

5.2 出力運転時津波レベル１ P R A

5.2.1 プラントの構成・特性の調査

5.2.1.1 P R Aで考慮するプラント情報

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「3. 対象とするプラントに関する説明」の記載と同様である。

出力運転時津波レベル１ P R A（以下「津波 P R A」という。）の評価フローを第 5.2.1 図に示す。

津波 P R Aでは，プラントに襲来する津波による安全機能を有する設備等への影響評価を行うことから，プラントに設置されている各設備の設置高さが重要な情報となる。

特に建屋内に設置されている設備への津波の影響を評価するに当たっては，建屋に流入した場合の水の伝播経路を調査・分析することが必要であり，そのために伝播経路の発端となる建屋の開口部等の情報が必要となる。

これらの情報は，津波 P R Aを実施するうえで新たに収集する必要があるため，以下の図書を収集・分析するとともに，既存の津波 P R Aに関する検討事例も収集した。

- ・ 全体機器配置図
- ・ 海水ポンプウエル全体図
- ・ 建屋配置図
- ・ 換気空調設備図
- ・ 構内配置図
- ・ 海水ポンプ室竣工図
- ・ 津波ハザード評価関連情報（海底地形データ，断層パラメータ）

主要機器の設置高さの概要図を第 5. 2. 1-1 図に示す。

また、内部事象レベル 1 P R A 実施時に収集した以下の情報についても活用した。

- ・ 原子炉設置変更許可申請書
- ・ 系統図等の設計情報
- ・ 運転手順等の運転管理情報
- 等

5. 2. 1. 2 プラントウォークダウンの実施

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性確認のためにプラントウォークダウンを実施した。

実施に当たっては、系統・機器、事故シナリオにおける代表性等により対象とする機器及び建屋開口部を選定した。

(1) 津波による機器の損傷シナリオの主要な仮定

津波 P R A では、機器の設置高さ及び建屋開口部の高さを基に、津波 P R A を対象とした機器の損傷シナリオを設定している。津波 P R A を対象とした機器の損傷シナリオにおける主要な仮定を以下に示す。

- ・ 機器の設置高さは、当該機器の設置フロア（床）の E L とする。
- ・ 建屋開口部については、開口部が存在すれば、屋内への津波浸水があるものとする（開口部における浸水防止機能の効果を考慮しない）。
- ・ ある浸水口から津波が流入した場合には、当該区画と同 E

L以下のフロアは浸水するものとする（建屋内の壁等で形成される区画の浸水伝播防止の効果を考慮しない）。

(2) プラントウォークダウン対象機器の選定

津波P R Aにおけるプラントウォークダウンで対象とすべきS S Cは、以下に示す観点等を考慮して、第 5. 2. 1-1 表に示す方法及び第 5. 2. 1-2 図に示すフローにより選定した。

- ・ 本津波P R Aにとって、重要なS S Cであること。
- ・ 調査部位が特定でき、かつ、調査可能な環境に設置されているS S Cであること。

(3) プラントウォークダウンでのチェック項目

チェックシートにより、屋内設置機器、屋外設置機器又は建屋開口部を対象に、以下の項目について確認を行った。

- ・ 影響を受ける可能性のある機器の確認（対象は屋内設置機器又は屋外設置機器）
- ・ 津波伝播経路の確認（対象は屋内設置機器）
- ・ 建屋開口部の確認

チェック項目に基づく屋内設置機器、屋外設置機器及び建屋開口部の確認内容を第 5. 2. 1-2 表に、チェック項目の概念を第 5. 2. 1-3 図に示す。

(4) プラントウォークダウンの結果

プラントウォークダウンの結果を第 5. 2. 1-3 表に示す。プラントウォークダウンの結果、津波P R A上問題となる箇所は見当たらなかった。

第 5. 2. 1-1 表 津波 P R A におけるプラントウォークダウン対象機器の選定方法

	選定方法
A. 系統・機能を代表する機器	当該系統・機能に対して、機器の損傷高さの E L（機器の設置高さ・浸水口高さのどちらか高い方の E L）が最も低い機器を当該系統・機能の代表機器とする。E L が最も低い機器が複数あり、それらが冗長機器の場合には、A トレンのものを代表して選択し、それらが冗長機器でない場合には、より重要と考えられる機器を一つ選択する。 ただし、選択した最低 E L の機器がポンプ等の主機以外で、かつ当該系統・機能に主機が存在する場合には、最低 E L の機器に加えて主機についても、当該系統・機能を代表する機器として選定する。
B. 代表する起因事象の発生要因となる機器	ある機器の機能損傷により誘発される起因事象の事象進展に対する緩和機能が、従属的に発生する他の起因事象の緩和機能を包絡する場合には、他の起因事象に関連する機器については対象外とする。 また、同じ津波高さにより、複数の機器が同時に機能損傷した場合、複数の事故シナリオ（起因事象の発生）が誘発する場合がある。このような場合には、各機器の機能損傷後の事故進展を考慮して、代表する事故シナリオの要因となる機器を対象とする。
C. 代表する起因事象の緩和系に関連する機器	『プラントの構成・特性の調査』で収集・整理した情報を基に、B 項で選定した機器が津波で機能喪失した場合に誘発される起因事象に対する緩和系に関連する機器*を対象とする。 ただし、機器の損傷高さの E L が、直接炉心損傷に至る事象が発生する津波高さより高い E L である機器は対象外とする。
D. 各津波浸水区画を代表する建屋開口部	重要事故シーケンス選定のための津波 P R A では、同じ津波浸水区画にリストアップされている開口部は、津波の浸水口として同じ影響をもつと仮定している。ここで、対象開口部であることを容易に確認できるような開口部を代表開口部として対象とする。
E. 直接炉心損傷に至る事象となる津波高さ以下の建屋開口部	『プラントの構成・特性の調査』で収集・整理した情報を基に、直接炉心損傷に至る事象が発生する津波高さ以下の開口部を、対象とする。

*：津波で直接機能損傷する機器と当該機器と直接従属関係にある機器。

例 海水ポンプに対する原子炉補機冷却水ポンプ

第5.2.1-2表 津波PRAにおけるプラントウォークダウンでのチェック項目

チェック項目	対象機器			調査結果でN/Aとする理由
	屋内設置の機器	屋外設置の機器	建屋開口部	
①影響を受ける可能性のある機器の確認	図面上で想定していた機器の設置高さの妥当性や設置室の浸水口の有無を確認	対象機器に対する波力等の直接的影響や、漂流物等の間接的影響について、機器の構造の観点から、基礎ボルトや支持構造の健全性を確認	—	屋内設置の機器が対象となる項目について、屋外設置の機器は対象外とした。その逆も同様。 (—とした対象機器はN/A：対象外)
②津波伝播経路の確認*1	図面上で想定した津波伝播経路の有無を確認	—	—	
③建屋開口部の確認	—	—	図面上で想定していた建屋開口部の有無を確認	

*1 対象機器に対して想定する建屋開口部の浸水口から、対象機器が設置されている区画までアクセス可能であれば、津波の伝播経路は存在するとする。

第 5. 2. 1-3 表 (1 / 2) 伊方発電所 3 号炉プラントウォークダウン結果

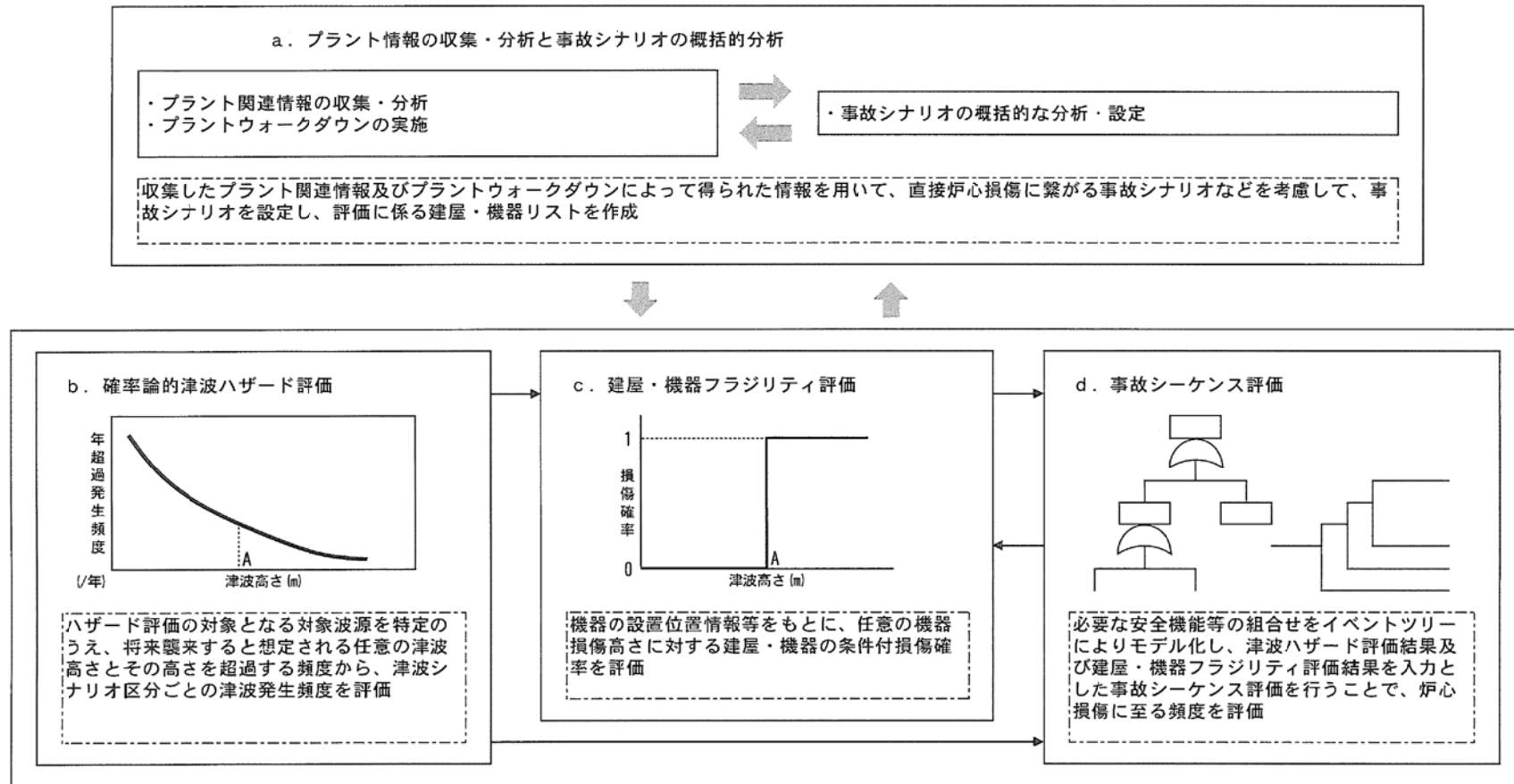
No.	機器名称	①-1 影響を受ける可能性のある機器の確認 (屋内設置の機器)		①-2 影響を受ける可能性のある機器の確認 (屋外設置の機器)				② 津波伝播経路の確認 (屋内設置の機器)	③ 建屋開口部の確認 (建屋開口部)	総合評価
		1. 対象機器の図面 (配置図等) と相違点は無い	2. 対象機器の設置室に浸水口があるか (扉、連絡路、その他)	1. 対象機器の図面 (配置図・構造図等) と相違点は無い	2. 基礎ボルト (又は設置面溶接部) 及び支持構造物に外見上の異常 (腐食・亀裂等) は無い	3. 対象機器周辺の配管に外見上の異常 (腐食・亀裂等) は無い	4. 対象機器周辺に、間接的な影響を及ぼす対象物が無い	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	
1	原子炉補機冷却水ポンプ	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
2	メタルクラッドスイッチギア	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	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
4	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
5	ディーゼル発電機	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	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
7	ソレノイド分電盤	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
8	パワーセンタ	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
9	計装用インバータ盤 (計装用電源盤)	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
10	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
11	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
12	空調用冷水ポンプ	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
13	主変圧器	N/A	N/A	Y	Y	N/A	Y	N/A	N/A	問題箇所見当たらず
14	燃料油移送ポンプ	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
15	制御用空気圧縮機室 (B) ⇄ T/B 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
16	電動補助給水ポンプ室&制御用空気圧縮機室 排気ガラリ	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Y	問題箇所見当たらず
17	海水管エリア⇄海水管ドレン 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

Y: YES, N: NO, U: 調査不可, N/A: 対象外

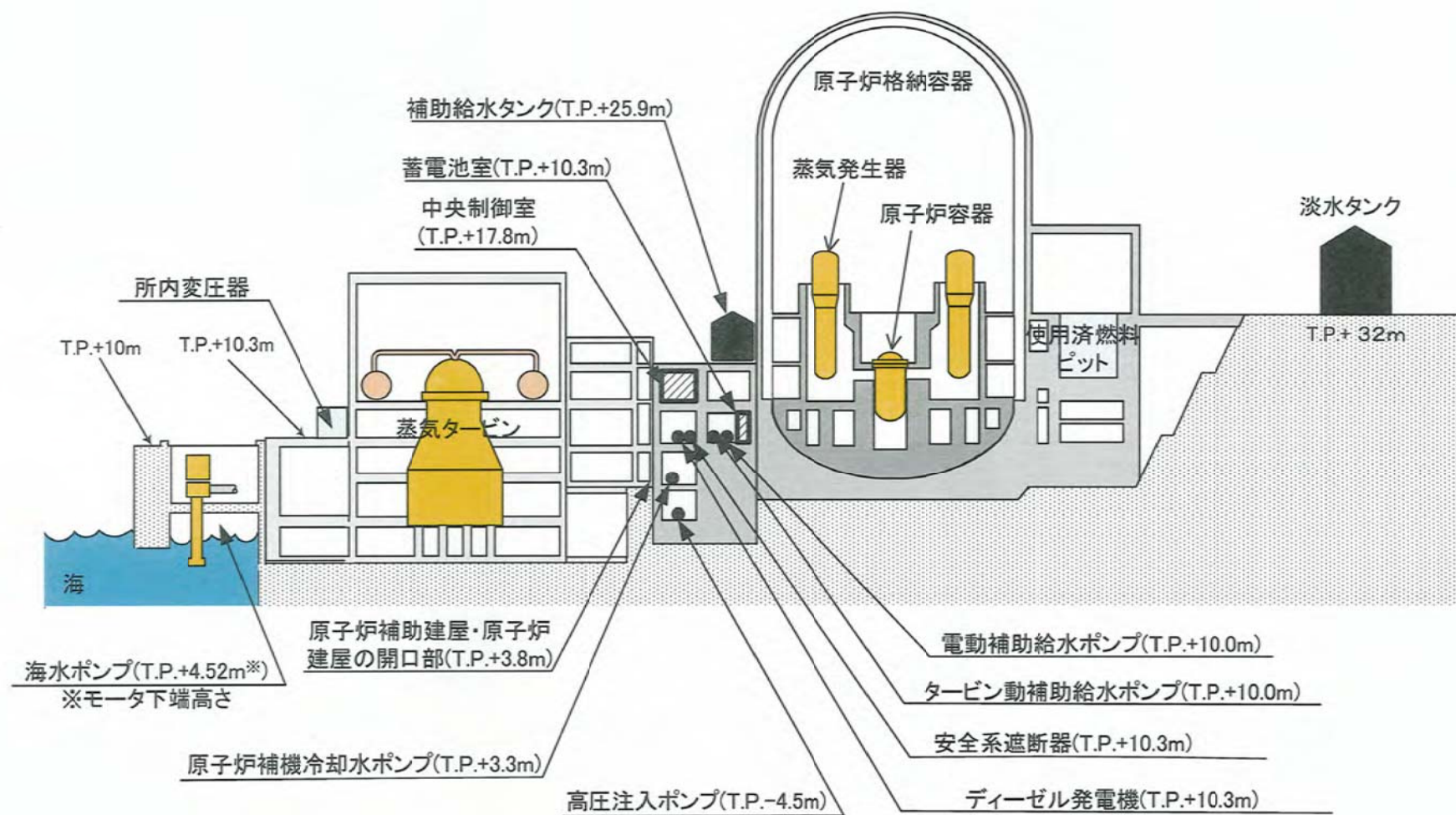
第 5. 2. 1-3 表 (2 / 2) 伊方発電所 3 号炉プラントウォークダウン結果

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	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	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	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	4. 対象機器周辺に、間接的な影響を及ぼす対象物が無い	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	
18	原子炉補機冷却水冷却器 & ポンプ室 (A) (B) ⇔ タービン建屋 扉	E/A	N/A	N/A	N/A	E/A	N/A	N/A	Y	問題箇所見当たらず
19	通路⇔T/B 扉	E/A	N/A	N/A	N/A	Y/A	N/A	N/A	Y	問題箇所見当たらず
20	洗濯室⇔屋外 (J 階段) FP 扉	E/A	N/A	N/A	N/A	E/A	N/A	N/A	Y	問題箇所見当たらず

Y : YES, N : NO, U : 調査不可, N/A : 対象外

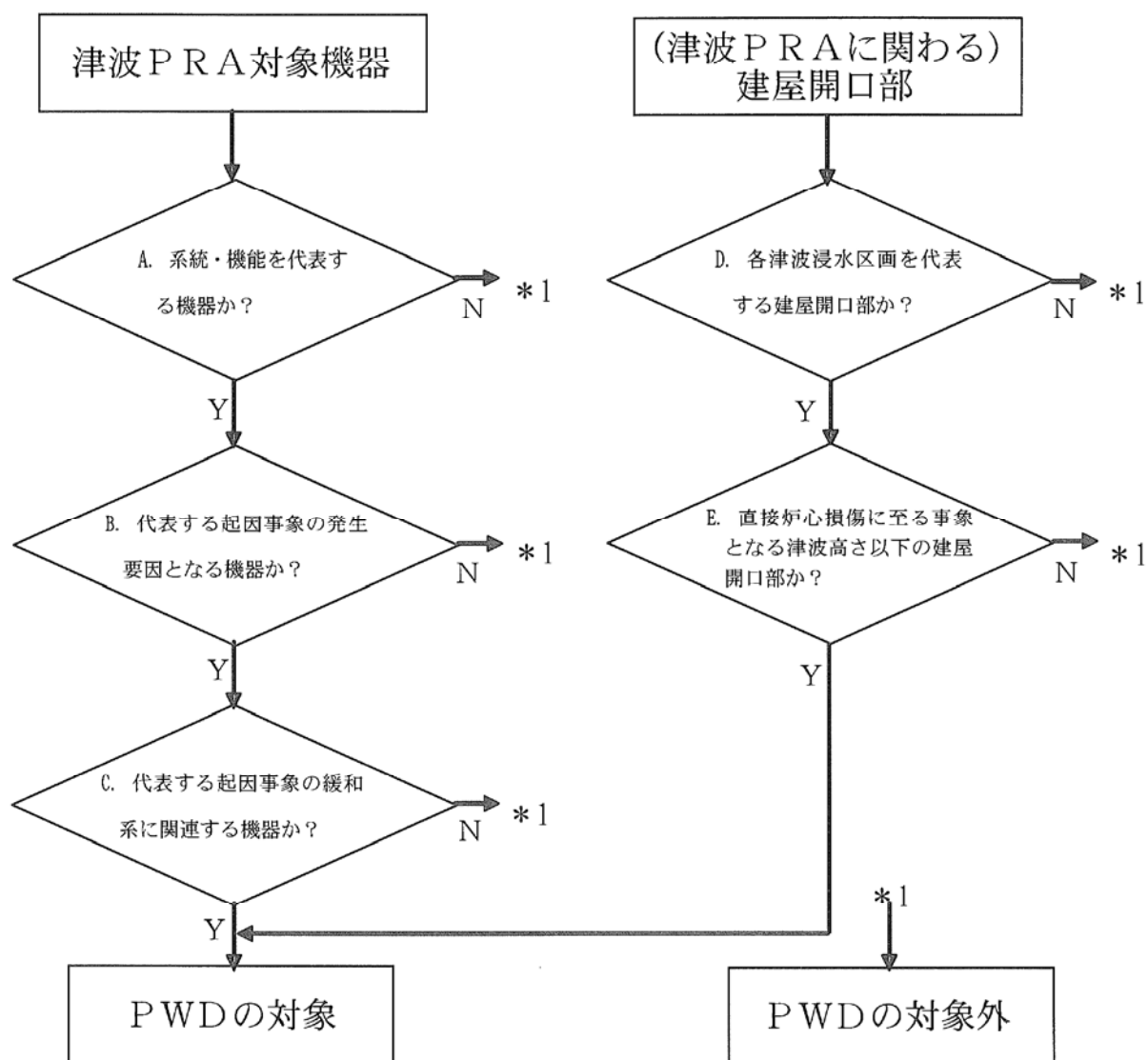


第 5.2.1 図 津波レベル 1 PRA の評価フロー

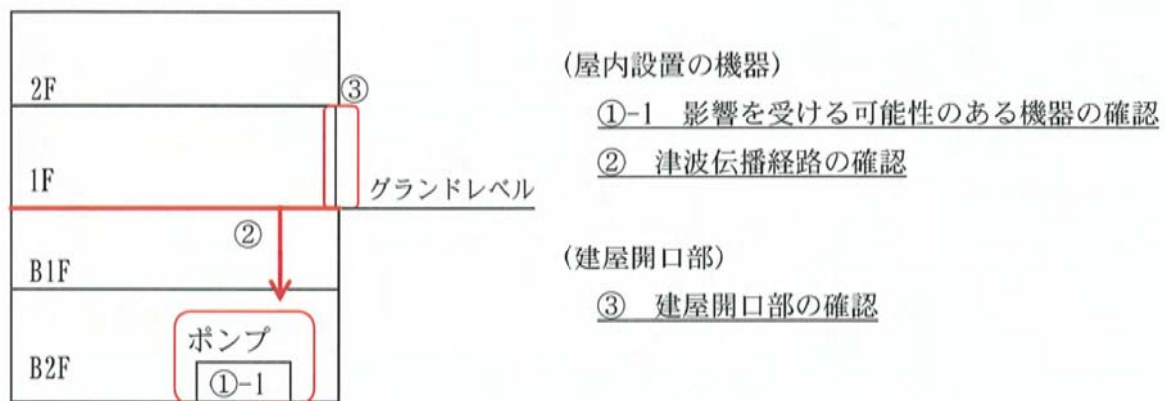


第 5. 2. 1-1 図 主要機器の設置高さの概要図

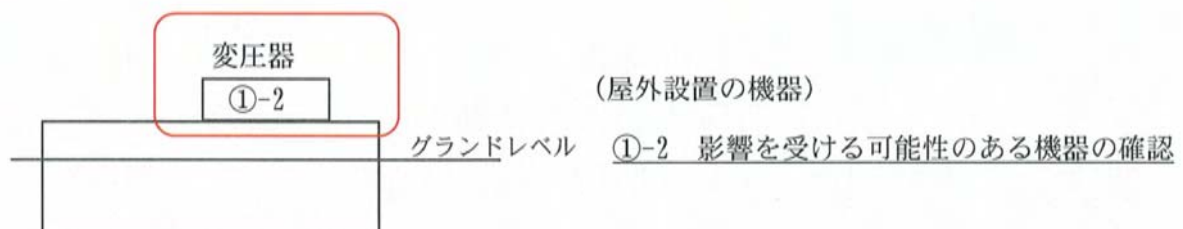
(注) T. P. : 東京湾平均海面



第 5. 2. 1-2 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



屋内設置機器，建屋開口部



屋外設置機器

第 5. 2. 1-3 図 チェック項目の概念

5.2.2 事故シナリオの同定

5.2.2.1 事故シナリオの概括的な分析・設定

津波 P R A として評価対象とすべき津波による事故シナリオ（機器の損傷・機能喪失要因）、津波時に誘発される起因事象等の検討を行い、対象とする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 P R A 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。

(1) 機器の損傷・機能喪失原因となる津波の影響

津波による損傷・機能喪失要因と対象となる S S C を第 5.2.2-1 表に示す。この表に示す S S C の損傷・機能喪失要因について、今回の重要事故シーケンスの確認を目的とした津波 P R A でのフラジリティ評価の対象から、以下の 2 つの観点でスクリーニングを行った。

① 「日本原子力学会標準 原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」

（2012 年 2 月一般社団法人日本原子力学会）（以下「津波 P R A 学会標準」という。）に準拠したスクリーニングが可能か否か

② 重要事故シーケンスの確認を目的とした津波 P R A に対する有意な影響の有無

a. 波力・流体力・浮力・漂流物衝撃力

(a) 動的・電氣的な S S C

i. ポンプ，電動弁，電気盤等

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。

(b) 静的な S S C

i. 配管，タンク等

・波力

対象となる S S C について，他の構築物等に囲まれていることなど，津波が直接衝突する位置にないことをプラントウォークダウン，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，浮力

原子力プラント内の S S C の耐震性の観点（基礎との設置及びボルトの固定）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。

・漂流物衝撃力

波力に関する検討に包絡できるため，評価対象外とする。（補足：漂流物が対象 S S C まで到達する確率，対象 S S C 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 C D F 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。）

ii. 各建屋

P R A 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，これらのモード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絡されと考えられるので、評価対象外とする。

b. 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する現象である。海水取水口では、海底砂移動により取水障害が発生し、海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。伊方発電所 3 号炉においては、数値シミュレーションにより、基準津波による海水取水口付近における最大堆積量及び最大浸食量は 0.00m (0.5mm 未満) と評価していることから、影響があったとしても極めて軽微であり、評価対象外とする。

洗掘については、激しい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る。海水取水口はコンクリート構造物であり、付近に堤防はないことから評価対象外とする。

c. 引き津波による水位低下

引き津波による水位低下では、潮位が低下し、海水を水源とする海水ポンプの取水障害が発生してキャビテーションによりポンプが機能喪失する。引き津波により海水ポンプが機能喪失すれば、原子炉補機冷却機能喪失となる。押し津波によっても、海水ポンプが機能喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の発生というシナリオは同じである。したが

って、引き津波によりこのシナリオの頻度が若干増えることにはなるが押し津波に包含して考えることができ、本津波 P R A の目的である重要事故シーケンス選定においては、事故シーケンスグループの分類は変わることはないことから、引き津波による事故シーケンス評価は対象外とする。

なお、引き津波発生時には、キャビテーション発生前に海水ポンプの予備機自動起動をブロックする手順を整備しており、水位回復後、直ちに予備機を起動することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。

以上の結果、本津波 P R A の目的である重要事故シーケンス選定においては、被水・没水が対象となる。これらの検討結果を第 5. 2. 2-2 表に示す。

5. 2. 2. 2 起因事象の選定

第 5. 2. 2-1 図に示すフローを用いて、津波により損傷した機器がプラントへ与える影響を検討した。

(1) 大破断，中破断 L O C A

L O C A 事象は、原子炉格納容器内の原子炉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から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。

(2) 小破断 L O C A

制御回路の誤作動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は、小破断 L O C A 相当の事象となる。しかし、加圧器逃がし弁を誤開させる原子炉補助盤等が水没する高さの津波が発生した時には直接炉心損傷に至ることから、小破断 L O C A ではなく、直接炉心損傷に整理する。

(3) インターフェイスシステム L O C A

制御回路の誤作動により余熱除去隔離弁が誤開した場合には本事象が発生する。しかし、余熱除去隔離弁を誤開させる原子炉コントロールセンタ等が水没する高さの津波が発生した時には直接炉心損傷に至ることから、インターフェイスシステム L O C A ではなく、直接炉心損傷に整理する。

(4) 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、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。

(5) 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、津波による浸水で当該設備が損傷した場合には外部電源喪失となる。

(6) 2 次冷却系の破断

2 次冷却系の破断は、主蒸気管又は主給水管が破断する事象であるが、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は、2次冷却系の破断相当の事象が考えられる。しかし、誤動作を誘発させるソレノイド分電盤等が水没する高さの津波が発生した場合には直接炉心損傷に至ることから、2次冷却系の破断ではなく、直接炉心損傷に整理する。

(7) 蒸気発生器伝熱管破損

浸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。

(8) 原子炉補機冷却機能喪失

海水ポンプ、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。

(9) 過渡事象

循環水ポンプ、復水器真空ポンプ等が損傷した場合に過渡事象となる。

(10) 手動停止

大津波警報等により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PRA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、津波到達までに原子炉を手動停止できる可能性は高く、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。

(11) A T W S

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、原子炉トリップの有無にかかわらず、これらの機能喪失シーケンスは内部事象及び地震P R Aのイベントツリーで代表されることから、津波において当該起因事象は対象外とする。

(12) 直接炉心損傷に至る事象

建屋全体への津波の浸水により、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。制御・保護機能で重要な電気盤の損傷及び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。

