

E C C S 再循環機能喪失における事故シーケンスの分析

炉心損傷防止対策に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループのうち、E C C S 再循環機能喪失で抽出された、有効性評価で考慮した対策では対応できないカットセットについて、以下にその対策及びその有効性について整理し、事故シーケンスグループの有効性評価で考慮する対策の代表性を示す。

1. カットセット説明

E C C S 再循環機能喪失に該当する事故シーケンスに含まれるカットセットのうち、2 トレンの再循環サンプ隔離弁が開操作失敗又は共通原因故障により開失敗するカットセットは、有効性評価で考慮している格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環では対応できない事象を想定している。これらを別紙表 1-8-1 に示す。

再循環サンプ隔離弁は、低圧注入系と格納容器スプレイ系が共用となっているため、2 トレンで当該弁の開失敗となって再循環失敗した場合には、低圧注入系と格納容器スプレイ系を連絡する代替再循環配管を用いた格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できない。

2. 対策及びその有効性

(1) 炉心損傷防止について

再循環サンプ隔離弁の A, B トレンが開失敗した場合、平成 11 年にアクシデントマネジメント整備の一環として設置した、B トレンの再循環サンプ隔離弁のバイパス弁を開くことにより、低圧注入系による

代替再循環を行う（別紙図 1-8-1 参照）。この対策で想定している対応手順の概要及び所要時間について、別紙図 1-8-2 及び別紙図 1-8-3 に示す。

再循環サンプ隔離弁バイパス弁は電動弁であり、中央制御室で開閉操作が可能であるが、通常は電源を「切」運用としているため、弁を開くためには、中央制御室の下階にある安全補機開閉器室内の電気盤にて電源投入操作が必要となる。このため、再循環サンプ隔離弁バイパス弁を用いた代替再循環を行うために必要な作業時間は、弁電源投入のための現場への移動時間等を含めて 10 分程度である。また、再循環サンプ隔離弁バイパス弁は、余熱除去ポンプの長期最少運転流量が $200\sim 300\text{m}^3/\text{h}$ であることを考慮して、設計流量を $300\text{m}^3/\text{h}$ としている。

ここで、「ECCS 再循環機能喪失（大破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗）」の有効性評価においては、再循環切替失敗により炉心注水機能が喪失することで、原子炉容器水位は一時的に低下するが、再循環切替失敗後 30 分で代替再循環を開始し、 $200\text{m}^3/\text{h}$ にて炉心に注水することで、原子炉容器水位は回復し、冠水状態の維持によって炉心冷却が可能としている。

これらのことから、再循環サンプ隔離弁バイパス弁を用いた低圧注入系による代替再循環は、再循環切替失敗後 30 分以内に代替再循環が可能であり、炉心注水流量も設計上 $200\text{m}^3/\text{h}$ 以上が確保可能であることから、「ECCS 再循環機能喪失（大破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗）」における有効性評価に包絡されるため、炉心損傷防止対策として有効である。

(2) バイパス弁による代替再循環時の原子炉格納容器の健全性維持について

a. 原子炉格納容器の除熱手段について

E C C S再循環機能喪失においては、Bトレンで代替再循環配管を用いた格納容器スプレイポンプによる代替再循環により炉心注水を行いつつ、Aトレンで格納容器スプレイ再循環を行うことで原子炉格納容器を除熱し、原子炉格納容器の健全性を維持している。

2トレンの再循環サンプ隔離弁が操作失敗又は共通原因故障により開失敗するカットセットにおける炉心注水及び原子炉格納容器除熱については、Bトレンの再循環サンプ隔離弁バイパス弁の開操作により、低圧注入系による代替再循環と同時に格納容器スプレイ再循環を行うことが考えられる。しかし、低圧注入系及び格納容器スプレイ系の再循環流量増加による配管抵抗の増大により、再循環配管及び各ポンプ入口の圧力が低下することで、再循環配管及びポンプにてキャビテーションが発生する可能性があることから、Bトレンで代替再循環と同時に格納容器スプレイ再循環を行うことはできない。

そこで、再循環サンプ隔離弁バイパス弁の開操作による代替再循環時においては、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原子炉格納容器の除熱を行う。

b. 格納容器内自然対流冷却の有効性について

別のシーケンスグループである「原子炉格納容器の除熱機能喪失（大破断L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ失敗）」の有効性評価においては、格納容器スプレイが作動しないことから、事

象発生直後から原子炉格納容器内圧力が上昇することで、事象発生約4時間後には原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力に到達し、その30分後に自然対流冷却を開始する手順を想定している。

ECCS再循環機能喪失における2トレンの再循環サンプ隔離弁が開失敗するカットセットにおいては、同じ大破断LOCAでも、再循環運転開始までの間は炉心注水に加えて格納容器スプレイが作動することで、原子炉格納容器内圧力の減圧が可能であり、サンプ水の冷却にも期待できることから、原子炉格納容器の除熱機能喪失に比べて原子炉格納容器内圧力の応答は緩やかになる。よって、格納容器スプレイ再循環がない状態でも、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力に到達する時間は原子炉格納容器の除熱機能喪失に比べて遅くなり、自然対流冷却開始に係る対応操作時間の余裕も大きくなる。自然対流冷却開始後は、原子炉格納容器内圧力の上昇は抑制され、下降に転じると考えられる。

これらのことから、2トレンの再循環サンプ隔離弁が開失敗した場合にも、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却による原子炉格納容器内圧評価は原子炉格納容器の除熱機能喪失における有効性評価に包絡される。

3. 事故シーケンスグループにおける有効性評価で考慮した対策の代表性

2.で示すとおり、ECCS再循環機能喪失における2トレンの再循環サンプ隔離弁が開失敗するカットセットにおいては、再循環サンプ隔離弁バイパス弁を用いた低圧注入系による代替再循環により、「ECCS再循環機能喪失(大破断LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗)」における有効性評価に包絡されており、原子炉格納容器の健全性は維持で

きる。

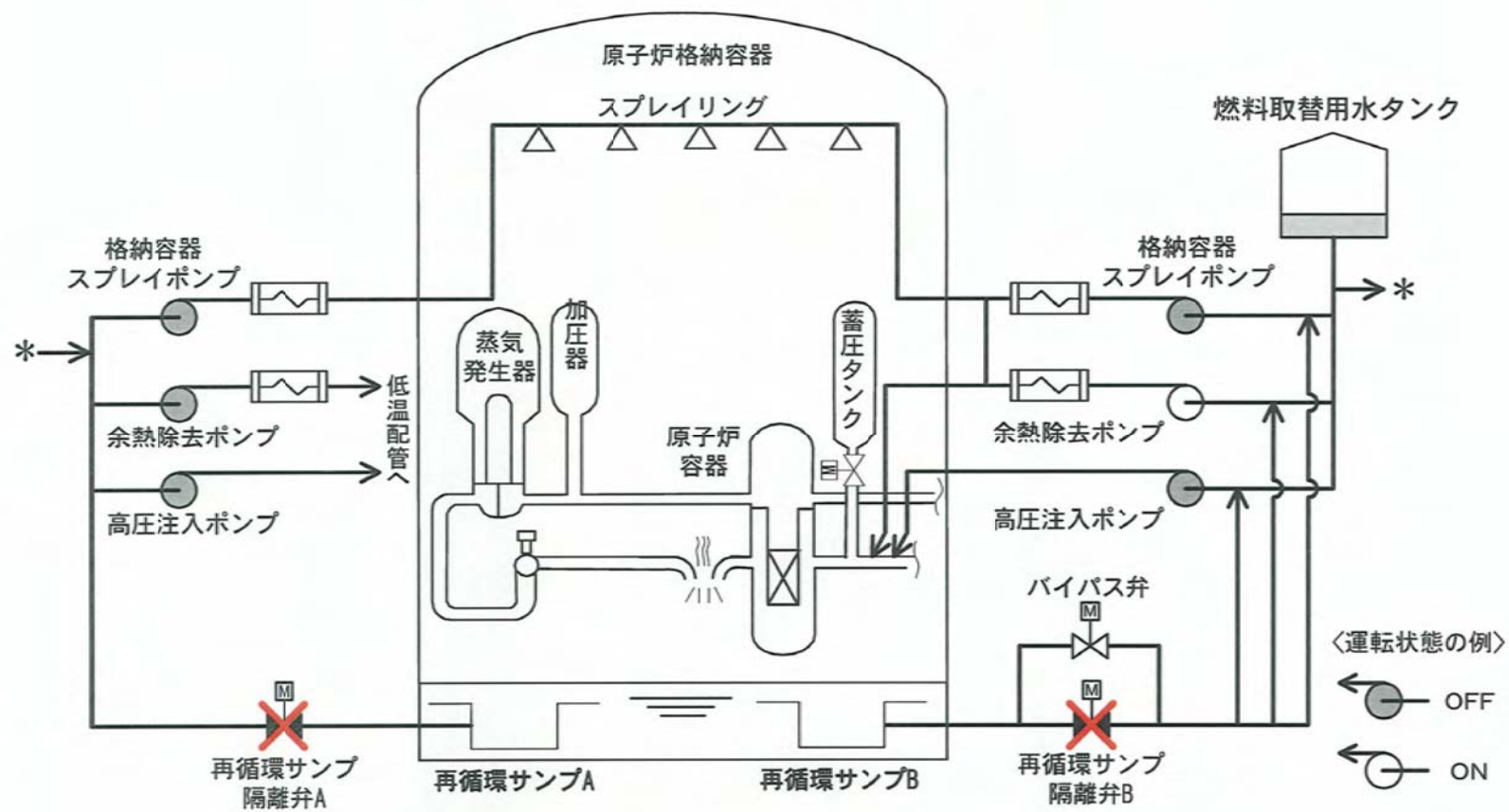
なお、別紙表 1-8-1 に示す 2 トレンの再循環サンプ隔離弁が開失敗するカットセットの C D F は、事故シーケンス「大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗」のものが「E C C S 再循環機能喪失（中小破断 L O C A + 高圧再循環失敗）」のものより高くなる。しかし、中、小破断 L O C A の場合は破断口径が小さいことから、1 次冷却材の流出が少なく再循環切替までの時間が長くなるため、再循環失敗時点での崩壊熱が小さく炉心損傷防止のために必要な再循環流量が少なくなることから、「E C C S 再循環機能喪失（大破断 L O C A + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗）」の有効性評価に包絡される。

