

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抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンス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
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理
 - 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. 5 P R A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(P D S)の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果
 - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 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
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

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

表

- 第 1-1 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
- 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 プラント損傷状態（PDS）の定義
- 第 2-3 表 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定について
- 第 2-4 表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

- 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
- 第 3-3 表 炉心損傷までの余裕時間について

図

- 第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 1-2 図 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(1) 地震PRAイベントツリー（外部電源喪失）
- 第 1-4 図(2) 地震PRAイベントツリー（全交流動力電源喪失）
- 第 1-5 図(1) 津波PRA階層イベントツリー（O.P. 29m 以上 35.2m 未満）
- 第 1-5 図(2) 津波PRA階層イベントツリー（O.P. 35.2m 以上 38.6m 未満）
- 第 1-5 図(3) 津波PRA階層イベントツリー（O.P. 38.6m 以上）
- 第 1-6 図 津波PRAイベントツリー（全交流動力電源喪失）
- 第 1-7 図 プラント全体のCDF
- 第 1-8 図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

- 第 2-1 図 格納容器破損モード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 1.5 PRA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 運転停止中原子炉における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 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 3-3 図 停止時 P R A におけるイベントツリー
- 第 3-4 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（地震・津波以外）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係る設備例について
- 4 T B W シーケンスを重要事故シーケンスに選定しない考え方について
- 5 女川 2 号炉 P R A における主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故防止対策の対応状況
- 6 地震 P R A, 津波 P R A における主要な事故シーケンスの対策等について
- 7 水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
- 8 P C V 隔離の想定について
- 9 F C I の知見について
- 10 熔融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について
- 11 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）
- 12 女川 2 号炉 P R A ピアレビュー実施結果について
- 13 「P R A の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R A の対応状況

別添

女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価（P R A）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下、「解釈」という。）に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（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 1 PRA（出力運転時、停止時）、レベル 1.5 PRA（出力運転時）の評価を実施しており、これらの PRA 手法を今回も適用した。また、外部事象としては現段階で PRA 手法を適用可能な事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 PRA 及び津波レベル 1 PRA を対象とし、これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物及び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。

今回実施する PRA の目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シ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、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下、「AM 策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、設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。

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

< 今回の PRA 評価対象 >

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準対象施設	対象	モデル化する ^{※1}
AM 策 （平成 4 年計画以前）	対象外	「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」、「常用系である給復水系（通常停止時）」 ^{※2} 、「外部電源復旧」 ^{※2} 等はモデル化する。
AM 策 （平成 4 年計画・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
重大事故等対処施設	現在申請中	モデル化しない

※1 地震及び津波の PRA については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。

※2 地震・津波 PRA では考慮しない。

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

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

【概要】

- ① 内部事象PRA，外部事象PRA（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等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて，国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは，格納容器防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ毎に，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下，「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通原因故障・系統間依存性，余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係わ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て以下のとおりに示されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

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

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（P R A）及び外部事象に関する P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 1-1 (a) の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記 1-1 (a) の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記 1-1 (b) ① に関して、P R A の適用可能な外部事象については日本原子力学会における P R A 実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象レベル 1 P R A、地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を実施し、事故シーケンスグループを評価した。実施した各 P R A の詳細は「女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価（P R A）について」に示す。

また、P R A の適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

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

外部事象に関しては、PRAが適用可能な事象として地震レベル1 PRAや津波レベル1 PRAを実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第1-3図に地震PRAの階層イベントツリーを、第1-4図に地震PRAのイベントツリーを、第1-5図に津波PRAの階層イベントツリーを、第1-6図に津波PRAのイベントツリーを示す。

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

各PRAにより抽出した事故シーケンスを第1-1表に、評価結果を第1-7図及び第1-8図に示す。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

PRAの適用が困難な地震・津波以外の外部事象（以下、「その他外部事象」という。）については、その他外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では、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があり、隔離事象、S/R弁誤開放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、地すべり、火山の影響、生物学的事象、森林火災、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象レベル1 PRAで想定する起因事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。（別紙1）

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1 PRAにより抽出した各事故シーケンス（第1-1表参照）を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、解釈の1-1(a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈の1-2に示されている要件との関係等を第1-2表に整理した。また、整理の内容1.1.2.1～1.1.2.3に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1 PRAにより抽出した各事故シーケンス（第1-1表参照）に

ついて、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。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7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) 高圧・低圧注水機能喪失 (T Q U V)

事象発生後、高圧注水機能や低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては、「高圧・低圧注水機能喪失」に該当し、対策としては高圧代替注水系等が考えられる。

(b) 高圧注水・減圧機能喪失 (T Q U X)

事象発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉の減圧に失敗した場合には、低圧注水機能が使用できないため、炉心への注水が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、「高圧注水・減圧機能喪失」に該当し、対策としては代替自動減圧機能等が考えられる。

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

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る。

なお、P R Aでは電源喪失のシーケンスを長期T B, T B D, T B P及びT B Uに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては、常設代替交流電源設備等が考えられる。

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (T W)

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器熱除去機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し、その後、炉心損傷に至る。

事故シーケンスグループとしては、「崩壊熱除去機能喪失」に該当し、対策としては原子炉格納容器フィルタベント系等が考えられる。

(e) 原子炉停止機能喪失 (T C)

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る。

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、対策としては代替制御棒挿入機能+代替原子炉再循環ポンプトリップ機能等が考えられる。

(f) L O C A時注水機能喪失 (A E, S 1 E, S 2 E)

L O C A時注水機能喪失は、L O C Aが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る。

L O C A時注水機能喪失は、破断口の大きさに応じて、A E (大破断L O C A), S 1 E (中破断L O C A) 及びS 2 E (小破断L O C A) に分類しており、炉心損傷回避可能な緩和系、原子炉の状態が異なる。

LOCA時注水機能喪失において炉心損傷回避が可能なLOCAの範囲は、原子炉隔離時冷却系による炉心損傷回避が可能な範囲であり、対策としては、高圧代替注水系、又は、減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられる。

また、中破断LOCAの規模を超えるLOCAが発生した場合には、炉心損傷を回避するためにECCS系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、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である。このため、炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスとして、格納容器破損防止対策の有効性を確認することとしている。

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

冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）については、漏えい防止に失敗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、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に該当し、対策としては原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所の隔離、減圧による原子炉冷却材の漏えいの抑制等が考えられる。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

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9つの事故シーケンスが抽出された。

○大・中・小破断LOCAを包絡するECCS容量を超えるLOCA（ELOCA）

大規模な地震では、原子炉格納容器内の一次冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失（ELOCA）が発生する可能性がある。具体的には、S/R弁の開失敗による原子炉圧力上昇または地震による直接的な荷重により、原子炉格納容器内配管、RPVノズル、核計装それぞれの地震耐力が最も小さいものが破断に至るシナリオを想定している。大規模な地震においてLOCAが発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、発生した場合の損傷程度および漏えい量の特定が難しいため、保守的にECCS容量を超えるLOCAを想定し、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお、後述するシーケンス選定の結果、大破断LOCAおよび中破断LOCAについては国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

○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L O C Aが発生する可能性があり、原子炉への注水を行った場合においても炉心損傷に至る事象として抽出した。

○制御建屋損傷

制御建屋の損傷により非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により緩和設備の制御機能が喪失し、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全ての機器、配管が損傷して大規模なL O C Aが発生する可能性があり、原子炉注水ができないと想定されるため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。

○圧力容器損傷

地震により原子炉圧力容器が損傷し、大規模なL O C Aが発生し、E C C S注入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。

○計測・制御系喪失

計測・制御系機器の同時機能喪失により、非常用電源、E C C S、R H R等の緩和設備が制御不能になり炉心損傷に至る事象として抽出した。

○制御建屋空調系喪失

地震による制御建屋空調系喪失により、直流電源および中央制御盤が機能喪失し炉心損傷に至る事象として抽出した。

○格納容器バイパス

地震により格納容器外の配管が破断し、隔離弁の閉失敗が同時に発生することにより格納容器をバイパスした冷却材流出が発生し、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○防潮堤機能喪失

防潮堤機能喪失により敷地内及び建屋内が浸水し外部電源喪失が発生後、非常用電源、E C C S、R H R等の事故緩和設備が機能喪失することを想定し、炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「格納容器損傷」および「格納容器バイパス」については、炉心損傷後の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、「原子炉建屋損傷」、「制御建屋損傷」、「圧力容器損傷」、「計測・制御系喪失」、「制御建屋空調系喪失」、「防潮堤機能喪失」についても、炉心損傷後の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、格納容器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。一方、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。(別紙2)

(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の確認を行った結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである「大・中・小破断LOCAを包絡するECCS容量を超えるLOCA (ELOCA)」においては、炉心損傷頻度は 7.2×10^{-7} /炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} /炉年) に対して0.9%程度であるため、本事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度に占める割合は小さいと考えられ、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

この他の外部事象に特有の事故シーケンスグループについても、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} /炉年) に対して1.0%以下の寄与であり、本事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度に占める割合は小さいと考えられ、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

(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時間余裕、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が、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わ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・配管のすべ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・配管のすべ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。

上記の通り、頻度及び影響の観点から総合的に判断し、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ものと判断した。

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表に示す通り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。

1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内的事象レベル1PRA、PRAが適用可能な外部事象として地震及び津波レベル1PRAを実施し、地震、津波以外の外部事象についてはPRAに代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループは無いことを確認した。

従って、女川2号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈1-2の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

- 1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。
- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
 - (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。
- 1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等なものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈 1 - 2 (a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ L O C A時注水機能喪失

○解釈 1 - 2 (b)に分類される事故シーケンスグループ

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

1.2 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のうち①，②，③においては、炉心損傷を回避するためには、E C C S系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、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女川2号炉の対策の比較を別紙3に示す。

- ① 中小破断 L O C A + 高圧 E C C S 失敗 + 低圧 E C C S 失敗*
- ② 中小破断 L O C A + 高圧 E C C S 失敗 + 原子炉自動減圧失敗*
- ③ 大破断 L O C A + H P C S 失敗 + 低圧 E C C S 失敗
- ④ 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + H P C S 失敗 + 原子炉停止失敗

※これらの事故シーケンスのうち、小破断 L O C A については炉心損傷回避が可能であるが、中小破断 L O C A に分類している。

④の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、全交流動力電源の喪失

失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、このシーケンスを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。

④の事故シーケンスは地震レベル1 P R Aから抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果（別紙5）からは、地震による水圧制御ユニットの損傷等が抽出されている。今回の地震レベル1 P R Aでは、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。水圧制御ユニットのHCLPFは「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による水圧制御ユニットの損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。

また、地震P R Aでは同種設備間の完全相関を想定していることから、例えば1本のみ制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙2に示す。

P R Aの定量化結果（第1-2表及び第1-3表）から、全炉心損傷頻度の約95.8%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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器フィルタベント系によるベント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、炉心への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制など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

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あたっては、審査ガイドに記載の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あ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フォールトツリーモデル化の際に考慮している。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（「外部電源喪失」）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，「高圧・低圧注水機能喪失」，「高圧注水・減圧機能喪失」，「崩壊熱除去機能喪失」におけるサポート系喪失事象では，喪失したサポート系を必要とする安全機能が使えないものの，その他の安全機能は使用できることから，系統間依存性があるものの，系統間依存性は小さいと評価した（第1-4表中「中」で記載）。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(a)高圧・低圧注水機能喪失】

サポート系喪失時には，喪失した系統をサポート系として必要とする機器（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。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(b)高圧注水・減圧機能喪失】

事象進展が早い過渡事象は，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。

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な弁容量や冷却の際に必要な注水量といった設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(a)高圧・低圧注水機能喪失】

事象進展が早い過渡事象は，炉心損傷防止のために要求される設備容量が大き

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、炉心損傷頻度が大きく、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

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、重要事故シーケンスの選定に当たっては、着眼点a, b, c, dについて、「高」と「中」の数が多いシーケンスを選定した。また、同等とみなせるシーケンスが複数ある場合には、その対応の厳しさを重視し、着眼点b及びcの評価が高いシーケンスを選定した。選定理由を第1-4表に示す。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失

①事故シーケンス

- ・ 過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 手動停止＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ サポート系喪失＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗

②選定理由

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定し、過渡事象としては、水位低下が厳しい給水流量の全喪失を選定する。

③選定結果

- ・ 過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・ 低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却
- ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気冷却
- ・ 原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去

(b) 高圧注水・減圧機能喪失

①事故シーケンス

- ・ 過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗

- ・手動停止＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗
- ・サポート系喪失＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗

②選定理由

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定し、過渡事象としては、水位低下が厳しい給水流量の全喪失を選定する。

③選定結果

- ・過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・代替自動減圧機能による原子炉減圧
- ・低圧ECCSによる原子炉冷却

(c) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

4つの事故シーケンスは、PRAから抽出された電源喪失の事故シーケンスである、長期TB, TBD, TBPおよびTBUと一致することから、この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また、第1-4図から第1-6図に示すとおり、地震PRA及び津波PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出される。最終ヒートシンクの機能を有する設備も全交流動力電源喪失によって機能喪失に至るため、最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後には、最終ヒートシンクの機能を有する設備の損傷の有無が最終ヒートシンク復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられる。ただし、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタベント系による除熱が可能である。さらに、最終ヒートシンクの機能を有する設備が損傷していない場合には、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能であり、また、原子炉補機代替冷却水系も期待することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

a) 長期TB

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋HPCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋HPCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・原子炉隔離時冷却系による原子炉冷却
- ・低圧代替注水系（常設）による原子炉冷却
- ・原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去
- ・所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

b) T B U

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧ECCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧ECCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

c) T B P

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・高圧代替注水系による原子炉冷却（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間）
- ・低圧代替注水系（常設）による原子炉冷却
- ・原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

d) T B D

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失+HPCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

- ・高圧代替注水系による原子炉注水
- ・低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

(d)崩壊熱除去機能喪失

①事故シーケンス

- ・過渡事象+崩壊熱除去失敗
- ・過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・手動停止+崩壊熱除去失敗
- ・手動停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・サポート系喪失+崩壊熱除去失敗
- ・サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・中小破断LOCA+崩壊熱除去失敗
- ・大破断LOCA+崩壊熱除去失敗

②選定理由

「中小破断LOCA」及び「大破断LOCA」については、LOCAを起因とする事故シーケンスグループにおいて評価するものとし、「SRV再閉失敗」については、中小破断LOCA相当の漏えい量を想定している。

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。なお、TBWシーケンスについてはTWシーケンスに包絡されることから重要事故シーケンスとして選定しない。(別紙4)

崩壊熱除去機能喪失としては、審査ガイドに従い、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を選定する。

③選定結果

- ・過渡事象+崩壊熱除去失敗

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

(取水機能が喪失した場合)

- ・原子炉隔離時冷却系による原子炉冷却
- ・低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却
- ・原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

(残留熱除去系が故障した場合)

- ・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉冷却

- ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去

(e) 原子炉停止機能喪失

①事故シーケンス

- ・過渡事象＋原子炉停止失敗
- ・中小破断LOCA＋原子炉停止失敗
- ・大破断LOCA＋原子炉停止失敗

②選定理由

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定し、事象の厳しさの観点から、原子炉圧力の上昇が厳しい事象である主蒸気隔離弁の誤閉止を起因事象として選定する。

③選定結果

- ・過渡事象＋原子炉停止失敗（重大事故対策である代替制御棒挿入機能については、保守的に作動しないものと仮定）

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による未臨界確保
- ・ほう酸水注入系による未臨界確保
- ・制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による自動減圧系作動阻止
- ・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉冷却

(f) LOCA時注水機能喪失

①事故シーケンス

- ・中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗
- ・中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋原子炉自動減圧失敗

②選定理由

中小破断LOCAのうち、炉心損傷防止が可能である小破断LOCAを対象とした。

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

審査ガイド記載の解析条件（「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」）、また、原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重畳を考慮し、有効性評価においては、「中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗」＋原子炉自動減圧失敗＋崩壊熱除去機能喪失について対策の有効性を確認する。（大破断LOCAについては、炉心損傷防止対策を有効に実施することはできないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。）

③選定結果

- ・中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗（破断面積約6 cm²を想定）

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・ 逃がし安全弁による原子炉手動減圧
- ・ 低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却
- ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気冷却
- ・ 原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去
- ・ 常設代替交流電源設備による電源供給

(g) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

①事故シーケンス

- ・ インターフェイスシステムLOCA

②選定理由

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）に係る事故シーケンスは「インターフェイスシステムLOCA」のみである。

代表性の観点から、運転中に弁の開閉試験を実施する系統である高圧炉心スプレイ系の吸込配管の破断を起因事象として選定する。

③選定結果

- ・ インターフェイスシステムLOCA

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 原子炉隔離時冷却系による原子炉冷却
- ・ 逃がし安全弁による原子炉手動減圧
- ・ 低圧ECCSによる原子炉冷却
- ・ 発生箇所の隔離

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、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を概ね確認している。（別紙5）

また、地震PRA及び津波PRAにおいては、新規制基準でなされた外部事象に係る設計基準の大幅な引き上げに応じた設計基準対象施設を評価している。したがって、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、外部事象に対して大幅に強化されたプラントを評価対象としていること、及び、炉心損傷防止対策が地震及び津波に対して耐性を有し、内部事象と同様な炉心損傷防止対策が有効なことから、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）

第1-1表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス(1/2)

起回事象	イベントツリーより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	○	—	(1)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	○	—	(2)
	過渡事象+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	○	○	—	(3)
	過渡事象+除熱失敗	○	○	—	(4)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	○	—	(5)
	過渡事象+原子炉停止失敗	○	○	○	(6)
外部電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗	○	○	○	(7)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗	○	○	○	(8)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗	○	○	○	(9)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失+HPCS 失敗	○	○	○	(10)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗+原子炉停止失敗	—	○	—	(11)
通常停止 ／サポート系喪失	手動停止+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(12)
	手動停止+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(13)
	サポート系喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(14)
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(15)
	手動停止+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	○	—	—	(16)
	サポート系喪失+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	○	—	—	(17)
	手動停止+除熱失敗	○	—	—	(18)
	手動停止+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	—	—	(19)
	サポート系喪失+除熱失敗	○	—	—	(20)
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	—	—	(21)

第 1-1 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス (2/2)

起因事象	イベントツリーより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
冷却材喪失事象	中小破断 LOCA+除熱失敗	○	—	—	(22)
	大破断 LOCA+除熱失敗	○	—	—	(23)
	中小破断 LOCA+原子炉停止失敗	○	—	—	(24)
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	○	—	—	(25)
	中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(26)
	中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉自動減圧失敗	○	—	—	(27)
	大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	○	(28)
ISLOCA	ISLOCA	○	—	—	(29)
地震起因事象	原子炉建屋損傷	—	○	—	(30)
	制御建屋損傷	—	○	—	(31)
	格納容器損傷	—	○	—	(32)
	圧力容器損傷	—	○	—	(33)
	大・中・小破断 LOCA を包絡する ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (ELOCA)	—	○	—	(34)
	計測・制御系喪失	—	○	—	(35)
	制御建屋空調系喪失	—	○	—	(36)
	格納容器バイパス	—	○	—	(37)
津波起因事象	防潮堤機能喪失	—	—	○	(38)

第1-2表 PRA結果に基づく新たな事故シナリオグループの検討

シナリオNo.	シナリオ	シナリオ別CDF(1/年)			寄与割合	炉心損傷に至る 主要因	グループ別 CDF(1/年)	全ODFへの 寄与割合	事故シナリオ グループ	規則解釈	
		内部事象	地震	津波							合計
1	過渡事象+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 過渡事象+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 手動停止+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 手動停止+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 サポ-ト系喪失+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 過渡事象+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗 手動停止+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗 サポ-ト系喪失+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+手動減圧失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧ECCS失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+重流電源喪失+HPCS失敗 過渡事象+除熱失敗 過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗 手動停止+除熱失敗	(1) 1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08	<0.1%	原子炉注水に 失敗	2.2E-08	高圧・低圧注水 機能喪失	1-2(a)	
		(2) 5.4E-12	-	-	5.4E-12	<0.1%					
		(12) 4.6E-13	-	-	4.6E-13	<0.1%					
		(13) 2.1E-13	-	-	2.1E-13	<0.1%					
		(14) 7.7E-12	-	-	7.7E-12	<0.1%					
		(15) 3.1E-13	-	-	3.1E-13	<0.1%					
		(3) 1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	1.2%					
		(16) 8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%					
		(17) 1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%					
		(7) 6.1E-11	6.9E-06	8.3E-06	1.5E-05	18.6%					
		(8) 9.2E-13	2.3E-08	2.3E-08	4.6E-08	<0.1%					
		(9) 1.3E-12	2.3E-07	2.9E-08	2.6E-07	0.3%					
		(10) 4.5E-12	6.0E-07	1.4E-12	6.0E-07	0.7%					
		(4) 5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	68.9%					
(5) 1.4E-07	-	-	1.4E-07	<0.1%							
(18) 2.7E-06	-	-	2.7E-06	3.2%							
4	手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗 手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗 サポ-ト系喪失+除熱失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗 中小破断LOCA+除熱失敗 大破断LOCA+除熱失敗 過渡事象+原子炉停止失敗 中小破断LOCA+原子炉停止失敗 大破断LOCA+原子炉停止失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+原子炉停止失敗 中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗 大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	(19) 7.2E-09	-	-	7.2E-09	<0.1%	格納容器からの 除熱に失敗	6.1E-05	崩壊熱除去 機能喪失	1-2(b)	
		(20) 1.7E-06	-	-	1.7E-06	2.0%					
		(21) 4.3E-09	-	-	4.3E-09	<0.1%					
		(22) 8.6E-08	-	-	8.6E-08	0.1%					
		(23) 3.4E-09	-	-	3.4E-09	<0.1%					
		(6) 3.9E-09	4.5E-07	1.3E-13	4.5E-07	0.6%					
		(24) 8.3E-12	-	-	8.3E-12	<0.1%					
		(25) 3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%					
		(11) 5.0E-07	-	-	5.0E-07	0.6%					
		(26) 4.3E-13	-	-	4.3E-13	<0.1%					
5	中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+原子炉停止失敗 中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗 大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	(27) 2.9E-12	-	-	2.9E-12	<0.1%	反応度抑制に 失敗	4.5E-07	原子炉停止 機能喪失	1-2(b)	
		(28) 4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%					
		(34) 7.2E-07	-	-	7.2E-07	0.9%					
		(29) 2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%					
		(30) 2.1E-08	-	-	2.1E-08	<0.1%					
		(31) 3.1E-07	-	-	3.1E-07	0.4%					
		(32) 3.1E-07	-	-	3.1E-07	0.4%					
		(33) 3.1E-07	-	-	3.1E-07	0.4%					
8	計測・制御系喪失※1 制御建屋空調喪失※1 格納容器バイパス※1 防潮機能喪失※1	(35) 3.1E-07	-	-	3.1E-07	0.4%	格納容器貫通 配管からの漏洩	2.4E-09	格納容器バイパス	1-2(b)	
		(36) 5.9E-07	-	-	5.9E-07	0.7%					
		(37) 8.0E-08	-	-	8.0E-08	<0.1%					
		(38) 2.9E-07	2.9E-07	8.7E-06	2.9E-07	0.4%					
		合計	5.5E-05	1.8E-05	8.2E-06	8.2E-05					-
			-	-	-	-					-

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ナリオグループと直接的に対応しないもの
 ※1 解釈1-1(a)の必ず想定する事故シナリオグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシナリオとはしないこととしたシナリオ

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 P R A)

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)		グループ別CDF(炉年)	全CDFへの寄与割合	備考
			内部事象	地震			
1	過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・低圧代替注水系(常設) ・代替自動減圧機能	1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08	<0.1%
	過渡事象 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		5.4E-12	-	-	-	
	手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		4.6E-13	-	-	4.6E-13	
	手動停止 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		2.1E-13	-	-	2.1E-13	
	サボート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		7.7E-12	-	-	7.7E-12	
2	サボート系喪失 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・代替自動減圧機能	3.1E-13	-	-	3.1E-13	<0.1%
	過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗		1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	
	手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗		8.5E-09	-	-	8.5E-09	
3	サボート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設) ・原子炉補機代替冷却水系 ・炉内事故警電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・手動減圧 ・原子炉格納容器フィルタヘント系 ・原子炉格納容器代替スプレッド冷却系 ・原子炉格納容器フィルタヘント系 ・原子炉格納容器フィルタヘント系 ・原子炉格納容器フィルタヘント系 ・上記の高線種内の対策	1.7E-09	-	-	1.7E-09	19.7%
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗		6.1E-11	6.9E-06	8.3E-06	1.5E-05	
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗		9.3E-13	2.3E-08	2.3E-08	4.6E-08	
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗		1.3E-12	2.3E-07	2.9E-08	2.6E-07	
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + 直流電源喪失 + HPCS失敗		4.5E-12	6.0E-07	1.4E-12	6.0E-07	
	過渡事象 + 除熱失敗		5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	
	過渡事象 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗		1.4E-07	-	-	1.4E-07	
	手動停止 + 除熱失敗		2.7E-06	-	-	2.7E-06	
	手動停止 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗		7.2E-09	-	-	7.2E-09	
	サボート系喪失 + 除熱失敗		1.7E-06	-	-	1.7E-06	
4	サボート系喪失 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・上記の高線種内の対策	4.3E-09	-	-	4.3E-09	74.3%
	サボート系喪失 + 除熱失敗		8.6E-08	-	-	8.6E-08	
	大破断LOCA + 除熱失敗		3.4E-09	-	-	3.4E-09	
	過渡事象 + 除熱失敗		3.9E-09	4.5E-07	1.3E-13	4.5E-07	
	過渡事象 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗		8.3E-12	-	-	8.3E-12	
	手動停止 + 除熱失敗		3.3E-13	-	-	3.3E-13	
	手動停止 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗		-	5.0E-07	-	5.0E-07	
	中破断LOCA + 原子炉停止失敗		4.3E-13	-	-	4.3E-13	
	大破断LOCA + 原子炉停止失敗		2.9E-12	-	-	2.9E-12	
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 + 原子炉停止失敗		4.2E-14	-	-	4.2E-14	
5	中破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再臨界ポンプトリップ機能	8.3E-12	-	-	8.3E-12	1.2%
	大破断LOCA + 原子炉停止失敗		3.3E-13	-	-	3.3E-13	
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 + 原子炉停止失敗		-	5.0E-07	-	5.0E-07	
6	中破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	※1 ※2 ※2	4.3E-13	-	-	4.3E-13	0.9%
	中破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧失敗		2.9E-12	-	-	2.9E-12	
	大破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗		4.2E-14	-	-	4.2E-14	
7	ISLOCA	・減圧による沸騰し低減 ・抽出操作	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%
	合計		5.5E-05	1.8E-05	8.7E-06	8.2E-05	

※1 : 小破断 LOCA については、炉心損傷回避が可能であるが、中破断 LOCA として分類。
 ※2 : 格納容器破損防止対策として、原子炉格納容器代替スプレッド冷却系、原子炉格納容器フィルタヘント系等に期待できる。
 ※3 : 100%には第1-2表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。
 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。原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

第1-4表 重要事故シナリオ等選定について (1/6)

事故シナリオグループ	⑥は選定した重要事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余熱期間, c:設備容量, d:代表シナリオ)						選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	d	備考		
高圧・低圧 注水機能喪失	① 過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉格納容器代替	低	高	高	高	<aの観点> 「サボート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。	【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「 過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗 」を重要事故シナリオとして選定した。 【重要事故シナリオの選定】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シナリオはない。 ①以外に重要性が高く評価されている事故シナリオはない。	
	② 過渡事象 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉格納容器代替	低	高	低	中	<bの観点> 「過渡事象 (全給水喪失)」は原子炉水位低 (レベル3) が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サボート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。		
	③ 手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉格納容器代替	低	低	高	低	<cの観点> SRV再開失敗を含む場合は、SRVにより一定程度減圧されるため、再開成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とした。		
	④ 手動停止 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	・ スプレッド冷却系 ・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器 ・ フィルタベント系	低	低	低	低	<dの観点> 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオのCDFに対して10%以上の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。		
	⑤ サボート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		中	低	高	低			
	⑥ サボート系喪失 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		中	低	低	低			

第1-4表 重要事故シークエンス等の選定について (2/6)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス (①は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧注水 ・減圧 機能喪失	① 過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 原子炉手動減圧失敗		低	中	高	低	<p>【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから, ①「<u>過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 原子炉手動減圧失敗</u>」を重要事故シークエンスとして選定した。</p> <p>【重要事故シークエンスの選定】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い ①以外に重要性が高く評価されている事故シークエンスはない。</p>
	② 手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 原子炉手動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代置自動減圧機能 	低	低	中	低	
	③ サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 原子炉手動減圧失敗		中	低	中	低	

第1-4表 重要事故シナリオ等の選定について (3/6)

事故シナリオグループ	①選定した重要事故シナリオ (②は選定した重要事故シナリオ)	重要事故シナリオの選定の考え方 (下欄は有効性を確認する主な対策)					選定した重要事故シナリオと選定理由				
		a	b	c	d	e	a	b	c	d	e
全交流動力電源喪失	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 (所内常設蓄電池直流通電源設備による電源供給) 手動減圧 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替直流通電源設備 原子炉格納容器 代熱スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタタレント系 	--	--	--	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」とした。	①を重要事故シナリオとして選定。				
	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 高圧代替注水系 (所内常設蓄電池直流通電源設備による電源供給) 低圧代替注水系 (常設) 常設代替直流通電源設備 原子炉格納容器 代熱スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタタレント系 	--	--	--	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」とした。	①を重要事故シナリオとして選定。				
	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 (動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 高圧代替注水系 (動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 所内常設蓄電池直流通電源設備による電源供給) 低圧代替注水系 (常設) 常設代替直流通電源設備 原子炉格納容器代替 スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタタレント系 	--	--	--	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」とした。	①を重要事故シナリオとして選定。				
	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 直流通電源喪失 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 可搬型代替直流通電源設備 手動減圧 低圧代替注水系 (常設) 原子炉格納容器代替 スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタタレント系 常設代替直流通電源設備 	--	--	--	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」とした。	①を重要事故シナリオとして選定。				

各重要事故シナリオそれぞれに対し、地震PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重量を伴う事故シナリオも抽出されるが、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によつて最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によつて最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタタレント系による除熱が可能であり、交流電源の復旧によつて最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合については、これに加え原子炉補機代替冷却系の有効性を確認することができる。

第1-4表 重要事故シナリオ等選定の選定について (4/6)

事故シナリオグループ	事故シナリオ (⑥は選定した重要事故シナリオ)	重要事故シナリオ選定の考え方 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シナリオ)				選定した重要事故シナリオと選定理由
		a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	① 過渡事象 + 崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)	高	中	高	高	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「過渡事象 + 崩壊熱除去失敗」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>なお、崩壊熱除去機能喪失としては、審査ガイドに従い、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を想定することとした。</p> <p>【重要事故シナリオの選定】 ①「過渡事象 + SRV再開失敗 + 崩壊熱除去失敗」については、①の事故シナリオに「SRV再開失敗」を加えている点異なる。「SRV再開失敗」については、①の事故シナリオに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから、①の重要事故シナリオに包絡されている。</p>
	② 過渡事象 + SRV再開失敗 + 崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)	高	中	高	低	
	③ 手動停止 + 崩壊熱除去失敗	低	低	低	低	
	④ 手動停止 + SRV再開失敗 + 崩壊熱除去失敗	低	低	低	低	
	⑤ サポート系喪失 + 崩壊熱除去失敗	中	低	低	低	
	⑥ サポート系喪失 + SRV再開失敗 + 崩壊熱除去失敗	中	低	低	低	
	⑦ 中小破断LOCA + 崩壊熱除去失敗	低	中	高	低	
	⑧ 大破断LOCA + 崩壊熱除去失敗	低	中	高	低	
	⑨ 大破断LOCA + 崩壊熱除去失敗	低	中	高	低	

第1-4表 重要事故シナリオ等選定の選定について (5/6)

事故シナリオグループ	事故シナリオ (①は選定した重要事故シナリオ)	発生する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方			選定した重要事故シナリオと選定理由
			e	d	c	
原子炉 停止機能喪失	① 過渡事象 + 原子炉停止失敗		低	高	高	<p><aの観点> 「過渡事象」及びLOCAについては、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p><bの観点> 「過渡事象(注:蒸気隔離弁閉)」は、反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しいことから、「高」とした。また、LOCAについては、水位低下の観点で事象進展が早いいため、「高」とした。</p>
	② 中小破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動 ・自動減圧系作動阻止 ・高圧ECCS ・残留熱除去系 ・代替制御棒挿入機能 	低	高	高	<p><cの観点> 設備容量としては、原子炉停止機能に関しては差がない。原子炉内が中圧～高圧で維持されるシナリオにおいて、注水可能な系統が高圧系に限定されることから、過渡時のスクラム失敗に高圧系で炉心冷却を維持できるシナリオをベースとして「中」とした。高圧系のうちRCICに期待できない場合がある中小破断LOCAを「高」、低圧シナリオである大破断LOCAは低圧系に期待できることから「低」とした。</p>
	③ 大破断LOCA + 原子炉停止失敗			低	低	低

第1-4表 重要事故シナリオ等選定の選定について (6/6)

事故シナリオグループ	事故シナリオ ①は選定した重要事故シナリオ ②は選定した重要事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下欄は有効性を確認する主な対策)				重要事故シナリオ選定の考え方 (a:系系間隔離依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シナリオ)				選定した重要事故シナリオ選定理由
		a	b	c	d	a	b	c	d	
LOCA時 注水機能喪失	① 中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) 	低	中	高	<p><aの観点> LOCAについては、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p><bの観点> LOCAについては、事象進展が早いから、「高」とす。なお、低圧ECCS失敗が含まない事故シナリオについては、十分な台数が備えられているSRVを用いた手動減圧により低圧ECCSに期待でき、かつ設備容量の大きい低圧ECCSに期待できるため手動減圧の余裕時間を大きく取れることから「中」とした。</p> <p><cの観点> 減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備は、注水設備容量が低圧ECCSに比べ少ないため、低圧ECCS失敗を含むシナリオを「高」とし、原子炉自動減圧失敗を含むシナリオを「中」とした。</p> <p><dの観点> 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオについて、10%未満の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。</p>	<p>【重要事故シナリオ選定の選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>なお、以上に加え、審査ガイド記載の解析条件（「低圧注水機能と低圧ECCSの機能喪失を仮定する」）、また、原子炉自動減圧失敗及び炉心損傷除去機能喪失の重量を考慮し、有効性評価においては、 ①「中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗」 + 原子炉自動減圧失敗 + 炉心損傷除去機能喪失 について対策の有効性を確認する。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・ ②の事故シナリオについては、原子炉自動減圧に失敗している点、①の事故シナリオと異なる。「原子炉自動減圧失敗」については、重要事故シナリオにおいて重量を考慮しているため、重要事故シナリオに包絡されている。</p>			
	② 中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧失敗							低	中	高
格納容器 バイパス (ISLOCA)	① ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 減圧による漏えい低減 ・ 隔離操作 ・ 原子炉隔離時給油系 ・ 低圧ECCS 	-	-	-	<p>①「ISLOCA」を重要事故シナリオとして選定。 格納容器バイパスに至る事故シナリオは①のシナリオのみであり、対策により炉心損傷防止が期待できる。</p>				

過渡事象	原子炉停止	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.	
[Diagram: Step 1]	[Diagram: Step 2]	[Diagram: Step 3]	[Diagram: Step 4]	[Diagram: Step 5]	[Diagram: Step 6]	[Diagram: Step 7]	炉心損傷なし		
							(d)		(4)
							炉心損傷なし		(4)
							(d)		(4)
							(a)		(1)
							(b)		(3)
[Diagram: Step 8]	[Diagram: Step 9]	[Diagram: Step 10]	[Diagram: Step 11]	[Diagram: Step 12]	[Diagram: Step 13]	[Diagram: Step 14]	炉心損傷なし		
							(d)		(5)
							炉心損傷なし		(5)
							(d)		(5)
							(a)		(2)
							(e)		(6)

外部電源 喪失	原子炉停止	直流電源 (区分Ⅰ, Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ, Ⅱ)	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 スプレイ系	原子炉 隔離時 冷却系	外部電源 復旧	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.	
[Diagram: Step 15]	[Diagram: Step 16]	[Diagram: Step 17]	[Diagram: Step 18]	[Diagram: Step 19]	[Diagram: Step 20]	[Diagram: Step 21]	[Diagram: Step 22]	[Diagram: Step 23]	過渡事象へ		
									炉心損傷なし		
									(d)		(4)
									炉心損傷なし		(4)
									(d)		(4)
									(c)		(7)
									(c)		(9)
									炉心損傷なし		(5)
									(d)		(8)
									(d)		(4)
(c)	(10)										
(e)	(6)										

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第1-2図 PRAにおけるイベントツリー (1/3)

通常停止／サポート系喪失※	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンスグループ	No.
						炉心損傷なし	(18), (20)
						(d)	
						炉心損傷なし	(18), (20)
						(d)	
						炉心損傷なし	(12), (14)
						炉心損傷なし	(16), (17)
						炉心損傷なし	(19), (21)
						(d)	
						炉心損傷なし	(19), (21)
						炉心損傷なし	(13), (15)

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失

※ 「通常停止」及び「サポート系喪失」の2つの起回事象を含む

第1-2図 PRAにおけるイベントツリー(2/3)

冷却材喪失事象※	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンスグループ	No.
						炉心損傷なし	(22), (23)
						(d)	
						炉心損傷なし	(22), (23)
						(d)	
						(f)	(26), (28)
(f)	(27)						
(e)	(24), (25)						

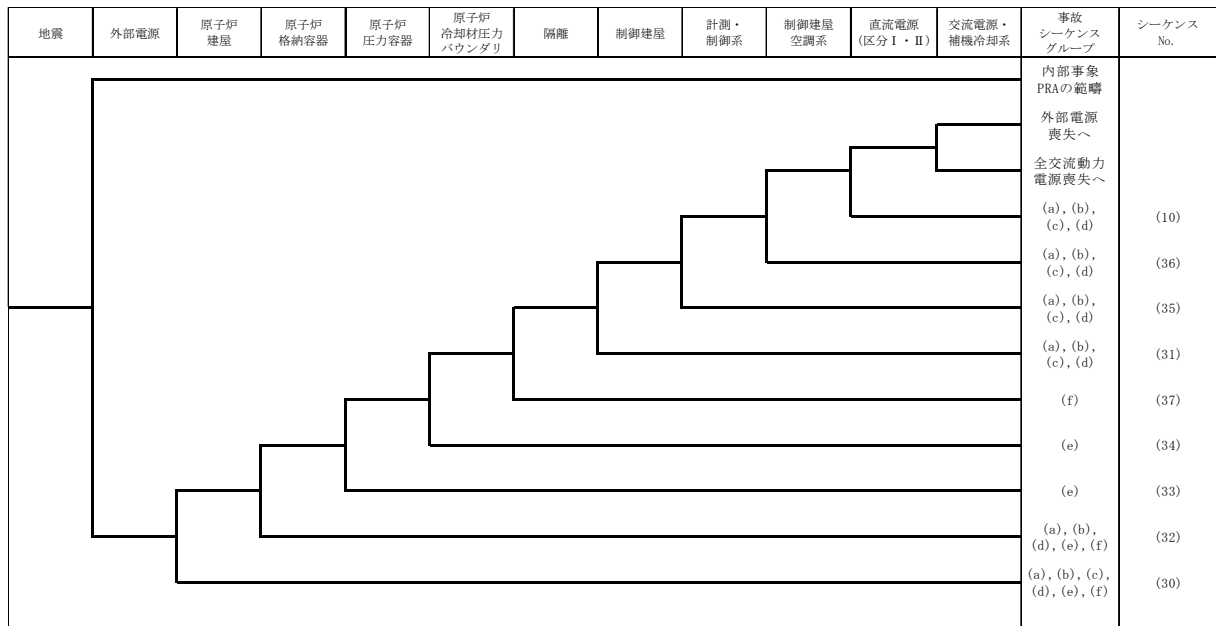
インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンスグループ	No.
	(g)	(29)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA時注水機能喪失

(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

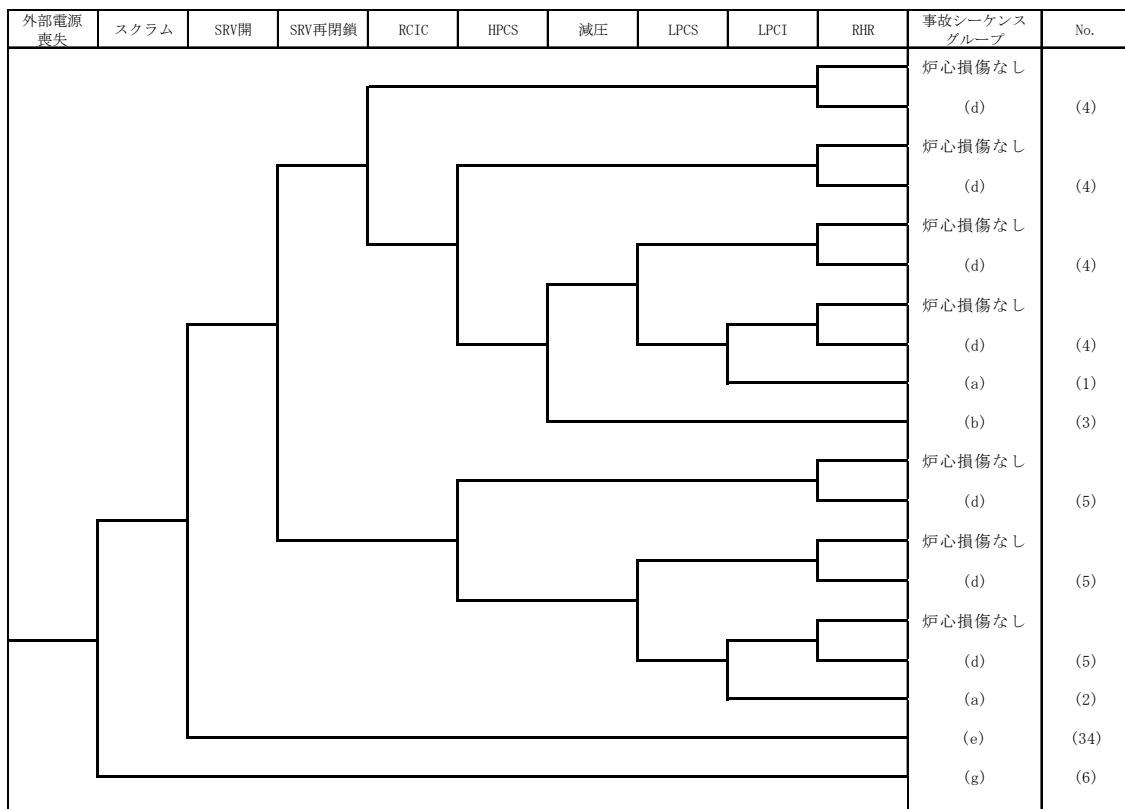
※ 「大破断LOCA」, 「中小破断LOCA」の2つの起因事象を含む

第1-2図 PRAにおけるイベントツリー(3/3)



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) L O C A時注水機能喪失
 (f) 格納容器バイパス
 ※炉心損傷直結シナリオ

第1-3図 地震PRA階層イベントツリー



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) L O C A時注水機能喪失 (g) 原子炉停止機能喪失

第1-4図(1) 地震PRAイベントツリー (外部電源喪失)

全交流 電源喪失	スクラム	SRV開	SRV再閉鎖	RCIC	事故シーケンス グループ	No.
					(c)	(7)
					(c)	(9)
					(c)	(8)
					(e)	(34)
					(g)	(11)

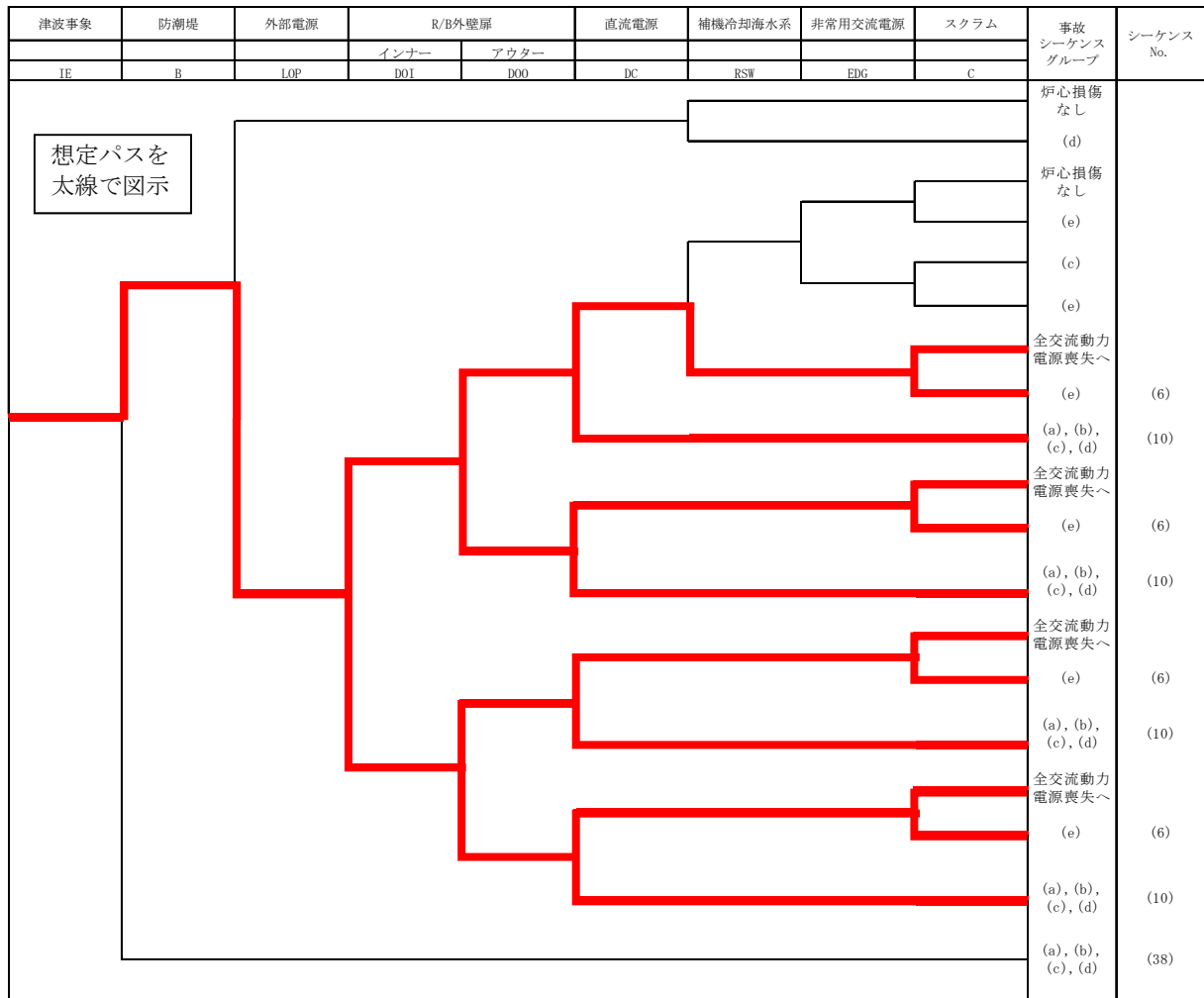
(c) 全交流動力電源喪失 (e) L O C A 時注水機能喪失
(g) 原子炉停止機能喪失

第1-4図(2) 地震 P R A イベントツリー (全交流動力電源喪失)

津波事象	防潮堤	外部電源	R/B外壁厚		直流電源	補機冷却海水系	非常用交流電源	スクラム	事故シナリオグループ	シナリオNo.
			インナー	アウトター						
IE	B	LOP	DOI	DOO	DC	RSW	EDG	C		
									炉心損傷なし (d)	
									炉心損傷なし (e)	
									(c)	
									(e)	
									全交流動力電源喪失へ (e)	(6)
									(a), (b), (c), (d)	(10)
									全交流動力電源喪失へ (e)	(6)
									(a), (b), (c), (d)	(10)
									全交流動力電源喪失へ (e)	(6)
									(a), (b), (c), (d)	(10)
									全交流動力電源喪失へ (e)	(6)
									(a), (b), (c), (d)	(10)
									(a), (b), (c), (d)	(38)

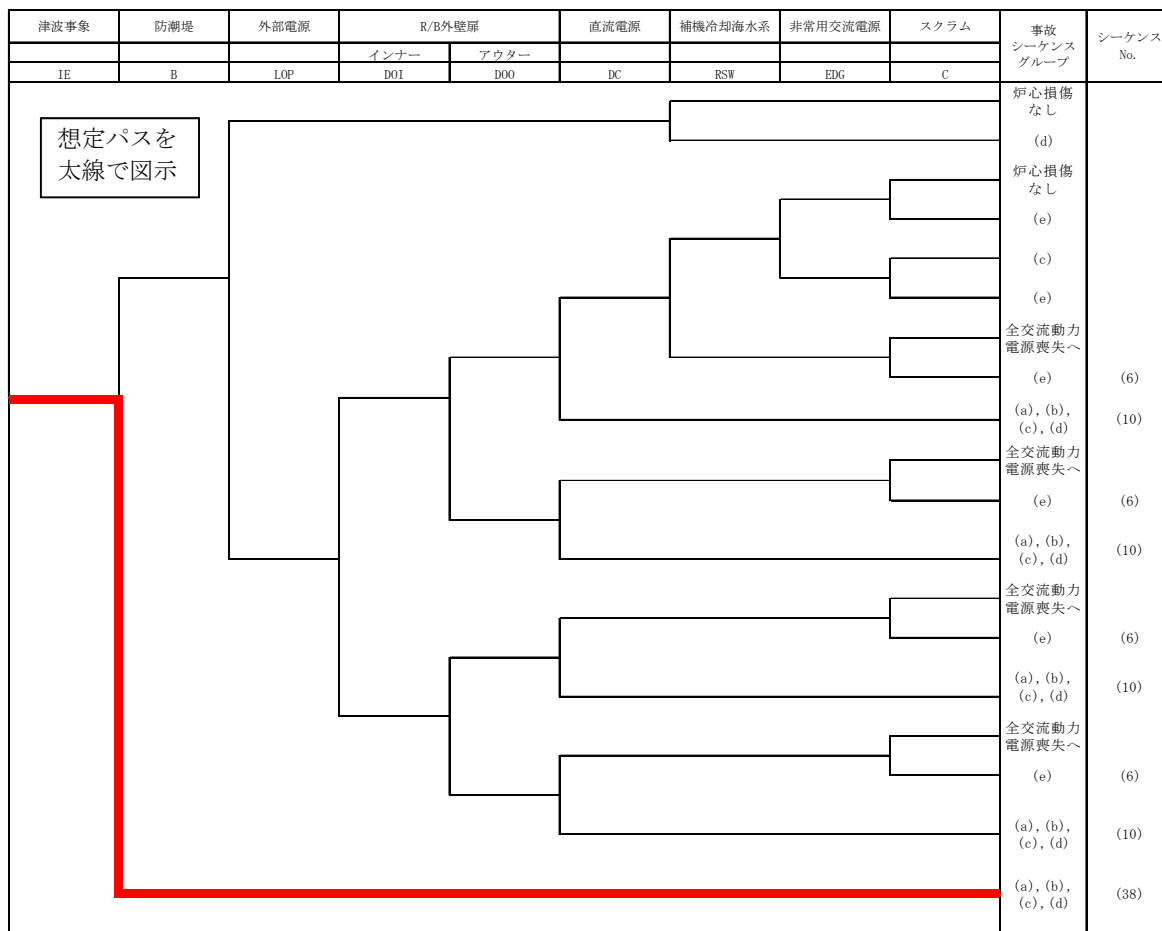
- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第1-5図(1) 津波P R A階層イベントツリー (0. P. 29m以上35. 2m未満)



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第1-5図(2) 津波PRA階層イベントツリー (O.P. 35.2m以上38.6m未満)



※

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 ※炉心損傷直結シークエンス

第1-5図(3) 津波PRA階層イベントツリー (0. P. 38. 6m以上)

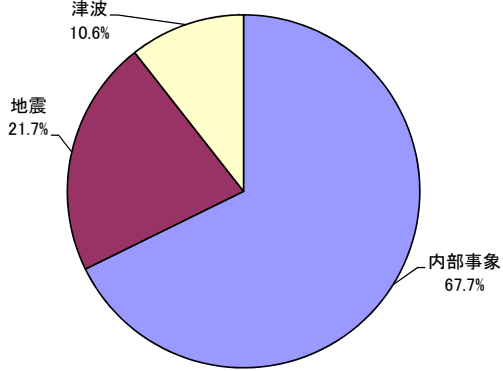
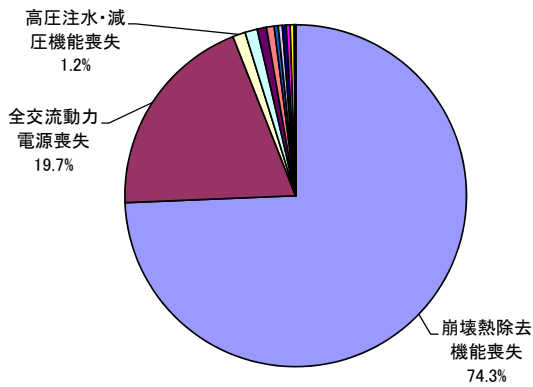


- (c) 全交流動力電源喪失 (f) LOCA時注水機能喪失

第1-6図 津波PRAイベントツリー (全交流動力電源喪失)

事故シーケンスグループ別

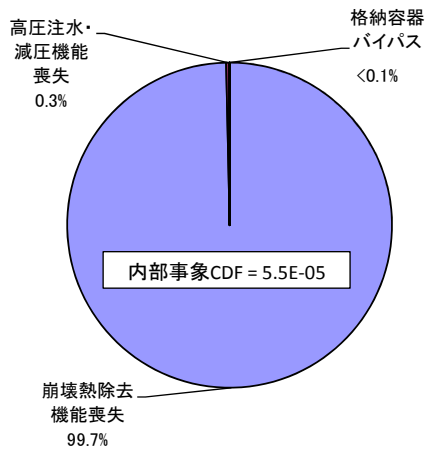
事象（内部／外部）別



全 CDF = 8.2E-05

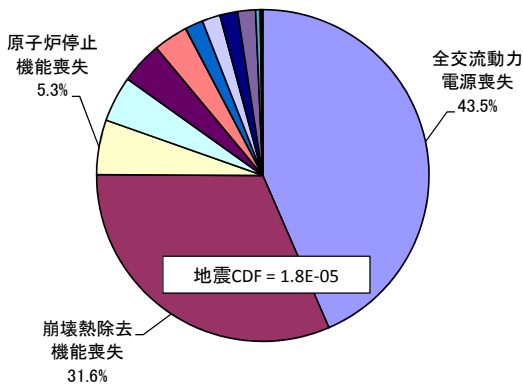
第1-7図 プラント全体のCDF

内部事象レベル1 PRA



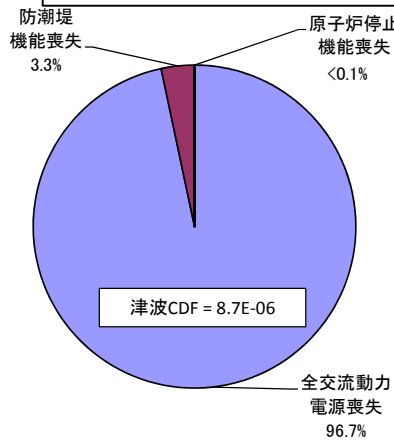
内部事象 CDF = 5.5E-05

地震レベル1 PRA



地震 CDF = 1.8E-05

津波レベル1 PRA



津波 CDF = 8.7E-06

第1-8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード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. 5 P R A及びP R A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・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格納容器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観点で厳しいプラント損傷状態（P D S）を選定し、その中でさらに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

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

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

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関するP R A及び外部事象に関するP R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記2-1 (a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、女川2号炉を対象としたP R A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、重大事故対策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今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント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対策設備などを含めない、設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でプラント状態としてのPRAモデルで内部事象レベル1.5 PRA評価を実施している。

また、外部事象については、地震レベル1.5 PRAは格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であるため、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。

実施した内部事象レベル1.5 PRAの詳細は「女川原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価（PRA）について」に示す。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

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1.5 PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、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、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、原子炉圧力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の種類から格納容器破損モードを抽出し、また、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮した格納容器イベントツリーを作成し、第2-3図に示すとおり格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理している。これらの各破損モードにおけるレベル1.5 PRAの定量化結果を第2-1表及び第2-4図に示す。

① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

格納容器内に高温デブリが存在する場合、格納容器雰囲気がゆっくりと加熱され、格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷する場合がある。これら過温破損によって格納容器破損に至る破損モードである。

② 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（長期冷却失敗））

炉心損傷後にデブリの冷却が達成される中で、損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によってサプレッションプール水温が上昇し、格納容器圧力が上昇する破損モードである。

③ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（崩壊熱除去失敗））

崩壊熱除去失敗のシーケンスにおいて、炉心冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的にサプレッションプールに放出され、格納容器の圧力が徐々に上昇していく。このとき、格納容器から除熱ができなければ、水蒸気によって格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態TWに対応する。

④ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（未臨界確保失敗））

原子炉停止失敗のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、格納容器が過圧破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態TCに対応する。

⑤ 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、デブリが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及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する場合がある。このときの急激な加熱・加圧で格納容器破損に至る破損モードである。

⑥ 水蒸気爆発

溶融物が原子炉ペDESTALの冷却水中に落下した場合、また、格納容器内に放出されたデブリに対して、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却などによる注水を実施した場合に、水蒸気爆発が発生して格納容器破損に至る破損モードである。

⑦ 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後に、格納容器内に放出されたデブリが冷却できないと、デブリ・コンクリート相互作用（MCCI）によって、コンクリート侵食が継続し、ペDESTAL破損に伴い格納容器破損に至る破損モードである。

⑧ 水素燃焼

水-Zr反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の爆発により格納容器破損に至る破損モードである。

⑨ 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペDESTALへ落下した溶融デブリが、ペDESTAL床からドライウェル床に拡がった場合、高温のデブリがドライウェル壁に接触し、ドライウェル壁の一部が溶融貫通する破損モードである。

⑩ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

インターフェイスシステムLOCAから炉心損傷に至った場合には、放射性物質が格納容器をバイパスして放出される破損モードであり、プラント損傷状態ISLOCAに対応する。

⑪ 格納容器隔離失敗（隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗している破損モードである。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては、地震時には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、これはレベル1地震P R A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P R A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)

2.1.2 レベル1.5 P R A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、2.1.1項に示すレベル1.5 P R Aから抽出された格納容器破損モードと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、これを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。

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、ペDESTAL床とドライウェル床とが同一レベルに構成されるBWRマークI型の格納容器に特有の事象とみなされている。マークI改良型格納容器においては、デブリは原子炉格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから、格納容器破損モードとして考慮しない。（別紙7）

また、女川2号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、水素燃焼はレベル1.5 P R Aの定量化において想定する格納容器破損モードからは除外した。一方、格納容器内の窒素置換が水素燃焼の発生防止対策であることを踏まえ、窒素置換対策の有効性として炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時においても格納容器内雰囲気が水素の可燃限界以下（水素濃度がドライ条件に換算

して4%以下又は酸素濃度5%以下)に維持できることを確認する必要があると考える。よって、水素燃焼については、有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。(別紙7)

(1) 過圧破損 (崩壊熱除去失敗)

本破損モードはレベル1.5 PRA評価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)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」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「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損 (未臨界確保失敗)

本破損モードはレベル1.5 PRA評価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)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」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「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードの格納容器破損頻度(以下「CFF」という。)($3.9E-9$ /炉年)の全CFFに対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

本破損モードはレベル1.5 PRA評価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)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」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。

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。

(4) 格納容器隔離失敗 (隔離失敗)

本破損モードは事故後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していることを示している。格納容器隔離失敗としては、アクセス部からの漏えい、格納容器バウンダリからの漏えい等の機械的な破損や、漏えい試験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7)

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、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や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、BWRにおいては出力運転中に格納容器雰囲気窒素置換しており、格納容器からのリークが存在する場合は、窒素ガス圧力の低下等によって検知できると考えられる。

今回の内部事象出力運転時レベル1.5 PRAでは、国内BWRプラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績に基づき、当該破損モードのCFF(9.4E-10/炉年、全CFFに対する寄与割合0.1%以下)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はさらに小さくなると推測される。

したがって、格納容器隔離失敗シーケンスについては、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、すべ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) 水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)

本破損モードについては、国際的な専門家会議の工学的議論から、BWR体系の炉内FCIは格納容器破損の脅威にならないことが結論付けられている。(別紙9)

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。

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あたっては、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）

事象進展が早く、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) 格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードの発生により格納容器破損に至る確率が極めて小さいことから、工学的な判断として格納容器破損頻度を0として扱っているが、評価事故シーケンスとしては当該の事象発生に至る可能性のある格納容器破損シーケンスのうち、原子炉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格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損を生じさせるため原子炉注水に失敗する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。BWRでは格納容器内を窒素置換しているため、酸素濃度を低く管理していることから、本事象が発生する可能性をほとんど無視できるものとして、レベル1.5 PRAの定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが、評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の格納容器内の酸素濃度が大きくなるように、水素発生量が少ないシーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損を生じさせるため原子炉注水に失敗するシーケンスを選定する。

これに基づき、レベル1.5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法として、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プラント損傷状態（PDS）を選定し、第二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（PDS）の選定

レベル1.5 PRAでは、レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンス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4種類の属性を用いて炉心損傷時のPDSを定義して

いる。PDSの分類結果を第2-2表に示す。

- a. 格納容器破損時期
- b. 原子炉圧力
- c. 炉心損傷時期
- d. 電源確保

上記のPDSの分類に従い、格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度、PDSの占める割合を整理した。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2-3表に示す。(別紙10)

なお、第2-2表において、格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されているTW, TC, ISLOCAについては、格納容器先行破損の事故シーケンスであることから、解釈の要求事項を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらのPDSは、第2-3表に示す評価対象とするPDSの選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果

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、以下の通り評価事故シーケンスの選定を実施した。結果を第2-4表及びその補足説明資料を別紙11に示す。

なお、重大事故対処設備により、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンスに至るシナリオは全て防止できるため、有効性評価においては重大事故対処設備に期待せず、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンスにおいて炉心損傷に至る状況を仮定している。

また、格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの整理を実施し、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認している。(別紙5)

2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンス及び該当するPDSは以下のとおり。以下の事故シーケンスは、「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」事故シーケンスである。

(1.2項参照)

- ・大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗
- ・中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗*
- ・中小破断LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗*

※これらの事故シーケンスのうち、小破断LOCAについては炉心損傷回避が可能であるが、中小破断LOCAに分類している。

2.2.1項のPDS選定では、上記のPDSを含めて格納容器破損モード毎に厳しいPDSを選定している。従って、炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等についても、今回整備した格納容器破損防止対策により、格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2 項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により格納容器破損の防止が可能な場合も考えられる。

格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場合は、可搬型設備(大容量送水ポンプ(タイプI)、電源車等)による対応や放射性物質の拡散を低減する対策(放水砲、シルトフェンス等)により敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い、事故の影響緩和を図る。

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	主に寄与するプラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	解釈で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器物理的破損	過温破損	TQUX	9.4E-13	<0.1 (<0.1)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	-
	過圧破損 (長期冷却失敗)	TQUX	1.3E-09	<0.1 (54.3)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	-
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	TW	5.5E-05	約100	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」 →事故シナケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
	過圧破損 (未臨界確保失敗)	TC	3.9E-09	<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」 →事故シナケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
	格納容器雰囲気直接加熱	-	0.0E+00	0.0 (0.0)	高温溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	-
	水蒸気爆発	TQUX S1E	5.0E-15	<0.1 (<0.1)	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材 相互作用	-
	溶融炉心・コンクリート相互作用	長期TB TQUV	1.1E-10	<0.1 (4.9)	溶融炉心・コンクリート相互作用	-
	水素燃焼	-	0.0E+00	0.0 (0.0)	水素燃焼	-
	溶融物直接接触	-	0.0E+00	0.0 (0.0)	格納容器直接接触 (シエラアタック)	-
	インターフェースシステムLOCA	ISLOCA	2.4E-09	<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」 →事故シナケンスグループ「格納容器バイパス」
格納容器隔離失敗	隔離失敗	TQUX	9.4E-10	<0.1 (40.7)	なし	格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっている こと及び、すべての炉心損傷防止対策が有効であるこ とから、本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不要と判断

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

()：格納容器先行破損に至るシナケンスを除く

第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義

PDS	PCV 破損時期	RPV 圧力	炉心損傷時期	プラント損傷 時点での電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	DC/AC 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	DC 電源有 AC 電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
AE	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
S1E	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
S2E	炉心損傷後	高圧	早期	DC/AC 電源有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

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

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定について(1/3)

解積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	破損モード内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
				【事象進展緩和の余裕時間の観点】	【事象進展の厳しさの観点】	
霽囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過圧破 損)	1. 3E-09	TQUV	0.0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> LOCA は一次系冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> LOCA は破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のプロローダウンが起るため、圧力上昇が厳しい。 また、炉心水位の低下・炉心露出が早いいため、早期のジルコニウム-水反応による大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。 <p>なお、「霽囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX であり、寄与割合は約 100%であるが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TQUX については、「高圧溶融物放出/格納容器霽囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。</p> <p>以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シナキセスである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) を加え、過圧への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	AE	AE+SBO
		TQUX	100.0%			
		長期 TB	0.0%			
		TBD	0.0%			
		TBU	<0.1%			
		TBP	<0.1%			
		AE	0.0%			
		SIE	0.0%			
		SZE	0.0%			
		霽囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過温破 損)	9. 4E-13			
TQUX	97.7%					
長期 TB	0.0%					
TBD	0.0%					
TBU	1.1%					
TBP	1.1%					
AE	0.0%					
SIE	0.0%					
SZE	0.0%					

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 評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定について(2/3)

解積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	破損モード内 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
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気 直接加熱	0. 0E+00	—	—	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至るシナゲンスは、長期 TB, TBU, TBD, S2E 及び TQUX である。 事象初期において RCIC による冷却が有効な長期 TB と比べ、減圧までの時間余裕の観点で TBU, TBD, S2E 及び TQUX が厳しい。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU 及び S2E に PDS 選定上の有意な違いは無い。 <p>なお、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードについては、格納容器圧力と格納容器破損確率のフラジリティの設定、確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリング、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ブーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで評価している。評価の結果、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損確率は、極めて低いため、本評価においては、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」は発生しないものとしている。</p> <p>以上より、事象進展が早く、炉心損傷時の圧力が高く厳しい事故シナゲンスである TQUX を代表として選定する。原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、原子炉減圧後の低圧注水機能喪失を考慮する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUX
原子炉圧力容器外の 溶融燃料 /冷却材相互作用	5. 0E-15	TQUV	0. 0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシナゲンスとなる。 TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくなかつ大量の溶融炉心がベドスタルに落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI による発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きい程大きくなるが、溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きくなるのは、低圧シナゲンス (TQUV, LOCA, TBP) となる。 LOCA は、一次冷却材流出を伴い発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シナゲンスよりも少ないため、酸化ジルコニウム中の質量割合が他の低圧シナゲンスより小さくなり、溶融炉心の内部エネルギーが小さくなること、FCI は低水温でより厳しくなるが、LOCA においては、破断水 (飽和水) がベドスタル部に滞留することから事象は厳しくならぬと考えられる。 TBP については、事象初期の RCIC による一時的な注水を考慮すると、TQUV に比べて水位低下が遅く、事象進展が遅い。 <p>なお、「原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX 及び SIE である。TQUX の寄与割合が 75.5%と高いが、高圧シナゲンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さく、ベドスタル部に破断水の滞留が生じると考えられることから、本破損モードとして選定していない。SIE の寄与割合が 22.1%と高いが、TQUV については RHR 格納容器スプレイ冷却モードによる注水がでないため、格納容器下部に冷却材がなく、冷却材中に溶融炉心が落下する事象が発生しないことから、FCI 破損モード内 CFF に対する割合は 0.0%となる。有効性評価においては、原子炉格納容器下部注水系 (高設) が機能し、格納容器下部に水張りを実施されることが前提とした上で、厳しい PDS として TQUV を考慮する。</p>	TQUV

以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。

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 評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定について(3/3)

解積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	破損モード内 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
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1. 1E-10	TQUV	25. 7%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> •MCCIについては、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 •TQUVは、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくなかつ大量の溶融炉心がベデスタルに落下する。 【事象進展の厳しさの観点】 •MCCIの観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉压力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい、 •この観点から、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD, TBU, 長期 TB は、厳しくならないことから選定対象から除外した。 •原子炉压力容器が低圧破損に至る事象として、TQUV (TQUX における炉心損傷後の手動減圧を含む)、中破断 LOCA (SIE) 及び大破断 LOCA (AE) が抽出される。 •LOCA はベデスタルへの冷却材の流入の可能性があり、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から外した。 <p>なお、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDSは、長期 TB, TQUV 及び TQUX である。長期 TB の寄与割合が 53. 3%と高いが、事象進展が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。TQUX の寄与割合が 13. 1%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、TQUV が最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	13. 1%		
		長期 TB	53. 3%		
		TBD	4. 0%		
		TBU	0. 6%		
		TBP	0. 4%		
		AE	<0. 1%		
		SIE	2. 8%		
		S2E	<0. 1%		
		水素燃焼	0. 0E+00		—

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2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シークエンスの選定について(1/2)

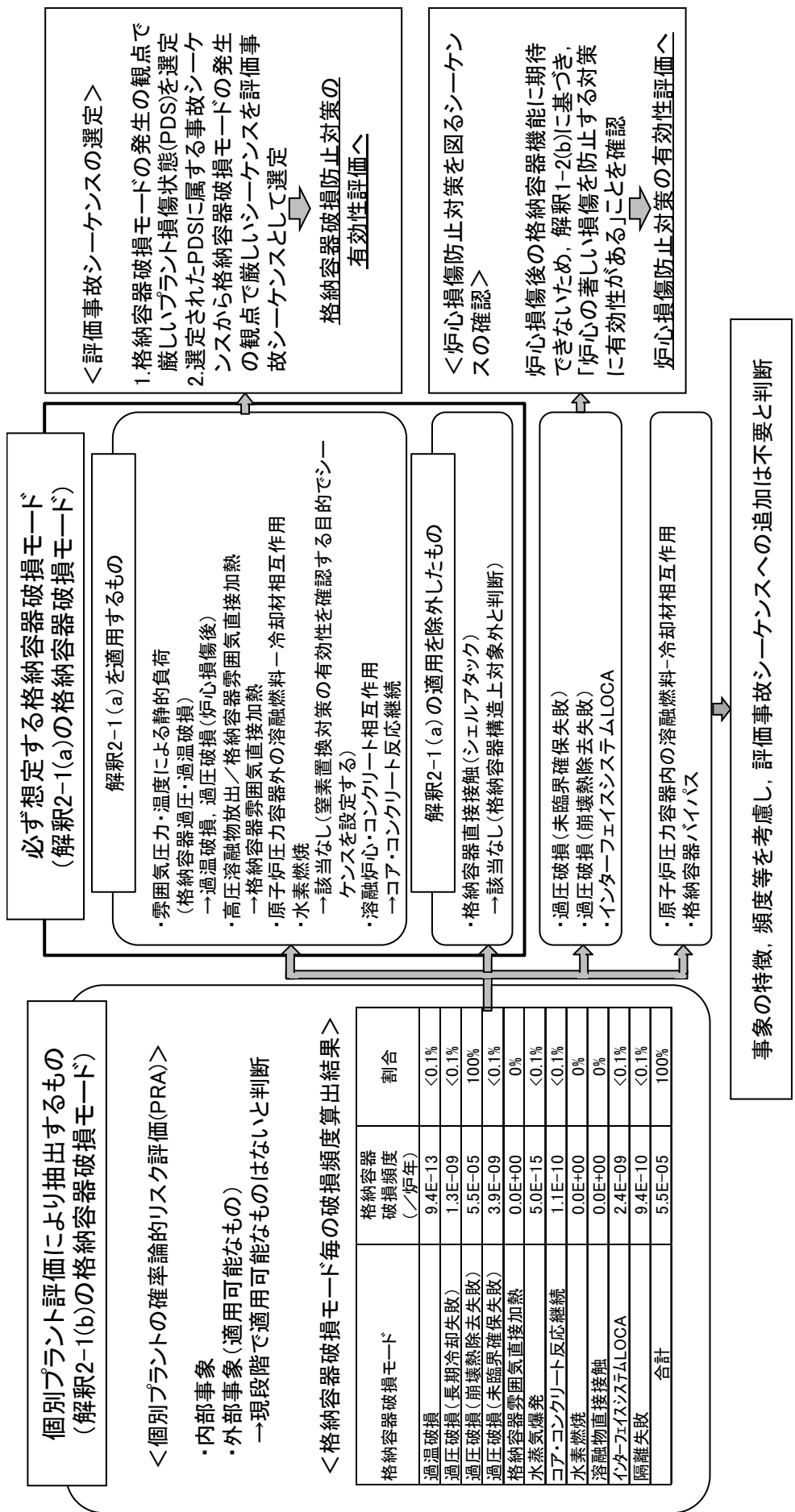
格納容器破損モード （格納容器過圧破損）	最も厳しいPDS	事故シークエンス※	格納容器破損防止対策	評価事故シークエンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による動的負荷 （格納容器過圧破損）	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗 +（デブリ冷却成功）+長期冷却失敗	○	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>格納容器過圧・過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、AEに全交流動力電源喪失を重量させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシークエンスを選定した。</p>
	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗 +格納容器注水失敗	○	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>格納容器過圧・過温破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再開失敗を含まないシークエンスを選定した。</p>
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQIX	過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	○	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再開失敗を含まないシークエンスを選定した。</p>
	TQIX	手動停止+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再開失敗を含まないシークエンスを選定した。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQIV	サポート系喪失+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
	TQIV	過渡事象+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	○	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQIV	過渡事象+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
	TQIV	手動停止+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQIV	手動停止+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
	TQIV	サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQIV	サポート系喪失+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>
	TQIV	サポート系喪失+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	—	<p>【対象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>— 【対象進展の厳しさの観点】</p> <p>— 【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p>

※○は選定した重要事故シークエンスを示す。また、各シークエンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシークエンスを示す

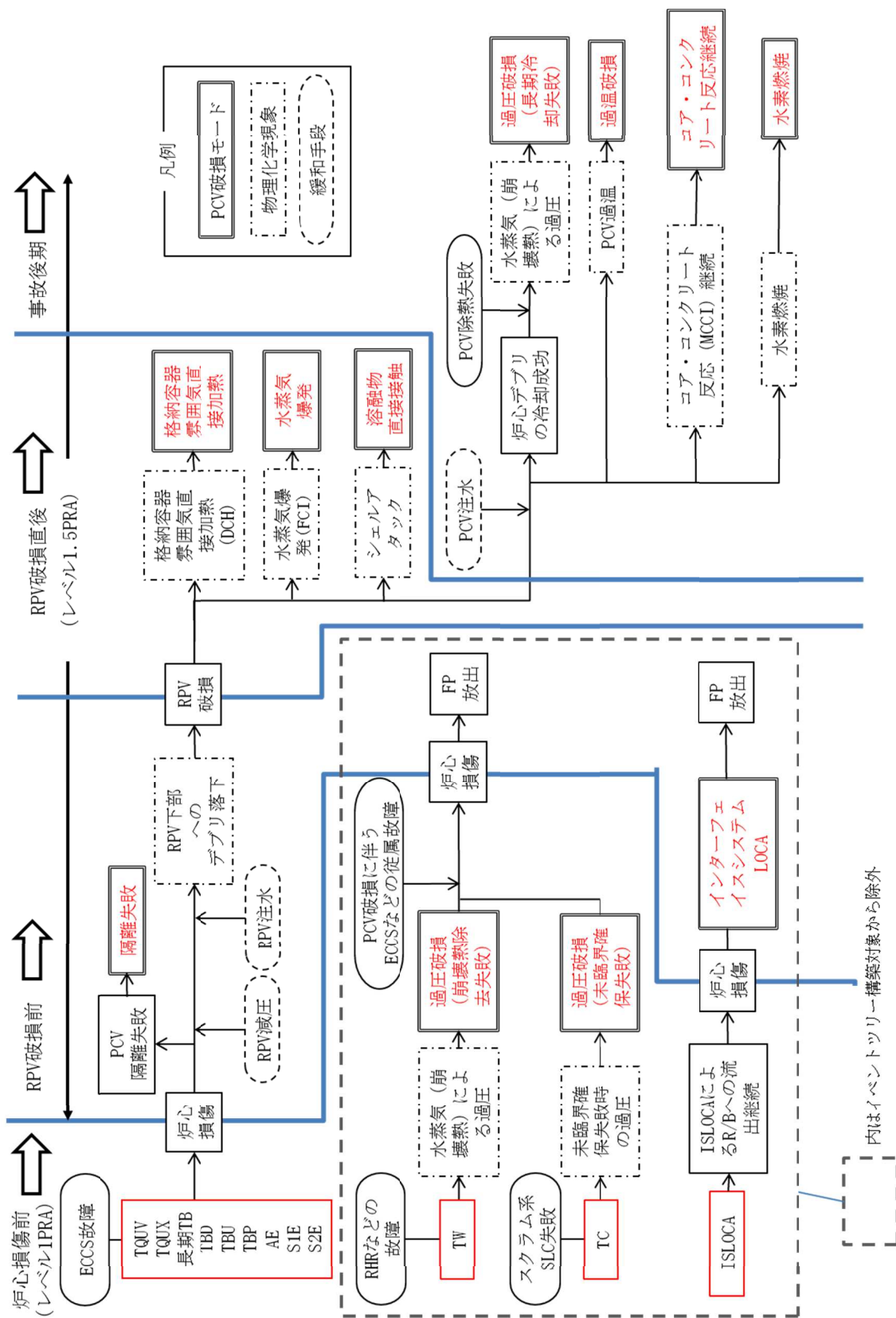
第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シナリオの選定について(2/2)

格納容器破損モード	最も厳しいIPDS	事故シナリオ※	格納容器破損防止対策	評価事故シナリオの選定の考え方	
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQIV	過渡事象 + 高圧注入失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	○	<p>格納容器破損防止対策</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器下部注水系(常設) (原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位の確保、かつ、溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る注水) 	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p> <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>SRV再開失敗の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再開失敗を含まないシナリオを選定した。</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>溶融炉心・コンクリート相互作用に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器下部注水系(常設)によるベデスタルへの水張の効果を確認するため、重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施しないものとして、ベデスタルへの水張により、ベデスタルの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至るシナリオを選定した。</p>
		過渡事象 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
		手動停止 + 高圧注入失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
		手動停止 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
		サポート系喪失 + 高圧注入失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
		サポート系喪失 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
		サポート系喪失 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブリー冷却失敗	-		
水素燃焼	AE+SBO	-	<p>・窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化</p>	<p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点から、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化の効果が大きくなく、相対的に酸素濃度を大きくするシナリオを選定した。また、原子炉格納容器マイルタタベント系により酸素/水素混合ガスを原子炉格納容器外に排出し、事象収束することを想定したシナリオを選定した。</p>	

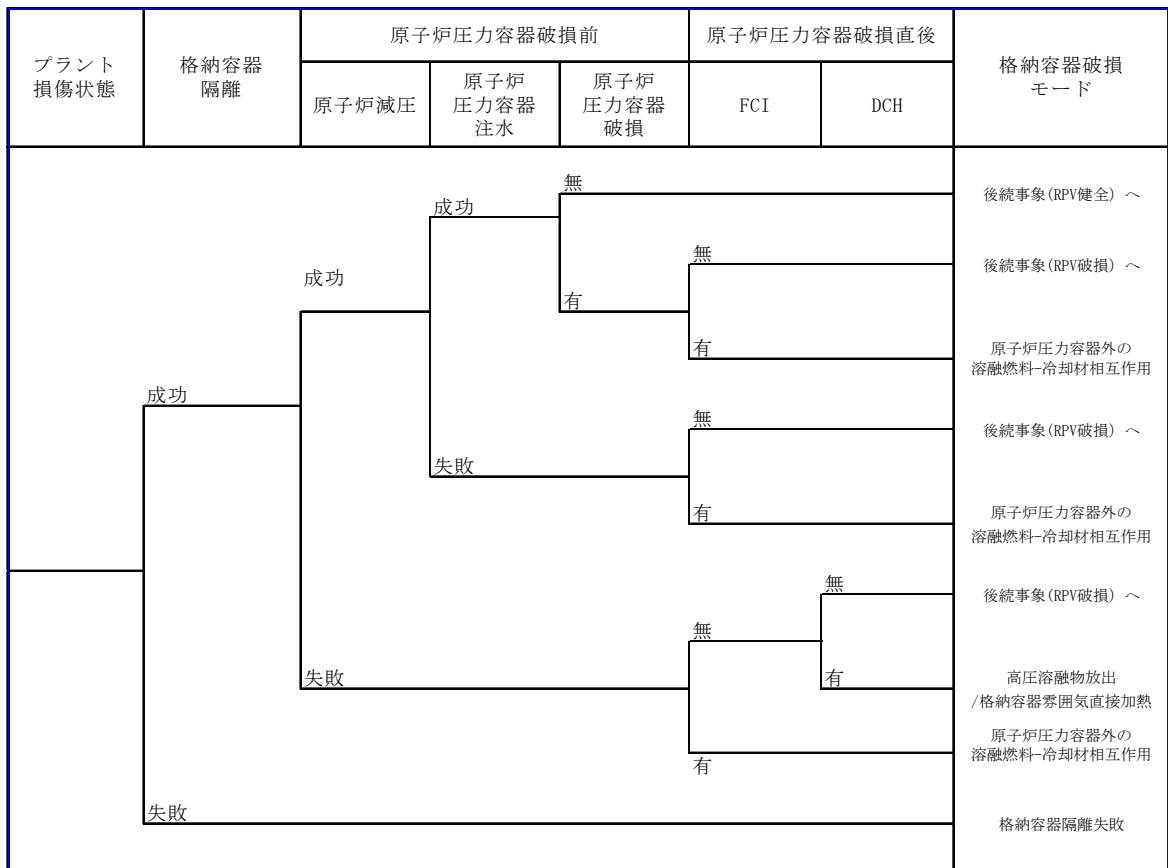
※○は選定した重要事故シナリオを示す。また、各シナリオにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシナリオを示す



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



DCH：格納容器雰囲気直接加熱

FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

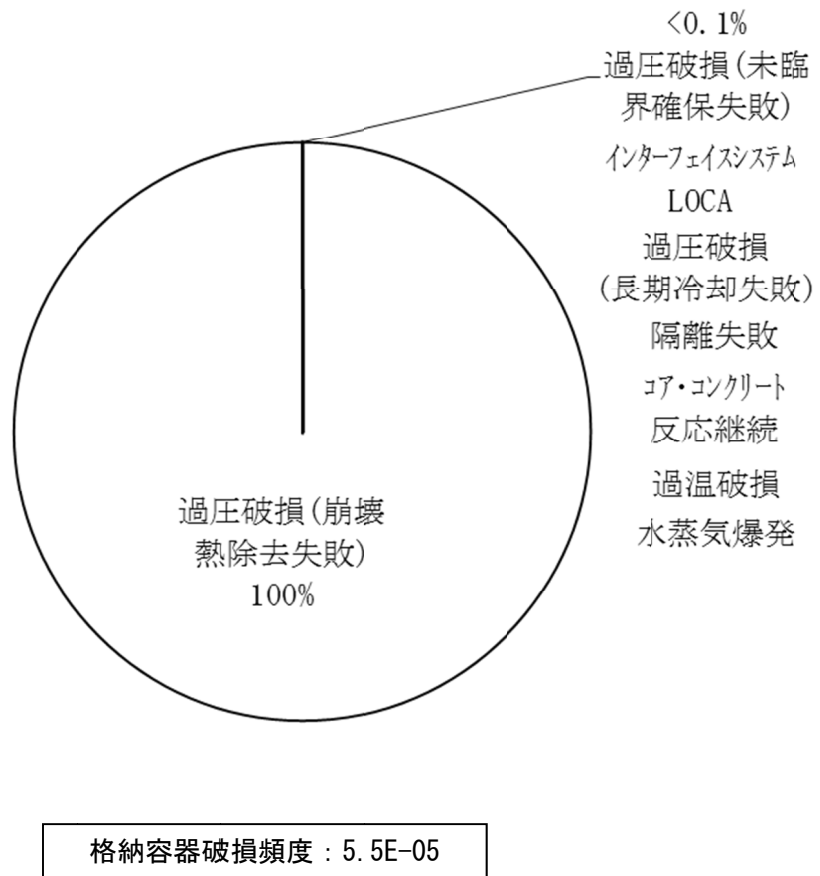
第2-3図 格納容器イベントツリー(1/2)

事故後期			格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器健全)	格納容器注水 (ドライウエル)	長期冷却	
	成功	成功	原子炉圧力容器内で事故収束 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
		失敗	
失敗		成功	
		失敗	

事故後期					格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器破損)	格納容器注水 (ドライウエル)	F C I	デブリ冷却	長期冷却	
	成功	無	成功	成功	格納容器内で事故収束 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損), 溶融炉心・コンクリート相互作用 原子炉圧力容器外の 溶融燃料-冷却材相互作用
				失敗	
失敗		有	失敗	成功	
				失敗	

FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

第2-3図 格納容器イベントツリー(2/2)



第2-4図 レベル1. 5 P R A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

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3-1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。

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、女川2号炉を対象に停止時レベル1 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今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント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対策設備などを含めない、設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築し停止時レベル1 PRA評価を実施した。

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

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・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、プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー（水位）、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第3-2図に示す。

停止時レベル1 P R A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3-3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。停止時レベル1 P R Aの定量化結果を第3-1表及び第3-4図に示す。

<選定した起因事象>

a. 崩壊熱除去機能喪失（RHRフロントライン系/サポート系機能喪失）

崩壊熱除去機能に関わる弁、ポンプ等の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象。

b. 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、非常用所内電源（非常用ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、非常用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機能が喪失する可能性がある。

c. 原子炉冷却材流出

配管破断又は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。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。

なお、反応度の誤投入については、以下の理由から起因事象から除外した。

- ・プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも1体ごとにしか行うことができない。
- ・万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至ることはない。
- ・近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生は防止されている。（同事象発生確率：約 /回）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

抽出された事故シーケンス別の燃料損傷頻度を整理するとともに、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

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、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。

3.2.1 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選定にあたっては、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あ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。

a. 余裕時間

崩壊熱が高く、余裕時間や必要な注水量の観点で厳しくなる事故シーケンスを選定している（第3-3表参照）。なお、原子炉冷却材の流出量に対して、対策の余裕時間は比較的長いとした。

⇒該当シーケンスを第3-2表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

b. 設備容量

炉心損傷防止対策に必要な設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒該当シーケンスを第3-2表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

c. 代表シーケンス

第3-1表の事故シーケンスの炉心損傷頻度を比較し、事故シーケンスグループ内で支配的となるものとそうでないものに分類した。

⇒該当シーケンスを第3-2表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

(1) 崩壊熱除去機能喪失

①事故シーケンス

- ・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗
- ・外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗

②選定理由

着眼点a, b, cの評価結果より, 「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

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原子炉停止1日後に, 崩壊熱除去機能が喪失する事象を選定した。

③選定結果

- ・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・待機中RHR（LPCIモード）

(2) 全交流動力電源喪失

①事故シーケンス

- ・外部電源喪失＋直流電源喪失＋HPCS失敗
- ・外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗
- ・外部電源喪失＋直流電源喪失
- ・外部電源喪失＋DG失敗

②選定理由

着眼点a, b, cの評価結果より, 「外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

③選定結果

- ・外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・低圧代替注水系（常設）
- ・原子炉補機代替冷却水系
- ・常設代替交流電源設備

(3) 原子炉冷却材の流出

①事故シーケンス

- ・RHR切替時の冷却材流出＋注水系失敗
- ・CUWブロー時の冷却材流出＋注水系失敗
- ・CRD交換時の冷却材流出＋注水系失敗
- ・LPRM交換時の冷却材流出＋注水系失敗

②選定理由

着眼点a, b, cの評価結果より, 「RHR切替時の冷却材流出＋注水系失敗」

を重要事故シーケンスとして選定した。

③選定結果

- ・ RHR切替時の冷却材流出＋注水系失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 待機中RHR（LPCIモード）

(4) 反応度の誤投入

①事故シーケンス

- ・ 制御棒の誤引き抜き

②選定理由

代表性の観点から、停止余裕検査や冷温臨界試験等の制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。

③選定結果

- ・ 制御棒の誤引き抜き

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 起動領域モニタの原子炉周期短信号によるスクラム

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、燃料損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している。（別紙4）

第3-1表 運転停止中事故シケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シケンス	シケンス No.	シケンス別 CDF (／定期検査)	炉心損傷に至る主要因	グループ別 CDF (／定期検査)	全CDFへの寄与割合	運転停止中事故シケンスグループ	備考
1	(1)	9.0E-07	崩壊熱の除去に失敗	9.3E-07	94.8%	崩壊熱除去機能喪失	
	(2)	3.2E-08					
2	(3)	2.2E-13	サポート機能(電源機能)の喪失	5.1E-08	5.1%	全交流動力電源喪失	全炉心損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
	(4)	1.7E-12					
	(5)	3.5E-08					
	(6)	1.6E-08					
3	(7)	1.7E-10 (1.7E-10/回)	原子炉冷却材の喪失	3.5E-10	<0.1%	原子炉冷却材の流出	
	(8)	1.7E-10 (5.7E-11/回)					
	(9)	4.0E-12 (4.0E-12/回)					
	(10)	2.3E-12 (2.3E-12/回)					
合計		9.8E-07	—	9.8E-07	100.0%	—	

第3-2表 重要事故シナリオ (運転停止中) の選定について (1/3)

事故シナリオグループ	選定した重要事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗	・待機中R.H.R. (低圧注水モード) ・低圧代替注水系(常設)	中	高	高	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より, ①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから, ◎「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・◎「外部電源喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については, 対応する時間余裕については, ①の事故シナリオと同等である。外部電源喪失を起因とするシナリオについては, 事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」において評価する。</p>
	◎ ②外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗		中	中	低	

第3-2表 重要事故シナリオ (運転停止中) の選定について (2/3)

事故シナリオグループ	事故シナリオ (○は選定した重要事故シナリオ)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)			重要事故シナリオの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シナリオと選定理由
		a	b	c	a	b	c	
全交流動力電源喪失	①外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系 (常設) ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備 【直流電源喪失の対策】 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替直流電源設備 又は ・大容量送水ポンプ (タイプI) 	中	中	低	<p>＜a, bの観点＞ 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シナリオについては、最大で約20.8MWtの崩壊熱量を除去する必要があり、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、「中」と設定した。また、HPCS失敗を含まないシナリオはPOS-Sを含まず、崩壊熱量は最大でもPOS-A2の約9.9MWtとPOS-Sの約半分であるため「低」とした。</p> <p>＜cの観点＞ 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオのCDFに対して10%以上の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。</p>	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①と②の事故シナリオがともに「中」の数が同じであるが、cの観点から相対的に②の方が①より頻度が高いことから、②「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・①③については、選定したシナリオにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで重要事故シナリオに包絡されると考えられる。</p>	
	②外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗		中	中	低			
	③外部電源喪失 + 直流電源喪失		低	高	中			
	④外部電源喪失 + DG失敗		低	低	中			

第3-2表 重要事故シークエンス (運転停止中) の選定について (3/3)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	
原子炉冷却材の流出	◎ ①RHR切替時の冷却材流出 +注水系失敗		高	低	<aの観点> 緩和措置の実施に必要な時間はいずれのシークエンスにおいても同程度であることから、「中」とした。	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」が多いことから、 ◎「RHR切替時の冷却材流出+注水系失敗」を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの概観】 ・◎「CUWプロロー時の冷却材流出+注水系失敗」については、CDFが比較的大きいもの、冷却材流出発生時には、プロロー水の排水先のRW設備の運転員による異常の認知にも期待でき、認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。 ・③「CRD交換時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、必要な設備容量が大きいため、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と流出発生個所が同一であるため認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。
			中	低	<bの観点> 原子炉冷却材の流出流量が大きい「CRD交換時の冷却材流出」は、約70Lm ³ /hの冷却材流出量であり、ECSによる注水が必要であることから、設備容量の観点で、「中」としては、「低」とした。	
			中	中	<cの観点 (1事象発生当たりの頻度)> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて、「中」とし、10%未満の事故シークエンスについて、「低」とした。	
			中	低		
			低			
事故シークエンスグループ	◎ ①制御棒の誤引き抜き	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策) ・起動領域モニタの原子炉周 期短信号によるスクラム	重要事故シークエンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	
			中	低	<a, bの観点> 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり、「一」とした。 <cの観点> PRAにおいて選定していない起因事象による事故シークエンスであるため、「一」とした。	◎「 <u>制御棒の誤引き抜き</u> 」を重要事故シークエンスとして選定 代表性の観点から、停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定した。

第3-3表 炉心損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間 (h)
S	4
A1	6
A2	9
B1	81
B2	153
C1	35
C2	42
D	43

(b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

冷却材流出事象	CRD 点検	LPRM 点検	RHR 切替	CUW ブロー
POS	B1	B1	B2	C1, D
炉心損傷に至る 流出量 (m ³)				
冷却材流出量 (m ³ /h)				
炉心損傷までの 余裕時間 (h)				

※1 CRD 口径 ()m) が破断した場合を想定

※2 LPRM口径 ()m) が破断した場合を想定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

個別プラント評価により抽出するもの
(規則解釈4-1(b)の事故シナリオグループ)

<個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)>

・内部事象

<事故シナリオ抽出・炉心損傷頻度算出結果>

事故シナリオ	シナリオ別 (DPE (/定期検査)	グループ別(DP (/定期検査)	全(DPへの 寄与割合)
崩壊熱除去機能喪失+再循環除去失敗+注水系 失敗	9.0E+07	9.3E+07	94.8%
外部電源喪失+再循環除去失敗+注水系失敗	3.2E+08		
外部電源喪失+直営電源喪失+HPCS失敗	2.2E+13		
外部電源喪失+IS失敗+HRS失敗	1.7E+12		
外部電源喪失+直営電源喪失	3.5E+08	5.1E+08	5.1%
外部電源喪失+DG失敗	1.0E+08		
RHR切替時の冷却材流出+再循環除去失敗+注 水系失敗	1.7E+10		
CWブロー一時の冷却材流出+再循環除去失敗+ 注水系失敗	1.7E+10		
CD交換時の冷却材流出+再循環除去失敗+注 水系失敗	2.3E+12	3.5E+10	0.1%
EDM交換時の冷却材流出+再循環除去失敗+注 水系失敗	4.0E+12		
合計	9.3E+07	9.3E+07	100.0%


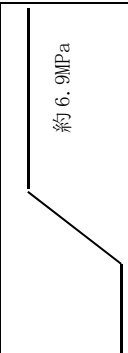
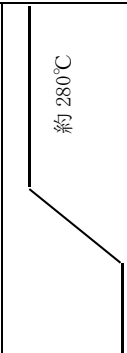
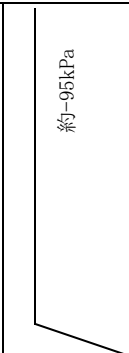
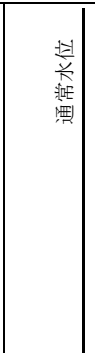
必ず想定する事故シナリオグループ
(規則解釈4-1(a)の事故シナリオグループ)

- ・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※

※ PRAでは評価対象外としている。

事故シナリオ毎に審査ガイド
に従い重要事故シナリオを選定

第3-1図 運転停止中原子炉における事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ選定の全体プロセス

原子炉出力										
原子炉圧力	 約 6.9MPa (大気圧) 約 6.9MPa									
冷却材温度	 約 280°C 約 50°C 約 280°C									
主復水器真空度	 約-95kPa 約-95kPa									
原子炉内インベントリー	 通常水位 原子炉ウェル満水 RPV満水 通常水位									
主要操作	発電機解列	制御棒全挿入	主復水器真空破壊	R P V 開放	R P V 閉鎖	R P V 漏えい試験	起動準備	主復水器真空上昇	制御棒引抜開始	発電機併入
プラント状態	(出力運転時)	S	A	B	C	D	(出力運転時)			(出力運転時)

第3-2図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

外部電源喪失	直流電源 (区分 I, II)	交流電源 ^{※1} (区分 I, II)	崩壊熱除去・ 炉心冷却 ^{※2,3}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
				炉心損傷なし	(2)
				崩壊熱除去機能喪失	
				炉心損傷なし	(4), (6) ^{※7}
				全交流動力電源喪失	
				炉心損傷なし	(3), (5) ^{※7}
				全交流動力電源喪失	

崩壊熱除去機能喪失 ^{※4}	崩壊熱除去・炉心冷却 ^{※2}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
		炉心損傷なし	(1)
		崩壊熱除去機能喪失	

原子炉冷却材の流出 ^{※5}	崩壊熱除去・炉心冷却 ^{※6}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
		炉心損傷なし	(7), (8), (9), (10)
		原子炉冷却材の流出	

※1 D/G-A, Bが機能喪失し、かつ外部電源復旧等に失敗するかどうかを示すヘディング

※2 除熱機能(RHR)及び注水機能(HPCS, LPCS, LPCI, MUWC)の確保に失敗するかどうかを示すヘディング

※3 直流電源喪失時または全交流電源喪失時において、HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に失敗した場合、全交流動力電源喪失により炉心損傷に至る

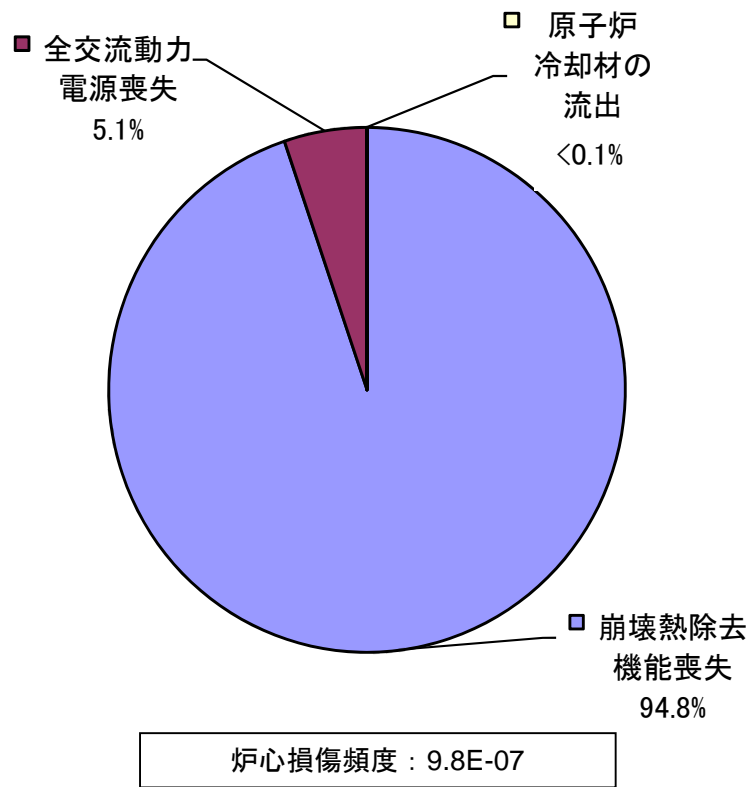
※4 RHRフロントライン・サポート系機能喪失

※5 RHR切替時、CUWブロー時、CRD交換時、LPRM交換時の冷却材流出の4つの起回事象を含む

※6 事象を認知し、注水に成功するかどうかを示すヘディング(除熱機能(RHR)には期待しない)

※7 HPCS待機除外のシーケンス

第3-3図 停止時PRAにおけるイベントツリー



第3-4図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

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

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際して適用可能としたP R Aの実施に際しては、一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に評価を実施した。

今回のP R Aについて、評価プロセスの確認及び更なる品質向上を目的とし、一般社団法人 日本原子力学会の実施基準への対応状況及びP R Aの手法の妥当性について、海外のレビューアーを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお、本ピアレビューでは、第三者機関から発行されている「PSAピアレビューガイドライン」(平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会)を参考にした。その結果、今回実施したP R Aにおいて、事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。

(別紙1 2)

また、各P R Aについて、「P R Aの説明における参照事項」(平成25年9月原子力規制庁)への対応状況を確認した。(別紙1 3)

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（地震・津波以外）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、「実用発電用原子炉およびその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（以下、「解釈」という。）に「個別プラントの内部事象に関する PRA およ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。

本設置変更許可申請においては，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 1 PRA を対象に実施した。火災，溢水およ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であり，現時点では適用可能な段階ではないが，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検討および整理した内容を以下に示す。

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，溢水のレベル 1 PRA については，日本原子力学会標準（以下，「学会標準」という）が発行され，これらの検討内容を踏まえて想定される代表的な起回事象を整理した結果を表 1-1 に示す。

表 1-1 内部火災，溢水により発生する代表的な起回事象

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
非隔離事象	内部火災・溢水によるタービン廻り設備の機能喪失
隔離事象	内部火災・溢水による循環水ポンプ等の機能喪失によって主復水器真空度低
全給水喪失	内部火災・溢水による給復水ポンプ等の機能喪失
外部電源喪失	内部火災・溢水による常用母線等の機能喪失
S/R 弁誤開放	内部火災によるケーブル内の短絡による S/R 弁制御回路の誤動作
手動停止	内部火災・溢水による待機系設備の機能喪失（プラント自動停止に至らないケース）

表 1-1 で抽出された起回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 1 から得られる起回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 1 PRA 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 6 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。

<人為現象>

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。

これらの外部事象に対して、原子力発電所における安全施設の大部分は、外殻となる建屋または構築物等により防護されると考えられるため、屋外に設置された設備への影響を主要な検討対象とする。検討結果を表 1-2、表 1-3 および添付資料-1 に示す。

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、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（火山灰の降下）では火山灰、森林火災では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の影響については、以下のケースが考えられるが、いずれの場合についても、建屋、構築物の外部に設置された設備に対する影響の程度が変化するものの、起因事象としては変わらないと判断されることから、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する。

- a. 異なる自然現象のそれぞれによって、同じ影響が重ね合わさって影響が大きくなる場合

同じ影響の重畳により影響が大きくなるが、設計基準の事象として単一事象に対してシナリオの抽出を行っており、新たなシナリオは生じない。

- b. ある自然現象に対する防護施設が、他の自然現象によって損傷することに

より影響が大きくなる場合

単独の自然現象に対するシナリオの選定において設計基準を超える事象を評価の対象とすることは、設備耐力に期待しないということであり、単独事象に抽出された以外の新たなシナリオは生じない。

c. 他の自然現象の作用によって影響が及ぶようになる場合

単独事象では影響が及ばない評価であったものが、事象が重畳することにより影響が及ぶようになるものである。例えば、火山灰の降灰と降水が重畳した場合、変圧器等の屋外設備の損傷を想定しても、起因事象としては外部電源喪失であり、同時に補機冷却機能が喪失した場合には全交流動力電源喪失となるが、新たなシナリオは生じない。

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（航空機衝突）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、女川原子力発電所の敷地およ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する。

なお、今回定性的な評価とした各 PRA や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災および地震随伴溢水を対象とした PRA については、手法整備の研究およ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、「それに代わる方法」として、以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震特有の影響として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、地震動により建物が大規模に損壊するような場合に考えられる格納容器破損モードは、直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失と考えられることから、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推定される（添付資料-2 参照）。

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、格納容器および内部構造物が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する。

2.3 火災・溢水の影響

レベル1 PRA 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1 PRA に追加すべきものは発生しないものと推定しており、格納容器およ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する。

2.4 その他外部事象の影響

レベル1 PRA 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1 PRA 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する。

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PRAレベル1、津波PRAレベル1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、地震随伴火災および地震随伴溢水を対象とした PRA については、手法整備の研究および実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

表 1-2 自然現象が原子炉施設へ与える影響

事象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形およ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ない。
風 (台風)	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、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含される。
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、竜巻検討地域において過去に発生した竜巻の最大風速および竜巻最大風速のハザード曲線により算定した結果から設定した風速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。 ただし、送電鉄塔倒壊による外部電源喪失が想定される。また、屋外設備の海水ポンプ等が飛来物により損傷した場合、海水ポンプ等の損傷による原子炉補機冷却水機能喪失および全交流動力電源喪失が想定される。なお、海水ポンプについては、飛来物への防護対策を講じることとしている。
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い、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。 ただし、軽油の凍結に伴う全交流動力電源喪失、着氷による送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。
降水	発電所構内の降雨水は、構内排水路で集水し、海域へ排水することとし、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計としている。 なお、想定を超える降水による影響については溢水または津波の影響に包含される。
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設計としている。 ただし、着雪による送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉施設の雷害防止として避雷設備を設置するとともに、接地網の布設による接地抵抗の低減等の対策を行い、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計のため、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。 ただし、送電線の損傷による外部電源喪失、海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却系機能喪失、海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失が想定される。
地すべり	原子炉施設の設置位置およびその付近の地盤は、地形、地質・地質構造等から、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすような地すべり等が生じることはない。 なお、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	火山灰による過大な積載荷重による構築物等の破損、火山灰による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降灰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。 ただし、送電線等の損傷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海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却系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。
森林火災	森林火災については輻射熱による設備・建屋への影響が想定されるが、設計基準対象施設は、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、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却系機能喪失、軽油タンク等の損傷による全交流動力電源喪失および送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。

表 1-3 人為事象が原子炉施設へ与える影響

事象	原子炉施設へ与える影響
飛来物 (航空機 衝突)	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、航空機衝突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、大規模損壊およ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。
ダムの崩壊	発電所の近くには、ダムの崩壊により発電所に影響を及ぼすような河川はないことから、ダムの崩壊を考慮する必要はない。
爆発	発電所の近くには、原子炉施設の安全性を損なうような爆発物の製造および貯蔵設備はないことから、爆発を考慮する必要はない。
近隣工場等の 火災	原子炉施設周辺には、石油コンビナート等の石油工業関連施設はないことから、近隣工場等の火災を考慮する必要はない。
有毒ガス	原子炉施設周辺には、石油コンビナート等の大規模な有毒物質を貯蔵する固定施設はなく、陸上輸送等の可動施設についても主要な幹線道路や航路から発電所は十分離れていることから、有毒ガスによる安全施設への影響は考慮する必要はない。
船舶の衝突	原子炉施設は、主要な航路から十分離れていることから、船舶の衝突を考慮する必要はない。
電磁的障害	電磁波を発生する機器が中央制御室の計測制御設備へ与える影響については、予め試験で影響がないことを確認する等の措置を行うため、安全性が損なわれることはない。

外部事象（地震，津波，火災および溢水を除く）の影響評価について

解釈第6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（自然現象および人為事象）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，火災および溢水を除く）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
- ・地すべり
- ・火山の影響
- ・生物学的影響
- ・森林火災

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-2～7参照），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	敷地の地形およ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ない。	—
2	風（台風）	「竜巻」による影響評価に包含される。	—
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含される。	—
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	地すべり	原子炉施設の設置位置およびその付近の地盤は、地形、地質・地質構造等から、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすような地すべり等が生じることはない。	—
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	生物学的影響	海生生物襲来による海水ポンプ機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷を想定されるが、除塵装置および小動物の進入防止対策により、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

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

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

(1) 想定される自然現象および想定される人為事象の抽出

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

第 6 条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

2 第 1 項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然現象を基に、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象また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。）」としては、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、近隣工場の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

想定される自然現象および想定される人為事象について網羅的に抽出するための基準等については、国外の基準として Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants (IAEA, April 2010)」を、また人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI 12-06 August 2012)」, 日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年）」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した想定される自然現象を表 1-1 に、想定される人為事象を表 1-2 に示す。なお、その他に NRC の「NUREG/CR-2300 PRA Procedures Guide (NRC, January 1983)」等の基準も事象収集の対象としたが、これら追加した基準の事象により、「(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象および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 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

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

No	外部ハザード	外部ハザード抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-35	湖または河川の水位上昇			○		○				
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○							○
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○						○
1-38	もや			○						
1-39	塩害，塩雲			○						○
1-40	地面の隆起		○	○						○
1-41	動物			○						○
1-42	地すべり	○		○		○	○	○		○
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	地下水による地すべり			○						
1-48	水中の有機物			○						
1-49	太陽フレア，磁気嵐	○								○
1-50	高温水（海水温高）			○						○
1-51	低温水（海水温低）			○						○
1-52	泥湧出		○							
1-53	土石流		○							○
1-54	水蒸気		○							○
1-55	毒性ガス	○	○			○		○		○

表 1-2 考慮する外部ハザードの抽出（想定される人為事象）

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

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI12-06 August 2012)
- ② 「日本の自然災害」国会資料編集会 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 「実用発電用原子炉およびその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑤ NUREG/CR-2300 "PRA Procedures Guide", NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009" Addenda to ASME ANS RA-S-2008 Standard for level 1/Large Early Release Frequency probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications"

⑧ B.5.b Phase 2&3 Submittal Guideline (NEI 06-12 December 2006)- 2011.5 NRC 発表

⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会
2014年12月

(2) 設計上考慮すべき想定される自然現象および人為事象の選定

(1) で網羅的に抽出した事象について、女川原子力発電所において設計上考慮すべき事象を選定するため、海外での評価手法^{*}を参考とした表 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。

表 1-3 除外基準 (参考 1 参照)

基準 A	プラントに影響を与えるほど近接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・来襲が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。(例：No. 1-16 海岸浸食)
基準 C	プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、またはプラントの安全性が損なわれることはない。(例：No. 1-21 濃霧)
基準 D	影響が他の事象に包絡される。(例：No. 1-27 満潮)
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。 (例：No. 1-2 隕石)
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。また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. 2-5 タービンミサイル)

^{*} ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications"

(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象および想定される人為事象の選定結果

(2) で検討した除外基準に基づき、女川原子力発電所において設計上考慮すべき事象を選定した結果を表 1-4 および表 1-5 に示す。

第 6 条に該当する「想定される自然現象」として、以下の 11 事象を選定した。

- ・洪水
- ・風(台風)
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・地すべり
- ・火山
- ・生物学的事象
- ・森林火災

また、「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（航空機衝突）
- ・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 設計上考慮すべき想定される自然現象の選定結果

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-1	極低温（凍結）	—	○	地域特性を踏まえ「凍結」としてプラントへの影響評価を行う。
1-2	隕石	E	×	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等が衝突する可能性は極めて低いことから考慮しない。
1-3	降水（豪雨（降雨））	—	○	地域特性を踏まえ「降水」としてプラントへの影響評価を行う。
1-4	河川の迂回	A	×	海水を冷却源としていることおよび敷地を含む流域内に河川は存在しないため考慮しない。
1-5	砂嵐（塩を含んだ嵐）	A	×	周辺に砂丘等が無いため考慮しない。 なお、黄砂については、換気空調系設備の外気取込み側に設置されたフィルタにより大部分を捕集可能であること、また、容易に取替が可能であることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。
1-6	静振	D	×	静振は気圧や風の変化により湖沼や湾内でみられる水の振動であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第四条 地震による損傷の防止」および「第三条 設計基準対象施設の地盤」にて評価する。
1-8	積雪（暴風雪）	—	○	地域特性を踏まえ「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮または膨張	A	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤（第三条））による影響評価に包絡される。
1-10	高潮	D	×	高潮は気圧低下による海面の吸い上げおよび向岸風による海水の吹き寄せにより潮位が高くなる現象であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
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）	—	○	地域特性を踏まえ「火山」としてプラントへの影響評価を行う。
1-13	波浪・高波	D	×	波浪は風浪（風によってその場所に発生する波）とうねり（他の場所で発生した風浪の伝わり、風が静まったあとに残される波）の混在した現象であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	豪雪地帯ではないため考慮しない。
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	×	基本的に取水に係る土木構築物はコンクリート製であり浸食はほとんど無く、仮に海底砂の流出等による海底勾配の変化が生じるような場合も、非常に緩やかに進行するものと考えられ、保守管理による不具合防止が可能であることから、安全施設の機能が損なわれることはないため考慮しない。
1-17	干ばつ	B	×	海水を取水源としていることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため考慮しない。
1-18	洪水（外部洪水）	—	○	地域特性を踏まえ「洪水」としてプラントへの影響評価を行う。

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-19	風(台風) (暴風(台風))	—	○	地域特性を踏まえ「風(台風)」としてプラントへの影響評価を行う。
1-20	竜巻	—	○	地域特性を踏まえ「竜巻」としてプラントへの影響評価を行う。
1-21	濃霧	C	×	霧は微小な水滴が空気中に浮遊している現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-22	森林火災	—	○	地域特性を踏まえ「森林火災(外部火災)」としてプラントへの影響評価を行う。
1-23	霜・白霜	C	×	霜は空気中の水蒸気が物体表面で微細な結晶(氷)になる現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-24	草原火災	D	×	植生調査を踏まえて森林火災による評価を実施しているため、「森林火災」による影響評価に包絡される。
1-25	ひょう・あられ	D	×	ひょうおよびあられは飛来物であり、その衝突影響については「竜巻」による影響評価に包絡される。
1-26	極高温	C	×	過去最高気温(37.0℃:大船渡特別地域気象観測所)を踏まえると、空調設計条件を超過する可能性はあるものの、気温は1日の中で高低差があるため超過は一時的であることから室内の気温上昇の影響は著しくなく安全機能が損なわれることはないことから、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。また、各部屋の温度が長時間にわたり設計室温を上回る恐れがある場合には、必要に応じてプラントを停止する。 なお、温暖化による長期的な温度上昇は緩慢であり、風量調整、冷却設備の増強等、室内温度の上昇を抑制する処置を検討・実施する時間余裕がある。
1-27	満潮	D	×	津波評価において朔望平均満潮位を考慮しているため、「津波」(第五条)による影響評価に包絡される。
1-28	ハリケーン	D	×	台風と同一の気象現象であるため、「風(台風)」による影響評価に包絡される。
1-29	氷結	A	×	取水源(海水)が凍結することはない、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-30	氷晶	A	×	取水源(海水)が凍結することはない、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-31	氷壁	D	×	影響は極低温(凍結)と同じと考えられるため、「凍結」による影響評価に包絡される。
1-32	土砂崩れ(山崩れ、がけ崩れ)	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」(地盤(第三条))による影響評価に包絡される。
1-33	落雷	—	○	「落雷」としてプラントへの影響評価を行う。
1-34	湖または河川の水位低下	A	×	海水を冷却源としていることおよび敷地を含む流域内に河川、湖は存在しないため、考慮しない。
1-35	湖または河川の水位上昇	A	×	海水を冷却源としていることおよび敷地を含む流域内に河川、湖は存在しないため、考慮しない。
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」(地盤(第三条))による影響評価に包絡される。

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-37	極限的な圧力（気圧高低）	D	×	竜巻評価において気圧差による荷重を考慮しているため、「竜巻」による影響評価に包絡される。
1-38	もや	C	×	もやは、微小な水滴や湿った微粒子が空気中に浮遊している現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-39	塩害、塩雲	B	×	腐食の事象進展は遅く、保守管理による不具合防止が可能であることに加え、防食塗装による発生防止措置も実施していることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため考慮しない。
1-40	地面の隆起	D	×	地面の隆起は地震に伴う随伴事象であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-41	動物	D	×	生物学的影響において小動物を考慮しているため、「生物学的影響」による影響評価に包絡される。
1-42	地すべり	—	○	「地すべり」としてプラントへの影響評価を行う。
1-43	カルスト	A	×	発電所の周囲にカルスト地形はないため考慮しない。
1-44	地下水による浸食	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-45	海水面低	D	×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」による影響評価に包絡される。
1-46	海水面高	D	×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」による影響評価に包絡される。
1-47	地下水による地すべり	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-48	水中の有機物	D	×	生物学的影響においてクラゲ等の海生生物を考慮しているため、「生物学的影響」による影響評価に包絡される。
1-49	太陽フレア、磁気嵐	C	×	太陽フレア、磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、影響が及んだとしても変圧器等の一部に限られることなどから、出力を絞る等の対応によって安全施設の機能を維持できるため考慮しない。
1-50	高温水（海水温高）	C	×	海水温の上昇に伴う取水温度の上昇により、復水器真空度が低下し定格出力維持が困難な場合が生じたとしても、出力低下またはプラント停止措置を講じることにより、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-51	低温水（海水温低）	C	×	海水温の低下により取水温度が低下するが、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-52	泥湧出	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-53	土石流	D	×	地すべりの評価において、土石流危険区域等を考慮しているため、「地すべり」による影響評価に包絡される。
1-54	水蒸気	D	×	火山事象により発生する事象であるため、「火山」による影響評価に包絡される。なお、発電所周辺には影響を及ぼす範囲に火山がないため、水蒸気、熱湯による影響はない。
1-55	毒性ガス	D	×	火山および森林火災により発生する事象であるため、「火山」および「森林火災」による影響評価に包絡される。

表 1-5 設計上考慮すべき想定される人為事象の選定結果

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
2-1	衛星の落下	E	×	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等が衝突する可能性は極めて低いことから考慮しない。
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	×	周辺にパイプラインは無いため考慮しない。
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	D	×	影響は爆発または有毒ガスと同じと考えられるため、「爆発」または「有毒ガス」による影響評価に包絡される。
2-4	有毒ガス	—	○	「有毒ガス」としてプラントへの影響評価を行う。
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（航空機衝突）	—	○	「航空機落下」としてプラントへの影響評価を行う。
2-7	工業施設または軍事施設事故	D	×	影響は爆発または近隣工場等の火災と同じと考えられるため、「爆発」または「近隣工場等の火災」による影響評価に包絡される。
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行う。
2-9	自動車または船舶の爆発	D	×	影響は爆発と同じと考えられるため、「爆発」による影響評価に包絡される。
2-10	船舶から放出される固体液体不純物	D	×	船舶の衝突において重油流出を想定しているため、「船舶の衝突」による影響評価に包絡される。
2-11	水中への化学物質の流出	A	×	発電所周辺に化学プラントは立地していないため考慮しない。
2-12	プラント外での爆発	—	○	地域特性を踏まえて「爆発（外部火災）」としてプラントへの影響評価を行う。
2-13	プラント外での化学物質の流出	D	×	影響は有毒ガスと同じと考えられるため、「有毒ガス」による影響評価に包絡される。
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おり、流出した場合においても堰等により拡散防止が図られているため考慮しない。
2-15	軍事施設からのミサイル	A F	×	故意の人為事象であるため考慮しない。 なお、発電所から約 25km の地点に航空自衛隊松島基地があるが、対地および対空訓練区域は設定されていないため考慮しない。
2-16	掘削工事	C	×	サイト内では、事前調査で埋設ケーブル・配管の位置を確認し、損傷は回避できるが、万一損傷させた場合でも、安全系は位置的分散が図られているため、複数の安全機能を同時に喪失することは無く、プラントの安全性が損なわれることはないと判断。また、サイト外では、送電鉄塔付近での掘削による斜面崩壊が考えられるが、非常用所内電源があるため、プラントの安全性が損なわれることはないと判断されるため、考慮しない。
2-17	他のユニットからの火災	F	×	「第八条 火災による損傷の防止」にて評価する。
2-18	他のユニットからのミサイル	F	×	「第十八条 蒸気タービン」にて評価する。
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行う。
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行う。
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（外部火災）」としてプラントへの影響評価を行う。

＜参考1＞

基準A：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一樣ではなく、発生する自然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・来襲が遅く、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、影響の緩和また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：プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、またはプラントの安全性が損なわれることがない。

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

基準D：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については、相対的に影響が大きいと判断される事象に包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、考慮すべき事象からは対象外としており、同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準F：外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。また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。

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、第十八条 蒸気タービンにより評価を実施するもの、または、故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては、対象外とする。

竜巻が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統および機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
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。

- ①竜巻の風荷重による建屋，設備等の損傷
- ②竜巻によりもたらされる飛来物による建屋，設備等の損傷

(2) 評価対象施設，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。

① 竜巻の風荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

・ 建屋倒壊

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋，制御建屋については，最大風速92m/sの竜巻による風荷重を想定しても頑健性は維持できるため，考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

・ 海水ポンプ，復水貯蔵タンク，軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷

屋外に設置されている安全上重要な機器については，最大風速92m/sの竜巻による風荷重を想定しても頑健性は維持できるため，考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

・ 送電鉄塔倒壊

竜巻による風荷重により送電鉄塔の倒壊や送電線が切断された場合，外部電源が喪失する。

② 竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・ 建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋，制御建屋については，飛来物衝突に対して裕度をもった外壁を有するため，最大風速92m/sの竜巻による飛来物衝突を想定しても，建屋貫通による内包設備への影響はない。

【屋外設備】

屋外に設置されている安全上重要な機器については、竜巻防護ネットの設置、飛来物の固縛および軽油タンクの地下化等の対策により、風速92m/sの竜巻による飛来物衝突を想定しても、貫通による設備への影響はないものの、各機器が損傷することを想定し、シナリオの選定を行った。

・海水ポンプ損傷

飛来物衝突によって海水ポンプ3系統すべてが損傷することにより、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し、同時に上記(2)①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。

・復水貯蔵タンク損傷

飛来物衝突によって復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・軽油タンク、燃料移送ポンプ損傷

飛来物衝突によって軽油タンク、燃料移送ポンプが損傷した場合、燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。同時に上記(2)①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。

・送電鉄塔倒壊

飛来物衝突により送電鉄塔の倒壊や送電線の切断された場合、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92m/sに対する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 竜巻の風荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

・建屋倒壊

原子炉建屋、制御建屋については最大風速92m/sを想定しても健全であることから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

・海水ポンプ、復水貯蔵タンク損傷、軽油タンク、燃料移送ポンプ損傷

海水ポンプ，復水貯蔵タンク損傷，軽油タンク，燃料移送ポンプについては，最大風速92m/sを想定しても健全であることから，有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・送電鉄塔倒壊

風荷重による倒壊や送電線の切断の発生は否定できないため，倒壊や送電線の切断等による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 竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

- ・建屋貫通

原子炉建屋，制御建屋については，最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定しても貫通は生じず，有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

- ・送電鉄塔倒壊

竜巻によりもたらされる飛来物による損傷を否定できないことから，倒壊や送電線の切断により外部電源喪失となる。

- ・海水ポンプ損傷，軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷

海水ポンプ損傷，軽油タンク，燃料移送ポンプについては，最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定した場合，対象設備は損傷する可能性がある。海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し，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。

また，軽油タンク，燃料移送ポンプが損傷した場合，非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇となり，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。

- ・復水貯蔵タンク損傷

復水貯蔵タンクについては，最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定した場合，対象設備は損傷する可能性がある。

復水貯蔵タンクが損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

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。

- ・外部送電系の損傷による外部電源喪失
- ・海水ポンプ等の損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失

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。

よって，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては，竜巻事象を要因として発生しうる有意な頻度また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。

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) 構築物、系統および機器（以下、「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出

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。

- ①屋外タンクおよび配管内流体の「凍結」
- ②ヒートシンク（海水）の「凍結」
- ③「着氷」による送電変電設備の相間短絡

(2) 評価対象施設、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。

① 屋外タンクおよび配管内流体の「凍結」

・軽油タンク内および燃料移送ポンプの軽油凍結

低温によって軽油タンク内および燃料移送ポンプの軽油が凍結した場合、燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。同時に以下③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。

・復水貯蔵タンクの保有水凍結

低温によって復水貯蔵タンクの保有水が凍結し復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・海水の凍結による海水ポンプの損傷

海水が凍結することはないと判断されるため、本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

女川原子力発電所においては、河川／湖を冷却水源としておらず、また、海水が凍結することはないと判断されるため、本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③ 「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た場合、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する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 屋外タンクおよび配管内流体の「凍結」

・軽油タンク内の軽油凍結

軽油タンク内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るが、低温によって軽油タンク内および燃料移送ポンプの軽油が凍結した場合において、同時に外部電源喪失が発生を想定した場合、非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により全交流動力電源喪失となる。

・復水貯蔵タンクの保有水凍結

復水貯蔵タンクの保有水凍結により復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・海水の凍結による海水ポンプの損傷

1. (2) ②に記載のとおり、海水が凍結することはないことから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

1. (2) ②に記載のとおり、海水が凍結することはないことから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

想定を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴い外部電源喪失となる。

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。

- ・軽油の凍結に伴う全交流動力電源喪失
- ・外部送電系の損傷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。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、凍結事象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シーケンスは生じないと判断する。

積雪が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統および機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出

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。

- ①「雪の多量吸い込み」による空調給気口，冷却口の閉塞
- ②「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ③「着雪」による送電変電設備の機能阻害

(2) 評価対象施設，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。

①「雪の多量吸い込み」による空調給排気口，冷却口の閉塞

- ・中央制御室換気空調系および原子炉補機室換気空調系の給排気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給排気口が閉塞した場合，空調設備が機能喪失に至る。ただし，中央制御室換気空調については，外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給排気口が閉塞した場合，非常用ディーゼル発電設備が機能喪失し，同時に下記③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。

- ・海水ポンプモータの冷却口閉塞

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

②「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

- ・復水貯蔵タンク損傷

積雪荷重により復水貯蔵タンクが座屈し損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

- ・海水ポンプ損傷

積雪荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用

ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し，同時に下記③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。

- ・軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷

積雪荷重により軽油タンク，燃料移送ポンプが座屈し損傷した場合，燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。同時に下記③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。

- ・建屋崩落

- 原子炉建屋

原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に機能喪失し，原子炉補機冷却系が喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。

- 制御建屋

制御建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的または積雪（雪融け水含む）により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至る。その後，中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ雪解け水による溢水が伝播し機能喪失に至る可能性がある。

- ③「着雪」による送変電設備の機能阻害

- ・外部送電系の機能阻害(着雪による絶縁不良，倒木による送電機能阻害)

送電線や碍子への着雪によって送電線が短絡した場合，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する事故シーケンスグループ抽出に当たって，考慮すべき起因事象の特定を行った。

- ①「雪の多量吸い込み」による空調給気口の閉塞

- ・原子炉補機室換気空調系の給排気口の閉塞

原子炉補機室換気空調系の給排気口の閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至り，かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合，全交流動力電源喪失に至ることになる。

なお，積雪事象は事前の予測が十分に可能であることから，給排気口への付着，堆積についても除雪管理が可能であり，有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事

象としては選定不要であると判断する。

- ・海水ポンプモータの吸気口閉塞

海水ポンプモータの吸気口閉塞により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失する。非常用ディーゼル発電設備が機能喪失した場合，同時に下記③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。

なお，積雪は事前の予測が十分に可能であることから，除雪管理が可能であり，有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

②「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

- ・復水貯蔵タンク損傷

積雪荷重により復水貯蔵タンクが損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

なお，積雪は事前の予測が十分に可能であることから，除雪管理が可能であり，有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・海水ポンプ損傷

積雪荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し，同時に下記③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。

なお，積雪は事前の予測が十分に可能であることから，除雪管理が可能であり，有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷

積雪荷重により軽油タンク，燃料移送ポンプが損傷した場合，同時に下記③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。

なお，積雪は事前の予測が十分に可能であることから，除雪管理が可能であり，有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・ 建屋崩落

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(2)項で選定したシナリオが発生するが、積雪事象は事前の予測が十分に可能であることから、建屋屋上の除雪管理が可能であり、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③「着雪」による送電変電設備の機能阻害

- ・ 外部送電系の機能阻害（着雪による絶縁不良，倒木による送電機能阻害）

着雪およ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、送変電設備の損傷に伴い外部電源喪失となる。

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。

- ・ 外部送電系の損傷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。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度また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。

落雷が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統および機器（以下、「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出

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。

- ①直撃雷による設備損傷
- ②誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

(2) 評価対象施設、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。

① 直撃雷による設備損傷

屋外に設置されている安全上重要な機器のうち、軽油タンクおよび燃料移送ポンプは地下化対策により、直撃雷による影響はないものの、シナリオの選定に当たっては以下のとおり各機器が損傷することを想定した。

- ・屋外設備（送電線、軽油タンク、燃料移送ポンプ、海水ポンプモータ）への直撃雷により、当該設備の機能喪失に至る。

② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

- ・建屋避雷針から誘導雷サージが建屋内に侵入し、電気盤内の電子回路が損傷する。

(3) 起回事象の特定

(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する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 直撃雷による設備損傷

- ・送電線、軽油タンク、燃料移送ポンプ、海水ポンプモータへの直撃雷による当該設備損傷

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線損傷により外部電源喪失となる。

建屋避雷針の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に想定を超える雷撃を受けて海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機

能が喪失し、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。また、軽油タンク、燃料移送ポンプに想定を超える雷撃を受けて損傷した場合も、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。

② 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出来ない場合には、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系機能が喪失する。ただし、安全保護系の電子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、保安器や絶縁トランス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ため、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

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。

- ・外部送電系の損傷による外部電源喪失
- ・海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失

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。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、落雷事象を要因として発生しうる有意な頻度また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。

火山活動が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統および機器（以下、「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出

火山活動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。

- ①降下火砕物（以下「火山灰」という。）の堆積荷重による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ②火山灰による取水口および海水系の閉塞
- ③火山灰による換気空調設備、非常用ディーゼル発電機給気系の閉塞
- ④火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響
- ⑤変圧器、開閉所の絶縁影響

(2) 評価対象施設、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。

① 火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋崩落

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に損傷、機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。

○制御建屋

制御建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し、計測制御系機能喪失に至る可能性がある。

・復水貯蔵タンク損傷

火山灰堆積荷重により復水貯蔵タンクが座屈し損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・海水ポンプ損傷

火山灰堆積荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷することにより、従

属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し、同時に下記⑤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。

・軽油タンク、燃料移送ポンプ損傷

火山灰堆積荷重により軽油タンク、燃料移送ポンプが座屈で損傷した場合、燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。同時に下記⑤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。

② 火山灰による取水口および海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞により冷却口が閉塞するため、海水ポンプトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

③ 火山灰による換気空調系フィルタの閉塞

・中央制御室換気空調系および原子炉補機室換気空調系の給気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給気口が閉塞した場合、空調設備が機能喪失に至る。ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給気口が閉塞した場合、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失し、同時に下記⑤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。

④ 火山灰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、酸性物質を帯びた火山灰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火山灰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は抽出不要とする。

また、海水ポンプ、取水設備、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（含むライニング）が施工されており、火山灰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は抽出不要とする。

⑤ 変圧器、開閉所の絶縁影響

火山灰が送電網の碍子や変圧器へ付着した場合、霧や降雨の水分を吸収することによって相间短絡を起し、外部電源喪失に至る。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を越える火山事象に対する事故シーケンスグループ抽出にあたって、考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋崩落

火山灰の荷重による建屋への影響については、設計基準において考慮している火山灰による荷重と各建屋の許容堆積荷重を比較して十分に裕度があるが、想定を越える火山事象により建屋の許容堆積荷重を上回った場合には(2)項で選定したシナリオが発生する可能性がある。

ただし、火山灰が堆積した場合は屋上での除去作業が可能であることから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

・復水貯蔵タンク，海水ポンプ，軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷

火山灰の荷重による屋外設備への影響については、設計基準において考慮している火山灰による荷重と比較して十分に余裕があるが、想定を越える火山事象により設備の許容応力を上回った場合には(2)項で選定したシナリオが発生する可能性がある。

ただし、火山灰が堆積しても除去作業が可能であることから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

② 火山灰による取水口および海水系の閉塞

海水ポンプ，海水ストレーナ等の流路の閉塞が考えられるが、火山灰粒径は閉塞を考慮する箇所のサイズに比べて十分に小さいく、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

③ 火山灰による換気空調系フィルタの閉塞

原子炉補機室換気空調系の給気フィルタの閉塞の影響については、フィルタの清掃，交換が可能であり、フィルタ閉塞による影響を防止することができることから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

1. (2) ④に記載のとおり、有意な頻度または影響のある事故シーケンス

の要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

⑤ 変圧器，開閉所の絶縁影響

送変電設備は発電所内外の広範囲にわたるため，全域における管理が困難なことを踏まえると，火山灰の付着による相间短絡に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

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。

- ・外部送電系の損傷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。

よって，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては，火山事象を要因として発生しうる有意な頻度また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。

外部（森林）火災が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統および機器（以下、「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出

外部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。

- ① 輻射熱による機器への影響
- ② ばい煙による空調給気口の閉塞
- ③ 火災による送変電設備の機能喪失

(2) 評価対象施設、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。

① 輻射熱による機器への影響

・ 建屋の損傷

外部火災の輻射熱により、原子炉建屋、制御建屋のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し許容温度を超えた場合、建屋の損傷に至る。

・ 復水貯蔵タンクの損傷

外部火災の輻射熱により、復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・ 海水ポンプ損傷

外部火災の輻射熱により、海水ポンプモータの冷却空気温度が限界値を超えて海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失する。非常用ディーゼル発電設備が機能喪失した場合、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。

・ 軽油タンク、燃料移送ポンプ損傷

外部火災の輻射熱により、軽油タンク、燃料移送ポンプが損傷した場合、非常用ディーゼル発電機および高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の機能が喪失する。非常用ディーゼル発電設備が機能喪失した場合、同時に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。

② ばい煙による空調給気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給排気口が閉塞した場合、空調設備が機能喪失に至る。ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給排気口が閉塞した場合、非常用ディーゼル発電機の機能が喪失し、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に至る。

③ 火災による送変電設備の損傷

外部火災により送変電設備が損傷した場合、外部電源が喪失する。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える外部火災事象に対しての裕度評価を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 輻射熱による機器への影響

・建屋の損傷

外部火災の輻射熱による建屋影響については、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、各建屋が損傷することはない。なお、外部火災の輻射熱による建屋影響に対しては、24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、外部火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。

・海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱による海水ポンプへ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は抽出不要とする。

なお、外部火災の輻射熱により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機および原子炉補機冷却機能が喪失し、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。

・復水貯蔵タンクの損傷

外部火災の輻射熱による復水貯蔵タンクへ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は抽出不要とする。

なお、外部火災の輻射熱により復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・軽油タンク、燃料移送ポンプ損傷

外部火災の輻射熱による軽油タンク、燃料移送ポンプへ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は抽出不要とする。

なお、外部火災の輻射熱により軽油タンク、燃料移送ポンプが損傷した場合、燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。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。

② ばい煙による空調給気口の閉塞

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空調給気口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、原子炉補機室換気空調系の給気口までばい煙が到達したとしても、給気口にある給気フィルタにより粒径の大きいばい煙は捕捉される。粒径が小さくフィルタを通過したばい煙粒子は、非常用ディーゼル発電設備の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ため、非常用ディーゼル発電設備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。

③ 火災による送変電設備の機能喪失

送変電設備は発電所内外の広範囲に亘るため、外部火災により損傷する可能性は否定できないため、送変電設備の損傷により外部電源喪失となる。

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。

- ・海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・軽油タンク等の損傷による全交流電動力源喪失
- ・外部送電系の損傷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。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、外部（森林）火災事象を要因として発生しうる有意な頻度また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。

自然現象の組合せについて

設計上の考慮を要する自然現象の組合せについては、設置許可基準規則の解釈第6条第3項および5項において、以下のとおり設計上の考慮を要する自然現象の組合せについて記載されている。

第6条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 3 第1項に規定する「想定される自然現象（地震及び津波を除く。）が発生した場合においても安全機能を損なわないもの」とは、設計上の考慮を要する自然現象又はその組み合わせに遭遇した場合において、自然事象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件において、その設備が有する安全機能が達成されることをいう。

（中略）

- 5 第2項に規定する「大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象」とは、対象となる自然現象に対応して、最新の科学的技術的知見を踏まえて適切に予想されるものをいう。なお、過去の記録、現地調査の結果及び最新知見等を参考にして、必要のある場合には、異種の自然現象を重畳させるものとする。

図1に自然現象の組合せ事象の評価フローを示す。

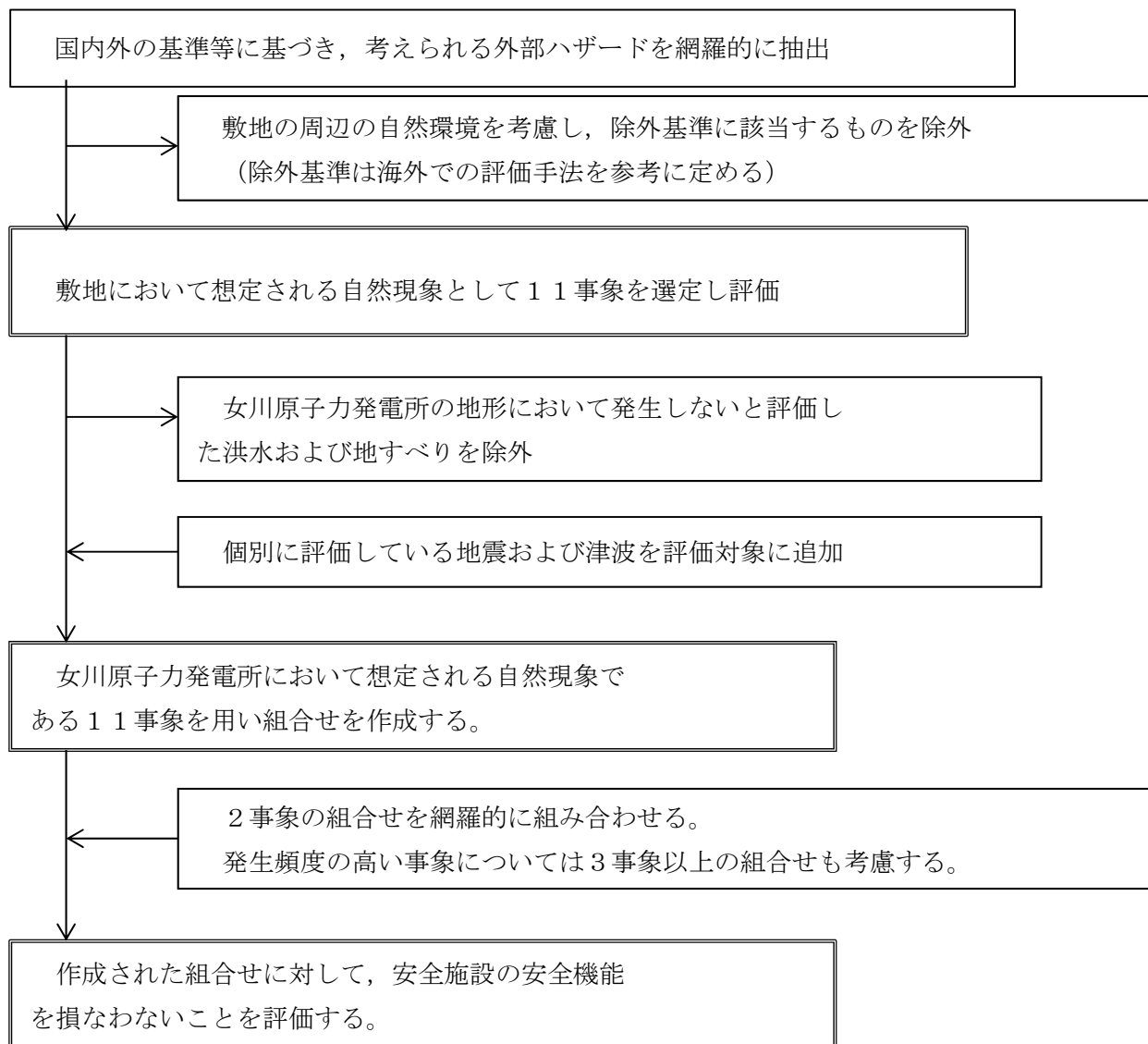


図1 自然現象の組合せの評価フロー

1. 組合せを検討する自然現象

自然現象の組合せについては、発電所敷地で想定される自然現象（地震、津波を除く。）として抽出された11事象から、洪水および地すべりを除いた9事象に、地震および津波を加えた11事象で網羅的に組合せの検討を実施する。

組合せを検討する女川原子力発電所で想定される自然現象は以下に示すとおりである。

- ・風(台風)
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・火山の影響
- ・生物学的事象
- ・森林火災
- ・地震
- ・津波

組合せに当たっては、発生頻度が比較的高いと考えられる風(台風)、凍結、降水または積雪について、その他の自然現象と組合せる前に同時に発生するものとして取り扱う。

ただし、凍結と降水、降水と積雪の組合せは同時に発生することは考えられない、または与える影響が自然現象を重ね合わせることで個々の自然現象が与える影響より緩和されることを考慮し、11事象のうち、風(台風)、凍結、降水、積雪以外の自然現象との組合せは、風(台風)+降水および風(台風)+凍結+積雪の2つをあらかじめ想定する。

以上を踏まえた自然現象の組合せを表1に示す。

表1 自然現象の組合せ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	※1	※2	竜巻	落雷	火山の 影響	生物学 的事象	森林火災	地震	津波
A	※1								
B	1								
C	2	9							
D	3	10	16						
E	4	11	17	22					
F	5	12	18	23	27				
G	6	13	19	24	28	31			
H	7	14	20	25	29	32	34		
I	8	15	21	26	30	33	35	36	

※1：風(台風)+降水

※2：風(台風)+凍結+積雪

2. 組合せの評価

表 1 に示すA, Bおよび1 から 3 6 までの自然現象の組合せについて, プラントに及ぼす影響ごとに評価する。評価においては, 施設に直接与える影響だけではなく, アクセシビリティや視認性といった間接的影響を加味した上で実施する。