選定の際の検討内容及び結果を第 5. 2. 2-3 表に示す。以下の 5 事象を津波により発生する起因事象として選定した。

- ・ 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

5.2.2.3 建屋・機器リストの作成

重要事故シーケンス選定のための津波PRAにおいては、下記の2つの前提条件を考慮して、同一建屋の同一フロアを一つの津波浸水区画（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）として設定した。

- ・建屋内の壁・床・扉等の止水対策を考慮しないものとする。
- ・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代表的な機器を選定した。選定の手順は次のとおり。

- ① 内部事象レベル1 PRA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・設備を抽出しているため、それらすべてを検討対象とする。
- ② ①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）を機器配置図等の図面により抽出する。
- ③ ①②で抽出した設備について、プラントウォークダウンの結果も踏まえ、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脆弱性評価対象として選定し、機器リストを作成する。

主要機器のリストを第 5.2.2-4 表に示す。

5.2.2.4 津波シナリオの作成

被水・没水による機器への津波影響を評価するため、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}の関係から、津波高さごとにシナリオを区分した。第5.2.2-5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^{*2}に到達した時点进行いう。ただし、海水ポンプについては海水が電動機下端に到達した時点とする。

＊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。

＊2：設置高さとは機器を設置している床のELである。

(1) 津波シナリオ区分1（津波高さ3.8m以上～10.0m未満）

本シナリオ区分では、原子炉補機冷却水ポンプの水没により原子炉補機冷却機能喪失が発生する。また、従属的に制御用空気系が機能喪失して主給水流量調整弁のフェイルクローズにより主給水流量喪失が発生し、原子炉自動トリップするため過渡事象も発生する。

海水ポンプの電動機下端以上の津波高さ（4.52m以上）での水没により原子炉補機冷却機能喪失が発生し、従属的にディーゼル発電機も機能喪失となるが、外部電源があれば全交流動力電源喪失にはならない。

(2) 津波シナリオ区分2（津波高さ10.0m以上～10.3m未満）

本シナリオ区分では、10.3m未満に設置されている機器が全

て水没する。そのため、電動及びタービン動補助給水ポンプが水没し、補助給水系による２次系冷却が不能となる。

(3) 津波シナリオ区分３（津波高さ 10.3m以上）

本シナリオ区分では、メタルクラッドスイッチギア、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水没し、直接炉心損傷に至る。

第 5.2.2-1 表 考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象

S S C の種類

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 S S C の種類（主要な S S C）
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，電動弁等） タービン駆動ポンプ
波力	建物・構築物（海水取水口も含む） 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） タービン駆動ポンプ 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）* ¹ 水密扉* ¹
流体力	建物・構築物（海水取水口も含む） 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） タービン駆動ポンプ 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）* ¹ 水密扉* ¹
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
漂流物衝撃力	建物・構築物（海水取水口も含む） 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） タービン駆動ポンプ 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）* ¹ 水密扉* ¹
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）

* 1：本評価では，シール，水密扉はないものとして評価

第 5. 2. 2-2 表 津波による損傷・機能喪失要因と対象設備

対象となるSSC		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・ 電氣的な 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		—
	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	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る。海水取水口では、海底砂移動により、取水障害が発生し、海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。伊方発電所3号炉においては、数値シミュレーションにより、基準津波による海水取水口付近における最大堆積量及び最大浸食量は0.00m(0.5mm未満)と評価していることから、影響があったとしても極めて軽微であり、評価対象外とする。	—
			洗掘	洗掘は激しい波浪などにより、堤防の表法面の土が削り取られる現象である。海水取水口はコンクリート構造物で構築しており、また、付近に堤防もないことから評価対象外とする。	—
			引き津波による水位低下	引き波により海水ポンプが機能喪失すれば、原子炉補機冷却機能喪失となる。押し波によっても海水ポンプが機能喪失し原子炉補機冷却機能喪失の発生というシナリオは同じであることから、引き波によりこのシナリオの頻度が若干増えることにはなるが押し波に包含して考えることができ、本津波PRAの目的である重要事故シーケンス選定においては、事故シーケンスグループの分類は変わることはない。したがって、引き波により新たな事故シーケンスを発生させるものではないため、フラジリティ評価対象外とする。	—
静的な SSC	配管、タンク等	屋内 屋外	波力	対象となるSSCについて、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プラントワ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(基礎との設置、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絡できるため、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クラスの非常に強固な建屋であり、これらのモード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絡されると考えられるので、評価対象外とする。	—

第 5. 2. 2-3 表 (1 / 2) 津波により発生する起因事象の選定

起因事象	評価対象 〔○：対 象〕 〔×：対象外〕	検討内容
大破断 L O C A	×	L O C A 事象は、原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断により発生する。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 L O C A	×	同上
小破断 L O C A	×	制御回路の誤作動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は小破断 L O C A 相当の事象となる。しかし、加圧器逃がし弁を誤開させる原子炉補助盤等が水没する高さの津波が発生した時には、直接炉心損傷に至ることから、小破断 L O C A ではなく、直接炉心損傷に整理する。
インターフェイスシステム L O C A	×	制御回路の誤作動により余熱除去隔離弁が誤開した場合には本事象が発生する。しかし、余熱除去隔離弁を誤開させる原子炉コントロールセンタ等が水没する高さの津波が発生した時には、直接炉心損傷に至ることから、インターフェイスシステム L O C A ではなく、直接炉心損傷に整理する。
主給水流量喪失	○	タービン建屋が浸水し、主給水ポンプ、復水ポンプ又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、津波による浸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、主蒸気管あるいは主給水管が破断する事象であるが、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。 また、制御回路の誤作動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は 2 次冷却系の破断相当の事象が考えられる。しかし、誤作動を誘発させるソレノイド分電盤等が水没する高さの津波が発生した場合には、直接炉心損傷に至ることから、2 次冷却系の破断ではなく、直接炉心損傷に整理する。
蒸気発生器伝熱管破損	×	浸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。
原子炉補機冷却機能喪失	○	海水ポンプ又は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	○	循環水ポンプあるいは復水器真空ポンプ等が損傷した場合に、過渡事象となる。

第 5. 2. 2-3 表 (2 / 2) 津波により発生する起因事象の選定

起因事象	評価対象 〔○：対 象〕 〔×：対象外〕	検討内容
手動停止	×	大津波警報等により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 P R A 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、津波到達までに原子炉を手動停止できる可能性が高く、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。
A T W S	×	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、原子炉トリップの有無にかかわらず、これらの機能喪失シーケンスは内部事象及び地震 P R A のイベントツリーで代表されることから、津波において当該起因事象は対象外とする。
直接炉心損傷 に至る事象	○	建屋全体に津波が浸水して、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。当該プラントでは制御・保護機能で重要な電気盤の損傷及び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。

第 5. 2. 2-4 表 機器リスト (主要な機器)

系統・機能/ 起回事象	設 備	設置建屋
115V計装用電源	計装用インバータ盤(計装用電源盤)	A/B
125V DC電源	直流コントロールセンタ	A/B
440V AC電源	パワーセンタ	A/B
6. 6kV AC電源	メタルクラッドスイッチギア	A/B
バッテリー	蓄電池	A/B
	制御室退避時制御盤	RE/B
過渡	循環水ポンプ	屋外
海水系	海水ポンプ	屋外
外部電源系	主変圧器	屋外 (TB建屋近接)
格納容器スプレイ信号 安全注入信号	格納容器圧力計	RE/B
格納容器スプレイ注入 系/再循環	格納容器スプレイポンプ	A/B
換気空調系 (ディーゼル発電機 室)	ディーゼル発電機制御盤室温度計	A/B
換気空調系 (安全補機閉器室)	1次系計装盤室温度計	A/B
換気空調系 (安全補機室)	安全補機室冷却ファン	A/B
換気空調系 (制御用空気圧縮機 室)	空気作動ダンパ	RE/B
換気空調系 (蓄電池室)	蓄電池室排気ファン	A/B
換気空調系 (中央制御室)	空気作動ダンパ	A/B
換気空調系 (電動補助給水ポン プ室)	空気作動ダンパ	RE/B
空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ	A/B
高圧注入系/高圧再循 環	高圧注入ポンプ	A/B
主給水流量喪失	復水ポンプ	T/B
主蒸気隔離	主蒸気ライン圧力計	RE/B
主蒸気逃がし弁による 熱放出	主蒸気逃がし弁	RE/B
制御用空気系	制御用空気圧縮機	RE/B
直接炉心損傷	ソレノイド分電盤	A/B
低圧注入系/低圧再循 環	余熱除去ポンプ	A/B
非常用所内電源	燃料油移送ポンプ	A/B
補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ	A/B
補助給水による蒸気発 生器への給水	補助給水隔離弁	RE/B
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	RE/B
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	RE/B

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

第 5. 2. 2-5 表 (1 / 2) 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	起回事象* 1	津波によって損傷する主要な機器* 2	備考
1	3. 8m 以上 ～ 10. 0m 未満	<u>原子炉補機冷却機能喪失</u> <u>過渡事象 (主給水流量喪失)</u>	<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u> <u>高圧注入ポンプ</u> <u>余熱除去ポンプ</u> <u>格納容器スプレイポンプ</u> <u>燃料油移送ポンプ* 3</u> <u>安全補機室冷却ファン</u> <u>空調用冷水ポンプ</u> <u>海水ポンプ* 4</u> <u>循環水ポンプ</u>	・「原子炉補機冷却機能喪失」の発生に伴い、制御用空気系が機能喪失し、制御用空気を必要とする主給水流量調整弁が閉止（フェイルクローズ）されることで、従属的に「主給水流量喪失」が発生する。
2	10. 0m 以上 ～ 10. 3m 未満	<u>原子炉補機冷却機能喪失</u> <u>過渡事象 (主給水流量喪失)</u>	<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u> <u>高圧注入ポンプ</u> <u>余熱除去ポンプ</u> <u>格納容器スプレイポンプ</u> <u>燃料油移送ポンプ</u> <u>安全補機室冷却ファン</u> <u>空調用冷水ポンプ</u> <u>海水ポンプ</u> <u>循環水ポンプ</u> <u>制御室退避時制御盤</u> <u>電動補助給水ポンプ</u> <u>タービン動補助給水ポンプ</u> <u>制御用空気圧縮機</u> <u>制御用空気圧縮機室空調系空気作動ダンパ</u> <u>電動補助給水ポンプ室空調系空気作動ダンパ</u>	・制御室退避時制御盤の水没によりプラントのじょう乱が考えられるため、「過渡事象」を想定する。 また、主盤及び原子炉補助盤への影響も考えられ、起動時に主盤、原子炉補助盤及び制御室退避時制御盤を必要とする機器の機能損傷を考慮する。

* 1 : 下線の起回事象は、当該津波シナリオで新たに発生する起回事象である。

() 内の起回事象については、原子炉補機冷却機能喪失が発生すると同時に従属的に発生する起回事象である。

* 2 : 下線の機器については、当該津波シナリオで新たに水没する機器である。

* 3 : 燃料油移送ポンプの損傷によりディーゼル発電機が機能喪失するが、津波シナリオ区分 1 においては、外部電源喪失が発生しないため、起回事象とならない。なお、津波が地震随件事象として生じることが重要事故シーケンス評価に与える影響は、別途シーケンス選定において考慮する。

* 4 : 海水ポンプの損傷高さは、モータ下端高さ (T. P. +4. 52m) である。

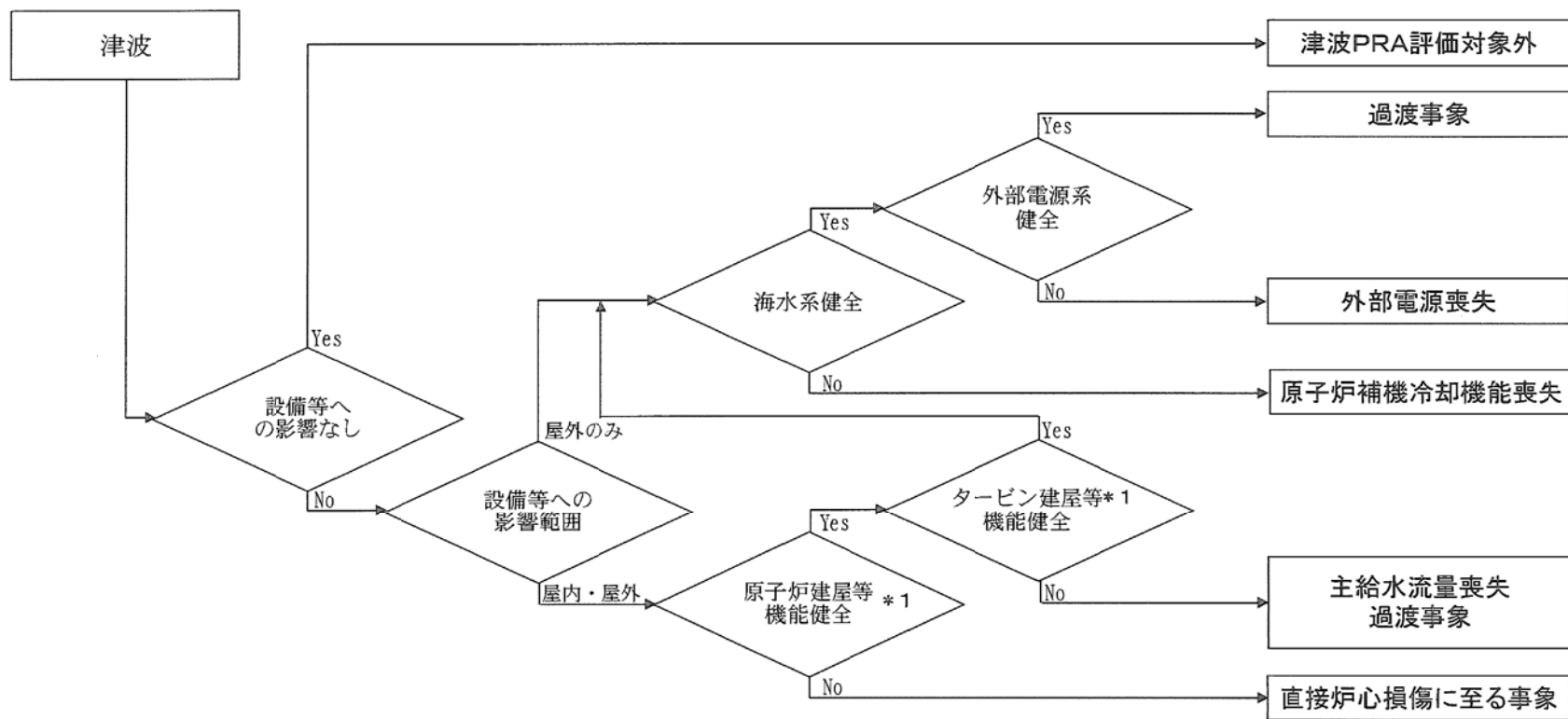
第 5. 2. 2-5 表 (2 / 2) 重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分

津波 計財 区分	津波 高さ	起因事象* 1	津波によって損傷する 主要な機器* 2	備考
3	10. 3m 以上	原子炉補機 冷却機能喪 失 過渡事象 主給水流量 喪失 <u>直接炉心損 傷に至る事 象</u> <u>外部電源喪 失</u>	原子炉補機冷却水ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 格納容器スプレイポンプ 燃料油移送ポンプ 安全補機室冷却ファン 空調用冷水ポンプ 海水ポンプ 循環水ポンプ 制御室退避時制御盤 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 制御用空気圧縮機 制御用空気圧縮機室空調系空気 作動ダンパ 電動補助給水ポンプ室空調系 空気作動ダンパ <u>復水ポンプ</u> <u>直流コントロールセンタ</u> <u>蓄電池</u> <u>メタルクラッドスイッチギア</u> <u>パワーセンタ</u> <u>計装用インバータ盤(計装用電 源盤)</u> <u>ソレノイド分電盤</u> <u>主変圧器</u> <u>格納容器圧力計</u> <u>主蒸気ライン圧力計</u> <u>中央制御室換気空調系空気作動 ダンパ</u> <u>安全補機開閉器室換気空調系 1</u> <u>次系計装盤室温度計</u> <u>主蒸気逃がし弁</u> <u>補助給水隔離弁</u> <u>蓄電池室排気ファン</u> <u>ディーゼル発電機室空調系ディ ーゼル発電機制御盤室温度計</u>	・ 津波高さ 10. 6mで主変 圧器が水没し外部電源 喪失が発生するが、既に 直接炉心損傷に至る事 象が発生しているため、 新たに津波シナリオ区 分を作成しない。

* 1 : 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。

() 内の起因事象については、原子炉補機冷却機能喪失が発生すると同時に従属的に発生する起因事象である。

* 2 : 下線の機器については、当該津波シナリオで新たに水没する機器である。



注) 起因事象は、津波の影響範囲により、単独もしくはそれらの組み合わせで発生する。

* 1 : 各建屋内に設置されている各機器も含む。

第 5.2.2-1 図 起因事象の抽出フロー

5. 2. 3 確率論的津波ハザード

本評価では、確率論的津波ハザード（津波高さごとの超過発生頻度）を基に、津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度を作成した。

5. 2. 3. 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に当たっては、「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（日本原子力学会）」及び「確率論的津波ハザード解析の方法（土木学会 2011）」（以下「土木学会（2011）」という。）に基づき行った。

5. 2. 3. 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、以下の波源を想定し、検討した。

(1) 海域活断層に想定される地震による津波

対象とする活断層としては、大別して敷地前面海域の断層群から想定される地震（別府湾日出生断層帯を含む）による津波とそれ以外の断層から想定される地震による津波とする。対象とする活断層のうち、敷地前面海域の断層群（別府湾日出生断層帯を含む）の概略図を第 5. 2. 3-1 図に示す。

(2) 南海トラフ沿いの巨大地震による津波

(3) 領域震源（背景的地震）に想定される地震による津波

津波伝播モデルについては、基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討した。なお、(2)，(3) から想定される津波については、土木学会（2011）で示されるスクリーニング式により、敷地への

影響が小さく除外可能と判断されたため、ロジックツリーに含めないこととした。

スクリーニングの方法としては、土木学会（2011）で示される次式を用いた。

$$|X| > |H| \times \kappa^{2.3}$$

ここに、X：敷地高や取水レベル

H：サイト前面の最大水位上昇量・下降量

κ ：バラツキで最大 1.55 程度

伊方発電所におけるXは、上昇側で 3.8mとしていることから、

$$|H| < 1.38\text{m}$$

となる津波については、検討対象から除外することとした。

南海トラフ沿いの巨大地震による津波については、今回設定した南海地震による津波高さは 0.3m程度であることから、除外することとした。

領域震源（背景的地震）に想定される地震による津波については、萩原（1991）及び垣見他（2003）の領域区分（第 5.2.3-2 図）に基づき、敷地前面の当該領域（海域）の最大地震規模 MJ6.9（Mw6.46）を用いる。阿部（1989）の簡易予測手法によると、波源が着目地点にあるとして、

$$\text{Log} H_r = 0.5M_w - 3.3$$

より、最大全波高 H_r は Mw6.46 で 0.85mとなり、スクリーニング値 1.38mより小さく除外することとした。

また、地すべりによる津波については、地すべりに関する確率諸元の設定が困難であることから、確率論的津波ハザードへ反映

しない。しかし，地すべり津波を地震性地すべりと仮定して評価していることから，地震の発生確率との関連性を踏まえたうえで検討を進めていく。

ロジックツリーを第 5. 2. 3-3 図に示す。ロジックツリーの分岐および重み付けについて第 5. 2. 3-1 表に示す。

5. 2. 3. 3 確率論的津波ハザード評価結果

海水取水口及び敷地前面における確率論的津波ハザード曲線群から求めた波源別ハザード曲線，フラクタイル曲線及び平均ハザード曲線を，第 5. 2. 3-4 図，第 5. 2. 3-5 図に示す。各地点の入力津波については，敷地前面における最高水位が T. P. +4. 09m，海水取水口の最低水位が T. P. -3. 13mであることから，入力津波の年超過確率はともに $1E-5$ 程度となっている。

さらに，全体のハザードに対して，どの確率レベルでどの波源の影響が大きいかを概観するために，波源別のハザード曲線に基づき寄与度を評価した。寄与度の評価は，確率レベルごとに全体の超過確率に対する個々の震源別の超過確率の比をとることで行った。波源別の寄与度の評価結果を第 5. 2. 3-2 表に示す。

第 5. 2. 3-1 表 (1 / 2) ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方

【敷地前面海域の断層群】

	項目	分岐	重み	重み付けの考え方
敷地前面海域の断層群	活動タイプ	単独	3/4	敷地前面海域の断層群の不確かさの考慮の観点から設定した。
		単独以外(連動)	1/4	
	長さ (単独以外(連動))	69km	2/8	始めに「69km」、「130km」、「それ以外の連動」を設定し「130km」については地震調査研究推進本部地震調査委員会で作されていることから1/2とし、それ以外を等配分した。次に「130km」については「カスケード」、「スケーリング」の分岐を考慮し、断層情報からカスケードを基本と考え3:1で重みを配分した。「それ以外の断層」については「360km」、「180km」を分岐し等配分した。なお、「360km」については川上セグメントより東のMTL東端までの断層の津波への寄与は無視できるため、「360km」の重みは「130kmカスケード」に追加する。
		130km カスケード	3/8	
		130km スケーリング	1/8	
		360km カスケード	1/8	
		180km カスケード	1/8	
	傾斜角 (54km単独)	30°	1/8	敷地前面海域の断層群の不確かさの考慮の観点から、基本となる90°と地質境界断層としての中央構造線の傾斜角を想定し3:1で重み付けを配分した。地質境界断層としての中央構造線の傾斜角については30°～40°との地質調査結果を踏まえ、30°及び40°を想定し等配分した。90°については90°を基本として±10°についてそれぞれ2:1で配分した。
		40°	1/8	
		80°	3/16	
		90°	6/16	
		100°	3/16	
	傾斜角 (69km)	80°	1/4	基本となる90°に対する不確かさの考慮の観点から、90°を基本として±10°についてそれぞれ2:1で配分した。
		90°	2/4	
		100°	1/4	
	発生確率 (前面海域)	2500年間隔	1/2	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「中央構造線断層帯の長期評価について」の知見より設定。
		2900年間隔	1/2	
	発生確率 (伊予)	2500年間隔	1/2	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「中央構造線断層帯の長期評価について」の知見より設定。
		2900年間隔	1/2	
	発生確率 [130km連動のうち、 前面海域及び伊予]	1000年間隔	1/4	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「中央構造線断層帯の長期評価について」の知見より設定。
		1400年間隔	1/4	
		2500年間隔	1/4	
		2900年間隔	1/4	
	発生確率 (180kmカスケード)	1000年間隔	1/4	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「中央構造線断層帯の長期評価について」の知見より設定。
		1400年間隔	1/4	
		2500年間隔	1/4	
		2900年間隔	1/4	
	発生確率 (別府湾日出生)	1300年間隔	1/2	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「別府－万年山断層帯の評価」の知見より設定。
		1700年間隔	1/2	

【別府湾日出生断層帯】

	項目	分岐	重み	重み付けの考え方
別府湾日出生断層帯	傾斜角	45°	1/4	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「全国地震動予測地図」の知見より60°を基本として±15°についてそれぞれ2:1で配分した。
		60°	2/4	
		75°	1/4	
	発生確率	1300年間隔	1/2	地震調査研究推進本部地震調査委員会の「別府－万年山断層帯の評価」の知見より設定。
		1700年間隔	1/2	

第 5.2.3-1 表（2 / 2） ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方

【その他の断層】

	項目	分岐	重み	重み付けの考え方
その他の断層	傾斜角	1m/1000年	1/3	その他の断層の活動度を3つに区分し、等分配とした。
		0.32m/1000年	1/3	
		0.1m/1000年	1/3	
	すべり角	P軸102度で求まる角度(基準)	1/2	P軸102度から求まるすべり角度を基準とし、±15度の分岐を等分配とした。
		基準－15度	1/4	
		基準＋15度	1/4	

【津波高さ推定及び経過時間】

	項目	分岐	重み	重み付けの考え方
津波高さ推定 及び経過時間	パラツキ (津波高さ)	$\kappa=1.25$	0.10	土木学会(2011)を基に設定
		$\kappa=1.35$	0.30	
		$\kappa=1.45$	0.45	
		$\kappa=1.55$	0.15	
	正規分布の 打ち切り	$\pm 2.3\sigma$	0.75	土木学会(2011)を基に設定
		打ち切りなし	0.25	
	パラツキ (経過時間)	$\alpha=0.2$	0.45	土木学会(2011)を基に設定
		$\alpha=0.3$	0.30	
		$\alpha=0.4$	0.25	

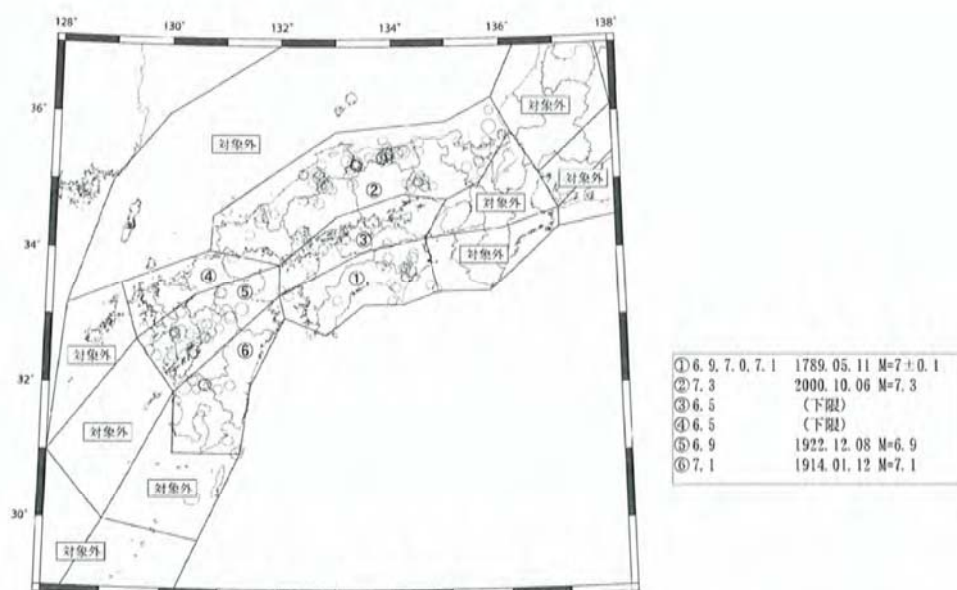
第 5. 2. 3-2 表 震源別の寄与度（上昇側）

（寄与度（％））

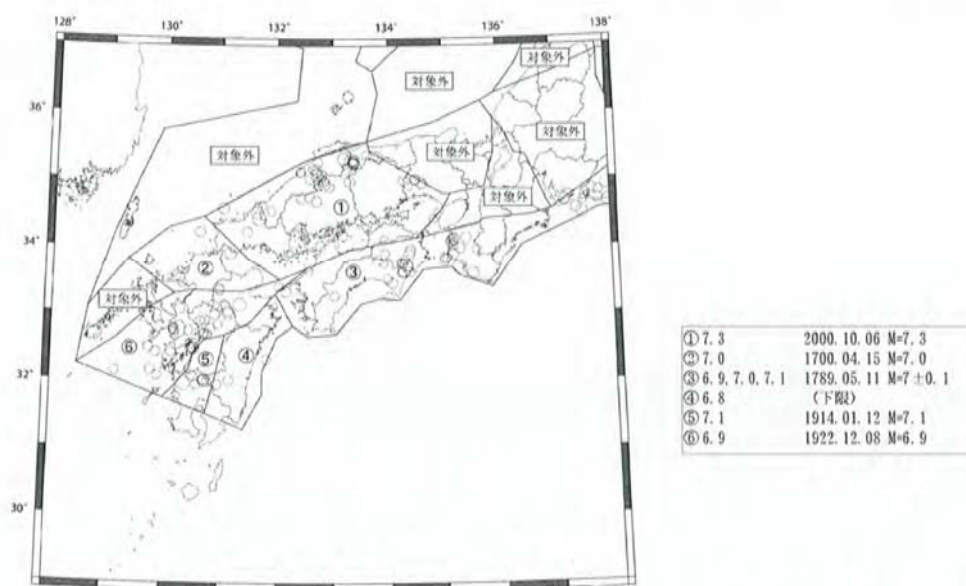
確率レベル	敷地前面海域の断層群 による津波	その他の活断層 による津波	合計
10^{-4}	41	59	100
10^{-5}	51	49	100
10^{-6}	60	40	100



