

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉 確率論的リスク評価について

平成26年7月



東京電力

目次

1. 事故シーケンスグループ等の抽出における PRAの実施範囲と評価対象

2. 「PRAの説明における参照事項」に基づく構成について

3. レベル1PRA

3.1 内部事象PRA

3.1.1 出力運転時PRA

3.1.2 停止時PRA

3.2 外部事象PRA

3.2.1 地震PRA

3.2.2 津波PRA

4. レベル1.5PRA

4.1 内部事象PRA

4.1.1 出力運転時PRA

ご説明範囲

1. 事故シーケンスグループ等の抽出における PRAの実施範囲と評価対象

1. 本資料における説明事項

- 「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、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)の解釈1－1(b)に対して実施したPRAの実施状況

1. PRAの対象とするプラント状態

【評価対象とするプラント状態】

OPRAの前提とする設備の状態は、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7月)以前の状態とした。

評価対象としたプラント状態

(A)	(B)	(C)	(D)	(E)
設計基準事故	従来(AM要請(H4) ^{※1} 以前)から整備しているAM策	AM要請(H4)で整備したAM策	震災後の緊急安全対策 ^{※2}	その他の自主的取組
設置(変更)許可の対象	設置(変更)許可の対象外			
<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却系(ECCS) 原子炉隔離時冷却系(RCIC) 等	<ul style="list-style-type: none"> ECCS手動起動 原子炉手動減圧及び低圧注水操作 代替注水操作(給復水系、CRD等) 等	<ul style="list-style-type: none"> 消火系による原子炉への注水操作 等	<ul style="list-style-type: none"> ポンプ車 等	

※1: 通商産業省通達「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7月)

※2: 原子力安全・保安院「福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について」(平成23年3月)

PRAの評価対象となるプラントの状態について^{※3}

※3「発電用軽水型原子炉施設におけるシビアアクシデント対策規制の基本的考え方について」平成24年8月 原子力安全・保安院より抜粋

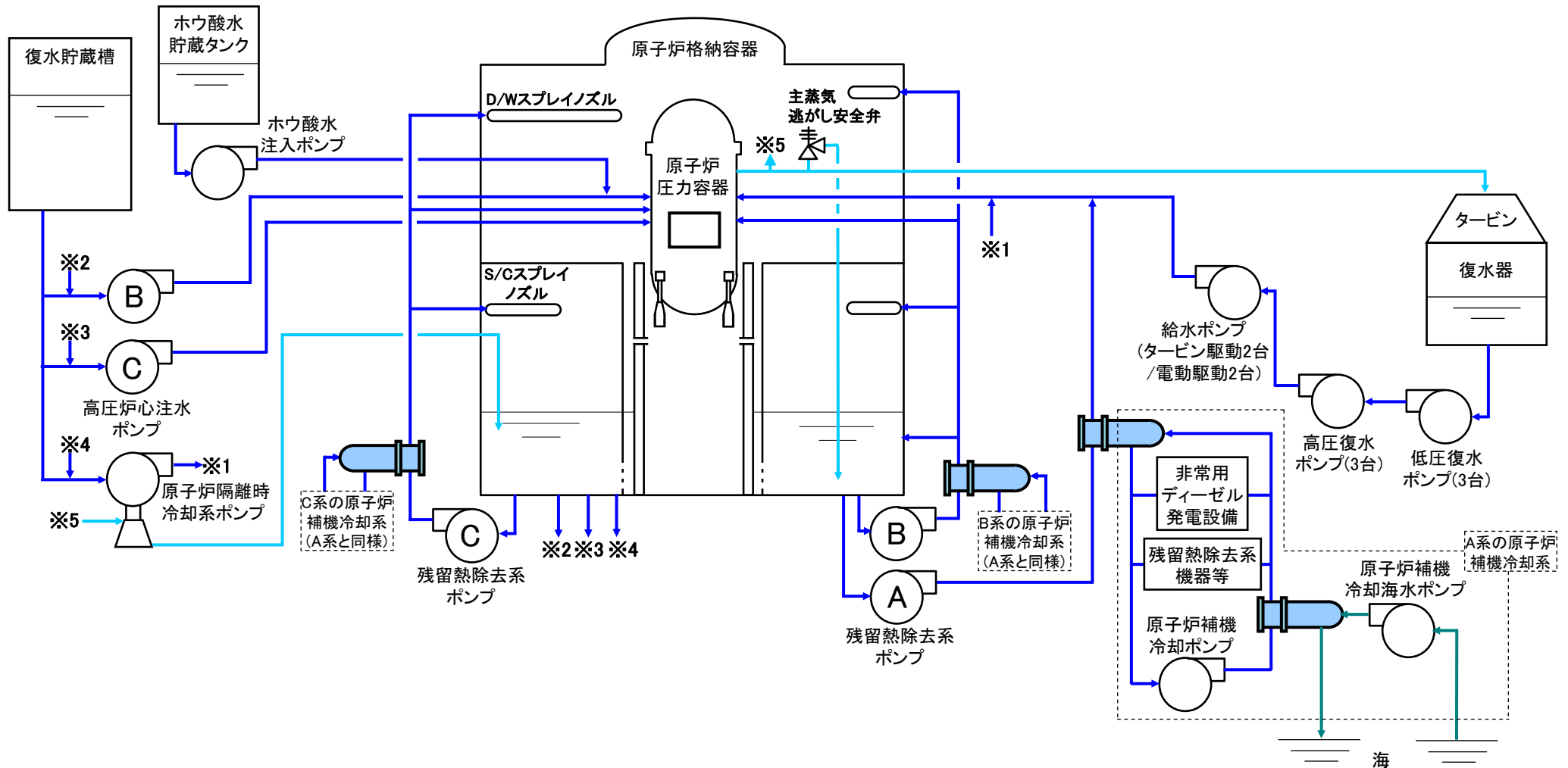
1. PRAで期待する設備

機能及び対策		対策の説明	選定根拠
原子炉停止機能			
設計基準事故対処設備	スクラム系 (原子炉保護系及び制御棒駆動系)	原子炉水位等の異常を検知して急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。信号を発する原子炉保護系と制御棒駆動系から構成される。	設計基準事故対処設備
プラント運転開始時より備えている手段・設備	再循環ポンプトリップ(RPT)	異常を検知した際に再循環ポンプをトリップさせ、原子炉の出力を低下させる。	プラント運転開始時より備えている手段・設備
	代替制御棒挿入(ARI)	原子炉保護系とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている手段・設備
	水位制御及びSLCの手動操作	運転員が手動でポンプを起動し、ほう酸水を炉心に注入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている手段・設備
炉心冷却機能			
設計基準事故対処設備	高圧炉心注水系(HPCF)	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	低圧注水系(LPFL(RHR))	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	自動減圧系(ADS)	原子炉水位低及びD/W圧力高を検知した際にADS機能を有する逃がし安全弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備
プラント運転開始時より備えている手段・設備	ECCS等の手動起動 RPV手動減圧及び低圧注水操作	ECCSの自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの
	給水系による注水	常用系である給水系を用いて原子炉に注水する。	通常の操作・対応
格納容器熱除去機能			
設計基準事故対処設備	格納容器スプレイ(RHR)	D/W及びS/C内に水をスプレイし、格納容器内の温度、圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備
プラント運転開始時より備えている手段・設備	格納容器スプレイ(RHR)の手動起動		
	主復水器による除熱	常用系である主復水器によって熱除去を行う。	通常の操作・対応
安全機能のサポート機能			
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	HPCF、RHRポンプ、非常用D/G等を冷却する。	設計基準事故対処設備
	非常用D/G	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。	設計基準事故対処設備
	直流電源	RCICの起動や逃がし安全弁の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。	設計基準事故対処設備
プラント運転開始時より備えている手段・設備	非常用D/Gの手動起動	非常用D/Gが自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの
	高圧電源融通	高圧母線を介し、他号機から電源を供給する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの

2. 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機の プラント特性について

2. 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機のプラント特性 (1/2)

OPRAで考慮する代表的設備



2. 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機のプラント特性 (2/2)

○柏崎刈羽原子力発電所6/7号機(ABWR)の特徴

- ・ ABWRの特徴として、BWRとの違いを示した。
- ・ 柏崎刈羽原子力発電所6号機と7号機の系統構成は同じであるため、内部事象PRAでは結果に相違は見られない。
- ・ 津波の場合は機器の設置高さの違い、地震の場合は建屋・機器等のフラジリティの違いにより、外部事象PRAの炉心損傷頻度には違いが表れる。

系統	BWR	ABWR	変更に伴う主な影響
原子炉冷却材再循環系	原子炉圧力容器(RPV)から外部に再循環ループを構成	インターナルポンプ(RIP)を採用。RPV底部に直接RIPを設置し、炉内で直接炉水を循環させる方式とした。	ABWRでは、炉心位置下部の大口径配管が無くなり、LOCA時に想定する破断口が炉心より上部であり、かつ、破断面積の小さいものとなった。
制御棒挿入系	通常時、緊急時共に水圧駆動式	改良型制御棒駆動機構(FMCRD)を採用。通常は電動駆動、緊急時は水圧駆動。	水圧によるスクラム後には電動の駆動機構も挿入側に動作し、スクラムをバックアップする。このような駆動源の多様化により、制御棒駆動機能に関する信頼性向上を図っている。
非常用炉心冷却系	高圧系1区分※ 低圧系3区分	高圧系3区分 低圧系3区分	インターナルポンプの採用により、炉心下部に大口径配管が無くなったため、中小口径の配管破断に伴うLOCA対応が重視される。(高圧系の3区分化)
制御システム	(BWRの実績・経験を元に、ABWRでは安全性・信頼性の向上を図っている。)	新型マンマシンインターフェースの採用(大型表示盤、タッチ操作可能なフラットディスプレイ等) ----- デジタル制御系の採用	大型表示盤により、運転員によるプラント状態の共有が容易になったほか、運転員の監視、操作にあたり、従来に比較して余裕を持った運転操作が可能となるよう改良されており、ヒューマンエラー防止の面で安全性向上を図っている。 ----- 安全保護系ではBWRの1 out of 2 twiceに代えてABWRでは2 out of 4論理を採用した。これは1つのトリップ系をバイパスしても2 out of 3の高い信頼性が得られるという特徴があり、これによりスクラム動作の信頼性向上を図っている。

※非常用炉心冷却系には含まれないが、高圧の原子炉への注水が可能な原子炉隔離時冷却系も有している。

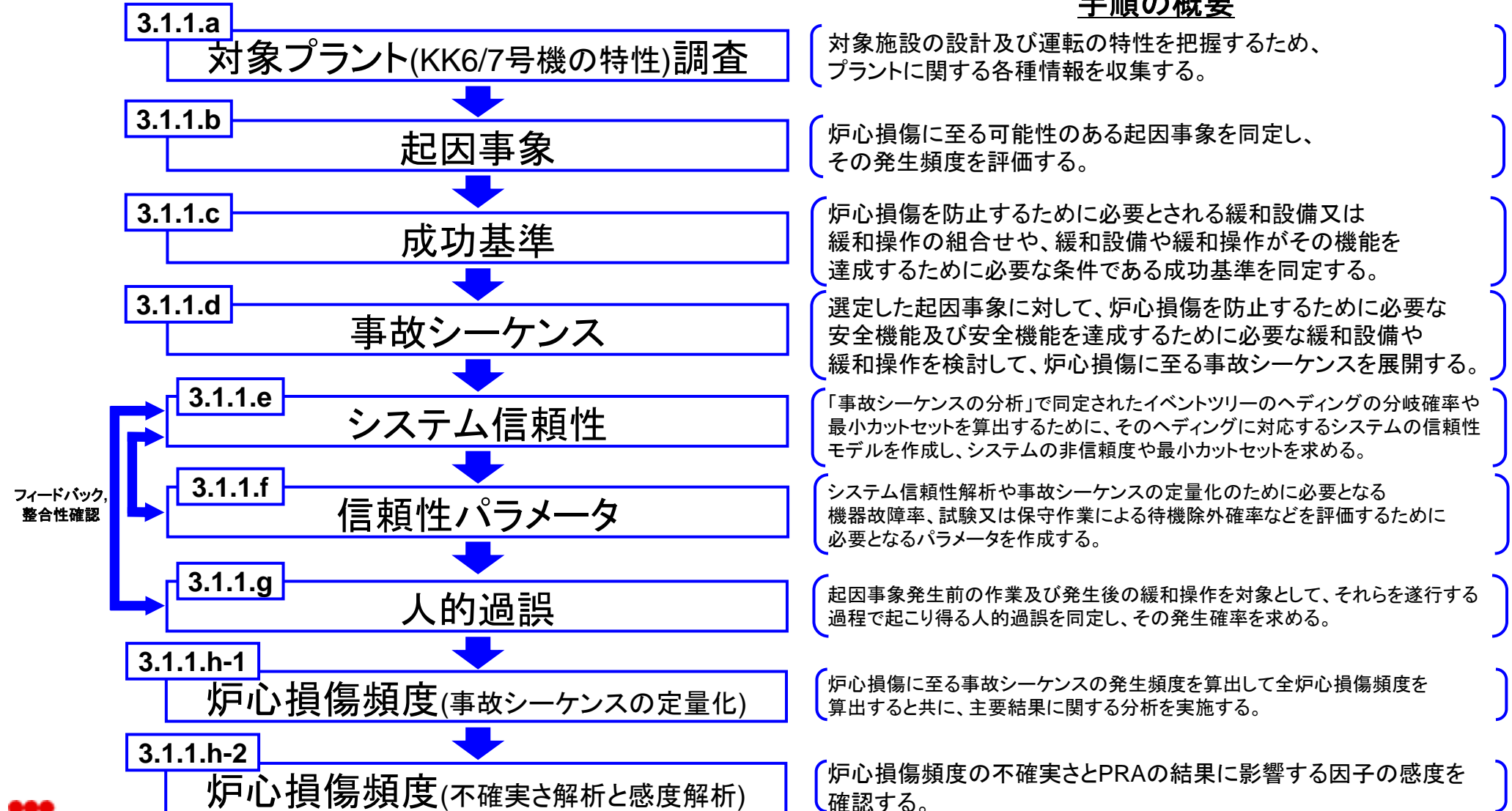
3.1.1 内部事象運転時レベル1 PRA

3.1.1 内部事象レベル1PRAの手順

○以下の手順で内部事象運転時レベル1PRAを実施した。
また、日本原子力学会標準※に準拠するように実施した。

※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

手順の概要



3.1.1.b 起因事象(1/2)

○起因事象の抽出の方法

起因事象を体系的に分析し、同定するため、国内プラントの異常事象の事例や設置許可申請書を以下の通りに分析、海外の評価事例(EPRI NP-2230)における事象分類との対応をとり、考慮すべき事象を相互に確認した。

- (1) 過渡変化・事故などの原子炉の運転を妨げる起因事象を特定するため、設置許可申請書における過渡変化、事故事象を分析し、起因事象を抽出
- (2) 従属性を有する起因事象(サポート系故障や起因事象従属性を有する事象)を抽出するため、設置許可申請書添付書類八等に記載されている設備に対して、各設備毎に機能喪失時の影響を検討し、追加すべき起因事象を抽出
- (3) LOCAについては、流出規模、流出箇所によってプラント応答等が他の起因事象と異なるため、流出規模等に応じた起因事象として抽出

○対象外とした起因事象

- ・当該設備が機能喪失しても直ちに原子炉の運転を妨げないもの(上記(2)より抽出し、除外。)
例: 原子炉冷却材浄化系、非常用ガス処理系 等
- ・格納容器外における高圧配管の破断及び隔離失敗は対象外とした。(上記(3)より抽出し、除外。)
なお、低圧配管の破断をISLOCAとして想定し、格納容器外の配管破断の影響を評価している。
例: 主蒸気管破断、給水配管破断 等
- ・日本原子力学会標準に除外事象として例示されている事象(原子炉圧力容器破損等)。

○グループ化の考え方

- ・抽出された起因事象において、プラントの応答や必要な緩和設備が同等となり、同一のイベントツリー(ET)及びフォールトツリー(FT)で扱える事象をグループ化。



3.1.1.b 起因事象(2/2)

○起因事象のリスト

	事象	起因事象グループ	発生頻度[回/炉年]	発生頻度の評価方法
過渡変化	発電機負荷遮断 タービントリップ 給水加熱喪失 等	非隔離事象	1.6×10^{-1}	国内BWR実績データ(平成21年3月末時点)
	主蒸気隔離弁閉鎖 復水器真空度喪失 等	隔離事象	2.7×10^{-2}	
	全給水流量喪失	全給水喪失	1.0×10^{-2}	
	給水/復水ポンプ1台トリップ 等	水位低下事象	2.7×10^{-2}	
	運転/起動時CR誤引抜 RPS故障によるスクラム 等	RPS誤動作等	4.9×10^{-2}	
	外部電源喪失 等	外部電源喪失	4.2×10^{-3}	
	S/R弁誤開放/開固着	S/R弁誤開放	1.0×10^{-3}	発生実績が無いため、総運転炉年*1に対して0.5回の発生を仮定
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系の故障を伴う手動停止	原子炉補機冷却系故障	7.2×10^{-4}	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、総運転炉年*1に対して0.5回の発生を仮定
	タービン補機冷却系故障を伴う手動停止	タービン・サポート系故障	7.2×10^{-4}	
	交流電源喪失を伴う手動停止	交流電源故障	1.5×10^{-4}	
	直流電源喪失を伴う手動停止	直流電源故障	2.8×10^{-4}	
	計画停止及び軽微な故障による計画外停止	通常停止	1.7	—
LOCA等	RCICでの注水が可能な小規模LOCA	小LOCA	3.0×10^{-4}	発生実績が無いため、NUREG-1829*2及びNUREG/CR-5750*3のデータに基づき算出
	小規模と大規模の間	中LOCA	2.0×10^{-4}	
	原子炉の減圧が生じる大規模LOCA	大LOCA	2.0×10^{-5}	
	隔離弁試験時の隔離失敗等により、炉圧が低圧配管にかかることに伴う破断	ISLOCA	<input type="text"/>	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

*1 総運転炉年 …平成21年3月末までのBWR全32基の発電時間の合計値 約490年
 *2 NUREG-1829 …設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCAの発生頻度を見直したものの。
 *3 NUREG/CR-5750…クラックの発生経験から配管破損に至る確率を評価。

3.1.1.c 成功基準(1/2)

○炉心損傷の定義

事故時に炉心の少なくとも一部の燃料の被覆管表面温度が1200°Cを上回ること。(日本原子力学会標準における定義)

○成功基準一覧表

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	・ RPT+SLC+S/R弁開放+1/2HPCF		・ 1/3RHR
過渡変化・ 手動停止	S/R弁正常動作時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系* ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系* ・ ADS+1/3LPFL	・ 復水器による除熱 ・ 1/3RHR
	S/R弁開固着時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系* ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系* ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
大LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ 1/3LPFL	・ 1/3RHR
中LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
小LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
ISLOCA(破損箇所の隔離成功後)		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF** ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL**	・ 復水器による除熱 ・ 1/3RHR

1/2:2系統の内の1系統を意味する。

* :外部電源喪失時は当該炉心冷却機能(給水系, ADS+復水系)には期待しない。

** :破損があった系統には期待しない。

3.1.1.c 成功基準(2/2)