評価に当たっては, 組合せた事象によるプラントに及ぼす影響が,

- ① 個々の自然現象 (関連して発生する可能性がある自然現象も含む) の設計に包絡されるか
- ② 原子炉施設に与える影響が自然現象を組合せることにより, 個々の自然現象がそれに与える影響よりも小さくなるか
- ③ 同時に発生するとは考えられないか

という3つの観点から検討する。

女川原子力発電所において想定される自然現象とプラントに及ぼす影響を表 2 に示す。

表 2 女川原子力発電所において想定される自然現象とプラントに及ぼす影響

	プラントに及ぼす影響								
	荷重	温度	閉塞	浸水	電氣的影響	腐食	磨耗	アクセシビリティ	視認性
風 (台風)	○	—	—	—	—	—	—	○	—
竜巻	○	—	—	—	—	—	—	○	—
凍結	—	○	○	—	—	—	—	○	—
降水	—	—	—	○	—	—	—	—	○
積雪	○	—	—	—	—	—	—	○	○
落雷	—	—	—	—	○	—	—	—	—
火山	○	—	○	—	○	○	○	○	○
生物学的事象	—	—	○	—	○	—	—	—	—
森林火災	—	○	○	—	○	—	○	○	○
地震	○	—	—	—	—	—	—	○	○
津波	○	—	—	○	—	—	—	○	—

3. 評価結果

女川原子力発電所において想定される自然現象を網羅的に抽出した上で、設計上考慮する必要がある事象を選定し、さらにそれらの事象の重畳の可否について検討を行った。

組合せた事象がプラントに及ぼす影響について評価を行った結果、個別の事象の設計に包絡される、事象の組合せが起こり得ない、または、それぞれの事象の影響が打ち消し合うことから、安全施設は自然現象の組み合わせによって安全機能を損なわないことを確認した。

ただし、荷重の組み合わせによる影響は、「第四条 地震による損傷の防止」又は「第五条 津波による損傷の防止」の条項において、地震又は津波と組み合わせる大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により作用する衝撃は、風又は積雪による荷重を考慮する。組み合わせに当たっては、地震又は津波の荷重の大きさ、最大荷重の継続時間、発生頻度の関係を踏まえた荷重とし、施設の構造等を考慮する。なお、具体的には、風荷重については、屋外の直接風を受ける場所に設置されている施設のうち、風荷重の影響が地震荷重又は津波荷重に対して大きい構造、形状及び仕様の施設において、組み合わせを考慮する。積雪荷重については、積雪による受圧面積が小さい施設又は積雪荷重の影響が常時作用している荷重に対して小さい施設を除き、組み合わせを考慮する。

地震レベル 1.5PRA について

1. はじめに

実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている原子炉格納容器の破損の防止に関する有効性評価に関し、必ず想定すべき格納容器破損モード以外の破損モードの有無について、内部事象についてはレベル1.5PRAにより確認を実施済みであるが、地震事象特有の影響については以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の原子炉格納容器破損モードについて

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

(1) 原子炉格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建屋の損傷影響により原子炉格納容器が破損に至る、または原子炉格納容器本体が直接的に破損に至るケースは、地震事象特有の格納容器破損モードであり、一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」では、原子炉建屋破損の χ モードとして分類されている。

このケースの場合、炉心損傷時に原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は既に喪失しており、内部事象レベル1.5PRAでは、格納容器隔離失敗として考慮している。

(2) 原子炉格納容器隔離機能喪失

地震動により原子炉格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで、炉心損傷により発生した放射性物質が原子炉格納容器外へ直接放出される可能性がある。このケースについては、原子炉格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり、内部事象レベル1.5PRAでは格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 原子炉格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)や格納容器ベント管、圧力抑制室の損傷により原子炉格納容器圧力が抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては、内部事象レベル1.5PRAにおいて、水蒸気(崩壊熱)蓄積等による加圧によって格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮されている。

以上を踏まえると、地震事象特有の影響として原子炉格納容器本体や隔離弁等の破損が考えられるものの、地震事象特有の格納容器破損モードは無く、内部事象レベル1.5PRAと同様であるといえる。

3. 原子炉格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述の通り、地震事象特有の影響として原子炉格納容器や隔離機能等の地震動による損傷が考えられるものの、格納容器破損モードとしては内部事象レベル1.5PRAと同様である。

また、地震動による直接的な原子炉格納容器や隔離機能等の損傷については、重大事故の事象進展により格納容器へ圧力荷重、熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため、原子炉格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく、対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて原子炉格納容器本体の損傷については、内部事象レベル1.5PRAでも想定していない機器の損傷モードであるが、原子炉格納容器が損傷に至るような大規模地震を想定した場合、その損傷の程度や緩和系設備使用可否の評価、事故シナリオを特定することは非常に困難である。従って、そのような状況下においては、地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて、様々な格納容器破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。

4. 地震レベル1.5PRAについて

内の事象PRAでは、レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようプラント損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損、水蒸気爆発など)を抽出しているが、地震レベル1.5PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、原子炉格納容器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シナリオを考慮する必要がある。

具体的には、地震レベル1PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷やELOCAといった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定を行うことは困難かつ不確かさが大きく、これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展(炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全性など)を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに、実

機適用へ向けた検討を進めていくところである。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル 1 PRA 及び津波レベル 1 PRA を実施した結果、必ず想定する事故シーケンス以外に以下の外部事象特有の事故シーケンスを抽出した。

1. 原子炉建屋損傷
2. 制御建屋損傷
3. 格納容器損傷
4. 圧力容器損傷
5. ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (ELOCA)
6. 計測・制御系喪失
7. 制御建屋空調系喪失
8. 格納容器バイパス
9. 原子炉停止機能喪失 (※炉心直結事象ではない)
10. 防潮堤機能喪失

これら事故シーケンスのうち、「5. ELOCA」については、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 9 つの事故シーケンスについては、外部事象等による建屋、格納容器等の大規模な損傷を想定しており、損傷の程度に不確かさが大きく、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防止等により影響緩和を図る。

1. 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、ECCS 注入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、ELOCA には至らない可能性があるものの、外部電源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原子炉注水機能喪失などにより炉心損傷に至る可能性は存在する。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内の ECCS 注入配管が構造損傷して、緩和できない大規模な LOCA (ELOCA) が発生すると同時に、ECCS 注入機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋内の配管が建屋損傷の二次的被害により損傷する場合、格納容器内への接続配管が損傷することで、格納容器損傷に至る可能性がある。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、地震時の原子炉建屋の損傷状態として、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想定されるため、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 2.1×10^{-8} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 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原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイにより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。

2. 制御建屋損傷

制御建屋の損傷により非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により緩和設備の制御機能が喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。

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>

地震による制御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等に対する炉心損傷防止対策が有効な範囲の事故となる可能性もあるが、複数の監視機能・制御機能の機能喪失の組合せが発生することにより炉心損傷に至る可能性もある。

<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、非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能及び除熱機能が喪失し炉心損傷に至る。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定すること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 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と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。

3. 格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全ての機器、配管が損傷して大規模な LOCA が発生し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、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。(添付資料 1)

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下の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 が発生しない可能性があり、この場合には、外部電源喪失等の過渡事象が発生するものの、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。(格納容器損傷の程度によっては原子炉注水機能等に期待できない可能性がある。この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待できないため、格納容器バイパスに至る。)

<大規模な損傷の場合>

原子炉格納容器内の配管及び ECCS 注入配管が同時に構造損傷して、制御できない大規模な LOCA (ELOCA) が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／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 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と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さら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。

4. 圧力容器損傷

地震により原子炉圧力容器が損傷し、大規模な LOCA が発生し、ECCS 注入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。(添付資料 2)

実際には地震による原子炉圧力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉圧力容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、ELOCA には至らない可能性があり、この場合には、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。

<大規模な損傷の場合>

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、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損傷に至る。

一方、格納容器が健全である場合は、炉心損傷後も「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、格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

このように損傷の程度に応じて影響が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉圧力容器損傷状態を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故

シーケンス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 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と小さい寄与であることを確認している。また、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさら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。

5. ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

地震により格納容器内配管、ノズル等が損傷、または S/R 弁の開に失敗し、大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (ELOCA) が発生し、ECCS 注入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。なお、本評価では事象発生時の漏洩量の特定が困難であるため、大、中、小破断 LOCA を含む事象として本事象を整理している。(添付資料 3)

この事故シーケンスは LOCA 時に原子炉注水機能が喪失した場合と類似の状況となることから「LOCA 時注水機能喪失」の事故シーケンスグループとして整理した。

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、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り、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、炉心損傷後の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、格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

事象初期：原子炉格納容器圧力

大破断 LOCA と ELOCA の双方とも短期間に原子炉圧力容器バウンダリのエネルギーが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 ELOCA の方が初期圧力上昇幅が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格納容器限界圧力/温度に対し十分な余裕があることを確認している(格納容器最高圧力約 330kPa[gage]) ことから、ELOCA 発生時にも格納容器の健全性に期待出来る。再循環配管 2 本分相当の破断面積の ELOCA を想定した SAFER による解析で得られた破断流量及びエネルギーを格納容器応答解析コードに与えて圧力を評価した結果、格納容器最高圧力は約 kPa[gage] であり、格納容器最高使用圧力未満となることを確認した。

事象後期：原子炉圧力容器破損時間

大破断 LOCA と ELOCA (RPV 破損除く) の双方でブローダウン過程にて原子炉圧力容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり、原子炉への注水がない場合に原子炉圧力容器破損までの時間に大きな差は生じない。MAAP 解析によると、PLR

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

配管 2 本分相当の破断面積の ELOCA を想定した場合、大破断 LOCA と RPV 破損時間にほぼ差がなく、約 時間となった。

6. 計測・制御系喪失

地震による計測・制御系機器の同時機能喪失により、非常用電源、ECCS、RHR 等の緩和設備が制御不能になり炉心損傷に至る事故シーケンスである。(添付資料 4)

実際には地震による計測・制御系機器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>

計測・制御系機器が同時機能喪失した場合、原子炉スクラム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、原子炉注水機能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、過渡事象に加えて原子炉注水機能等が喪失することで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による計測・制御系機器の同時機能喪失の損傷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 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と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 ECCS 系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。

7. 制御建屋空調系喪失

地震による制御建屋空調系喪失により、直流電源及び中央制御盤が機能喪失し炉心損傷に至る事故シーケンスである。(添付資料 5)

実際には地震による直流電源及び中央制御盤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>

中央制御室の空調機器が機能喪失し、それに伴い中央制御盤が同時機能喪失した

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

場合、原子炉スクラムに至り過渡事象が発生する。中央制御盤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、原子炉注水機能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空調設備が完全に機能喪失し、結果的に直流電源及び中央制御盤の完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて原子炉注水機能等が喪失することで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による制御建屋の空調機器が機能喪失した場合のプラントへの影響の大きさ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 5.9×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.7%程度と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 ECCS 系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。

8. 格納容器バイパス

格納容器の隔離失敗は、主蒸気隔離弁、給水隔離弁、原子炉冷却材浄化系の隔離弁の閉失敗と、接続している格納容器外配管の破損が同時に発生し、冷却材が格納容器外へ流出し、ECCS 注入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。

実際には地震による隔離弁及び配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。

<小規模な機能喪失の場合>

地震による格納容器バイパスとして、配管損傷が小規模な場合には、損傷の程度や位置により建屋内で影響の及ぶ機器は限定的なものとなり、原子炉注水機能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ができる。

<大規模な損傷の場合>

地震により、配管の大規模な破断が発生し、破損箇所の隔離に失敗した場合には、高温・高圧の蒸気や冷却材が格納容器外に流出することにより、他の機器（電気品、計装品等）への悪影響が避けられず、主要な緩和系の広範な機能喪失が発生するこ

とで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器バイパスが発生した場合のプラントへの影響の大きさ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 8.0×10^{-8} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1%未満と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さら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。

9. 原子炉停止機能喪失 (※炉心損傷直結事象ではない)

原子炉停止機能喪失事象(TC)は、スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし、本シナリオについては炉心損傷直結事象には分類されるものではない。

PRA 評価ではヘディング「スクラム系」において、以下の設備の地震要因損傷により制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- ・ 炉内支持構造物
- ・ CRD
- ・ 燃料集合体 (過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定)

原子炉停止機能喪失は内的事象において既に抽出された事故シーケンスグループではあるものの、地震 PRA においては全交流電源喪失+スクラム失敗といったシナリオも評価上抽出される。

ただし、上記で挙げた設備(炉内支持構造物, CRD, 燃料集合体)については地震要因による損傷は否定できないものの、地震発生から損傷に至るまでには時間差があると考えられる。そのため、その間に地震加速度大(R/B 下部水平 200gal, R/B 下部鉛直 100gal)によるスクラム信号発信及び制御棒挿入(75%挿入で平均 1.196 秒(平成 23 年制御棒駆動水圧系機能検査))は余裕をもって完了している可能性が高い。

例えば設計基準地震動では P 波によりスクラム信号が発信し、4~10 秒程度で最大加速度に達する。また、東北地方太平洋沖地震では、震源が発電所から近い場所にあり厳しい地震であったが、その場合も最大相対変位が生じる前に、制御棒の挿入は完了していた。

また、制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは、必ずしも臨界とはなら

ないが、地震による CRD の損傷は同種系統間で完全相関を想定しているため、1本の制御棒でも挿入失敗した場合は、保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。

以上より、現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、地震 PRA としては改めて有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱う必要はないものとした。

10. 防潮堤機能喪失

防潮堤機能喪失により敷地内及び建屋内へ津波が浸水し、外部電源、非常用電源、ECCS 等、広範な緩和設備が喪失するため炉心損傷に至る事故シーケンスである。

実際には津波による防潮堤機能喪失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。

<小規模な機能喪失の場合>

防潮堤が一部損傷することにより津波が敷地内に浸水し、外部電源・補機冷却海水系が機能喪失するが、初期段階では R C I C による注水が可能であり、バッテリー枯渇等による運転停止後までに、手動による RPV 減圧及び常設代替交流電源設備による電源供給かつ低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、もしくは大容量送水ポンプ（タイプ I）による原子炉注水、並びに原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去に成功すれば炉心損傷を防止することができる。

<大規模な機能喪失の場合>

防潮堤が倒壊する等の大規模な損傷が発生し、津波が敷地内及び建屋内に大量に浸水することにより、全ての緩和設備が喪失して炉心損傷に至ると考えられる。

このように損傷の程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、津波による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保守的な評価で 2.9×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (8.2×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と、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、R C I C 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。

格納容器損傷の評価について

本評価においては、格納容器損傷に対して影響をもつ格納容器スタビライザやボックスサポート等の構造損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい格納容器スタビライザのシヤラグについてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉格納容器スタビライザは、図 1 のように、原子炉圧力容器からの水平方向荷重を建屋に伝達するために原子炉しゃへい壁と原子炉格納容器を結ぶ構造物で、原子炉しゃへい壁の最頂部位置へトラス状に設置される。また、原子炉格納容器は原子炉格納容器スタビライザと同じ高さでシヤラグにより原子炉建屋に支持される構造となっている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

シヤラグの構造強度評価においては、建屋と連成した地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、地震荷重（最大荷重）を交番荷重として評価することが考えられる。今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、シヤラグの支持機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

また、原子炉格納容器スタビライザのシヤラグは、円周状に 8 箇所設置することで地震荷重が分配される構造となっており、揺れ方向に対して直交方向に位置する支点（シヤラグ）が最大荷重を負荷されるが、その位置のシヤラグが損傷したとしても、全箇所のシヤラグの支持機能が同時に喪失する可能性は低いと考えられる。

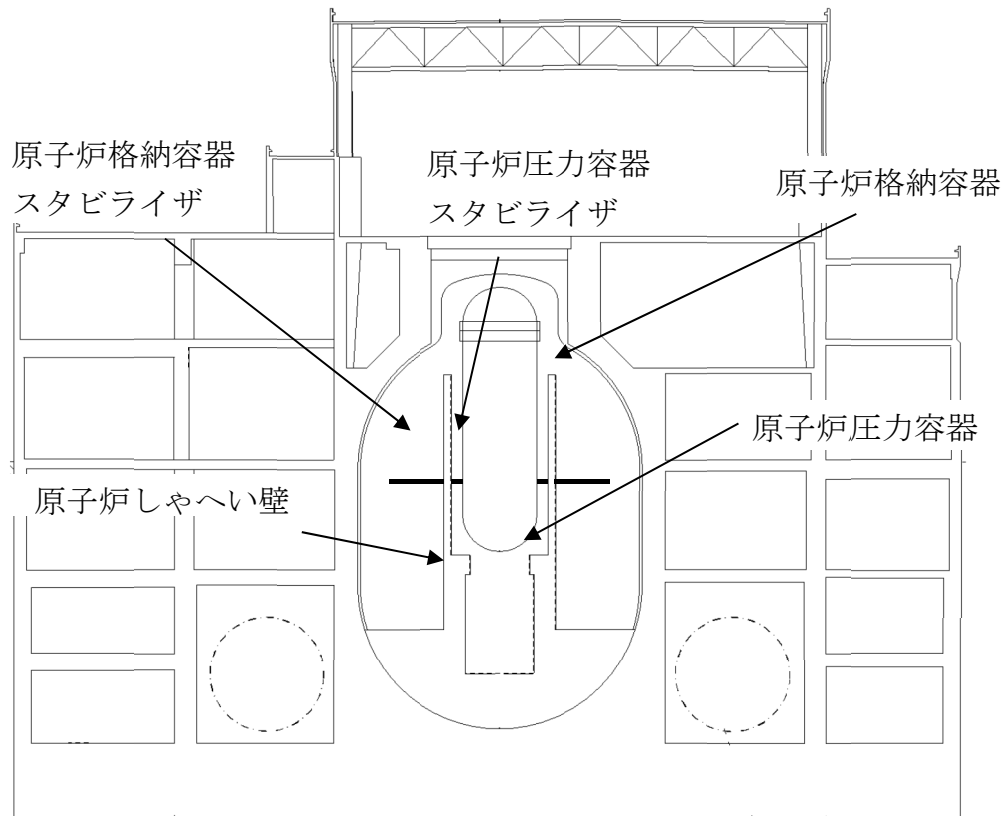


図1 原子炉格納容器スタビライザの概要図 (1 / 2)

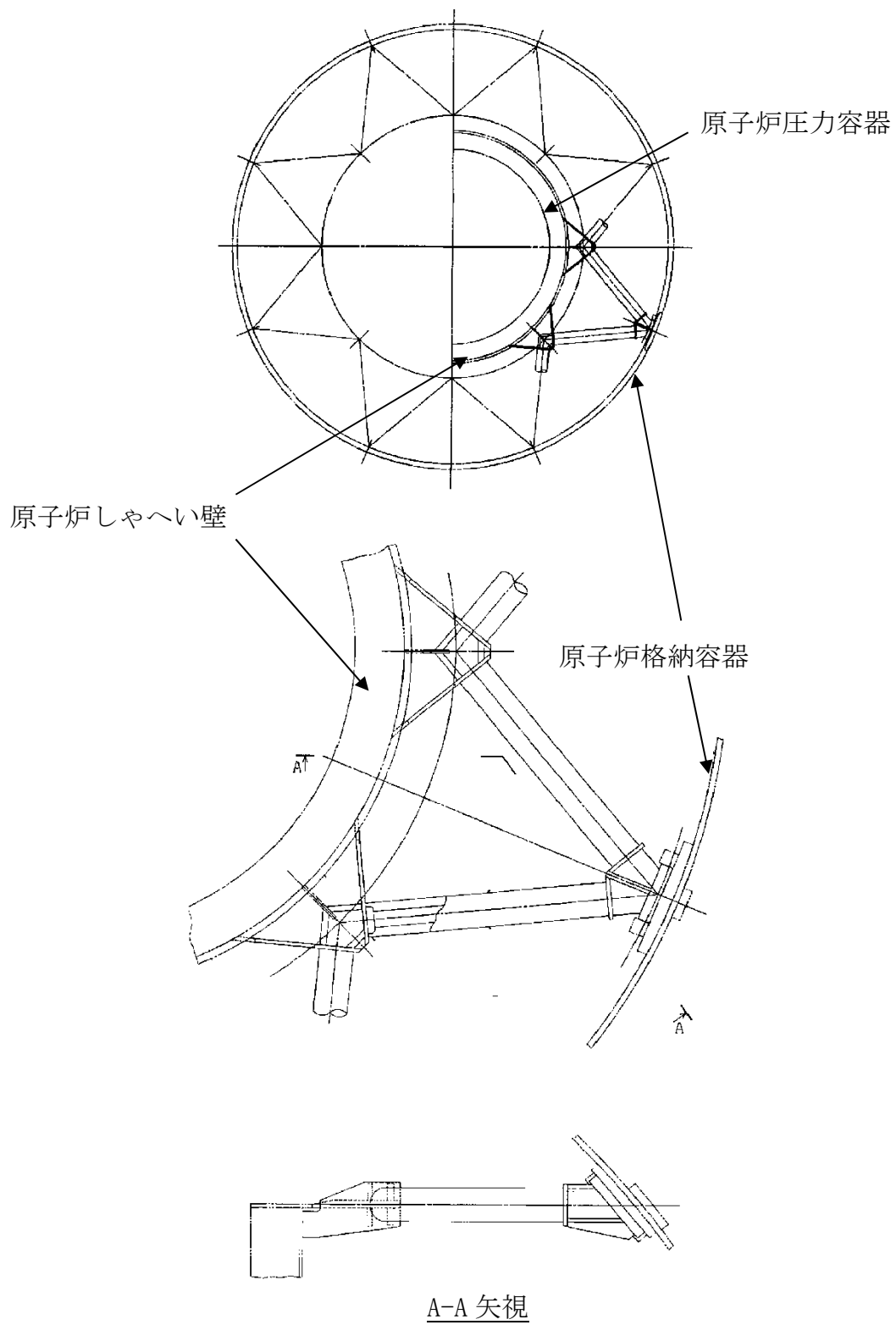


図1 原子炉格納容器スタビライザの概要図 (2 / 2)

圧力容器損傷の評価について

本評価においては、圧力容器損傷に対して影響をもつ原子炉本体基礎、原子炉圧力容器胴板等の構造損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい原子炉本体基礎のCRD開口部についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉本体基礎は、図2のように、内外にある2枚の円筒鋼板（内筒，外筒）から構成されており、これらの鋼板は縦リブ鋼板（隔壁）により一体化され、鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。なお、CRD開口部は、原子炉本体基礎の円筒上部に位置するCRD配管が貫通するための開口である。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

原子炉本体基礎のCRD開口部の構造強度評価においては、建屋と連成した地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、等分布荷重を受ける単純梁として評価を行っている。

CRD開口部評価断面は、図2のように上下2枚の水平部材及び3枚の鉛直部材により構成されており、これらに囲まれた領域にコンクリートが充填された構造となっているが、保守的な評価となるよう水平部材及びコンクリートは考慮せず、RPVや原子炉しゃへい壁等からの鉛直荷重が鉛直部材のみに負荷すると仮定し評価を行っている。これに加え、地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、断面算定上除外した水平部材とモルタルを考慮すること、梁のスパンを現実的な長さにすること等が考えられる。今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価しており、原子炉本体基礎の支持性能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

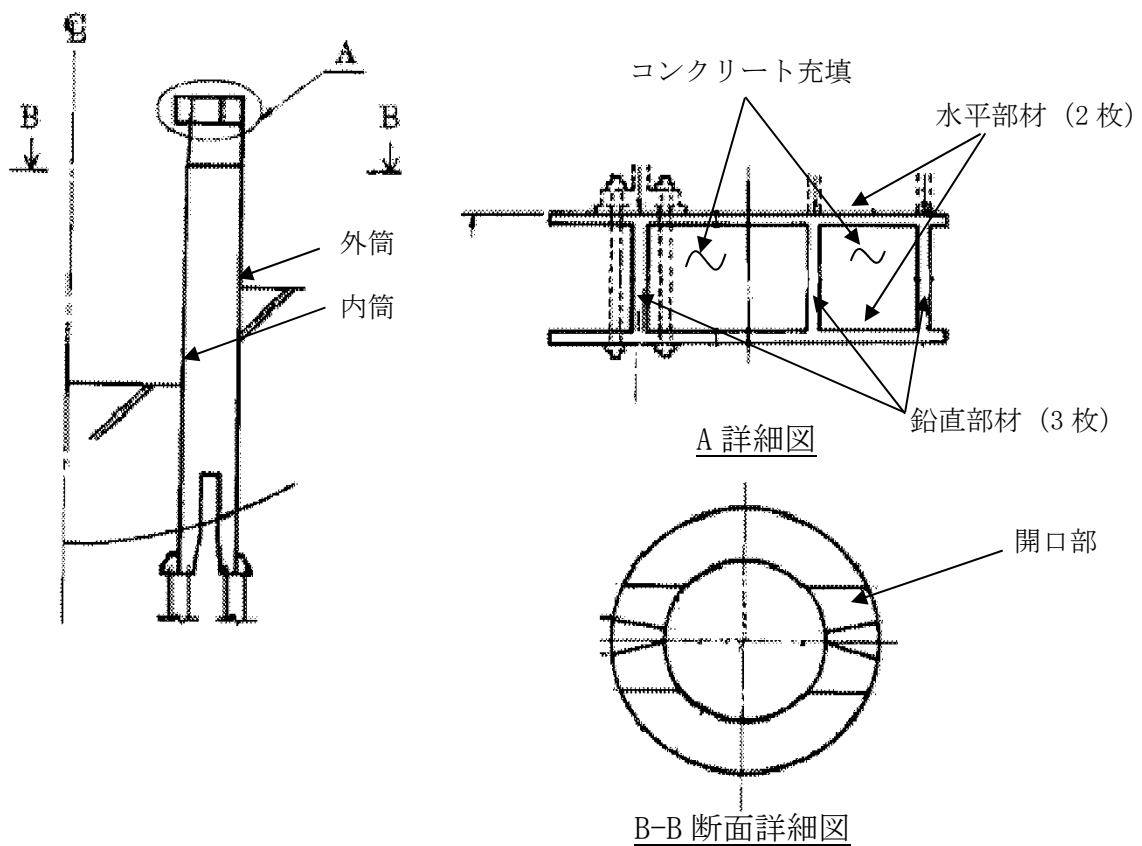
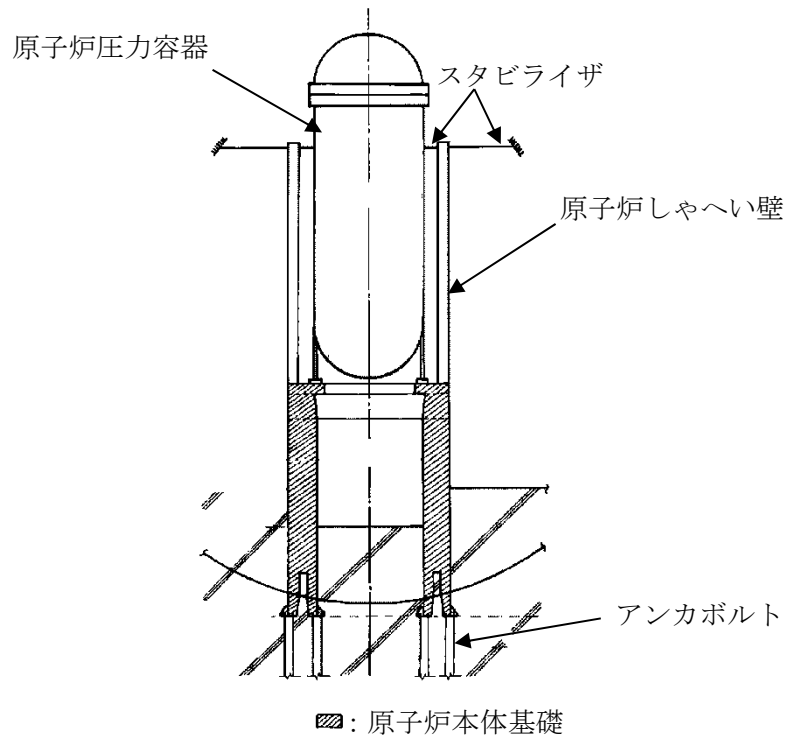


図2 原子炉本体基礎 CRD 開口部の概略図

ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (ELOCA) の
評価について

本評価においては、ELOCA に対して影響をもつ格納容器内配管、圧力容器ノズル、炉内核計装装置等の構造損傷評価、S/R 弁の機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい局部出力領域モニタ検出器集合体（以下「LPRM」という。）についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

LPRM は、図 3、4 に示すように、原子炉圧力容器下部から鏡板を貫通して原子炉圧力容器内に設置された中性子束計測案内管の内部に設置される。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

LPRM の構造強度評価においては、LPRM が燃料集合体に囲まれているため、地震による燃料集合体と LPRM の挙動を考慮し、LPRM に負荷される撓み及び加速度を組み合わせて評価を実施している。

なお、実際の LPRM の地震応答においては撓みと加速度の最大値が発生するタイミングは異なるが、保守的にそれぞれの最大応答を重ね合わせて評価を行っている。さらに、地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、地震荷重（最大荷重）を交番荷重として評価することが考えられる。また、燃料集合体と LPRM それぞれの最大地震応答を組み合わせるのではなく、燃料集合体と LPRM の地震応答の時刻歴から、最大応力が発生するタイミングに対する評価を行うことが考えられる。

今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、LPRM のバウンダリ機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

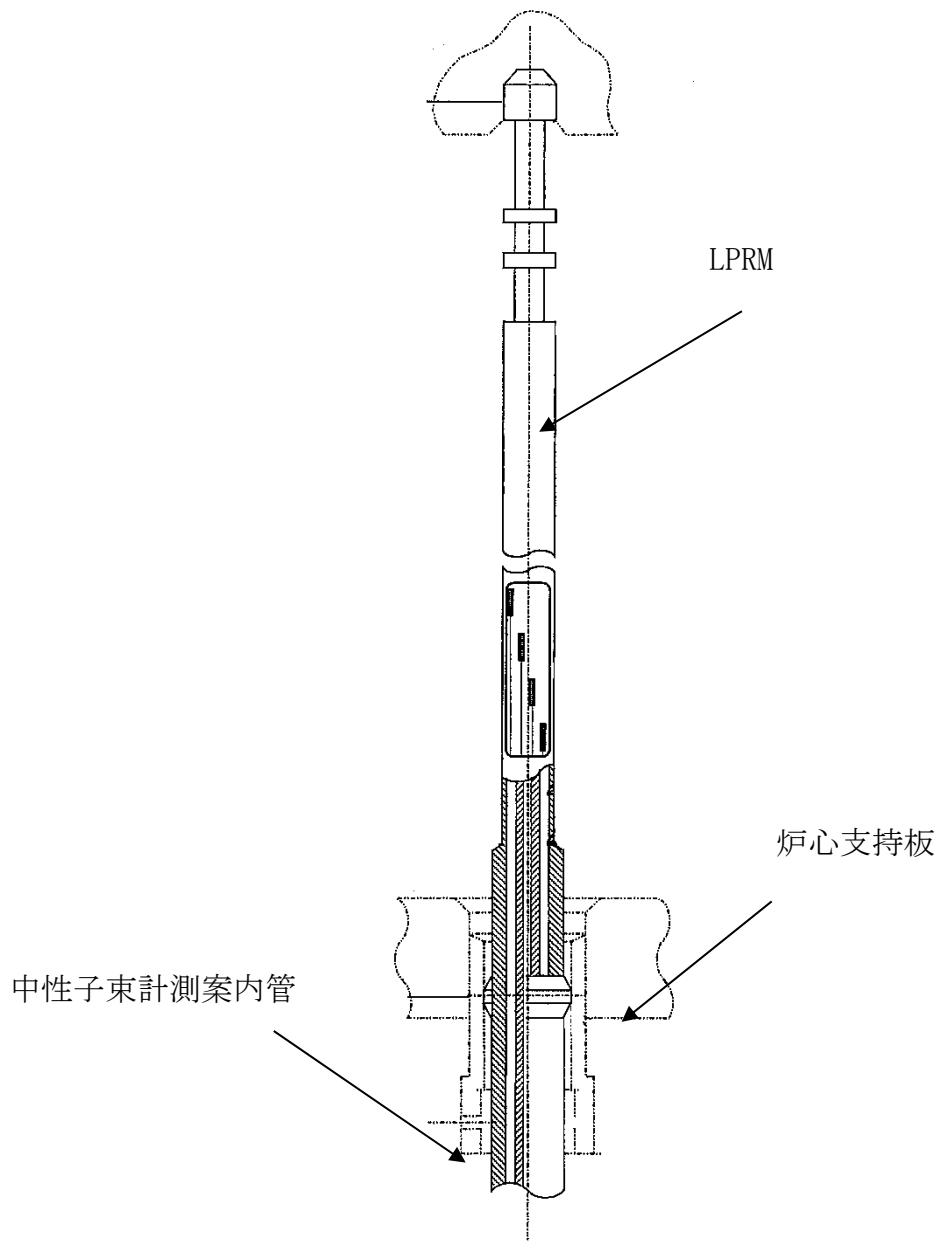


図3 LPRMの概要図

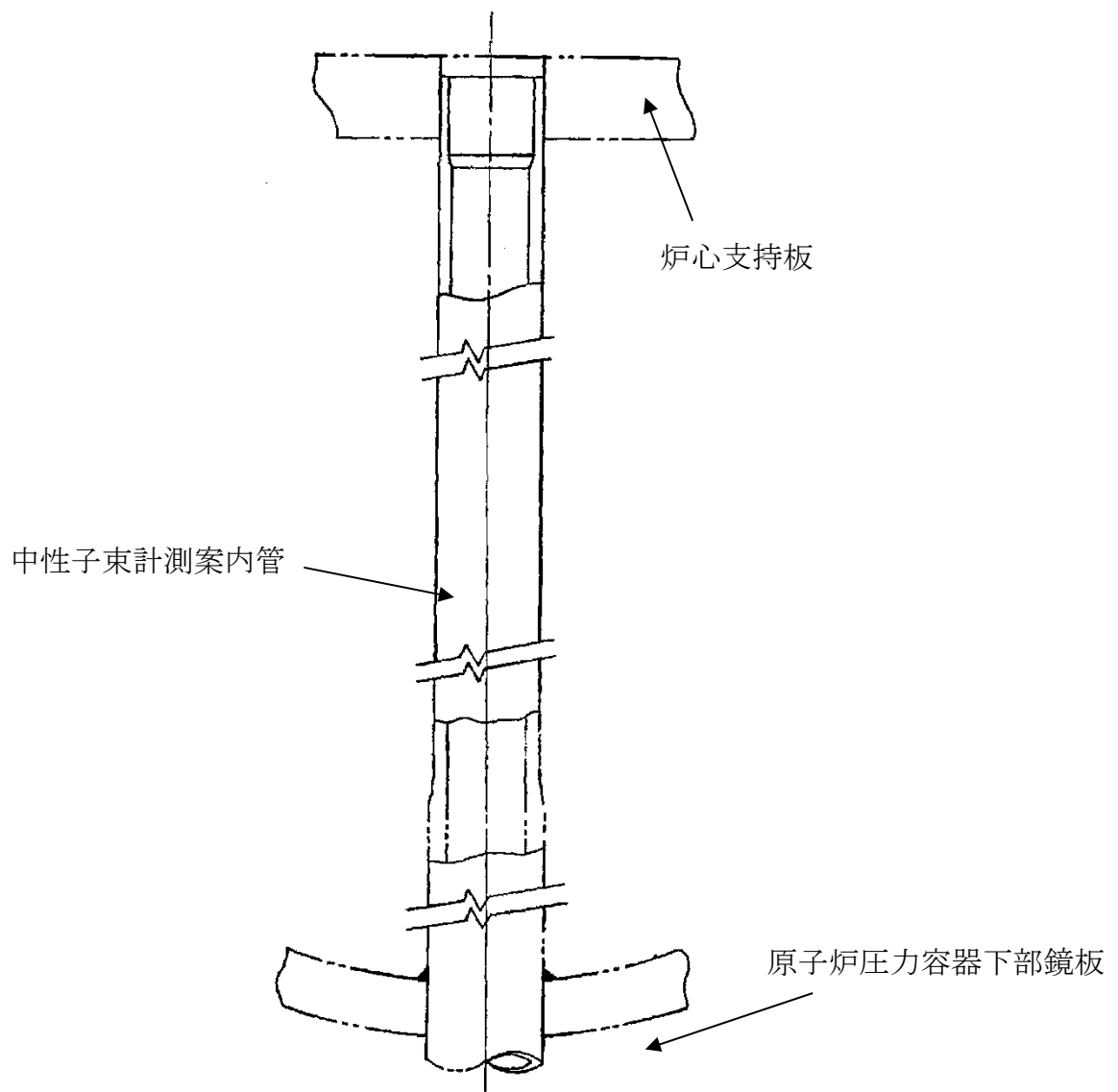


図4 中性子束計測案内管の概要図

計測・制御系喪失の評価について

本評価においては、計測・制御系喪失に対して影響をもつ制御盤、計装ラック等の構造損傷評価及び機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい制御盤の機能損傷についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

制御盤の中で設置位置での応答加速度が最大となる、制御建屋に設置された中央制御盤を評価対象としている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

既往の試験で取得された機能維持確認済加速度は盤の機能が健全な状況で試験を終了しており、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態までを検証した結果でないことから、機能損傷レベルに対して余裕がある。

2. 現実的評価 (フラジリティ/シナリオ)

上記のように、今回の制御盤の評価に適用した機能確認済加速度値は、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態までを検証した結果でないことから、仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な故障にとどまる可能性が高く、地震収束後に機能回復が可能と考える。従って、今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、制御盤機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

制御建屋空調系喪失の評価について

本評価においては、制御建屋空調系喪失に対して影響をもつ中央制御室送・排風機、空調系ダクト等の構造損傷評価及び機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい中央制御室送風機の機能損傷についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

制御建屋に設置された中央制御室送風機を評価対象としている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

既往の研究で取得された機能維持確認済加速度は、型式が同じ送風機の動的機能を構成する部品ごとに強度評価をした結果から、十分な裕度を持たせて加速度を設定しているものであるため、中央制御室送風機の機能損傷レベルに対して余裕がある。

2. 現実的評価

上記のように、今回の送風機の評価に適用した機能確認済加速度は、送風機の使用困難な損傷レベルに対して設定したものではなく、余裕を持たせて設定していることから、仮に地震動が機能確認済加速度を超過した場合においても機能喪失に繋がる可能性は低いものと考えられる。従って、今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、送風機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

国内外の重大事故対策に関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、以下の書類等から調査を実施した。

- ・欧米規制機関（米国NRC，ドイツBMU等）の規制文書
- ・米国最終安全解析書（FSAR）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

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ーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても調査を実施した。（図1参照）

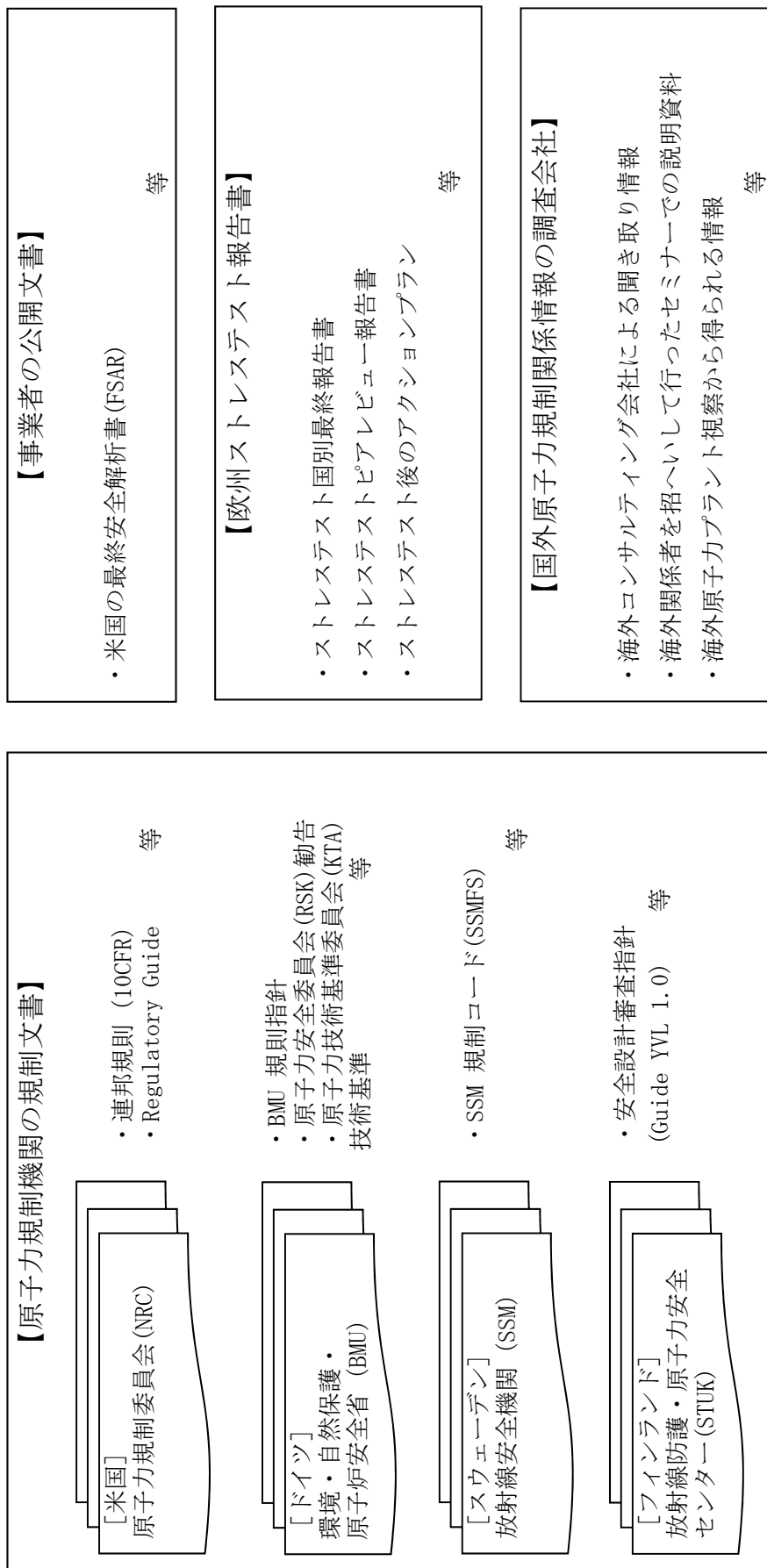
2. 国外での先進的な対策について

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について、女川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、女川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「LOCA 時注水機能喪失」については、炉心損傷を回避するためには、ECCS系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、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においても設備面の対策がとられていないことを確認した。

以 上



【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する設備例の比較 (1/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオ	重大事故等対策にかかるとする設備又は操作				対策の概要
		女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	
1	高圧・低圧注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系※ 低圧代替注水系 (常設) ※ ろ過水系 制御棒駆動水系による進展抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ディゼール駆動消火ポンプ (燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系) 高圧サベージ水系 (RHR 経由) (水源：池、非常用冷却塔) CRD ポンプ 復水ポンプ RHRSW (RHR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ (専用電源・専用ヒートシンク有) サベージ水系 (水源：河川) 復水系 (給水ポンプ・バイパスライン追設) インターナルポンプ・シールド水系 	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ+サベージポンプ (専用電源有) 	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、高圧代替注水系として原子炉隔離時冷却系とは別の蒸気駆動による注水手段、低圧代替注水系 (常設) として復水補給水系による炉心冷却手段を整備する。</p> <p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。</p> <p>女川2号炉においても同様に大容量送水ポンプ (タイプI) による低圧代替注水系 (可搬型) を用いた炉心冷却手段を整備する。</p>
	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ (タイプI) 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬ポンプ導入 	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。</p> <p>女川2号炉においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする、原子炉格納容器フィルタベント系および耐圧強化ベント系を整備する。</p> <p>女川2号炉においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の原子炉補機代替冷却水系を整備する。</p>
	最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器フィルタベント系※ 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> WWベント 原子炉冷却材浄化系による S/P 除熱 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系専用のヒートシンク フィルタベント 必須サベージ水系による除熱 (ヒートシンク：川、地下水、冷却塔) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント 代替最終ヒートシンクの導入 	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。</p> <p>女川2号炉においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする、原子炉格納容器フィルタベント系および耐圧強化ベント系を整備する。</p> <p>女川2号炉においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の原子炉補機代替冷却水系を整備する。</p>
	格納容器注水 (格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> 復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイ 	<ul style="list-style-type: none"> ディゼール駆動消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> サベージ水系 (D/W, W/W スプレイ可) 可搬型消火ポンプ (S/P 注水) 	<ul style="list-style-type: none"> ディゼール駆動バグアップポンプ 消防車 	<p>欧米では、注水ポンプの追加または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、大容量送水ポンプ (タイプI) を用いた格納容器代替スプレイ冷却系による冷却手段を整備する。</p>
	給水源	<ul style="list-style-type: none"> CST への水の補給 淡水貯水槽※ 海水 ろ過水タンク 純水タンク 原水タンク 	<ul style="list-style-type: none"> CST への水の補給-処理 水：脱塩水貯蔵タンク、復水器 H/W、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク 非処理水：消防用水系、公共の消火水、水道水等 RWST からの補給 他ユニット CST からの補給 防火用水タンク 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> CST への補給 消火水系からの補給 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンク (既設設備の水源) への補給 消火系からの補給 Korvensuo 原水池 (火災系の水源) 	<p>欧米においては、淡水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。</p> <p>女川2号炉においては、淡水貯水槽、海水、ろ過水タンク、純水タンク及び原水タンクからの復水貯蔵タンクへの水補給が可能である。</p>
	まとめ	<p>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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。なお、ドイツの独立非常用系については、国内における特定重大事故対処設備に該当する設備であり、重大事故等対処設備に相当するものではない。</p>				

表 1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (2/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又はは操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	<p>女川2号炉</p> <p>【・低圧注水系※】 【・低圧炉心スプレイス※】 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系 (常設) ・ろ過水系 ・大容量送水ポンプ (タイプI)</p>	1と同様	1と同様	-	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	<p>・代替自動減圧機能※ ・減圧機能の信頼性向上 -高圧窒素ガス供給系(非常用) -窒素供給圧の調整機能 -電源車からの給電 -SA 環境を考慮したケーブル性能の確保</p>	<p>1と同様</p> <p>・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 -ADS 作動のための追加電源(DC)の設置 -ADS 作動のための窒素ポンプの設置 -ADS 作動のためのケーブル性能の確保</p>	<p>1と同様</p> <p>・多重化炉容器減圧系(S/R 弁 11 弁のうち3 弁に電動弁によるバックアップ設置)</p>	<p>・過渡時の減圧自動ロジック</p>	<p>・減圧機能の信頼性向上 -SRV へのバックアップ用窒素ポンプ -消火系からの水圧による開</p>	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、S/R 弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できていることを評価している。 女川2号炉においても、過渡事象時の代替自動減圧回路の設置や、S/R 弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)や電源の整備、SA 環境におけるケーブル性能の確保等による減圧機能の信頼性向上手段を整備する。</p>
		最終ヒートシンク	<p>【・残留熱除去系※】 ・原子炉格納容器フィルタベント系 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 ・原子炉補機代替冷却水系</p>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。</p>					

表 1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (3 / 7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとする設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※ (手動起動含む) 低圧代替注水系 (常設) ※ 高圧代替注水系 (手動起動含む) ろ過水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ (燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系) SB0の影響を受けないポンプによるサビ水系から給水系を通っての注水(水源：河川、湖、貯水池、海など) 原子炉隔離時冷却系の手動起動(大規模損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ (専用電源・専用ヒートシフト有) 	1と同様	1と同様	全交流動力電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。 女川2号炉においては、電源に依存しない蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系および高圧代替注水系、常設代替交流電源装置による復水補給水系への給電手段を整備する。また、電源対策が達成できない場合に備えて、原子炉隔離時冷却系および高圧代替注水系の手動起動手順を整備する。 欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。 女川2号炉においても同様に大容量送水ポンプ(タイプI)による低圧代替注水系(可搬型)を用いた炉心冷却手段を整備する。
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 高圧窒素ガス供給系(非常用) 窒素供給圧の調整機能 可搬型代替直流電源設備からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 -ADS 作動のための追加電源(DC)の設置 -ADS 作動のための窒素ポンプの設置 -ADS 作動のためのケーブル性能の確保 	<ul style="list-style-type: none"> 2と同様 	—	2と同様	欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR 弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。 女川2号炉においても、全交流動力電源喪失を想定して、S/R 弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)や電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備する。
	最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系※】 原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 原子炉補機代替冷却水系※ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	1と同様	—	1と同様	1と同様
	給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様

表 1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (4 / 7)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとは操作				対策の概要	
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン		フィンランド
3	全交流動力電源喪失	代替電源設備(交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備※ 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の追加設置 ガスタービン発電機の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系のディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機(4日分の燃料有) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 起動用バッテリー追設 燃料タンクの購入 非常用ディーゼル発電機更新に合わせて、除熱系2系統(海水、空冷)設置 非常用ディーゼル発電機の 	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用ディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非冷却ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化(水冷、空冷)を実施している。</p> <p>女川2号炉においては、常設の代替交流電源として、常設代替交流電源装置を高台に設置する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> SA用可搬型ディーゼル発電機(FP系→PCV注水への弁操作作用) 	<p>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いる。</p> <p>女川2号炉においては、同等の機能を有する可搬型代替交流電源設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 水力発電ユニットの使用 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線(地中埋設) 余熱除去系1系統と外部電源を結線 	<ul style="list-style-type: none"> 小型可搬DG×3台(サイト外保管) 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電 地域電力会社からの受電(容量が限定的) 	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を確保している。</p> <p>女川2号炉においても同等の手段を整備している。</p>	
		代替電源設備(直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 所内常設蓄電式直流電源設備(負荷切り離しによる容量保持)※ 蓄電池の容量増強 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量増加 非安全関連バッテリーの設置(安全系バッテリーの負荷軽減のため) 携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増強 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 	<ul style="list-style-type: none"> 欧米においては、既設蓄電池容量の増加、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手段を整備している。 女川2号炉においても同等の手段を整備している。 	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替直流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 充電用可搬型発電機 充電用可搬型整流器 	<p>米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても可搬型代替直流電源設備による蓄電池充電手段を整備する。</p>	
		まとめ	<p>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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。</p>					

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (5/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとは操作					対策の概要
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
4-1	崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)(SBO重量想定)	炉心冷却	女川2号炉					
			<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※ 低圧代替注水系(常設)※ 高圧代替注水系 ろ過水系 	3と同様	1と同様	1と同様	3と同様	
		原子炉減圧	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様	
		原子炉機能の信頼性向上 — 高圧窒素ガス供給系(非常用) — 窒素供給圧の調整機能 — 可搬型代替直流電源設備からの給電	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様	
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	—	—	—	—	—	
		給水源	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備(交流電源)	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。					

表 1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (6 / 7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作				対策の概要
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	炉心冷却	女川 2 号炉 【・高圧炉心スプレイス系※】 ・原子炉隔離時冷却系※ ・高圧代替注水系 【・低圧炉心スプレイス系※】 ・低圧代替注水系 (常設) ・ろ過水系 ・大容量送水ポンプ (タイプ I)	1 と同様	—	1 と同様	1 と同様
		原子炉減圧	減圧機能の信頼性向上 — 高圧窒素ガス供給系 (非常用) — 窒素供給圧の調整機能 — 可搬型代替直流電源設備からの給電	3 と同様	2 と同様	—	3 と同様
		最終ヒートシンク	・原子炉格納容器フィルタベント系※ ・耐圧強化ベント系	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		格納容器注水 (格納容器スプレイス)	・復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイス ・原子炉格納容器代替スプレイス冷却系※	1 と同様	1 と同様	—	1 と同様
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
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、女川 2 号炉においても整備されていることを確認した。							
5	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能※ ・自動減圧系作動阻止機能※ ・ほう酸水注入系※ ・代替制御棒挿入機能	・代替制御棒挿入回路 ・SLCS の硝酸濃度の増加 ・SLCS の自動起動 ・CRD 系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・ATWS-RPT の設置 ・MSIV 閉後の ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加	・バックアップ・スクラム回路 (制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速) ・SLC 手動起動 ・SLC 自動起動	・SLC ・欧米においては、代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置や SLC 等を整備している。 女川 2 号炉においても、欧米と同等の設備を整備している。	
		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、女川 2 号炉においても整備されていることを確認した。 なお、欧米の一部既設プラントにおいて SLC の自動起動を整備しているが、女川 2 号炉では、手順書等において SLC の手動起動の基準を明記することにより、SLC が必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており、自動起動と同等の手段が整備されていると言える。				

表 1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (7/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
6	LOCA 時注水機能喪失 (外部電源喪失重量)	炉心冷却	女川 2 号炉 <ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系※ 低圧代替注水系 (常設) ※ ろ過水系 大容量送水ポンプ (タイプ I) 	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 窒素供給圧の調整機能 可搬型代替直流電源設備からの給電 	3 と同様	2 と同様	—	2 と同様	3 と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器フィルタベント系※ 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 原子炉補機代替冷却水系 	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> 復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系※ 	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		給水源代替設備 (交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 1 と同様 常設代替交流電源設備※ 可搬型代替交流電源設備 号炉間電源融通 	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川 2 号炉においても整備されていることを確認した。なお、「ECCS 容量を超える LOCA (ELOCA (地震起因))」および「大・中破断 LOCA：注水機能喪失 (内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、可能な範囲において調査を実施したが、炉心損傷を回避するために、ECCS 系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作する対策に関する情報は無いことを確認した。</p>					
7	インターフェイズシステム LOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※ 【・低圧注水系※】 【・低圧炉心スプレイ系※】 ろ過水系 	既存設備で対応	— (情報なし)	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。女川 2 号炉においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器バイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイズシステム LOCA の検知・隔離 (既設の計装・設備から兆候を検知) 原子炉減圧・水位制御の手順整備 	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA の早期検出・隔離 (既設の計装・設備から兆候を検知) 原子炉の減圧 	— (情報なし)	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、インターフェイズシステム LOCA の早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。女川 2 号炉においては、インターフェイズシステム LOCA の早期検出・隔離手段を整備する。また、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手順を整備する。
		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、女川 2 号炉においても整備されていることを確認した。					

TBWシーケンスを重要事故シーケンスに選定しない考え方について

1. TBWシーケンスの炉心損傷頻度

女川 2 号炉出力運転時内の事象レベル 1 PRAにおいては、TBWシーケンスはTWシーケンスの1つとして整理している。事故シーケンスグループTW(崩壊熱除去機能喪失)のうち、TBW(電源喪失による崩壊熱除去機能喪失)の炉心損傷頻度について以下に示す。

表 1 TBWシーケンスの炉心損傷頻度

		炉心損傷頻度 (/炉年)	全 CDF への 寄与割合	事故シーケンス への寄与割合
TW		5.5E-05	99.7%	100%
	TBW	1.0E-08	<0.1%	<0.1% ^{※1}
	TBW(SRV 再閉失敗)	2.7E-11	<0.1%	<0.1% ^{※2}

※1: 「過渡事象+除熱失敗」(5.1E-05)への寄与割合

※2: 「過渡事象+SRV 再閉失敗+除熱失敗」(1.4E-07)への寄与割合

表 1 に示すとおり、TBWによる全炉心損傷への寄与及び事故シーケンスグループに占める寄与割合は、いずれも 0.1%未満でありその寄与は小さい。

2. 審査ガイドに記載の着眼点への対応

TW(過渡事象+崩壊熱除去失敗)およびTBW(外部電源喪失+DG失敗+崩壊熱除去失敗)の審査ガイドに対する評価を表 2 に示す。また、TBWに対する着眼点は以下のとおり。

a. 共通原因故障，系統間依存性の観点

過渡事象の起因事象として、「外部電源喪失」が発生することを想定しているため、安全機能のサポート系が喪失し、それらを必要とする機器が使用できなくなることから、系統間依存性は大きい「高」と設定した。

b. 余裕時間の観点

崩壊熱除去までの余裕時間が比較的長い(8時間以上)ことから、「中」とした。

c. 設備容量の観点

常用系による除熱ができず、必要な除熱量が大きくなるため、「高」とした。なお、「SRV再閉失敗」については、減圧後の低圧状態においてもHPCSによる注水継続をすることになるため、設備容量の観点から差は生じない。

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

TBWシーケンスについては、炉心損傷頻度が $1.0E-08$ (/炉年)程度であり、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度 $5.5E-05$ に対して、寄与割合が小さいため、「低」と設定できる。

以上より、審査ガイドに記載の着眼点の観点から、TWを重要事故シーケンスとして選定することについては妥当であると考えている。

表2 着眼点に対する評価

事故シーケンス		対応する主要な炉心損傷防止対策	a	b	c	d	備考
崩壊熱除去機能喪失	TW	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	中	中	高	高	「重要事故シーケンス選定」記載のとおり
	TBW		高	中	高	低	起回事象「外部電源喪失」から、a, b, c は、記載のとおりとなる。

3. TBWに対する炉心損傷防止対策

TBWの対策としては、以下の2つの対策が考えられる。

- ①「ガスタービン発電機等による電源の復旧+RHRによる除熱」
 - ②「HPCSの水源切替等の注水維持操作の実施（崩壊熱除去機能復旧までの時間余裕確保）+原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱」
- このうち、②の対策についてはTWの対策と同等である。

4. 重要事故シーケンスについて

TWにおいては、「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出しており、(1)取水機能が喪失した場合と(2)残留熱除去系が故障した場合それぞれに外部電源喪失事象を重畳させ、事故シーケンスを選定している。

このうち、(2)残留熱除去系が故障した場合においては、表3に示す安全機能を仮定した事故シーケンスとしており、TBW相当のシーケンスを選定している。

有効性評価においては、本シーケンスについて、「HPCSによる注水継続(S/CからCSTへの水源切替)、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱」(3.②の対策)により、対策が有効であることを確認している。

また、TBWの対策の1つである、「ガスタービン発電機による給電及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱」(3.①の対策)については、(1)取水機能が喪失した場合において、対策の有効性を確認している。

従って、TW全体として、TBWの対策の有効性を確認している。

表3 有効性評価におけるTW（残留熱除去系故障）の仮定

安全機能	有効性評価における TW（残留熱除去系故障）の仮定
原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCSによる注水
崩壊熱除去	<ul style="list-style-type: none"> ・ RHRの機能喪失 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源の喪失 ・ HPCS D/Gによる給電

女川 2 号炉 PRA における主要なカットセットと
FV 重要度に照らした重大事故防止対策の対応状況

1. 内部事象レベル 1PRA

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

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、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対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。

- ・炉心損傷頻度が $1.0E-7$ (／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

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を第 1-1 表～第 1-7 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-7 表に示した通り、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も、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を確認した。

一方、PRA では様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、そのシーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて 1 つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在しうる。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。ただし、このようなカットセットは発生頻度が低く、リスクへの寄与が小さいことを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスグループそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損

傷頻度(CDF)に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの CDF の合計が事故シーケンスグループの CDF に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 5~95%の幅が生じた。また、全 CDF から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、今回、「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 89%のカットセットを確認したことから、全 CDF に対しても約 89%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタベント系を設置し、その機能を多様化している。格納容器フィルタベント系は残留熱除去系等に対して独立な系統であり、共通原因故障による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(手動減圧操作失敗)と計測制御系の故障(計器や自動信号故障)の重畳が抽出されている。全 CDF から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるように訓練等による対応能力の向上に努めていく。

上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全 CDF の約 99%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器フィルタベント系が設けられていることから、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧・低圧注水機能喪失）

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
過渡事象 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	1.5E-11	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2.9E-13	1.9%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設）	○
		非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2.8E-13	1.8%		○
		S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.2E-13	1.4%		○
過渡事象 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	5.4E-12	非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	1.3E-13	2.4%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却水系	○
		非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.9E-14	1.8%		○
		非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	8.4E-14	1.5%		○
手動停止 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	4.6E-13	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2.5E-14	5.3%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉格納容器フィルタベント系 ・高圧代替注水系 ・大容量送水ポンプ（タイプI） ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+直流母線(2A)機能喪失	9.8E-15	2.1%		○
		通常停止 +HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗 +復水補給操作失敗+RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.7E-15	2.1%		○
手動停止 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	2.1E-13	通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.8E-14	8.4%	・低圧代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却水系	○
		通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-14	5.9%		○
		通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	5.8E-15	2.7%		○
サポート系喪失 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	7.7E-12	直流A母線喪失 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7.0E-13	9.2%	・高圧代替注水系 ・大容量送水ポンプ（タイプI） ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		直流A母線喪失 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2.9E-13	3.8%		○
		直流A母線喪失 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.2E-13	2.9%		○
サポート系喪失 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	3.1E-13	補機冷却系A系喪失+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	4.9E-15	1.6%	・低圧代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却水系 ・低圧代替注水系（常設）	○
		直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%		○
		直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については CDF の約 8%のカットセットを確認した。なお，「高圧・低圧注水機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 「過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」，「過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，高圧 ECCS と低圧 ECCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障，補機冷却系である RCW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「手動停止+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」，「手動停止+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，HPCS に関連する人的過誤や区分 I 直流電源，区分 II 交流電源に関する機器の故障，補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については，起回事象により片区分の緩和設備が期待できなくなり，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，HPCS に関連する人的過誤や期待できる区分の電源に関する機器が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，HPCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障の他に，期待できる区分の交流電源に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては，高圧代替注水系，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。ただし，一部のカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しているものがあり，補機冷却系が機能喪失した場合は原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系が，RHR が機能喪失した場合は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が必要となる。

第 1-2 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧注水・減圧機能喪失）

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
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 8E-07	非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	1. 4E-08	7. 6%	・ 代替自動 減圧機能	○
		非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	8. 6E-09	4. 8%		○
		非隔離事象 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 5E-09	3. 1%		○
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	8. 5E-09	通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	2. 3E-10	2. 7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	1. 5E-10	1. 7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	8. 8E-11	1. 0%		○
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 7E-09	補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 7E-11	3. 4%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 7E-11	3. 4%		○
		補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3. 6E-11	2. 2%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3. 6E-11	2. 2%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-2 表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については CDF の約 5%のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が約 0.3%であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスについては、高圧注水・減圧機能が喪失する要因として、ポンプ故障や人的過誤、原子炉手動減圧失敗などが主要なカットセットとして挙げられている。
いずれの主要な事故シーケンスからも手動減圧失敗の人的過誤が抽出されている。このカットセットに対して、代替自動減圧機能による低圧状態への移行により、注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。
- 全 CDF から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されているヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-3 表 事故シーケンス毎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	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
長期TB 全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 +DG失敗) +HPCS失敗	6.1E-11	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	16.0%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
TBP 全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 +DG失敗) +SRV再閉鎖失敗 +HPCS失敗	9.3E-13	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.4E-13	14.7%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G起動失敗	9.2E-14	10.0%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9.2E-14	10.0%		○
TBU 全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 +DG失敗) +高圧ECCS失敗	1.3E-12	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	7.4E-14	5.5%	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
		外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.6E-12	34.6%		<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備
外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	1.1E-12	23.5%	○			
外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5.9E-13	13.1%	○			

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-3 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については、CDF の約 39%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗」(長期 TB)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙げられている。炉心損傷防止対策としては、所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給の他、高圧代替注水系による注水、常設代替交流電源設備により電源復旧したうえでの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉鎖失敗+HPCS 失敗」(TBP)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙げられている。SR 弁再閉鎖失敗のため、長時間の RCIC や高圧代替注水系による注水には期待できない。このた

め、RCIC や高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系(常設)による注水に期待でき、炉心損傷防止が可能である。

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗」(TBU)では、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧 ECCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障や RCIC ポンプ起動失敗が主要なカットセットとして挙げられている。このカットセットに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による交流電源復旧後の低圧代替注水系(常設)による注水が炉心損傷防止対策として有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失+HPCS 失敗」(TBD)では、外部電源喪失後、直流電源喪失の要因として蓄電池の共通原因故障が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G の機能喪失が主要なカットセットとして挙げられている。可搬型代替直流電源設備の蓄電池による直流電源供給が炉心損傷防止対策として有効である。

第1-4表 事故シーケンス毎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	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
過渡事象 + 除熱失敗	5.1E-05	非隔離事象 + RHR 手動操作失敗	2.8E-05	56.0%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS誤動作等 + RHR 手動操作失敗	9.2E-06	18.1%		○
		隔離事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
		水位低下事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
過渡事象 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	1.4E-07	非隔離事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	7.7E-08	56.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS誤動作等 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	2.5E-08	18.2%		○
		隔離事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
		水位低下事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
手動停止 + 除熱失敗	2.7E-06	通常停止 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.1E-07	34.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	6.4E-07	24.0%		○
		通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSWポンプD起動失敗	1.6E-07	5.9%		○
手動停止 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	7.2E-09	通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.5E-09	34.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.7E-09	23.9%		○
		通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗 + RSWポンプD起動失敗	4.2E-10	5.9%		○
サポート系喪失 + 除熱失敗	1.7E-06	補機冷却系B系喪失 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	2.2E-07	13.5%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系B系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
		タービン・サポート系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
サポート系喪失 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	4.3E-09	補機冷却系B系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	6.0E-10	14.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系B系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
		タービン・サポート系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
中小破断LOCA + 除熱失敗	8.6E-08	小破断LOCA + RHR 手動操作失敗	5.0E-08	58.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		中破断LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-08	38.8%		○
		小破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	2.8E-10	0.3%		○
大破断LOCA + 除熱失敗	3.4E-09	大破断LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-09	97.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		大破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	1.9E-11	0.6%		○
		大破断LOCA + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.1E-11	0.3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第1-4表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については、CDFの約89%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全CDFに占めるCDFの割合が約99.7%であり、全CDFのほとんどを占める事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、崩壊熱除去機能の喪失によりS/P水温が上昇する等の要因により注水機能が喪失し、格納容器破損に至るシーケンスである。崩壊熱除去機能が喪失する要因としては、RHR 手動操作失敗や補機冷却系であるRCW/RSWポンプの共通原因故障によるRHR機能喪失が支配的となっている。これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、RHR 手動操作失敗による炉心損傷に対しては、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- 主要な事故シーケンスのうち，RCW/RSW ポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては，原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や，原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる原子炉格納容器フィルタベント系は，RHR，RCW 及び RSW に対して独立な系統であり，共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから，全 CDF の約 99.7%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-5 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

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
過渡事象 + 原子炉停止失敗	3.9E-09	非隔離事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	・ 代替制御棒挿入機能 ・ 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	○
中小破断LOCA + 原子炉停止失敗	8.3E-12	小破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%		○
大破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については CDF の約 95%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全 CDF に占める割合が 0.1%未満であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリー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 LOCA 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，トリップアクチュエータリレーの共通原因故障による原子炉保護系の機能喪失が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，代替制御棒挿入機能，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が有効である。さらに，過渡事象においては，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能，ほう酸水注入系，制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-6 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (LOCA 時注水機能喪失)

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
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4.3E-13	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-14	10.1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-14	7.1%	-	×※
		中破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	-	×※
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧 失敗	2.9E-12	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	9.1E-14	3.1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	8.5E-14	2.9%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	5.7E-14	2.0%	-	×※
大破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4.2E-14	大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-15	10.3%	-	×※
		大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-15	7.2%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%	-	×※

※中破断 LOCA, 大破断 LOCA では高圧代替注水系, 低圧代替注水系 (常設) とともに注水容量が不足するため。

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-6 表より, 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については CDF の約 11%のカットセットを確認した。なお, 「LOCA 時注水機能喪失」については全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは, 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉自動減圧失敗」が支配的となっている。このシーケンスにおいて, 主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては, HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。減圧失敗の要因としては, 水位または圧力トランスミッタの共通原因故障が支配的であり, また, 自動減圧失敗時のバックアップ操作に失敗する人的過誤である手動減圧操作失敗が挙げられている。この場合, 原子炉を減圧できない一方で, 中破断 LOCA の場合, 高圧代替注水系にも期待できないことから, 炉心損傷を防止

できない。

- 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」についても、主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては、HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙がり、低圧 ECCS 失敗の要因としては低圧 ECCS の補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が支配的である。補機冷却系の喪失時にも注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）があるものの、中破断 LOCA 時には容量不足のために炉心損傷を防止することができない。
- 「大破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については、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、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。
- 人的過誤については、LOCA が発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも係らずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉手動減圧操作の失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。

第 1-7 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（格納容器バイパス）

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
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA（低圧配管_隔離失敗）	2.2E-09	90.5%	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	○
		ISLOCA（高圧配管_隔離失敗）	2.3E-10	9.5%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリー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インターフェイスシステム LOCA が発生するものである。

炉心損傷防止対策としては、減圧による漏えいの低減、漏えい箇所の隔離操作が有効である。

1. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価した FV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上で PRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象レベル 1PRA のみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に FV 重要度を分析し、その値が 10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、CDF の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-3} を基準とすることとし、 10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧注水・低圧注水機能喪失 (TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失 (TW)」、「原子炉停止機能喪失 (TC)」、「インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル 1PRA では、TW がその CDF のほぼ 100%を占めており、TW に対しては FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には原子炉格納容器フィルタベント系による除熱機能の確保)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全 CDF は 10^{-3} 程度低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99%以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、HPCS の注入元弁開け忘れや低圧注水系の不動作につながる信号系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系や低圧代替注水系による原子炉注水によって対応することが可能である。

○高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、手動減圧操作失敗が抽出された。これに対して、代替自動減圧系により、D/W 圧力高を伴わない過渡事象時においても減圧され、その後の低圧注水に期待できるため、炉心損傷を防止することが可能である。

○崩壊熱除去機能喪失 (TW)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系の操作失敗や原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、独立した系統である原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失 (長期 TB, TBU, TBP, TBD)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、長期 TB 及び TBP では非常用 D/G の喪失及び HPCS の機器故障が抽出された。また、TBU ではこれに加えて RCIC の機器故障が、TBD では蓄電池の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による電源復旧により、原子炉注水機能を確保することが可能である。

○LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)

小破断 LOCA (S2E) について、FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象について重大事故等防止対策が有効であることを確認した。支配的な基事象として高圧注水の機能喪失や減圧失敗が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系による原子炉注水により対応することが可能である。

中破断 LOCA (S1E) については、小破断 LOCA と同様に HPCS の機能喪失や減圧失敗に関連する基事象が抽出された。ただし、中破断 LOCA の場合、高圧代替注水系は有効とならず、重大事故等対処設備による炉心損傷の防止が困難である。

○原子炉停止機能喪失 (TC)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障や制御棒挿入失敗が抽出された。これらに対して、代替制御棒挿入機能や代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系により原子炉停止が可能である。

○インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

起因事象である破断箇所の隔離失敗による ISLOCA 発生が支配的であった。これに対しては、減圧による漏えい低減や発生個所の隔離による対応が可能である。

2. レベル 1.5PRA

各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度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 では炉心損傷時のプラント損傷状態 (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格納容器破損頻度を算出している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に上位 5 位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等の対比について整理した。(第 2-1 表参照)

なお、発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

(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各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度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2-1表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎のCFF(／年)	PDS	主要なカットセット	CFF(／年)	寄与割合	主要なカットセット上位5つの割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	1.3E-09	TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	9.0E-11	7.2%	19.4%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系(常設)による 原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		TQUX	非隔離事象 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗 +保守作業によるRCIC待機除外	5.7E-11	4.6%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.7E-11	3.0%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗	2.9E-11	2.3%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.9E-11	2.3%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	9.4E-13	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	2.2E-14	2.4%	6.5%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系(常設)による 原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	1.4E-14	1.5%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	9.0E-15	1.0%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗	8.3E-15	0.9%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	7.1E-15	0.8%			○
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00 ^{**}	—	—	—	—	—	・逃し安全弁による手動減圧 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用	5.0E-15	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	9.4E-17	1.9%	5.3%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	6.0E-17	1.2%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.8E-17	0.8%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生	3.5E-17	0.7%			○
		S1E	中破断/LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	3.1E-17	0.6%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10	長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	8.6%	27.5%	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系(常設)	○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	4.5E-12	4.0%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	3.7E-12	3.2%			○
水素燃焼	0.0E+00 ^{**}	—	—	—	—	—	・窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化	○

※発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

第 2-2 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	過渡事象 +高圧注入失敗 +手動減圧失敗 +長期冷却失敗	1.2E-09	94.6%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系 	○
非隔離事象 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗 +保守作業によるRCIC待機除外					
非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +保守作業によるHPCS/HPSW待機除外					
RPS誤動作等 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗					
非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +HPCSポンプ室空調機能喪失					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時、RPS 誤動作等といった過渡事象時の手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-2 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

第2-3表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	過渡事象 +高圧注入失敗 +手動減圧失敗 +格納容器注水失敗	8.7E-13	92.4%	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗					
RFS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタ関連の共通原因故障や手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第2-3表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び格納容器頂部注水系による冷却により、格納容器過温破損の防止が可能である。

○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に対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, 長期 TB, TBD, TBU, S2E が挙げられ, CDF の割合では約 100%を TQUX が占める。第 1-2 表より, TQUX における主要カットセットとして, ポンプ故障や人的過誤, 原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらに対し, 原子炉圧力容器破損までの逃がし安全弁の手動操作及び原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器減圧により, 本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(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	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	過渡事象 +高圧注入失敗 +手動減圧失敗 +FCI発生	3.5E-15	71.4%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生					
中破断LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	中小破断LOCA +高圧注入失敗 +原子炉自動減圧失敗+FCI発生	9.7E-16	19.6%		

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタや D/W 圧力トランスミッタの共通原因故障、手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。(第 2-4 表参照)

しかしながら、解析により、原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による発生エネルギーが小さく格納容器圧力バウンダリの機能は喪失しないことが確認されている。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/ 炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	外部電源喪失 +DG失敗+HPCS失敗 +デブリ冷却失敗	6.0E-11	52.4%	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器下部注水系(常設) 	○
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、外部電源喪失時の非常用 D/G の共通原因故障や継続運転、及び起動の失敗、外電復旧の失敗である。(第 2-5 表参照)

これらに対し、常設代替交流電源設備による電源供給の対策に加え、原子炉格納容器下部注水系(常設)により、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保、且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○水素燃焼

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, TBU, TBP が挙げられ、CDF の割合では約 100%を TQUX が占める。第 1-2 表より、TQUX における主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。

3. 停止時レベル 1PRA

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

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、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対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 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炉心損傷防止対策の整備状況等を第 3-1 表～第 3-3 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 3-1 表～第 3-3 表に示した通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により炉心損傷防止が可能となることを確認した。

第 3-1 表 事故シーケンス毎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	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
崩壊熱除去機能喪失 +崩壊熱除去失敗 +注水系失敗	9. 0E-07	RHR 機能喪失 (POS-B1) +MUWC 操作失敗	3. 2E-7	35. 3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		RHR 機能喪失 (POS-C1) +MUWC 操作失敗	2. 6E-7	28. 6%		○
		RHR 機能喪失 (POS-B2) +MUWC 操作失敗	9. 9E-8	11. 0%		○
外部電源喪失 +崩壊熱除去失敗 +注水系失敗	3. 2E-08	外部電源喪失 (POS-B1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	5. 6E-9	17. 3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	4. 6E-9	14. 3%		
		外部電源喪失 (POS-B1) +パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	2. 6E-9	7. 9%		

【主要なカットセットに対する検討】

- 「崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗」については、POS-B1, POS-B2, POS-C1 のように待機除外となっているシステムが多い POS における崩壊熱除去機能喪失が主要な起因事象として挙げられている。これらの POS においては、緩和設備として MUWC にのみ期待していることから、MUWC 操作失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1, POS-B2 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による炉心損傷防止も可能である。

- 「外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗」については、除熱や注水に対する診断の失敗による崩壊熱除去、注水失敗、パワーセンタ動力変圧器の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。

第3-2表 事故シーケンス毎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	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 +直流電源喪失 +HPCS失敗	2.2E-13	外部電源喪失(POS-D) +蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	5.6E-14	26.0%	・大容量送水ポンプ (タイプI)	○
		外部電源喪失(POS-D) +蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	3.8E-14	17.7%		○
		外部電源喪失(POS-A1) +蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.9E-14	9.0%		○
外部電源喪失 +DG失敗 +HPCS失敗	1.7E-12	外部電源喪失(POS-A1) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	1.5E-13	9.0%	・低圧代替注水系 (常設) ・常設代替交流電源 設備	○
		外部電源喪失(POS-A1) +非常用D/G継続運転失敗CCF +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	1.0E-13	6.1%		○
		外部電源喪失(POS-A1) +非常用D/G起動失敗CCF +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	1.0E-13	6.1%		○
外部電源喪失 +直流電源喪失	3.5E-8	外部電源喪失(POS-B1) +蓄電池A機能喪失	8.3E-9	23.9%	・大容量送水ポンプ (タイプI)	○
		外部電源喪失(POS-B1) +蓄電池遮断器A誤開	6.9E-9	19.9%		○
		外部電源喪失(POS-C1) +蓄電池B機能喪失	6.9E-9	19.8%		○
外部電源喪失 +DG失敗	1.6E-8	外部電源喪失 POS-C1 +非常用D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	4.4E-9	27.6%	・低圧代替注水系 (常設) ・常設代替交流電源 設備	○
		外部電源喪失 POS-C1 +非常用D/G起動失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	3.0E-9	18.7%		○
		外部電源喪失 POS-A2 +非常用D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(短期) +外電復旧失敗(長期)	2.3E-9	14.4%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」では、全交流動力電源が喪失する要因として、蓄電池の共通原因故障や HPCS-D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗」については、非常用 D/G の共通原因故障や HPCS-D/G の故障、外部電源復旧失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+直流電源喪失」については、POS-B1 や POS-C1 等の片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の蓄電池等の直流電源機器における故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+DG 失敗」についても上記と同様に、POS-A2 や POS-C1 等片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の非常用 D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンス毎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	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
冷却材流出 +注水系失敗	3.5E-10	RHR 切替時の LOCA (POS-B2) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.7E-10	48.7%	【認知成功の場合】 待機中 RHR (低圧注水モード) 等	—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-C1) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.1E-10	32.5%		—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-D) +LOCA 時の運転員認知失敗	5.7E-11	16.4%	【認知失敗の場合】 教育等による発生頻度 の低減	—

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出が発生する事象である。LOCA の認知失敗による事象緩和失敗が支配的である。

炉心損傷防止対策としては、運転員認知に成功した場合には、待機中の RHR（低圧注水モード）等による原子炉注水が有効である。

○「LOCA 時の運転員認知失敗」については、RHR の起動時や CUW によるブロー時には、手順書にて原子炉水位の確認を確認事項として定めていることから、PRA 上の想定よりも水位低下時の運転員の認知は容易になると考えられる。

○認知失敗に対する対策として、教育等によりその発生可能性の低減に努めていく。

3. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

FV 重要度が 1.0×10^{-4} ※1 を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様に、注水機能の多様化や運転員への注意喚起等の継続的实施によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル 1PRA においては、重大事故対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。そのため、この機能が喪失する基事象が有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第 3-4 表に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS-B1, POS-B2, POS-C1 の崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは、待機除外となっているシステムが多いため、MUWC 以外の注水設備がないことによるものである。ただし、これらの POS においては余裕時間が長く、待機中 RHR(低圧注水モード)や MUWC 以外の対策として低圧代替注水系(可搬型)を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード), MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は、考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る(第 3-5 表)。

対策として、運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している。具体的には、RHR 切替時の LOCA について、RHR の切替による停止時冷却モード起動の際には、原子炉水位に注意することを手順書にて定めている。RHR 切替時の LOCA に次いで寄与割合の高い CUW ブロー時の LOCA については、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための余裕時間があること、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の検知にも期待できる。これらのことから、PRA 上の想定より、運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

※1 停止時 PRA における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全 CDF に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、運転時レベル 1PRA よりも一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。

第 3-4 表 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
MUWC 操作失敗	7. 8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象
MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象

第 3-5 表 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード), MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-B2)	1. 7E-04	冷却材流出事象が発生し, 運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず, 炉心損傷に至る基事象
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-C1)	1. 2E-04	同上

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

内部事象 PRA から抽出される事故シーケンスには、一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象 PRA では、機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが、外部事象 PRA では、外部事象によっても機器の故障等が発生するため、例えば同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが表れる。このため、地震レベル 1PRA, 津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスについても、支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し、炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

1. 地震レベル 1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが膨大な数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1表に示した通り、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、事故シーケンスグループのうち、「原子炉停止機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また、「ELOCA」、「格納容器バイパス」、「計装・制御系喪失」、「制御建屋空調系喪失」、「RPV 損傷」、「PCV 損傷」、「RB 損傷」の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	主要なカットセット※2		炉心損傷頻度寄与割合※3		主な対策	対策有効性	
		カットセット	[%]	[/炉年]	[%]			
TQUV (高圧・低圧注水機機能喪失) (2.2×10^{-8} /炉年)	外部電源喪失 +ECCS注水失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RCIC系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS系デイザーセル発電機機能喪失+LPCS系弁機能喪失+RHR系弁機能喪失	1.1	2.3E-10	1.1	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○	
		外部電源設備機能喪失+RCIC系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS系デイザーセル発電機機能喪失+LPCS系弁機能喪失+RHR系弁機能喪失	0.9	2.0E-10	0.9			○
TQUX (高圧注水・減圧機機能喪失) (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源喪失 +高圧注水失敗 +減圧失敗 (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RCICランダム機能喪失+HPCSランダム機能喪失+減圧ランダム失敗	82.7	6.6E-07	82.7	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代替自動減圧機能 	○	
		外部電源設備機能喪失+RCIC系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS系デイザーセル発電機機能喪失+S/R弁機能喪失	0.5	3.7E-09	0.5			○
		外部電源設備機能喪失+RCIC系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS系デイザーセル発電機機能喪失+S/R弁機能喪失	0.5	3.6E-09	0.5			○
TW (崩壊熱除去機機能喪失) (5.6×10^{-6} /炉年)	外部電源喪失 +RCIC注水成功 +崩壊熱除去失敗 (5.5×10^{-6} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RHRランダム機能喪失	99.0	5.4E-06	99.0	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○	
		外部電源設備機能喪失+RHR系弁機能喪失	0.5	2.8E-08	0.5			○
		外部電源設備機能喪失+RHR配管損傷	0.4	2.0E-08	0.4			○
TC (原子炉停止機機能喪失) (9.5×10^{-7} /炉年)	全交流動力電源喪失 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+非常用デイザーセル機関機能喪失+水圧制御ユニット機能喪失	4.8	2.4E-08	4.8	—	—	
		外部電源設備機能喪失+非常用MCC機能喪失+水圧制御ユニット機能喪失	4.4	2.2E-08	4.4			—
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+水圧制御ユニット機能喪失	4.0	2.0E-08	4.0			○※4

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスのCDFに対するカットセットの寄与割合を示す。

※4 ほう酸水の注入により原子炉停止に成功した場合は、その後の対応は長期TBシークエンスと同じとなる。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス ^{※1}	カットセットの分析結果			主に対策	対策有効性
		主要なカットセット ^{※2}	炉心損傷頻度 [1/炉年]	寄与割合 ^{※3} [%]		
長期 TB (6.9×10^{-6})	全交流動力電源喪失 + パツテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (6.9×10^{-6} /炉年)	交流電源・補機冷却系ランダム故障+RCIC 注水成功	2.6E-06	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉補機代替冷却水系 原子炉隔離時冷却系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○
		軽油タンク損傷+RCIC 注水成功	7.8E-07	11.4		○
		非常用 MCC 機能喪失+RCIC 注水成功	7.4E-07	10.7		○
TBP (2.3×10^{-8})	全交流動力電源喪失 +SRV 再閉鎖失敗 (2.3×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	8.9E-09	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2.7E-09	11.4		○
		外部電源設備機能喪失+非常用 MCC 機能喪失+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2.5E-09	10.7		○
TBU (2.3×10^{-7})	全交流動力電源喪失 +RCIC 失敗 (2.3×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失+RCIC ランダム機能喪失	5.4E-08	23.3	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+RCIC ランダム機能喪失	1.6E-08	7.0		○
		外部電源設備機能喪失+非常用 MCC 機能喪失+RCIC ランダム機能喪失	1.5E-08	6.6		○
TBD (6.0×10^{-7})	直流電源喪失 (6.0×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+直流主母線盤機能喪失	4.8E-07	80.0	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 可搬型代替直交流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+ケーブルトレイ損傷	1.2E-07	19.6		○
		外部電源設備機能喪失+直流電源ランダム機能喪失	2.1E-09	0.3		○

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上的な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスの CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カセットセットの抽出)結果(3/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	カセットセットの分析結果			対策有効性
		主要なカセットセット※2	炉心損傷頻度 [%/炉年]	寄与割合※3 [%]	
ELOCA (ECCS容量を超えるLOCA) (7.2×10^{-7} /炉年)	ELOCA (5.6×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+核計装損傷	2.1E-07	38.3	—
		外部電源設備機能喪失+RPVノズル損傷(制御棒ハウジング)	1.2E-07	21.9	
		外部電源設備機能喪失+RPVノズル損傷(N2)	9.1E-08	16.4	
格納容器バイパス (ISLOCA) (8.0×10^{-8} /炉年)	隔離失敗 (8.0×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+CUW入口ライン隔離弁機能喪失+PCV外Bクラス配管	4.5E-08	55.7	—
		外部電源設備機能喪失+隔離ランダム失敗+PCV外Bクラス配管	1.8E-08	22.8	
		外部電源設備機能喪失+給水隔離弁機能喪失+PCV外Bクラス配管	1.7E-08	21.5	
計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御盤機能喪失	1.8E-07	59.6	—
		外部電源設備機能喪失+計装ラック損傷	1.2E-07	40.4	
		外部電源設備機能喪失+静止形無停電電源装置機能喪失	4.9E-14	0.0	
制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御室送風機能喪失	2.3E-07	39.2	—
		外部電源設備機能喪失+HECW系ポンプ機能喪失	1.5E-07	25.4	
		外部電源設備機能喪失+HECW系冷凍機能喪失	1.2E-07	19.7	
制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+制御建屋損傷	3.1E-07	100.0	—
RPV損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉圧力容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+圧力容器支持構造物損傷	1.7E-07	54.7	—
		外部電源設備機能喪失+原子炉しゃべい壁損傷	7.9E-08	25.3	
		外部電源設備機能喪失+RPV損傷	6.3E-08	20.0	
PCV損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉格納容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+格納容器スタビライザ損傷	1.4E-07	44.6	—
		外部電源設備機能喪失+ボックスサポート損傷	1.4E-07	44.2	
		外部電源設備機能喪失+機器搬出入口損傷	1.8E-08	5.9	
RB損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	原子炉建屋損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+原子炉建屋損傷	2.1E-08	100.0	—

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスのCDFに対するカセットセットの寄与割合を示す。

【主要なカットセットに対する検討】

○ 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

いずれのカットセットにも、地震による原子炉隔離時冷却系(RCIC)、高圧炉心スプレイ系(HPCS)、低圧炉心スプレイ系(LPCS)、残留熱除去系(RHR)の機能喪失が含まれる。なお、ECCS注水系の一つである低圧注水系(LPCI)は、RHRの運転モードの一つであるため、カットセットにRHRが含まれる。地震PRAでは、弁等は同一系統内で完全相関を仮定するため、LPCIに関する設備の損傷であっても、RHR全体の弁の損傷を想定し、RHRも機能喪失する。このため、対策は、ECCS注水系のバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却と、RHRと設備を共有しない原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱となる。低圧代替注水系(常設)は、RHRの設備を一部使用するため、期待できない。

○ 高圧注水・原子炉減圧機能喪失(TQUX)

最も寄与の高いカットセットには、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象レベル1PRAの結果抽出されたカットセットの対策と同様となる。それ以外のカットセットには、地震によるRCIC、HPCS、主蒸気逃がし安全弁(S/R弁)の機能喪失が含まれる。この場合、減圧機能が喪失するため、高圧注水系のバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却が対策となる。

○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、地震あるいはランダム故障によるRHRの機能喪失が含まれる。この場合は、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替に期待できないが、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

○ 原子炉停止機能喪失(TC)

いずれのカットセットにも、地震による交流電源設備、水圧制御ユニットの機能喪失が含まれる。地震による軽油タンクの損傷に起因する交流電源設備の機能喪失を除き、原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない際、交流電源が喪失しているため、ほう酸水注入系(SLC)による原子炉未臨界に期待できず、炉心損傷に至る。

一方、軽油タンクの損傷を含むカットセットに対しては、交流電源設備の運転が継続している間にSLCによって原子炉を停止することが可能である。原子炉停止後は、長期TBと同様なプラント状態となり、炉心損傷を防止できる。

○ 全交流動力電源喪失(TB)

- ・ 全交流電源喪失(長期TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失」(長期 TB)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- 全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。これにより、電動駆動の ECCS 注水系が機能を喪失する。また、S/R 弁再閉鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。

- 全交流動力電源喪失+RCIC 失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+RCIC 失敗」(TBU)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失及び、RCIC のランダム故障を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、高圧代替注水系による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- 直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、ランダム故障による直流電源設備、地震による直流母線またはケーブルトレイの損傷を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、可搬型代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧するほか、高圧代替注水系ポンプ現場手動起動による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- その他の炉心損傷直結事象

ELOCA、格納容器バイパス、計装・制御系喪失、制御建屋空調系喪失、制御建屋損傷、RPV 損傷、PCV 損傷、RB 損傷については、別紙 2 の通り、評価方法にかなりの保守性を有しており、また、地震動に応じた詳細な損傷規模や影響を評価することは困難なことから、現状、緩和不可能な事象として整理している。

2. 津波PRA

(1) 選定条件

各事故シーケンスにおける全てのカットセットを抽出した。TBU においては、RCIC の機能喪失要因によって2種類のカットセットが存在するが、TBU 以外においては、カットセットは1種類のみである。これら抽出されたカットセットと、炉心損傷防止対策の整備状況等を第2表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第2表に示した通り、「防潮堤機能喪失」以外の事故シーケンスに対しては、カットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、津波により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、炉心損傷防止が困難な「防潮堤機能喪失」については、津波による詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。(別紙2)

【主要なカットセットに対する検討】

○全交流動力電源喪失(TB)

・長期 TB

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失」(長期 TB)は、津波の全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きいシーケンスであり、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。

・TBU

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+RCIC 機能喪失」(TBU)は、津波の全炉心損傷頻度に対して 3 番目に寄与が大きいシーケンスである。RCIC 機能喪失にはランダム故障及び没水による 2 つの要因が含まれており、前者の RCIC ランダム故障が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障」に対しては、炉心損傷防止対策として、高圧代替注水系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。一方、RCIC 没水が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+原子炉建屋外壁扉(管理区域)機能喪失+RCIC 没水」に対しては、原子炉建屋(管理区域)への津波浸水に対する止水対策によって高圧代替注水系等の対策設備を防護できれば、これら対策設備により炉心損傷を防止できる。

・TBP

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」が抽出されている。このカットセットに対しては、高圧代替注水系により原子炉に注水し、S/R 弁からの蒸気流出で高圧代替注水系が機能喪失する前に常設代替交流電源設備による電源供給、及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を行うことにより、炉心損傷を防止できる。

・TBD

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+直流電源喪失」(TBD)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対しては、長期 TB と同様の炉心損傷防止対策に加えて、可搬型代替直流電源設備による直

流電源供給が有効である。なお、津波 PRA の全 CDF に対する本事故シーケンスの寄与割合は 0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○原子炉停止機能喪失(TC)

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗」(TC)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替制御棒挿入機能、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による原子炉停止、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。なお、津波 PRA の全 CDF に対する本事故シーケンスの寄与割合は 0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○防潮堤機能喪失

「防潮堤機能喪失」は津波の全炉心損傷頻度に対して 2 番目に寄与が大きいシーケンスである。防潮堤が機能喪失した場合、広範な緩和設備が津波の浸水により喪失するため炉心損傷に至る。津波 PRA では、一定の津波高さ以上において防潮堤が機能喪失すると保守的に想定したため、本事故シーケンスの津波 PRA の全 CDF に対する寄与割合は 3.3%となるが、防潮堤の詳細な耐力を考慮すると、防潮堤の破損頻度*は $1.3E-08$ /炉年(全 CDF の 0.15%)と評価され、十分に小さい値となる。なお、本事故シーケンスの全 CDF に対する寄与割合は 0.4%程度であり、十分に小さい値である。

* 津波ハザードと防潮堤の耐力を掛け合わせて津波高さ毎に積分して算出

第2表 津波 PRA 事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果

事故シナリオグループ	事故シナリオ	カットセットの分析結果				対策	対策有効性
		主要なカットセット	CDF [/ 年]	寄与割合 ^{※2} [%]	津波 分類 ^{※1}		
長期 TB	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (CDF: 8.3E-06 / 年)	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + RCIC 注水成功	8.3E-0.6	100	1, 2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系 	○
		TBU	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + RCIC ランダム故障	2.2E-08	74.5	1, 2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系
TB (全交流動力電源喪失) (CDF: 8.4E-06 / 年)	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + RCIC 機能喪失 (CDF: 2.9E-08 / 年)	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + 原子炉建屋外壁扉 (管理 区域) 機能喪失 + RCIC 没水	7.4E-09	25.5	2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系 	△ ^{※3}
		TBP	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + S/R 弁再閉鎖失敗	2.3E-08	100	1, 2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系
TBD	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 + S/R 弁再閉鎖失敗 (CDF: 2.3E-08 / 年)	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + 直流電源ランダム故障	1.4E-12	100	1, 2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系 	○
		TC (原子炉停止機能喪失) (CDF: 1.3E-13 / 年)	主変圧器等機能喪失 + RSW ポンプ機能喪失 + HPSW ポンプ機能喪失 + スタラム系ランダム故障	1.3E-13	100	1, 2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替制御棒挿入機能 ・ 代替原子炉再循環ポンプ ・ トリップ機能 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉補機代替冷却水系
防潮堤機能喪失 (CDF: 2.9E-07 / 年)	防潮堤機能喪失 (CDF: 2.9E-07 / 年)	防潮堤機能喪失	2.9E-07	100	3	—	× ^{※5}

※1 津波分類 1: 津波高さ 0. P. 29m 以上 35.2m 未満, 津波分類 2: 津波高さ 0. P. 35.2m 以上 38.6m 未満, 津波分類 3: 津波高さ 0. P. 38.6m 以上

※2 当該事故シナリオの CDF に対する寄与割合

※3 原子炉建屋(管理区域)への津波浸水に対して, 高圧代替注水系等の炉心損傷防止対策設備への止水対策が機能すれば炉心損傷を回避できる

※4 S/R 弁からの蒸気流出により高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し, 低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる

※5 津波 PRA では, 一定の津波高さ以上において防潮堤が機能喪失すると保守的に想定したため, 本事故シナリオの全 CDF に対する寄与割合は 3.3% となるが, 防潮堤の詳細な耐力を考慮すると, 防潮堤の破損頻度は 1.3E-08 / 年 (全 CDF の 0.15%) と評価され, 十分に小さい値となる。

水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）を指定している。

一方，有効性評価ガイドに基づき，格納容器破損モード抽出のため個別プラント評価として実施した，女川2号の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは，水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）をPCV破損モードの評価対象から除外している。以下に，除外理由の詳細を示す。

○水素燃焼の除外理由

有効性評価ガイドにおける，水素燃焼の現象の概要は以下のとおりである。

【審査ガイドの記載】

原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると，水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器が破損する場合がある。

・炉心損傷に伴うPCV内の気体の組成および存在割合の変化

女川2号（BWR）では，運転中はPCV内を常時窒素で置換しており，酸素の濃度は4.0%以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は，水素が4%以上かつ酸素が5%以上の場合である。

水-ジルコニウム反応の程度や水蒸気等他の気体の存在割合にも依るが，燃料温度の著しい上昇に伴って水-ジルコニウム反応が生じる状況になれば，水素濃度は4%をほぼ上回る。

一方酸素は，事象発生前からPCV内に存在している量の他には水の放射線分解によって生じるのみである。このため，炉心損傷後のPCV内での水素燃焼の発生を考慮する際には，酸素濃度に着目する必要がある。なお，水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的なシナリオで評価しても，事象発生から7日以内に酸素濃度が5%を超えることは無い。

・内部事象運転時レベル1.5 PRAの格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル1.5 PRAにおいて，イベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けているが，上記の通り，7日以内に酸素濃度が5%を超えることは無く，また，7日以上については酸素濃度の上昇について何らかの対応が講じられると考え，水素燃焼に関するヘディングの分岐確率を0として除外した。

但し、有効性評価においては、酸素濃度の観点で最も厳しいシナリオを考慮し、可燃限界に至らないことを示している。

なお、PCV外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合については、既にPCVの隔離機能が失われていることでPCV破損の位置づけにしており、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象外とする。

○格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由

有効性評価ガイドにおける、「溶融物直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

原子炉压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。

・シェルアタックについて

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR MARK I型PCVに対する検討が実施されている。BWR MARK I型PCVにおけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後、原子炉压力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL部に落下する。この時、BWR MARK I型PCVはペDESTAL部に切れ込み（図1）があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL部の外側に流出してPCVの壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（図2）がある。

この事象は、PCVの構造上、BWR MARK I型PCV特有である。

・内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由

女川2号炉の格納容器（MARK I改良型）は、図3に示すとおり、ペDESTAL床に落下したデブリが、ドライウエル床へ広がらない構造である。

従って、必ず想定する格納容器破損モードであるが、BWR MARK I改良型格納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象から除外した。なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。

参考文献

[1]NUREG/CR-6025, The Probability of MARK-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U. S. Nuclear Regulatory Commission (1993)

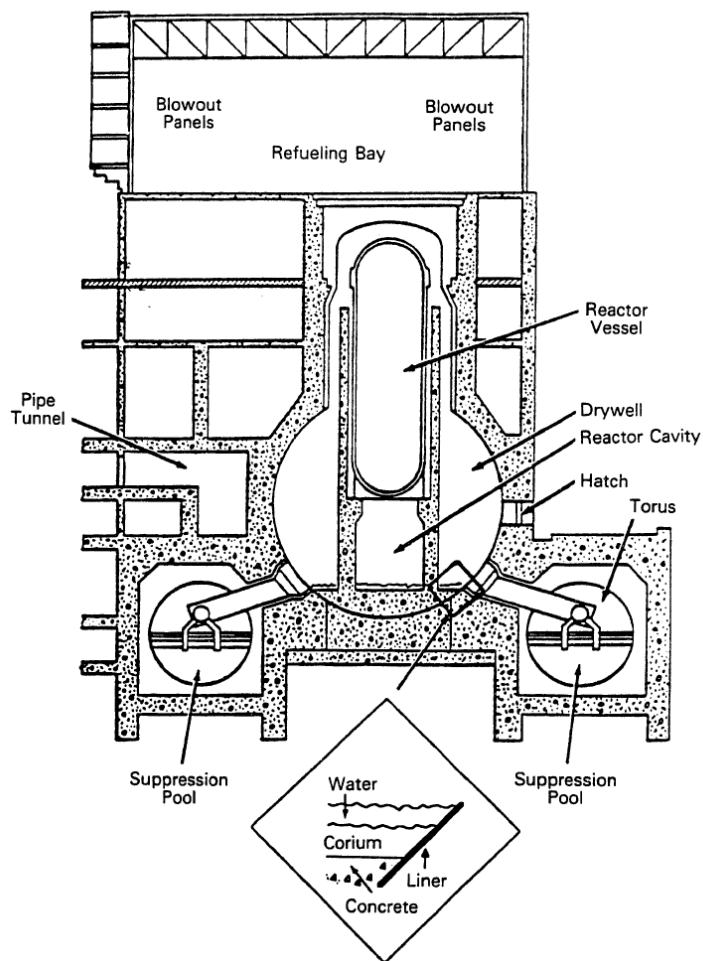


図1 BWR MARK I型PCVにおけるシェルアタックのイメージ（側面図）^[1]

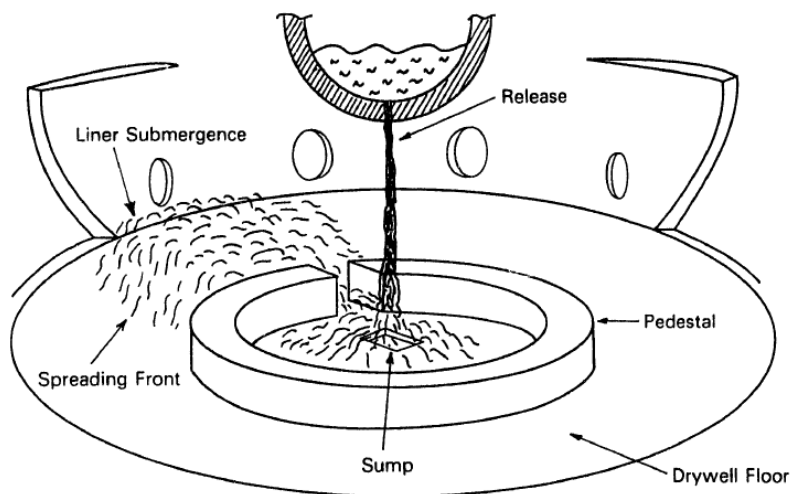


図2 BWR MARK I型PCVにおける溶融炉心のペデスタル外側への流出のイメージ^[1]

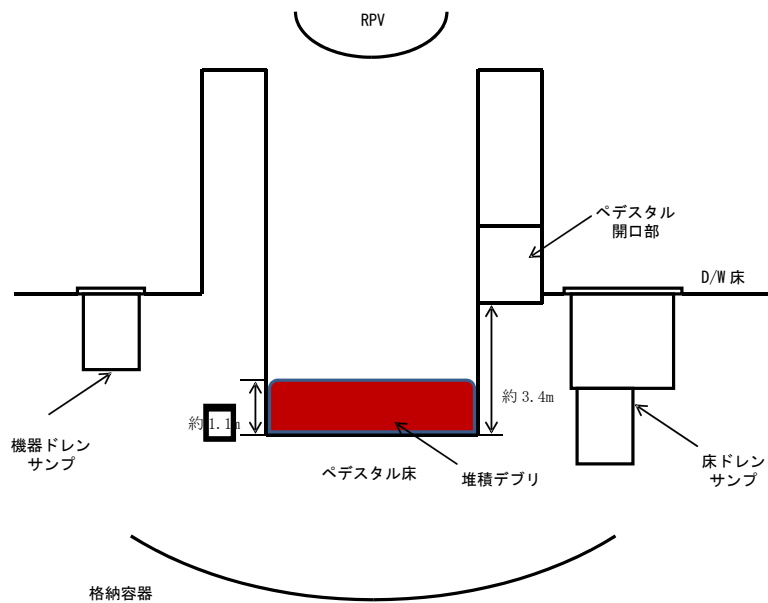


図3 ペデスタル内堆積デブリ状況

ペデスタル床上に堆積する溶融デブリ体積は 100 %炉心落下を想定しても約 \square m³ であり、ペデスタル床面積約 \square m² からデブリ体積高さは約 \square m であるが、ペデスタル床からペデスタル開口部下端までの高さは約 3.4 m あるため、ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、ペデスタル開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

なお、溶融デブリの堆積高さに関する評価の条件等は以下のとおり。

1. MAAPコードで取り扱う溶融デブリについて

MAAPコードでは、ペデスタル内へ落下するコリウム成分として、全炉心相当の UO₂ 及び Zr (被覆管, チャンネルボックス, ウォータロッド, スペーサ), 炉心下部構造 (炉心支持板, 燃料支持金具) および下部プレナム内 SUS (CR, CRD, CRDハウジング, ガイドチューブ) である。これらで構成されるデブリがペデスタルに落下し、ペデスタルがドライな状態では溶融デブリはペデスタル床を容易に拡がり、一様に堆積するものとして堆積高さを評価している。

2. 溶融デブリの堆積高さの不確かさについて

(1) ペデスタル内の構造物の影響

ペデスタル内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当の UO_2 及び Zr 等のデブリ容積に加えて、ペDESTAL内の構造物として、CRD 自動交換機プラットフォーム、中性子束計測ハウジング等に加え、破損口となる CRD ハウジング 1 本と隣接する 4 本の CRD ハウジングを巻き込んだ場合を想定しても、デブリ堆積高さは約 m となり、増加分は約 m であることから、ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない。

(2) デブリ粒子化に伴う影響

シビアアクシデント対策であるペDESTAL内の初期水張りを実施した際、落下してくる溶融デブリの一部は粒子化すると考えられる。この粒子化したデブリを考慮するとその分堆積デブリの高さは増加する。

もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。このとき粒子化したデブリが、密度が低く堆積高さが高くなると考えられる単純立方格子として堆積すると仮定すると、ポロシティは 0.48 であり、堆積高さは (1) で考慮した堆積高さ約 m に対し、デブリ堆積高さは約 m となるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部までの高さ約 3.4 m 以下であることから、保守的な仮定においてもドライウエル床にデブリが拡がることはない。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

PCV隔離の想定について

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. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献 (NUREG/CR-4220¹) では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として 5×10^{-3} を算出している。この値は、米国 NRC の LERs (Licensee Event Reports) データベース (1965 年~1984 年) から大規模漏えいに至る事象を 4 件抽出、事象継続時間を 1 年として、運転炉年 (740 炉年) に対する割合として求められたものである。抽出された 4 件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表 1 の通りである。

なお、この 4 件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に 4 時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると 5×10^{-5} 程度となると報告されており、 5×10^{-3} に比較して十分小さい値である。

ただし、BWR においては、定格運転中は格納容器内を窒素置換しているため、エアロック開閉に伴う隔離失敗は想定されない。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象 (NUREG/CR-4220)

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

実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は 2. に示す通りであり、NUREG/CR-4220 で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率として LERs データベースに基づく値を使用することとした。

なお、上記で用いたデータは PWR に対するものであるが、BWR では格納容器内を窒素雰囲気として管理し漏えいを検出しやすいことから、PWR のデータは、保守的であると考えられる。

¹ U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（女川 2 号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示す通りである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

a) 格納容器貫通部からの漏えい

格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

b) 格納容器アクセス部等からの漏えい

ドライウェル主フランジ、機器搬出入口、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

c) 格納容器隔離弁からの漏えい

可燃性ガス濃度制御系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

d) 格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器調気系等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2) 人的過誤による隔離機能喪失

e) 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

なお、「格納容器隔離失敗」については、定期検査及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施していること、原子炉運転時には1回/日以上、格納容器圧力・温度をもとに運転中の窒素漏洩率を求め、格納容器の機密性を確認していること、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こと、事故時において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いること等により、人的過誤による発生確率は極めて小さいと考えられる。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

レベル 1.5PRA で適用した格納容器隔離失敗確率の文献（NUREG/CR-4220）では、1984 年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書²（EPRI 報告書と称す）の調査例を示す。

²EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

EPRI 報告書では、総合漏えい率試験（ILRT：Integrated Leak Rate Test）間隔を15年に延長することのリスク影響を評価しており、2007年時点までのILRTデータを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の35倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は0件となっている。なお、設計漏えい率の10倍より大きい漏えい事象として表2に示す3件が抽出されている。

表2 EPRI 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象²

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark 1	ILRT 中に発見された真空破壊装置の漏えい

EPRI 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績を ILRT 試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績 0 件（計算上 0.5 件としている）を ILRT 試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は 0.0023（ $0.5/217=0.0023$ ）となる。この値は、NUREG/CR-4220 で評価された格納容器隔離失敗確率の 5×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPRI 報告書の結果を考慮しても NUREG/CR-4220 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

以上

FCI の知見について

1. 炉内 FCI において想定される現象

炉内 FCI による格納容器破損は α モード破損と呼ばれ、これまでに多くの現象論の研究、試験が行われてきた。 α モード破損とは、シビアアクシデント時に熔融炉心が下部プレナム冷却材中に落下し、高温の熔融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。この時の発生したエネルギーにより、水塊が圧力容器上部に衝突し、さらに圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。これまでの研究では、水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。

- ① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が熔融してその熔融炉心が下部プレナム冷却材中に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。
- ② さらに、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、2液が直接接触する。
- ③ 下部プレナムにおける2液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・熔融炉心の微細化により、さらに液体同士の接触を促進し（伝播）、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する
- ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し、上部ヘッドを破壊する。この結果、上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。

2. 既存の FCI 試験の整理

FCI について、過去に実施された代表的な実験研究として、JRC イスプラ研究所で実施された FARO 計画、KROTOS 計画、(旧) 日本原子力研究所で実施された ALPHA 計画及び(財) 原子力発電技術機構で実施された COTELS 計画がある。これらの試験では模擬熔融物として UO_2 混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。以下では、各試験の試験条件及び試験結果について示す。

2.1 ALPHA 計画

ALPHA 計画^[1] では、テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬熔融物を用いた実験が実施されている。ALPHA 試験装置を図 2-1 に示す。試験容器は、内径 3.9m、高さ 5.7m、容積 $50m^3$ である。模擬格納容器に設置した冷却水プールに高温熔融物を落下させ、水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。表 2-1 に ALPHA 計画の試験結果のまとめを示す。高霧囲気圧力 (STX008, STX012, STX015)、低サブクール水 (STX014) の場合は水蒸気爆発の発生が抑制される試験結果が知見として得られている。また、水蒸気爆発のエネルギー変換効率は 1~6%程度

となっている。なお、比較的大きなエネルギーが観測されている試験（STX019, STX021）は、溶融物分散板を用いた試験ケースである。

2.2 KROTOS 計画

KROTOS 計画^{[2][3][4]}では、FARO 計画が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが、低圧・サブクール水を主として試験を実施している（図 2-2）。KROTOS 計画では模擬コリウムとして UO_2 混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。表 2-2 に KROTOS 計画の試験結果のまとめを示す。アルミナ試験では、サブクール度が高い試験ケース（K38, K40, K42, K43, K49）では、外部トリガー無しで水蒸気爆発が発生しているが、サブクール度が低い試験ケース（K41, K44, K50, K51）では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方、 UO_2 混合物試験では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。また、 UO_2 混合物試験でも外部トリガー有りでは水蒸気爆発が発生している（K52, K53）が、これらのケースはサブクール度が高い試験ケースである。また、 UO_2 混合物試験の水蒸気爆発のエネルギー変換効率、アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験と UO_2 混合物の相違については以下のように考察されている。

- ・ アルミナはプール水面近傍でブレイクアップし、粗混合時に粒子が半径方向に広がり、水蒸気爆発の伝播がし易くなった可能性がある。
- ・ UO_2 混合物の方が一般的に過熱度は小さく、 UO_2 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易く、これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験では水素が発生し、これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

2.3 FARO 計画

FARO 計画^[3]では、酸化物コリウム及び金属 Zr を含むコリウムが用いられ、多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが、低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。FARO 試験装置の概要を図 2-3 に示す。表 2-3 に FARO 計画の試験結果のまとめを示す。FARO 計画のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発は発生していない。FARO 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ 高圧・飽和水試験、低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し、一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属 Zr 成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。
- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが、試験条件（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に依存していない。

2.4 COTELS 計画

COTELS 計画^[6]では、模擬溶融物として UO₂-Zr-ZrO₂-SS 混合物を用いており、コリウムに金属成分が含まれている。COTELS 試験装置の概要を図 2-4 に示す。表 2-4 に COTELS 計画の試験結果のまとめを示す。COTELS 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め、全ての試験で水蒸気爆発は発生していない。
- ・ プールに落下した溶融コリウムは、ほとんどがプール水中で粒子化した。
- ・ 粒子径は、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

2.5 知見のまとめ

上記で示した実験結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・ 高圧条件、または低サブクール水条件は、水蒸気爆発を抑制する傾向がある。(ALPHA 試験, KROTOS 試験)
- ・ UO₂ 混合物を用いた代表的な FCI 実験 (外部トリガー無し) では、水蒸気爆発は確認されていない。(FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験)
- ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される。(FARO 試験)
- ・ 粒子化割合は、デブリ落下速度に依存し、落下速度が大きいと粒子化が促進される。(COTELS 試験)
- ・ UO₂ 混合物は (融点が高いため) 過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される。(KROTOS 試験の考察)
- ・ デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガーの伝播を阻害する可能性がある。(KROTOS 試験の考察)
- ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される。(KROTOS 試験の考察)

3. 専門家会議等の知見

α モード破損の発生確率については、これまで専門家会議 (SERG) 等で議論がなされてきており^{[6][7]}, BWR についての議論の結果を表 3 に示す。BWR 体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため、 α モード破損の発生確率は、プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

3. で示したように、国際的な専門家会議の工学的議論から、BWR 体系の炉内 FCI は格納容器破損の脅威とならないことが結論付けられている。また、表 4 に炉内 FCI の影響因子に対して、代表的な実験結果、専門家会議の知見を踏まえた BWR 実機体系条件の分析結果を示す。表 4 に示すように、実験結果の知見を踏まえても BWR 実機体系では水蒸気爆発は抑制される傾向であり、大規模な水蒸気爆発は発生しないと考えられる。以上より、BWR 体系における α モード破損の発生可能性は十分小さいと考えられる。したがって、BWR における格納容器破損モードとして、炉内 FCI の考慮は不要である。

5. 参考文献

- [1] N. Yamano, Y. Maruyama, T. Kudo, A. Hidaka, J. Sugiyama, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995
- [2] I. Huhtiniemi, D. Mgallon, H. Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999
- [3] D. Magallon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006
- [4] H. S. Park, R. Chapman, M. L. Corradini, Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999
- [5] M. Kato, H. Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [6] T.G.Theofanous and W.W.Yuen, The Probability of Alpha-Mode Containment Failure Updated, Nucl. Eng. Des. 155 459-473, 1995
- [7] S. Basu, T. Ginsberg, A reassessment of the potential for an alpha-mode containment failure and a review of the current understanding of broader fuel-coolant interaction (FCI) issues, Report of the 2nd steam explosion review group workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996
- [8] T.Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR' S, NUREG/CP-0127, 1994
- [9] T.G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994
- [10] O.Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

表 2-1 ALPHA 試験の主要な試験条件及び試験結果^[1]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
ALPHA	STX002	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX003	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	292	1.0	No	Yes	-
	STX005	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	300	1.0	No	Yes	-
	STX009	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX016	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86
	STX017	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66
	STX018	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33
	STX001	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	293	1.0	No	No	-
	STX010	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	297	1.0	No	Yes	-
	STX013	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	284	1.0	No	No	-
	STX014	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	372	1.0	No	No	-
	STX008	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	288	1.0	No	No	-
	STX012	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	290	1.0	No	No	-
	STX015	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.00	282	1.0	No	No	-
	STX006	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	298	1.0	No	No	-
	STX011	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	290	1.0	No	Yes	-
	STX019	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67
	STX020	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	1.0	No	No	-
	STX021	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05

表 2-2 KROTOS 試験の主要な試験条件及び試験結果 [2][3][4]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3073	0.1	5	1.11	No	No	-
	K42	Alumina	1.5	2465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2473	0.1	13	1.11	No	No	-
	K51	Alumina	1.7	2478	0.1	5	1.11	No	No	-
	K32	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3063	0.1	22	1.08	No	No	-
	K33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3063	0.1	75	1.08	No	No	-
	K35	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3023	0.1	10	1.08	Yes	Yes	-
	K36	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3025	0.1	79	1.08	Yes	No	-
	K37	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3018	0.1	77	1.11	Yes	No	-
	K45	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3106	0.1	4	1.14	Yes	No	-
K46	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3086	0.1	83	1.11	Yes	No	-	
K47	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3023	0.1	82	1.11	Yes	No	-	
K52	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	2.6	3133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02	
K53	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.6	3129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05	

表 2-3 FARO 試験の主要な試験条件及び試験結果^[3]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
FARO	L-06	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	18	2923	5	0	0.87	No	No	-
	L-08	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	44	3023	5.8	12	1.00	No	No	-
	L-11	77wt.%UO ₂ -19wt.%ZrO ₂ -4wt.%Zr	151	2823	5	2	2.00	No	No	-
	L-14	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	125	3123	5	0	2.05	No	No	-
	L-19	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	157	3073	5	1	1.10	No	No	-
	L-20	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	96	3173	2	0	1.97	No	No	-
	L-24	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	177	3023	0.5	0	2.02	No	No	-
	L-27	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	117	3023	0.5	1	1.47	No	No	-
	L-28	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	175	3052	0.5	1	1.44	No	No	-
	L-29	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	39	3070	0.2	97	1.48	No	No	-
	L-31	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	92	2990	0.2	104	1.45	No	No	-
	L-33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	100	3070	0.4	124	1.60	Yes	No	-

表 2-4 COTELS 試験の主要な試験条件及び試験結果^[5]

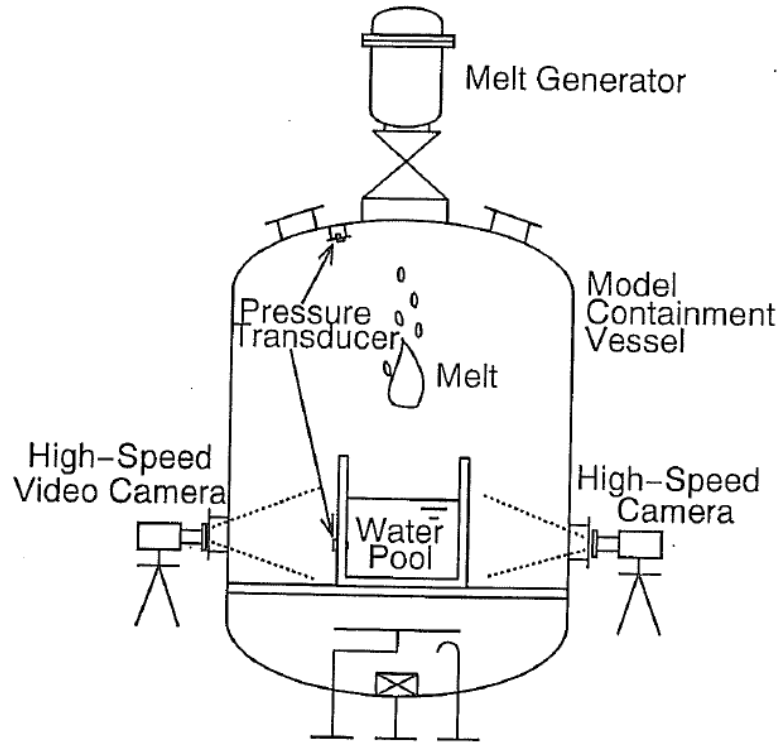
試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
COTELS	A1	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	-
	A4	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	-
	A5	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	-
	A6	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	-
	A8	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	-
	A9	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	-
	A10	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	-
	A11	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	-

表 3 BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

炉内 FCI に関する国際会議, 文献	BWR の炉内 FCI に関する議論
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) ^[8]	BWR の压力容器下部プレナムは, 制御棒案内管で密に占められている。そして, 炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは, 炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって, 燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され, 水蒸気爆発に起因する水-熔融物スラッグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。従って, スラッグにより破壊された压力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は, PWR よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。(T. Okkonen 等)
NUREG/CR-5960 (1994) ^[9]	BWR の下部プレナムには, 密に詰められた制御棒案内管があるため, 炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。(T. G. Theofanous 等)
SERG-2 ワークショップ (1996) ^[7]	物理的なジオメトリーは爆発的事象の発生に寄与しないため, BWR の α モード格納容器破損確率は, おそらく PWR より小さい。(M. Corradini)
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) ^[10]	下部プレナム構造物の存在により, 水蒸気爆発の影響を緩和する。現在の知見は, 一般に BWR では炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない。(O. Zuchuat 等)

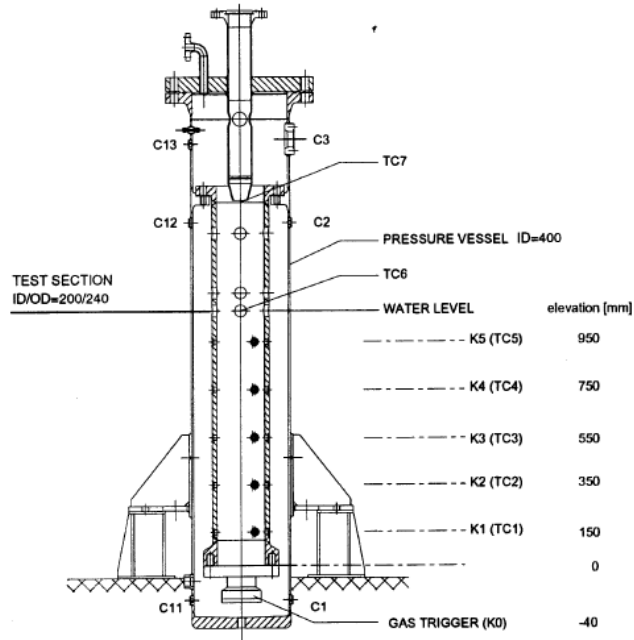
表 4 BWR 実機体系を踏まえた炉内 FCI の分析結果

炉内 FCI に影響する因子	BWR 実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内 FCI への影響
溶融物組成	溶融落下物は、金属成分を含む UO ₂ 混合物	<ul style="list-style-type: none"> ・ 模擬溶融物に UO₂ を用いた代表的な FCI 試験 (FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験) では、トリガー無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・ 溶融物に金属成分を含む場合は、粒子化が促進される (FARO 試験)。 ・ UO₂ 混合物では (融点が高いため) 過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる (KROTOS 試験の考察)。 ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる (KROTOS 試験の考察)。 	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが、粒子表面の固化、水素発生により水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では、下部プレナム冷却材は飽和温度に近い	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低サブクール水条件では、水蒸気爆発は抑制される可能性がある (ALPHA 試験, KROTOS 試験)。 ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる (FARO 試験)。 ・ 下部プレナム水が低サブクール条件の場合、デブリ落下時のボイド発生が多くなり、トリガーの伝播を阻害する可能性がある (KROTOS 試験の考察)。 	低サブクール条件では、粒子化を抑制し、ボイド発生が多くなるため、水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	<ul style="list-style-type: none"> ・ 下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため、格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。(専門家会議等の知見) 	水蒸気爆発が発生しても、構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。



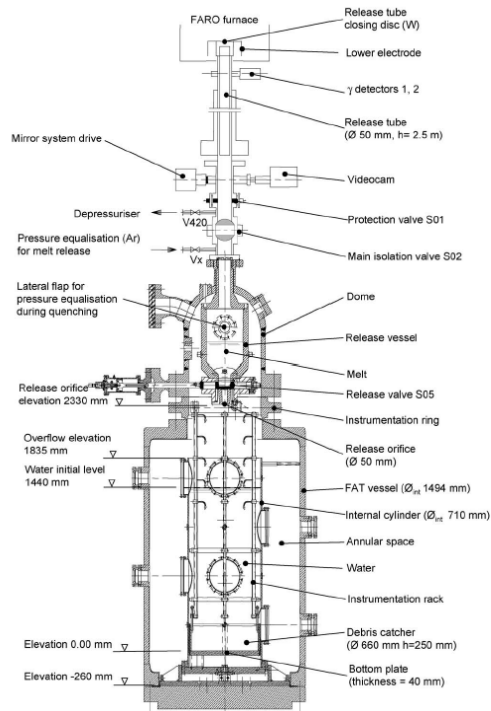
出典：参考文献[1] p. 371 Fig. 1

図 2-1 ALPHA 試験装置の概要



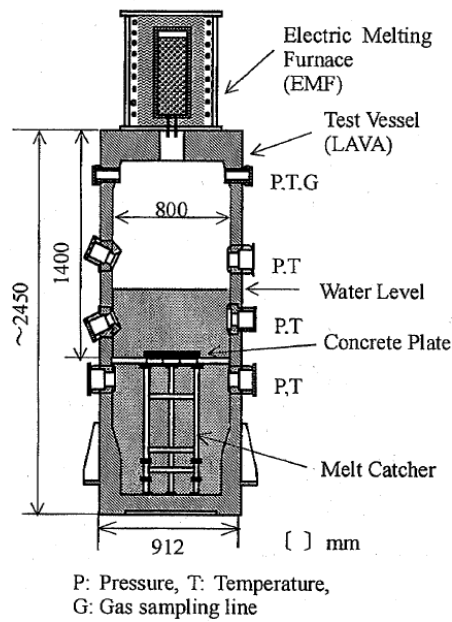
出典：参考文献[2] p. 380 Fig. 1

図 2-2 KROTOS 試験装置の概要



出典：参考文献[3] p. 1999 Fig. 1

図 2-3 FARO 試験装置の概要



出典：参考文献[5] p. 37 Fig. 1

図 2-4 COTELS 試験装置の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について

1. 溶融炉心・コンクリート相互作用のプラント損傷状態を選定する際の考慮

女川2号機の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おいては、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の評価事故シーケンスを選定する上でのプラント損傷状態（PDS）として、高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）を選定している。TQUVを選定するにあたっては、TQUVと大破断LOCA+注水機能喪失（LOCA）とを定性的に比較しており、LOCA時には、破断口から流出した冷却材が格納容器下部へ流入することで、MCCIの観点で厳しい事象ではないと考えられるため、LOCAをPDSの選定対象から除外している。

2. LOCA時に破断口から流出した冷却材の経路

関係する格納容器の構造を図1に示す。LOCAが発生し、ドライウェルに放出された冷却材は、ドレンサンプまたは格納容器下部開口部を通して格納容器下部に流入する。

3. 有効性評価のMCCIの評価事故シーケンスの選定

上記の理由より、有効性評価におけるMCCIの評価事故シーケンスは、対応時間の余裕の観点で、格納容器下部水張り完了までの時間余裕が厳しいTQUVを選定した。

一方、TQUVとLOCAを比較すると、LOCAの方が事象進展は早いため、崩壊熱が高い状態で溶融炉心が格納容器下部に落下する。したがって、LOCAの方がコンクリート侵食量はやや大きくなると考えられる。

このため、有効性評価における不確かさ評価として、LOCAをPDSとした場合の評価を行っている。評価の結果、原子炉圧力容器の破損時刻が事象発生約3.0時間後であり、TQUVをPDSとした場合の約3.8時間後に比べて早いため、格納容器下部落下時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、格納容器下部床面及び壁面の侵食量が大きくなるものの、原子炉圧力容器の支持機能が維持できることを確認している。

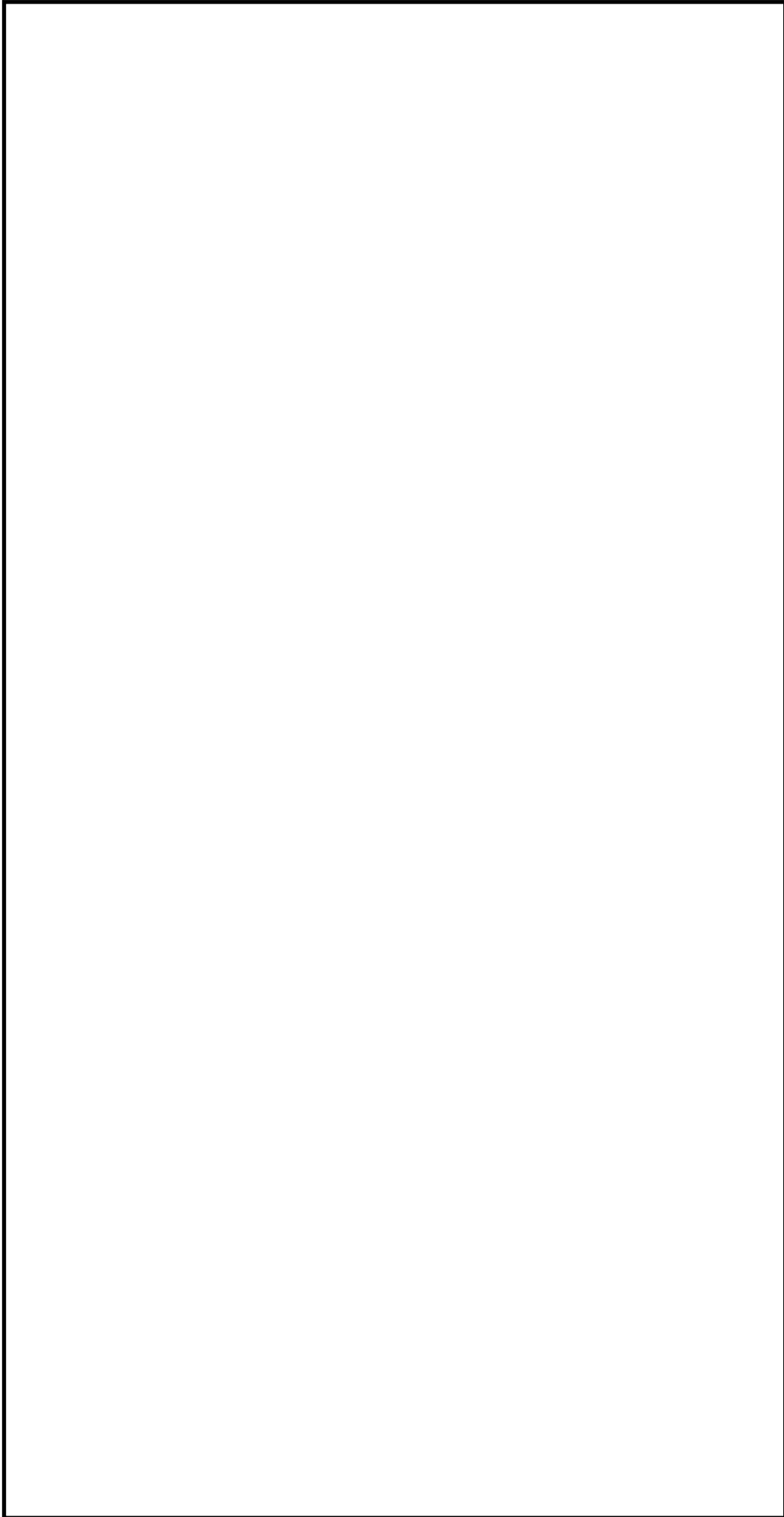


図1 格納容器の構造図 (BWR, Mark-I 改良型格納容器)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

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、第一ステップとして格納容器破損モード毎に結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第二ステップでは、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アクシデントマネジメント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）、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 評価対象 PDS の選定方法

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

- ・ LOCA は，破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のブローダウンが起こるため格納容器内の圧力上昇は厳しい。また，炉心水位の低下が早いため，炉心露出による被覆管のヒートアップにより早期にジルコニウム-水反応が起こり，大量の水素発生により，格納容器内の圧力上昇をより厳しくする。
- ・ 炉心損傷に伴って発生する高温のガスが，破断口より直接格納容器に放出されるため，格納容器内の温度上昇を厳しくする。
- ・ 事故進展が早く，緩和操作のための時間余裕が短い。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 PDS である AE のうち，①「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」を選定し，これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失（SBO）を加えることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなるシーケンスを選定している。

評価対象 PDS：AE

① 大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗
+（デブリ冷却成功）+長期冷却失敗

（注） 全交流動力電源喪失（SBO）を重畳して扱う

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象 PDS の選定方法

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

- ・過渡起因である TQUX（同様な事象進展となる PDS として TBD, TBU を含む）及び長期 TB において、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る。
- ・このうち、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を回避するための減圧操作のための時間余裕が短いのは TQUX となる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象である TQUX を代表するシーケンスとして、①「過渡事象＋高圧注入失敗＋手動減圧失敗」のシーケンスを選定している。

評価対象 PDS : TQUX

- ①過渡事象＋高圧注入失敗＋手動減圧失敗
＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生
- ②手動停止＋高圧注入失敗＋手動減圧失敗
＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生
- ③サポート系喪失＋高圧注入失敗＋手動減圧失敗
＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の観点から，TQUV（炉心損傷後の手動減圧を含む）が最も厳しい PDS となる。

- ・TQUV（TQUX における炉心損傷後の手動減圧を含む），中破断 LOCA (S1E) 及び大破断 LOCA (AE) において，原子炉圧力容器が低圧で破損するため，溶融炉心の分散量が小さく，格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多い。
- ・FCI は低水温でより厳しくなるため一次冷却水が飽和水として格納容器下部に滞留する LOCA は対象外となる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象である TQUV を代表するシーケンスとして，①「過渡事象＋高圧注入失敗＋低圧 ECCS 失敗」に加え，原子炉圧力容器破損前のペDESTAL事前水張りを想定したシーケンスを選定した。

評価対象 PDS : TQUV

- ①過渡事象+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ②過渡事象+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ③手動停止+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ④手動停止+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ⑤サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗
+ 損傷炉心冷却失敗+FCI 発生

(4) 水素燃焼

a. 評価対象 PDS の選定方法

BWR では格納容器内を窒素置換しているため、PRA ではその発生確率をゼロとして評価している。本破損モードそのものが回避可能であることを示す観点から評価を行っており、評価対象として水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなる厳しいシーケンスとして AE を選定した。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

格納容器への負荷が大きいシーケンスを選定することを主眼として、評価対象である AE を代表する①「大破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」に加え、全交流動力電源喪失 (SBO) を重畳、さらに酸素/水素混合気の原子炉格納容器フィルタベントによる事象収束を想定したシーケンスを選定した。

評価対象 PDS : AE

- ①大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗
+ (損傷炉心冷却成功) + (格納容器注水成功) + 長期冷却失敗+可燃限界到達
- (注) 全交流動力電源喪失 (SBO) を重畳して扱う

(5) 格納容器直接接触 (シェルアタック)

本原子炉施設の格納容器内でペDESTAL内から溶融炉心が拡がらない形状となっているため、格納容器直接接触 (シェルアタック) は、PRA ではその発生確率をゼロとして評価した。したがって、有効性評価の対象から除外した。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，TQUV（炉心損傷後の手動減圧を含む）が最も厳しい PDS となる。

- ・事象進展が早く，早期に炉心が損傷し，対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペDESTALに落下する。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象である TQUV を代表するシーケンスとして，①「過渡事象＋高圧注入失敗＋低圧 ECCS 失敗」のシーケンスに加え，原子炉圧力容器破損前のペDESTAL事前水張りを想定したシーケンスを選定した。

評価対象 PDS : TQUV

- ①過渡事象＋高圧注入失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ③手動停止＋高圧注入失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ④手動停止＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ⑤サポート系喪失＋高圧注入失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ⑥サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

格納容器先行破損シーケンスであり，炉心損傷防止対策の有効性評価において格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）を想定する事故シーケンスグループに含めている。

(8) 格納容器隔離失敗

格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること，及び炉心損傷防止対策が有効であることから，本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。

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あたり、各ヘディングにおいて必ず分岐をすると、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削除する。
(例：原子炉の減圧に失敗した場合、低圧炉心冷却は必ず失敗)
- ・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 時に高圧炉心冷却に成功した場合、低圧炉心冷却の成否は 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、LOCA を例に説明する。

LOCA 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すべて記載したイベントツリーを図 1 に示す。

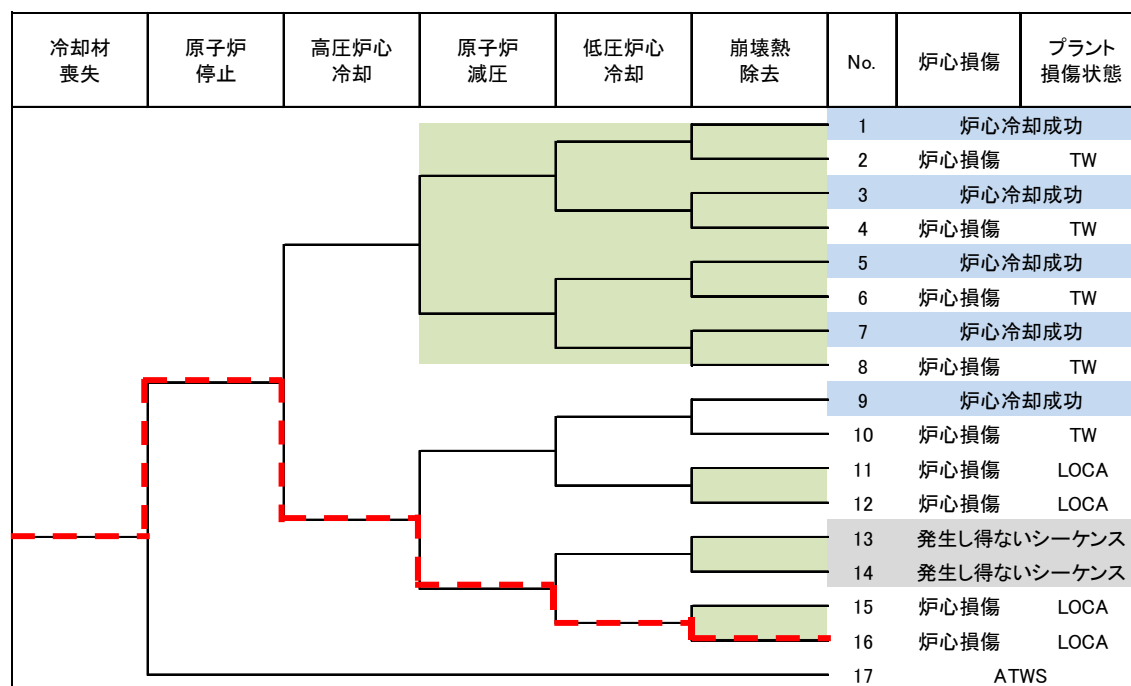


図 1 冷却材喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図 1 において、炉心冷却の成否で分類する場合、ハッチングで示した分類は集約することが出来る。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. 1～8 は高圧炉心冷却に成功するため、その後の事象進展によらず、崩壊熱除去に成功した場合は炉心冷却成功、何らかの理由により失敗した場合は崩壊熱除去

女川 2 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について

1. 目的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施した PRA の妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外の PRA 専門家によるピアレビューを実施した。今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。

2. 実施内容

今回実施した以下に示す各 PRA を対象に、日本原子力学会標準との整合性、及び、国内外の知見を踏まえた PRA 手法の妥当性について確認を行った。なお、本ピアレビューでは第三者機関から発行されている「PSA ピアレビューガイドライン（平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」（以下、「ガイドライン」という。）を参考にレビューを行った。

2.1 レビュー対象となる PRA

- ・内部事象レベル 1PRA
- ・地震レベル 1PRA
- ・津波レベル 1PRA
- ・内部事象レベル 1.5PRA
- ・停止時レベル 1PRA

2.2 レビュー体制

レビューアの選定にあたっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価する観点から、各 PRA はレビューチームのうち複数のメンバー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、今回実施したレビュー実施方法を含め PRA 全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点で PRA の経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国での PRA 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（第 1 図参照）。

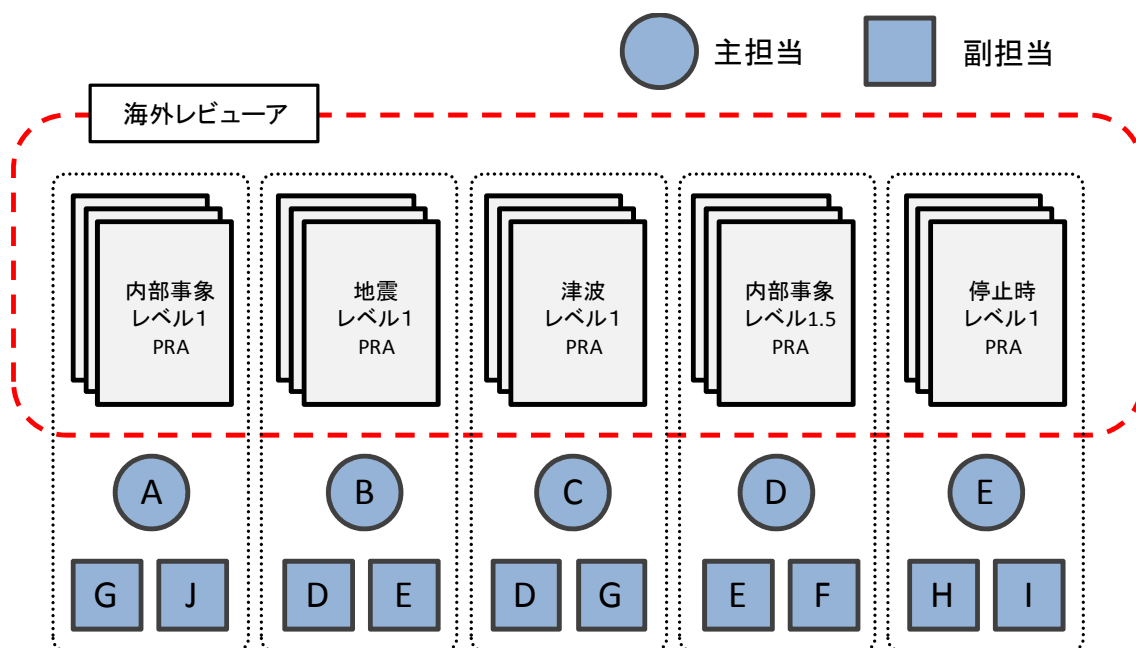
○国内レビューア：10 名

--

○海外レビューア：1 名

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



第1図 レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備（情報収集及び分析）：約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。

(2) オンサイトレビュー：約1週間

国内外のレビューアにより、各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては適宜同席したPRA実施者（当社社員、当社協力企業社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約1ヶ月

オンサイトレビューにおけるレビューアとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項に係る確認を行い、今回実施したピアレビューの実施結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月

ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアからのコメント

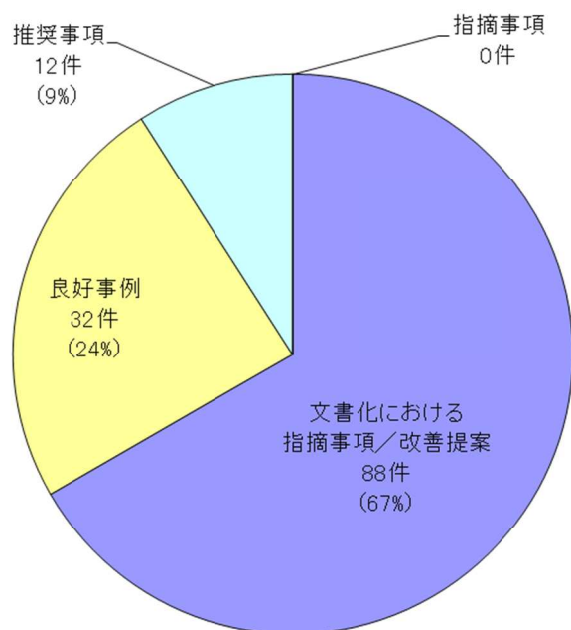
レビューの結果，国内レビューアからのコメントは以下に示すとおりであり，学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり，今回実施した PRA の評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。

一方，PRA の更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として 12 件，また，文書化における指摘事項及び改善提案として合計 88 件を受けており，これらについては今後 PRA を実施する際に有効活用していくとこととする。

主なコメント内容について以下に示す。

第1表 国内レビューアによるコメント件数 (132 件)

		内部事象 レベル 1 PRA	停止時 レベル 1 PRA	地震 レベル 1 PRA	津波 レベル 1 PRA	内部事象 レベル 1.5 PRA	合計
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		6	4	2	0	0	12
文書化	指摘事項	1	5	7	1	1	15
	改善提案	15	15	22	7	14	73
良好事例		12	11	5	3	1	32



第2図 全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1 指摘事項

今回実施した各 PRA はそれぞれの学会標準を参考に評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所や PRA の評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題はないことが確認できた。

3.1.2 推奨事項

学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、12 件の推奨事項が挙げられた。具体的には「事故シーケンスの展開」等に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。主な推奨事項の詳細については以下の通り。

<推奨事項>

①事故シーケンスの展開

イベントツリーのヘディングの設定において、最初のヘディングが「同時メンテナンスの禁止」という評価除外事象となっている。このヘディングは事故進展の展開のためではなく、事故シーケンスの定量化における排反事象の削除のために導入されたものである。排反事象の削除方法としては、RiskSpectrum[®]PSA の他の事故シーケンスの定量化機能を適用し、イベントツリーのヘディングには事故進展の展開の観点から「同時メンテナンスの禁止」を含めないようにすることを検討することを推奨する。(内部事象レベル 1 PRA, 停止時レベル 1 PRA)

(対応方針)

排反事象の削除方法として、本評価で適用している定量化手法で適切に評価できることを確認している。ただし、事故進展の観点から「同時メンテナンスの禁止」をイベントツリーのヘディングに含めないように、今後実施する安全性向上評価の PRA 実施に際して反映できるよう具体的な評価手法について調査し、検討を実施する。

3.1.3 文書化における指摘事項及び改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は 15 件、改善提案は 73 件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。文書化については実施した PRA モデルの内容を説明する上で重要な要素であることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

地震レベル 1 PRA 報告書には、具体的なプラントウォークダウンの実施内容（対象機器の選定手順等）及び結果が記載されていないため、これらを追記する必要がある。(地震レベル 1 PRA)

<文書化における改善提案>

格納容器の限界圧力及び限界温度の設定については、参考資料を明記することが望ましい。(内部事象レベル 1.5PRA)

3.1.4 良好事項

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は 32 件であった。今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。

<主な良好事例>

①システム信頼性解析

システムごとの詳細な FT 仕様書が作成され、起因事象別のモデル化の仮定及び FT の相違点が簡潔かつ明確にまとめられている。また、基事象の発生確率の算出に厳密式を用いている。さらに、共通原因故障の同定手順を明確化した上で、検討している。(内部事象レベル 1 PRA, 停止時レベル 1 PRA)

②事故シナリオの同定

直接的な被災による事故シナリオの分析に加えて、間接的な被災による事故シナリオの分析も実施している。(津波レベル 1 PRA)

3.2 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは、主に米国で実施されている PRA と日本で実施されている PRA との相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは 22 件であり、内部事象レベル 1 PRA 及び停止時レベル 1 PRA に関するコメントが多く示された。今回実施した PRA は学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外での PRA 実施状況についても適宜参考にし、より品質の高い PRA の実施に向けて今後の検討をしていく(第 2 表参照)。

<主なコメント>

①サポート系故障起因事象

本 PRA では、サポート系故障起因事象 (RSW/RCW 及び TSW/TCW の喪失) の頻度計算に“Jeffery Non-Informative Prior”法を用いている。これらの系統には実績がないことから、両方の系統は全く異なる設計であっても、同じ故障頻度を有する。系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。(内部事象レベル 1 PRA)

(対応方針)

起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を 0.5 件と仮定して評価している。原子炉補機冷却系故障のような CDF への影響が大きい起因事象については、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施す

ることでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法については海外での取扱いも調査し、検討を実施する。

②人間信頼性解析

人間信頼性解析は、運転員からの情報を取り入れているか。PRAにおいてモデル化される運転員操作について運転員にインタビューすることによって情報を得ることができる。(内部事象レベル1 PRA)

(対応方針)

今回の評価では、人間信頼性解析モデルの構築においては、運転員に対するインタビューは実施していない。運転員へのインタビューを行い、モデルに反映することで、より適切な人間信頼性解析が可能であると考えられることから、今後実施する安全性向上評価に係るPRAにおいて検討を行う。

4. まとめ

女川2号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いはあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなり得る場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。

第2表 海外レビューア的主要なコメント及び対応方針

分類	No.	コメント内容	対応方針
運転時 レベル1	1	<p>【LOCAの起因事象発生頻度評価】</p> <p>PRAにおいては大規模 LOCA の発生位置が特定されていないが、原子力規制委員会 (NRA) のコメントへの回答として、大規模 LOCA の発生位置が特定され、非常用炉心冷却設備 (ECCS) 配管と RPV に接続される「他の」配管に、それらの配管の溶接線の数と寸法に基づいて LOCA の発生頻度を割り当てることにより、感度解析が行われた。RPV に接続される配管への大規模 LOCA 発生頻度の割り当てにおいては、配管の運転温度、運転圧力といった他のファクターもまた考慮しなければならぬ。他の方法として、大規模 LOCA を引き起こしうる RPV に接続される全ての配管に、同等に大規模 LOCA 発生頻度を割り当てる方法を提言した。</p> <p>一つの LOCA 起因事象の代わりに、分離した大規模 LOCA 起因事象に、上記の提言に基づいて発生頻度の割当てることによってモデリングされることを推奨する。</p>	<p>LOCA 事象について、ベースケースの評価では具体的な破断箇所を設定せずに評価しているため ECCS 配管破断による LOCA を考慮した場合、非保守的な評価となる懸念があったため、感度解析として ECCS 配管の溶接線の数と配管径に基づく評価を実施したものであり、評価の結果、ベースケースと大きな差異がないことを確認できた。</p> <p>この感度解析は絶対的なものではなく大まかな感度を見るために実施したものであるが、指摘された「配管の運転温度、運転圧力」を考慮しても大きな差が発生するとは考えにくい。</p> <p>従って、本 PRA の目的に対しては、既報告の内容で問題ないと判断したが、LOCA の個別評価については、海外知見を参考に、今後詳細を検討していく。</p>
	2	<p>【実績のない場合の起因事象発生頻度評価】</p> <p>本 PRA では、サポート系故障起因事象 (RSW/RCW 及び TSW/TCW の喪失) の頻度計算に “Jeffery Non-Informative Prior” 法を用いている。これらの系統には実績がないことから、両方の系統は全く異なる設計であっても、同じ故障頻度を有する。系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。</p>	<p>起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を 0.5 件と仮定して評価している。原子炉補機冷却系故障のような CDF への影響が大きい起因事象については、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法については海外での取扱いも調査し、検討を実施する。</p>
	3	<p>【人的過誤の評価】</p> <p>人間信頼性解析は、運転員からの情報を取り入れられているか。PRA においてモデル化される運転員操作について運転員にインタビューすることによって情報を得ることができる。</p>	<p>今回の評価では、人間信頼性解析モデルの構築においては、運転員に対するインタビューは実施していない。運転員へのインタビューを行い、モデルに反映することで、より適切な人間信頼性解析が可能であると考えられることから、今後実施する安全性向上評価に係る PRA において検討を行う。</p>
	4	<p>【人的過誤の依存性評価】</p> <p>運転員の操作 (復旧もしくは緩和のための) が運転停止 PRA においては重要であることから、運転員の操作への依存性に注目しなければならぬ。同じタイプの運転員の長時間 (数時間) の操作は独立したものとみなされ、最初の操作に失敗した後の回復の操作が有効になりうる。</p>	<p>本 PRA では、コメントの通りモデル化しているが、今後の PRA 評価においては、「運転員の操作への依存性」に注目した、運転員へのインタビューを含めた検討を実施する。</p>
停止時 レベル1	5	<p>【人的過誤の依存性評価】</p> <p>一連の表示/警報によるプラント状態の診断の失敗は、長時間を経ての別の一連の表示/警報によるプラント状態の診断の失敗を必然的に引き起こすと仮定される。</p> <p>停止時 PRA における LOCA 診断 (7.1E-07 の HEP) における操作の失敗に関する詳細の計算情報を要求した HEP の計算は、RPV の低水位の兆候と圧力抑制室の高水位警報を、LOCA 状態を診断する 2 つの独立した証拠として考慮に入れ、その結果、LOCA 状態の診断における 2 つの運転員の誤りがモデリングされた。故</p>	<p>認知失敗は運転員の計器の読み取り等によるものであり、一方、リカバリは警報によるものであることから、両者が独立であると判断している。</p> <p>また、本評価の LOCA における最も寄与割合の大きいシーケンスは RHR 切替時の LOCA であり、これを重要事故シーケンスとして選定している。「RPV の低水位と圧力抑制室の高水位警報を一組の兆候として扱った場合」でも最も寄与割合の大きなシーケンスは変わらず、重要事故シーケンスとして選定したシナリオに変更はないことを感度解析により確認している。</p> <p>従って、本 PRA の目的に対しては、既報告の内容で問題ないと判断したが、</p>

第2表 海外レビューア的主要なコメント及び対応方針

分類	No.	コメント内容	対応方針
		<p>障診断に対する全体の HEP は2つの運転員の誤り事象の種に等しい。LOCA 状態の診断は制御室の運転員達によって行われるため、RPV の低水位と圧力制御室の高水位警報は、制御室の運転員によって LOCA 状態を識別する、一組の兆候として扱うべきである。多様な兆候と警報は LOCA 状態を診断する運転員の能力に対して、良い影響を与えることに留意すること。</p>	<p>今後の PRA 評価において、診断の独立性についてのモデル化方法を検討する。</p>
	6	<p>【プラント固有データの活用】 RHR 喪失、RHR サポート喪失とオフサイト電源の喪失の起因事象頻度は日本の BWR 向けに開発された一般的なパラメータが使われたことが示された。RHR システムの設計は女川2号炉特有のものであることから、RHR 喪失と RHR サポート喪失に関しては、起因事象の頻度/確率を計算するのにフォーカストツリー法が使用されるべきである。日本の各原子力発電所はそれぞれ異なる LOSP 頻度を有していると考えられることから、同様に LOSP の起因事象に関しても、その頻度/確率は女川2号炉のサイト特有であるべきである。</p>	<p>海外レビューアのコメントの通りシステムの解析による起因事象発生頻度の算出が有効であると考えられるが、当コメントに関わるのは起因事象発生頻度のみであり、重要事故シナリオの選定にあたっては問題ないと判断した。今後の PRA 評価において起因事象発生頻度の評価手法へのフォーカストツリー法の適用可否検討を実施する。</p>
	7	<p>【フラジリティ評価手法】 システム、トレインや機器のフラジリティを代表するのに、システム、トレインや機器に関連する（もつとも弱いフラジリティを有する）一つの構成要素を使用するのは楽観的である。例えば、あるポンプの地震フラジリティが、ポンプに関連する機器の中のもつとも弱いフラジリティによって代表されるのが楽観的であるのと同じである。ポンプのフラジリティ（破損頻度）はポンプに関連する全ての要素のフラジリティ（破損頻度）を結合して計算すべきである。</p>	<p>保守的にシステム、トレインを構成する機器は全て独立として考慮すべきとコメントであるが、実際はシステム、トレインを構成する機器間にも地震時の相関があると考えられる。現時点の知見では相関性の度合いを評価する手法が確立されておらず、今後の技術的課題と考える。</p> <p>このため、最も耐震性が弱い機器を代表とし、これ以外の機器の故障確率の影響は小さいとして評価している。相関性の度合いを評価する手法については、引続き動向を注視し、適用性を検討していく。</p>
地震 L 1	8	<p>【地震起因の LOCA 発生頻度評価】 炉心損傷を引き起こすような支配的な地震事故シナリオは、地震によるオフサイト電源の喪失と、地震起因の SRV の開失敗によって起きる大規模 LOCA である。この大規模 LOCA 事故シナリオは炉心損傷に直接つながる Excessive LOCA (E-LOCA) に分類される。</p> <p>上記の事故シナリオに加えて、地震事象によって発生する他の事故シナリオが多く存在する。例えば、小規模 LOCA、中規模 LOCA 又は大規模 LOCA につながる地震によって誘発される配管の損傷がある。これらの LOCA 事象もまた、炉心損傷に直接つながる E-LOCA に分類された。地震によって生じる LOCA 事象を E-LOCA に分類することはあまりに保守的過ぎるかもしれない。この保守性が今回の解析結果より更に重要になりうるような他の事故シナリオを隠し、覆ってしまうかもしれない。</p>	<p>現評価では、S/R 弁の開失敗時及び格納容器内配管の同時損傷時の漏洩量の特定が困難であるため、E-LOCA に包絡している。このため、技術成熟に期待するところがあるが、今後の PRA 実施に向け、国内の議論や海外知見を収集しながら、当社 PRA モデルへの適用を検討することとする。</p> <p>なお、このモデル化においては、地震事象によって発生するさらなる重要な事象が存在しないことを、発生頻度が十分小さいことを確認した上でこのようなモデル化を行っている。</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>(はじめに) 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）（以下、「解釈」という。）第3章第37条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価(以下、「PRA」という。))に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p> <p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について 新規制基準では、「解釈第3章第37条（重大事故等の拡大の防止等）「1-1(a)及び(b)」,「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シナシナグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シナシナグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<p>従来より定期安全レビュー(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の評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有するレベル1地震PRA及びレベル1津波PRAを適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シナシナグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2.事故シナシナグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。(事故シナシナグループ及び重要事故シナシナグループ等の選定について 別紙1有効性評価の事故シナシナグループ選定における外部事象(地震・津波以外)の考慮について)</p>
<p>2. PRAの評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置(変更)許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があるが、評価対象を明示すること(例:下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シナシナグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、設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。</p> <p>また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。(2.事故シナシナグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>3. レベル 1 PRA</p> <p>3.1 内部事象</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時 PRA のみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p> <p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象リスト，説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起回事象と，対象外とした理由</p>	<p>①PRA の中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。(3.1.1.a. 対象プラント)</p> <p>②停止時 P R A で記載</p> <p>③停止時 P R A で記載</p> <p>①</p> <p>●通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また，その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.1.b. 起回事象 ① (1) 起回事象の選定)</p> <p>●PRA で考慮する起回事象を国内外の評価事例をもとに選定し，主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化にあたっては，事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。(3.1.1.b. 起回事象① (4) 起回事象の発生頻度評価，(3) 起回事象のグループ化)</p> <p>●発生の可能性が極めて低いか，または発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は除外した。(3.1.1.b. 起回事象① (2) 同定した起回事象の除外)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●起回事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使用時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性</p>	<p>①</p> <p>●以下を満足できない場合，炉心損傷と判定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料被覆管の最高温度が 1200℃以下であること ・燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること <p>(3.1.1.c. 成功基準 ① (1) 炉心損傷判定条件)</p> <p>●成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。(3.1.1.c. 成功基準① (2) 起回事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価，設定した。また，使用時間については事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて，プラントを安定な状態とすることが可能な時間として一律 24 時間と設定した。(3.1.1.c. 成功基準① (3) 対処設備作動までの余裕時間及び使用時間)</p> <p>●成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては，原子</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>d. 事故シケケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング, 事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており, 検証が行われていることを確認した。(3.1.1.c. 成功基準① (4) 熱水力解析等の解析結果, 及び解析コードの検証性)</p> <p>①各起因事象に対して, 炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し, 炉心損傷に至る事故シケケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって, 以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し, 最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.1.d. 事故シケケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p> <ul style="list-style-type: none"> ③ システム信頼性評価の結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合) <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し, それぞれのシステムごとに概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.1.e. システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について, フォールトツリーを作成し, 信頼性を評価した。(3.1.1.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について, 起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し, 主要なミニマルカットセットの評価も実施した。(3.1.1.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④制御棒挿入失敗確率, S/R 弁開放失敗確率, S/R 弁再閉鎖失敗確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており, その根拠を明確にした。(3.1.1.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 ● 機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) ● 機器故障率パラメータの一覧 (故障モード, 故障率等) ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 	<p>①非信頼度を構成する要素としては, 機器故障率データ, 共通要因故障パラメータ, 試験又は保守作業による待機除外確率等があり, それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては, 原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA に従い, 機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類を行った。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では外部電源の復旧に期待している。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>④待機除外確率は保守作業による待機除外を考慮しており，保守頻度と平均修復時間から確率を算出した。(3.1.1.f.信頼性パラメータ ④ 待機除外確率)</p> <p>⑤共通要因故障の発生要因を分析し，考慮するものについては MGL パラメータを使用した。(3.1.1.f.信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>① 人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し，さらに起回事象発生前は復旧忘れ，起回事象発生後は診断失敗，操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については，事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお，発電所の運用を，人的過誤評価の主要な仮定に反映した。(3.1.1.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナシケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナシケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナシケンスの分析 <p>③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum®PSA を用いてイベントツリー解析，フォールトツリー解析を行い，炉心損傷頻度の算出を行った。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 全炉心損傷頻度，起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナシケンスを整理し，結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル 1PRA では不要であるが，レベル 1.5 PRA を実施するために算出した。(レベル 1.5PRA 資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度)</p> <p>③ 炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，PRA 結果の活用目的である事故シナシケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>3.1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>● 設計基準事故対処設備であり，重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時 PRA のみ）</p> <p>● プラント状態分類の考え方</p> <p>● プラント状態の分類結果</p>	<p>①PRA の中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ(水位)，温度，圧力などのプラントパラメータの類似性，保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性，起回事象，成功基準，余裕時間に関する類似性の観点から，分類を行った。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <p>● 起回事象リスト，説明及び発生頻度</p> <p>● 起回事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と，対象外とした理由</p>	<p>①</p> <p>● 通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また，その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b. 起回事象 ①(1)起回事象の選定，(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● PRA で考慮する起回事象をプラント状態分類 (POS) 毎に同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・既往の PRA 等による，国内外における起回事象に関する評価事例の分析 <p>(3.1.2.b. 起回事象 ①(3)起回事象のグループ化，(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● 発生の可能性が極めて低いか，または発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起回事象 ①(2)同定した起回事象の除外)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <p>● 炉心損傷の定義</p> <p>● 起回事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析コードの検証結果，及び解析コードの検証性</p>	<p>①</p> <p>● 「有効燃料長頂部が露出した状態。」と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件)</p> <p>● 注水機能及び除熱機能の観点から，成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起回事象ごとの成功基準)</p> <p>● 運転員操作を必要とする設備の時間余裕について評価，設定した。また，事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて，プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を 24 時間と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</p> <p>● 成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。(3.1.2.c. 成功基準 ①(4)熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>d. 事故シナケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング, 事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>①各起因事象に対して, 炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し, 炉心損傷に至る事故シナケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって, 以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し, 最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.2.d. 事故シナケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p> <ul style="list-style-type: none"> ③ システム信頼性評価の結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合) <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し, それぞれのシステムごとに概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について, フォールトツリーを作成し, 信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について, 起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し, 主要なミニマルカットセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果)</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 ● 機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) ● 機器故障率パラメータの一覧 (故障モード, 故障率等) ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 ④ 待機除外確率 	<p>①非信頼度を構成する要素としては, 機器故障率データ, 共通要因故障パラメータ, 試験又は保守作業による待機除外確率等があり, それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては, 原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA に従い, 機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類を行った。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では外部電源の復旧に期待している。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④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。系統や機器の待機除外状態は, POS の中で直接考慮した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>⑤ 共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについては MGL パラメータを使用した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>● 人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>● 人的過誤評価結果</p> <p>● 人的過誤評価用いた主要な仮定</p>	<p>① 人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し、さらに起回事象発生前は復旧忘れ、起回事象発生後は診断失敗、操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお、発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。(3.1.2.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <p>● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析</p> <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum®PSA を用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 全炉心損傷頻度、起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル 1PRA では不要なため、評価を省略した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ② 炉心損傷頻度)</p> <p>③ 炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シナリオスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>3. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>● 地震 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <p>● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</p> <p>● 事故シナリオと起回事象の分析結果</p> <p>● 建物・機器リストの作成結果</p> <p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <p>● 新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明</p> <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <p>● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明</p> <p>● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明</p>	<p>① 内部事象レベル 1PRA において収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により地震 PRA に必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、女川原子力発電所 2 号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 <p>(3. 2. 1. 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)</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉建屋損傷 ・圧力容器損傷 ・格納容器損傷 ・ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (ELOCA) ・隔離失敗 ・制御建屋損傷 ・計測・制御系喪失 ・制御建屋空調系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源・補機冷却系喪失 <p>地震 PRA の評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起回事象を引き起こす設備 ・起回事象を緩和する設備 <p>(3. 2. 1. a. 対象プラントと事故シナリオ ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p> <p>① 日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」の方法に基づき評価した。(3. 2. 1. b. 確率論的地震ハザード ①確率論的地震ハザード評価の方法)</p> <p>② 特定震源モデルに基づく評価のうち、海溝型地震については、東北地方太平洋沖型地震及び宮城県沖地震を特定地震として神田 (2012) や浅野 (2012) 等に基づきモデル化し、内陸地殻内地震については、敷地から 100km 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 の活断層と敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層を特定震源としてモデル化した。領域震源については、海溝型地震、内陸地殻内地震ともに、その区分、対象領域の最大マグニチュー</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>ドを地震調査研究推進本部（2013）に基づき設定しモデル化した。地震動伝播モデルは Noda et al.（2002）による距離減衰式を用い、観測記録を用いた補正及び内陸補正を考慮した。</p> <p>震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて設定した各モデル及び認識論的不確かさを要因をロジックツリーに展開した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、地震規模は過去の地震や地震調査研究推進本部（2013）を参考に設定し、その他は等配分とした。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ② 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定）</p> <p>③ 上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率毎のハザードスペクトルを比較した。</p> <p>フラジリティ評価用地震動の経時特性を基準地震動 Ss-1 の策定と同様に M=8.0、等価震源距離 X e q =81.6km として設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ③ 評価結果）</p>
<p>c. 建物・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 評価対象と損傷モードの設定 (2) 評価方法の選択 (3) 評価上の不確かさ、応答係数等の設定 (4) 現実的耐力の評価 (5) 現実的応答の評価 (6) フラジリティの評価 <p>建物フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を評価方法として採用した。</p> <p>また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷モードについては、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。（3.2.1.c. 建物・機器フラジリティ）</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>d. 事故シナケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起因事象と，対象外とした理由 ● 地震固有の事象とその取扱い <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シナケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング，事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p>	<p>(1)</p> <p>① 3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象を対象とした。グループ化した起因事象及び対象外とした起因事象はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉建屋損傷 ● 格納容器損傷 ● 圧力容器損傷 ● 制御建屋損傷 ● 計測・制御系喪失 ● 制御建屋空調系喪失 ● 直流電源喪失 <p>②階層イベントツリーのヘディングは，内部事象レベル 1 PRA と地震 PRA との境界を明確にするために地震による外部電源喪失を先頭とし，以降，各起因事象を発生時の影響の大きい順に配列した。</p> <p>(3.2.1.d.事故シナケンス①起因事象)</p> <p>(2)</p> <p>① 炉心損傷の定義，炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象レベル 1 PRA と相違がない。ただし，同様の系統は完全相関を仮定しているため，事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また，緩和手段のない起因事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象レベル 1 PRA と同様に 24 時間とし，地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.1.d.事故シナケンス②成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>①ヘディングは，地震に引き続き発生する，プラントの事故に至る起因事象，緩和機能に関わるシステム及び運転員操作と事故進展に影響する重要な設備状態を選定し，以下のイベントツリーを作成した。また，炉心損傷防止の観点から，「原子炉停止機能」，「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し，最終状態を事故シナケンスグループとして分類した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 階層イベントツリー ● 外部電源喪失時イベントツリー ● 全交流動力電源喪失時イベントツリー <p>(3.2.1.d.事故シナケンス③事故シナケンス)</p> <p>(4)</p> <p>① 3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」で作成した建屋・機器リストに記載の</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>● 評価対象システム一覧</p> <p>● 系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定</p> <p>● B 及び C クラス機器の取扱い</p> <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <p>● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>● 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合)</p> <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>● 人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>● 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い</p> <p>● 人的過誤評価用いた主要な仮定</p> <p>● 人的過誤評価結果</p> <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <p>● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析</p> <p>③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル IPRA と同じである。また，原子炉炉冷却材圧力バウンダリに接続する格納容器外の耐震重要度 B クラス配管，燃料移送系，軽油タンクを除き耐震重要度 B 及び C クラスの設備には期待していない。</p> <p>② 同様の系統及び機器については，系統間または機器間で完全相関を仮定した。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を仮定した。</p> <p>③ 起因事象の原因となる設備及び起因事象を緩和する設備は，内部事象レベル 1 PRA におけるシステム信頼性評価の結果及び，地震の影響を受ける可能性のある設備は，建屋・機器フラジリティ評価の結果も考慮して信頼性評価を実施した。ミニマルカットセットについては，FT に対しては算出していないが，事故シナリオに対しては，評価結果に基づき主要なミニマルカットセットをまとめた。</p> <p>④ 本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。</p> <p>(3.2.1.d. 事故シナリオ④システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>① 起因事象発生前の人的過誤は試験・保守作業後の復旧ミスであり，事象発生の起因が地震であっても変わることがないため，内部事象レベル IPRA の検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は地震発生後の対応操作に対する過誤であり，事象発生の起因が地震であっても変わらないことではないため，内部事象レベル 1 PRA で対象とする人的過誤を考慮した。ただし，地震後数時間以内の対応を要する作業においては，高ストレスを考慮した。(3.2.1.d. 事故シナリオ⑤人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>① フォールトツリー結合法によりミニマルカットセットを作成し，加速度毎の炉心損傷頻度を算出した。また，それらを全加速度区間にわたり積分することで全炉心損傷頻度を算出した。なお評価地震動範囲は 0.0G～3.0G とした。</p> <p>② 上述した手順でモデルを定量化し，全炉心損傷頻度，及び起因事象別，加速度区分別，事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度を算出し，主要なミニマルカットセットと評価結果を分析した。</p> <p>③ 地震ハザード，フラジリティやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため，不確実さ解析を行った。重要度解析では，FV 重要度による評価を行った。また，感度解析は，機器間の相関性に係る評価上の仮定，及び炉心損傷頻度に有意に影響のある機器のフラジリティに関して，実施した。(3.2.1.d. 事故シナリオ⑥炉心損傷頻度)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>3.2 外部事象（津波）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起回事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 <p>b. 津波ハザード</p> <p>① 津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 <p>② 津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ● 不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	<p>① 内部事象レベル 1PRA において収集したプラント構成・特性等に関する情報の他，配置関連設計図書等により津波 PRA に必要な情報を収集・整理した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため，及び検討したシナリオの妥当性を確認するために，女川原子力発電所 2 号炉においてプラントウォークダウンを実施し，以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波影響 ・間接的被害の可能性 <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し，スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し，以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却海水系機能喪失 ・敷地及び建屋内浸水 <p>また，津波 PRA の評価対象設備を以下のように分類し，建物・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起回事象を引き起こす設備 ・津波防護施設／浸水防止設備 ・起回事象を緩和する設備 <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p> <p>① 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は，日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下，「原子力学会標準」という。），「確率論的津波ハザード解析の方法」（平成 23 年 9 月 社団法人 土木学会 原子力土木委員会 津波評価部会）（以下，「土木学会（2011）」という。）及び 2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて実施した。（3.2.b①確率論的津波ハザード評価方針）</p> <p>② 津波発生モデルは，原子力学会標準に示される日本海溝沿い及び千島海溝（南部）沿い海域の津波発生領域に加え，2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見を踏まえ，典型的なプレート間地震と津波地震の連動型地震を考慮するとともに，複数の津波発生領域を震源域とする地震についても考慮した。</p> <p>上述した各津波発生モデルに対して，不確実さ要因分析を行い，それに基づきロジックツリーを作成した。</p> <p>重みの設定に当たっては，ロジックツリーのうち原子力学会標準及び土木学会（2011）の分岐を流用するものについては，「確率論的津波ハザード解析の方法（案）（平成 21 年 3 月）」（平成 21 年 3 月 社団法人 土木学会 原子力土木委員会 津波評価部会）に示されている重みを準用した。新たに追加した分岐や原子力学会標準及び土木学会（2011）の分岐から修正した分岐に対しては，原子</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>③ 津波ハザード評価結果</p> <p>● 作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明</p> <p>● 津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明</p>	<p>力学会標準を参考にするとともに、重み設定に必要な関連情報を収集して設定した。(3.2.2.b①確率的津波ハザード評価方針, ②津波発生領域の設定)</p> <p>③ ロジックツリーを基に津波ハザード解析を行い、ハザード曲線として取りまとめた。基準津波の敷地前面位置における最高水位の年超過確率は10^{-4}程度である。</p> <p>フラジリティ評価用津波水位変動は、検討対象とする津波水位（=年超過確率）に最も寄与度が大きい津波波源の断層モデルのすべり量を調整して作成した。(3.2.2.b③確率論的津波ハザード評価結果)</p>
<p>c. 建物・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <p>● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布</p> <p>● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】</p> <p>● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】</p> <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <p>● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布</p> <p>● 基準地震動による地震力及び基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】</p> <p>● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答及び基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】</p> <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>①～⑥</p> <p>3.2.2.a②で作成した建物・機器リストに記載の設備に対して津波による損傷モードを検討した結果、フラジリティは以下のように評価された。フラジリティ曲線はステップ状を仮定し、不確かさは考慮していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 主変圧器等、燃料移送ポンプ, RSW/HP5W ポンプ ⇒敷地内浸水の開始と同時に没水して機能喪失 ・ 防潮堤 ⇒0.P.38.6m を超える津波高さで波力により機能喪失 ・ 起因事象を緩和する設備（建屋内） ⇒建屋内浸水に伴う没水で機能喪失 ・ 建屋の浸水防止設備 ⇒0.P.38.6m の津波高さまでは機能喪失しない <p>(3.2.2.c 建物・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定, ②フラジリティの検討結果について)</p>
<p>d. 事故シナリオ</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト, 説明及び発生頻度</p> <p>● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果</p> <p>● グループ化している場合にはグループ化の考え方, 発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起因事象と, 対象外とした理由</p> <p>● 津波固有の事象とその取扱い</p>	<p>(1)</p> <p>① 3.2.2.a②「津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象が評価対象であり, 各起因事象の発生頻度は, 当該津波分類での津波発生頻度と同じである。津波高さ 0.P.38.6m 以上にて防潮堤の機能喪失に伴い発生する「敷地及び建屋内浸水」を津波特有の起因事象とした。</p> <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析, 3.2.2.d 事故シナリオ d(1)起因事象 ①評価対象とした起因事象の発生頻度)</p>

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 成功基準の一覧 ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シナケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング，事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● 系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B 及び C クラス機器の取扱い <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合) ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 <p>(5) 人的過誤</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い 	<p>② 選定した起因事象の他，炉心損傷への影響が大きい事故シナリオを考慮して階層イベントツリーを作成した。(3.2.2.d 事故シナケンス d(1)起因事象 ②階層イベントツリーとその説明)</p> <p>(2)</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 炉心損傷防止の成功基準は，内部事象レベル IPRA と津波 PRA では相違がないため，内部事象レベル IPRA で設定した成功基準を用いた。ただし，「敷地及び建屋内浸水」については緩和不能と想定し，成功基準は設けていない。使命時間については内部事象レベル IPRA と同様に 24 時間とし，津波で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.2.d 事故シナケンス d(2)成功基準 ①成功基準の一覧) <p>(3)</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 起因事象発生後の事故進展は内部事象と同等と考えられるため，内部事象レベル IPRA と同じ緩和設備を考慮し，「外部電源喪失」及び「原子炉補機冷却海水系機能喪失」が重畳して発生する全交流動力電源喪失のイベントツリーを作成した。(3.2.2.d 事故シナケンス d(3)事故シナケンス ①イベントツリー) <p>(4)</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 3.2.2.a②で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル IPRA と同じである。(3.2.2.d 事故シナケンス d(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) <p>② フロントライン系及びサポート系の機器間の相関は内部事象レベル IPRA と同じである。(3.2.2.d 事故シナケンス d(4)システム信頼性 ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い)</p> <p>③ 起因事象を緩和する設備のシステム信頼性は，内部事象レベル IPRA と同じである。津波の影響を受ける可能性のある設備は，建屋・機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を実施した。(3.2.2.d 事故シナケンス d(4)システム信頼性 ③システム信頼性評価結果)</p> <p>④ 本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。 (3.2.2.d 事故シナケンス d(4)システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p> <p>(5)</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 起因事象発生前の人的過誤については試験・保守作業後の復旧ミスであり，事象発生時の起因が津波

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 (6) 炉心損傷頻度 <ul style="list-style-type: none"> ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度結果 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析 	<p>であつても変わることがないため, 内部事象レベル 1PRA の検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤については, 津波退避時の原子炉建屋外壁扉の閉め忘れの確率を THERP 手法を用いて評価した。(3.2.2.d 事故シナリオ d(5) 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果)</p> <p>(6)</p> <p>① 計算コード RiskSpectrum[®]PSA を用いてフォールトツリー結合法により炉心損傷頻度を評価した。 (3.2.2.d 事故シナリオ d(6) 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 上述した手順でモデルを定量化し, 津波高さ別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度を評価した。また, 全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な事故シナリオを抽出し, その内容を分析した。 (3.2.2.d 事故シナリオ d(6) 炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度結果)</p> <p>③ 津波ハザードやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため, 不確実さ解析を行った。重要度解析については, 津波 PRA の評価対象となる高さ 0.P.29m 以上の津波では必ず炉心損傷に至ることから, 有益な結果が得られないため実施していない。 (3.2.2.d 事故シナリオ d(6) 炉心損傷頻度 ③重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析, ④感度解析)</p>

s		女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>4. レベル 1. 5 PRA</p> <p>4.1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置, 形状・設備容量, 事故への対処操作, 燃料及びデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性) 	<p>① 対象プラントの機器・系統配置, 形状・設備容量, 事故への対処操作, 燃料及びデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性)</p>	
<p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル 1 の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル 1 結果との関係 (レベル 1 の最終状態と分類が異なる場合) <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態ごとの発生頻度 	<p>① 内部事象レベル 1 PRA で得られた炉心損傷状態に至る全ての事故シナリオを, 事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類することにより, プラント損傷状態の考え方を示し, プラント損傷状態の一覧, 内部事象レベル 1 の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果, 及び内部事象レベル 1 結果との関係を整理した。(4.1.1.b. ①プラント損傷状態の一覧)</p> <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。(4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)</p>	
<p>c. 格納容器破損モード</p> <p>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	<p>① 事故進展図により, 事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し, その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。(4.1.1.c. 加格納容器破損モード)</p>	
<p>d. 事故シナリオ</p> <p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>② 格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した, 重要な物理化学現象, 対処設備の作動・不動作, 運転員操作 (レベル 1 との整合性を含む), ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果 	<p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方, 格納容器イベントツリー構築のプロセスを説明した。(4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス)</p> <p>② 事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して, 事象進展順等のヘディング間の相関を考慮してヘディング順序を決定することにより, 格納容器イベントツリーを構築すると共に, 格納容器イベントツリー終状態に, 健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。(4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)</p>	

女川原子力発電所 2 号炉の対応状況	
s	
<p>e. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明 ● 事故シナリオ選定の考え方 ● 事故進展解析の解析条件 ● 解析対象とした事故シナリオ一覧 ● 対象事故シナリオの説明 ● 有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 <p>② 事故シナリオの解析結果</p>	<p>①操作の時間余裕の厳しさ、または緩和系が機能しない状態で格納容器が過圧又は過温破損に至るシナリオを選定することを考え方として示し、事故進展解析の解析条件、解析対象とした事故シナリオ一覧、対象事故シナリオの説明について整理した。(4.1.1.e. 事故進展解析)</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻や時間余裕の検討結果を整理した。 (4.1.1.e. ②事故シナリオの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ③ 格納容器破損頻度の評価結果 <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率値またはフォールトツリーを入力し、プラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードには RiskSpectrum@PSA を用いた。(4.1.1.f ①格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②格納容器イベントツリーのヘディングの種類を、緩和操作と物理化学現象の 2 つに分類することにより、各々に対して、分岐確率の算出方法を整理し、分岐確率を求めた。(4.1.1.f. ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率)</p> <p>③全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析、起因事象別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。(4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果)</p>
<p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 不確実解析結果 ② 感度解析結果 	<p>①不確実さ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確実さ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確実さ解析)</p> <p>②外部電源復旧に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。(4.1.1.g. ②感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>4.2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路など ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（地震、津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③ 地震ハザード評価結果 ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>同上</p>
<p>c. 建物・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【機能損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>同上</p>

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 PRA の対応状況

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル 1 の事故シケケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル 1 結果との関係（レベル 1 の最終状態と分類が異なる場合） <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>	<p>地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的な PRA 手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であって内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>e. 格納容器破損モード</p> <p>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	<p>同上</p>
<p>f. 事故シケケンス</p> <p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>② 格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不動作（レベル 1 との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け 	<p>同上</p>
<p>g. 事故進展解析</p> <p>① 解析対象とした事故シケケンスと対象事故シケケンスの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シケケンス選定の考え方 ● 選定した事故シケケンスと説明 ● 事故進展解析の解析条件 ● 有効性評価の対象シケケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>② 事故シケケンスの解析結果</p>	<p>地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的な PRA 手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であって内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 使用した分岐確率 <p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 	<p>同上</p>

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 PRA の対応状況

<p>「PRA の説明における参照事項」の記載内容</p>	<p>女川原子力発電所 2 号炉の対応状況</p>
<ul style="list-style-type: none"> ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 i. 不確かさ解析及び感度解析 <ul style="list-style-type: none"> ① 不確か解析結果 ② 感度解析結果 	<p>同上</p>

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 PRA の対応状況

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ピアレビュー</p> <p>① ピアレビューチーム及びメンバー構成</p> <p>●海外の専門家も含めたメンバーであること</p> <p>② ピアレビューの手順</p> <p>③ ピアレビューの結果</p> <p>④ ピアレビュー結果の PRA への反映状況</p> <p>c. 品質保証</p> <p>① PRA を実施するに当たって行った品質保証活動</p> <p>●PRA の実施体制</p> <p>●更新、記録管理体制</p>	<p>①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合，専門家判断を実施した。</p> <p>②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し，専門家判断を実施した。</p> <p>①レビューの選定に当たっては，専門性，経験，独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して選定している。</p> <p>●今回実施したレビュー実施方法を含め，PRA 全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点で PRA の経験豊富な海外レビューアを招聘し，米国での PRA 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。</p> <p>②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために，各レビューアに事前に PRA の概要資料を提出し，全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては，適宜 PRA 実施者と質疑応答を行い，具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は 0 件であり，今回実施した PRA の評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>④PRA の更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として 12 件のコメントを受領しており，評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討する。</p> <p>①品質保証活動に基づく社内基準に従って PRA を実施した。</p> <p>●実施に当たっては PRA を含む関連分野に深い知識，経験を有する者を選定した。また，解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</p> <p>●文書化，記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</p>

別添

女川原子力発電所 2 号炉
確率論的リスク評価（P R A）について

目次

1. PRA 実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

- 3.1.1.a 対象プラント
- 3.1.1.b 起因事象
- 3.1.1.c 成功基準
- 3.1.1.d 事故シーケンス
- 3.1.1.e システム信頼性
- 3.1.1.f 信頼性パラメータ
- 3.1.1.g 人的過誤
- 3.1.1.h 炉心損傷頻度

3.1.2 停止時 PRA

- 3.1.2.a 対象プラント
- 3.1.2.b 起因事象
- 3.1.2.c 成功基準
- 3.1.2.d 事故シーケンス
- 3.1.2.e システム信頼性
- 3.1.2.f 信頼性パラメータ
- 3.1.2.g 人的過誤
- 3.1.2.h 炉心損傷頻度

3.2 外部事象

3.2.1 地震 PRA

- 3.2.1.a 対象プラントと対象シナリオ
- 3.2.1.b 確率論的地震ハザード
- 3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ
- 3.2.1.d 事故シーケンス

3.2.2 津波 PRA

- 3.2.2.a 対象プラントと対象シナリオ
- 3.2.2.b 確率論的津波ハザード
- 3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ
- 3.2.2.d 事故シーケンス

本日まで提出範囲

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

4.1.1.a プラントの構成・特性

4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4.1.1.c 格納容器破損モード

4.1.1.d 事故シーケンス

4.1.1.e 事故進展解析

4.1.1.f 格納容器破損頻度

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

本日まで提出範囲

別紙 目次

3. レベル1PRA

3.1 内部事象PRA

3.1.1 出力運転時PRA

- 別紙3.1.1.b-1 起因事象から除外している事象について
- 別紙3.1.1.b-2 主蒸気管破断の分類の考え方について
- 別紙3.1.1.b-3 従属性を有する起因事象の抽出について
- 別紙3.1.1.b-4 運転時PRAで通常停止を起因事象として取扱う考え方について
- 別紙3.1.1.b-5 「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
- 別紙3.1.1.b-6 「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について
- 別紙3.1.1.b-7 起因事象の発生頻度におけるEFの設定の妥当性について
- 別紙3.1.1.b-8 起因事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について
- 別紙3.1.1.b-9 起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
- 別紙3.1.1.b-10 起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
- 別紙3.1.1.b-11 起因事象のLOCAの発生頻度算定の考え方
- 別紙3.1.1.b-12 ECCS配管破断の考え方について
- 別紙3.1.1.b-13 インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の算出方法について
- 別紙3.1.1.b-14 ISLOCA発生頻度の海外との差について
- 別紙3.1.1.c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 別紙3.1.1.c-2 成功基準の設定時の解析例について
- 別紙3.1.1.d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー
- 別紙3.1.1.d-2 サプレッションプール水温が上昇した場合のHPCSの機能維持の考え方について
- 別紙3.1.1.d-3 逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方
- 別紙3.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取扱い
- 別紙3.1.1.d-5 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 別紙3.1.1.e-1 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 別紙3.1.1.f-1 故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
- 別紙3.1.1.f-2 外部電源復旧の考え方について

本日まで提出範囲

別紙3. 1. 1. f-3	保守頻度の設定と実績との比較について
別紙3. 1. 1. f-4	共通要因故障の除外例について
別紙3. 1. 1. f-5	共通要因故障を考慮した場合の感度解析について
別紙3. 1. 1. f-6	共通要因故障パラメータの設定方法について
別紙3. 1. 1. f-7	共通要因故障を考慮している機器について、メーカーが相違している場合の考え方
別紙3. 1. 1. f-8	故障モード毎の共通要因故障の評価に使用しているパラメータについて
別紙3. 1. 1. g-1	人的過誤操作失敗に係る詳細設定について
別紙3. 1. 1. g-2	起回事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について
別紙3. 1. 1. g-3	起回事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について
別紙3. 1. 1. g-4	計器の校正ミスの取り扱いについて
別紙3. 1. 1. g-5	人的過誤として考慮する評価項目と結果について
別紙3. 1. 1. h-1	PRAの使用コードの検証について
別紙3. 1. 1. h-2	RCIC運転継続時間8時間の妥当性について
別紙3. 1. 1. h-3	イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
別紙3. 1. 1. h-4	不確実さ解析における計算回数について

本日まで提出範囲

3. 1. 2 停止時PRA

別紙3. 1. 2. a-1	期待する影響緩和設備におけるタイライン等による他系統からのサポート系の融通について
別紙3. 1. 2. a-2	評価対象とした定期検査工程の代表性について
別紙3. 1. 2. a-3	プラント状態の分類の考え方について
別紙3. 1. 2. b-1	起回事象からCR引抜き事象を除外している理由について
別紙3. 1. 2. b-2	RHR運転中のLOCAを起回事象から除外する考え方について
別紙3. 1. 2. b-3	RHR切替時のLOCAをPOS-B2のみで考慮している理由について
別紙3. 1. 2. b-4	停止時のLOCAの発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
別紙3. 1. 2. c-1	炉心損傷条件について
別紙3. 1. 2. c-2	緩和操作の成功に必要な安全機能，当該操作時のプラント状態について
別紙3. 1. 2. c-3	緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
別紙3. 1. 2. c-4	停止時のLOCAにおける余裕時間の考え方について
別紙3. 1. 2. d-1	女川原子力発電所2号機 内部事象停止時レベル1PRAイベントツリー

- 別紙3. 1. 2. g-1 起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について
- 別紙3. 1. 2. g-2 人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について
- 別紙3. 1. 2. g-3 人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
- 別紙3. 1. 2. h-1 POS別の炉心損傷頻度（日当たり）について
- 別紙3. 1. 2. h-2 システム信頼性解析の結果について

3.2 外部事象

3.2.1 地震PRA

- 別紙3. 2. 1. a-1 プラントウォークダウンの対象設備の選定について
- 別紙3. 2. 1. a-2 地震PRAにおけるプラントウォークダウンの点検項目について
- 別紙3. 2. 1. a-3 フラジリティ評価における余震の考え方について
- 別紙3. 2. 1. d-1 ELOCAの評価方法について
- 別紙3. 2. 1. d-2 階層イベントツリーのヘディング設定の考え方及び定量化について
- 別紙3. 2. 1. d-3 使命時間に関する感度解析について

3.2.2 津波PRA

- 別紙3. 2. 2. a-1 引き津波による取水位の低下に伴う非常用海水ポンプの取水性について
- 別紙3. 2. 2. a-2 事故シナリオの分析において引き津波を除外する考え方について
- 別紙3. 2. 2. a-3 津波発生時における原子炉停止の手順について
- 別紙3. 2. 2. c-1 防潮堤の耐力について
- 別紙3. 2. 2. c-2 津波PRAにおける漂流物の取り扱いについて
- 別紙3. 2. 2. d-1 津波による敷地浸水解析について
- 別紙3. 2. 2. d-2 津波による建屋内浸水解析について
- 別紙3. 2. 2. d-3 原子炉建屋外壁扉閉め忘れの人的過誤確率について

4. レベル1.5PRA

4.1 内部事象PRA

4.1.1 出力運転時PRA

- 別紙4. 1. 1. b-1 TBPシーケンス, S1EおよびS2Eシーケンスの原子炉圧力挙動について
- 別紙4. 1. 1. b-2 炉心損傷時期を分類する基準について
- 別紙4. 1. 1. c-1 評価から除外したPCV破損モードについて
- 別紙4. 1. 1. c-2 FCIの知見について

本日まで提出範囲

- 別紙4.1.1.d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象運転時レベル1.5PRAイベントツリー
- 別紙4.1.1.e-1 格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について
- 別紙4.1.1.e-2 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉圧力容器破損の判断基準について
- 別紙4.1.1.e-3 炉心注水によるR P V破損回避の不確かさについて
- 別紙4.1.1.e-4 L O C A時に破断口から流出した冷却材の流入先
- 別紙4.1.1.f-1 格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について
- 別紙4.1.1.f-2 炉外FCIにおけるペDESTALフラジリティの作成方法について
- 別紙4.1.1.f-3 炉外FCIにおける との因果関係作成方法について
- 別紙4.1.1.f-4 DCHによる格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて
- 別紙4.1.1.f-5 PCV隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応について

本日まで提出範囲

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3 レベル1PRA

3.1 内部事象PRA

3.1.1 出力運転時PRA

出力運転時PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル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3.1.1-1図に示す。

3.1.1.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1)プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル1PRAの実施にあ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実施にあ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）
- －定量化にあたり必要とされる情報（機器故障、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した図書類を、第3.1.1.a-1表に示す。

また、a.項にレベル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格納容器の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MWt
 - － 電気出力 825MWe
- ・プラント型式
 - － 沸騰水型BWR-5
- ・格納容器型式
 - － 圧力抑制形（マークI改良型）

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システムにより構成される。第3.1.1.a-1図に本プラントの主要設備の概要を示す。また、第3.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a)原子炉停止機能に関する系統

通常運転時は、原子炉再循環流量制御系とあいまって、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力の調整を行う。原子炉起動時・停止時にも、反応度制御系を利用する。異常時にあつては、以下の系統により原子炉を停止する。

1)制御棒及び制御棒駆動系（スクラム系）（第3.1.1.a-2図、第3.1.1.a-3図）

原子炉水位低（L3）等の原子炉保護系の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。

(b) 炉心冷却機能に関する系統 (第3.1.1.a-4, 5, 6図)

通常運転時は、給復系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は主復水器にて凝縮され、再び給復水系へ冷却材を供給する。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の残留熱を除去する。主復水器が使えない異常時にあつては、以下の系統により原子炉を冷却する。

1) 高圧炉心スプレー系 (HPCS) (第 3.1.1.a-7 図)

高圧炉心スプレー系は、原子炉水位低 (L 2) またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水 (第 1 水源) あるいはサプレッションチェンバ内のプール水 (第 2 水源) を炉心上部に設けられた炉心スプレースパー ज्याのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

2) 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) (第 3.1.1.a-8 図)

原子炉隔離時冷却系は、原子炉停止後、給復水系が何らかの原因で停止した場合に、原子炉水位低 (L 2) により自動起動し、原子炉の水位を維持する。本系統は、注水ポンプの動力源として、原子炉で生じる蒸気を使った蒸気タービンを用い、制御用電源はバッテリーを用いており、発電所内の全ての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。

3) 自動減圧系 (ADS) (第 3.1.1.a-1 図)

自動減圧系は、主蒸気系の逃がし安全弁 11 弁の内 6 弁からなり、低圧注水系あるいは低圧炉心スプレー系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位低 (L 1) 及びドライウエル圧力高の両信号をうけて作動し、原子炉圧力を低下させる。

4) 低圧炉心スプレー系 (LPCS) (第 3.1.1.a-9 図)

低圧炉心スプレー系は、原子炉水位低 (L 1) またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、サプレッションチェンバ内のプール水を炉心上部に設けられた炉心スプレースパー ज्याのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

5) 低圧注水系 (LPCI) (第3.1.1.a-10図)

低圧注水系は、低圧炉心スプレー系と同じ信号で自動起動し、サプレッションチェンバ内のプール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する。本原子炉施設では、低圧注水系を 3 系統設けている。

(c) 格納容器熱除去機能に関する系統

1) 残留熱除去系 (RHR) (第 3.1.1.a-11, 12 図)

残留熱除去系は、ポンプ 3 台、熱交換器 2 基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を、原子炉から除去する。また、本系統は、弁の切り替えにより、低圧注水系、格納容器スプレー冷却系としても使用できる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び原子炉停止時の補機冷却は、淡水ループ、海水系からなる原子炉

補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系により原子炉建屋内の機器を冷却する。また、電源は通常運転時は所内変圧器を通して供給し、原子炉の起動又は停止時は起動変圧器を通して受電する。

異常時には、以下の系統により補機の冷却、電源の供給を行う。

1) 補機冷却系 (第3.1.1.a-13, 14図)

低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は原子炉補機冷却水系で冷却され、原子炉補機冷却水系は原子炉補機冷却海水系で冷却される。給復水系関連設備はタービン補機冷却水系で冷却され、タービン補機冷却水系はタービン冷却海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ補機冷却水系で冷却され、高圧炉心スプレイ補機冷却系は高圧炉心スプレイ補機冷却海水系で冷却される。

2) 復水器真空度維持に関するサポート系 (第3.1.1.a-15図)

- ・循環水系 (CW)

2台の循環水ポンプによって冷却水 (海水) を主復水器に導き、主復水器に流入する蒸気を冷却する系統である。熱交換した冷却水は放水路を経て海に放出される。

- ・タービングランド蒸気系 (TGS)

タービン及び弁類のグランド部にシール蒸気を供給すること、グランド部よりグランド蒸気復水器へ蒸気及び空気を戻すことにより内部への空気の流入を防止することを目的とした系統である。

- ・復水器空気抽出系 (A0)

主復水器に漏入する空気及びタービン排気に含まれる水素、酸素等の不凝縮ガスを連続的に抽出し、気体廃棄物処理系 (OG) へ送り、主復水器真空度を保持するための系統である。

- ・気体廃棄物処理系 (OG)

^{16}N 、 ^{19}O のような短寿命放射性核種に対して十分な時間減衰を図り、平常時に排気筒より放出される放射能を許容放出率より低くする設備である。本評価では、A0からの非凝縮性ガスからの排気機能を維持するための機能として考慮する。すなわち、主復水器真空度維持に必要な系統としている。

3) 電源系 (第3.1.1.a-16, 17, 18図)

所内変圧器の故障時には、常用母線は起動変圧器を通して受電するように切り替える。非常用高圧母線が停電した場合には、非常用高圧母線に接続された負荷は、動力用変圧器及び非常用低圧母線に接続されるモータコントロールセンタを除いて全て遮断される。ディーゼル発電機が自動起動し、非常用高圧母線に接続され原子炉の停止に必要な負荷が自動的に投入される。

直流電源設備は、非常用所内電源として所内用125V 2系統、高圧炉心スプレイ系用125V 1系統が設けられている。

(e) 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) 給水系・復水系・主復水器による除熱（通常除熱系）（第3.1.1.a-4図）

給水系は主復水器ホットウエルの水を低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ及び電動給水ポンプにより炉心へ注入する系統である。また、復水系は主復水器ホットウエルの水を低圧復水ポンプにより炉心へ注入する系統である。通常除熱系は主復水器で蒸気を凝縮することにより、RPVから崩壊熱を除去する系統である。

b. 格納容器の構成・特性

(a) 格納容器（第3.1.1.a-19図）

本原子炉施設の格納容器は、圧力抑制形鋼製格納容器（マーク I 改良型）である。格納容器は上下部半球円筒形をしたドライウエルと円環形サブプレッションチェンバに区分されている。ドライウエルとサブプレッションチェンバの液相部は、8本のベント管により連絡されており、LOCA時に原子炉から放出される蒸気はこのベント管を通してサブプレッションチェンバのプール水に導かれて凝縮される。

格納容器内雰囲気は、通常運転時においては窒素置換されており、大量の水素ガスが発生したとしても可燃限界に至らない。

(b) 格納容器スプレイ冷却系（第3.1.1.a-11図）

本系統は、RHRポンプにより、サブプレッションチェンバのプール水をドライウエル及びサブプレッションチェンバ内にスプレイすることによって、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器内の放射性物質の漏えいを抑制する。

3.1.1.b. 起回事象

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

① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、分析を行った。

a. 国内外の評価事例の分析（既往のPRA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230）

既往のPRA、安全評価審査指針（原子炉設置許可申請書）及びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起回事象の選定を行った。

既往のPRAで選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。選定の結果を第3.1.1.b-1表に示す。選定した起回事象については、原子炉設置許可申請書添付書類十及びEPRI NP-2230に基づき分析し確認を

行った。確認の結果を第3.1.1.b-2表に示す。

b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起回事象に含まれることを確認している。なお、女川2号炉における過去のトラブル事象は下表の通り。

発生年月日	トラブル事象	PRA上の起回事象分類
1995. 12. 24	湿分分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク（B1）高水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
1998. 03. 05	給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
2001. 09. 25	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2002. 06. 20	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2005. 08. 16	8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止	RPS 誤動作等
2006. 05. 11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止
2007. 01. 09	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2007. 10. 11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止

(2) 同定した起回事象の除外

以下に示す起回事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している（別紙3.1.1.b-1）。

a. 燃料集合体の落下事象

「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。

b. 制御棒落下

制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから制御棒が落下する可能性は非常に低いと考えられる。また、設計上、制御棒1本が、制御棒駆動機構から分離して炉心から落下し、急激な反応度添加と出力分布変化により燃料棒の数%程度の破損が想定されているが、外部への影響は十分に小さいため、本事象は除外する。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、原子炉の高温待機中に制御棒が落下する事故を評価しており、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

c. 原子炉圧力容器破損

「原子炉圧力容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉圧力容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} /炉年、 10^{-8} /炉年以下となっており、十分低い値が得られていることから、本事象は除外する。

d. 原子炉冷却材流量の部分喪失（再循環ポンプ1台トリップ等）

「原子炉冷却材流量の部分喪失」は、原子炉スクラムに至らず、炉心損傷防止の観点から影響が限定されるため、本事象は除外する。

e. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。

f. 主蒸気管破断

「主蒸気管破断」については、主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合には、格納容器をバイパスして原子炉棟内で蒸気管破断が継続するため、最終的には炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。ただし、主蒸気管破断と主蒸気隔離弁閉鎖失敗が同時に発生する事象であり、発生頻度が極めて小さい値となることから、本事象は除外する（別紙 3.1.1.b-2）。

(3) 起回事象のグループ化

同定された起回事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備などが同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。

起回事象は過渡変化、冷却材喪失、従属性を有する起回事象及び通常停止に大きく区分されるため、それらに対するグループ化について検討した。検討結果を第3.1.1.b-3表に示す。

a. 過渡事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉スクラム信号が発生して原子炉スクラムに至る事象である。事象の進展や緩和設備の状況から以下の通りグループ化を行った。

- ・ 非隔離事象
- ・ 隔離事象
- ・ 全給水喪失
- ・ 水位低下事象

- ・ RPS誤動作等
 - ・ 外部電源喪失
 - ・ S/R弁誤開放
- b. 冷却材喪失
- 冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉水位低信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象である。流出量に応じて期待できる緩和系が異なることから、以下の通りグループ化を行った。
- ・ 小破断LOCA
 - ・ 中破断LOCA
 - ・ 大破断LOCA
- c. 従属性を有する起回事象のグループ化
- 従属性を有する起回事象では、グループ化を行わない。このため、以下に示す各起回事象分類単独で一つの起回事象グループとする（別紙3.1.1.b-3）。
- 原子炉補機冷却系故障（区分Ⅰ，Ⅱ）
- 区分ⅠまたはⅡの原子炉補機冷却系の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起回事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。
- 交流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）
- 区分ⅠまたはⅡの交流電源の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起回事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。
- 直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）
- 区分ⅠまたはⅡの直流電源の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起回事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。
- タービン・サポート系故障
- タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態で原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起回事象であり、給復水系が機能喪失する。
- d. 通常停止
- 定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めて「通常停止」を考慮し、単独で一つの起回事象グループとする（別紙3.1.1.b-4）。なお、起動操作は起回事象として考慮していない（別紙3.1.1.b-5）。
- e. インターフェイスシステムLOCA
- 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧され破断する事象である。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で一つの起回事象グループとする。

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19事象を選定した。選定した起因事象について概要とともに第3.1.1.b-4表に示す（別紙3.1.1.b-6）。

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき，レベル 1PRA において使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第 3.1.1.b-5 表に示す(別紙 3.1.1.b-7)。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す(別紙 3.1.1.b-8)。

a. 過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度評価

過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度は，国内BWRの運転実績に基づいて算定している。運転実績には利用可能なデータである平成20年度（平成21年3月）までのデータを用い，発生した事象を各起因事象に分類し，その件数を運転炉年で除して発生頻度を算出している（別紙3.1.1.b-9）。

なお，発生件数がない事象については発生を0.5件として算定している。

(a) 過渡事象

○非隔離事象の発生頻度

$$= 81 / 488.1 = 1.7E-01/\text{炉年}$$

81 : 非隔離事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○隔離事象の発生頻度

$$= 13 / 488.1 = 2.7E-02/\text{炉年}$$

13 : 隔離事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○全給水喪失の発生頻度

$$= 5 / 488.1 = 1.0E-02/\text{炉年}$$

5 : 全給水喪失の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○水位低下事象の発生頻度

$$= 13 / 488.1 = 2.7E-02/\text{炉年}$$

13 : 水位低下事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○RPS誤動作等の発生頻度

$$= 27 / 488.1 = 5.5E-02/\text{炉年}$$

27 : RPS誤動作等の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○外部電源喪失の発生頻度 (別紙3.1.1.b-10)

$$= (2 + 1) / 706.1 = 4.2E-03/\text{炉年}$$

2 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件)

1 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件)

706.1 : 平成20年度末までのBWRプラントの暦年* (炉年)

※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暦年を運転実績として使用する。(暦年 = 発電時間 + 運転停止中期間)

○S/R弁誤開放の発生頻度

$$= 0.5 / 488.1 = 1.0E-03/\text{炉年}$$

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

(b) 従属性を有する起回事象

発生件数はないため、発生件数を0.5件とし、延べ発電時間については各プラントの発電時間と系統数および母線数より算出したものを使用し、従属性を有する起回事象の発生頻度について算出を行った。

○原子炉補機冷却系故障の発生頻度

$$= 0.5 / 693.6 = 7.2E-04/\text{炉年}$$

693.6: 国内BWRプラントの原子炉補機冷却系の系統数と発電時間の積分値 (炉年)

○交流電源故障の発生頻度

$$= 0.5 / 3366.2 = 1.5E-04/\text{炉年}$$

3366.2 : 国内BWRプラントの交流母線数と発電時間の積分値 (炉年)

○直流電源故障の発生頻度

$$= 0.5 / 1763.3 = 2.8E-04/\text{炉年}$$

1763.3 : 国内BWRプラントの直流母線数と発電時間の積分値 (炉年)

○タービン・サポート系故障の発生頻度

$$= 0.5 / 693.6 = 7.2E-04/\text{炉年}$$

693.3 : 国内BWRプラントのタービン・サポート系の系統数と発電時間の積分値 (炉年)

(c) 通常停止

○通常停止

$$= 807 / 488.1 = 1.7E+00/\text{炉年}$$

807 : 通常停止の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

b. LOCAの発生頻度

LOCAの発生頻度は、NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 のデータに基づき算出した (別紙 3.1.1.b-11, 12)。

c. インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

インターフェイスシステムLOCAは、原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧力以上の圧力がかかり、低圧設計部が機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。

既往のPRAやNUREG/CR-5124の検討例から以下の配管を評価対象として選定した。

- ・ 低圧ECCS系(LPCS, LPCI)注入配管
- ・ 停止時冷却モード注入配管
- ・ 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 高圧炉心スプレイ系(HPCS)ポンプ吸込み配管

これらの配管に対して配管の破損や隔離弁の故障を考慮してフォールトツリーを作成し、ISLOCAの発生頻度を評価した(別紙3.1.1.b-13, 14)。

3.1.1.c. 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

(1)炉心損傷判定条件

次の条件を満足できない場合、炉心損傷と判定する。

- ・ 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。
- ・ 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。

(2)起因事象ごとの成功基準

起因事象毎に整備した成功基準の一覧を第3.1.1.c-1(a)～(e)表に示す。

(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

余裕時間の設定に際し、MAAPを用いて事故シーケンスの事象進展を解析した。第3.1.1.c-2表に事故進展解析結果を示す。この結果から、以下のように余裕時間を設定した(別紙3.1.1.c-1)。

(a)注水に関する操作

対象操作：注水に関する手動バックアップ

自動起動信号(高圧ECCS, 自動減圧, 低圧ECCS等)に失敗した場合に、運転員の手動操作によるバックアップに期待する。

余裕時間：30分

設定根拠：TQUV, TQUX, TBシーケンスにおいて、注水停止後、炉心溶融に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として30分とした。

一方、LOCAシーケンスにおける余裕時間は、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシーケンスと同じ値とした。

(b) 格納容器除熱操作に関する余裕時間

対象操作：原子炉注水後のRHRによる格納容器除熱操作

原子炉注水に成功した後、崩壊熱による格納容器破損を防ぐために、RHRを起動する必要がある。

余裕時間：8時間

設定根拠：原子炉注水後、S/P水温上昇による注水機能喪失までの時間を基に、保守的に8時間とした。

b. 使命時間

レベル1PSA学会標準の考え方を参考に、事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を一律24時間と設定した。

(4) 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下表の通り（別紙3.1.1.c-2）。

	成功基準解析	解析結果
①	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析 (S/R 弁正常動作時)	原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系または減圧系と低压注水系の組み合わせを確認した。
②	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析 (S/R 弁開固着時)	原子炉低压状態において炉心冷却に必要な注水系を確認した。
③	大破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	大破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な ECCS 台数を確認した。
④	中破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	中破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な高压 ECCS または低压 ECCS と減圧系の組み合わせを確認した。
⑤	小破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	小破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な注水系または注水系と減圧系の組み合わせを確認した。
⑥	ISLOCA 時の炉心冷却機能に関する熱水力解析	配管破損箇所隔離後、原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系または減圧系と低压注水系の組み合わせを確認した。

使用コード (適用解析)	コード検証
SAFER, CHASTE (①, ②, ③, ④, ⑤, ⑥)	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。

3. 1. 1. d. 事故シーケンス

選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至るシーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象ごとに作成した。

作成したイベントツリーを第3. 1. 1. d-1～5図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を別紙3. 1. 1. d-1に示す。

(2) ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定

以下にイベントツリーの作成で考慮した条件等を示す。

a. 過渡変化事象に対するイベントツリー

1) 非隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象が発生し、スクラム系失敗についてスクラム電気系とスクラム機械系に分けて事象進展を評価する。スクラム系失敗により炉心損傷に至る。

スクラム成功後にS/R弁開放による圧力制御に失敗した場合は、原子炉圧力バウンダリ機能を喪失して大破断LOCAに至るものと仮定し、大破断LOCAのイベントツリーに移行する。S/R弁の開放後はその再閉鎖が必要となる。高圧系としてはHPCS及びRCICによる炉心冷却が行われる(別紙3.1.1.d-2)。

S/R弁再閉鎖失敗(開固着)時は、原子炉内の蒸気がS/Cに流出するため、保守的にRCICには期待しない。この理由の詳細を別紙3.1.1.d-3に示す。

格納容器熱除去機能は、RHR系が使用可能である。

2) 隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

3) 全給水喪失に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

4) 水位低下事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

5) RPS誤動作等に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、スクラム系を除き、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

6) 外部電源喪失に対するイベントツリー

外部電源喪失事象が発生すると動力用電源が喪失するため、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。その後の長期的な電源確保としては外部電源の復旧や非常用ディーゼル発電機の継続運転が必要となる。従って、本評価では、以下に示す4つの電源確保について考慮した。

○直流電源の確保

非常用ディーゼル発電機(サポート系を含む)の起動及び遮断器操作、並びに外部電源が復旧した場合の遮断器操作には直流電源の確保が必要であり、外部電源喪失後の直流電源はバッテリーから供給される。このため、所内バッテリー2系統に多重故障が発生した場合には、非常用ディーゼル発電機と外部電源から受電することはできない。

また、以下については直流電源が確保されている状態を前提とする。

○外部電源復旧による30分以内の交流電源の確保

30分以内に外部電源が復旧されない場合、非常用ディーゼル発電機の起動

による早急な非常用電源の確保が必要とされる。非常用ディーゼル発電機が2系統とも機能喪失している場合には、炉水位確保手段としてはRCICのみが期待される。

○外部電源復旧による8時間以内の交流電源の確保

動力用電源が喪失した状態で炉水位確保手段がRCICのみの場合、直流電源用バッテリーからのRCICへの供給持続時間として約8時間が確保されているが、それ以降の継続的な水位確保には、外部電源の8時間以内の復旧による電源確保が必要である。

7) S/R弁誤開放に対するイベントツリー

起因事象としてのS/R弁誤開放の場合には、炉圧は上昇しないため、他のS/R弁が開放することはない。これ以外は、非隔離事象のイベントツリーと同様の構造となる。

b. LOCAに対するイベントツリー

大破断LOCA時には、破断の直後に原子炉が急速に減圧されるため、低圧系作動のための原子炉減圧は不要となる。従って、炉心冷却機能としては高圧系(HPCS)及び低圧系が使用可能である。格納容器熱除去機能は、RHR系が使用可能である。

中破断LOCA時の炉心冷却機能として、高圧系はHPCSのみを考慮する。低圧系の作動には原子炉減圧を必要とし、原子炉減圧に失敗した場合は炉心損傷に至る。格納容器熱除去機能は、大破断LOCAと同様である。

小破断LOCA時の炉心冷却機能として、高圧系はHPCS、RCICが使用できる。低圧系の作動には減圧操作が必要となる。格納容器熱除去機能は、大破断LOCAと同様である。

c. 手動停止に対するイベントツリー

手動停止として通常停止、サポート系故障停止(交流電源故障、直流電源故障、補機冷却系故障)を評価した。ただし、これら手動停止は、プラント停止手順が同一であるが、使用不能となる機器の違いを考慮して、イベントツリーの構造を設定した。なお、サポート系のうち常用系と非常用系で共用している系統の扱いを別紙3.1.1.d-4に示す。

給復水系機能が確保されている場合は適切に水位及び圧力が制御されているため、炉心冷却系及び格納容器からの除熱に成功するものとし、圧力制御のヘディングは不要とした。

d. 格納容器バイパス事象に対するイベントツリー

ISLOCAが発生した後、ISLOCA発生個所の隔離に成功すれば、安全機能(原子炉停止機能、炉心冷却機能、格納容器熱除去機能)に期待できることから、それぞれの緩和系をヘディングに並べた。ただし、ISLOCA発生個所の緩和系については、フォールトツリー内で使用不能となるようモデル化した。

非隔離事象のイベントツリーと異なる点は以下の通り。

- ・原子炉圧力制御機能

事象初期にRPV外への原子炉冷却水の流出があるため、初期のRPV圧力制御は不要とした。ただし、低圧注水のためのADSについては、十分減圧されていない状況も考えられることから保守的に必要とすることとした。

- ・炉心冷却機能

事象初期にRPVが減圧されるため、タービン駆動であるRCICには期待しないこととした。

(3) 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明)

イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは、炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び緩和系に与える影響によって、別紙3.1.1.d-5(1.1.1.h項)に示す炉心損傷シーケンスグループに分類する。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。

3.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起回事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.e-2表に示す。

【フロントライン系】

- ・スクラム系
- ・高圧炉心スプレイ系 (HPCS)
- ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC)
- ・自動減圧系 (ADS)
- ・低圧炉心スプレイ系 (LPCS)
- ・低圧炉心注水系 (LPCI)
- ・残留熱除去系 (RHR)
- ・給復水系

【サポート系】

- ・ 交流電源系
- ・ 直流電源系
- ・ 原子炉補機冷却水系
- ・ タービン補機冷却水系
- ・ ポンプ室空調

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み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（F T）法を用いる。

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを整理した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.e-1図に示す。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第3.1.1.e-3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

(1) 制御棒挿入失敗確率

--

(別紙 3.1.1.e-1)。

(2) S/R弁開放失敗確率

--

(3) S/R弁再閉鎖失敗確率

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3.1.1.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率，共通要因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率などを評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては，機器故障率データ，共通要因故障パラメータ，試験による待機除外データ，保守による待機除外データ等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。

・状態変更失敗確率

状態変更失敗とは，弁の開閉動作失敗又は計装品の不動作等，機器の作動要求時に期待される動作に失敗することである。評価式を以下に示す。

$$Q = Q_d$$

Q_d ：デマンド故障率

又は

$$Q = 1 - 1 / (\lambda_s \times T_s) \times (1 - \exp(-\lambda_s \times T_s))$$

λ_s ：起動（又は状態変更）失敗率

T_s ：平均試験間隔

・機能維持失敗確率

機能維持失敗とは，機器が期待される機能の維持に失敗することである。評価式を以下に示す。

$$Q = 1 - \exp(-\lambda_r \times T_m)$$

λ_r ：機能維持失敗率

T_m ：使命時間

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

なお，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（別紙3.1.1.f-1）。

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

(1) 復旧に期待する機器

故障した機器の復旧に期待する場合には、手順書整備や要因確保の状況を分析し、機器を選定した。検討の結果、外部電源の復旧に期待することとした。

(2) 復旧特性データ

外部電源の復旧失敗確率の算出には、1962年度から1987年度までの外部電源喪失後の2回線送電線の復旧実績に基づくデータを用い、仮想的に24時間のデータを加え、包絡した曲線によって評価し、イベントツリーで考慮している各時間フェイズ（30分、8時間）に対して考慮する（別紙3.1.1.f-2）。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

試験による待機除外確率 P_{i0} の評価式を以下に示す。

$$P_{i0} = \lambda t \times T_{i0}$$

λt : 試験頻度

T_{i0} : 定期試験平均時間

ただし、定期試験中にも、作動要求時に試験状態が自動的に解除される。この時、定期試験による系統の使用不能確率は上式とオーバーライド信号及び該当弁の作動失敗等とのアンド条件となり、その確率は他の故障要因と比較して無視できるほど小さいため、定期試験による使用不能確率はモデル化対象外とする。（例えば、HPCS では電動ポンプ起動失敗は $4.7E-05$ であり、HPCS ポンプ手動起動試験とオーバーライド信号機能喪失の同時発生確率は $1.7E-08$ となり、無視できるほど小さい）

(2) 保守作業による待機除外データ

系統の機能が喪失しておらず、軽微な不具合（若干のリークや起動時間が仕様を若干満たさない等）の場合にも機器を待機除外として隔離し、保守作業を行う。この保守を実施している間は、当該系統は使用不能となる可能性があり、本評価では、このプラント運転中の保守作業の発生による系統の使用不能確率を考慮する。

この保守による系統の使用不能確率は個々の機器の使用不能確率の和として評価する。個々の機器の使用不能確率は保守作業の頻度と平均保守作業時間（平均修復時間）の積として評価する。

したがって、各系統の保守による使用不能確率 P_{um} は、以下の式により推定する。

$$P_{um} = \sum_i (\lambda_i \times T_i)$$

λ_i : 保守頻度(定期試験等によって異常の発見が可能な機器*i*の異常発生率)

T_i : 機器*i*の平均修復時間

なお、機器の保守頻度 λ_i については、NUREG/CR-2815を参考に機器の故障率の10倍とする(別紙3.1.1.f-3)。これは、機器の機能喪失の前兆事象が発見された場合でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。ただし、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した(別紙3.1.1.f-4)。

本評価では、MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから、妥当と考えられるパラメータを使用することとする(別紙3.1.1.f-5, 6, 7, 8)。

同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モードを第3.1.1.f-1表に、システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器を第3.1.1.f-2表に、共通原因故障パラメータの一覧を第3.1.1.f-3表にそれぞれ示す。

また、システム間共通要因故障機器群の同定手順を第3.1.1.f-1図に示す。

3.1.1.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動(タスク)に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功または失敗の確率を評価することである。

本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP(Technique for Human Error Rate Prediction)手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している(別紙3.1.1.g-1)。

(2) 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い

本作業では，起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として，それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し，その発生確率を算出した。

a. 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として，試験・保守時において作業終了後，「手動弁の保守後の復帰失敗(開け忘れ及び閉め忘れ)」，「SDV(スクラム排出容器)警報の検出失敗」を評価対象としている(別紙 3.1.1.g-2, 3, 4)。

b. 起因事象発生後人的過誤

起事象発生後の人的過誤としては，非常時操作手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより，運転員によって行われる緩和操作を同定している。また，成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作及び故障機器の回復操作を含めている。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して，「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している。

(a) 診断失敗

起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を，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。

診断失敗は，THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については，3.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。

なお，時間信頼性曲線において，余裕時間が1,500分を超えるものについては，1,500分における診断失敗確率を用いている。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。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で，炉心損傷の観点から，事故シナリオの中で必要となる操作を同定し，操作失敗として取り扱う。

操作失敗については，THERPの「手動操作のコミッショニングエラー」として評価している。また，担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。

c. 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第 3.1.1.g-1 表に示す(別紙 3.1.1.g-5)。

3. 1. 1. h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（別紙3. 1. 1. h-1）。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。

(1) 事故シーケンスグループの選定

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル1PRAでは炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失／TC）

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却）及び低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧炉心注入系等による炉心冷却）があり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

(a) 過渡事象発生後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・低圧注水機能喪失に分類する。（高圧注水・低圧注水機能喪失／TQUV）

(b) 過渡事象発生後、高圧注水機能の喪失後、原子炉の減圧に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・減圧機能喪失に分類する。（高圧注水・減圧機能喪失／TQUX）

(c) LOCAが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、LOCA時注水機能喪失に分類する。（LOCA時注水機能喪失）

なお、LOCA時注水機能喪失は起因事象に応じて、以下のとおり小分類に分けて設定する。

1) 大破断LOCA時は事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に減圧が不要である。（大破断LOCA後の炉心冷却失敗／AE）

2) 中破断LOCA時は冷却材の流出規模が大きくRCICによる注水には期

待できない。(中破断LOCA後の炉心冷却失敗/S1E)

3)小破断LOCA時は冷却材の流出規模が小さくRCICによる注水に期待することができる。(小破断LOCA後の炉心冷却失敗/S2E)

また、冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)については、漏えい箇所を隔離した上で炉心冷却が必要であるが、この隔離機能が喪失し、漏えいの継続により炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)に分類する。(格納容器バイパス)

c. 格納容器熱除去機能

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器熱除去機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が加圧により破損し、その後、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、崩壊熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失/TW)

d. 安全機能のサポート機能

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、区分Ⅰおよび区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。(全交流動力電源喪失/TB)

なお、全交流動力電源喪失は事故進展に応じて以下の小分類に分けて設定する。

- 1)非常用D/G 2台及びHPCSが機能喪失の状態でRCICにより原子炉注水は継続しているが、長時間経過後直流電源の機能喪失(バッテリーが枯渇)し炉心損傷に至る。(長期TB)(別紙3.1.1.h-2)
- 2)直流電源の機能喪失(バッテリー2台故障)により非常用D/G 2台の起動に失敗し、さらにHPCSも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBD)
- 3)非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCS及びRCICも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBU)
- 4)非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCSの機能喪失とS/R弁再閉鎖失敗によるRCIC機能喪失により低圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBP)

以上から、事故シーケンスグループを第3.1.1.h-1表に分類する。

② 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 5.5×10^{-5} (/炉年)となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス及び主要カットセットについて第3.1.1.h-2表に、起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.1.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.1.h-4表に示す。

起因事象別および事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.1.h-1図に示す（別紙3.1.1.h-3）。

また、炉心損傷シーケンスに寄与する要因別の分析結果を第3.1.1.h-5表に、事故シーケンスの分析結果を第3.1.1.h-6表に示す。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失(TW)による寄与が99.7%と支配的である。次いで、高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)による寄与が0.3%である。その他の事故シーケンスグループによる寄与は0.1%未満であった。

主要シーケンスであるTWに対する寄与割合の大きいカットセットは、RHR手動操作失敗である。操作失敗によりRHR-A, Bが従属して機能喪失となり、残留熱除去系の機能喪失に至る。AM策等を考慮しない評価条件においては、手動停止時を除いて格納容器からの除熱機能として残留熱除去系しか考慮できないことから、崩壊熱除去機能喪失が支配的となる。この結果を踏まえたうえで、CDFの低減を図るために考えられる対策として、除熱機能の多様化がある。手動操作失敗により残留熱除去系が機能喪失に至ることから、残留熱除去系以外の除熱機能を設けることが対策の1つとして考えられる。また、割合としては0.3%であるが、TWに次いで大きな炉心損傷頻度を占めるTQUXに対して寄与割合の大きなカットセットは、手動減圧失敗である。これに対しては、過渡事象時にも期待できるように自動減圧機能を設けることが対策の1つとして考えられる。

起因事象別の結果では、非隔離事象による寄与が最も大きい(53.1%)。次いでRPS誤動作等(17.2%)となっており、過渡事象の寄与割合が大きくなっている。これは、過渡事象では常用系の緩和機能に期待できないことによるものである。上記のとおり、炉心損傷頻度の高いシーケンスは、崩壊熱除去失敗によって炉心損傷に至るシーケンスである。また、後述するFV重要度においてもRHRやRCW/RSWに関する基事象が上位を占めている。このように除熱機能の重要性が高い中で、過渡事象時には常用系である給復水系による除熱に期待できず、RHRの機能喪失のみで炉心損傷に至ることから、過渡事象の炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

起因事象発生頻度については、手動停止が大きくなるが、手動停止時は常用系の緩和機能に期待できる等から、炉心損傷頻度への寄与割合は、過渡事象の方が大きくなる。

③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度

の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。

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

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するためFussell-Vesely (FV) 重要度およびリスク増加価値(RAW)を評価した。

- ・FV重要度：炉心損傷を仮定したときに当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を0とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標である。

$$FV = \frac{F_A(CD)}{F(CD)}$$

$F_A(CD)$ ：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

$F(CD)$ ：炉心損傷頻度

- ・RAW：ある事象が必ず発生するとした時に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{F(CD/A=1)}{F(CD)}$$

$F(CD/A=1)$ ：対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

a. 起回事象

起回事象のFV重要度評価結果を第3.1.1.h-7表に示す。FV重要度は、全炉心損傷頻度に対して支配的である「非隔離事象」が最も高い結果となった。

起回事象のRAW評価結果を第3.1.1.h-8表に示す。RAWは、起回事象に対して有効な緩和手段がない「ISLOCA」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第3.1.1.h-2図に示す。区分Ⅱの「補機冷却系故障」，「直流電源故障」，「交流電源故障」がFV重要度，RAWともに高い結果となっている。このことから、区分Ⅱのサポート系が重要であることがわかる。

b. 緩和系の基事象

緩和系の基事象のFV重要度評価結果を第3.1.1.h-9表に示す。「RHR手動操作失敗」が最も高く、それ以外にもRHR関連機器やRHRの補機冷却系であるRCW/RSWに関する基事象が上位を占めている。崩壊熱除去機能喪失(TW)が全炉心損傷頻度に対して支配的(99%以上)であることからこのような結果となる。

緩和系の基事象のRAW評価結果を第3.1.1.h-10表に示す。「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」が高い結果となった。補機冷却系ポンプ共通要因故障により、RCW/RSW-A, Bが同時に故障することで、RHRをはじめとする多くの緩和設備が機能喪失に至るため、これらのRAWが高くなる結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第3.1.1.h-3図および第3.1.1.h-4図に示す。いずれにお

いても、「RHR手動操作失敗」，「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」の重要度が高く，これらの基事象に対する対策を実施することが有効な対策となる。具体的には，原子炉格納容器フィルタベント系，原子炉補機代替冷却水系等の対策により，これらの基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確かさ解析

全炉心損傷頻度の下限値（5%），中央値（50%），平均値及び上限値（95%）の評価結果を第3.1.1.h-11表および第3.1.1.h-5図に示す（別紙3.1.1.h-4）。

全炉心損傷頻度の不確かさ解析結果について，点推定値と平均値は概ね一致した。不確かさ幅を示すエラーファクター（EF）は4.4となった。なお，EFは以下の式により算出している。これは，各パラメータの不確かさの影響により，上限と下限の間に約19倍の不確かさ幅があることを意味する。

$$EF = \sqrt{\frac{95\% \text{ 上限値}}{5\% \text{ 下限値}}}$$

もっとも支配的な事故シーケンスグループであるTWのEFが全炉心損傷頻度のEFに反映される結果となった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧の有無

今回実施したPRA（ベースケース）では，外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析ケースでは，この外部電源復旧に期待しないものとして感度解析を実施した。感度解析結果を第3.1.1.h-12表，第3.1.1.h-6図および第3.1.1.h-7図に示す。

長期TB，TBU，TBPといった全交流電源喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が増加したものの，全炉心損傷頻度および事故シーケンスグループ別の寄与割合に影響は及ぼさないことを確認した。

b. 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，起因事象および機器故障率について，①頻度論統計，②ベイズ統計の2通りについて感度解析を実施した。起因事象発生頻度に対する感度解析結果を第3.1.1.h-13表に，機器故障率に対する感度解析結果を第3.1.1.h-14表に，全炉心損傷頻度に対する感度解析結果を第3.1.1.h-15表に示す。また，起因事象別の炉心損傷頻度の比較を第3.1.1.h-8図に，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を第3.1.1.h-9図に示す。

対象とする起因事象は，女川2号炉で発生経験のある「RPS誤動作等」，「通常停止」を選定した。

また，対象とする機器故障は，内部事象出力運転時レベル1PRAでモデル化して

いる機器のうち、女川2号炉で発生実績のある「リミットスイッチ不動作」を選定した。なお、女川2号炉における過去のトラブル事象は下表の通り。

発生年月日	発生事象	PRA上の対象機器
2002. 05. 07	高圧炉心スプレイ系復水貯蔵タンク側ミニマムフロー第一弁の開閉状態の不具合	リミットスイッチ

①の結果、「RPS誤動作等」の起因事象発生頻度が高くなったため、全炉心損傷頻度が若干高くなったものの有意な差はなく、また、事故シーケンス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。

②の結果、全炉心損傷頻度に有意な差は見られず、事故シーケンス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。

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、女川2号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度は $5.5E-05$ (/炉年)となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクタ(EF)は4.4であった。

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

重要度解析においては、FV重要度およびRAWの2つの重要度指標を用いて起因事象およ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、「非隔離事象」、緩和系の基事象では「RHR手動操作失敗」、「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」の重要度が高いことを確認した。原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系等の対策により、これらの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外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しないものとして解析を行った結果、炉心損傷頻度に影響するような感度ではないことを確認した。また、プラント固有の運転実績を反映した感度解析を行った結果、全炉心損傷頻度に有意に影響するような感度ではないことを確認した。いずれの感度解析ケースにおいても、事故シーケンス選定の考え方に影響する感度はないことを確認した。

第3.1.1.1.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 (1/3)

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
1. プラントの構成・特性的の調査	PRA の実施にあたり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報 1) 設置許可申請書	プラントの全体の構成や緩和系統の仕様を把握し、成功基準や起因事象の根拠とする
		2) 配管計装線図 (P&ID)	緩和設備の冷却材の流路や構成を把握し、フォールトツリリー作成の根拠とする
		3) インターロック・ブロック線図 (IBD)	緩和設備の信号の論理構成等を把握し、フォールトツリリー作成の根拠とする
		4) 展開接続図 (ECWD)	緩和設備の信号の回路と機器の構成を把握し、フォールトツリリー作成の根拠とする
		5) 単線結線図	プラントの電源構成や機器の電源区分を把握し、フォールトツリリー作成の根拠とする
		6) 系統設計仕様書 (SS)	緩和設備の仕様を把握し、系統レベルの成功基準の設定の根拠とする
b) 運転・保守管理情報		1) 原子炉施設保安規定	緩和設備の待機除外に関する規定を確認し、系統間の同時メンテナンス禁止の設定の根拠とする
		2) 保全計画書	機器のサーバランス間隔を確認し、機器故障時間の根拠とする
		3) 定期試験手順書	同上
		4) 原子炉設備運転手順書	起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリリー作成の根拠とする
		5) 非常時操作手順書 (イベントベース)	同上

第3.1.1.a-1 表 レベル1PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/3)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
1. プラントの構成・特性的の調査	PRAの実施にあたり必要とされる基本的な情報	6) 非常時操作手順書(徴候ベース)	起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする
	PRAの運用・保守管理情報	7) 非常時操作手順書(シビアアクシデント)	同上
2. 起因事象の選定の	過渡事象, 外部電源喪失などに関する事例	1) 上記1の情報源	起因事象の抽出の根拠とする
		2) 先行PRA報告書	同上
		3) 原子力施設運転管理年報	起因事象の抽出と発生頻度の算出の根拠とする
3. 成功基準の設定	・安全系などのシステム使用条件 ・システムの現実的な性能	1) 上記1の情報源	緩和設備の仕様を把握し、系統レベルの成功基準の設定の根拠とする。また、起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、イベントツリー作成の根拠とする
		2) 先行PRA報告書	
4. 事故シナシスの分析	・運転員による緩和操作	1) 上記1の情報源	緩和設備の構成及び起因事象発生時の運転員の操作手順等を把握し、フォールトツリー作成の根拠とする
		2) 下記6,7の情報源	
5. システム信頼性解析	・対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態	1) 上記1の情報源	起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする
		2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278	人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする
6. 人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業などに係る体制 ・人間信頼性の解析手法	1) 上記1の情報源	起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする
		2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278	人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする

第 3.1.1. a-1 表 レベル 1PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源 (3/3)

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
7. パラメータの作成	<ul style="list-style-type: none"> ・対象プラントに即したデータ及びパラメータ 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 上記 1 の情報源 2) 国内機器故障率データ <ul style="list-style-type: none"> ・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) 共通要因故障パラメータ <ul style="list-style-type: none"> ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ・ NUREG-1150 ・ NUREG/CR-2771 ・ SECY-83-293 	PRA の評価に用いる機器故障率および共通要因故障パラメータの根拠とする。

第3.1.1.a-2表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系 (RPS) 1 out of 2 × 2 制御棒 137本
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約320～1070m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量：約90m ³ /h/台
自動減圧系 (ADS)	弁数6弁
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約1070m ³ /h/台
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ3台，熱交換器2基 ポンプ容量：約1160m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	非常用発電機 2台 発電容量：約7600kVA/台 HPCS系発電機 1台 発電容量：約3750kVA/台
直流電源設備 (DC)	所内蓄電池 2組 容量 約4000Ah/組 HPCS系蓄電池 1組 容量 約400Ah/組
原子炉補機冷却水系 (RCW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系 (RSW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1900m ³ /h/台
HPCS補機冷却水系 (HPCW)	電動ポンプ1台 容量 約240m ³ /h/台
HPCS補機冷却海水系 (HPSW)	電動ポンプ1台 容量 約250m ³ /h/台
復水補給水系 (MUWC)	電動ポンプ3台 容量 約100m ³ /h/台

第3.1.1.b-1表 既往のPRAで選定している起因事象

	Peach Bottom (WASH-1400)	Peach Bottom (NUREG-1150)	Grand Gulf (NUREG-1150)	国内BWR5プラント (共通懸念レビュー検討WG)	国内代表BWR5プラント (JNES検討)	本評価
過渡事象 ・手動停止	・過渡事象	・外部電源喪失 ・PCSが使用可能な過渡事象 ・PCSが使用可能な過渡事象 ・給水喪失 ・S/R弁誤開放 ・交流電源故障 ・直流電源故障	・外部電源喪失 ・PCSが使用可能な過渡事象 ・給水喪失 ・S/R弁誤開放 ・計装用圧縮空気系故障	・タービントリップ ・MSIV閉 ・復水器真空度喪失 ・給水喪失 ・外部電源喪失 ・S/R弁誤開放 ・その他	・外部電源喪失 ・初期にPCSが使用可能な過渡事象 ・初期にPCSが使用可能な過渡事象 ・手動停止	・非隔離事象 ・隔離事象 ・全給水喪失 ・水位低下事象 ・RPS誤動作等 ・外部電源喪失 ・S/R弁誤開放 ・原子炉補機冷却系故障 ・交流電源故障 ・直流電源故障 ・タービン・サポート系故障 ・通常停止
	LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・原子炉圧力容器破損	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA ・インターフェイスシステムLOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA ・インターフェイスシステムLOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・インターフェイスシステムLOCA

第3.1.1.1.b-2表 過渡事象等の起因事象の分類

過渡事象	項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)		EPR1 NP-2230による過渡事象	事象分類				
		炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化						
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	起動時における制御棒引き抜き	出力運転中の制御棒引き抜き	RPS誤動作等				
		原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ1台トリップ	再循環流量制御系の誤動作(再循環流量減少)	起因事象対象外				
		原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	再循環流量制御系の誤動作	非隔離事象				
		外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失				
		給水加熱喪失	補助電源喪失	復水器真空度喪失	隔離事象				
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象				
		負荷の喪失	発電機負荷遮断	再循環流量制御系の誤動作	非隔離事象				
		原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	主蒸気隔離弁の誤閉止	タービントリップ	タービントリップ	隔離事象		
				給水制御系の故障	圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	非隔離事象		
				原子炉圧力制御系の故障	バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	隔離事象		
				給水流量の全喪失	給水流量の全喪失	給水制御系の故障	発電機負荷遮断バイパス弁不動作	発電機負荷遮断バイパス弁不動作	隔離事象
						原子炉圧力制御系の故障	タービントリップ	タービントリップ	非隔離事象
						給水流量の全喪失	主蒸気隔離弁の閉鎖	主蒸気隔離弁の閉鎖	隔離事象
				給水流量の全喪失	給水制御系の故障	給水制御系の故障(流量増加, 出力運転時)	給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	非隔離事象	
		給水流量の全喪失	原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	隔離事象			
給水流量の全喪失	給水流量の全喪失	全給水流量喪失	タービンバイパス弁誤開放	全給水喪失					
事故	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	非隔離事象				
		原子炉冷却材流量の喪失	原子炉冷却材流量の喪失	原子炉冷却材流量の喪失	S/R弁誤開放				
		原子炉冷却材ポンプの軸固着	原子炉冷却材ポンプの軸固着	原子炉冷却材ポンプの軸固着	RPS誤動作等				
		制御棒落下	制御棒落下	制御棒落下	冷却材喪失				
		放射性気体廃棄物処理施設の破損	放射性気体廃棄物処理施設の破損	放射性気体廃棄物処理施設の破損	冷却材喪失				
		主蒸気管破断	主蒸気管破断	主蒸気管破断	起因事象対象外				
		燃料集合体の落下	燃料集合体の落下	燃料集合体の落下	起因事象対象外				
		原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	起因事象対象外				
		制御棒落下	制御棒落下	制御棒落下	冷却材喪失				
		原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失	冷却材喪失				
原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	冷却材喪失					

第3.1.1.b-3表 起因事象の選定における検討結果

区分	炉心損傷に至る可能性のある事象	起因事象グループ
過渡事象	発電機負荷遮断	非隔離事象
	タービントリップ	
	圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	
	バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	
	全再循環ポンプトリップ	
	再循環ポンプ軸固着	
	給水制御系の故障(流量増加, 出力運転時)	
	給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	
	HPCS の誤起動	
	主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	
	再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)	
	再循環停止ループ誤起動	
	給水加熱喪失	
	主蒸気隔離弁の閉鎖	隔離事象
	主蒸気隔離弁の部分閉鎖	
	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	
	タービンバイパス弁誤開放	
	発電機負荷遮断バイパス弁不作動	
	タービントリップバイパス弁不作動	
	復水器真空度喪失	全給水喪失
	全給水流量喪失	
	給水又は復水ポンプ1台トリップ	水位低下事象
	給水制御系の故障(流量減少, 出力運転時)	
	給水制御系の故障(流量減少, 起動・停止時)	
	出力運転中の制御棒引抜き	RPS 誤動作等
	起動時における制御棒引抜き	
	原子炉保護系故障によるスクラム	
	プラント異常によるスクラム	
	原子炉保護系計装の故障によるスクラム	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	補助電源喪失	
	逃し安全弁誤開放/開固着(1弁)	S/R 弁誤開放
	冷却材喪失	小破断 LOCA
中破断 LOCA		中破断 LOCA
大破断 LOCA		大破断 LOCA
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系故障	原子炉補機冷却系故障
	交流電源故障	交流電源故障
	直流電源故障	直流電源故障
	タービン・サポート系故障	タービン・サポート系故障
通常停止	通常停止	通常停止
ISLOCA	ISLOCA	ISLOCA

第 3. 1. 1. b-4 表 選定した起因事象一覧

選定した 起因事象	説明
非隔離事象	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービンバイパス弁が正常に作動することから、事象初期から継続して給復水系が使用できる。
隔離事象	MSIV 閉等により、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象。主復水器のホットウェルが隔離されていることにより給復水系の運転に支障が生ずる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することで原子炉スクラムに至る事象。給復水系の機能は低下するものの、事象初期から利用可能である。
RPS 誤動作等	原子炉保護系 (RPS) の誤動作が起因となる事象及びプラント異常によるスクラム事象等。RPS が起因となることから ATWS 事象は対象外である。
外部電源喪失	外部電源が喪失し、所内の電源が喪失する事象。事象発生後、非常用電源の確保が必要となる。
S/R 弁誤開放	原子炉運転中に S/R 弁が誤開放する事象。原子炉冷却材の流出を伴う。S/R が開放されているため、圧力制御は不要である。
小破断 LOCA	タービン駆動の RCIC で注水可能な範囲の冷却材流出である事象。
中破断 LOCA	小破断 LOCA と大破断 LOCA の中間範囲の冷却材流出である事象。流出量が大きいため、RCIC による注水には期待できない。
大破断 LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲の冷却材流出である事象。
原子炉補機冷却系故障 (区分Ⅰ)	区分Ⅰの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
原子炉補機冷却系故障 (区分Ⅱ)	区分Ⅱの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
交流電源故障 (区分Ⅰ)	区分Ⅰの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
交流電源故障 (区分Ⅱ)	区分Ⅱの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
直流電源故障 (区分Ⅰ)	区分Ⅰの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
直流電源故障 (区分Ⅱ)	区分Ⅱの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
タービン・サポート系故障	タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態での手動停止。
通常停止	定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めた手動停止。
ISLOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリ、及びそれと直結した格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の圧力が低圧系に付加されるために発生する LOCA。

第3.1.1.b-5表 起回事象発生頻度

区分	起回事象グループ	発生頻度(/炉年)	発生件数	EF	備考
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	81	3	国内BWR実績データ (平成21年3月末時点)
	隔離事象	2.7E-02	13	3	
	全給水喪失	1.0E-02	5	3	
	水位低下事象	2.7E-02	13	3	
	RPS 誤動作等	5.5E-02	27	3	
	外部電源喪失	4.2E-03	3	3	
	S/R 弁誤開放	1.0E-03	0	3	発生実績が無い ため、総運転炉年 に対して0.5回の 発生を仮定
LOCA	小破断 LOCA	3.0E-04	0	10	発生実績が無い ため、NUREG-1829 及びNUREG/CR-5750 のデータに基づき 算出
	中破断 LOCA	2.0E-04	0	20	
	大破断 LOCA	2.0E-05	0	20	
従属性を有する起回事象	原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	7.2E-04	0	3	サポート系喪失は片系統の喪失とし、発生実績が無い ため、系統数や母線数を考慮した 運転期間に対して0.5回の発生を 仮定
	原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	7.2E-04	0	3	
	交流電源故障(区分Ⅰ)	1.5E-04	0	3	
	交流電源故障(区分Ⅱ)	1.5E-04	0	3	
	直流電源故障(区分Ⅰ)	2.8E-04	0	3	
	直流電源故障(区分Ⅱ)	2.8E-04	0	3	
	タービン・サポート系故障	7.2E-04	0	3	
通常停止	通常停止	1.7E+00	807	3	国内BWR実績データ (平成21年3月末時点)
ISLOCA	ISLOCA	9.4E-08	0	3	隔離弁などの故障により 低圧設計配管が破損する 頻度として算出

(注) 総運転炉年=488.1炉年(平成21年3月末までのBWR全32基の発電時間の合計)

第3.1.1.c-1(a)表 成功基準の一覧

起因事象	原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器熱除去機能	
過渡変化	ATWS時	・なし*1		
	S/R弁正常動作時	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS ・RCIC ・減圧+LPCS ・減圧+1/3LPCI 	・1/2RHR
	S/R弁開固着時	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI 	・1/2RHR
手動停止*3	S/R弁正常動作時	・スクラム対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・給水系 ・HPCS ・RCIC ・減圧+復水系 ・減圧+LPCS ・減圧+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・主復水器による除熱 ・1/2RHR
	S/R弁開固着時	・スクラム対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・給水系 ・HPCS ・復水系 ・LPCS ・1/3LPCI 	・1/2RHR
大破断 LOCA	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI 	・1/2RHR	
中破断 LOCA	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI 	・1/2RHR	
小破断 LOCA	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS ・RCIC ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI 	・1/2RHR	
ISLOCA (破損個所の隔離成功後)	・スクラム系*2	<ul style="list-style-type: none"> ・HPCS*4 ・減圧+LPCS*4 ・減圧+1/3LPCI*4 	・1/2RHR*4	

- *1 : ほう酸水注入系を考慮しないモデルであるため、スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。
- *2 : が挿入されればスクラム成功とする。
- *3 : 手動停止とは、従属性を有する起因事象と通常停止を指す。
- *4 : 破損があった系統には期待しない。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 3. 1. 1. c-1 (b) 表 低圧 ECCS による注水時の原子炉減圧の必要弁数

系統	過渡事象		中小破断 LOCA
	S/R 弁正常動作時	S/R 弁開固着時	
LPCS, 1/3LPCI	1 弁	—	1 弁

第 3. 1. 1. c-1 (c) 表 RCW/RSW-A, B の成功基準

機器	冷却対象の系統		
	非常用 D/G, 低圧 ECCS, RHR		OG 系
	常用隔離成功時	常用隔離失敗時*5	
RCW ポンプ	1/2	2/2	2/2
RCW 熱交換器	1/2	1/2	2/2
RSW ポンプ	1/2	1/2	2/2

*5 常用隔離に失敗した場合、常用系負荷への冷却水が必要となるため、成功基準として必要となる RCW ポンプ数が増加する。

第 3. 1. 1. c-1 (d) 表 HPCW/HPSW の成功基準

機器	冷却対象の系統	
	HPCS-D/G	HPCS
HPCW ポンプ	1/1	1/1
HPCW 熱交換器	1/1	1/1
HPSW ポンプ	1/1	1/1

第 3. 1. 1. c-1 (e) 表 空調の成功基準

機器	成功基準	
HPCS ポンプ室空調	1/1	
LPCS ポンプ室空調	1/1	
RHR ポンプ (A/B/C) 室空調	1/1	
RCW (A/B) ポンプ室空調	1/2	
HPCW ポンプ室	送風機	1/2
	排風機	1/2
D/G (A/B) 室送風機	2/3	
D/G (HPCS) 室送風機	1/2	

第3.1.1.c-2表 代表シークエンス事故進展のまとめ

事故シークエンス	炉心溶融	圧力容器破損	格納容器破損	備考
TQUV (過渡事象後, 炉心メークアップ失敗・ 低圧シークエンス)				L1でADS手動起動を仮定
TQUX (過渡事象後, 炉心メークアップ失敗・ 高圧シークエンス)				—
TB (全交流動力電源喪失)				DCバッテリーは8時間を仮定
LOCA (大破断LOCA後, 炉心メークアップ失敗)				再循環ラインの両端破断を仮定
TW (過渡事象後, 崩壊熱除去失敗)				—
TC (過渡事象後, 原子炉停止失敗)				—

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第3.1.1.1.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	サポート	交流電源			直流電源			原子炉補機冷却水系			タービン補機冷却水系	ポンプ室空調
		常用		区分Ⅲ	非常用		区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ		
		区分Ⅰ	区分Ⅱ		区分Ⅰ	区分Ⅱ						
	スクラム系											
	高压炉心スプレイ系(HPCS)			○						○		○
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)						○					
	自動減圧系(ADS)						○*					
	低压炉心スプレイ系(LPCS)		○				○			○		○
	低压注水系A(LPCI-A)		○				○			○		○
	低压注水系B(LPCI-B)			○				○		○		○
	低压注水系C(LPCI-C)			○				○		○		○
	残留熱除去系A(RHR-A)		○				○			○		○
	残留熱除去系B(RHR-B)			○				○		○		○
	給復水系		○	○			○*			○*		○

※ 何れか一方の電源供給により作動可能

第 3.1.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート (影響を受ける側)	サポート (影響を与える側)	交流電源			直流電源			原子炉 補機冷却水系			タービン補機 冷却水系	タービン補機 冷却水系	ポンプ/DG 室空調
		非常用			非常用			補機冷却水系					
		区分I	区分II	区分III	区分I	区分II	区分III	区分I	区分II	区分III			
交流電源	常用												
	非常用												
	区分I												
直流電源	常用												
	非常用												
	区分I												
原子炉 補機冷却水系	常用												
	非常用												
	区分I												
原子炉 補機冷却水系	常用												
	非常用												
	区分I												
タービン補機 冷却水系	常用												
	非常用												
	区分I												
タービン補機 冷却水系	常用												
	非常用												
	区分I												
ポンプ /DG 室空調	常用												
	非常用												
	区分I												

第3.1.1.1.e-3表 代表的なF Tの非信頼度

起因事象	システム系統	F Tの 非信頼度
過渡事象 ／手動停止	HPCS	1.7E-03
	R C I C	2.8E-03
手動停止	手動減圧	1.3E-01
	LPCS	9.9E-04
	L P C I (A/B/C)	1.2E-03
	RHR (A/B)	1.3E-03
	給水系	3.7E-03
	復水系	8.1E-03
	主復水器による除熱	1.1E-02
	HPCS	2.3E-03
	R C I C	1.0E-02
	手動減圧及び自動減圧	6.3E-06
LOCA	LPCS	9.4E-04
	L P C I (A/B/C)	1.2E-03
	RHR (A/B)	1.2E-03
	スクラム電気系	1.7E-08
	スクラム機械系	5.1E-11
—	非常用電源 (A/B)	4.8E-03

第3.1.1.f-1表 同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード

機器	故障モード
ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ファン	起動失敗
	継続運転失敗
弁	作動失敗
	開/閉失敗
検出器 トリップ設定器 リレー	不動作
	誤動作

第 3. 1. 1. f-2 表 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

系統	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
低圧 ECCS 自動起動信号	検出器, トリップ設定器
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

第3.1.1.f-3表 共通要因故障パラメータの一覧

機器種類	β	γ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器及び警報設定器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
スクラムコンダクター(リレー)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG-1150

※ γ ファクターは、共通原因故障によって多重故障(2弁以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率。

第 3.1.1.g-1 表 人的過誤の評価結果

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起因事象発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4.0E-04	5
	SDV 警報の検出失敗	2.9E-04	11
起因事象発生後	高圧 ECCS 作動後の水位制御操作	5.8E-03	9
	RCIC 水源切替操作	6.8E-03	8
	高圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03	9
	ADS・低圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	1.3E-01	10
	原子炉注水後の RHR による格納容器除熱操作	1.7E-04	5
	MSIV 開操作失敗	7.3E-03	7
	給復水関連操作失敗	5.8E-03	9
	DG・DG ファンの自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03	9

第3.1.1.h-1表 炉心損傷シークエンスグループ

炉心損傷シークエンスの特徴	シークエンスグループ
LOCA 時注水機能喪失 詳細には、 <ul style="list-style-type: none"> ● 大破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ● 中破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ● 小破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 高圧・低圧注水機能喪失 高圧注水・減圧機能喪失	LOCA 後の注水失敗 AE S1E S2E TQUV TQUX
全交流動力電源喪失 詳細には、 <ul style="list-style-type: none"> ● D/G2 台・HPCS 機能喪失及びバッテリー枯渇に伴う RCIC 機能喪失 ● バッテリーの故障により D/G2 台の起動に失敗し、HPCS も機能喪失 ● 非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び RCIC も機能喪失し炉心損傷 ● 非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び SRV 再閉鎖失敗による RCIC 機能喪失 崩壊熱除去機能喪失	TB 長期 TB TBD TBU TBP TW
原子炉停止機能喪失 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)	TC ISLOCA

第3.1.1.1.h-2表 主要シークエンスの評価結果

起因事象	事故シークエンスの概要	事故シークエンスグループ	発生頻度 [／炉年]	寄与割合 [%]	主要カットセット
非隔離事象	非隔離事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	2.9E-05	52.6%	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
RPS 誤動作等	RPS 誤動作等発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	9.4E-06	17.0%	①RHR 手動操作失敗②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
隔離事象	隔離事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	4.6E-06	8.4%	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
水位低下事象	水位低下事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	4.6E-06	8.4%	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
通常停止	通常停止後、注水に成功するが除熱に失敗 (給水系による注水失敗後、HPCS による注水に成功)	TW	2.7E-06	4.8%	①RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障 ②RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障

第 3. 1. 1. h-3 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象発生頻度	炉心損傷頻度 (／炉年)	条件付き 炉心損傷確率
非隔離事象	1. 7E-01	2. 9E-05	1. 7E-04
隔離事象	2. 7E-02	4. 7E-06	1. 7E-04
全給水喪失	1. 0E-02	1. 7E-06	1. 7E-04
水位低下事象	2. 7E-02	4. 7E-06	1. 7E-04
RPS 誤動作等	5. 5E-02	9. 5E-06	1. 7E-04
外部電源喪失	4. 2E-03	8. 2E-07	2. 0E-04
S/R 弁誤開放	1. 0E-03	1. 7E-07	1. 7E-04
小破断 LOCA	3. 0E-04	5. 2E-08	1. 7E-04
中破断 LOCA	2. 0E-04	3. 4E-08	1. 7E-04
大破断 LOCA	2. 0E-05	3. 4E-09	1. 7E-04
原子炉補機 冷却系故障	区分Ⅰ	7. 2E-04	2. 1E-05
	区分Ⅱ	7. 2E-04	1. 3E-03
交流電源故障	区分Ⅰ	1. 5E-04	2. 8E-05
	区分Ⅱ	1. 5E-04	1. 3E-03
直流電源故障	区分Ⅰ	2. 8E-04	2. 9E-05
	区分Ⅱ	2. 8E-04	1. 3E-03
タービン・サポート系故障	7. 2E-04	1. 2E-07	1. 7E-04
通常停止	1. 7E+00	2. 7E-06	1. 6E-06
ISLOCA	9. 4E-08	5. 1E-09	5. 4E-02
合計	—	5. 5E-05	—

第 3. 1. 1. h-4 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (／炉年)
TQUX	1. 9E-07
TQUV	2. 9E-11
TW	5. 5E-05
長期 TB	6. 1E-11
TBU	1. 3E-12
TBP	9. 3E-13
TBD	4. 5E-12
AE	4. 2E-14
S1E	3. 3E-12
S2E	5. 5E-14
ISLOCA	2. 4E-09
TC	3. 9E-09
合計	5. 5E-05

第3.1.1.1.h-5表 炉心損傷シナリオに寄与する要因別の分析結果

事故シナリオグループ	事故シナリオ	シナリオ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
1 高圧・低圧 注水機能喪失	過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	1.5E-11	<0.1	2.9E-11	<0.1
	過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	5.4E-12	<0.1		
	手動停止＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	4.6E-13	<0.1		
	手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	2.1E-13	<0.1		
	サボート系喪失＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	7.7E-12	<0.1		
	サボート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	3.1E-13	<0.1		
	過渡事象＋高圧ECCS失敗＋手動減圧失敗	1.8E-07	0.3		
2 高圧注水・減圧 機能喪失	手動停止＋高圧ECCS失敗＋手動減圧失敗	8.5E-09	<0.1	1.9E-07	0.3
	サボート系喪失＋高圧ECCS失敗＋手動減圧失敗	1.7E-09	<0.1		
	外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗	6.1E-11	<0.1		
3 全流動力 電源喪失	外部電源喪失＋DG失敗＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗	9.3E-13	<0.1	6.8E-11	<0.1
	外部電源喪失＋DG失敗＋高圧ECCS失敗	1.3E-12	<0.1		
	外部電源喪失＋直流電源喪失＋HPCS失敗	4.5E-12	<0.1		
	過渡事象＋除熱失敗	5.1E-05	91.4		
	過渡事象＋SRV再閉失敗＋除熱失敗	1.4E-07	0.2		
4 崩壊熱除去 機能喪失	手動停止＋除熱失敗	2.7E-06	4.8	5.5E-05	99.7
	手動停止＋SRV再閉失敗＋除熱失敗	7.2E-09	<0.1		
	サボート系喪失＋除熱失敗	1.7E-06	3.0		
	サボート系喪失＋SRV再閉失敗＋除熱失敗	4.3E-09	<0.1		
	中小破断LOCA＋除熱失敗	8.6E-08	0.2		
	大破断LOCA＋除熱失敗	3.4E-09	<0.1		
	過渡事象＋原子炉保護系失敗	3.9E-09	<0.1		
5 原子炉 停止機能喪失	中小破断LOCA＋原子炉保護系失敗	8.3E-12	<0.1	3.9E-09	<0.1
	大破断LOCA＋原子炉保護系失敗	3.3E-13	<0.1		
	中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	4.3E-13	<0.1		
6 LOCA時 注水機能喪失	中小破断LOCA＋高圧ECCS失敗＋原子炉自動減圧失敗	2.9E-12	<0.1	3.4E-12	<0.1
	大破断LOCA＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗	4.2E-14	<0.1		
	ISLOCA	2.4E-09	<0.1		
7 格納容器バイパス (インターフェース システムLOCA)	合計			5.5E-05	100.0

第 3. 1. 1. h-6 表 事故シーケンスの分析結果(1/7)

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
高圧・ 低圧注水 機能喪失	過渡事象 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2.9E-13	1.9%
			非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+低圧ポンプ手動起動操作失敗 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障	2.8E-13	1.8%
			S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.2E-13	1.4%
	過渡事象 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	非隔離事象+S/R弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	1.3E-13	2.4%
			非隔離事象+S/R弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.9E-14	1.8%
			非隔離事象+S/R弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	8.4E-14	1.5%
	手動停止 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2.5E-14	5.3%
			通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +直流母線(2A)機能喪失+HPCS計画外停止	9.8E-15	2.1%
			通常停止+RCICポンプ起動失敗+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障+HPCS計画外停止	9.7E-15	2.1%
	手動停止 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	通常停止+S/R弁再閉鎖失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS計画外停止	1.8E-14	8.4%
			通常停止+S/R弁再閉鎖失敗 +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS計画外停止	1.2E-14	5.9%
			通常停止+S/R弁再閉鎖失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ	5.8E-15	2.7%
サポート系喪失 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	直流A母線喪失 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7.0E-13	9.2%	
		直流A母線喪失 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2.9E-13	3.8%	
		直流A母線喪失 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.2E-13	2.9%	
サポート系喪失 +SRV再閉失敗 +高圧ECCS失敗 +低圧ECCS失敗	<0.1%	補機冷却系A系喪失+S/R弁再閉鎖失敗 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失+HPCS注入元弁開け忘れ	4.9E-15	1.6%	
		直流B母線喪失+S/R弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%	
		直流B母線喪失+S/R弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%	

第 3. 1. 1. h-6 表 事故シーケンスの分析結果(2/7)

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	
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 8E-07	0. 3%	非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1. 4E-08	7. 6%
				非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	8. 6E-09	4. 8%
				非隔離事象+RCICポンプ起動失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外+手動減圧操作失敗	5. 5E-09	3. 1%
	手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	8. 5E-09	<0. 1%	通常停止+RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	2. 3E-10	2. 7%
				通常停止+RSWポンプD起動失敗+HPCS計画外停止 + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	1. 5E-10	1. 7%
				通常停止+RSWポンプD起動失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	8. 8E-11	1. 0%
	サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 7E-09	<0. 1%	補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	5. 7E-11	3. 4%
タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗				5. 7E-11	3. 4%	
補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗				3. 6E-11	2. 2%	
タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗				3. 6E-11	2. 2%	

第 3.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(3/7)

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
外部電源喪失 +DG失敗 +HPCS失敗	6.1E-11	<0.1%	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	16.0%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%
外部電源喪失 +DG失敗 +SRV再閉失敗 +HPCS失敗	9.3E-13	<0.1%	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分)+S/R弁再閉鎖失敗 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.4E-13	14.7%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分)+S/R弁再閉鎖失敗 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	9.2E-14	10.0%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分)+S/R弁再閉鎖失敗 +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9.2E-14	10.0%
外部電源喪失 +DG失敗 +高圧ECCS失敗	1.3E-12	<0.1%	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	7.4E-14	5.5%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%
外部電源喪失 +直流電源喪失 +HPCS失敗	4.5E-12	<0.1%	外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.6E-12	34.6%
			外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	1.1E-12	23.5%
			外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5.9E-13	13.1%

第 3. 1. 1. h-6 表 事故シーケンスの分析結果(4/7)

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
崩壊熱除去機能喪失	5. 1E-05	91. 4%	非隔離事象 + RHR 手動操作失敗	2. 8E-05	56. 0%
			RPS 誤動作等 + RHR 手動操作失敗	9. 2E-06	18. 1%
			隔離事象 + RHR 手動操作失敗	4. 5E-06	8. 9%
			水位低下事象 + RHR 手動操作失敗	4. 5E-06	8. 9%
	1. 4E-07	0. 2%	非隔離事象 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	7. 7E-08	56. 2%
			RPS 誤動作等 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	2. 5E-08	18. 2%
			隔離事象 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1. 2E-08	8. 9%
			水位低下事象 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1. 2E-08	8. 9%
	2. 7E-06	4. 8%	通常停止 + RCW ポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 1E-07	34. 2%
			通常停止 + RSW ポンプ継続運転失敗共通原因故障	6. 4E-07	24. 0%
			通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗	1. 6E-07	5. 9%
	7. 2E-09	<0. 1%	通常停止 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RCW ポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 5E-09	34. 1%
通常停止 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RSW ポンプ継続運転失敗共通原因故障			1. 7E-09	23. 9%	
通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗 + S/R 弁再閉鎖失敗			4. 2E-10	5. 9%	
1. 7E-06	3. 0%	補機冷却系 B 系喪失 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	2. 2E-07	13. 5%	
		補機冷却系 B 系喪失 + RHR 手動操作失敗	1. 2E-07	7. 2%	
		タービン・サポート系喪失 + RHR 手動操作失敗	1. 2E-07	7. 2%	
4. 3E-09	<0. 1%	補機冷却系 B 系喪失 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	6. 0E-10	14. 1%	
		補機冷却系 B 系喪失 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3. 2E-10	7. 6%	
		タービン・サポート系喪失 + S/R 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3. 2E-10	7. 6%	
8. 6E-08	0. 2%	小破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	5. 0E-08	58. 2%	
		中破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	3. 3E-08	38. 8%	
		小破断 LOCA + RHR ポンプ起動失敗共通原因故障	2. 8E-10	0. 3%	
3. 4E-09	<0. 1%	大破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	3. 3E-09	97. 1%	
		大破断 LOCA + RHR ポンプ起動失敗共通原因故障	1. 9E-11	0. 6%	
		大破断 LOCA + RCW ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 1E-11	0. 3%	

第 3.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(5/7)

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	
原子炉停止機能喪失	過渡事象 +原子炉保護系失敗	<0.1%	非隔離事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	
			隔離事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	4.5E-10	11.5%	
			水位低下事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	4.5E-10	11.5%	
	中小破断LOCA +原子炉保護系失敗	8.3E-12	<0.1%	小破断LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%
				中破断LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-12	39.9%
				小破断LOCA+制御棒挿入失敗	1.5E-14	0.2%
	大破断LOCA +原子炉保護系失敗	3.3E-13	<0.1%	大破断LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%
				大破断LOCA+制御棒挿入失敗	1.0E-15	0.3%
				大破断LOCA +トリップアクチュエータリレーA不動作 +トリップアクチュエータリレーC不動作	7.9E-17	0.0%
				大破断LOCA +トリップアクチュエータリレーB不動作 +トリップアクチュエータリレーD不動作	7.9E-17	0.0%
				大破断LOCA +トリップアクチュエータリレーE不動作 +トリップアクチュエータリレーG不動作	7.9E-17	0.0%
				大破断LOCA +トリップアクチュエータリレーF不動作 +トリップアクチュエータリレーH不動作	7.9E-17	0.0%

第 3. 1. 1. h-6 表 事故シーケンスの分析結果 (6/7)

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
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	4. 3E-13	<0. 1%	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-14	10. 1%
			中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-14	7. 1%
			中破断LOCA +HPCS S/C側 ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%
			中破断LOCA +HPCS S/C側 ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%
中小破断LOCA +高圧ECCS失敗 +原子炉自動減圧 失敗	2. 9E-12	<0. 1%	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	9. 1E-14	3. 1%
			中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	8. 5E-14	2. 9%
			中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	5. 7E-14	2. 0%
大破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗	4. 2E-14	<0. 1%	大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-15	10. 3%
			大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-15	7. 2%
			大破断LOCA +HPCS S/C側 ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%
			大破断LOCA +HPCS S/C側 ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%

第 3. 1. 1. h-6 表 事故シーケンスの分析結果 (7/7)

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
バ 格 イ 納 パ 容 ス 器	ISLOCA 2. 4E-09	<0. 1%	ISLOCA (低圧配管_隔離失敗)	2. 2E-09	90. 5%
			ISLOCA (高圧配管_隔離失敗)	2. 3E-10	9. 5%

第 3. 1. 1. h-7 表 起因事象別重要度評価結果(FV 重要度)

起因事象	FV 重要度
非隔離事象	5. 3E-01
RPS 誤動作等	1. 7E-01
隔離事象	8. 4E-02
水位低下事象	8. 4E-02
通常停止	4. 8E-02
全給水喪失	3. 1E-02
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	1. 7E-02
外電喪失	1. 5E-02
直流電源故障(区分Ⅱ)	6. 7E-03
交流電源故障(区分Ⅱ)	3. 6E-03
S/R 弁誤開放	3. 1E-03
タービン・サポート系故障	2. 2E-03
小破断 LOCA	9. 3E-04
中破断 LOCA	6. 2E-04
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	2. 8E-04
直流電源故障(区分Ⅰ)	1. 4E-04
ISLOCA	9. 2E-05
交流電源故障(区分Ⅰ)	7. 5E-05
大破断 LOCA	6. 2E-05

第 3. 1. 1. h-8 表 起因事象別重要度評価結果(RAW)

起因事象	RAW
ISLOCA	9. 5E+03
交流電源故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
直流電源故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
外電喪失	4. 5E+00
RPS 誤動作等	4. 3E+00
タービン・サポート系故障	4. 1E+00
大破断 LOCA	4. 1E+00
中破断 LOCA	4. 1E+00
小破断 LOCA	4. 1E+00
SR 弁誤開放	4. 1E+00
全給水喪失	4. 1E+00
隔離事象	4. 0E+00
水位低下事象	4. 0E+00
非隔離事象	3. 8E+00
直流電源故障(区分Ⅰ)	1. 5E+00
交流電源故障(区分Ⅰ)	1. 5E+00
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	1. 4E+00
通常停止	9. 8E-01

第 3. 1. 1. h-9 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
RHR	RHR 手動操作失敗	9. 2E-01
RCW	RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	1. 9E-02
RSW	RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	1. 4E-02
RHR	RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	8. 8E-03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	5. 2E-03
RHR	保守作業による RHR-A 待機除外	4. 0E-03
RHR	RHR-A ポンプ室空調機能喪失	3. 5E-03
原子炉減圧	手動減圧操作失敗	3. 4E-03
RHR	RHR-A 熱交換器伝熱管破損	3. 2E-03
RSW	RSW ポンプ D 起動失敗	3. 0E-03

第 3. 1. 1. h-10 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
RCW	RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	3. 6E+04
RSW	RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	3. 6E+04
RHR	RHR 手動操作失敗	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABC)	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(A-B)	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ継続運転失敗共通要因故障(A-B)	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(ABC)	5. 5E+03
RHR	RHR ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(A-B)	5. 5E+03
スクラム系	制御棒挿入失敗	4. 3E+03

第 3. 1. 1. h-11 表 不確実さ評価結果

事故シーケンス グループ	平均値	下限値 (5%)	中央値 (50%)	上限値 (95%)	EF
TQUX	1. 4E-07	1. 9E-09	3. 0E-08	5. 1E-07	16
TQUV	2. 6E-11	4. 3E-12	1. 4E-11	7. 8E-11	4
TW	5. 5E-05	8. 4E-06	3. 4E-05	1. 7E-04	4
長期 TB	5. 9E-11	3. 3E-12	2. 6E-11	2. 1E-10	8
TBU	1. 3E-12	6. 4E-14	4. 8E-13	4. 5E-12	8
TBP	9. 0E-13	4. 5E-15	1. 2E-13	3. 3E-12	27
TBD	4. 5E-12	1. 0E-13	1. 3E-12	1. 8E-11	13
AE	4. 0E-14	1. 2E-16	4. 1E-15	1. 3E-13	34
S1E	2. 2E-12	7. 3E-15	2. 4E-13	9. 1E-12	35
S2E	4. 6E-14	2. 0E-16	5. 3E-15	1. 5E-13	27
ISLOCA	2. 4E-09	7. 5E-10	2. 0E-09	5. 6E-09	3
TC	4. 0E-09	2. 9E-10	1. 7E-09	1. 3E-08	7
合計	5. 5E-05	8. 7E-06	3. 4E-05	1. 7E-04	4

第 3. 1. 1. h-12 表 外部電源復旧に関する感度解析結果の比較

事故シーケンス グループ	外部電源 復旧有り (ベースケース)	外部電源 復旧無し	外部電源復旧無し/ 外部電源復旧有り
TQUX	1.9E-07	1.9E-07	1.03
TQUV	2.9E-11	3.0E-11	1.02
TW	5.5E-05	5.6E-05	1.01
長期 TB	6.1E-11	2.9E-09	46.62
TBU	1.3E-12	1.2E-11	9.09
TBP	9.3E-13	8.4E-12	9.09
TBD	4.5E-12	4.5E-12	1.00
AE	4.2E-14	4.2E-14	1.00
S1E	3.3E-12	3.3E-12	1.00
S2E	5.5E-14	5.5E-14	1.00
ISLOCA	2.4E-09	2.4E-09	1.00
TC	3.9E-09	3.9E-09	1.00
合計	5.5E-05	5.6E-05	1.01

第 3.1.1.h-13 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(起因事象発生頻度)

起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
RPS誤動作等	5.5E-02	9.6E-02	5.9E-02
通常停止	1.7E+00	1.7E+00	1.7E+00

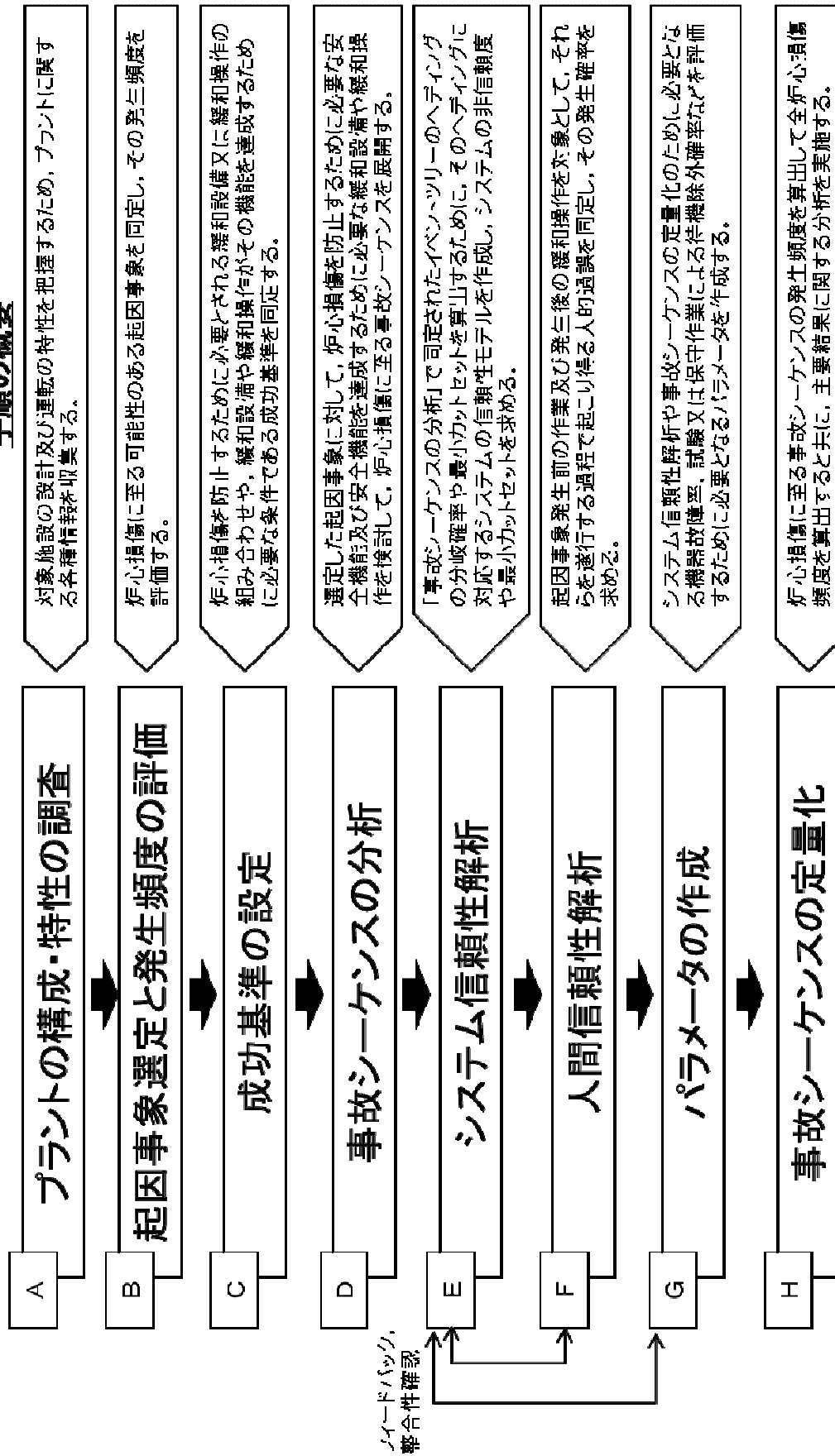
第 3.1.1.h-14 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(機器故障率)

機器故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
リミットスイッチ 不動作	5.5E-09	5.0E-08	1.7E-08

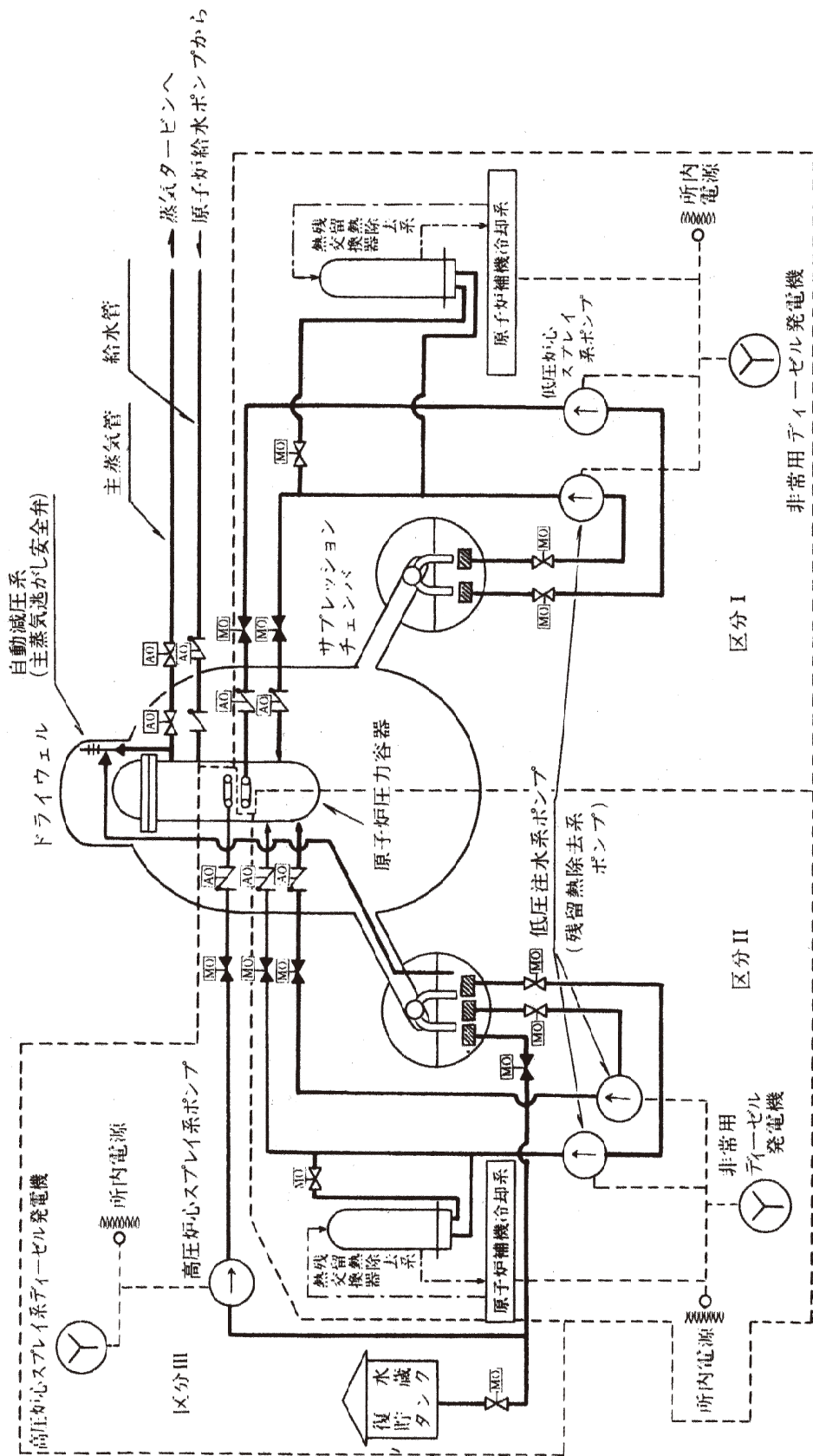
第 3.1.1.h-15 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(全炉心損傷頻度)

