

人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち、自然現象同士が重畳することによる影響については、補足 3 に示すように組合せを考慮し、単独事象とは異なる新たな影響が発生しないことを確認した。一方、人為事象については、以下に示す理由から個々の組合せについて確認する必要はなく、自然現象の重畳影響評価に包絡されると考える。

【理由】自然現象と比べて人為事象は影響範囲が限定的（狭い）である。

自然現象の影響は、原子力施設全体に対して同時に作用する点の特徴である。一方、人為事象の場合は、人工物の事故等により引き起こされるものであり、影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決まる。したがって、人為事象の場合、低頻度事象を仮定しようとしても、実際に設置されている設備や立地状況等により制限され、際限なく事象影響範囲が広がるということはない。

以上より、各人為事象により生じる影響の特徴を踏まえ、それぞれの影響を包絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで、人為事象についても重畳影響を確認したことと同等になる。（表 1 参照）

表1 自然現象と包絡される人為事象

自然現象	特徴	包絡される人為事象 (No.は補足2中の事象の 番号)
地震	発電用原子炉施設全体に対して外力が作用し、複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備を損傷させる可能性がある。	No.10 掘削工事
津波	発電用原子炉施設への浸水により、複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No.6 船舶の衝突 No.7 水中の化学物質 No.11 内部溢水
落雷	発電用原子炉施設への落雷により、広範な範囲で計測系、制御系を損傷させる可能性がある。	No.12 電磁的障害
竜巻	移動しながら広範囲にわたって風圧、気圧差、飛来物による影響を与える。特に飛来物については、屋外設備だけではなく、建屋内の設備を損傷させる場合もある。	No.8 爆発

なお、表1のとおり自然現象に包絡される人為事象以外の“その他の事象”については、以下のとおりである。

【その他の事象】

(1) 人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については、自然現象では「森林火災」、人為事象では「No.5 飛来物（航空機落下）」及び「No.14 近隣工場等の火災」で想定されるが、このうち、発電用原子炉施設に対して最も厳しい熱影響がある事象は、「No.14 近隣工場等の火災」の3号炉補助ボイラー燃料タンク火災である。3号炉補助ボイラー燃料タンク火災と発電用原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては、「森林火災」と「No.5 飛来物（航空機落下）」が挙げられるものの、「森林火災」の熱影響は、航空機落下の熱影響に包絡できる。

偶発的に落下する航空機による火災と、3号炉補助ボイラー燃料タンク火災が組み合わされる重畳事象については、 10^{-7} /年程度の低頻度

事象ではあるものの外部火災評価の中で許容値以下の熱影響に止まることを確認済みであることを踏まえると、事象の重畳による新たな起因事象の追加はない。

爆風圧による影響については「No.8 爆発」で想定されるが、それぞれの事象の特徴を踏まえれば、個別の重畳影響評価をするまでもなく、自然現象同士の重畳事象を評価することで影響が包絡される。

- ・「No.8 爆発」については、発電所周辺の社会環境からみて、爆風圧の影響が発電所へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断

(2) 人為事象の影響について考慮が不要な場合

以下にあげる外部事象については、重畳影響を考慮するまでもなく、単独事象として発電用原子炉施設への影響を考慮する必要がないものとして整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象（ 10^{-7} /年以下）

No.1 衛星の落下

No.4 タービンミサイル

No.5 飛来物（航空機落下）

No.9 軍事施設からのミサイル

○発生源となる施設が発電所へ影響を及ぼす範囲にない事象

No.2 パイプライン事故

No.13 ダムの崩壊

○発生しても影響が軽微な事象，影響を遮断できる事象

No.3 有毒ガス

事象ごとの状況を表2にまとめる。

表2 各人為事象が包絡される自然現象等

No.	人為事象	包絡される自然現象等
1	衛星の落下	【一】低頻度事象（その他の事象(2)のとおり）
2	パイプライン事故	【一】影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象(2)のとおり）
3	有毒ガス	【一】影響確認済み（その他の事象(2)のとおり）
4	タービンミサイル	【一】低頻度事象（その他の事象(2)のとおり）
5	飛来物 （航空機落下）	【一】熱影響はその他の事象(1)のとおり 落下は低頻度事象（その他の事象(2)のとおり）
6	船舶の衝突	【津波】海水系機器の性能低下
7	水中の化学物質	【津波】海水系機器の性能低下
8	爆発	【竜巻】飛来物による影響 熱影響，爆風圧の影響はその他の事象(1)のとおり
9	軍事施設からの ミサイル	【一】低頻度事象（その他の事象(2)のとおり）
10	掘削工事	【地震】敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷
11	内部溢水	【津波】広範囲の機器等の同時浸水
12	電磁的障害	【落雷】計測系，制御系へのノイズ影響等
13	ダムの崩壊	【一】影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象(2)のとおり）
14	近隣工場等の火災	【一】影響確認済み（その他の事象(1)のとおり）

凡例：【 】包絡される自然現象

地震レベル 1.5 PRA について

1. はじめに

実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている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 1.5 PRA により確認を実施済みであるが，地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の格納容器破損モードについて

炉心損傷後の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本体が損傷する場合，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原子炉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又は原子炉格納容器が直接的に破損に至るケースは，地震事象特有の格納容器破損モードであり，（社）日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」では，原子炉建屋破損の χ モードとして分類されている。

このケースの場合，炉心損傷時に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 1.5 PRA では格納容器隔離失敗として考慮している。

(2) 格納容器隔離機能喪失

地震動により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 1.5 PRA では格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 格納容器圧力抑制機能喪失

地震動による格納容器スプレイ系の損傷により原子炉格納容器圧力

を抑制できなくなり、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1.5 PRAにおいて、水蒸気(崩壊熱)蓄積等による過圧によって原子炉格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮している。

3. 格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述のとおり、地震事象特有の影響として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、重大事故の事象進展により原子炉格納容器へ圧力荷重、熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため、格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく、対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて原子炉格納容器本体の損傷については、内部事象レベル1.5 PRA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。したがって、そのような状況下においては、地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて、様々な格納容器破損防止対策を臨機応変に組合せて影響緩和を図るとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要と考えられる。

4. 地震レベル1.5 PRAについて

内部事象PRAでは、レベル1 PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5 PRA評価の起点となるようプラント損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損、水蒸気爆発等)を抽出しているが、地震レベル1.5 PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、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1 PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷や大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)といった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定には困難かつ不確かさが大きく、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等)を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとと

もに，実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

諸外国の重大事故等対策に関する設備例について

1. 調査方法

諸外国（米国及び欧州）の既設プラントにおいて整備している先進的な炉心損傷防止対策について、以下の書類等から調査を実施した。

- ・原子力規制機関（米国 NRC，フランス ASN 等）の規制要求文書
- ・米国における最終安全解析書（FSAR）の事業者文書
- ・欧州におけるストレステスト報告書 等

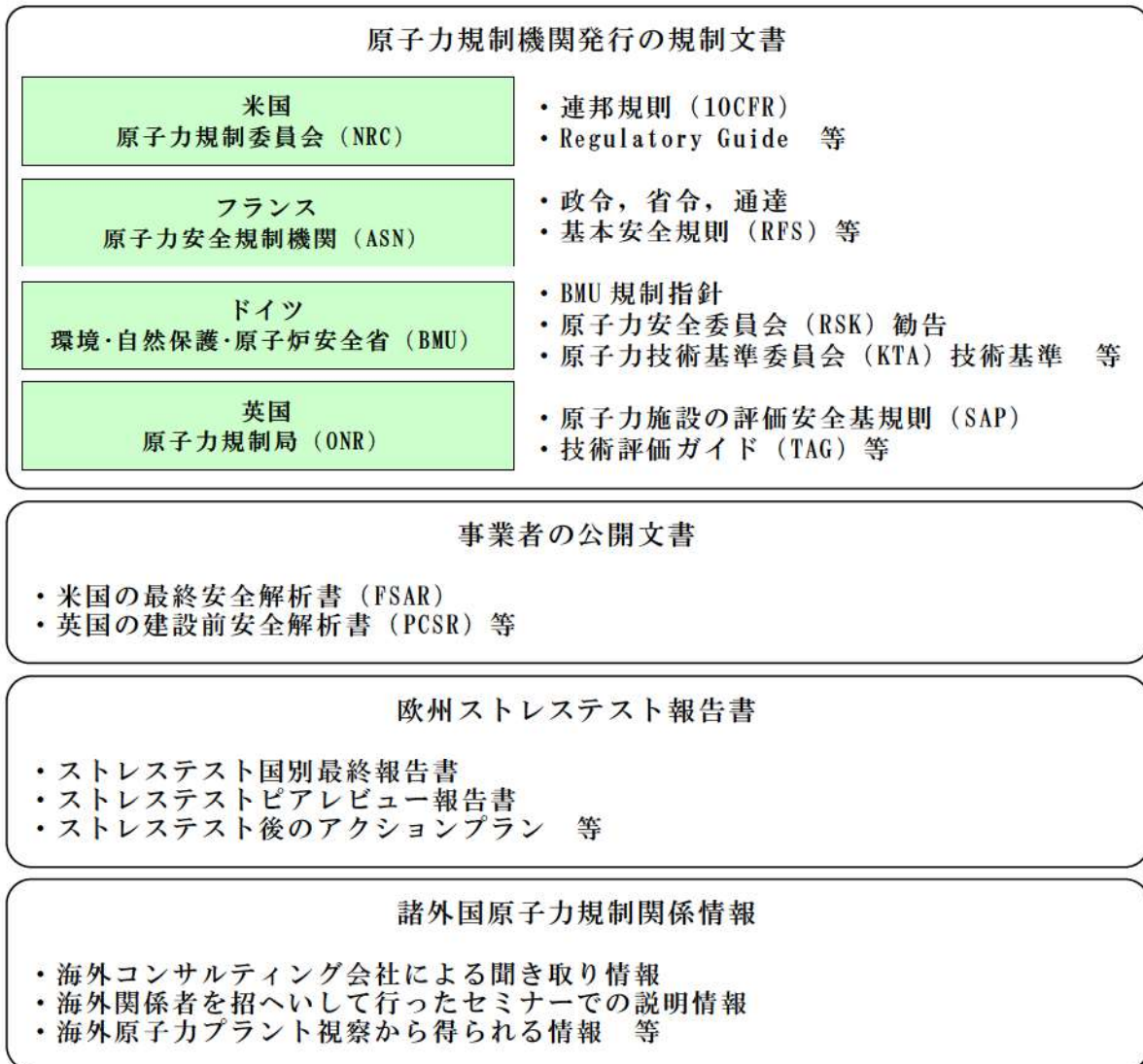
また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先であるコンサルティング機関から得られる情報、諸外国の原子力関係者を招いたセミナーでの情報、諸外国原子力プラントの視察情報等についても調査を実施した（図 1 参照）。

2. 調査結果

調査可能な範囲内で得られた国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策について、泊 3 号炉で整備している対策と比較した結果を表 1 に示す。

すべ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、泊 3 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「ECCS 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 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諸外国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。



【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 諸外国で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(1/8)

分類	事故シナリオからのグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る標準又は設備					下線部：自主対策設備		【】：設計標準事故対応設備
			泊発電所3号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	対策の概要	
1	2次冷却系からの除熱機能喪失	<p>好心冷却</p> <p>蒸気発生器代替給水手段</p>	<p>・フィードアンドブリード</p> <p>・電動補助給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>・タービン動補給水ポンプ (100%×1系統)</p> <p>合計 300%</p> <p>・大容量ポンプ</p>	<p>・フィードアンドブリード</p> <p>・電動補助給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>・タービン動補給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>合計 400%</p>	<p>・フィードアンドブリード</p> <p>・電動補助給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>・タービン動補給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>合計 400%</p>	<p>・フィードアンドブリード</p> <p>・電動補助給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>・タービン動補給水ポンプ (100%×1系統)</p> <p>合計 300%</p>	<p>・フィードアンドブリード</p> <p>・電動補助給水ポンプ (100%×2系統)</p> <p>・タービン動補給水ポンプ (100%×1系統)</p> <p>合計 300%</p>	<p>欧米では安全注入及び加圧器逃がし弁の開放によるフィードアンドブリードを整備している。当社においても同様至高圧注入ポンプによる好心注水及び加圧器逃がし弁開放によるフィードアンドブリードを整備している。</p> <p>事故時の蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、合計で 300~400%の容量を持つ電動及びタービン動補給水ポンプを整備しており、欧州においては、タービン動補給水ポンプ、独立非常用系のディーゼゼル直結型電動給水ポンプ等を設置している。</p> <p>当社においては、当該事故時に、欧米と同様に、合計 300%の容量を持つ電動及びタービン動補給水ポンプを整備している。</p> <p>事故時の蒸気発生器への補給ポンプによるバックアップの給水手段として、米国において、多様なポンプを複数台整備している。</p> <p>当社では、欧米のように2次系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードによる1次系からの好心冷却手段を整備している。また、自主対策設備として常用母線及び2次系の設備が健全である場合に有効である主給水ポンプによる2次系からの冷却手段を整備している。</p>		
			<p>・高圧給水系 (主給水ポンプ、蒸気発生器水車ポンプ、起動用給水ポンプ)</p> <p>・低圧給水系 (復水ポンプ、消火水ポンプ)</p> <p>・加熱器ドレインポンプ</p>	<p>・給水タンクの主蒸気加圧による給水 (蒸気発生器を減圧し、蓄圧タンクと同様に自動注水)</p>	<p>・給水タンク</p> <p>・脱塩水貯蔵タンク、冷却塔</p> <p>・冷川、水タンク車</p> <p>・補助給水系各系統の専用貯水タンク</p>	<p>・可搬式ディーゼゼル発電機</p> <p>・可搬式ポンプ (+可搬式ディーゼゼル発電機)</p>	<p>・可搬式ポンプ</p> <p>・補助給水系の接続口 (消火系ポンプ、可搬式ポンプでの蒸気発生器給水)</p>	<p>・復水タンク</p> <p>・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給</p>	<p>全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として、米国では、可搬式ディーゼゼル駆動ポンプと接続しており、欧州においては、同様の手段を整備している。</p> <p>当社においては、自主対策設備として、S6 直接給水用高圧ポンプ、可搬型大型送水ポンプ車及び接続口を整備している。</p> <p>欧米においては、淡水タンクのほか、河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。</p> <p>当社においては、複数の2次系純水タンクや代替給水ピット等の他、代替補給水源として海水の給水も可能である。なお、一部タンク等については、耐震性の観点から自主対策設備として整備している。</p> <p>全交流動力電源喪失等において、タービン動補給水ポンプの自動起動を可能とし、フラックスでは、タービン動補給水ポンプの速隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。</p> <p>当社においては、米国と同様に、タービン動補給水ポンプの起動信頼性向上対策として、自動起動の手順を整備している。</p> <p>主蒸気逃がし弁が閉鎖した場合は蒸気発生器代替蒸気放出手段として、米国においては主蒸気隔離弁及びタービンバイパス手段を整備している。</p> <p>当社においては、自主対策設備として、常用系母線及び復水器真空度が健全である場合に有効であるタービンバイパス系による2次系からの冷却手段を整備している。</p>	
			<p>・SG 直接給水用高圧ポンプ</p> <p>・可搬型大型送水ポンプ車</p> <p>・接続口</p>	<p>・復水タンク</p> <p>・消火用水タンク</p> <p>・原水貯水池</p> <p>・復水器ホットウェル</p> <p>・河川、湖</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの制御装置の圧縮空気タンクによる速隔又は現場操作 (5時間)</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの自動起動</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>蒸気発生器代替蒸気放出</p>	
			<p>・タービン動補給水ポンプの自動起動</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<p>・タービン動補給水ポンプの活用</p>	<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、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。なお、「1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 (地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該事故シナリオに関する情報は無いことを確認した。</p>	

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(2/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					下線部：自主対策設備	対策の概要
			泊発電所3号炉*	米国	フランス	ドイツ	英国		
2-1	全交流動力電源喪失(1/3)	代替電源設備(交流)	<ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機 	<ul style="list-style-type: none"> サイト内ガスタービン発電機 空冷式非常用ディーゼル発電機(既設) 	<ul style="list-style-type: none"> サイト共用ガスタービン発電機 ディーゼル発電機 小型蒸気タービン駆動発電機(追設、RCPシール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 水冷式非常用発電機 サイト共用ガスタービン発電機 	<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のディーゼル発電機を設置しているほか、全交流動力電源喪失に伴いRCPシールLOCAが発生する場合は想定し、RCPシール注水用蒸気駆動発電機を設置している。</p> <p>当社においては、常設の交流代替電源として、2台の代替非常用発電機を設置している。また、恒設の非常用ガスタービン発電機の設置を計画している。</p>
		(直流)	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替電源車 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<p>欧米においては、可搬式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。当社でも同等の設備を配置しており、代替非常用発電機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> <p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整理している。</p> <p>当社においても、自主対策設備として、同等の手段を整備している。</p>
2-1	シール注水	代替RCPシール注水	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却+代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 	<ul style="list-style-type: none"> 動圧試験用ポンプによるシール注水 RCPシャットダウンシール 	<ul style="list-style-type: none"> 小型試験用ポンプを用いたシール注水(+小型蒸気タービン駆動発電機) standstillシール 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式小型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> パツタリ充電用小型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 緊急充電ポンプ(蒸気タービン駆動格納式)によるシール注水 	<p>全交流動力電源喪失に伴いRCPシールLOCAが発生する場合は想定し、欧米では試験用ポンプ等によるRCPシール注水手段等を整備している。</p> <p>また、フランスやドイツにおいては、standstillシールを整備している。米国においてはRCPシャットダウンシールを採用している。</p> <p>当社においては、RCPシールLOCAが発生する可能性のある10分程度で代替ポンプ等によりシール冷却を確実に回復することは困難と考えられることから、RCPシールLOCAへの対策としては、LOCA発生後に2次系強制冷却により早期に1次系圧力を低下させ、代替格納容器スプレイポンプにより炉心注水する手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 可搬型直流電源用発電機+可搬型直流変換器等(重大事故等対応用)の追設 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 携帯型パツタリ充電器等による蓄電池充電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 空冷式小型ディーゼル発電機 	<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) 既設蓄電池による給電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<p>欧米においては、既設蓄電池による給電手段を整備しているほか、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。</p> <p>米国においては、携帯型パツタリ充電器等による蓄電池充電を整備しており、欧州においては、発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においては、蓄電池を追設するともに、可搬型直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を整備している。</p>	

※：有効性評価において有効性を評価した対策

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(3/8)

※：有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故 シーケンス グループ	想定する 機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					スウェーデン	対策の概要
			米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン		
2-1	全交流動力電源喪失 (2/3)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 2次系強制冷却 	—	<p>全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し、欧米においては、2次系強制冷却による1次系冷却手段を整備しており、当社においても蒸気発生器への給水及び主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却手段を整備している。</p>	
		(炉心注水)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器スプレイスライム系一余熱除去系タイライム系を用いた代替格納容器スプレイスライムによる炉心注水* 高圧再循環* (可搬型大型送水ポンプ車による高圧注水ポンプ冷却用海水通水*) 充てんポンプ(自己冷却) 	<ul style="list-style-type: none"> 非安全系充てんポンプ (+ 代替高圧交流電源) 	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統とは別系統の低圧注水系 低圧注水系と格納容器スプレイスライム系との連絡スライムを用いた炉心注水(連絡スライム設置；事故後3日) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の余熱除去系 (IRHR) 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水系と格納容器スプレイスライム系との連絡スライムによる炉心注水 	<p>各国対策として、米国では非安全系充てんポンプによる炉心注水手段、フランスでは低圧注水系全喪失時における低圧注水系と格納容器スプレイスライム系との連絡スライムを用いた代替格納容器スプレイスライムによる炉心注水手段、ドイツでは航空機落下等の外部事象又はテロ事象に対応するためのいわゆるバンカーシールド*としての、地下水等を水源とする独立非常用系の熱除去設備等による炉心注水手段等を整備している。</p> <p>当社においては、電動機の冷却水が不要な代替格納容器スプレイスライム系による炉心注水手段(格納容器スプレイスライム系一余熱除去系タイライム系を使用)、可搬型大型送水ポンプ車による高圧再循環手段、充てんポンプ(自己冷却)による炉心注水手段を整備している。</p>	
		(最終ヒートシンク)	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車による冷却用海水通水 	—	<ul style="list-style-type: none"> PII システム (可搬式ポンプ+可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的) 代替ヒートシンクとして EVU 及び SRU 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用サービスイシステム (冷却水、地下水) 	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式熱除去装置 (乾式冷却塔) 	<p>欧州においては、地下水等を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サービスイ系の余熱除去設備や空冷式熱除去設備 (乾式冷却塔) を整備している。</p> <p>当社においては、最終ヒートシンク喪失時の対策として、独立性があり、電源の必要な可搬型大型送水ポンプ車により、冷却用の海水を通水する手段を整備している。</p>	
		(給水源)	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク (ほう酸水補給：ほう酸水補給ドアップタンク、使用済燃料ピット、クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク、大型水源と組み合わせたほう酸水貯水タンク) 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク (ほう酸水補給) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替ほう酸水貯水タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク 	<p>欧米においては、燃料取替用水タンクからの給水が可能であるほか、燃料取替用水タンクが枯渇した場合に、その他水源からほう酸水等を燃料取替用水タンクへ補給する手段を整備しており、当社においても燃料取替用水タンクからの給水手段、同ピットへのほう酸水給水手段のほか、淡水や海水の給水手段も整備している。主対策設備として整備している。</p>	

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(4/8)

分類	事故 シークエンス グループ	想定する 機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要
			米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失 (3/3)	原子炉格納容器 冷却	米国 ・ファンクラーラー× 5台	フランス —	ドイツ —	英国 ・ファンクラーラー (空冷式熱除去設 備(乾式冷却塔) によるユニットの 冷却)×4台	スウェーデン —	米国、英国ともファンクラーラーを用いた冷却手 段を整備しているが、英国では、格納容器冷却プ ァン熱交換器の冷却手段として空冷式熱除去設備 (乾式冷却塔)を整備している。 当社においては、格納容器再循環ユニットに可 搬型大型送水ポンプ車により海水を通水すること で、全交流動力電源喪失等により格納容器再循環 ファンが停止している場合においても、格納容器 内自然対流冷却により格納容器内雰囲気冷却す る手段を整備している。
			・可搬型ディーゼル 駆動消火用ポンプ による代替格納容 器スプレイ	・低圧注入系と格納 容器スプレイ系の 連絡スリーブを用 いた格納容器除熱 (連絡スリーブ設 置：事故後3日) ・PII システム(可 搬型ポンプ+可搬 式熱交換器、大・ 中 LOCA 発生15日 以降の副熱除熱去 が目的)	—	—	米国においては、ディーゼル駆動消火ポンプを 用いた代替格納容器スプレイ手段を整備してい る。 フランスにおいては、格納容器スプレイ系が全 喪失した場合においても、低圧注入系と格納容器 スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系に よる代替格納容器スプレイ手段を確保している。 当社においては、代替格納容器スプレイポンプ を用いた代替格納容器スプレイを整備している。 また、系統汚染のため再循環時に使用できず、使 用準備に時間を要するもの、代替格納容器スプ レイポンプのバックアップとして有効な格納容器 スプレイポンプ(自己冷却)に加え、火災が発生 していない場合に有効なディーゼル/電動機駆動 消火ポンプにより格納容器内雰囲気冷却する手 段を自主対策設備として整備している。	
		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、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「複数の信号系損傷(地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該事故シークエンスを想定した対策に関連する情報は無いことを確認し た。					

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

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(5/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備				対策の概要	
			米国	フランス	ドイツ	英国		
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	泊発電所3号炉 ・可搬型大型送水ポンプ車による冷却用海水通水	—	・非常用サーベイス水系(冷却水:河川水,地下水)	・空冷式予備熱除去設備(乾式冷却塔による代替補機冷却)	スウェーデン	最終ヒートシンク喪失が発生した場合、ドイツでは、河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サーベイス系が設置されているほか、英国では、耐震性を備え冷温停止時における原子炉補機冷却系統負荷の除熱が可能な、乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。 当社においては、可搬型大型送水ポンプ車により、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		海水系の代替手段	・補助海水ポンプ	—	—	—	・放水トンネルからの取水(取水溜槽塞対策) ・冷却水再循環(排水溜槽塞対策)	原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合、米国では補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。また、スウェーデンでは海面の凍結等の影響による冷却水取水部、排水部の閉塞時における冷却水確保手段として、冷却水を冷却系の入口又は冷却水取水部へ再循環させる手段を整備している。 当社においては、原子炉補機冷却海水ポンプが使用不能となった場合においても、電源が不要であり、取水口と別の箇所から取水可能な可搬型大型送水ポンプ車による海水供給又は原子炉補機冷却海水ポンプの復旧により、最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。
		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、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。なお、「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗(内部事象)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該事故シナリオを想定した対策に関連する情報は無いことを確認した。以下に概要を示す。</p> <p>○米国 米国 IPE (NREG-1560, Vol.1-6) における「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」の脆弱性と対策事例について調査したが、当該シナリオに対する対策に関する記載は確認できなかった。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、英国の Sizewell B の建設前安全解析書(PCSR)を確認した。 欧州で確認可能な事業者公開文書が考慮されているが、当該シナリオに関する情報は確認できなかった。</p>				当該事故シナリオを想定した対策に関する情報は無いことを確認した。	

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

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(6/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要
			泊発電所3号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内自然対流冷却* (原子炉補機冷却水*又は可搬型大型送水ポンプ車による冷却用海水通水) 代替格納容器スプレイポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<p>欧州における原子炉格納容器の冷却手段は、2-1-1と同様である。当社においては、格納容器内自然対流冷却における冷却水として、原子炉補機冷却水又は海水が使用可能であること以外は、2-1-1と同様である。</p>
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> 共通要因故障対策盤(自動制御盤)(ATWS緩和設備)* (タービントリップ、主蒸気隔離及び補助給水ポンプの起動) 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 	<p>ATWS対策設備として、欧米においては、ATWS緩和系自動回路(AMSAC+)を整備している。当社プラントについても、自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに、補助給水ポンプを自動起動することで、原子炉固有の負の反応度補償効果により原子炉出力を抑制し、炉心の熱除去を行う。共通要因故障対策盤(自動制御盤)(ATWS緩和設備)を設置している。</p> <p>*1: ATWS mitigation system actuation circuitry ATWS発生時に補助給水系を自動起動し、タービントリップさせる(当社は主蒸気隔離もあわせて整備)</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国内外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。</p>					
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国内外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3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・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(7/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要
			米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
5	ECCS注水機能喪失	炉心注水	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>吹米における炉心注水手段は、2-1-1の「炉心冷却」における炉心注水手段と同様である。当社においては、「中破断 LOCA+高圧注入失敗」を想定し、蒸気発生器を用いた2次系強制冷却により1次系を減温減圧し、低圧注入を促進する手段を整備している。</p>	
		(給水源)	<p>・2-1-1と同様</p>	<p>・2-1-1と同様</p>	<p>・2-1-1と同様</p>	<p>・2-1-1と同様</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、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。なお、「大破断 LOCA (Excess LOCA (地震起因))」、「大破断 LOCA+低圧注入失敗 (内部事象・地震起因)」、「大破断 LOCA+高圧注入失敗 (内部事象)」における吹米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該事故シナリオを想定した対策に関連する情報は無いことを確認した。以下に概要を示す。</p>					
6	ECCS再循環機能喪失	代替再循環	<p>○米国 米国 IPE (NURD-1560, Vol.1-6) において、「シビアアクシデントマトリクス」(SMC) で対処する」と言及されているのみで、具体的な炉心損傷防止対策は無い。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、英国の Sizewell B の建設前安全解析書 (PSR) を確認した。</p>	<p>・格納容器スプレイ系一余熱除去系々々ライオンを用いた代替格納容器スプレイポンプ等による炉心注水</p>	<p>・2次系強制冷却[※] (蒸気発生器への給水手段は、「2次冷却系からの除熱機能喪失」と同様) 【・余熱除去ポンプ[※]】 ・格納容器スプレイ系一余熱除去系々々ライオンを用いた代替格納容器スプレイポンプ等による炉心注水</p>	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>・2-1-1における、「炉心冷却」と同様</p>	<p>吹米においては、米国では、低圧注入系による代替再循環を整備しており、フランスでは、低圧注入系喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系との連絡スリートをを用いた格納容器スプレイ系による炉心注水手段を整備している。ドイツでは、独立非常用系のはう種水高圧注入系による代替再循環手段を整備している。当社においては、ECCS 注水系の喪失時は、格納容器スプレイ系一余熱除去系々々ライオンを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。</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、泊発電所3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・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(8/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要
			泊発電所3号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	
7	格納容器パイパス (インターフェースシステム LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損)	格納容器パイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> クールドダウンアンダトリサーキュレーション* インターフェースシステム LOCA の検知、隔離 (既設の計装・設備から兆候を検知) 	<ul style="list-style-type: none"> 1次系フィードバック抑制冷却 インターフェースシステム LOCA の早期検知、隔離 (既設の計装・設備から兆候を検知) 	—	<ul style="list-style-type: none"> フィードアンドブリード 	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気逃がし弁 (空気作動) 閉による1次冷却系の除熱 	<p>欧米においては、1次系及び2次系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか、インターフェースシステム LOCA の早期検知手段 (既設の計装・設備から兆候を検知) を整備している。</p> <p>当社においては、既設の計装・設備を用いてインターフェースシステム LOCA の兆候を検知・隔離する手段及び ECCS 等により1次系への注水を確保しつつ、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏えいを抑制し、余熱除去系により炉心を冷却する手段 (クールドダウンアンダトリサーキュレーション) を整備している。</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、泊発電所3号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該事故シナリオに関する情報はないことを確認した。以下に概要を示す。</p> <p>○米国 軽-軽において、いくつかの FSAR (Beaver Valley, Callaway, Catawa 等) を調査したが、SCTR 評価における想定破損は、完全耐破断1本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。</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 □：設計基準事故対応設備

事故（蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステム L O C A）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて

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

原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスについてはイベントツリー上で「A T W S のイベントツリーで整理」と記載しているが，A T W S の炉心損傷頻度の評価対象となる起因事象について具体的には以下 2 つの観点で整理している。

① 「運転時の異常な過渡変化」への該当

「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（以下「規則」という。）」第 44 条の記載からも A T W S の対象とする起因事象は「運転時の異常な過渡変化」とされており，これにより整理した。

【規則抜粋】

（緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備）

第 44 条 発電用原子炉施設には，運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに，発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