したがって、E C C S 再循環機能喪失の有効性評価で考慮した対策である代替再循環（格納容器スプレイポンプ活用）は、事故シーケンスグループを代表する対策である。

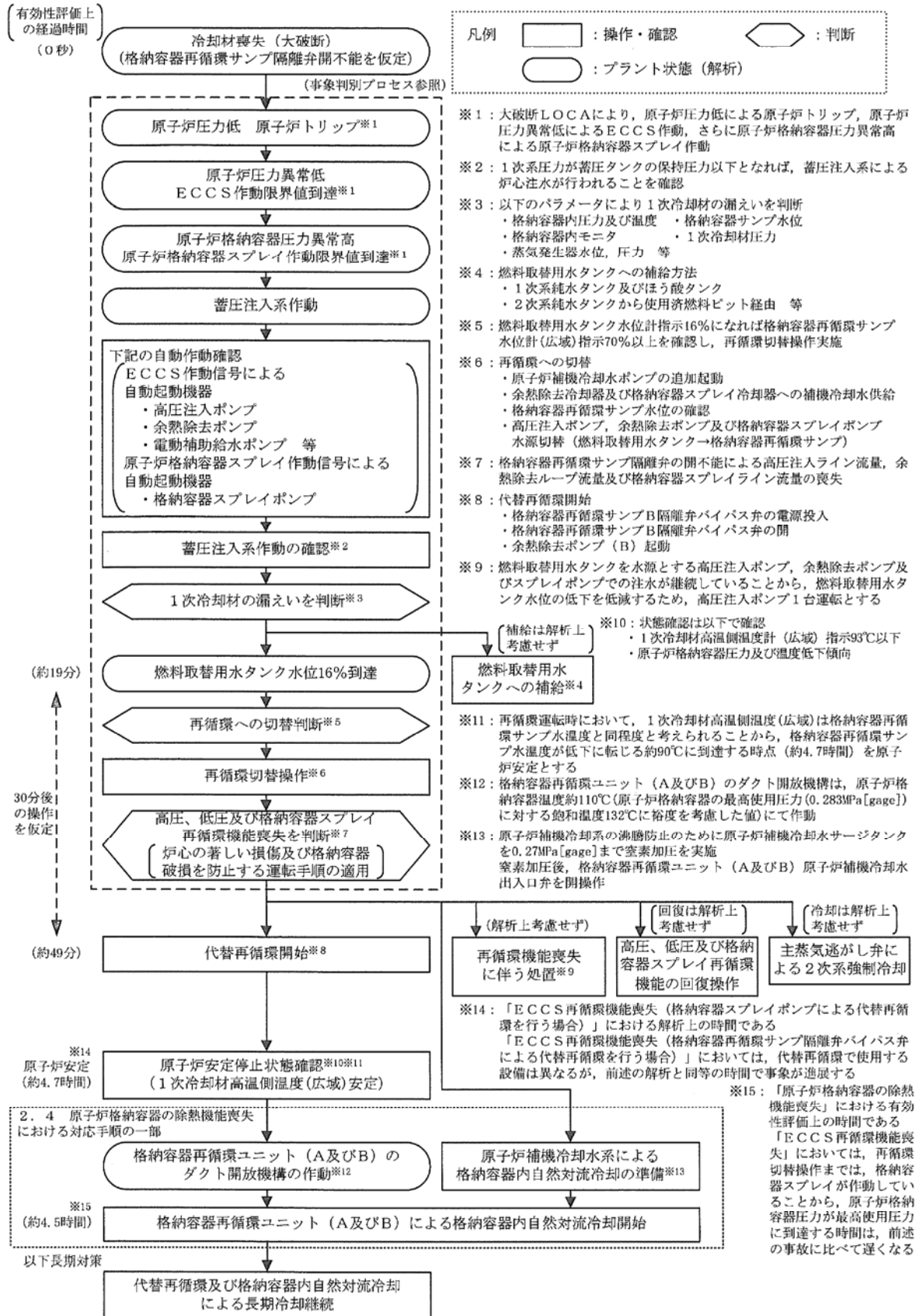
別紙表 1-8-1 「ECCS再循環機能喪失」の事故シーケンスを構成するカットセット
(内部事象レベル 1 P R A)

事故シーケンス	CDF (/ 年)	主要なカットセット	対策	※のカット セット のCDF (/ 年)
小破断 L O C A + 高圧再循環失敗	3. 6E-07	①再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開操作失敗 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	9. 5E-08
		②高圧注入ポンプ/RHRポンプRWSTライン入口電動弁 SI-002A, B 閉操作失敗	代替再循環 (格納容器スプレイポンプ活用) ・ 2 次系強制冷却を含む	—
		③高圧注入ポンプミニマムフロー電動弁 SI-015A, B 及び SI-016A, B 閉操作失敗		
		④再循環切替診断失敗		
		⑤再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開失敗の共通原因故障 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	5. 0E-10
中破断 L O C A + 高圧再循環失敗	1. 1E-07	①再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開操作失敗 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	2. 9E-08
		②高圧注入ポンプ/RHRポンプRWSTライン入口電動弁 SI-002A, B 閉操作失敗	代替再循環 (格納容器スプレイポンプ活用) ・ 2 次系強制冷却を含む	—
		③高圧注入ポンプミニマムフロー電動弁 SI-015A, B 及び SI-016A, B 閉操作失敗		
		④再循環切替診断失敗		
		⑤再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開失敗の共通原因故障 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	1. 5E-10
大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	2. 6E-08	①再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開操作失敗 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	9. 5E-09
		②高圧注入ポンプ/RHRポンプRWSTライン入口電動弁 SI-002A, B 閉操作失敗	代替再循環 (格納容器スプレイポンプ活用)	—
		③再循環切替診断失敗		
		④再循環サンプ隔離弁 SI-093A, B 開失敗の共通原因故障 ※	代替再循環 (再循環サンプ出口バイパス弁)	5. 0E-11