	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	5.5E-05	6.3E-05	5.6E-05

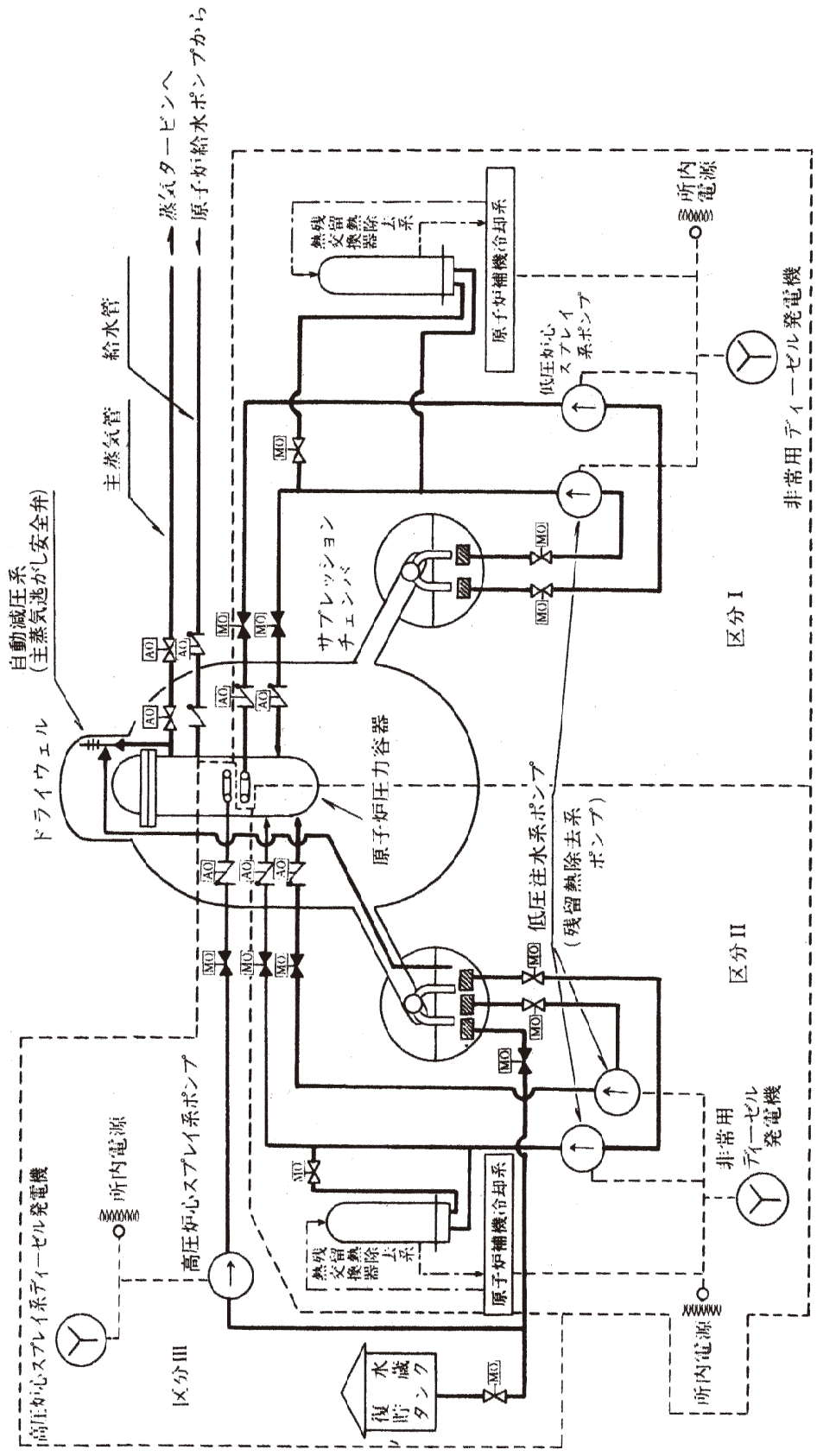
手順の概要



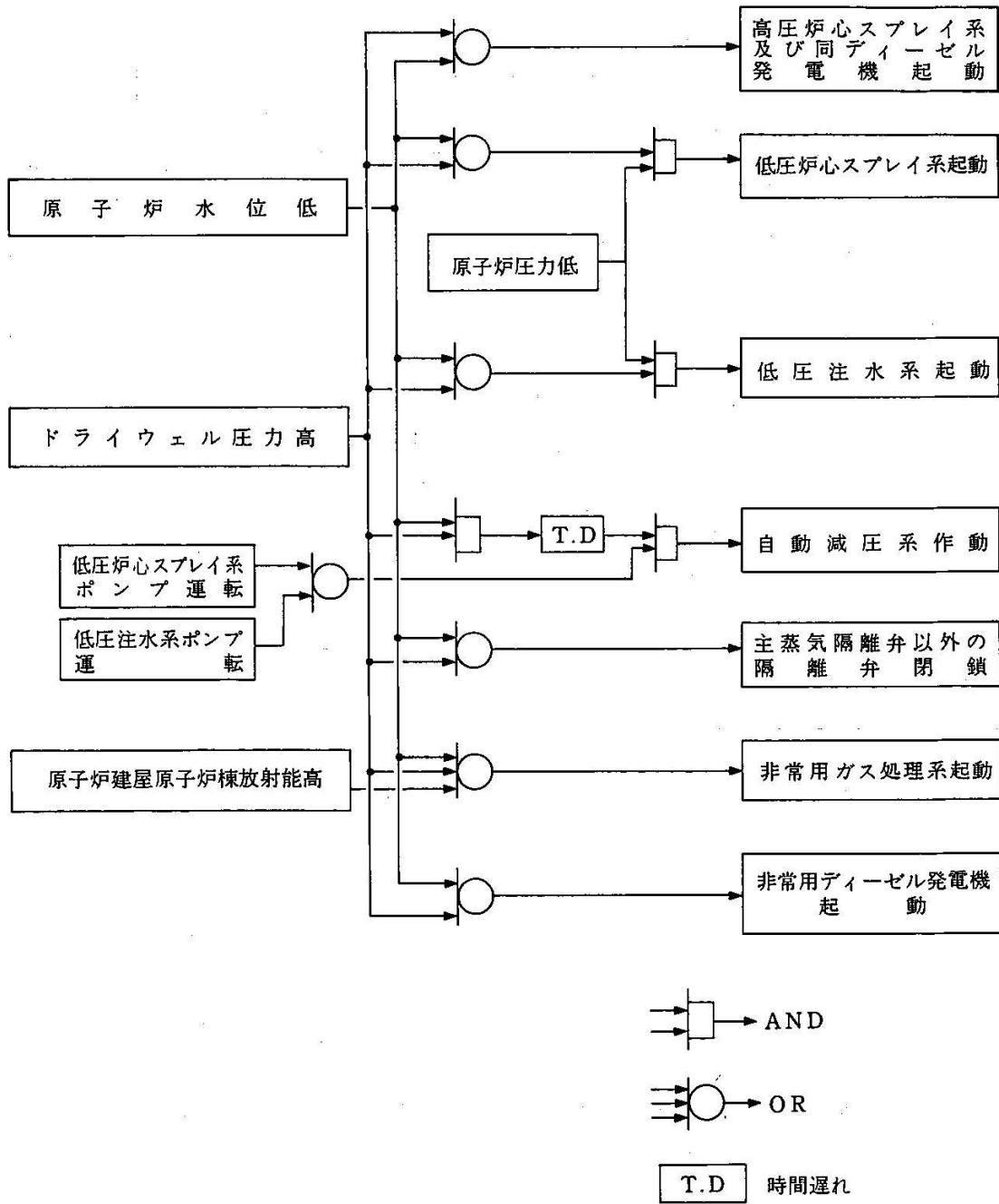
第 3.1.1-1 図 内部事象レベル 1PRA 評価フロー図



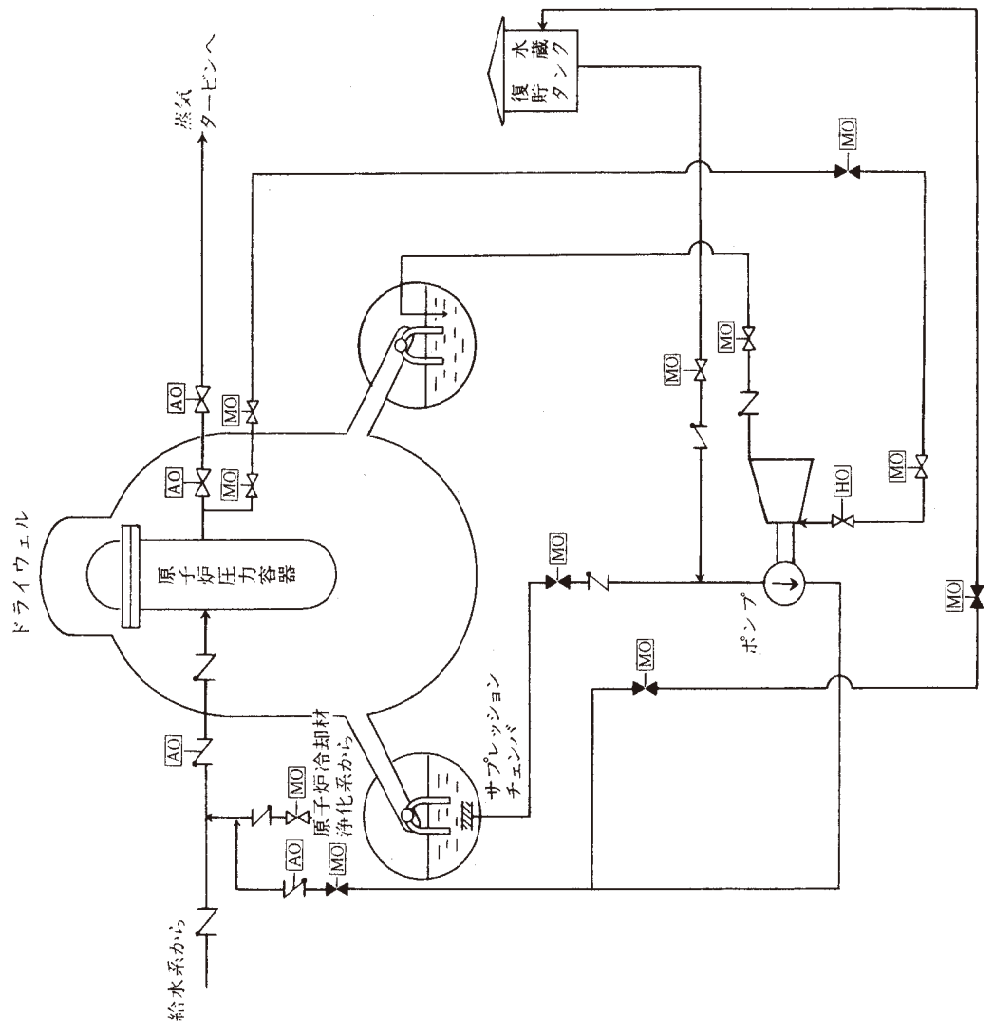
第3.1.1.a-1図 主要設備の概要



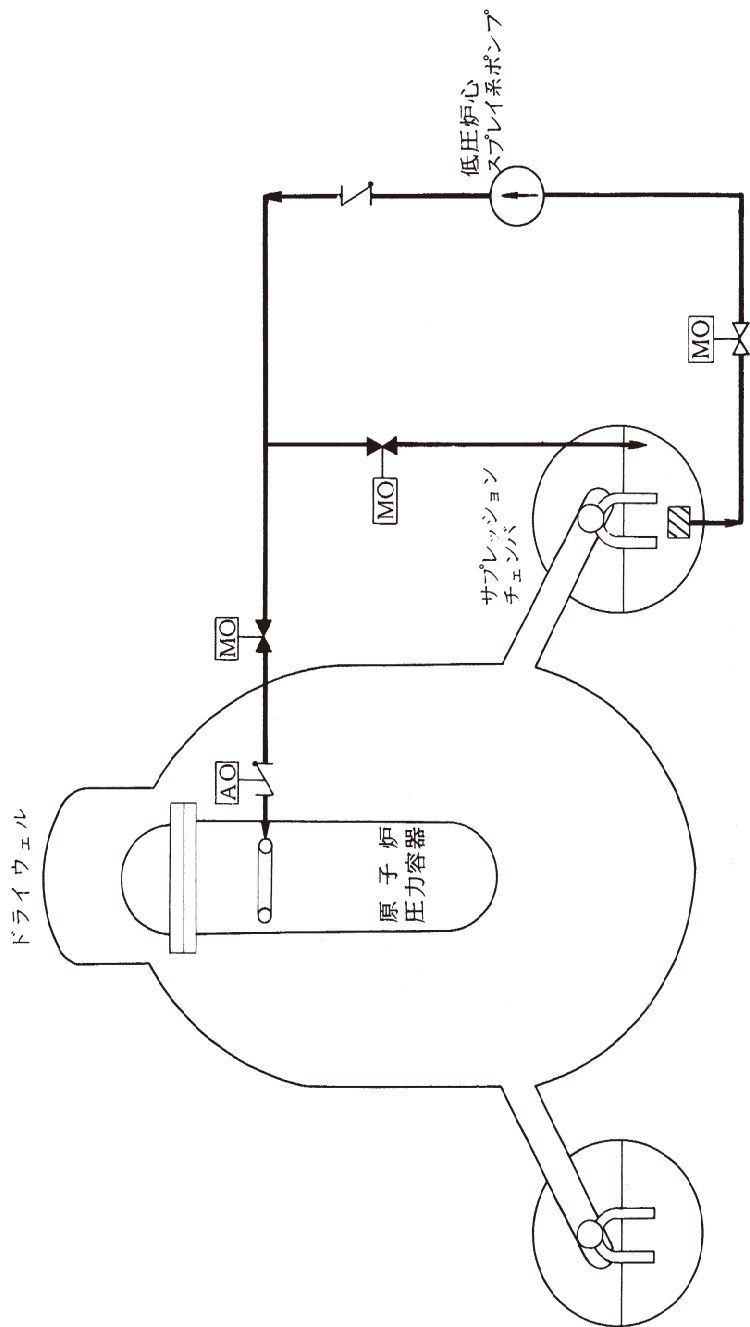
第3.1.1. a-5図 非常用炉心冷却系系統概要図



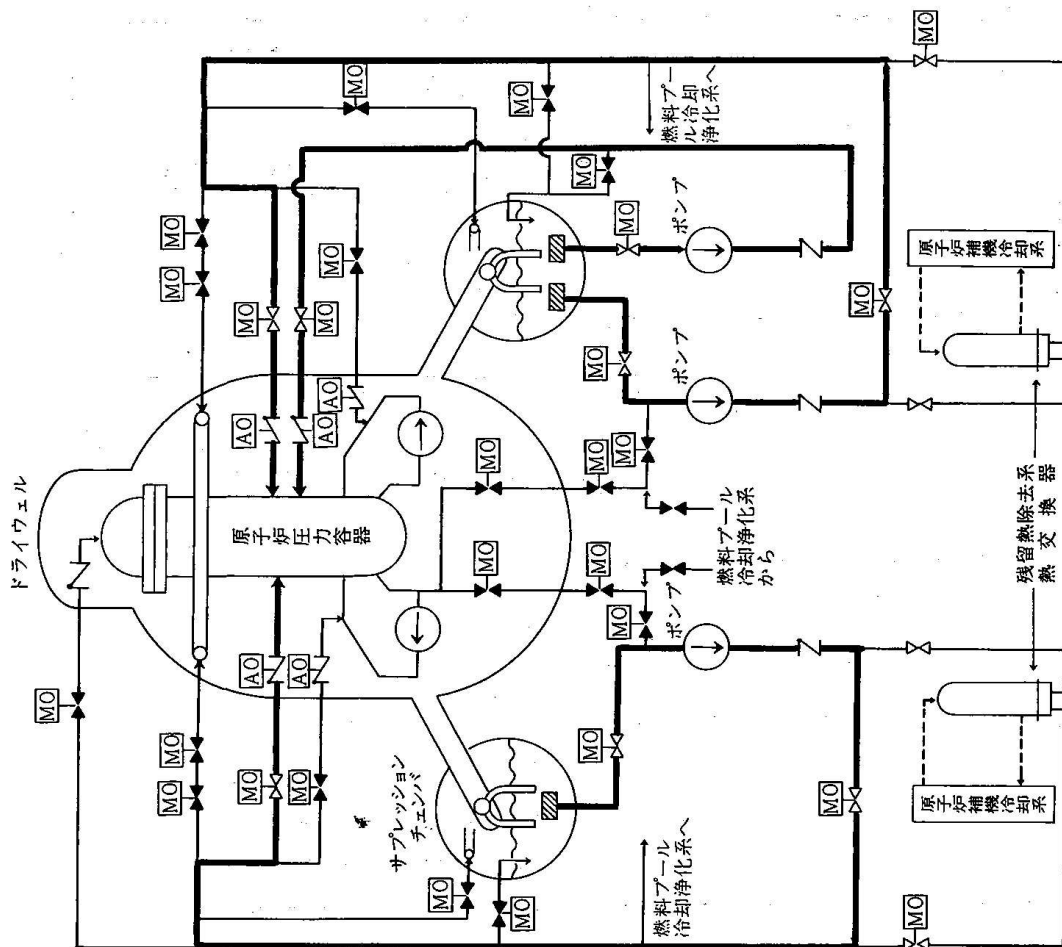
第3.1.1. a-6図 工学的安全施設作動の機能説明図



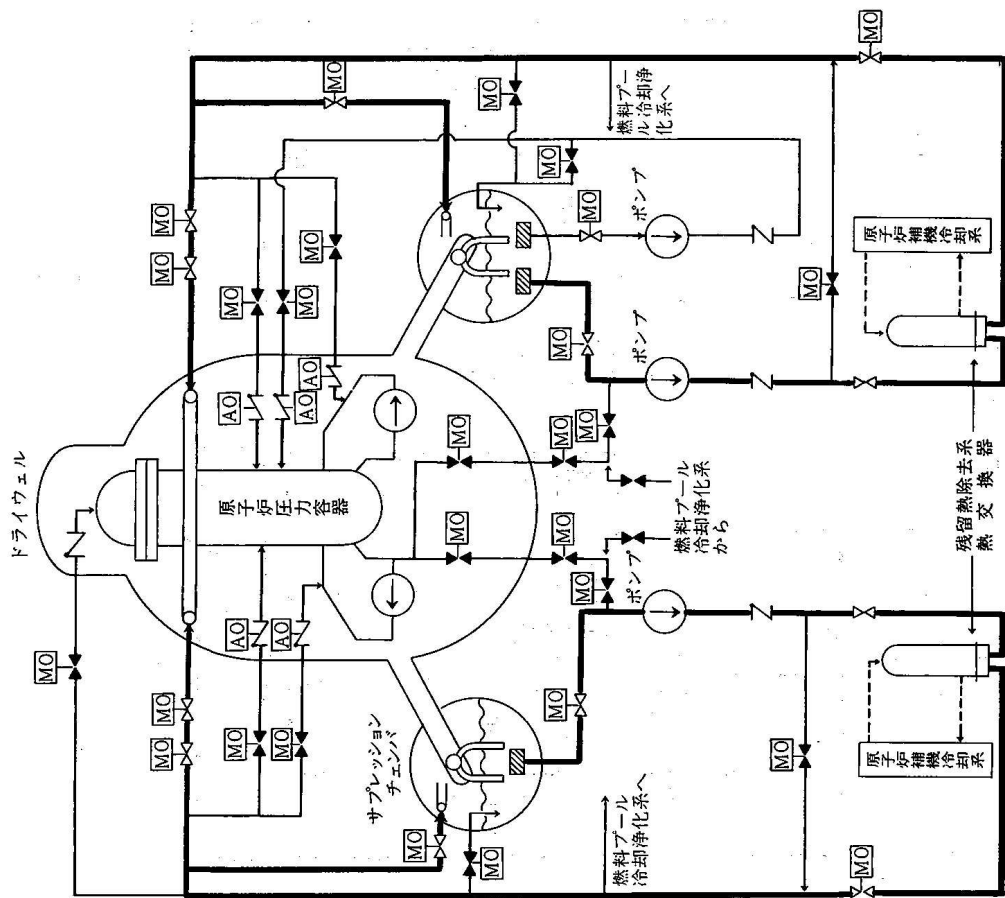
第3.1.1.a-8図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



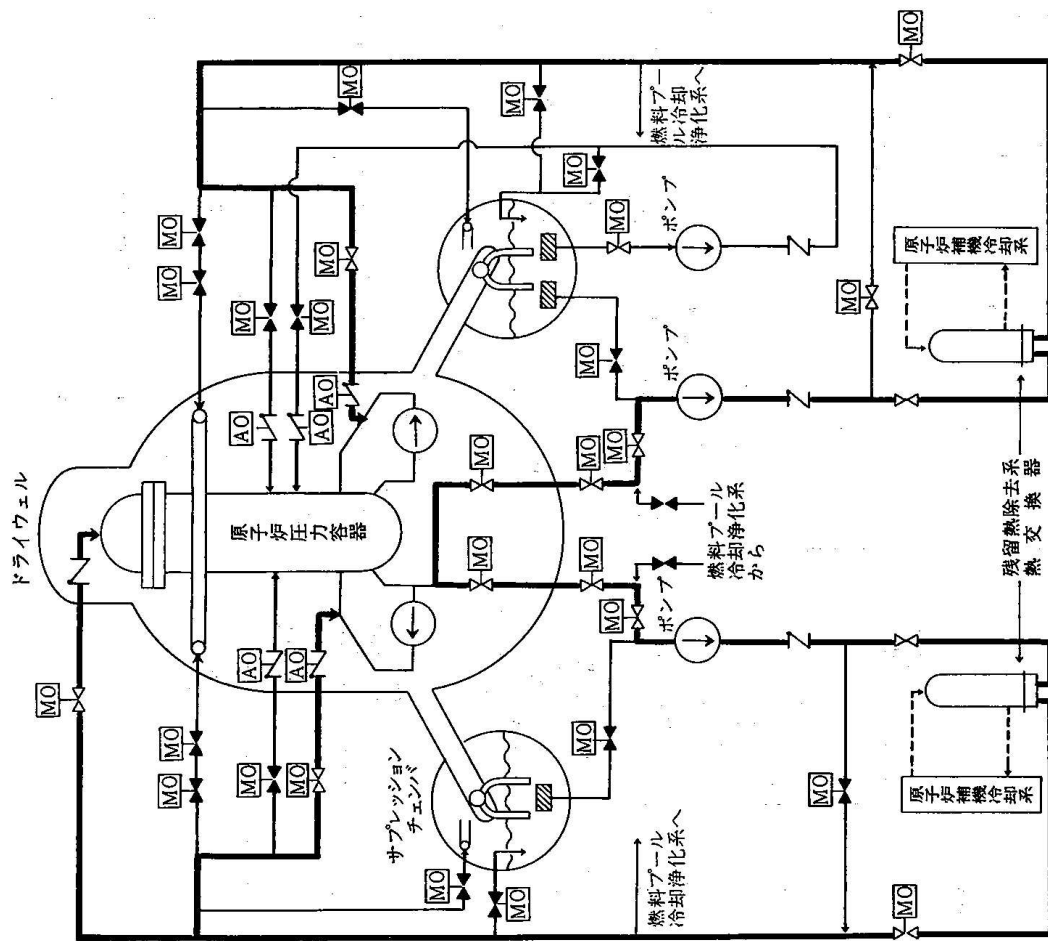
第3.1.1.a-9図 低圧炉心スプレイ系系統概要図



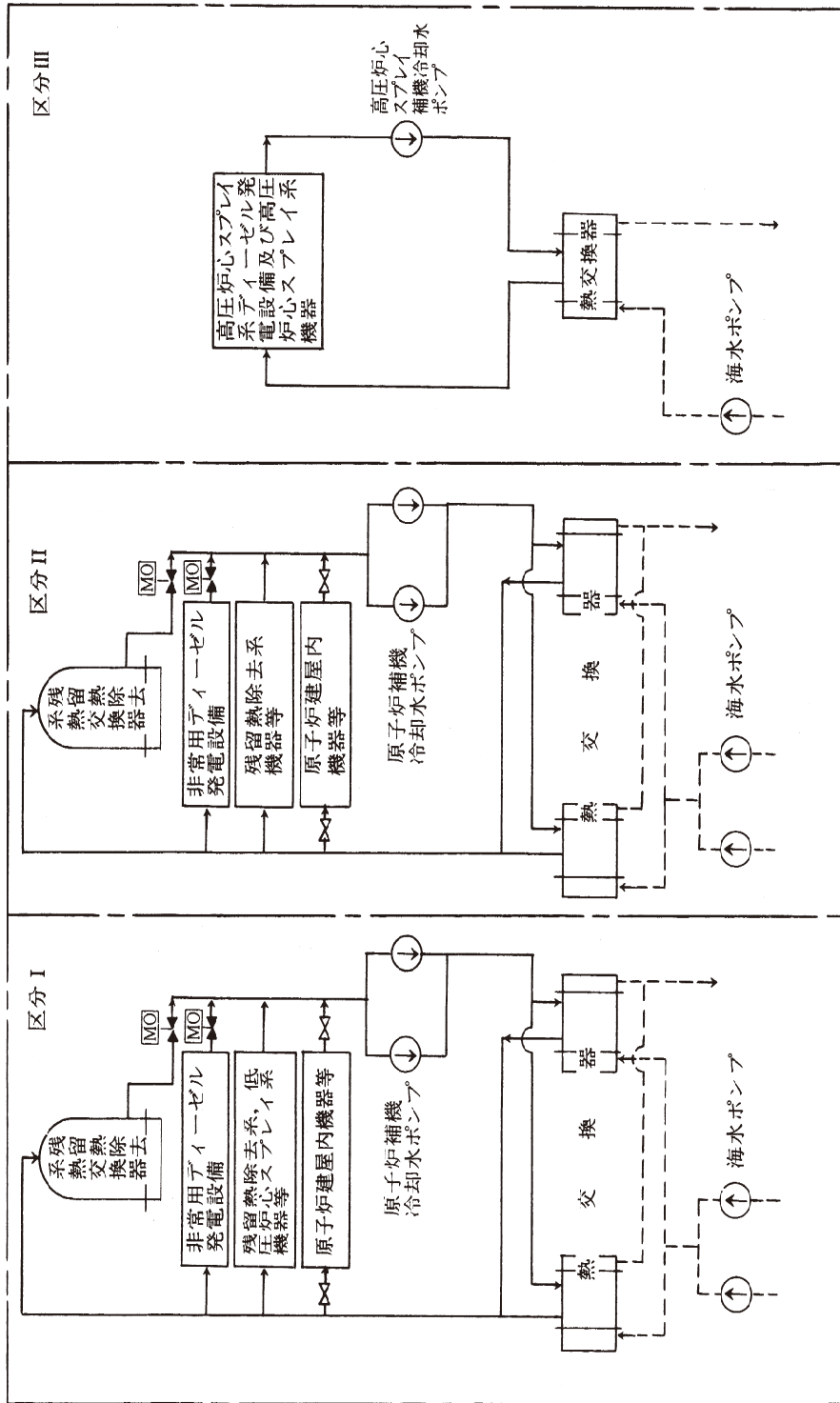
第3.1.1.a-10図 残留熱除去系（低圧注水モード）系統概要図



第3.1.1.a-11図 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）系統概要図

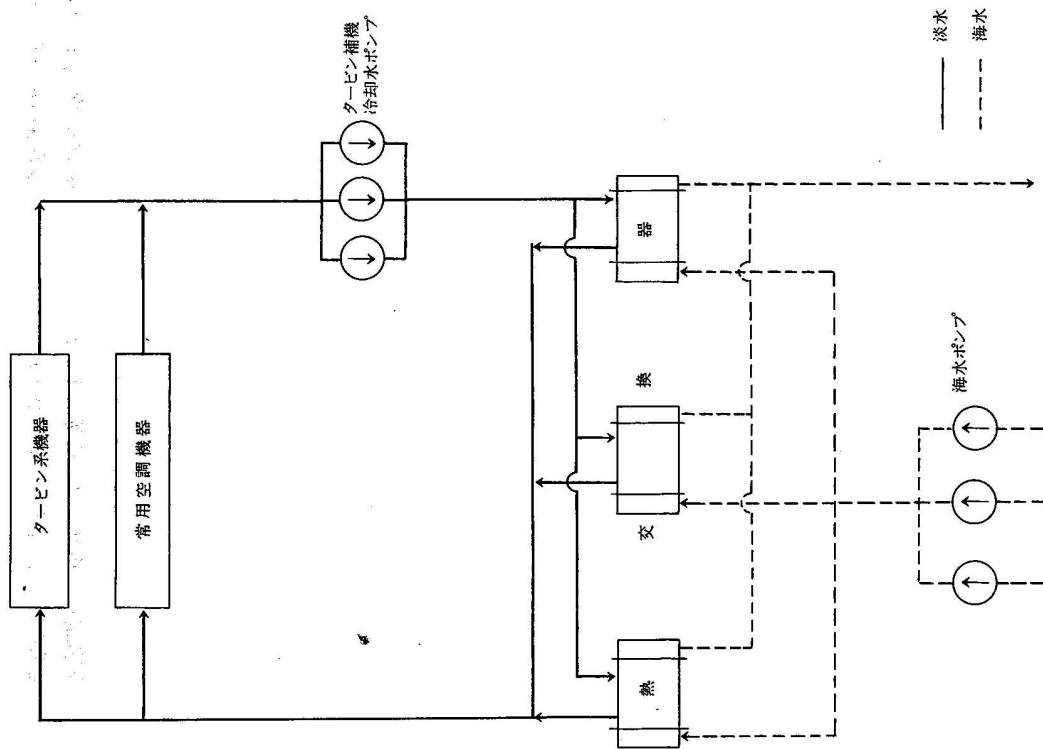


第3.1.1.a-12図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図

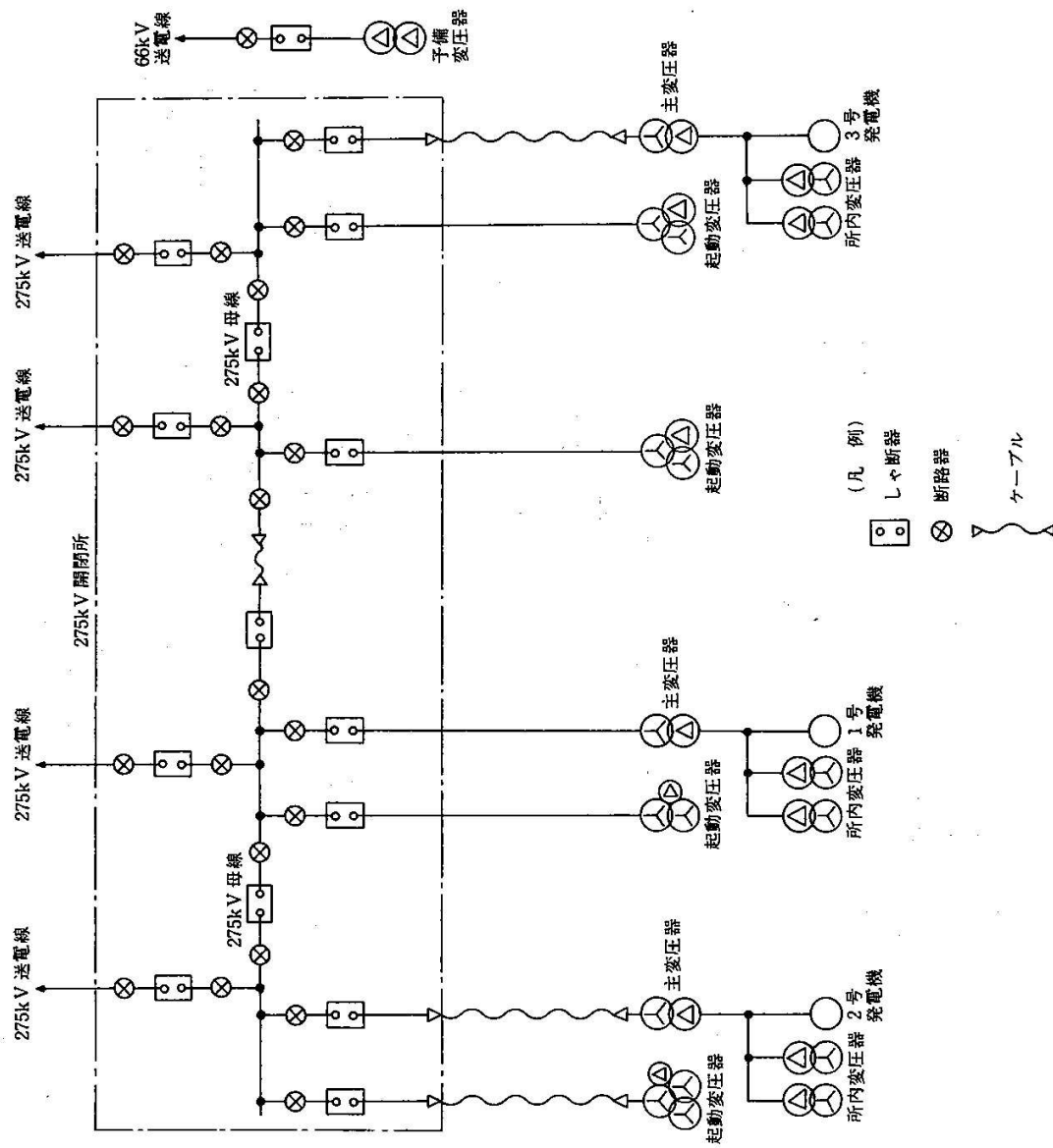


— 淡水
- - - 海水

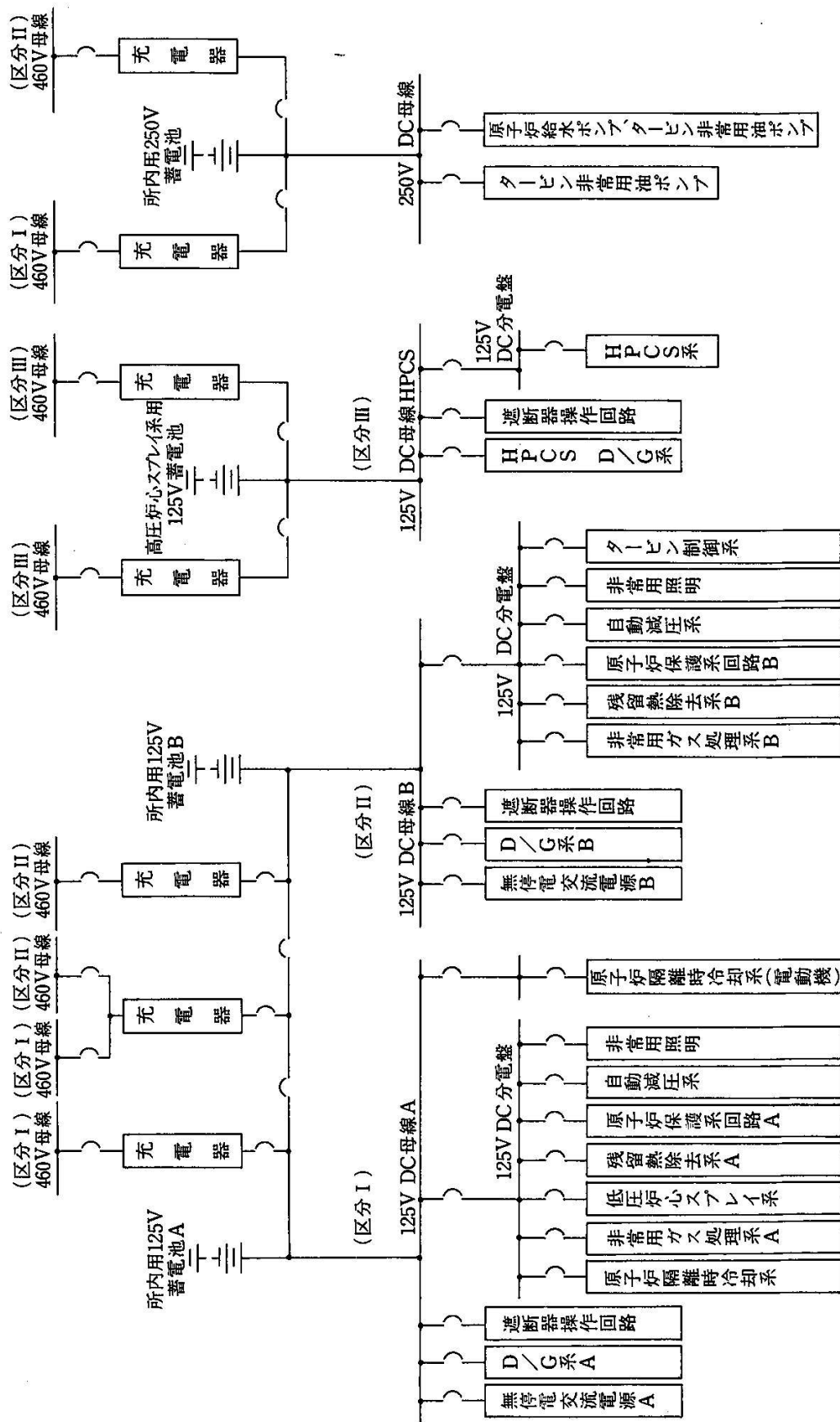
第3.1.1.a-13図 原子炉補機冷却系系統概要図



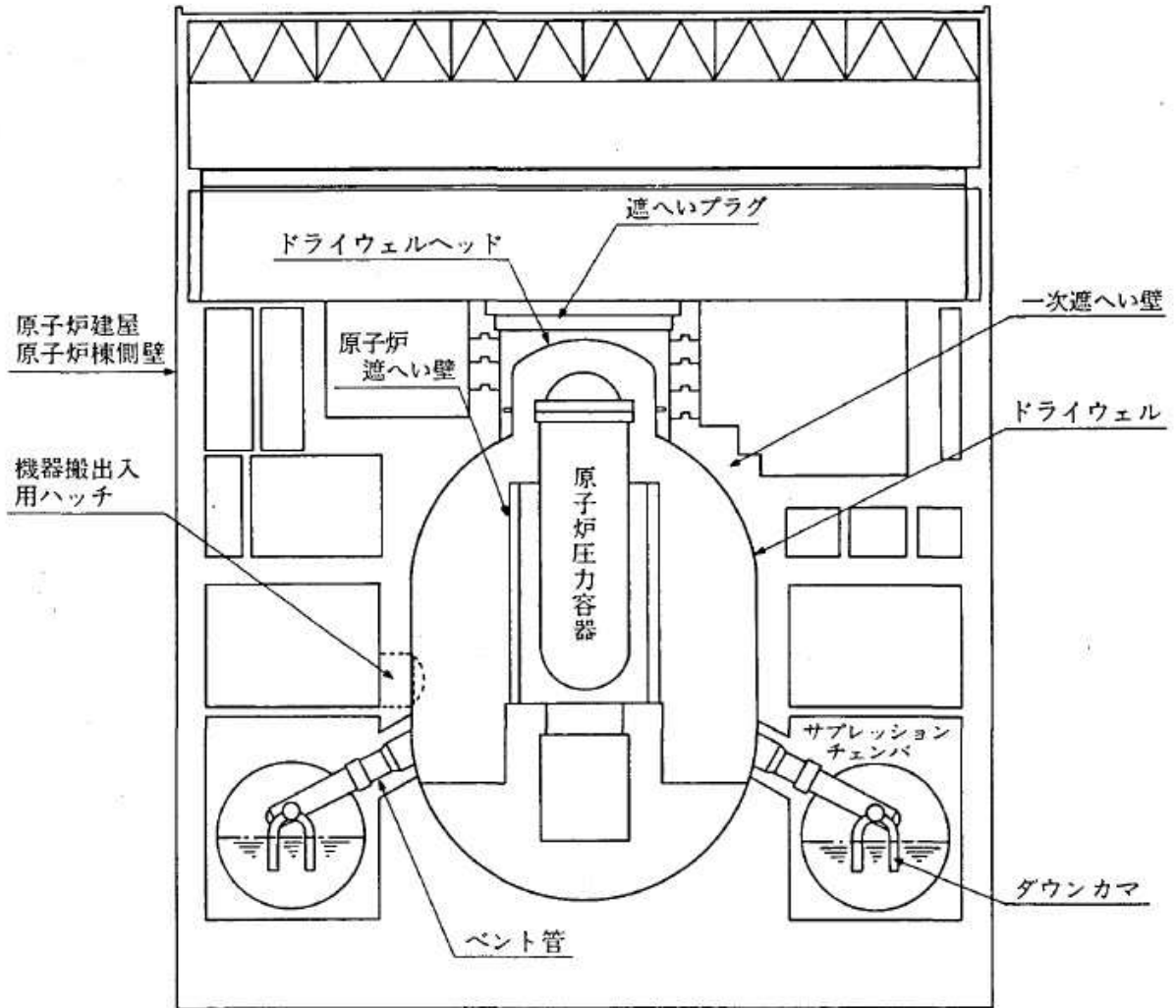
第3.1.1.1.a-14図 タービン補機冷却系系統概要図



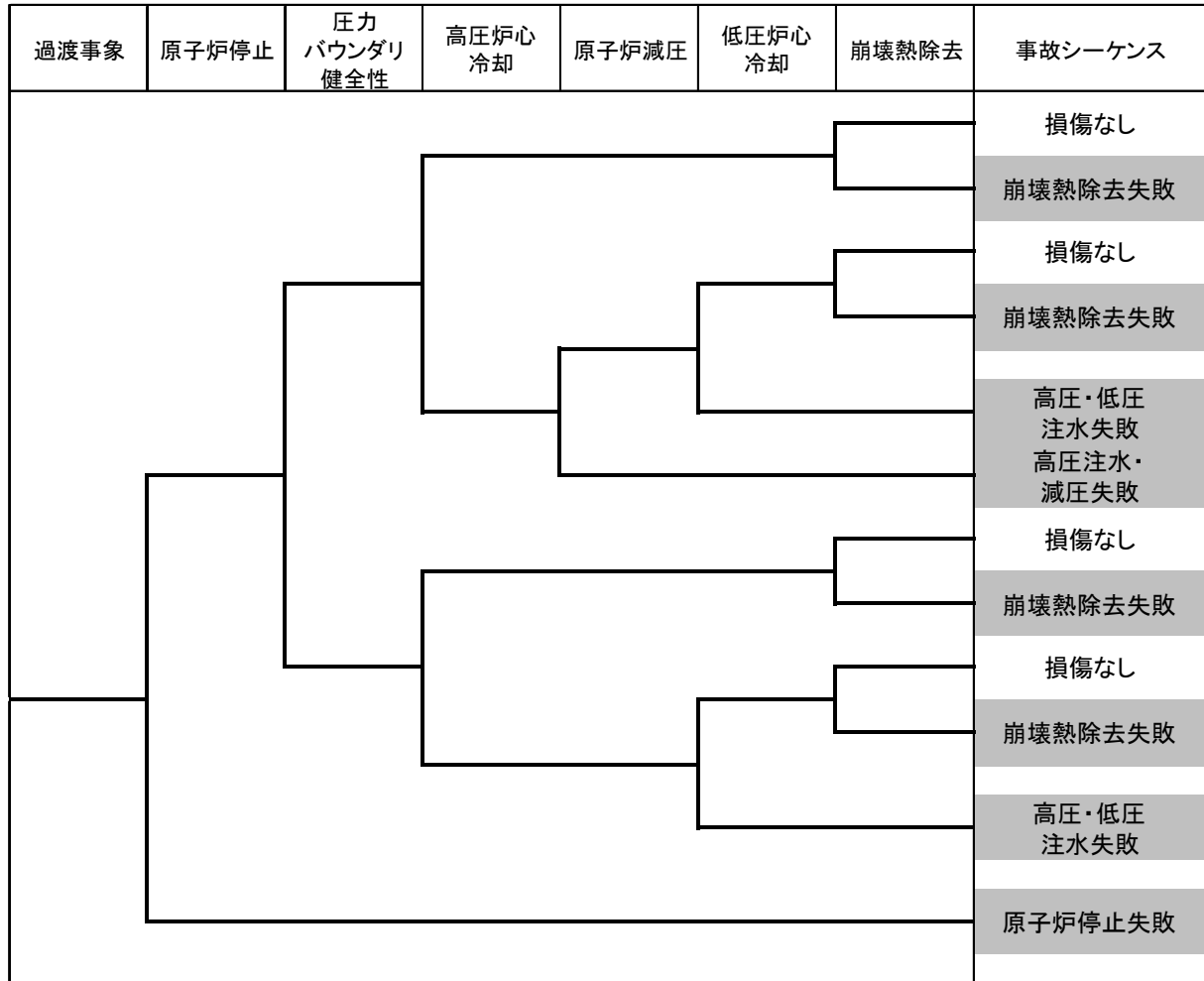
第 3.1.1.a-17 図 開閉所単線結線図



第 3.1.1.a-18 図 直流電源単線結線図



第3.1.1. a-19図 原子炉格納施設の構造概要図



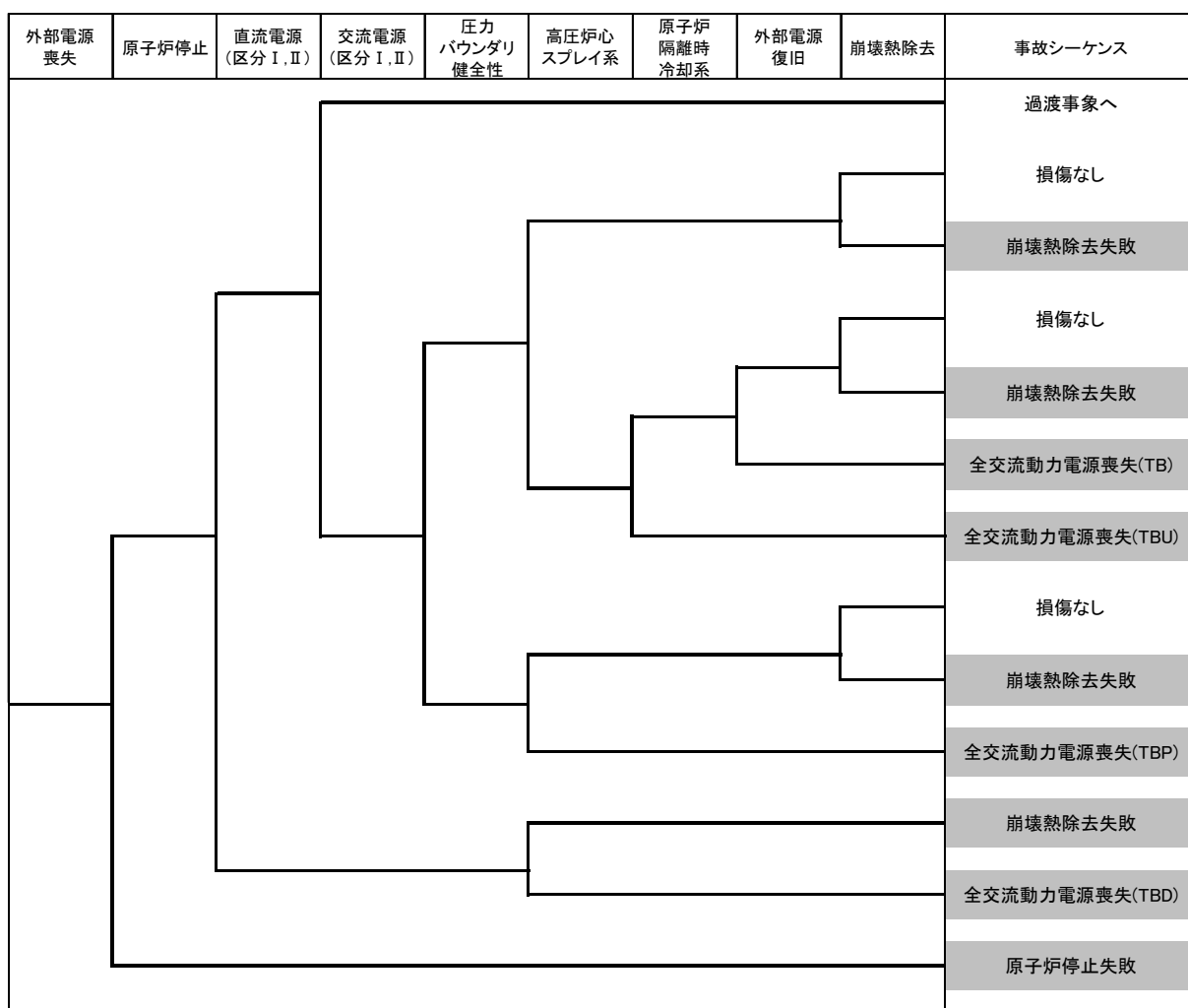
第3.1.1.d-1図 過渡事象に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 外部電源喪失以外の過渡事象を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- 起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去に成功することで事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- 事象発生により原子炉圧力が上昇するため、注水に際しS/R弁開放及び再閉鎖による圧力を制御する。この圧力バウンダリ健全性維持の成功・失敗により以降の事故進展が異なる。(S/R弁の再閉鎖に失敗した場合、低圧炉心冷却のための原子炉減圧は不要)
- 高圧炉心冷却及び原子炉減圧が失敗した場合は、「高圧注水・減圧失敗」により炉心損傷に至る。
- 高圧炉心冷却に失敗、原子炉減圧に成功した後、低圧炉心冷却に失敗した場合は、「高圧・低圧注水失敗」により炉心損傷に至る。
- 炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。



第3. 1. 1. d-2図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

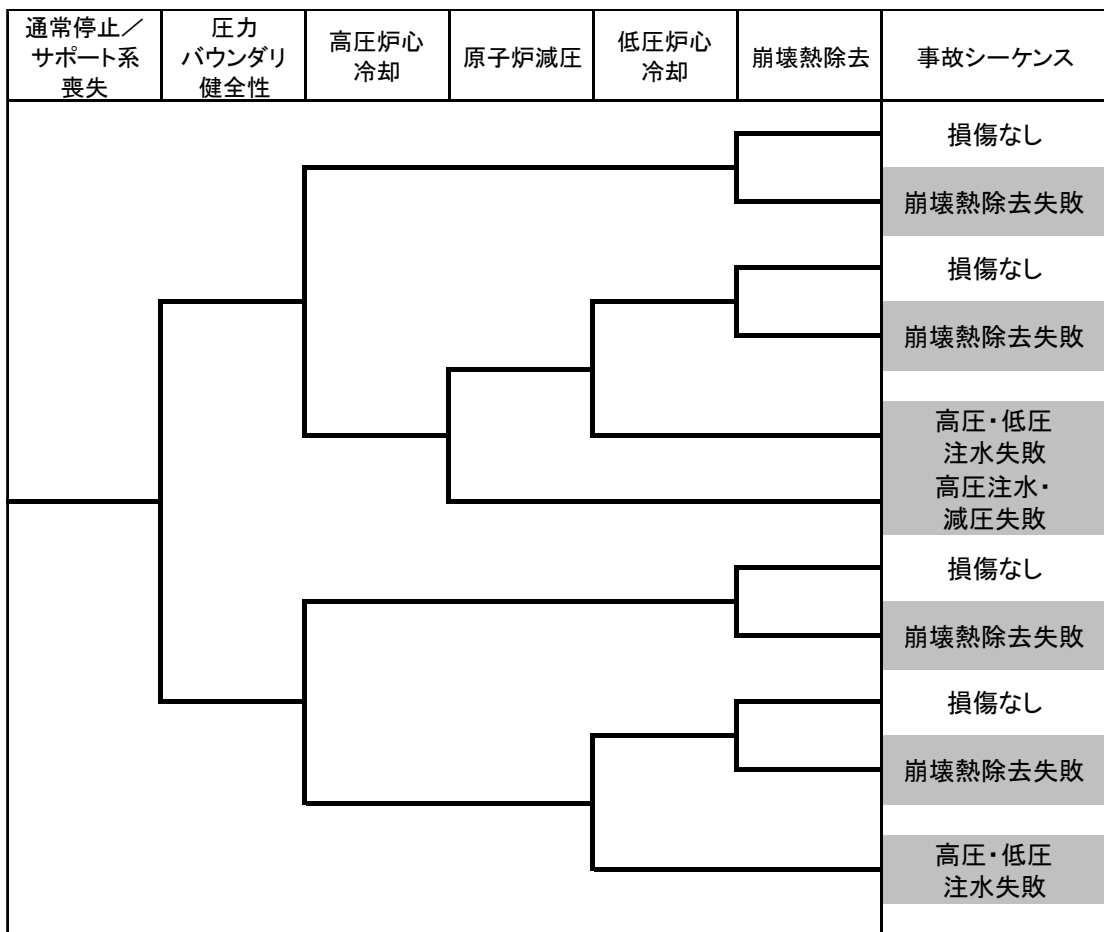
- 外部電源喪失の発生により所内電源が喪失するため、注水系及び崩壊熱除去系の起動のために非常用電源の確保が必要となる。
- 交流電源確保(非常用D/G起動)の際には直流電源が必要とする。
- 直流電源確保に成功した場合には、外部電源復旧に期待する。
- 本イベントツリーのヘディングにおける直流電源および交流電源は、区分 I および区分 II を表す。

【イベントツリーの説明】

- 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功、直流電源および交流電源の確保に成功した後は「過渡事象」と同様の事象展開となる。
- 原子炉停止に成功、直流電源確保に成功、交流電源確保に失敗、圧力バウンダリ健全性の確保に成功、高圧炉心スプレイ系に失敗、原子炉隔離時冷却系に成功、外部電源復旧

に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（T B）」となり炉心損傷に至る。

- 原子炉停止に成功，直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，圧力バウンダリ健全性の確保に成功，高圧炉心スプレイ系に失敗，原子炉隔離時冷却系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（T B U）」となり，炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功，直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，圧力バウンダリ健全性の確保に失敗，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（T B P）」となり，炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功，直流電源確保に失敗，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失（T B D）」により炉心損傷に至る。
- 炉心冷却に成功した後，崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。



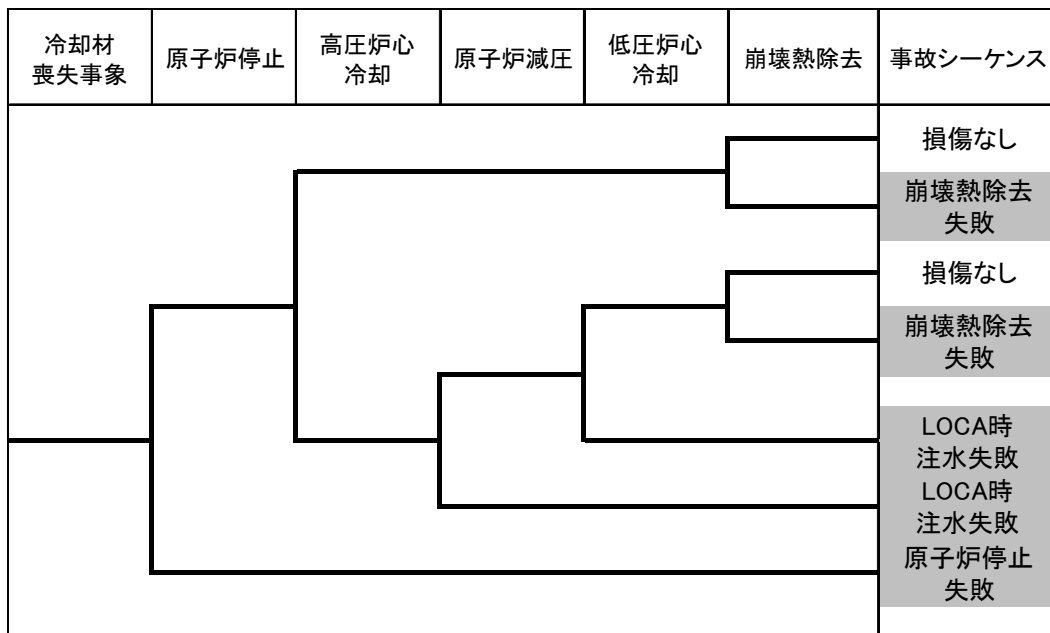
第3.1.1.d-3図 通常停止等に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 通常停止及びサポート系の故障を起回事象とする。
- 起回事象で故障した系統をサポート系に持つ緩和系には期待できないとする。
- 手動停止であるため、原子炉停止は対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- スクラムは対象外であることを除いて、過渡事象と同様の事象進展となる。



第3.1.1. d-4図 LOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・小破断LOCAはタービン駆動のRCICで注水可能な範囲の冷却材流出である事象。
- ・大破断LOCAは事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲の冷却材流出である事象。
- ・中破断LOCAは小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲の冷却材流出である事象。流出量が大きいため、RCICによる注水には期待できない。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去に成功することで事象が収束する。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- ・高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合は、「LOCA時注水失敗」により炉心損傷に至る。
- ・炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス
	格納容器 バイパス

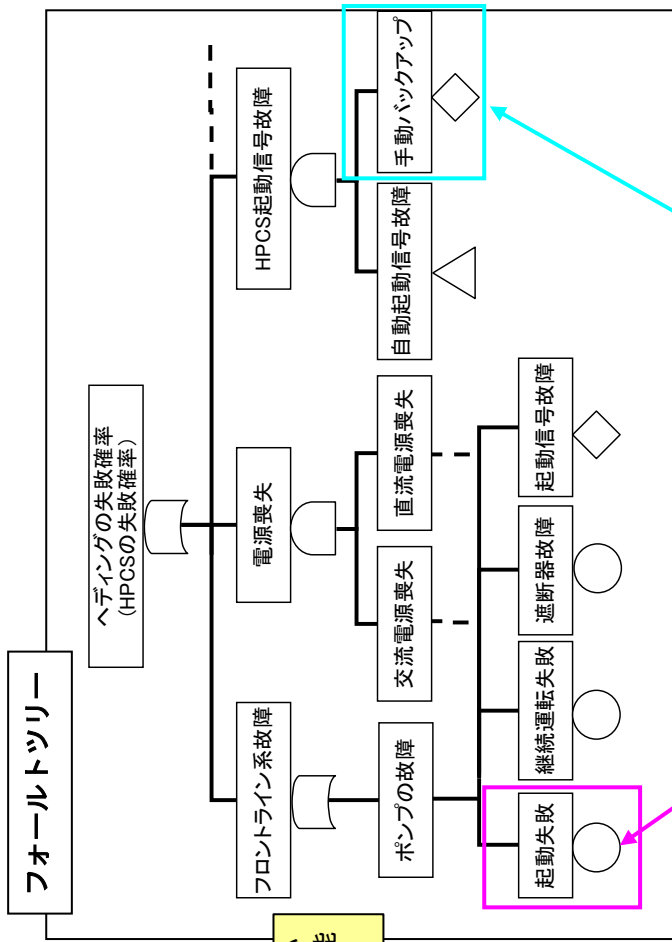
第3.1.1.d-5図 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・ ISLOCAは格納容器外のECCS等の低圧設計部の配管破断による冷却材流出事象。

【イベントツリーの説明】

- ・ 破断口の隔離に失敗した場合，冷却材の流出が続くため「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」により炉心損傷に至る。



【機器故障率データ】

機器タイプ	故障モード	平均値 (/h)	EF
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	継続運転失敗	1.1E-06	7.8
	起動失敗	1.3E-07	10.0

【基事象 HPCS ポンプ起動失敗確率】

HPCS ポンプの起動失敗確率

$$= 1 - 1 / \lambda s T s \times (1 - \text{EXP}(-\lambda s T s))$$

$$= 1 - 1 / (1.3E-07 \times 720) \times (1 - \text{EXP}(-1.3E-07 \times 720))$$

$$= 4.68E-05$$

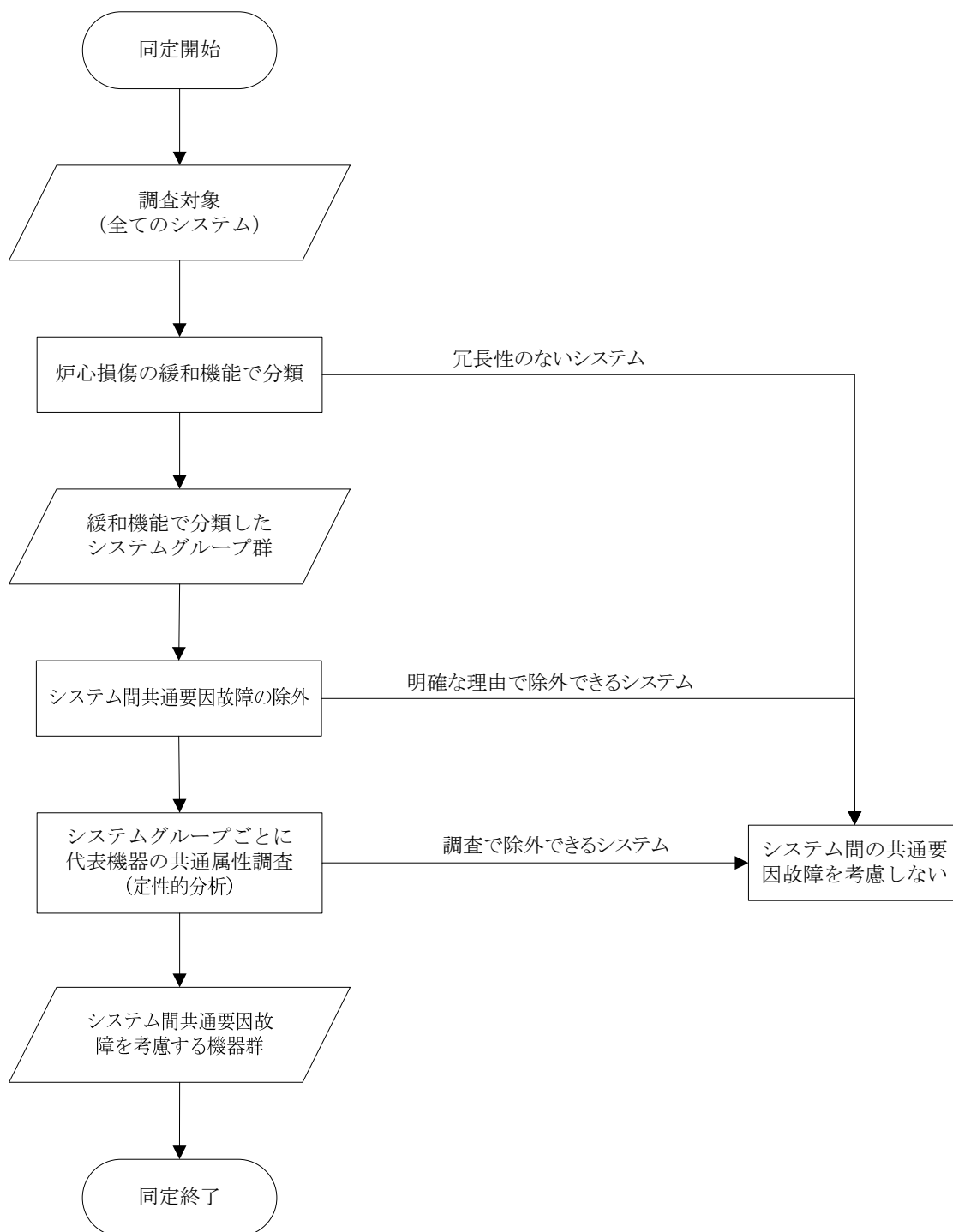
【評価上の主要な仮定】

自動起動信号の手動バックアップが期待できると仮定

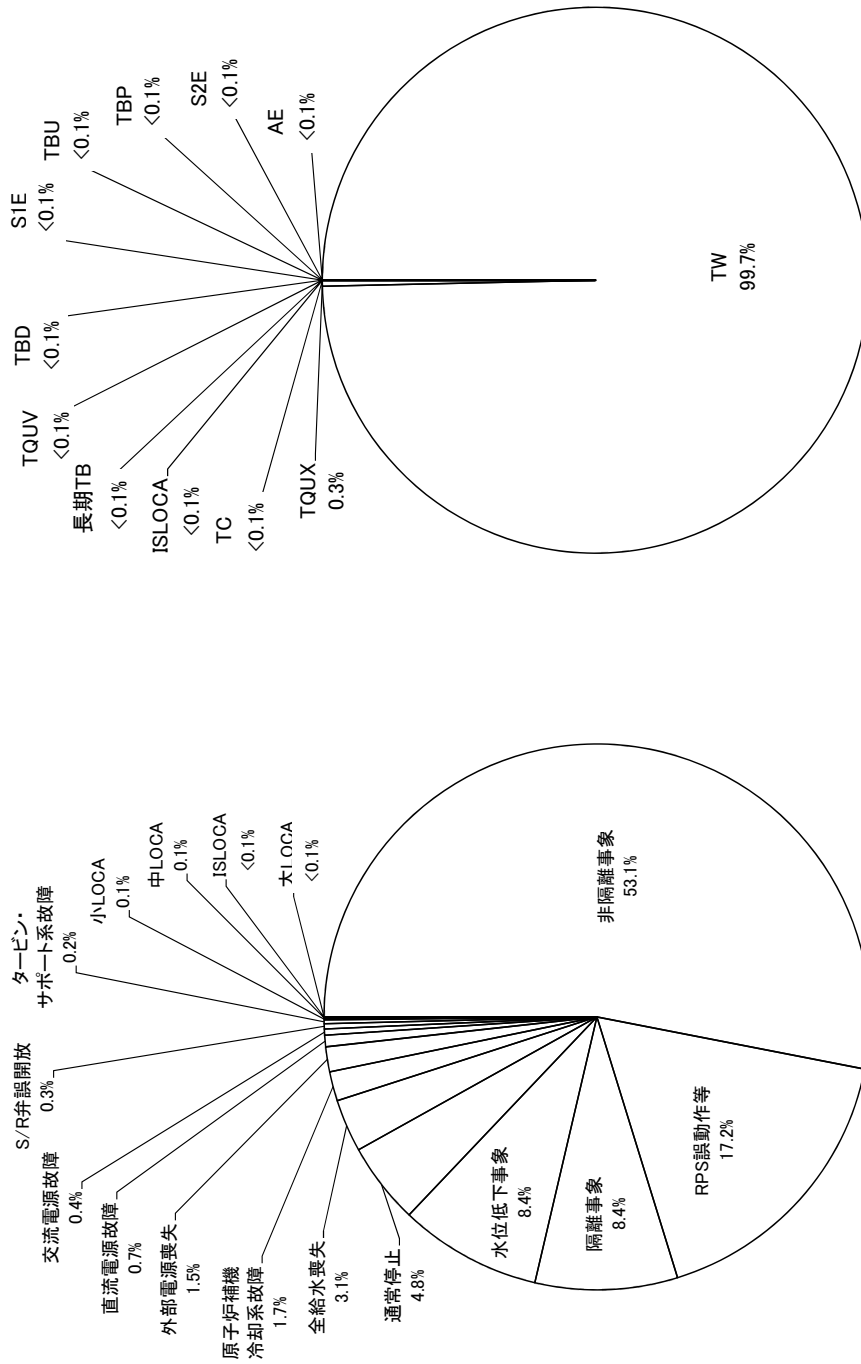
基事象ID	基事象名称	平均値
E21-C001_MPS	電動ポンプ(純水)E21-C001起動失敗	4.68E-05
E21-C001_MPT	電動ポンプ(純水)E21-C001継続運転失敗	2.64E-05
E21-D001_FLB	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001内部破損	2.38E-07
E21-D001_FLP	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001閉塞	2.38E-07
E21-D004_ROB	オリフィスE21-D004内部破損	1.15E-06

定期試験手順書：高圧炉心スプレイスポンプ手動起動試験
試験頻度：1回/月 (720時間)

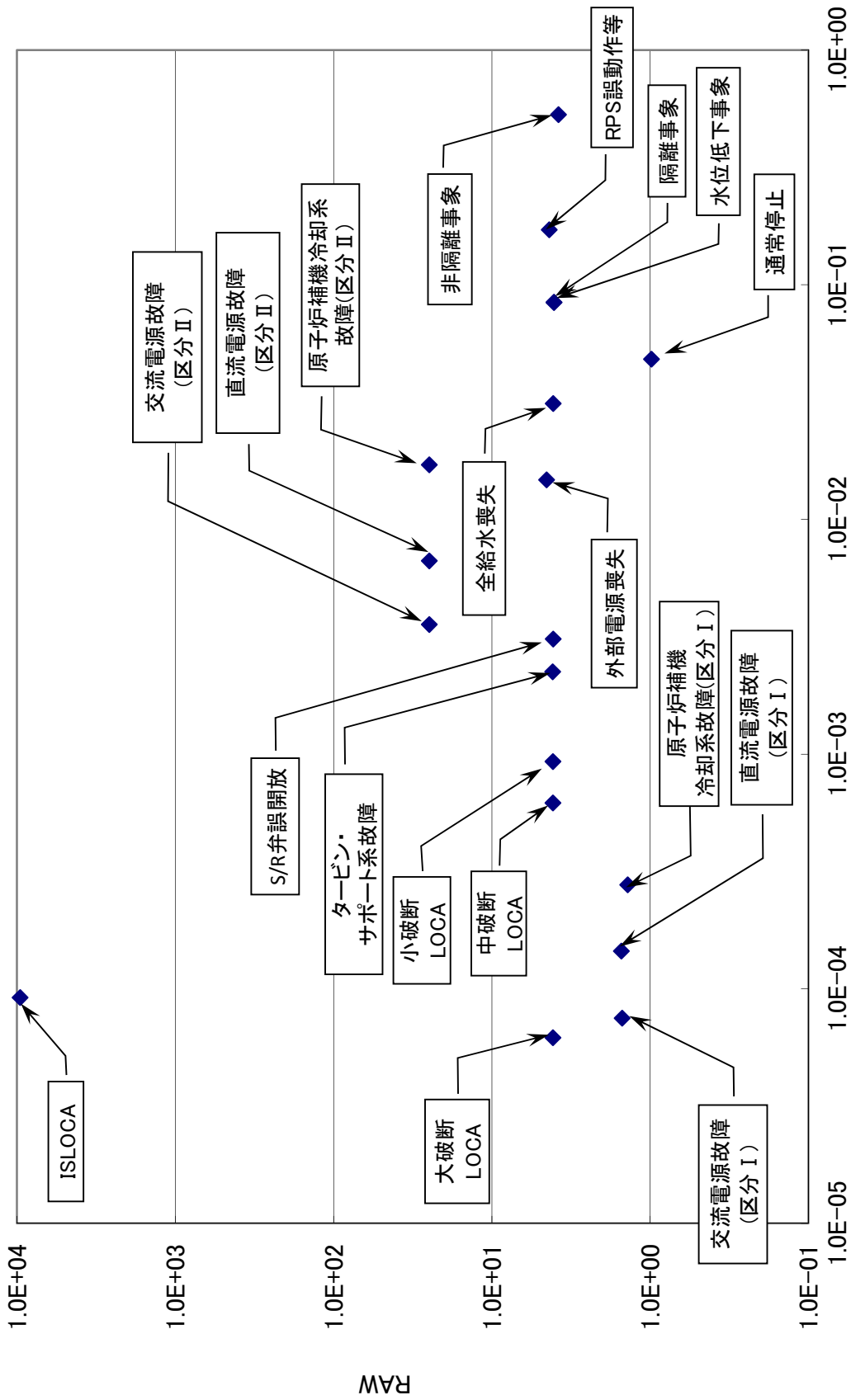
第 3.1.1.e-1 図 システム信頼性評価の例



第3.1.1.f-1図 システム間共通要因故障機器群の同定手順

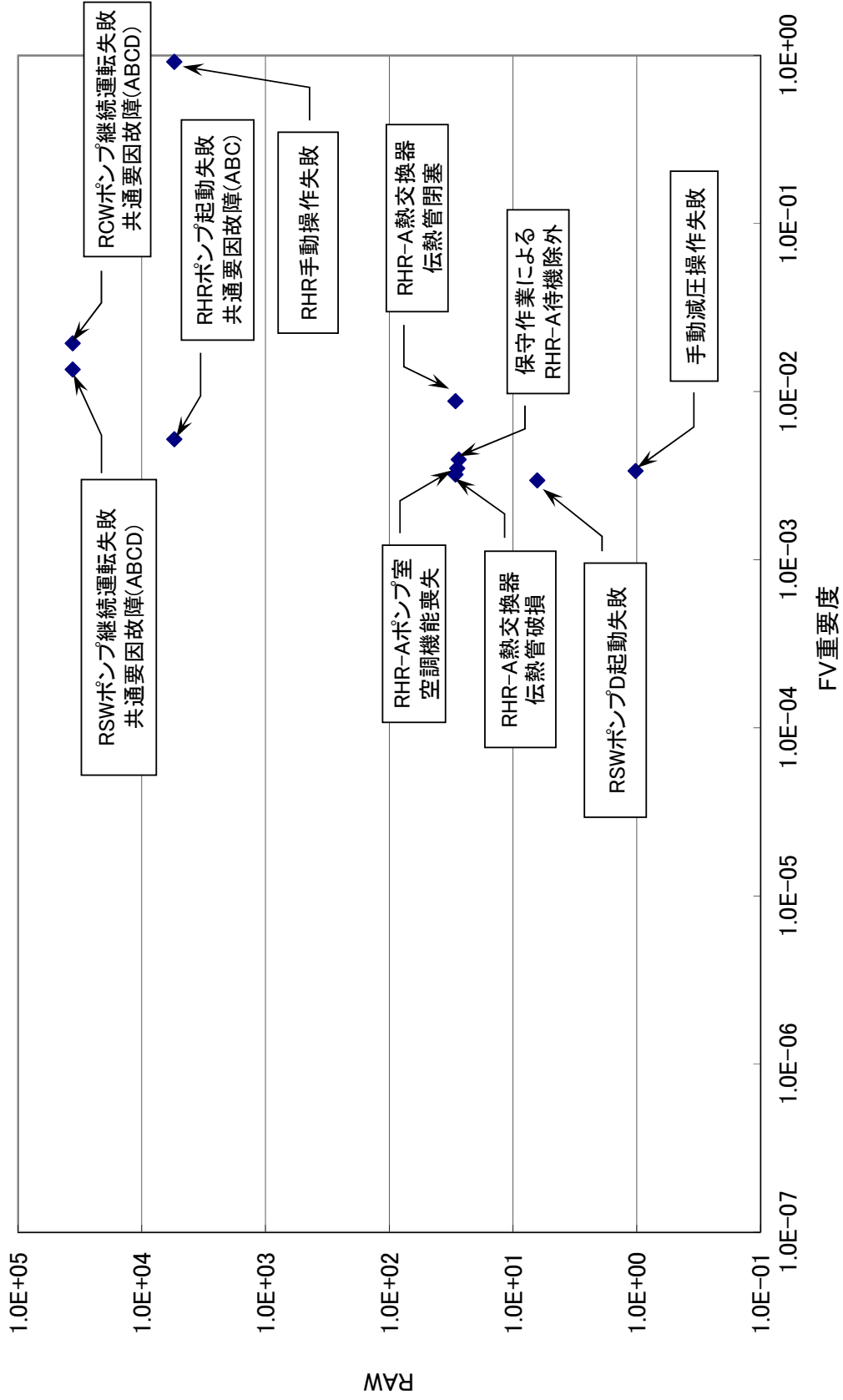


(起因事象別) 第3.1.1.h-1図 炉心損傷頻度への寄与割合 (事故シーケンスグループ別)

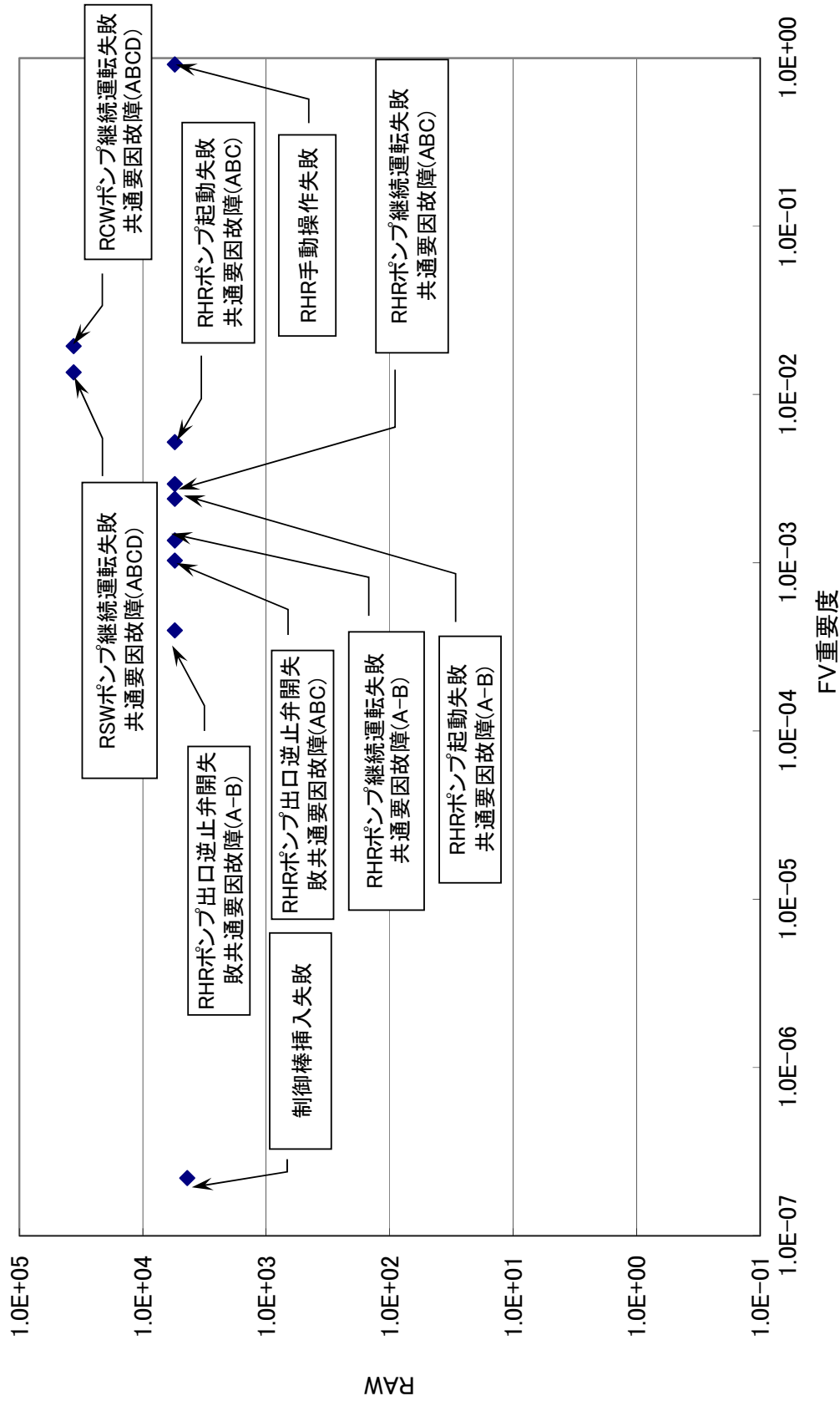


FV重要度

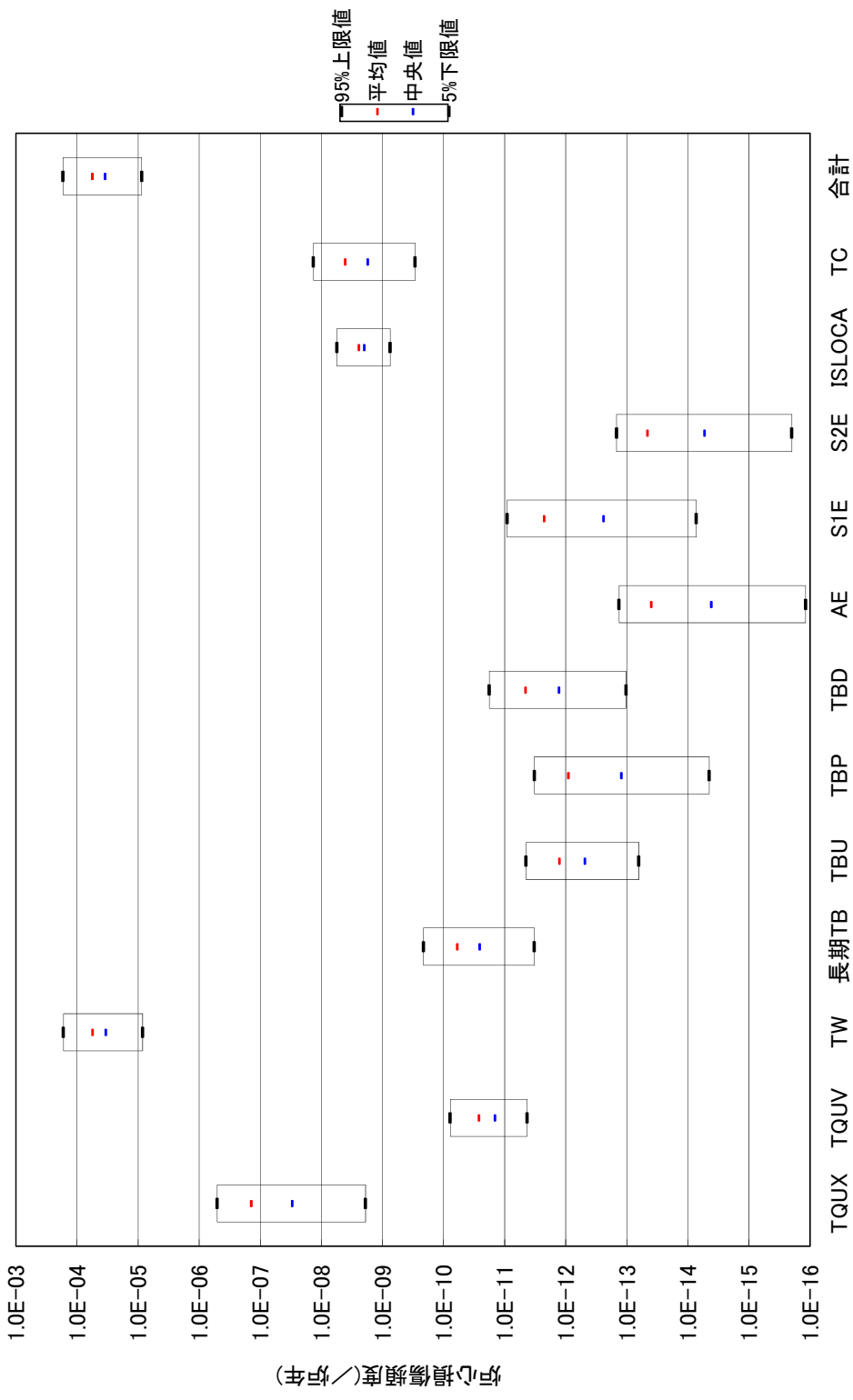
第 3. 1. 1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(起因事象)



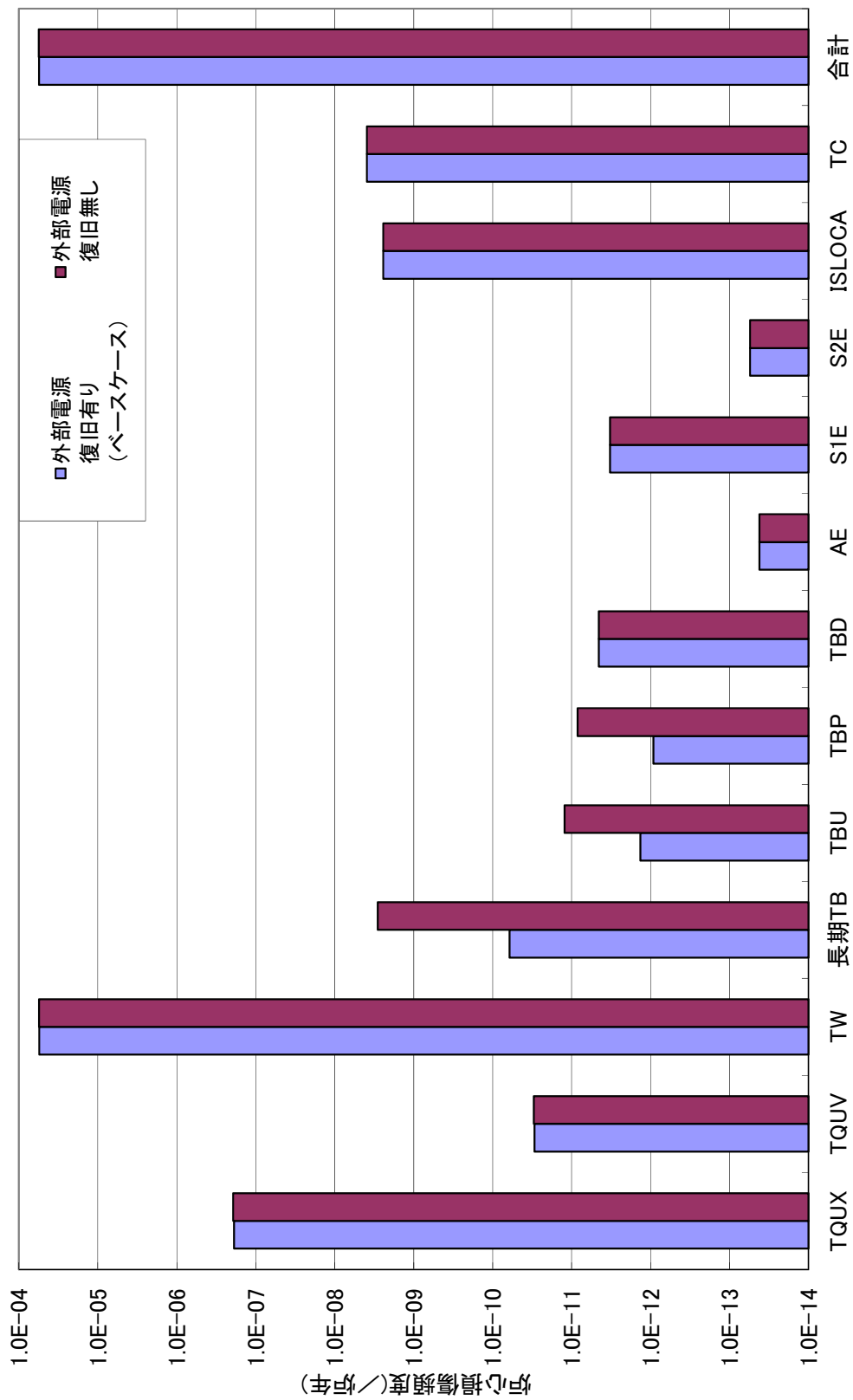
第3.1.1.h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(FV重要度上位基事象)



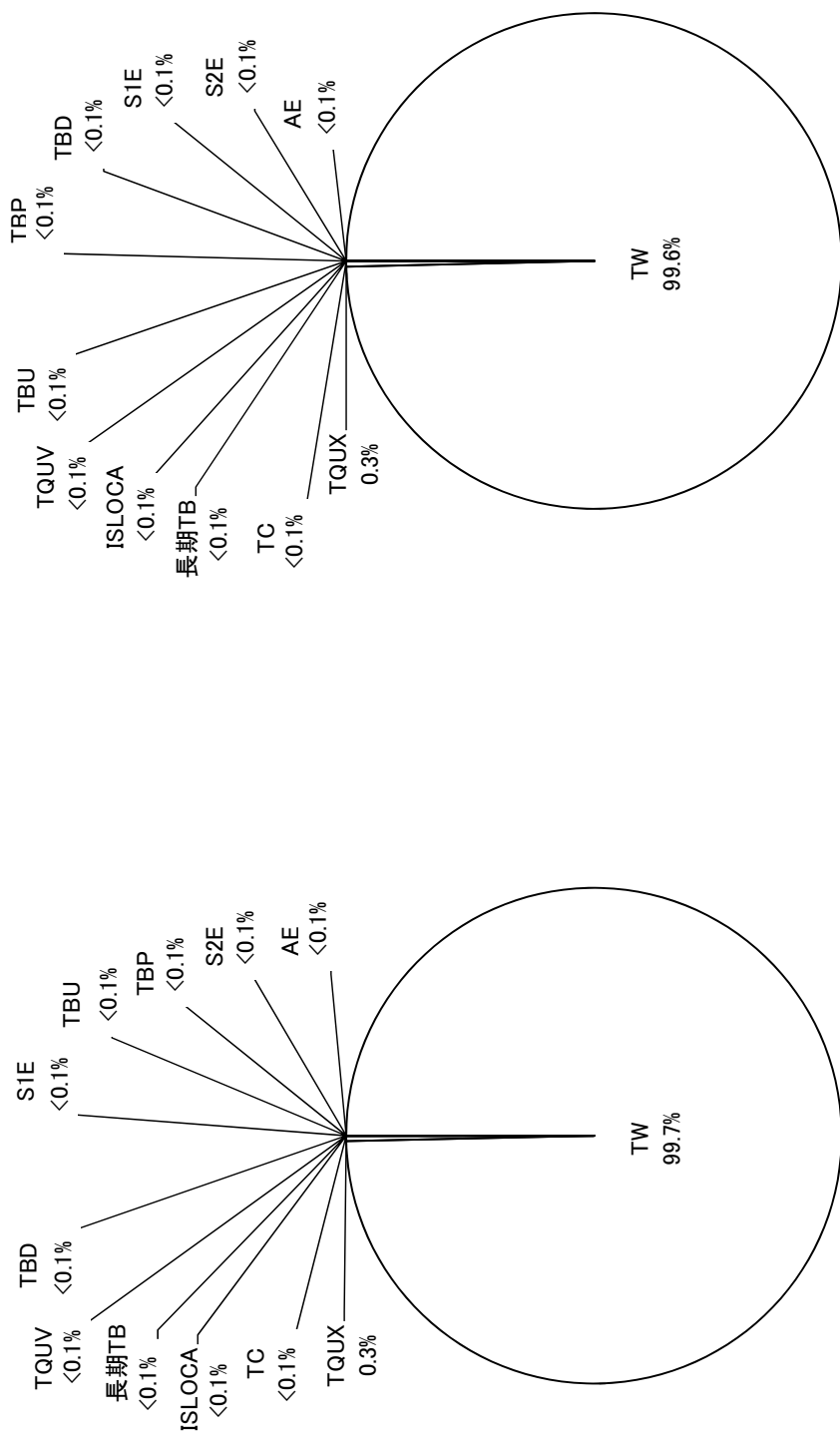
第 3.1.1.h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(RAW 上位基事象)



第 3. 1. 1. h-5 図 全炉心損傷頻度および事故シナリオグループに対する不確実さ解析結果



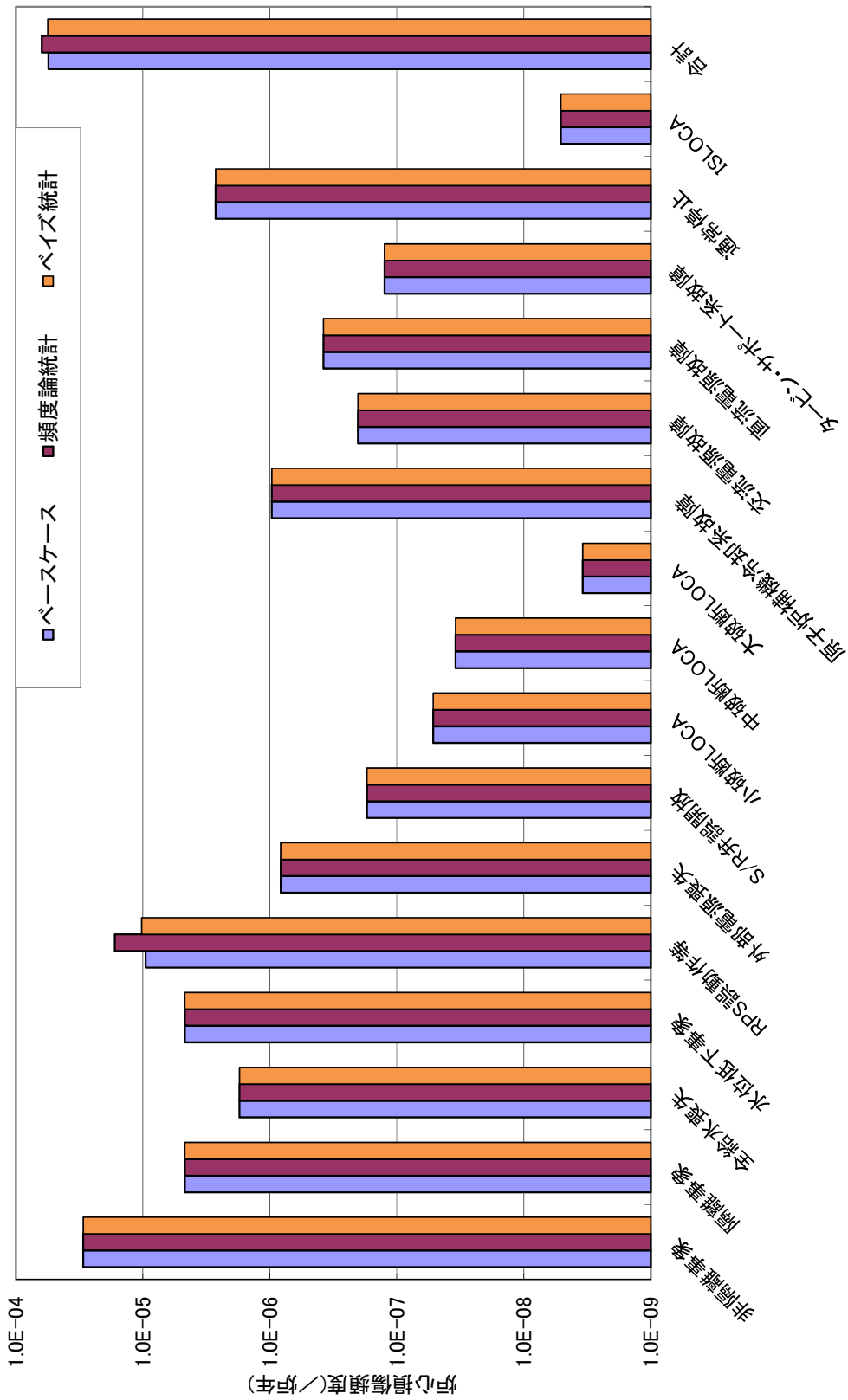
第3.1.1.h-6 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)



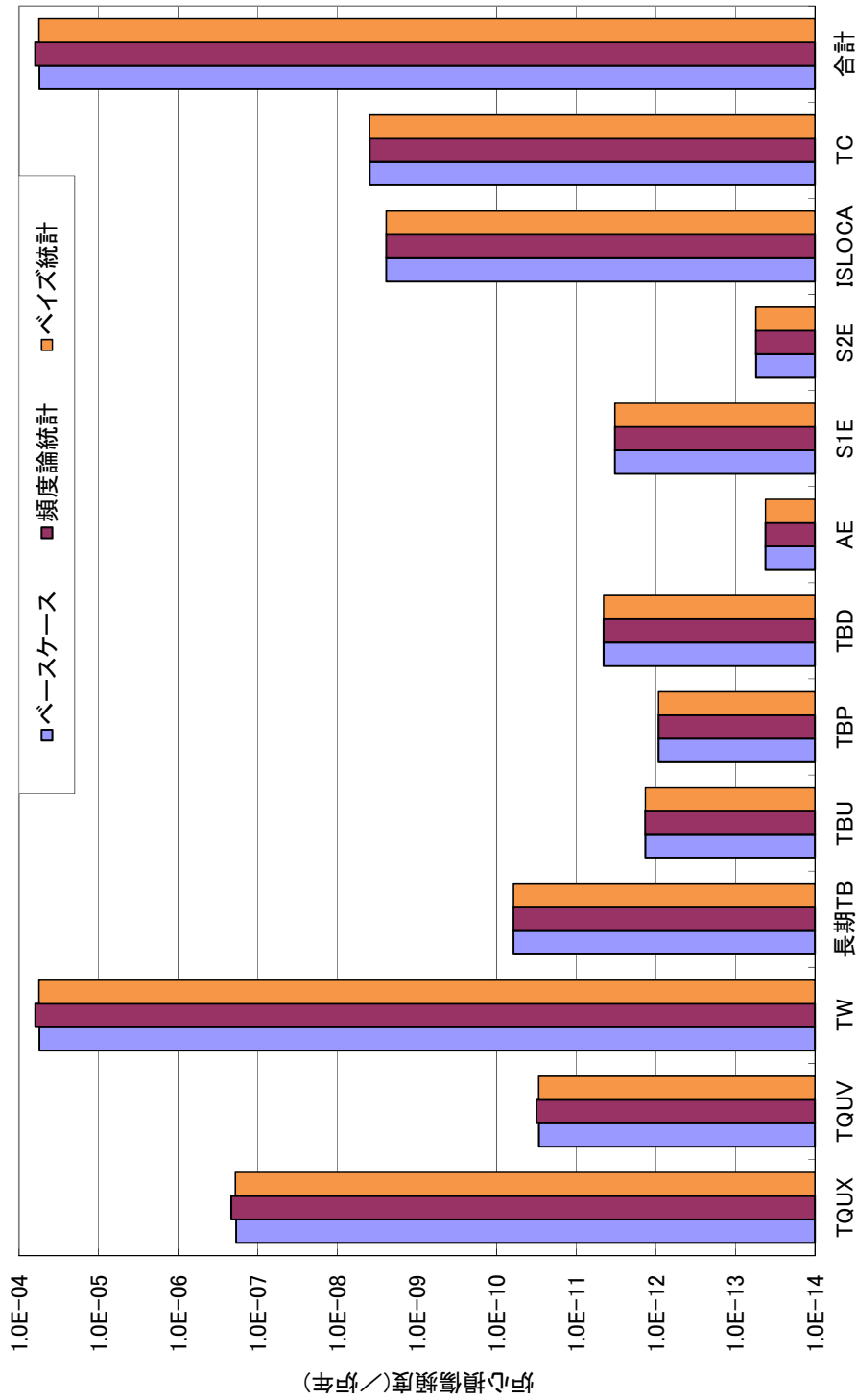
(外部電源復旧無し)

(外部電源復旧有り (ベースケース))

第3.1.1.h-7 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果(事故シナリオ別の寄与割合比較)



第3.1.1.h-8 図 プラント固有データに関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較, 起因事象別)



第3.1.1.h-9 図 プラント固有データに関する感度解析結果

(炉心損傷頻度の比較, 事故シナリオグループ別)

起因事象から除外している事象について

日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA 編）：2008」において、以下の条件を満たす場合に起因事象を評価対象から除外してもよいとされている。

「発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合、又は PSA の使用目的からは必要がないと考えられる場合には、起因事象を評価対象から除外してもよい」

本評価における起因事象の選定にあたり、以下に示す事象については、評価対象から除外している。

1. 原子炉压力容器破損

「原子炉压力容器破損」については、原子炉压力容器は、過渡・事故を想定した保守的な設計を行っていること、使用前検査で有意な欠陥のないこと及び耐圧試験で十分な耐性を有していることを確認していること、供用期間中検査および定期検査により有意な欠陥やき裂のないことを定期的に確認していること等から、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。

また、原子炉压力容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} /炉年、 10^{-8} /炉年以下となっており、十分に低い値が得られている。

2. 原子炉冷却材流量の部分喪失（再循環ポンプ1台トリップ等）

「原子炉冷却材流量の部分喪失」は、原子炉水位が L-8 に達せず、原子炉スクラムもせず、炉心損傷に至ることはない。

ただし、原子炉を手動停止した場合は、「通常停止」の起因事象として分類する。

3. 制御棒落下

制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから制御棒が落下する可能性は非常に低い。

また、設置許可申請書の事故評価の中で、制御棒1本が、制御棒駆動機構から分離して炉心から落下し、急激な反応度添加と出力分布変化により燃料棒の数%程度の破損が想定されているが、炉心損傷防止の観点から影響が限定される。

なお、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

4. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点からその影響が限定される。

5. 主蒸気管破断

「主蒸気管破断」については、主蒸気隔離弁閉成功時は「隔離事象」に分類する。主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合には、格納容器をバイパスして原子炉棟内で蒸気管破断が継続するため、最終的には炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。ただし、主蒸気管破断と主蒸気隔離弁閉失敗（PCV内、外の弁の同時故障）が同時に発生する事象であり、発生頻度が極めて小さい値となることから、評価対象外としている。

6. 燃料集合体の落下

燃料交換機の燃料つかみ具は二重のワイヤや燃料集合体を確実につかんでいない場合には吊り上げができない等のインターロックを設け、その駆動源である圧縮空気が喪失した場合にも、燃料集合体が外れない設計としている等、燃料集合体の落下事象が発生する可能性は小さい。燃料集合体の落下が発生したとしても、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点からその影響は限定される。

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

以上

主蒸気管破断の分類の考え方について

主蒸気管破断によって発生する事象については、今回のPRAにおいては起因事象から除外又は他の起因事象に包絡している。起因事象からの除外又は他の起因事象への包絡の検討について評価した主蒸気管破断の確率、及び考え方について以下に示す。

1. 主蒸気管破断発生頻度及び隔離失敗の確率

(1) 主蒸気管破断の発生頻度

主蒸気配管を隔離するような破断の事例はないため、LOCAの発生確率を基に評価した。LOCAの発生確率を評価しているNUREG-1829では、口径の大きさに応じて発生確率を評価しており、女川2号炉の主蒸気管(600A)の発生確率は $1.0E-05$ ／炉年以下になると推定される。そこで、今回のPRAでは主蒸気管4本の破断発生確率を $1.0E-05$ 回／炉年とした。

(2) 主蒸気隔離弁による隔離失敗確率

主蒸気隔離弁(以下、「MSIV」という)による隔離弁閉に失敗する確率について以下に示す。

①MSIVの隔離信号故障

主蒸気配管には、主蒸気管放射能高、主蒸気流量大等による自動隔離機能、及び運転員による手動隔離操作に期待できる。今回のPRAでは保守的に運転員による手動隔離操作には期待せず、自動隔離機能のみを考慮する。MSIVの隔離信号の故障確率は、検出器から最終リレーまでに含まれる機器の故障率が国内故障率データで $1.0E-10$ から $1.0E-07$ 未満の範囲のため、1チャンネルの故障率を $1.0E-07$ ／時間とする。試験間隔を1年間、隔離信号が1 out of 2 twiceであることを考慮すると、隔離信号の故障確率は $5.0E-07$ ／要求時となる。

$$\begin{aligned} & \text{1チャンネルの信号故障確率} \\ & = \text{1チャンネルの故障率} \times \text{1年間} / 2 \\ & = 5.0E-04 / \text{要求時 (切上げ)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{隔離信号故障確率} \\ & = (\text{1チャンネルの信号故障確率} \times \text{1チャンネルの信号故障確率}) \times 2 \\ & = 5.0E-07 / \text{要求時} \end{aligned}$$

②MSIVの機械的故障確率

MSIVの機械的故障確率には、国内故障率データより空気作動弁の作動失敗の故障率 $1.1E-07$ ／時間を用いる。MSIVは定期試験を1月毎に行っているため、1弁あたりの機械的故障確率は $4.0E-05$ ／要求時となる。MSIVは、格納容器の内側と外

側に1弁ずつあるため、弁の共通要因故障($\beta = 0.13$)を考慮すると、2弁あたりの機械的故障確率は $5.2E-06$ ／要求時となる。

$$\begin{aligned} & \text{MSIV1弁の機械的故障確率} \\ & = \text{空気作動弁の故障確率} \times 1 \text{月} / 2 \\ & = 4.0E-05 / \text{要求時} / \text{弁} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{MSIV2弁の機械的故障確率} \\ & = 1 \text{弁の故障確率} \times 1 \text{弁の故障確率} + 1 \text{弁の故障確率} \times \beta \\ & = 5.2E-06 / \text{要求時} / 2 \text{弁} \end{aligned}$$

③主蒸気配管の隔離弁閉失敗確率

主蒸気配管の隔離弁閉失敗確率は、主蒸気配管が4本あるため、4本全ての隔離弁閉に成功する必要があると想定し、隔離信号故障とMSIVの機械的故障の和をとる。

内側MSIVのみに期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は $3.7E-05$ ／要求時となる。

外側MSIVにも期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は $5.3E-06$ ／要求時となる。

$$\begin{aligned} & \text{内側MSIVによる隔離弁閉失敗確率} \\ & = \text{MSIV1弁機械的故障確率} \times 4 \text{本} + \text{隔離信号故障確率} \\ & = 1.6E-04 / \text{要求時} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{内側及び外側MSIVによる隔離弁閉失敗確率} \\ & = \text{MSIV2弁機械的故障確率} \times 4 \text{本} + \text{隔離信号故障確率} \\ & = 2.1E-05 / \text{要求時} \end{aligned}$$

④主蒸気配管破断時の隔離弁閉失敗確率

主蒸気配管破断時の隔離弁閉失敗確率は、(1)主蒸気管破断の確率と(2)③主蒸気配管の隔離弁閉失敗確率より求められる。

内側MSIVのみに期待する場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗の頻度は $1.6E-09$ ／炉年となる。

外側MSIVにも期待する場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗の発生頻度は $2.1E-10$ ／要求時となる。

$$\begin{aligned} & \text{内側MSIVによる主蒸気管破断時隔離弁閉失敗の発生頻度} \\ & = \text{主蒸気管破断の発生頻度} \times \text{内側MSIVによる隔離弁閉失敗確率} \end{aligned}$$

=1.6E-09/炉年

内側及び外側MSIVによる主蒸気管破断時隔離弁閉失敗の発生頻度
=主蒸気管破断の発生頻度×内側及び外側MSIVによる隔離弁閉失敗確率
=2.1E-10/炉年

2. 主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類

主蒸気管破断の発生個所の概要図を図1に示す。主蒸気管破断がいずれの箇所で発生したときの起因事象も、今回のPRAからは除外又は他の起因事象に包絡している。各破断箇所による起因事象の除外又は他の起因事象への包絡の理由について以下に示す。

(1) 隔離に成功した場合

図1の(a), (b), (c)の箇所で主蒸気管破断が発生し、内側又は外側MSIVによる隔離に成功した場合は、隔離事象と同様のシーケンスになる。主蒸気管破断の発生後に隔離に成功する場合の発生頻度は1.0E-05/炉年となり、隔離事象の発生頻度2.7E-02/炉年に比べて十分に低いため、隔離事象の起因事象に包絡される。図1の(d)の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、MSIVによる隔離に期待できず、下記(2)④の状態となる。

(2) 隔離に失敗した場合

① 外側MSIVからタービン側の区間

図1の(a)の箇所で主蒸気管破断が発生し、隔離に失敗した場合は、格納容器バイパスが発生する。隔離については内側及び外側MSIVに期待でき、1.(2)④より、隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は2.1E-10/炉年となる。隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、今回のPRAの起因事象からは除外した。

② 格納容器から外側MSIVまでの区間

図1の(b)の箇所で主蒸気管破断が発生し、隔離に失敗した場合は、格納容器バイパスが発生する。しかし、格納容器貫通部にMSIVが直接接続されており、貫通部における主蒸気管破断の発生頻度は1.(1)の主蒸気管破断の発生頻度である1.0E-05/炉年よりも低いと考えられる。仮に貫通部における破断の発生頻度を1.0E-05/炉年とした場合、隔離については内側MSIVにしか期待できず、隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は1.(2)④より1.6E-09/炉年となる。この仮定においても隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、今回のPRAの起因事象からは除外した。

③内側MSIVから格納容器までの区間

図1の(c)の箇所で主蒸気管破断が発生し、内側MSIVによる隔離に失敗した場合は、下記④と同様になる。

④圧力容器から内側MSIVまでの区間

図1の(d)の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、格納容器内での破断となり、起因事象としては大破断LOCAに分類される。事故シーケンスも大破断LOCAと同様になる。大破断LOCAは、NUREG-1829では破断口径が125Aよりも大きな破断を想定しており、女川2号炉の主蒸気管(600A)も大破断LOCAの発生頻度に包絡されている。そのため、今回のPRAでは大破断LOCAの起因事象にて評価を行う。

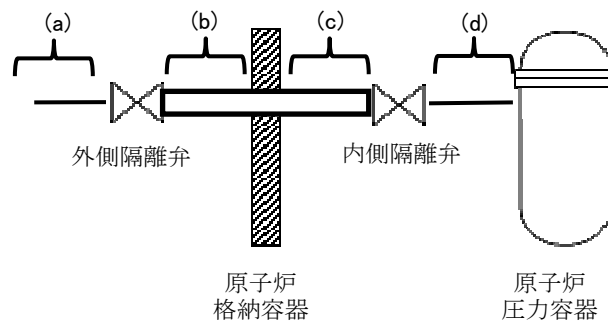


図1 破断箇所の場合分けのイメージ

以上

従属性を有する起回事象の抽出について

従属性を有する起回事象では、原則としてグループ化を行わない。このため、以下に示す各事象分類を単独で一つの起回事象グループとする。

- 「原子炉補機冷却系故障」
- 「交流電源故障」
- 「直流電源故障」
- 「タービン・サポート系故障」

表 1 に従属性を有する起回事象として抽出した上記の事象について、整理した結果を示す。なお、「タービン制御系故障」「圧縮空気系故障」については、同様な従属性を有しているため、「タービン・サポート系故障」として取り扱う。

なお、サポート系故障のうち、RCW の常用負荷の故障により RCW の冷却水（保有水）が減少する場合は、RCW サージタンクの水位低を検知して、自動で緊急遮断弁が閉弁することにより、常用負荷が RCW から切り離される。

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

また、常用負荷の切り離しに失敗する場合は、従属性を有する起回事象（原子炉補機冷却系故障）として考慮する。

表 1 従属性を有する起因事象 (1 / 3)

項目 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要 (女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象としての扱い
原子炉及び炉心	燃料	燃料棒, 燃料集合体		
	圧力容器内部構造物	炉心支持構造物 (シユラウド, 上部格子板, 炉心支持板, 制御棒案内管), 内部構造物 (気水分離器, 蒸気乾燥器, ジェットポンプ, 給水スパーージャ, 炉心スプレイス配管, 炉心スプレイスパーージャ, 上蓋スプレインノズル, 差圧検出ほう酸水注入系配管, 中性子束モニタ案内管, チャンネルボックス)		
	原子炉停止系	制御棒, 制御棒駆動機構 (駆動ピストン, インデックスチューブ, コレット集合体, ピストンチューブ, ストップピストン, 位置指示プロープ), 制御棒駆動水圧系 (スクラムデイスチャージャユニット, 水圧制御ユニット), ほう酸水注入系		
	圧力容器	圧力容器		
	原子炉再循環系	再循環ポンプ		
	主蒸気系	主蒸気流量制限器, 主蒸気隔離弁, 主蒸気逃し安全弁		
	配管	再循環系配管, 主蒸気系配管		
	弁類	主蒸気隔離弁, 主蒸気逃し安全弁, 給水隔離弁, 再循環ポンプ出口弁, ベント弁, ドレン弁, 逆止弁		
	支持構造物	圧力容器支持構造物 (スカート, スタビライザ), 再循環ポンプ支持構造物 (コンスタントハンガ)		
	漏えい監視設備	ドライウェル内雰囲気放射能濃度測定装置, ドライウェル内ガス冷却装置凝縮水量測定装置, ドライウェル床ドレンサンブ水量監視装置		
工学的安全施設	一次格納施設	原子炉格納容器 (原子炉格納容器本体, ベント管, ベントヘッド, ダウンカマ, 真空破壊装置, 原子炉格納容器貫通部 (配管, 電気配線貫通部, パーソナルエアロック, 機器搬出入用ハッチ), 隔離弁) 格納容器内ガス濃度制御系 (可燃性ガス濃度制御系, 原子炉格納容器調気系), 原子炉格納容器スプレイス冷却系		
	二次格納施設	原子炉棟, 非常用ガス処理系		
	非常用炉心冷却系	低圧炉心スプレイス系, 低圧注水系, 高圧炉心スプレイス系, 自動減圧系		
	燃料取扱及び貯蔵設備	燃料交換機, 原子炉建屋クレーン, 新燃料貯蔵庫, 使用済み燃料プール, キャスク洗浄ピット, 燃料プール冷却浄化系, 破損燃料検出装置		
原子炉補助設備	原子炉冷却材浄化系	再生熱交換機, 非再生熱交換機, ポンプ, ろ過脱塩装置, 補助機器, 計測制御装置		
	残留熱除去系	熱交換器, ポンプ, 計測制御装置		
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ, 蒸気駆動タービン, 計測制御装置		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 従属性を有する起回事象 (2 / 3)

項目 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要 (女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起回事象としての扱い
タービン設備	蒸気タービン	タービン, タービン制御装置, 潤滑油系, タービンバイパス系, 湿分離加熱器, タービングラウンド蒸気系	タービン, タービン制御装置, 潤滑油系, タービンバイパス系, 湿分離加熱器, タービングラウンド蒸気系	
	主復水器及び循環水系	主復水器, 復水器空気抽出系, 循環水系	主復水器, 復水器空気抽出系, 循環水系	
	復水・給水系	低圧復水ポンプ, 高圧復水ポンプ, 給水加熱器, 原子炉給水ポンプ	低圧復水ポンプ, 高圧復水ポンプ, 給水加熱器, 原子炉給水ポンプ	
	中央制御室	制御盤, 計測制御装置 (原子炉制御関係, タービン補機関係, タービン発電機関係, 所内電気回路関係, 放射線計装関係, 原子炉核計装関係, プロセス計装関係, 安全保護系関係, 可燃性ガス濃度制御系及び非常用ガス処理系関係, 送電線関係, 運転監視補助装置, 消火設備関係, 気象観測関係), 中央制御室換気空調系, 中央制御室遮蔽, 通信連絡及び照明設備, 中央制御室外原子炉停止装置	制御盤, 計測制御装置 (原子炉制御関係, タービン補機関係, タービン発電機関係, 所内電気回路関係, 放射線計装関係, 原子炉核計装関係, プロセス計装関係, 安全保護系関係, 可燃性ガス濃度制御系及び非常用ガス処理系関係, 送電線関係, 運転監視補助装置, 消火設備関係, 気象観測関係), 中央制御室換気空調系, 中央制御室遮蔽, 通信連絡及び照明設備, 中央制御室外原子炉停止装置	
	原子炉制御系	原子炉出力制御系 (反応度制御系 (制御棒, 制御棒駆動系, 選択制御制御棒そう入機構, 原子炉再循環流量制御系), タービン制御系), 原子炉圧力制御系 (タービンバイパス制御系, 圧力制御装置), 原子炉水位制御系	原子炉出力制御系 (反応度制御系 (制御棒, 制御棒駆動系, 選択制御制御棒そう入機構, 原子炉再循環流量制御系), タービン制御系), 原子炉圧力制御系 (タービンバイパス制御系, 圧力制御装置), 原子炉水位制御系	
	安全保護系	原子炉保護系, 後備原子炉保護系, 工学的安全施設作動回路, バイパス, ケーブル, 電線路, 計装配管	原子炉保護系, 後備原子炉保護系, 工学的安全施設作動回路, バイパス, ケーブル, 電線路, 計装配管	
	原子炉核計装系	起動領域モニタ [SRNM], 出力領域モニタ [PRM] (局部出力領域モニタ [LPRM], 平均出力領域モニタ [APRM], 移動式炉心計装 [TIP]系), 制御棒引抜監視装置 [RBM]	起動領域モニタ [SRNM], 出力領域モニタ [PRM] (局部出力領域モニタ [LPRM], 平均出力領域モニタ [APRM], 移動式炉心計装 [TIP]系), 制御棒引抜監視装置 [RBM]	
	原子炉プラントプロセス計装系	圧力容器計装, 再循環系計装, 給水系及び主蒸気系計装, 制御棒駆動系計装, 原子炉格納容器内雰囲気計装, 漏えい検出系計装, その他の計装	圧力容器計装, 再循環系計装, 給水系及び主蒸気系計装, 制御棒駆動系計装, 原子炉格納容器内雰囲気計装, 漏えい検出系計装, その他の計装	
	運転監視補助装置	制御棒引抜阻止回路, 監視計装装置, 制御棒値値ミニマイザ (RMM)	制御棒引抜阻止回路, 監視計装装置, 制御棒値値ミニマイザ (RMM)	
	送電線	275kV 送電線 4 回線, 66kV 送電線	275kV 送電線 4 回線, 66kV 送電線	
開閉所	275kV 送電線, 主変圧器及び高起動変圧器を連系する遮断器, 275kV 母線	275kV 送電線, 主変圧器及び高起動変圧器を連系する遮断器, 275kV 母線		
発電機	横軸円筒回転界磁形, 回転子水素ガス冷却, 固定子水素冷却, 3 相交流同期発電機	横軸円筒回転界磁形, 回転子水素ガス冷却, 固定子水素冷却, 3 相交流同期発電機		
変圧器	主変圧器, 所内変圧器, 起動変圧器, 動力用変圧器, 予備変圧器	主変圧器, 所内変圧器, 起動変圧器, 動力用変圧器, 予備変圧器		
所内高圧系統	常用高圧母線, 非常用高圧母線, 共用高圧母線	常用高圧母線, 非常用高圧母線, 共用高圧母線		
所内低圧系統	常用低圧母線, 非常用低圧母線, 共用低圧母線	常用低圧母線, 非常用低圧母線, 共用低圧母線		
電気施設	ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機 (区分Ⅰ), 非常用ディーゼル発電機 (区分Ⅱ), 高圧炉心スプレイスディーゼル発電機 (区分Ⅲ)		
	直流電源設備	125V 所内用 2 系統, 125V 高圧炉心スプレイス用 1 系統, 250V 所内用 1 系統		
	計測制御用電源設備	無停電交流 120V 2 母線, 計測母線 120V 3 母線		
	所内機器	工学的安全施設に関する機器, その他一般機器		
	所内通信設備, 照明及び作業用電源設備	送受話器, 加入電話設備, 電力保安通信用電話設備, 非常灯, 直流非常灯		
	ケーブル及び電線炉	ケーブル, ケーブルトレイ, 電線管		
放射性廃棄物廃棄設備	気体廃棄物処理系	排ガス予熱器, 排ガス再結合物, 排ガス復水器, 排ガス予冷器, ホールドアップ装置	排ガス予熱器, 排ガス再結合物, 排ガス復水器, 排ガス予冷器, ホールドアップ装置	
	液体廃棄物処理系	機器ドレン系, 床ドレン系, 化学廃液系, ランドリドレン処理系	機器ドレン系, 床ドレン系, 化学廃液系, ランドリドレン処理系	
		濃縮廃液貯蔵タンク, セメント固化式固化装置, プラスチック固化式固化装置, 浄化系沈降分離槽, 使用済樹脂貯蔵槽, 固体廃棄物焼却設備, 減容装置, 固体廃棄物貯蔵所, 雑固体廃棄物保管室	濃縮廃液貯蔵タンク, セメント固化式固化装置, プラスチック固化式固化装置, 浄化系沈降分離槽, 使用済樹脂貯蔵槽, 固体廃棄物焼却設備, 減容装置, 固体廃棄物貯蔵所, 雑固体廃棄物保管室	
	固体廃棄物処理系			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 従属性を有する起回事象 (3 / 3)

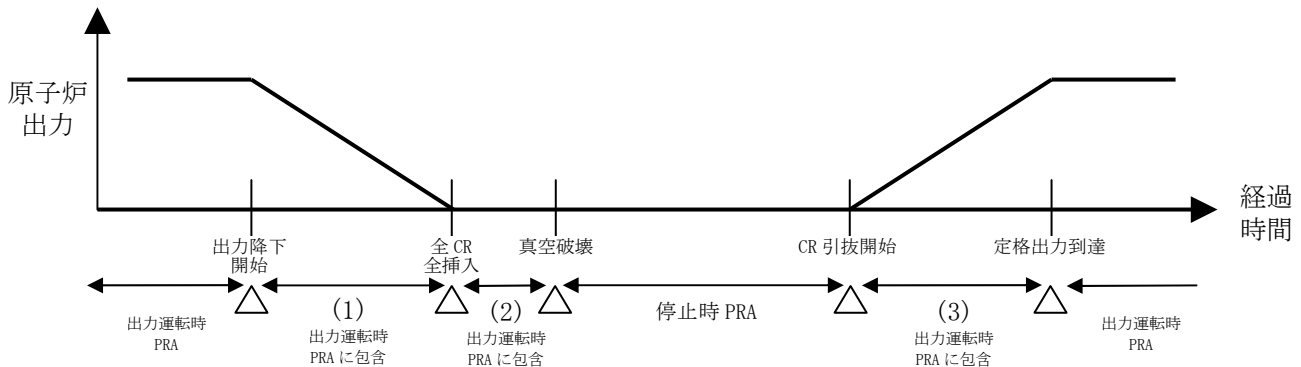
項目 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備 (原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要 (女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起回事象としての扱い	
放射線防護及び管理施設	放射線防護設備	遮蔽設備 (原子炉一次遮蔽, 原子炉二次遮蔽, 補助遮蔽, 燃料取扱遮蔽, 一時的遮蔽), 換気設備, 防護具類			
	放射線管理設備	出入管理関係設備 (出入管理設備, 汚染管理設備), 試料分析関係設備 (分析室, 放射能測定室), 放射線監視設備 (プロセス放射線モニタリング設備 (格納容器雰囲気放射線モニタ, スタック放射線モニタ, 焼却炉建屋排気口モニタ, 蒸気式空気抽出器排気口モニタ, 活性炭式希ガスホルドアップ装置排気口モニタ, タービンラジウム排気口モニタ, 主蒸気管モニタ, 原子炉建屋原子炉棟換気空調系排気口モニタ, 気体廃棄物処理設備エリア排気口モニタ, 非常用ガス処理系モニタ, 放射性廃棄物放水モニタ, 原子炉補機冷却水モニタ, 原子炉補機冷却海水モニタ, 高圧炉心スプレイング設備 (中央制御室, サイトバンカ建屋排気口モニタ), エリア放射線モニタリング設備 (中央制御室, 燃料取扱替床, タービン発電機運転床, 原子炉建屋出入口エリア, 原子炉建屋機器搬出入口エリア, 制御棒駆動水圧制御ユニットエリア, 原子炉建屋機器搬出入口エリア, タービン建屋機器搬出入口エリア), 灰取出室エリア, サイトバンカ貯蔵プールエリア), 周辺モニタリング設備 (固定モニタリング設備, 環境試料測定設備, 放射能観測車, 気象観測設備), 放射線サーベイ機器), 個人管理用測定設備及び測定機器, 放射線計測機の校正設備前処理装置, ろ過水タンク, 純水装置, 純水タンク			
	給水処理設備	ろ過水系, 純水補給水系, 復水補給水系			
	補機冷却系 (原子炉補機冷却系)	冷却水ポンプ, 熱交換器, 海水ポンプ, 配管, 弁類及び計測制御装置			
	補機冷却系 (タービン補機冷却系)	冷却水ポンプ, 熱交換器, 海水ポンプ, 配管, 弁類及び計測制御装置			
発電所補助設備	換気空調系	原子炉棟換気空調系, タービン建屋換気空調系, 中央制御室換気空調系, 廃棄物処理区域換気空調系, ドライウェル内ガス冷却装置, 焼却炉建屋換気空調系, サイトバンカ建屋換気空調系			
	加熱蒸気系	補助ボイラ, スチームコンバータ			
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系, 所内用圧縮空気系			
発電所緊急時対策所	試料採取系	フールド付試料採取盤, 発信器盤, 試料調整ラック, 分析盤, 現場採取シンク			
	消火系	火災報知設備, 消火栓設備, 不燃性ガス消火設備, 泡消火設備, 消火器			
	サブプレッショープール水貯蔵系	サブプレッショープール水貯蔵タンク, サプレッションプール水移送ポンプ			
	発電所緊急時対策所	データ収集装置, 通信連絡設備 (所内通信設備, 電力保安通信用電話設備等の送受話器)			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

運転時 P R A において通常停止を
起因事象として取扱う考え方について

1. 出力運転状態を対象とした P R A の対象範囲

出力運転状態を対象とした P R A の対象範囲は、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 PSA 編）：2008」において、「CR 引抜開始」から「真空破壊」までの範囲とされている。イメージ図を以下に示す。



上図に示すとおり、(1)～(3)の各期間は、次の理由により出力運転時 P R A に含めて評価している。

(1) 出力下降開始～全 CR 全挿入

- 使用可能な緩和設備は、出力の降下に伴って定格出力運転時から変化する(給水系が使用不可となるなど緩和設備数が減少する)ものの、出力運転期間に比べて当該期間は極めて短い。((1)の時間が数時間に対し、通常の運転期間は 13 ヶ月)ことを考慮すると、定格運転時と同等として扱うことに問題は無いと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同様の状態である。
- 原子炉圧力/出力が低下した状態では、燃料健全性を確保する上で原子炉をスクラムさせる必要がなく、プラント運用のため次のスクラム信号がバイパスされるが、これらのスクラム信号のバイパスは P R A の観点から有意なものではない。
 - ・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム
 - ・原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁急速閉」によるスクラム

(2) 全 CR 全挿入～真空破壊

- 使用可能な緩和設備は定格出力運転時から変化する(減少する)ものの、当該期間が短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同様として扱うことに問題は無いと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

(3) CR 引抜開始～定格出力

- 使用可能な緩和設備は定格出力運転時から変化する(減少する)ものの、本期間の崩壊熱が小さいこと、定期検査での点検によりランダム故障の確率が低減されていると考えられること、当該期間が極めて短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同様として扱うことに問題は無いと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

2. 通常停止を起因事象として取扱う考え方

今回実施した内部事象運転時レベル 1 PRA では、起因事象(通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象)として「通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)」を考慮している。

上記の起因事象の定義を踏まえ、以下に示す考え方により通常停止を起因事象として考慮している。

- 通常停止も過渡事象等と同様、炉心の冷却及び崩壊熱除去によって原子炉を冷温停止に移行させる必要があるため。
- 崩壊熱レベルが出力運転時と同等であり、動作を期待する緩和設備が機能しない場合に炉心損傷及び格納容器破損に波及する可能性は、その他の起因事象が発生した場合と同様と考えられるため。
- 通常停止は、発生頻度が年約 1 回以上と高いことから、結果として本事象を起因として炉心損傷及び格納容器破損に至る頻度が高く、評価上無視できないと考えられるため。
- 通常停止には計画外停止が考慮されていることから、過渡事象等の起因事象でなくとも、計画外停止の増加はリスクの増分として反映される。計画停止の観点では、通常の運転期間を変更した場合、定期検査までの期間が変化することの影響(過渡事象等の発生実績の傾向が増減する等)が現れる可能性が考えられる。これらのことから、通常停止(計画停止及び計画外停止)を起因事象として考慮することは、運転中のプラントのリスクを網羅的に考慮する上で適切と考えられる。

以上

「起動操作」を起回事象に含めないことの方

今回実施した内部事象運転時レベル 1PRA では、起回事象(通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象)として「通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)」を考慮している。

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

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

なお、起動操作の期間について、日本原子力学会の学会標準では、出力運転時の PRA の対象とする期間を制御棒の引き抜き開始から復水器真空破壊までとしており、この期間に生じたトラブル事象は全て起回事象として考慮されている。このため、プラント起動中に生じたトラブル事象も起回事象として考慮されている。

以上

「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について

主蒸気隔離弁（MS I V）の閉鎖について、出典としたE P R I 文献の定義、「MS I Vの部分閉鎖」を隔離事象に分類していることの根拠、「MS I Vの部分閉鎖」が「MS I Vの1弁閉鎖」と起因事象が異なる理由を以下に示す。

E P R I の報告書^[1]（NP-2230）には様々な過渡事象を示されており、MS I Vの1弁閉鎖、部分閉鎖は下表のように定義されている。

表1 E P R I 報告書（NP-2230）での定義

6. MS I Vの1弁閉鎖	運転員の過誤又は設備故障により、MS I Vの1つだけが閉鎖する過渡事象、残りのMS I Vは開状態である。
7. MS I Vの部分閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、1つないし、それ以上のMS I Vが部分閉する過渡事象である。

MS I Vの1弁閉鎖はE P R I の定義より、1弁は閉鎖しているものの残りの弁は問題なく開いている状態であり、復水器による除熱が可能であるため、非隔離事象に分類している。

一方、MS I Vの部分閉鎖はE P R I の定義にもあるように1弁若しくはそれ以上の弁が部分閉鎖しているものであり、閉鎖の程度によっては復水器による除熱ができなくなると想定し、保守的に隔離事象と分類している。

なお、MS I Vの部分閉鎖の事象は国内では発生しておらず、この分類が起因事象発生頻度に与える影響はない。

以上

参考文献

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

起因事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について

1. EF の設定について

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 1PSA 編）：2008」（以下「レベル 1 学会標準」という）の 5. 3. 1 a) では、「……起因事象の発生頻度を評価し、10. 3. 3 に示す方法や工学的判断により不確実さを設定する」とされている。

本評価ではレベル 1 学会標準に基づき、先行 PRA である NUREG/CR-4550 (Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Methodology Guidelines) の起因事象発生頻度のエラーファクタの設定（表 1 参照）をもとに、工学的判断によりエラーファクタを 3 としている。

なお、LOCA については参照した文献値に基づいた不確実さ幅から、ISLOCA についてはシステム解析の結果から起因事象発生頻度のエラーファクタを設定している。

2. 起因事象発生頻度の EF に対する感度解析

起因事象発生頻度の不確実さによる全炉心損傷頻度の不確実さへの影響を確認するため、EF を変更した場合の感度解析を以下のとおり行った。

(1) EF の設定

国内 BWR における発生経験の有無により、起因事象を以下のように分類し、感度解析ケースでは、これらに対して表 2 に示すとおりに起因事象発生頻度の EF を変更した。

- ・国内 BWR で発生経験がある起因事象
- ・国内 BWR で発生経験がなく、発生件数を 0.5 件とした起因事象
（ S/R 弁誤開放，原子炉補機冷却系故障，交流電源故障，
直流電源故障，タービン・サポート系故障 ）

(2) 感度解析結果

全炉心損傷頻度における平均値，EF のベースケースに対する増分の比較を表 3 に示す。また，全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較を図 1 に示す。

感度解析ケース 1 では，平均値について，ベースケースとの差は見られない結果となった。これは，本評価においては，全炉心損傷頻度に対して，発生経験のない起因事象の寄与割合が低く，全炉心損傷頻度に対する影響が小さいためである。

感度解析ケース 2 では，起因事象全体に対して EF を大きく設定したことにより，感度解析ケース 1 に比べて平均値，EF ともに大きくなり，不確実さが大きくなる結果となった。しかしながら，平均値の増分は %程度であり，影響は小さいと考えられる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 NUREG/CR-4550 (抜粋※)

Table VIII.1-1
Generic Initiating Event Data

ITEM	PRA/OTHER SAFETY STUDIES	GENERIC ASEP VALUE (MEAN)	ERROR FACTOR	COMMENTS
A. <u>Transient Caused by Loss of a DC Bus:</u>	5E-4 to 6E-2/yr	5E-3/yr	3	The DC Power Study (NUREG-0666) [37] value of 5E-3 was based on operational experience analysis. Some of the ASEP staff felt that the NUREG-0666 value may be reduced by a factor of ten because of consideration of an expanded Licensee Event Report (LER) data base and improved mechanistic analyses. These analyses took into account improved test and maintenance practices, operator recovery actions (many trips were easily recoverable within minutes) and alarm systems typical of most plants that were not treated in NUREG-0666. Because this position cannot be formally justified, however, the NUREG-0666 value was used. While the NUREG-0666 value may be conservative based on the most recent review, it represents a "reasonable" value to typify the range of values used by various studies (most of which used values in the mid 1E-3 to 1E-2/yr range). See References 7, 12, 28 and 34 for other studies that were reviewed.
B. <u>Transient Caused by Loss of an AC Bus:</u>	9E-4 to 6E-2	5E-3/yr	3	ASEP used the Oconee NSAC Probabilistic Risk Assessment (PRA) [34] value. However, the applicability of this initiator is very plant specific. Sufficient plant analyses have not been done to support a generic application. See References 7, 12, 28 and 34 for other studies that were reviewed.