② 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（A T W S 緩和設備）作動に期待する事象

炉心損傷頻度算出に際して，A T W S の起因事象発生頻度として 1 次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（A T W S 緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象を評価対象として整理した。

具体的には，安全評価指針における「運転時の異常な過渡変化」のうち，A T W S 発生時に蒸気発生器 2 次側保有水が減少することにより補助給水が必要となる事象（共通要因故障対策盤（自動制御盤）（A T W S 緩和設備）が作動する事象）としては，以下の 5 事象であり，そのうち発生実績のある 3 事象（外部電源喪失，主給水流量喪失，負荷の喪失）を対象として評価した。

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

前述の観点により今回の内部事象レベル1 P R Aのイベントツリーから抽出される原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いを整理した結果は以下のとおりである。蒸気発生器伝熱管破損（以下「S G T R」という。）やインターフェイスシステムLOCA（以下「I S - L O C A」という。）等、観点①，②により対象外と整理した起因事象については，A T W Sの観点では比較的厳しくない※¹事象であると考えられるため，A T W Sの起因事象発生頻度の評価対象外としている。なお，観点①，②により対象外とした事故シーケンスの発生頻度は，対象起因事象3事象から算出されたA T W Sの発生頻度（ 1.2×10^{-8} （/炉年）※²）と比較して十分低いことを確認している。

さらに，このように低頻度ではあるものの，S G T RやI S - L O C A時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても，参考に示すように，運転手順にしたがって，まず「未臨界の維持」を優先し，手動トリップ操作，M - Gセット電源断による制御棒挿入や，緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で，事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで，事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの，運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

起回事象	観点① 「運転時の異常な 過渡変化」に該当	観点② 共通要因故障対策盤（自動 制御盤）（A T W S 緩和設 備）が必要で起回事象発生 実績有	備考 (原子炉トリップ失敗 確率1.8E-7)
小破断 L O C A	×	×	発生頻度：3.9E-11(／炉年)
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度：3.5E-11(／炉年)
外部電源喪失	○	○	A T W S 対象
2次冷却系の破断	×	×	発生頻度：7.5E-11(／炉年)
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度：4.2E-10(／炉年)
主給水流量喪失・ 過渡事象	○	○	A T W S 対象 (過渡事象は負荷喪失)
インターフェイス システム L O C A	×	×	発生頻度：5.3E-18(／炉年)

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

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

<参考：S G T R，I S - L O C A 時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について>

低頻度ではあるものの、外部電源喪失や主給水流量喪失、負荷喪失以外の起回事象発生時に原子炉トリップ失敗となった場合には、現在想定しているA T W S 事象よりも1次冷却系に対して厳しい条件となることが想定される。

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

具体的にS G T RやI S - L O C Aが発生した場合に原子炉トリップが必要となるのは、破損伝熱管が1本程度のS G T R、規模が小さく隔離が早めに成功したI S - L O C A等であり、原子炉トリップまで数分、仮に原子炉への注水機能が喪失した場合でも、炉心損傷まではさらに数時間程度の時間を有する比較的緩やかな事象

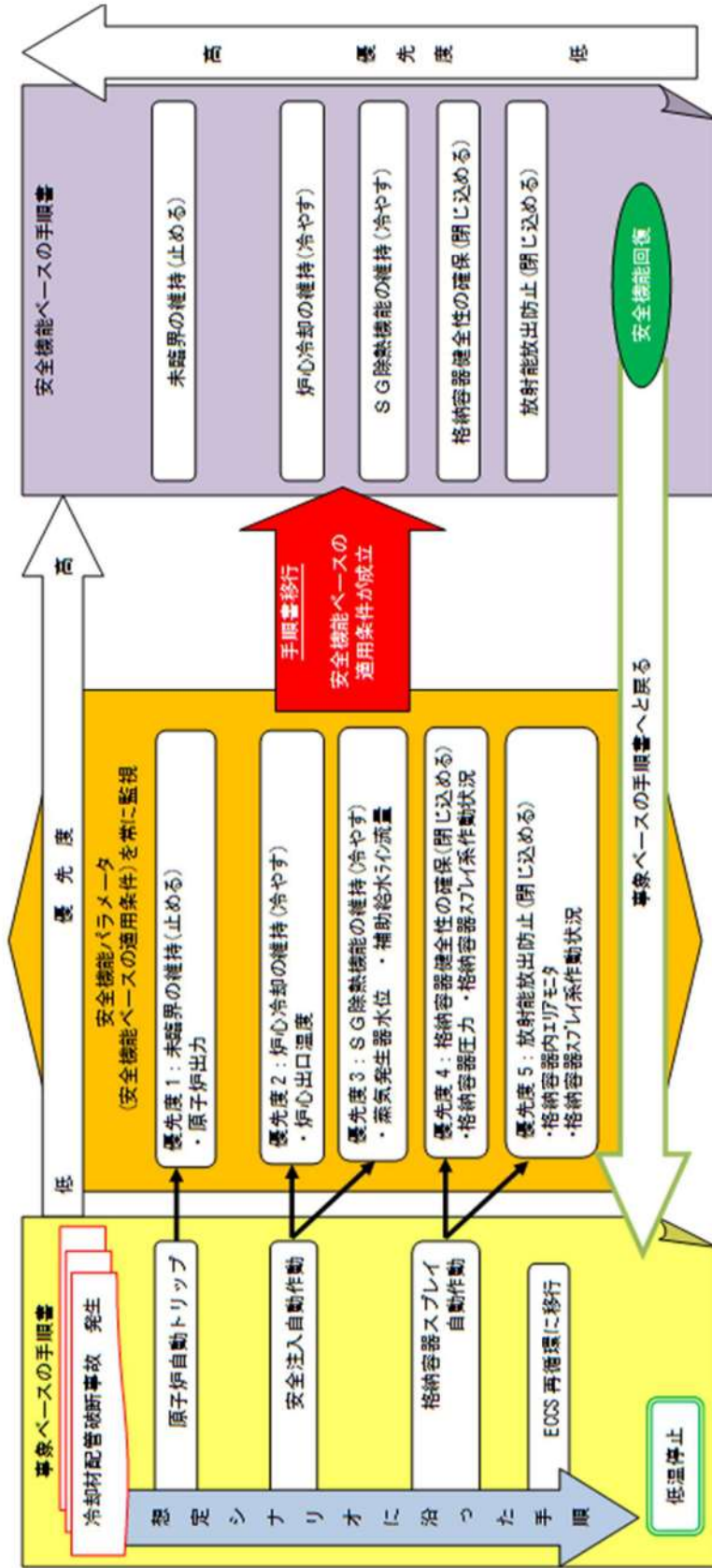
進展となる。

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

また、重大事故等対策として整備している共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）は、補助給水起動、タービントリップ及び主蒸気隔離を作動させるものであり、SGTR時やIS-LOCA時に必要な安全機能の動作を阻害するものではない。また、ATWS時の挙動緩和としては重要であるが、SGTRやIS-LOCAの比較的緩やかな挙動に対する影響は軽微なことから、SGTR時やIS-LOCA時に共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動したとしても、これらの事象への対応に有意な悪影響を及ぼすものではない。

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

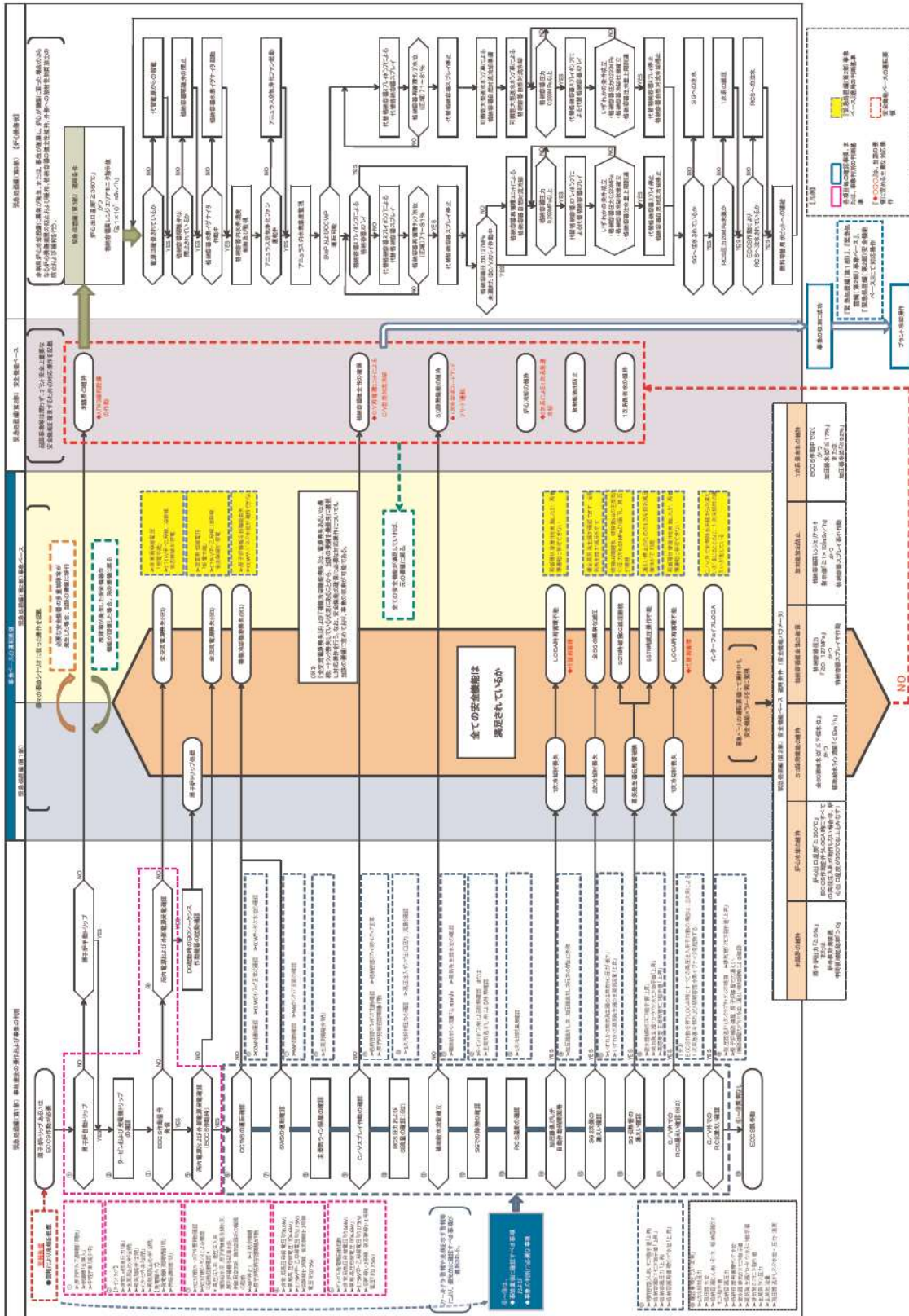
別添：「泊3号炉 技術的能力 1.0.2 共通事項（4）手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備」（抜粋）



《優先度の考え方》

- 事象が発生すれば、事象の判別を行い、個々の事象毎に定める適用条件が成立した場合には、当該の事象ベースの手順書に移行し対応する。
- 事象ベースの手順書にて対応中に、安全機能が脅かされた場合には、当該の安全機能回復のための手順書である安全機能ベースの手順書に移行する。基本的に事象ベースの手順書よりも安全機能ベースの手順書が優先される。
- 安全機能ベースの手順書により、安全機能が回復した場合は事象ベースの手順書へと戻る。
- 仮に安全機能である未定義維持機能と炉心冷却機能について、同時に安全機能が脅かされた場合には、未定義維持機能（止める）回復が優先される。
(安全機能回復の優先順位「止める」→「冷やす」→「閉じ込める」)
- 事象ベースの内、安全機能の回復のために必要となるサポート機能（交流動力電源、補機冷却機能等）が失われる全交流動力電源喪失事象等は、安全機能の確保に必要な対応操作についても当該の手順書に定めており、安全機能ベースの手順書に移行せずに事象の収束が可能である。

事象ベース：個々の事象毎に想定されるシナリオに従った操作を記載した手順書
 安全機能ベース：設計基準事象を超える多重故障も対象として、起因事象やそこに至る事象の経緯は問わず、プラントの安全上重要な安全（止める・冷やす・閉じ込める）機能を確保するための対応操作を記載した手順書



泊 3 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等防止対策の対応状況

1. 内部事象運転時レベル 1 P R A

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等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 1×10^{-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 表に示したとおり、一部に「大破断 L O C A + 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、P R A 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する。

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、「E C C S 再循環機能喪失」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炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 11~100%の幅が生じた。また、全炉心損傷頻度から見ると、原子炉補機冷却機能の喪失によって起因事象の発生と同時に E C C S 等の緩和機能のサポート系も喪失するとともに、従属的に R C P シール L O C A や加圧器逃がし弁/安全弁 L O C A が発生することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「原子炉補機冷却機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約 88.6%を占めている。「原子炉補機冷却機能喪失」については、その炉心損傷頻度の約 100%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても約 88.6%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。

さらに、「原子炉補機冷却機能喪失」への対策としては、原子炉補機冷却水系と異なる系統の補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を設け、除熱機能を多様化している。この多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約 88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」に対しては炉心損傷頻度の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(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、「E C C S 再循環機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(再循環自動切替許可操作失敗)や、再循環サンプスクリーンの閉塞が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、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ていくとともに、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においても、燃料取替用水ピットに水を補給しつつ注入継続を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性があると考えられる。

上記のとおり、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、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であり、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、全炉心損傷頻度の約 88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」についても、今回考慮した原子炉補機冷却系と異なる系統の補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水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 事故シーケンスごとの主要なカットセット
(2次冷却系からの除熱機能喪失)

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
手動停止 + 補助給水失敗	1.3E-05	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	7.0E-06	54%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.8E-06	22%		○
		③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外+電動補助給水ポンプ室給気ファン A, B 起動失敗 CCF	1.2E-07	1%		○
過渡事象 + 補助給水失敗	5.4E-06	手動停止と同様				
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	1.2E-06	①2次系破断事象診断過誤による破断 SG ループへの給水停止失敗	1.2E-06	98%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	8.6E-09	1%		○
		③補助給水ピット閉塞	5.3E-09	0.4%		○
主給水喪失 + 補助給水失敗	6.2E-07	手動停止と同様				
外部電源喪失 + 補助給水失敗	1.3E-07	①補助給水ピット閉塞	5.9E-08	45%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%		○
		③電動補助給水ポンプ室空調系 A, B 機能喪失+タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	2.5E-09	2%		○
蒸気発生器伝熱管 破損 + 補助給水失敗	1.1E-07	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	4.8E-08	45%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	3.0E-08	28%		○
		③海水ポンプ A, C 継続運転失敗 CCF	1.9E-09	2%		○
小破断 LOCA + 補助給水失敗	1.0E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	4.4E-09	44%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.7E-09	27%		○
		③海水ポンプ A, C 継続運転失敗 CCF	1.7E-10	2%		○
2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	7.7E-11	①「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 576A 閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.2E-11	42%	フィード アンド ブリード	○
		②「運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉止失敗 (HE)」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 (576A) 閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	44%		○
		③健全側ループ主蒸気隔離弁 528A (C) 閉失敗 + 破断ループ主蒸気隔離逆止弁 531B 閉失敗	6.1E-12	8%		○

【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「2次冷却系からの除熱機能喪失」については炉心損傷頻度の約 78% のカットセットを確認した。なお、「2次冷却系からの除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の

割合が約9%であり、全炉心損傷頻度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。

- 「手動停止+補助給水失敗」、「過渡事象+補助給水失敗」、「主給水失敗+補助給水失敗」、「外部電源喪失+補助給水失敗」については、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ピットの閉塞、試験によるポンプの待機除外やポンプ室空調系のファン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。
- 「蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗」、「小破断LOCA+補助給水失敗」については、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ピットの閉塞、原子炉補機冷却海水系である原子炉補機冷却海水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。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、ここでは、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障及び補助給水ピット閉塞による水源喪失が支配的となっているが、その場合においても給水源の切替え（添付-1参照）を実施することや、炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」の事故シーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗（HE）が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。カットセットとして抽出されている人的過誤については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-2 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット
(全交流動力電源喪失, 原子炉補機冷却機能喪失)

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
外部電源喪失 + 非常用所内交流 電源喪失	3.5E-06	①DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開 失敗 CCF	1.5E-07	4%	代替非常用発電機 + 2 次系強制冷却 + 代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		②UV 信号 A, B 両トレン CCF	1.4E-07	4%		○
		③ディーゼル発電機 A, B 起動失敗 CCF	7.8E-08	2%		○
原子炉補機冷却機 能喪失 + RCP シール LOCA	2.0E-04	①RCP シール LOCA 発生	2.0E-04	100%	2 次系強制冷却 + 代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
原子炉補機冷却機 能喪失 + 加圧器安全弁/ 逃がし弁 LOCA	9.0E-07	①加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗	9.0E-07	100%	2 次系強制冷却 + 代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		②加圧器逃がし弁 452A (B) 閉失敗 + 電動弁 054A (B) 制御回路の作動失敗	3.0E-10	0.1% 未満		○
原子炉補機冷却機 能喪失 + 補助給水失敗	1.1E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	6.0E-09	51%	無し	※
		②補助給水ビット閉塞	2.5E-09	22%		※
		③タービン動補助給水ポンプ試験による待機 除外 + 電動補助給水ポンプ室給気ファン A, B 起動 失敗 CCF	1.1E-10	1%		※

※：炉心損傷防止対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が厳しい

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-2 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」については、それぞれ炉心損傷頻度の約 11%、約 100% のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 1.5% であり、全炉心損傷頻度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。また、「原子炉補機冷却機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 88.6% であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。
- 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機室空調系のダンパの共通原因故障、非常用高圧母線低電圧信号 (UV 信号) の発信失敗の共通原因故障、ディーゼル発電機の共通原因故障等により非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である代替非常用発電機により電源を確保し、2 次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。
- 原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、RCP シール LOCA や加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も 2 次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」においても 2 次冷却系か

らの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な事故シーケンスであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第 1-3 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット
(原子炉格納容器の除熱機能喪失)

事故シーケンス	CDF (/年)	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	3.6E-08	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 弁 177A, B 開失敗 CCF	9.4E-09	26%	格納容器内 自然対流冷却	○
		②格納容器スプレイ系トレン A(B) 試験による 待機除外 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 弁 177B(A) 開失敗	3.0E-09	8%		○
		③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側 隔離弁 013A(B) 開失敗 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 弁 177B(A) 開失敗	2.3E-09	6%		○
小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	2.7E-08	①スプレイ信号 A, B 両トレン失敗 CCF	8.7E-09	33%	格納容器内 自然対流冷却	○
		②格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側 隔離弁 013A, B 開失敗 CCF	9.4E-09	35%		○
		③格納容器スプレイ系トレン A(B) 試験による 待機除外 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 C/V 外側 隔離弁 013B(A) 開失敗	3.0E-09	11%		○
中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	1.1E-08	小破断 LOCA と同様				
中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	8.9E-09	小破断 LOCA と同様				
大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ再循環 失敗	6.2E-12	①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側 隔離弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプ A(B) 試験による待機除外 +再循環サンプスクリーン B(A) 閉塞	3.6E-13	6%	格納容器内 自然対流冷却	○
		②スプレイポンプ A(B) 試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A(B) 開失敗 +再循環サンプスクリーン B(A) 閉塞	3.6E-13	6%		○
		③格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 弁 177A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプ A(B) 試験による待機除外 +再循環サンプスクリーン B(A) 閉塞	3.6E-13	6%		○
大破断 LOCA +スプレイ注入 失敗 +低圧再循環失敗	3.0E-13	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口 C/V 外側 隔離弁 013A(B) 開失敗 CCF +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A, B 開失敗	3.1E-14	11%	格納容器内 自然対流冷却	○
		②スプレイポンプ A(B) 試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A(B) 開失敗 +SI 信号, スプレイ信号 B(A) トレン共通 部(計装部品)故障	2.6E-14	9%		○
		③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側 隔離弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A(B) 開失敗 +SI 信号, スプレイ信号 B(A) トレン共通 部(計装部品)故障	2.0E-14	7%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第1-3表により、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、炉心損傷頻度の約54%のカットセットを確認した。なお、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度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。
- 「小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」、「中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」については、格納容器スプレイ再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障や共通原因故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、格納容器スプレイ系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。
- 「小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」、「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」については、格納容器スプレイ注入機能喪失の要因として、格納容器スプレイ作動信号の発信失敗の共通原因故障、格納容器スプレイ系に関する機器故障や共通原因故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」については、再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器故障、余熱除去ポンプや格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、余熱除去冷却器や格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、再循環サンプスクリーンの閉塞が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗」については、格納容器内除熱機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器の故障や共通原因故障、余熱除去冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、非常用炉心冷却設備作動信号（S信号）や格納容器スプレイ作動信号の発信失敗が主要なカットセットとして挙げられている。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開操作失敗や格納容器スプレイ信号の発信失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイシステムを使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1-4 表 事故シーケンスごと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
ATWS	1.2E-08	①ベーシックソフトウェア CCF	7.1E-09	57%	共通要因故障対策 盤（自動制御盤） （ATWS 緩和設備）	○
		②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	5.2E-09	42%		○

【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「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約 99%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度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，ベーシックソフトウェアの共通原因故障と原子炉トリップ遮断器の開失敗が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が有効である。さらに，緊急ほう酸濃縮操作により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-5 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（ECCS 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
小破断 LOCA + 高圧注入失敗	1.3E-06	① 低温側注入ライン手動弁 065B(C) 閉塞	6.5E-07	50%	2 次冷却系強制冷却 による低圧注入	○
		② 低温側注入ラインオリフィス 911(912) 閉塞	2.5E-07	19%		○
		③ 低温側注入ラインオリフィス 01B(01C) 閉塞	2.5E-07	19%		○
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	3.5E-08	① 高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞	1.7E-08	50%	2 次冷却系強制冷却 による低圧注入	○
		② ほう酸注入タンク循環ライン出口弁 145, 146 閉失敗 CCF	3.6E-09	10%		○
		③ ほう酸注入タンク出口 C/V 外側隔離弁 036A, B 閉失敗 CCF	2.9E-09	8%		○
		④ ほう酸注入タンク入口弁 032A, B 閉失 敗 CCF	2.9E-09	8%		○
大破断 LOCA + 低圧注入失敗	2.9E-09	① S 信号 A, B 両トレン失敗 CCF	5.2E-10	18%	無し	×
		② RHR ポンプ出口流量高信号 A, B 両ト レン CCF によるミニフローライン弁 601, 611 の誤開	5.2E-10	18%		×
		③ 燃料取替用水ビット閉塞	2.7E-10	9%		×
中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	2.5E-11	① 低温側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗 CCF	1.1E-11	43%	無し	×
		② 低温側配管注入ライン逆止弁 134B, C 開失敗 CCF	1.1E-11	43%		×
		③ 蓄圧タンク B, C 閉塞	1.4E-12	5%		×
大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	9.4E-09	① 蓄圧タンク B(C) 閉塞	6.2E-09	66%	無し	×
		② 蓄圧タンク出口電動弁 132B(C) 閉塞	1.9E-09	20%		×
		③ 蓄圧タンク出口逆止弁 134B(C) 開失敗	4.2E-10	4%		×

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表により，事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 87% のカットセットを確認した。なお，「ECCS 注水機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める割合が約 0.6% であり，全炉心損傷頻度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 + 高圧注入失敗」が支配的となっており，これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として，ポンプ故障，注入配管閉塞，水源喪失等が考えられ，カットセットとして注入配管閉塞，高圧注入系の弁の共通原因故障が挙げられるが，ここでは，注入ラインの手動弁やオリフィスが閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも，炉心損傷防止対策として 2 次冷却系強制冷却による 1 次冷却系の減圧後，閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。
- 一方，「大破断 LOCA + 低圧注入失敗」，「大，中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗」の事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が

困難なものであるが、全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、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、高圧注入や代替格納容器スプレイポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できる可能性がある。

第 1-6 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (ECCS 再循環機能喪失)

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
小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	①再循環自動切替許可操作 A,B 両トレン 失敗 CCF	9.5E-08	56%	2 次冷却系強制冷却 による 低圧再循環又は 代替再循環	○ ^{*1}
		②再循環切替診断失敗	5.9E-08	35%		○ ^{*2}
		③再循環サンプスクリーン A,B 閉塞 CCF	1.0E-08	6%		○ ^{*3}
中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	5.3E-08	小破断 LOCA と同様				
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	①再循環自動切替許可操作 A,B 両トレン 失敗 CCF	9.5E-09	57%	代替再循環	○ ^{*1}
		②再循環切替診断失敗	5.9E-09	36%		○ ^{*2}
		③再循環サンプスクリーン A,B 閉塞 CCF	1.0E-09	6%		○ ^{*3}

※ 1：手動による再循環切替を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性がある。

※ 2：代替再循環までの診断に成功すれば炉心損傷が防止できる可能性がある。

※ 3：RWSP 補給による注水継続等により炉心損傷が防止できる可能性がある。

【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「ECCS 再循環機能喪失」については炉心損傷頻度の約 97% のカットセットを確認した。なお、「ECCS 再循環機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 0.1% であり、全炉心損傷頻度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、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失等が考えられるが、ここでは再循環自動切替許可操作の失敗、再循環切替診断失敗、再循環サンプスクリーンの閉塞が支配的となっているが、その場合でも手動での再循環切替や 2 次冷却系強制冷却による低圧再循環等を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。
- 人的過誤については、LOCA が発生しているにもかかわらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにもかかわらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、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、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 事故シーケンスごと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	全 CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
蒸気発生器伝熱管 破損 +破損側蒸気発生 器の隔離失敗	2.8E-07	①タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸 気ライン元弁 575A 閉止失敗	8.6E-08	31%	クールダウン アンド リサーキュレ ーション	○
		②タービンバイパス弁 500A~F 開失敗 +主蒸気安全弁 521B(522B)再閉止失敗	7.1E-08	25%		○
		③SGTR 事象診断過誤による破損 SG への給 水停止失敗 +主蒸気管破断	6.5E-08	23%		○
インターフェイス システム LOCA	3.0E-11	—	3.0E-11	100%	クールダウン アンド リサーキュレ ーション	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第1-7表より、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」については炉心損傷頻度の約55%のカットセットを確認した。なお、「格納容器バイパス」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.1%であり、全炉心損傷頻度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、格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗や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、ECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションが有効である。

1. 2 F V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、F V重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効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F V重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。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P R Aを実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1 P R A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F V重要度を分析し、その値が 10^{-2} 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。F V重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-2} を基準とすることとし、 10^{-2} 以下の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

F V重要度が 10^{-2} 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「2次冷却系からの除熱機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「E C C S注水機能喪失」、「E C C S再循環機能喪失」、「格納容器バイパス」について、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。

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。

○2次冷却系からの除熱機能喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、補助給水ピット閉塞による水源喪失によるポンプ故障や、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードが有効である。

○全交流動力電源喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、ディーゼル発電機の故障や、ディーゼル発電機室

空調系の機能喪失や、非常用高圧母線低電圧信号（UV 信号）の失敗が抽出された。これらに対しては、代替非常用発電機による電源確保が有効であり、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。

○原子炉補機冷却機能喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、RCPシールLOCAの発生が抽出された。RCPシールLOCAに対しては、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。

○原子炉格納容器の除熱機能喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開失敗や、格納容器スプレイ注入ライン上の弁の開失敗や、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が抽出された。これらに対しては、格納容器スプレイ系統を使用しない格納容器内自然対流冷却が有効である。

○原子炉停止機能喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、ベーシックソフトウェアの共通原因故障、及び原子炉トリップ遮断器の開失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により原子炉停止が可能である。

○ECCS注水機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧注入ライン上の手動弁やオリフィスや電動弁の閉塞が抽出された。これらに対しては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系とは別の系統の低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。

○ECCS再循環機能喪失

F V重要度が 10^{-2} 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、再循環自動切替許可操作の失敗や再循環切替診断失敗や再循環サンプスクリーン閉塞の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、手動での再循環切替やRWS P補給による注水継続や2次冷却系強制冷却及び低圧再循環又は代替再循環等の対策が有効である。

○格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA，蒸気発生伝熱管破損）

FV重要度が 10^{-2} 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。

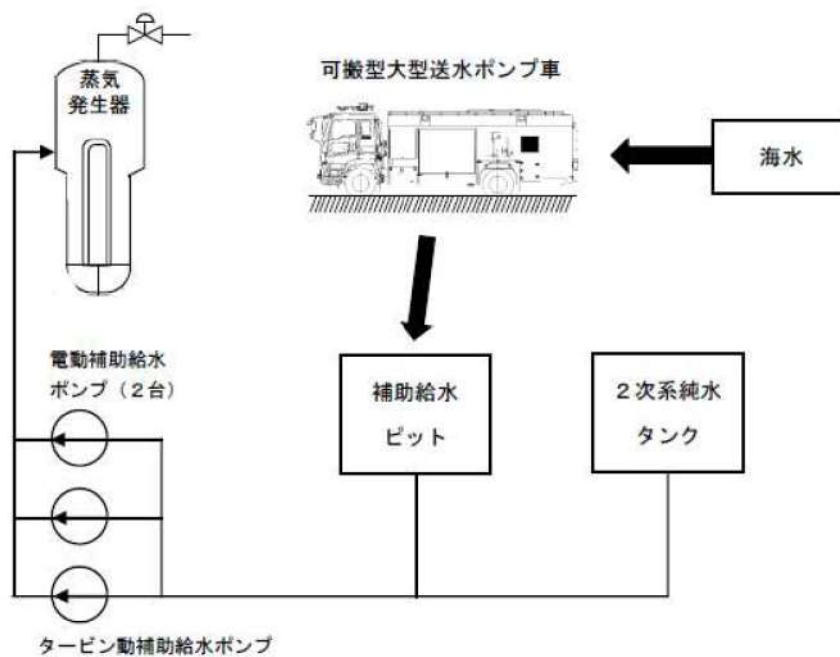
支配的な基事象として，蒸気発生器伝熱管破損後の破損側蒸気発生器の隔離失敗に係る基事象が抽出された。これらに対しては，ECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションが有効である。

補助給水ピット閉塞時の代替手段について

泊発電所 3 号炉における内部事象レベル 1 P R A のうち、「2 次冷却系からの除熱機能喪失」のシーケンスグループに属する各種事故シーケンスのカットセット分析を実施した結果、補助給水失敗に至る主なカットセットとして補助給水ピット閉塞の寄与割合が大きい結果となった。

これに対して、2 次冷却系からの除熱機能喪失事象への炉心損傷防止対策であるフィードアンドブリードは補給水源として燃料取替用水ピットを使用することとしており、補助給水ピット閉塞も含めたすべての補助給水機能喪失事象に対して有効性を確認している。