○対象設備作動までの余裕時間

- ・自動起動する設備の時間余裕は設計値を設定
- ・運転員操作等への時間余裕については、MAAPによる事故進展解析結果を用いて設定

主要解析条件

項目	解析条件
原子炉出力	3,926 MW
原子炉圧力	7.07 MPa [gage]
原子炉水位	通常水位
格納容器空間体積	D/W : 7,350 m ³ S/C : 9,540 m ³
炉心損傷条件	被覆管破損温度 : 1,500 K 炉心ノード融点 : 2,500 K
直流電源継続時間	8時間

事象進展解析結果

プラント 損傷状態	炉心溶融
TQUV	
TQUX	
TB	
LOCA	

時間余裕検討結果

過渡事象については
[] から余裕を
持たせた時間を設定

[] から余裕を
持たせた時間を設定

○対象設備の使命時間

- ・以下の観点から24時間とした。
 - ・事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、設定した使命時間中にプラントを安定な状態とすることが可能
- ・SLCによるホウ酸水注入は注入が完了した時点で、必要な安全機能が達成される。
このため、SLCは使命時間を注入に必要な時間として [] とした。

○成功基準設定のために用いた解析コード

- ・成功基準は概ね既往の設計情報から設定
- ・原子炉注水系の一部の成功基準の設定に際し、MAAPコードを使用
- ・MAAPはシビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり、有効性評価にも用いている。



3.1.1.d 事故シーケンス(1/2)

○イベントツリー

抽出した起因事象グループと成功基準に基づき、各々のイベントツリーを作成し、事故シーケンスを抽出した。

過渡事象	原子炉停止	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故 シーケンス グループ
							炉心損傷なし TW
							炉心損傷なし TW
							TQUV TQUX
							炉心損傷なし TW
							炉心損傷なし TW
							TQUV TQUX
							TC

外部電源 喪失	直流電源	交流電源	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	事故 シーケンス グループ
					過渡事象へ
					TB(長期TB)
					TB(TBU)
					TB(TBP)
					TB(TBD)
インターフェイスシステムLOCA					事故 シーケンス グループ
					ISLOCA

冷却材 ^{※1} 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
						炉心損傷なし TW
						炉心損傷なし TW
						LOCA
						LOCA
						TC

TQUV: 高圧・低圧注水機能喪失, TQUX: 高圧注水・減圧機能喪失, TB^{※2}: 全交流動力電源喪失, TW: 崩壊熱除去機能喪失, TC: 原子炉停止機能喪失, LOCA: LOCA時注水機能喪失, ISLOCA: 格納容器バイパス(ISLOCA)
 ※1: LOCAについては破断口の大きさによって使用可能な緩和系が異なるため、詳細には起因事象を大LOCA(AE), 中LOCA(S1E), 小LOCA(S2E)に分けて分析している。
 ※2: TBについては破損のモード毎に分類を詳細化した。

評価の結果、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」の第37条1-1(a)必ず想定する事故シーケンスグループに示された事故シーケンスグループ以外は抽出されなかった。

3.1.1.d 事故シーケンス(2/2)

○イベントツリーの最終状態

- ・ 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を炉心損傷防止機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって下表の通りに分類する。
- ・ 赤字は「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」の第37条1-1(a)必ず想定する事故シーケンスグループを示すが、LOCA 時注水機能喪失及び全交流動力電源喪失については分類を詳細化した。
- ・ これらの分類に該当しないシーケンスが抽出された場合は独立したシーケンスとして考慮する。

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	—
大LOCA後の炉心冷却失敗	AE
中LOCA後の炉心冷却失敗	S1E
小LOCA後の炉心冷却失敗	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	—
D/G3台機能喪失及びバッテリー枯渇に伴うRCIC機能喪失	長期TB
バッテリーの故障によりD/G3台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
D/G3台の起動に失敗し、さらにRCICも機能喪失	TBU(高圧破損)/TBP(低圧破損)
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

3.1.1.e システム信頼性(1/5)

○評価対象としたシステム

- ・フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確化。
- ・システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化。

評価対象システム一覧

フロントライン系	
原子炉停止機能	RPS, ARI, RPT, SLC
炉心冷却機能	給水系, HPCF(B, C), RCIC, ADS, 復水系, LPFL(A, B, C)
格納容器熱除去機能	復水器による除熱, RHR(A, B, C)
サポート系	
補機冷却系, 海水系	RCW(A, B, C), RSW(A, B, C), TCW, TSW, CW
電源系	交流電源(区分A, B, C, D, E), 直流電源(区分A, B, C)

3.1.1.e システム信頼性(2/5)

HPCFを例示

○HPCF系の概要

- ・ B系, C系の各々独立な2系統を持ち、注水ポンプ、スパージャ、配管、弁類等で構成される。
- ・ 復水貯蔵槽又はサプレッション・チェンバを水源とし、炉心上部プレナム内のスパージャヘッダのノズルから炉心上部に冷却水を注入する。
- ・ 原子炉水位低(L1.5)又はD/W圧力高の信号により自動起動する。
- ・ 炉水位が回復し、L8に至った場合は注入弁自動閉となり、最小流量バイパスラインによる循環運転となり、再度起動信号を受けた場合に注入弁自動開となる。

○HPCF系の機能

- ・ LOCA時に他のECCS(LPFL, RCIC, ADS)と連携して炉心を冷却する機能を有する。

○HPCF系が必要とするサポート系(B系の例)

必要なサポート系の名称	サポートの内容
RCW(B)/RSW(B)	HPCF(B)ポンプ等の冷却
非常用交流電源(D)	駆動用電源(ポンプ, 弁, 空調ファン)
直流電源(B)	制御用電源(ポンプ, 弁, 空調ファン)

○HPCF系の試験

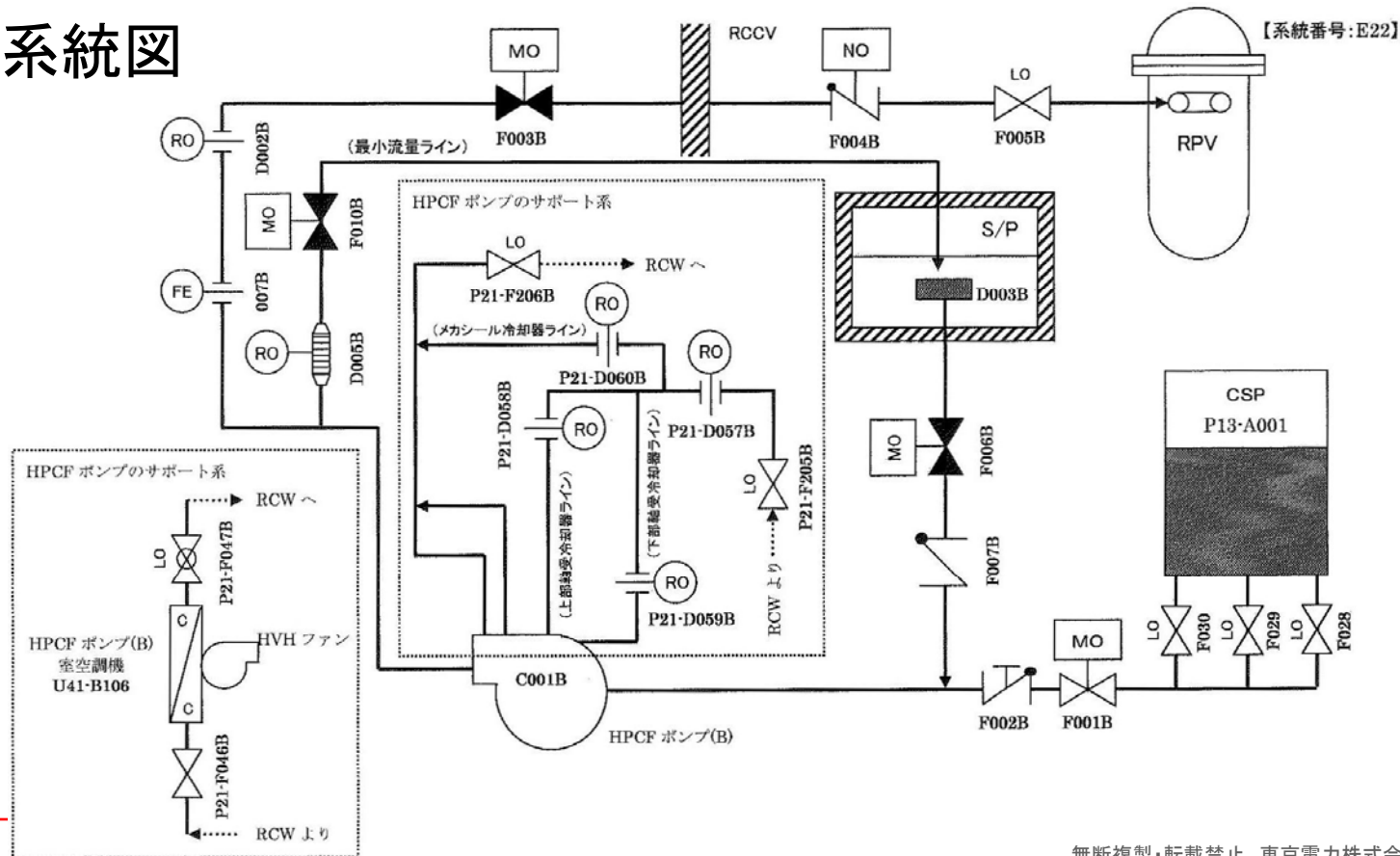
試験項目	頻度
HPCFポンプ起動確認試験	1ヶ月に1回
HPCF系系統機能検査	定検停止後の原子炉起動前に1回
HPCF注入隔離弁及び試験可能逆止弁開閉試験	1ヶ月に1回

3.1.1.e システム信頼性(3/5)

○HPCF系のシステム信頼性評価上の仮定の考え方

- ・ 系統の機能維持に支障をきたす故障のモデル化
例: 注入時の注入弁開失敗のモデル化
- ・ 事象毎の特徴を考慮して故障及び期待する機能をモデル化
例: LOCA時の水源切替には自動起動信号であるS/C水位高信号に期待し、手動切り替えには期待しない。
(LOCA時には事象発生と同時に冷却材がS/Cに流入し、S/C水位を上昇させるため、
水源切替えまでの時間余裕が短いことを考慮。)

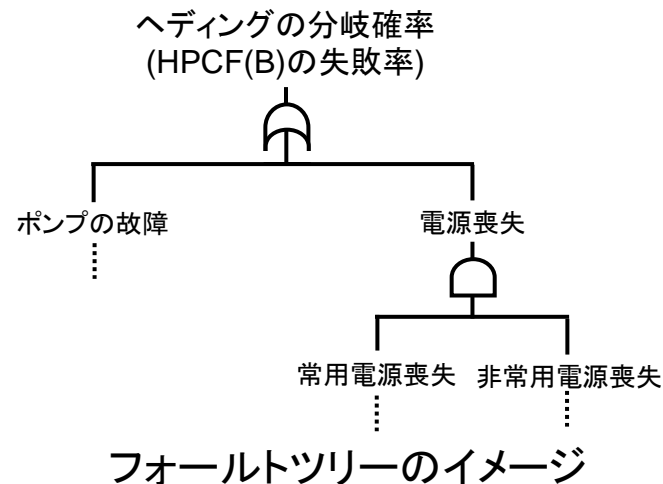
○HPCF系系統図



3.1.1.e システム信頼性(4/5)

○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(FT)法を用いる。
- ・評価対象のフロントライン系及びサポート系(前述)についてFTを作成
 - システムの対象範囲は設計図書に基づき明確化
 - FTの基事象には動的/静的機器の故障、試験及び保守による待機除外、人的過誤等を用いた。機器の故障については、原子力施設情報公開ライブラリ(NuCIA)で定義している故障率(故障モード)及び機器バウンダリとの整合性を確保
 - 基事象発生については、状態変更の失敗(起動失敗等)、機能維持の失敗(動作中の故障等)、故障した機器の復旧失敗、サーベランスによって発見された故障機器の保守による待機除外を考慮
 - 従属性及び共通原因故障をモデル化



3.1.1.e システム信頼性(5/5)

○起因事象ごとのシステム信頼性評価結果

代表的なFTの非信頼度

起因事象	システム(系統)	非信頼度
過渡事象	RCIC HPCF(B/C) 手動減圧 LPFL(A/B/C) 復水器を用いた除熱 RHR(A/B/C)	
	非隔離事象 給水系	
	隔離事象 給水系	
LOCA	RCIC HPCF(B/C) 自動減圧及び手動減圧 LPFL(A/B/C)	
—	スクラム系(電気系/機械系) ARI RPT SLC 復水系 非常用電源系(A/B/C)	

3.1.1.f 信頼性パラメータ(1/3)

○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

- 1) 状態変更失敗(ポンプの起動失敗等)
- 2) 機能維持失敗(破損・リーク等)
- 3) 故障した機器の復旧失敗
- 4) 試験及び保守による待機除外
- 5) 人的過誤

・評価式

1) 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動(又は状態変更)失敗率

T_s : 平均試験間隔

2) 機能維持失敗確率

$$Q_r = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率

T_m : 使命時間

3) 故障した機器の復旧失敗確率

$$R = \exp(-T_a / T_r)$$

T_a : 許容時間

T_r : 平均修復時間

4) 試験及び保守による待機除外確率

$$Q_{\text{mui}} = \sum (\lambda_{\text{mui}} \times T_{\text{mui}})$$

λ_{mui} : サーベランス試験等によって

発見可能な機器 i の異常発生頻度

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

※ 5) 人的過誤については3.1.1.gに記載する。



3.1.1.f 信頼性パラメータ(2/3)

○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)

- ・ 機器故障率に関する機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等については原子力安全推進協会によって整備された21ヶ年国内一般機器故障率を用いた。
- ・ 機器故障率の使用にあたっては、原子力施設情報公開ライブラリ(NuCIA)で定義している故障率(故障モード)及び機器バウンダリとの整合性を確保した。

○21ヶ年国内一般機器故障率パラメータの例

機器		故障モード	故障率(平均値) [/h]	EF
電動ポンプ	非常用待機, 純水	起動失敗	1.3×10^{-7}	17.3
	常用運転, 純水	継続運転失敗	1.1×10^{-6}	11.8
電動ポンプ	非常用待機, 海水	起動失敗	2.8×10^{-7}	16.4
	常用運転, 海水	継続運転失敗	7.7×10^{-7}	27.3
タービン駆動ポンプ		起動失敗	4.1×10^{-6}	47.3
		継続運転失敗	2.9×10^{-6}	4.3
電動弁(純水)		作動失敗	4.8×10^{-8}	60.0
		誤閉又は誤開放	2.5×10^{-9}	9.4
		閉塞	9.7×10^{-9}	15.8
		内部リーク	2.5×10^{-9}	9.4
		外部リーク	4.1×10^{-9}	13.3

3.1.1.f 信頼性パラメータ(3/3)

○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ついて、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、運転方法を考慮して、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。
- ・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。
- ・共通要因故障のパラメータ設定の方法としてはMGL法を用いた。

○共通要因故障パラメータの一覧

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ
ポンプ	0.039	0.520
弁	0.13	0.565
D/G	0.021	0.51
計装/制御機器	0.082	0.67
リレー(スクラム)	0.05	0.1
蓄電池	0.008	0.5

3.1.1.g 人的過誤(1/3)

○評価対象とした人的過誤

- ・プラントの運転、保守、点検など、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼす人間のタスクを対象とした。
- ・人的過誤は、事故発生前と事故発生後に大別して評価した。

○人的過誤の評価に用いた手法

- ・人間がタスクを遂行する上で発生する人的過誤は、HRAツリー(次項参照)を用いて同定した。
- ・同定した人的過誤の発生確率の評価にはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP法を用いた。

○人的過誤の分類

- ・事象発生前の人的過誤：試験、保守作業後の復旧エラー(手動弁の開閉忘れ、計測器の誤校正)
- ・事象発生後の人的過誤：手動起動失敗、手順書ベースの回復操作失敗

○人的操作に対する許容時間

- ・各操作の余裕時間から、THERPの標準診断曲線に基づいて人的過誤率を評価した。

○過誤回復の取扱い

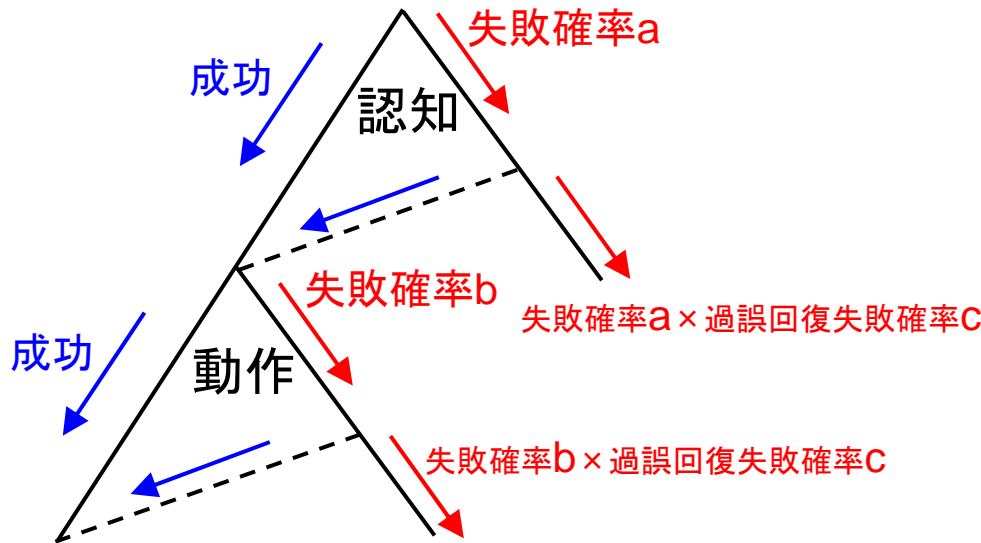
- ・運転員間の依存性を考慮した、複数の運転員によるバックアップをモデル化。



3.1.1.g 人的過誤(2/3)

○人的過誤の評価に用いた手法(HRAツリー)

- ・人間がタスクを遂行する上で発生する人的過誤は、下記のHRAツリーを用いて同定した。



HRAツリーの例

上のHRAツリーにおける
操作の失敗確率 = (a + b) × c

- 「認知」の失敗確率
 - ・時間余裕に応じた認知失敗確率をヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP法に基づき設定
 - ・操作毎にストレス要因等を考慮
- 「動作」の失敗確率
 - ・動作の失敗確率をヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)に基づき設定
 - ・操作毎にストレス要因等を考慮
- 「過誤回復」の失敗確率
 - ・事象発生からの時間余裕に応じて過誤回復の失敗確率を(NUREG/CR-1278)に基づき設定(上位の運転員によるフォローにも失敗する確率)

3.1.1.g 人的過誤(3/3)

○人的過誤の評価結果の例

状況	人的過誤の定義	過誤確率(平均値)	EF
事象発生前	手動弁の開閉忘れ		
	計測器の誤校正□		
事象発生後	過渡事象及び小LOCA時の操作失敗		
	大LOCA時の操作失敗		
	ATWS時のSLC起動等の操作失敗		
	過渡事象及びLOCA時の際の現場での機器の操作失敗		



3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(1/6)