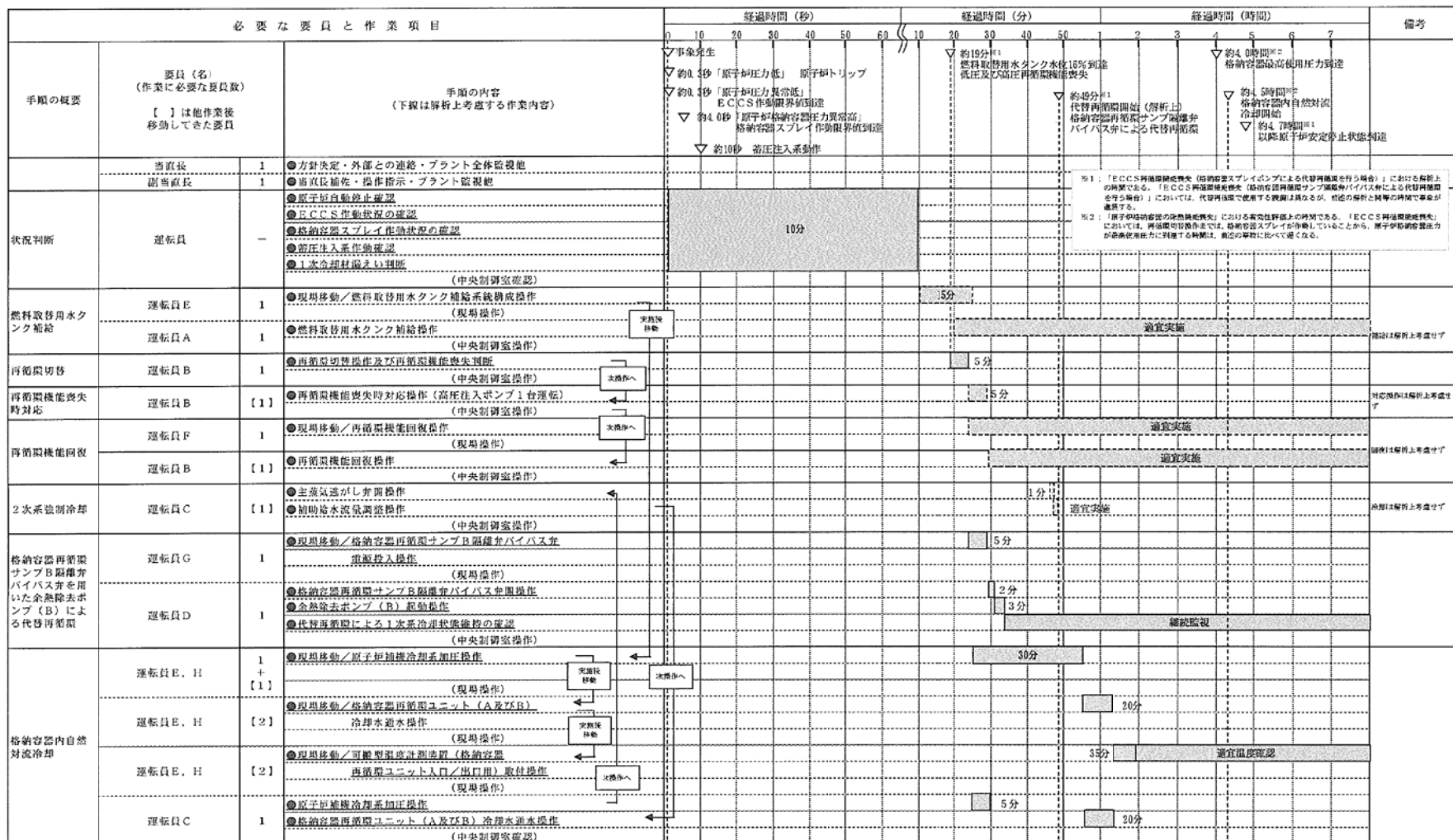
※：各事故シーケンスに含まれる再循環サンプ隔離弁の開失敗の発生頻度を示す。



別紙図 1-8-1 代替再循環に関する概略系統図



別紙図 1-8-2 ECCS 再循環機能喪失 (操作失敗又は共通原因故障による再循環サンプ隔離弁開失敗) 時の対応手順の概要



地震 P R A 及び津波 P R A における主要なカットセットについて

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、C D F の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策、格納容器破損防止対策の整備状況等を確認した。

1. 地震 P R A における事故シーケンスの主な要因の抽出

地震 P R A では大イベントツリー/小フォールトツリー方式を用いたことから、事故シーケンスの主要な要因について炉心損傷の発生を仮定したときに当該事象の発生が寄与している割合を示す指標である F V 重要度により抽出した。ここでは地震による主要な事故シーケンスとして C D F が $1\text{E-}7$ /炉年以上のシーケンスを対象とした。

2. F V 重要度による確認結果

別紙表 1-9-1～1-9-8 に示すとおり、建屋損傷等の全 C D F に対する寄与が極めて小さく、新たに事故シーケンスグループとして追加する必要はないと判断した事故シーケンスや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、それ以外の事故シーケンスについては、F V 重要度上位 3 位までの機器が故障した場合においても炉心損傷防止対策が可能であることを確認した。

別紙表 1-9-1 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(2 次系からの除熱機能喪失)

事故シーケンス	主要な FV 重要度上位機器	FV 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で採用した対策	その他の対策	炉心損傷防止対策の有効性
小破断 L O C A + 補助給水失敗			1.9E-11	フィードアンドブリード	-	○
主給水流量喪失 + 補助給水失敗			2.3E-08			○
外部電源喪失 + 補助給水失敗			1.6E-08			○
2 次冷却系の破断 + 補助給水失敗			8.9E-11			○
2 次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗			1.6E-10			○
過渡事象 + 補助給水失敗 (炉内構造物等の損傷)	炉内構造物	0.94	6.0E-07	-	・フィードアンドブリードにより影響緩和の可能性はある。 ・代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水 + 格納容器内自然対流冷却	×
	炉心支持構造物	0.06		-		×

- 「過渡事象 + 補助給水失敗（炉内構造物等の損傷）」では、地震により炉内構造物及び炉心支持構造物が損傷し、1 次冷却材の流れが阻害されるため、補助給水による蒸気発生器からの冷却ができず、炉心損傷に至るシーケンスである。

この場合でも炉内構造物等の損傷の状況により 1 次冷却材がある程度流動すれば、フィードアンドブリードによる炉心冷却が可能な場合がある。

また、炉心損傷に至った場合でも、代替格納容器スプレイポンプ（本設機器が使用可能な場合は、本設機器）による格納容器内注水及び格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の破損防止が可能である。

別紙表 1-9-2 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(全交流動力電源喪失)

事故シーケンス	主要なFV重要度上位機器	FV 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	その他の対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
外部電源喪失＋非常用所内交流動力 電源喪失	①非常用DG関連機器	0.58	1.1E-06	2次系強制冷却＋代替交流電 源＋炉心注入(充てんポンプ 活用)	—	○
	②海水系設備	0.15	1.6E-07		安全補機開閉器室の室温上昇 抑制	○
	③安全補機開閉器室空調	0.27	3.2E-07			○

○ 「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」では、地震による外部電源喪失時において

- ① ディーゼル発電機関連機器の損傷
- ② 海水系設備（海水取水路）の損傷によるディーゼル発電機の冷却水喪失
- ③ 安全補機開閉器室の空調設備の損傷に伴う室温上昇による開閉器の故障

が支配的である。

これらの事象発生時に2次系強制冷却及び代替交流電源＋炉心注入により炉心損傷防止が可能である。

②においては空調用冷凍機冷却水が喪失することから、安全補機開閉器室空調用設備が機能喪失するため、別紙1－7に示す室温上昇抑制手段により対処することができる。この手段は③に対しても有効である。

別紙表 1-9-3 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(原子炉補機冷却機能喪失)

事故シーケンス	主要なFV重要度上位機器	FV 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	その他の対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	①外部電源系+補機冷却水Cヘッダ隔離弁閉失敗	0.99	2.9E-05	2次系強制冷却+炉心注入(充てんポンプ活用)	—	○

- 地震による外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源の片系統のランダム故障によるCヘッダの隔離失敗のため原子炉補機冷却機能が喪失し、充てんポンプの運転継続が不可能となってRCP封水注入が停止し、RCPシールLOCAにより炉心損傷に至る。

この事象では、2次系強制冷却及び自己冷却を用いた充てんポンプによる炉心注入により、炉心損傷防止が可能である。

別紙表 1-9-4 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(原子炉格納容器の除熱機能喪失)

事故シーケンス	主要な F V 重要度上位機器	F V 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で採用した対策	その他の対策	炉心損傷防止対策の有効性
中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗			4.9E-10	格納容器自然対流冷却	-	○
中破断 L O C A + 格納容器スプレイ再循環失敗			1.2E-10		-	○
小破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗			4.4E-10		-	○
小破断 L O C A + 格納容器スプレイ再循環失敗			1.1E-10		-	○

○ 本グループに含まれる事故シーケンスの炉心損傷頻度は、いずれも 1E-7/炉年以下であり全 C D F への寄与は小さい。また、有効な炉心損傷対策が確保されている。

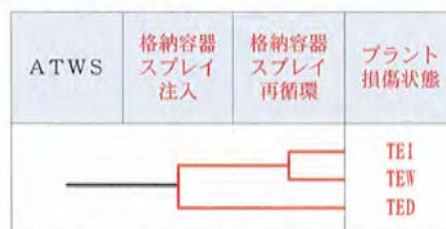
別紙表 1-9-5 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(原子炉停止機能喪失)

事故シーケンス	主要な F V 重要度上位機器	F V 重要度	CDF (/年)	有効性評価で採用した対策	その他の対策	炉心損傷防止対策の有効性
AT + 原子炉トリップ失敗			1.4E-08	—	外部電源喪失 + 主蒸気遮断動作	×
				—		×

○ 本設の保護系による補助給水起動には期待できるものの、地震時には耐震性の低いタービントリップ信号及び多様化自動作動設備からの主蒸気隔離信号の発信は期待できない可能性がある。ただし、ATWSが発生する規模の地震発生時には、タービンが健全に動き続けていることは考えにくく、耐震性の低い2次系での破断、漏えいにより本設の主蒸気隔離信号の発信により事象緩和に期待できる。

○ ATWS発生時における格納容器の健全性確保について
事故シーケンスATWSによるPDSは、下記の格納容器イベントツリーに示すとおりTEI、TEW、TEDのいずれの状態にもなり得る。

同図は内部事象によるATWSのシーケンスであるが、起因事象の発生原因によらず格納容器への影響はプラント損傷状態で表されることから、地震によるATWSについても同じPDSとなる。



本文の第 2.3 図より抜粋

当該3つのPDSは、別紙1-2の「3. 有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事故シーケンス」の(2)「過渡事象 + 補助給水失敗 (炉内構造物等の損傷)」シーケンスがとり得るPDSと同一である。したがって、当該箇所に記載のとおり、「代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水及び格納容器内自然対流冷却」により、原子炉格納容器の健全性確保が可能である。

別紙表 1-9-6 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(E C C S 注水機能喪失)