※ : NUREG/CR-4550 では、取扱っている全ての起因事象の EF を “3” としている。

表 2 起因事象発生頻度における EF の設定

		ベース ケース	感度解析 ケース 1	感度解析 ケース 2
EF	国内 BWR で発生経験が ある起因事象	3	3	10
	国内 BWR で発生経験が ない起因事象	3	10	10

表 3 全炉心損傷頻度における平均値, EF のベースケースに対する増分

	ベース ケース	感度解析 ケース 1 (ケース 1/ ベースケース)	感度解析 ケース 2 (ケース 2/ ベースケース)
炉心損傷頻度 (平均値)	5.5E-05		
EF	4.4		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

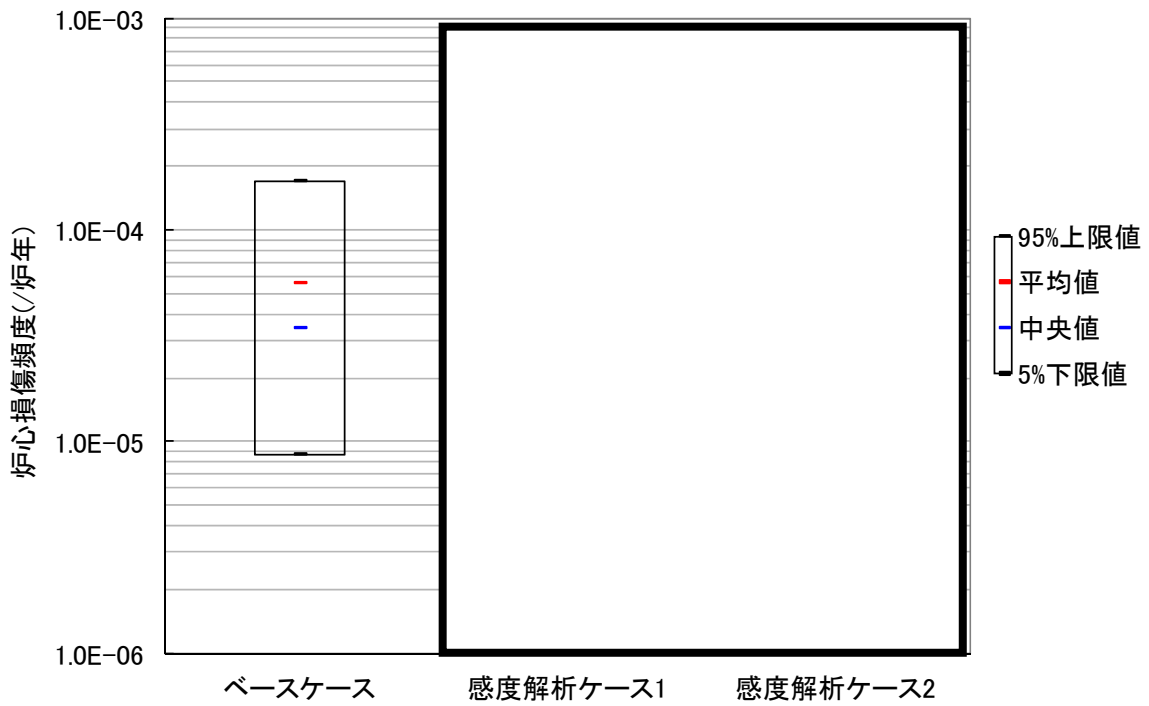


図1 全炉心損傷頻度に対する不確かさの比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について

1. 起因事象のグループ化

選定した起因事象について事象進展が酷似しており、同一の緩和機能が必要とされる起因事象をグループ化する。起因事象発生頻度はグループ化した起因事象毎に発生件数をまとめて、発生頻度を評価している。

起因事象発生頻度評価の考え方は以下の通りである。

2. 起因事象発生頻度評価

起因事象発生頻度は以下の考え方に基づいて評価している。

- ① 国内BWRの運転経験において発生が報告されている事象については、発生件数を国内BWRの運転期間（発電時間）等で除して発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

過渡事象, 通常停止	発生件数／運転期間 ^{※1} （発電時間）
外部電源喪失	発生件数／運転期間 ^{※1} （暦年）

- ② 国内BWRの運転経験において発生が報告されていない事象であっても、システム信頼性解析を活用可能な事象, 又は発生頻度評価に活用可能な文献等を参照可能な事象については、それらを用いて発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

LOCA	NUREG-1829及びNUREG/CR-5750のデータに基づき算出
ISLOCA	NUREG/CR-5124などの検討例から隔離弁の故障等による低圧設計配管等が破損する頻度として評価

- ③ 国内BWRの運転経験において発生が報告されておらず、システム信頼性解析を活用不能な事象, 又は発生頻度評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、国内BWRでの発生件数を0.5件とし、国内BWRの運転期間（発電時間）で除して発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

S/R弁誤開放	0.5件／運転期間 ^{※1} （発電時間）
サポート系喪失 ^{※2}	0.5件／運転期間 ^{※3} （発電時間）

※1 発電時間：488.1年，暦年：706.1年

※2 サポート系喪失とは、原子炉補機冷却系故障，交流電源故障，直流電源故障，タービン・サポート系故障の4つのことを指す。

※3 系統数又は母線数を考慮する。

原子炉補機冷却系，タービン・サポート系	：693.6年
交流電源	：3366.2年
直流電源	：1763.3年

以上

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

起因事象発生頻度のデータベースは、メーカーおよびエンジニアリング会社によって、以下の情報を対象に起因事象発生件数を調査し、その結果を事業者が確認する枠組みで定期的に更新している。

- ・原子力施設運転管理年報（(独) 原子力安全基盤機構発行）
- ・原子力安全推進協会により運営されている NUCIA
- ・電気事業者によるプレスリリース

平成 20 年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによるデータベースの更新が完了している。一方、現在は平成 21 年度から平成 23 年度末までの実績を反映したデータベースの更新を実施中である。

以上の状況を踏まえ、本評価においては PRA 評価開始時において利用可能な最新のデータとして、平成 20 年度末までの運転状況を反映した起因事象発生頻度のデータを使用した。

以上

起因事象外部電源喪失における
炉型の違いに対する考え方について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む、過渡事象および従属性を有する起因事象の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて設定しており、運転実績には、利用可能なデータである平成20年度(平成21年3月)までのデータを用い、発生した事象を各起因事象に分類し、その件数を運転炉年で除して発生頻度を算出している。

なお、外部電源喪失の発生頻度について、BWR、PWR、BWR及びPWRの各ケースで計算した結果を表1に示すが、ほぼ同等の値となっている。

表1 出力運転時PRA「外部電源喪失」の発生頻度

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

※平成25年10月11日「川内原子力発電所1号炉及び2号炉PRAについて」参照

女川2号炉のPRAにおける、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度(CDF)は8.2E-07/炉年であるため、BWRとPWRの運転実績を合計した場合、CDFは、 $8.2E-07 \times (4.5E-03 / 4.2E-03) = 8.8E-07$ (/炉年) となり、CDFの増加分は5.9E-08/炉年となる。

これにより、外部電源喪失を起因としたシーケンスのCDFが一様に1割程度増加するものの、起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の割合は全体(全CDF:5.5E-05/炉年)の約1.5%程度であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さいものとする。

以上

起因事象の LOCA の発生頻度算定の考え方

1. 事象の分類定義

LOCA では、バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150 の定義と同様に漏えい、小破断 LOCA、中破断 LOCA、大破断 LOCA 及び設計基準事故 (DBA) 超過 LOCA に事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量について表 1 に示す。

なお、「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さく、またタービン系への影響も軽微と考えられることから通常停止に含めている。

「DBA 超過 LOCA」は NUREG-1829 をもとに検討しており、その発生頻度は 10^{-8} /年以下となっている。DBA 超過 LOCA は原子炉圧力容器破損が主な要因であるため緩和に期待することが困難であり、内的事象での炉心損傷頻度と比較すると必ずしも小さいとは言えない。ただし、格納容器内での事象緩和に期待できるため、格納容器破損頻度と比較すると炉心損傷頻度は小さくなるものと考えられる。また、RPV 破損は、本来、決定論の枠組みの中で対応が取られており、緩和に関してはレベル 1.5PRA のものであることから評価対象外とした。

表 1 LOCA 関連事象の分類定義

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 発生頻度の設定

LOCA は日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計および運転管理において日米で大きな差異がないため、その起因事象発生頻度の評価には、NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要については次に示す。

(1) NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995 / February 1999

- 米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- LOCA 関係は 1969 年から 1997 年の実績で検討
- LOCA の発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小破断 LOCA を除き不確定性(EF)は 10 を設定
- LOCA の分類定義は NUREG-1150 に同様の破断・中破断・小破断 3 段階
- 経年変化 (Trend) は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- 配管以外の寄与については評価対象外

(2) NUREG-1829(Draft Report for Comment)

Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process / June 2005

- リスク情報活用規制の一環としての設計基準 LOCA 見直しのため、NRC が LOCA 発生頻度を評価したもの
- 専門家パネル (Expert Elicitation) により不確定性を含めた検討を実施
- 配管からの寄与の他、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- LOCA 時の流出流量 (等価破断径) により 6 段階に分類
- 25 年運転想定での発生頻度と、ライセンス切れの頃 (40 年運転想定) の評価を実施、BWR では両者にほとんど差はない結果
- 原子炉压力容器については、確率論的破壊力学 (PFM) による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- NUREG/CR-5750 との結果比較があり、中破断 LOCA 部分を除き概ね一致

両文献より、プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられることから、これらのデータはプラントによらず使用できると考えられる。なお、不確定性が比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字 1 桁として扱い、表 2 に示すように評価値を検討した。

- NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の両文献データ (超過頻度・暦年ベース) を用いる

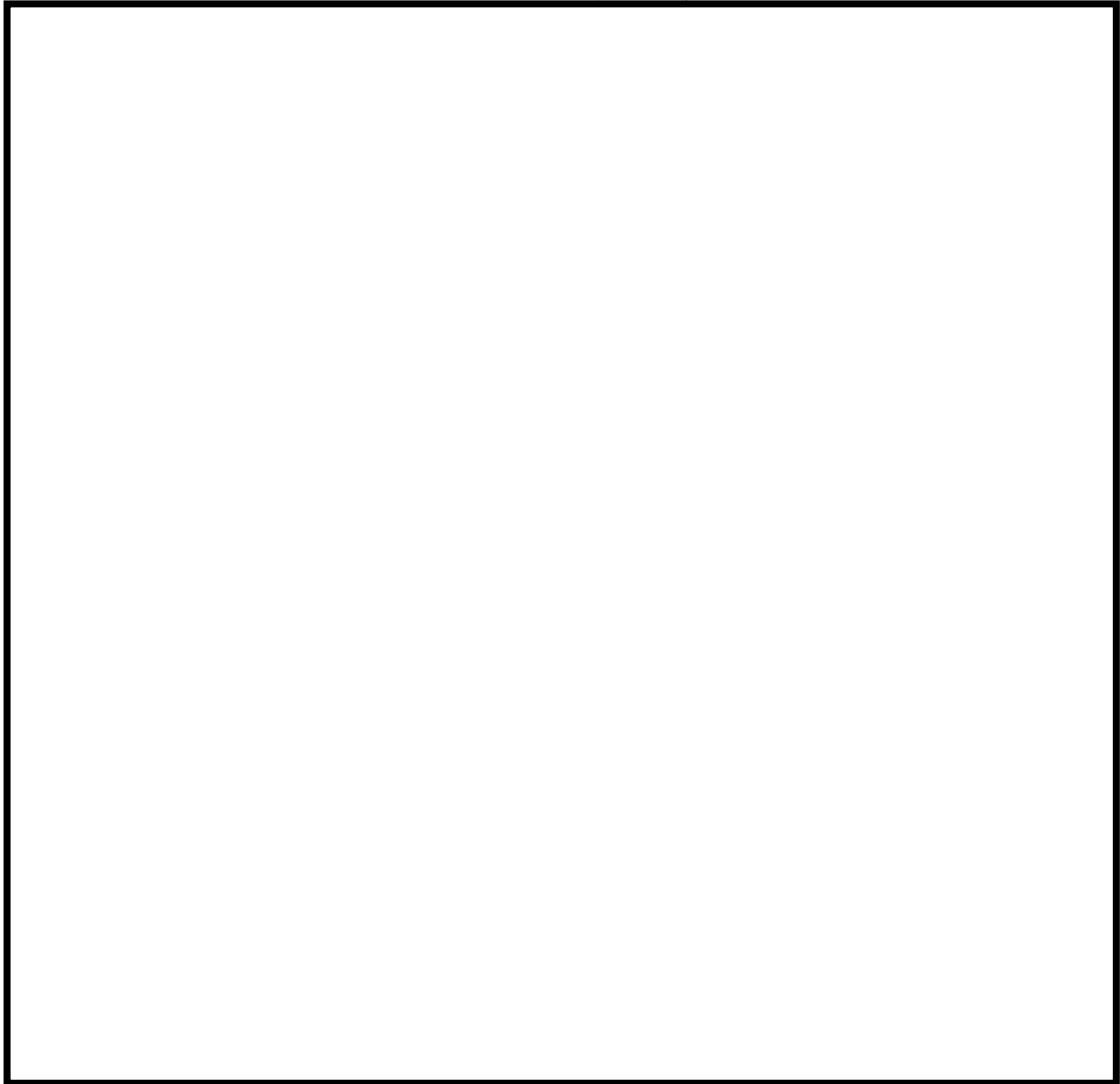


以上より，LOCA 発生頻度の検討結果を図 1 にまとめる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 LOCA 発生頻度の検討



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

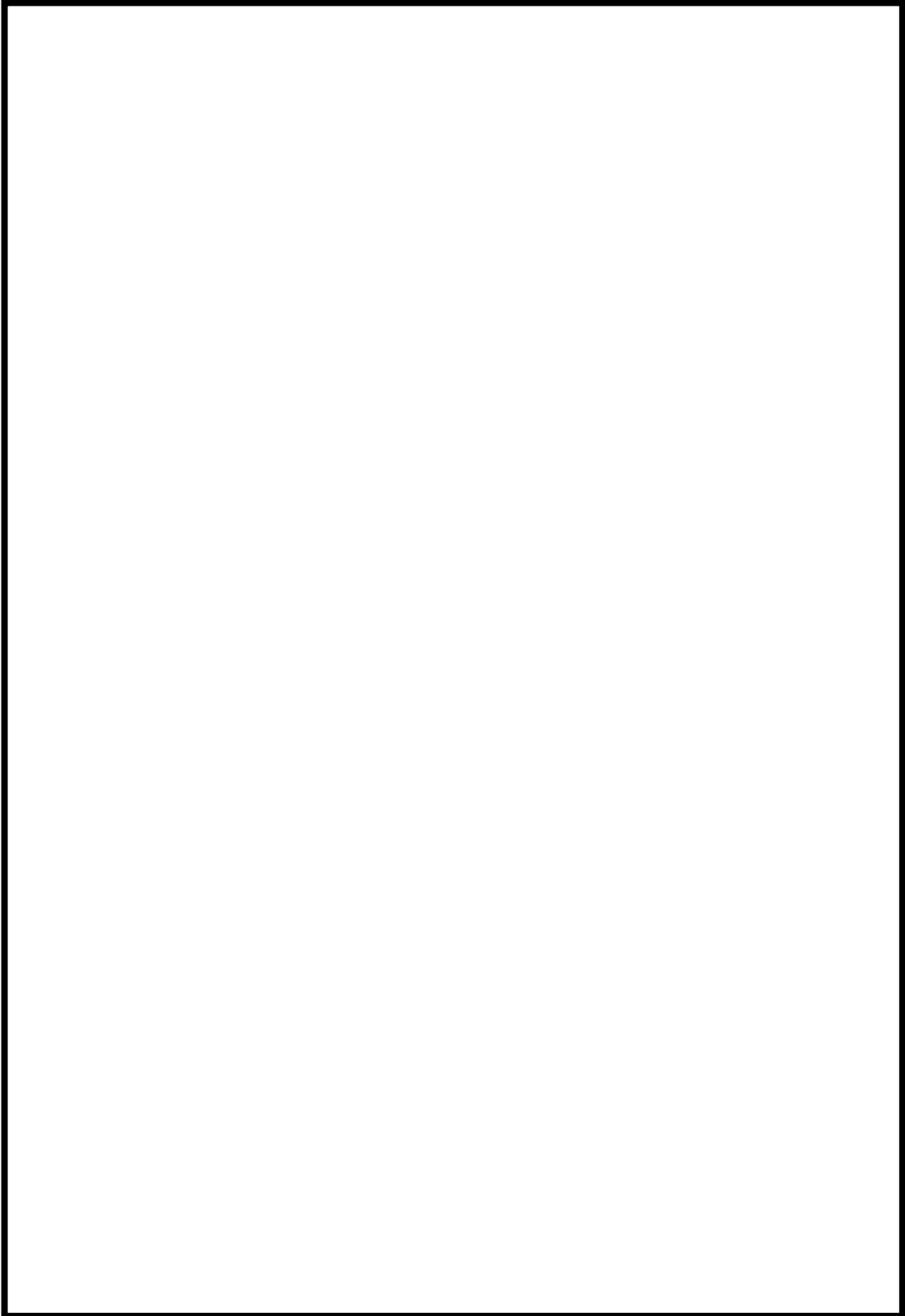


図1 LOCA 事象分類と発生頻度検討のまとめ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ECCS 配管破断の考え方について

本評価における LOCA の起因事象においては、具体的な破断箇所は設定せず、LOCA の発生頻度について検討されている海外の文献を参考に、大破断 LOCA、中破断 LOCA、小破断 LOCA それぞれに相当する大きさの配管の破断の発生頻度を設定している。

これに対して、破断が原子炉圧力バウンダリの ECCS における溶接箇所が生じると想定し、当該 ECCS での緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した（参照評価）。評価の結果、本評価での LOCA 時の炉心損傷頻度と参照評価での LOCA 時の炉心損傷頻度に大きな差がないことを確認した。

1. ECCS およびその他の系統での LOCA 発生頻度の算出

系統別の LOCA の発生頻度は式(1)で算出した。LOCA 発生頻度の算出に用いた溶接線数と発生頻度の算出結果を表 1 に示す。本評価では破断口径 25A 未満を小破断 LOCA、25A 以上 125A 未満を中破断 LOCA、125A 以上を大破断 LOCA としているが、参照評価では、破断口径 100A 以上を大破断 LOCA、破断口径 100A 未満を中破断 LOCA とし、RCIC には期待しないものとした。また、各 LOCA 発生頻度は本評価で用いた値とした。

なお、系統において該当する口径の溶接線数が 0 である場合には、LOCA 発生頻度の算出において溶接線数 0.5 と仮定して算出した。また、RHR 各系統における溶接線数については、RHR の溶接線数の合計を系統数(3 系統)で平均することで算出した。

着目する系統の配管破断発生頻度

$$= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA 発生頻度} \quad \dots (1)$$

2. LOCA 発生後の炉心損傷頻度

具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度は式(2)で算出した。結果を表 2 に示す。

$$\text{LOCA 時の炉心損傷頻度} = \sum_i \left(\text{系統}i\text{での LOCA 発生頻度} \right) \times \left(\text{系統}i\text{に期待できない場合の条件付き炉心損傷確率} \right) \quad \dots (2)$$

3. 本評価結果と参照評価結果の比較

LOCA 時の炉心損傷頻度について、本評価の結果と参照評価の結果を表 3 に示す。また、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度を追記したイベントツリーを図 1, 2 に示す。評価結果を比較すると、以下のとおりとなる。

大破断 LOCA については本評価において $3.4E-09$ (/炉年), 参照評価において (/炉年)であった。

中破断 LOCA については本評価において $3.4E-08$ (/炉年), 参照評価において (/炉年)であった。

大破断 LOCA, 中破断 LOCA いずれも LOCA 時の炉心損傷頻度は両者の評価とも同じオーダーにあり, 大きな相違はないことを確認した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と LOCA 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度	
	100A 以上	100A 未満	大破断 LOCA ^{※2}	中破断 LOCA ^{※3}
HPCS				
RCIC				
LPCS				
RHR-A ^{※5}				
RHR-B ^{※5}				
RHR-C ^{※5}				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

※1：溶接線数は、クラス 1 機器の検査カテゴリ B-F および B-J から抽出した。

※2：大破断 LOCA 発生頻度 $2.0E-05$ (/炉年)

※3：中破断 LOCA 発生頻度 $2.0E-04$ (/炉年)

※4：溶接線数 0 の場合、発生頻度算出の際に 0.5 と仮定した。

※5：RHR の溶接線数を 3 系統で平均した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 各系統での LOCA 時の条件付き炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付き炉心損傷確率		炉心損傷頻度	
	大破断 LOCA	中破断 LOCA	大破断 LOCA	中破断 LOCA
HPCS				
RCIC				
LPCS				
RHR-A				
RHR-B				
RHR-C				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

表 3 本評価結果と参照評価結果の比較

	大破断 LOCA	中破断 LOCA
本評価における炉心損傷頻度(/炉年) (ベースケース)	3.4E-09	3.4E-08
参照評価における炉心損傷頻度(/炉年)		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

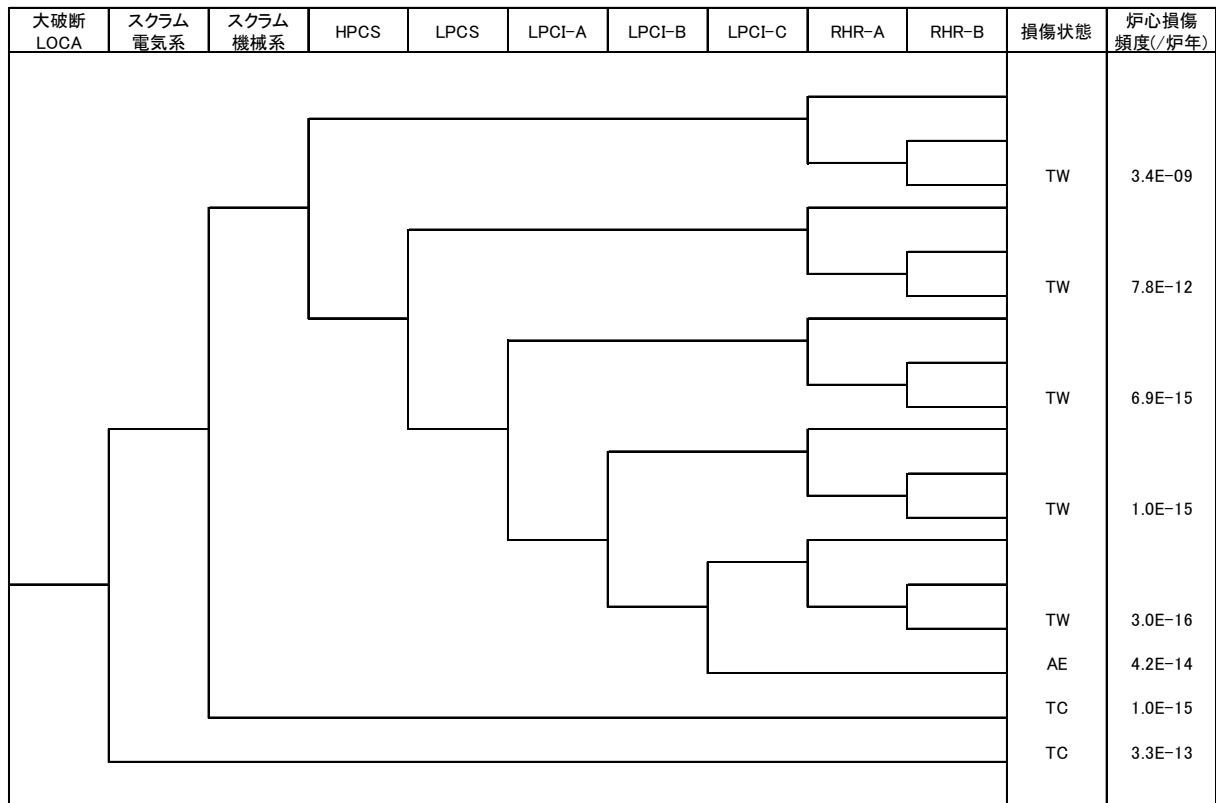


図 1 申請用評価における大破断 LOCA 後のイベントツリーと炉心損傷頻度

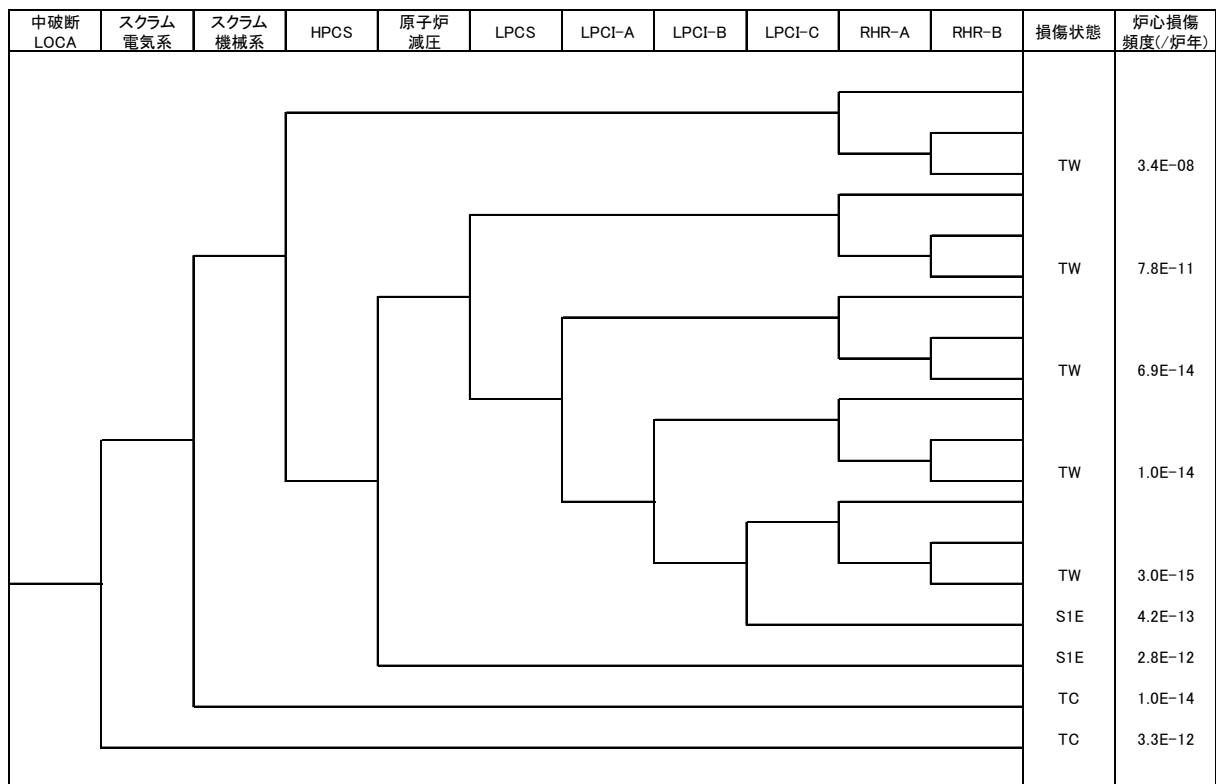


図 2 申請用評価における中破断 LOCA 後のイベントツリーと炉心損傷頻度

インターフェイスシステム LOCA の発生頻度の算出方法について

1. 評価対象配管

先行 PRA や NUREG/CR-5124 で検討されている配管には以下のものがある。

- 低圧 ECCS 系 (LPCS, LPCI) 注入配管 (図 1)
- 停止時冷却系 (モード) 注入配管 (図 1)
- 停止時冷却系 (モード) 吸込み配管 (図 1)
- ヘッドスプレイ配管 (図 1)
- 高圧注水系 (HPCI/HPCS/HPCF, RCIC) ポンプ吸込み配管 (図 2)
- RHR 蒸気凝縮配管
- 給水ポンプ吸込み配管

このうち、以下の配管については評価対象外とした。

- ヘッドスプレイ配管
- 高圧注水系 (RCIC) ポンプ吸込み配管
- RHR 蒸気凝縮配管
- 給水ポンプ吸込み配管

ヘッドスプレイ配管はインターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) が発生したとしても配管口径が小さく、かつ気相破断であるため原子炉への影響は小さいと考えられる。

RCIC ポンプ吸込み配管は、ポンプ吐出側に設置された弁によって高圧側と隔離されている。注入配管には、電動注入弁及び複数の逆止弁があるため、圧力境界が 3 弁以上の構成となり、圧力境界の破損頻度は他の配管と比較して低くなる。

RHR 蒸気凝縮配管は、評価対象プラントでは存在しない配管である。

給水ポンプ吸込み配管は常用系の配管であるが、San Onofre (PWR) で逆止弁多重故障によって給水ポンプ吸込み側の機器が破損し、S/G 水が流出した事例に対応して、NUREG/CR-5124 で検討対象にしているものである。しかしながら、配管破損が発生したとしても隔離が比較的容易であること、流出場所がタービン建屋であり安全系への直接的な影響がないことから炉心損傷頻度への寄与は低いと判断される。

以上の検討結果より、下記の配管について ISLOCA の発生頻度の検討を行う。

- 低圧 ECCS 系 (LPCS, LPCI) 注入配管 (4 本)
- 停止時冷却系 (モード) 注入配管 (2 本)
- 停止時冷却系 (モード) 吸込み配管 (2 本)
- 高圧炉心スプレイ系 (HPCS) ポンプ吸込み配管 (1 本)

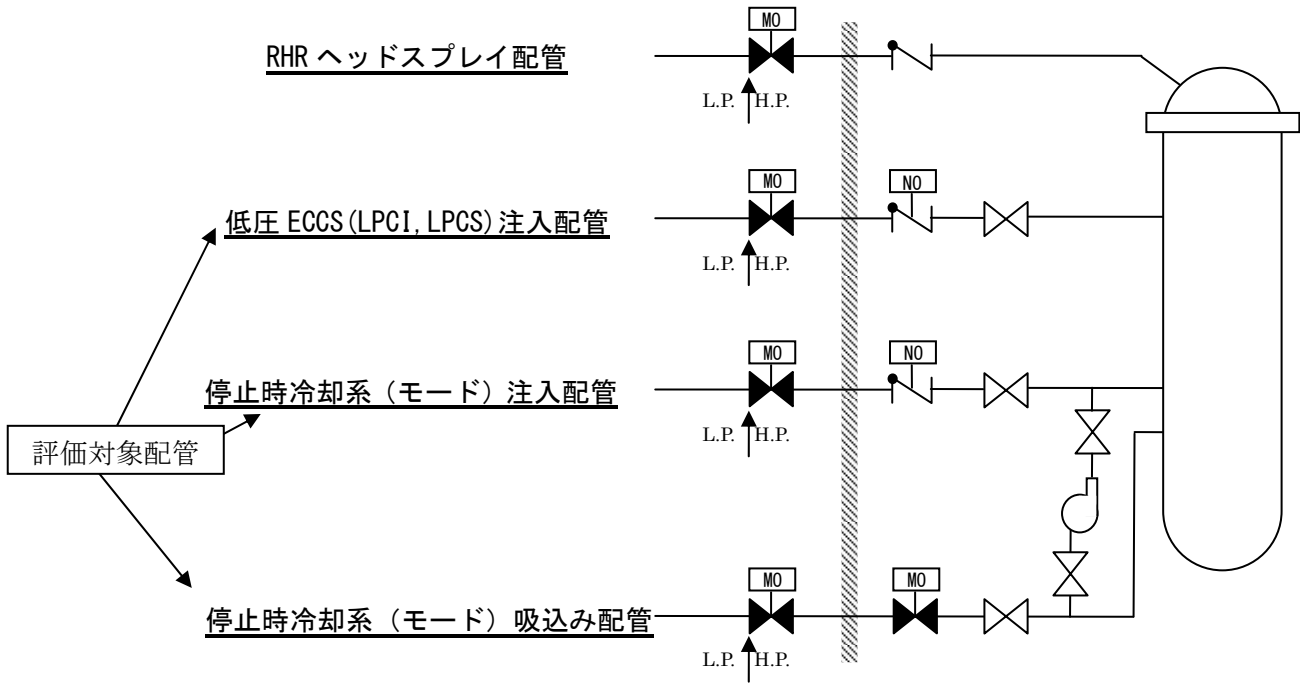


図1 ISLOCAに係る低圧注水系注入配管及び停止時冷却モード配管

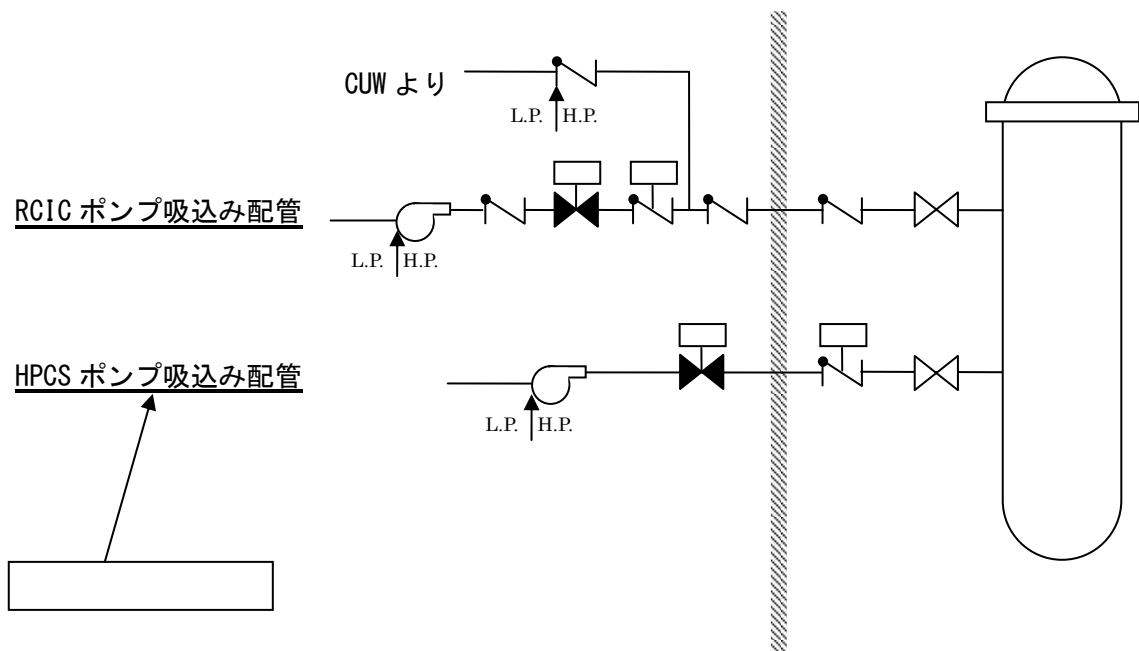


図2 ISLOCAに係る高圧注水系配管

2. 評価方法

- (1) 評価対象配管のうち隔離弁が2弁のものについて ISLOCA の発生頻度を予備的に評価する。ISLOCA の発生頻度は、低圧配管への異常な加圧の発生頻度及び異常な加圧による配管の破損確率に加え、運転員による隔離操作を考慮して以下のよう

$$F_{ISF} = F_{PB} \cdot B \cdot H \text{ (運転員による隔離操作失敗)}$$

$$F_{ISS} = F_{PB} \cdot B \cdot (1-H) \text{ (運転員による隔離操作成功)}$$

- F_{ISF} : 運転員による隔離操作が失敗した場合の ISLOCA 発生頻度
 F_{ISS} : 運転員による隔離操作が成功した場合の ISLOCA 発生頻度
 F_{PB} : 評価対象配管への異常な加圧の発生頻度
 B : 異常な加圧による配管の破損確率
 H : 運転員による隔離失敗確率 (開閉試験時考慮)

また、評価対象配管への異常な加圧の発生頻度は、隔離弁2弁の故障等の重畳に加え、弁の故障検出を考慮して次式で評価する。

$$F_{PB} = (\lambda 1 \cdot P2 \cdot \lambda 2 \cdot T2 + \lambda 2 \cdot P1 \cdot \lambda 1 \cdot T1) \cdot T$$

- $\lambda 1, \lambda 2$: 弁の故障率等
 $P1, P2$: 弁の故障検出失敗確率 (開閉試験時考慮)
 $T1, T2$: 故障が放置される平均時間
 T : 評価期間 (1年)

弁の故障率等には、破損/リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については、試験に伴う開操作、試験終了時の閉め忘れと閉失敗を以下の通り考慮する。

■ 電動弁

- ・機器故障 (内部リーク, 誤開故障)
- ・定期試験に伴う故障 (開操作/試験終了後の閉め忘れ又は閉失敗)

■ 試験可能逆止弁

- ・機器故障 (内部リーク)
- ・定期試験に伴う故障 (開操作/試験終了後の閉め忘れ又は閉失敗)

各対象配管の弁の組合せを下表に示す。

隔離弁の組み合わせ	破断口隔離失敗	破断口隔離成功
1. 低圧 ECCS 系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 内部リーク・試験に伴う開操作	●	●
(d) 内部リーク・試験終了後の開放	●	-
(e) 誤開故障・試験に伴う開操作	●	-
(f) 誤開故障・試験終了後の開放	●	-
(g) 試験に伴う開操作・試験終了後の開放	●	●
2. 停止時冷却系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
3. 停止時冷却系吸込み配管（電動弁・電動弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 誤開故障・誤開故障	●	-
4. 高圧 ECCS 系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 内部リーク・試験に伴う開操作	●	●
(d) 内部リーク・試験終了後の開放	●	-
(e) 誤開故障・試験に伴う開操作	●	-
(f) 誤開故障・試験終了後の開放	●	-
(g) 試験に伴う開操作・試験終了後の開放	●	●

3. 発生頻度の評価

(1) 評価に用いた故障率

①機器故障率

内部リーク，誤開故障などの機器故障率には，国内 21 ヶ年データ（「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」）を用いた。

なお，内部リークの故障率について，ISLOCA の発生においては通常の内リークよりも厳しい大規模な内部リークを想定しており，その機器故障の発生確率は通常の内リークに比べて低いと考えられるものの，本評価では保守的に 21 ヶ年データと同等の値を用いて評価を行っている。

■ 試験可能逆止弁

- ・ 内部リーク $=7.1\text{E-}9$ /h
- ・ 閉失敗 $=3.4\text{E-}8$ /h
- ・ リミットスイッチ誤動作 $=3.1\text{E-}9$ /h

■ 電動弁

- ・ 内部リーク $=4.1\text{E-}9$ /h
- ・ 誤開 $=2.5\text{E-}9$ /h

②人的過誤確率

人的過誤は，NUREG/CR-5124 と同様， $3.0\text{E-}3/\text{d}$ を使用した。

- ・ 試験前の回復に失敗する確率 $=3.0\text{E-}3$ /d
- ・ 試験時 ISLOCA 発生時の隔離失敗確率 $=3.0\text{E-}3$ /d

③低圧配管の過圧状態での破損確率

低圧配管の過圧状態での破損確率については，NUREG/CR-5124 を参照して，保守的に 0.1 /d と設定した。

(2) ISLOCA の起因事象発生頻度

評価対象プラントにおける ISLOCA の発生頻度の評価結果を以下に示す。

ISLOCA	発生頻度 (/炉年)	
	隔離操作失敗	隔離操作成功
低圧配管 ISLOCA	$2.1\text{E-}09$	$7.3\text{E-}08$
高圧配管 ISLOCA	$2.2\text{E-}10$	$1.8\text{E-}08$
小計	$2.4\text{E-}09$	$9.2\text{E-}08$
合計	$9.4\text{E-}08$	

以上

ISLOCA 発生頻度の海外との差について

ISLOCAの評価に関する海外との差異について、NUREG/CR-5928 (ISLOCA Research Program) と比較した。

NUREG/CR-5928におけるISLOCA評価について、以下に示す。

1. NUREG/CR-5928におけるISLOCA評価の概要

NUREG/CR-5928では、米国のBWR4プラントを対象とした評価を実施している。

(1) 評価結果

対象ECCS配管のISLOCA発生頻度

- ・ RCIC, HPCI : 発生頻度が非常に小さいため評価対象外
- ・ CS : 1. 7E-09/y
- ・ LPCI注入配管 : 2. 7E-08/y
- ・ SHC吸込み配管 : 3. 7E-08/y

(2) 評価手法

RHRのSHC吸込み配管についての評価例 (図 1 参照)

- ・ 低圧部への加圧の発生頻度

$$= (F009内部破損 + F608内部破損) \times F008内部破損$$

$$= (1E-07/h + 1E-07/h) \times 1E-07/h \times 8760 \text{ h}/2 \times 8760 \text{ h}/y$$

$$= 7. 7E-07/y$$

- ・ F006の電動弁について、開状態と閉状態について各々50%の確率と仮定しており、これにもとづき、ISLOCAの発生頻度は以下のように評価している。

$$\text{ISLOCAの発生頻度} = \text{低圧部への加圧の発生頻度} \times \text{配管破損確率} 7. 7E-07/y \times (0. 5 \times 0. 074^{*} + 0. 5 \times 0. 023^{*})$$

$$= 3. 7E-08/y$$

※ 24インチ口径配管破損確率 : 0. 074, 20インチ口径配管破損確率 : 0. 023

2. 本評価におけるISLOCA評価の概要

本評価では、ISLOCAの評価を以下のように実施している。

(1) 評価結果

a. 対象ECCS配管のISLOCA発生頻度

(高压配管)

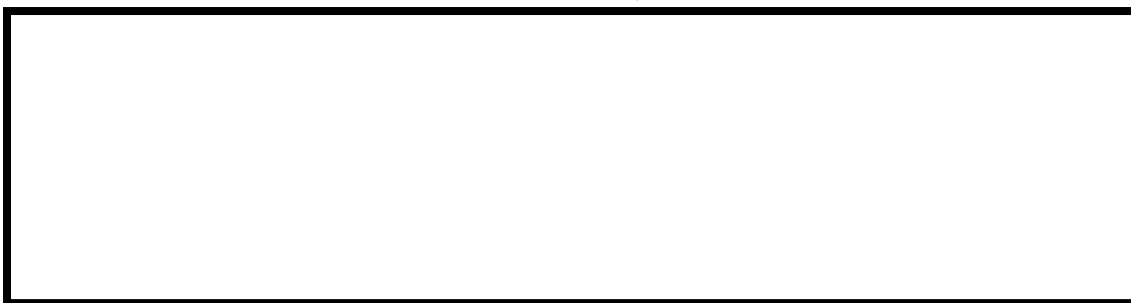
- ・ RCIC : 発生頻度が非常に小さいため評価対象外
- ・ HPCS : 1.9E-08/y

(低压配管)

- ・ LPCS : 1.9E-08/y
- ・ LPCI注入配管 : 5.6E-08/y
- ・ RHR停止時冷却戻り管 : 7.2E-10/y
- ・ SHC吸込み配管 : 5.1E-10/y

(2) 評価手法

RHRのSHC吸込み配管についてのISLOCA発生頻度の評価例 (図2参照)



- ・ 低压部への加圧が発生した場合の配管の破損確率はNUREG/CR-5124を参考に、保守的に0.1/dと設定した。RHRのSHC吸込み配管のISLOCAの発生頻度は以下のように評価している。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. ISLOCA評価に関するNUREG/CR-5928との比較

1. および2. で示したとおり、評価手法は同様であるが表1に示すパラメータの相違により、ISLOCA発生頻度の差になったものと考えられる。

表1 RHRのSHC吸込み配管におけるISLOCA発生頻度評価のパラメータの比較

項目	NUREG/CR-5928	本評価	比較
評価対象機器	電動弁		—
①機器故障率 (評価対象故障モード)	内部破損 (1.0E-07/h)		本評価の方が [] 小さくなる
②配管破損確率	0.074 (24 ") 0.023 (20 ")		本評価の方が [] 大きくなる
③ISLOCA発生前の 隔離操作失敗確率	考慮していない		[]
④系統構成の違い	電動弁2つ		[]
ISLOCA発生頻度	3.7E-08/y	5.1E-10/y	本評価の方が2桁程度 小さくなる

NUREG/CR-5928と本評価を比較すると、①本評価の機器故障率が [] 小さくなっている。②本評価の配管破損確率は保守的な値を使用しており、 [] 大きくなっている。③ []

[] ④ []

これらの結果から、RHRのSHC吸込み配管のISLOCA発生頻度算出においては、NUREG/CR-5928と本評価では、評価手法に大きな違いはないが、評価に使用するパラメータとして、「機器故障率」が異なることによって、本評価の炉心損傷頻度の方が2桁程度NUREG/CR-5928より低くなっていると考えられる。従って、本評価によるISLOCA発生頻度評価については妥当と考えられる。

なお、LPCSおよびLPCI注入配管については、パラメータの差異と系統構成の違いの組合せから、同程度のISLOCA発生頻度の評価結果となったと考えられる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

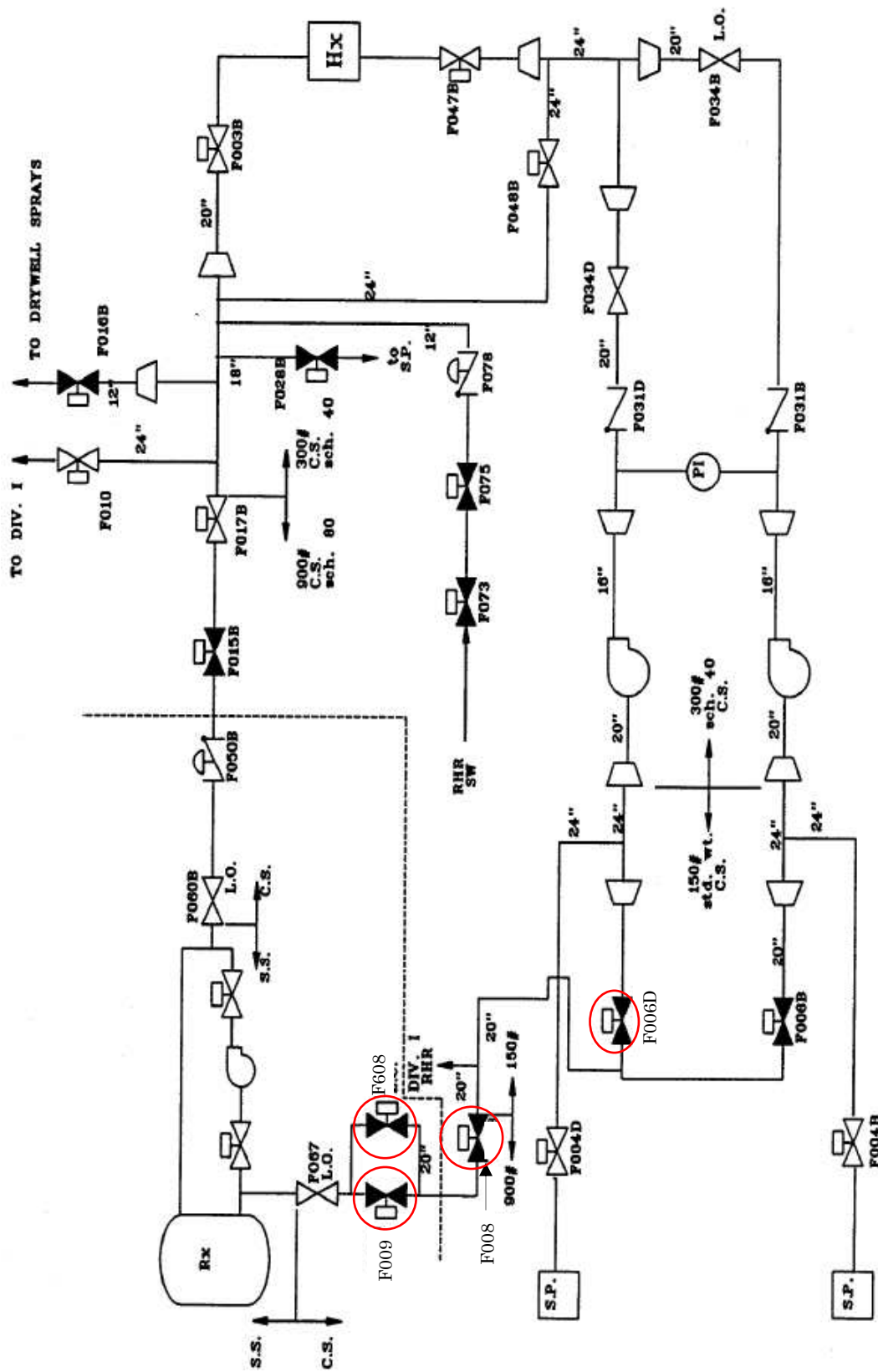


図1 NUREG/CR-5928におけるRHR配管線図

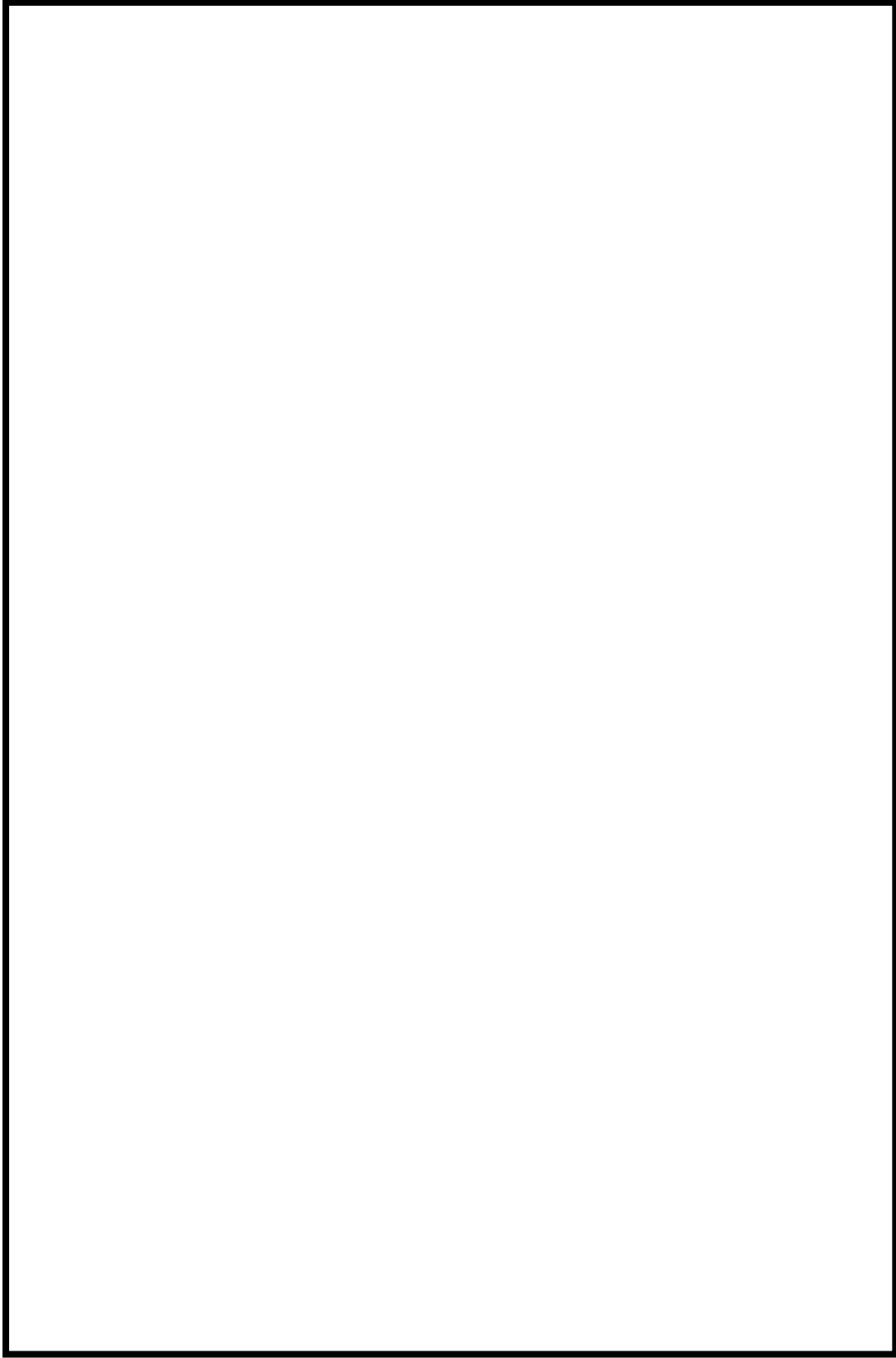


図 2 RHR-A配管線図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

対処設備作動までの余裕時間の考え方

余裕時間の設定に際し、MAAPを用いた事故シーケンスの事象進展の解析結果および運転操作から、以下のように余裕時間を設定した。

表1に事故進展解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係を示す。

1. 注水に関する操作の余裕時間

注水に関する操作の余裕時間は、TQUV, TQUX, TBシーケンスにおいて、注水停止後、炉心溶融に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として30分とした。

一方、LOCAシーケンスにおける余裕時間は、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシーケンスと同じ値とした。



2. 格納容器除熱操作に関する余裕時間

崩壊熱除去機能喪失時のECCSおよびRCICによる原子炉への注水継続に必要な操作を表2に示す。崩壊熱除去機能喪失時においてはこれらの操作に期待しない場合、原子炉注水後、サプレッションプール水温上昇による注水機能喪失となる。

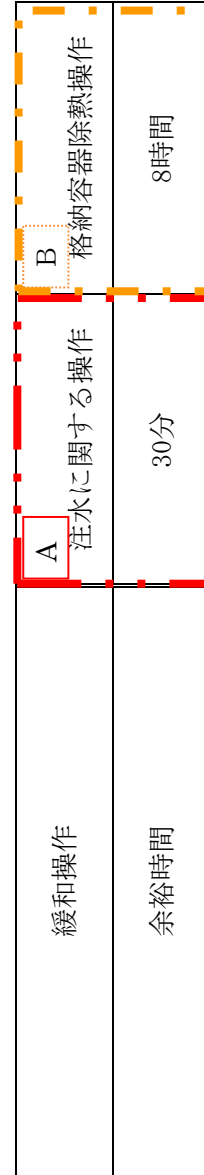
表2に示す操作を考慮し原子炉への注水を継続した場合、格納容器破損は約 時間後である。一方、本評価においては、設置許可取得済の設備の機能のみに期待する観点より、表2に示す注水継続操作には期待せず、当該操作開始までの余裕時間内に格納容器除熱を実施し注水継続することとしている。以上より、格納容器除熱操作の余裕時間は8時間とした。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 事故進展解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係

事故シーケンス	炉心溶融	圧力容器破損	格納容器破損	備考
TQUV (過渡事象後, 炉心メーク アップ失敗・低圧シーケンス)				L1でADS手動起動を 仮定
TQUX (過渡事象後, 炉心メーク アップ失敗・高圧シーケンス)				—
TB (ステーション・ブランクアウト)				DCバッテリーは8時間 を仮定
LOCA (大破断LOCA後, 炉心メークアップ失敗)				再循環ラインの両端 破断を仮定
TW (過渡事象後, 崩壊熱除去失敗)				—
TC (過渡事象後, 原子炉停止失敗)				—



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 原子炉への注水継続に必要となる操作

炉心冷却機能に関する系統	継続運転に必要となる操作	操作までの余裕時間
RCIC	RCIC 排気圧高トリップバイパス	B 約 20 時間
	CST への水源補給	約 8 時間
HPCS	サブプレッションプールから CST への水源切替	約 10 時間 ^{※1}
	CST への水源補給	約 8 時間
LPCS, LPCI	RHR 復旧または PCV ベント	約 20 時間 ^{※2}

※1 サプレッションプール水源による注水を継続した場合、約 10 時間後に最高使用温度 100℃に到達するため、水源をサブプレッションプールから CST への切替える必要がある

※2 格納容器最高使用圧力到達による SRV 閉止を回避するため、RHR の復旧または PCV ベントが必要となる

成功基準の設定時の解析例について

1. 解析条件

本 PRA では、炉心冷却機能に係る成功基準は、SAFER および CHASTE コードを用いて実施した成功基準解析結果を踏まえて

設定している。成功基準解析では、表 1 に示すとおり、プラント初期パラメータについては、定格値を用いており、ECCS 等の流量については、を設定し、解析を実施している。

2. 余裕時間の取扱い

(1) 過渡変化時

「過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析」については、MAAP による事象進展解析結果を踏まえた余裕時間を設定している。

設定した余裕時間については、SAFER および CHASTE により、事象発生 30 分後に手動で減圧を開始し、低圧注水系による注水を行う成功基準解析を実施しており、判断基準を満足していることを確認している。

(2) LOCA 時

LOCA シーケンスについては、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシーケンスと同様に 30 分とした。

3. 解析結果

成功基準解析の結果を表 2～表 5 に示す。

成功基準解析により、炉心損傷の判断基準である「燃料被覆管の最高温度が 1200℃以下であること」及び「燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること」を満足していることを確認している。これらの解析結果に基づき、本評価において使用する成功基準を設定した。

なお、成功基準解析については、許認可解析で十分実績を有している SAFER および CHASTE を使用していることに加え、解析条件において以下を考慮することにより保守性を有している。

- 過渡事象の代表事象は、水位の低下が最も厳しい事象である給水流量の全喪失としている。

解析例として、給水流量の全喪失時、逃がし安全弁 1 弁により減圧する場合の原子炉水位変化および燃料被覆管温度変化を図 2 に示す。

4. 成功基準解析に用いるコードの取扱い

本評価においては、1. で述べたように、成功基準解析は SAFER および CHASTE コードにて行っており、MAAP コードによる解析は熱水力挙動確認のための参考解析と位置づけている。SAFER および CHASTE を用いる理由は、SAFER は MAAP に比べて炉心部分をより精緻に評価できるモデル(高出力バンドル/平均出力バンドルの取扱い、燃料棒表面の熱伝達係数の取扱い等)が組み込まれており、CHASTE は高温時に顕著となる輻射の影響を詳細に評価できるモデルが組み込まれていることから、燃料被覆管温度および酸化割合を適切に評価できるためである。

以上

表1 成功基準解析の主要解析条件

項目	解析条件	安全解析（添付十）条件
初期原子炉熱出力	2,436MW(定格出力)	2,540MW (定格出力の約105%)
初期原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格圧力)	7.17MPa[gage] (定格圧力に余裕をみた値)
初期炉心流量	35,600t/h(定格流量)	37,400t/h (定格流量の105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	レベル3(スクラム水位)
スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	同左
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 (33GWd/t)	GE(平均) +3σ
燃料	9×9(A)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m×1.02
逃がし安全弁設定圧	逃がし弁機能を仮定 第1段:7.37MPa[gage] 第2段:7.44MPa[gage] 第3段:7.51MPa[gage] 第4段:7.58MPa[gage]	安全弁機能を仮定 第1段:7.79MPa[gage] 第2段:8.10MPa[gage] 第3段:8.17MPa[gage] 第4段:8.24MPa[gage]
高压炉心スプレイ系 流量		1,050m ³ /h (1.38MPa[dif]において)
低压炉心スプレイ系 流量		1,050m ³ /h (0.78MPa[dif]において)
低压注水系流量		1,136m ³ /h (ポンプ1台当たり, 0.14MPa[dif]において)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 大破断 LOCA 時の成功基準解析結果 (破断面積 : 約 0.23m²)

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
低压炉心スプレイ系			
低压注水系			

表 3 中破断 LOCA 時の成功基準解析結果 (破断面積 : 約 74cm²)

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
ADS+低压炉心スプレイ系			
ADS+低压注水系			

表 4 小破断 LOCA 時の成功基準解析結果 (破断面積 : 約 cm²*1)

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
ADS+低压炉心スプレイ系			
ADS+低压注水系			

表 5 過渡事象に対する成功基準解析結果 (給水流量の全喪失)

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
逃がし安全弁 (1 弁) + 低压炉心スプレイ系			
逃がし安全弁 (1 弁) + 低压注水系			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図 1 注水特性



図 2 給水流量全喪失時の原子炉水位変化および燃料被覆管温度変化

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

女川原子力発電所 2 号機
内部事象運転時レベル 1 P R A イベントツリー

目次

各ヘディングの概要

1. 非隔離事象	
○ 非隔離事象 ATWS (TT)	図 1-1
○ 非隔離事象 (TT_S)	図 1-2
2. 隔離事象	
○ 隔離事象 ATWS (TM)	図 2-1
○ 隔離事象 (TM_S)	図 2-2
3. 全給水喪失	
○ 全給水喪失時 ATWS (TF)	図 3-1
○ 全給水喪失時 (TF_S)	図 3-2
4. 水位低下事象	
○ 水位低下事象 ATWS (TOTF)	図 4-1
○ 水位低下事象 (TOTF_S)	図 4-2
5. R P S 誤動作等	
○ R P S 誤動作等 (T0)	図 5
6. 外部電源喪失 (TE)	図 6-1
○ 外部電源喪失 (TE_0) (外電復旧後)	図 6-2
○ 外部電源喪失 (TE_1) (DG-A, B 成功)	図 6-3
○ 外部電源喪失 (TE_2) (DG-B 失敗)	図 6-4
○ 外部電源喪失 (TE_3) (DG-A 失敗)	図 6-5
○ 外部電源喪失 (TE_4) (DG-A, B 失敗)	図 6-6
○ 外部電源喪失 (TE_5) (直流電源喪失)	図 6-7
○ 外部電源喪失 (TE_6) (ATWS)	図 6-8
7. S R 弁誤開放	
○ S R 弁誤開放 ATWS (TI)	図 7-1
○ S R 弁誤開放 (TI_S)	図 7-2

8. 小LOCA	
○ 小LOCA (S2)	図 8
9. 中LOCA	
○ 中LOCA (S1)	図 9
10. 大LOCA	
○ 大LOCA (A)	図 10
11. 原子炉補機冷却系 1 系列故障	
○ 補機冷却系 A 系喪失 (MRCA)	図 11-1
○ 補機冷却系 B 系喪失 (MRCB)	図 11-2
12. 非常用交流電源 1 系列故障	
○ 交流母線 C 喪失 (MACC)	図 12-1
○ 交流母線 D 喪失 (MACD)	図 12-2
13. 直流電源 1 系列故障	
○ 直流母線 A 喪失 (MDCA)	図 13-1
○ 直流母線 B 喪失 (MDCB)	図 13-2
14. タービン・サポート系故障	
○ タービン・サポート系故障 (TS)	図 14
15. 通常停止	
○ 通常停止 (MS)	図 15
16. ISLOCA	
○ ISLOCA (低圧配管_隔離成功) (LP_IS)	図 16-1
○ ISLOCA (低圧配管_隔離失敗) (LP_IF)	図 16-2
○ ISLOCA (高圧配管_隔離成功) (HP_IS)	図 16-3
○ ISLOCA (高圧配管_隔離失敗) (HP_IF)	図 16-4

各ヘディングの概要

イベントツリーにおける各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

1. 原子炉停止機能

(1) スクラム電気系

ATWS のイベントツリーで設定している。原子炉保護系 (RPS) についてのヘディングであり、信号系についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

(2) スクラム機械系

ATWS のイベントツリーで設定しており、スクラムに関する機械側のヘディングである。制御棒とスクラム排出容器 (SDV) まわりの故障についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

制御棒の故障として、 の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見^[1]を基に の制御棒の挿入に失敗する確率を算出している (制御棒の失敗確率の根拠及び詳細は別紙 3. 1. 1. e-1 参照)。

2. 原子炉圧力制御

(1) S/R 弁開放

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

スクラム成功後のイベントツリーでは、S/R 弁が 1 弁でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし、S/R 弁全弁 (11 弁) の開放に失敗する (1 弁も開放に成功しない) 確率を設定している。S/R 弁全弁 (11 弁) の開放に失敗する (1 弁も開放に成功しない) 確率は非常に低いと考えられることから、非常に小さい失敗確率 を割り当てている。

(2) S/R 弁再閉鎖

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。



3. 原子炉注水

(1) 給水系

主復水器で主蒸気を凝縮し、給水として原子炉に注水する機能をモデル化している。高圧注水及び原子炉からの除熱を同時に達成するヘディングであり、給復水機能 (給水ポンプ、高圧/低圧復水ポンプ等) 故障及びサポート系故

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

障，復水器ホットウェルの水位制御等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2)HPCS

HPCS による注水について，HPCS に関連する機械(ポンプ及び弁等)，信号，サポート系(補機冷却系，電源，空調)故障についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(3)RCIC

RCIC による注水について，RCIC に関連する機械(ポンプ及び弁等)，信号系，制御電源故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。S/R 弁再閉鎖に失敗した場合や大 LOCA 及び中 LOCA では期待できないものとしている。

(4)原子炉減圧

原子炉減圧機能について，逃がし弁機能による減圧失敗(手動起動失敗，電磁弁開放用直流電源故障)及び ADS 機能による減圧失敗(ADS 電磁弁信号故障等)についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

ADS 機能については中 LOCA 及び小 LOCA で期待しており，LOCA 以外の過渡事象時においては，手動起動による減圧機能喪失確率を非信頼度として定めている。

また，大 LOCA では破断口からの流出により原子炉が低圧状態まで速やかに減圧されるものと考え，ヘディングを設定していない。

(5)復水系

主復水器ホットウェルを水源として，復水系により原子炉に低圧で注水する機能をモデル化しており，復水系に関連する機械(高圧/低圧復水ポンプ及び弁等)，サポート系故障，復水器ホットウェルの水源確保等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(6)LPCS

LPCS による注水について，LPCS に関連する機械(ポンプ及び弁等)，信号，サポート系(補機冷却系，電源，空調)故障についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(7)LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C

LPCI による注水について，LPCI に関連する機械(ポンプ及び弁等)，信号，サポート系(補機冷却系，電源，空調)故障，共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

4. 格納容器除熱

(1)PCS

主復水器で主蒸気を凝縮し、復水系(低圧系)を用いて原子炉に注水する機能をモデル化している。主蒸気隔離弁の再開放失敗、復水器の機能喪失(オフガス系、循環水系等の機能喪失等)及び復水器からの送水機能の喪失(低圧復水ポンプの故障等)についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(2) RHR-A, RHR-B

RHRによる格納容器除熱(D/W スプレイ又はS/C クーリング)について、RHRに関連する機械(ポンプ及び弁等)、起動操作、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

5. 電源

(1) 直流電源喪失

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。直流電源供給の失敗について、バッテリー、遮断器、共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(2) 外部電源復旧 30 分

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後、30分以内の外部電源復旧失敗確率を、外部電源喪失の継続時間と外部電源復旧失敗確率の相関式(別紙 3. 1. 1. f-2 参照)から定めている。

(3) D/G-A, D/G-B

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。外部電源喪失及び短時間(30 分)での外部電源復旧失敗後の非常用ディーゼル発電機(D/G)での電源供給について、D/G への電源切替の失敗、共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(4) 外部電源復旧 8 時間

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。外部電源喪失及び短時間(30 分)での外部電源復旧失敗後、原子炉注水に成功した場合に、格納容器除熱のための電源復旧手段としての長期の外部電源復旧失敗確率を、外部電源喪失の継続時間と外部電源復旧失敗確率の相関式(別紙 3. 1. 1. f-2 参照)から定めている。

6. その他

(1) 同時メンテナンス禁止

プラント運転中のメンテナンスについて、保安規定により同時メンテナンスが制限されているシステムの組合せが存在する。このようなメンテナンス事象

の組合せを除外したフォールトツリーを作成し，評価から除外されるようにヘディングに設定した。

[1] 電力共同研究「BWR プラントの運転ガイドラインの開発に関する研究」（1985）

以上

非隔離事象	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考
						WRA	WRB	WRB	WRB	
TT										
										TT,S
										TC
										TC

図1-1 非隔離事象ATWS (TT)

隔離事象 TM	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考
						WRA	WRB	WRB	WRB	
TM_S										
TC										
TC										

図2-1 隔離事象ATWS (TM)

全給水喪失 TF	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考											
						WRA	WRB	WRB	WRB												
											TF_S										
											TC										
TC																					

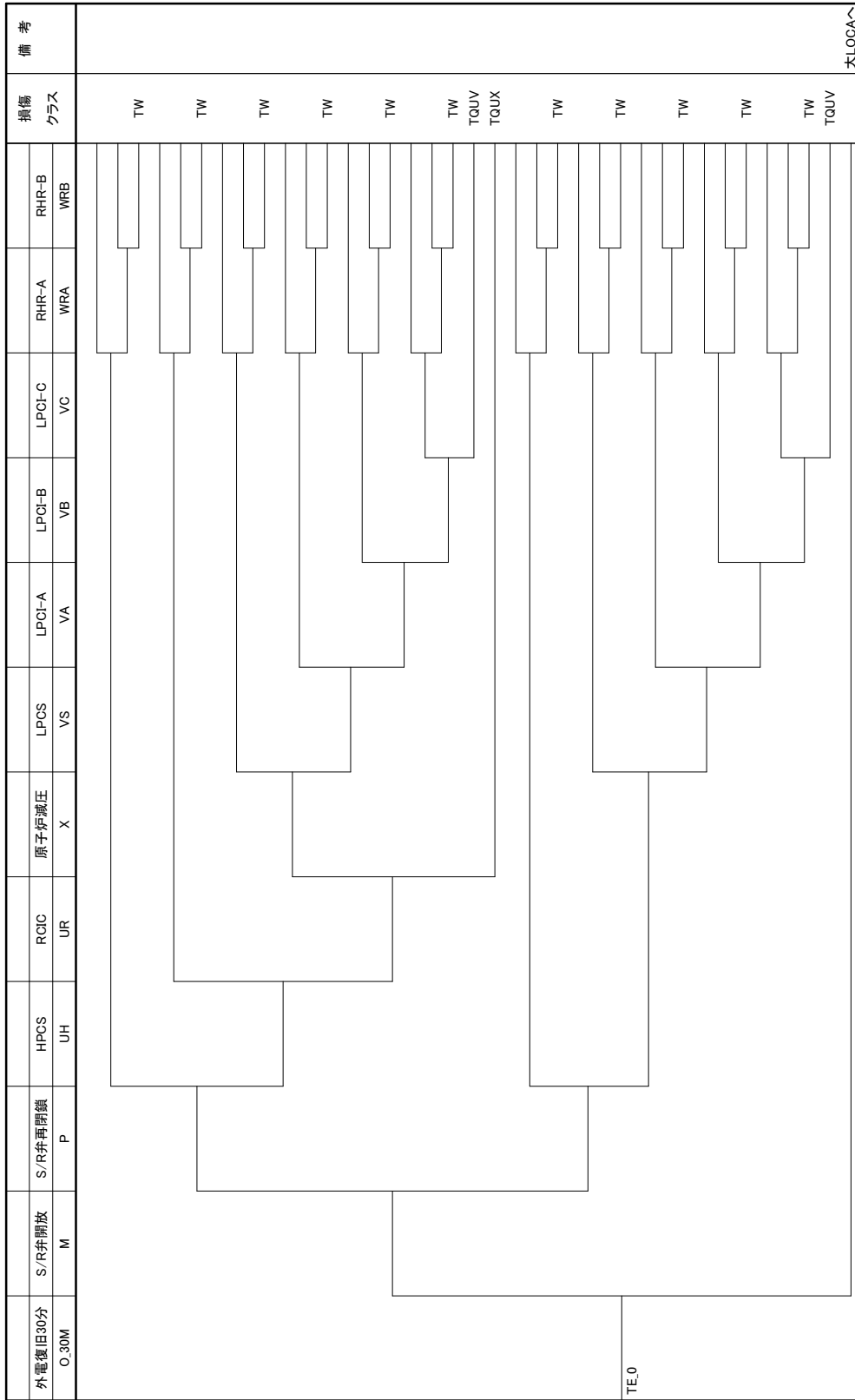
図3-1 全給水喪失時ATWS (TF)

水位低下事象 TOTF	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考
						WRA	WRB	WRB	WRB	
TOTF_S										
TC										
TC										

図4-1 水位低下事象ATWS (TOTF)

外部電源喪失 TE	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	直流電源喪失 DC	外電復旧30分 O_30M	交流電源確保 DG-A DGA	交流電源確保 DG-B DGB	損傷 クラス	備考
									TE_0
									TE_1
									TE_2
									TE_3
									TE_4
									TE_5
									TE_6

図6-1 外部電源喪失(TE)



TE_0

図6-2 外部電源喪失(TE_0)(外電復旧後)

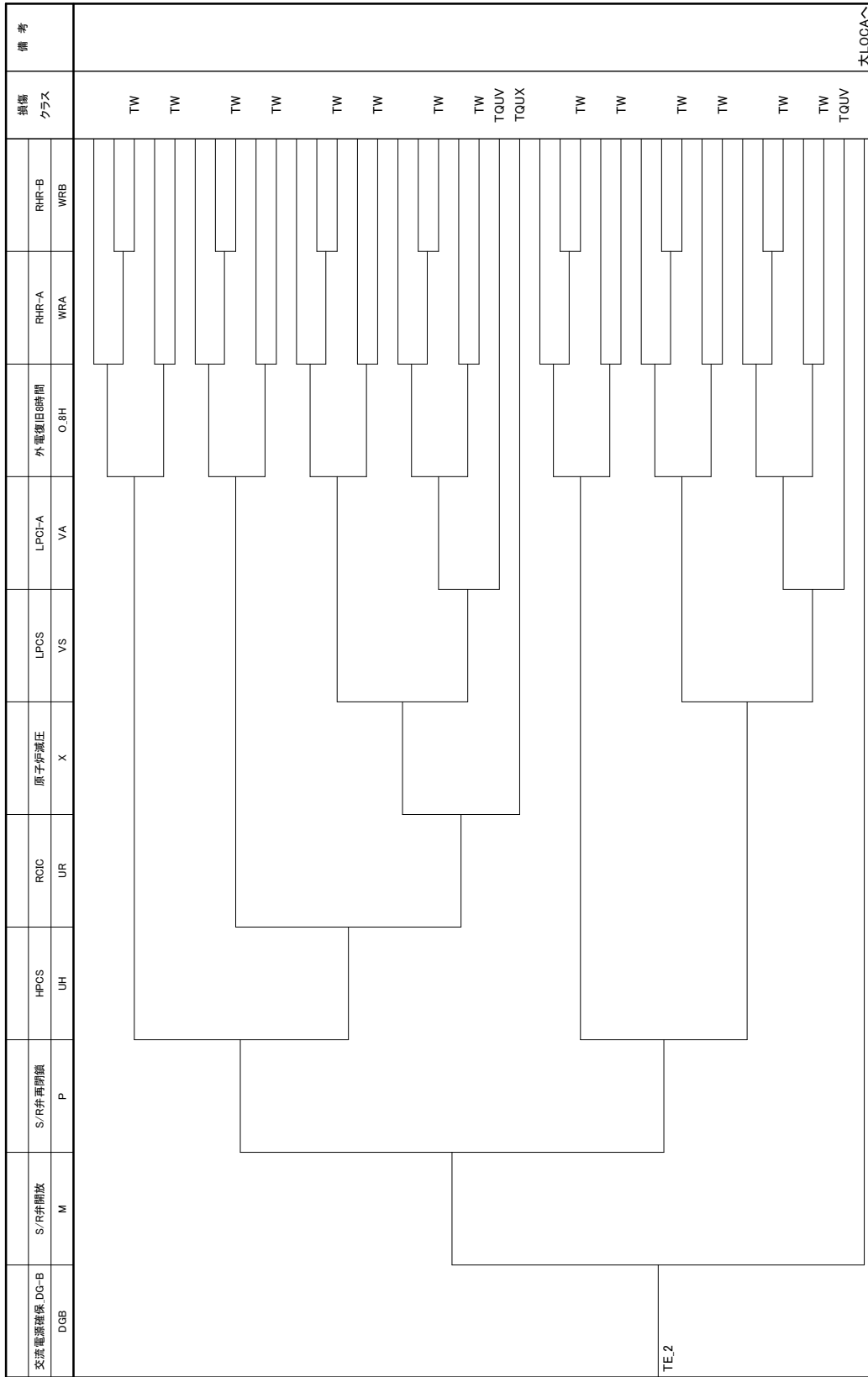


図6-4 外部電源喪失(TE_2)(DG-B失敗)

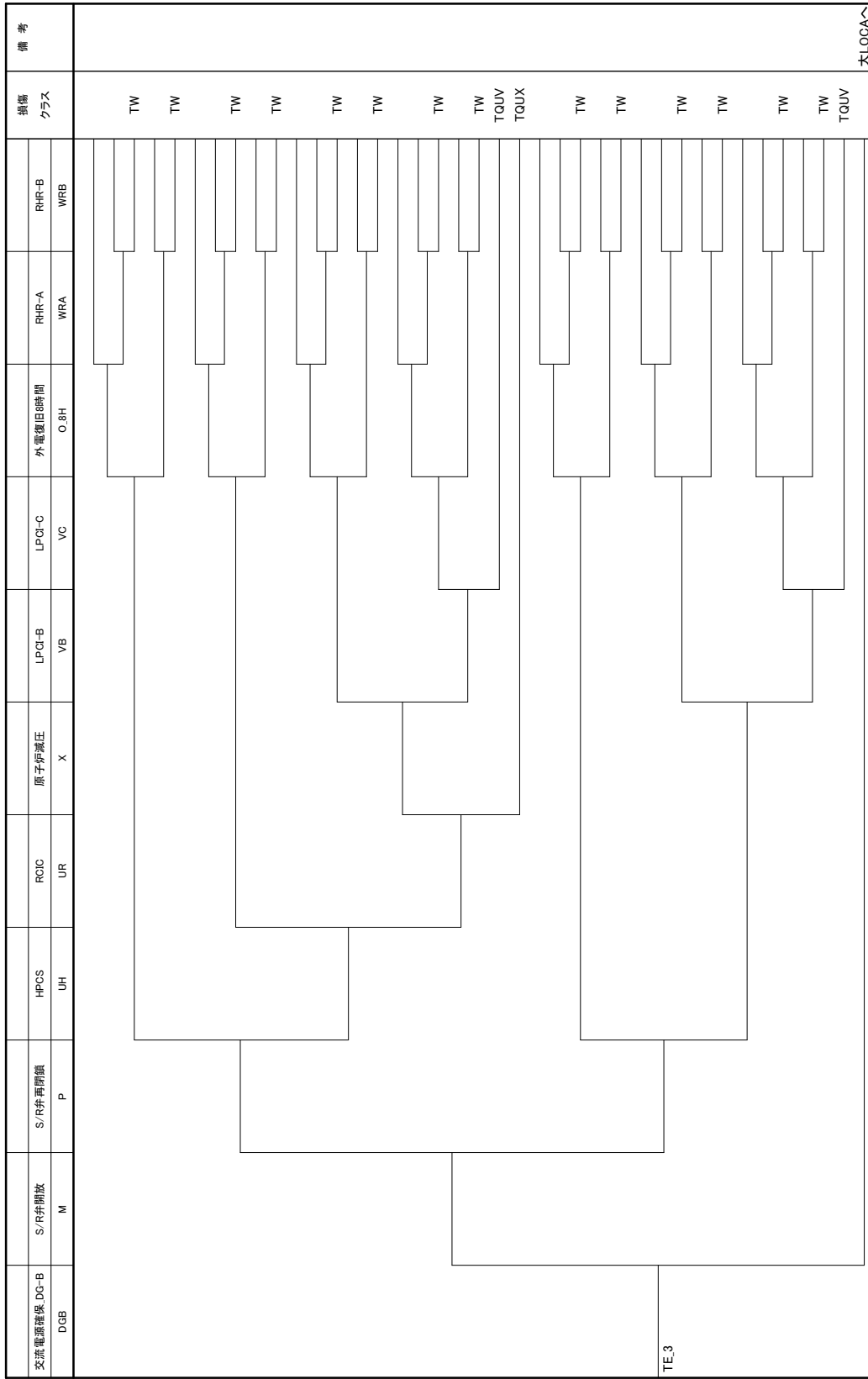


図6-5 外部電源喪失(TE_3)(DG-A失敗)

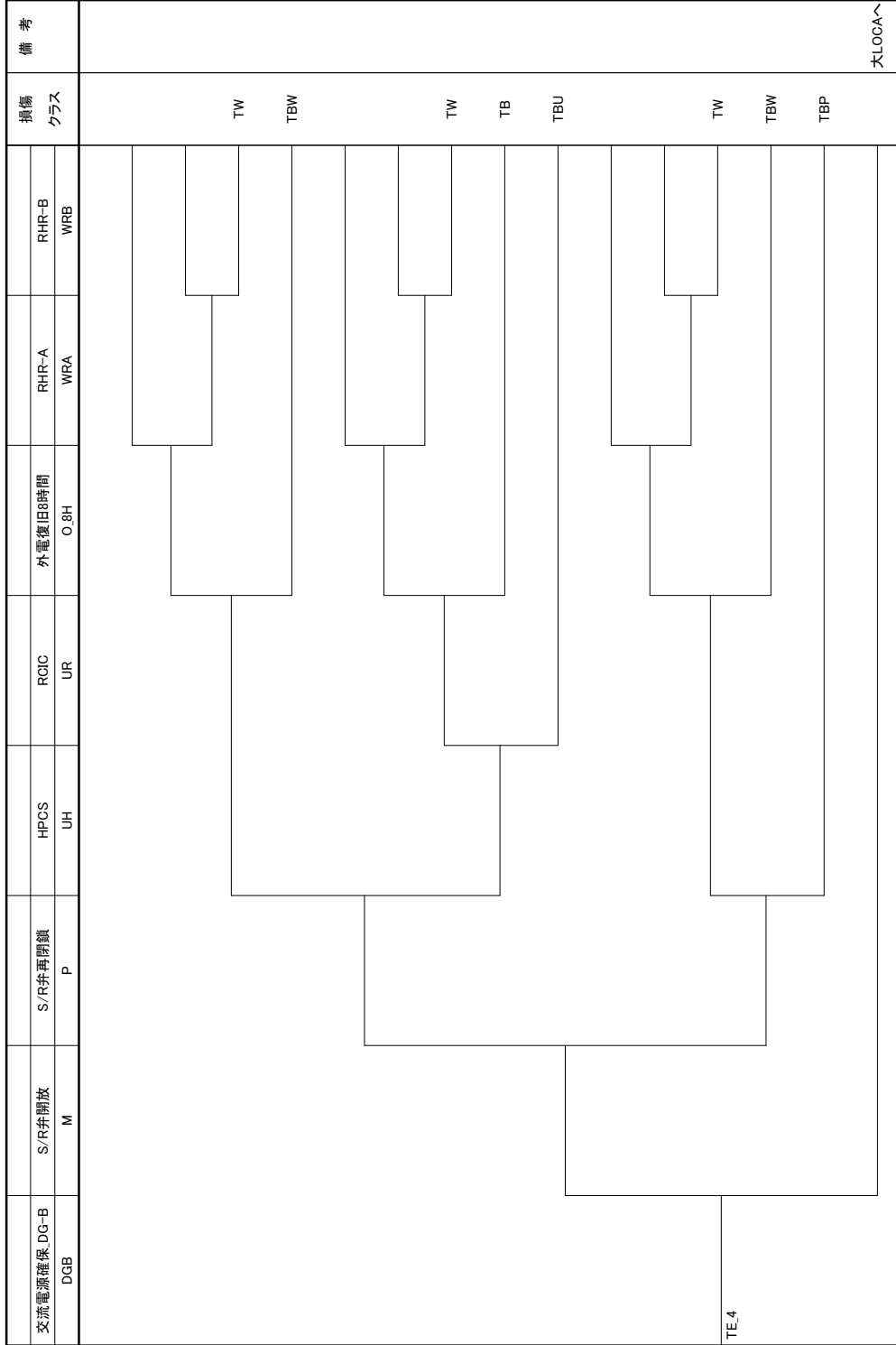


図6-6 外部電源喪失(TE_4)(DG-A, B失敗)

直流電源喪失 DC	S/R弁開放 M	S/R弁閉鎖 P	HPCS UH	外電田8時間 O.8H	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
							TBW	
							TBD	
							TBW	
							TBD	
								大LOCKへ

TE.5

図6-7 外部電源喪失(TE.5)(直流電源喪失)

スクラム機軸系 CM	HPCS UH	S/R弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
					TC	
					TC	
					TC	

図6-8 外部電源喪失(TE_6)(ATWS)

S/A弁誤開放	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
									TLS
									TC
									TC

図7-1 S R弁誤開放ATWS (TI)

スクラム機補系	HPCS UH	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
CM										
									TW	
									TW	
									TW	
									TW	
									TW	
									TW	
									TQUV	

図7-2 S R 弁誤開放 (TI_S)

小LOCA S2	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	MFCS UH	ROIC UR	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCF-A VA	LPCF-B VB	LPCF-C VC	RHR-A WRA	RHR-B WRB	措置 クラス	備考
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													SZE	
													SZE	
													TC	
													TC	

図8 小LOCA (S2)

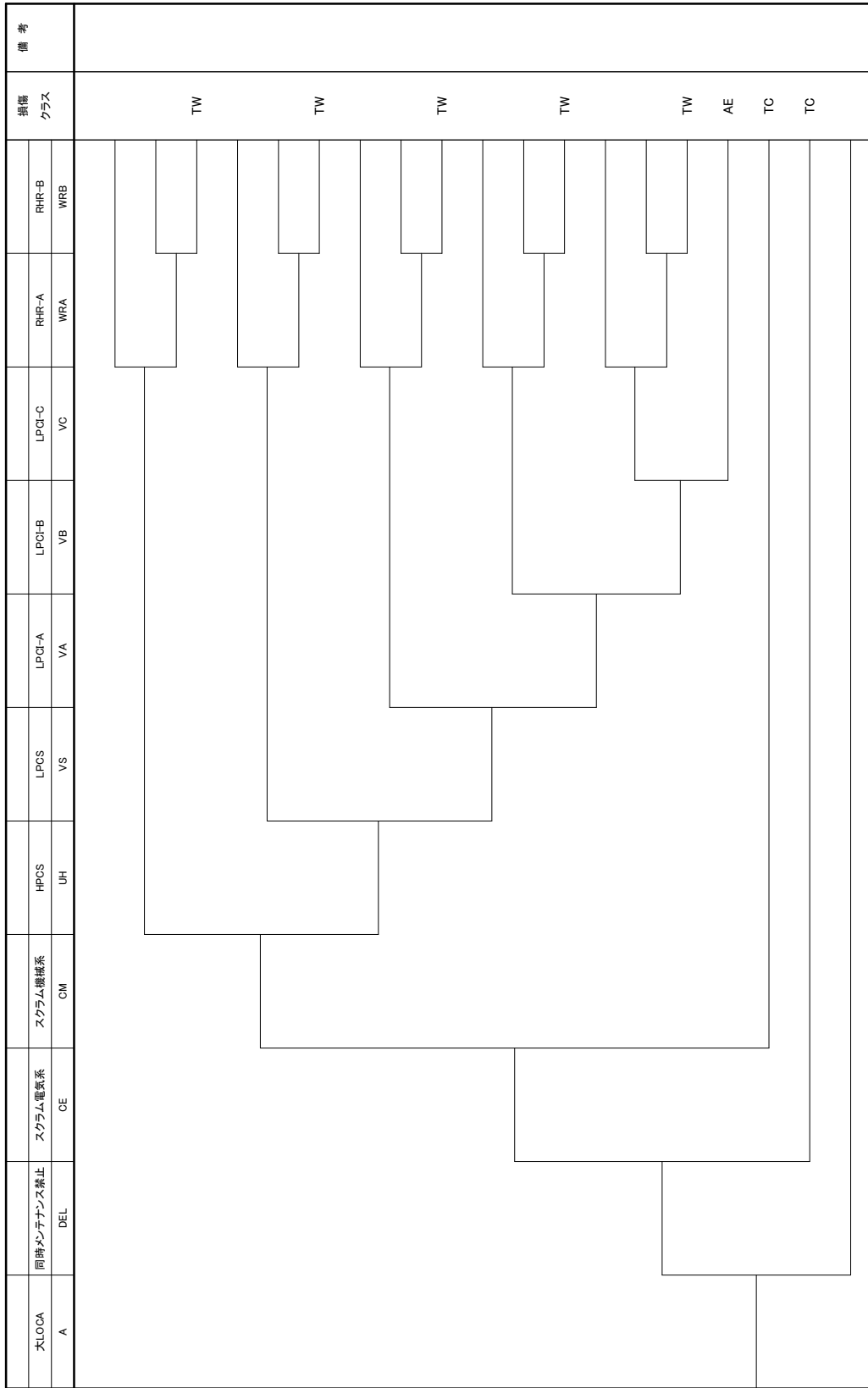


図10 大LOCA (A)

補機冷却系B系喪失、同時メンテナンス禁止 MRCB	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R非開放 M	S/R非再閉鎖 P	HPCS UH	ROIC UR	原子炉減圧 X	復水系 VQ	LPCS VS	LPCI-A VA	RHR-A WRA	RHR-B WRB	措置 クラス	備考
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TQUV	
												TQUX	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TQUV	大LOCAへ

図11-2 補機冷却系B系喪失（MRCB）

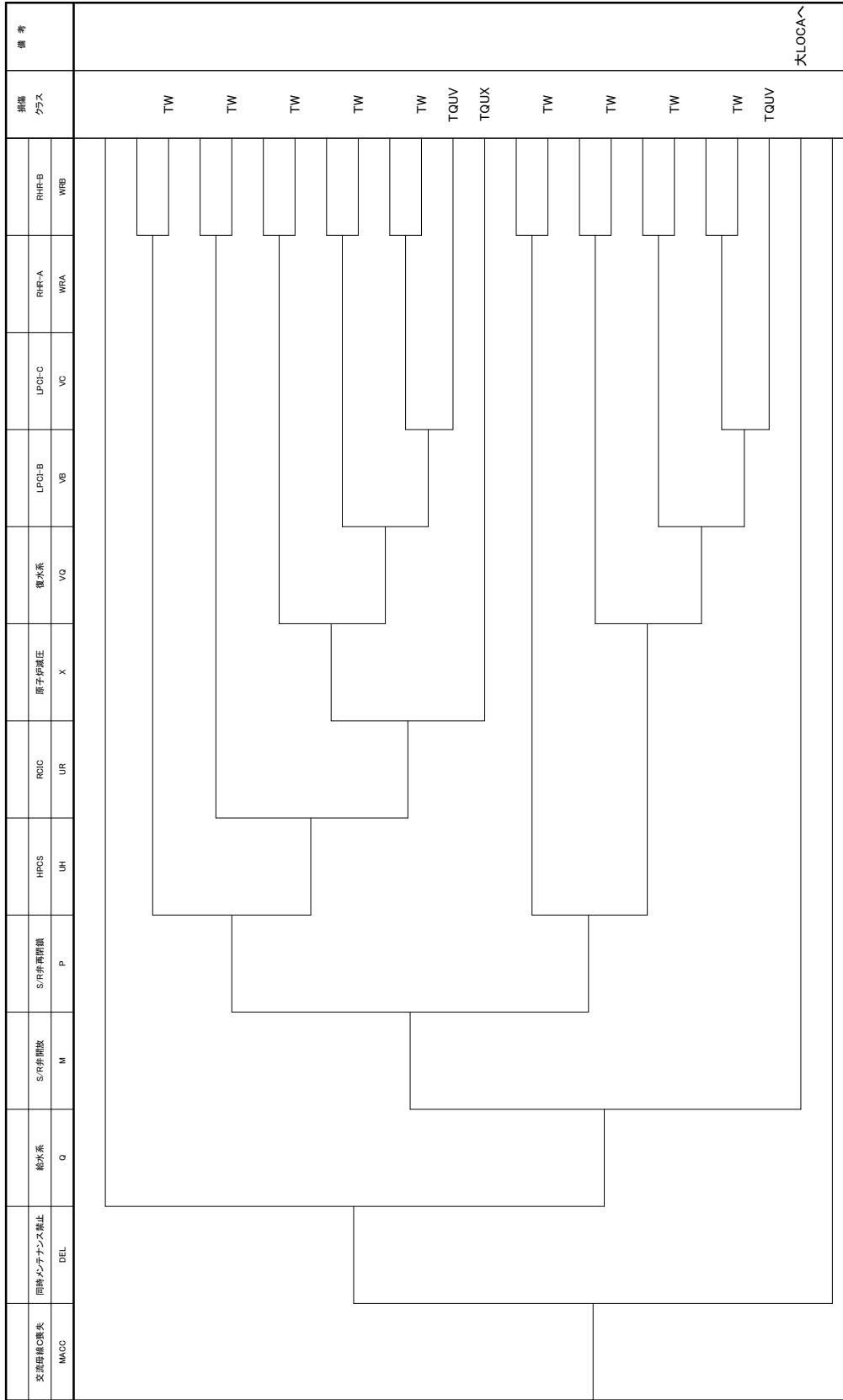


図12-1 交流母線C喪失 (MACC)

交流母線D喪失 MACD	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPOF-A VA	RHR-A		RHR-B		備考		
									WRA	WRB	WRA	WRB			
													TW		
														TW	
														TW	
														TW	
														TW	
														TQUV	
														TQUX	
														TW	
														TW	
														TW	
														TQUV	
														TQUV	大LOCAへ

図12-2 交流母線D喪失 (MACD)

直流母線A喪失 MDCA	同時メンテナンス禁止 DEL	給水系 Q	S/A弁開放 M	S/A弁閉鎖 P	HPCS UH	原子炉減圧 X	復水系 VO	LPC-B VB	LPC-C VC	PCS WP	RHR-A WRA	RHR-B WRS	損傷 クラス	備考
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TQUV	
													TQUX	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TW	
													TQUV	
														大LOCAへ

図13-1 直流母線A喪失 (MDCA)

直流母線B喪失 MDCB	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
											TW	
											TW	
											TW	
											TW	
											TW	
											TQUV	
											TQUX	
											TW	
											TW	
											TW	
											TQUV	
											TQUV	大LOCA~

図13-2 直流母線B喪失 (MDCB)

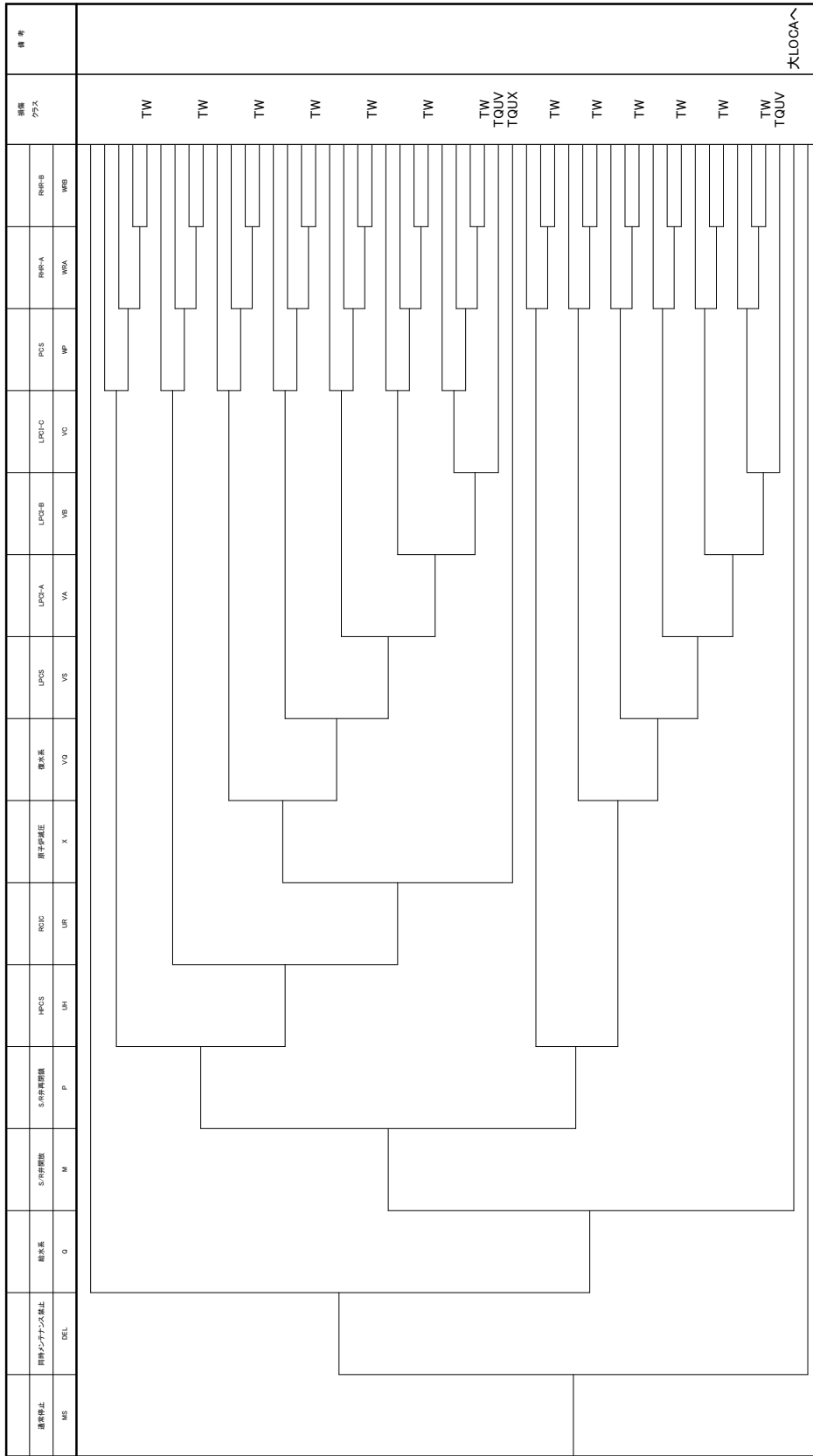


図15 通常停止 (MS)

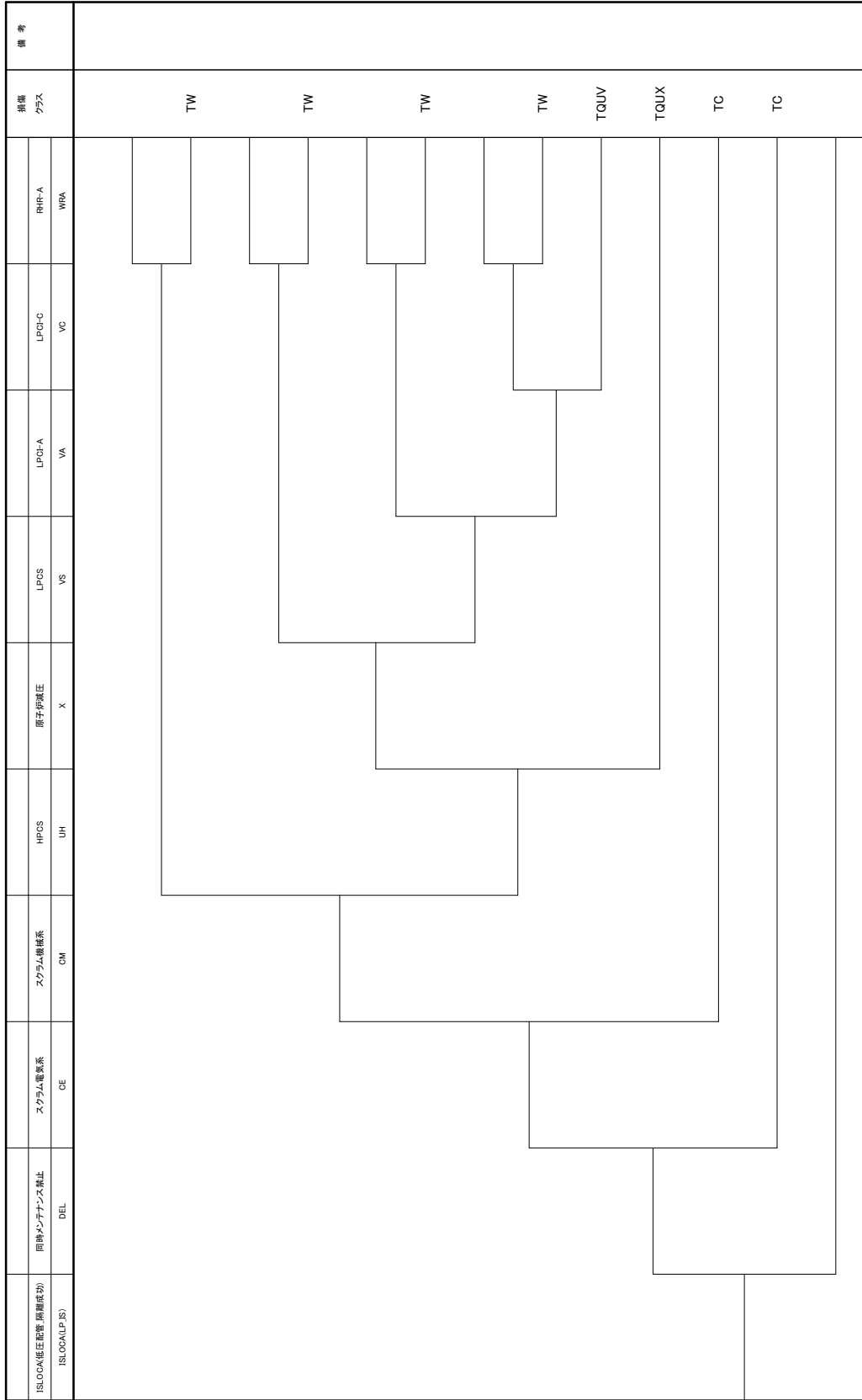


図16-1 ISLOCA (低圧配管_隔離成功) (LP-IS)

ISLOCA(低配管_隔離失敗)	ISLOCA(LP)	同種メンテナンス禁止	スクラム電気系	スクラム機械系	HPCS	原子炉減圧	LPCS	LPFI-A	LPFI-C	ISLOCA クラス	備考
		DEL	GE	OM	UH	X	VS	VA	VC		
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	
										ISLOCA	

図16-2 ISLOCA (低圧配管_隔離失敗) (LP_IF)

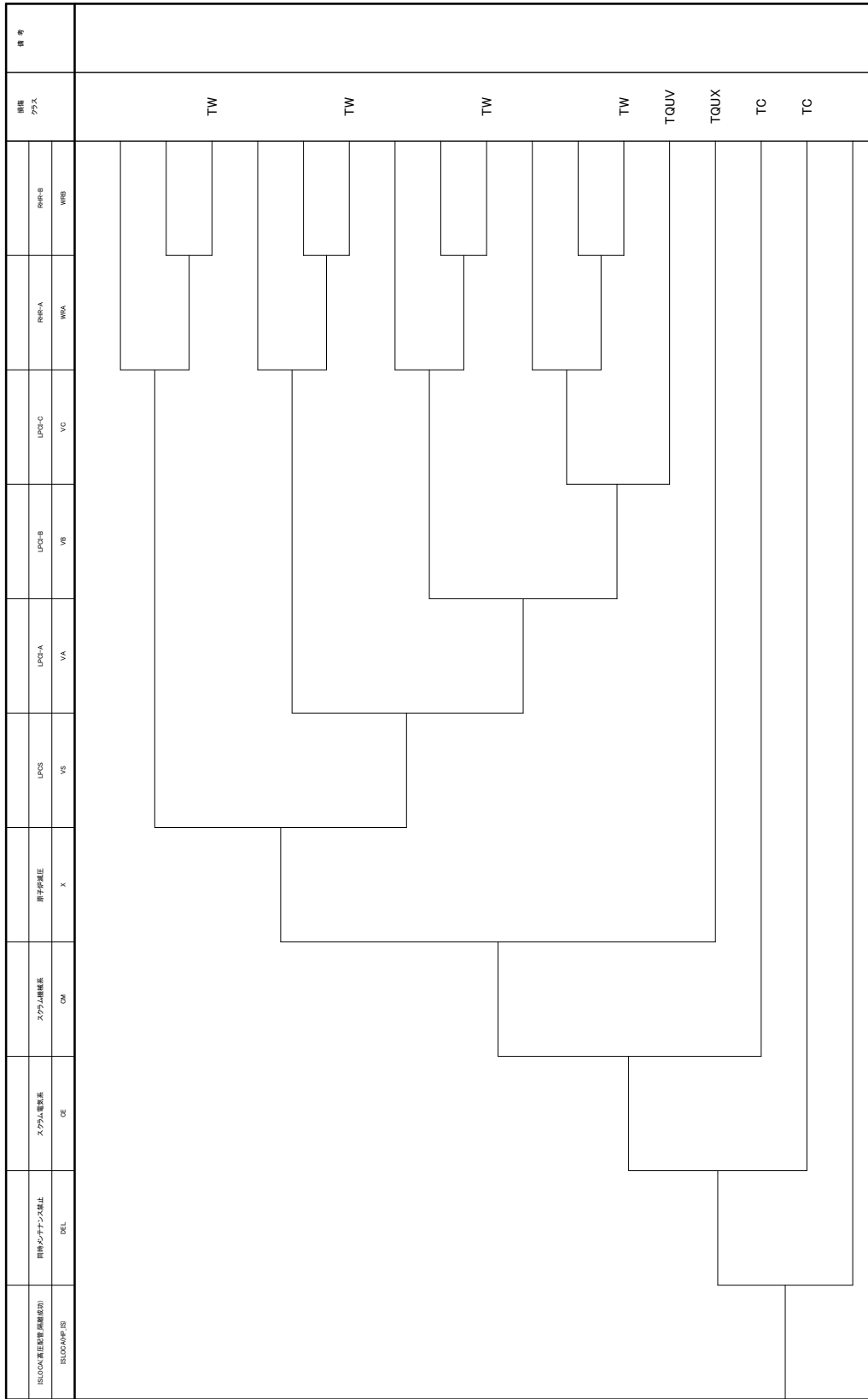


図16-3 ISLOCA (高压配管_隔離成功) (HP_IS)

ISLOCA高圧配管_隔離失敗) ISLOCA(HP_IF)	同種メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 GE	スクラム機械系 OM	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	LPCI-B VB	LPCI-C VC	ISLOCA クラス	備考
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	

図16-4 ISLOCA (高圧配管_隔離失敗) (HP_IF)

サプレッションプール水温が上昇した場合の
HPCSの機能維持の考え方について

本評価におけるTBWシーケンスの事故シーケンスグループおよびHPCS機能維持の考え方について以下に示す。

1. 事故シーケンスグループにおけるTBWシーケンスの整理

TBWシーケンスは、外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用DGによる電源確保に失敗した後に、HPCS DGによる給電により、HPCSを用いた原子炉注水には成功するが、格納容器除熱に失敗するシーケンスであり、事故シーケンスグループとしては、崩壊熱除去失敗（TW）に整理している。

2. TBWシーケンスにおけるHPCSの機能維持

図1に示すとおり、TBWシーケンスにおいては、事象発生後約 分後にサプレッションプール水位高により、HPCSの水源が復水貯蔵タンクからサプレッションプール水に切り替わる。保守的に8時間でTWと整理しているが、8時間後のサプレッションプール水温は °Cであり、HPCSの最高使用温度の100°Cに達しないため、その時点までの注水は維持できる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図1 TBWシーケンスにおけるサプレッションプール水位
およびサプレッションプール水温

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方

起因事象の発生後に、S/R 弁の開固着が発生した場合には下記の通りのプラント状態となる。

- (1) 原子炉が減圧される。
- (2) 原子炉冷却材が一次系の外(サブプレッションプール)へ放出される。

(1)の影響は、減圧により RCIC による原子炉注水に期待できなくなることである。また、低圧 ECCS による原子炉注水の際に、原子炉減圧が不要となる。

(2)の影響は、原子炉で発生した蒸気(崩壊熱)が、開固着している S/R 弁からサブプレッションプールに放出・蓄積されることとなるため、常用系(主復水器)による除熱には期待できない。

上記のように、S/R 弁の開固着が発生した場合は、S/R 弁が正常動作した場合と比較して、期待可能な緩和設備が異なり(成功基準が異なり)、その後の対応にも影響を与えることから、S/R 弁の開固着をイベントツリーのヘディングとして考慮している。



S/R 弁の開固着の有無による成功基準の比較を表 1 に示す。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 成功基準の比較

起因事象		原子炉 停止機能	炉心冷却機能	格納容器 熱除去機能
過渡事象	S/R 弁 正常動作 時	・スクラム系	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ <u>RCIC</u> ・ <u>減圧+LPCS</u> ・ <u>減圧+1/3LPCI</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
	S/R 弁 開固着時	・スクラム系	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ <u>LPCS</u> ・ <u>1/3LPCI</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
手動停止	S/R 弁 正常動作 時	・スクラム 対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ HPCS ・ <u>RCIC</u> ・ <u>減圧+復水系</u> ・ <u>減圧+LPCS</u> ・ <u>減圧+1/3LPCI</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>主復水器による 除熱</u> ・ 1/2RHR
	S/R 弁 開固着時	・スクラム 対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ HPCS ・ <u>復水系</u> ・ <u>LPCS</u> ・ <u>1/3LPCI</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR

下線：プラント状態の違いによる成功基準の相違箇所

常用系と非常用系で共用しているサポート系において、
常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取扱い

常用系と非常用系の間に隔離弁を有するサポート系は、今回の設置許可変更申請に伴って実施した女川原子力発電所 2 号炉の PRA(以下、「今回の PRA」という)において考慮しており、原子炉補機冷却水系(以下、「RCW」という)が該当する(表 1 及び図 1 参照)。

今回の PRA では、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において RCW または原子炉補機冷却海水系(以下、「RSW」という)の 1 系列の機能喪失を考慮しているほか、システム信頼性解析(フォールトツリー)においても RCW をモデル化しており、これらをイベントツリーに組み込みことで事故シーケンスを評価している。

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

①起因事象における扱い

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

この発生頻度は、国内実績をもとに評価することとしているが、非常用系の RCW の機能喪失については発生した事例がないことから、0.5 回として起因事象発生頻度を算出している。

RCW の機能喪失として、常用系からの冷却材の流出及び常用系と非常用系の間の隔離弁による隔離の失敗によって非常用側の RCW の機能喪失が生じた場合、上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映されることとなる。

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

なお、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系の隔離弁による隔離に成功した場合は、RCW の常用系の喪失によって失われるフロント系が、運転継続にもたらす影響を考慮して対応することとなる。今回の PRA においてこれに該当する系統にはオフガス系(以下、OG 系という)があり、RCW-B による冷却を必要とする。OG 系が機能喪失した場合、非凝縮性ガスの蓄積によって主復水器の真空度が徐々に低下する。その後の状況に応じてプラントを手動停止する場合は、運転員操作のための時間余裕があり、主復水器を用いた除熱(常用系)以外の全ての緩和設備に期待できることから、条件付き炉心損傷確率は小さく、イベントツリーとしても通常停止のイベントツリーに包絡される。また、事象進展に伴い主復水器真空度喪失に至った場合は、起因事象グループ「隔離事象」として考慮される。

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

②システム信頼性解析における扱い

今回の PRA では, RCW-A, B について常用系と非常用系の間での隔離弁をモデル化している。非常用系の設備を冷却するための流量を確保するために, 常用系の隔離を考慮している。常用系の隔離に失敗した場合, 非常用系の冷却には RCW ポンプ 2 台の確保を必要としており, 常用系の隔離に成功した場合, RCW ポンプは 1 台で非常用系の冷却が可能と評価している。

表 1 各系統間の従属性

サポート フロント	交流電源		直流電源			タービン 補機冷 却水系	ポンプ 室空調	
	常用	非常用		区分Ⅰ	区分Ⅱ			区分Ⅲ
		区分Ⅰ	区分Ⅱ					
スクラム系								
高圧炉心スプレイス系(HPCS)			○		○		○	
原子炉隔離時冷却系(RCIC)				○				
自動減圧系(ADS)				○*	○*			
低圧炉心スプレイス系(LPCS)		○		○			○	
低圧注水系A(LPCI-A)		○		○			○	
低圧注水系B(LPCI-B)			○		○		○	
低圧注水系C(LPCI-C)			○		○		○	
残留熱除去系A(RHR-A)		○		○			○	
残留熱除去系B(RHR-B)			○		○		○	
給復水系	○	○	○	○*	○*		○	

※ 何れか一方の電源供給により作動可能

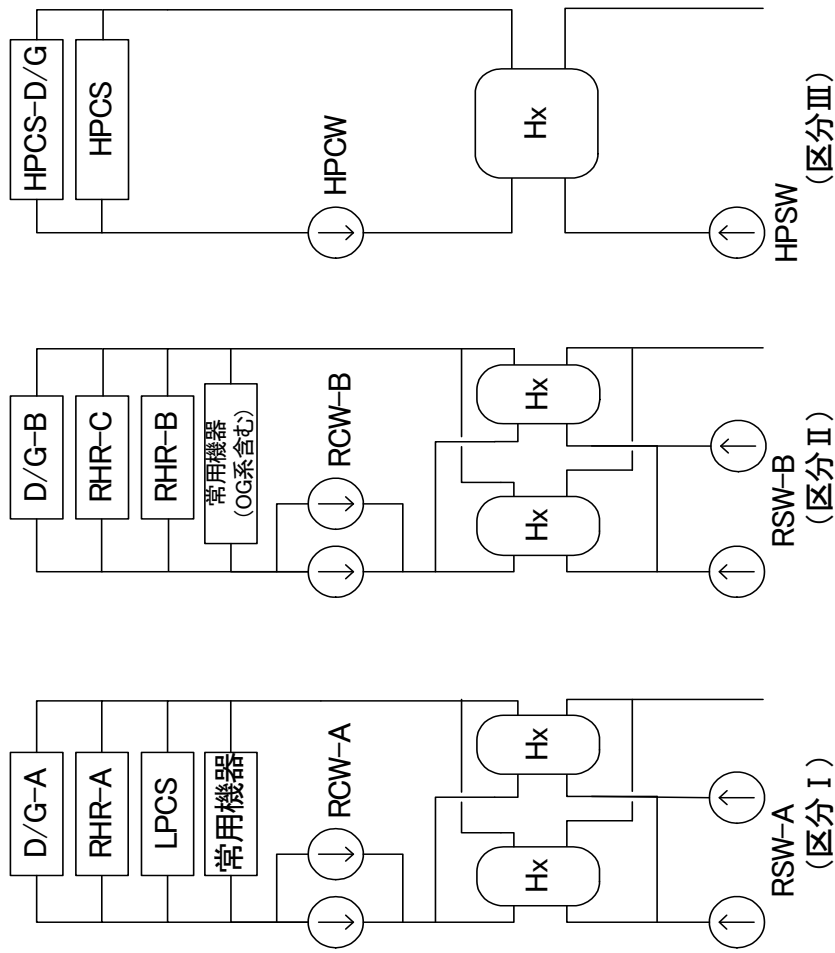


図1 補機冷却系の系統概要図

事故シーケンスの最終状態の分類の考え方

イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは、機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって分類し、「事故シーケンスグループ」としてまとめている。

機能の喪失状況は、起因事象が発生した場合に、炉心損傷防止のために必要な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能(高圧注水, 原子炉減圧, 低圧注水)」、「格納容器除熱機能」に着目している。

また、プラントの状態に与える影響については、起因事象が発生した場合に期待できる安全機能、事故進展過程における原子炉圧力の状態、及び事故進展の速さ等に注目している。

1. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する。(原子炉停止機能喪失/T C)

2. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却)及び低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系及び低圧炉心注入系等による炉心冷却)があり、これらの冷却機能の状況及びプラントの状態(原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性等)に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

(1) 過渡事象発生後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・低圧注水機能喪失に分類する。(高圧注水・低圧注水機能喪失/T Q U V)

(2) 過渡事象発生後、高圧注水機能の喪失後、原子炉の減圧に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・減圧機能喪失に分類する。(高圧注水・減圧機能喪失/T Q U X)

(3) L O C Aが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、L O C A時注水機能喪失に分類する。(L O C A時注水機能喪失)

なお、L O C A時注水機能喪失は起因事象に応じて、以下のとおり小分類に分けて設定する。

a. 大破断L O C A時は事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に減圧が不要である。(大破断L O C A後の炉心冷却失敗/A E)

b. 中破断LOCA時は冷却材の流出規模が大きくRCICによる注水には期待できないが、低圧注水のために原子炉減圧が必要である。(中破断LOCA後の炉心冷却失敗/S1E)

c. 小破断LOCA時は冷却材の流出規模が小さくRCICによる注水に期待することができる。(小破断LOCA後の炉心冷却失敗/S2E)

また、冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)については、漏えい箇所を隔離した上で炉心冷却が必要であるが、この隔離機能が喪失し、漏えいの継続により炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)に分類する。(格納容器バイパス)

3. 格納容器熱除去機能

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器熱除去機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が加圧により破損し、その後、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、崩壊熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失/TW)

4. 安全機能のサポート機能

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、区分Ⅰおよび区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。(全交流動力電源喪失/TB)

なお、全交流動力電源喪失は事故進展に応じて以下の小分類に分けて設定する。

a. 非常用D/G 2台及びHPCSが機能喪失の状態でRCICにより原子炉注水は継続しているが、長時間経過後直流電源の機能喪失(バッテリーが枯渇)し炉心損傷に至る。(長期TB)(別紙3.1.1.h-2)

b. 直流電源の機能喪失(バッテリー2台故障)により非常用D/G 2台の起動に失敗し、さらにHPCSも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBD)

c. 非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCS及びRCICも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBU)

d. 非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCSの機能喪失とS/R弁再閉鎖失敗によるRCIC機能喪失により低圧状態で短時間に炉心損傷に至る。(TBP)

以上から、イベントツリーの最終状態を表1に示す事故シーケンスグループに分類する。

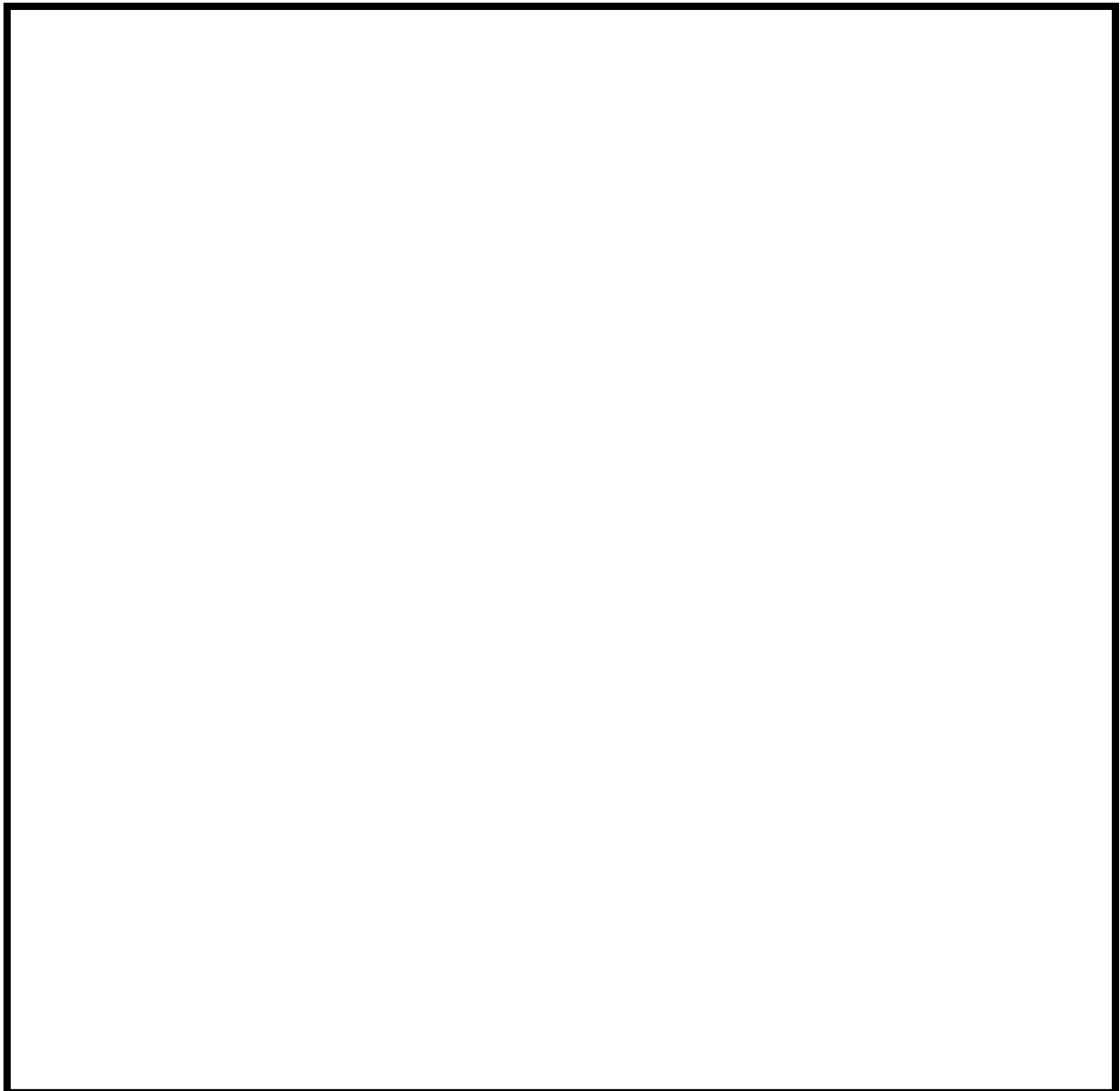
表 1 炉心損傷シーケンスグループの分類

炉心損傷シーケンスの特徴	シーケンスグループ
LOCA 時注水機能喪失 詳細には、 ・大破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ・中破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ・小破断 LOCA 後の炉心冷却失敗	LOCA 後の注水失敗 AE S1E S2E
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX
全交流動力電源喪失 詳細には、 ・D/G2 台・HPCS 機能喪失及びバッテリー枯渇に伴う RCIC 機能喪失 ・バッテリーの故障により D/G2 台の起動に失敗し、HPCS も機能喪失 ・非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び RCIC も機能喪失し炉心損傷 ・非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び SRV 再閉鎖失敗による RCIC 機能喪失	TB 長期 TB TBD TBU TBP
崩壊熱除去機能喪失	TW
原子炉停止機能喪失	TC
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA

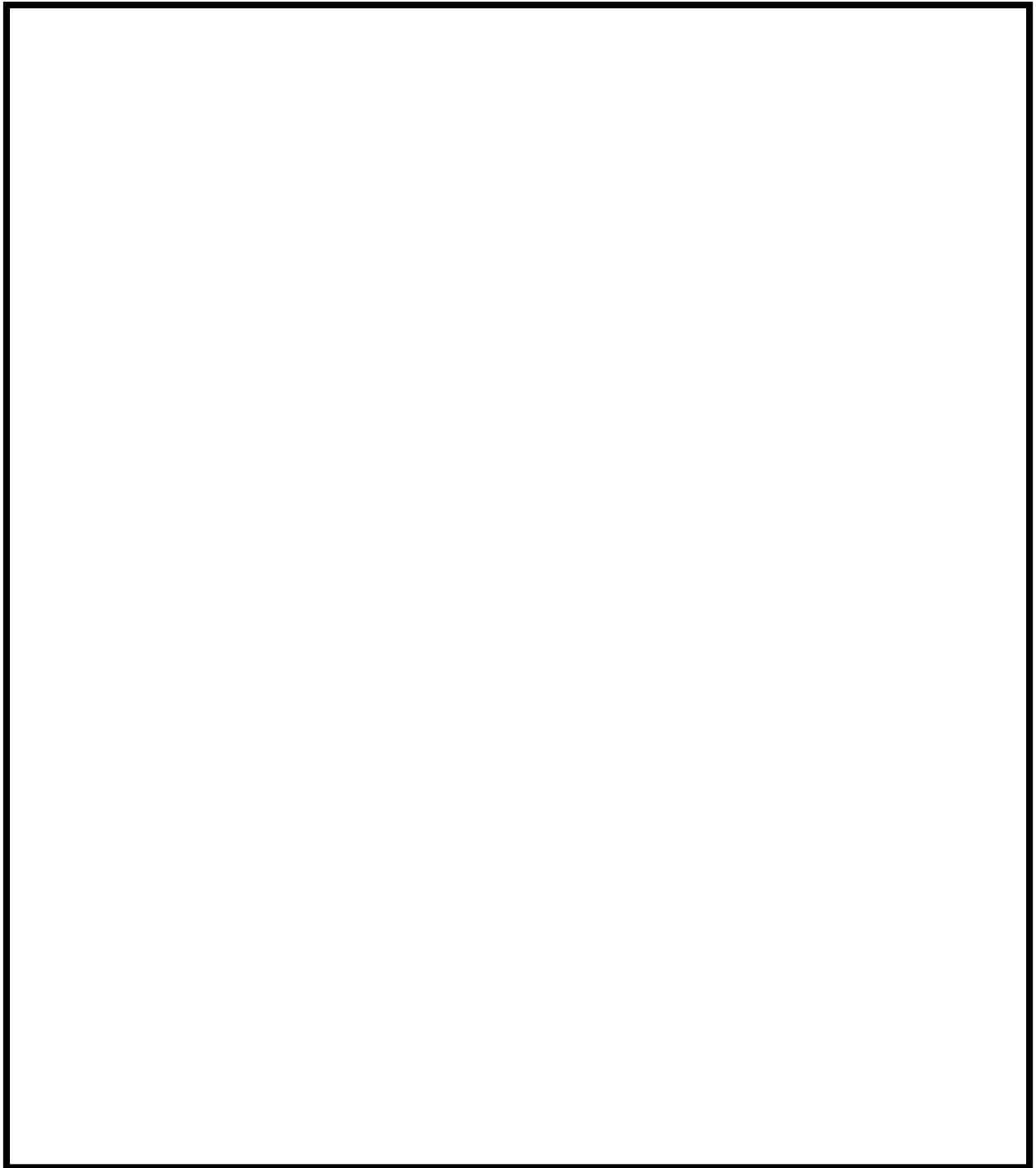
スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義

女川2号炉のPRAにおけるATWSシーケンスでは、スクラム電気系に関するヘディングと、スクラム機械系に関するヘディングを設定している。スクラム機械系の失敗については、隣接□本の制御棒挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見をもとに、隣接□本の制御棒の挿入に失敗する確率としている。

以下に、隣接□本の制御棒挿入に失敗する確率の評価の概要を述べる。

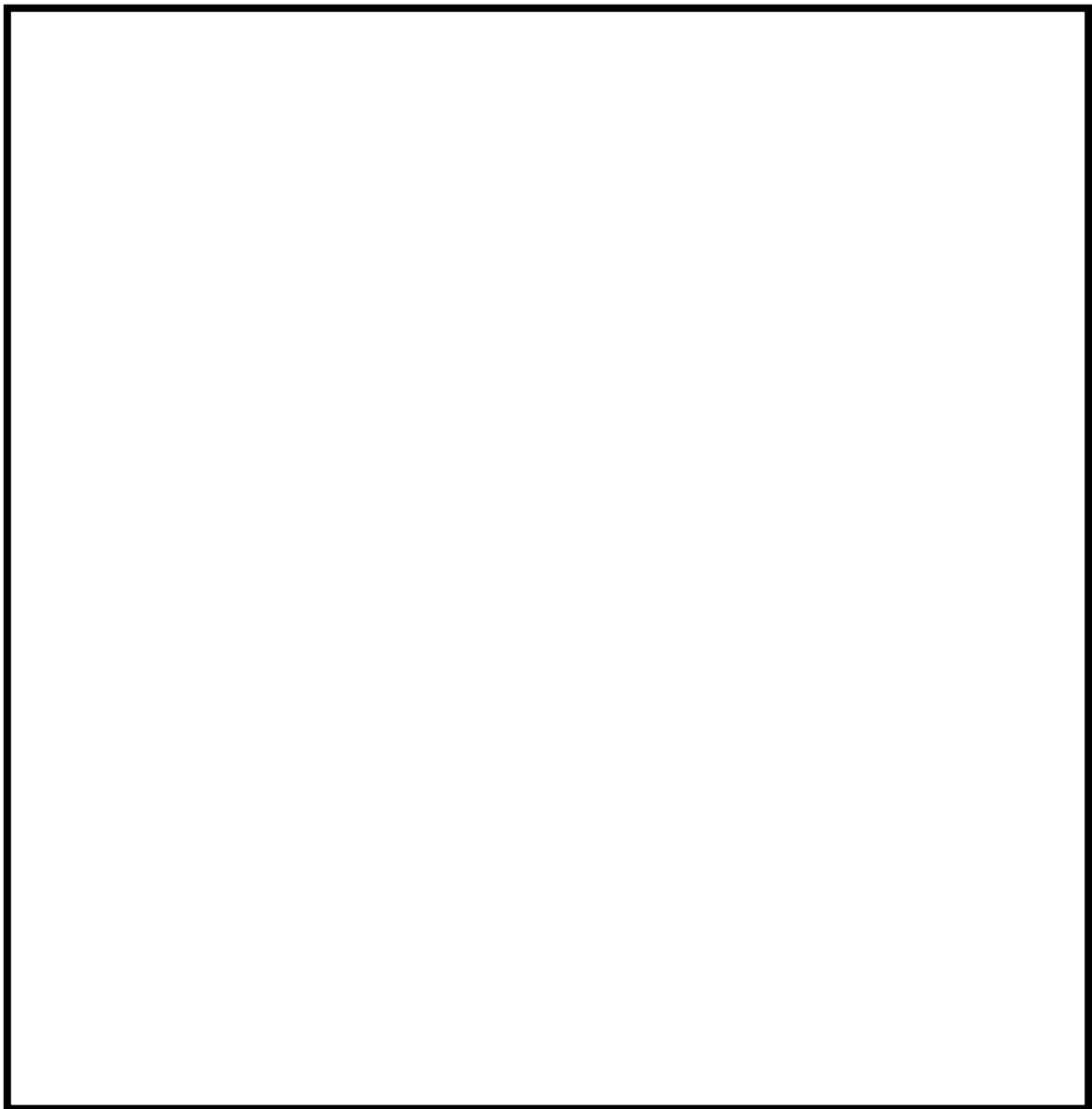


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

故障確率データがない機器について既存データを
代用する場合の妥当性について

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

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

以下に故障率を代用した機器について、その考え方について示す。

1. 機器故障率を代用した機器

(1) ECCS ポンプ室空調機

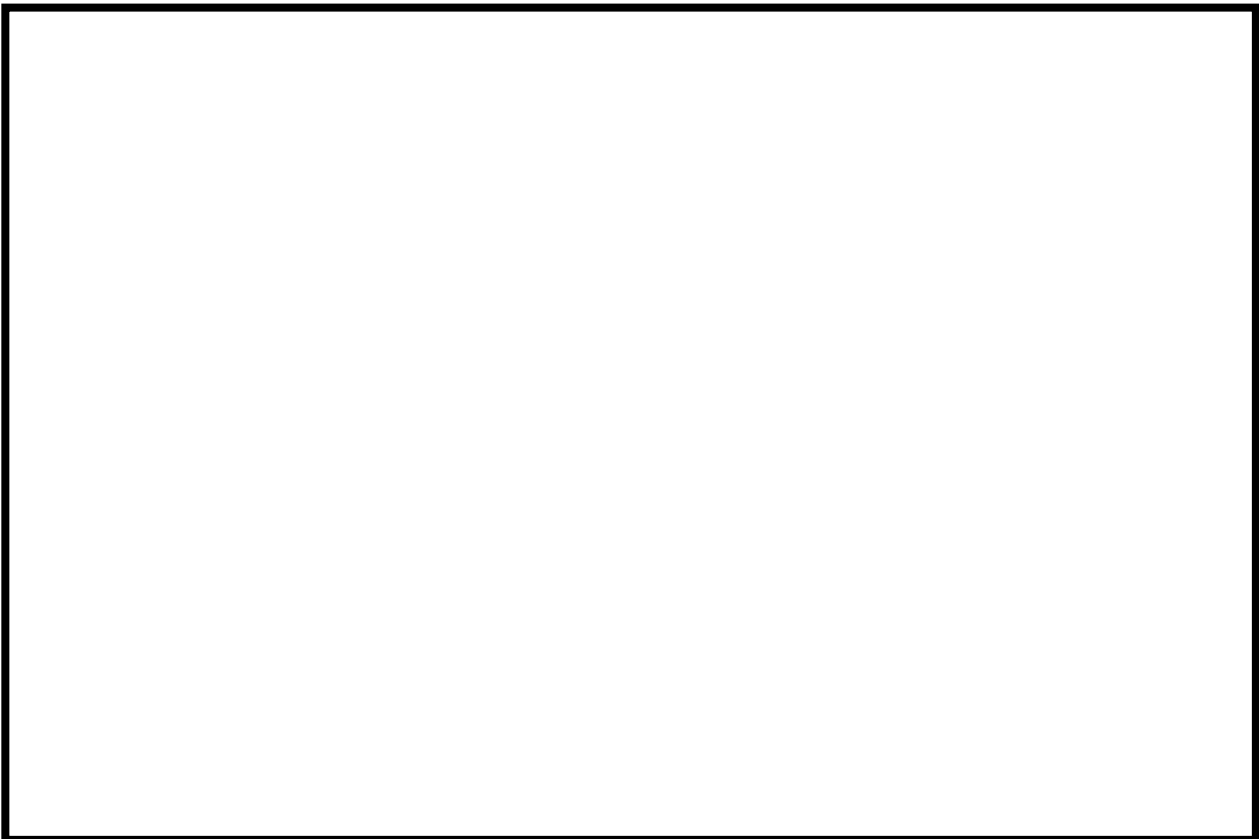


図 1 ECCS ポンプ室空調機概略図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) スクラムコンタクタ

スクラムコンタクタについては、「リレー」を代用し、「スクラムコンタクタ不動作」の故障率を「リレー不動作」の故障率として評価を実施している。

これは、「スクラムコンタクタ」は原子力特有の機器であり、また、コンタクタ（電磁接触器）がリレーの機器構造と類似しているため、「リレー不動作」の故障率を代用したものである。

(3) 中性子束検出器

中性子束検出器については、「放射線検出器」を代用し、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器低出力」の故障率をそれぞれ「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力/低出力」の故障率として評価を実施している。

これは、「中性子束検出器」が原子力特有の機器であり、また、放射線検出器と類似しているため、放射線検出器の故障率を代用したものである。

(4) 制御弁

制御弁については、「空気作動弁」を代用し、制御弁の各故障モードの故障率をそれぞれ対応する空気作動弁の故障率として評価を実施している。

これは、「制御弁」については、原子力発電所における運用・保守等の特殊性から、また、空気作動弁の機器構造と類似しているため、空気作動弁の故障率を代用したものである。

2. 国内 21 ヶ年データ以外のデータベース

本評価において、国内一般機器故障率から故障率を代用した機器について、他のデータベースを調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合は、その代用の可能性について検討した。代用している機器に関する他のデータベースにおける記載について表 1 に示す。

表1 代用している機器に関する他のデータベースにおける記載

代用している機器		NUREG/CR -6928	国内21ヵ年 データ (/時間)
ECCS ポンプ 室空調機	起動失敗	8.0E-04 (/d)	2.4E-07 ^{※1}
	継続運転 失敗	4.0E-06 (/時間)	6.0E-07 ^{※2}
スクラム コンタクタ	不動作	—	1.5E-09
中性子束 検出器	不動作	—	3.4E-08
	高出力	—	7.3E-08
	低出力	—	7.3E-08
制御弁	故障	—	4.7E-08 ^{※3}

※1

※2

※3

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

機器故障率を代用しているものについては、本来、他の機器故障率データと同様に、国内プラントの実績に基づくデータを使用することが適切である。現在機器故障率が整備されていないデータの収集・評価については、機器故障率データを公開している JANSI において、検討がなされていることから、その結果について適応性を検討していく。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

外部電源復旧の考え方について

1. 外部電源復旧の考え方について

今回実施したPRAでは、外部電源復旧については、原子力発電所の運転管理での対応ではなく、系統運用側(発電所外)での対応であり、また、送電線の復旧は重大事故対応等とは関係なく、通常行われる対応であることから期待して評価している。

外部電源喪失が生じた際の復旧に失敗する確率は、1993年の原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ(以下、「SBO-WG」という。)の検討結果を参考としているが、図1に示すとおり過度に外部電源復旧に期待することのないよう、仮想的に2回線喪失が24時間継続した事例を1件追加した上で復旧失敗確率の(1)式を定義し、t時間後の外部電源復旧の失敗確率Pを求めている。

$$P = \exp(-2.535t^{0.2}) \quad (1)$$

なお、SBO-WGにおいては、外部電源喪失の原因として、雷、台風、雪、火災、山火事、塩害、風雨等が考慮されているが、地震、津波については集計の実績がないことから、評価に含まれていない。

なお、(財)電力中央研究所において、昭和63年4月～平成25年3月末までのデータを考慮した外部電源復旧失敗確率の評価が実施されていることから、今後PRA評価への適用性を検討していく。

2. 外部電源復旧失敗確率に対する感度解析

外部電源復旧失敗確率の変化に対する炉心損傷頻度への影響を確認するため、外部電源復旧失敗確率を1とした場合(外部電源喪失後の復旧なし)について、感度解析を行い、事故シーケンスグループ選定に対しての影響はないことを確認した。感度解析の結果については、本体資料に示す。

以上

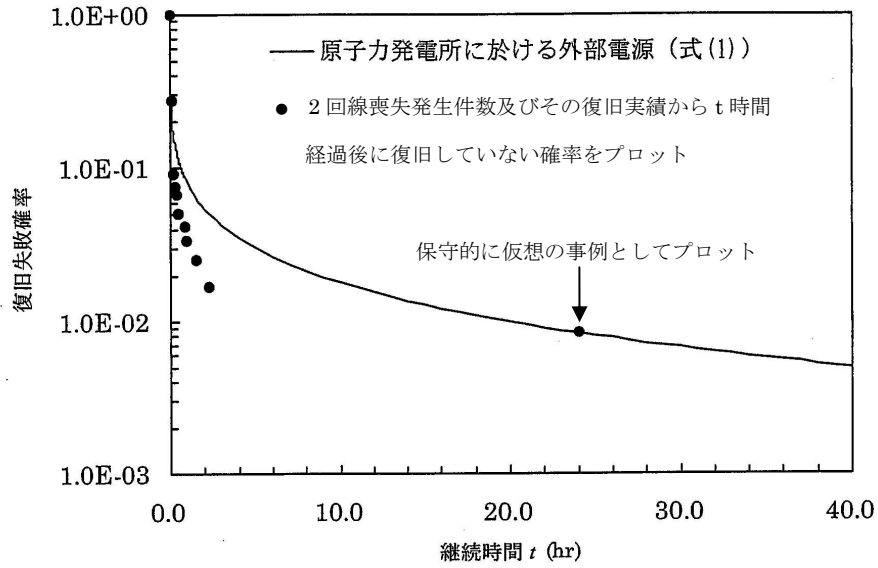


図1 原子力発電所における外部電源及び2回線送電線の復旧失敗確率

注：国内の2回線送電線路に対し，運転開始から1987年度末までの2回線喪失事故を調査し，1962年以降のデータを抽出した。これは，2回線喪失事例の発生頻度が1961年頃を境に低減傾向を示しており，信頼性に関する変化（信頼性向上の傾向）が表れているものと考えられたためである。

なお，2回線喪失事例の中で，30分以上継続した事例については，喪失の状況を調査し，当該地域での供給支障を生じていない事例は評価から除外した。これは，供給支障が生じていない場合は，早急な復旧実施の必要性が低く，これらの考慮は適切な評価に繋がらないと考えたためである。

保守頻度の設定と実績との比較について

1. 保守作業による待機除外確率の評価方法

本評価においては、各系統の保守による待機除外確率 P_{um} は、以下の式により推定している。

$$P_{um} = \sum_i (\lambda_i \times T_i)$$

λ_i : 保守頻度(定期試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率)

T_i : 機器 i の平均修復時間

機器の保守頻度 λ_i については、NUREG/CR-2815 を参考に機器の故障率の 10 倍とする。これは、機器の機能喪失の前兆事象が発見された場合でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

また、平均修復時間 T_i については、DG については、国内実績、それ以外については、WASH-1400 のデータを引用している。

2. 待機除外の評価対象機器の考え方

保守による待機除外確率を考慮する機器及び故障モードは、システム信頼性評価において考慮した全ての機器及び故障モードを対象とした。LPCS についての例を表 1 に示す。また、LPCS の系統概略図を図 1 に示す。

なお、機器及び故障モードについて、以下のケースを除外した。

- 該当する機器の故障モードをプラント運転中に検出できない場合
- 該当する故障モードが他の故障モードの故障率と比較して小さい場合
(故障率が大きい故障モードの異常発生率に含まれると判断)

表1 待機除外確率算出例（L P C S）

機種	故障モード	故障率λ	平均修復時間T	機器数	計算値※
電動ポンプ（非常用待機，純水）	起動失敗				
	継続運転失敗				
電動弁（純水）	作動失敗				
	誤開または誤閉				
	閉塞				
	外部リーク				
	内部リーク				
逆止弁	開失敗				
	閉失敗				
	外部リーク				
	内部リーク				
ファン／ブロアー	起動失敗				
	継続運転失敗				
	継続運転失敗（異常時）				
オリフィス	外部リーク				
	内部破損				
	閉塞				
遮断器	作動失敗				
	誤開				
	誤閉				
合計					

※計算値＝故障率λ × 平均修復時間T × 10 × 機器数

表1に記載の各機種について、故障モード選定の考え方を以下に示す。

・電動ポンプ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

・電動弁

[Redacted content]

・逆止弁

[Redacted content]

・ファン/ブロアー

[Redacted content]

・オリフィス

[Redacted content]

・遮断器

[Redacted content]

3. 保守作業による待機除外確率の評価結果及びその妥当性

表2に、1. の評価方法を用いて算出した主な系統の待機除外確率と国内BWR待機除外データを用いて推定した待機除外確率を示す。評価結果は、概ね同じオーダーにあり、本評価に用いた待機除外確率には適用性があると考えられる。

別紙 3.1.1.f-3-3

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表2 保守作業による待機除外確率の比較

系統	本評価 待機除外確率	国内 BWR 待機除外確率※
非常用ディーゼル発電機 (D/G)		5.57E-4
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)		7.39E-4
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)		1.53E-4
残留熱除去系 (RHR-A/B)		3.09E-5
残留熱除去系 (RHR-C)		3.82E-5

4. 非常用 D/G の平均修復時間の実績との比較

電中研報告書※のなかで、非常用ディーゼル発電機の待機除外データは、延べプラント運転時間（国内PWRとBWRの合計値）2740393.4hに対し、待機除外回数32回、待機除外時間1525.1hとされている。ここから計算される待機除外1回あたりの待機除外時間は約48hとなり、本評価で用いられている平均修復時間20hの倍以上となっている。しかし、本評価では機器の機能喪失の前兆事象を考慮して機器故障率を10倍した値を待機除外確率の算出に用いているため、非常用D/Gの待機除外確率 は国内BWRプラントの待機除外確率(5.57E-04)より大きい値となり、保守性を有していると考えられる。

※「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定法の開発 ―新しい推定理論と国内BWR待機除外データを用いた推定例― 研究報告:L08009」平成21年5月 電力中央研究所(1998～2007年度における国内全BWRの待機除外データを使用)

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

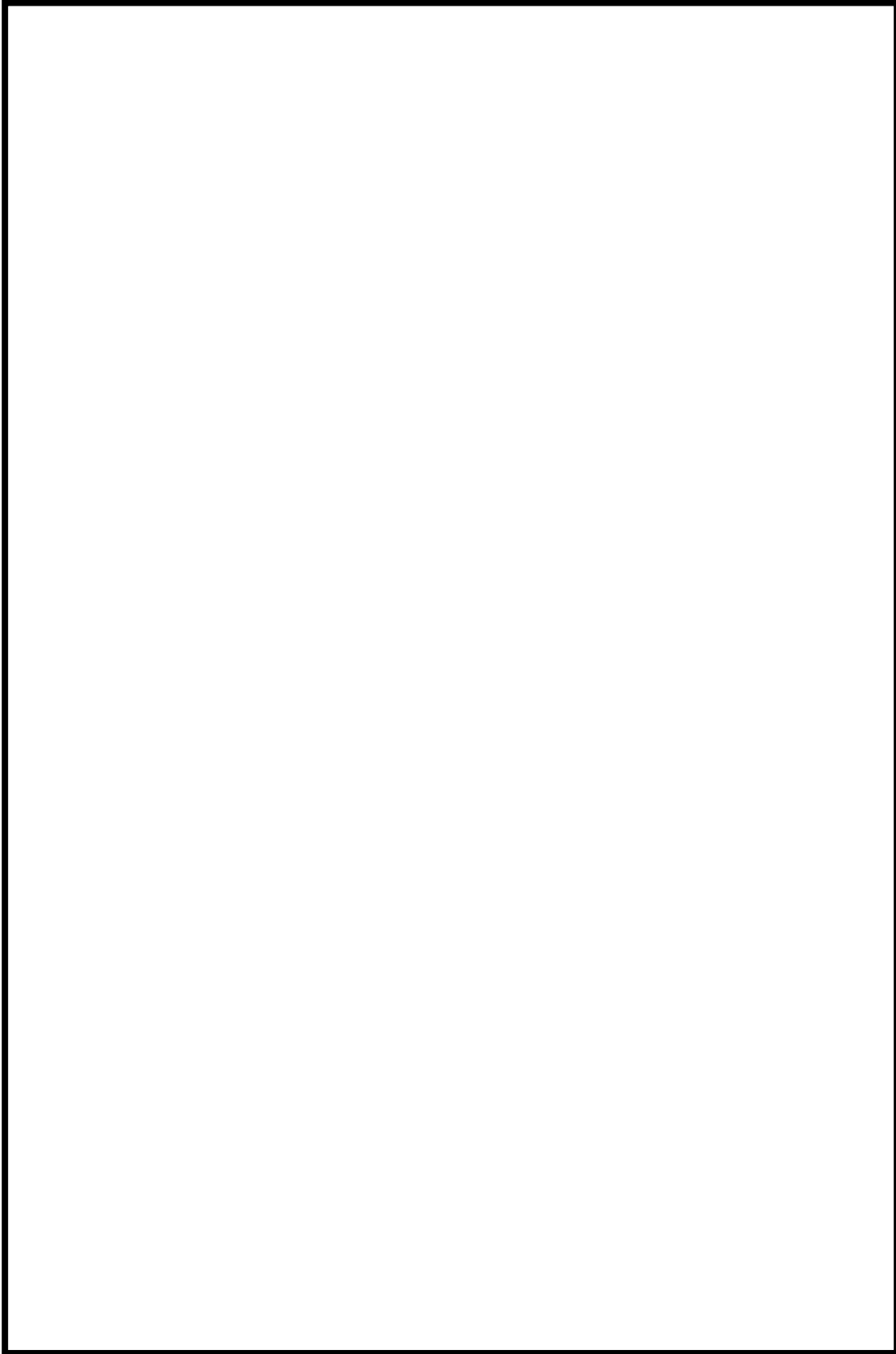


図1 低圧炉心スプレイス 系統概略図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障の除外例について

システム間共通要因故障の同定手順について図 1 に示す。システム間共通要因故障の同定、除外の手順は以下のとおりである。

手順① 炉心損傷の緩和機能で分類

モデル化している全システムを対象に、炉心損傷に対する緩和機能で分類し、グループ化する。なお、グループ化した結果、冗長性のないシステムである場合、システム間の共通要因故障を考慮する必要がないため除外する。

分類した結果を表 1 に示す。

手順② システム間共通要因故障の除外

手順①で分類したシステム群を対象に、明確な理由によってシステム間の共通要因故障を考慮しなくてもいいシステムがある場合、共通要因故障を考慮するシステム群から除外する。

除外した結果を表 2 に示す。

手順③ システムグループごとの代表機器の共通属性調査

手順②で残ったシステムグループ群を対象に、グループごとに機器の共通属性を定性的に分析し、システム間の共通要因故障を考慮すべきシステムおよび機器群を同定する。ただし、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の確率が低いと判断できる機器については除外する。補機冷却系を例に分類した結果を表 3 に示す。

以上の手順に基づく同定の結果、表 4 に示すとおり、系統間の共通要因故障を考慮することとした。

以上

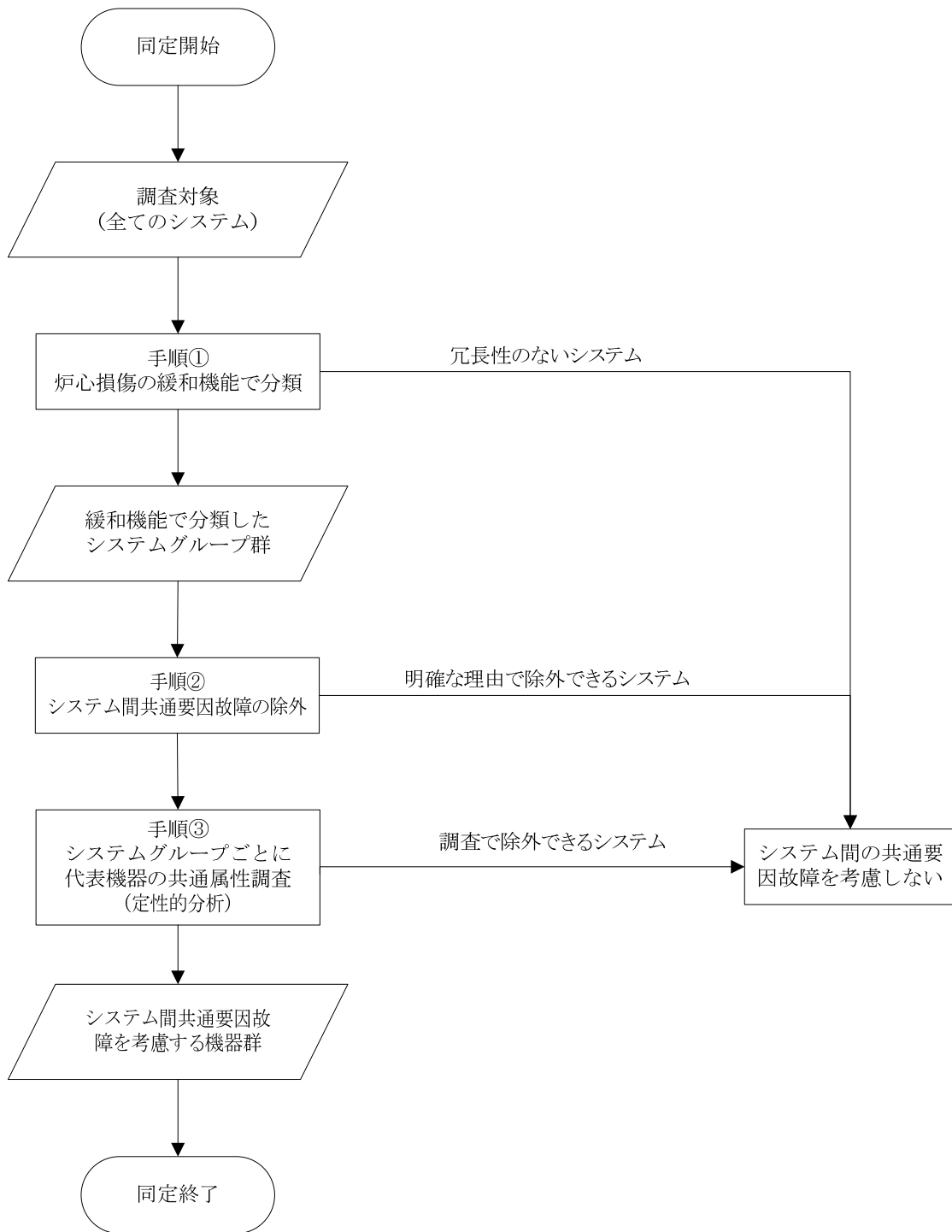


図1 システム間共通要因故障機器群の同定手順

表1 手順①炉心損傷の緩和機能による分類

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 手順②系統間共通要因故障の除外

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 3 手順③機器の型式, 機能による分類(補機冷却系で例示)

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 4 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

システム	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
低圧 ECCS 自動起動信号	検出器, トリップ設定器
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

共通要因故障を考慮した場合の感度解析について

1. 感度解析ケースの選定

全炉心損傷頻度を評価した結果、崩壊熱除去機能喪失 (TW) の寄与が支配的であることから、本評価において系統間共通要因故障を考慮していない「RHR ポンプ室空調」および「RSW 海水ストレーナ」について表 1 のとおり、感度解析を行った。

(1) ケース 1 : RHR ポンプ室空調

独立したポンプ室ごと設置されていることから、共通要因故障を考慮する対象から除外しているが、系統間の共通要因故障を考慮した場合の感度解析を行った。

(2) ケース 2 : RSW 海水ストレーナ

静的機器であること、また、常用機器であり 2 週間に 1 回の頻度で切替運転が行われており健全性が確認できることから共通要因故障を考慮する対象から除外しているが、系統間の共通要因故障を考慮した場合の感度解析を行った。

2. 感度解析結果

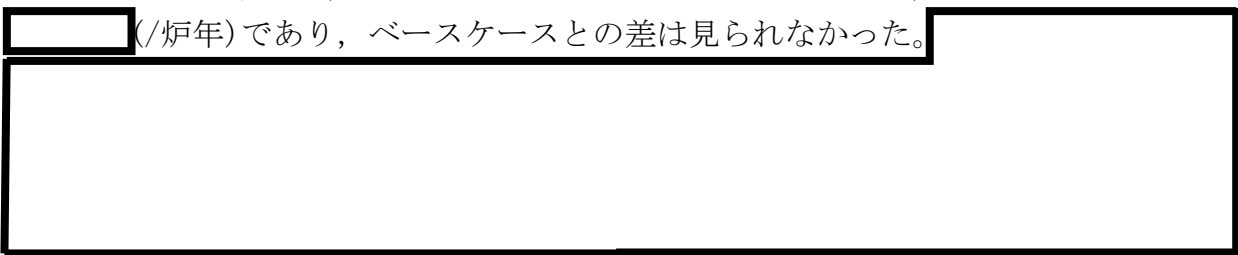
図 1 に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を示す。結果は以下に示すとおりであり、事故シーケンスグループの選定に影響を与えるような感度はないことを確認した。

(1) ケース 1 : RHR ポンプ室空調

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $5.5E-05$ (/炉年) に対し、ケース 1 では (/炉年) となった。RHR ポンプ室空調の共通要因故障により RHR が同時に機能喪失に至ることから TW の炉心損傷頻度が増加したものの、増加の割合は約 倍にとどまる。その他の事故シーケンスグループについては差は見られなかった。

(2) ケース 2 : RSW 海水ストレーナ

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $5.5E-05$ (/炉年) に対し、ケース 2 では (/炉年) であり、ベースケースとの差は見られなかった。



以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 感度解析ケースで考慮した共通要因故障

	機器名称	系統	故障モード
ケース 1	RHR ポンプ室空調 ファン	RHR-A/B/C	起動失敗 継続運転失敗
ケース 2	海水ストレーナ	RSW-A/B(運転中ライン)	閉塞
		RSW-A/B(待機中ライン)	内部破損

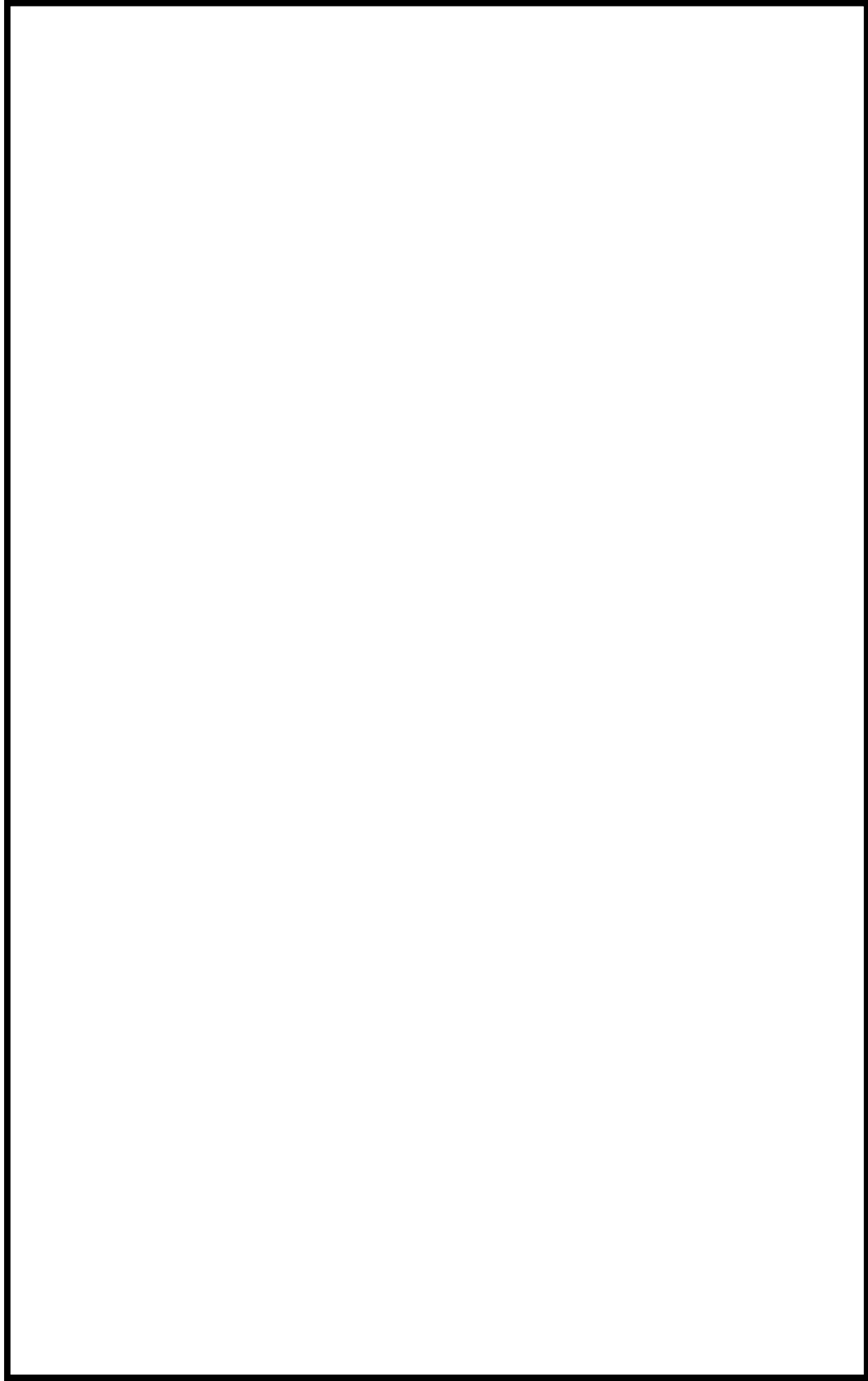


図1 事故シケンケンスグループ別の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障パラメータの設定方法について

共通要因故障パラメータは、PRA で使用実績のある β ファクタ及び γ ファクタを使用して評価している。

共通要因故障因子については、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。しかし、2013年10月時点では、(財)電力中央研究所にて共通要因故障因子の検討はなされているが、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価では表1に示すように使用実績のある海外文献等のデータを β ファクタ及び γ ファクタを使用している。