内部事象 運転時
レベル1 PRA

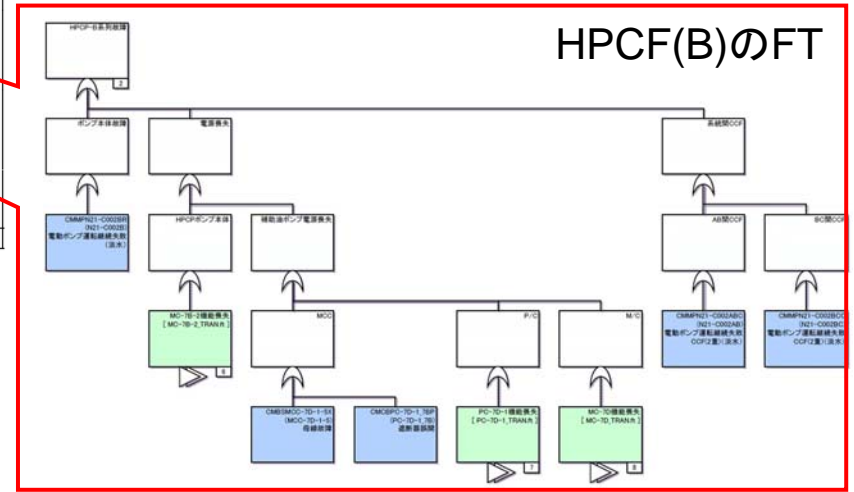
○炉心損傷頻度の算出に用いた方法

- ・ 小イベントツリー/大フォールトツリー法により評価を実施
- ・ 計算コードとして、Safety Watcher ※ を用いた。

※ (株)テプコシステムズによって開発された計算コードこのツールは海外にて十分な使用実績のあるRisk Spectrum PSAとのベンチマークの実施や、PSR-PSAで十分に使用実績のあるFT-FREEとのベンチマークの実施等、(株)テプコシステムズの品質保証体制において検証されたコード

大LOCA	スクラム系	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
2.00E-05										-		
										TW	3.3E-10	
										-		
										TW	3.5E-12	
										-		
										TW	2.4E-13	
										-		
										TW	4.0E-16	
										-		
										TW	9.9E-16	
										AE	5.0E-10	
										-	2.0E-25	ATWSへ
										合計値	8.3E-10	

起因事象
発生頻度



- ・ 起因事象発生頻度と失敗箇所の失敗確率の積をとり、各シーケンスにおける炉心損傷頻度を定量化
- ・ 抽出した起因事象毎に展開したイベントツリーを各々定量化、合計をとることで全炉心損傷頻度を算出

炉心損傷頻度算出のイメージ

3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(2/6)

内部事象 運転時
レベル1 PRA

○全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析

- ・ 全炉心損傷頻度： 3.3×10^{-6} [/炉年]
- ・ 主要な事故シーケンス：下表の通り、支配的な事故シーケンスは全て除熱失敗(TW)のシーケンス

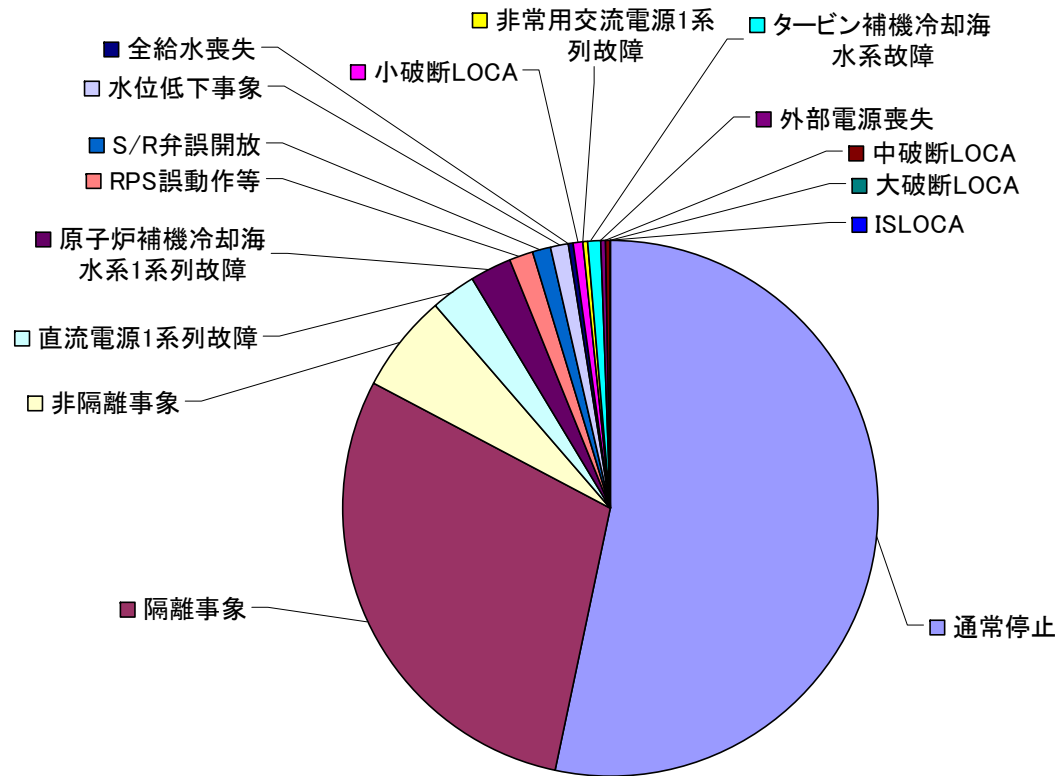
全炉心損傷頻度に占める割合の事故大きいシーケンス

起因事象	シーケンスの概要	炉心損傷モード	炉心損傷頻度		
			[/炉年]	割合(累積)	
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗 (高圧の注水系はHPCFが失敗し、RCICで注水)	TW	1.5×10^{-6}	45%	①
過渡事象 (隔離事象)	過渡事象(隔離事象)発生後、注水には成功するが、 除熱に失敗 (高圧/低圧の注水系はいずれか成功)	TW	9.4×10^{-7}	74%	②
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗 (高圧/低圧の注水系はいずれか成功)	TW	2.4×10^{-7}	81%	③
過渡事象 (非隔離事象)	過渡事象(非隔離事象)発生後、注水には成功するが、 除熱に失敗 (高圧の注水系はHPCFが失敗し、RCICで注水)	TW	1.4×10^{-7}	85%	④
従属性を有する 起因事象 (RSW(C)故障)	RSW(C)故障発生後、注水には成功するが、 除熱に失敗	TW	7.4×10^{-8}	88%	⑤

非隔離事象…発電機負荷遮断, タービントリップ, 給水加熱喪失 等
隔離事象 …主蒸気隔離弁閉鎖, タービンバイパス弁誤開放 等

3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(3/6)

○起因事象別の炉心損傷頻度及び主要事故シーケンス



炉心損傷頻度を起因事象別に整理すると、通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)が50%以上を占めている。通常停止の発生頻度が1.7回/炉年であり、通常停止以外の起因事象の発生頻度の合計が0.3回/炉年であることを考慮すると、通常停止は、高い発生頻度の影響で炉心損傷頻度が大きくなっているものの、仮に起因事象発生頻度1とする条件付確率で見れば、炉心損傷に至る確率は低い事象であると考えられる。(起因事象発生頻度の詳細は「3.1.1.b 起因事象」参照。)

各起因事象別の炉心損傷頻度の大きなシーケンス

起因事象	主要事故シーケンスの概要	炉心損傷頻度 [/炉年]	
非隔離事象	非隔離事象+除熱失敗	1.4×10^{-7}	④
隔離事象	隔離事象+除熱失敗	9.4×10^{-7}	②
全給水喪失	全給水喪失+除熱失敗	9.0×10^{-9}	
水位低下事象	水位低下事象+除熱失敗	2.4×10^{-8}	
RPS誤動作等	RPS誤動作等+除熱失敗	4.4×10^{-8}	
外部電源喪失	外部電源喪失+除熱失敗	3.4×10^{-9}	
S/R弁誤開放	S/R弁誤開放+除熱失敗	3.5×10^{-8}	
大破断LOCA	大破断LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}	
中破断LOCA	中破断LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}	
小破断LOCA	小破断LOCA+除熱失敗	1.1×10^{-8}	
原子炉補機冷却海水系1系列故障	原子炉補機冷却海水系C系故障+除熱失敗	7.4×10^{-8}	⑤
非常用交流電源1系列故障	非常用交流電源E系故障+除熱失敗	1.5×10^{-8}	
直流電源1系列故障	直流電源A系故障+除熱失敗 直流電源B系故障+除熱失敗	3.0×10^{-8} 3.0×10^{-8}	
タービン補機冷却海水系故障	タービン補機冷却海水系故障+除熱失敗	2.5×10^{-8}	
通常停止	通常停止+除熱失敗	1.5×10^{-6}	①
ISLOCA	ISLOCA	9.5×10^{-11}	

非隔離事象…発電機負荷遮断, タービントリップ, 給水加熱喪失 等
隔離事象 …主蒸気隔離弁閉鎖, タービンバイパス弁誤開放 等

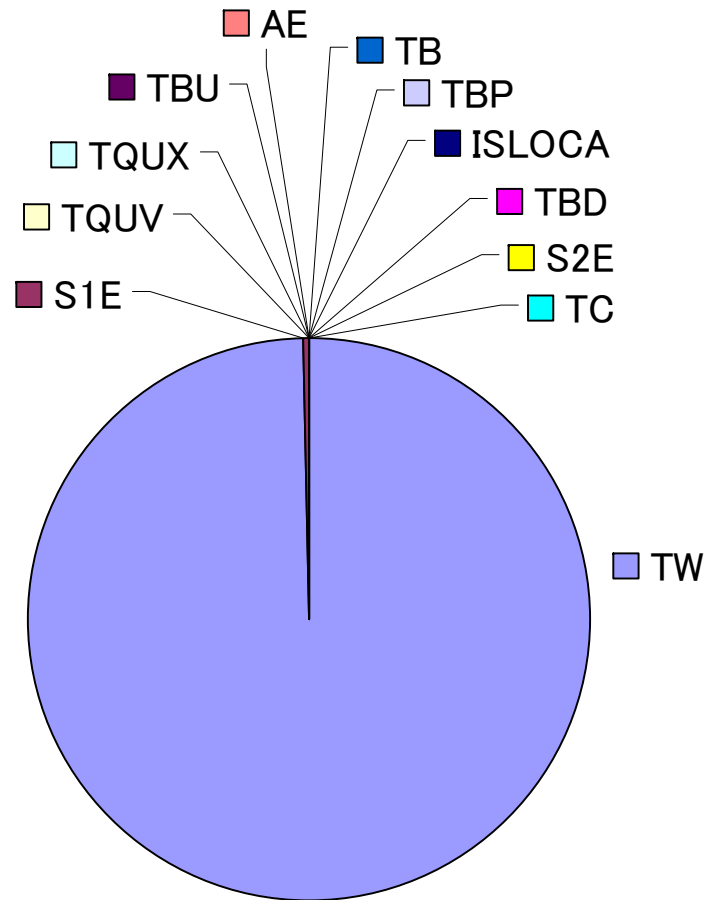
①, ②, …は、P29に示したシーケンスと同じシーケンスを示す。

3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(4/6)

内部事象 運転時
レベル1 PRA

○プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び主要事故シーケンス

各損傷モード別の炉心損傷頻度の大きなシーケンス



炉心損傷モード	主要事故シーケンスの概要	炉心損傷頻度 [/炉年]
TW	① 通常停止+除熱失敗 (高圧の注水系はHPCFが失敗し、RCICで注水)	1.5×10^{-6}
	② 隔離事象+除熱失敗	9.4×10^{-7}
	③ 通常停止+除熱失敗 (高圧/低圧の注水系はいずれも成功)	2.4×10^{-7}
	④ 非隔離事象+除熱失敗	1.4×10^{-7}
S1E	中破断LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}
TQUV	通常停止+SRV再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	2.9×10^{-10}
	通常停止+高圧/低圧注水失敗	2.3×10^{-10}
	非隔離事象+高圧/低圧注水失敗	2.1×10^{-11}
	非隔離事象+SRV再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	2.1×10^{-11}
TQUX	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	3.2×10^{-10}
	全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10^{-10}
TBU	外部電源喪失+D/G全台機能喪失+RCIC停止	5.3×10^{-10}
AE	大破断LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}
TB	外部電源喪失+D/G全台機能喪失+外部電源復旧失敗	4.8×10^{-10}
TBP	外部電源喪失+D/G全台機能喪失+ SRV再閉失敗	1.2×10^{-10}
ISLOCA	ISLOCA発生(隔離可能規模)+隔離操作失敗	9.5×10^{-11}
TBD	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10^{-11}
S2E	小破断LOCA+高圧/低圧注水失敗	8.0×10^{-13}
TC	非隔離事象+スクラム失敗+SLC起動失敗	2.1×10^{-12}

①, ②, ...は、P29に示したシーケンスと同じシーケンスを示す。

3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(5/6)

○重要度解析(FV重要度)

- ・炉心損傷頻度に対する各基事象のFussell-Vesely(FV)重要度を評価

順位	基事象 (機器名-故障モード)	FV重要度
1	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通要因故障	3.1×10^{-1}
2	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通要因故障	2.3×10^{-1}
3	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通要因故障	1.4×10^{-1}
4	残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗の人的過誤)	8.0×10^{-2}
5	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通要因故障	4.5×10^{-2}
6	残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起動失敗	2.6×10^{-2}
7	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通要因故障	1.8×10^{-2}
8	原子炉補機冷却水系 電動弁(残留熱除去系熱交換器出口)開失敗 共通要因故障	1.8×10^{-2}
9	残留熱除去系電動弁(ミニフローライン)開失敗 共通要因故障	1.6×10^{-2}
10	残留熱除去系電動弁(注入ライン)開失敗 共通要因故障	1.6×10^{-2}

○ 評価結果

- ・1~3及び5,7,8位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系が機能喪失する基事象である。これらの基事象の発生はRCICを除く高圧注水機能、低圧注水機能、除熱機能等の多くの機能喪失に繋がる。また、4,6,9,10位は残留熱除去系に関する基事象である。全炉心損傷頻度の99%を占める事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失(TW)であることから、除熱機能に影響する基事象が高いFV重要度を示した。
- ・除熱機能に影響する共通要因故障の基事象が上位を占めていることから、対策としては除熱機能の多様化を図ることで、炉心損傷頻度の低減を図ることができると考えられる。

FV重要度

ある基事象A(フォールトツリーで最も下位に配置される事象)の発生確率を0とした場合に、当該基事象が含まれる頂上事象の発生確率(イベントツリーで失敗側に分岐する確率)が減少する割合を示す指標。本評価では次式の通り、炉心損傷頻度がどの程度減少するか(基事象Aが炉心損傷頻度にどの程度寄与しているか)を評価した。

$$FV = \frac{CDF_t - CDF_{(A=0)}}{CDF_t}$$

CDF_t : 全炉心損傷頻度

$CDF_{(A=0)}$: 基事象Aの発生確率を0とした場合の全炉心損傷頻度

3.1.1.h-1 炉心損傷頻度(事故シーケンスの定量化)(6/6)

○重要度解析(RAW)

- ・炉心損傷頻度に対する各基事象のリスク増加価値(Risk Achievement Worth (RAW))を評価

順位	基事象 (機器名-故障モード)	RAW
1	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通要因故障	5.9×10^5
2	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通要因故障	5.9×10^5
3	制御棒挿入失敗	3.5×10^4
4	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り共通要因故障	1.2×10^4
5	原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通要因故障	1.2×10^4
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通要因故障	1.2×10^4
7	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通要因故障	1.2×10^4
8	原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通要因故障	1.2×10^4
9	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通要因故障	1.2×10^4
10	低圧系ECCS安全論理回路(SLU)周り共通要因故障	1.2×10^4

○評価結果

- ・1, 2及び4～9位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系が機能喪失する基事象である。これらの基事象の発生はRCICを除く高圧注水機能、低圧注水機能、除熱機能等の多くの機能喪失に繋がることから高いRAWを示す基事象として抽出されたものと考えられる。
- ・3番目の制御棒挿入失敗について、制御棒は信頼度が高く、発生を仮定した場合のリスク増加が高いと共に、制御棒以外の原子炉停止機能がホウ酸水注入系等のATWS対応設備のみとなることから、高いRAWを示す結果となった。
- ・制御棒挿入失敗は高いRAWを示したものの、TCの全炉心損傷頻度に占める割合が非常に小さいことから、原子炉停止機能としては高い信頼性が確保されているものとする。

RAW

ある基事象A(フォールトツリーで最も下位に配置される事象)の発生確率を1とした場合に、当該基事象が含まれる頂上事象の発生確率(イベントツリーで失敗側に分岐する確率)が元の発生確率の何倍になるのを見る指標。本評価では次式の通り、炉心損傷頻度がどの程度増加するかを評価した。

$$RAW = \frac{CDF_{(A=1)}}{CDF_t}$$

CDF_t : 全炉心損傷頻度

$CDF_{(A=1)}$: 基事象Aの発生確率を1とした場合の全炉心損傷頻度

3.1.1.h-2 炉心損傷頻度(不確実さ解析と感度解析)(1/4)

内部事象 運転時
レベル1 PRA

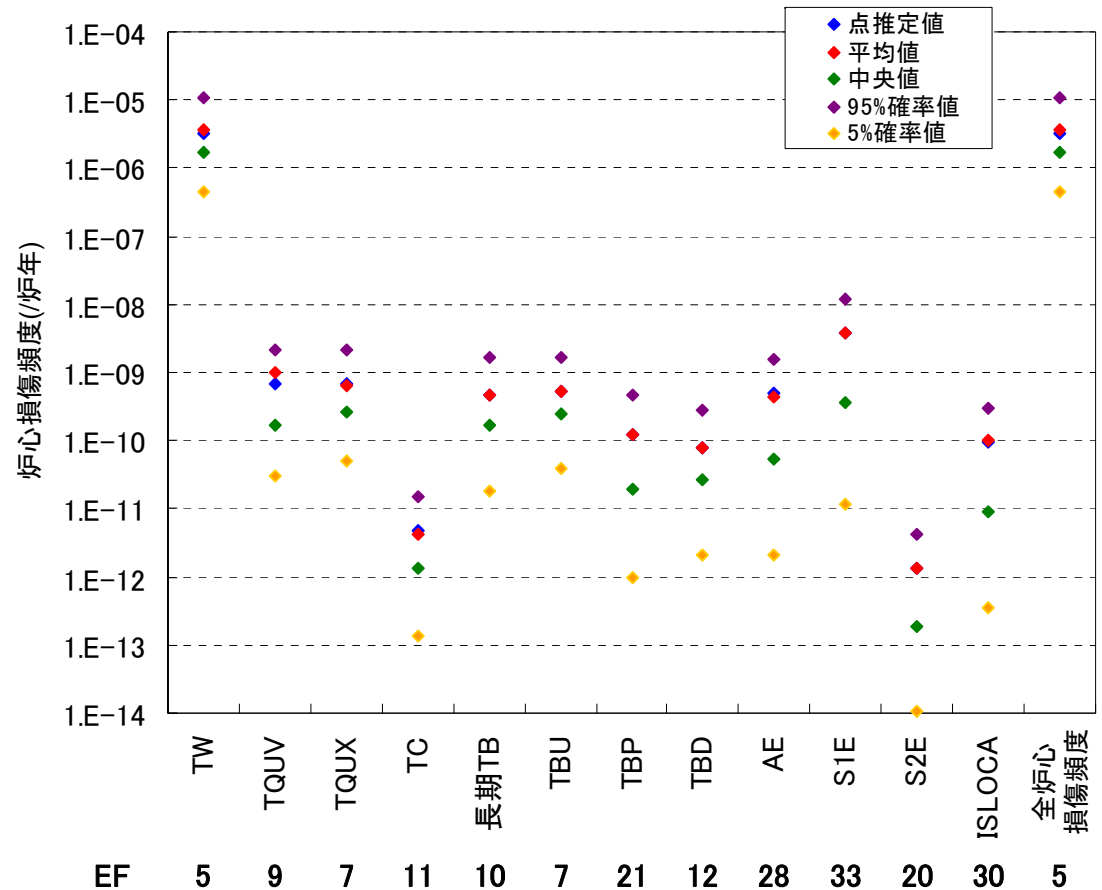
○不確実さ解析

- 各シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値、中央値、95%確率値、5%確率値及び不確定性の指標としてエラーファクター(EF)を評価した。
- 点推定値と平均値は概ね一致した。
- 全炉心損傷頻度のEFは5であり、これは全炉心損傷頻度の99%を占めるTWのEFがほぼそのまま反映された結果となった。