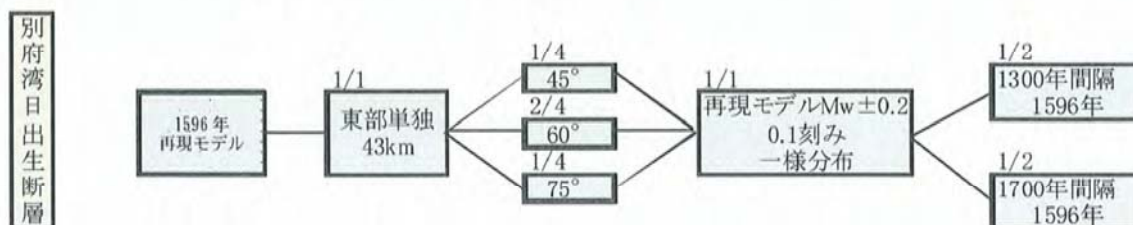
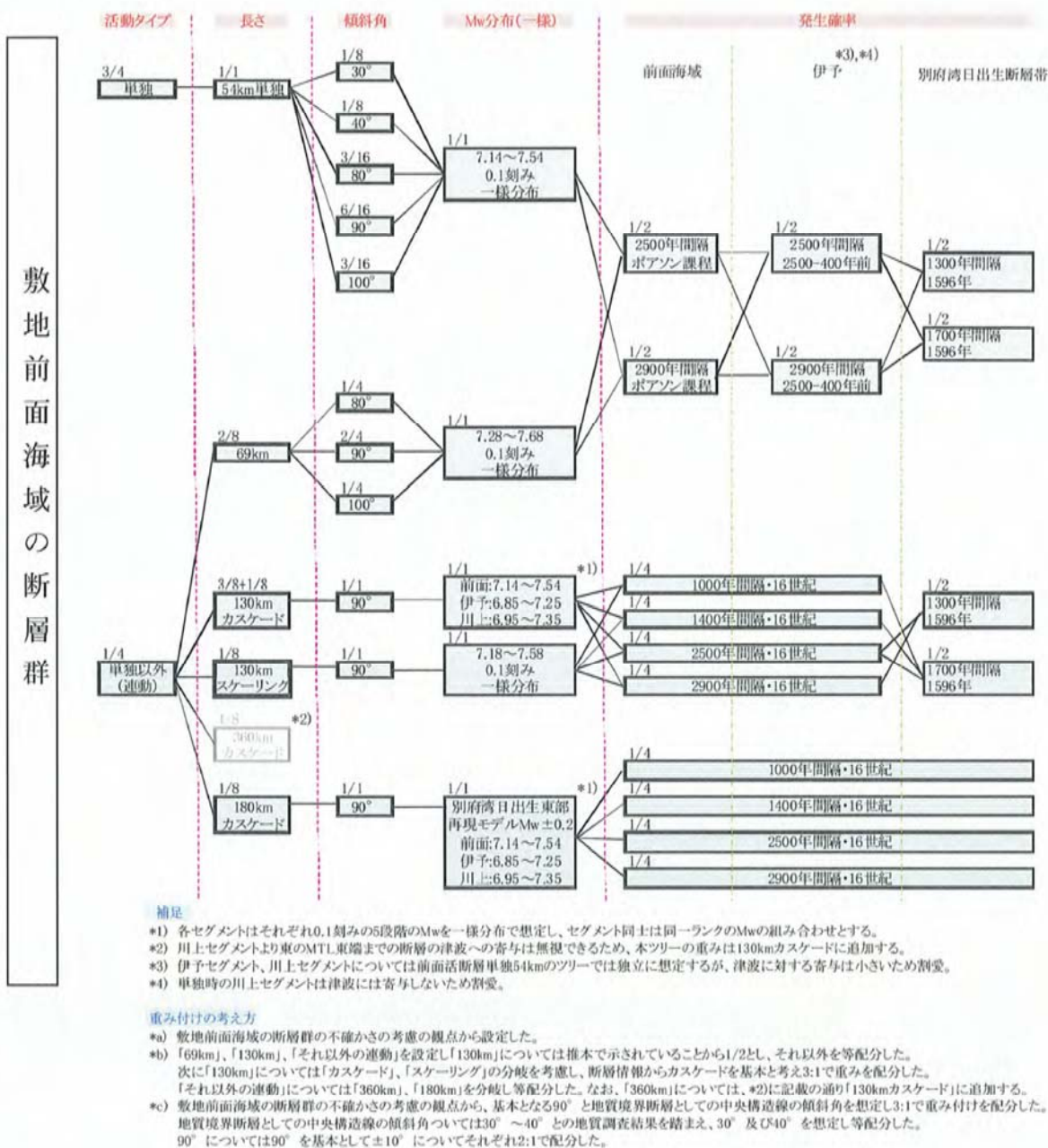
第 5. 2. 3-1 図 敷地前面海域の断層群（別府湾日出生断層帯を含む）の概略図



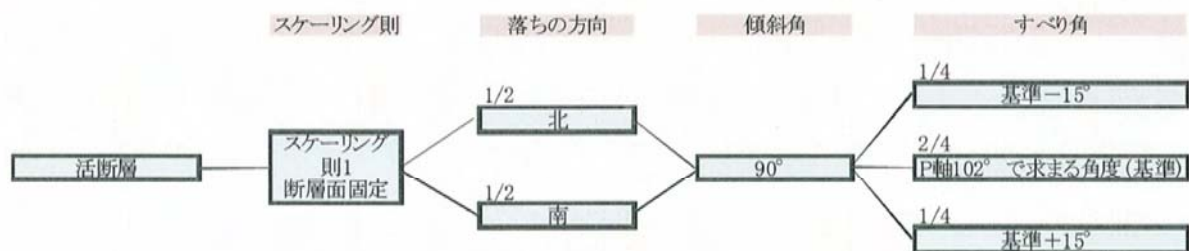
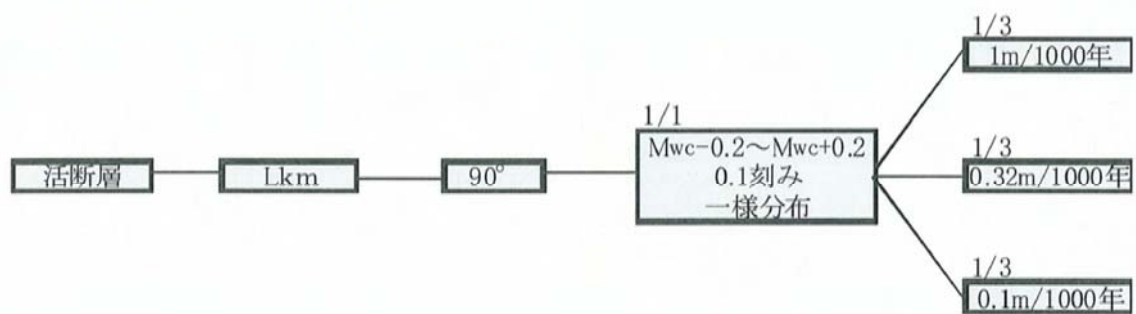
第 5. 2. 3-2 (1) 図 萩原（1991，損害保険料率算定会）の地震活動域における
最大マグニチュード（上部地殻内の地震活動域）



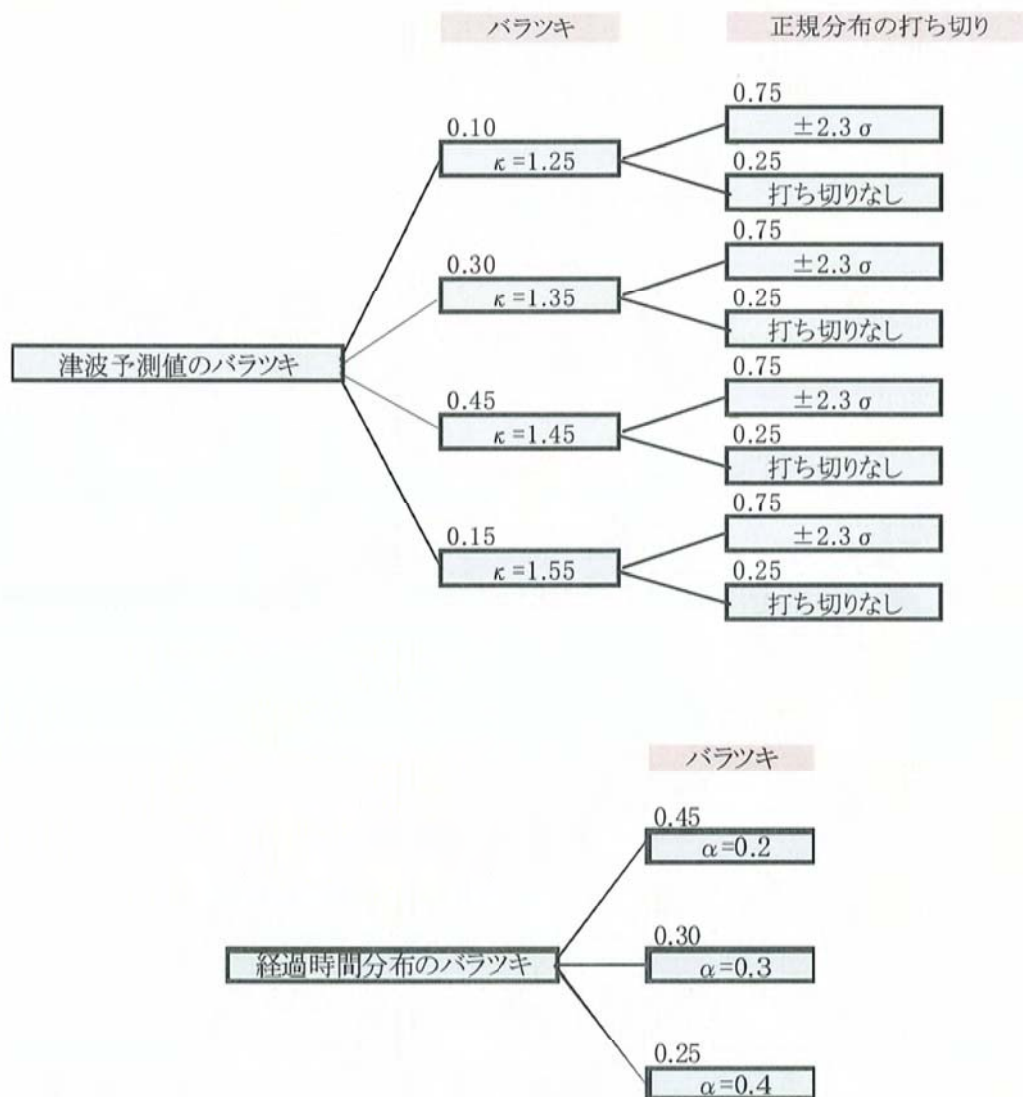
第 5. 2. 3-2 (2) 図 垣見ほか（2003，地震調査委員会）の地震活動域における
最大マグニチュード（上部地殻内の地震活動域）



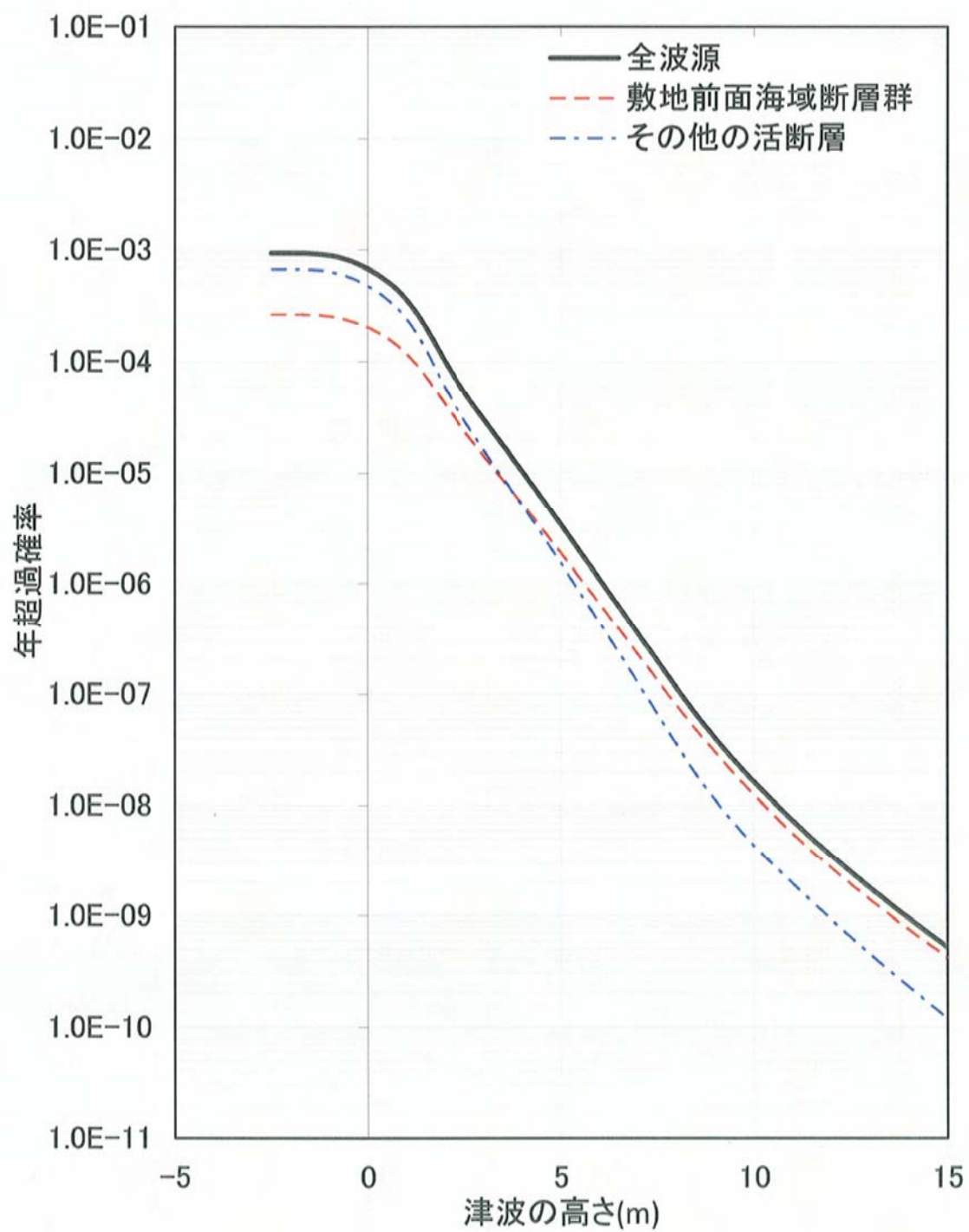
第 5. 2. 3-3 (1) 図 ロジックツリー (敷地前面海域の断層群及び別府湾日出生断層帯)



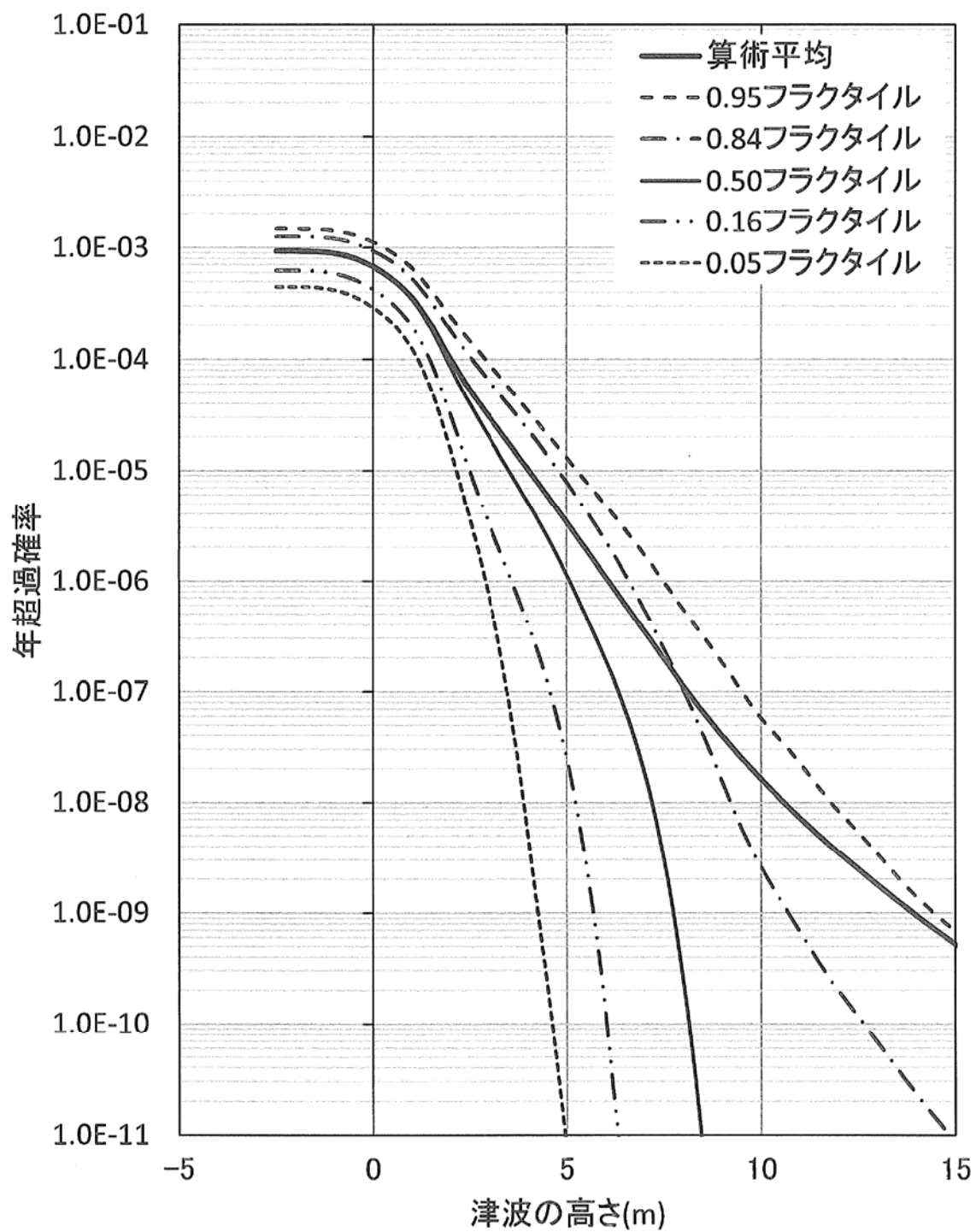
第 5. 2. 3-3 (2) 図 ロジックツリー (その他の断層)



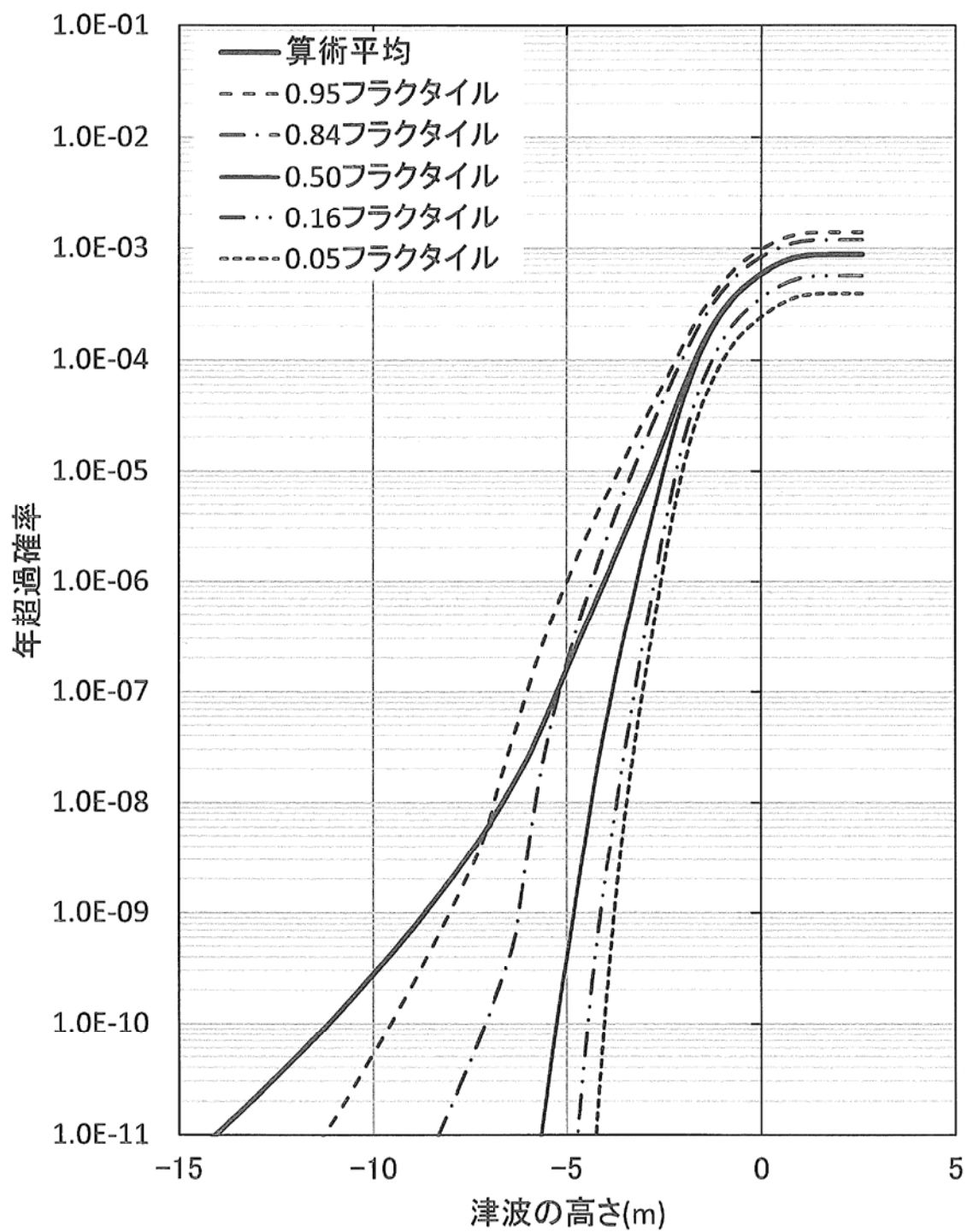
第 5. 2. 3-3 (3) 図 ロジックツリー（津波高さ推定及び経過時間）
（重み付けについては，土木学会（2011）を基に設定）



第 5. 2. 3-4 図 波源別のハザード曲線（上昇側， 3 号炉敷地前面）



第 5. 2. 3-5 (1) 図 フラクタイル曲線（上昇側，3 号炉敷地前面）



第 5. 2. 3-5 (2) 図 フラクタイル曲線（下降側，3 号炉海水取水口）

5. 2. 4 建屋・機器のフラジリティ

5. 2. 4. 1 評価対象と損傷モードの決定

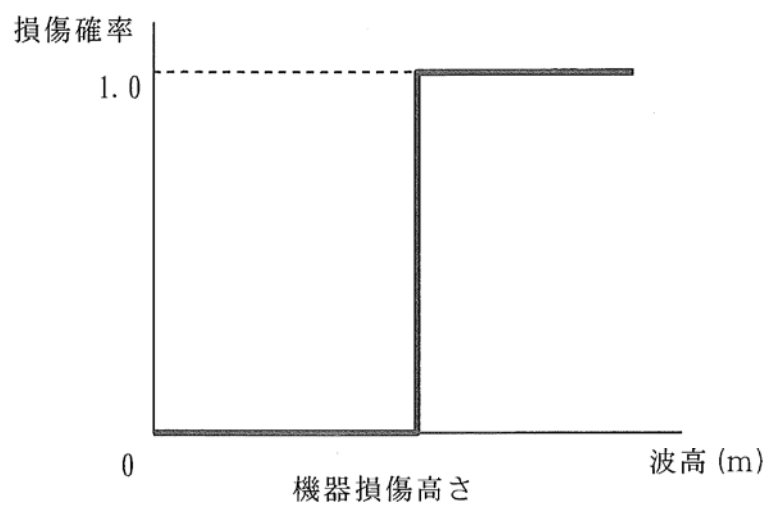
津波P R A学会標準では、フラジリティ評価に際して、屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードが記載されている。

本P R Aでは、「5. 2. 2 事故シナリオの同定」において、フラジリティ評価対象のスクリーニングについて検討し、その結果を第5. 2. 2-2 表にまとめており、その検討結果を踏まえ、動的・電氣的なS S Cのポンプ、電動弁、電気盤等（屋内・屋外）に対する被水・没水による機能損傷を評価対象とした。

5. 2. 4. 2 フラジリティ評価について

動的・電氣的なS S C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設置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。結果、機器フラジリティは第5. 2. 4-1 図に示すようにステップ状とした。

なお、不確実さについては、現実的耐力と現実的な応答を分析して評価することとなる。しかしながら、対象機器の設置高さ又は建屋への津波の浸水口高さのうち、高い方を現実的耐力（これが機器の損傷高さとなる）とするが、これらの高さ情報（耐力）は図面等から明確に知ることができる。また、対象機器が被水・没水する水位の現実的な応答については、津波の遡上や浸水時の流況などは考慮せず、海面と同じ高さが一様に上昇してくるものと想定し、ステップ状とした。



注) 機器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 5. 2. 4-1 図 機器の被水・没水に関するフラジリティ曲線

5.2.5 事故シーケンス評価

内部事象 P R A のシステムモデルを基とし，内部事象 P R A の評価条件の適用性及び津波 P R A 特有の評価条件について検討した。その検討結果に基づき作成した津波 P R A モデルを用いて，C D F を算出した。

5.2.5.1 起因事象の設定

(1) 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

「5.2.2.2 起因事象の選定」に示すとおり，津波 P R A における起因事象は以下の 5 つである。

- ① 原子炉補機冷却機能喪失
- ② 外部電源喪失
- ③ 主給水流量喪失
- ④ 過渡事象
- ⑤ 直接炉心損傷に至る事象

また，各機器の損傷高さまで浸水した時点において確率 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次表に示す津波発生頻度と同じである。

＜津波シナリオ区分ごとの起因事象と津波発生頻度＞

津波シナリオ 区分番号	津波高さ	起因事象* 1	津波発生頻度 (/年)
1	3.8m以上～10.0m未満	①原子炉補機冷却機能喪失 (③主給水流量喪失) ④過渡事象	1.3E-05
2	10.0m以上～10.3m未満	①原子炉補機冷却機能喪失 (③主給水流量喪失) ④過渡事象	3.3E-09
3	10.3m以上	①原子炉補機冷却機能喪失 ②外部電源喪失 ③主給水流量喪失 ④過渡事象 ⑤直接炉心損傷に至る事象	1.1E-08

* 1 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。
また、() 内の起因事象については、原子炉補機冷却機能喪失が発生すると同時に従属的に発生する起因事象である。

⑤の直接炉心損傷に至る事象は、津波シナリオ区分3（津波高さ 10.3m以上）で発生する、メタルクラッドスイッチギア、パワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤の水没により直接炉心が損傷する事象であり、津波固有の事象である。

(2) 階層イベントツリーとその説明

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、階層化して評価を行った。以下の方針に基づき津波PRA階層イベントツリーを作成した。津波PRA起因事象階層イベントツリーを第5.2.5-1 図に示す。

- a. 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。

- b. 建屋全体に津波が浸水し、重要な設備・機器（制御・保護機能で重要な電気盤の損傷等）が複数損傷して直接炉心損傷となるため、最初のヘディングに設定する。
- c. 原子炉補機冷却水系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、E C C S注入系や原子炉格納容器スプレイ系等複数の緩和設備が機能喪失し、炉心損傷に至る。したがって、直接炉心損傷に至る事象の次に設定する。
- d. 外部電源喪失は、非常用所内電源系（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による1次系の減温・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。
- e. 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次系の冷却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。
- f. 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。

以上より、原子炉補機冷却機能喪失は主給水流量喪失又は過渡事象よりも事象進展の観点で厳しいことから、原子炉補機冷却機能喪失と主給水流量喪失又は過渡事象が同時に発生した場合は、原子炉補機冷却機能喪失を代表として評価した。

5.2.5.2 成功基準

(1) 成功基準の設定

炉心損傷防止の成功基準は、内部事象 P R A と津波 P R A では相違がないため、内部事象 P R A で設定した成功基準を用いた。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ない。成功基準一覧を第 5.2.5-1 表に示す。

(2) 使命時間の設定

使命時間は、必要な安全機能が達成されることによって安定停止状態となるまでの時間として定義される。必要な安全機能は E C C S や補助給水系等、十分な能力を有する設備により達成されることから、それらの設備に対する使命時間は、地震、津波等の外部事象 P R A においても、内的事象 P R A と同等と考えられ、24 時間と設定する。