事故シーケンス	主要な F V 重要度上位機器	F V 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で採用した対策	その他の対策	炉心損傷防止対策の有効性
大破断 LOCA を上回る規模の LOCA	一次冷却材ポンプ	0.45	6.0E-08	—	代替格納容器スプレイポンプ＋格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策	×
	原子炉容器	0.38				×
大破断 LOCA ＋ 低圧注入失敗			5.6E-08	—		×
大破断 LOCA ＋ 蓄圧注入失敗			6.8E-09	—		×
中破断 LOCA ＋ 蓄圧注入失敗			1.8E-09	—		×
中破断 LOCA ＋ 高圧注入失敗			2.2E-08	2 次系強制冷却＋低圧注入	—	○
小破断 LOCA ＋ 高圧注入失敗			2.0E-08		—	○

○ 本グループに含まれる事故シーケンスの C D F はいずれも 1E-7/炉年以下であり、全 C D F への寄与は小さい。

このうち、「中破断 LOCA ＋ 高圧注入失敗」及び「小破断 LOCA ＋ 高圧注入失敗」については有効な炉心損傷防止対策が確保されている。

○ 「大破断 LOCA を上回る規模の LOCA」は、1 次冷却材ポンプ又は原子炉容器の破損が主要因となっている。

当該シーケンス、「大破断 LOCA ＋ 低圧注入失敗」、「大破断 LOCA ＋ 蓄圧注入失敗」及び「中破断 LOCA ＋ 蓄圧注入失敗」は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスであるが、別紙 1－2 の「3. 有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事故シーケンス」に記載のとおり、「代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水及び格納容器内自然対流冷却」により、原子炉格納容器の健全性確保が可能である。

別紙表 1-9-7 事故シーケンス毎の主要な F V 重要度上位機器
(E C C S 再循環機能喪失)

事故シーケンス	主要なFV重要度上位機器	FV 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	その他の対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗			8.6E-10	代替再循環 (格納容器スプレイポンプ 活用)	—	○
中破断 L O C A + 高圧再循環失敗			3.7E-10	2 次系強制冷却 + 代替再循 環 (CV スプレイポンプ活用)	—	○
小破断 L O C A + 高圧再循環失敗			3.2E-10		—	○

○ 本グループに含まれる事故シーケンスの C D F は、いずれも 1E-7/
炉年以下であり全 C D F への寄与は小さい。

また、有効な炉心損傷防止対策が確保されている。

別紙表 1-9-8 事故シーケンス毎の主要なF V重要度上位機器
(事故シーケンスグループとして新たに追加して
いない事故シーケンス)

事故シーケンス	主要なFV重要度上位機器	FV 重要度	CDF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	その他の対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
原子炉建屋損傷	原子炉建屋	－	2.5E-09	－	大規模損壊発生時の対応操作	×
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	－	6.3E-10	－		×
原子炉補助建屋損傷 (複数の電気盤損傷)	原子炉補助建屋	－	4.4E-08	－	・大規模損壊発生時の対応操作 ・空冷式非常用発電装置により 炉心損傷を回避できる可能性が ある。	×
蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)	蒸気発生器	－	1.8E-08	－	・大規模損壊発生時の対応操作 ・クールダウンアンドリサー キュレーションにより影響緩和 の可能性がある。	×

これらの事故シーケンスは、C D Fに対する影響の割合が非常に小さいものの、主な損傷機器を以下のように想定しており、事象発生時には炉心損傷防止及び原子炉格納容器の閉じ込め機能に必ずしも期待できない厳しいシナリオである。しかし、別紙1－2に示すとおり影響を緩和できる可能性がある。

○ 原子炉建屋損傷

本事故シーケンスは、原子炉建屋の損傷により、保守的に原子炉建屋内のすべての機器、配管が損傷すると仮定し、制御できない大規模L O C Aが発生し炉心損傷に至ることを想定している。この場合でも、大規模損壊発生時の対応操作により放射性物質の放出抑制を図ることが可能である。

○ 原子炉格納容器損傷

本事故シーケンスは、原子炉格納容器の損傷により、保守的に原子炉格納容器内のすべての機器、配管が損傷すると仮定し、制御できない大規模L O C Aが発生し炉心損傷に至ることを想定している。この場合でも、大規模損壊発生時の対応操作により放射性物質の放出抑制を図ることが可能である。

○ 原子炉補助建屋損傷（複数の電気盤損傷）

本事故シーケンスは、原子炉補助建屋の損傷により、保守的に原子炉補助建屋内のすべての電気盤（開閉器）が損傷して全交流動力電源喪失に至るとともに同建屋内の原子炉補機冷却水ポンプも損傷し、全交流動力電源喪失＋最終ヒートシング喪失により炉心損傷に至ることを想定している。

この場合でも、安全補機開閉器の損傷の状況によっては、ディーゼル発電機又は空冷式非常用発電装置を接続し、電源を回復できる可能性があり又は炉心損傷に至った場合でも代替格納容器スプレイポンプの活用等の格納容器破損防止対策により、原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できる可能性がある。

○ 蒸気発生器伝熱管損傷（複数本破損）

本事故シーケンスは、複数本の伝熱管の破損を想定するシーケンスであり、制御できない大規模のＬＯＣＡにより炉心損傷に至ることを想定している。

この場合でも、クールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えいの抑制と炉心冷却を継続することにより影響を緩和できる可能性がある。

3. 津波P R Aにおける事故シーケンスの主要要因の抽出

津波P R Aによ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で抽出した。

4. 主要なカットセットの確認結果

別紙表 1-9-9 に示すとおり、建屋損傷等の全C D Fに対する寄与が極めて小さく、新たに事故シーケンスグループとして追加する必要はないと判断した事故シーケンスや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、それ以外の事故シーケンスについては、主要カットセットレベルまで展開した場合においても炉心損傷防止対策が可能であることを確認した。

別紙表 1-9-9 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(津波 P R A による事故シーケンス)

津波高さ	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与 割合	全CDF (/年)	炉心損傷防止対策	その他対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
3.6m以上～10.0m未満	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	①RCPシールLOCA発生あり	1.3E-05	100%	1.3E-05	2次系強制冷却 ＋炉心注入 (充てんポンプ活用)	・止水対策	○
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	①加圧器安全弁055(056, 057)再閉止失敗 (ランダム故障)	5.9E-08	100%	5.9E-08			○
		②加圧器逃がし弁452A(B)閉失敗 ＋加圧器逃がし弁054A(B)閉失敗 (ランダム故障)	1.4E-11	0.0%				○
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	①補助給水タンク閉塞(ランダム故障)	1.6E-10	4.6%	3.6E-09	－	・止水対策 ・2次系純水タンクへの切り替え ・代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水＋格納容器内自然対流冷却	×
		②補助給水タンク外部リーク(ランダム故障)	1.5E-11	0.5%				×
		③SG-A, B, C水位計の作動失敗CCFによる補助給水ポンプ起動失敗(ランダム故障)	5.5E-12	0.2%				×
④SG注入ライン直列弁のリーク(ランダム故障)		1.4E-11	0.4%	×				
10.0m以上～10.3m未満		⑤電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ放水・没水 (津波シナリオ区分2: 10.0m以上～10.3m未満)	8.8E-09	91%			×	
10.3m以上	外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失(複数の電気盤損傷)	①メタクラ／パワーセンター等の放水・没水 (起因事象)	1.1E-08	100%	1.1E-08	－	・止水対策 ・空冷式非常用発電装置により炉心損傷を回避できる可能性がある。 ・大規模損壊発生時の対応操作	×

- 原子炉補機冷却機能が喪失した場合、RCPシールLOCAや加圧器逃がし弁／安全弁LOCAにより炉心損傷に至ることが考えられるが、2次系強制冷却＋炉心注入（充てんポンプ（自己冷却式））の手段により炉心損傷防止が可能である。
- 「原子炉補機冷却機能の喪失＋補助給水失敗」シーケンスは、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止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。カットセットのうち補助給水タンクが使用できない場合は、2次系純水タンクへ水源を切り替えることで対応できる。また、万一炉心損傷に至った場合でも、代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水及び格納容器内自然対流冷却の手段により原子炉格納容器の健全性を確保することが可能である。
- 「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失（複数の電気盤損傷）」シーケンスは、複数の電気盤が没水し、全交流動力電源喪失に至ることを想定したものである。この事象発生時にも、別紙1－3に示すとおり、安全補機開閉器の損傷の状況によってはディーゼル発電機又は空冷式非常用発電装置を接続し、電源を回復できる可能性があり、炉心損傷に至った場合でも代替格納容器スプレイポンプの活用等の格納容器破損防止対策により、格納容器の閉じ込め機能に期待できる可能性がある。なお、当該シーケンスは、「原子炉補助建屋損傷（複数の電気盤損傷）」に整理している。

5. 地震PRA、津波PRAにおける重複シーケンスの考慮について

内部事象PRAにおいては、起因事象の重ね合わせは頻度が小さくなるため考慮していないが、地震や津波では複数の起因事象が同時に発生する可能性がある。

地震PRA及び津波PRAにおいてCDFの算出を行う際には、起因事象は階層化を行い、影響の大きい事象で代表させて評価を行っている。例えば、大破断LOCAに該当する機器等の損傷が発生した場合、さらに小破断LOCAに該当する機器等の損傷が複合して発生したとしても、大破断LOCAの事象進展に有意に影響することは考えにくいため、組合せは考慮不要としている。