不確実さ解析の評価条件

- 試行回数 回
- 対象パラメータ
: 起因事象発生頻度, 機器故障確率, 人的過誤確率
- 不確定性の指標
: 5%及び95%確率値を用いたEF

$$EF = \sqrt{\frac{95\%確率値}{5\%確率値}}$$



各事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果

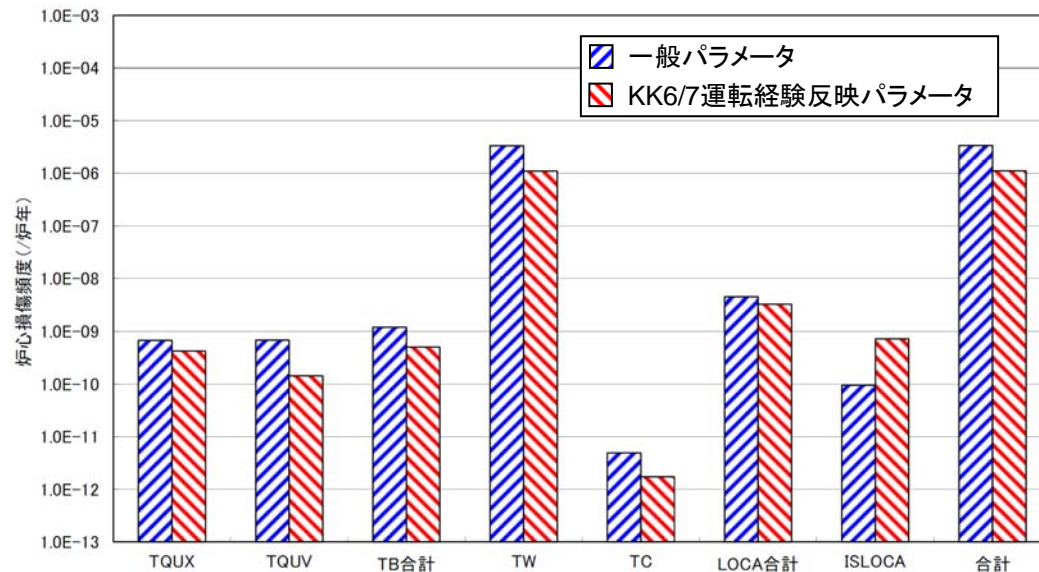
3.1.1.h-2 炉心損傷頻度(不確実さ解析と感度解析)(2/4)

○感度解析(パラメータの傾向に柏崎刈羽原子力発電所6/7号機の運転経験※1を反映)

- ・ 感度解析対象パラメータ：起因事象発生頻度, 機器故障率
- ・ 一般パラメータへのKK6/7号機の運転経験の反映方法：ベイズ統計

※1 感度解析では、KK6/7号機が共にABWRであり、プラントの安全機能に関するシステム構成・運用等がほぼ同じであることを考慮し、KK6/7号機の起因事象発生頻度及び機器故障率を同一として扱った。

○ 評価結果(炉心損傷頻度)



ベイズ統計を用いたKK6/7運転経験の反映

ベイズ統計は、既に得ているパラメータの確率分布(事前分布)を、事前分布とは別に得た実績データを反映する形で更新し、実績データを含めた確率分布(事後分布)を作成する手法。

ある程度のサンプル数に基づく事前分布をベースにすることで、サンプル数の僅かな実績データでも、傾向を合理的に反映して分布を作成することができる。

本評価では、起因事象発生頻度は平成20年度末までの国内プラントの実績を、機器故障率は21ヶ年国内一般機器故障率を用い、これらにKK6/7の実績データを反映した。

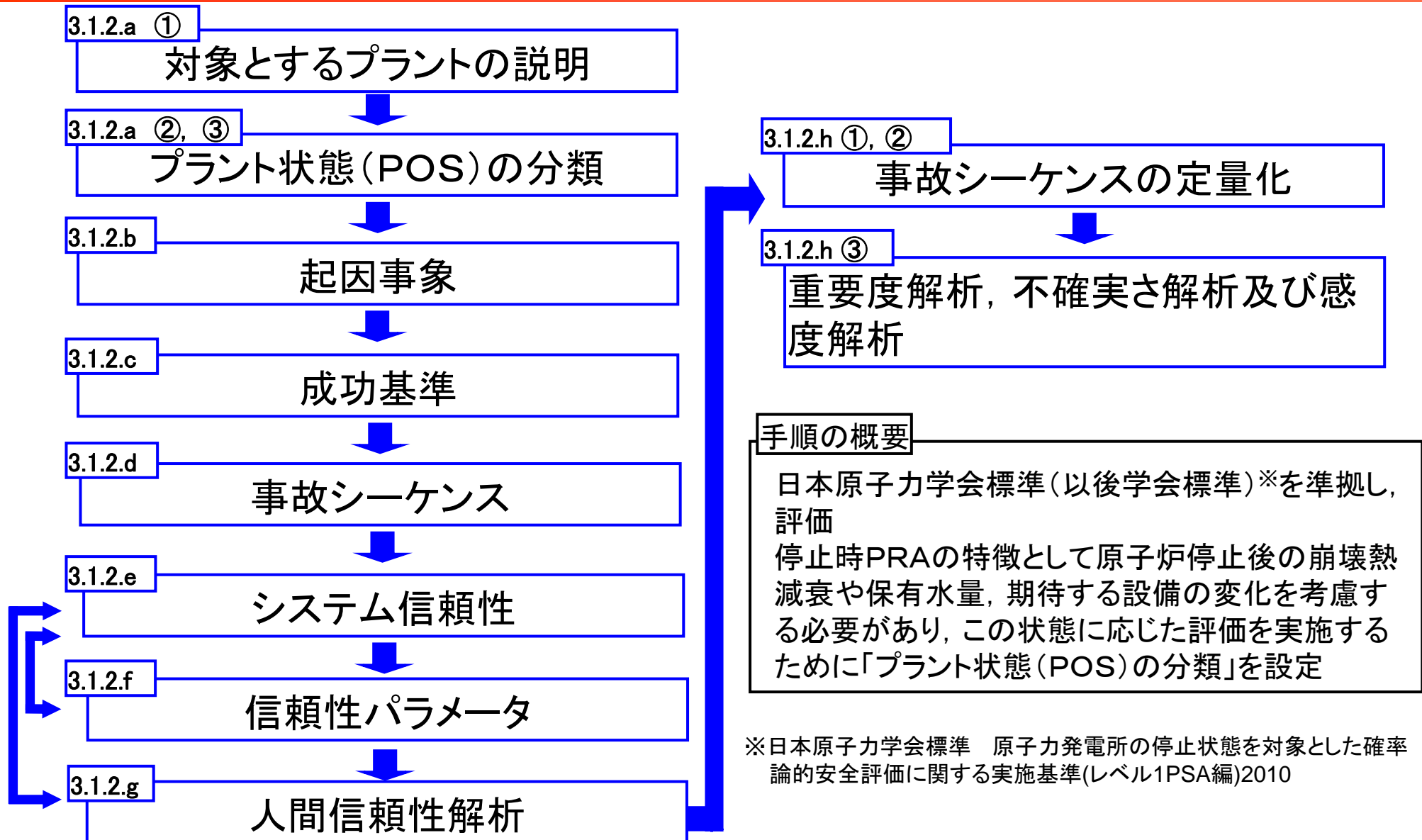
- ・ 全炉心損傷頻度はKK6/7運転経験反映パラメータを用いた場合 1.1×10^{-6} /炉年となり、一般パラメータを用いた場合の 3.3×10^{-6} /炉年から減少した。KK6/7運転経験反映パラメータを用いた場合の炉心損傷頻度が一般パラメータを用いた場合のエラーファクターの幅の中に含まれていることから、KK6/7の評価に一般パラメータを用いた場合も評価上問題ないとする。
- ・ 各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、ISLOCAを除き、一般パラメータを用いた場合から減少した。
- ・ ISLOCAの炉心損傷頻度が増加した理由は、KK7号機において2003年に発生した給水配管逆止弁の内部リーク事象※2を反映したため。

※2 KK7号機において給水配管の「たわみ」が発生していた事象。
第5回定期検査において発見。「たわみ」の原因として、給水配管逆止弁(A/B系)に発生したシートリークにより、原子炉冷却材浄化系からの高温水の流入が推定されている。A/B系での発生が推定されていることから、本PRA評価ではシートリーク2件として評価した。(2003年10月20日発生 NuCIA登録済)

3.1.2 内部事象停止時レベル1 PRA

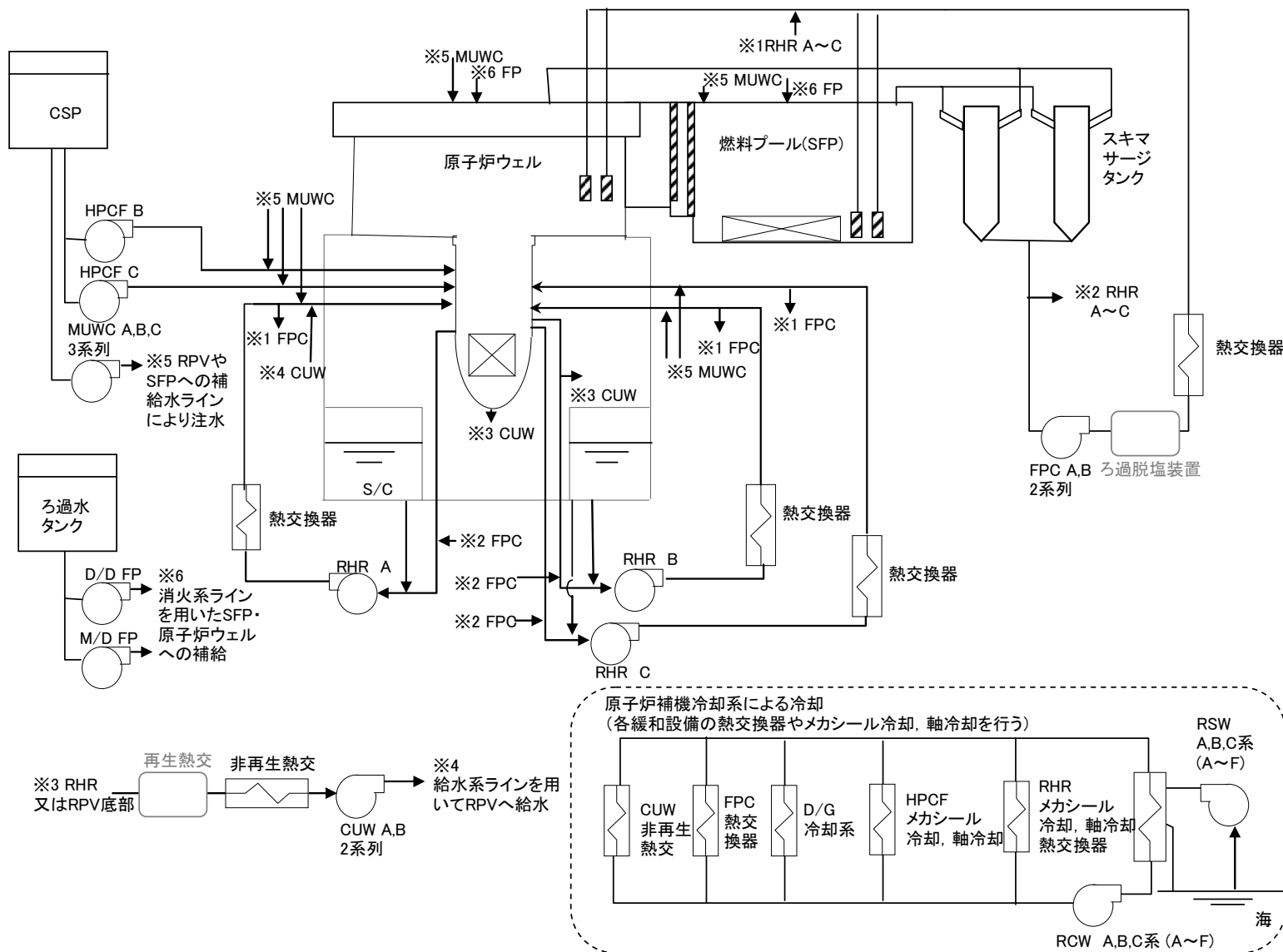
3.1.2 停止時レベル1PRAの手順

内部事象 停止時
レベル1 PRA



3.1.2.a ① 対象プラントー対象とするプラントの説明ー(1/2) 内部事象 停止時 レベル1 PRA

○停止時PRAで考慮する代表的設備の概要図



3.1.2.a ① 対象プラント－対象とするプラントの説明－(2/2) 内部事象 停止時 レベル1 PRA

○停止時PRAの中で考慮する代表的設備

機能及び対策名	対策の説明	
炉心冷却機能		
設計基準事故対処設備及び期待する除熱設備	高圧炉心注水系(HPCF)	電動駆動のポンプを手動起動し、高圧～低圧状態の炉心に注水する。
	低圧注水系(LPFL(RHR))	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
	残留熱除去系(RHR(原子炉停止時冷却モード、燃料プール冷却モード))	原子炉又は燃料プールの除熱を行う。運転中の崩壊熱除去設備の喪失時には待機号機を手動起動して冷却を行う。
	原子炉冷却材浄化系(CUW)	原子炉の除熱冷却を行う。運転中の崩壊熱除去設備の喪失時には待機号機を手動起動して冷却を行う。
	燃料プール冷却浄化系(FPC)	燃料プールの冷却を行う。運転中の崩壊熱除去設備喪失時には運転員の手動起動により待機号機を起動して冷却を行う。
プラント運転開始時より備えている手段	MUWC補給水ラインによる注水	手動起動することで、電動駆動のポンプにより補給水ラインを使用して炉心や燃料プールに注水する。
	消火栓からのウェル・燃料プールへの注水	運転員が消火ホースを用いて原子炉ウェル又は燃料プールへ注水する。
安全機能のサポート機能		
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	HPCFポンプ、RHRポンプ、非常用D/G等を冷却する。
	非常用D/G	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用炉心冷却系等の機器に給電する。
	直流電源	非常用D/Gの起動等に用いる。
プラント運転開始時より備えている手段	外部電源復旧	一旦喪失した外部電源の一定時間内の復旧に期待する。
	非常用D/Gの手動起動	非常用D/Gが自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。
	高圧電源融通	高圧母線を介し、他号機から電源を供給する。

* 原子炉隔離時冷却系(RCIC)、制御棒駆動系(GRD)、サプレッションプール浄化系(SPCU)、自動減圧系(ADS)等の炉心冷却機能については使用可能な期間が短いことや事故時の手順が整備されていなかったことなどの理由から期待しない。

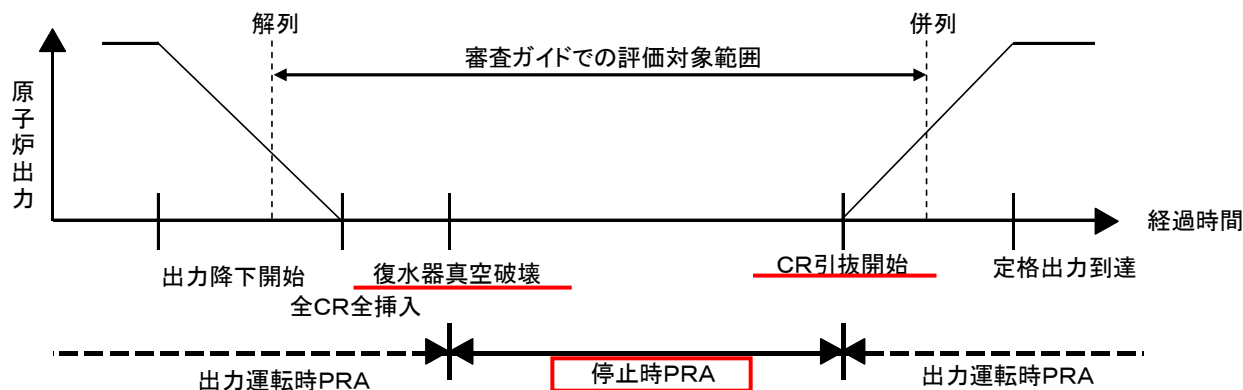
3.1.2.a ② プラント状態 (POS) の分類(1/2)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○評価対象期間及び工程作成

(1) 評価対象期間 : 復水器真空破壊前, 起動過程の制御棒引き抜き開始後は出力運転時とほぼ同等の設備構成となることから本評価の対象外とし, 停止時特有の設備構成となる「復水器真空破壊から制御棒引き抜き開始」の期間を評価対象とする

※ 審査ガイドにおける評価対象範囲とは異なるが, 本評価対象以外の期間は, 出力運転時PRAに包含して評価



(2) プラント状態を決める停止時の定期検査工程:

過去の実績を参考に新しく設定

- ・クリティカル工程の積み上げにより評価期間の日数は80日と設定
- ・緩和設備の運転・待機除外に係わる作業や保有水量が変化する作業等の炉心損傷リスクに変動を与える可能性のある作業を, 過去の点検実績を考慮して網羅的に抽出し, 工程へ反映

炉内点検(全燃料取出・装荷含む), CUW・MUWC
全台停止(点検), 非常用交流電源母線本格点検など

主要工程	作業日数
原子炉停止	1日
原子炉開放	4日
全燃料取出	12日
CR/LPRM/炉内点検・作業	23日
全燃料装荷	12日
炉心確認	1日
原子炉復旧	9日
RPV-L/T	2日
PCV復旧	4日
PCV-L/T	3日
起動前試験	4日
系統構成	2日
起動準備	3日

3.1.2.a ② プラント状態 (POS) の分類(2/2)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○プラント状態の分類

学会標準に則り, 崩壊熱量, 保守点検状況などに応じた緩和設備使用の可否, 原子炉水位(保有水量), 起因事象, 成功基準, 余裕時間に関する類似性を考慮して分類

プラントの状態 (POS)	原子炉冷温停止への移行状態	PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイベント			全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	—		B系		A系 及び C系			—	
原子炉水位	通常水位		ウエル満水				通常水位		
プールゲート	—		開放		閉鎖	開放	—		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料プール	原子炉		
崩壊熱除去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給水注水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

■ 崩壊熱除去に用いている設備
■ 機能を期待出来る設備

主要工程及び系統運用に基づくPOSの分類

3.1.2.b. 起因事象(1/3)

