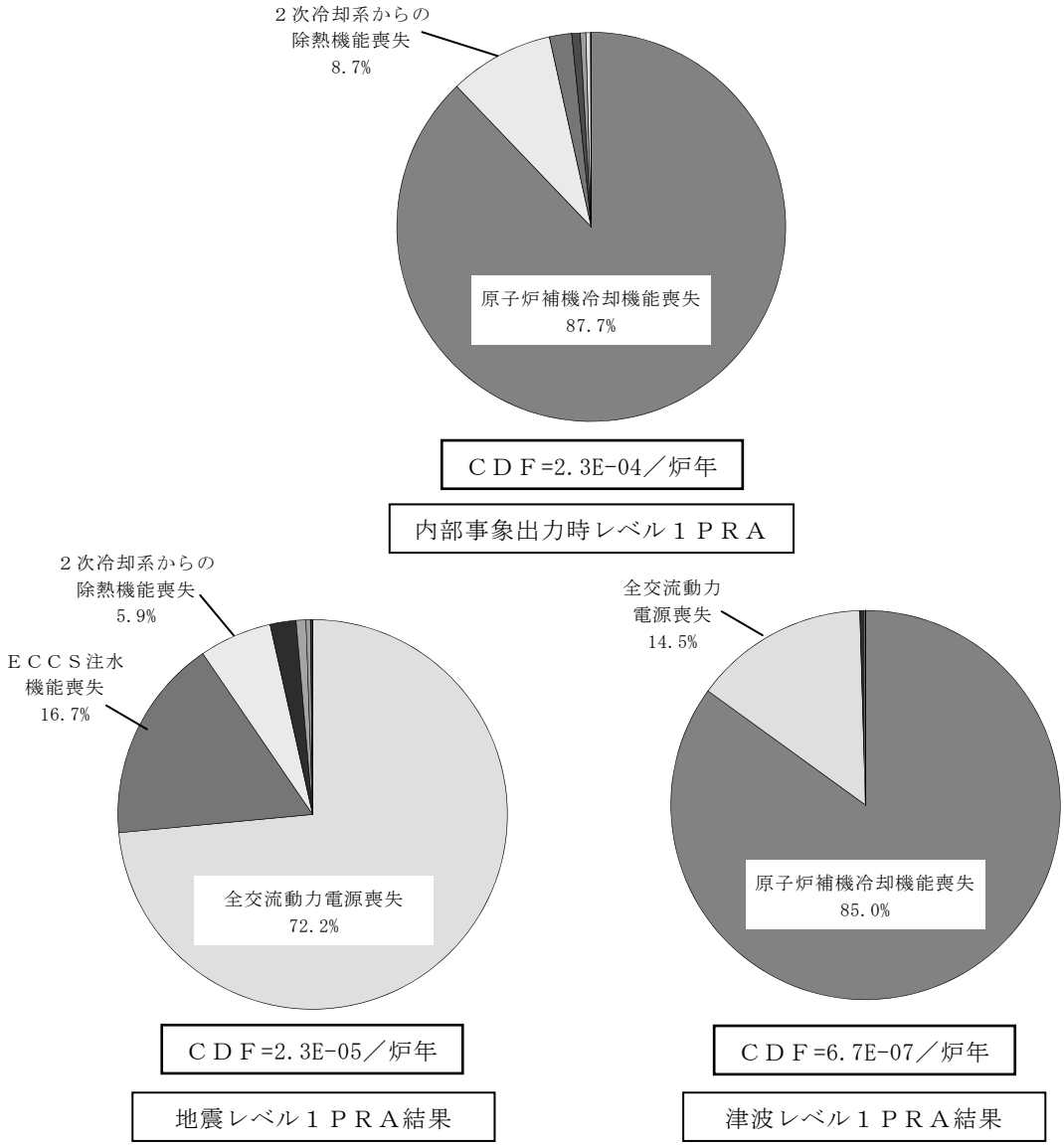


※：複数の信号系損傷

第1-4図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー



第1-5図　内部事象，地震，津波レベル１ＰＲＡの定量化結果



第1-6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の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは第2-1図に示すとおりであり，以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

① 内部事象レベル１．５ＰＲＡ及びＰＲＡを適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し，解釈の記載との比較検討及び分類を行った。

② 抽出された格納容器破損モードのうち，炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパス，格納容器先行破損に該当するものは，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。

③ 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検討を行い，新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。

④ 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（以下，付録２－Ｉにおいて「ＰＤＳ」という。）を選定し，その中で厳しい事故シーケンスを検討し，格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1　格納容器破損モードの分析について

解釈において，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の選定の個別プラント評価による抽出に関し，以下のとおり記載されている。

２－１

(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確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

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。

これを踏まえ，敦賀発電所２号炉を対象としたＰＲＡの知見等を活用して，格納容器破損モードの分析を実施している。

具体的には，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の場合と同様に，重大事故等対処設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という本原子炉設置変更許可申請（平成27年11月5日申請）での位置付けを考慮し，これまでに整備してきたＡＭ策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策，新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でＰＲＡモデルを構築し，内部事象のレベル１．５ＰＲＡを実施した。

また，外部事象については，地震レベル１．５ＰＲＡは原子炉格納容器本体，原子炉建屋，原子炉格納容器隔離弁等の損傷から原子炉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際しては損傷箇所，損傷モード等の精緻化検討が必要であるため，現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

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から発生する事故シーケンスの分析を実施することとした。

2.1.1　格納容器破損モードの抽出，整理

(1)　ＰＲＡに基づく整理

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいては，事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，(2)項の①から③に示す格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には，第2-2図のとおり炉心損傷前，原子炉容器破損前，原子炉容器破損直後，原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事象進展中に実施される緩和手段等から第2-3図に示す格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損モードを抽出して整理している。これらの各破損モードにおけるレベル１．５ＰＲＡの定量化結果を第2-1表及び第2-4図に示す。

(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，地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の格納容器破損への影響が想定されるが，これは地震レベル１ＰＲＡの知見からも損傷モードとして抽出されており，今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。津波やその他の自然現象においても原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く，新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される（別紙1）。

① 格納容器バイパス

・蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ，原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ（νモード）

インターフェイスシステムＬＯＣＡを起因事象として炉心損傷が生じ，原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

② 格納容器隔離失敗

・格納容器隔離失敗（βモード）

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが，この隔離操作に失敗する事象として抽出。

③ 格納容器物理的破損

・原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

原子炉容器内において，高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発により原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク（ηモード）

原子炉格納容器内において，高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・溶融物直接接触（μモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し，原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・格納容器雰囲気直接加熱（σモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱，加温により原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・水素燃焼又は水素爆轟（γモード，γ’モード，γ”モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウムー水反応），溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが，大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や，さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており，発生時期により原子炉容器破損以前（γモード），直後（γ’モード），長時間経過後（γ”モード）に分類する。

・ベースマット溶融貫通（εモード）

溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下した後，冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり，原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として抽出。

・格納容器貫通部過温破損（τモード）

原子炉格納容器温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的にぜい弱な部分が過温破損する事象として抽出。

・水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損（δモード）

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO_2等）の蓄積によって，原子炉格納容器が過圧破損する事象として抽出。

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

溶融炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し，原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として抽出。

2.1.2　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第2-1表に示す格納容器破損モードについて，解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

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

その結果，上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため，新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

なお，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，原子炉格納容器が小さく，原子炉下部のペデスタルに開口部があるＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく，溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため，発生の可能性がないと考えられることから，解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない（別紙8）。

(1)　原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

本破損モードは炉心溶融物が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し，その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定し

たものである。当該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（ＮＵＲＥＧ－1116，ＮＵＲＥＧ－1524），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（別紙9）。また，当該破損モードの格納容器破損頻度（以下，付録２－Ｉにおいて「ＣＦＦ」という。）（1.6E-09／炉年）についても全ＣＦＦに対する寄与割合は0.1%以下と極めて小さい。

したがって，当該破損モードを個別プラント評価により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)　格納容器隔離失敗（βモード）

本破損モードは炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく，炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものである。格納容器隔離失敗の要因としては，格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損や漏えい検査配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁，フランジの復旧忘れが考えられる（別紙10）。

これらの格納容器隔離失敗を防止するため，施設定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認並びに手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに，運転時には原子炉格納容器圧力を12時間に1回確認する運用となっているほか，エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能である。また，事故時において原子炉格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており，炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ，事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても，全ての炉心損傷防止対策の有効性を確認しているこ

とから，原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

今回のレベル１．５ＰＲＡでは，国内ＰＷＲ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時間の格納容器隔離失敗実績（別紙10）に基づき当該破損モードのＣＦＦ（1.1E-06／炉年，全ＣＦＦに対する寄与割合約0.5%）を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば，当該破損モードのＣＦＦは更に小さくなると推察される。

以上のことから，格納容器隔離失敗シーケンスについては，原子炉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，全ての炉心損傷防止対策が有効であることから，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追加する必要はないと判断した。

(3)　水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項として「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）にあっては，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。」とされており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

また，頻度の観点からは，当該破損モードのＣＦＦ（7.6E-08／炉年）は，全ＣＦＦの0.1%以下の寄与割合であり，極めて小さい。

したがって，当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもた

らすものでないことから，個別プラント評価により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)　インターフェイスシステムＬＯＣＡ（γモード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項として「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）にあっては，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。」とされており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

また，頻度の観点からは，当該破損モードのＣＦＦ（2.1E-10／炉年）は，全ＣＦＦの0.1%以下の寄与割合であり，極めて小さい。

したがって，当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものでないことから，個別プラント評価により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。

(5)　蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項として「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）にあっては，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。」とされており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。なお，当該破損モードのＣＦＦ（1.9E-06／炉年）は，全ＣＦＦの約0.9%の寄与割合であり，比較的小さい。

また，当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝

熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）が想定される。

本事象は炉心損傷後に１次冷却系が高圧かつ２次冷却系への給水がない限定的な条件で発生する可能性が生じるものであり，レベル１ＰＲＡの結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループとなる。

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(b) 全交流動力電源喪失

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらの事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち，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である「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」及び「１次冷却系閉塞による２次冷却系除熱機能喪失」は，その発生頻度が2.3E-07／炉年と非常に小さい。また，主給水による蒸気発生器への給水により，炉心損傷を回避できる場合があること，さらに１次冷却系が高圧状態では，破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対策として１次冷却系強制減圧を行うことから，これが成功するとＴＩ－ＳＧＴＲの発生は更に低減される。

したがって，当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから，個別プラント評価により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11）。

以上より，ＰＲＡの知見等を踏まえ，解釈で必ず想定する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新たに追加されないことを確認した。

2.2　評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における重大事故等対処設備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の選定を実施している。

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として，以下のとおり評価事故シーケンスはＰＲＡに基づく格納容器破損シーケンスの中から当該破損モード発生の観点で厳しい評価事故シーケンスを選定することとされている。

(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）

過圧及び過温の観点から厳しい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原子炉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)　高温溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

１次冷却材圧力が高く維持され，減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3)　原子炉圧力容器外の溶融燃料－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シーケンスを選定する。また，炉心内の金属－水反応による水素発生量は，原子炉容器の下部が破損するまでに全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応するものとする。

(5)　溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の観点から厳しいシーケンスを選定する。

これに基づき，レベル１．５ＰＲＡ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方法として，第一ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるＰＤＳを選定し，第二ステップとして選定されたＰＤＳの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。

2.2.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

レベル１．５ＰＲＡでは，レベル１ＰＲＡ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，更に事象が進展して原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスについて定量評価を行うが，その際には格納容器内事象進展を把握するために以下に示す3種類の属性を用いて炉心損傷時のＰＤＳを定義している。

(1)　事故のタイプと１次冷却材圧力

分類記号	状態の説明
A	１次冷却系の破断口径が大きく，低圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：大中破断ＬＯＣＡ）
S	１次冷却系の破断口径が小さく，中圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：小破断ＬＯＣＡ）
T	過渡事象が起因となり，高圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：過渡事象）
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの。（起因事象：ＳＧＴＲ）
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの。（起因事象：ＩＳ－ＬＯＣＡ）

(2)　炉心損傷時期

分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの。

(3)　格納容器内事故進展（格納容器破損時期，溶融炉心の冷却手段）

分類記号	状態の説明
D	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく，溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの。
W	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの。
I	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの。
C	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの。

上記のＰＤＳの分類に従い，格納容器破損モードごとにＣＦＦ及び当該破損モードに至る可能性のある全てのＰＤＳを整理した。また，各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるＰＤＳの検討を行い，評価対象とするＰＤＳの選定を実施した。選定結果を第2-2表に示す。

2.2.2　評価事故シーケンス選定の考え方

前項で格納容器破損モードごとに選定した評価対象ＰＤＳに属する事故シーケンスを比較し，格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い，以下のとおり評価事故シーケンスの選定を実施した。

評価事故シーケンスについては，事象進展を厳しくする観点から，複数の緩和機能の喪失を考慮する。なお，定量評価を行う際は，事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し，炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。さらに，重大事故等対処設備の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。評価事故シーケンスの選定結果を第2-3表及びその補足説明資料を別紙13に示す。

なお，各格納容器破損モードについて，ＣＦＦが支配的となるＰＤＳと主要なカットセットの整理を実施し，これらのＣＦＦ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有効であることをおおむね確認している（別紙5）。

2.2.3　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（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され，原子炉格納容器内への注水により圧力上昇が抑制されないＡＥＤから選定する。

①　ＡＥＤに該当する事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，破断規模が大きく，原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断ＬＯＣＡに起因する事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。さらに，炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなるよう，高圧注入失敗の重畳も考慮した「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(2)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に溶融物が高圧で原子炉格納容器内に分散することで原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きく，補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されないＴＥＤから選定する。

① ＴＥＤに該当する事故シーケンス

・主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

・ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗

・２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

・過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，１次冷却材圧力が高圧で溶融物からの発熱により加熱されたガスが高温になるとともに，原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる事故シーケンスとして「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう，外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗

（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(3)　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

１次冷却系が高圧で維持され，原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器直接加熱が抑制されないＴＥＤから選定する。

① ＴＥＤに該当する事故シーケンス

「(2)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，１次冷却材圧力が高圧で溶融物からの発熱により加熱されたガスが高温になるとともに，原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる事故シーケンスとして「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう，外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗

（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(4)　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく，原子炉格納容器内が冷却されないＡＥＷから選定する。

① ＡＥＷに該当する事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，破断規模が大きく原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし，炉心損傷を早める観点から低圧注入失敗及び原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環失敗を想定した事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。さらに，炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう，高圧注入の失敗を考慮した「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

また，原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が，冷却水から蒸気が急激に生成し事象が厳しくなるため，格納容器スプレイポンプによる注水は想定せず，常設低圧代替注水ポンプに

よる代替格納容器スプレイ注水を想定する。常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く流量も小さいため，原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり，事象は厳しくなる。

なお，評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。また，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入の成功を想定。）

(5)　水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事象進展に伴う水素発生速度が大きく，格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により原子炉格納容器内の水素濃度が高くなるＡＥＩから選定する。

① ＡＥＩに該当する事故シーケンス

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，破断規模が大きく，事象進展が早くなり，初期から水素放出が開始され，かつ水素放出速度が大きくなる事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」を選定する。さらに，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう，高圧注入の失敗を考慮した「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

③ 評価事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗

(6)　溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく，原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融物が冷却されないＡＥＤから選定する。

① ＡＥＤに該当する事故シーケンス

「(1)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち，破断規模が大きく，事象進展が早く格納容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断ＬＯＣＡに起因する事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。さらに，炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなるよう，高圧注入失敗の重畳も考慮した

「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

2.2.4　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス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じることが困難なシーケンスとして整理した事故シーケンスは，1.2で示した以下の6つである。

1.　原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
2.　１次冷却系閉塞による２次冷却系除熱機能喪失
3.　大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
4.　大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
5.　中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
6.　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

これらのうち，1.から5.の事故シーケンスについては，各格納容器破損モードの評価事故シーケンスとしてより厳しい事故シーケンスを選定しているため，今回整備した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。

6.のＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡについては，地震により複数の１次冷却材配管や原子炉容器等が損傷することを想定しており，原子炉冷却材圧力バウンダリの様々な損傷の程度，組合せが考えられ，大破断ＬＯＣＡと比較すると事象進展が異なることが考えられる。一方で，原子炉格納容器内へ放出される１次冷却系保有エネルギは同じであり，長期的な挙動は大破断ＬＯＣＡと同等と考えられるため，大破断ＬＯＣＡの事故シーケンスを代表として格納容器破損防止対策の有効性を評価している（別紙14）。

なお，Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの発生を想定した場合においても，整備した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を維持できることを，別途確認している。

第2-1表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

格納容器の状態	想定される破損モード	モード名	破損モード別ＣＦＦ（／炉年）	全ＣＦＦに対する割合（％）	解釈で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	g	1.9E-06	0.9％	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」 ・ＴＩ-ＳＧＴＲについては炉心損傷防止対策により発生頻度が極めて低いと評価。
	温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ-ＳＧＴＲ）					
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	2.1E-10	<0.1％	なし	
格納容器隔離失敗	格納容器隔離失敗	β	1.1E-06	0.5％	なし	重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器機能が喪失に至るものではない。また，全ての炉心損傷防止対策が有効なシーケンスであり，新たな有効性評価は不要である。（別紙10）
格納容器物理的破損	原子炉容器内での水蒸気爆発	α	1.6E-09	<0.1％	なし	各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価。（別紙9）
	原子炉格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク	η	1.4E-08	<0.1％	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	※１　ＰＷＲで想定している溶融物直接接触は，原子炉容器圧力が高圧時に溶融炉心による圧力容器の貫通が生じた場合に，高圧溶融物放出（飛散）により格納容器の壁に溶融炉心が接触し原子炉格納容器の壁を侵食する現象であり，解釈で想定する格納容器破損モードでは「格納容器直接接触（シェルアタック）」ではなく「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対応する。 （「格納容器直接接触（シェルアタック）」は溶融炉心が床に拡がりながら原子炉格納容器の壁に接触し，原子炉格納容器の壁を侵食する事象のため，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型プラントに特有の事象であり，敦賀発電所２号炉の格納容器破損モードとして考慮不要と判断した。）（別紙8，12） ※２　解釈で想定する格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対し，μモード（溶融物直接接触）が「高圧溶融物放出」に，σモード（格納容器雰囲気直接加熱）が「格納容器雰囲気直接加熱」に該当する。
	溶融物直接接触	μ※1※2	2.0E-08	<0.1％	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	
	格納容器雰囲気直接加熱	σ※2	2.0E-06	1.0％	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	
	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前～原子炉容器破損後長時間経過後の合計）	γ	1.7E-07	<0.1％	水素燃焼	
	ベースマット溶融貫通	ε	1.7E-06	0.8％	溶融炉心・コンクリート相互作用	
	格納容器貫通部過温破損	τ	6.1E-06	2.9％	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	
	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	2.0E-04	93.8％	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	
	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	7.6E-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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」
合　　計			2.1E-04	100.0％	－	

ハッチング：内部事象レベル１．５ＰＲＡで抽出された格納容器破損モードのうち，解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード

第2-2表　評価対象とするプラント損傷状態の選定について（1／2）

解釈で想定する格納容器破損モード		破損モード別ＣＦＦ（／炉年）	該当するＰＤＳ	破損ﾓｰﾄﾞ内ＣＦＦに対する割合（%）	最も厳しいＰＤＳの考え方	評価対象と選定したＰＤＳ
1	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	2.0E-04	ＳＥＤ	97.6%	・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，原子炉格納容器内の圧力上昇及び事象進展について厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 以上より，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＤ
			ＴＥＷ	2.0%		
			ＴＥＤ	0.2%		
			ＳＬＷ	0.1%		
			ＡＥＷ	<0.1%		
			ＳＥＷ	<0.1%		
			ＡＥＤ	<0.1%		
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	6.1E-06	ＴＥＤ	68.3%	・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・原子炉容器破損時に高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散し，溶融物の表面積が大きくなり溶融物から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断ＬＯＣＡ（Ｓ＊＊），過渡事象（Ｔ＊＊）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・補助給水による冷却がない（Ｔ＊＊）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＴＥＤ
			ＳＥＤ	31.7%		
			ＴＥＷ	<0.1%		
			ＳＬＷ	<0.1%		
			ＡＥＷ	<0.1%		
			ＳＥＷ	<0.1%		
			ＡＥＤ	<0.1%		
2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	ＳＥＤ	97.2%	・１次冷却材圧力が高く維持される過渡事象（Ｔ＊＊）が，減圧の観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，高圧溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 以上より，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＴＥＤ
			ＴＥＩ	1.5%		
			ＴＥＤ	0.7%		
			ＴＥＷ	0.6%		
			ＳＥＩ	<0.1%		
			ＳＬＩ	<0.1%		
			ＳＬＷ	<0.1%		
			ＳＥＷ	<0.1%		
3	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	1.4E-08	ＡＥＩ	82.3%	・事象進展が早く原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内の冷却がない（＊＊Ｗ）が，冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 以上より，ＡＥＷが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＷ
			ＡＥＷ	12.0%		
			ＳＥＩ	4.7%		
			ＳＬＩ	0.7%		
			ＳＬＷ	0.4%		
			ＳＥＷ	<0.1%		

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるＰＤＳ

第2-2表　評価対象とするプラント損傷状態の選定について（2／2）

解釈で想定する格納容器破損モード		破損モード別ＣＦＦ（／炉年）	該当するＰＤＳ	破損ﾓｰﾄﾞ内ＣＦＦに対する割合（%）	最も厳しいＰＤＳの考え方	評価対象と選定したＰＤＳ
4	水素燃焼	1.7E-07	ＴＥＩ	60.0%	・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる，原子炉格納容器が除熱される状態（＊＊Ｉ）のＰＤＳが厳しい。 ・炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を，全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するものとすることを前提とすると，各ＰＤＳで炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため，事象進展が早く水素放出速度が大きい（Ａ＊＊）が厳しい。 以上より，ＡＥＩが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＩ
			ＴＥＷ	20.3%		
			ＳＥＩ	16.3%		
			ＳＬＩ	2.3%		
			ＡＥＩ	0.7%		
			ＳＥＤ	0.3%		
			ＳＥＷ	<0.1%		
			ＴＥＤ	<0.1%		
			ＡＥＷ	<0.1%		
			ＳＬＷ	<0.1%		
			ＡＥＤ	<0.1%		
5	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.7E-06	ＴＥＩ	46.8%	・事象進展が早い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，原子炉容器破損時の崩壊熱が高く厳しい。 ・１次冷却材圧力が低く，溶融物の分散の可能性がない（Ａ＊＊）が，原子炉下部キャビティの溶融物の量を多くすることから厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，溶融物を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しい。 以上より，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＤ
			ＴＥＤ	20.9%		
			ＴＥＷ	18.5%		
			ＳＥＤ	13.0%		
			ＡＥＩ	0.6%		
			ＳＥＩ	<0.1%		
			ＡＥＤ	<0.1%		
			ＳＬＩ	<0.1%		
			ＳＬＷ	<0.1%		
			ＡＥＷ	<0.1%		
			ＳＥＷ	<0.1%		

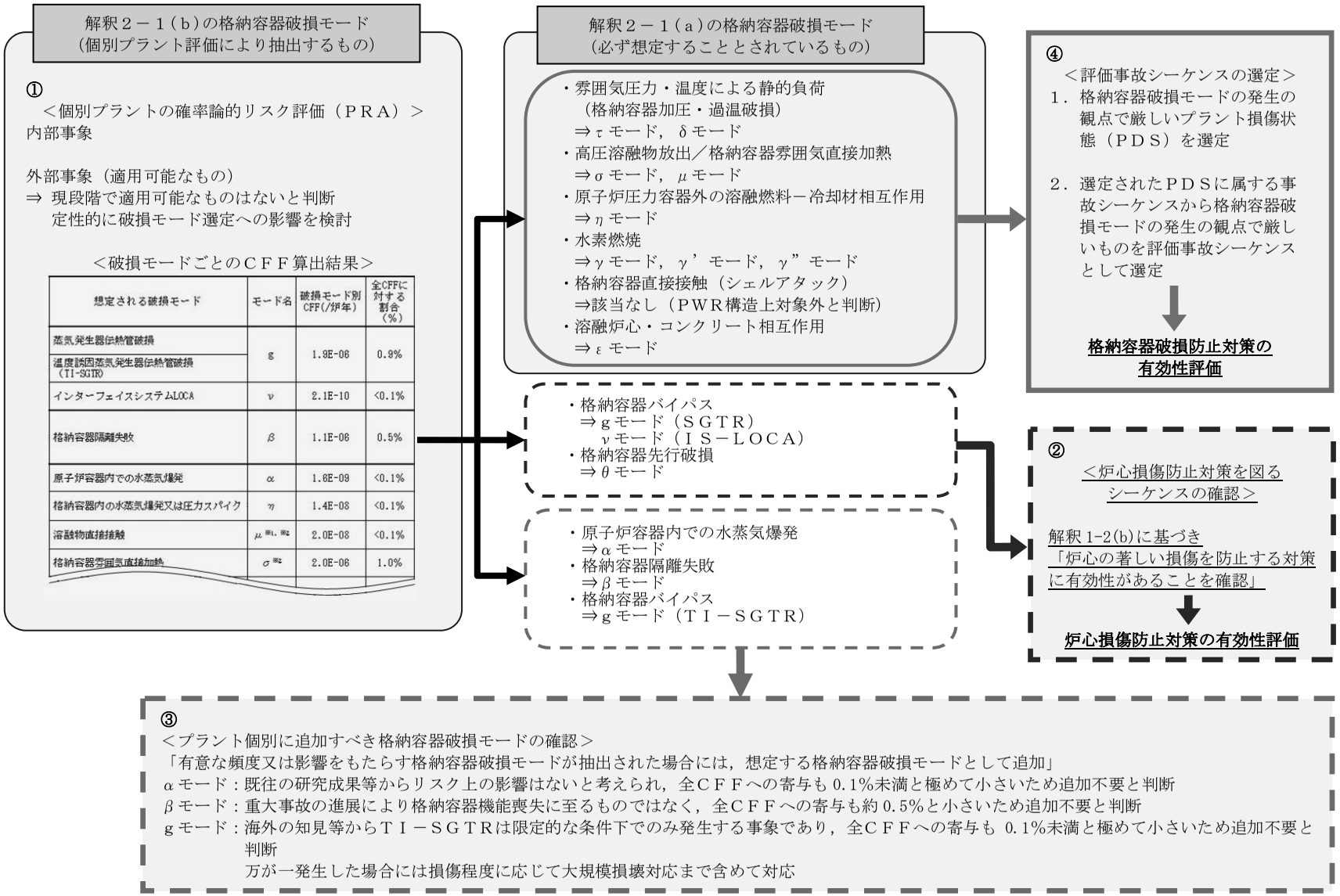
ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるＰＤＳ

第2-3表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（1／2）

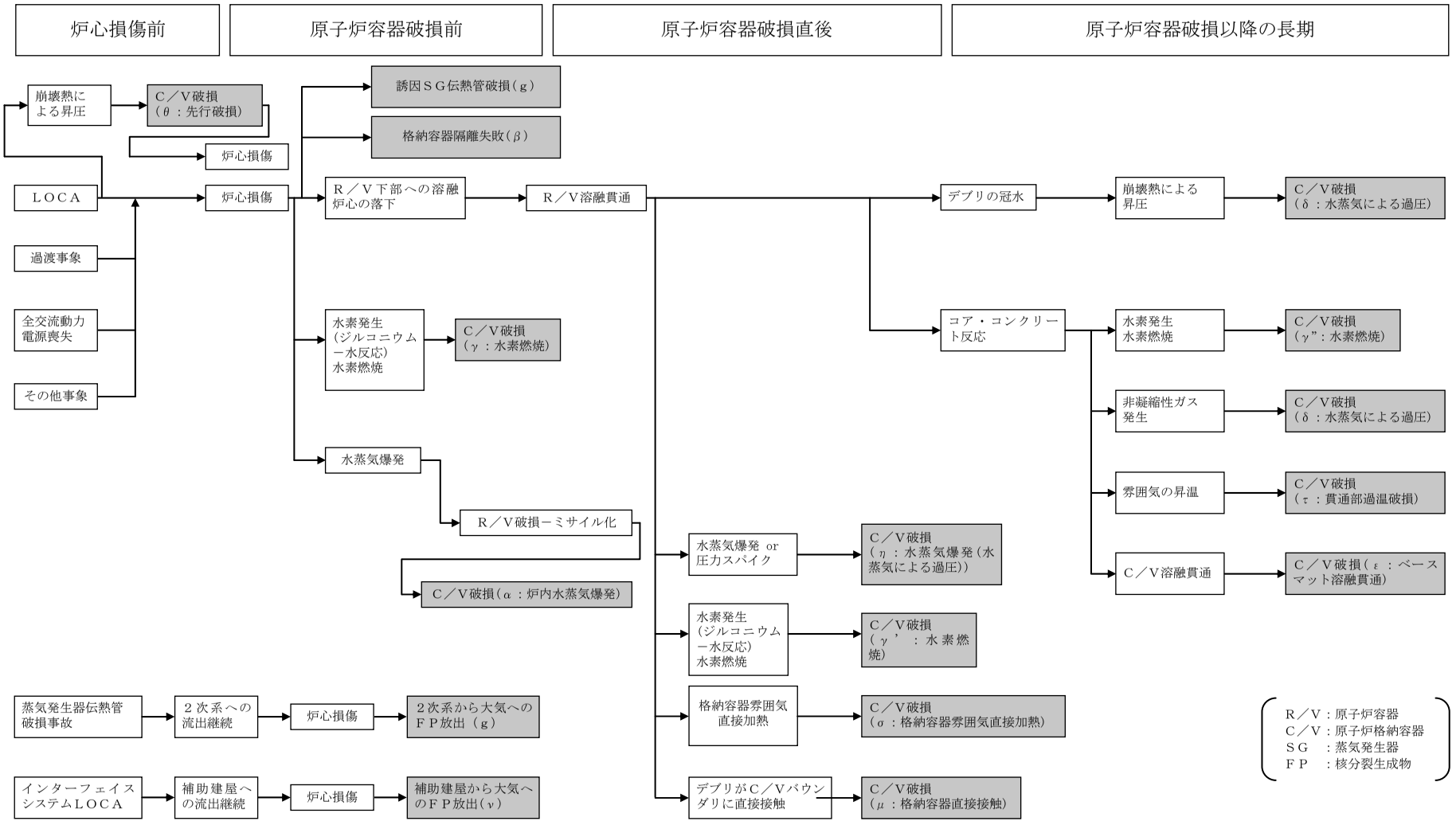
格納容器破損モード	最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＡＥＤ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	◎	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ 及び 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却（海水通水）	・ＡＥＤのうち事象進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定。 ・高圧注入系による原子炉格納容器内への注水を考慮しない。 ・対策の有効性を確認する観点から全交流動力電源喪失と原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＴＥＤ	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		・ＴＥＤのうち１次冷却材圧力が高圧となり溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多い全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。 ・また，事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。 ・対策の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
		外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	◎		
		ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	－		
		過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＴＥＤ	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－	加圧器逃がし弁手動開による１次冷却系強制減圧	・ＴＥＤのうち１次冷却材圧力が高圧となり溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多い全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。 ・また，事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。 ・対策の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
		外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	◎		
		ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	－		
		過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		

第2-3表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（2／2）

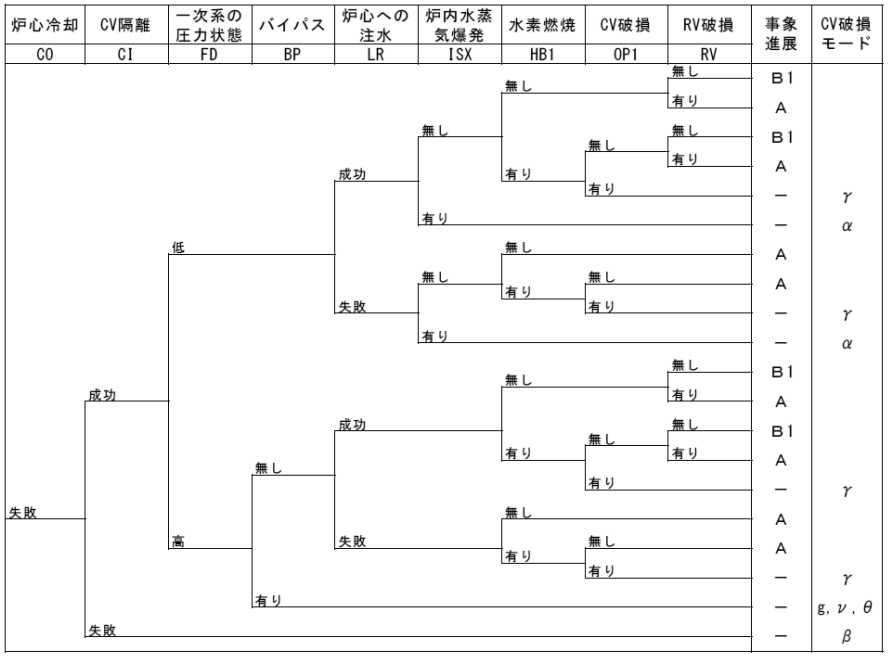
格納容器破損モード	最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	（格納容器の耐力にて健全性を維持可能）	・ＡＥＷのうち事象進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定する。 ・事象進展を早める観点で高圧注入失敗を考慮する。 ・原子炉下部キャビティ水のサブクール度を小さくするため，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイによる注入を想定する。
		大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
		大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	◎		
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
水素燃焼	ＡＥＩ	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	－	ＰＡＲ	・ＡＥＩのうち事象進展の早い大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗を選定。 ・事象進展を早める観点から高圧注入失敗の重畳を考える。
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	－		
		大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	◎		
		大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	－		
		中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	－		
		大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	－		
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＡＥＤ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	◎	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	・ＡＥＤのうち事象進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定。 ・高圧注入系による原子炉格納容器内への注水を考慮しない。 ・対策の有効性を確認する観点から全交流動力電源喪失と原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考える。
		中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		

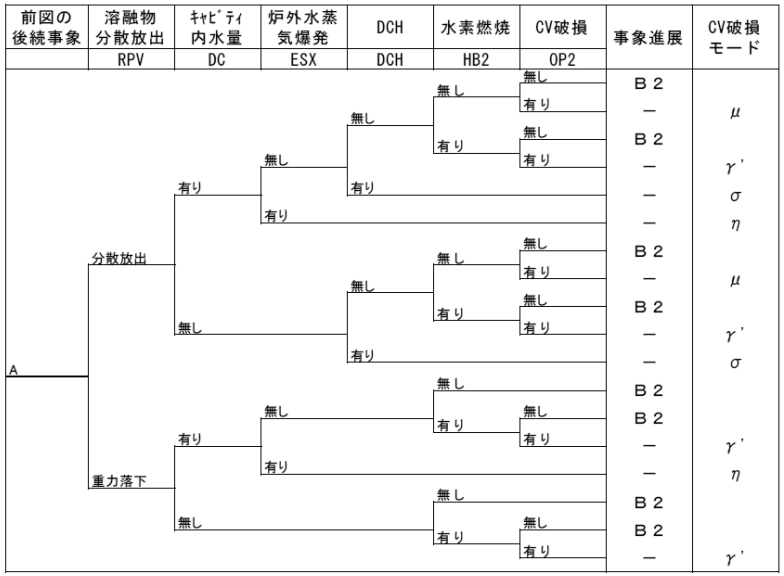


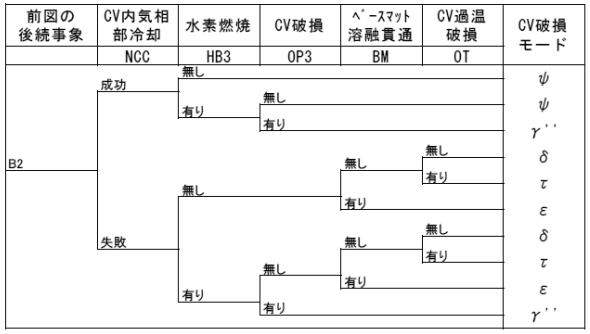
第2-1図　格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



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





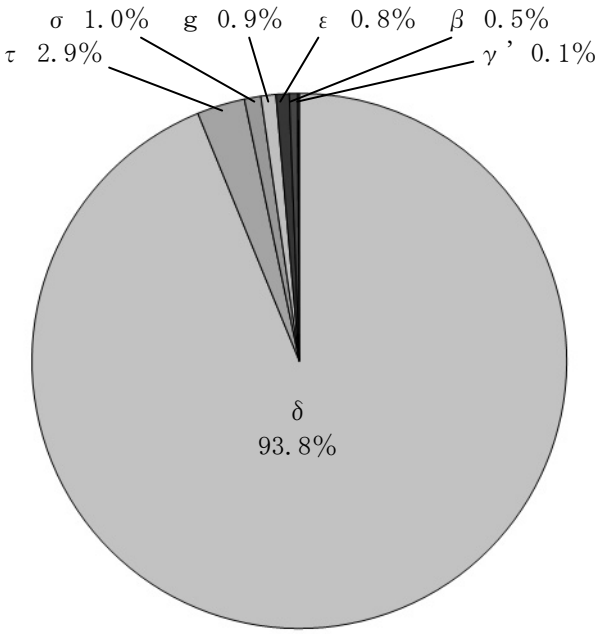


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

（注2）　格納容器破損モード:
α ＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β ＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼または水素爆轟による格納容器過圧破損
δ ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε ＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η ＝格納容器内での水蒸気爆発または水蒸気スパイクによる破損
σ ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν ＝余熱除去系隔離弁LOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ ＝格納容器貫通部過温破損
ψ ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

第2-3図　格納容器イベントツリー



δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	ε	ベースマット溶融貫通
τ	格納容器貫通部過温破損	β	格納容器隔離失敗
σ	格納容器雰囲気直接加熱	γ’	水素燃焼（原子炉容器破損直後）
g	蒸気発生器伝熱管破損		

第2-4図　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果（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及び重要事故シーケンスの選定について

3.1　運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において，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，以下のとおり記載されている。

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。

これを踏まえ，敦賀発電所２号炉を対象に停止時ＰＲＡの知見等を活用して，運転停止中事故シーケンスグループの分析を実施している。

具体的には，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の場合と同様に，運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という本原子炉設置変更許可申請（平

成27年11月5日申請）での位置付けを考慮し，これまでに整備してきたＡＭ策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ない原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でＰＲＡモデルを構築し，内部事象の停止時レベル１ＰＲＡを実施した。

3.1.1　炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討，整理

停止時レベル１ＰＲＡの対象期間である施設定期検査中は，プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う１次冷却系の水位操作，機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。プラント状態の変化に伴って，崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため，停止時ＰＲＡにおいては，このようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。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3-1図に示す。

停止時ＰＲＡにおいては，原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において炉心損傷へ波及する可能性のある起因事象について，マスターロジックダイアグラム，過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し，ここから炉心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3-2図のイベントツリーで分析し，炉心損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。停止時ＰＲＡの定量化結果を第3-1表及び第3-3図に示す。

3.1.1.1　選定した起因事象

・余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。

・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には，非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが，ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプの故障により，原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断や運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には，配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ，弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（水位維持失敗）

ミッドループ運転中に何らかの原因により１次冷却材水位が低下し，かつ水位低下が継続する事象。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（オーバードレン）

１次冷却系の水抜き操作時に，１次冷却材水位がミッドループまで低下した後，水抜きを停止する通常の操作に失敗し，水位低下が継続する事象。

・反応度の誤投入※

希釈操作時の運転手順書に基づく必要な希釈量の算出又は設定に失敗し，異常の察知にも失敗する事象。

※　制御棒の誤引抜きについては，プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界度が確保されること，起動時においてもほう素濃度が高い状況で制御バンクＤを除く制御棒を全引抜きとすることから，制御棒誤引抜き時の反応度投入はわずかであることから本評価においては評価対象外と判断。

抽出された事故シーケンス別のＣＤＦを整理するとともに，各事故シ

ーケンスについて炉心損傷に至る主要因の観点で整理を行い，解釈で想定される事故シーケンスグループとの比較を行った（第3-1表参照）。

その結果，解釈で想定する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新たに抽出されないことを確認した。

3.2　重要事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては，運転停止中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選定に当たっては，以下に示す審査ガイドに記載の3つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容を以下に示す（第3-2表参照）。

【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。

以下に示す4つの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定するに当たって，具体的な検討内容を示す。

(1)　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

(2)　全交流動力電源喪失

(3)　原子炉冷却材の流出

(4)　反応度の誤投入

(1)　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

① 事故シーケンス

・余熱除去機能喪失

・外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗

・原子炉補機冷却機能喪失

② 選定理由

余裕時間について，「原子炉補機冷却機能喪失」は，ある一定期間余熱除去ポンプの利用が期待できる一方で，「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は，余熱除去系が使用できず時間余裕が短くなる。「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は，時間余裕は同等であるものの，「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は「全交流動力電源喪失」に包絡される。このため，「余熱除去機能喪失」を代表として選定した。また，設備容量については各事象に差は生じない。

なお，対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定した。

③　選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失

(2)　全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみであ

る。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいては，外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンスが想定される。対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定した。さらに，従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮した。

③ 選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失

(3)　原子炉冷却材の流出

① 事故シーケンス

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・水位維持失敗

・オーバードレン

② 選定理由

原子炉冷却材の流出として想定される起因事象としては，プラント停止期間を通じて想定される弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出事象に加えて，１次冷却系の水抜き操作実施時の水抜き停止操作の失敗による流出継続，ミッドループ運転中に何らかの原因で１次冷却系の水位維持に失敗する事象が想定される。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいて，これらは原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失として直接的に炉心損傷に至る同一の事故シーケンスとして想定されるため，代表として１次冷却材の流出流量が多い原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪

失を選定した。

なお，対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材が流出する事象を選定した。

③ 選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

(4) 反応度の誤投入

① 事故シーケンス

・反応度の誤投入

② 選定理由

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいては，原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗に伴う反応度の誤投入が想定される。

なお，原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点から，原子炉起動前にほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤作動等による純水の注入により，１次冷却材が希釈され原子炉が臨界に至る可能性がある事象を選定した。

③ 選定結果

・原子炉起動時における化学体積制御系の弁の誤作動等による原子炉への純水流入

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

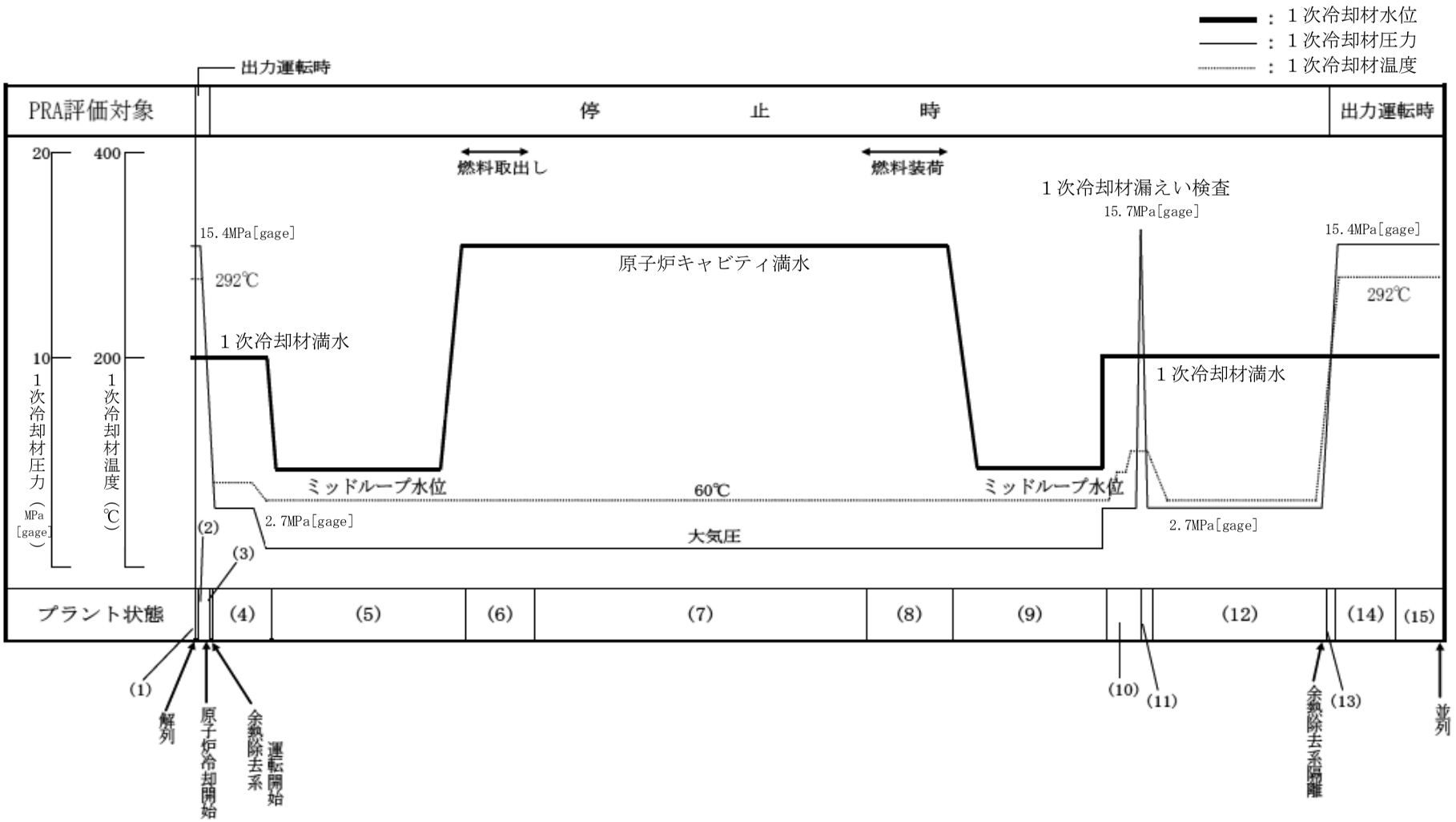
事故シーケンス	シーケンス別ＣＤＦ（／施設定期検査）	炉心損傷に至る主要因	グループ別ＣＤＦ（／施設定期検査）	全ＣＤＦへの寄与割合	運転停止中事故シーケンスグループ	備考
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	4.4E-04	原子炉冷却材の喪失（流出）	4.5E-04	92.7%	原子炉冷却材の流出	全ＣＤＦの100%を燃料損傷防止対策にてカバー
水位維持失敗	1.6E-06					
オーバードレン	1.6E-06					
外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗	4.0E-07	電源機能の喪失	4.0E-07	<0.1%	全交流動力電源喪失	
余熱除去機能喪失	1.6E-05	余熱除去機能の喪失	3.5E-05	7.2%	崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗	6.4E-06					
原子炉補機冷却機能喪失	1.3E-05					
反応度の誤投入	4.6E-08	ほう素の異常な希釈	4.6E-08	<0.1%	反応度の誤投入	
合計	4.8E-04	－	4.8E-04	100.0%	－	－

第3-2表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について

事故シーケンスグループ		事故シーケンス		燃料損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方			
					a	b	c	備考（a：余裕時間，b：設備容量，c：代表シーケンス）
1	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）	◎	余熱除去機能喪失	蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水	高	高	高	余熱除去系又は原子炉補機冷却系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象は，事象進展が同じであるため，余裕時間の観点から代表として余熱除去系の故障により余熱除去機能が喪失する事象を選定。 対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ないミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定。
		－	外部電源喪失 ＋余熱除去系による冷却失敗		高	高	中	
		－	原子炉補機冷却機能喪失		中	高	高	
2	全交流動力電源喪失	◎	外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失	空冷式非常用発電機＋蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水	－	－	高	対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ないミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定。従属的に発生する原子炉補機冷却水の喪失の重畳を考慮。
3	原子炉冷却材の流出	◎	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水	高	高	高	いずれの事故シーケンスも原子炉冷却材の流出事象であり，流出流量の観点から原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失で包絡できる。対策実施の時間余裕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，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ないミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事象を選定。
		－	水位維持失敗		中	中	低	
		－	オーバードレン		中	中	低	
4	反応度の誤投入	◎	反応度の誤投入	純水注入停止操作	－	－	高	施設定期検査中，原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点から，原子炉起動時における純水注入事象を選定。

◎：重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス

審査ガイドラインの着眼点a，b及びcに対する影響度の観点から「高」，「中」及び「低」とした。



第3-1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

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
	原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失

オーバードレン	事故シーケンス
	オーバードレン

水位維持失敗	事故シーケンス
	水位維持失敗

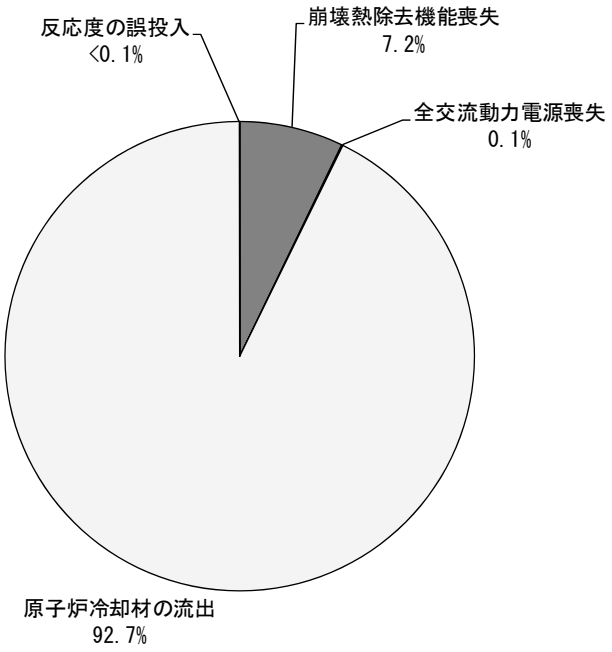
余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	余熱除去機能喪失

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	余熱除去系に よる冷却	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			外部電源喪失＋ 余熱除去系による冷却失敗
			外部電源喪失＋ 非常用所内交流電源喪失

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	原子炉補機冷却機能喪失

反応度の誤投入	事故シーケンス
	反応度の誤投入

第3-2図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー



第3-3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

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等の選定に際しては，解釈に「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すること。」と記載されている。

本申請（平成27年11月5日申請）においては外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあるものとして地震，津波のレベル１ＰＲＡを対象に実施した。

火災，溢水及びその他外部事象についてはＰＲＡ手法の確立に向けた検討を実施中の段階であったり，起因事象発生頻度など現実的な定量評価の実施に際して必要となるデータの整備を実施していく段階であったりすることから，現段階では「適用可能なもの」に含まれないものと判断したが，「それに代わる手法」として，これらの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検討・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の選定に係る検討（レベル１ＰＲＡ）

1.1　火災，溢水の影響

外部事象のうち，火災，溢水についてはレベル１ＰＲＡ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とを踏まえ，ＰＲＡを念頭にして想定される起因事象を整理した結果を表1及び表2に示す。

表1　内部溢水により誘発される起因事象

（日本原子力学会標準附属書に記載の例）

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
小破断ＬＯＣＡ	溢水による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	溢水による主給水ポンプ等の機能喪失
２次冷却系の破断	溢水による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象／手動停止	溢水による原子炉トリップ／手動停止
外部電源喪失	溢水による常用母線等の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	溢水による原子炉補機冷却水ポンプ等の機能喪失

表2　内部火災により誘発される起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
小破断ＬＯＣＡ	火災による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動 火災によるＲＣＰシール冷却機能喪失
インターフェイス システムＬＯＣＡ	火災による隔離弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	火災による主給水ポンプの機能喪失
２次冷却系の破断	火災による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象／手動停止	火災による原子炉トリップ／手動停止
外部電源喪失	火災による常用母線の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	火災による原子炉補機冷却水ポンプの機能喪失

表1，表2で抽出された起因事象は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を有するが，これらは同機器の故障・誤操作を想定する内部事象レベル１ＰＲＡから得られる起因事象に含まれている。

溢水，火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性もあるが，設計基準対象施設により波及拡大に起因する広範囲における重畳的な事象発生を防止できることを考えると，定量化に際しては別途評価が必要であるものの，これらは内部事象レベル１ＰＲＡから得られる事故シーケンスと同様の事象になるものと推定される。

1.2　その他外部事象の影響

その他の外部事象としては解釈第六条第２項に自然現象として，第８項に人為事象として具体的に以下が記載されている。

・自然現象

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，森林火災等から適用されるもの。

・人為事象

敷地及び敷地周辺の状況を下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。

これらの外部事象については一般社団法人　日本原子力学会リスク評価専門部会においてリスク評価に係る考え方の議論が開始されている一方，具体的なＰＲＡ手法に係る検討は現段階では行われていないが，相当程度の構造強度を有する安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く，建屋外部に設置された設備への影響が主要な検討対象になるものと推定される（表3，表4，添付参照）。

自然現象については，炉心損傷に至る可能性のある建屋外部の設備の機能喪失としては原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失，変圧器及び送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが，これらはいずれも今回ＰＲＡ実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

また，火山の影響による降下火砕物，森林火災によるばい煙の建屋開口部からの取り込みによる換気空調系機能への影響等は新たに考慮すべき可能性があるものと考えられるが，原子炉補機冷却機能喪失，全交流動力電源喪失発生時には同時に換気空調系機能喪失が想定されており，これらで想定される事故シーケンスと類似した事象になるものと推定される。

自然現象の重畳を考慮した場合でも，建屋外部に設置された設備への影響

の程度が変わるのみであり，起因事象としては変わらないことから，新たな事故シーケンスグループが発生することはないものと考える。

人為事象についても，原子炉施設へ与える影響について評価した。評価対象事象のうち，飛来物（航空機落下）及び電磁的障害については，発生確率が十分に低いと考えられるが，仮に発生を想定した場合でも大規模損壊対策による影響緩和が可能である。その他の人為事象については，発電所の敷地及び敷地周辺の地域特性を考慮すると発生のおそれはないと考えられるが，仮に発生を想定した場合でも自然現象と同様に，建屋外部に設置された設備への影響を考慮すれば良いことから，新たな事故シーケンスグループが発生することはないものと考える。

なお，今回定性的な評価とした各評価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ＰＲＡ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。

2.　格納容器破損モード選定に係る検討（レベル１．５ＰＲＡ）

外部事象レベル１．５ＰＲＡ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ため以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1　地震の影響

地震レベル１．５ＰＲＡの評価に際しては，原子炉格納容器本体，原子炉建屋，原子炉格納容器隔離弁等の損傷から原子炉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，定量評価に際しては損傷箇所，損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であり，現在ＰＷＲ電力共同で実機適用検討を実施中である。

なお，地震特有の影響としては，地震動により原子炉格納容器本体あるいは原子炉建屋が損傷し直接的に原子炉格納容器が損傷する事象（χモード），原子炉格納容器隔離弁等が損傷し原子炉格納容器の隔離に失敗する事象（βモード），蒸気発生器伝熱管の複数本破損により原子炉格納容器をバイパスする事象（ｇモード）が考えられるが，βモードとｇモードについては内部事象レベル１．５ＰＲＡで抽出されている損傷モードである。また，χモードについては地震動による直接的な原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失であり，地震レベル１ＰＲＡにおいて抽出した「原子炉建屋損傷」及び「原子炉格納容器損傷」が該当するが，これらについては格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モードとして選定するのではなく，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，原子炉格納容器内部の安全系機器・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影響緩和を図ることで対応する。

2.2　津波の影響

津波特有の影響として建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの，炉心損傷後の原子炉格納容器内物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられる。原子炉格納容器に直接影響を及ぼす物理的負荷としては津波による波力・漂流物の衝撃力などが考えられるが，原子炉格納容器の配置や周辺の建屋により直接破損することは想定し難く，格納容器破損モードの追加は必要ないものと考える。

2.3　火災・溢水の影響

レベル１ＰＲＡにおける発生可能性のある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レベル１ＰＲＡに追加すべきものは発生しないものと推定しており，原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損することも想定し難いことから，炉心損傷後の原子炉格納容器内物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられ，格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないものと考える。

2.4　その他外部事象の影響

レベル１ＰＲＡにおける検討からも，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レベル１ＰＲＡに追加すべきものは発生しないものと推定しており，炉心損傷後の原子炉格納容器内物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられ，格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないと考える。

3.　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ＰＲＡ適用可能と判断した地震レベル１ＰＲＡ，津波レベル１ＰＲＡ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等は発生しないものと評価した。なお，今回定性的な分析とした各ＰＲＡ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ＰＲＡ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３　自然現象が原子炉施設へ与える影響（1／2）

自然現象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形及び表流水の状況から判断して，敷地が洪水による被害を受けることは考えられない。また，発生する影響は溢水又は津波の影響に包絡される。
風（台風）	安全施設に対する風荷重は，建築基準法等に基づき安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており，風による影響は考え難い。また，強風の影響としては竜巻の影響に包絡される。
竜巻	過大な風荷重，気圧差荷重，飛来物により構築物等が破損し，構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが，日本で過去に発生した最大規模の竜巻を想定しても，安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。可能性としては，飛来物によるタービン建屋損傷に伴う２次冷却系の破断等が想定される。また，送電鉄塔倒壊等による外部電源喪失が想定される。なお，原子炉補機冷却海水ポンプ，復水タンク及び燃料取替用水タンクについては，飛来物への防護対策を講じ安全機能を損なわない設計とする。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行うものとし，安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため，安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられる。可能性としては復水タンクの純水凍結による損傷が想定される。また，着氷による変圧器及び送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
降水	溢水又は津波による影響に包絡される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが，過去記録された最大積雪量を想定しても，安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。可能性としては，積雪荷重によるタービン建屋損傷に伴う２次冷却系の破断等が想定される。また，着雪による変圧器及び送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉施設等への避雷設備の設置，接地網の布設による接地抵抗の低減等を行うとともに，安全保護系への雷サージ侵入の抑制を図る回路設計とし，安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため，安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられる。可能性としては原子炉補機冷却海水ポンプへの雷撃による損傷で，原子炉補機冷却機能喪失が想定される。また，変圧器及び送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
地滑り	構築物等が損壊する可能性があるが，斜面の滑りに対する十分な安全性を確保する等により，安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため，安全上重要な設備に影響を与えることはない。ただし，発電所周辺では倒壊に伴う送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
火山の影響	降下火砕物による過大な積載荷重による構築物等の破損，降下火砕物による排気筒等の閉塞等の可能性があるが，想定される堆積厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており，安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。可能性としては降下火砕物の堆積荷重によるタービン建屋損傷に伴う２次冷却系の破断等が想定される。また，変圧器及び送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
生物学的事象	海生生物については，大量の襲来を原因とした原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定される。なお，小動物については，屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短絡，地絡事象の原因となり得るが，ケーブル貫通部等のシールにより防止可能であり，トレン分離した安全機能が共通要因で機能喪失することはない。

表3　自然現象が原子炉施設へ与える影響（2／2）

自然現象	原子炉施設へ与える影響
森林火災	森林火災については輻射熱による設備及び建屋への影響が想定されるが，安全施設は，森林火災に対して，「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し，防火帯を設けていることから，安全性を損なうおそれはない。ただし，火災により森林内に設置された送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
高潮	安全施設は高潮による影響のない敷地高さに設置されていることから，安全性を損なうおそれはない。また，発生する影響は津波の影響に包絡される。

表4　外部人為事象が原子炉施設へ与える影響

外部人為事象	原子炉施設へ与える影響
有毒ガス	幹線道路，鉄道路線，船舶航路及び石油コンビナートは発電所から十分な隔離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。
飛来物（航空機落下）	航空機落下確率評価結果が防護設計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。
船舶の衝突（船舶事故）	周辺海域の船舶の航路は発電所から東方向に直線距離で約3km離れていること，発電所がその航路の針路上にないことから，仮に漂流したとしても原子炉補機冷却海水取水口及び2号炉取水口に船舶が漂流するおそれはない。小型船舶が発電所近傍で漂流した場合でも，原子炉補機冷却海水取水口前面の係留施設（ドルフィン）等により侵入経路は阻害され，取水機能に影響はない。
爆発（プラント外での爆発）	発電所の近くには，爆発により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため，爆発による安全施設への影響はない。
電磁的障害	原子炉保護系計器ラック及びケーブルは，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，鋼製筐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，発生確率は小さいと考えられる。なお，仮に当該事象が発生した場合には，複数の信号系の損傷も想定されるが，大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
ダムの崩壊	発電所周辺には，ダムは存在しないことから，安全性を損なうおそれはない。
火災（近隣工場等の火災）	発電所の近くには，火災により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため，石油コンビナート施設等の火災による安全施設への影響はない。

別紙１（添付）

外部事象（地震，津波，火災及び溢水を除く）の影響評価について

解釈第六条２項に記載されている自然現象については，現段階でのＰＲＡの実施は困難であるため，「それに代わる方法」として事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故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.　評価対象事象

設計基準において想定される外部事象（自然現象及び人為事象）について，添付-1 のとおり抽出しているが，人為事象については，発生のおそれがないこと等から，ここでは，自然現象（地震，津波，火災及び溢水を除く）に着目した評価を行った。

なお，自然現象の評価に当たっては，以下の事象を選定した。

・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
・高潮

2.　想定範囲

事故シーケンスグループの抽出に当たっては，上記自然現象のそれぞれについて，過酷と考えられる条件を基にその影響について評価を行う。

3.　まとめ

1.項に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について検討を実施した結果（添付-2 から 7 参照），内部事象ＰＲＡや地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

表　事象の選定結果

No.	事象	備考	詳細説明
1	洪水	「津波」による影響評価に包絡される。	―
2	風（台風）	「竜巻」による影響評価に包絡される。	―
3	竜巻	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-2
4	凍結	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-3
5	降水	「津波」による影響評価に包絡される。	―
6	積雪	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-4
7	落雷	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-5
8	地滑り	斜面の安定性を確保する等により，安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としていることから，地滑りによる影響はない。	―
9	火山の影響	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-6
10	生物学的事象	海生生物襲来については，原子炉補機冷却海水ポンプ機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が考えられる。小動物等によるケーブル類の損傷が想定されるが，小動物の侵入防止対策により，安全施設の機能が損なわれることはない。	―
11	森林火災	当該事象に関する影響評価を行う。	添付-7
12	高潮	「津波」による影響評価に包絡される。	―

添付-1　設計基準において想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものの選定について

設計基準において想定される自然現象及び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「人為事象」という。）について選定を行った。

1.　自然現象及び人為事象に係る外部ハザードの抽出

解釈第６条２項及び８項において，「設計基準おいて想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「設計基準において想定される人為事象」として，以下のとおり例示されている。

> 第六条（外部からの衝撃による損傷の防止）
>
> （中略）
>
> 2　第１項に想定する「想定される自然現象」とは，敷地の自然現象を基に，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。

自然現象及び想定される人為事象に係る外部ハザードについて網羅的に抽出するために国内外の基準等を収集しリストアップした。基準の選定に当たって

は，国外の基準として「Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants ”(IAEA,April 2010)」を，また人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES(FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)」，日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年）」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した自然現象に係る外部ハザードを表 1.1 に，人為事象に係る外部ハザードを表 1.2 に示す。

なお，そのほかにＮＲＣの「NUREG／CR-2300 “PRA Procedures Guide”，NRC.January 1983」等の基準も事象収集の対象としているが，これらを追加した基準の事象により，「(3) 設計基準において想定される自然現象及び想定される人為事象の選定結果」において選定される事象が増加することはなかった。

表 1.1　外部ハザードの抽出（自然現象）(1／3)

丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。

No.	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等							
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
1-1	凍結	○	○	○	○	○	○	○	
1-2	隕石	○		○		○		○	
1-3	降水（豪雨(降雨)）	○	○	○	○	○	○	○	
1-4	河川の迂回	○				○		○	
1-5	砂嵐	○		○		○		○	
1-6	静振	○				○		○	
1-7	地震活動	○	○	○	○	○	○	○	
1-8	積雪（暴風雪）	○	○	○	○	○	○	○	
1-9	土壌の収縮又は膨張	○				○		○	
1-10	高潮	○	○			○		○	
1-11	津波	○	○	○	○	○	○	○	
1-12	火山（火山活動・降灰）	○	○	○	○	○	○	○	
1-13	波浪・高波	○				○		○	
1-14	雪崩	○	○	○		○		○	
1-15	生物学的事象	○			○		○	○	
1-16	海岸浸食	○				○		○	
1-17	干ばつ	○	○	○		○		○	
1-18	洪水（外部洪水）	○	○			○	○	○	
1-19	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○	
1-20	竜巻	○	○	○	○	○	○	○	

表 1.1　外部ハザードの抽出（自然現象）(2／3)

No.	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等							
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
1-21	濃霧	○				○		○	
1-22	森林火災	○	○	○	○	○	○	○	
1-23	霜・白霜	○		○		○		○	
1-24	草原火災	○							
1-25	雹・あられ	○	○	○		○		○	
1-26	極高温	○	○	○		○		○	
1-27	満潮	○				○		○	
1-28	ハリケーン	○				○		○	
1-29	氷結	○		○		○		○	
1-30	氷晶			○					
1-31	氷壁			○					
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）		○						
1-33	落雷	○	○	○	○	○	○	○	
1-34	湖又は河川の水位低下	○		○		○		○	
1-35	湖又は河川の水位上昇			○		○			
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○						
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○					
1-38	もや			○					
1-39	塩害，塩雲			○					
1-40	地面の隆起		○	○					

表 1.1　外部ハザードの抽出（自然現象）(3／3)

No.	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等							
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
1-41	動物			○					
1-42	地滑り	○		○		○	○	○	
1-43	カルスト			○					
1-44	地下水による浸食			○					
1-45	海水面低			○					
1-46	海水面高			○					
1-47	地下水による地滑り			○					
1-48	水中の有機物			○					
1-49	太陽フレア，磁気嵐	○							
1-50	高温水（海水温高）			○					
1-51	低温水（海水温低）			○					
1-52	液状化		○						
1-53	土石流		○						
1-54	水蒸気		○						
1-55	毒性ガス	○	○			○		○	

表 1.2　外部ハザードの抽出（人為事象）(1／2)

丸文字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。

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

表 1.2　外部ハザードの抽出（人為事象）(2／2)

No.	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等							
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
2-19	他のユニットからの内部溢水			○					
2-20	電磁的障害			○	○		○		
2-21	ダムの崩壊			○	○		○		
2-22	内部溢水				○	○	○	○	
2-23	火災（近隣工場等の火災）				○	○	○		

[外部ハザードを抽出した文献]

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

②「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年

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

④「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）

⑤ NUREG/CR-2300　“PRA Procedures Guide” ,NRC,January 1983

⑥「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）

⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline(NEI 06-12 December 2006)-2011.5 ＮＲＣ公表

2.　設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）及び想定される人為事象の選定

1.で網羅的に抽出した外部ハザードについて，設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）及び人為事象を選定するため，敷地の自然環境や敷地及び敷地周辺の状況を考慮し，海外での評価手法※を参考とした表 1.3 の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

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

表 1.3　考慮すべき事象の除外基準（参考 1 参照）

基準Ａ	当該原子炉施設に影響を及ぼすほど接近した場所に発生しない。 （例：No.1-5 砂嵐）
基準Ｂ	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No.1-16 海岸浸食）
基準Ｃ	当該原子炉施設の設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。 （例：No.1-21 濃霧）
基準Ｄ	影響が他の事象に包絡される。（例：No.1-27 満潮）
基準Ｅ	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No.1-2 隕石）
基準Ｆ	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項 （例：No.2-22 内部溢水）

3.　設計基準において想定される自然現象及び人為事象の選定結果

2.で検討した除外基準に基づき，設計基準において想定される自然現象及び人為事象を選定した結果を表 1.4 及び表 1.5 に示す。

第６条に該当する「設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」として，以下の 12 事象を選定した。

・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

・高潮

また，「設計基準において想定される人為事象」として，以下の 7 事象を選定した。

・飛来物（航空機落下）

・ダムの崩壊

・爆発

・近隣工場等の火災

・有毒ガス

・船舶の衝突

・電磁的障害

表 1.4　設計基準において想定される自然現象の選定結果（1／3）

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-1	凍結	－	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-2	隕石	E	×	安全施設の機能に影響を及ぼす隕石が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
1-3	降水（豪雨(降雨)）	－	○	「降水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-4	河川の迂回	A	×	氾濫することにより，安全施設の機能に影響を及ぼすような河川はないことから除外する。
1-5	砂嵐	A	×	発電所敷地近傍に砂丘等がないことから除外する。
1-6	静振	D	×	「津波」に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第四条（地震による損傷の防止）」にて評価する。
1-8	積雪（暴風雪）	－	○	「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮又は膨張	A	×	発電所の地盤は安定した硬質岩盤であり，土壌の収縮又は膨張は発生しないことから除外する。
1-10	高潮	－	○	「高潮」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-11	津波	F	×	「第五条（津波による損傷の防止）」にて評価する。
1-12	火山 （火山活動・降灰）	－	○	「火山の影響」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-13	波浪・高波	D	×	「津波」に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	原子炉施設に影響を与える場所に県が指定する雪崩危険箇所はない。
1-15	生物学的事象	－	○	「生物学的事象」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-16	海岸浸食	B	×	事象進展が遅く，安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-17	干ばつ	B	×	事象進展が遅く，安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-18	洪水（外部洪水）	－	○	「洪水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-19	風（台風）	－	○	「風（台風）」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-20	竜巻	－	○	「竜巻」としてプラントへの影響評価を実施する。

表 1.4　設計基準において想定される自然現象の選定結果（2／3）

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-21	濃霧	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
1-22	森林火災	－	○	「森林火災」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-23	霜・白霜	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
1-24	草原火災	A	×	敷地周辺に草原はないため除外する。
1-25	雹・あられ	D	×	「竜巻」に包絡される。
1-26	極高温	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は低いことから除外する。
1-27	満潮	D	×	「津波」に包絡される。
1-28	ハリケーン	A	×	日本がハリケーンの影響を受けることはないことから除外する。
1-29	氷結	D	×	「凍結」に包絡される。
1-30	氷晶	D	×	「凍結」に包絡される。
1-31	氷壁	D	×	「凍結」に包絡される。
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）	D	×	「地震活動」による影響評価（地盤）に包絡される。
1-33	落雷	－	○	「落雷」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-34	湖又は河川の水位低下	B	×	事象進展が遅く，安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-35	湖又は河川の水位上昇	D	×	「洪水（外部洪水）」に包絡される。
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	D	×	「地震活動」による影響評価（地盤）に包絡される。
1-37	極限的な圧力（気圧高低）	D	×	「竜巻」に包絡される。
1-38	もや	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外とする。
1-39	塩害，塩雲	B	×	塩害による腐食の進展は遅く十分管理が可能であることから除外する。
1-40	地面の隆起	D	×	「地震活動」による影響評価（地盤）に包絡される。

表 1.4　設計基準において想定される自然現象の選定結果（3／3）

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-41	動物	D	×	「生物学的事象」に包絡される。
1-42	地滑り	－	○	「地滑り」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-43	カルスト	A	×	発電所敷地内及び敷地周辺にはカルスト地形は認められず，地質的にもカルストを形成する要因はないことから除外する。
1-44	地下水による浸食	A	×	発電所の地盤は安定した硬質岩盤であり，地下水による浸食は発生しないため除外する。
1-45	海水面低	D	×	「津波」に包絡される。
1-46	海水面高	D	×	「津波」に包絡される。
1-47	地下水による地滑り	D	×	「地滑り」に包絡される。
1-48	水中の有機物	D	×	「生物学的事象」に包絡される。
1-49	太陽フレア，磁気嵐	C	×	磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが，影響が及んだとしても外部の電源系に限られると考えられるため除外する。
1-50	高温水（海水温高）	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は低いことから除外する。
1-51	低温水（海水温低）	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は低いことから除外する。
1-52	液状化	F	×	「第三条（設計基準対象施設の地盤）」にて評価する。
1-53	土石流	D	×	土石流を地滑りの評価で考慮するため，「地滑り」の影響評価に包絡される。
1-54	水蒸気	A	×	周辺に水蒸気の発生要因はないことから除外する。
1-55	毒性ガス	D	×	「火山（火山活動・降灰）」に包絡される。

表 1.5　設計基準において想定される人為事象の選定結果（1／2）

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
2-1	衛星の落下	E※1	×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
2-2	パイプライン事故（ガスなど），パイプライン事故によるサイト内爆発等	A	×	発電所周辺にパイプラインはないことから除外する。
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	D	×	「有毒ガス」，「爆発（プラント外での爆発）」及び「火災（近隣工場等の火災）」に包絡される。発電所敷地内の交通事故は，車両の速度制限等により管理されることから，安全機器へ損傷を与えるほどの衝突は発生しない。
2-4	有毒ガス	－	○	「有毒ガス」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-5	タービンミサイル	F	×	「第十八条（蒸気タービン）」にて評価する。
2-6	飛来物（航空機落下）	－	○	「飛来物（航空機落下）」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-7	工業施設又は軍事施設事故	A・D	×	発電所近傍に安全施設に影響を及ぼすような軍事施設はない。工場施設の影響は，「有毒ガス」，「爆発（プラント外での爆発）」及び「火災（近隣工場等の火災）」に包絡される。
2-8	船舶の衝突（船舶事故）	－	○	「船舶の衝突」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-9	自動車又は船舶の爆発	D	×	「爆発（プラント外での爆発）」に包絡される。
2-10	船舶から放出される固体液体不純物	D	×	「船舶の衝突（船舶事故）」に包絡される。
2-11	水中の化学物質	D	×	「船舶の衝突（船舶事故）」に包絡される。
2-12	爆発（プラント外での爆発）	－	○	「爆発」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-13	プラント外での化学物質の流出	D	×	「有毒ガス」に包絡される。
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	C	×	化学薬品は適切に管理しているが，仮に流出した場合でも堰等により拡散防止が図られていることから除外する。
2-15	軍事施設からのミサイル	A	×	発電所近傍に軍事施設はないことから除外する。
2-16	掘削工事	A	×	敷地内の工事は管理されており，また敷地外での工事はプラントに影響を与えないことから除外する。

表 1.5　設計基準において想定される人為事象の選定結果（2／2）

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
2-17	他のユニットからの火災	D	×	「火災（近隣工場等の火災）」に包絡される。
2-18	他のユニットからのミサイル	C	×	安全施設に影響を及ぼすようなミサイル源はないことから除外する。
2-19	他のユニットからの内部溢水	F	×	「第九条（溢水による損傷の防止等）」にて評価する。
2-20	電磁的障害	－	○	「電磁的障害」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-21	ダムの崩壊	－	○	「ダムの崩壊」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-22	内部溢水	F	×	「第九条（溢水による損傷の防止等）」にて評価する。
2-23	火災（近隣工場等の火災）	－	○	「近隣工場等の火災」としてプラントへの影響評価を実施する。

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

＜参考１＞

基準Ａ：当該原子炉施設に影響を及ぼすほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一様ではなく，発生する自然現象は地域性があるため，発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

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

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

基準Ｃ：当該原子炉施設の設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

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

基準Ｄ：影響が他の事象に包絡される。

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

基準Ｅ：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

タービンミサイル，航空機落下の評価では発生頻度が低い事象（10^{-7}／年以下）は考慮すべき事象の対象外としており，同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

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

第四条（地震による損傷の防止），第五条（津波による損傷の防止），第九条（溢水による損傷の防止）等の別の条項により評価を実施するもの，又は故意の人為事象等の外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては対象外とする。

添付-2　竜巻が原子炉施設へ与える影響について

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

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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．竜巻荷重による建屋及び屋外設備等の損傷

ｂ．竜巻によりもたらされる飛来物による建屋及び屋外設備等の損傷

(2)　評価対象設備及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備及びシナリオは以下に示すとおりである。

ａ．竜巻の風荷重による建屋及び屋外設備等の損傷

(a)　建屋の損傷

原子炉建屋，原子炉補助建屋等の安全上重要な機器が設置されている建屋及びタービン建屋については，竜巻の風荷重によって，倒壊，建屋部材等の損傷による建屋内の安全上重要な機器が損傷することを想定する。

(b)　復水タンクの損傷

竜巻の風荷重によって復水タンクが損傷した場合は，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に(2)ａ．(e)の外部電源喪失を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(c)　燃料取替用水タンクの損傷

竜巻の風荷重によって燃料取替用水タンクが損傷した場合は，非常

用炉心冷却系による炉心への注水及び格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で，竜巻によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難いため，これらの機能が必要になることはないと考えられる。

(d)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

竜巻の風荷重によって原子炉補機冷却海水ポンプ５台全てが損傷した場合は，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。ディーゼル発電機の機能喪失と同時に(2) ａ．(e)の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流電源喪失となる。

(e)　送電鉄塔の倒壊等

竜巻の風荷重によって，送電鉄塔の倒壊，送電線の切断等が発生した場合は，外部電源が喪失する。

ｂ．竜巻によってもたらされる飛来物による建屋及び屋外設備等の損傷

(a)　建屋の損傷

原子炉建屋，原子炉補助建屋等の安全上重要な機器が設置されている建屋及びタービン建屋については，竜巻によりもたらされる飛来物によって，建屋部材等の損傷による建屋内の安全上重要な機器が損傷することを想定する。

(b)　復水タンクの損傷

竜巻によりもたらされる飛来物によって復水タンクが損傷した場合は，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に(2) ｂ．(e)の外部電源喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(c)　燃料取替用水タンクの損傷

竜巻によりもたらされる飛来物によって燃料取替用水タンクが損傷

した場合は，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で，竜巻によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難いため，これらの機能が必要となることはないと考えられる。

(d)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

竜巻によりもたらされる飛来物によって原子炉補機冷却海水ポンプ5台全てが損傷した場合は，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。ディーゼル発電機の機能喪失と同時に(2)ｂ．(e)の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

(e)　送電鉄塔の損傷等

竜巻によりもたらされる飛来物によって，送電鉄塔の損傷，送電線の切断等が発生した場合は，外部電源が喪失する。

(3)　起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて，最大風速 100m／s（年超過確率約 5.2×10^{-9}回／年）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。

ａ．竜巻の風荷重による建屋及び屋外設備等の損傷

(a)　建屋の損傷

安全上重要な機器が設置されている各建屋の損傷については，最大風速100m／sにおける風圧力等の考慮すべき荷重に対して建屋全体の構造健全性が維持されるとともに，個々の部材の破損により当該建屋内の安全上重要な機器が安全機能を損なわない設計又は運用による防護対策を実施することから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

また，タービン建屋の損傷についても，上記風速における風圧力等の考慮すべき荷重に対して安全上重要な機器へ波及的影響を及ぼさない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(b)　復水タンクの損傷

竜巻の風荷重によって復水タンクが損傷した場合は，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に外部電源喪失，２次冷却系の破断又は主給水流量喪失の発生を想定すると２次冷却系からの除熱機能喪失となるが，最大風速 100m／s における風圧力等の考慮すべき荷重に対して構造健全性が維持され，安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(c)　燃料取替用水タンクの損傷

竜巻の風荷重によって燃料取替用水タンクが損傷した場合は，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になるが，竜巻が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難い。さらに，最大風速 100m／s における風圧力等の考慮すべき荷重に対して構造健全性が維持され，安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(d)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

竜巻の風荷重によって原子炉補機冷却海水ポンプ５台全てが損傷した場合は，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となるが，最大風速 100m／s における風圧力等の考慮すべき荷重に対して安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(e)　送電鉄塔の倒壊等

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの，最大風速100m／s の風荷重による送電鉄塔の倒壊，送電線の切断等の発生を否定できないため，送電鉄塔の倒壊等に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

b．竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・屋外設備等の損傷

(a)　建屋の損傷

安全上重要な機器が設置されている各建屋の損傷については，最大風速100m／s の竜巻による飛来物の衝突を想定しても，建屋全体の構造健全性が維持されるとともに，個々の部材の破損により当該建屋内の安全上重要な機器が安全機能を損なわない設計又は運用による防護対策を実施することから，考慮すべきシナリオとして選定しない。しかし，タービン建屋については，飛来物が衝突した場合は，建屋貫通による内包設備への影響を否定できないため，地震ＰＲＡの検討を踏まえ，外部電源喪失，２次冷却系の破断及び主給水流量喪失を考慮する。

(b)　復水タンクの損傷

竜巻によってもたらされる飛来物によって復水タンクが損傷した場合は，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に外部電源喪失，２次冷却系の破断又は主給水流量喪失の発生を想定すると２次冷却系からの除熱機能喪失となるが，竜巻飛来物防護対策設備により，最大風速100m／s の竜巻による飛来物の衝突を想定しても安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(c)　燃料取替用水タンクの損傷

竜巻によってもたらされる飛来物によって燃料取替用水タンクが損傷した場合は，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になるが，竜巻が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難い。さらに，竜巻飛来物防護対策設備により，最大風速 100m／s の竜巻による飛来物の衝突を想定しても安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(d)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

竜巻によってもたらされる飛来物によって原子炉補機冷却海水ポンプ 5 台全てが損傷した場合は，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となるが，竜巻飛来物防護対策設備により，最大風速 100m／s の竜巻による飛来物の衝突を想定しても，安全機能を損なわない設計とすることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(e)　送電鉄塔の損傷等

竜巻によってもたらされる飛来物によって，送電鉄塔の損傷，送電線の切断等の発生を否定できないため，送電鉄塔の損傷等に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2.　事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・タービン建屋損傷による２次冷却系の破断

・タービン建屋損傷による主給水流量喪失

・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，２次冷却系の破断，主給水流量喪失及び外部電源喪失であり，竜巻事象を要因として発生しう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。

なお，発電所付近で観測された最大瞬間風速 41.9m／s を超える風（台風）が発生したとしても，竜巻事象において最大風速 100m／s で評価していることから，竜巻事象の評価に包絡されると判断した。

添付-3　凍結が原子炉施設へ与える影響について

1.　起因事象の特定

(1)　設備等の損傷・機能喪失モードの抽出

凍結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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．屋外タンク及び配管内流体の凍結

ｂ．ヒートシンク（海水）の凍結

ｃ．着氷による送電変電設備の相間短絡

(2)　評価対象設備等及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備及びシナリオは以下に示すとおりである。

ａ．屋外タンク及び配管内流体の凍結

(a)　燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）の軽油凍結

低温によって燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）の軽油が凍結するとともに，下記ｃ．の外部電源喪失が発生している状況を想定すると，ディーゼル発電機の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失となる。

(b)　復水タンクの純水凍結

低温によって復水タンクの純水が凍結した場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクが機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(c)　燃料取替用水タンクのほう酸水凍結

低温によって燃料取替用水タンクのほう酸水が凍結した場合，非

常用炉心冷却系による炉心への注水機能や格納容器スプレイ系による格納容器除熱機能が喪失する可能性があるが，燃料取替用水タンクは，ほう酸析出防止の観点から補助蒸気により 30℃程度に保たれているため，燃料取替用水タンクのほう酸水が凍結することは考え難い。また，凍結によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難く，これらの安全機能が必要となることはないと考えられる。

ｂ．ヒートシンク（海水）の凍結

発電所周辺の海水が凍結することは起こりえないと判断し，本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

ｃ．着氷による送電変電設備の相間短絡

送電線や碍子への着氷によって，相間短絡を起こし，外部電源が喪失する。

(3)　起因事象の特定

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

ａ．屋外タンク及び配管内流体の凍結

(a)　燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）の軽油凍結

燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）内等の軽油が凍結に至る温度は十分低く，また，凍結事象については事前の予測が十分に可能であり，温度管理が可能であることから，凍結事象による燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）等の凍結の発生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とはならない。

(b)　復水タンクの純水凍結

復水タンクの純水が凍結した場合，補助給水による冷却が不可能に

なる。また，復水タンクの機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(c)　燃料取替用水タンクのほう酸水凍結

１.(2) ａ．(c)に記載のとおり，燃料取替用水タンクのほう酸水凍結は起こりえないため，想定するシナリオはない。

ｂ．ヒートシンク（海水）の凍結

１.(2) ｂ．に記載のとおり，本損傷・機能喪失モードは考慮しないため，想定するシナリオはない。

ｃ．着氷による送電変電設備の相間短絡

設計基準を超える低温事象に対しては着氷による送電変電設備の相間短絡の発生を否定できないため，送電変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2.　事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，外部電源喪失のみであり，外部電源喪失と補助給水機能の喪失が同時に発生した場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが，非常用電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため，凍結事象を要因として発生しう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する。

添付-4　積雪が原子炉施設へ与える影響について

1.　起因事象の特定

(1)　設備等の損傷・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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．多積雪によるディーゼル発電機の吸排気口，原子炉補機冷却海水ポンプモータ冷却口の閉塞

ｂ．積雪による屋外設備や建屋に対する荷重

ｃ．着雪による送電変電設備の機能阻害

(2)　評価対象設備等及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

ａ．多積雪によるディーゼル発電機の吸排気口，原子炉補機冷却海水ポンプモータ冷却口の閉塞

(a)　ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

多積雪によって，ディーゼル発電機の吸排気口が閉塞した場合，ディーゼル発電機の機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプモータ冷却口の閉塞

多積雪によって，原子炉補機冷却海水ポンプモータの冷却口が閉塞した場合，ポンプトリップによって，原子炉補機冷却機能が喪失する。

ｂ．積雪による屋外設備や建屋天井に対する荷重

(a)　復水タンクの損傷

積雪荷重によって復水タンクが座屈で損傷した場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失，又は下記(c)の２次冷却系の破断若しくは主給水流量喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(b)　燃料取替用水タンクの損傷

積雪荷重によって燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で，積雪によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難いため，これらの機能が必要となることはないと考えられる。

(c)　建屋の損傷

積雪荷重が建屋天井の許容荷重を上回り建屋天井が損傷した場合に，建屋に設置している機器等に影響が及ぶことを想定する。

ｃ．着雪による送電変電設備の機能阻害

送電線や碍子への着雪又は積雪荷重による倒木によって送電線が短絡し外部電源が喪失する。

(3)　起因事象の特定

(2)項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。

ａ．多積雪によるディーゼル発電機の吸排気口，原子炉補機冷却海水ポンプモータの冷却口の閉塞

(a)　ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

多積雪によってディーゼル発電機の吸排気口が閉塞した場合，ディーゼル発電機の機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となるが，積雪事象は事前の予測が十分に可能であり，除雪管理が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプ冷却口の閉塞

多積雪によって原子炉補機冷却海水ポンプモータの冷却口が閉塞した場合，ポンプトリップによって原子炉補機冷却機能が喪失するが，積雪事象は事前の予測が十分に可能であり，除雪管理が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｂ．積雪による屋外設備や建屋天井に対する荷重

(a)　復水タンクの損傷

積雪荷重によって復水タンクが座屈で損傷した場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に外部電源喪失，２次冷却系の破断若しくは主給水量喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となるが，積雪事象は事前の予測が十分に可能であり，除雪管理が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(b)　燃料取替用水タンクの損傷

積雪荷重によって燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になるが，積雪が原因でＬＯＣＡ事象が発生すること

は想定しがたい。また，積雪事象は事前の予測が十分に可能であり，除雪管理が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(c)　建屋の損傷

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回り建屋天井が損傷した場合，建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては，タービン建屋の損傷を考慮し，地震ＰＲＡの検討を踏まえ，外部電源喪失，２次冷却系の破断及び主給水流量喪失については考慮すべき起因事象として選定する。また，積雪事象は事前の予測が十分に可能であり，除雪管理が可能であることから，安全上重要な機器が設置されている頑健な建屋の天井が損傷するとは考え難く，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｃ．着雪による送電変電設備の機能阻害

着雪及び倒木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発生を否定できないため，送電変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2.　事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・タービン建屋損傷による２次冷却系の破断

・タービン建屋損傷による主給水流量喪失

・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，２次冷

却系の破断，主給水流量喪失及び外部電源喪失であり，積雪事象を要因として発生しう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する。

添付-5　落雷が原子炉施設へ与える影響について

1.　起因事象の特定

(1)　設備等の損傷・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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．直撃雷による設備損傷

ｂ．誘導雷サージによる電子回路損傷

(2)　評価対象設備等及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備及びシナリオは以下に示すとおりである。

ａ．直撃雷による設備損傷

(a)　送電変電設備の損傷

直撃雷によって送電線が損傷した場合，外部電源が喪失する。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

直撃雷によって原子炉補機冷却海水ポンプ5台全てが損傷した場合，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に上記(a)の送電変電設備の損傷に伴う外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

ｂ．誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

落雷による誘導雷サージが建屋内の電気盤内に侵入し，電気盤内の電子回路が損傷する。

(3)　起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて，想定を超える落雷事象に対し

ての起因事象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った。

a．直撃雷による設備損傷

(a)　送電変電設備の損傷

送電線は架空地線で直撃雷の確率低減対策を実施しているが，受雷した場合は送電系損傷を否定できないため，送電線損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

原子炉補機冷却海水ポンプについては，建屋避雷設備及び竜巻飛来物防護対策設備の一部による避雷効果を期待できるが，原子炉補機冷却海水ポンプモータ部に関しては想定を超える雷撃によって機能喪失する可能性を否定できないため，原子炉補機冷却海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失及び非常用所内交流電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

b．誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

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できない場合には，電気盤内の絶縁耐力が低い電子回路が損傷し，原子炉施設の安全保護回路の機能が喪失する。ただし，安全保護回路に使用するケーブルはシールドケーブルを使用し，シールドを接地し，かつ，検出器から制御設備までのケーブルは，基本的に建屋内に設置されているため，有意なサージの侵入はないと考えられる。また，屋外との取合いがあるその他制御設備の電子回路についても，避雷器や絶縁回路によるサージ対策が講じられていることから，電子回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないものと判断される。

2.　事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・外部送電系への直撃雷による外部電源喪失

・原子炉補機冷却海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失であり，外部電源喪失と原子炉補機冷却海水ポンプ損傷による非常用所内交流電源喪失が同時に発生した場合には，全交流動力電源喪失となるが，落雷事象を要因として発生しう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する。

添付-6　火山が原子炉施設へ与える影響について

1.　起因事象の特定

(1)　設備等の損傷・機能喪失モードの抽出

火山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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．降下火砕物の堆積による建屋天井や屋外設備に対する荷重

ｂ．降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

ｃ．降下火砕物によるディーゼル発電機吸気系の閉塞

ｄ．降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響

ｅ．降下火砕物による送電変電設備の機能阻害

(2)　評価対象設備等及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備及びシナリオは以下に示すとおりである。

ａ．降下火砕物の建屋堆積による建屋天井や屋外設備に対する荷重

(a)　建屋の損傷

降下火砕物による堆積荷重が建屋天井の許容荷重を上回り建屋天井が損傷した場合，建屋内に設置している機器等に影響が及ぶことを想定する。

(b)　復水タンクの損傷

降下火砕物の堆積荷重によって復水タンクが座屈で損傷した場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に下記ｅ．の外部電源喪失又は上記の建屋損傷に伴う２次冷却系の破断若しくは主給水流量喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

（c） 燃料取替用水タンクの損傷

降下火砕物の堆積荷重によって，燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で，火山事象によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定し難いため，これらの機能が必要となることはないと考えられる。

ｂ．降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

降下火砕物によって，原子炉補機冷却海水ポンプ，取水設備，原子炉補機冷却海水ストレーナ等の流路が閉塞した場合，原子炉補機冷却海水ポンプトリップによって，原子炉補機冷却機能が喪失する。

ｃ．降下火砕物によるディーゼル発電機吸気系の閉塞

降下火砕物によって，ディーゼル発電機の吸気系（吸気消音器フィルタ）が閉塞した場合，ディーゼル発電機の機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に下記ｅ．の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る。

ｄ．降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響

屋外設備については，海塩粒子等の腐食性有害物質が付着しやすく，厳しい腐食環境にさらされるため，エポキシ系やウレタン系の塗料が複数層で塗布されている。当該塗料は耐薬品性が強く，酸性物質を帯びた降下火砕物の抑制効果が考えられ，また腐食の進展速度が遅いことを考慮し，適切な保全管理によって降下火砕物による化学的腐食により直ちに機能への影響を及ぼすことがないと判断し，考慮すべきシナリオとして選定しない。また，原子炉補機冷却海水ポンプ，海水管等の海水が直接接触する部分についても，エポキシ系等の耐食性塗料（ライニングを含む。）が施工されており，降下火砕物が混入した海水を取水しても，

腐食の進展には十分な時間があると判断し，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｅ．降下火砕物による送電変電設備の機能阻害

降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着し，霧や降雨の水分を吸収することによって，相間短絡を起こし，外部電源が喪失する。

(3)　起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて，想定を超える火山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。

ａ．降下火砕物の堆積による建屋天井や屋外設備に対する負荷

(a)　建屋の損傷

降下火砕物の堆積荷重が各建屋天井の許容荷重を上回り損傷した場合，建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては，タービン建屋の損傷を考慮し，地震ＰＲＡの検討を踏まえ，外部電源喪失事象，２次冷却系の破断及び主給水流量喪失を考慮する。

また，降下火砕物の堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが，設計基準において考慮している降下火砕物の堆積荷重に対して十分に裕度があること，降下火砕物が堆積しても除去作業が可能であることから，安全上重要な機器が設置されている頑健な建屋の天井が損傷するとは考え難く，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(b)　復水タンクの損傷

降下火砕物の堆積荷重による影響については，降下火砕物の堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが，降下火砕物の堆積荷重によって復水タンクが座屈で損傷した場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に外部電源喪失，２次冷

却系の破断若しくは主給水流量喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。ただし，設計基準において考慮している降下火砕物の堆積荷重に対して十分に裕度があること，降下火砕物が堆積しても除去作業が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(c)　燃料取替用水タンクの機能喪失

降下火砕物の堆積荷重による影響については，降下火砕物の堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが，降下火砕物の堆積荷重によって燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。ただし，設計基準において考慮している降下火砕物の堆積荷重と比較して十分に裕度があること，また降下火砕物が堆積しても除去作業が可能であることから，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｂ．降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

降下火砕物によって原子炉補機冷却海水ポンプ，取水設備，原子炉補機冷却海水ストレーナ等の流路の閉塞が考えられる。想定する降下火砕物の粒径については，ハザードの年超過確率評価の想定が困難であるが，設計基準において考慮している粒径と閉塞を考慮する箇所のサイズを考慮し，閉塞の可能性は十分に小さいと考えられるため，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｃ．降下火砕物によるディーゼル発電機の吸気系の閉塞

降下火砕物によるディーゼル発電機の吸気系（吸気消音器フィルタ）の閉塞について，定量的な裕度評価は困難ではあるが，吸入空気の流れが下から吸い上げることから降下火砕物を吸い込みにくい構造となっており，また，フィルタの取替・清掃が可能である。よって，閉塞の可能

性が十分に低減されると考えられるため，考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｄ．降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響

1.(2) ｄ．のとおり，考慮不要と判断される。

ｅ．降下火砕物による送電変電設備の機能阻害

降下火砕物の影響の可能性がある送電変電設備は，発電所内外の広範囲に渡るため，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の可能性は否定できないため，降下火砕物の影響に伴う外部電源の喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・タービン建屋の損傷による２次冷却系の破断

・タービン建屋の損傷による主給水流量喪失

・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，２次冷却系の破断，主給水流量喪失及び外部電源喪失であり，火山事象を要因として発生しう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する。

添付-7　外部（森林）火災が原子炉施設へ与える影響について

1.　起因事象の特定

(1)　設備等の損傷・機能喪失モードの抽出

外部（森林）火災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，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

ａ．輻射熱による機器への影響

ｂ．ばい煙によるディーゼル発電機吸気口の閉塞

ｃ．火災による送電変電設備の機能阻害

(2)　評価対象設備等及びシナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備及びシナリオは以下に示すとおりである。

ａ．輻射熱による機器への影響

(a)　建屋の損傷

外部火災の輻射熱によって原子炉建屋等のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し，損傷する。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱によって原子炉補機冷却海水ポンプモータの冷却空気温度が限界値を超えて原子炉補機冷却海水ポンプ 5 台全てが損傷した場合，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に下記ｃ．外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

(c)　復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱によって復水タンク内の水温が過度に上昇し，補助給水系統の設計温度を大幅に超えた場合，補助給水による冷却が不

可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

(d)　燃料取替用水タンクの損傷

外部火災の輻射熱によって燃料取替用水タンク内のほう酸水温度が過度に上昇し，燃料取替用水タンクの最高使用温度を大幅に超えた場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で，外部火災によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたいため，これらの機能が必要となることはないと考えられる。

ｂ．ばい煙によるディーゼル発電機吸気口の閉塞

ばい煙によってディーゼル発電機の吸気口（吸気消音器フィルタ）が閉塞した場合，ディーゼル発電機の機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に下記ｃ．の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

ｃ．火災による送電変電設備の機能阻害

火災及び火災による倒木によって，送電線等が損傷し，外部電源が喪失する。

(3)　起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて，想定を超える外部（森林）火災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。

ａ．輻射熱による機器への影響

(a)　建屋の損傷

外部火災の輻射熱による建屋影響について，外部火災の年超過頻度等の定量評価が困難であるが，事象進展を考慮すると，24 時間駐在

している自衛消防隊による早期の消火体制確立が可能であり，外部火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。また，設計基準での非常に保守的な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，実際に各建屋の機能が損傷するには更に余裕があるため，考慮すべきシナリオとして選定しない。

(b)　原子炉補機冷却海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱によって原子炉補機冷却海水ポンプモータの冷却空気温度が限界値を超えて原子炉補機冷却海水ポンプ 5 台全てが損傷した場合，原子炉補機冷却機能が喪失し，従属的にディーゼル発電機も機能が喪失する。また，ディーゼル発電機の機能喪失と同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となるが，外部火災の輻射熱による原子炉補機冷却海水ポンプの影響については建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとして選定しない。

(c)　復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱によって復水タンク内の水温が適度に上昇し，補助給水系統の設計温度を大幅に超えた場合，補助給水による冷却が不可能になる。また，復水タンクの機能喪失と同時に外部電源喪失の発生を想定すると，２次冷却系からの除熱機能喪失となるが，外部火災の輻射熱による復水タンクへの影響については建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとして選定しない。

(d)　燃料取替用水タンク損傷

外部火災の輻射熱によって燃料取替用水タンク内のほう酸水温度が過度に上昇し，燃料取替用水タンクの最高使用温度を大幅に超えた場合，非常用炉心冷却系による炉心への注水や格納容器スプレイ系によ

る格納容器除熱が不可能になるが，外部火災が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたい。なお，外部火災の輻射熱による燃料取替用水タンクの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとして選定しない。

ｂ．ばい煙によるディーゼル発電機吸気口の閉塞

外部火災で発生するばい煙の多くは，大規模な火災で発生する強い上昇気流によってプラントの遥か上空に運ばれるため，基本的に高濃度のばい煙がディーゼル発電機吸気口（吸気消音器フィルタ）に直接到達する確率は非常に低いものと考えられる。また，吸気口までばい煙が到達したとしても，吸気口にある吸気フィルタにより粒径の大きいばい煙は捕捉され，通過したばい煙粒子は過給機等に進入するものの，機器の間隙は一般的なばい煙粒子より大きいと考えられることから，ディーゼル発電機の機能に影響を及ぼすことはないと判断し，本評価の対象外とした。

ｃ．火災による送電変電設備の機能阻害

火災及び火災による倒木によって送電線等が損傷し，相関短絡を起こす事象については，設計上の考慮が十分になされているものの，森林の中の送電線等の機能喪失については否定できないため，送電系統の機能喪失に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2.　事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは，内部事象ＰＲＡ，地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

以上から，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，外部電源喪失のみであり，非常用電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため，外部（森林）火災事象を要因として発生しう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する。

別紙2

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル１ＰＲＡ，津波レベル１ＰＲＡの実施結果から，内部事象レベル１ＰＲＡでは抽出されなかった外部事象に特有な事故シーケンスとして，次の各事故シーケンスが抽出されている（表1）。

1. １次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失
2. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）
3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
4. 原子炉建屋損傷
5. 原子炉格納容器損傷
6. 原子炉補助建屋損傷
7. 複数の信号系損傷

これらの事故シーケンスについては，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を回避することが困難な事故シーケンスであるものの，それぞれの発生頻度は低く，全ＣＤＦの約98.9％は炉心損傷防止対策でカバーされる。

これら事故シーケンスのうち，「1.　１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失」，「2.　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）」については，原子炉格納容器の機能に期待できる事故シーケンスであり，その他の5つの事故シーケンスについては外部事象等による建屋，原子炉格納容器等の大規模な損傷を想定しており，損傷程度に不確実さが大きく，原子炉格納容器の機能に期待できない場合もある事故シーケンスと考えられる。

これらに対しては大規模損壊対策として可搬型設備を活用した電源確保，炉心冷却，格納容器除熱，敷地外への放射性物質の拡散抑止等により影響緩和を

図る。

1.　１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失

地震に起因する炉内構造物の変形・損傷により１次冷却系の流路が阻害されることで，原子炉トリップ後の蒸気発生器２次側への給水による自然循環を用いた炉心冷却に失敗する事故シーケンスである。

これは事故シーケンスとしては「過渡事象＋補助給水失敗」と類似しており，「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

「２次冷却系の除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに対する炉心損傷防止対策としては１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を整備しているが，炉内構造物の変形・損傷の程度によっては，これに期待できない可能性もあることから，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

一方，炉心損傷に至った場合の状況は「過渡事象＋補助給水失敗」で１次冷却系のフィードアンドブリードを考慮しない場合と同じであり，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できる。

2.　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

地震によりＲＣＰや原子炉容器，複数の原子炉冷却材管が損傷し，大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）が発生し，非常用炉心冷却設備の注水機能が十分に機能せず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ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却設備の注水機能が喪失した場合と類似の状況となることから「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シー

ケンスグループに整理できる。

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡが発生した場合には，「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様に，１次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至るため，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

一方，炉心損傷後の原子炉格納容器健全性については，以下のとおり「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

・原子炉容器破損時間

大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ（原子炉容器破損を除く）の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり，炉心への注水がない場合に原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じない。

・原子炉格納容器圧力／温度

大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの双方とも短期間に１次冷却系保有のエネルギが原子炉格納容器内に放出される点で類似である。破断規模の影響でＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの方が初期圧力上昇幅は大きくなることが考えられるが，大破断ＬＯＣＡの解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍及び200℃に対し十分な余裕があることを確認していることから，Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ発生時にも原子炉格納容器の健全性に期待できる。

以上の2つの事故シーケンスについては，国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難である一方，原子炉格納容器の機能に期待できるとともに，解釈で定める事故シーケンスグループのうち「２次冷却系の除熱機能喪失」，「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケン

スとして整理した。

＜参考：解釈の関連記載＞

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っては，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。

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。

3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

地震により複数の蒸気発生器伝熱管が破損することで大規模なＬＯＣＡが発生し，非常用炉心冷却設備による注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず，併せて格納容器バイパスが発生する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蒸気発生器伝熱管の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

・小規模な損傷の場合

損傷する伝熱管の本数が数本程度であれば，クールダウンアンドリサーキュレーションにより，１次冷却材を確保した状態で１次冷却系と２次冷却系を均圧に導くことで炉心損傷を防止できる可能性がある。

・大規模な損傷の場合

蒸気発生器が短時間で満水に至るような大規模な伝熱管破損の場合に

は，２次冷却系配管等の損傷発生が考えられ，この場合１次冷却系と２次冷却系の差圧が更に増大することで漏えい量が増加して炉心損傷に至る。なお，この場合，格納容器バイパス事象であるため原子炉格納容器の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の程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による蒸気発生器損傷時に伝熱管個別の損傷状態を特定することは困難であり，地震時の蒸気発生器の損傷状態として一定規模以上の地震に対しては大規模な損傷の可能性が高いとの想定から，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／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも2.2E-07／炉年であり，全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1％以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また，炉心損傷となった場合には原子炉格納容器の機能に期待できないバイパス事象となるものの，クールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えい抑制と炉心冷却の継続により，影響を緩和できる可能性があることから，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。

4.　原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで，建屋内の全ての機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生し，非常用炉心冷却設備による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損傷の程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

・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した場合には，制御できない大規模なＬＯＣＡには至らない可能性があるものの，主給水流量喪失等の過渡事象が発生しており，一部のフロアの損傷においても補助給水系統と高圧注入系統が同時に機能喪失すること等により炉心損傷に至る。

・大規模な損傷の場合

原子炉建屋損傷時に建屋内の非常用炉心冷却設備の注水配管が構造損傷して，制御できない大規模なＬＯＣＡが発生すると同時に，非常用炉心冷却設備の注水機能も喪失するため，炉心損傷に至る。また，建屋内の配管が建屋に押しつぶされるような状況の場合，原子炉格納容器内への接続配管が損傷することで，格納容器損傷も回避することが困難となる。

このように損傷の程度に応じて影響の程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による原子炉建屋の損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも1.0E-11／炉年未満であり，全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1％以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また，損傷の程度によっては常設低圧代替注水ポンプによる格納容器スプレイや格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器機能への影響を緩和できる可能性があることから，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。

5.　原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで，原子炉格納容器内の全ての機器，配管が損傷して制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し，非常用炉心冷却設備による注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず，併せて格納容器先行破損が発生する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格納容器の損傷の程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

・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ＬＯＣＡが発生せず蒸気発生器による除熱も有効である可能性があり，この場合には，主給水流量喪失等の過渡事象が発生するものの補助給水系による２次冷却系除熱に係る設備が健全ならば炉心損傷を防止できる。（原子炉格納容器の損傷の程度によっては１次冷却系のフィードアンドブリードに期待できない場合もあり，補助給水が失敗した場合には炉心損傷に至る。なお，この場合，原子炉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。）

・大規模な損傷の場合

原子炉格納容器内の１次冷却材配管及び非常用炉心冷却設備の注水配管が同時に構造損傷して，制御できない大規模なＬＯＣＡが発生すると同時に，非常用炉心冷却設備の注水機能も喪失するため，炉心損傷に至る。なお，この場合，原子炉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。

このように損傷の程度に応じて影響の程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による原子炉格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定する

ことは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも1.0E-11／炉年未満であり，全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1％以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また，炉心損傷発生時には同時に原子炉格納容器機能に期待できない状況となるが，比較的小規模な損傷の影響を除いた場合には更に頻度が小さくなることを踏まえ，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。

6.　原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで，原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア，パワーセンタ等）が損傷し，代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに，主盤（原子炉盤）等が損傷することで各種制御が不能となり炉心損傷に至る。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

・小規模な損傷の場合

地震による原子炉補助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した場合には，全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失として炉心損傷対策が可能な範囲の事故となる可能性もあるが，一部フロアの損傷においても単独の機器若しくは複数の機器で原子炉補機冷却機能喪失や，監視機能・制御機能の喪失の組合せが発生すること

により炉心損傷に至る。

・大規模な損傷の場合

建屋損傷時に建屋内に設置されている主要な設備の全てが同時に損傷することを想定した場合には，メタルクラッドスイッチギアを含む電気盤の全損傷により，代替電源の接続･供給ができない全交流動力電源喪失が発生し炉心損傷に至る。この場合，代替電源が供給されない状況が継続して格納容器破損に至る。

このように損傷の程度に応じて影響の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／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも1.4E-08／炉年であり，全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1％以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また，損傷の規模によっては全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失に対する炉心損傷防止対策を継続することにより影響を緩和できる可能性があることから，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。

7. 複数の信号系損傷

主盤（原子炉盤）等が損傷することで，各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し，２次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出している。

・小規模な損傷の場合

原子炉盤（主盤，補助盤）やケーブルトレイが損傷した場合，原子炉トリップに至り過渡事象が発生する。信号系の盤やケーブルトレイの部分的な損傷を想定した場合，一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの，補助給水系統など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば，炉心損傷を防止することに期待することができる。

・大規模な損傷の場合

大規模な地震により信号系損傷として完全な機能喪失を想定した場合には，過渡事象に加えて補助給水系統機能が喪失することで，２次冷却系からの除熱が不能となり炉心損傷に至る。津波の場合には11.6m以上の津波襲来時には屋外の原子炉補機冷却海水ポンプ（5.6m）や主変圧器（7.3m）の没水により全交流動力電源喪失＋最終ヒートシンク喪失となった状態で，原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア，パワーセンタ等）が被水・没水により機能喪失し直接炉心損傷に至るとともに，監視機能や複数の操作機能が喪失した状態では格納容器破損に至る可能性も高い。

このように損傷の規模に応じて影響の程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震・津波による複数の信号系の損傷の程度を特定することは困難であり，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／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも地震・津波の合計で2.6E-07／炉年であり，全ＣＤＦ（2.5E-04／炉年）に対して0.1%程度と極めて小さい寄与であることを確認している。また，

損傷の規模によっては補助給水系統など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば，炉心損傷を回避できる可能性があることから，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。

以上の5つの事故シーケンスについては，国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難であるとともに，損傷規模の不確実さが大きく，様々な損傷の程度・組合せの事故シーケンスを含んだ事故シーケンスグループを考えた場合，原子炉格納容器の機能にも必ずしも期待できないケースも多く含まれると考えられる。

地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡの結果からは，これらの事故シーケンスグループの発生頻度はいずれも非常に低いことが確認されている一方，これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては，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などの着眼点が考えられるものの，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，事象発生時にプラントに及ぼす影響についても大きな幅を有することとなる。

したがって，外部事象に特有の事故シーケンスグループは，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・配管の全てが機能を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影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり，頻度及び影響の観点から検討した結果，小規模な事象を含め

ても全ＣＤＦに対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度は更に小さく，仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから，解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して，有意な頻度又は影響をもたらすものではなく，事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

＜参考：解釈の関連記載＞

１－１

(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（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，規則で想定する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，規則で想定する事故シーケンスグループとＣＤＦ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。

表1　地震，津波特有の事象として発生するシーケンス

事故シーケンス	シーケンス別ＣＤＦ（／炉年）			
	内部事象	地震	津波	合計
小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	1.9E-08	4.1E-07	－	4.3E-07
主給水流量喪失＋補助給水失敗	5.5E-07	1.1E-07	－	6.5E-07
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.2E-07	4.0E-07	－	5.1E-07
２次冷却系の破断＋補助給水失敗	2.5E-06	2.0E-07	－	2.7E-06
２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	5.7E-11	2.5E-08	－	2.5E-08
蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	2.1E-07	－	－	2.1E-07
過渡事象＋補助給水失敗	4.9E-06	－	－	4.9E-06
手動停止＋補助給水失敗	1.2E-05	－	－	1.2E-05
１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	－	2.3E-07	－	2.3E-07
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	9.0E-07	1.7E-05	9.8E-08	1.8E-05
原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	2.0E-04	4.1E-07	5.7E-07	2.0E-04
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	9.0E-07	2.0E-09	2.6E-09	9.0E-07
原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	9.9E-09	3.0E-09	2.7E-11	1.3E-08
中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	7.4E-09	1.2E-09	－	8.6E-09
小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.4E-08	ε	－	2.4E-08
中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	1.2E-08	2.3E-08	－	3.4E-08
小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.8E-08	2.4E-10	－	3.8E-08
原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	2.7E-08	1.8E-07	－	2.1E-07
中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	9.9E-07	1.3E-07	－	1.1E-06
小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	3.2E-06	1.6E-06	－	4.8E-06
大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	1.4E-08	1.1E-09	－	1.5E-08
中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	2.7E-11	2.5E-10	－	2.7E-10
大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	3.5E-09	4.6E-07	－	4.6E-07
大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ(Excess ＬＯＣＡ)	－	1.7E-06	－	1.7E-06
大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	8.2E-08	8.1E-09	－	9.0E-08
中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	9.0E-08	1.9E-09	－	9.2E-08
小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	2.9E-07	3.4E-08	－	3.3E-07
中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	1.3E-07	1.4E-09	－	1.3E-07
小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	4.2E-07	3.8E-08	－	4.6E-07
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	2.1E-10	－	－	2.1E-10
蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	1.6E-06	－	－	1.6E-06
原子炉建屋損傷	－	ε	－	ε
原子炉格納容器損傷	－	ε	－	ε
原子炉補助建屋損傷	－	1.4E-08	－	1.4E-08
複数の信号系損傷	－	2.6E-07	3.2E-09	2.6E-07
蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	2.2E-07	－	2.2E-07
合計	2.3E-04	2.3E-05	6.7E-07	2.5E-04

ハッチング：地震，津波特有の事象として発生する事故シーケンス

ε　：1.0E-11未満

別紙3

国内外の重大事故対策に関係する設備例について

1. 国外での先進的な対策の調査方法

国外（米国及び欧州）において整備している先進的な対策について，国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会（ＮＲＣ），フランス原子力安全規制機関（ＡＳＮ）等の規制文書，米国の最終安全解析書（ＦＳＡＲ）等の事業者公開資料，欧州におけるストレステスト報告書等の調査を実施した。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，国外の原子力関係者を招いたセミナでの情報，国外原子力プラントの視察情報等についても合わせて調査を実施した（図1）。

2. 国外での先進的な対策について

調査可能な範囲内で得られた国外における炉心損傷防止対策の情報について，敦賀発電所２号炉で整備している対策と比較した結果を表1に示す。

全ての事故シーケンスグループにおいて，国外の既設プラントで整備されている各機能の対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。

また，事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる事象についても，調査可能な範囲内において関連する情報の

調査を実施したが，事象発生確率が低い等の理由により国外でも手順面の対策のみで設備面の対策がとられていないことを確認した。

国外の炉心損傷防止対策情報

原子力規制機関発行の規制文書

米国
原子力規制委員会（ＮＲＣ）
- 連邦規則（１０ＣＦＲ）
- Regulatory Guide　等

フランス
原子力安全規制機関（ＡＳＮ）
- 政令，省令，通達
- 基本安全規則（ＲＦＳ）　等

ドイツ
環境・自然保護・
原子炉安全省（ＢＭＵ）
- ＢＭＵ規制指針
- 原子力安全委員会（ＲＳＫ）勧告
- 原子力技術基準委員会（ＫＴＡ）技術基準　等

英国
原子力規制局（ＯＮＲ）
- 原子力施設の安全評価原則（ＳＡＰ）
- 技術評価ガイド（ＴＡＧ）　等

事業者の公開文書

- 米国の最終安全解析書（ＦＳＡＲ）
- 英国の建設前安全解析書（ＰＣＳＲ）　等

欧州　ストレステスト報告書

- ストレステスト国別最終報告書
- ストレステストピアレビュー報告書
- ストレステスト後のアクションプラン　等

国外原子力規制関係情報の調査会社委託

- 海外コンサルティング会社による聞き取り情報
- 海外関係者を招へいして行ったセミナでの説明資料
- 海外原子力プラント視察から得られる情報　等

【情報入手先】
➢原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）
➢国外原子力規制関係情報の調査委託会社

図1　国外で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(1／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
1	２次冷却系からの除熱機能喪失	炉心冷却	・１次冷却系のフィードアンドブリード※	・１次冷却系のフィードアンドブリード	・１次冷却系のフィードアンドブリード	・１次冷却系のフィードアンドブリード	・１次冷却系のフィードアンドブリード	・１次冷却系のフィードアンドブリード	欧米においては，１次冷却系のフィードアンドブリードを整備しており，当社においても同様の手段を整備している。
		蒸気発生器代替給水手段	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統） ・タービン動補助給水ポンプ（200%×１系統） 合計 400%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統） ・タービン動補助給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統） ・タービン駆動補助給水ポンプ（100%×２系統） 合計 400%	・独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ（ディーゼル駆動若しくは非常用ディーゼル発電機の給電による駆動）（50%×4系統） 合計 200%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統） ・タービン駆動補助給水ポンプ（100%×２系統） 合計 400%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統） ・タービン動主給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300%	事故時の蒸気発生器への給水手段として，欧米においては，合計で 200%分以上の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。 当社においても，当該事故時に，欧米と同様に，合計 200%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。
			・電動主給水ポンプ，タービン動主給水ポンプ，蒸気発生器水張ポンプ	・高圧給水系（主給水ポンプ，蒸気発生器水張ポンプ，起動用給水ポンプ） ・低圧給水系（復水ポンプ，消火水ポンプ，サービス水ポンプ） ・加熱器ドレインポンプ	・主給水系，起動・停止給水系	・主給水系，起動・停止ポンプ ・給水タンクの主蒸気加圧による給水（蒸気発生器を減圧し，蓄圧タンクと同様に自動注水）	－	－	事故時の蒸気発生器への恒設ポンプによるバックアップの給水手段として，米国において，多様なポンプを複数台整備している。 当社では，欧米のように２次冷却系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく，１次冷却系のフィードアンドブリードにより１次冷却系から炉心を冷却する手段を中心としており，加えて主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる手段も整備している。
			・可搬型低圧代替注水ポンプ ・接続口	・可搬式ディーゼル駆動ポンプ ・接続口	－	・可搬式ポンプ（＋可搬式ディーゼル発電機）	・可搬式ポンプ ・補助給水系の接続口（消火系ポンプ，可搬式ポンプでの蒸気発生器給水）	－	全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として，米国においては，可搬式ディーゼル駆動ポンプを配備しており，欧州においても，同様の手段を整備している。 当社においては，可搬型低圧代替注水ポンプ及び接続口を配備しており，同様の手段を整備している。
		（給水源）	・復水タンク ・２次系純水タンク ・ろ過水タンク ・原水タンク ・海水	・復水タンク ・消火用水タンク ・原水貯水池（重力注水による復水タンクへの補給） ・復水器ホットウェル ・河川，湖	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンク，軟水貯蔵タンク（重力注水による復水タンクへの補給，３日間補給可）	・脱塩水貯蔵タンク，冷却塔 ・河川，水タンク車 ・補助給水系各系統の専用貯水タンク	・復水タンク	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給	欧米においては，淡水タンクのほか，河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては，複数の淡水タンクのほか，代替補給水源として海水の給水も可能である。
		（その他）	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	・タービン動補助給水ポンプ制御装置の圧縮空気タンクによる遠隔又は現地操作（5 時間）	－	－	－	全交流動力電源喪失等において，フランスでは，タービン動補助給水ポンプの遠隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。 また，米国はタービン動補助給水ポンプの手動起動を可能としている。 当社においても，タービン動補助給水ポンプの起動対策として，手動で起動できる手段を整備している。
		蒸気発生器代替蒸気放出	・タービンバイパス系の活用	・タービンバイパス系の活用	－	－	－	－	主蒸気逃がし弁が開失敗した場合の蒸気発生器代替蒸気放出手段として，米国においてはタービンバイパス手段を整備している。 当社としては，当該事故時に，欧米のように２次冷却系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく，１次冷却系のフィードアンドブリードにより１次冷却系から炉心を冷却する手段を中心としており，加えてタービンバイパス系を活用する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物の損傷）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(2／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失 (1／3)	代替電源設備 （交流）	・空冷式非常用発電機※ ・非常用ガスタービン発電機（計画中）	・サイト内ガスタービン発電機 ・空冷式非常用ディーゼル発電機（既設）	・サイト共用ガスタービン発電機 ・空冷式非常用ディーゼル発電機 ・最終バックアップディーゼル発電機	・独立非常用のディーゼル発電機	－	・サイト共用ガスタービン発電機	欧米においては，多様性を有する複数の代替交流電源設備を整備している。 当社においては，常設の交流代替電源として，空冷式非常用発電機を３台設置している。また，空冷式非常用発電機と多様性を有する非常用ガスタービン発電機の設置を計画している。
			・電源車	・可搬式ディーゼル発電機	・小型蒸気タービン駆動発電機（追設，ＲＣＰシール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用）	・可搬式ディーゼル発電機	－	・可搬式ディーゼル発電機	欧米においては，可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備しており，当社でも同等の設備を配備している。
			・電源の号機間融通	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続 ・第３の送電線（地中埋設）	－	－	欧米においては，ユニット間での電源接続を整備しており，当社においても同等の手段を整備している。
		（直流）	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	欧米においては，既設蓄電池による給電手段を整備しているほか，蓄電池からの給電時間延長対策として，負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備しており，当社においても同様の手段を整備している。
			・可搬型直流電源設備（電源車＋充電器（重大事故等対処用）） ・蓄電池（重大事故等対処用）の追設	・携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電	－	・可搬式ディーゼル発電機による蓄電池充電 ・独立非常用ディーゼル発電機による直流電源供給	・バッテリ充電用小型ディーゼル発電機	－	米国においては，携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電を整備しており，欧州においては，発電機による蓄電池充電手段を整備している。 当社においては，蓄電池を追設するとともに，電源車等を用いた可搬型直流電源設備を整備している。
		代替ＲＣＰシール注入	・２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水	・静圧試験用ポンプによるシール注入	・standstill シール ・小型試験用ポンプを用いたシール注水（＋小型蒸気タービン駆動発電機）	・standstill シール ・通常の常用／非常用電源に依存しない緊急ほう酸注入系による冷却材補給	・緊急充てんポンプ（蒸気タービン駆動容積式）によるシール水注水	－	全交流動力電源喪失に伴いＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合を想定し，欧米では試験用ポンプ等によるＲＣＰ シール水注水手段等を整備している。 また，フランス及びドイツにおいては，standstill シールを整備している。 当社においては，ＲＣＰシールＬＯＣＡ が発生する可能性のある 10 分程度で代替ポンプ等によりシール冷却を確実に回復することは困難であり，失敗する確率も高いと考えられることから，ＲＣＰシールＬＯＣＡへの対策としては，欧米のようにＲＣＰシールＬＯＣＡ を発生させない対策ではなく，２次冷却系強制冷却により早期に１次冷却材圧力を低下させ，常設低圧代替注水ポンプにより確実に炉心注水する手段を整備している。

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(3／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失 (2／3)	炉心冷却	・２次冷却系強制冷却※ (蒸気発生器への給水手段は，「２次冷却系からの除熱機能喪失」と同様)	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	－	全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し，欧米においては，２次冷却系強制冷却による１次冷却系冷却手段を整備しており，当社においても同様の手段を整備している。
		(炉心注入)	・格納容器スプレイ系－余熱除去系タイラインを用いた常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水※ ・高圧再循環※ (可搬型代替注水大型ポンプ※による充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ冷却用海水通水) ・充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	・非安全系充てんポンプ（＋代替高圧交流電源）	・余熱除去系統とは別系統の低圧注入系 ・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた炉心注入（連絡スリーブ設置：事故後３日）	・独立非常用系の余熱除去系（ＩＲＨＲ）	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替えによる炉心注入	－	各国対策として，米国では非安全系充てんポンプによる炉心注入手段，フランスでは低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段，ドイツでは地下水等を水源とする独立非常用系の熱除去設備等による炉心注入手段等を整備している。 当社においては，独立した電源である空冷式非常用発電機から給電し，電動機の冷却水が不要な常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水手段（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイラインを使用）を整備しており，さらに可搬型代替注水大型ポンプによる高圧再循環手段や自己冷却式の充てん／高圧注入ポンプなど，様々な炉心注水手段を整備している。
		(最終ヒートシンク)	・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却用海水通水	－	・ＰＵＩシステム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器，大・中ＬＯＣＡ発生15日以降の崩壊熱除去が目的) ・代替ヒートシンクとしてEVU及びSRU	・非常用サービス水系（冷却水：河川水，地下水）	・空冷式熱除去設備（乾式空冷等）	・放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策 ・冷却水再循環（排水部閉塞対策）	欧州においては，非常用サービス独立系の余熱除去系や15日以降の崩壊熱除去を目的として，可搬式のポンプ・熱交換器を用いたＰＵＩシステムや空冷式熱除去設備を整備している。 当社においては，最終ヒートシンク喪失時の対策として，独立性があり，電源の不要な可搬型代替注水大型ポンプにより，冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		(給水源)	・燃料取替用水タンク (ほう酸水補給：ほう酸タンク，使用済燃料ピット等) ・復水タンク ・２次系純水タンク ・ろ過水タンク ・原水タンク ・海水	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給：ほう酸ホールドアップタンク，使用済燃料ピット，クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク，大型水源と組み合わせたほう酸水貯蔵タンク）	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給）	・代替ほう酸水貯蔵タンク	・燃料取替用水タンク	・燃料取替用水タンク	欧米においては，燃料取替用水タンクからの給水が可能であるほか，燃料取替用水タンクが枯渇した場合に，その他水源からほう酸水等を燃料取替用水タンクへ補給する手段を整備しており，当社においても同様の手段を整備している。

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(4／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失 (3／3)	原子炉格納容器冷却	・格納容器内自然対流冷却※ （可搬型代替注水大型ポンプ※による冷却用海水通水。格納容器再循環ユニット４台）	・ファンクーラ×５台	・ファンクーラ	－	・ファンクーラ（空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）によるユニットの冷却）×4台	－	米国，フランス及び英国ともにファンクーラを用いた冷却手段を整備しているが，英国では，格納容器冷却ファン熱交換器の冷却手段として空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）を整備している。 当社においては，格納容器再循環ユニットに可搬型代替注水大型ポンプにより海水を通水することで，全交流動力電源喪失等により格納容器再循環ファンが停止している場合においても，格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。
			・常設低圧代替注水ポンプ ・格納容器スプレイポンプ（自己冷却） ・ディーゼル駆動／電動消火ポンプによる原子炉格納容器内注水	・ディーゼル駆動消火用ポンプによる代替格納容器スプレイ	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器除熱（連絡スリーブ設置：事故後３日） ・ＰＵＩ システム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器，大・中ＬＯＣＡ発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的）	－	－	－	米国においては，ディーゼル駆動消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイ手段を整備している。 フランスにおいては，格納容器スプレイ系が全喪失した場合においても，低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系による代替格納容器スプレイ手段を整備している。 当社においては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイに加え，自冷化した格納容器スプレイポンプ又はディーゼル駆動／電動消火ポンプより原子炉格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（複数の電気盤破損）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(5／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却用海水通水	－	・代替ヒートシンク（EVU及びSRU）	・非常用サービス水系（冷却水：河川水，地下水）	・空冷式予備熱除去設備（乾式冷却塔による代替補機冷却）	－	最終ヒートシンク喪失が発生した場合，欧州においては，ドイツでは，河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サービス系が設置されているほか，イギリスでは，乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。 当社においては，取水口と別の箇所から取水可能な可搬型代替注水大型ポンプにより，冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		海水系の代替手段	・可搬型代替注水大型ポンプ ・海水ポンプ本体及び電動機予備品	・可搬式緊急時補助海水ポンプ	－	－	－	・放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策） ・冷却水再循環（排水部閉塞対策）	原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合，米国では可搬式緊急時補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。 また，スウェーデンでは海水の取放水部の閉塞時における海水系維持手段として，放水トンネルからの取水や冷却水の再循環手段を整備している。 当社においては，補機冷却系の機能が健全な状態で，津波等により海水ポンプが使用不能となった場合においても，電源が不要であり，取水口と別の箇所から取水可能な可搬型代替注水大型ポンプによる海水供給又は海水ポンプ本体及び電動機予備品による海水ポンプの復旧により，補機冷却系による最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 米国IPE（NUREG-1560,Vol.1-6）における「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の脆弱性と対策事例について調査したが，当該シーケンスに対する対策に関する記載は確認できなかった。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である英国のSizewell Bの建設前安全解析書（ＰＣＳＲ）を確認した。 補機冷却系については，いくつかの補機冷却系喪失との複合事象が考慮されているが，当該シーケンスに関する情報は確認できなかった。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(6／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	・格納容器内自然対流冷却※ （原子炉補機冷却水※又は可搬型代替注水大型ポンプによる冷却用海水通水） ・常設低圧代替注水ポンプ	・2-１における，「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における，「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における，「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における，「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における，「原子炉格納容器冷却」と同様	欧州における原子炉格納容器の冷却手段は，2-1と同様である。 当社においては，格納容器内自然対流冷却における冷却水として，原子炉補機冷却水又は海水が使用可能である以外は，2-１と同様である。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。						
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）※（タービントリップ，主蒸気隔離及び補助給水ポンプの起動）	・ＡＴＷＳ 緩和系自動回路 ①ＡＭＳＡＣ（全ＰＷＲ） ②ＤＳＳ（ＣＥ及びＢ＆Ｗ社ＰＷＲ）	・ＡＴＷＳ 緩和系自動回路 －ＡＭＳＡＣ	－	－	－	ＡＴＷＳ 対策設備として，欧米においては，ＡＴＷＳ 緩和系自動回路（ＡＭＳＡＣ＊１）を整備している。 当社プラントは，自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに，補助給水ポンプを自動起動することで，原子炉固有の負の反応度帰還特性により原子炉出力を抑制し，炉心の熱除去を行う，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）のみを設置している。 ＊１：ATWS mitigation system actuation circuitry ＡＴＷＳ 発生時に補助給水系を自動起動し，タービンをトリップさせる（当社は主蒸気隔離も合わせて整備）
			・ほう酸水の炉心注入（化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備）	・ほう酸水の炉心注入	・ほう酸水の炉心注入	・緊急ほう酸注入系	・緊急ほう酸注入系	・ほう酸水の炉心注入	欧米においては，ＡＴＷＳ 発生時に原子炉を未臨界に移行するためのほう酸水の炉心注入手段を整備している。 当社においては，化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によるほう酸水の炉心注入手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(7／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
5	ＥＣＣＳ注入機能喪失	炉心注入	・２次冷却系強制冷却※ （蒸気発生器への給水手段は，「２次冷却系からの除熱機能喪失」と同様） ・格納容器スプレイ系－余熱除去系タイラインを用いた常設低圧代替注水ポンプ等による炉心注入	・2-1 における，「炉心冷却」と同様	・2-1 における，「炉心冷却」と同様	・2-1 における，「炉心冷却」と同様	・2-1 における，「炉心冷却」と同様	－	欧米における炉心注入手段は，2-1 の＜炉心冷却＞における炉心注入手段と同様である。 当社においては，「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を想定し，蒸気発生器を用いた２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減温，減圧し，低圧注入を促進する手段を整備している。
		（給水源）	・2-1 と同様	・2-1 と同様	・2-1 と同様	・2-1 と同様	・2-1 と同様	－	
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ（地震起因））」，「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗（内部事象・地震起因）」，「大中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗（内部事象）」における欧米の対策状況について， 調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 「シビアアクシデントマネージメントガイドライン（ＳＡＭＧ）で対処する」と言及されているのみで，具体的な炉心損傷防止対策は無い。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である英国の Sizewell B の建設前安全解析書（ＰＣＳＲ）を確認した。 ＬＯＣＡ についてはいくつかの複合事象が考慮されており，「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗（短期間）＋外部電源喪失」のシーケンスが存在するが，対策は無い。						
6	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	代替再循環	・格納容器スプレイ系－余熱除去系タイラインを用いた代替再循環※	・充てんポンプ，安全注入ポンプ，余熱除去系ポンプによる代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた代替再循環（連絡スリーブ設置：事故後３日）	・独立非常用系の余熱除去系（ＩＲＨＲ）による代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替えによる代替再循環	－	欧州においては，フランスでは，低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段を整備しているほか，ドイツでは，独立非常用系の余熱除去系（ＩＲＨＲ）による代替再循環手段を整備している。 当社においては，ＥＣＣＳ注入系の喪失時は，ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイラインを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(8／8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			敦賀発電所２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
7	格納容器バイパス	格納容器バイパス防止	・クールダウン＆リサーキュレーション※ ・インターフェイスシステムＬＯＣＡの検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	・１次冷却系フィードアンドブリード＋２次冷却系強制冷却 ・インターフェイスシステムＬＯＣＡ の早期検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	－	・１次冷却系のフィードアンドブリード	・主蒸気逃がし弁（空気作動）開による１次系の除熱	－	欧米においては，１次冷却系及び２次冷却系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか，インターフェイスシステムＬＯＣＡ の早期検知手段（既設の計装・設備から兆候を検知）を整備している。 当社においては，既設の計装・設備を用いてインターフェイスシステムＬＯＣＡ の兆候を検知・隔離する手段及び非常用炉心冷却設備等により１次冷却系への注水を確保しつつ，主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏えいを抑制し，充てん／高圧注入系により炉心を冷却する手段（クールダウン＆リサーキュレーション）を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，敦賀発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 WH－PWR において，いくつかのＦＳＡＲ（Beaver Valley，Callaway，Catawa 等）を調査したが，ＳＧＴＲ 評価における想定破損は，完全両端破断１本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

事故（ＳＧＴＲ，ＩＳ－ＬＯＣＡ）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて

内部事象レベル１ＰＲＡでは，イベントツリー作成に際して炉心損傷回避の成功基準として原子炉トリップに期待している起因事象について，ヘディング「原子炉トリップ」を設定し，トリップ遮断器の故障等により原子炉トリップに失敗した場合をそれぞれ１つの事故シーケンスとして抽出している。

原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスについてはイベントツリー上で“ＡＴＷＳのイベントツリーで整理”と記載しているが，ＡＴＷＳのＣＤＦの評価対象となる起因事象について具体的には以下２つの観点で整理している。

1.　「運転時の異常な過渡変化」に該当

「設置許可基準規則」第四十四条の記載からもＡＴＷＳの対象とする起因事象は「運転時の異常な過渡変化」とされており，これにより整理した。

【設置許可基準規則抜粋】

（緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備）

第四十四条 発電用原子炉施設には，運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに，発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

2.　多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が必要で起因事象発生実績有

ＣＤＦ算出に際して，ＡＴＷＳの起因事象発生頻度として１次冷却材圧力，

温度の観点で厳しく，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）に期待する必要のある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象を評価対象として整理した。

具体的には，安全評価審査指針における「運転時の異常な過渡変化」のうちＡＴＷＳ発生時，蒸気発生器２次側保有水が減少することにより補助給水が必要となる事象（多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が作動する事象）としては以下の 5 事象であり，そのうち発生実績のある 3 事象（外部電源喪失，主給水流量喪失及び負荷の喪失）を対象として評価した。

事象	発生件数 （1976／4／1～2011／3／31）
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	実績なし
原子炉冷却材流量の部分喪失	実績なし
外部電源喪失（送電系の故障含む）	9 件
主給水流量喪失	5 件
負荷の喪失	20 件

前述の観点により今回の内部事象レベル１ＰＲＡのイベントツリーから抽出される原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いを整理した結果は以下のとおりである。ＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡなど，観点 1.，2. により対象外と整理した起因事象については，ＡＴＷＳの観点では比較的厳しくない※1事象であると考えられるため，ＡＴＷＳの起因事象発生頻度の評価対象外としている。なお，観点 1.，2. により対象外とした事故シーケンスの発生頻度は，対象起因事象 3 事象から算出されたＡＴＷＳの発生頻度（2.7E-08／炉年※2）と比較して十分低いことを確認している。

さらに，このように低頻度ではあるものの，ＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても，次頁の「参考：ＳＧＴＲ，ＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について」に示すよ

うに，運転手順書に従ってまず「未臨界の維持」を優先し，手動トリップ操作，制御棒駆動装置用電源断による制御棒挿入や，緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で，事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで，事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの，運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

起因事象	観点１ 「運転時の異常な過渡変化」に該当	観点２ 多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が必要で起因事象発生実績有	備考 （原子炉トリップ失敗確率 3.8E-07※２）
小破断ＬＯＣＡ	×	×	発生頻度:8.4E-11／炉年
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度:7.6E-11／炉年
外部電源喪失	○	○	ＡＴＷＳ対象
２次冷却系の破断	×	×	発生頻度:1.6E-10／炉年
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度:1.2E-09／炉年
主給水流量喪失・過渡事象	○	○	ＡＴＷＳ対象 （過渡事象は負荷喪失）
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	×	×	発生頻度:8.0E-17／炉年

※１：ＬＯＣＡ事象の場合，非常用炉心冷却設備作動信号により高濃度のほう酸水が炉心に注入され，ＡＴＷＳ時の挙動の緩和に期待できる。また，蒸気発生器による冷却が健全であれば，１次冷却系を減圧することが可能である。

※２：原子炉トリップ失敗確率はフォールトツリー解析により評価しているため，数値はプラントの原子炉保護系設備構成に依存するが，国内ＰＷＲプラントの原子炉保護系の基本的な設計の考え方は同等であり，ここでの評価に有意に影響するような差異ではない。

＜参考：ＳＧＴＲ，ＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について＞

低頻度ではあるものの，外部電源喪失や主給水流量喪失，負荷喪失以外の起因事象発生時に原子炉トリップ失敗となった場合には，現在想定しているＡＴＷＳ事象よりも１次冷却系の漏えいについて厳しい条件となることが想定される。

特にＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡといった原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパスシーケンスとなる可能性のある事象については，本来の炉心損傷防止対策である系外への冷却材の放出抑制のための漏えい箇所の隔離やクールダウンアンドリサーキュレーションに加えて，負の反応度投入を目的とした手動トリップやほう酸水注入が必要となるなど，事象進展や対策が大きく異なるが，このような場合には「止める」「冷やす」「閉じ込める」の優先順位で対応するよう定められた安全機能ベースの運転手順書※に基づき，順次対応を実施することとしている。

具体的にＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡが発生した場合に原子炉トリップが必要となるのは，破損伝熱管が１本程度のＳＧＴＲや，規模が小さく隔離が早めに成功したＩＳ－ＬＯＣＡなどであり，原子炉トリップまで数分，仮に炉心への注入機能が喪失した場合でも，炉心損傷までは更に数時間程度の時間を有する比較的緩やかな事象進展となる。

一方ＡＴＷＳは，発生後数分の間に急峻な事象進展挙動を示し，対応として手動トリップによる制御棒挿入又はほう酸の添加により事象が終結する，長くても数十分の短期間の事象である。

また，重大事故等対策として整備している多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）は，補助給水起動，タービントリップ，及び主蒸気隔離を作動させ

るものであり，ＳＧＴＲ時やＩＳ－ＬＯＣＡ時に必要な安全機能の動作を阻害するものではない。また，ＡＴＷＳ時の挙動緩和としては重要であるが，ＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡの比較的緩やかな挙動に対する影響は軽微なことから，ＳＧＴＲ時やＩＳ－ＬＯＣＡ時に多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が作動したとしても，これらの事象への対応に有意な悪影響を及ぼすものではない。

したがって，ＳＧＴＲ，ＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても，運転手順書に従ってまず「未臨界の維持」を優先し，手動トリップ操作や制御棒駆動装置用電源断による制御棒挿入や，緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で，事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで，事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの，運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

※：新規性基準を反映した運転手順書の見直しは，今後のＰＲＡに適宜反映するものとする

別紙5

内部事象ＰＲＡにおける主要なカットセットについて

1. 内部事象レベル１ＰＲＡ

各事故シーケンスグループに含まれ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，ＣＤＦへの寄与割合の観点で整理し，主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 主要なカットセットの抽出

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。

・ＣＤＦが1E-07／炉年以上のカットセット

・事故シーケンスの中で上位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AM策の整備状況等を第1表から第7表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1表から第7表に示したとおり，一部に「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策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た場合において，整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止することが可能となることが確認できた。

また，事故シーケンスをカットセットレベルまで展開することにより，発生頻度の高いカットセットに対しては多重に対策を講じるなど，今後の更なる安全性向上に資することができると考えられる。

なお，国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスに対しては，全ＣＤＦへの寄与が小さいことを確認している。また，これらの事故シーケンスに対しては，炉心損傷を防止することは困難であるが，炉心損傷の拡大を防止する等の影響緩和に期待できるカットセットが存在することが確認できた。