例としてポンプの β ファクタの算出方法を示す。表2に示すポンプにおける機能喪失の要因分析結果により、

と設定した。

なお、NUREG/CR-1205 で共通要因故障に分類されている事例は、故障原因から判断したものであり、実際に多重故障が発生したものとは限らない。従ってこの β ファクタは保守的な値である。

以上

表1 共通要因故障因子(β ファクタ及び γ ファクタ)

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
D/G	0.021	-	NUREG-1150
計装/制御装置	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンダクター)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	-	NUREG-1150

※ γ ファクタは、共通要因故障によって多重故障(2重以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 NUREG/CR-1205 table 10

TABLE 10. SUMMARY OF PUMP FAULTS BY TYPE OF EVENT, PUMP CATEGORY, AND PRIME-MOVER

Type of Event	Category												Total %	
	Running			Alternating			Standby			Subtotal				
	Faults	%		Faults	%		Faults	%		Faults	%			
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	27
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	12
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	8
Recurring Common Cause Command Faults	4	4	4	1	11	4	7	2	--	--	18	3	26	2
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障を考慮している機器について、
メーカーが相違している場合の考え方

共通要因故障については、同一又は異なるシステムの機器において、メーカーの相違を含む以下に示す共通属性を考慮して、故障機器群を同定している。

- ① メーカー
- ② 内的環境（温度，圧力，流量）
- ③ 外的環境（設置区画）
- ④ 試験・保守（試験・保守点検の手順と特徴）

メーカーが異なる低圧ECCSポンプの共通属性の例を下表に示す。

RHRポンプA, B, Cはメーカー，内的環境，試験・保守がほぼ一致していることから，共通要因故障が発生する可能性があると考えられるため，共通要因故障を考慮している。

LPCSポンプについては，RHRポンプと一致する項目はなく，共通要因故障が発生する蓋然性が低いと考えられるため，LPCSポンプとRHRポンプについては共通要因故障を考慮していない。

機器		RHR ポンプ A	RHR ポンプ B	RHR ポンプ C	LPCS ポンプ
メーカー		メーカー A			メーカー B
内的環境	定格流量	約 1160m ³ /h/台			約 1070m ³ /h/台
	定格揚程	105m			211m
	最高使用温度	186℃		100℃	100℃
外的環境	区画	RHR ポンプ A室	RHR ポンプ B室	RHR ポンプ C室	LPCS ポンプ室
試験・保守	手順書	同一手順書			別手順書

以上

故障モード毎の共通要因故障の評価に
使用しているパラメータについて

共通要因故障因子は、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。現在、(財)電力中央研究所等において国内機器故障率に基づき、整備に向けて検討がなされているが、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価ではこれまで実績のある値を使用し、故障モードに関わらず、共通要因故障パラメータについては同じ値を用いている。

故障モードごとに共通要因故障パラメータを示している文献として、NUREG/CR-5497の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」があることから、記載されているCCFパラメータを用い感度解析を行った。表1～表5に現状のモデルで使用しているCCFパラメータと「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されているCCFパラメータを示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は、ベースケースで $5.5E-05$ (/炉年)、感度解析ケースで[]となるが、支配的な事故シーケンスには影響はなかった。図1に事故シーケンスグループ別の結果を示す。

支配的な事故シーケンスであるTWについて、除熱失敗における上位のカットセットにRCW又はRSWポンプの共通要因故障がある。これらのポンプの共通要因故障の割合を示す $\beta \times \gamma \times \delta$ を比較すると、ベースケースでは $2.0E-2$ 、感度解析ケース(継続運転失敗, CCG-4)では $2.3E-3$ と約1/10に低下する。この差のために、RCW/RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障の確率が小さくなり、TWにおける炉心損傷頻度が低下した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 電動ポンプの CCF パラメータ

		β	γ	δ
現状モデル		3.90E-02	5.20E-01	1.00E+00
CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗_CCCG-2 [※]	3.36E-02	-	-
	継続運転失敗_CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	-
	継続運転失敗_CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	起動失敗_CCCG-2	2.45E-02	-	-
	起動失敗_CCCG-3	2.31E-02	4.18E-01	-
	起動失敗_CCCG-4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01

※CCCG:共通要因故障機器グループのことで、共通要因故障の対象となる系統又は機器の組合せのこと。数値は共通要因故障を考慮する機器総数を示す

表2 電動弁の CCF パラメータ

		β	γ	δ
現状モデル		1.30E-01	5.65E-01	1.00E+00
CCF Parameter	開閉失敗_CCCG-2	9.46E-03	-	-
Estimations 2010	開閉失敗_CCCG-3	1.05E-02	2.12E-01	-

表3 逆止弁の CCF パラメータ

		β	γ	δ
現状モデル		1.30E-01	5.65E-01	1.00E+00
CCF Parameter	開失敗_CCCG-2	0.00E+00	-	-
Estimations 2010	開失敗_CCCG-3	0.00E+00	0.00E+00	-

表 4 非常用 D/G の CCF パラメータ

		β
現状モデル		2.10E-02
CCF Parameter	起動失敗_CCCG-2	1.08E-02
Estimations 2010	継続運転失敗_CCCG-2	2.24E-03

表 5 蓄電池の CCF パラメータ

		β
現状モデル		8.00E-03
CCF Parameter Estimations 2010	CCCG-2	0.00E+00

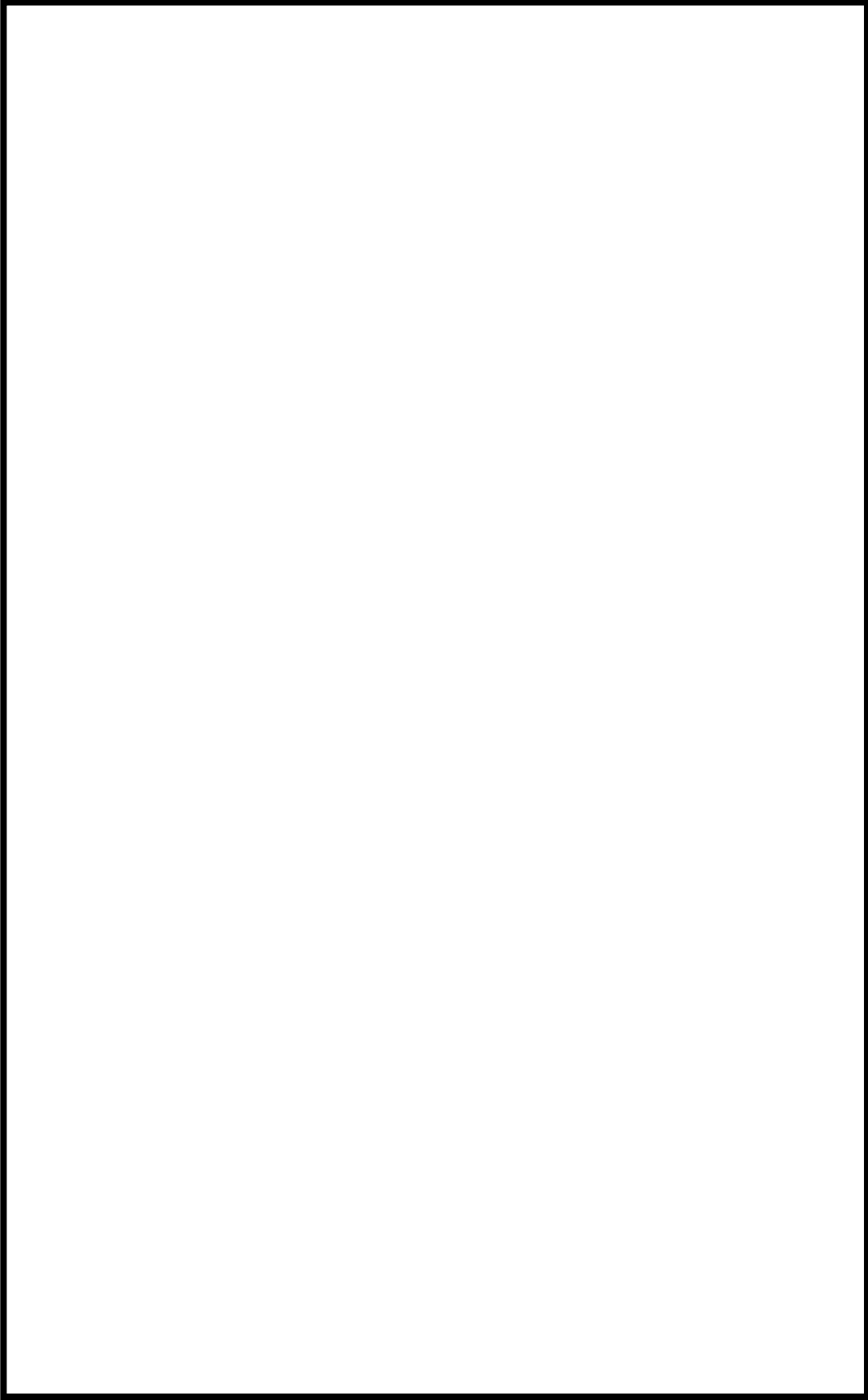


図1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

人的過誤操作失敗に係る詳細設定について

人的過誤確率の評価に使用したHRAイベントツリーの代表例として、「原子炉注水成功後のRHRによる格納容器除熱操作失敗」のHRAを図1に示す。なお、HRAイベントツリーの各分岐の過誤確率は過誤確率計算シートにて算出した中央値で扱い、過誤確率の合成についてはNUREG/CR-1278のAPPENDIX-Aに従いTHEPR計算シートにて算出し人的過誤確率の平均値を導出する。

1. 原子炉注水成功後のRHRによる格納容器除熱操作

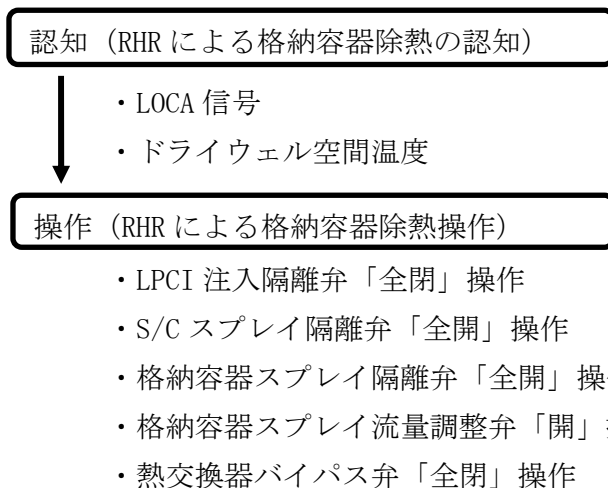
(1) 操作内容

原子炉への注水に成功した後のRHRによる格納容器からの除熱操作に失敗する。

(2) 操作に使用する手順書

非常時操作手順書(徴候ベース)/原子炉設備運転手順書

この手順書に基づき、以下の認知・操作を実施する。



本評価では、ドライウエル圧力高やドライウエル空間温度高などに対する運転員の認知を「RHRによる格納容器除熱の認知」($F_{1.1}$)で、一連の電動弁操作を「RHRによる格納容器除熱操作」($F_{2.1}$)で評価している。

(3) 余裕時間

原子炉注水後、崩壊熱によりサブプレッションプール水温が上昇し、サブプレッションプールを水源とする注水設備が機能喪失するまでの時間に余裕を見込んだ8時間とする。格納容器冷却モードなどは比較的短時間で実施できることから15分程度で完了できる。

(4) 追加の指示や過誤回復の可能性

業務の連携などは良好であり、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員からの指示によるバックアップに期待できる。

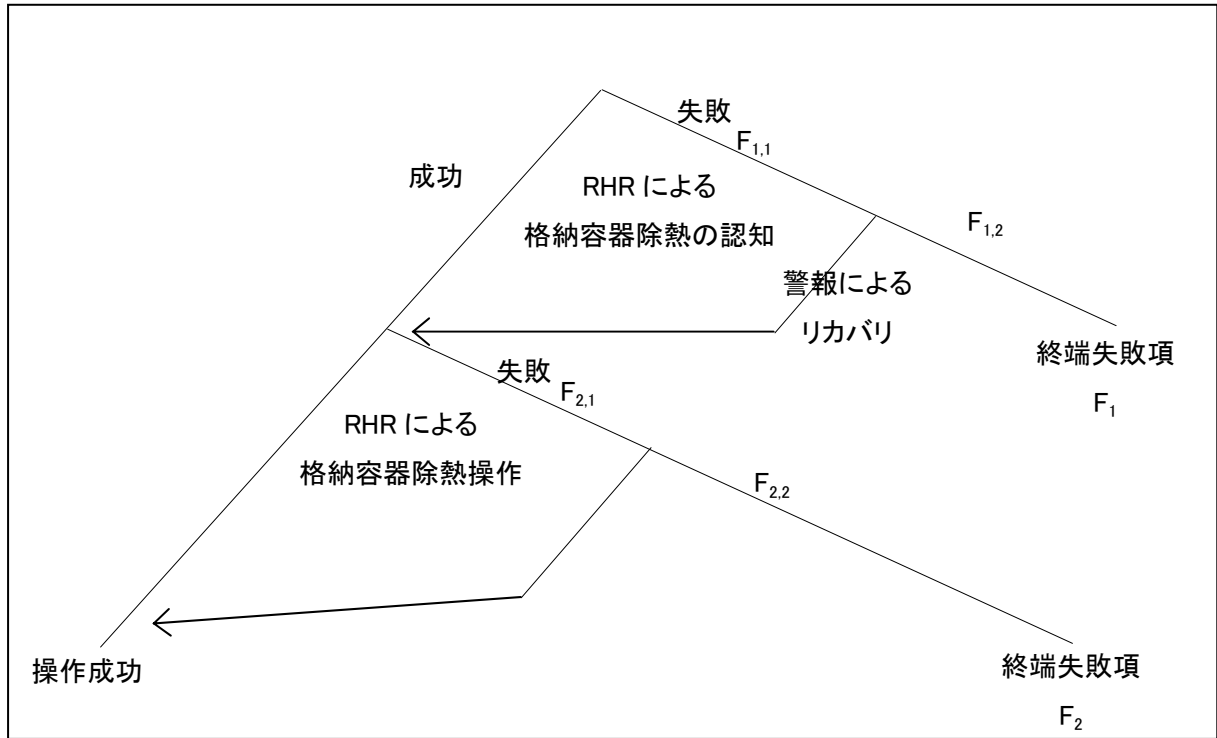
なお、認知については、担当運転員が主要パラメータを計器から読み取り、事象発生後から余裕時間内でRHRによる格納容器除熱操作の必要性の認知に失敗することを想定している。

また、余裕時間内にサプレッションプール水温高などの警報が発せられることから、警報による認知失敗のリカバリに期待できる。その警報発生時に対応を間違えた場合にはリカバリに失敗する。

2. オミSSIONエラーを考慮していない理由

オMISSIONエラーとは実施するべき操作を行わない過誤である。

事象の認知については、格納容器除熱の必要性に気づき該当手順書を使用することの判断まで含まれている。また、該当手順書等から明確に理解でき、訓練されている操作であることから、認知失敗及びコミSSIONエラーと比較して、オMISSIONエラーの寄与は十分小さいと考え、本操作の評価ではオMISSIONエラーを考慮していない。



終端失敗項	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)
F ₁	RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	2.0E-7
		過誤確率計算シートF _{1,1} 過誤確率計算シートF _{1,2}
F ₂	RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	1.7E-4
		過誤確率計算シートF _{2,1} 過誤確率計算シートF _{2,2}

人的過誤確率(平均値) : 1.7E-4 EF : 4.9

図1 RHR操作失敗のHRAイベントツリー及び評価結果

過誤確率計算シート $F_{1,1}$

認知に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する

行動形成因子及び過誤確率	当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間 (添付表 1 参照)	
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	
3. 操作の複雑さ	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	
7. 健康状態	
8. 業務の連携	

当該過誤確率値（中央値）＝中央値×ストレスファクタ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート F_{1,2}

操作に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の認知に失敗した後、警報によるリカバリに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間 (添付表 4 参照)	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因にて合わせて考慮
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	訓練されている操作であり、格納容器が破損に至るまでには十分な時間があることから熟練者でのやや高いストレスのファクタ 2 を考慮する
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは 6. 人間工学要因にて合わせて考慮	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	オMISSIONエラーの場合に、手順書の影響等による過誤確率値で考慮	認知に失敗する確率であり、対象外
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	認知に失敗する確率であり、対象外
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間、運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	
9. 操作に対する確認・回復	本操作では、十分な余裕時間があるため、運転員による操作に対しての確認・回復を考慮する	添付表 6 (1) (a) 警報が出されたときの警報対応失敗確率 (中央値 0.0001/EF 10)

当該過誤確率値 (中央値) = 中央値 × ストレスファクタ



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート F_{2.1}

操作に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する

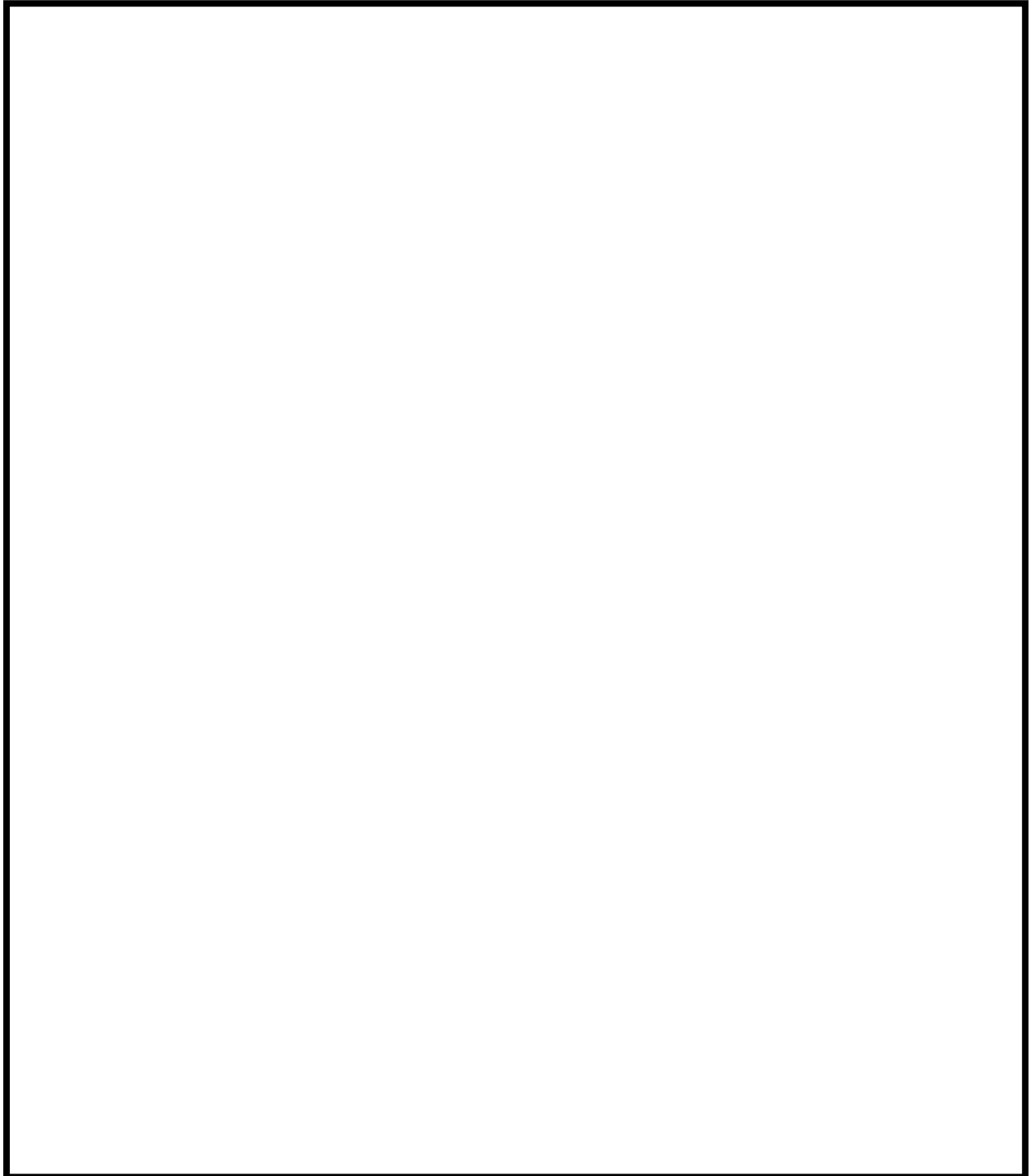
行動形成因子及び過誤確率	当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間 (添付表 4 参照)	
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	
3. 操作の複雑さ	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	
7. 健康状態	
8. 業務の連携	

当該過誤確率値（中央値）＝中央値×ストレスファクタ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート F_{2,2}

過誤回復(復旧)に失敗する確率(F_{2,2}) : RHRによる格納容器除熱の操作に失敗した後、他の運転員のバックアップに失敗する。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付表 1 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278から抜粋)

区間	T (To後の 時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率(初 期事象に対して [ダイヤ]	EF	区間	T (To後の 時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率(初 期事象に対して [ダイヤ]	EF	区間	T (To後の 時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率(初 期事象に対して [ダイヤ]	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
								19.	50	.001	10
5.	60	.0001	30	12.	70	.0001	30	20.	80	.0001	30
6.	1500	.00001	30	13.	1510	.00001	30	21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象及び3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

・To: 異常発生を示すシグナルが出た時刻

・ここでは曲線の数値で示している。

添付表2 手動操作のコミッショエラーの確率の例
(NUREG/CR-1278から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1個のコントロールの不注意な操作		プラントに完全依存
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別によく分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチを誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定		(注)
9.	回転式コントローラの誤った設定 (2状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着及びコネクタのロック機構のテスト 失敗も含む)	.003	3

(注) 項目(5), (6), (7)の対応するHEP, EFの1/5の値

添付表3 手順書を使うときのオMISSIONエラーの確率の例
(NUREG/CR-1278から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

添付表 4 ストレスと熟練度によるHEPへの補正係数 (NUREG/CR-1278から抜粋)

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF=5)	.50 (EF=5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる

添付表5 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数
(NUREG/CR-1278から抜粋)

従属性のレベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

(注) n：サブタスクの成功確率
 N：サブタスクの失敗確率
 ZD：Zero Dependence 従属度ゼロ
 LD：Low Dependence 従属度低
 MD：Moderate Dependence 従属度中
 HD：High Dependence 従属度高
 CD：Complete Dependence 完全従属

添付表 6 警報への対応に失敗する確率 (NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-23 The Annunciator Response Model: estimated HEPs* for multiple annunciators alarming closely in time** (from Table 11-13)

Item	Number of ANNs	Pr[F _i] for each annunciator (ANN) (or completely dependent set of ANNs) successively addressed by the operator										Pr[F _i] [†]
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
(1)	1	(a) .0001	(b) -	(c) -	(d) -	(e) -	(f) -	(g) -	(h) -	(i) -	(j) -	(k) .0001
(2)	2	.0001	.001	-	-	-	-	-	-	-	-	.0006
(3)	3	.0001	.001	.002	-	-	-	-	-	-	-	.001
(4)	4	.0001	.001	.002	.004	-	-	-	-	-	-	.002
(5)	5	.0001	.001	.002	.004	.008	-	-	-	-	-	.003
(6)	6	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	-	-	-	-	.005
(7)	7	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	-	-	-	.009
(8)	8	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	-	-	.02
(9)	9	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	.13	-	.03
(10)	10	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	.13	.25	.05
(11)	11-15	Pr[F _i] for each additional ANN beyond 10 = .25										.10
(12)	16-20											.15
(13)	21-40											.20
(14)	>40											.25

* The HEPs are for the failure to initiate some kind of intended corrective action as required. The action carried out may be correct or incorrect and is analyzed using other tables. The HEPs include the effects of stress and should not be increased in consideration of stress effects.

EF of 10 is assigned to each Pr[F_i] or Pr[F_i]. Based on computer simulation, use of an EF of 10 for Pr[F_i] yields approximately correct upper bounds for the 95th percentile. The corresponding lower bounds are too high; they are roughly equivalent to 20th-percentile rather than the usual 5th-percentile bounds. Thus, use of an EF of 10 for the mean Pr[F_i] values provides a conservative estimate since the lower bounds are biased high.

** "Closely in time" refers to cases in which two or more annunciators alarm within several seconds or within a time period such that the operator perceives them as a group of signals to which he must selectively respond.

† Pr[F_i] is the expected Pr[F] to initiate action in response to a randomly selected ANN (or completely dependent set of ANNs) in a group of ANNs competing for the operator's attention. It is the arithmetic mean of the Pr[F_i]s in a row, with an upper limit of .25.

添付表 7 異常事象対応に参加できる運転員及び助言者の数と人的従属性のレベル
(NUREG/CR-1278からの抜粋)

(THERPで仮定されているもの：プラントに依存する)

区分	異常事象が認知されてからの時間	運転員又はアドバイザーによるプラントの運転管理	他者との従属性 (Dependence)
1.	0～1分	R0	
2.	1分	R0 SRO又はSS	R0とHD
3.	5分	R0 SRO SS 1名又は複数のAO _s *	R0とHD R0やSROとLD又はMD
4.	15分	R0 SRO SS STA	R0とHD R0やSROとLD又はMD R0やSROとLD又はMD R0やSROとHD又はCD

(診断と主要な事項について)
(詳細な操作に対して)

1名又は複数のAO_s*

(注) R0: 運転員 (Reactor Operator), SRO: 上級運転員 (Senior Reactor Operator)
SS: 当直長 (Shift Supervisor), STA: 当直技術顧問 (Shift Technical Advisor)
AO: 補機運転員 (Auxiliary Operator)
HD: 高従属 (High Dependence) CD: 完全従属 (Complete Dependence)
MD: 中従属 (Moderate Dependence) LD: 低従属 (Low Dependence)

* : AO_sは5分以後で運転補助が期待できるものとし、プラント状況に応じて従属性を設定すること。

添付表 8 先行タスク失敗を受けた, 従属性レベル毎のCHEP (UCB) の近似
(NUREG/CR-1278から抜粋)

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

Levels of Dependence		BHEPs		
Item		(a)	(b)	(c)
(1)	ZD**	< .01	.05 (EF=5)	.1 (EF=5)
		(d)	(e)	(f)
		.15 (EF=5)	.2 (EF=5)	.25 (EF=5)

Levels of Dependence		Nominal CHEPs and (Lower to Upper UCBs) [†]		
Item		(a)	(b)	(c)
(2)	LD	.05 (.015 to .15)	.1 (.04 to .25)	.15 (.05 to .5)
(3)	MD	.15 (.04 to .5)	.19 (.07 to .53)	.23 (.1 to .55)
(4)	HD	.5 (.25 to 1.0)	.53 (.28 to 1.0)	.55 (.3 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.5 to 1.0)	1.0 (.53 to 1.0)	1.0 (.55 to 1.0)
		(d)	(e)	(f)
(2)	LD	.19 (.05 to .75)	.24 (.06 to 1.0)	.29 (.08 to 1.0)
(3)	MD	.27 (.1 to .75)	.31 (.1 to 1.0)	.36 (.13 to 1.0)
(4)	HD	.58 (.34 to 1.0)	.6 (.36 to 1.0)	.63 (.4 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.58 to 1.0)	1.0 (.6 to 1.0)	1.0 (.63 to 1.0)

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

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

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

起因事象発生前の人的過誤として評価した
事例の抽出過程について

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

HPCSおよびSDVにおける抽出検討例を表1および表2に示す。

1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

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

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

- モード1： 待機状態又は運転状態への復旧
- モード2： 起動信号又は設定点の復旧，再設定
- モード3： 通電状態への復旧

- ・起因事象発生前の人的過誤の抽出においては、FTでモデル化されている待機機器全てを対象とし、プラント運転中と停止中における操作・作業等を手順書類（定例試験手順，設備操作手順，点検・保守要領等）の確認を行った。なお，操作が直接発生しない機器（リレーや逆止弁），静的機器（ストレーナやオリフィス）などは対象外とした。

2. 抽出した人的過誤のスクリーニング

上記1.により抽出された操作・作業に対して学会標準解説及びNUREG-1792を参照し、以下の観点からスクリーニングを実施した。

- (1) 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの
- (2) 実施されている保守後の機能試験によって，誤調整が明らかになるもの
- (3) 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき，その状態が日常的に確認されており，かつ調整が中央制御室から可能なもの
- (4) 当初の操作の後，チェックリストに基づく独立した機器の状態確認があるもの（NUREG-1792）
- (5) 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記1. および2. に基づき抽出した起因事象発生前の人的過誤は次のとおり。

(1) 手動弁の開け忘れ/閉め忘れ (表1)

PCV内の注入元弁などの「手動弁の開け忘れ/閉め忘れ」を抽出した。

(2) スクラム排出容器 (表2)



以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 起因事象発生前の人的過誤の抽出検討例 (HPCS)

HPCS	起因事象発生前の人的過誤の検討対象		試験等に伴う操作など起因的過誤	対応除外ルール	備考
	機器番号	機器種類			
吸込みライン	F014	CST側吸込みライン手動弁	-	-	
	F001	CST側吸込みライン電動弁	-	-	
	F006	S/C側吸込みライン電動弁	-	-	
ポンプ	C001	電動ポンプ	-	-	
	F008	CST側テストライン電動弁	-	-	
テストライン	F009	CST側テストライン電動弁	-	-	
	F015	CST側テストライン手動弁	-	-	
	F010	S/C側テストライン電動弁	-	-	
ミニマムフローライン	F011	CST側ミニマム電動弁	-	-	
	F012	CST側ミニマム電動弁	-	-	
	F013	S/Cミニマム電動弁	-	-	
注入ライン	F003	注入隔離電動弁	-	-	
	F004	試験可能逆止弁	-	-	
	F005	注入元手動弁	対象		中央制御室にて状態表示が確認できるが、中央制御室から開閉操作ができないため 機器故障・共通要因故障を含む
自動起動信号	LS631A-D LT031A-D	HPCS起動信号 設定器/伝送器原子炉水位 L-2	-		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 起因事象発生前の人的過誤の抽出検討例 (SDV)

SDV	起因事象発生前の人的過誤の検討対象		試験等に伴う操作などに起因		備考	
	機器番号	機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等 対応除外ルール		人的過誤
SDV水位高	LS616A1-D1 LS616A2-D2 LT016A1-B1 LT016C2-D2 等	設定器/伝送器			-	機器故障・共通原因故障を含む
	SDV-A SDV-B	水位高アナウンサ エータ等			-	機器故障を含む
				対象		中央制御室にて状態表示が確認できるが、重要性を鑑み、その状態が日常的に確認されるものではないものと仮定した
ドレンライン	F052A-D	ドレン弁			-	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について

定例試験において非常用DGを母線に並列させる際、手動でガバナの調整を行なうため、試験後に自動投入の設定へ復旧することに失敗することが考えられる。本評価においては、以下の理由から起因事象発生前の人的過誤から「DGガバナの復旧失敗」を除外している。なお、「DGガバナの復旧失敗」を除外せずに評価を行った場合でも、その影響は小さいことを確認した。

1. 「DGガバナの復旧失敗」を除外する理由

「DGガバナの復旧失敗」については、試験操作者とは別のチェック者が配置されることから、NUREG-1792を参照し、「当初の操作の後、チェックリストに基づく独立した機器の状態確認があるもの」として除外している。

2. 「DGガバナの復旧失敗」を考慮しない場合の影響評価

「DGガバナの復旧失敗」を除外しない場合、「DG起動信号故障」のフォールトツリーは図1のとおりとなる。この場合、定例試験においてDGガバナの復旧手順及びチェックリストによる復旧ができることから、「DGガバナの復旧失敗」確率は [] と評価される。

さらに、「DGガバナの復旧失敗」によりDGが自動起動に失敗した場合においても、「DGの自動起動失敗後の手動バックアップ操作」（失敗確率 [] ）により復旧が可能である。よって、「DGガバナの復旧失敗」に関連する失敗確率は [] となり、「DGガバナの復旧失敗」が「DG起動信号故障」に占める寄与割合は約 [] %と小さい。また、全炉心損傷頻度への寄与割合は [] %以下であり、影響がないことを確認した。

以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

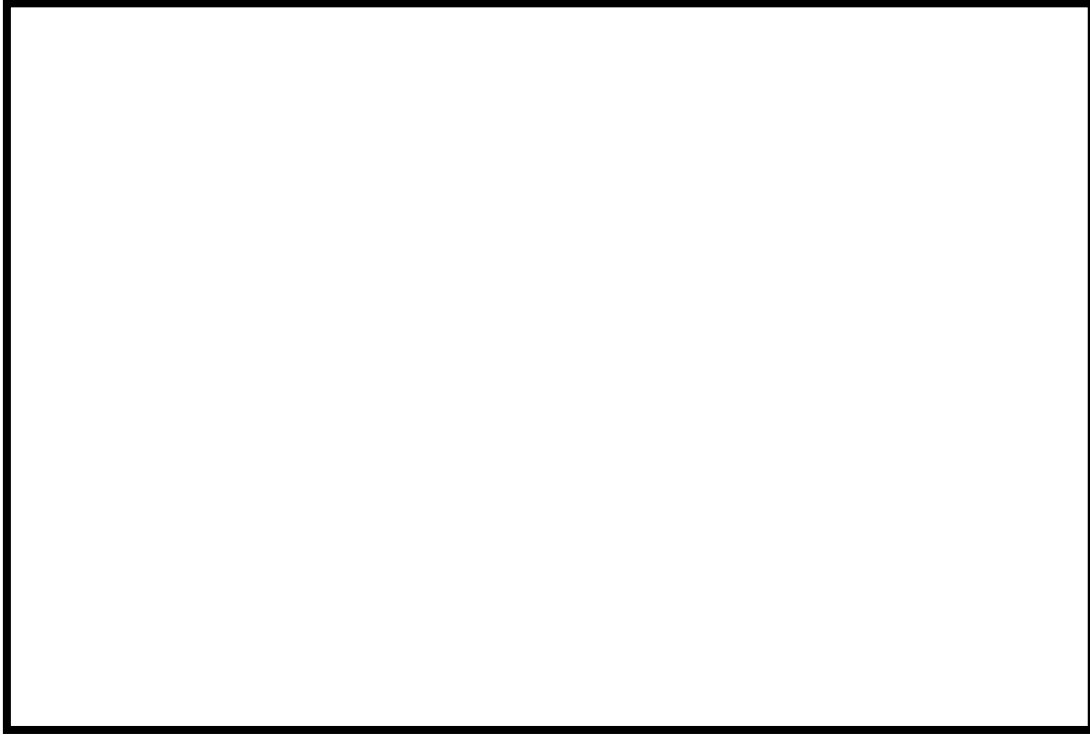


図1 「DGガバナの復旧失敗」を考慮した場合の「DG起動信号故障」の評価

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

計器の校正ミスの取り扱いについて

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

(1) 21 ヶ年データにおける校正ミスの取扱い

本PRAで使用している機器故障率データは、「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21 ヶ年データ」という。）に記載されているデータを使用している。21 ヶ年データは国内プラントの機器の故障実績を基に整備されたデータベースであるが、機器の故障件数には、機器の機械的故障以外に、保修員の校正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。21 ヶ年データに記載されているデータのうち、保修員の校正ミスを含む機器故障率の例を表1に示す。表1に示すとおり、21 ヶ年データには、保修員による校正ミスが原因の故障事象が含まれているため、本PRAでは、校正ミスを人的過誤としてはモデル化していない。

(2) 校正ミスに係る共通要因故障の取扱い

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

以上

表 1 保修員の校正ミスを含む機器故障率の例

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

人的過誤として考慮する評価項目と結果について

本評価で用いている起因事象発生前後の人的過誤確率をストレスファクタ及び余裕時間と共に表 1 及び表 2 に示す。

運転員のタスク遂行の成功又は失敗の確率は、運転員にとっての外的環境（温度、照明などの作業環境、タスクの特性、マンマシンインターフェースなど）、内的状態（経験、訓練などによって形成される知識及びスキル）又はストレスなどの行動形成因子によって大きく影響される。

本評価での人的過誤のストレスファクタの設定の考え方について、以下に示す。

1. ストレスレベルの分類

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)では、作業負荷等に応じて、4つのストレスレベルを分類し、それらの対応した補正係数（ストレスファクタ）を評価した。その詳細については、表 3 に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超えている為にタスク遂行の妨害となるため、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は、情緒的反応が生じるなどタスク遂行に非常に妨害となることから、固定値を用いて評価を実施する。

なお、本評価では、運転員による異常時の事象の認知や操作方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択する。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作であることから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

2. ストレスファクタの設定の考え方

(1) 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ（表 1）

起因事象発生前の人的過誤に対して、事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ 1 を設定した。

(2) 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタ（表 2）

起因事象発生後の人的過誤に対して、異常時の操作であり、操作員のストレスが高いと考えられるため、本評価では、基本的にストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ 2 を設定した。

高圧注水系が失敗した後の操作である「ADS・低圧ECCS自動起動失敗後の手動バックアップ操作」については他の操作より高いストレスと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が極度に高い（段階的操作）」のストレスファクタ 5 を設定した。

以上

表1 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生前の人的過誤	ストレスファクタ	過誤確率(平均値)	EF
手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	1	4.0E-04	5
SDV 警報の検出失敗	1	2.9E-04	11

表2 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間

起因事象発生後の人的過誤	ストレスファクタ	余裕時間	過誤確率(平均値)	EF
高圧 ECCS 作動後の水位制御操作	2	30 分	5.8E-03	9
RCIC 水源切替操作	2	30 分	6.8E-03	8
高圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	2	30 分	5.8E-03	9
ADS・低圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5	30 分	1.3E-01	10
原子炉注水後の RHR による格納容器除熱操作	2	8 時間	1.7E-04	5
MSIV 開操作失敗	2	30 分	7.3E-03	7
給復水関連操作失敗	2	30 分	5.8E-03	9
DG・DG ファンの自動起動失敗後の手動バックアップ操作	2	30 分	5.8E-03	9

表3 ストレスと熟練度による補正係数*

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる

※原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA編）：2008 解説表23-4

PRA の使用コードの検証について

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

1. 解析コードの概要

RiskSpectrum®PSAは、イベントツリー及びフォールトツリーを作成し、ミニマルカットセットを算出したうえで四則演算を用いた計算式により定量化している。

(1) イベントツリー及びフォールトツリーの作成

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

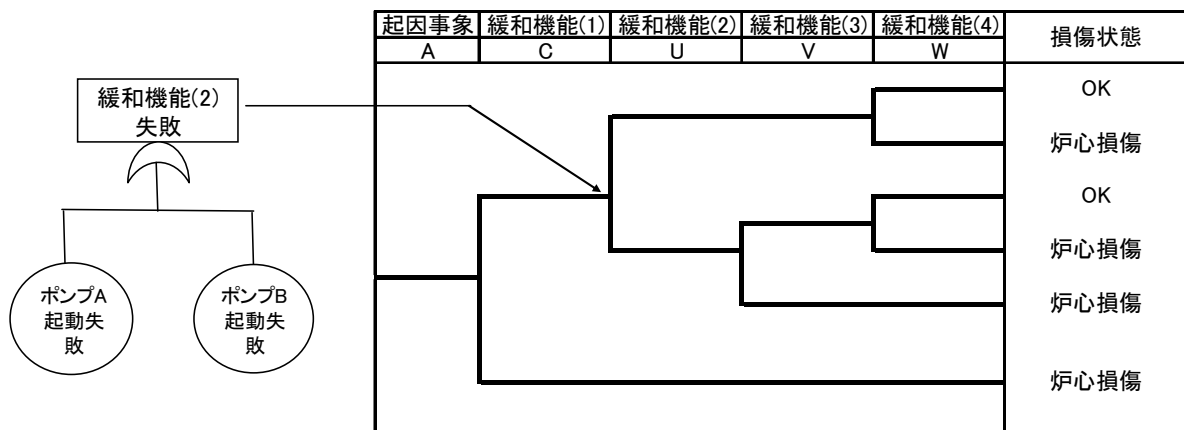


図1 イベントツリー及びフォールトツリーの例

(2) ブール演算処理

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

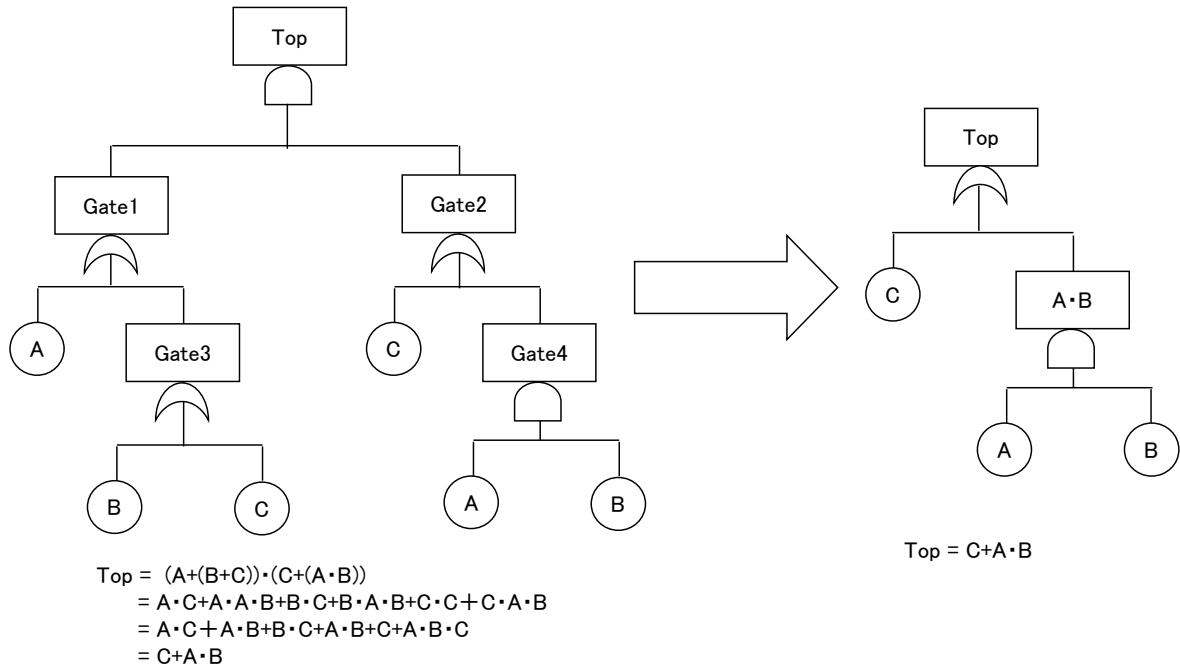


図2 ブール演算処理の概要

(3) 定量化

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

なお、今回の評価ではミニマルカットセットの打切り値を 10^{-20} としている。

$$\begin{aligned} P(\text{Top}) &= 1 - (1 - P(C)) \cdot (1 - P(A \cdot B)) \\ &= P(C) + P(A) \cdot P(B) - P(A) \cdot P(B) \cdot P(C) \end{aligned}$$

P(Top) : 頂上事象の確率

P(A · B) : 事象A, 事象Bが同時に発生する確率

P(A) : 事象Aの確率, P(B) : 事象Bの確率, P(C) : 事象Cの確率

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

2. 解析コードの検証

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

(1) フォールトツリー定量化結果の確認

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

【解析の前提条件】

- システムAは、水源から冷却水を2台のポンプで炉心に注水する。
- 成功基準は、ポンプ2台中1台が起動し炉心に冷却水を注入できることとする。
- 共通要因故障については考慮しない。
- ミニマルカットセットの定量化は上限近似法を用いる。
- 故障モードは以下を想定する。
 - ・ 電動ポンプ：起動失敗(1.3E-07/hour)
継続運転失敗(1.1E-06/hour)
制御部故障(4.8E-08/hour)
 - ・ 逆止弁：開失敗(7.1E-09/hour)
 - ・ 電源(サポート系)：変圧器機能喪失(2.6E-8/hour)
電源喪失の場合、ポンプはA、Bともに機能喪失する。
- 故障時間は以下を想定する。
 - ・ 健全性確認間隔：1月(720hour)
(ポンプ起動失敗及び制御部故障、逆止弁開失敗)
 - ・ 使命時間：24hour
(ポンプ継続運転失敗、変圧器機能喪失)

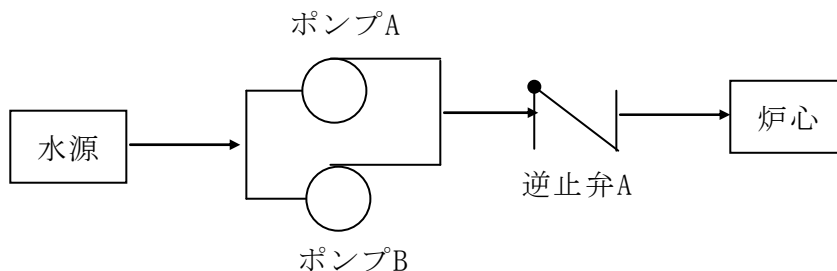


図3 検証に用いたモデル(システムA)

① RiskSpectrum®PSA : 8.804E-04

②手計算による解析結果 : 8.804E-4

以上により、フォールトツリーの定量化結果の妥当性を確認した。

(2) イベントツリー定量化結果の確認

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

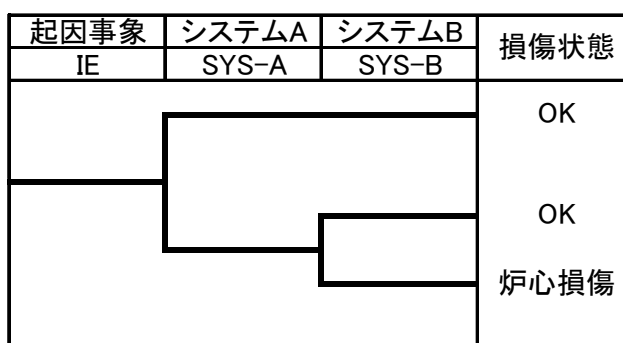


図4 検証に用いたイベントツリー

【イベントツリーの説明】

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

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

【システムBにおける解析の前提条件】

- システムBは、水源から冷却水を1台のポンプで炉心に注入する。
- 成功基準はポンプCが起動し、炉心に冷却水を注入できること。
- 共通要因故障については考慮しない。
- 故障モードの想定はシステムAと同様とする。なお、サポート系の電源が機能喪失した場合、ポンプA、Bに加えポンプCも機能喪失するものとする。

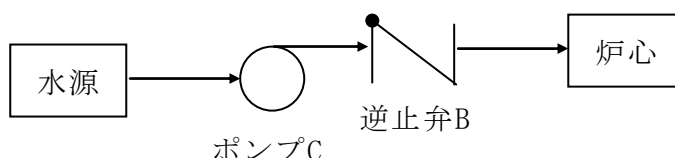


図5 検証に用いたモデル(システムB)

以上を踏まえ、計算の結果を示す。

① RiskSpectrum®PSA : 6.240E-04

② 計算による解析結果 : 6.240E-04

以上のとおり、イベントツリー定量化の妥当性を確認した。

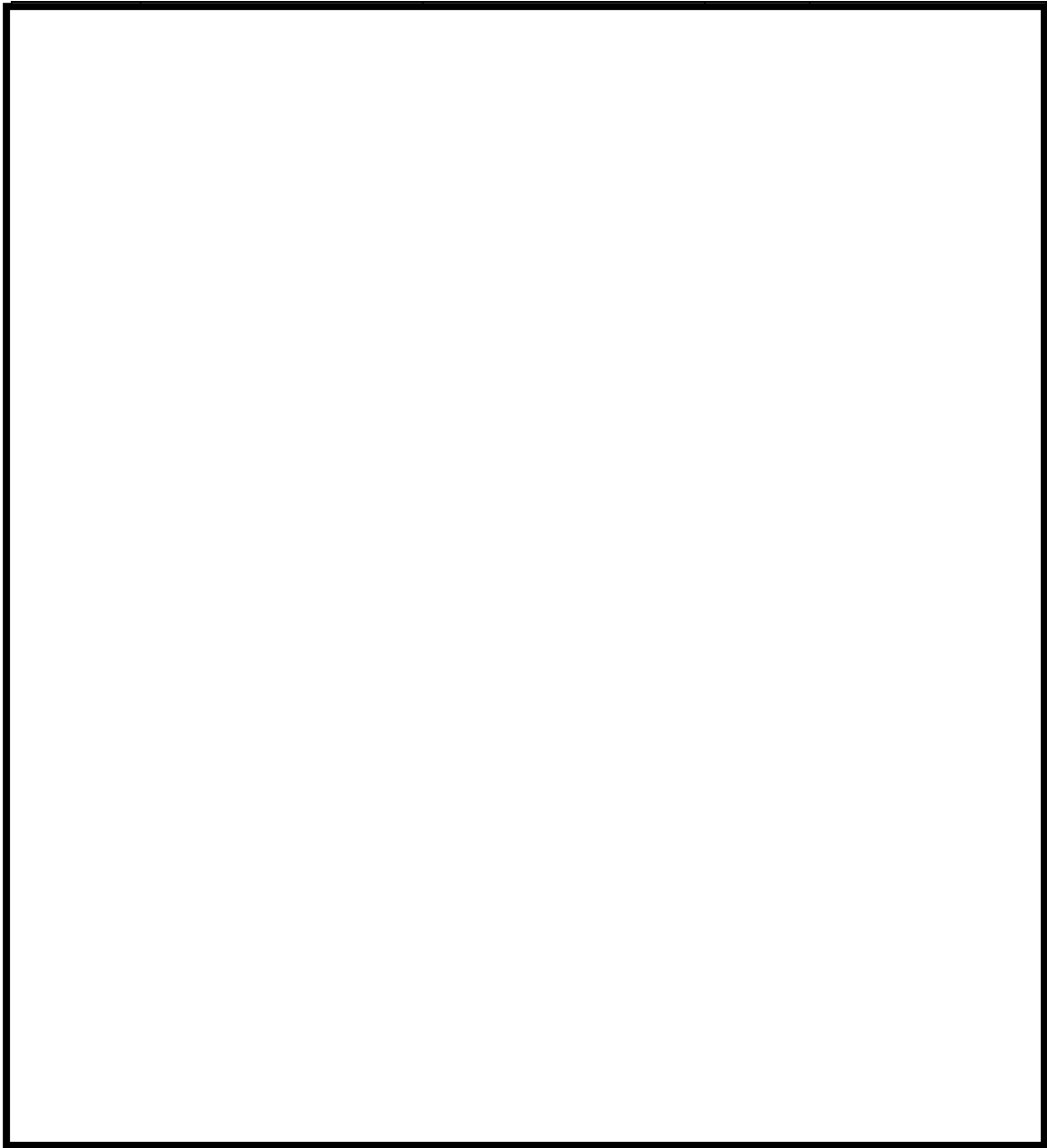
3. 他の PRA 解析コードとの比較

RiskSpectrum®PSA は海外及び国内において十分な使用実績のある信頼性の高い計算コードであるが、参考として、国内で使用実績のある Safety Watcher とのベンチマークによる比較を行った。表 1 にベンチマークの結果を示す。

また、図 6 にベンチマークに用いたイベントツリーを示す。RiskSpectrum®PSA においては、上限近似法を用いて計算し、Safety Watcher においては、二分決定図 (Binary Decision Diagram : BDD) 手法により厳密解を計算しており、ベンチマークの結果、両者に大きな差異は見られなかった。

以上

表1 事故シーケンスの定量化の比較によるベンチマーク結果



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

非隔離事象	T1	MN_T1	C_T1	M_T1	P_T1	UH_T1	UR_T1	X1_T1	VA_T1	VS_T1	VB_T1	VC_T1	WA_T1	WB_T1	No.	Conseq.
															1	
															2	
															3	CD,TW
															4	
															5	
															6	CD,TW
															7	
															8	
															9	CD,TW
															10	
															11	CD,TW
															12	
															13	
															14	
															15	CD,TW
															16	
															17	
															18	CD,TW
															19	CD,TQUV
															20	CD,TQUX
															21	
															22	
															23	CD,TW
															24	
															25	
															26	CD,TW
															27	
															28	
															29	CD,TW
															30	
															31	
															32	CD,TW
															33	
															34	
															35	CD,TW
															36	CD,TQUV
															37	
															38	
															39	

図 6 ベンチマークに用いたイベントツリー

RCIC 運転継続 8 時間の妥当性について

1. 設備概要

原子炉隔離時冷却系（RCIC）は、図 1 に示すようにポンプ、蒸気駆動タービン及び計測制御装置等からなり、ドライウェル内側の主蒸気隔離弁上流から抽出した蒸気によってタービンを駆動する。RCIC は、原子炉停止後、何らかの原因で復水・給水が停止した場合に、原子炉水位を維持するため、原子炉蒸気の一部を用いたタービン駆動ポンプにより、復水貯蔵タンク水またはサブプレッションチェンバのプール水を原子炉に注水することを目的としている。RCIC の後備設備としては、高圧炉心スプレイ系（HPCS）を有して、原子炉隔離時の補給系統多様化を図っている。

また、外部電源喪失時及び非常用交流電源喪失時（全交流動力電源喪失時）においても、主蒸気逃がし安全弁と相まって、原子炉隔離時冷却機能を発揮できる設計としている。

2. 配置設計

RCIC ポンプ・タービンの配置を図 2 に示す。RCIC は、格納容器内の主蒸気配管から分岐し炉蒸気を取り出し、サブプレッションプールに排気することで、格納容器内に閉じた系を形成させることから、原子炉建屋二次格納施設内に設置している。また、RCIC ポンプの性能（NPSH）を確保する観点で、水源より低い原子炉建屋最地下階に設置している。

なお、RCIC 後備設備である HPCS とは、配置上分散を図っている。

3. 設備設計

3. 1 系統・機器設計

RCIC は、原子炉から発生する蒸気を RCIC タービンに導き、RCIC ポンプを駆動させる。仕事をを行ったタービン排気蒸気は、サブプレッションチェンバの水中に排出し、蒸気を凝縮させる。RCIC タービンにより駆動する RCIC ポンプは、復水貯蔵タンク水またサブプレッションチェンバのプール水を原子炉へ移送する。

また、RCIC ポンプ・タービンの機能維持するための RCIC ポンプ軸受部冷却については、RCIC ポンプ吐出側より冷却水を供給し、RCIC ポンプ吸込配管に戻すことにより、RCIC タービンの潤滑油冷却器及びバロメトリックコンデンサの冷却については、RCIC ポンプ吐出側より冷却水を供給し、真空タンクに回収した後、復水ポンプにより RCIC ポンプ吸込配管に戻すことにより、自系統で完結させる設計としている。

3. 2 電源系設計

RCIC の運転継続時間は、現在の許認可における直流電源の給電継続時間である 8 時間継続運転可能な蓄電池容量を保有している。蓄電池定格容量の 4000A に対す

る設計負荷積上げ分の余裕を考慮した場合, 以下の評価により約 9 時間程度の給電が可能である。また, 1 時間負荷を 30 分で切り離した場合には, 約 10 時間程度の給電が可能である。

(1) 評価方法

ある時間の給電に必要な蓄電池の容量は, 電池工業会規格 SBA S 0601 「据置蓄電池の容量算出法」に準じて次の式を用いて評価できる。なお, 蓄電池特性については蓄電池メーカー提示のものを用いる。

蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格 「据置蓄電池の容量算出法」 (SBA S 0601-2001)

$$C = \frac{1}{L} \left[K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) \right]$$

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率 (0.8)

I: 放電電流(A)

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって決められる容量換算時間(時)



<対象蓄電池>

1 2 5 V 蓄電池 2 A : 4, 000Ah

<負荷抑制の操作>

ケース 1 (標準ケース)

- ・ SB0後1時間でCVCFなどの負荷切り離し

ケース 2 (感度解析ケース)

- ・ SB0後30分でCVCFなどの負荷切り離し

(2) 評価結果

事象発生 9 時間後まで表 1 (ケース 1) の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約 3, 730Ah となる。また, 事象発生 10 時間後まで表 2 (ケース 2) の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約 3, 879Ah となる。125V 蓄電池 2A の設計容量は 4, 000Ah であることから約 9 時間程度もしくは約 10 時間程度の直流電源供給が可能である。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 ケース1 時間あたりの負荷電流

時間 負荷名称	1分 負荷電流(A)	60分 (1時間) 負荷電流(A)	480分 (8時間) 負荷電流(A)	540分 (9時間) 負荷電流(A)
RCIC 真空ポンプ	89	45	45	45
RCIC 復水ポンプ	113	57	57	57
M/C, P/C	215	-	-	-
D/G 初期励磁*	-	-	-	-
その他の負荷	958	571	145	145
合計	1375	673	247	247

* : D/G 初期励磁は M/C, P/C のしゃ断器投入と重なって操作されることが無く、かつ D/G 初期励磁電流はしゃ断器引き外し電流より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。

表2 ケース2 時間あたりの負荷電流

時間 負荷名称	1分 負荷電流(A)	30分 (0.5時間) 負荷電流(A)	480分 (8時間) 負荷電流(A)	600分 (10時間) 負荷電流(A)
RCIC 真空ポンプ	89	45	45	45
RCIC 復水ポンプ	113	57	57	57
M/C, P/C	215	-	-	-
D/G 初期励磁*	-	-	-	-
その他の負荷	958	571	145	145
合計	1375	673	247	247

* : D/G 初期励磁は M/C, P/C のしゃ断器投入と重なって操作されることが無く、かつ D/G 初期励磁電流はしゃ断器引き外し電流より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。

4. RCIC の運転による各種評価・解析結果

表 3 に RCIC 運転による各種評価・解析結果を示す。

4. 1 水源の評価

水源は、復水貯蔵タンクを初期水源とし、自動でサプレッションチェンバのプール水源に切り替わることはないため、主蒸気逃がし安全弁および RCIC からの炉蒸気凝縮に伴うプール水温上昇による RCIC ポンプ運転継続は阻害されない。また、復水貯蔵タンクの保有水量は、8 時間の原子炉補給に必要な容量約 400m³ に対し、約 1,192m³ 確保しており、水源が枯渇することはない。

4. 2 RCIC 室温評価

RCIC 運転に伴い、RCIC 室温が上昇するが、全交流動力電源喪失時の RCIC 室温の評価を実施したところ、8 時間後の RCIC 室温は約 56℃ であり、RCIC 室空調の設計温度である環境最高温度 66℃ を下廻る結果となった。また、操作を実施する中央制御室においても、電源盤の熱負荷を考慮しても 8 時間後で約 38℃ の評価結果であり、制御盤の設計条件である環境最高温度 40℃ を下回る。

4. 3 サプレッションチェンバ水温評価

主蒸気逃がし安全弁および RCIC からの炉蒸気凝縮に伴うサプレッションプール水温上昇に伴いサプレッションチェンバ圧力が上昇する。RCIC タービンは機器保護の観点で排気圧力高トリップ回路を設けている。本設定値は 294kPa [gage] であるが、8 時間後のサプレッションプール圧力は約 55kPa [gage] であり、RCIC の運転継続は阻害されない。なお、RCIC 機能喪失まで実力運転の継続を試みる場合を想定し、設定圧力到達前までに、当該トリップ回路を解除する手順を整備している。

4. 1 に示す通り、RCIC 運転は復水貯蔵タンクを利用することから、サプレッションプール水温上昇の影響を受けることなく運転が可能である。

サプレッションプール水を利用する場合、8 時間後のサプレッションプール水温は約 90℃ となり、設計温度を超えることとなるが、この時の RCIC ポンプの有効 NPSH は約 m であり、RCIC ポンプの必要 NPSH m を上回っているため、キャビテーションは発生しない。また、RCIC タービンスラスト軸受についても、軸受の材質等により設定した潤滑油上限値 (℃) を満足する冷却水入口温度は約 ℃ 以下であるため、問題ない。また、ポンプ軸受については、使用温度の制限値である上限温度が ℃ であるため、ベアリング温度上昇を考慮しても問題はない。

5. 8 時間運転以降の RCIC 運転状態について

(1) バッテリー機能喪失時の RCIC 運転状態

RCIC バッテリー機能喪失時の状態毎の運転状態を表 4 に示す。また、RCIC の運転に必要な負荷リストを表 5 に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

全交流動力電源喪失 8 時間以降, 機器動作に必要な容量が得られなくなった場合, RCIC は機器動作が不能となる。この時点の RCIC 運転状態により, RCIC 系統はトリップするケースと一時的に運転継続するが設計運転状態から外れた運用の継続によりいずれトリップするケースに分かれると考えられる。従って, バッテリー機能喪失時においても RCIC がトリップしない可能性がある。

(2) 福島第一原子力発電所における RCIC の継続運転に対する知見

福島第一原子力発電所事故に関する報告書である「福島原子力事故における未確認・未説明事項の調査・検討結果～第 2 回進捗報告～」によると 3 号機の RCIC については約 20 時間程度運転を実施した実績がある。RCIC 関連操作について, 以下に時系列を示す。

【3 号機 RCIC 関連操作と観測事実】

平成 23 年 3 月 11 日 (金)

- 14:46 東北地方太平洋沖地震発生。第 3 非常態勢を自動発令
- 14:47 原子炉自動スクラム, 主タービン手動トリップ
- 14:48 非常用ディーゼル発電機自動起動
- 15:05 原子炉隔離時冷却系 (以下, 「RCIC」) 手動起動
- 15:25 RCIC 自動停止 (原子炉水位高)
- 15:27 津波第一波到達
- 15:35 津波第二波到達
- 15:38 全交流電源喪失
- 16:03 RCIC 手動起動

平成 23 年 3 月 12 日 (土)

- 11:36 RCIC 自動停止

上記時系列のとおり, 約 20 時間程度 RCIC を継続運転しているが, その際には以下の対応を実施している。

- ・バッテリー節約のため, 監視計器や制御盤, 計算機について, 監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き, 負荷の切り離しを実施
- ・監視計器については, A 系 B 系と二重化されていることから片系ずつ使用しバッテリー消費量の低減を図った
- ・中央制御室の非常灯や時計の切り離しや, 別室の蛍光灯を抜くなども実施

なお, 今回の申請において, 所内常設蓄電式直流電源設備を整備することにより, 中央制御室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで 8 時間, その

後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、必要な電力を供給することとしている。

また、福島第一原子力発電所 2 号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッションプールを水源として 2 日以上（平成 23 年 3 月 12 日 5 時から 14 日 9 時頃）運転していたと考えられており、平成 23 年 3 月 14 日 7 時に計測されたサプレッションプールの温度は 146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッションプールの温度が 100℃を超える温度にあった場合においても運転を継続できる可能性があると考えられる。

以上

表 3 RCIC 継続運転への影響評価

RCIC 継続運転を阻害する事象		評価
S/P 水温 上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CST であり、自動で S/P に水源が切り替わることはないため、S/P 水温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。事象発生後 8 時間の間に原子炉注水のために必要となる水量は約 400m ³ であり、水源が枯渇することはない。また、S/P からの吸い込みを仮定した場合、8 時間後の S/P 水温は約 90℃ となる。この時の RCIC ポンプの有効 NPSH は約 [] m であり、RCIC ポンプの必要 NPSH [] m を上回っているため、キャビテーションは発生しない。また、RCIC タービンスラスト軸受についても、潤滑油上限値 ([] °C) を満足する冷却水入口温度は約 [] °C 以下であるため、問題ない。また、ポンプ軸受については、上限温度が [] °C であるため、ベアリング温度上昇を考慮しても問題はない。
S/C 圧力 上昇	RCIC タービン保護のため、排気管の圧力 294kPa (gage) にて RCIC タービントリップのインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SB0 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から 8 時間後の S/C 圧力は約 55 kPa (gage) であり、294kPa (gage) を下回っている。従って、S/C 圧力上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。
RCIC 室 温上昇	RCIC の機器設計において想定している環境の最高温度は 66℃ である。SB0 では換気空調系が停止するため、RCIC 室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SB0 により換気空調系が停止した後の RCIC 室温を評価したところ、8 時間後で約 56℃ であり、66℃ を下回る結果となった。RCIC の機器設計において想定している最高温度を下回るため、RCIC 室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。
中央制御 室温上昇	環境条件として想定している中央制御室温の最高温度は 40℃ である。SB0 では換気空調系が停止するため、中央制御室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SB0 により換気空調系が停止した後の中央制御室温を評価した結果、電源盤の熱負荷を考慮した場合においても 8 時間後で約 38℃ であり、40℃ を下回る結果となった。従って、中央制御室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表4 バッテリー機能喪失時のRCIC運転状態

機能喪失時の状態	機能喪失後の状態
RCIC 運転中	炉圧が高い場合，蒸気加減弁が全開となるためオーバースピードトリップするが，炉圧が低い場合には，全開状態でもトリップしない可能性がある
RCIC 停止中	RCIC 系は停止のまま
RCIC 起動中	注入弁，タービン止め弁が全開の場合には(1)と同じとなるが，中間開度で停止した場合，トリップしない可能性がある
RCIC 強制トリップ後	トリップ状態を維持する

表5 RCIC運転に必要な負荷リスト

負荷名称	台数	容量 (kW)	備考
RCIC 真空ポンプ	1	3.7	連続運転 (8時間)
RCIC 復水ポンプ	1	3.7	連続運転 (8時間)
RCIC 注入弁	1	2.97	1分間
RCIC タービン止め弁	1	1.92	1分間
RCIC ポンプミニマムフロー弁	1	0.9	1分間
RCIC 冷却水ライン止め弁	1	0.45	1分間
計		13.64	

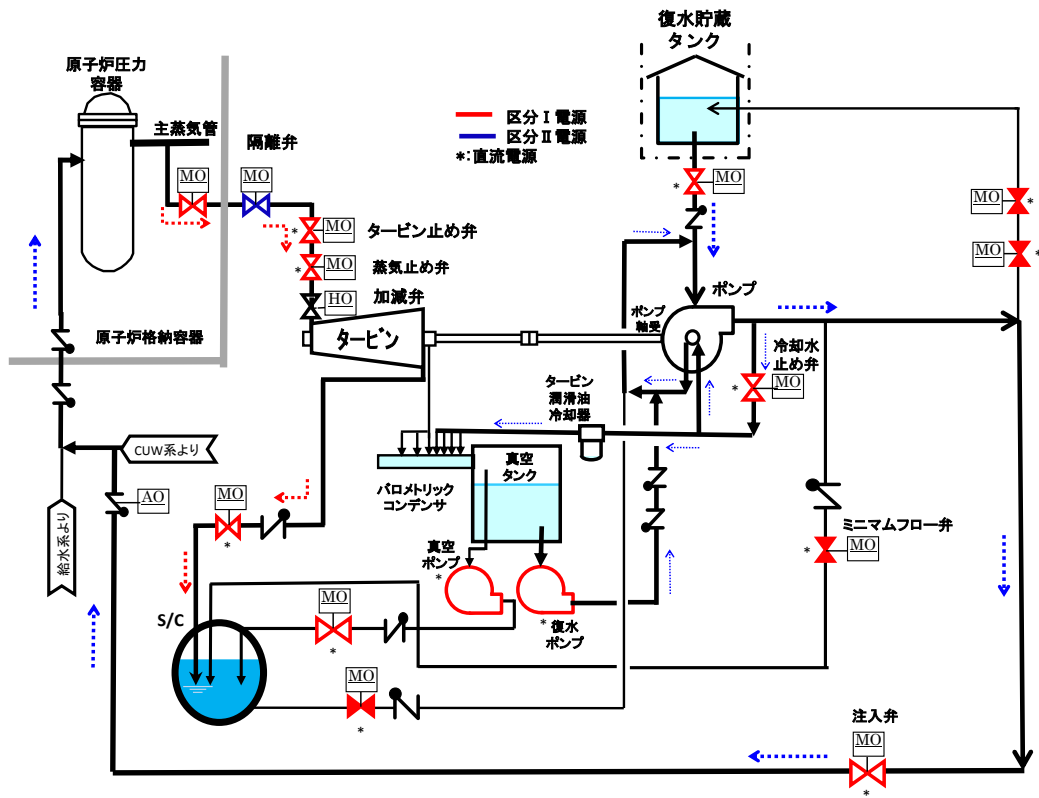


図1 RCIC 系統概要図



図2 RCIC 配置

枠囲みの内容は核物質防護に係わる情報のため、公開できません。

イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて

表1に起因事象別の炉心損傷頻度と主要シーケンスを、表2に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要シーケンスを示す。

起因事象別及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンスについて、図1及び図2にイベントツリーを示す。

なお、RiskSpectrum®PSAでは、各緩和機能の喪失に至るミニマルカットセット毎に炉心損傷頻度が算出され、それらの組み合わせを積算することで各事故シーケンスの定量計算を実施している。各カットセットを対象とした計算では、着目するヘディングより前のヘディングで発生している基事象を前提条件に当該ヘディングの分岐確率が設定され、計算結果に反映される。このため、事故シーケンスとしての炉心損傷頻度が直接算出可能である一方、共通的な基事象が各ヘディングの分岐確率に及ぼす影響を個別に確認することはできない。このため、図1及び図2に示すイベントツリーの分岐確率は、アウトプットからの逆算等により算出した値を記載している。

以上

表 1 起回事象別の炉心損傷頻度と主要シーケンス

起回事象		炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス (E T上のシーケンス番号)
非隔離事象		2.9E-05	非隔離事象+除熱失敗 (①)
隔離事象		4.7E-06	隔離事象+除熱失敗
全給水喪失		1.7E-06	全給水喪失+除熱失敗
水位低下事象		4.7E-06	水位低下事象+除熱失敗
RPS 誤動作等		9.5E-06	RPS 誤動作等+除熱失敗 (②)
外部電源喪失		8.2E-07	外部電源喪失+除熱失敗
S/R 弁誤開放		1.7E-07	S/R 弁誤開放+除熱失敗
小破断 LOCA		5.2E-08	小破断 LOCA+除熱失敗
中破断 LOCA		3.4E-08	中破断 LOCA+除熱失敗
大破断 LOCA		3.4E-09	大破断 LOCA+除熱失敗
原子炉補機 冷却系故障	区分Ⅰ	1.5E-08	原子炉補機冷却系 A 系故障 + 除熱失敗
	区分Ⅱ	9.5E-07	原子炉補機冷却系 B 系故障 + 除熱失敗
交流電源 故障	区分Ⅰ	4.2E-09	交流電源 C 系故障+除熱失敗
	区分Ⅱ	2.0E-07	交流電源 D 系故障+除熱失敗
直流電源 故障	区分Ⅰ	8.0E-09	直流電源 A 系故障+除熱失敗
	区分Ⅱ	3.7E-07	直流電源 B 系故障+除熱失敗
タービン・ サポート系故障		1.2E-07	タービン・サポート系故障 + 除熱失敗
通常停止		2.7E-06	通常停止+除熱失敗
ISLOCA		5.1E-09	ISLOCA

表 2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要なシーケンス

事故 シーケンス グループ	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス (E T 上のシーケンス番号)
TQUX	1.9E-07	非隔離事象＋高圧注水失敗＋減圧失敗 (③)
TQUV	2.9E-11	S/R 弁誤開放＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
TW	5.5E-05	非隔離事象＋除熱失敗 (①)
TB	6.1E-11	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗＋HPCS 失敗
TBU	1.3E-12	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗 ＋HPCS 失敗＋RCIC 失敗
TBP	9.3E-13	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗 ＋S/R 弁再閉失敗＋HPCS 失敗
TBD	4.5E-12	外部電源喪失＋直流電源確保失敗＋HPCS 失敗
AE	4.2E-14	大破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
S1E	3.3E-12	中破断 LOCA＋高圧注水失敗＋減圧失敗
S2E	5.5E-14	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋減圧失敗
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA
TC	3.9E-09	非隔離事象＋スクラム失敗

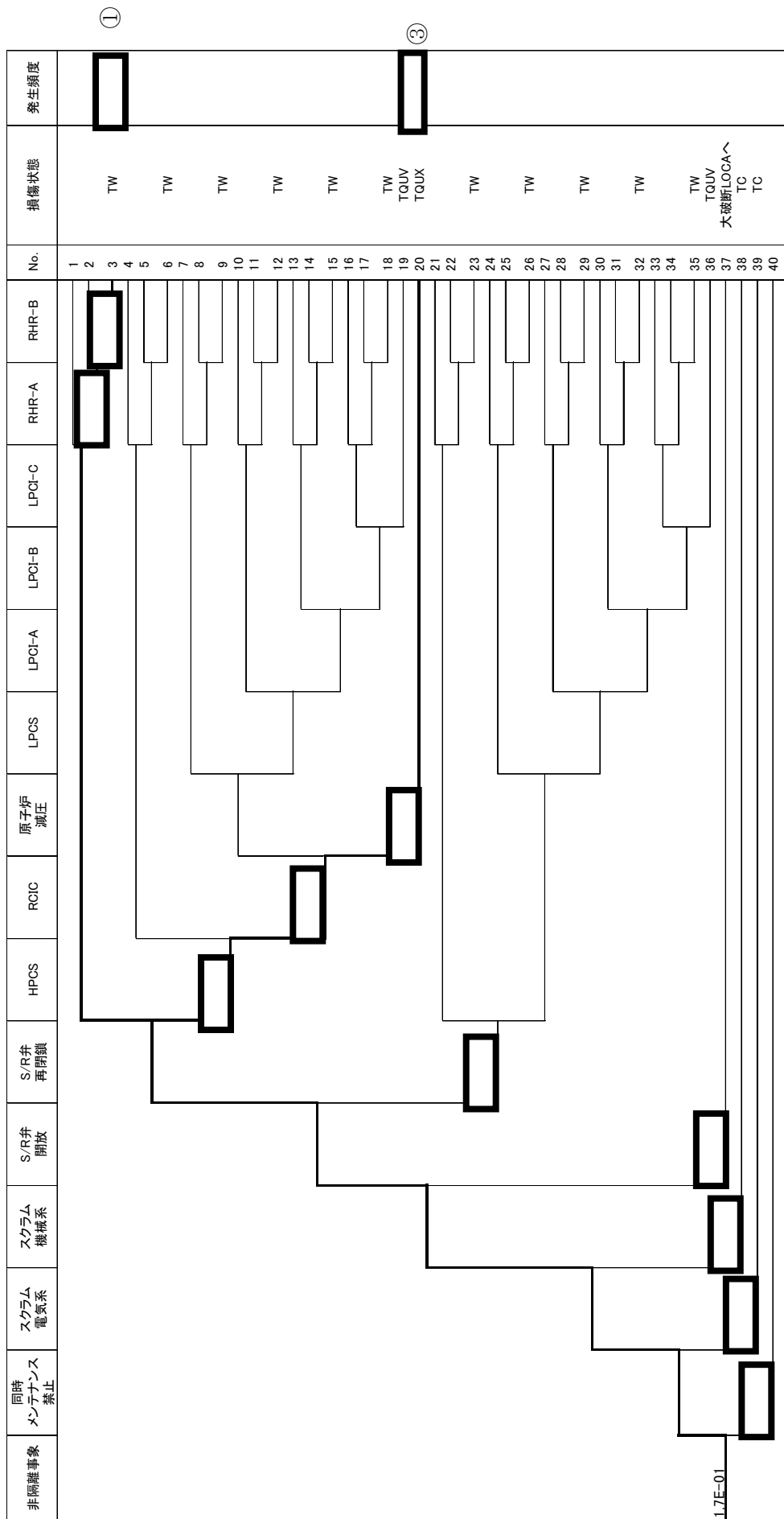


図1 非隔離事象に対するイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

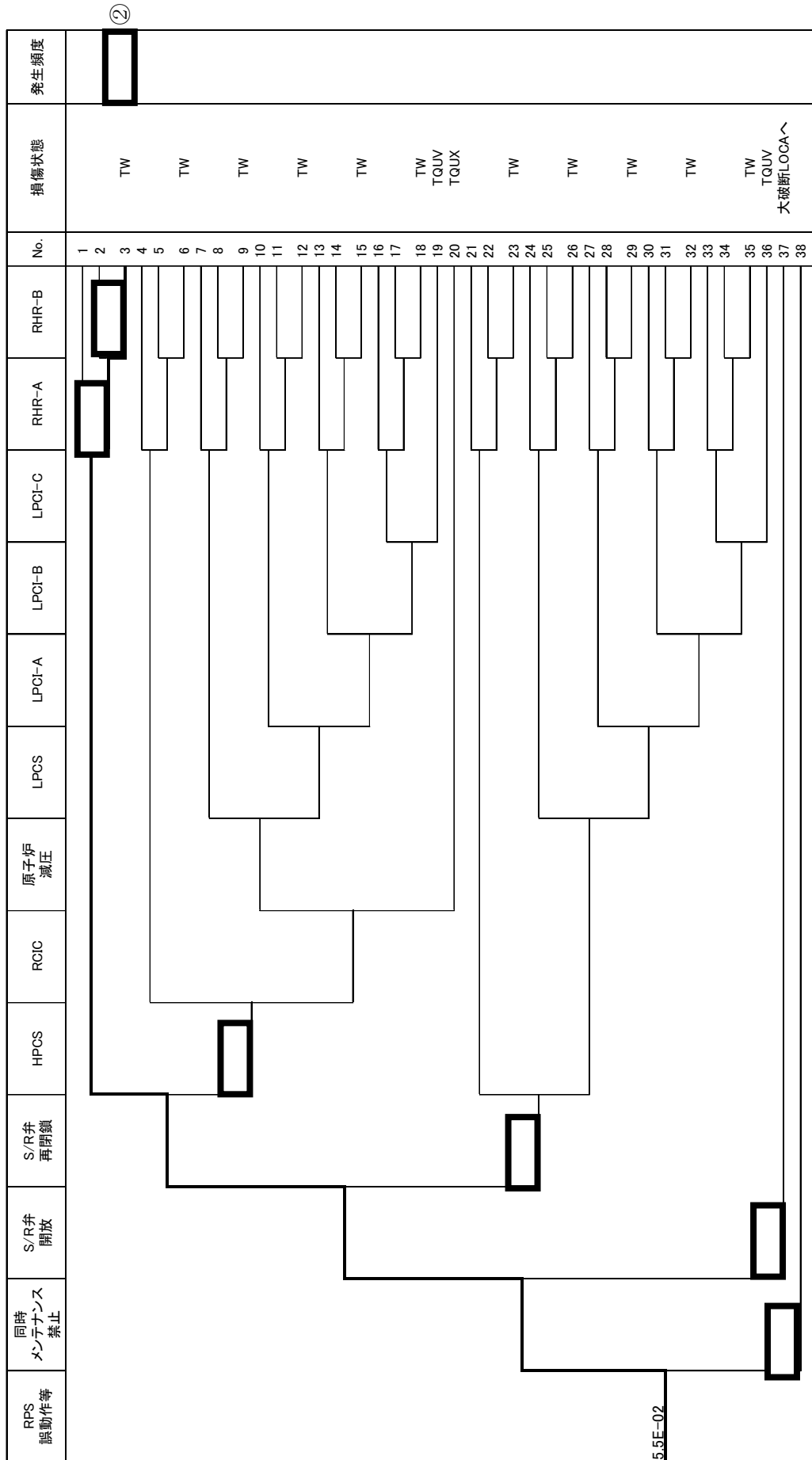


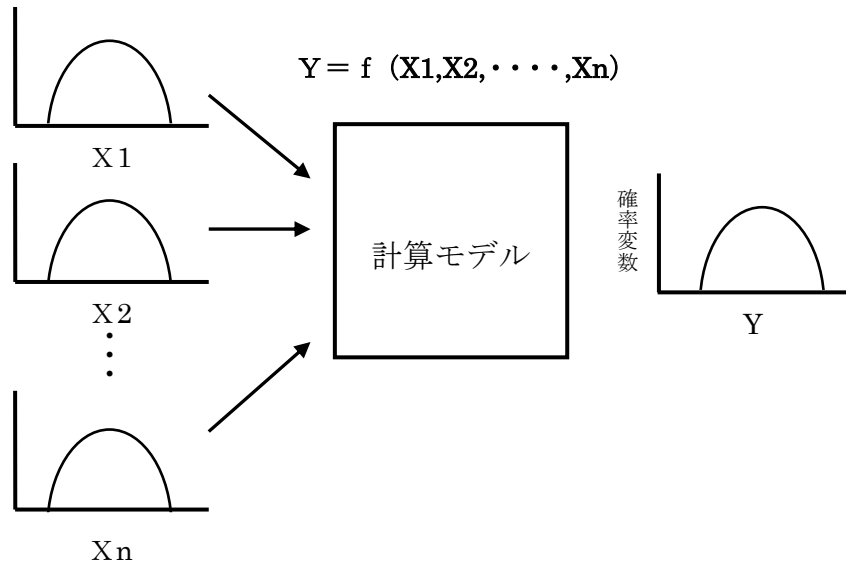
図2 RPS 誤動作等に対するイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

不確実さ解析における計算回数について

本評価では、モンテカルロ法の試行回数を [] として不確実さ解析を行っている。モンテカルロ法による不確実さ解析のイメージを図 1 に示す。

モンテカルロ法の試行回数の増加に伴う評価値の遷移により、評価結果の収束について確認を行った結果を図 2 に示す。これにより、試行回数 [] で各統計量は十分収束していると考えられる。



以上

図 1 不確実さ解析（イメージ図）



図 2 不確実さ解析結果の推移

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 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」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 4.1.1-1 図に示す。

4.1.1.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・システムの配置及び形状・設備容量

主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は、「3. レベル 1PRA」での記載と同様である。レベル 1.5PRA に関係する格納容器の特性を第 4.1.1.a-1 表に示す。

(2) 事故の緩和操作

事故時の対応として手順化されている以下の操作を期待している。

- ・外部電源復旧
- ・格納容器スプレイ（RHR）手動起動

(3) 燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は、水素発生、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）及び格納容器内の熱水力挙動、FP 移行挙動に影響する。燃料及びデブリの移動経路は第 4.1.1.a-1 図に示す通りであり、次表のように整理される。

挙動	R P V 破損時 放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	ペDESTAL	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による 噴出	ペDESTAL	ペDESTAL 開口部	ドライウエル

4.1.1.b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル 1PRA（出力運転時）で得られた炉心損傷に至るすべての事故シナリオについて、事象進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態（PDS）に分類し、プラント損傷状態の発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) プラント損傷状態の考え方、定義

プラント損傷状態は、熱水力挙動の類似性として、事象進展の相違から、格納容器破損時期、原子炉圧力、炉心損傷時期により分類する。さらに、利用可能な事故の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目するとともに、電源確保の状況により分類する。

a. 格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって、事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

b. 原子炉圧力

炉心損傷後、圧力容器が破損に至るまでに、圧力容器内が、高圧状態か低圧状態かで分類する。この原子炉圧力の違いによって、圧力容器破損時の格納容器雰囲気圧力の圧力上昇の程度、デブリの飛散の程度、デブリと格納容器バウンダリとの直接接触の可能性など、圧力容器破損後の事故進展が異なる。（別紙 4.1.1.b-1）

c. 炉心損傷時期

事故後に、炉心損傷が事故発生後早期か後期か（事象発生から8時間後を目安）で分類する。この時期の違いによって、原子炉圧力容器の破損時期、格納容器雰囲気圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し、格納容器破損の時期が影響を受ける。このため、事故の緩和操作の時間余裕が大きく異なる。（別紙 4.1.1.b-2）

d. 電源確保

利用可能な事故の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目して、電源が確保されている場合と、電源が喪失している場合で分類する。電源が喪失している場合、電源復旧により緩和設備が使用可能になることを考慮する。

BWR の PRA において用いる事故シーケンスの識別子を第 4.1.1.b-1 表に、レベル 1PRA で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスの特徴を第 4.1.1.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 1.5PRA で使用するプラント損傷状態は、レベル 1PRA で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを、第 4.1.1.b-1 図のとおり上述の考え方で分類し、格納容器イベントツリーの初期状態になるようにする。

このように、プラント損傷状態を分類した結果を第 4.1.1.b-3 表に示す。このうち、次の a. から c. の事故シーケンスについては、プラント損傷状態の分類方法を個別に検討する。

a. TC と ISLOCA

TC と ISLOCA は同じプラント損傷状態に分類されたが、TC は未臨界確保の失敗、ISLOCA は格納容器外での原子炉冷却材圧力バウンダリの破損によるもので、

異なるプラント損傷状態とする。また、これらは格納容器先行破損の事故シーケンスであるため、格納容器イベントツリーは作成しない。

b. TQUX と S2E

TQUX と S2E は同じプラント損傷状態に分類されたが、緩和手段と事象進展が相違することから、異なるプラント損傷状態として、各々個別の格納容器イベントツリーを作成する。

c. TQUV, AE と S1E

TQUV, AE と S1E は同じプラント損傷状態に分類されたが、事象進展が相違することから、異なるプラント損傷状態として、各々個別の格納容器イベントツリーを作成する。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

プラント損傷状態 (PDS) ごとの発生頻度を整理した結果を第 4. 1. 1. b-4 表に示す。レベル 1 PRA にて全体炉心損傷頻度への寄与が大きい以下の事故シーケンスグループに関連するプラント損傷状態の寄与が支配的となっている。

- ・崩壊熱除去機能喪失 (寄与：99.7%，PDS：TW)
- ・高圧注水・減圧機能喪失 (寄与：0.3%，PDS：TQUX)

4. 1. 1. c. 格納容器破損モード

格納容器破損に至る事故シーケンスに対して、格納容器の破損形態を分類するため、格納容器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。

第 4. 1. 1. c-1 図に BWR のシビアアクシデントで考えられている事故進展を示す。事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第 4. 1. 1. c-1 表に示す。また、これらの負荷を発生時期に着目して系統的に整理したものを第 4. 1. 1. c-2 表に整理する。事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象に加えて、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である。なお、評価から除外した破損モードについては、別紙 4. 1. 1. c-1 に示す。(別紙 4. 1. 1. c-1, 2)

① 過圧破損 (未臨界確保失敗)

原子炉停止失敗のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、格納容器が過圧破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態 TC に対応する。

② 過圧破損 (崩壊熱除去失敗)

崩壊熱除去失敗のシーケンスにおいて、炉心冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的にサブプレッションプールに放出され、格納容器の圧力

が徐々に上昇していく。このとき、格納容器から除熱ができなければ、水蒸気によって格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態 TW に対応する。

③ 過圧破損（長期冷却失敗）

炉心損傷後にデブリの冷却が達成される中で、損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によってサプレッションプール水温が上昇し、格納容器圧力が上昇する破損モードである。

④ 過温破損

格納容器内に高温デブリが存在する場合、格納容器雰囲気がゆっくりと加熱され、格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷する可能性がある。これら過温破損によって格納容器破損に至る破損モードである。

⑤ 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、デブリが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及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する可能性がある。このときの急激な加熱・加圧で格納容器破損に至る破損モードである。

⑥ 水蒸気爆発

溶融物がペDESTALの冷却水中に落下した場合、また、格納容器内に放出されたデブリに対して、格納容器スプレイ冷却系などによる注水を実施した場合に、水蒸気爆発が発生して格納容器破損に至る破損モードである。

⑦ コア・コンクリート反応継続

原子炉圧力容器破損後に、格納容器内に放出されたデブリが冷却できないと、コア・コンクリート相互作用（MCCI）によって、コンクリート侵食が継続し、ペDESTAL破損に伴い格納容器破損に至る破損モードである。

⑧ 水素燃焼

水-Zr 反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の爆発により格納容器破損に至る破損モードである。

⑨ 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペDESTALへ落下した溶融デブリが、ペDESTAL床からドライウェル床に拡がった場合、高温のデブリがドライウェル壁に接触し、ドライウェル壁の一部が溶融貫通する破損モードである。

⑩ 隔離失敗

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗している破損モードである。

⑪ 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 から炉心損傷に至った場合には、放射性物質が格納容器をバイパスして放出される破損モードであり、プラント損傷状態 ISLOCA に対応する。

さらに、格納容器の物理的破損事象を、炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と炉心損傷後の格納容器破損に分類して、整理した格納容器破損モードを第 4.1.1. c-3 表に示す。

4.1.1.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

プラント損傷状態ごとに、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。

なお、格納容器先行破損となるプラント損傷状態（TW 及び TC）及び格納容器バイパス事象であるプラント損傷状態（ISLOCA）については、炉心損傷時点で既に格納容器の閉じ込め機能が喪失しているため、格納容器イベントツリーは構築しない。

② 格納容器イベントツリー

(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現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作、ヘディング間の従属性

a. 重要な物理現象、対処設備の作動・不作動

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について各プラント損傷状態を考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事故進展を第 4.1.1. d-1 表に整理した。

b. 運転員操作

事故の影響緩和及び格納容器破損防止に係る運転員操作として、格納容器スプレイ（RHR）の手動起動を考慮した。

c. ヘディング間の従属性

a. 及び b. における検討からプラント損傷状態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することにより、格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第 4.1.1.d-2 表のとおり設定した。第 4.1.1.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調査しており、結果を第 4.1.1.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格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーについては別紙 4.1.1.d-1 に示す。

4.1.1.e. 事故進展解析

格納容器破損頻度を評価するにあたっての事故進展解析の目的は、以下の 2 点である。

- ・ 緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価
- ・ 物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷

このうち、後者の物理化学現象の発生と格納容器への負荷については、現象の不確定性などを考慮した分岐確率を評価しているため、ここでは緩和系の復旧操作等のための時間余裕を評価することを目的とする。したがって、緩和系が機能しない状態で物理化学現象が発生せずに、格納容器が過圧または過温破損に至る事故シーケンスを評価する。

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷、原子炉容器破損などの事象の発生時期、事象の緩和手段に係る運転員操作の余裕時間、シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析すると共に、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、各プラント損傷状態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

事故進展解析では、8つのベースシナリオ (TQUV, TQUX, 長期 TB, TW, TC, AE, S1E, S2E) を対象に、事故の緩和策を考慮しない場合について、準静的荷重 (過温・過圧) のみにより格納容器破損に至る事故シーケンス挙動を評価する。

さらに、「PCV 内除熱長期冷却」(RHR 起動) の時間余裕を評価するため、TQUX 及び TQUV において、低圧 ECCS 起動に成功し圧力容器内で事象収束 (RPV 健全) させた場合の格納容器圧力 1Pd (最高使用圧力) 到達時間を評価する。選定し

た事故シーケンスを第 4.1.1.e-1 表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成・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・特徴に依存した基本解析条件を第 4.1.1.e-2 表に示す。(別紙 4.1.1.e-1)

また、解析対象の各事故シーケンスの事故進展解析条件の事故状態及び設備作動状況に関する解析条件を第 4.1.1.e-3 表に示す。(別紙 4.1.1.e-2, 3)

なお、事故進展解析には、事故シーケンスに含まれる物理化学現象、機器・系統の動作を模擬することができる 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を第 4.1.1.e-1 図に示す。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 4.1.1.e-4 表に示す。

それぞれの事故シーケンスの解析結果から、後述する分岐確率の定量化において参考になる知見を以下に整理する。このうち、緩和操作に関する分岐確率の評価に必要な時間余裕の検討結果を第 4.1.1.e-5 表にまとめる。

(1) プラント損傷状態：TQUV

本事故シーケンスでは、過渡事象後、高圧 ECCS の注水に失敗し、自動減圧には成功するが、さらに低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。
- ・炉心支持板破損及び圧力容器破損をもとに検討した時間余裕の知見から、同じ早期低圧炉心損傷シーケンスである TBP の電源復旧の分岐確率を設定する。

(2) プラント損傷状態：TQUX

本事故シーケンスでは、過渡事象後、高圧 ECCS の注水に失敗し、さらに減圧にも失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、緩和系の作動にも失敗し、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定し、圧力容器破損直前のジルコニウム酸化割合及び格納容器内の状態量等の知見から、その分岐確率を評価する。
- ・ 圧力容器破損時のデブリ組成、崩壊熱、及び圧力容器破損後のコンクリート侵食挙動を参考に、ヘディング「PCV 注水時 MCCI 継続なし」の分岐確率を評価する。
- ・ 炉心支持板破損及び圧力容器破損時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、同じ早期高圧炉心損傷シーケンスである TBU における電源復旧の分岐確率を設定する。

(3) プラント損傷状態：長期 TB

本事故シーケンスでは、全交流電源喪失後、RCIC の起動に成功するが、バッテリーの枯渇により RCIC の注水が停止し、炉心損傷に至る。その後、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウェルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定し、圧力容器破損直前のジルコニウム酸化割合及び格納容器内の状態量等の知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐確率を評価する。

(4) プラント損傷状態：TW

本事故シーケンスでは、過渡事象後、原子炉スクラムには成功し、高圧 ECCS 及び RCIC による注水に成功するが、崩壊熱除去に失敗しているため、格納容器が先行過圧破損する。格納容器破損によって、S/P を水源とする ECCS が機能喪失することにより、炉心損傷から圧力容器破損に至る。

(5) プラント損傷状態：TC

本事故シーケンスでは、原子炉停止失敗後、ECCS による原子炉注水は成功するが、格納容器が先行過圧破損する。格納容器破損によって、S/P を水源とする ECCS が機能喪失することにより、炉心損傷から圧力容器破損に至る。

(6) プラント損傷状態：AE

本事故シーケンスでは、大破断 LOCA (再循環吸込み配管側の完全破断を想定) を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウ

ェルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定し、圧力容器破損時の溶融炉心落下挙動の知見から、その分岐確率を評価する。
- ・ 圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。

(7) プラント損傷状態：S1E

本事故シーケンスでは、中破断 LOCA（再循環吸込み配管側のスプリット破断を想定）を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定する。
- ・ 圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。

(8) プラント損傷状態：S2E

本事故シーケンスでは、小破断 LOCA（再循環吸込み配管側のスプリット破断を想定）を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定する。
- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定する。

(9) プラント損傷状態：TQUV (RPV 健全)

本事故シーケンスは、低圧炉心損傷シーケンス (TQUV) において、低圧 ECCS (LPCI 1 台) により、炉心及び炉心溶融物の冷却に成功するシーケンスである。低圧 ECCS 開始は、圧力容器内で事象収束させるため、炉心支持板破損直前の事故後 2 時間とする。炉心溶融物は圧力容器内で冷却されるが、除熱機能が喪失しているため、S/P 水温の上昇により格納容器圧力も徐々に上昇する。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・格納容器圧力 1Pd 到達時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、ヘディング「PCV 内除熱長期冷却」の分岐確率を設定する。

(10) プラント損傷状態：TQUX (RPV 健全)

本事故シーケンスは、高圧炉心損傷シーケンス (TQUX) において、原子炉減圧 (ADS 自動起動) 及び低圧 ECCS (LPCI 1 台) により、炉心及び炉心溶融物の冷却に成功するシーケンスである。原子炉減圧及び低圧 ECCS 開始は、圧力容器内で事象収束させるため、炉心支持板破損直前の事故後 2 時間である。炉心溶融物は圧力容器内で冷却されるが、除熱機能が喪失しているため、S/P 水温の上昇により格納容器圧力も徐々に上昇する。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・格納容器圧力 1Pd 到達時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、ヘディング「PCV 内除熱長期冷却」の分岐確率を設定する。

なお、事故進展解析の対象外としたプラント損傷状態の格納容器イベントツリー分岐確率については、TBD 及び TBU は早期高圧炉心損傷シーケンスとして TQUX, TBP は早期低圧炉心損傷シーケンスとして TQUV で代表させて設定する。

4.1.1.f 格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器破損頻度の定量化は RiskSpectrum®PSA を使用し、炉心損傷頻度、格納容器イベントツリーヘディングに対する分岐確率を入力条件として、プラント損傷状態毎の条件付き格納容器破損確率 (CCFP)、格納容器破損頻度 (CFF) を算出する。

各ヘディングの分岐確率については、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設定する。

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。ここでは、ヘディングの種類を、緩和操作及び物理化学現象の 2 つに分類し評価した。

(1) 物理化学現象に関する分岐確立の設定

シビアアクシデント現象のヘディングにおいて、不確かさが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確かさ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、ROAAM 手法等を用いて、分岐確率を設定した。物理化学現

象に関する分岐確率を第 4.1.1.f-1 表に示す。(別紙 4.1.1.f-1, 2, 3, 4)

なお、格納容器破損に至る物理化学現象のうち、水素燃焼については、運転時には格納容器内は不活性化されていることから発生確率をゼロとした。また、溶融物直接接触については、ペDESTAL内には堆積した溶融炉心はドライウェル床上には拡がらない格納容器構造となっているため、発生確率をゼロとした。

(2) 事故の緩和手段に関する分岐確率の設定

緩和操作に関するヘディングの分岐確率はフォールトツリー (FT) を作成して設定した。FT 作成にあたっては、運転員の操作性及び期待する機器の事故時の条件、事故進展解析の結果 (緩和操作までの時間余裕) 及びレベル 1PRA との従属性を考慮し、機器故障率はレベル 1PRA と同じ値を使用した。緩和操作に関する分岐確率を第 4.1.1.f-2 表に示す。(別紙 4.1.1.f-5)

③ 格納容器破損頻度の評価結果

プラント損傷状態別の炉心損傷頻度および格納容器破損頻度の評価結果を第 4.1.1.f-3 表及び第 4.1.1.f-1 図に、プラント損傷状態別の炉心損傷頻度の円グラフを第 4.1.1.f-2 図に、格納容器破損割合の円グラフを第 4.1.1.f-3 図に示す。全格納容器破損頻度 (CFF) は 5.5×10^{-5} / 炉年、条件付き格納容器破損確率 (CCFP) は 1.00 であった。

事故の影響緩和手段が喪失しているプラント損傷状態の CCFP は 1 であり、このようなプラント損傷状態が大部分を占めるため、全体の CCFP が高くなっている。

プラント損傷状態別炉心損傷頻度で全体の 99.7% を占める TW は、崩壊熱の除去に失敗しているため、格納容器が過圧により先行破損するもので、「過圧破損 (崩壊熱除去失敗)」の寄与が非常に高く、全格納容器破損頻度のほぼ 100% を占める結果である。

TQUV シーケンスでは、低圧 ECCS 及び PCV スプレイ系に期待できないことから CCFP は 1 である。これに対して、TQUX では、炉心損傷後においても以下の緩和手段に期待できることから CCFP が 0.01 であり、また、その発生確率が TW に次いで全炉心損傷頻度の 0.3 % であることにより、全体の CCFP の低減に寄与している。

全交流動力電源喪失シーケンスのうち、長期 TB では、バッテリー枯渇後に利用可能な緩和手段がないことから CCFP は 1 である。これに対して、TBU 及び TBP については、外部電源復旧及び以下の緩和手段に期待できることから CCFP は 0.51 である。なお、それらの発生確率が全炉心損傷頻度の 0.1% 未満と小さいため、全体の CCFP の低減への寄与は小さい。

期待できる緩和手段

シーケンス	RPV 減圧 (炉心損傷後)	RPV 注水 (低圧 ECCS)	PCV 注水 (低圧 ECCS)	PCV 内除熱 長期冷却
TQUX	○	○	○	○
TBU(電源復旧後)	○	○	○	○
TBP(電源復旧後)	(不要)	○	○	○

格納容器破損モード別の格納容器破損割合を第 4.1.1.f-4 表及び第 4.1.1.f-4 図に示す。全格納容器破損頻度のうち、「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」の寄与がほぼ 100%であり、その他の破損モードが 0.1%未満であった。

なお、格納容器破損頻度に支配的な因子は、全格納容器破損頻度に対して格納容器過圧破損が先行する TW の「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」がほぼ 100%を占めることから、レベル 1PRA の重要度評価より RHR 手動操作失敗であり、崩壊熱除去機能に係る強化対策によって格納容器破損を防止することができる。

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

① 不確かさ解析

プラント損傷状態毎の炉心損傷頻度及び格納容器イベントツリーの分岐確率の不確かさに着目した不確かさ解析を実施した評価結果を第 4.1.1.g-1 表及び第 4.1.1.g-1 図に示す。全格納容器破損頻度の平均値は点推定値と同等で 5.6×10^{-5} / 炉年、エラーファクターは 4.4 と評価され、95%上限値と 5%下限値の間には約 20 倍の不確かさがあるという結果になった。また、破損モード別の不確かさについても確認した結果、点推定値と不確かさ解析結果の傾向に大きな差はなく、今回の PRA の目的である格納容器破損モードの選定に際して重要となるプラント個別の格納容器破損頻度の相対的な割合に不確かさが大きな影響を与えないことを確認した。

各プラント損傷状態、破損モード別の不確かさについても評価結果を確認した結果、点推定値と不確かさ解析結果の傾向に大きな差はなく、今回の PRA の目的である格納容器破損モードの選定に際して重要となるプラント個別の格納容器破損頻度の相対的な割合に不確かさが大きな影響を与えないことを確認した。

② 感度解析

格納容器破損頻度の外部電源復旧に関する感度解析を実施した評価結果を第 4.1.1.g-2 表及び第 4.1.1.g-2 図に示す。評価の結果、コア・コンクリート反応継続については、外部電源復旧を考慮しないことにより、全交流動力電源喪失シーケンスにおける炉心損傷頻度が増加することに加え、デブリ及び格納容器の冷却手段確保の可能性が減少することから、格納容器破損頻度が増加した。格納容器破損モ

モード別格納容器破損割合, 格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無い。

第 4. 1. 1. a-1 表 格納容器の主要仕様

項 目		仕様等
型 式		圧力抑制形 (マーク I 改良型)
容 積	ドライウエル空気体積 (ベント系含む)	
	サブプレッションチェンバ体積	
最高使用圧力	ドライウエル	427kPa[gage]
	サブプレッションチェンバ	427kPa[gage]
最高使用温度	ドライウエル	171℃
	サブプレッションチェンバ	104℃
限界圧力		854kPa[gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200℃

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4. 1. 1. b-1 表 事故シーケンスの識別子

識別子	内 容
A	大破断 LOCA
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉保護系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	非常用炉心冷却系による注水の故障状態
P	主蒸気逃がし安全弁の再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S1	中破断 LOCA
S2	小破断 LOCA
T	過渡事象
U	高压注水系による注水の故障状態
V	低压非常用炉心冷却系による注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 4. 1. 1. b-2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス

事故シーケンス	特 徴
TQUV	高圧・低圧の ECCS 系の故障が生じているシーケンスである。このシーケンスにおいては、原子炉は低圧状態であり、早期に炉心損傷する。
TQUX	高圧 ECCS の故障と減圧失敗が生じているシーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は高圧状態であり、炉心損傷は早期である。
長期 TB	全交流電源喪失シーケンスのうち、RCIC 作動後、DC 電源の枯渇により炉心損傷に至るシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期である。
TBD	全交流電源喪失シーケンスのうち、全交流電源の喪失後、直流電源系の喪失により、原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は早期である。
TBU	全交流電源喪失シーケンスのうち、直流電源系は利用可能であるが、RCIC 等の故障により、原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は早期である。
TBP	全交流電源喪失シーケンスのうち、直流電源系は利用可能であるが、逃がし安全弁の開放により原子炉が減圧し、RCIC による原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は低圧であり、炉心損傷は早期である。
TW	炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが、崩壊熱の除去に失敗しているため、崩壊熱は格納容器内に蒸気として放出されることから、格納容器が過圧により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期である。
TC	炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが、制御棒が挿入されないため大量の蒸気が格納容器内に放出されることから、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は早期である。
AE	大破断 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は大規模であるため、低圧 ECCS 作動には原子炉減圧は不要であり、TQUV シーケンスと同様に、原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
S1E	中破断 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は中規模で、低圧 ECCS 作動には原子炉減圧が必要であるが、炉心損傷時点では、AE シーケンスと同様、原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
S2E	小破断 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は、RCIC で炉水維持が可能な小規模破断である。TQUX シーケンスと同様、原子炉は高圧状態で、炉心損傷は早期である。
ISLOCA	高圧部分と低圧部分を接続する系統で、隔離弁の故障等により低圧部分が過圧により破損するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリとのインターフェイスとなる配管が破損することにより、格納容器外へ原子炉冷却材が流出するシーケンスである。

第 4. 1. 1. b-3 表 プラント損傷状態の分類結果

PDS	PCV 破損時期	RPV 圧力	炉心損傷時期	プラント損傷 時点での電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	DC/AC 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	DC 電源有 AC 電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
AE	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
S1E	炉心損傷後	低圧	早期	DC/AC 電源有
S2E	炉心損傷後	高圧	早期	DC/AC 電源有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

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

第 4. 1. 1. b-4 表 プラント損傷状態の発生頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	割合
TQUV	2. 9E-11	<0. 1%
TQUX	1. 9E-07	0. 3%
長期TB	6. 1E-11	<0. 1%
TBD	4. 5E-12	<0. 1%
TBU	1. 3E-12	<0. 1%
TBP	9. 3E-13	<0. 1%
TW	5. 5E-05	99. 7%
TC	3. 9E-09	<0. 1%
AE	4. 2E-14	<0. 1%
S1E	3. 3E-12	<0. 1%
S2E	5. 5E-14	<0. 1%
ISLOCA	2. 4E-09	<0. 1%
合計	5. 5E-05	100%

第 4. 1. 1. c-1 表 格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	隔離失敗	PCV 隔離に失敗する
	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 後の炉 心損傷による格納容器バイパス
格納容器の 物理的破損	過圧破損（未臨界確保失敗）	未臨界確保失敗時の水蒸気発生に伴う PCV の過圧先行破損
	過圧破損（崩壊熱除去失敗）	崩壊熱除去失敗時の水蒸気蓄積に伴う PCV 過圧先行破損
	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発による PCV 破損
	格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によって PCV が破損
	溶融物直接接触	シェルアタックにより PCV 破損
	過温破損	PCV 貫通部が加熱されフランジシール 部等が熱的に損傷して PCV が破損
	過圧破損（長期冷却失敗）	損傷炉心冷却時の水蒸気発生に伴う PCV 過圧破損
	コア・コンクリート反応継続	コア・コンクリート反応に伴う RPV 支 持機能喪失による PCV 破損
水素燃焼	水素燃焼による PCV 過圧破損	

第 4.1.1.c-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	RPV 破損前	RPV 破損直後	事故後期
AE	—	隔離失敗	水蒸気爆発	過圧破損（長期冷却失敗） 過温破損 コア・コンクリート反応継続 水素燃焼
S1E			溶融物直接接触	
S2E			格納容器雰囲気直接加熱 水蒸気爆発 溶融物直接接触	
TQUV TQUX TB			格納容器雰囲気直接加熱 溶融物直接接触	
TW TC	過圧破損（崩壊熱除去失敗） 過圧破損（未臨界確保失敗）	—	—	—
ISLOCA	ISLOCA による原子炉建屋への 冷却材流出継続	—	—	—

第 4. 1. 1. c-3 表 格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		格納容器破損モード	破損モードの説明
健全性維持		RPV 内事故収束	損傷炉心は RPV 内で冷却され、RHR による崩壊熱除去に成功するモード。
		PCV 内事故収束	RPV 破損に至るが、損傷炉心は PCV 内で冷却され、RHR による崩壊熱除去に成功するモード。
バイパス		インターフェイスシステム LOCA	格納容器をバイパスして炉内インベントリが外部に放出されるモード。
PCV 隔離失敗		隔離失敗	事故後に PCV の隔離に失敗するモード。
物理的破損	PCV 先行破損	過圧破損 (未臨界確保失敗)	原子炉の停止に失敗したため、大量に発生し続ける水蒸気によって格納容器が過圧され、格納容器先行破損に至るモード。事故後早期に PCV 破損が生じる。
		過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	炉心への注水には成功するものの崩壊熱の除去に失敗、水蒸気蓄積によって過圧され格納容器先行破損に至るモード。事故後後期に PCV 破損が生じる。
	炉心損傷後の PCV 破損	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発によって PCV が破損するモード。
		格納容器 雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によって PCV が破損するモード。
		溶融物直接接触	シェルアタックにより PCV 破損するモード。
		過温破損	D/W 貫通部あるいはフランジ部の過温によって PCV 破損するモード。
		過圧破損 (長期冷却失敗)	損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によりサプレッションプール水温が上昇し、PCV 圧力が上昇して破損するモード。
		コア・コンクリート 反応継続	コア・コンクリート反応によって圧力容器支持機能が喪失し、PCV 破損するモード。
水素燃焼	水素燃焼によって PCV 破損するモード。		

(注) 格納容器破損モードには格納容器が破損に至る場合に加え、分類上、格納容器の健全性が維持される場合、バイパスする場合及び PCV 隔離失敗する場合を含めた。

第 4. 1. 1. d-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
水蒸気（崩壊熱）による過圧	S/P 水温の上昇抑制に失敗	発生する蒸気によって PCV 圧力がゆっくりと上昇, PCV の過圧破損に至る。
未臨界確保失敗時の過圧	原子炉停止に失敗	発生する蒸気によって PCV 圧力が急速に上昇, PCV の過圧破損に至る。
PCV 過温	落下デブリへの注水に失敗	PCV 貫通部が加熱されフランジシール部等が熱的に損傷して格納容器破損に至る。
格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	RPV が高圧の状態での破損	雰囲気ガスが直接加熱加圧されることにより格納容器破損に至る。
水蒸気爆発（FCI）	水中へのデブリの落下またはデブリへの注水（LOCA 時においては P/D に蓄水されている可能性があることから関連操作に関係なく発生する可能性がある）	デブリの持つ熱エネルギーが瞬時に機械的エネルギーに変換されることにより格納容器破損に至る。
コア・コンクリート反応（MCCI）継続	デブリへの注水に失敗または注水に成功するがデブリ冷却に失敗	P/D におけるコンクリート侵食が継続することにより圧力容器支持機能が喪失, 格納容器破損に至る。
シェルアタック	溶融炉心が P/D から D/W 床へ拡がる格納容器形状	溶融炉心が D/W シェルを溶融貫通して格納容器破損に至る。
水素燃焼	水素及び酸素濃度が可燃限界に到達	可燃限界に達した場合, 水素の燃焼によって PCV 破損に至ることがある。

第 4. 1. 1. d-2 表 ヘディングの選定および定義

状態	ヘディング	定義
RPV 破損前	PCV 隔離	事故後の PCV 隔離が正常に実施されない場合、失敗とする。
	RPV 破損前 AC 復旧	RPV 破損前、外部電源復旧できない場合、失敗とする。
	RPV 減圧	炉心損傷後、DC 電源復旧後の D/W 圧力高による自動減圧ができない場合、失敗とする。
	RPV 注水(低圧 ECCS)	低圧 ECCS による RPV 注水ができない場合、失敗とする。PCV 内の温度・圧力は上昇しているため、起動信号として水位低に加えて D/W 圧力高にも期待できる。
RPV 破損後	RPV 破損なし	上記ヘディング「RPV 注水(低圧 ECCS)」に失敗すれば RPV 破損とする。
	P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし	P/D 内に水プールが存在し、落下溶融炉心との FCI により水蒸気爆発が発生、格納容器が破損すれば失敗とする。
	減圧失敗時 DCH なし	RPV 高圧破損時に、溶融デブリが微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達や金属成分の酸化・発熱反応が生じて、PCV が破損すれば失敗とする。
	シエルアタックなし	P/D 内に堆積した溶融炉心が D/W 床へ流出することにより格納容器が破損すれば失敗とする。
	RPV 破損後 AC 復旧	RPV 破損後、AC 電源復旧できなかった場合、失敗とする。
	PCV 注水(低圧 ECCS)	RHR(格納容器スプレー冷却モード)(熱交換器による冷却なし)を起動できない場合、失敗とする。
	PCV 注水時水蒸気爆発なし	PCV スプレーにより、P/D 内に水プールが存在し、落下溶融炉心との FCI により水蒸気爆発が発生、格納容器が破損すれば失敗とする。
事故後期	PCV 注水時 MCCI 継続なし	PCV 内の炉心デブリ冷却に失敗し、コンクリート侵食が継続、P/D 破損に伴い PCV が破損すれば失敗とする。
	PCV 過温破損なし	破損前の RPV、あるいは RPV 破損後の溶融デブリからの輻射熱や対流熱伝達により、PCV 貫通部あるいはフランジシール部が加熱されて損傷すれば失敗とする。本評価においては、上記ヘディング「PCV 注水時 MCCI 継続なし」に成功した場合、過温破損とする。
	PCV 内除熱長期冷却	S/P 冷却モードおよび PCV スプレー冷却モード(熱交換器による冷却あり)が起動できない場合、失敗とする。
	水素燃焼なし	水-Zr 反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の燃焼により PCV 破損すれば失敗とする。

第 4.1.1.d-3 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を受ける側)	ヘディング (影響を与える側)	RPV破損前 AC復旧 (DC電源 がある場 合のみ)	RPV漏圧	RPV注水 (低圧 ECCS)	RPV破損 なし	P/D内水中 落下時水 蒸気発生 時DCHなし	減圧失敗 時DCHなし	シユルプ タンク直 接接触な し	RPV破損後 AC復旧 (DC電源 がある場 合のみ)	PCV注水 (低圧 ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆 発なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV過温破 損なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	備考
RPV 破損前	PCV隔離															従属性なし
	RPV破損前AC復旧 (DC電源がある場合のみ)															従属性なし
	RPV減圧															従属性なし
	RPV注水 (低圧ECCS)	◎ ※1-1														◎ ※1-1 RPV破損前AC電源復旧に ◎ ※1-2 RPV減圧に ◎ ※1-2 RPV減圧に
	RPV破損なし			◎ ※2-1												◎ ※2-1 RPV注水に ◎ ※2-2 RPV減圧後のRPV注水を介して ◎ ※2-2 RPV減圧後のRPV注水を介して
	P/D内水中落下時水蒸気発生なし				◎ ※3											◎ ※3 RPV破損に
	減圧失敗時DCHなし			◎ ※4-1												◎ ※4-1 RPV減圧に ◎ ※4-2 RPV破損に
	シユルプタンク直接接触なし				◎ ※5											◎ ※5 RPV破損に
	RPV破損後AC復旧 (DC電源がある場合のみ)	◎ ※6														◎ ※6 RPV破損前AC電源復旧に
	PCV注水 (低圧ECCS)	◎ ※7-1		○ ※7-4	◎ ※7-2	○ ※7-5			◎ ※7-3							◎ ※7-1 RPV破損後のAC電源復旧に ◎ ※7-2 RPV破損後のAC電源復旧に ◎ ※7-3 RPV破損後のRPV注水を介して ◎ ※7-4 RPV減圧後のRPV注水を介して ◎ ※7-5 RPV破損後のRPV注水を介して
事故 後期	PCV注水時水蒸気発生なし				○ ※8-2					◎ ※8-1						◎ ※8-1 PCV注水に ◎ ※8-2 RPV破損後のPCV注水を介して
	PCV注水時MCCI継続なし				○ ※9-2					◎ ※9-1						◎ ※9-1 PCV注水に ◎ ※9-2 RPV破損後のPCV注水を介して
	PCV過温破損なし											◎ ※10				◎ ※10 PCV注水時MCCI継続に
	PCV内除熱長期冷却	◎ ※11-1		○ ※11-4					◎ ※11-2	◎ ※11-3						◎ ※11-1 RPV破損前AC電源復旧に ◎ ※11-2 RPV破損後のAC電源復旧に ◎ ※11-3 PCV注水に ◎ ※11-4 RPV注水後のRPV注水を介して
	水素燃焼なし															◎ ※12 PCV内除熱長期冷却に

(注) ◎：直接的な従属関係があるもの、○：他のヘディングを介して間接的な従属関係があるもの

第 4. 1. 1. e-1 表 事故進展解析の対象とした事故シーケンス

プラント 損傷状態	事故シーケンス条件
TQUV	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低 (L1) で ADS 手動起動による原子炉減圧→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損 (注) 短期 SBO のうち低圧炉心損傷シーケンス (TBP) の事象進展も代表させる。
TQUX	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損 (注) 短期 SBO のうち高圧炉心損傷シーケンス (TBD や TBU) の事象進展も代表させる。
長期 TB	全交流電源喪失→RCIC 作動→事故後 8 h で DC バッテリ枯渇・RCIC 機能喪失→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損
TW	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象, RHR 系による崩壊熱除去機能喪失→高圧注水系 (HPCS, RCIC) 作動→S/P 水位高で CST から S/P への水源切替 (HPCS) →タービン排気圧高で RCIC 停止→格納容器過圧破損, HPCS 停止→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧)
TC	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象, 反応度停止失敗→RPV 過圧により 1 次系破断発生→ECCS (HPCS, LPCS, LPCI) 作動→S/P 水位高で CST から S/P への水源切替 (HPCS) →格納容器過圧破損, ECCS 停止→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧)
AE	再循環吸込み側配管の完全破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損
S1E	再循環吸込み側配管のスプリット破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損
S2E	再循環吸込み側配管のスプリット破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損
TQUV (RPV 健全)	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低 (L1) で ADS 手動起動による原子炉減圧→炉心支持板破損直前(注)に低圧注水系 (LPCI1 台) 起動成功
TQUX (RPV 健全)	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心支持板破損直前(注)に ADS 自動起動+低圧注水系 (LPCI1 台) 起動成功

(注) 低圧 ECCS 起動の時期として炉心支持板破損直前の事故後 2h とした。

第 4. 1. 1. e-2 表 基本解析条件

項目	条件（初期値）	備考
原子炉熱出力	2, 436MWt	定格値
原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	7. 03MPa[abs]	設計値
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	設計値
原子炉水位	通常運転水位	設計値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	設計値等に基づく現実的な 値（平衡炉心 EOC 燃焼度× 1. 1）
ドライウエル空气体積 (ベント系含む)		設計仕様値
サプレッションチェンバ体積		設計仕様値
S/P 水位	3. 55m	通常運転水位
格納容器内圧力	5kPa[gage]	通常運転中の代表値
格納容器内温度	D/W : 57℃	D/W 冷却系の設計仕様値
	S/C : 32℃	通常運転中の上限値
限界圧力	(過圧破損条件) 854kPa[gage]	格納容器健全性が保てる範 囲として設定
限界温度	(過温破損条件) 200℃	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4.1.1.e-3 表 各事故シーケンスの事故進展解析条件

PDS	起回事象	原子炉停止系	原子炉隔離時 冷却系	自動減圧系	高圧炉心 スプレイ系	低圧炉心 スプレイ系	低圧注水系
TQUV	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	×
TQUX	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	×	×	×	×
長期 TB	全交流電源喪失	○	○	×	×	×	×
TW	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	○	×	○	×	×
TC	過渡事象 (MSIV 全閉)	×	×	×	○	○	○
AE	再循環ライン 完全両端破断	○	×	×	×	×	×
S1E	再循環ライン 中破断	○	×	×	×	×	×
S2E	再循環ライン 小破断	○	×	×	×	×	×
TQUV (RPV 健全)	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	○
TQUX (RPV 健全)	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	○

○：作動， ×：不作用

第 4.1.1.e-4 表 事故進展解析結果 (主要事象発生時刻)

主要事象	TQUV	TQUX	長期TB	TW	TC	AE	S1E	S2E	TQUV (RPV健全)	TQUX (RPV健全)
炉心溶融開始										
炉心支持板破損										
原子炉圧力容器破損										
格納容器最高使用圧力 (1Pd) 到達										
格納容器最高使用圧力の2倍 (2Pd) 到達 ^(注1)										
ドラライウエルシエル温度200°C到達 ^(注2)										

注 1：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。

注 2：ドラライウエルシエル温度 200°C到達時間を格納容器過温破損時間とする。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4. 1. 1. e-5 表 緩和操作に対する時間余裕の検討結果

緩和操作	ヘディング		タイミング	適用シーケンス	事故進展解析との関連 (注)	時間余裕
	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)				
炉心冷却			事象発生から			
格納容器除熱		PCV内除熱長期冷却	低圧ECCS自動起 動から			
		RPV破損前AC復旧	事故発生から			
電源確保		RPV破損後AC復旧	事故発生から			

(注) 高圧および低圧シーケンスの代表として TQX および TQIV を選定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4.1.1.f-1 表 物理化学現象に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定

現象	内容	発生条件	失敗確率
水蒸気爆発 (FCI)	溶融炉心が原子炉压力容器破損口から放出された際に、高温の溶融炉心が原子炉容器下部の格納容器内にたまっていった冷却材中に落下することにより、あるいは、高温の溶融炉心が落下・堆積した上に注水されることにより、激しい水蒸気生成あるいは水蒸気爆発が生じる現象である。	水中へのデブリ落下時 デブリへの注水時	
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	压力容器が高圧状態で破損に至った場合に、压力容器破損口からペDESTアルに噴出した炉心溶融物が、高速のガス流により巻き上げられ、微粒子化して格納容器空間に移行する現象であり、溶融物の保有熱や溶融物の金属成分と水蒸気との金属-水反応による発熱により、格納容器雰囲気 が直接加熱されることによって急激な圧力上昇が生じる。	RPV高圧破損時	
デブリ冷却	溶融炉心（デブリ）が十分に冷却されないと、高温の溶融炉心からの熱の移行により、床や側壁のコンクリートが熱せられて熱分解しさらには溶融侵食される。コンクリート侵食が継続すると、ペDESTアルの支持機能が喪失し、格納容器破損となる。	デブリへの注水時	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4.1.1.f-2 表 緩和操作に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定

ヘディング	失敗確率	適用シーケンス	評価方法
RPV減圧			
RPV注水			
PCV注水 (D/W)			
PCV内除熱長期冷却			
RPV破損前AC復旧			
RPV破損後AC復旧			
PCV隔離			

※ RiskSpectrum®PSA では分岐確率が直接出力されないため、レベル 1PRA との従属性（各緩和手段の使用可否等）を考慮していない値を示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 4.1.1.1.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

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	割合	条件付き格 納容器破損 確率 (一)	格納容器 破損頻度 (/炉年)	割合
TQV	2.9E-11	<0.1%	1.00	2.9E-11	<0.1%
TQX	1.9E-07	0.3%	0.01	2.2E-09	<0.1%
長期TB	6.1E-11	<0.1%	1.00	6.1E-11	<0.1%
TBD	4.5E-12	<0.1%	1.00	4.5E-12	<0.1%
TBU	1.3E-12	<0.1%	0.51	6.9E-13	<0.1%
TBP	9.3E-13	<0.1%	0.51	4.7E-13	<0.1%
TW	5.5E-05	99.7%	1.00	5.5E-05	100%
TC	3.9E-09	<0.1%	1.00	3.9E-09	<0.1%
AE	4.2E-14	<0.1%	1.00	4.2E-14	<0.1%
S1E	3.3E-12	<0.1%	1.00	3.3E-12	<0.1%
S2E	5.5E-14	<0.1%	1.00	5.5E-14	<0.1%
ISLOCA	2.4E-09	<0.1%	1.00	2.4E-09	<0.1%
合計	5.5E-05	100%	1.00	5.5E-05	100%

第 4. 1. 1. f-4 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器 破損頻度 (／炉年)	割合
過温破損	9. 4E-13	<0. 1%
過圧破損(長期冷却失敗)	1. 3E-09	<0. 1%
過圧破損(崩壊熱除去失敗)	5. 5E-05	100%
過圧破損(未臨界確保失敗)	3. 9E-09	<0. 1%
格納容器雰囲気直接加熱	0. 0E+00	0%
水蒸気爆発	5. 0E-15	<0. 1%
コア・コンクリート反応継続	1. 1E-10	<0. 1%
水素燃焼	0. 0E+00	0%
溶融物直接接触	0. 0E+00	0%
インターフェイスシステムLOCA	2. 4E-09	<0. 1%
隔離失敗	9. 4E-10	<0. 1%
合計	5. 5E-05	100%

第 4.1.1.g-1 表 格納容器破損頻度不確実さ解析

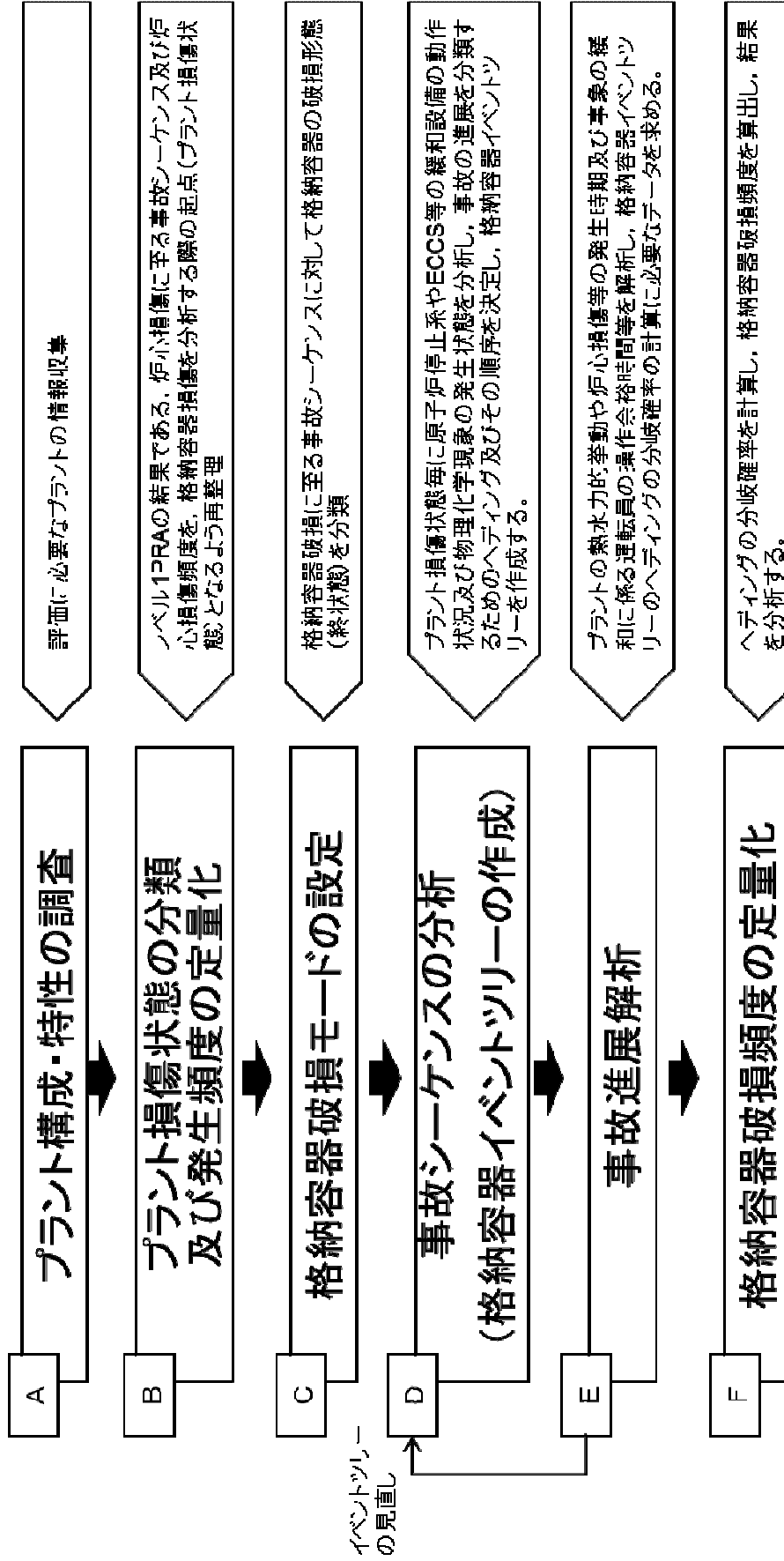
	全格納容器破損頻度 (CFF) (/ 炉年)
不確実さ 解析	点推定解析
	平均値
	5 %確率値
	中央値
	95 %確率値
EF	4.4

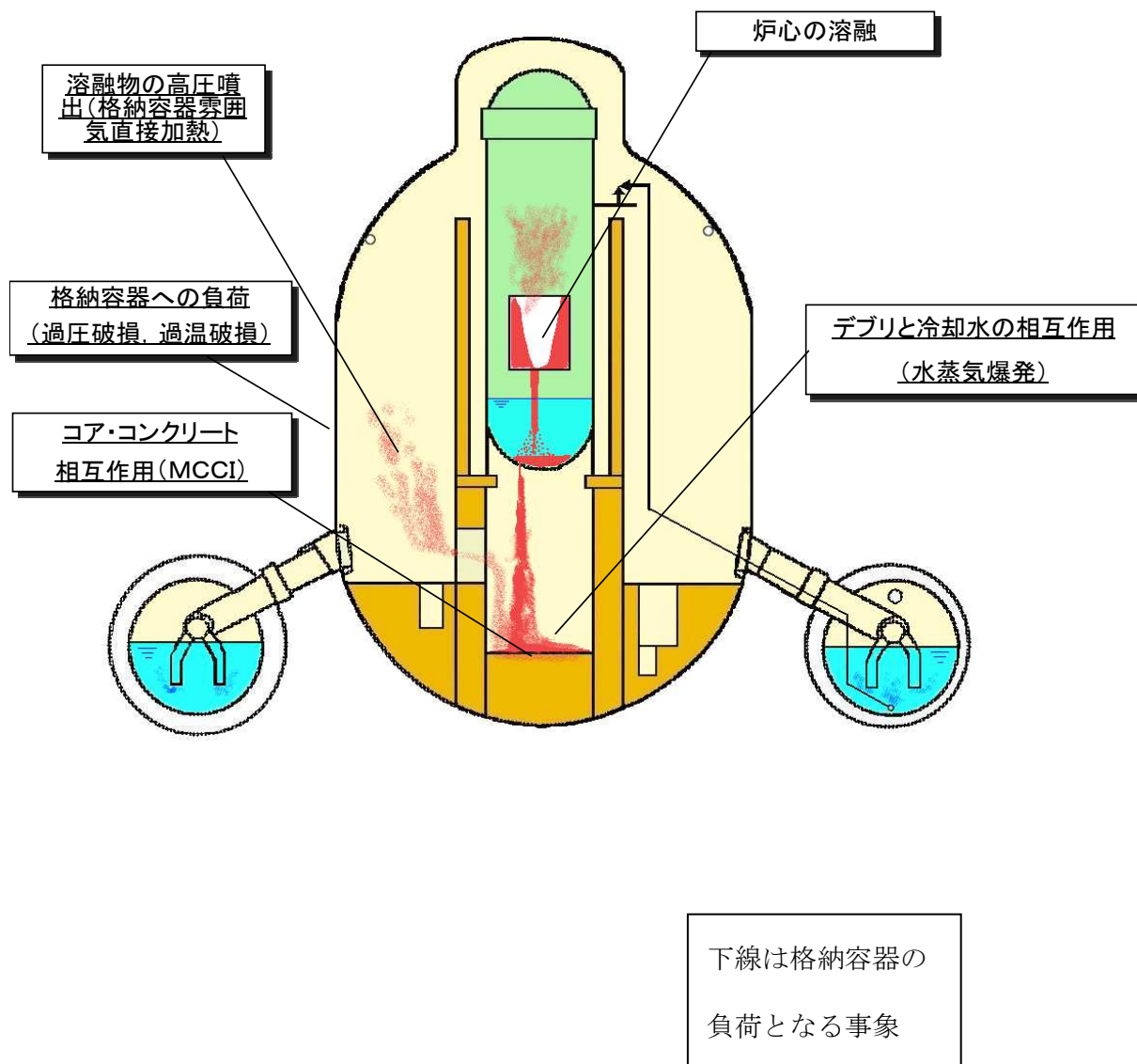
格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/ 炉年)					
	5%値	50%値	95%値	平均値		
霧閉気圧力・温度 による静的負荷(格 納容器過圧・過温 破損)	過温破損	1.5E-14	1.7E-13	2.7E-12	7.1E-13	9.4E-13
	過圧破損(長期冷却失敗)	7.0E-12	1.5E-10	3.2E-09	9.0E-10	1.3E-09
	過圧破損(崩壊熱除去失敗)	8.4E-06	3.4E-05	1.7E-04	5.5E-05	5.5E-05
	過圧破損(未臨界確保失敗)	2.9E-10	1.7E-09	1.3E-08	4.0E-09	3.9E-09
格納容器霧閉気直接加熱	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
水蒸気爆發	5.8E-19	5.5E-17	5.6E-15	3.7E-15	5.0E-15	5.0E-15
コア・コンクリート反応継続	1.7E-11	6.3E-11	3.1E-10	1.0E-10	1.1E-10	1.1E-10
水素燃焼	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
溶融物直接接触	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
格納容器バイパス 隔離失敗	インターフェイスALOCA	7.5E-10	2.0E-09	5.6E-09	2.4E-09	2.4E-09
	隔離失敗	1.0E-11	1.5E-10	2.3E-09	6.7E-10	9.4E-10
合計	8.7E-06	3.4E-05	1.7E-04	5.6E-05	5.6E-05	5.5E-05

第 4. 1. 1. g-2 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧）

格納容器破損モード	外部電源 復旧有り (ベースケース) (／炉年)	外部電源 復旧無し (／炉年)	外部電源復旧無し/ 外部電源復旧有り (—)
過温破損	9. 4E-13	9. 5E-13	1. 01
過圧破損 (長期冷却失敗)	1. 3E-09	1. 3E-09	1. 03
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5. 5E-05	5. 6E-05	1. 01
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3. 9E-09	3. 9E-09	1. 00
溶融物直接接触	0. 0E+00	0. 0E+00	1. 00
格納容器雰囲気直接加熱	0. 0E+00	0. 0E+00	1. 00
コア・コンクリート 反応継続	1. 1E-10	2. 9E-09	25. 50
水蒸気爆発	5. 0E-15	5. 0E-15	1. 01
水素燃焼	0. 0E+00	0. 0E+00	1. 00
インターフェイスシステム LOCA	2. 4E-09	2. 4E-09	1. 00
隔離失敗	9. 4E-10	9. 8E-10	1. 05
合計	5. 5E-05	5. 6E-05	1. 01

手順の概要



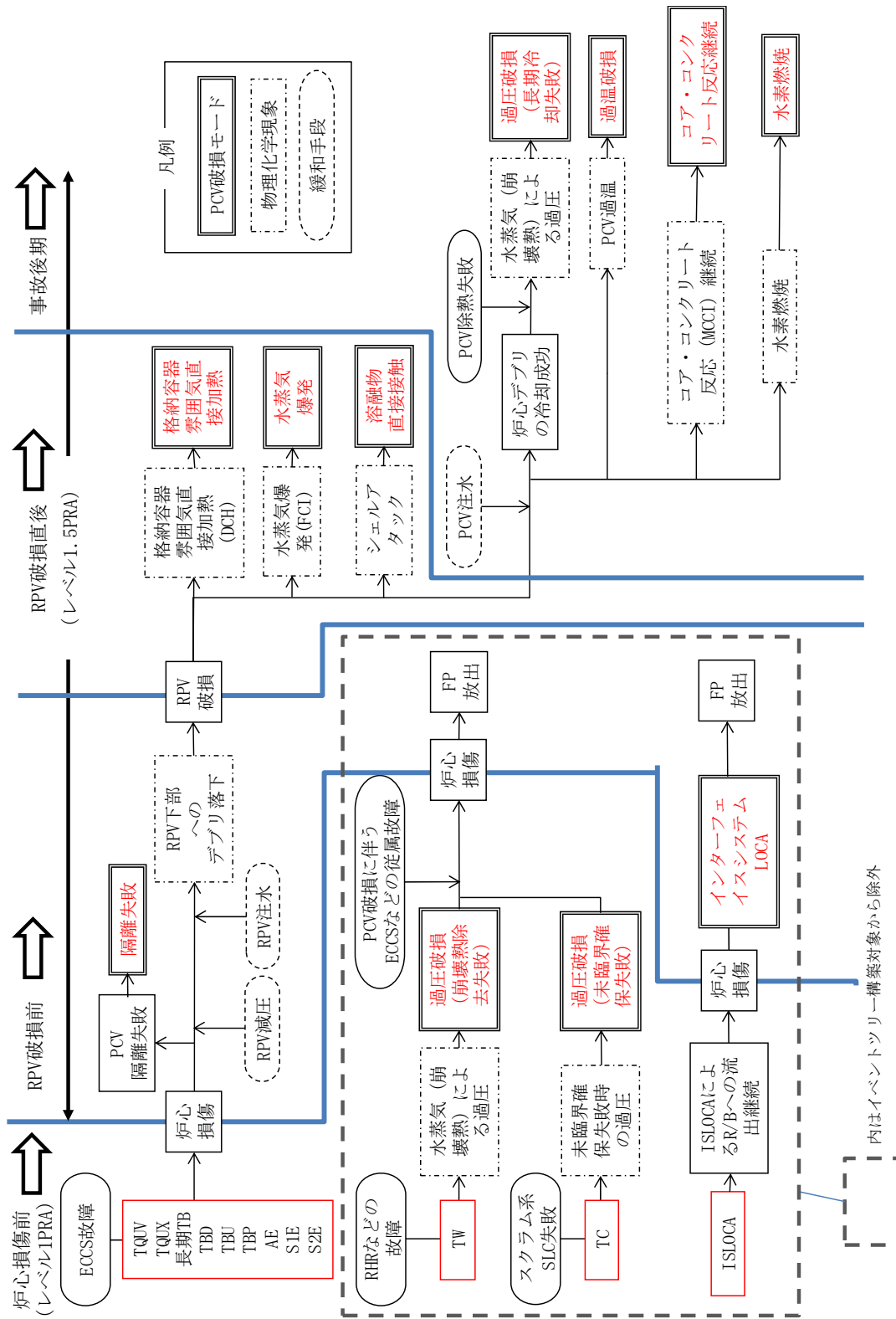


第 4. 1. 1. a-1 図 Mark-I 改良型格納容器の形状及びデブリの移動経路

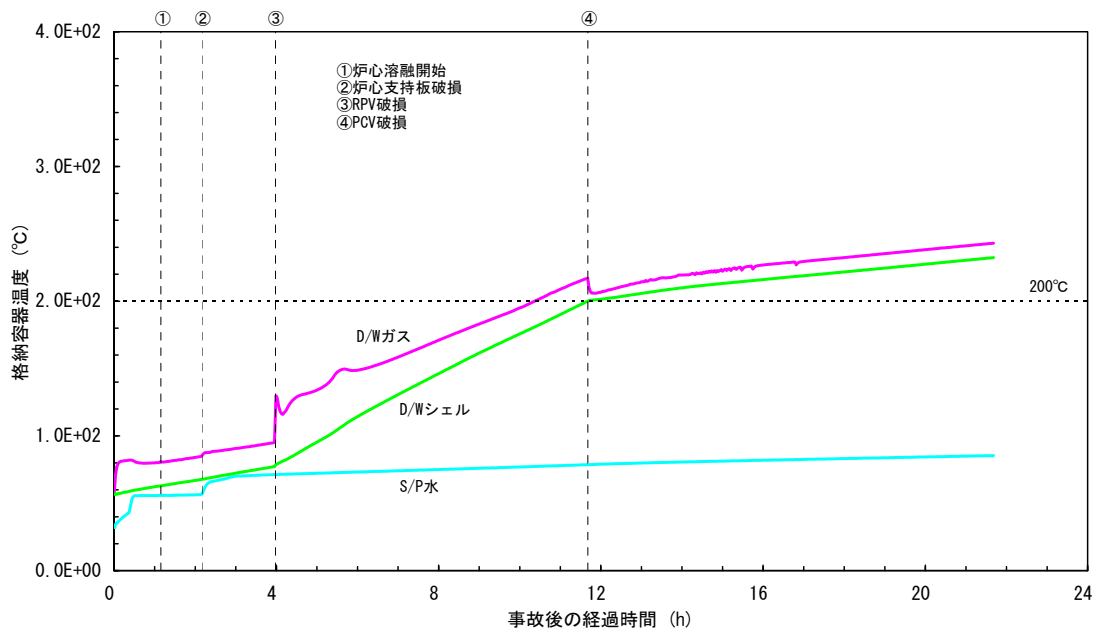
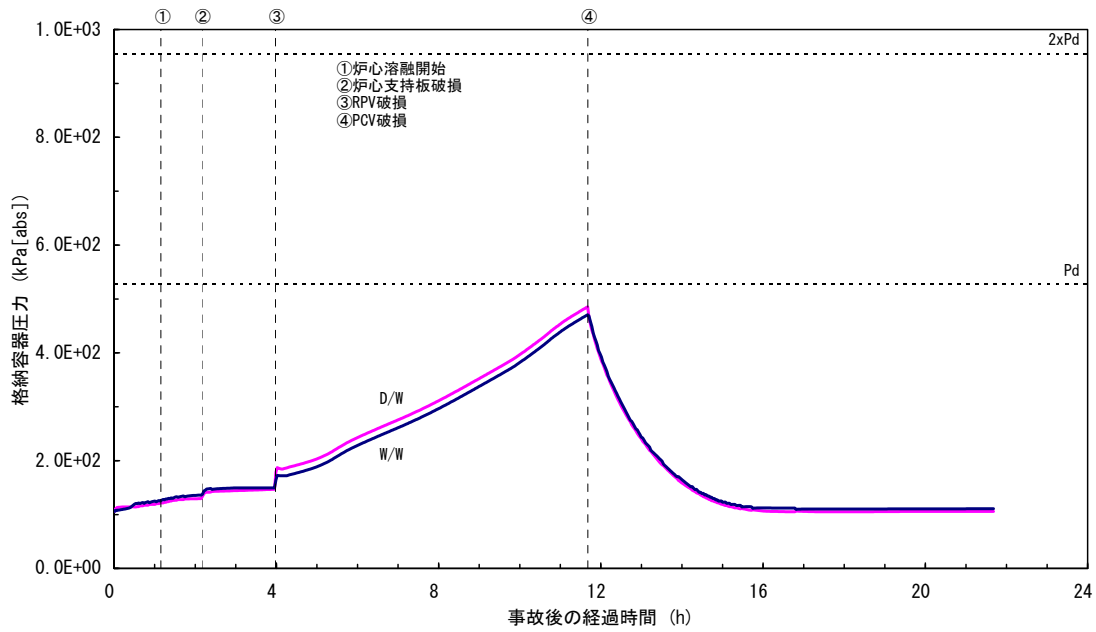
炉心損傷 事故シナケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態
炉心損傷 事故シナケンス	炉心損傷前		後期			TW
	TW ISLOCA TC		早期			TC ISLOCA
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP TW ISLOCA TC		高压	後期			長期TB
	炉心損傷後	TQUX S2E 長期TB TBD TBU	早期	電源確保 TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要 TBU		TQUX S2E TBU
						TBD
						TQUV AE, S1E
		低压		電源確保 TQUV AE S1E 電源復旧必要 TBP		TBP