○起因事象の同定・グループ化の方法

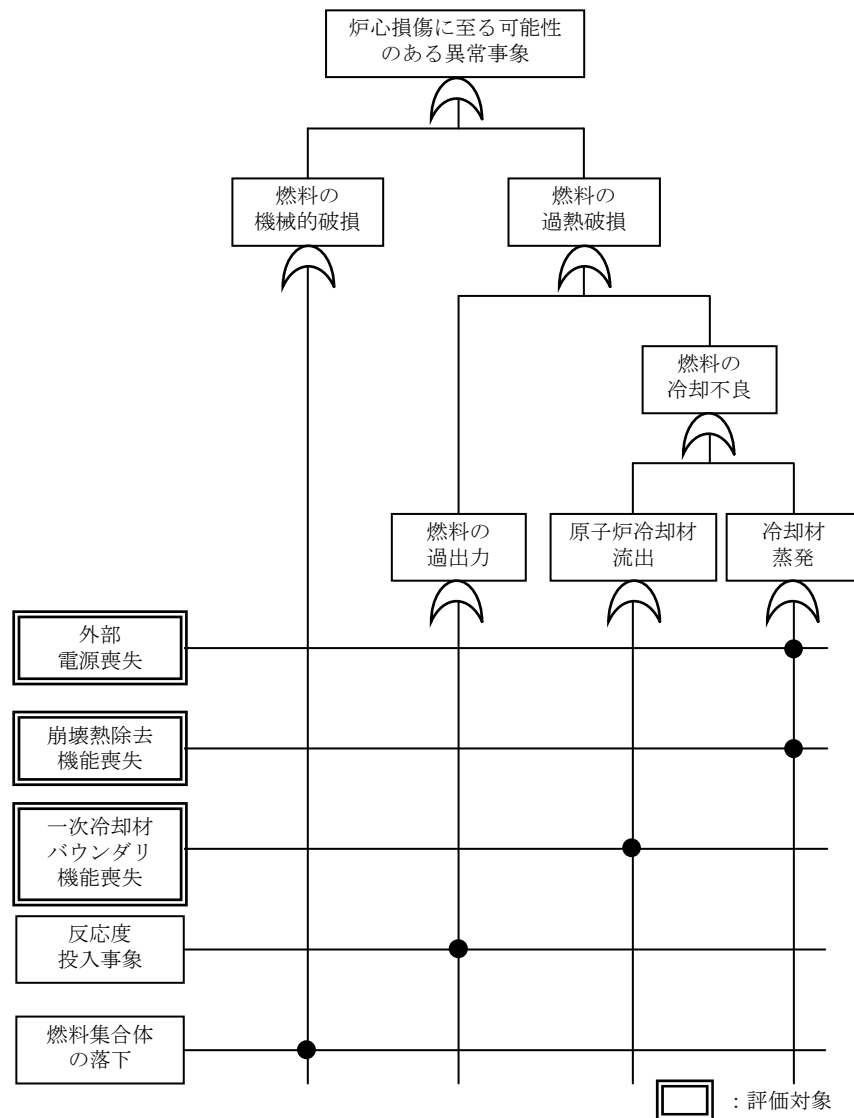
国内プラントの異常事象の事例，設置許可申請書記載の設備を基に，機能喪失時の影響等を体系的に分析することで同定し，事象進展や必要な緩和設備等を考慮してグループ化を実施

体系的な整理にはマスターロジックダイヤグラムを使用

国内外の評価事例・運転経験などを参照し，漏れのないことを確認

○従属性を有する事象の扱い

崩壊熱除去機能喪失の起因事象グループのうち，原子炉補機冷却(海水)系故障については，故障する事例に応じて緩和設備への従属的な影響が発生する。これを考慮して起因事象として選定



停止時に炉心損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム

3.1.2.b. 起因事象(2/3)

○起因事象の選定

発生頻度の大きさや現象の厳しさなど、もたらす影響の程度を考えて起因事象を選定

(1) 冷却材蒸発(残留熱除去機能喪失・外部電源喪失)

機械的なRHR故障を起因事象とするものとして②を、RHR以外の除熱機能であるFPC, CUWの代替除熱設備の故障として③を選定。また従属性を有する事象として①, ④を選定

(2) 原子炉冷却材流出

設備点検等の分析を踏まえ⑤～⑧を選定

なお、RHR切り替え時にはミニフロー弁閉め忘れが想定されるがABWRではSHCの吸込みノズルが炉心より高い位置にあり燃料露出には至らないため、起因事象には同定しない

(3) 燃料の過出力

起因事象として選定せず

(4) 燃料の機械的破損

起因事象として選定せず

選定した起因事象

- | | |
|-----------------|-------------------|
| ①外部電源喪失 | ⑤CRD点検(交換)時冷却材流出 |
| ②RHR喪失(フロントライン) | ⑥LPRM点検(交換)時冷却材流出 |
| ③代替除熱設備機能喪失 | ⑦CUWブロー時冷却材流出 |
| ④補機系機能喪失 | ⑧RIP点検時冷却材流出 |

3.1.2.b. 起因事象(3/3)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○起因事象の対象リストと発生頻度

崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失の起因事象発生頻度

起因事象		発生頻度(／日)	EF	
崩壊熱除去機能 喪失	RHR機能喪失	フロントライン故障	5.6×10^{-5}	3
		サポート系故障	7.1×10^{-6}	3
	代替除熱設備機能喪失			
外部電源喪失		2.6×10^{-5}	3	

冷却材流出事象の起因事象発生頻度

起因事象	点検本数・回数	1本又は1回当たりの 発生頻度 (／本, /回)	EF
CRD点検(交換)時冷却材流出	3本		
LPRM点検(交換)時冷却材流出	10本		
RIP点検時冷却材流出	2台		
CUWブロー時冷却材流出	1回		



3.1.2.c. 成功基準

○炉心損傷の定義

・炉心損傷の判定条件を「有効燃料長頂部が露出した状態」に設定 (学会標準における定義)

- ①炉心燃料とSFPの使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合 (POS S~A, C1~D)
炉心燃料の有効燃料長頂部が露出した状態を考慮
- ②炉心燃料とSFPの使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合 (POS B1, B2, B3, B4)
取り出した炉心燃料及びSFP使用済燃料の有効燃料長頂部が露出した状態を考慮

○成功基準一覧表

●崩壊熱除去機能及び注水機能

POS 区分	崩壊熱除去機能喪失時 ^{※1} , 外部電源喪失時 ^{※1}		一次冷却材バウンダ リ機能喪失時 ^{※2}
	除熱機能	注水機能	注水機能
S	・2/3 RHR	・1/2 HPCF ・1/3 LPFL ・1/3 MUWC	
A	・1/3 RHR	・1/2 HPCF ・1/3 LPFL ・1/3 MUWC	
B1	・1/2 RHR	・1/1 HPCF ・1/2 LPFL ・1/2 MUWC	・1/2 FP
B2	・1/2 RHR	・1/2 LPFL	・1/2 FP
B3	・1/1 RHR	・1/1 MUWC	・1/2 FP
B4	・1/1 RHR	・1/1 HPCF ・1/1 LPFL ・1/3 MUWC	・1/2 FP
C1	・1/1 RHR ・1/1 CUW	・1/1 HPCF ・1/1 LPFL ・1/3 MUWC	・1/1 HPCF ・1/1 LPFL ・1/3 MUWC
C2	・1/3 RHR ・1/2 CUW	・1/2 HPCF ・1/3 LPFL ・1/3 MUWC	
D	・1/3 RHR ・1/2 CUW	・1/2 HPCF ・1/3 LPFL ・1/3 MUWC	

●補機冷却系機能

	SHCモード 運転中	SHCモード 以外運転中
RCWポンプ	2/2台	1/2台
RCW熱交換器	2/2基	1/2基
RSWポンプ	2/2台	1/2台

注) 1/2はポンプ2台の内の1台を意味する

※1: POS-B2はCRD点検, LPRM点検及びRIP点検時, POS-C1はCUWブロー時

※2: 起因事象と関連する設備は使用できないため, 成功基準が変わる場合がある。
例えば, サポート系B系機能喪失の起因事象が発生した場合, サポート系Bに関連するRHR-B, LPFL-B, HPCF-Bは使用できないため, 1/3RHR→1/2RHR, 1/3LPFL→1/2LPFL, 1/2HPCF→1/1HPCFのように成功基準が変わる。

3.1.2.d. 事故シーケンス

○イベントツリー作成上の主要な仮定

- ・成功基準を満たすことの出来ない緩和設備の機能に期待しない
- ・冷却材流出事象発生時は注水による水位確保を最優先することから、除熱機能を持つ緩和設備に期待しない

○イベントツリーの最終状態

イベントツリーによって抽出されたシーケンスを分析し、運転停止中原子炉における審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認

運転停止中事故シーケンスグループ	分類の考え方	最終状態分類の有無
崩壊熱除去機能喪失	機械的な故障又は電源や取水設備などのサポート系故障により、崩壊熱除去機能を喪失し、原子炉・燃料プールの注水にも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	有
全交流電源喪失事象	全交流電源喪失により崩壊熱除去機能を喪失し、原子炉・燃料プールの注水にも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	有
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループ	有
反応度誤投入事象	制御棒の誤引き抜き等によって、反応度が投入され、未臨界維持が出来なくなり炉心損傷に至る事故シーケンスグループ(ただし、本PRAでは起因事象で示す通り選定除外)	無
上記4項目以外の事故シーケンスグループ	上記4項目に含まれない事故シーケンスグループ	無

以上の結果から原子炉規制委員会が指定する運転停止中事故シーケンスグループに含まれない新たな事故シーケンスグループが抽出されてないことを確認



3.1.2.e,f,g. システム信頼性及び信頼性パラメータ, 人的過誤 内部事象 停止時 レベル1 PRA

○システム信頼性の評価について

システム信頼性の評価は出力運転時のレベル1PRAで用いた手法と同様の方法を用いて実施
ただし、出力運転時のレベル1PRAのフォールトツリー作成条件に以下の観点を追加

- ・運転停止時は点検等により検出器が使用不能になる場合もあるため、ポンプの自動起動や電動弁の自動開閉はモデルに含めず、当直員による手動起動操作でモデル化
- ・運転時と比較して余裕時間が比較的長く現場操作にも期待出来るため、手動弁及び電動弁の現場操作をモデル化
- ・運転時の評価で考慮していた試験及び保守点検による待機除外については定期検査工程の中で考慮されているため、評価モデルに組み込まない

○信頼性パラメータの評価について

出力運転時のレベル1PRAで用いた方法と同様の手法で評価

○人的過誤について

出力運転時のレベル1PRAで用いた手法で評価

ただし、出力運転時のレベル1PRAのフォールトツリー作成条件に作成条件に以下の点を追加

- ・緩和設備の手動操作、復旧操作である電動ポンプの手動起動操作、手動弁及び電動弁の現場開操作などのモデル化に伴い、その操作に伴う人的過誤のモデルを追加



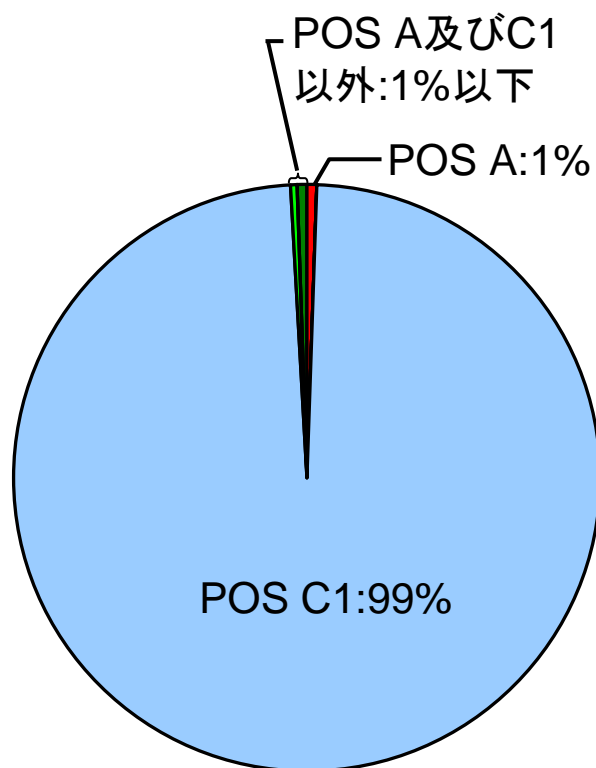
3.1.2.h ①, ②. 炉心損傷頻度(1/3)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○全炉心損傷頻度におけるPOSの寄与割合

炉心損傷頻度は出力運転時のレベル1PRAで用いた評価手法と同様の方法を用いて算出

- ・全炉心損傷頻度の約99%がPOS C1となった
- ・これは取水路点検により使用可能な緩和機能(RHR-BとHPCF-B)が少なく, 原子炉水位が通常水位のため注水系復旧の余裕時間が比較的短いことが要因(6, 7号炉で評価結果にほぼ差異はない)



プラントの状態(POS)	燃料損傷頻度 (/定検)	全体の寄与割合
POS S	4.8E-11	0%
POS A	6.1E-11	1%
POS B1	8.5E-13	0%
POS B2	8.2E-12	0%
POS B3	3.3E-12	0%
POS B4	8.9E-13	0%
POS C1	1.0E-08	99%
POS C2	8.3E-12	0%
POS D	9.3E-12	0%
合計	1.0E-08	100%

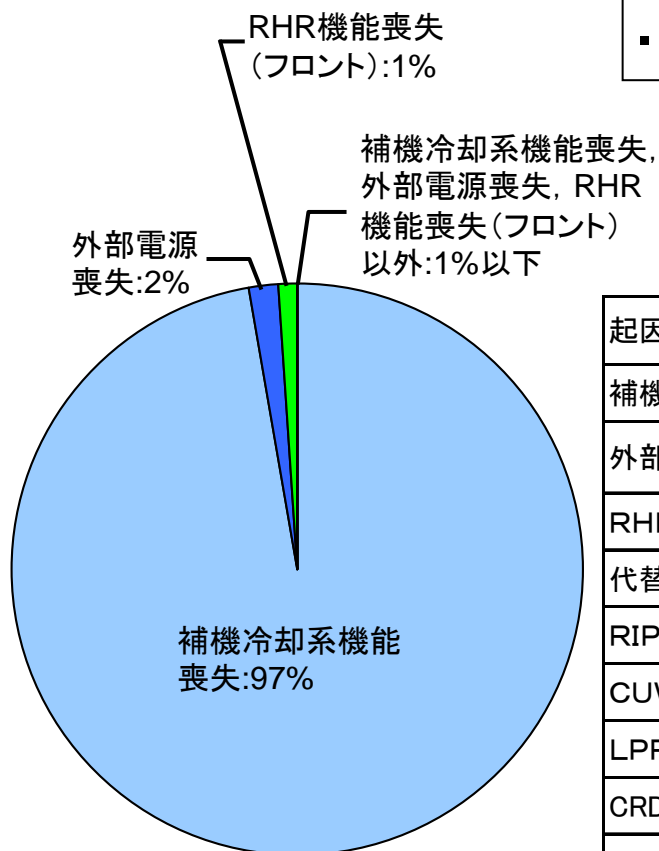
* 評価結果は代表として7号炉のものを提示

3.1.2.h ①, ②. 炉心損傷頻度(2/3)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○起因事象別の燃料損傷頻度及び主要事故シーケンス

・全炉心損傷頻度の約97%が補機冷却系機能喪失となった



各起因事象別の損傷確率及び主要シーケンス

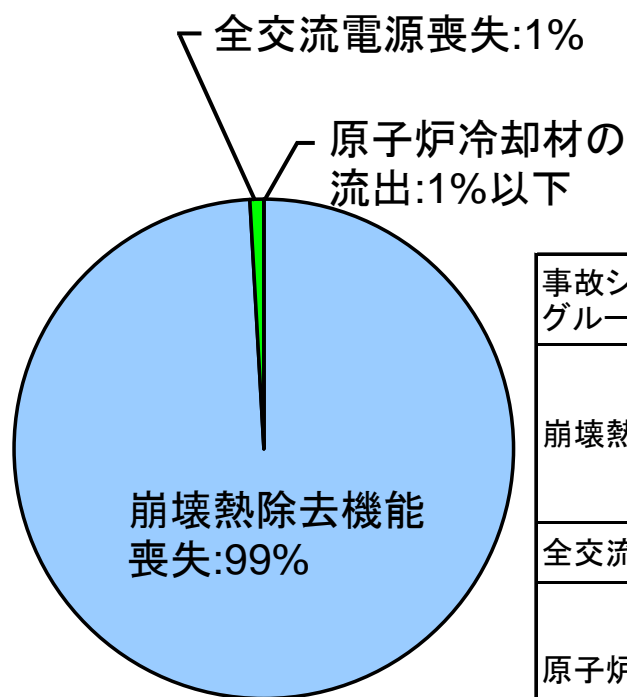
起因事象	主要シーケンス概要	燃料損傷頻度 (/定検)	全体の寄与割合
補機冷却系機能喪失	補機冷却系機能喪失+注水失敗	1.0E-08	97%
外部電源喪失	外部電源喪失+注水系失敗 外部電源喪失+電源確保失敗	1.9E-10	2%
RHR機能喪失(フロント)	RHR機能喪失(フロントライン)+注水系失敗	1.0E-10	1%
代替崩壊熱除去機能喪失	代替除熱設備機能喪失+注水系失敗	1.5E-12	0%
RIP点検	RIP点検時誤り+注水系失敗	7.2E-12	0%
CUWからのブロー	CUWブロー時誤り+注水系失敗	9.0E-13	0%
LPRM点検(交換)	LPRM点検(交換)時誤り+注水系失敗	2.3E-14	0%
CRD点検(交換)	CRD点検(交換)時誤り+注水系失敗	3.5E-15	0%
合計		1.0E-08	100%

* 評価結果は代表として7号炉のものを提示

3.1.2.h ①, ②. 炉心損傷頻度(3/3)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○プラント損傷状態別の燃料損傷頻度及び主要事故シーケンス



・全炉心損傷頻度の約99%が崩壊熱除去機能喪失となった

各損傷モード別の損傷頻度及び主要シーケンス

事故シーケンスグループ	主要シーケンス概要	燃料損傷頻度(／定検)	全体の寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	RHR機能喪失(フロントライン)+注水系失敗 補機冷却系喪失+注水系失敗 外部電源喪失+電源確保成功+注水系失敗 代替除熱設備機能喪失+注水系失敗	1.0E-08	99%
全交流電源喪失	外部電源喪失+電源確保失敗	8.2E-11	1%
原子炉冷却材の流出	RIP点検時誤り+注水系失敗 CUWブロー時誤り+注水系失敗 LPRM点検(交換)時誤り+注水系失敗 CRD点検(交換)時誤り+注水系失敗	8.2E-12	0%
合計		1.0E-08	100%

* 評価結果は代表として7号炉のものを提示

3.1.2.h ③.重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析(1/5)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○重要度解析(FV重要度)

- ・全炉心損傷頻度に対する各基事象のFussell-Vesely(FV)重要度を評価

順位	基事象	基事象の機能・操作成功に期待するPOS	FV
1	注水系復旧失敗	全POS	9.8E-01
2	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	5.2E-01
3	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	4.2E-01
4	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁開失敗	B2以外のPOS	3.1E-02
5	外部電源(短期)復旧失敗	全POS	1.4E-02
6	外部電源(長期)復旧失敗	全POS	1.4E-02
7	補機冷却系(B) 計算機又は信号伝達系の故障	B1,B2以外のPOS	1.0E-02
8	非常用母線(E) 高圧電源融通失敗	B4,C1以外のPOS	6.0E-03
9	D/G(C)復旧失敗	B3,B4,C1以外のPOS	5.3E-03
10	D/G運転継続失敗CCF	全POS	3.0E-03