地震や津波により複数の機器が損傷し、複数の事象が重畳する場合、起因となる機器とサポート系機器や共用系機器との重畳程度であれば、評価は可能である。例えば、全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失など、安全機能のサポート系が喪失する事象とLOCA事象や2次冷却系の破断等が重畳した場合は、LOCA事象、2次冷却系の破断等のシーケンスで代表させ、電源系や原子炉補機冷却系の喪失は、ECCS系や補助給水等のサポート系の喪失として適切に評価している。

ただし、さらに複数の事象が重畳するような場合は、事故シーケンスとして整理すると複雑になりすぎ、かえって分かりにくくなってしまうため、事故シーケンスで区別せず、事故シーケンスの発生に支配的な機器を分析することで対応している。実際に複数の事象が重畳した場合は、発生した事象に対してそれぞれ有効な対策を実施していくことになるが、今回のPRA評価は、対策を検討する対象とすべき事故シーケンスを選定することに主眼をおいて実施しており、対策を考慮した複合事故シー

ケースのモデル化は実施していない。シナリオの想定が困難なケース，例えば，原子炉建屋が損傷して建屋内の機器が複数損傷する事象は，炉心損傷直結事象として整理している。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定

に係る外部事象の考慮について

1. 外部事象レベル 1.5 P R A に代わる方法による格納容器破損モード選定に関する検討

外部事象レベル 1.5 P R A については、地震 P R A のみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的な P R A 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないため、P R A に代わる方法として以下のとおり定性的な検討を実施した。

(1) 地震の影響

地震レベル 1.5 P R A の評価に際しては、原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にある。国内でも試解析例はあるものの、定量評価に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であり、現在 P W R 電力共同で実機適用検討を実施中である。

地震特有の影響としては、地震動により原子炉格納容器本体又は原子炉建屋が損傷し、直接的に原子炉格納容器が損傷する事象（ α モード）、格納容器隔離弁等が損傷し原子炉格納容器の隔離に失敗する事象（ β モード）及び蒸気発生器伝熱管の複数本破損により原子炉格納容器をバイパスする事象（ g モード）が考えられる。

β モード及び g モードについては、内部事象レベル 1.5 P R Aで抽出されている損傷モードである。また、 χ モードについては、地震動による直接的な原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失であり、地震レベル 1 P R Aにて抽出した「原子炉建屋損傷」及び「原子炉格納容器損傷」が該当するが、これらについては、格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モードとして選定するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策又は格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、原子炉格納容器内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。

(2) 津波の検討

津波特有の影響として、建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても、内部事象レベル 1.5 P R Aでの想定と同等と考えられる。原子炉格納容器に直接影響を及ぼす物理的負荷としては、津波による波力・漂流物の衝撃力などが考えられるが、原子炉格納容器の配置や周辺の建屋により直接破損することは想定し難く、格納容器破損モードの追加は必要ないものとする。

(3) 火災及び溢水の影響

建屋内部における溢水及び火災の影響に関する内部事象レベル 1 P R Aにおける検討により、これらの影響は各起因事象に含まれ、炉心

損傷に至る新たな事故シーケンスは発生しないと考えられる。このため、レベル 1.5 P R A で想定する影響は内部事象レベル 1 P R A から得られる P D S に基づく評価に含まれると考えられ、新たな格納容器破損モードは発生しないものとする。

(4) その他外部事象の検討

レベル 1 P R A における洪水、強風等の外部ハザードにより発生の可能性のある起因事象の検討から、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル 1 P R A に追加すべきものはないと推定しているため、その結果の P D S を基に評価を行うレベル 1.5 P R A においても新たな破損モードは発生しないとする。また、外部ハザードによる原子炉格納容器の直接的な損傷が仮に発生した場合は、「格納容器先行破損」となり、破損モードの追加は不要と考えている。

2. 外部事象レベル 1.5 P R A に代わる方法による評価事故シーケンス選定に関する検討

外部事象レベル 1.5 P R A で適用可能なものはないと判断し、格納容器破損モード毎の評価事故シーケンス選定においては、内部事象レベル 1.5 P R A から各格納容器破損モードに対して厳しいと考えられる評価事故シーケンスを選定している。

以下では、外部事象を考慮してもその評価事故シーケンスの選定が妥当かを検討する。

(1) 外部事象レベル 1 P R A の事故シーケンス

評価事故シーケンスはレベル 1 P R A の事故シーケンスがベースとなっている。外部事象レベル 1 P R A 特有の事故シーケンスは次のとおりである。

- ① 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A
- ② 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
- ③ 原子炉建屋損傷
- ④ 原子炉格納容器損傷
- ⑤ 過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物等の損傷）
- ⑥ 原子炉補助建屋損傷

これらの他、津波レベル 1 P R A では貫通部のシールに期待していないことから、津波により次の影響が考えられる。

- ⑦ 屋外設置機器の機能喪失（海水ポンプの没水）
- ⑧ 屋内設置機器の機能喪失（原子炉補機冷却水ポンプの没水）

これらの事故シーケンスのうち、②は格納容器バイパス事象であり、③及び④は、原子炉格納容器の破損を想定することから評価事故シーケンスの対象とならない。

⑤及び⑥は、内部事象レベル 1 P R A に同様のシーケンスがあるため、原子炉格納容器に対する影響は内部事象と同様と考えられる。また、⑦及び⑧は、津波を起因とするが、プラントに対する影響は内部事象により発生する場合と同様、原子炉補機冷却水機能喪失となる。

いずれも P D S 分類の観点からは、炉心損傷後の原子炉格納容器内の状態は内部事象に起因する場合と特に違いはない。よって、レベル 1.5 P R A での扱いは同じであり、評価事故シーケンスの選定に影響しない。なお、地震起因の場合、有効な炉心損傷防止対策がない厳しいシーケンスであるが、地震による設備損傷の程度によっては可能な影響緩和措置が存在する。

また、大規模損壊が発生した場合における活動についても整備している。

①は、大破断 L O C A よりも規模の大きい破断 (E x c e s s L O C A) を想定する事象であり、次項において詳細な検討を行う。

(2) E x c e s s L O C A について

格納容器破損防止対策の有効性評価では、次の格納容器破損モードについて、事象進展が速い等の理由をもって大破断 L O C A を起因とする事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。

- ・ 格納容器過圧破損
- ・ 原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼

- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

一方、地震レベル 1 P R A の事故シーケンスの中では、大破断 L O C A を超える規模の L O C A として次の特徴を想定する E x c e s s L O C A の発生も考えられている。

- ・ 破断口が大きいため、格納容器圧力上昇が大破断 L O C A と比べて速い
- ・ 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

大破断 L O C A と E x c e s s L O C A における原子炉格納容器に与える影響については、以下のように考えられる。

- ・ 原子炉容器破損時間：大破断 L O C A と E x c e s s L O C A (原子炉容器破損を除く) のどちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入がな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。
- ・ 格納容器圧力又は温度：大破断 L O C A と E x c e s s L O C A のどちらの場合においても、短期間に一次系エンタルピーが原子炉格納容器内に放出される点では同様である。
- ・ 格納容器圧力の初期ピークは E x c e s s L O C A の方が高くなると考えられるものの、大破断 L O C A の解析の事象初期では、原子炉格納容器限界圧力又は温度に対し十分な裕度があることを確認していることから、E x c e s s L O C A 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ない。

したがって、両者で原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、原子炉格納容器の限界圧力を超えないと判断できることから、E x c e s s L O C Aにおいても、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ない。

以上の検討より、大破断L O C AとE x c e s s L O C Aの原子炉格納容器の健全性に対する影響は同様と判断できることから、内部事象レベル 1.5 P R Aから大破断L O C A を評価事故シーケンスとして選定することは妥当であり、E x c e s s L O C Aを評価事故シーケンスとして選定する必要はないと考える。

3. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して、P R A適用可能と判断した地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R A以外の外部事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今回定性的な分析とした各P R Aや地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたP R Aについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていくこととしている。

レベル 1.5 P R A から得られる格納容器破損モードの追加の要否について

「2.1.2.2 新たな格納容器破損モードの追加検討」において、新たな格納容器破損モードとして追加不要と判断した格納容器破損モードのうち、 α 、 β 及び g モードについて以下に説明する。

1. α モード：原子炉容器内での水蒸気爆発に係る追加要否の検討について

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

当該格納容器破損モードについては、各種の研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116, NUREG-1524）、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。

＜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」【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は想定され、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格納容器バウンダリを破損する可能性がある。WASH-1400の評価においては、特に、後者が α モード破損として、早期格納容器破損モードとして指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、 α モード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

<NUREG-1116 (SERG-1), NUREG-1524 (SERG-2) >

SERG-1 及び SERG-2 における米国での専門家によるレビュー結果として纏められたものであり、以下の理由から「格納容器内水蒸気爆発はリスクの観点から無視できる」と結論付けられている。*

※：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

- ① 水蒸気爆発に関与する熔融燃料の質量に限られる（熔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 低圧で熔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熔融燃料－冷却材相互作用の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ーが起きにくい。
- 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付けている。

また、レベル1.5PRAの結果より、CFFは $1.3\text{E-}9$ /炉年であり、全CFFへの寄与が約0.001%と極めて小さいことから、当該格納容器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。

2. β モード：格納容器隔離失敗に係る追加要否の検討について

炉心損傷発生時点で格納容器隔離に失敗するモードである。想定される漏えい経路及び発生の可能性について、以下に述べる。

(1) 想定される漏えい経路について

○機械的な故障による隔離機能喪失

・原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい

原子炉格納容器内から原子炉格納容器外(アニュラス部)への配管貫通部にはスリーブが設置されており、スリーブ破損により原子炉格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