第1表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合	対策	対策有効性
手動停止＋補助給水失敗	1.2E-05	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	4.7E-06	41%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②復水タンク閉塞	2.8E-06	25%		○
		③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-07	2%		○
過渡事象＋補助給水失敗	4.9E-06	手動停止と同様			１次冷却系のフィードアンドブリード	○
２次冷却系の破断＋補助給水失敗	2.5E-06	①２次冷却系の破断事象診断過誤による破断側ＳＧループへの給水停止失敗	1.2E-06	46%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁Ａ（ＨＣＶ－３７１５）閉操作失敗	8.8E-07	35%		○
		③電動補助給水ポンプ出口電動制御弁Ａ（ＦＷ－５５７Ａ）閉操作失敗	3.7E-07	15%		○
主給水流量喪失＋補助給水失敗	5.5E-07	手動停止と同様			１次冷却系のフィードアンドブリード	○
ＳＧＴＲ＋補助給水失敗	2.1E-07	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	6.4E-08	30%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②復水タンク閉塞	3.9E-08	19%		○
		③タービン動補助給水ポンプ　起動失敗＋Ｂ電動補助給水ポンプ　試験による待機除外	1.5E-08	7%		○
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.2E-07	①復水タンク閉塞	5.9E-08	50%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②補助給水系各機器の外部リーク	5.5E-09	5%		○
小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	1.9E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	4.4E-09	23%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②復水タンク閉塞	2.7E-09	14%		○
		③タービン動補助給水ポンプ　起動失敗＋Ａ（Ｂ）電動補助給水ポンプ　試験による待機除外	2.1E-09	11%		○
２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	5.7E-11	①運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン元弁（５７５Ａ）閉止失敗＋破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁（５７６Ａ）閉失敗	3.4E-11	59%	１次冷却系のフィードアンドブリード	○
		②健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁３６２５（３６３５，３６４５）内部リーク　＋　破断ループ主蒸気逆止弁５３６Ａ閉失敗	9.9E-12	17%		○
		③健全ループ主蒸気隔離弁５３３Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉失敗＋破断ループ主蒸気逆止弁５３６Ａ閉失敗	9.1E-12	16%		○

【主要なカットセットに対する検討（２次冷却系からの除熱機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，補助給水機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては，ポンプ故障，注入配管閉塞，水源喪失などが考えられ，ここでは補助給水ポンプ起動信号の発信失敗，復水タンク閉塞による水源喪失等が支配的となっているが，炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用した１次冷却系のフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

○また，「２次冷却系の破断＋補助給水失敗」，「２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗」のシーケンスでは，破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗が上位のカットセットとして抽出されたが，これらについても同様に１次冷却系のフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

第2表　「全交流動力電源喪失」「原子炉補機冷却機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合	対策	対策有効性
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	9.0E-07	①ＤＧ－Ａ（Ｂ）試験による待機除外＋ＤＧ－Ｂ（Ａ）継続運転失敗	8.7E-08	10%	空冷式非常用発電機＋２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	○
		②ＤＧ－Ａ，Ｂ起動失敗　共通原因故障	7.8E-08	9%		○
		③ＢＯ信号両トレン発信失敗　共通原因故障	5.6E-08	6%		○
原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	2.0E-04	①ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	2.0E-04	100%	２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	○
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	9.0E-07	①加圧器安全弁055（056，057）再閉止失敗	9.0E-07	100%	２次冷却系強制冷却＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	○
原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	9.9E-09	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	4.1E-09	41%	補機冷却水復旧後の１次冷却系のフィードアンドブリード	※
		②復水タンク閉塞	2.5E-09	25%		※
		③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	2%		※

※：対策が有効なカットセットであるが，余裕時間の観点で発生頻度の低減が厳しい

【主要なカットセットに対する検討（全交流動力電源喪失，原子炉補機冷却機能喪失）】

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」はＤＧ－Ａ，Ｂが共通原因で起動失敗するなどして非常用所内交流電源が喪失し，全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至るシーケンスであるが，代替電源である空冷式非常用発電機により電源を確保し，さらに２次冷却系強制冷却と常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。

○原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合，ＲＣＰシールＬＯＣＡや加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが，この場合も２次冷却系強制冷却と常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。

○また，「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」においても１次冷却系のフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能なシーケンスであるが，余裕時間の観点から発生頻度の低減が厳しいシーケンスである。また，主給水系が健全である場合，主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第3表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ (／炉年)	主要なカットセット	ＣＤＦ (／炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
小破断ＬＯＣＡ ＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.8E-08	①格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ，Ｂ開失敗　共通原因故障	6.9E-09	18%	格納容器内自然対流冷却	○
		②よう素除去薬注止め弁０５４Ａ，Ｂ閉失敗　共通原因故障	2.3E-09	6%		○
		③格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ（Ｂ）開失敗＋よう素除去薬注止め弁０５４Ｂ（Ａ）閉失敗	1.3E-09	3%		○
小破断ＬＯＣＡ ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.4E-08	①格納容器スプレイ作動信号Ａ，Ｂ両トレン発信失敗 共通原因故障	8.2E-09	34%	格納容器内自然対流冷却	○
		②格納容器スプレイライン隔離弁０２４Ａ，開失敗　共通原因故障	6.9E-09	29%		○
		③格納容器スプレイポンプＡ，Ｂ起動失敗　共通原因故障	3.5E-09	15%		○
中破断ＬＯＣＡ ＋格納容器スプレイ再循環失敗	1.2E-08	小破断ＬＯＣＡと同様			格納容器内自然対流冷却	○
中破断ＬＯＣＡ ＋格納容器スプレイ注入失敗	7.4E-09	小破断ＬＯＣＡと同様			格納容器内自然対流冷却	○

【主要なカットセットに対する検討（原子炉格納容器の除熱機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失し，原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至るシーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては，ポンプ故障，注入配管閉塞，水源喪失等が考えられるが，ここでは，格納容器スプレイ信号の発信失敗や格納容器スプレイ再循環移行時の電動弁の共通原因故障が支配的となっている。その場合でも，格納容器スプレイ系統を使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第4表　「原子炉停止機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ （／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ （／炉年）	寄与割合	対策	対策 有効性
ＡＴＷＳ	2.7E-08	①原子炉トリップしゃ断器開失敗　共通原因故障	2.0E-08	73%	多様化自動作動盤	○
		②基本ソフトウェア　共通原因故障	7.1E-09	26%		○

【主要なカットセットに対する検討（原子炉停止機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化又は事故が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが，原子炉トリップに失敗するカットセットとして，トリップしゃ断器の共通原因故障やトリップ信号回路における共通原因故障が要因となっている。この場合においても，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により炉心損傷を防止することが可能である。

第5表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合	対策	対策有効性
小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	3.2E-06	①高圧注入ポンプ低温側注入ライン絞り弁２４６Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉塞	9.8E-07	31%	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	○
		②低温側注入ラインオリフィス０１０Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉塞	3.7E-07	12%		○
		③低温側注入ラインオリフィスＲ－ＳＩ－０１Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉塞	3.7E-07	12%		○
中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	9.9E-07	小破断ＬＯＣＡと同様			２次冷却系強制冷却＋低圧注入	○
大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	1.4E-08	①蓄圧タンクＢ（Ｃ，Ｄ）閉塞	9.3E-09	66%	無し	×
		②蓄圧タンク出口弁１３２Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉塞	2.8E-09	20%		×
		③蓄圧タンク出口逆止弁１３４Ｂ（Ｃ，Ｄ）開失敗	6.2E-10	4%		×
大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	3.5E-09	①余熱除去ポンプ出口低温側隔離弁２００Ｂ閉塞	9.4E-10	27%	無し	×
		②Ｓ信号Ａ，Ｂ両トレン発信失敗　共通原因故障	5.2E-10	15%		×
		③余熱除去ポンプ出口流量高信号Ａ，Ｂ両トレン共通原因故障による余熱除去ポンプミニフロー電動制御弁６０１，６１１の閉止失敗	5.2E-10	15%		×
中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	2.7E-11	①蓄圧タンク出口逆止弁１３４Ｂ，Ｃ，Ｄのうち２弁の開失敗　共通原因故障	1.8E-11	67%	無し	×
		②蓄圧タンクＢ，Ｃ，Ｄのうち２基の同時閉塞	4.1E-12	15%		×
		③蓄圧タンクＢ（Ｃ，Ｄ）閉塞＋蓄圧タンク出口弁１３２Ｃ（Ｂ，Ｄ）閉塞	2.5E-12	9%		×

【主要なカットセットに対する検討（ＥＣＣＳ注水機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」が支配的となっており，これらのシーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として，ポンプ故障，注入配管閉塞，水源喪失等が考えられるが，ここでは，注入ラインの手動弁やオリフィスが閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも，炉心損傷防止対策として２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減圧後，閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。

○一方，「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」，「大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗」，「中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗」のシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが，全ＣＤＦへの寄与は小さい。また，炉心損傷防止は困難であるが，例えば「大中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗」のシーケンスであっても，高圧注入や常設低圧代替注水ポンプ等を活用して注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できる。

第6表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合	対策	対策有効性
小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	4.2E-07	①高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁２２０閉失敗	2.8E-07	66%	２次冷却系強制冷却による低圧再循環	○
		②充てん／高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁１２１Ｅ（Ｄ）閉失敗	3.1E-08	7%		○
		③余熱除去冷却器出口 充てん／高圧注入ポンプ移送止め弁１９７Ａ，Ｂ開失敗 共通原因故障	6.2E-09	1%		○
小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	2.9E-07	①「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗	1.9E-07	65%	２次冷却系強制冷却による代替再循環	○
		②再循環切替診断失敗	5.9E-08	20%		×
		③Ａ，Ｂ格納容器再循環サンプスクリーン閉塞　共通原因故障	9.7E-09	3%		○
中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	1.3E-07	小破断ＬＯＣＡと同様			２次冷却系強制冷却による低圧再循環	○
中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	9.0E-08	小破断ＬＯＣＡと同様			２次冷却系強制冷却による代替再循環	○
大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	8.2E-08	①再循環切替診断失敗	5.9E-08	72%	代替再循環	×
		②「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗	1.9E-08	23%		○
		③Ａ，Ｂ格納容器再循環サンプスクリーン閉塞　共通原因故障	9.7E-10	1%		○

【主要なカットセットに対する検討（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，再循環機能が喪失することで炉心損傷に至るシーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障，注入配管閉塞，再循環切替失敗，水源喪失等が考えられるが，ここでは弁の操作失敗等人的過誤が支配的となっている。その場合でも２次冷却系強制冷却による低圧再循環等を実施することにより炉心損傷を防止することが可能である。

○「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」において，運転員が再循環切替の診断に失敗することで，炉心損傷に至るカットセットが支配的となった。運転員は事故時運転手順書の記載項目に基づいて作業を行い，また，運転員は事故時の操作に関して十分な訓練を受けていることから，運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定しがたい。

第7表　「格納容器バイパス」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

事故シーケンス	ＣＤＦ (／炉年)	主要なカットセット	ＣＤＦ (／炉年)	寄与割合	対策	対策 有効性
蒸気発生器伝熱管破損 ＋破損側蒸気発生器 隔離失敗	1.6E-06	①タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁３７１５閉操作失敗 ＋主蒸気管破断	6.5E-07	40%	クールダウンアンド リサーキュレーション	○
		②電動補助給水ポンプ出口電動制御弁５５７Ａ閉操作失敗 ＋主蒸気管破断	2.8E-07	17%		○
		③蒸気発生器伝熱管破損の事象診断過誤による破損側蒸気発生器への給水停止失敗 ＋主蒸気管破断	8.6E-08	5%		○
インターフェイス システムＬＯＣＡ	2.1E-10	－	2.1E-10	100%	クールダウンアンド リサーキュレーション	○

【主要なカットセットに対する検討（格納容器バイパス）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは，格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損やインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生するものであるが，いずれの場合も非常用炉心冷却設備等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

2. レベル１．５ＰＲＡ

各格納容器破損モードについて，ＣＦＦが支配的となるＰＤＳと主要なカットセットの展開を行い，これらのＣＦＦの観点で支配的な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有効であることを確認した。

(1) 選定条件

レベル１．５ＰＲＡでは炉心損傷時のＰＤＳにより，事故シーケンスをグループ化し，各ＰＤＳから個別の格納容器破損モードへ至る頻度としてＣＦＦを算出している。

各格納容器破損モードには複数のＰＤＳが属しており，評価事故シーケンスの選定に際しては代表的なＰＤＳを選定の後，当該ＰＤＳに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。

ここでは，各格納容器破損モードに至る可能性のある全ての事故シーケンスを対象に上位3位までのカットセットを抽出することとし，主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等の対比について整理した（第8表参照）。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の有効性評価を行う各格納容器破損モードについて，ＣＦＦが支配的となるＰＤＳと主要なカットセットの展開を行い，これらのＣＦＦの観点で支配的なカットセットに対して今回整備した重大事故防止対策により格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第８表　格納容器破損モードごとの主要なカットセット

格納容器破損モード	ＰＤＳ	主要なカットセット	ＣＦＦ（／炉年）	寄与割合	全ＣＦＦ（／炉年）	格納容器破損防止対策	対策有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）	ＳＥＤ	原子炉補機冷却機能喪失 ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	1.9E-04	97.6%	2.0E-04	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	○
	ＴＥＷ	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	2.1E-06	1.1%			○
	ＴＥＷ	過渡事象 アプリケーションソフト共通原因故障	8.9E-07	0.4%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）	ＴＥＤ	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	2.0E-06	31.8%	6.1E-06	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	○
	ＳＥＤ	原子炉補機冷却機能喪失 ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	2.0E-06	31.7%			○
	ＴＥＤ	過渡事象 アプリケーションソフト共通原因故障	8.3E-07	13.4%			○
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＳＥＤ	原子炉補機冷却機能喪失 ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	2.0E-06	97.2%	2.0E-06	加圧器逃がし弁手動開による１次冷却系強制減圧	○
	ＴＥＩ	手動停止 復水タンク閉塞	7.9E-09	0.4%			○
	ＴＥＤ	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	6.5E-09	0.3%			○
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	ＡＥＩ	中破断ＬＯＣＡ 手動弁２４６Ｂ閉塞	9.9E-10	7.3%	1.4E-08	（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）	○
	ＡＥＩ	中破断ＬＯＣＡ 手動弁２４６Ｃ閉塞	9.9E-10	7.3%			○
	ＡＥＩ	中破断ＬＯＣＡ 手動弁２４６Ｄ閉塞	9.9E-10	7.3%			○
水素燃焼	ＴＥＩ	手動停止 復水タンク閉塞	2.6E-08	15.1%	1.7E-07	ＰＡＲ	○
	ＴＥＷ	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	1.8E-08	10.6%			○
	ＴＥＩ	過渡事象 復水タンク閉塞	1.1E-08	6.4%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＳＥＤ	原子炉補機冷却機能喪失 ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	2.2E-07	13.0%	1.7E-06	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	○
	ＴＥＩ	手動停止 復水タンク閉塞	2.0E-07	11.8%			○
	ＴＥＤ	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	1.6E-07	9.8%			○

【主要なカットセットに対する検討】

○ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）」，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）」

主要なカットセットは，原子炉補機冷却機能喪失時のＲＣＰシールＬＯＣＡ，手動停止又は過渡事象時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフト共通原因故障）である。

原子炉補機冷却機能喪失では，非常用炉心冷却設備，制御用空気系等の安全上重要な各種機器が不動作となり，補助給水起動失敗では，原子炉トリップに成功するものの２次冷却系による炉心冷却機能が喪失し，炉心温度・圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対して，重大事故等対処設備として整備している常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は，主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり，その機能に期待できる。

○ 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

主要なカットセットは，原子炉補機冷却機能喪失時のＲＣＰシールＬＯＣＡ，手動停止時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞）及び手動停止時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフト共通原因故障）である。

これらに対して，重大事故等対処設備として整備している加圧器逃がし弁手動開による１次冷却系強制減圧は，主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり，その機能に期待できる。

○ 「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」

主要なカットセットは，中破断ＬＯＣＡ時における注入ラインの閉塞であるが，水蒸気の発生に必要となる原子炉格納容器内への注水として格納

容器スプレイが前提となり，この場合には原子炉格納容器の耐力にて水蒸気による圧力スパイクの際にも原子炉格納容器の健全性を確保できる。

○ 「水素燃焼」

主要なカットセットは，手動停止又は過渡事象時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞）及び手動停止時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフト共通原因故障）であるが，重大事故等対策として整備している静的触媒式水素再結合装置の機能を妨げるものではなく，その機能に期待できる。

○ 「溶融炉心・コンクリート相互作用」

主要なカットセットは，原子炉補機冷却機能喪失時のＲＣＰシールＬＯＣＡ，手動停止時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞）及び手動停止時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフトの共通原因故障）である。

これらに対して，重大事故等対処設備として整備している常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり，その機能に期待できる。

3.　停止時レベル１ＰＲＡ

各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，ＣＤＦへの寄与割合の観点で整理し，主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(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。

・事故シーケンスの中で上位５位までのカットセット

なお，停止時ＰＲＡにおいて，カットセットが存在する事故シーケンスは“外部電源喪失＋余熱除去機能喪失”及び“外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失”であり，それぞれのカットセットについて，ＰＯＳ５（ミッドループ運転状態）の評価値を示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等について第９表から第12表に示す。

(2)　主要なカットセットの確認結果

第９表から第12表に示すとおり，全ての事故シーケンスに対しては，主要なカットセットレベルまで展開した場合においても，整備された炉心損傷防止対策が可能となることを確認した。

第 9 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）

事故シーケンス	主要なカットセット	ＣＤＦ（／施設定期検査）	寄与割合	全ＣＤＦ（／施設定期検査）	炉心損傷防止対策	対策有効性
反応度の誤投入	－	4.6E-08	100％	4.6E-08	純水注入停止操作	○

【主要なカットセットに対する検討】

○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，反応度の誤投入によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止などの反応度制御を行う炉心損傷防止対策が可能である。

第 10 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故シーケンス	主要なカットセット	ＣＤＦ（／施設定期検査）	寄与割合	全ＣＤＦ（／施設定期検査）	炉心損傷防止対策	対策の有効性
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	－	4.4E-04	100％	4.4E-04	充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入	○
水位維持失敗	－	1.6E-06	100％	1.6E-06		○
オーバードレン	－	1.6E-06	100％	1.6E-06		○

【主要なカットセットに対する検討】

○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，原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失，水位維持失敗又はオーバードレンによって炉心損傷に至る事故シーケンスである。充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入などによって１次冷却材の保有水確保を行う炉心損傷防止対策が可能である。

第 11 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	ＣＤＦ（／施設定期検査）	寄与割合	全ＣＤＦ（／施設定期検査）	炉心損傷防止対策	対策有効性
余熱除去機能喪失	－	1.6E-05	100％	1.6E-05	蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水	○
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗※1	①診断失敗	2.7E-06	73.0％	3.7E-06 (6.4E-06)※2		○
	②Ａディーゼル発電機継続運転失敗	2.0E-07	5.5％			○
	③Ｂディーゼル発電機継続運転失敗	2.0E-07	5.5％			○
	④Ａディーゼル発電機起動失敗	1.3E-07	3.6％			○
	⑤Ｂディーゼル発電機起動失敗	1.3E-07	3.6％			○
原子炉補機冷却機能喪失	－	1.3E-05	100％	1.3E-05		○

※１：ＰＯＳ５における評価値

※２：全ＰＯＳのＣＤＦ

【主要なカットセットに対する検討】

○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，直接の余熱除去機能喪失，外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗，又は原子炉補機冷却機能喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しても，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水によって，炉心損傷防止が可能である。

第 12 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	ＣＤＦ（／施設定期検査）	寄与割合	全ＣＤＦ（／施設定期検査）	炉心損傷防止対策	対策の有効性
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失※1	①制御用空気圧縮装置エリア給気ファン（ＶＳＦ４２Ａ）起動失敗	9.8E-09	8.1%	1.2E-07 (4.0E-07)※2	空冷式非常用発電機 蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水	○
	②制御用空気圧縮装置エリア給気ファン（ＶＳＦ４３Ａ）起動失敗	9.8E-09	8.1%			○
	③制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０３）誤動作	9.7E-09	8.0%			○
	④制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０２）不動作	4.3E-09	3.5%			○
	⑤制御用空気圧縮装置エリア給気フィルタ閉塞	3.9E-09	3.2%			○

※１：ＰＯＳ５における評価値

※２：全ＰＯＳのＣＤＦ

【主要なカットセットに対する検討】

○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，外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。事故シーケンスの主要なカットセットに対して空冷式非常用発電機による電源の確保及び蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水によって，炉心損傷防止が可能である。

地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの対策等について

1. 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のカットセットと炉心損傷防止対策の整備状況等をそれぞれ第 1 表及び第 2 表に示す。

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，ここでは事故シーケンスの中の主要なカットセットを抽出した。

(1) 地震ＰＲＡ

第 1 表において，地震ＰＲＡの全ＣＤＦ（2.3E-05／炉年）に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」（1.7E-05／炉年）

本事故シーケンスは，外部電源喪失時にディーゼル発電機損傷により全交流動力電源喪失が発生し，炉心損傷に至る事故シーケンスが支配的であるが，代替電源である空冷式非常用発電機により電源を確保し，２次冷却系強制冷却及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

○「大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）」（1.7E-06／炉年）

本事故シーケンスは，原子炉容器の構造損傷により大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）が発生し，直接炉心損傷に至る事故シーケンスである。

本事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止が困難なものであるが，内部事象及び外部事象を含めた全ＣＤＦへの寄与は小さく，また，原子炉格納容器の機能に期待できる。

○「小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」（1.6E-06／炉年）

本事故シーケンスは，原子炉容器の構造損傷により小破断ＬＯＣＡが発生し，外部電源喪失及びディーゼル発電機損傷が発生することで高圧注入に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンスが支配的である。外部電源喪失及びディーゼル発電機損傷により全交流動力電源喪失が発生する事故シーケンスであるため，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」と同様に，代替電源である空冷式非常用発電機により電源を確保し，２次冷却系強制冷却及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

(2)　津波ＰＲＡ

第 2 表において，津波ＰＲＡの全ＣＤＦ（6.7E-07／炉年）に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」（5.7E-07／炉年）

本事故シーケンスは，原子炉補機冷却海水ポンプの水没により原子炉補機冷却機能喪失が発生し，従属的にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生して炉心損傷に至る事故シーケンスであるが，２次冷却系強制冷却及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」（9.8E-08／炉年）

本事故シーケンスは，主変圧器の水没により外部電源が喪失し，さ

らに原子炉補機冷却海水ポンプの水没により従属的にディーゼル発電機が機能喪失して全交流動力電源喪失が発生し，炉心損傷に至る事故シーケンスが支配的である。本事故シーケンスの主な炉心損傷防止対策である空冷式非常用発電機による給電については，空冷式非常用発電機が主変圧器と同等の敷地高さに設置されていることから期待できないものの，内部事象及び外部事象を含めた全ＣＤＦへの寄与は小さい。

2. 地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにおける重複シーケンスの考慮について

地震ＰＲＡでは，最大地動加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため，地震ＰＳＡ学会標準に従い，重畳による影響を包含できるように階層化処理を行っている。具体的には，先行するヘディングにある起因事象が発生した時は後続のヘディングにある起因事象が重畳している可能性があるものとして，先行する起因事象で想定しているシステムにより「後続の起因事象の事象進展の抑制が可能」又は「後続の起因事象に係る緩和操作に期待する必要がない」ことを考慮した上で起因事象階層イベントツリーを作成している。

また，サポート系（電気設備，原子炉補機冷却水設備及び原子炉補機冷却海水設備等）については，当該機能が喪失すると複数の安全機能に影響を与えることから，従属性を有するシステムの機能喪失の原因として考慮するとともに，例えば原子炉補機冷却機能が喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生するように従属的に発生する事象についても考慮している。

更に異なる組合せや複数の安全機能が喪失する事象が重畳する場合も想定されるが，全ての重畳の組合せを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため，事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷

の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。

なお，津波ＰＲＡでは今回フラジリティをステップ状で考慮したことから，事象の組み合わせは複雑になることはなかったが，同様に津波ＰＲＡ学会標準に従い，起因事象階層イベントツリーを作成している。

実際に複数の事象が重畳した場合は，発生した事象に対してそれぞれ有効な対策を実施していくことになるが，今回のＰＲＡでは，対策を検討する対象とすべき事故シーケンスを選定することに主眼をおいて評価を実施しており，対策を考慮した評価は実施していない。また，原子炉建屋損傷のように損傷程度の不確実さが大きく，シナリオの想定が困難なケースは炉心損傷直結事象として整理している。

第１表　地震ＰＲＡ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	ＣＤＦ （／炉年）	寄与 割合	加速度 区分	主要なカットセット	対策	対策 有効性	その他 の対策
外部電源喪失 ＋所内非常用交流電源喪失	1.7E-05	72.2%	4	外部電源喪失 ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷	空冷式非常用発電機 ＋２次冷却系強制冷却 ＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	○	－
			3	外部電源喪失 ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷		○	－
大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）	1.7E-06	7.2%	5	外部電源喪失 ＋原子炉容器の構造損傷（冷却材入口管台）	無し	－	－
			4	外部電源喪失 ＋原子炉容器の構造損傷（冷却材入口管台）		－	－
小破断ＬＯＣＡ ＋高圧注入失敗	1.6E-06	6.9%	5	原子炉容器の構造損傷（空気抜管台） ＋外部電源喪失 ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷	２次冷却系強制冷却 ＋低圧注入	×	○※
			4	原子炉容器の構造損傷（空気抜管台） ＋外部電源喪失 ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷		×	○※

※全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋所内非常用交流電源喪失）に対する対策が有効。

第２表　津波ＰＲＡ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	ＣＤＦ （／炉年）	寄与 割合	主要なカットセット	対策	対策 有効性
原子炉補機冷却機能喪失 ＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	5.7E-07	84.6%	ＲＣＰシールＬＯＣＡ	２次冷却系強制冷却 ＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	○
外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失	9.8E-08	14.5%	津波による全交流動力電源喪失	空冷式非常用発電機 ＋２次冷却系強制冷却 ＋常設低圧代替注水ポンプによる炉心注入	×

別紙７

各事故シーケンスに対応した炉心損傷防止対策の地震・津波発生時の適用可能性について

炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスグループの検討に際しては，内部事象出力時レベル１ＰＲＡに加えて，適用可能な外部事象ＰＲＡとして地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを実施している。

外部事象ＰＲＡでは内部事象ＰＲＡで抽出されない外部事象に特有の事故シーケンスの確認を目的としており，原子炉格納容器損傷や蒸気発生器伝熱管の複数本破損，原子炉建屋損傷といった建屋，設備の大規模な損傷を伴う事故シーケンスが抽出されている。

また，地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにおいてもランダム故障の重畳は考慮しており，内部事象ＰＲＡと同じ事故シーケンス（例：「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」，「補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」）も同様に抽出されるが，各安全機能喪失に至るプロセスは異なるものの当該機能喪失によるプラントへの影響は同じであるため，事故シーケンスグループ等の検討に際しては同一の事故シーケンスとして取り扱うこととしている。

上記の考え方に基づき，同一の事故シーケンスに対しては発生要因が地震，津波の場合も含めて炉心損傷を防止できる対策を検討，整備しており，各種重大事故等対処設備に対しても，例えば，基準地震動に対する耐震性や必要な設備を敷地高さの高いエリアに配置する等の設計上の対応を実施している。

一方，確率論的地震ハザード，確率論的津波ハザードには基準地震動や基準津波高さを超過する大規模な地震や津波も含まれており，低頻度ではあるものの極めて大規模な事象を想定した場合には重大事故等対処設備の健全性を確保

することが困難な事態も可能性としては存在する。

これに対しても基本的には各重大事故等対処設備は耐震性や配置高さの面で一定の裕度を確保して設計，整備しており設計基準を超過するような事象に対しても直ちに対応が困難になることはない（具体例を添付１に示す）。

仮に重大事故等対処設備の健全性が確保できない規模の地震，津波が発生した場合には，発電所内において使用可能な設備，機器の活用を適宜判断しながら対応を実施していく。

なお，ＡＭ策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については今回の地震ＰＲＡの評価対象に含めていないが，今後実施する安全性向上評価等においてサポート系も含めたこれら設備の耐震性が相対的に低いことが確認された場合は，必要に応じて耐震補強等の対策を検討する。

添付 1

地震・津波発生時の炉心損傷防止対策の適用性（具体例）

1. 地震時

・事故シーケンス：「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」

・対応する炉心損傷防止対策：①２次系強制冷却

②空冷式非常用発電機

③常設低圧代替注水ポンプ

「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」により全交流動力電源喪失に至る場合，タービン動補助給水ポンプと主蒸気逃がし弁による①２次系強制冷却を実施する。また，②空冷式非常用発電機による給電を行うとともに，③常設低圧代替注水ポンプにより炉心への注水を行う。

本事故シーケンスにおいて炉心損傷防止対策として期待している上記設備は基準地震動に対しても決定論的には一定の裕度を確保しており設計基準を超過しても直ちに対応が困難になるものではなく，また，機器の実際の耐力は不確かさを有しており許容値に達すると必ず損傷するものではなく，一定の分布を有することを考慮すると，設計基準を超えるある程度の地震動までは全交流動力電源喪失における炉心損傷防止対策は有効と考えられる。

2. 津波時

・事故シーケンス：「補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」

・対応する炉心損傷防止対策：①２次系強制冷却

②常設低圧代替注水ポンプ

「補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は津波高さ 5.6m で水

没する原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失により発生する，津波高さ区分 5.6m 以上～7.3m 未満のドミナントシーケンスである。

重大事故等対処設備を活用した炉心損傷防止対策の有効性について検討した結果を下表に示す。その結果，各設備の機能喪失高さは 7.3m 以上となるため，「補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」における炉心損傷防止対策は有効である。

重大事故等対処設備		機能喪失高さ	評価
２次冷却系強制冷却 (1)主蒸気逃がし弁 (2)タービン補助給水ポンプ	(1)	E.L.＋11.6m	○
	(2)	E.L.＋11.6m	○
常設低圧代替注水ポンプ		E.L.＋7.3m※	○

※：常設低圧代替注水ポンプが水没する津波高さは E.L.＋11.6m となるが，全交流動力電源喪失に至ることで常設低圧代替注水ポンプが機能喪失するため，主変圧器が水没する E.L.＋7.3m が機能喪失高さとなる

別紙8

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

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，審査ガイドでは次のように記載されている。

> (5)　格納容器直接接触（シェルアタック）
>
> a.　現象の概要
>
> 原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に，溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって，原子炉格納容器が破損する場合がある。

この格納容器直接接触（シェルアタック）については，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-6025 にて知見がまとめられている。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）について，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-6025 では，メルトアタック及びライナアタックと呼ばれている。

・ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-6025 では格納容器直接接触（シェルアタック）について，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型プラントに対する検討が行われている。ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型のドライウェル及びサプレッションプールの模式図を図 1 及び図 2 に示す。ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型では原子炉容器から流出した溶融炉心がペデスタルと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが，ペデスタルに開口部があり，また，ペデスタル床面とドライウェル床面の高さが同一レベルであるため，溶融炉心が広がった際に原子炉格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。

・このような事象が発生しやすいプラント構造は，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型特有であり，ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく，溶融炉心が落下する原

子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（図３参照）。このため，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ような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。

・よって，必ず想定する格納容器破損モードであるが，ＰＷＲプラントの原子炉格納容器の構造上，発生の可能性がないため想定する格納容器破損モードから除外した。

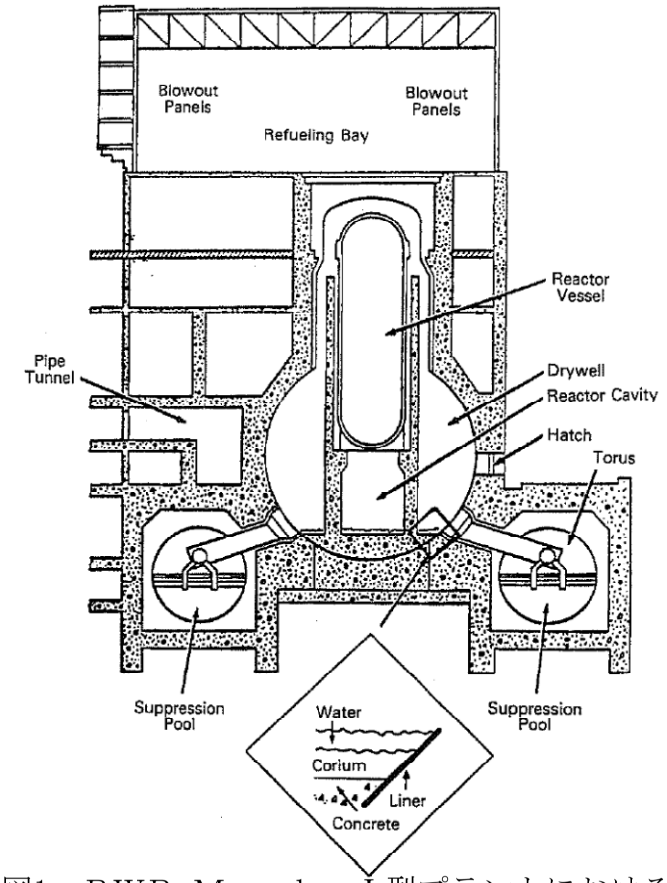


図1　ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型プラントにおける格納容器直接接触

出典：NUREG／CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993

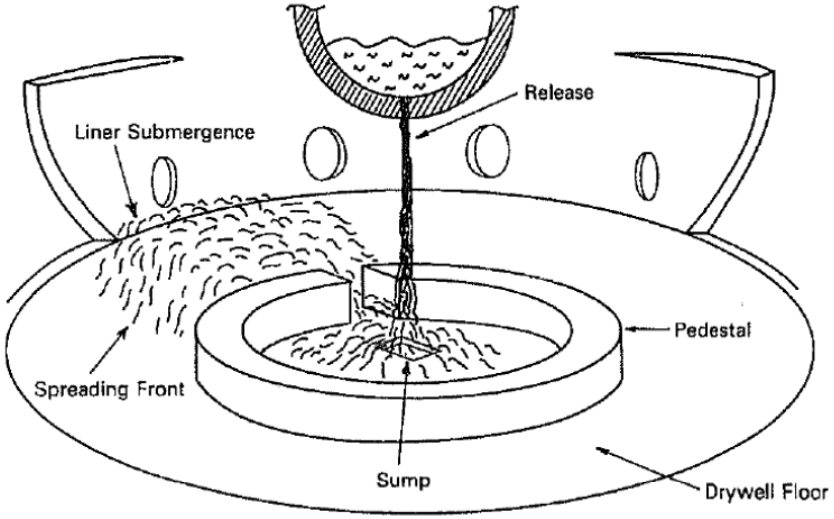


図2　ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図

出典：NUREG／CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner,　1993

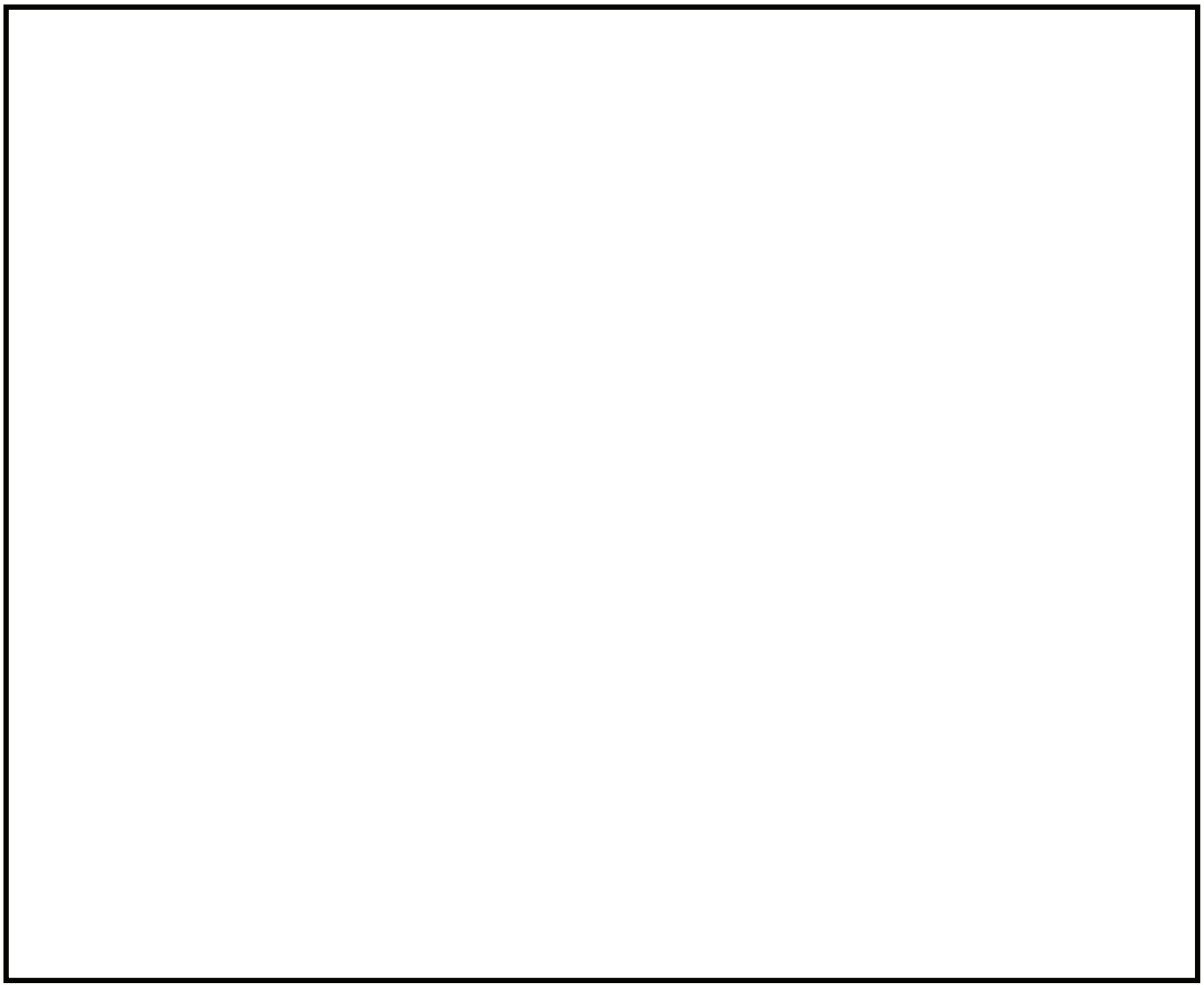


図３　敦賀２号炉の原子炉下部キャビティ

□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。

別紙 9

αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について

αモードについては，日本原子力学会標準及びＮＵＲＥＧに以下の記載があり，米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ＷＨ社プラントと構造の類似している国内ＰＷＲでも，同様にαモード破損は無視し得ると考える。

【日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 2PSA 編）：2008」7.4.1 項抜粋】

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については，水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され，どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリを破損する可能性がある。

ＷＡＳＨ－1400 の評価においては，特に，後者がαモード破損として，早期格納容器破損モードとして指摘され，これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在，これらの研究に基づき，αモード破損はリスクの観点からは解決されていると，ほとんどの専門家が認識している。

【ＮＵＲＥＧ】

ＳＥＲＧ-1(ＮＵＲＥＧ-1116)及びＳＥＲＧ-2(ＮＵＲＥＧ-1524)において，米国での専門家による評価では，αモード破損はリスクの観点から無視し得るという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは，次のとお

りである。[注)]

・水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。

・低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり，水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用のエネルギが抑制される。

・高圧時には，粗混合から水蒸気爆発へのトリガが起きにくい。

・原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。

・機械エネルギへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギ吸収等）がある。

注）日本原子力学会，シビアアクシデント熱流動現象評価，平成 13 年 3 月

別紙 10

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいて，格納容器隔離失敗として参考としているＮＵＲＥＧの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

1. 隔離失敗確率で参照した米国文献（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-4220）

Large leakage events の発生確率として，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-4220 に記載のある 5.0E-03／炉年を用いている。

この確率はＬＥＲ（Licensee Event Report）データベース（データ集計期間：1965 年から 1983 年）から大規模漏えいに至る事象（4 件）を抽出し，その時の運転炉年（740 炉年）で割り算して求めた値である。

ＬＥＲではエアロック関連事象が 302 件，うちエアロックドア開が 75 件あったが，これらのほとんどは数秒から数時間という短時間であった。

4 時間継続したものとして 4 件（表 1 参照）が抽出され，うち 2 件は原子炉格納容器に穴が開いたもの，1 件は隔離弁開，1 件はバイパス弁開である。

表 1　大規模漏えいに至る事象

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

出典）NUREG／CR-4220（Reliability Analysis of Containment Isolation System）

2.　実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

実プラントにおける格納容器隔離失敗として，機械的な破損による隔離失敗，人的過誤による弁・フランジの復帰忘れが考えられる。

(1)　機械的な破損による隔離失敗

・格納容器貫通部スリーブからの漏えい

原子炉格納容器内から原子炉格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており，このスリーブが破損すると原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・アクセス部からの漏えい

機器搬入口，通常用エアロック，非常用エアロックなどのアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール部及び溶接部が破損すると原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・格納容器空調系統からの漏えい

格納容器給気系統等のバウンダリの破損により原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが，隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部，補助建屋等に原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする。

・原子炉格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管は原子炉格納容器内雰囲気と連通しており，これらのバウンダリが破損すると原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2)　人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

・漏えい検査配管からの漏えい

施設定期点検後，原子炉格納容器漏えい検査が実施され，原子炉格納容器の健全性が確認される。その際，共通原因故障として漏えい

検査配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。

・燃料移送管からの漏えい

燃料交換時，燃料移送管のフランジカバー，隔離弁が解放される。

その際，人的過誤としてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。

（参考）米国における最近の隔離失敗実績について

1. 最近の隔離失敗実績調査

今回のレベル１．５ＰＲＡでは，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-4220（1985 年）に基づいた隔離失敗確率を用いているため，それ以降の米国での隔離失敗実績について調査した。調査対象として，ＥＰＲＩによる総合漏えい率試験（ＩＬＲＴ：Integrated Leak Rate Test）の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書[注1)]（以下「ＥＰＲＩ報告書」という。）を選定した。

ＥＰＲＩ報告書はＮＵＲＥＧ－1493（1995 年）のデータ，2007 年までのＩＬＲＴデータ及びＬＥＲ等の調査結果も含まれることから最近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお，米国原子力規制委員会のＮＵＲＥＧシリーズにはＮＵＲＥＧ－1493（1995 年）以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。

このＥＰＲＩ報告書では，2007 年までの米国での 217 件のＩＬＲＴ事例を整理したとされており，その中で漏えい事象として 75 件（プラント名，漏えい率等が不明な事例を含む。）の事例が記載されている。

ただし，75 件のＩＬＲＴ事例のうち，格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は 0 件と記載している。

なお，表 2 に示す 3 件が設計漏えい率の 10 倍以上の事例として抽出されている。しかしながら，ＥＰＲＩ報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率（0.1％／day）の 35 倍，現実的には設計漏えい率の 600 から 6000 倍としており，抽出された 3 件は大規模漏えいの対象外としている。

また，今回のＰＲＡで参照したＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 における大規模漏えいとした 4 件は小規模のドリルホールから 6 インチ破断までと記載され

保守的に 6 インチに想定するとしている。ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 のリーク率の計算[注 2)]に基づくと，この 6 インチ開口では設計漏えい率の数百倍以上となるため，ＥＰＲＩ報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

注 1）ＥＰＲＩ報告書について以下に補足する。

・文献の名称は，EPRI 1018243，“Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”，Revision 2-A of 1009325，October 2008

・ＥＰＲＩ報告書においては調査したデータには，①NUMARC Survey Data（1994 年），②NEI Survey Data（2001），③Recent ILRT Data（2007），④補足データ（ＮＵＲＥＧ－1493，ＬＥＲ等）が含まれる。

注 2）ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 のリーク率の計算式は以下のとおり。

L＝A／（2.55E-08×V）

L：leakage，wt ％／day，

A：leak area，sq. inch.

V：Containment Volume，cubic ft.

表 2　大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）

Reactor※1	Date	Event
不明	1984 年 8 月	記載なく詳細不明
不明	1985 年 6 月	記載なく詳細不明
Dresden 2（ＢＷＲ Ｍａｒｋ－Ｉ）	1990 年 12 月	真空破壊弁の漏えい

※1：ユニット名を不明とした事例は，ＥＰＲＩ報告書のＩＬＲＴ事例の出典である 1994 年のＮＥＩ（当時はＮＵＭＡＲＣ）の調査データでユニット名が不明であるため，ＥＰＲＩ報告書にも記載されていない。

2.　最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

βモードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが，ＥＰＲＩ報告書による最近の隔離失敗実績の調査からは大規模漏えい事例は抽出されていないことから，隔離失敗件数0件に対して感度解析を行った。

ＥＰＲＩデータは複数のデータを組み合わせており，調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから正確な運転期間は不明である。したがって，概略評価として隔離失敗件数をＩＬＲＴ実施回数（217 件）[注 3)]で割ることで隔離失敗確率を算出した。

その結果，算出したＣＦＦは 5.3E-07／炉年となり，今回のレベル１．５ＰＲＡの評価結果（1.1E-06／炉年）と比較してもその値は小さく，格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

注 3）217 件は本文献に記載の件数であるが，米国原子力産業界においては保守的に見積もっても 400 件以上のＩＬＲＴが実施されている。

（算出式）

隔離失敗確率はＩＬＲＴ実施回数で発生実績0件（計算上0.5件とした）を除して算出する。さらに，敦賀２号炉のＣＤＦ（2.3E-04／炉年）に隔離失敗確率を乗じてβモードによるＣＦＦを算出した。

・隔離失敗確率：0.5／217=0.0023

・βモードによるＣＦＦ：2.3E-04×0.0023＝5.3E-07（／炉年）

別紙11

ｇモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））に係る追加要否の検討について

ｇモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル１．５ＰＲＡ評価上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

一方，当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）が想定される。

ＴＩ－ＳＧＴＲは炉心損傷後に１次冷却系が高圧かつ２次冷却系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり，ＷＨ社製４ループＰＷＲプラントを検討対象としたＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6995においても以下の内容が記載されている。

【ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6995の記載概要】

・１次冷却系が高圧で２次冷却系がドライで低圧の条件下，いわゆるhigh-dry-low条件下でのクリープ破損による蒸気発生器伝熱管破損及び格納容器バイパスは，高圧条件の排除，ドライ条件の排除及び１次冷却系の圧力の低減，２次冷却系の低圧条件の排除によって，防止できる。

・high-dry-low条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。

・２次冷却系減圧を伴わないシーケンスでは，格納容器バイパスに至らず，２次冷却系圧力が維持されて蒸気発生器伝熱管負荷が減少すれば，高温側配管，サージライン，原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管が

破損することはない。

・ＲＣＰシールからの漏えいにより１次冷却系の圧力が低下し，蒸気発生器伝熱管負荷が減少するため，高温側配管，サージライン，原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管破損に至ることは防げる。

・タービン動補助給水ポンプが作動している場合は，蒸気発生器の伝熱管外面がウェット状態に維持され，１次冷却系の除熱により過熱を防止することができるため，格納容器バイパスに至らない。

今回，レベル１．５ＰＲＡの定量化結果ではＴＩ－ＳＧＴＲによるＣＦＦは5.3E-08／炉年であり全ＣＦＦへの寄与も0.03％程度である。

レベル１ＰＲＡ結果からは，１次冷却系が高圧で２次冷却系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループであるが，これらに対しては，合計ＣＤＦの約99％に対して炉心損傷防止対策有効性が確認されており，ＴＩ－ＳＧＴＲが発生する可能性は非常に小さい。

【ＴＩ－ＳＧＴＲ発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(b) 全交流動力電源喪失

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

以上より，発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により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，低頻度ではあるものの，１次冷却系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には，「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による１次冷却系の減圧操作を実施することにより，ＴＩ－ＳＧＴＲの発生回避を図ることが可能である。万が一，ＴＩ－ＳＧＴＲが発生した場合には破損側蒸気発生器の隔離操作や溶融炉心

の冷却のための格納容器スプレイなど可能な対応を実施するとともに，損傷程度に応じて可搬型代替注水大型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

別紙12

ライナアタックについて

格納容器直接接触（シェルアタック）は，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ｉ型プラント特有の現象と考えられ，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6025 においては，ライナアタックと言われている。

一方，敦賀２号炉のプレストレストコンクリート製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが，溶融炉心が原子炉格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

1.　原子炉容器圧力が高圧時

原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として，加圧器逃がし弁を強制開とし，１次冷却系の強制減圧を図り，溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

2.　原子炉容器圧力が低圧時

原子炉容器が低い圧力状態で損傷すると，原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの，ライナ上部のコンクリートにより原子炉格納容器直接接触を防止することができる。

また，この事象に対しては，重大事故等対策として，常設低圧代替注水ポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティへ注水すること，溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し，コンクリート侵食の防止が可能である。

別紙13

格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

レベル１．５ＰＲＡ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方法としては，第１ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるＰＤＳを選定し，第２ステップにて選定されたＰＤＳの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお，評価事故シーケンスの選定においてはＡＭ策や重大事故対策等を考慮しないＰＲＡモデルを用いている。以下に，評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

1.　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，原子炉格納容器内の圧力上昇及び事象進展が厳しい。

・ウェット状態（＊＊Ｗ）は非常用炉心冷却設備又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり，注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから，ドライ状態（＊＊Ｄ）が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＡＥＤのうち，破断規模が大きいほうが事象進展が早くなることから，①大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器ス

プレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＤ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗※1＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※2＋格納容器スプレイ注入失敗

※１：高圧注入失敗を重畳して扱う。

※２：低圧注入失敗を重畳して扱う。

2.　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが，以下の点から，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

・ＲＶ破損時に高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散し，溶融物の表面積が大きくなり溶融物から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小ＬＯＣＡ（Ｓ＊＊），過渡事象（Ｔ＊＊）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。

・また，補助給水による冷却がない（Ｔ＊＊）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＴＥＤのうち，１次冷却材圧力が高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散する事故シーケンスを選定する。

全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると，加圧器

安全弁設定圧力まで１次冷却系が高圧になり，溶融物が原子炉格納容器内に分散しやすくなる③全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお，有効性評価においては，加圧器逃がし弁の復旧を考慮し，その機能に期待しているが，加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次冷却材圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに，事象進展を早める観点から，補助給水失敗の重畳を考える。

評価対象ＰＤＳ：ＴＥＤ

①主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

②外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

④ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑥２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑦手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑧原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

⑨過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

＜補足説明＞

・③は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し，加圧器安全弁設定圧まで１次冷却材圧力が高圧となる。なお，③は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが，仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。

・①，②，⑤，⑥，⑦，⑨は過渡事象等の事故シーケンスであって，加圧器

逃がし弁は一般に使用可能であり１次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから③に包絡される。なお，②は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり，全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。

・⑧は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし，③も全交流動力電源喪失による原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するので⑧は③に包絡される。また，頻度の観点からも⑧がＣＤＦで 9.9E-09 であるのに対して③がＣＤＦで 9.0E-07 であり，③の方が大きく，包絡されている。

・ＡＴＷＳが起因事象となる④について，ＡＴＷＳにより炉心出力が高く１次冷却材圧力は高圧で推移するが，加圧器逃がし弁が作動するため，ＲＶ破損時の１次冷却材圧力は③に包絡される。また，頻度の観点からも④がＣＤＦで 7.1E-09 となり，包絡されている。

3.　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力，温度）の観点から抽出するが，以下の点から，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・１次冷却系の圧力が高い方が溶融物の分散量が大きく，原子炉格納容器への負荷が大きいので１次冷却材圧力に着目して抽出する。

・１次冷却系の圧力が高く維持され，減圧の観点から厳しい過渡事象（Ｔ＊＊）が厳しくなる。

・（Ｔ＊＊）のうち，最も１次冷却系の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はＴＥＤに含まれる。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＴＥＤのうち，１次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして，2.　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ③全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による１次冷却系高圧）を選定している。なお，有効性評価においては，加圧器逃がし弁の復旧を考慮し，その機能に期待しているが，加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次冷却材圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。また，事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考える。

4.　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，ＡＥＷが最も厳しいＰＤＳとなる。

・溶融炉心がより高温となる観点から，事象進展が早くＲＶ破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が厳しくなる。

・冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない（＊＊Ｗ）が厳しくなる。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

評価対象のＰＤＳであるＡＥＷのうち，原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出する。ＡＥＷのうち，破断規模が大きい方が事象進展は早まることから，大破断ＬＯＣＡを抽出する。また，非常用炉心冷却設備注入（高圧・低圧注入）が失敗した方が事象進展は早まることから，⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

ただし，評価事故シーケンスは，格納容器スプレイ再循環失敗において，冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。

評価事故シーケンス選定のフロー(参考)

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＷ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

②大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

④大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑥中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑦中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑧中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑨中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑩中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑪中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑫中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

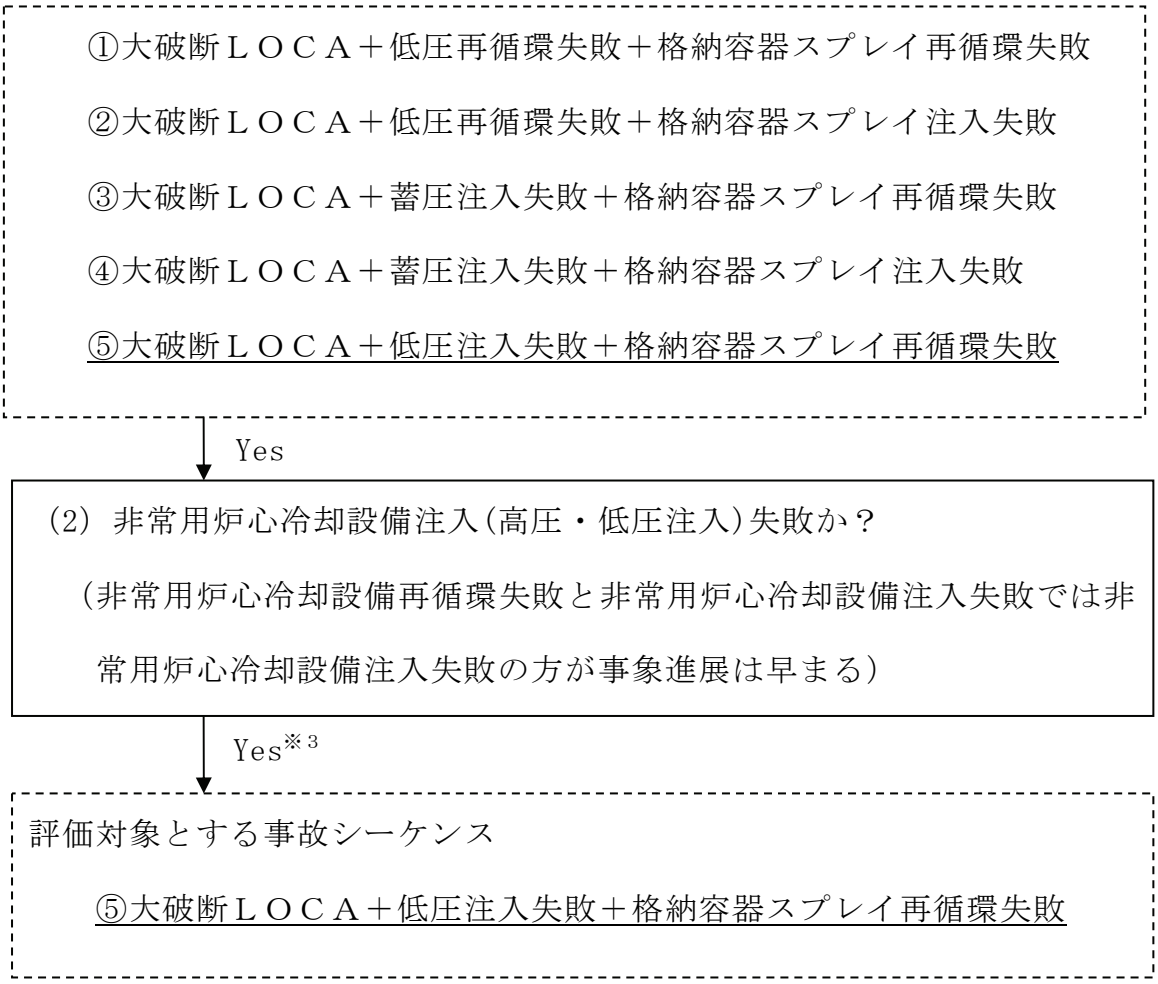
⑬中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

↓

(1) 大破断ＬＯＣＡか？

(破断規模が大きい方が事象進展は早まる)

↓



※３：

・「(2)　非常用炉心冷却設備注入失敗（高圧・低圧注入失敗）か？」について，各事故シーケンスについて，高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し，細分化することで整理した。（表１　非常用炉心冷却設備注入失敗について）

・表１において，低圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功であるため，「(2)　非常用炉心冷却設備注入失敗(高圧・低圧注入)か？」を満たさないことから対象外となる。

・表 1 において，「(2)　非常用炉心冷却設備注入失敗（高圧・低圧注入失敗）か？」を満たす事故シーケンスは，③－4，⑤－2 となる。③－4 と⑤－2 を比較すると，⑤－2 に蓄圧注入失敗が重なる③－4 の

方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため，⑤－2が頻度の観点から事故シーケンスを代表している。※4

・以上のことから，「⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※４：⑤－２の主要因は，低圧注入と高圧注入の共用部であり，かつ格納容器スプレイ注入とは独立した機器の故障である。また，③－４の主要因は，上記⑤－２の主要因に蓄圧注入の単一故障を加えたものと，蓄圧注入，低圧注入及び高圧注入で共用している逆止弁の故障の 2 つである。

評価の結果，③－４の主要因は，いずれも⑤－２の主要因よりも低い頻度であり，定量的には，③－４は⑤－２よりも 2 桁以上低い頻度である。

表１　非常用炉心冷却設備注入失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	(2) を満たすか？
①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	＋低圧注入成功	×
②大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－	＋低圧注入成功	×
③大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	＋高圧注入成功	＋低圧注入成功③－1	×
		＋低圧注入失敗③－2	×
	＋高圧注入失敗	＋低圧注入成功③－3	×
		＋低圧注入失敗③－4	○
④大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	＋高圧注入成功	＋低圧注入成功④－1	×
		＋低圧注入失敗④－2	×
	＋高圧注入失敗	＋低圧注入成功④－3	×
⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	＋高圧注入成功 ⑤－1	－	×
	＋高圧注入失敗 ⑤－2	－	○

注)○：(2)を満たす。　×：(2)を満たさない。

5.　水素燃焼

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事象進展の観点から抽出す

るが，以下の点から，ＡＥＩが最も厳しいＰＤＳとなる。

・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる，原子炉格納容器が除熱される状態（＊＊Ｉ）のＰＤＳが厳しくなる。

・炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応するものとすることを前提とすると，各ＰＤＳで炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため，事象進展が早く水素放出速度が大きい（Ａ＊＊）が厳しくなる。

・＊＊Ｄシーケンスについては，ＲＶ破損後後期にＭＣＣＩが発生し，表２のとおり水素が発生する。ＭＣＣＩによる水素発生量はＡＥＤで最も大きく約 1831.3kg である。しかし，ＭＣＣＩが発生すると水素と同時に多量の水蒸気も発生するため，ＡＥＤの水蒸気濃度は約 75.4vol％に達し，水素燃焼の可燃限界水蒸気濃度である約55vol％を上回る。したがって，ＡＥＤは水素燃焼にとって厳しいシーケンスではない。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

・原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（ＰＡＲの処理能力「ジルコニウム－水反応による水素発生期間中のＰＡＲによる水素処理量」）から，短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。

・原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のＰＤＳであるＡＥＩでは，水蒸気が凝縮し，水素濃度が相対的に高くなる。

・「大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」において，ＭＣＣＩ防止の観点から，格納容器スプレイ注入に失敗しても，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入

を実施する手順であるが，流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象の方が，水素燃焼の観点ではより厳しい。

・放射線水分解による水素発生の観点から，原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量は多くなる。

以上のことから，事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く，かつ，放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから③大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＩ

①中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

②中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

③大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗※5

④大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

⑤中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

⑥中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

⑦大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

表２　水素発生量の内訳（事故発生から原子炉容器破損後後期）

ＰＤＳ		ＡＥＤ	ＡＥＷ	ＡＥＩ	ＳＥＤ	ＴＥＤ	ＴＥＩ
時刻		21 時間［ＣＶ破損時点］	23 時間［ＣＶ破損時点］	120 時間［ＣＶ破損なし］	28 時間［ＣＶ破損時点］	32 時間［ＣＶ破損時点］	120 時間［ＣＶ破損なし］
ＭＣＣＩ	Ｚｒ	542.5kg（50.1%）	0.3kg（0.0%）	0.0kg（0.0%）	482.7kg（44.6%）	312.7kg（28.9%）	0.9kg（0.1%）
	ステンレス等	1288.8kg（119.0%）	0.0kg（0.0%）	0.0kg（0.0%）	1033.5kg（95.4%）	999.9kg（92.3%）	0.0kg（0.0%）
	小　計	1831.3kg（169.1%）	0.3kg（0.0%）	0.0kg（0.0%）	1516.3kg（140.0%）	1312.6kg（121.2%）	0.9kg（0.1%）

・（　）内は全炉心Ｚｒ量の 100%が反応した場合の水素発生量（約 1083kg）に対する割合を示す。

・Ｚｒ等の金属別の水素発生量については，直接ＭＡＡＰコードの解析結果から得ることができないため，未酸化Ｚｒ質量等から推定した。

6.　溶融炉心・コンクリート相互作用

(1)　評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（溶融物温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・事象進展が早くＲＶ破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が厳しくなる。

・原子炉圧力が低く，溶融物の分散の可能性がないことから，原子炉下部キャビティの溶融物の量を多くする（Ａ＊＊）が厳しくなる。

・原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態（＊＊Ｄ）が溶融物を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しくなる。

(2)　評価事故シーケンスの選定方法

この格納容器破損モードは，原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キ

ャビティへ落下し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。

・評価対象ＰＤＳであるＡＥＤのうち，より高温の溶融燃料が原子炉格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。

・このため，炉心溶融が早く，崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断ＬＯＣＡにＥＣＣＳ注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し，更に原子炉格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう，格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。

以上のことから，①大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ失敗シーケンスを選定する。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＤ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗※6＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※7＋格納容器スプレイ注入失敗

※６：高圧注入失敗を重畳して扱う。

※７：低圧注入失敗を重畳して扱う。

事故シーケンスの整理について

イベントツリーを作成するに当たり，各ヘディングにおいて必ず分岐を考慮すると，事故シーケンスの数は非常に多くなるため，定量化を行う際には以下の原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。

・ヘディング間の従属性を考慮し，発生し得ないシーケンスは除外する。

（例：低圧注入に失敗した場合，低圧再循環は必ず失敗）

・結果（炉心損傷，ＰＤＳ）が変わらない場合，目的に応じて分岐を集約する。

（例：大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入に失敗した場合，蓄圧注入の成否はＰＤＳに影響しない。）

このため，定量化に使用するイベントツリーは，分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について，外部電源喪失を例に説明する。

外部電源喪失のイベントツリーにおいて，ＡＴＷＳに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐を全て記載したイベントツリーを図１に示す。

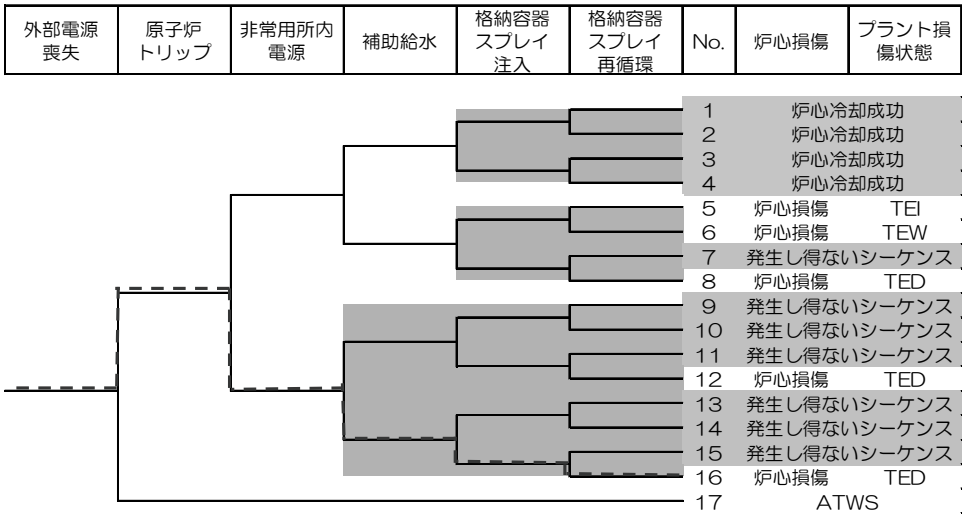


図１　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図１において，炉心冷却の成否で分類する場合，緑で示した分岐は集約することができる。また，ＰＤＳを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

・No.1 から No.4 は炉心冷却に成功するので，これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。

・格納容器スプレイ再循環は，格納容器スプレイ注入成功を前提とすることから No.7 は発生し得ない事故シーケンスとなり，この事故シーケンスを分岐させる必要はない。

・格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とすることから，外部電源が喪失し非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には，格納容器スプレイは作動しない。よって，No.9 から No.11，No.13 から No.15 は発生し得ない事故シーケンスとなり，これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。

・No.12 の事故シーケンスは非常用所内交流電源の供給失敗後の補助給水，すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし，重大事故等対処設備を考慮しないため，最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よって，ＰＤＳは No.16 と同じであり，No.12 と No.16 を分岐させる必要はない。

よって，No.12 と No.16 において，炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため，事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが図２であり，これを定量評価に用いている。

図２のうち，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高

圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては，選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗」に事象進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え，「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

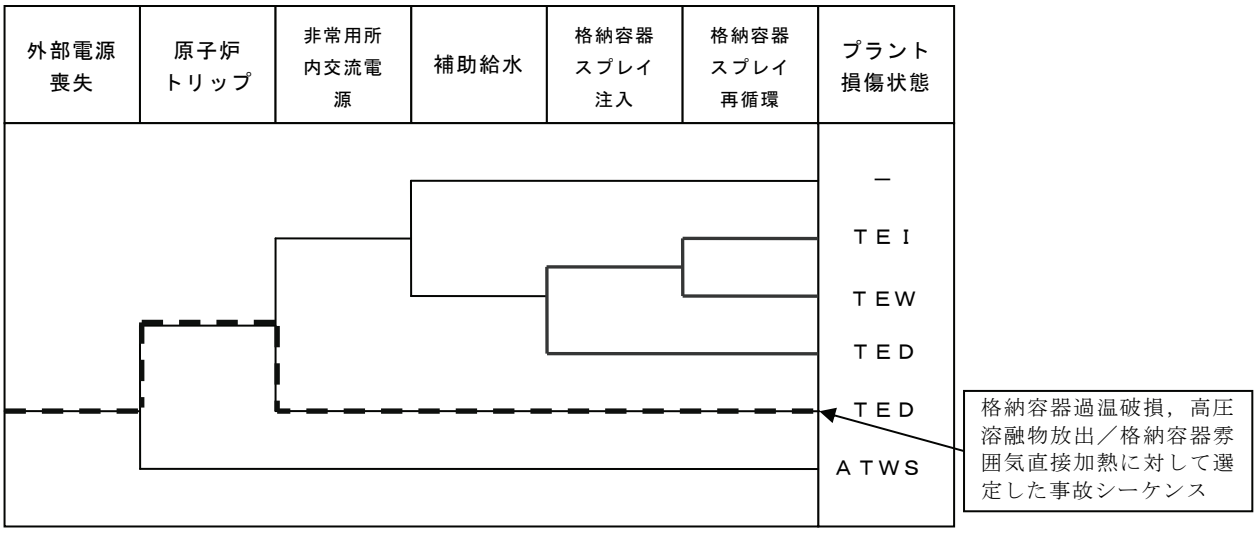


図２　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

このように，分岐の有無が炉心損傷やＰＤＳに影響しない場合，定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが，システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合には，解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

別紙14

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける
格納容器破損防止対策の有効性

レベル１ＰＲＡから抽出した事故シーケンスのうち，国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては，解釈のうち，以下に示す記載に従い整理している。

＜参考：解釈の関連記載＞

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っては，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。

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。

また，「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」に整理した事故シーケンスについては，「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」において，以下のとおり要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(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）

b. 主要解析条件

(a) 評価事故シーケンスはＰＲＡに基づく格納容器破損シーケンスの中から，過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（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原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の敦賀２号炉の事故シーケンスの検討に際して，国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の6つである。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
2. １次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失
3. 大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
4. 大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
5. 中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
6. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

これらの事故シーケンスについては，上記ガイドに従い，今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはＴＥＤのＰＤＳに分類され，ＴＥＤが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。こ

れらの破損モードにおいて厳しい条件※となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて，原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性が確認されていることから，「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

※：１次冷却系がより高圧となり溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。

また，事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

2.　１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失

この事故シーケンスは，地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し，２次冷却系からの除熱が開始されるものの，炉内構造物の損傷により１次冷却材の流れが阻害され，２次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは，ＴＥＤのＰＤＳに分類されることに加え，１次冷却系のフィードアンドブリードを考慮しない条件下においては，炉心損傷後の事象進展は「過渡事象＋補助給水失敗」と同等である。ＴＥＤが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の２つであり，これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性が確認されていることから，本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

3.　大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

4.　大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

5.　中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはＡＥＷ，ＡＥＩ，ＡＥＤのいずれかのＰＤＳに分類される。

(1)　ＡＥＷに分類される場合

ＡＥＷのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」であり，この破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して，格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：ＡＥＷのうち，事象進展の早さの観点から，大破断ＬＯＣＡを選定し，ＥＣＣＳ再循環失敗よりも原子炉容器破損までの事象進展の早いＥＣＣＳ注入失敗を考慮している。なお，有効性評価の実施に際しては，冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい事象が厳しくなるため，格納容器スプレイ再循環失敗（格納容器スプレイ注入成功）の条件を，重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入成功として評価条件を設定している。（6.においても同様）

(2)　ＡＥＩに分類される場合

ＡＥＩのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは「水素燃焼」であり，この破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗」の事故シーケンスに対して，格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：ＡＥＩのうち，事象進展の早さの観点から，大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗を選定している。

(3)　ＡＥＤに分類される場合

ＡＥＤのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の2つであり，これらの破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して，格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：ＡＥＤのうち，事象進展の早さの観点から，大破断ＬＯＣＡを選定している。

(1)，(2)及び(3)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており，これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや，機能喪失を想定する注入系を考慮すると，各事故シーケンス（3.から5.）と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から，各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策は有効である。

6.　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

この事故シーケンスについても，ＡＥＷ，ＡＥＩ及びＡＥＤのいずれかのＰＤＳに分類され，代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の4つである。このシーケンスは，大破断ＬＯＣＡと比較すると以下の差異が考えられる。

・破断口が大きく，原子炉格納容器圧力上昇が大破断ＬＯＣＡと比べて早

い。

・炉心露出のタイミングが早く，炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。

・原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合，溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの，原子炉容器破損時間の観点では，どちらの場合においても，ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく，炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに，原子炉格納容器圧力／温度の観点では，どちらの場合においても短期間に１次冷却系エンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また，原子炉格納容器圧力の初期ピークはＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの方が高くなるものの，大破断ＬＯＣＡ解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍及び200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから，Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から，両者で原子炉容器破損時間に大きな差異はなく，また，原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を超えないことから，Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡは同様と判断し，大破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。

別添

敦賀発電所２号炉

確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

目　　次

1.　レベル１ＰＲＡ

1.1　内部事象ＰＲＡ

1.1.1　出力運転時ＰＲＡ

1.1.2　停止時ＰＲＡ

1.2　外部事象ＰＲＡ

1.2.1　地震ＰＲＡ

1.2.2　津波ＰＲＡ

2.　レベル１．５ＰＲＡ

2.1　内部事象ＰＲＡ

2.1.1　出力運転時ＰＲＡ

表

出力運転時ＰＲＡ

第 1.1.1.a-1 表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源

第 1.1.1.a-2 表　系統設備概要

第 1.1.1.b-1 表　既往のＰＲＡで選定している起因事象

第 1.1.1.b-2 表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応

第 1.1.1.b-3 表　ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 トランジェント分類

第 1.1.1.b-4 表　運転時の異常な過渡変化とＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 のカテゴリとの対応

第 1.1.1.b-5 表　グループ化した起因事象

第 1.1.1.b-6 表　選定した起因事象一覧表

第 1.1.1.b-7 表　1976 年 3 月 31 日以前における事象一覧

第 1.1.1.b-8 表　起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日まで）

第 1.1.1.c-1 表　成功基準の一覧

第 1.1.1.c-2 表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

第 1.1.1.e-1 表　フロントライン系とサポート系の依存性

第 1.1.1.e-2 表　サポート系同士の依存性

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード

第 1.1.1.e-4 表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット

第 1.1.1.f-1 表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード

第 1.1.1.f-2 表　共通原因故障パラメータ（抜粋）

第 1.1.1.h-1 表　起因事象別炉心損傷頻度
第 1.1.1.h-2 表　事故シーケンスの分析結果
第 1.1.1.h-3 表　起因事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）
第 1.1.1.h-4 表　起因事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）
第 1.1.1.h-5 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）
第 1.1.1.h-6 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）
第 1.1.1.h-7 表　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度不確実さ解析結果
第 1.1.1.h-8 表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-9 表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-10 表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

停止時ＰＲＡ

第 1.1.2.a-1 表　系統設備概要
第 1.1.2.a-2 表　敦賀発電所２号炉施設定期検査の工程日数の比較
第 1.1.2.a-3 表　各プラント状態の継続時間
第 1.1.2.a-4 表　緩和設備の使用可能性
第 1.1.2.b-1 表　考慮している起因事象の比較
第 1.1.2.b-2 表　起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日まで）
第 1.1.2.e-1 表　フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.1.2.e-2 表　サポート系同士の依存性
第 1.1.2.h-1 表　ＰＯＳ分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第 1.1.2.h-2 表　主要カットセット（ＰＯＳ５における事故シーケンス）

第 1.1.2.h-3 表　主要カットセット（ＰＯＳ９における事故シーケンス）
第 1.1.2.h-4 表　　ＦＶ重要度評価結果
第 1.1.2.h-5 表　　ＲＡＷ評価結果
第 1.1.2.h-6 表　　不確実さ解析結果
第 1.1.2.h-7 表　　感度解析結果

地震ＰＲＡ

第 1.2.1.a-1 表　　地震ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源
第 1.2.1.a-2 表　　地震による事故シナリオのスクリーニング
第 1.2.1.a-3 表　　建屋・機器選定のステップ
第 1.2.1.a-4 表　　建屋・機器リストとフラジリティデータ
第 1.2.1.b-1 表　　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル
第 1.2.1.b-2 表　　主要活断層モデル（ｂ）のロジックツリーの分岐ごとの諸元
第 1.2.1.c-1-1 表　考慮する不確実さ要因の例
第 1.2.1.c-1-2 表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）
第 1.2.1.c-1-3 表　地盤物性値
第 1.2.1.c-1-4 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の物性値
第 1.2.1.c-1-5 表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の物性値
第 1.2.1.c-1-6 表　現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-1-7 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元
第 1.2.1.c-1-8 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋蒸気発生器サポート部の

ばね定数
第 1.2.1.c-1-9 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の底面地盤のばね定数及び減衰係数
第 1.2.1.c-1-10 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の側面地盤のばね定数及び減衰係数
第 1.2.1.c-1-11 表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の水平方向解析モデル諸元
第 1.2.1.c-1-12 表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の底面地盤のばね定数及び減衰係数
第 1.2.1.c-1-13 表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の側面地盤のばね定数及び減衰係数
第 1.2.1.c-1-14 表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第 1.2.1.c-1-15 表　2 点推定法による解析ケース
第 1.2.1.c-2-1 表　現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-3-1 表　現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因の整理
第 1.2.1.c-3-2 表（1／3）原子炉建屋（ＲＥＢ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-2 表（2／3）原子炉建屋（ＲＥＢ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-2 表（3／3）原子炉建屋（ＲＥＢ）の鉛直方向の建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-3 表（1／3）原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-3 表（2／3）原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-3 表（3／3）原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の鉛直方向の建屋応答係数

第 1.2.1.c-3-4 表（1／3）原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-4 表（2／3）原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-4 表（3／3）原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の鉛直方向の建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-5 表（1／3）原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-5 表（2／3）原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第 1.2.1.c-3-5 表（3／3）原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の鉛直方向の建屋応答係数
第 1.2.1.d-1 表　起因事象の条件付発生確率
第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット
第 1.2.1.d-3 表　起因事象別炉心損傷頻度評価結果
第 1.2.1.d-4 表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第 1.2.1.d-5 表　全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果
第 1.2.1.d-6 表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果
第 1.2.1.d-7 表　不確実さ解析結果
第 1.2.1.d-8 表　敦賀サイト地震ハザードデータ
第 1.2.1.d-9 表　全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有のシーケンスの不確実さによる比の確認
第 1.2.1.d-10 表　相関性を考慮した感度解析結果

津波ＰＲＡ

第 1.2.2.a-1 表　評価に必要な情報及び主な情報源
第 1.2.2.a-2 表　津波プラントウォークダウン結果
第 1.2.2.a-3 表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類
第 1.2.2.a-4 表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
第 1.2.2.a-5 表　津波により発生する起因事象の選定
第 1.2.2.a-6 表　機器リスト（主要な機器）
第 1.2.2.a-7 表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
第 1.2.2.d-1 表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度
第 1.2.2.d-2 表　成功基準
第 1.2.2.d-3 表　フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.2.2.d-4 表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット
第 1.2.2.d-5 表　起因事象別炉心損傷頻度結果
第 1.2.2.d-6 表　重要度整理結果
第 1.2.2.d-7 表　感度解析結果

レベル１．５ＰＲＡ

第 2.1.1.b-1 表（1／3）　事故のタイプと１次冷却材圧力の分類記号
第 2.1.1.b-1 表（2／3）　炉心損傷時期の分類記号
第 2.1.1.b-1 表（3／3）　原子炉格納容器内事故進展の分類記号
第 2.1.1.b-2 表　プラント損傷状態の定義
第 2.1.1.b-3 表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事

故シーケンス
第 2.1.1.b-4 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
第 2.1.1.c-1 表　原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出
第 2.1.1.c-2 表　プラント損傷状態と負荷の対応
第 2.1.1.c-3 表　格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 2.1.1.c-4 表　格納容器破損モードの選定
第 2.1.1.d-1 表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 2.1.1.d-2 表　ヘディングの選定及び定義
第 2.1.1.d-3 表　ヘディングの従属性
第 2.1.1.e-1 表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第 2.1.1.e-2 表　解析コードの基本解析条件
第 2.1.1.e-3 表　各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 2.1.1.e-4 表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 2.1.1.e-5 表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 2.1.1.e-6 表　事故進展解析を実施していないプラント損傷状態の分岐確率の考え方
第 2.1.1.f-1 表　分岐確率のあてはめ方法
第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 2.1.1.f-3 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-4 表　格納容器破損モード別，破損カテゴリ別の格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-5 表　起因事象別格納容器破損頻度

第 2.1.1.g-1 表　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-2 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-3 表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-4 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

図

出力運転時ＰＲＡ

第 1.1.1-1 図　内部事象レベル１ＰＲＡ評価フロー

第 1.1.1.a-1 図　１次冷却設備系統説明図

第 1.1.1.a-2 図　工学的安全設備の概要

第 1.1.1.a-3 図　原子炉保護系設備系統説明図

第 1.1.1.a-4 図　化学体積制御設備系統説明図

第 1.1.1.a-5 図　非常用炉心冷却設備の系統説明図

第 1.1.1.a-6 図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図

第 1.1.1.a-7 図　開閉所単線結線図

第 1.1.1.a-8 図　所内単線結線図

第 1.1.1.a-9 図　直流電源設備

第 1.1.1.a-10 図　計測制御用電源設備

第 1.1.1.a-11 図　工学的安全施設作動設備説明図

第 1.1.1.a-12 図　原子炉補機冷却水設備系統説明図

第 1.1.1.a-13 図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図

第 1.1.1.a-14 図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）

第 1.1.1.a-15 図　制御用空気設備系統説明図

第 1.1.1.a-16 図　タービン系統説明図

第 1.1.1.a-17 図　原子炉格納施設の構造概要図

第 1.1.1.a-18 図　アニュラス空気浄化設備系統図

第 1.1.1.b-1 図　国内ＰＷＲプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合

第 1.1.1.b-2 図　余熱除去系簡略図

第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定
第 1.1.1.d-1(a)図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1(b)図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1(c)図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1(d)図　インターフェイスシステムＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1(e)図　主給水流量喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1(f)図　過渡事象イベントツリー
第 1.1.1.d-1(g)図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1(h)図　ＡＴＷＳイベントツリー
第 1.1.1.d-1(i)図　２次冷却系の破断イベントツリー
第 1.1.1.d-1(j)図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
第 1.1.1.d-1(k)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1(l)図　手動停止イベントツリー
第 1.1.1.e-1 図　故障モードのスクリーニング手順
第 1.1.1.f-1 図　共通原因故障同定のフロー
第 1.1.1.g-1 図　起因事象発生前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
第 1.1.1.h-1 図　起因事象別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合
第 1.1.1.h-2 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）
第 1.1.1.h-3 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＦＶ重要度）
第 1.1.1.h-4 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＲＡＷ）
第 1.1.1.h-5 図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対

する不確実さ解析結果
第 1.1.1.h-6 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率変更】
第 1.1.1.h-7 図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時ＰＲＡ

第 1.1.2.a-1 図　余熱除去設備の系統図
第 1.1.2.a-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 1.1.2.a-3 図　ミッドループ運転概要図
第 1.1.2.b-1 図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム
第 1.1.2.d-1(a)図　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1(b)図　オーバードレンイベントツリー
第 1.1.2.d-1(c)図　水位維持失敗イベントツリー
第 1.1.2.d-1(d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1(e)図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1(f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1(g)図　反応度の誤投入イベントツリー
第 1.1.2.e-1 図　システム信頼性の評価例
第 1.1.2.h-1 図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合
第 1.1.2.h-2 図　起因事象別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合

地震ＰＲＡ

第 1.2.1-1 図　地震レベル１ＰＲＡの評価フロー
第 1.2.1.a-1 図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果
第 1.2.1.b-1 図　敷地周辺の主な活断層
第 1.2.1.b-2 図　萩原（1991）及び垣見ほか（2003）による領域区分
第 1.2.1.b-3 図　設定したロジックツリー
第 1.2.1.b-4 図　主要活断層モデル(a)のロジックツリー
第 1.2.1.b-5 図　主要活断層モデル(b)のロジックツリー
第 1.2.1.b-6 図　平均地震ハザード曲線
第 1.2.1.b-7 図　震源ごとの地震ハザード曲線
第 1.2.1.b-8 図　フラクタイル地震ハザード曲線
第 1.2.1.b-9 図　基準地震動S_sの応答スペクトルと一様ハザードスペクトルの比較
第 1.2.1.b-10 図　周期ごとの平均地震ハザード曲線
第 1.2.1.b-11 図　年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震波
第 1.2.1.c-1-1 図　原子炉建屋の概略平面図(E.L.－0.3m)
第 1.2.1.c-1-2 図　原子炉建屋の概略断面図（A－A 断面）
第 1.2.1.c-1-3 図　原子炉建屋の概略断面図（B－B 断面）
第 1.2.1.c-1-4 図　原子炉補助建屋の概略平面図(E.L.－7.3m)
第 1.2.1.c-1-5 図　原子炉補助建屋の概略断面図（A－A 断面）
第 1.2.1.c-1-6 図　原子炉補助建屋の概略断面図（B－B 断面）
第 1.2.1.c-1-7 図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋地震応答解析モデル（水平方向）

第 1.2.1.c-1-8 図　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋地震応答解析モデル
（水平方向）
第 1.2.1.c-1-9 図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（ＰＣＣＶ：CV09　ＥＷ方向）
第 1.2.1.c-1-10 図 敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（Ｉ／Ｃ：IC11　ＥＷ方向）
第 1.2.1.c-1-11 図 敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（ＲＥＢ：RE40 ＮＳ方向）
第 1.2.1.c-1-12 図 敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋フラジリティ曲線
（Ａ／Ｂ：AB02　ＮＳ方向）
第 1.2.1.c-2-1 図　原子炉補機冷却海水ポンプピット平面図
第 1.2.1.c-2-2 図　原子炉補機冷却海水ポンプピット断面図
第 1.2.1.c-2-3 図　原子炉補機冷却海水ポンプピット　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-1 図　原子炉容器　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-2 図　格納容器スプレイ冷却器　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-3 図　パワーセンタ　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-4 図　内燃機関(ディーゼル機関)　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-5 図　主蒸気系配管　フラジリティ曲線
第 1.2.1.d-1 図　　起因事象階層イベントツリー
第 1.2.1.d-2 図　　地震システム解析モデル（小イベントツリー）
第 1.2.1.d-3 図　　過渡分類イベントツリー
第 1.2.1.d-4 図　　大破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-5 図　　中破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-6 図　　小破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-7 図　　２次冷却系の破断イベントツリー

第 1.2.1.d-8 図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-9 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-10 図　主給水流量喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-11 図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第 1.2.1.d-12 図　加速度区分別炉心損傷頻度　寄与割合
第 1.2.1.d-13 図　加速度区分別条件付炉心損傷確率
第 1.2.1.d-14 図　地震特有の事故シーケンスの不確実さ解析結果

津波ＰＲＡ

第 1.2.2-1 図　津波レベル１ＰＲＡの評価フロー
第 1.2.2.a-1 図　プラント概要図
第 1.2.2.a-2 図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー
第 1.2.2.a-3 図　プラントウォークダウンチェックシート
第 1.2.2.a-4 図　現場機器（原子炉補機冷却海水ポンプ）
第 1.2.2.a-5 図　起因事象の抽出フローに基づく評価結果
第 1.2.2.b-1 図　検討対象波源（日本海東縁部）
第 1.2.2.b-2 図　検討対象波源（海域活断層）
第 1.2.2.b-3 図　検討対象波源（領域震源：萩原（1991））
第 1.2.2.b-4 図　検討対象波源（領域震源：萩原他（2003））
第 1.2.2.b-5 図　日本海東縁部のロジックツリー
第 1.2.2.b-6 図　海域活断層のロジックツリー
第 1.2.2.b-7 図　領域震源のロジックツリー
第 1.2.2.b-8 図　評価地点における水位と年超過確率の関係
第 1.2.2.c-1 図　被水・没水に関するフラジリティ曲線
第 1.2.2.d-1 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー

第 1.2.2.d-2 図(a) 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 図(b) 外部電源喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 図(c) 主給水流量喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 図(d) 過渡事象イベントツリー
第 1.2.2.d-2 図(e) 直接炉心損傷に至る事象
第 1.2.2.d-3 図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第 1.2.2.d-4 図　津波フラクタイルハザード
第 1.2.2.d-5 図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
第 1.2.2.d-6 図　対策を考慮した「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」のシナリオの整理
第 1.2.2.d-7 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

レベル１．５ＰＲＡ

第 2.1.1.b-1 図　レベル１．５ＰＲＡ評価用のレベル１ＰＲＡイベントツリー
第 2.1.1.c-1 図　ＰＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展
第 2.1.1.d-1 図　格納容器イベントツリー
第 2.1.1.e-1 図（1／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＤ）
第 2.1.1.e-1 図（2／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＡＥＤ)
第 2.1.1.e-1 図（3／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＷ）
第 2.1.1.e-1 図（4／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＡＥＷ)
第 2.1.1.e-1 図（5／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＩ）
第 2.1.1.e-1 図（6／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＡＥＩ)
第 2.1.1.e-1 図（7／12）　代表的な物理量の時間変化（ＳＥＤ）
第 2.1.1.e-1 図（8／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＳＥＤ)

第 2.1.1.e-1 図（9／12）　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＤ）
第 2.1.1.e-1 図（10／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＴＥＤ)
第 2.1.1.e-1 図（11／12）　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＩ）
第 2.1.1.e-1 図（12／12）　代表シーケンスにおける事象進展例(ＴＥＩ)
第 2.1.1.f-1 図　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-2 図　格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-3 図　格納容器破損モード別の寄与割合
第 2.1.1.g-1 図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-2 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-3 図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析結果
第 2.1.1.g-4 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

1.　レベル１ＰＲＡ

1.1　内部事象ＰＲＡ

1.1.1　出力運転時ＰＲＡ

出力運転時ＰＲＡは，一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル１ＰＳＡ編）: 2008（以下「レベル１ＰＳＡ学会標準」という。）」を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a　対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1)　プラント情報の収集・分析

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

・ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）

・定量化に当たり必要とされる情報（機器故障率，起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて収集した図書類を，第1.1.1.a-1表に示す。また，a.項にレベル１ＰＲＡにおいて重要となる安全系，サポート系及び電源等の系統設備構成について示し，b.項に，レベル１．５ＰＲＡにおいて重要となる原子炉格納容器系の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

・出　　力　　－　熱 出 力　約3,423MWt

－　電気出力　1,160MWe

・プラント型式　　－　加圧水型４ループプラント

・原子炉格納容器型式　－　上部半球円筒型（プレストレストコンクリート造)(底部鉄筋コンクリート造)

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントのＰＲＡに係るプラントの基本設計は，次に説明する主要な１次冷却系統及び安全系統により構成される。本プラントの１次冷却設備を第1.1.1.a-1図に，工学的安全設備の概要を第1.1.1.a-2図に示す。また，系統設備概要を第1.1.1.a-2表に示す。

(a)　原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図，第1.1.1.a-4図）

原子炉停止に関する系統は，制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系統）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系統から構成される。

(b)　原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は，蓄圧注入系，高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は，多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源系統から受電できるようにする等の考慮を払うことにより，単一故障に加え，外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

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

1)　蓄圧注入系（第1.1.1.a-5図）

蓄圧注入系は，蓄圧タンクと配管，弁類で構成され，各１次

冷却材ループに１系統ずつ設置されている。１次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa［gage］）以下になれば，原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから１次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注入して，炉心の早期冷却を確保する。

2)　高圧注入系（第1.1.1.a-5図）

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

高圧注入系は，次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

①　原子炉圧力低

②　主蒸気ライン圧力低

③　原子炉格納容器圧力高

④　手動

非常用炉心冷却設備作動信号により，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプが起動し，ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクのほう酸水を，１次冷却材低温側配管を経て，炉心に注入する。

充てん／高圧注入ポンプは，通常運転時に１次冷却設備への充てん水と１次冷却材ポンプへの封水を供給するため，水源を体積制御タンクとしているが，非常用炉心冷却設備作動信号により燃料取替用水タンクに水源を自動的に切り替える。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると，充てん／高圧注入

ポンプ及び高圧注入ポンプの水源を，格納容器再循環サンプに切り替えて，余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を経て高圧注入配管から炉心に注入する再循環モードに移行する。

3) 低圧注入系（第1.1.1.a-5図）

低圧注入系は，余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は，100％容量のものを各2台設置する。低圧注入系は，非常用炉心冷却設備作動信号により，燃料取替用水タンクのほう酸水を，余熱除去冷却器を経て，１次冷却材低温側配管から炉心に注入する。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると，余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて，余熱除去冷却器で冷却した後，低圧注入配管から炉心に注入する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第1.1.1.a-6図）

原子炉格納容器スプレイ設備は，ＬＯＣＡ時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに，原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので，格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，よう素除去薬品タンク，配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは100％容量のものを2台，格納容器スプレイ冷却器は100％容量のものを2基，また，よう素除去薬品タンクは100％容量のものを1基設置する。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると，格納容器スプレイポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて，格納容器スプレイ冷却器で冷却した後，原子炉格納容器内にスプレイす

る。

(c)　電源，補機冷却水系等のサポート系

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

1)　電源系統（非常用所内交流電源，直流電源，計装用電源）（第1.1.1.a-7図から第1.1.1.a-10図）

2)　工学的安全施設作動設備（非常用炉心冷却設備作動信号作動設備，格納容器スプレイ信号作動設備）（第1.1.1.a-11図）

3)　原子炉補機冷却系統（原子炉補機冷却水系統，原子炉補機冷却海水系統）（第1.1.1.a-12図，第1.1.1.a-13図）

4)　補助建屋換気空調設備（第1.1.1.a-14図）

5)　制御用空気設備（第1.1.1.a-15図）

(d)　その他の系統

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

1)　加圧器逃がし弁，加圧器安全弁設備（第1.1.1.a-1図）

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

加圧器安全弁は，ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には，ループシールを設け，加圧器安全弁の弁座から，水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とす

る。加圧器安全弁の吹出し圧力は，１次冷却設備の最高使用圧力に設定し，安全弁の容量はプラント負荷喪失時サージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により，１次冷却系の圧力を最高使用圧力の1.1倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，主蒸気ダンプ設備（第1.1.1.a-16図）

蒸気発生器からの蒸気を，タービンをバイパスして直接復水器に導くため，主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は18個設け，定格主蒸気流量の約70％を処理できる。

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

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

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために，各系統の主蒸気隔離弁の上流に各5個，合計20個の主蒸気安全弁を設け，定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ（第1.1.1.a-16図）

補助給水ポンプは，主給水管破断事故時等により通常の給水系統の機能が失われた場合に，蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台，電動2台を設ける。各ポンプとも水

源は，復水タンクを使用するが，後備用として２次系純水タンクも使用することができる。

4)　主蒸気隔離弁（第1.1.1.a-16図）

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

b.原子炉格納容器の構成・特性

(a)　原子炉格納容器の構成・特性（第1.1.1.a-17図）

原子炉格納施設は，プレストレストコンクリート製の原子炉格納容器の外側を原子炉棟で囲み，原子炉格納容器と原子炉棟の間に密封された空間（アニュラス部）を形成し，二重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管，電線等の大部分は，このアニュラス部を貫通するようにする。

ＬＯＣＡ時等に圧力障壁となり，かつ放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため，原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁を設けるか又はこれと同等の隔離機能を持たせるようにする。

(b)　アニュラス空気浄化設備（第1.1.1.a-18図）

アニュラス空気浄化設備は，アニュラス空気浄化ファンとアニュラス空気浄化フィルタユニットで構成し，100％容量のものが2系統設置されている。本設備は，ＬＯＣＡ時に漏えいした空気を浄化再循環し，一部を排気筒に導いている。

② ＰＲＡに影響する特徴

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

(1)　充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが必要

【設計思想】

高圧再循環と低圧再循環は同時に要求されないことから，高圧再循環に，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプの有効吸込み水頭（ＮＰＳＨ）を確保するため，余熱除去ポンプを用いたブースティングを採用している。なお，余熱除去ポンプは，低圧注入と余熱除去の2つの機能を有している。

【ＰＲＡへの影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合，低圧再循環機能と高圧再循環機能の両機能が機能喪失することを考慮する。

1.1.1.b　起因事象

起因事象とは，通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起因事象について

(1)　起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について以下の方法により検討し，選定を行った。

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

既往のＰＲＡ,安全評価審査指針及びＥＰＲＩ　ＮＰ－2230について分析を行い，当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既

往のＰＲＡ（第1.1.1.b-1表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また，選定された起因事象と安全評価審査指針及びＥＰＲＩ　ＮＰ－2230で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第1.1.1.b-2表から第1.1.1.b-4表に示す。

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

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い，選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお，敦賀発電所２号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

過去のトラブル事象（発生時期）	トリップ事象分類	ＰＲＡ上の起因事象分類
中性子束計測装置の校正作業において，作業員が誤って本来切り離すべきでない回路を切り離したため，「中性子束減少率高」により原子炉自動停止（1988／3／4）	過渡事象	過渡事象
「蒸気発生器水位異常低」の信号により，原子炉自動停止（1989／6／28）	主給水流量喪失	主給水流量喪失ＡＴＷＳ
化学体積制御系統からほう酸水の漏えいを発見したため原子炉手動停止（1996／12／24）	手動停止	手動停止
格納容器内サンプ水位上昇率高を示す警報が発信したため原子炉手動停止（1999／7／12）	手動停止	手動停止
落雷により275kV敦賀線１号，２号が自動トリップ（1999／12／15）	外部電源喪失	外部電源喪失
高圧タービン軸受け付近の保温材からの発火に伴う原子炉手動停止（2002／12／12）	手動停止	手動停止
原子炉格納容器内ほう酸漏えい個所点検・修理に伴う発電停止（2005／6／9）	手動停止	手動停止
脱気器タンク水位制御弁補修に伴う発電停止（2006／7／1）	手動停止	手動停止
原子炉補機冷却水冷却器の点検・補修のため原子炉手動停止（2006／10／5）	手動停止	手動停止
高圧タービンの主蒸気入口配管付け根付近からの蒸気漏えいのため原子炉手動停止（2008／9／16）	手動停止	手動停止

(2)　対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については，発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

b. 燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが，落下した場合でもプラント運転には影響がなく，炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

c. 原子炉容器破損

原子炉容器破損については，決定論的に既に十分に対応がとられており，大きな残留リスクになるとは考えられないため，レベル１ＰＲＡの起因事象からは除外している。また，原子炉容器破損の頻度は，ＷＡＳＨ－1400や確率論的破壊力学により試算されており，それぞれ1E-07／炉年，1E-08／炉年以下となっており，十分に低い値が得られている。

(3)　起因事象のグループ化

起因事象については，単独でＣＤＦの評価を実施することも可能であるが，事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には，事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し，さらに，必要とされる緩和設備等が類似しており，同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-5表に示す。

a.　ＬＯＣＡ

ＬＯＣＡは，１次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し，原子炉圧力低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり，

起因事象としては１次冷却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。ＬＯＣＡのカテゴリに含まれる事象について破断規模に応じて期待される非常用炉心冷却設備，２次冷却系の除熱機能等の相違から，以下のとおりグループ化を行った。

・大破断ＬＯＣＡ

・中破断ＬＯＣＡ

・小破断ＬＯＣＡ

・極小ＬＯＣＡ※

※：極小ＬＯＣＡは，充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定。敦賀発電所２号炉では，緩和設備が多重（充てんポンプ1台，充てん／高圧注入ポンプ2台，高圧注入ポンプ2台）に設置されており，緩和設備に対する信頼性が高いことから対象外としている。

b. ＡＴＷＳ

ＡＴＷＳは，運転時の異常な過渡変化を起因事象とし，更に原子炉トリップに失敗している事象であり，評価上の技法で起因事象として取り扱う。

c. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

インターフェイスシステムＬＯＣＡは，原子炉冷却材圧力バウンダリとそれに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に，１次冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり，独立した起因事象として取り扱う。

d. 手動停止

手動停止は停止時冷却に移行する際に復水・給水系にトラブルが生じた際などの計画外停止を想定しており，独立した起因事象とし

て取り扱う。

e. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロントライン系設備の機能が影響を受け，ＲＣＰシール機能の喪失や加圧器逃がし弁・安全弁固着による１次冷却材保有水の喪失事象の発生が想定されることから，独立した起因事象として取り扱う。

f. ＤＣ母線１系列喪失

ＤＣ母線１系列喪失時に自動トリップするプラントを対象としており，敦賀発電所２号炉では対象外としている。

g. ２次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器1基からの除熱に期待できなくなり,破断ループの隔離操作が必要となるため，事象の類似性から「２次冷却系の破断」として分類し，独立した起因事象として取り扱う。

h. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管1本の完全両端破断を想定する事象であり,原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ，破損側蒸気発生器の隔離に失敗した場合に，原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため，独立した起因事象として取り扱う。

i. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し，原子炉トリップ信号が発信して原子炉トリップに至る事象であり，機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが，事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱

う。

・主給水流量喪失（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる）

・外部電源喪失（非常用電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

・過渡事象（外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化）

以上の検討結果より，本プラントの評価対象とする起因事象として12事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-6表に示す。

(4)　起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は，以下の手法a.又はb.を用いて算出した。

a.　プラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間あるいは暦日）を用いる※。

※：2011年3月31日現在。なお，国内初のＰＷＲプラント運開（1970年11月28日）以降1976年3月31日までの期間は，第1.1.1.b-1図に示すように国内ＰＷＲプラントとして初期に発生したものと考えられ，レベル１ＰＳＡ学会標準に基づき，近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから，運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-7表に，除外している事象の一覧を示す。

b.フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

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

－国内で発生実績のある起因事象は，現実的な評価を実施するとの観点から，国内ＰＷＲプラントの運転実績を適用する。

－国内及び米国ともに発生実績のない起因事象は，現実的な評価を実施するとの観点から，ＰＲＡに係る基本設計である１次冷却材系統や安全系統の構成・容量が，日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ，国内と米国の運転実績を適用する。

なお，後者については，工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

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

起因事象発生頻度の算出に用いた運転実績（評価時間）とその考え方について，次頁の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・２次冷却系の破断	・国内ＰＷＲプラント発電期間(運転開始～2011年3月31日(481炉年)) ・米国ＰＷＲプラント臨界時間(運転開始～2011年3月31日(1,839炉年))	日本及び米国で発生経験がなく，ＲＣＳバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため，日本及び米国の運転実績を採用した。 なお，当該事象は出力運転時にのみ発生しうる事象であるため，発電期間を用いた。
・原子炉補機冷却機能喪失	・国内ＰＷＲプラント運転期間(運転開始～2011年3月31日(632炉年)) ・米国ＰＷＲプラント臨界時間(運転開始～2011年3月31日(1,839炉年))	日本及び米国で発生経験がなく，ＲＣＳバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため，日本及び米国の運転実績を採用した。 なお，当該事象は停止時も発生しうる事象であるため，停止時間を含めた運転期間を用いた。
・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止	・国内ＰＷＲプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年))	国内で発生経験があることから，日本の運転実績を採用した。ただし，統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお，当該事象は出力運転時にのみ発生しうる事象であるため，発電期間を用いた。
・外部電源喪失	・国内ＰＷＲプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日（621炉年))	国内で発生経験があることから，日本の運転実績を採用した。ただし，統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお，当該事象は停止時も発生しうる事象であるため，停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ＡＴＷＳ	・国内ＰＷＲプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年))	１次冷却材圧力，温度の観点で厳しく，ＡＴＷＳ緩和設備に期待する必要のある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象，国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に，システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	日本及び米国で発生経験がないため，原子炉格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち，弁の故障により低圧設計部が過圧され，その結果としてインターフェイスシステムＬＯＣＡになりうる配管を同定し，システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a)　ＬＯＣＡの発生頻度

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

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

○：小破断ＬＯＣＡの発生頻度

＝0.5／(481＋1,839) ＝ 2.2E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント発電時間（年）

1,839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

○：大破断ＬＯＣＡの発生頻度

＝2.2E-04／10 ＝ 2.2E-05／炉年

○：中破断ＬＯＣＡの発生頻度

＝(大破断ＬＯＣＡの発生頻度

×小破断ＬＯＣＡの発生頻度)$^{1/2}$

＝6.8E-05／炉年

(b)　２次冷却系の破断，原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

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

○：２次冷却系の破断の発生頻度

＝0.5／(481＋1,839) × 2 ＝ 4.3E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント発電時間（年）

1,839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

×2 ：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

○：原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

＝0.5／(632＋1,839) ＝ 2.0E-04／炉年

632 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント運転期間※1（年）

1,839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

※１：原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず，運転停止中においても発生し得る事象であるため，発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電時間＋運転停止中期間）。

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

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

○：主給水流量喪失の発生頻度

＝5／475 ＝ 1.1E-02／炉年

5 ：発生実績※2（件）

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

475 ：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

○：外部電源喪失の発生頻度

＝3／621 ＝ 4.8E-03／炉年

3 ：発生実績※3（件）

※３：伊方１号(1980／8／27)，敦賀２号（1999／12／15)，泊２号（2000／5／19）

621 ：国内ＰＷＲプラント運転期間※4（年）

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

○：蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

＝{1／(4.1×10^{10}×(1-0.1))}×(3,382×4)×8,760

＝ 3.2E-03／炉年

1 ：発生実績※5（件）

※５：美浜２号（1991／2／9）

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

0.1 ：伝熱管施栓率

3,382×4 ：敦賀２号炉の伝熱管本数（本）

8,760 ：時間から年への換算係数（8,760＝365×24）（時間／年）

○：過度事象の発生頻度

＝46／475 ＝ 9.7E-02／炉年

46 ：過渡事象の発生実績（件）

475 ：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

○：手動停止の発生頻度

＝110／475 ＝ 2.3E-01／炉年

110 ：手動停止の発生実績（件）

475 ：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

(d) ＡＴＷＳの発生頻度

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

○：ＡＴＷＳの発生頻度

＝（34／475）× 3.8E-07

＝ 2.7E-08／炉年

34 ：ＡＴの発生実績（件）。ただし，想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象（例えば，原子炉保護設備誤操作で原子炉トリップした事象，外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち，施設定期検査時に起こった事象等）を除く

475　　：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

3.8E-07:フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e)　インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステムＬＯＣＡに至るシーケンスとして以下の3つのシナリオが考えられる。

①　低温側注入ラインにある2つの逆止弁の同時故障

②　高温側注入ラインにある2つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障

③　余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障

ＬＯＣＡの原因となる故障モードのうち，弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく，ＬＯＣＡには至らないものと考え，上記弁のリーク発生時には更に逃がし弁の故障(開失敗)を考える。

逆止弁，電動弁それぞれのリークの発生頻度は，機器故障率データより，

逆止弁リーク：7.1E-09／h

電動弁リーク：4.1E-09／h

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡのデータベースにはないため，リークのデータに10^{-1}を乗じた値を使用する。したがって，破損のデータは，

逆止弁破損：7.1E-10／h

電動弁破損：4.1E-10／h

となる。

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

逆止弁リークP(V1)：6.2E-05（＝7.1E-09×24×365)

電動弁リークP(V2)：3.6E-05（＝4.1E-09×24×365)

逆止弁破損　P(V3)：6.2E-06（＝7.1E-10×24×365)

電動弁破損　P(V4)：3.6E-06（＝4.1E-10×24×365)

となる。また，逃がし弁の開失敗は機器故障率データより,

逃がし弁開失敗P(V5)：1.4E-03／d※6

※６：1／d＝回／要求

を使用する。

① 低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は,2つの直列な逆止弁の同時故障(破損)である。また,逆止弁のリークに対しては，逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至る経路は4通りあり，第1.1.1.b-3図(1／3)に示す。したがって，低温側注入ラインでのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は,

$P1＝4×(P(V3)^2＋P(V1)^2×P(V5)＋2×P(V1)×P(V3)×P(V5))$

＝ 1.8E-10／炉年

$P(V3)^2$ ：2つの直列な逆止弁が破損

$P(V1)^2×P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク，逃がし弁が開失敗

P(V1)×P(V3)×P(V5)：逆止弁がリーク，もう1つの逆止弁が破損，逃がし弁が開失敗

② 高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は，2つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また，逆止弁／電動弁のリークに対しては，逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至るパスは2通りあり，第1.1.1.b-3図(2／3)に示す。したがって，高温側注入ラインでのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は，

$$P2 = 2\times(P(V3)^2\times P(V4) + P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5) + P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5) + P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5))$$

$$= 8.0E\text{-}16 \text{／炉年}$$

$P(V3)^2\times P(V4)$：2つの直列な逆止弁が破損，電動弁が破損

$P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク，電動弁がリーク，逃がし弁が開失敗

$P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5)$：逆止弁がリーク，電動弁がリーク，もう1つの逆止弁が破損，逃がし弁が開失敗

$P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5)$：電動弁がリーク，2つの直列な逆止弁が破損，逃がし弁が開失敗

$P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク，電動弁が破損，逃がし弁が開失敗

$P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5)$：逆止弁がリーク，もう1つの逆止弁が破損，電動弁が破損，逃

がし弁が開失敗

③ 余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は，直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また，電動弁のリークに対しては，逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至るパスは2通りあり，第1.1.1.b-3図(3／3)に示す。したがって，余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生確率は，

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

$= 3.0E-11$／炉年

$P(V4)^2$：2つの直列な電動弁が破損

$P(V2)^2\times P(V5)$：2つの直列な電動弁がリーク，逃がし弁が開失敗

$P(V2)\times P(V4)\times P(V5)$：電動弁がリーク，もう1つの電動弁が破損，逃がし弁が開失敗

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

$P = P1 + P2 + P3$

$= 2.1E-10$／炉年

となる。

以上の算出結果をまとめて，第1.1.1.b-8表に示す。

1.1.1.c　成功基準

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

① 成功基準について

【炉心損傷判定条件】

○　一般的な炉心損傷判定条件

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

○　ＬＯＣＡ時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

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

○　Ｎｏｎ－ＬＯＣＡ時２次冷却系による除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

２次冷却系の除熱機能が確保されずに，炉心露出に至ると評価される状態。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

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

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○　余裕時間

起因事象発生後の緩和操作を対象として，それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について以下のとおり示す。

(1)　ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

大破断ＬＯＣＡが発生すると，低圧注入系，高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために，水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて，再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：20分

設定根拠：事象発生後，発生した事象がＬＯＣＡであると運転員が判断（診断）し，適切な運転手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として，燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間※1を算出し，保守的に20分と設定した。余裕時間については，余熱除去ポンプ，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプが全て起動し，定格流量で注入されると仮定して算出した。

※１　1,953m^3／（125m^3／h×2台＋153 m^3／h×2台＋1,020m^3／h×2台＋1,200m^3／h×2台）

＝約23分

計算条件

燃料取替用水タンク水量：1,953m^3

（通常水位(96%)⇒水位異常低(3%)）

ポンプ仕様

・充てん／高圧注入ポンプ：125m^3／h×2台

・高圧注入ポンプ　　：153m^3／h×2台

・余熱除去ポンプ　　：1,020m^3／h×2台

・格納容器スプレイポンプ：1,200m^3／h×2台

(2)　ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ以外）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

中破断ＬＯＣＡ又は小破断ＬＯＣＡが発生すると，高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために，水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて，再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：30分

設定根拠：(1)ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ）発生時の算出条件から，余熱除去ポンプを除いた条件で算出し，保守的に30分と設定した。

(3)　２次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

２次冷却系の破断が発生すると，健全ループの蒸気発生器による過度の冷却が生じる。このため，過度の冷却を防止し，健全ループの蒸気発生器による２次冷却系冷却の継続を可能とするためには，破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20分

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

(4)　蒸気発生器伝熱管破損発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

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

余裕時間：30分

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

(5)　原子炉補機冷却系の故障

対象操作：原子炉補機冷却系の負荷制限

ＬＯＣＡ時再循環において，原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため，低圧注入系，格納容器スプレ

イ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30分

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

○　使命時間

本評価では，以下のことを勘案し，24時間を使命時間として設定した。なお，故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

・24時間あれば，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。

・補助給水系やＥＣＣＳ等，実際の使命時間が24時間より短いものもあるが，保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。

【熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性】

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお，第1.1.1.c-1表に示すように，第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより，設計基準事象解析結果と考え合わせることで，全ての成功基準を設定することができる。

1.1.1.d　事故シーケンス

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

① イベントツリー

各起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図から第1.1.1.d-1(l)図に示す。

1.1.1.e　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには，展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために，システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では，前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と，それを適切に運転するために必要となるサポート系について，フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また，フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に，サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき，異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連係しモデル化した。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御回路
4. 制御用空気系

5.　換気空調系

6.　原子炉補機冷却海水系

7.　原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8.　原子炉停止系

9.　高圧注入系（注入時）

10.　高圧注入系（再循環時）

11.　蓄圧注入系

12.　低圧注入系（注入時）

13.　低圧注入系（再循環時）

14.　格納容器スプレイ注入系（注入時）

15.　格納容器スプレイ注入系（再循環時）

16.　補助給水系／主蒸気圧力制御系

17.　破損側蒸気発生器隔離

18.　主蒸気隔離

19.　燃料取替用水系

【その他の系統】

20.　１次冷却材ポンプシールＬＯＣＡ

21.　加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ

② システム信頼性評価手法

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

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器で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1.1.1.e①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお，対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合，第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し，展開すべき故障モードの抽出を行っている。

ここで，内部事象レベル１ＰＲＡでは起因事象の重畳は発生確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが，起因事象（ＬＯＣＡ等）とサポート系（電源，冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は，個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③ システム信頼性評価の結果

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については起因事象ごとに評価し，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について，第1.1.1.e-4表に示す。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度

ＲＣＰシールＬＯＣＡは，システム信頼性評価を実施せずに発生確率を1.0と設定した。

1.1.1.ｆ　信頼性パラメータ

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

① 非信頼度を構成する要素と評価式

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

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，原則として，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表)」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。なお，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は,「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

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

上記の機器故障率を用いて，以下の評価式によりフォールトツリーで定義した基事象について，その発生確率を算出した。

・状態変更失敗確率

$Q = Qd$（Qd：デマンド故障率）

・機能維持失敗確率

$Q = 1 - \exp(-\lambda_r Tm)$

（λ_r：機能維持失敗の故障率，Tm：時間パラメータ※）

※：作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を，待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1／2）を使用する。

③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価ではＡＭ策を考慮しないＰＲＡモデルを用いた評価を実施して

おり，故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

④ 待機除外確率

(1)　試験による待機除外データ

ＰＲＡ評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し，モデル化が必要な場合は試験データを収集し，待機除外確率を算出した。試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準　原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表される。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(1)$$

ここで，ＭＵＴ：供用可能時間（mean up time）

ＭＤＴ：供用不能時間（mean down time）

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

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T\left(1+\frac{t}{T}\right)} \\ &\fallingdotseq \frac{t}{T} \quad (\because T >> t) \end{aligned} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(2)$$

試験による待機除外状態となる系統・機器をリスト化し，試験間隔（T）及び試験時間（t）（試験の開始から終了までの時間）を調査し，これらを上式に代入して待機除外確率を算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
余熱除去系	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	90分	2.1E-03 ①	2.2E-03 (①＋②)
	安全注入系電動弁動作試験	1ヶ月	5分	1.2E-04 ②	

(2)　保修作業による待機除外データ

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

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

$$
\begin{aligned}
q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
&= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)} \\
&= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
&\fallingdotseq \lambda \cdot AOT \qquad (\because 1 >> \lambda \cdot AOT) \qquad \cdots\cdots\cdots (3)
\end{aligned}
$$

保修作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
非常用炉心冷却系ーモード1,2,3ー（低圧注入系）	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-07／h	6.2E-05 ①	1.6E-04 (①＋②＋③)
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08／h	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	3.5E-07／h	8.4E-05 ③	

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

同一システムにおいて，多重性を持たせるために用いられる機器について，型式，機能，運用方法を考慮して，共通原因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを同定した。

共通原因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図に従い，以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して，共通原因故障の適用を検討した。

(1) 同一系統

(2) 冗長の機能を有する同種機器

(3) 起因事象発生前の運転状態が同一

(4) 同一故障モード

動的機器及び静的機器並びにそれらの故障モードによって，共通原因故障の可能性は異なると考えられるため，これらを区別して共通原因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては，共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから，上記条件を満たすものに対しては共通原因故障を考慮した。また，動的機器の静的故障モード及び静的機器については，故障実績があるものに対して共通原因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通原因故障の対象機器及び故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。

共通原因故障パラメータについては,第1.1.1.f-2表に示すＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5497（レベル１ＰＳＡ学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるＭＧＬパラメータを使用した。ＭＧＬモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており,原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.1.g　人的過誤

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

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）のＴＨＥＲＰ（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。なお，本評価では過誤回復として，複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1)　起因事象発生前の人的過誤

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

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業について，出力運転中における状態確認の機会や中央制御室における確認可能性，運転手順書等を調査し，復旧忘れの可能性を検討した。さらに，システム信頼性解析への影響程度を勘案した上で，人的過誤事象のモデル化要否を決定し，モデル化した。起因事象発生前人的過誤のモデル化対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる起因事象発生前の人的過誤確率（ＨＥＰ）について下表のとおり示す。

運転操作エラー	操作場所	人的過誤確率	エラーファクタ
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

(2)　起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合，運転員は運転手順書に記載されている手順に従って，原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。ＰＲＡにおいては，運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。

事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。

①　警報，信号，計測表示等（兆候）により異常を検知し，どの運転手順書を参照すべきかを判断する。

②　運転手順書に基づいて，実際の操作を行う。

③　運転手順書において，判断を伴う記載があった場合，計器等を確認する。

④　③の確認結果に基づき，運転手順書の操作を行う。

⑤　事象が進展した場合，再度運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち，①及び⑤を認知（診断）行為，②及び④を操作行為，③を読取として分類し，それぞれの失敗を評価する。

診断失敗，操作失敗，読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a)　診断失敗

運転手順書へのエントリ失敗を，診断過誤として取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率はＴＨＥＲＰの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数)を用いて評価を実施している。なお，診断行為は複数の計器指示，警報等からプラントで発生した事象を特定することから，時間的な余裕を考慮する。また，診断失敗が発生した場合，運転員は当該運転手順書の操作全てに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとお

りである。

診断項目	操作	余裕時間	診断過誤確率	ｽｷﾙﾌｧｸﾀ※
１次冷却材の喪失（大破断ＬＯＣＡ）	低圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替え	20分	2.7E-03	下限値
１次冷却材の喪失（大破断ＬＯＣＡ以外）	低圧注入系，格納容器スプレイ系及び高圧注入系を注入モードから再循環モードへ切替え	30分	2.7E-04	下限値
２次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
ＳＧＴＲの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-03	中央値

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

下限値：当該診断により運転員が行う操作が，事故発生後に初めて移行する運転手順書に記載されている場合

中央値：当該診断により運転員が行う操作が，事故発生後に移行する２番目の運転手順書に記載されている場合

上限値：運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合

(b)　操作失敗

運転手順書に記載された操作の中で，炉心損傷の観点から，事故シナリオの中で必要となる操作を同定し，操作失敗として取り扱う。本評価で用いる操作失敗の人的過誤確率は下表のとおりである。

(c)　読取失敗

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

運転操作エラー	操作場所	人的過誤確率	エラーファクタ	備　考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

1.1.1.h　炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は，事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー，フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度，機器故障率，人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は，計算コードＲｉｓｋＳｐｅｃｔｒｕｍを用いて，イベントツリー解析，フォールトツリー解析を行い，ＣＤＦの算出を行った。

② 炉心損傷頻度

全ＣＤＦは2.3E-04／炉年となった。起因事象別のＣＤＦの内訳を第1.1.1.h-1表に示す。また，各事故シーケンスに対する分析結果を第1.1.1.h-2表に示す。

起因事象別の結果では，原子炉補機冷却機能喪失を起因とするＣＤＦが大部分を占めている。次いで，手動停止，過渡事象が支配的となっている。一方，相対的にＬＯＣＡ事象の寄与は小さくなっている。

○　評価結果の分析

起因事象別ＣＤＦの全ＣＤＦに対する寄与割合を示すパイチャートを第1.1.1.h-1図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷

却機能喪失」,「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

a) 原子炉補機冷却機能喪失（ＣＤＦ：2.0E-04／炉年，寄与割合：87.7%）

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には，ＲＣＰシールＬＯＣＡが必ず発生し，更に緩和手段がないことから，これによるＣＤＦが大きくなっている。

b) 手動停止（ＣＤＦ：1.2E-05／炉年，寄与割合：5.0%）

c) 過渡事象（ＣＤＦ：4.9E-06／炉年，寄与割合：2.1%）

主要な事故シーケンスは，常用系設備の故障による過渡事象の発生に伴う，原子炉自動停止あるいは計画外での手動停止中の補助給水失敗である。これらの過渡事象については，設計基準事象として想定される各種設備により対応できる可能性が高く，条件付炉心損傷確率（ＣＣＤＰ）が10^{-5}のオーダーに低く抑えることができる一方，発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり，低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとしてＣＤＦの寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは,「補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障」,「復水タンク閉塞」及び「補助給水系各機器外部リーク」となっており，補助給水系を使用した２次冷却系からの除熱に失敗することにより，炉心損傷に至ることがわかる。

○ 敦賀発電所２号炉の特徴による影響

敦賀発電所２号炉の設計上の特徴（ブースティング）が，ＣＤＦに与える影響について確認した。

a) ブースティング

－全ＣＤＦに対するブースティング失敗の寄与割合：0.17%

－中破断ＬＯＣＡ及び小破断ＬＯＣＡの起因事象発生頻度は比較的小さい。

－中破断ＬＯＣＡ及び小破断ＬＯＣＡ時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり，それらに期待できる。

以上のとおり，ＰＲＡに影響する主な特徴として抽出した「ブースティング」は，ＣＤＦへ有意な影響を与えないことを確認した。

③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

ＰＲＡの活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係るＣＤＦやＣＦＦの相対的な割合の確認に際しての参考資料として，不確実さ解析を実施した。また，炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を，ＣＤＦやＣＦＦへの潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

a) 重要度解析

全ＣＤＦへの寄与が大きい因子を分析するため,Fussell-Vesely(ＦＶ）重要度及びリスク増加価値（ＲＡＷ）を評価した。

・ＦＶ重要度：炉心損傷の発生を仮定したときに，当該事象の発生が寄与している割合を表す指標

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

F_A(ＣＤ)：事象Ａの発生が寄与して発生するＣＤＦ

F(ＣＤ)：ＣＤＦ

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

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

ＣＤＦ(A=1):対象とする事象Ａの生起確率が１の場合のＣＤＦ

評価する項目として，以下の2つに対して重要度解析を実施した。

・起因事象

・緩和系の基事象

【起因事象】

起因事象のＦＶ重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。ＦＶ重要度は，全ＣＤＦの支配的要因であり，起因事象の発生で従属的にＲＣＰシールＬＯＣＡとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象のＲＡＷ評価結果を第1.1.1.h-4表に示す。ＲＡＷは，起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「ＡＴＷＳ」が高い結果となった。

ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」は，ＦＶ重要度とＲＡＷとも高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のＦＶ重要度評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生が突出（0.88）し，それ以外では復水タンクの閉塞や信号系の機器の故障が高い値となった。この結果は，原子炉補機冷却水喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡが全ＣＤＦの大半を占めていること，復水タンクの閉塞は過渡事象，主給水量喪失，手動停止等比較的発生頻度が高い起因事象から炉心損傷に至る基事象になること及び信号系の影響は広範囲にわたることによる。

緩和系の基事象のＲＡＷ評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいＮｏｎ－ＬＯＣＡ事象に対し，今回のＰＲＡでは

唯一の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

緩和系の基事象のＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.1.h-3図及び第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても，「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており，同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には，２次系純水タンクへの水源切替え，主給水系の回復，１次冷却系のフィードアンドブリード等の対策により，同基事象の重要度を低減させることが可能である。

b)　不確実さ解析

全ＣＤＦ及び事故シーケンス別ＣＤＦの下限値(5%),中央値(50%),平均値，及び上限値（95%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全ＣＤＦの不確実さの幅を示すエラーファクタ(以下「ＥＦ」という。)は6.4となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，上限と下限の間に約41倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また，事故シーケンス別ＣＤＦのＥＦは，起因事象の発生件数が多く，不確実さ幅が小さめに評価される「Ｎｏｎ－ＬＯＣＡ事象＋補助給水失敗」シーケンスが1桁となるほかは，10から20程度となった。

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

また，有効なＡＭ策のないシーケンスの上限値はいずれも10^{-7}のオ

ーダーを下回る結果であり，不確実さを考えても十分に低い値であることを確認した。

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗　上限値：1.3E-08／炉年（ＥＦ:16.9）

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗　上限値：5.5E-08／炉年（ＥＦ:16.9）

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗　上限値：8.2E-11／炉年（ＥＦ:22.1）

c)　感度解析

【①ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率変更】

今回実施したＰＲＡ（ベースケース）では，原子炉補機冷却水系の回復がない場合，ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率は1.0として評価している。感度解析ケースでは，米国ＷＨ社のＲＣＰシールＬＯＣＡモデル（ＷＯＧ2000モデル）に基づくＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率（0.21）として感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-6図に示す。

全ＣＤＦは約7割低減(2.3E-04／炉年　→　7.0E-05／炉年)した。この結果から，取替えを予定している国産改良型の耐熱Ｏリングによるの低減に期待できる。国産改良型の耐熱Ｏリングを用いたＲＣＰシールＬＯＣＡモデルについては，今後適用していく予定である。なお，原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生時の対策として，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水等を整備済みであり，これら重大事故等対策を含めたＰＲＡを実施し，ＣＤＦの低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため，起因事象及び機器故障率について，頻度論統計（敦賀発電所２号炉の運転実績から算出)，ベイズ統計（敦賀発電所２号炉の発生

実績を除いた値を事前分布とし，敦賀発電所２号炉の発生実績で事後分布を更新）の2通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第1.1.1.h-8表に,機器故障率に関する感度解析結果を第1.1.1.h-9表に示す。

対象とする起因事象は，国内ＰＷＲ全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。

また，対象とする機器故障は内部事象出力時レベル１ＰＲＡでモデル化している機器のうち，敦賀発電所２号炉にて発生実績のある「ディーゼル発電機の起動失敗」,「電動補助給水ポンプの起動失敗」「圧力トランスミッタ（主蒸気ライン）の高出力／低出力」を選定した。

頻度論統計による感度解析の結果の結果，故障率の変更により電源系と補助給水系の非信頼度が高くなり，かつ手動停止及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの，過渡事象の起因事象発生頻度が低くなったため，第1.1.1.h-10表に示すようにベースケースと比較して全ＣＤＦに有意な変化はなく，事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

ベイズ統計による感度解析の結果，過渡事象を除く起因事象発生頻度及び機器故障率が高くなったが，ベースケースと比較して全ＣＤＦに有意な差はなく，事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度】

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度について，発生条件を有効性評価と整合させた場合について，感度解析を実施した。結果として，現状のＰＲＡの評価結果に有意な影響は及ぼさないこ

とを確認した。

【①ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率変更】及び【③インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度】について，感度解析結果を反映させたパイチャートを第1.1.1.h-7図に示す。耐熱Ｏリングによる ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率の低減を考慮した結果，原子炉補機冷却機能喪失が全ＣＤＦに占める割合は約87.7％から約60.7％まで低減したが，その他の起因事象と比較しても全ＣＤＦに対して占める割合は最も大きいままであった。このことから，原子炉補機冷却機能喪失時の対策を充実させることが重要であるといえる。なお，「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の対策として，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水等を整備済みである。

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

以上のように，代表的なパラメータについて敦賀発電所２号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが，事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④ まとめ

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資するために，敦賀発電所２号炉の出力運転時レベル１ＰＲＡを実施した。ＣＤＦの平均値は2.3E-04／炉年となり，不確かさ解析の結果得られたＥＦは6.4であった。

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

重要度解析においては，ＦＶ重要度及びＲＡＷの２つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では「原子炉補機冷却機能喪失」，緩和系の基事象では「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお，「復水タンクの閉塞」については，２次系純水タンクへの水源切替え，主給水系の回復，１次冷却系のフィードアンドブリード等の対策により，重要度の低減が可能である。

感度解析においては，感度解析ケースとして，米国ＷＨ社のＲＣＰシールＬＯＣＡモデルに基づきＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率を0.21とした結果，ＣＤＦは7.0E-05／炉年となり，ベースケースと比較すると約7割低減した。この結果から，取替えを予定している国産改良型の耐熱Ｏリングにより，ＣＤＦの低減に期待できることを確認した。また，国産改良型の耐熱Ｏリングを用いたＲＣＰシールＬＯＣＡモデルについては今後適用していく予定である。なお，「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の対策として，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水等を整備済みであり，これら重大事故対策を含めたＰＲＡを実施し，ＣＤＦの低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

第1.1.1.a-1表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源（1／2）

ＰＲＡの作業	収集すべき情報		主な情報源
1.プラントの構成・特性の調査	ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報	a）設計情報	1）原子炉設置許可申請書 2）工事計画認可申請書 3）系統図集（１次冷却系，２次冷却系，他） 4）単線結線図 5）展開接続図（ＥＷＤ） 6）ファンクショナルダイアグラム 7）計装ブロック図 8）プラント機器配置図 ・機器配置図 ・電気盤配置図 9）系統設計仕様書 ・系統説明書 ・容量根拠書 10）機器設計仕様書
		b）運転管理情報	1）原子炉施設保安規定 2）運転手順書類 ・運転手順書（原子炉設備，電気設備，タービン設備，故障時，非常時，非常時Ⅱ，非常時Ⅲ），起動停止手順書，警報処置手順書，巡視点検手順書，定期試験手順書

第1.1.1.a-1表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源（2／2）

ＰＲＡの作業	収 集 す べ き 情 報	主　な　情　報　源
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出，外部電源喪失等に関する事例	1）上記1の情報源 2）国内ＰＷＲプラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・ＪＮＥＳホームページ 3）米国ＰＷＲプラント運転実績 ・ＮＵＲＥＧ－0020 ・ＮＵＲＥＧ－1187 ・ＮＲＣ ホームページ
3. 成功基準の設定 4. 事故シーケンスの分析	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	1）上記１の情報源 2）先行ＰＲＡ報告書及びそれに関連する報告書 3）換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
5. システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード，運転形態等	1）上記1の情報源 2）下記6，7の情報源 3）健全性確認間隔
6. 人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制	1）上記1の情報源 2）人間信頼性解析に関する報告書 ・THERP database ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278 3）事故前人的過誤に関わる調査結果
7. パラメータの作成 1）機器故障 2）アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1）上記1の情報源 2）国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 （2009年5月　日本原子力技術協会） ３）試験による待機除外の調査結果 ４）共通原因故障パラメータ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5497

第1.1.1.a-2表　系統設備概要

原子炉保護系	2トレン 制御棒　53本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約17m^3／h／台 充てんポンプ　1台（うず巻式） 　ポンプ容量　約45m^3／h／台 充てん／高圧注入ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約45m^3／h／台
蓄圧注入系	蓄圧タンク　たて置円筒型　4基 　容量　約38m^3／基
高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約125m^3／h／台 高圧注入ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約153m^3／h／台 ほう酸注入タンク　たて置円筒型　1基 　容量　約3.4m^3
低圧注入系	余熱除去ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約1,020m^3／h／台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　1台（うず巻式） 　ポンプ容量　約250m^3／h／台 電動補助給水ポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約110m^3／h／台
ディーゼル発電機	横置突極回転界磁形・開放防滴自己通風・三相同期発電機　2台 　発電容量　約8,600kVA／台
直流電源設備	安全系蓄電池　2組 　容量　約2,500A・h／組 常用系蓄電池　1組 　容量　約5,000A・h／組
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ　4台（うず巻式） 　ポンプ容量　約1,700m^3／h／台
原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却海水ポンプ　5台（斜流型） 　ポンプ容量　約3,400m^3／h／台
格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ　2台（うず巻式） 　ポンプ容量　約1,200m^3／h／台

第1.1.1.b-1表　既往のＰＲＡで選定している起因事象

Surry （ＷＡＳＨ－1400）	Surry （ＮＵＲＥＧ－1150）	Sequoyah （ＮＵＲＥＧ－1150）	Zion （ＮＵＲＥＧ－1150）	国内代表的４ループプラント（共通懇ＰＳＡレビュー検討WG）	敦賀発電所２号炉
・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ
・原子炉容器破損ＬＯＣＡ ・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ
・過渡事象	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失
	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失
	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ
	－	－	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断
	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ
	・初期に主給水が健全なトランジェント	・初期に主給水が健全なトランジェント	・タービントリップ ・炉心出力の異常 ・ＥＣＣＳの誤起動 ・原子炉トリップ	・過渡事象	・過渡事象※ ・手動停止
	－	－	・サービス水の喪失 ・補機冷却水の喪失	－	・原子炉補機冷却機能喪失
	・ＤＣ母線1系列喪失	・ＤＣ母線1系列喪失	－	－	－

※過渡事象として考慮している事象については，第1.1.1.b-5表参照

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（1／2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
２次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（2／2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断，中破断，小破断ＬＯＣＡ
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	２次冷却系の破断
主蒸気管破断	２次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断ＬＯＣＡ
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断，中破断，小破断ＬＯＣＡ

第1.1.1.b-3表　ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 トランジェント分類

No	トランジェント名	No	トランジェント名
1	１次冷却材流量の喪失(1ループ)	22	主給水流量の異常－誤動作
2	制御棒クラスタバンクの異常な引抜き	23	復水ポンプの停止(1ループ)
3	制御棒駆動装置の異常又は制御棒クラスタバンクの落下	24	復水ポンプの停止(全ループ)
4	制御棒からの漏えい	25	復水器真空度の喪失
5	１次冷却系での漏えい	26	蒸気発生器の漏えい
6	加圧器圧力低	27	復水器の漏えい
7	加圧器からの漏えい	28	２次系での漏えい
8	加圧器圧力高	29	主蒸気逃がし弁の開放
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	30	循環水の喪失
10	格納容器圧力の異常	31	補機冷却水の喪失
11	化学体積制御設備の誤作動による１次冷却材中のほう素の希釈	32	補機冷却海水の喪失
12	圧力／温度／出力の不整合	33	タービントリップ,蒸気加減弁の閉止
13	１次冷却系停止ループの誤起動	34	発電機トリップ
14	１次冷却材流量の喪失(全ループ)	35	所内電源喪失
15	主給水流量の部分喪失	36	加圧器スプレイの故障
16	主給水流量の喪失(全ループ)	37	所内補機電源の喪失
17	主蒸気隔離弁の閉止(１ループ)	38	原子炉トリップ－誤動作
18	主蒸気隔離弁の閉止(全ループ)	39	原子炉トリップ－機器の故障
19	主給水流量の増加(１ループ)	40	原子炉トリップ－誤操作
20	主給水流量の増加(全ループ)	41	所内火災
21	主給水流量の異常－誤操作		

第1.1.1.b-4表　運転時の異常な過渡変化とＥＰＲＩ　ＮＰ－2230のカテゴリとの対応

運転時の異常な過渡変化	ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230の対応カテゴリ
原子炉起動時における制御棒の異常な引抜き	2
出力運転中の制御棒の異常な引抜き	2
制御棒の落下及び不整合	3, 12
原子炉冷却材のほう素の異常な希釈	11
原子炉冷却材流量の部分喪失	1
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	13
外部電源喪失	35, 37
主給水流量喪失	15, 16, 21, 22, 23
蒸気負荷の異常な増加	29
２次冷却系の異常な減圧	28, 29
蒸気発生器への過剰給水	19, 20, 21, 22
負荷の喪失	17, 18, 24, 25, 30, 33, 34
原子炉冷却材系の異常な減圧	6, 36
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	9
原子炉冷却材流量の喪失	14
（その他の事象）	4, 5, 7, 8, 10, 26, 27, 31, 32, 38, 39, 40, 41

第1.1.1.b-5表　グループ化した起因事象

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既存ＰＲＡ等の起因事象含む)	選定した起因事象(グループ化含む)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象（※） ※炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	主給水管破断	２次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し（制御棒クラスタのハウジングが損傷し，ＬＯＣＡ事象が発生）	小破断ＬＯＣＡ
	原子炉冷却材喪失	大破断，中破断，小破断ＬＯＣＡ
	可燃性ガスの発生（ＬＯＣＡ事象に付随する事象であり，ＬＯＣＡ事象として整理）	
その他の起因事象	ＡＴＷＳ	ＡＴＷＳ
	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
	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止

第1.1.1.b-6表　選定した起因事象一覧表

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

第1.1.1.b-7表　1976年3月31日以前における事象一覧

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

第1.1.1.b-8表　起因事象発生頻度（2011年3月31日まで）

起　因　事　象	発生頻度（／炉年）	発生頻度評価方法	運転実績（年）					発生件数
			国内ＰＷＲ				海外ＰＷＲ	
			（1976.4.1以降）		（運開日から）		（運開日から）	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
大破断ＬＯＣＡ	2.2E-05	・小破断ＬＯＣＡの発生頻度の1／10						
中破断ＬＯＣＡ	6.8E-05	・大破断ＬＯＣＡと小破断ＬＯＣＡの相乗平均						
小破断ＬＯＣＡ	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	2.1E-10	・フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度						
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	5
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数／運転期間	—	621※2	—	—	—	3
ＡＴＷＳ	2.7E-08	・ＡＴ発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	34※3
２次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数／発電期間×2※4	—	—	481	—	1839	0.5※1
蒸気発生器伝熱管破損	3.2E-03	・発生件数×（当該プラントの伝熱管本数／Σ（プラントiの伝熱管本数（1－伝熱管施栓率）×プラントiの運転期間））	—	—	—	—	—	1
過渡事象	9.7E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	46
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数／運転期間	—	—	—	632※2	1839	0.5※1
手動停止	2.3E-01	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	110

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

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

※３：国内ＰＷＲプラントにおける運転時の異常な過渡変化の発生件数

※４：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第1.1.1.c-1表　成功基準の一覧

	原子炉ﾄﾘｯﾌﾟ	低圧注入		蓄圧注入	高圧注入		格納容器ｽﾌﾟﾚｲ		低圧再循環			高圧再循環		格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環			補助給水			非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側ＳＧの隔離	加圧器逃がし弁/安全弁ＬＯＣＡなし	ＲＣＰｼｰﾙＬＯＣＡなし
機能	制御棒	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	蓄圧ﾀﾝｸ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ｽﾌﾟﾚｲﾉｽﾞﾙ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	熱交換器	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	熱交換器	ｽﾌﾟﾚｲﾉｽﾞﾙ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	SGへの給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機	隔離弁動作	隔離弁動作	弁閉止，隔離弁動作	ＲＣＰｼｰﾙ健全
大破断ＬＯＣＡ	－	1/2 ①	健全2/3 ①	健全3/3 ①	－	－	－	－	1/2 ②	1/2 ②	健全2/3 ②	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中破断ＬＯＣＡ	－	－	－	健全2/3 ③	1/2SI＋1/2CH/SI ③	健全3/3 ③	1/2 ⑦	3/4	1/2	1/2	－	1/2SI＋1/2CH/SI ⑦	健全3/3 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	－	－	－	－	－	－	－	－
小破断ＬＯＣＡ	○	－	－	－	1/2SI＋1/2CH/SI ④	健全3/3 ④	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	－	1/2SI＋1/2CH/SI ⑦	健全3/3 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/3 ⑦	3/4 ⑦	2弁/1SG ⑦	－	－	－	－	－
ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑＬＯＣＡ※1	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
主給水流量喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3	2/4	2弁/1SG	－	－	－	－	－
外部電源喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3	2/4	2弁/1SG ⑤	1/2	－	－	－	－
ＡＴＷＳ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
２次冷却系の破断	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全2/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	○	－	－	－
蒸気発生器伝熱管破損	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全2/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	－	○	－	－
過渡事象	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3	2/4	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3	2/4	2弁/1SG ⑤	－	－	－	○	○
手動停止	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/4 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－