----- は格納容器イベントツリーで評価することを示す。

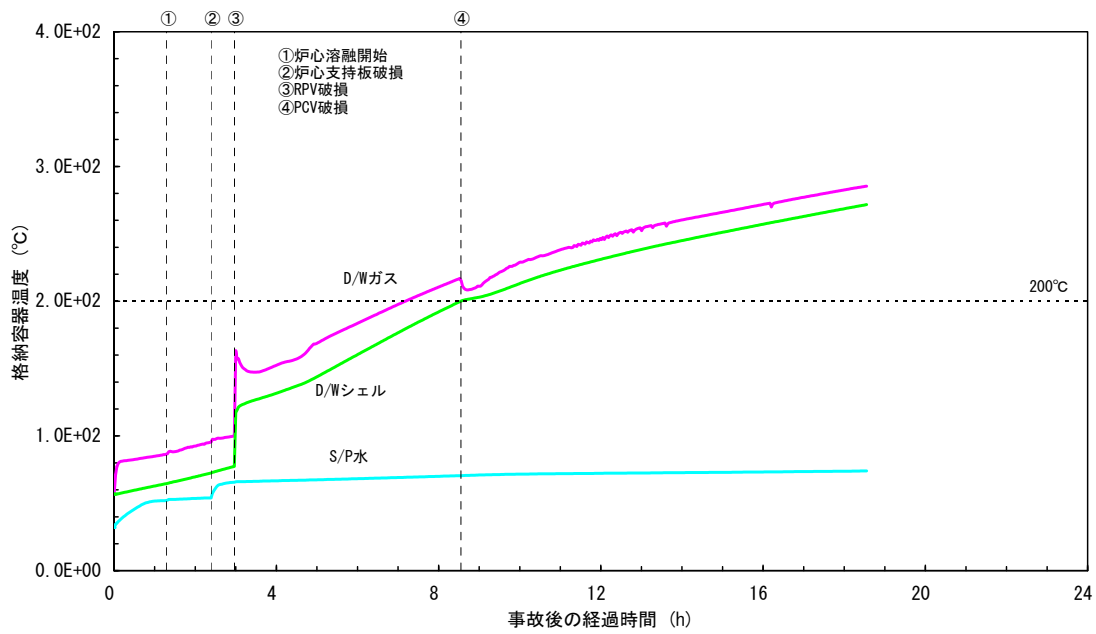
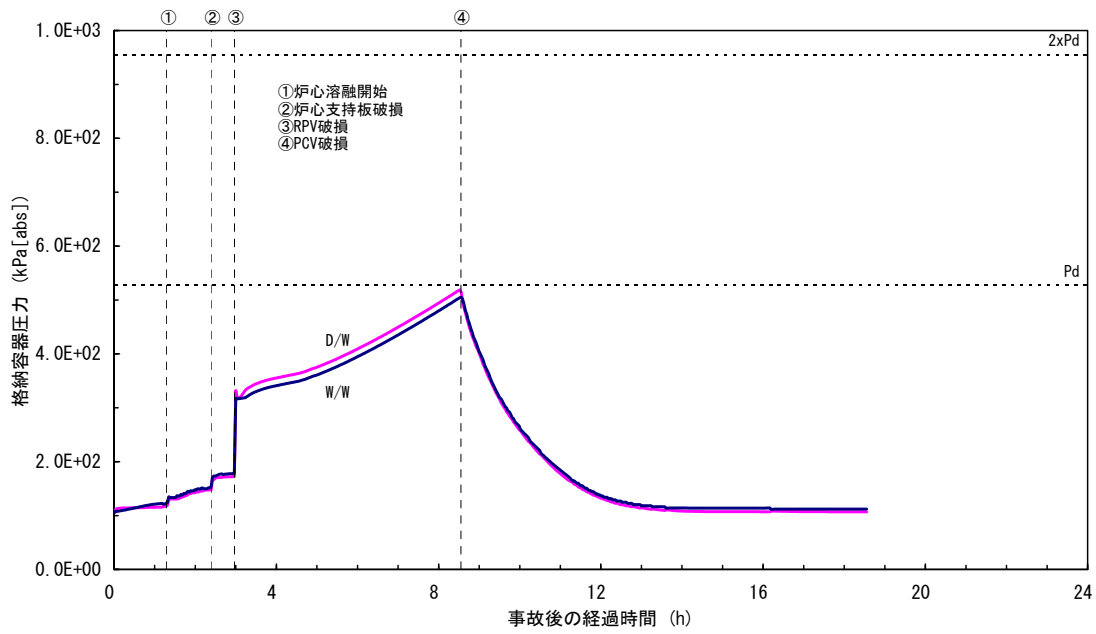
第 4.1.1.b-1 図 プラント損傷状態の分類



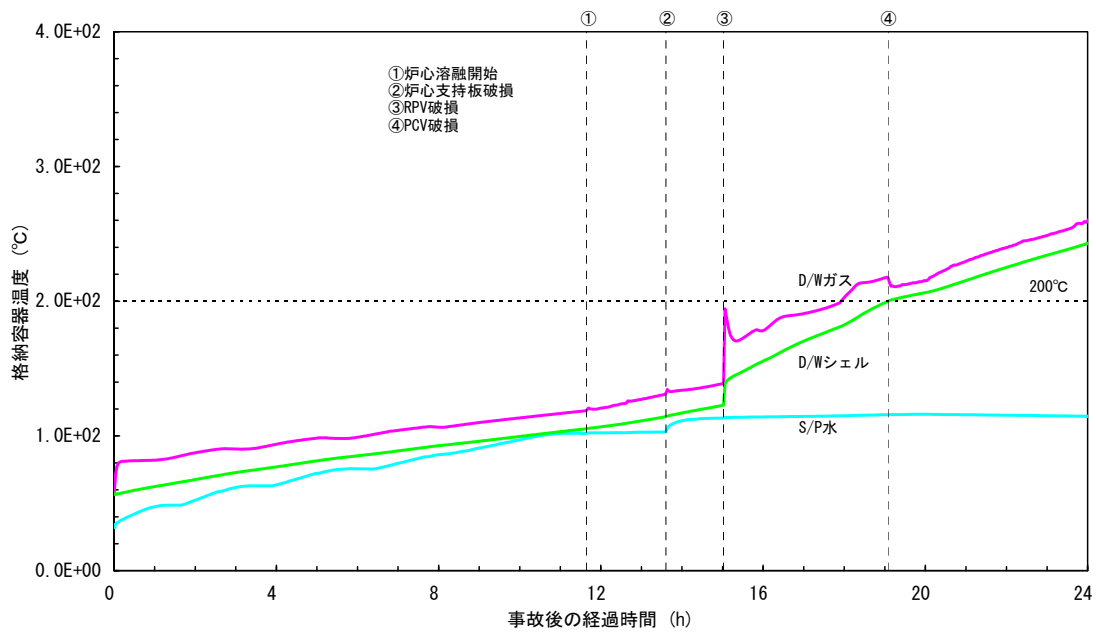
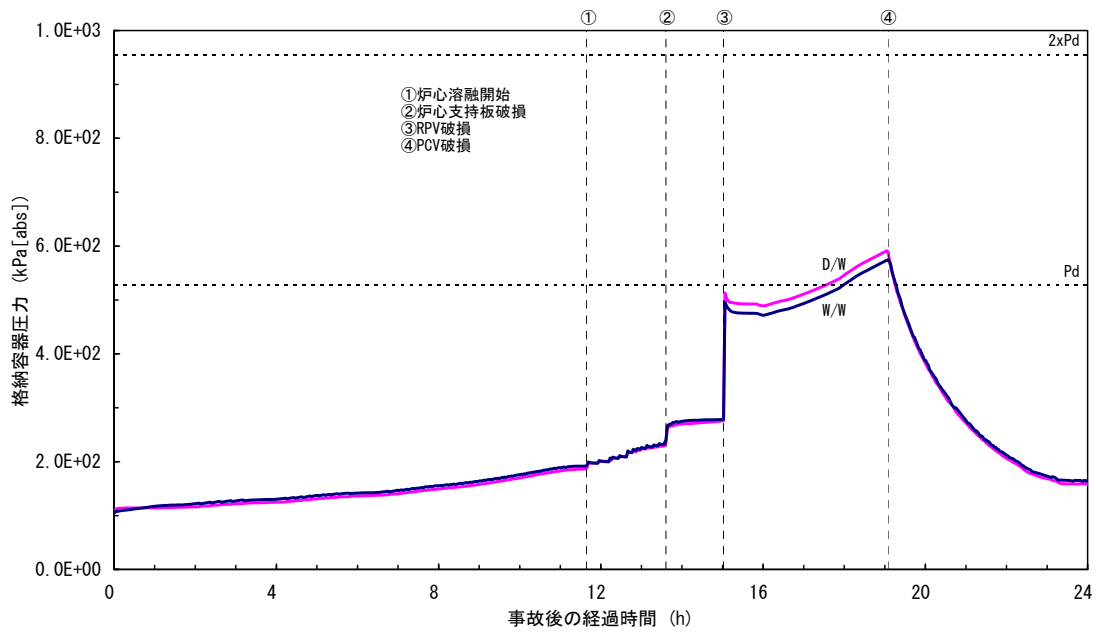
第 4.1.1.c-1 図 BWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展



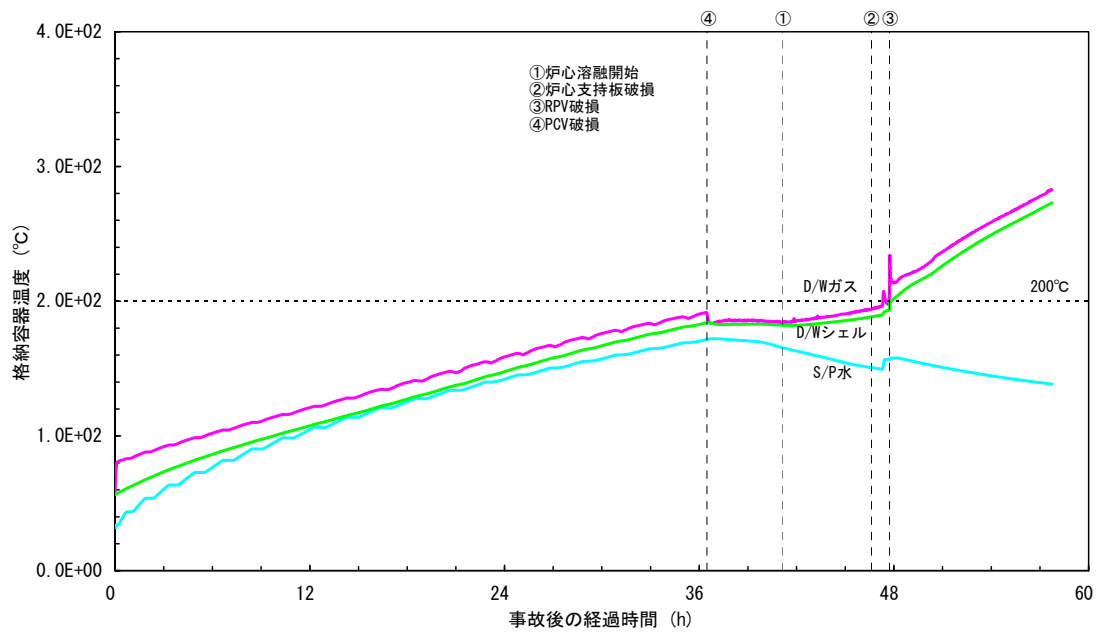
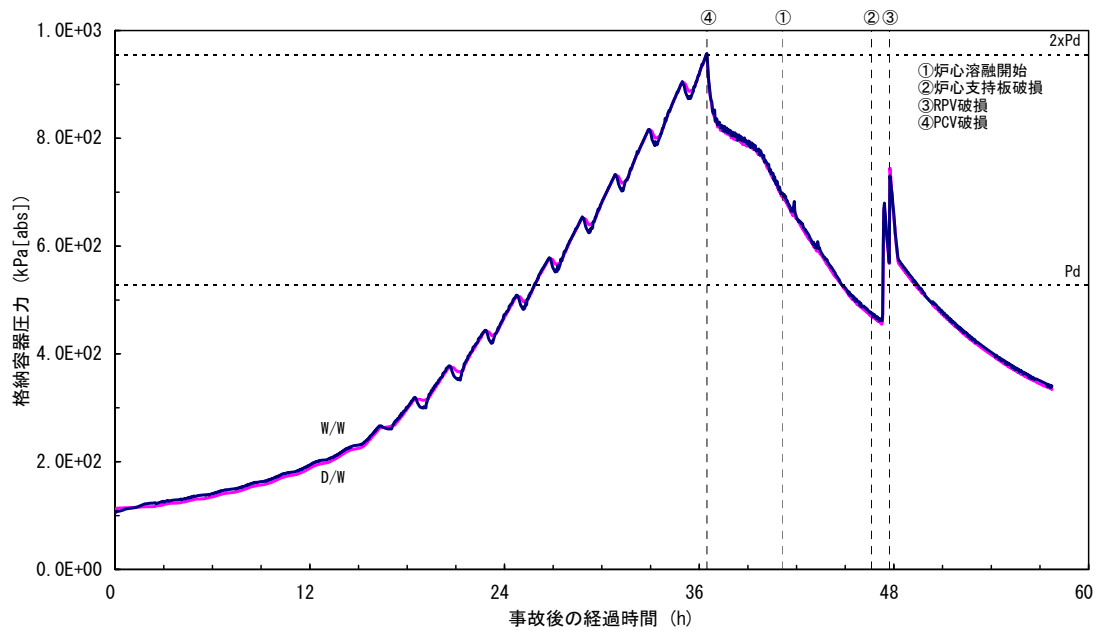
第 4. 1. 1. e-1 図 (1/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV)



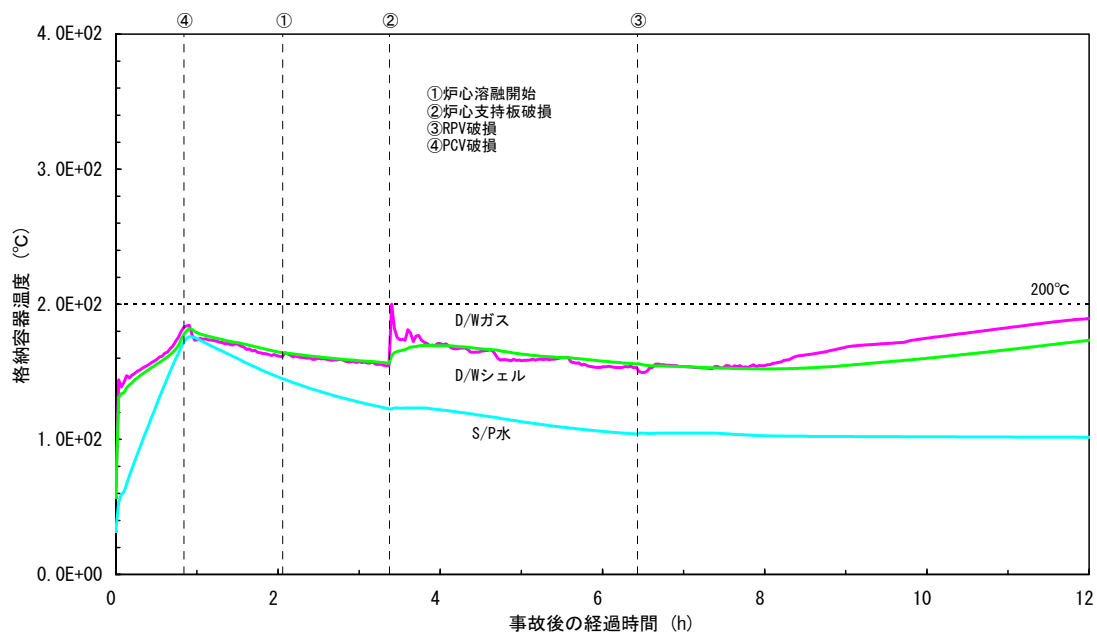
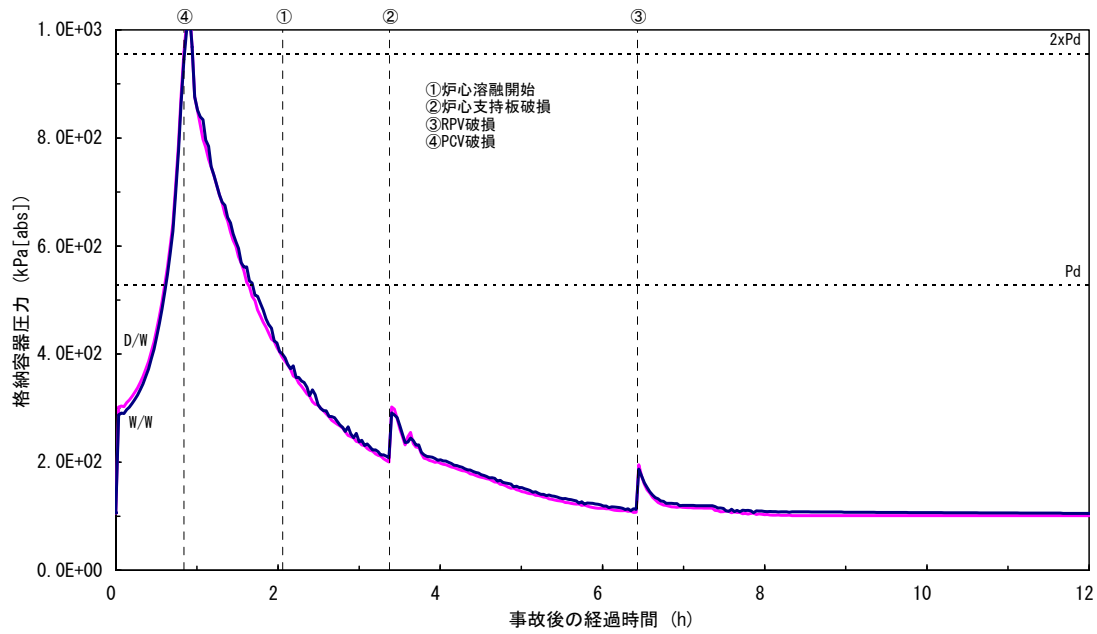
第 4. 1. 1. e-1 図 (2/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX)



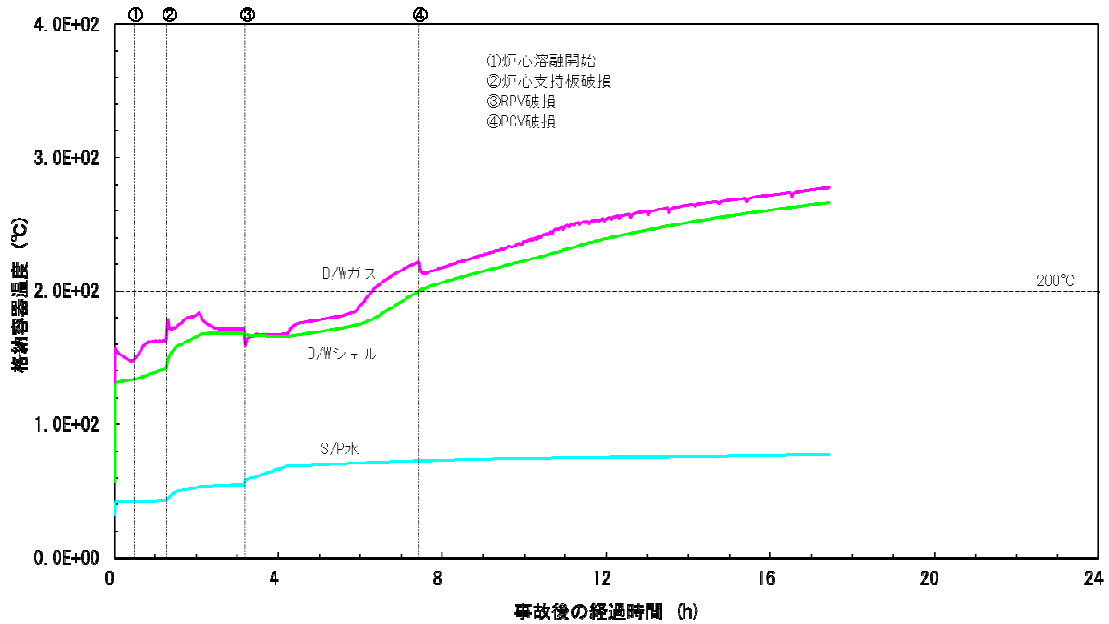
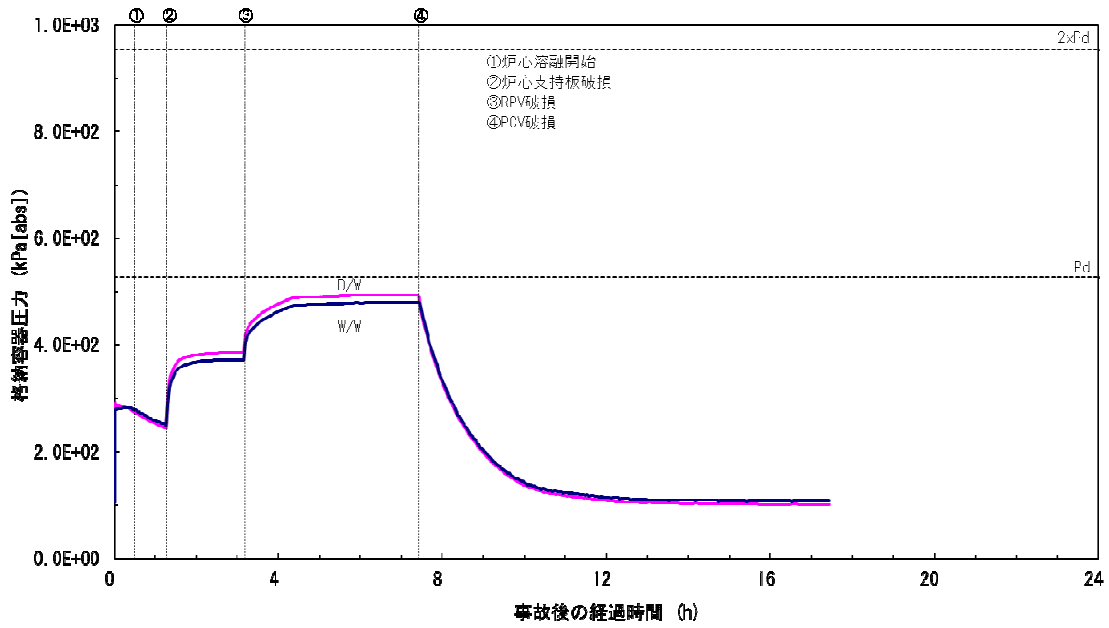
第 4. 1. 1. e-1 図 (3/10) 代表的な物理量の時間変化 (長期 TB)



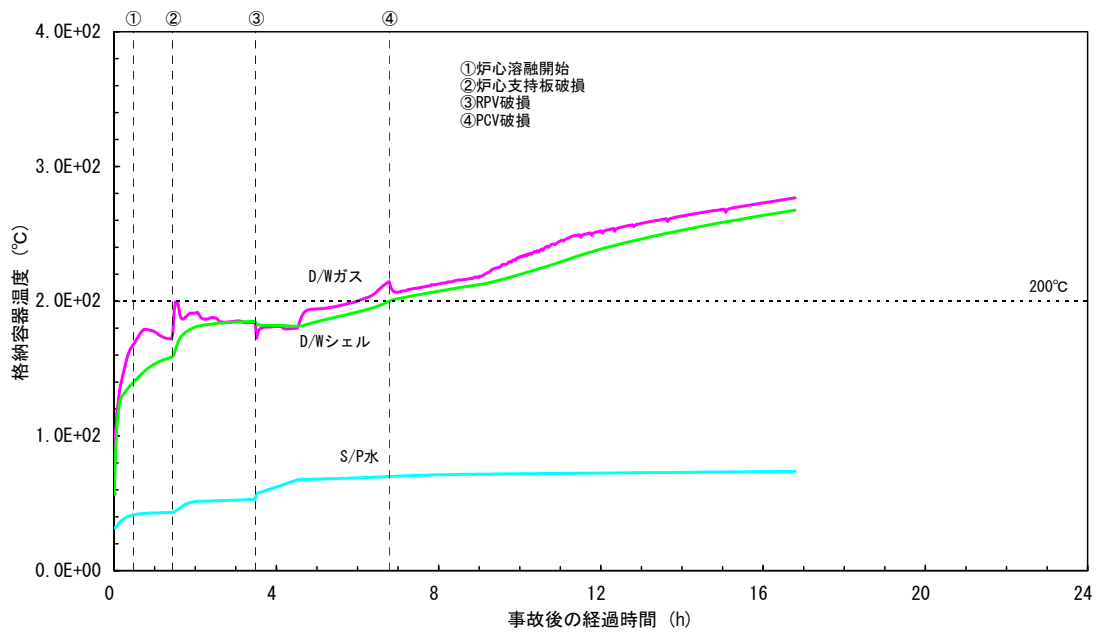
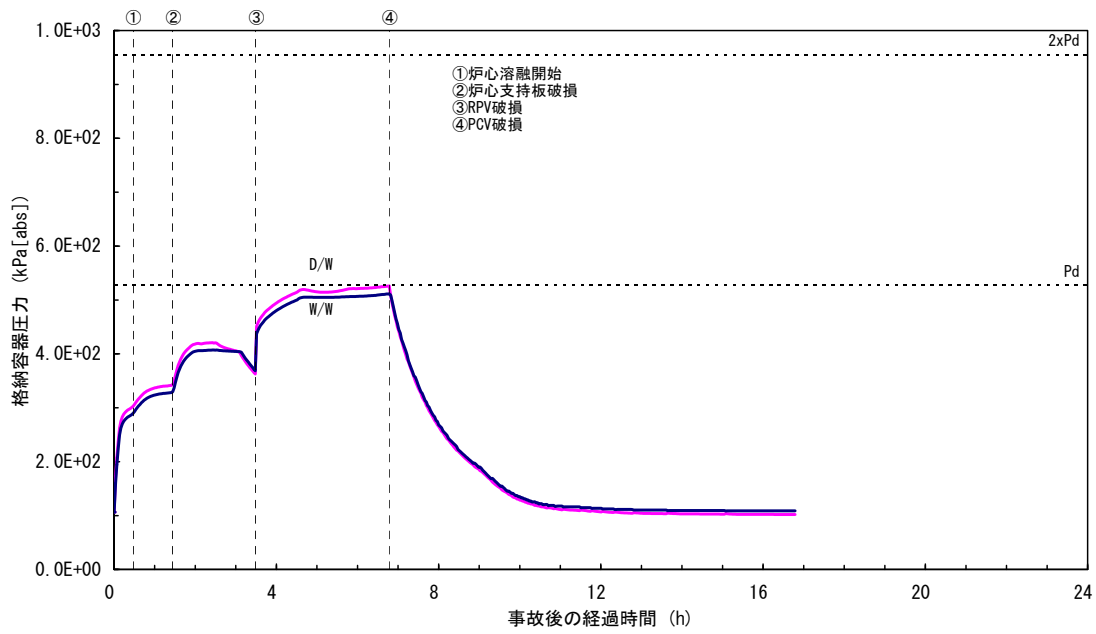
第 4. 1. 1. e-1 図 (4/10) 代表的な物理量の時間変化 (TW)



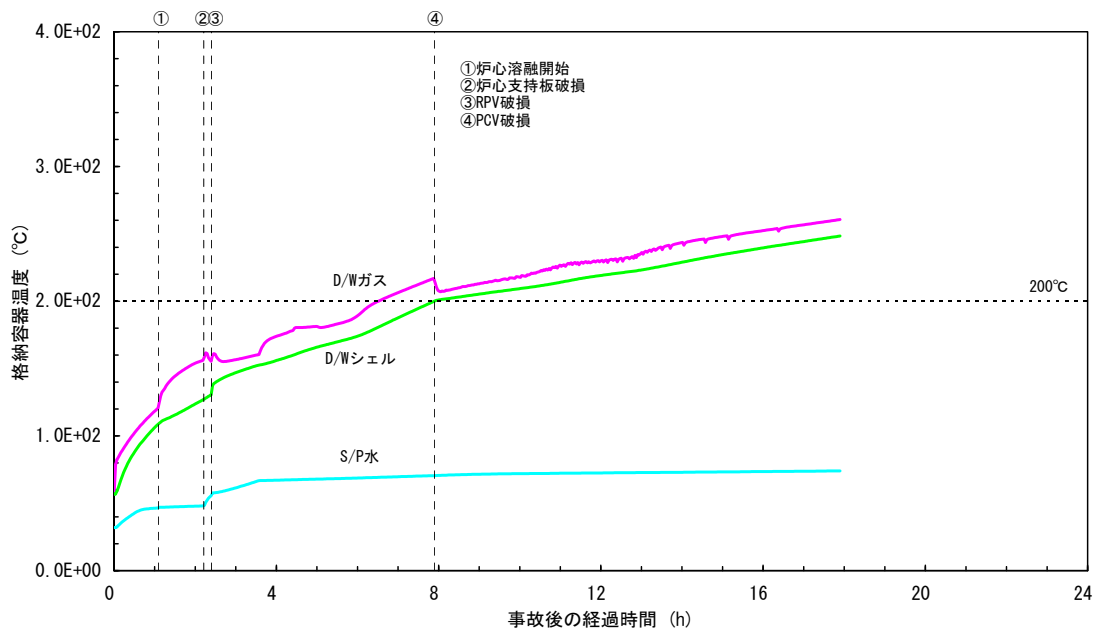
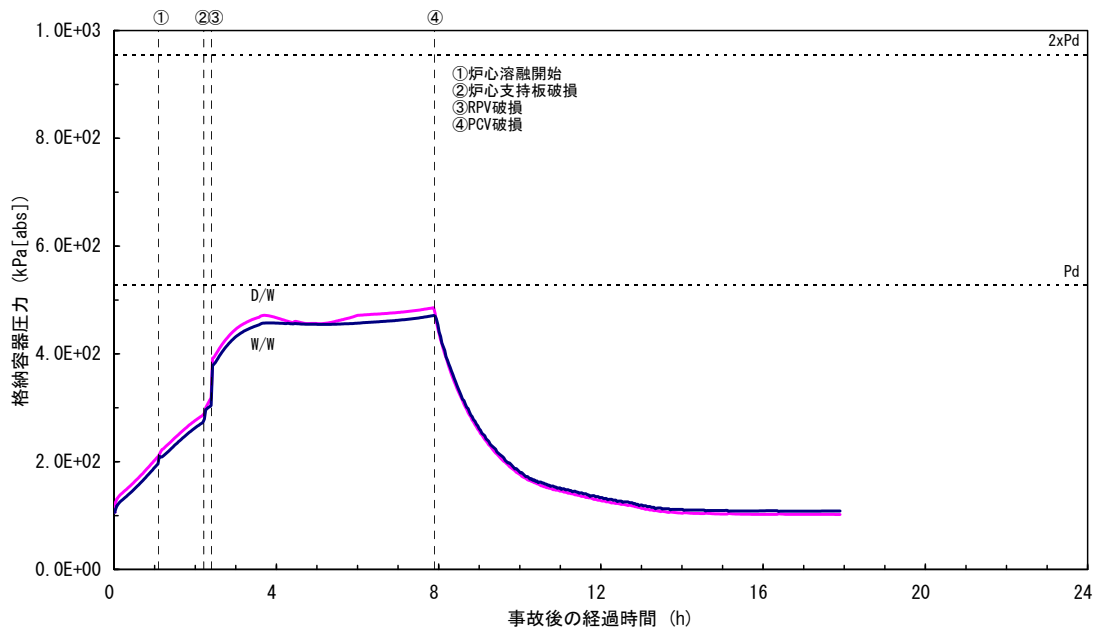
第 4. 1. 1. e-1 図 (5/10) 代表的な物理量の時間変化 (TC)



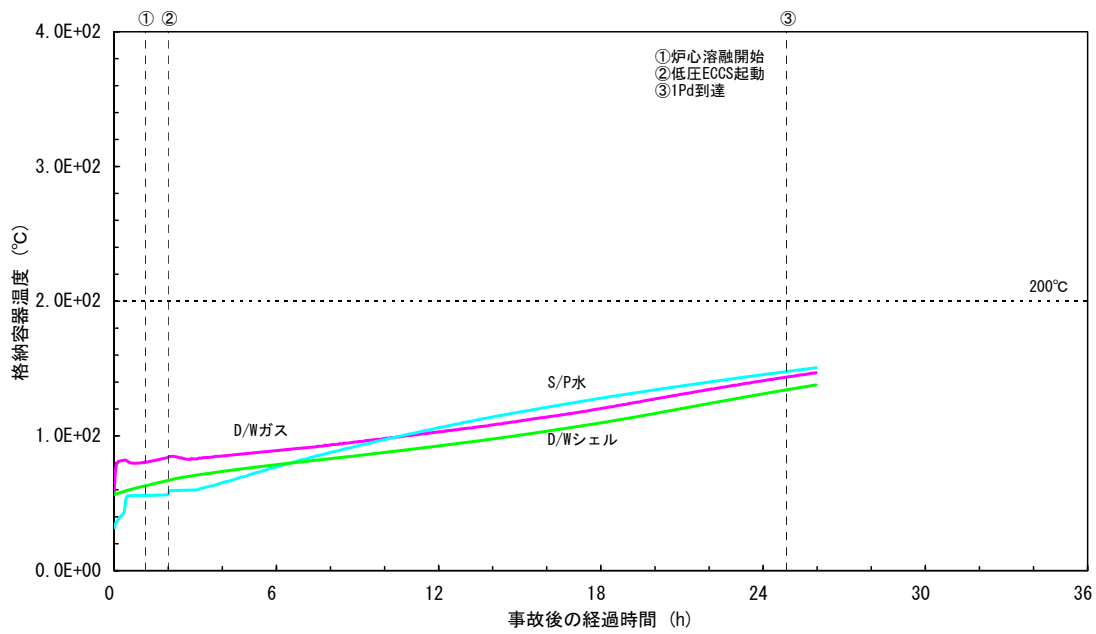
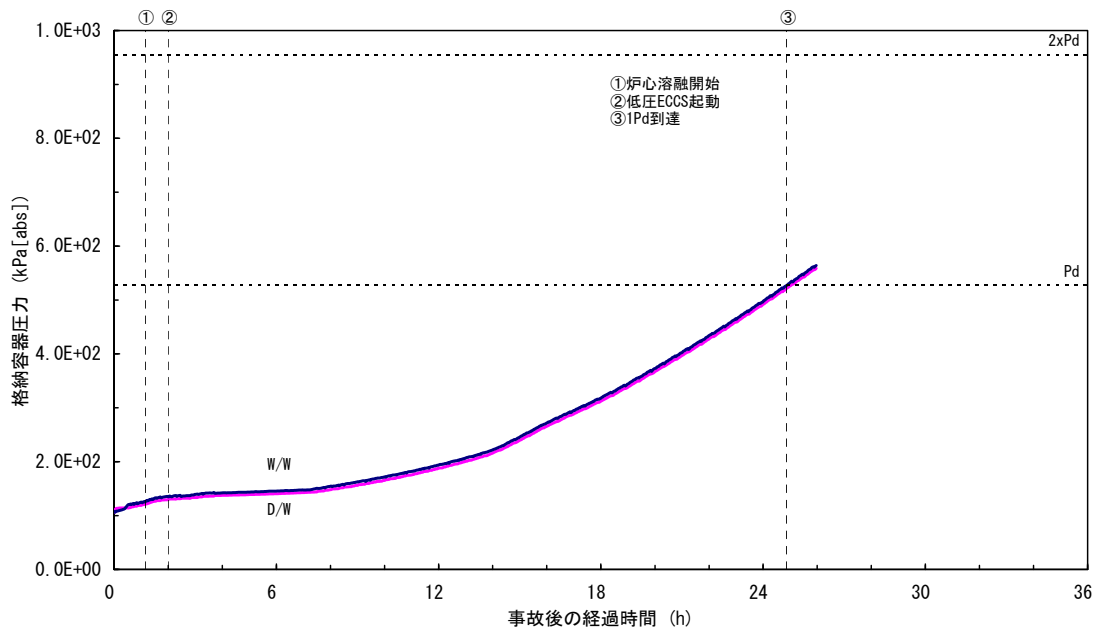
第 4. 1. 1. e-1 図 (6/10) 代表的な物理量の時間変化 (AE)



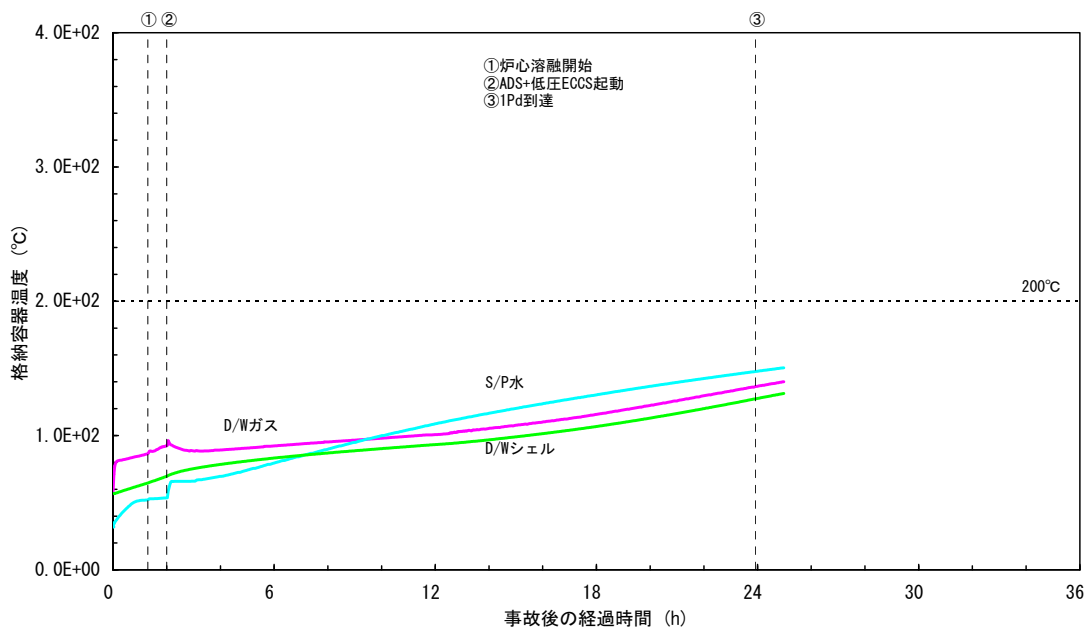
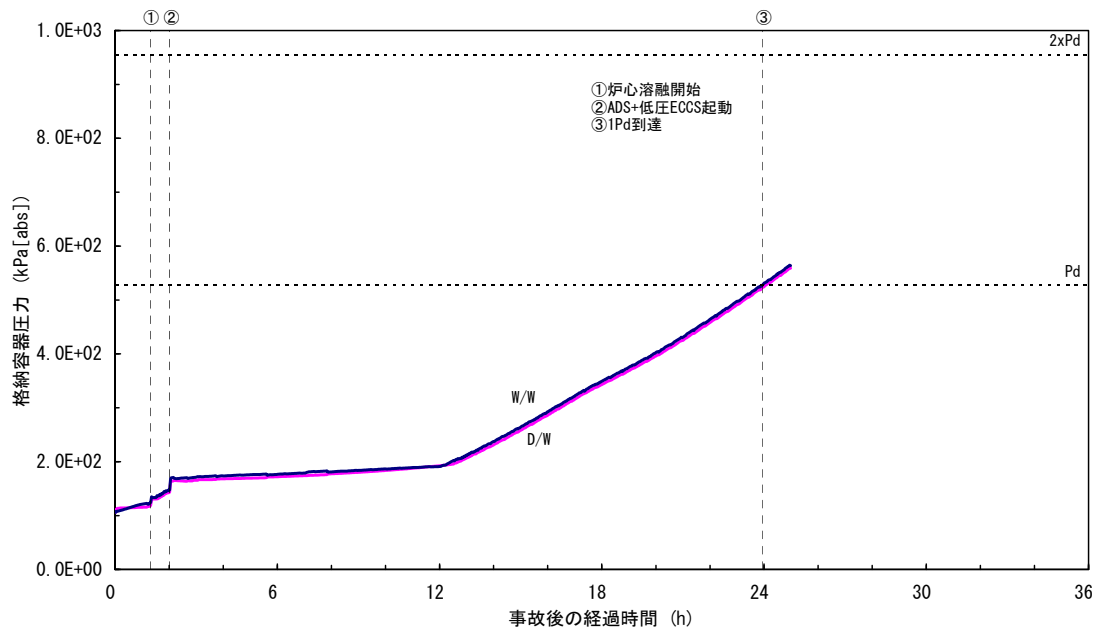
第 4.1.1. e-1 図 (7/10) 代表的な物理量の時間変化 (S1E)



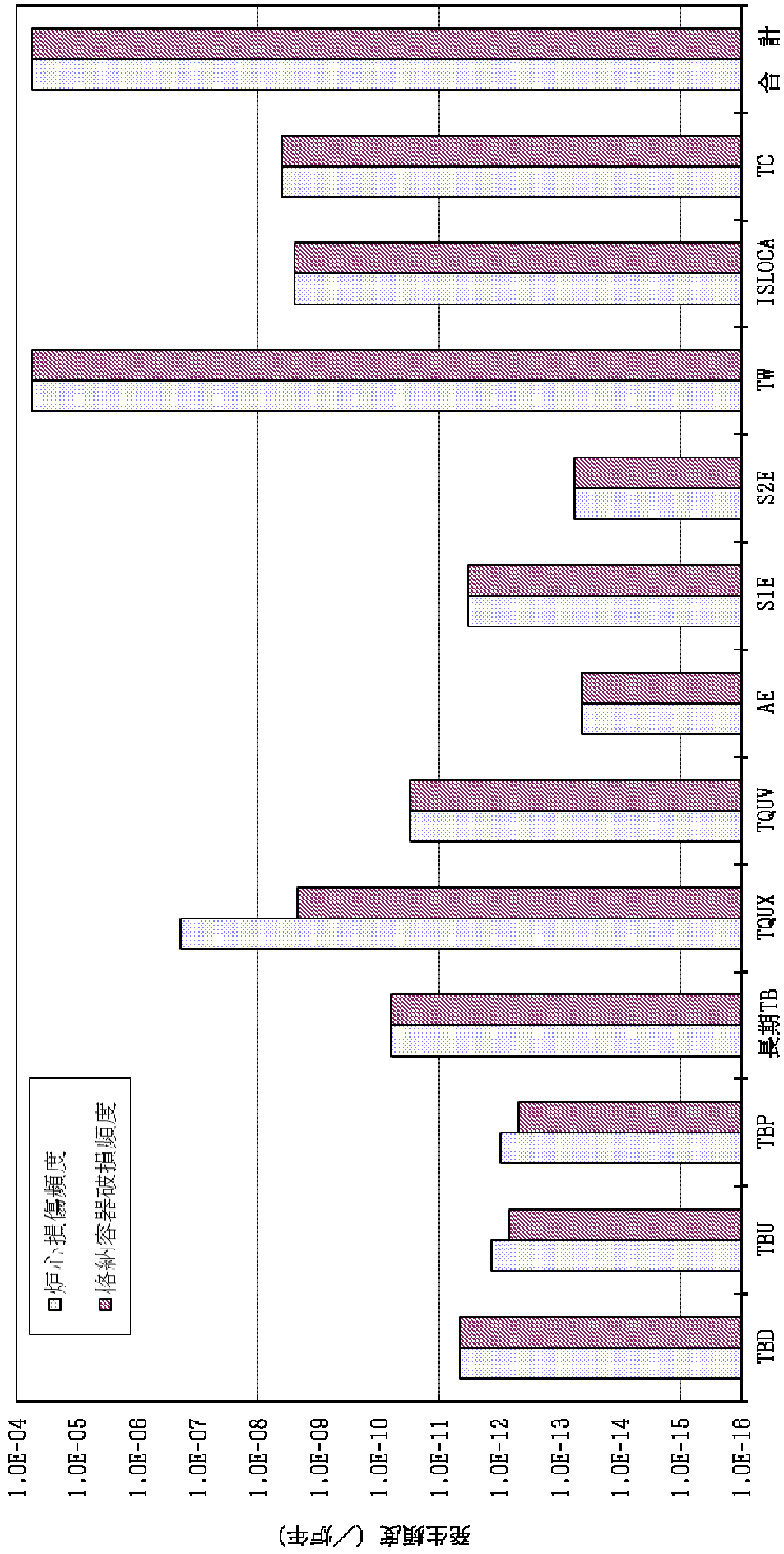
第 4. 1. 1. e-1 図 (8/10) 代表的な物理量の時間変化 (S2E)



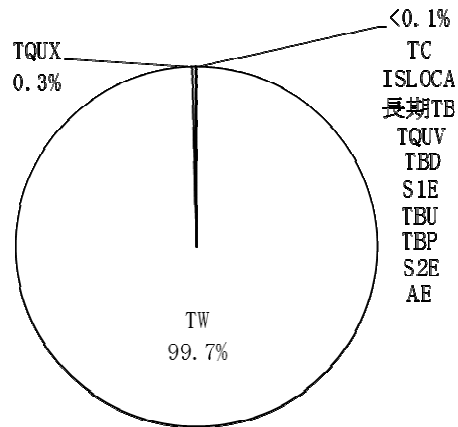
第 4. 1. 1. e-1 図 (9/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV+低圧 ECCS (RPV 健全))



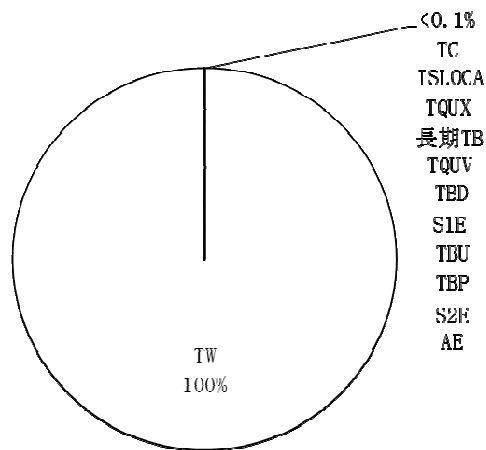
第 4. 1. 1. e-1 図 (10/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX+低圧 ECCS (RPV 健全))



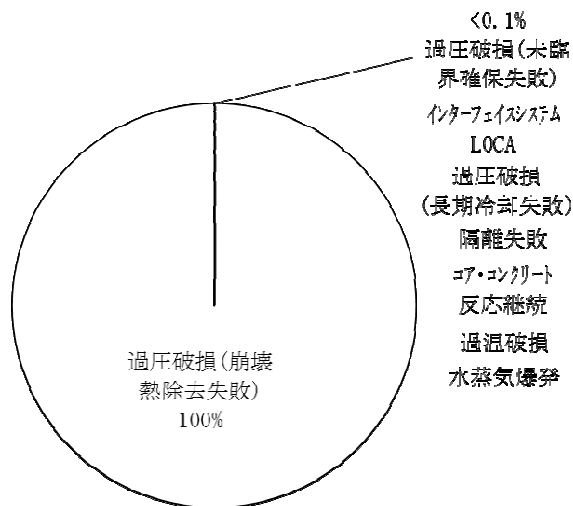
第 4.1.1.f-1 図 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の比較



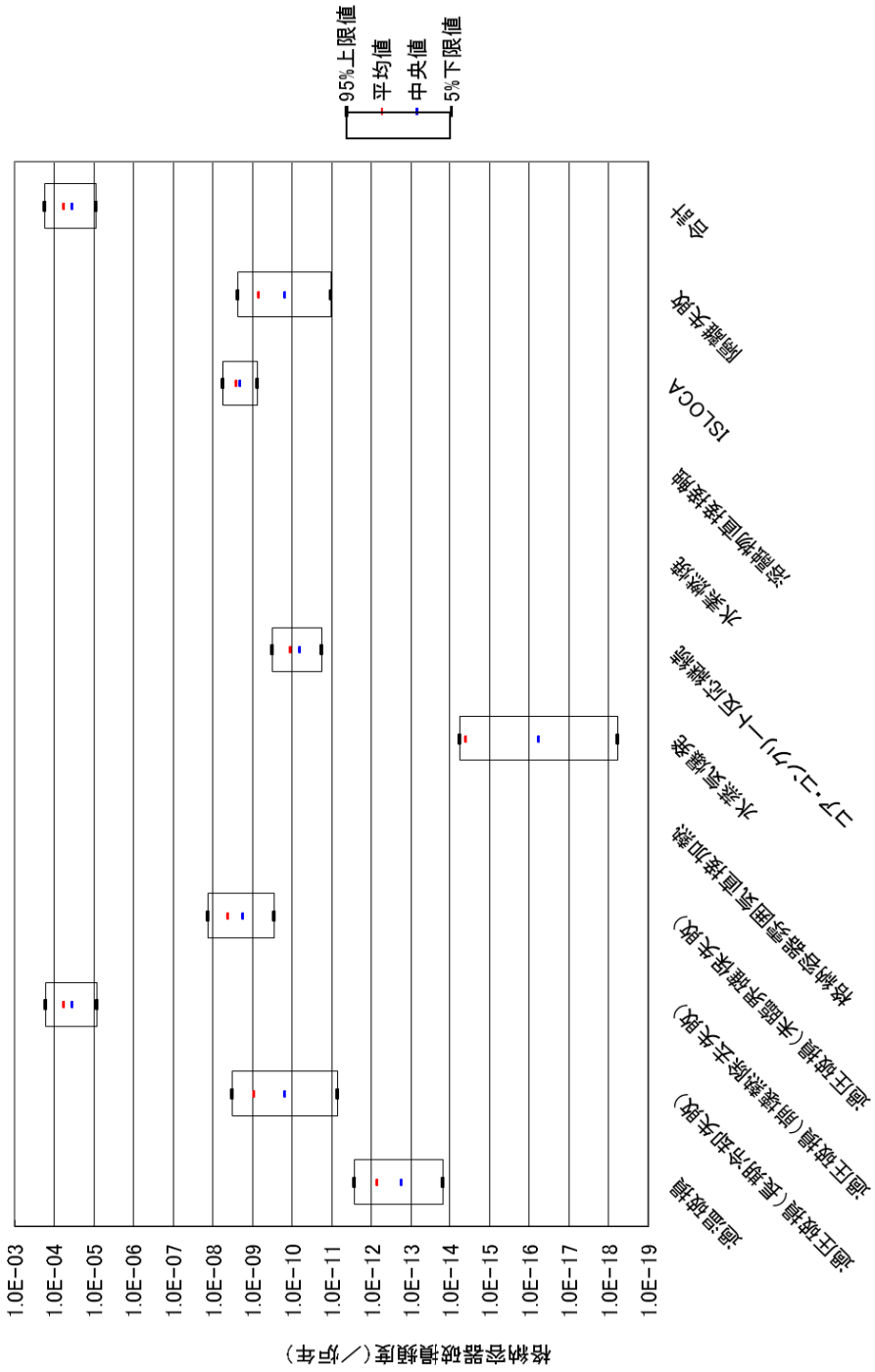
第 4. 1. 1. f-2 図 プラント損傷状態別炉心損傷頻度



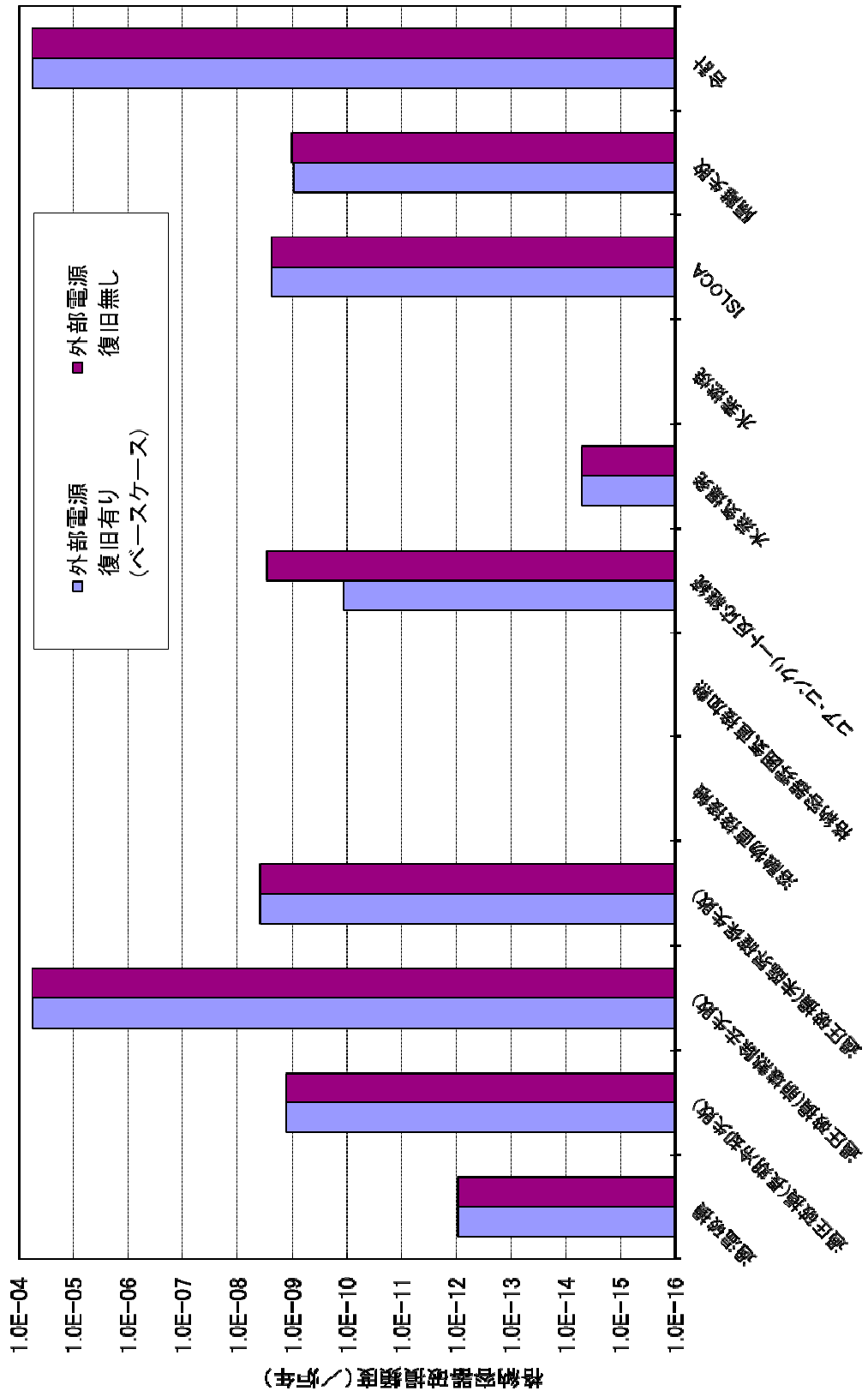
第 4. 1. 1. f-3 図 プラント損傷状態別格納容器破損割合



第 4. 1. 1. f-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損割合



第 4.1.1. g-1 図 格納容器破損頻度不確実さ解析



第 4.1.1. g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較 (外部電源復旧)

TBP シーケンス, S1E および S2E シーケンスの原子炉圧力挙動について

プラント損傷状態 (PDS) の分類にあたっては、炉心損傷後、原子炉圧力容器が破損に至るまでに、原子炉圧力容器内が、高圧状態か低圧状態かを分類している。

ここでは、原子炉圧力バウンダリに破断が生じるシーケンスである TBP (SB0+SR 弁再閉鎖失敗)、S1E (中破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗) および S2E (小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉減圧失敗) シーケンスにおける原子炉圧力挙動および分類結果を以下に示す。

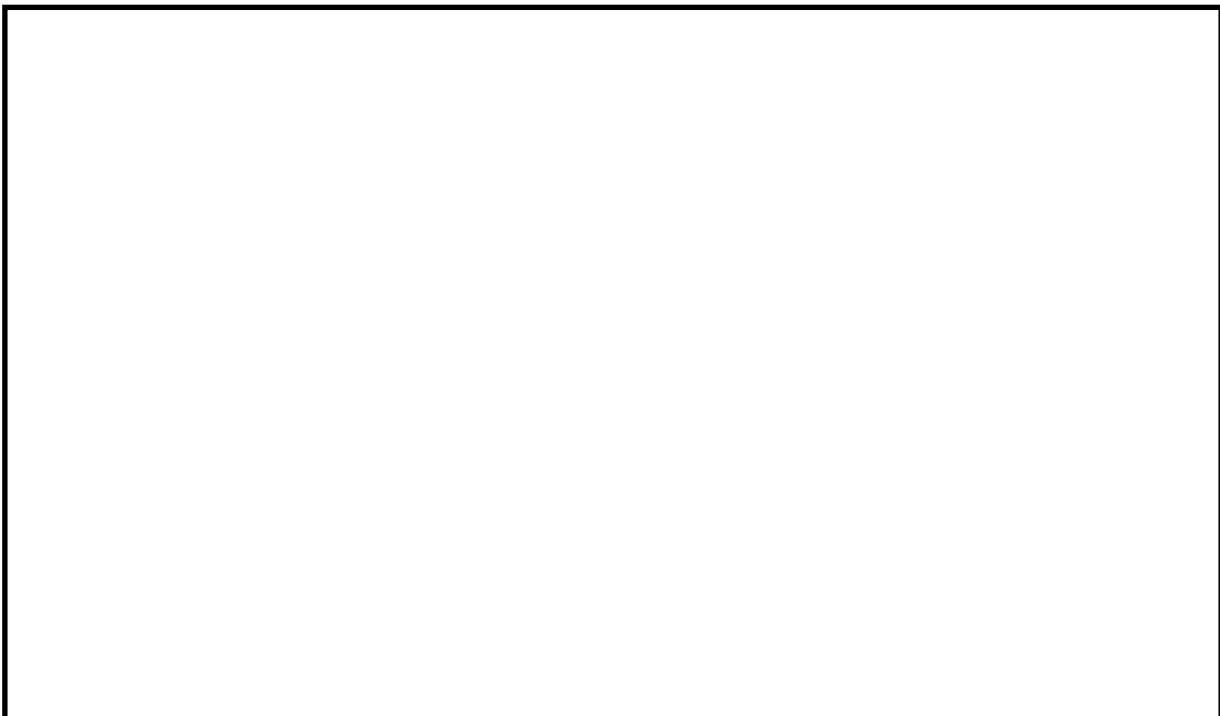
1. 主要解析条件

解析ケース	TBP シーケンス	S1E シーケンス	S2E シーケンス
事故シーケンス	SB0+S/R 弁再閉鎖失敗	中破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗	小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉減圧失敗
破断箇所			
破断面積			

2. 解析結果

(1) TBP シーケンス

- ・炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は、各々、約 0.5 および約 0.2 MPa[abs]。
- ・原子炉圧力の観点からは、低圧シーケンスに分類。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) S1E (中破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗) シーケンス

- ・炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は、各々、約 1.3 および約 0.4MPa[abs]。
- ・原子炉圧力の観点からは、低圧シーケンスに分類。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(3) S2E (小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉減圧失敗) シーケンス

- ・炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は約 7 MPa[abs]。
- ・原子炉圧力の観点からは，高圧シーケンスに分類。



以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉心損傷時期を分類する基準について

レベル 1.5PRA では、蓄電池による直流電源が使用可能な期間に発生する炉心損傷を早期、蓄電池枯渇後に発生する炉心損傷を後期に分類している。

直流電源設備は、設置した蓄電池により RCIC を 8 時間運転に必要な電力の供給を行うことが可能である設計となっていることから、炉心損傷時期を分類する目安は 8 時間としており、下図に示すとおりプラント損傷状態を早期、後期に分類している。

炉心損傷事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態
TW ISLOCA TC	炉心損傷前		後期			TW
			早期			TC ISLOCA
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP TW ISLOCA TC	炉心損傷後	高圧	後期			長期TB
			早期		電源確保	TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要
		早期			DC電源復旧必要	TBU
					電源確保	TBD
		低圧	早期			TQUV AE, S1E
				電源復旧必要		TBP

以上

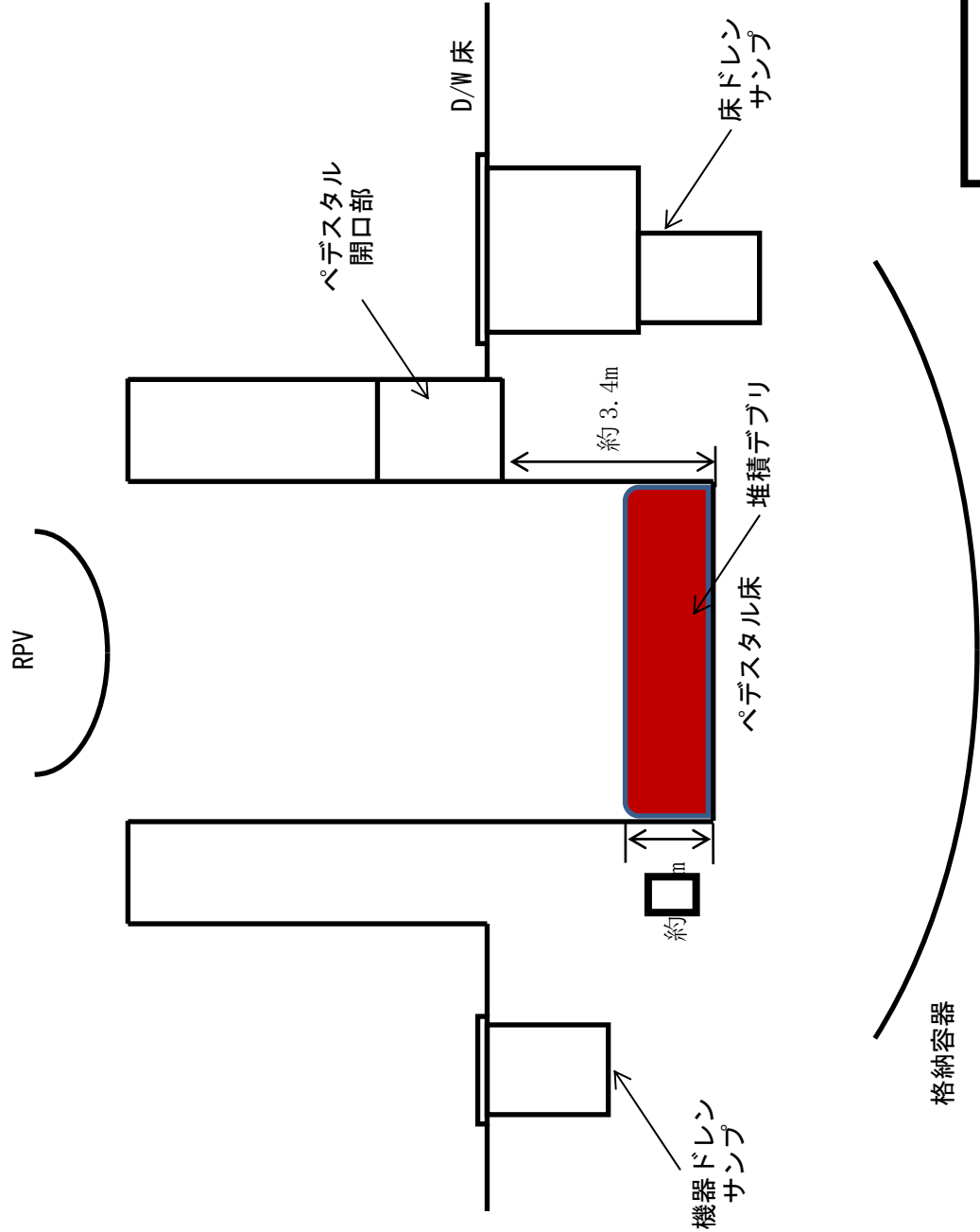
評価から除外した PCV 破損モードについて

評価から除外した PCV 破損モードについて、PCV 破損モードの概要及び除外理由を下表に示す。

PCV 破損モード	概要	除外理由	備考
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発 (炉内 FCI)	溶融物が下部プレナムの冷却水中に落下して、水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって格納容器へ衝突し、格納容器が破損する可能性がある。	本破損モードによる格納容器破損確率は、他の破損モードと比較して十分小さく無視できる。詳細は別紙 4. 1. 1. c-2 に示す。	CET ヘディングから除外している。
溶融物直接接触	原子炉圧力容器破損後にペDESTAL床へ落下したデブリが、ペDESTAL床からドライウエル床に広がり、デブリが冷却できない場合には、高温のデブリがドライウエル壁に接触し、ドライウエル壁の一部が溶融貫通する可能性がある。	本破損モードはペDESTAL床とドライウエル床が同一レベルに構成される BWR の Mark-I 型格納容器に特有のものであり、女川 2 号機の格納容器 (Mark-I 改良型) は、ペDESTAL床に落下したデブリが、ドライウエル床へ広がらない構造である。(図 1 に示す)	CET ヘディングには考慮しているが、発生確率を 0 として評価している。
水素燃焼	燃料被覆管のジルコニウムと水蒸気との反応により発生する水素及び MCCI で発生する水素が、大量に格納容器内に蓄積され、燃焼する可能性がある。	BWR では格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しているため、水素が可燃限界に至る可能性が十分小さい。なお、有効性評価においては、水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的なシナリオで評価し、その評価結果は、事象発生から 7 日以内に酸素濃度が 5% を超えることはない。	CET ヘディングには考慮しているが、発生確率を 0 として評価している。

以 上

ペDESTAL床上に堆積する溶融デブリ体積は100%炉心落下を想定しても約 100 m^3 であり、ペDESTAL床面積約 100 m^2 からデブリ堆積高さは約 1 m であるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部下端までの高さは約 3.4 m あるため、ドレイウエル床に溶融デブリが拡がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、ペDESTAL開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図1 ペDESTAL内堆積デブリ状況

FCIの知見について

1. 炉内 FCI において想定される現象

炉内 FCI による格納容器破損は α モード破損と呼ばれ、これまでに多くの現象論の研究、試験が行われてきた。 α モード破損とは、シビアアクシデント時に溶融炉心が下部プレナム冷却材中に落下し、高温の溶融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。この時の発生したエネルギーにより、水塊が圧力容器上部に衝突し、さらに圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。これまでの研究では、水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。

- ① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が溶融してその溶融炉心が下部プレナム冷却材中に落下する。水と接触した溶融炉心は、その界面の不安定性により、溶融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。
- ② さらに、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、2液が直接接触する。
- ③ 下部プレナムにおける2液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により、さらに液体同士の接触を促進し（伝播）、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する
- ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し、上部ヘッドを破壊する。この結果、上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。

2. 既存の FCI 試験の整理

FCI について、過去に実施された代表的な実験研究として、JRC イスプラ研究所で実施された FARO 計画、KROTOS 計画、(旧) 日本原子力研究所で実施された ALPHA 計画及び(財) 原子力発電技術機構で実施された COTELS 計画がある。これらの試験では模擬溶融物として UO_2 混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。以下では、各試験の試験条件及び試験結果について示す。

2.1 ALPHA 計画

ALPHA 計画^[1] では、テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬溶融物を用いた実験が実施されている。ALPHA 試験装置を図 2-1 に示す。試験容器は、内径 3.9m、高さ 5.7m、容積 50m³ である。模擬格納容器に設置した冷却水プールに高温溶融物を落下させ、水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。表 2-1 に ALPHA 計画の試験結果のまとめを示す。高雰囲気圧力 (STX008, STX012, STX015)、低サブクール水 (STX014) の場合は水蒸気爆発の発生が抑制される試験結果が知見と

して得られている。また、水蒸気爆発のエネルギー変換効率は1~6%程度となっている。なお、比較的大きなエネルギーが観測されている試験 (STX019, STX021) は、溶融物分散板を用いた試験ケースである。

2.2 KROTOS 計画

KROTOS 計画^{[2][3][4]}では、FARO 計画が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが、低圧・サブクール水を主として試験を実施している (図 2-2)。KROTOS 計画では模擬コリウムとして UO_2 混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。表 2-2 に KROTOS 計画の試験結果のまとめを示す。アルミナ試験では、サブクール度が高い試験ケース (K38, K40, K42, K43, K49) では、外部トリガー無しで水蒸気爆発が発生しているが、サブクール度が低い試験ケース (K41, K44, K50, K51) では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方、 UO_2 混合物試験では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。また、 UO_2 混合物試験でも外部トリガー有りでは水蒸気爆発が発生している (K52, K53) が、これらのケースはサブクール度が高い試験ケースである。また、 UO_2 混合物試験の水蒸気爆発のエネルギー変換効率は、アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験と UO_2 混合物の相違については以下のように考察されている。

- ・ アルミナはプール水面近傍でブレイクアップし、粗混合時に粒子が半径方向に広がり、水蒸気爆発の伝播がし易くなった可能性がある。
- ・ UO_2 混合物の方が一般的に過熱度は小さく、 UO_2 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易く、これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験では水素が発生し、これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

2.3 FARO 計画

FARO 計画^[3]では、酸化物コリウム及び金属 Zr を含むコリウムが用いられ、多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが、低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。FARO 試験装置の概要を図 2-3 に示す。表 2-3 に FARO 計画の試験結果のまとめを示す。FARO 計画のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発は発生していない。FARO 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ 高圧・飽和水試験、低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し、一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属 Zr 成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。
- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが、試験条件 (初期圧力、水深、コリウ

ム落下速度，サブクール度）に依存していない。

2.4 COTELS 計画

COTELS 計画^[5]では、模擬溶融物として UO₂-Zr-ZrO₂-SS 混合物を用いており、コリウムに金属成分が含まれている。COTELS 試験装置の概要を図 2-4 に示す。表 2-4 に COTELS 計画の試験結果のまとめを示す。COTELS 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め、全ての試験で水蒸気爆発は発生していない。
- ・ プールに落下した溶融コリウムは、ほとんどがプール水中で粒子化した。
- ・ 粒子径は、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

2.5 知見のまとめ

上記で示した実験結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・ 高圧条件，または低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある。（ALPHA 試験，KROTOS 試験）
- ・ UO₂ 混合物を用いた代表的な FCI 実験（外部トリガー無し）では，水蒸気爆発は確認されていない。（FARO 試験，COTELS 試験，KROTOS 試験）
- ・ 粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される。（FARO 試験）
- ・ 粒子化割合は，デブリ落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される。（COTELS 試験）
- ・ UO₂ 混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく，水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される。（KROTOS 試験の考察）
- ・ デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると，トリガーの伝播を阻害する可能性がある。（KROTOS 試験の考察）
- ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し，蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される。（KROTOS 試験の考察）

3. 専門家会議等の知見

αモード破損の発生確率については、これまで専門家会議(SERG)等で議論がなされてきており^{[6][7]}、BWRについての議論の結果を表3に示す。BWR体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため、αモード破損の発生確率は、プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

3. で示したように、国際的な専門家会議の工学的議論から、BWR 体系の炉内 FCI は格納容器破損の脅威とならないことが結論付けられている。また、表 4 に炉内 FCI の影響因子に対して、代表的な実験結果、専門家会議の知見を踏まえた BWR 実機体系条件の分析結果を示す。表 4 に示すように、実験結果の知見を踏まえても BWR 実機体系では水蒸気爆発は抑制される傾向であり、大規模な水蒸気爆発は発生しないと考えられる。以上より、BWR 体系における α モード破損の発生可能性は十分小さいと考えられる。したがって、BWR における格納容器破損モードとして、炉内 FCI の考慮は不要である。

以上

5. 参考文献

- [1] N. Yamano, Y. Maruyama, T. Kudo, A. Hidaka, J. Sugiyama, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995
- [2] I. Huhtiniemi, D. Mgallon, H. Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999
- [3] D. Magallon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006
- [4] H. S. Park, R. Chapman, M. L. Corradini, Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999
- [5] M. Kato, H. Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [6] T.G. Theofanous and W.W. Yuen, The Probability of Alpha-Mode Containment Failure Updated, Nucl. Eng. Des. 155 459-473, 1995
- [7] S. Basu, T. Ginsberg, A reassessment of the potential for an alpha-mode containment failure and a review of the current understanding of broader fuel-coolant interaction (FCI) issues, Report of the 2nd steam explosion review group workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996
- [8] T. Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR'S, NUREG/CP-0127, 1994
- [9] T.G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994
- [10] O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

表 2-1 ALPHA 試験の主要な試験条件及び試験結果^[1]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
ALPHA	STX002	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX003	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	292	1.0	No	Yes	-
	STX005	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	300	1.0	No	Yes	-
	STX009	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX016	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86
	STX017	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66
	STX018	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33
	STX001	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	293	1.0	No	No	-
	STX010	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	297	1.0	No	Yes	-
	STX013	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	284	1.0	No	No	-
	STX014	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	372	1.0	No	No	-
	STX008	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	288	1.0	No	No	-
	STX012	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	290	1.0	No	No	-
	STX015	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.00	282	1.0	No	No	-
	STX006	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	298	1.0	No	No	-
	STX011	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	290	1.0	No	Yes	-
	STX019	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67
	STX020	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	1.0	No	No	-
	STX021	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05

表 2-2 KROTOS 試験の主要な試験条件及び試験結果 [2][3][4]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機構的エネルギー変換効率 (%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3073	0.1	5	1.11	No	No	-
	K42	Alumina	1.5	2465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2473	0.1	13	1.11	No	No	-
	K51	Alumina	1.7	2478	0.1	5	1.11	No	No	-
	K32	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3063	0.1	22	1.08	No	No	-
	K33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3063	0.1	75	1.08	No	No	-
	K35	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3023	0.1	10	1.08	Yes	No	-
	K36	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3025	0.1	79	1.08	Yes	No	-
	K37	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3018	0.1	77	1.11	Yes	No	-
	K45	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3106	0.1	4	1.14	Yes	No	-
K46	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3086	0.1	83	1.11	Yes	No	-	
K47	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3023	0.1	82	1.11	Yes	No	-	
K52	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	2.6	3133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02	
K53	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.6	3129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05	

表 2-3 FARO 試験の主要な試験条件及び試験結果^[3]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
FARO	L-06	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	18	2923	5	0	0.87	No	No	-
	L-08	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	44	3023	5.8	12	1.00	No	No	-
	L-11	77wt.%UO ₂ -19wt.%ZrO ₂ -4wt.%Zr	151	2823	5	2	2.00	No	No	-
	L-14	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	125	3123	5	0	2.05	No	No	-
	L-19	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	157	3073	5	1	1.10	No	No	-
	L-20	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	96	3173	2	0	1.97	No	No	-
	L-24	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	177	3023	0.5	0	2.02	No	No	-
	L-27	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	117	3023	0.5	1	1.47	No	No	-
	L-28	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	175	3052	0.5	1	1.44	No	No	-
	L-29	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	39	3070	0.2	97	1.48	No	No	-
	L-31	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	92	2990	0.2	104	1.45	No	No	-
	L-33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	100	3070	0.4	124	1.60	Yes	No	-

表 2-4 COTELS 試験の主要な試験条件及び試験結果^[5]

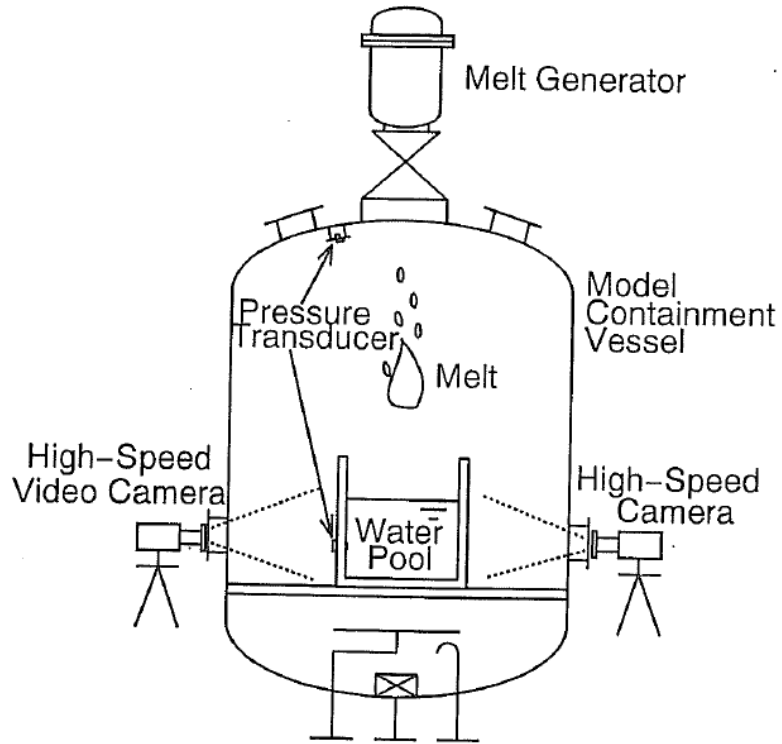
試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
COTELS	A1	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	-
	A4	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	-
	A5	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	-
	A6	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	-
	A8	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	-
	A9	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	-
	A10	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	-
	A11	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	-

表 3 BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

炉内 FCI に関する国際会議, 文献	BWR の炉内 FCI に関する議論
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) ^[8]	BWR の圧力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広範囲でのコヒーレントなロケーションは、炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラッグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。従って、スラッグにより破壊された圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。(T. Okkonen 等)
NUREG/CR-5960 (1994) ^[9]	BWR の下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。(T. G. Theofanous 等)
SERG-2 ワークショップ (1996) ^[7]	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため、BWR の α モード格納容器破損確率は、おそらく PWR より小さい。(M. Corradini)
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) ^[10]	下部プレナム構造物の存在により、水蒸気爆発の影響を緩和する。現在の知見は、一般に BWR では炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない。(O. Zuchuat 等)

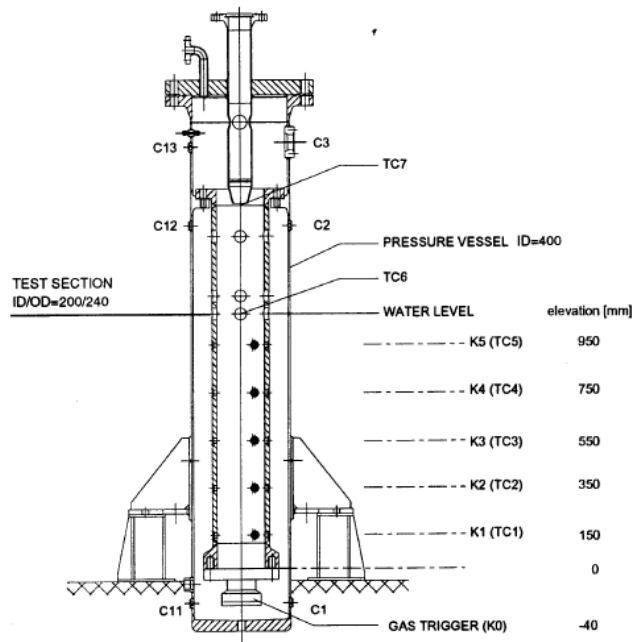
表 4 BWR 実機体系を踏まえた炉内 FCI の分析結果

炉内 FCI に影響する因子	BWR 実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内 FCI への影響
溶融物組成	溶融落下物は、金属成分を含む UO_2 混合物	<ul style="list-style-type: none"> ・ 模擬溶融物に UO_2 を用いた代表的な FCI 試験 (FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験) では、トリガー無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・ 溶融物に金属成分を含む場合は、粒子化が促進される (FARO 試験)。 ・ UO_2 混合物では (融点が高いため) 過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる (KROTOS 試験の考察)。 ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる (KROTOS 試験の考察)。 	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが、粒子表面の固化、水素発生により水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では、下部プレナム冷却材は飽和温度に近い	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低サブクール水条件では、水蒸気爆発は抑制される可能性がある (ALPHA 試験, KROTOS 試験)。 ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる (FARO 試験)。 ・ 下部プレナム水が低サブクール条件の場合、デブリ落下時のボイド発生が多くなり、トリガーの伝播を阻害する可能性がある (KROTOS 試験の考察)。 	低サブクール条件では、粒子化を抑制し、ボイド発生が多くなるため、水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	<ul style="list-style-type: none"> ・ 下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため、格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。(専門家会議等の知見) 	水蒸気爆発が発生しても、構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。



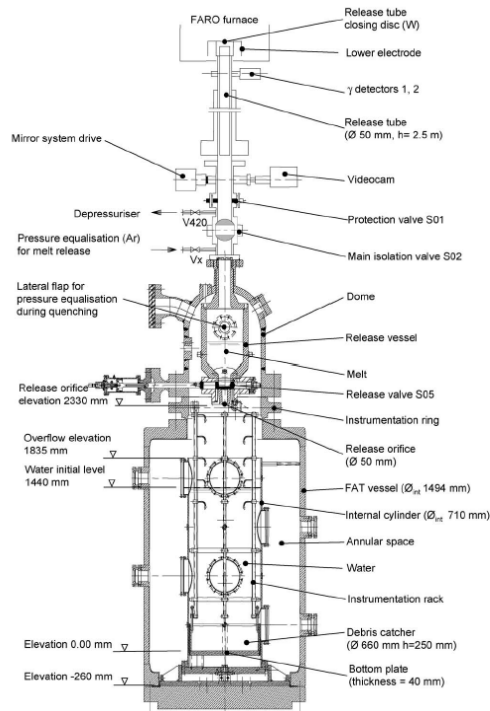
出典：参考文献[1] p. 371 Fig. 1

図 2-1 ALPHA 試験装置の概要



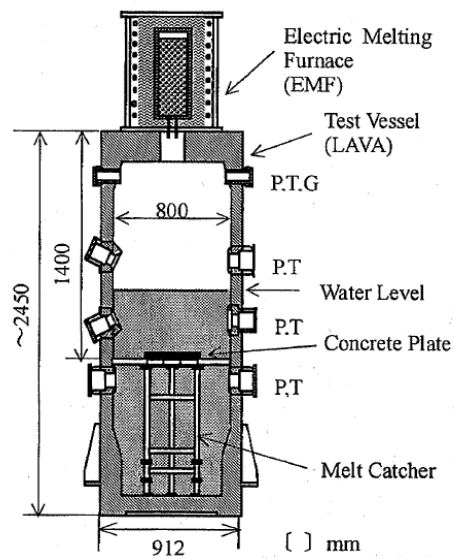
出典：参考文献[2] p. 380 Fig. 1

図 2-2 KROTOS 試験装置の概要



出典：参考文献[3] p.1999 Fig.1

図 2-3 FARO 試験装置の概要



P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

出典：参考文献[5] p.37 Fig.1

図 2-4 COTELS 試験装置の概要

女川原子力発電所 2 号機

内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー

内部事象運転時レベル 1.5 PRA イベントツリー

目 次

1. 高圧・低圧注水機能喪失	
○TQUV	図 1
2. 高圧注水・減圧機能喪失	
○TQUX	図 2
3. 全交流電源喪失	
○長期 TB	図 3
○TBD	図 4
○TBU	図 5
○TBP	図 6
4. L O C A時注水機能喪失	
○AE	図 7
○S1E	図 8
○S2E	図 9

プラント 損傷状態 TQUV	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シールドカク なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FBYP 隔離失敗

図1 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

プラント 損傷状態 TQUX	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シールドカク なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														OKV RPV内事故収束
														FH2D 水素燃焼
														FOP 過圧破損(長期冷却失敗)
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														OKP -
														FH2D -
														FOP -
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FPE 水蒸気爆発
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FDCH 格納容器雰囲気気直接加熱
														FBYP 隔離失敗

図 2 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)

プラント 損傷状態 TB	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DOHなし	シェルフラク なし	RPV破損後 AC復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
																FOT FPDCCI FMLT FDCH FBYP	過温破損 コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 格納容器内蒸気直接加熱 隔離失敗

図 3 全交流電源喪失 (長期 TB)

プラント 損傷状態 TBD	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DOHなし	シェルブツク なし	RPV破損後 AC復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
																FOT FPDCCI FMLT FDCH FBYP	過温破損 コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 格納容器内蒸気直接加熱 隔離失敗

図 4 全交流電源喪失 (TBD)

プラント 損傷状態 TBP	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中蒸下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シフトアップ なし	RPV破損後 AC復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
																OKV RPV内事故収束 水素燃焼
																FH2D 過圧破損(長期冷却失敗)
																FOP 過温破損
																FOT 過温破損
																FPDCCI コア・コンクリート反応継続
																FMLT 溶融物直接接軸
																OKP -
																FH2D -
																FOP -
																FOT 過温破損
																FPDCCI コア・コンクリート反応継続
																FPE 水蒸気爆発
																FOT 過温破損
																FPDCCI コア・コンクリート反応継続
																FOT 過温破損
																FPDCCI コア・コンクリート反応継続
																FMLT 溶融物直接接軸
																FBYP 隔離失敗

図 6 全交流電源喪失 (TBP)

プラント 損傷状態 AE	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シールドパク なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FPE 水蒸気爆発
														FBYP 隔離失敗

図7 LOC A時注水機能喪失 (AE)

プラント 損傷状態 SIE	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シールドパク なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FPE 水蒸気爆発
														FBYP 隔離失敗

図 8 L O C A 時注水機能喪失 (SIE)

プラント 損傷状態 SZE	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シールドカク なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FPE 水蒸気爆発
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FDOH 格納容器雰囲気気直接加熱
														FPE 水蒸気爆発
														FBYP 隔離失敗

図9 LOCA時注水機能喪失 (S2E)

格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について

レベル 1.5PRA においては、炉心損傷後から格納容器破損に至るまでの事故シーケンス及び格納容器破損頻度(CFF)を評価している。この際、雰囲気圧力・温度による静的負荷に対する格納容器耐性として、過温破損に対して限界温度 200℃を、過圧破損に対して限界圧力 2Pd(格納容器の最高使用圧力の 2 倍, 854kPa[gage])を判定基準としている。

今回の PRA の実施に際して、上記の判定基準を適用するに当たっては、以下のとおり福島第一原子力発電所事故の知見を考慮している。

(1) 福島第一原子力発電所事故による格納容器破損に関する知見

福島第一原子力発電所事故では、1～3号機の格納容器がいずれも事故後のどこかのタイミングで破損に至ったと考えられ、その詳細なメカニズムについては、解明に向けた取り組みが進められているところである。

福島第一原子力発電所事故の調査結果は、平成 25 年 12 月に第 1 回進捗報告^[1]、平成 26 年 8 月に第 2 回進捗報告^[2]、平成 27 年 5 月に第 3 回進捗報告^[3]が行われている。また、平成 27 年 3 月の柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の新規制基準適合性に係る審査会合(原子炉格納容器の限界温度・圧力)^[4]で報告されている。ここでは、格納容器破損に係る情報として、漏えい経路、格納容器圧力挙動及び格納容器温度挙動に着目し、以下のとおり知見を整理した。

a. 格納容器破損時の漏えい経路

原子炉建屋での水素爆発が発生しておらず、原子炉建屋オペレーティングフロアの形状が維持されているため、他号機に比べて格納容器からの漏えい経路が推定し易い 2 号機に着目する。2 号機では、格納容器圧力の低下が確認された 3 月 15 日の朝方にブローアウトパネルから蒸気が放出されていること、後日の調査でオペレーティングフロアにおけるシールドプラグ近傍で高い線量率を観測したことが確認されている。これに加え、過去の試験結果等から考えられている漏えいポテンシャルの高い箇所を考慮に入れると、格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部からの漏えいの可能性がある。

b. 1 号機の格納容器温度・圧力

1 号機のドライウェル圧力は、3 月 11 日 23 時 50 分頃に 0.6MPa[abs]を、3 月 12 日 2 時 30 分頃に 0.84MPa[abs]を計測した後、3 月 12 日 14 時 30 分頃のベント操作による圧力減少まで、0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度の圧力で推移している。この間、注水による蒸気発生、格納容器温度の上昇、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガス発生等によって、格納容器圧力は上昇傾向になると想定されるが、測定値からは圧力が一定となる傾向が示されており、格納容器からの漏えいがあったことが

示唆される。

また、炉心損傷後の格納容器温度の測定データは得られていないものの、事故時に計測されたプラントデータを基に条件を仮定した MAAP 解析が実施されており、その中でドライウェル温度も評価されている。1号機の MAAP 解析結果からは、格納容器気相漏えいを仮定した3月12日11時46分頃において、ドライウェル温度は約300℃以上となっている。過去の研究によれば、このような過温条件ではガスケットが損傷する可能性があることから、過温によるガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。実際に、1号機では格納容器内部調査により格納容器貫通部に設置されていた遮へい用の鉛板が消失していることが確認され、格納容器壁付近で少なくとも鉛の融点(328℃)以上を経験した可能性が検討されている。

c. 2号機の格納容器温度・圧力挙動

2号機では、原子炉隔離時冷却系運転期間中に格納容器圧力が徐々に上昇し、原子炉隔離時冷却系停止後、炉心損傷に伴う水素発生や逃がし安全弁の開放等によると考えられる上昇が、14日20時頃、21時頃、23時頃に観測され、格納容器圧力は0.75MPa[abs]程度にまで至る。その後3月15日7時20分頃までほぼ一定の圧力で推移している観測結果が得られており、高い圧力状態が継続していたと考えられる。なお、3月14日13:00頃から格納容器圧力が一時的に低下して再上昇しているが、この圧力低下を格納容器気相漏えいと仮定した場合に、その後の圧力上昇を説明できないことから、MAAPの解析においては、3月15日7時20分頃の格納容器気相漏えいを仮定している。この解析結果によれば、仮定した格納容器気相漏えいの前に、ドライウェル圧力が0.7MPa[abs]程度になると評価されている。

また、2号機の MAAP 解析結果より、格納容器温度は3月13日12時頃から150℃を上回っており、格納容器気相漏えいを仮定した3月15日7時20分頃までの長期間にわたって150℃～175℃程度の高温状態が継続している。この温度域は、1号機と比較して低くなっているが、シリコンゴム製シール材にとっては厳しいものとなっており、この間にシール材の高温劣化が進んだと考えられる。

d. まとめ

格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見を以下にまとめる。

- ・格納容器破損時の漏えい経路に関する知見として、現場の調査結果から、格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部から漏えいが発生した可能性がある。
- ・シリコンゴム製のシール材が長時間にわたり苛酷事故環境下に晒されたことで劣化し、格納容器加圧との重畳によって格納容器破損に至った可能性がある。

(2) 今回のレベル1.5PRAにおける福島第一原子力発電所事故の知見の反映

今回の女川原子力発電所2号炉におけるレベル1.5PRAでは、格納容器の過温破損及び過圧破損に対する破損判定基準として、重大事故等対策の有効性評価における破

損判定基準と同じ条件(限界温度 200℃, 限界圧力 2Pd)を用いている(別紙 4.1.1.e-1(補足))。

上述のとおり、福島第一原子力発電所事故の知見から、従来から格納容器トップフランジ等のシール部に用いられているシリコンゴム製のシール材は、長時間にわたる苛酷事故環境下への曝露によってシール機能が劣化し、格納容器加圧との重畳によって格納容器破損に至る可能性がある。しかしながら、女川原子力発電所 2 号炉においては、格納容器トップフランジ部等のシール材を改良 EPDM 材等に変更して格納容器健全性の評価を実施した結果、事故後 7 日間にわたり、限界温度及び限界圧力はそれぞれ 200℃, 2Pd に対して余裕があることを確認している。

今回のレベル 1.5PRA における事故進展解析では、格納容器からの除熱に期待しないため、格納容器破損までの余裕時間は最も長いケースでも となっている。そのため、レベル 1.5PRA の格納容器破損判定条件として 200℃, 2Pd を適用することは妥当であると考えている。なお、本条件が変更された場合は、レベル 1.5PRA の CET 構造への反映について検討を行う。

また、福島第一原子力発電所事故については、格納容器内の状況等、未だ確認が困難な点が多く、未解明な問題がある。一方で、これまでの調査結果等からは、現在レベル 1.5PRA で考慮しているモード以外で格納容器が破損に至ったとは考えにくい。このことから、事故シーケンスの抽出という観点では現在の PRA でも網羅的な分析となっているものとする。

今後、事故時の格納容器挙動に関する新たな知見が得られた場合には、その知見を適切に反映していく予定である。

以上

参考文献：

- [1] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告」平成 25 年 12 月 13 日
- [2] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告」平成 26 年 8 月 6 日
- [3] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告」平成 27 年 5 月 20 日
- [4] 東京電力株式会社「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 重大事故等対策の有効性評価について(原子炉格納容器の限界温度・圧力)」, 別添-1 “福島第一原子力発電所事故時の原子炉格納容器温度・圧力の挙動” 平成 27 年 3 月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

女川原子力発電所 2 号炉の原子炉格納容器限界温度・圧力について

女川原子力発電所 2 号炉の設置変更許可申請における重大事故等対策の有効性評価では、原子炉格納容器限界温度を 200℃、限界圧力を最高使用圧力の 2 倍 (2Pd : 854kPa[gage]) と設定している。

なお、原子炉格納容器限界温度・限界圧力の設定値根拠は以下のとおりである。

1. 格納容器限界温度・圧力に関する既往研究について

重大事故時条件下の格納容器閉じ込め機能については、過去に電力会社等による共同研究 (以下「電共研」という。) で解析、試験等を実施しており、これをもとに有効性評価の格納容器限界温度・圧力を設定している。また、当時の (財) 原子力発電技術機構 (以下「NUPEC」という。) による「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業)」の研究成果も取り入れて、格納容器閉じ込め機能に関する新たな知見を踏まえた限界温度・圧力の設定を行っている。図 1 に、電共研で実施した格納容器閉じ込め機能に関する「漏洩、破損圧力-温度線図」を示す。

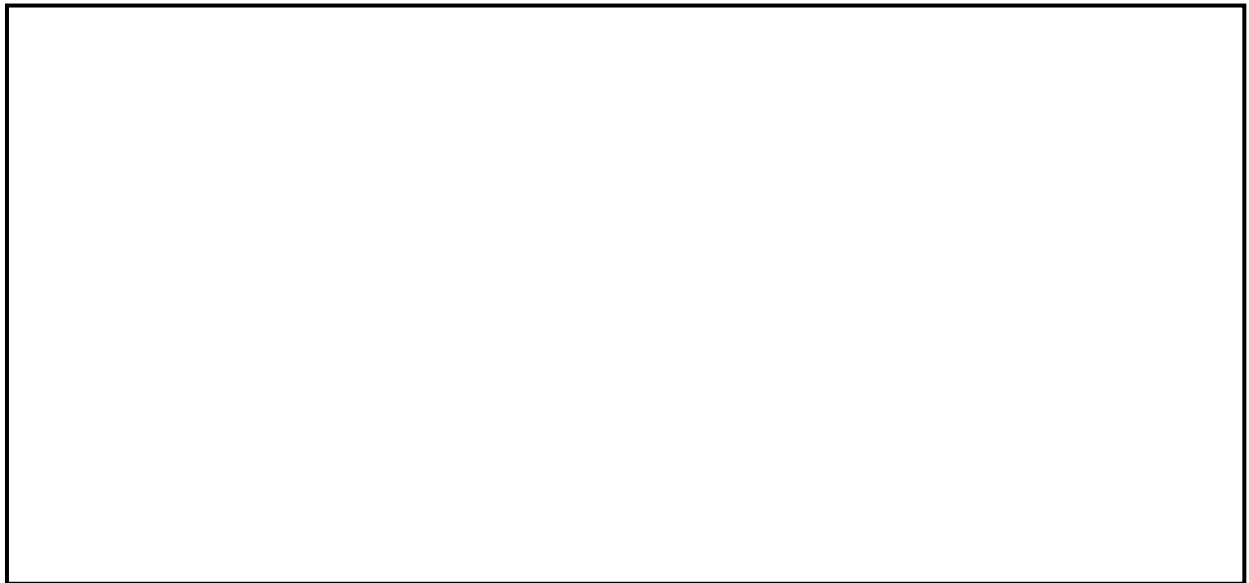


図 1 漏洩、破損圧力-温度線図 (MARK-I 改型)

(1) 「漏洩、破損圧力-温度線図」について

【線(a)】 飽和蒸気圧曲線

本線は飽和蒸気圧曲線を示すことから、線(a)を境にした①の範囲は、重大事故時では発生する可能性の少ない荷重の範囲である。

【線(b)】 格納容器構造部の破損判定解析結果 (破損可能性が高い境界)

本線は格納容器全体、トップヘッドフランジ、ハッチフランジ部の構造解析結果から、過圧・過温状態における格納容器の延性破損クライテリアを示したもの

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

である。解析評価の破損判定として、塑性不安定荷重（引張試験片がネッキングを起こして不安定破壊するような状態の荷重）を用いており、格納容器延性破損に対する限界の線を引いている。

【線(c)】格納容器構造部の破損判定解析結果（破損すると考えられる境界）

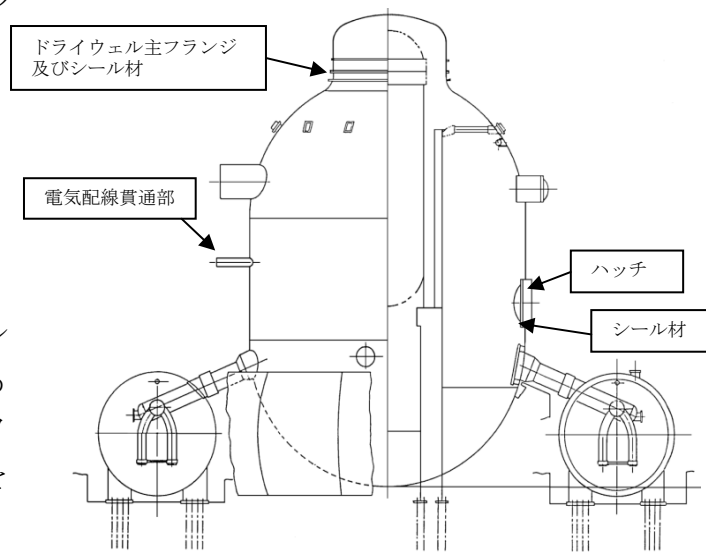
本線は格納容器全体，トップヘッドフランジ，ハッチフランジ部の構造解析結果から，過圧・過温状態における格納容器の延性破損クライテリアを示したものである。解析評価の破損判定として，線(b)で用いた荷重よりも小さい崩壊荷重で評価し，格納容器延性破損に対して保守的な境界を引いている。

【線(d)】格納容器フランジ部の漏洩判定解析結果

本線はトップヘッドフランジ，ハッチフランジ部の構造解析結果からフランジ部の開口量を評価し，過圧・過温状態における格納容器の漏洩発生クライテリアを示したものである。解析で示したフランジ部の開口量がシール材初期締付量に相当する開き量に達した点を漏洩発生点とし，漏洩判定の境界線を引いている。

【線(e)】フランジ部からの漏洩の判定カーブ

本線は格納容器フランジ部シール材の小型モデル試験結果から，過圧・過温状態におけるシール材の漏洩判定を示したものである。小型モデル試験では，格納容器シール部形状を模擬した試験装置で，シール材から漏洩する圧力，温度に関するデータを取得している。試験は，シール材に放射線照射するケース，蒸気曝露するケースも含んでおり，各条件の試験データのばらつきを考慮して，保守的に漏洩点を設定して漏洩判定の境界線を引いている。



(参考図) Mark-I改良型原子炉格納容器

(2) 既往研究のモデル試験について

(a) トップヘッドフランジのモデル試験

電共研でトップヘッドフランジ模擬試験体を用い，常温で水圧により加圧することで漏洩判定と変形挙動を示している。その結果， まで加圧されたところで漏洩したことを確認している。

(b) ハッチのモデル試験

電共研でハッチ形状を模擬した小型モデルの試験体を用い，常温で水圧により加圧することで漏洩判定と変形挙動を示している。その結果， まで加圧

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

されても漏洩しないことを確認している。また、NUPEC ではハッチ形状を模擬した実機モデルの試験体を用い、常温で水圧により加圧破損試験を実施しており、約 4.4Pd まで加圧したところで破損が発生している。

(c) 電気配線貫通部のモデル試験

既往研究で電気配線貫通部の過圧・過温状態における耐漏洩性を確認している。電共研では、の圧力範囲内で程度の状態で漏洩しないことを示し、NUPEC の評価では、最大 1.0MPa (約 2.3Pd)、約 260℃までの耐漏洩性を示している。

2. 福島第一事故を踏まえた確認について

福島第一原子力発電所事故で原子炉格納容器内ガスが漏えいした経路として、原子炉格納容器トップヘッドフランジ、機器搬入用ハッチ等のフランジシール部が推定漏えい経路の 1 つであると考えられている。原子炉格納容器のフランジシール部は、内圧が低い段階ではボルトの初期締付により開口は抑制されているが、内圧の上昇に伴って開口量が増加することにより、外部への漏えい経路を形成する。ただし、フランジ部が開口しても、フランジ部の密閉性を担保しているシール材が健全であれば、シール材が開口に追従するため外部への漏えいを防止することができる。しかしながら、福島第一原子力発電所事故のような事故環境に晒されると、原子炉格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部に使用されているシール材が劣化し、フランジの開口に追従できなくなり、原子炉格納容器閉じ込め機能を損なう可能性がでてくる。

そこで、女川 2 号炉の原子炉格納容器フランジシール部に使用するシール材（改良 EPDM 材）について、事故時の温度や放射線による劣化特性を試験により確認し、想定される事故シナリオにおけるシール機能を評価した。その結果、原子炉格納容器が 2Pd の状況におけるフランジ部の開口を評価したところ、その開口量はシール材の追従範囲内であることを確認した。また、原子炉格納容器が 200℃の状況におけるシール材の劣化状況について、劣化特性を考慮しても原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を確認した。

3. 限界温度・限界圧力（200℃，2Pd）の設定について

既往研究における原子炉格納容器の閉じ込め機能の評価から、原子炉格納容器の温度・圧力が図 1 に示す②の範囲内であれば、原子炉格納容器に漏洩・破損が発生している可能性が少ないと考えられる。これらの結果から少なくとも、温度 200℃、最高使用圧力の 2 倍の圧力であれば、原子炉格納容器閉じ込め機能が確保できる範囲と考えており、福島第一原子力発電所の知見を踏まえても、女川原子力発電所 2 号炉の原子炉格納容器限界温度・限界圧力（200℃，2Pd）は妥当であると考えている。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・
原子炉压力容器破損の判断基準について

事故進展解析における，炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の条件については，表 1 に示す条件を満足した場合に，破損したと判断する。

各項目の根拠については，以下の通りである。

1. 炉心溶融の判断

--

2. 炉心支持板破損の判断

--

3. 原子炉压力容器破損の判断

--

表 1 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の判断

項目	条件	備考
炉心溶融の判断		
炉心支持板破損の判断		
原子炉压力容器破損の判断		

以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉心注水による R P V 破損回避の不確かさについて

レベル 1.5PRA では、原子炉圧力容器内溶融物保持（IVR：In-Vessel Retention）を考慮せず、低圧 ECCS による原子炉圧力容器（RPV）内注水が成功し、炉心支持板破損を回避できれば RPV 破損は無いと判定している。

この判定条件は、溶融炉心が RPV 下部プレナムへ移行しなければ RPV 破損は生じないとする考え方に基づくものである。溶融炉心の RPV 下部プレナムへの移行について、事象進展解析コード（MAAP4）は、溶融炉心が炉心支持板ノードに到達すると炉心支持板破損口（破損口サイズ：m²）から下部プレナムに移行するモデルとなっている。一方で、RPV 内注水が成功して炉心支持板ノードが冷却されれば、炉心支持板の上部ノードの溶融炉心も冷えて固化するため、溶融炉心は炉心支持板ノードに到達できず、RPV 下部プレナムに移行しないモデルとなっている。このように、RPV 内注水が成功すれば炉心支持板破損は生じないものの、MAAP コードの炉心溶融進展挙動には不確かさを含んでいる。

この不確かさをレベル 1.5PRA の評価に取り入れた感度解析を行うことにより、上記 RPV 破損回避の判定条件が妥当であることを確認する。

1. RPV 下部プレナムへのリロケーションの不確かさ

事象進展解析において、事故後 1 時間及び事故後 2 時間に注水した場合の炉心状態を図 1 に示す。この図では、高圧シーケンスである TQUX において、原子炉減圧（ADS）と低圧 ECCS（LPCI 1 台）による RPV 注水に成功した場合の結果を代表的に示している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

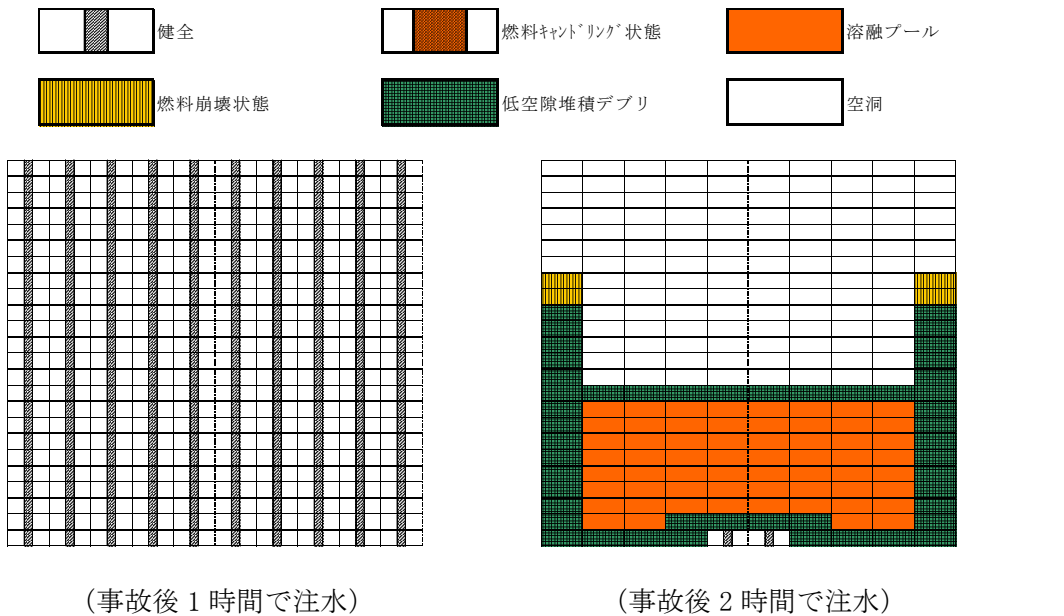


図1 炉心支持板破損前 RPV 注水による炉心冠水後の炉心状態

図1に示すように、事故後2時間で注水した場合には、炉心内部に熔融プールが形成されており、この熔融プールが下部クラスト（低空隙堆積デブリ）によって保持されているため、MAAP コードでは炉心支持板は破損せず、RPV 下部プレナムへのリロケーションは無いと判定されている。しかし、この下部クラストの安定性に関して不確かさがあるため、この不確かさを安全側に考慮した炉心状態として、炉心崩壊がなく熔融プールが全く形成されない事故後1時間及び0.5時間で注水した炉心状態を考えるとすることとする。

2. 不確かさを考慮した感度解析

レベル 1.5PRA では、事故後2時間の注水を RPV 破損回避の条件として、このために必要な緩和操作に対する余裕時間を設定している。すなわち、RPV 注水として、LOCA 信号による低圧 ECCS 自動起動を期待しているため、全交流電源喪失シーケンスである TBU, TBP において、この自動起動を可能にするための電源復旧操作の余裕時間を2時間と設定している。これに対し、上述の RPV 下部プレナムへのリロケーションの不確かさを取り入れた評価として、この余裕時間を1時間及び0.5時間とした感度解析を行う。

TBU, TBP の格納容器イベントツリーを図2に示す。上述の電源復旧操作に対応するヘディングは「RPV 破損前 AC 復旧」であり、この操作の余裕時間が2時間、1時間及び0.5時間の場合の失敗確率を表1に示す。

表1 「RPV 破損前 AC 復旧」の失敗確率

電源復旧の余裕時間	2時間（ベースケース）	1時間	0.5時間
失敗確率			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 の失敗確率を用い、格納容器破損頻度 (CFF) の感度解析を実施した結果を表 2 及び図 3 に示す。電源復旧の失敗確率が高くなることにより、格納容器内デブリ及び格納容器の冷却手段確保の可能性が減少することから、それに伴いコア・コンクリート反応継続、及び過温破損が増加している。また、RPV 破損の頻度が増加することから、水蒸気爆発が増加している。しかし、その増加は僅かであり、全格納容器破損頻度、及びそれに占める格納容器破損モードの割合を変えるほどの影響は無い。

以上のように、「炉心支持板破損=RPV 下部プレナムへのリロケーション」とする物理モデルには不確かさがあるが、格納容器破損頻度に与える影響は小さく、また、格納容器破損モードの割合を変えるほどの影響がないことから、炉心支持板破損を回避できれば RPV 破損は無いという判定条件は妥当である。

以 上

表2 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧の余裕時間）

格納容器破損モード	電源復旧の余裕 時間 2 時間 (ベースケース) (/炉年)	電源復旧の余裕 時間 1 時間/ 電源復旧の余裕 時間 2 時間 (—)	電源復旧の余裕 時間 0.5 時間/ 電源復旧の余裕 時間 2 時間 (—)
過温破損	9.4E-13	1.01	1.02
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.3E-09	1.00	1.00
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5.5E-05	1.00	1.00
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.9E-09	1.00	1.00
溶融物直接接触	0.0E+00	-	-
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	-	-
コア・コンクリート 反応継続	1.1E-10	1.01	1.01
水蒸気爆発	5.0E-15	1.01	1.02
水素燃焼	0.0E+00	-	-
ISLOCA	2.4E-09	1.00	1.00
隔離失敗	9.4E-10	1.00	1.00
合計	5.5E-05	1.00	1.00

プラント 損傷形態 TBU	PCV隔離	RPV破損前 A/C復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シフト なし	RPV破損後 A/C復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCVトップヘッド 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水蒸気爆 なし	PCV破損モード	
																OKV RH2D FOP FOT FOTTH FPDCCI FAULT OKP RH2D FOP FOTTH FPDCCI PPE FOT FOTTH FPDCCI FAULT FDCH OKP RH2D FOP FOTTH FPDCCI PPE FOT FOTTH FPDCCI FOT FDCH OKP RH2D FOP FOTTH FPDCCI PPE FOT FOTTH FPDCCI FOT FDCH FBYB	RPV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損(D/W) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 PCV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損 コア・コンクリート反応継続 水蒸気爆発 過温破損(D/W) 過温破損 コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 格納容器雰囲気気直接加熱 PCV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 水蒸気爆発 過温破損(D/W) 過温破損 コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 格納容器雰囲気気直接加熱 PCV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 水蒸気爆発 過温破損(D/W) 過温破損 コア・コンクリート反応継続 過温破損(D/W) 過温破損 コア・コンクリート反応継続 過温破損(トップヘッド) 過温破損(トップヘッド) 溶融物直接接触 格納容器雰囲気気直接加熱 隔離失敗

図2 (a) TBU シーケンスの格納容器イベントツリー

プラント 損傷状態 TBP	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シフト なし	RPV破損後 AC復旧	RPV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCVトップヘッド 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
																OKV FHZD FOP FOT FOTTH FPXCCI FULT OKP FHZD FOP FOTTH FPXCCI FPE FOT FOTTH FPXCCI FOT FOTTH FPXCCI FULT FBYB	RPV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損(D/W) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 PCV内で事故収束 水素燃焼 過圧破損(長期冷却失敗) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 水蒸気爆発 過温破損(D/W) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 過温破損(D/W) 過温破損(トップヘッド) コア・コンクリート反応継続 溶融物直接接触 隔離失敗

図 2 (b) TBP シーケンスの格納容器イベントツリー

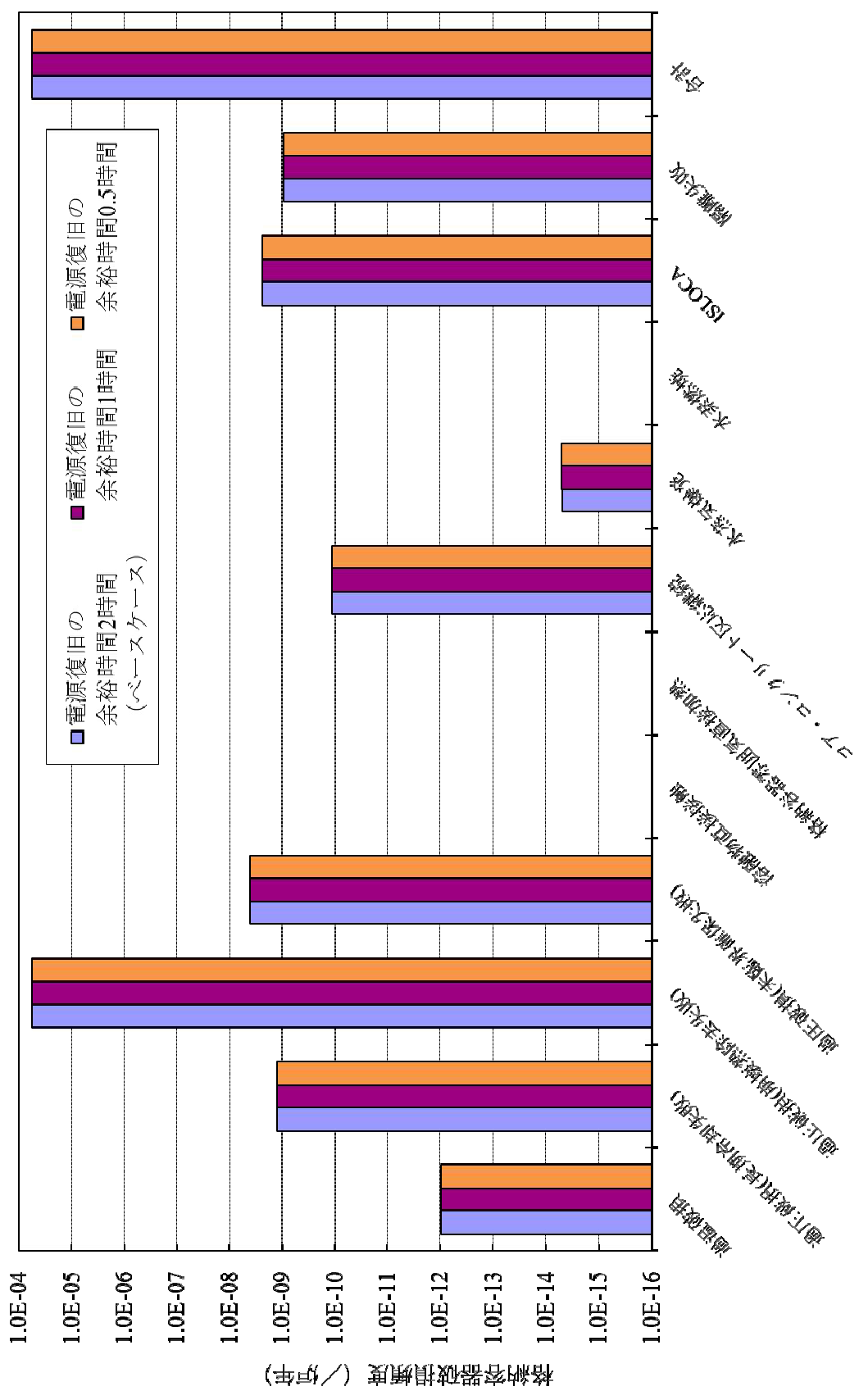


図3 電源復旧の余裕時間に関する感度解析結果

LOCA時に破断口から流出した冷却材の流入先

格納容器の構造を図 1 に示す。LOCAが発生し、ドライウェルに放出された冷却材は、ドレンサンプまたは格納容器下部開口部を通過して格納容器下部に流入する。

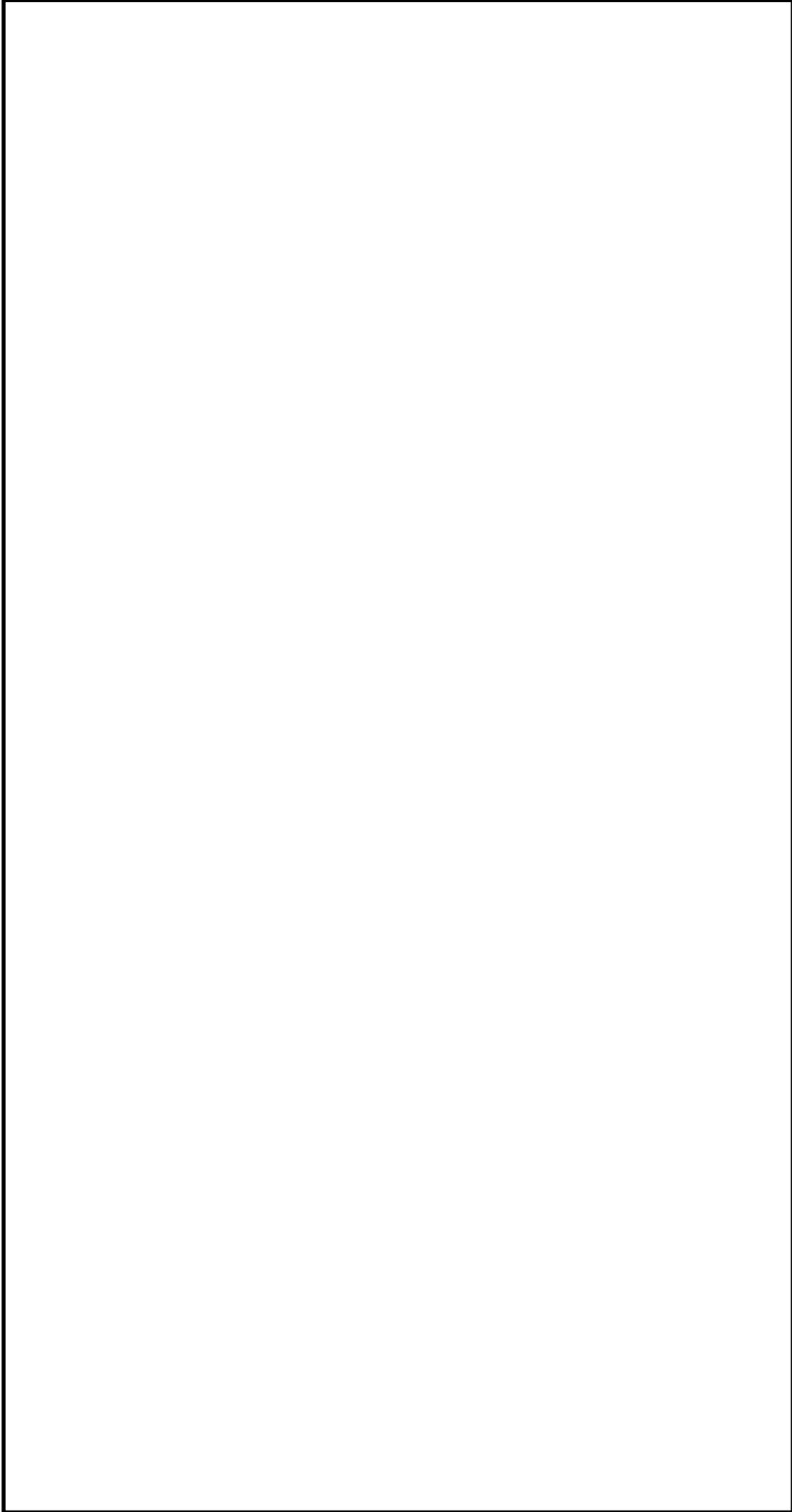


図 1 格納容器の構造図 (BWR, Mark-I 改良型格納容器)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について

格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について，以下に示す。

格納容器イベントツリーにおける
物理化学現象による格納容器破損確率の設定方法

1. 炉外溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 F C I）
2. 格納容器雰囲気直接加熱（D C H）
3. 溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）

1. 炉外溶融燃料—冷却材相互作用（炉外F C I）

1. 炉外溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）

(1) 事象の概要

溶融燃料が炉外の水プールに落下すると、溶融燃料によるジェットから分裂した溶融燃料の粒子（以下「溶融デブリ」という。）と水が混合し粗混合状態が形成される。このとき、溶融デブリの周囲では膜沸騰が形成され、溶融デブリと水は直接的には接触していないため、蒸気発生は比較的緩やかである。ここで、溶融デブリの膜沸騰に対して何らかの外乱が加わると、蒸気膜が崩壊し、溶融デブリと水が直接接触する（トリガリング）。溶融デブリと水が直接接触し、急速な伝熱および蒸気発生に伴う圧力波が発生すると、発生した圧力波によって溶融デブリはさらに微細化され、更なる伝熱及び蒸気発生を促進が起こる。このとき発生する圧力波が周囲に伝播することで更なるトリガリングを生じ、大規模な蒸気発生と衝撃波の発生に至る。発生した衝撃波が冷却材中を伝播し、格納容器の壁面に作用すると、格納容器壁面にひずみが生じる可能性がある。さらに、ひずみが大きい場合には、格納容器破損に至る可能性がある。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

水蒸気爆発の研究は1950年代に始まり、1960年代には原子炉施設における水蒸気爆発の事例が発端となり、原子炉の安全性に関連して精力的に行われるようになった。1970年代には、数kgから数十kg規模の溶融物を用いた大規模な実験的研究が始まり、機構に関するモデルが発達した。1975年には、Boardらによって、水蒸気爆発が図1に示すような4段階の素過程、すなわち、1) 初期粗混合状態、2) 自発的あるいは外部トリガ、3) 急速伝熱・細粒化を伴う相互作用の伝播、4) 膨張による機械的エネルギーの放出、から成るといいうゆる熱的デトネーションモデルと呼ばれているモデルが提唱された。

上記の熱的デトネーションモデルにおいては、水蒸気爆発現象の各素過程は、以下に示すような、さらに詳細な過程を経て進行していくものと提唱されている。

- ① 高温高沸点液体（溶融金属）と低温低沸点液体（水など）の接触
- ② 粗混合：溶融金属の固まりが水中で細かくなり粗い粒子として分散
- ③ 膜沸騰：細かく分散した金属液滴の周りを蒸気の膜が覆う
- ④ 蒸気膜の一部が崩壊
- ⑤ 金属と水の直接接触
- ⑥ 高温液滴の細粒化
- ⑦ 急激な熱移動
- ⑧ 圧力波の発生
- ⑨ 圧力波の伝播
- ⑩ 大規模な水蒸気爆発

炉外FCIに関して、上記のモデルに基づき、国内外で実験的研究と解析モデル開発が実施されており、これらの知見を基に実機の炉外FCI発生時の発生荷重と

格納容器破損確率の評価がなされている。先行研究例（AP600^[1]，System80+^{[2][3][4]}，ABWR^{[5][6]}，Forsmark3^[7]，Beznau^[8]）^[9]について、炉外F C Iによる発生エネルギー評価モデル，流動解析モデル，構造応答モデルおよび壁耐力モデルをまとめたものを表1に示す。

炉内F C I研究も含め，F C Iによる格納容器破損確率を評価している先行研究例では，以下のようにF C I現象を扱っている。

- ・ Beznau 炉外F C I評価(Zuchuat ら)^[4]では，TEXAS コードを用いた炉外F C Iによる発生圧力評価結果から，格納容器破損に至る過程を3つに分けて評価している。
- ・ Sizewell B 炉内F C I評価(Turland ら)^[7]では，トリガリング時に爆発に寄与する溶融デブリの割合と機械的エネルギー変換効率を与えている。
- ・ PWR 大型ドライ PCCV 評価(Theofanous ら)^[8]では，粗混合状態にある溶融デブリのエネルギーと機械的エネルギー変換効率を与えている。

また，F C Iのリスクに関する研究プロジェクトとして，OECD/NEAの下でSERENA フェーズ2(2007年～2012年)が実施された^{[10]，[11]}。SERENA フェーズ2では，炉外F C Iの不確かさをもたらす現象を解明して不確かさを減少させることを目的とし，コリウム溶融物を用いた試験が行われた。表2の試験結果が示す通り，機械的エネルギー変換効率(Conversion Ratio)は，全て1%未満で小さいという結果が得られた。

以上のように，これまでに実施された格納容器破損確率の評価においては，F C Iに寄与する溶融デブリ量及び機械的エネルギー変換効率を与えて，F C Iにより発生するエネルギーを評価する手法と，F C I解析コードにより直接評価する手法が用いられている。

(3) 今回のPRAにおける扱い

今回，女川2号炉の内部事象出力運転時レベル1.5PRAのイベントツリーでは，炉外F C Iについて分岐（ヘディング）を設定している。この分岐確率の算出の考え方を，図2に示す。炉外F C Iに影響する不確実パラメータを選定すると共に各パラメータの分布を決定し，炉外F C Iにより発生するエネルギーを評価することによって格納容器破損確率を求める。評価の詳細は(4)に示す。

今回の評価では，重大事故対策を考慮しないため，炉外F C Iを考慮するシナリオは，R P V破損時にペDESTALに水プールが存在する可能性のある冷却材喪失事象時，及びR P V破損後にペDESTALへ落下した溶融デブリへの注水に成功する場合であり，ペDESTALの事前水張りを行うシナリオは考慮しない。

(4) F C Iによる分岐確率の算出の考え方

①F C Iに影響するパラメータの選定

熔融デブリと冷却材の接触から水蒸気発生までの一連の現象を説明するモデルとして、熱的デトネーションモデルが提唱されている。当該モデルにおいては、F C I を以下の4つの素過程段階に分けている。

- ・ 初期粗混合状態
- ・ 自発的あるいは外部トリガ
- ・ 急速伝熱・細粒化をともなう相互作用の伝播
- ・ 膨張による機械的エネルギーの放出

これらの各過程に対する現状の知見およびF C I 現象に影響するパラメータについて、以下に整理する。

a. 初期粗混合状態

炉外F C I においては、熔融デブリが水中に落下した直後や、熔融デブリが床面に到達し、注水した時点等で熔融デブリが微細化するトリガリングが発生し、熔融デブリの熱エネルギーを瞬時に放出し、水蒸気爆発に至る。このトリガリングに寄与する熔融デブリの量を粗混合量と呼んでおり、水蒸気爆発の規模を規定すると考えられている。

これまでの水蒸気爆発に関する研究からは、粗混合量の定量化には至っていないものの、粗混合量にはR P V破損後に放出される熔融デブリの放出挙動やトリガタイミング等が影響すると考えられている。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

- ・ R P V破損前に下部プレナムに落下する熔融デブリ量

炉心損傷進展挙動に応じて下部プレナムに落下する炉心溶解量が異なるため、不確かさ幅を有すると考えられる。本パラメータは、「F C I に寄与する熔融デブリ落下量」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

・ [] に影響し []
[]
[] により決まるため、不確かさ幅を有すると考えられる。

- ・ R P V破損後に放出される熔融デブリの特性（流量，組成）

熔融デブリの細粒化量に影響し、原子炉圧力容器破損モード（核計装管や制御棒案内管の貫通部破損，下部ヘッドのクリーブ破損等）や原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力により決まる。本パラメータは、「F C I に寄与する熔融デブリ落下

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

量」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・プール水中における粗混合領域

落下した溶融デブリのジェットからの離脱の態様と水中の落下挙動により決まる。ジェットから離脱した場合、熱伝達によって固化することで、粗混合量は減少する。本パラメータは、「FCIに寄与する溶融デブリ落下量」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・FCIに寄与する溶融デブリ落下量

FCIに寄与する溶融デブリ量は、トリガリングが発生するタイミングの違いにより異なり、不確かさ幅を有すると考えられる。

b. 自発的あるいは外部トリガ

水プールへ落下して粗混合状態にある溶融デブリは、トリガリングが発生することでFCIに至る。これまでに実施されたFCI実験による知見から、この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

- ・溶融デブリの過熱度

過熱度が小さい場合、溶融デブリ周りの蒸気膜崩壊時に接触界面温度が固化温度以下に低下してトリガリングが起きないと考えられている。本パラメータは、「トリガリング発生有無」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・プール水温

飽和水の場合には自発的トリガリングが発生しにくいという知見が得られている。本パラメータは、「トリガリング発生有無」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・トリガリング発生有無

トリガリングには多数の因子が寄与しており、不確かさ幅を有する。

c. 急速伝熱・細粒化をともなう相互作用の伝播及び膨張による機械的エネルギーの放出

トリガリング発生後は、冷却材と溶融デブリが直接接触し、高温伝熱・沸騰、高温融体の細粒化が高速に進み（伝播）、系全体に広がる（膨張）することで、溶融デブリの熱エネルギーが機械的エネルギーに変換される。炉外FCIで発生する機械的エネルギーの大きさは、溶融デブリの熱エネルギーと、機械的エネルギー変換効率によって決まる。

熔融デブリの熱エネルギーは、F C I に寄与する熔融デブリ落下量と、熔融デブリの単位質量あたりの内部エネルギーとで決まる。熔融デブリの内部エネルギーは、熔融炉心における金属の酸化割合等の性状に依存し、不確かさ幅を有する。

炉外F C I 発生時の機械的エネルギーへの変換効率は、アルミナを用いた試験で、保有熱エネルギーの1～3%程度、実機の熔融デブリに近い材料を用いた実験においては、1%以下となっている(KROTOS 実験^[12,13,14])。これまでの実験等による知見から、機械的エネルギー変換効率は、トリガリングのタイミング、熔融デブリの組成、粗混合領域のボイド率等に依存することが分かっているが、現象論的な不確かさがある。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

- ・トリガリングのタイミング

トリガリングのタイミングが早い場合、粗混合状態を形成して水蒸気爆発に寄与する熔融デブリの量が少ないために発生エネルギーは小さくなる。タイミングが遅い場合、細粒化した熔融デブリの固化が進むうえ、冷却材ボイド率が高まり機械的エネルギーが低下する。トリガリングのタイミングについては、現象論的な不確かさを有すると考えられる。本パラメータは、「F C I に寄与する熔融デブリ落下量」及び「機械的エネルギー変換効率」に影響するため、それらのパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・熔融デブリの内部エネルギー

内部エネルギーが高いほど、発生する機械的エネルギーが増大する。熔融デブリの内部エネルギーは、熔融デブリの金属の酸化割合等の性状に依存する。熔融デブリの組成について、主に燃料 (UO₂)、被覆管 (Zr)、制御棒 (B4C/SUS)、チャンネルボックス (Zr)、圧力容器下部ヘッド内構造材 (主に SUS) の混合物であり、熔融デブリ中金属の酸化割合は、不確かさ幅を有すると考えられる。

- ・粗混合領域のボイド率

ボイド率が高いと、水の運動エネルギーが蒸気相に吸収されてしまうため、エネルギー変換効率が低下する。粗混合領域のボイド率は、反応の過程に依存すると考えられるが、その過程には不確かさが存在する。本パラメータは、「機械的エネルギー変換効率」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・機械的エネルギー変換効率

炉外F C I 発生時の機械的エネルギーへの変換には多数の因子が寄与しており、不確かさ幅を有する。

以上に述べたF C I 現象の主要過程の知見から、F C I に関する支配パラメー

タとして、次のパラメータを選定するものとした。

- ・ []
- ・ F C I に寄与する溶融デブリ落下量
- ・ トリガリング発生有無
- ・ 溶融デブリ内部エネルギー
- ・ 機械エネルギー変換効率

②各パラメータの設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方を表 3 に示す。各パラメータの不確かさを考慮して分布を設定した。

③ F C I 分岐確率の評価

炉外 F C I は、水中に落下した溶融デブリの内、F C I に寄与する溶融デブリが持つエネルギーが機械的エネルギーに変換され、格納容器壁面に作用することにより、格納容器壁面にひずみが生じ、格納容器破損に至る事象である。

炉外 F C I による格納容器破損確率評価は図 2 の枠組みで評価した。

以下に評価の流れを示す。

- ・ 炉外水蒸気爆発の評価に影響し、不確かさが大きいパラメータとして、[] [] 溶融炉心の単位質量当たりの熱エネルギー（溶融デブリ内部エネルギー）、および熱エネルギーから機械的エネルギーへの変換効率を選定し、各パラメータに確率密度関数（pdf：probability density function）を設定する。

[]

- ・ 機械的エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）を設定する。
- ・ 確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、機械的エネルギーを求め、ペDESTALフラジリティを参照することで、水蒸気爆発発生時の条件付きペDESTAL破損確率を評価し、トリガリング発生確率（水蒸気爆発の発生確率）を 0.1 として、また、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定して、格納容器破損確率を評価する。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外水蒸気爆発の発生エネルギー（機械的エネルギー）とペDESTAL破損確率との因果関係（ペDESTALフラジリティ）は、



・塑性歪み [] の破損確率を [] とし、破損確率は塑性歪みに比例すると仮定する。

このようにして求めたペDESTALフラジリティを図4に示す。

パラメータの確率分布、粗混合量の評価式、およびペDESTALフラジリティをもとに、モンテカルロサンプリングを実施して、水蒸気爆発あり（トリガリングあり）の条件付きペDESTAL破損確率を求め、さらに、UO₂混合物を用いた既往試験（外部トリガー無し）では水蒸気爆発がほとんど確認されていないことから、

トリガリング発生確率（水蒸気爆発の発生確率）を0.1と仮定して、また、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定することにより、炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率を評価した。このようにして求めた炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率（平均値）は [] である。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

参考文献

- [1] Westinghouse, “AP600 Probabilistic Risk Assessment”, Rev.13, 1998
- [2] NUREG-1462, “Final Safety Evaluation Report Related to the Certification of the System 80+ Design Docket No.52-002”, Aug.1994
- [3] NUREG-1503, “Final Safety Evaluation Report Related to the Certification of the Advanced Boiling Water Reactor Design”, Jul.1994.
- [4] H.Almstrom, et al., “Significance of fluid-structure interaction phenomena for containment response to ex-vessel steam explosions”, OECD/CSNI Specialist Meeting, JAERI, Japan, May 1997.
- [5] O.Zuchuat, et al., “Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for SWISS Nuclear Power Plants”, OECD/CSNI Specialist Meeting, JAERI, Japan, May 1997.
- [6] GE, ABWR SSAR, section 19E.2.
- [7] ABBCE, System80+ SSAR-DC, section 19.11.
- [8] B.D.Turland, et al., “Quantification of the probability of containment failure caused by an in-vessel steam explosion for the Sizewell B PWR”, Nuclear Engineering and Design 155 (1995) pp.445-458.
- [9] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」財団法人原子力安全研究協会 平成13年7月
- [10] NEA/CSNI/R(2014)15, “OECD/SERENA Project Report Summary and Conclusion”, February 2015.
- [11] Seong-Wan Hong, Pascal Piluso and Matjaz Leskovar, “Status of the OECD-SERENA Project for the Resolution of Ex-Vessel Steam Explosion Risks”, Journal of Energy and Power Engineering 7 (2013)423-431
- [12] I. Huhtiniemi, et al., “Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts,” Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999.
- [13] D. Magallon, “Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments,” Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006.
- [14] H. S. Park, et al., “Vapor Explosions in One-Dimensional Large Scale Geometry with Simulant Melts”, NUREG/CR-6623, 1999
- [15] Steam Explosion Simulation Code JASMINE v.3 User’ s Guide, 日本原子力研究開発機構, JAEA-Data/Code 2008-014, July 2008.
- [16] 軽水炉シビアアクシデント時の炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率の評価, 日本原子力研究開発機構, JAEA-Research 2007-072, November 2007.
- [17] LS-DYNA KEYWORD USER’ S MANUAL VOLUME I & 2, LIVERMORE SOFTWARE TECHNOLOGY CORPORATION, August 2012.