また、泊発電所 3 号炉の補助給水ピットの閉塞に対しては、補助給水ポンプの機能が維持されているような場合には、給水源を 2 次系純水タンク等に切り替えて給水を実施する手順を整備済である。



今回の P R A は重大事故等対処設備の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定を目的に実施したものであるが、結果の分析からは緩和機能喪失に至る主な要因も知見として得ることが可能であり、今後も自主的な安全性向上のための活動を継続していく中で、これらの知見を適宜活用していくことが重要であると考えている。

2. レベル1.5 PRA

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1.5 PRA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。

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

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のある全ての事故シーケンスを対象に上位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格納容器破損防止対策の整備状況の対比について整理した（第2-1表参照）。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の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格納容器破損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ごとの主要なカットセット
(レベル 1, 5 PRA)

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎 CFF (/炉年)	PDS	主要なカットセット	CFF (/炉年)	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)	2.0E-04	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	1.9E-04	95.1%	98.0%	代替格納容器スプレイによる代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットによる器内自然対流冷却	○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF ^{*1}	2.1E-06	1.0%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF ^{*1}	2.1E-06	1.0%			○
		TED	過渡事象 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF ^{*1}	8.9E-07	0.4%			○
		TED	過渡事象 EFA, B アプリケーションソフト CCF ^{*1}	8.9E-07	0.4%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	2.0E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.0E-06	98.5%	99.4%	代替格納容器スプレイによる代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットによる器内自然対流冷却	○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF ^{*1}	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF ^{*1}	6.5E-09	0.3%			○
		SED	補機冷却系喪失 加圧器安全弁 056 閉失敗	2.9E-09	0.1%			○
		SED	補機冷却系喪失 加圧器安全弁 057 閉失敗	2.9E-09	0.1%			○
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	2.1E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.0E-06	96.7%	98.1%	加圧器逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧	○
		TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	8.0E-09	0.4%			○
		TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF ^{*2}	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF ^{*1}	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF ^{*1}	6.5E-09	0.3%			○
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	1.3E-09	AEW	中破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A), (B) 操作器 操作失敗 CCF	2.9E-10	22.4%	58.9%	(格納容器耐力にて健全性を維持可能)	○
		AEW	中破断 LOCA 運転員 LOCA 診断失敗	1.8E-10	14.1%			○
		AEI	中破断 LOCA 電動弁 061A 閉塞	1.3E-10	10.2%			○
		AEW	大破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A), (B) 操作器 操作失敗 CCF	9.4E-11	7.3%			○
		SEI	小破断 LOCA 手動弁 065B 閉塞	6.5E-11	5.0%			○
水素燃焼	6.8E-08	TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.5E-08	21.7%	64.8%	原子炉格納容器内水素処理装置	○
		TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF ^{*2}	1.2E-08	17.6%			○
		TEI	過渡事象 補助給水ピット 閉塞	6.2E-09	9.1%			○
		TEI	2 次冷却系の破断 運転員 2 次系破断の発生 診断失敗	6.1E-09	8.9%			○
		TEI	過渡事象 RT1 アプリケーションソフト CCF ^{*2}	5.1E-09	7.4%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.8E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.2E-07	11.9%	48.1%	代替格納容器スプレイによる代替格納容器スプレイ	○
		TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.9E-07	10.1%			○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF ^{*1}	1.6E-07	8.9%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF ^{*1}	1.6E-07	8.9%			○
		TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF ^{*2}	1.5E-07	8.2%			○

※ SLCAI, B1: 安全系現場制御監視盤 EFA, B: 工学的安全施設作動盤 RT1: 原子炉安全保護盤 RT1
いずれも信号を各補機に伝える際に介する盤であり, CCF による盤の多重故障及び各補機の作動失敗をモデル化している
※1 補助給水失敗, 格納容器スプレイ注入失敗にあたる
※2 補助給水失敗にあたる

○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	CFP (/炉年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の 有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	1.9E-04	95.1%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ + 格納容器再循環ユニ ットによる格納容器内 自然対流冷却	○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	4.6E-06	2.2%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF					○
過渡事象 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	過渡事象 + 補助給水失敗 + 格納容 器スプレイ注入失敗	1.9E-06	0.9%		○
過渡事象 EFA, B アプリケーションソフト CCF				○	

【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、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A 及び 2 次冷却系からの除熱機能喪失におけるアプリケーションソフトの共通原因故障による補助給水系の失敗である。（第 2-2 表参照）

原子炉補機冷却機能喪失では E C C S，制御用空気系（I A S）等の安全系の各種機器が不作動となり，1 次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対しては，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により，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	CFF (/毎年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.0E-06	98.5%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ + 格納容器再循環ユニ ットによる格納容器内 自然対流冷却	○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	1.4E-08	0.7%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF					○
補機冷却系喪失 加圧器安全弁 056 閉失敗	補機冷却水の喪失 + 加圧器逃がし 弁・安全弁 LOCA	8.8E-09	0.4%		○
補機冷却系喪失 加圧器安全弁 057 閉失敗					○

【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、原子炉補機冷却機能喪失時の RCP シール LOCA，2 次冷却系からの除熱機能喪失におけるアプリケーションソフトの共通原因故障による補助給水系の失敗及び原子炉補機冷却機能喪失時の加圧器逃がし弁 LOCA である。（第 2-3 表参照）

原子炉補機冷却機能喪失では ECCS，制御用空気系（IAS）等の安全系の各種機器が不作動となり，1 次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対しては，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により，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

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(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	事故シーケンス	CFF (/年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.0E-06	96.7%	加圧逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧	○
手動停止 補助給水ピット 閉塞	手動停止 + 補助給水失敗	2.2E-08	1.1%		○
手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF					○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器 スプレイ注入失敗	1.4E-08	0.7%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF				○	

【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、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A、2 次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）が支配的である（第 2-4 表参照）。

これらに対し、加圧器逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(原子炉压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	CFF (/年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
中破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A), (B) 操 作器 操作失敗 CCF	中破断 LOCA + 高压再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	5.1E-10	39.5%	(格納容器耐力にて健 全性を維持可能)	○
中破断 LOCA 運転員 LOCA 診断失敗					○
中破断 LOCA 電動弁 061A 閉塞	中破断 LOCA + 高压注入失敗	2.4E-10	18.1%		○
大破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A), (B) 操 作器 操作失敗 CCF	大破断 LOCA+ 低压再循環失敗+ 高压 再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循 環失敗	1.6E-10	12.6%		○
小破断 LOCA 手動弁 065B 閉塞	小破断 LOCA+ 高压注入失敗	2.6E-10	20.0%		○

【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、中破断 LOCA 時における低温再循環自動切替信号許可操作失敗、診断失敗、注入ラインの閉塞、大破断 LOCA 時における低温再循環自動切替信号許可操作失敗及び小破断 LOCA 時における注入ラインの閉塞である（第 2-5 表参照）。

水蒸気の発生に必要となる原子炉格納容器への注水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には原子炉格納容器の耐力にて水蒸気による圧カスパイクの際にも原子炉格納容器健全性を確保できる。

○水素燃焼

第 2-6 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(水素燃焼)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/炉年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
手動停止 補助給水ピット閉塞	手動停止 +補助給水失敗	4.1E-08	60.7%	原子炉格納容器内水素 処理装置	○
手動停止 RTIアプリケーションソフト CCF					○
過渡事象 補助給水ピット閉塞	過渡事象 +補助給水失敗	1.7E-08	25.6%		○
過渡事象 RTIアプリケーションソフト CCF					○
2次冷却系の破断 運転員 2次系破断の発生 診断失敗	2次冷却系の破断+補助給水失敗	6.1E-09	9.0%		○

【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、2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）、2次冷却系の破断（診断失敗）が支配的である（第 2-6 表参照）。

これらに対し、原子炉格納容器内水素処理装置により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-7 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	CFP (/炉年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の 有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.2E-07	11.9%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ	○
手動停止 補助給水ピット 閉塞	手動停止 + 補助給水失敗	5.2E-07	28.4%		○
手動停止 RTI アプリケーションソフト CCF					○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.6E-07	19.3%		○
手動停止 EPA, B アプリケーションソフト CCF					○

【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、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A 及び 2 次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞，アプリケーションソフトの共通原因故障）である（第 2-7 表参照）。

これらに対し、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイにより、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。

3. 停止時レベル1 P R A

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等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5位までのカットセット

なお、停止時P R Aにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは「外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗」及び「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」であり、それぞれのカットセットを示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第3-1表～第3-4表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第3-1表～第3-4表に示したとおり全ての事故シーケンスに対して、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 事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	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
余熱除去機能喪失	3.6E-05	—	3.6E-05	100%	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○
外部電源喪失 ＋余熱除去系 による冷却失敗	1.1E-05	①余熱除去系起動の 診断失敗	1.0E-05	96.5%		○
		②余熱除去ポンプ A, B 起動操作失 敗 CCF	1.7E-07	2%		○
		③制御用空気圧縮機 A 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
		④原子炉補機冷却水 ポンプA 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
		⑤原子炉補機冷却水 ポンプB 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
原子炉補機 冷却機能喪失	1.4E-05	—	1.4E-05	100%	○	

【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、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗又は原子炉補機冷却機能喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。
- 「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」については、緩和設備として余熱除去系にのみ期待していることから、余熱除去系起動に関する人的過誤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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により、炉心損傷防止が可能である。

第3-2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	1.4E-05	①防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	代替非常用 発電機 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		②防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○
		③防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○
		④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	7.8E-07	5%		○
		⑤ディーゼル発電機 A 起動失敗	5.1E-07	4%		○

【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、外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。
- 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」では、全交流動力電源が喪失する要因として、ディーゼル発電機に関する人的過誤、ディーゼル発電機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、代替格納容器スプレイポンプ及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	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
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	5.1E-04	—	5.1E-04	100%	充てんポンプ	○
水位維持失敗	8.2E-06	—	8.2E-06	100%		○
オーバードレン	8.2E-06	—	8.2E-06	100%		○

【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、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失、水位維持失敗又はオーバードレンによって原子炉冷却材の流出が発生する事象である。

炉心損傷防止対策としては、充てんポンプ等によるRCS保有水確保が有効である。

第 3-4 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）

事故 シーケンス	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
反応度の誤投入	3.1E-8	—	3.1E-8	100%	純水注入 停止操作	○

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

3. 2 F V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

F V重要度が 1.0×10^{-3} ^{※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。

F V重要度が 1.0×10^{-3} を超える基事象を確認したところ、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。

支配的な基事象として、余熱除去系起動に関する人的過誤や、ディーゼル発電機に関する人的過誤が抽出された。これらに対しては、代替格納容器スプレイポンプ及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。

※1 内部事象停止時P R AにおけるF V重要度は、個々の事故シーケンスの事故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、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、内部事象運転時レベル1 P R Aよりも一桁小さい 1.0×10^{-3} 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。

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，泊発電所3号炉の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは，格納容器直接接触を格納容器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。

○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，「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

【審査ガイドの記載】

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

・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型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後，原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心は格納容器下部に落下する。この時，BWR Mark-I型格納容器は格納容器下部に切れ込み（図1）があるため，溶融炉心が格納容器下部床面に広がった場合，溶融炉心が切れ込みから格納容器下部の外側に流出して格納容器の壁面（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，格納容器の構造上，BWR Mark-I型格納容器特有である。

・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

PWRプラントである泊発電所3号炉の格納容器は，図3に示すとおり，原子炉格納容器が大きく，原子炉下部キャビティに落下したデブリが，原子炉格納容器壁面へ流れない構造である。

したがって，必ず想定する格納容器破損モードであるが，PWRプラントの原子

炉格納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1.5 PRA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。

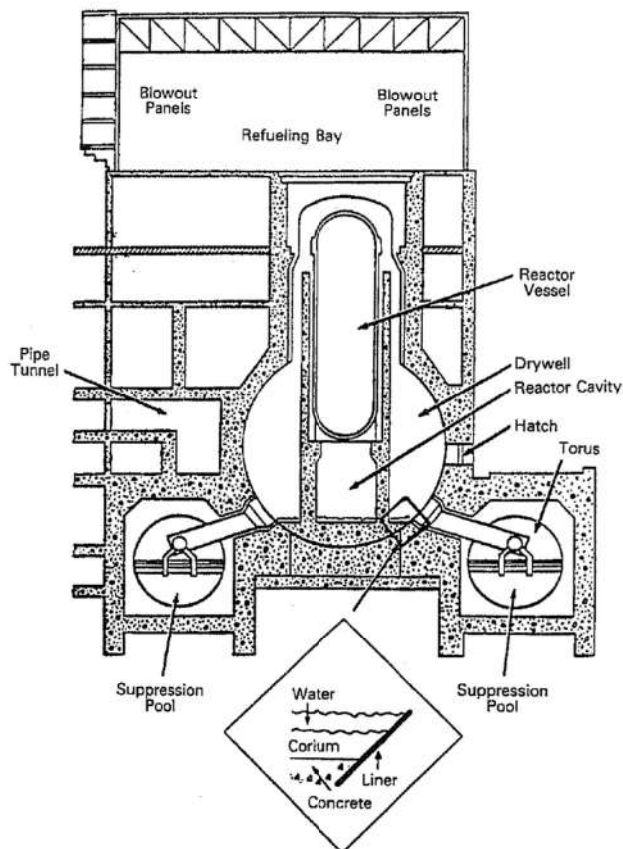


図1 BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ
(側面図) [1]

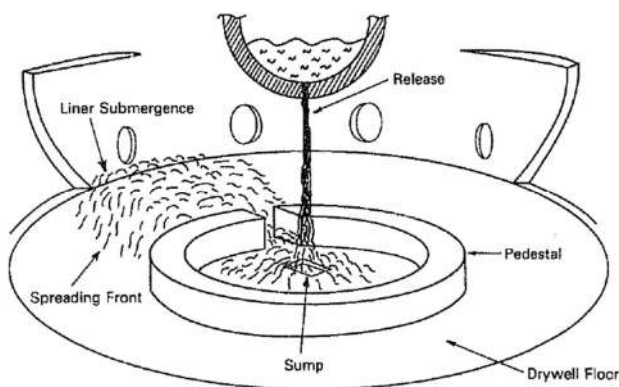


図2 BWR Mark-I型格納容器における溶融炉心の
格納容器下部外側への流出のイメージ [1]

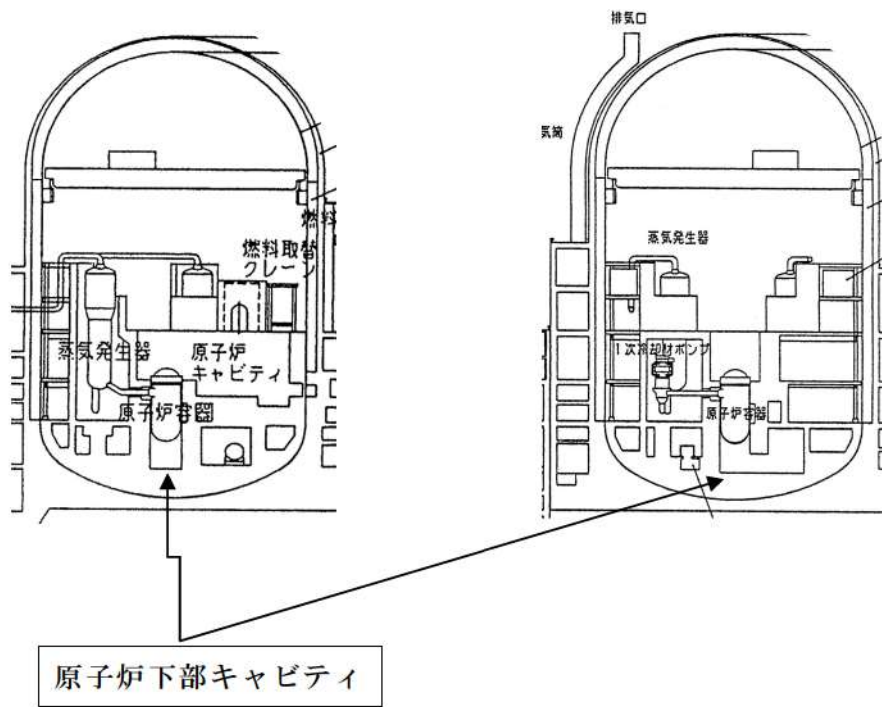


図3 泊発電所3号炉の原子炉下部キャビティ

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)

gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（T I - S G T R）に係る
追加要否の検討について

gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル1.5 P R A上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

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

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

【NUREG/CR-6995 の記載概要】

- ・1次冷却系が高圧で2次冷却系がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリープ破損によるS G伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及びR C S圧力の低減、2次冷却系の低圧条件の排除によって防止できる。
- ・high-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。
- ・2次冷却系の減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、2次冷却系の圧力が維持されてS G伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージ配管、R Vより先にS G伝熱管が破損することはない。
- ・R C Pシール漏えいによりR C S圧力が低下し、S G伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、R Vより先にS G伝熱管破損に至ることは防げる。
- ・タービン動補助給水作動の場合、S G伝熱管外面がウェット状態に維持され、R C S除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

今回、レベル1.5 P R Aの定量化結果ではT I - S G T Rによる格納容器破損頻度（C F F）は 6.3×10^{-8} （/炉年）であり全C F Fへの寄与も0.03%程度である。

レベル1 P R Aの結果からは、1次冷却系が高圧で2次冷却系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の99%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、T I - S G T Rが発生する可能性は非常に小さ

い。

【T I - S G T R 発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

- (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失
- (b) 全交流動力電源喪失
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失

以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、低頻度ではあるものの、1次冷却系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による1次冷却系の減圧操作を実施することにより、T I - S G T R の発生回避を図ることが可能である。仮に、T I - S G T R が発生した場合には破損 S G の隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象運転時レベル1.5 PRA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-4220^[1]）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LER（Licensee Event Report）データベース（1965年～1983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のとおりである。

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。

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.に示すとおりであり、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LERデータベースに基づく値を使用することとした。

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（泊3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、以下に示すとおりである。

(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

原子炉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

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からの漏えい

機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック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

格納容器給気系統等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、アニュラス部、補助建屋等に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

格納容器再循環配管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

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、試験配管フランジ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。

b) 燃料移送管からの漏えい

燃料取替の後に、燃料移送管のフランジカバー、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。

内部事象運転時レベル 1.5 PRA では 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機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているが CFF は 1.1×10^{-6} (／炉年) と全 CFF への寄与は約 0.5% 程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断した。

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、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について 12 時間に 1 回確認する運用となっており、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

(1) 最近の隔離失敗実績調査

内部事象運転時レベル1.5 PRAで適用した格納容器隔離失敗確率の文献（NUREG/CR-4220）では、1983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]（EPR I報告書）の調査例を示す。

EPR I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 EPR I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 I	ILRT中に発見された 真空破壊装置の漏えい

EPR I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。すなわち、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、EPR I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。

(2) 最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

β モードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPR I報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が0件として β モードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。

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

その結果、算出したCFFは 5.3×10^{-7} （/炉年）となり、今回の内部事象運転

時レベル1.5 PRAの評価結果 (1.1×10^{-6} (／炉年)) と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

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

(算出式)

格納容器隔離失敗確率は発生実績0件(計算上は0.5件として取り扱う)をILRT実施回数で除して算出する。さらに、泊3号炉の炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} (／炉年)) に格納容器隔離失敗確率を乗じてβモードによる格納容器破損頻度を算出した。

- ・原子炉格納容器の隔離失敗確率： $0.5 / 217 = 0.0023$
- ・βモードによる格納容器破損頻度： $2.3 \times 10^{-4} \times 0.0023 = 5.3 \times 10^{-7}$ (／炉年)

参考文献

- [1] U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220
- [2] EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

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

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

αモードについては学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ウエスチングハウス社プラントと構造の類似している国内 PWR でも、同様にαモード破損は無視し得ると考えられる。

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

【学会標準 解説 7.4.1 項(a) 抜粋】

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリが破損する可能性がある。WASH-1400 の評価においては、特に、後者がαモード破損として、早期格納容器破損モード破損として指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、αモード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

- NUREG

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

- ① 水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。
- ② 低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。
- ③ 高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガが起きにくい。
- ④ 原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。
- ⑤ 機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物による

エネルギー吸収等)がある。

この結論は 1997 年の水蒸気爆発に係る専門家会議 (OECD 主催)においても、変更不要であることが確認されており、米国 NRC は原子炉容器内での FCI から水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象 (α モード破損)について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。

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

また, レベル 1.5 PRA の定量化結果として CFF は 1.7×10^{-9} (／炉年) と全 CFF への寄与は約 0.0008% 程度と極めて小さいことから, 当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

ライナーアタックについて

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

一方、泊3号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が原子炉格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

1. 原子炉容器圧力が高圧時

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

2. 原子炉容器圧力が低圧時

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

また、この事象に対しては、重大事故等対策として代替格納容器スプレイポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。

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. 5 P R A の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第 1 ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態 (P D S) を選定し、第 2 ステップにて選定された P D S 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 P R A 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)

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷 (圧力) 及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、A E D が最も厳しい P D S となる。

- ・破断規模の大きい大破断 L O C A (A **) が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。
- ・ウェット状態 (** W) は E C C S 又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態 (** D) が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である A E D のうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早くなることから、①大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象 P D S : A E D

①大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

②中破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

(2) 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 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷 (温度) の観点から抽出するが、以下の点から、T E D が最も厳しい P D S となる。

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

- ・ R V 破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断 L O C A (S **) , 過渡事象 (T **) が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。
- ・ また、補助給水による冷却がない (T **) が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である T E D のうち、1 次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスを選定する。

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

評価対象 P D S : T E D

- ①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失
- ②手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ③過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ④主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
- ⑥ A T W S + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦ 2 次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑧外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑨ 2 次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗

<補足説明>

- ・ ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧力まで 1 次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。
- ・ ②、③、④、⑦、⑧、⑨は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり 1 次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定

圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、⑧は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。

- ・ ⑤は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑤は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑤がCDFで 1.1×10^{-8} (／炉年) で①がCDFで 3.5×10^{-6} (／炉年) であり、①の方が大きく、包絡されている。
- ・ ATWSが起因事象となる⑥について、ATWSにより炉心出力が高く1次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が動作するため、RV破損時の1次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がCDFで 2.9×10^{-12} (／炉年) となり、包絡されている。

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象PDSの選定方法

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

- ・ 1次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため1次冷却材圧力に着目して抽出する。
- ・ 1次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（T**）が厳しくなる。
- ・ (T**)のうち、最も1次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はTEDに含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

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

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以

下の点から、A E Wが最も厳しいP D Sとなる。

- ・ 熔融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早くR V破損時の崩壊熱が高い大破断L O C A (A**)が厳しくなる。
- ・ 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない(**W)が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

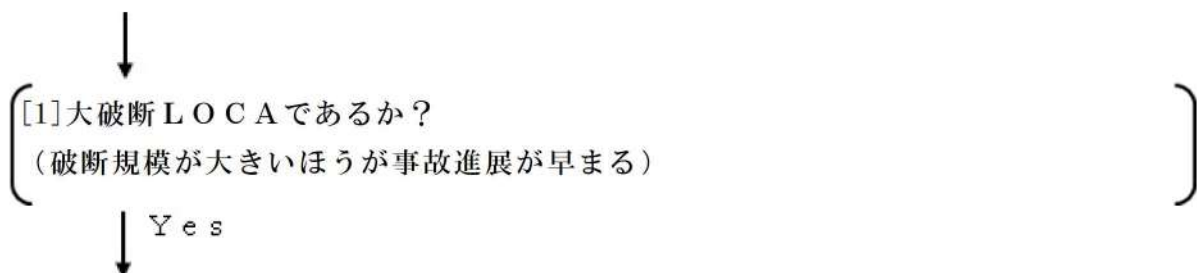
評価対象のP D SであるA E Wのうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。A E Wのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断L O C Aを抽出する。また、E C C S注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑤大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

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

評価事故シーケンス選定のフロー（参考）

評価対象P D S：A E W

- ①大破断L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ②大破断L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ③大破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦中破断L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑧中破断L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑨中破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑩中破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑪中破断L O C A + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗



- ①大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ②大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ③大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗



[2] E C C S 注水（高圧・低圧注入）失敗か？
 （E C C S 再循環失敗と E C C S 注水失敗では E C C S 注水失敗の方が事故進展が早まる）

↓ Yes^{※1}

評価対象とする事故シーケンス

- ⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗

※1：

- ・ 「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（表1 E C C S 注水失敗について）。
- ・ 表1において、低圧再循環失敗又は高圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功又は高圧注入成功であるため、「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。
- ・ 表1において、「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たす事故シーケンスは③-4、⑤-2となる。③-4と⑤-2を比較すると、⑤-2に蓄圧注入失敗が重なる③-4の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑤-2が頻度の観点から事故シーケンスを代表している^{※2}。
- ・ 以上のことから、「⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※2：

- ⑤-2のように、大破断 L O C A 時に E C C S 注入（高圧及び低圧注入）に失

敗する要因は高圧注入と低圧注入の共有部である信号系の機能喪失が支配的となる。一方、③-4のようにECCS注入（高圧及び低圧注入）に加えて蓄圧注入も同時に機能喪失する要因は、これらにおいて共有している逆止弁の機能喪失が支配的となる。定量的には、前者の方が後者よりも確率が高いため、③-4の方が⑤-2よりも3桁以上低い頻度である。

表1 ECCS注水失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか
①大破断LOCA+低圧再循環失敗 +高圧再循環失敗+格納容器スプレ イ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×
②大破断LOCA+低圧再循環失敗 +高圧再循環失敗+格納容器スプレ イ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×
③大破断LOCA+蓄圧注入失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×
		+低圧注入失敗 ③-2	×
	+高圧注入失敗	+低圧注入成功 ③-3	×
		+低圧注入失敗 ③-4	○
④大破断LOCA+蓄圧注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×
		+低圧注入失敗 ④-2	×
	+高圧注入失敗	+低圧注入成功 ④-3	×
⑤大破断LOCA+低圧注入失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功 ⑤-1	-	×
	+高圧注入失敗 ⑤-2	-	○
⑥大破断LOCA+低圧注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×

注) ○:[2]を満たす。×:[2]を満たさない。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEIが最も厳しいPDSとなる。

- ・水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態(**I)のPDSが厳しくなる。
- ・炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各PDSで炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい(A**)が厳しくなる。
- ・(**D)シーケンスについては、RV破損後後期にMCCIが発生し、表2のとおり水素が発生する。MCCIによる水素発生量はAEDで最も大きく約289.1kgである。MCCIが発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、AEDの水蒸気濃度は約75.3vol%に達し、水素燃焼の可燃限界濃度（約55vol%）を超えるため、水素燃焼にとって厳しい事故シーク

ンスではない。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

- ・原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（P A Rの処理能力「ジルコニウム－水反応による水素発生期間中のP A Rによる水素処理量」）から，短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。
- ・原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のP D SであるA E Iでは，水蒸気が凝縮し，水素濃度が相対的に高くなる。
- ・「大破断L O C A + E C C S注水失敗+格納容器スプレイ注入失敗」において，M C C I防止の観点から，格納容器スプレイ注入に失敗しても，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ注入を実施する手順であるが，流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象の方が，水素燃焼の観点ではより厳しい。
- ・放射線水分解による水素発生量の観点から，原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。

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

評価対象P D S：A E I

- ①大破断L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗
- ②大破断L O C A + 蓄圧注入失敗
- ③大破断L O C A + 低圧注入失敗^{※3}
- ④中破断L O C A + 高圧再循環失敗
- ⑤中破断L O C A + 蓄圧注入失敗
- ⑥中破断L O C A + 高圧注入失敗

※3：高圧注入失敗を重畳して扱う。

表2 水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）

PDS		AED	AEW	AEI	SED	TED	TEW	TEI
時刻		9.5時間 [CV破損 時点]	14時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	13時間 [CV破損 時点]	16時間 [CV破損 時点]	19時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]
MCCI	ジルコ ニウム	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)
	ステン レス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)
	小計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)

*（）内は全炉心ジルコニウム量の100%が反応した場合の水素発生量（約882.6kg）に対する割合
*ジルコニウム等の金属別の水素発生量については、直接MAAP解析結果から得ることができないため、未酸化ジルコニウム質量等から推定した。

(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

原子炉格納容器への負荷（溶融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点からAEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くする（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価対象PDSの選定方法

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

- ・評価対象PDSであるAEDのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。
- ・このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断LOCAにECCS注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。以上から、①大破断LOCA+低圧

注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定する。

評価対象PDS：AED

①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

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際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。

- ・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。
(例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗)
- ・評価結果（CDF, PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。
(例：大破断LOCA時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はPDSに影響しない)

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

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

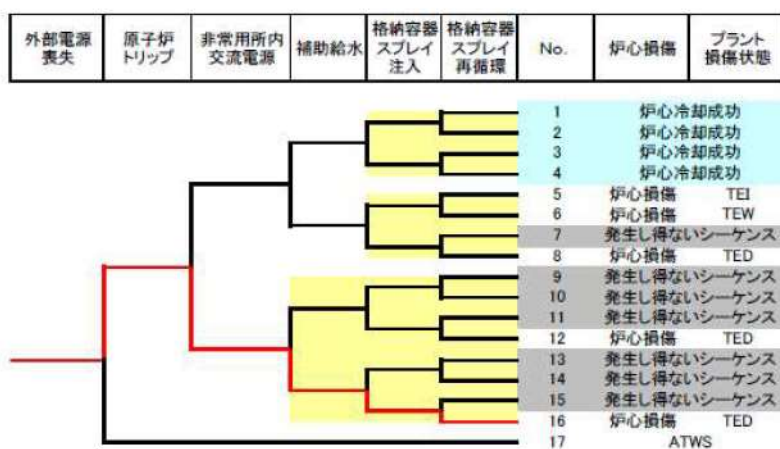


図1 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

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

- ・No.1～4は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることからNo.7は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。

- ・格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.9～11, No13～15 は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
 - ・No.12 の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態は No.16 と同じであり、No.12 と No.16 を分岐させる必要はない。
- よって No.12 と No.16 において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