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

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

注）成功基準の下段は，成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。

①大破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注入機能に関する熱水力解析

②大破断ＬＯＣＡ時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析

③中破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注入機能に関する熱水力解析

④小破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注入機能に関する熱水力解析

⑤主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析

⑥主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析

⑦設計基準事象解析等

第1.1.1.c-2表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注入機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断ＬＯＣＡ時に必要な低圧注入ポンプの台数の注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は1,200℃を超えることはなく,炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ＳＡＴＡＮ－Ｍ ・ＷＲＥＦＬＯＯＤ ・ＢＡＳＨ－Ｍ ・ＣＯＣＯ ・ＬＯＣＴＡ－Ｍ	使用した解析コードについては,原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており,検証が行われている。 なお,ＭＡＡＰコードはＭＨＩ－ＮＥＳ-１０５６「三菱ＰＷＲ炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シーケンスへのＭＡＡＰコードへの適用性について」にて検証されている。
大破断ＬＯＣＡ時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の2倍に対して十分な余裕があり,格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	・ＭＡＡＰ	
中破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注入機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断ＬＯＣＡ時に必要な蓄圧タンクの基数を確認	燃料被覆管最高温度は1,200℃を超えることはなく,炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ＳＡＴＡＮ－Ｍ （Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ） ・ＬＯＣＴＡ－Ⅳ	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し，２次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ＭＡＲＶＥＬ	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し，２次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ＭＡＲＶＥＬ	

第1.1.1.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性

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

※１：室温評価の結果，評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。
※２：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。
※３：主蒸気逃がし弁，タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要。
※４：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第1.1.1.e-2表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を与える側）／サポート系（影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※2,※3	○	○		○		○
換気空調系※2,※4,※5	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2	○	○			○	

※１：ディーゼル発電機の起動・継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。
※２：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。
※３：制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。
※４：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。
※５：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（1／6）

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

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（2／6）

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

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（3／6）

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

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（4／6）

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

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（5／6）

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

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（6／6）

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

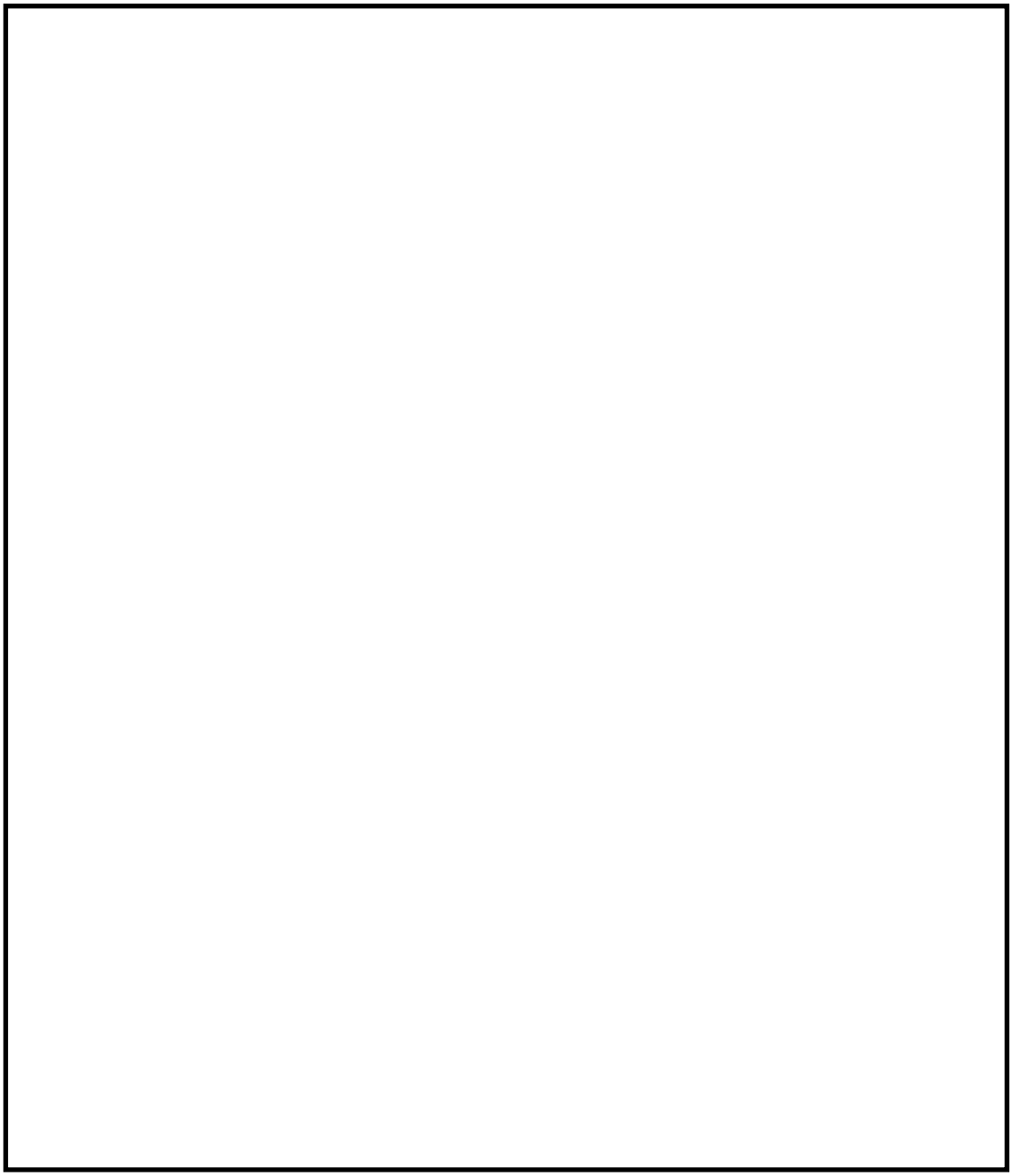
第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（1／2）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
大破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	余熱除去ポンプ出口低温側隔離弁２００Ｂ 閉塞
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	蓄圧タンクＢ（Ｃ，Ｄ） 閉塞
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	再循環切替診断失敗
中破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	高圧注入ポンプ低温側注入ライン絞り弁２４６Ｂ（Ｃ，Ｄ） 閉塞
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	低温側注入ライン逆止弁１３４Ｂ，Ｃ，Ｄのうち2弁の開失敗 共通原因故障
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ信号Ａ，Ｂ両トレン発信失敗 共通原因故障
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ，Ｂ開失敗 共通原因故障
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁２２０閉失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗
小破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	高圧注入ポンプ低温側注入ライン絞り弁２４６Ｂ（Ｃ，Ｄ） 閉塞
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ信号Ａ，Ｂ両トレン発信失敗 共通原因故障
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ，Ｂ開失敗 共通原因故障
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁２２０閉失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗

第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（2／2）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	加圧器安全弁０５５（０５６，０５７）再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	ＤＧ-Ａ，Ｂ起動失敗 共通原因故障
	外部電源喪失＋補助給水失敗	復水タンク 閉塞
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン元弁（５７５Ａ）閉止失敗＋破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁（５７６Ａ）閉失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	２次冷却系の破断事象診断過誤による破断ＳＧループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	電動補助給水ポンプ出口電動制御弁５５７Ａ閉操作失敗＋主蒸気管破断
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑＬＯＣＡ	ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑＬＯＣＡ	－
手動停止	手動停止＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
ＡＴＷＳ	ＡＴＷＳ	原子炉トリップしゃ断器開失敗 共通原因故障

第 1.1.1.f-1 表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（1／6）



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。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（2／6）

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。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（3／6）

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。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（4／6）

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。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（5／6）

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。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（6／6）

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。

第1.1.1.f-2表　共通原因故障パラメータ（抜粋）

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

※１：Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

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

β：2つ以上の機器が同時に故障する割合。

γ：2つ以上の機器が同時に故障した中で，3つ以上が同時に故障する割合。

δ：3つ以上の機器が同時に故障した中で，4つ以上が同時に故障する割合。

第1.1.1.h-1表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度（／炉年）	条件付炉心 損傷確率	ＣＤＦ （／炉年）	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	1	2.0E-04	87.7%
手動停止	2.3E-01	5.0E-05	1.2E-05	5.0%
過渡事象	9.7E-02	5.0E-05	4.9E-06	2.1%
小破断ＬＯＣＡ	2.2E-04	1.8E-02	4.0E-06	1.8%
２次冷却系 の破断	4.3E-04	5.9E-03	2.5E-06	1.1%
蒸気発生器 伝熱管破損	3.2E-03	5.7E-04	1.8E-06	0.8%
中破断ＬＯＣＡ	6.8E-05	1.8E-02	1.2E-06	0.5%
外部電源喪失	4.8E-03	2.1E-04	1.0E-06	0.4%
主給水流量喪失	1.1E-02	5.0E-05	5.5E-07	0.2%
大破断ＬＯＣＡ	2.2E-05	4.5E-03	1.0E-07	<0.1%
ＡＴＷＳ	2.7E-08	1	2.7E-08	<0.1%
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	2.1E-10	1	2.1E-10	<0.1%
合　　計			2.3E-04	100%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（1／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
２次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	1.2E-05	5.0%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	4.7E-06	41%
					②復水タンク閉塞	2.8E-06	25%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-07	2%
	過渡事象	補助給水失敗	4.9E-06	2.1%	手動停止と同様		
	２次冷却系の破断	補助給水失敗	2.5E-06	1.1%	①２次冷却系の破断事象診断過誤による破断側ＳＧループへの給水停止失敗	1.2E-06	46%
					②タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁Ａ（ＨＣＶ－３７１５）閉操作失敗	8.8E-07	35%
					③電動補助給水ポンプ出口電動制御弁Ａ（ＦＷ－５５７Ａ）閉操作失敗	3.7E-07	15%
	主給水流量喪失	補助給水失敗	5.5E-07	0.2%	手動停止と同様		
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	2.1E-07	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障	6.4E-08	30%
					②復水タンク閉塞	3.9E-08	19%
					③タービン動補助給水ポンプ起動失敗＋Ｂ電動補助給水ポンプ試験による待機除外	1.5E-08	7%
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.2E-07	<0.1%	①復水タンク閉塞	5.9E-08	50%
					②補助給水系各機器の外部リーク	5.5E-09	5%
	小破断ＬＯＣＡ	補助給水失敗	1.9E-08	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	4.4E-09	23%
					②復水タンク閉塞	2.7E-09	14%
					③タービン動補助給水ポンプ起動失敗＋Ａ（Ｂ）電動補助給水ポンプ試験による待機除外	2.1E-09	11%
	２次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	5.7E-11	<0.1%	①運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン元弁（５７５Ａ）閉止失敗＋破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁（５７６Ａ）　閉失敗	3.4E-11	59%
					②健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁３６２５（３６３５，３６４５）内部リーク＋破断ループ主蒸気逆止弁５３６Ａ閉失敗	9.9E-12	17%
					③健全ループ主蒸気隔離弁５３３Ｂ（Ｃ，Ｄ）閉失敗＋破断ループ主蒸気逆止弁５３６Ａ閉失敗	9.1E-12	16%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（2／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
安全機能のサポート機能喪失	外部電源喪失	非常用所内交流電源喪失	9.0E-07	0.4%	①ＤＧ－Ａ（Ｂ）試験による待機除外＋ＤＧ－Ｂ（Ａ）継続運転失敗	8.7E-08	10%
					②ＤＧ－Ａ，Ｂ起動失敗 共通原因故障	7.8E-08	9%
					③ＢＯ信号両トレン発信失敗 共通原因故障	5.6E-08	6%
	原子炉補機冷却機能喪失	ＲＣＰシールＬＯＣＡ	2.0E-04	87.3%	①ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	2.0E-04	100%
		加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	9.0E-07	0.4%	①加圧器安全弁０５５（０５６，０５７）再閉止失敗	9.0E-07	100%
		補助給水失敗	9.9E-09	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障	4.1E-09	41%
					②復水タンク閉塞	2.5E-09	25%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	2%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（3／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉格納容器除熱機能喪失	小破断ＬＯＣＡ	格納容器スプレイ再循環失敗	3.8E-08	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ，Ｂ開失敗　共通原因故障	6.9E-09	18%
					②よう素除去薬注止め弁０５４Ａ，Ｂ閉失敗　共通原因故障	2.3E-09	6%
					③格納容器スプレイ冷却器冷却水出口止め弁２４８Ａ（Ｂ）開失敗＋よう素除去薬注止め弁０５４Ｂ（Ａ）閉失敗	1.3E-09	3%
		格納容器スプレイ注入失敗	2.4E-08	<0.1%	①格納容器スプレイ作動信号Ａ，Ｂ両トレン発信失敗　共通原因故障	8.2E-09	34%
					②格納容器スプレイライン隔離弁０２４Ａ，Ｂ開失敗　共通原因故障	6.9E-09	29%
					③格納容器スプレイポンプＡ，Ｂ　起動失敗　共通原因故障	3.5E-09	15%
	中破断ＬＯＣＡ	格納容器スプレイ再循環失敗	1.2E-08	<0.1%	小破断ＬＯＣＡと同様		
		格納容器スプレイ注入失敗	7.4E-09	<0.1%	小破断ＬＯＣＡと同様		

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（4／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉停止機能喪失	ＡＴＷＳ	－	2.7E-08	<0.1%	①原子炉トリップしゃ断器開失敗 共通原因故障	2.0E-08	73%
					②基本ソフトウェア 共通原因故障	7.1E-09	26%
ＥＣＣＳ注水機能喪失	小破断ＬＯＣＡ	高圧注入失敗	3.2E-06	1.4%	①高圧注入ポンプ低温側注入ライン絞り弁２４６Ｂ(C,D)閉塞	9.8E-07	31%
					②低温側注入ラインオリフィス０１０Ｂ(C,D)閉塞	3.7E-07	12%
					③低温側注入ラインオリフィスＲ－ＳＩ－０１Ｂ(C,D)閉塞	3.7E-07	12%
	中破断ＬＯＣＡ	高圧注入失敗	9.9E-07	0.4%	小破断ＬＯＣＡと同様		
	大破断ＬＯＣＡ	蓄圧注入失敗	1.4E-08	<0.1%	①蓄圧タンクＢ(C,D)閉塞	9.3E-09	66%
					②蓄圧タンク出口電動弁１３２Ｂ(C,D)閉塞	2.8E-09	20%
					③低温側注入ライン逆止弁１３４Ｂ(C,D)開失敗	6.2E-10	4%
	大破断ＬＯＣＡ	低圧注入失敗	3.5E-09	<0.1%	①余熱除去ポンプ出口低温側隔離弁２００Ｂ閉塞	9.4E-10	27%
					②Ｓ信号Ａ,Ｂ両トレン発信失敗 共通原因故障	5.2E-10	15%
					③余熱除去ポンプ出口流量高信号Ａ,Ｂ両トレン共通原因故障による余熱除去ポンプミニフロー電動制御弁６０１,６１１の閉止失敗	5.2E-10	15%
	中破断ＬＯＣＡ	蓄圧注入失敗	2.7E-11	<0.1%	①低温側注入ライン逆止弁１３４Ｂ,C,Ｄのうち2弁の開失敗　共通原因故障	1.8E-11	67%
					②蓄圧タンクＢ,C,Ｄのうち2基の同時閉塞	4.1E-12	15%
					③蓄圧タンクＢ(C,D)閉塞＋蓄圧タンク出口電動弁１３２Ｃ(Ｂ,D)閉塞	2.5E-12	9%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（5／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	小破断ＬＯＣＡ	高圧再循環失敗	4.2E-07	0.2%	①高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁２２０閉失敗	2.8E-07	66%
					②充てん／高圧注入ポンプ入口燃料取替用水タンク側切替弁１２１Ｅ(Ｄ)閉失敗	3.1E-08	7%
					③余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ移送止め弁１９Ａ，Ｂ開失敗 共通原因故障	6.2E-09	1%
	小破断ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	2.9E-07	0.1%	①「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗	1.9E-07	65%
					②再循環切替診断失敗	5.9E-08	20%
					③Ａ，Ｂ格納容器再循環サンプスクリーン閉塞 共通原因故障	9.7E-09	3%
	中破断ＬＯＣＡ	高圧再循環失敗	1.3E-07	<0.1%	小破断ＬＯＣＡと同様		
	中破断ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	9.0E-08	<0.1%	小破断ＬＯＣＡと同様		
	大破断ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	8.2E-08	<0.1%	①再循環切替診断失敗	5.9E-08	72%
					②「再循環自動切替開始」ＣＳの「作動」への切替操作失敗	1.9E-08	23%
					③Ａ，Ｂ格納容器再循環サンプスクリーン閉塞 共通原因故障	9.7E-10	1%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（6／6）

事故シーケンス			ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
漏えい機能の隔離機能喪失	蒸気発生器伝熱管破損	破損側蒸気発生器隔離失敗	1.6E-06	0.7%	①タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁３７１５閉操作失敗＋主蒸気管破断	6.5E-07	40%
					②電動補助給水ポンプ出口電動制御弁５５７Ａ閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.8E-07	17%
					③蒸気発生器伝熱管破損事象診断過誤による破損側ＳＧへの給水停止失敗＋主蒸気管破断	8.6E-08	5%
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	2.1E-10	<0.1%	－	2.1E-10	100%

第1.1.1.h-3表　起因事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）

起因事象	ＦＶ重要度
原子炉補機冷却機能喪失	8.8E-01
手動停止	5.0E-02
過渡事象	2.1E-02
小破断ＬＯＣＡ	1.7E-02
２次冷却系の破断	1.1E-02
蒸気発生器伝熱管破損	8.0E-03
中破断ＬＯＣＡ	5.4E-03
外部電源喪失	4.5E-03
主給水流量喪失	2.4E-03
大破断ＬＯＣＡ	4.4E-04
ＡＴＷＳ	1.2E-04
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	9.2E-07

第1.1.1.h-4表　起因事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）

起因事象	ＲＡＷ
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	4.4E+03
ＡＴＷＳ	4.4E+03
原子炉補機冷却機能喪失	4.4E+03
小破断ＬＯＣＡ	8.0E+01
中破断ＬＯＣＡ	8.0E+01
２次冷却系の破断	2.7E+01
大破断ＬＯＣＡ	2.1E+01
蒸気発生器伝熱管破損	3.5E+00
外部電源喪失	1.9E+00
主給水流量喪失	1.2E+00
過渡事象	1.2E+00
手動停止	1.2E+00

第1.1.1.h-5表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）

系統	基事象	ＦＶ重要度
ＲＣＰ	ＲＣＰシールＬＯＣＡ	8.8E-01
補助給水系	復水タンク閉塞	1.9E-02
信号系	ＳＳＰＡ（Ｂ）アプリケーションソフト 共通原因故障	1.5E-02
信号系	アプリケーションソフト 共通原因故障１	1.5E-02
補助給水系	運転員　２次冷却系破断の発生 診断失敗	5.1E-03
主蒸気圧力 制御系・ 主蒸気安全弁	主蒸気管浸水時の破損側 蒸気発生器隔離失敗	4.8E-03
補助給水系	電動補助給水ポンプ 出口電動制御弁Ａ（ＦＷ-５５７Ａ） 閉操作失敗	2.8E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 出口流量調節弁Ａ（ＨＣＶ-３７１５） 閉操作失敗	2.8E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 出口流量調節弁Ａ（ＨＣＶ-３７１５） リセット操作失敗	2.8E-03
充てん／高圧注 入系(注入時)	手動弁２４６Ｂ閉塞	1.9E-03

第1.1.1.h-6表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）

系統	基事象	ＲＡＷ
補助給水系	復水タンク　閉塞	1.5E+03
信号系	ＳＳＰＡ(Ｂ)アプリケーションソフト 共通原因故障	1.5E+03
補助給水系	復水タンク破損	1.5E+03
補助給水系	空気作動弁３７１５　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	空気作動弁３７２５　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	空気作動弁３７３５　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	空気作動弁３７４５　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	ストレーナ１０９Ａ　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	ストレーナ１０９Ｂ　外部リーク	1.5E+03
補助給水系	ストレーナ１１０　外部リーク	1.5E+03

第1.1.1.h-7表　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値（/ry）	中央値（/ry）	上限値（/ry）	平均値（/ry）	EF
全CDF	1.9E-05	8.7E-05	7.8E-04	2.3E-04	6.4
大破断LOCA：低圧再循環失敗	6.7E-10	1.3E-08	3.0E-07	7.7E-08	21.1
大破断LOCA：蓄圧注入失敗	1.9E-10	3.2E-09	5.5E-08	1.5E-08	16.9
大破断LOCA：低圧注入失敗	4.6E-11	7.2E-10	1.3E-08	3.4E-09	16.9
中破断LOCA：スプレイ再循環失敗	7.3E-11	1.5E-09	3.7E-08	1.1E-08	22.4
中破断LOCA：高圧再循環失敗	8.2E-10	1.5E-08	3.7E-07	1.2E-07	21.0
中破断LOCA：低圧再循環失敗	8.6E-10	1.6E-08	3.2E-07	8.5E-08	19.2
中破断LOCA：スプレイ注入失敗	5.3E-11	9.0E-10	1.9E-08	6.8E-09	19.0
中破断LOCA：蓄圧注入失敗	1.7E-13	3.4E-12	8.2E-11	2.5E-11	22.1
中破断LOCA：高圧注入失敗	1.6E-08	2.3E-07	3.8E-06	9.9E-07	15.5
小破断LOCA：スプレイ再循環失敗	2.4E-10	4.8E-09	1.1E-07	3.6E-08	21.7
小破断LOCA：高圧再循環失敗	2.7E-09	4.8E-08	1.2E-06	3.7E-07	20.9
小破断LOCA：低圧再循環失敗	2.7E-09	5.3E-08	1.1E-06	2.8E-07	19.7
小破断LOCA：スプレイ注入失敗	1.8E-10	3.0E-09	6.4E-08	1.9E-08	19.1
小破断LOCA：高圧注入失敗	5.0E-08	7.6E-07	1.2E-05	3.1E-06	15.3
小破断LOCA：補助給水失敗	2.0E-10	3.2E-09	6.3E-08	1.7E-08	17.6
ISLOCA：炉心損傷直結	7.9E-13	2.5E-11	7.5E-10	2.2E-10	30.8
主給水喪失：補助給水失敗	6.8E-08	2.8E-07	1.7E-06	5.5E-07	4.9
外電喪失：補助給水失敗	1.2E-08	6.0E-08	3.7E-07	1.2E-07	5.5
外電喪失：非常用所内電源の確立失敗	5.9E-08	3.7E-07	2.8E-06	8.3E-07	6.9
ATWS：炉心損傷直結	5.4E-10	5.3E-09	7.7E-08	2.3E-08	11.9
2次系破断：補助給水失敗	3.2E-08	5.2E-07	9.1E-06	2.5E-06	16.9
2次系破断：主蒸気隔離失敗	1.8E-13	5.3E-12	1.8E-10	5.6E-11	31.6
SGTR：破損SGの隔離失敗	9.9E-09	1.8E-07	4.0E-06	1.1E-06	20.2
SGTR：補助給水失敗	3.7E-09	4.7E-08	7.1E-07	2.0E-07	13.9
過渡事象：補助給水失敗	9.5E-07	2.7E-06	1.3E-05	4.8E-06	3.7
補機冷却水喪失：RCPシールLOCA	4.5E-06	5.8E-05	7.5E-04	2.0E-04	12.9
補機冷却水喪失：加圧器逃がし弁・安全弁LOCA	5.0E-09	1.2E-07	3.1E-06	8.2E-07	24.8
補機冷却水喪失：補助給水失敗	1.2E-10	1.9E-09	3.5E-08	9.8E-09	16.9
手動停止：補助給水失敗	2.2E-06	6.4E-06	3.2E-05	1.1E-05	3.8

第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

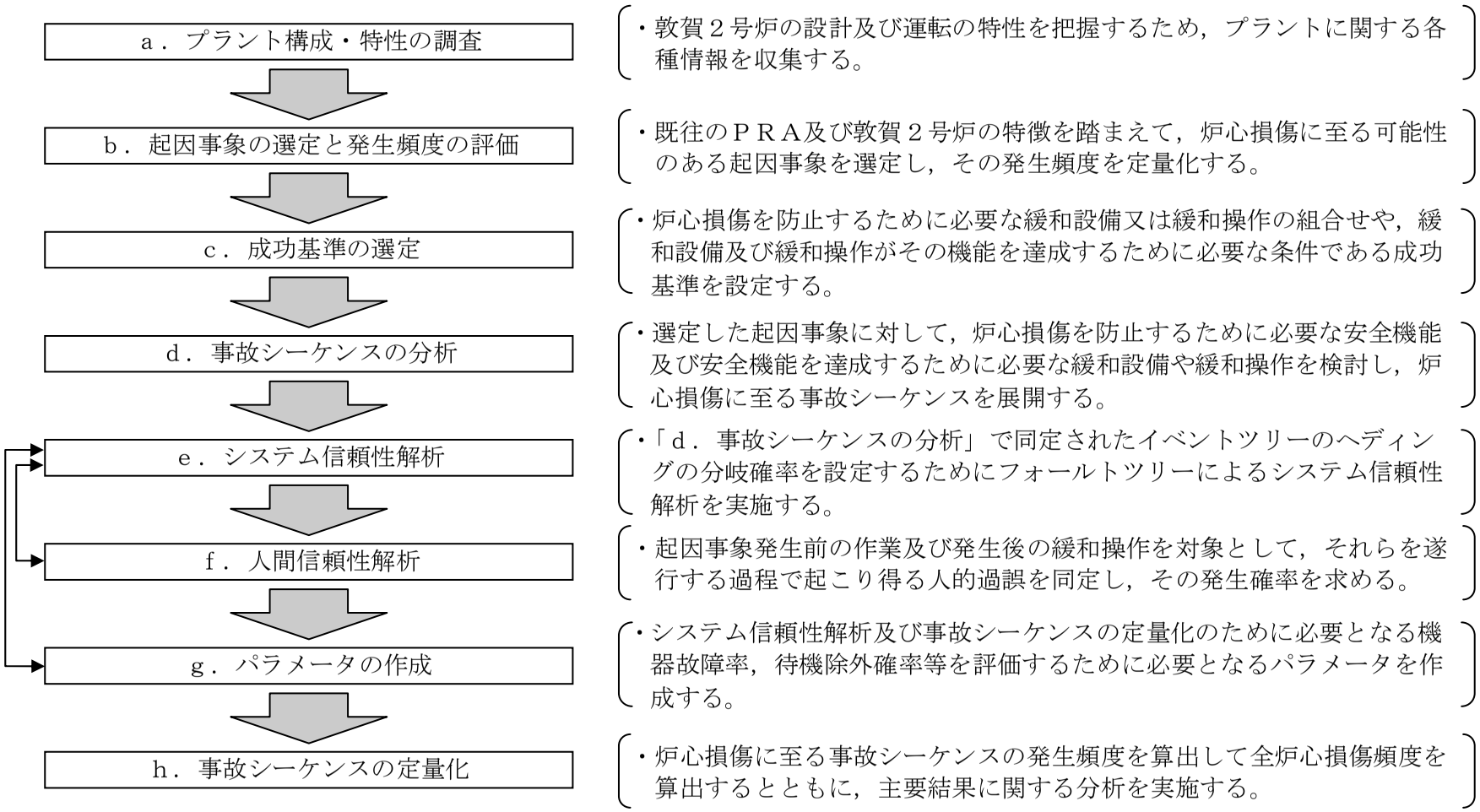
起因事象	ベースケース	感度解析 （頻度論統計）	感度解析 （ベイズ統計）
手動停止	2.3E-01／炉年	3.7E-01／炉年	2.9E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	5.3E-02／炉年	8.7E-02／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	5.3E-02／炉年	1.2E-02／炉年

第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

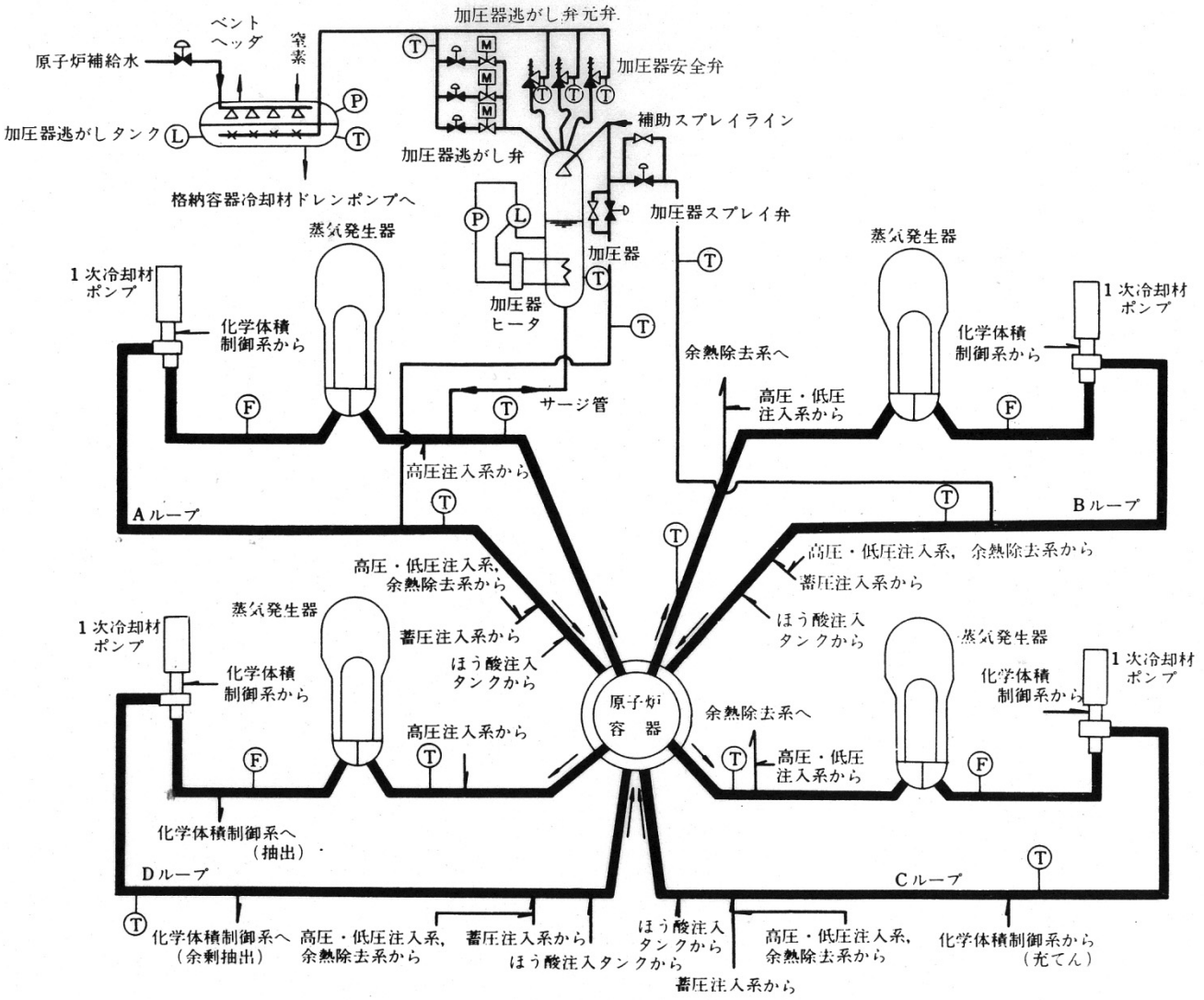
故障モード	ベースケース	感度解析 （頻度論統計）	感度解析 （ベイズ統計）
ディーゼル発電機 起動失敗	1.5E-03／d	2.9E-03／d	4.7E-03／d
電動補助給水ポンプ 起動失敗	8.0E-05／d	4.0E-04／d	4.2E-04／d
圧力トランスミッタ （主蒸気ライン） 高出力／低出力	3.5E-08／h	9.0E-08／h	7.4E-08／h

第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

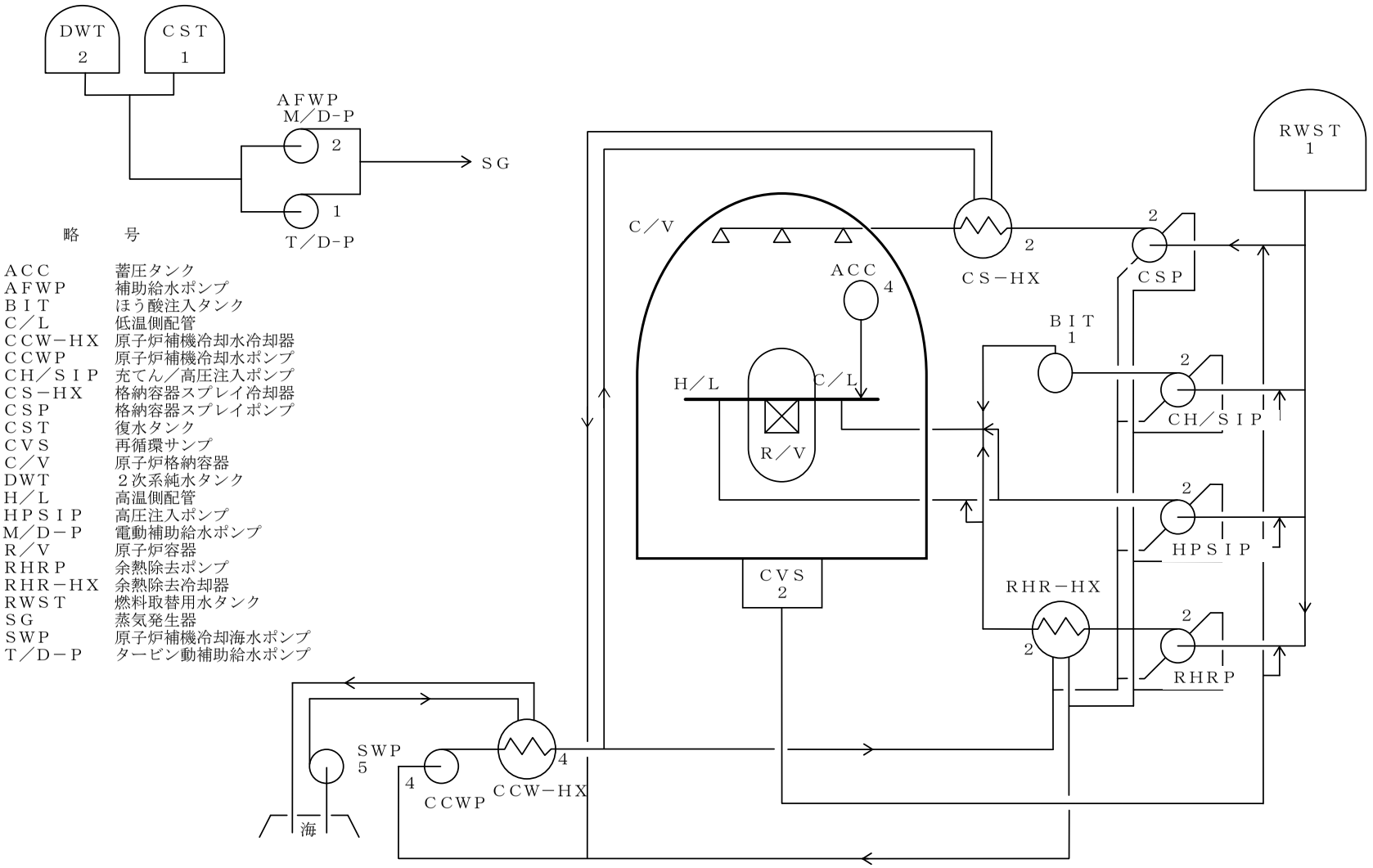
	ベースケース	感度解析 （頻度論統計）	感度解析 （ベイズ統計）
全ＣＤＦ	2.3E-04／炉年	2.3E-04／炉年	2.3E-04／炉年



第1.1.1-1図　内部事象レベル１ＰＲＡ評価フロー

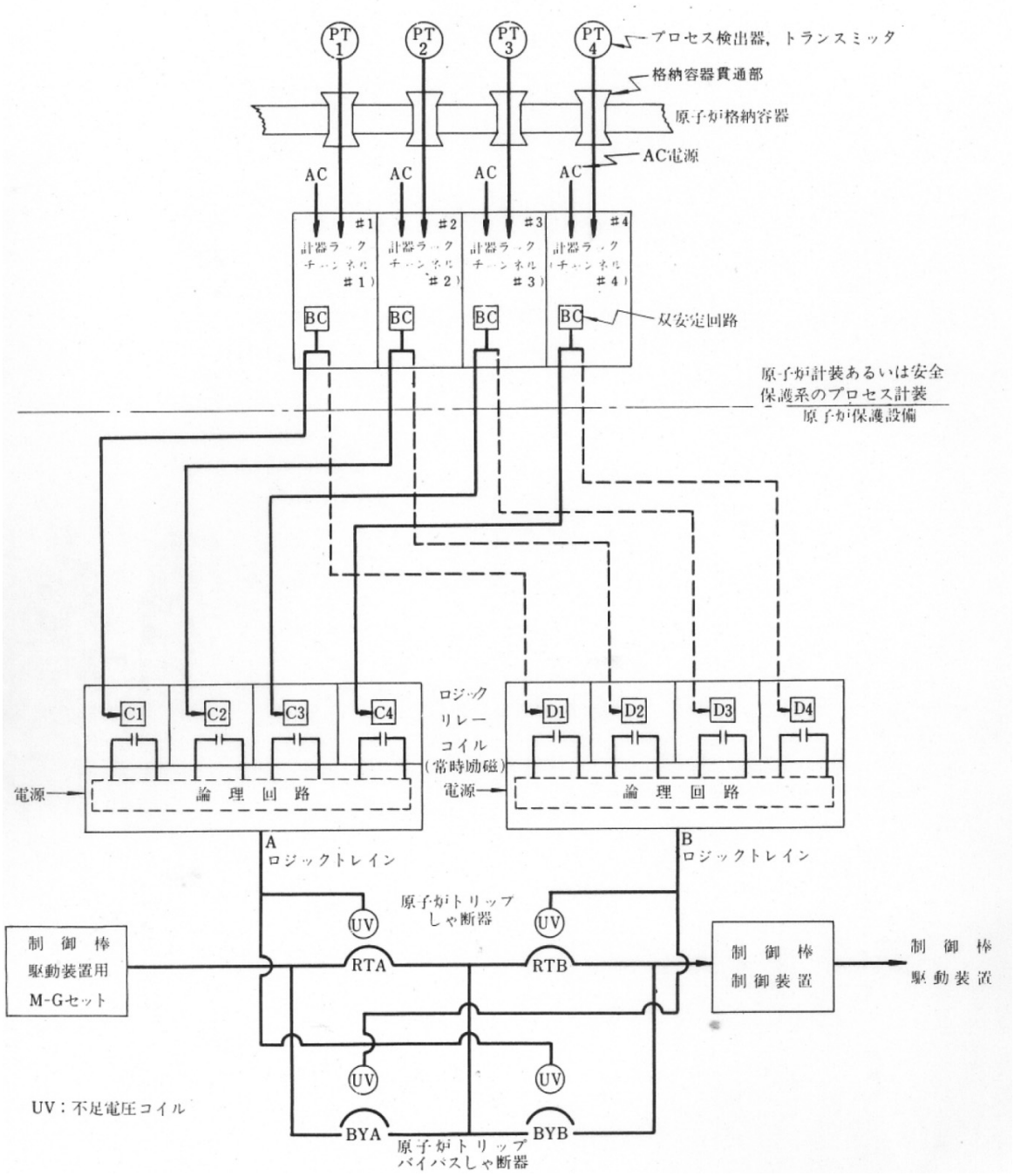


第1.1.1.a-1図　1次冷却設備系統説明図

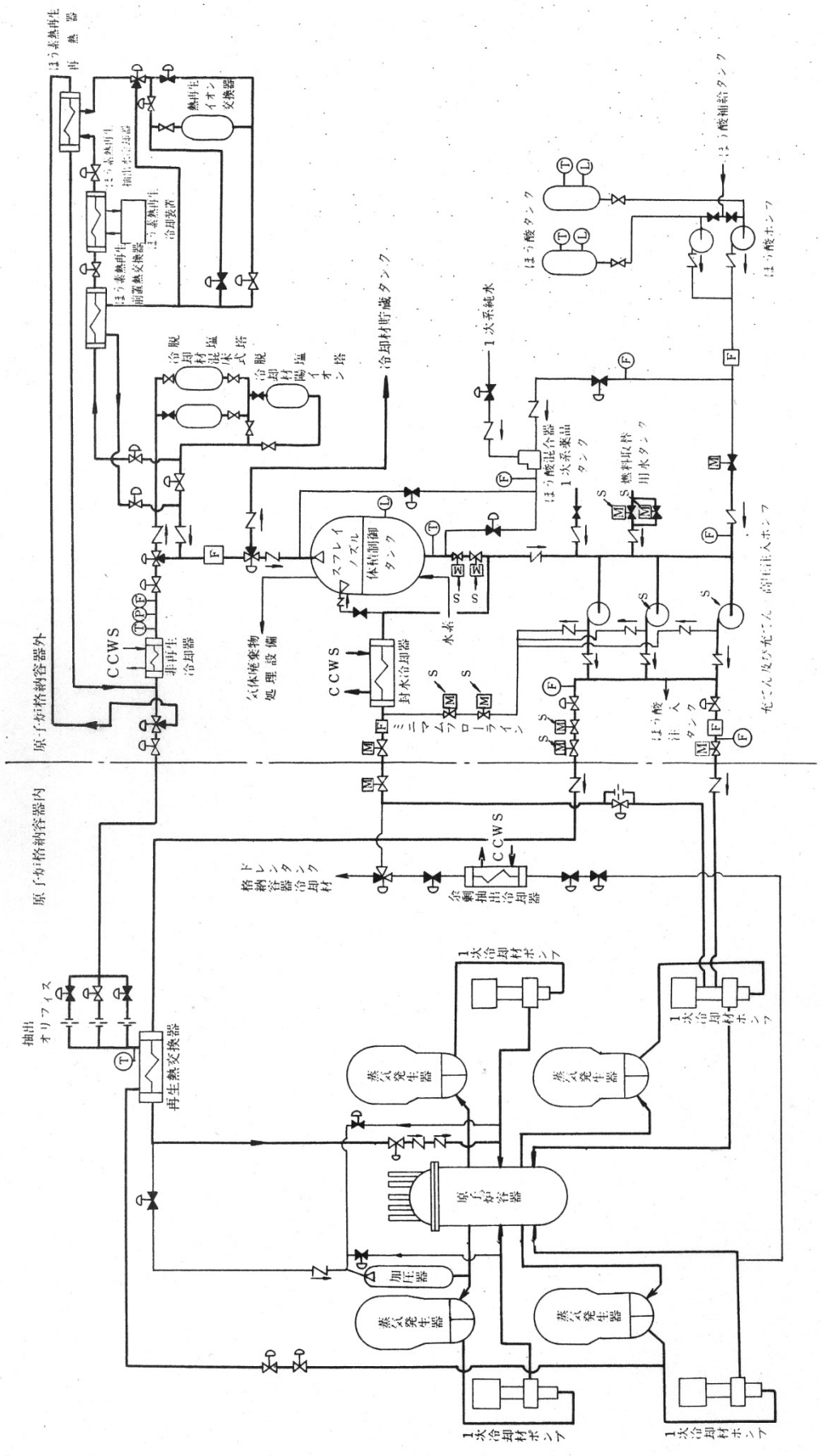


略　　号	
ＡＣＣ	蓄圧タンク
ＡＦＷＰ	補助給水ポンプ
ＢＩＴ	ほう酸注入タンク
Ｃ／Ｌ	低温側配管
ＣＣＷ－ＨＸ	原子炉補機冷却水冷却器
ＣＣＷＰ	原子炉補機冷却水ポンプ
ＣＨ／ＳＩＰ	充てん／高圧注入ポンプ
ＣＳ－ＨＸ	格納容器スプレイ冷却器
ＣＳＰ	格納容器スプレイポンプ
ＣＳＴ	復水タンク
ＣＶＳ	再循環サンプ
Ｃ／Ｖ	原子炉格納容器
ＤＷＴ	２次系純水タンク
Ｈ／Ｌ	高温側配管
ＨＰＳＩＰ	高圧注入ポンプ
Ｍ／Ｄ－Ｐ	電動補助給水ポンプ
Ｒ／Ｖ	原子炉容器
ＲＨＲＰ	余熱除去ポンプ
ＲＨＲ－ＨＸ	余熱除去冷却器
ＲＷＳＴ	燃料取替用水タンク
ＳＧ	蒸気発生器
ＳＷＰ	原子炉補機冷却海水ポンプ
Ｔ／Ｄ－Ｐ	タービン動補助給水ポンプ

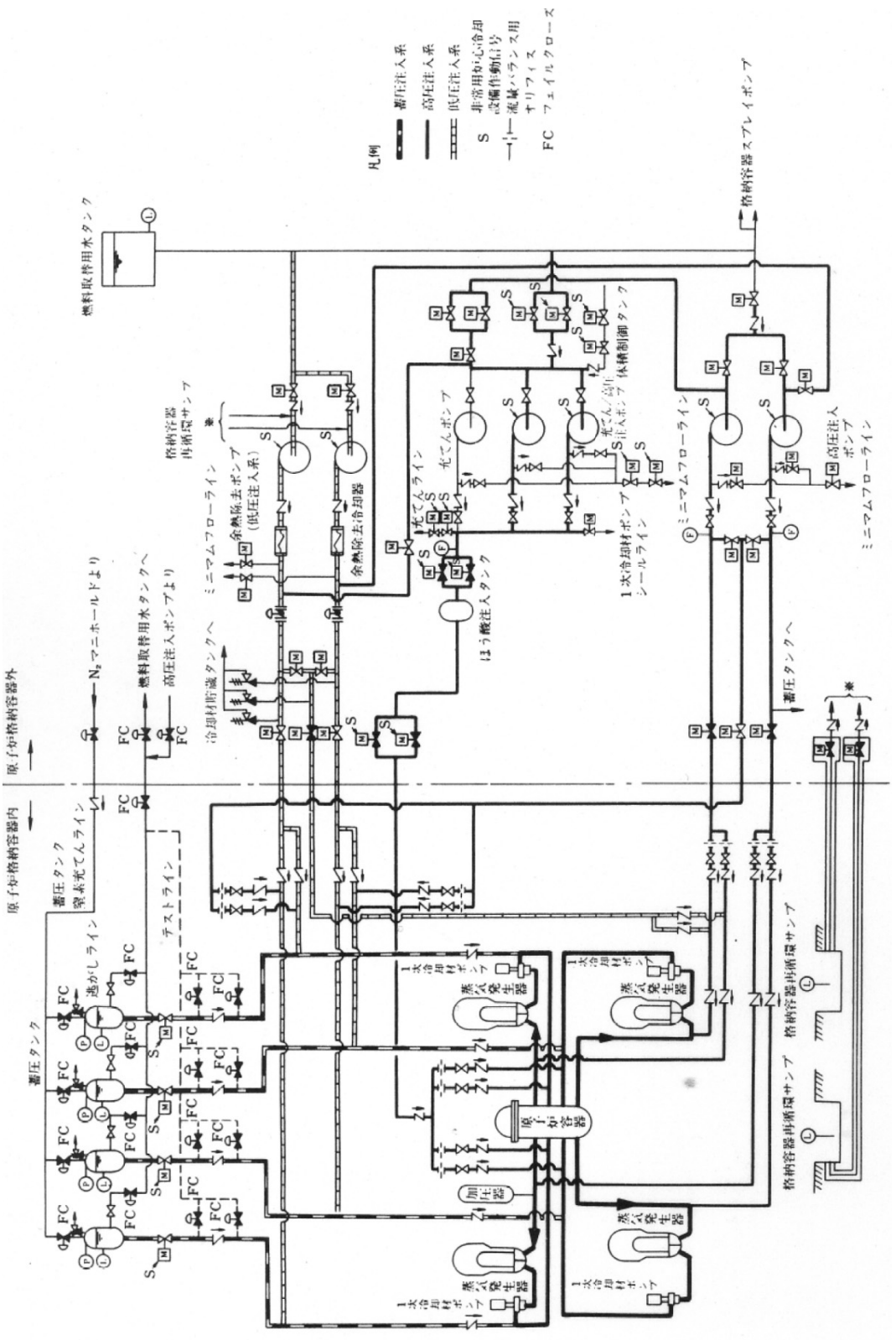
第1.1.1.a-2図　工学的安全設備の概要



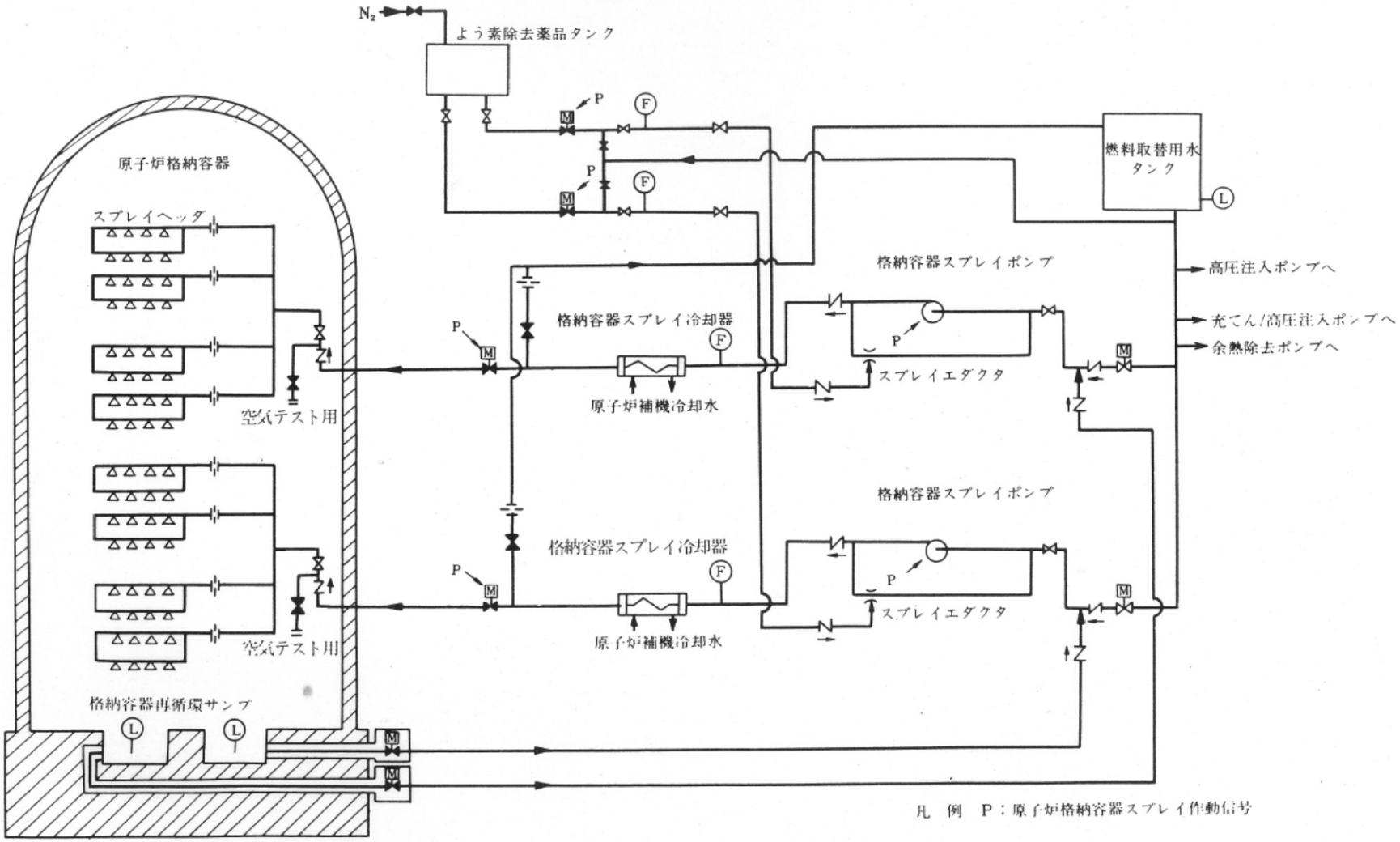
第1.1.1.a-3図　原子炉保護系設備系統説明図



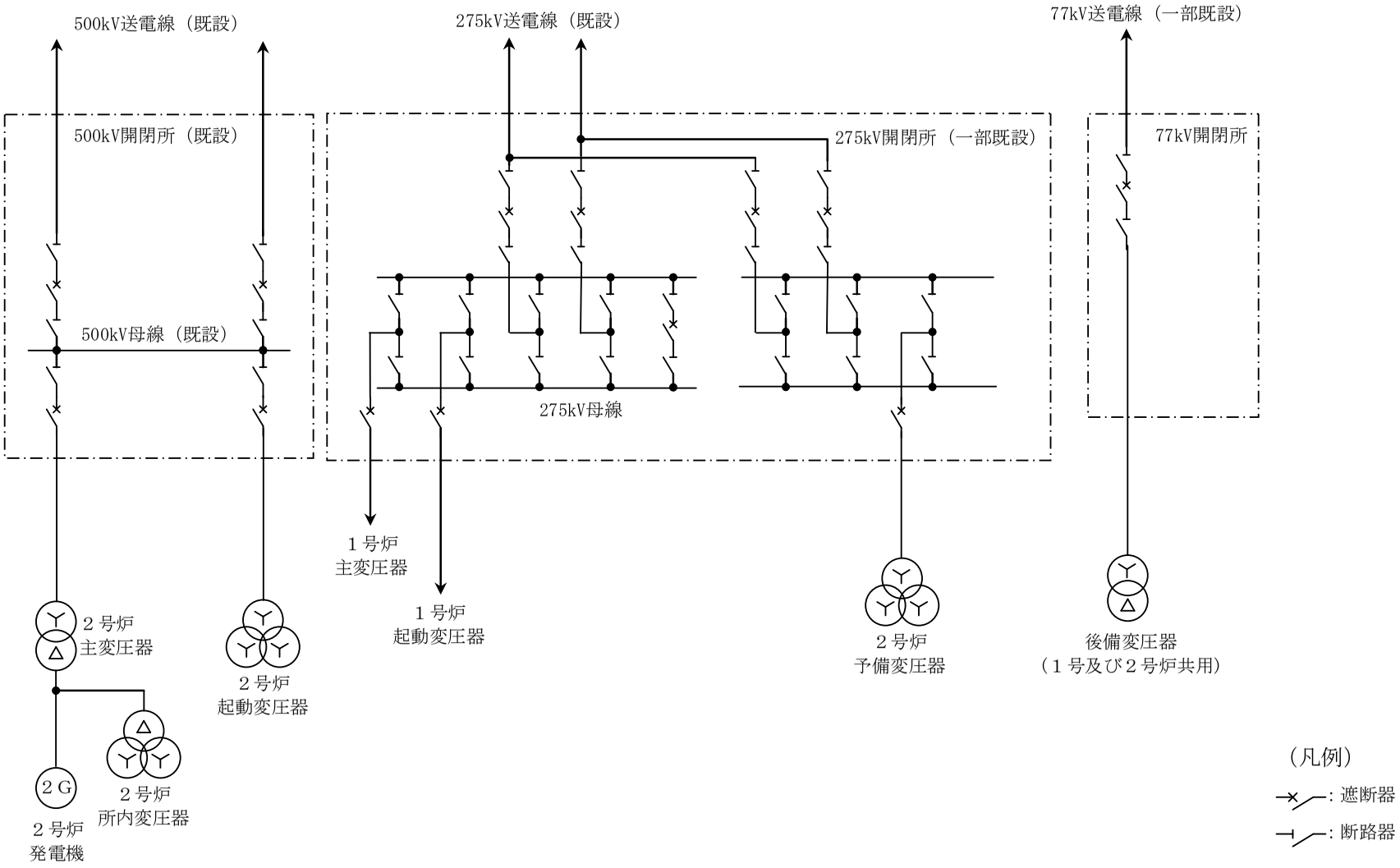
第1.1.1.a-4図　化学体積制御設備系統説明図



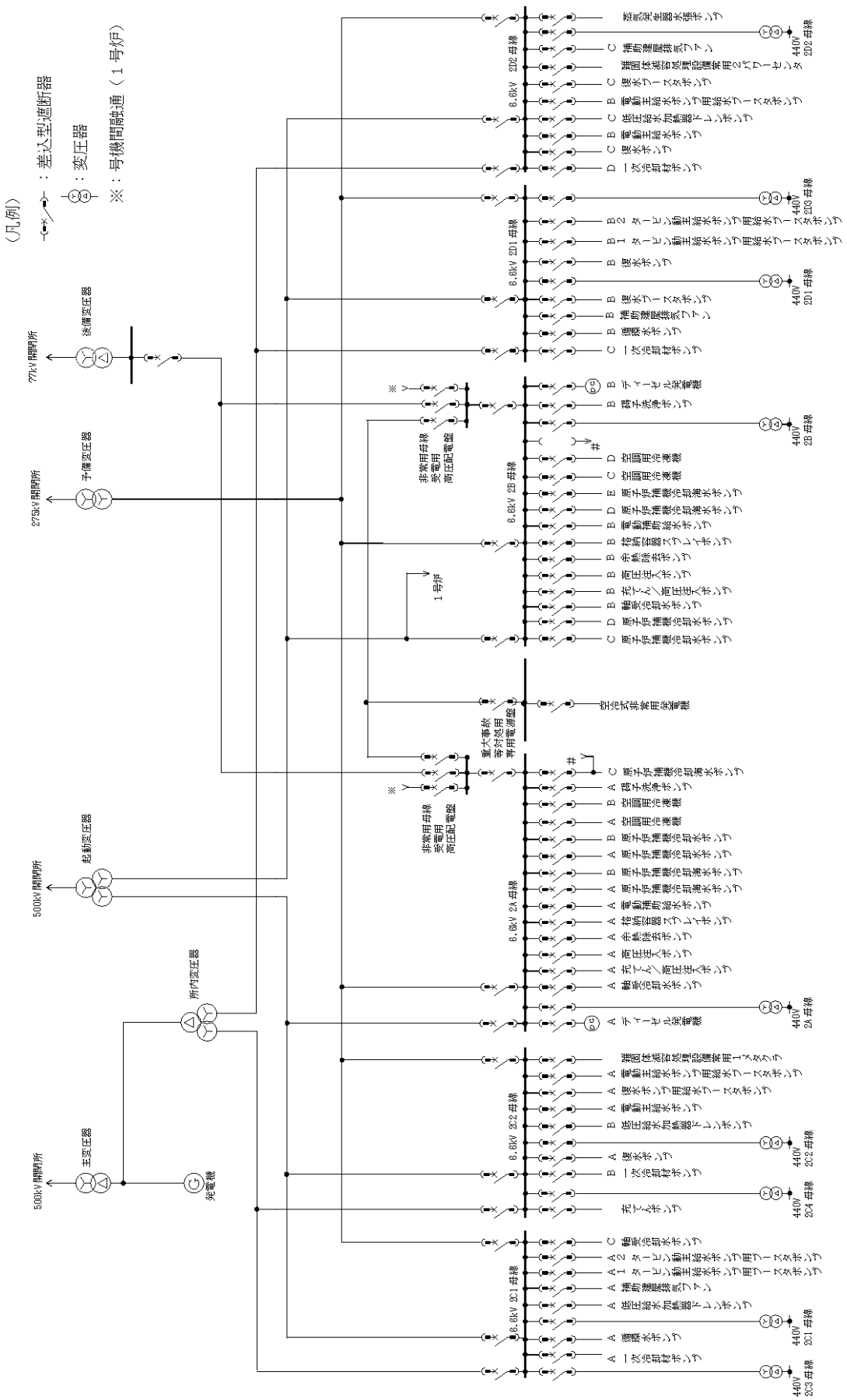
第1.1.1.a-5図　非常用炉心冷却設備の系統説明図



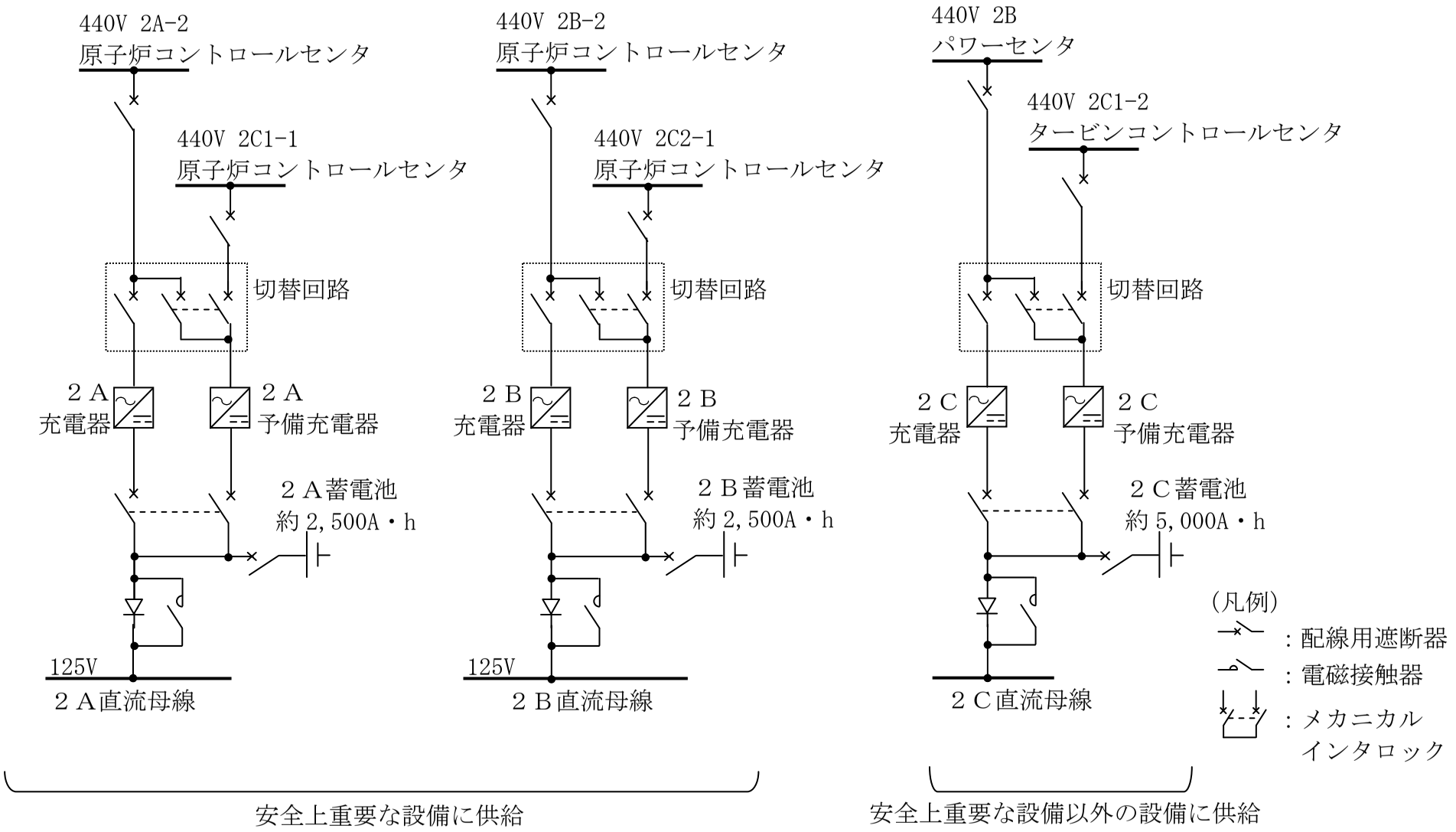
第1.1.1.a-6図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図



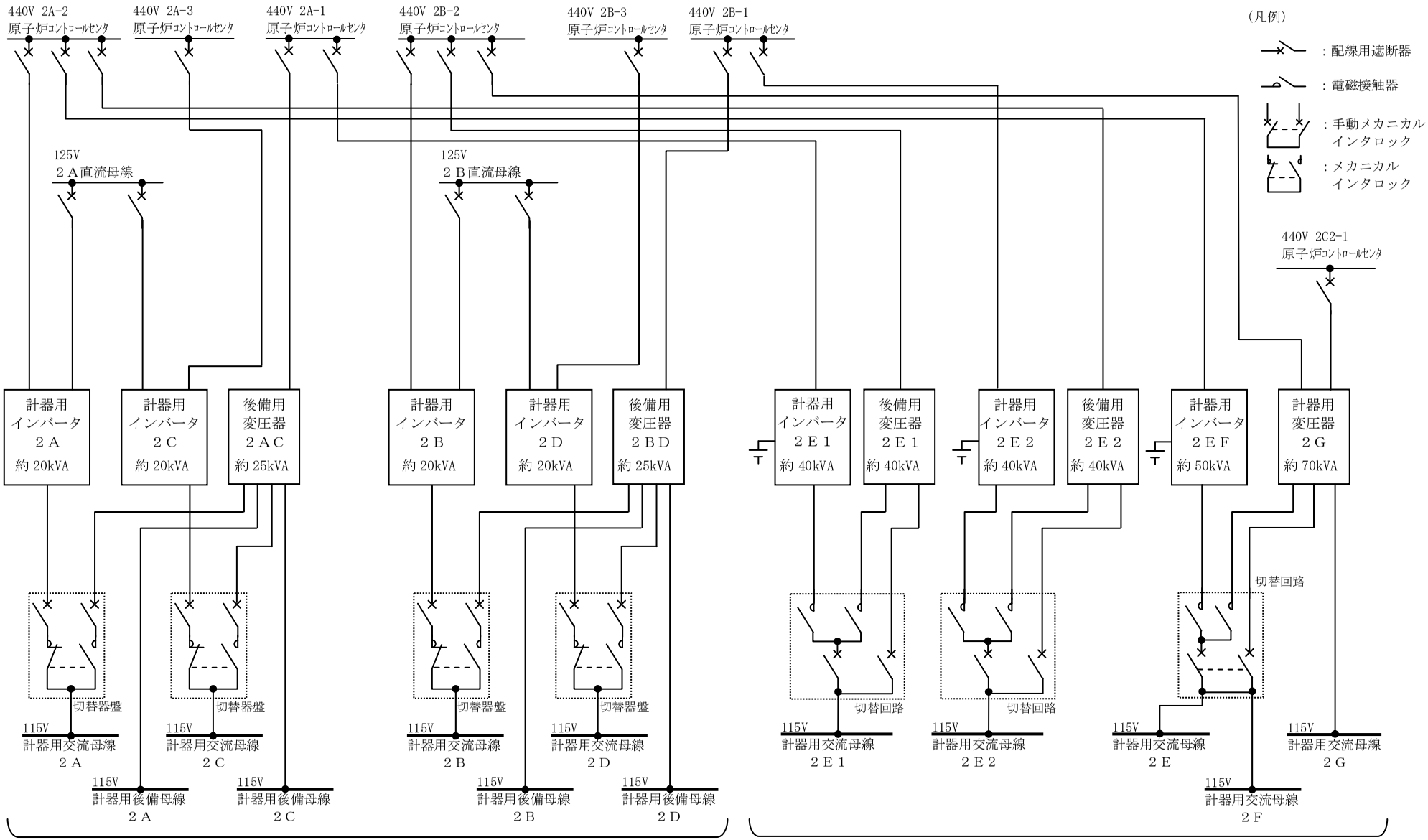
第1.1.1.a-7図　開閉所単線結線図



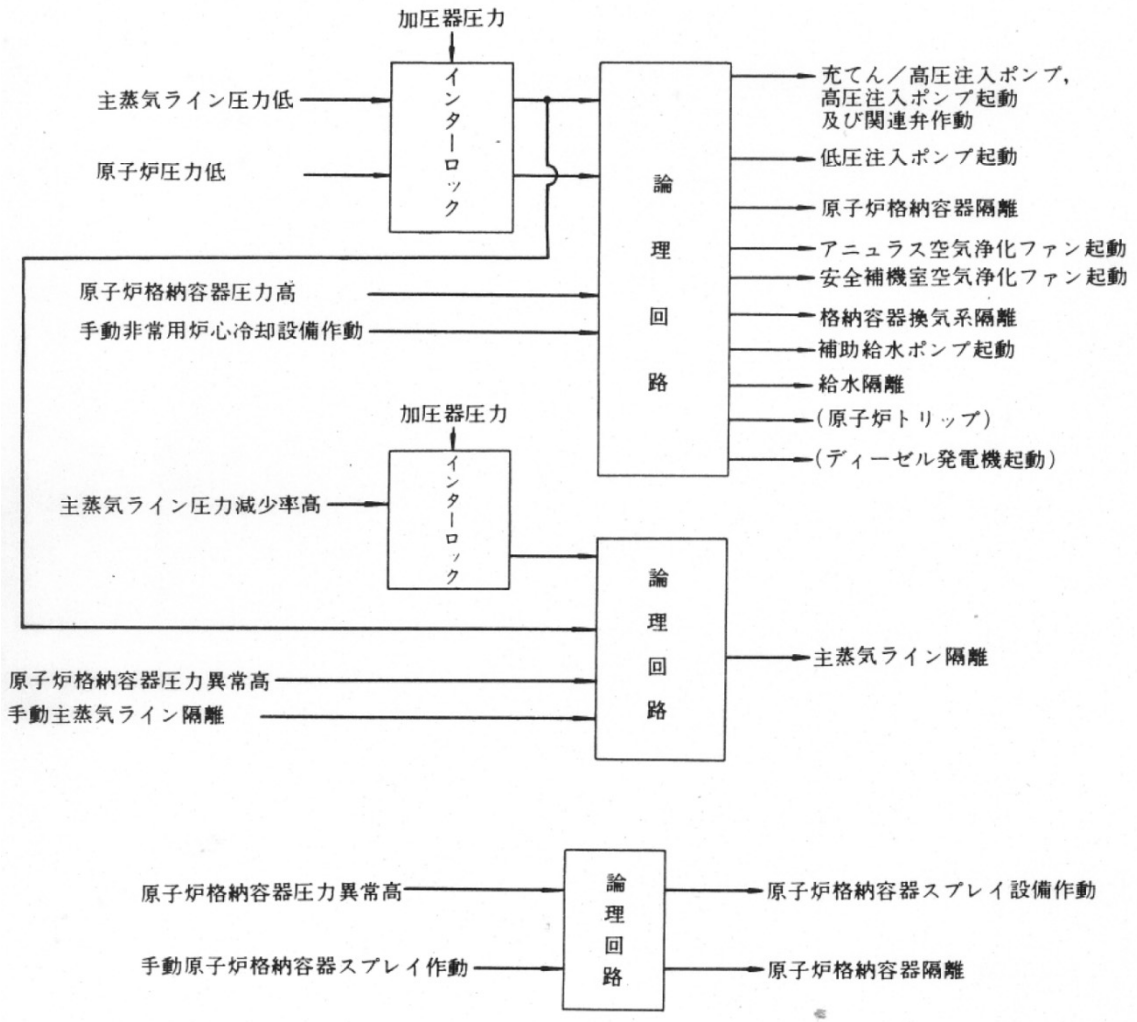
第 1.1.1.a-8 図　所内単線結線図



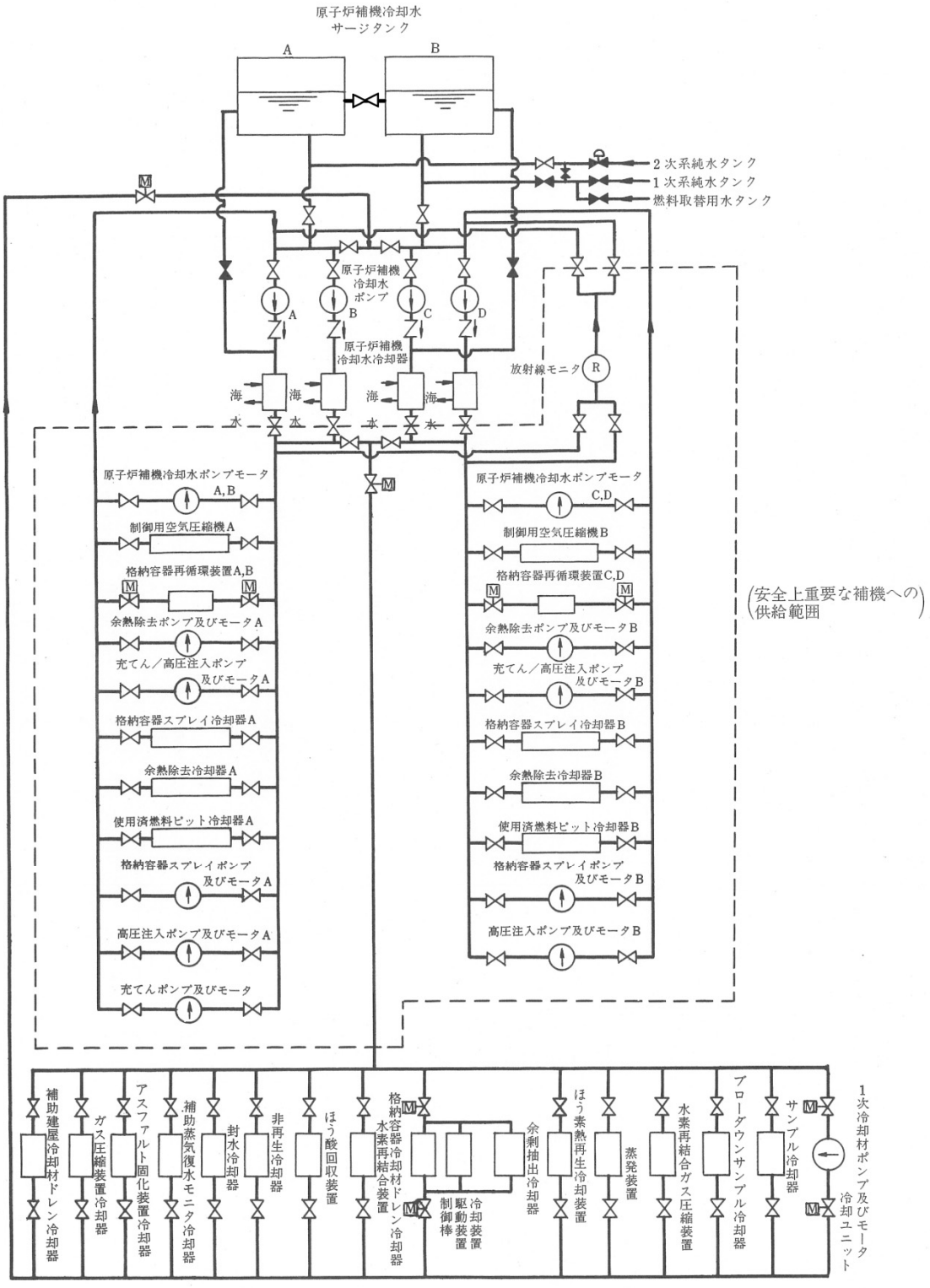
第1.1.1.a-9図　直流電源設備



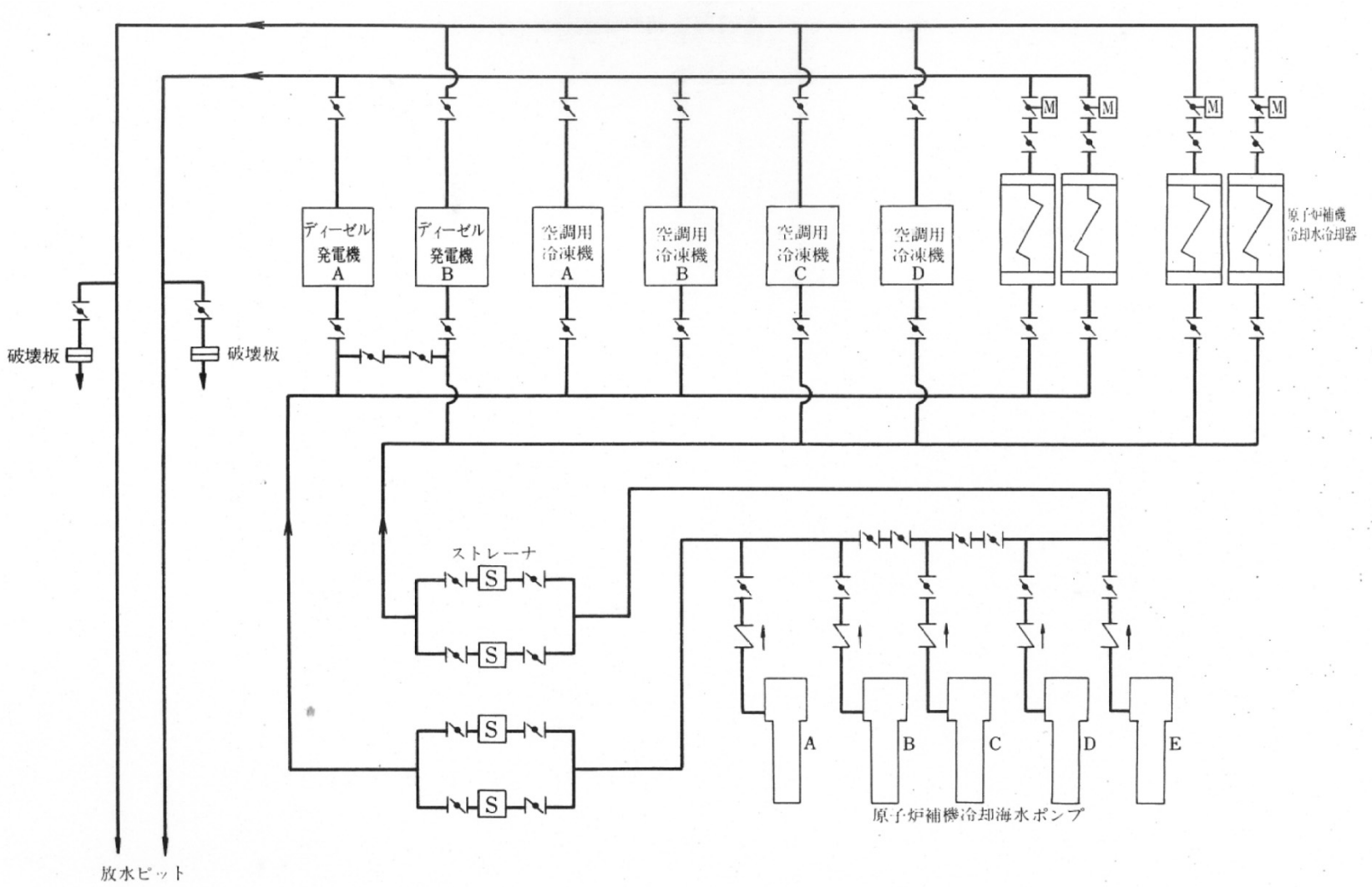
第1.1.1.a-10図　計測制御用電源設備



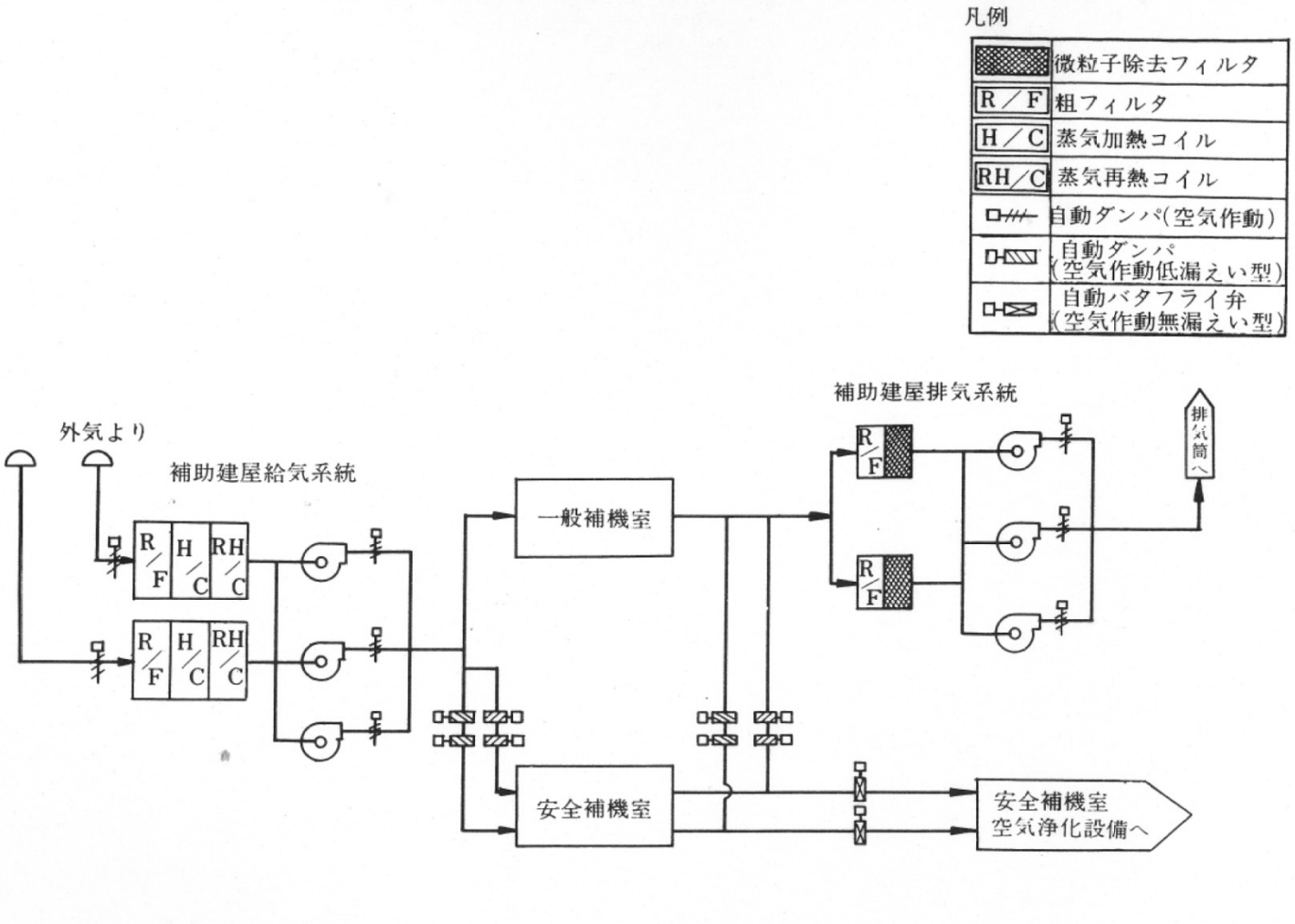
第1.1.1.a-11図　工学的安全施設作動設備説明図



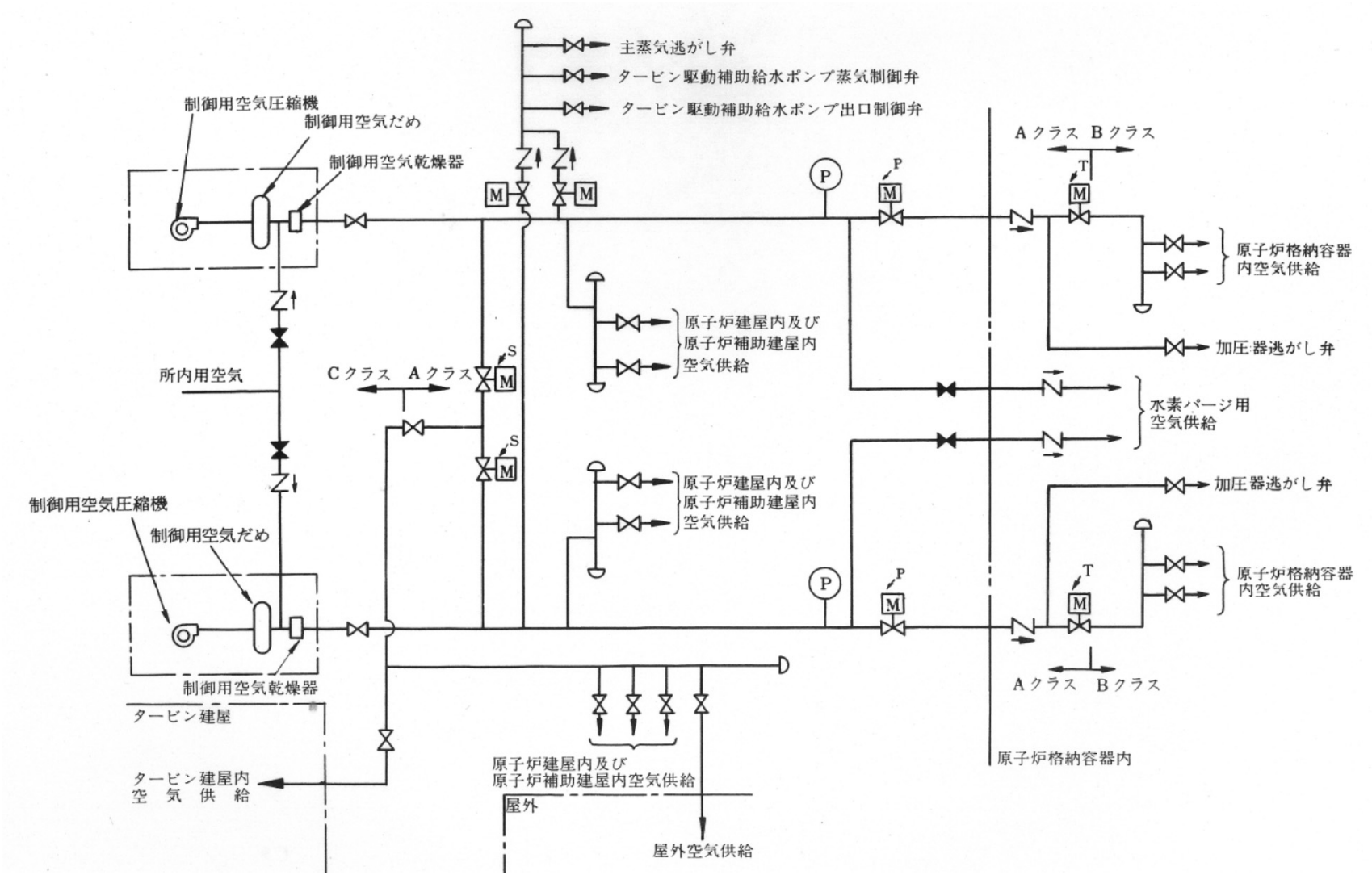
第1.1.1.a-12図　原子炉補機冷却水設備系統説明図



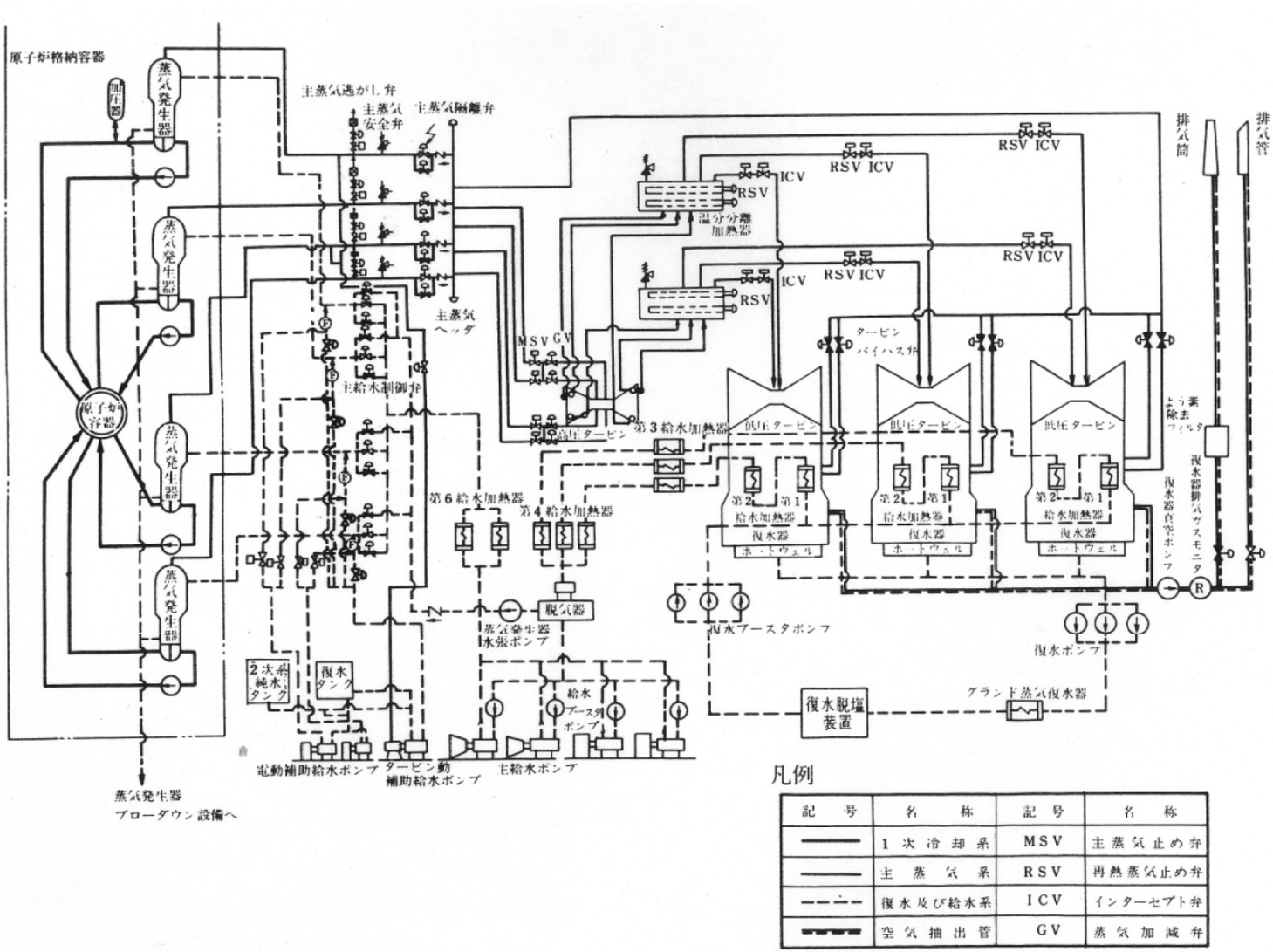
第1.1.1.a-13図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図



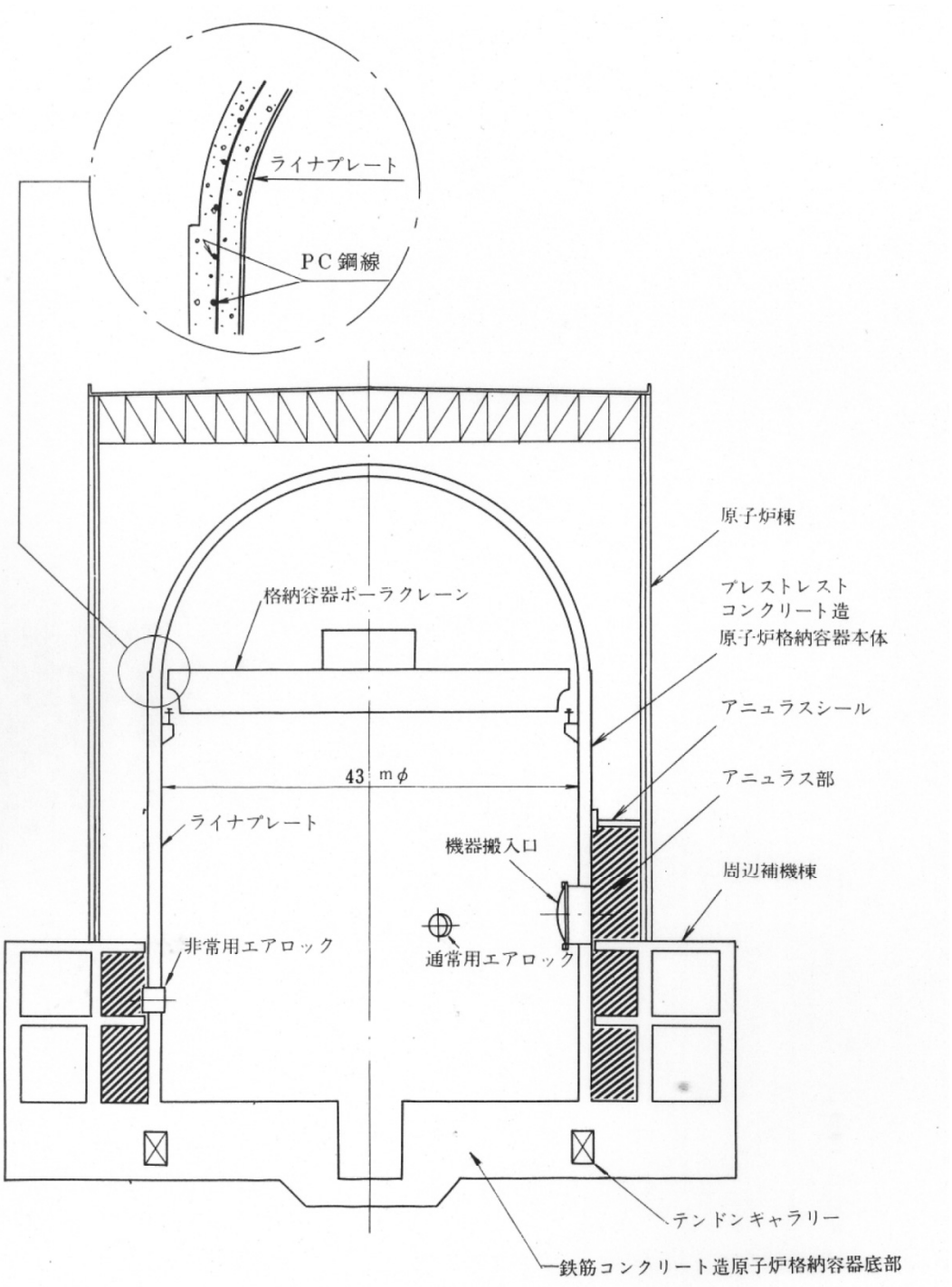
第1.1.1.a-14図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）



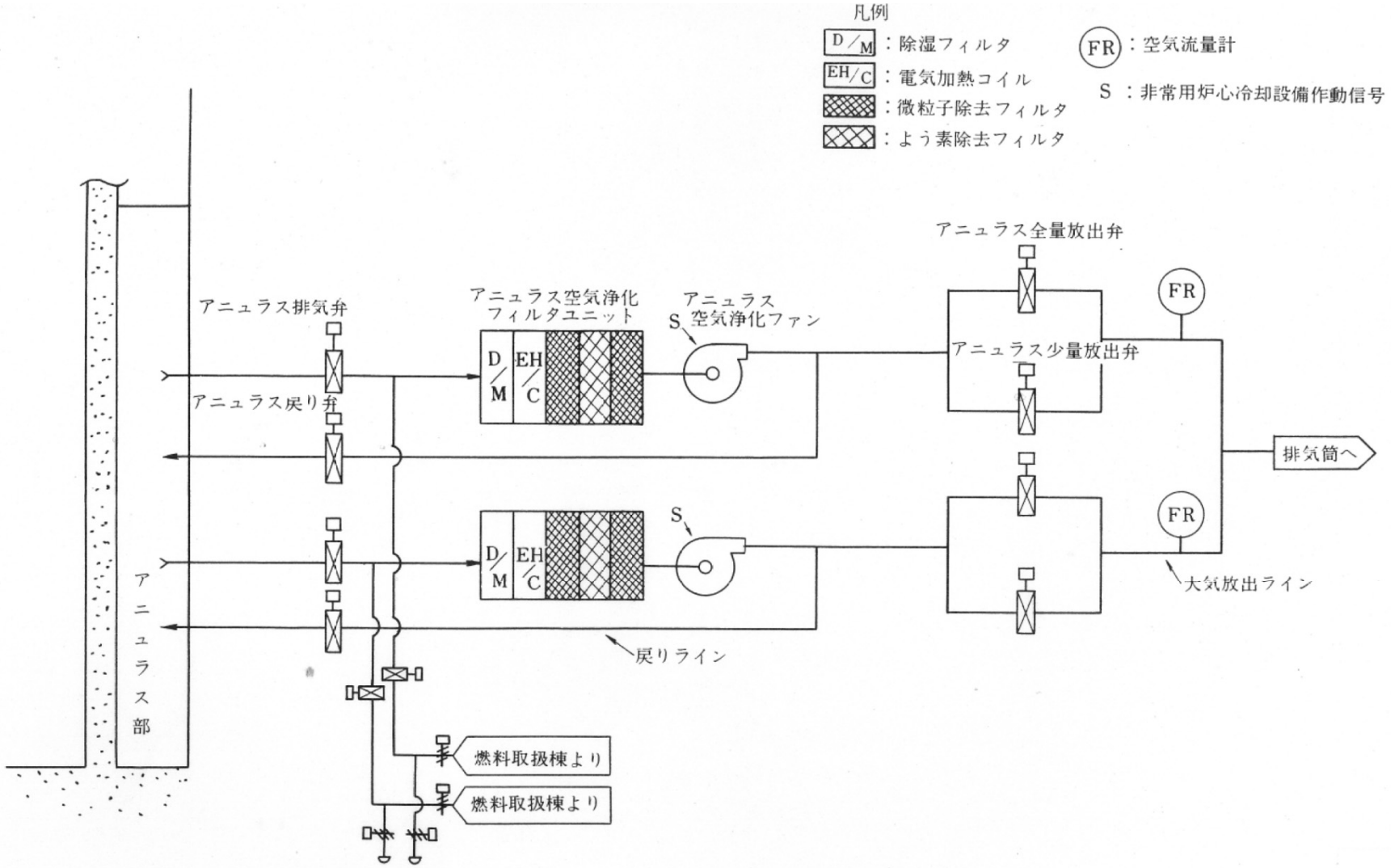
第1.1.1.a-15図　制御用空気設備系統説明図



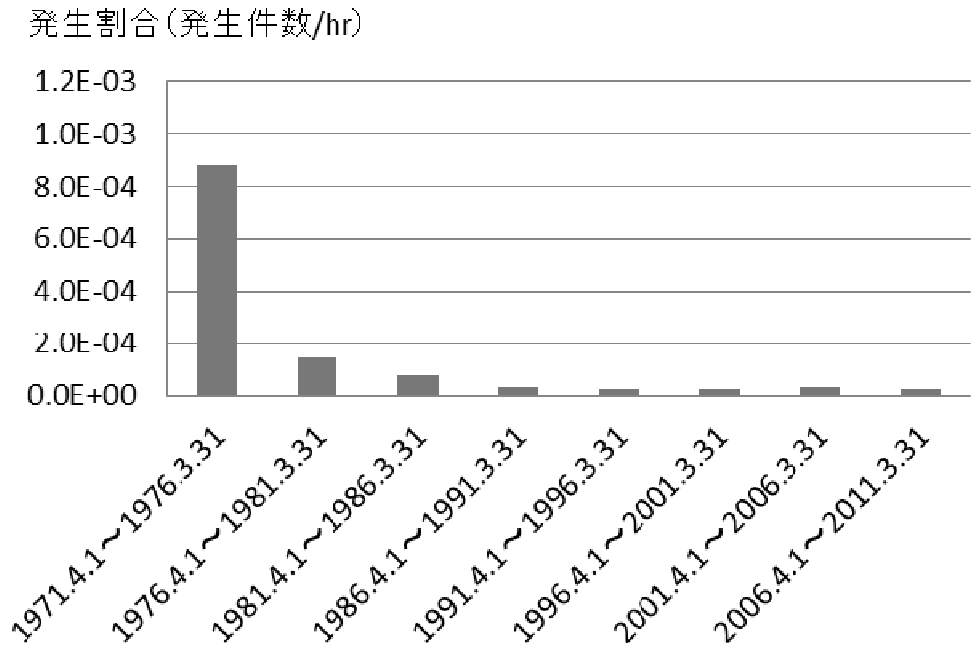
第1.1.1.a-16図　タービン系統説明図



第1.1.1.a-17図　原子炉格納施設の構造概要図



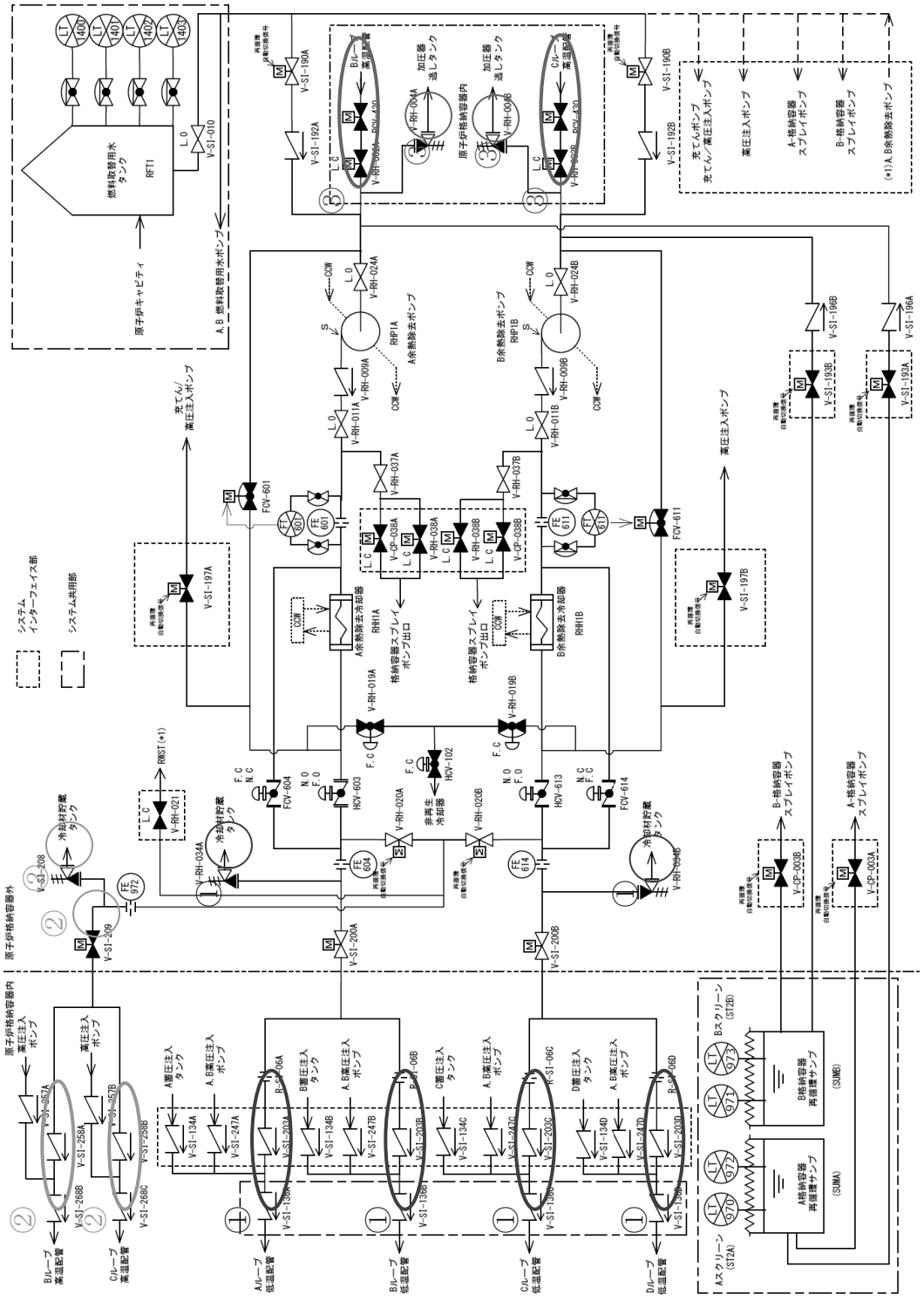
第 1.1.1.a-18 図　アニュラス空気浄化設備系統図



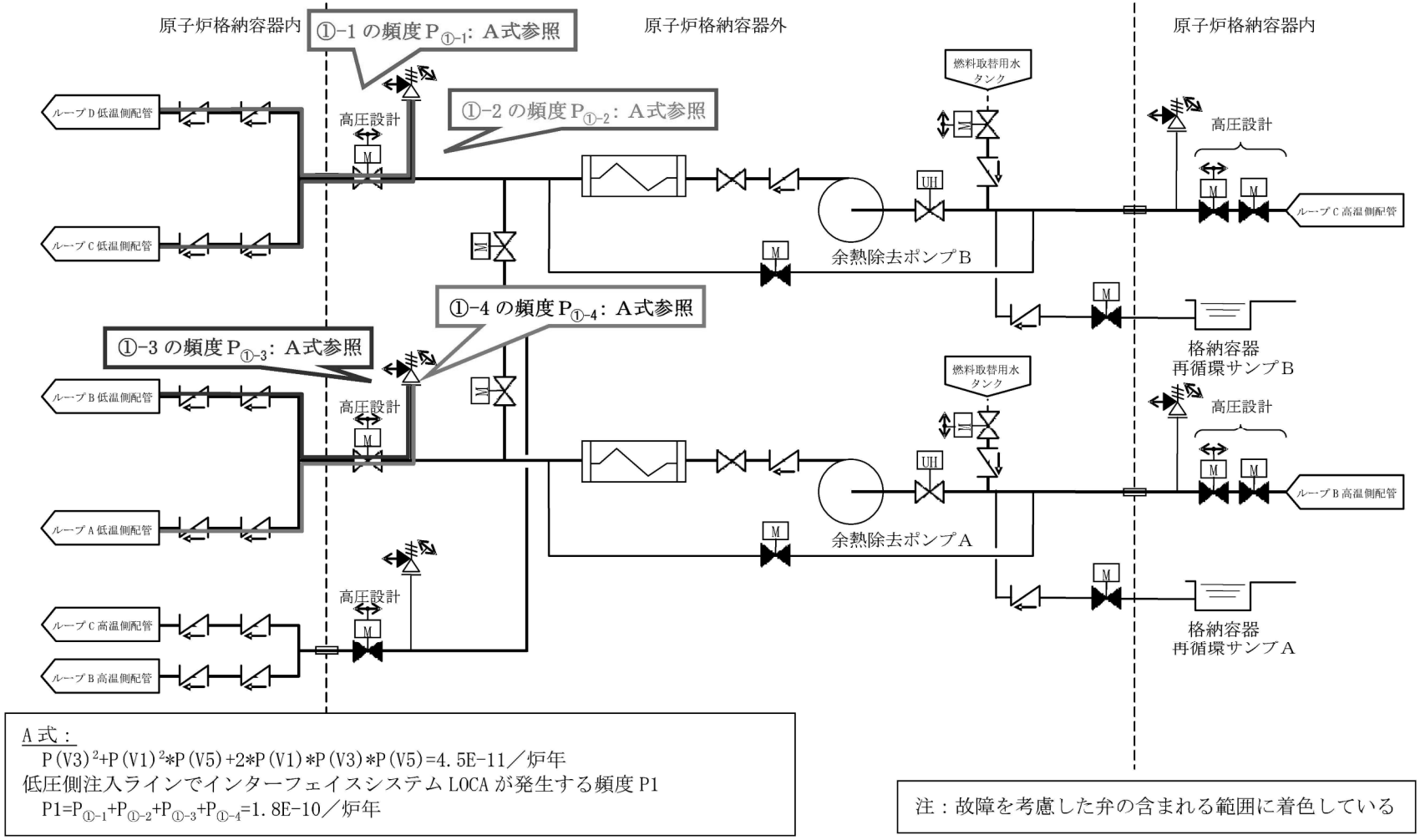
・起因事象データの収集期間の設定については，日本原子力学会標準 AESJ-SC-RK001:201「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準:2010」D.3.1項（ＮＵＲＥＧ/ＣＲ-6823 「Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment」 5.1.2項の転載）に基づいて行っている。
・上記図書によると，起因事象データの収集期間の設定は，一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが，プラントの起因事象の発生年数はプラントの設計及び運転の改良によって時間とともに減少することから，データには直近の運転経験を反映させることが望ましく，近年の運転データのみを考慮するのがよいとされている。
・事象整理の結果から，1976年3月31日以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており，起因事象データの収集期間として近年の運転状況を反映するのに適切ではないと考え除外している。なお，この期間に発生している起因事象としては，下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

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

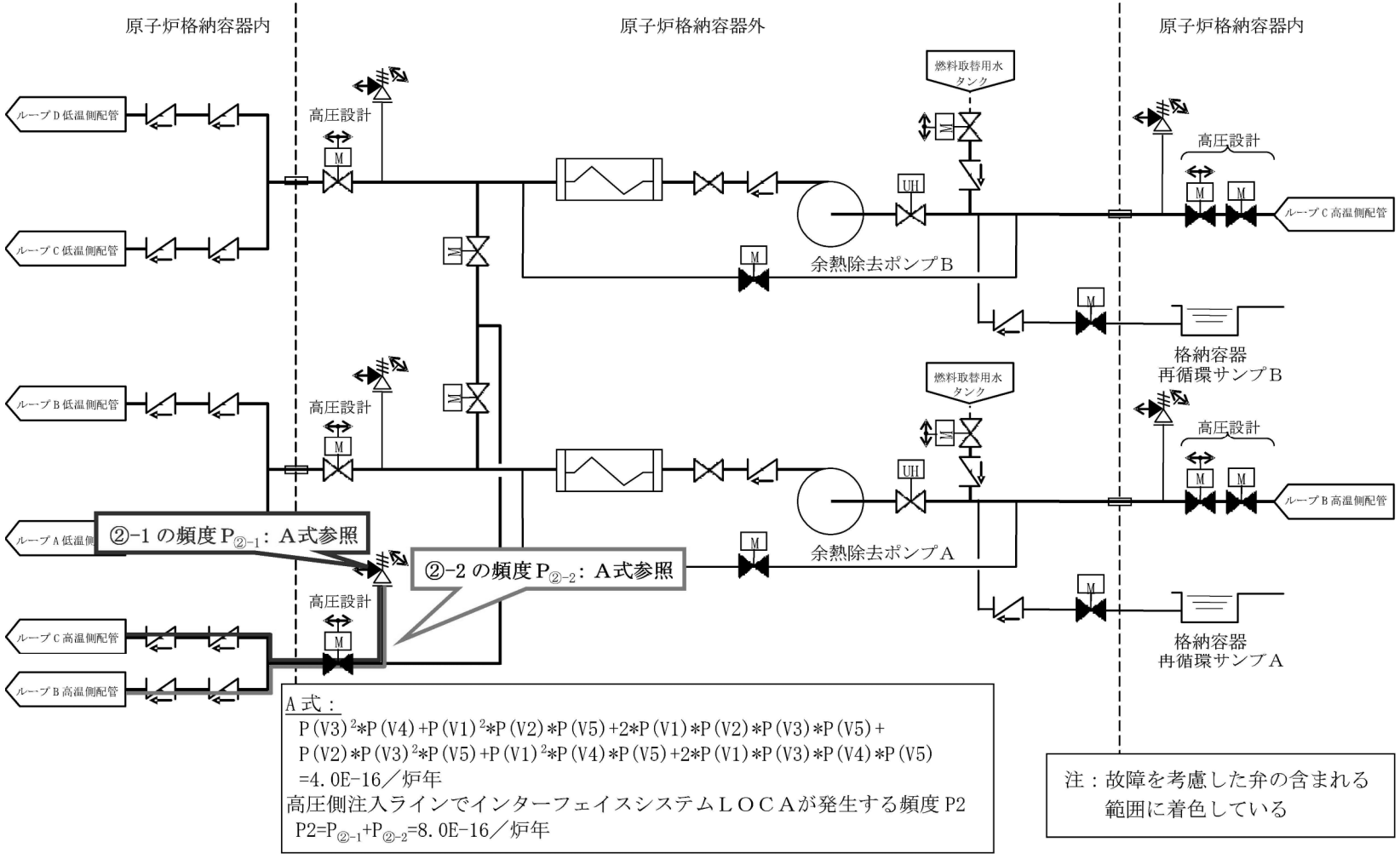
第1.1.1.b-1図　国内ＰＷＲプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合



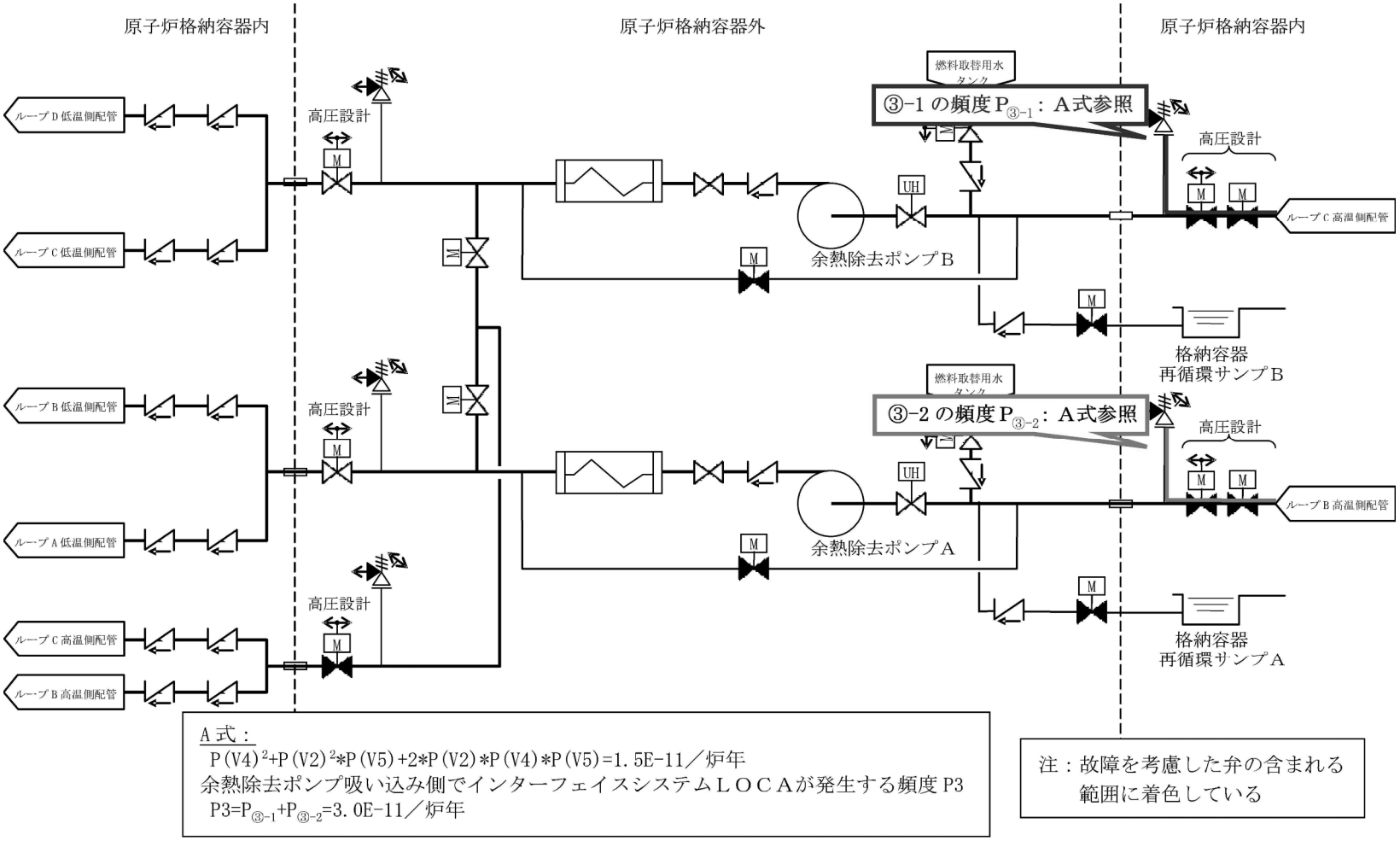
第1.1.1.b-2図　余熱除去系簡略図



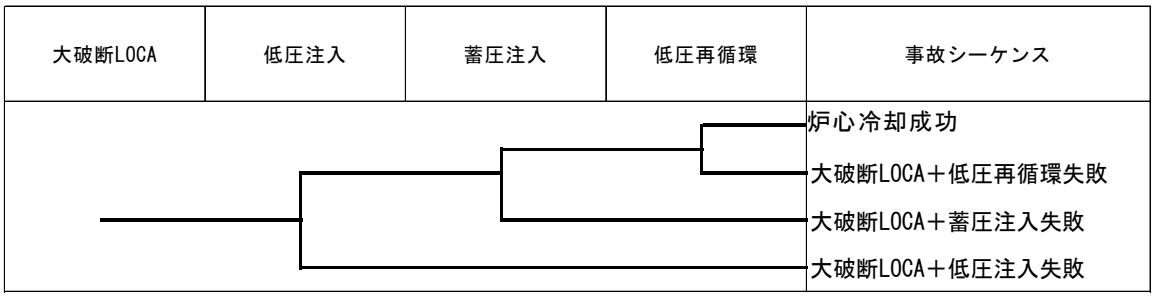
第1.1.1.b-3図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（1／3）



第1.1.1.b-3図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（2／3）



第1.1.1.b-3図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（3／3）



第1.1.1.d-1(a)図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち，破断口面積が等価口径8インチから両端破断相当（配管断面積の2倍）までと定義した。
・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。
・大破断ＬＯＣＡ時は，炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず，また１次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

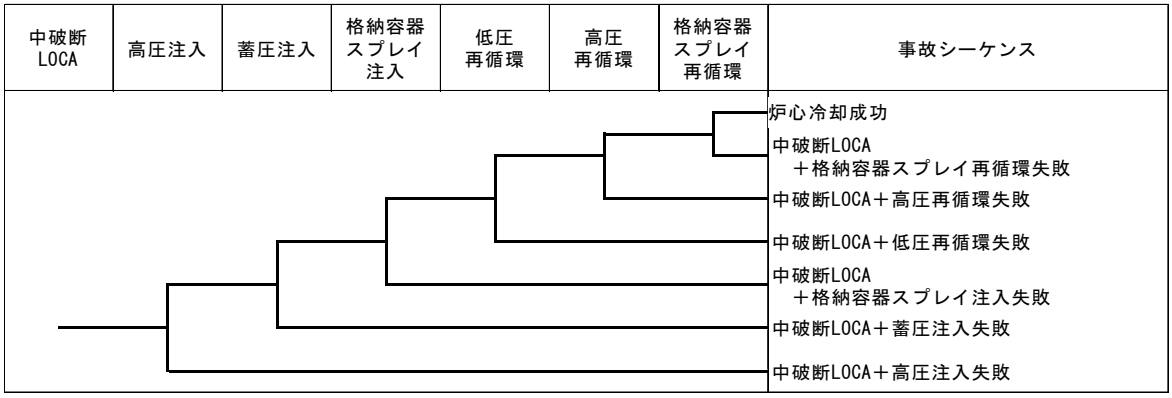
【イベントツリーの説明】

・大破断ＬＯＣＡ時は，「蓄圧注入」と「低圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また，事故後長期的な炉心冷却は短期の注入に引き続き「低圧再循環」により確保される。
・高圧注入も作動するが，注入流量は小さいため，炉心冷却の観点から必須ではない。

【成功基準】

大破断ＬＯＣＡ	低圧注入	蓄圧注入	低圧再循環
ポンプ	1／2	－	1／2
熱交換器	－	－	1／2
ループ	健全2／3	健全3／3	健全2／3
その他	－	－	－
使命時間	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(b)図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち，破断口面積が等価口径2インチから8インチと定義した。
・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。
・中破断ＬＯＣＡ時は，炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず，また１次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

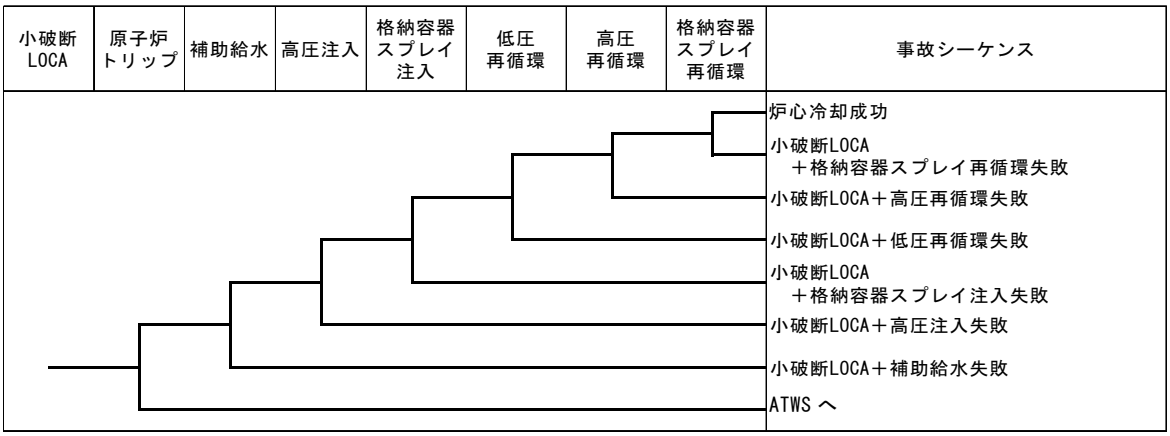
【イベントツリーの説明】

・中破断ＬＯＣＡ時は,「高圧注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また，事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが，敦賀発電所２号炉の場合，余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる(イベントツリー上では｢低圧再循環｣で表現)。
・中破断ＬＯＣＡ時は破断流量が小さく，余熱除去冷却器のみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため,｢格納容器スプレイ注入／再循環｣が必要となる。

【成功基準】

中破断 ＬＯＣＡ	高圧 注入	蓄圧 注入	ＣＶスプレイ注入	低圧 再循環	高圧 再循環	ＣＶスプレイ再循環
ポンプ	1／2ＳＩＰ ＋ 1／2ＣＨ／ ＳＩＰ	－	1／2	1／2	1／2ＳＩＰ ＋ 1／2ＣＨ／ ＳＩＰ	1／2
熱交換器	－	－	－	1／2	－	1／2
ループ	健全3／3	健全2／3	－	－	健全3／3	－
その他	－	－	3／4ノズル	(＊1)	－	3／4ノズル
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○	○	○	○

（注）○：必要
　　×：失敗を想定
　　－：不作動又は不要
(＊1) 注入時故障を含む



第1.1.1.d-1(c)図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

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

・破断口径が3／8インチから2インチと定義した。
・１次冷却系加圧事象による加圧器逃がし弁からの１次冷却材の流出も小破断ＬＯＣＡ相当として定義。
・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

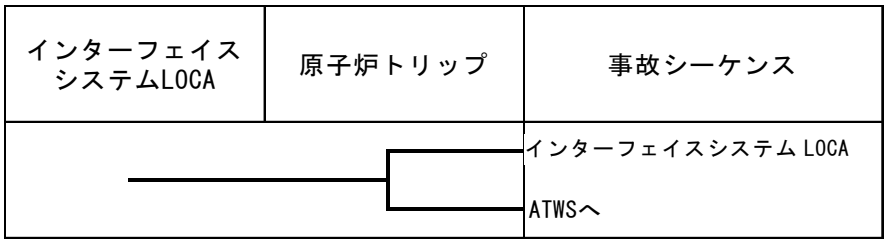
【イベントツリーの説明】

・小破断ＬＯＣＡ時は，炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため，「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
・破断流が小さいため，蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは１次冷却系の発熱を系外に除去できないため,「高圧注入」と２次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また，事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが，余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上では「低圧再循環」で表現)。
・破断流が小さく，余熱除去冷却器のみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため，「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

小破断 ＬＯＣＡ	補助 給水	高圧 注入	ＣＶスプレイ注入	低圧 再循環	高圧 再循環	ＣＶスプレイ再循環
ポンプ	1／3	1／2ＳＩＰ ＋ 1／2ＣＨ／ ＳＩＰ	1／2	1／2	1／2ＳＩＰ ＋ 1/2ＣＨ／ ＳＩＰ	1／2
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1／2
ループ	ＳＧ3／4	健全3／3	－	－	健全3／3	－
その他	－	－	3／4ノズル	(＊1)	－	3／4ノズル
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○	○	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要
（＊1）注入時故障を含む



第1.1.1.d-1(d)図　インターフェイスシステムＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

・余熱除去系の破断であり，低圧注入系が不能。

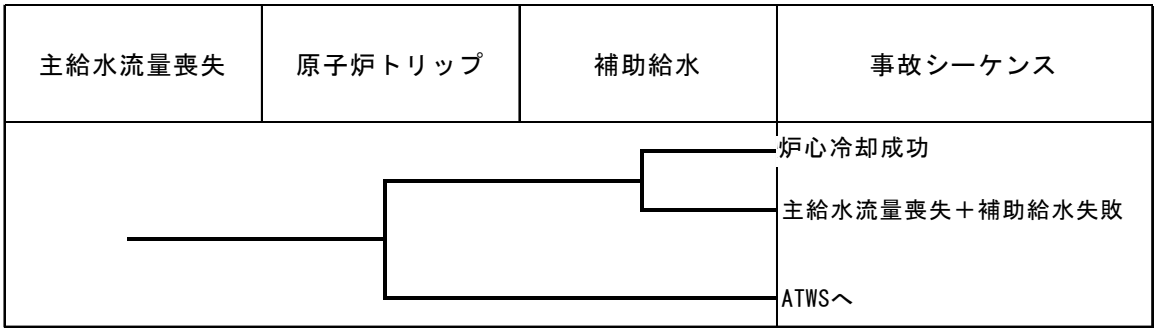
【イベントツリーの説明】

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

・破断規模によっては小破断ＬＯＣＡと同様，止める機能として「原子炉トリップ」が必要となる。

【成功基準】

・なし



第1.1.1.d-1(e)図　主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

・主給水流量喪失に至る原因としては，主給水ポンプ又は復水ポンプの故障，電源喪失又は主給水制御系の誤動作が考えられる。

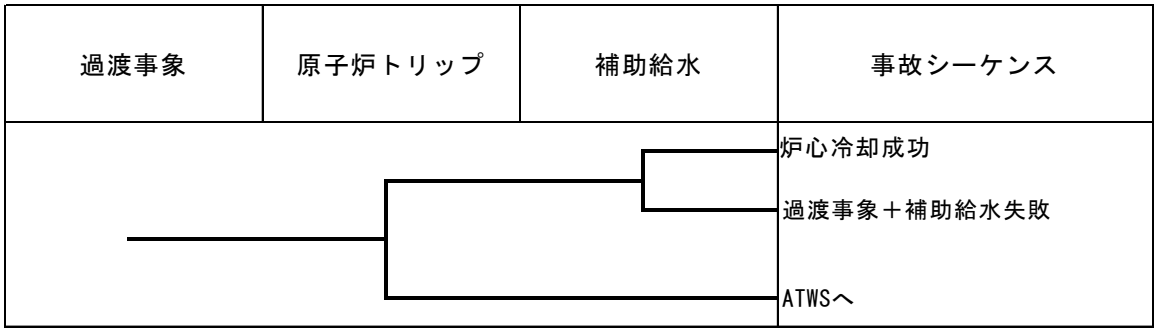
【イベントツリーの説明】

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

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1／3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2／4
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(f)図　過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。

・主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

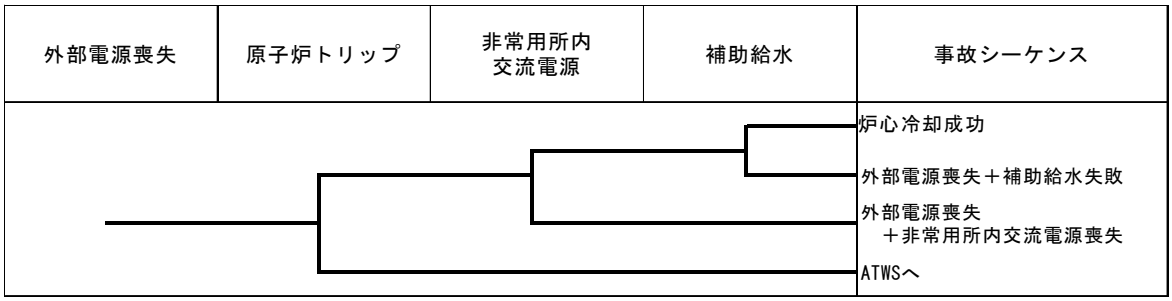
【イベントツリーの説明】

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

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1／3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2／4
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(g)図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

・送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し，運転状態が乱されるような事象を考慮。

・所内用交流電源が喪失すると，１次冷却材ポンプ，復水ポンプ等がトリップし，１次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

・外部電源喪失時には,「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに,「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに,「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。

・「非常用所内交流電源」が確保できれば，サポート系が健全であるため，その後に加圧器逃がし弁ＬＯＣＡ等が発生しても，事象進展は小破断ＬＯＣＡと同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	補助給水
ポンプ	－	1／3
熱交換器	－	－
ループ	－	ＳＧ2／4
その他	ＤＧ1／2	－
使命時間	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

ATWS	事故シーケンス
――――	起因事象＋原子炉トリップ失敗

第1.1.1.d-1(h)図　ＡＴＷＳイベントツリー

【仮定条件】

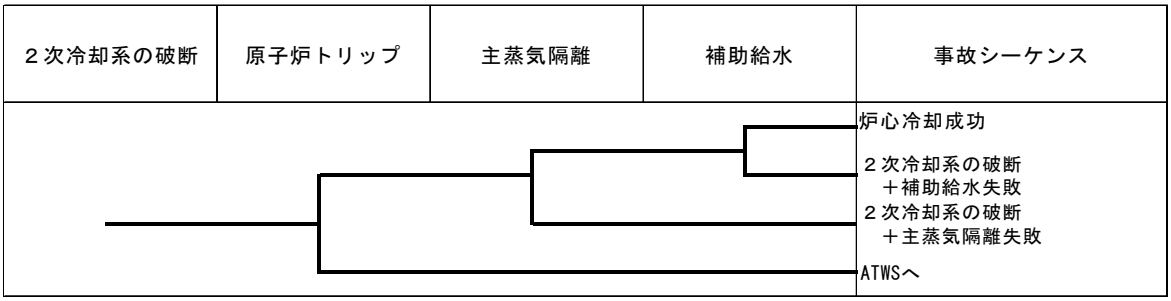
・ＡＴＷＳは起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため，起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

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

【成功基準】

・なし



第1.1.1.d-1(i)図　２次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

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

・主蒸気管破断（完全両端破断）

・主給水管破断（完全両端破断）

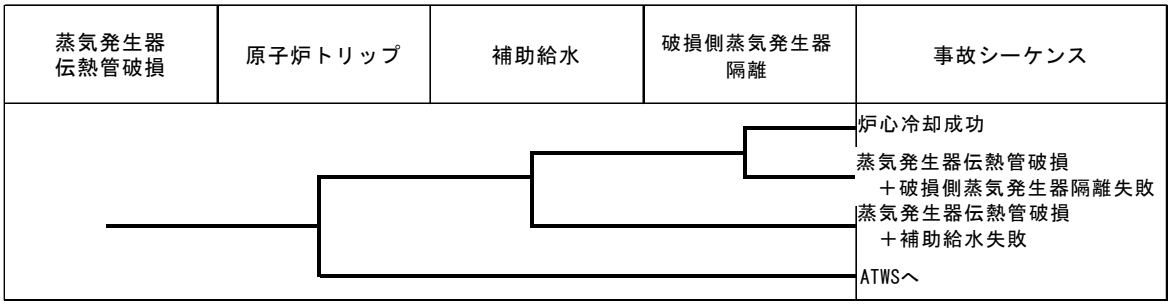
【イベントツリーの説明】

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

【成功基準】

２次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	－	1／3
熱交換器	－	－
ループ	－	健全ＳＧ2／3
その他	(＊１)	(＊２)
使命時間	－	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要
（＊１）：破断ループ主蒸気逆止弁閉止or健全ループ主蒸気隔離弁全閉止，タービン動補助給水ポンプ駆動主蒸気元弁閉止or タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁閉止
（＊２）：破断ループへの補助給水隔離



第1.1.1.d-1(j)図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

・蒸気発生器伝熱管破損は，伝熱管1本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

・蒸気発生器伝熱管破損時には,「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに,「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。

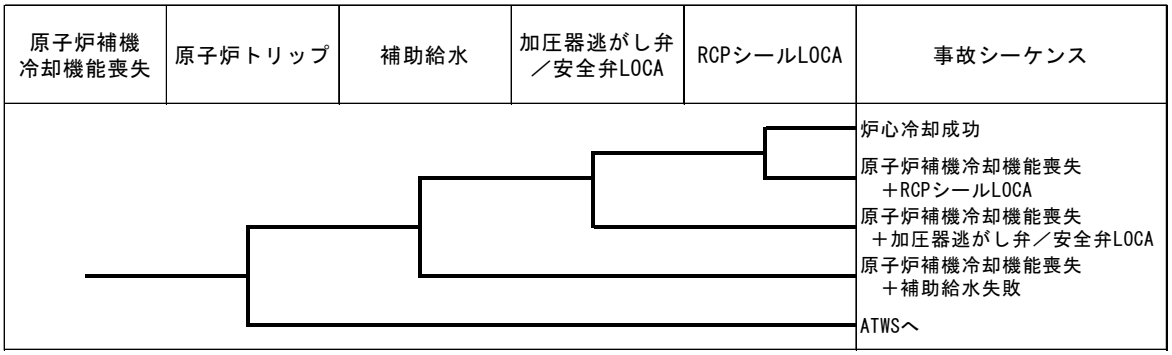
・破損した蒸気発生器を隔離し，１次冷却系の圧力と破損した蒸気発生器の２次側圧力とが均圧することで１次冷却系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側ＳＧ隔離
ポンプ	1／3	－
熱交換器	－	－
ループ	健全ＳＧ2／3	－
その他	－	(＊１)
使命時間	24hr	－
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

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



第1.1.1.d-1(k)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

・原子炉補機冷却水ポンプ全台又は原子炉補機冷却海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失

・原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の配管・弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

・原子炉補機冷却機能喪失時には,「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに,「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。

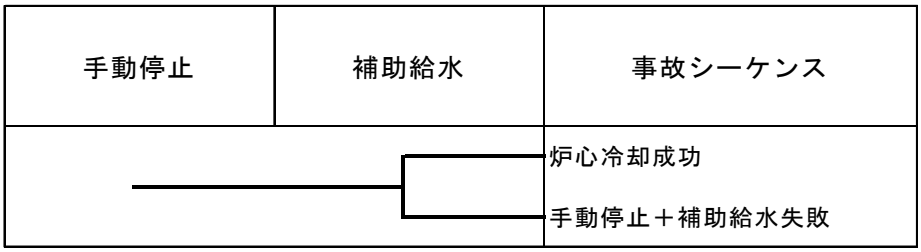
・ＥＣＣＳ機能が喪失しているため，起因事象に従属して発生する可能性のあるＬＯＣＡとして「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」及び「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	ＲＣＰシールＬＯＣＡ
ポンプ	1／3	－	－
熱交換器	－	－	－
ループ	ＳＧ2／4	－	－
その他	－	(＊1)	1.0の確率で発生
使命時間	24hr	－	－
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(＊1)：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止，加圧器安全弁再閉止



第1.1.1.d-1(1)図　手動停止イベントツリー

【仮定条件】

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

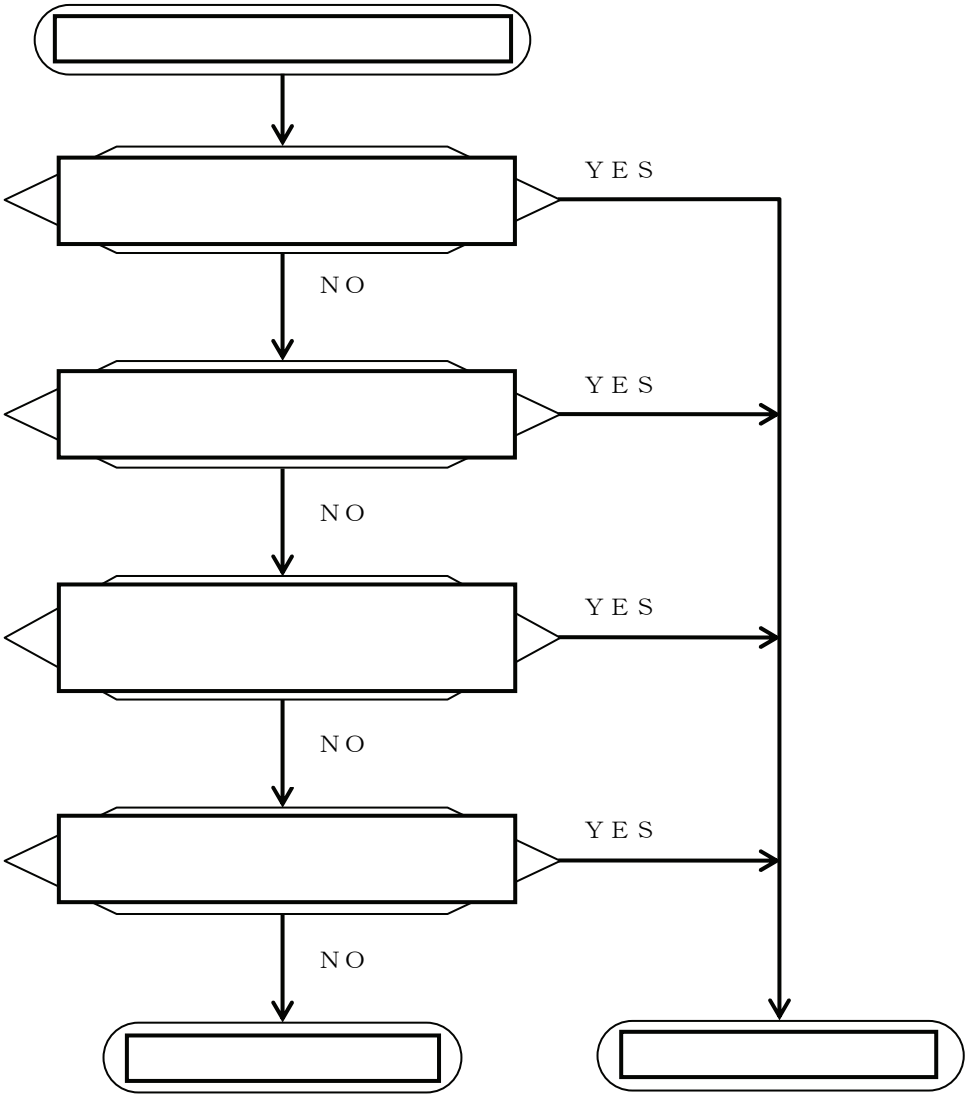
【イベントツリーの説明】

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

【成功基準】

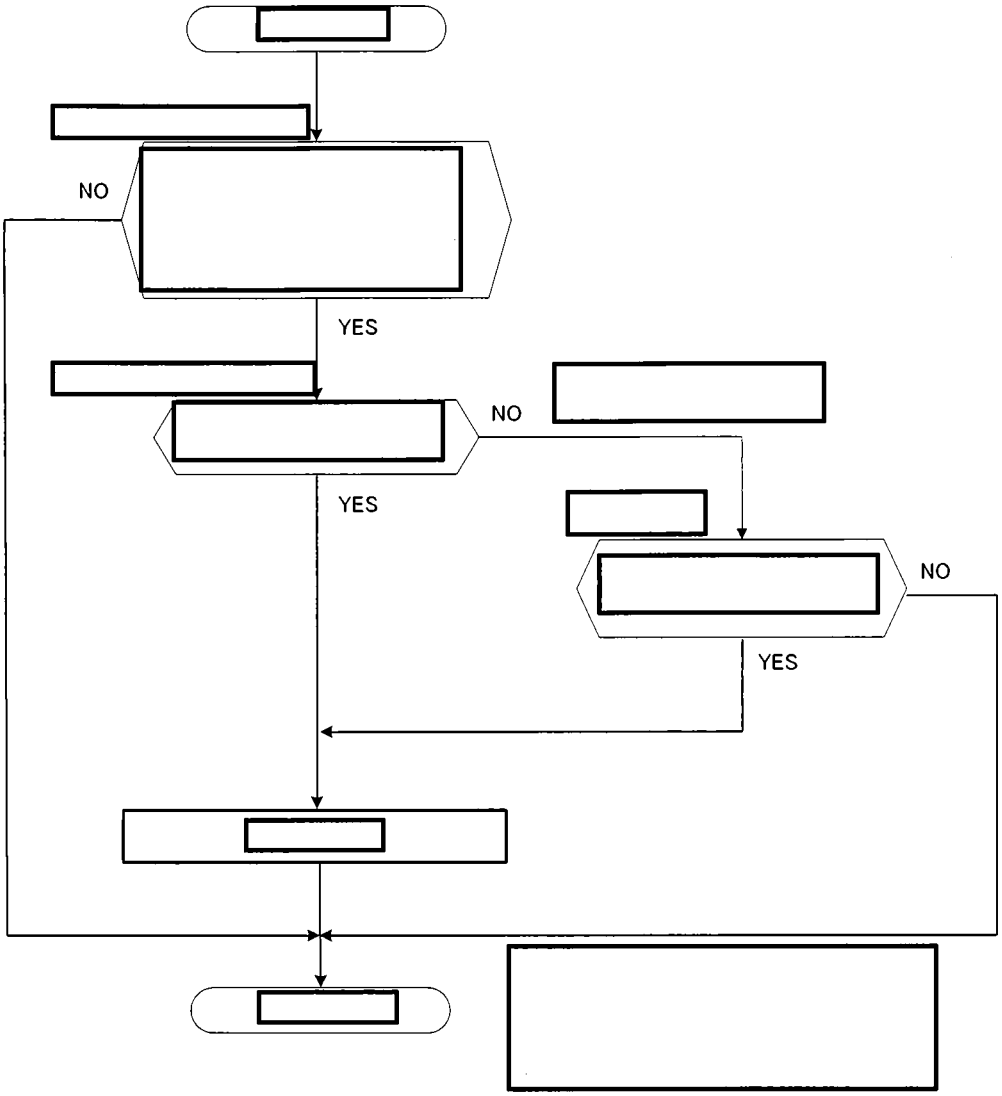
手動停止	補助給水
ポンプ	1／3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2／4
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