5.2.5.3 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ため、第 5.2.5-2 図に示す内部事象のイベントツリーを用いた。ただし、津波 P R A では、津波により機器が水没した場合は使用不可として評価を行った。

5.2.5.4 システム信頼性

(1) 評価対象としたシステムとその説明

建屋・機器リストを用いて対象範囲を明確にした。各系統の情報及び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

第 5.2.5-2 表に示す内部事象 P R A と同じ相関性を考慮した。

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、危機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。

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空調系については、系統への影響を考慮する期間を 7 日間として、室温評価（当該部屋の設備の許容温度を超えるかどうかの評価）を実施することにより対象となる空調設備を抽出し、津波影響を踏まえてモデル化する必要性について確認を行った。なお、空調設備が機能喪失した場合の室温評価の期間については、使命時間とは異なり、機能喪失後の復旧が外部事象では阻害される可能性を考慮し、保守的に 7 日間とした。

a. 安全補機室冷却装置

評価対象としている最も低い津波高さで安全補機室冷却ファンが水没する。また、安全補機室冷却装置（ファン、ユニット）による冷却を必要とする余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ等の設備及びそれらの設備を冷却している原子炉補機冷却水ポンプも水没する。したがって、本津波 P R A では、安全補機室冷却装置のランダム故障のモデル化は

不要である。

b. 制御用空気圧縮機室換気装置

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水ポンプが水没する。原子炉補機冷却水ポンプの水没により原子炉補機冷却水系が機能喪失するため、これによる冷却を必要とする制御用空気圧縮機室換気装置も従属的に機能喪失する。したがって、本津波P R Aでは、制御用空気圧縮機室換気装置のランダム故障のモデル化は不要である。

c. 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燃料油移送ポンプが水没する。燃料油移送ポンプの水没によりディーゼル発電機も機能喪失する。したがって、本津波P R A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。

d. 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空調用冷水ポンプが水没する。空調用冷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、本津波P R A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。

e. 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空調用冷水ポンプが水没する。空調用冷水ポンプの水没により空調用冷水機能が喪失するため、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、本津波P R A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。

f. 蓄電池室換気装置

蓄電池室換気装置と依存関係にある安全系蓄電池設備の部屋は、給気側は安全補機開閉器室空調装置、排気側は蓄電池室換気装置を用いている。対象としている最も低い津波高さで安全補機開閉器室空調装置が機能喪失するため、安全系蓄電池設備も機能喪失する。したがって、本津波 P R A では、蓄電池室換気装置のランダム故障のモデル化は不要である。

g. 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、補助給水系のサポート系としており、ランダム故障の影響を考慮する必要がある。ただし、内部事象 P R A において既にモデル化されているので、本津波 P R A として新たなモデル化は不要である。

以上の結果、津波 P R A で新たにモデル化が必要となる空調設備はなく、内部事象 P R A と同モデルを設定した。

(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。

(a) 建屋内の壁・床・扉等の止水対策を考慮しないものとし（管理区域と非管理区域の境界部を含む）、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全体が同時に浸水するものとし、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。

(b) 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ことから、建屋外郭に浸水口が1つでもあれば、同フロアの津波浸水区画に加えてそれ以下の高さにある浸水区画が同時に浸水することとし、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。

上記の前提条件から、津波シナリオで対象としている全ての機器をモデル化するのではなく、損傷する機器の影響及び相互の依存関係を考慮して、以下の機器をモデル化した。

- ・海水ポンプ
- ・電動補助給水ポンプ
- ・タービン動補助給水ポンプ
- ・電気盤（メタルクラッドスイッチギア，パワーセンタ等）

b. 主要なミニマルカットセット

システム信頼性解析として、主要なミニマルカットセットの評価を実施した。その分析については「5.2.5.6 炉心損傷頻度」において、事故シーケンスの分析と合わせて述べる。

- (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PRAのRCPシールLOCAの評価については、津波により海水ポンプが水没すると、復旧に長時間を要すると考えられるため、原子炉補機冷却水系の復旧はできず、封水注入及びサーマルバリアによるRCPシールの冷却が機能喪失する。

したがって、本評価では内部事象での取り扱いと同様に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。

5.2.5.5 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PRAでは事故前と事故後の人的過誤を評価している。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. 事故前の人的過誤

内部事象PRAで対象としている事故前の人的過誤は、試験や点検等による復旧忘れであり、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PRA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事故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PRAの人的過誤確率を用いる。

b. 事故後の人的過誤

津波PRAにおいては、建屋に津波が浸水する可能性もあ

るため、現場でのリカバリー操作等の操作について、緩和設備への影響を検討した。

津波 P R A の事故後の人的過誤は、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 P R A と同様であるため、内部事象 P R A と同様の診断過誤確率を使用する。

(a) 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 P R A と同様のストレスレベル“高”で評価する。よって、内部事象 P R A と同じ人的過誤確率を使用する。

(b) 現場操作については、運転員のアクセス性を考慮して、建屋内に海水が浸水しない津波高さの場合に期待し、内部事象 P R A と同様の扱いとする。建屋内に海水が浸水する津波高さの場合には当該現場操作に関する機器が水没しているため期待しない。

5.2.5.6 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

評価ツール RiskSpectrum®を用いて津波 P R A モデルを作成し、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 C D F を算出した。

(2) 炉心損傷頻度の評価結果

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 5.2.5-3 表に示す。

全 C D F は $1.3\text{E-}05$ (/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 3.8m 以上～10.0m 未満) が大半を占める。

また、津波シナリオ区分ごとの事故シーケンスの主要なミニマルカットセットを第 5.2.5-4 表に示す。津波シナリオ区分ごとの C D F 及び事故シナリオの分析を以下に示す。

(a) 津波シナリオ区分 1 (津波高さ 3.8m 以上～10.0m 未満)

津波シナリオ区分 1 の C D F は $1.3\text{E-}05$ (/炉年) であり、全 C D F の 99.9% を占める。その主な事故シーケンスは、「原子炉補機冷却機能喪失 + R C P シール L O C A」である。

3.8m (原子炉補機冷却水ポンプ等水没) 以上 10.0m (電動補助給水ポンプ等水没) 未満の津波では、原子炉補助建屋及び原子炉周辺補機建屋の開口部から浸水が始まり、3.8m 未満に設置されている原子炉補機冷却水ポンプが水没するため、原子炉補機冷却機能喪失が発生する (4.52m 以上では海水ポンプも水没する)。

また、「原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 L O C A」及び「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ついては、第 5.2.5-4 表にそれぞれ 3 つのカットセットを示しており、全 C D F に対する割合は非常に小さい。

- (b) 津波シナリオ区分 2（津波高さ 10.0m 以上～10.3m 未満）

津波シナリオ区分 2 の C D F は $3.3\text{E-}09$ (/炉年) である。

10.0m 以上の津波高さとなると、海水ポンプ及び原子炉補機冷却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、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプも水没して有効な対策がなくなるが、津波ハザード評価の結果から、10.0m 以上の津波発生頻度は低くなり、その全 C D F に対する寄与は非常に小さい結果となった。

- (c) 津波シナリオ区分 3（津波高さ 10.3m 以上）

津波シナリオ区分 3 の C D F は $1.1\text{E-}08$ (/炉年) である。

10.3m 以上の津波高さとなると、メタルクラッドスイッチギアやパワーセンタ等の複数の電気盤が水没し、炉心損傷に至る事象となるが、10.3m 以上の津波発生頻度は低い
ため、全 C D F に対する寄与は非常に小さい結果となった。

b. 事故シーケンスごとの評価結果

「a. 津波シナリオごとの評価結果」で説明した内容を事故シーケンスとして整理した結果を第 5.2.5-5 表に示す。重要事故シーケンスの C D F 及び概要を以下に示す。

- (a) 原子炉補機冷却機能喪失 + R C P シール L O C A

当該事故シーケンスの発生頻度は、 $1.3\text{E-}05$ (/炉年) である。

津波高さ 3.8m 以上～10.0m 未満（津波シナリオ区分 1）では、原子炉補機冷却水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生することにより、R C P シール L O C A が発生し、

炉心冷却不能となり炉心損傷に至る。

(b) 原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A

当該事故シーケンスの発生頻度は、 $5.8\text{E}-08$ （/炉年）である。

津波高さ 3.8m 以上～10.0m 未満（津波シナリオ区分 1）では、原子炉補機冷却水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生し、ランダム故障で「加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A」が発生することにより、炉心冷却不能となり炉心損傷に至る。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

当該事故シーケンスの発生頻度は $3.6\text{E}-09$ （/炉年）である。

当該事故シーケンスは、以下の 2 つのシーケンスを足し合わせたものである。

- ・津波高さが 3.8m 以上～10.0m 未満（津波シナリオ区分 1）では、原子炉補機冷却水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生する。空調用冷水設備に関連のある空調用冷水ポンプが水没することにより、メタルクラッドスイッチギア、パワーセンタ等の電気盤の温度が上昇し複数の電気盤の機能喪失が発生するが、複数の電気盤の機能喪失が発生するには時間余裕がある。したがって、ランダム故障で補助給水系の機能喪失が発生し、炉心冷却不能となり炉心損傷に至る。

- ・津波高さが 10.0m 以上～10.3m 未満（津波シナリオ区

分2)では、原子炉補機冷却水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生する。同時に電動及びタービン動補助給水ポンプが水没し、補助給水系による炉心冷却が不能となり炉心損傷に至る。

(d) 直接炉心損傷に至る事象：複数の電気盤損傷

当該事故シーケンスの発生頻度は $1.1\text{E-}08$ (/炉年)である。

津波高さ 10.3m以上（津波シナリオ区分3）では、メタルクラッドスイッチギア、パワーセンタ等の電気盤が複数水没するため直接炉心損傷に至る事象となる。

c. 起因事象ごとの評価結果の分析

起因事象別のCDFを第5.2.5-6表、起因事象別CDF寄与割合を示すパイチャートを第5.2.5-3図に示す。起因事象別に見ると、原子炉補機冷却機能喪失のCDFが約99.9%と大部分を占め、次いで、直接炉心損傷に至る事象のCDFの寄与が大きい結果となった。

原子炉補機冷却水ポンプは、津波高さが3.8m以上で水没することにより機能喪失し、原子炉補機冷却機能喪失により他の緩和設備の有無にかかわらず炉心損傷へ至ることとなる。この原子炉補機冷却水ポンプの機能喪失高さは、津波PRA対象機器の中で最も低く、津波発生時には最も早期に機能喪失する機器となることから、津波PRA評価においては原子炉補機冷却機能喪失が支配的な起因事象となる。

また、その他約0.1%については、津波高さ10.3m以上で生じる複数の電気盤（直流コントロールセンタ、蓄電池、メ

タルクラッドスイッチギア、パワーセンタ等）の機能喪失により直接炉心損傷に至る事象である。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

P R A 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る C D F の相対的な割合を確認するために，重要度解析，不確実さ解析及び感度解析を実施した。

a. 重要度解析

本津波 P R A における重要な設備を抽出する目的で，全津波 C D F に対する津波シナリオ区分ごとの C D F の寄与割合等，津波シナリオ区分ごとの重要度評価を実施した。評価結果を第 5. 2. 5-7 表に示す。

C D F の大部分を占める津波シナリオ区分 1（津波高さが 3. 8m 以上～10. 0m 未満）において，原子炉補機冷却水ポンプの寄与度（シナリオ重要度）が約 1. 0 であり，その他の設備についてはシナリオ重要度が小さい。したがって，津波による原子炉補機冷却水ポンプの水没が C D F にとって支配的であり，この設備に対する対策が重要である。これは，原子炉補機冷却水ポンプが 3. 8m の津波で機能を喪失した時点で，依存関係にある設備も従属的に喪失し，緩和手段がなくなるためである。

b. 不確実さ解析

(a) 解析条件の選定

津波 P R A では，不確実さ要因として，津波ハザード，機器のフラジリティ，人的過誤及びランダム故障等（以下「ランダム要因」という。）がある。しかしながら，重要

事故シーケンス選定のための津波 P R A では、フラジリティを保守的に機器の設置高さに津波が到達した時点で機能喪失すると仮定しているため、フラジリティの不確実さ要因は考慮せず、津波ハザード及びランダム要因を対象に不確実さ解析を実施した。また、別途、不確実さの要因を分析するため、津波ハザードの不確実さを考慮せず、ランダム要因のみを考慮した不確実さ解析も実施した。

解析条件として、津波ハザードは第 5.2.5-4 図、第 5.2.5-8 表に示すフラクタイルハザードを 10 本に縮約したハザードデータを用いた。ただし、津波ハザードデータのうち、ある津波高さ以上では 70% 以下の信頼度のデータの発生頻度が評価できておらず 0.0 となっており、下限値が非保守的となってしまう。そこで、これに該当する津波シナリオ区分 2 及び 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解析用に入力した。この解析用に入力した津波の発生頻度を第 5.2.5-9 表に示す。なお、ランダム要因のデータ及び分布は出力運転時内部事象レベル 1 P R A と同様である。

(b) 不確実さ解析の結果

不確実さ解析結果を第 5.2.5-5 図に示す。

区分 1 は有意な結果が得られており、E F は 37 である。

この幅の原因として支配的なのは津波ハザードの幅である。区分 2, 3 は、幅が非常に大きく工学的に意味のない値となっているものの、事故シーケンス選定には影響がない。

c. 感度解析結果

(a) 解析条件の選定

屋外からの津波の流入に対しては建屋開口部及び屋外機器の止水対策に期待可能であり，このうち，以下の条件を考慮した感度解析を実施した。

・ 建屋開口部等への止水対策

地下階，原子炉補機冷却水ポンプ，ディーゼル発電機及びタービン動補助給水ポンプ等の安全上重要な機器等が設置されている建屋外郭について，地上1階のフロアレベルである T. P. +10.3m^{*1}までの範囲でのシール施工を考慮する。

* 1：自主的な措置として，T. P. +14.2mまでの範囲でシール施工を実施している。

・ 屋外機器の止水対策

海水ポンプに対し，T. P. +10.2mまでの範囲でのシール施工を考慮する。

(b) 感度解析の結果

解析結果として，津波シナリオ区分ごとに，津波発生頻度，CDF及び損傷する主要な機器を第5.2.5-10表に示す。また，事故シーケンスグループ及び事故シーケンスに着目し第5.2.5-11表をまとめた。

その結果，止水対策を考慮することにより，CDFは $1.3\text{E}-5/\text{炉年}$ から $1.2\text{E}-8/\text{炉年}$ となり全体のCDFが約3桁低下することから，ベースケースの保守性を定量的に確認できた。また，重要事故シーケンスの選定の観点から，

止水対策を考慮することにより事故シーケンスの分類が多少変更となるものの、新たなシーケンスが選定されることがないことが分かった。

第 5.2.5-1 表 成功基準

	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
起因事象	制御棒	ポンプ	SG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	2/3	2弁／SG1基	－	○	○
外部電源喪失	○	1/3	2/3	2弁／SG1基	1/2	－	－
主給水流量喪失	○	1/3	2/3	2弁／SG1基	－	－	－
過渡事象	○	1/3	2/3	2弁／SG1基	－	－	－

○ 成功を示す。

第 5.2.5-2 表 (1 / 2) 相互依存表

サポーターティングシステム (直接影響を与える側) フロントラインシステム (直接影響を受ける側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
高圧注入系 * 1	○	○		○		○
蓄圧注入系						
低圧注入系 * 1	○	○		○		○
原子炉格納容器スプレイ系 * 1	○	○		○		○
補助給水系 * 2 / 主蒸気圧力制御系	○	○		○		
破損 SG 隔離 * 3	○	○	○			
主蒸気隔離 * 4	○	○				

○ 直接影響を与えることを示す。

* 1 安全補機室換気空調系が必要。

* 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, 主蒸気ダンプ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の閉止のための電源系/信号系が必要。

注：詳細には、モデル作成したシステムごとに相互依存表を作成した。

第 5.2.5-2 表 (2 / 2) 相互依存表

サポータィングシステム (直接影響を与える側) サポータィングシステム (直接影響を受ける側)	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	○	○			○	

○ 直接影響を与えることを示す。

- * 1 D G 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 5.2.5-3 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 区分番号	津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
1	3.8m以上～10.0m未満	1.3E-05	1.3E-05	99.9
2	10.0m以上～10.3m未満	3.3E-09	3.3E-09	0.1 未満
3	10.3m以上	1.1E-08	1.1E-08	0.1
全炉心損傷頻度			1.3E-05	100

第 5.2.5-4 表 主要なミニマルカットセット

津波高さ	事故シーケンス		C D F (/ 炉年)	主要なミニマルカットセット*1	C D F (/ 炉年)	寄与割合	
						全 C D F に対する	事故シー ケンス に対する
3.8m以上～10.0m未満	原子炉補機冷却 機能喪失	R C Pシール L O C A	1.3E-05	R C Pシール L O C A	1.3E-05	100%	100%
		加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A	5.8E-08	加圧器安全弁 055 閉失敗	2.0E-08	0.15%	33%
				加圧器安全弁 056 閉失敗	2.0E-08	0.15%	33%
				加圧器安全弁 057 閉失敗	2.0E-08	0.15%	33%
		補助給水失敗	3.2E-10	補助給水タンク 閉塞	1.6E-10	0.00%	50%
				補助給水タンク 破損	1.5E-11	0.00%	5%
				SG 注入ライン流調弁のリーク (ランダム故障)	1.4E-11	0.00%	4%
10.0m以上～10.3m未満	補助給水失敗	3.3E-09	電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ 被水・没水	3.3E-09	0.03%	100%	
10.3m以上	直接炉心損傷 に至る事象	複数の電気盤の機能喪失	1.1E-08	メタルクラッドスイッチギア／パワーセンタ等の 被水・没水	1.1E-08	0.08%	100%
合 計			1.3E-05	—	—	—	—

* 1：主要なカットセットを抽出する判断基準を以下に示す。

- ・炉心損傷頻度が 1E-7 (／炉年) 以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

第 5.2.5-5 表 事故シーケンス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 C D F (/炉年)	起因事象別 C D F (/炉年)
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + R C P シール L O C A	1.3E-05	1.3E-05
	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 L O C A	5.8E-08	
	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	3.6E-09	
直接炉心損傷に至る事象	複数の電気盤損傷	1.1E-08	1.1E-08

第 5.2.5-6 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
大破断 L O C A	—	—
中破断 L O C A	—	—
小破断 L O C A	—	—
インターフェイスシステム L O C A	—	—
主給水流量喪失	—	—
外部電源喪失	—	—
A T W S	—	—
2 次冷却系の破断	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	—	—
過渡事象	—	—
原子炉補機冷却機能喪失	1.3E-05	99.9
手動停止	—	—
直接炉心損傷に至る事象	1.1E-08	0.1 未満
合計	1.3E-05	100

第 5.2.5-7 表 津波シナリオ区分ごとのシナリオ重要度整理結果

津波 シナ 区分	津波高さ	津波によって損傷する 主要な機器 (機器の損傷高さ (m))	起回事象 *	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	3.8m以上 ～ 10.0m未満	原子炉補機冷却水ポンプ 空調用冷水ポンプ 空調用冷凍機 燃料油移送ポンプ 海水ポンプ 循環水ポンプ 等	・原子炉補機冷却 機能喪失 ・過渡事象 (主給水流量喪失)	・原子炉補助建屋、原子炉建屋の開口部 (3.8m) から浸水が始まることから、10.0m未満に設置されている屋内機器及び屋外機器が水没 ・原子炉補機冷却水ポンプが水没し、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	1.3E-05	1.3E-05	99.9	原子炉補機冷却水ポンプ : 約 1.0
2	10.0m以上 ～ 10.3m未満	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 等	・原子炉補機冷却 機能喪失 ・過渡事象 (主給水流量喪失)	・区分 1 までの高さの津波で水没した機器に加え、10.3m未満に設置されている全ての機器が水没 ・補助給水ポンプが水没することにより、2 次系冷却が不能となる	3.3E-09	3.3E-09	0.1 未満	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ : 0.1 未満
3	10.3m以上	メタルクラッドスイッチギア パワーセンタ 原子炉コントロールセンタ 動力変圧器 ソレノイド分電盤 ドロップ盤 直流コントロールセンタ 補助建屋直流分電盤 蓄電池 充電器盤 計装用インバータ盤 (計装用電源盤) 計装用分電盤 計装用切換器盤 復水ポンプ 主変圧器 等	・原子炉補機冷却 機能喪失 ・過渡事象 ・主給水流量喪失 ・直接炉心損傷に至る事象 ・外部電源喪失	・区分 2 までの高さの津波で水没した機器に加え、10.3m以上に設置されている全ての機器が水没 ・メタルクラッドスイッチギア、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	1.1E-08	1.1E-08	0.1	メタルクラッドスイッチギア パワーセンタ 原子炉コントロールセンタ 動力変圧器 ソレノイド分電盤 ドロップ盤 直流コントロールセンタ 補助建屋直流分電盤 蓄電池 充電器盤 計装用インバータ盤 (計装用電源盤) 計装用分電盤 計装用切換器盤 : 0.1 未満

下線の起回事象は当該津波シナリオで新たに発生する起回事象である。また、() 内の起回事象については、原子炉補機冷却機能喪失が発生すると同時に従属的に発生する起回事象である。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

第 5. 2. 5-8 表 津波ハザードデータ

H(m)	縮約	m=1	m=2	m=3	m=4	m=5	m=6	m=7	m=8	m=9	m=10
	平均	min~10%	<10%~20%	<20%~30%	<30%~40%	<40%~50%	<50%~60%	<60%~70%	<70%~80%	<80%~90%	<90%~max%
0.2	6.2E-04	2.5E-04	3.7E-04	4.4E-04	5.1E-04	5.8E-04	6.4E-04	7.0E-04	7.8E-04	8.8E-04	1.1E-03
1.0	3.6E-04	1.2E-04	1.9E-04	2.4E-04	2.8E-04	3.3E-04	3.7E-04	4.1E-04	4.8E-04	5.4E-04	6.7E-04
2.0	1.0E-04	1.5E-05	3.0E-05	4.3E-05	5.5E-05	7.4E-05	9.6E-05	1.2E-04	1.6E-04	1.9E-04	2.5E-04
3.0	3.1E-05	7.3E-07	3.0E-06	6.1E-06	9.4E-06	1.5E-05	2.5E-05	3.5E-05	5.0E-05	6.6E-05	9.7E-05
4.0	1.0E-05	1.5E-08	3.7E-07	1.2E-06	2.2E-06	3.9E-06	6.4E-06	9.9E-06	1.7E-05	2.4E-05	3.9E-05
5.0	3.4E-06	9.6E-11	2.3E-08	1.8E-07	4.6E-07	8.4E-07	1.5E-06	2.6E-06	4.9E-06	8.2E-06	1.5E-05
6.0	1.1E-06	5.3E-14	2.3E-10	9.8E-09	5.9E-08	1.4E-07	2.9E-07	5.9E-07	1.3E-06	2.5E-06	6.0E-06
7.0	3.4E-07	0.0E+00	1.1E-13	4.2E-11	1.4E-09	9.5E-09	3.5E-08	1.0E-07	2.8E-07	6.6E-07	2.3E-06
8.0	1.1E-07	0.0E+00	0.0E+00	4.4E-15	3.7E-13	4.5E-11	1.5E-09	8.8E-09	3.8E-08	1.3E-07	9.0E-07
9.0	3.7E-08	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.9E-16	2.5E-14	1.7E-12	1.5E-10	2.9E-09	2.1E-08	3.5E-07
10.0	1.5E-08	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.0E-15	3.3E-14	2.2E-12	2.4E-10	3.8E-09	1.4E-07
11.0	6.4E-09	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.1E-16	5.1E-15	4.2E-13	4.9E-11	1.1E-09	6.2E-08
12.0	3.0E-09	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.9E-16	8.8E-14	1.2E-11	3.6E-10	3.0E-08
13.0	1.5E-09	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.1E-16	2.1E-14	3.5E-12	1.3E-10	1.5E-08
14.0	7.9E-10	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	5.3E-15	1.1E-12	5.0E-11	7.8E-09
15.0	4.3E-10	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.4E-15	3.8E-13	2.0E-11	4.2E-09
16.0	2.4E-10	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	4.4E-16	1.3E-13	8.1E-12	2.4E-09
17.0	1.3E-10	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.1E-16	4.7E-14	3.4E-12	1.3E-09
18.0	7.8E-11	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	1.7E-14	1.5E-12	7.8E-10
19.0	4.6E-11	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	5.9E-15	6.5E-13	4.6E-10
20.0	2.8E-11	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	2.2E-15	2.9E-13	2.8E-10

第 5.2.5-9 表 津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析用津波発生頻度

津波シナリオ区分	津波高さ	津波発生頻度 (/年)										
		平均	min～10%	<10%～20%	<20%～30%	<30%～40%	<40%～50%	<50%～60%	<60%～70%	<70%～80%	<80%～90%	<90%～max%
1	3.8m以上～10.0m未満	1.3E-05	3.4E-08	5.7E-07	1.6E-06	2.9E-06	5.2E-06	8.5E-06	1.3E-05	2.1E-05	3.0E-05	4.7E-05
2	10.0m以上～10.3m未満	3.3E-09	4.4E-24*1	4.4E-22*1	4.4E-20*1	4.4E-18*1	4.4E-16	1.5E-14	9.0E-13	9.9E-11	1.3E-09	3.2E-08
3	10.3m以上	1.1E-08	5.6E-24*1	5.6E-22*1	5.6E-20*1	5.6E-18*1	5.6E-16	1.8E-14	1.3E-12	1.4E-10	2.5E-09	1.1E-07

* 1 ベースとなる津波ハザードデータにおいて発生頻度が評価できていない（すなわち，発生頻度が 0.0 となっている）ため，津波シナリオ区分 2 及び 3 の 40%以下の信頼度のデータは，40%～50%信頼度から 2 桁ずつ小さくしたダミー値を入力。

第 5. 2. 5-10 表 各ケースの津波 P R A 評価結果及び津波シナリオ区分に関わる主要な設備の関係

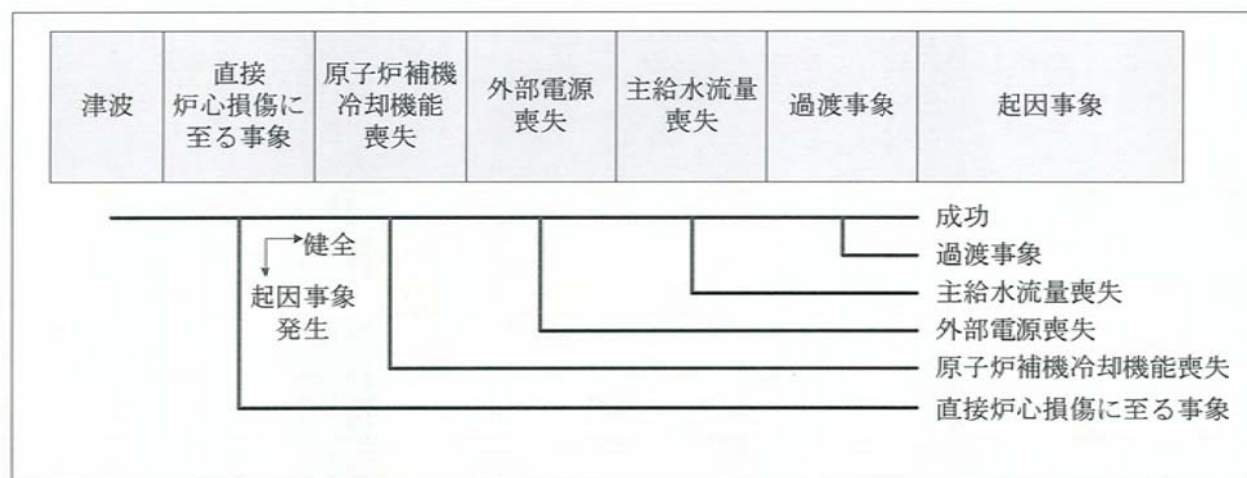
津波シナリオ区分	ベースケース			津波シナリオ区分	感度解析ケース			機器の損傷高さ (m)		津波によって損傷する 主要な機器
	津波発生 頻度 (／年)	炉心損傷 頻度 (／炉年)	当該津波シナリオ区分で 損傷する主要な機器		津波発生 頻度 (／年)	炉心損傷 頻度 (／炉年)	当該津波シナリオ区分で 損傷する主要な機器	ベース ケース	感度解析 ケース	
1	3. 8m以上～10. 0m未満		原子炉補機冷却水ポンプ 空調用冷水ポンプ 燃料油移送ポンプ 海水ポンプ 循環水ポンプ	1	9. 75m以上～10. 2m未満		循環水ポンプ	3. 8	10. 3	原子炉補機冷却水ポンプ
	1. 3E-05	1. 3E-05			5. 8E-06	1. 7E-10		3. 8	10. 3	空調用冷水ポンプ
								3. 8	10. 3	燃料油移送ポンプ
2	10. 0m以上～10. 3m未満		電動補助給水ポンプ タービン動補助給水 ポンプ	2	10. 2m以上～10. 3m未満		海水ポンプ	4. 52	10. 2	海水ポンプ
	3. 3E-09	3. 3E-09			1. 0E-09	1. 0E-09		9. 75	9. 75	循環水ポンプ
								10. 0	10. 3	電動補助給水ポンプ
3	10. 3m以上		メタクラ パワーセンタ 主変圧器	3	10. 3m以上		原子炉補機冷却水ポンプ 空調用冷水ポンプ 燃料油移送ポンプ 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ メタクラ パワーセンタ 主変圧器	10. 0	10. 3	タービン動補助給水ポンプ
	1. 1E-08	1. 1E-08			1. 1E-08	1. 1E-08		10. 3	10. 3	メタクラ
								10. 3	10. 3	パワーセンタ
全炉心 損傷頻度	1. 3E-05		-	全炉心 損傷頻度	1. 2E-08		-			