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

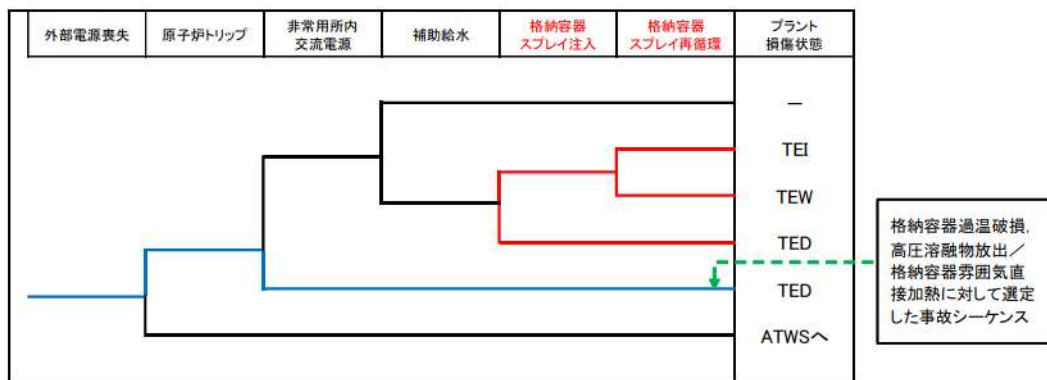


図2 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

図2のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

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

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

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

＜参考：解釈の関連記載＞

1-2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、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。

1-4 上記 1-2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、以下のとおり要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(1) 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b. 主要解析条件

(a) 評価事故シーケンスは P R A に基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の泊 3 号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の〔6〕である。

1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

〔2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失〕

3. 大破断 L O C A + 低圧注入失敗

4. 大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗

5. 中破断 L O C A + 蓄圧注入失敗

〔6. 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (E x c e s s L O C A) 〕

追而【地震 P R A の最終評価結果を反映】

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

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはT E DのP D Sに分類され、T E Dが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件※¹となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

※1：1次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

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

追而【地震 PRA の最終評価結果を反映】

3. 大破断 L O C A＋低圧注入失敗

4. 大破断 L O C A＋蓄圧注入失敗

5. 中破断 L O C A＋蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはA E W、A E I、A E DのいずれかのP D Sに分類される。

(a) A E Wに分類される場合

A E WのP D Sが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料

「冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※2}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

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

(b) AEIに分類される場合

AEIのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※3}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

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

(c) AEDに分類される場合

AEDのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※4}となる「大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※4：AEDのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定している。

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

6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

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

- ・ 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断LOCAと比べて早い。
- ・ 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。
- ・ 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

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

追而【地震PRAの最終評価結果を反映】

泊3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

- ・内部事象運転時レベル1PRA
- ・地震レベル1PRA
- ・津波レベル1PRA
- ・内部事象運転時レベル1.5PRA
- ・内部事象停止時レベル1PRA

2.2 レビュー体制

レビューアの選定に当たっては、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実施した。

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米国より招聘し、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（図1参照）

○国内レビューア：9名



○海外レビューア：1名

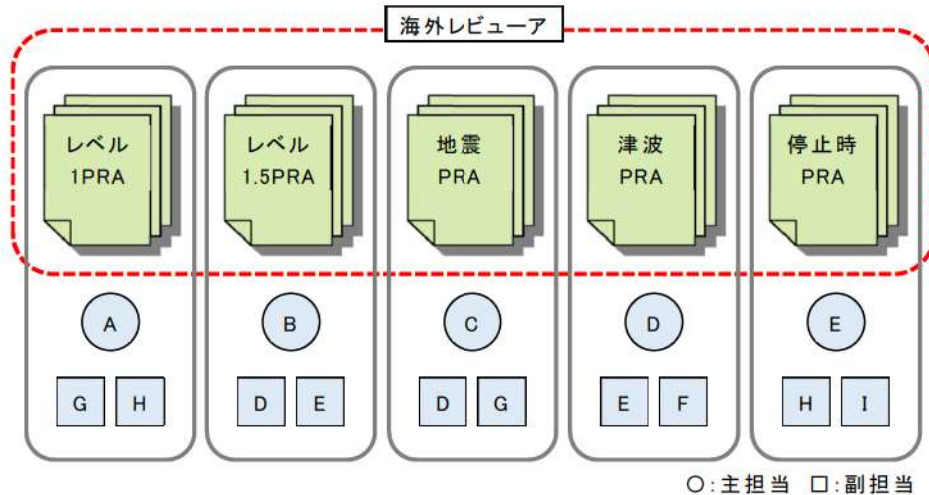


図1 レビュー体制のイメージ

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2週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、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：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1.5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 国内レビューからのコメント

レビューの結果、国内レビュー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」として起因事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを4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79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。

表1 国内レビューによるコメント件数（件）

		内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		4	0	0	0	0	4
文書化	指摘事項	8	0	22	4	0	34
	改善提案	11	16	2	10	6	45
良好事例		12	11	1	2	5	31

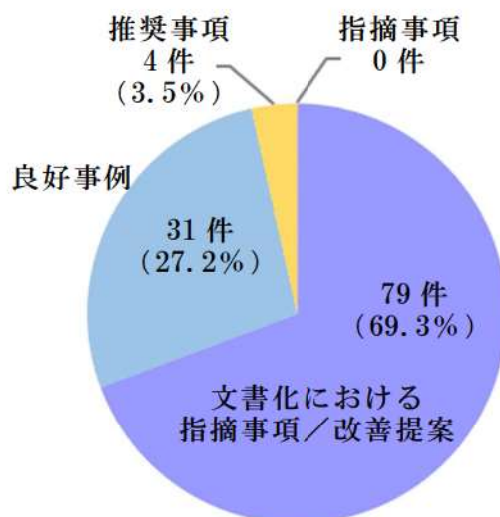


図2 全コメントに対する各コメントの割合

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点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、4件の推奨事項が挙げられた。具体的には「起因事象の発生頻度」、「成功基準の設定」及び「不確実さ解析」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とおり。

<推奨事項>

(1) 原子炉補機冷却機能喪失、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度は、最も支配的な起因事象であり発生頻度の妥当性を確認する上で、システム信頼性解析等の適用性について検討することが推奨される。また、インターフェイスシステムLOCA（以下、「IS-LOCA」という。）についても発生頻度が低いことの妥当性を確認するために、海外の知見を踏まえた評価手法を検討することが推奨される。

(対応方針)

○原子炉補機冷却機能喪失

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。原子炉補機冷却機能喪失のような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手法については海外での取扱いを調査し、検討を実施する。

○IS-LOCA

日本と米国のIS-LOCAの発生頻度の相違については、システム信頼性解析に用いる機器故障率の相違による影響が支配的であると考えられる。評価手法自体は、海外レビューアからの聞き取り情報からも概ね同じ手法を用いた評価であることを確認しており日本と米国で評価手法に大差はないと考えているが、米国の評価手法の詳細について調査を実施し、安全性向上評価のPRA実施に際して評価手法の見直しを検討する。

(2) 大破断LOCA時の成功基準

大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析条件が、今回の成功基準解析と整合性が取れていない。この成功基準解析の妥当性を許認可コード又

は最確評価コードを用いた熱水力解析で確認する，又は，その他の方法により成功基準の妥当性を確認している場合はその旨を報告書に明記することが推奨される。

(対応方針)

大破断 L O C A の成功基準で参照している熱水力解析については，許認可時の安全解析を参照するとともに，当該事故シーケンスの C D F への影響を考慮して緩和設備の組み合わせを設定しているものであるが，次回 P R A 実施時には当該部分の判断根拠についての文書化内容を充実させる。

(3) 不確実さ解析における従属性の考慮

P R A モデル内にある同種・同類の基事象に対し，それらのパラメータ（故障率等）に関する知識が同じである状態（State-of-knowledge correlation: S O K C）を前提とする場合，モンテカルロ法における従属性の影響の有無を考慮し，C D F 及びその不確実さが過小評価とならないように，使用するパラメータの特性を把握しておくことが推奨される。

(対応方針)

S O K C における従属性の影響については，学会標準改訂の検討の間でも議論されているものとして認識しており，今後は，安全性向上評価の P R A 実施に際して使用するパラメータの特性を把握し，従属性を適切に考慮して不確実さ解析を実施する。

3. 1. 3 文書化における指摘事項／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 34 件，改善提案は 45 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。それらのうち多くは過去の評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例であるが，文書化については実施した P R A モデルの内容を説明する上で重要な要素であり，引用文献の該当箇所を掲載しておくことが P R A の品質上望ましいと考えられることから，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>

機器カテゴリーの分類に関して，別冊に各機器の分類カテゴリーに関する記載があるが，カテゴリ実施の有無，考え方について本文中に記載する必要がある。（地震レベル 1 P R A）

<文書化における改善提案>

物理化学現象に関する分岐確率の設定根拠の説明において，工学的判断，文献に基づく設定，過去の知見の使い分けがわかりづらい。設定根拠の説明は重要な

部分であり，説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。(内部事象レベル1.5 PRA)

3.1.4 良好事例

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は31件であり，システム解析及び文書化に関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり，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

今回実施したPRAでは，主な信号系(S信号，BO信号等)について代表的な信号系でモデル化するのではなく，各信号系をフォールトツリーで詳細にモデル化していることは，品質管理上好ましく良好事例である。(内部事象レベル1 PRA)

(2) 文書化

シビアアクシデント時に考えられる事故進展，負荷の種類，負荷に対する知見及びそれらの根拠となった実験研究が簡潔にまとめられている。(内部事象レベル1.5 PRA)

また，学会標準で要求されていない人的過誤リストを作成している。(内部事象レベル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27件であり，主に起因事象発生頻度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対応を検討していく(表2参照)。

<主なコメント>

(1) 泊3号炉のIS-LOCAの発生頻度(3.0E-11/炉年)は，設計が同類の米国プラントの発生頻度(1E-6/年)よりも非常に小さかった。設計が同類の米国プラントにおいて用いられた計算とデータの見直しを行うことを推奨する。同時にIS-LOCAの発生頻度の計算方法の違いをレビューすることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (2) 原子炉補機冷却水システムのシステム設計は個別プラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失の起回事象発生頻度の評価はプラントごとに決められるべきである。フォールトツリーモデルを使うことにより計算すべきであることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (3) 泊3号炉の小破断LOCAの発生頻度(2.2E-4/炉年)がNUREG-1829で報告されている発生頻度(1.5E-3/年)より非常に低いことに注意する必要がある。

(対応方針)

LOCA事象に関しては現時点でシステム信頼性解析のように精緻に評価する手法がなく、発生実績を0.5件と仮定して発生頻度を評価しているが、安全性向上評価のPRAを目途に海外での様々な起回事象発生頻度の評価手法について調査を実施する。

- (4) 起回事象の選定に当たっては米国PWRのPRA、NUREG/CR-6928及びNUREG-1829などに含まれる起回事象を参考に検討することが挙げられる。泊3号炉への適用性の観点等から除外する場合はその理由を記載すべきである。

(対応方針)

本評価では、同型の先行プラントで対象とされている起回事象を参考に起回事象の選定を実施しているものであるが、海外における最新状況も参考に起回事象の選定をするため、安全性向上評価のPRAの実施に際して調査を実施し選定した起回事象の妥当性を確認する。なお、例示された文献に記載されている起回事象は、現在選定している事象で代表できるか、対象プラントに適用されない事象と考えている。

- (5) 交流電源の喪失につながる、開閉器室の空調システムの喪失が含まれていない。この起回事象を排除した根拠(例えば、部屋の加熱の計算)を示す必要がある。

(対応方針)

空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回PRA時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施のうえ、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。

(6) 地震、津波PRAにおいて、内部事象PRAで使用された運転員操作のHEPが使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。

(対応方針)

本評価で期待している運転員操作は全て中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施するPRAにおいて、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化する際には、地震や津波による影響を考慮する。

4. まとめ

泊3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、安全審査の中で議論となったIS-LOCAの発生頻度に対するコメントも示された。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があるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなりえ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。

表2 海外レビューアの主なコメント及び対応方針（1/2）

分類	No.	コメント内容	対応方針
	1	<p>【システム故障の起回事象の発生頻度評価】</p> <p>原子炉補機冷却系の設計はプラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失のようなシステム故障の起回事象の発生頻度の定量化の方法は、プラント固有であるべきである。PWRのプラントグループの運転実績を用いる代わりに、フォールトツリーモデルの手法を用いて原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度を計算することを推奨する。</p>	<p>原子炉補機冷却機能喪失事象は日本及び米国で発生実績がないことから0.5件を想定して発生頻度を評価している。</p> <p>起回事象発生頻度の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、評価方法の見直しを検討する。また、従来通りの0.5件を想定した場合とフォールトツリーを用いた場合の頻度を比較し、適切な方法を選択する。</p>
運転時 レベル1	2	<p>【LOCAの起回事象発生頻度評価】</p> <p>当該プラントの小破断LOCAの発生頻度がNUREG-1829で報告されている、小破断LOCAの発生頻度（約1.5E-03/年）より非常に低いことに注意する。NUREG-1829の報告書にある小破断LOCAの発生頻度を推定するのに使用したデータベース中の、どんな小破断LOCA事象に対しても、NUREG-1829によってレビューすることを推奨する。</p>	<p>NUREG/CR-6928では、小破断LOCAの発生頻度が6.0E-04/年として報告されている。本評価で用いた小破断LOCAの頻度は2.2E-04/年であり、同程度と判断している。</p> <p>LOCA事象は発生実績がないことから、0.5件の発生を想定して発生頻度を評価している。起回事象発生頻度については今後の国内外の動向調査を踏まえて検討する。</p>
	3	<p>【人間信頼性解析】</p> <p>米国のプラントで使用された人間信頼性解析の方法に関してレビューアと次の議論を交わした。PRAのシナリオ展開におけるプラントの運転員から（聞き取り調査を通じて）得られた情報と、（手順書、表示/警報、経験や訓練等によって）モデル化された運転員の反応の有効性が重要であることを指摘した。これは推定されたヒューマンエラーの確率における整合性とプラントの運転歴と経験との整合性を確保する。</p>	<p>今回のPRAにおける人間信頼性解析では、プラントの運転員からの聞き取り調査は実施していない。</p> <p>人間信頼性解析の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、プラント運転員の情報等をより適切に反映した評価方法への見直しを検討する。</p>
停止時 レベル1	4	<p>感度解析は、PRAモデルにおける不確実性（系統の成功基準、事故シナリオの不確実性など）に対処するために実施する。</p> <p>停止時PRAの各技術的要因について不確実性要因を特性するための体系的なプロセスが必要である。そうすることで、それらの不確実性要因の影響を評価するための感度解析を実施することができる。</p> <p>NUREG-1855には、PRAに関する不確実性の取り扱いに関するガイドラインが示されている。</p>	<p>今回のPRAの感度解析では、PRAの結果に重要な影響を与えるセダルの不確実性要因として、全炉心損傷頻度に対する寄与の大きさに着目して選定し、感度解析の条件を設定しており、不確実性要因を特性するための体系的なプロセスは踏んでいない。</p> <p>本コメントでの指摘を踏まえ、安全性向上評価実施時に、停止時PRAの各技術的要因についての不確実性要因を特定し、必要に応じて特定した不確実性要因に対する感度解析を実施する。</p>

表2 海外レビューアの主なコメント及び対応方針（2/2）

分類	No.	コメント内容	対応方針
地震 レベル1	5	内の事故シケンスモデルが地震事象のリスク影響を評価するのに使われていたもので、内の事象の事故シケンスモデルで使われた、運転員の操作の HEP における地震事象の影響が、考慮されなければならぬ。いくつかの場合/シナリオにおいて、内の事象の事故シケンスモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、地震事象では信頼できない。	本評価で期待している運転員操作は、全て中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないことから、内の事象 PRA で用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤を PRA でモデル化するには、外的事象による人的過誤を検討する。
津波 レベル1	6	コメントの中には、報告書は津波による8つのタイプの影響のうち、3つしか取り上げていないというものがあつた。津波の影響はすべて考慮しなければならぬので、他の影響を排除/選別したことの正当性を示さなければならぬ。	損傷・機能喪失要因のうち、フラジリティ評価対象とする要因が明確になるように報告書に記載する。 それぞれの損傷・機能喪失要因を考慮した場合でも、津波シナリオの検討に高さのみを考慮すればよいことを記載する。
津波 レベル1	7	内の事故シケンスモデルがプラントの津波事象のリスク影響を評価するのに使われていたもので、内の事象の事故シケンスモデルで使われた、運転員の操作の HEP における津波事象の影響が、考慮されなければならぬことに注意する。いくつかの場合/シナリオにおいて、内の事象の事故シケンスモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、津波事象では信頼できない。	本評価で期待している運転員操作は、中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないことが可能であるから、内の事象 PRA で用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤を PRA でモデル化するには、外的事象による人的過誤を検討する。
運転時 レベル 1.5	8	すべての破損カテゴリに対する判定基準を設定することを推奨する。	抽出した負荷について、全ての破損カテゴリに対して判断基準を設定し、記載する。
	9	緩和システムにおける依存性にマトリックス表を使うことを推奨する。	ヘディングの従属性の表をマトリックス形式として成功に従属/失敗に従属の区別をつけた表とする。

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>「別添 泊発電所3号炉 確率論的リスク評価（PRA）について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を（ ）で記載する。</p> <p>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1.5PRA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地震レベルIPRA及び津波レベルIPRA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ケンス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。（事故シナケンスグループ及び重要事故シナケンス等の選定について 別紙1 有効性評価の事故シナケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について）</p>	<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でもできるが、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）」における事故シナケンス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ケンス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。</p> <p>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>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は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ないが、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や緊急安全対策等を考慮しない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・実施方法）</p>	

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<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ごとに整理した。 (3.1.1.a.対象プラント)</p> <p>②停止時 PRA で記載</p> <p>③停止時 PRA で記載</p>	<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> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>②停止時のプラント状態の推移（停止時 PRAのみ）</p> <p>③プラント状態分類（停止時 PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 <p>b. 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 <p>● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>
<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に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) ● 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。グループ化に当たっては、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) ● 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>● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p> <p>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間
<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義シナリオ（一般、CV内除熱シナリオ時、Non-LOCA時）ごとに整理し、成功基準を決定した。(3.1.1.c. 成功基準 ① (1) 炉心損傷判定条件) ● 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) ● 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、使命時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待でき、当該事故シナリオに至る確率も小さいと判断し、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命時間) 	

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3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	泊発電所3号炉の対応状況
<p>● 基準設定のために熱水力解析等を実施した場合を使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>d. 事故シケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>● イベントツリー図</p> <p>● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</p> <p>● イベントツリー作成上の主要な仮定</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。</p> <p>(3.1.1.e. 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. 事故シケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>● 評価対象システム一覧</p> <p>● 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> <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <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>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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、主要なミニマルカセットの評価も実施した。</p> <p>(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 1次冷却材ポンプシール LOCA 発生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。</p> <p>(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> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p>	<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、試験又は保修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。</p> <p>(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>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>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本評価では故障した機器の使命時間中の復帰は考慮していない。(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> <p>④待機除外確率は試験又は保守作業による待機除外を考慮しており、ともに供用可能時間と供用不能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。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤確率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覽表として整理した。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の分析 <p>③重要度解析、不確か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、起因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1 PRA では不要であるが、レベル1.5PRA 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炉心損傷に至る支配的必要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かさ解析を実施した。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、不確かさ解析及び感度解析)</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<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ごとに整理した。(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、時間余裕に関する類似性の観点から、評価対象期間を15のプラント状態分類 (POS: Plant Operational State) に分類し、POS4,5,9,10,12を評価対象とした。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)</p>	<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3.1 内部事象 (停止時)</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備 (以下「対処設備」という。)等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>②停止時のプラント状態の推移 (停止時 PRAのみ)</p> <p>③プラント状態分類 (停止時 PRAのみ)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果
<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に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) ● PRAで考慮する起回事象を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。 <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ヤ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> <ul style="list-style-type: none"> ● 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>b. 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 <p>● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>
<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷を有効燃料長頂部が露出した状態、又は、ほう素希釈時に未臨界を維持できないう状態 (未臨界維持機能喪失時) として定義した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 損傷判定条件) ● 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>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表

泊発電所3号炉の対応状況	
「PRAの説明における参照事項」の記載内容	
<p>● 対処設備動作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結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>● イベントツリー図</p> <p>● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</p> <p>● イベントツリー作成上の主要な仮定</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、使命時間については、事故後24時間まで安定冷却が可能であれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できると判断し、使命時間を24時間と設定した。(3.1.2.e. 成功基準 ①(3)対処設備動作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.e. 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. 事故シーケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>● 評価対象システム一覧</p> <p>● 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> <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <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>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> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>② 機器故障率パラメータの一覧</p> <p>● 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）</p> <p>● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）</p>	<p>① 非信頼度を構成する要素としては、機器故障率パラメータ、共通要因故障パラメータ、試験又は保修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。</p> <p>(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>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<ul style="list-style-type: none"> ● 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 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>③本評価では故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。(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。この期間は定期検査によって変わりが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。(3.1.2.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。(3.1.2.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> <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 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 	<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。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。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> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● フ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 ③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析 	<p>①フォールトツリ-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-解析、フォールトツリ-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、起因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。フラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル IPRA 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かさ解析を実施した。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、不確か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	泊発電所3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>① 内部事象運転時レベル IPRA 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レベル IPRA 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、泊発電所3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 ・必要に応じた地震後のアクセス性の確認 <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>●事故シナリオと起因事象の分析結果</p> <p>●機器リストの作成結果</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、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器パイパス ・大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉補助建屋損傷 ・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉炉停止機能喪失 ・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA (極小 LOCA を含む) ・2次冷却系の破断 ・主給水流量喪失 ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 <p>地震レベル IPRA 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"> ・起因事象を引き起こす設備 ・起因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>

追記【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>b. 地震ハザード</p> <ul style="list-style-type: none"> ①地震ハザード評価の方法 ●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 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、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>①日本原子力学会標準「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015」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特定震源モデルについては、敷地から100km程度以内にある地質調査結果に基づき断層及び「[新編]日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化した。</p> <p>領域震源モデルについては、萩原(1991)及び垣見ほか(2003)の領域区分に基づき、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定した。</p> <p>地震動伝播モデルとしては、Noda et al. (2002) による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて内陸補正の有無及び観測記録に基づいた補正の有無を考慮した。</p> <p>ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、選定した説 論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。検討用地震については、詳細なロジックツリーに展開して評価した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、過去の地震等を参考に設定した。(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上記により平均ハザード曲線及びフラクタイ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ごとの一様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は、年超過確率10-4の一様ハザードスペクトルの形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性はNoda et al. (2002)に基づき地震規模M=8.2、等価震源距離$\lambda_{eq}=107\text{km}$として設定した。(3.2.1.b.確率論的地震ハザード ③確率論的地震ハザード評価結果)</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 	<p>追而【地震ハザード評価結果を反映】</p> <p>①～⑥ 以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ol 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

追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<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】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 <p>d. 事故シナリオ</p> <p>(1) 起因事象</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ● 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> <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 	<p>建屋フラジリティは「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>建屋の評価は地震 PSA 学会標準に準拠した手法とし、確率論的応答解析を実施した。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、構造強度に関する評価では、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.e. 建屋・機器フラジリティ)</p> <p>(1)</p> <p>①3.2.1.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"> ● 格納容器パイパス ● 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ● 原子炉建屋損傷 ● 原子炉格納容器損傷 ● 原子炉補助建屋損傷 ● 電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ● 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ● 複数の信号系損傷 ● 燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉炉停止機能喪失 ● 大破断 LOCA, 中破断 LOCA, 小破断 LOCA ● 2次冷却系の破断 ● 原子炉補機冷却機能喪失 ● 外部電源喪失 ● 主給水流量喪失 ● ATWS <p>②階層イベントツリーのヘディングは、各起因事象が発生時の影響の大きい順に配列し、先行するヘディングにあるすべての起因事象が発生しない場合は、主給水流量喪失が発生するものとした。</p> <p>(3.2.1.d.事故シナリオ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運転時レベル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、</p>

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>● 炉心損傷の定義</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結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>(3) 事故シナケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>● イベントツリー図</p> <p>● ヘディング、事故進展及び最終状態</p> <p>● イベントツリー作成上の主要な仮定</p>	<p>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運転時レベル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"> ・ 起因事象階層イベントツリー ・ 過渡分類イベントツリー ・ フロントラインイベントツリー <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1 PRAと同じである。また、安全補機に関わる空調系及び空調用冷水系を除き耐震重要度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、系統間又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、内部事象運転時レベル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、事故シナケンスに対しては、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 地震 PRA では損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合、封水注水及び RCP サーマルパリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失の RCP シール LOCA ヘディングの失敗確率を1.0とした。</p> <p>(3.2.1.d.事故シナケンス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つても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 PRA の検討結果を用いた。起</p>
<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>● 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>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1 PRAと同じである。また、安全補機に関わる空調系及び空調用冷水系を除き耐震重要度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、系統間又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、内部事象運転時レベル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、事故シナケンスに対しては、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 地震 PRA では損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合、封水注水及び RCP サーマルパリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失の RCP シール LOCA ヘディングの失敗確率を1.0とした。</p> <p>(3.2.1.d.事故シナケンス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つても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 PRA の検討結果を用いた。起</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>(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つても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 PRA の検討結果を用いた。起</p>

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シケケンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シケケンスと分析 ● フラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シケケンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>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、事象発生の原因が地震であっても変わることはないため、内部事象運転レベル1 PRA で対象とする人的過誤を考慮した。ただし、現場操作については、実施が困難である可能性があるため期待していない。</p> <p>(3.2.1.d.事故シケケンス⑤人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①フォールトツリリー結合法によってミニマルカットセットを作成し、炉心損傷頻度を算出した。なお、評価地震動範囲は0.2G～1.5G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、事故シケケンス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.事故シケケンス⑤炉心損傷頻度)</p>

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3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> <ul style="list-style-type: none"> ● ①対象とするプラントの説明 ● 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 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>泊発電所3号炉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、泊発電所3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 ・ 津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） <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、以下の起因事象を選定した。</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、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 起因事象を引き起こす設備 ・ 津波防護施設/浸水防止設備 ・ 起因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>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>①基準津波の超過確率の算出に用いた基準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的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波PRA学会標準」という。）、公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術 2016」、社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率的津波ハザード解析の方法（2011）」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。(3.2.2.b 確率的津波ハザード ①評価方針)</p>

追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建屋・機器のフラジリティ評価結果 	<p style="text-align: center;">追而</p> <p style="text-align: center;">【津波ハザード評価結果を反映】</p> <p>①～⑥</p> <p>3.2.2.a②で作成した建屋・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 <ul style="list-style-type: none"> ⇒敷地内浸水深が主変圧器の基礎高さを越えた場合に機能喪失 ・原子炉補機冷却海水ポンプ <ul style="list-style-type: none"> ⇒循環水ポンプ建屋内浸水に伴う没水により機能喪失 ・起因事象を緩和する設備（建屋内） <ul style="list-style-type: none"> ⇒建屋内浸水により機能喪失 <p>（3.2.2.e. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定、②フラジリティの検討結果について）</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 10px; text-align: center;"> <p>追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】</p> </div>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>d. 事故シナリオ</p> <p>(1) 起因事象</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ●津波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 ●津波固有の事象とその取扱い <p>②階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起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用時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合を使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シナリオ</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、シナリオ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>(1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ①津波による事故シナリオ及び津波フラジリティ検討結果に基づき、津波高さ毎に発生する起因事象及び津波シナリオを以下のとおり明確化した。 <ul style="list-style-type: none"> ・津波分類A（津波高さT.P.16.5m～） <ul style="list-style-type: none"> 津波高さT.P.16.5mを超えた場合、敷地内浸水が開始する。敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水によって複数の緩和設備が機能喪失して炉心損傷に至る津波特有の起因事象「敷地及び建屋内浸水」が発生するものとする。 ②本評価では「敷地及び建屋内浸水」のみを起因事象と想定したため、起因事象階層化は必要ない。 <ul style="list-style-type: none"> (3.2.2.d. 事故シナリオ ①起因事象, ②起因事象発生頻度) (2) <ul style="list-style-type: none"> ①本評価で考慮している設備の範囲（設計基準事故対処施設（操作も含む）は考慮するが、AM策には期待しない）では、津波によって発生する「敷地及び建屋内浸水」を緩和させる有効な緩和設備がなくイベントツリーを展開できないため、緩和設備の機能及び系統数に關する成功基準は設定していない。(3.2.2.d. 事故シナリオ ③成功基準) (3) <ul style="list-style-type: none"> ①本評価では、津波高さT.P.16.5m以下では、起因事象を引き起こす設備、津波防護施設/浸水防止設備及び起因事象を緩和する設備に影響はないことから、原子炉建屋及び原子炉補助建屋への浸水状態を考慮してイベントツリーを作成し、敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水が発生した場合は複数の安全機能が喪失し、炉心損傷に至ると想定した。(3.2.2.d. 事故シナリオ ④事故シナリオ) (4) <ul style="list-style-type: none"> ①, ②, ③, ④ <ul style="list-style-type: none"> 本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。(3.2.2.d. 事故シナリオ ⑤システム信頼性)