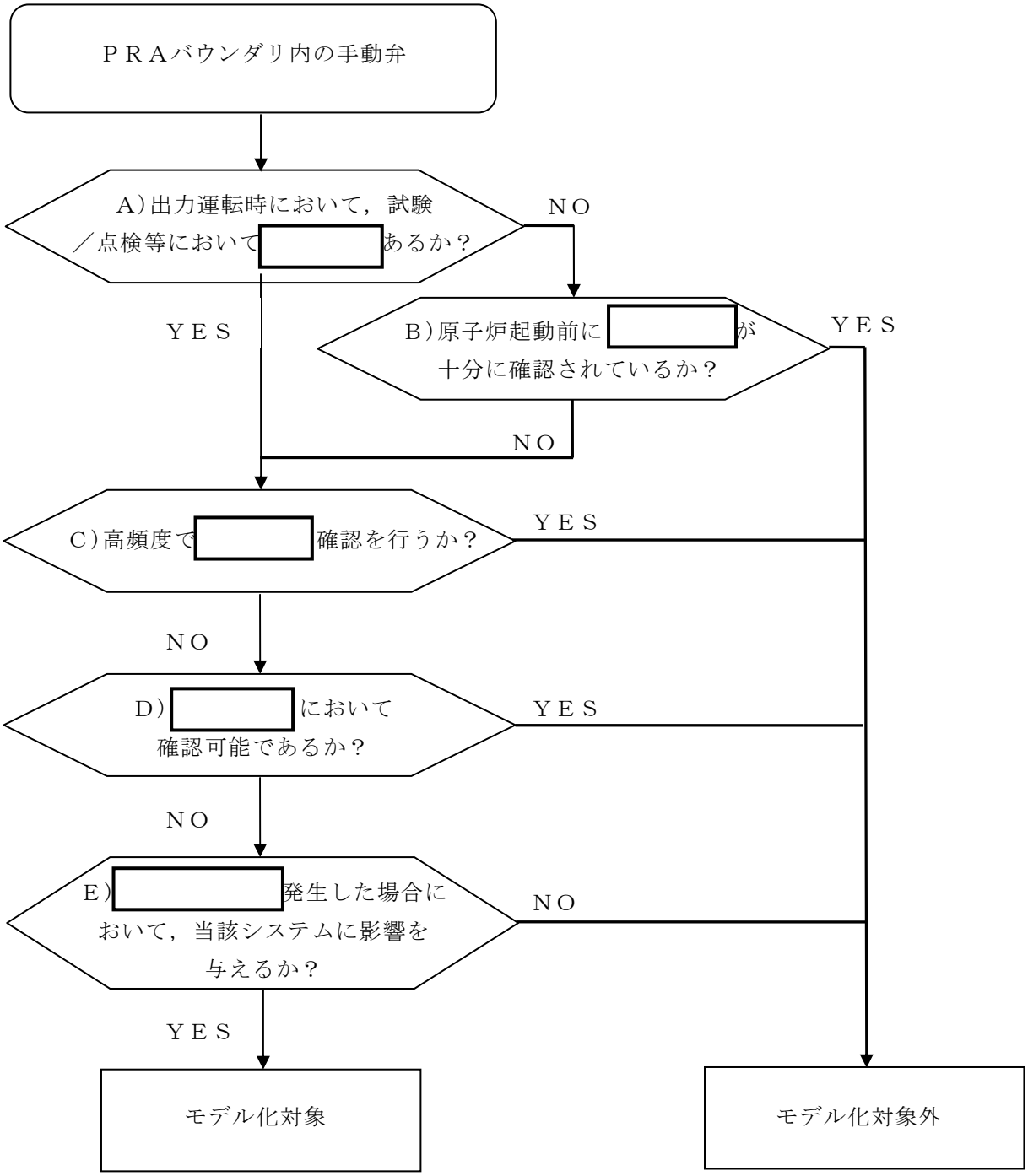
第1.1.1.e-1図　故障モードのスクリーニング手順

□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。



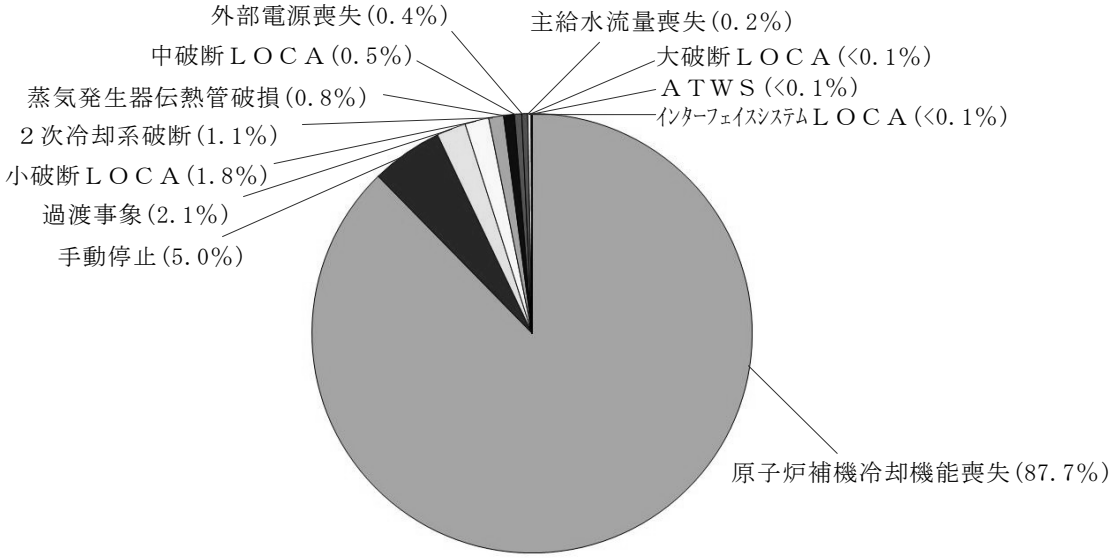
第1.1.1.f-1図　共通原因故障同定のフロー

□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。

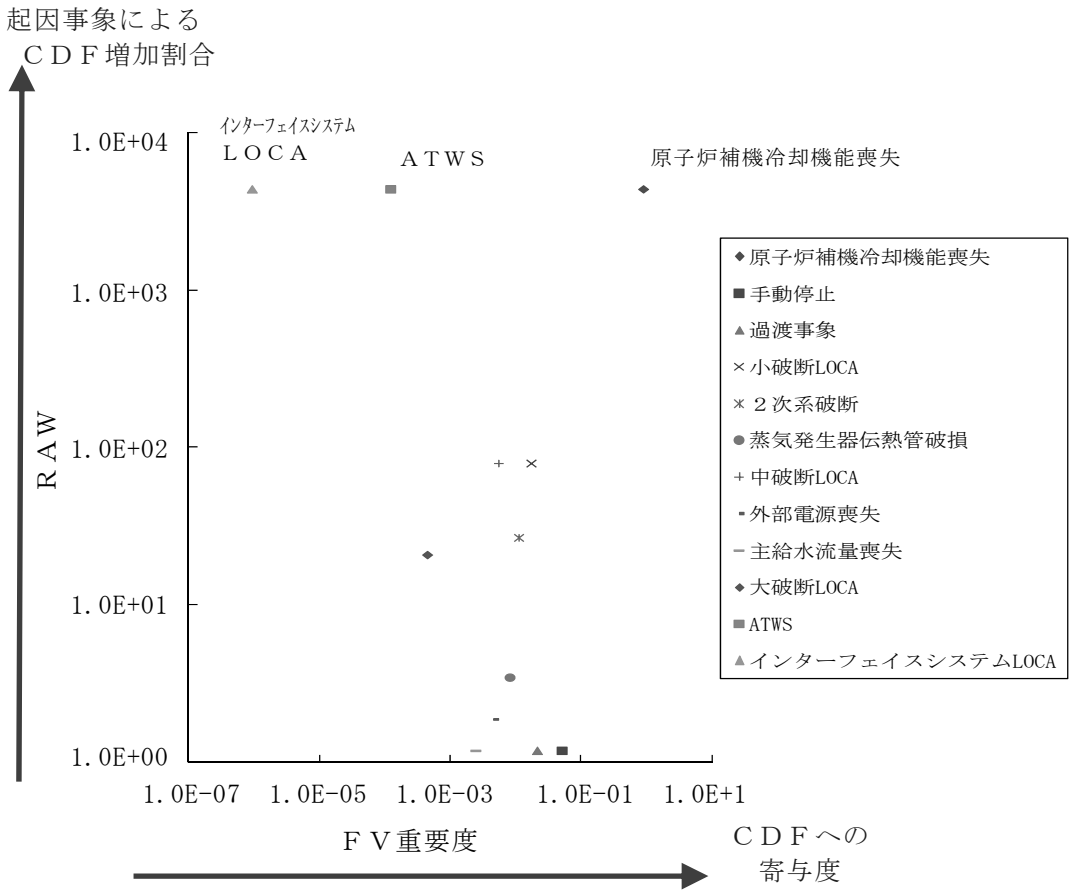


第1.1.1.g-1図　起因事象発生前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー

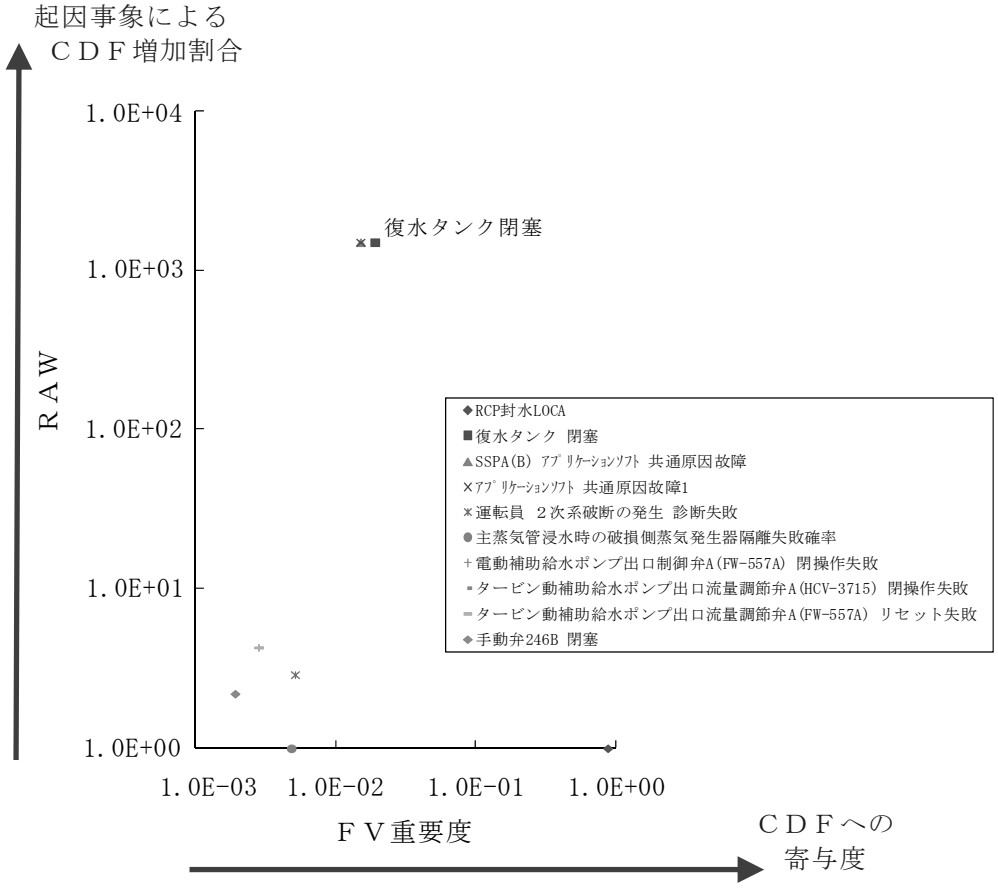
［　　］は，商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。



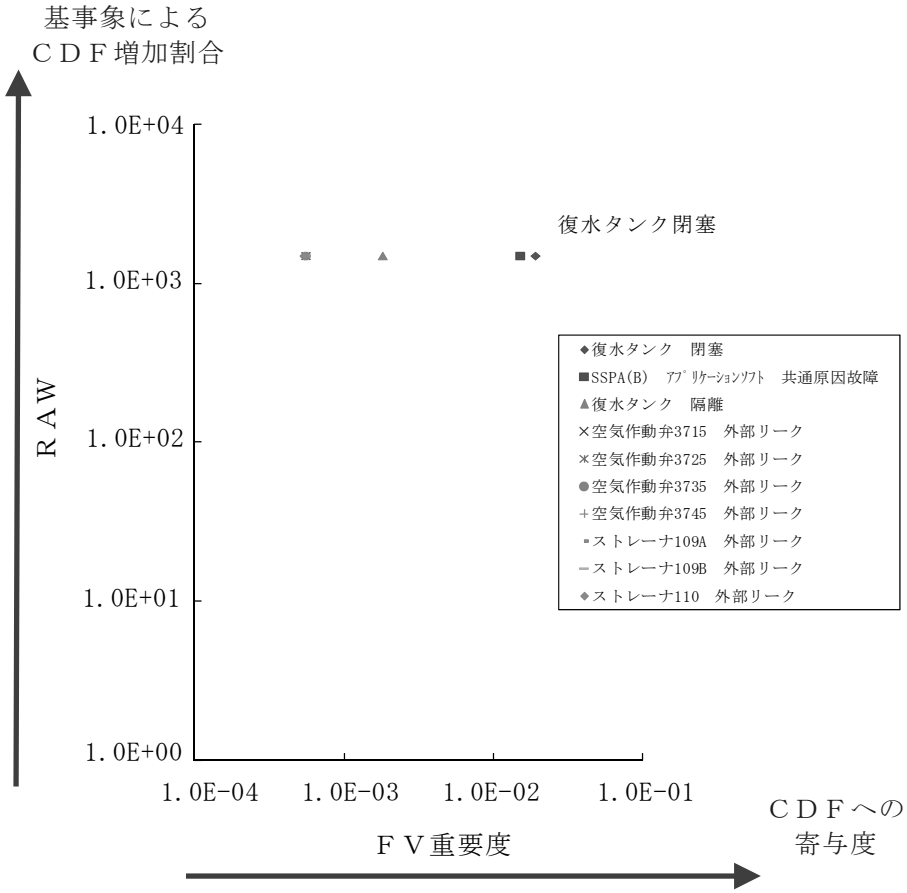
第1.1.1.h-1図　起因事象別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合



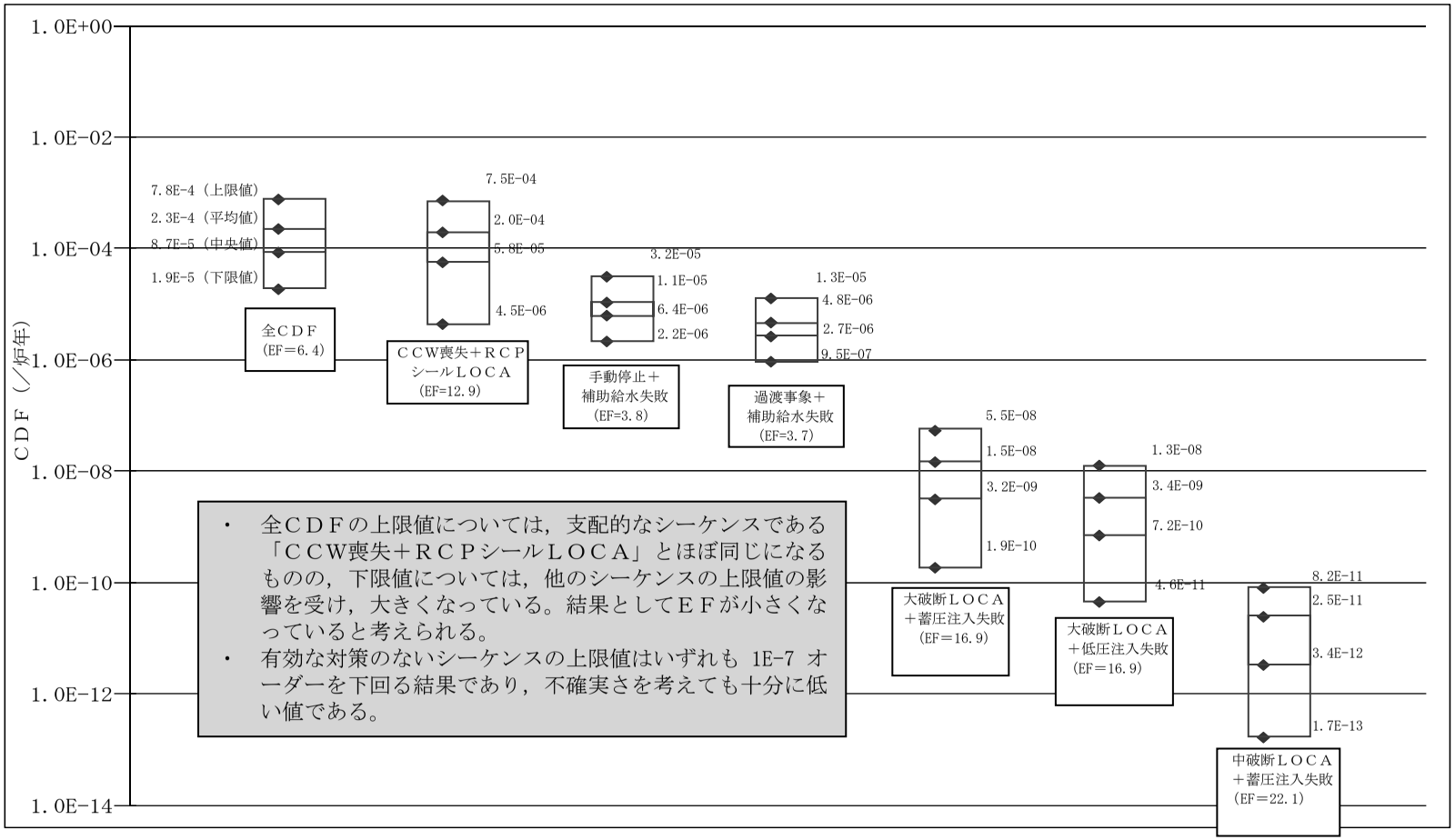
第1.1.1.h-2図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



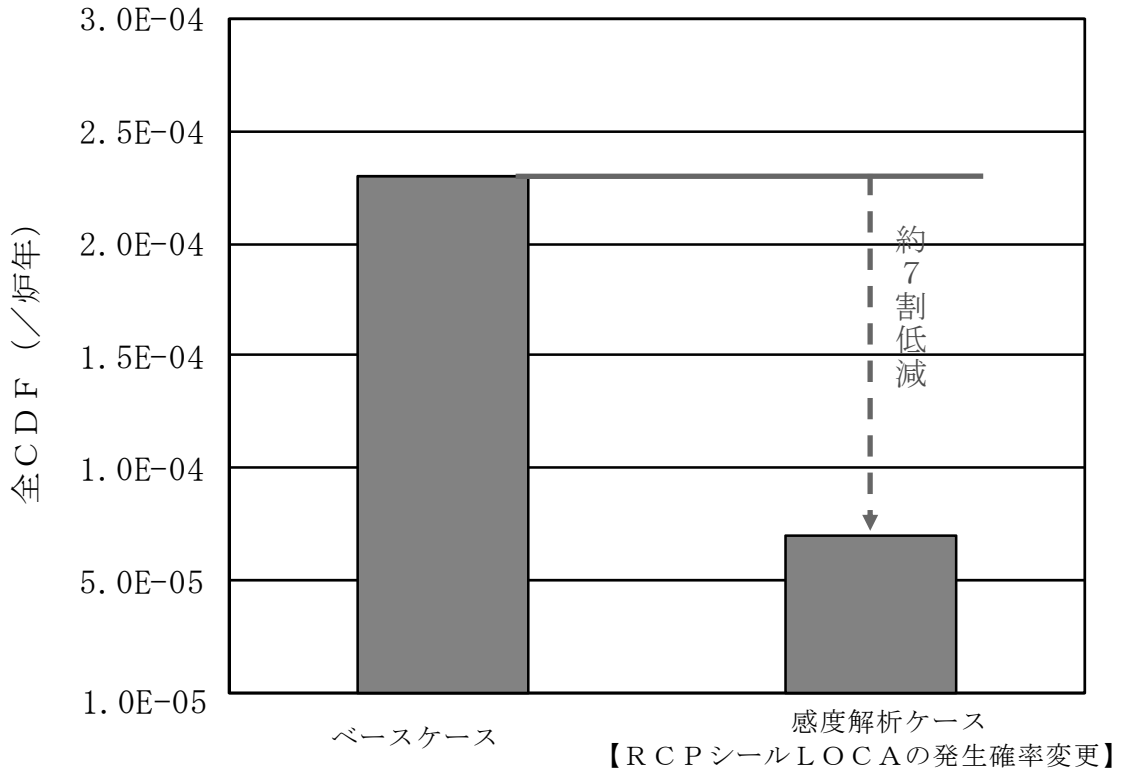
第1.1.1.h-3図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(基事象－ＦＶ重要度)



第1.1.1.h-4図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＲＡＷ）

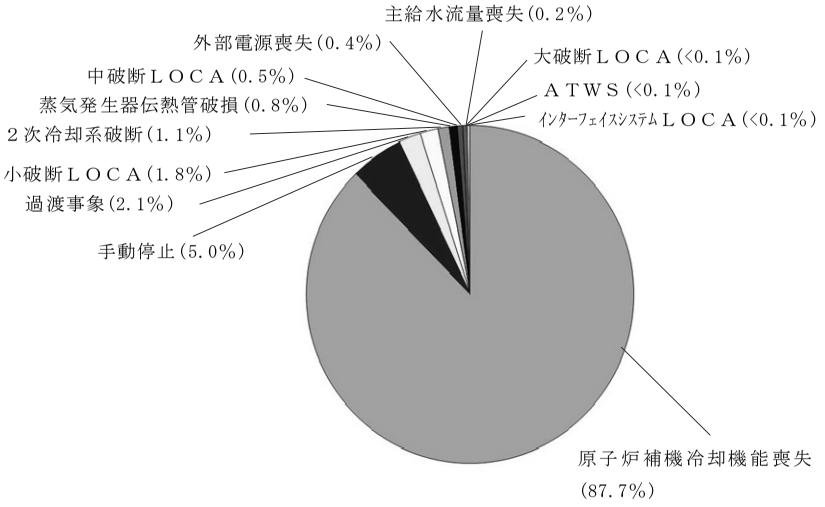


第1.1.1.h-5図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果



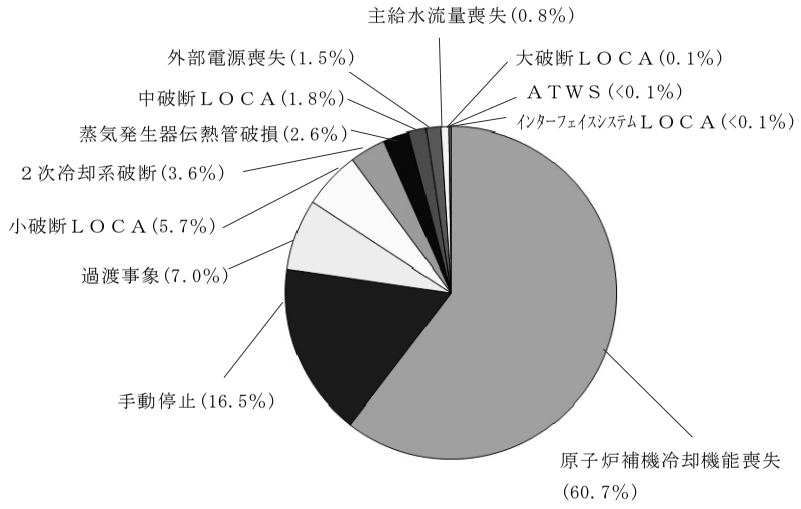
第1.1.1.h-6図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

【ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率変更】



全ＣＤＦ：2.3E-04

【ベースケース】



全ＣＤＦ：7.0E-05

【感度解析】
（ＲＣＰシールＬＯＣＡ，インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生確率変更）

第1.1.1.h-7図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

1.1.2　停止時ＰＲＡ

停止時ＰＲＡは，一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1ＰＳＡ編)：2010（以下「停止時ＰＳＡ学会標準」という。)」を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」(原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。

1.1.2.a　対象プラント

① 対象とするプラントの説明

本プラントの基本仕様は，以下のとおりである。

・出　　力　　－ 熱 出 力 約3,423MWt

－ 電気出力 1,160MWe

・プラント型式　　－ 加圧水型４ループプラント

・原子炉格納容器型式　－ 上部半球円筒型（プレストレストコンクリート造）（底部鉄筋コンクリート造）

以下に，レベル１ＰＲＡにおいて重要となる安全系，サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

a.主要な設備の構成・特性

本プラントのＰＲＡに係るプラントの基本設計は，次に説明する主要な安全系統により構成される。第1.1.1.a-2図に本プラントの工学的安全設備の概要を示す。また，第1.1.2.a-1表に系統設備概要を示す。

(a)　原子炉停止に関する系統

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

停止時ＰＲＡにおいては，制御棒及び１次冷却設備のほう酸水によ

り未臨界が保たれている状態を想定しており,原子炉起動前以外は,１次冷却材の希釈操作を実施しない。

本ＰＲＡでは，反応度の誤投入が発生した場合の緩和手段には期待しておらず，原子炉停止に関する系統は考慮していない。

(b)　原子炉冷却に関する系統

原子炉冷却に関する系統のうち，本停止時ＰＲＡで対象とする系統は，運転モード４，５及び６の保安規定において運転上の制限として規定されている余熱除去系のみとしている。その他の系統については,非常用炉心冷却設備作動信号がブロックされているために,手動起動や減圧操作を必要とすることから，保守的に期待しないものとした。

余熱除去系の系統図を第1.1.2.a-1図に示す。余熱除去系は，多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源系統から受電できるようにする等の考慮を払うことにより，単一故障に加え，外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。また，テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

1)　余熱除去系

余熱除去系は，余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は，100%容量のものを各2台設置する。余熱除去系は，原子炉補助建屋内に設置されている2台の余熱除去ポンプにより,ＬＯＣＡ時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を余熱除去冷却器を経て１次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内に注入し,炉心の冷却を確保する。

(c)　電源，原子炉補機冷却設備等のサポート系

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

1)　電源設備（非常用所内交流電源，直流電源，計装用電源）

2)　計装設備

3)　原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備，原子炉補機冷却海水設備）

4)　換気空調設備

5)　制御用空気設備

第1.1.1.a-7図に本プラントの開閉所単線結線図，第1.1.1.a-8図に所内単線結線図，第1.1.1.a-12図に原子炉補機冷却水設備系統説明図及び第1.1.1.a-13図に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

② 停止時のプラント状態の推移

停止時ＰＲＡの対象期間である施設定期検査中は，プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う１次冷却設備の水位操作，機器の待機除外等によりプラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）が様々に変化する。

ＰＯＳの変化に伴って，崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため，停止時ＰＲＡにおいては，このようなＰＯＳを適切に分類して評価を行う必要がある。

施設定期検査中のＰＯＳは，上述の観点から，以下のとおり分類できる。これらのＰＯＳを，状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第1.1.2.a-2図に示す。

1)　部分出力運転状態

2)　高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで）

3)　高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降から余熱除去運転開始まで）

4)　余熱除去系による冷却状態①（１次冷却設備は満水状態）

5)　余熱除去系による冷却状態②（１次冷却設備は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

6)　原子炉キャビティ満水状態（燃料の取出し時）

7)　燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）

8)　原子炉キャビティ満水状態（燃料の装荷時）

9)　余熱除去系による冷却状態③（１次冷却設備は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

10)　余熱除去系による冷却状態④（１次冷却設備は満水状態）

11)　１次冷却設備の漏えい検査(余熱除去系は一時的に隔離される。)

12)　余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却設備は満水状態）

13)　余熱除去系隔離から高温停止状態(非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで

14)　高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）

15)　部分出力運転状態

原子炉の安全性の観点から見ると，非常用炉心冷却設備作動信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は，非常用炉心冷却設備の待機状態は出力運転中と同一であり，仮に何らかの異常事象が発生した場合でも，非常用炉心冷却設備の自動起動によって，事象は終結される。したがって，非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以前とブロック解除以降は出力運転中の評価に包含されることから，既往の停止時ＰＲＡ

及び停止時ＰＳＡ学会標準においても非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以降から，非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除までが評価対象とされている。

以上より，審査ガイドに定められる運転停止中の期間は，「主発電機の解列から原子炉起動の過程における主発電機の並列」までとされているが，停止時ＰＲＡで対象とするＰＯＳは，3）から13）までとしている。

本評価の目的に即すると，評価対象とする施設定期検査工程としては，過去の運転実績を代表するものとすることが必要であるため，以下の手順に従って実施設定期検査工程を選定し，評価対象工程を選定した。

・至近5サイクル分の当該プラントの施設定期検査工程について，各ＰＯＳの時間を比較する。

・トラブルや大型改造工事等により長期施設定期検査となった施設定期検査工程を除き，至近の一般的な施設定期検査工程を選定する。

敦賀発電所２号炉の至近の施設定期検査における工程日数の比較結果を第1.1.2.a-2表に示す。この結果，トラブルや大型改造工事等がなく平均的であり最新の工程として，敦賀発電所２号炉第14回施設定期検査（平成16年12月から平成17年2月）を選定した。

③ プラント状態分類

(1)　プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では，以下のように状態が変化する。

・運転中の設備や待機状態，待機除外状態にある設備が工程とともに変化する。

・原子炉内の保有水量が工程とともに変化する。

・炉心の崩壊熱が時間の経過とともに減少する。

このため，ＰＯＳについて，１次冷却材の保有水量，圧力，温度等

のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象，成功基準，時間余裕に関する類似性の観点から，分類を行った。

(2)　プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い,②で設定した評価対象期間を複数のＰＯＳに分類した。各ＰＯＳについて，以下に概説する。

【ＰＯＳ３：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降から余熱除去運転開始まで)】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降も，タービンバイパス系(あるいは主蒸気逃がし弁)を使用して原子炉の冷却を継続する。１次冷却系が約2.7MPa［gage]，177℃以下となれば余熱除去系を使用した冷却に切り替える。２次冷却系で冷却している期間をＰＯＳ３とし，余熱除去系の運転開始からの期間と区別する。なお，当該ＰＯＳについては,１次冷却系が高圧であり,本評価の目的である，重要事故シーケンス選定の観点では，出力運転時の評価に包絡されるため，評価の対象外とした。

【ＰＯＳ４：余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態)】

１次冷却系が約2.7MPa［gage]，177℃以下となれば余熱除去系を起動し１次冷却材の冷却を行う。余熱除去系の運転状態として，１次冷却材の保有水量の観点から，満水状態をＰＯＳ４とし，ミッドループ運転状態の期間と区別する。

【ＰＯＳ５：余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態)】

１次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管の探傷検査実施のための蒸気発生器ノズル蓋の取付け，原子炉容器ふた取外し準備等のために，１次冷却系の水位を原子炉ノズルセンタ付近まで低下させた

ＰＯＳである。１次冷却材の保有水量が減少している状態にあることから,余熱除去ポンプのキャビテーションを生ずる可能性がある。また，原子炉停止後の経過期間が短く崩壊熱が大きいことから余熱除去系による冷却が停止した場合の炉心損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため，停止時ＰＲＡにおいて，特に重要となるＰＯＳである。ミッドループ運転の概要図を第1.1.2.a-3図に示す。

【ＰＯＳ６：原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時)】

燃料交換のために，原子炉キャビティを満水にした状態である。原子炉キャビティが満水状態では余熱除去系による冷却が停止した場合でも，１次冷却系が飽和状態となり，さらに蒸発によって燃料が露出状態となるまでには多大な時間余裕が存在し，機器の復旧に期待できることから，本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ７：燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態)】

燃料交換及び燃料検査のために燃料が原子炉容器から使用済燃料ピットへ移送されている状態である。この間は炉内に燃料が存在しないことから本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ８：原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時)】

新燃料及び検査の終了した燃料を炉心に装荷するために原子炉キャビティを満水にしている状態である。ＰＯＳ６と同様に余熱除去系による冷却が停止した場合でも炉心損傷に至るまでには多大な時間余裕が存在し，機器の復旧に期待できることから，本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ９：余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態)】

原子炉容器ふた取付け，蒸気発生器ノズル蓋の取外し等のために１次冷却系の水位を原子炉ノズルセンタ付近まで低下させたＰＯＳ

である。前述したように水位の低下により余熱除去ポンプがキャビテーションを生じる可能性があり，また，１次冷却材の保有水量が少なく，ＰＯＳ５と比較して崩壊熱は小さくなるものの，炉心損傷までの時間余裕が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

【ＰＯＳ１０:余熱除去系による冷却状態④(１次冷却系は満水状態)】

１次冷却系の漏えい検査を実施するに先立って，１次冷却系を満水状態とする。

【ＰＯＳ１１：１次冷却系の漏えい検査（余熱除去系は一時的に隔離される。)】

プラント起動に先立って，１次冷却系の漏えい検査を実施する。１次冷却系の圧力は定格圧力まで加圧されることから，余熱除去系は一時的に隔離される。漏えい検査実施後は再び１次冷却系の減圧を行い，余熱除去系による冷却状態に復帰させる。なお，当該ＰＯＳについては，１次冷却系が高圧であり，本評価の目的である，重要事故シーケンス選定の観点では，出力運転時の評価に包絡されるため，本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ１２:余熱除去系による冷却状態⑤(１次冷却系は満水状態)】

余熱除去系による冷却状態に復帰した後，原子炉の起動に先立って原子炉は昇温，昇圧される。177℃以下では余熱除去系を運転しながら昇温を実施する。

【ＰＯＳ１３：余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで】

１次冷却材温度が177℃に達すると余熱除去系を隔離し，主蒸気逃がし弁を使用しながら，高温停止状態まで原子炉の昇温，昇圧し，非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除に至る。なお，当該ＰＯ

Ｓについては，１次冷却系が高圧であり，本評価の目的である，重要事故シーケンス選定の観点では，出力運転時の評価に包絡されるため，本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ１４：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降)】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除後の昇温，昇圧状態から高温停止状態を1つのＰＯＳとして分類する。ＬＯＣＡが生じた場合には非常用炉心冷却設備は自動起動し,燃料の健全性を確保する。上述したとおり，非常用炉心冷却設備作動信号のブロック解除以降は出力運転中の評価に包含されるため，基本的に評価対象外としたが，反応度の誤投入については，本ＰＯＳのみ発生の可能性があるため，反応度の誤投入のみ特別に本ＰＯＳを評価対象とした。

また，緩和設備の使用可能性については，保安規定の要求事項を基に保守的に設定した。

分類したＰＯＳごとの継続時間を第1.1.2.a-3表に，緩和設備の使用可能性を第1.1.2.a-4表に示す。

1.1.2.b　起因事象

起因事象とは，通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

①評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

(1)　起因事象の選定方法

本プラントに適用する起因事象を以下の手法から検討し，選定を行った。

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

国内ＰＷＲプラントにおけるトラブル事例について，原子力施設運転管理年報及び旧原子力安全基盤機構（ＪＮＥＳ）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

2. マスターロジックダイヤグラムに基づく分析

マスターロジックダイヤグラムを用いて起因事象の分析を行った。分析結果について第1.1.2.b-1図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては，燃料棒や器物の落下に伴う「機械的損傷」と「燃料の過熱損傷」が考えられる。このうち「機械的損傷」は，重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり，ＰＲＡとして取り扱う要素は少ない。

一方，「燃料の過熱損傷」に至る要因としては，「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。

「燃料の過出力」をもたらす事象として，「反応度投入事象」が考えられる。一方，「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては，「１次冷却材流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

前者の「１次冷却材流出」をもたらす事象として，「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」，「オーバードレン」及び「水位維持失敗」事象が考えられる。

ここで，「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」事象としては，配管破断（いわゆるＬＯＣＡ）と，運転員による弁の誤操作等による１次冷却材の系外への流出が考えられる。このうち配管破断については，プラント停止中に１次冷却系の圧力が低圧状態（約2.7MPa［gage］）又は大気圧状態に置かれている状態では発生の可能性が極

めて低いと考えられるため，本評価では，１次冷却系の圧力が低圧状態又は大気圧状態においては，弁の誤操作等による「１次冷却材流出」を対象とする。後者の「崩壊熱除去失敗」をもたらす事象としては，「余熱除去機能喪失」事象，「外部電源喪失」事象及び「原子炉補機冷却機能喪失」事象が考えられるため，これらも炉心損傷に至る起因事象として考慮する。

3.　国内外での既往のＰＲＡによる知見の活用

既往のＰＲＡ研究で選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第1.1.2.b-1表に示す。

以上により同定した起因事象は以下のとおりである。

・余熱除去機能喪失

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・オーバードレン

・水位維持失敗

・外部電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

・反応度の誤投入

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ

・低温過加圧事象

・主給水流量喪失

・過渡事象

・２次冷却系の破断

・蒸気発生器伝熱管破損（ＳＧＴＲ）

(2)　同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち，以下に示す起因事象については，発生す

る可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

停止時ＰＲＡの評価対象期間においては，長時間にわたり原子炉容器が開放されている。また，原子炉容器が開放されていない期間においても，１次冷却系の漏えい検査時を除いて１次冷却系の圧力が高圧になることはなく，インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生する確率は非常に小さいことから，起因事象から除外した。

b. 低温過加圧事象

低温過加圧事象は，停止時に１次冷却材が低温にあり，かつ閉止状態において，加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象の原因となり得る設備については，運転モードごとに使用できる状態の系統・トレンを制限して，発生の可能性を低減している。また，加圧事象に至る原因としては高圧注入系の誤起動等が考えられるが，低温時には加圧器逃がし弁作動圧力は低圧設定となる低温過加圧防止装置が設置されており，低温過加圧事象が生じるには，加圧事象発生と過加圧防止設備不作動の重畳が必要となること，また，加圧器安全弁の取外しや加圧器逃がし弁の動作台数の確保等の過加圧防止対策を実施することから，その発生確率は非常に低いと考えられるため，起因事象から除外した。

c. 過渡事象，２次冷却系の破断，ＳＧＴＲ，主給水流量喪失

今回の停止時ＰＲＡでは，余熱除去運転状態のＰＯＳのみを評価対象としているため，主給水流量喪失，２次冷却系の破断，ＳＧＴＲ，過渡事象が発生しても，余熱除去系による崩壊熱除去機能は基本的に損なわれることはない。したがって，これらの事象は起因事象から除外した。また，起因事象の選定に当たって参考とした，プ

ラント停止状態におけるＰＲＡの既往研究においては，これらの起因事象も対象とされている例※1，※2があったが，ＣＤＦに対する寄与が非常に小さい結果が得られている。

※１：IPSN,″A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900MWe Pressurized Water Reactor″, Main Report, April 1990.

※２：EDF,″A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300MWe)″, Overall Report, May31, 1990.

(3)　起因事象のグループ化

同定した起因事象については，単独でＣＤＦの評価を実施することも可能であるが，事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には，事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり，同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため，同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。ただし，本評価においては，「水位維持失敗」及び「オーバードレン」を「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」内にグループ化することも可能であるが，詳細な評価を実施するために個別に算出した。

以上の検討結果より，本プラントの評価対象とする起因事象は以下の7事象とした。

・余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事

象。運転中の余熱除去系１系列が機能喪失し，さらに待機側の運転に失敗することで余熱除去機能が喪失する事象を想定する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断か運転員の弁の誤操作等により１次冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には，配管破断による１次冷却材の流出の可能性は低いと考えられ，弁の誤操作等による１次冷却材の流出を対象とする。

・オーバードレン

１次冷却材水抜き操作時に，１次冷却系の水位がミッドループまで低下した後，水抜きを停止する通常の操作に失敗し，水位低下が継続する事象。

・水位維持失敗

ミッドループ運転中に何らかの原因により１次冷却系の水位が低下し，かつ水位低下が継続する事象。

・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には，非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが，ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水設備の弁やポンプの故障により，原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・反応度の誤投入

希釈操作時に，必要な希釈量の算出又は設定に失敗し，異常の察

知にも失敗する事象。

(4)　起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は，次のa.からc.の手法を用いて算出した。

a.出力時及び停止時の運転実績より算出

次に示す起因事象は，出力運転状態に関係なく発生する事象であるため，出力運転時及び停止時の運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間あるいは暦日等）を用いて算出した発生頻度を適用した。

・外部電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

具体的な発生頻度の評価方法については，出力運転時ＰＲＡと同様である。

b.停止時の運転実績より算出

a.以外の停止時特有の起因事象のうち次の起因事象については，停止時のプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間あるいは暦日等）を用いて算出した。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・余熱除去機能喪失

これらのうち，余熱除去機能喪失に関しては，余熱除去系の故障として平成23年3月31日までに国内で1件の発生実績があるが，原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は発生実績が無く,発生件数を0.5件として評価した。

○　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

＝ 0.5／612,397 ＝ 8.2E-07（／h）

612,397：余熱除去系運転時間（h）

○　余熱除去機能喪失（余熱除去系の故障）の発生頻度※

＝ 1／612,397 ＝ 1.6E-06（／h）

612,397：余熱除去系運転時間（h）

※：当該発生頻度は運転中の余熱除去系の故障頻度であり，各ＰＯＳの起因事象の発生頻度は，これに継続時間及び待機中の余熱除去系による冷却失敗確率を乗じたものとなる。

c.システム解析により算出

発生がミッドループ運転時若しくは原子炉起動操作時に限定される次の3つの起因事象については，発生実績が0件である上に運転実績がb.項の起因事象に比べても極めて少なくなり，発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって，システム信頼性解析による評価を実施した。

・オーバードレン

・水位維持失敗

・反応度の誤投入

○　オーバードレン

停止時の１次冷却材水抜き操作はＰＯＳ５及びＰＯＳ９において必ず（確率1で）実施されることを起点として，通常のミッドループ水位での停止操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止操作に対して，人的過誤確率（ＨＥＰ）及び機器故障確率を見込むことで評価を行った。

具体的には，ミッドループ運転中の抽出流量の調整に係る機器故障確率及び調整失敗，水位計読み取り失敗の人的過誤確率を考慮した結果，4.2E-04の確率で水位低警報が発信するとし，また，

警報発令後の操作失敗の人的過誤確率，機器故障確率を考慮した結果，オーバードレン発生頻度は

8.1E-07（／施設定期検査）

となった。

○　水位維持失敗

ミッドループ運転中の水位低下事象の発生を起点として，水位計の監視に基づく通常のドレン停止（水位回復）操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止（水位回復）操作に対して，人的過誤確率（ＨＥＰ）及び機器故障確率を見込むことで評価を行った。本評価の考え方については，オーバードレンと同じであり，評価の結果，水位維持失敗発生頻度は

8.1E-07（／施設定期検査）

となった。

○　反応度の誤投入

反応度の誤投入としては,「臨界到達までの時間余裕が厳しい条件として原子炉起動前の停止状態において，１次冷却系への純水注入により，１次冷却材が希釈される」時の発生が想定される１次冷却系への純水注入として,「希釈ラインの故障」及び「希釈中の操作誤り」が考えられる。「希釈ラインの故障」については，希釈ライン上の複数の弁において内部リークが発生し，１次冷却系に純水が大量流入することにより事象が発生するが，その頻度は1.0E-10／施設定期検査を大きく下回り十分小さい一方「希釈中の操作誤り」については希釈量設定及び計数率監視のための運転員操作を考慮し，ＴＨＥＲＰ解析によりヒューマンエラーを評価した結果，反応度の誤投入の発生頻度は,

4.6E-08（／施設定期検査）

と評価された。なお，制御棒の誤操作による反応度の誤投入も考えられるが，施設定期検査中の運用を考慮すると，その可能性は極めて低いと考えられる。

以上の算出結果をまとめて，第1.1.2.b-2表に示す。

なお，敦賀発電所２号炉においては，本評価で挙げた起因事象の内，外部電源喪失が発生しているが，起因事象発生頻度の観点でプラント固有の特徴は見受けられない。

1.1.2.c　成功基準

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

① 成功基準の一覧表

【炉心損傷判定条件】

○　一般的な炉心損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。

○　反応度の誤投入時の炉心損傷判定条件

臨界に達した状態とする。

（本評価では反応度の誤投入に対する緩和策に期待しないため，保守的に上記のように設定する。）

【起因事象ごとの成功基準】

安全機能として期待できるか否かの判断基準を以下に示す。

1)　除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか。

2)　注水機能：蒸発量を補うだけの注水が可能か（除熱機能）又は流出量を補うだけの注水が可能か（冷却材流出時）。

余熱除去系及び非常用電源の成功基準は，単一故障が発生しても，系統全体の機能は喪失しないという条件で設定した。起因事象「外部電源喪失」の成功基準は以下のとおり。

イベントヘディング	機　能	成功基準
非常用電源	ディーゼル 発電機	1／2台
余熱除去系による冷却	ポンプ	1／2ポンプ
	熱交換器	1／2熱交換器
	ループ	2／4ループ

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○　余裕時間

ＡＭ策を除外した評価のため，期待できる緩和手段は余熱除去系の手動起動のみ(炉心注入による水位回復には期待しない)であり，時間余裕は「有効燃料頂部露出」までではなく,「余熱除去運転が可能な１次冷却材水位レベルまで」とした。

具体的には，１次冷却材の保有水量及び崩壊熱量を用いて，１次冷却材の保有水量が減少し始めるまでの時間を保守的に見積もって，時間余裕を以下のように設定した。

・ＰＯＳ４及びＰＯＳ５：時間余裕10分

・ＰＯＳ９，ＰＯＳ１０及びＰＯＳ１２：時間余裕60分

なお，ＰＯＳ４はＰＯＳ５と比較して１次冷却材の保有水量が多く，時間余裕は大きくなると考えられるが，保守的にＰＯＳ５と同じ10分とした。ＰＯＳ１０及びＰＯＳ１２も同様にＰＯＳ９と比較して時間余裕は大きくなると考えられるが，保守的にＰＯＳ９と同

じ60分とした。

○　使命時間

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

【熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性】

成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。

1.1.2.d　事故シーケンス

事故シーケンスとは，炉心損傷等に至るまでの，起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

① イベントツリー

各起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.2.d-1(a)図から第1.1.2.d-1(g)図に示す。

1.1.2.e　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには，展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために，フォールトツリー法によるシステム信頼性解析を実施した。本項目では，前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と，それを適切に運転するために必要となるサポート系について，フォール

トツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定等を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また，フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2.e-1表に，サポート系同士の依存性を第1.1.2.e-2表に示す。

【サポーティングシステム】

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

【フロントラインシステム】

7. 余熱除去系

② システム信頼性評価手法

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

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器で考慮すべき故障モードを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，評価対象としたシステムについてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。

定量化に当たっては，起因事象と緩和設備の従属性や，緩和設備間の

従属性を考慮した。これらの従属性により発生しうる共通原因故障を，フォールトツリー結合法を用いて評価した。また，同一又は異なるシステムにおいて，多重性を持たせるために用いられている複数機器の故障については，型式，機能，環境，運用方法等に基づく共通原因故障を，ＭＧＬ法を用いて評価した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e-1図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

構築したフォールトツリーを定量化することにより信頼性解析を行った。また，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

フォールトツリー法を用いずに，技術的判断で非信頼度を求めたものはない。

1.1.2.ｆ　信頼性パラメータ

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

① 非信頼度を構成する要素と評価式

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

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，原則として，原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度から2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年

データ)）を基にした国内故障率データを使用する。また，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は,「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度から1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年２月），電中研報告Ｐ00001，(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。なお，評価対象機器のうち，ＮＵＣＩＡでグループ登録されていないものについては，類似性を考慮した工学的判断に基づいてＮＵＣＩＡの機器グループに分類した。

③ 機器復帰の取扱方法及び機器復帰失敗確率

停止時ＰＲＡにおいては，故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

施設定期検査期間中には，出力運転中と異なり，検査・保修を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は施設定期検査によって変わり得るが，本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し，設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して，保守的に各ＰＯＳに対する待機状態を設定した。

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通原因故障パラメータについては，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5497（停止時ＰＳＡ学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるＭＧＬパラメータを使用する。ＭＧＬモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており，原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.2.g　人的過誤

人間信頼性解析とは，ＣＤＦに有意な影響を及ぼし得る人間行動に対して，起こり得る人的過誤を同定してその人間行動の成功又は失敗の確

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

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）のＴＨＥＲＰ手法を使用して評価した。

(1)　起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として，試験・保守時において作業終了後，手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを検討したが，該当する機器はなかった。

(2)　起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合，運転員は運転手順書に記載されている手順に従って，原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。ＰＲＡにおいては，運転員が行う以下の行為を人的過誤の評価対象とする。

(a)　診断失敗

運転手順書へのエントリ失敗を,診断過誤として取り扱う。なお，診断行為は複数の計器指示，警報等からプラントで発生した事象を特定することから，時間的な余裕を考慮する。なお，診断失敗が発生した場合，運転員は当該運転手順書の操作全てに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	診断過誤確率
診断失敗(時間余裕　10分)	3.0E-02
診断失敗(時間余裕　60分)	3.0E-05

(b)　操作失敗・読取失敗

操作失敗については，運転手順書に記載された操作の中で，炉心損傷の観点から，事故シナリオの中で必要となる操作を同定する。

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

運転操作エラー項目	操作場所	人的過誤率
弁の操作失敗	中央制御室	1.0E-03
補機の操作失敗	中央制御室	1.0E-03

本評価では，読取失敗に係る人的過誤を取り扱っていない。

(3)　起因事象発生に係わる人的過誤

オーバードレン，水位維持失敗及び反応度の誤投入の起因事象発生において，人的過誤を考慮した。本人的過誤では(2)(b)と同様の考え方に基づき，操作失敗及び読取失敗を取り扱っている。

1.1.2.h　炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は，事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー，フォールトツリーの各基事象に対し数値(起因事象発生頻度，機器故障率，人的過誤率等)を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。

事故シーケンスの定量化は，計算コードＲｉｓｋ　Ｓｐｅｃｔｒｕｍを

用いて，イベントツリー解析，フォールトツリー解析を行い，ＣＤＦを算出した。

また，停止時ＰＲＡにおけるＣＤＦは，分類された各ＰＯＳの炉心損傷確率を合算することによって1回の停止当たりの炉心損傷確率を算出しており，算出した炉心損傷確率を施設定期検査当たりのＣＤＦ（／施設定期検査）として得ることができる。

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果，全ＣＤＦは4.8E-04（／施設定期検査）となった。起因事象別・ＰＯＳ分類別のＣＤＦの内訳を第1.1.2.h-1表，主要事故シーケンス及び主要カットセットを第1.1.2.h-2表及び第1.1.2.h-3表に示し，ＰＯＳ別及び起因事象別のＣＤＦの割合を第1.1.2.h-1図及び第1.1.2.h-2図に示す。

起因事象別の結果では，原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が最も大きくなっている。次いで，余熱除去機能喪失となっている。

ＣＤＦをＰＯＳ別に見ると，ＣＤＦは継続時間の長い順に大きくなっており，緩和手段が乏しい本評価では結果が継続時間に強く依存している。このため，継続時間の相対的に長いＰＯＳ９が最も厳しく，次いでＰＯＳ５の寄与が大きくなっている。

③ 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

a.　重要度解析

全ＣＤＦに対するFussell-Vesely（ＦＶ）重要度及びリスク増加価値（ＲＡＷ）を評価し，全ＣＤＦへの寄与の大きい因子を分析した。

(1)　ＦＶ重要度

ＦＶ重要度は，炉心損傷の発生を仮定したときに，当該事象の発生が寄与している割合を表す指標である。ＦＶ重要度の評価結果を

第1.1.2.h-4表に示す。

評価の結果,第１位は「余熱除去系起動に対する診断失敗」の約3%,第２位は「Ｂ余熱除去冷却器出口流量調整弁　操作失敗」,「Ａ余熱除去冷却器冷却水出口止め弁　操作失敗」,「Ｂ余熱除去冷却器バイパス流量調整弁　操作失敗」,「Ｂ余熱除去冷却器冷却水出口止め弁操作失敗」の約0.2%ずつとなった。

第１位のＦＶ重要度が約3%，第２位は約0.2%ずつしかないことから，全ＣＤＦの要因の大部分は，緩和系の失敗ではなく，緩和系に期待できない起因事象の発生であることが分かる。

(2)　リスク増加価値（ＲＡＷ）

ＲＡＷは，対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に，リスクがどれだけ増加するかを示す指標である。ＲＡＷの評価結果を第1.1.2.h-5表に示す。

評価の結果,ＲＡＷの上位は約3で同等の値を示していることから,機器故障やヒューマンエラーの発生で，炉心損傷に至るものが多数存在することが分かる。

b.　不確実さ解析

起因事象発生頻度，機器故障率，人的過誤等のパラメータが持つばらつき（不確実さ）がＣＤＦに与える影響（ＣＤＦの平均値及びＥＦ）を評価した。不確実さ解析の結果を第1.1.2.h-6表に示す。

評価の結果，全ＣＤＦ（点推定値）は4.8E-04／施設定期検査であったが，不確実さ解析の結果，ＣＤＦ（平均値）は4.9E-04／施設定期検査,不確実さ幅を示すＥＦは4.1となり,各パラメータの不確実さの影響により,上限値と下限値の間に約1桁程度の幅があることが分かった。

c. 感度解析

ＣＤＦに影響する因子として，運転中の充てん／高圧注入ポンプに期待できるとした場合に着目し，全ＣＤＦに対する寄与が最も大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象に感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-7表に示す。

感度解析の結果，原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失のＣＤＦは2.5E-05／施設定期検査となりベースケースから約1／18に低減し，全ＣＤＦは6.4E-05／施設定期検査となりベースケースから約1／8に低減した。

運用上は運転が継続している充てん系に期待するだけでも，ＣＤＦが上記の程度まで低減することが分かった。

第1.1.2.a-1表　系統設備概要

原子炉保護設備	2トレン
余熱除去設備	余熱除去ポンプ　2台（うず巻式） ポンプ容量　約681ｍ^3／h／台 （余熱除去時） 約1,020ｍ^3／h／台 （安全注入時）
ディーゼル発電機	横置突極回転界磁形・開放防滴自己通風・三相同期発電機　2台 発電容量　約8,600kVA／台
直流電源設備	安全系蓄電池　2組 容量　約2,500A・h／組 常用系蓄電池　1組 容量　約5,000A・h／組
原子炉補機冷却水設備	原子炉補機冷却水ポンプ　4台（うず巻式） ポンプ容量　約1,700ｍ^3／ｈ／台
原子炉補機冷却海水設備	原子炉補機冷却海水ポンプ　5台（斜流型） ポンプ容量　約3,400ｍ^3／ｈ／台

第1.1.2.a-2表　敦賀発電所２号炉施設定期検査の工程日数の比較

	施設定期検査	(1)非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロック ～余熱除去系による冷却状態② （ＰＯＳ３ ～ ＰＯＳ５）	(2) 余熱除去系による冷却状態③ ～非常用炉心冷却設備自動起動信号 ブロック解除 （ＰＯＳ９ ～ ＰＯＳ１３）	(1)＋(2) 合　計	施設定期検査 合計日数
敦賀発電所2号炉	第13回 施設定期検査	5日	25日	30日	54日
	第14回 施設定期検査	9日	16日	25日	72日
	第15回 施設定期検査	6日	40日	46日	68日
	第16回 施設定期検査	10日	35日	45日	374日
	第17回 施設定期検査	14日	14日	28日	166日

第1.1.2.a-3表　各プラント状態の継続時間

ＰＯＳ	ＰＯＳの継続時間（h）
4	26.3
5	161.2
9	277.8
10	40.4
12	36.8
14	61.0

第1.1.2.a-4表　緩和設備の使用可能性

プラント状態		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
		部分出力運転	高温停止状態(SIﾌﾞﾛｯｸまで)	高温停止状態(RHR運転開始まで)	RHR運転① RCS満水	RHR運転② ﾐｯﾄﾞﾙｰﾌﾟ	原子炉ｷｬﾋﾞﾃｨ満水	燃料取出し状態	原子炉ｷｬﾋﾞﾃｨ満水	RHR運転③ ﾐｯﾄﾞﾙｰﾌﾟ	RHR運転④ RCS満水	1次冷却材の漏えい検査	RHR運転⑤ RCS満水	高温停止状態(RHR隔離以降)	高温停止状態(SIﾌﾞﾛｯｸ解除以降)	部分出力運転
運転モード		1,2	3	3	4,5	5,6	6	－	6	5,6	5	4	4,5	3	3	1,2
6.6kV M/C母線	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
480V P/C母線	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
480V RCC母線	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
125V非常用直流電源	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
外部電源	起動変圧器	－			○		－			○		－	○	－		
	予備変圧器	－			×		－			×		－	×	－		
ディーゼル発電機	A	－			△		－			△		－	△	－		
	B	－			△		－			△		－	△	－		
非常用直流電源(バッテリー)	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
原子炉補機冷却海水ポンプ	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
	C	－			×		－			×		－	×	－		
	D	－			○		－			○		－	○	－		
	E	－			×		－			×		－	×	－		
原子炉補機冷却水ポンプ＋原子炉補機冷却水冷却器	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
	C	－			○		－			○		－	○	－		
	D	－			×		－			×		－	×	－		
制御用空気圧縮機	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
ディーゼル発電機換気空調系	A	－			△		－			△		－	△	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
	C	－			△		－			△		－	△	－		
	D	－			×		－			×		－	×	－		
制御用空気圧縮機換気空調系	A	－			△		－			△		－	△	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
インバータ室換気空調系	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			×		－			×		－	×	－		
空調用冷凍機	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
	C	－			×		－			×		－	×	－		
	D	－			×		－			×		－	×	－		
余熱除去ポンプ＋余熱除去冷却器	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			△		－			△		－	△	－		

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

第1.1.2.b-1表　考慮している起因事象の比較

起　因　事　象	ＮＳＡＣ－84 (Zion)	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ －5015(Zion)	フランス ＰＲＡ※1，2	ＪＮＥＳ検討※3	本 評 価 (敦賀発電所２号炉)
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (配管破断)	－	－	○	－	－
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (弁の誤開)	○	○	－	○	○
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	－	○	－	－
２次冷却系の破断	－	－	○	－	－
ＳＧＴＲ	－	－	○	－	－
ヒートシンク喪失	－	－	○	－	○ (原子炉補機冷却機能喪失)
主給水流量喪失	－	－	○	－	－
外部電源喪失	○ (余熱除去機能喪失で評価)	○	○	○	○
過渡事象	－	－	○	－	－
反応度の誤投入	－	－	○	○	○
余熱除去機能喪失	○	○	－	○	○
低温過加圧	○	－	－	－	－
水位維持失敗／オーバードレン	－	－	－	○	○

※１：IPSN,”A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor”,Main Report,April 1990.

※２：EDF,”A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre(1300 MWe)”,Overall Report,May 31,1990.

※３：JNES,”JNES におけるPSA 手法の標準化＝停止時内的事象レベル1PSA 手法＝に関する報告書”，別冊１，平成20年８月.

第1.1.2.b-2表　起因事象発生頻度（平成23年3月31日まで）

POS		継続時間※1（hr）	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失※2	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入
			8.2E-07（／hr）	8.1E-07（／定検）	8.1E-07（／定検）	1.6E-06（／hr）	5.5E-07（／hr）	2.3E-08（／hr）	4.6E-08（／定検）
ＰＯＳ１	部分出力運転状態	3.0	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ２	高温停止状態（非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロックまで）	6.0	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ３	高温停止状態（非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロック以降から余熱除去系運転開始まで）	7.0	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）	26.3	2.1E-05	－	－	1.6E-06	1.4E-05	6.1E-07	－
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	161.2	1.3E-04	8.1E-07	8.1E-07	9.7E-06	8.9E-05	3.7E-06	－
ＰＯＳ６	原子炉キャビティ満水状態	157.5	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ７	燃料取出し状態	818.4	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ８	原子炉キャビティ満水状態	91.7	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	277.8	2.3E-04	8.1E-07	8.1E-07	3.4E-06	1.5E-04	6.4E-06	－
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）	40.4	3.3E-05	－	－	5.0E-07	2.2E-05	9.4E-07	－
ＰＯＳ１１	１次冷却系の漏えい検査（余熱除去系は一時的に隔離）	15.6	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）	36.8	3.0E-05	－	－	4.5E-07	2.0E-05	8.5E-07	－
ＰＯＳ１３	余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロック解除まで）	7.0	－	－	－	－	－	－	－
ＰＯＳ１４	高温停止状態（非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロック解除以降）	61.0	－	－	－	－	－	－	4.6E-08
ＰＯＳ１５	部分出力運転状態	37.6	－	－	－	－	－	－	－

※１：敦賀発電所２号炉第14回施設定期検査実績，※２：待機中の余熱除去系による冷却失敗を含めて評価する。

第1.1.2.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系（影響を与える側）／フロントライン系（影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
余熱除去系※1	○	○	○			○

※１：評価期間内であれば換気空調系は不要。

第1.1.2.e-2表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を与える側）／サポート系（影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電 源 系※1		○		○	○	
信 号 系	○					
制御用空気系※2，※3	○	○		○		○
換気空調系※2，※4	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2	○	○			○	

※１：ＤＧの起動・継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却水海水系が必要。

※２：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※３：制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。

※４：空調用冷水系には原子炉補機冷却水海水系が必要。

第1.1.2.h-1表　ＰＯＳ分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度

ＰＯＳ		継続時間(hr)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入	合計(／施設定期検査)
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①(１次冷却系は満水状態)	26.3	2.1E-05	－	－	1.6E-06	5.9E-07	6.1E-07	－	2.4E-05
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態②(ミッドループ運転状態)	161.2	1.3E-04	8.1E-07	8.1E-07	9.7E-06	3.8E-06	3.7E-06	－	1.5E-04
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③(ミッドループ運転状態)	277.8	2.3E-04	8.1E-07	8.1E-07	3.4E-06	1.9E-06	6.4E-06	－	2.4E-04
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④(１次冷却系は満水状態)	40.4	3.3E-05	－	－	5.0E-07	2.8E-07	9.4E-07	－	3.5E-05
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤(１次冷却系は満水状態)	36.8	3.0E-05	－	－	4.5E-07	2.6E-07	8.5E-07	－	3.2E-05
ＰＯＳ１４	高温停止状態（非常用炉心冷却設備自動起動信号ブロック解除以降)	61.0	－	－	－	－	－	－	4.6E-08	4.6E-08
合　計（／施設定期検査）		－	4.4E-04	1.6E-06	1.6E-06	1.6E-05	6.8E-06	1.3E-05	4.6E-08	4.8E-04

第1.1.2.h-2表　主要カットセット（ＰＯＳ５における事故シーケンス）

事故シーケンス		ＣＤＦ	非信頼度	寄与率	カットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流電源失敗	1.2E-07	1.1E-04	8.1%	①制御用空気圧縮装置エリア給気ファン起動失敗
			1.1E-04	8.1%	②制御用空気圧縮装置エリア排気ファン起動失敗
			1.1E-04	8.0%	③制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０３）誤動作
			4.8E-05	3.5%	④制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０２）不動作
			4.3E-05	3.2%	⑤制御用空気圧縮装置エリア給気フィルタ閉塞
外部電源喪失	余熱除去系による冷却失敗	3.7E-06	3.0E-02	73.0%	①余熱除去系に対する診断失敗（時間余裕10分）
			2.3E-03	5.5%	②Ａディーゼル発電機継続運転失敗
			2.3E-03	5.5%	③Ｂディーゼル発電機継続運転失敗
			1.5E-03	3.6%	④Ａディーゼル発電機起動失敗
			1.5E-03	3.6%	⑤Ｂディーゼル発電機起動失敗

第1.1.2.h-3表　主要カットセット（ＰＯＳ９における事故シーケンス）

事故シーケンス		ＣＤＦ	非信頼度	寄与率	カットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流電源失敗	2.0E-07	1.1E-04	8.1%	①制御用空気圧縮装置エリア排気ファン起動失敗
			1.1E-04	8.1%	②制御用空気圧縮装置エリア給気ファン起動失敗
			1.1E-04	8.0%	③制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０３）誤動作
			4.8E-05	3.5%	④制御用空気圧縮装置エリア温度スイッチ（ＴＣ２７０２）不動作
			4.3E-05	3.2%	⑤制御用空気圧縮装置エリア給気フィルタ外部リーク
外部電源喪失	余熱除去系による冷却失敗	1.7E-06	2.3E-03	19.9%	①Ａディーゼル発電機継続運転失敗
			2.3E-03	19.9%	②Ｂディーゼル発電機継続運転失敗
			1.5E-03	13.0%	③Ａディーゼル発電機起動失敗
			1.5E-03	13.0%	④Ｂディーゼル発電機起動失敗
			1.5E-04	1.3%	⑤Ａ，Ｂ余熱除去ポンプ起動操作失敗ＣＣＦ

第1.1.2.h-4表　ＦＶ重要度評価結果

	基事象	ＦＶ重要度
1	余熱除去系起動に対する診断失敗（時間余裕10分）	2.5E-02
2	Ｂ余熱除去冷却器出口流量調整弁（ＨＣＶ－６１３）操作失敗	1.8E-03
2	Ａ余熱除去冷却器冷却水出口止め弁（Ｖ－ＣＣ－２２８Ａ）操作失敗	1.8E-03
2	Ｂ余熱除去冷却器バイパス流量調整弁（ＦＣＶ－６１４）操作失敗	1.8E-03
2	Ｂ余熱除去冷却器冷却水出口止め弁（Ｖ－ＣＣ－２２８Ｂ）操作失敗	1.8E-03
3	Ｂ余熱除去ポンプ起動操作失敗	1.6E-03
4	Ａディーゼル発電機運転継続失敗	1.4E-03
4	Ｂディーゼル発電機運転継続失敗	1.4E-03
5	Ａディーゼル発電機起動失敗	9.1E-04
5	Ｂディーゼル発電機起動失敗	9.1E-04

第1.1.2.h-5表　ＲＡＷ評価結果

	基事象	ＲＡＷ
1	Ａ，Ｂ余熱除去ポンプ起動操作失敗ＣＣＦ	3.4E＋00
1	制御用空気圧縮装置エリア給気ファン起動失敗	3.4E＋00
1	制御用空気圧縮装置エリア排気ファン起動失敗	3.4E＋00
1	Ａ制御用空気圧縮機継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ａ空調用冷凍機継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ｂ空調用冷凍機継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ａ原子炉補機冷却水ポンプ継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ｃ原子炉補機冷却水ポンプ継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ａ原子炉補機冷却海水ポンプ継続運転失敗	3.4E＋00
1	Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ継続運転失敗	3.4E＋00

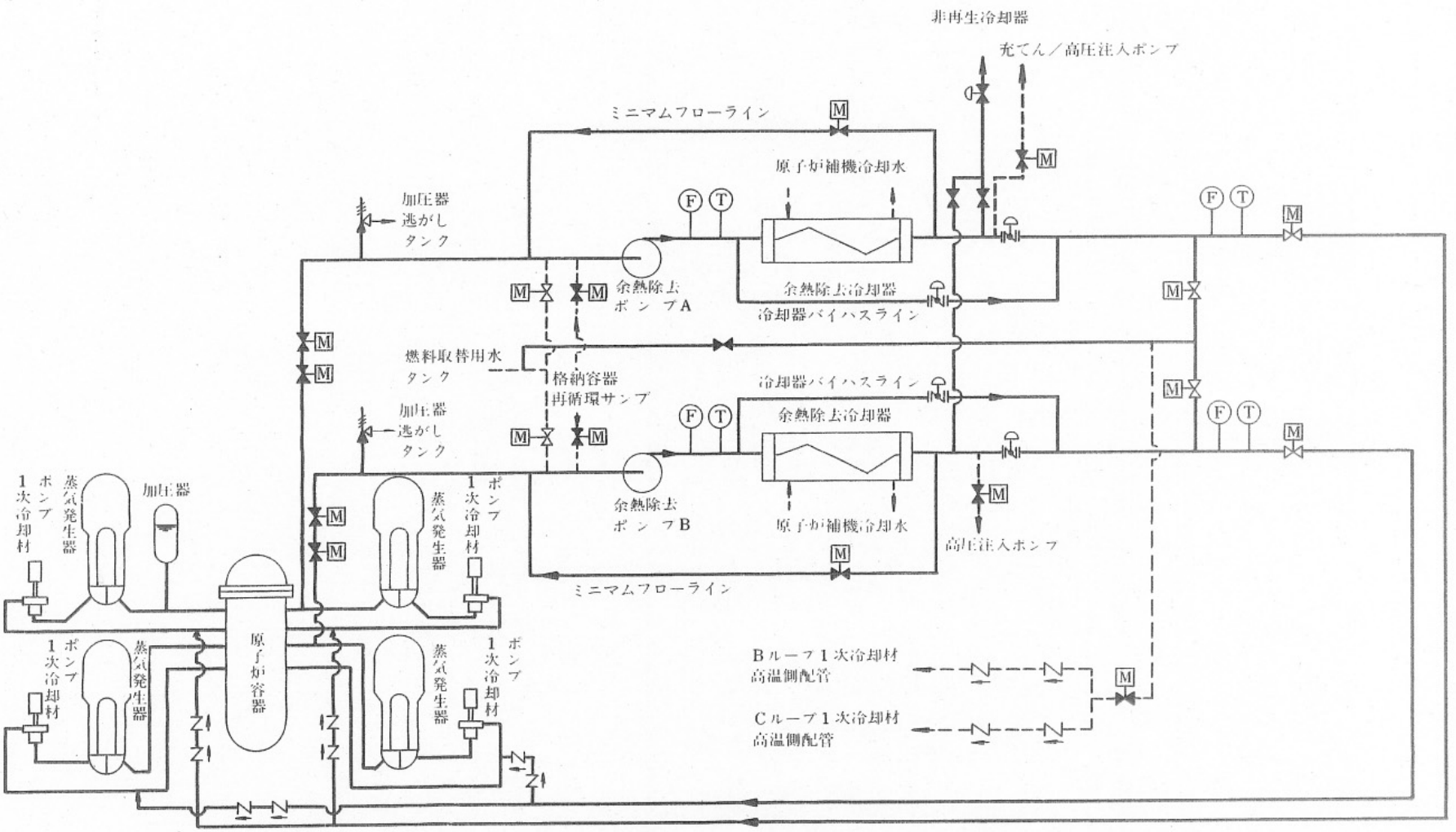
第1.1.2.h-6表　不確実さ解析結果

不確実さ	全ＣＤＦ
95%上限値	1.5E-03（／施設定期検査）
平均値	4.9E-04（／施設定期検査）
中央値	2.8E-04（／施設定期検査）
5%下限値	8.5E-05（／施設定期検査）
点推定値	4.8E-04（／施設定期検査）
エラーファクタ	4.1

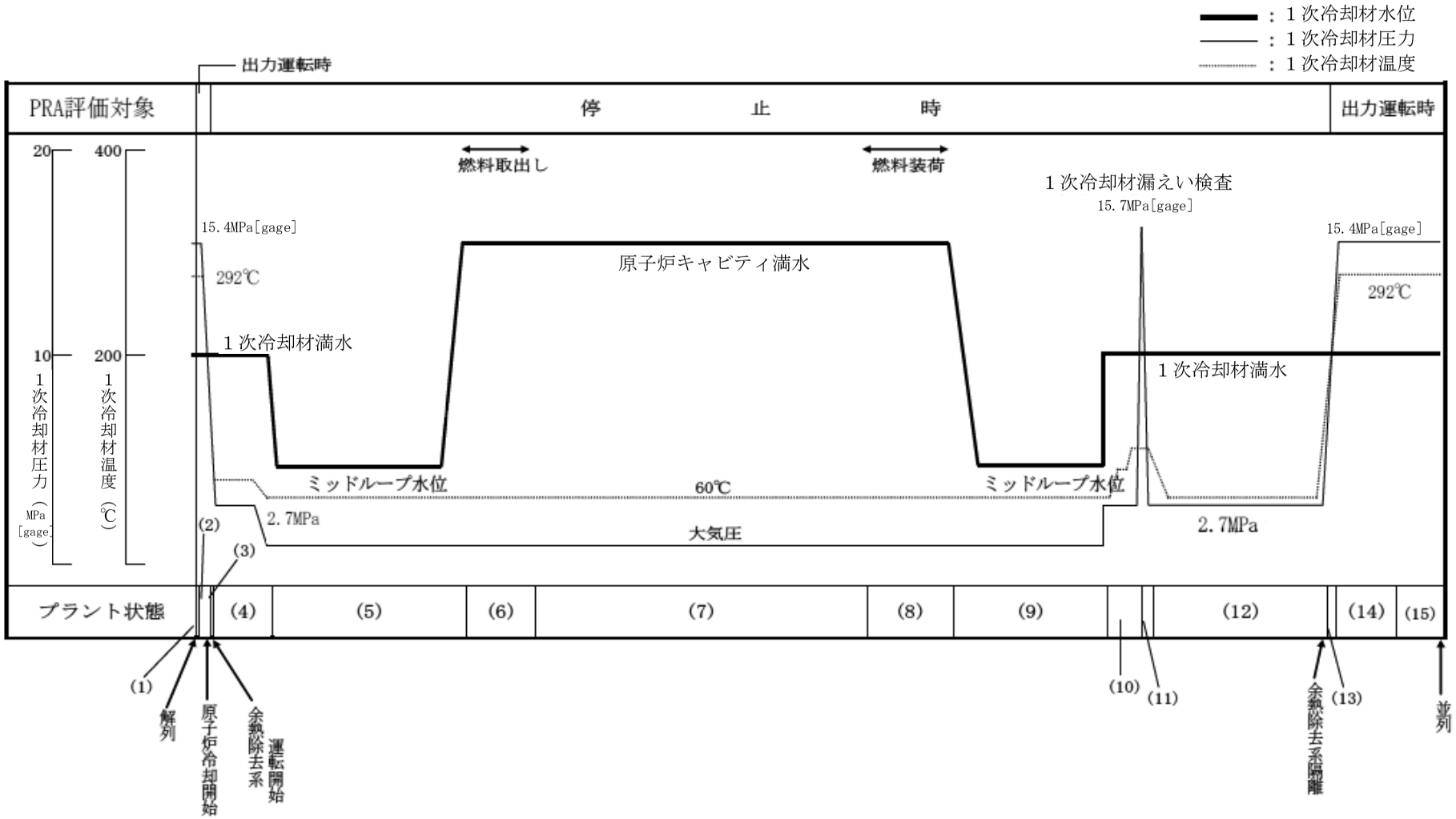
第1.1.2.h-7表　感度解析結果

POS		継続時間(hr)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入	合計（／施設定期検査）
POS4	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却設備は満水状態）	26.3	2.1E-05	－	－	1.6E-06	5.9E-07	6.1E-07	－	2.4E-05
POS5	余熱除去系による冷却状態②(ミッドループ運転状態)	161.2	4.0E-06 (1.3E-04)	8.1E-07	8.1E-07	9.7E-06	3.8E-06	3.7E-06	－	2.3E-05 (1.5E-04)
POS9	余熱除去系による冷却状態③(ミッドループ運転状態)	277.8	3.2E-07 (2.3E-04)	8.1E-07	8.1E-07	3.4E-06	1.9E-06	6.4E-06	－	1.4E-05 (2.4E-04)
POS10	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却設備は満水状態）	40.4	3.6E-08 (3.3E-05)	－	－	5.0E-07	2.8E-07	9.4E-07	－	1.8E-06 (3.5E-05)
POS12	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却設備は満水状態）	36.8	3.3E-08 (3.0E-05)	－	－	4.5E-07	2.6E-07	8.5E-07	－	1.6E-06 (3.2E-05)
POS14	高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）	61.0	－	－	－	－	－	－	4.6E-08	4.6E-08
合　　計（／施設定期検査）		－	2.5E-05 (4.4E-04)	1.6E-06	1.6E-06	1.6E-05	6.8E-06	1.3E-05	4.6E-08	6.4E-05 (4.8E-04)
比率（感度解析／ベースケース）		－	5.7E-02	1.0E＋00	1.0E＋00	1.0E＋00	1.0E＋00	1.0E＋00	1.0E＋00	1.3E-01

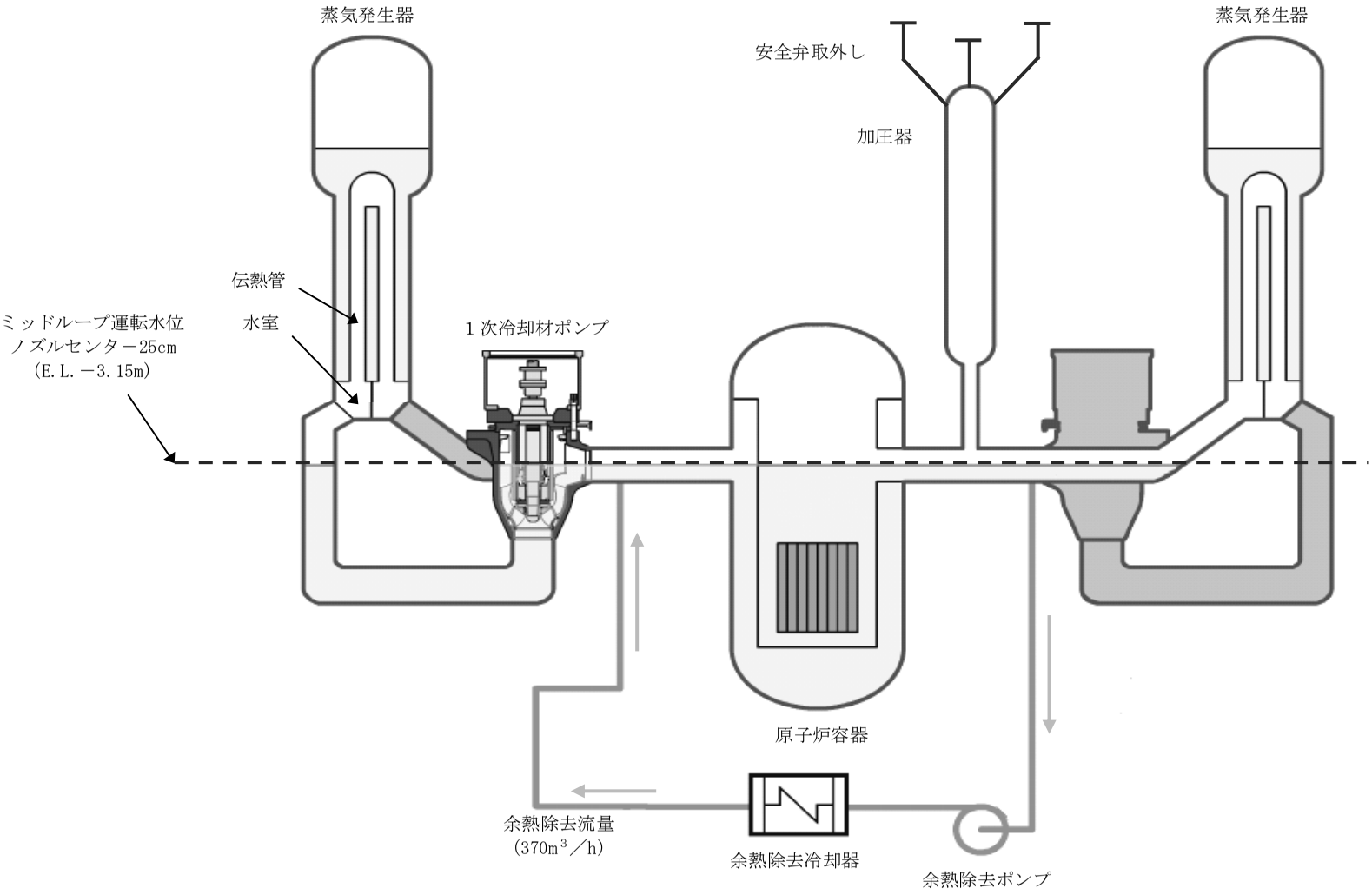
（　）はベースケースのＣＤＦ（変更箇所のみ記載）。ベースケースは緩和策として充てん系による注入に期待しない評価結果。



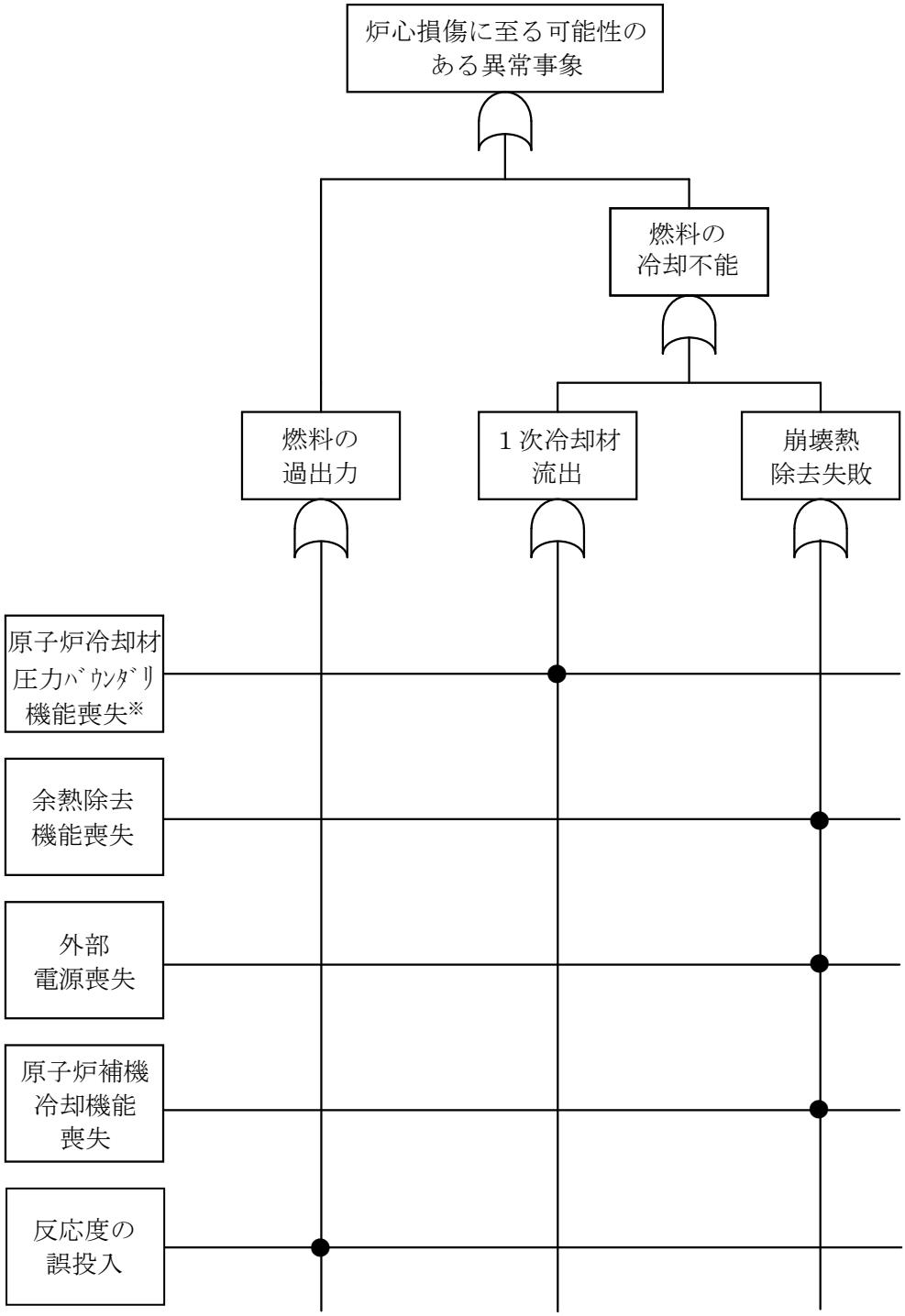
第1.1.2.a-1図　余熱除去設備の系統図



第1.1.2.a-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1.1.2.a-3図　ミッドループ運転概要図



※：原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（弁の誤開），オーバードレン，水位維持失敗を想定

第1.1.2.b-1図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象の
マスターロジックダイヤグラム

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(a)図　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(b)図　オーバードレンイベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(c)図　水位維持失敗イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材バウンダリ機能喪失,オーバードレン及び水位維持失敗は,起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため，起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・原子炉冷却材バウンダリ機能喪失事象，オーバードレン及び水位維持失敗は，運転員による弁の誤操作又は過剰なドレン等による１次冷却材の系外への流出を起因事象として想定するものであり，以降はＡＭ相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー

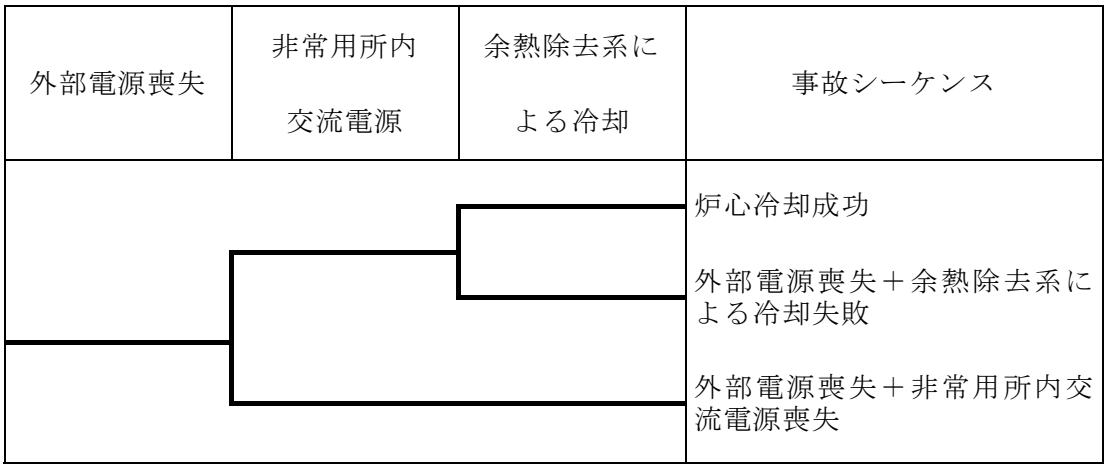
【仮定条件】

・運転中の余熱除去系１系列が機能喪失し，さらに待機側の運転に失敗することにより，余熱除去機能喪失になることを想定する。

・余熱除去機能喪失は，起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため，起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・余熱除去機能喪失事象は，余熱除去系の故障により崩壊熱の除去に失敗することを起因事象として想定するものであり，以降はＡＭ相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。



第1.1.2.d-1(e)図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

・外部電源喪失は，送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し，崩壊熱除去のための緩和系の運転状態が乱されるような事象を考慮している。

【イベントツリーの説明】

・外部電源喪失時には，非常用所内交流電源によってサポート系を健全にし，余熱除去系によって安定した崩壊熱の除去が確保される。

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉補機冷却機能喪失は，起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため，起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・原子炉補機冷却機能喪失事象は，原子炉補機冷却水ポンプ全台又は原子炉補機冷却海水ポンプ全台の故障，若しくは，原子炉補機冷却水設備又は原子炉補機冷却海水設備の配管・弁等の破断によって冷却能力を喪失することを起因事象として想定するものであり，以降はＡＭ相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

反応度の誤投入	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

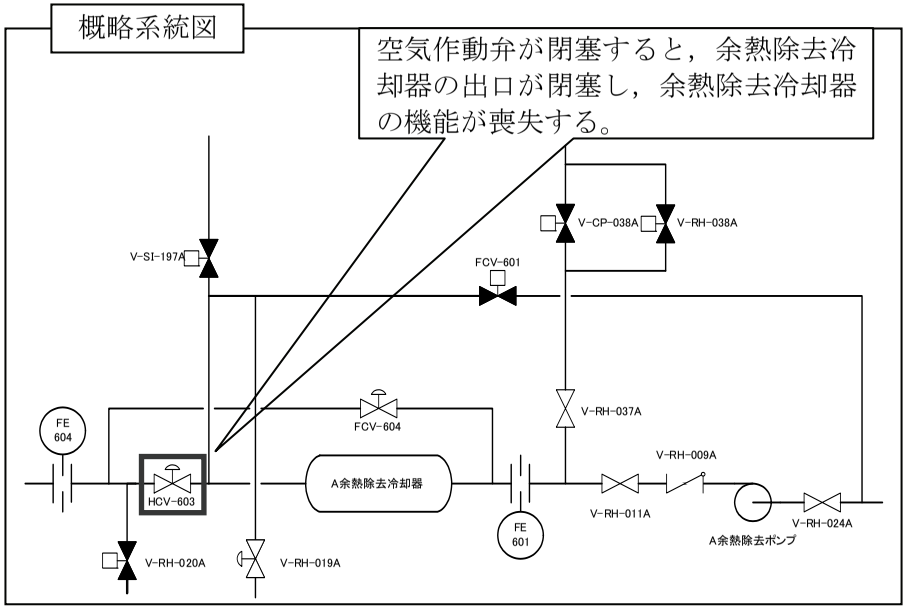
第1.1.2.d-1(g)図　反応度の誤投入イベントツリー

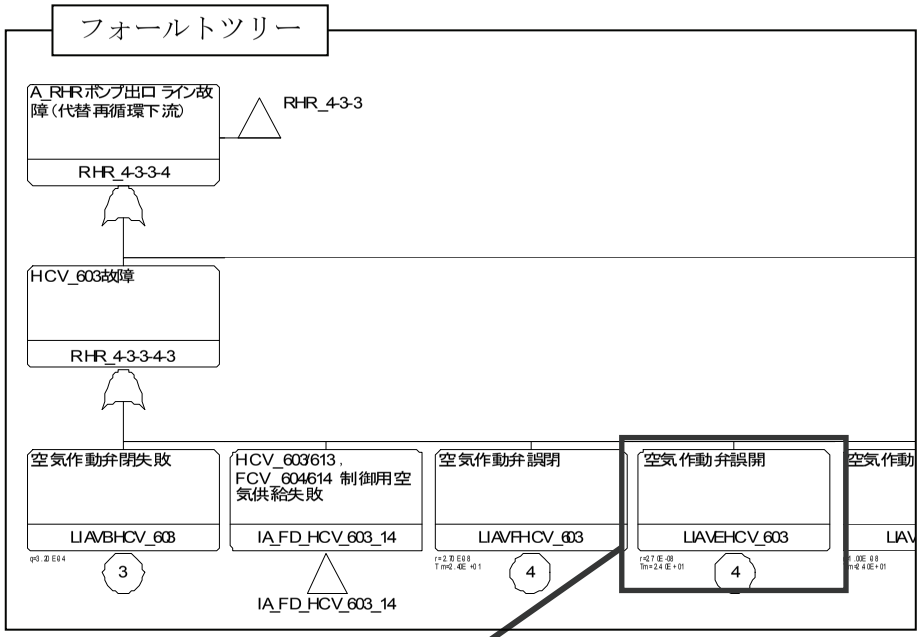
【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

・反応度の誤投入は，ＰＷＲプラントにおいて起動時に１次冷却系のほう素濃度の希釈を実施する際に希釈操作に失敗し，臨界に達することを起因事象として想定するものであり，以降はＡＭ相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。





（機器故障率データ）

機器タイプ	故障モード	平均値	ＥＦ
空気作動弁	開失敗	4.2E-5／d	7.7
	閉失敗	3.2E-4／d	41.4
	閉塞	1.0E-8／h	21.8
	内部リーク	2.0E-8／h	39.1
	誤開又は誤閉	2.7E-8／h	37.1
	外部リーク	1.0E-8／h	21.8

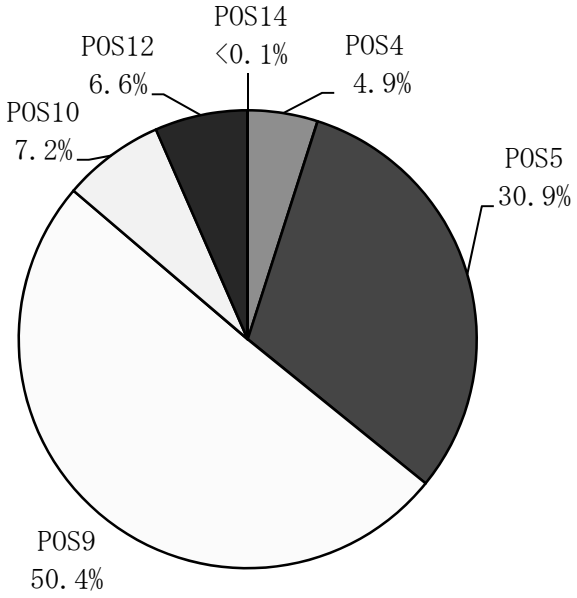
基事象リスト

機器・弁名	機器状態・電源区分	故障モード	試験・操作名 及び 手順書ページ	内容・動作	試験
V-RH-024A A 余熱除去ポンプ入口弁	手動弁 「開」 常時通水	・手動弁閉塞 Mission Time： 2.40E+01 ・手動弁外部リーク Mission Time： 2.40E+01	・定期試験手順書 ①余熱除去ポンプ起動試験 7.R.3(3) ②安全注入系ポンプ自動起動試験 7.R.3(4)	①試験：RHRポンプ起動時，通水あり ②試験：RHRポンプ起動時通水あり	①試験頻度： （モード1～3 ②試験頻度：
	手動弁 「開」	・手動弁閉塞 Tested： 7.20E+02 ・手動弁外部リーク Mission Time： 2.40E+01	同上	同上	同
HCV-603 A 余熱除去冷却器出口流量調節弁	空気作動弁 「調整開」 常時通水	・空気作動弁閉失敗（作動失敗） Demand ・空気作動弁誤閉 Mission Time： 2.40E+01 ・空気作動弁誤開 Mission Time： 2.40E+01 ・空気作動弁閉塞 Mission Time： 2.40E+01 ・空気作動弁外部リーク Mission Time： 2.40E+01	・定期試験手順書 ①余熱除去ポンプ起動試験 7.R.3(3)	①試験：開→閉→開 動作あり	①試験頻度： （モード1～3
HCV-613 B 余熱除去冷却器出口流量調節弁	空気作動弁 「調整開」	・空気作動弁閉失敗（作動失敗） Demand ・空気作動弁誤閉 Mission Time： 2.40E+01 ・空気作動弁誤開 Mission Time： 2.40E+01 ・空気作動弁閉塞 Tested： 8.76E+03 ・空気作動弁外部リーク Mission Time： 2.40E+01			

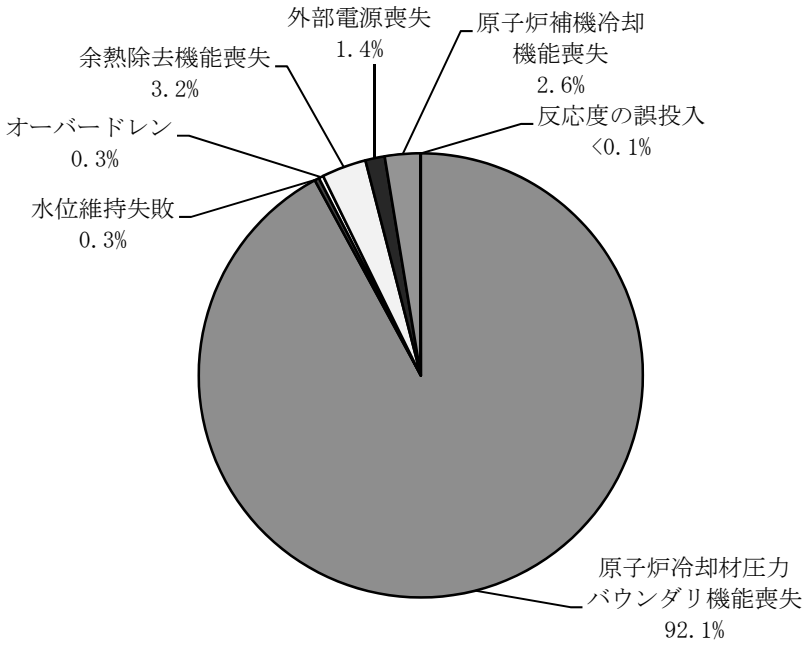
参照する国内故障率データの項目

空気作動弁 HCV-603 の各故障モードのうち，「閉塞」に対する非信頼度を基事象リストに整理した情報を基に算出する。
非信頼度=「閉塞」の故障率×使命時間(24h)

第1.1.2.e-1図　システム信頼性の評価例



第1.1.2.h-1図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合



第1.1.2.h-2図　起因事象別炉心損傷頻度の全炉心損傷頻度に対する寄与割合

1.2　外部事象ＰＲＡ

1.2.1　地震ＰＲＡ

地震ＰＲＡは，一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007（以下「地震ＰＳＡ学会標準」という。）」を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。地震ＰＲＡの評価フローを第1.2.1-1図に示す。なお，今回の地震ＰＲＡでは，地震単独の影響のみを評価しており，地震に随伴する津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.1.a.　対象プラントと事故シナリオ

① 対象とするプラントの説明

(1)　サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで収集した設計，運転・保守管理の情報に加え，地震ＰＲＡを実施するために，プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a-1表に示す。

(2)　機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1　内部事象ＰＲＡ」での記載と同様である。

(3)　地震に対する特徴

地震ＰＲＡでは，耐震性の低い以下の設備には期待しない評価を行った。

・常用電源（ただし，外部電源には期待する）

・主給水系

・タービンバイパス系

・常用系の２次冷却系の水源

・所内空気系

また，地震ＰＲＡでは地震加速度が増加するにつれ，安全機能や緩和機能を有する機器が複数同時に損傷することが考えられるため，起因事象階層イベントツリー，過渡分類イベントツリー及びフロントライン系イベントツリーの各ヘディングの分岐の中で地震による機器損傷を考慮した。また，起因事象階層イベントツリーでは複数の起因事象の重畳による影響を包含できるように階層化処理を行った。

(4)　プラントウォークダウン

机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため，地震ＰＲＡの観点から重要な機器を対象にプラントウォークダウンを実施し，以下の観点について確認した。

・耐震安全性の確認

・二次的影響の確認

・必要に応じた地震後のアクセス性の確認

評価対象機器選定フローを第1.2.1.a-1図に，評価結果の例を第1.2.1.a-2図に示す。

プラントウォークダウンの結果，調査対象に対する耐震安全性や二次的影響等に関する問題はなく，フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項はないことを確認した。

② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析し，事故シナリオを設定した。事故シナリオの選定に当たっては，地震起因による安全機能を有する建屋・構築物，システム及び機器（以下「ＳＳＣ」という。）の損傷が直接炉心損傷事故につながる事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。なお，地震ＰＲＡの対象範囲は，常用系で耐震クラスの低い主給水系の機器損傷による「主給水流量喪失」事象の発生以上の規模（地震加速度0.2G以上）とし，これ以上の地震では少なくとも「主給水流量喪失」が発生するとした。

選定した事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い，安全機能を有するＳＳＣの損傷が直接炉心損傷事故につながる事故シナリオと合わせて事故シナリオの明確化を行った。安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオに対するスクリーニング結果を第1.2.1.a-2表に示す。また，明確になった事故シナリオにより誘発される起因事象の分析を実施し，以下の起因事象を選定した。

・格納容器バイパス
・大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

・原子炉建屋損傷

・原子炉格納容器損傷

・原子炉補助建屋損傷

・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

・１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失

・複数の信号系損傷

・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失

・大破断ＬＯＣＡ

・中破断ＬＯＣＡ

・小破断ＬＯＣＡ

・２次冷却系の破断

・原子炉補機冷却機能喪失

・外部電源喪失

・主給水流量喪失

・ＡＴＷＳ

これらの分析結果に基づき，起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係るＳＳＣを抽出し，地震ＰＲＡで対象となる建屋・機器リストを作成した。なお，建屋・機器の選定に際しては，内部事象出力時レベル１ＰＲＡで作成した機器リストをベースに，地震特有の事故シナリオから選定される建屋・機器を追加した。第1.2.1.a-3表に評価対象とした建屋・機器の選定方法，第1.2.1.a-4表に建屋・機器リストを示す（後述のフラジリティデータを合わせて記載）。

1.2.1.b.　確率論的地震ハザード

原子炉設置変更許可申請書の「基準地震動S_sの年超過確率の参照」で示している確率論的地震ハザードは，以下のとおり評価している。

① 確率論的地震ハザード評価の方法

地震ＰＳＡ学会標準の方法に基づき評価を行う。

② 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

(1)　震源モデルの設定

震源モデルは，以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。

a.特定震源モデルの設定

敷地への影響度に応じて，敷地周辺の活断層を以下の(a)から(c)に分類してモデル化する。

(a)　詳細なロジックツリーを設定する主要活断層モデル

敷地への影響を踏まえ，詳細なロジックツリーを設定する主要活断層（以下「主要活断層モデル(a)」と記す。）は，安島岬沖断層，和布―干飯崎沖断層，甲楽城断層，浦底―内池見断層，ウツロギ峠北方―池河内断層，甲楽城沖断層，野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層，Ｃ断層及び白木―丹生断層とする。

(b)　上記(a)以外の主要な活断層モデル

上記(a)以外の主要な活断層（以下「主要活断層モデル(b)」と記す。）については，マグニチュード（以下「Ｍ」と記す。）の分岐のみを考慮したロジックツリーで評価する。

(c)　その他の活断層モデル

主要活断層モデル以外の活断層を対象に，基本的にサイトから100km程度以内にある「新編　日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化する。

第1.2.1.b-1図に敷地周辺の主要活断層の分布図を示す。

b.領域震源モデル

領域震源モデルについては，萩原（1991）及び垣見他（2003）の領域区分に基づき，サイトから半径100km以内の領域を対象とし，各領域の最大Mは領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。第1.2.1.b-2図に萩原（1991）及び垣見他（2003）による領域区分の図を示す。

(2)　地震動評価モデルの設定

地震動評価モデルとしては，Noda et al.（2002）による距離減衰式を用いる。また，地震動評価のばらつきは対数標準偏差で0.5とし，ばらつきの打切り範囲は対数標準偏差の3倍とする。さらに，内陸補正の要否をロジックツリーの分岐として考慮する。

(3)　ロジックツリーの作成

ロジックツリーの作成では，震源モデル及び地震動評価モデルの設定において，選定した不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定する。

主要活断層モデル(a)については，基準地震動S_sの評価で考慮した不確かさのうち，Noda et al.（2002）の手法での算定に影響を与えるパラメータ及びMの評価式をロジックツリーに展開する。主要活断層モデル(b)については，Mの評価式

をロジックツリーに展開する。領域震源モデルについては，地震カタログに記載されている過去の複数の地震の最大Mに幅がある場合には，その中央値，上限値及び下限値をロジックツリーの分岐として考慮する。設定したロジックツリーを第1.2.1.b-3図から第1.2.1.b-5図に示す。また，主要活断層モデル(a)及び(b)について，ロジックツリーの分岐ごとの諸元を第1.2.1.b-1表及び第1.2.1.b-2表に示す。

③ 確率論的地震ハザード評価結果

(1) 確率論的地震ハザード曲線

以上のモデルにより評価した平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-6図に震源ごとの地震ハザード曲線を第1.2.1.b-7図に示す。また，フラクタイル地震ハザード曲線を第1.2.1.b-8図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動S_sの応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較を第1.2.1.b-9図に示す。水平方向の基準地震動S_sの年超過確率は，短周期・長周期共に10^{-4}から10^{-5}程度である。

鉛直方向の年超過確率は，0.2秒より短周期側で10^{-4}から10^{-5}，長周期側で10^{-4}から10^{-6}程度となっている。また，一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-10図に示す。

(3) フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は，「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針（平成18年)」の改定に伴う耐震安全性評価

時の年超過確率10^{-4}の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波とする。模擬地震波を第1.2.1.b-11図に示す。

1.2.1.c-1.　建屋のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1)　評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は，第1.2.1.a-4表の建屋・機器リストとフラジリティデータに記載されたものとし，原子炉建屋（ＰＣＣＶ，Ｉ／Ｃ，ＲＥＢ）及び原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図を第1.2.1.c-1-1図から第1.2.1.c-1-3図に示す。原子炉補助建屋の概略平面図及び概略断面図を第1.2.1.c-1-4図から第1.2.1.c-1-6図に示す。

(2)　損傷モード及び部位の設定

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

② フラジリティの評価方法の選択

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

③ フラジリティ評価上の主要な仮定

(1)　考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さβ_Rと認識論的不確実さβ_Uについては，地震ＰＳＡ学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第1.2.1.c-1-1表に示す。

(2)　損傷評価の指標

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

④ フラジリティ評価における耐力情報

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

⑤ フラジリティ評価における応答情報

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

(1)　入力地震動

入力地震動は，1.2.1.b.③項に示す模擬波を入力レベルごとに係数倍したものとした（最大2,500Gal）。

(2)　現実的な物性値と応答解析モデル

敦賀サイトの地盤物性値を第1.2.1.c-1-3表に示す。原子炉建屋及び原子炉補助建屋の物性値をそれぞれ第1.2.1.c-1-4表及び第1.2.1.c-1-5表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は，地震ＰＳＡ学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第1.2.1.c-1-6表に示す。

フラジリティ評価用の応答解析モデルは，「発電用原子炉施

設に関する耐震設計審査指針（平成18年)」の改定に伴う耐震安全性評価時のモデルをベースとして設定した。原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-7図及び第1.2.1.c-1-7表から第1.2.1.c-1-10表に，原子炉補助建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-8図及び第1.2.1.c-1-11表から第1.2.1.c-1-13表に示す。

(3) 解析ケース

応答のばらつきを求めるための確率論的応答解析では，第1.2.1.c-1-6表に示すFc，Vs及びhの3つの主変動パラメータに対して，2点推定法で得られた2つのサンプル点を全て組み合せて，2^3＝8ケースの解析を実施した。モデルの諸元と物性値の関係及び解析ケースを第1.2.1.c-1-14表及び第1.2.1.c-1-15表に示す。

(4) 現実的応答

現実的応答は地震ＰＳＡ学会標準に準拠し対数正規分布を仮定し，確率論的応答解析結果より各ケースの重みを考慮して算出した。

⑥ 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出した。

フラジリティ曲線は，入力加速度レベルごとに最も損傷確率が大きい（信頼性指標が最も小さい）部材の値を用いて算定する。ここに損傷確率は現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。

選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は対数正規累積分

布関数により近似し，信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

ＨＣＬＰＦは信頼度95％フラジリティ曲線を基に算出した。原子炉建屋及び原子炉補助建屋のフラジリティ評価結果を第1.2.1.c-1-9図から第1.2.1.c-1-12図に示す。また，信頼度50％での50％損傷確率及びＨＣＬＰＦについて，1.2.1.a.②項の建屋・機器リストに示す。

1.2.1.c-2.　屋外重要土木構造物のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1)　評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は，頂版に作用する上載荷重（原子炉補機冷却海水ポンプ重量）による慣性力が大きくなると考えられる原子炉補機冷却海水ポンプピットとした。

原子炉補機冷却海水ポンプピットの平面図を第1.2.1.c-2-1図，断面図を第1.2.1.c-2-2図に示す。

(2)　損傷モード及び部位の設定

屋外重要土木構造物の損傷モードとしては，構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち，耐震裕度がより厳しいせん断破壊を選定し，全ての部材を評価対象とした。

② フラジリティの評価方法の選択

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

ただし，部材のせん断耐力は，部材に作用する断面力に依存

することから，現実的耐力と現実的応答を独立として見なすことが困難であるため，耐震裕度（許容限界値／応答値）として評価した。

③ フラジリティの評価上の主要な仮定

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さβ_Rと認識論的不確実さβ_Uについては，地震ＰＳＡ学会標準等に基づき評価した。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については，「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会2005)」に基づき，せん断力を選定した。

④ フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力は，「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会2005)」に基づき，せん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。変動因子は，屋外重要土木構造物の耐震評価に支配的と考えられるコンクリート強度とし，現実的耐力は，対数正規分布を仮定した2点推定法による材料非線形解析に基づき算定した。コンクリート強度の評価方法を第1.2.1.c-2-1表に示す。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

(1) 入力地震動

入力地震動は，敦賀サイトの10^{-4}一様ハザードスペクトルに適合するように作成した模擬波を係数倍したものとした（最大 2,108Gal（水平），1,244Gal（鉛直））。

(2)　地震応答解析手法

地盤と構造物の非線形性を考慮した地盤－構造物連成系の二次元有限要素法による時刻歴非線形解析を用いる。

(3)　現実的応答

現実的応答は，屋外重要土木構造物の耐震評価に支配的と考えられる地盤のせん断剛性について，せん断剛性を設定するもととなるせん断波速度を変動因子とし，対数正規分布を仮定した2点推定法による地震応答解析に基づき算出した。地盤のせん断波速度の評価方法を第1.2.1.c-2-1表に示す。

⑥ 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出した。屋外重要土木構造物のフラジリティ曲線を第1.2.1.c-2-3図に示す。

1.2.1.c-3.　機器のフラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象は第1.2.1.a-4表の建屋・機器リストに記載されたものとする。タンク・熱交換器のような静的機器については，構造損傷（延性破壊，脆性破壊等）の観点から評価し，電気盤類及びポンプ・電動弁のような動的機器については，システム評価上の要求に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界，電気的機能限界等）双方の観点からフラジリティ評価を実施し，当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお，構造強度に関する評価では，機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震性評価が実施されるが，部

位間で裕度（例えば，設計許容値／発生応力）が異なり，また，同一部位でも評価応力の種類（引張応力，曲げ応力，組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価では，これらの各部位・各評価応力の中から，基本的には最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等の評価を行う。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法)」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等）

機器フラジリティ評価とは，地震動の入力が増大し，評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものである。このとき，最大地動加速度Ａをフラジリティ加速度と称し，機器フラジリティ解析ではこれを確率量として扱い，以下の式で表す。

$$A = Am \cdot \varepsilon_R \cdot \varepsilon_U$$

ここで，

Ａｍ：機器が損傷に達するときの地震動強さ（フラジリティ加速度）Ａの中央値

ε_R：物理現象固有の偶然的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり，中央値は1.0，対数標準偏差はβ_Rで表わされる。

ε_U：認識論的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度

分布であり，中央値は1.0，対数標準偏差はβ_Uで表わされる。

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

なお，フラジリティ評価では，直接Ａｍ，ε_R，ε_Uからフラジリティ加速度を算定せず，一般に安全係数の概念を用いて下式の様に算定する。

$$Am = F \cdot A_d \qquad (式1.2.1\text{-}1)$$

ここで，

Ａｍ：フラジリティ加速度中央値

Ｆ　：安全係数（裕度）

A_d：基準地震動の最大地動加速度

（式1.2.1-1）の安全係数（裕度）は，（式1.2.1-2）のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが，（式1.2.1-3）のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合（応答に関する安全係数）と現実的な耐力に対する設計応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

ただし，入力地震動に対する機器の応答には，機器自身の応答に加えて建屋の応答が影響することから，（式1.2.1-4）のように応答に関する係数は機器応答係数と建屋応答係数に分割して評価する。

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

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}} \qquad \text{（式1.2.1-3）}$$

$\therefore F = F_{ER} \cdot F_{SR} \cdot F_{EC}$　　（式1.2.1-4）

ここで，

F_{ER}：機器応答に関する係数

F_{SR}：建屋応答に関する係数

F_{EC}：耐力に関する係数

機器応答係数F_{ER}，建屋応答係数F_{SR}及び耐力係数F_{EC}は，それぞれ（式1.2.1-5），（式1.2.1-6），（式1.2.1-7）に示す係数に分離して評価する。これらの係数は，フラジリティ評価上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり，全て対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第1.2.1.c-3-1表に示す。

$F_{ER} = F_{ESS} \cdot F_{D} \cdot F_{EM} \cdot F_{EMC}$　　（式1.2.1-5）

ここで，

F_{ESS}　：機器応答評価用入力地震動に関する係数

F_{D}　：機器の設計用減衰定数に関する係数

F_{EM}　：機器の解析モデル化に関する係数

F_{EMC}　：機器のモード合成に関する係数

$F_{SR} = F_{SS} \cdot F_{\delta} \cdot F_{M} \cdot F_{NL}$　　（式1.2.1-6）

ここで，

F_{SS}：入力地震動のスペクトル形状に関する係数

F_{δ}　：建屋の減衰に関する係数

F_{M}　：建屋のモデル化に関する係数

F_{NL}：建屋の非線形応答に関する係数

建屋応答係数について，原子炉建屋（ＲＥＢ，Ｉ／Ｃ）は第1.2.1.c-3-2表及び第1.2.1.c-3-3表，原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ，Ｄ／Ｇ）は第1.2.1.c-3-4表及び第1.2.1.c-3-5表の値を使用する。

$F_{EC} = F_S \cdot F_\mu$　（式1.2.1-7）

ここで，

F_S：機器の限界強度に関する係数

F_μ：機器の塑性化によるエネルギ吸収効果に関する係数

④ フラジリティ評価における耐力情報

評価部位，損傷モード（応力種類）については，その機器において最も耐震性の低いものを選び設定した。耐力値は，その評価部位に使われる部材の発電用原子力設備規格に記載されている許容値を適用した。確率分布については，中央値に関する不確実さの要素について，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，$\beta_R \cdot \beta_U$として定量化して考慮した。

なお，評価部位及び損傷モードの指標については耐震評価で考慮されている。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

評価部位，損傷モード（応力種類）については，その機器において最も耐震性の低いものを選び設定した。応答値はその部位にかかる発生応力を設定した。確率分布については，中央値に関する不確実さの要素について，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，$\beta_R \cdot \beta_U$として定量化して考慮した。

なお，機器応答の伝達特性については耐震評価で考慮されている。

⑥ 機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第1.2.1.a-4表に示す。

機器フラジリティ評価は，その評価上の特徴を踏まえ，「主機」，「補機」，「電気盤・計装」，「動的機器」及び「配管」の５グループに分類した。

５グループの分類の考え方については以下のとおり。

主機：１次冷却材バウンダリ設備で，多質点系時刻歴解析評価が主となる機器の構造損傷

補機：上記主機以外で，スペクトルモーダル解析評価が主となる機器の構造損傷

電気盤・計装：電気盤，計装品等の電気的機器の機能損傷

動的機器：ポンプ，内燃機関，電動弁等の動的機器の機能損傷

配管：配管・弁等の構造損傷

また，グループごとにＦＶ重要度を参照して代表機器を抽出し，その評価の具体例を以下に示す。

(1) 主機（原子炉容器）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリート

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：15.5Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。これを基にフラジリティを算

出した。

表　原子炉容器の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N／mm^2)	発生応力 (N／mm^2)	裕　度
冷却材入口管台	SFVV3	一次膜＋曲げ	427	260	1.64

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a)　強度に関する係数F_Sの評価

本係数は，次式により評価する。

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

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位である冷却材入口管台の材質はSFVV3であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版)」第Ｉ編付録図表Part5の引張応力Ｓｕ＝478N／mm^2（評価温度308.7℃）を採用する。このＳｕ値の1.1倍を限界応力の中央値とする。

$\sigma_C = 1.1 \times Su = 1.1 \times 478 = 525.8$N／mm^2

なお，通常運転時応力は安全側に無視して評価するものとする。

$\sigma_N = 0$ N／mm^2

以上より，強度に関する係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.1 \times Su}{\sigma_T} = \frac{525.8}{260} = 2.02$$

不確実さβ_Uとして，限界応力の中央値1.1×Ｓｕに対して，Ｓｕ（ＪＳＭＥ記載値）が95％信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65} \ln\left(\frac{1.1 \times Su}{Su}\right) = 0.06 \qquad (\beta_R = 0)$$

(b)　塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

冷却材入口管台セーフエンドの塑性変形によるエネルギ吸収効果は考慮しない。

すなわち，以下のとおりとする。

$F_\mu = 1.0$，$\beta_R = \beta_U = 0$

b.機器応答係数F_{ER}

(a)　床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_{ESS} = \frac{Sa\ (\text{拡幅有り})}{Sa\ (\text{拡幅無し})}$$

ここで，

Ｓａ：機器の固有振動数における応答加速度

ただし，本機器は建屋ループ連成解析による荷重を考慮した耐震評価を実施しているため，荷重にかけられている設計マージン1.3を係数として考慮する。

以上より，

$F_{ESS}=1.3$，$\beta_R=\beta_U=0$

(b)　設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は，機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa\ (\text{設計用減衰定数})}{Sa\ (\text{損傷時の減衰定数中央値})}$$

ただし，本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため，本係数は考慮しない。

以上より，

$F_D=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(c)　機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。

また，本機器の耐震評価は，建屋連成解析モデルを用いて行われており，モデル化に関する不確実さは建屋応答係数に含まれるため，本係数は考慮しない。

$F_{EM}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(d)　モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため，本係数は考慮しない。

$F_{EMC}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

c.建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については，建屋フラジリティ評価に

おいて評価する原子炉建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ，本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため，本係数は以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$，$\beta_R=0.17$，$\beta_U=0.10$

d.評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，原子炉容器のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-1図に示す。

Ａｍ＝2.01（G）

$\beta_R=0.20$，$\beta_U=0.19$

$$HCLPF=Am\times\exp[-1.65\times(\beta_R+\beta_U)]$$
$$=2.01\times\exp[-1.65\times(0.20+0.19)]$$
$$=1.07\ (G)$$

表　原子炉容器　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		2.02	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	0.96	0.98	1.00	1.00	2.01
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.17	0.20
	β_U	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.19

(2)　補機（格納容器スプレイ冷却器）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋

周辺補機棟，燃料取扱棟　E.L.－4.7m

・耐震クラス：S

・固有振動数：22.8Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。

各部位・各評価応力のうち，許容値に対する発生応力の裕度が最小であるサポート（評価応力：座屈）が，格納容器スプレイ冷却器の地震時の損傷に支配的であると考えられる。したがって，各安全係数は，格納容器スプレイ冷却器のサポートに着目して評価する。

表　格納容器スプレイ冷却器の耐震性評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N／mm^2)	発生応力 (N／mm^2)	裕　度
胴板	SUS304	組合せ一次	253	70	3.61
スカート	SM400B	組合せ	237	15	15.8
サポート	SS400	座屈	1※	0.68※	1.47
基礎ボルト	SNB7	引張	451	12	37.58
サポート部後打ちアンカーボルト	SNB7	引張	451	232	1.94

※：ＪＥＡＧ座屈評価式において1を上回らないことを確認している。

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a)　強度に関する係数F_Sの評価

本係数は，次式により評価する。

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

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位であるサポートの応力分類が座屈評価であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）」第Ｉ編付録図表Part5の引張応力Ｓｕの適用はここでは考慮せず，耐震裕度をそのままF_Sとする。

なお，通常運転時応力は耐震評価の時点で考慮されていないため，0とする。

$\sigma_N = 0$ N／mm^2

以上より，強度に関する係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$Fs = 1.47$

また，耐震裕度をそのまま適用しているため，不確実さは考慮しない。

$\beta_R = \beta_U = 0$

(b)　塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

サポートの降伏後の塑性変形による機器全体系としてのエネルギ吸収効果が期待できる。

したがって，F_μは塑性率$\mu = 3.0$を適用して，Newmarkのエネルギ等価式より下記のように算出される。

$F_{\mu}=\sqrt{2\mu-1}=2.24$

ここで，

μ ：塑性率＝3.0（鋼構造）

また，不確実さは次式により算定する。

$$\beta_C=\frac{1}{3}\ln\left(F_{\mu}\right)$$

$$\beta_R=\beta_U=\frac{1}{\sqrt{2}}\beta_C=0.19$$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_{ESS}=\frac{Sa（拡幅有り）}{Sa（拡幅無し）}$$

耐震評価で用いている拡幅有りの場合の応答値とこれに対応する拡幅無しの応答値より，

$$F_{ESS}=\frac{2.36}{1.97}=1.19$$

床応答曲線の拡幅は，本来は建屋物性値及び地盤物性値の不確実さを考慮して実施されるものである。これらの物性値の不確実さを含めた建屋応答解析に起因する不確実さは，建屋応答係数で評価される。また，床応答時刻歴波から床応答曲線を作成する過程では，有意な不確定要因は含まれないと考えられる。従って，本係数では

不確実さは考慮しない。

以上より，本係数は以下の通りとなる。

$F_{ESS}=1.19$，$\beta_R=\beta_U=0$

(b)　設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は，機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa（設計用減衰定数）}{Sa（損傷時の減衰定数中央値）}$$

耐震評価で用いている設計減衰1.0％の場合の応答値及びこれに対応する中央値減衰3.0％の応答値より，

$$F_D=\frac{1.97}{1.78}=1.10$$

また，不確実さとして，減衰定数の中央値3.0％に対して，設計用減衰定数1.0％が99％信頼下限（応答加速度では99％信頼上限）と考え，次式により評価する。

$$\beta_U=\frac{1}{2.33}\ln\left(\frac{Sa(減衰\ 1.0\%)}{Sa(減衰\ 3.0\%)}\right)=\frac{1}{2.33}\ln(1.10)=0.05$$

（$\beta_R=0$）

(c)　機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。

また，格納容器スプレイ冷却器の耐震評価は，ＦＥＭモデルを用いて行われており，モデル化に関する不確実さβ_Uは以下の値とする。

$F_{EM}=1.0$，$\beta_R=0$，$\beta_U=0.15$

(d)　モード合成法に関する係数F_{EMC}

格納容器スプレイ冷却器はＦＥＭでモデル化されており，モード合成を考慮する必要があるため，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{EMC}=1.0$，$\beta_R=0.15$，$\beta_U=0$

c.建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については，建屋フラジリティ評価において評価する原子炉建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ，本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため，本係数は以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$，$\beta_R=0.17$，$\beta_U=0.10$

d.評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，格納容器スプレイ冷却器のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-2図に示す。

Ａｍ＝3.34（G）

$\beta_R=0.31$，$\beta_U=0.31$

$$HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

$$= 3.34 \times \exp[-1.65 \times (0.31 + 0.31)]$$

$$= 1.21\ (G)$$

表　格納容器スプレイ冷却器　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		1.47	2.24	1.19	1.10	1.00	1.00	0.96	0.98	1.00	1.00	3.34
不確実さ	β_R	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.09	0.00	0.17	0.31
	β_U	0.00	0.19	0.00	0.05	0.15	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.31

(3)　電気盤・計装（480Vパワーセンタ）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉補助建屋　E.L.＋7.3m

・耐震クラス：S

・固有振動数：遮断器について水平，上下とも30Hz以上

・基準地震動S_Sに対する盤の設計応答加速度：

水平方向1.54G，上下方向0.65G→SRSS＝1.67G

・機能維持確認済加速度：水平：[　　]，上下：[　　]

480Vパワーセンタは，水平方向と上下方向の同時入力が，機能維持に対して与える影響が否定できないため，水平方向と上下方向の入力加速度を二乗和平方根（SRSS）により合成するものとする。

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a)　強度に関する係数F_Sの評価

F_Sは下記の式で算出する。

[　　]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。

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

・損傷加速度中央値について

電気盤類のように，構造強度のみでなく電気的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作･損傷が見られないことから，以下に示すβ設定法により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

［β設定法の概要］

フラジリティ評価において，ＨＣＬＰＦは次式により評価される。

$$HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

ここで，

Ａｍ：フラジリティ加速度の中央値

上式より，

$$Am = HCLPF \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

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

損傷加速度中央値

＝損傷加速度のＨＣＬＰＦ$\times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$

したがって，損傷加速度のＨＣＬＰＦを試験加速度とし，不確実さβ_R，β_Uを与えることにより，損傷加速度の中央値を推定できる。

なお，既往の電気品の試験結果より，電気品の誤動作に関する不確実さは最低でもβ_R＝0.11，β_U＝0.17程度と考えられる。

ここで，β設定法では，βを大きく設定すると中央値も大きくなるため，過大なβは非安全側な中央値を与える可能性があるため，試験結果から得られる不確実さの最小値を採用した。また，電気盤全体のシステムとしての誤動作に関する不確実さは，電気品レベルでの不確実さよりも大きいと考えられるため，上記の電気品の不確実さデータに基づき中央値を推定するものとした。

したがって，480Vパワーセンタの損傷加速度の中央値は，β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値

＝試験加速度×exp[1.65×（β_R＋β_U）]

＝$\sqrt{(\square^2+\square^2)}$×exp[1.65×（0.11＋0.17）]

＝$\square$（G）

したがって，強度に関する係数F_S及びその不確実さは，以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝$\square$／$\sqrt{（1.54^2+0.65^2）}$＝$\square$

β_R＝0.11，β_U＝0.17

(b)　塑性エネルギ吸収効果に関する係数

電気盤類については，弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため，本係数は考慮しない。

$\square$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。

$F_{\mu}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

b. 機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから，機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。

ただし，一般に耐震評価における盤の応答値算定の際に，床応答曲線の拡幅及び減衰定数に関する裕度が含まれるため，これを評価する。

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものである。

ただし，遮断器については剛であるためここでは考慮しない。

したがって，$F_{ESS}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$とする。

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は，機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_D=\frac{\text{Sa（設計用減衰定数）}}{\text{Sa（損傷時の減衰定数中央値）}}$$

遮断器は剛構造のため，ここでは考慮しない。

したがって，$F_D=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$とする。

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。

また，遮断器の耐震評価は，1質点系モデルを用いて行われており，不確実さは考慮しない。

$F_{EM}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(d)　モード合成法に関する係数F_{EMC}

遮断器は剛であるため，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{EMC}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

c.建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については，建屋フラジリティ評価において評価した原子炉補助建屋の建屋応答係数のうち，水平・上下で厳しい方の値を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ，本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで，試験加速度は床面の最大加速度（以下「ＺＰＡ」という。）ベースであるが，ＺＰＡについては建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく，むしろ線形応答と比較した場合は，加速度レベルが上がるに従い低減する傾向にあると考えられる。

ただし，このような低減については現状有効なデータはないため，安全側に本係数は考慮せず，以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0，β_R＝β_U＝0

d.評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，480Vパワーセンタのフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-3図に示す。

Ａｍ＝1.96（G）

β_R＝0.15，β_U＝0.23

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp[－1.65×（β_R＋β_U）]

＝1.96×exp[－1.65×（0.15＋0.23）]

＝1.04（G）

表　480Vパワーセンタ　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		[redacted]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.95	0.98	1.00	1.00	[redacted]
不確実さ	β_R	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.01	0.00	0.15
	β_U	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.23

(4)　動的機器（内燃機関（ディーゼル機関））

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉補助建屋

ディーゼル発電機支持架台　E.L.＋7.3m

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：水平，上下とも30Hz以上

[redacted]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。

・基準地震動S_Sに対する設置床面のＺＰＡ：

水平方向1.44G，上下方向0.65G→ＳＲＳＳ＝1.58G

ポンプ及びディーゼル類については，水平方向と上下方向の同時入力が，機能維持に対して与える影響が否定できないため，水平方向と上下方向の入力加速度を二乗和平方根（ＳＲＳＳ）により合成するものとする。

・機能維持確認済加速度：

水平方向1.7G，上下方向1.0G→ＳＲＳＳ＝1.97G

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a)　強度に関する係数F_Sの評価

ポンプ及びディーゼル類のように，構造強度のみでなく動的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

この場合，電気盤類と同様にフラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作･損傷が見られないことから，β設定法に基づき損傷加速度の中央値の推定を行うことができる。

なお，ポンプ及びディーゼル等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないため，電気盤類の評価で用いた電気品の誤動作に関する不確実さよりも小さいと仮定し，$\beta_R = \beta_U = 0.10$とする。

ここで，このβ設定法は，従来一般的に試験加速度として用いられてきた機能確認済加速度が，実際に誤動作等が生じる加速度レベルに対して十分に安全側との考え

から適用されているものである。

以上から，内燃機関の損傷加速度の中央値は，β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値

＝試験加速度×exp[1.65×（β_R＋β_U）]

＝1.97×exp[1.65×（0.10＋0.10）]

＝2.74（G）

したがって，強度に関する係数F_S及びその不確実さは，以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝2.74／1.58＝1.74

β_R＝0.10，β_U＝0.10

(b)　塑性エネルギ吸収効果に関する係数

ポンプ及びディーゼルのような動的機器については，弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため，本係数は考慮しない。

F_μ＝1.0，β_R＝β_U＝0

b.機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから，機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。また，耐震評価におけるポンプ及びディーゼル類の機能維持評価では，ＺＰＡを1.2倍することも行われていない。

したがって，機器応答係数F_{ER}は以下のとおりとする。

F_{ER}＝1.0，β_R＝β_U＝0

c.建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については，建屋フラジリティ評価において評価した原子炉補助建屋の建屋応答係数のうち，水平・上下で厳しい方の値を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ，本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで，試験加速度はＺＰＡベースであるが，ＺＰＡについては建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく，むしろ線形応答と比較した場合は，加速度レベルが上がるに従い低減する傾向にあると考えられる。

ただし，このような低減については現状有効なデータはないため，安全側に本係数は考慮せず，以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

d.評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，内燃機関のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-4図に示す。

Ａｍ＝1.38（G）

$\beta_R=0.14$，$\beta_U=0.19$

$$HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

$$= 1.38 \times \exp[-1.65 \times (0.14 + 0.19)]$$

$$= 0.80\ (G)$$

表　内燃機関（ディーゼル機関）　安全係数評価結果一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		1.74	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	1.02	1.00	1.38
不確実さ	β_R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.03	0.00	0.14
	β_U	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.19

(5)　配管（主蒸気系配管）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・評価対象機器：主蒸気系配管

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリート

・耐震クラス：S

・固有振動数：13.9Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　主蒸気系配管の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N／mm^2)	発生応力 (N／mm^2)	裕　度
配管本体	SGV410	一次応力	323	227	1.42

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a)　強度に関する係数F_Sの評価

本係数は，次式により評価する。

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

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位である配管本体の材質はSGV410であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）」第Ｉ編付録図表Part5の引張応力Ｓｕ＝359N／mm^2（評価温度302.4℃）を採用する。このＳｕ値の1.1倍を限界応力の中央値とする。

$\sigma_C = 1.1 \times Su = 1.1 \times 359 = 394.9$N／mm^2

なお，通常運転時応力は安全側に無視して評価するものとする。

$\sigma_N = 0$ N／mm^2

以上より，強度に関する係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.1 \times Su}{\sigma_T} = \frac{394.9}{227} = 1.73$$

不確実さβ_Uとして，限界応力の中央値1.1×Ｓｕに対して，Ｓｕ（ＪＳＭＥ記載値）が95％信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65} \ln\left(\frac{1.1 \times Su}{Su}\right) = 0.06 \qquad (\beta_R = 0)$$

(b)　塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_{μ}

配管構造では評価対象部位の降伏後の塑性変形による機器全体系としてのエネルギ吸収効果が期待できる。

したがって，F_{μ}は塑性率μ＝3.0を適用して，Newmarkのエネルギ等価式より下記のように算出される。

$$F_{\mu}=\sqrt{2\mu-1}=2.24$$

ここで，

μ：塑性率＝3.0（配管）

また，不確実さは次式により算定する。

$$\beta_C=\frac{1}{3}\ln(F_{\mu})$$

$$\beta_R=\beta_U=\frac{1}{\sqrt{2}}\beta_C=0.19$$

b.機器応答係数F_{ER}

(a)　床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_{ESS}=\frac{Sa\ (拡幅有り)}{Sa\ (拡幅無し)}$$

ただし，本係数は保守的に考慮しないこととし，以下のとおりとした。

$F_{ESS}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(b)　設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は，機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する

設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa\ (設計用減衰定数)}{Sa\ (損傷時の減衰定数中央値)}$$

ただし，本係数は保守的に考慮しないこととし，以下のとおりとした。

$F_D=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。

また，本機器の耐震評価は，建屋連成解析モデルを用いて行われており，モデル化に関する不確実さは建屋応答係数に含まれるため，本係数は考慮しない。

$F_{EM}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため，本係数は考慮しない。

$F_{EMC}=1.0$，$\beta_R=\beta_U=0$

c.建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については，建屋フラジリティ評価において評価する原子炉建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると

考えられ，本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため，本係数は以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0，β_R＝0.17，β_U＝0.10

d.評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，主蒸気系配管のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-5図に示す。

Ａｍ＝2.98（G）

β_R＝0.28，β_U＝0.27

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp[－1.65×（β_R＋β_U）]

＝2.98×exp[－1.65×（0.28＋0.27）]

＝1.23（G）

表　主蒸気系配管　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		1.73	2.24	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.98	1.00	1.00	2.98
不確実さ	β_R	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.17	0.28
	β_U	0.06	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.27

1.2.1.d.　事故シーケンス

① 起因事象

(1)　評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

1.2.1.a.②の地震時特有の要因による分類を踏まえた地震ＰＲＡにおける起因事象の扱いは以下のとおりである。また，

起因事象の条件付発生確率を第1.2.1.d-1表に示す。

a.格納容器バイパス

蒸気発生器の内部構造品である伝熱管等の損傷により，格納容器バイパスを発生させ得る事象として想定する。

b.大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

原子炉容器等の損傷によりＥＣＣＳ注入機能を上回るＬＯＣＡが発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

c.原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで，建屋内の全ての機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

d.原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで，建屋内の全ての機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生し，併せて格納容器先行破損が発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

e.原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで，原子炉補助建屋内の電気盤（6.9kVメタクラ，480Vパワーセンタ等）が損傷し，代替電源の接続・供給ができない状態で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに，原子炉補助建屋内の原子炉補機冷却水系統が損傷することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事象を想定する。本事象は直接

炉心損傷に至る事象として取り扱う。

f.電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系統のＣヘッダ分離に失敗し原子炉補機冷却機能が喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

g.１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失

炉内構造物の変形・損傷により１次冷却系の流路が閉塞されることで，原子炉トリップ後の蒸気発生器による自然循環冷却を用いた炉心冷却に失敗する事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

h.複数の信号系損傷

主盤（原子炉盤）等が損傷することで，各種制御機能が不能となり，補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能が発生し，２次冷却系からの除熱機能が喪失する事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

i.燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失

燃料棒や制御棒クラスタ損傷により，制御棒が挿入不能となる事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

j.大破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ，小破断ＬＯＣＡ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する設備の損傷，損傷部位に応じて異なる起因事象が発生するとした。なお，

小破断ＬＯＣＡを下回る極小ＬＯＣＡは，小破断ＬＯＣＡで代表して評価する。

k. ２次冷却系の破断

主蒸気系配管の破損若しくはライン上の付帯機器（主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁）の損傷による２次冷却系からの除熱機能が喪失する事象を想定する。耐震クラスＣの配管，機器については地震時には損傷しているとして扱っている。

l. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系統の機能喪失を想定する。なお，本事象はサポート系で扱っている。

m. 外部電源喪失

特高開閉所内の電気設備の碍子部を含めて，外部電源系の喪失を想定する。なお，本事象はサポート系としても扱っている。

n. 初期にＰＣＳ（主給水，主蒸気，復水系）が使用不可能な過渡事象／初期にＰＣＳが使用可能な過渡事象

地震時には過渡事象が想定されるが，過渡事象は，主給水流量喪失で代表して評価する。

o. インターフェイスシステムＬＯＣＡ（ＩＳ－ＬＯＣＡ）

ＩＳ－ＬＯＣＡは，余熱除去系統隔離弁の誤開若しくは弁の内部破損により１次冷却系の冷却材が低圧設計の２次側に流出する事象として想定される。ただし，地震により多重の余熱除去系統隔離弁（電動弁）が同時に誤開するような状況は稀有である。また，地震により弁体内部破損の

ような構造損傷が発生するよりも弁と接続する配管の構造損傷の方が先行して発生すると考えられ，配管破損であれば隔離弁は健全な可能性が高く隔離機能に期待できる。したがって，ＩＳ－ＬＯＣＡが発生する頻度は稀有として評価対象外とする。

p. 手動停止

地震では原子炉トリップを想定するため，手動停止は評価対象外とする。

q. ＡＴＷＳ

原子炉トリップが必要な事象が発生した後，原子炉トリップに失敗する事象としてＡＴＷＳを想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

(2)　階層イベントツリーについて

事故シーケンスの定量化では，第1.2.1.d-1図の起因事象階層イベントツリーで，地震により発生する炉心損傷起因事象の発生確率の和が1.0を越えないように取り扱い，先行するヘディングにある全ての起因事象が発生しない場合は，主給水流量喪失が発生するものとして評価する。また，先行するヘディングにある起因事象は後続のヘディングにある起因事象が重畳した場合でもその影響が包含できるように配列する。

階層化した各起因事象の発生確率は，それぞれ対象とするＳＳＣを設定し，そのフラジリティを評価することで算出する。また，後続のヘディングで考慮する起因事象の発生確率は，先行のヘディングで設定した起因事象が発生しない条件付きの確率として評価する。