第 5. 2. 5-11 表 (1 / 2) 各ケースの津波 P R A 評価結果の詳細

事故シーケンス グループ		グループ内 小分類	事故シーケンス	ベースケース (開口部シール考慮せず)		感度解析ケース (開口部シール考慮)	
				発生頻度 (/ 年)	備考	発生頻度 (/ 年)	備考
1	2 次冷却系からの 除熱機能喪失	1	小破断 LOCA+補助給水 失敗	—	* 1. 2 : 当該プラントは原子炉補機冷却機能喪失が主給水流量喪失及び過渡事象よりも先に発生する。ここで、主給水流量喪失及び過渡事象を起因事象とする事象進展に対する緩和機能は、原子炉補機冷却機能喪失の緩和機能に包絡されること、ならびに、主給水流量喪失及び過渡事象は、原子炉補機冷却機能喪失の発生に伴い、従属的に発生することから、事故シーケンスグループ 2-2 として代表させた。 * 3 : 当該プラントは外部電源喪失が発生した時点でメタクラ、パワーセンタ等の電気盤が複数水没するため、事故シーケンスグループ 2-1-2 に包絡される。	—	* 1 : 同左 * 2 : 当該シーケンスは 9. 75m (循環水ポンプ等水没) 以上 10. 2m (海水ポンプ等水没) 未満の津波で発生すると共に、ランダム故障で補助給水系が機能喪失するシナリオである。(1. 7E-10/ 年)
		2	主給水流量喪失+補助 給水失敗 * 1	—		—	
		3	過渡事象+補助給水失敗 * 2	—		1. 7E-10	
		4	手動停止+補助給水失敗	—		—	
		5	外部電源喪失+補助給 水失敗 * 3	—		1. 7E-10 (1. 4%)	
		6	2 次冷却系の破断+補 助給水失敗	—		—	
		7	2 次冷却系の破断+主 蒸気隔離失敗	—		—	
		8	SGTR+補助給水失敗	—		—	
		9	過渡事象+補助給水失敗 (原子炉盤等の損傷)	—		—	
2-1	安全機能のサポ ート機能喪失 (電源機能)	1	外部電源喪失+非常用 所内交流電源喪失 * 3	—	* 3 : 当該プラントは外部電源喪失が発生した時点でメタクラ、パワーセンタ等の電気盤が複数水没するため、事故シーケンスグループ 2-1-2 に包絡される。 * 5 : 当該シーケンスは 10. 3m (メタクラ、パワーセンタ等水没) 以上の津波で発生する。 (1. 1E-08/ 年)	—	* 3 : 同左 * 5 : 同左
		2	外部電源喪失+非常用 所内交流電源喪失 (複 数の電気盤損傷) * 5	1. 1E-08		1. 1E-08 (90. 3%)	
2-2	安全機能のサポ ート機能喪失 (原子炉補機冷却機能)	1	原子炉補機冷却機能喪 失+RCP シール LOCA * 6	1. 3E-05	* 6 : 当該シーケンスは 3. 8m (原子炉補機冷却水ポンプ、空調用冷水設備及びディーゼル発電機等水没) 以上 10. 0m (補助給水系等水没) 未満の津波で発生する。空調用冷水設備喪失により安全補機閉閉器室等の空調が喪失し複数電気盤喪失が発生するシナリオである。 (1. 3E-05/ 年) * 7 : 当該シーケンスは 3. 8m (原子炉補機冷却水ポンプ、空調用冷水設備及びディーゼル発電機等水没) 以上 10. 0m (補助給水系等水没) 未満の津波で発生すると共に、ランダム故障で加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生するシナリオである (5. 8E-08/ 年) * 8 : 当該シーケンスは 3. 8m (原子炉補機冷却水ポンプ、空調用冷水設備及びディーゼル発電機等水没) 以上 10. 0m (補助給水系等水没) 未満で発生すると共に、ランダム故障で補助給水系が機能喪失するシナリオである。 また、10. 0m (補助給水系等水没) 以上 10. 3 m (メタクラ、パワーセンタ等水没) 未満の津波により補助給水ポンプ (電動及びタービン動) が水没するため当該シーケンスとなる。 (3. 3E-09/ 年)	1. 0E-09	* 6 : 当該シーケンスは 10. 2m (海水ポンプ等水没) 以上 10. 3m (復水ポンプ等水没) 未満の津波で発生する。空調用冷水設備喪失により安全補機閉閉器室等の空調が喪失し複数電気盤喪失が発生するシナリオである。(1. 0E-09/ 年) * 7 : 当該シーケンスは 10. 2m (海水ポンプ水没) 以上 10. 3m (復水ポンプ等水没) 未満の津波で発生すると共に、ランダム故障で加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生するシナリオである (4. 5E-12/ 年) * 8 : 当該シーケンスは 10. 2m (海水ポンプ水没) 以上 10. 3m (復水ポンプ等水没) 未満で発生すると共に、ランダム故障で補助給水系が機能喪失するシナリオである。(2. 9E-14/ 年)
		2	原子炉補機冷却機能喪 失+加圧器逃がし弁/ 安全弁 LOCA * 7	5. 8E-08		4. 5E-12	
		3	原子炉補機冷却機能喪 失+補助給水失敗 * 8	3. 6E-09		2. 9E-14	

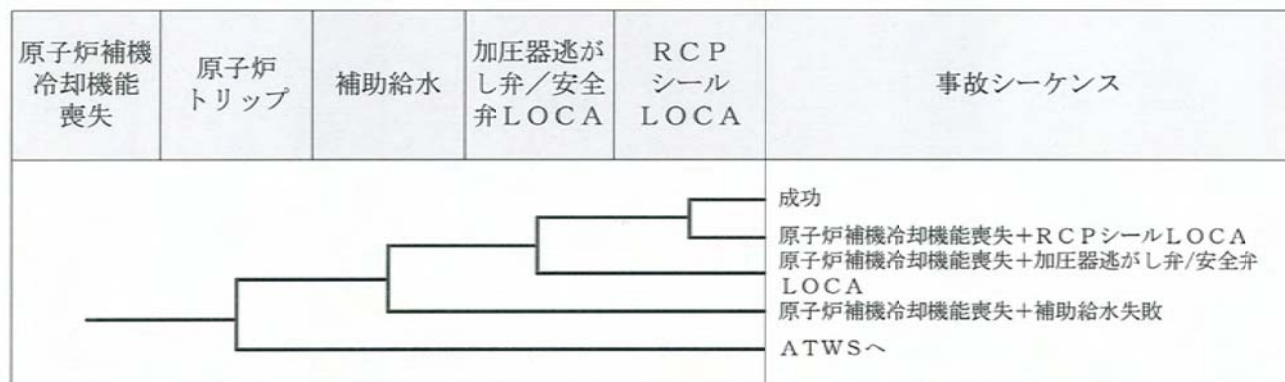
第 5.2.5-II 表 (2/2) 各ケースの津波 PRA 評価結果の詳細

事故シーケンスグループ		グループ内小分類	事故シーケンス	ベースケース (開口部シール考慮せず)	感度解析ケース (開口部シール考慮)
3	原子炉格納容器の除熱機能喪失	1	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	津波による LOCA (ISLOCA, SCTR も同様) の発生は考えにくく、本事故シーケンスグループに該当する事故シーケンスの可能性は無視できる。	
		2	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		
		3	中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		
		4	中破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		
		5	小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		
		6	小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		
4	原子炉停止機能喪失	1	AT+原子炉トリップ失敗	津波の影響による原子炉トリップ失敗は考えにくく、また、津波到達までに原子炉を停止できる可能性も高いことから、津波による ATWS シーケンスの可能性は無視できる。	
5	ECCS 注水機能喪失	1	大破断 LOCA+低圧注入失敗	津波による LOCA の発生は考えにくく、本事故シーケンスグループに該当する事故シーケンスの可能性は無視できる。	
		2	大破断 LOCA+蓄圧注入失敗		
		3	中破断 LOCA+蓄圧注入失敗		
		4	中破断 LOCA+高圧注入失敗		
		5	小破断 LOCA+高圧注入失敗		
		6	Excess LOCA		
6	ECCS 再循環機能喪失	1	大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗		
		2	中破断 LOCA+高圧再循環失敗		
		3	小破断 LOCA+高圧再循環失敗		
7	漏えい箇所の隔離機能喪失	1	インターフェイスシステム LOCA	津波による ISLOCA, SGTR の発生は考えにくく、本事故シーケンスグループに該当する事故シーケンスの可能性は無視できる。	
		2	SGTR+破損 SG 隔離失敗		
		3	SGTR (複数本破損)		
		合計		1. 3E-05	1. 2E-08

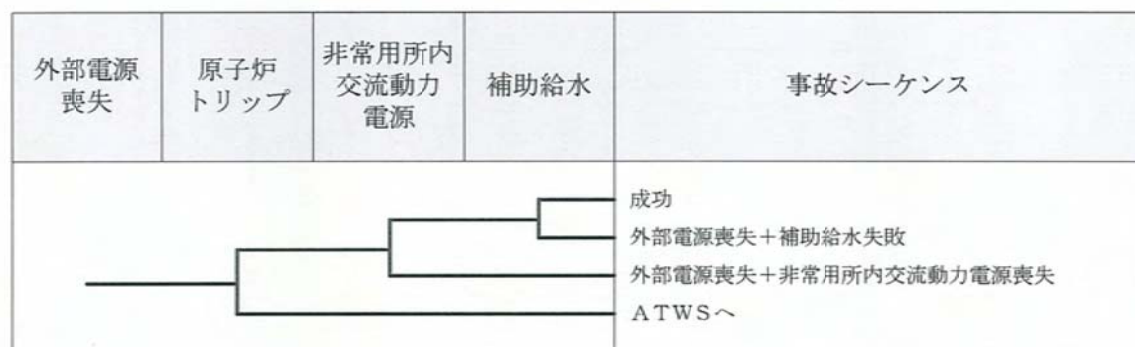


- 直接炉心損傷に至る事象
・ 複数の電気盤損傷

第 5. 2. 5-1 図 津波 P R A 階層イベントツリー



第5.2.5-2図(1/5) 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー



第5.2.5-2図(2/5) 外部電源喪失イベントツリー

主給水流量 喪失	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス
			成功 主給水流量喪失+補助給水失敗 ATWSへ

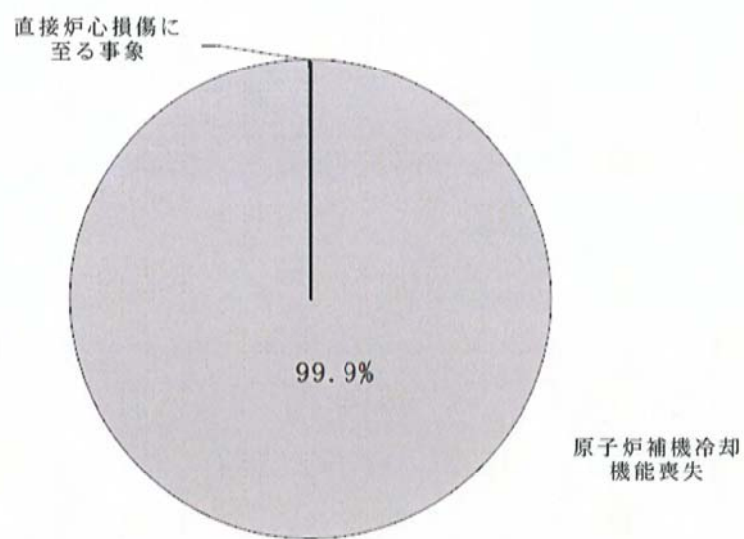
第 5. 2. 5-2 図 (3 / 5) 主給水流量喪失イベントツリー

過渡事象	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス
			成功 過渡事象+補助給水失敗 ATWSへ

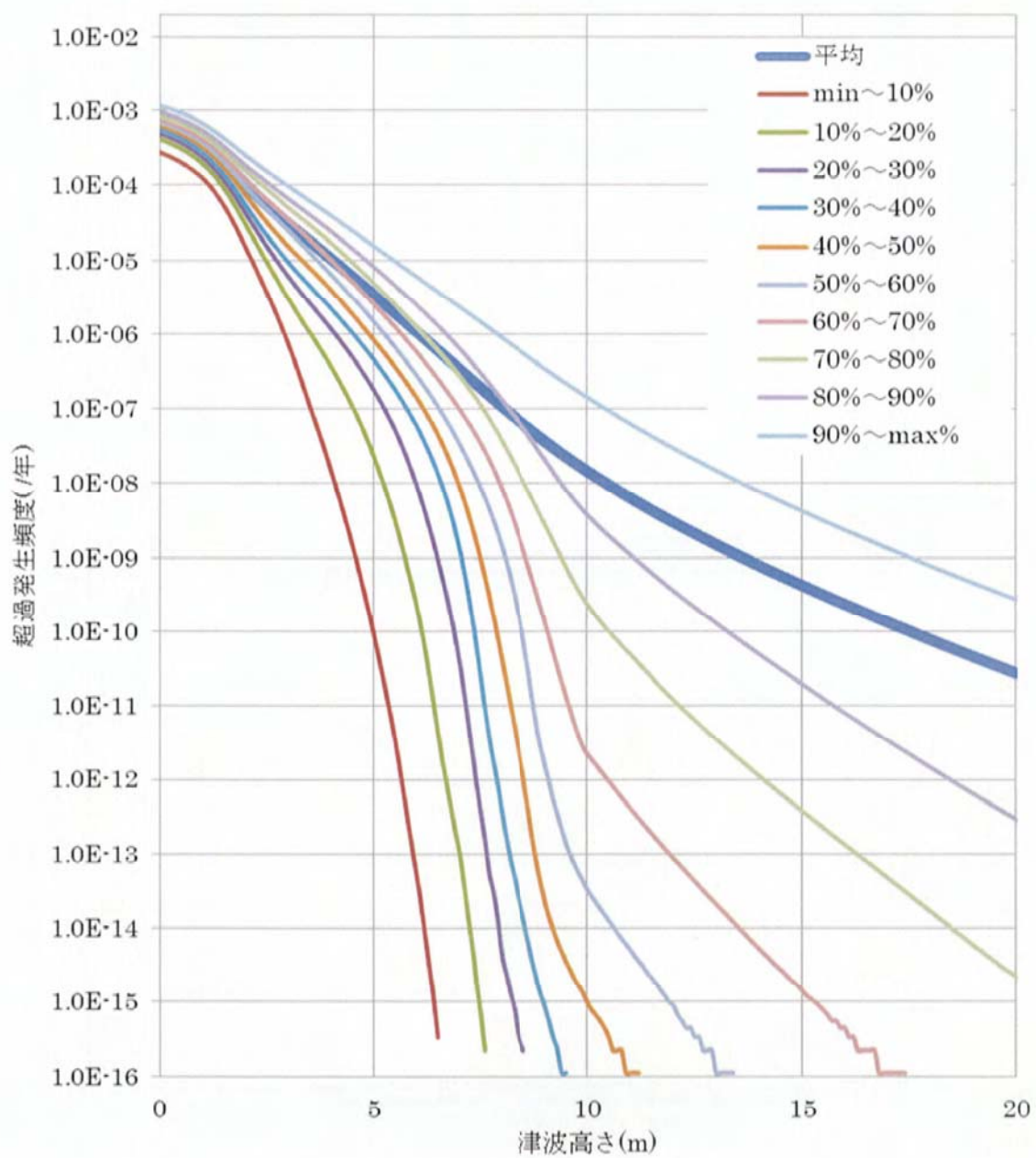
第 5. 2. 5-2 図 (4 / 5) 過渡事象イベントツリー

直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス
	炉心損傷（緩和手段なし）

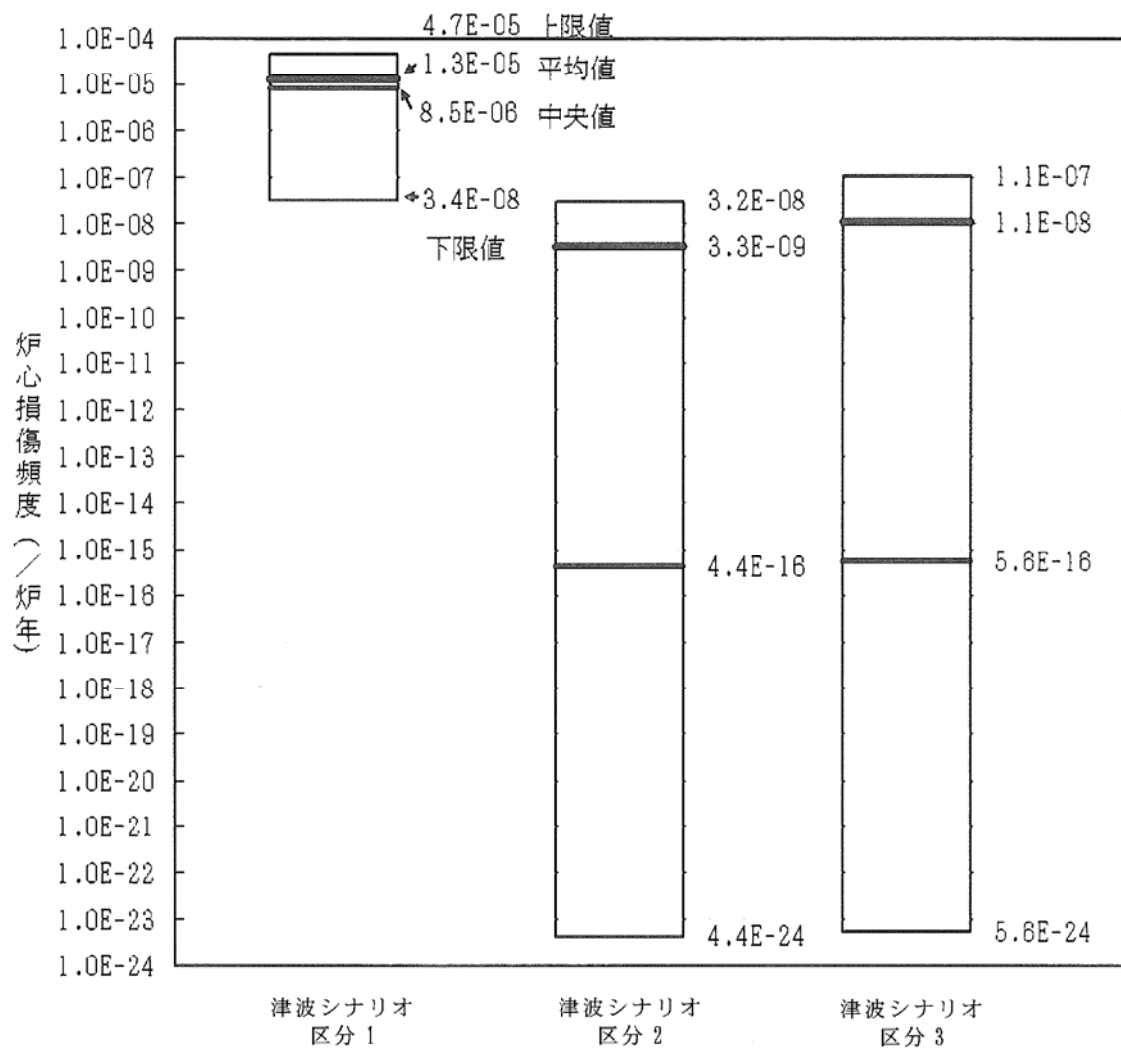
第 5.2.5-2 図（5 / 5） 直接炉心損傷に至る事象



第 5.2.5-3 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



第 5. 2. 5-4 図 津波ハザード曲線



第 5. 2. 5-5 図 津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果

6. 停止時内部事象レベル 1 P R A

本原子炉について実施した停止時内部事象レベル 1 P R Aにおいては、評価ツールとして RiskSpectrum[®]を使用し定量化を行っている。P R Aの技術要素ごとに実施した作業について以下に示す。

6.1 プラントの構成・特性の調査

6.1.1 P R Aで考慮する設備

停止時内部事象レベル 1 P R A（以下「停止時 P R A」という。）で考慮する設備の大部分は、第 3.2-1 表に示す出力運転時内部事象レベル 1 P R Aで考慮する設備と同様である。ここでは、停止時 P R Aにおいて考慮が必要となった内容のみを整理する。停止時 P R Aに関連する主要な設備構成を第 6.1-1 表に示す。

(1) 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投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系統）及び化学体積制御系統によりほう酸水を炉心に注入し負の反応度を投入する緊急ほう酸注入系から構成される。停止時 P R Aにおいては、制御棒及び 1 次冷却材系統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。

停止時 P R Aでは、反応度の誤投入事象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。

(2) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備のうち、停止時PRAで対象とする系統は、運転モード4、5及び6の原子炉施設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統のみとした。その他の系統については、非常用炉心冷却設備作動信号（以下「安全注入信号」という。）がブロックされており、手動起動や減圧操作を必要とするため、保守的に期待しないものとした。なお、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動力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に期待できる。

a. 余熱除去系統

プラント停止の初期の段階では、蒸気発生器を使用して2次冷却系によって1次系の減圧及び崩壊熱除去を行うが、その後、1次系圧力・温度がそれぞれ2.7MPa [gage] (28kg/cm²G), 177℃未満となれば余熱除去系統に切り替えて崩壊熱除去を行う。余熱除去系統は、ポンプ2台、熱交換器2基の2系統の構成となっている。

(3) 電源、原子炉補機冷却水系統等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（フロントライン系）をサポートする系統として、以下の系統の動作が必要とされる。

- ① 電源系統（非常用所内交流動力電源、所内直流電源、計装用電源）

- ② 工学的安全施設作動系統（UV 信号，BOシーケンス信号作動系統）
- 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）
- ④ 換気空調系統
- ⑤ 制御用空気系統

6. 1. 2 設計情報及び運用情報の調査

停止時 P R A を実施するために，出力運転時レベル 1 内部事象 P R A で調査を行った第 4. 1. 1-2 表に加え，プラントの設計及び運転管理に関する以下の情報を収集し調査した。

- ・ 運転手順等の運転管理情報
- ・ 国内の運転実績情報（停止時）
- ・ 国内外の先行 P R A の情報
- ・ 定期検査工程表 等

第 6.1 - 1 表 伊方発電所 3 号炉の停止時 P R A に関連する主要な設備構成

系統	設備	台数
電源系統	ディーゼル発電機	2 台
制御用空気系統	制御用空気圧縮機	2 台
換気空調系統	ディーゼル発電機室換気設備 制御用空気圧縮機室換気設備 安全補機開閉器室空調設備 空調用冷水設備	—
原子炉補機冷却 海水系統	海水ポンプ	4 台
原子炉補機 冷却水系統	原子炉補機冷却水ポンプ	4 台
	原子炉補機冷却水冷却器	4 基
余熱除去系統	余熱除去ポンプ	2 台
	余熱除去冷却器	2 基

6.2 プラント状態の分類

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（以下「POS」という。）が様々に変化する。停止時のPOSの推移を状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第6.2-1図に示す。POSの変化に伴って、余熱除去に関連する機器の状態及びパラメータも変化するため、停止時PRAではこのようなPOSを適切に分類して評価を行う必要がある。

本評価では、以下に示す観点から分類を行った。

- ・プラントの運転状態（解列、併列等）
- ・原子炉冷却材の保有水量（水位）
- ・温度、圧力等のプラントパラメータ

具体的には、本プラントの定期検査工程実績に従い、次のように分類した。

- ・（POS1）部分出力運転状態

通常のプラント停止では、負荷降下に追従する形で原子炉出力を徐々に低下させる。タービン出力が5%まで低下すると発電機の解列を行った後、タービンを停止し、原子炉に制御棒を挿入し高温停止とする。

- ・（POS2）高温停止状態（安全注入信号ブロックまで）

原子炉を高温停止から低温停止に移行する場合には、主蒸気ダンブ系を使用して原子炉の冷却と減圧を実施する。加圧器圧力が13.7MPa [gage] (140kg/cm²G) 以下に低下すると、加圧器圧力及び主蒸気圧力による安全注入信号を運転員が手動でブロックする。安

全注入信号ブロック以前では、仮にL O C Aが発生した場合にはE C C Sが自動起動するが、安全注入信号ブロック以降ではE C C Sは自動起動しないため、運転員が手動でE C C Sを作動させる必要がある。このため安全注入信号ブロック前後でプラント状態を分割する。

- ・（P O S 3）高温停止状態（安全注入信号ブロック以降）

原子炉の冷却は安全注入信号ブロック以降も主蒸気ダンプ系を使用して継続する。1次冷却系が2.7MPa [gage] (28kg/cm²G) 以下、177℃未満となれば余熱除去系を使用した冷却に切り替える。余熱除去系の運転開始の前後でプラント状態を分割する。

- ・（P O S 4）余熱除去系による冷却状態1（1次冷却系満水）

1次冷却系が2.7MPa [gage] (28kg/cm²G) 以下、177℃未満となれば余熱除去系を起動し、1次冷却系の冷却を行う。余熱除去系の運転状態として1次冷却系の保有水量の観点から満水状態とドレン状態に分ける。

- ・（P O S 5）余熱除去系による冷却状態2（ミッドループ）

1次冷却系の酸化運転、蒸気発生器の伝熱管渦電流探傷試験実施のための蒸気発生器ノズル蓋の取り付け、原子炉容器上蓋取外準備等により、1次冷却系の水位を原子炉ノズルセンター付近まで低下させたプラント状態である。1次冷却材の保有水量が低下している状態にあることから、万一水位が低下した場合、余熱除去ポンプがキャビテーションを生ずる可能性があり、また、余熱除去系による冷却が停止した場合の炉心露出又は燃料破損までの余裕時間が他の状態に比べて少ない。この状態を1つのプラント状態とする。

ミッドループ運転の概要図を第6.2-2図に示す。

- ・（POS 6）原子炉上部キャビティ*満水状態

燃料交換のために、原子炉上部キャビティを満水にしたプラント状態である。原子炉上部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、更に蒸発によって燃料が露出状態となるまでには多大な余裕時間が存在する。

*原子炉容器フランジから上部のキャビティ部分を示す。以下、この部分を原子炉上部キャビティという。

- ・（POS 7）燃料取出状態

燃料交換及び燃料検査のために全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。

- ・（POS 8）原子炉上部キャビティ満水状態

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上部キャビティを満水にしている状態である。前述のとおり、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余裕時間が存在する。

- ・（POS 9）余熱除去系による冷却状態3（原子炉水位低）

原子炉容器上蓋の取り付け、蒸気発生器ノズル蓋の取り外し等のために1次冷却系の水位を原子炉容器フランジ面-30cmまで低下させたプラント状態である。前述のとおり、万一水位が大幅に低下した場合、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次冷却系の保有水量が少ないことから、炉心損傷までの余裕時間が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

- ・（POS 10）余熱除去系による冷却状態4（1次冷却系満水）

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。

- ・ (P O S 11) 1 次冷却系の漏えい検査状態

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。1 次冷却系の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。

- ・ (P O S 12) 余熱除去系による冷却状態 5 (1 次冷却系満水)

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℃未満では余熱除去系を運転しながら昇温を実施する。

- ・ (P O S 13) 高温停止状態 (安全注入信号ブロック解除まで)

1 次冷却材温度が 177℃に達する前に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及び昇圧を実施し、安全注入信号ブロック解除に至る。

- ・ (P O S 14) 高温停止状態 (安全注入信号ブロック解除以降)

安全注入信号ブロック解除後の昇温及び昇圧状態から高温停止状態を1つのプラント状態として分類する。L O C Aが生じた場合にはE C C Sは自動起動し、燃料の健全性を確保する。