- ・アクセス部からの漏えい

機器搬入口，常用エアロック及び非常用エアロックのアクセス部は，シール部及び溶接部が破損すると原子炉格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

- ・格納容器空調系統からの漏えい

格納容器給気系，格納容器排気系及び格納容器減圧パージ系は，隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部，補助建屋等に原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする。

- ・原子炉格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器再循環配管，格納容器スプレイ配管等のバウンダリが破損すると原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

○人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

- ・漏えい試験配管からの漏えい

定期検査後原子炉格納容器漏えい試験の際に，共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性がある。

- ・燃料移送管からの漏えい

燃料交換時，燃料移送管のフランジカバー及び隔離弁が開放される。その際，これらの閉め忘れの可能性がある。

(2) 発生の可能性について

定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順に基づく確実な操作により人的過誤を防止するとともに，通常運転中の監視，警報及び事故時における運転手順に沿った運用により，実際の格納容器隔離失敗の発生可能性は極めて低いと考えている。

○起動時

- ・格納容器漏えい率検査，格納容器隔離弁機能検査
- ・起動前弁点検

○通常運転中

- ・格納容器圧力の確認（保安規定に基づき 12 時間に 1 回以上）
- ・エアロック開放時の警報発信

○事故時

- ・格納容器隔離信号発信時の各弁の閉止確認
- ・格納容器隔離弁が閉止されていない場合の手動閉止・代替隔離実施

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^(参考)に基づき格納容器破損頻度（C F F）の定量化を実施した結果，C F F は $1.1\text{E}-06/\text{炉年}$ と全 C F F への寄与が約 0.5% であり，前述した格納容器隔離に係る運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いことから，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。

当該格納容器破損モードに対しては，定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や運転手順に基づく確実な操作による人的過誤の防止，事故時に隔離失敗が発生した場合の代替隔離手順など，すでに整備されている運用面の対策を徹底するとともに，重大事故に至るおそれのある事故発生時の炉心損傷防止対策を確実に実施することにより，格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能と考える。

3. gモードのうちT I - S G T Rに係る追加要否の検討

gモード（蒸気発生器伝熱管破損）は，レベル 1.5 P R A 評価上の格納容器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。

当該格納容器破損モードの一つの破損形態としてT I - S G T Rが想定される。ここでは当該事故シーケンスをT I - S G T R以外の蒸気発生器伝熱管破損と区別し，新たな格納容器破損モードとして追加する必要性について検討する。併せて，当該事故シーケンスの発生頻度について詳細検討する。

T I - S G T Rは，炉心損傷後に1次系が高圧かつ蒸気発生器圧力が低圧で2次系への給水がない限定的な条件で発生する可能性があり，W H社製4ループP W Rプラントを検討対象としたNUREG/CR-6995において以下の内容が記載されている。

[NUREG/CR-6995 の記載概要]

- ・ 1次系が高圧で2次系がドライで低圧の条件下，いわゆる

High-dry-low条件下でのクリープ破損による蒸気発生器伝熱管破損及び格納容器バイパスは，高圧条件の排除，ドライ条件の排除，一次冷却材圧力の低減及び2次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次系減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、2次系圧力が維持されて蒸気発生器伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージライン、原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管が破損することはない。
- ・ R C P シール漏えいにより1次系圧力が低下し、蒸気発生器伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージライン、原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管破損に至ることは防止できる。
- ・ タービン動補助給水が作動の場合、蒸気発生器伝熱管外面がウェット状態に維持され、1次系が除熱され加熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

[格納容器破損モードの追加要否の検討]

レベル 1.5 P R A の定量化結果より、T I - S G T R による C F F は、 $8.4E-08$ /炉年であり全 C F F への寄与が約 0.04% と非常に小さい。

T I - S G T R は、炉心損傷後も1次系が高圧で維持されかつ2次系への給水がない場合に発生のあることから、レベル 1 P R A から得られる次の事故シーケンスグループが該当する。

- ① 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ② 全交流動力電源喪失
- ③ 原子炉補機冷却機能喪失

これらの事故シーケンスグループに対しては、別紙表 2-2-1 に示しており、対応する炉心損傷防止対策があり、その C D F 合計の 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いる。別紙表 2-2-1 に示

す事故シーケンスのうち、色塗りで示す2つは炉心損傷防止対策が必ずしも有効ではない事故シーケンスであるが、これらについても影響緩和手段及び格納容器破損防止対策を整備している。

上記①、②及び③の事故シーケンスグループに対する対策に失敗し、1次系が高圧の状態で炉心損傷に至った場合にT I - S G T R発生の可能性が高くなる。この場合においても、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」に対する対策と同様に、フィードアンドブリードによる1次系の減圧・減温を行うとともに、蒸気発生器への給水による2次系強制冷却を行うことにより、T I - S G T Rの発生回避を図ることが可能である。

万一、T I - S G T Rの発生に至った場合においては、事象及び程度に応じてクールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えいの抑制に期待できるほか、可搬型ポンプ、放水砲等を活用し、大規模損壊が発生した場合における活動についても整備している。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断する。

別紙表 2-2-1 T I - S G T R の可能性がある事故シーケンスグループ

No	事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する炉心損傷防止対策	シーケンス別CDF (/炉年)				TI-SGTRの 可能性あり	備考
				内部事象	地震	津波	合計		
1	2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断 L O C A +補助給水失敗	フィードアンドブリード	6.3E-09	1.1E-10	—	6.4E-09		当該グループの約99.7% を炉心損傷防止対策で カバー
		主給水流量喪失+補助給水失敗		3.3E-07	2.3E-08	—	3.5E-07	○	
		過渡事象+補助給水失敗		2.9E-06	—	—	2.9E-06	○	
		手動停止+補助給水失敗		6.9E-06	—	—	6.9E-06	○	
		外部電源喪失+補助給水失敗		1.3E-07	1.7E-08	—	1.5E-07	○	
		2次冷却系の破断+補助給水失敗		1.2E-06	4.6E-10	—	1.2E-06	○	
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗		5.2E-11	9.8E-10	—	1.0E-09	○	
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗		6.6E-08	—	—	6.6E-08		
		過渡事象+補助給水失敗 (炉内構造物等の損傷)		①※	—	6.0E-07	—	6.0E-07	
2	全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失)	2次系強制冷却+空冷式非常用発電装置+炉心注入 (充てんポンプ活用)	5.8E-06	1.6E-06	—	7.4E-06	○	
3	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+R C P シール L O C A	2次系強制冷却+炉心注入 (充てんポンプ活用)	2.0E-04	2.9E-05	1.3E-05	2.4E-04		
		原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁 L O C A		9.0E-07	—	5.8E-08	9.6E-07		
		原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	②※	5.8E-09	—	3.6E-09	9.4E-09	○	
		合 計		2.2E-04	3.1E-05	1.3E-05	2.6E-04		

※格納容器破損防止対策として格納容器スプレイ (代替格納容器スプレイポンプ)+自然対流冷却等に期待できる。

① フィードアンドブリード等により影響緩和の可能性はある。

② 主給水ポンプ (又はSG水張りポンプ) による代替給水により炉心損傷を回避できる場合がある。

参考 格納容器隔離失敗に係る米国の知見

内部事象レベル 1.5 P R Aにおいて、格納容器隔離失敗として参考としている NUREG の想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

(1) 隔離失敗確率で参照した米国文献 (NUREG/CR-4220)

C E Tにおける「C V 隔離失敗」の分岐比には、Large leakage events の発生確率として NUREG/CR-4220 に記載のある $5.0E-03$ を用いている。

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

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

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

表 1 大規模漏えいに至る事象

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

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

(2) 実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

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

a. 機械的な破損による隔離失敗

・格納容器貫通部スリーブからの漏えい

格納容器内から格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、スリーブ破損により原子炉格納容器内雰囲気（注：原文「内雰囲気」）が漏えいする可能性がある。

・アクセス部からの漏えい

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

・格納容器空調系統からの漏えい

格納容器給気系等のバウンダリの破損により原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

これらの系統は、通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に原子炉格納容器内雰囲気が漏えいする。

・原子炉格納容器外バウンダリからの漏えい

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

b. 人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

・漏えい試験配管からの漏えい

定期検査後原子炉格納容器漏えい試験が実施され、原子炉格納容器の健全性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性がある。

・燃料移送管からの漏えい

燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー及び隔離弁が開放される。その際、これらの閉め忘れの可能性がある。

(3) 米国における最近の隔離失敗実績について

今回のレベル 1.5 P R A では、NUREG/CR-4220 (1985 年) に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の米国での隔離失敗実績について調査した。調査対象として、EPRI による総合漏えい率試験 (I L R T : Integrated Leak Rate Test) の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書^{注1} (以下「EPRI 報告書」という。) を選定した。

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

この EPRI 報告書では、2007 年までの米国での 217 件の I L R T 事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として 75 件 (プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。) の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい 71 件、人的過誤による弁・フラン

ジの復旧忘れ4件となっている。ただし、75件のILRT事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は0件と記載している。

なお、表2に示す3件が、設計漏えい率の10倍以上の事例として抽出されている。しかしながら、EPRI報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は、保守的に考えても設計漏えい率(0.1%/day)の35倍、現実的には設計漏えい率の600~6,000倍としており、抽出された3件は大規模漏えいの対象外としている。

また、今回のPRAで参照したNUREG/CR-4220における大規模漏えいとした4件は小規模のドリルホールから6インチ破断までと記載され、保守的に6インチに想定するとしている。

NUREG/CR-4220の漏えい率の計算^{注2}に基づくと、この6インチ開口では設計漏えい率の数倍以上となるため、EPRI報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

注1：EPRI報告書について以下に補足する。

- ・文献の名称は、EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008
- ・EPRI報告書においては調査したデータには、①NUMARC Survey Data (1994年), ②NEI Survey Data (2001年), ③Recent ILRT Data (2007年), ④補足データ (NUREG-1493, LER等)が含まれる。

注2：NUREG/CR-4220の漏えい率の計算式は以下のとおり。

$$L = A / (2.55E-08 \times V)$$

L : leakage, wt %/day,

A : leak area, sq. inch.