② 成功基準

(1) 成功基準について

炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準及び余裕時間は，地震時においても内部事象出力時レベル１ＰＲＡと相違ない。したがって，地震ＰＲＡにおける成功基準は，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様のものを採用する。

使命時間については，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様に24時間を考慮し，地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。また，空調系の機能喪失から7日後に部屋の温度が許容温度を超える場合には，室内にある設備が機能喪失するとした。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

イベントツリーのヘディングは，地震に引き続き発生する，プラントの事故に至る起因事象，緩和機能及び緩和機能に関わるシステム等を選定した。

イベントツリーの展開では，第1.2.1.d-1図に示した起因事象階層イベントツリーと緩和機能の状態を表す事象進展イベントツリーに展開する。

事象進展イベントツリーは，内部事象出力時レベル１ＰＲＡで作成された緩和機能に関わるシステムを頂上事象としたフロントライン系イベントツリーを基に設定する。また，ＲｉｓｋＳｐｅｃｔｒｕｍによる評価ではイベントヘディングの情報により事故シーケンスを分類するため，起因事象階層イベントツリーで主給水流量喪失が発生するとされた事故シ

ーケンスから全交流動力電源喪失，原子炉補機冷却機能喪失及び外部電源喪失が発生している事象を識別する過渡分類イベントツリーを設定し，それぞれのイベントツリーを結合した。地震評価用のイベントツリー展開構成を第1.2.1.d-2図に示す。なお，結合したイベントツリーの情報は下流のイベントツリーに引き継がれる。

過渡分類イベントツリー及びフロントライン系イベントツリーでは，地震による機器損傷，ランダム故障及び人的過誤をモデル化した。過渡分類イベントツリーを第1.2.1.d-3図に，フロントライン系イベントツリーとして，大破断ＬＯＣＡイベントツリー，中破断ＬＯＣＡイベントツリー，小破断ＬＯＣＡイベントツリー，２次冷却系の破断イベントツリー，外部電源喪失イベントツリー，原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー及び主給水流量喪失イベントツリーを第1.2.1.d-4図から第1.2.1.d-10図に示す。

④ システム信頼性

(1) 評価対象としたシステム

内部事象出力時レベル１ＰＲＡの実施に当たって収集した情報や，評価でまとめた情報の活用，地震による建屋・機器ごとの損傷モードによるプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを用いて，評価対象としたシステムの範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同等である。

また，Ｂ及びＣクラス機器に対しても地震の影響を考慮している。

(2)　機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

高圧注入系等の冗長設備は，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ているため，冗長する全ての機器は損傷するとして完全相関を想定した。それ以外の機器間の相関は完全独立を想定した。

(3)　システム信頼性評価結果

起因事象ごとのシステム信頼性解析を実施した。また，主要なミニマルカットセットの評価を実施した。評価結果について，第1.2.1.d-2表に示す。

(4)　システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度

地震ＰＲＡでは損傷した機器の復旧に期待しないため，原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注入及びＲＣＰサーマルバリアによる冷却機能が喪失し復旧に期待できないことから，原子炉補機冷却機能喪失のＲＣＰシールＬＯＣＡヘディングの失敗確率を1.0とした。

⑤ 人的過誤

(1)　評価対象とした人的過誤

内部事象出力時レベル１ＰＲＡでは，起因事象発生前と起因事象発生後の人的過誤についてＴＨＥＲＰ手法を用いて評価している。これを基に地震ＰＲＡでは人的過誤の扱いを以下のとおりとしている。

a.起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前の人的過誤は，試験や点検等による手動弁やダンパの戻し忘れを想定しており，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同等の評価をしている。

b.起因事象発生後の人的過誤

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで想定している中央制御室での操作は考慮した。地震後の現場操作については，実施が困難である可能性があるため期待していない。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

ＣＤＦ評価（点推定）は，炉心損傷に至る各事故シーケンスの発生頻度を合計して算出した。各事故シーケンスの発生頻度は，確率論的地震ハザードから求めた発生頻度に事故シーケンスの条件付発生確率を乗じて算出した。なお，解析コードはＲｉｓｋＳｐｅｃｔｒｕｍを用い，評価地震動範囲は0.2Gから1.5Gとした。

安全機能が喪失する事象が重畳する場合は，最大地動加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため，地震ＰＳＡ学会標準に従い，重畳による影響を包含できるように階層化処理を行っている。具体的には，先行するヘディングにある起因事象が発生した時は後続のヘディングにある起因事象が重畳している可能性があるものとして，先行する起因事象で想定しているシステムにより「後続の起因事象の事象進展の抑制が可能」又は「後続の起因事象に係る緩和操作に期待する必要がない」ことを考慮した上で起因事象階層イベントツリーを作成している。

また，サポート系（電気設備，原子炉補機冷却水設備及び原子炉補機冷却海水設備等）については当該機能が喪失する

と複数の安全機能に影響を与えることから，従属性を有するシステムの機能喪失の原因として考慮するとともに，例えば原子炉補機冷却機能が喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生するように従属的に発生する事象についても考慮した。

一方，更に異なる組合せや複数の安全機能が喪失する事象が重畳する場合も想定されるが，全ての重畳の組合せを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため，事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理した。

(2)　炉心損傷頻度結果

上記のとおりの手順でモデルを定量化した結果，全ＣＤＦは2.3E-05／炉年となった。起因事象別のＣＤＦを第1.2.1.d-3表に示す。起因事象別の結果では，外部電源喪失を起因とするＣＤＦが大部分を占めている。

また，地震ＰＲＡでは大型静的機器，建屋及び操作盤等の損傷による事故シナリオを考慮しており，蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損），大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ），原子炉格納容器損傷，原子炉建屋損傷，原子炉補助建屋損傷，複数の信号系損傷等を新たな事故シーケンスとして整理している。

さらに，加速度区分別のＣＤＦを第1.2.1.d-4表に示す。加速度区分別では，1.1G～1.3Gが支配的となっており，次いで1.3G～1.5G，0.8G～1.1Gが支配的となっている。

起因事象別のＣＤＦ寄与割合を示すパイチャートを第1.2.1.d-11図に，加速度区分別のＣＤＦ寄与割合を第

1.2.1.d-12図及び加速度区分別の条件付炉心損傷確率を第1.2.1.d-13図に示す。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a.重要度解析

地震ＰＲＡで評価したＳＳＣが，炉心損傷に与える影響を把握するために重要度評価として，Fussell-Vesely（ＦＶ）重要度評価を実施した（重要度は地震ＰＲＡで評価対象とした0.2Gから1.5Gの全加速度範囲のＣＤＦの積分値に対して算出)。

なお，定義式は以下に示すとおりである。

$$\text{Fussell-Vesely指標} = P_i(top) / P(top)$$

$$= 1 - \frac{P(top/A=0)}{P(top)}$$

ここで，

Ｐi(top)：機器ｉの機能喪失が寄与して発生する頂上事象の発生確率

Ｐ(top)：頂上事象の発生確率

地震で損傷するＳＳＣの全ＣＤＦに対するＦＶ重要度評価結果及びＣＤＦへの寄与割合が高い事故シーケンスグループに対する重要度評価結果を第1.2.1.d-5表及び第1.2.1.d-6表に示す。ＦＶ重要度は，ＣＤＦに寄与する相対的な割合を表すものである。

ＦＶ重要度評価の結果，広範な事故シーケンスに関連するサポート系であり，フラジリティ評価が相対的に低いデ

ィーゼル発電機，原子炉補機冷却海水ポンプ等の機器のＦＶ重要度が高い結果となっている。

b.不確実さ解析

確率論的地震ハザード，機器フラジリティ，ランダム故障の不確かさに着目した全ＣＤＦの不確実さ解析として，全ＣＤＦの5%下限値，中央値，平均値及び95%上限値を評価した。不確実さ解析の結果を第1.2.1.d-7表に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の2.3E-05／炉年となった。また，エラーファクタは2.8と評価され，95%上限値と5%下限値の間に約8倍の不確実さ幅があるという結果となった。一方，第1.2.1.d-8表に示す確率論的地震ハザード曲線の超過発生頻度（／年）より，信頼度区分が「90%から最大値」と「最小値から10%」の差は加速度区分1から加速度区分4で約2から13倍，加速度区分5で約25倍であった。このことから，ＣＤＦの不確実さは確率論的地震ハザードの不確実さの影響が支配的であること，加速度区分別ＣＤＦへの寄与割合は加速度区分1から4が全体の約7割を占めることが影響し，全ＣＤＦのエラーファクタが小さくなったと考えられる。

また，シーケンスごとの不確実さ解析として，地震特有のシーケンスに着目して不確実さ解析を実施した。評価結果を第1.2.1.d-9表及び第1.2.1.d-14図に示す。5%下限値，平均値，中央値，95%上限値のそれぞれについて，全ＣＤＦと地震特有のシーケンスのＣＤＦの比を比較したところ，最大で0.02程度であった。したがって，不確実さを考慮し

ても，地震特有のシーケンスが全ＣＤＦに対して支配的ではないことを確認した。

c.感度解析

冗長設備については完全相関として評価しているが，この冗長設備の相関性について感度解析を実施した。具体的には，第1.2.1.d-5表に示すＦＶ重要度が0.01以上の機器のうち，冗長設備について完全独立として評価した。相関性を考慮した感度解析結果を第1.2.1.d-10表に示す。冗長設備を完全独立として評価することで，冗長設備の条件付損傷確率が低下することが確認できる。

また，ＣＤＦについて，ベースケースではディーゼル発電機等の冗長機器がＦＶ重要度の上位であったことから，感度解析結果では約6割程度低減する結果となった。加速度区分別に結果を分析すると中程度以上の加速度（0.5から1.5G）では，相関性の効果は見られるが，比較的低い加速度（0.2から0.5G）では，相関性の影響を受けない結果となった。これは，比較的低い加速度（0.2から0.5G）ではランダム故障の寄与が高く，地震による冗長設備の損傷の寄与が小さいためである。

以上のことから，ベースケースと感度解析の差は約6割程度であり，完全相関としたベースケースでも過度に保守的な評価にはならないことを確認した。

第1.2.1.a-1表　地震ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源

	ＰＲＡ評価作業		情　　報	主な情報源
1	プラントの設計・運転の把握		ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計，運転管理に関する情報	・内部事象出力時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） ・全体機器配置図，換気空調設備図，構内配置図，耐震計算書，プラントウォークダウン
2	確率論的地震ハザード評価		対象サイト周辺地域での地震発生様式を考慮し，震源モデルの設定に係る震源特性や，地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	・文献調査結果 ・地質調査結果 ・気象庁地震カタログ
3	建屋・機器フラジリティ評価		プラント固有の建屋・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	・国内外のＰＲＡ情報
4	事故シーケンス評価	a) 事故シナリオの分析と起因事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	・国内外のＰＲＡ情報
		b) 事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c) システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モード，運転形態	
		d) 事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（1／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
１．安全機能ＳＳＣ以外の屋内設備の損傷による間接的影響		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉容器，原子炉格納容器への影響	・格納容器ポーラークレーンはS_s地震動に対する地震動に対して落下防止装置を有する。 ・万一落下防止装置が破損しても，リングガータの内径はクレーン内径より小さいため物理的にもクレーンが落下することはない。 ・仮に落下を想定しても，架台等の構造物があることから直接原子炉容器に衝突することはない。	工学的判断により除外
耐震Ｂ，Ｃクラスの機器の損傷に伴うＳクラス機器の損傷	・当該プラントの耐震設計において，Ｓクラスの機器は，Ｂ，Ｃクラスの機器の破損によって波及的影響が生じないよう配置等の考慮を行っている。 ・プラントウォークダウンによりＳクラス機器が波及的影響を受けないことを確認している。	工学的判断により除外
タービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	・タービンミサイルの影響は原子炉設置許可申請において評価・審査されており，万一，タービンの設計最大速度でミサイルとなった場合も原子炉格納容器を貫通しないことを確認している。	工学的判断により除外

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（2／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
２．安全機能ＳＳＣ以外の屋外設備の損傷による間接的影響		
排気筒等の転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・ＰＷＲの排気筒は，ステンレス製の軽量のダクト形状であり，万一損傷して落下しても建屋等を損傷させることはない。	工学的判断により除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・原子炉施設周辺斜面のフラジリティを評価し，周辺斜面の崩壊する確率が，プラントの機器の損傷により炉心損傷に至る確率に比べ，小さいことを確認している。	工学的判断により除外
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	・地震ＰＲＡでは外部電源のフラジリティは，米国事例に基づく保守的な想定で考慮している。	地震ＰＲＡで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	・安全上重要な設備の冷却用水源（海水取水設備，原子炉補機冷却水サージタンク，燃料取替用水タンク等）のフラジリティについては地震ＰＲＡで考慮済みである。	地震ＰＲＡで考慮

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（3／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
３．運転員操作の阻害による波及的影響		
地震前（設計，製作，組立，検査等）のミス	・設計，製作，組立，検査等のミスは，設計，据付段階における品質管理プログラムでの適正管理，並びに工事計画認可申請等で確認されている。 ・万一，これらのミスがあったとしても，多重性を備えた設備の全てに同様のミスを犯す可能性は小さく，また，地震ＰＲＡでは保守的に多重設備の損傷の完全相関を想定している。	工学的判断により除外
地震時，地震後の人的過誤	・地震により原子炉はトリップされ，プラントは長期炉心冷却モードに移行する。この安全停止のための運転員操作は地震収束後であり運転員の操作は可能である。 ・地震により炉心損傷に至るような事象が発生したとしても，地震ＰＲＡで期待する運転員による緩和操作は中央制御室近傍で操作可能である。	地震ＰＲＡで考慮
変圧器等の碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	・非常用母線及び常用母線からの給電ができない場合のバックアップ操作（ディーゼル発電機の起動等）は，運転手順書に従い，中央制御室近傍で操作可能である。	地震ＰＲＡで考慮
構内通行支障，要員への影響	・地震後のプラントの安全停止のための運転員操作は，中央制御室近傍で操作可能であり，構内通行支障による影響はない。 ・プラントウォークダウンにより，アクセスルートを塞いでしまう設備がないことを確認している。	工学的判断により除外

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（4／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
その他の事故シナリオ		
４．余震による地震動の安全機能への影響		
本震直後の余震による炉心損傷への影響	・確率論的地震ハザード評価では余震を除外し，本震で発生頻度が評価されている。また本震を上回るような余震の可能性は低い。 ・本震後，原子炉はトリップされ，運転手順書に従い安全停止に移行するため，余震が発生したとしても影響はない。 ・地震ＰＳＡ学会標準では余震の評価手法が例示されてはいるが，系統的な評価手法は確立されておらず，今後の課題とする。	余震による影響は今後の課題であるが，影響が大きいのは本震である。
５．経年変化を考慮した場合の影響		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	・予防保全やＰＬＭ評価で設計想定以上の劣化が予測された場合は補修や交換がなされる。	工学的判断により除外

第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ（1／2）

ステップ	内容（内部事象出力時レベル１ＰＲＡ）		
	機　　器	建　　屋	屋外重要土木構造物
1-1	・ランダム事象をきっかけとして炉心損傷に至る起因事象を選定	—	—
1-2	・各起因事象について，事象の影響緩和に必要な機能を抽出し，イベントツリーを作成して，収束シナリオを特定	—	—
1-3	・系統図等をもとに炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響が考えられない機器を除外 【考え方】:炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響がないこと 【対象】: 小口径枝管の配管，弁等	—	—
1-4	・フォールトツリーを作成して関連する設備を抽出し，機器リストを作成	—	—

第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ（2／2）

ステップ	内容（地震ＰＲＡ）		
	機　　器	建　　屋	屋外重要土木構造物
2-１	内部事象出力時レベル１ＰＲＡの結果に以下の追加を検討 ・地震で損傷した際に起因事象を発生させる機器／建屋／土木構築物 ・起因事象発生後に事象を緩和させる機器／建屋／土木構築物		
	［考え方］：①地震動による安全上重要な建物，構築物，配管等の大型静的機器の損傷に伴い，緩和設備によって事象の進展を抑制できず，炉心損傷に至る機器／建屋／土木構築物を追加 ②地震動による安全機能への広範な影響を及ぼす計装・制御系，非常用系を追加		
	［対象］：①原子炉容器，炉内構造物，燃料 ②電気盤（6.9kVメタクラ，主盤（原子炉盤））等を追加	［対象］：①原子炉建屋，原子炉補助建屋等を追加 ②追加なし	［対象］：①原子炉補機冷却海水ポンプピットを追加 ②追加なし
2-2	内部事象出力時レベル１ＰＲＡの結果から以下の削除を検討 ・起因事象発生後に事象を緩和させる機器／建屋／土木構築物		
	［考え方］：地震が発生した場合に期待できない機器／建屋／土木構築物を削除		
	［対象］：タービンバイパス弁等を削除	［対象］：削除なし	［対象］：削除なし
2-3	プラントウォークダウンにより二次的な影響を及ぼす機器／建屋／土木構築物の追加を検討		
	［考え方］：地震ＰＳＡ学会標準及び過去に実施した当社のプラントウォークダウン実績をもとに，重要事故シーケンス選定に当たって確認が必要な機器を抽出し，以下の観点で影響機器の有無を確認 ・倒壊により被害を受けないか ・周辺機器の損傷時，周辺機器の保有水による影響はないか　等		
	［対象］：追加なし	［対象］：追加なし	［対象］：追加なし

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（1／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
VR：蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）	蒸気発生器	構造損傷	ピストンロッド	2.47 0.20 0.19	1.31	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なＬＯＣＡ及びＣＶバイパスが発生することを想定する。
ALGE：原子炉建屋損傷	原子炉建屋	構造損傷	－	－ － －	－	原子炉建屋の構造損傷により，安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。（損傷の影響を的確に判断することが困難であるため，全損を仮定する） 建屋フラジリティ評価の結果，強度上十分な余裕がある。
ALRV：原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	構造損傷	－	－ － －	－	原子炉格納容器の構造損傷より制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し，直接炉心損傷に至る。 建屋フラジリティ評価の結果，強度上十分な余裕がある。
ALEX：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ	１次冷却材管	構造損傷	ホットレグ	3.93 0.20 0.19	2.09	全ループでのＲＣＳ配管破損により直接炉心損傷に至る。
ALEX：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ	炉内計装引出管	構造損傷	コンジットチューブ	4.09 0.28 0.31	1.59	ＲＶ下部での制御できないＬＯＣＡが発生し，直接炉心損傷に至る。
ALEX：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ	原子炉容器	構造損傷	冷却材入口管台	2.01 0.20 0.19	1.07	原子炉容器の構造損傷より制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し，直接炉心損傷に至る。
ALEX：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ	蒸気発生器	構造損傷	上部胴支持金物取付部	3.10 0.20 0.19	1.65	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し，直接炉心損傷に至る。
ALEX：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ	１次冷却材ポンプ	構造損傷	吐出口	2.39 0.20 0.19	1.27	全１次冷却材ポンプの大規模なバウンダリ損傷により制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し直接炉心損傷に至る。
ALSB：原子炉補助建屋損傷	原子炉補助建屋	構造損傷	－	3.91 0.31 0.15	1.85	原子炉補助建屋の構造損傷により，安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。（損傷の影響を的確に判断することが困難であるため，全損を仮定する）
ALSV：補機冷却水系喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	電動弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	[redacted]電動弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。ＣＣＷのＣヘッダの隔離失敗によるＣＣＷ喪失を想定。
ALSV：補機冷却水系喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	電動弁	構造損傷	－	－ － －	－	[redacted]電動弁の構造損傷により炉心損傷に至る場合を想定。ＣＣＷのＣヘッダの隔離失敗によるＣＣＷ喪失を想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
ALBK：１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	炉内構造物	構造損傷	制御棒クラスタ案内管	18.08 0.25 0.26	7.88	[redacted]を大幅に阻害するような損傷により，直接炉心損傷に至る。
ALBK：１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	炉心支持構造物	構造損傷	下部炉心支持柱取付ボルト	3.00 0.25 0.26	1.31	[redacted]を大幅に阻害するような損傷により，直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	主盤（原子炉盤）	機能損傷	－	8.30 0.23 0.27	3.63	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	主盤（原子炉盤）	構造損傷	フレーム部	4.46 0.22 0.29	1.97	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉補助盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉補助盤	構造損傷	フレーム部	4.33 0.22 0.30	1.89	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。

[redacted]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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（2／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
ALTR：複数の信号系損傷	中央制御室外原子炉停止盤	機能損傷	－	10.63 0.15 0.23	5.67	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	75.90 0.09 0.17	50.12	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉保護系計器ラック	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	22.35 0.20 0.21	11.62	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	安全保護系シーケンスキャビネット（安全保護系シーケンス盤）	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	17.25 0.20 0.21	8.97	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	安全保護系補助ラック	機能損傷	－	3.90 0.15 0.23	2.08	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	14.30 0.10 0.17	9.43	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉安全保護盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	15.67 0.20 0.21	8.14	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	１次系補助リレーラック	機能損傷	－	3.90 0.15 0.23	2.08	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	14.30 0.10 0.17	9.43	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	ケーブルトレイ	構造損傷	－	2.88 0.20 0.19	1.55	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	125Vソレノイド分電盤	機能損傷	－	5.04 0.15 0.23	2.69	[redacted]の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	[redacted]の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。
ALTR：複数の信号系損傷	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	[redacted]逆止弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	－	－ － －	－	[redacted]逆止弁の構造損傷により炉心損傷に至る場合を想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。

[redacted]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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（3／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 ＨＣＬＰＦ (G)	影　響
ALTR：複数の信号系損傷	タービン発電機補助盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	フレーム部	4.33 0.22 0.30	1.89	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	安全保護設備保守ラック	機能損傷	－	2.41 0.15 0.23	1.28	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	基礎ボルト	6.30 0.25 0.26	2.77	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷	端子台収納盤	機能損傷	－	13.00 0.15 0.23	6.94	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALTR：複数の信号系損傷		構造損傷	ボルト	21.46 0.10 0.17	14.15	プラントの重要な制御，保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。
ALAT：起因事象＋原子炉トリップ失敗	燃料集合体	構造損傷	燃料被覆管　高温停止時寿命初期	4.53 0.20 0.25	2.21	燃料集合体の損傷とともに，制御棒挿入が不能となる（ＡＴＷＳ事象は，炉心損傷を想定）。
ALAT：起因事象＋原子炉トリップ失敗	制御棒クラスタ	構造損傷	制御棒被覆管（半挿入状態）	2.78 0.20 0.25	1.36	制御棒クラスタの損傷とともに，制御棒挿入が不能となる（ＡＴＷＳ事象は，炉心損傷を想定）。
LL：大破断ＬＯＣＡ	加圧器サージ管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による大破断ＬＯＣＡを想定。
LL：大破断ＬＯＣＡ	ＲＨＲ高温側吸込み配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による大破断ＬＯＣＡを想定。
LL：大破断ＬＯＣＡ	蓄圧タンク注入配管（Ｃ／Ｌ側）	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による大破断ＬＯＣＡを想定。
LL：大破断ＬＯＣＡ	原子炉容器	構造損傷	ふた用管台	5.60 0.25 0.25	2.51	原子炉容器の構造損傷による大破断ＬＯＣＡを想定。
LL：大破断ＬＯＣＡ	１次冷却材管	構造損傷	加圧器サージ管台	2.95 0.20 0.25	1.44	１次冷却材の流出による大破断ＬＯＣＡを想定。
LL：大破断ＬＯＣＡ	制御棒駆動装置	構造損傷	制御棒駆動装置耐震サポートタイロッドＵリンク	2.84 0.20 0.25	1.38	[redacted]による大破断ＬＯＣＡを想定する。
LL：大破断ＬＯＣＡ	加圧器	構造損傷	ガイドブラケット	3.09 0.25 0.25	1.38	１次冷却材の流出による大破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	余熱除去ポンプ高温側注入配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	低圧注入配管（Ｃ／Ｌ側）	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	ＳＩＳ高圧注入ポンプ高温側注入配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。

[redacted]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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（4／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
ML：中破断ＬＯＣＡ	ほう酸注入タンクライン配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	充てん注入ライン配管（Ｃ／Ｌ側）	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	ＣＶＣＳ抽出配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	加圧器スプレイライン配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
ML：中破断ＬＯＣＡ	１次冷却材管	構造損傷	3B　ほう酸注入管台	3.80 0.25 0.25	1.70	１次冷却材の流出による中破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	高圧注入系配管（Ｃ／Ｌ側）	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	格納容器冷却材ドレン配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器逃がし弁配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器安全弁配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	ＲＣＳ加圧器スプレイヘッダライン配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器補助スプレイ配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	余剰抽出冷却器注入ライン配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	ＲＶ頂部ベントライン配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	ＳＳサンプル冷却器注入配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	原子炉容器	構造損傷	空気抜管台	1.77 0.20 0.19	0.94	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器	構造損傷	スプレイライン用管台 (セーフエンド)	3.21 0.20 0.25	1.57	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器安全弁	構造損傷	－	－ － －	－	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
SL：小破断ＬＯＣＡ	加圧器逃がし弁	構造損傷	－	－ － －	－	１次冷却材の流出による小破断ＬＯＣＡを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（5／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF (G)	影　響
MB: ２次冷却系の破断	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	2.98 0.28 0.27	1.23	主蒸気系配管からの蒸気流出による２次冷却系の破断が発生。
MB: ２次冷却系の破断	蒸気発生器	構造損傷	蒸気出口管台（鏡部）	3.40 0.20 0.19	1.80	蒸気発生器からの蒸気流出による２次冷却系の破断が発生。
MB: ２次冷却系の破断	主蒸気逃がし弁	構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気逃がし弁からの蒸気流出による　２次冷却系の破断が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
MB: ２次冷却系の破断	主蒸気安全弁	構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気安全弁からの蒸気流出による　２次冷却系の破断が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
MB: ２次冷却系の破断	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気隔離弁からの蒸気流出による　２次冷却系の破断が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
MB: ２次冷却系の破断	タービン動補助給水ポンプ起動入口弁	構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプ起動入口弁からの蒸気流出による　２次冷却系の破断が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QA: 外部電源系	外部電源系	工学的判断	－	0.30 0.25 0.50	0.09	外部電源の喪失。
QB: 125V ＤＣ	125V直流コントロールセンタ	機能損傷	－	6.26 0.15 0.23	3.34	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ		構造損傷	溶接部	9.63 0.10 0.17	6.35	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ	ドロッパ盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ		構造損傷	本体枠	5.69 0.10 0.17	3.75	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ	125V直流配電盤	機能損傷	－	1.80 0.15 0.23	0.96	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ		構造損傷	溶接部	22.85 0.20 0.21	11.87	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ	125V補助建屋直流分電盤	機能損傷	－	5.04 0.15 0.23	2.69	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QB: 125V ＤＣ		構造損傷	ボルト	21.68 0.10 0.17	14.30	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QC: 125V ＤＣ(バッテリ)	蓄電池	構造損傷	柱	4.45 0.10 0.17	2.93	バッテリの機能喪失。
QC: 125V ＤＣ(バッテリ)	バッテリしゃ断器盤	機能損傷	－	1.80 0.15 0.23	0.96	バッテリの機能喪失。
QC: 125V ＤＣ(バッテリ)		構造損傷	溶接部	26.13 0.20 0.21	13.58	バッテリの機能喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（6／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 ＨＣＬＰＦ (G)	影　響
QD：6.9kVメタクラ	6.9kVメタクラ	機能損傷	保護リレー，補助リレー	1.76 0.15 0.23	0.94	非常用6.9kV母線の機能喪失。
QD：6.9kVメタクラ		構造損傷	溶接部	18.42 0.20 0.21	9.57	非常用6.9kV母線の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機コントロールセンタ	機能損傷	－	3.90 0.15 0.23	2.08	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	ボルト	7.70 0.10 0.17	5.08	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	内燃機関（ディーゼル機関）	機能損傷	－	1.38 0.14 0.19	0.80	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	基礎ボルト	3.13 0.09 0.17	2.09	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用発電機	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関（ディーゼル機関）の機能維持にて代表。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	基礎ボルト	3.34 0.09 0.17	2.23	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機電圧指示計	機能損傷	－	12.56 0.23 0.27	5.50	電源系の長期運転のためには，外乱や外電復旧を考慮するとＤＧの状態監視が必要であり，当該機器の損傷により長期運転に失敗することを想定する。
QE：6.9kV ＤＧ	ＤＧ関連配管（燃料油配管等）	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機潤滑油タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機潤滑油冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機燃料油第一，第二こし器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機潤滑油主こし器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機用励磁装置	機能損傷	－	1.69 0.15 0.23	0.90	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	ボルト	11.96 0.20 0.21	6.22	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	燃料移送ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（7／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機燃料油サービスタンク	構造損傷	基礎ボルト	4.33 0.10 0.17	2.86	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機始動用空気だめ	構造損傷	胴板	4.42 0.09 0.17	2.96	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機シリンダ油サービスタンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機シリンダ冷却水タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	燃料油貯蔵タンク	構造損傷	基礎ボルト（既設）	2.68 0.17 0.16	1.56	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機主始動弁（電磁弁含む）	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関（ディーゼル機関）の機能維持にて代表。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機清水冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機燃料弁冷却水タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機燃料弁冷却水ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機燃料弁冷却水冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが，本体と比較して十分な耐力があるため，本体の内燃機関で代表。
QE：6.9kV ＤＧ	非常用ディーゼル発電機制御盤	機能損傷	－	1.69 0.15 0.23	0.90	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	ボルト	11.96 0.20 0.21	6.22	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機室給気ファン	機能損傷	－	3.29 0.09 0.15	2.21	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	基礎（取付）ボルト	9.96 0.09 0.17	6.58	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機室給気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機室排気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（8／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ (G)	
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機室換気系統ダクト	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QE：6.9kV ＤＧ	温度制御器	機能損傷	－	5.64 0.15 0.23	3.01	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ	ディーゼル発電機室換気設備給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	非常用所内電源の機能喪失。
QE：6.9kV ＤＧ		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	非常用所内電源の機能喪失。
QF：480V ＡＣ	480Vパワーセンタ（給電盤）	機能損傷	－	1.96 0.15 0.23	1.04	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ		構造損傷	溶接部	11.75 0.20 0.21	6.11	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ	480Vパワーセンタ（受電盤）	機能損傷	－	1.96 0.15 0.23	1.04	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ		構造損傷	溶接部	10.75 0.20 0.21	5.59	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ	480V原子炉コントロールセンタ	機能損傷	－	3.90 0.15 0.23	2.08	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ		構造損傷	溶接部	9.63 0.10 0.17	6.35	非常用480V母線の機能喪失。
QF：480V ＡＣ	動力変圧器	機能損傷	－	－ － －	－	非常用480V母線の機能喪失。 構造損傷で代表。
QF：480V ＡＣ		構造損傷	ボルト	7.61 0.20 0.21	3.95	非常用480V母線の機能喪失。
QG：125V ＤＣ（充電器）	充電器盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QG：125V ＤＣ（充電器）		構造損傷	本体枠	7.00 0.10 0.17	4.62	直流電源の喪失。（ＤＧ，安全系補機の起動不能）
QH：115V ＡＣ	115V計器用交流電源切換器盤	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	計装用電源の喪失。
QH：115V ＡＣ		構造損傷	溶接部	8.56 0.10 0.17	5.65	計装用電源の喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（9／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 ＨＣＬＰＦ (G)	影　響
QH: 115V ＡＣ	115V計器用交流分電盤	機能損傷	－	7.64 0.23 0.27	3.34	計装用電源の喪失。
QH: 115V ＡＣ		構造損傷	溶接部	8.56 0.10 0.17	5.65	計装用電源の喪失。
QH: 115V ＡＣ	インバータ	機能損傷	－	2.60 0.15 0.23	1.38	計装用電源の喪失。
QH: 115V ＡＣ		構造損傷	ボルト	28.91 0.10 0.17	19.07	計装用電源の喪失。
QK: 安全注入信号	格納容器圧力計（広域）	機能損傷	－	1.77 0.14 0.23	0.96	安全注入信号の発信に失敗する。 格納容器スプレイ信号の発信に失敗する。
QK: 安全注入信号	加圧器圧力計	機能損傷	－	2.70 0.15 0.23	1.44	安全注入信号の発信に失敗する。
QJ: 原子炉トリップ	原子炉トリップしゃ断器盤	機能損傷	－	1.90 0.15 0.23	1.01	原子炉トリップ機能の喪失。
QJ: 原子炉トリップ		構造損傷	ボルト	22.32 0.20 0.21	11.61	原子炉トリップ機能の喪失。
QJ: 原子炉トリップ	地震加速度計（制御用地震計）	機能損傷	－	1.53 0.15 0.23	0.81	原子炉トリップ機能の喪失。
QI: ＲＷＳＴ	高圧注入系配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	高圧注入系配管からＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	充てん／高圧注入ポンプ	構造損傷	基礎ボルト	5.59 0.10 0.17	3.69	充てん／高圧注入ポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	充てんポンプ	構造損傷	基礎ボルト	5.89 0.10 0.17	3.88	充てんポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	高圧注入ポンプ	構造損傷	原動機取付ボルト	25.03 0.10 0.17	16.51	高圧注入ポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	余熱除去系配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	余熱除去系配管からＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	余熱除去ポンプ	構造損傷	原動機取付ボルト	18.77 0.10 0.17	12.38	余熱除去ポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	格納容器スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	格納容器スプレイ系配管からＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	格納容器スプレイポンプ	構造損傷	原動機取付ボルト	42.92 0.10 0.17	28.31	格納容器スプレイポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	燃料取替用水ポンプ	構造損傷	ポンプ取付ボルト	47.31 0.09 0.17	31.24	燃料取替用水ポンプからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（10／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
QI: ＲＷＳＴ	燃料取替用水配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	燃料取替用水配管からＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	燃料取替用水タンク	構造損傷	基礎ボルト	4.88 0.20 0.22	2.51	燃料取替用水タンクからＲＷＳＴほう酸水が流出し，ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QI: ＲＷＳＴ	燃料取替用水タンク加熱器	構造損傷	基礎ボルト	2.18 0.09 0.23	1.30	燃料取替用水タンク加熱器の構造損傷により ＲＷＳＴを水源とする全ての設備の機能喪失に至る。
QQ: 海水系	原子炉補機冷却海水系配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	原子炉補機冷却海水系配管の構造損傷により 海水系喪失に至る。
QQ: 海水系	原子炉補機冷却海水ポンプ	機能損傷	電動機軸受　上部	1.90 0.23 0.19	0.96	原子炉補機冷却海水ポンプの機能損傷により 海水系喪失に至る。
QQ: 海水系		構造損傷	振れ止め押えボルト	12.80 0.23 0.20	6.41	原子炉補機冷却海水ポンプの構造損傷により 海水系喪失に至る。
QQ: 海水系	原子炉補機冷却海水ポンプピット	構造損傷	－	3.07 0.16 0.24	1.62	原子炉補機冷却海水ポンプピットの構造損傷により 海水系喪失に至る。
QQ: 海水系	原子炉補機冷却海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	4.30 0.00 0.06	3.89	原子炉補機冷却海水ストレーナの構造損傷により 海水系喪失に至る。
QQ: 海水系	原子炉補機冷却水冷却器	構造損傷	胴	2.93 0.20 0.21	1.51	原子炉補機冷却水冷却器の構造損傷により冷却水が流出し，海水系機能喪失に至る。
QQ: 海水系	空調用冷凍機	構造損傷	基礎ボルト	5.55 0.08 0.17	3.67	空調用冷凍機の構造損傷により 海水系の機能喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	使用済燃料ピット冷却器	構造損傷	基礎ボルト	2.18 0.09 0.23	1.30	使用済燃料ピット冷却器の構造損傷により 補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	余熱除去冷却器	構造損傷	スカート	5.96 0.25 0.26	2.62	余熱除去冷却器の構造損傷により 補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	格納容器スプレイ冷却器	構造損傷	サポート	3.34 0.31 0.31	1.21	格納容器スプレイ冷却器の構造損傷により 補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	制御用空気圧縮機	構造損傷	圧縮器基礎ボルト	12.14 0.09 0.17	8.01	制御用空気圧縮機の構造損傷により 補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	原子炉補機冷却水配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	原子炉補機冷却水配管から冷却水が流出し，補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	原子炉補機冷却水ポンプ	機能損傷	軸受	58.21 0.10 0.17	38.40	原子炉補機冷却水ポンプの機能損傷により補機冷却水系喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失		構造損傷	基礎ボルト/原動機取付ボルト	11.55 0.10 0.17	7.62	原子炉補機冷却水ポンプの構造損傷により冷却水が流出し，補機冷却水喪失に至る。
QL: 補機冷却水喪失	原子炉補機冷却水サージタンク	構造損傷	基礎ボルト	3.43 0.10 0.17	2.26	原子炉補機冷却水サージタンクの構造損傷により冷却水が流出し，補機冷却水喪失に至る。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（11／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 ＨＣＬＰＦ (G)	影　響
QL: 補機冷却水喪失	サンプル冷却器	構造損傷	配管本体	10.17 0.25 0.25	4.56	補機冷却水系の機能喪失。
QL: 補機冷却水喪失	ガスサンプル冷却器	構造損傷	配管 (冷却器本体)	20.14 0.25 0.30	8.36	補機冷却水系の機能喪失。
QL: 補機冷却水喪失	格納容器再循環ユニット（冷却コイル含む）	構造損傷	基礎ボルト	9.47 0.09 0.17	6.25	補機冷却水系の機能喪失。
QM: 低圧注入系	余熱除去ポンプ	機能損傷	軸受	128.08 0.10 0.17	84.49	余熱除去ポンプの機能喪失。
QM: 低圧注入系	余熱除去ポンプ出口流量計	機能損傷	－	3.71 0.15 0.23	1.98	余熱除去ポンプ出口流量計の機能損傷により，余熱除去ミニフローライン弁の制御に失敗し，余熱除去ポンプの故障を想定。
QN: 格納容器スプレイ系	スプレイヘッダ	構造損傷	配管本体	4.20 0.19 0.25	2.06	スプレイヘッダの構造損傷により 格納容器スプレイ系の機能喪失に至る。
QN: 格納容器スプレイ系	よう素除去薬品タンク	構造損傷	基礎ボルト	2.44 0.10 0.17	1.61	よう素除去薬品タンクの構造損傷により，[redacted]により故障する。
QN: 格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ	機能損傷	－	6.33 0.10 0.26	3.49	格納容器スプレイポンプの機能損傷により 格納容器スプレイ系の機能喪失に至る。
QN: 格納容器スプレイ系	格納容器圧力計（広域）	機能損傷	－	1.77 0.14 0.23	0.96	安全注入信号の発信に失敗する。 格納容器スプレイ信号の発信に失敗する。
QS: 高圧注入系	ほう酸注入タンク	構造損傷	基礎ボルト	3.90 0.20 0.21	2.03	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS: 高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ	機能損傷	軸受	12.46 0.10 0.17	8.22	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS: 高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	充てん／高圧注入ポンプの機能損傷に至る。
QS: 高圧注入系		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	充てん／高圧注入ポンプの機能損傷に至る。
QS: 高圧注入系	高圧注入ポンプ	機能損傷	－	13.04 0.10 0.15	8.63	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS: 高圧注入系	ほう酸注入循環ポンプ出口止め弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS: 高圧注入系		構造損傷	－	－ － －	－	高圧注入系の機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QS: 高圧注入系	ほう酸注入タンク循環ライン第１，第２止め弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS: 高圧注入系		構造損傷	－	－ － －	－	高圧注入系の機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（12／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
QS：高圧注入系	封水注入フィルタ	構造損傷	胴	4.70 0.10 0.17	3.10	高圧注入系の機能喪失に至る。
QS：高圧注入系	封水フィルタ	構造損傷	胴	24.81 0.10 0.17	16.37	封水フィルタの構造損傷により 高圧注入系の機能喪失に至る。
QS：高圧注入系	封水冷却器	構造損傷	基礎ボルト	2.18 0.09 0.23	1.30	封水冷却器の構造損傷により 高圧注入系の機能喪失に至る。
QO：補助給水系	補助給水系配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	補助給水系配管が損傷し，補助給水系の機能喪失に至る。
QO：補助給水系	電動補助給水ポンプ	構造損傷	モータ取付ボルト	43.37 0.09 0.17	28.64	電動補助給水ポンプから復水タンク水が流出し，補助給水系の機能喪失に至る。
QO：補助給水系	タービン動補助給水ポンプ	構造損傷	ポンプ取付ボルト	7.65 0.09 0.17	5.05	タービン動補助給水ポンプから復水タンク水が流出し，補助給水系の機能喪失に至る。
QO：補助給水系	蒸気発生器水位計（狭域）	機能損傷	－	3.03 0.15 0.23	1.61	[redacted]の一つである蒸気発生器水位低(狭域)が喪失する。SGへの給水流量の調整も失敗するため，補助給水失敗とする。
QO：補助給水系	復水タンク	構造損傷	胴	4.59 0.20 0.24	2.27	復水タンクの構造損傷により水が流出し，補助給水系の機能喪失に至る。
QO：補助給水系	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	機能損傷	－	3.60 0.13 0.18	2.16	主蒸気隔離弁の閉止に失敗する。
QO：補助給水系	主蒸気圧力計	機能損傷	－	3.23 0.15 0.23	1.72	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。
QO：補助給水系	主蒸気流量計	機能損傷	－	2.45 0.15 0.23	1.30	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ	機能損傷	－	14.78 0.09 0.15	9.94	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室給気ファン	機能損傷	－	2.68 0.14 0.19	1.55	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	電動機取付ボルト	28.78 0.09 0.17	19.00	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室排気ファン	機能損傷	－	2.68 0.14 0.19	1.55	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	電動機取付ボルト	28.78 0.09 0.17	19.00	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室換気系ダクト(手動ダンパ含む)	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室排気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	電動補助給水ポンプの機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。

[redacted]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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（13／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
QX：電動補助給水ポンプ	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	－	－ － －	－	電動補助給水ポンプの機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QX：電動補助給水ポンプ	防火ダンパ	機能損傷	ベーン	5.53 0.20 0.20	2.91	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	－	－ － －	－	電動補助給水ポンプの機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QX：電動補助給水ポンプ	温度制御器	機能損傷	－	5.64 0.15 0.23	3.01	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室排気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	電動補助給水ポンプの機能喪失。
QY：タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気制御弁	構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QY：タービン動補助給水ポンプ		機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗する。
QY：タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁の機能損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失。
QY：タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁の構造損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QY：タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ	機能損傷	－	14.78 0.09 0.15	9.94	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。
QY：タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ起動盤	機能損傷	－	4.61 0.15 0.23	2.46	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。
QY：タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	60.72 0.09 0.17	40.09	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（14／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁の機能損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン逆止弁の構造損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ起動入口弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗する。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室給気ファン	機能損傷	－	1.83 0.10 0.15	1.21	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	モータ支持構造物	2.38 0.10 0.17	1.57	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室排気ファン	機能損傷	－	1.83 0.10 0.15	1.21	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	モータ支持構造物	2.38 0.10 0.17	1.57	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室換気系統ダクト(手動ダンパ含む)	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室給気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室排気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
QY: タービン動補助給水ポンプ	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	－	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QY: タービン動補助給水ポンプ	温度制御器	機能損傷	－	3.17 0.15 0.23	1.69	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ	タービン動補助給水ポンプ室排気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
QY: タービン動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。
Q3: 空調用冷水設備	空調用冷凍機	機能損傷	－	2.53 0.14 0.19	1.46	空調用冷水設備の機能喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（15／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ	機能損傷	－	6.33 0.10 0.26	3.49	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	基礎ボルト	35.82 0.08 0.17	23.71	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水膨張タンク	構造損傷	基礎ボルト	2.45 0.08 0.17	1.64	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	流量調節弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水設備の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q3：空調用冷水設備	隔離弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水設備の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q3：空調用冷水設備	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水設備の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水配管（手動弁含む）	構造損傷	配管本体	5.33 0.31 0.31	1.93	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	空調用冷凍機制御盤	機能損傷	－	3.24 0.13 0.23	1.78	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	ボルト	12.33 0.08 0.17	8.27	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	余熱除去ポンプ室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	格納容器スプレイポンプ室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	充てん/高圧注入ポンプ室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	配管貫通部室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	補助建屋配管室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	余熱除去冷却器室冷却ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	コイル	9.27 0.09 0.17	6.12	空調用冷水設備の機能喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（16／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
Q3：空調用冷水設備	安全系インバータ室空調ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	基礎ボルト	2.78 0.08 0.17	1.86	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	安全補機開閉器室空調ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	基礎ボルト	2.78 0.08 0.17	1.86	空調用冷水設備の機能喪失。
Q3：空調用冷水設備	中央制御室空調ユニット（冷却コイルを含む）	構造損傷	基礎（取付）ボルト	3.16 0.10 0.17	2.08	空調用冷水設備の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ファン	機能損傷	ファンケーシング	4.39 0.25 0.27	1.91	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	基礎（取付）ボルト	3.62 0.25 0.27	1.57	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全系継電器室給気加熱コイル	構造損傷	コイル	3.51 0.19 0.19	1.88	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調系統ダクト（手動ダンパ含む）	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	4.77 0.19 0.19	2.55	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q4：安全補機開閉器室空調系	防火ダンパ	機能損傷	ベーン	5.53 0.20 0.20	2.91	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q4：安全補機開閉器室空調系	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全補機開閉器室空調系の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q6：安全系インバータ室空調系	安全系インバータ室空調ファン	機能損傷	ファンケーシング	4.39 0.25 0.27	1.91	安全系インバータ室空調系の機能喪失。
Q6：安全系インバータ室空調系		構造損傷	基礎（取付）ボルト	3.62 0.25 0.27	1.57	安全系インバータ室空調系の機能喪失。
Q6：安全系インバータ室空調系	安全系インバータ室給気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	安全系インバータ室空調系の機能喪失。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
Q6：安全系インバータ室空調系	安全系インバータ室空調系統ダクト（手動ダンパ含む）	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	安全系インバータ室空調系の機能喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（17／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
Q6：安全系インバータ室空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	安全系インバータ室空調系の機能喪失。
Q6：安全系インバータ室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全系インバータ室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q6：安全系インバータ室空調系	防火ダンパ	機能損傷	ベーン	5.53 0.20 0.20	2.91	安全系インバータ室空調系の機能喪失。
Q6：安全系インバータ室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全系インバータ室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q6：安全系インバータ室空調系	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	安全系インバータ室空調系の機能喪失。
Q6：安全系インバータ室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	安全系インバータ室空調系の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q7：換気空調盤	換気空調盤	機能損傷	－	7.74 0.15 0.23	4.13	換気空調盤の機能喪失。
Q7：換気空調盤		構造損傷	溶接部	117.59 0.20 0.21	61.13	換気空調盤の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室空調ファン	機能損傷	－	1.83 0.10 0.15	1.21	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	ファン取付ボルト	8.83 0.10 0.17	5.82	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室循環ファン	機能損傷	－	2.86 0.10 0.15	1.89	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	モータ支持構造物	2.38 0.10 0.17	1.57	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室給気加熱コイル	構造損傷	コイル	4.33 0.19 0.20	2.31	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室給気加湿器	構造損傷	接続ボルト	17.14 0.19 0.20	9.18	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室空調系統ダクト(手動ダンパ含む)	構造損傷	ダクト	5.17 0.25 0.25	2.32	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	中央制御室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（18／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
Q8：中央制御室空調系	逆止ダンパ	機能損傷	駆動部	2.42 0.20 0.19	1.29	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	中央制御室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q8：中央制御室空調系	防火ダンパ	機能損傷	ベーン	5.53 0.20 0.20	2.91	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	中央制御室空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
Q8：中央制御室空調系	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	－	－ － －	－	中央制御室空調系の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
Q8：中央制御室空調系	中央制御室退避時換気空調盤	機能損傷	－	10.14 0.15 0.23	5.41	中央制御室空調系の機能喪失。
Q8：中央制御室空調系		構造損傷	ボルト	17.53 0.09 0.17	11.57	中央制御室空調系の機能喪失。
Q9：換気集中現場盤	換気空調集中現場盤	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	換気空調集中現場盤の機能喪失。
Q9：換気集中現場盤		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	換気空調集中現場盤の機能喪失。
QT：制御用空気系	制御用空気だめ	構造損傷	胴板	3.67 0.09 0.17	2.42	制御用空気だめの構造損傷により制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機	機能損傷	－	2.87 0.14 0.19	1.66	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機盤	機能損傷	－	4.61 0.15 0.23	2.46	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	25.30 0.09 0.17	16.70	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機計器盤	機能損傷	－	1.92 0.15 0.23	1.02	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	37.95 0.09 0.17	25.06	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機容量調整盤	機能損傷	－	4.09 0.15 0.23	2.18	制御用空気圧縮機の機能喪失。
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	58.43 0.09 0.17	38.58	制御用空気圧縮機の機能喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（19／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
QT：制御用空気系	制御用空気供給母管圧力計	機能損傷	－	3.23 0.15 0.23	1.72	制御用空気系Cヘッダ隔離失敗による制御用空気の喪失を想定。
QT：制御用空気系	制御用空気乾燥器	構造損傷	胴板	10.41 0.09 0.17	6.87	制御用空気乾燥器の構造損傷により 制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気系配管	構造損傷	配管本体	3.53 0.25 0.25	1.59	制御用空気系配管の構造損傷により 制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気ファン	機能損傷	－	3.81 0.08 0.15	2.60	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	電動機取付ボルト	21.36 0.09 0.17	14.10	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室排気ファン	機能損傷	－	1.83 0.10 0.15	1.21	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	モータ支持構造物	2.38 0.10 0.17	1.57	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室排気ガラリ	構造損傷	－	－ － －	－	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。 当該ガラリのような構造体において，閉塞するような損傷モードはない。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給排気系ダクト	構造損傷	－	5.30 0.31 0.33	1.88	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	2.65 0.20 0.20	1.41	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ － －	－	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QT：制御用空気系	防火ダンパ	機能損傷	ベーン	5.53 0.20 0.20	2.91	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ － －	－	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。 ダンパの耐震評価は，構造損傷が即機能損傷となるとしているため，機能損傷にフラジリティを記載。
QT：制御用空気系	逆止弁	機能損傷	－	15.39 0.14 0.19	8.92	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ － －	－	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。
QT：制御用空気系	温度制御器	機能損傷	－	3.17 0.15 0.23	1.69	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（20／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉 Median(G) β_R β_U	敦賀２号炉 HCLPF(G)	影　響
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室排気ファン現場操作箱	機能損傷	－	4.94 0.15 0.23	2.63	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	34.69 0.10 0.17	22.88	空調系機能喪失による制御用空気系の機能喪失に至る。
QR：再循環切替	格納容器再循環サンプ	構造損傷	－	－ － －	－	格納容器再循環サンプの構造損傷により，再循環機能喪失に至る。 原子炉建屋の躯体の一部に含まれるため，原子炉建屋のフラジリティで代表。
QR：再循環切替	格納容器再循環サンプ配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	格納容器再循環サンプ配管の構造損傷により，再循環機能喪失に至る。
QR：再循環切替	燃料取替用水タンク水位計	機能損傷	－	3.08 0.15 0.23	1.64	燃料取替用水の水位低の検知に失敗し，再循環切替に失敗する。
QR：再循環切替	格納容器再循環サンプスクリーン	構造損傷	基礎ボルト	5.52 0.09 0.23	3.31	格納容器再循環サンプスクリーンの構造損傷により 再循環機能喪失に至る。
QU：加圧器圧力制御系	加圧器安全弁	機能損傷	弁本体	205.29 0.25 0.25	92.06	加圧器安全弁の機能喪失。
QU：加圧器圧力制御系	加圧器逃がし弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	加圧器逃がし弁の機能喪失。
QV：主蒸気圧力制御系	主蒸気逃がし弁	機能損傷	弁本体	4.29 0.20 0.25	2.09	主蒸気逃がし弁の機能喪失（２次冷却系には主蒸気逃がし弁または主蒸気安全弁の作動が必要）。
Q5：主蒸気安全弁	主蒸気安全弁	機能損傷	弁本体	4.29 0.20 0.25	2.09	主蒸気安全弁の機能喪失（２次冷却系には主蒸気逃がし弁または主蒸気安全弁の作動が必要）。
QZ：主蒸気隔離	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	機能損傷	－	3.60 0.13 0.18	2.16	主蒸気隔離弁の閉止に失敗する。
QZ：主蒸気隔離	主蒸気圧力計	機能損傷	－	3.23 0.15 0.23	1.72	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。
QZ：主蒸気隔離	主蒸気ライン流量計	機能損傷	－	2.45 0.15 0.23	1.30	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。

[redacted] 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。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（21／21）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	敦賀２号炉		影　響
				Median(G) β_R β_U	ＨＣＬＰＦ(G)	
Q1：蓄圧注入系	蓄圧タンク	構造損傷	胴	3.86 0.09 0.17	2.55	蓄圧タンクの損傷により蓄圧注入に失敗する。
Q1：蓄圧注入系	蓄圧注入配管	構造損傷	配管本体	2.90 0.20 0.25	1.41	蓄圧注入配管が損傷し，蓄圧注入機能喪失に至る。
Q1：蓄圧注入系	蓄圧タンクサンプリングライン第２隔離弁	機能損傷	－	3.75 0.25 0.25	1.69	蓄圧注入系の機能喪失。
Q1：蓄圧注入系		構造損傷	－	－ － －	－	蓄圧注入系の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため，弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。

[redacted] 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。

第1.2.1.b-1表　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル(1/5)

安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al. (1990)		
和布－干飯崎沖断層	41	北部：45° 中部：45° 南部：90°	3	近傍上端	26.2	7.5	7.6	7.6	B	7.68×10^{-5}
				近傍下端	26.9					
				遠方上端	33.4					
				遠方下端	33.5					
				考慮せず	29.8					
			4	近傍上端	27.2	7.5	7.6	7.6		
				近傍下端	27.9					
				遠方上端	34.4					
				遠方下端	34.5					
				考慮せず	30.8					
			5	近傍上端	28.2	7.5	7.6	7.5		
				近傍下端	28.9					
				遠方上端	35.4					
				遠方下端	35.5					
				考慮せず	31.8					
和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層	60		3	近傍上端	18.9	7.8	7.9	7.8	B	5.25×10^{-5}
				近傍下端	21.5					
				遠方上端	27.1					
				遠方下端	28.2					
				考慮せず	20.5					
			4	近傍上端	19.9	7.8	7.9	7.7		
				近傍下端	22.5					
				遠方上端	28.1					
				遠方下端	29.2					
				考慮せず	21.5					
			5	近傍上端	20.9	7.8	7.9	7.7		
				近傍下端	23.5					
				遠方上端	29.1					
				遠方下端	30.2					
				考慮せず	22.5					
安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層	58		3	近傍上端	28.1	7.8	7.9	7.9	B	5.43×10^{-5}
				近傍下端	30.5					
				遠方上端	40.1					
				遠方下端	40.8					
				考慮せず	35.9					
			4	近傍上端	29.1	7.8	7.9	7.9		
				近傍下端	31.5					
				遠方上端	41.1					
				遠方下端	41.8					
				考慮せず	36.9					
			5	近傍上端	30.1	7.8	7.9	7.8		
				近傍下端	32.5					
				遠方上端	42.1					
				遠方下端	42.8					
				考慮せず	37.9					
安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層	76		3	近傍上端	22.5	8.0	8.1	8.1	B	4.14×10^{-5}
				近傍下端	25.9					
				遠方上端	31.2					
				遠方下端	32.7					
				考慮せず	24.3					
			4	近傍上端	23.5	8.0	8.1	8.0		
				近傍下端	26.9					
				遠方上端	32.2					
				遠方下端	33.7					
				考慮せず	25.3					
			5	近傍上端	24.5	8.0	8.1	8.0		
				近傍下端	27.9					
				遠方上端	33.2					
				遠方下端	34.7					
				考慮せず	26.3					

第1.2.1.b-1表　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル(2/5)

浦底－内池見断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
浦底－内池見断層	21	90°	3	近傍上端	7.3	7.0	7.2	6.9	B	1.50×10^{-4}
				近傍下端	11.1					
				遠方上端	9.8					
				遠方下端	11.6					
				考慮せず	9.6					
			4	近傍上端	8.3	7.0	7.2	6.8		
				近傍下端	12.1					
				遠方上端	10.8					
				遠方下端	12.6					
				考慮せず	10.6					
			5	近傍上端	9.3	7.0	7.2	6.8		
				近傍下端	13.1					
				遠方上端	11.8					
				遠方下端	13.6					
				考慮せず	11.6					

ウツロギ峠北方－池河内断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
ウツロギ峠北方－池河内断層	24	90°	3	近傍上端	9.6	7.1	7.2	6.9	B	1.37×10^{-4}
				近傍下端	13.1					
				遠方上端	13.9					
				遠方下端	14.9					
				考慮せず	12.4					
			4	近傍上端	10.6	7.1	7.2	6.9		
				近傍下端	14.1					
				遠方上端	14.9					
				遠方下端	15.9					
				考慮せず	13.4					
			5	近傍上端	11.6	7.1	7.2	6.8		
				近傍下端	15.1					
				遠方上端	15.9					
				遠方下端	16.9					
				考慮せず	14.4					
		北部：85° 南部：90°	3	近傍上端	9.2	7.1	7.2	6.9		
				近傍下端	12.9					
				遠方上端	13.7					
				遠方下端	14.6					
				考慮せず	12.1					
			4	近傍上端	10.2	7.1	7.2	6.9		
				近傍下端	13.9					
				遠方上端	14.7					
				遠方下端	15.6					
				考慮せず	13.1					
			5	近傍上端	11.2	7.1	7.2	6.8		
				近傍下端	14.9					
				遠方上端	15.7					
				遠方下端	16.6					
				考慮せず	14.1					

第1.2.1.b-1表　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル(3/5)

甲楽城沖断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
甲楽城沖断層	13	90°	3	近傍上端	8.6	6.8	6.9	6.8	B	2.08×10^{-4}
				近傍下端	12.2					
				遠方上端	10.8					
				遠方下端	12.7					
				考慮せず	10.8					
			4	近傍上端	9.6	6.8	6.9	6.8		
				近傍下端	13.2					
				遠方上端	11.8					
				遠方下端	13.7					
				考慮せず	11.8					
			5	近傍上端	10.6	6.8	6.8	6.8		
				近傍下端	14.2					
				遠方上端	12.8					
				遠方下端	14.7					
				考慮せず	12.8					
		85°	3	近傍上端	8.4	6.8	6.9	6.8		
				近傍下端	12.0					
				遠方上端	10.6					
				遠方下端	12.5					
				考慮せず	10.5					
			4	近傍上端	9.4	6.8	6.9	6.8		
				近傍下端	13.0					
				遠方上端	11.6					
				遠方下端	13.5					
				考慮せず	11.5					
			5	近傍上端	10.4	6.8	6.8	6.8		
				近傍下端	14.0					
				遠方上端	12.6					
				遠方下端	14.5					
				考慮せず	12.5					

C断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
C断層	18	60°	3	近傍上端	8.1	6.9	7.0	6.9	B	1.75×10^{-4}
				近傍下端	11.6					
				遠方上端	8.5					
				遠方下端	11.7					
				考慮せず	10.0					
			4	近傍上端	9.1	6.9	7.0	6.9		
				近傍下端	12.6					
				遠方上端	9.5					
				遠方下端	12.7					
				考慮せず	11.0					
			5	近傍上端	10.1	6.9	7.0	6.9		
				近傍下端	13.6					
				遠方上端	10.5					
				遠方下端	13.7					
				考慮せず	12.0					
		55°	4	近傍上端	9.1	6.9	7.0	7.0		
				近傍下端	12.5					
				遠方上端	9.5					
				遠方下端	12.6					
				考慮せず	10.9					

第1.2.1.b-1表　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル(4/5)

野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M 松田(1975)	M 武村(1998)	M 入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度(回／年)
B断層	21	北部：60° 中部：60° 南部：90°	3	近傍上端	15.0	7.0	7.2	6.9	B	1.50×10^{-4}
				近傍下端	16.7					
				遠方上端	14.2					
				遠方下端	15.7					
				考慮せず	15.7					
			4	近傍上端	16.0	7.0	7.2	6.9		
				近傍下端	17.7					
				遠方上端	15.2					
				遠方下端	16.7					
				考慮せず	16.7					
			5	近傍上端	17.0	7.0	7.2	6.8		
				近傍下端	18.7					
				遠方上端	16.2					
				遠方下端	17.7					
				考慮せず	17.7					
野坂断層，B断層	33		3	近傍上端	14.5	7.4	7.5	7.2	B	9.54×10^{-5}
				近傍下端	16.9					
				遠方上端	14.5					
				遠方下端	16.2					
				考慮せず	15.8					
			4	近傍上端	15.5	7.4	7.5	7.2		
				近傍下端	17.9					
				遠方上端	15.5					
				遠方下端	17.2					
				考慮せず	16.8					
			5	近傍上端	16.5	7.4	7.5	7.1		
				近傍下端	18.9					
				遠方上端	16.5					
				遠方下端	18.2					
				考慮せず	17.8					
B断層，大陸棚外縁断層	35		3	近傍上端	14.5	7.4	7.5	7.1	B	8.99×10^{-5}
				近傍下端	16.9					
				遠方上端	16.2					
				遠方下端	17.0					
				考慮せず	15.9					
			4	近傍上端	15.5	7.4	7.5	7.0		
				近傍下端	17.9					
				遠方上端	17.2					
				遠方下端	18.0					
				考慮せず	16.9					
			5	近傍上端	16.5	7.4	7.5	7.0		
				近傍下端	18.9					
				遠方上端	18.2					
				遠方下端	19.0					
				考慮せず	17.9					
野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層	49		3	近傍上端	14.7	7.7	7.8	7.4	B	6.42×10^{-5}
				近傍下端	17.3					
				遠方上端	14.7					
				遠方下端	16.4					
				考慮せず	16.0					
			4	近傍上端	15.7	7.7	7.8	7.3		
				近傍下端	18.3					
				遠方上端	15.7					
				遠方下端	17.4					
				考慮せず	17.0					
			5	近傍上端	16.7	7.7	7.8	7.3		
				近傍下端	19.3					
				遠方上端	16.7					
				遠方下端	18.4					
				考慮せず	18.0					

第1.2.1.b-1表　主要活断層モデル(a)のロジックツリーごとの震源モデル(5/5)

白木－丹生断層

震源断層	断層長さ(km)	断層傾斜角	上端深さ(km)	アスペリティ	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
						松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
白木－丹生断層	15	60°	3	近傍上端	7.2	6.9	7.0	6.9	B	2.08×10^{-4}
				近傍下端	11.3					
				遠方上端	8.1					
				遠方下端	11.4					
				考慮せず	9.5					
			4	近傍上端	8.2	6.8	7.0	6.9		
				近傍下端	12.3					
				遠方上端	9.1					
				遠方下端	12.4					
				考慮せず	10.5					
			5	近傍上端	9.2	6.8	6.9	6.8		
				近傍下端	13.3					
				遠方上端	10.1					
				遠方下端	13.4					
				考慮せず	11.5					

第1.2.1.b-2表　主要活断層モデル(b) のロジックツリーの分岐ごとの諸元

断層名		断層長さ(km)	等価震源距離(km)	M			活動度	年発生頻度(回／年)
				松田(1975)	武村(1998)	入倉・三宅(2001)とTakemura et al.(1990)		
1	柳ヶ瀬断層	31	21.4	7.3	7.4	7.1	B	1.02×10^{-4}
2	三方断層	26	27.8	7.2	7.3	7.1	B	1.21×10^{-4}
3	敦賀断層	23	21.8	7.1	7.2	6.9	B	1.37×10^{-4}
4	濃尾地震断層系	80	56.5	8.0	8.1	7.8	B	3.93×10^{-5}
5	花折断層	58	60.6	7.8	7.9	7.6	B	5.43×10^{-5}
6	琵琶湖西岸断層系	60	52.8	7.8	7.9	7.6	A	5.04×10^{-4}
7	F_{GA}3東部断層	29	40.0	7.3	7.4	7.0	B	1.09×10^{-4}
8	FO-A, FO-B, 熊川断層	63.4	41.5	7.8	8.0	7.6	B	4.96×10^{-5}
9	F_{GA}3西部断層	21	51.5	7.0	7.2	6.8	B	1.50×10^{-4}
10	F_{GA}4東部断層	7	27.7	6.8	6.8	6.8	B	2.08×10^{-4}
11	F_{GA}4西部断層	17	39.7	6.9	7.0	6.8	B	1.85×10^{-4}
12	F_{G}1東部断層	29	64.8	7.3	7.4	7.1	B	1.05×10^{-4}
13	F_{G}1西部断層	29	58.8	7.3	7.4	7.0	B	1.09×10^{-4}
14	F_{GA}4北部断層	17	41.1	6.9	7.0	6.8	B	1.85×10^{-4}

第1.2.1.c-1-1表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
建物構築物	現実的耐力	・構造材料定数 ・損傷限界時ひずみ	・施工精度 ・実験データの統計的精度 ・耐力評価式の誤差
	現実的応答	・構造材料定数 ・地盤材料定数	・モデル形態 ・剛性評価の仮定 ・復元力特性のモデル化 ・耐震要素の評価範囲

第1.2.1.c-1-2表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）

損傷限界点の指標		平均値	変動係数
せん断ひずみ	ボックス壁	5.36×10^{-3}	0.24
	円筒壁	9.77×10^{-3}	0.33

第1.2.1.c-1-3表　地盤物性値

ヤング係数 （tf／cm^2）	ポアソン比	単位体積質量 （t／m^3）	せん断波速度 （m／s）
173	0.38	2.4	1,600

第1.2.1.c-1-4表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の物性値

構造物	ヤング係数 (kN／cm^2)	せん断剛性 (kN／cm^2)	減衰定数 (%)	備考
原子炉格納容器（ＰＣＣＶ）	2,830 〔289〕	1,180 〔120〕	3	F_C＝41.2 N／mm^2 〔F_C＝420 kgf／cm^2〕
周辺補機棟，燃料取扱棟（ＲＥＢ），内部コンクリート（Ｉ／Ｃ），基礎版　（Ｂ／Ｍ）	2,250 〔230〕	938 〔95.6〕	5	F_C＝23.5 N／mm^2 〔F_C＝240 kgf／cm^2〕
原子炉棟（Ｅ／Ｂ）	〔2,100〕	〔810〕	2	
蒸気発生器（Ｓ／Ｇ） E.L.16.2200～-1.2241	18,500 〔1,886〕	7,120 〔726.0〕	3	
蒸気発生器（Ｓ／Ｇ） E.L.-1.2241～-2.0700	18,000 〔1,835〕	6,920 〔705.6〕	3	

*括弧内の値は工学単位系で表し，ヤング係数及びせん断剛性の単位はtf／cm^{2}である。

第1.2.1.c-1-5表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の物性値

構造物	ヤング係数 (kN／cm^2)	せん断剛性 (kN／cm^2)	減衰定数 (%)	備考
原子炉補助建屋(Ａ／Ｂ),ディーゼル発電機支持架台(Ｄ／Ｇ),基礎版(Ｂ／Ｍ)	2,250 〔230〕	938 〔95.6〕	5	F_C＝23.5 N／mm^2 〔F_C＝240 kgf／cm^2〕

*括弧内の値は工学単位系で表し，ヤング係数及びせん断剛性の単位はtf／cm^{2}である。

第1.2.1.c-1-6表　現実的な物性値の評価方法

	現実的な物性値の評価方法
コンクリート強度　F_C	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
コンクリートの減衰定数　h	平均値：5% 変動係数：0.25
地盤のせん断波速度　V_S	平均値：設計値 変動係数：0.10
鉄筋の降伏強度　$_s\sigma_y$	平均値：1.1×規格降伏点 変動係数：0.0　（考慮しない）

第 1.2.1.c-1-7 表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元（1／3）

構造物	質点番号	高さ E.L.(m)	重量(tf)	回転慣性 ($\times 10^3$ tf・m^2)		部材番号	せん断断面積(m^2)		断面2次モーメント(m^4)	
				NS	EW		NS	EW	NS	EW
原子炉格納容器（ＰＣＣＶ）	CV01	55.9	330	2.443	NS方向に同じ	1	44	NS方向に同じ	610	NS方向に同じ
	CV02	54.4	1,420	75.70		2	76		13,480	
	CV03	48.4	3,080	460.8		3	76		29,240	
	CV04	39.3	3,450	791.7		4	83		39,780	
	CV05	31.3	6,030	1,577		5	90		44,420	
	CV06	17.5	4,880	1,250		6	90		44,420	
	CV07	10.7	4,000	1,010		7	90		44,420	
	CV08	0.6	3,290	823.5		8	90		44,420	
	CV09	-3.2	2,320	575.1		9	90		44,420	
	計		28,800							
内部コンクリート（Ｉ／Ｃ）	IC10	17.6	290	5.229	0.2788	10	34	13	1,100	36
	IC11	13.2	950	17.16	7.047	12	63	28	1,500	1,000
	IC13	7.3	4,975	571.8	571.8	13	100	102	19,600	11,500
	IC14	7.0	25	1.215	1.215	14	100	102	19,600	11,500
	IC15	-0.3	4,600	227.4	227.4	15	121	134	23,000	15,200
	IC16	-2.1	25	5.169	5.169	16	119	130	23,000	15,100
	IC17	-3.4	2,975	145.7	145.7	17	133	147	24,900	17,400
	IC18	21.7	200	0.6586	1.221	18	13	13	120	180
	IC19	14.5	440	1.825	3.061	19	13	13	120	180
	IC20	9.0	260	0.8961	1.627	20	13	13	120	180
	計		14,740							

第1.2.1.c-1-7表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元（2／3）

構造物	質点番号	高さ E.L.(m)	重量(tf)	回転慣性 ($\times 10^3$ tf・m^2)		部材番号	せん断断面積(m^2)		断面2次モーメント(m^4)	
				NS	EW		NS	EW	NS	EW
原子炉棟（E／B）	EB28	65.0	1,330	275.0	275.0	28	1.01	1.01	1,560	1,560
	EB29	59.3	780	161.3	161.3	29	0.34	0.34	610	610
	EB30	54.0	－	－	－	30	0.32	0.32	1,340	1,340
	EB31	48.5	510	215.9	215.9	31	0.46	0.46	620	620
	EB32	43.0	－	－	－	32	0.46	0.46	1,370	1,370
	EB33	37.5	570	238.9	238.9	33	0.56	0.56	640	640
	EB34	32.0	7	2.911	2.911	34	0.57	0.57	1,420	1,420
	EB35	27.0	801	332.1	332.1	35	1.06	0.89	1,230	1,570
	EB36	24.9	1,550	494.3	709.2	36	1.20	1.20	1,950	2,360
	EB37	20.6	860	274.3	393.5	37	1.36	1.20	1,730	2,140
	EB38	14.0	－	－	－	38	1.33	0.97	2,730	3,260
	計		6,408							
周辺補機棟 燃料取扱棟（ＲＥＢ）	RE39	7.3	25,169	13,430	11,800	39	418	460	336,000	301,900
	RE40	−0.3	32,181.1	17,180	15,100	40	523	554	408,500	332,000
	計		57,350.1							
基礎版（B／M）	BSTP	−9.2	1,576.2	840.6	738.8	rigid				
	BS41	−13.2	135,400	73,210	64,470					
	BSBM	−17.2	－	－	－					
	計		136,976.2							
全建屋	計		246,093.4							

第1.2.1.c-1-7表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元（3／3）

構造物	質点番号	高さ E.L.(m)	重量(tf)	回転慣性 ($\times 10^3$ tf・m^2)		部材番号	せん断断面積(m^2)		断面2次モーメント(m^4)	
				NS	EW		NS	EW	NS	EW
蒸気発生器（S／G）	SG21	16.2200	150.3	－	－	21	2.67	NS方向に同じ	12.78	NS方向に同じ
	SG22	13.2300	302.2			22	2.67		12.78	
	SG23	10.2784	212.6			23	2.44		9.20	
	SG24	8.3284	117.5			24	1.63		4.60	
	SG25	7.0000	118.8			25	1.63		4.60	
	SG26	3.7019	576.6			26	1.87		5.31	
	S261	-0.5308	127.4			26	1.87		5.31	
	S262	-1.2241	47.2			27	14.14		72.45	
	SG27	-2.0700	166.5			－	－		－	
	計		1,819.1							

第1.2.1.c-1-8表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋蒸気発生器サポート部のばね定数

		位　置	ばね定数（kN／m，kN･m／rad）	
			NS	EW
蒸気発生器（S／G）	K1(水平)	SG22～IC11	4.72×10^6 〔4,813〕	4.72×10^6 〔4,813〕
	K2(水平)	SG25～IC14	9.40×10^6 〔9,585〕	5.88×10^6 〔5,996〕
	K3(水平)	SG27～IC16	1.90×10^7 〔19,370〕	1.63×10^7 〔16,620〕
	K5(回転)	SG27～IC16	4.27×10^7 〔4.354×10^8〕	6.40×10^7 〔6.526×10^8〕

*括弧内の値は工学単位系で表し，水平ばね定数の単位はtf／cm，回転ばね定数の単位はtf･cm／radである。

第1.2.1.c-1-9表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の
底面地盤のばね定数及び減衰係数

	NS方向		EW方向	
	ばね定数	減衰係数	ばね定数	減衰係数
KH（水平）	1.27×10^{6} (tf／cm)	1.96×10^{4} (tf･s／cm)	1.28×10^{6} (tf／cm)	1.99×10^{4} (tf･s／cm)
Kθ（回転）	2.19×10^{13} (tf･cm／rad)	12.1×10^{10} (tf･cm･s／rad)	2.00×10^{13} (tf･cm／rad)	10.3×10^{10} (tf･cm･s／rad)

第1.2.1.c-1-10表　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋の
側面地盤のばね定数及び減衰係数

ばね	E.L. (m)	地盤ばね ($\times10^{4}$tf／cm)	減衰係数 (tf･s／cm)
KS04	-0.3	1.34	35.5
KS03	-9.2	2.72	60.7
KS02	-13.2	2.73	48.0
KS01	-17.2	2.37	31.4

第1.2.1.c-1-11表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の水平方向解析モデル諸元

構造物	質点番号	高さ E.L.(m)	重量(tf)	回転慣性 ($\times 10^4$ tf・m^2)		部材番号	せん断断面積(m^2)		断面２次モーメント(m^4)	
				NS	EW		NS	EW	NS	EW
原子炉補助建屋（A／B）	AB01	22.8	8,717	447.7	335.4	1	128.9	126.4	40,184	39,456
	AB02	14.8	22,754	1,169	876.1	2	274.9	287.2	311,731	201,604
	AB03	7.3	27,510	1,414	1,060	3	413.8	399.6	437,672	296,490
	AB04	-0.3	37,480	1,927	1,445	4	521.4	496.7	437,672	296,490
	計		96,461							
ディーゼル発電機支持架台（D／G）	DG05	5.8	3,708	10.21	12.15	5	58.7	115.8	5,456	6,200
	DG06	-0.8	3,306	8.987	10.72	6	80.1	115.8	5,674	7,280
	計		7,014							
基礎版（B／M）	BS07	-7.3	—	25.68	19.24	Rigid				
	BS08	-8.7	71,403	3,659	2,746					
	BS09	-10.1	—	—	—					
	計		71,403							
全建屋	計		174,878							

第1.2.1.c-1-12表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の
底面地盤のばね定数及び減衰係数

	NS方向		EW方向	
	ばね定数	減衰係数	ばね定数	減衰係数
KH（水平）	1.19×10^6 (tf／cm)	1.69×10^4 (tf･s／cm)	1.21×10^6 (tf／cm)	1.75×10^4 (tf･s／cm)
Kθ（回転）	1.95×10^{13} (tf･cm／rad)	8.62×10^{10} (tf･cm･s／rad)	1.58×10^{13} (tf･cm／rad)	5.98×10^{10} (tf･cm･s／rad)

第1.2.1.c-1-13表　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋の
側面地盤のばね定数及び減衰係数

ばね	E.L.(m)	地盤ばね ($\times10^4$tf／cm)	減衰係数 (tf･s／cm)
NVK1	-0.3	1.55	31.9
NVK2	-7.3	2.72	46.1
NVK3	-8.7	1.45	19.3
NVK4	-10.1	1.06	11.6

第1.2.1.c-1-14表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係

		物性値			
		F_C	h	V_S	$_s\sigma_y$
RC部	ヤング係数 E	○	－	－	－
	せん断弾性係数 G	○	－	－	－
	減衰定数 h	－	○	－	－
	Q-γスケルトン	○	－	－	○
	M-φスケルトン	○	－	－	○
地盤ばね	ばね値	－	－	○	－
	減衰	○	－	○	－

＊「○」は物性値が変動することによって，その諸元が変動することを表す。

第1.2.1.c-1-15表　2点推定法による解析ケース

解析ケース	F_C	h	V_S
1	＋	＋	＋
2	＋	－	＋
3	＋	＋	－
4	＋	－	－
5	－	＋	＋
6	－	－	＋
7	－	＋	－
8	－	－	－

第1.2.1.c-2-1表　現実的な物性値の評価方法

変動因子	現実的な物性値の評価方法
コンクリート強度F_c	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13（地震ＰＳＡ学会標準）
地盤のせん断波速度V_s （地盤のせん断弾性係数G_0）	平均値：ＰＳ検層結果に基づき設定 変動係数：ＰＳ検層結果に基づき設定

第1.2.1.c-3-1表　現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因の整理

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
機器配管系	現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・試験データの統計的精度
	現実的応答	・水平・上下地震荷重組合せ方法 ・モード合成法	・床応答スペクトル ・解析モデルの評価法

第1.2.1.c-3-2表（1／3）　原子炉建屋（ＲＥＢ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.96	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-2表（2／3）　原子炉建屋（ＲＥＢ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.96	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-2表（3／3）　原子炉建屋（ＲＥＢ）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.00	0.98	1.00	0.99
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（1／3）　原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.96	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（2／3）　原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.96	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（3／3）　原子炉建屋（Ｉ／Ｃ）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.00	0.98	1.00	0.99
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表（1／3）　原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.95	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.00	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表（2／3）　原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.95	0.98	1.00	0.94
β_{R}	0.00	0.09	0.01	0.09
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表（3／3）　原子炉補助建屋（Ａ／Ｂ）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.99	0.99	1.00	0.98
β_{R}	0.00	0.08	0.05	0.10
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-5表（1／3）　原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.96	0.99	1.02	0.98
β_{R}	0.00	0.08	0.02	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-5表（2／3）　原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.97	0.99	1.02	0.98
β_{R}	0.00	0.08	0.03	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-5表（3／3）　原子炉補助建屋（Ｄ／Ｇ）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.99	0.99	1.00	0.98
β_{R}	0.00	0.08	0.05	0.10
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.d-1表　起因事象の条件付発生確率

起因事象	加速度レベル（G）				
	0.2～0.5	0.5～0.8	0.8～1.1	1.1～1.3	1.3～1.5
格納容器バイパス	7.36E-11	1.81E-06	3.10E-04	4.39E-03	1.92E-02
大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）	1.48E-08	5.14E-05	4.07E-03	3.76E-02	1.21E-01
原子炉建屋損傷	－	－	－	－	－
原子炉格納容器損傷	－	－	－	－	－
原子炉補助建屋損傷	3.01E-11	1.94E-07	2.24E-05	3.00E-04	1.40E-03
電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	1.67E-10	6.43E-07	5.52E-05	6.25E-04	2.59E-03
１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	1.09E-08	1.55E-05	7.02E-04	5.37E-03	1.68E-02
複数の信号系損傷	5.73E-11	1.73E-06	3.50E-04	5.52E-03	2.65E-02
燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失	1.11E-09	5.14E-06	4.18E-04	4.26E-03	1.57E-02
大破断ＬＯＣＡ	5.59E-09	1.67E-05	1.23E-03	1.24E-02	4.54E-02
中破断ＬＯＣＡ	6.49E-10	3.40E-06	3.09E-04	3.41E-03	1.34E-02
小破断ＬＯＣＡ	6.03E-08	2.28E-04	1.17E-02	7.82E-02	1.98E-01
２次冷却系の破断	8.44E-08	5.35E-05	1.56E-03	9.43E-03	2.59E-02
原子炉補機冷却機能喪失	4.52E-07	3.35E-04	1.22E-02	7.90E-02	2.10E-01
外部電源喪失	4.54E-01	8.90E-01	9.76E-01	9.93E-01	9.97E-01
ＡＴＷＳ	1.91E-07	3.62E-04	1.21E-02	6.25E-02	1.33E-01
主給水流量喪失	1.0				

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（1／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋蒸気発生器の構造損傷（地震）
		加速度区分4	②外部電源喪失（地震） ＋蒸気発生器の構造損傷（地震）
大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋原子炉容器の構造損傷（地震）
		加速度区分4	②外部電源喪失（地震） ＋原子炉容器の構造損傷（地震）
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	－	－
		－	－
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	－	－
		－	－
原子炉補助建屋損傷	原子炉補助建屋損傷	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋原子炉補助建屋の構造損傷（地震）
		加速度区分4	②外部電源喪失（地震） ＋原子炉補助建屋の構造損傷（地震）
電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋電動弁の機能損傷（地震）
		加速度区分4	②外部電源喪失（地震） ＋電動弁の機能損傷（地震）

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（2／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
1次冷却系流路閉塞による2次冷却系除熱機能喪失	1次冷却系流路閉塞による2次冷却系除熱機能喪失	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋炉心支持構造物の構造損傷（地震）
		加速度区分4	②外部電源喪失（地震） ＋炉心支持構造物の構造損傷（地震）
複数の信号系損傷	複数の信号系損傷	加速度区分5	①外部電源喪失（地震） ＋安全保護設備保守ラックの機能損傷（地震）
		加速度区分5	②外部電源喪失（地震） ＋ケーブルトレイの構造損傷（地震）
燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失	起因事象＋原子炉トリップ失敗	加速度区分5	①制御棒クラスタの構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震）
		加速度区分4	①制御棒クラスタの構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震）
大破断LOCA	大破断LOCA＋低圧注入失敗	加速度区分5	①制御棒駆動装置の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷（地震）
		加速度区分5	②加圧器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷（地震）
	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	加速度区分5	①制御棒駆動装置の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋蓄圧注入系配管の構造損傷（地震）
		加速度区分5	②加圧器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋蓄圧注入系配管の構造損傷（地震）
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分5	①制御棒駆動装置の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋中央制御室空調ファンの機能損傷（地震）
		加速度区分5	②加圧器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋中央制御室空調ファンの機能損傷（地震）

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（3／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
中破断LOCA	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	加速度区分5	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蓄圧注入系配管の構造損傷(地震)
		加速度区分4	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蓄圧注入系配管の構造損傷(地震)
	中破断LOCA＋高圧注入失敗	加速度区分5	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
		加速度区分4	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分5	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分4	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	加速度区分4	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋ディーゼル発電機 待機除外(試験)(ランダム)
		加速度区分4	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋ディーゼル発電機 待機除外(試験)(ランダム)
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	加速度区分5	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能損傷(地震)
		加速度区分4	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	加速度区分4	①余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋電動弁 制御回路の作動失敗 共通原因故障(ランダム)
		加速度区分3	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋電動弁 制御回路の作動失敗 共通原因故障(ランダム)

第1.2.1.d-2表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（4／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
小破断LOCA	小破断LOCA＋補助給水失敗	加速度区分5	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋125V直流配電盤の機能損傷(地震)
		加速度区分5	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋バッテリしゃ断器盤(蓄電池遮断器盤)の機能損傷(地震)
	小破断LOCA＋高圧注入失敗	加速度区分5	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
	小破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分5	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗	加速度区分3	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋ディーゼル発電機 待機除外(試験)(ランダム)
		加速度区分3	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋ディーゼル発電機 待機除外(試験)(ランダム)
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能喪失(地震)
		加速度区分5	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能喪失(地震)
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	加速度区分3	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋電動弁 制御回路の作動失敗 共通原因故障(ランダム)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋電動弁 制御回路の作動失敗 共通原因故障(ランダム)

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（5／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断＋補助給水失敗	加速度区分5	①主蒸気ライン配管の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷（地震）
		加速度区分4	②主蒸気ライン配管の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋内燃機関（ディーゼル機関）の機能損傷（地震）
	2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	加速度区分5	①主蒸気ライン配管の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋バッテリしゃ断器盤（蓄電池遮断器盤）の機能損傷（地震）
		加速度区分5	②主蒸気ライン配管の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋125V直流配電盤の機能損傷（地震）
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	加速度区分3	①格納容器スプレイ冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震）
		加速度区分4	②格納容器スプレイ冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震）
	原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器安全弁／逃がし弁LOCA	加速度区分3	①格納容器スプレイ冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋加圧器安全弁 閉失敗（ランダム）
		加速度区分3	②格納容器スプレイ冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋加圧器安全弁 閉失敗（ランダム）
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	加速度区分5	①使用済燃料ピット冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋主蒸気ライン流量計の機能喪失（地震）
		加速度区分5	②格納容器スプレイ冷却器の構造損傷（地震） ＋外部電源喪失（地震） ＋主蒸気ライン流量計の機能喪失（地震）

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット（6／6）

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	加速度区分4	①外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分5	②外部電源喪失(地震) ＋中央制御室空調ファンの機能損傷(地震)
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	加速度区分4	①外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
		加速度区分3	②外部電源喪失(地震) ＋内燃機関(ディーゼル機関)の機能損傷(地震)
ATWS	起因事象＋原子炉トリップ失敗	加速度区分3	①制御用地震計の機能損傷(地震)
		加速度区分2	②制御用地震計の機能損傷(地震)
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	加速度区分1	①主給水流量喪失 ＋復水タンク 閉塞(ランダム)
		加速度区分1	②主給水流量喪失 ＋アプリケーションソフト 共通原因故障(ランダム)

第 1.2.1.d-3 表　起因事象別炉心損傷頻度評価結果

起因事象	事故シーケンス	ＣＤＦ （／炉年）	起因事象別 ＣＤＦ （／炉年）	寄与割合
大破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	4.6E-07	4.7E-07	2.0%
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	1.1E-09		
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	8.1E-09		
中破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	2.5E-10	1.4E-07	0.6%
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	1.3E-07		
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	1.2E-09		
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	ε		
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	1.9E-09		
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	1.4E-09		
小破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	4.1E-07	2.1E-06	9.1%
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	1.6E-06		
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.3E-08		
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.4E-10		
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	3.4E-08		
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	3.8E-08		
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	2.0E-07	2.2E-07	1.0%
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	2.5E-08		
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	1.1E-07	1.1E-07	0.5%
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	4.0E-07	1.7E-05	73.9%
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	1.7E-05		
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	3.8E-07	3.9E-07	1.7%
	原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	2.0E-09		
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	3.0E-09		
ＡＴＷＳ	原子炉トリップが必要な起因事象 ＋原子炉トリップ失敗	4.1E-09	4.1E-09	0.1%未満
直接炉心損傷に至る事象	大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ （Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）	1.7E-06	1.7E-06	7.2%
	原子炉建屋損傷	ε	ε	－
	原子炉格納容器損傷	ε	ε	－
	原子炉補助建屋損傷	1.4E-08	1.4E-08	0.1%未満
	電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	2.8E-08	2.8E-08	0.1%
	１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失	2.3E-07	2.3E-07	1.0%
	複数の信号系損傷	2.6E-07	2.6E-07	1.1%
	燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による 原子炉停止機能喪失	1.8E-07	1.8E-07	0.8%
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	2.2E-07	2.2E-07	1.0%
合　計		2.3E-05		100.0%

ε ：1E-11未満

第1.2.1.d-4表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果

加速度区分	地震平均発生頻度 （／年）	ＣＤＦ （／炉年）	寄与割合
区分1（0.2～0.5G）	2.7E-03	3.6E-07	1.6%
区分2（0.5～0.8G）	2.9E-04	6.4E-07	2.8%
区分3（0.8～1.1G）	6.7E-05	6.6E-06	28.6%
区分4（1.1～1.3G）	1.5E-05	8.2E-06	35.7%
区分5（1.3～1.5G）	7.2E-06	7.2E-06	31.3%
全ＣＤＦ		2.3E-05	100%

第1.2.1.d-5表　全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果（1／2）

建屋・機器	全ＣＤＦ：2.3E-05（／炉年）			
	中央値 (G)	ＨＣＬＰＦ (G)	ＦＶ 重要度	建屋・機器の損傷が影響を与える事故シーケンス
1.内燃機関 （ディーゼル機関） （機能損傷）	1.38	0.80	0.32	全ての事故シーケンス
2.原子炉補機冷却海水 ポンプ （機能損傷）	1.90	0.96	0.05	全ての事故シーケンス
3.480Vパワーセンタ （給電盤） （機能損傷）	1.96	1.04	0.03	全ての事故シーケンス
4.480Vパワーセンタ （受電盤） （機能損傷）	1.96	1.04	0.03	全ての事故シーケンス
5.ディーゼル発電機用 励磁機 （機能損傷）	1.69	0.90	0.02	全ての事故シーケンス
6.非常用ディーゼル発電機 制御盤 （機能損傷）	1.69	0.90	0.02	全ての事故シーケンス
7.原子炉容器 （冷却材入口管台） （構造損傷）	2.01	1.07	0.02	大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ （Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）
8.6.9kVメタクラ （機能損傷）	1.76	0.94	0.02	全ての事故シーケンス
9.125V直流配電盤 （機能損傷）	1.80	0.96	0.01	全ての事故シーケンス

注.(1) 中央値及びＨＣＬＰＦはいずれも機器リストの値である。

(2) ＦＶ重要度の評価範囲は，加速度区分0.2～1.5Gとした。

(3) ＦＶ重要度が0.01以上のＳＳＣのみ記載した。

第1.2.1.d-5表　全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果（2／2）

建屋・機器	全ＣＤＦ：2.3E-05（／炉年）			
	中央値 (G)	ＨＣＬＰＦ (G)	ＦＶ 重要度	建屋・機器の損傷が影響を与える事故シーケンス
10.バッテリしゃ断器盤 （機能損傷）	1.80	0.96	0.01	全ての事故シーケンス
11.原子炉容器 （空気抜管台） （構造損傷）	1.77	0.94	0.01	小破断ＬＯＣＡ
12.格納容器スプレイ 冷却器 （構造損傷）	3.34	1.21	0.01	全ての事故シーケンス
13.制御用空気圧縮機 計器盤（Ａ，Ｂ） （機能損傷）	1.92	1.02	0.01	全ての事故シーケンス

注.(1) 中央値及びＨＣＬＰＦはいずれも機器リストの値である。

(2) ＦＶ重要度の評価範囲は，加速度区分0.2～1.5Gとした。

(3) ＦＶ重要度が0.01以上のＳＳＣのみ記載した

第1.2.1.d-6表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合	FV重要度上位の機器	ＨＣＬＰＦ(G)	ＦＶ重要度
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	1.7E-05	72.2%	内燃機関（ディーゼル機関）	0.80	0.44
				原子炉補機冷却海水ポンプ	0.96	0.08
				480Vパワーセンタ（給電盤）	1.04	0.04
				480Vパワーセンタ（受電盤）	1.04	0.04
				ディーゼル発電機用励磁装置	0.90	0.04
				非常用ディーゼル発電機制御盤	0.90	0.04
				6.9kVメタクラ	0.94	0.03
				125V直流配電盤	0.96	0.02
				バッテリしゃ断器盤	0.96	0.02
				制御用空気圧縮機計器盤	1.02	0.01
				制御用空気圧縮機室排気ファン	1.21	0.01
ＥＣＣＳ注水機能喪失	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	1.6E-06	6.9%	原子炉容器　（空気抜管台）	0.94	0.96
				内燃機関（ディーゼル機関）	0.80	0.36
				原子炉補機冷却海水ポンプ	0.96	0.09
				480Vパワーセンタ（受電盤）	1.04	0.05
				480Vパワーセンタ（給電盤）	1.04	0.05
				ディーゼル発電機用励磁装置	0.90	0.04
				非常用ディーゼル発電機制御盤	0.90	0.04
				6.9kVメタクラ	0.94	0.03
				制御用空気圧縮機室排気ファン	1.21	0.03
				制御用空気圧縮機計器盤	1.02	0.02
				封水冷却器	1.30	0.02
				使用済燃料ピット冷却器	1.30	0.02
				燃料取替用水タンク加熱器	1.30	0.02
				加圧器	1.57	0.02
				格納容器スプレイ冷却器	1.21	0.02
				ＲＣＳ加圧器スプレイヘッダライン配管	1.59	0.01
直接炉心損傷に至る事象	大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）	1.7E-06	7.2%	原子炉容器　（冷却材入口管台）	1.07	0.77
				１次冷却材ポンプ	1.27	0.17
				炉内計装引出管	1.59	0.04
				蒸気発生器	1.65	0.01

注）事故シーケンス別炉心損傷頻度が1E-6を越える事故シーケンスを全炉心損傷頻度に対する寄与割合が高い事故シーケンスとして整理。

第1.2.1.d-7表　不確実さ解析結果

不確実さ	全ＣＤＦ (／炉年)
95%上限値	4.9E-05
平均値	2.3E-05
中央値	2.0E-05
5%下限値	6.0E-06
エラーファクタ	2.8
点推定値	2.3E-05

第 1.2.1.d-8 表　敦賀サイト地震ハザードデータ

重力加速度	信頼度区間										
(G)	平均	min～10%	10～20%	20～30%	30～40%	40～50%	50～60%	60～70%	70～80%	80～90%	90～max%
0.01	2.63E-01	1.75E-01	1.77E-01	1.83E-01	1.89E-01	1.91E-01	3.30E-01	3.32E-01	3.43E-01	3.54E-01	3.56E-01
0.02	1.10E-01	7.30E-02	7.47E-02	7.70E-02	7.92E-02	8.09E-02	1.34E-01	1.38E-01	1.42E-01	1.45E-01	1.50E-01
0.03	6.38E-02	4.17E-02	4.22E-02	4.50E-02	4.78E-02	4.83E-02	7.78E-02	8.03E-02	8.25E-02	8.45E-02	8.72E-02
0.04	4.26E-02	2.70E-02	2.79E-02	3.03E-02	3.26E-02	3.35E-02	5.19E-02	5.25E-02	5.50E-02	5.75E-02	5.80E-02
0.05	3.08E-02	1.92E-02	2.00E-02	2.20E-02	2.41E-02	2.49E-02	3.69E-02	3.74E-02	3.96E-02	4.17E-02	4.23E-02
0.06	2.35E-02	1.44E-02	1.51E-02	1.69E-02	1.88E-02	1.95E-02	2.73E-02	2.82E-02	3.00E-02	3.17E-02	3.26E-02
0.07	1.85E-02	1.13E-02	1.19E-02	1.35E-02	1.52E-02	1.58E-02	2.11E-02	2.20E-02	2.35E-02	2.51E-02	2.60E-02
0.08	1.50E-02	9.04E-03	9.59E-03	1.11E-02	1.26E-02	1.31E-02	1.67E-02	1.75E-02	1.90E-02	2.03E-02	2.12E-02
0.09	1.24E-02	7.39E-03	7.92E-03	9.26E-03	1.06E-02	1.11E-02	1.35E-02	1.43E-02	1.56E-02	1.69E-02	1.77E-02
0.10	1.05E-02	6.13E-03	6.64E-03	7.87E-03	9.10E-03	9.61E-03	1.11E-02	1.18E-02	1.30E-02	1.42E-02	1.49E-02
0.12	7.67E-03	4.39E-03	4.86E-03	5.89E-03	6.91E-03	7.36E-03	7.87E-03	8.42E-03	9.44E-03	1.04E-02	1.10E-02
0.14	5.83E-03	3.28E-03	3.71E-03	4.57E-03	5.37E-03	5.68E-03	5.94E-03	6.26E-03	7.10E-03	7.93E-03	8.43E-03
0.16	4.56E-03	2.54E-03	2.93E-03	3.63E-03	4.22E-03	4.44E-03	4.65E-03	4.87E-03	5.49E-03	6.16E-03	6.60E-03
0.18	3.64E-03	2.03E-03	2.37E-03	2.93E-03	3.36E-03	3.54E-03	3.71E-03	3.90E-03	4.36E-03	4.88E-03	5.27E-03
0.20	2.96E-03	1.66E-03	1.96E-03	2.40E-03	2.72E-03	2.87E-03	3.02E-03	3.19E-03	3.53E-03	3.93E-03	4.27E-03
0.25	1.88E-03	1.08E-03	1.31E-03	1.55E-03	1.71E-03	1.81E-03	1.91E-03	2.04E-03	2.21E-03	2.42E-03	2.66E-03
0.31	1.27E-03	7.52E-04	9.26E-04	1.05E-03	1.15E-03	1.22E-03	1.30E-03	1.38E-03	1.48E-03	1.59E-03	1.77E-03
0.36	8.95E-04	5.40E-04	6.72E-04	7.49E-04	8.10E-04	8.65E-04	9.18E-04	9.73E-04	1.03E-03	1.11E-03	1.24E-03
0.41	6.54E-04	3.92E-04	4.94E-04	5.48E-04	5.92E-04	6.31E-04	6.70E-04	7.09E-04	7.53E-04	8.07E-04	9.03E-04
0.46	4.89E-04	2.87E-04	3.66E-04	4.08E-04	4.41E-04	4.71E-04	5.01E-04	5.31E-04	5.65E-04	6.08E-04	6.84E-04
0.51	3.73E-04	2.10E-04	2.73E-04	3.06E-04	3.32E-04	3.57E-04	3.81E-04	4.06E-04	4.34E-04	4.70E-04	5.33E-04
0.61	2.26E-04	1.14E-04	1.54E-04	1.76E-04	1.95E-04	2.11E-04	2.29E-04	2.47E-04	2.68E-04	2.95E-04	3.44E-04
0.71	1.42E-04	6.23E-05	8.90E-05	1.04E-04	1.17E-04	1.30E-04	1.43E-04	1.57E-04	1.73E-04	1.94E-04	2.33E-04
0.82	9.20E-05	3.47E-05	5.23E-05	6.32E-05	7.29E-05	8.22E-05	9.16E-05	1.02E-04	1.15E-04	1.32E-04	1.62E-04
0.92	6.09E-05	1.95E-05	3.11E-05	3.87E-05	4.56E-05	5.23E-05	5.93E-05	6.78E-05	7.78E-05	9.07E-05	1.16E-04
1.02	4.10E-05	1.10E-05	1.90E-05	2.42E-05	2.91E-05	3.42E-05	3.96E-05	4.53E-05	5.28E-05	6.35E-05	8.40E-05
1.22	1.93E-05	3.57E-06	6.92E-06	9.47E-06	1.20E-05	1.47E-05	1.76E-05	2.11E-05	2.54E-05	3.17E-05	4.59E-05
1.43	9.38E-06	1.04E-06	2.48E-06	3.71E-06	5.01E-06	6.42E-06	8.07E-06	9.97E-06	1.26E-05	1.66E-05	2.59E-05

第1.2.1.d-9表　全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有のシーケンスの不確実さによる比の確認

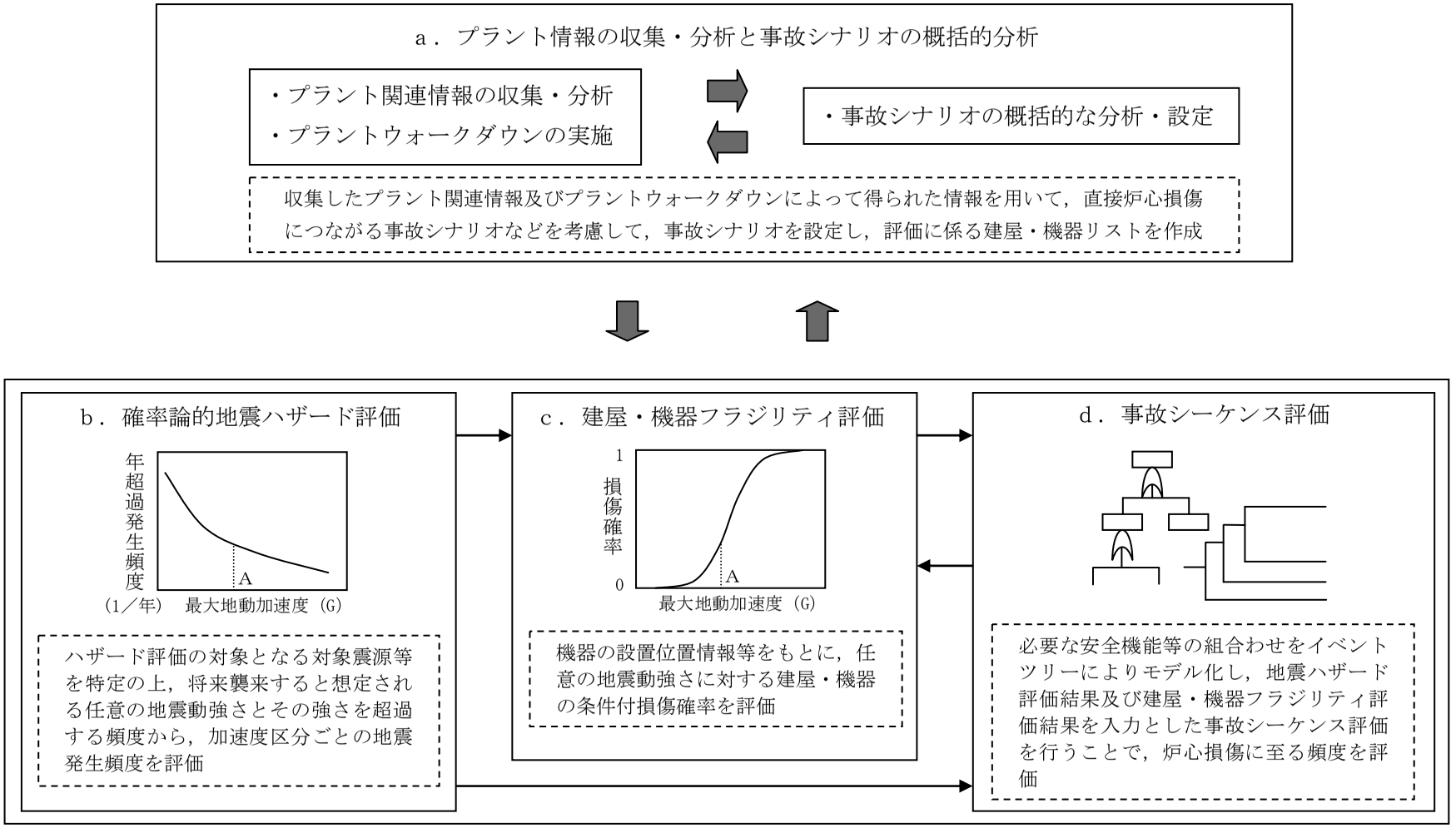
不確実さ	全ＣＤＦ（／炉年）	地震特有のシーケンス									
		複数の信号系損傷	全ＣＤＦとの比	原子炉補助建屋損傷	全ＣＤＦとの比	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	全ＣＤＦとの比	原子炉建屋損傷	全ＣＤＦとの比	原子炉格納容器損傷	全ＣＤＦとの比
95%上限値	4.9E-05	1.1E-06	0.022	5.1E-08	0.001	9.7E-07	0.020	－	－	－	－
平均値	2.3E-05	2.6E-07	0.012	1.4E-08	0.001未満	2.2E-07	0.010	－	－	－	－
中央値	2.0E-05	1.0E-07	0.005	6.3E-09	0.001未満	4.9E-08	0.003	－	－	－	－
5%下限値	6.0E-06	5.8E-09	0.001未満	6.5E-10	0.001未満	1.0E-09	0.001未満	－	－	－	－
エラーファクタ	2.8	13.5	－	8.8	－	30.5	－	－	－	－	－
点推定値	2.3E-05	2.6E-07	0.011	1.4E-08	0.001未満	2.2E-07	0.009	－	－	－	－

全ＣＤＦとの比：同じ不確実さパラメータ(95%上限値，平均値，中央値又は5%下限値)における，地震特有のシーケンスと全ＣＤＦとの比

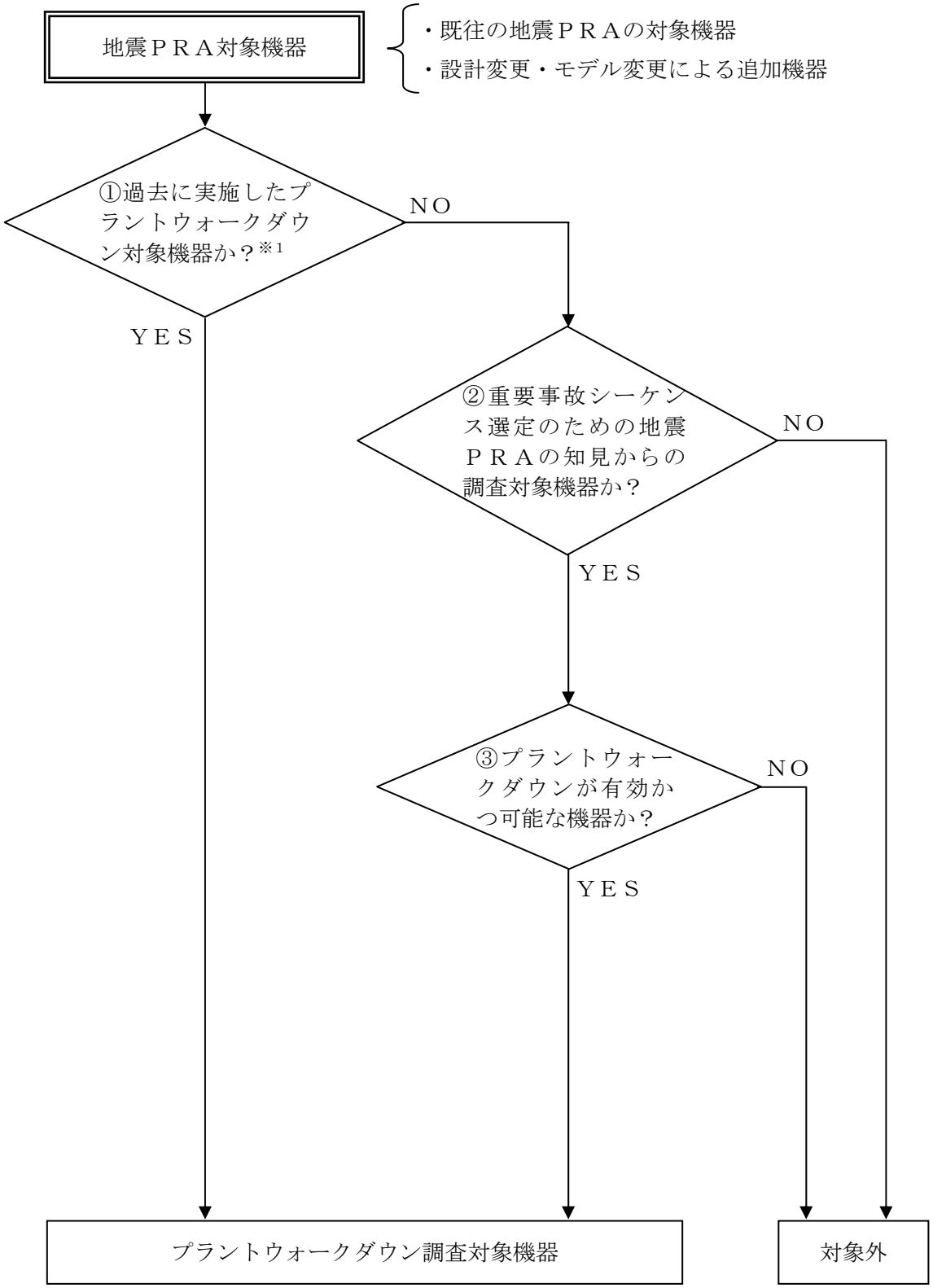
第1.2.1.d-10表　相関性を考慮した感度解析結果

起因事象/影響緩和系	ＦＶ重要度の高い冗長機器		加速度中央値(G)	β_R	β_U	加速度区分（G）				
	機　　器	損傷モード				0.2～0.5	0.5～0.8	0.8～1.1	1.1～1.3	1.3～1.5
QE：6.9kVDG	内燃機関（ディーゼル機関）　（冗長2基）	機能	1.38	0.14	0.19	1.98E-07	1.18E-03	5.20E-02	2.64E-01	5.08E-01
						3.91E-14	1.38E-06	2.70E-03	6.99E-02	2.58E-01
QQ：海水系	原子炉補機冷却海水ポンプ　（冗長4基）	機能	1.90	0.23	0.19	1.11E-07	2.31E-04	9.54E-03	5.93E-02	1.48E-01
						1.49E-28	2.86E-15	8.27E-09	1.24E-05	4.77E-04
QF：480V AC	480Vパワーセンタ（給電盤）　（冗長2基）	機能	1.96	0.15	0.23	7.83E-09	5.56E-05	4.21E-03	3.57E-02	1.06E-01
						6.13E-17	3.09E-09	1.77E-05	1.27E-03	1.13E-02
QF：480V AC	480Vパワーセンタ（受電盤）　（冗長2基）	機能	1.96	0.15	0.23	7.83E-09	5.56E-05	4.21E-03	3.57E-02	1.06E-01
						6.13E-17	3.09E-09	1.77E-05	1.27E-03	1.13E-02
QE：6.9kVDG	ディーゼル発電機用励磁装置　（冗長2基）	機能	1.69	0.15	0.23	3.43E-08	1.07E-04	4.73E-03	2.85E-02	6.66E-02
						1.18E-15	1.14E-08	2.24E-05	8.13E-04	4.44E-03
QE：6.9kVDG	非常用ディーゼル発電機制御盤　（冗長2基）	機能	1.69	0.15	0.23	3.43E-08	1.07E-04	4.73E-03	2.85E-02	6.66E-02
						1.18E-15	1.14E-08	2.24E-05	8.13E-04	4.44E-03
QD：6.9kVメタクラ	6.9kVメタクラ　（冗長2基）	機能	1.76	0.15	0.23	1.66E-08	6.47E-05	3.31E-03	2.19E-02	5.46E-02
						2.76E-16	4.18E-09	1.10E-05	4.80E-04	2.99E-03
QB：125V DC	125V直流配電盤　（冗長2基）	機能	1.80	0.15	0.23	1.10E-08	4.86E-05	2.70E-03	1.88E-02	4.86E-02
						1.21E-16	2.36E-09	7.28E-06	3.53E-04	2.36E-03
QC：125VDC(バッテリ)	バッテリしゃ断器盤　（冗長2基）	機能	1.80	0.15	0.23	1.10E-08	4.86E-05	2.70E-03	1.88E-02	4.86E-02
						1.21E-16	2.36E-09	7.28E-06	3.53E-04	2.36E-03
QL：補機冷却水喪失	格納容器スプレイ冷却器　（冗長2基）	構造	3.34	0.31	0.31	3.41E-07	9.86E-05	1.91E-03	9.43E-03	2.29E-02
						1.16E-13	9.71E-09	3.64E-06	8.90E-05	5.26E-04
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機計器盤　（冗長2基）	機能	1.92	0.15	0.23	3.27E-09	2.07E-05	1.45E-03	1.17E-02	3.37E-02
						1.07E-17	4.27E-10	2.10E-06	1.38E-04	1.14E-03
全炉心損傷頻度			合計	2.3E-05		3.6E-07	6.4E-07	6.6E-06	8.2E-06	7.2E-06
				9.3E-06		3.6E-07	9.8E-08	9.4E-07	3.0E-06	4.8E-06

注）上段：冗長機器を完全相関として評価した場合の条件付損傷確率及び全炉心損傷頻度
　　下段：冗長機器を完全独立として評価した場合の条件付損傷確率及び全炉心損傷頻度

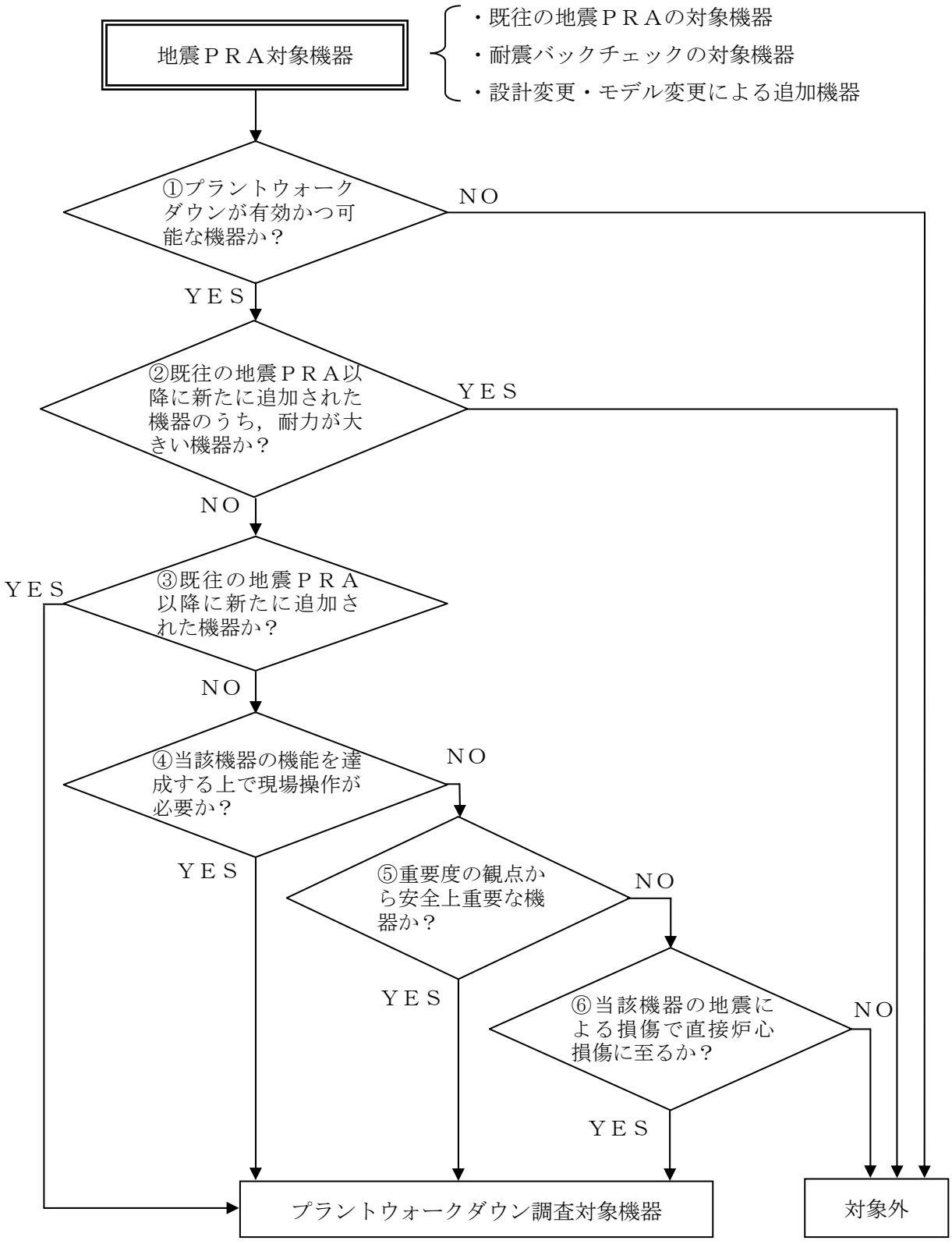


第1.2.1-1図　地震レベル１ＰＲＡの評価フロー



※１：次ページ参照。

第1.2.1.a-1図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー（1／2）



第1.2.1.a-1図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー（2／2）

敦賀発電所２号炉　プラントウォークダウンチェックシート

機器名称：　6.9kVメタクラ

機器ＩＤ：　ＭＣ－２Ａ，２Ｂ　　耐震クラス：　Ｓ

建屋：　Ａ／Ｂ　　床ＥＬ：　7.3m　　区画：基本図面　21図

形状：　自立盤　　支持タイプ：　溶接　　通り芯：基本図面　21図

二次的影響を考慮する設備：　－

アクセス性（ルート：　－　）

系統図番号：基本図面　48-01（02,07,08）図　　機器配置図番号：基本図面　21図

モデル化の前提条件（リカバリー条件の概要）／ロジック
－

［チェック対象項目］

Ａ）耐震安全性の確認　☑

Ｂ）リカバリー操作の確認　☑

Ｃ）モデル化の前提条件の確認　□

総合評価（モデルへの反映方法，取り扱いについての記載）
・外観並びに溶接部を確認し，構造上問題のないことを確認した。

実施日：　2015年7月7日

実施者：

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（1／4）

□ 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。

機器ＩＤ：　ＭＣ－２Ａ，２Ｂ

Ａ）耐震安全性の確認

対象機器本体の評価

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．対称機器の図面（外形図・耐震計算書等）と外見上相違点は無い	☑	□	□	□
２．対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑
３．配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	□	□	□	☑
４．配管接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑

アンカーボルト評価

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．図面（外形図・耐震計算書等）と外見上の相違は無い	□	□	□	☑
２．外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑
３．締め付け強度は適切に管理されている（管理要領書等で確認）	□	□	□	☑

二次的影響について

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	☑	□	□	□
２．倒壊により被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない(対象機器本体の評価に準じた評価)	☑	□	□	□
３．無筋のブロック壁が近傍にない	☑	□	□	□
４．周辺機器の損傷時，周辺機器の保有水による影響はない	☑	□	□	□
５．周辺に仮置の火災源はない	☑	□	□	□

二次的影響についての気づき事項を記載

（記号の説明）　Ｙ：YES,　Ｎ：NO,　Ｕ：調査不可,　Ｎ／Ａ：対象外

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（2／4）

機器ＩＤ：　ＭＣ－２Ａ，２Ｂ

Ｂ）リカバリー操作の確認

アクセス性

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．対象機器の識別が可能である	☑	□	□	□
２．周辺設備からの被害を受けない	☑	□	□	□
３．可動部分のある器具は存在しない	☑	□	□	□
４．近傍の設備の倒壊によりアクセスルートが塞がれる可能性はない	☑	□	□	□

現場操作性

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．現場での操作が可能である	☑	□	□	□
２．操作のための場所が確保できる	☑	□	□	□
３．機器の作動状態が確認できる	☑	□	□	□

Ｃ）モデル化の前提条件の確認

	Ｙ	Ｎ	Ｕ	Ｎ／Ａ
１．モデル化の前提条件①が適切である	□	□	□	☑
２．モデル化の前提条件①が適切でない場合，モデルの変更を行う	□	□	□	☑
３．モデル化の前提条件②が適切である	□	□	□	☑
４．モデル化の前提条件②が適切でない場合，モデルの変更を行う	□	□	□	☑

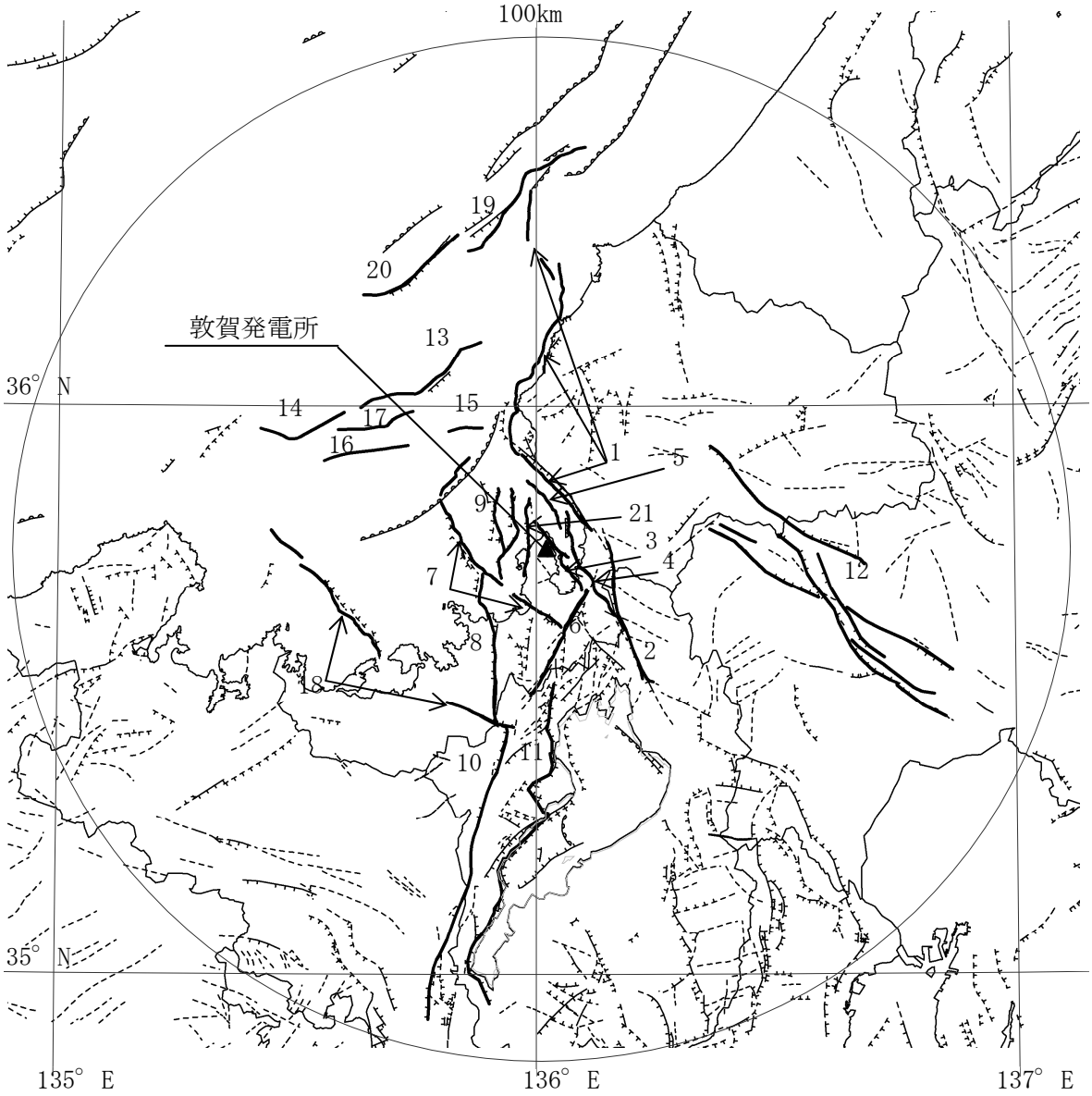
（記号の説明）　Ｙ：YES,　Ｎ：NO,　Ｕ：調査不可,　Ｎ／Ａ：対象外

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（3／4）

6.9kV メタクラ（A）　銘板

6.9kV メタクラ（A）　外観

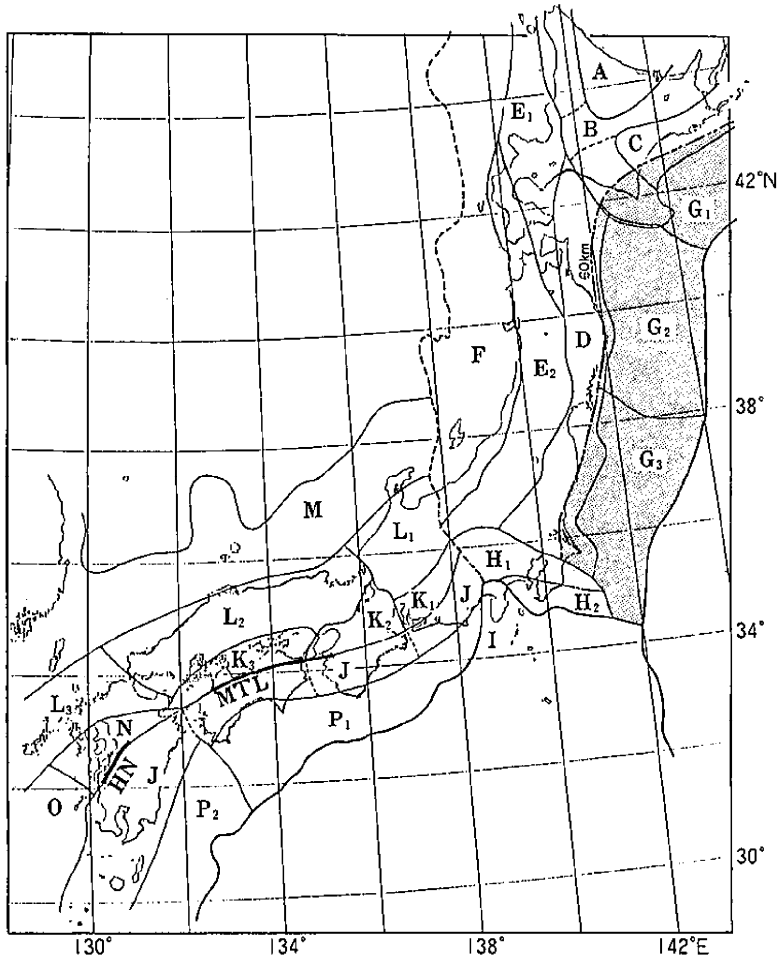
第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（4／4）



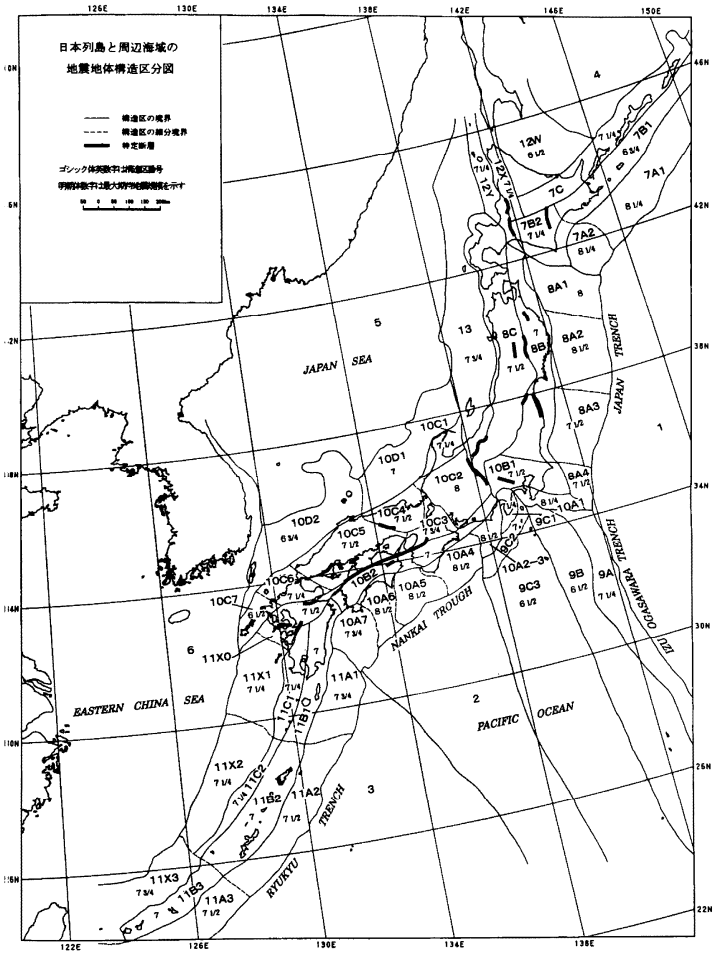
＜敷地周辺の主な活断層＞

1：安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　2：柳ヶ瀬断層
3：浦底－内池見断層　4：ウツロギ峠北方－池河内断層
5：甲楽城沖断層　6：敦賀断層
7：野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層　8：三方断層
9：Ｃ断層　10：花折断層
11：琵琶湖西岸断層系　12：濃尾地震断層系
13：F_{GA}3東部断層　14：F_{GA}4西部断層
15：F_{GA}4東部断層　16：F_{GA}4西部断層
17：F_{GA}4北部断層　18：ＦＯ－Ａ，ＦＯ－Ｂ，熊川断層
19：F_{G}1東部断層　20：F_{G}1西部断層
21：白木－丹生断層