○評価結果

- ・1位となった注水系復旧失敗は、事故発生後、そのPOSで期待できる注水設備が故障等により使用出来ない場合に、余裕時間内にいずれかの設備を復旧する基事象である。停止時は運転時に比べ余裕時間が長いことや点検等により期待できる緩和設備がプラント状態により少なくなることにより、復旧失敗の重要度が高くなったと考えられる。
- ・2~4位はMUWCの注水に関する機器故障や操作失敗の基事象である。ドミナントとなるPOS C1の補機冷却系喪失が発生した場合、MUWCによる注水のみ期待されるため、その重要度が高くなったと考えられる。

以上より、停止時における有効な対策としては注水設備の多様化が考えられ、特にPOS C1のような水位が低く、注水設備が少なくなる場合に他系統との独立性を持つ注水設備を確保することが炉心損傷頻度の低減に効果的である。

FV重要度

ある基事象A(フォールトツリーで最も下位に配置される事象)の発生確率を0とした場合に、当該基事象が含まれる頂上事象の発生確率(イベントツリーで失敗側に分岐する確率)が減少する割合を示す指標。本評価では次式の通り、炉心損傷頻度がどの程度減少するか(基事象Aが炉心損傷頻度にどの程度寄与しているか)を評価した。

$$FV = \frac{CDF_t - CDF_{(A=0)}}{CDF_t}$$

CDF_t : 全炉心損傷頻度

$CDF_{(A=0)}$: 基事象Aの発生確率を0とした場合の全炉心損傷頻度



3.1.2.h ③.重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析(2/5)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○重要度解析(RAW)

- ・全炉心損傷頻度に対する各基事象のリスク増加価値(Risk Achievement Worth (RAW))を評価

順位	基事象	基事象の機能・操作成功に期待するPOS	RAW
1	バッテリー給電失敗CCF	全POS	9.1E+04
2	水位低下認知失敗	C1	1.6E+04
3	66KV-使命時間中の外部電源喪失	全POS	1.0E+03
4	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
5	MUWC系 TT/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
6	MUWCポンプ 電動ポンプ起動失敗CCF(常用-淡水)	B2以外のPOS	9.9E+02
7	MUWCポンプ 電動ポンプ運転継続失敗CCF(淡水)	B2以外のPOS	9.9E+02
8	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁開失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
9	MUWC系 復水移送ポンプ吐出逆止弁 逆止弁開失敗CCF	B2以外のPOS	9.9E+02
10	CSP水位低誤信号	B2以外のPOS	9.9E+02

○評価結果

- ・1位は直流電源確保に係るバッテリー給電失敗の共通原因故障(CCF)の基事象, 2位はCUWブロー時に冷却材流出が発生し, 水位低下の認知に失敗する基事象であり, いずれも 10^4 オーダーのRAW評価値となった。

これらの結果よりバッテリーに対しては, 引き続き適切な点検・保守により高い信頼性を維持していくと共に, CUWブロー時における水位監視についても確実に監視・操作を継続していくことが重要である。

RAW

ある基事象A(フォールトツリーで最も下位に配置される事象)の発生確率を1とした場合に, 当該基事象が含まれる頂上事象の発生確率(イベントツリーで失敗側に分岐する確率)が元の発生確率の何倍になるのを見る指標。本評価では次式の通り, 炉心損傷頻度がどの程度増加するかを評価した。

$$RAW = \frac{CDF_{(A=1)}}{CDF_t}$$

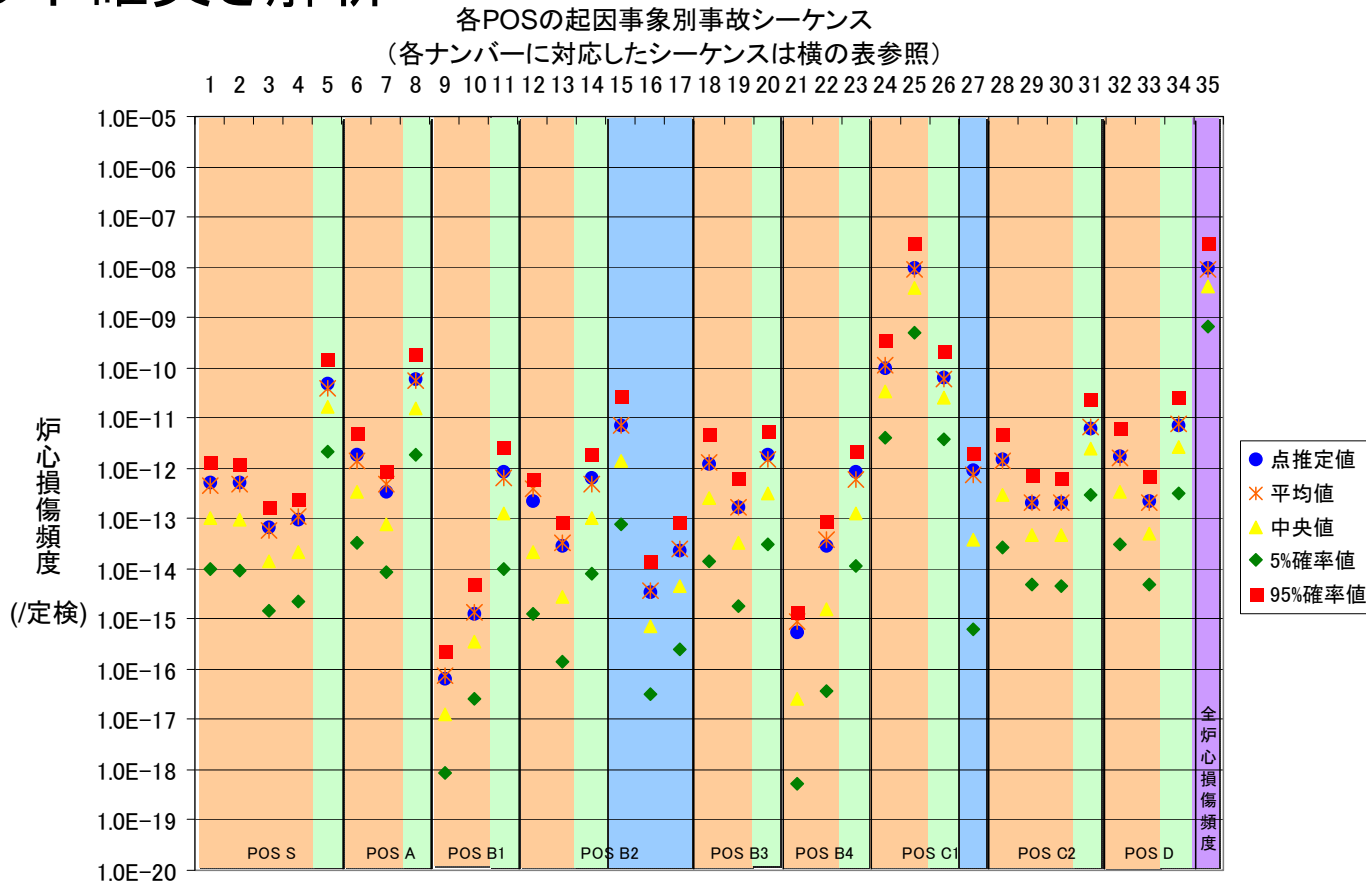
CDF_t : 全炉心損傷頻度

$CDF_{(A=1)}$: 基事象Aの発生確率を1とした場合の全炉心損傷頻度

3.1.2.h ③.重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析(3/5)

内部事象 停止時
レベル1 PRA

○不確実さ解析



表の横軸	POS	起因事象
1	POS-S	崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
2		崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
3		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
4		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
5		外部電源喪失
6	POS-A	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
7		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
8		外部電源喪失
9	POS-B1	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
10		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
11		外部電源喪失
12	POS-B2	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
13		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
14		外部電源喪失
15		原子炉冷却材流出(RIP点検)
16		原子炉冷却材流出(CRD点検)
17		原子炉冷却材流出(LPRM点検)
18	POS-B3	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
19		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
20		外部電源喪失
21	POS-B4	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
22		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
23		外部電源喪失
24	POS-C1	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
25		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
26		外部電源喪失
27		原子炉冷却材流出(CUWブロー)
28	POS-C2	代替崩壊熱除去機能喪失(フロント)
29		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
30		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
31		外部電源喪失
32	POS-D	崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
33		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
34		外部電源喪失
35		全炉心損傷頻度

○評価結果

評価の結果, 点推定値と平均値は概ね一致した。また, 上限値と下限値の間に約 50 倍の不確実さ幅 (EF=7) がある結果となった。これは炉心損傷頻度に支配的な補機冷却系機能喪失やミニマルカットセット上位の基事象のパラメータのEFに極端に大きなものが見られなかったことによるものである。なお, いずれの事故シーケンスも著しい不確実さ幅を持つものは見受けられなかった。

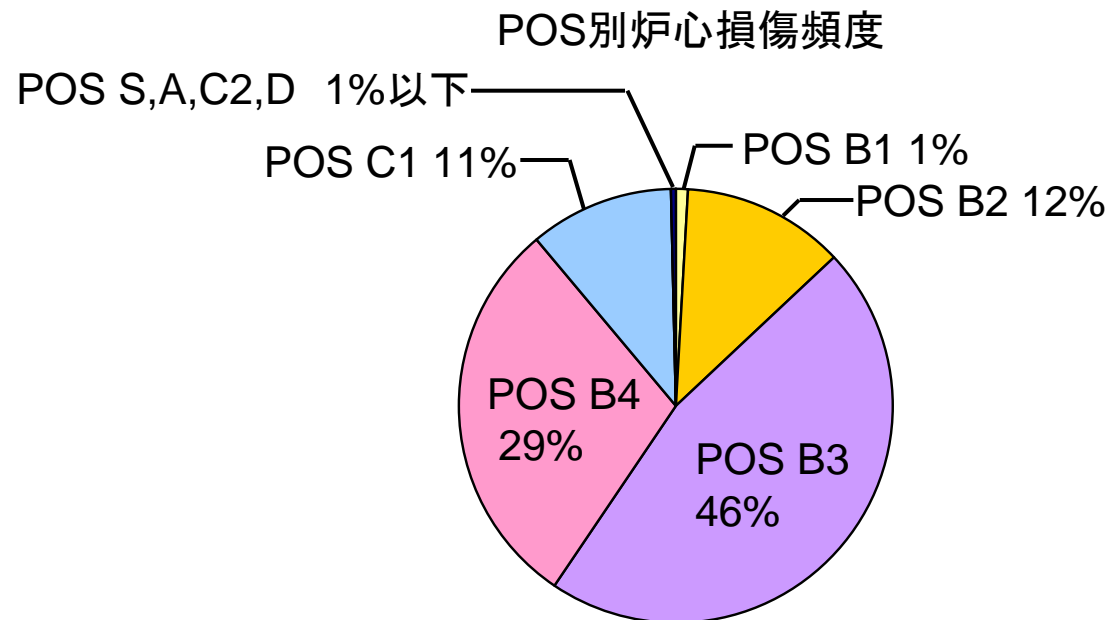


○感度解析

停止時は運転時と比べて余裕時間が長く, 事象進展も過酷にならないことから緩和機能の復旧を評価モデルに組み込むことは十分妥当であるが, POSによっては緩和設備が少なくなるため, (1)のFV重要度で示すように設備の復旧の重要度が高くなる。

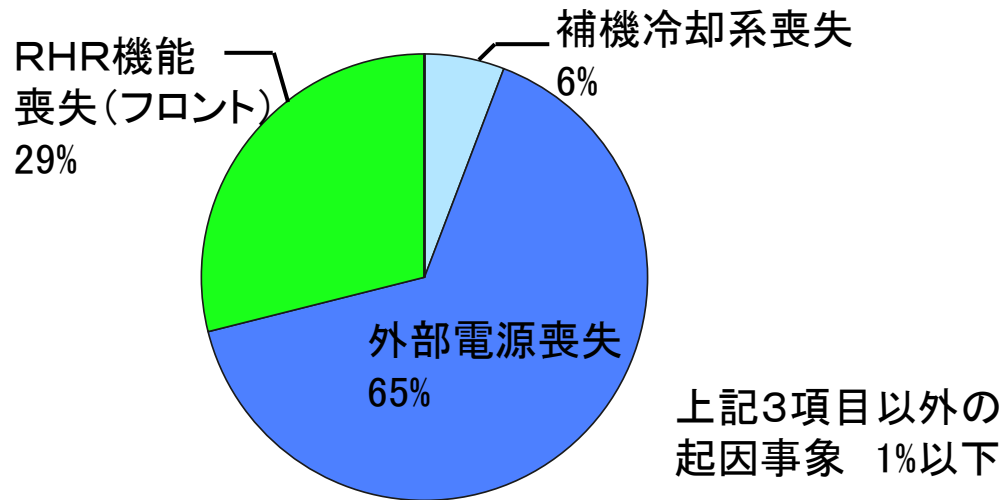
そのため, 外部電源復旧, 高圧電源融通, 注水系の復旧, 非常用D/G復旧を期待する設備・運用から除外した場合について感度解析を実施し, その影響を調べた。

また, 消火栓を使用した補給については復旧と同様の理由より評価モデルに組み込むことは妥当と考えるが, オペフロでの消火ホースによる補給といった人間信頼性の不確実さを含む緩和手段であるため, 合わせて期待する設備・運用からの除外を考慮した。

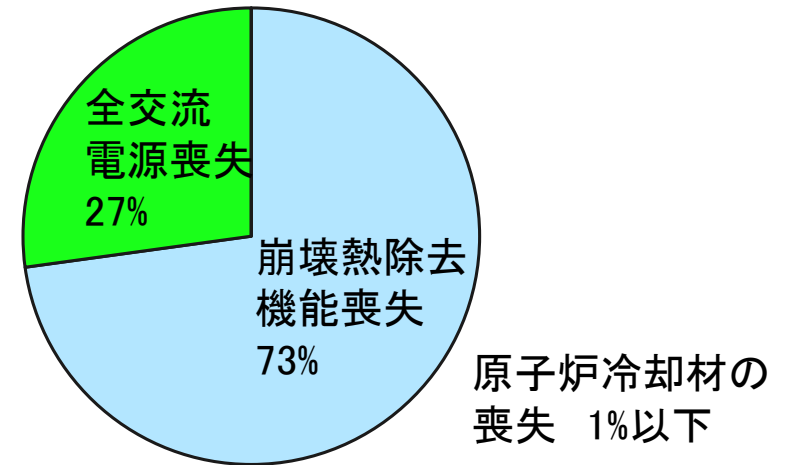


○感度解析

起因事象別 炉心損傷頻度



事故シーケンスグループ別 炉心損傷頻度



○ 評価結果

全炉心損傷頻度は 1.2×10^{-5} (/定検)と上昇した。

POS毎に見ると, 保有水量の多いPOS B1~B4までの期間について大きく上昇し, 全炉心損傷頻度の約90%となり, POS B3が最大の炉心損傷頻度となった。

POS B1~B4の期間において, FPを用いた注水に期待しないことや, 従来の評価で余裕時間が長いために比較的期待しやすかった設備の復旧に期待しないことによる影響が見られた。

また, 起因事象別では外部電源喪失(65%)が, 事故シーケンスグループの評価結果では崩壊熱除去機能喪失(73%)が支配的となり, D/G復旧や給水系の復旧に期待しないことによる影響が表れた。

4.1.1 内部事象運転時レベル1.5 PRA

4.1.1 内部事象レベル1.5PRAの手順

○以下の手順で内部事象運転時レベル1.5PRAを実施した。
また、日本原子力学会標準※に準拠するように実施した。

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

手順の概要

4.1.1.a

プラントの構成・特性の調査

〔評価に必要なプラントの情報収集〕

4.1.1.b

プラントの損傷状態の分類
及び発生頻度の定量化

〔レベル1PRAの結果である、炉心損傷に至る事故シーケンス
及び炉心損傷頻度を、格納容器損傷を分析する際の起点
(プラント損傷状態)となるよう再整理〕

4.1.1.c

格納容器破損モードの設定

〔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(終状態)を分類〕

4.1.1.d

事故シーケンスの分析
(格納容器イベントツリーの作成)

〔プラント損傷状態毎に原子炉停止系やECCS等の緩和設備の動作状況及び
物理化学現象の発生状態を分析し、事故の進展を分類するためのヘディング
及びその順序を決定し、格納容器イベントツリーを作成する。〕

4.1.1.e

事故進展解析

〔プラントの熱水力的挙動や炉心損傷等の発生時期及び事象の緩和に係る
運転員の操作余裕時間等を解析し、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求める。〕