- ・ (P O S 15) 部分出力運転状態

原子炉臨界後の部分出力状態である。

停止時 P R A では、これらの P O S のうち、定量評価が必要な P O S を絞り込んだうえで評価を実施した。以下に、事故シナリオグループの選定という今回の評価の目的と照らし合わせて、定量評価の要否を検討した結果を示す。

(1) 高圧状態のPOS（POS 1～3，11，13～15）の除外

原子炉停止の過程における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併列までを、原子炉の停止中の期間としている。原子炉の安全性の観点から見ると、安全注入信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は、安全系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、安全系の自動起動によって事象は終結する。したがって、安全注入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絡されることから、既存の停止時PRAにおいては安全注入信号のブロック以降から、安全注入信号ブロック解除までを評価対象とする。また、「日本原子力学会標準 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」の「附属書B」においても、評価対象期間は出力運転時PRAと比較して特に緩和設備の状態が異なる安全注入信号のブロックからブロック解除までとしている。以上より、POSの1，2，14及び15を停止時PRAの評価対象外とする。ただし、POS14は、起因事象の反応度の誤投入についての次の考慮により、特別に評価対象としている。

反応度の誤投入については、大きく分けて以下の3つの起因事象が考えられる。

- ① 燃料又は制御棒に係る作業時の人的過誤・機器故障
- ② 原子炉起動前のほう素希釈時の外部電源喪失
- ③ 制御されないほう素希釈

①について、燃料装荷（POS 8）・制御棒駆動機構（POS 14）の点検にて、複数の人的過誤及び機器故障が重畳しない限り反応度

の誤投入に至らず、原子炉起動前（P O S 12）まではM Gセットの電源を断としている。

②について、原子炉起動前のほう素希釈時（P O S 14）は運転員の確実な監視のもとに実施されており、外部電源喪失時、B O シーケンス信号の確立を確認した後、充てんポンプの再起動前に希釈信号をリセットしている。

③について、原子炉停止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した場合に反応度が添加される（P O S 14）。

これらの制御棒の誤操作、希釈時の人的過誤等による反応度の誤投入が発生したとしても、運転手順に基づく運転員の適正な操作に期待でき、確実に監視されていることから、異常発生時は速やかな対応が可能である。余熱除去系による冷却状態 5（P O S 12）において、一次冷却材温度の昇温前に原子炉をリセットし、停止バンク制御棒を全引抜状態にしていることから、反応度の誤投入が発生した場合は原子炉手動トリップ操作により制御棒を挿入し、反応度を低下させることができる。

以上のことから、反応度の誤投入については、発生頻度を算出し、高い場合で $3.1\text{E-}08/\text{炉年}$ となった。これは今回の P R A の目的が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の抽出であることを考慮すれば十分に低いと考えられ、影響緩和に期待できることから評価対象外とすることも考えられる。しかし、解釈において、必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループとして、反応度の誤投入が挙げられていることから、これらの中でも発生頻度が高いと考えられる③の事象を P O S 14 で特別に評価対象として含めることとする。

これらのPOS以外でも、POS 3, 11 及び 13 は、1次系が高圧状態となっているため、低圧POSと比較すると起因事象やプラント挙動が異なるものの、従来の停止時PRAでは評価対象としていた。しかし、高圧POSの状態が発生する起因事象（主給水流量喪失事象、配管破断によるLOCA事象、制御棒クラスタ飛び出し事故等）及びその後の緩和手段（2次系からの除熱、ECCS注入機能及びECCS再循環機能）の組合せで生じる事故シーケンスは、出力運転時の事故シーケンスに含まれること、事象発生時の厳しさから言えば、プラント停止時の高圧POS（1次系開放状態ではなく、ミッドループ運転状態でもない）よりも定格出力運転を実施している状態の方が事象は厳しいことから、停止時の高圧POSは出力運転時の評価で包絡できると判断できる。したがって、事故シーケンスグループの選定という今回の目的での停止時PRAでは、停止時の高圧POSを定量評価の対象外とする。

(2) 燃料取出状態及び原子炉上部キャビティ満水状態のPOS（POS 6～8）の除外

POS 7については、原子炉容器内に燃料がないことから定量評価の対象外とする。また、POS 6 及び 8 については、原子炉上部キャビティが保有水で上部まで満たされているため、ミッドループに比べ余熱除去機能喪失や保有水の系外流出が発生した場合でも炉心露出までの余裕時間が非常に長く、この間における隔離等の対応は十分に期待できることから、定量評価の対象外とする。

以上の考え方にに基づき、今回の停止時PRAで定量評価を実施す

るPOSは、POS 4, 5, 9, 10, 12 及び反応度の誤投入に係るPOS 14 である。

評価対象とする伊方発電所 3 号炉の定期検査選定のため、至近の定期検査における工程継続時間を比較した。結果を第 6.2-1 表に示す。これより、通常の定期検査と同様の余熱除去運転、1 次冷却系水抜き、燃料交換などの主要工程が実施されており、特異な試験やトラブルなどによる長期間の定期検査でない伊方発電所 3 号炉の第 10 回の定期検査（平成 19 年 9 月～平成 19 年 10 月）を評価対象とした。

評価対象としたPOSごとの継続時間を第 6.2-2 表、緩和設備の使用可能性を第 6.2-3 表に示す。なお、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。

第 6.2-1 表 伊方発電所 3 号炉における定期検査の工程継続時間の比較

P O S	評価工程	継続時間 (h)			
		標準工程 * 1	10 回	11 回	12 回
3	高温停止状態（安全注入信号ブロック以降）	約 5.5 日 (約 130 h)	5	5	4
4	余熱除去系による冷却状態 1 (1 次冷却系満水)		48	47	46
5	余熱除去系による冷却状態 2 (ミッドループ)		79	104	80
9	余熱除去系による冷却状態 3 (原子炉水位低)	約 9 日 (約 220 h)	115	95	92
10	余熱除去系による冷却状態 4 (1 次冷却系満水)		35	105	179
11	1 次冷却系漏えい検査状態		13	13	14
12	余熱除去系による冷却状態 5 (1 次冷却系満水)		25	75	42
13	高温停止状態（安全注入信号ブロック解除）		11	11	14
合計		約 14.5 日 (約 350 h)	330	455	471

* 1 当社「定検プロセス管理マニュアル」に基づく。

- ・ 第 11 回定期検査は P O S 10「余熱除去系による冷却状態（1 次冷却系満水）」にて設備トラブルが発生したため、第 10 回定期検査よりも長期間の工程となった。また、第 12 回定期検査は P O S 10「余熱除去系による冷却状態（1 次冷却系満水）」にて原子炉格納容器漏えい率検査を実施しているため、長期定検となった。以上の理由より、第 11 回定期検査及び第 12 回定期検査は評価対象外とした。
- ・ 最新の第 13 回定期検査は現在継続中であり、長期定検となっていることから評価対象外とした。

第 6. 2-2 表 プラント状態ごとの継続時間
(伊方発電所 3 号炉の第 10 回定期検査工程実績)

主要工程	POS	継続時間 (h)
解列		
	POS 1	1. 8
原子炉停止 (制御バンク制御棒全挿入)		
	POS 2	4. 7
安全注入信号ブロック		
	POS 3	4. 7
余熱除去系による余熱除去運転開始		
	POS 4	47. 7
1 次冷却系水抜き開始		
	POS 5	78. 8
原子炉上部キャビティ水張り完了		
	POS 6	68. 7
燃料取り出し完了		
	POS 7	376. 2
燃料装荷開始		
	POS 8	98. 7
原子炉上部キャビティ水抜き開始		
	POS 9	114. 9
1 次冷却系水張り完了		
	POS 10	35. 4
1 次冷却系漏えい検査開始 (余熱除去系隔離)		
	POS 11	12. 5
1 次冷却系漏えい検査終了 (余熱除去系運転再開)		
	POS 12	24. 6
起動時の余熱除去系停止		
	POS 13	10. 8
安全注入自動起動信号ブロック解除		
	POS 14	41. 7
臨界		
	POS 15	25. 9
併列		

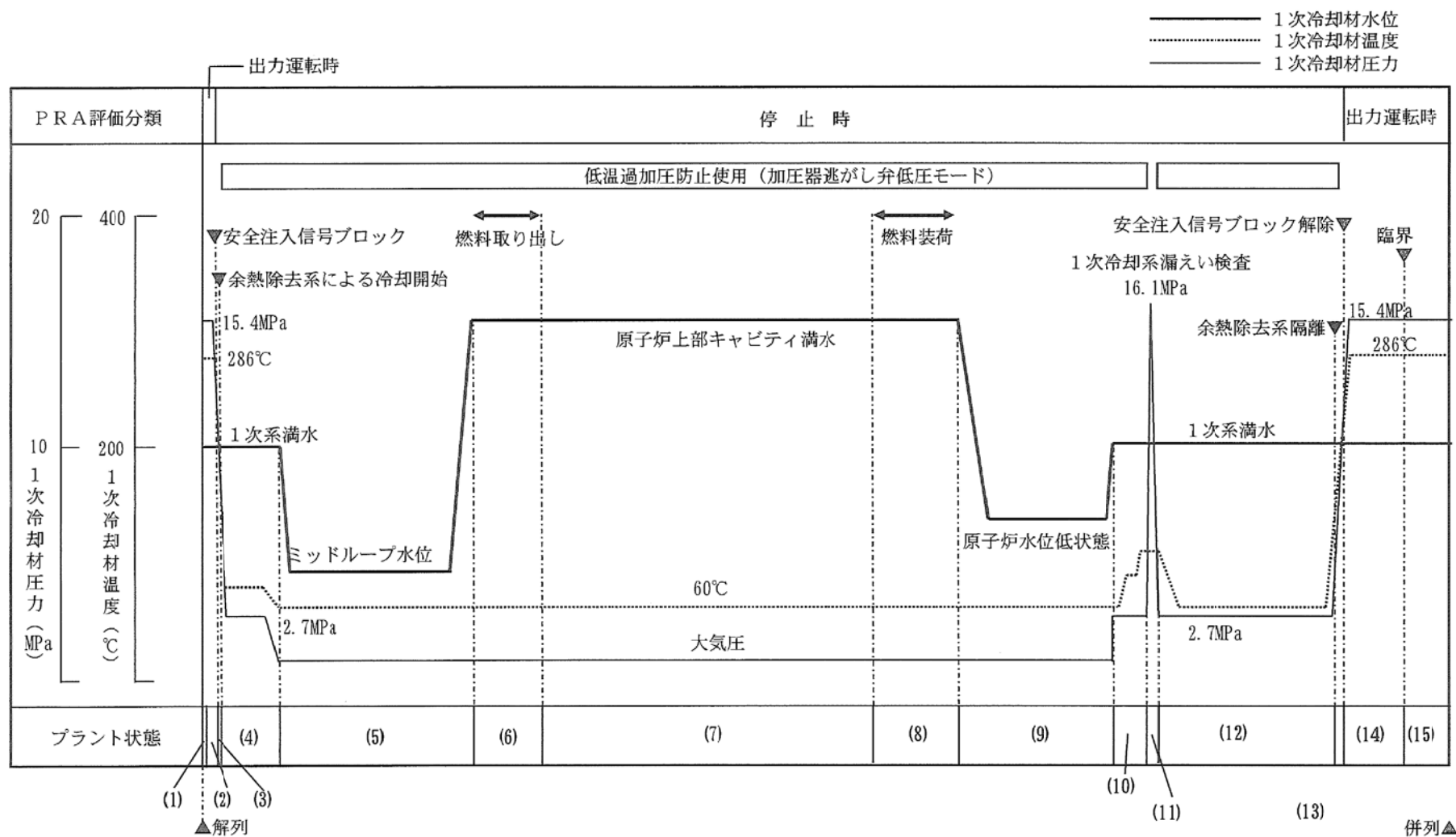
第 6.2-3 表 (1/2) 緩和設備の使用可能性

プラント状態 系統/システム		(1) 部分出力 運転	(2) 高温停止 状態 (ECCS自動 起動信号 ブロック まで)	(3) 高温停止 状態 (RHR運転 開始まで)	(4) RHR運転 ①RCS満水	(5) RHR運転 ②ミッドループ	(6) 原子炉キャ ビティ満水	(7) 燃料取り 出し状態	(8) 原子炉キャ ビティ満水	(9) RHR運転 ③原子炉 水位低	(10) RHR運転 ④RCS満水	(11) 1次冷却系 の漏えい 試験	(12) RHR運転 ⑤RCS満水	(13) 高温停止 状態 (RHR隔離 以降)	(14) 高温停止 状態 (ECCS自動 起動信号 ブロック 解除以降)	(15) 部分出力 運転
非常用高压母線 (6.6kV M/C母線)	C	—			○			—				○				—
	D	—			○			—				○				—
非常用低压母線 (440V P/C母線, RCC母線)	C1	—			○			—				○				—
	C2	—			○			—				○				—
	D1	—			○			—				○				—
	D2	—			○			—				○				—
非常用直流母線 (125V)	A	—			○			—				○				—
	B	—			○			—				○				—
非常用計装用母線 (115V)	A	—			○			—				○				—
	B	—			○			—				○				—
	C	—			○			—				○				—
	D	—			○			—				○				—
外部電源	主変圧器	—		○	○			—		○		○	○	○		—
	所内変圧器	—		○	○			—		○		○	○	○		—
	予備変圧器	—		○	×			—		×		○	×	○		—
非常用ディーゼル 発電機	A	—		△	△			—		△		△	△	△		—
	B	—		△	△			—		△		△	△	△		—
非常用直流電源 (バッテリー)	A	—			△			—				△				—
	B	—			△			—				△				—
海水ポンプ	A	—		○	○			—		○		○	○	○		—
	B	—		△	○			—		○		△	○	△		—
	C	—		○	△			—		△		○	△	○		—
	D	—		△	×			—		×		△	×	△		—
海水供給母管	A	—		○	○			—		○		○	○	○		—
	B	—		○	△			—		△		○	△	○		—

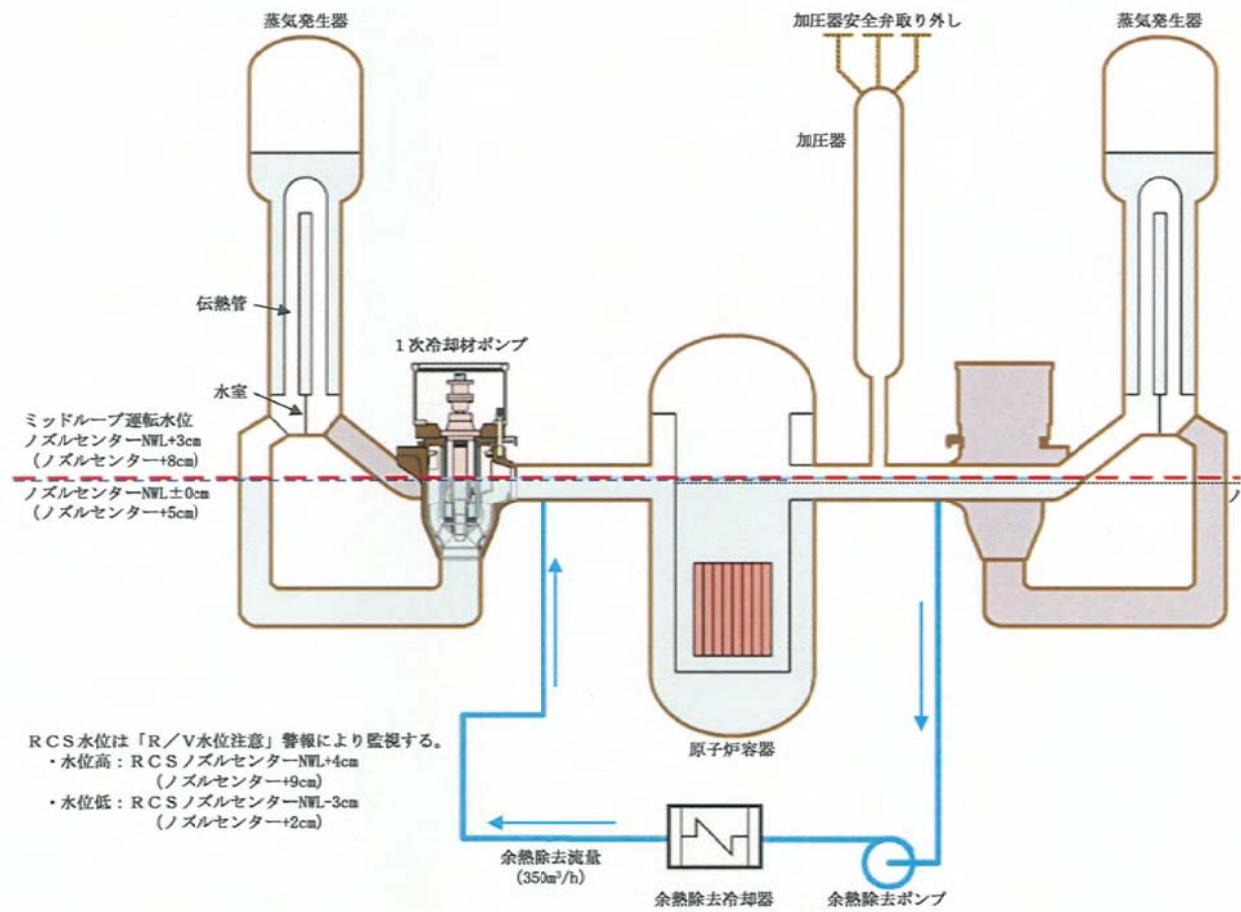
図中の記号の見方 : ○: 使用可能 (運転中) △: 使用可能 (待機中) ×: 使用不可 —: 検討対象外

第 6.2-3 表 (2 / 2) 緩和設備の使用可能性

プラント状態 系統／システム		(1) 部分出力 運転	(2) 高温停止 状態 (ECCS自動 起動信号 ブロック まで)	(3) 高温停止 状態 (RHR運転 開始まで)	(4) RHR運転 ①RCS満水	(5) RHR運転 ②ミッド・ループ	(6) 原子炉キャ ビティ満水	(7) 燃料取り 出し状態	(8) 原子炉キャ ビティ満水	(9) RHR運転 ③原子炉 水位低	(10) RHR運転 ④RCS満水	(11) 1次冷却系 の漏えい 試験	(12) RHR運転 ⑤RCS満水	(13) 高温停止 状態 (RHR隔離 以降)	(14) 高温停止 状態 (ECCS自動 起動信号 ブロック 解除以降)	(15) 部分出力 運転
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	—	△	△	×	—	—	—	—	×	×	△	×	△	—	—
原子炉補機冷却水供給母管	A	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
制御用空気圧縮機	A	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	—	×	—	—	—	—	—	—	×	—	—	—	—
余熱除去ポンプ	A	—	△	△	○	—	—	—	—	○	△	△	○	△	—	—
+ 余熱除去冷却器	B	—	△	△	△	—	—	—	—	△	△	△	△	△	—	—
安全補機開閉器室	A	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
換気空調系	B	—	—	—	×	—	—	—	—	—	—	×	—	—	—	—
制御用空気圧縮機室	A	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
換気空調系	B	—	—	—	×	—	—	—	—	—	—	×	—	—	—	—
ディーゼル発電機室	A	—	△	△	△	—	—	—	—	△	△	△	△	△	—	—
換気空調系	B	—	△	△	△	—	—	—	—	△	△	△	△	△	—	—
空調用冷水設備	A	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	—	×	—	—	—	—	—	—	×	—	—	—	—



第 6. 2-1 図 停止時のプラント状態と主要パラメータの推移



第 6.2-2 図 ミッドループ運転概要図

6.3 起回事象の選定と発生頻度の評価

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

6.3.1 起回事象の選定

(1) 起回事象の分析及び同定

本プラントに適用する起回事象を以下の手法から検討し、同定を行った。

- ・ 本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー
- ・ マスターロジックダイアグラムによる分析
- ・ 国内外の評価事例の分析（既存のPRA研究）

以下、それぞれの手法について説明する。

a. 本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

国内PWRプラントにおけるトラブル事例について、運転管理年報及び原子力安全基盤機構で公開されているトラブル情報を基に調査した。

この結果、昭和61年において余熱除去系統1系列運転中に発生した余熱除去ポンプの主軸折損による余熱除去機能喪失（余熱除去系統の故障）の1件だけであることを確認した。

b. マスターロジックダイアグラムによる分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の分析を行った。分析結果について第6.3-1図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては、燃料集合体の落下*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、P R Aとして取り扱う要素は少ない。

＊：燃料集合体の落下における補足事項

燃料取扱装置については、各設計において落下を防ぐ機構となっており、燃料取扱時に燃料集合体が落下する確率は非常に小さい。また、原子炉上部キャビティに十分な濃度のほう酸水による水張りをした状態で燃料取扱作業を行うため、燃料取扱の際に臨界のおそれはなく、燃料集合体は十分な強度を持つため、万一落下したとしても簡単に破損することはない。

安全評価において行われている燃料取扱事故の解析では、破損した燃料棒から放出される核分裂生成物の量はわずかであり、特に放射性よう素は燃料プール水にトラップされるため、外部への影響はさらに小さいものとなっている。

よって、燃料集合体の落下事故の発生確率は非常に小さいと考えられ、さらにその発生を仮定した場合にも影響が限定されているため、本事象を停止時P R Aの起因事象の同定から除外する。

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、反応度の誤投入事象が考えられ、これを同定する。

次に、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L O C A）と、運転員による弁の誤操作等による原子炉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次冷却系圧力が低圧状態（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次冷却系圧力が低圧状態又は大気圧状態においては、弁の誤操作などによる1次冷却材流出を同定する。

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、外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失が考えられるため、これらも炉心損傷に至る起回事象として同定する。

以上のマスターロジックダイアグラムによる分析により、以下の起回事象が同定された。

N0	起回事象
1	余熱除去機能喪失
2	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
3	オーバードレン
4	水位維持失敗
5	外部電源喪失
6	原子炉補機冷却機能喪失
7	反応度の誤投入

c. 国内外の評価事例の分析（既存のP R A研究）

既存のP R A研究における起回事象について調査を実施し、その結果を第 6.3-1 表に示す。これにより、「a. 本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー」及び「b. マス

ターロジックダイヤグラムによる分析」からさらに次の起因事象が同定された。

N0	起因事象
8	低温過加圧事象
9	主給水流量喪失
10	過渡事象
11	2次冷却系の破断
12	蒸気発生器伝熱管破損
13	インターフェイスシステムLOCA
14	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失(配管破断)

以上、3つの手法により同定した起因事象は次表のとおりである。

N0	同定した起因事象
1	余熱除去機能喪失
2	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
3	オーバードレン
4	水位維持失敗
5	外部電源喪失
6	原子炉補機冷却機能喪失
7	反応度の誤投入
8	低温過加圧事象
9	主給水流量喪失
10	過渡事象
11	2次冷却系の破断
12	蒸気発生器伝熱管破損
13	インターフェイスシステムLOCA
14	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失(配管破断)

(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又は停止時PRAの目的から必要がないと考えられることから、評価対象から除外した。

a. 低温過加圧事象

低温過加圧事象は、停止時に1次冷却系が低温にあり、かつ満水状態において加圧事象が生じた場合に発生する。低温過加

圧事象が生じるには、加圧事象に至る原因として高圧注入系の誤起動及び加圧器逃がし弁作動圧力が低圧設定となる低温過加圧防止装置不作動の重畳が必要となり、その発生確率は非常に低いと考えられる。

b. 主給水流量喪失、過渡事象、2次冷却系の破断及び蒸気発生器伝熱管破損

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、過渡事象、2次冷却系の破断又は蒸気発生器伝熱管破損が発生しても、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。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既存のPRA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*があるが、炉心損傷頻度に対する寄与が小さく、本評価で対象とする運転状態では発生頻度が非常に低い結果となっている。

*例1：IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900MWe Pressurized Water Reactor", Main Report, April 1990.

例2：EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300MWe)", Overall Report, May 31, 1990.

c. インターフェイスシステムLOCA

停止時PRAの評価対象範囲においては、長時間にわたり1次冷却材系統が開放されている。また、1次冷却材系統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が発生する確率は非常に小さいと考えられる。また、1次冷却系の漏えい検査時には、1次冷却系圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持する。検査の性格上、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、またその場合、現場での監視がなされていることから、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステムLOCAが発生する確率は非常に小さい。さらに、検査時において1次冷却系が高圧に保持される期間は、数時間程度と短い期間である。

d. 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（配管破断）

停止時においては、出力運転時と異なり1次冷却系の圧力が低いいため、出力運転時で考慮している配管破断の発生頻度よりも、停止時の発生頻度の方が一般的に小さくなると考えられる。また、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管は、供用期間中検査が行われており、減肉などによる破損は考え難い。

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度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。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が可能であるが、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次表の7事象とした。各起因事象の内容とその説明を第6.3-2表に示す。

＜評価対象とした起因事象＞

N0	起因事象
1	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
2	水位維持失敗
3	オーバードレン
4	余熱除去機能喪失
5	原子炉補機冷却機能喪失
6	外部電源喪失
7	反応度の誤投入

6.3.2 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、次の(1)～(3)の手法を用いて算出した。

(1) 出力運転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及び運転期間（運転時間又は暦日など）を用いて算出した発生頻度を適用した。なお、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。

- ・ 外部電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失

(2) 停止時の運転実績より算出

上記(1)以外の停止時特有の起因事象のうち次については、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及び運

転期間（運転時間又は暦日など）を用いて算出した発生頻度を適用した。

- ・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（余熱除去系統の故障）は平成 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なく、発生件数を 0.5 件として評価した。

(3) システム解析により算出

発生がミッドループ運転時及び原子炉容器上蓋の取付等のために 1 次冷却系の水位を原子炉容器フランジ面-30cm まで低下させたプラント状態のとき又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 件であるうえに運転実績が (2) 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。

- ・水位維持失敗
- ・オーバードレン
- ・反応度の誤投入

なお、(1) の起因事象の発生頻度を算出する際に必要となる運転実績は 2011 年 3 月 31 日までのものであり、事象発生件数が 0 件である原子炉補機冷却機能喪失はプラント運用開始日からの期間を運転実績として採用した。また、外部電源喪失は統計的検定を行って、突出したピークがある運用開始当初の時期を除き、1976 年 4 月 1 日

からの期間を運転実績として採用した。以上により、原子炉補機冷却機能喪失は運転開始からの 632 炉年、外部電源喪失は 1976 年 4 月 1 日からの 621 炉年を国内 PWR プラントの運転期間として算出した。

また、(2) の起因事象の発生頻度を算出する際に必要となる国内 PWR プラントの余熱除去運転時間は $6.12\text{E}+05$ 時間である。

各起因事象の発生頻度算出方法について、以下に詳細を示す。

a. 外部電源喪失

出力運転中を含め、国内プラントにおいて発生事例がある。プラント停止中も同じ条件で起因事象が発生すると考えられることから、(1) の手法にて、出力運転時レベル 1 内部事象 PRA で使用した起因事象発生頻度を基に単位時間当たりの発生率を算出した。その結果、外部電源喪失の単位時間当たりの発生頻度は $5.5\text{E}-07/\text{時間}$ となった。

外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 621 = 4.8\text{E}-03/\text{炉年} = 5.5\text{E}-07/\text{時間}$$

621 : 国内 PWR プラント運転期間* (炉年)

3:1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までに 3 件発生

*外部電源喪失は出力運転状態に関係なく発生する事象であるため、停止時間を含めた運転期間を実績として使用している。また、1 炉年を 8,760 時間として単位時間当たりの発生頻度を算出した。

b. 原子炉補機冷却機能喪失

出力運転中を含め、国内及び米国 PWR プラントにおける発生事例がない。プラント停止中の同じ条件で起因事象が発生すると考えられることから、(1)の手法にて出力運転時レベル 1 内部事象 PRA で使用した起因事象発生頻度を基に単位時間当たりの発生率を算出した。その結果、原子炉補機冷却機能喪失の単位時間当たりの発生頻度は $2.3\text{E-}08/\text{時間}$ となった。

原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632 + 1,839) = 2.0\text{E-}04/\text{炉年} = 2.3\text{E-}08/\text{時間}$$

632 : 国内 PWR プラント運転期間* (炉年)

1,839 : 米国 PWR プラント発電期間 (臨界時間 (炉年))

* 原子炉補機冷却機能喪失は出力運転状態に関係なく発生する事象であるため、停止時間を含めた運転期間を実績として使用している。また、1 炉年を 8,760 時間として単位時間当たりの発生頻度を算出した。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

国内プラントにおける発生事例がない。(2)の手法にて、発生件数を 0.5 件と仮定し、国内運転実績 (余熱除去運転時間 = $6.12\text{E}+05$ 時間) を使用して、単位時間当たりの発生率を $8.2\text{E-}07/\text{時間}$ と算出した。