第1.2.1.b-1図　敷地周辺の主な活断層

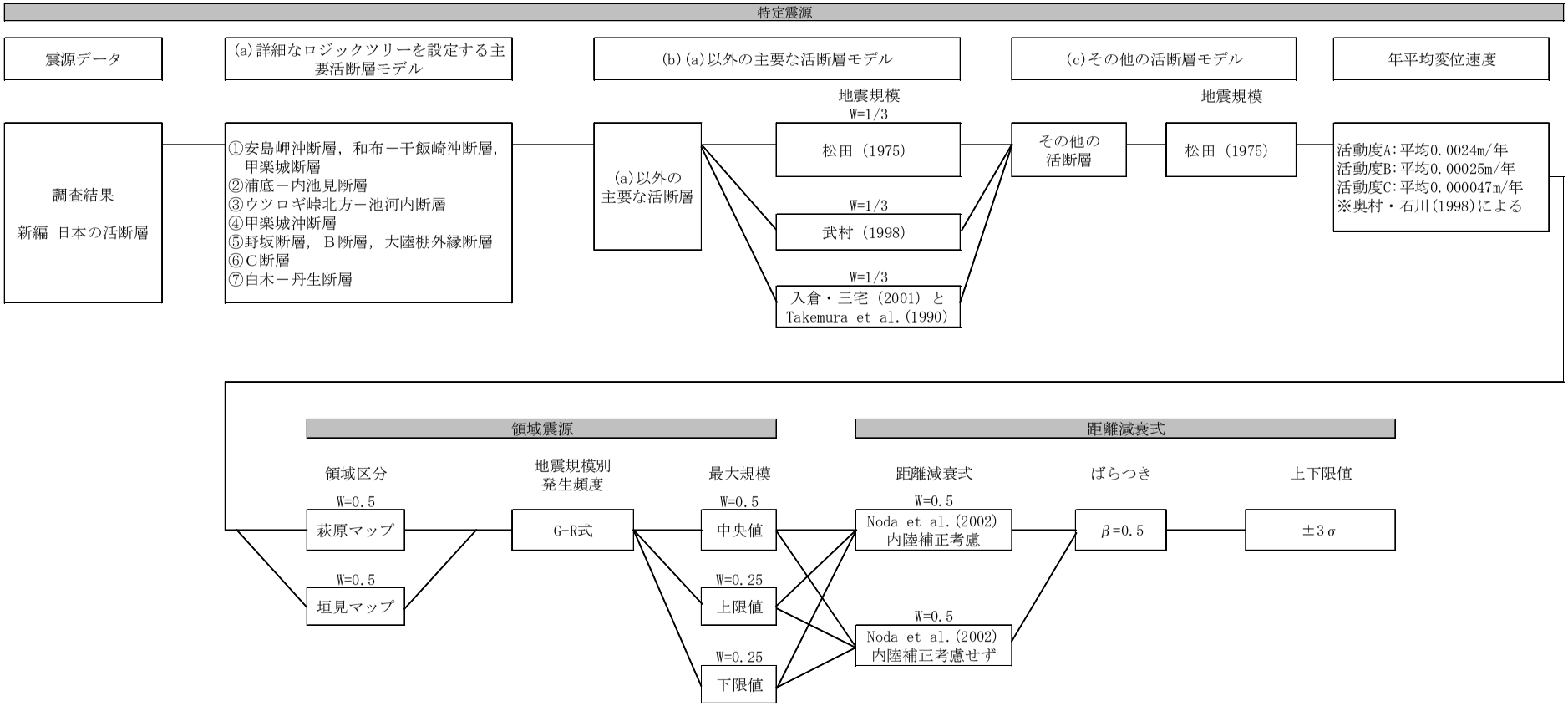


萩原（1991）の地震地体構造区分

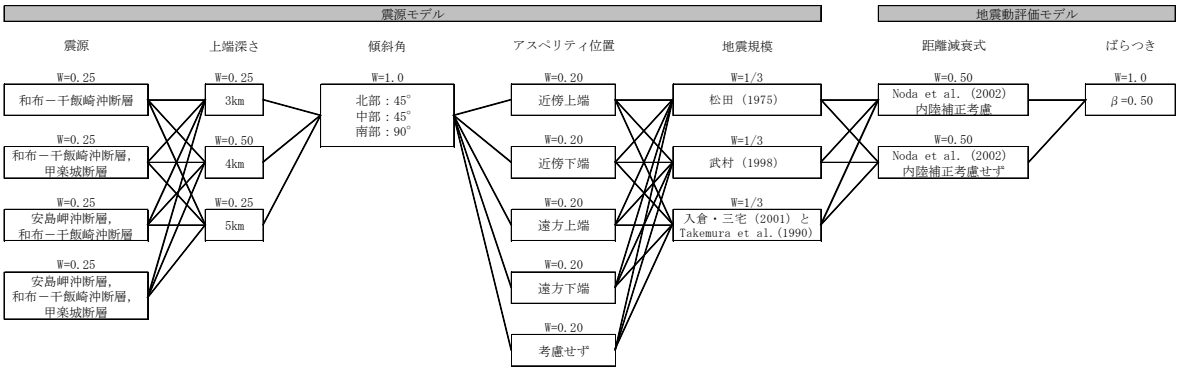


垣見他（2003）の地震地体構造区分

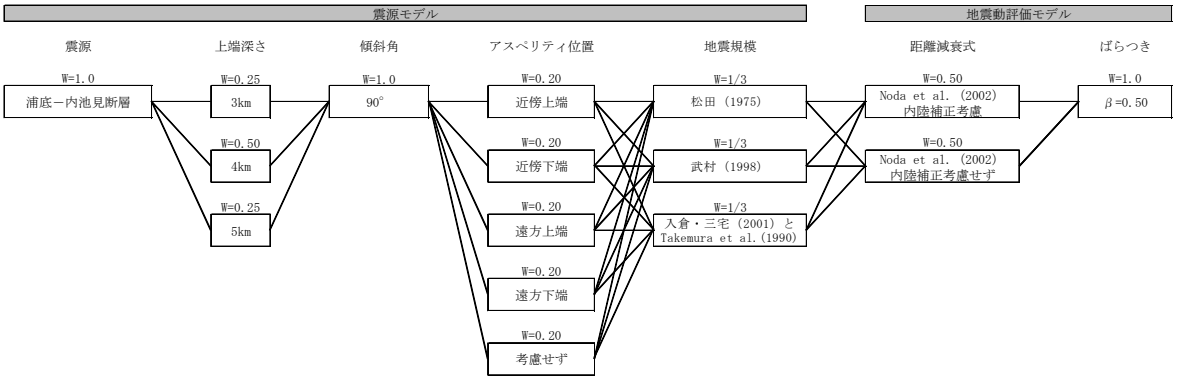
第1.2.1.b-2図　萩原（1991）及び垣見他（2003）による領域区分



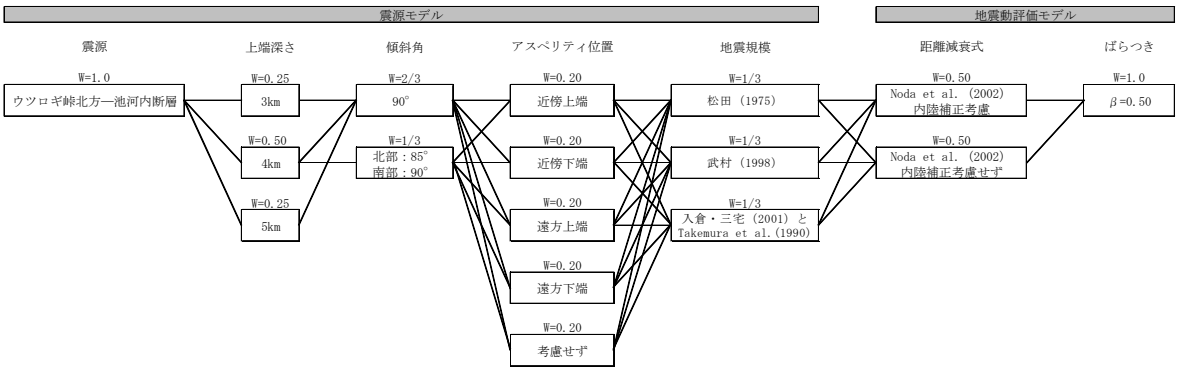
第1.2.1.b-3　設定したロジックツリー



安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層

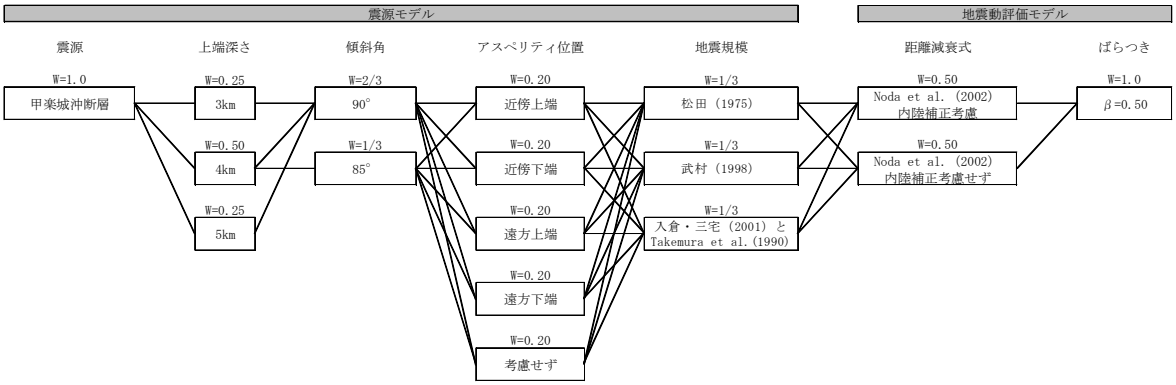


浦底－内池見断層

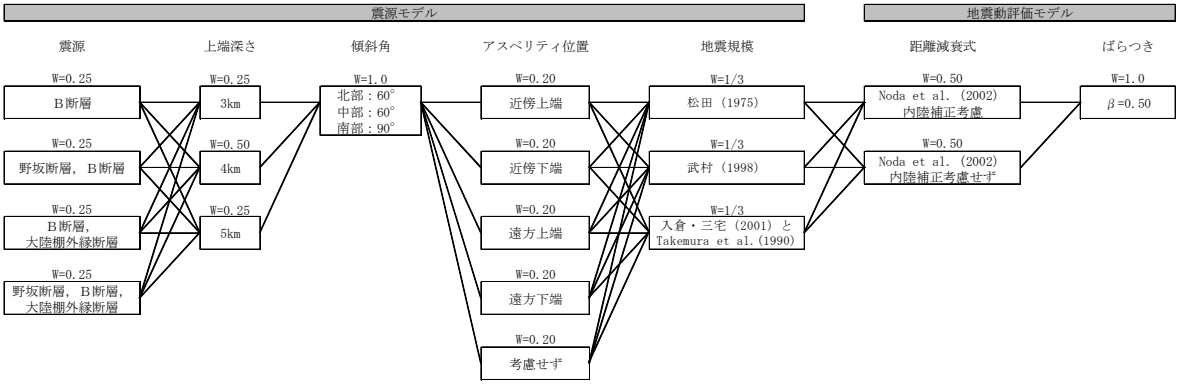


ウツロギ峠北方－池河内断層

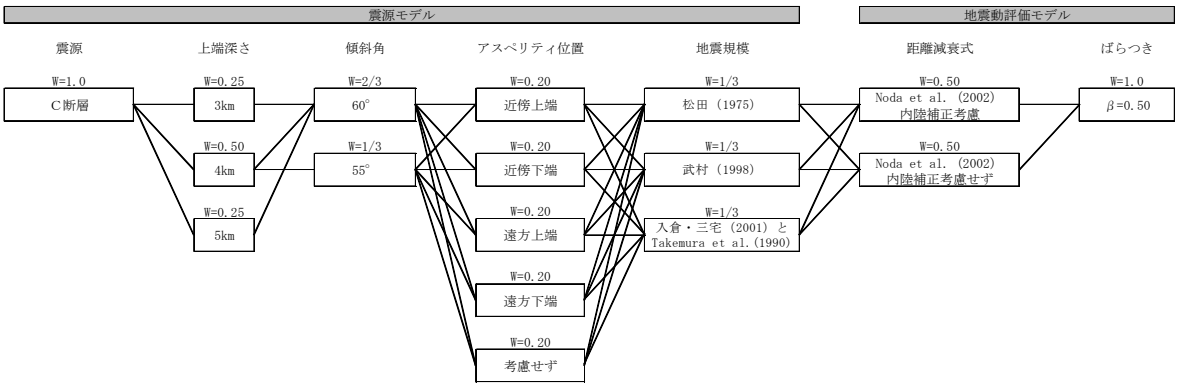
第1.2.1.b-4図　主要活断層モデル(a)のロジックツリー（1／3）



甲楽城沖断層

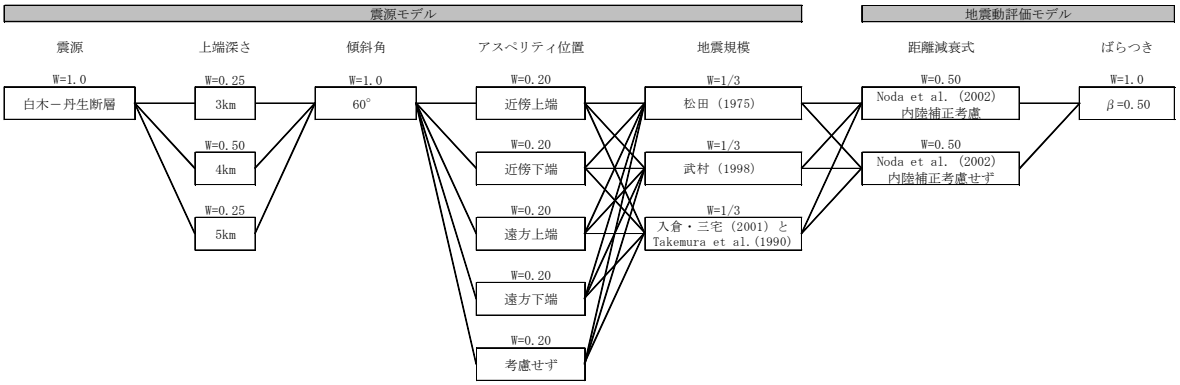


野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層



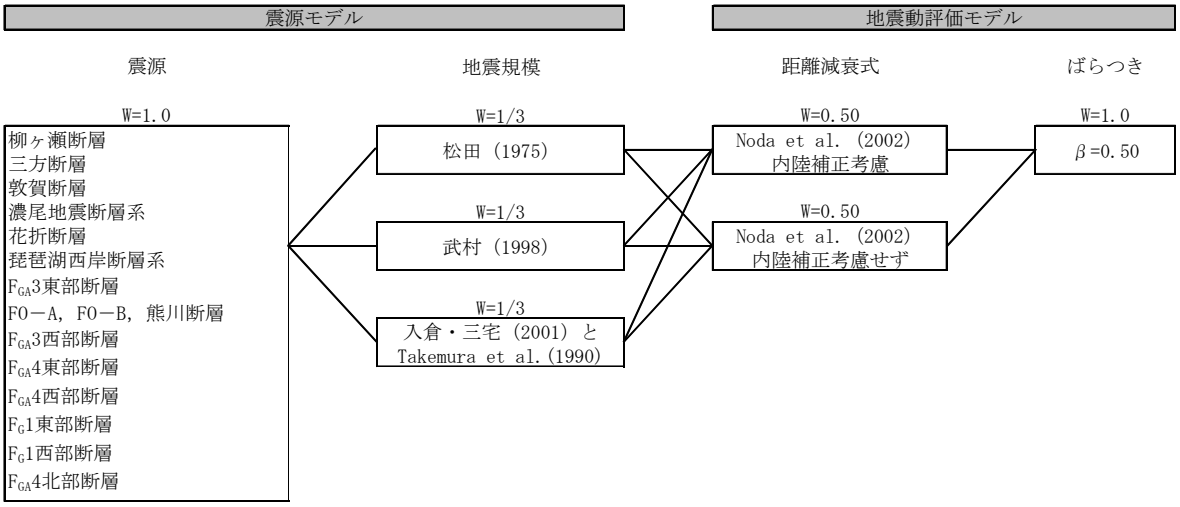
Ｃ断層

第1.2.1.b-4図　主要活断層モデル(a)のロジックツリー（2／3）



白木－丹生断層

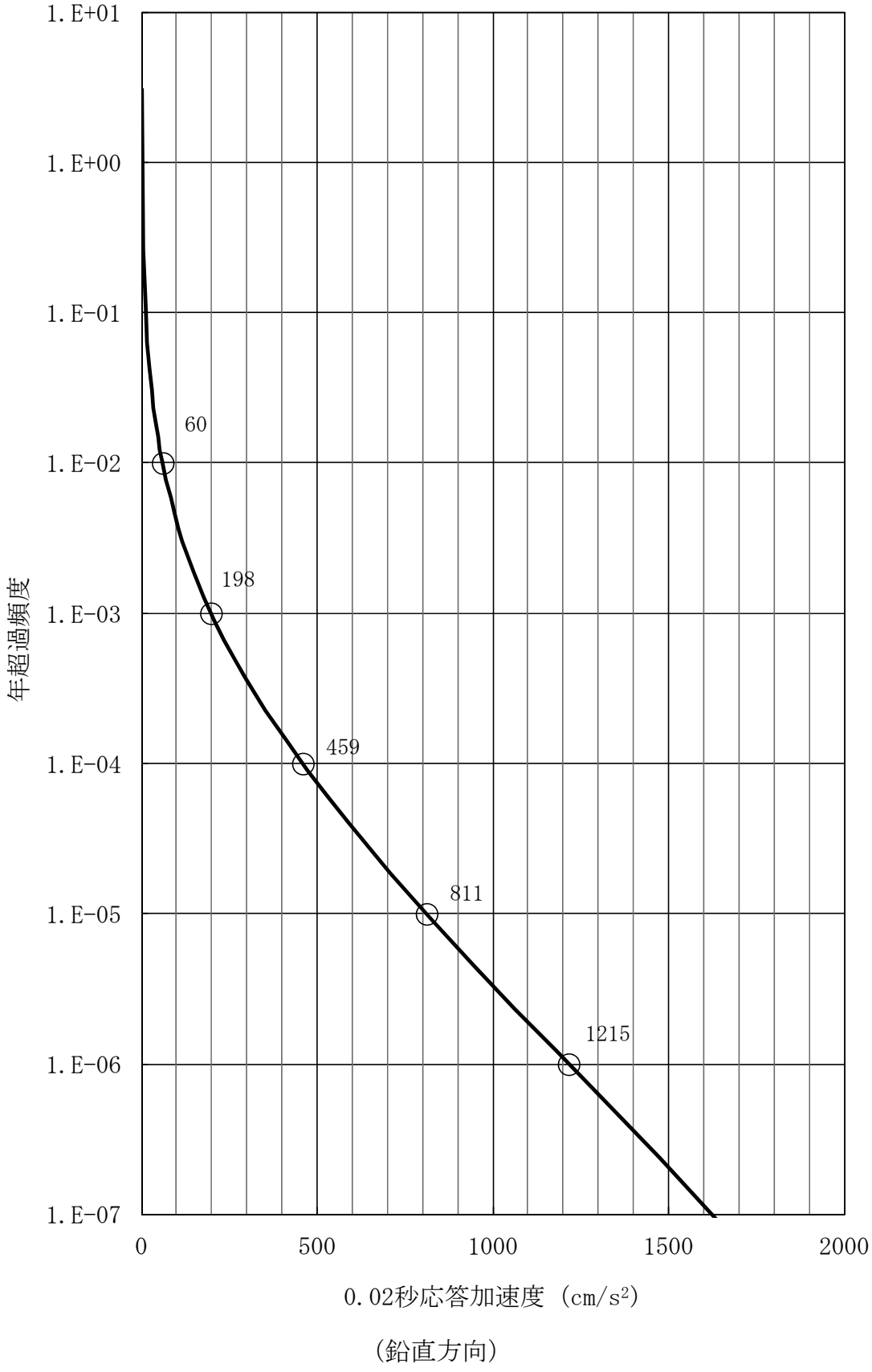
第1.2.1.b-4図　主要活断層モデル(a)のロジックツリー（3／3）



第1.2.1.b-5図　主要活断層モデル(b)のロジックツリー

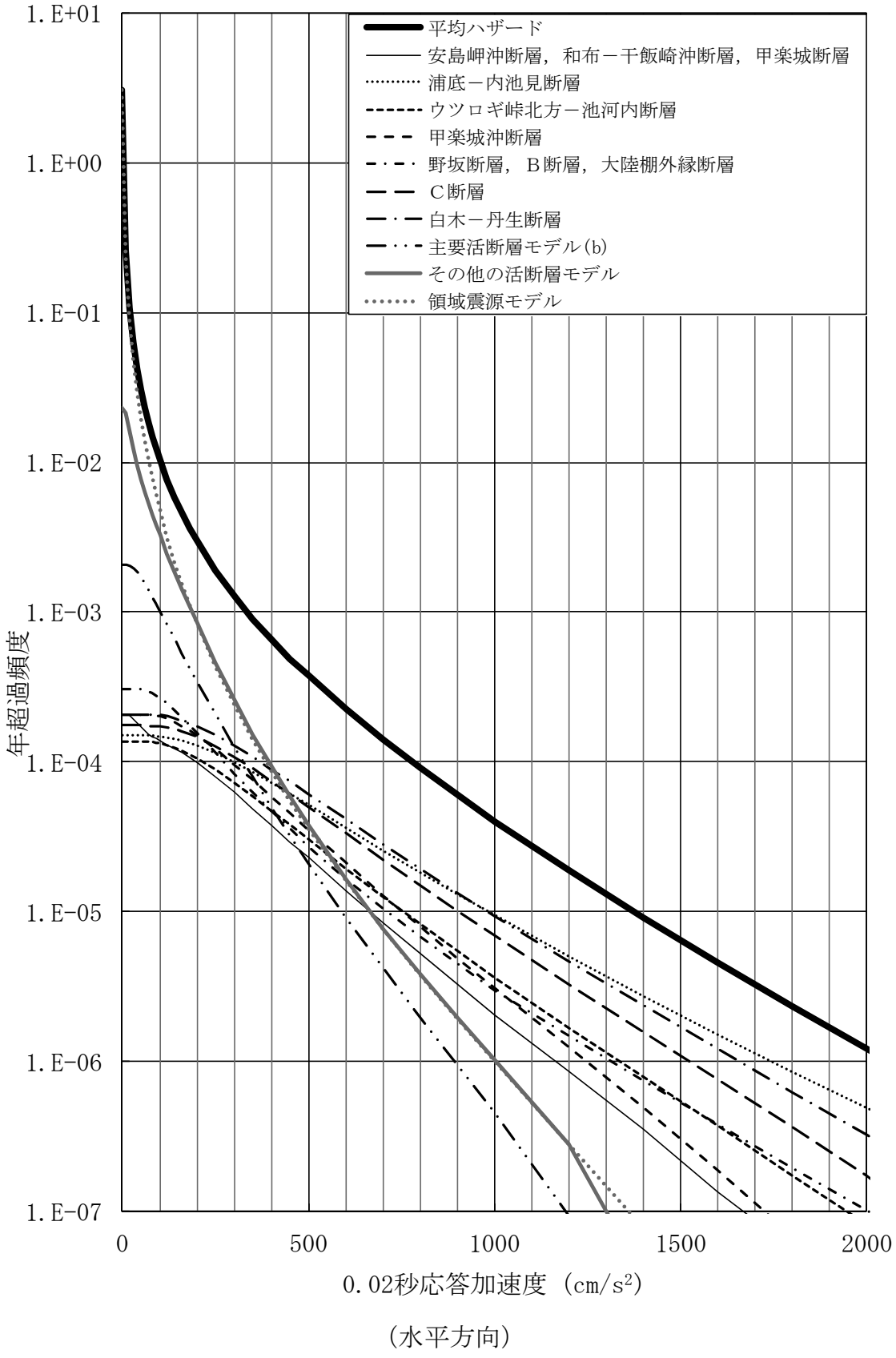
（水平方向）

第1.2.1.b-6図　平均地震ハザード曲線（1／2）



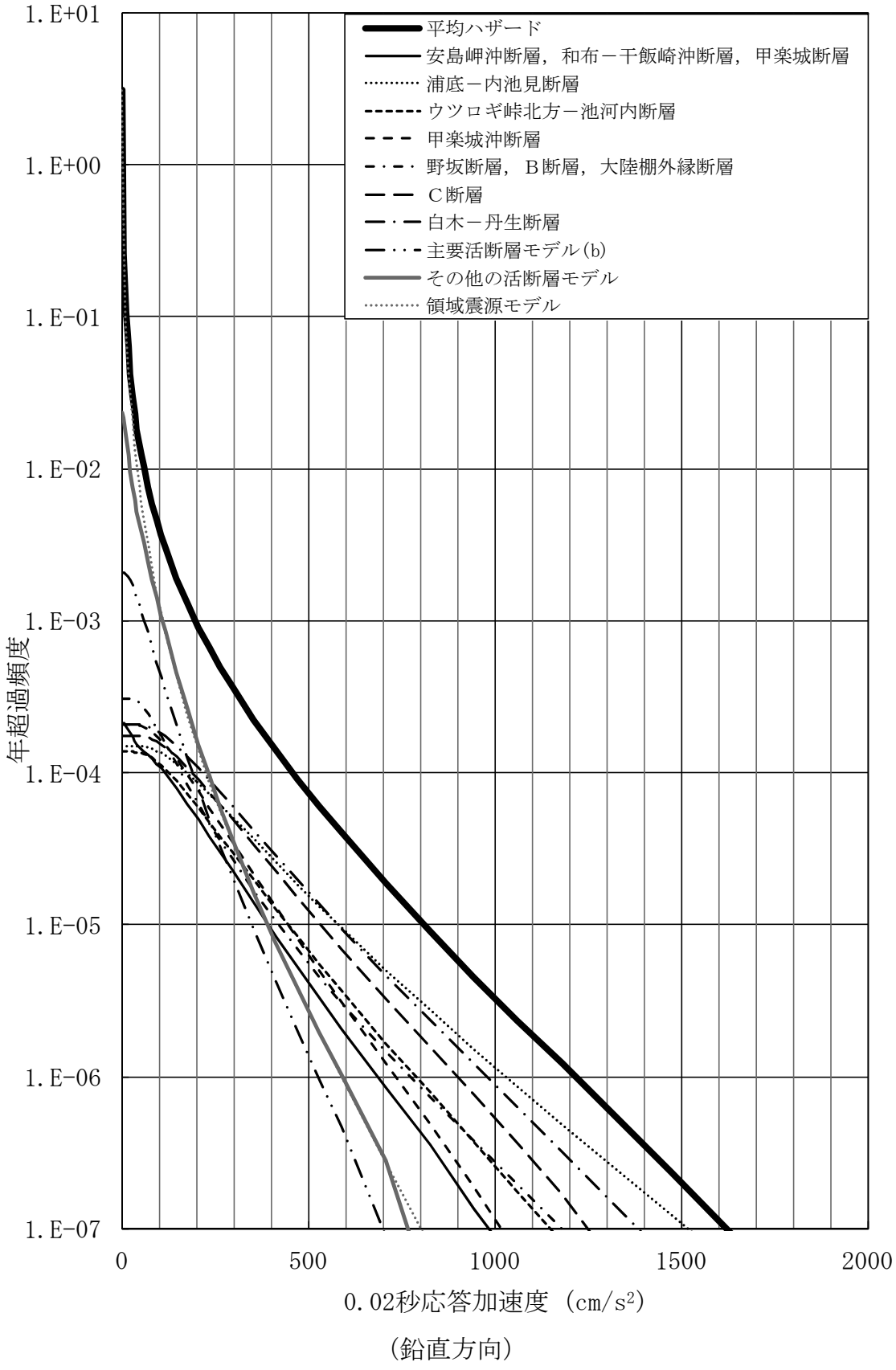
（鉛直方向）

第1.2.1.b-6図　平均地震ハザード曲線（2／2）

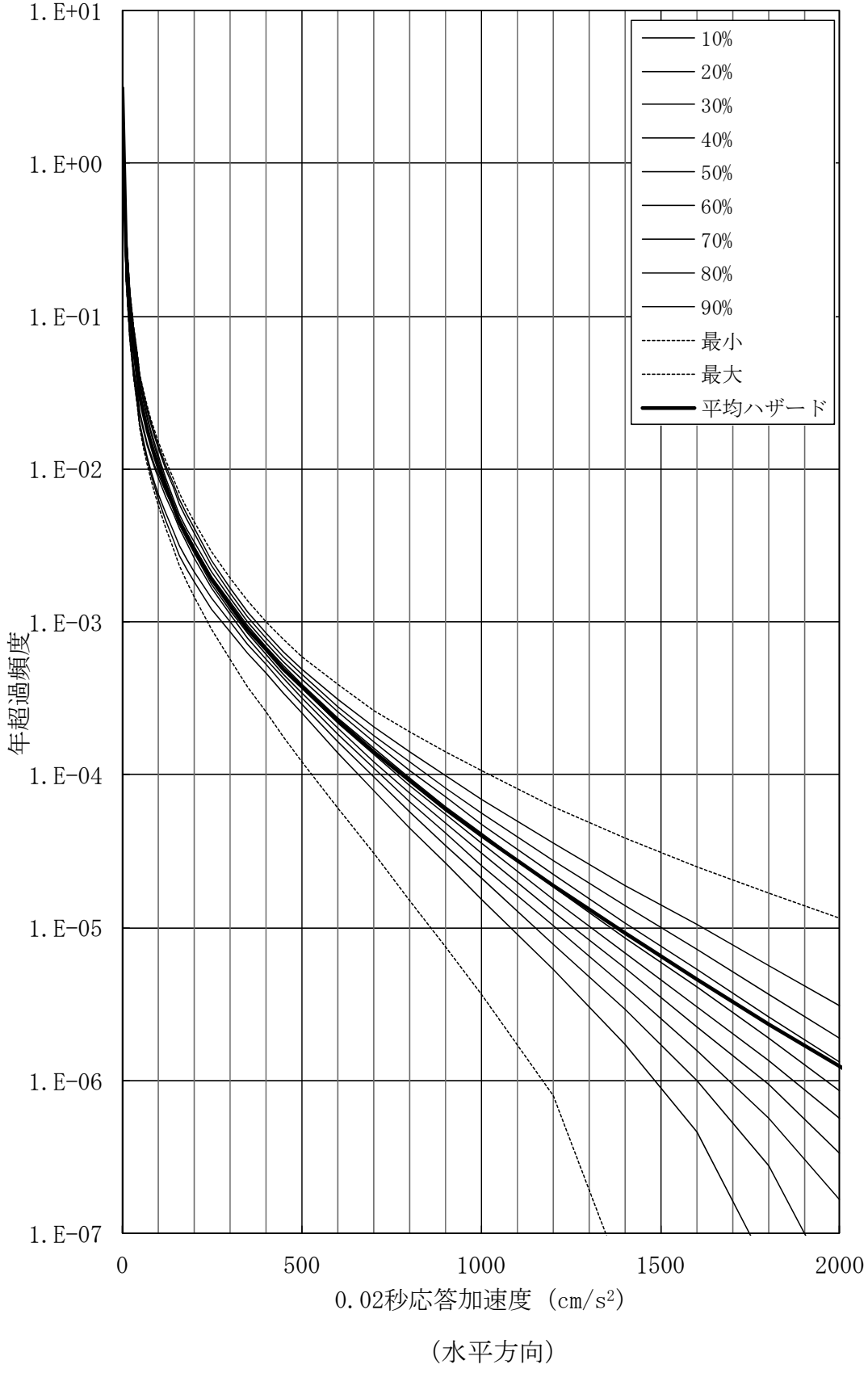


（水平方向）

第1.2.1.b-7図　震源ごとの地震ハザード曲線（1／2）

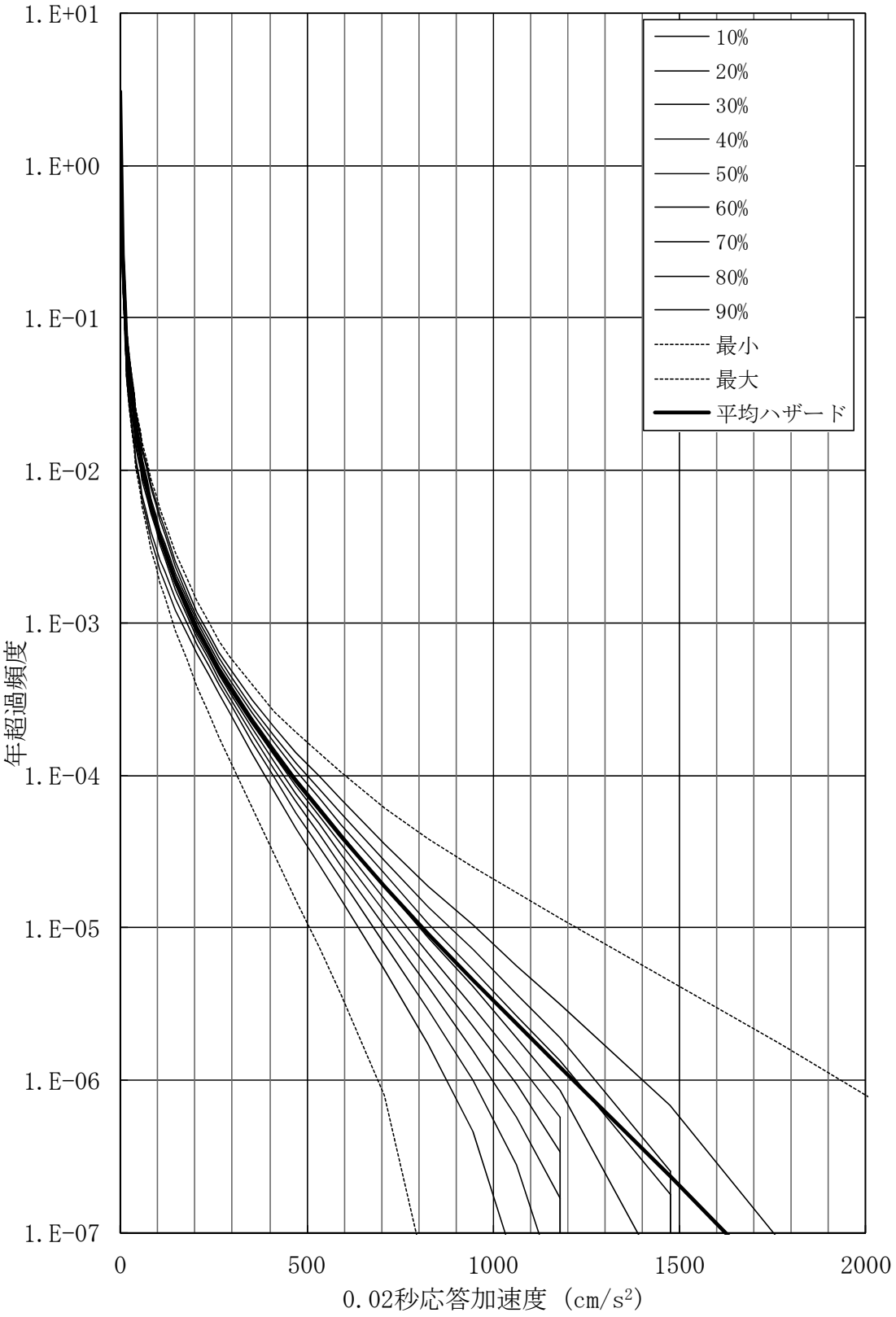


第1.2.1.b-7図　震源ごとの地震ハザード曲線（2／2）



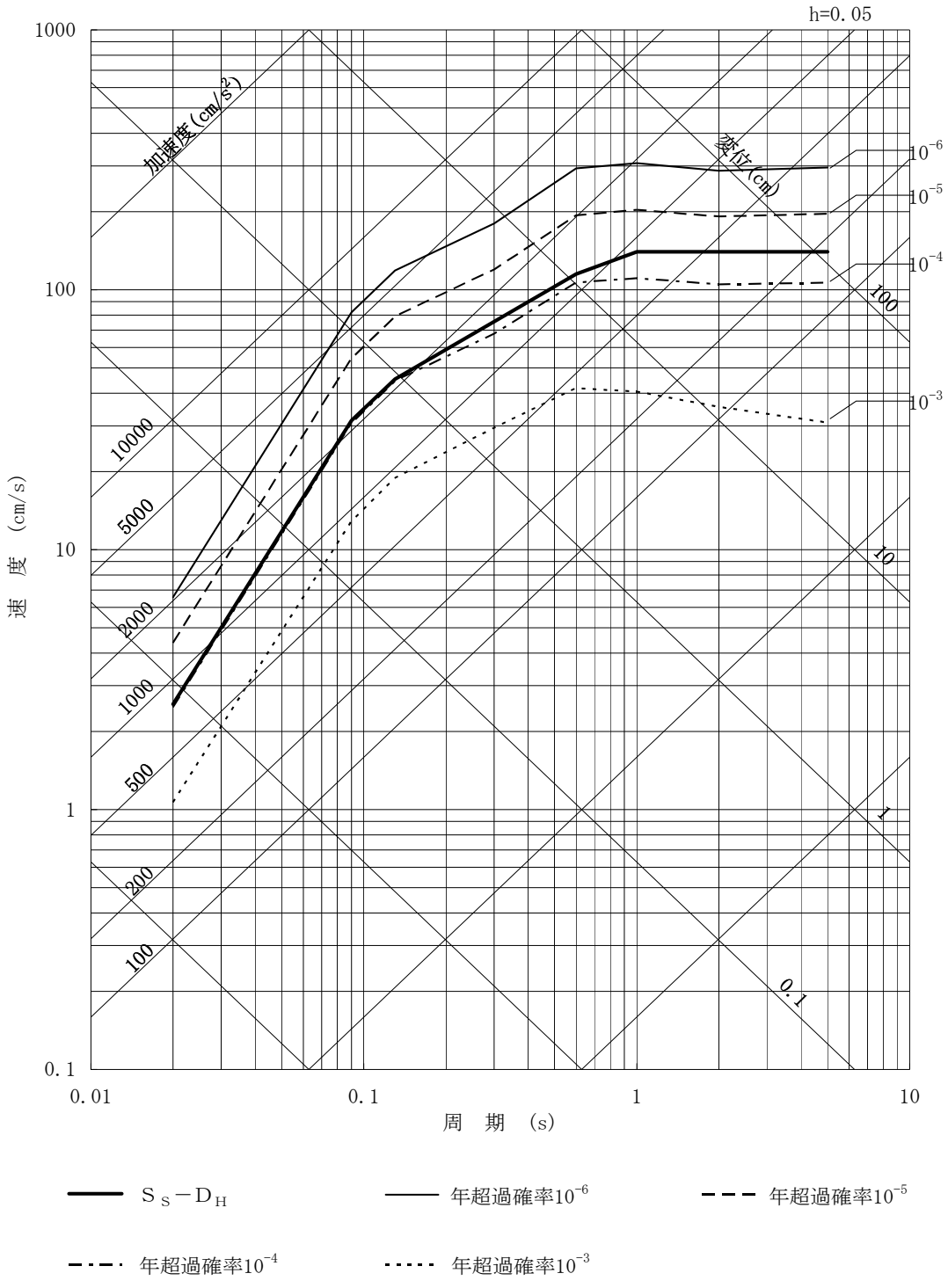
（水平方向）

第1.2.1.b-8図　フラクタイル地震ハザード曲線（1／2）



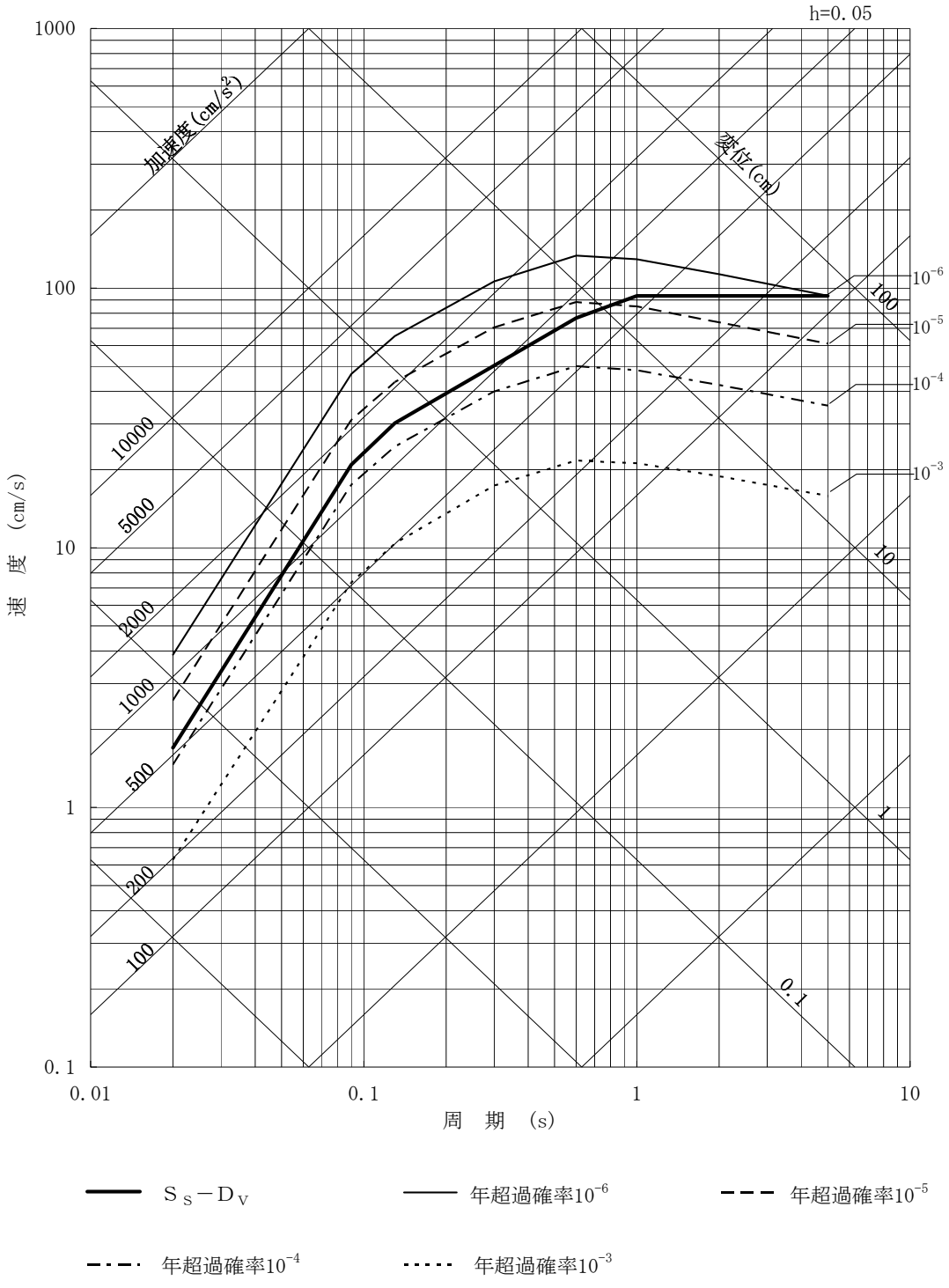
（鉛直方向）

第1.2.1.b-8図　フラクタイル地震ハザード曲線（2／2）



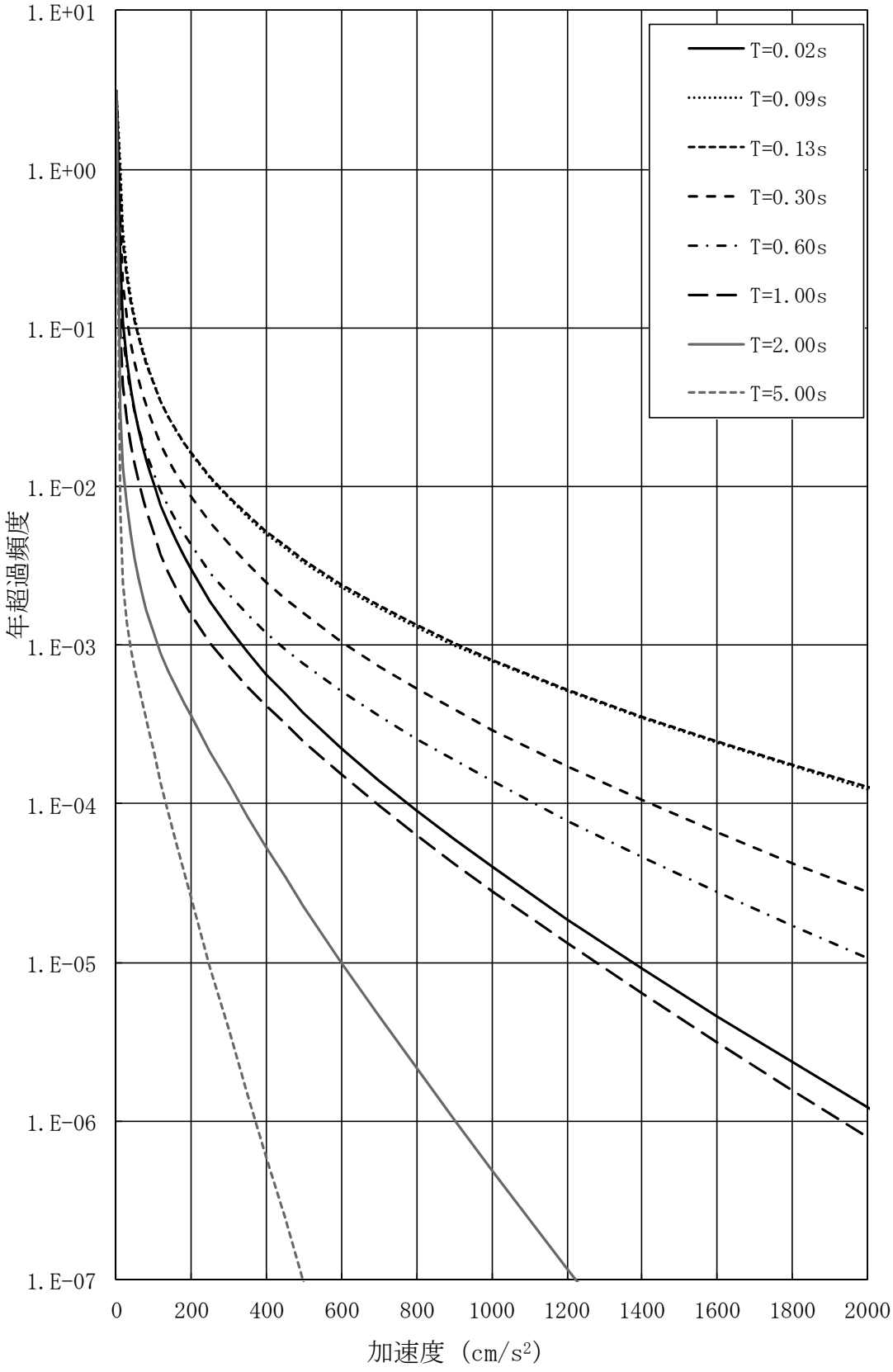
(水平方向)

第1.2.1.b-9図　基準地震動Ｓｓの応答スペクトルと一様ハザードスペクトルの比較
(1／2)



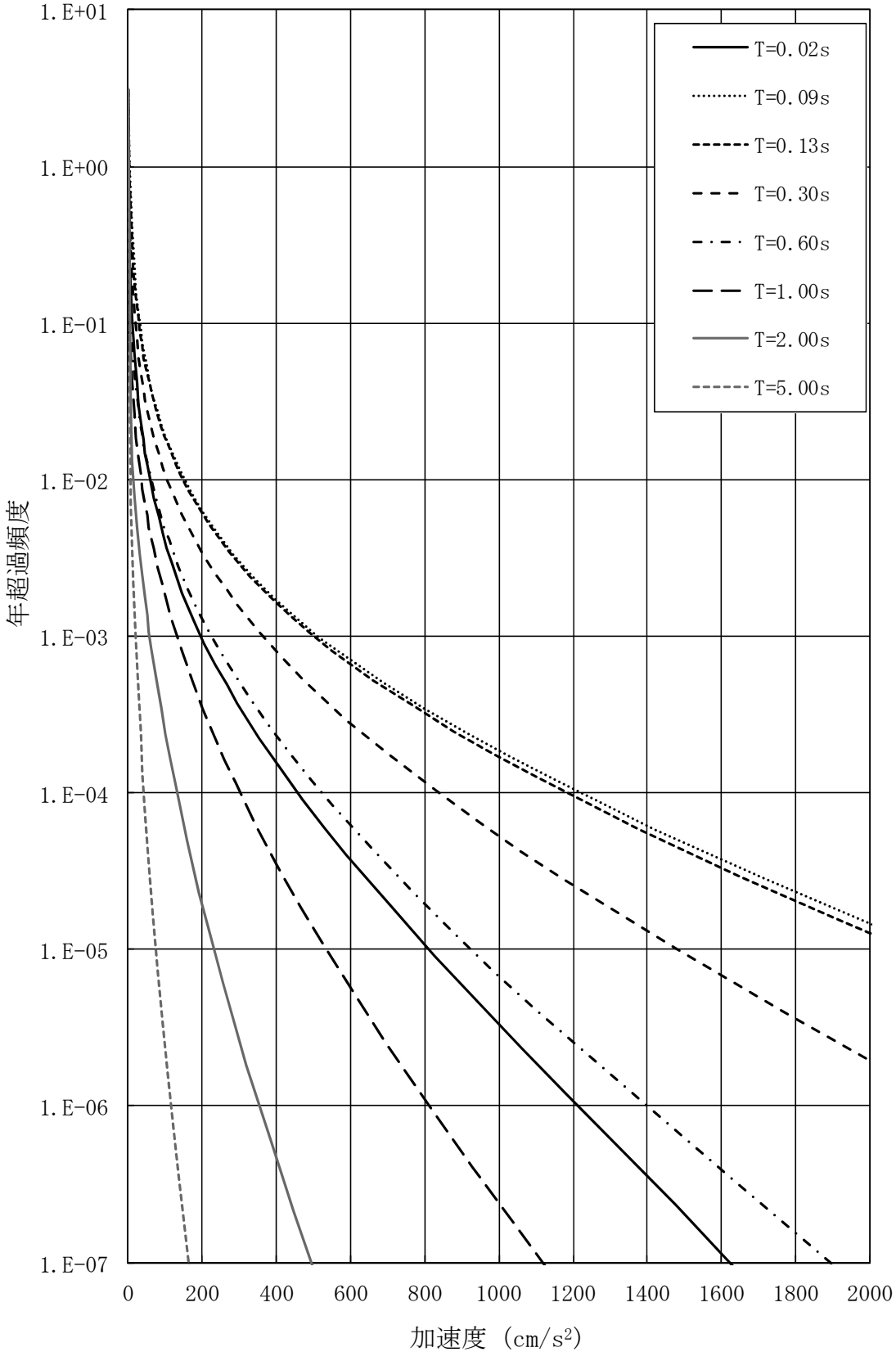
（鉛直方向）

第1.2.1.b-9図　基準地震動Ｓ Ｓの応答スペクトルと一様ハザードスペクトルの比較
（2／2）



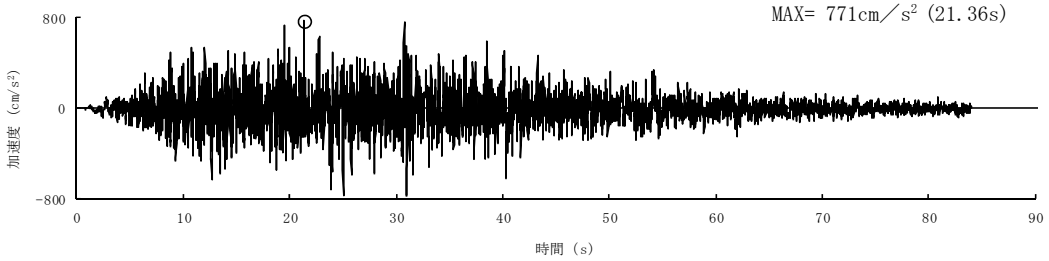
（水平方向）

第1.2.1.b-10図　周期ごとの平均地震ハザード曲線　(1／2)

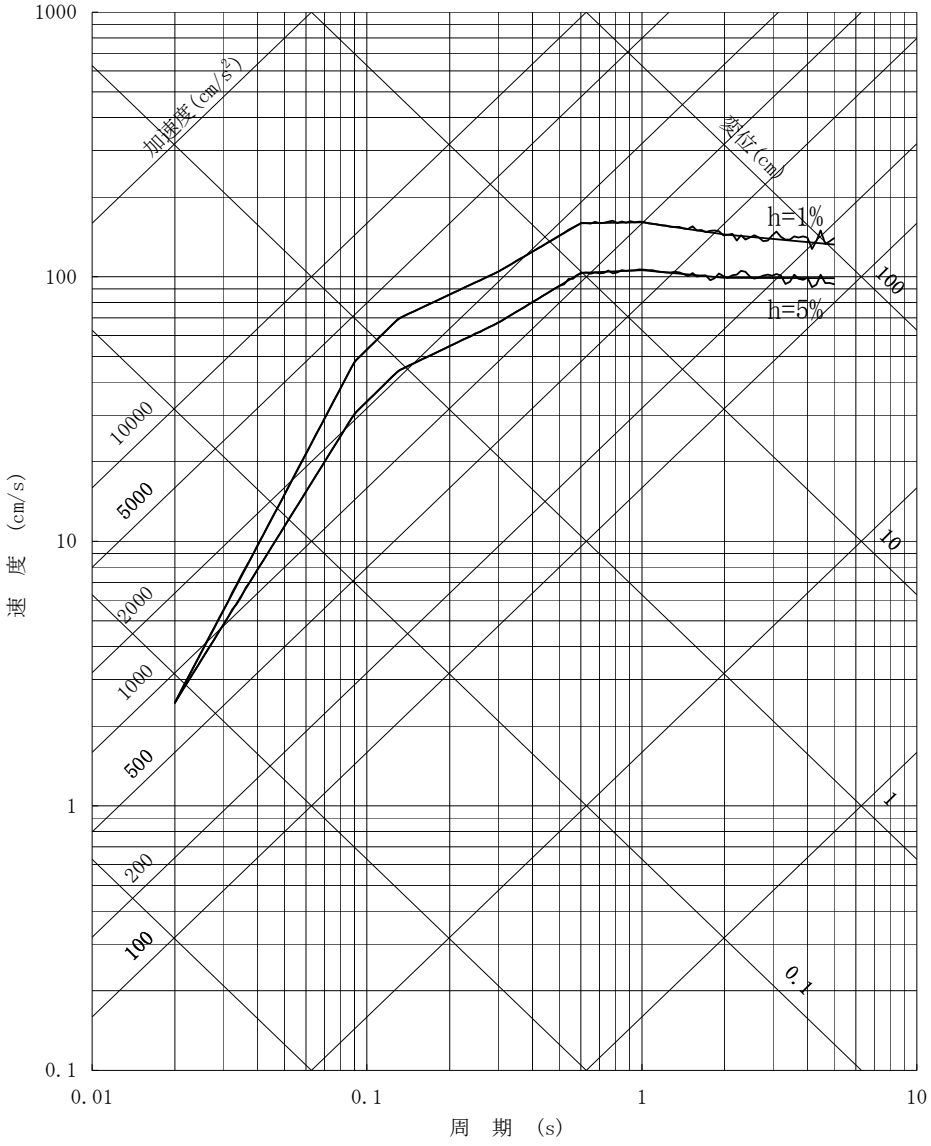


（鉛直方向）

第1.2.1.b-10図　周期ごとの平均地震ハザード曲線　(2／2)



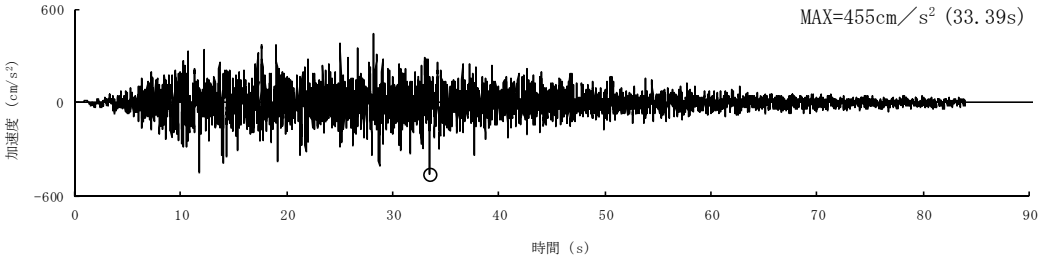
(1) 加速度時刻歴波形



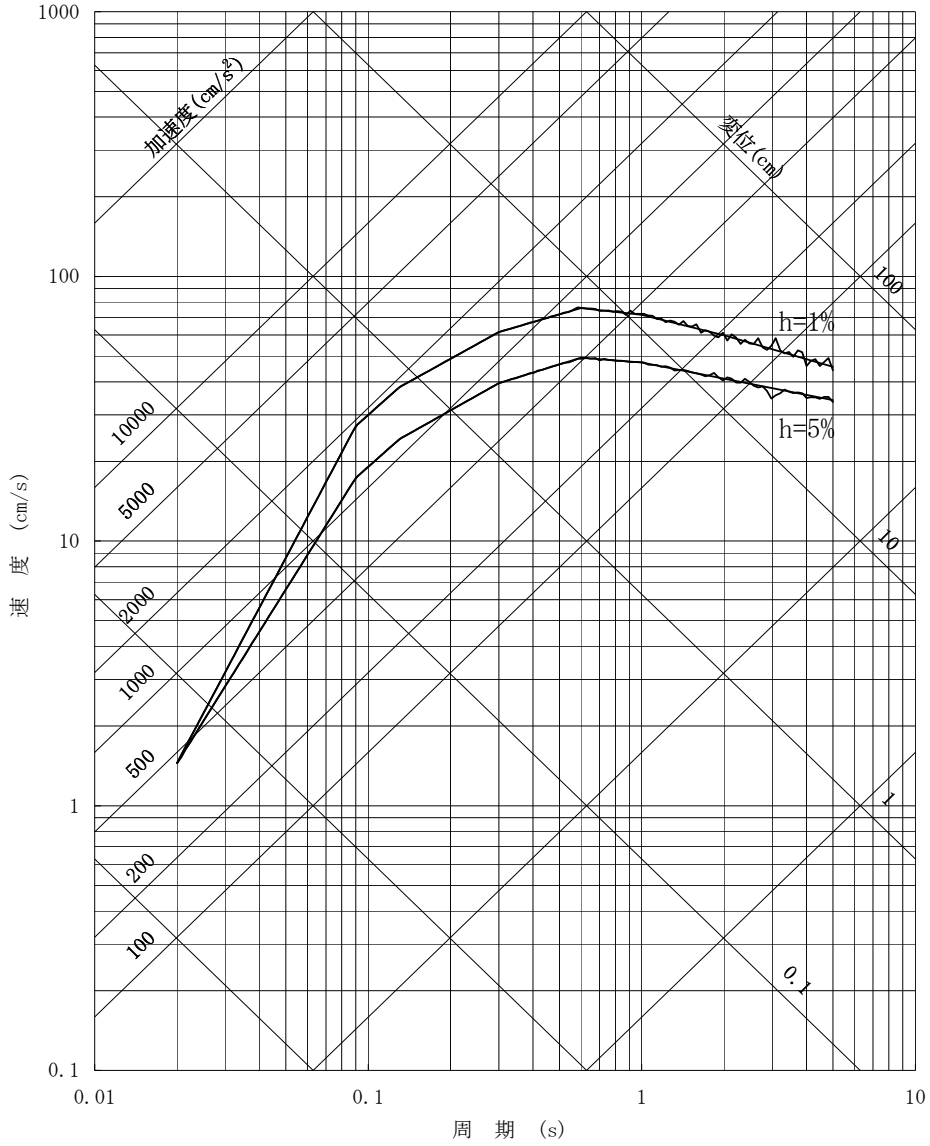
(2) 応答スペクトル

(水平方向)

第1.2.1.b-11図　年超過確率10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震波 (1／2)



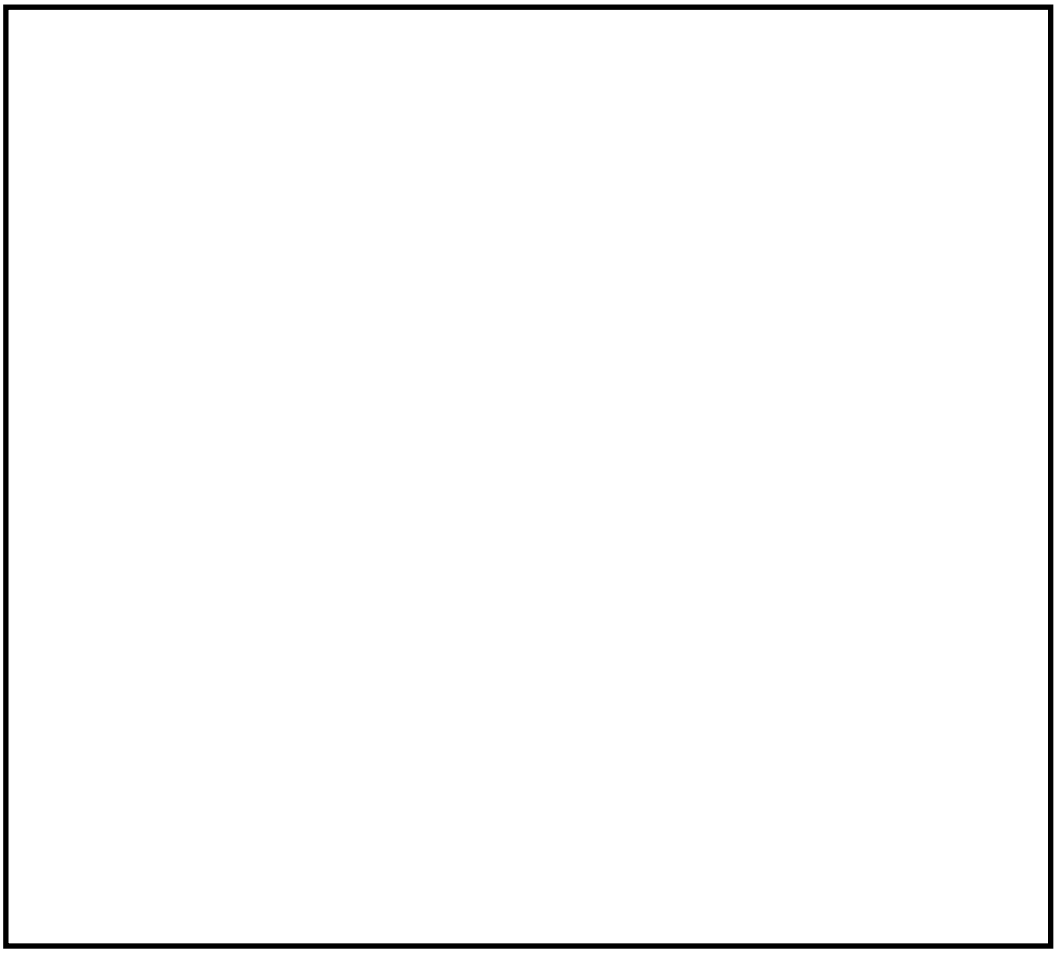
(1) 加速度時刻歴波形



(2) 応答スペクトル

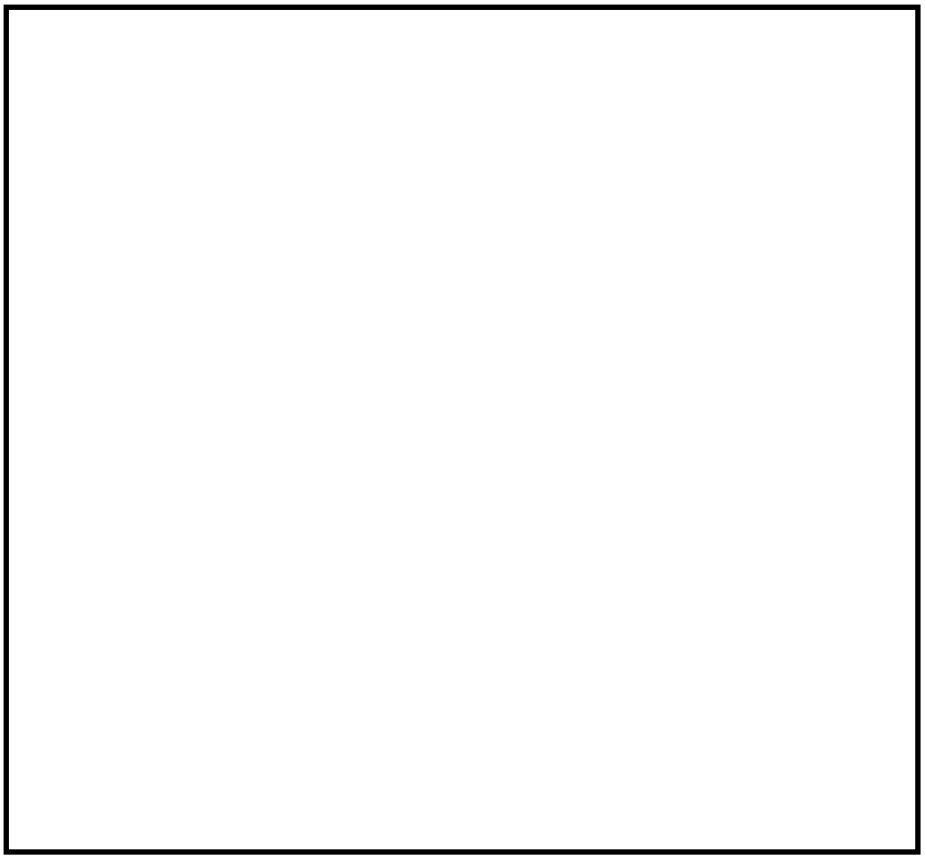
(鉛直方向)

第1.2.1.b-11図　年超過確率10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震波 (2／2)

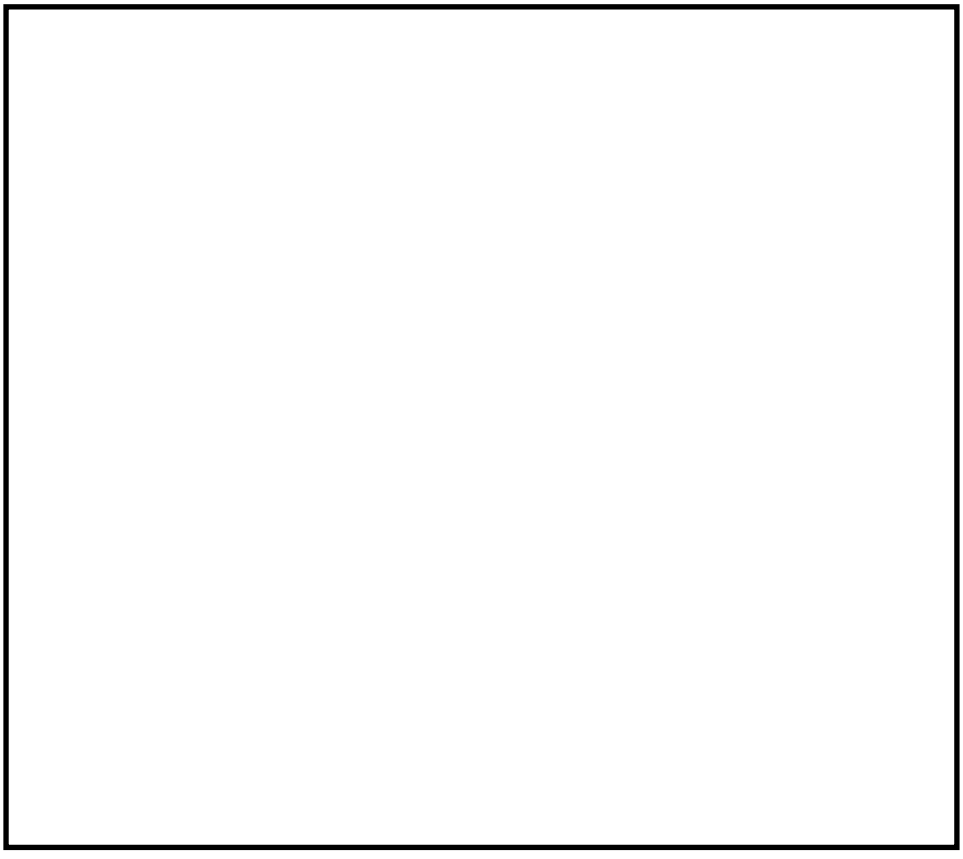


第1.2.1.c-1-1図　原子炉建屋の概略平面図(E.L.－0.3m)

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。

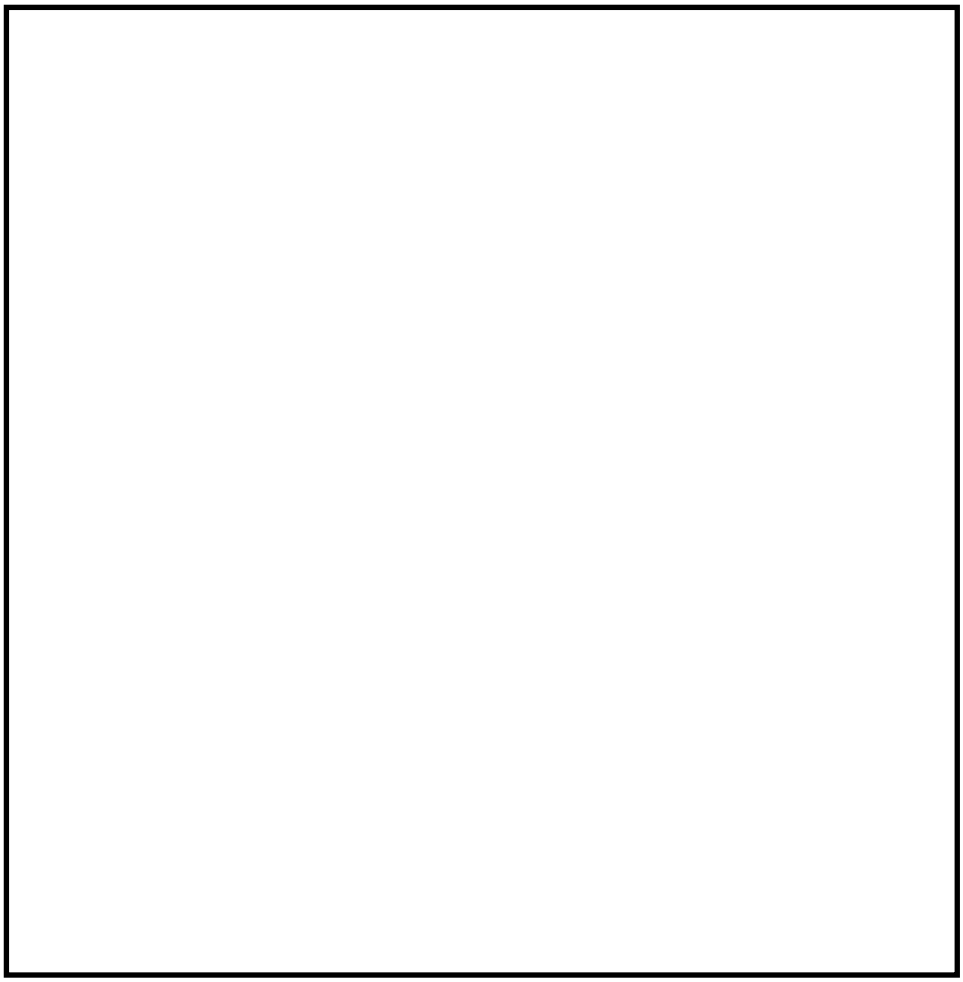


第1.2.1.c-1-2図　原子炉建屋の概略断面図（A－A断面）



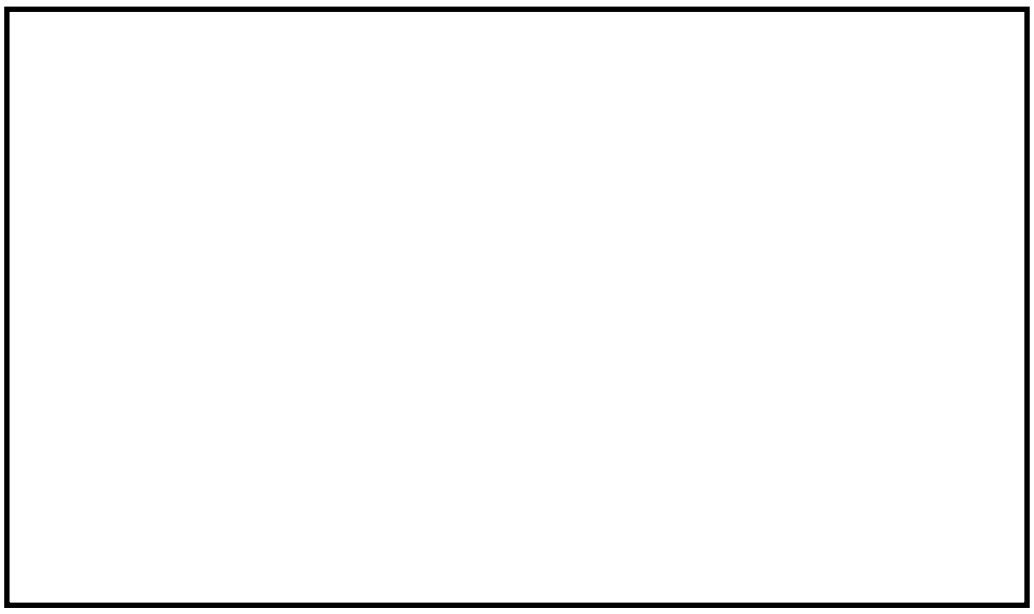
第1.2.1.c-1-3図　原子炉建屋の概略断面図（B－B断面）

□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。



第1.2.1.c-1-4図　原子炉補助建屋の概略平面図(E.L.－7.3m)

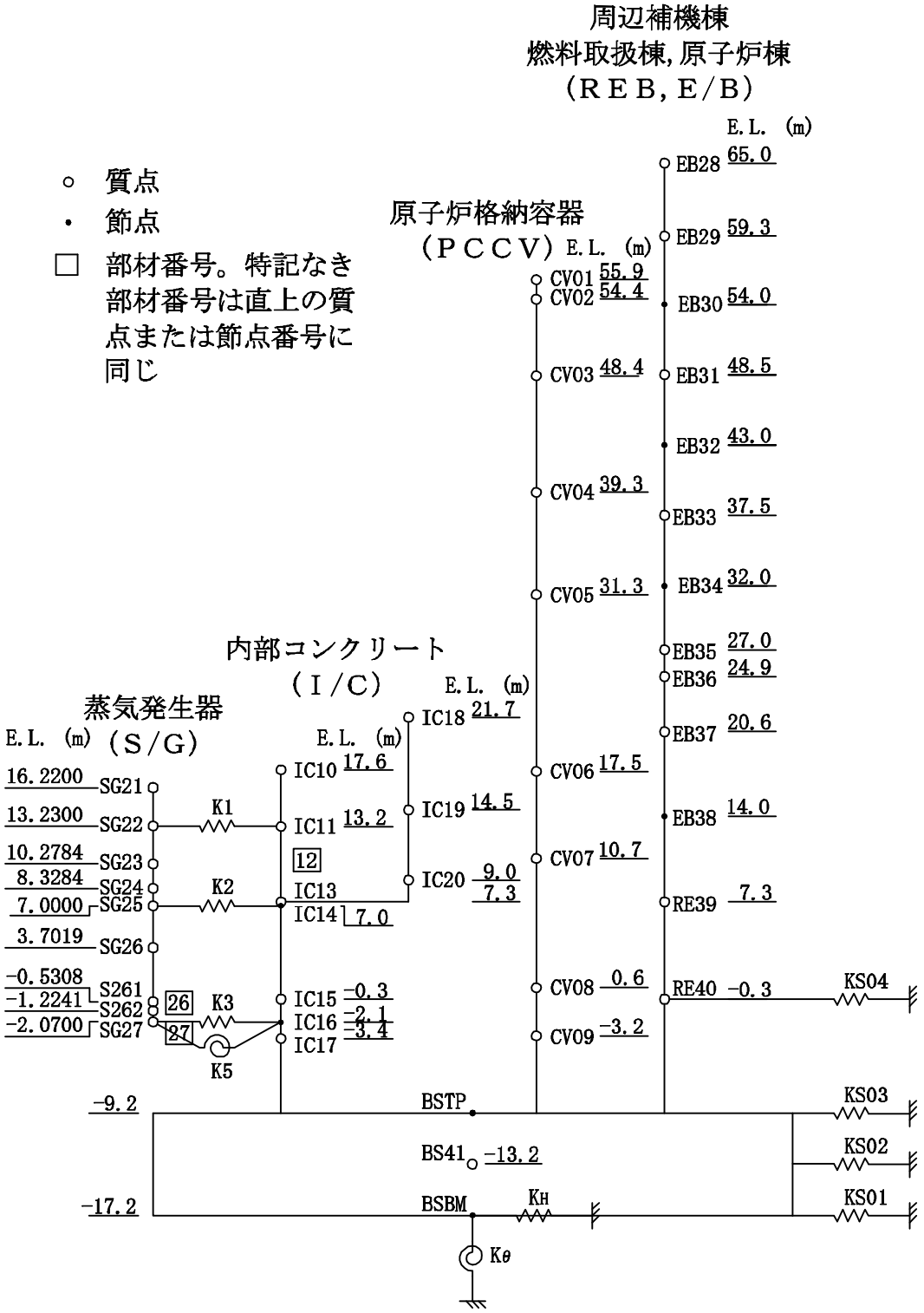
□は，商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。



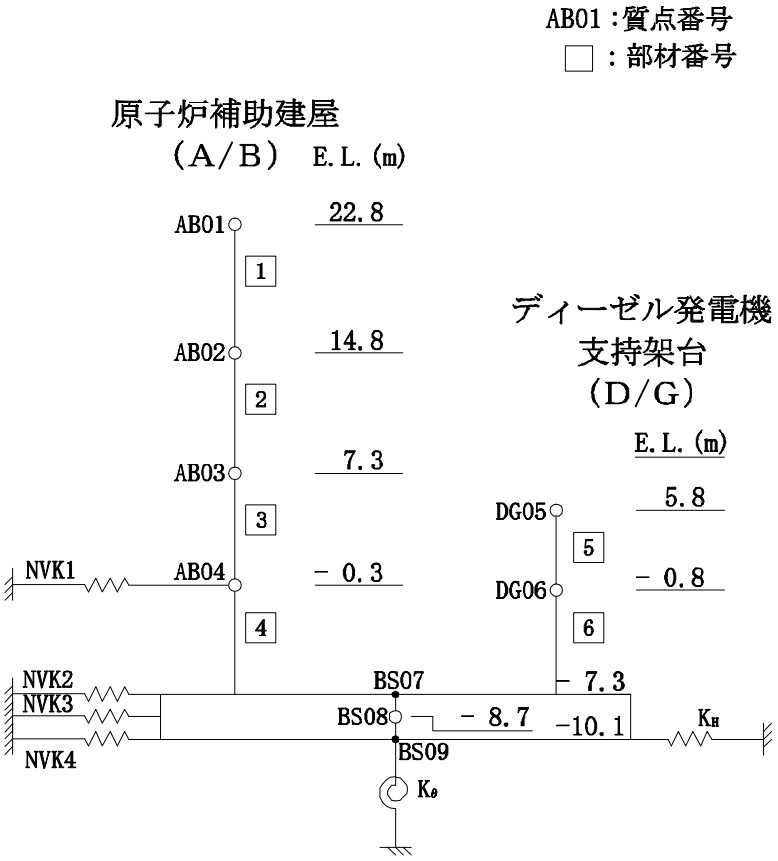
第1.2.1.c-1-5図　原子炉補助建屋の概略断面図（A－A断面）

第1.2.1.c-1-6図　原子炉補助建屋の概略断面図（B－B断面）

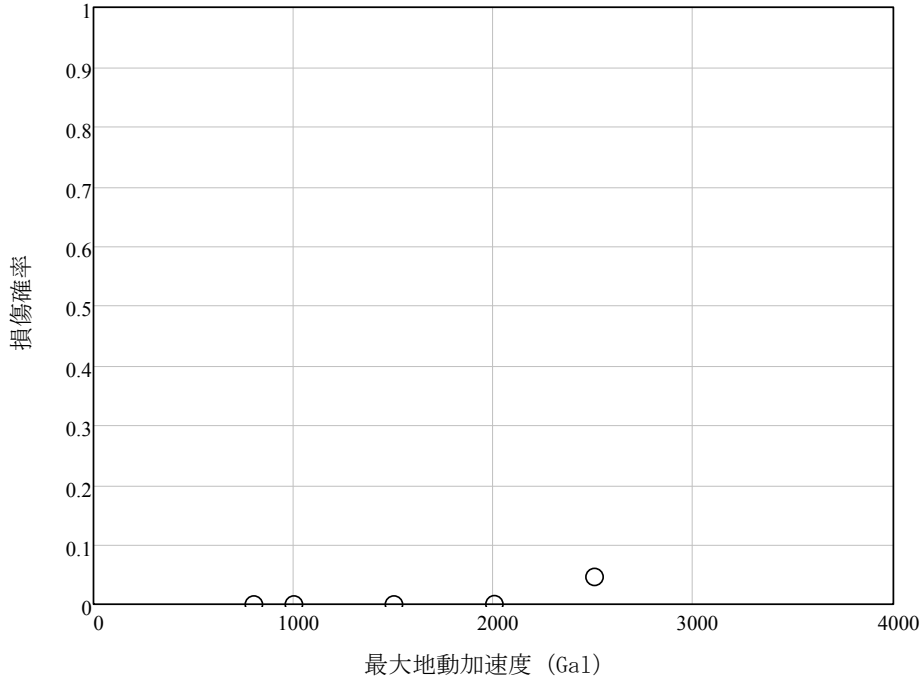
□は，商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。



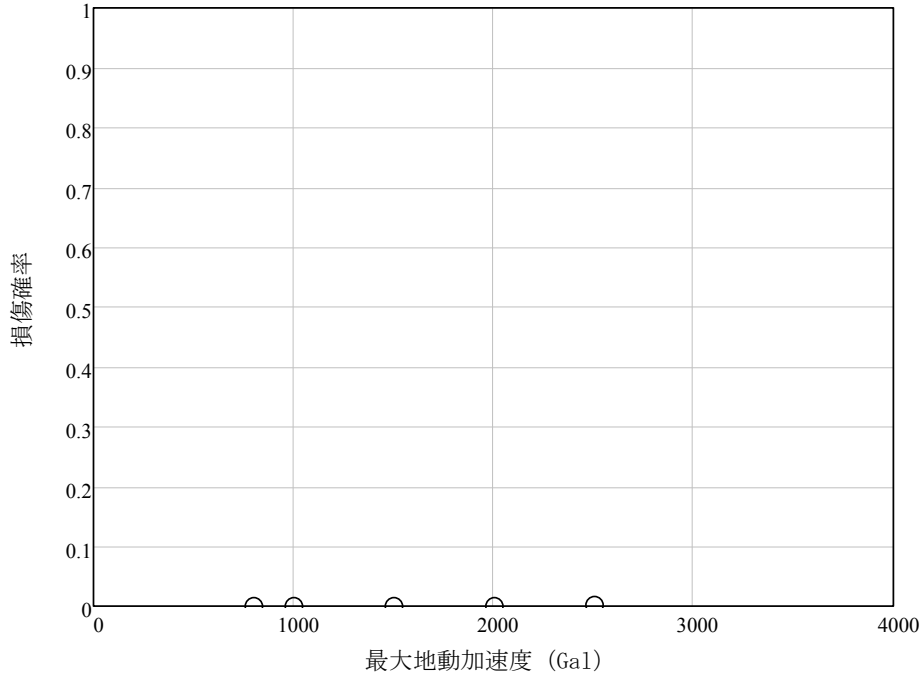
第1.2.1.c-1-7図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋地震応答解析モデル（水平方向）



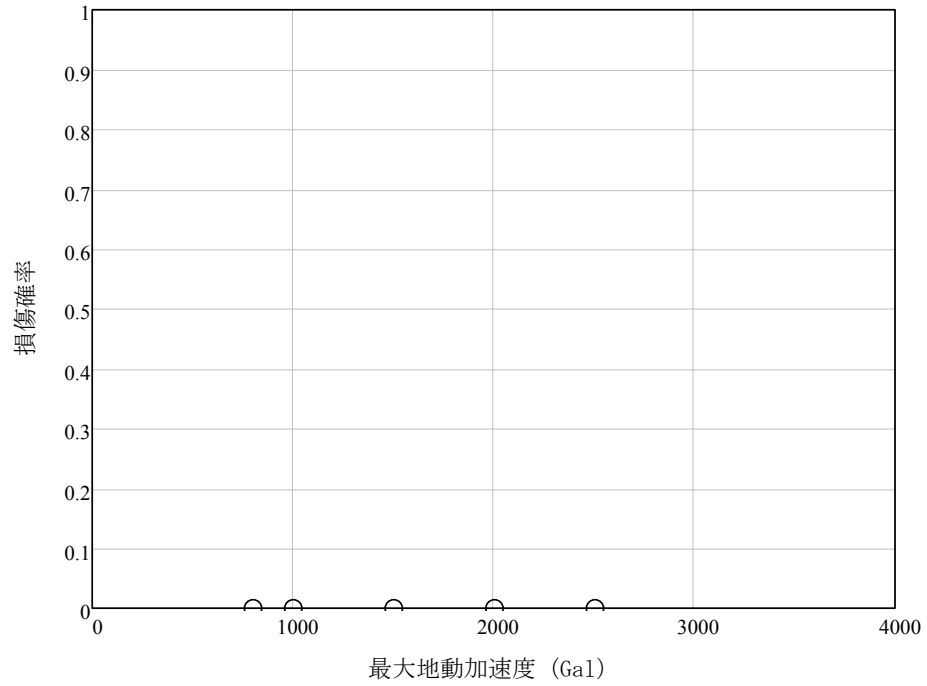
第1.2.1.c-1-8図　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋地震応答解析モデル（水平方向）



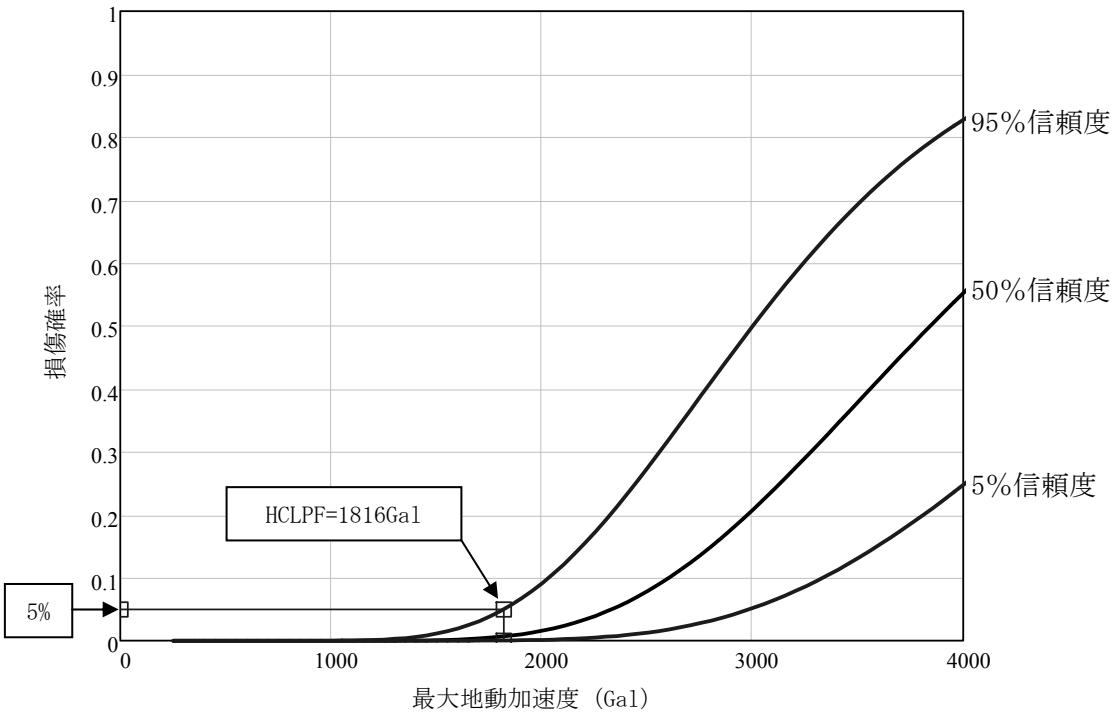
第1.2.1.c-1-9図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（ＰＣＣＶ：CV09　ＥＷ方向）



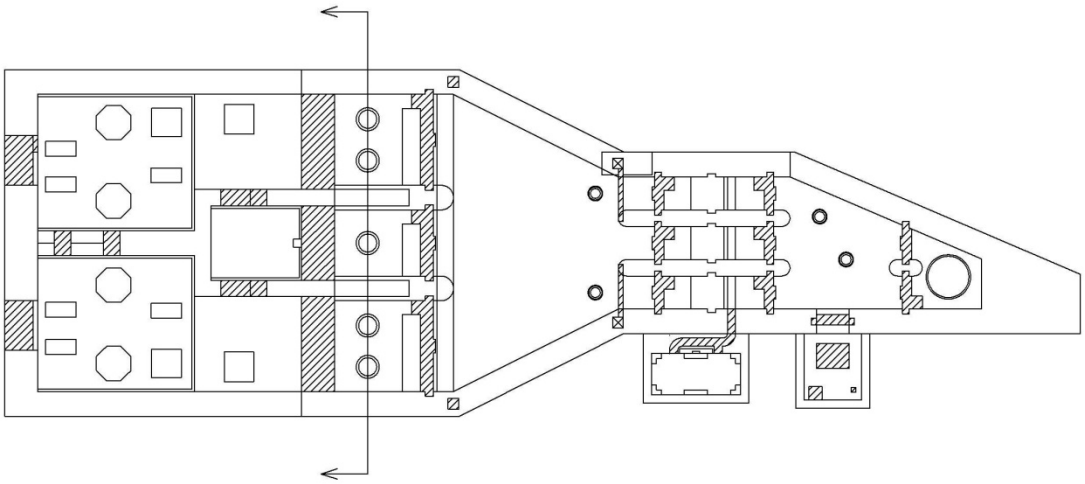
第1.2.1.c-1-10図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（Ｉ／Ｃ：IC11　ＥＷ方向）



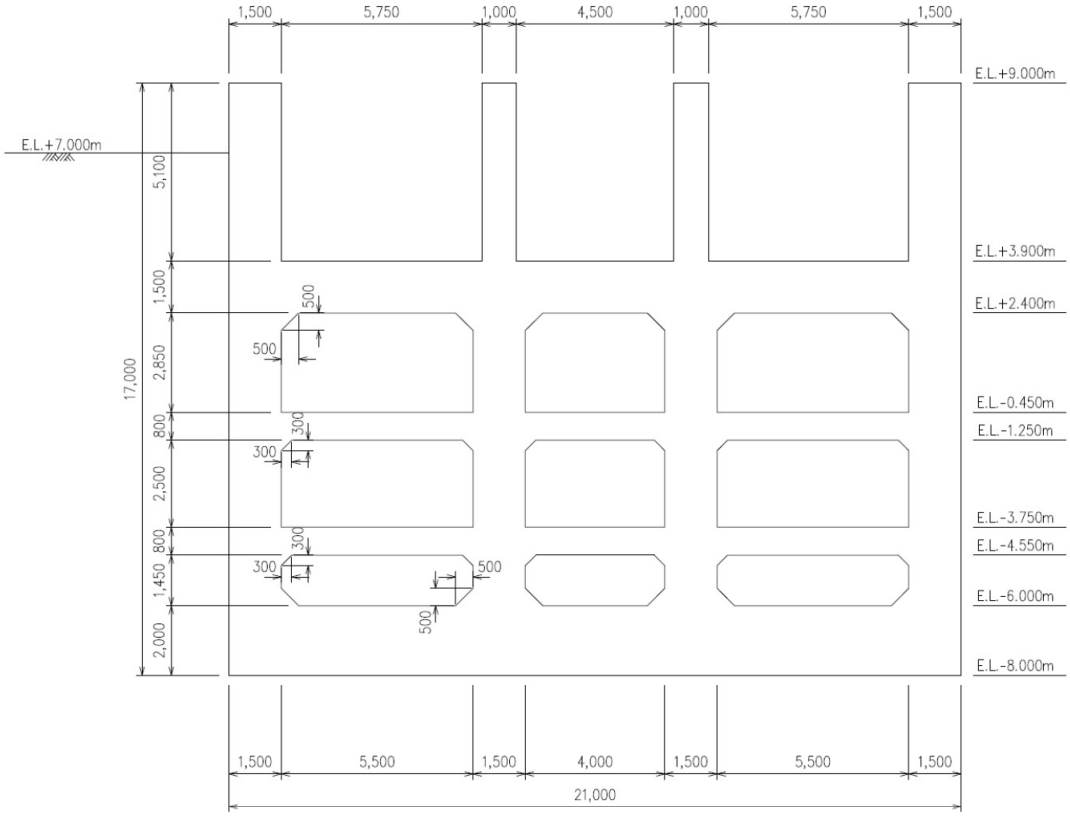
第1.2.1.c-1-11図　敦賀発電所２号炉　原子炉建屋フラジリティ曲線
（ＲＥＢ：RE40　ＮＳ方向）



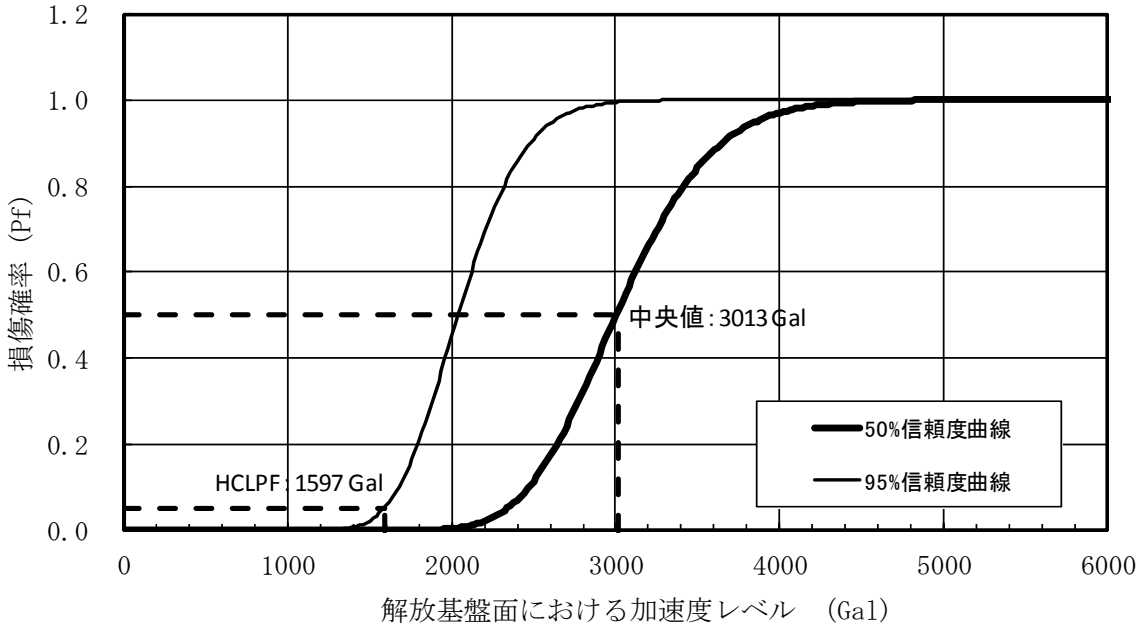
第1.2.1.c-1-12図　敦賀発電所２号炉　原子炉補助建屋フラジリティ曲線
（Ａ／Ｂ：AB02　ＮＳ方向）



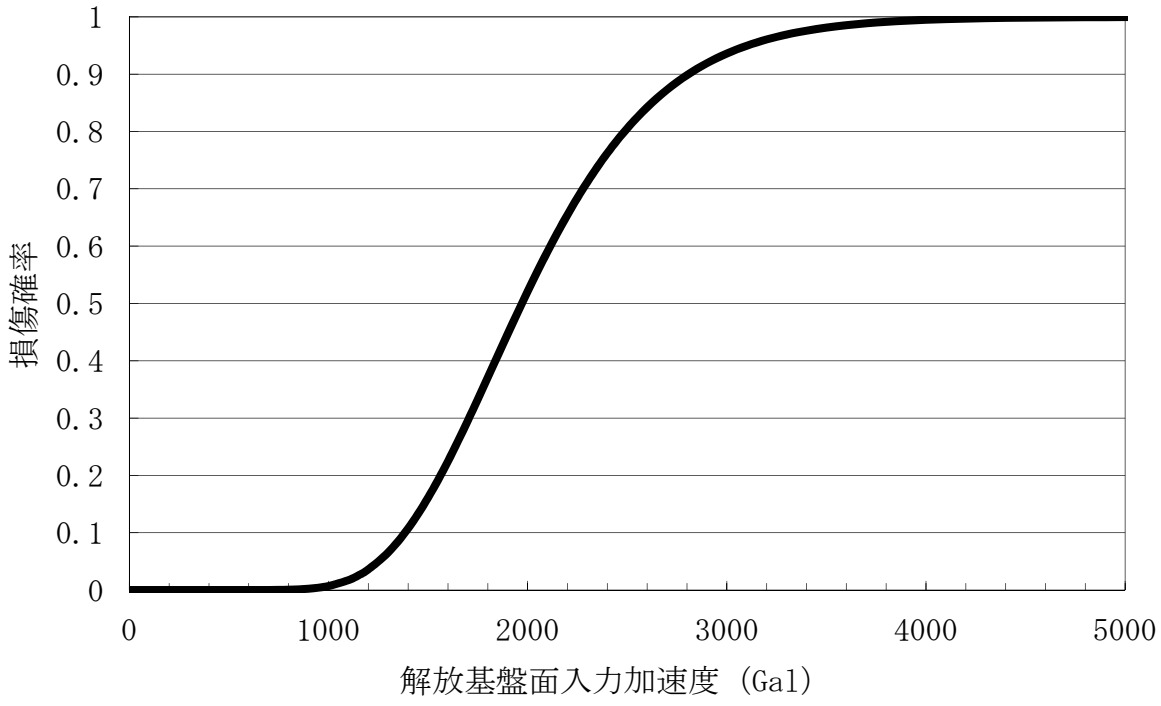
第1.2.1.c-2-1図　原子炉補機冷却海水ポンプピット平面図



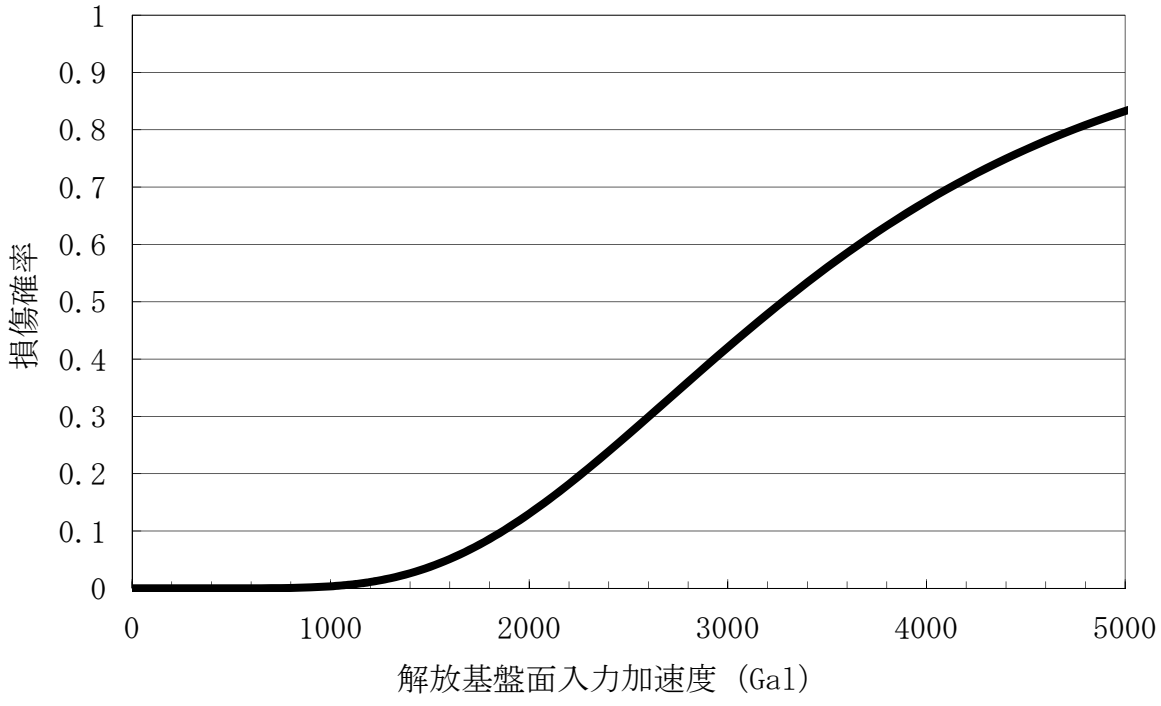
第1.2.1.c-2-2図　原子炉補機冷却海水ポンプピット断面図



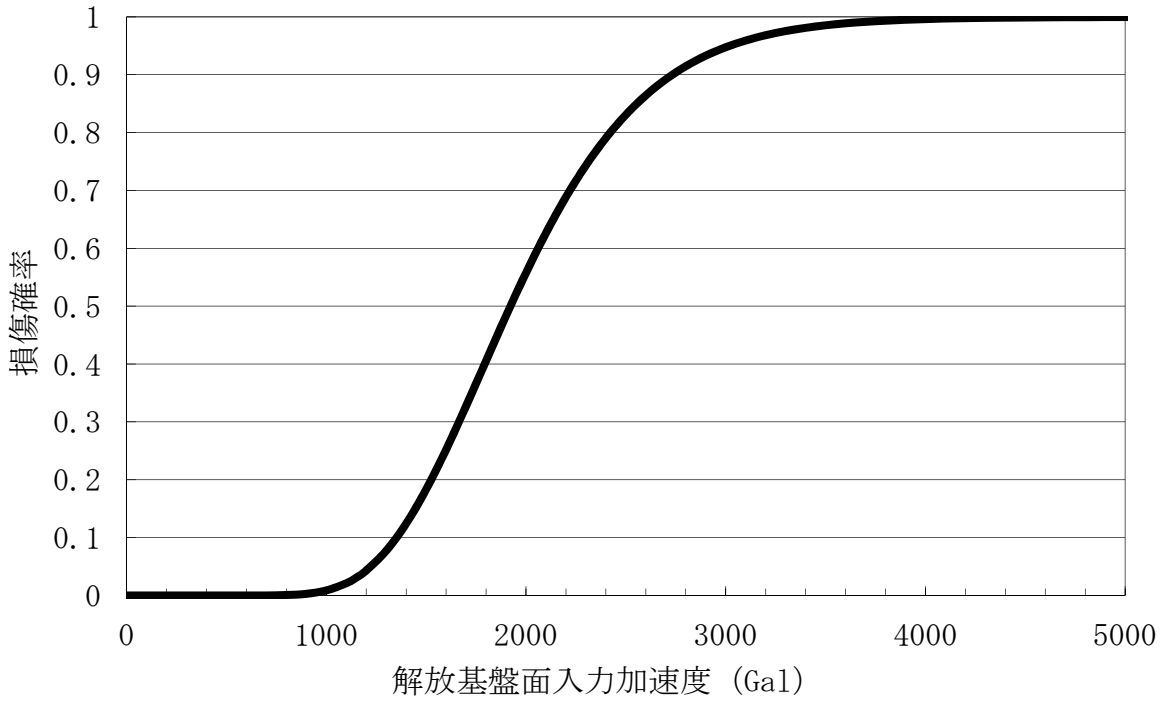
第1.2.1.c-2-3図　原子炉補機冷却海水ポンプピット　フラジリティ曲線



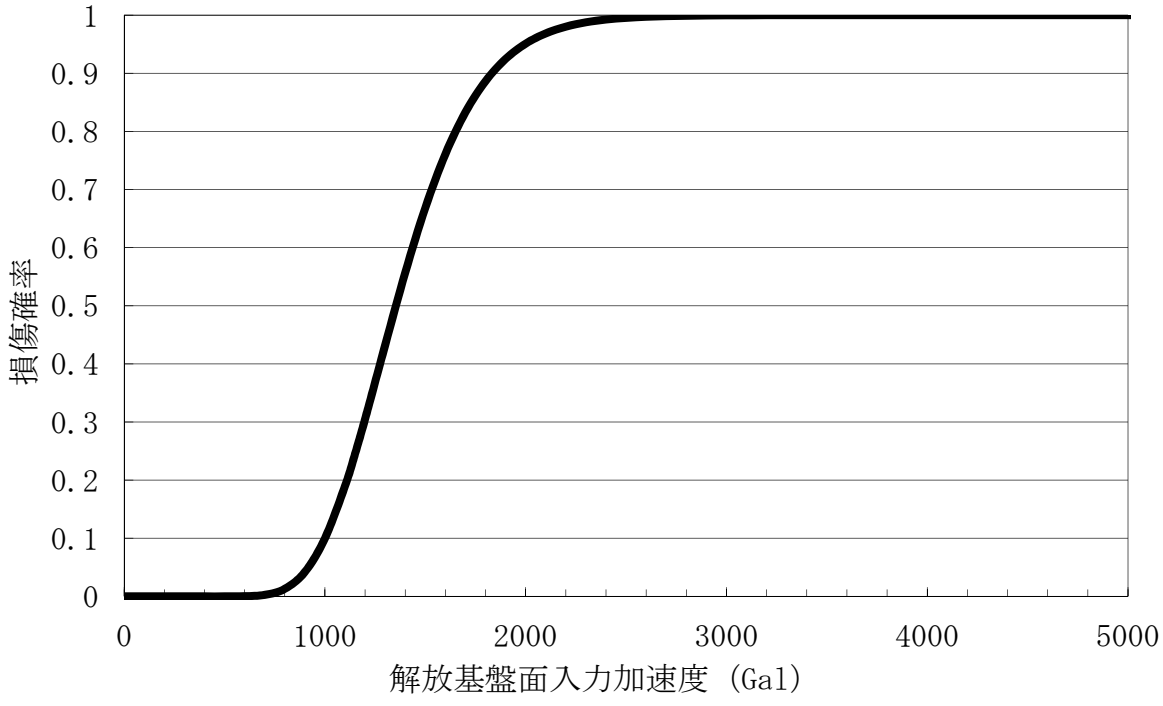
第1.2.1.c-3-1図　原子炉容器　フラジリティ曲線



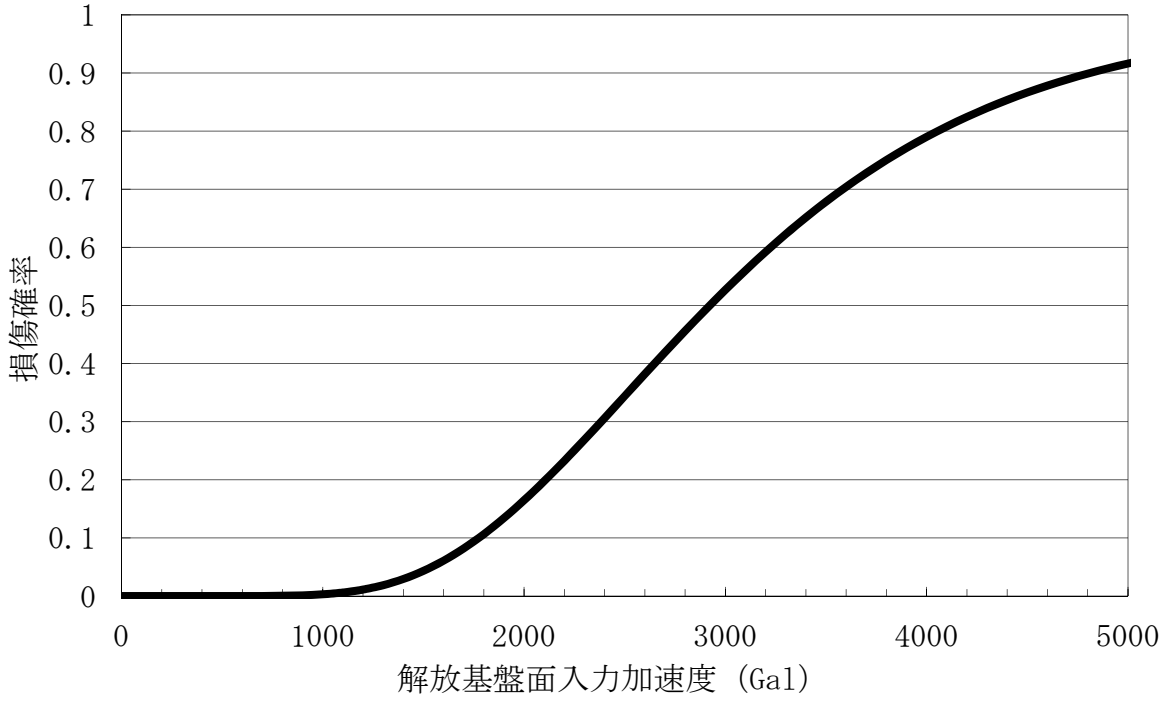
第1.2.1.c-3-2図　格納容器スプレイ冷却器　フラジリティ曲線



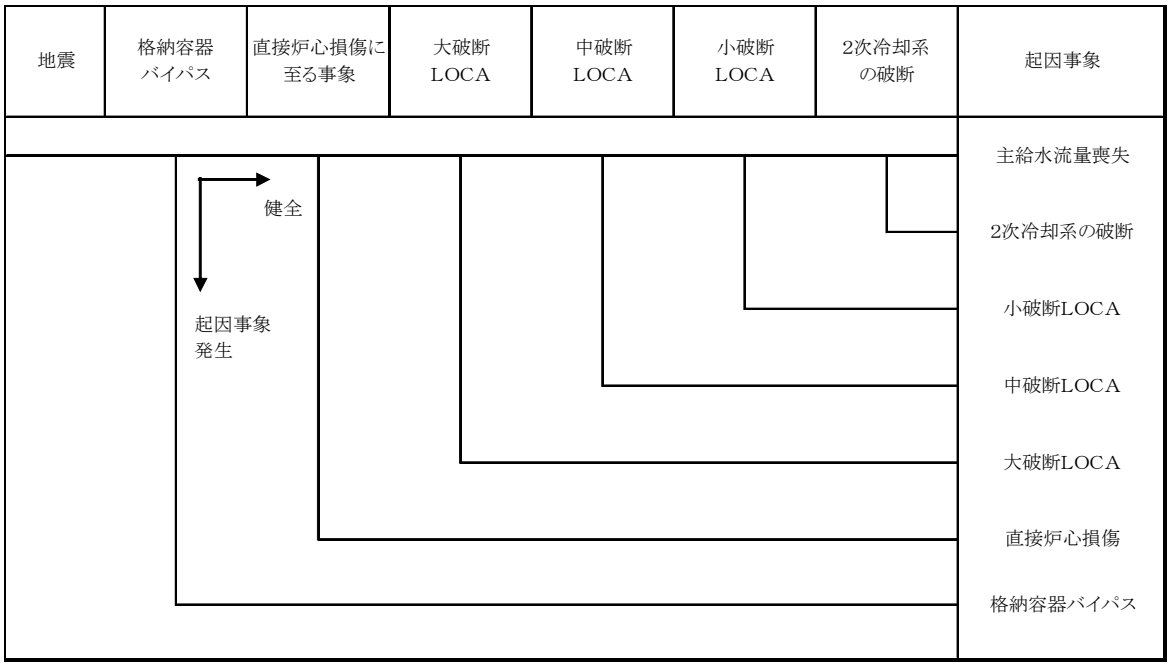
第1.2.1.c-3-3図　480Vパワーセンタ　フラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-4図　内燃機関（ディーゼル機関）　フラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-5図　主蒸気系配管　フラジリティ曲線



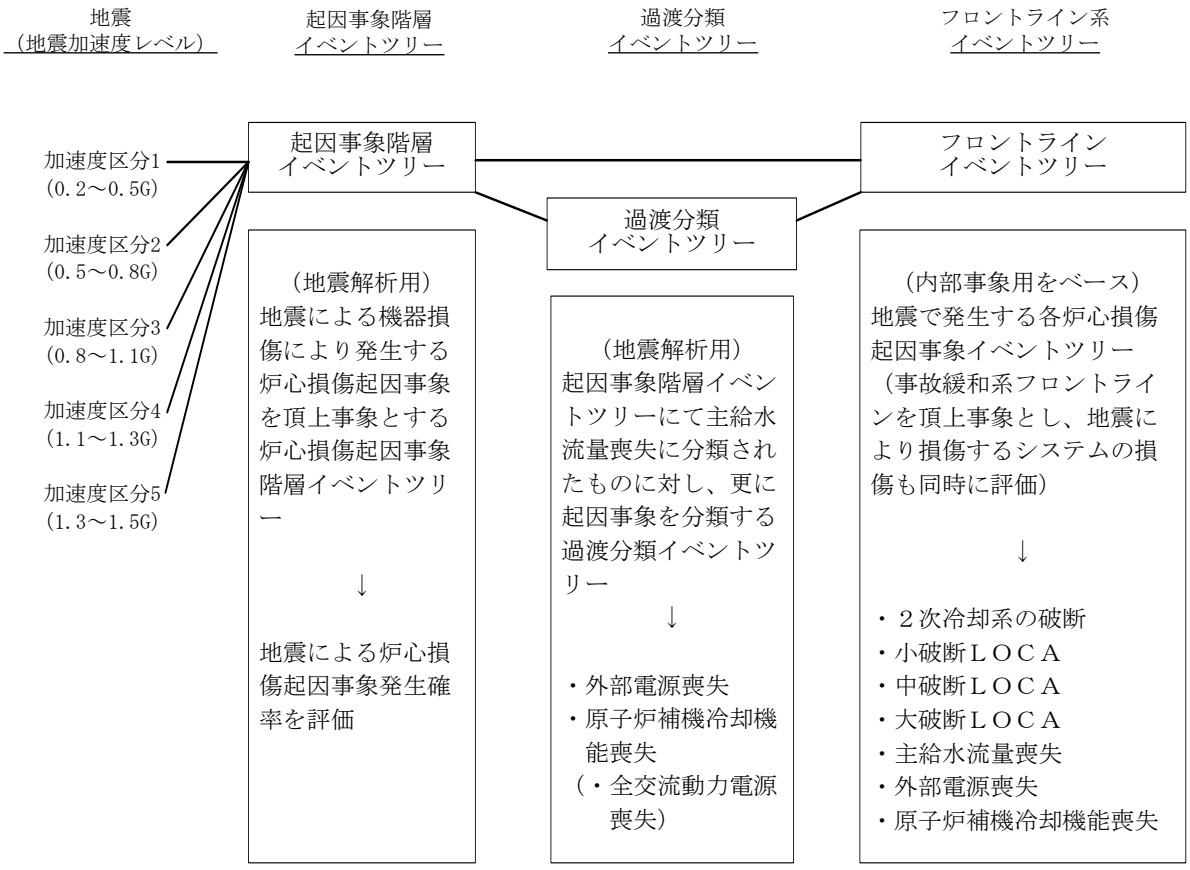
【直接炉心損傷に至る事象】

・大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）
・原子炉格納容器損傷
・原子炉建屋損傷
・原子炉補助建屋損傷
・複数の信号系損傷
・１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失
・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失
・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

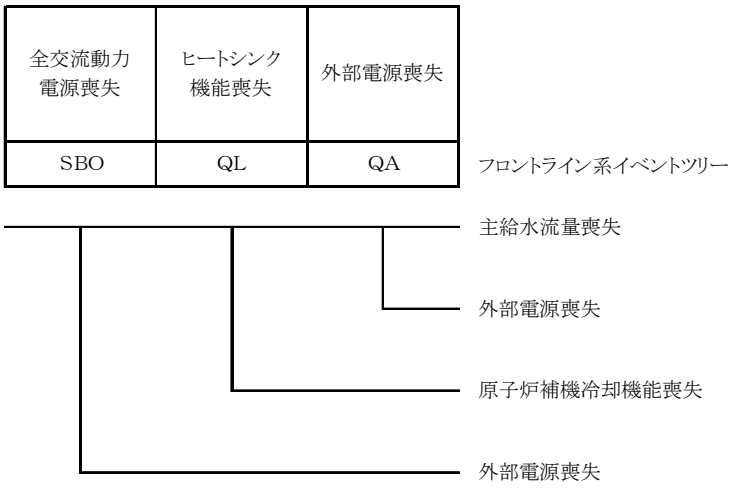
【格納容器バイパス】

・蒸気発生器伝熱管破損　（複数本破損）

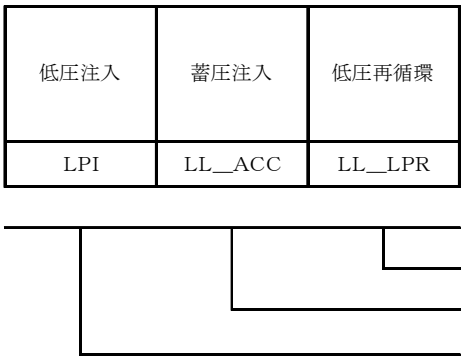
第1.2.1.d-1図　起因事象階層イベントツリー



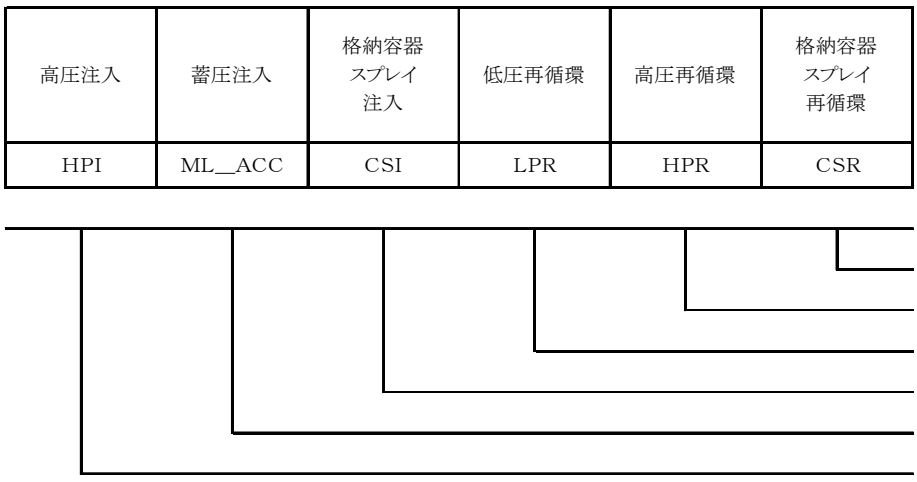
第1.2.1.d-2図　地震システム解析モデル（小イベントツリー）



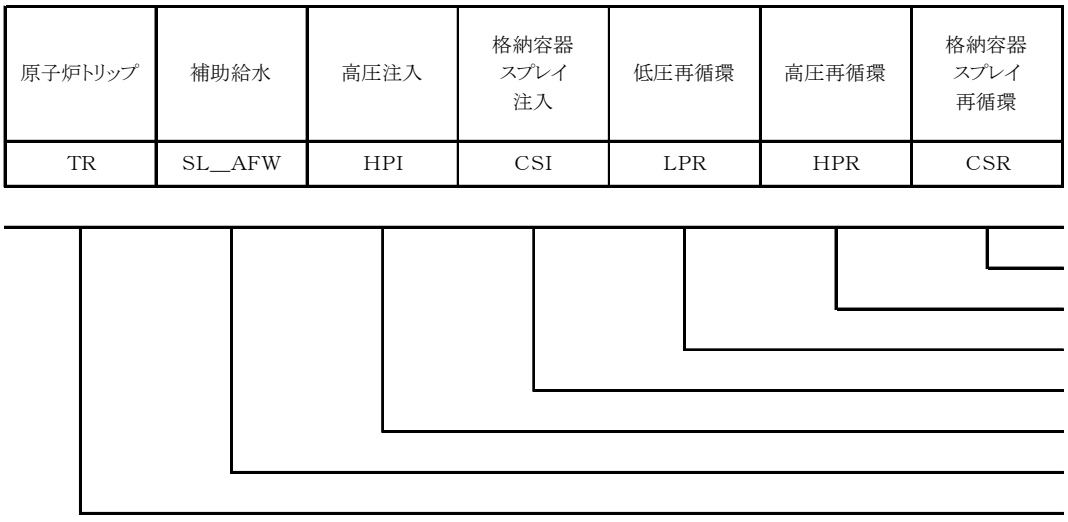
第1.2.1.d-3図　過渡分類イベントツリー



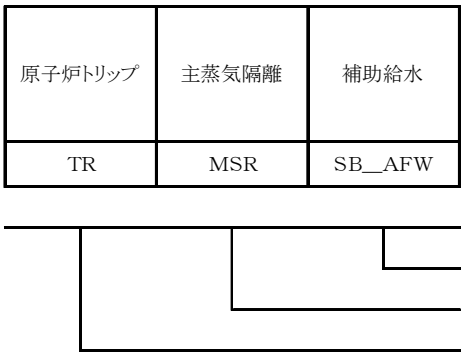
第1.2.1.d-4図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー



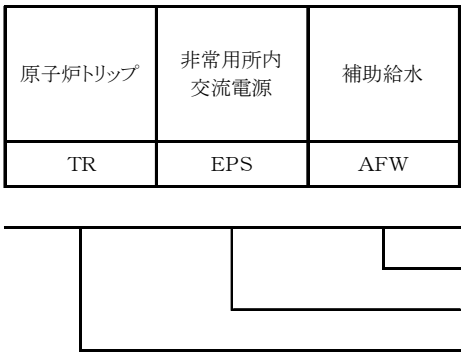
第1.2.1.d-5図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー



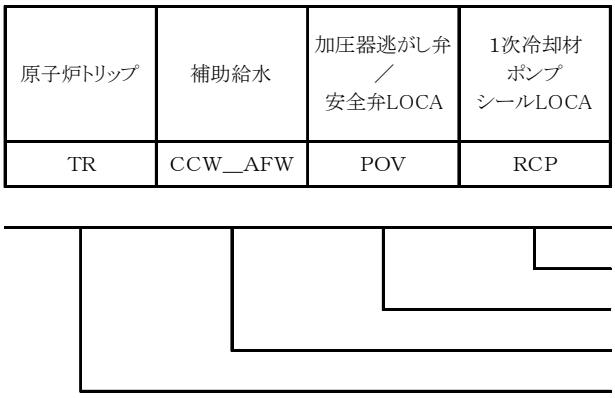
第1.2.1.d-6図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー



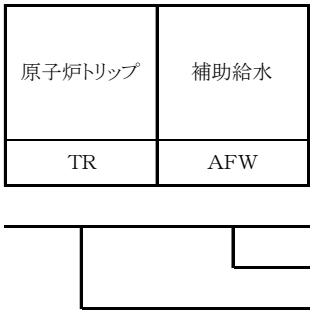
第1.2.1.d-7図　２次冷却系の破断イベントツリー



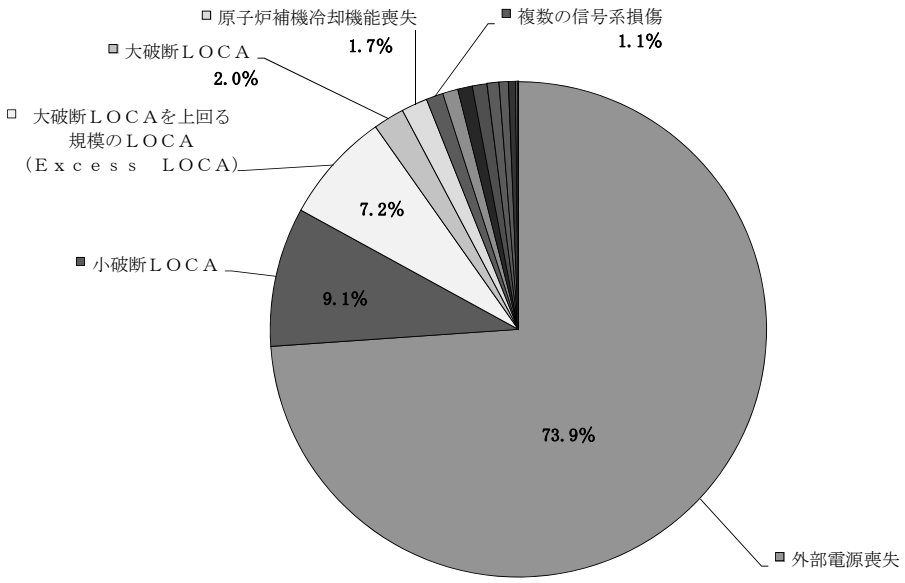
第1.2.1.d-8図　外部電源喪失イベントツリー



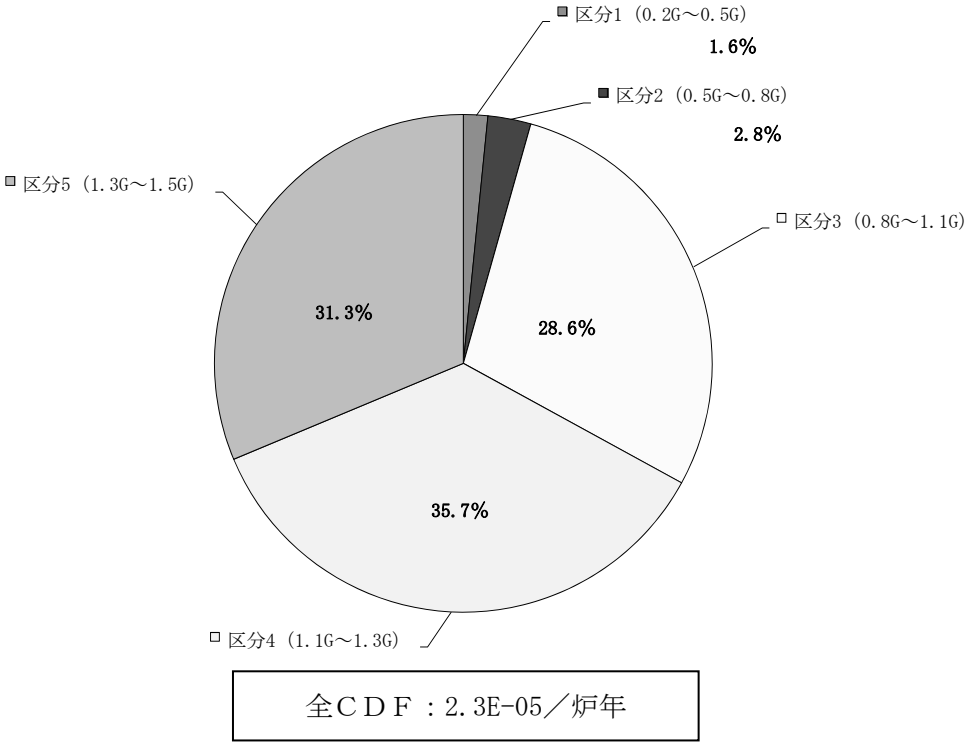
第1.2.1.d-9図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー



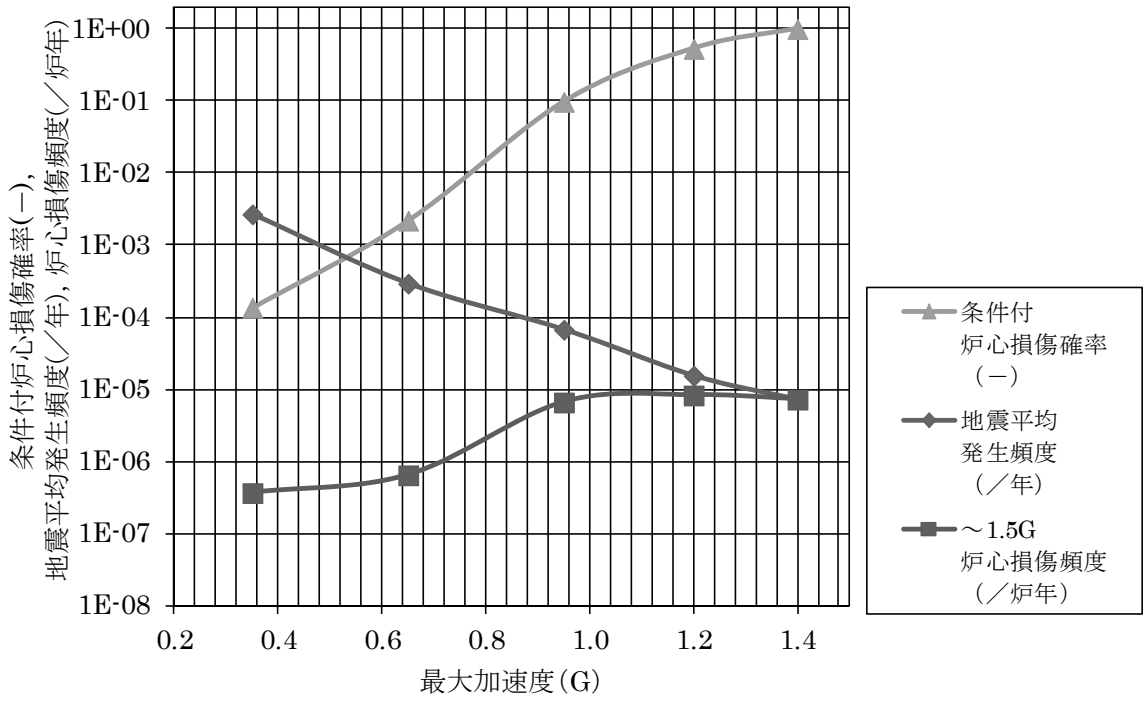
第1.2.1.d-10図　主給水流量喪失イベントツリー



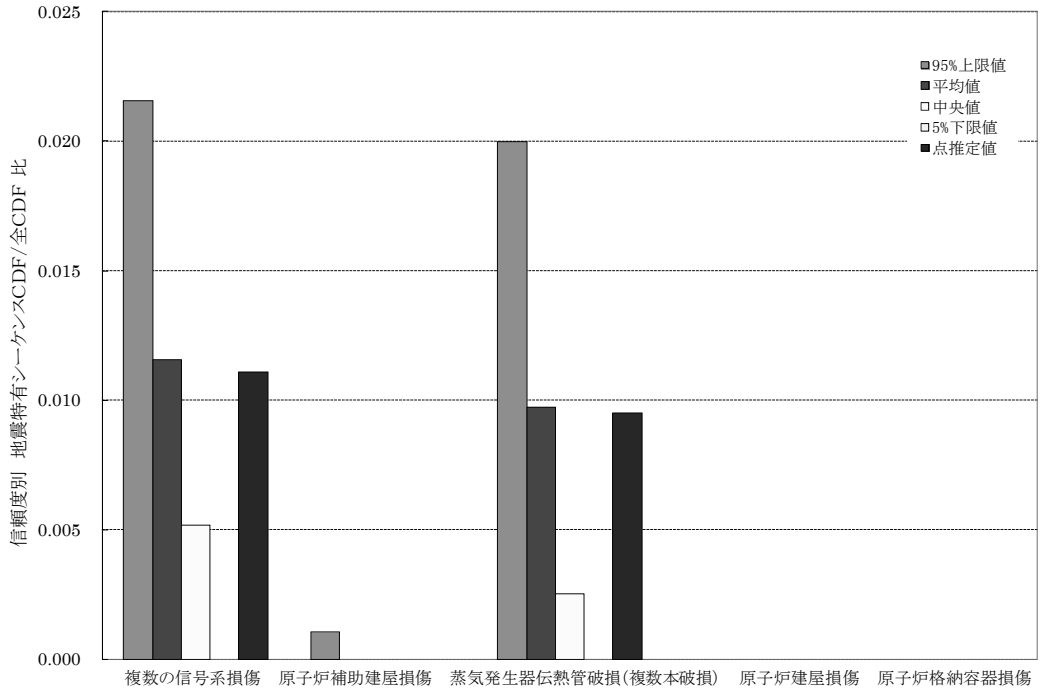
第1.2.1.d-11図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合



第1.2.1.d-12図　加速度区分別炉心損傷頻度　寄与割合



第1.2.1.d-13図　加速度区分別条件付炉心損傷確率



第1.2.1.d-14図　地震特有の事故シーケンスの不確実さ解析結果

1.2.2　津波ＰＲＡ

津波ＰＲＡは，一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011（以下「津波ＰＲＡ学会標準」という。）を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。津波ＰＲＡの評価フローを第1.2.2-1図に示す。なお，今回の津波ＰＲＡでは，津波単独の影響のみを評価しており，地震と津波等の重畳事象は対象としていない。

1.2.2.a.　対象プラントと事故シナリオ

① 対象とするプラントの説明

(1)　機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1　内部事象ＰＲＡ」での記載と同様である。また，第1.2.2.a-1表に評価に必要な情報及び主な情報源，第1.2.2.a-1図に津波ＰＲＡの中で考慮する設備配置を記載したプラント概要図を示す。

(2)　プラントウォークダウンについて

a.プラントウォークダウンの実施手順

津波ＰＲＡでは，機器の設置高さや建屋開口部の高さを基に津波シナリオを想定しており，机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のために，プラントウォークダウン対象機器抽出の考え方や調査すべき要件をまとめたチェックシート等を含めた要領書を作成し，その要領書に従ってプラントウォークダウンを実施した。プラントウォークダウンでは主に以下の

観点について問題がないか確認した。

・津波影響の確認

・間接的被害の可能性の確認

・津波伝播経路及び建屋開口部の確認

b.プラントウォークダウン対象機器の選定

津波ＰＲＡ対象機器からプラントウォークダウン調査対象機器を選定するフローを第1.2.2.a-2図に示す。津波ＰＲＡの対象設備として，津波ＰＲＡ評価対象機器と建屋開口部に分類し，本フローを使用してスクリーニングを行い，調査対象機器を選定した。

c.プラントウォークダウン結果

プラントウォークダウンチェックシートに基づき，対象機器の調査を行った。調査結果の例として原子炉補機冷却海水ポンプのチェックシート及び現場写真のサンプルを第1.2.2.a-3図及び第1.2.2.a-4図に示す。

プラントウォークダウンの結果（チェックシートの一覧）を第1.2.2.a-2表に示す。プラントウォークダウンの結果，津波ＰＲＡ上問題となる箇所は特に見当たらなかった。

(3)　今回実施した津波ＰＲＡの前提条件等について

今回実施した津波ＰＲＡについて，主に留意すべき点について以下に示す。

a.評価の前提条件

・地震が建屋，機器及び津波影響軽減機能に及ぼす影響は考慮せず，津波の影響のみ評価する。

・上記により，地震の重畳を考慮しないため各建屋開口

部におけるシール部は健全であり，当該部からの流入はないものと仮定する（なお，開口部はプラントウォークダウン等で確認）。

・余震による荷重と津波による荷重の組合せは考慮しない。

・機器の設置高さまで浸水することにより，当該機器が機能喪失すると仮定する。

・建屋内の止水対策は考慮しない。したがって，建屋外郭の開口部から津波が流入した場合は，同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水すると仮定する。

・ＡＭ策や，緊急安全対策で実施した各対策については評価対象外とする。

・防潮堤や原子炉補機冷却海水ポンプピットの止水対策については評価対象外とする。

b.評価対象機器抽出の考え方・方針

(a) 内部事象出力時レベル１ＰＲＡにおいて，当該系統・機器が損傷することで炉心損傷に至るおそれのある系統・機器を抽出しているため，それら全てを検討対象とする。

(b) (a)では対象外だったもののうち，津波により損傷することで起因事象が発生するもの（主給水系，循環水系等）や津波による影響として特有な設備（電気盤，建屋，取水構造物など）を機器配置図やプロットプラン等の図面により抽出する。

(c) (a)及び(b)で抽出した設備について，津波により損

傷・機能喪失するか又はその可能性が無視できるほど小さいかを検討し，損傷・機能喪失する可能性のある設備をフラジリティ評価対象として選定する。

(d) プラントウォークダウンにより，間接的被害を受ける可能性のある機器を追加し，機器リストを作成する。

② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

(1) 事故シナリオの概括的な分析・設定

評価対象とすべき機器を選定するとともに，その影響（起因事象の発生，緩和設備への影響）を整理した。また，津波ＰＲＡで対象とする起因事象を選定し，津波シナリオを作成した。

a.機器の損傷・機能喪失要因となる津波の影響

津波により損傷・機能喪失要因の対象となるＳＳＣを整理したものを第1.2.2.a-3表に示す。

機器の損傷・機能喪失要因について，以下の2つの観点から，今回の津波ＰＲＡでのフラジリティ評価対象外となるものを選定した（第1.2.2.a-4表参照）。

(a) 津波ＰＲＡ学会標準に準拠したスクリーニングが可能か否か

(b) 重要事故シーケンス確認を目的とした津波ＰＲＡに対する有意な影響の有無

まず，(a)の観点から検討した結果，以下の損傷・機能喪失要因については，津波ＰＲＡ学会標準の記載に基づき，評価対象外とする。

・海底砂移動及び洗掘

海底砂移動については，津波により海底にある砂が移動させられる現象であり，海水取水口では，海底砂移動により，取水障害が発生し，原子炉補機冷却海水ポンプ，循環水ポンプ等に影響する可能性がある。また，津波の遡上により運ばれた砂利が現場操作に影響する可能性もある。

洗掘については，激しい川の流れや波浪などにより，堤防の表法面の土が削り取られる現象であり，防潮堤・海水取水口等のコンクリート構築物の表面の土が削られ，破壊される可能性がある（ただし，防潮堤は今回の評価対象外である)。

しかし，いずれの損傷・機能喪失要因についても，その諸元が特定できず，現時点では評価が困難であると判断されるため，津波ＰＲＡ学会標準6.2項の記載に準じて対象外とする。

（津波ＰＲＡ学会標準6.2項抜粋部）

“炉心損傷に至るまでの事象進展が不明確，あるいは評価技術が十分でないと判断される事故シナリオについては，定性的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。

スクリーニングで除外されない事故シナリオを，9.事故シーケンス評価の対象とするか，又は，留意事項として報告書に記載する等，評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。”

次に，(b)の観点から検討した結果，「引き津波による水位低下」については，今回の目的のためには必須ではないと判断し評価対象外とする。

・引き津波による水位低下

「引き津波による水位低下」では，海水の潮位が低下して，海水を水源とするポンプ（原子炉補機冷却海水ポンプ及び循環水ポンプ）の取水障害が発生し，キャビテーションでポンプが機能喪失することとなる。その後の事象進展は，押し津波により原子炉補機冷却海水ポンプ又は循環水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，事故シーケンス抽出の観点においては押し津波の評価で包含できると考え，対象外とする。

なお，引き津波の場合，サイト内の他の設備・機器が津波により損傷していないこと，引き津波の発生に気付き，ポンプを停止することができれば，水位が回復した後に，ポンプを再起動することも可能である。このため，事象発生後のシナリオは，押し津波により原子炉補機冷却海水ポンプや循環水ポンプが損傷した場合に比べ，炉心損傷に至る可能性は小さいと考えられる。

(2)　起因事象の選定

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで選定した起因事象について，津波の影響により直接的に発生するかどうかを検討し，津波により誘発される起因事象を選定した。選定の際の検討内容及び結果を第1.2.2.a-5表及び第1.2.2.a-5図に示す。起因事象として選定したのは以下の5事象である。

・原子炉補機冷却機能喪失

・外部電源喪失

・主給水流量喪失

・過渡事象

・直接炉心損傷に至る事象（複数の信号系損傷）

(3)　建屋・機器リストの作成

重要事故シーケンス確認のための津波ＰＲＡにおいては，下記の3つの前提条件を考慮して，同一建屋の同一フロアを1つの津波浸水区画（ある浸水口からの津波の流入によって，同時に浸水すると考えられる区画）として設定する。

・建屋内の壁・床・扉等の止水対策を考慮しないものとする。したがって，建屋外郭の開口部から津波が流入した場合には，同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水する。

・地下階及び安全上重要な機器等が設置されている原子炉建屋及び原子炉補助建屋外郭E.L.＋11.6mまでの開口部については止水対策を考慮する。

・原子炉格納容器は密閉構造であることから，原子炉格納容器内には津波が流入しない。

また，津波によりプラントに影響を及ぼす主要な機器を選定した機器リストを第1.2.2.a-6表に示す。

(4)　津波シナリオの作成

「起因事象を誘発させる機器の損傷高さ※1」と「緩和設備の損傷高さ※1」から津波高さごとにシナリオを区分した。第1.2.2.a-7表に津波シナリオ区分を示す。また，以下に各津波

シナリオの特徴を記載する。なお，本評価での「水没」とは，海水が機器の設置高さに到達した時点をいう。

※１：「機器の設置高さ」と「浸水口高さ」を比較し，高い方を「機器の損傷高さ」という。

・津波シナリオ区分１（津波高さ5.6m以上～7.3m未満）

本シナリオ区分では，屋外に設置されている原子炉補機冷却海水ポンプ及び復水ポンプの水没により起因事象「原子炉補機冷却機能喪失」及び「主給水流量喪失」が発生する。また，従属的に「過渡事象」も発生する。

・津波シナリオ区分２（津波高さ7.3m以上～11.6m未満）

本シナリオ区分では，主変圧器等が水没し，起因事象「外部電源喪失」も発生する。また，既に原子炉補機冷却海水ポンプ水没によりディーゼル発電機も機能喪失しているため，全交流動力電源喪失が発生し，直接炉心損傷に至る。

・津波シナリオ区分３（津波高さ11.6m以上）

本シナリオ区分では，原子炉建屋及び原子炉補助建屋の開口部から浸水が始まり，6.9kVメタクラ，480Vパワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が津波により水没するため，「複数の信号系損傷」が発生し，直接炉心損傷に至る。

1.2.2.b.　確率論的津波ハザード

① 確率論的津波ハザード評価の方法

基準津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価を行うに当たっては，津波ＰＲＡ学会標準及び「確率論的津

波ハザード解析の方法（土木学会 2011)」を参考に実施した。

② 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

津波発生モデルとしては，以下に記す波源を想定し，検討を実施した。

・日本海東縁部の断層による津波

・海域活断層による津波

・領域震源（背景的地震）による津波

その他，行政機関による波源として，日本海東縁部の断層（秋田県モデル)，若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層（福井県モデル）を考慮している。

なお，太平洋側に想定されるプレート間地震及び海洋プレート内地震については，確率論的津波ハザード評価への影響はない。また，海底地すべり及び陸上地すべりによる津波については，発生頻度を設定することが難しいため，評価に含めていない。

各波源の位置を第 1.2.2.b-1 図から第 1.2.2.b-4 図に，ロジックツリーを第 1.2.2.b-5 図から第 1.2.2.b-7 図に示す。

③ 確率論的津波ハザード評価結果

津波ＰＲＡで使用したハザード曲線を第 1.2.2.b-8 図に示す。

今回の津波ＰＲＡでは，機器の設置高さや事故シナリオを検討した結果，津波ＰＲＡ対象機器の中で最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失し，影響の大きい「原子炉補機冷却機能喪失」が発生するという観点で，評価地点として２号炉原子炉補機冷却海水取水口地点を選定した。

1.2.2.c.　建屋・機器のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの決定

津波ＰＲＡ学会標準では，屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードに関して記載されており，フラジリティ評価対象の検討を行った。結果として動的・電気的なＳＳＣに対する「被水・没水」による機能喪失を評価対象とした（第 1.2.2.a-4 表参照)。

② フラジリティ評価について

前項の検討を受けて，動的・電気的なＳＳＣに対する「被水・没水」の損傷モードでは，津波水位が各機器の損傷高さに到達した時点で，当該機器が確率 1.0 で損傷すると仮定した。評価の結果，機器フラジリティは第 1.2.2.c-1 図に示すようにステップ状となる。また，対象機器の設置高さ又は建屋の津波浸水口高さのうち，高い方を「機器の損傷高さ」としており，不確実さを考慮していない。

1.2.2.d.　事故シーケンス

内部事象出力時レベル１ＰＲＡのシステムモデルを基とし，内部事象出力時レベル１ＰＲＡの評価条件の適用性及び津波ＰＲＡ特有の評価条件の追加について検討した。

① 起因事象

(1)　評価対象とした起因事象について

前述のとおり，今回の津波ＰＲＡで選定した起因事象は以下の5つである。

・原子炉補機冷却機能喪失

・外部電源喪失

・主給水流量喪失

・過渡事象

・直接炉心損傷に至る事象（複数の信号系損傷）

各機器の損傷高さまで浸水した時点で，確率1.0で機能喪失すると評価していることから，起因事象発生頻度は第1.2.2.d-1表に示す津波発生頻度と同じである。

(2)　階層イベントツリーについて

選定した起因事象を基に，津波により発生する起因事象の影響の大きさを考慮して階層化して評価を行う。以下の方針に基づき津波ＰＲＡ階層イベントツリーを作成する。第1.2.2.d-1図に津波ＰＲＡ階層イベントツリーを示す。

・津波による起因事象発生時の影響の大きさを考慮して，津波ＰＲＡ階層イベントツリーのヘディングの順番を決定する。

a. 建屋全体が津波により浸水して，重要な設備及び機器（制御及び保護機能で重要な電気盤等）が複数損傷した場合（「複数の信号系損傷」）には直接炉心損傷となる。また，津波の影響により全交流動力電源喪失が発生した場合にも，直接炉心損傷に至ることから，これらを最も重大な影響を及ぼすものとして最初のヘディングに設定する。

b. 原子炉補機冷却水系統が機能喪失した場合，外部電源及び補助給水に期待できる可能性がある一方，ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率を1.0としており，高圧注入系，低圧注入系，格納容器スプレイ系統等複数の緩和設備が機能喪失するため，炉心損傷に至る。したがっ

て，影響の大きさから直接炉心損傷に至る事象の次のヘディングに設定する。

c. 外部電源喪失は，非常用所内電源系統（ディーゼル発電機）の運転に失敗すれば全交流動力電源喪失となるが，成功した場合には補助給水系統による１次冷却系の減温・減圧により炉心損傷とならない。したがって，原子炉補機冷却機能喪失の次に設定する。

d. 主給水流量喪失と過渡事象では必要とする緩和設備は同じである。しかしながら，主給水流量喪失では，蒸気発生器による１次冷却系の冷却機能が喪失するため事象進展が厳しい。したがって，外部電源喪失の次に設定する。

e. 過渡事象は，主給水流量喪失より事故進展が緩やかな自動トリップ事象をまとめて扱うこととし，本階層イベントツリーの最後に設定する。

なお，原子炉補機冷却機能喪失及び主給水流量喪失又は過渡事象が発生した場合は，事象進展に対する緩和設備が原子炉補機冷却機能喪失の緩和設備で代表できること，また，原子炉補機冷却機能喪失に伴い従属的に主給水流量喪失及び過渡事象が発生することから，原子炉補機冷却機能喪失を代表して評価する。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

炉心損傷防止の成功基準は，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと津波ＰＲＡでは相違がないため，内部事象出力時レベル

１ＰＲＡで設定した成功基準を用いる。なお，直接炉心損傷に至る事象については，緩和手段がないため成功基準を設定していない。成功基準一覧を第1.2.2.d-2表に示す。

使命時間については内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様に24時間を考慮し，津波で損傷した機器の修理は期待していない。また，機能喪失した場合に大きな影響を及ぼす可能性のある換気空調設備については，福島第一原子力発電所での事故を踏まえ，機能喪失時の室温評価において7日後までに室内の許容温度を超える場合には，室内にある設備が機能喪失するとして，該当設備のモデル化要否について以下のとおり検討した。

・充てん／高圧注入ポンプ室冷却装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，充てん／高圧注入ポンプ室冷却装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，充てん／高圧注入ポンプ室冷却装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・余熱除去冷却器室冷却装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，余熱除去冷却器室冷却装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，余熱除去冷却器室冷却装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・補助建屋配管室冷却装置

評価対象としている起因事象では，補助建屋配管室冷却装置による冷却を必要としている高圧注入系，低圧注入系，格納容器スプレイ系統に関わる緩和設備に期待しない。したがって，津波ＰＲＡでは，補助建屋配管室冷却装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・配管貫通室冷却装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，配管貫通室冷却装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，配管貫通室冷却装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・電動補助給水ポンプ室換気装置

電動補助給水ポンプ室換気装置は，内部事象出力時レベル１ＰＲＡにおいて既にモデル化されているため，津波ＰＲＡとして新たなモデル化は不要である。

・タービン動補助給水ポンプ室換気装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプ水没による原子炉補機冷却機能喪失が発生する。ここで，水没した機器に対しては，復旧させるのに長時間掛かると考えられるため，タービン動補助給水ポンプ室換気装置の機能喪失によるタービン動補助給水ポンプの機能喪失より先に，封水注入及びサーマルバリアによる冷却が機能喪失してＲＣＰシールＬＯＣＡが発

生するとともに，復水タンク枯渇により補助給水系統による２次冷却系からの除熱機能も喪失する。したがって，タービン動補助給水ポンプ室換気装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・制御用圧縮空気設備エリア換気装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により原子炉補機冷却水系統が機能喪失するため，制御用圧縮空気系統も従属的に機能喪失する。したがって，制御用圧縮空気設備エリア換気装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・安全系インバータ室空調装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，安全系インバータ室空調装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，安全系インバータ室空調装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・ディーゼル発電機室換気装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没によりディーゼル発電機も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，ディーゼル発電機室換気装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・中央制御室空調装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，中央制御室空調装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，中央制御室空調装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・安全補機開閉器室空調装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，安全補機開閉器室空調装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，安全補機開閉器室空調装置のランダム故障のモデル化は不要である。

・制御棒駆動装置電源室空調装置

評価対象としている最も低い津波高さで原子炉補機冷却海水ポンプが水没する。原子炉補機冷却海水ポンプの水没により空調用冷水設備が機能喪失するため，制御棒駆動装置電源室空調装置も従属的に機能喪失する。したがって，津波ＰＲＡでは，制御棒駆動装置電源室空調装置のランダム故障のモデル化は不要である。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

起因事象の発生要因は津波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と同様の設備に期待する。そのため，内部事象のイベントツリー（第1.2.2.d-2図(a)か