4.1.1.f

格納容器破損頻度の定量化

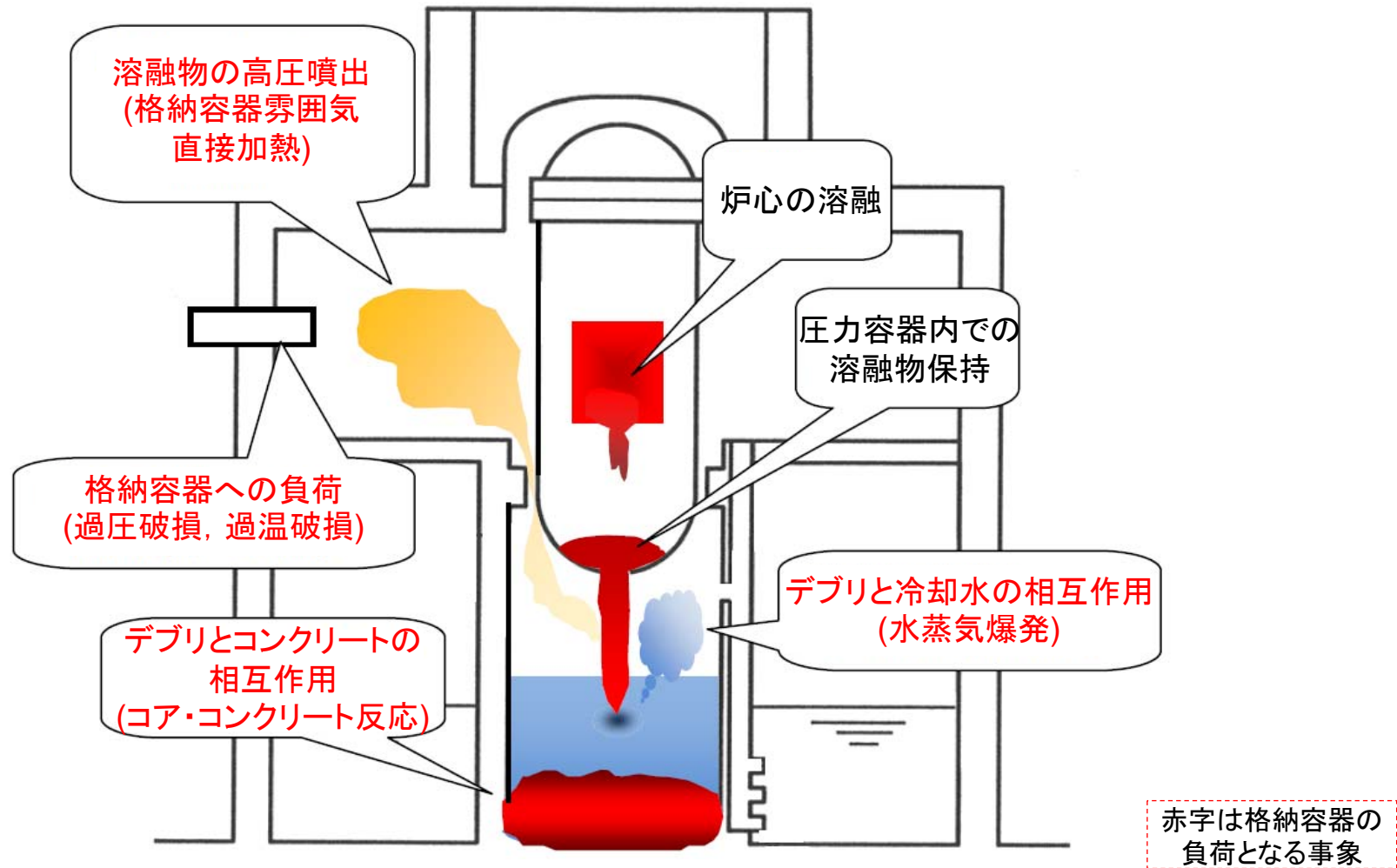
〔ヘディングの分岐確率を計算し、格納容器破損頻度を
算出し、結果を分析する。〕

4.1.1.g

不確かさ解析及び感度解析

〔格納容器破損頻度の不確かさ幅とそれらに影響する
因子の感度を把握する。〕

○燃料及びデブリの移動経路など

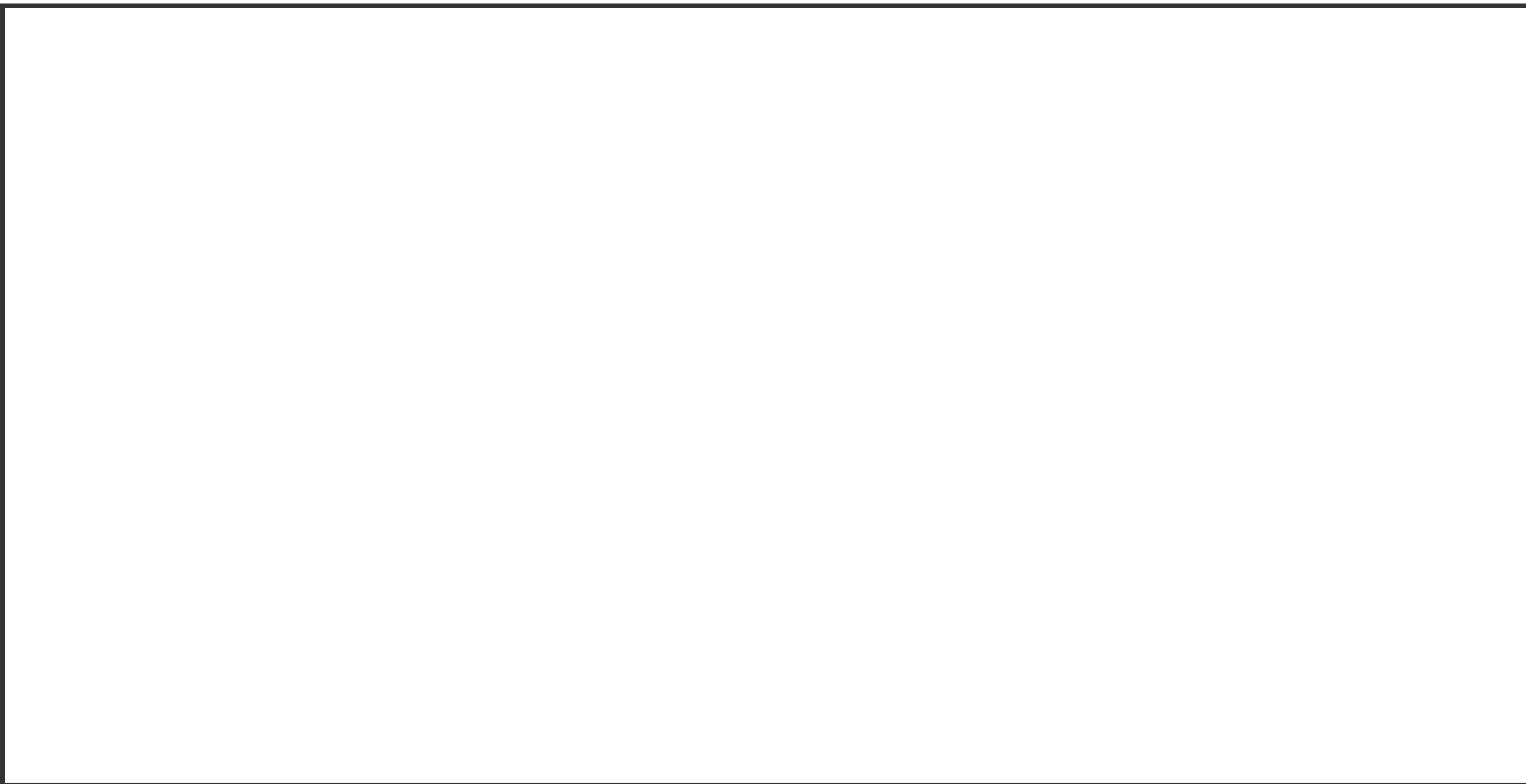


レベル1.5PRAで扱う主な物理化学現象及びPCVへの負荷

4.1.1.b プラントの損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

レベル1.5 PRAのイベントツリーを作成するために、内的事象レベル1PRAの結果である炉心損傷事故シーケンス及び炉心損傷頻度を格納容器破損を分析する際の起点(プラント損傷状態)となるよう再整理

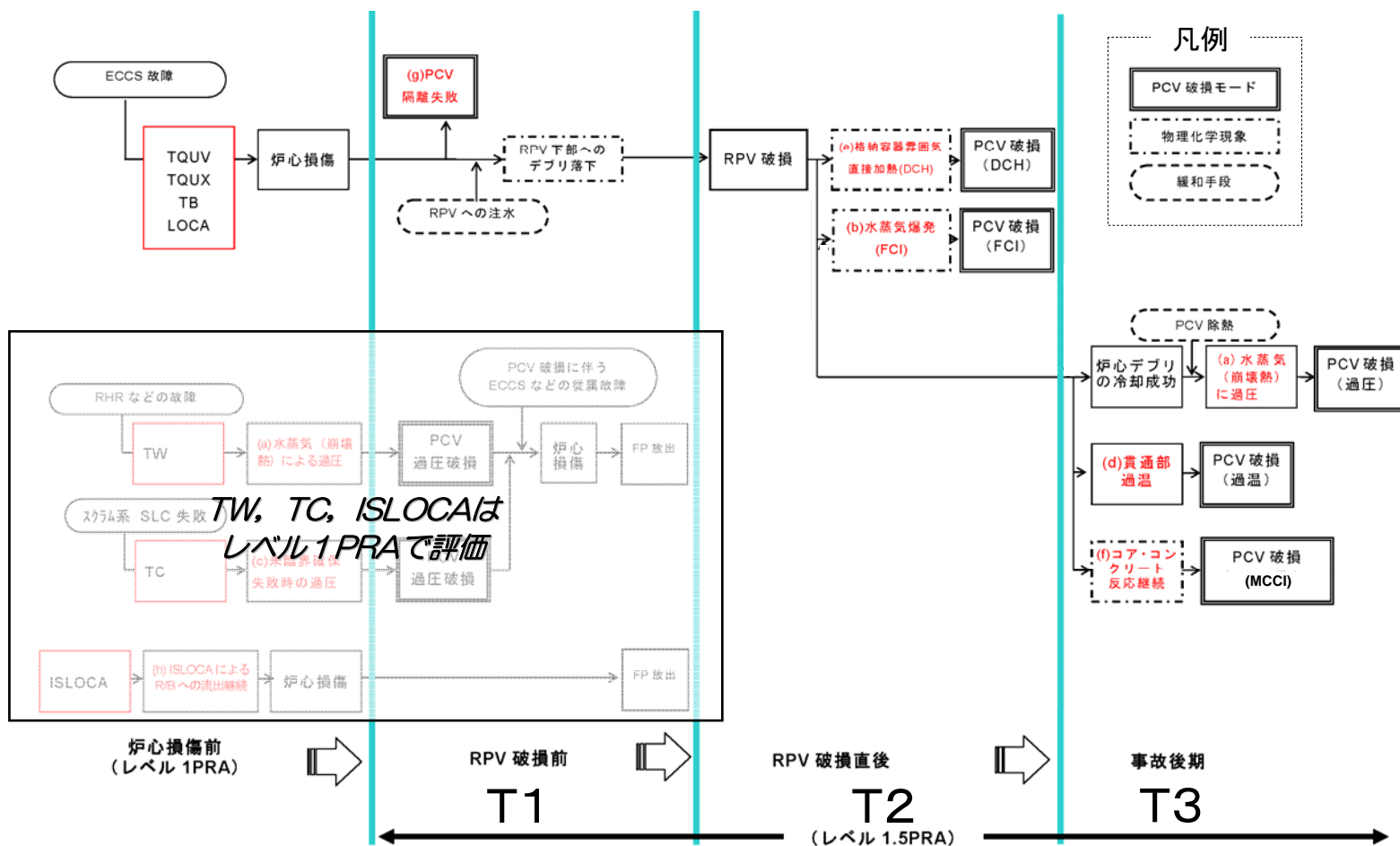


4.1.1.c 格納容器破損モード(1/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器破損モード分類 (格納容器破損に至る事象の抽出)

- 格納容器の健全性に影響を与える事象を次の観点から図の通りに抽出した
 - 事故発生から炉心損傷に至るまでの状態 (T1)
 - 炉心損傷から原子炉圧力容器破損までの状態 (T2)
 - 原子炉圧力容器破損直後、又はコア・コンクリート相互作用開始以降 (T3)
- } (a)~(h)の事象を抽出



- フェーズⅠ：(T1)
炉心損傷発生から原子炉圧力容器破損に至るまでの状態
- フェーズⅡ：(T2)
原子炉圧力容器破損直後の状態
- フェーズⅢ：(T3)
格納容器底部への溶融炉心落下後の状態

4.1.1.c 格納容器破損モード(2/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器破損モード分類

格納容器の健全性に影響を与える事象の一覧	
(a) 水蒸気(崩壊熱)による過圧破損	注入された水が崩壊熱によって蒸発し、発生する蒸気によってPCV圧力がゆっくりと上昇、PCVの過圧破損に至る現象。
(c) 未臨界確保失敗時の過圧破損	原子炉の未臨界達成に失敗した場合、大量の蒸気が炉心で発生し、S/Cに放出され、早期にPCVの圧力が上昇していく現象。
(d) 過温破損	デブリから発生する崩壊熱によりPCV内部が加熱され、PCV貫通部等が熱的に損傷する現象。
(e) 格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	RPVが高圧状態で破損した場合にPCVの雰囲気気直接加熱される現象。
(b) 水蒸気爆発(FCI)	高温のデブリが大量に水中に落下し、何らかの原因で微細化するような場合に、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現象。PCV内でのFCIは、下部D/Wに水がある状態でデブリが下部D/Wに落下する場合、または下部D/Wに落下したデブリに冷却水を注水した場合に、デブリと水が反応し、水蒸気爆発を発生し、PCV破損に至る現象。PRV内でのFCIについては過去の実験結果等から発生可能性は著しく小さいことがわかっているため、PCV破損モードとしては考慮しない。
(f) コア・コンクリート反応継続(MCCI)	下部D/Wに落下し冷却に失敗したデブリによって下部D/Wのコンクリートが侵食されることにより、RPV支持機能が喪失することでPCVの破損に至る現象。
(g) PCV隔離失敗	炉心が損傷した時点で、PCVの隔離に失敗している場合。NUREG/CR-4220(1985)により、エアロックなどの大きな貫通箇所の故障等を考慮している。
(h) ISLOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリと、それと直結したPCV外の低圧系との隔離に失敗した場合に、RPV内の圧力が低圧系に付加されることで発生するLOCAであり、冷却水のR/Bへの流出が継続し炉心損傷に至ることで、放射性物質がPCVをバイパスして直接R/Bに放出される。

格納容器への負荷の同定結果

○静的圧力荷重

- ・未臨界確保失敗時の過圧破損
- ・水蒸気(崩壊熱)による過圧破損

(→レベル1 PRAで考慮済みのモード)

○熱荷重, 局所的荷重

- ・過温破損
- ・格納容器雰囲気直接加熱(DCH)

○動的圧力荷重, 局所的動的圧力荷重

- ・水蒸気爆発(FCI)
- ・コア・コンクリート反応継続(MCCI)

※本事象では当初からPCVの健全性が失われているため、考慮すべきPCVへの負荷は無い。

※本事象ではPCVをバイパスしているため、考慮すべきPCVへの負荷は無い。
(→レベル1 PRAで考慮済みのモード)

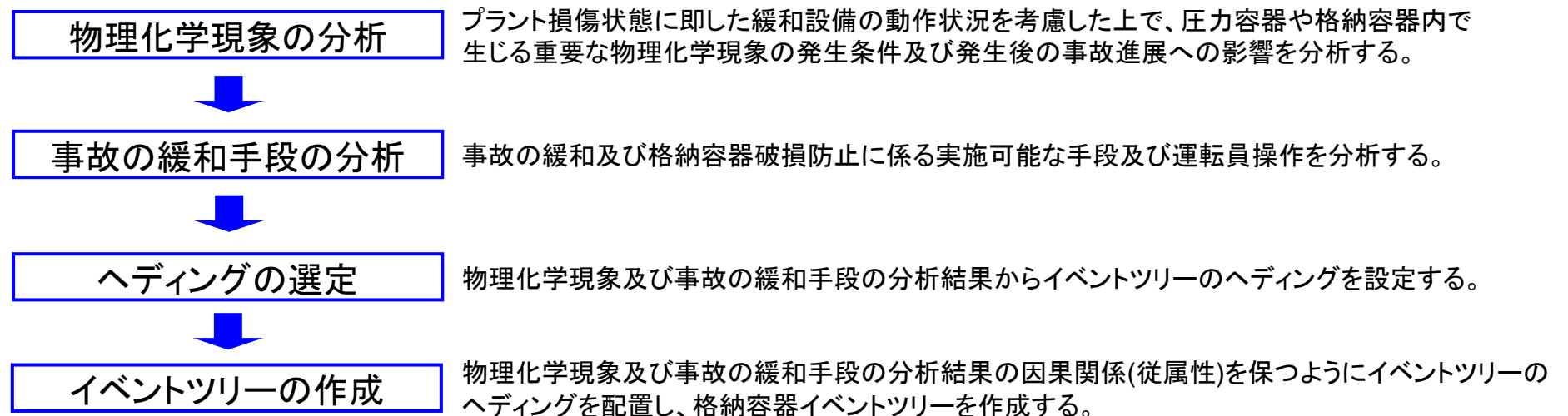
- ・上記の他に「可燃性ガス(水素)の燃焼」が考えられるが、BWRではPCV内を窒素置換しているため、常時酸素濃度が低く抑えられており、可燃性ガス(水素)の燃焼発生の可能性は低く抑えられている。このことから、本PRAでは負荷として考慮していない。但し、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1(a)に基づき、有効性評価の対象としている。
- ・「格納容器直接接触(シェルアタック)」について、柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉は、原子炉圧力容器から落下した熔融炉心が格納容器内の床面に拡がった場合でも、熔融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であるため、本PRAでは負荷として考慮していない。
- ・炉内FCIについては、FCIの知見をもとにSERG-1(1985)、SERG-2(1996)が開催され、専門家による議論の結果、炉内FCIが発生するための要因(下部プレナム部への同時の熔融炉心落下、下部プレナム部での大規模な熔融炉心と水との混合、熱エネルギーからの機械エネルギーへの効率的な変換)が同時に起こる可能性は極めて低いと判断されている。

4.1.1.d 事故シーケンス(1/3)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

- ・ 格納容器イベントツリー構築の考え方
 - プラント損傷状態毎に、原子炉停止系やECCS等の緩和設備の動作状況及び物理化学現象の発生状態等を分析し、これらの組み合わせから事故の進展を分類するための格納容器イベントツリーを作成する。
 - 格納容器先行破損となるプラント損傷状態(TW, TC)については、格納容器損傷後は原子炉への注水を継続できないものとして、レベル1PRAの結果である炉心損傷頻度 = 格納容器破損頻度とし、格納容器イベントツリーを構築しないこととした。
 - 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、レベル1PRAの結果である炉心損傷頻度 = 格納容器破損頻度とし、格納容器イベントツリーを構築しないこととした。
- ・ 格納容器イベントツリー構築のプロセス
 - 以下のプロセスで構築の対象とするプラント損傷状態毎にイベントツリーを構築する。

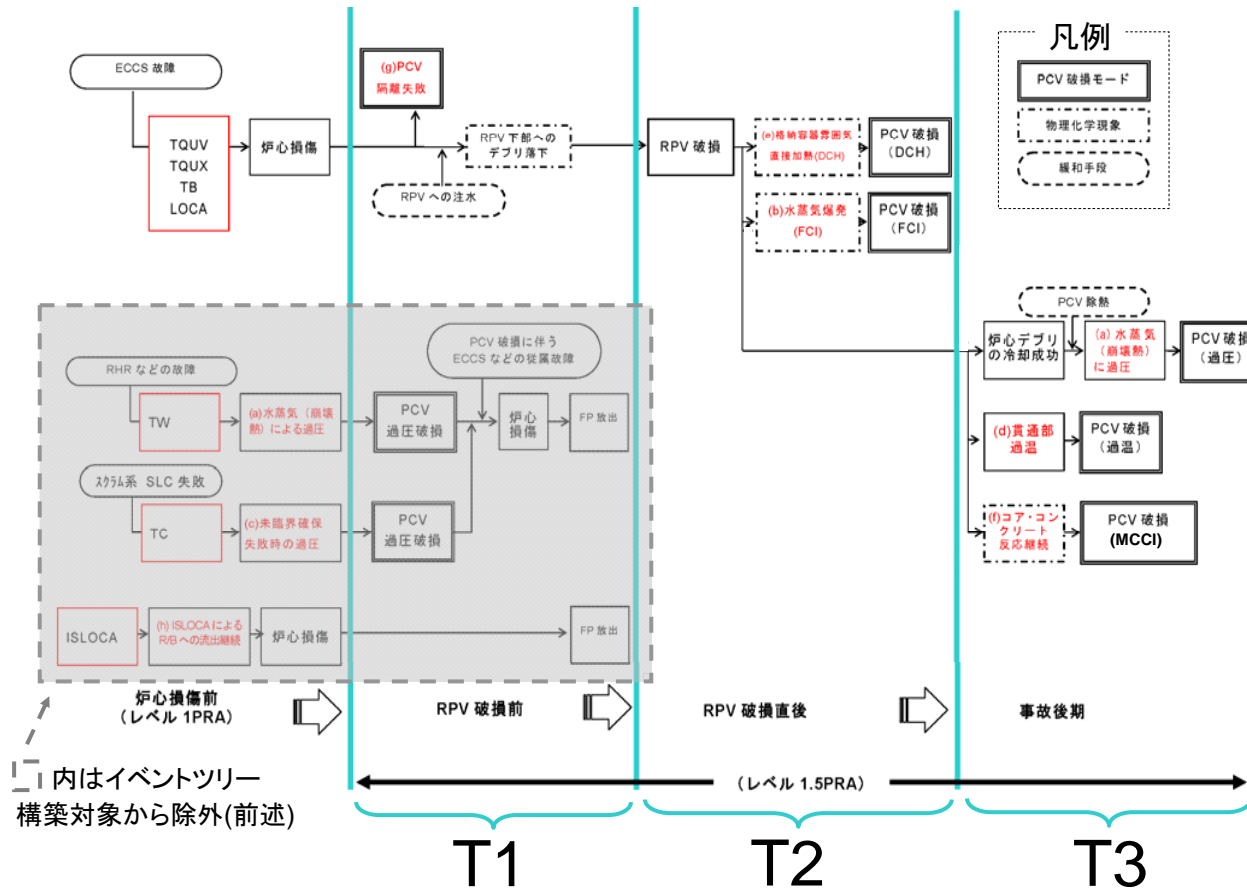


4.1.1.d 事故シーケンス(2/3)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器イベントツリー(ヘディングの選定)