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (6.12\text{E}+05) = 8.2\text{E-}07/\text{時間}$$

d. 余熱除去機能喪失

国内プラントにおける発生事例が1件ある。(2)の手法にて、この件数と国内運転実績（余熱除去運転時間＝6.12E+05 時間）から単位時間当たりの発生率を1.6E-06/時間と算出した。

余熱除去機能喪失の発生頻度*

$$= 1 / (6.12E+05) = 1.6E-06/\text{時間}$$

*本起因事象としては、運転中の余熱除去系の故障頻度（1.6E-06/時間）に、システム解析にて算出した待機中の余熱除去系による冷却失敗確率（4.05E-02）を乗じた6.5E-08/時間が発生頻度となる。

e. 水位維持失敗

1次冷却材系統（以下「RCS」という。）水位が所定のレベルまで到達した後、充てん流量と低圧抽出流量をバランスさせて水位を維持している状態から、何らかの原因で水位が低下した後、水位計の異常値に気付くが隔離に失敗し、さらに水位が下がり水位低の警報発信後も適切なリカバリー操作が実施できず水位低下が継続する確率を、(3)によるシステム信頼性解析を用いて算出した。ここで、事象認知失敗については、水位維持失敗の対応操作が低圧抽出ラインの隔離等の容易な操作であるため、THERPの診断曲線を使用せず、計器の読取失敗で人的過誤確率をモデル化した。

なお、通常の手順では、抽出流量を絞り充てん流量を増加させることでRCS水位回復を図ると考えられるが、充てん系は

A M策として期待することから起因事象発生頻度の評価には含めていない。また、第 6. 3-2 図に示すとおり、水位維持失敗は低圧抽出ラインで発生することを想定し、以下のシナリオにて発生するものと仮定し、シナリオの各ステップの人的過誤確率をあわせて示す。

- (a) R C S 水位がノズルセンター+10cm まで低下
- (b) 事象認知失敗(水位計の読取失敗) : 2. 3E-06
 - ・ 中央水位計の読取失敗 : 1. 3E-03
 - ・ 現場水位計の読取失敗 : 1. 8E-03
- (c) ドレン停止操作失敗(抽出流量の調整失敗) : 7. 9E-04
- (d) 警報ブロック解除操作失敗(警報の設定失敗) : 7. 9E-04
- (e) 警報発令後の事象認知失敗(警報の認知失敗) : 8. 3E-04
- (f) 警報発令後のドレン停止操作失敗 (抽出隔離失敗)
: 8. 6E-06

また、本シナリオで実施する空気作動弁の操作については、原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA で公開されている空気作動弁閉失敗の国内故障率データである 3. 2E-04 を失敗確率として使用した。

上記のデータを使用して第 6. 3-3 図に示す信頼性解析モデルを用いて定量評価を行った結果、R C S 水位低下後の水抜き停止操作及びリカバリー操作に失敗し、水位維持失敗が発生する頻度は 2. 8E-06/対象期間となった。

f. オーバードレン

R C S 水位が原子炉ノズルセンター付近の所定の位置まで

低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低の警報発信後も適切なりカバリー操作が実施できず水位低下が継続する確率を、「e. 水位維持失敗」と同様の手順で算出した。

なお、オーバードレンは、「e. 水位維持失敗」と比較して水位低下速度が速いが、対応操作としては同じであり、低圧抽出ラインを隔離する等の容易な操作であるため、事象認知失敗についてはTHERPの診断曲線を使用せず、計器の読取失敗で人的過誤確率をモデル化した。

その結果、オーバードレンが発生する頻度は $2.8\text{E-}06$ /対象期間となった。

g. 反応度の誤投入

発生頻度の大きさと起因事象がもたらす影響の程度を考慮して、希釈操作中に操作に失敗し反応度が添加される事象を想定する。希釈操作手順のうち希釈量の算出又は設定に失敗し、かつ異常状態の監視にも失敗し、反応度が添加される事象が発生する確率を算出した結果、反応度の誤投入の発生頻度は $3.1\text{E-}08$ /定検となった。

なお、停止期間中の希釈操作は、通常、プラント起動時（POS14）に実施する。原則として、POS14は安全注入信号がブロックされておらず、プラントのリスク評価は出力運転時PRAに包絡されるため評価対象外としているが、反応度の誤投入については本POSにおける特有事象であることから、特別にPOS14を評価対象としている。

上述の算出結果をまとめて、第 6.3-3 表に示す。

なお、伊方発電所 3 号炉においては、本評価で挙げた起因事象はいずれも発生しておらず、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。

第 6.3-1 表 既存 PRA 研究で考慮している起回事象の比較

起回事象	NSAC-84 (Zion)	NUREG/CR-5015 (Zion)	フランス PRA ^{※1,2}	JNES 検討 ^{※3}	②項の評価 ^{※4} (伊方発電所 3 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 L O C A	—	—	○	—	—
2 次冷却系の破断	—	—	○	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	—	—	○	—	—
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	—	—	○	—	—
反応度事故	—	—	○	○	○ (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 dren	—	—	—	○	○

※ 1 : IFSN, "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＝停止時内部事象レベル 1 PSA 手法＝に関する報告書", 別冊 1, 平成 20 年 8 月.

※ 4 : 6.3.1 節「起回事象の選定」の (1)「起回事象の分析及び同定」に記載した②マスターロジックダイアグラムによる分析

第 6.3-2 表 評価対象とした起因事象とその説明

起因事象	説明
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	配管破断若しくは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、弁の誤操作などによる 1 次冷却材の流出を対象とする。一方、RCS 圧力が高圧に維持されている場合には、配管破断による 1 次冷却材の流出を想定する。
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 RCS 水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象（水位低下が継続するため、1 次冷却材の流出に分類）
オーバードレン	RCS 水抜き操作時に、水抜きを停止する操作に失敗し、水位低下が継続する事象（水位低下が継続するため、1 次冷却材の流出に分類）
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。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、余熱除去系統による崩壊熱除去は不可能となる。原子炉補機冷却機能喪失は崩壊熱除去の観点から考えると余熱除去冷却機能喪失事象であるが、他の緩和システムに与える影響を考慮するために起因事象として別に取り扱う。
外部電源喪失	外部電源が喪失した場合には、非常用所内交流動力電源（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、余熱除去系統による崩壊熱除去が不可能となる。外部電源喪失は崩壊熱除去の観点から考えると余熱除去機能喪失事象であるが、他の緩和システムに与える影響を考慮するために起因事象として別に取り扱う。
反応度の誤投入	希釈操作時の運転基準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。

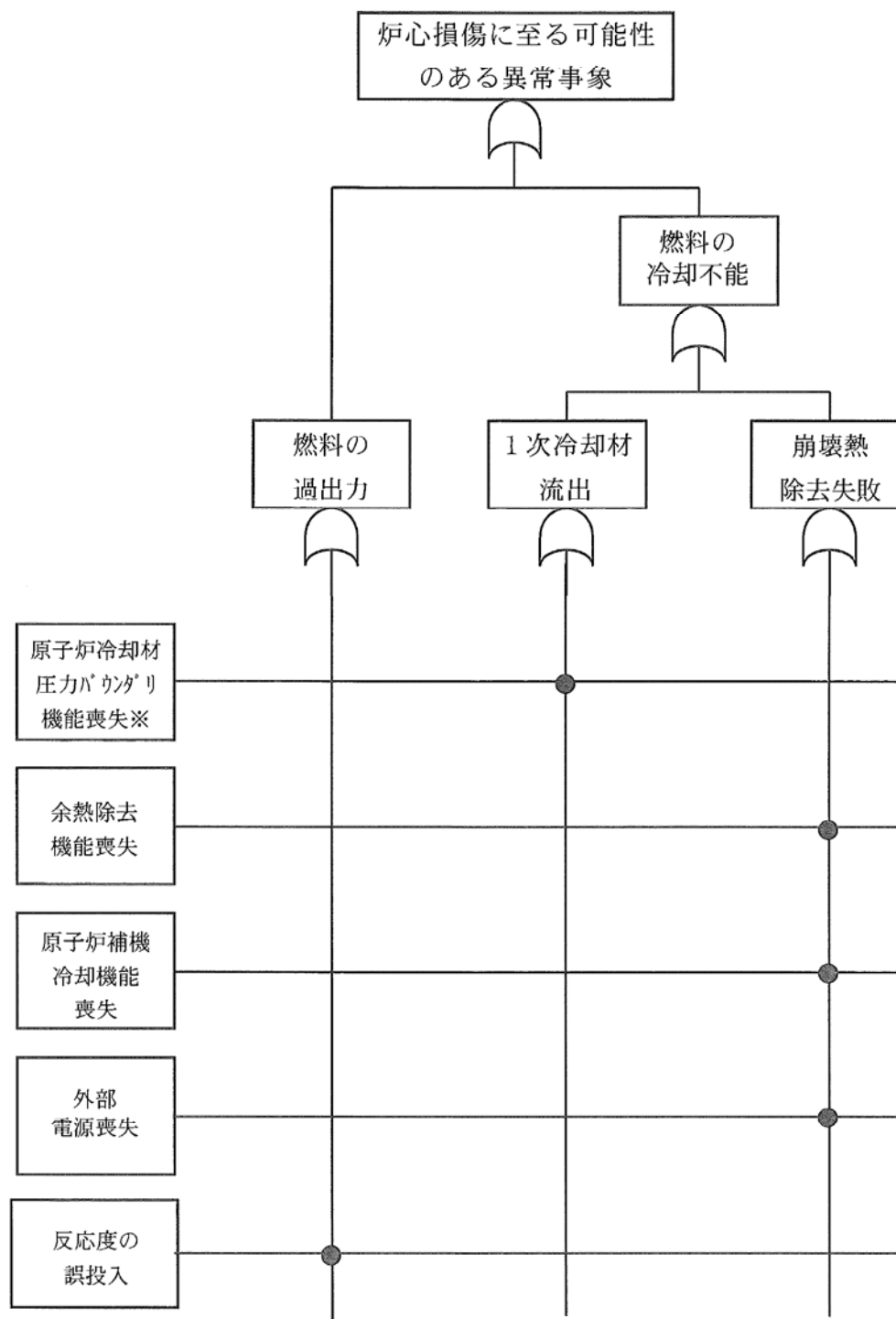
第 6.3-3 表 起回事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)

プラント状態	継続時間 (h)	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	原子炉補機 冷却機能喪失	外部電源喪失	反応度の誤投入
		8.2E-07 (1/h)	2.8E-06 (1/対象期間)	2.8E-06 (1/対象期間)	6.5E-08 (1/h)	2.3E-08 (1/h)	5.5E-07 (1/h)	3.1E-08 (1/定検)
(1) 部分出力運転状態	1.8	—	—	—	—	—	—	—
(2) 高温停止状態 (安全注入信号ブロックまで)	4.7	—	—	—	—	—	—	—
(3) 高温停止状態 (安全注入信号ブロック以降)	4.7	—	—	—	—	—	—	—
(4) 余熱除去系による冷却状態 1 (1次冷却系満水)	47.7	3.9E-05	—	—	3.1E-06	1.1E-06	2.6E-05	—
(5) 余熱除去系による冷却状態 2 (ミッドループ)	78.8	6.5E-05	2.8E-06	2.8E-06	5.3E-06	1.8E-06	4.3E-05	—
(6) 原子炉上部キャピティ満水状態	68.7	—	—	—	—	—	—	—
(7) 燃料取出状態	376.2	—	—	—	—	—	—	—
(8) 原子炉上部キャピティ満水状態	98.7	—	—	—	—	—	—	—
(9) 余熱除去系による冷却状態 3 (原子炉水位低)	114.9	9.4E-05	2.8E-06	2.8E-06	7.3E-06	2.6E-06	6.3E-05	—
(10) 余熱除去系による冷却状態 4 (1次冷却系満水)	35.4	2.9E-05	—	—	2.3E-06	8.1E-07	1.9E-05	—
(11) 1次冷却系漏えい検査状態	12.5	—	—	—	—	—	—	—
(12) 余熱除去系による冷却状態 5 (1次冷却系満水)	24.6	2.0E-05	—	—	1.6E-06	5.6E-07	1.4E-05	—
(13) 高温停止状態 (安全注入信号ブロック解除まで)	10.8	—	—	—	—	—	—	—
(14) 高温停止状態 (安全注入信号ブロック解除以降)	41.7	—	—	—	—	—	—	3.1E-08
(15) 部分出力運転状態	25.9	—	—	—	—	—	—	—

※ 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, 原子炉補機冷却機能喪失, 外部電源喪失の発生頻度は, 下式より算出したものである。

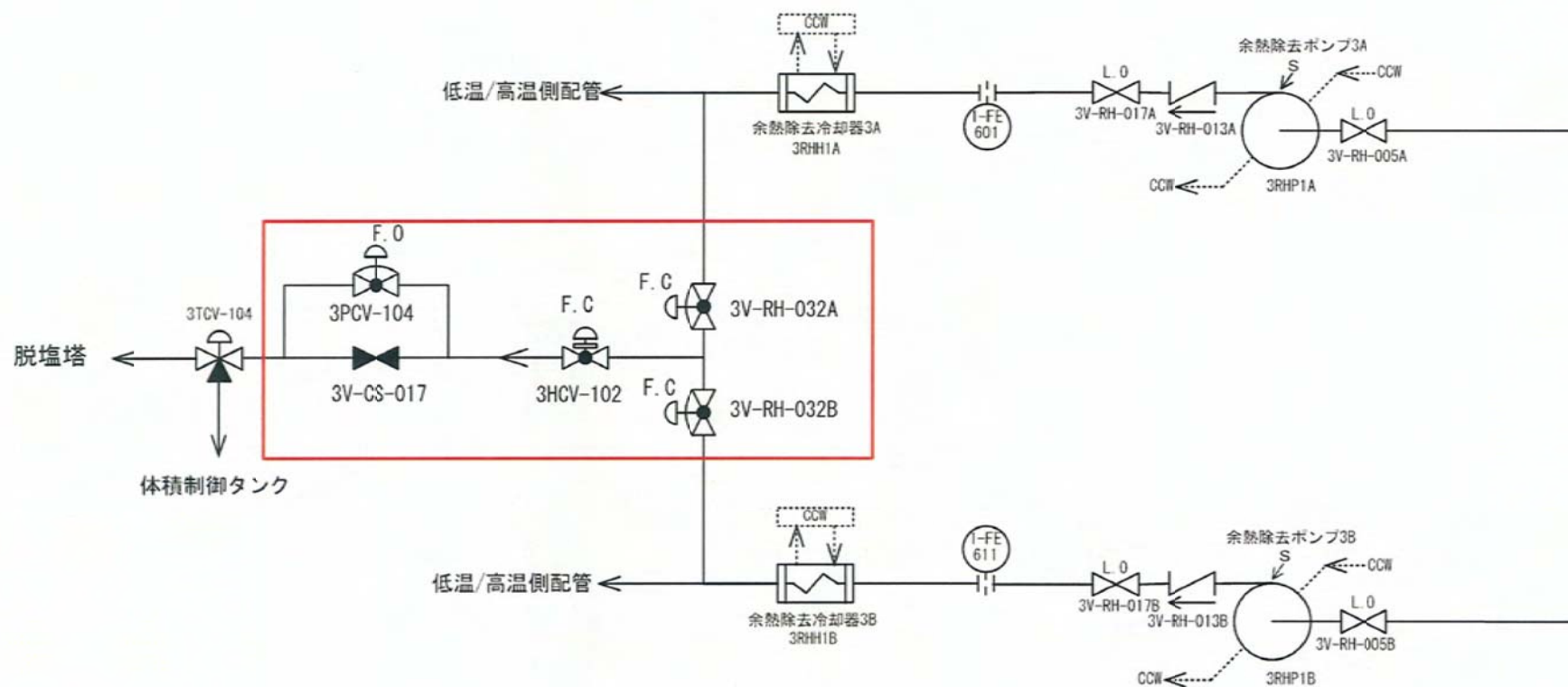
起回事象発生頻度 = 継続時間 (h) × 単位時間あたりの発生頻度 (1/h)

※ 余熱除去機能喪失の発生頻度は, 待機中の余熱除去系による冷却失敗を含めて評価した値である。

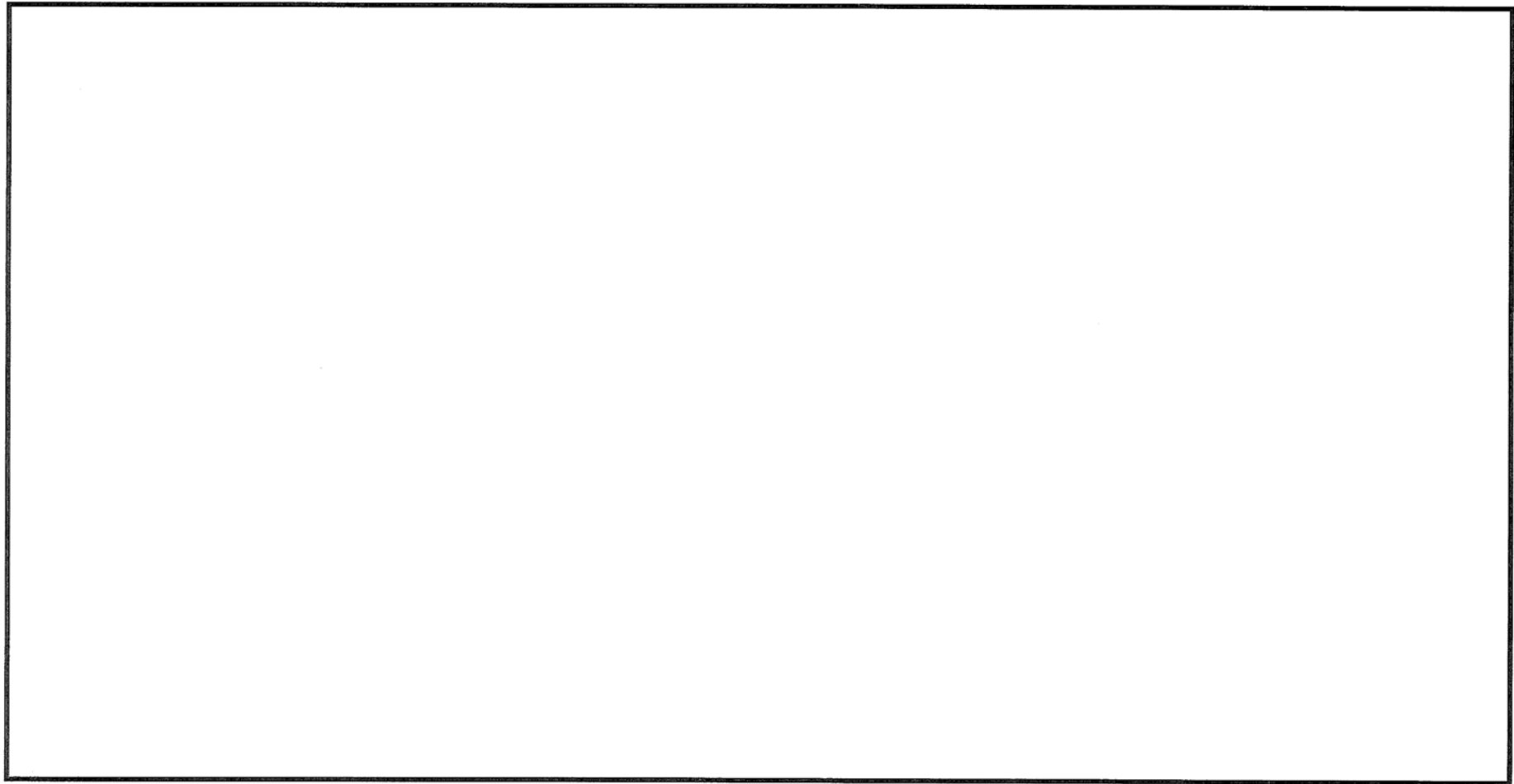


※原子炉冷却材圧力バウンダリの弁の誤開，オーバードレン，水位維持失敗を想定

第 6. 3-1 図 炉心損傷に至る可能性のある異常事象に関する
マスターロジックダイアグラム



第 6.3-2 図 水位維持失敗及びオーバードレンの信頼性評価範囲（低圧抽出ライン）



第 6. 3-3 図 水位維持失敗及びオーバードレンの信頼性解析モデル

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

6.4 成功基準の設定

炉心損傷の判定条件を設定し、既存のPRAや熱水力解析結果に基づいて、炉心損傷を防止するために必要な安全機能の成功基準、余裕時間及び使命時間を設定した。なお、成功基準設定のための熱水力解析は実施しない。

6.4.1 炉心損傷判定条件

プラント停止時における炉心損傷の判定条件は以下とする。

(1) 一般的な炉心損傷判定条件

- ・燃料有効長頂部が露出した状態とする。

(2) 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。（反応度の誤投入時）

6.4.2 安全機能の成功基準

安全機能として期待できるか否かの成功基準を以下に示す。

- ・除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回ること

炉心損傷を防止するために必要な緩和設備がその機能を達成するために必要な条件である成功基準を設定した。設定した成功基準を次表に示す。余熱除去系の成功基準は、設計条件に基づき、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。

なお、各サポート系の成功基準は、基本的に出力運転時レベル1内部事象PRAと同様であるが、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系については、流量負荷の観点から待機側の余熱除去冷却器の弁を隔離することを成功条件に追加した。

＜成功基準の一覧＞

イベントヘディング	機能	外部電源喪失
非常用所内交流動力電源	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 / 3 ループ

以下の起因事象については上記イベントヘディング(緩和系)に期待していない。

- ・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
- ・余熱除去機能喪失
- ・原子炉補機冷却機能喪失
- ・反応度の誤投入

6.4.3 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

(1) 余裕時間

本評価では、仮想的なプラント状態を模擬しており、緩和策のない起因事象のリスクが支配的となると考えられることから、余裕時間を保守的に設定しても最終的な評価結果への寄与は小さくなる。そのため、保守的な余裕時間を検討し、その値を全POSに適用した。なお、唯一の手動操作を伴う緩和系である余熱除去系統については、余裕時間は燃料有効長頂部露出までではなく、保守的に1次冷却材沸騰開始までとした。

具体的には、1次冷却材の保有水量が最も少なく、かつ崩壊熱

が高い P O S 5 のミッドループ運転時において、余熱除去機能の喪失により 1 次冷却材が沸騰開始するまでの時間とした。

以下に余裕時間の算出過程を示す。

a. P O S 5 開始時の崩壊熱：18 (MW)

保守的に炉心の高温点で代表し、
炉心平均の崩壊熱よりも厳しい
値で評価した。

b. 1 次冷却材保有水昇温率

1 次冷却材保有水昇温率＝崩壊熱／（保有水量×水の比熱）

$$= 18 \times 60 / (73 \times 10^3 \times 4.2 \times 10^{-3})$$

$$\approx 3.5 \text{ (}^\circ\text{C/分)}$$

60：1 分間の秒数（秒/分）

73×10^3 ：ミッドループ運転時の保有水量（kg）保守
的に保有水量は原子炉容器内のみの水量
とした。

4.2×10^{-3} ：水の比熱（MJ/kg・ $^\circ\text{C}$ ）

c. 1 次冷却材保有水沸騰時間

1 次冷却材保有水沸騰時間＝沸点との温度差／昇温率

$$= 50 / 3.5$$

$$\approx 14 \text{ (分)}$$

50：沸点との温度差（ $^\circ\text{C}$ ）

R C S 水抜き開始時には R C S 温度は
40 $^\circ\text{C}$ 以下に維持するが、沸点までの余裕

を保守的に見積もるため、初期の温度を 50℃と設定した。このため、沸点までの温度差は 50℃となる。

以上より、沸騰開始までの時間は 14 分と評価したが、余裕時間としては保守的に 10 分と設定した。なお、POS 4, 9, 10 及び 12 は POS 5 と比較して 1 次冷却材の保有水量が多いため、余裕時間は POS 5 よりも大きくなるが、停止時 PRA では保守的に POS 4, 9, 10 及び 12 の余裕時間も 10 分として設定した。

(2) 使命時間

成功基準の中で設定した緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間としては、緩和設備の機能回復、追加操作、停止時のプラント状態等を考慮し、24 時間と設定した。

これは、内部事象の停止時 PRA としては、事故後 24 時間まで安定冷却が可能であれば、それ以降の時間についても冷却機能の信頼度に期待でき、仮に不具合が生じたとしても事象発生時の厳しさから停止時よりも出力運転時の方が厳しいため、復旧までの余裕時間も十分にありリカバリー可能と考えられるためである。

6.5 事故シーケンスの分析

事故シーケンスとは、炉心損傷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み合わせのことである。「6.4 成功基準の設定」における炉心損傷を防止するために必要な緩和設備の検討結果を踏まえ、各起因事象に対してイベントツリーを作成することにより、炉

心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

(1) 停止時に期待する緩和策について（A M策に期待する場合）

停止時に期待する緩和策の有効性は，起因事象やプラント状態に依存し，主に以下の5つである。起因事象とこれらの緩和策失敗の組み合わせが事故シーケンスとなる。

- ・ 余熱除去系統による冷却
- ・ 蒸気発生器による除熱
- ・ 化学体積制御系による1次冷却系の保有水量維持
- ・ 安全注入
- ・ 燃料取替用水タンクからの重力注入

(2) イベントツリー作成上の主要な仮定（本評価で考慮する緩和策）

本評価の目的が事故シーケンスグループの選定であることを踏まえ，A M策には期待しないものとした。出力運転時とは異なり，プラント停止時の緩和策の多くは手動起動や減圧操作を伴い，明確にA M策の区別がされていない。そこで，フロントライン系としては，運転モード4，5及び6の原子炉施設保安規定において運転上の制限及び制限逸脱時に要求される措置として共通に規定されている余熱除去系のみに期待した。それ以外の蒸気発生器による除熱，化学体積制御系，安全注入及びR W S Tからの重力注入はA M策相当の代替冷却手段と位置付け除外した。したがって，本評価のP R Aでは，余熱除去系統による冷却のみに期待した。

(3) イベントツリーの作成及び最終状態について

緩和策として余熱除去系統による冷却のみを考慮し，各起因事象

に対してイベントツリーを展開した。続いて、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリー及び各シーケンスを第 6.5-1 図～第 6.5-5 図に示す。

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

第 6. 5-1 図（ 1 / 3 ） 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリ

—

オーバードレン	事故シーケンス
—————	オーバードレン

第 6. 5-1 図（ 2 / 3 ） 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
—————	水位維持失敗

第 6. 5-1 図（ 3 / 3 ） 水位維持失敗イベントツリー

（仮定条件）

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は，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）

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失事象は，運転員による弁の誤操作若しくは過剰なドレンなどによる原子炉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 A M 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
—————	余熱除去機能喪失

第 6.5-2 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，更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，運転中の A 系の故障に加えて，待機中の B 系による冷却にも失敗すること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 A M 相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。



第 6.5-3 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若しくは海水ポンプ全台の故障又は原子炉補機冷却水系若しくは原子炉補機冷却海水系統の配管・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A M相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

外部電源 喪失	非常用所内 交流動力 電源	RHR 冷却	事故シーケンス
			成功 外部電源喪失+余熱除去機能喪失 外部電源喪失+非常用所内交流動力 電源喪失

第 6.5-4 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，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，崩壊熱の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，非常用所内交流動力電源によってサポート系を健全にし，余熱除去系統によって安定した崩壊熱の除去が確保される。



第 6. 5-5 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、原子炉起動前の高温停止状態において、化学体積制御システムの故障や弁の誤操作等により 1 次冷却材中に純水が注入され、1 次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を起因事象として想定するものであり、以降は A M 相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

6.6 システム信頼性解析

システム信頼性解析とは、展開したイベントツリーの各分岐となるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるものであり、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及び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。なお、停止時PRAでは、フォールトツリー法によるシステム信頼性評価を行わず、技術的判断で非信頼度を求めたものはない。

6.6.1 評価対象としたシステムとその説明

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成し、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以下の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。系統間の依存性を第6.6-1表に示す。

(1) サポート系

- a. 電源系
- b. 信号系
- c. 制御用空気系
- d. 換気空調系
- e. 原子炉補機冷却海水系
- f. 原子炉補機冷却水系

(2) フロントライン系

a. 余熱除去系

6.6.2 システム信頼性評価手法

システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開したフォールトツリーを構築し、定量的に信頼性評価を行った。フォールトツリーの構築方法については「4.1.5.1 システムのモデル化」に、従属性のモデル化については「4.1.5.2 従属性のモデル化」に示すとおりである。システム信頼性評価の例を第 6.6-1 図に示す。

6.6.3 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実施した。また、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。

第 6.6-1 表 (1 / 2) 相互依存表

サポート系 (直接影響を与える側) フロントライン系 (直接影響を受ける側)	電源系	※ 2 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	○	○	○		※ 3	○