ら第1.2.2.d-2図(e)）を用いた。

④ システム信頼性解析

(1) 評価対象としたシステムとその説明

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と同等である。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

基本は内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同じ相関性を考慮する（第1.2.2.d-3表参照)。原子炉補機冷却水系統等の冗長設備は基本的に同一フロア高さに設置されるため，機器が水没する場合は，冗長設備全てが水没し機能喪失するとした。

(3) システム信頼性評価結果

a.フォールトツリーの作成

津波シナリオを基に，津波による機器への影響をフォールトツリーでモデル化する。ここで，以下の前提条件に従いモデル化方法を検討した。

・建屋内の壁・床・扉等の止水対策を考慮しないものとしている。したがって，建屋外郭の開口部から津波が流入した場合には，同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水するものとする。

・同一建屋の同一フロアを1つの津波浸水区画としている。したがって，建屋外郭に浸水口が1つでもあれば，同一フロアの津波浸水区画とそれ以下の高さにある津波浸水区画が同時に浸水する。

上記の前提条件から，本評価では津波シナリオで対象としている全ての機器の影響をモデル化するのではなく，以

下の扱いで損傷した機器の影響及び依存関係の包絡性を考慮して，機器をカテゴリー化してモデル化した。

・同一区画に設置され設置高さが同じ機器は，機器の種類に関係なく同時に損傷するものとして評価する。

・津波により浸水した区画より下の区画に設置された機器は，機器の種類に関係なく損傷するものとして評価する。

以上を踏まえ，津波による影響をモデル化する機器は以下である。

・原子炉補機冷却海水ポンプ

・主変圧器等

・電気盤（6.9kVメタクラ，480Vパワーセンタ等）

ランダム故障については，内部事象出力時レベル１ＰＲＡのモデルを活用し，津波による機能喪失を考慮したモデルを作成した。

b.主要なミニマルカットセット

システム信頼性解析の結果について，事故シーケンスごとの主要なミニマルカットセットの評価を実施した。評価結果について，第1.2.2.d-4表に示す。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

津波により原子炉補機冷却海水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生すると，機器の復旧には長時間かかると考えられるため，原子炉補機冷却水系統の復旧はできず，ＲＣＰシールＬＯＣＡが必ず発生するとした。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

内部事象出力時レベル１ＰＲＡでは起因事象発生前と起因事象発生後の人的過誤をＴＨＥＲＰ手法を用いて評価している。これを基に津波ＰＲＡでの扱いを検討した結果を以下に示す。

a.起因事象発生前の人的過誤

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで対象としている起因事象発生前の人的過誤は，試験や点検等による手動弁戻し忘れであり，事象発生の起因が津波であっても変わることはないと考えられる。そのため，津波ＰＲＡでは内部事象出力時レベル１ＰＲＡの評価対象から津波ＰＲＡでの対象範囲のシステムに関連した起因事象発生前の人的過誤を選定するとともに，人的過誤確率も内部事象出力時レベル１ＰＲＡの人的過誤確率を用いる。津波ＰＲＡでモデル化した起因事象発生前人的過誤は，以下のとおりである。

系統名	運転操作エラー	人的過誤確率
制御用圧縮空気系統	手動弁戻し忘れ	1.6E-03

b.起因事象発生後の人的過誤

津波ＰＲＡの起因事象発生後の人的過誤は，以下の2つの扱いとする。なお，診断過誤については，津波における起因事象発生後の事象進展及び期待する緩和操作が内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様であるため，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様の診断過誤確率を使用するものとする。

・中央制御室による遠隔操作については，プラントへの影響があるレベルの津波が発生する場合，運転員は警報により事前に津波の襲来に備えることができることを考慮して，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様のストレスレベル“高”で評価した。よって，内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同じ人的過誤確率を使用するものとする。

・現場操作については，運転員のアクセス性を考慮して，各フロアに海水が浸水しない津波高さの場合は期待し，各フロアに海水が浸水する津波高さの場合は期待しない。

以上を踏まえ，モデル化した起因事象発生後の人的過誤は以下のとおりである。

起因事象	運転操作エラー	操作場所	人的過誤確率
・原子炉補機冷却機能喪失 ・主給水流量喪失 ・過渡事象 ・手動停止	安全系ファン風量低 読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	Ａ安全系インバータ室風量低　読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	Ｂ安全系インバータ室空調ファン　起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	空調用冷凍機トリップ警報又は空調用冷凍機盤重故障警報　読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	空調用冷水ポンプＣ 起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	空調用冷水ポンプＤ 起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	空調用冷凍機Ｃ 起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	空調用冷凍機Ｄ 起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

計算コードＲｉｓｋＳｐｅｃｔｒｕｍを用いて，階層イベントツリーと各起因事象のイベントツリー及びイベントツリーのヘディングごとのフォールトツリーを用いたフォールトツリー結合法によりＣＤＦを算出した。

(2) 炉心損傷頻度

a.評価結果及び事故シナリオの説明

作成した津波ＰＲＡモデルを用いてＣＤＦを算出し，以下に評価結果を示す。

(a) 津波シナリオ区分ごとの評価結果

津波シナリオ区分ごとの評価結果を第1.2.2.d-4表に示す。全ＣＤＦは6.7E-07／炉年となり，津波高さが最も低い津波シナリオ区分１（津波高さ5.6m以上から7.3m未満）がその大半を占める。津波シナリオ区分ごとの評価結果及び事故シナリオの概要を以下に示す。

・津波シナリオ区分１（津波高さ5.6m以上から7.3m未満）

津波シナリオ区分１のＣＤＦは5.7E-07／炉年である。

本シナリオ区分では，屋外に設置されている原子炉補機冷却海水ポンプ及び復水ポンプの水没により起因事象「原子炉補機冷却機能喪失」及び「主給水流量喪失」が発生する。また，従属的に「過渡事象」が発生する。

・津波シナリオ区分２（津波高さ7.3m以上から11.6m未満）

津波シナリオ区分２のＣＤＦは9.8E-08／炉年である。

本シナリオ区分では，主変圧器等が水没し，起因事象「外部電源喪失」も発生する。また，既に原子炉補機冷却海水ポンプ水没によりディーゼル発電機も機能喪失しているため，全交流動力電源喪失が発生し，直接炉心損傷に至る。

・津波シナリオ区分３（津波高さ11.6m以上）

津波シナリオ区分３のＣＤＦは3.2E-09／炉年である。

本シナリオ区分では，原子炉建屋及び原子炉補助建屋の開口部から浸水が始まり，6.9kVメタクラ，480Vパワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が津波により水没するため，「複数の信号系損傷」が発生し，直接炉心損傷に至る。

(b)　起因事象ごとの評価結果

起因事象ごとの評価結果を第1.2.2.d-5表に示す。今回の津波ＰＲＡでは起因事象を階層化して評価しており，5.6m以上の津波で発生する「原子炉補機冷却機能喪失」，7.3m以上の津波で発生する「外部電源喪失」，11.6m以上の津波で発生する「複数の信号系損傷」で代表しているため，「主給水流量喪失」及び「過渡事象」によるＣＤＦは定量化されない。

(3)　評価結果の分析

起因事象別のＣＤＦ寄与割合を示すパイチャートを第1.2.2.d-3図に示す。

「原子炉補機冷却機能喪失」の起因事象発生要因となる機器である原子炉補機冷却海水ポンプは，最も津波高さの低い

シナリオ区分１（津波高さ5.6m以上から7.3m未満）の津波により機能喪失し，緩和手段がなくなり炉心損傷へ至ることから，「原子炉補機冷却機能喪失」の寄与割合が約84.9％を占め支配的となった。次いで，シナリオ区分２（津波高さ7.3m以上から11.6m未満）の津波により発生する「外部電源喪失」が約14.6％，シナリオ区分３（津波高さ11.6m以上）の津波により発生する「複数の信号系損傷」が約0.5％を占めるが，最も津波高さの低いシナリオ区分１の段階で「原子炉補機冷却機能喪失」が発生し，他の緩和設備の有無に関わらず炉心損傷へ至ることとなるため，津波から炉心損傷に至る要因は原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失に起因するものといえる。

(4)　重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a.重要度解析

(a)　解析内容

今回の津波ＰＲＡでは，評価範囲とした最も低い津波高さの時点で原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失し，緩和手段がなくなり条件付炉心損傷確率が1.0となってしまうことから，重要度解析を実施しても有益な結果が得られないため，内部事象や地震ＰＲＡのように重要度評価は実施せず，津波シナリオ区分ごとのＣＤＦに対して，重要な設備を整理した。

(b)　解析結果

第1.2.2.d-6表に津波シナリオ区分ごとのシナリオ重要度整理結果を示す。津波シナリオについて重要な設備は原子炉補機冷却海水ポンプであり，その寄与割合（シナ

リオ重要度）は1.0になった。原子炉補機冷却海水ポンプが津波により水没するということが，ＣＤＦにとっていかに支配的であり，この設備に対する対策が重要であるということが分かる。これは，原子炉補機冷却海水ポンプが5.6mの津波で機能を喪失した時点で，その依存関係にある設備も従属的に機能喪失し，緩和手段がなくなるためである。

b.不確実さ解析

(a)　解析内容

不確実さ解析は，フラクタイルハザードを10本に縮約したデータを用いて，信頼度ごとの津波発生頻度を津波区分ごとに算出し，全ＣＤＦ及び事故シーケンス別ＣＤＦの5%下限値，中央値，平均値及び95%上限値を評価した。津波フラクタイルハザードを第1.2.2.d-4図に示す。

(b)　解析結果

今回の評価における不確実さ解析は，評価対象となる津波高さにおいてはエラーファクタが非常に大きくなり，工学的に意味がないものとなっている（第1.2.2.d-5図）。これは，津波発生頻度が0.0となる信頼度の範囲（津波シナリオ区分１：0から10%，津波シナリオ区分２：0から20%，津波シナリオ区分３：0から40%）が存在するため，津波ハザードの不確実さ幅が非常に大きくなっており，下限値が非保守的となっているためである。

また，津波ＰＲＡの不確実さ幅は，内部事象出力時レベル１ＰＲＡ及び地震ＰＲＡに比べれば大きくなるが，

津波ハザードの幅が支配的であるということからも，その影響は津波ＰＲＡで現れる全ての事故シーケンスに対してほぼ一様であることを想定すると，事故シーケンスごとのＣＤＦの相対関係は変わらないため，重要事故シーケンス選定の観点からは影響がないことがわかった。

c.感度解析

(a)　解析内容

全ＣＤＦに対する最も支配的な事故シーケンスである「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」に対して，重大事故対策（可搬型代替注水大型ポンプによる通水等）が整備されているものとした場合の感度解析を実施した。

第1.2.2.d-6図に，重大事故対策を考慮した場合の当該事故シーケンスのシナリオの整理結果を示す。「可搬型代替注水大型ポンプによる通水」及び「原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策」の非信頼度は，必要とされる運転員操作の詳細さや可搬型代替注水大型ポンプのように機器故障率データが現状整備されていない機器があるなどの不確実さ要因があることを考慮し，0.1と仮定した。

(b)　解析結果

第1.2.2.d-7表及び第1.2.2.d-7図に，感度解析結果を示す。「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」への対策を考慮することにより，全ＣＤＦはベースケースと比較して70％以上低減する結果となった。この結果

は，重要度整理の結果と同様に，支配的な事故シーケンスである「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」に対する対策により，全ＣＤＦに対して大きな低減効果があるということを示している。

(5)　まとめ

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資するために，敦賀発電所２号炉の津波レベル１ＰＲＡを実施した。津波シナリオとしては，原子炉補機冷却海水ポンプが津波で機能喪失することにより「原子炉補機冷却機能喪失」が発生し，ＲＣＰシールＬＯＣＡが従属的に発生して炉心損傷に至るシナリオが支配的となった。

また，津波シナリオ区分ごとのＣＤＦに対して重要な設備を整理した。さらに，支配的な事故シーケンスに対する対策が整備されているものとした場合の感度解析を実施した。これらの結果，津波シナリオについて重要な設備は原子炉補機冷却海水ポンプであり，原子炉補機冷却海水ポンプ機能喪失により発生する「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」への対策を取ることで，全ＣＤＦに対して大きな低減効果があることを確認した。

第1.2.2.a-1表　評価に必要な情報及び主な情報源

	ＰＲＡ評価作業		情　　報	主な情報源
1	プラントの設計・運転の把握		ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計，運転管理に関する情報	・内部事象出力時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，配管計装線図，電気系統図，プラント機器配置図，保安規定，運転手順書） ・全体機器配置図，原子炉補機冷却海水ポンプピット全体図，建具配置図，換気空調設備図，構内配置図，原子炉補機冷却海水ポンプピット竣工図，プラントウォークダウン
2	確率論的津波ハザード評価		対象サイトに影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・文献調査結果 ・地質調査結果
3	建屋・機器フラジリティ評価		プラント固有の建屋・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	・上記1の情報源
4	事故シーケンス評価	a)事故シナリオの分析と起因事象の分類	津波時に想定されるプラント状態	・上記1の情報源
		b)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記1の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c)システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モード，運転形態	
		d)事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.2.a-2表　津波プラントウォークダウン結果

No.	機器名称	①-1　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋内設置の機器）		①-2　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋外設置の機器）				②　津波伝播経路の確認（屋内設置の機器）	③　建屋開口部の確認（建屋開口部）	総合評価
		１．対象機器の図面（配置図等）と相違点は無いか	２．対象機器の設置室に浸水口があるか（扉，連絡路，その他）	１．対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	２．基礎ボルト（又は設置面溶接部），及び支持構造物に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	３．対象機器周辺の配管に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	４．対象機器周辺に，間接的な影響を及ぼす対象物が無いか	１．対象機器の設置区画への津波伝播経路があるか（階段，床ドレン，床開口，その他）	１．対象建屋開口部の図面（配置図等）と相違点は無いか	
1	6.9kV メタクラ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
2	125V 直流コントロールセンタ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
3	480V パワーセンタ（給電盤）	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
4	主盤（原子炉盤）	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
5	インバータ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
6	原子炉補機冷却水ポンプ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（扉）	N／A	問題箇所見当たらず
7	原子炉補機冷却海水ポンプ	N／A	N／A	Y	Y	Y	Y	N／A	N／A	問題箇所見当たらず
8	蓄電池	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
9	主蒸気逃がし弁	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（連絡路）	N／A	問題箇所見当たらず
10	通路 ⇔ タービン建屋　ＰＰ扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
11	トラックアクセスエリア入口 ⇔ 屋外　ＰＰ扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
12	通路 ⇔ 海水管トレンチ 扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
13	通路 ⇔ サービス建屋 扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
14	原子炉補助建屋 ⇔ サービス建屋 扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
15	原子炉補機冷却海水ポンプ設置床面	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
16	タービン動補助給水ポンプ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
17	電動補助給水ポンプ	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず
18	制御用空気圧縮機室給気ファン	Y	Y（連絡路）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（連絡路）	N／A	問題箇所見当たらず
19	空調用冷凍機	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（扉）	N／A	問題箇所見当たらず
20	電動補助給水ポンプ室給気ファン	Y	Y（連絡路）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（連絡路）	N／A	問題箇所見当たらず
21	主変圧器	N／A	N／A	Y	Y	Y	Y	N／A	N／A	問題箇所見当たらず
22	主給水隔離弁	Y	Y（扉）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（連絡路）	N／A	問題箇所見当たらず
23	制御用空気圧縮機	Y	Y（階段）	N／A	N／A	N／A	N／A	Y（階段）	N／A	問題箇所見当たらず

Y：ＹＥＳ，　Ｎ：ＮＯ，　Ｎ／Ａ：対象外

第1.2.2.a-3表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類（1／2）

考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因	左記要因の対象となるＳＳＣの種類（主要なＳＳＣ）
被水・没水	電気設備（ディーゼル発電機，電気盤，変圧器等） 電動機器（ポンプ，電動弁） タービン動補助給水ポンプ
津波波力	建物・構築物（海水取水口も含む） 防潮堤※ 電気設備（ディーゼル発電機，電気盤，変圧器等） 電動機器（ポンプ，電動弁等） タービン動補助給水ポンプ 静的機器（配管，タンク等） 建屋開口部建具（扉，シール等の浸水対策を実施した建具等）※ 水密扉※
流体力	建物・構築物（海水取水口も含む） 防潮堤※ 電気設備（ディーゼル発電機，電気盤，変圧器等） 電動機器（ポンプ，電動弁等） タービン動補助給水ポンプ 静的機器（配管，タンク等） 建屋開口部建具（扉，シール等の浸水対策を実施した建具等）※ 水密扉※
浮力	建物・構築物（海水取水口も含む） 静的機器（空気を保有するタンク等）
引き津波による水位低下	海水を水源とするポンプ

※：事故シーケンス選定のためのＰＲＡでは，防潮堤及び建屋内の水密扉はないものとして評価する。

第1.2.2.a-3表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類（2／2）

考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因	左記要因の対象となるＳＳＣの種類（主要なＳＳＣ）
漂流物衝撃力	建物・構築物（海水取水口も含む） 防潮堤※ 電気設備（ディーゼル発電機，電気盤，変圧器等） 電動機器（ポンプ，電動弁等） タービン動補助給水ポンプ 静的機器（配管，タンク等） 建屋開口部建具（扉，シール等の浸水対策を実施した建具等）※ 水密扉※
海底砂移動	建物・構築物（海水取水口も含む）
洗掘	建物・構築物（海水取水口も含む） 防潮堤※

※：事故シーケンス選定のためのＰＲＡでは，防潮堤及び建屋内の水密扉はないものとして評価する。

第1.2.2.a-4表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備

対象となる設備・機器		設置場所	津波による損傷・機能喪失要因	検討内容	本評価における評価対象
動的・電気的なＳＳＣ	ポンプ，電動弁，電気盤等	屋内 屋外	被水・没水	機器の損傷高さに水位が達した時点で，確率1.0で損傷するステップ状の関数でフラジリティとする。	○
			波力	機器の損傷高さに水位が達した時点で機能喪失すると仮定しているため，それ以上の津波高さでしか発生しないこれらの損傷・機能喪失要因は，被水・没水の評価で包含できる。	－
			流体力		－
			浮力		－
			漂流物衝撃力		－
	原子炉補機冷却海水ポンプ，循環水ポンプ等海水を水源とする設備	屋外	海底砂移動及び洗掘	海底砂移動については，津波により海底にある砂が移動させられる現象であり，海水取水口では，海底砂移動により，取水障害が発生し，原子炉補機冷却海水ポンプ，循環水ポンプ等に影響する可能性がある。また，津波の遡上により運ばれた砂利が現場操作に影響する可能性もある。 洗掘については，激しい川の流れや波浪などにより，堤防の表法面の土が削り取られる現象であり，防潮堤・海水取水口等のコンクリート構築物の表面の土が削られ，破壊される可能性がある（ただし，防潮堤は今回の評価対象外である）。 しかし，いずれの損傷・機能喪失要因についても，その諸元が特定できず，現時点では評価が困難であると判断されるため，津波ＰＲＡ学会標準6.2項の記載に準じて対象外とする。	－
			引き津波による水位低下	引き津波による水位低下では，海水の潮位が低下して，海水を水源とするポンプ（原子炉補機冷却海水ポンプ及び循環水ポンプ）の取水障害が発生し，キャビテーションでポンプが機能喪失することとなる。その後の事象進展は，押し津波により原子炉補機冷却海水ポンプ又は循環水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，事故シーケンス抽出の観点においては押し津波の評価で包含できると考え，対象外とする。	－
静的なＳＳＣ	配管，タンク等	屋内 屋外	波力	対象となるＳＳＣが他の構築物等に囲まれていることなどにより，津波が直接衝突する位置にないことをウォークダウンや図面等により確認しているため，評価対象外とする。	－
			流体力	原子力プラント内のＳＳＣの耐震性の観点（基礎への設置，ボルトの固定）から，影響はないものと想定できるため，損傷・機能喪失要因の評価対象外とする。	－
			浮力		－
			漂流物衝撃力	波力に関する検討に包含できるため，評価対象外とする。 （補足：漂流物が対象ＳＳＣまで到達する確率，対象ＳＳＣの評価対象部位に衝突する確率及び衝突による損傷確率（フラジリティ）を考慮すると，漂流物がＣＤＦに与える影響は，被水・没水による影響に比べて非常に小さいものと予想される。）	－
	各建屋	屋外	波力 流体力 浮力 漂流物衝撃力	ＰＲＡで対象となるのは耐震Ｓクラスの非常に強固な建屋であり，これらの要因において損傷に至ることは考えにくい。 また，仮に損傷に至ったとしても建屋が全面的に崩壊するとは考えにくく，浸水による建屋内機器の損傷で包含されると考えられるため，評価対象外とする。	－

第1.2.2.a-5表　津波により誘発される起因事象の選定（1／2）

起因事象	評価対象 ○：対象 ×：対象外	検討内容
大破断ＬＯＣＡ	×	ＬＯＣＡ事象は，原子炉格納容器内の１次冷却材圧力バウンダリの破損により発生する。原子炉格納容器内への海水の流入は起こらないことと，プラント内部であるため津波波力の影響を受けないことより配管破断は起こりえない。したがって，本事象は対象外となる。
中破断ＬＯＣＡ	×	同上
小破断ＬＯＣＡ	×	制御回路の誤動作により加圧器逃がし弁が誤開して，再閉止できない場合に発生が考えられるが，誤動作を誘発させる主盤等が水没する高さ（E.L.＋11.6m）の津波が発生した時には，同時に複数の信号系損傷により直接炉心損傷に至っている。したがって，直接炉心損傷に至る事象に包含可能なため対象外とする。
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	×	制御回路の誤動作により余熱除去系統隔離弁が誤開した場合に発生が考えられるが，誤動作を誘発させる480V原子炉コントロールセンタ等が水没する高さ（E.L.＋11.6m）の津波が発生した時には，同時に複数の信号系損傷により直接炉心損傷に至っている。したがって，直接炉心損傷に至る事象に包含可能なため対象外とする。
主給水流量喪失	○	タービン建屋が浸水し，主給水ポンプ，復水ポンプあるいは常用系の電源設備等が損傷した場合に主給水系が機能喪失する。
外部電源喪失	○	変圧器等の外部電源設備は屋外に設置されており，津波による被水・没水で当該設備が損傷した場合には外部電源喪失となる。
２次冷却系の破断	×	２次冷却系の破断は，主給水管や主蒸気管がプラント内部にあるため津波波力の影響を直接的に受けないことから，配管破断は起こりえない。また，制御回路の誤動作により主蒸気逃がし弁が誤開して，再閉止できない場合に発生が考えられるが，誤動作を誘発させる主盤等が水没する高さ（E.L.＋11.6m）の津波が発生した時には，同時に複数の信号系損傷により直接炉心損傷に至っている。したがって，直接炉心損傷に至る事象に包含可能なため対象外とする。
蒸気発生器伝熱管破損（ＳＧＴＲ）	×	津波による被水・没水の影響で蒸気発生器の伝熱管が破損することは考えられないため，本事象は対象外とする。

第1.2.2.a-5表　津波により発生する起因事象の選定（2／2）

起因事象	評価対象 ○：対象 ×：対象外	検討内容
原子炉補機冷却機能喪失	○	津波による被水・没水の影響で原子炉補機冷却海水ポンプや原子炉補機冷却水ポンプ等が損傷した場合に，原子炉補機冷却機能喪失事象となる。
過渡事象	○	津波による被水・没水の影響で循環水ポンプや復水器真空ポンプ等が損傷した場合に，過渡事象となる。
手動停止※1	×	大津波警報発表時に運転員が手動停止することも考えられるが，津波によるプラントへの影響がない場合には内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡの範疇となる。一方，津波によりプラントに影響を与える可能性がある場合には，原子炉は自動トリップする，又は，津波到達までに原子炉を手動停止できる可能性も高く，手動停止後に津波によるプラントへの影響があった場合でも，その影響ごとに起因事象に分類可能なため，対象外とする。
ＡＴＷＳ	×	原子炉の停止機能は要求される使命時間が短いので，実際の津波を想定した場合，「要因となった地震」又は「津波警報を受けての手動停止」として達成される機能と考えられるが，トリップの有無に関わらず，これらの機能喪失シーケンスは内部事象出力時レベル１ＰＲＡ，地震のイベントツリーで代表されることから，津波ＰＲＡにおいては対象外とする。
直接炉心損傷に至る事象（複数の信号系損傷）	○	津波により建屋全体が浸水して，重要な設備・機器が複数損傷して直接炉心損傷に至る事象である。本評価の想定では制御・保護機能で重要な電気盤の損傷や中央制御室の水没により直接炉心損傷に至る事象となる。

※１：津波ＰＲＡ学会標準附属書Ｎに，

“津波ＰＲＡで対象とするような津波来襲時には，以下の理由によって，原子炉が停止している可能性が高いものと考えられる。

・近地津波の場合，津波発生の起因となる地震動を原子炉施設が感知し，自動停止する可能性がある。

・原子炉施設に対して影響が発生する高さ以上の津波警報が発せられた場合，津波到達までに原子炉を手動停止する可能性がある。”

との記載がある。本津波ＰＲＡでは，この記載に則り，検討した結果を上表にまとめた。

第1.2.2.a-6表　機器リスト（主要な機器）（1／2）

系統・機能／起因事象	設　　備	設置建屋	設置高さ	浸水口高さ	機器損傷高さ
海水系	原子炉補機冷却海水ポンプ	海水ポンプピット	E.L.3.9m（海水ポンプピット床面高さ）	E.L.5.6m（ポンプモータ下端高さ）	E.L.5.6m
	:				
125V DC電源	125V直流コントロールセンタ	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
バッテリ	蓄電池	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
外部電源系	主変圧器	屋外T／B近接	E.L.7.3m	E.L.7.0m	E.L.7.3m
	:				
格納容器スプレイ／再循環	格納容器スプレイポンプ	A／B	E.L.-19.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（中央制御室）	中央制御室空調ファン	A／B	E.L.14.8m	E.L.11.6m	E.L.14.8m
	:				
換気空調系（安全補機開閉器室）	安全補機開閉器室空調ファン	A／B	E.L.14.8m	E.L.11.6m	E.L.14.8m
	:				
換気空調系（安全系蓄電池室）	安全系蓄電池室排気ファン	A／B	E.L.14.8m	E.L.11.6m	E.L.14.8m
	:				
換気空調系（制御用空気圧縮機室）	制御用空気圧縮機室給気ファン	R／B	E.L.-0.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（充てん／高圧注入ポンプ室）	充てん／高圧注入ポンプ室冷却ファン	A／B	E.L.-13.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（配管貫通室）	配管貫通室冷却ファン	R／B	E.L.-9.2m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（補助建屋配管室）	補助建屋配管室冷却ファン	A／B	E.L.-7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（余熱除去冷却器室）	余熱除去冷却器室冷却ファン	R／B	E.L.2.7m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（安全系インバータ室）	安全系インバータ室空調ファン	A／B	E.L.14.8m	E.L.11.6m	E.L.14.8m
	:				
換気空調系（ディーゼル発電機室）	ディーゼル発電機室給気ファン	A／B	E.L.14.8m	E.L.11.6m	E.L.14.8m
	:				
換気空調系（電動補助給水ポンプ室）	電動補助給水ポンプ室給気ファン	R／B	E.L.-0.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
換気空調系（タービン動補助給水ポンプ室）	タービン動補助給水ポンプ室給気ファン	R／B	E.L.21.75m	E.L.11.6m	E.L.21.75m
	:				
空調用冷水設備	空調用冷凍機	A／B	E.L.-7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
低圧注入／再循環	余熱除去ポンプ	A／B	E.L.-19.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				

第1.2.2.a-6表　機器リスト（主要な機器）（2／2）

系統・機能／起因事象	設　　備	設置建屋	設置高さ	浸水口高さ	機器損傷高さ
高圧注入／再循環	余熱除去ポンプ	A／B	E.L.-19.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	充てん／高圧注入ポンプ	A／B	E.L.-13.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
主給水喪失	復水ポンプ	T／B	E.L.-0.8m	E.L.7.0m	E.L.7.0m
	:				
制御用空気系	制御用空気圧縮機	R／B	E.L.-9.2m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
直接炉心損傷	主盤（原子炉盤）	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
非常用所内電源	非常用発電機	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ	A／B	E.L.-7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
補助給水による蒸気発生器への給水	主給水隔離弁	R／B	E.L.-0.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
補助給水による蒸気発生器への給水(タービン動補助給水ポンプ)	タービン動補助給水ポンプ	R／B	E.L.-9.2m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
補助給水による蒸気発生器への給水(電動補助給水ポンプ)	電動補助給水ポンプ	R／B	E.L.-9.2m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
過渡	復水器真空ポンプ	T／B	E.L.7.3m	E.L.7.0m	E.L.7.3m
	:				
115V計装用電源	インバータ	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
主蒸気隔離	主蒸気圧力計	R／B	E.L.-4.7m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	R／B	E.L.-0.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
小破断ＬＯＣＡ	主盤（原子炉盤）	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	480V原子炉コントロールセンタ	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
２次冷却系の破断	主盤（原子炉盤）	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
主蒸気逃がし弁による熱放出	主蒸気逃がし弁	R／B	E.L.-0.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
480V AC電源	480Vパワーセンタ（給電盤）	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
6.9kV AC電源	6.9kVメタクラ	A／B	E.L.7.3m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				
安全注入信号 格納容器スプレイ注入信号	格納容器圧力計（広域）	R／B	E.L.-9.2m	E.L.11.6m	E.L.11.6m
	:				

第1.2.2.a-7表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分

津波シナリオ区分 （津波高さ）	津波シナリオの概要	津波によって損傷する主要な機器	起因事象※
1 （5.6m以上～ 7.3m未満）	・7.3m未満に設置されている屋外機器が水没する。 ・原子炉補機冷却海水ポンプが水没し，原子炉補機冷却機能喪失によってＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する。	原子炉補機冷却海水ポンプ 復水ポンプ	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失 （過渡事象）
2 （7.3m以上～ 11.6m未満）	・シナリオ区分１までの高さの津波で水没した機器に加え，11.6m未満に設置されている全ての機器が水没する。 ・外部電源設備（主変圧器等）が水没した時点で既に原子炉補機冷却機能喪失が発生しているため全交流動力電源喪失となる。	主変圧器 所内変圧器 起動変圧器 復水器真空ポンプ 等	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失 過渡事象 外部電源喪失
3 （11.6m以上）	・シナリオ区分２までの高さの津波で水没した機器に加え，原子炉建屋及び原子炉補助建屋の開口部（11.6m）からの浸水が始まり，11.6m以上に設置されている全ての機器が水没する。 ・6.9kVメタクラ，480Vパワーセンタ等の電気盤が複数水没することにより，直接炉心損傷に至る。	6.9kVメタクラ 480Vパワーセンタ 等	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失 過渡事象 外部電源喪失 複数の信号系損傷

※：下線の起因事象は，当該津波シナリオで新たに発生する起因事象である。

第1.2.2.d-1表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度

津波シナリオ区分	津波高さ	津波発生頻度（／年）	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（％）
1	5.6m以上～7.3m未満	5.7E-07	5.7E-07	84.9
2	7.3m以上～11.6m未満	9.8E-08	9.8E-08	14.6
3	11.6m以上	3.2E-09	3.2E-09	0.5
全ＣＤＦ		－	6.7E-07	100

第1.2.2.d-2表　成功基準

機能	原子炉トリップ	補助給水			非常用所内電源	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡなし	ＲＣＰシールＬＯＣＡなし
	制御棒挿入	ポンプ	蒸気発生器への給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ディーゼル発電機	弁再閉止，隔離弁動作	ＲＣＰシール健全
原子炉補機冷却機能喪失	○	1／3	2／4	2弁／1ＳＧ	－	○	○
外部電源喪失	○	1／3	2／4	2弁／1ＳＧ	1／2	－	－
主給水流量喪失	○	1／3	2／4	2弁／1ＳＧ	－	－	－
過渡事象	○	1／3	2／4	2弁／1ＳＧ	－	－	－

第1.2.2.d-3表　フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 / フロントライン系	電源系	信号系	制御用圧縮空気系統	換気空調系統	原子炉補機冷却海水系統	原子炉補機冷却水系統
補助給水系統／主蒸気圧力制御系統	○	○			○	

サポート系（影響を与える側） / サポート系（影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用圧縮空気系統	換気空調系統	原子炉補機冷却海水系統	原子炉補機冷却水系統
電源系		○		○	○	
信号系	○					
制御用圧縮空気系統	○	○		○		○
換気空調系統	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系統	○	○				
原子炉補機冷却水系統	○	○			○	

第1.2.2.d-4表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット

津波シナリオ区分	津波高さ	事故シーケンス		ＣＤＦ（／炉年）	主要なミニマルカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合（％）
1	5.6m以上～7.3m未満	原子炉補機冷却機能喪失	ＲＣＰシールＬＯＣＡ	5.7E-07	ＲＣＰシールＬＯＣＡ	5.7E-07	100
			加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	2.6E-09	加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	2.6E-09	100
			補助給水失敗	2.7E-11	復水タンク閉塞	7.0E-12	25.7
					補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障（原子炉保護系計器ラック）	5.7E-12	20.9
					補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障（安全保護系シーケンス盤）	5.7E-12	20.9
2	7.3m以上～11.6m未満	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失		9.8E-08	津波による全交流動力電源喪失	9.8E-08	100
3	11.6m以上	複数の信号系損傷		3.2E-09	津波による複数の信号系損傷	3.2E-09	100

第1.2.2.d-5表　起因事象別炉心損傷頻度結果

起因事象	事故シーケンス	シーケンス別 ＣＤＦ（／炉年）	起因事象別 ＣＤＦ（／炉年）
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	5.7E-07	5.7E-07
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	2.6E-09	
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	2.7E-11	
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	9.8E-08	9.8E-08
	外部電源喪失＋補助給水失敗	－※1	
複数の信号系損傷	複数の信号系損傷	3.2E-09	3.2E-09
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	－※2	
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	－※2	

※１：全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスで代表して評価

※２：原子炉補機冷却機能喪失で代表して評価

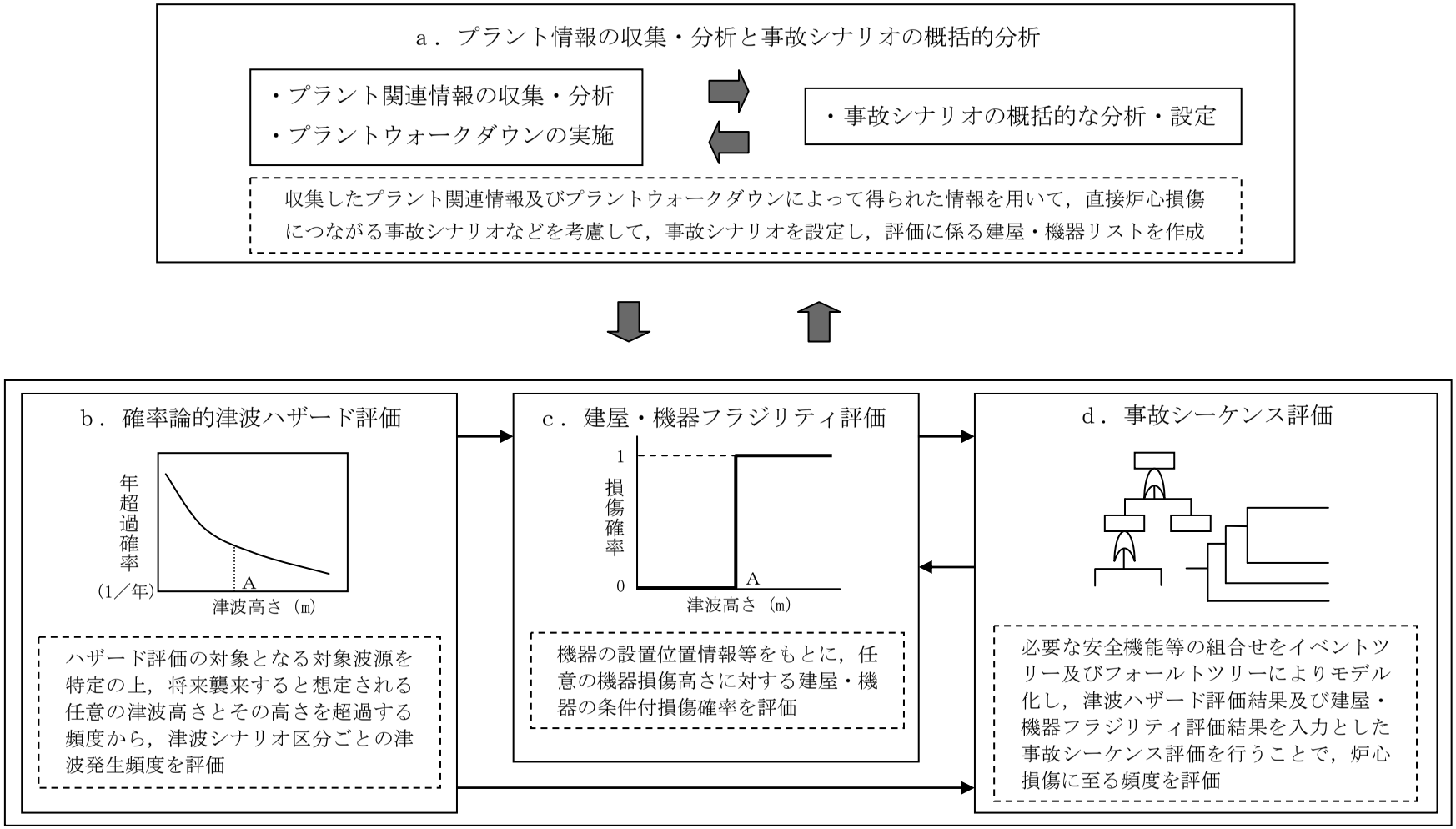
第1.2.2.d-6表　重要度整理結果

津波シナリオ区分	津波高さ	津波によって損傷する主要な機器	起因事象※	津波シナリオの概要	津波発生頻度（／年）	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）	シナリオ重要度
1	5.6m以上 ～ 7.3m未満	原子炉補機冷却海水ポンプ 復水ポンプ	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失（過渡事象）	・7.3m未満に設置されている屋外機器が水没する。 ・原子炉補機冷却海水ポンプが水没し，原子炉補機冷却機能喪失によってＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する。	5.7E-07	5.7E-07	84.9	原子炉補機冷却海水ポンプ：約1.0
2	7.3m以上 ～ 11.6m未満	主変圧器 所内変圧器 起動変圧器 復水器真空ポンプ 等	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失 過渡事象 外部電源喪失	・シナリオ区分１までの高さの津波で水没した機器に加え，11.6m未満に設置されている全ての機器が水没する。 ・外部電源設備（主変圧器等）が水没した時点で既に原子炉補機冷却機能喪失が発生しているため全交流動力電源喪失となる。	9.8E-08	9.8E-08	14.6	
3	11.6m以上	主盤（原子炉盤） 原子炉補助盤 中央制御室外原子炉停止盤 安全保護系シーケンスキャビネット（安全保護系シーケンス盤） 原子炉安全保護盤 125V ソレノイド分電盤 6.9kV メタクラ 480V パワーセンタ（給電盤，受電盤，動力変圧器） 480V 原子炉コントロールセンタ ドロッパ盤 125V 直流配電盤 充電器盤 125V 直流コントロールセンタ 直流電源装置蓄電池 115V 計器用交流分電盤（計装用交流分電盤（計器用電源分電盤）） 計器用インバータ 等	原子炉補機冷却機能喪失 主給水流量喪失 過渡事象 外部電源喪失 直接炉心損傷に至る事象（複数の信号系損傷）	・シナリオ区分２までの高さの津波で水没した機器に加え，原子炉建屋及び原子炉補助建屋の開口部（11.6m）からの浸水が始まり，11.6m以上に設置されている全ての機器が水没する。 ・6.9kV メタクラ，480V パワーセンタ等の電気盤が複数水没することにより，直接炉心損傷に至る。	3.2E-09	3.2E-09	0.5	主盤（原子炉盤）， 原子炉補助盤， 中央制御室外原子炉停止盤，安全保護系シーケンスキャビネット（安全保護系シーケンス盤），原子炉安全保護盤， 125V ソレノイド分電盤， 6.9kV メタクラ， 480V パワーセンタ（給電盤，受電盤，動力変圧器）， 480V 原子炉コントロールセンタ， ドロッパ盤， 125V 直流配電盤，充電器盤， 125V 直流コントロールセンタ， 直流電源装置蓄電池， 115V 計器用交流分電盤（計装用交流分電盤（計器用電源分電盤））， 計器用インバータ：0.1未満

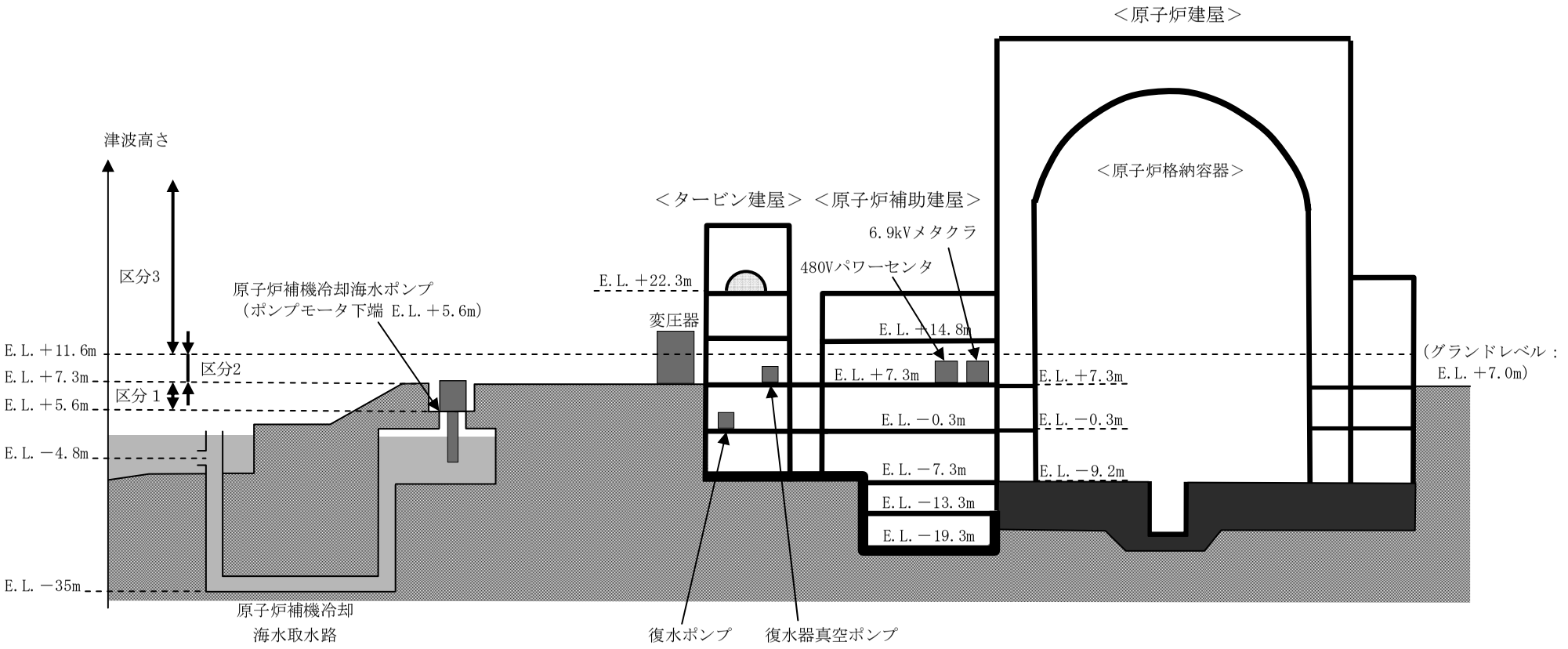
※：下線の起因事象は当該津波シナリオで新たに発生する起因事象である

第1.2.2.d-7表　感度解析結果

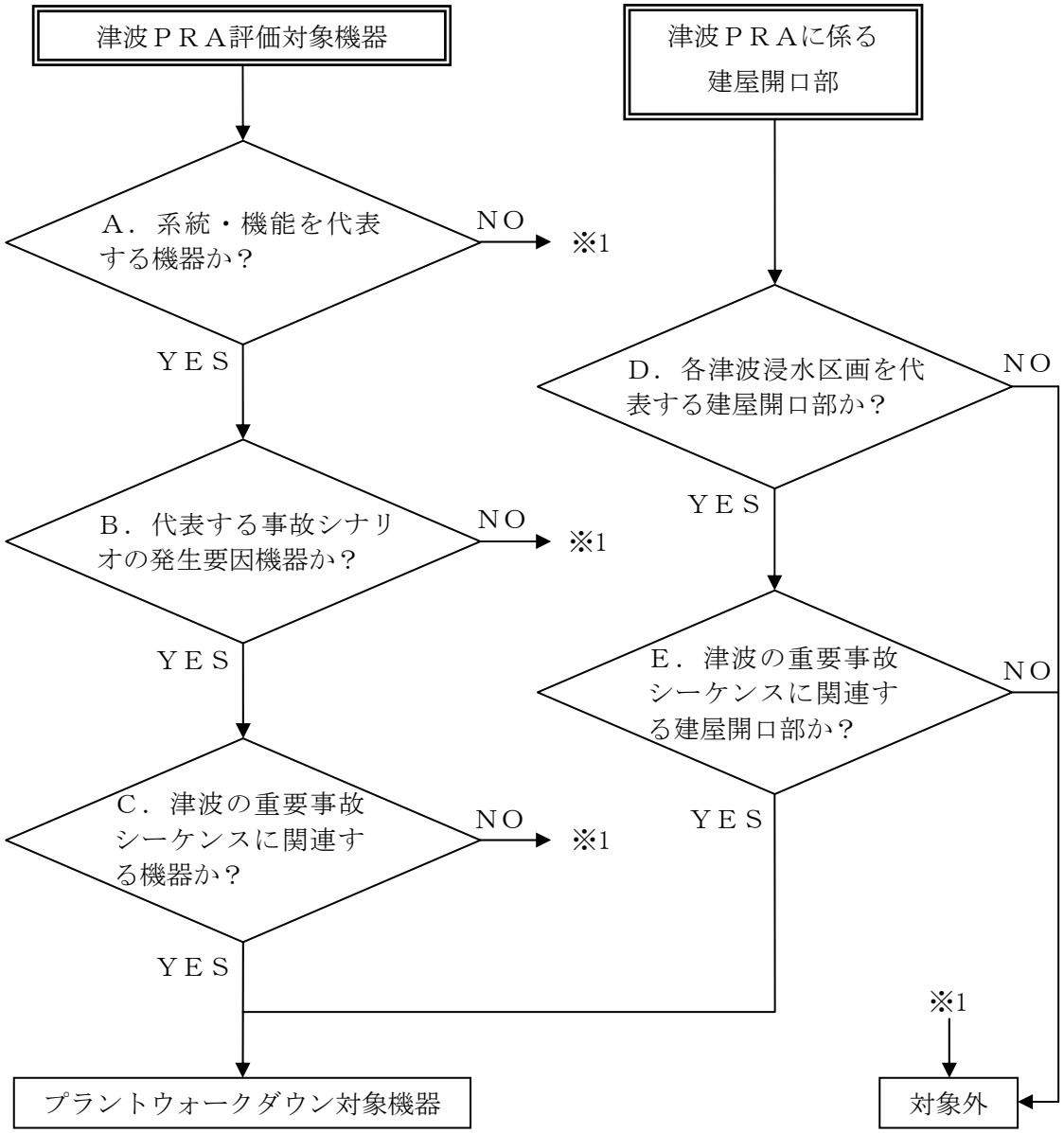
起因事象	事故シーケンス	ベースケース（／炉年）		感度解析（／炉年）	
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	5.7E-07	5.7E-07	6.6E-08	6.9E-08
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	2.6E-09		2.6E-09	
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	2.7E-11		2.7E-11	
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	9.8E-08		9.8E-08	
複数の信号系損傷	複数の信号系損傷	3.2E-09		3.2E-09	
合　計		6.7E-07		1.7E-07	



第1.2.2-1図　津波レベル１ＰＲＡの評価フロー



第1.2.2.a-1図　プラント概要図



第1.2.2.a-2図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー

敦賀発電所２号炉　プラントウォークダウンチェックシート

対象機器：　屋内設置の機器，（屋外設置の機器，）　建屋開口部
機器名称：　原子炉補機冷却海水ポンプ
機器ＩＤ：　ＳＷＰ１Ａ～１Ｅ
建屋　　：　屋外
床ＥＬ　　：　3.9m
機器配置図番号　：　基本図面　1図
系統図番号　　：　基本図面　111図
機器設置室　　：　屋外
津波伝播経路　　：　海水ポンプ設置床面(3.9m)　→　(*)
(*)　→　Ａ原子炉補機冷却海水ポンプ(3.9m)
(*)　→　Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ(3.9m)
(*)　→　Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ(3.9m)
(*)　→　Ｄ原子炉補機冷却海水ポンプ(3.9m)
(*)　→　Ｅ原子炉補機冷却海水ポンプ(3.9m)

［チェック対象項目］
①　影響を受ける可能性のある機器の確認　☑
②　津波伝播経路の確認　□
③　建屋開口部の確認　□

総合評価
・プラントウォークダウンの結果，津波ＰＲＡ上問題となる箇所は特に見当たらなかった。

実施日：　2015年7月8日
実施者：

第1.2.2.a-3図　プラントウォークダウンチェックシート（1／2）

□ 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。

機器ＩＤ：　ＳＷＰ１Ａ～１Ｅ

①-1　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋内設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の図面（配置図等）と相違点は無いか	□	□	□	☑
２．対象機器の設置室に浸水口があるか（扉，連絡路，その他＿＿＿＿）	□	□	□	☑

①-2　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋外設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	☑	□	□	□
２．基礎ボルト（又は設置面溶接部），及び支持構造物に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	☑	□	□	□
３．対象機器周辺の配管に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	☑	□	□	□
４．対象機器周辺に，間接的な影響を及ぼす対象物が無いか	☑	□	□	□

②　津波伝播経路の確認（屋内設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の設置区画への津波伝播経路があるか（階段，床ドレン，床開口，その他＿＿＿＿）	□	□	□	☑

③　建屋開口部の確認（建屋開口部）

	Y	N	U	N／A
１．対象建屋開口部の図面（配置図等）と相違点は無いか	□	□	□	☑

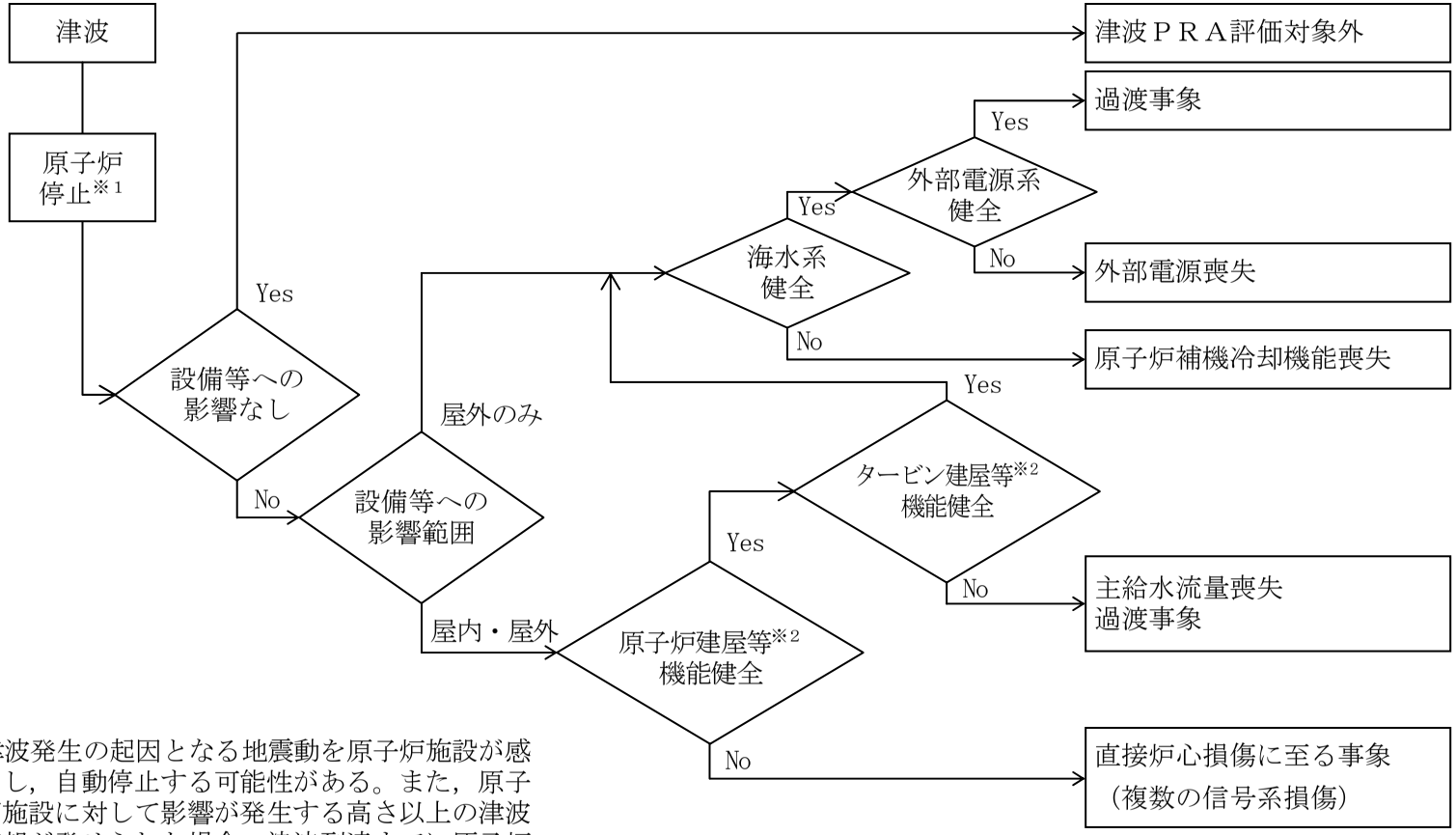
（記号の説明）　Ｙ：YES,　Ｎ：NO,　Ｕ：調査不可,　Ｎ／Ａ：対象外

第1.2.2.a-3図　プラントウォークダウンチェックシート（2／2）

A原子炉補機冷却海水ポンプ　銘板，外観

A原子炉補機冷却海水ポンプ　据付部

第1.2.2.a-4図　現場機器（原子炉補機冷却海水ポンプ）

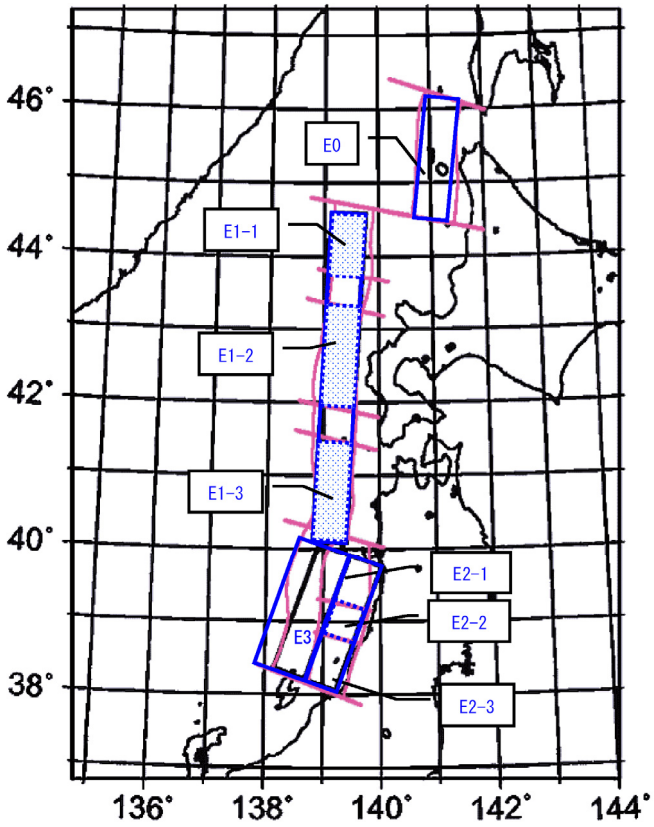


※１　津波発生の起因となる地震動を原子炉施設が感知し，自動停止する可能性がある。また，原子炉施設に対して影響が発生する高さ以上の津波警報が発せられた場合，津波到達までに原子炉を手動停止する可能性がある。

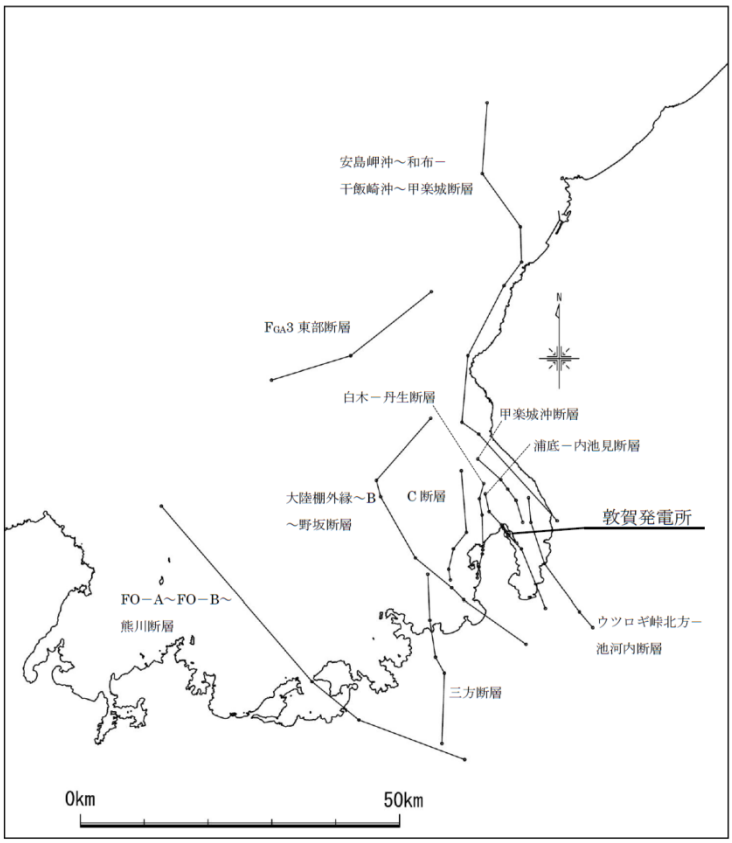
※２　各建屋内に設置されている各機器も含む。

注）起因事象は，津波の影響範囲により，単独又はそれらの組合せで発生する。

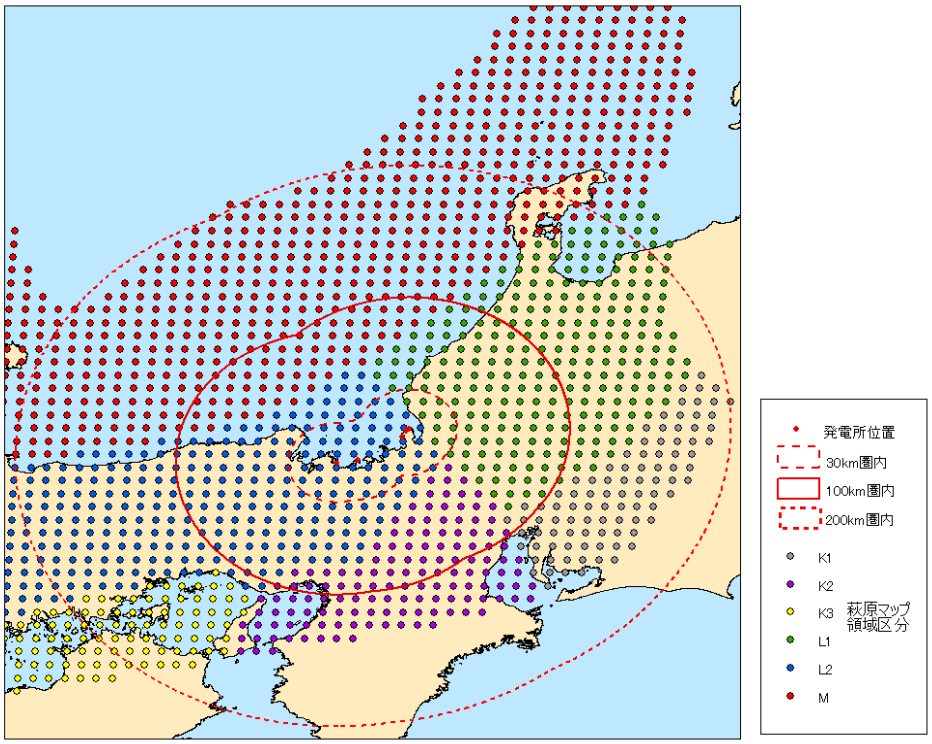
第1.2.2.a-5図　起因事象の抽出フローに基づく評価結果



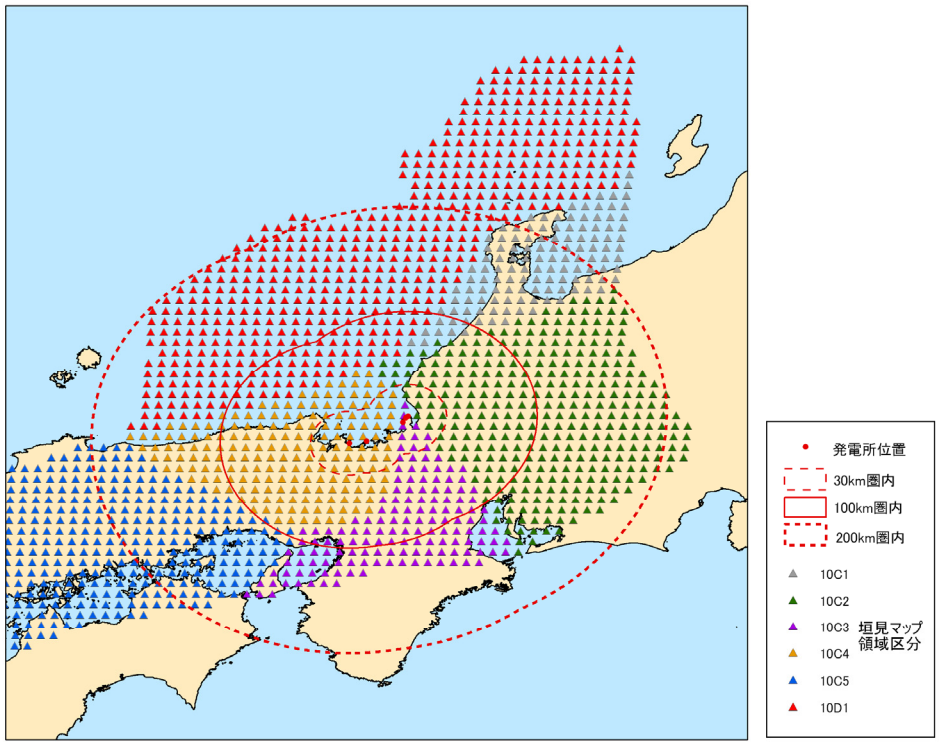
第1.2.2.b-1図　検討対象波源（日本海東縁部）



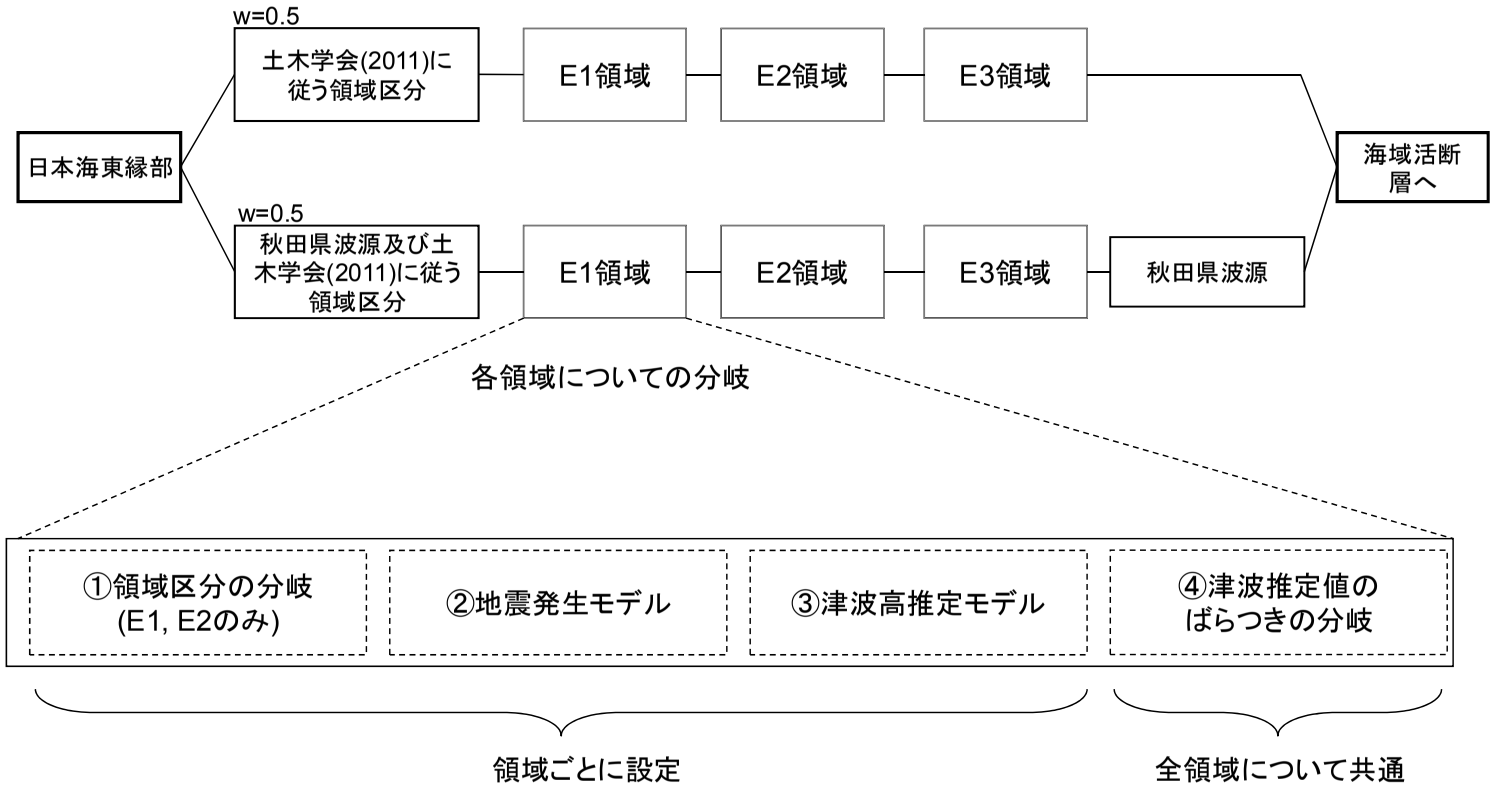
第1.2.2.b-2図　検討対象波源（海域活断層）



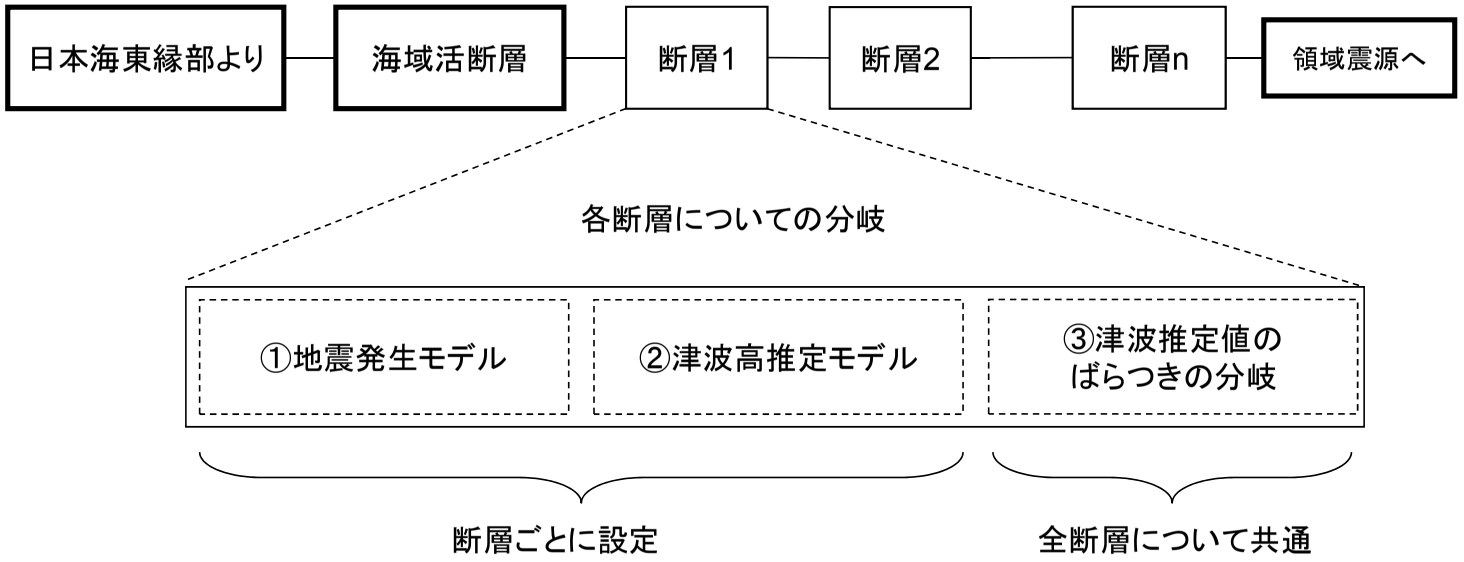
第1.2.2.b-3図　検討対象波源（領域震源：萩原（1991））



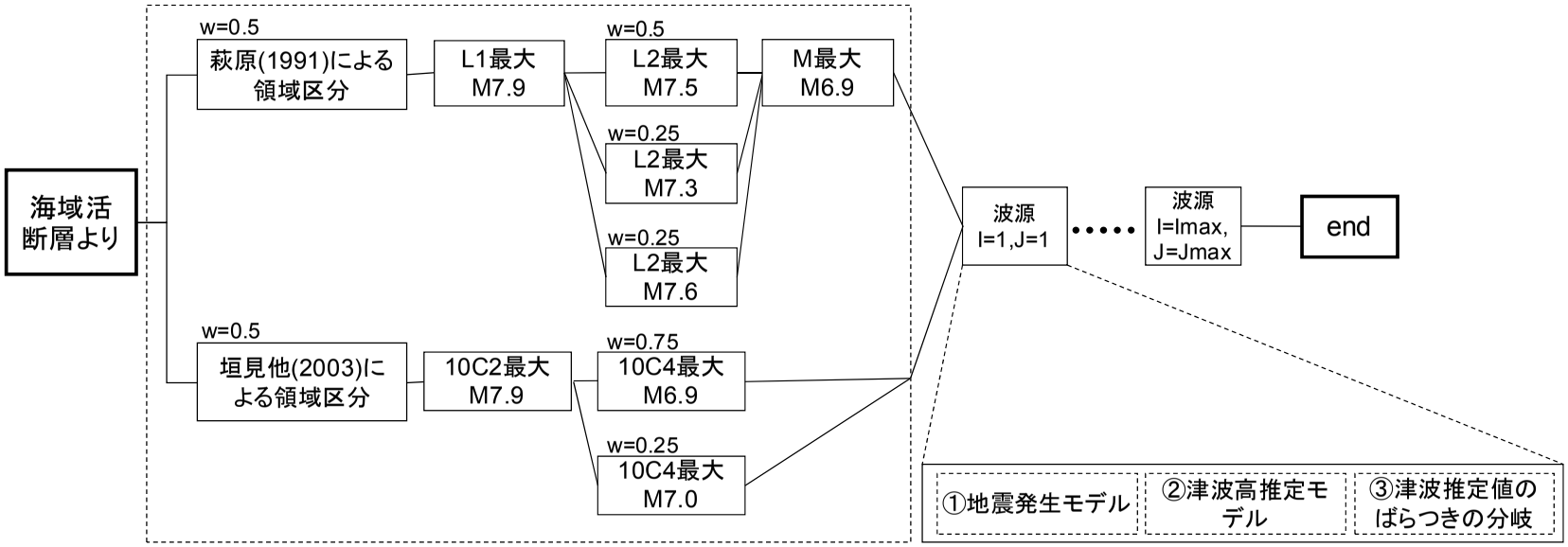
第1.2.2.b-4図　検討対象波源（領域震源：垣見他（2003））



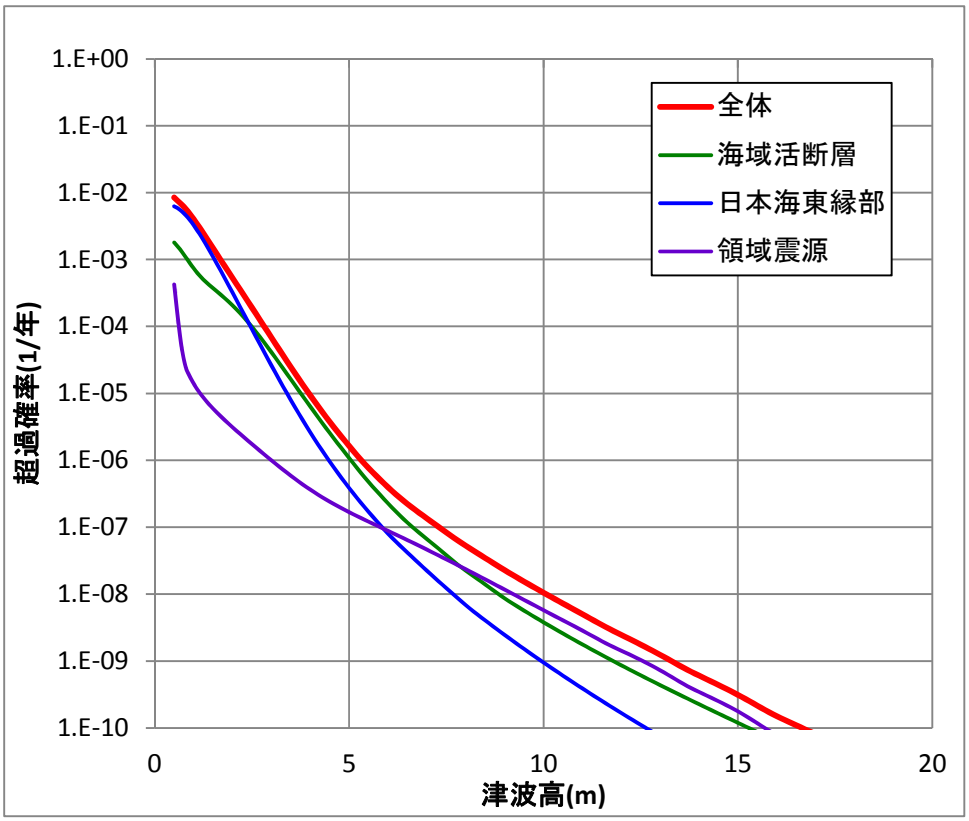
第1.2.2.b-5図　日本海東縁部のロジックツリー



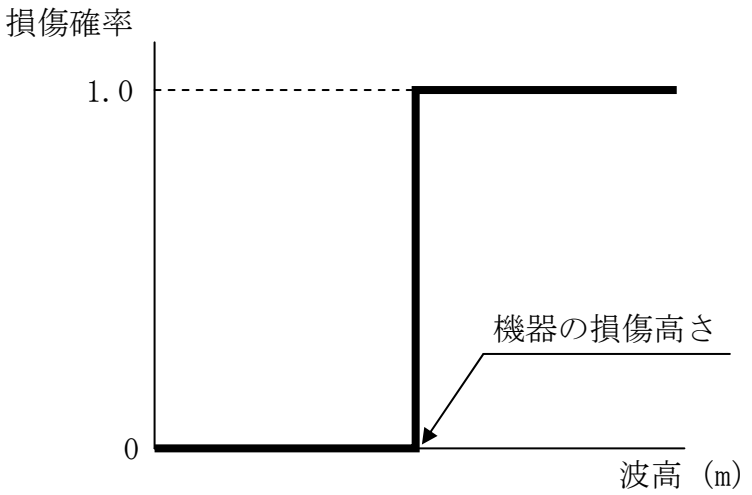
第1.2.2.b-6図　海域活断層のロジックツリー



第1.2.2.b-7図　領域震源のロジックツリー

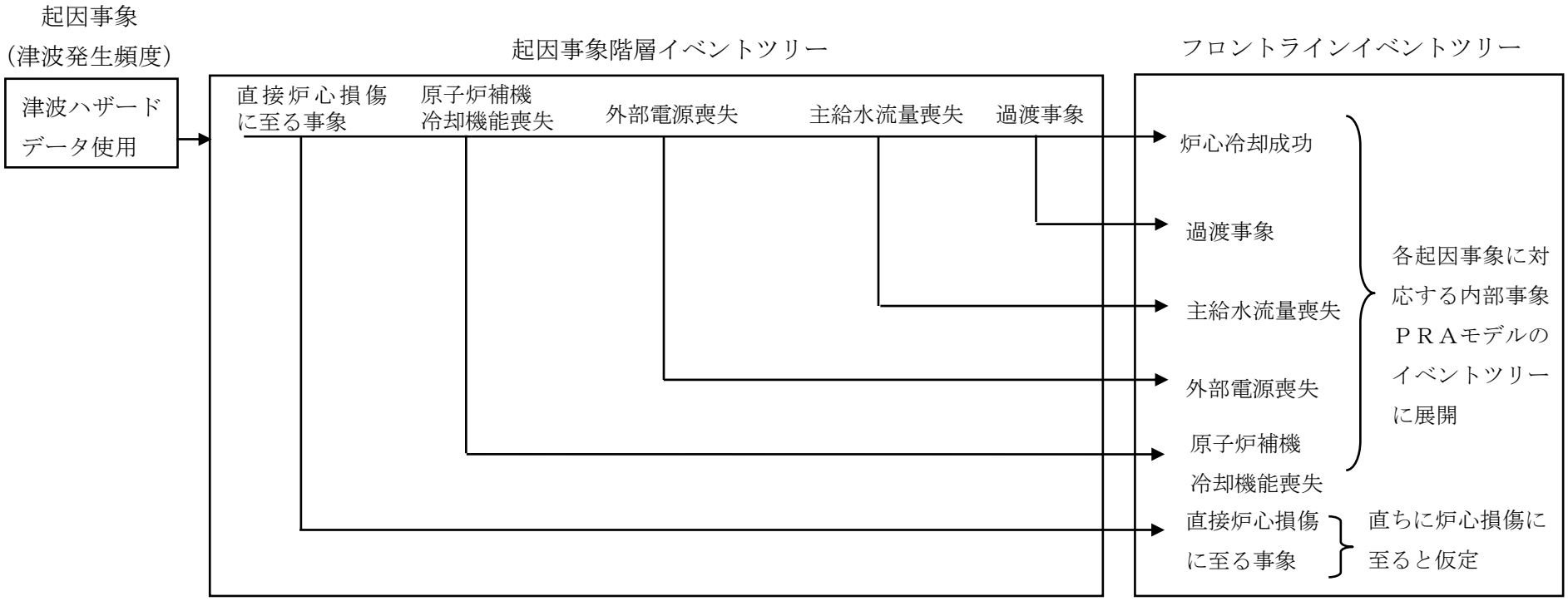


第1.2.2.b-8図　評価地点における水位と年超過確率の関係

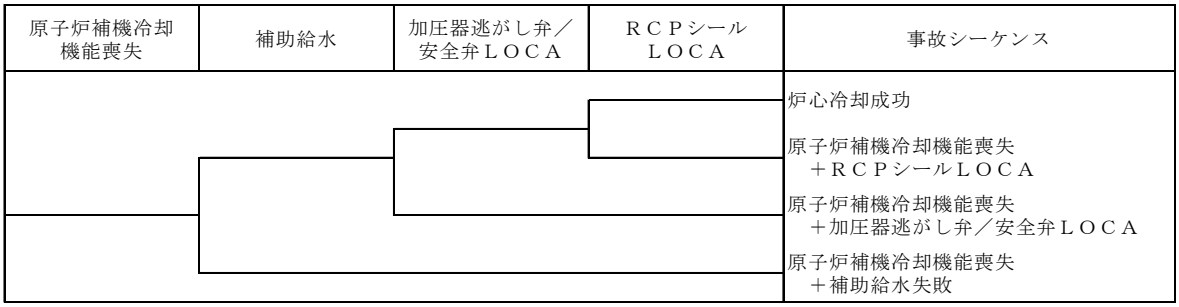


※　機器の損傷高さは浸水口高さ又は機器の設置高さの大きい方の値

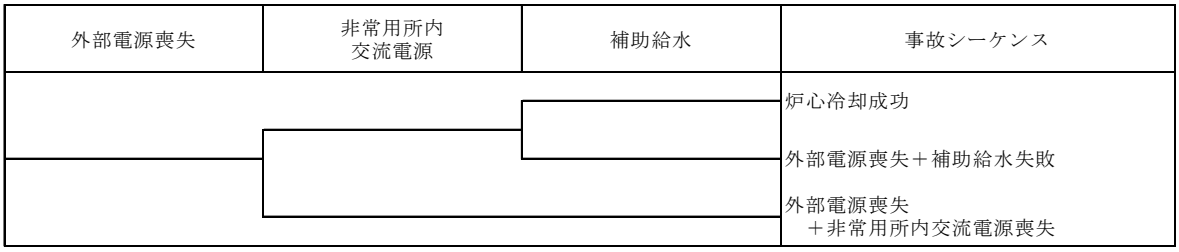
第1.2.2.c-1図　被水・没水に関するフラジリティ曲線



第1.2.2.d-1図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー



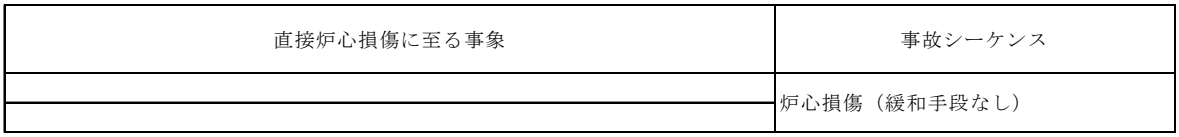
第1.2.2.d-2図(a)　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー



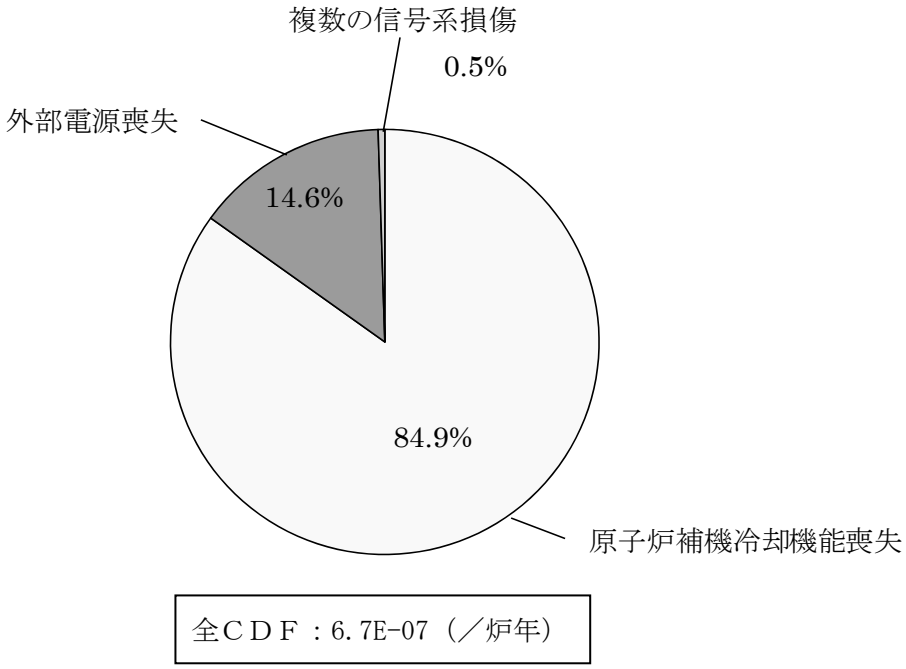
第1.2.2.d-2図(b)　外部電源喪失イベントツリー

第1.2.2.d-2図(c)　主給水流量喪失イベントツリー

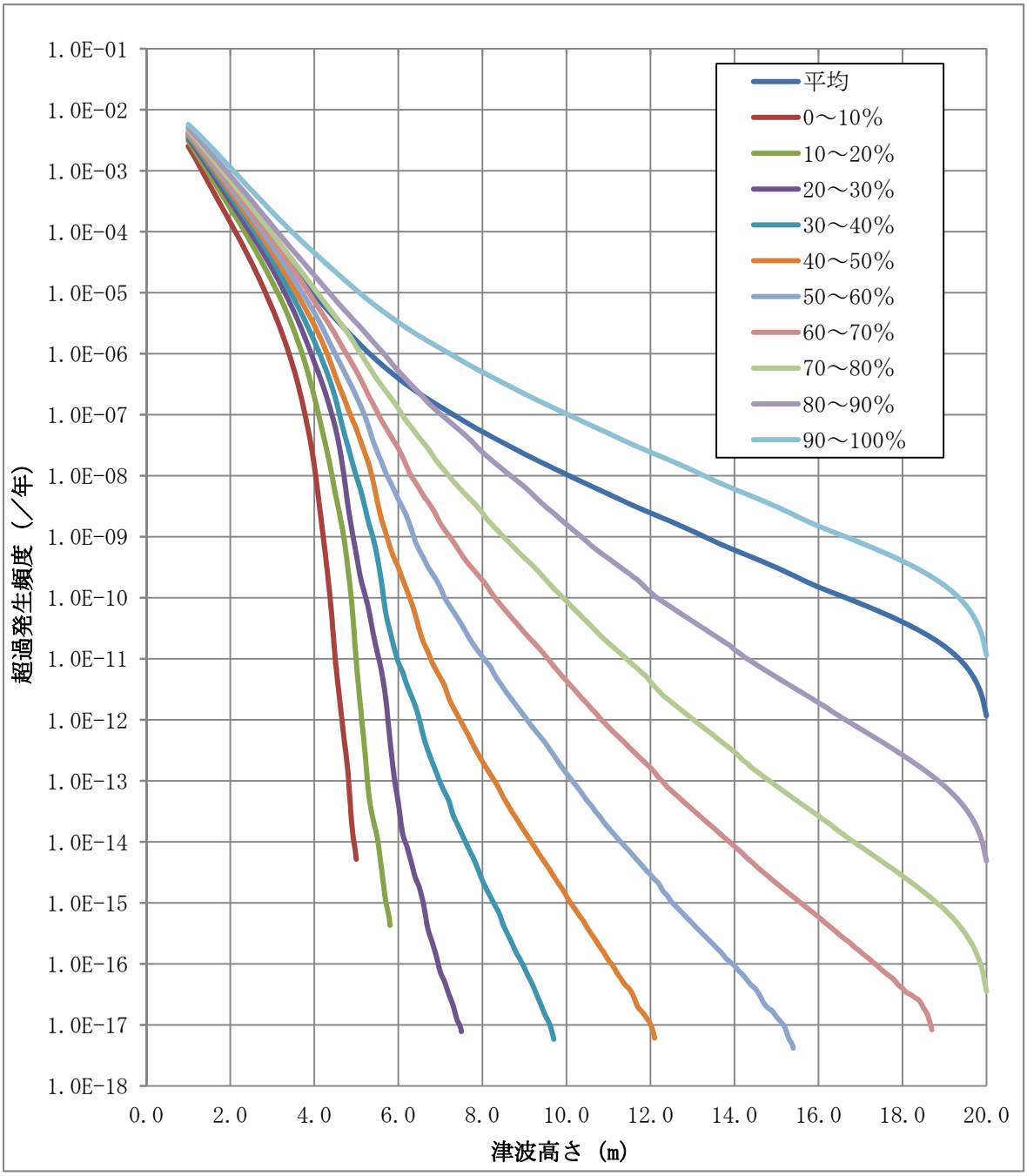
第1.2.2.d-2図(d)　過渡事象イベントツリー



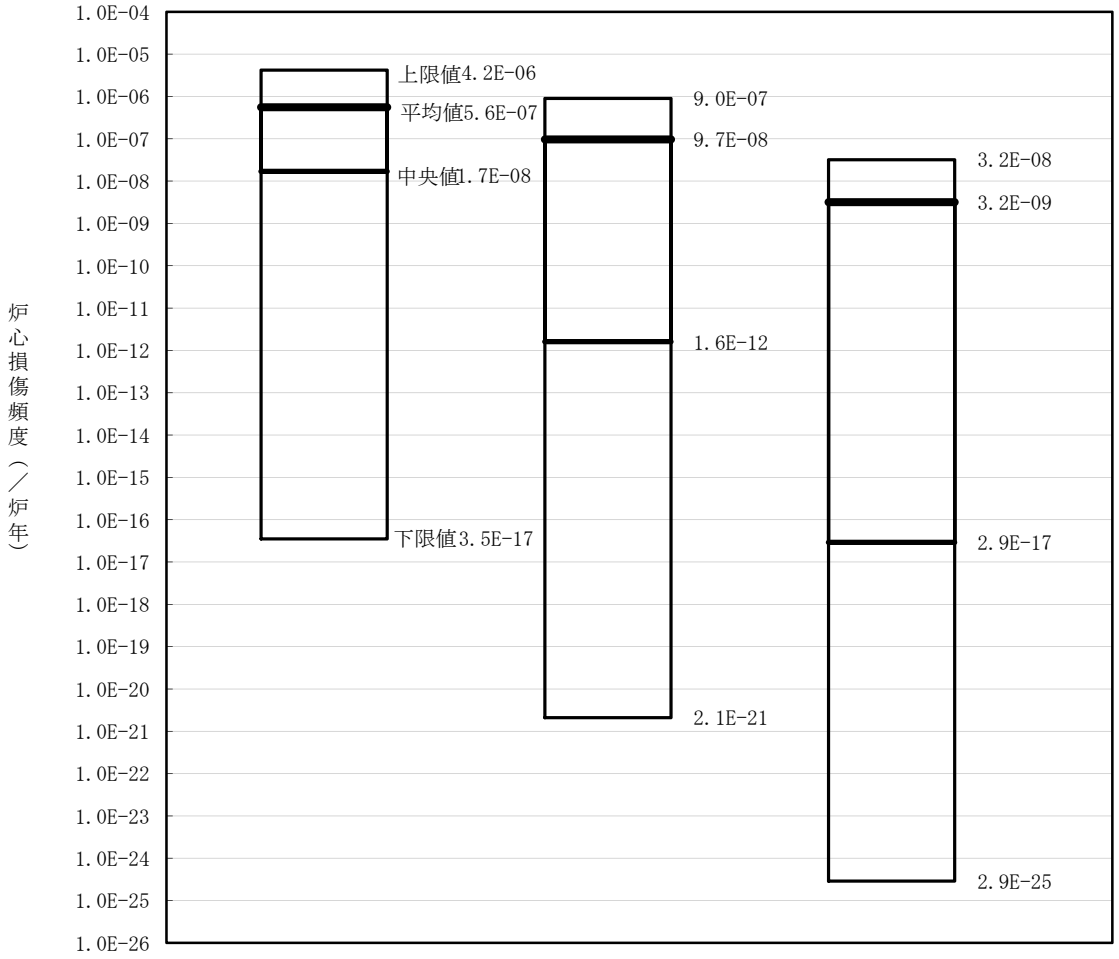
第1.2.2.d-2図(e)　直接炉心損傷に至る事象



第1.2.2.d-3図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合

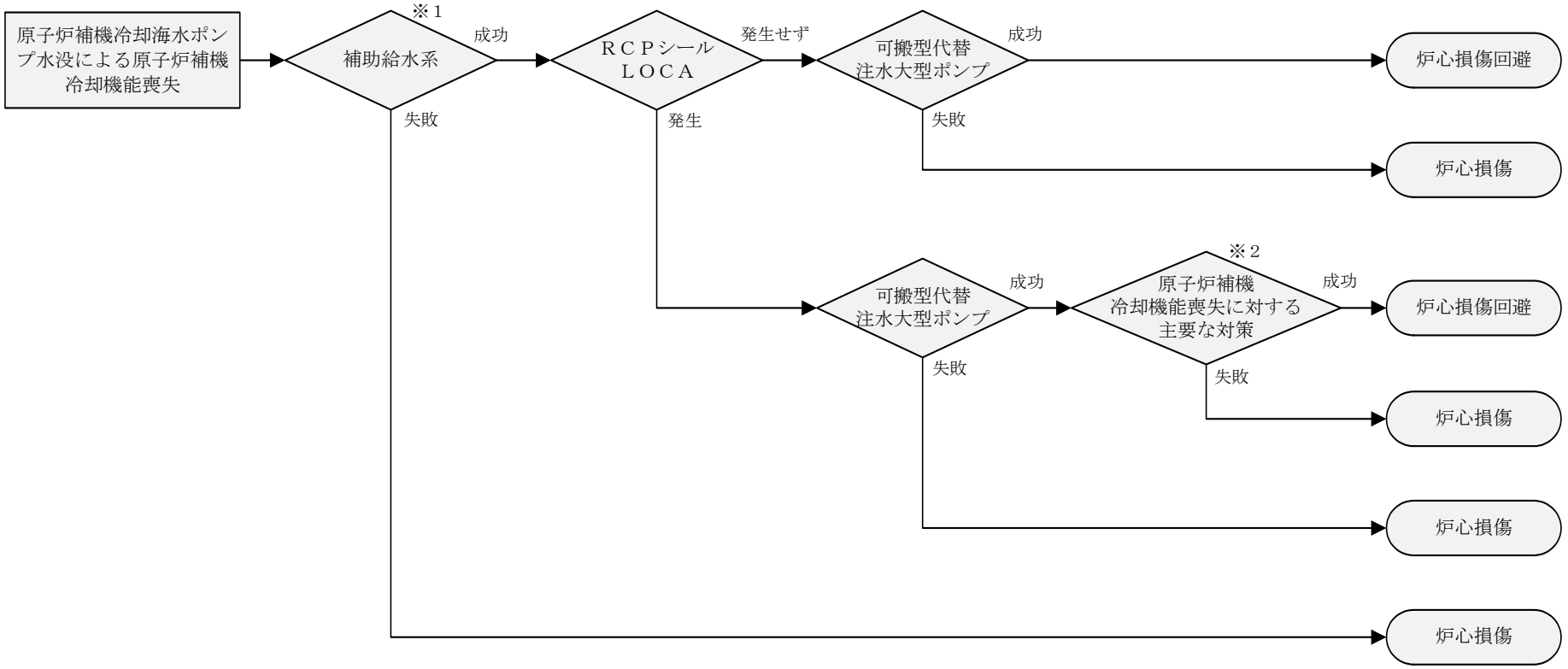


第1.2.2.d-4図　津波フラクタイルハザード



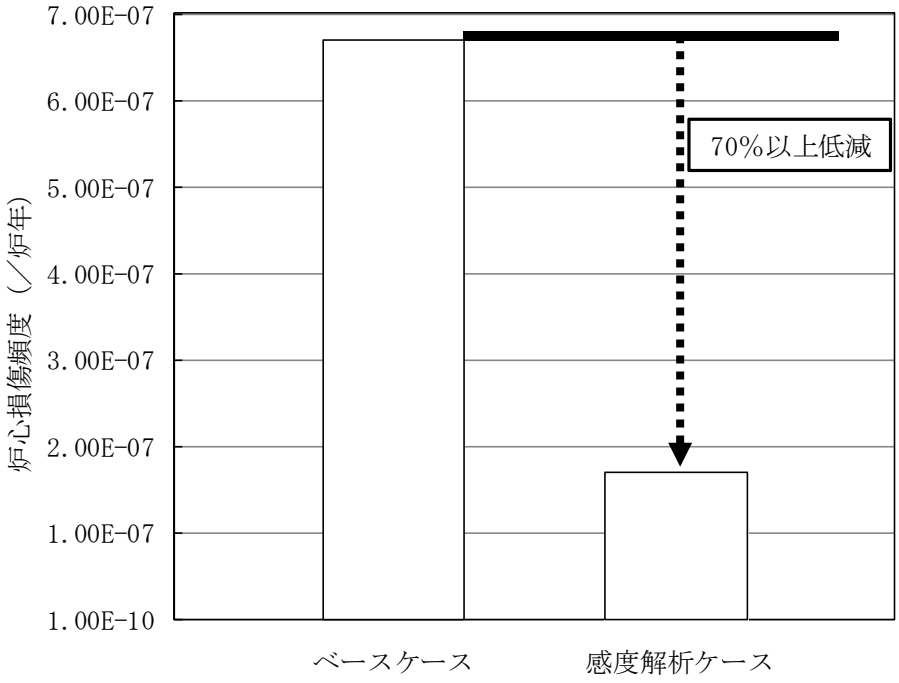
※：津波シナリオ区分１の10%以下の信頼度のデータは10～20%信頼度から2桁小さくした値，津波シナリオ区分２の20%以下の信頼度のデータは20～30%信頼度から2桁ずつ小さくした値，津波シナリオ区分３の40%以下の信頼度のデータは40～50%信頼度から2桁ずつ小さくした値をそれぞれ入力

第1.2.2.d-5図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果



※１：補助給水系に失敗すると必ずＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する。さらに原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策の２次冷却系強制冷却にも補助給水が用いられているため，補助給水に失敗すると炉心損傷に至る。非信頼度は内部事象出力時ＰＲＡのモデルを用いる。
※２：原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策とは，２次冷却系強制冷却による１次冷却系の冷却・減圧，蓄圧注入及び常設低圧代替注水ポンプでの炉心冷却である。

第 1.2.2.d-6 図　対策を考慮した「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」のシナリオの整理



第1.2.2.d-7図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

2.　レベル１．５ＰＲＡ

2.1　内部事象ＰＲＡ

2.1.1　出力運転時ＰＲＡ

出力運転時レベル１．５ＰＲＡは，一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル２ＰＳＡ編）：2008（以下「レベル２ＰＳＡ学会標準」という。）」を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」(原子力規制庁 平成25年9月)の記載事項への適合性を確認した。

2.1.1.a　プラントの構成・特性

① 対象プラントに関する説明

(1)　機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.　レベル１ＰＲＡ」での記載と同様である。

(2)　事故の緩和操作

事故時の熱水力的事象進展解析では，運転員による事故時影響緩和操作も事象進展に大きく影響するが，本評価では格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モード抽出という目的を勘案し，事故時の緩和操作については考慮していない。

(3)　燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の溶融炉心等の熱源の移動は，水素発生，溶融炉心・コンクリート相互作用及び原子炉格納容器内の熱水力挙動，核分裂生成物移行挙動に影響する。溶融炉心の移動経路を以下に示す。

分類	原子炉容器 破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	原子炉下部 キャビティ	最下区画のため 移動なし	なし
１次冷却材圧力 による分散放出	原子炉下部 キャビティ	シールテーブル	下部一般部

2.1.1.b　プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至る全ての事故シーケンスについて，事象の進展及び緩和操作の類似性からＰＤＳを定義し，ＰＤＳの分類及び発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の分類

(1)　プラント損傷状態の考え方及び定義

ＰＤＳは熱水力挙動の類似性として，事象進展の相違から独立に考慮すべき事故のタイプ及び１次冷却材圧力，並びに炉心損傷時期により分類する。さらに，事故の緩和操作の類似性として，溶融炉心の冷却手段及び除熱手段を踏まえた原子炉格納容器内の事象進展により分類する。

a. 事故のタイプ及び１次冷却材圧力

事象進展の相違から独立に考慮すべき事故のタイプ(ＬＯＣＡ(ＲＣＰシールＬＯＣＡを含む)，トランジェント（ＬＯＣＡの発生がない過渡事象等)，格納容器先行破損，格納容器バイパス事象）により分類する。また，原子炉容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇や，溶融炉心の飛散とその冷却性への影響の観点から，原子炉容器破損前の１次冷却材圧力状態（高圧状態あるいは低圧状態）でも分類する。

b. 炉心損傷時期

炉心損傷時に放出される放射性物質の量，炉心損傷後の原子炉容器破損時期又は原子炉格納容器圧力や温度上昇による原子炉格納容器の破損時期への影響の観点から，炉心損傷時期が事故発生後短期か長期かで分類する。

c. 原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器破損時期及び溶融炉心の冷却手段）

原子炉格納容器内の事故進展では，放射性物質放出挙動の観点から原子炉格納容器破損時期が炉心損傷前か炉心損傷後かで分類する。また，原子炉格納容器内に流出した溶融炉心を冷却する観点で，非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系の使用可否により分類する。

上記の考え方に基づく分類記号・状態を第2.1.1.b-1表に，各分類の組合せにより定義されるＰＤＳの一覧を第2.1.1.b-2表に示す。

(2) レベル１ＰＲＡの事故シーケンスのプラント損傷状態への分類結果

レベル１ＰＲＡのイベントツリーでは炉心損傷に至るシーケンスに対し，それ以上の分岐をモデル化していないが，レベル１．５ＰＲＡでは原子炉格納容器内での事象進展を把握することが重要となることから，炉心損傷評価用のレベル１ＰＲＡイベントツリーでは不要としていた分岐・ヘディングを考慮したレベル１．５ＰＲＡ評価用のイベントツリーを構築する。

具体的には，炉心損傷時の原子炉格納容器内の状態への影響の観点で，高圧注入／再循環，格納容器スプレイ注入／再循環の分岐・ヘディングを考慮しており，その結果を第2.1.1.b-1図に，また，構築したイベントツリーから抽出されるＰＤＳと事故シーケンスの対応を第

2.1.1.b-3表に示す。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

ＰＤＳごとにＣＤＦを整理した結果を第2.1.1.b-4表に示す。全ＣＤＦへの寄与割合が最も大きなＰＤＳはＳＥＤであり，次いでＴＥＩ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＳＥＩの順となっている。第1.1.1.h-1表に示すとおり，起因事象別の全ＣＤＦへの寄与割合は原子炉補機冷却機能喪失が最も大きく，次いで手動停止，過渡事象，小破断ＬＯＣＡの順であるため，これらの起因事象を含むＰＤＳの全ＣＤＦへの寄与割合が大きくなっている。なお，レベル１ＰＲＡにおいて，全ＣＤＦへの寄与が大きな事故シーケンスグループの全ＣＤＦへの寄与割合及びＰＤＳの内訳を以下に示す。

・原子炉補機冷却機能喪失（寄与：約88%，ＰＤＳ：ＳＥＤ，ＴＥＤ）

・２次冷却系からの除熱機能喪失（寄与：約9%，ＰＤＳ：ＳＥＤ，ＳＥＷ，ＳＥＩ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＴＥＩ，Ｇ）

原子炉補機冷却機能喪失が約88%を占める理由は，レベル１ＰＲＡにおいて原子炉補機冷却機能喪失に伴い発生するＲＣＰシールＬＯＣＡ（小破断ＬＯＣＡに分類）が発生すると，使用可能な緩和策がなくそのまま炉心損傷となるためである。

2.1.1.c　格納容器破損モード

① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明

原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損形態を分類するため，原子炉格納容器の破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定する。

ＰＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展を第2.1.1.c-1図

に示す。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第2.1.1.c-1表に示す。また，これらの負荷を事故のタイプと発生時期に着目して系統的に整理したものを第2.1.1.c-2表に示す。さらに，選定した原子炉格納容器の破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準を第2.1.1.c-3表に整理する。

事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象に加え，格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して選定した破損モードは以下のとおり。

(1) 水蒸気爆発（αモード，ηモード）

高温の炉心デブリと水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象であり，原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）と原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイク（ηモード）に分類する。

(2) 可燃性ガス（水素）の燃焼，爆轟（γモード，γ’モード，γ”モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウムー水反応），溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素などの可燃性ガスが，大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や，更にガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象であり，発生時期により原子炉容器破損以前（γモード），直後（γ’モード），長時間経過後（γ”モード）に分類する。

(3) 水蒸気・非凝縮性ガスによる過圧（δモード）

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO_2等）の蓄積によって，原子炉格納容器が過圧破損する事象として分類する。

(4)　水蒸気（崩壊熱）による過圧（θモード）

炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し，原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として分類する。

(5)　格納容器雰囲気直接加熱（σモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧により原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

(6)　格納容器への直接接触（μモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し，原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

(7)　ベースマット溶融貫通（εモード）

溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下した後，冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり，原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として分類する。

(8)　過温破損（τモード）

原子炉格納容器内温度が異常に上昇して過熱している状態で，貫通部の熱的にぜい弱な部分が過温破損する事象として分類する。

(9)　格納容器隔離機能喪失（βモード）

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが，この隔離操作に失敗する事象として分類する。

(10)　格納容器バイパス（ｇモード，νモード）

蒸気発生器伝熱管破損事故（ｇモード）又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ（νモード）を起因事象として炉心損傷が生じ，原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象を想定して分類する。炉心損傷後の限定的な条件下で発生する温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）もｇモードに含める。

さらに，原子炉格納容器の物理的破損事象を，原子炉容器破損までに破損する早期格納容器破損とそれ以降に破損する後期格納容器破損に分類して選定した格納容器破損モードを第2.1.1.c-4表に示す。

2.1.1.d　事故シーケンス

① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

ＰＤＳごとに，原子炉停止系，炉心冷却系，崩壊熱除去系，工学的安全設備などの緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して，これらの組合せから事故の進展を樹形図で分類する格納容器イベントツリーを構築する。

② 格納容器イベントツリー

(1)　格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象，対処設備の作動及び不作動，運転員操作，ヘディング間の従属性

a. 重要な物理化学現象，対処設備の作動及び不作動

格納容器イベントツリーの構築に際し，炉心損傷から原子炉格納容器の破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について各ＰＤＳを考慮して抽出し，その発生条件及び発生後の事故進展を検討した。

第2.1.1.d-1表に示す検討結果に基づき，ＰＤＳごとにシステムの

動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析し，格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第2.1.1.d-2表のとおり選定した。

b.運転員操作

事故の緩和及び格納容器破損防止に係る運転員操作については考慮していない。

c.ヘディング間の従属性

第2.1.1.d-2表で定義したヘディングの状態が発生する確率は,他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため，ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を整理しており，結果を第2.1.1.d-3表に示す。

(2) 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮して順序付けし，放射性物質の環境への放出を表す物理事象ヘディングをイベントツリーの終端として破損モードに対応付けすることで第2.1.1.d-1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

なお,イベントツリーは扱いを容易にするため以下の3つの期間で分割して作成している。

Ｔ１：事故発生から原子炉容器破損まで

Ｔ２：原子炉容器破損直後

Ｔ３：原子炉容器破損後長時間経過後

2.1.1.e 事故進展解析

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力挙動，炉心損傷及び原子炉容器破損などの事象の発生時期，シビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷を解析するとともに，格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必

要なデータを得る事を目的として，各ＰＤＳを代表する事故進展解析を実施する。

(1)　解析対象事故シーケンスの選定

a. 解析対象ＰＤＳの選定

事故進展解析の対象とするＰＤＳとして

・全ＣＤＦに対する割合の大きいＰＤＳ

・物理現象に係るヘディングの推定に必要となる代表的なＰＤＳを選定した。具体的には全ＣＤＦへの寄与の観点からＳＥＤ（約88%），ＴＥＩ（約5%），ＴＥＤ（約2%）を選定し，事象進展が早く他のＰＤＳによる解析からの推定が困難であるＡＥＤ，ＡＥＷ，ＡＥＩについても解析対象として選定しており，ＰＤＳごとに代表する事故シーケンスを選定している。

b. 解析対象事故シーケンスの選定

事故シーケンスの選定に際しては

・ＣＤＦが大きく確率的にそのＰＤＳを代表する

・事故進展が相対的に速い（安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなるため）

の2点を考慮し，選定した。上記の観点から選定した事故シーケンスを第2.1.1.e-1表に示す。

(2)　事故進展解析の解析条件

プラント構成及び特性の調査より，全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成及び特徴に依存した基本解析条件を第2.1.1.e-2表に示す。また，解析対象の事故シーケンスの事故状態及び設備作動状況に関する解析条件を第2.1.1.e-3表に示す。

なお，事故進展解析には，事故シーケンスに含まれる物理化学現象，

機器及び系統の動作を模擬することができるＭＡＡＰ４コードを使用した。

② 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び事象進展例を第2.1.1.e-1図に示す。1次冷却系内及び原子炉格納容器内の熱水力挙動の事象進展を表す主要事象発生時刻を第2.1.1.e-4表に示す。

また，格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の水素燃焼，格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ），水蒸気爆発及びベースマット溶融貫通等の物理化学現象に伴う負荷の確率評価に必要な解析結果の情報を第2.1.1.e-5表に示す。

それぞれの事故シーケンスの解析結果から読み取った特徴的な事故進展を以下に整理する。

(1) プラント損傷状態：ＡＥＤ

ＡＥＤのシーケンスは，大・中破断ＬＯＣＡが発生し，原子炉格納容器への燃料取替用水タンク水の移送がないため，原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約21時間で最高使用圧力の2倍に達し，このときの原子炉格納容器内温度は約189℃，ベースマット侵食深さは約1.9mである。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

・水素濃度は,事故早期から原子炉容器破損直後にかけては4vol%未満であり，水素燃焼の可能性は低い。事故後期では，水蒸気濃度が高いため水素燃焼の可能性は低い。

⇒ヘディングＨＢ1，ＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]

[redacted]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。

[redacted]を設定。

・原子炉下部キャビティに水が流入せず，水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒ヘディングＢＭ(ベースマット溶融貫通)の分岐確率として，[redacted]を設定。

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として，[redacted]を設定。

(2)　プラント損傷状態：ＡＥＷ

ＡＥＷのシーケンスは，大・中破断ＬＯＣＡが発生し，原子炉格納容器内への燃料取替用水タンク水の移送はあるが，格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し，原子炉格納容器内が飽和状態で過圧破損に至る。事故発生後約7秒で格納容器スプレイ作動設定値に達し，約23時間で最高使用圧力の2倍に達する。このときの原子炉格納容器内温度は約169℃，ベースマット侵食はごくわずかである。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

[redacted]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。

・水素濃度は，事故早期は4vol％以上であり水素燃焼の可能性がある。原子炉容器破損直後から事故後期にかけては4vol％未満となり，水素燃焼の可能性は低い。

⇒ヘディングＨＢ1（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

⇒ヘディングＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・原子炉下部キャビティに水が流入し，水蒸気爆発の可能性が考えられる。

⇒ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・ベースマット溶融貫通の可能性は低い。

⇒ヘディングＢＭ(ベースマット溶融貫通)の分岐確率として，[redacted]を設定。

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として[redacted]を設定。

(3)　プラント損傷状態：ＡＥＩ

ＡＥＩのシーケンスは，大・中破断ＬＯＣＡが発生し，原子炉格納容器への燃料取替用水タンク水の移送があり，格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため，溶融炉心は冷却され原子炉格納容器圧力は低く維持される。また，ベースマットの侵食はない。

[redacted]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。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

・水素濃度は，事故早期は4vol%以下であり水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損直後から事故後期にかけては4vol%以上であり，水素燃焼の可能性が考えられる。

⇒ヘディングＨＢ１（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

⇒ヘディングＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・原子炉下部キャビティに水が流入するため，水蒸気爆発の可能性がある。

⇒ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・ベースマット溶融貫通の可能性は低い。

⇒ヘディングＢＭ(ベースマット溶融貫通)の分岐確率として，[redacted]を設定（前段となる原子炉格納容器内除熱のヘディングＮＣＣで炉心デブリ冷却失敗の分岐確率として，[redacted]を設定)。

・格納容器スプレイで雰囲気の除熱に成功しており，原子炉格納容器破損の可能性は低い。

⇒ヘディングＮＣＣ（原子炉格納容器気相部冷却）の失敗確率として，[redacted]を設定。

[redacted]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。

(4)　プラント損傷状態：ＳＥＤ

ＳＥＤのシーケンスは，小破断ＬＯＣＡが発生し，原子炉格納容器への燃料取替用水タンク水の移送がないため，原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約28時間で最高使用圧力の2倍に達し，このときの原子炉格納容器内温度は約192℃，ベースマット侵食深さは約1.7mである。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

・水素濃度は,事故早期から原子炉容器破損直後にかけては4vol%未満であり，水素燃焼の可能性は低い。事故後期では，水蒸気濃度が高いため水素燃焼の可能性は低い。

⇒ヘディングＨＢ1，ＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として,[redacted]を設定。

・原子炉下部キャビティに水が流入せず，水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として,[redacted]を設定。

・ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒ヘディングＢＭ(ベースマット溶融貫通)の分岐確率として,[redacted]を設定。

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として,[redacted]

[redacted]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。

[redacted]を設定。

(5) プラント損傷状態：ＴＥＤ

ＴＥＤのシーケンスは，トランジェントが発生し，原子炉格納容器内への燃料取替用水タンク水の移送がないため，原子炉格納容器内が過熱状態となる。事故発生から約32時間で原子炉格納容器雰囲気温度は200℃に達し，約36時間で最高使用圧力の2倍に達する。そのため，ＴＥＤシーケンスでは過温破損が過圧破損より先行する。原子炉格納容器雰囲気温度200℃到達時点でのベースマット侵食深さは約1.6mである。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

・水素濃度は，事故早期では4vol%以上であり，水素燃焼の可能性がある。原子炉容器破損直後から事故後期にかけては，水蒸気濃度が高く水素燃焼の可能性は低い。

⇒ヘディングＨＢ１（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

⇒ヘディングＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]を設定。

・原子炉下部キャビティに十分な水が流入せず水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として，[redacted]を設定。

[redacted]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。

・ベースマット溶融貫通より格納容器過温破損が先行する可能性が高い。

⇒ヘディングＢＭ(ベースマット溶融貫通)の分岐確率として，

[redacted]

[redacted]を設定。

・貫通部過温破損の可能性が高い。

⇒ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として，[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]を設定。

(6)　プラント損傷状態：ＴＥＩ

ＴＥＩのシーケンスでは，トランジェントが発生し，原子炉格納容器内への燃料取替用水タンク水の移送があり，格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため,原子炉格納容器圧力は低く維持され，ベースマットの侵食はない。

また，分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

・水素濃度は，事故早期では4vol%以上であり，水素燃焼の可能性がある。原子炉容器破損直後から事故後期にかけては8vol%以上であり，水素燃焼の可能性が高い。

⇒ヘディングＨＢ１（水素燃焼）の分岐確率として，[redacted]

[redacted]を設定。

⇒ヘディングＨＢ２，ＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として，

[redacted]を設定。

・格納容器スプレイで雰囲気の除熱に成功しており，原子炉格納

[redacted]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。

容器破損の可能性は低い。

⇒ヘディングＮＣＣ（原子炉格納容器気相部冷却）の失敗確率として,[redacted]を設定。

なお，事故進展解析の対象外としたＰＤＳにおける分岐確率については類似のＰＤＳの解析結果から第2.1.1.e-6表のとおり推定して設定している。

2.1.1.f　格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器イベントツリーのヘディングに，シビアアクシデント解析コードによる事故進展解析結果，シビアアクシデントの各物理現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定しＣＦＦを算出する。

② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

ヘディングの分岐確率は，シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断により設定した。十分に解明されていない物理化学現象に対する分岐確率のあてはめ方法として，ＮＵＲＥＧ/ＣＲ-4700手法に代表される専門家の判断等の定性的評価を定量的な数値に置きかえ，分岐確率を定量化する手法を採用した。

[redacted]

評価で使用する分岐確率のあてはめ方法を第2.1.1.f-1表に示す。また，格納容器イベントツリーの分岐確率の設定について第2.1.1.f-2表に示す。

[redacted]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。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

ＣＦＦの評価結果を第2.1.1.f-3表に示す。全ＣＦＦは2.1E-04／炉年，条件付格納容器破損確率（以下「ＣＣＦＰ」という。）は0.93であった。本評価ではＡＭ策を考慮しておらず，格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱が継続されるＰＤＳ（ＡＥＩ，ＳＥＩ，ＳＬＩ，ＴＥＩ）では大部分が原子炉格納容器の破損を回避できる（ＣＣＦＰが0.01から0.09）一方，原子炉格納容器の除熱機能がないＰＤＳのＣＣＦＰは1となるため，全体のＣＣＦＰが高くなっている。

また，格納容器破損モード別及び格納容器破損カテゴリ別のＣＦＦを第2.1.1.f-4表に示す。全ＣＦＦのうち格納容器破損モードについて,「δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が93.8%,「τ（過温破損)」の寄与が2.9%,「σ（格納容器雰囲気直接加熱)」の寄与が1.0%,「ｇ（蒸気発生器伝熱管破損)」の寄与が0.9%,「ε（ベースマット溶融貫通)」の寄与が0.8%を占める。以下,「β（格納容器隔離失敗)」,「γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後))」の寄与が続き，これら以外の格納容器破損モードの寄与は0.1%以下であった。

ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約87.8%を占めるＳＥＤは，原子炉補機冷却機能喪失によりＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する一方，燃料取替用水タンクからの注入がなく炉心及び原子炉格納容器内が除熱されないことから，原子炉格納容器内の圧力，温度が上昇する。事故進展解析の結果から過温破損より先行して「δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」に至る可能性が高く,「δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が非常に高くなっている。また，ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約1.9%を占めるＴＥＷも,「δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」に至る可能性が高い。ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約2.2%を占める

ＴＥＤは，事故進展解析の結果から「τ（過温破損）」に至る可能性が高いことから，「τ（過温破損）」の寄与も高くなっている。なお，ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約4.9％を占めるＴＥＩは，格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱が継続されることから原子炉格納容器の健全性が維持される可能性が高い（ＣＣＦＰが0.09）。（第2.1.1.f-1図から第2.1.1.f-3図）

(1)　ＳＥＤ（ＣＦＦ：2.0E-04／炉年，全ＣＦＦへの寄与割合：94.0％）

・代表的なシーケンス：原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合：約99.5％）

ＲＣＰシールＬＯＣＡにより小破断ＬＯＣＡ相当の１次冷却材が流出して，炉心損傷に至る。その後も非常用炉心冷却設備による炉内への燃料取替用水の持ち込みがなく，格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できないＰＤＳであり，原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至る。原子炉格納容器貫通部の過温破損やベースマットの溶融貫通に至る前に，原子炉格納容器圧力が2Pdに到達することで，原子炉格納容器は過圧破損に至る。

(2)　ＴＥＤ（ＣＦＦ：4.9E-06／炉年，全ＣＦＦへの寄与割合：2.3％）

・代表的なシーケンス：手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合：約55.3％）

手動停止等のトランジェントが発生する一方，原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みがなく，格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できないＰＤＳであり，原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至る。格納容器過圧破損やベースマットの溶融貫通に至る前に，原子炉

格納容器内温度が200℃に到達し,原子炉格納容器貫通部の過温破損に至る。

(3)　ＴＥＷ（ＣＦＦ:4.4E-06／炉年，全ＣＦＦへの寄与割合：2.1%）

・代表的なシーケンス：手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合：約67.9%）

手動停止等のトランジェントが発生し補助給水に失敗することで，炉心損傷に至る。原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みがあるが，格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し，原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至る。原子炉格納容器貫通部の過温破損やベースマットの溶融貫通に至る前に，原子炉格納容器圧力が2Pdに到達することで，原子炉格納容器は過圧破損に至る。

また，ＣＦＦをレベル１ＰＲＡの起因事象別に整理したものを第2.1.1.f-5表に示す。この整理結果によると，ＣＦＦに支配的な起因事象は原子炉補機冷却機能喪失であり，手動停止がこれに続いている。原子炉補機冷却機能喪失を起因とする事故シーケンスでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスは原子炉補機冷却水の喪失によりＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故シーケンスであり，手動停止を起因とする事故シーケンスでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスは手動停止し補助給水に失敗する事故シーケンスである。これらの事故シーケンスに主に該当するＰＤＳはＳＥＤ，ＴＥＤ及びＴＥＷであり，上述のＣＦＦに寄与が大きいＰＤＳに該当することが確認される。したがって，レベル１ＰＲＡでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスが,レベル１．５ＰＲＡにおけるＣＦＦに対しても大きな寄与率をもっていることが確認される。

④ 重要度評価について

レベル１．５ＰＲＡとして重要度評価は実施していないが，レベル１ＰＲＡで算出されたＣＤＦをＰＤＳとして整理してＣＦＦ評価の入力としており，特にＡＭ策等を考慮しない（ＣＣＦＰが大きい）条件下ではレベル１ＰＲＡの結果に強く依存する。

・「δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）」ではＣＦＦの約97％がＳＥＤの「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」シーケンスであり，レベル１ＰＲＡの原子炉補機冷却機能喪失の場合と同様にＲＣＰシール部（ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生）の寄与が大きくなるものと考えるが，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の破損を防止することができる。

・「τ（過温破損）」ではＣＦＦの約38％がＴＥＤの「手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」シーケンス，約32％がＳＥＤの「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」シーケンスであり，補助給水の失敗やＲＣＰシール部（ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生）の寄与が大きくなるものと考えるが，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧や，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の破損を防止することができる。

2.1.1.g　不確実さ解析及び感度解析

① 不確実さ解析

(1)　プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

ＰＤＳ別のＣＦＦの不確実さ解析結果を第2.1.1.g-1表及び第2.1.1.g-1図に示す。

不確実さ解析の結果，ＰＤＳ別ＣＦＦの点推定値は不確実さ分布内にあり，点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく，ＳＥＤが支配的であることが確認できた。したがって，ＰＤＳ別のＣＦＦの特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

(2)　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

格納容器破損モード別のＣＦＦの不確実さ解析結果を第2.1.1.g-2表及び第2.1.1.g-2図に示す。

・不確実さ解析の結果，格納容器破損モード別ＣＦＦの点推定値はおおむね不確実さ分布内にあり，点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく，過圧破損（δ）が支配的であることが確認できた。したがって，格納容器破損モード別のＣＦＦの特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

・点推定値が不確実さ分布内にないσ（格納容器雰囲気直接加熱），μ（格納容器直接接触）については，ＰＤＳ別のＣＤＦにおいて支配的なＳＥＤの溶融物分散放出の分岐確率について，点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが,事故進展解析結果が判断基準値に近く(判断基準2.0MPa[gage]に対して2.4MPa [gage])，不確実さ解析では溶融物分散放出の不確実さを考慮すると分散放出しない可能性が高いとした評価の影響である。ただし，これらの格納容器破損モードのＣＦＦは全体

のＣＦＦに対して小さく，全体のＣＦＦへの影響はない。

・今回のＰＲＡを格納容器破損モードの選定に適用する際には，ＣＦＦの絶対値よりも相対値に注目している。格納容器破損モードの選定においてＣＦＦが小さいことを不採用の理由としているｇ（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ-ＳＧＴＲ））とα（原子炉容器内水蒸気爆発）は，ｇ（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ-ＳＧＴＲ））にｇ（蒸気発生器伝熱管破損）のＣＦＦを加えても，それぞれのＣＦＦは全体のＣＦＦに対して2から5桁小さく，不確実さを考えても全体のＣＦＦに対して十分に小さいことを確認した。

(3)　格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

格納容器破損カテゴリ別のＣＦＦの不確実さ解析結果を第2.1.1.g-3表及び第2.1.1.g-3図に示す。

・不確実さ解析の結果，格納容器破損カテゴリ別ＣＦＦの点推定値はおおむね不確実さ分布内にあり，点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく，「水蒸気（崩壊熱）による過圧」が支配的であることが確認できた。したがって，格納容器破損カテゴリ別のＣＦＦの特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

・点推定値が不確実さ分布内にない「格納容器への直接接触」，「格納容器雰囲気直接加熱」，については，ＰＤＳ別のＣＤＦにおいて支配的なＳＥＤの溶融物分散放出の分岐確率について，点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが，事故進展解析結果が判断基準値に近く（判断基準2.0MPa[gage]に対して2.4MPa［gage]），不確実さ解析では溶融物分散放出の不

確実さを考慮すると分散放出しない可能性が高いとした評価の影響である。ただし，これらの格納容器破損カテゴリのＣＦＦは全体のＣＦＦに対して小さく，全体のＣＦＦへの影響はない。

② 感度解析

ＰＤＳ別ＣＦＦで支配的なＳＥＤの溶融物分散放出に対する事故進展解析結果は，判断基準に近い値であった（判断基準2.0MPa［gage］に対して2.4MPa［gage］）。ＳＥＤはＰＤＳ別ＣＦＦで支配的であり，ＳＥＤの工学的判断に基づく溶融物分散放出の分岐確率の設定がＣＦＦの内訳を変化させる可能性があることから，感度解析の対象とした。

－ベースケース（ケース１）：Ｓ＊＊に対して，溶融物分散放出が発生しない分岐確率として□を設定。

－感度解析（ケース２）：Ｓ＊＊に対して，溶融物分散放出が発生しない分岐確率として□を設定。

ＣＦＦの感度解析結果を第2.1.1.g-4表及び第2.1.1.g-4図に示す。

本感度解析の結果，全体のＣＦＦはほとんど変化がなく，本現象の全体のＣＦＦに与える影響は小さいことが確認できた。

また，次のとおり格納容器破損モードごとに多少の増減はあるが，全体的な傾向は変わらず，δ（過圧破損）が支配的でありＣＦＦの内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

－ＰＤＳ別ＣＤＦで支配的なＳＥＤにおいて，溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから，σ（格納容器雰囲気直接加熱），τ（過温破損），μ（格納容器直接接触）が減少した。また，逆に溶融物分散放出の発生により緩和されていたε（ベースマット溶融貫通）が増加した。

－ＳＥＤと同じ小破断ＬＯＣＡのＰＤＳであり，溶融物分散放出に関

□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。

してＳＥＤと同じ分岐確率を設定しているが，原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティ内に水があるＳＥＷ，ＳＥＩ，ＳＬＷ，ＳＬＩにおいて溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから，η（原子炉容器外水蒸気爆発）が増加した。

第2.1.1.b-1表（1／3）　事故のタイプと１次冷却材圧力の分類記号

分類記号	説　　明
A	１次冷却系の破断口径が大きく，１次冷却系の減圧が速いため低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては，大中破断ＬＯＣＡで代表される。（低圧）
S	１次冷却系の破断口径が小さく，１次冷却系の減圧が遅く，中圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては小破断ＬＯＣＡで代表されるが，事象の類似性及び１次冷却系から原子炉格納容器への流出の観点から，トランジェントが起因事象であるが従属的に小破断ＬＯＣＡ（ＲＣＰシールＬＯＣＡ及び加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ）に至ったシーケンスも含む。（中圧）
T	過渡事象が起因となるシーケンスである。なお，従属的にＬＯＣＡに至ったシーケンスはＳの「事故のタイプ」に指定する。（高圧）
G	ＦＰの移行経路が原子炉格納容器をバイパスし，２次冷却系から大気中にＦＰが直接放出されるＳＧＴＲシーケンスである。（中圧）
V	ＦＰの移行経路が原子炉格納容器をバイパスし，補助建屋から大気中にＦＰが直接放出されるインターフェイスシステムＬＯＣＡシーケンスである。（低圧）

第2.1.1.b-1表（2／3）　炉心損傷時期の分類記号

分類記号	説　　明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至る。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至る。

第2.1.1.b-1表（3／3）　原子炉格納容器内事故進展の分類記号

分類記号	説　　明
D	燃料取替用水が非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれないため，溶融炉心の冷却が達成されない可能性がある。炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性がある。格納容器スプレイ系に失敗し原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態。
W	燃料取替用水が非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれるため，溶融炉心の冷却が達成される可能性がある。炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性がある。格納容器スプレイ系が使用不可能で原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態。
I	燃料取替用水が非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれるため，溶融炉心の冷却が達成される可能性がある。炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性がある。格納容器スプレイ系が使用可能で原子炉格納容器内熱除去が行われている状態。
C	燃料取替用水が非常用炉心冷却設備により原子炉格納容器内に持ち込まれるため，溶融炉心の冷却が達成される可能性がある。原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性がある。格納容器スプレイ系が使用不可能で原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態。

第2.1.1.b-2表　プラント損傷状態の定義

No	ＰＤＳ	事故のタイプ	ＲＣＳ圧力	炉心損傷時期	原子炉格納容器内事象進展		
					燃料取替用水タンク水の原子炉格納容器への移送	原子炉格納容器の破損時期	原子炉格納容器内熱除去手段
1	ＡＥＤ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	ＡＥＷ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	ＡＥＩ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ＡＬＣ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	長期	○	炉心損傷前	×
5	ＳＥＤ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷後	×
9	ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷後	○
10	ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷前	×
11	ＴＥＤ	過渡事象	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	ＴＥＷ	過渡事象	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	ＴＥＩ	過渡事象	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	Ｖ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	低圧	－			
15	Ｇ	ＳＧＴＲ	中圧	－			

第2.1.1.b-3表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される

事故シーケンス（1／2）

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＡＥＤ	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＡＥＩ	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
ＡＬＣ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
ＳＥＤ	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋低圧再循環失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

第2.1.1.b-3表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される

事故シーケンス（2／2）

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗
ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
ＴＥＤ	手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源の喪失
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
	ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＴＥＷ	手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
ＴＥＩ	手動停止＋補助給水失敗
	過渡事象＋補助給水失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗
	ＡＴＷＳ
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗
Ｇ	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗
	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗
Ｖ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ

第2.1.1.b-4表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

ＰＤＳ	ＣＤＦ （／炉年）	割　　合
ＡＥＤ	1.6E-09	<0.1%
ＡＥＷ	1.6E-07	<0.1%
ＡＥＩ	1.1E-06	0.5%
ＡＬＣ	1.8E-08	<0.1%
ＳＥＤ	2.0E-04	87.8%
ＳＥＷ	7.6E-09	<0.1%
ＳＥＩ	3.2E-06	1.4%
ＳＬＷ	2.7E-07	0.1%
ＳＬＩ	4.5E-07	0.2%
ＳＬＣ	5.9E-08	<0.1%
ＴＥＤ	4.9E-06	2.2%
ＴＥＷ	4.4E-06	1.9%
ＴＥＩ	1.1E-05	4.9%
Ｖ	2.1E-10	<0.1%
Ｇ	1.8E-06	0.8%
合　計	2.3E-04	100.0%

第 2.1.1.c-1 表　原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出

破損状態	破損形態	記号	破損形態の解説
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
	誘因蒸気発生器伝熱管破損		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリープ破損による格納容器バイパス
	格納容器隔離失敗	β	原子炉格納容器の隔離に失敗
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	インターフェイスシステムＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
格納容器破損	水蒸気による過圧	δ	炉心損傷後の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	先行破損	θ	炉心損傷前の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート反応によるベースマット溶融貫通
	格納容器貫通部過温	τ	崩壊熱による格納容器貫通部過温破損
	炉内水蒸気爆発	α	原子炉容器内での水蒸気爆発による格納容器破損
	炉外水蒸気爆発	η	原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる格納容器破損
	水素燃焼（原子炉容器破損以前）	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）による格納容器過圧破損
	水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）による格納容器過圧破損
	水素燃焼（原子炉容器破損後期）	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）による格納容器過圧破損
	格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
	格納容器直接接触	μ	溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損

第2.1.1.c-2表　プラント損傷状態と負荷の対応

ＰＤＳ	炉心損傷まで	原子炉容器破損まで	原子炉容器破損直後	原子炉容器破損以降
大中破断ＬＯＣＡ（Ａ） 小破断ＬＯＣＡ（Ｓ） トランジェント（Ｔ）	先行破損（θ） （Ａ又はＳのみ可能性あり）	格納容器隔離失敗（β） 水素燃焼（γ） 炉内水蒸気爆発（α） 誘因蒸気発生器伝熱管破損（ｇ） （Ｔのみ可能性あり）	水素燃焼（γ’） 炉外水蒸気爆発（η） 格納容器直接接触（μ） （Ｓ又はＴのみ可能性あり） 格納容器雰囲気直接加熱（σ）（Ｓ又はＴのみ可能性あり）	水素燃焼（γ”） 格納容器の水蒸気による過圧（δ） 格納容器貫通部過温（τ） ベースマット溶融貫通（ε）
蒸気発生器伝熱管破損（Ｇ）	２次冷却系から環境へのＦＰ放出（ｇ）			
インターフェイスシステムＬＯＣＡ（Ｖ）	補助建屋から環境への大量ＦＰ放出（ν）			

第2.1.1.c-3表　格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準

破損カテゴリ	対応する 破損モード	判断基準
水蒸気（崩壊熱）による過圧	δ，θ	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること。
コンクリート侵食	ε	溶融炉心によるコンクリート侵食深さがベースマット厚さを上回ること。
貫通部過温	τ	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が200℃を上回ること。
漏えい箇所の隔離機能喪失	ν，g	炉心損傷後に，漏えい箇所（破損側蒸気発生器，余熱除去隔離弁）の隔離に失敗していること。
格納容器隔離機能喪失	β	炉心損傷後に，原子炉格納容器の隔離に失敗していること。
水蒸気爆発 （圧力スパイク）	α，η	炉内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉容器上蓋のエネルギが原子炉格納容器の破損エネルギを上回ること。 炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギが１次遮蔽壁スリーブ若しくは原子炉下部キャビティ壁の破損エネルギを上回ること。 圧力スパイクによって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること。
可燃性ガスの高濃度での燃焼	γ，γ’，γ”	可燃性ガスの高濃度での燃焼によって原子炉格納容器が破損すること。※1
格納容器への直接接触	μ	格納容器直接接触によって原子炉格納容器が破損すること。※2

※１：爆轟が発生すると衝撃波やそれによる飛来物が発生し，原子炉格納容器に動的な荷重がかかる。
※２：原子炉容器破損時に分散放出した溶融炉心が原子炉格納容器本体に付着し，ライナを溶融侵食する。

第2.1.1.c-4表　格納容器破損モードの選定

項目	放出	格納容器の状態		破損モード	記号	概要
格納容器破損モード分類	漏えい	格納容器健全		格納容器健全	ϕ	原子炉格納容器が健全に維持されて事故が終息
	早期大規模放出	格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
				インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	インターフェイスシステムＬＯＣＡ後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
		格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	事故後に原子炉格納容器の隔離に失敗
		格納容器物理的破損	早期格納容器破損	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼（原子炉容器破損以前）	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）によって原子炉格納容器が破損
				原子炉容器外水蒸気爆発	η	原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによって原子炉格納容器が破損
				格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損
				溶融物直接接触	μ	格納容器構造物へ溶融炉心が直接接触して原子炉格納容器が破損
	後期大規模放出		後期格納容器破損	水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）によって原子炉格納容器が破損
				ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート相互作用でベースマットが溶融貫通
				過温破損	τ	格納容器貫通部が過温で破損
				水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的過圧で原子炉格納容器が破損
				水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損

第2.1.1.d-1表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
炉心冷却失敗	・安全注入系の喪失	
配管クリープ破損	・１次冷却系高圧（高温側配管，サージライン破損）	１次冷却系減圧
バイパス	・ＰＤＳで定義されるバイパス事象 ・あるいは１次冷却系高圧（Ｉｎｄｕｃｅｄ　ＳＧＴＲ）	ν，ｇモードによる格納容器破損の可能性
炉内水蒸気爆発	・溶融炉心が原子炉容器下部ヘッドへ落下 ・１次冷却系低圧	αモードによる格納容器破損の可能性
水素燃焼	・水素濃度4vol％上方，6vol％側方，8vol％下方伝播 ・水蒸気濃度55vol％以下	γ，γ’，γ”モードによる格納容器破損の可能性
原子炉容器破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	溶融炉心の原子炉容器外への放出
溶融物分散放出	・原子炉容器破損時に１次冷却系高圧	溶融炉心の原子炉下部キャビティ外への放出
キャビティ内水量	・ＰＤＳの定義	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の接触
炉外水蒸気爆発	・原子炉容器破損時に溶融炉心が重力落下 ・溶融炉心落下質量大	ηモードによる格納容器破損の可能性
格納容器雰囲気直接加熱	・溶融物分散放出あり	σモードによる格納容器破損の可能性
格納容器への直接接触	・溶融物分散放出あり	μモードによる格納容器破損の可能性
格納容器内気相部冷却	・ＰＤＳで定義される原子炉格納容器内除熱事象	原子炉格納容器圧力上昇抑制
ベースマット溶融貫通	・原子炉容器破損 ・原子炉格納容器内に水なし（不確実さが大きいため，水ありの場合でも現象が進む可能性あり）	εモードによる格納容器破損
格納容器過温破損	・原子炉容器破損 ・原子炉格納容器内に水なし	τモードによる格納容器破損
格納容器過圧破損	・崩壊熱による水蒸気生成 ・非凝縮性ガス生成	δ，θモードによる格納容器破損

第2.1.1.d-2表　ヘディングの選定及び定義

No		ヘディング	記号	ヘディングの定義
原子炉容器破損前（Ｔ１）	1	ＣＶ隔離	ＣＩ	事故後の格納容器隔離が正常に実施されなかった場合，失敗とする。
	2	１次冷却系の圧力状態	ＦＤ	ＴＩ－ＳＧＴＲや１次冷却系クリープ破損による１次冷却材圧力低下が生じなかった場合，失敗とする。
	3	バイパス	ＢＰ	格納容器バイパス事象が発生した場合，失敗とする。起因事象がバイパスシーケンスである場合，及びＴＩ－ＳＧＴＲによりバイパス事象となる場合が該当する。
	4	炉心への注水	ＬＲ	過熱炉心へ注水した時の水素生成量増大の観点から，非常用炉心冷却設備再循環が行えなかった場合失敗とする。
	5	炉内水蒸気爆発	ＩＳＸ	炉内水蒸気爆発によって原子炉格納容器の破損が生じた場合，失敗とする。
	6	水素燃焼	ＨＢ１	原子炉容器破損前に，原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合，失敗とする。
	7	ＣＶ破損	ＯＰ１	原子炉容器破損前に，水素燃焼による原子炉格納容器の破損が生じた場合，失敗とする。
	8	ＲＶ破損	ＲＶ	非常用炉心冷却設備再循環が行えず，炉心水位が回復しなかった場合失敗とする。
原子炉容器破損直後（Ｔ２）	9	溶融物分散放出	ＲＰＶ	ＲＶ破損の時点で１次冷却材圧力が2.0MPa［gage］以下であった場合，溶融炉心物質が重力落下する（分岐に失敗する）ものとする。
	10	キャビティ内水量	ＤＣ	ＲＶ破損の時点で，原子炉下部キャビティに十分に水がたまっておらず溶融物が冠水しない場合，失敗とする。
	11	炉外水蒸気爆発	ＥＳＸ	炉外水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損する場合，失敗とする。
	12	ＣＶ直接加熱	ＤＣＨ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損する場合，失敗とする。
	13	水素燃焼	ＨＢ２	原子炉容器破損直後に，原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合，失敗とする。
	14	ＣＶ破損	ＯＰ２	原子炉容器破損直後に，水素燃焼あるいは格納容器直接接触による原子炉格納容器の破損が生じた場合，失敗とする。
事故後期（Ｔ３）	15	ＣＶ内気相部冷却	ＮＣＣ	原子炉格納容器内気相部冷却が行えない場合，失敗とする。
	16	水素燃焼	ＨＢ３	事故後期に，原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合，失敗とする。
	17	ＣＶ破損	ＯＰ３	事故後期に，水素燃焼による原子炉格納容器の破損が生じた場合，失敗とする。
	18	ベースマット溶融貫通	ＢＭ	原子炉下部キャビティ床面において溶融炉心・コンクリート反応が継続し，ベースマットが溶融貫通する場合，失敗とする。
	19	ＣＶ過温破損	ＯＴ	原子炉格納容器内温度が上昇し，原子炉格納容器が過温破損する場合，失敗とする。