- ヘディングの選定においては、事故進展のフェーズを3つ(T1~T3)に区分した上で、物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果から区分ごとにヘディングを抽出した。



内はイベントツリー構築対象から除外(前述)

ヘディングの選定において考慮した事故進展のフェーズ

抽出したヘディング

T1: 炉心損傷~RPV破損直前

- PCV隔離
- 非常用交流/直流電源復旧 (電源喪失のプラント損傷状態のみ)
- 原子炉減圧操作(原子炉が高圧のプラント損傷状態のみ)
- 減圧後の損傷炉心注水(低圧ECCS)
- RPV破損

T2: RPV破損直後

- 水蒸気爆発による破損
- 格納容器雰囲気直接加熱による破損

T3: RPV破損後長期

- 非常用交流/直流電源復旧 (電源喪失のプラント損傷状態のみ)
- 下部D/W注水(RPV破損口を經由し、格納容器下部に落下する水による注水)
- 上部D/Wスプレイ
- 水蒸気爆発による破損(下部D/W注水時)
- デブリ冷却 (MCCI)

4.1.1.d 事故シーケンス(3/3)

○格納容器イベントツリー

- 格納容器イベントツリー構築の対象としたプラント損傷状態毎に、抽出したヘディングと決定した順序で格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを評価した。

プラント 損傷状態	格納 容器 隔離	原子炉圧力容器破損前			原子炉圧力容器 破損直後		格納容器破損モード
		原子炉 減圧	原子炉 圧力容器 注水	原子炉 圧力容器 破損	FCI	DCH	
				無			後続事象(原子炉圧力 容器健全)へ
			成功	有	無		後続事象(原子炉圧力 容器破損)へ
		成功			有		FCI
			失敗		無		後続事象(原子炉圧力 容器破損)へ
		成功			有		FCI
			失敗		無	無	後続事象(原子炉圧力 容器破損)へ
		失敗			有		DCH
					有		FCI
		失敗					格納容器隔離失敗

後続事象 (原子炉圧力 容器破損)	格納容器注水		FCI	デブリ 冷却	長期冷却	格納容器破損モード
	下部ドライ ウエル	上部ドライ ウエル				
				成功	成功	格納容器内で事故収束
			無	成功	失敗	過圧・過温破損
	成功		有	失敗		過圧・過温破損/MCCI
			有			FCI
	成功		無	成功		過圧・過温破損
	失敗		有	失敗		過圧・過温破損/MCCI
			有			FCI
	成功		無	成功	成功	格納容器内で事故収束
			有	失敗	失敗	過圧・過温破損
	失敗		有			過圧・過温破損/MCCI
			有			FCI
	失敗					過圧・過温破損

後続事象 (原子炉圧力容器健全)	事故後期		格納容器破損モード
	格納容器注水	長期冷却	
		成功	原子炉圧力容器内で 事故収束
	成功	失敗	過圧・過温破損
		成功	原子炉圧力容器内で 事故収束
	失敗	失敗	過圧・過温破損

評価の結果、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造および設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1(a)必ず想定する格納容器破損モードに示された格納容器破損モード以外は抽出されなかった。

4.1.1.e 事故進展解析(1/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○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

- 事故シーケンス選定の考え方

事故シーケンス選定の目的	事故シーケンス選定の観点
緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価 PCVへの負荷	<ul style="list-style-type: none"> 操作余裕時間の厳しさ 発生頻度の大きさ 緩和系が機能しない状態でPCVが過圧又は過温破損※に至るシーケンス

※ PCVの破損モードとしては過圧及び過温のみを考慮し、物理化学現象(MCCI等)による破損については別途分岐確率を評価

- 解析対象とした事故シーケンス一覧及び対象事故シーケンスの説明

プラント 損傷状態	事故シーケンス	備考
TQUV	MSIV閉(過渡事象)→高圧注水系失敗→原子炉水位低下後原子炉手動減圧→低圧注水失敗→炉心損傷開始→RPV破損(低圧)→PCV破損	TBPも同様の進展を辿ることからTQUVで代表させた。
TQUX	MSIV閉(過渡事象)→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心損傷開始→RPV破損(高圧)→PCV破損	TBU, TBDも同様の進展を辿ることからTQUXで代表させた。
TQUX (RPV破損無し)	MSIV閉(過渡事象)→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心損傷開始→ADSによる原子炉減圧→損傷炉心注水→RPV破損なし→PCV破損	RPV破損なしの場合の事故進展
LOCA	HPCF配管破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→RPV破損(低圧)→PCV破損	破断面積は大LOCAの破断面積で代表
TB	全交流電源喪失→RCIC作動→事故後8時間で直流電源枯渇・RCIC機能喪失→炉心損傷開始→RPV破損(高圧)→PCV破損	—

- 有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由
→有効性評価の対象シーケンスは、重大事故等防止対策を用いても炉心損傷を防止できない場合及びガイドに指定された事象について、各事象の特徴を勘案して設定しており、有効性評価のシーケンスと本解析のシーケンスは一致しない。

4.1.1.e 事故進展解析(2/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○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

- 事故進展解析の解析条件と解析結果
 - 使用コード：MAAP (シビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり、有効性評価にも使用)

主要解析条件

項目	解析条件
原子炉出力	3,926 MW
原子炉圧力	7.07 MPa [gage]
原子炉水位	通常水位
格納容器空間体積	D/W：7,350 m ³ S/C：9,540 m ³
炉心損傷条件	被覆管破損温度：1,500 K 炉心ノード融点：2,500 K
RPV破損モード	下部ヘッドCRD貫通部の破損
PCV破損モード	過圧破損：2Pd(約620 kPa [gage]) 過温破損：200 °C(PCV内壁温度)
直流電源継続時間	8時間

事象進展解析結果

プラント 損傷状態	炉心溶融	リロケーション	RPV破損	PCV破損
TQUV				
TQUX				
TQUX (RPV破損無し)				
LOCA				
TB				

時間余裕検討結果

操作(ヘディング)	タイミング	時間余裕
原子炉減圧及び 損傷炉心冷却	RPV破損まで	
デブリ冷却	PCV破損まで	
外部電源復旧 高圧電源融通	リロケーシ ョンまで※	
	PCV破損まで	

※ RPV破損防止に必要な電源復旧後の時間余裕確保の観点からリロケーションまでとした。

4.1.1.f 格納容器破損頻度(1/4)

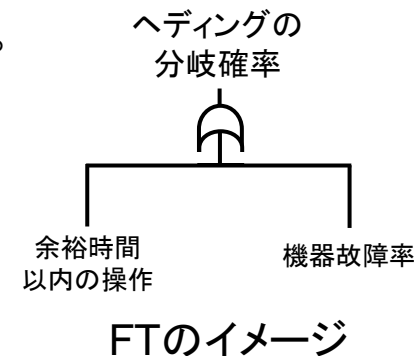
内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率(算出方法と各分岐確率)

- ヘディングの種類を「①緩和操作」、「②物理化学現象」の2つに分類し、分岐確率を評価した。

①緩和操作

- 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作成にあたっては以下の事項を考慮した。
 - ・ 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(緩和操作までの余裕時間)
 - ・ 機器故障率はレベル1PRAと同じ値を使用
- レベル1PRAとの従属性を考慮した。(各緩和手段の使用可否等)



②物理化学現象

- 物理化学現象としては以下の通りに評価した。

現象		評価方法	分岐確率(平均値)
エナジェティックな現象	格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	[Blank]	[Blank]
	水蒸気爆発(FCI)		
エナジェティックな現象以外のシビアアクシデント現象	コア・コンクリート反応継続(MCCI)		
	炉内容融物保持(RPV破損の有無)		

4.1.1.f 格納容器破損頻度(2/4)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器破損頻度の評価結果(全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析)

- ・ 全格納容器破損頻度： 3.3×10^{-6} [/炉年]
- ・ 主要な事故シーケンス：下表の通り、支配的な事故シーケンスは除熱失敗(TW)に伴い発生す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シーケンス

全格納容器破損頻度に占める割合の大きい事故シーケンス

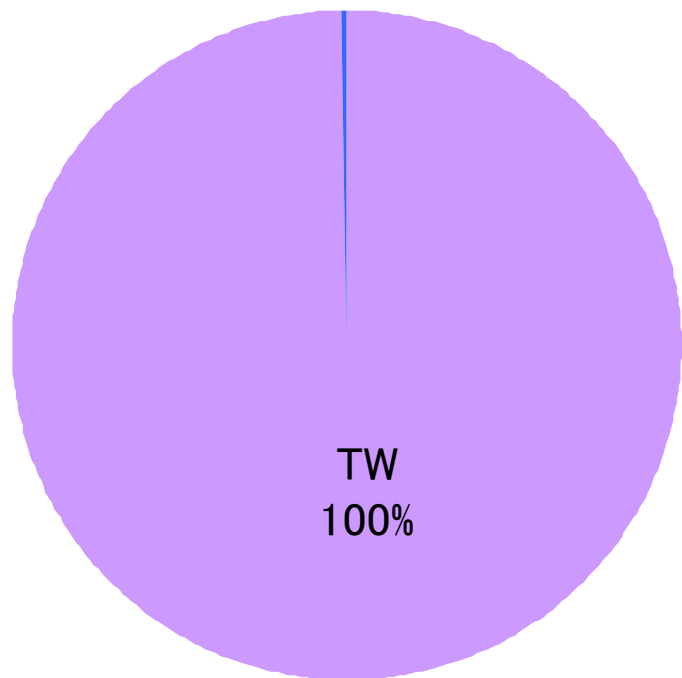
プラント 損傷状態	主要事故シーケンスの概要	格納容器破損頻度 [/炉年]
TW	事象発生後、注水には成功するが、除熱に失敗、発生する水蒸気によって格納容器が過圧され、格納容器が先行破損。	3.3×10^{-6}
LOCA	事象発生後、原子炉減圧及び格納容器隔離には成功するが原子炉及び格納容器への注水に失敗し、RPVが破損、格納容器の温度が上昇し、過温破損に至る。	4.4×10^{-9}
TQUV	事象発生後、原子炉減圧及び格納容器隔離には成功するが原子炉及び格納容器への注水に失敗し、RPVが破損、格納容器の温度が上昇し、過温破損に至る。	6.8×10^{-10}
長期TB	事象発生後、RCICの注水には成功するが、電源の復旧に失敗し直流電源が枯渇、その結果RCICが機能喪失に至り炉心損傷。その後の原子炉及び格納容器への注水にも失敗し過温破損に至る。	2.1×10^{-10}
TQUX	事象発生後、原子炉減圧に失敗するが、炉心損傷後に原子炉減圧に成功し、低圧炉心注水系による損傷炉心への注水にも成功するものの、RPV破損に至り格納容器への下部への十分な注水にも失敗し過温破損に至る。	1.5×10^{-10}



4.1.1.f 格納容器破損頻度(3/4)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器破損頻度の評価結果(プラント損傷状態別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析)



- TW
- LOCA
- TB
- TQUV
- TQUX
- ISLOCA
- TC

内的運転時レベル1PRAの結果が100%TWであり、格納容器先行事象であることから、プラント損傷状態別の格納容器破損頻度も100%TWであり、炉心損傷頻度 = 格納容器破損頻度(3.3×10^{-6} /炉年)となった。

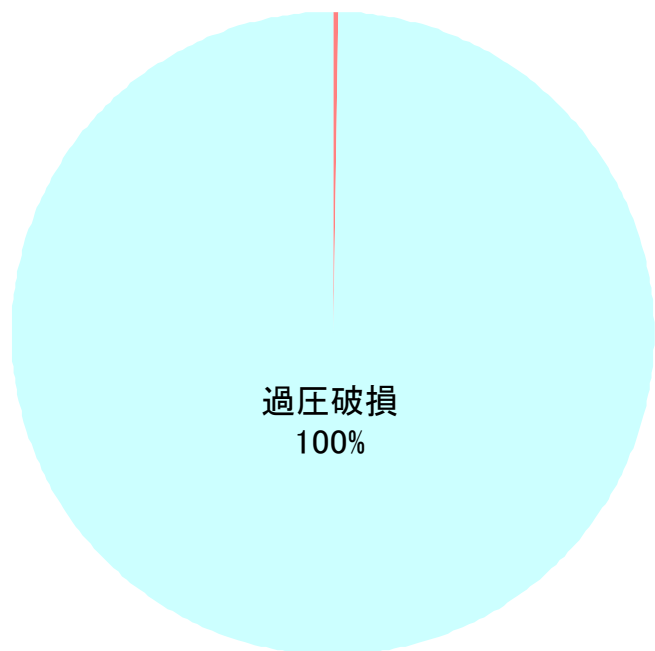
プラント損傷状態別の
格納容器破損頻度の大きなシーケンス

プラント損傷状態	格納容器破損モード	格納容器破損頻度 [/炉年]
TQUX	過温破損	1.5×10^{-10}
		1.4×10^{-10}
TQUV	過温破損	6.8×10^{-10}
LOCA	過温破損	4.4×10^{-9}
TB	過温破損	2.1×10^{-10}
	過圧破損	1.1×10^{-10}
TBP	過温破損	2.5×10^{-11}
	過圧破損	2.0×10^{-11}
TBU	過温破損	1.2×10^{-11}
	過温破損	9.2×10^{-11}
TBU	過温破損	7.4×10^{-11}
	過圧破損	4.3×10^{-11}
TBD	過温破損	8.0×10^{-11}
TW	過圧破損(先行破損)	3.3×10^{-6}
TC	過圧破損(先行破損)	4.9×10^{-12}
ISLOCA	ISLOCA	9.5×10^{-11}

4.1.1.f 格納容器破損頻度(4/4)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○格納容器破損頻度の評価結果(破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析)



- 過温破損
- MCCI
- 格納容器隔離失敗
- DCH
- TC(過圧破損)
- ISLOCA
- 過圧破損
- FCI

格納容器破損モード別の
格納容器破損頻度の大きなシーケンス

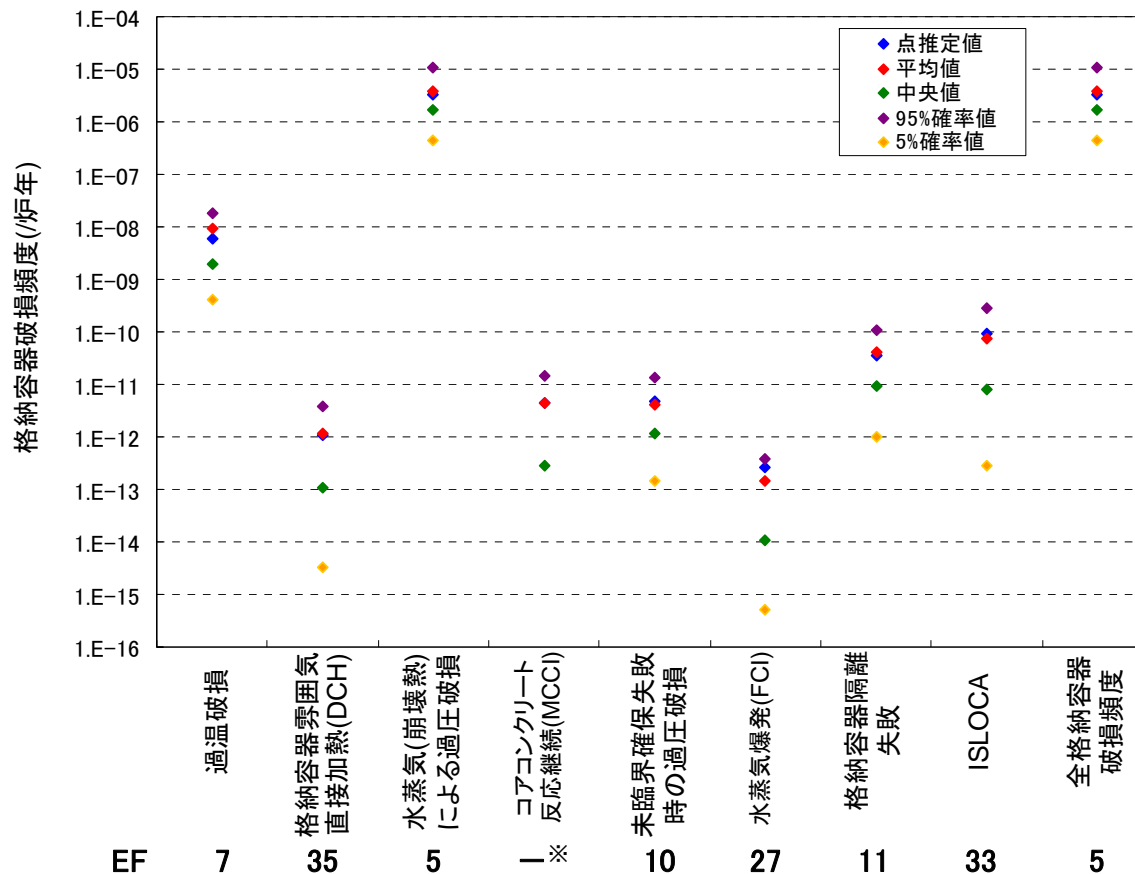
格納容器破損モード	プラント損傷状態	格納容器破損頻度 [/炉年]
過圧破損	TW	3.3×10^{-6}
	TB	1.1×10^{-10}
過温破損	LOCA	4.4×10^{-9}
	TQUV	6.8×10^{-10}
格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TB	1.1×10^{-12}
	TBD	3.3×10^{-15}
水蒸気爆発(FCI)	LOCA	2.1×10^{-13}
	TQUX	1.5×10^{-14}
コア・コンクリート反応継続(MCCI)	TQUX	1.1×10^{-12}
	TB	7.9×10^{-13}
格納容器隔離失敗	LOCA	2.2×10^{-11}
	TQUV	3.4×10^{-12}
ISLOCA	ISLOCA	9.5×10^{-11}

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析(1/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○不確かさ解析

- ・ 全格納容器破損頻度のEFは5であり、これは全格納容器破損頻度の100%を占める「水蒸気(崩壊熱)による過圧」のEFがほぼそのまま反映された結果となった。
- ・ 点推定値と平均値は概ね一致しており、傾向に大きな差異はないことから、格納容器破損モード毎の格納容器破損頻度の特徴について不確かさの影響はないと考えられる。



格納容器破損モード及び全格納容器破損頻度の不確かさ解析結果

※ 5%確率値が0のため「—」としている

不確かさ解析の評価条件

- ・ 試行回数:
- ・ 対象パラメータ
: プラント損傷状態発生頻度、機器故障確率、物理現象の発生確率
- ・ 不確かさの指標
: 5%及び95%確率値を用いたEF

$$EF = \sqrt{\frac{95\% \text{確率値}}{5\% \text{確率値}}}$$

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析(2/2)

内部事象 運転時
レベル1.5 PRA

○感度解析