追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<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 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <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 ● フ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 ● 津波高さと炉心損傷頻度の関係とその分析 ③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析 	<p>(5)</p> <p>①津波発生後の高ストレスによる人的過誤が考えられるが、本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、人的過誤を考慮していない。(3.2.2.d. 事故シナリオ ケース ⑥ 人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①イベントツリーを用いて、炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>②炉心損傷頻度を 2.9×10^{-7} (／炉年) と評価した。防潮堤を越える津波による浸水が、原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合、建屋内への津波の流入により、大量浸水が発生し、複数の安全機能が喪失して炉心損傷に至る「複数の安全機能喪失」が 100% となる。</p> <p>③本津波 PRA では、建屋内浸水が発生する津波高さ以上 (T.P.16.5m～) では緩和手段が無く なり必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有益な結果が得られない。このため、内部事象 PRA や地震 PRA のように重要度評価は実施していない。</p> <p>本評価では、津波高さ T.P.16.5m を越える津波では、敷地内浸水深が原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合に建屋内への大量浸水が発生して必ず炉心損傷に至る。したがって、全炉心損傷頻度の平均値及び不確かさ幅は T.P.16.5m における確率論的津波ハザードの平均値及び不確かさ幅と等しくなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> <p>追而【津波ハザード確定後の感度解析結果を反映】</p> </div> <p>(3.2.2.d. 事故シナリオ ケース ⑦ 炉心損傷頻度)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> <p>追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】</p> </div>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>4. レベル1.5PRA</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 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</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 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>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・不作動、運転員操作（レベル1との整合性を含む）、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリー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>①内部事象運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべ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し、一覧表で示した。なお、レベル1.5PRAでは炉心損傷時の格納容器内事故進展を把握する必要があるため、レベル1PRAのイベントツリーの炉心損傷シナリオを一部細分化した。(4.1.1.b. ①プラント損傷頻度の一覧)</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>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. 格納容器破損モード)</p> <p>①PDS ごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設などの緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、格納容器イベントツリーを構築した。(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最終状態に、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>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>e. 事故進展解析</p> <p>①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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>①CDFが大きく、そのPDSを代表し、かつ安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなる事故進展の相対的に速いシナリオを考慮して解析対象を選定を行った。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シビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷の評価結果を整理した。 (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> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 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を入力し、フ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CVET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各ヘディングに対して、NIREG/CR-4700の手法を参考に、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から定量的な分岐確率を算出した。(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評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、起因事象別格納容器破損頻度、フラント損傷状態別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シナリオの分析を実施した。(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> <p>①不確実さ解析結果</p> <p>②感度解析結果</p>	<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溶融物分散放出の分岐確率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（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<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。 ・原子炉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見解がないことから、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>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成、特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路などウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果
<p>同上</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）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たの主要な仮定 ● 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>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】
<p>同上</p>	<p>同上</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
	<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>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。 ・原子炉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>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>
<p>同上</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. 事故シナリオ</p> <p>①格納容器イベントツトリ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トリ構築の考え方 ● 格納容器イベントツトリ構築のプロセスの説明 <p>②格納容器イベントツトリ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツトリ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トリの健全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ナリオと対象事故シナリオの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオ選定の考え方 ● 選定した事故シナリオと説明 ● 事故進展解析の解析条件 ● 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>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3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	泊発電所3号炉の対応状況
<p>h. 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 ● 分岐確率の算出方法 ● 使用した分岐確率 ③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 ● 破損モード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>
<p>i. 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>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。 ・原子炉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因りて、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する見解がないことから、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つ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>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3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	泊発電所3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> <ul style="list-style-type: none"> ● 海外の専門家も含めたメンバーであること <p>②ピアレビューの手順</p> <p>③ピアレビューの結果</p> <p>④ピアレビュー結果のPRAへの反映状況</p> <p>c. 品質保証</p> <p>①PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <ul style="list-style-type: none"> ● PRAの実施体制 ● 更新、記録管理体制 	<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レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ●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き助言を得ることとした。 <p>②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前に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。また、PRAの評価結果に問題があることとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施した、システム解析及び文書化に関して「良好事例」が挙げられた。</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」として起因事象発生頻度の設定方法等に関する4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していく。</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> <ul style="list-style-type: none"> ●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。 ●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。

泊発電所3号炉
確率論的リスク評価（PRA）について

目 次

【今回提出】

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1 P R A
 - 3.1 内部事象P R A
 - 3.1.1 出力運転時P R A
 - 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 PRA
 - 3. 2. 1 地震PRA
 - 3. 2. 1. a 対象プラントと事故シナリオ
 - 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. 対象プラントと事故シナリオ
 - 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
- 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. 不確実さ解析及び感度解析

表

【今回提出】

出力運転時 PRA

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
第 3.1.1.a-2 表	系統設備概要
第 3.1.1.b-1 表	既往の PRA で選定している起因事象
第 3.1.1.b-2 表	過渡事象等の起因事象の分類
第 3.1.1.b-3 表	起因事象の選定における検討結果
第 3.1.1.b-4 表	選定した起因事象一覧表
第 3.1.1.b-5 表	起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)
第 3.1.1.b-6 表	1976 年 4 月以前における事象一覧
第 3.1.1.c-1 表	成功基準の一覧
第 3.1.1.c-2 表	炉心損傷防止に必要な条件 (成功基準) 設定のための解析について
第 3.1.1.e-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 3.1.1.e-2 表	サポート系同士の依存性
第 3.1.1.e-3 表	機器タイプ及び故障モード
第 3.1.1.e-4 表	システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第 3.1.1.e-5 表	代表的な FT の非信頼度
第 3.1.1.f-1 表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 3.1.1.f-2 表	共通要因故障パラメータ (抜粋)
第 3.1.1.g-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.1.h-1 表	主要シーケンスの評価結果
第 3.1.1.h-2 表	起因事象別炉心損傷頻度
第 3.1.1.h-3 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度
第 3.1.1.h-4 表	事故シーケンスグループ別の分析結果
第 3.1.1.h-5 表	事故シーケンスの分析結果
第 3.1.1.h-6 表	起因事象別重要度評価結果 (FV 重要度)
第 3.1.1.h-7 表	起因事象別重要度評価結果 (RAW)
第 3.1.1.h-8 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)
第 3.1.1.h-9 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)
第 3.1.1.h-10 表	全 CDF 及び事故シーケンス別 CDF 不確実さ解析結果

停止時 PRA

第 3.1.2.a-1 表	停止時 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 3.1.2.a-2 表	系統設備概要
第 3.1.2.a-3 表	泊 3 号炉定期検査の工程継続期間の比較
第 3.1.2.a-4 表	プラント状態の分類
第 3.1.2.b-1 表	既往の停止時 PRA における起因事象との比較

第 3.1.2. b-2 表	プラント状態と起因事象の対応
第 3.1.2. b-3 表	起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日迄）
第 3.1.2. b-4 表	POS 別起因事象発生頻度（/ 炉年）
第 3.1.2. e-1 表	フロントライン系とサポート系間の相互依存表
第 3.1.2. e-2 表	サポート系間の相互依存表
第 3.1.2. e-3 表	システム信頼性評価結果
第 3.1.2. f-1 表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 3.1.2. f-2 表	共通要因故障パラメータ（抜粋）
第 3.1.2. g-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.2. h-1 表	炉心損傷シーケンスグループ
第 3.1.2. h-2 表	主要事故シーケンスとカットセット
第 3.1.2. h-3 表	POS 分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第 3.1.2. h-4 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3.1.2. h-5 表	FV 重要度評価結果
第 3.1.2. h-6 表	RAW 評価結果
第 3.1.2. h-7 表	不確実さ解析結果
第 3.1.2. h-8 表	充てん系による注入に関する感度解析結果の比較

地震 PRA

第 3.2.1. a-1 表	地震レベル 1PRA を実施するために収集した情報及びその主な情報源
第 3.2.1. a-2 表	地震による事故シナリオのスクリーニング
第 3.2.1. a-3 表	地震により発生する起因事象の検討結果
第 3.2.1. a-4 表	建屋・機器選定のステップ
第 3.2.1. a-5 表	地震 PRA 評価対象建屋・機器リスト
第 3.2.1. b-1 表	主要活断層の震源モデルの諸元
第 3.2.1. c-1-1 表	考慮する不確実さ要因の例
第 3.2.1. c-1-2 表	損傷限界点の現実的な値（地震 PSA 学会標準）
第 3.2.1. c-1-3 表	物性値（原子炉建屋）
第 3.2.1. c-1-4 表	物性値（原子炉補助建屋）
第 3.2.1. c-1-5 表	物性値（ディーゼル発電機建屋）
第 3.2.1. c-1-6 表	物性値（A1, A2-燃料油貯油槽タンク室）
第 3.2.1. c-1-7 表	物性値（B1, B2-燃料油貯油槽タンク室）
第 3.2.1. c-1-8 表	地盤物性値
第 3.2.1. c-1-9 表	現実的な物性値の評価方法
第 3.2.1. c-1-10 表	原子炉建屋の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1. c-1-11 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）
第 3.2.1. c-1-12 表	原子炉補助建屋の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1. c-1-13 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉補助建屋）

第3.2.1.c-1-14表	ディーゼル発電機建屋の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-15表	地盤ばね定数と減衰係数（ディーゼル発電機建屋）
第3.2.1.c-1-16表	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-17表	地盤ばね定数と減衰係数（A1, A2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-18表	B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-19表	地盤ばね定数と減衰係数（B1, B2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-20表	現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第3.2.1.c-1-21表	2点推定法による解析ケース
第3.2.1.c-2-1表	現実的な物性値の評価方法
第3.2.1.c-3-1表	不確かさ要因整理表
第3.2.1.c-3-2表	建屋の応答係数
第3.2.1.c-3-3表	1次冷却材ポンプの耐震評価結果
第3.2.1.c-3-4表	1次冷却材ポンプ 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-5表	余熱除去冷却器の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-6表	余熱除去冷却器 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-7表	内燃機関（ディーゼル発電機）の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-8表	内燃機関（ディーゼル発電機） 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-9表	パワーコントロールセンタの耐震評価結果
第3.2.1.c-3-10表	パワーコントロールセンタ 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-11表	一般代表弁の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-12表	一般代表弁 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.d-1表	起回事象発生頻度
第3.2.1.d-2表	事故シーケンスグループ
第3.2.1.d-3表	評価対象システム一覧
第3.2.1.d-4表	起回事象発生前の人的過誤確率
第3.2.1.d-5表	起回事象発生後の人的過誤確率
第3.2.1.d-6表	起回事象別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-7表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-8表	加速度区分別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-9表	重要度解析結果（FV重要度，10位までの基事象）
第3.2.1.d-10表	不確かさ解析結果
第3.2.1.d-11表	相関仮定に係る感度解析結果

津波 PRA

第3.2.2.a-1表	津波レベル1 PRA を実施するために収集した情報及びその主な情報源
第3.2.2.a-2表	プラントウォークダウン結果
第3.2.2.a-3表	津波による事故シナリオの分析
第3.2.2.a-4表	津波により発生する起回事象の検討結果

第 3.2.2. a-5 表	建屋・機器リスト
第 3.2.2. c-1 表	建屋・機器フラジリティ評価結果
第 3.2.2. d-1 表	津波高さによるシナリオ分類
第 3.2.2. d-2 表	事故シーケンスグループ
第 3.2.2. d-3 表	津波高さごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-4 表	起因事象ごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-5 表	事故シーケンスグループごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-6 表	評価対象とする津波高さにおける年超過確率

レベル 1. 5PRA

第 4.1.1. a-1 表	原子炉格納容器の主要仕様
第 4.1.1. b-1 表	事故シーケンスの識別子
第 4.1.1. b-2 表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第 4.1.1. b-3 表	炉心損傷に至る事故シーケンス
第 4.1.1. b-4 表	プラント損傷状態の分類結果
第 4.1.1. b-5 表	プラント損傷状態の発生頻度
第 4.1.1. c-1 表	原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出
第 4.1.1. c-2 表	プラント損傷状態と負荷の対応
第 4.1.1. c-3 表	格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 4.1.1. c-4 表	格納容器破損モードの選定
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
第 4.1.1. d-2 表	ヘディングの選定及び定義
第 4.1.1. d-3 表	ヘディングの従属性
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
第 4.1.1. e-2 表	基本解析条件
第 4.1.1. e-3 表	各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 4.1.1. e-4 表	事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 4.1.1. e-5 表	事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 4.1.1. e-6 表	事故進展解析を実施していない PDS の分岐確率の考え方
第 4.1.1. f-1 表	分岐確率のあてはめ方法
第 4.1.1. f-2 表	格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 4.1.1. f-3 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 4.1.1. f-4 表	格納容器破損モード別、破損カテゴリ別の格納容器破損頻度
第 4.1.1. f-5 表	起因事象別格納容器破損頻度
第 4.1.1. g-1 表	格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-2 表	プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-3 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析

- 第 4.1.1.g-4 表 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確かさ解析
- 第 4.1.1.g-5 表 格納容器破損モード別，格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度の比較

図

出力運転時 PRA

【今回提出】

- 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 1次冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要
- 第 3.1.1.a-3 図 原子炉保護設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-4 図 化学体積制御設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-5 図 非常用炉心冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図
- 第 3.1.1.a-8 図 所内単線結線図
- 第 3.1.1.a-9 図 直流電源設備単線結線図
- 第 3.1.1.a-10 図 計測制御用電源設備単線結線図
- 第 3.1.1.a-11 図 工学的安全施設作動設備説明図
- 第 3.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却水設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-13 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-14 図 補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）
- 第 3.1.1.a-15 図 制御用圧縮空気設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-16 図 1次及び2次冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-17 図 原子炉格納施設構造概要図
- 第 3.1.1.a-18 図 アンユラス空気浄化設備系統説明図
- 第 3.1.1.b-1 図 国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合
- 第 3.1.1.b-2 図 泊発電所 3号炉 余熱除去系簡略図
- 第 3.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム LOCA の想定
- 第 3.1.1.d-1(a) 図 大破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(b) 図 中破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(c) 図 小破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(d) 図 インターフェイスシステム LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(e) 図 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(f) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(g) 図 ATWS イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(h) 図 2次冷却系の破断イベントツリー

- 第 3.1.1.d-1(i) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(j) 図 過渡事象イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(k) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(l) 図 手動停止イベントツリー
- 第 3.1.1.e-1 図 故障モードのスクリーニング手順
- 第 3.1.1.e-2 図 システム信頼性の評価例（余熱除去冷却器機能喪失）
- 第 3.1.1.f-1 図 共通要因故障同定のフロー
- 第 3.1.1.g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
- 第 3.1.1.h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合
- 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 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果
- 第 3.1.1.h-6 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【RCP シール LOCA の発生確率変更】
- 第 3.1.1.h-7 図 起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時 PRA

- 第 3.1.2-1 図 停止時レベル 1PRA 評価フロー図
- 第 3.1.2.a-1 図 停止時の主要設備の概要
- 第 3.1.2.a-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 3.1.2.a-3 図 POS の分類及び使用可能な緩和設備
- 第 3.1.2.a-4 図 ミッドループ運転概要図
- 第 3.1.2.b-1 図 起因事象の抽出に用いたマスターロジックダイアグラム
- 第 3.1.2.d-1(a) 図 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(b) 図 水位維持失敗イベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(c) 図 オーバードレンイベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(d) 図 余熱除去機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(e) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(f) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2.d-1(g) 図 反応度の誤投入イベントツリー
- 第 3.1.2.e-1 図 システム信頼性の評価例
- 第 3.1.2.f-1 図 共通要因故障同定のフロー
- 第 3.1.2.h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2.h-2 図 POS 別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2.h-3 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2.h-4 図 FV 重要度と RAW の相関（FV 重要度上位基事象）

- 第 3.1.2. h-5 図 FV 重要度と RAW の相関 (RAW 上位基事象)
- 第 3.1.2. h-6(a) 図 不確実さ評価結果 (POS4 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(b) 図 不確実さ評価結果 (POS5 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(c) 図 不確実さ評価結果 (POS9 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(d) 図 不確実さ評価結果 (POS10 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(e) 図 不確実さ評価結果 (POS12 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(f) 図 不確実さ評価結果 (POS14 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-7 図 不確実さ評価結果 (事故シーケンスグループ別)
- 第 3.1.2. h-8 図 充てん注入の有無に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)
- 第 3.1.2. h-9 図 充てん系による注入の有無に関する感度解析結果 (事故シーケンスグループ別の寄与割合比較)

地震 PRA

- 第 3.2.1-1 図 地震 PRA 評価フロー
- 第 3.2.1. a-1 図 プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
- 第 3.2.1. a-2 図 プラントウォークダウンの評価結果の例
- 第 3.2.1. a-3 図 起因事象の抽出フロー
- 第 3.2.1. b-1 図 敷地周辺の活断層分布
- 第 3.2.1. b-2 図 (1/2) 萩原 (1991) による領域区分
- 第 3.2.1. b-2 図 (2/2) 垣見ほか (2003) による領域区分
- 第 3.2.1. b-3 図 (1/7) ロジックツリー (特定震源その 1)
- 第 3.2.1. b-3 図 (2/7) ロジックツリー (特定震源その 2)
- 第 3.2.1. b-3 図 (3/7) ロジックツリー (特定震源その 3)
- 第 3.2.1. b-3 図 (4/7) ロジックツリー (特定震源その 4)
- 第 3.2.1. b-3 図 (5/7) ロジックツリー (特定震源その 5)
- 第 3.2.1. b-3 図 (6/7) ロジックツリー (領域震源)
- 第 3.2.1. b-3 図 (7/7) ロジックツリー (地震動評価)
- 第 3.2.1. b-4 図 (1/2) 平均ハザード曲線 (水平方向)
- 第 3.2.1. b-4 図 (2/2) 平均ハザード曲線 (鉛直方向)
- 第 3.2.1. b-5 図 (1/5) 震源ごとのハザード曲線 (特定震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (2/5) 震源ごとのハザード曲線 (萩原 (1991) に基づく領域震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (3/5) 震源ごとのハザード曲線 (垣見ほか (2003) に基づく領域震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (4/5) 震源ごとのハザード曲線 (領域震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (5/5) 震源ごとのハザード曲線 (全震源)
- 第 3.2.1. b-6 図 (1/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (水平方向)
- 第 3.2.1. b-6 図 (2/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (鉛直方向)

第 3.2.1. b-7 図 (1/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (水平方向)
第 3.2.1. b-7 図 (2/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (鉛直方向)
第 3.2.1. b-7 図 (3/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (水平方向)
第 3.2.1. b-7 図 (4/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (鉛直方向)
第 3.2.1. b-7 図 (5/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトル (領域震源) との比較 (水平方向)
第 3.2.1. b-7 図 (6/6)	基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトル (領域震源) との比較 (鉛直方向)
第 3.2.1. b-8 図 (1/2)	周期ごとの平均ハザード曲線 (水平方向)
第 3.2.1. b-8 図 (2/2)	周期ごとの平均ハザード曲線 (鉛直方向)
第 3.2.1. b-9 図	フラジリティ評価用地震動 (年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬波)
第 3.2.1. c-1-1 図 (1/3)	原子炉建屋の概要 (平面図) (T. P. 24. 8m)
第 3.2.1. c-1-1 図 (2/3)	原子炉建屋の概要 (平面図) (A-A 断面)
第 3.2.1. c-1-1 図 (3/3)	原子炉建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1. c-1-2 図 (1/3)	原子炉補助建屋の概要 (平面図) (T. P. 17. 8m)
第 3.2.1. c-1-2 図 (2/3)	原子炉補助建屋の概要 (断面図) (A-A 断面)
第 3.2.1. c-1-2 図 (3/3)	原子炉補助建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1. c-1-3 図 (1/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (平面図) (T. P. 10. 3m)
第 3.2.1. c-1-3 図 (2/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (A-A 断面)
第 3.2.1. c-1-3 図 (3/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1. c-1-4 図 (1/3)	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図) (T. P. 3. 1m)
第 3.2.1. c-1-4 図 (2/3)	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-A 断面)
第 3.2.1. c-1-4 図 (3/3)	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1. c-1-5 図 (1/3)	B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図) (T. P. 3. 0m)
第 3.2.1. c-1-5 図 (2/3)	B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-A 断面)

- 第 3.2.1.c-1-5 図 (3/3) B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)
- 第 3.2.1.c-1-6 図 解析モデル (原子炉建屋 水平方向)
- 第 3.2.1.c-1-7 図 解析モデル (原子炉補助建屋 水平方向)
- 第 3.2.1.c-1-8 図 解析モデル (ディーゼル発電機建屋 水平方向)
- 第 3.2.1.c-1-9 図 地震応答解析モデル (A1, A2-燃料油貯油槽タンク室 水平方向)
- 第 3.2.1.c-1-10 図 地震応答解析モデル (B1, B2-燃料油貯油槽タンク室 水平方向)
- 第 3.2.1.c-1-11 図 原子炉建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 6)
- 第 3.2.1.c-1-12 図 原子炉補助建屋のフラジリティ曲線 (EW 方向, 部材 9)
- 第 3.2.1.c-1-13 図 ディーゼル発電機建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 1)
- 第 3.2.1.c-2-1 図 原子炉補機冷却海水管ダクト平面図
- 第 3.2.1.c-2-2 図 原子炉補機冷却海水管ダクト断面図 (C-C 断面)
- 第 3.2.1.c-2-3 図 原子炉補機冷却海水管ダクトのフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.c-3-1 図 スペクトル形状係数の概念図
- 第 3.2.1.c-3-2 図 減衰係数の概念図
- 第 3.2.1.c-3-3 図 建屋のスペクトル形状係数の概念図
- 第 3.2.1.c-3-4 図 1 次冷却材ポンプのフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.c-3-5 図 余熱除去冷却器のフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.c-3-6 図 内燃機関のフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.c-3-7 図 ディーゼル発電機制御盤のフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.c-3-8 図 一般代表弁のフラジリティ曲線
- 第 3.2.1.d-1 図 地震 PRA 起因事象階層イベントツリー
- 第 3.2.1.d-2 図 過渡分類イベントツリー
- 第 3.2.1.d-3 図 フロントラインイベントツリー
- 第 3.2.1.d-4 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 3.2.1.d-5 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 3.2.1.d-6 図 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率
- 第 3.2.1.d-7 図 事故シーケンスグループ別の不確かさ解析結果
- 第 3.2.1.d-8 図 相関仮定に係る炉心損傷頻度比較

津波 PRA

- 第 3.2.2-1 図 津波 PRA 評価フロー
- 第 3.2.2.a-1 図 プラント設備配置の概略図
- 第 3.2.2.a-2 図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー
- 第 3.2.2.a-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート (例)
- 第 3.2.2.a-4 図 起因事象の選定フロー

- 第 3.2.2. b-1 図 確率論的津波ハザード評価における検討対象領域
- 第 3.2.2. b-2 図 津波発生モデルに関するロジックツリー
- 第 3.2.2. b-3 図 津波ハザード曲線 (算術平均, 信頼度別)
- 第 3.2.2. c-1 図 没水及び波力に対する機器のフラジリティ曲線
- 第 3.2.2. d-1 図 津波 PRA イベントツリー
- 第 3.2.2. d-2 図 津波高さごとの全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-3 図 事故シーケンスグループごとの全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-4 図 不確かさ解析結果
- 第 3.2.2. d-5 図 引き波時のイベントツリー

レベル 1.5PRA

- 第 4.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー図
- 第 4.1.1. a-1 図 原子炉格納容器の形状及び溶融炉心の移動経路
- 第 4.1.1. b-1 図 レベル 1.5PRA 用のレベル 1 PRA イベントツリー
- 第 4.1.1. b-2 図 プラント損傷状態の分類
- 第 4.1.1. c-1 図 PWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第 4.1.1. e-1 図 代表的な物理量の時間変化 (AED)
- 第 4.1.1. e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AED)
- 第 4.1.1. e-3 図 代表的な物理量の時間変化 (AEW)
- 第 4.1.1. e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEW)
- 第 4.1.1. e-5 図 代表的な物理量の時間変化 (AEI)
- 第 4.1.1. e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEI)
- 第 4.1.1. e-7 図 代表的な物理量の時間変化 (SED)
- 第 4.1.1. e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (SED)
- 第 4.1.1. e-9 図 代表的な物理量の時間変化 (TED)
- 第 4.1.1. e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TED)
- 第 4.1.1. e-11 図 代表的な物理量の時間変化 (TEI)
- 第 4.1.1. e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TEI)
- 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頻度
- 第 4.1.1. f-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-5 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-6 図 主要な PDS における格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合
- 第 4.1.1. g-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確かさ解析
- 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不確かさ解析
- 第 4.1.1. g-3 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確かさ解析

第 4.1.1.g-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

補足説明資料

出力運転時 PRA

【今回提出】

- 補足 3.1.1.a-1 泊 3 号炉の特徴の解析，操作性への影響について
- 補足 3.1.1.a-2 国内製耐熱 RCP シールの PRA 上の取扱いについて
- 補足 3.1.1.a-3 デジタル安全保護回路の V&V 及び PRA における取扱いについて
- 補足 3.1.1.b-1 燃料集合体の落下について
- 補足 3.1.1.b-2 PRA における原子炉容器破損の取扱いについて
- 補足 3.1.1.b-3 泊 3 号炉の内部事象 PRA で「DC 母線 1 系列喪失時に補助給水機能喪失する事故」がない理由について
- 補足 3.1.1.b-4 運転時 PRA において通常停止を起因事象として取扱わない考え方について
- 補足 3.1.1.b-5 「起動操作」を起因事象に含めないことの方針について
- 補足 3.1.1.b-6 従属性を有する起因事象の抽出について
- 補足 3.1.1.b-7 「主蒸気隔離弁の閉止」を過渡事象に分類する考え方について
- 補足 3.1.1.b-8 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
- 補足 3.1.1.b-9 起因事象発生頻度の評価の考え方について
- 補足 3.1.1.b-10 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
- 補足 3.1.1.b-11 WASH-1400 の考え方について
- 補足 3.1.1.b-12 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
- 補足 3.1.1.b-13 ATWS の起因事象発生頻度で用いた原子炉トリップ失敗確率評価について
- 補足 3.1.1.b-14 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
- 補足 3.1.1.c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 補足 3.1.1.c-2 成功基準解析の解析条件設定の考え方について
- 補足 3.1.1.c-3 成功基準の設定時の解析例について
- 補足 3.1.1.d-1 イベントツリーの作成例について
- 補足 3.1.1.d-2 イベントツリーのヘディングに含まない主要な緩和設備について
- 補足 3.1.1.d-3 泊発電所 3 号機 内部事象運転時レベル 1 PRA イベントツリー
- 補足 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
- 補足 3.1.1.e-1 システム信頼性解析例について

補足 3. 1. 1. e-2	内部事象レベル 1 PRA におけるサポート機能喪失の取扱いについて
補足 3. 1. 1. f-1	ディーゼル発電機の故障率について
補足 3. 1. 1. f-2	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
補足 3. 1. 1. g-1	人間信頼性評価手法について
補足 3. 1. 1. g-2	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
補足 3. 1. 1. g-3	計器の校正ミスの取扱いについて
補足 3. 1. 1. h-1	PRA の使用コードの検証について
補足 3. 1. 1. h-2	事故シーケンスの評価イメージについて
補足 3. 1. 1. h-3	イベントツリーにおけるヘディングの分岐確率について
補足 3. 1. 1. h-4	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
補足 3. 1. 1. h-5	不確実さ解析における計算回数について

停止時 PRA

補足 3. 1. 2. a-1	停止時 PRA において評価対象外とした POS の除外理由について
補足 3. 1. 2. b-1	停止時 PRA における反応度の誤投入の想定について
補足 3. 1. 2. b-2	停止時 PRA の起因事象に係る米国実績の調査及び適用性について
補足 3. 1. 2. b-3	オーバードレン及び水位維持失敗の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
補足 3. 1. 2. c-1	崩壊熱を考慮した感度解析について
補足 3. 1. 2. d-1	泊発電所 3 号機 内部事象停止時レベル 1 PRA イベントツリー
補足 3. 1. 2. g-1	人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
補足 3. 1. 2. h-1	POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について
補足 3. 1. 2. h-2	システム信頼性解析の結果について

地震 PRA

補足 3. 2. 1-1	地震，津波 PRA 学会標準の主要な改定点及び結果への影響について
補足 3. 2. 1. a-1	プラントウォークダウン対象設備の選定について
補足 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
補足 3. 2. 1. a-3	プラントウォークダウンの実施について
補足 3. 2. 1. a-4	フラジリティ評価における余震の考え方について
補足 3. 2. 1. a-5	起因事象の抽出に対する網羅性について
補足 3. 2. 1. a-6	換気空調系機能喪失事象の扱いについて
補足 3. 2. 1. a-7	地震 PRA における総合デジタルの計測制御設備の扱いについて
補足 3. 2. 1. c-1	フラジリティ評価手法選定の考え方について
補足 3. 2. 1. c-2	耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）について

- 補足 3.2.1.c-3 第 85 回審査会合（平成 26 年 2 月 25 日）以降の地震 PRA おける評価手法の変更について
- 補足 3.2.1.d-1 地震 PRA におけるイベントツリー評価について
- 補足 3.2.1.d-2 地震 PRA における成功基準について
- 補足 3.2.1.d-3 使命時間に関する感度解析について
- 補足 3.2.1.d-4 小イベントツリー手法を用いた今回の評価と大イベントツリー手法を用いた時の事故シーケンス選定のまとめ方について（地震 PRA）
- 補足 3.2.1.d-5 地震 PRA におけるランダム故障の影響について

津波 PRA

- 補足 3.2.2.a-1 引き波による取水位の低下に伴う原子炉補機冷却海水ポンプの取水性について
- 補足 3.2.2.a-2 事故シナリオの分析において引き波を除外する考え方について
- 補足 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
- 補足 3.2.2.b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討
- 補足 3.2.2.c-1 津波 PRA における漂流物の取り扱いについて
- 補足 3.2.2.d-1 津波による敷地浸水解析について
- 補足 3.2.2.d-2 津波高さが T.P. + ●●. ●m を超過した場合の事故シナリオについて

レベル 1.5PRA

- 補足 4.1.1.b-1 炉心損傷時期を分類する基準について
- 補足 4.1.1.d-1 泊発電所 3 号機内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー
- 補足 4.1.1.f-1 原子炉格納容器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
- 補足 4.1.1.f-2 格納容器直接接触の分岐確率の設定について

1. PRA 実施の目的

本 PRA は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）第 3 章第 37 条に基づいて実施したものである。

本 PRA の結果は，解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている必ず想定する事故シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

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

PRA の実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されている等、現段階で実施可能な、内部事象レベル 1（出力運転時，停止時），内部事象レベル 1.5（出力運転時），外部事象として地震レベル 1 及び津波レベル 1 とした。

評価の対象とするプラント状態は、今回の PRA の目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対応する重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としたプラント状態とした。

なお、作動信号失敗時の手動信号や、自動作動失敗時の手動作動等の設計基準事故対処設備の機能を維持させるためのバックアップ操作は、設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。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している。

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1 PSA 編）：2008」（以下「レベル1 PSA 学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。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1 PRA の実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報を PRA の目的に応じて調査・収集した。

- ・ PRA 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障、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1 PRA において重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b. 項にレベル 1.5PRA において重要となる原子炉格納施設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 2,660MWt
 - － 電気出力 912MWe
- ・ プラント型式
 - － 加圧水型 3 ループプラント
- ・ 原子炉格納容器型式
 - － 鋼製上部半球形下部さら形円筒形

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントの PRA に係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な 1 次冷却系及び安全系により構成される。第 3.1.1.a-1 図に本プラントの 1 次冷却設備を、第 3.1.1.a-2 図に工学的安全施設の概要を示す。また、第 3.1.1.a-2 表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第 3.1.1.a-3 図、第 3.1.1.a-4 図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護設備とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御設備から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。

これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用交流電源設備から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

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

1) 蓄圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各 1 次冷却材ループに 1 系統ずつ設置されている。1 次冷却材系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約 4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから 1 次冷却材低温側配管を通して原子炉格納容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

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

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

- ① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
- ② 原子炉圧力異常低
- ③ 主蒸気ライン圧力低
- ④ 原子炉格納容器圧力高
- ⑤ 手動

非常用炉心冷却設備作動信号により、高圧注入系の弁が開くとともに、高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水ピットのほう酸水を、1 次冷却材低温側配管を経て、原子炉に注水する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、高圧注入ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