V : Containment Volume, cubic ft.

表 2 大規模漏えいに至らない隔離失敗事例

Reactor ^{注3}	Date	Event
不明	1984年8月	記載なく詳細不明
不明	1985年11月	記載なく詳細不明
Dresden 2 (BWR MarkI)	1990年12月	真空破壊弁の漏えい

注3：Reactor を不明とした事例は、EPRI 報告書の I L R T 事例の出典である 1994 年の NEI（当時は NUMARC）の調査データでユニット名が不明であるため、EPRI 報告書にも記載されていない。

(4) 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おり、EPRI 報告書による最近の隔離失敗実績の調査からは大規模漏えい事例が抽出されていないことから、隔離失敗件数 0 件に対して感度解析を行った。

EPRI データは複数のデータを組合せており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数を I L R T 実施回数（217 件）^{注4}で除して隔離失敗確率を算出した。

注4：217 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 I L R T が実施されている。

(算出方法)

発生実績 0 件に対して計算上 0.5 件を与え、これを I L R T 実施回数で除して隔離失敗確率を求める。

・ 隔離失敗確率： $0.5 / 217 = 0.0023$

この隔離失敗確率を、内部事象炉心損傷頻度 ($2.2\text{E-}04/\text{炉年}$) に乗じて β モードによる格納容器破損頻度を算出した。

・ β モードによる格納容器破損頻度 : $2.2\text{E-}04 \times 0.0023 = 5.1\text{E-}07/\text{炉年}$

算出結果は $5.1\text{E-}07/\text{炉年}$ となり、今回のレベル 1.5 P R A における β モードの評価結果 ($1.1\text{E-}06/\text{炉年}$) と比較してその値は小さく、当該モードの発生頻度を有意に上昇させるものでないことから、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。

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち，格納容器直接接触（シェルアタック）について，審査ガイドでは次のように記載されている。

3. 2. 3 格納容器破損モードの主要解析条件等

5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

a. 現象の概要

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

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

NUREG/CR-6025 では，格納容器直接接触（シェルアタック）について，BWRマークⅠ型プラントに対する検討が行われている。そこに記載されているBWRマークⅠ型のドライウェル及びサプレッションプールの模式図を別紙図2-3-1及び別紙図2-3-2に示す。BWRマークⅠ型では，原子炉容器から流出した溶融炉心がペデスタルと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが，ペデスタルに開口部があり，溶融炉心が拡がった際に格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。

このような事象が発生しやすいプラント構造は、マーク I 型 BWR 特有であり、PWR では原子炉格納容器が大きく、別紙図 2-3-3 のとおり溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。

よって、当該事象は必ず想定する格納容器破損モードであるが、PWR の原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないため、解析対象として想定する格納容器破損モードから除外した。

<参考>

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。

伊方発電所 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。

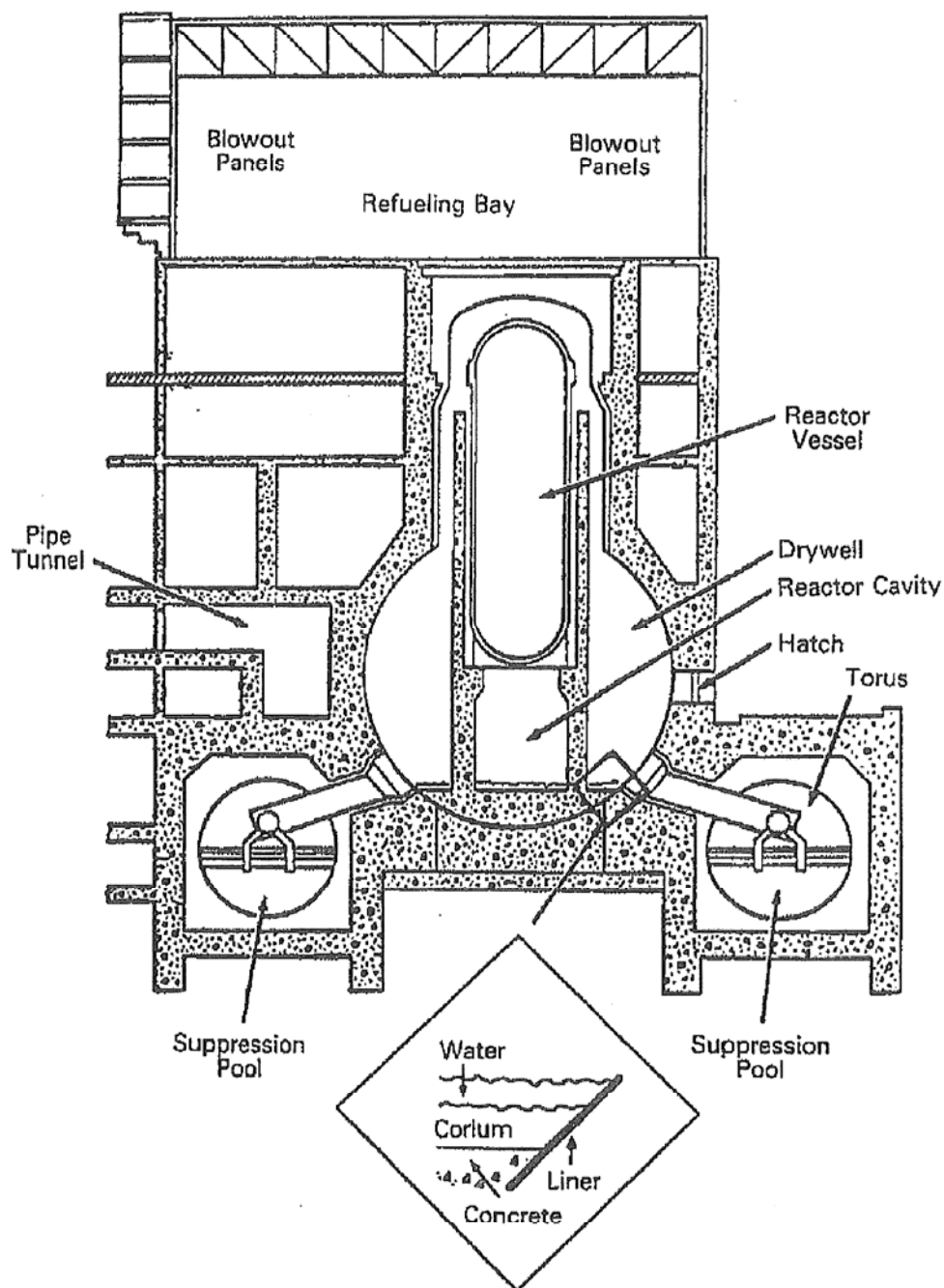
(1) 原子炉容器圧力が高圧時

原子炉容器が高い圧力状態で破損すると、原子炉容器内の溶融炉心が分散放出するおそれがあるものの、加圧器逃がし弁を強制開とし、1 次系の強制減圧を図ることにより、溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

(2) 原子炉容器圧力が低圧時

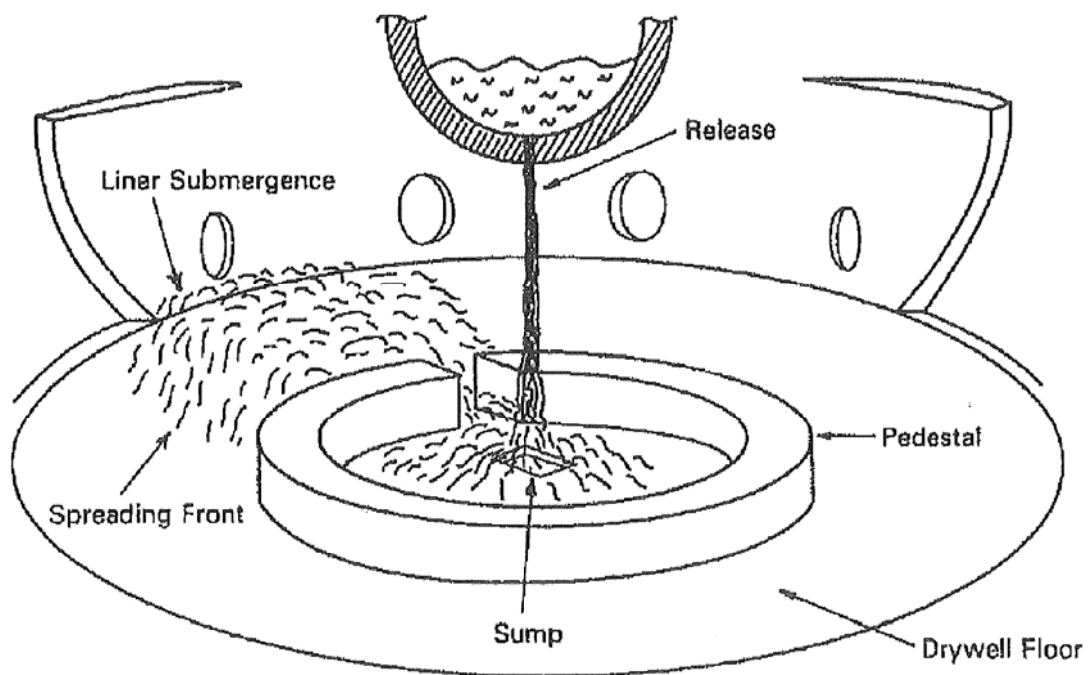
原子炉容器が低い圧力状態で破損すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。