第2.1.1.d-3表　ヘディングの従属性

ヘディング（影響を与える側）／ヘディング（影響を受ける側）	CV隔離（CI）	1次冷却系の圧力状態（FD）	バイパス（BP）	炉心への注水（LR）	炉内水蒸気爆発（ISX）	水素燃焼（HB1）	CV破損（OP1）	RV破損（RV）	溶融物分散放出（RPV）	キャビティ内水量（DC）	炉外水蒸気爆発（ESX）	CV直接加熱（DCH）	水素燃焼（HB2）	CV破損（OP2）	CV内気相部冷却（NCC）	水素燃焼（HB3）	CV破損（OP3）	ベースマット溶融貫通（BM）	CV過温破損（OT）	備考
ＣＶ隔離（ＣＩ）																				なし
１次冷却系の圧力状態（ＦＤ）	○																			ＣＶ隔離（ＣＩ）成功の場合に適用（従属），他のヘディングも同様
バイパス（ＢＰ）	○	○																		１次冷却材圧力状態（ＦＤ）にＴＩ－ＳＧＴＲが従属
炉心への注水（ＬＲ）	○																			なし
炉内水蒸気爆発（ＩＳＸ）	○	○																		水蒸気爆発確率は，１次冷却材圧力状態（ＦＤ）に従属
水素燃焼（ＨＢ１）	○			○																ジルコニウム－水反応による水素発生量は炉心への注水（ＬＲ）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ１）	○			○		○														水素燃焼（ＨＢ１）の有無及びＤＤＴ※の発生確率（水素発生量の増加すなわちＬＲ）に従属
ＲＶ破損（ＲＶ）	○			○																炉心溶融進展の停止可能性（すなわちＬＲ）に従属
溶融物分散放出（ＲＰＶ）	○	○						○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ），１次冷却材圧力状態（ＦＤ）に従属
キャビティ内水量（ＤＣ）	○			○				○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ），炉心への注水（ＬＲ）に従属
炉外水蒸気爆発（ＥＳＸ）	○							○	○	○										ＲＶ破損の有無（ＲＶ），溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無とキャビティ水量（ＤＣ）に従属
ＣＶ直接加熱（ＤＣＨ）	○							○	○	○										ＲＶ破損の有無（ＲＶ），溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無とキャビティ水量（ＤＣ）に従属
水素燃焼（ＨＢ２）	○			○		○		○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ），ジルコニウム－水反応の促進の有無（すなわちＬＲ），過去の水素燃焼による水素の消費（すなわちＨＢ１）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ２）	○			○				○	○				○							ＲＶ破損の有無（ＲＶ），溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無，水素燃焼（ＨＢ２）の有無及びＤＤＴ※の発生確率（水素発生量の増加すなわちＬＲ）に従属
ＣＶ内気相部冷却（ＮＣＣ）	○							○	○	○										気相部冷却あるいは溶融炉心冷却性を表すため，溶融炉心の有無（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ）），溶融炉心分散量(すなわちＲＰＶ),溶融炉心冠水の有無(すなわちＤＣ)）に従属
水素燃焼（ＨＢ３）	○			○		○		○					○		○					ＲＶ破損の有無（ＲＶ），ジルコニウム－水反応の促進の有無（すなわちＬＲ），過去の水素燃焼による水素の消費（すなわちＨＢ１及びＨＢ２），水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無（すなわちＮＣＣ）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ３）	○			○				○							○	○				ＲＶ破損の有無（ＲＶ），水素燃焼（ＨＢ３）の有無及びＤＤＴ※の発生確率（水素発生量の増加すなわちＬＲ），水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無（すなわちＮＣＣ）に従属
ベースマット溶融貫通（ＢＭ）	○							○	○	○										床上の溶融炉心の有無（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ）），溶融炉心量（すなわち溶融炉心分散の有無（ＲＰＶ）），溶融炉心冠水の有無（すなわちＤＣ）に従属
ＣＶ過温破損（ＯＴ）	○							○	○	○										原子炉格納容器内の水の有無（すなわちＤＣ）及び，溶融炉心の場所（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ），溶融炉心飛散の有無（ＲＰＶ））に従属

※：爆燃－爆轟転移（Deflagration to Detonation Transition）

第2.1.1.e-1表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

No.	ＰＤＳ	ＰＤＳごとに選定した事故シーケンス	解析実施
1	ＡＥＤ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	○
2	ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	○
3	ＡＥＩ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗	○
4	ＡＬＣ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	—
5	ＳＥＤ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	○
6	ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
7	ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗	—
8	ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
9	ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗	—
10	ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	—
11	ＴＥＤ	全交流動力電源喪失＋補助給水系作動失敗	○
12	ＴＥＷ	全給水喪失＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
13	ＴＥＩ	全給水喪失	○

第2.1.1.e-2表　解析コードの基本解析条件

項　　目	条件	備考
燃料（UO_2）重量	1.02×10^5 kg	
被覆管（ジルコニウム）重量	2.45×10^4 kg	
炉心崩壊熱	平均炉心評価用	日本原子力学会推奨の崩壊熱曲線※1
炉心熱出力	3,411×1.02 MWt	102%出力運転
１次冷却材圧力	15.41＋0.21 MPa[gage]	設計値＋計測誤差
１次冷却材平均温度	307.1＋2.2 ℃	設計値＋計測誤差
ループ全流量	60.1×10^6 kg／h	100%T.D.F.ベース
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	
原子炉格納容器区画室分割	4 分割	
原子炉格納容器区画全自由体積	72,900 m^3	最小評価値
原子炉格納容器初期圧力	9.8 kPa[gage]	最大値
原子炉格納容器初期温度	49 ℃	通常運転時における 原子炉格納容器内最高温度
原子炉格納容器 ヒートシンク温度	49 ℃	通常運転時における 原子炉格納容器内最高温度
蓄圧タンク作動基数	4 基	
蓄圧タンク保持圧力	4.04 MPa[gage]	最小値
蓄圧タンク保有水量	26.9 m^3／基	最小値

※１：「PWRの安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010改3（H16年7月）

第2.1.1.e-3表　各事故シーケンスの事故進展解析条件

ＰＤＳ	起因事象	高圧注入	低圧注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ注入	高圧再循環	低圧再循環	格納容器 スプレイ再循環	補助給水
ＡＥＤ	高温側配管 完全両端破断	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
ＡＥＷ	高温側配管 完全両端破断	2系統	2系統	4基	2系統	不作動	不作動	不作動	作動
ＡＥＩ	高温側配管 完全両端破断	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	作動
ＳＥＤ	高温側配管 2inch 破断	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
ＴＥＤ	全交流動力 電源喪失	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＴＥＩ	全給水喪失	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	不作動

第2.1.1.e-4表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

主要事象	ＡＥＤ	ＡＥＷ	ＡＥＩ	ＳＥＤ	ＴＥＤ	ＴＥＩ
原子炉トリップ	0.0 秒	0.5 秒	0.5 秒	0.0 秒	0.0 秒	50 秒
補助給水系作動	1.0 分	1.0 分	1.0 分	1.0 分	—	—
充てん系作動	—	—	—	—	—	—
高圧注入系作動	—	0.5 秒	—	—	—	—
低圧注入系作動	—	13 秒	—	—	—	—
蓄圧注入作動	11 秒	11 秒	11 秒	1.5 時間	4.3 時間	2.6 時間
蓄圧注入終了	1.0 分	1.0 分	1.0 分	3.5 時間	4.3 時間	2.6 時間
ラプチャーディスク破損	—	—	—	—	1.9 時間	33 分
格納容器スプレイ作動	—	6.6 秒	7.6 秒	—	—	1.6 時間
再循環切替	—	—	33 分	—	—	2.2 時間
炉心露出	5.6 分	26 分	6.8 分	53 分	2.2 時間	1.1 時間
被覆管破損	13 分	37 分	15 分	1.2 時間	2.6 時間	1.3 時間
炉心溶融開始	21 分	47 分	27 分	1.4 時間	3.1 時間	1.6 時間
下部ヘッドへの溶融物移動開始	57 分	1.5 時間	1.1 時間	2.4 時間	4.2 時間	2.5 時間
原子炉容器破損	1.4 時間	2.3 時間	1.4 時間	3.5 時間	4.2 時間	2.5 時間
原子炉格納容器最高使用圧力到達	4.6 時間	10 時間	—	5.6 時間	8.9 時間	—
2Pd(原子炉格納容器最高使用圧力の2倍)到達※1	21 時間	23 時間	—	28 時間	36 時間	—
原子炉格納容器内温度200℃到達※2	32 時間	—	—	37 時間	32 時間	—
限界圧力到達※3	39 時間	34 時間	—	49 時間	58 時間	—

※１：原子炉格納容器圧力2Pd到達時間を格納容器過圧破損時間とする。
※２：原子炉格納容器内温度200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。
※３：平成６年度AM技術ベース報告書（標準プラント）にて評価した限界圧力1.1MPaとする。

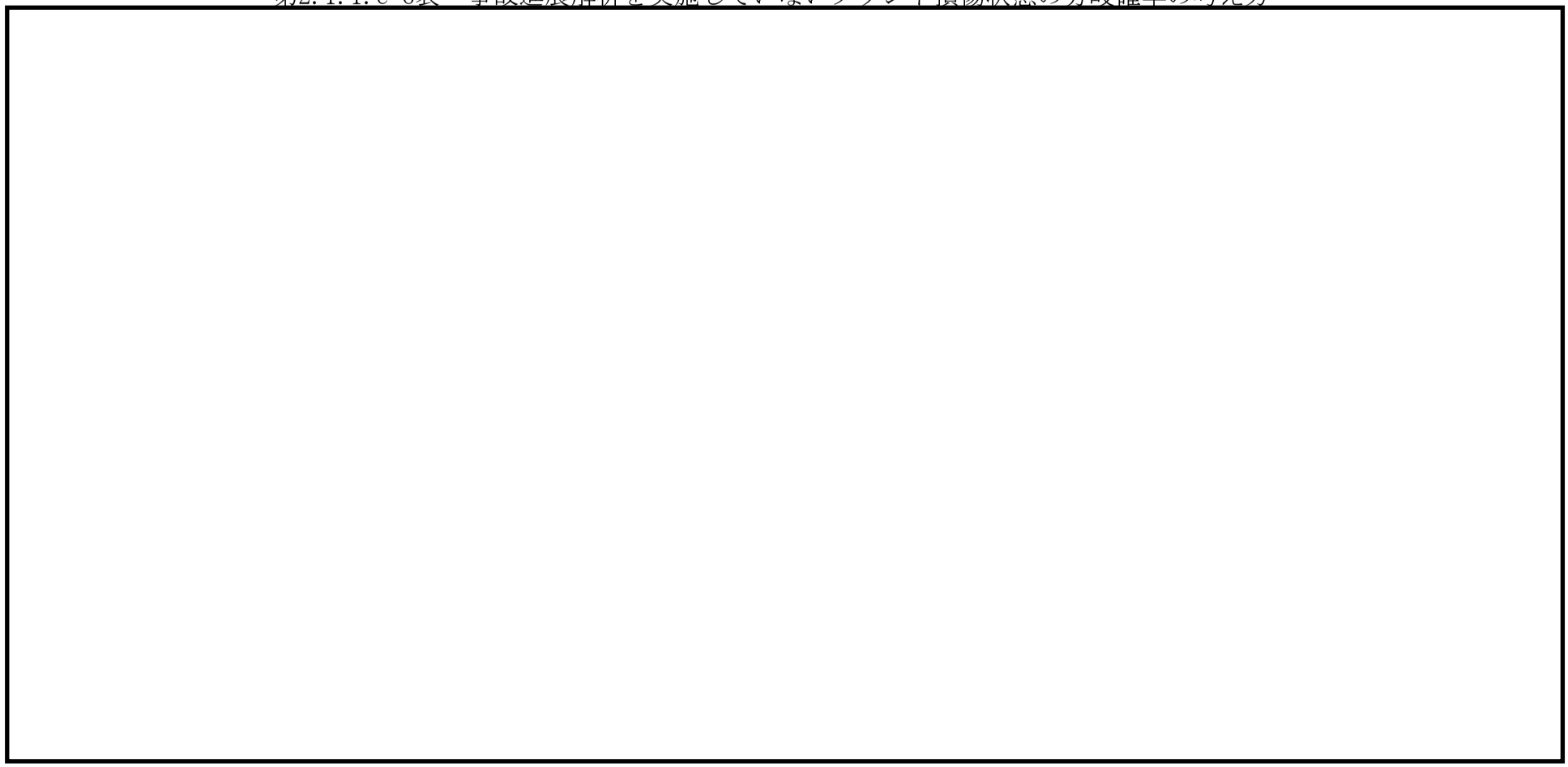
第2.1.1.e-5表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）

ＰＤＳ	原子炉容器破損前		原子炉格納容器破損前		原子炉容器破損前			原子炉容器破損後（30分）			原子炉容器破損後後期※1		
	１次冷却材圧力(MPa[gage])	原子炉下部キャビティ内水量(t)	原子炉格納容器内温度(℃)	原子炉下部キャビティ侵食深さ(m)	水素濃度(vol%)	水蒸気濃度(vol%)	全炉心Zr75%補正水素濃度(vol%)※2	水素濃度(vol%)	水蒸気濃度(vol%)	全炉心Zr75%補正水素濃度(vol%)※2	水素濃度(vol%)	水蒸気濃度(vol%)	全炉心Zr75%補正水素濃度(vol%)※2
ＡＥＤ	0.2	32.5	189.1	1.9	2.4	53.8	5.7	2.0	63.9	4.5	6.3	75.4	6.3
ＡＥＷ	0.1	341.9	169.3	0.0	4.1	27.5	8.7	3.4	43.9	6.8	1.2	81.6	2.3
ＡＥＩ	0.0	343.1	—	—	3.9	13.9	11.7	4.2	21.3	10.7	4.9	8.2	12.4
ＳＥＤ	2.4	1.4	191.6	1.7	3.4	53.1	5.6	2.7	64.2	4.4	5.8	75.9	5.8
ＴＥＤ	17.2	1.1	200.0	1.6	4.6	51.4	6.1	4.4	56.8	5.1	6.4	73.4	6.4
ＴＥＩ	15.6	345.0	—	—	7.1	40.7	8.9	11.0	15.2	11.4	12.1	7.4	12.4

※１：ＡＥＤ，ＡＥＷ，ＳＥＤ及びＴＥＤは原子炉格納容器破損時点の値。ＡＥＩ及びＴＥＩは原子炉格納容器が破損しないため事故後120時間の値。

※２：発生する水素量を補正するに当たっては，炉外での水素生成に当たるＭＣＣＩによる水素量も含む。ただし，ＡＥＤ，ＳＥＤ及びＴＥＤにおいては，原子炉容器破損後後期の発生水素量の合計が全炉心ジルコニウム量の75%を上回ることになることから，補正を行っていない。

第2.1.1.e-6表　事故進展解析を実施していないプラント損傷状態の分岐確率の考え方



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。

第2.1.1.f-1表　分岐確率のあてはめ方法

□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。

第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（1／5）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器隔離（ＣＩ）			ＮＵＲＥＧレポート等の文献に記載の，国内ＰＷＲプラントと同じ大型ドライ型ＰＷＲプラントにおける知見から，分岐確率を設定する。
１次冷却系の圧力状態（ＦＤ）			ＮＵＲＥＧレポート等の文献から，１次冷却系の圧力状態により分岐確率を設定する。
格納容器バイパス（ＢＰ）			ＮＵＲＥＧレポート等の文献に基づき定量化して設定する。設定に当たっては，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性，格納容器バイパス，先行破損の有無を考慮する。
炉心への注水（ＬＲ）	低圧シーケンス（Ａ**）	非常用炉心冷却設備再循環に失敗する確率	低圧シーケンス（Ａ**）では高圧／低圧再循環に失敗する確率を設定する。一方，中高圧シーケンス（Ｓ**，Ｔ**）では，以下の理由により注水失敗確率を1とする。 中圧シーケンス（Ｓ**）の炉心損傷シーケンスでは高圧注入に失敗しており，１次冷却系が比較的高いため低圧注入も入らない。高圧シーケンス（Ｔ**）では，補助給水の失敗などにより２次冷却系による冷却に失敗することから低圧注入及び高圧注入は入らずに炉心損傷に至る。（注水が無い場合に1を設定）
	中高圧シーケンス（Ｓ**，Ｔ**）	1	
炉内水蒸気爆発（ＩＳＸ）			国内外の専門家による評価をもとに，水蒸気爆発により原子炉格納容器の破損に至る確率を設定する。１次冷却系の圧力状態等を考慮して設定する。
原子炉容器破損前の水素燃焼（ＨＢ１）			事故進展解析の結果を参照し，水素燃焼が発生する確率を設定する。

□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。

第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（2／5）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器破損（ＯＰ１）			水素濃度10vol%以下では火炎の伝播が遅いため，水素燃焼による原子炉格納容器破損の可能性は低い。また，水素濃度13vol%以上では水素爆轟が発生し，原子炉格納容器が破損する可能性が考えられる。 このため，事故進展解析結果による発生水素濃度により原子炉格納容器破損の確率を設定する。また，炉心損傷後に炉心への注水がある場合にはジルコニウム－水反応割合を考慮して設定する。
原子炉容器破損（ＲＶ）			ＴＭＩ事故報告書等を参考に，原子炉容器が破損する確率を設定する。
溶融物分散放出（ＲＰＶ）			国内外の実験等から原子炉容器破損時，溶融炉心の原子炉格納容器ドーム部への噴出が防止できる１次冷却材圧力がおよそ2.0MPa［gage］以下であることを判断基準として採用し，分岐確率は事故進展解析による圧力算出により設定する。大中破断ＬＯＣＡでは１次冷却系が低圧なため分散放出は起こらないとする。
キャビティ内水量（ＤＣ）			事故進展解析の知見により，原子炉下部キャビティへの水の持込の有無の観点から設定する。また，ＰＤＳによっては，従前のヘディングの成否や不確かさを考慮して，分岐確率を設定する。

□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。

第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（3／5）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
炉外水蒸気爆発（ＥＳＸ）			実験の結果から炉外水蒸気爆発の発生確率は低いと考えられるが，原子炉格納容器破損の分岐確率を原子炉容器破損前の圧力状態を考慮して設定する。
格納容器直接加熱（ＤＣＨ）			原子炉下部キャビティへの水の持ち込み状態及びＮＵＲＥＧ等の文献をもとに不確かさを考慮し，格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損の分岐確率を設定する。
原子炉容器破損直後の水素燃焼（ＨＢ２）			原子炉容器破損直後に水素燃焼が発生する分岐確率を設定する。原子炉容器破損前の水素燃焼の有無に着目して分岐確率を設定する。
格納容器破損（ＯＰ２）			原子炉格納容器への負荷により原子炉格納容器の破損が起きる場合の確率を設定する。また，格納容器直接接触による原子炉格納容器の破損については，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ特有の問題と捉えられていること等を考慮して設定する。

□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。

第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（4／5）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器内気相部冷却（ＮＣＣ）			原子炉格納容器除熱（格納容器スプレイ）に失敗する場合，あるいは原子炉格納容器除熱に成功しても溶融炉心冷却に失敗した場合に原子炉格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。 溶融炉心の冷却性としては，溶融炉心の分散の有無，溶融炉心の落下時の冠水状態，溶融炉心が長期間冷却されることの不確かさを考慮する。格納容器除熱機能はＰＤＳ（原子炉格納容器への水の持込の有無等）を考慮して設定する。
原子炉容器破損後長期の水素燃焼（ＨＢ３）			事故進展解析の結果等を踏まえて，事故後期（格納容器破損後長期）に水素燃焼が発生する場合の確率を設定する。
格納容器破損（ＯＰ３）			事故進展解析の結果等を踏まえて，原子炉格納容器の負荷によって原子炉格納容器が破損する確率を設定する。

□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。

第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（5／5）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
ベースマット溶融貫通（ＢＭ）			ベースマット溶融貫通が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。 原子炉容器破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため，原子炉容器破損がある場合について考慮している。 溶融炉心の原子炉格納容器内分散や溶融炉心の冠水により溶融貫通する可能性は小さくなることから，ＰＤＳ（原子炉格納容器への水の持込の有無等）を考慮して設定する。
格納容器過温破損（ＯＴ）			格納容器過温破損が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。 原子炉容器破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため，原子炉容器破損がある場合について考慮している。 溶融炉心分散量と原子炉下部キャビティ内水量の観点からＰＤＳ（原子炉格納容器への水の持込等）を考慮して設定する。

□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。

第2.1.1.f-3表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度

ＰＤＳ	ＣＤＦ（／炉年）	割合（％）	ＣＣＦＰ	ＣＦＦ（／炉年）	割合（％）
ＡＥＤ	1.6E-09	<0.1	1.00	1.6E-09	<0.1
ＡＥＷ	1.6E-07	<0.1	1.00	1.6E-07	<0.1
ＡＥＩ	1.1E-06	0.5	0.02	2.8E-08	<0.1
ＡＬＣ	1.8E-08	<0.1	1.00	1.8E-08	<0.1
ＳＥＤ	2.0E-04	87.8	1.00	2.0E-04	94.0
ＳＥＷ	7.6E-09	<0.1	1.00	7.6E-09	<0.1
ＳＥＩ	3.2E-06	1.4	0.01	4.6E-08	<0.1
ＳＬＷ	2.7E-07	0.1	1.00	2.7E-07	0.1
ＳＬＩ	4.5E-07	0.2	0.01	6.5E-09	<0.1
ＳＬＣ	5.9E-08	<0.1	1.00	5.9E-08	<0.1
ＴＥＤ	4.9E-06	2.2	1.00	4.9E-06	2.3
ＴＥＷ	4.4E-06	1.9	1.00	4.4E-06	2.1
ＴＥＩ	1.1E-05	4.9	0.09	1.0E-06	0.5
Ｖ	2.1E-10	<0.1	1.00	2.1E-10	<0.1
Ｇ	1.8E-06	0.8	1.00	1.8E-06	0.9
合　計	2.3E-04	100.0	0.93	2.1E-04	100.0

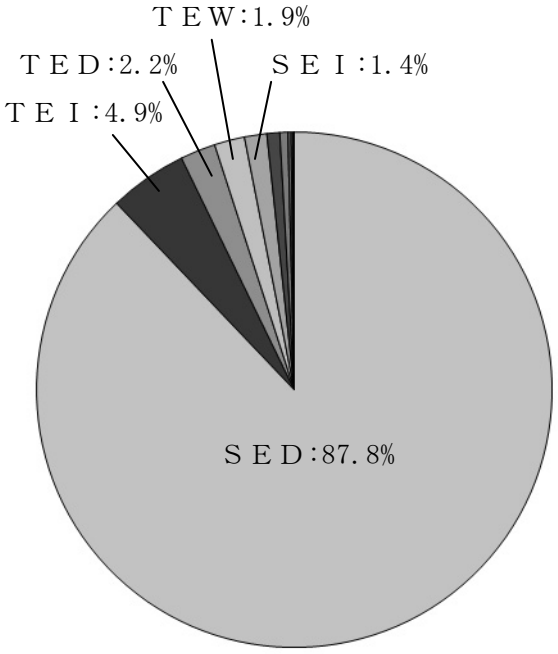
※：ＣＤＦ，ＣＦＦへの寄与が大きいＰＤＳにおける代表的な事故シーケンスは以下のとおり。

ＳＥＤ：小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

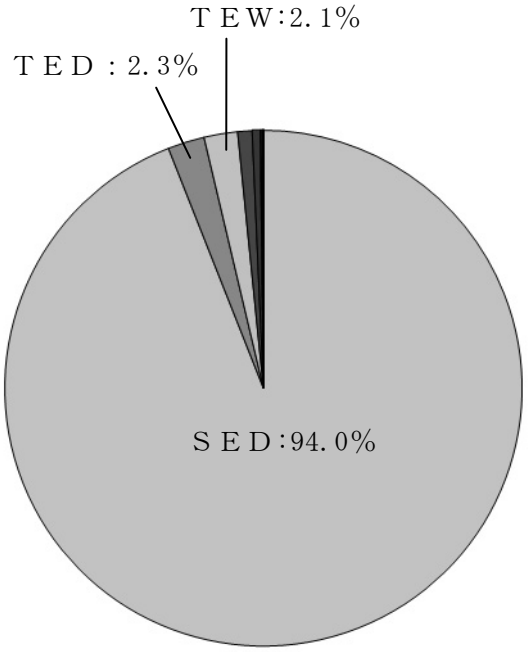
ＴＥＤ：全交流動力電源喪失

ＴＥＷ：全給水喪失＋格納容器スプレイ再循環失敗

ＴＥＩ：全給水喪失



◆ＰＤＳ別ＣＤＦ



◆ＰＤＳ別ＣＦＦ

第2.1.1.f-4表　格納容器破損モード別，破損カテゴリ別の格納容器破損頻度

破損モード別	ＣＦＦ （／炉年）	割　　合
α（原子炉容器内水蒸気爆発）	1.6E-09	<0.1%
β（格納容器隔離失敗）	1.1E-06	0.5%
γ（水素燃焼（原子炉容器破損以前））	5.6E-10	<0.1%
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	1.5E-07	<0.1%
γ’’（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	1.9E-08	<0.1%
δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	2.0E-04	93.8%
ε（ベースマット溶融貫通）	1.7E-06	0.8%
θ（水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	7.6E-08	<0.1%
η（原子炉容器外水蒸気爆発）	1.4E-08	<0.1%
σ（格納容器雰囲気直接加熱）	2.0E-06	1.0%
ν（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	2.1E-10	<0.1%
g（蒸気発生器伝熱管破損）	1.9E-06	0.9%
τ（過温破損）	6.1E-06	2.9%
μ（溶融物直接接触）	2.0E-08	<0.1%
カテゴリ別		
水蒸気（崩壊熱）による過圧	2.0E-04	93.9%
コンクリート侵食	1.7E-06	0.8%
漏えい箇所の隔離機能喪失	1.9E-06	0.9%
可燃性ガスの高濃度での燃焼	1.7E-07	<0.1%
格納容器隔離機能喪失	1.1E-06	0.5%
水蒸気爆発	1.5E-08	<0.1%
貫通部過温	6.1E-06	2.9%
格納容器への直接接触	2.0E-08	<0.1%
格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	1.0%
合　　計	2.1E-04	100.0%

第2.1.1.f-5表　起因事象別格納容器破損頻度

起因事象別	ＣＦＦ （／炉年）	割合（%）
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	94.0
手動停止	6.2E-06	2.9
過渡事象	2.6E-06	1.2
ＳＧＴＲ	1.8E-06	0.9
外部電源喪失	9.1E-07	0.4
小破断ＬＯＣＡ	3.9E-07	0.2
主給水流量喪失	3.0E-07	0.1
２次冷却系の破断	2.4E-07	0.1
中破断ＬＯＣＡ	1.3E-07	<0.1
大破断ＬＯＣＡ	8.1E-08	<0.1
ＡＴＷＳ	8.9E-09	<0.1
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	2.1E-10	<0.1
合　計	2.1E-04	100.0

第2.1.1.g-1表　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析結果

ＰＤＳ	ＣＦＦ（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
ＡＥＤ	4.4E-11	5.0E-10	5.6E-09	1.5E-09	1.6E-09
ＡＥＷ	4.3E-09	5.1E-08	6.0E-07	1.5E-07	1.6E-07
ＡＥＩ	2.7E-10	5.1E-09	1.1E-07	2.8E-08	2.8E-08
ＡＬＣ	1.5E-10	3.0E-09	5.7E-08	1.4E-08	1.8E-08
ＳＥＤ	4.5E-06	6.0E-05	7.8E-04	2.0E-04	2.0E-04
ＳＥＷ	5.7E-11	1.2E-09	2.4E-08	6.1E-09	7.6E-09
ＳＥＩ	4.5E-10	9.0E-09	2.9E-07	6.4E-08	4.6E-08
ＳＬＷ	2.3E-09	4.7E-08	9.5E-07	2.4E-07	2.7E-07
ＳＬＩ	3.4E-11	1.0E-09	2.7E-08	6.6E-09	6.5E-09
ＳＬＣ	6.1E-10	1.2E-08	2.4E-07	6.0E-08	5.9E-08
ＴＥＤ	4.6E-07	2.7E-06	1.5E-05	4.7E-06	4.9E-06
ＴＥＷ	1.2E-07	1.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	4.4E-06
ＴＥＩ	5.4E-08	2.1E-07	1.6E-06	4.8E-07	1.0E-06
Ｖ	7.9E-13	2.5E-11	7.5E-10	2.0E-10	2.1E-10
Ｇ	1.9E-08	3.1E-07	4.9E-06	1.2E-06	1.8E-06
合　計	1.2E-05	7.2E-05	8.0E-04	2.1E-04	2.1E-04

第2.1.1.g-2表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析結果

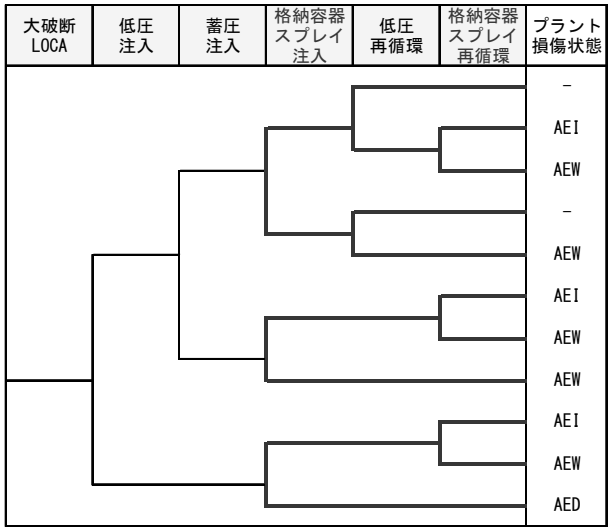
格納容器破損モード	ＣＦＦ（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
α	2.0E-10	1.1E-09	4.9E-09	1.6E-09	1.6E-09
β	1.0E-07	4.1E-07	3.6E-06	1.1E-06	1.1E-06
γ	1.5E-10	1.3E-09	6.9E-08	1.9E-08	5.6E-10
γ’	1.2E-10	1.7E-09	1.9E-07	4.8E-08	1.5E-07
γ”	6.1E-10	7.4E-09	1.8E-07	4.7E-08	1.9E-08
δ	6.5E-06	5.9E-05	7.1E-04	1.8E-04	2.0E-04
ε	5.6E-07	5.8E-06	7.4E-05	1.9E-05	1.7E-06
θ	2.2E-09	2.3E-08	2.7E-07	7.4E-08	7.6E-08
η	3.1E-10	2.0E-09	3.0E-08	7.7E-09	1.4E-08
σ	4.0E-09	4.2E-08	1.2E-06	5.1E-07	2.0E-06
ν	7.9E-13	2.5E-11	7.5E-10	2.0E-10	2.1E-10
g	4.6E-08	4.6E-07	5.8E-06	1.5E-06	1.9E-06
τ	4.1E-07	2.4E-06	1.3E-05	4.0E-06	6.1E-06
μ	3.6E-11	3.1E-10	5.3E-09	1.8E-09	2.0E-08
合　計	1.2E-05	7.2E-05	8.0E-04	2.1E-04	2.1E-04

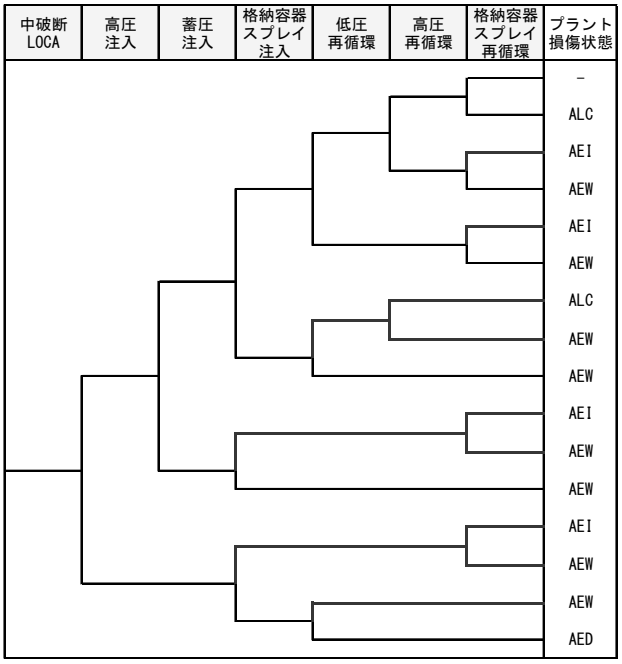
第2.1.1.g-3表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析結果

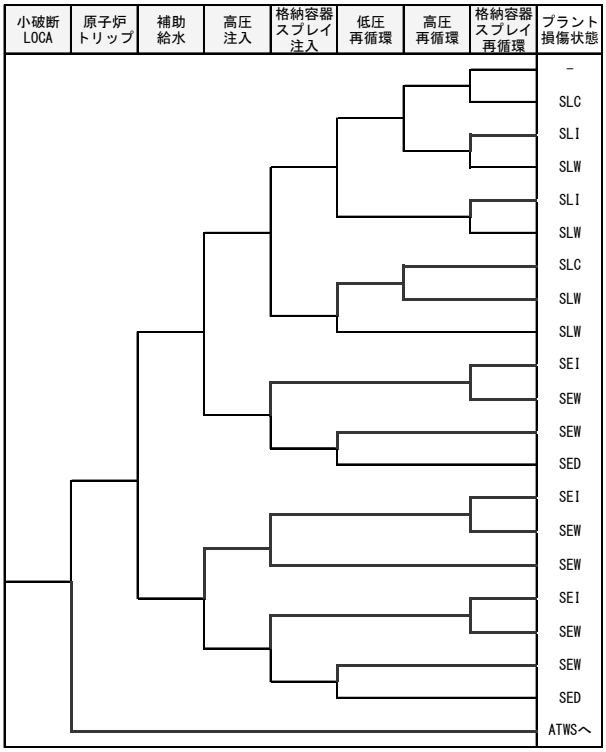
格納容器 破損カテゴリ	ＣＦＦ（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
水蒸気（崩壊熱）による過圧	6.6E-06	5.9E-05	7.1E-04	1.8E-04	2.0E-04
コンクリート侵食	5.6E-07	5.8E-06	7.4E-05	1.9E-05	1.7E-06
漏えい箇所の隔離機能喪失	4.7E-08	4.6E-07	5.8E-06	1.5E-06	1.9E-06
可燃性ガスの高濃度での燃焼	3.0E-09	2.8E-08	5.1E-07	1.1E-07	1.7E-07
格納容器隔離機能喪失	1.0E-07	4.1E-07	3.6E-06	1.1E-06	1.1E-06
水蒸気爆発	8.6E-10	3.8E-09	3.2E-08	9.4E-09	1.5E-08
貫通部過温	4.1E-07	2.4E-06	1.3E-05	4.0E-06	6.1E-06
格納容器への直接接触	3.6E-11	3.1E-10	5.3E-09	1.8E-09	2.0E-08
格納容器雰囲気直接加熱	4.0E-09	4.2E-08	1.2E-06	5.1E-07	2.0E-06
合　　計	1.2E-05	7.2E-05	8.0E-04	2.1E-04	2.1E-04

第2.1.1.g-4表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

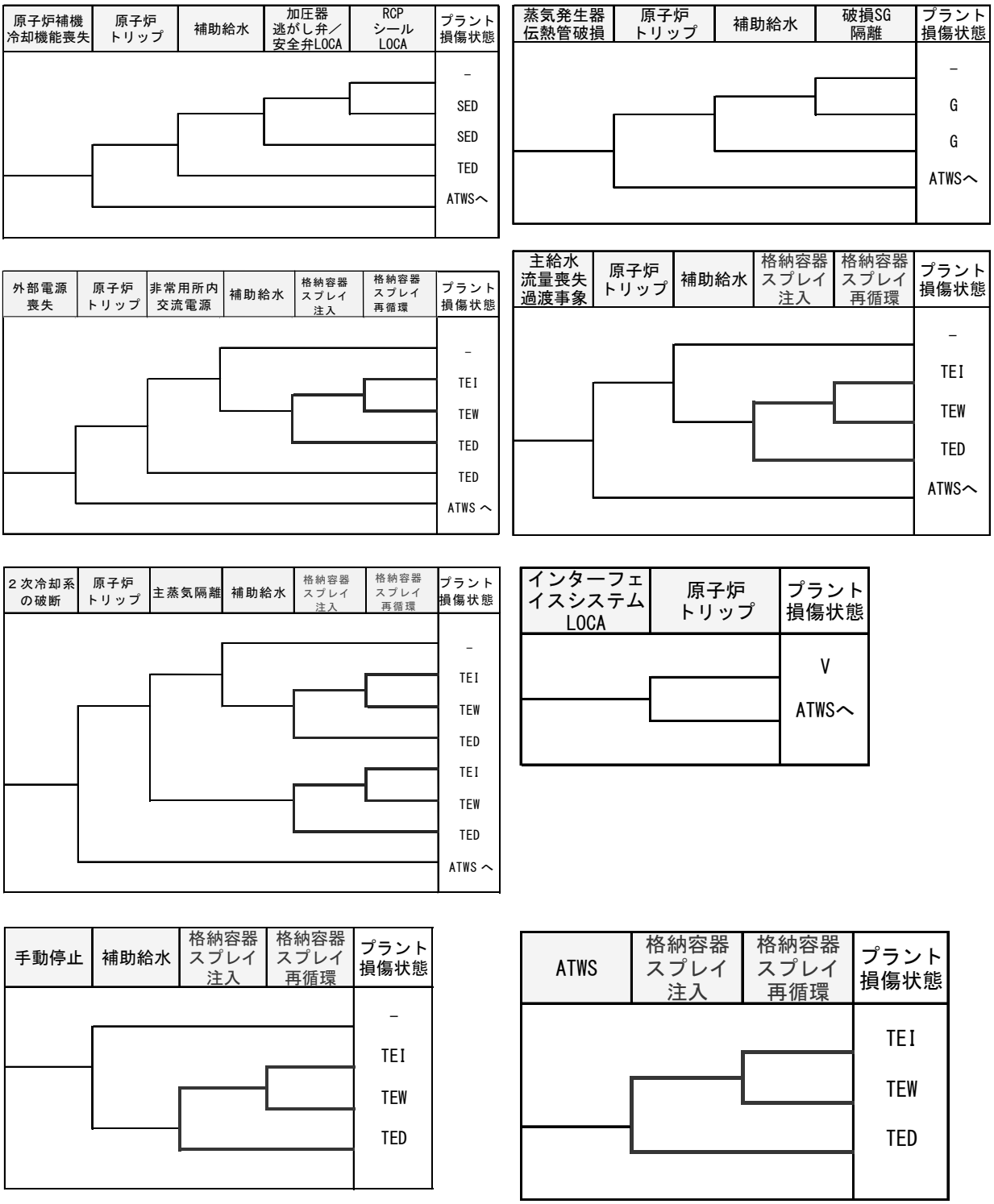
破損モード別	ケース１		ケース２	
	ＣＦＦ（／炉年）	割合（％）	ＣＦＦ（／炉年）	割合（％）
α（原子炉容器内水蒸気爆発）	1.6E-09	<0.1	1.6E-09	<0.1
β（格納容器隔離失敗）	1.1E-06	0.5	1.1E-06	0.5
γ（水素燃焼（原子炉容器破損以前））	5.6E-10	<0.1	5.6E-10	<0.1
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	1.5E-07	<0.1	1.5E-07	<0.1
γ″（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	1.9E-08	<0.1	1.9E-08	<0.1
δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	2.0E-04	93.8	1.9E-04	90.1
ε（ベースマット溶融貫通）	1.7E-06	0.8	1.1E-05	5.4
θ（水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	7.6E-08	<0.1	7.6E-08	<0.1
η（原子炉容器外水蒸気爆発）	1.4E-08	<0.1	3.3E-08	<0.1
σ（格納容器雰囲気直接加熱）	2.0E-06	1.0	1.1E-06	0.5
ν（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	2.1E-10	<0.1	2.1E-10	<0.1
g（蒸気発生器伝熱管破損）	1.9E-06	0.9	1.9E-06	0.9
τ（過温破損）	6.1E-06	2.9	5.2E-06	2.4
μ（溶融物直接接触）	2.0E-08	<0.1	1.0E-08	<0.1
カテゴリ別				
水蒸気（崩壊熱）による過圧	2.0E-04	93.9	1.9E-04	90.2
コンクリート侵食	1.7E-06	0.8	1.1E-05	5.4
漏えい箇所の隔離機能喪失	1.9E-06	0.9	1.9E-06	0.9
可燃性ガスの高濃度での燃焼	1.7E-07	<0.1	1.7E-07	<0.1
格納容器隔離機能喪失	1.1E-06	0.5	1.1E-06	0.5
水蒸気爆発	1.5E-08	<0.1	3.4E-08	<0.1
貫通部過温	6.1E-06	2.9	5.2E-06	2.4
格納容器への直接接触	2.0E-08	<0.1	1.0E-08	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	1.0	1.1E-06	0.5
合　　計	2.1E-04	100.0	2.1E-04	100.0



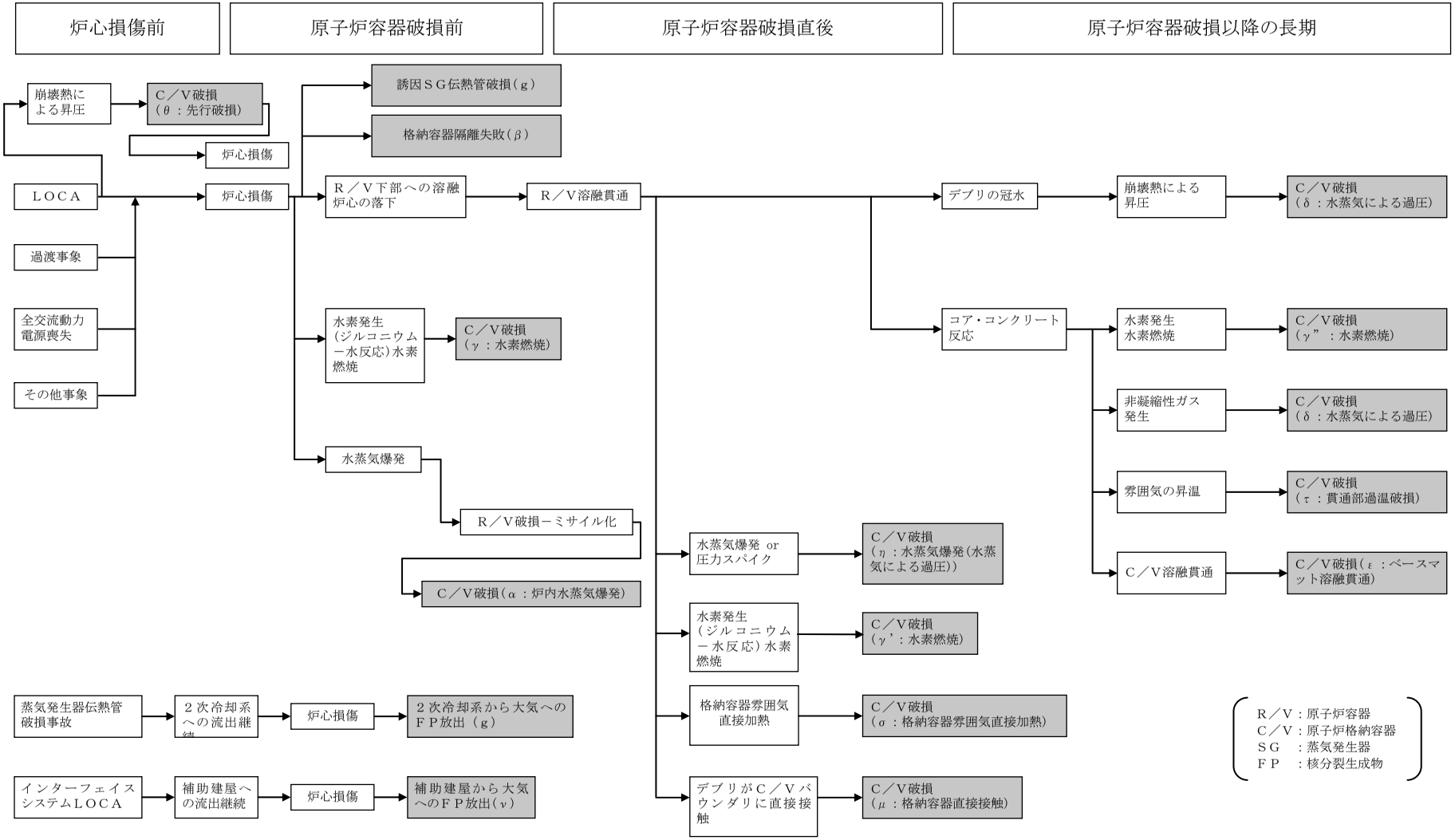




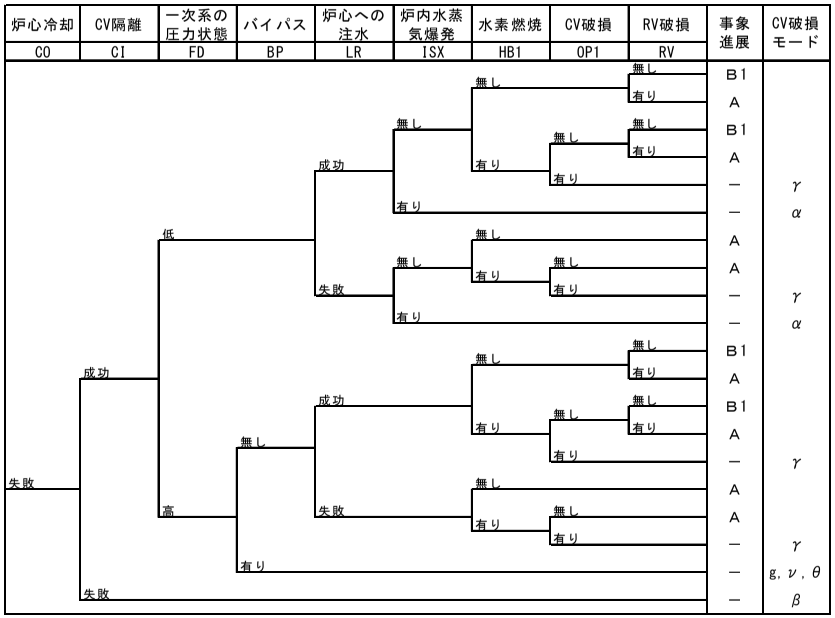
第2.1.1.b-1図　レベル１．５ＰＲＡ評価用のレベル１ＰＲＡイベントツリー (1／2)



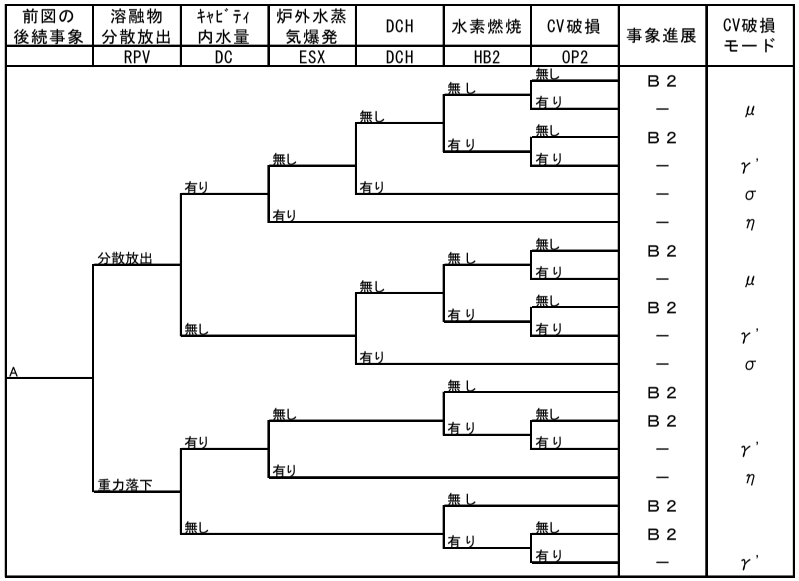
第2.1.1.b-1図　レベル１．５ＰＲＡ評価用のレベル１ＰＲＡイベントツリー
(2／2)



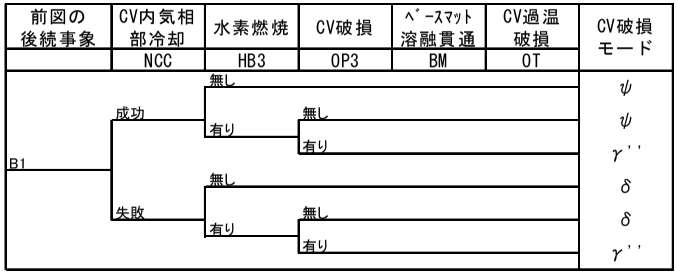
第2.1.1.c-1図　ＰＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展



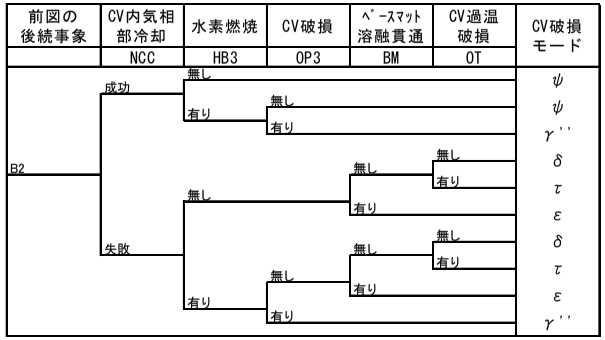
A：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し



B2：原子炉容器破損有り



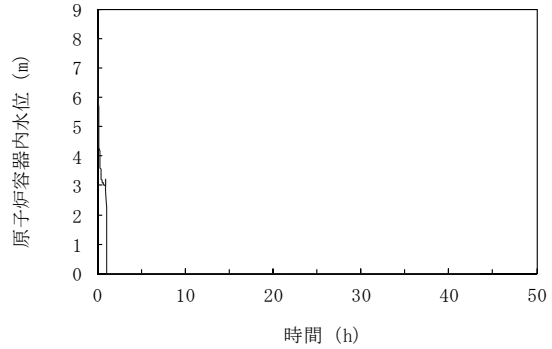
B1：原子炉容器破損無し



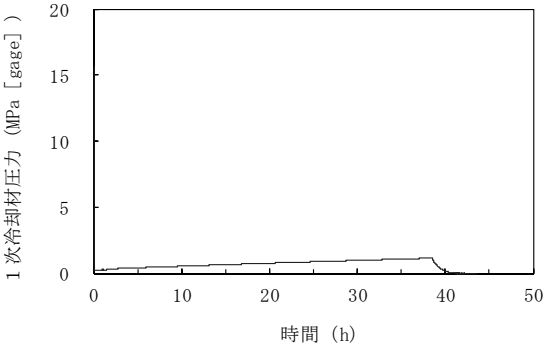
（注１）事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

（注２）格納容器破損モード：
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''＝水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

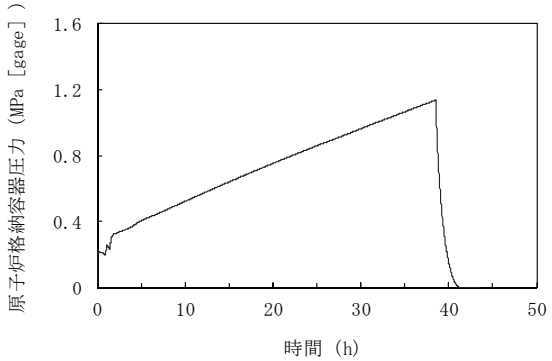
第2.1.1.d-1図　格納容器イベントツリー



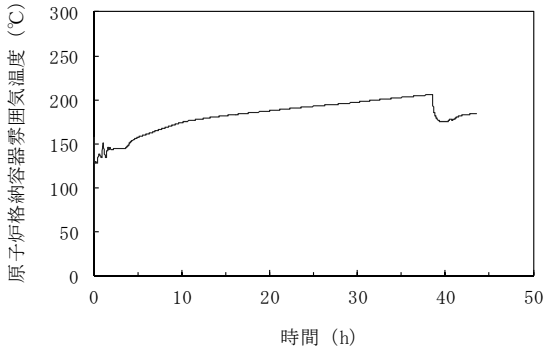
原子炉容器内水位



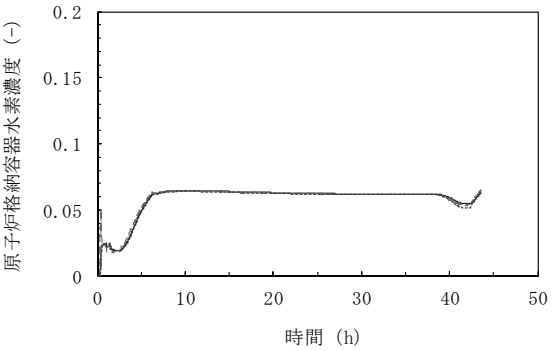
1次冷却材圧力



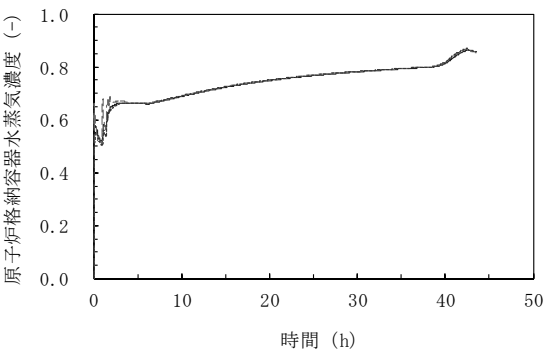
原子炉格納容器圧力



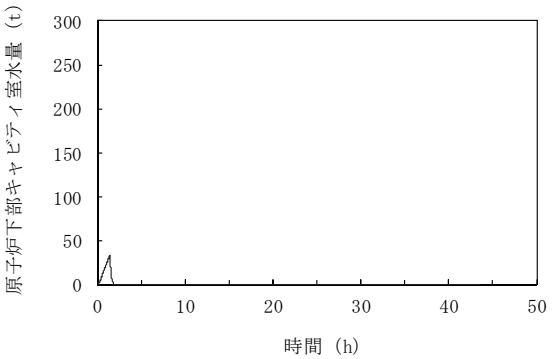
原子炉格納容器雰囲気温度



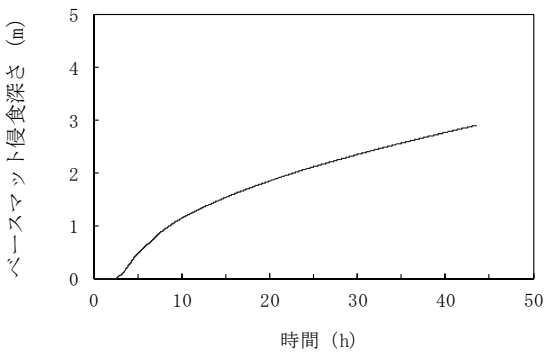
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

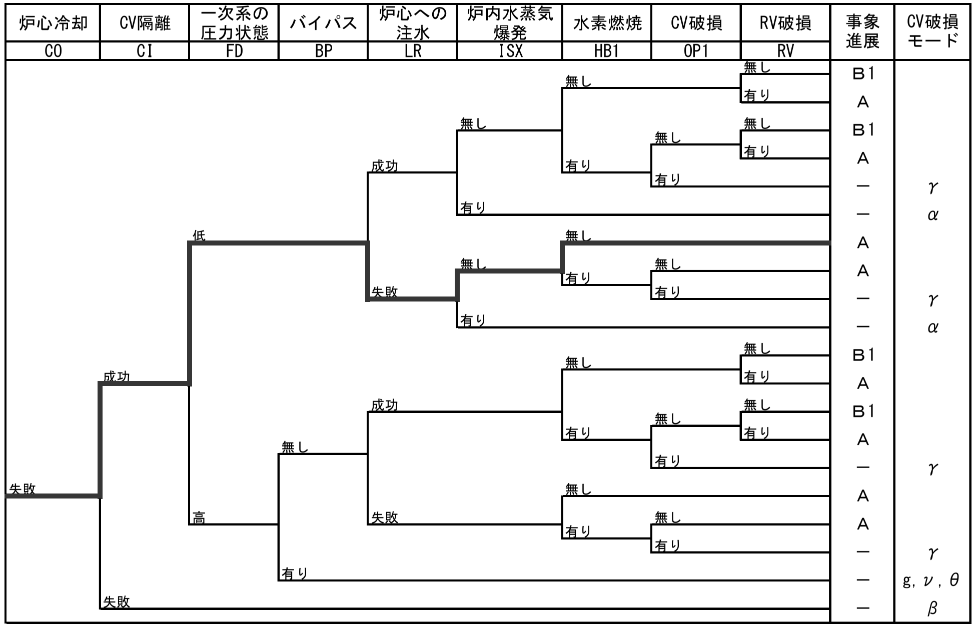


原子炉下部キャビティ室水量

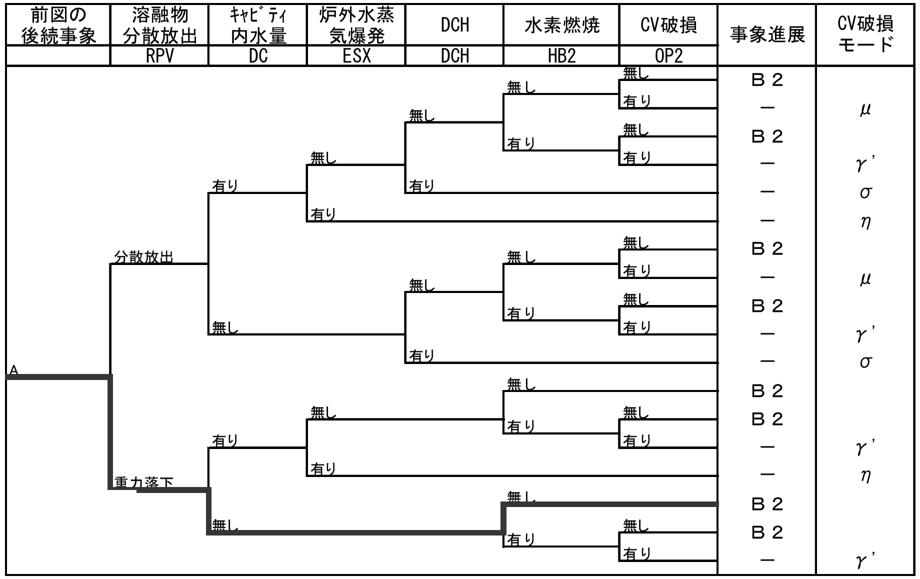


ベースマット侵食深さ

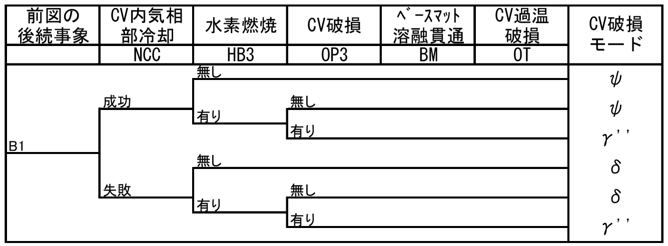
第2.1.1.e-1図（1／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＤ）



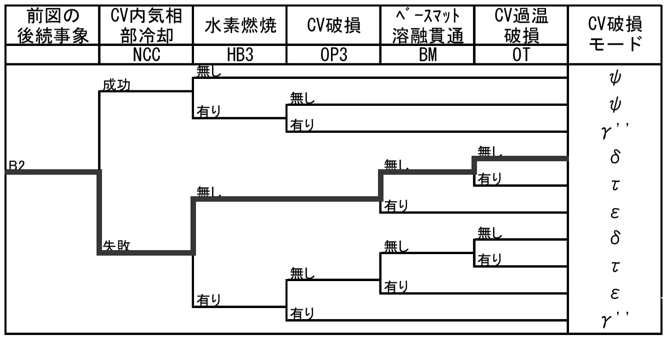
A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り



B1:原子炉容器破損無し

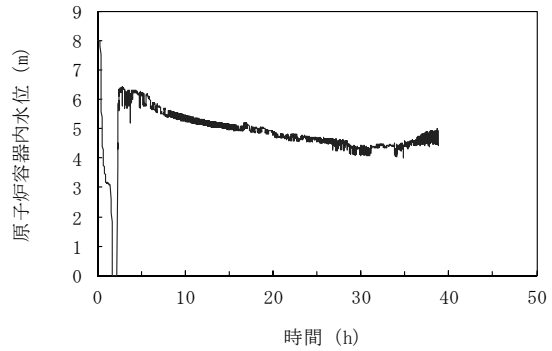


B2:原子炉容器破損有り

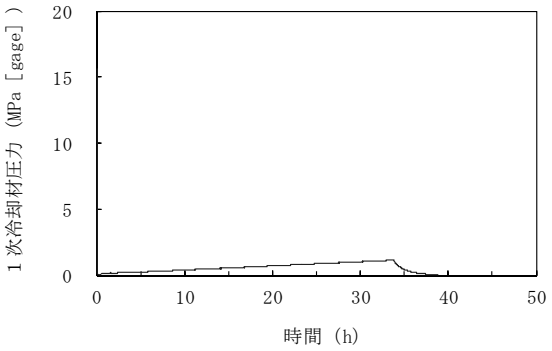
(注 1) 事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

(注 2) 格納容器破損モード：
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

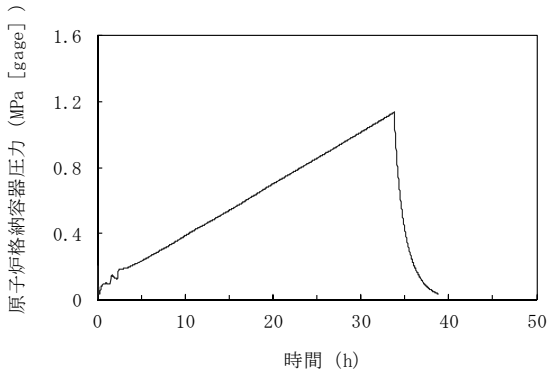
第2.1.1.e-1図（2／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＡＥＤ）



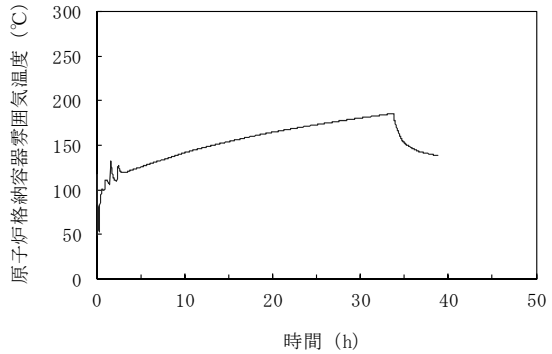
原子炉容器内水位



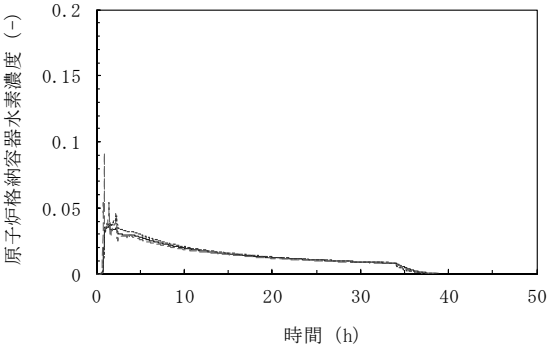
1次冷却材圧力



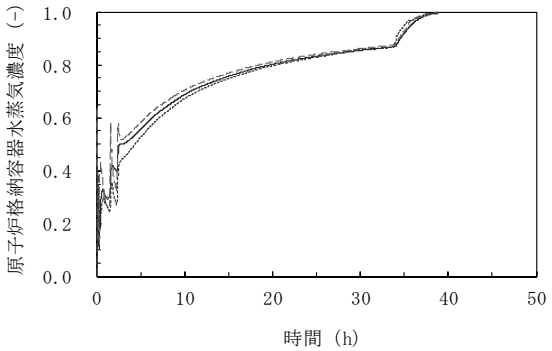
原子炉格納容器圧力



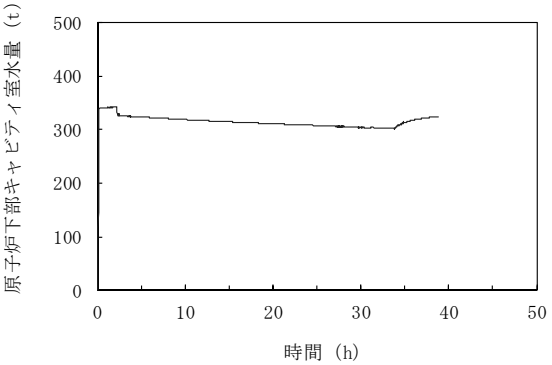
原子炉格納容器雰囲気温度



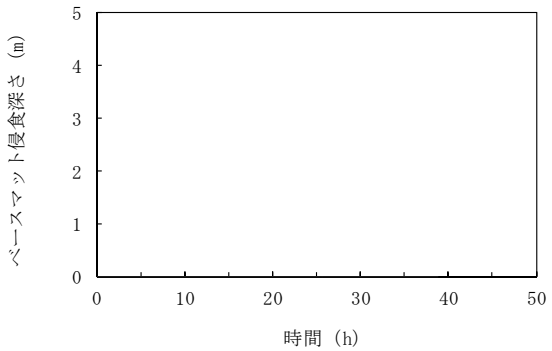
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

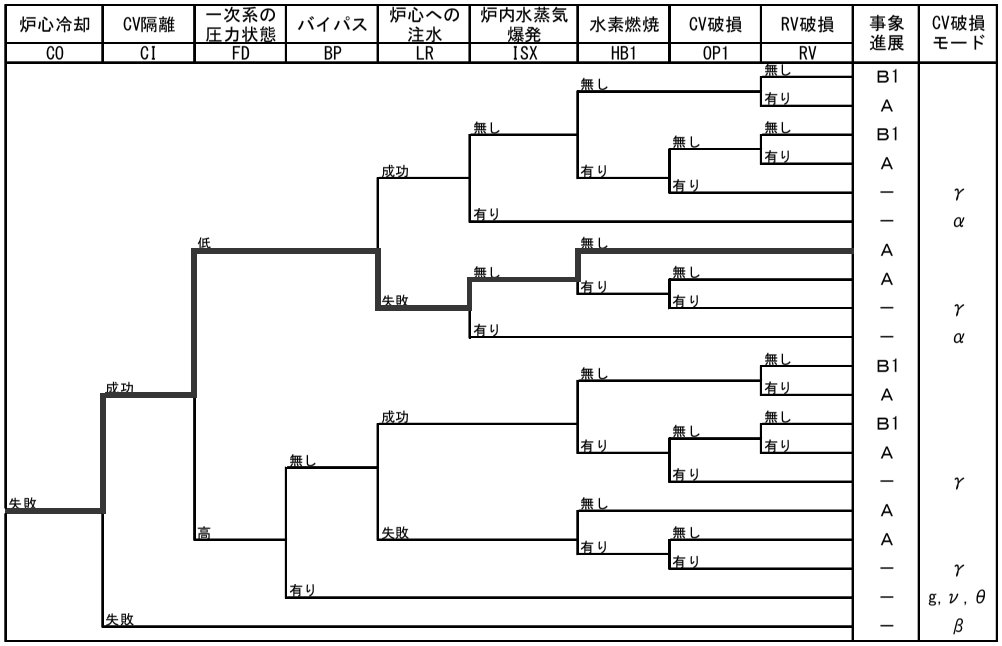


原子炉下部キャビティ室水量

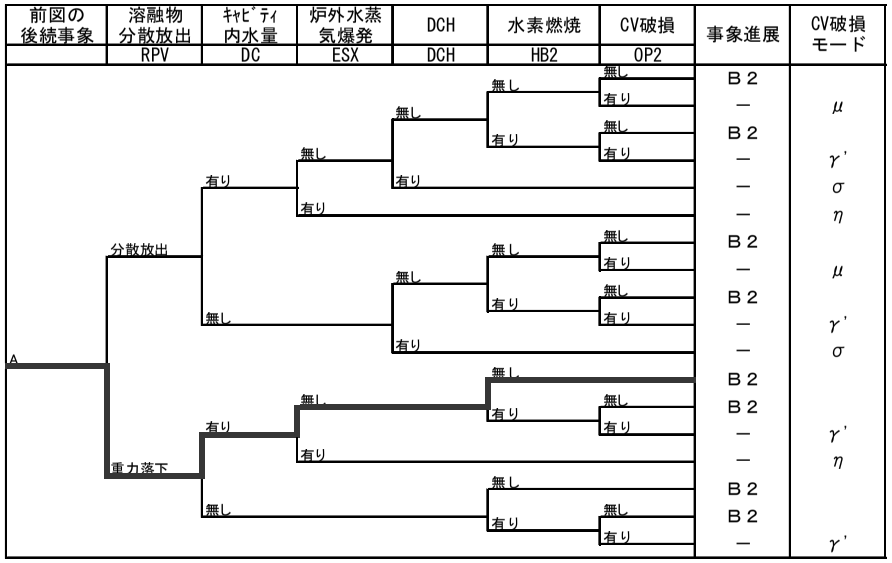


ベースマット侵食深さ

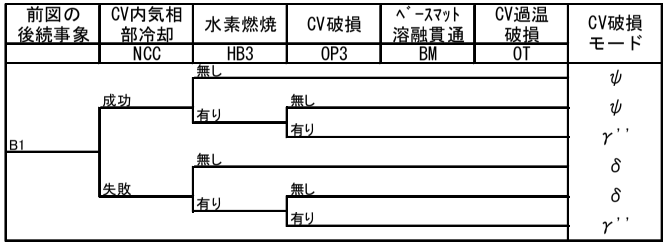
第2.1.1.e-1図（3／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＷ）



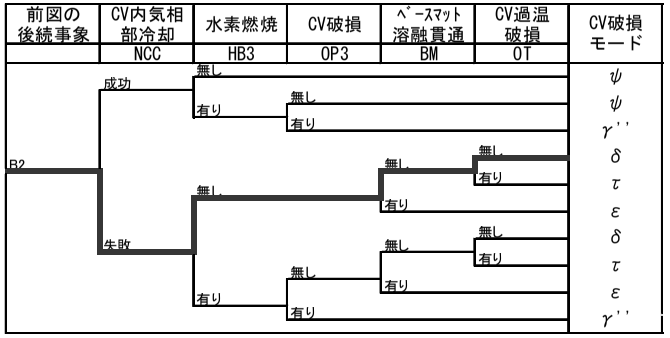
A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り



B1:原子炉容器破損無し

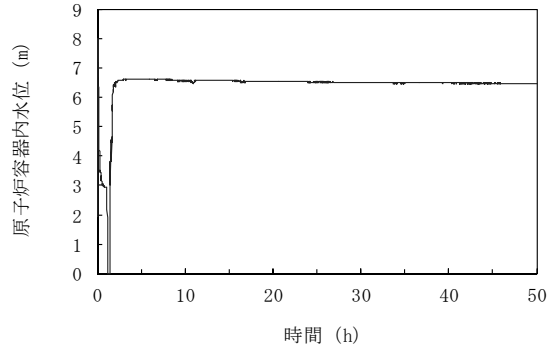


B2:原子炉容器破損有り

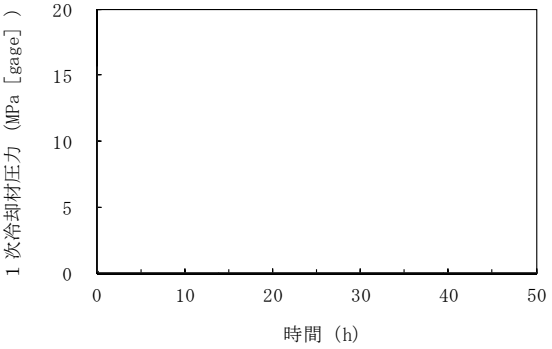
（注１）事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

（注２）格納容器破損モード：
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''＝水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

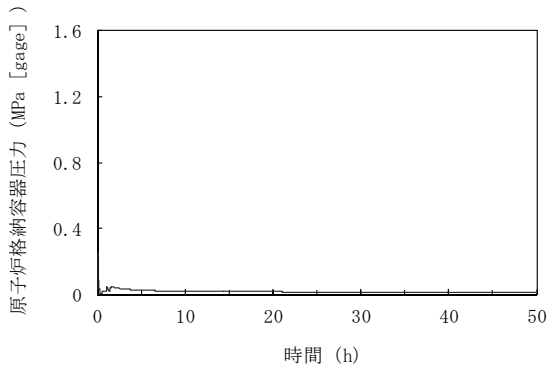
第2.1.1.e-1図（4／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＡＥＷ）



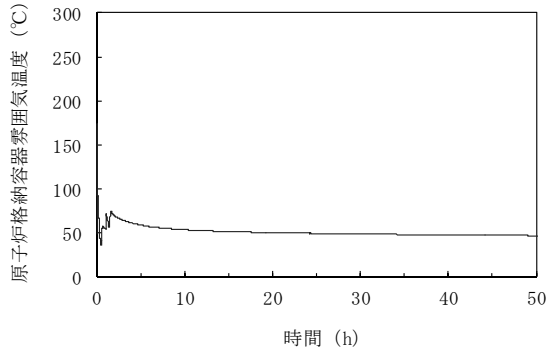
原子炉容器内水位



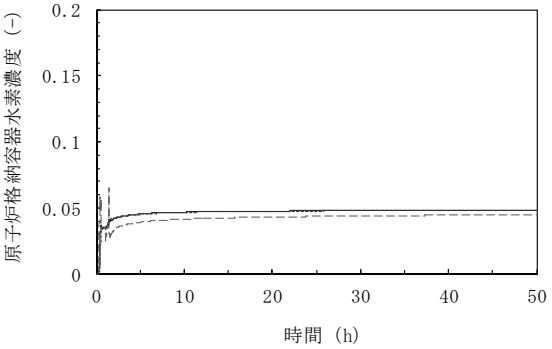
1次冷却材圧力



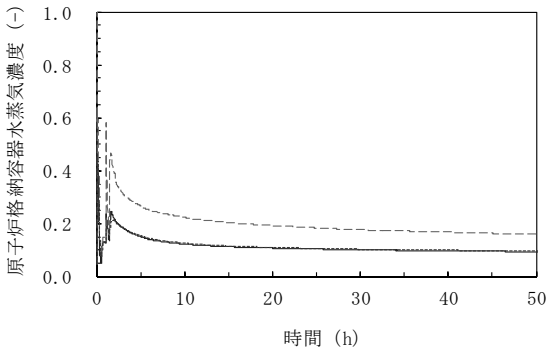
原子炉格納容器圧力



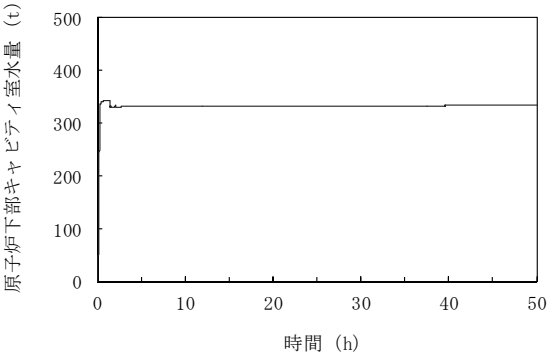
原子炉格納容器雰囲気温度



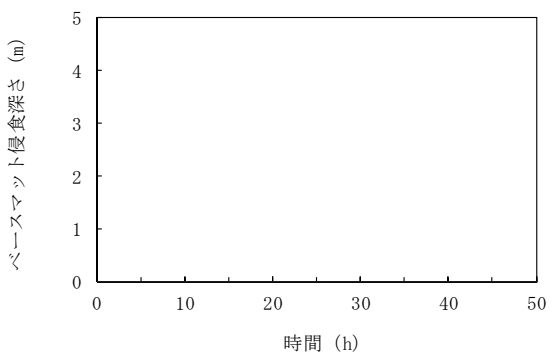
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

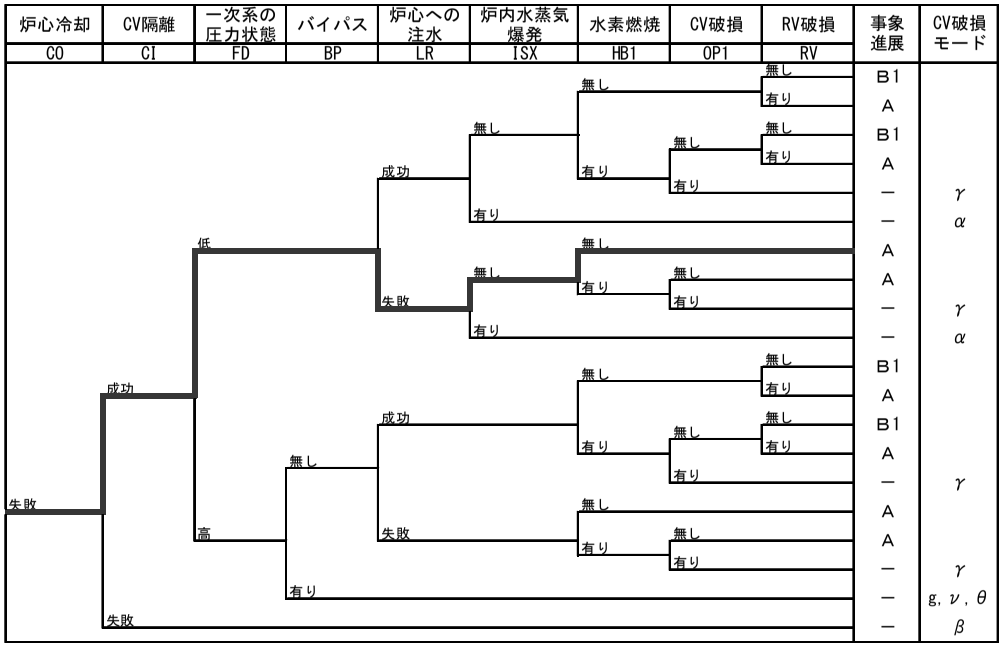


原子炉下部キャビティ室水量

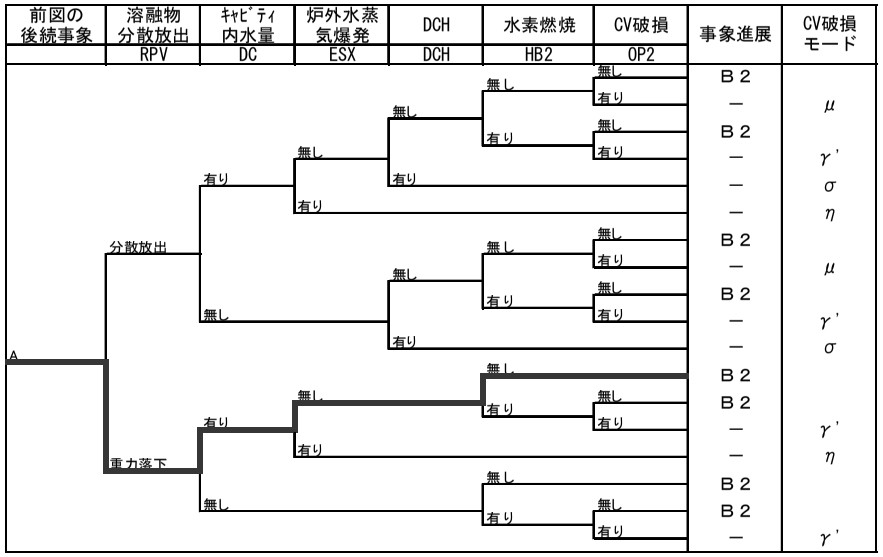


ベースマット侵食深さ

第2.1.1.e-1図（5／12）　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＩ）

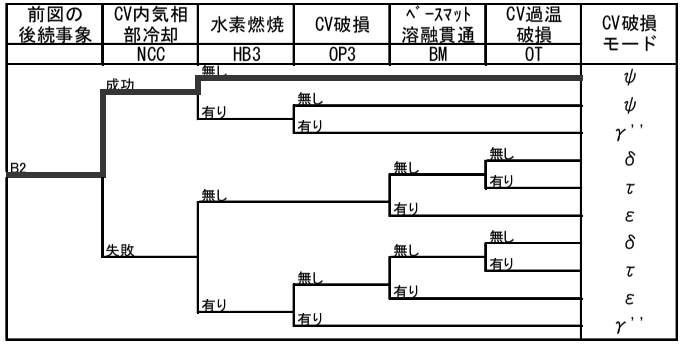


A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り

B1:原子炉容器破損無し

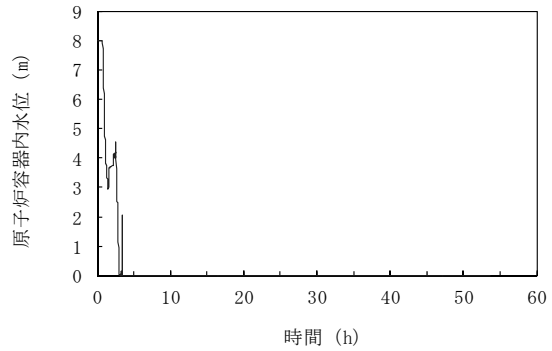


B2:原子炉容器破損有り

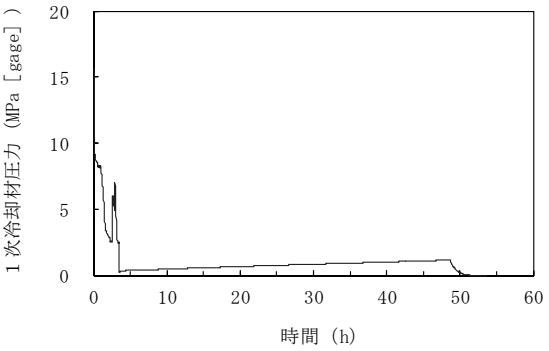
（注１）事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

（注２）格納容器破損モード：
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''＝水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

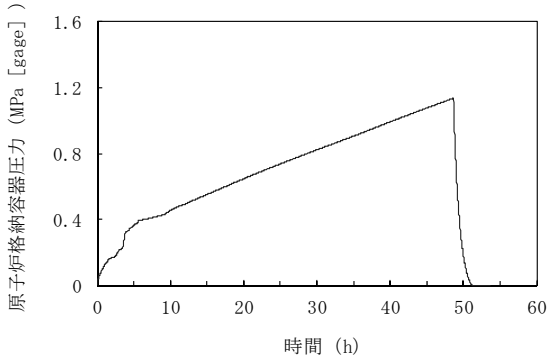
第2.1.1.e-1図（6／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＡＥＩ）



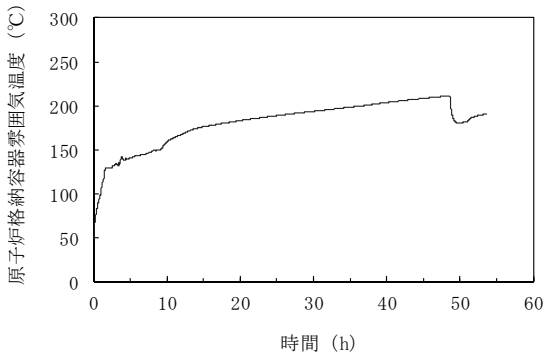
原子炉容器内水位



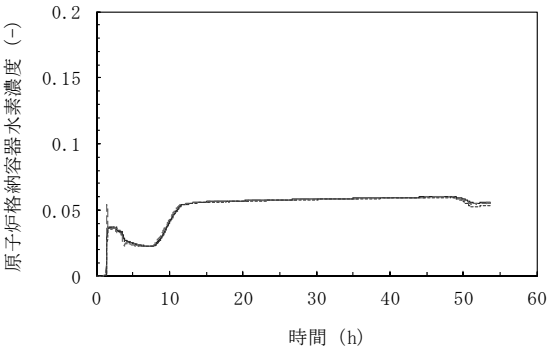
1次冷却材圧力



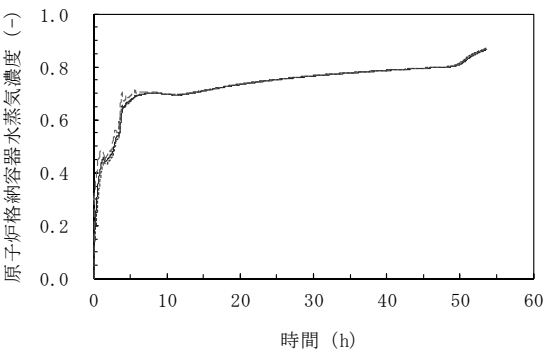
原子炉格納容器圧力



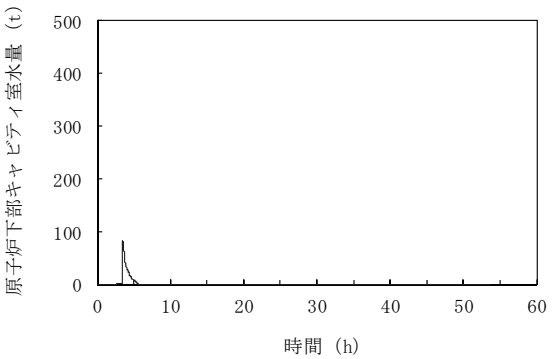
原子炉格納容器雰囲気温度



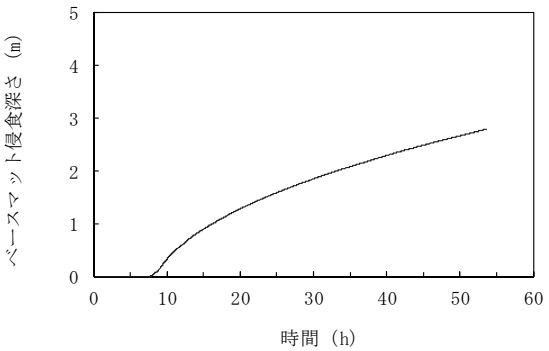
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

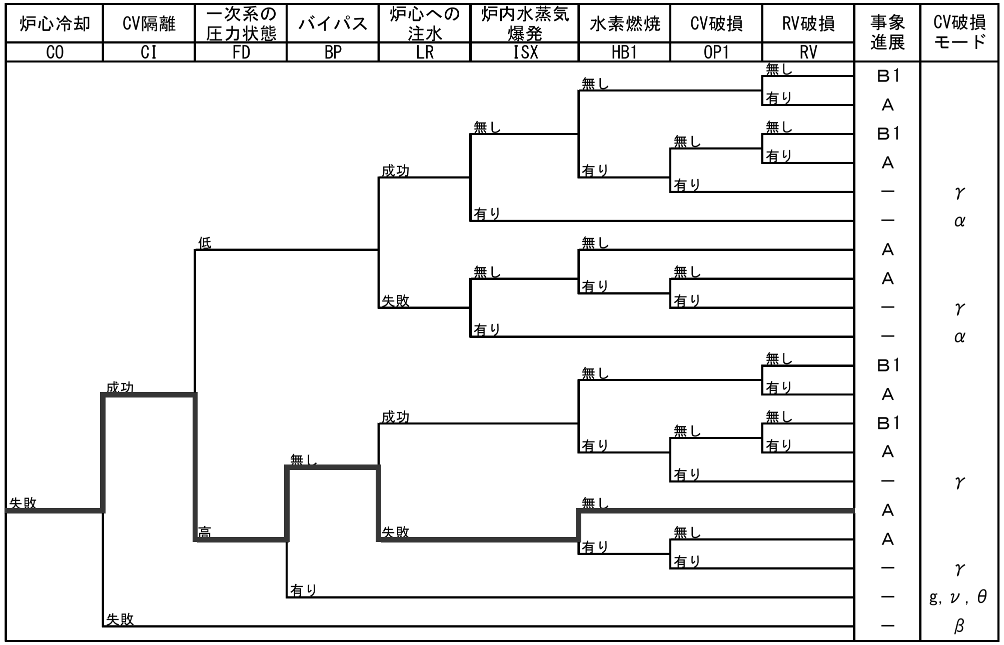


原子炉下部キャビティ室水量

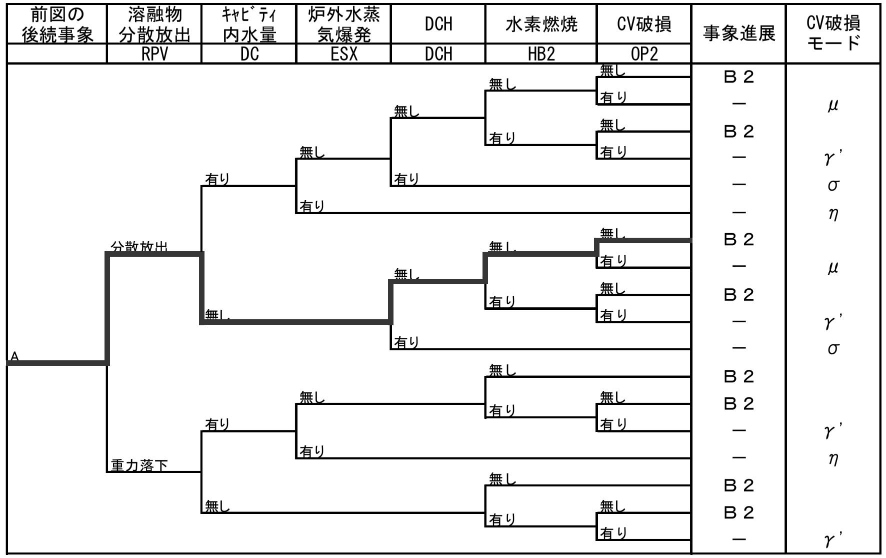


ベースマット侵食深さ

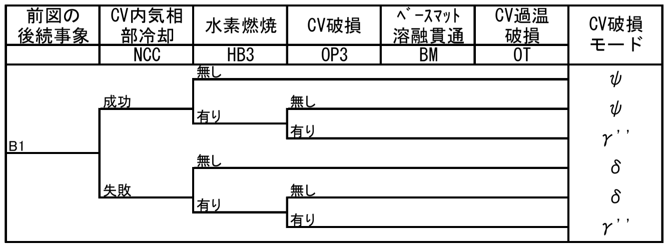
第2.1.1.e-1図（7／12）　代表的な物理量の時間変化（ＳＥＤ）



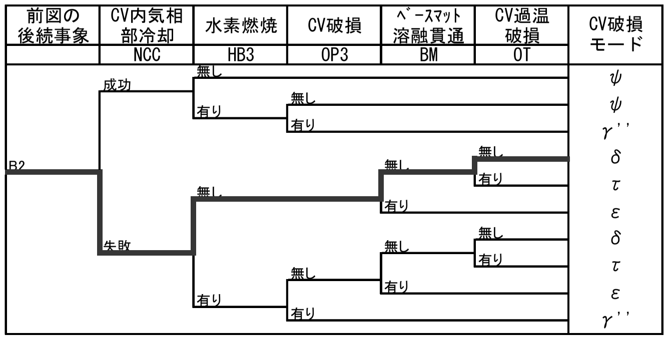
A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り



B1:原子炉容器破損無し



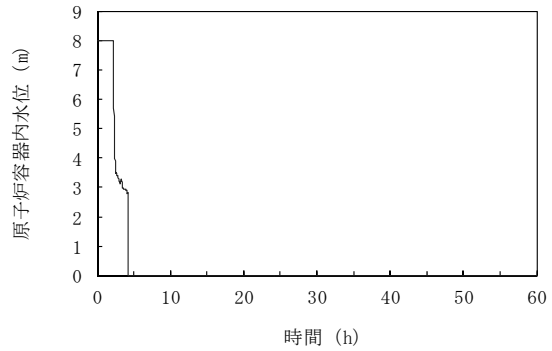
B2:原子炉容器破損有り

（注 1）事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

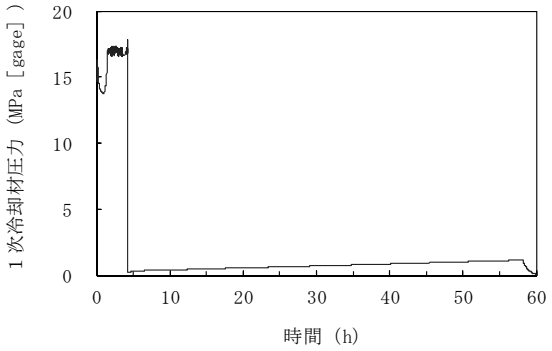
（注 2）格納容器破損モード：

- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

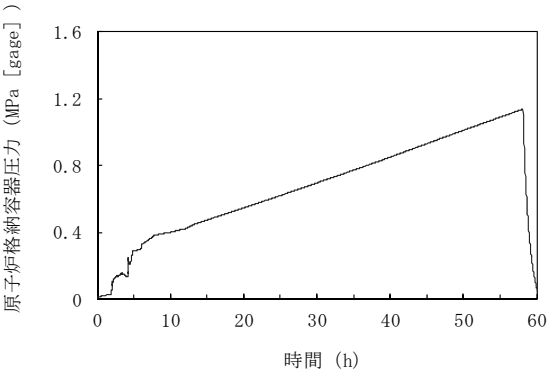
第2.1.1.e-1図（8／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＳＥＤ）



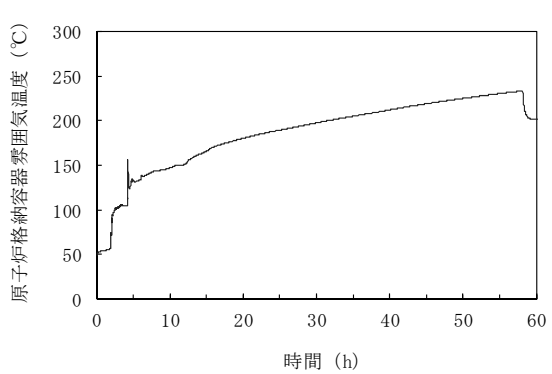
原子炉容器内水位



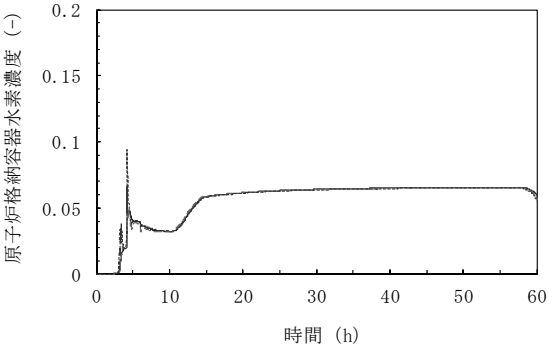
1次冷却材圧力



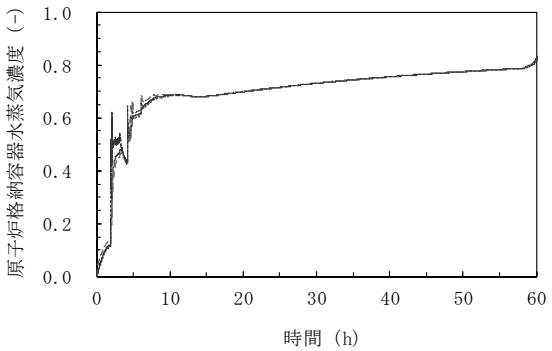
原子炉格納容器圧力



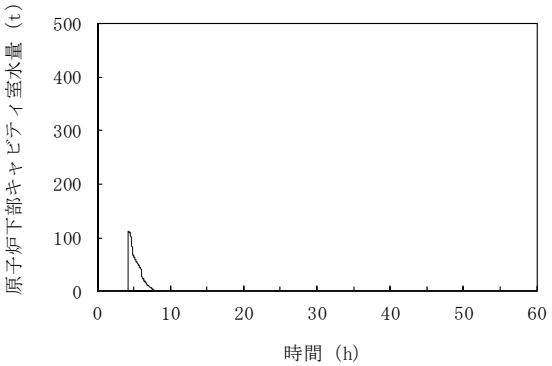
原子炉格納容器雰囲気温度



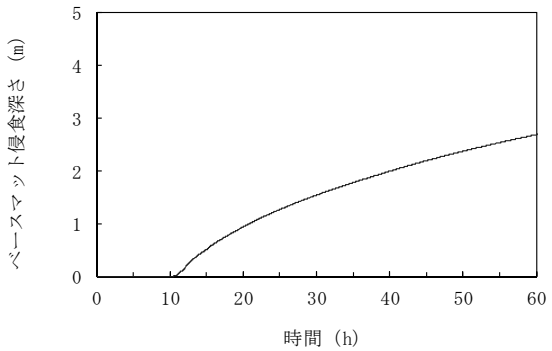
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

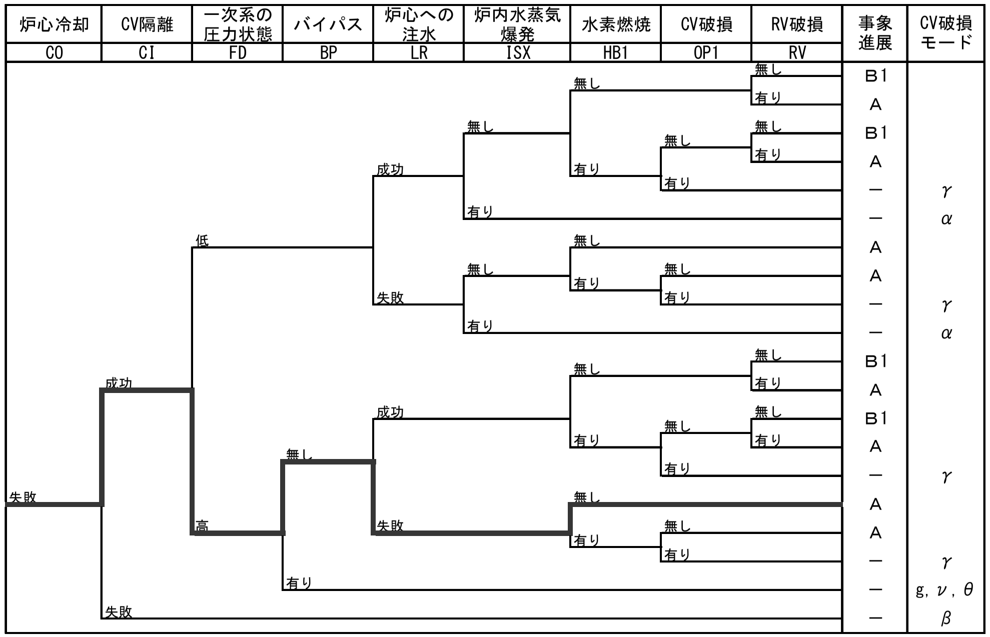


原子炉下部キャビティ室水量

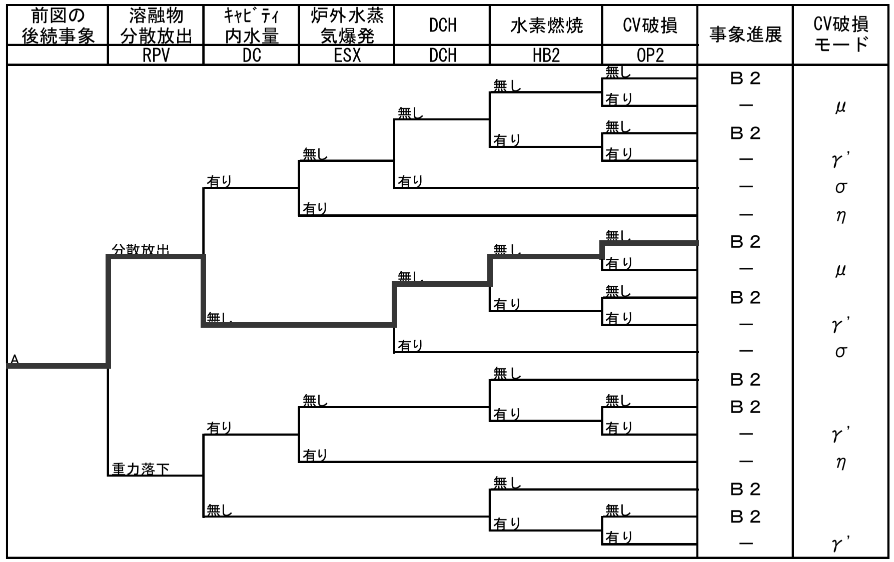


ベースマット侵食深さ

第2.1.1.e-1図（9／12）　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＤ）

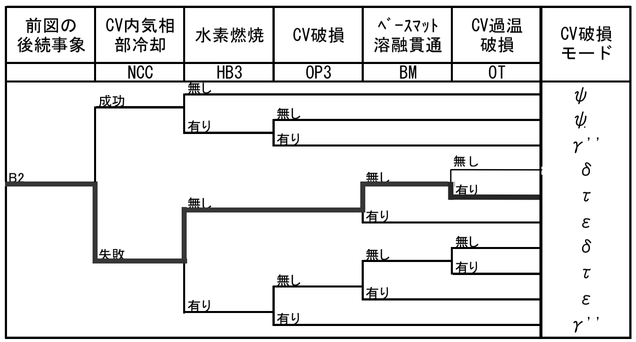


A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り

B1:原子炉容器破損無し



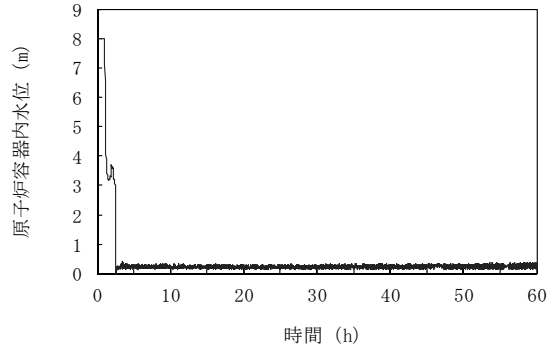
B2:原子炉容器破損有り

(注 1) 事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

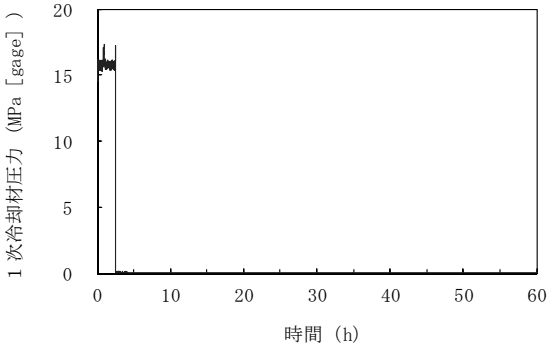
(注 2) 格納容器破損モード：

α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ，γ'，γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

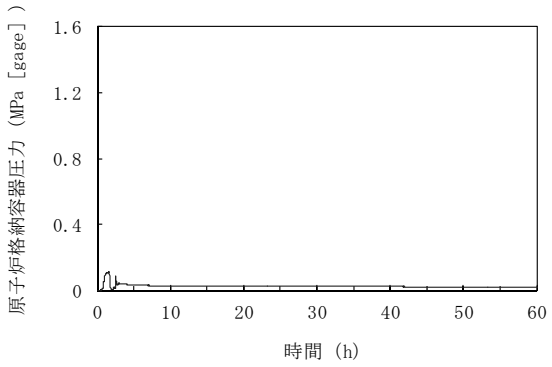
第2.1.1.e-1図（10／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＴＥＤ）



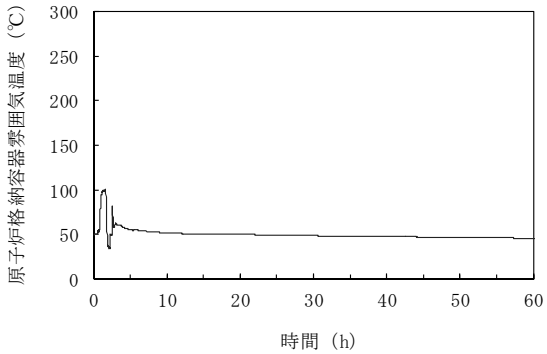
原子炉容器内水位



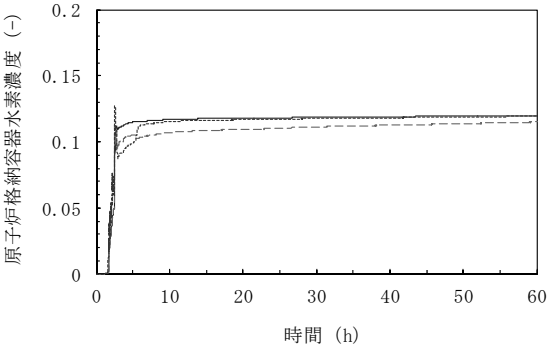
1次冷却材圧力



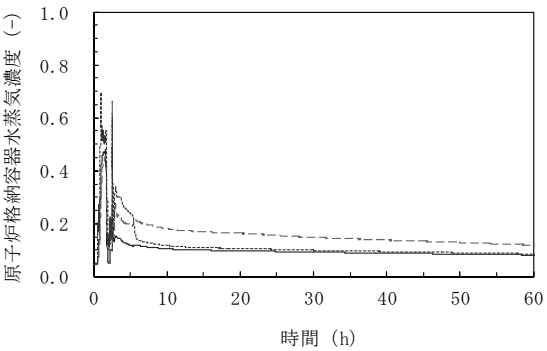
原子炉格納容器圧力



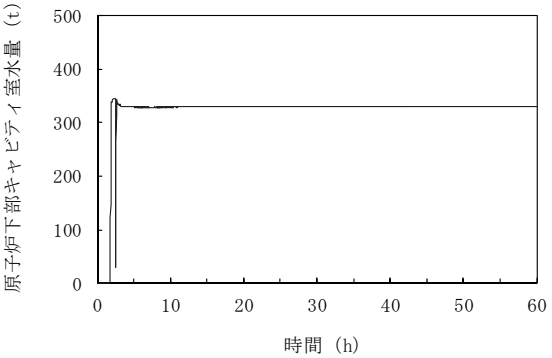
原子炉格納容器雰囲気温度



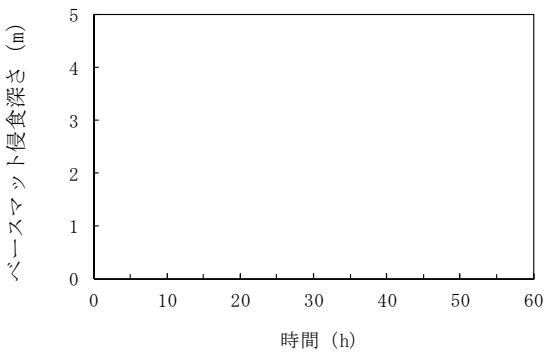
原子炉格納容器水素濃度



原子炉格納容器水蒸気濃度

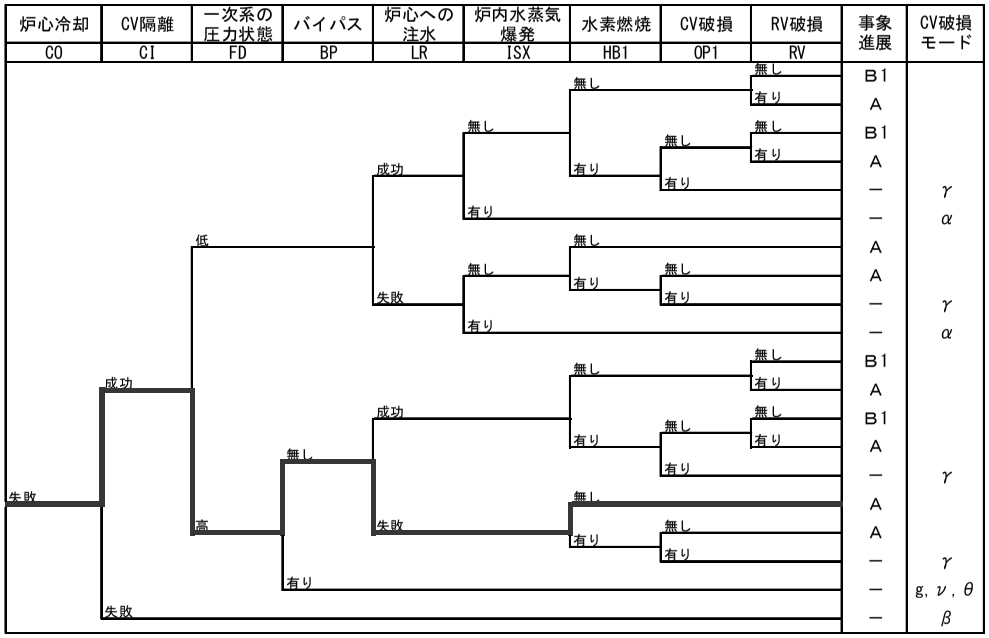


原子炉下部キャビティ室水量

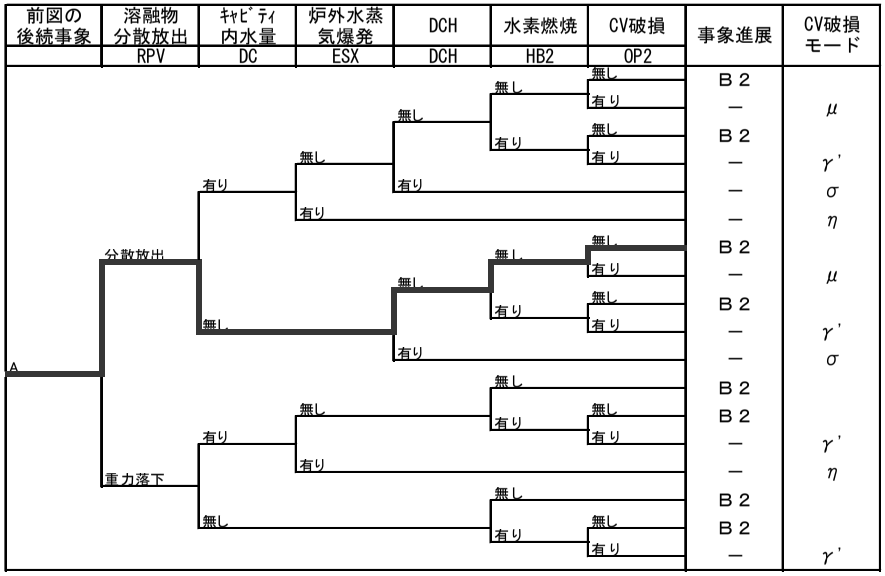


ベースマット侵食深さ

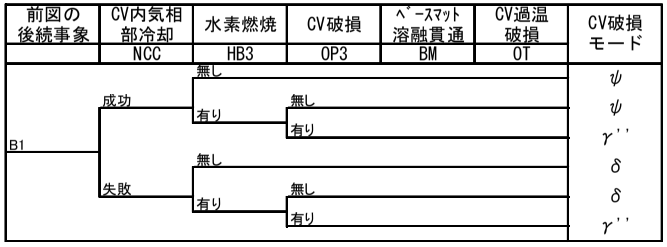
第2.1.1.e-1図（11／12）　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＩ）



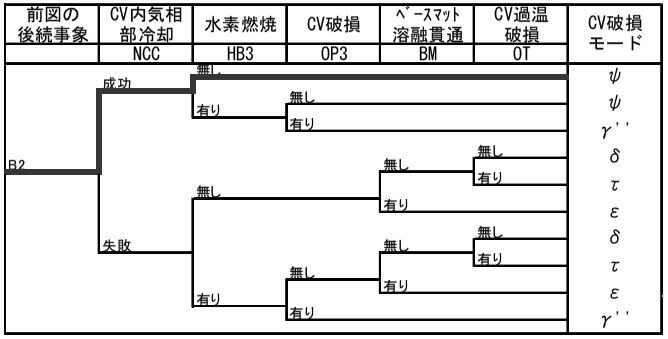
A:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し



B2:原子炉容器破損有り



B1:原子炉容器破損無し

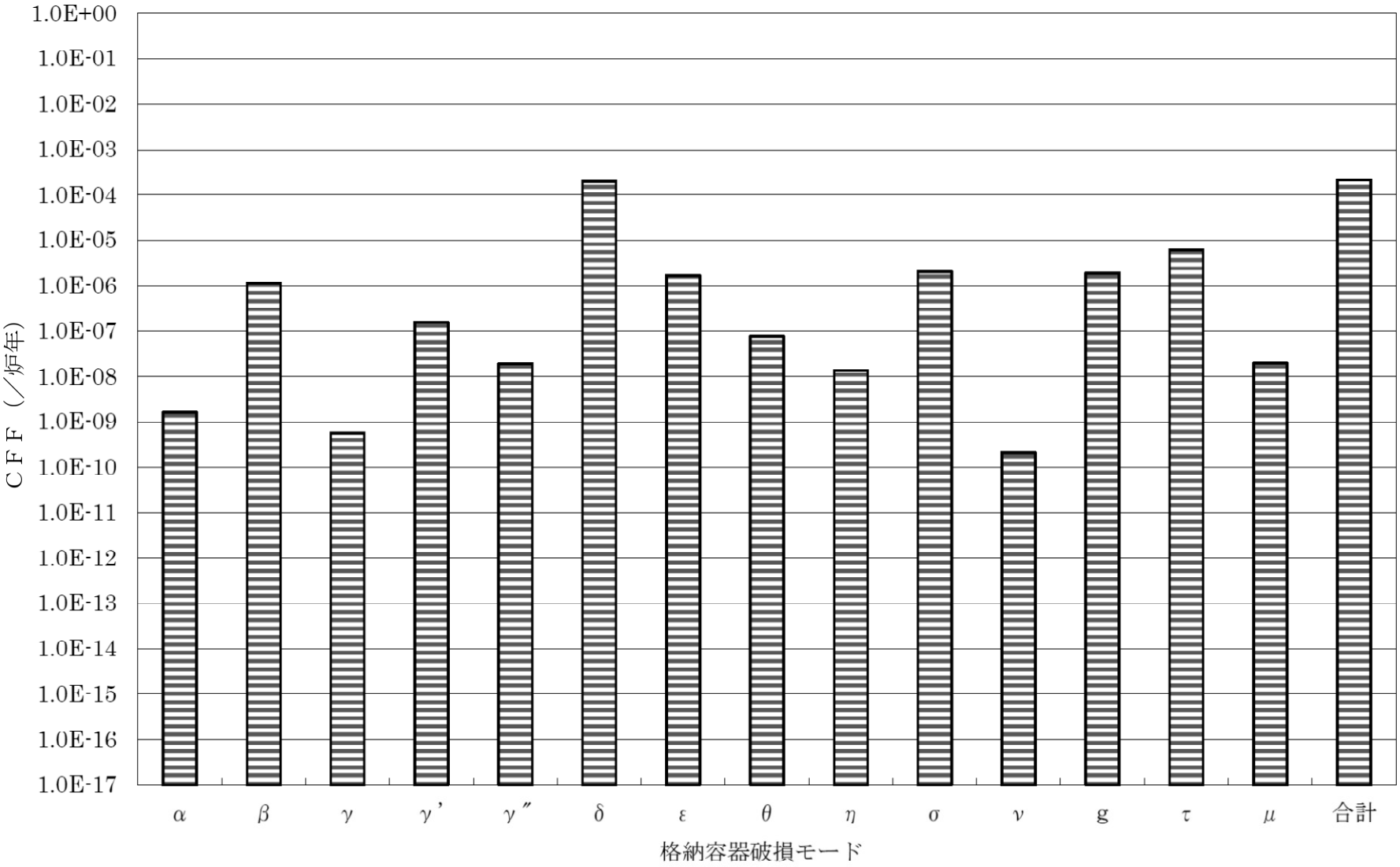


B2:原子炉容器破損有り

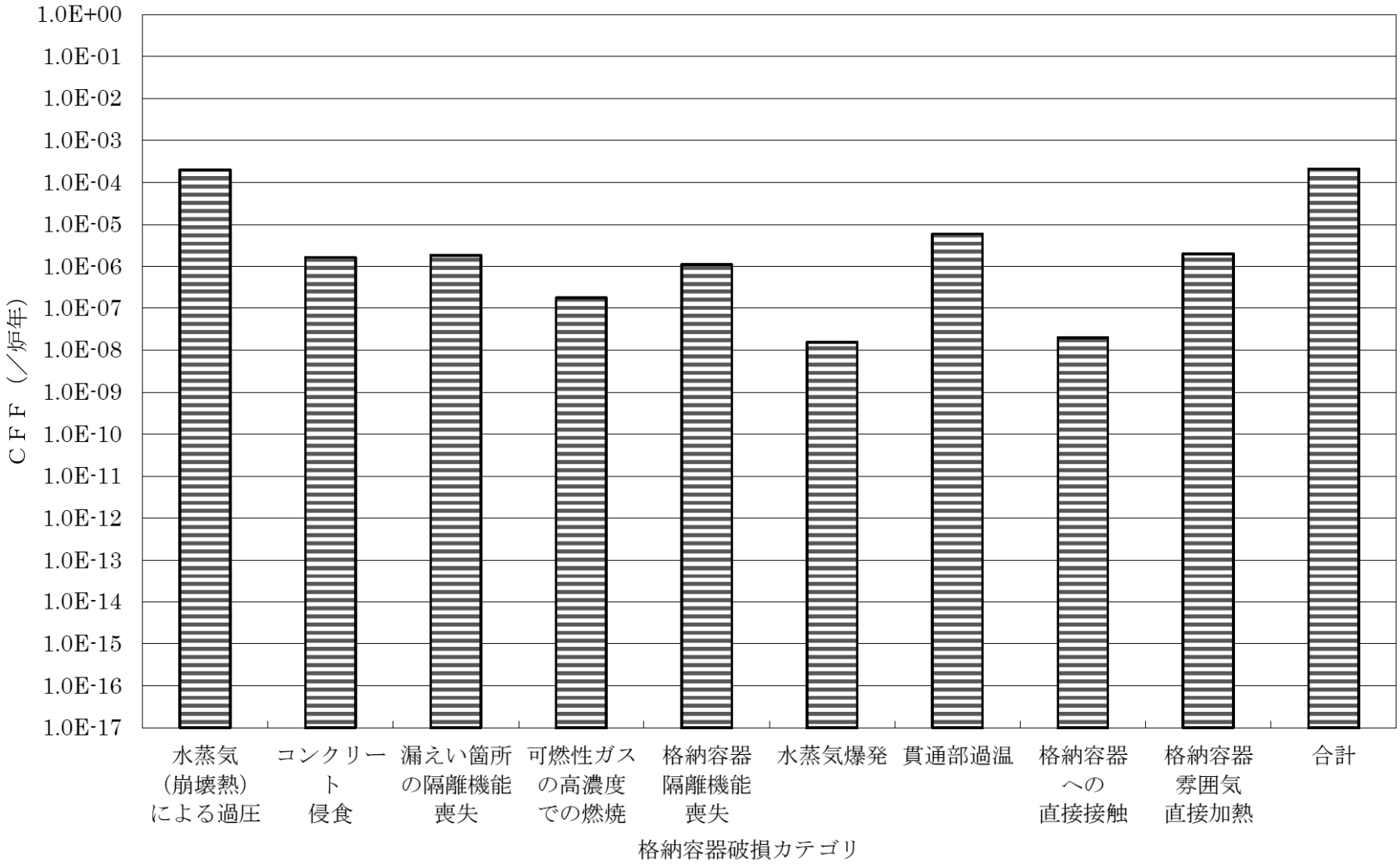
(注1) 事故進展の－は，その時点での格納容器破損を意味する。

(注2) 格納容器破損モード：
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ，γ'，γ''＝水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝余熱除去系隔離弁ＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され，事故が収束

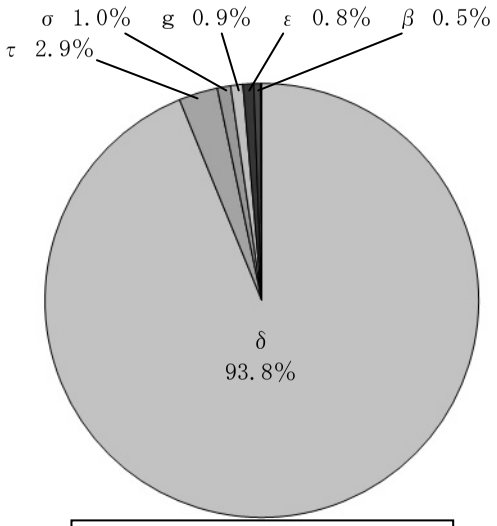
第2.1.1.e-1図（12／12）　代表シーケンスにおける事象進展例（ＴＥＩ）



第2.1.1.f-1図　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

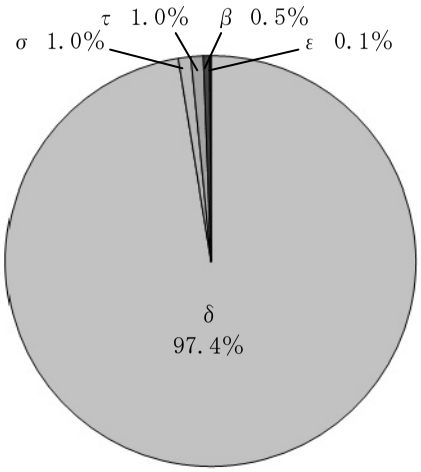


第2.1.1.f-2図　格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度

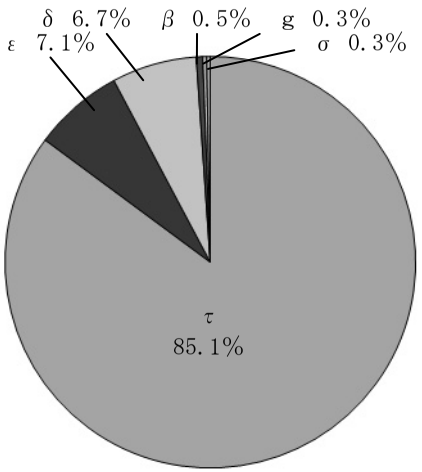


◆格納容器破損モード別ＣＦＦ

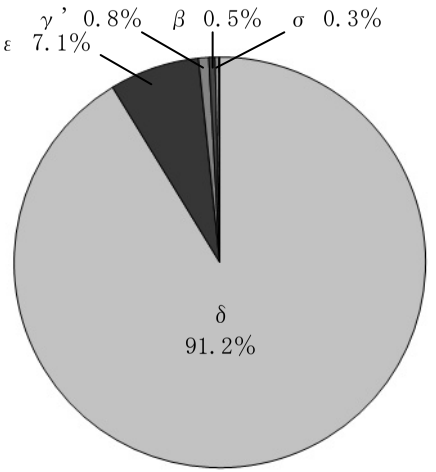
破　損　モ　ー　ド　別	ＣＦＦ（／炉年）	割合（%）
δ （水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	2.0E-04	93.8
τ （過温破損）	6.1E-06	2.9
σ （格納容器雰囲気直接加熱）	2.0E-06	1.0
g （蒸気発生器伝熱管破損）	1.9E-06	0.9
ε （ベースマット溶融貫通）	1.7E-06	0.8
β （格納容器隔離失敗）	1.1E-06	0.5
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	1.5E-07	<0.1
θ （水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	7.6E-08	<0.1
μ （溶融物直接接触）	2.0E-08	<0.1
γ”（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	1.9E-08	<0.1
η （原子炉容器外水蒸気爆発）	1.4E-08	<0.1
α （原子炉容器内水蒸気爆発）	1.6E-09	<0.1
γ （水素燃焼（原子炉容器破損以前））	5.6E-10	<0.1
ν （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	2.1E-10	<0.1
合　　計	2.1E-04	100.0



◆格納容器破損モード別ＣＦＦ
（ＰＤＳがＳＥＤの場合）

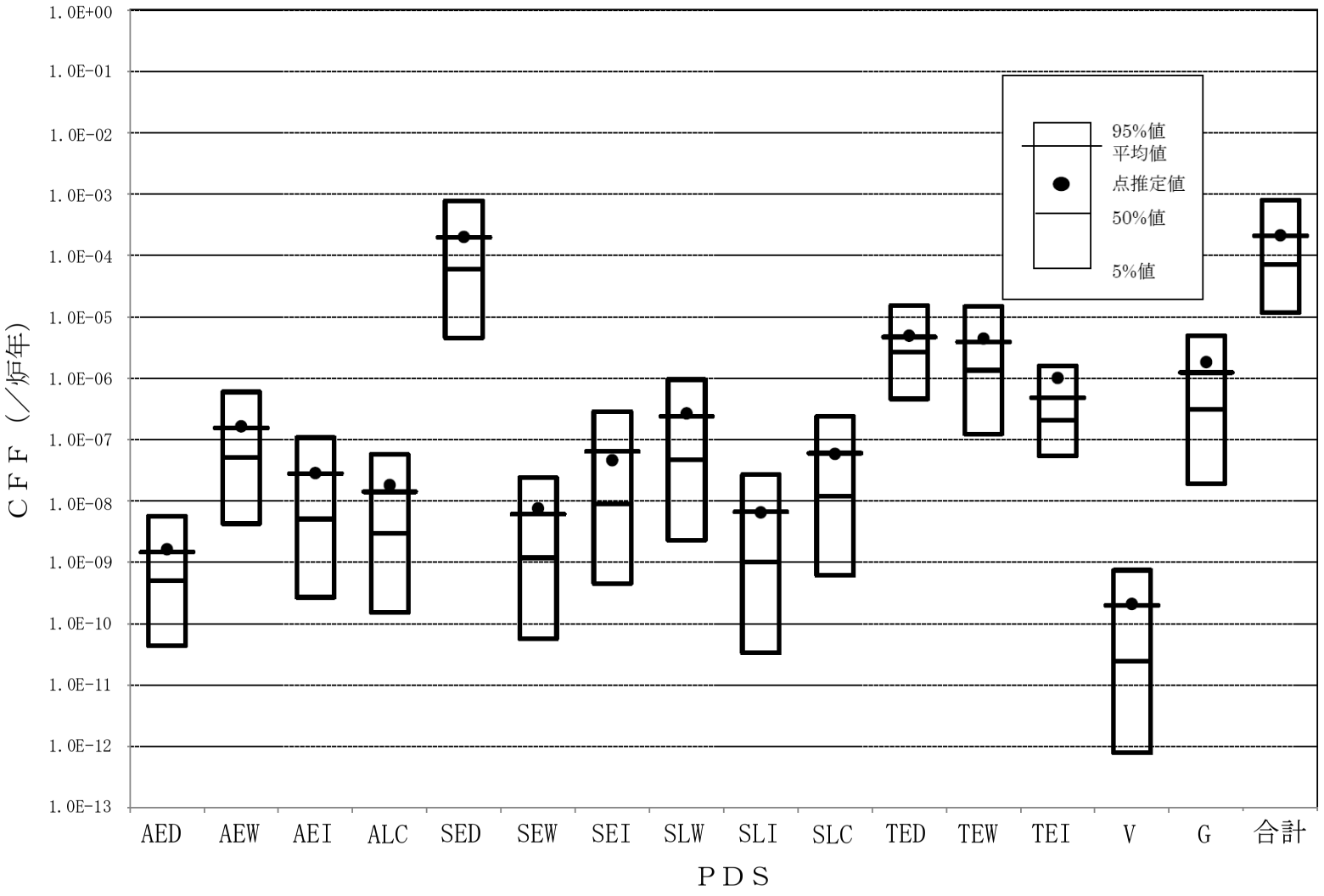


◆格納容器破損モード別ＣＦＦ
（ＰＤＳがＴＥＤの場合）

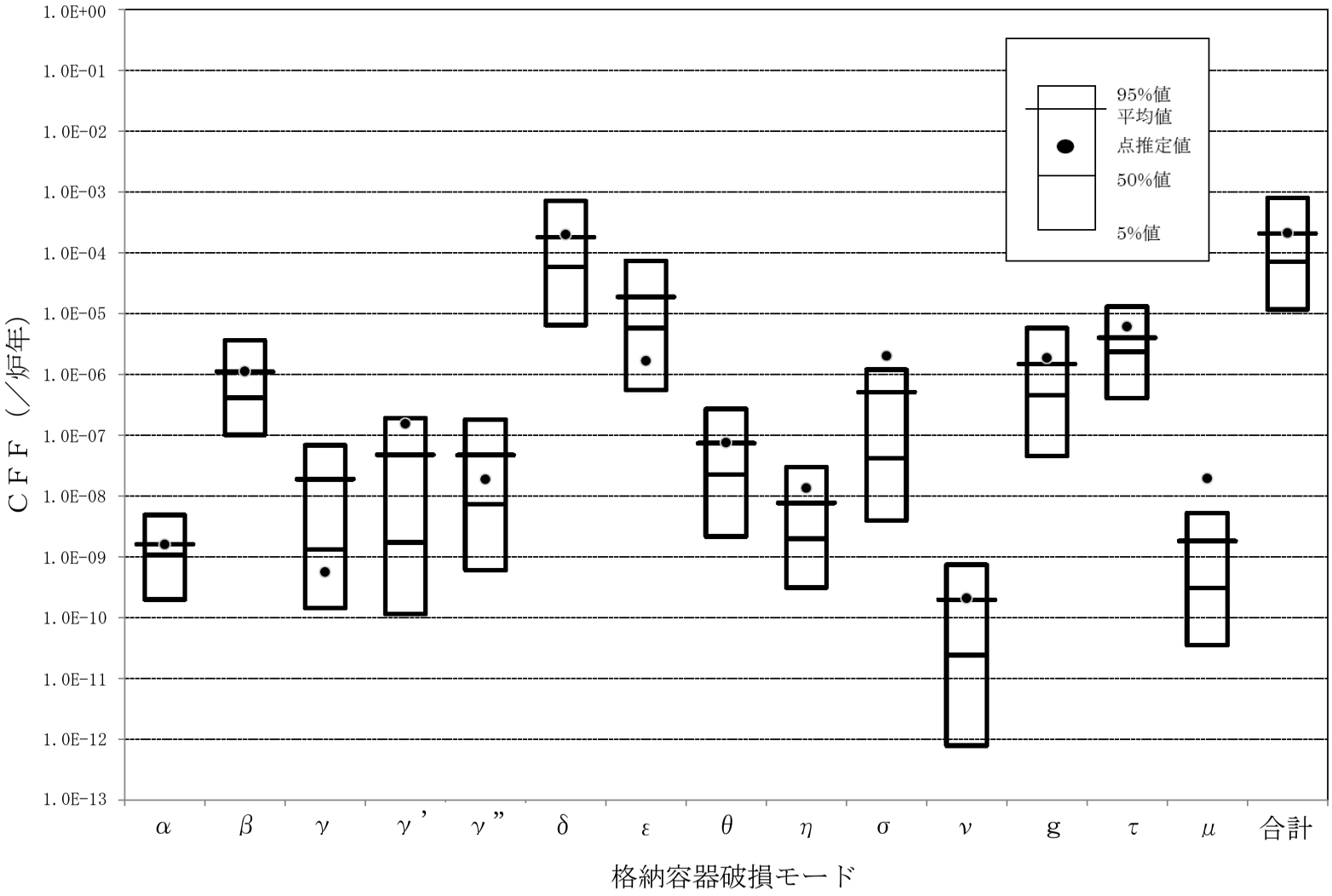


◆格納容器破損モード別ＣＦＦ
（ＰＤＳがＴＥＷの場合）

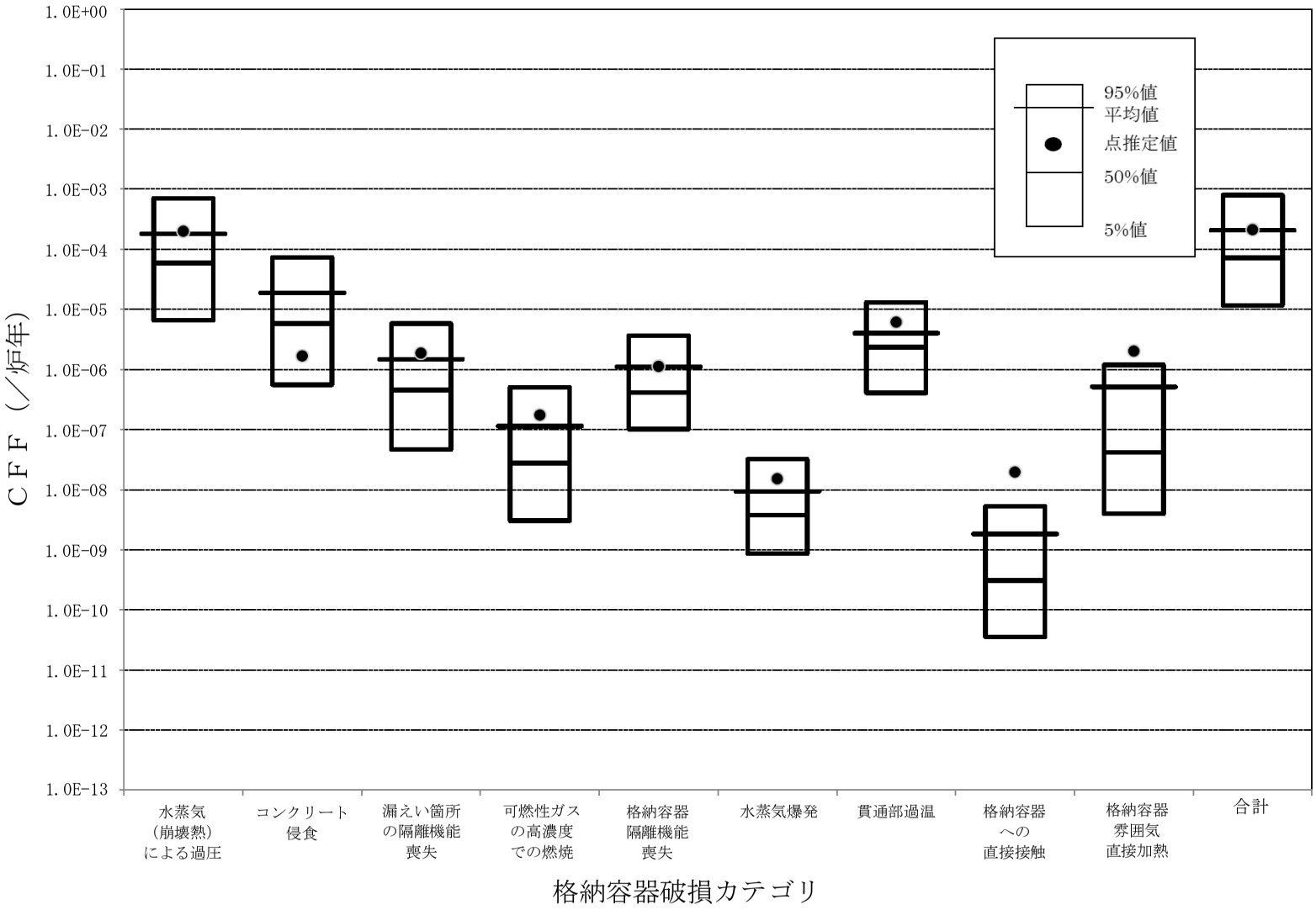
第 2.1.1.f-3 図　格納容器破損モード別の寄与割合



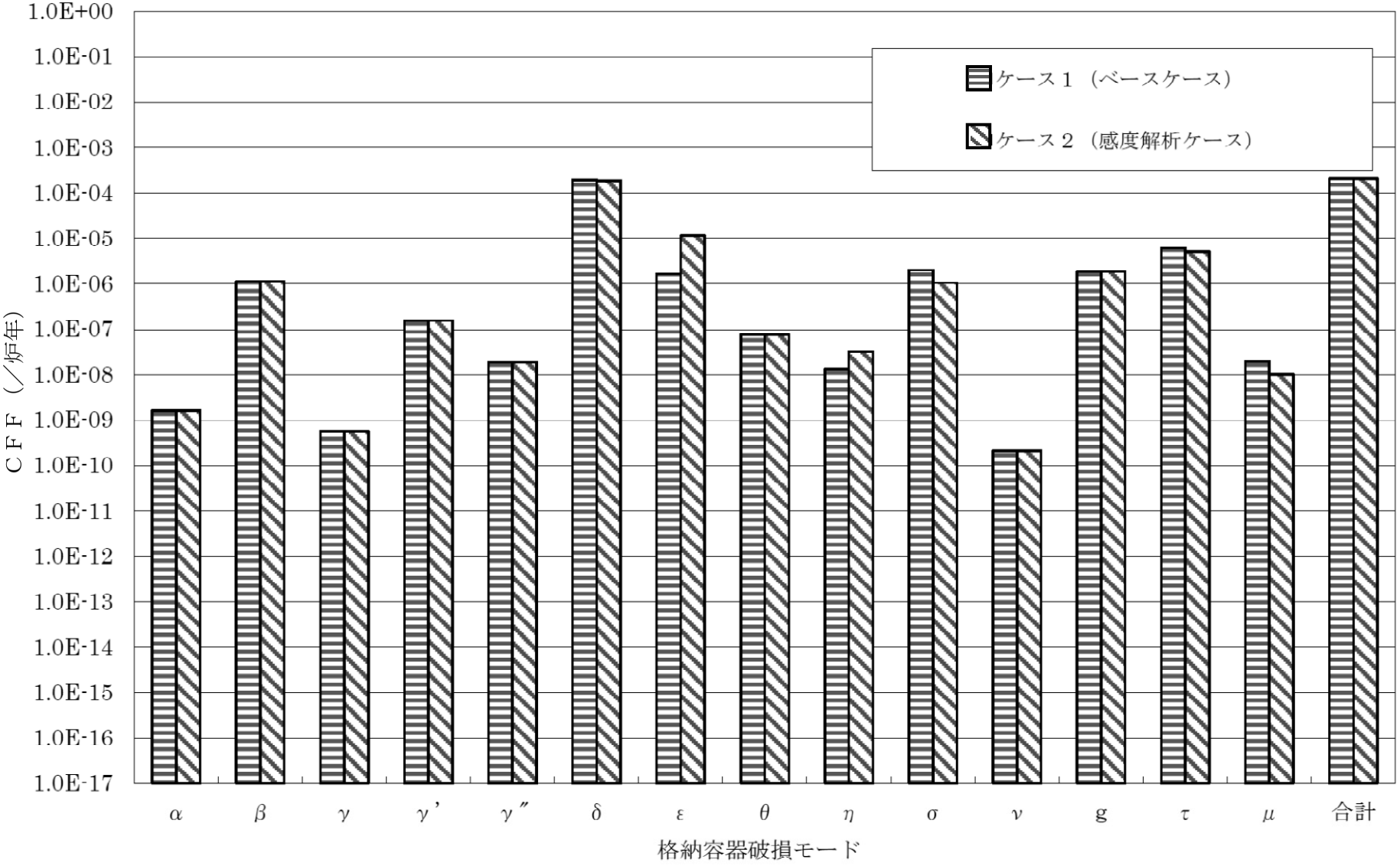
第2.1.1.g-1図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析結果



第2.1.1.g-2図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析結果



第2.1.1.g-3図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析結果



第2.1.1.g-4図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度