3) 低圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々 2 台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水ピットのほう酸水を、余熱除去冷却器を経て、1 次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第 3.1.1.a-6 図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除

去するもので、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは 100%容量のものを 2 台、格納容器スプレイ冷却器は 100%容量のものを 2 基、また、よう素除去薬品タンクは 100%容量のものを 1 基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(a) ~ (b) の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

1) 電気設備（非常用交流電源設備、直流電源設備、計測制御用電源設備）

（第 3.1.1. a-7 図～第 3.1.1. a-10 図）

非常用交流電源設備は、非常用所内電源として非常用高圧母線 2 母線で構成し、ディーゼル発電機は、多重性を考慮し 2 台備え、非常用高圧母線にそれぞれ接続する。非常用高圧母線低電圧信号が発信した場合には、ディーゼル発電機が自動起動するとともに非常用母線に接続する負荷のうち動力変圧器等を除きすべて開放する。ディーゼル発電機の電圧が確立すると非常用高圧母線に自動的に接続され、原子炉を停止するために必要な負荷を順次投入する。

直流電源設備は、非常用所内電源として非常用直流母線 2 母線で構成し、母線電圧は 1 2 5 V である。非常用所内電源の直流電源設備は、非常用低圧母線に接続される充電器 2 台、蓄電池 2 組等 2 系列で構成し、いずれかの 1 系列が故障しても残りの 1 系列で原子炉の安全性は確保できる。

計測制御用電源設備は、非常用として計装用交流母線 8 母線で構成し、母線電圧は 1 0 0 V である。非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する無停電電源装置等で構成する。

2) 工学的安全施設作動設備（非常用炉心冷却設備作動信号、原子炉格納容器スプレイ作動信号）（第 3.1.1. a-11 図）

工学的安全施設作動設備は、原子炉冷却材喪失、主蒸気管破断等の際して、炉心の冷却を行い、原子炉格納容器バウンダリを保護し、発電所周辺の公衆の安全を確保するための設備を作動させる。

工学的安全施設作動信号の例としては以下のものがある。

・非常用炉心冷却設備作動信号

炉心冷却材の確保あるいは過度の反応度添加を抑え、炉心の損傷を防止するため、特定の信号が発信した場合には、原子炉をトリップさせるとともに、非常用炉心冷却設備作動信号を発信し、高圧注入系起動等の動作を行う。

・原子炉格納容器スプレイ作動信号

1 次冷却設備の配管破断又は原子炉格納容器内での主蒸気管破断時に、原子炉格納容器の減圧及びよう素除去の目的で、原子炉格納容器スプレイ作動信号を発信し、原子炉格納容器スプレイ設備の起動を行う。この信号

によって原子炉格納容器隔離も行う。

3) 原子炉補機冷却水設備（第 3.1.1. a-12 図）

原子炉補機冷却水設備は、原子炉補機冷却水冷却器 4 基、原子炉補機冷却水ポンプ 4 台、原子炉補機冷却水サージタンク 1 基、多重性を備えた安全機能を有する原子炉補機へ冷却水を供給する母管 2 本とその他の原子炉補機へ冷却水を供給する母管 1 本等からなる閉回路を構成し、原子炉補機から発生した熱を冷却する。

4) 原子炉補機冷却海水設備（第 3.1.1. a-13 図）

原子炉補機冷却海水設備は、2 系列で構成し、各系列に原子炉補機冷却海水ポンプを 2 台設置し、原子炉補機冷却水冷却器、ディーゼル発電機及び空調用冷凍機に冷却海水を供給して、原子炉補機等で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海に輸送する。

5) 換気空調設備（第 3.1.1. a-14 図）

換気空調設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、放射線業務従事者等に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質を除去低減するもので、アニュラス空気浄化設備、格納容器換気空調設備、補助建屋換気空調設備等で構成する。

6) 制御用圧縮空気設備（第 3.1.1. a-15 図）

制御用圧縮空気設備は、制御用空気圧縮機 2 台、制御用空気だめ 2 基、制御用空気除湿装置 2 台、多重性を備えた安全機能を有する機器へ圧縮空気を供給する母管 2 本とその他の機器へ圧縮空気を供給する母管 1 本等から構成する。

(d) その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち、PRA で作動を考慮する設備は以下のものがある。

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁（第 3.1.1. a-1 図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に 1 次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合にこの加圧器逃がし弁を隔離するため、遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。

加圧器安全弁は、ばね式で、加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1 次冷却設備の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、1 次冷却系の圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、タービンバイパス系（第 3.1.1. a-16 図）

蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は6個設け、定格主蒸気流量の約40%を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に各1個設け、定格主蒸気流量の約10%を処理できる。この主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するため、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ5個、合計15個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ (第3.1.1.a-16図)

補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台、電動2台を設ける。各ポンプとも水源は、補助給水ピットを使用するが、後備用として2次系純水タンクも使用することができる。

4) 主蒸気隔離弁 (第3.1.1.a-16図)

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。

b. 原子炉格納施設の構成・特性

(a) 原子炉格納施設の構成・特性 (第3.1.1.a-17図)

原子炉格納施設は、原子炉格納容器、外部遮へい、アニュラス部、原子炉格納容器スプレイ設備、アニュラス空気浄化設備及び格納容器換気空調設備で構成する。

原子炉格納容器と円筒下部外側と外部遮へいとの間は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重格納の機能を持たせる。配管の大部分、電線、ダクト、エアロック等の格納容器貫通部は、このアニュラス部を通るようにする。

原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。

(b) アニュラス空気浄化設備 (第3.1.1.a-18図)

アニユラス空気浄化設備は、アニユラス空気浄化ファン、アニユラス空気浄化フィルタユニットで構成し、100%容量のものが2系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。

②PRA に影響する特徴

本プラントにおいて、PRA に影響する主な特徴についての説明及び PRA での具体的な取扱いについて以下に示す。(補足 3.1.1.a-1)

(1) 充てん／高圧注入ポンプの分離

【設計思想】

高圧注入ポンプと充てんポンプを分離することにより、系統を簡素化し、安全性及び信頼性を高めている。

【PRA への影響】

充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントは、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントと比較して、小さなリークが生じた時の緩和手段が多いため、極小 LOCA を起因事象として考慮していない。

(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要 (非ブースティングプラント)

【設計思想】

高圧再循環時には、高圧注入ポンプのみで有効吸込み水頭 (NPSH) が確保できる設計となっているため、余熱除去ポンプを用いたブースティングは不要である。

【PRA への影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合でも、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環機能が使用可能である

(3) ほう酸注入タンクの設置

【設計思想】

炉心が過冷却されるような事象が起こった時に、炉心を未臨界にでき、かつ、未臨界を維持できるように、高圧注入ポンプ出口側に高濃度のほう酸水を貯えたほう酸注入タンクを設置している。

【PRA への影響】

高圧注入系の機能喪失の要因として、ほう酸注入タンクの故障やほう酸注入タンクの周りの弁故障を考慮する。

(4) RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用

【設計思想】

全交流動力電源喪失時や最終ヒートシンク喪失時に RCP シール部へのシール水注水や RCP シール部の冷却ができない場合においても、RCP シール部から 1 次冷却材が大量に系外へ漏えいすることを抑制するため、RCP シール部に国内製耐熱 O リングを採用している。

【PRA への影響】

本 PRA においては、保守的に国内製耐熱 O リングの耐熱性は考慮せず、非信頼度を 1.0 とする。(補足 3.1.1.a-2)

(5) 計測制御設備の総合デジタル化

【設計思想】

計測制御設備の総合デジタル化により、アナログカード類の大幅な低減による故障率の低下や誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤の低減を見込むことができる。

【PRA への影響】

アナログカード類が低減される一方で、ソフトウェアのエラーに起因する共通原因故障を考慮する必要があるが、十分な実績データが得られていないことから、本 PRA においては、ソフトウェアの共通原因故障の確率は不確実さの大きい条件を用いる。また、デジタル制御盤に係る人的過誤評価については適用可能な知見がないため、従来どおりのアナログ制御盤をベースとした人的過誤評価を実施する。(補足 3.1.1.a-3)

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、選定を行った。

a. 国内外の評価事例の分析（既往の PRA，安全評価審査指針，EPRI NP-2230）

既往の PRA，安全評価審査指針（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、泊 3 号炉における起回事象発生実績はない。

(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。

a. 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考慮不要であるため、本事象は除外する。

b. 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。(補足 3.1.1.b-1)

c. 原子炉容器破損

「原子炉容器破損」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ことから、本事象は除外する。(補足 3.1.1.b-2)

d. 極小 LOCA

「極小 LOCA」については、1次冷却材の極小 LOCA が生じた場合、充てんポンプ等によりリーク量を上回る注水を行うことで事象は収束される。泊3号炉は、充てん/高圧注入ポンプ兼用ではなく、充てんポンプ3台と高圧注入ポンプ2台が独立であることから、これらが重畳して失敗する可能性は十分低いいため、本事象は除外する。

e. DC 母線 1 系列喪失

「DC 母線 1 系列喪失」については、この事象が発生したときに原子炉トリップに至るプラントが対象となる。泊3号炉は DC 母線 1 系列喪失が発生しても原子炉トリップに至らないため、本事象は除外する。(補足 3.1.1.b-3)

(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等が同等となり、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。検討結果を第 3.1.1.b-3 表に示す。

a. LOCA

LOCA は、1次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発信して原子炉トリップに至る事象であり、起回事象としては1次冷却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCA のカテゴリに含まれる事象について、破断規模に応じて期待される ECCS 設備、2次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 小破断 LOCA
- ・ 中破断 LOCA
- ・ 大破断 LOCA

b. ATWS

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。

c. インターフェイスシステム LOCA

インターフェイスシステム LOCA は、原子炉冷却材圧力バウンダリと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閉等により、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、単独で一つの起因事象グループとする。

d. 手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、単独で一つの起因事象グループとする（補足 3.1.1.b-4）。なお、起動操作は起因事象として考慮していない。（補足 3.1.1.b-5）

e. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCP シール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による 1 次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、単独で一つの起因事象グループとする。（補足 3.1.1.b-6）

f. 2 次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器 1 基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2 次冷却系の破断」として分類し、単独で一つの起因事象グループとする。

g. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管 1 本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、単独で一つの起因事象グループとする。

h. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが、事象の進展や緩和設備の状況から以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 主給水流量喪失
（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる）
- ・ 外部電源喪失
（非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

- ・ 過渡事象

(外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化)

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起回事象として12事象を選定した。選定した起回事象について概要とともに第3.1.1.b-4表に示す。(補足3.1.1.b-7)

(4) 起回事象の発生頻度評価

選定された起回事象に基づき、レベル1 PRA において使用する起回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(補足3.1.1.b-8)。各起回事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。(補足3.1.1.b-9)

- a. 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期間(運転時間又は暦日)を用いる。(※:2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開(1970年11月28日)以降1976年3月31日までの期間は、第3.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1 PSA 学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第3.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。)(補足3.1.1.b-10)
- b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステム LOCA 及び ATWS 以外の起回事象は、a. の手法を用いて、起回事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方に基づき検討及び評価した。

- ー 国内で発生実績のある起回事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。
- ー 国内及び米国共に発生実績のない起回事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、PRA に係る基本設計である1次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

一方、インターフェイスシステム LOCA は、b. の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起回事象発生頻度を算出した。また、ATWS は、a. の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b. の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起回事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、以下の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 2次冷却系の破断 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日（481炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
原子炉補機冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日（632炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 主給水流量喪失 蒸気発生器伝熱管破損 過渡事象 手動停止 	国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
外部電源喪失	国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日（621炉年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
ATWS	国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年））	1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
インターフェイスシステムLOCA	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) LOCA の発生頻度

LOCA は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断 LOCA の発生頻度を算定した。

WASH-1400 の考え方に基づき、大破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度の 1/10 として算出し、中破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度と大破断 LOCA の発生頻度の相乗平均として算出した。(補足 3.1.1.b-11)

○小破断 LOCA の発生頻度

$$= 0.5 / (481+1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

○大破断 LOCA の発生頻度

$$= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

○中破断 LOCA の発生頻度

$$= (\text{大破断 LOCA の発生頻度} \times \text{小破断 LOCA の発生頻度})^{1/2}$$

$$= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

(b) 2 次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○2 次冷却系の破断の発生頻度

$$= 0.5 / (481+1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

2 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632+1839) = 2.0 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

632 : 運転開始からの国内 PWR プラント運転期間※ (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する(運転期間=発電期間+運転停止中期間)。なお、米国の停止時間については、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性があり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げることは非保守側と考え、含めない扱いとした。

(c) 主給水流量喪失，外部電源喪失，蒸気発生器伝熱管破損，過渡事象，手動停止の発生頻度

これらの事象は，国内で発生実績があることから，国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○主給水流量喪失の発生頻度

$$= 5 / 475 = 1.1 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

5 : 発生実績^{※1} (件)

※1 美浜1号(1978/12/6)，高浜1号(1981/4/7)，大飯2号(1983/4/10)，敦賀2号(1989/6/28)，美浜3号(2004/8/9)

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○外部電源喪失の発生頻度(補足3.1.1.b-12)

$$= (1 + 2) / 621 = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※2} (件)

※2 伊方1号(1980/8/27)

2 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※3} (件)

※3 敦賀2号(1999/12/15)，泊2号(2000/5/19)

621 : 国内PWRプラント運転期間^{※4} (年)

※4 外部電源喪失は出力運転中のみならず，運転停止中においても発生し得る事象であるため，発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する(運転期間=発電期間+運転停止中期間)。

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3386 \times 3) \times 8760$$

$$= 2.4 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績^{※5} (件)

※5 美浜2号(1991/2/9)

4.1×10^{10} : 国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値(本・時間)

0.1 : 伝熱管施栓率

3386×3 : 当該プラントの伝熱管本数(本)

8760 : 時間から年への換算係数(8760=365×24)(時間／年)

○過渡事象の発生頻度

$$= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

46 : 発生実績^{※6} (件)

※6 玄海4号(2008/6/20)，美浜1号(2008/11/20)等

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○手動停止の発生頻度

$$= 110 / 475 = 2.3 \times 10^{-1} \text{ (／炉年)}$$

110 : 発生実績^{※7} (件)

※7 大飯2号(2007/12/16), 敦賀2号(2008/9/16)等

475 : 国内 PWR プラント発電期間(年)

(d) ATWS の発生頻度

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また、原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。(補足 3.1.1.b-13)なお、小破断 LOCA 等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ATWS として考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{ATWS の発生頻度} &= (4.4 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-2}) \times 1.8 \times 10^{-7} \\ &= 1.2 \times 10^{-8} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

4.4×10^{-2} : タービントリップ操作が必要な AT の発生実績 21 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象(例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等)を除く。

2.7×10^{-2} : タービントリップ操作が不要な AT の発生実績 13 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象を除く。

1.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステム LOCA の発生頻度

インターフェイスシステム LOCA は、原子炉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。

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第 3.1.1.b-2 図に示す。インターフェイスシステム LOCA に至るシーケンスとして以下の 3 つのシナリオが考えられる。

- ① 低温側注入ラインにある 3 つの逆止弁の同時故障
- ② 高温側注入ラインにある 3 つの逆止弁と 1 つの電動弁の同時故障
- ③ 余熱除去ポンプの吸込側にある 2 つの電動弁の同時故障

LOCA の原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、

LOCA には至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁，電動弁それぞれのリークの発生頻度は，機器故障率データより，

- ・ 逆止弁リーク： $7.1 \times 10^{-9}/h$
- ・ 電動弁リーク： $4.1 \times 10^{-9}/h$

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<http://www.nucia.jp/>）のデータベースにはないため，リークのデータに 10^{-1} を乗じた値を使用する。したがって，破損のデータは，

- ・ 逆止弁破損： $7.1 \times 10^{-10}/h$
- ・ 電動弁破損： $4.1 \times 10^{-10}/h$

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の1年とすると，弁のリーク／破損の発生確率は，

- ・ 逆止弁リーク P(V1)： 6.2×10^{-5} ($=7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁リーク P(V2)： 3.6×10^{-5} ($=4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・ 逆止弁破損 P(V3)： 6.2×10^{-6} ($=7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁破損 P(V4)： 3.6×10^{-6} ($=4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)

となる。また，逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより，

- ・ 逃がし弁開失敗 P(V5)： $1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{*7}$

※7 $1/\text{demand} = \text{回}/\text{要求}$

を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は，3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また，逆止弁のリークに対しては，逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは6通りあり，第 3.1.1.b-3 図(1/4)及び第 3.1.1.b-3 図(2/4)に示す。したがって，低温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は，

$$\begin{aligned}
 P1 &= 6 \times (P(V3))^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) \\
 &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\
 &= 4.1 \times 10^{-15} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

$P(V3)^3$ ：3つの直列な逆止弁の破損

$P(V1)^3 \times P(V5)$ ：3つの直列な逆止弁がリークし，逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5)$ ：2つの逆止弁がリーク，1つの逆止弁が破損し，逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)$ ：1つの逆止弁がリーク，2つの逆止弁が破損し，逃

がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは4通りあり、第3.1.1.b-3 図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P2 &= 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &\quad + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)) \\ &= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^3 \times P(V4)$: 3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損

$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$: 3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、
逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$: 2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリーク、
1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、2
つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$: 1つの電動弁がリーク、3つの直列な逆止弁が破損
し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$: 3つの直列な逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損
し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$: 2つの直列な逆止弁がリーク、1つの逆止
弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$: 1つの逆止弁がリーク、2つの直列な逆止弁
及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは2通りあり、第3.1.1.b-3 図(4/4)に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステム LOCA の発

生頻度は、

$$P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5) \\ = 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

$P(V4)^2$ ：2つの電動弁が破損

$P(V2)^2 \times P(V5)$ ：2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$ ：電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステム LOCA は上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$$P = P1 + P2 + P3 \\ = 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

となる。(補足 3.1.1.b-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

○一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1,200°C を超えると評価される状態。

○LOCA 時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が 100°C 以上と評価される状態。

○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件 (LOCA 時を除く)

2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

(2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表

起回事象ごとに整備した成功基準の一覧を第 3.1.1.c-1 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

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間並びにその設定根拠について以下のとおり示す。(補足 3.1.1.c-1)

(a) LOCA 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切り替え

大破断 LOCA 事象が発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水ピットのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水ピットから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：30 分

設定根拠：事象発生後、発生した事象が LOCA であると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水ピットの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{※1}を算出し、30 分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※1 $1,833\text{m}^3 / (280\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台}) =$
約 29 分

【計算条件】

- ・燃料取替用水ピット水量：1,833 m^3
(通常水位 (94%) \Rightarrow 水位異常低 (3%))
- ・ポンプ仕様
 - 高圧注入ポンプ：280 $\text{m}^3/\text{h} \times 2$ 台
 - 余熱除去ポンプ：681 $\text{m}^3/\text{h} \times 2$ 台
 - 格納容器スプレイポンプ：940 $\text{m}^3/\text{h} \times 2$ 台

(b) 2 次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

2 次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による 2 次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20 分

設定根拠：2 次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、2 次冷却系の除熱機能が喪失するまで 20 分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(c) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR) 発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

SGTR 時には、1 次冷却材が 2 次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、1 次冷却系と 2 次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30 分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で 30 分程度の余裕があるものと評価した。

(d) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

LOCA 時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30 分

設定根拠：LOCA 後の ECCS 再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的に ECCS 再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS 再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に 30 分と評価した。

b. 使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24 時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

- ・ 24 時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- ・ 補助給水系や ECCS 注入系等、実際の使命時間が 24 時間より短いものもあるが、保守的に一律 24 時間として機器の故障確率を評価している。

(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第 3.1.1.c-2 表に示すとおりである。(補足 3.1.1.c-2, 3)

なお、第 3.1.1.c-1 表に示すように、第 3.1.1.c-2 表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

3.1.1.d. 事故シーケンス

選定した起回事象に対して、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及び緩和操作を検討し、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、起回事象ごとに作成した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

作成したイベントツリーを第 3.1.1. d-1 (a) 図～第 3.1.1. d-1 (l) 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補足 3.1.1. d-1, 2, 3, 4 に示す。

(2) 事故シーケンスグループの分類

イベントツリーによって抽出された事故シーケンスは、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、3.1.1. h 項に示す事故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。これに基づき、異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御回路
4. 制御用空気系
5. 換気空調系
6. 原子炉補機冷却海水系

7. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系
9. 高圧注入系（注入時）
10. 高圧注入系（再循環時）
11. 蓄圧注入系
12. 低圧注入系（注入時）
13. 低圧注入系（再循環時）
14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）
15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）
16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系
17. 破損側蒸気発生器隔離
18. 主蒸気隔離
19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. RCP シール LOCA
21. 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA

②システム信頼性評価手法

システム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、システムの比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。

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基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき 3.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第 3.1.1.e-3 表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第 3.1.1.e-1 図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第 3.1.1.e-2 図に示す。（補足 3.1.1.e-1）

なお、内部事象レベル 1 PRA では起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（LOCA 等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。（補足 3.1.1.e-2）

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、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評

価結果について、第 3.1.1.e-4 表に示す。また、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-5 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

国内製の耐熱リングを使用した場合の RCP シール LOCA 発生確率については、原子炉補機冷却機能喪失後の回復に期待せず、RCP シール LOCA が必ず発生すると想定しているため、非信頼度を 1.0 と設定した。

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等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通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

・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 : 時間パラメータ※

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル 1 PSA 学会標準

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（以下「NUCIA」という。）（<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カ年 49基データ（21カ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平

成 21 年 5 月公表)」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。（補足 3.1.1.f-1）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 ヶ年 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。（補足 3.1.1.f-2）

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では AM 策を考慮しない PRA モデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

PRA 評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ (q) は式 (1) で表される。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$$

ここで、MUT：供用可能時間（mean up time）

MDT：供用不能時間（mean down time）

MUT, MDT はそれぞれ試験間隔 (T)，試験時間 (t) と同義であるため、試験による待機除外確率 (qt) の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T \left(1 + \frac{t}{T} \right)} \\ &\doteq \frac{t}{T} (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2) \end{aligned}$$

試験による待機除外状態となる系統，機器をリスト化し，その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試験時間 (t) に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	余熱除去ポンプ定期運転試験	1ヶ月	55分	1.3E-3 ①	2.2E-3 (①+②)
	安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験	1ヶ月	40分	9.3E-4 ②	

(2) 保守作業による待機除外データ

PRA 評価対象システムに対する保守による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、MUT（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保守時間と同義のMDT（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（許容待機除外時間：AOT）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned}
 q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
 &= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)} \\
 &= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
 &\approx \lambda \cdot AOT \quad (\because 1 \gg \lambda \cdot AOT) \dots \dots \dots (3)
 \end{aligned}$$

保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7/h	6.2E-5 ①	1.6E-4 (①+②)
		240時間	制御回路	作動失敗	4.2E-7/h	1.0E-4 ②	

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

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。以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

- (1) 同一系統
- (2) 冗長の機能を有する同種機器
- (3) 起因事象発生前の運転状態が同一
- (4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。

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、PRA での使用実績がある NUREG/CR-5497 (レベル1 PSA 学会標準推奨データベース) の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載される MGL パラメータを使用することとする。

共通要因故障を考慮している対象機器及び故障モードを第 3.1.1.f-1 表に、共通要因故障パラメータの一覧を第 3.1.1.f-2 表にそれぞれ示す。

また、共通要因故障の同定手順を第 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又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。(補足 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. 起回事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第3.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。（補足3.1.1.g-2, 3）

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

b. 起回事象発生後人的過誤

起回事象発生後の人的過誤としては、事故時運転手順書（運転要領緊急処置編）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を含めている。

事故後に実際に行われる運転員操作は、以下の流れで行われるものと想定する。

- ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。
- ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。
- ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。
- ④ ③の確認結果に基づき、事故時運転手順書の操作を行う。
- ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

起回事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断失敗として取り扱う。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、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すべてに失敗するものとして取り扱う。

本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキル ファクタ ※
1次冷却材の喪失	低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替	30分	2.7E-4	下限値
2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値
SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値

※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。

- ・ 下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。

(b) 操作失敗

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、オMISSIONエラー及びCOMMISSIONエラーの THERP 表を用いて評価している。また、担当運転員以外にも指導的な立場等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) 読取失敗

事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示
		8.3E-4	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	
	現場	5.5E-3	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

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。

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（補足 3.1.1.h-1, 2, 3）。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）

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、2次冷却系、蓄圧注入系、高圧注入系、低圧注入系、原子炉格納容器スプレイ系があり、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、補助給水機能が喪失する事故シーケンスや破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWR プラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗し、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、2次冷却系からの除熱機能喪失に分類する。（2次冷却系からの除熱機能喪失）

(b) LOCA が発生した後、蓄圧注水機能、低圧注水機能又は高圧注水機能が喪

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、ECCS注水機能喪失に分類する。(ECCS注水機能喪失)

- (c) LOCAが発生した後、短期の1次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環が喪失し、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、ECCS再循環機能喪失に分類する。(ECCS再循環機能喪失)
- (d) LOCAが発生した後、原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗することにより原子炉格納容器からの除熱機能が喪失した場合には、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧により破損し、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、原子炉格納容器の除熱機能喪失に分類する。(原子炉格納容器の除熱機能喪失)
- (e) インターフェイスシステム LOCA や蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する場合、原子炉格納容器貫通配管等からの原子炉格納容器外への漏えいが防止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、格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損)に分類する。(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損))

c. 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、非常用電源等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、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)

また、原子炉補機冷却機能が喪失し、起因事象の発生と同時に ECCS 等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的に RCP シール LOCA や加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生することで炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、原子炉補機冷却機能喪失に分類する。(原子炉補機冷却機能喪失)

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 2.3×10^{-4} (／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-1 表に、起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 3.1.1.h-2 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-3 表に示す。

起回事象別及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度へ寄与割合について第 3.1.1.h-1 図に示す。(補足 3.1.1.h-4)

また、各事故シーケンスに寄与する要因別の分析結果を第 3.1.1.h-4 表に、事故シーケンスの分析結果を第 3.1.1.h-5 表に示す。

起回事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的に LOCA 事象の寄与は小さくなっている。

(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、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が 88.6%と支配的である。次いで、2次冷却系からの除熱機能喪失による寄与が 9.0%、全交流動力電源喪失による寄与が 1.5%である。その他の事故シーケンスグループによる寄与は 0.9%未満であった。

主要な事故シーケンスグループである原子炉補機冷却機能喪失に対する寄与割合の大きいカットセットは、RCP シール LOCA 発生である。RCP シール LOCA 発生により、アクシデントマネジメント策等を考慮しない評価条件においては、緩和手段がないことから、1次冷却系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。この結果を踏まえた上で、炉心損傷頻度の低減を図るために考えられる対策として、炉心注水機能の多様化がある。原子炉補機冷却機能喪失により原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなることから、原子炉補機冷却機能を使用しない炉心注水機能、及び最終ヒートシンクへの熱の輸送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 9.0%であるが、原子炉補機冷却機能喪失に次いで大きな炉心損傷頻度を占める 2次冷却系からの除熱機能喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障である。これに対しては、補助給水系を使用しない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、全交流動力電源喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、ディーゼル発電機室の空調系のダンパの共通原因故障や UV 信号の失敗である。これに対しては、ディーゼル発電機や信号を使用しない給電機能を設けることが対策の1つとして考えられる。

起回事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が最も大きい (88.6%)。次いで手動停止 (5.7%)、過渡事象 (2.4%) となっており、原子炉補機冷却機能喪失の寄与割合が大きくなっている。これは、原子炉補機冷却機能喪失では RCP シール LOCA が必ず発生し、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、RCP シール LOCA の発生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 RCP シール LOCA 発生に関する基事象が上位となっている。

このように RCP シール LOCA の重要性が高い中で、原子炉補機冷却機能喪失時

には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却設備（ECCS）の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による2次冷却系除熱で炉心冷却する必要があるが、2次冷却系除熱に成功しても RCP シール LOCA が必ず発生し、さらに緩和手段がないことから、原子炉補機冷却機能喪失の炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

手動停止及び過渡事象では、常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については、設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、条件付炉心損傷確率（CCDP）が 10^{-5} のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障」「補助給水ピット閉塞」となっており、補助給水系を使用した2次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(3) 泊3号炉の特徴による影響

泊3号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの分離、非ブースティングプラント、ほう酸注入タンクの設置、RCP シールに国内製耐熱Oリングを採用、計測制御設備の総合デジタル化）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

- a. 充てん／高圧注入ポンプの分離（起因事象として極小 LOCA を考慮しない）
 - ・仮に極小 LOCA が起因事象として発生すると想定した場合においても、緩和設備が多重（充てんポンプ3台、高圧注入ポンプ2台）に設置されており、緩和設備に対する信頼性が高いため、炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えない。
- b. 非ブースティングプラント
 - ・仮に余熱除去ポンプによるブースティングが必要として考慮した場合、「ECCS 再循環機能喪失」の事故シーケンスグループに関係する。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度は比較的小さい。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA 時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。
- c. ほう酸注入タンクの設置
 - ・全炉心損傷頻度に対するほう酸注入タンク設置の寄与割合：0.022%程度
 - ・高圧注入及び高圧再循環が必要となる中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の事故シーケンスに影響があるが、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度

は比較的小さく、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。

d. RCP シールに国内製耐熱Oリングを採用

- ・全炉心損傷頻度に対する RCP シール LOCA の寄与割合：89%程度
- ・原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスにおいて、2次冷却系からの除熱に成功した場合においても必ず RCP シール LOCA が起こることとなるため、炉心損傷頻度への影響が大きい。
- ・外部電源喪失の事故シーケンスにおいて、非常用所内電源の確立に失敗すると原子炉補機冷却機能喪失に至り、RCP シール LOCA が発生するため炉心損傷頻度への影響が大きい。

e. 計測制御設備の総合デジタル化

- ・全炉心損傷頻度に対する計測制御設備の故障の寄与割合：5%程度
- ・ソフトウェアの共通原因故障の確率として不確実さの大きい条件を用いて評価を実施しているが、炉心損傷頻度への影響は比較的小さい。

以上のとおり、PRA に影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの分離」、「非ブースティングプラント」、「ほう酸注入タンクの設置」及び不確実さの大きい条件を用いた「計測制御設備の総合デジタル化」の影響は比較的小さく、炉心損傷頻度に対して有意な影響は与えず、「RCP シールに国内製耐熱Oリングを採用」は、国内製耐熱Oリングの非信頼度を1.0としていることから、炉心損傷頻度に対して支配的であることを確認した。

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

PRA 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（以下「FV 重要度」という。）重要度及びリスク増加価値（以下「RAW」という。）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