※ 1 余熱除去系と依存関係のある空調設備に関する室温評価結果等を踏まえて、換気空調系の機能喪失により余熱除去系は機能喪失しないものと結論付けた。

※ 2 停止時 P R A においては、信号系として、U V 信号及び B O シーケンス信号をモデル化。

※ 3 原子炉補機冷却海水系の機能喪失により原子炉補機冷却水系が喪失し、それにより余熱除去系も機能喪失するが、本表では直接の影響を受けるもののみに「○」を付けることとしている。

第 6.6-1 表 (2 / 2) 相互依存表

サポート系 (直接影響を与える側)	電源系	※ 2 信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
サポート系 (直接影響を受ける側)						
電源系 ※ 1		○		○	○	
信号系 ※ 2	○					
制御用空気系 ※ 3, 4	○	○		○	※ 6	○
換気空調系 ※ 3, 5	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系 ※ 3	○	○				
原子炉補機冷却水系 ※ 3	○	○			○	

※ 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。

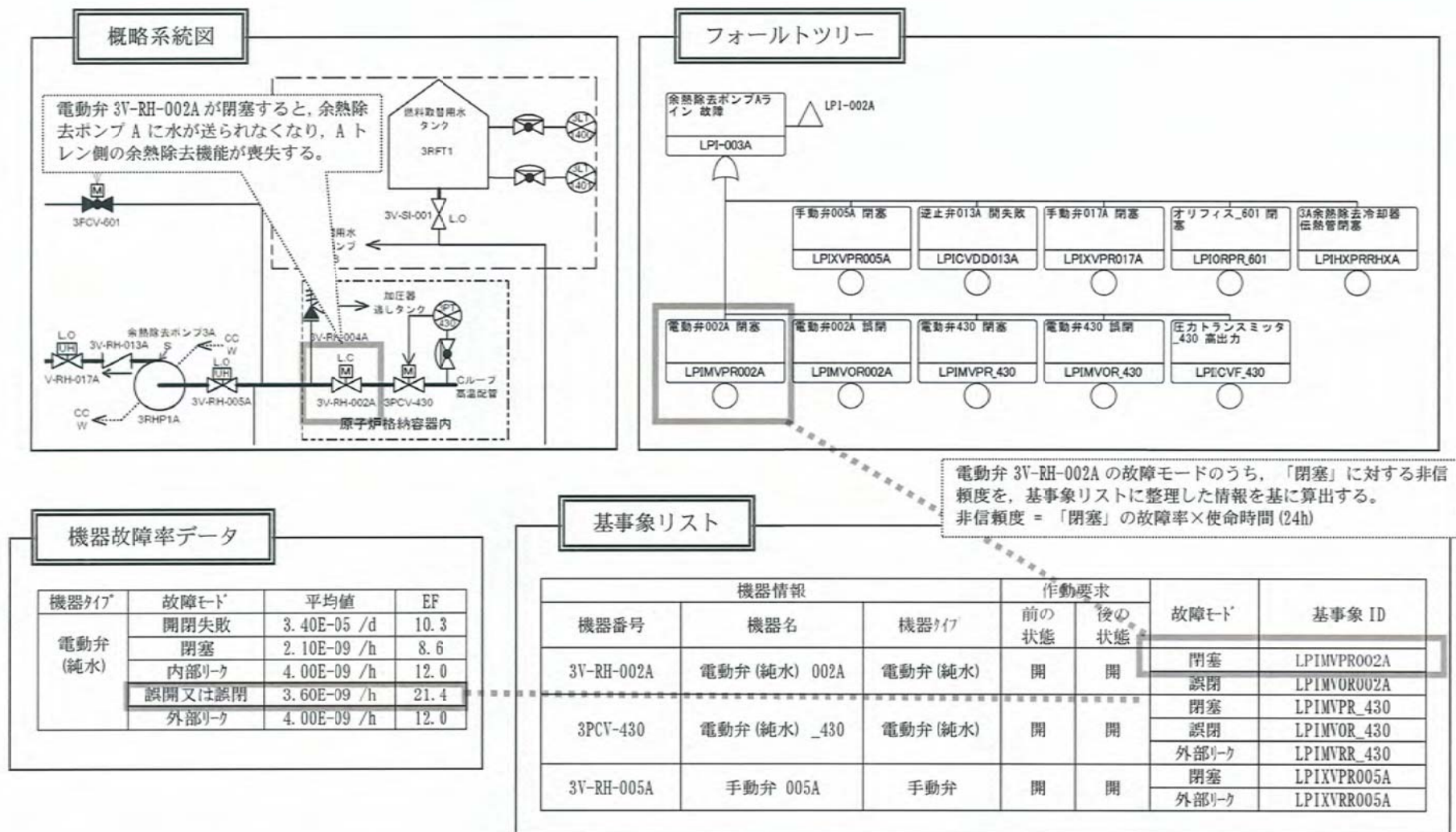
※ 2 停止時 P R A においては、信号系として、U V 信号及び B O シーケンス信号をモデル化。

※ 3 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。

※ 4 制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。

※ 5 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。

※ 6 原子炉補機冷却海水系の機能喪失により原子炉補機冷却水系が喪失し、それにより制御用空気系も機能喪失するが、本表では直接の影響を受けるもののみに「○」を付けることとしている。



第 6.6-1 図 システム信頼性の評価例

6.7 人間信頼性解析

人間信頼性解析は、THERP手法を使用して評価した。

6.7.1 起回事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁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の絞り込み作業に係る実績調査・エビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案したうえで、人的過誤事象のモデル化可否を決定しモデル化した。

なお、緩和系（余熱除去系統による冷却）における事故前の人的過誤は、事故シーケンスの発生頻度に対する影響が小さいため、人的過誤確率として過小評価にならないようにスクリーニング値を定めた。スクリーニング値としては、THERP手法により評価された事故前の人的過誤確率が $1.6\text{E}-03$ であるため、これを保守的に丸めた $1.0\text{E}-02$ とした。

以上の手順で決定した起回事象発生前の操作失敗確率をモデル化対象とともに次表に示す。

<起回事象発生前の操作失敗確率>

運転操作エラー	操作場所	人的過誤確率	操作対象
弁の操作忘れ* ¹	現場	$1.0\text{E}-02$	海水ポンプ 3C 出口弁：SW-503C* ²

* 1：海水ポンプ 3C の機能試験時に海水ポンプ 3C 出口手動弁の開復旧操作忘れを対象とする。

* 2：海水ポンプの運転及び待機状態は第 6.2-3 表「緩和設備の使用可能性」に示したとおり。

6.7.2 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。P R Aにおいては、運転員が行う以下の行為を人的過誤の評価対象とした。

(1) 診断失敗

運転手順へのエントリー失敗を診断過誤として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。なお、診断失敗が発生した場合、運転員は運転手順の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

起因事象発生後の診断過誤確率としては、T H E R P の時間信頼性曲線から余裕時間として設定した 10 分の診断過誤確率の下限值*として読み取った 0.027 を保守的に有効数字 1 桁に丸めた $3\text{E-}02$ とする。

以上の手順で決定した停止時 P R A で用いる診断過誤確率を診断項目とともに次表に示す。

*：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事故時運転手順書に記載されている場合

＜起因事象発生後の診断過誤確率＞

診断項目	診断過誤確率* ¹
運転手順へのエントリー失敗	$3.0\text{E-}02$

*¹：10 分の診断過誤確率の下限值 (0.027) を有効数字 1 桁に丸めた人的過誤確率である。

(2) 操作失敗

運転手順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。起因事象発生後の操作失敗確率及びモデル化した運転操作の例を次表に示す。

＜起因事象発生後の操作失敗確率の例＞

運転操作エラー	操作場所	人的過誤確率	操作対象
弁の操作失敗 * 1	中央制御室	1. 0E-03	・ 空気作動弁： 余熱除去クーラ出口流調弁 HCV-613 / 余熱除去ループ流調弁 FCV-614「調整開」 ・ 電動弁： 余熱除去クーラ 3B 出口 RH-040B「開」， 余熱除去クーラ冷却水出口弁 (CC-114A「閉」 / CC-114B：「開」)
補機の操作失敗	中央制御室	1. 0E-03	・ 余熱除去ポンプ (A/B)

* 1：余熱除去系 A が使用できない場合に、余熱除去系 B を使用するための系統構成の操作を対象とする。

(3) 読取失敗

運転手順に「～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、読取失敗を評価対象外とする。

なお、停止時における異常の発生は、複数の計器により判断が可能であるため、本評価では読取失敗に係る人的過誤を取り扱わない。

6.7.3 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，「(2) 操作失敗」及び「(3) 読取失敗」と同様の，操作失敗及び読取失敗を取り扱った。

6.8 パラメータの作成

システム信頼性解析及び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，メンテナンスによる待機除外等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

6.8.1 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。

6.8.2 機器故障率データ

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～2002 年度 21 ヵ年 49 基データ）を基にした国内故障率データを使用した。また，NUCIA で公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版）（平成 13 年 2 月），電中研報告 P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。

なお、評価対象機器のうち、制御用空気圧縮機等、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。

6.8.3 共通原因故障パラメータ

共通原因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497 の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載される M G L パラメータを使用した。M G L 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。

6.8.4 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

停止時 P R A においては、機器の復帰を考慮しない。

6.8.5 待機除外

定期検査期間中には検査・保守を実施するために待機状態から除外される系統や機器が存在する。これらの待機除外は、異常事象時の緩和に必要とされるシステムの信頼性に大きく影響することから、定期検査中に実施される機器の待機除外状態が重要な要因となる。

そのため、停止時 P R A においては、機器の待機除外状態は原子炉施設保安規定の運転上の制限をベースに、設備の冗長性が小さくなる状態を模擬し評価を実施した。

6.9 事故シーケンスの定量化

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

事故シーケンスの定量化では、起因事象、展開したイベントツリー及びフォールトツリーの各基事象に対して、評価又は設定した起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等の定量値を入力し、イベントツリーで展開した各事故シーケンスのCDFを計算した。

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回のプラント停止当たりの炉心損傷確率を算出しており、1回のプラント停止は通常時約1年に1回行われるため、算出した炉心損傷確率を年当たりのCDF(/炉年)とみなすことで得ることができる。

(2) 事故シーケンスの定量化結果

事故シーケンスの定量化を行った結果、全CDFは $2.9\text{E-}04$ /炉年となった。起因事象別・POS別のCDFを第6.9-1表に示す。また、各事故シーケンスのCDFを第6.9-2表、事故シーケンスのカットセットを第6.9-3表に示す。さらに、POS別及び起因事象別のCDF割合を第6.9-1図及び第6.9-2図に示す。

CDFを起因事象別にみると、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失が最も高く全体の約8割を占め、これ以外の起因事象による寄与率は相対的に小さくなっている。

CDFをPOS別に見ると、炉心損傷頻度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POS 9が最も厳しい結果となった。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析結果

重要度解析では，F V 重要度及びR A W の 2 つの指標を評価した。

重要度解析の結果，F V 重要度の第 1 位は診断失敗の約 7 % であり，第 2 位は余熱除去ポンプ出口流量低 OFF 信号発信失敗で約 0.6 % と低い値となった。基事象別重要度評価結果（F V 重要度上位 20 位）を第 6.9-4 表に示す。これは全 C D F の要因の大部分が，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によるものであるためであり，仮に P R A の詳細なモデルを作成しても現状の傾向に影響はないと判断する。

R A W の上位数百個はすべて R A W が約 3 と同等の結果となっている。基事象別重要度評価結果（R A W 上位 20 位）を第 6.9-5 表に示す。これは緩和系に期待できる外部電源喪失及び余熱除去システムの故障において，1 次のカットセット（機器故障又はヒューマンエラー）の発生で両方の事象とも炉心損傷に至るものが多数存在していることを示している。

b. 不確実さ解析結果

不確実さ解析では，全 C D F 及び事故シーケンス別 C D F について，下限値，中央値，平均値及び上限値を評価した。

不確実さ解析の結果，全 C D F は点推定値 $2.9\text{E-}04$ /炉年に対し，平均値も $2.9\text{E-}04$ /炉年となった。全 C D F 及び事故シーケンス別 C D F の不確実さ解析結果を第 6.9-6 表に示す。また，E F は 3.4

となり約 1 桁程度の不確実さ幅がある。ただし、停止時 P R A における事故シーケンスはすべて重要事故シーケンスに包絡されており、有効な対策が講じられているため、不確実さを考慮しても重要事故シーケンスが追加、変更になることはない。

c. 感度解析結果

感度解析では、本停止時 P R A のモデルの不確実さ及び余裕時間（診断失敗確率）が結果に与える影響を評価した。

まず、P R A モデルの不確実さの感度解析では、全 C D F に対して最も寄与の大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象とした。この際の条件として、充てんポンプによる炉心注水により、1 次冷却材の沸騰及び蒸発を防止できると仮定している。

解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の C D F は、充てんポンプによる炉心注水を期待しない場合と比較して 1/100 の $2.5\text{E-}06$ /炉年となり、全 C D F は約 1/6 の $4.8\text{E-}05$ /炉年となった。起因事象別 C D F（停止時 P R A の感度解析結果）を第 6.9-7 表に示す。停止時 P R A においては緩和策と A M 策に明確な区別がないため、停止時 P R A では非保守的な評価とならないように解析条件を仮定したことから C D F が大きいですが、充てんポンプによる炉心注水を考慮すると C D F を大幅に低減できることを確認した。

次に、余裕時間（診断失敗確率）の感度解析では、P O S ごとに崩壊熱と保有水量が異なることを解析条件として設定した。

解析の結果、「6.7.3 起因事象発生に係わる人的過誤」ではすべての P O S に対して余裕時間は 10 分（診断過誤確率： $3.0\text{E-}02$ ）

で全CDFが $2.9\text{E-}04/\text{炉年}$ となっていたが、POSごとに余裕時間を条件設定した結果、POS 4、10 及び 12 は余裕時間が 90 分（診断過誤確率: $3.0\text{E-}06$ ）となり、余熱除去機能喪失及び外部電源喪失によるCDFは約 2 割低減した。一方、全CDFは約 2 %しか低減せず、 $2.9\text{E-}04/\text{炉年}$ となった。これは余熱除去機能喪失及び外部電源喪失が炉心損傷への寄与率が元々 1 割程度と低く、保守性を取り除いてもCDFに与える影響は低いためである。

第 6.9-1 表 プラント状態分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度

プラント状態		継続時間	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	補機冷却水の喪 失	外部電源喪失	反応度の誤投入	合計（/炉年） （寄与率）
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS4	47.7	3.9E-05			3.1E-06	1.1E-06	1.2E-06		4.5E-05 （15.2%）
余熱除去系による冷却状態 （RCS部分ドレン状態、ミッド ループ運転状態）	POS5	78.8	6.5E-05	2.8E-06	2.8E-06	5.1E-06	1.8E-06	2.0E-06		7.9E-05 （27%）
余熱除去系による冷却状態 （RCS部分ドレン状態、ミッド ループ運転状態）	POS9	114.9	9.4E-05	2.8E-06	2.8E-06	7.5E-06	2.6E-06	3.0E-06		1.1E-04 （38.6%）
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS10	35.4	2.9E-05			2.3E-06	8.1E-07	9.2E-07		3.3E-05 （11.3%）
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS12	24.6	2.0E-05			1.6E-06	5.6E-07	6.4E-07		2.3E-05 （7.8%）
高温停止状態	POS14	41.7							3.1E-08	3.1E-08 （0%）
合計（/炉年） （寄与率）			2.5E-04 （84.4%）	5.6E-06 （1.9%）	5.6E-06 （1.9%）	2.0E-05 （6.7%）	6.9E-06 （2.4%）	7.8E-06 （2.7%）	3.1E-08 （0%）	2.9E-04

第 6.9-2 表 事故シーケンス別炉心損傷頻度

事故シーケンス	シーケンス別 C D F (/ 炉年)
余熱除去機能喪失	2. 0E-05
外部電源喪失+余熱除去系統機能喪失	5. 1E-06
原子炉補機冷却機能喪失	6. 9E-06
外部電源喪失+非常用所内交流動力電源喪失	2. 7E-06
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	2. 5E-04
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（水位維持失敗）	5. 6E-06
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（オーバードレン）	5. 6E-06
反応度の誤投入	3. 1E-08
合 計	2. 9E-04

第 6.9-3 表 各事故シーケンスのカットセット

事故シーケンス		条件付き 炉心損傷頻度	非信頼度	寄与率	炉心損傷頻度に寄与する主要なカットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流動力電源失敗	1.6E-02	2.3E-03	14%	①DG-A 継続運転失敗
			1.5E-03	9.1%	②DG-A 起動失敗
			9.6E-04	5.9%	③防火ダンパ3F-VS-403A 誤閉
			9.6E-04	5.9%	④防火ダンパ3F-VS-404A 誤閉
			9.6E-04	5.9%	⑤防火ダンパ3F-VS-405A 誤閉
			9.6E-04	5.9%	⑥防火ダンパ3F-VS-403A 閉塞
			9.6E-04	5.9%	⑦防火ダンパ3F-VS-404A 閉塞
			9.6E-04	5.9%	⑧防火ダンパ3F-VS-405A 閉塞
			9.6E-04	5.9%	⑨手動ダンパ3M-VS-401A 閉塞
			4.0E-04	2.5%	⑩インターフェースカードS163C 誤動作
外部電源喪失	余熱除去系による冷却失敗	3.1E-02	3.0E-02	98%	①診断失敗
			5.0E-04	1.6%	②余熱除去ポンプA, B 起動操作失敗CCF
			3.7E-05	0.1%	③余熱除去ポンプA 出口流量低OFF信号 発信失敗 +手動弁503C 戻し忘れ

第 6. 9-4 表 基事象別重要度評価結果 (F V重要度上位 20 位)

No	ID	Description	FV
1	DE	診断失敗	6. 6E-02
2	SGN-ST-LOFB	余熱除去ポンプB 出口流量低OFF信号 発信失敗	6. 2E-03
3	CWIOAXX114A	余熱除去クーラ冷却水出口弁114A 閉操作失敗	1. 7E-03
4	LPIOAXX040B	電動弁040B 開操作失敗	1. 7E-03
5	CWIOAXX114B	余熱除去クーラ冷却水出口弁114B 開操作失敗	1. 7E-03
6	LPIOAXX 614	空気作動弁614 調整開操作失敗	1. 7E-03
7	LPIOAXX 613	空気作動弁613 調整開操作失敗	1. 7E-03
8	EPSDLXR_DGA	3A-ディーゼル発電機 継続運転失敗	1. 3E-03
9	LPIOAXXRHPX-ALL	3A, B余熱除去ポンプ 起動操作失敗 CCF	1. 1E-03
10	EPSDLAD_DGA	3A-ディーゼル発電機 起動失敗	8. 4E-04
11	LPIOAXXRHPB	余熱除去ポンプB 手動起動操作失敗	8. 3E-04
12	HVDDTOR403A	防火ダンパ 3F-VS-403A 誤閉	5. 4E-04
13	HVDDTPR403A	防火ダンパ 3F-VS-403A 閉塞	5. 4E-04
14	HVDDTPR405A	防火ダンパ 3F-VS-405A 閉塞	5. 4E-04
15	HVDDTPR404A	防火ダンパ 3F-VS-404A 閉塞	5. 4E-04
16	HVDDTOR405A	防火ダンパ 3F-VS-405A 誤閉	5. 4E-04
17	HVDDTOR404A	防火ダンパ 3F-VS-404A 誤閉	5. 4E-04
18	HVDDPPR401A	手動ダンパ 3M-VS-401A 閉塞	5. 4E-04
19	SGNCASOA711	ユニバーサルカードS1711 誤動作	2. 3E-04
20	SGNCASOA63C	ユニバーサルカードS163C 誤動作	2. 3E-04

第 6. 9-5 表 基事象別重要度評価結果 (R A W上位 20 位)

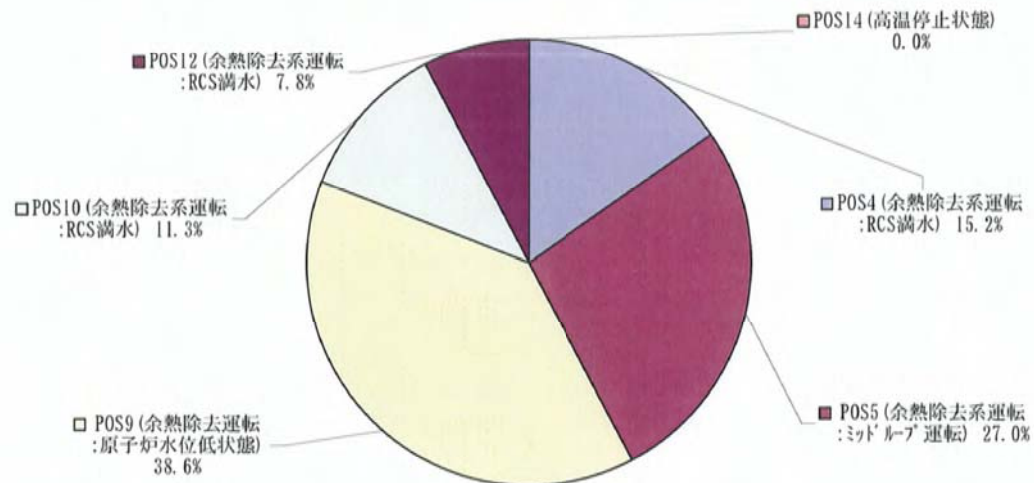
No	ID	Description	RAW
1	DE	診断失敗	3. 1E+00
2	LPIOAXXRHPX-ALL	3A, B余熱除去ポンプ 起動操作失敗 CCF	3. 1E+00
3	IASPQYRAE1A	3A-制御用空気圧縮機 継続運転失敗	3. 1E+00
4	CWIPMYRCCPB	原子炉補機冷却水ポンプB 継続運転失敗	3. 1E+00
5	CWIPMYRCCPA	原子炉補機冷却水ポンプA 継続運転失敗	3. 1E+00
6	CHSPNYRHE1B	空調用冷凍機B 継続運転失敗	3. 1E+00
7	CHSPNYRHE1A	空調用冷凍機A 継続運転失敗	3. 1E+00
8	CHSPMYRHP1B	空調用冷水ポンプB 継続運転失敗	3. 1E+00
9	CHSPMYRHP1A	空調用冷水ポンプA 継続運転失敗	3. 1E+00
10	SWIEMYSWPA	海水ポンプA 継続運転失敗	3. 1E+00
11	SWIEMYSWPB	海水ポンプB 継続運転失敗	3. 1E+00
12	LPISVLR039B	安全弁039B 内部リーク	3. 1E+00
13	HVIMOXRF42A	3A-制御用空気 圧縮機室 給気ファン 継続運転失敗	3. 1E+00
14	HVPMOXR26A	安全補機開閉器室空調ファンA 継続運転失敗	3. 1E+00
15	LPISVRR039B	安全弁039B 外部リーク	3. 1E+00
16	LPISVOR039B	安全弁039B 誤開	3. 1E+00
17	IASCVD001A	逆止弁001A 開失敗	3. 1E+00
18	SWIFSPR 02A	フィルタ/ストレーナ(海水) 02A 閉塞	3. 1E+00
19	SWIFSPR 01A	海水ストレーナ 01A 閉塞	3. 1E+00
20	SWIFSPR 02B	フィルタ/ストレーナ(海水) 02B 閉塞	3. 1E+00

第 6.9-6 表 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の不確実さ解析結果

事故シーケンス	炉心損傷頻度（/炉年）					EF ($\sqrt{\text{上限値/下限値}}$)
	点推定値	平均値	下限 (5%) 値	中央 (50%) 値	上限 (95%) 値	
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	2.5E-04	2.5E-04	3.9E-05	1.5E-04	7.4E-04	4.4
水位維持失敗	5.6E-06	5.6E-06	6.4E-07	3.2E-06	1.8E-05	5.3
オーバードレン	5.6E-06	5.6E-06	6.3E-07	3.2E-06	1.8E-05	5.3
余熱除去機能喪失	2.0E-05	1.9E-05	1.1E-06	7.1E-06	6.6E-05	7.9
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗	5.1E-06	4.9E-06	1.9E-07	1.8E-06	1.9E-05	9.8
外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源失敗	2.7E-06	2.7E-06	8.7E-07	2.2E-06	6.1E-06	2.6
原子炉補機冷却機能喪失	6.9E-06	6.9E-06	1.1E-06	4.2E-06	2.1E-05	4.4
反応度の誤投入	3.1E-08	3.1E-08	1.9E-09	1.5E-08	1.1E-07	7.7
全炉心損傷頻度	2.9E-04	2.9E-04	6.8E-05	1.9E-04	7.9E-04	3.4

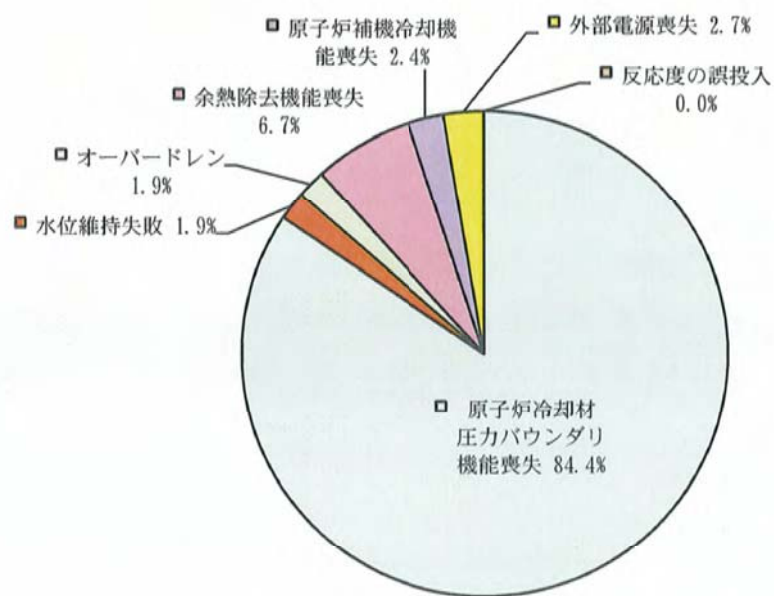
第 6.9-7 表 起因事象別炉心損傷頻度（停止時 P R A の感度解析結果）

プラント状態		継続時間	原子炉冷却材 圧力バウダリ 機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去系統 機能喪失	原子炉補機冷 却機能喪失	外部電源喪失	反応度 の誤投入	【感度解析】 合計（/炉年）	【ベースケース】 合計（/炉年）	比率 （感度/ベース）
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS4	47.7	3.9E-07			3.1E-06	1.1E-06	1.2E-06		5.8E-06	4.5E-05	0.13
余熱除去系による冷却状態 （RCS部分ドレン状態、ミッド ループ運転状態）	POS5	78.8	6.5E-07	2.8E-06	2.8E-06	5.1E-06	1.8E-06	2.0E-06		1.5E-05	7.9E-05	0.19
余熱除去系による冷却状態 （RCS部分ドレン状態、ミッド ループ運転状態）	POS9	114.9	9.4E-07	2.8E-06	2.8E-06	7.5E-06	2.6E-06	3.0E-06		2.0E-05	1.1E-04	0.17
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS10	35.4	2.9E-07			2.3E-06	8.1E-07	9.2E-07		4.3E-06	3.3E-05	0.13
余熱除去系による冷却状態 （RCS満水状態）	POS12	24.6	2.0E-07			1.6E-06	5.6E-07	6.4E-07		3.0E-06	2.3E-05	0.13
高温停止状態	POS14	41.7							3.1E-08	3.1E-08	3.1E-08	1.00
【感度解析】 合計（/炉年）			2.5E-06	5.6E-06	5.6E-06	2.0E-05	6.9E-06	7.8E-06	3.1E-08	4.8E-05	2.9E-04	0.16
【ベースケース】 合計（/炉年）			2.5E-04	5.6E-06	5.6E-06	2.0E-05	6.9E-06	7.8E-06	3.1E-08	2.9E-04		
比率 （感度/ベース）			0.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.16		



POS	(3) 高温停止状態	(4) 余熱除去系運転①	(5) 余熱除去系運転②	(6) 原子炉上部水位調整	(7) 燃料取り出し状態	(8) 原子炉上部水位調整	(9) 余熱除去系運転③	(10) 余熱除去系運転④	(11) RCS漏えい試験	(12) 余熱除去系運転⑤	(13) 高温停止状態
POS別継続時間 (h)	5	48	79	69	376	99	115	35	13	25	11

第 6. 9-1 図 プラント状態別の炉心損傷頻度割合



第 6. 9-2 図 起因事象別の炉心損傷頻度割合