表 1 炉外 F C I 先行研究例の整理 [9]

	発生エネルギーモデル	流動解析モデル	構造解析モデル	壁耐力モデル
(1) 米国 AP600 W 社 SSAR ^[1]	TEXAS-N コードによる解析。炉容器破損モードとして大規模破損と局所破損を対象に、トリガリングタイミングの影響も調べた。大規模破損では球でのトリガリングで最大圧力 170MPa、壁でのトリガリングで最大圧力 30MPa。	TEXAS-N コードにより蒸気、爆発から一貫して解析。	構造解析モデル 動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力を算出。三角波を仮定したダイナミックロードファクターの最大値(1.5)で圧力負荷を補正して、壁健全性を判断。キャビティ壁耐力の具体的な数値は記載がないが、大規模破損の場合(45MPa)、壁は破壊する結果となった。
(2) 米国 System80+ CE 社 SSAR ^[2]	3通りの評価を実施。①Henry による評価。相互作用領域での発生圧力が 75%までで減衰する効果を考慮して、壁負荷を算出した結果、圧力ピークは 500psi。②Moody による評価。ABWR と同様の手法であり、急速蒸気生成モデルによる評価結果から、コリウム量 2.51cm で 60psi。③TNT 火薬等価評価：エネルギー変換効率から発生エネルギーを求め、TNT 爆発等価の式を用いて算出した結果、コリウム量 60,000lbm で 9psi-s。	流動解析なし。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波/三角波を仮定したダイナミックロードファクターから、動的耐力を算出(矩形波の結果のみ記載あり)。動的耐力は、受け材で 930psi (DLF=1.25)、壁で 288psi (DLF=0.90)。
(3) 米国 System80+ NRC FSER ^[3] 41	TEXAS コードによる解析。ベースケースに直径 3cm の計測用案内管 1本破損を想定し、パラメータ解析ケースとして貫通部破損(1-8)、液融物温度(100K おき)、水深(3通り)を解析している。ベースケースでの衝撃力は受け材に 7.0MPa-s、壁に 2.9MPa-s、最大のケースで、受け材で 61kPa-s、壁で 25kPa-s。	TEXAS コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	ペテリ対壁の耐力評価は ABB-OE の評価を参照している。
(4) 米国 ABWR GE 社 SSAR ^[4]	Moody の式から、直径 2.5mm のコリウム粒子から飽和圧力への熱伝達によって生成される蒸気生成速度を算出。これを Rayleigh の気泡方程式に代入して、気泡の最大圧力を算出し、これが壁に加わる負荷としている。	流動解析なし。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波を仮定したダイナミックロードファクターから動的耐力を算出。ペテリ対壁の耐力評価は DLF=1.0 の場合、8.5MPa-s)、衝撃力に対する壁の耐力を評価し、それを発生するに必要なコリウム量を評価している。
(5) 米国 ABWR NRC FSER ^[5]	TEXAS-J エントによる解析。MAAP 解析結果に基づく初期条件を保守的要素としてコリウム流量 540kg/s、BWRSAR 解析結果に基づく初期条件 B E 条件としてコリウム流量 16.7kg/s を与える。保守的要素で 1.5MPa、B E 条件で 1.1MPa の圧力となった。	TEXAS-J コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波を仮定したダイナミックロードファクターから、動的耐力を算出。ペテリ対壁の耐力評価は延性比 1.6 の場合、3.7MPa-s)。
(6) スウェーデン Forsmark3 BWR 評価 ^[6] 14	蒸気発生を簡易的に一つの高温気泡(半径 1m・密度 100kg/m ³ ・圧力 50MPa・温度 1100K)が膨張することにより行われ、この条件は水蒸気爆発解析コード(PM-ALPHA、ESPROSE.m)による詳細解析結果とフィッティングすることで決められた。	DYNAS-2D による流体一貫一貫解析。円筒形体系水ジェット(深さ 7m・半径 12m)、半径 6m にペテリ対壁あり。気泡の急速膨張による圧力波の伝播とスラッグ(水領域)移動を評価。	DYNAS-2D による流体一貫一貫解析。2次元軸対象。壁底部は移動可。弾性係数 48000MPa、膨張応力 23.4MPa。壁の変形量を評価。	壁の耐力評価ならびに破損判定は実施されていない。
(7) スイス Beznau W 社型 PWR 評価 ^[7] 15	一次元 TEXAS コードによる解析。熱源体系は断面積 1m ² 、セル高さ 0.25m、セル数 30 にて水プールと気相部を模擬。初期条件や解析モデルの不確実性を定量化(確率分布化)している。炉容器破損モードは貫通部破損を前提として 1-10 本を一律確率で与える。比較用に二次元 FCI コードによる解析も実施。	TEXAS コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	幾つかの代表的な負荷に対して、動的構造解析を実施している。格納容器破損確率を、厚外 FCI によるペテリ対壁破損確率・「ペテリ対壁破損時の SG サポート破損確率」・「SG サポート破損時の格納容器破損確率」として算出している。

表 2 SERENA フェーズ 2 の試験結果

Test ID	TS-1	TS-2	TS-3	TS-4	TS-5	TS-6	KS-1	KS-2	KS-3	KS-4	KS-5	KS-6
Delivered Melt Mass (kg)	15.4	12.5	15.9	14.3	17.9	9.3	2.4	3.9	0.8	2.3	1.7	1.7
Melt Temperature (K)	~3000	3063	3107	3011	2940	2910	2969	3049	2 850	2958	2864	2853
Melt Superheat (K)	145	228	272	171	140	239	109	189	-	38	64	182
Melt Composition (wt%) UO ₂ -ZrO ₂ Zr U Fe ₂ O ₃ FP	73.4/26.6	68.0/32.0	71.0/29.0	81.0/19.0	76.0/18.3 5.0 0.7	73.3/18.5	70.0/30.0	70.0/30.0	70.0/30.0	80.0/20.0	80.1/11.4 8.5	73.0/20.4
Water Depth (m)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Water Temperature (K)	301	334	331	333	337	338	302	333	332	332	327	340
Sub-cooling (K)	115.9	61.7	65.1	64.0	57.7	56.9	118	60	-	62	67	54
System Pressure (MPa)	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.2		0.2	0.2	0.2
Fall Distance (m)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.8	-	0.8	0.8	0.8
Jet Diameter (mm)	50	50	50	50	50	50	15	10	30	30	30	30
Triggering Time After Release (ms)	939	875	.875	1 040	1 046	1 050	931	922	-	851	1127	1542
Location of Melt Leading Edge at Trigger Time (m)	~0.3	~0.4	~0.4	~0.4	~0.1	~0.4	0.5	0.0	-	0.0	0.0	0.0
Void at Triggering (vol %)	~4	~3	~2	14-24	12-34	4-10	6.7	27	1	6	16	12
Max. Pressure (MPa)	17	10	12	20	7	25	34.7	23.3	-	44.7	*	9.4
Impulse (N.s)	6640	>8000	~9000	>>9000	4680	>>9000	584	743	-	898	*	~0
Steam Explosion	S/E	S/E	S/E	S/E	Steam Spike	S/E	S/E	S/E	-	S/E	Energetic event*	Located S/E
Conversion Ratio (%)	0.12	0.28	0.22	0.35	0.06	0.66	0.10	0.08	-	0.18	-	~0

表3 各パラメータ設定の考え方

<p>FCIに寄与する溶融デブリ落下量</p>		
<p>溶融デブリ内部エネルギー (MJ/kg)</p>	<p>分布：三角分布 最小値：1.3 最尤値：1.4 最大値：1.5</p>	
<p>機械エネルギー変換効率</p>	<p>分布：三角分布 最小値：0.002 最尤値：0.01 最大値：0.03</p>	
<p>トリガリング発生有無</p>	<p>発生頻度 0.1</p>	<p>既往のFCI試験結果を踏まえて設定。衝撃波の発生が生じにくい低サブクール条件を除外し、高サブクール条件でのFCI発生頻度から0.1を設定。</p>

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

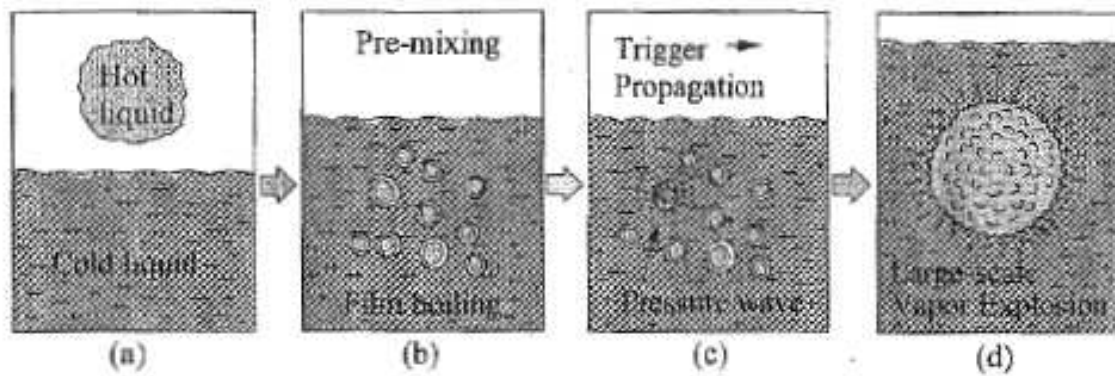


図1 熱的デトネーションモデルの概念

不確かさ要因

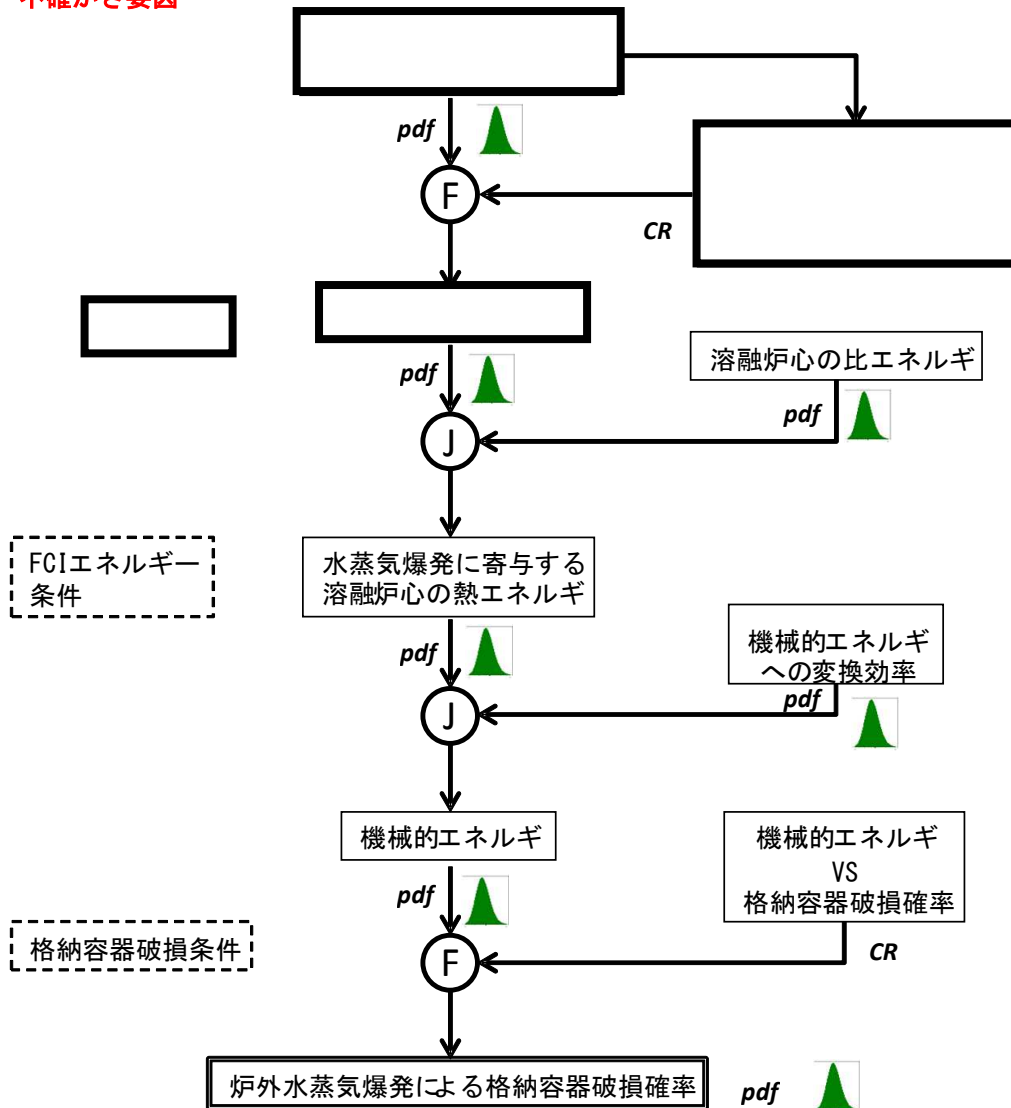


図2 FCIによる格納容器破損確率評価の枠組み

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図3 RPV 破損面積と粗混合量との相関関係

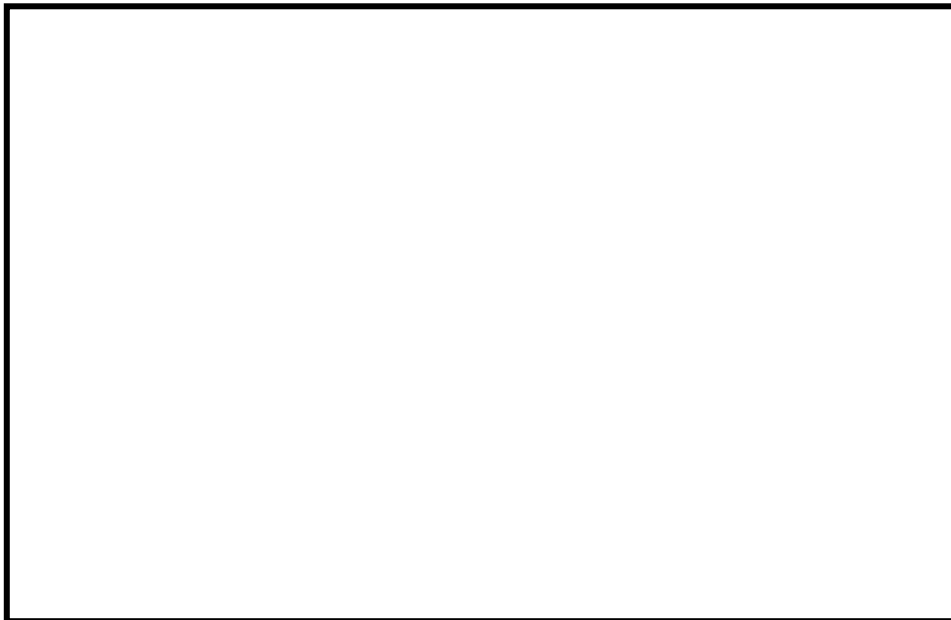


図4 ペDESTAL側面フラジリティ
(LS-DYNA^[17]による評価結果)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)

2. 格納容器直接加熱現象 (DCH)

(1) 事象の概要

格納容器直接加熱(DCH; Direct Containment Heating)は圧力容器下部プレナムに形成された炉心溶融物が高压の一次系の蒸気の圧力によって、圧力容器下部の破損部分から原子炉圧力容器下部キャビティ (ペDESTALキャビティという) 内に放出され (HPME; High Pressure Melt Ejection), 更に蒸気流によって液滴状態となって格納容器内に放出, この際, 雰囲気ガス中の水蒸気との金属-水反応による水素ガスと熱の発生, 溶融物液滴から格納容器内ガスへの熱伝達による加熱等によって, 格納容器内圧力が上昇する現象である。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

本現象は, シビアアクシデント時に格納容器破損に至る可能性のある現象として, 米国原子力規制委員会 (NRC) の確率論的安全評価報告書 NUREG-1150^[1-1]にて新たに考慮されたものである。

これまでの実験, 解析に基づき, DCH 現象は原子炉のシビアアクシデント時において考慮すべき重要な現象であるとの認識に変わりはないが, その発生確率は極めて低く, 仮に起こったとしても格納容器内圧は限界圧力以下で収まるであろうことが実験, 解析, コードによる予測により確認されているので^[1-2], DCH によって格納容器の破損に至る可能性は事実上排除し得るとの認識が一般的となりつつある。

また, DCH の前提となる溶融炉心の分散放出は, 高压条件下で溶融炉心が 1 次冷却系外に噴出される場合に発生するが, その圧力には閾値 (しきい値; 2 MPa [gage] 以下) があり, 原子炉圧力容器を減圧させることにより, 溶融炉心の飛散を抑制あるいは緩和できることが知られている^[1-3]。

(3) 今回の PRA における扱い

BWR プラントは, 圧力容器内に気相部が存在し, 逃し安全弁を解放することで容易に, HPME/DCH の発生可能性のある圧力以下 (2 MPa [gage] 以下) まで減圧することができる (その効果は重大事故対策の有効性評価において別途説明)。このため, BWR においては, DCH 現象が発生する可能性は極めて低いが, リスクを抽出する目的で実施される PRA においては, 原子炉減圧に失敗したパスも考えられることから, 今回, 女川 2 号機の内的事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは, DCH についての分岐 (ヘディング) を設定している。

分岐確率の算出の考え方は, 図 1.1 の通りである。DCH に影響するパラメータを選定するとともに, 各パラメータの分布を決定し, これらのパラメータの組み合わせ条件による格納容器ピーク圧力を MAAP コードの DCH モデルにより求め, 各パラメータを変数とした相関式を作成, この相関式から格納容器ピーク圧力を求め, ピーク圧力に対する格納容器破損頻度 (格納容器フラジリティ) の関係から, 格納容器破損確率を求めている。詳細については(4)に示す。

なお、DCHの対象となるシーケンスは、高圧シーケンスである。高圧シーケンスを早期高圧破損、後期高圧破損に分類し、それぞれ、TQUXシーケンス、長期TBシーケンスで代表させている。

(4)DCHによる分岐確率の算出の考え方

①DCHに影響するパラメータの選定

これまでの知見により、DCH現象の主要過程は以下のように分けられる。

- ・ 溶融物の放出
- ・ 液滴の発生
- ・ 液滴の移行
- ・ 格納容器雰囲気との相互作用による圧力上昇

これらの各過程に対する現状の知見およびDCH現象に支配的なパラメータについて、以下に整理する。

a. 溶融物の放出

DCHにおいて、まず重要な粗過程は、炉心溶融物の圧力容器からの放出過程である。炉心溶融の進展により、溶融した炉心は炉心支持板破損に伴い下部プレナムへ移動する。

DCHが発生するためには、圧力容器が高圧状態であり、かつ、溶融物が堆積している領域において圧力容器破損が起こる(HPME)必要がある。BWRにおいて全炉心が溶融し、下部プレナム内へデブリが移動すると、堆積高さは□mとなり、HPMEが生じる可能性のある領域は下部ヘッド下端から□mの領域に限られる(図1.2参照)。

BWRではこの領域に制御棒駆動機構ハウジング、中性子束モニタハウジング、およびドレンラインがあり、これら貫通配管の逸出や破損がまず想定される。これらの配管が逸出もしくは破損した場合、下部プレナム内の溶融物は、ペDESTALキャビティ床に堆積すると考えられる。

更に、圧力容器破損モードとしては、貫通配管の逸出・破損以外に、下部ヘッド連続部位のクリープ破断も考えられる。しかし、BWRは、円筒形のペDESTAL構造壁の上端に支持スカートによって圧力容器が支持される構造となっており(図1.3参照)、デブリ堆積層の上で圧力容器が破損したとしても、その破損部位は支持スカートより低い位置となり、溶融物は、貫通配管の破損時と同様に、ペDESTALキャビティに移行するものと考えられる。

また、非常に考えにくいだが、下部プレナム内にデブリが移動せず、炉心支持板上で溶融プールが形成される場合もあり得る。この際、横方向からデブリが流出したとしても、RPVシュラウドを貫通し、さらに圧力容器胴部本体を溶融貫通して圧力容器外にデブリが流出することは考えにくく、炉心側部からデブリが流出したとしても、最終的な行先は下部プレナム内となり、先の破損モードと同様に、ペDESTALキャビティに移行するものと考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

以上の通り、BWR で想定される HPME による溶融物の移行先は、圧力容器のどのような破損モードを考慮したとしてもペDESTALキャビティに限られることとなる。

下部プレナム内に存在する溶融コリウム量は、ペDESTALキャビティに流出する溶融炉心量となるため、溶融物のペDESTALキャビティへの放出挙動は、原子炉圧力容器破損時に下部プレナム内に存在する溶融コリウム量が影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

b. 液滴の発生

ペDESTALキャビティに放出された炉心溶融物は、ペDESTALキャビティの床にプール状または液膜状となって存在していると考えられ、そこへ原子炉容器破損口からの高速蒸気流が通過することにより気液界面において激しい波立ちが起これる炉心溶融物の一部が液滴となって蒸気流中に浮遊して流れる。この現象はエントレインメント現象と呼ばれている。

液滴の発生については、RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間により影響を受けるが、ここでは、保守的に、落下した炉心溶融物全量が液滴になることを想定する。ただし、ドライウェルへの液滴移行量については、ガス流速による液滴発生率の違いを考慮して評価する。

c. 液滴の移行

液滴状態となった炉心溶融物は蒸気流と共に流動して行くが、その過程で蒸気流とは異なった様々な挙動をする。DCH が発生するためには、微粒子化したデブリがペDESTAL開口部に到達し、かつ付着することなく、ドライウェル空間へ移行する必要がある。

BWR のペDESTAL構造において、粒子化したデブリが開口部よりドライウェルへ移行するためには、同じ空間において、圧力容器からキャビティ床方向に流れる高圧蒸気流とは逆方向の流速場が必要であり、かつ、粒子が開口部に向かって運動する必要がある。Mark-I 改型格納容器のように、粒子が発生するペDESTAL床面とペDESTAL開口部の間にレベル差が存在する場合、エントレインメントされた粒子は移動の過程で運動方向を変える必要があるため、ドライウェル空間に移行しにくい(図 1.4 参照)。

液滴の移行挙動は、RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間により影響を受ける。RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間は RPV 破損面積に影響を受け、その不確かさは大きいと考えられる。また、D/W への粒子化デブリの移行割合は DCH 現象の程度に直接的に影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

d. 格納容器直接加熱による圧力上昇

ドライウェルへ移行した浮遊コリウム粒子はドライウェル雰囲気と熱的・化学的相互作用を行い、格納容器雰囲気を直接加熱し、水素発生および格納容器圧力上昇を引き起こす。なお、加熱を引き起こす主な原因は、高温の微粒子から雰囲気ガスへの伝

熱によるものである。

DCH 時の格納容器ピーク圧力は、圧力容器破損時の格納容器圧力と、熱的・化学的相互作用による圧力上昇、およびサプレッションプールへのベントクリアリングによる圧力抑制効果により決まる。

RPV 破損時点での格納容器圧力および D/W 雰囲気との熱的・化学的相互作用による圧力上昇は圧力容器破損時点での炉内ジルコニウム酸化割合が影響し、その不確かさは大きいと考えられる。炉内ジルコニウム酸化割合が高いと、その時点で発生している水素量が多く、RPV 破損時点の D/W 圧力は高い。一方、炉内ジルコニウム酸化割合が低いと、格納容器雰囲気との相互作用により発生する水素量が多くなるため、DCH 発生時の圧力上昇幅が大きくなる。

以上に述べた DCH 現象の主要過程の知見から、DCH 現象に関する不確かパラメータとして、次のパラメータを選定し確率分布を与えるものとした。

- ・ In-Vessel での Zr 酸化割合
- ・ 圧力容器破損面積
- ・ 下部プレナム内溶融炉心割合
- ・ ドライウェルへの粒子化コリウム移行割合

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方は表 1.1 の通りである。各パラメータの不確かさを考慮して分布を設定した。

③DCH 分岐確率の評価

以下の流れで評価を行う。

- ・ DCH 現象評価に影響し、不確かさの大きいパラメータとして、炉内 Zr 酸化割合、RPV 破損面積、下部プレナム内溶融炉心割合 [格納容器へ流出する溶融炉心割合]、および粒子化デブリの D/W への移行割合を選定し、各パラメータに確率密度関数 (pdf: probability density function) を設定する。
- ・ パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係 (CR: Causal Relation) を作成する。
- ・ 格納容器圧力と格納容器破損確率の因果関係 (格納容器フラジリティ) を設定する。
- ・ 確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで格納容器破損確率を評価する。

上記のうち、DCH 時の格納容器ピーク圧力を表す相関式は、DCH 評価モデル (MAAP DCH モデル) を用いて以下のように作成する。

- DCH時の水-金属反応に影響するドライウエルの雰囲気条件（水蒸気量）を設定するため、RPV破損までのドライウエル雰囲気条件をMAAPコードにより評価する。
- パラメータ値（炉内Zr酸化割合、RPV破損面積、下部プレナム溶融炉心割合、D/Wへの粒子化デブリ移行割合）を変化させて、DCH評価モデルによりRPV破損後の格納容器圧力上昇分を計算する。
- RPV破損前の格納容器圧力にDCHによる圧力上昇分を加えて格納容器ピーク圧を求める。
- 以上のパラメトリックな評価結果（表1-2および表1-3）に基づき相関式を作成する。
 - 圧力容器破損前の格納容器圧力 [P0] は、In-Vessel Zr 酸化割合 [X] の1次式で表す。
 - DCH時の加圧量 [ΔP] は、圧力容器破損面積 [A] と下部プレナム溶融割合にD/Wへの粒子化デブリ移行割合を乗じた全炉心に対する移行割合[F]により、 $c1 \times A^{c2} \times F^{c3}$ （c1, c2, c3 は定数）の関数形で近似する。
 - 最小自乗法によるフィッティングにより係数 c1, c2, c3 を決定する。

RPV破損時のD/W雰囲気条件が異なる早期RPV破損シナリオ（TQUXシーケンス）および後期RPV破損シナリオ（長期TBシーケンス）に対して作成したDCH時のD/W圧力ピーク値 Ppeak を与える相関式は以下の通りである。

(TQUX)

$$P_{peak} = P_0 + \Delta P =$$

(長期TB)

$$P_{peak} = P_0 + \Delta P =$$

ここで、X: 炉内Zr酸化割合(-), A: 圧力容器破損面積(m²)

F: 下部プレナム溶融割合にD/Wへの粒子化デブリ移行割合を乗じた割合(-)

また、D/W圧力ピーク値と格納容器破損確率の相関である格納容器フラジリティは、代表的Mark-I改良型格納容器の耐性評価線図^[1-4]において、破損限界圧力の下限值()を 破損確率値と仮定し、さらに、不確かさとして幾何標準偏差()を仮定した対数正規分布(図1.5)とする。

以上により、モンテカルロサンプリングを実施して求めた格納容器破損確率(平均値)は、(早期RPV破損シナリオ; TQUX) (後期RPV破損シナリ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

オ；長期 TB) である。

なお, 以上のように, DCH による格納容器破損確率は極めて低いと評価されるため, 女川 2 号機の格納容器イベントツリー評価では DCH による格納容器破損はないものとしている。

以 上

参考文献

- [1-1] USNRC, “Severe Accident Risks: An Assessment for Five US. Nuclear Power Plants”, Final Summary Report, NUREG-1150(1990)
- [1-2] 日本原子力学会, 「原子炉格納容器信頼性実証試験に関する調査報告書」(1994)
- [1-3] (財) 原子力安全研究協会, 「次世代型軽水炉の原子炉格納容器設計におけるシビアアクシデントの考慮に関するガイドライン」(1999)
- [1-4] M. Goto, et al., “Study for Ultimate Capacity of Typical BWR Containment Vessel in Japan,” ICON-3, 1995.
- [1-5] L. G. Greimann, et al., “Reliability Analysis of Steel Containment Strength,” NUREG/CR-2442, 1982.

表 1-1 DCH 評価の選定パラメータ

パラメータ (選定の考え方)	確率分布	設定の考え方
炉内 Zr 酸化割合 (RPV 破損時点での PCV 圧力, D/W 移行粒子中の Zr 量 / DCH 時 Zr 酸化に影響)	分布形: 三角分布 最小値: 0.01 最尤値: 0.24 最大値: 0.53	<ul style="list-style-type: none"> 代表的な PRA (NUREG/CR-4551) での複数の専門家評価の平均値をもとに設定 最小値は DBA LOCA の上限値に設定
RPV 破損面積 (RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間に影響)	分布形: 三角分布 最小値: 0.002 m ² 最尤値: <input type="text"/> 最大値: 2.0 m ²	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は, 下部ヘッドに接続されている中で最も細い計装配管相当を想定 最尤値は, CRD 貫通部 1 本の破損 (侵食後面積) を想定 最大値は下部ヘッドクリーブ破断相当を仮定
下部プレナム内容融炉心割合 (全炉心に対して PCV ペデスタルへ流出する溶融炉心割合であり, D/W への粒子化デブリ移行割合と合わせて DCH 現象の程度に影響)	分布形: 三角分布 最小値: 0.1 最尤値: <input type="text"/> 最大値: 1.0	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は, 10%炉心量を仮定 最尤値は, 支持板破損直前の炉心溶融物量 (MAAP 解析結果) を設定 最大値は, 全量の溶融物が落下するとして 100%炉心量を設定
D/W への粒子化デブリ移行割合 (PCV ペデスタル内容融デブリの D/W への移行割合は DCH 現象の程度に直接的に影響)	分布形: 一様分布 F _{pd-out} : <input type="text"/> F _{no-impact} : <input type="text"/> 一様分布 最小値: 0.8 最大値: 1.0	<ul style="list-style-type: none"> D/W へ移行する粒子化割合 (F_{frag}) は, ペデスタルからペデスタル開口部へ到達する粒子割合 (F_{pd-out}) とペデスタル開口部で付着しない割合 (F_{no-impact}) の積 (F_{frag} = F_{pd-out} × F_{no-impact}) より計算 F_{pd-out} は, 流動解析結果 (添付 1) に基づき設定 F_{no-impact} は工学的判断に基づき設定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-2 DCH 時の D/W ピーク圧力評価結果 (TQUX シーケンス)

Driftセル 酸化割合 (%)	RPV破損直前 (m)	下部プレナム内 溶媒汚染割合 (%)	D/Wへの電子化 アプリ移行割合 (%)	RPV破損直前の D/W圧力 (MPa [abs])	DCH発生時の 圧力上昇幅 (MPa)	D/Wピーク圧力 (MPa [abs])

表 1-3 DCH 時の D/W ピーク圧力評価結果 (長期 TB シーケンス)

Driftセル 酸化割合 (%)	RPV破損直前 (m)	下部プレナム内 溶媒汚染割合 (%)	D/Wへの電子化 アプリ移行割合 (%)	RPV破損直前の D/W圧力 (MPa [abs])	DCH発生時の 圧力上昇幅 (MPa)	D/Wピーク圧力 (MPa [abs])

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

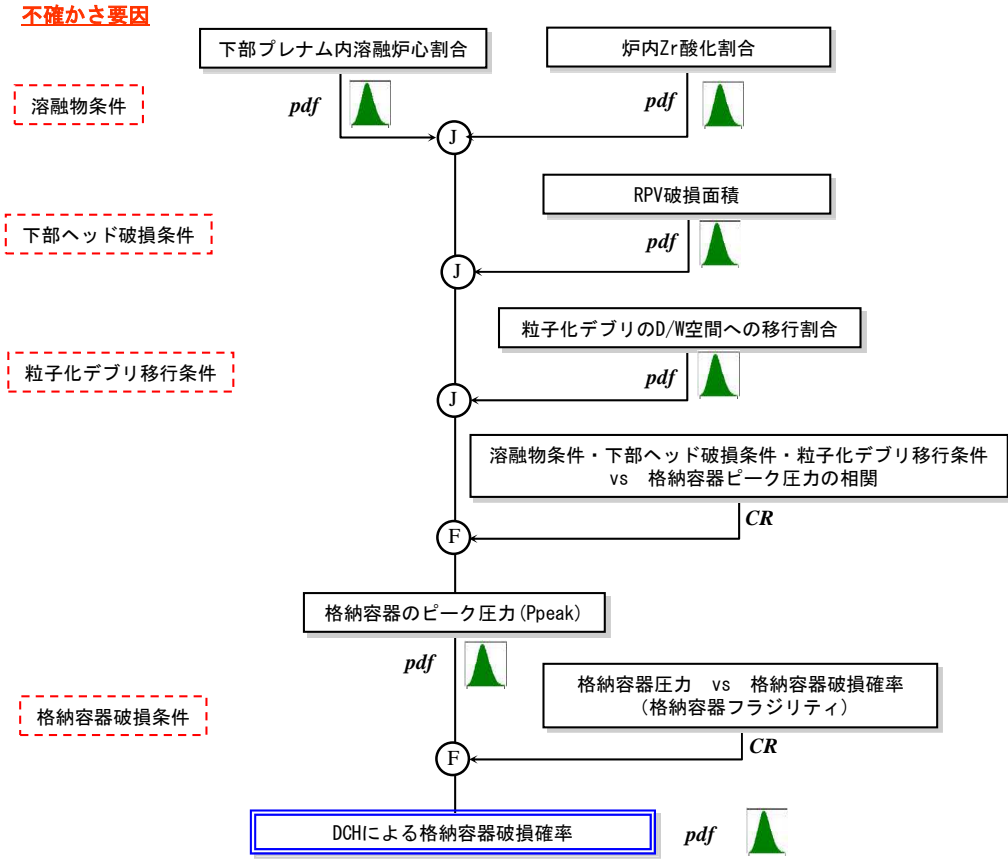


図 1.1 DCH による格納容器破損確率の評価フロー

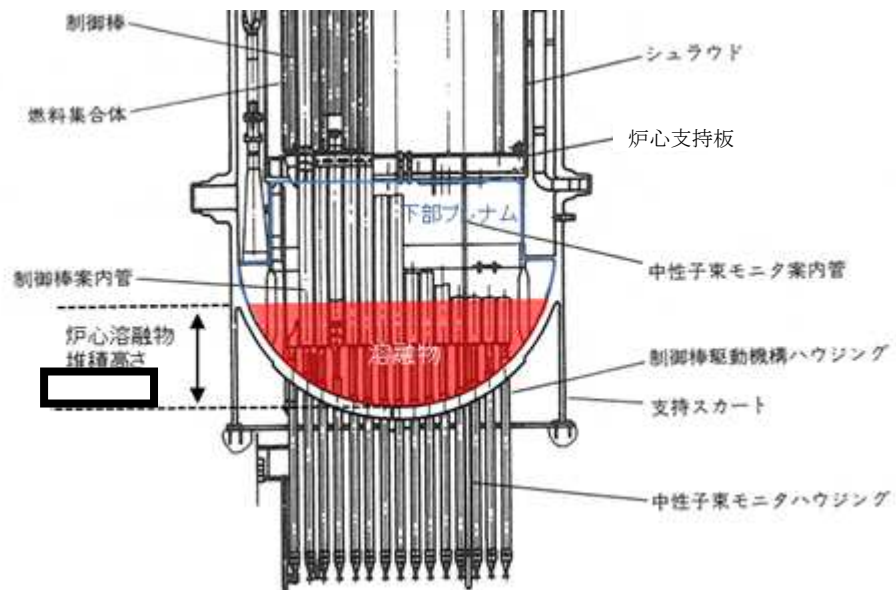


図 1.2 女川 2 号機の原子炉圧力容器下部プレナムの構造

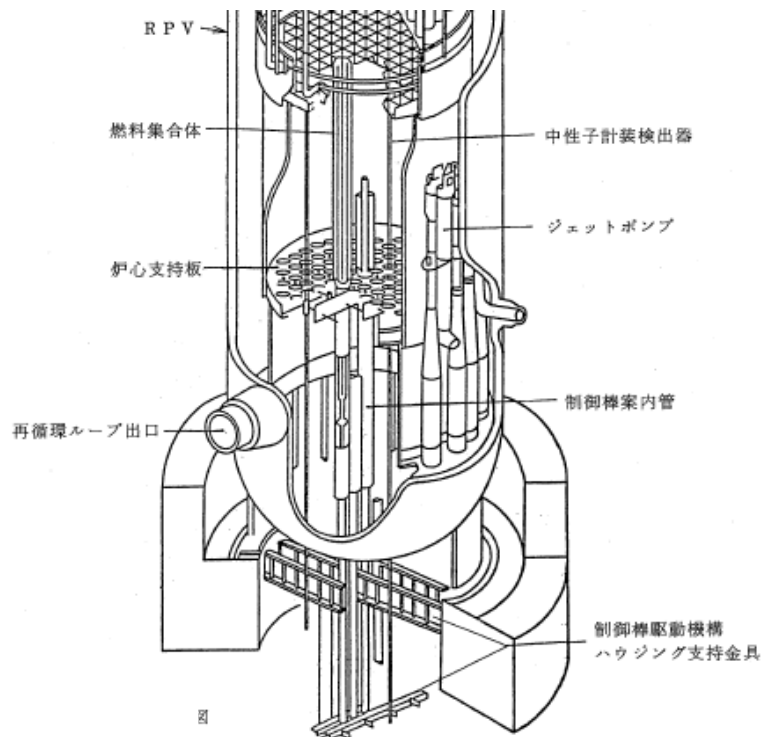


図 1.3 BWR プラントの圧力容器支持構造

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

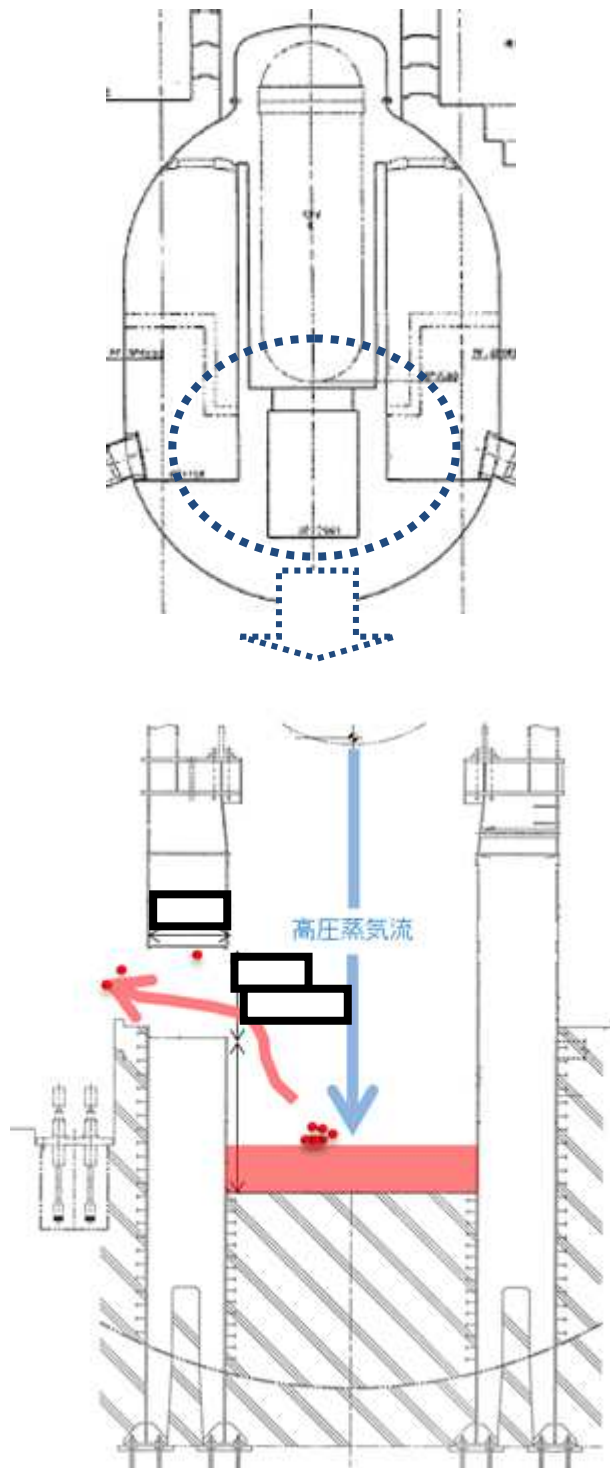


図 1.4 炉心溶融物液滴の移動経路

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

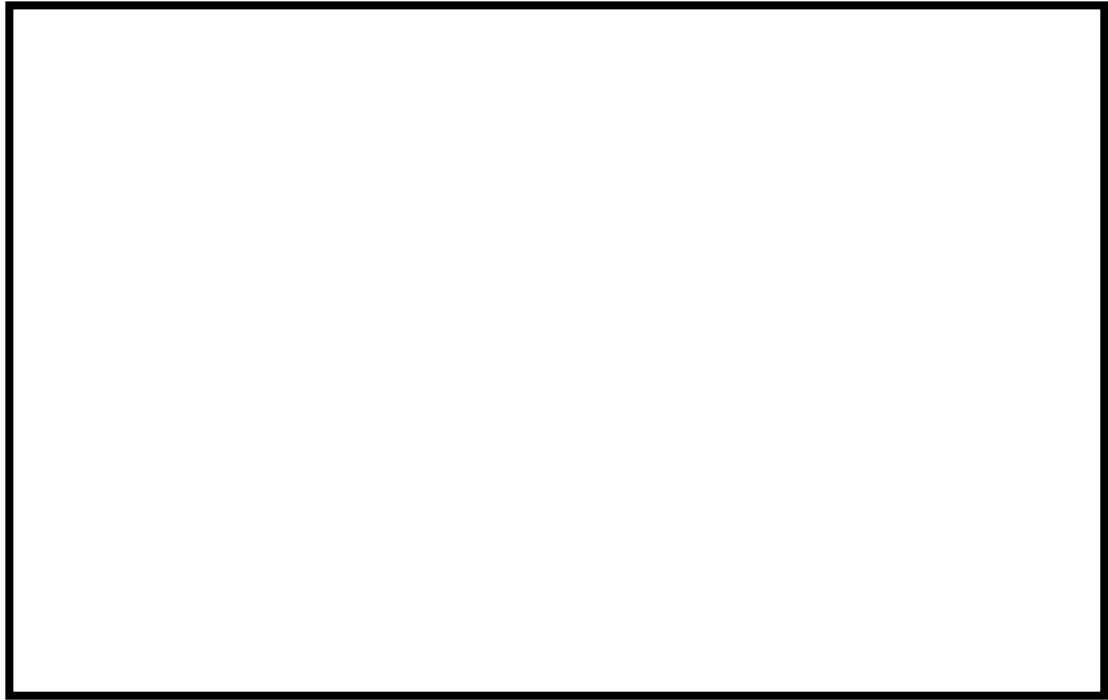


図 1.5 格納容器過圧破損の累積確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

原子炉圧力容器高圧破損時のペDESTAL内流動解析 (Mark-I, Mark-II) および Mark-I 改良型におけるペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の検討

1. はじめに

本資料では、Mark-I および Mark-II のペDESTAL形状における原子炉圧力容器 (RPV) 高圧破損時のペDESTAL内の粒子挙動を、流速場評価に実績のある STAR-CD コードを用いて評価し、結果をまとめるとともに、これら解析結果をもとに、Mark-I 改良型格納容器におけるペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の検討を行う。

ドライウェルへの粒子化コリウム移行割合を評価するためには、以下の2項目について把握する必要がある。

- ① ペDESTAL内流速場
- ③ ペDESTAL内流速場でのコリウム粒子の移行挙動

それぞれの解析結果を以下に述べる。

2. RPV 破損時のペDESTAL内流速場評価


RPV 破損時にペDESTALに放出される水蒸気によって形成される流速場を、流体解析プログラム STAR-CD を用いて解析した。

(1) 水蒸気のベッセル破損口からのブローダウン評価

ペDESTALへの水蒸気流入境界条件として、流入する水蒸気の密度、温度、圧力、および流速を与える必要がある。破損口において水蒸気が臨界流であると仮定した場合の Mark-I および Mark-II プラントのブローダウン条件を付表-1 に示す。

(2) STAR-CD によるペDESTAL内流動解析

付表-2 に STAR-CD によるペDESTAL内流動解析条件を示す。また、付図-1 および付図-2 にそれぞれ Mark-I プラントおよび Mark-II プラントの解析領域幾何形状モデルを示す。いずれもペDESTALの開口部を含むペDESTAL 1/2 セクターモデルを3次元座標系上に作成し、水蒸気流入境界条件として上記(1)におけるブローダウン条件を用いて、圧縮性流体場での非定常計算を行い、ペDESTAL内での流動状況を解析した。

付図-3～付図-5 に Mark-I プラントの圧力容器破損後  におけるペDESTAL内流速分布、ペDESTAL床面 (コリウム上面) でのガス流速分布、鉛直方向速度分布、および径方向速度分布を示す。また、付図-6～付図-8 に Mark-II プラントに対する

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(注) Kataoka-Ishii の相関式

液膜流からの液滴エントレインメント率 $\dot{\epsilon}_e$ (単位面積あたりの液滴質量発生率) を与える相関式であり, 次式で表される。

$$\dot{\epsilon}_e = 6.6 \times 10^{-7} (\text{Re}_f \text{We})^{0.925} \left(\frac{\mu_g}{\mu} \right)^{0.26} \left(\frac{\mu_f}{D_h} \right),$$

$$\text{Re}_f \approx \frac{4\rho_f V_f h}{\mu_f}, \quad \text{We} \approx \frac{\rho_g V_g^2 D_h}{\sigma} \left(\frac{\Delta\rho}{\rho_g} \right)^{1/3}$$

4. 解析結果まとめ

Mark-I および Mark-II プラントを対象に, 圧力容器底部高圧破損時のペDESTAL内非定常流動および粒子移行挙動解析を汎用流体解析プログラム STAR-CD コードを用いて行った。その結果は以下のようにまとめられる。

- RPV から噴出する水蒸気流の大半はペDESTAL内を循環する大きな流れを駆動するのに寄与し, ペDESTAL開口部からドライウェルへ流出する流れはその内の一部である。
- 水蒸気流によってエントレインされたコリウム粒子は, そのほとんどがコリウム (床面) 上に沈降するかあるいは壁面に衝突して付着する。
- Mark-I プラントのみ有意なコリウム粒子がペDESTAL開口部からドライウェルへ移行するが, ペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合は, およびドライウェルへの粒子移行割合は と少ない。また, Mark-II ペDESTAL形状では, ドライウェルへのコリウム粒子移行の可能性は非常に小さい。

5. Mark-I 改良型格納容器における移行割合の設定

Mark-I および Mark-II プラントを対象とした, 圧力容器底部高圧破損時のペDESTAL内非定常流動および粒子移行挙動解析結果をもとに, Mark-I 改良型格納容器におけるデブリ粒子の移行割合について検討を行う。

先の解析結果から, デブリの移行割合については, 粒子の発生するペDESTAL床面と D/W へ通じる開口部の高さにより異なることがわかる。Mark-I 改良型は, ペDESTAL床面よりペDESTAL開口部が上方に位置しており, Mark-II に近い構造となっている。このため, 粒子移行挙動は Mark-II のそれに近いと考えられる。

また, Mark-II は開口部が床面から であるのに対し, Mark-I 改では, 3.4m となる。このため, 定性的にはより移行しにくい構造であると考えられる。

以上の考察をもとに、Mark-I 改良型のペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の設定については、保守的に Mark-II の解析結果を最小値に設定する。Mark-II の解析では、の粒子のうち開口部へ流出した粒子がなかったことから、移行割合はであると考えられることから、保守的にを設定する。

また、不確かさ幅を考慮し、最大値については、Mark-I の解析結果も参照しつつ、を設定する。

なお、最小値、最大値の間の不確かさ分布は、一様分布を仮定する。

付表-1 ブローダウン条件

RPV 初期圧力	
RPV 内水蒸気体積	
RPV 破損口面積	
水蒸気ガス定数	
RPV 内水蒸気温度	
RPV 内水蒸気密度	
破損口水蒸気密度	
破損口水蒸気速度	

付表-2 STAR-CD によるペデスタル内流速場解析条件

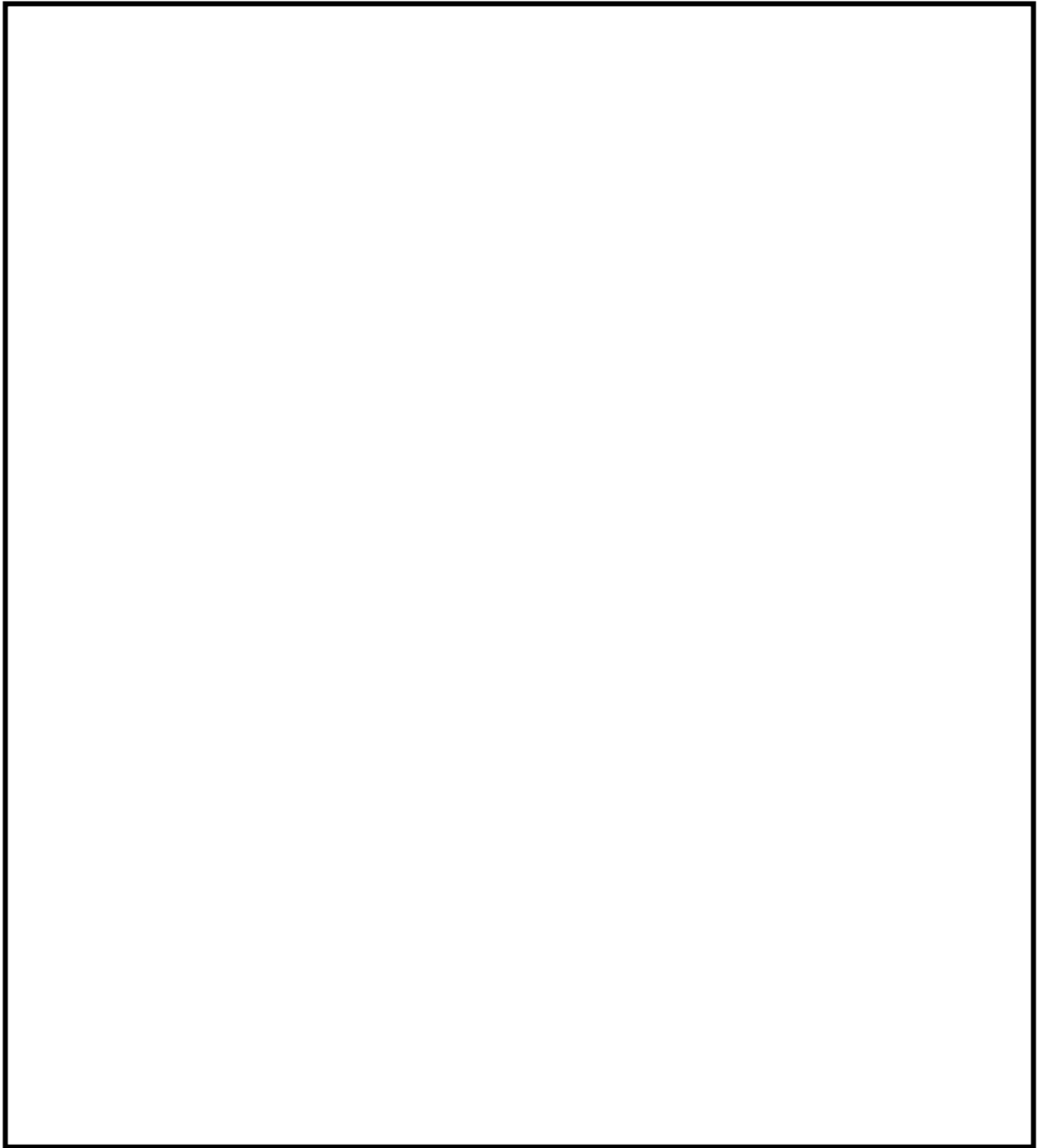
項目		Mark-I	Mark-II
ペデスタル 幾何形状	領域	ペデスタル 1/2 セクターモデル	
	半径		
	高さ		
	D/W への開口部高さ 開口部サイズ (1/2 幅×高さ×長さ)		
初期雰囲気 条件	温度		
	圧力		
	ガス組成		
	流れの状態		
水蒸気流入 境界条件	流入面積		
	流入速度		
	流入温度		
ドライウェル 開口部圧力 境界条件	境界圧力		
	境界温度		
壁面境界条件	セクター分割面		
	P/D 壁面および開口部壁面		
乱流モデル			
流体密度計算			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

付表-3 STAR-CDによる粒子移行挙動解析の評価条件(Mark-I, Mark-II 共通)

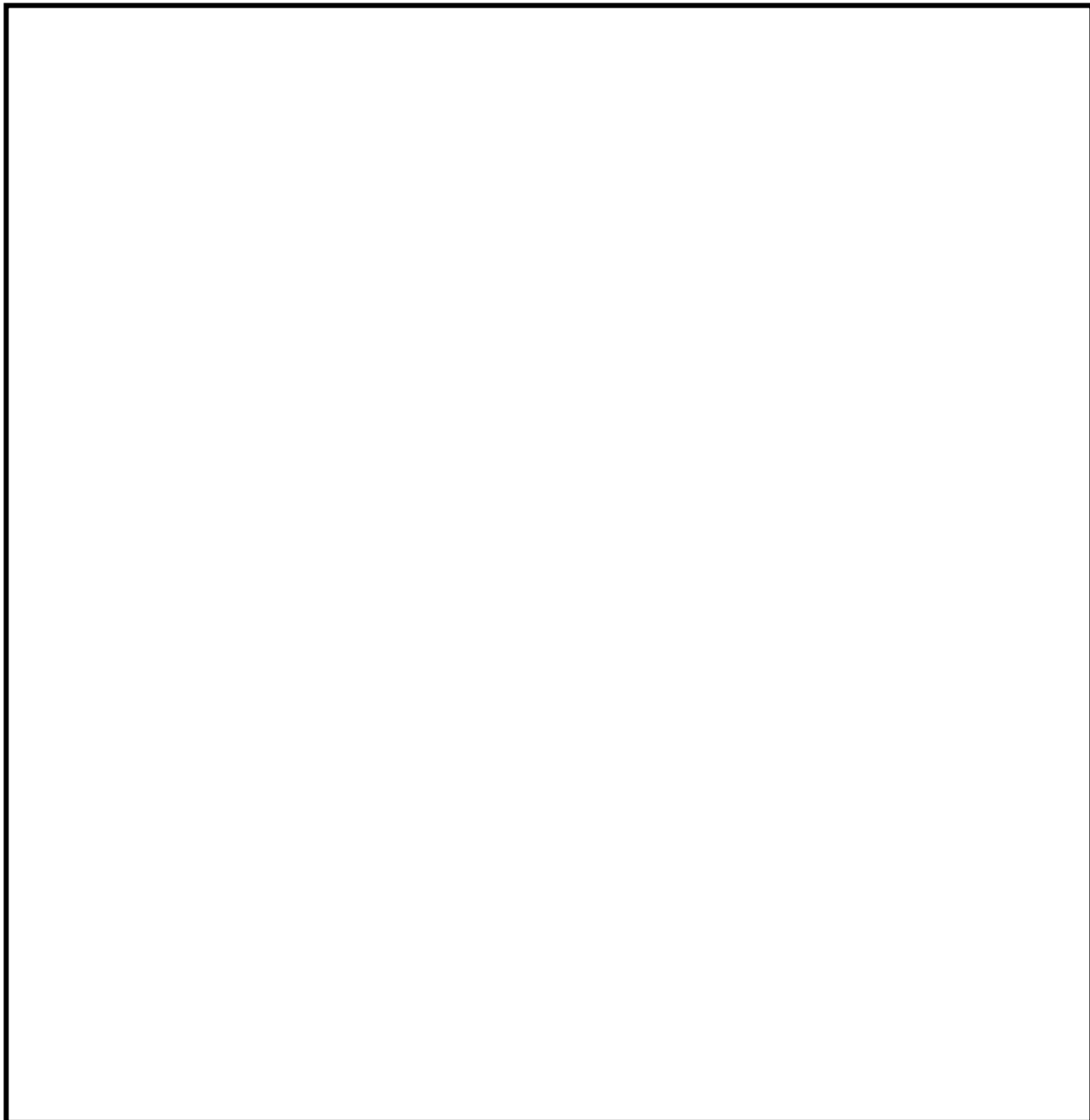
粒子直径	
粒子密度	
発生場所	
粒子個数	
反射条件	
気流場との連成	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



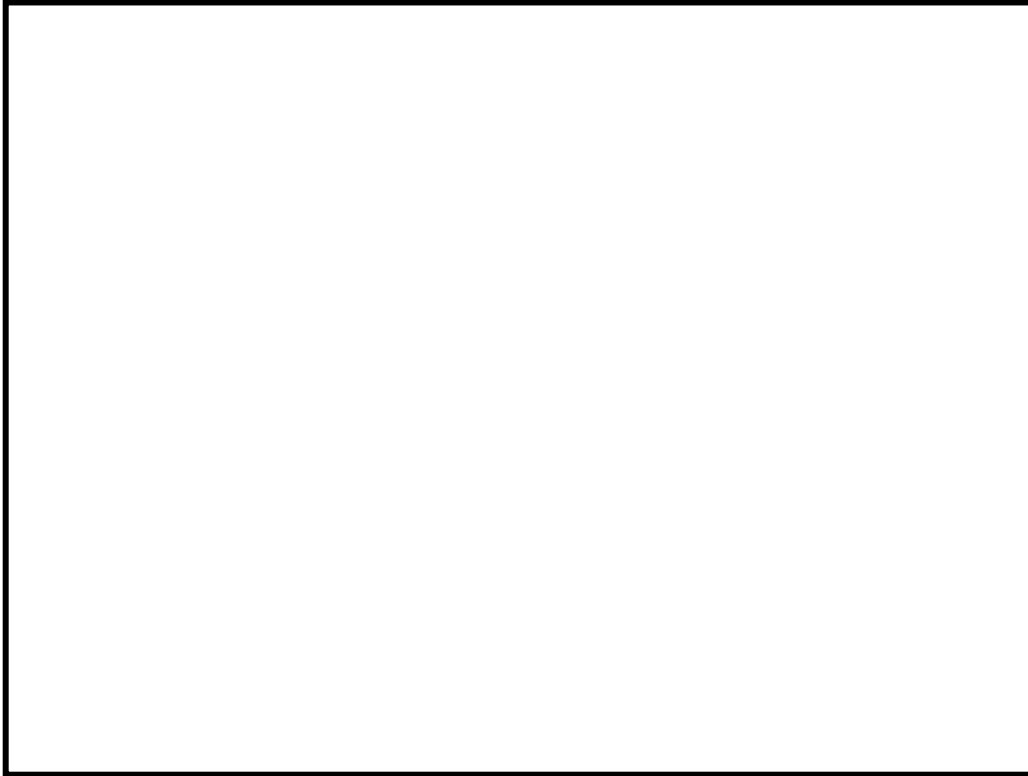
付図-1 STAR-CD 解析用幾何形状モデル
(Mark-I ペデスタル 1/2 セクター)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

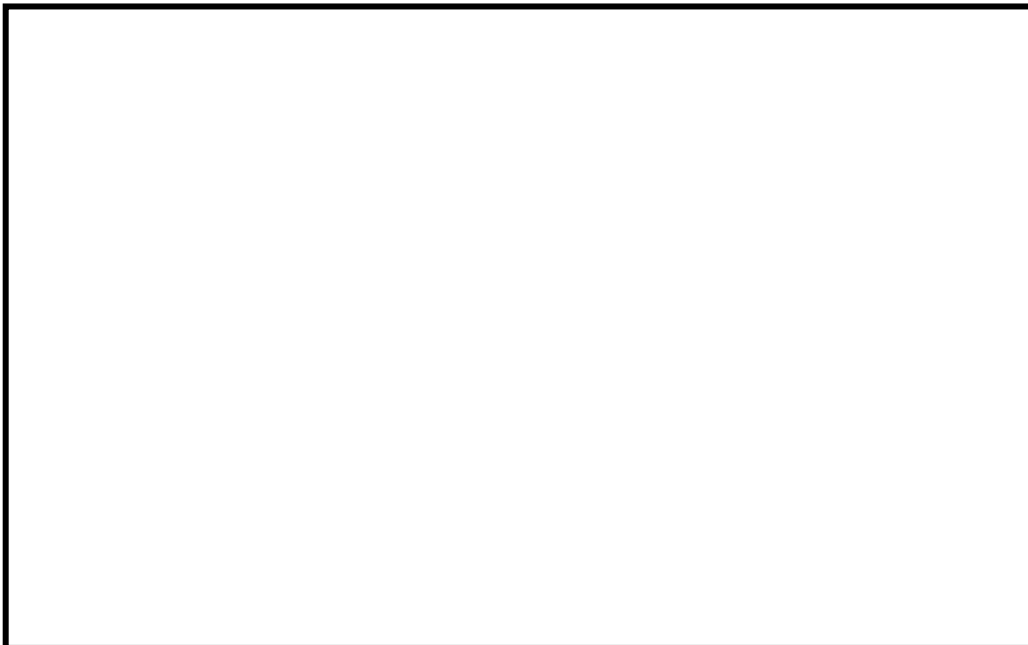


付図-2 STAR-CD 解析用幾何形状モデル
(Mark-II ペデスタル 1/2 セクター)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

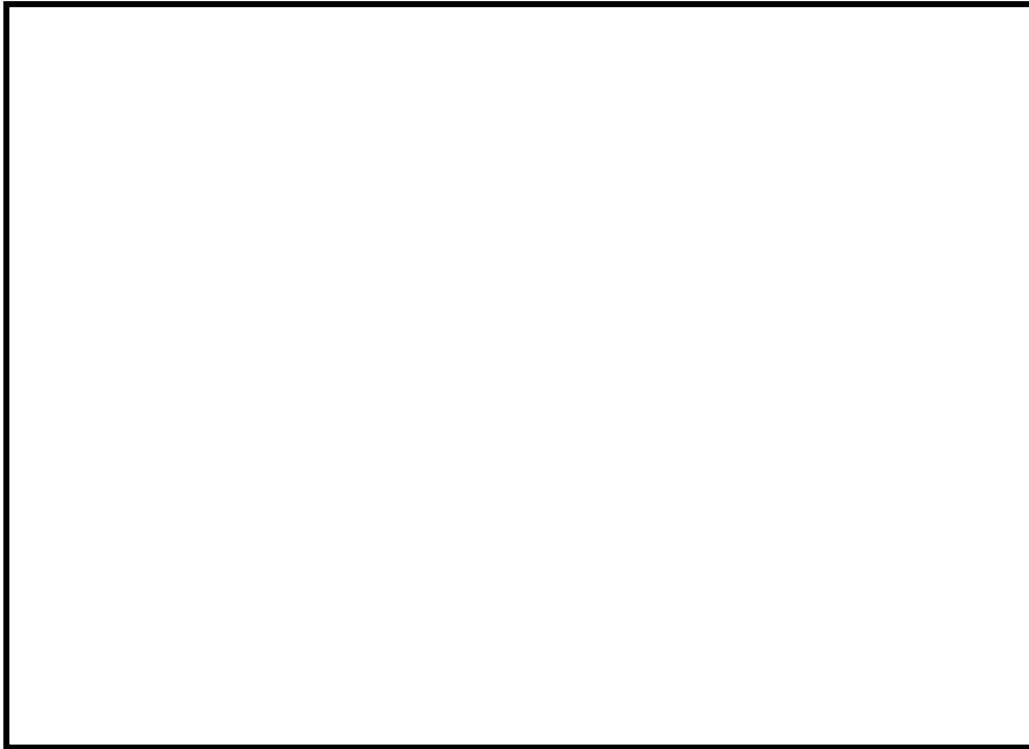


付図-3a Mark-I ペデスタル内流速分布

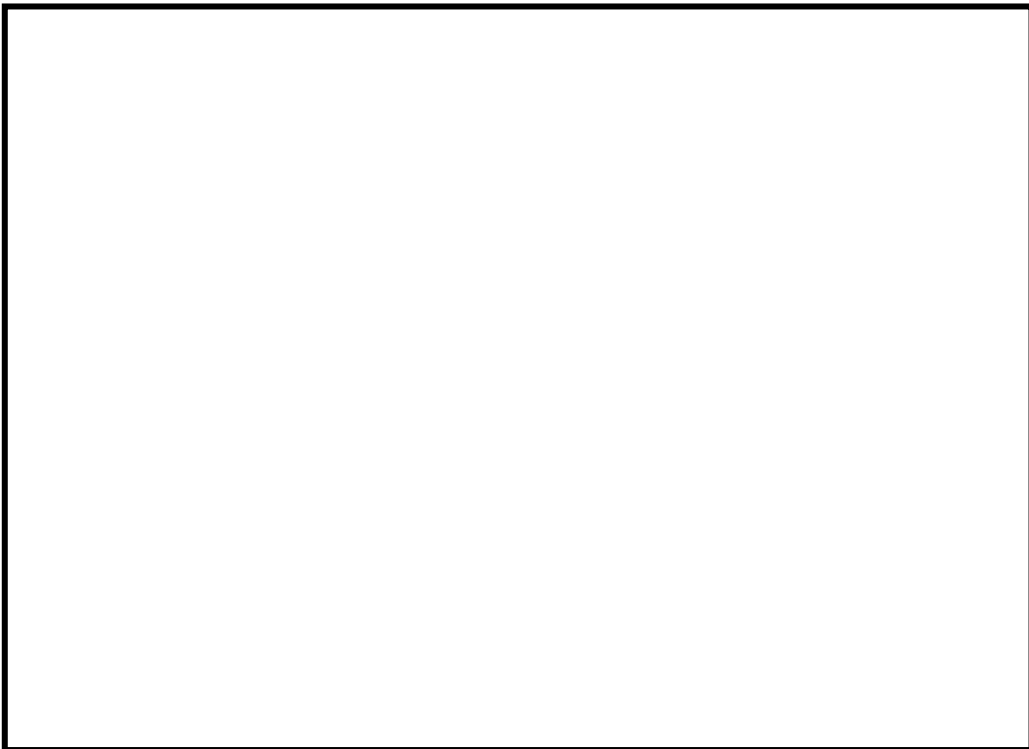


付図-3b Mark-I ペデスタル床面（コリウム上面）でのガス流速分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

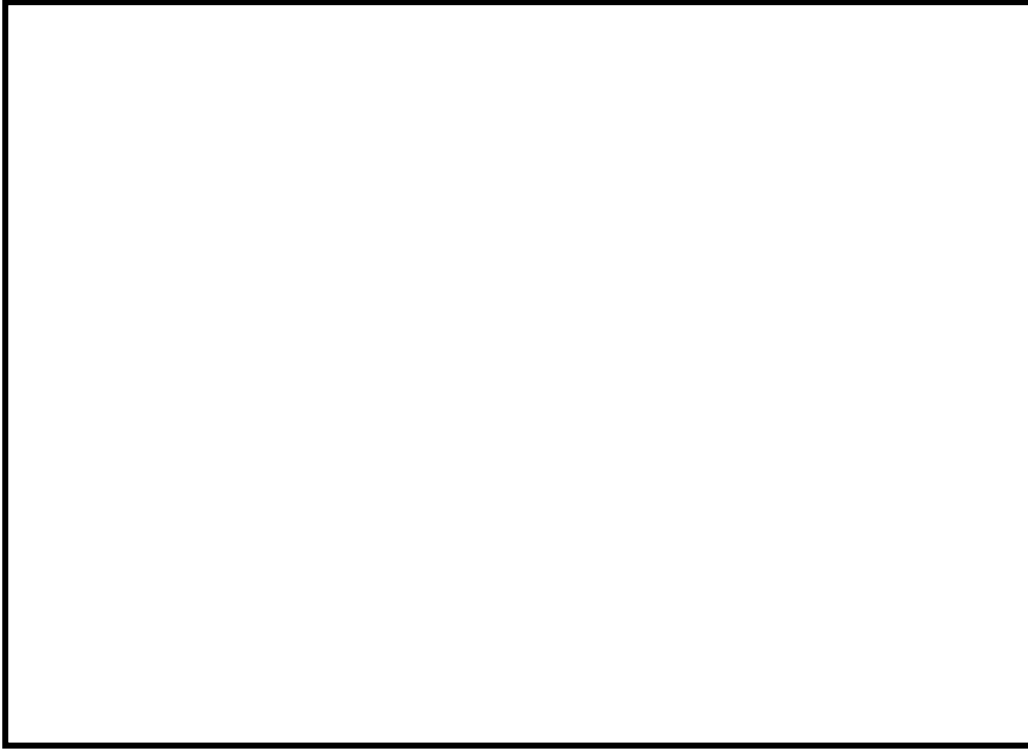


付図-4 Mark-I ペDESTAL内鉛直方向速度分布

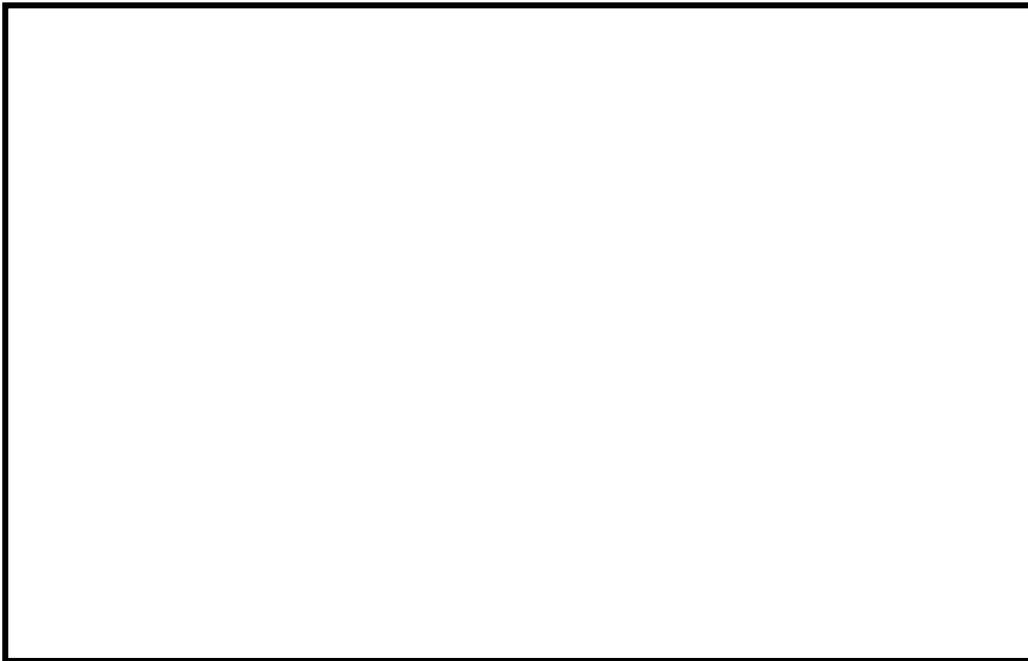


付図-5 Mark-I ペDESTAL内径方向速度分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

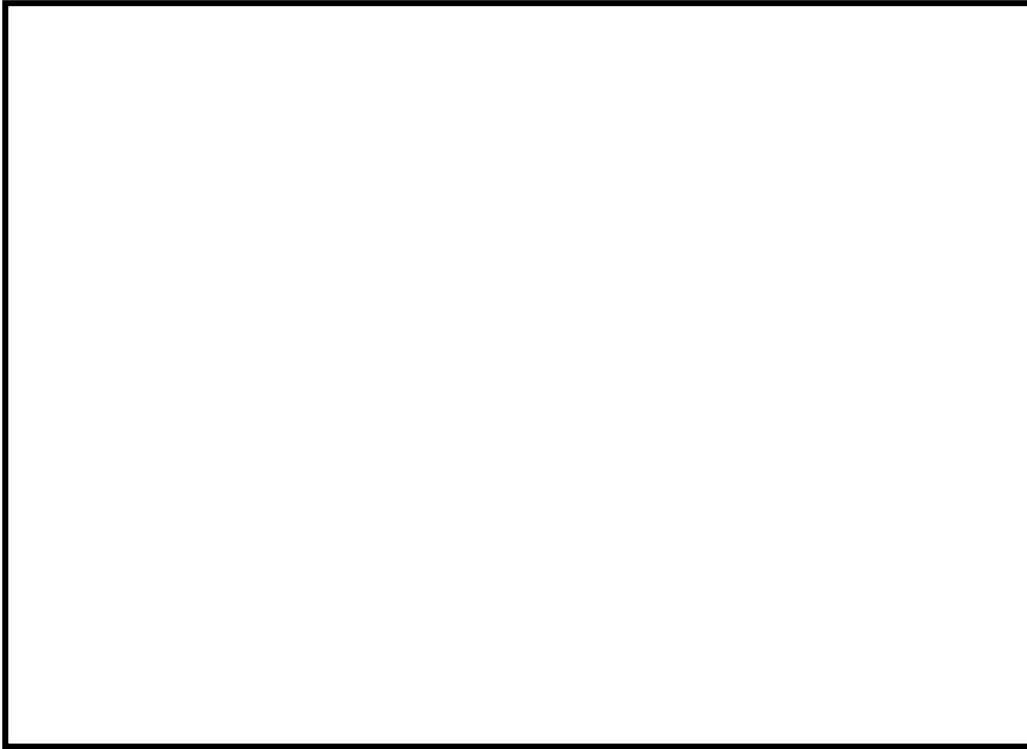


付図-6a Mark-II ペデスタル内流速分布

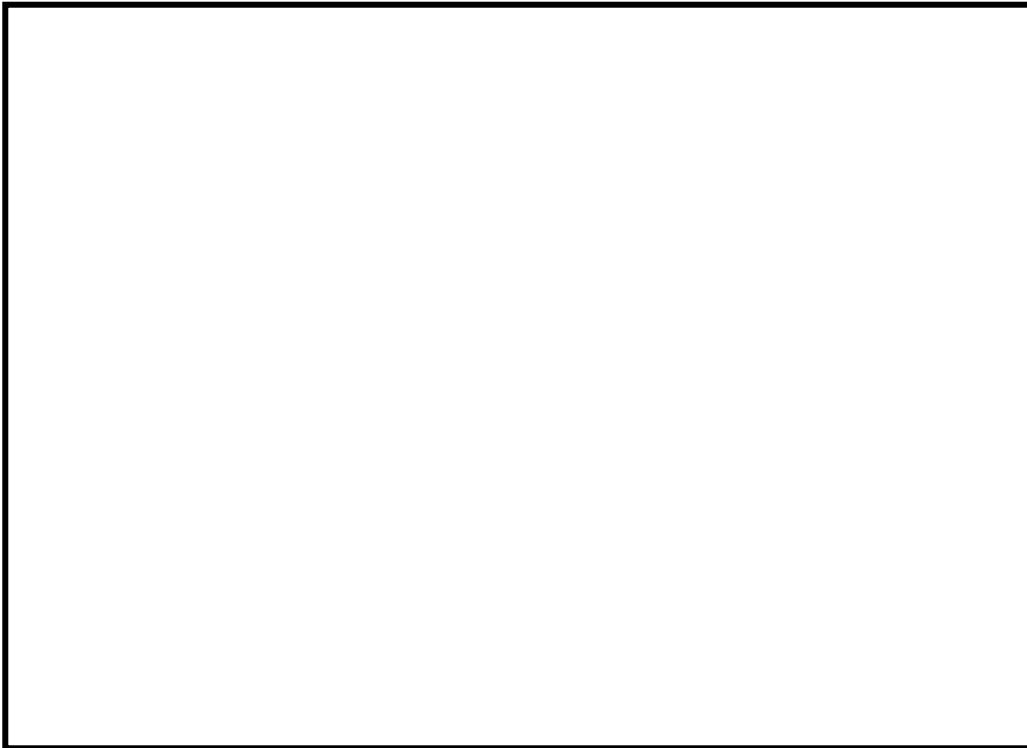


付図-6b Mark-II ペデスタル内床面（コリウム上面）でのガス流速分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

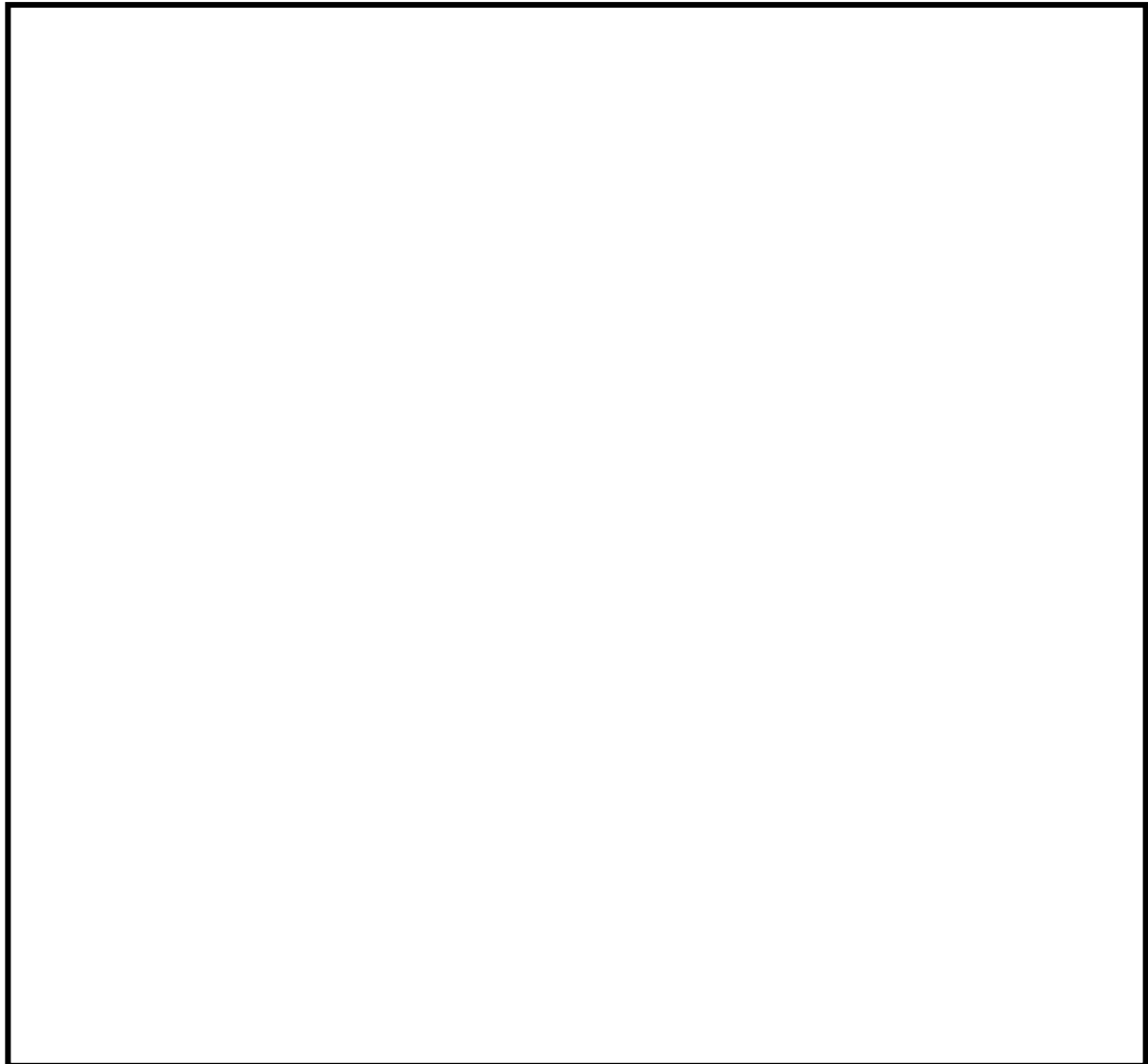


付図-7 Mark-II ペDESTAL内鉛直方向速度分布



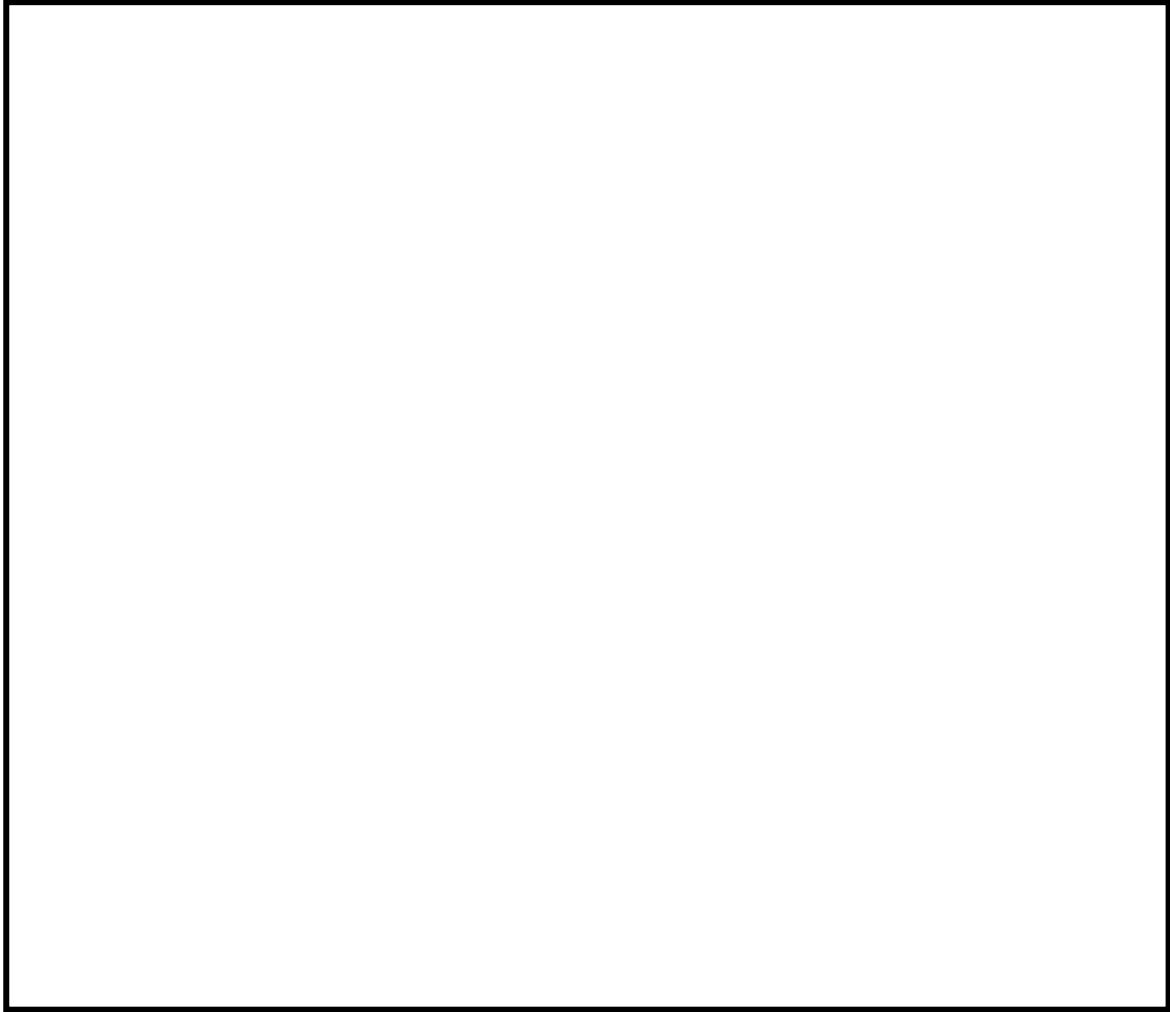
付図-8 Mark-II ペDESTAL内径方向速度分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

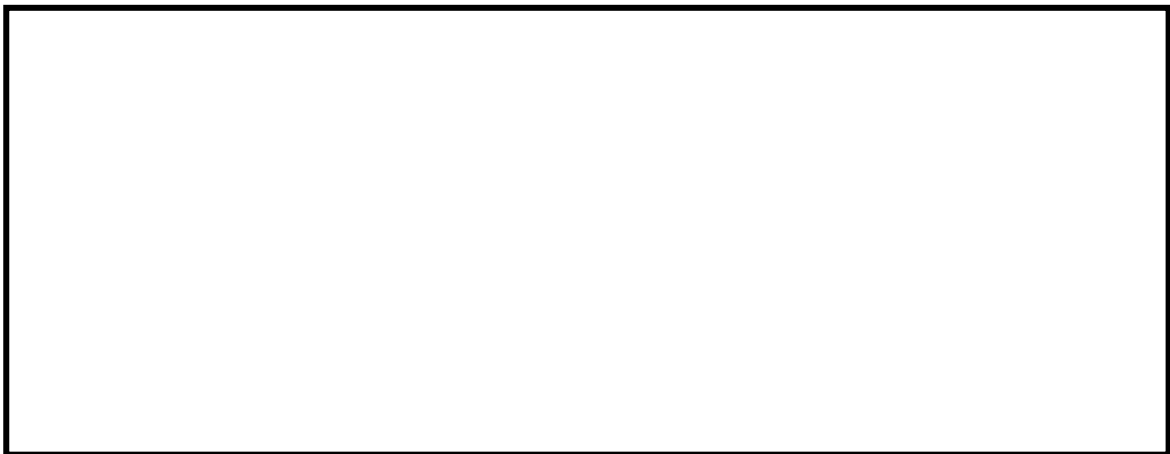


付図-9 粒子移行挙動解析における評価条件

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

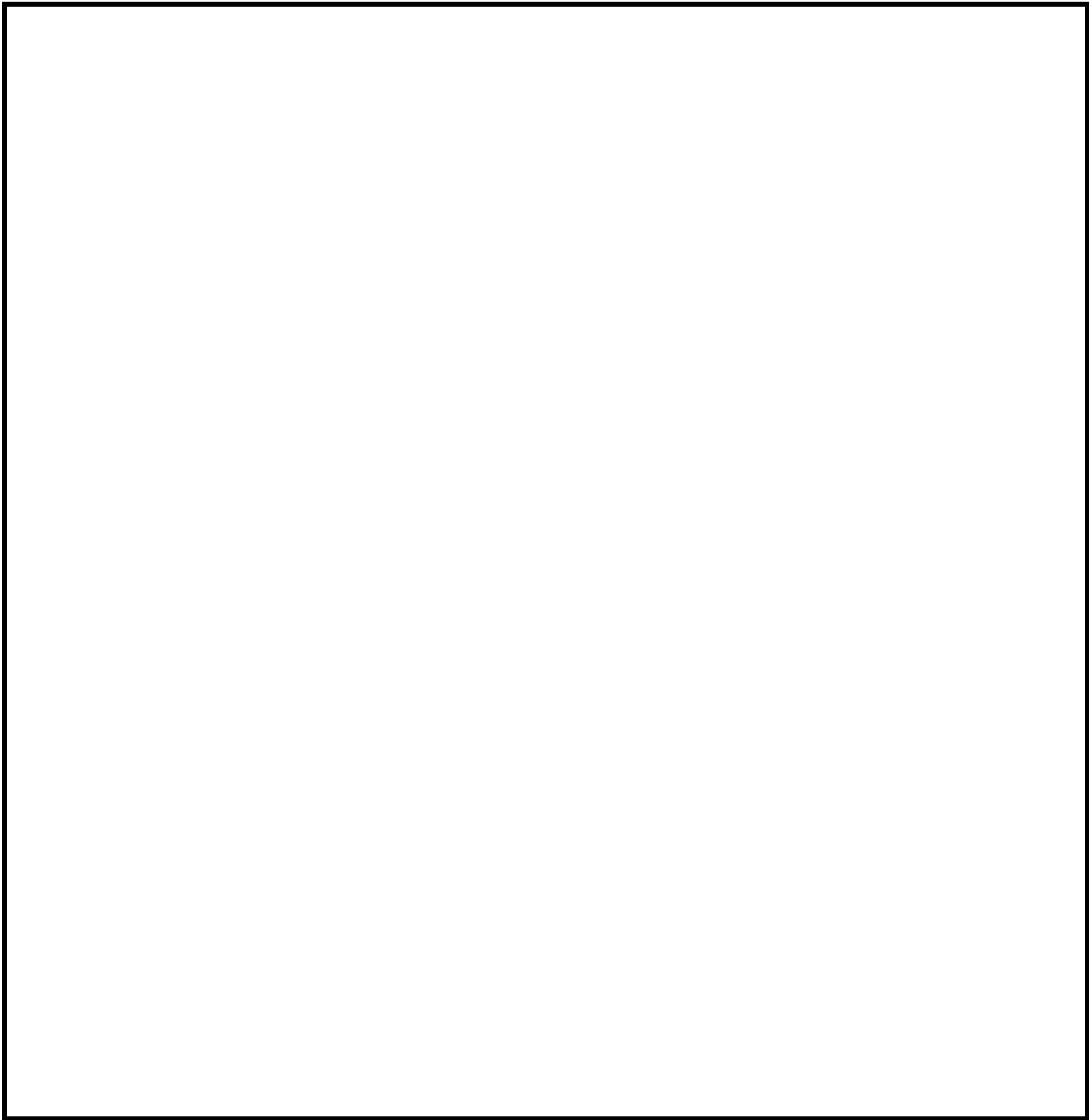


付図-10 移行粒子の軌跡と最終位置 (Mark-I)



付図-11 ドライウェルへの流出粒子の発生位置 (Mark-I)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



付図-12 移行粒子の軌跡と最終位置 (Mark-II)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

3. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

(1) 事象の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)は、シビアアクシデントにおいて、炉心損傷後に溶融炉心がRPV下部ヘッドを溶融貫通し、PCVのペDESTALの床面に落下した際、高温の溶融炉心からの熱の移行によりペDESTALのコンクリートが熱せられ、分解・侵食される事象である。

コンクリートの分解により発生する水蒸気および二酸化炭素が溶融炉心内を通過する際、未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生する。これらのガス発生による格納容器内の加圧が格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

また、コンクリートの侵食が継続し、ペDESTALの床面を溶融貫通した場合、放射性物質の地中放出が起きる可能性や、側面の著しい侵食によりRPVの支持機能が失われ、格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。MCCIを停止するためには、落下した溶融物(コリウム)を冷却することにより、侵食限界に至る前にコリウムと接しているコンクリート温度を溶融温度(約1500K)以下にすることが必要となる。

ペDESTALの溶融炉心と接触しているコンクリートは、溶融炉心からの熱伝達により加熱され、その温度が融点を上回ると溶融し侵食される。この際にガス(水蒸気及び二酸化炭素)及びコンクリートスラグが発生し、溶融炉心に混入されて化学反応(未酸化Zrによる還元反応)し、水素や一酸化炭素が発生する。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

MCCIに関する過去の実験を表1に示す。また、MCCIの主要過程に関する主な知見を以下に示す。

- ・種々の冷却水無しの場合のMCCI試験より、コンクリート侵食の速度は10～20 cm/h程度である。
- ・注水を伴ったMCCI実験(SWISS実験^[1]、WETCOR実験^[2]、MACE実験^{[3][4][5][6]}、COTELS実験^{[7][8]})のうち、コンクリートと接触している部分のコリウムが注水により最終的に固化し、コンクリートの侵食が停止した試験結果はCOTELS試験のみである。SWISS試験、WETCOR試験やMACE試験ではコリウム上面のみならず側面にも強固なクラストが形成されコリウム内への冷却水の侵入を妨げた。
- ・塊状のコリウムの冷却性については、堆積厚さに依存するとともにコリウム上部のハードクラスト形成の有無に起因して伝熱条件に大きな不確定性が存在する。
- ・溶融物の拡がりの実験や解析が行われ、水がないドライ状態では水がある場合に比べて溶融物が均一に広がる。
- ・水中に溶融炉心が落下すると大部分が粒子化してデブリベッドを形成する。
- ・粒子化が完全には進まず一部が塊状に堆積した場合でも、コンクリート床面に

密着することなく侵食は起きていない。

- ・水プール中のデブリベッドの高さが不均一な場合でも、ベッド内部での沸騰により粒子が吹き上げられて自然と平坦化する。
- ・デブリベッドのドライアウト熱流束は粒子径・ポロシティ・ベッド高さが影響する。

更に、OECD では、MACE 試験等、これまでに実施された統合試験による知見を踏まえ、これら試験により同定された圧力容器外でのデブリ冷却機構の確証的な根拠や定量的なデータを与えることで圧力容器外のデブリ冷却に関する問題を解決すること、および未だ不確かさの残る長期的な二次元侵食挙動を解決するため、MACE 試験が行われた米国アルゴンヌ国立研究所にて、デブリ冷却に関する更なる試験を実施した(MCCI-1 Project)^{[9][10]}。

圧力容器外でのデブリ冷却機構の観点からは、長期的なデブリ冷却と安定化を達成するために必要なデブリ冷却メカニズムに関する主要なデータを得るため、2種類の分離効果試験が実施されている。このうち、SSWICS 試験(試験体系を図 1a に、試験条件を表 2 に示す)から、デブリ内への冷却材の侵入可能性に関するデータを得ている。これによれば、圧力容器外でのデブリ冷却については、安定的なクラストは形成されず、クラストに冷却材が侵入することにより、熱伝導律速以上の熱流束を期待することができる。

更に、SSWICS 試験で得られたドライアウト熱流束を実機の事故シーケンス解析において直接的に適用できるよう、Lister/Epstein のドライアウト熱流束モデルへの適応が行われている。SSWICS 試験結果とこれに基づいた Lister/Epstein モデルによる予測の比較を図 1b に示す。

この試験結果およびこれらに基づいた予測値によれば、コンクリートを全く含有しないデブリに対する上面水プールへのドライアウト熱流束は、約 400kW/m²であり、コンクリート含有とともに熱流束は低下し、含有率 15%程度以上では 100kW/m²となる(図 1b 参照)。

なお、MCCI-1 Project の終了後、MCCI-1Project を補完する目的で MCCI-2 Project^[11](2006 年～2010 年)が実施され、コードの改良・検証等に資する複数の試験が行われた。MCCI に影響するパラメータの確率分布のうち、水プールへのドライアウト熱流束の算出には、MCCI-1 Project で得られた相関式に基づいて確率分布を設定しているが、MCCI-2 Project の結果、相関式の見直しに繋がる新たな知見は得られなかった。

また、熔融物の拡がり挙動に関しては、ドライ条件、ウェット条件での実験、熔融物の拡がりを解析するコードの開発・検証がされている。ドライ条件での実験については、比較的新しい実験として KATS 実験^{[12][13][14]}がある。熔融物としてテルミット(Al₂O₃約 150kg, Fe 約 150kg)を使用し、熔融物の放出速度や温度等をパラメータに熔融物の拡がり挙動に関するデータが収集された。ウェット条件での実験につ

いては、最近の知見として PULiMS 試験^[15]があり、この実験では水プールへ溶融した $\text{Bi}_2\text{O}_3\text{-WO}_3$ 合金を流入させ、水中での溶融物の拡がり挙動と固化性状が観測された。解析コードについては、苛酷事故解析コード SAMPSON を用いた ABWR の格納容器ペデスタル上におけるデブリ拡がり評価^[16]がされており、溶融炉心がペデスタルのほぼ全面に均一に拡がる結果が得られた。このように、溶融物の拡がり挙動に関する複数の実験や解析が行われているが、溶融物の拡がり面積の見直しに繋がる新たな知見は得られなかった。

(3) 今回の PRA における扱い

今回、女川 2 号機の内部事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、MCCI 継続についての分岐(ヘディング)を設定している。この分岐確率の算出の考え方を、図 2 に示す。MCCI に影響するパラメータを選定すると共に各パラメータの分布を決定し、溶融炉心から水プールへの熱伝達量と [] を MCCI 停止に必要な除熱量と比較することで MCCI 継続又は停止を判定し、判定結果を集約することで MCCI の発生確率を求めた。評価の詳細は(4)に示す。

(4) MCCI による分岐確率の算出の考え方

①MCCI に影響するパラメータの選定

これまでに述べた MCCI の主要過程の知見から、MCCI 継続に関する不確実パラメータとして、次のパラメータを抽出し確率分布を与えるものとした。

- ・ 溶融炉心落下量
- ・ 溶融炉心広がり面積
- ・ クラスト浸水によるドライアウト熱流束(デブリ落下後に注水する場合)

- ・ []
- ・ []

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方は表 3 の通り。各パラメータの不確実さを考慮して分布を設定した。

③MCCI 継続確率の評価

パラメータの確率分布をモンテカルロサンプリングすることによってデブリからの総除熱量の確率分布を求め、デブリ除熱量と MCCI 継続確率との関係式を参照することで、MCCI 継続確率の評価を行った。

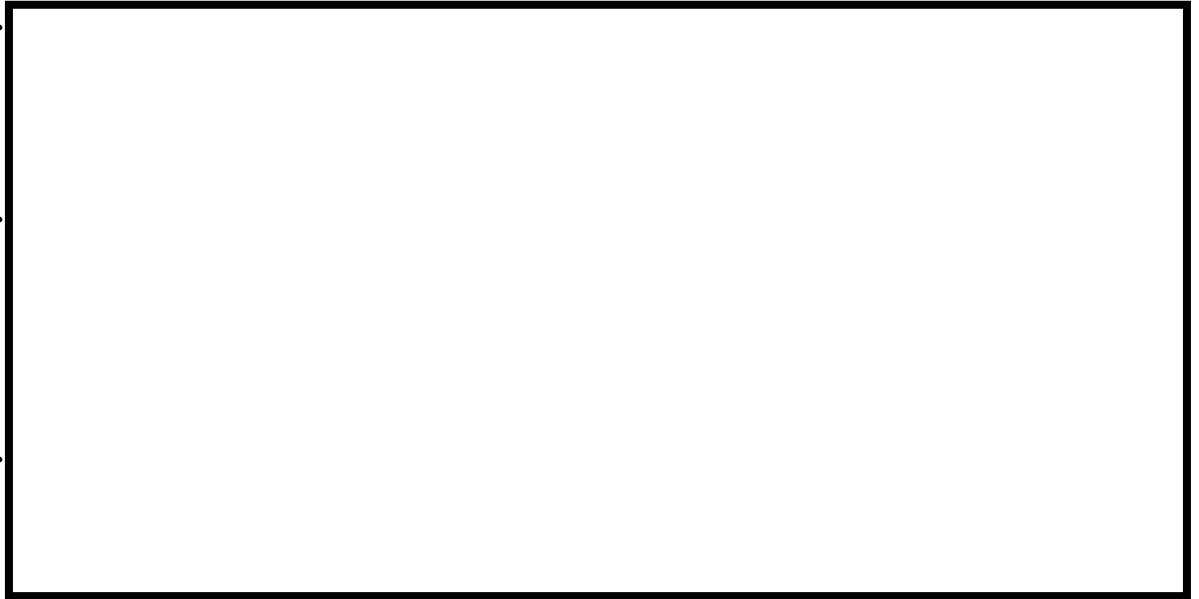
具体的な評価手順を以下に示す。

- ・ 堆積デブリ上方からの注水冷却(ペデスタルへの事前水張りなし)を想定し、プール水によるデブリからの除熱量を不確かさパラメータとして確率密度関数(pdf: probability density function)を設定する。

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



なお、デブリからの除熱量（単位時間当たり）が与えられた場合の MCCI 継続確率を次のような考え方で設定し、デブリ総除熱量と MCCI 継続確率との関係式とする（図 3）。



このようにして求めた、MCCI 継続による格納容器破損確率（平均値）は、 である。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

参考文献

- [1] R. E. Blose, et al., “SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools,” NUREG/CR-4727 (1987).
- [2] R. E. Blose, et al., “Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test,” NUREG/CR-5907 (1993).
- [3] EPRI, Technical Foundation of Reactor Safety, Knowledge Base for Resolving Severe Accident Issues, Rev. 1, 1022186 (2010).
- [4] B. R. Sehgal, et al., “ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests” , NUREG/CR-0119, Vol. 2 (1991).
- [5] M. T. Farmer, et al., “Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments”, Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [6] M. T. Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5 (2009).
- [7] 原子力発電技術機構 (NUPEC) , 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証試験) に関する 総括報告書」 (2003).
- [8] H. Nagasaka, et al., “COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests,” Proc. of OECD/CSNI Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [9] M. T. Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5 (2009).
- [10] M. T. Farmer. et al., “OECD-MCCI Project Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR06, February 28, 2006.
- [11] M. T. Farmer, et al., “OECD MCCI-2 Project Final Report,” OECD/MCCI-2010-TR07 (2010).
- [12] Proceedings of the Second OECD(NEA) CSNI Specialist Meeting on Molten Core Debris-Concrete Interactions, NEA/CSNI/R(92)10, Karlsruhe, Germany (1992).
- [13] B. Eppinger, et al., “KATS Experiments to Simulate Corium Spreading in the EPR Core Catcher Concept,”
- [14] B. Eppinger, et al., “Simulationsexperimente zum Ausbreitungsverhalten von Kernschmelzen: KATS-8 bis KATS-17,” FZKA 6589 (2001)
- [15] A. Konovalenko, et al., “Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction” , NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).
- [16] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ペデスタル上の炉心デブリの 3 次元拡がり評価, 日本原子力学会「2013 年秋の大会」H12, 2013 年 9 月

表1 MCCI 時のデブリ冷却性に関する既往の試験および主な知見

		MCCI 時のデブリ冷却性に関する既往試験および現状の知見			
		SWISS-2	WETCOR-1	MACE M0	MACE M3b
体系	<p>(ADWR 1350MWeプラントの例)</p>				
溶融物 (初期条件)	(ADWR 1350MWe, 100%炉心、 全Zr 20%酸化の場合)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)
質量	~310 ton	1次元	1次元	2次元	1次元
成分	UO ₂ : 55 w/o ZrO ₂ : 7 w/o Zr : 21 w/o Zr-14 : 17 w/o	金属 44.2 kg ステンレスステイール	酸化物 34.1 kg Al ₂ O ₃ : 76.8 w/o CaO : 16.9 w/o SiO ₂ : 4 w/o others	PMRコリウム (Zr 70%酸化) 130 kg UO ₂ : 56.9 w/o ZrO ₂ : 11 w/o Zr : 4 w/o SiO ₂ : 3 w/o CaO : 3 w/o Conc : 23 w/o ~2000 K	100% 酸化コリウム 1800 kg UO ₂ : 56.9 w/o ZrO ₂ : 29.1 w/o others 2500 K
温度	~2500 K	~1900 K	1850 K	~2000 K	2500 K
コリウム種類 形状	玄武岩系 2次元	石灰岩系 (Limestone/Common Sand) 1次元	石灰岩系 (Limestone/Common Sand) 1次元	石灰岩系 (Limestone/Common Sand) 2次元	石灰岩系 (Limestone/Common Sand) 1次元
発熱密度	(1% 熱出力 として) 0.23 W/g UO ₂ 0.11 W/cm ³ melt 0.44 MW/m ²	1.5~1.7 W/g 10.2~11.5 W/cm ³ 1.5~1.7 MW/m ²	0.30 W/g 0.61 W/cm ³ 0.12 MW/m ²	0.35 W/g UO ₂ 1.9 W/cm ³ melt 0.28 MW/m ²	0.3 W/g UO ₂ 1.1 W/cm ³ melt 0.21 MW/m ²
主な知見	—	<ul style="list-style-type: none"> デブリ上部に安定クラスタ形成 浸食速度: 27cm/hr (40分間でおよそ18cm) 水プールへの熱流束: ~0.8 MW/m² (平均) 	<ul style="list-style-type: none"> デブリ上部に安定クラスタ形成 浸食速度: 6~11 cm/hr (30分間でおよそ3~6cm) 水プールへの熱流束: 0.52 MW/m² (溶融時) 0.25 or 0.20 MW/m² (凝固後) 	<ul style="list-style-type: none"> デブリ上部に安定クラスタ形成 浸食速度: 8~11 cm/hr (70分間でおよそ11cm) 水プールへの熱流束: 3.5 MW/m² (注水初期), 0.6 MW/m² (~35分まで) から 0.15 MW/m² (試験終了) まで減少 周期的なメルトプールスウェル、 クラスタ上へのメルト噴出冷却 	<ul style="list-style-type: none"> デブリ上部に安定クラスタ形成 浸食速度: 6時間でおよそ30cm 水プールへの熱流束: 4.9 MW/m² (注水直後) 0.6 MW/m² (初期20分間) から 0.24 MW/m² まで急減、その後 ~3hrで0.085 MW/m² まで低下
参考文献		NUREG/CR-4727	NUREG/CR-5907	2nd OECD/NEA/CSNI Specialist Wp. on MCCI	(日本原子力研究所殿による速報)

表2 SSWICS 試験 (デブリ冷却試験) 条件一覧^[10]

Parameter	Test Number						
	1	2	3	4	5	6	7
Melt composition (wt % UO ₂ /ZrO ₂ /Cr/concrete)	61/25/6/8	61/25/6/8	61/25/6/8	48/20/9/23	56/23/7/14	56/23/6/14	64/26/6/4
Concrete type	LCS	SIL	LCS	LCS	LCS	SIL	LCS
Melt mass (kg)	75	75	75	60	68	68	80
Melt diameter / depth (cm)	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15
Basemat type	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert
Initial melt temperature (°C)	~2300	~2100	~2100	~2100	~2100	~1950	~2100
Initial vessel and coolant temperature (°C)	20	20	100	100	100	100	100
System pressure (bar)	1	1	4	4	4	1	4
Water injection period (sec)	665	760	183	195	622	215	194
Water injection flowrate (lpm)	4	4	12	13	6	14	13
Water injected (liters)	33	39	34	40	61	47	40
Condensate collected over course of test (kg)	24.7	16.1	28.9	21.9	22.7	27.6	31.4
Test duration (hours)	2.2	1.2	1.8	2.4	2.6	3.9	1.4

表3 各パラメータの設定の考え方

パラメータ (選定の考え方)	
溶融炉心落下割合	
溶融炉心の拡がり 面積	
水プールへのドラ イアウト熱流束	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

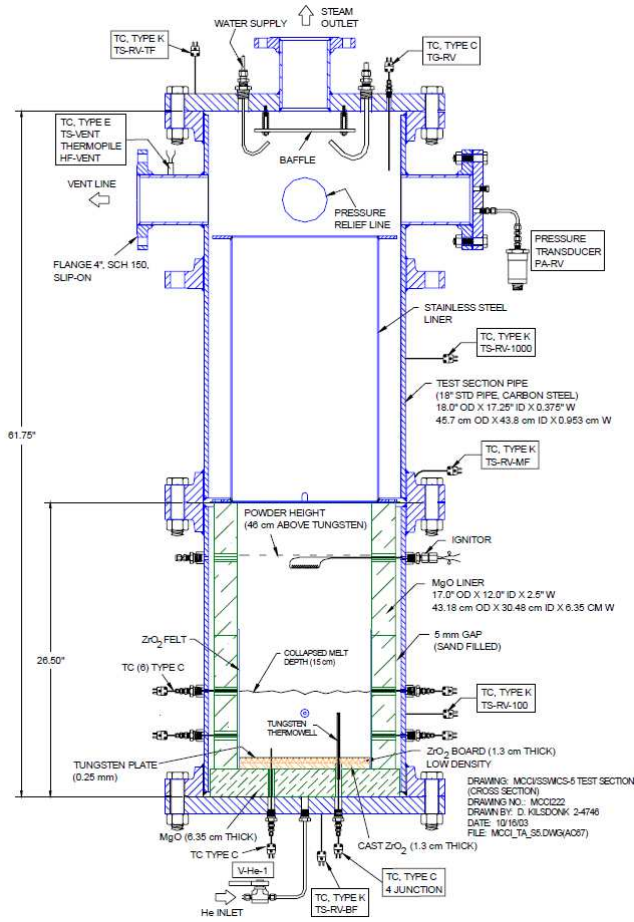


図 1 a SSWICS 試験装置^[10]

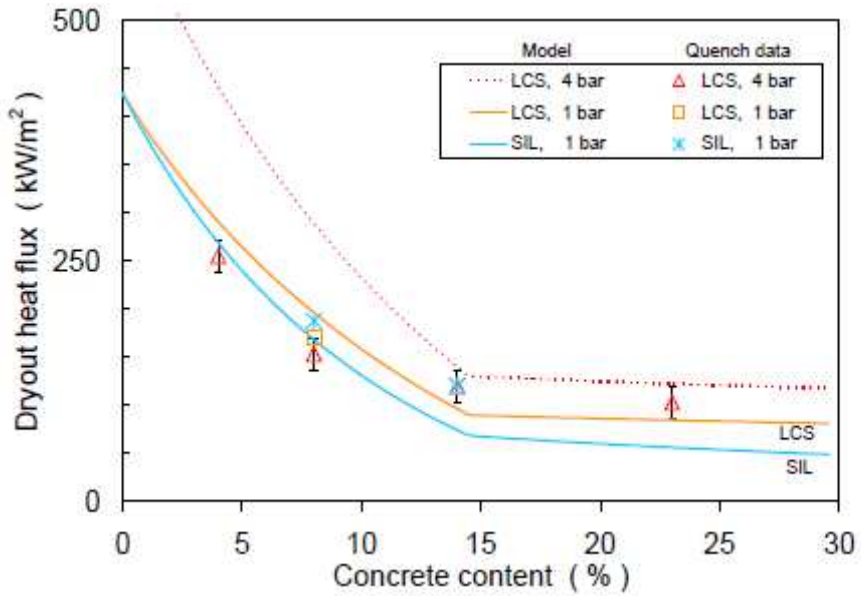


図 1b SSWICS データと Lister/Epstein モデルのドライアウト熱流束の比較^[10]

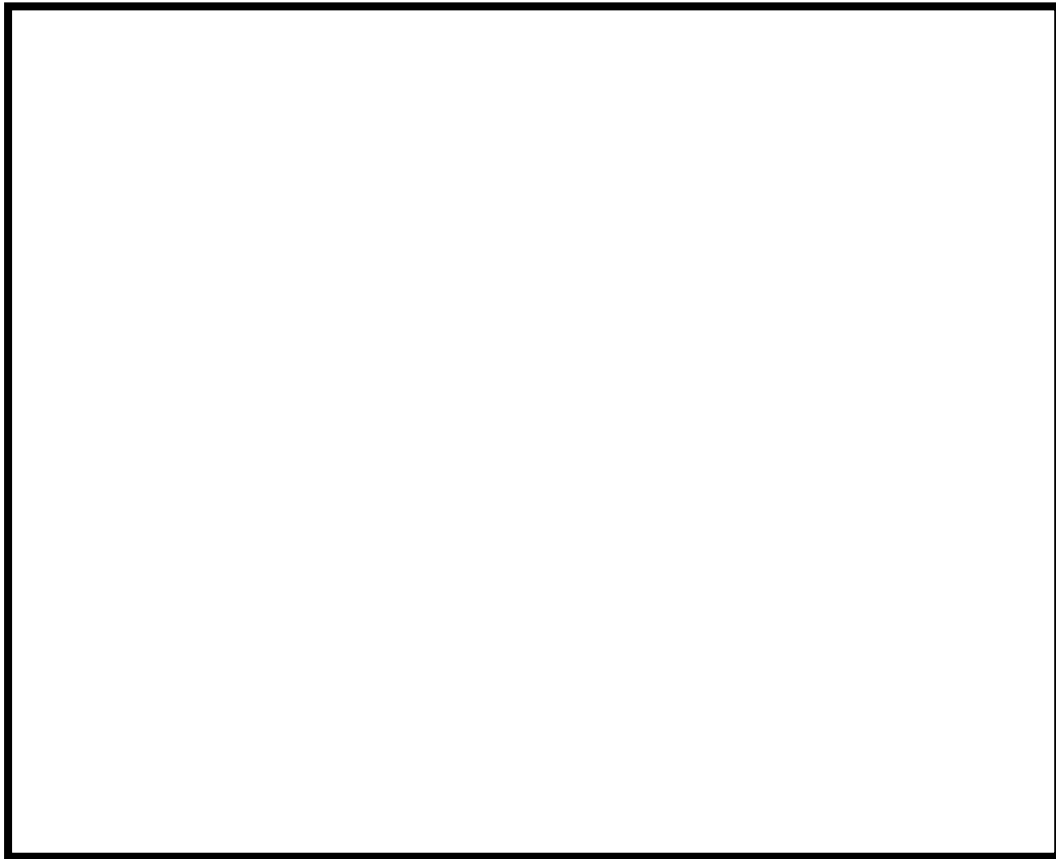


図 2 MCCI 継続による格納容器破損確率の評価のフロー



図 3 デブリからの除熱量と MCCI 継続確率の関係

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外 FCI におけるペDESTAL フラジリティの作成方法について

炉外での熔融燃料－冷却材相互作用（FCI）による格納容器破損では、炉外 FCI 時に発生する可能性のある水蒸気爆発において、爆発時の動的荷重によって圧力容器を支持するペDESTAL 構造物の損壊から圧力容器の変位を生じ、格納容器の配管貫通部破損に至ることを想定している。

この想定に従い、炉外 FCI 時のペDESTAL フラジリティは、LS-DYNA コードにより動的荷重評価モデルを作成し、水蒸気爆発で発生する機械的エネルギーに対するペDESTAL 鋼板の最大塑性歪みを解析することで作成している。

解析により求めたペDESTAL 鋼板の最大塑性歪みを、ペDESTAL 支持機能が喪失すると仮定した塑性歪みに対する割合から、ペDESTAL 破損確率に変換し、機械的エネルギーに対して線形的に近似することで、任意の機械的エネルギーに対するペDESTAL 破損確率の因果関係（ペDESTAL フラジリティ）の作成を行っている。

なお、ペDESTAL 破損は保守的に格納容器破損に直結すると仮定して、格納容器破損確率を評価している。

1. LS-DYNA の概要

LS-DYNA^[1]は、Livermore Software Technology Corporation が開発した汎用有限要素解析コードで、流体－構造体の連成解析が可能であり、構造の変形応答を伴う衝撃解析に適している。時間と共に接触条件や構造物形状が変化するような非線形解析が可能であり、境界条件として機械的エネルギー、初期圧力を設定することで、衝撃や爆発による圧力伝播、構造物の塑性歪みの解析を行う。

2. LS-DYNA による塑性歪み解析

(1) 解析条件

LS-DYNA を用いた解析体系を図 1 に示す。体系は女川 2 号機のペDESTAL 形状を模擬しており、ペDESTAL 内には CRD 搬入口下端まで水位があるものとしている。また、ペDESTAL 液相部内での蒸気爆発による圧力波が液相部もしくは気相部を伝播してペDESTAL 構造物に働く荷重・塑性歪みの評価を行うため、体系はペDESTAL の外側鋼板までを対象としている。

爆発源がもつ機械的エネルギーはパラメトリックな入力とする。また、初期圧力は、KROTOS 試験結果を参考に で固定としている。

(2) 解析結果

機械的エネルギーとして を与え、それぞれの機械的エネルギーに対するペDESTAL 鋼板の最大塑性歪みを評価した。

女川 2 号機のペDESTAL は、ペDESTAL の内側鋼板（ペDESTAL 内面）および外側鋼板（ペDESTAL 外面）がリブで結合された構造となっており、内外両方の鋼板にお

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ける塑性歪み量が評価されるが、内側鋼板が破損した場合にペDESTAL支持機能が即座に消失することはないと考えられるため、ここでは外側鋼板に着目している。ペDESTAL外側鋼板の最大の塑性歪み点の解析結果を図2に示す。図2からわかるとおり、塑性歪みの発生する部位は極めて局所的な範囲に限られている。

3. ペDESTALフラジリティの作成

ペDESTAL支持機能が喪失する塑性歪みとして、女川2号機のペDESTAL鋼板の材料であるSPV490の試験結果^[2]より、当該材料の最大引張強さに対する塑性歪みである□を仮定する。即ち、ペDESTALの塑性歪みが□に至った場合、ペDESTALの支持機能が喪失するとしてペDESTAL破損確率を1とする。

塑性歪み□の範囲におけるペDESTAL破損確率は、塑性歪み量□に対する割合として以下のように設定する。

$$\text{ペDESTAL破損確率(\%)} = \text{外側鋼板最大塑性歪み量(\%)} / \square \times 100$$

ペDESTALフラジリティはLS-DYNAにより評価した機械的エネルギー毎の外側鋼板最大塑性歪み量を先の方法によりペDESTAL破損確率に変換し、これを機械的エネルギーに対して線形近似することで設定する。機械的エネルギーに対する外側鋼板最大塑性歪み量、および先の方法により変換したペDESTAL破損確率を表1に示す。また、機械的エネルギーに対して線形近似により求めたペDESTALフラジリティを図3に示す。

なお、発生エネルギーが50MJ以下では塑性歪みが発生しないため、破損確率を0とし、50MJより大きい範囲で線形近似を行っている。

参考文献：

[1] LS-DYNA KEYWORD USER'S MANUAL VOLUME I & 2, LIVERMORE SOFTWARE TECHNOLOGY CORPORATION, August 2012.

[2] 溶接部等熱影響部信頼性実証試験（原子炉格納容器）に関する報告書，原子力安全基盤機構，平成8年3月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 発生機械的エネルギーと最大塑性歪みおよびペDESTAL破損確率への変換

250	0.4	4
500	1.0	10

注) ペDESTAL破損確率(%) = 外側鋼板最大塑性歪み(%) / × 100

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

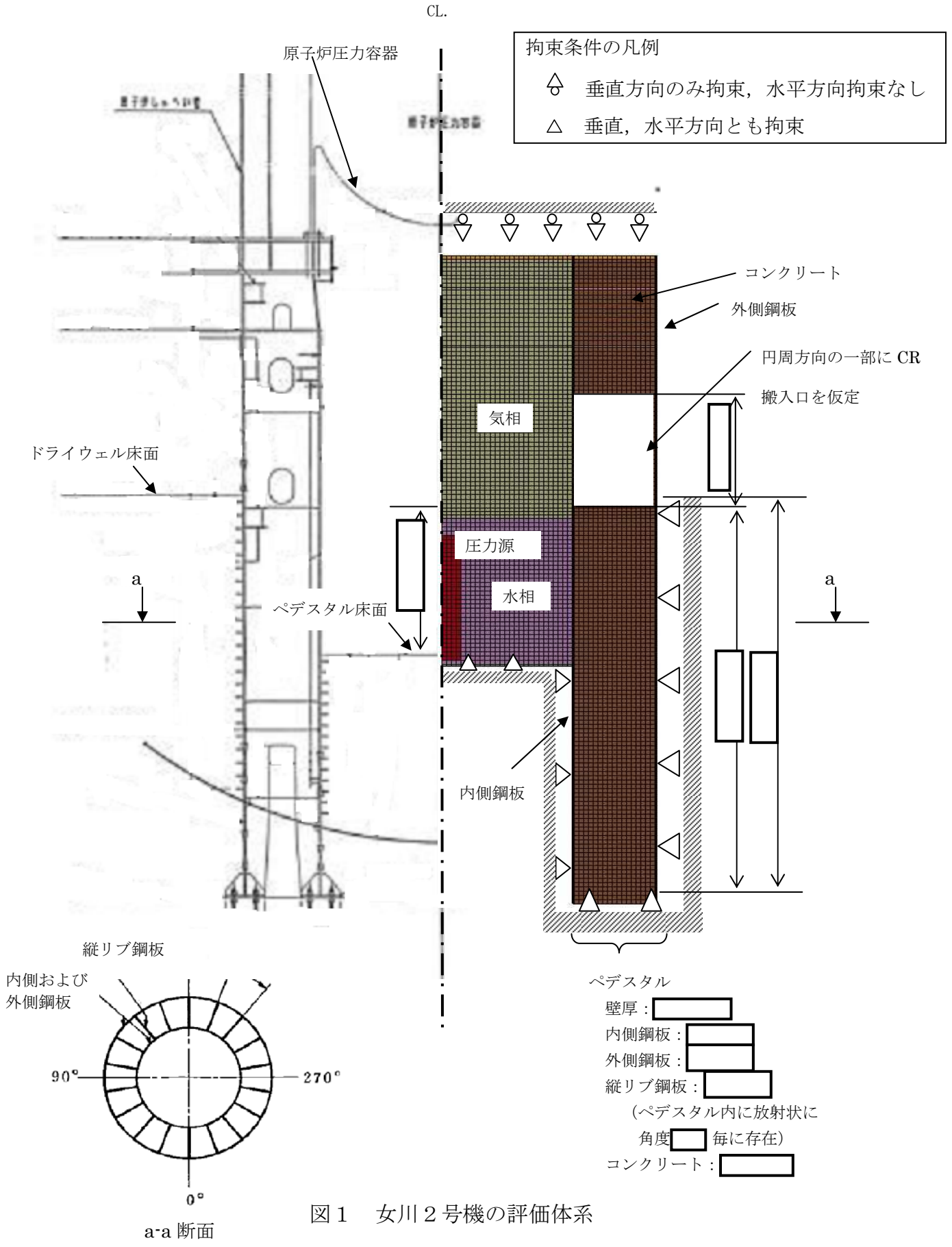
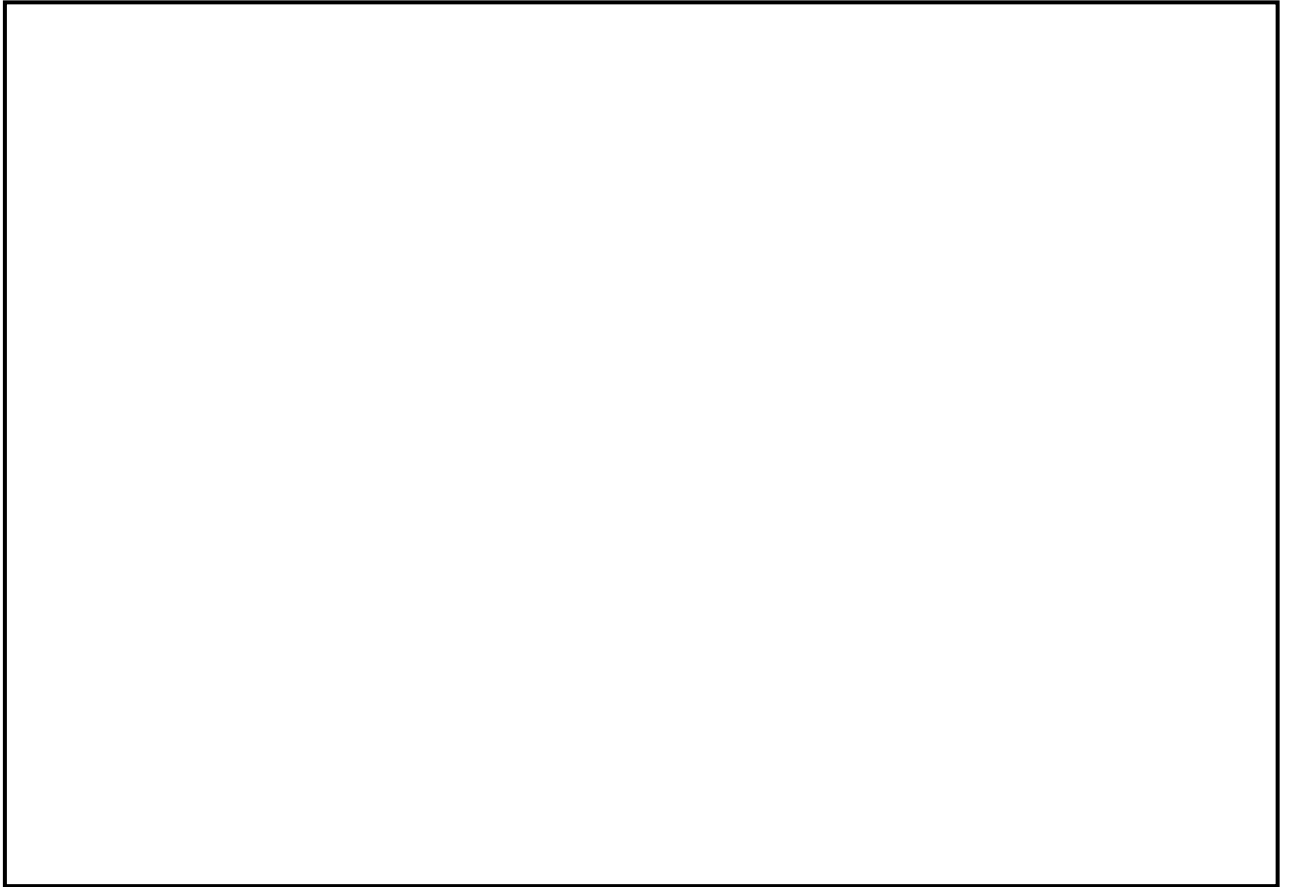
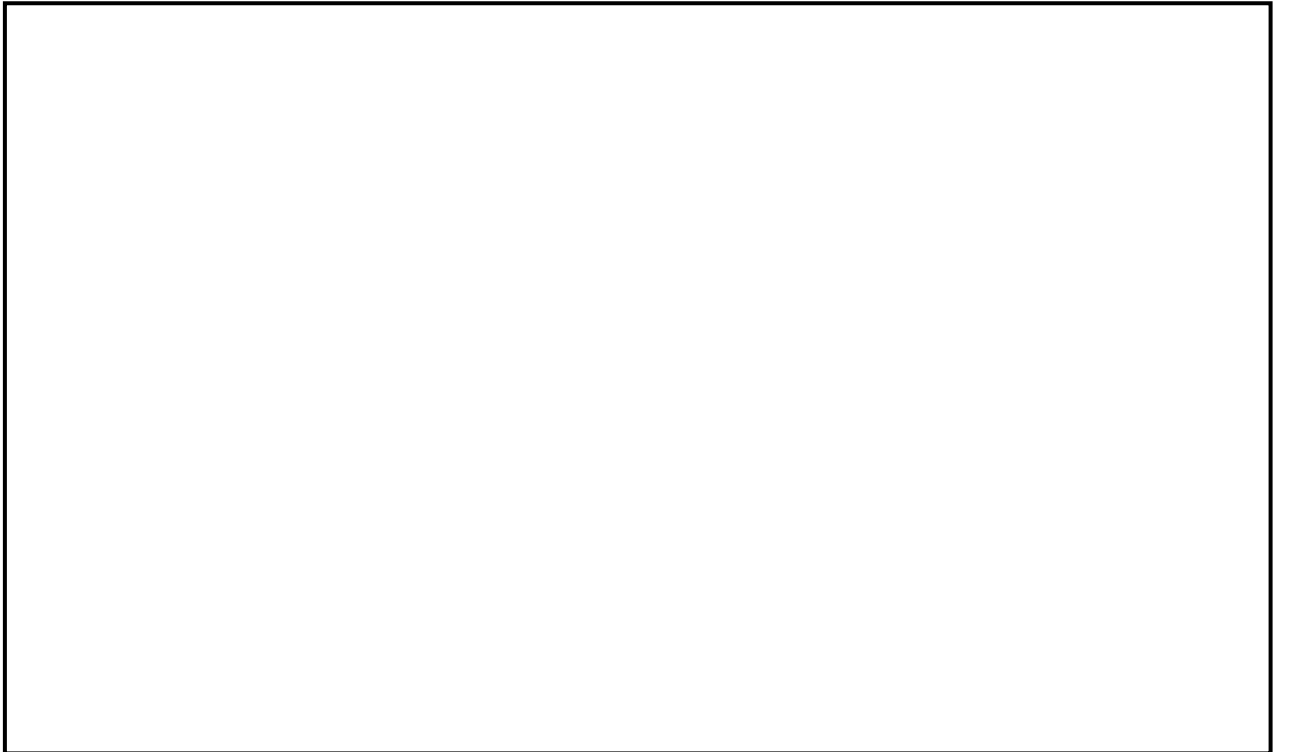


図1 女川2号機の評価体系

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



ペDESTAL外側鋼板の最大塑性歪み履歴（女川2号機）



ペDESTAL外側鋼板の最大塑性歪みコンター(10ms時)（女川2号機）

図2 LS-DYNA 解析結果（機械エネルギー： ）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図3 機械的エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係
(ペDESTALフラジリティ)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外 FCI における [] の因果関係作成方法について

今回の評価では、

[]

1. []

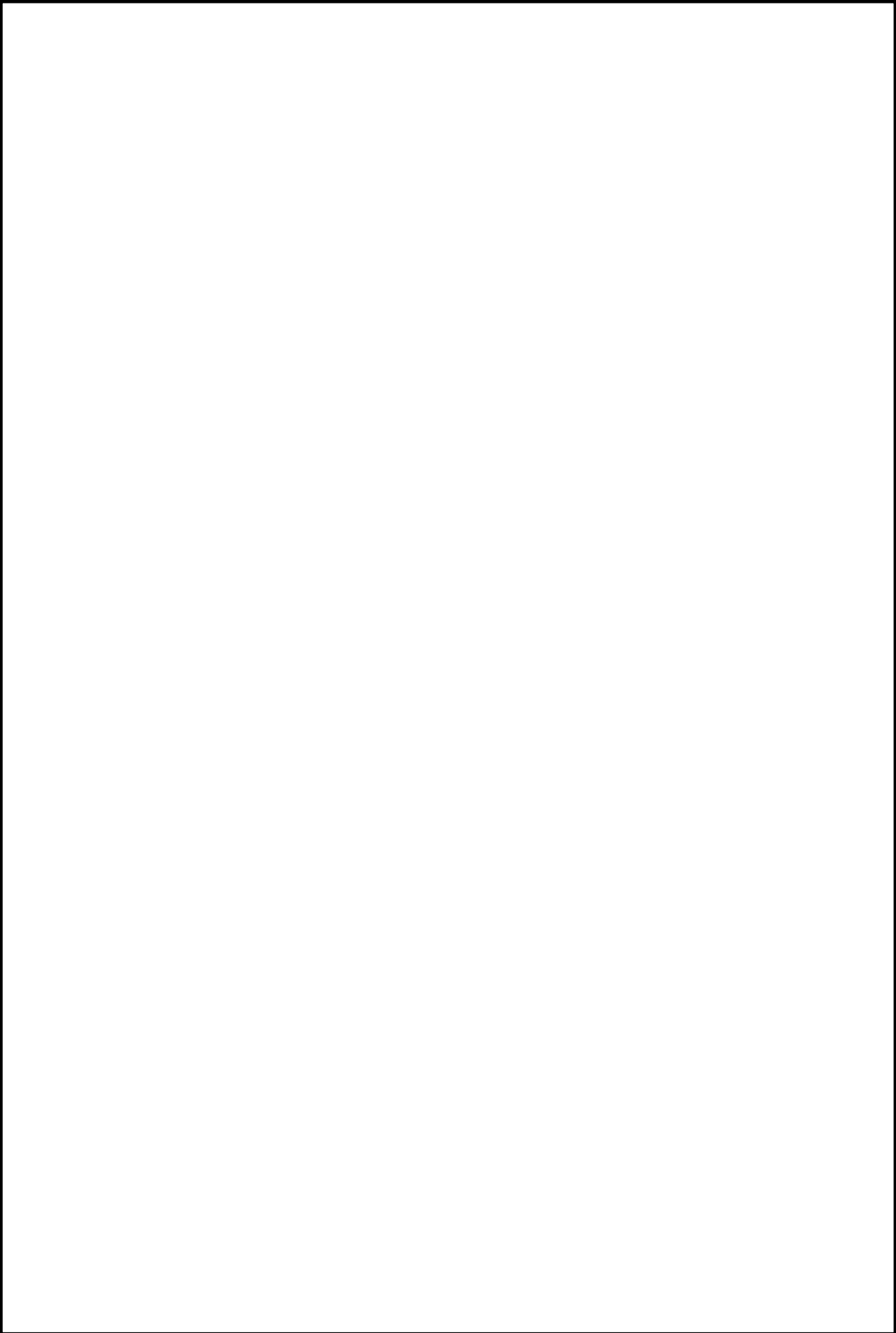
[]

2. []

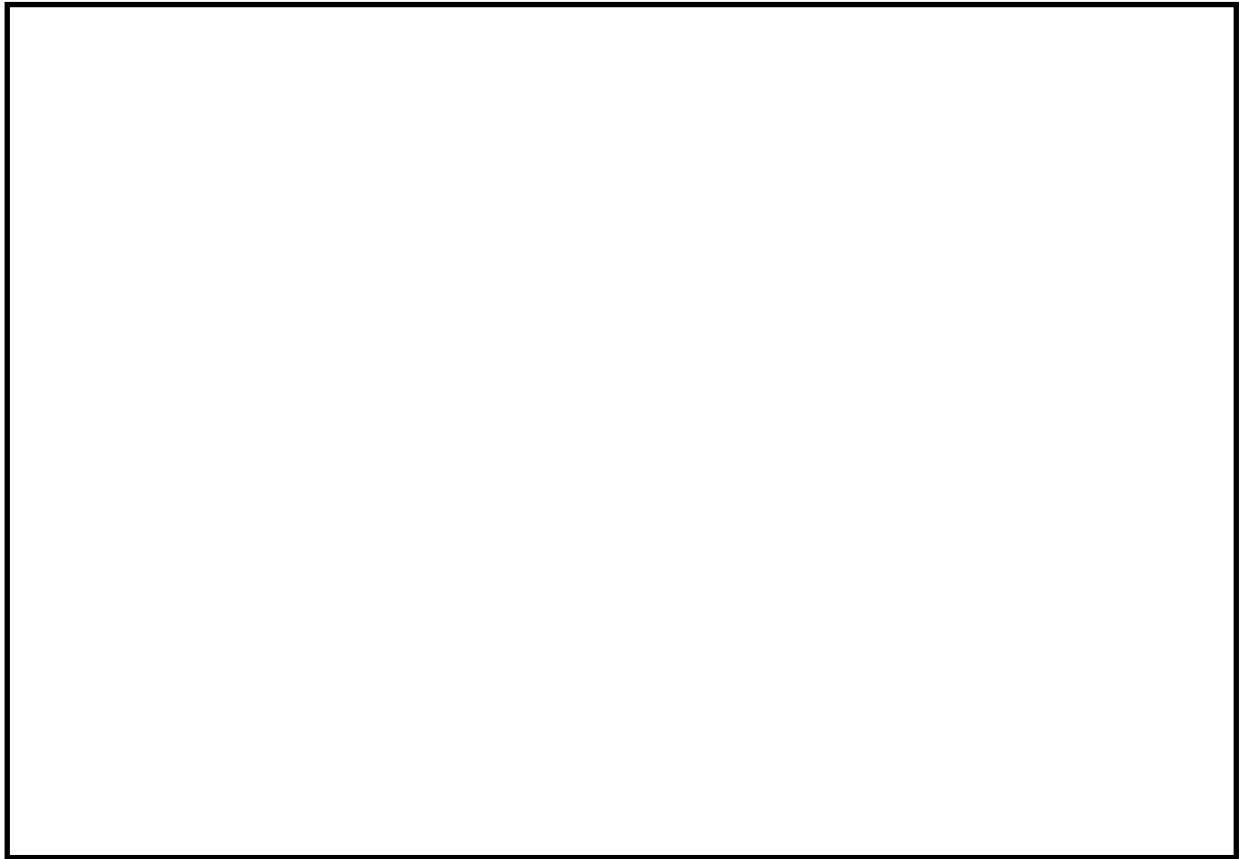
(1) 解析条件

[]

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



参考文献：



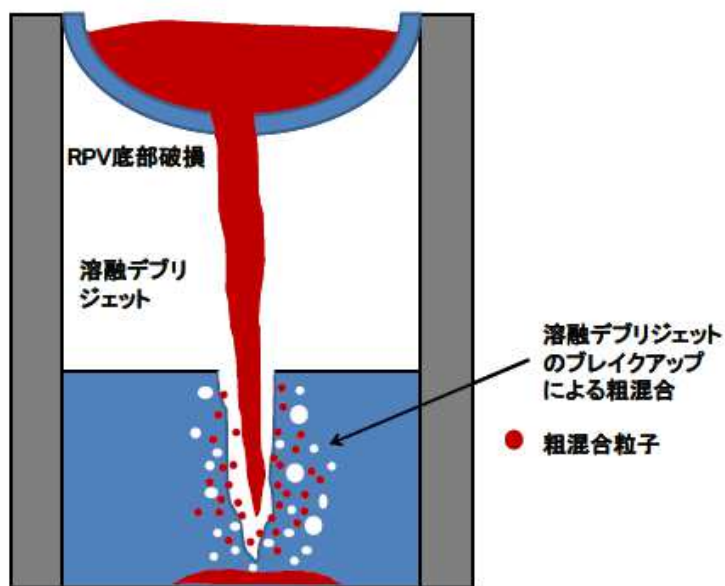
[2] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」
財団法人 原子力安全研究協会 平成 13 年 7 月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1

感度解析結果のまとめ

--



粗混合過程

図1 炉外 FCI 現象における粗混合過程

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

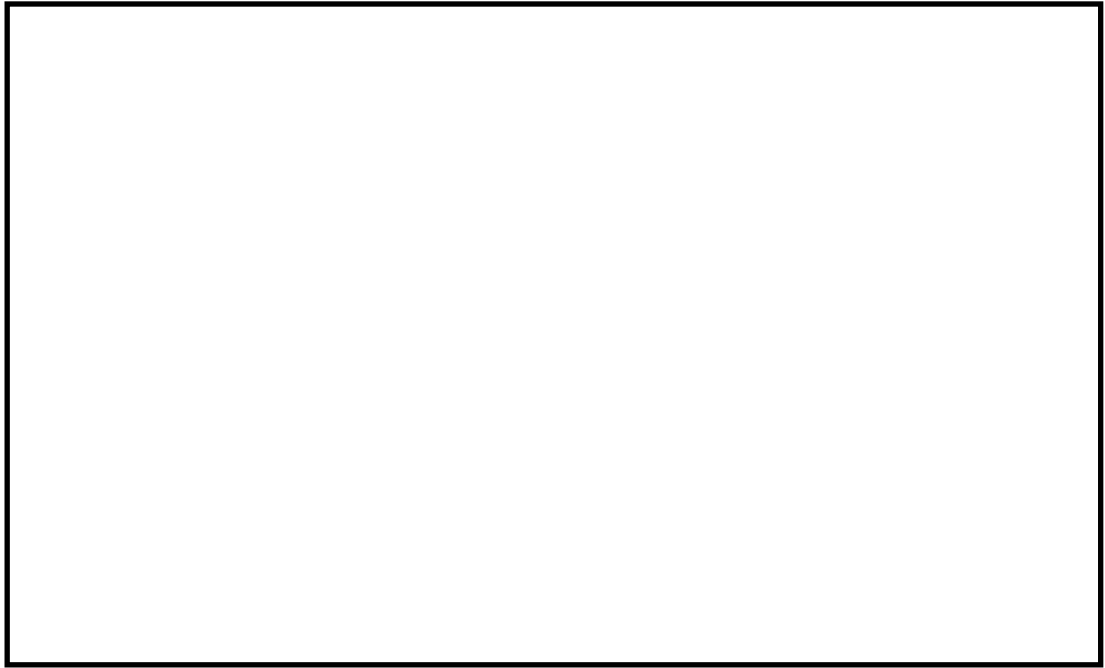


図 2



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

DCH による格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて

格納容器直接加熱（DCH：Direct Containment Heating）による格納容器破損確率の評価では、格納容器への圧力負荷による格納容器破損確率の因果関係（格納容器フラジリティ）を使用しており、この格納容器フラジリティにおいて、格納容器への温度負荷は考慮していない。

DCH は、炉心溶融物が高圧状態で圧力容器から噴出した際に、高速のガス流により粒子化した炉心溶融物がドライウェル（D/W）空間部へ移行し、溶融物の保有熱や、溶融物の金属成分と水蒸気との金属－水反応による発熱により、D/W 雰囲気は直接加熱されることによって急速な圧力上昇が生じる現象である。

この DCH 発生時の格納容器の圧力と温度の変化を、女川 2 号機を対象として解析した。解析条件を表 1 に、結果を図 1 に示す。この図に示すとおり、DCH による格納容器内雰囲気の温度・圧力の上昇の後に、格納容器壁面温度は遅れて上昇し、限界温度である 200℃を大きく下回って推移する。

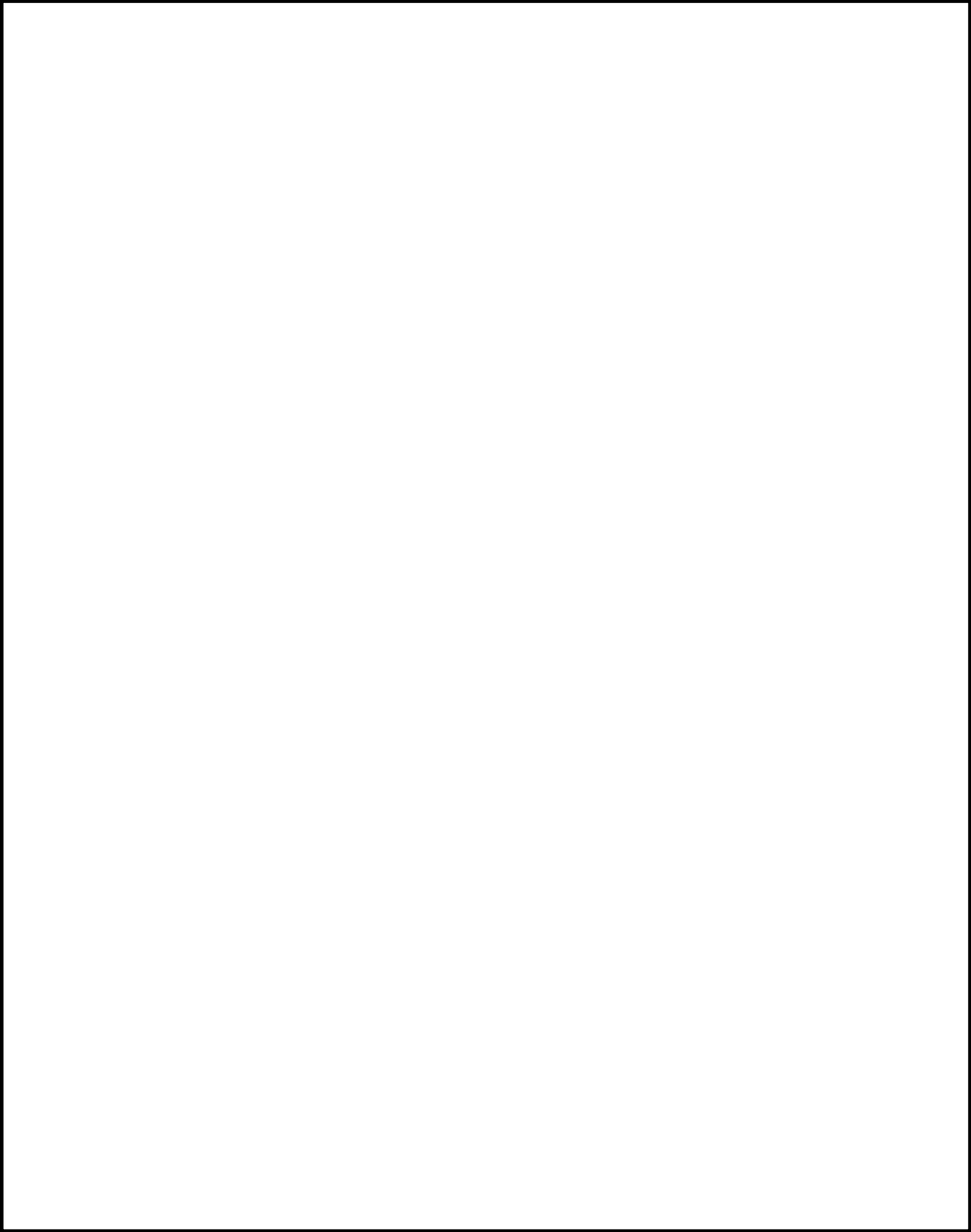
このことから、DCH 発生時の短期的な格納容器破損評価では、格納容器への圧力負荷による格納容器破損確率を使用することで十分と判断できる。また、DCH 発生時の格納容器に対する温度負荷は、直接的なシビアアクシデント現象による負荷としてではなく、現象発生後の事故進展において発生し得る準静的負荷として考慮している。

以 上

表1 DCH評価モデル (MAAP DCHモデル) 評価条件

パラメータ	入力値	備考
対象シーケンス	TQUX	—
炉内 Zr 酸化割合 (%)	53	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
RPV 破損面積 (m ²)	2.0	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
下部プレナム内容融炉心割合 (%)	100	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
D/W への粒子化デブリ移行割合 (%)		不確かさ確率分布 (一様分布) の最大値

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

P C V 隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応

1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献（NUREG/CR-4220¹）では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として 5×10^{-3} を算出している。この値は、米国 NRC の LERs（Licensee Event Reports）データベース（1965 年～1984 年）から大規模漏えいに至る事象を 4 件抽出、事象継続時間を 1 年として、運転炉年（740 炉年）に対する割合として求められたものである。抽出された 4 件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表 1 の通りである。

なお、この 4 件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に 4 時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると 5×10^{-5} 程度となると報告されており、 5×10^{-3} に比較して十分小さい値である。

ただし、BWR においては、定格運転中は格納容器内を窒素置換しているため、エアロック開閉に伴う隔離失敗は想定されない。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）

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

実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は 2. に示す通りであり、NUREG/CR-4220 で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率として LERs データベースに基づく値を使用することとした。

なお、上記で用いたデータは PWR に対するものであるが、BWR では格納容器内を窒素雰囲気として管理し漏えいを検出しやすいことから、PWR のデータは、保守的であると考えられる。

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（女川 2 号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示す通りである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

¹ U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220

- a) 格納容器貫通部からの漏えい
格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。
 - b) 格納容器アクセス部等からの漏えい
ドライウェル主フランジ、機器搬出入口、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。
 - c) 格納容器隔離弁からの漏えい
可燃性ガス濃度制御系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。
 - d) 格納容器外バウンダリからの漏えい
格納容器調気系等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。
- (2) 人的過誤による隔離機能喪失
- a) 漏えい試験配管からの漏えい
定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

レベル 1.5PRA で適用した格納容器隔離失敗確率の文献 (NUREG/CR-4220) では、1984 年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書² (EPRI 報告書と称す) の調査例を示す。

EPRI 報告書では、総合漏えい率試験 (ILRT : Integrated Leak Rate Test) 間隔を 15 年に延長することのリスク影響を評価しており、2007 年時点までの ILRT データを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の 35 倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は 0 件となっている。なお、設計漏えい率の 10 倍より大きい漏えい事象として表 2 に示す 3 件が抽出されている。

²EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

表 2 EPRI 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象²

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark 1	ILRT 中に発見された真空破壊弁の漏えい

EPRI 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績を ILRT 試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績 0 件（計算上 0.5 件としている）を ILRT 試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は 0.0023 ($0.5/217=0.0023$) となる。この値は、NUREG/CR-4220 で評価された格納容器隔離失敗確率の 5×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPRI 報告書の結果を考慮しても NUREG/CR-4220 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

4. 格納容器隔離失敗事象への対応

格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で PCV の隔離に失敗している場合と、原子炉冷却材浄化系配管等の原子炉圧力容器 (RPV) に繋がる高圧配管が格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合が含まれている。

PRA では、炉心損傷の時点で PCV の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA 上、具体的な隔離失敗(漏えい)箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で PCV の隔離に失敗していた場合には、中央制御室からの隔離失敗(漏えい)箇所の隔離を試みる事となる。

このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図ると共に、万一の重大事故発生時に PCV の隔離に失敗していることの無いよう、PCV の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の PCV の圧力監視等で対応している。

以上