評価する項目として、以下の 2 つに対して重要度解析を実施した。

- ・ 起回事象
- ・ 緩和系の基事象

a. 起回事象

起回事象の FV 重要度評価結果を第 3.1.1.h-6 表に示す。FV 重要度は、全炉心損傷頻度の支配的要因である起回事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起回事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-7 表に示す。RAW は、起回事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステム LOCA」, 「ATWS」及び「原子炉補機冷却機能喪失」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。起回事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が FV 重要度、RAW ともに高い結果となっている。このことから、原子炉補機冷却水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-8 表に示す。RCP シール LOCA 発生が突出 (0.89) し、それ以外では補助給水ピットの閉塞やアプリケーションソフトの故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が全 CDF の大半を占めていること、補助給水ピットの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起回事象から炉心損傷に至る基事象となること及びアプリケーションソフトの影響は広範囲にわたることによる。

緩和系の基事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-9 表に示す。起回事象発生頻度の大きい LOCA 以外の事象に対して、今回の PRA で必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.1.h-3 図及び第 3.1.1.h-4 図に示す。いずれにおいても、「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高く、同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、2 次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別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-10表及び第3.1.1.h-5図に示す。（補足3.1.1.h-5）

全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果について、点推定値と平均値はおおむね一致した。不確実さ幅を示すエラーファクター（EF）は7.0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実さの影響により、上限と下限の間に約50倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$EF = \sqrt{\frac{95\% \text{ 上限値}}{5\% \text{ 下限値}}}$$

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のEFは、Non-LOCA事象+補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10~40程度となった。

今回のPRAを事故シーケンスの選定に適用する際には、CDFの絶対値よりも相対値に注目しているが、EFがこの程度であること及び突出して不確実さ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確実さが事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効な炉心損傷防止対策の無い事故シーケンスの上限値はいずれも 10^{-7} 乗オーダーを下回る結果であり、不確実さを考慮しても十分に低い値であることを確認した。

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗
上限値： 9.7×10^{-9} （/炉年）（EF16.6）
- ・大破断 LOCA+蓄圧注入失敗
上限値： 3.3×10^{-8} （/炉年）（EF17.2）
- ・中破断 LOCA+蓄圧注入失敗
上限値： 6.2×10^{-11} （/炉年）（EF27.5）
- ・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
上限値： 3.6×10^{-8} （/炉年）（EF18.4）

(3) 感度解析

a. RCPシールLOCAの発生確率変更

今回実施したPRA（ベースケース）では、原子炉補機冷却水系の回復がない場合、RCPシールLOCAの発生確率は1.0として評価している。感度解析ケースでは、米国ウェスチングハウス社のRCPシールLOCAモデル（WOG2000モデル）に基づくRCPシールLOCAの発生確率（0.21）として感度解析を実施した。感度解析結果を第3.1.1.h-6図に示す。

全CDFは7割低減（ 2.3×10^{-4} /炉年 → 6.9×10^{-5} /炉年）した。この結果

から、国産改良型の耐熱Oリングにより、CDFの低減が期待できる。国産改良型の耐熱Oリングを用いたRCPシールLOCAモデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA発生時の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故等対策を含めたPRAを実施し、CDFの低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

b. インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状のPRAの評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

a. RCPシールLOCAの発生確率変更及びb. インターフェイスシステムLOCAの発生頻度について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第3.1.1.h-7図に示す。耐熱OリングによるRCPシールLOCAの発生確率の低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約88.6%から約62.4%まで低減したが、その他の起因事象と比較しても全炉心損傷頻度に対して占める割合は最も大きいままであった。このことから、原子炉補機冷却機能喪失時の対策を充実させることが重要であるといえる。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA発生時等の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みである。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステムLOCAの発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステムLOCAのCDFの絶対値は増加したものの、全炉心損傷頻度に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいままであった。

④ まとめ

重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、泊3号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度の平均値は 2.3×10^{-4} （/炉年）となり、不確実さ解析の結果得られたEFは7.0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重要度及びRAWの2つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では、「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「補助給水ピットの閉塞」については、2次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして米国ウェスチングハウス社のRCPシー

ル LOCA モデルに基づき RCP シール LOCA の発生確率を 0.21 とした結果、炉心損傷頻度は 6.9×10^{-5} (／炉年) となり、ベースケースと比較すると 7 割低減した。この結果から、国産改良型の耐熱 O リングにより、炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。また、国産改良型の耐熱 O リングを用いた RCP シール LOCA モデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA 発生時の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故等対策を含めた PRA を実施し、炉心損傷頻度の低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

第3.1.1.a-1表 レベル1 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源 (1/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
1. プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報 a) 設計情報 b) 運転・保守管理情報	1) 設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集 (1次系, 2次系, 他) 4) 単線結線図 5) 展開接続図 (EWD) 6) ファウンケシヨナルダイヤグラム 7) 計装ブロック図 8) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 9) 機器設計仕様書 1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書類 ・ 運転要領 (起動停止編, 原子炉編, タービン編, 電気編, 警報処置編, 緊急処置編, 定期試験編)	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 同上 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 プラントの電源構成や機器の電源を把握し, フォールトツリリー作成の根拠とする 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 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 同上 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 同上 緩和設備の待機除外に関する規定を確認し, 緩和設備の待機除外の設定の根拠とする 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 機器のサーベランス間隔を確認し, 機器故障時間の根拠とする
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出, 外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 国内PWRプラント運転実績 ・ 原子力発電所運転管理年報 ・ JNES ホームページ 3) 米国PWRプラント運転実績 ・ NUREG-0020 ・ NUREG-1187 ・ NRC ホームページ	起因事象の抽出の根拠とする 起因事象の抽出と発生頻度の算出の根拠とする 同上

第3.1.1.a-1 表 レベル1 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
3. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系等システムの使用条件 システムの現実的な性能 運転員による緩和と操作 	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 先行 PRA 報告書及びそれに関連する報告書 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表 	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
4. 事故シナリオの分析	対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 下記6, 7の情報源 健全性確認間隔 	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
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	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 人間信頼性解析に関する報告書 人間信頼性解析に関する報告書 事故前人的過誤に関する調査結果 	PRA 評価に用いる機能維持失敗確率算出の根拠とする
6. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和と操作等 各種操作・作業等に係る体制 人間信頼性の解析手法 	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 人間信頼性解析に関する報告書 人間信頼性解析に関する報告書 事故前人的過誤に関する調査結果 	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
7. パラメータの作成	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"> 上記1の情報告書 国内機器故障率データ 国内機器故障率データの推定 (2009年5月日本原子力技術協会) 試験による待機除外の調査結果 共通要因故障パラメータ 	人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする
<ol style="list-style-type: none"> 機器故障 アンペアベイヤリリティ 		<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 国内機器故障率データ 国内機器故障率データの推定 (2009年5月日本原子力技術協会) 試験による待機除外の調査結果 共通要因故障パラメータ 	起因事象発生前の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析の根拠とする
		<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報告書 国内機器故障率データ 国内機器故障率データの推定 (2009年5月日本原子力技術協会) 試験による待機除外の調査結果 共通要因故障パラメータ 	PRA の評価に用いる機器故障率及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
原子炉保護設備	2 out of 4 制御棒クラスタ 48 体
化学体積制御設備	ほう酸ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 17m ³ /h/台 充てんポンプ 3 台 ポンプ容量 約 45m ³ /h/台
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 41m ³ /基
高圧注入系	高圧注入ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 280m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 850m ³ /h/台
補助給水設備	タービン動補助給水ポンプ 1 台 ポンプ容量 約 115m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 90m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電機 2 台 発電容量 約 7000kVA/台
直流電源設備	非常用蓄電池 2 組 容量 約 2400Ah/組 常用蓄電池 2 組 容量 約 2000Ah/組
原子炉補機冷却水設備	原子炉補機冷却水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水設備	原子炉補機冷却海水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1700m ³ /h/台
原子炉格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイポンプ 2 台 ポンプ容量 約 940m 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

	Surry (3ループ) (WASH-1400)	Surry (3ループ) (NUREG-1150)	Sequoyah (4ループ) (NUREG-1150)	Zion (4ループ) (NUREG-1150)	国内代表的4ループ ラント(共通懇PSAレ ビュー検討WG)	本評価
L	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA
0	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA
C	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA
A	• 原子炉容器破損LOCA • インターフェイスシステムLOCA	• インターフェイス システムLOCA	• インターフェイス システムLOCA	• インターフェイス システムLOCA	• インターフェイス システムLOCA
過 渡 事 象	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失
	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失
	• ATWS	• ATWS	• ATWS	• ATWS	• ATWS	• ATWS

	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR
• 過渡事象	• 初期に主給水が健全 なトランジェント	• 初期に主給水が健全 なトランジェント	• タービントリップ • 炉心出力の異常 • ECCS誤起動 • 原子炉トリップ	• 過渡事象	• 過渡事象 • 過渡事象	• 過渡事象 • 過渡事象 • 過渡事象
	• 原子炉補機冷却機 能喪失
	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失

第 3.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分類 (1/2)

項目 (泊 3 号炉 申請書添付十 章)	過渡・事故事象 (泊 3 号炉 申請書添付十章)	EPRI NP-2230 による過渡事象	事象分類	
過渡 事象	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象	
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象	
	制御棒の落下及び不整合	制御棒駆動装置の異常又は制御棒クラスタバンクの落下／温度／出力の不整合	過渡事象	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)	過渡事象	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	1 次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象	
	外部電源喪失	所内電源喪失 所内補機電源の喪失	外部電源喪失	
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	主給水流量喪失 主給水流量の異常な減少 (全ループ) 主給水流量の異常な増加 (全ループ) 主給水流量の異常な減少 (1 ループ) 復水ポンプの停止 (1 ループ)	主給水流量喪失	
	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	蒸気負荷の異常な増加	主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
		2 次冷却系の異常な減圧	2 次冷却系での漏えい 主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水		主給水流量の増加 (1 ループ) 主給水流量の増加 (全ループ) 主給水流量の異常な減少 (全ループ) 主給水流量の異常な増加 (全ループ)	過渡事象	
負荷の喪失		主蒸気隔離弁の閉止 (1 ループ) 主蒸気隔離弁の閉止 (全ループ) 主復水ポンプの停止 (全ループ) 主循環水タービン発電機の喪失	過渡事象	
原子炉冷却材系の異常な減圧		加圧器圧力アップレートの故障	過渡事象	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	工学的安全施設作動信号の誤発信	過渡事象		

第3.1.1.1.b-3表 起因事象の選定における検討結果

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既存PRA等の起因事象含む)	選定した起因事象(グループ化含む)	
<p>「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に關する審査指針」に記載されている事象(※1)</p> <p>※1: 炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く</p>	主給水管破断	2次冷却系の破断	
	主蒸気管破断		過渡事象
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き		
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き		
	制御棒の落下及び不整合		
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈		
	原子炉冷却材流量の部分喪失		
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動		
	蒸気負荷の異常な増加		
	2次冷却系の異常な減圧		
	蒸気発生器への過剰給水		
	負荷の喪失		
	原子炉冷却材系の異常な減圧		
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動		
	原子炉冷却材流量の喪失		
	原子炉冷却材ポンプの軸固着		
	外部電源喪失		
主給水流量喪失	主給水流量喪失		
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損		
制御棒飛び出し(制御棒クラスタのハウジングが損傷し、LOCA事象が発生)	小破断LOCA		
原子炉冷却材喪失	大, 中, 小破断LOCA		
可燃性ガスの発生(LOCA事象に付随する事象であり、LOCA事象として整理)	ATWS		
インターフェースシステムLOCA			
補機冷却水の喪失			
手動停止			
極小LOCA			
DC母線1系列喪失			
その他の起因事象		インターフェースシステムLOCA	
		原子炉補機冷却機能喪失	
		手動停止	
		極小LOCA ※2	
	DC母線1系列喪失 ※3		

※2: 充てん/高圧注入ポンプ兼用のプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

※3: 当該事象発生により自動で原子炉トリップするプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

第 3.1.1.b-4 表 選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説明
大破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径6インチから1次冷却系主配管の両端破断相当（配管断面積の2倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入系、低圧注入／再循環、高圧再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
中破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径2インチから6インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径3/8インチから2インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
インターフェイスシステムLOCA	1次冷却系と余熱除去系間の隔離に失敗し、1次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により1次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電システムの故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
ATWS	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
2次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管1本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁LOCA、RCPシールLOCAの発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。

第 3.1.1.b-5 表 起因事象発生頻度 (2011年3月31日迄)

起 因 事 象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績 (年)						発生 件数	EF	
			国内PWR			海外PWR					
			(1976.4.1以降)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)			
大破断LOCA	2.2E-05	・小破断LOCAの発生頻度の1/10									
中破断LOCA	6.8E-05	・大破断LOCAと小破断LOCAの相乗平均									13
小破断LOCA	2.2E-04	・発生件数/発電期間	—	481	—	—	1839			0.5 ^{*1}	13
インターフェース システムLOCA	3.0E-11	・フオールトツリによるシステム信頼性 解析により算出した発生頻度									30
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	5	3
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数/運転期間	—	621 ^{*2}	—	—	—	—	—	3	4
ATWS	1.2E-08	・AT発生頻度×フオールトツリによるシ ステム信頼性解析により算出した原子炉 トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	—	—	34 ^{*3}	2
2次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数/発電期間×2 ^{*4}	—	481	—	—	1839			0.5 ^{*1}	13
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×(本プラントの伝熱管本数/ Σ(プラントiの伝熱管本数(1-伝熱管 施栓率))	—	—	—	—	—	—	—	1	10
過渡事象	9.7E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	46	2
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数/運転期間	—	—	632 ^{*2}	—	1839			0.5 ^{*1}	13
手動停止	2.3E-01	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	110	2

※1：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始(1970年11月28日)からの期間、発生件数を0.5件とした

※2：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした

※3：運転時の異常な過渡変化の国内PWRの発生件数

※4：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第 3.1.1.b-6 表 1976 年 4 月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グラウンドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ボンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、RCP遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の擾乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラゲ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第3.1.1.c-1表 成功基準の一覧

機能	原子炉トリップ	低圧注入		蓄圧注入		高圧注入		格納容器スプレイ		低圧再循環		高圧再循環		格納容器スプレイ再循環		補助給水		非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側の隔離	加圧器過がし弁安全弁LOCAなし	RCPシールドLOCAなし	
		低圧トリップ	低圧トリップ	蓄圧タンク	蓄圧タンク	低圧トリップ	低圧トリップ	熱交換器	低圧トリップ	熱交換器	高圧トリップ	高圧トリップ	熱交換器	高圧トリップ	スプレイ	スプレイ	SGへの給水						SGへの主蒸気安全弁による蒸気放出
大破断LOCA	-	1/2	健全①	健全1/2	健全2/2	1/2	健全1/2	1/2	健全1/2	1/2	健全1/2	1/2	健全1/2	3/4	1/2	-	-	-	-	-	-	-	-
中破断LOCA	-	-	-	健全1/2	健全③	1/2	健全1/2	3/4	1/2	健全1/2	1/2	健全1/2	3/4	1/2	健全1/2	-	-	-	-	-	-	-	-
小破断LOCA	○	-	-	1/2	健全④	1/2	健全2/2	3/4	1/2	健全1/2	1/2	健全1/2	3/4	1/2	健全2/2	1/2	2/3	2弁/ISG	-	-	-	-	-
インターフェイスLOCA #1	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
主給水流量喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	2/3	2弁/ISG	-	-	-	-	-
外部電源喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	2/3	2弁/ISG	1/2	-	-	-	-
ATWS #2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2次冷却系の破断	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	健全1/2	2弁/ISG	-	○	-	-	-
蒸気発生器伝熱管破損	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	健全1/2	2弁/ISG	-	-	○	-	-
過渡事象	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	2/3	2弁/ISG	-	-	-	-	-
原子炉補機冷却機能喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	2/3	2弁/ISG	-	-	-	-	-
手動停止	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3	2/3	2弁/ISG	-	-	-	-	-

※1 起因事象発生後の緩和手段（AM策）に期待していないため、原子炉トリップに成功してもRCSの流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。

※2 起因事象発生後の緩和手段（AM策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。

注) 成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す

- ①大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析
- ②大破断LOCA時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③中破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析
- ④小破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析
- ⑤主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑦設計基準事象解析等

第 3.1.1.c-2 表 炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
<p>大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に必要な低圧注入ポンプの台数及び注入ループ数並びに蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M • WREFLOOD • BASH-M • COCO • LOCTA-M 	<p>使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。</p>
<p>大破断 LOCA 時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認</p>	<p>原子炉格納容器内圧は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MAAP 	<p>なお、MAAP コードは MHI-NES-1056 「三菱 PWR 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナケンスへの MAAP コードの適用性について」にて検証されている。</p>
<p>中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 LOCA 時に必要な蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M (Small LOCA) • LOCTA-IV 	
<p>主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数及び給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	
<p>主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数及び給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	

第 3.1.1.e-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
高圧注入系※1	○	○				○
蓄圧注入系						
低圧注入系※1	○	○				○
格納容器スプレイ注入系※1	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系※2	○	○		○		
破損側蒸気発生器隔離※3	○	○	○			
主蒸気隔離※4	○	○				

※1：室温評価の結果，評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※2：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。

※3：主蒸気逃がし弁，タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要。

※4：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 3.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

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

※1：ディーゼル発電機の起動・継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：室温評価の結果，評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※4：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン／ブロー	起動失敗
	継続運転失敗（正常雰囲気）
	継続運転失敗（異常雰囲気）
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁（純水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁（海水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁 (PWR)	作動失敗
電磁弁	開閉失敗 (作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 (3inch 未満) スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
配管 (3inch 以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器 (流体式) 空気除湿装置 (熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ (純水等) フィルタ (空気) 吐出消音器 空気除湿装置 (熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ (海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット/サンプ	閉塞

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ (バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地絡
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地絡
	断線
MG セット (RPS, CRDM)	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力/低出力
カード (半導体ロジック回路) バイステープル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	不動作
	高出力/低出力
放射能検出器	不動作
	高出力/低出力
コントローラ	不動作
	高出力/低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器 (電気式)	機能喪失
アナンシエータ	機能喪失

第3.1.1.e-4表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(1/2)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
大破断 LOCA	大破断 LOCA+低圧注入失敗	S 信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+蓄圧注入失敗	蓄圧タンク B(C)閉塞
	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障+余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A, B 開失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A(B)開失敗+余熱除去ポンプ A(B)試験による待機除外+再循環サンプスクリーン B(A)閉塞
	大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+高圧注入失敗	高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞
	中破断 LOCA+蓄圧注入失敗	低温側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障
小破断 LOCA	小破断 LOCA+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁 065B(C)閉塞
小破断 LOCA	小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障

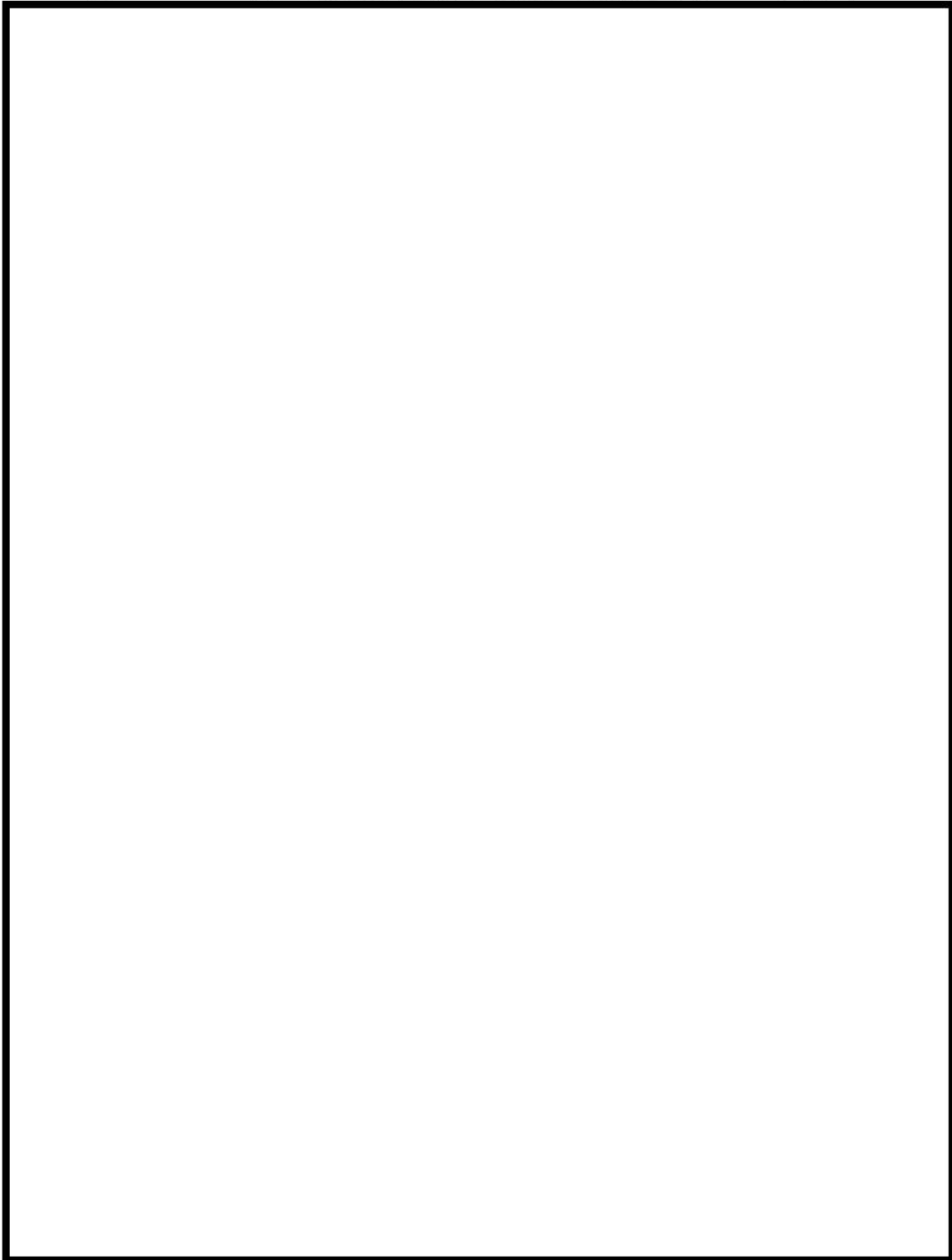
第3.1.1.e-4表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(2/2)


起回事象	事故シケケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗
外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシール LOCA	RCPシール LOCA 発生
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失 外部電源喪失＋補助給水失敗	DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障 補助給水ピット 閉塞
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗 (HE)」＋「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 576A 閉失敗」により健全ループの蒸気が破断側ループへ流出
	2次冷却系の破断＋補助給水失敗	2次系破断事象診断過誤による破断 SG ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉止失敗
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
インターフェイスシステム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	—
手動停止	手動停止＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
ATWS	ATWS	ベシークソフトウェア共通原因故障

第 3.1.1.e-5 表 代表的な FT の非信頼度

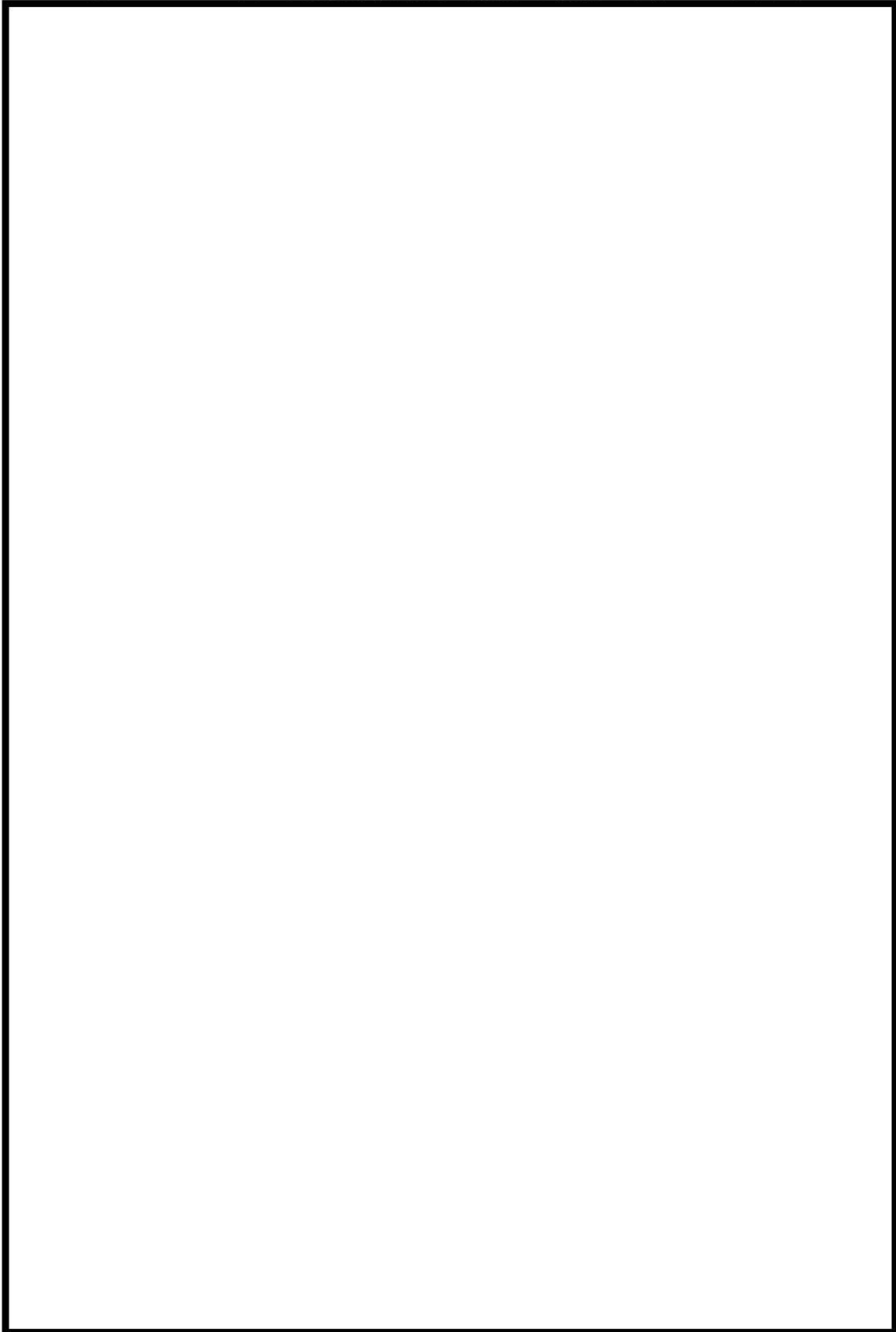
起因事象	システム系統	FT の非信頼度
過渡事象 / 手動停止	補助給水	5.6E-05
LOCA 事象	補助給水	4.6E-05
	低圧注入	1.3E-04
	低圧再循環	8.8E-04
	高圧注入	6.0E-03
	高圧再循環	7.7E-04
	格納容器スプレイ注入	1.9E-04
	格納容器スプレイ再循環	9.2E-04
	蓄圧注入	4.3E-04
	—	原子炉トリップ
非常用所内交流電源		7.2E-04


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)



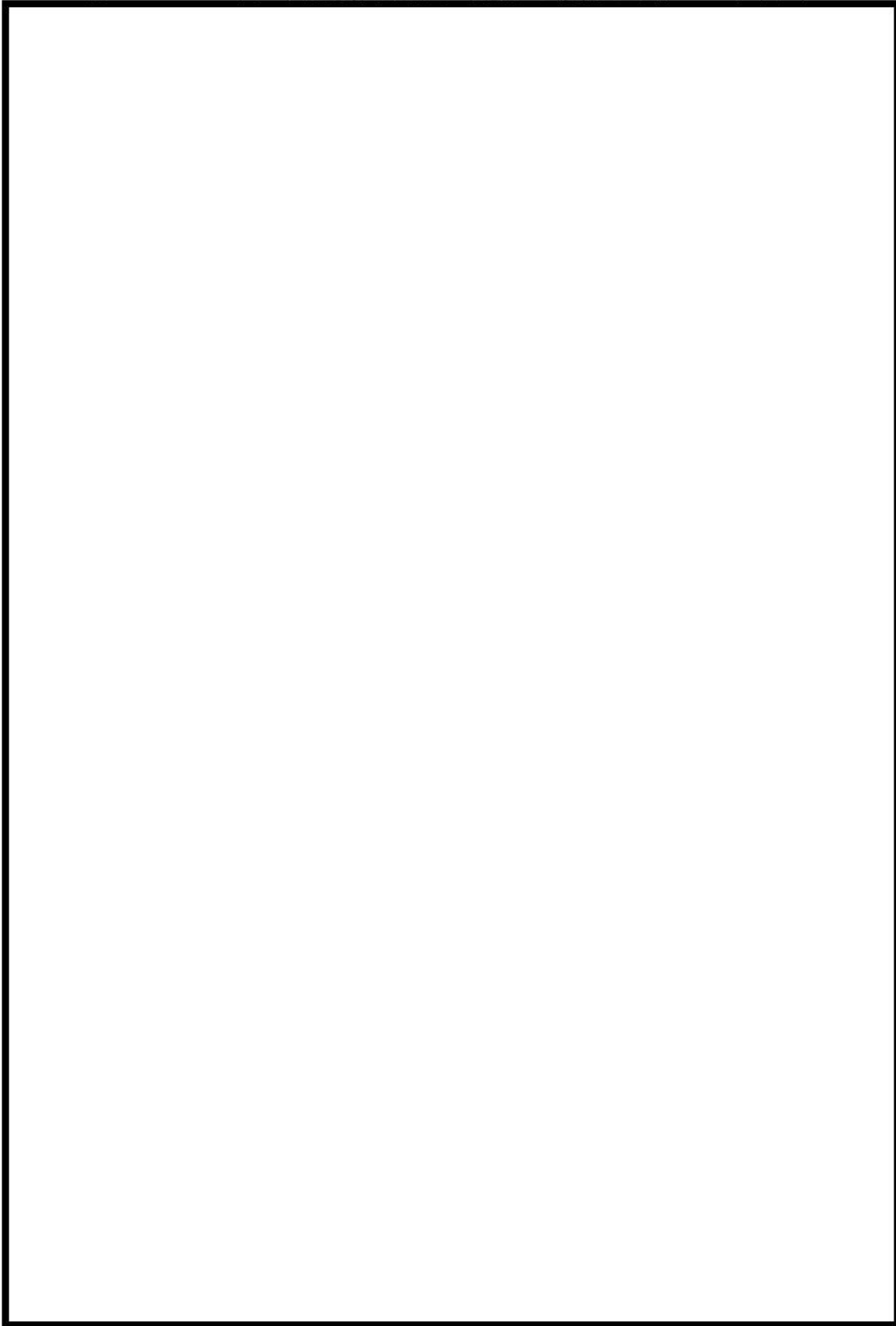
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)



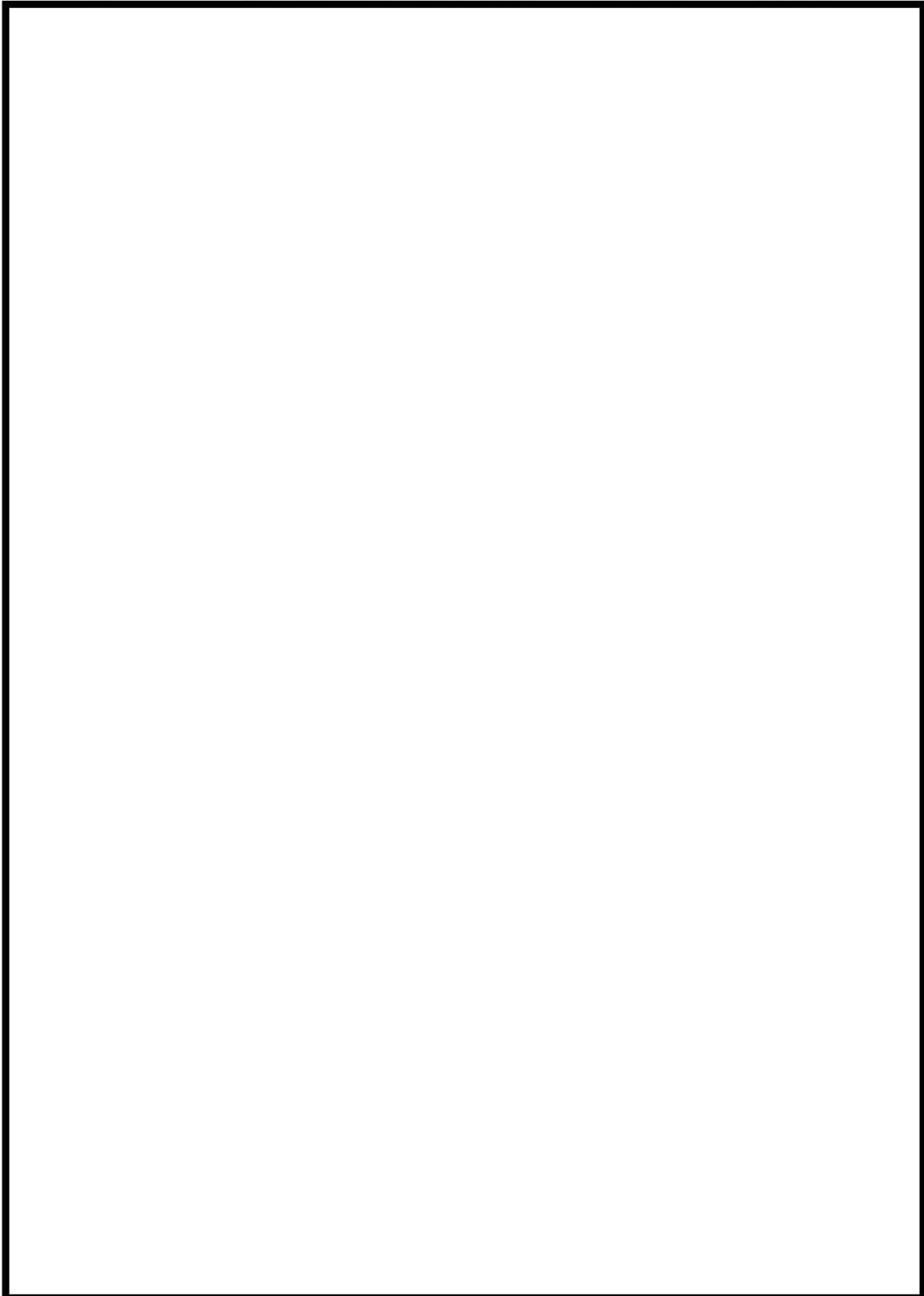
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)



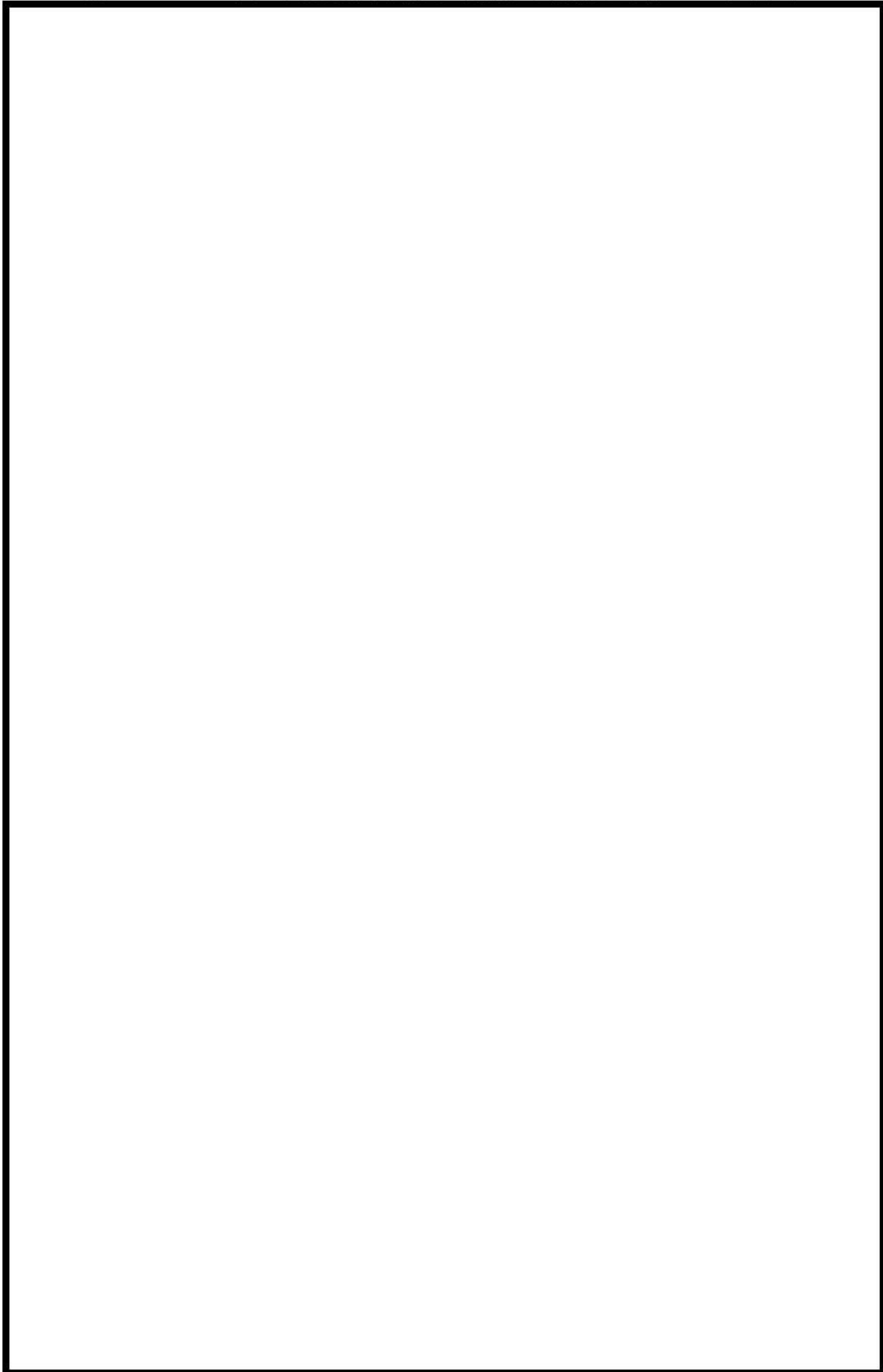
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できま


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)



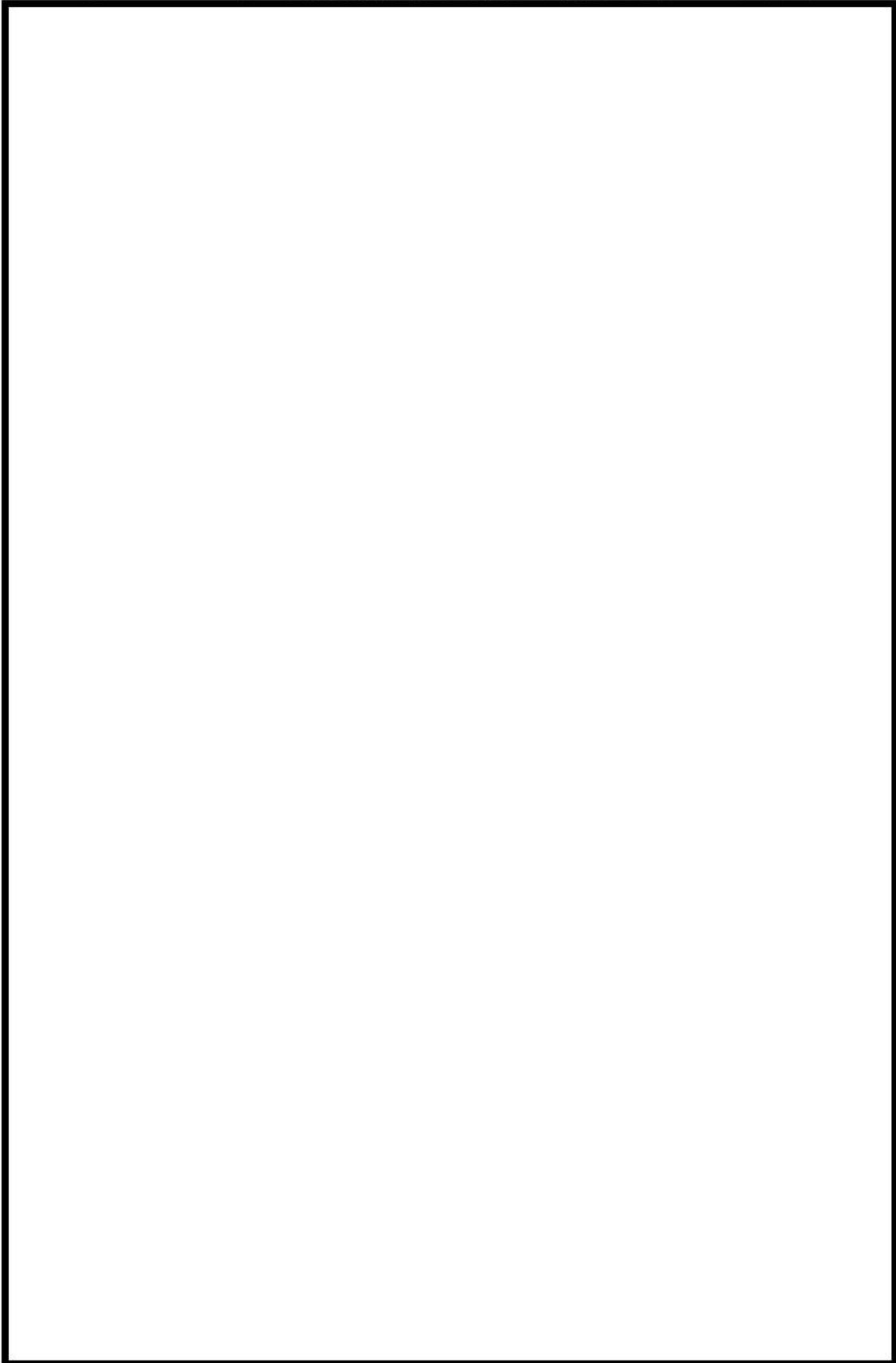
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-2 表 共通要因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	CCF 要否	機器 総数	MGLパラメータ ^{※2}		
				β	γ	δ
電動ポンプ (純水)	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	—	—
			3	3.13E-02	3.63E-01	—
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	—	—
			3	6.19E-02	5.00E-01	—
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁 (純水-Pooled ^{※1})	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	—	—
			3	1.37E-02	3.59E-01	—
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	—	—
			3	8.18E-03	7.09E-03	—
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	—	—
			3	5.04E-02	1.43E-01	—
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	—	—	—	—	—
	内部リーク	—	—	—	—	—
	閉塞	—	—	—	—	—

※1 Pooled 機器：同種の機器をグループ化したもの

※2 「CCF Parameter Estimations 2010 (NUREG/CR-5497 の改訂版)」より

β : 2 つ以上の機器が同時に故障する割合

γ : 2 つ以上の機器が同時に故障した中で、3 つ以上が同時に故障する割合

δ : 3 つ以上の機器が同時に故障した中で、4 つ以上が同時に故障する割合

第 3.1.1.g-1 表 人的過誤の評価結果 (1/2)

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起因事象 発生前	3A-原子炉補機冷却海水ポンプ出口弁 (3V-SW-503B) 戻し忘れ	1.6E-03	4
	3B-原子炉補機冷却海水ポンプ出口弁 (3V-SW-503D) 戻し忘れ	1.6E-03	4
起因事象 発生後	低温再循環自動切替信号許可 (A) 操作器 操作失敗	8.6E-04	8
	低温再循環自動切替信号許可 (B) 操作器 操作失敗	8.6E-04	8
	3B-補助給水隔離弁 (3V-FW-589B) 閉ロッ ク操作失敗	8.6E-04	8
	3B-電動補助給水ポンプ出口流量調節弁 (3V-FW-582B) の操作器「全開」操作失敗	8.6E-04	8
	3B-主蒸気隔離弁 (3V-MS-528B) Aトレン閉 操作失敗	8.6E-04	8
	3B-主蒸気隔離弁 (3V-MS-528B) Bトレン閉 操作失敗	8.6E-04	8
	3-タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B主 蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 閉操作失敗	8.6E-04	8
	3-タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B主 蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 開状態読取 失敗	8.3E-04	4
	3-タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B主 蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 閉操作失敗 (現場)	5.5E-04	3
	3B-補助給水隔離弁 (3V-FW-589B) 閉操作 失敗	8.6E-04	8
	3B-補助給水ポンプ出口流量調節弁 (3V- FW-582B) の操作器「全閉」操作失敗	8.6E-04	8
	3B-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 (3V- CC-117B) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3B-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出 口弁 (3V-CC-177B) 開操作失敗	8.6E-04	8

第 3.1.1.g-1 表 人的過誤の評価結果 (2/2)

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起因事象発生後	Bヘッダ 3B-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁3V-CC-117Bor3B-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁3V-CC-177B 負荷制御操作失敗	8.6E-04	8
	3A-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 (3V-CC-117A) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3A-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 (3V-CC-177A) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3B-安全補機開閉器室給気ファン (3VSF27B) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3C-空調用冷水ポンプ (3CHP1C) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3D-空調用冷水ポンプ (3CHP1D) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3-空調用冷水B母管入口隔離弁 (3V-CH-012B) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3C-空調用冷凍機 (3CHE1C) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3D-空調用冷凍機 (3CHE1D) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3A-安全補機開閉器室給気ファントリップ警報 読取失敗	8.6E-04	8
	3A, B-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水出口弁 (3V-SW-567Aまたは3V-SW-567B) 閉操作失敗	5.5E-03	3
	3C, D-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水出口弁 (3V-SW-567Cまたは3V-SW-567D) 閉操作失敗	5.5E-03	3

第3.1.1.1.h-1表 主要シエケンセスの評価結果

起因事象	事故シエケンセスの概要	事故シエケンセスグループ	発生頻度 [／炉年]	寄与割合 [%]	主要カットセット
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失発生後、RCPシエケルLOCAが発生	原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	88.2	①RCPシエケルLOCA発生
手動停止	手動停止後、給水に失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	1.3E-05	5.7	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞
過渡事象	過渡事象発生後、給水に失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	5.4E-06	2.4	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞
外部電源喪失	外部電源喪失発生後、非常用所内交流電源の給電に失敗	全交流動力電源喪失	3.5E-06	1.5	①DG室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障 ②UV信号 A, B両トレン共通原因故障
小破断LOCA	小破断LOCA発生後、注水に失敗	ECCS注水機能喪失	1.3E-06	0.6	①低温側注入ライン手動弁 065B(C)閉塞 ②低温側注入ラインオリフィス 911(912)閉塞

第3.1.1.h-2表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度 (/炉年)	条件付 炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	1.0E+00	2.0E-04	88.6%
手動停止	2.3E-01	5.6E-05	1.3E-05	5.7%
過渡事象	9.7E-02	5.6E-05	5.4E-06	2.4%
外部電源喪失	4.8E-03	7.5E-04	3.6E-06	1.6%
小破断 LOCA	2.2E-04	7.1E-03	1.6E-06	0.7%
2次冷却系の 破断	4.3E-04	2.7E-03	1.2E-06	0.5%
主給水流量喪失	1.1E-02	5.6E-05	6.2E-07	0.3%
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	1.6E-04	3.9E-07	0.2%
中破断 LOCA	6.8E-05	1.6E-03	1.1E-07	<0.1%
大破断 LOCA	2.2E-05	1.3E-03	2.9E-08	<0.1%
ATWS	1.2E-08	1.0E+00	1.2E-08	<0.1%
インターフェイ スシステム LOCA	3.0E-11	1.0E+00	3.0E-11	<0.1%
合計			2.3E-04	100%

第3.1.1.1.h-3表 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度

事故シナリオグループ	炉心損傷頻度（/炉年）
2次冷却系からの除熱機能喪失	2.0E-05
全交流動力電源喪失	3.5E-06
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04
原子炉格納容器の除熱機能喪失	8.3E-08
原子炉停止機能喪失	1.2E-08
ECCS注水機能喪失	1.4E-06
ECCS再循環機能喪失	2.4E-07
格納容器バイパス	2.8E-07

第 3.1.1.h-4 表 事故シケケンスグループ別の分析結果

事故シケケンスグループ	事故シケケンス	シケケンス別炉心 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 2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	1.0E-08	<0.1		
	主給水流量喪失+補助給水失敗	6.2E-07	0.3		
	過渡事象+補助給水失敗	5.4E-06	2.4		
	手動停止+補助給水失敗	1.3E-05	5.7		
	外部電源喪失+補助給水失敗	1.3E-07	0.1	2.0E-05	9.0
	2次冷却系の破断+補助給水失敗	1.2E-06	0.5		
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1		
	蒸気発生器伝熱管破断+補助給水失敗	1.1E-07	<0.1		
	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	3.5E-06	1.5	3.5E-06	1.5
	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシケケンス	2.0E-04	88.2		
3 原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	0.4	2.0E-04	88.6
	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	1.1E-08	<0.1		
	大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	<0.1		
4 原子炉格納容器の除熱機能喪失	大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	<0.1		
	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	<0.1	8.3E-08	<0.1
	中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	<0.1		
	小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	<0.1		
	小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	<0.1		
	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	1.2E-08	<0.1	1.2E-08	<0.1
5 原子炉停止機能喪失	大破断LOCA+低圧注入失敗	2.9E-09	<0.1		
	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.4E-09	<0.1		
	中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1	1.4E-06	0.6
	中破断LOCA+高圧注入失敗	3.5E-08	<0.1		
	小破断LOCA+高圧注入失敗	1.3E-06	0.6		
	大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	1.7E-08	<0.1		
6 ECCS再循環機能喪失	中破断LOCA+高圧再循環失敗	5.3E-08	<0.1	2.4E-07	0.1
	小破断LOCA+高圧再循環失敗	1.7E-07	0.1		
	インターフェースシステムLOCA	3.0E-11	<0.1		
7 格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破断+破断側蒸気発生器の隔離失敗	2.8E-07	0.1	2.8E-07	0.1
	合計	—	—	2.3E-04	100.0

第3.1.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果(1/4)

事故シナリオ	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
2次冷却系からの除熱機能喪失	補助給水失敗	5.7%	①補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 +電動補給水ポンプ室給水ファンA,B起動失敗共通原因故障	7.0E-06 2.8E-06 1.2E-07	54% 22% 1%
	過渡事象	2.4%	手動停止と同様	1.2E-06 8.6E-09 5.3E-09	98% 1% 0%
	2次冷却系の破断	0.5%	①2次系破断事象診断過誤による破断SGループへの給水停止失敗 ②補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ③補助給水ピット閉塞 ④補助給水隔離弁589B閉失敗 +B電動補給水ポンプ出口調節弁(FW-582B)の操作器「全閉」操作失敗(HE)	8.6E-10	0%
	主給水流量喪失	0.3%	手動停止と同様	5.9E-08 5.1E-09	45% 4%
	外部電源喪失	0.1%	①補助給水ピット閉塞 ②補助給水系各機器の外配線 ③電動補給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 ④電動補給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ起動失敗	2.5E-09 2.0E-09	2% 2%
	蒸気発生器伝熱管破損	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③海水ポンプA,C継続運転失敗共通原因故障 ④タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 +電動補給水ポンプ室給水ファンA,B起動失敗共通原因故障	4.8E-08 3.0E-08 1.9E-09 1.3E-09	45% 28% 2% 1%
	小破断 LOCA	<0.1%	①補助給水ピット閉塞 ②補助給水ポンプA,C継続運転失敗共通原因故障 ③海水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 ④電動補給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ起動失敗	4.4E-09 2.7E-09 1.7E-10 1.2E-10	44% 27% 2% 1%
	2次冷却系の破断	<0.1%	①「運転員による破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁(575A)閉止失敗(HE)」 +「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁(576A)閉失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出 ②「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁575A閉失敗」 +「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁576A閉失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出 ③健全ループ主蒸気隔離弁528A(C)閉失敗 +破断ループ主蒸気隔離弁逆止弁531B閉失敗	9.2E-11 3.4E-11 3.2E-11 6.1E-12	1% 44% 42% 8%

第3.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果(2/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
全交流動力 電源喪失	外部電源喪失	3.5E-6	1.5%	①DG室空調系 空気作動タンク 2741, 2742 開失敗 共通原因故障 ②UV信号 A, B 両トレン 共通原因故障	1.5E-07	4%
	非常用所内交流 電源喪失			③ディーゼル発電機 A, B 起動失敗 共通原因故障 ④外部電源受電遮断器 開失敗 共通原因故障	1.4E-07	4%
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却 機能喪失	2.0E-4	88.2%	①RCP シール LOCA 発生	6.3E-08	2%
	原子炉補機冷却 機能喪失	9.0E-7	0.4%	①加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗 ②加圧器逃がし弁 452A(B)閉失敗 + 電動弁 054A(B)制御回路の作動失敗	2.0E-04	100%
	原子炉補機冷却 機能喪失	1.1E-8	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外 + 電動補助給水ポンプ室給気ファン A, B 起動失敗 共通原因故障	9.0E-07	100%
					3.0E-10	0%
					6.0E-09	54%
					2.5E-09	22%
					1.1E-10	1%

第 3.1.1.1.h-5 表 事故シナリオの分析結果 (3/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
小破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	3.6E-8	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障 ②格納容器スプレイ系トレン A (B) 試験による待機除外 + 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177B (A) 開失敗	9.4E-09	26%
	格納容器スプレ イ注入失敗	2.7E-8	<0.1%	③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177B (A) 開失敗	3.0E-09	8%
	格納容器スプレ イ再循環失敗	1.1E-8	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障	2.3E-09	6%
	格納容器スプレ イ注入失敗	8.9E-9	<0.1%	②スプレイ信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障 ③格納容器スプレイ系トレン A (B) 試験による待機除外 + 格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013B (A) 開失敗	9.4E-09	35%
中破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	1.1E-8	<0.1%	④格納容器スプレイポンプ A, B 起動失敗共通原因故障	8.7E-09	33%
中破断 LOCA	格納容器スプレ イ注入失敗	8.9E-9	<0.1%	小破断 LOCA と同様	3.0E-09	11%
大破断 LOCA	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ再循環失敗	6.2E-12	<0.1%	小破断 LOCA と同様 ①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリュー B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ再循環失敗	3.0E-13	<0.1%	②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリュー B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ注入失敗	3.0E-13	<0.1%	③格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A (B) 開失敗 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリュー B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
大破断 LOCA	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ注入失敗	3.0E-13	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外	3.1E-14	11%
	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ注入失敗	3.0E-13	<0.1%	②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + SI 信号, スプレイ信号 B (A) トレン共通部 (計装部品) 故障	2.6E-14	9%
	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ注入失敗	3.0E-13	<0.1%	③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + SI 信号, スプレイ信号 B (A) トレン共通部 (計装部品) 故障	2.0E-14	7%

第3.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果(4/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	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	ATWS	1.2E-8	<0.1%	①ベレーシクソフウェエ共通原因故障 ②原子炉トリップ遮断器開失敗共通原因故障 ③RT11アブリケーションソフト共通原因故障 +DLUカード335A,335B,335C,335D不動作共通原因故障 ④TEアブリケーションソフト共通原因故障 +DLUカード33AA,33AB,33AC,33AD不動作共通原因故障	7.1E-09 5.2E-09 1.1E-11 1.1E-11	57% 42% 0% 0%
	小破断 LOCA	1.3E-6	0.6%	①低温側注入ライン手動弁065B(C)閉塞 ②低温側注入ラインオリオリアイス911(912)閉塞 ③低温側注入ラインオリオリアイス01B(01C)閉塞	6.5E-07 2.5E-07 2.5E-07	50% 19% 19%
	中破断 LOCA	3.5E-8	<0.1%	①高圧注入ポンプ出口C/V内側連絡弁061A閉塞 ②ほう酸注入タンク循環ライン出口弁145,146閉塞共通原因故障 ③ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁036A,B開失敗共通原因故障 ④ほう酸注入タンク入口弁032A,B開失敗共通原因故障	1.7E-08 3.6E-09 2.9E-09 2.9E-09	50% 10% 8% 8%
	大破断 LOCA	9.4E-9	<0.1%	①蓄圧タンクB(C)閉塞 ②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞 ③蓄圧タンク出口逆止弁134B(C)開失敗	6.2E-09 1.9E-09 4.2E-10	66% 20% 4%
ECCS注水 機能喪失	大破断 LOCA	2.9E-9	<0.1%	①S信号A,B両トレン失敗共通原因故障 ②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレン共通原因故障によるミニフローライン弁601,611の誤開 ③燃料取替用水ピット閉塞 ④余熱除去ポンプA,B起動失敗共通原因故障	5.2E-10 2.7E-10 1.9E-10 1.1E-11	18% 9% 7% 43%
	中破断 LOCA	2.5E-11	<0.1%	①低温側配管注入ライン逆止弁137B,C開失敗共通原因故障 ②低温側配管注入ライン逆止弁134B,C開失敗共通原因故障 ③蓄圧タンクB,C閉塞	1.1E-11 1.1E-11 1.4E-12	43% 43% 5%
	小破断 LOCA	1.7E-7	0.1%	①再循環自動切替許可操作A,B両トレン失敗共通原因故障 ②再循環切替診断失敗 ③再循環ポンプアスクリーナーA,B閉塞共通原因故障	9.5E-08 5.9E-08 1.0E-08	56% 35% 6%
	中破断 LOCA	5.3E-8	<0.1%	④安全注入ポンプ再循環ポンプ側入口C/V外側隔離弁084A,B開失敗共通原因故障 小破断 LOCAと同様	8.5E-10	0%
ECCS再循環 機能喪失	大破断 LOCA	1.7E-8	<0.1%	①再循環自動切替許可操作A,B両トレン失敗共通原因故障 ②再循環切替診断失敗 ③再循環ポンプアスクリーナーA,B閉塞共通原因故障 ④低温再循環自動切替信号許可B(A)操作器操作失敗再循環ポンプアスクリーナーA(B)閉塞	9.5E-09 5.9E-09 1.0E-09 2.2E-11	57% 36% 6% 0%
	中破断 LOCA	2.8E-7	0.1%	①タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁575A閉止失敗 ②タービンバイパス弁500A~F開失敗 +主蒸気安全弁521B(522B)再閉止失敗 ③SGTR事象診断過誤による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断	8.6E-08 7.1E-08 6.5E-08	31% 25% 23%
	小破断 LOCA	3.0E-11	<0.1%	—	—	—
	大破断 LOCA	—	—	—	—	—
格納容器バ イパス	—	—	—	—	—	—

第 3.1.1.h-6 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
原子炉補機冷却機能喪失	8.9E-01
手動停止	5.7E-02
過渡事象	2.4E-02
外部電源喪失	1.6E-02
小破断 LOCA	6.9E-03
2次冷却系の破断	5.2E-03
主給水流量喪失	2.7E-03
蒸気発生器伝熱管破損	1.7E-03
中破断 LOCA	4.7E-04
大破断 LOCA	1.3E-04
ATWS	5.5E-05
インターフェイスシステム LOCA	1.3E-07

第 3.1.1.h-7 表 起因事象別重要度評価結果 (RAW)

起因事象	RAW
インターフェイスシステム LOCA	4.4E+03
ATWS	4.4E+03
原子炉補機冷却機能喪失	4.4E+03
小破断 LOCA	3.2E+01
2次冷却系の破断	1.3E+01
中破断 LOCA	8.0E+00
大破断 LOCA	6.8E+00
外部電源喪失	4.3E+00
蒸気発生器伝熱管破損	1.7E+00
主給水流量喪失	1.2E+00
過渡事象	1.2E+00
手動停止	1.2E+00

第 3.1.1.h-8 表 緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)

系統	基事象	FV 重要度
RCP	RCP シール LOCA 発生	8.9E-01
補助給水系	補助給水ピット閉塞	1.9E-02
信号系	工学安全施設作動盤 EFA, B アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
信号系	安全系現場制御監視盤 SLCA1, B1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
信号系	原子炉安全保護盤 RT1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
補助給水系	運転員 2 次系破断の発生診断失敗	5.1E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	2.2E-03
換気空調系	電動補助給水ポンプ室給気ファン A, B 制御回路の作動失敗 共通原因故障	2.1E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ起動失敗	1.9E-03
換気空調系	電動補助給水ポンプ室給気ファン A 制御回路の作動失敗	1.6E-03

第 3.1.1.h-9 表 緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)

系統	基事象	RAW
補助給水系	補助給水ピット 閉塞	1.5E+03
信号系	工学安全施設作動盤 EFA, B アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E+03
信号系	安全系現場制御監視盤 SLCA1, B1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E+03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 01 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 02A 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 02B 外部リーク	1.5E+03
海水系	海水ストレーナ 01B, D 閉塞共通原因故障	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ A ミニフローラインオリフィス 02A 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ B ミニフローラインオリフィス 02B 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ A ミニフローラインオリフィス C07A 外部リーク	1.5E+03