この事象に対しては、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、溶融炉心落下以後も注水継続することにより、溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食を防止することが可能である。



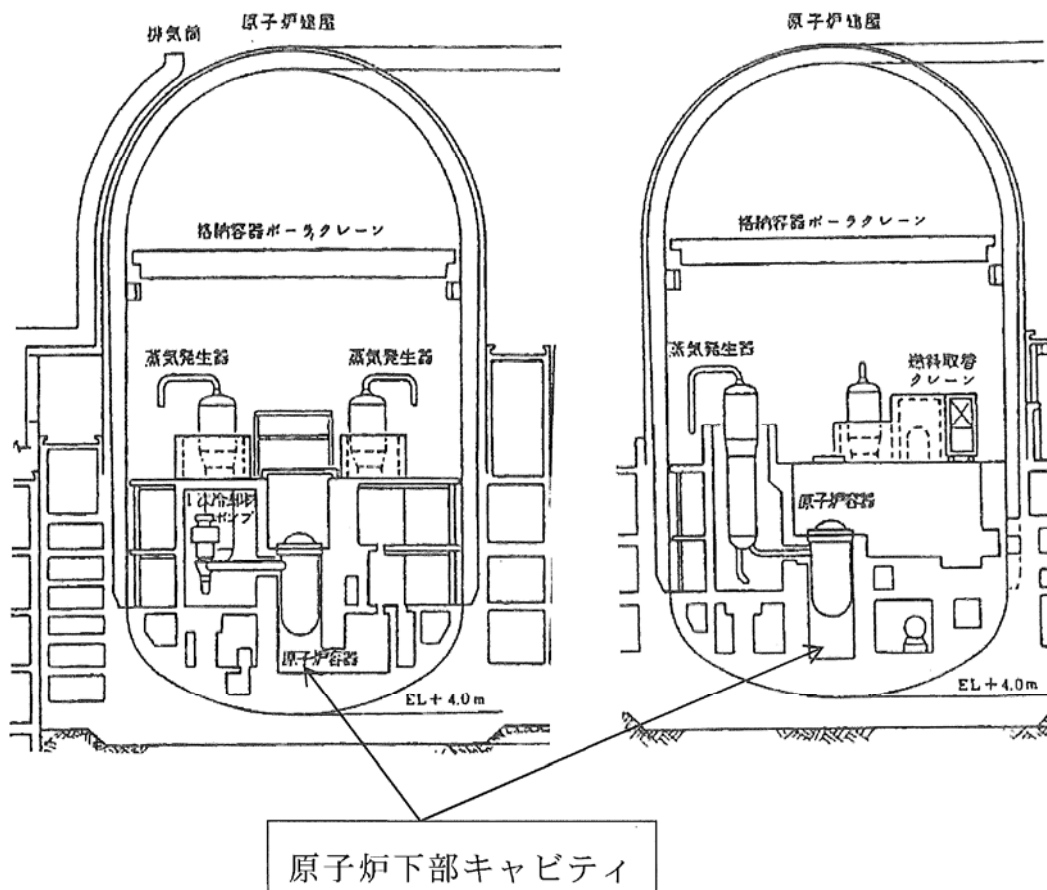
別紙図 2-3-1 BWR マーク I 型プラントにおける格納容器直接接触

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



別紙図 2-3-2 BWR マーク I 型プラントにおける格納容器直接接触の
物理現象図

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



別紙図 2-3-3 伊方発電所 3 号炉の原子炉下部キャビティ

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

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 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、A M 策や重大事故等対策を考慮しない 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）及び事象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。

- ・該当する S **, T ** 及び A ** のうち、破断規模の大きい大・中破断 L O C A (A **) が、原子炉格納容器内への冷却材放出量が多く、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事象進展の観点で厳しい。
- ・該当する **W 及び **D のうち、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が、注水のないドライ状態 (**D) は、原子炉格納容器内の圧力上昇抑制効果に期待できない点から厳しい。

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 に該当する下記の事故シーケンス①及び②のうち，原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事象進展の観点から，破断規模が大きく事象進展の速い大破断 L O C A に起因する①を選定している。

なお，評価事故シーケンスにおいては，代替格納容器スプレイポンプを用いた格納容器内注水及び中型ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮している。

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 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

* P D S 評価のために用いたイベントツリーでは，事故シーケンス①は「大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗」となるが，高圧注入系の機能喪失による高圧再循環失敗を想定し，原子炉格納容器内に燃料取替用水が持ち込まれない A E D を設定している。

すなわち A E D に整理した「高圧再循環失敗」は，「高圧注入失敗」を意味することから，原子炉格納容器の健全性に係る評価事故シーケンスの選定に当たっては「高圧注入失敗」として扱うものとする。

(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。

・ 該当する S **， T ** 及び A ** のうち，原子炉容器破損時に

溶融物が高压で原子炉格納容器内に分散し、溶融物の表面積が大きくなり溶融物から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる S**（小破断 L O C A）、T**（過渡事象）が、原子炉格納容器内温度上昇の点で厳しい。このうち、L O C A が発生しておらず補助給水による冷却に期待できない T** の方がより厳しい。

- ・該当する **W、**D のうち、原子炉格納容器内に燃料取替用水の持ち込みがない **D が、燃料取替用水の持ち込みによる原子炉格納容器内の温度上昇抑制効果に期待できない点から厳しい。

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 に該当する下記の事故シーケンス①～⑨のうち、原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から、1 次系圧力が高压で、破断時に溶融物が原子炉格納容器内に分散する事故シーケンスとして③を選定している。

③全交流動力電源喪失シーケンスは、全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで 1 次系圧力が上昇し、溶融物が原子炉格納容器内に分散しやすくなる。また、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 次系圧力が高压に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。

さらに、評価事故シーケンスにおいては、余裕時間及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能の喪失を

考慮する。また、代替格納容器スプレイポンプを用いた格納容器内注水及び中型ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮している。

評価対象 P D S : T E D

- ①主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ②外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ③外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失
- ④A T W S ＋格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤2次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ⑥2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ⑧原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
- ⑨過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

<補足説明>

- ・事故シーケンス③は、全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで1次系圧力が高圧となる。なお、③は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。
- ・事故シーケンス①，②，⑤，⑥，⑦及び⑨は、過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁が一般に使用可能であることから、1次系圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから③に包絡される。

なお、②は、起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。

- ・事故シーケンス⑧は、原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、③も全交流動力電源喪失による原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスであり、評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため⑧は③に包絡される。また、頻度の観点からも、⑧のCDFが $5.8\text{E-}9/\text{炉年}$ で③のCDFが $5.8\text{E-}6/\text{炉年}$ であり③の方が大きく、⑧は包絡されている。
- ・ATWSが起因事象となる事故シーケンス④は、ATWSにより炉心出力が高く1次系圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が作動するため、原子炉容器破損時の1次系圧力は③に包絡される。また、頻度の観点からも④のCDFが $1.1\text{E-}12/\text{炉年}$ となり、③に包絡されている。

(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次系の圧力が高い方が溶融物の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため1次系圧力に着目して抽出する。
- ・該当するS**, T**のうち、1次系の圧力が高圧で維持され、減圧の観点からT**が厳しい。

- ・ 該当する**D, **I, **Wのうち, 1次系の圧力の減圧に効果がある加圧器逃がし弁の機能喪失が生じる全交流動力電源喪失は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に該当する事故シーケンスは(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)で述べたものと同じである。そのうち, 1次系圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして, ③全交流動力電源喪失シーケンス(加圧器逃がし弁機能喪失による1次系高圧)を選定している。また, 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次系圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。

さらに, 評価事故シーケンスにおいては, 事象進展を速める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。また, 代替格納容器スプレイポンプを用いた格納容器内注水及び中型ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から, 原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮している。

(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)及び事象進展の観点から抽出するが, 以下の点からAEWが最も厳しいPDSとなる。

- ・ 該当するA**, S**のうち, 溶融炉心がより高温となるこ

とから事象進展が速く、原子炉容器破損時の崩壊熱が高い
A**が厳しい。

- ・該当する**I，**Wのうち、原子炉格納容器内に水の持ち込みがあり、その水から蒸気が急激に生成することから、原子炉格納容器内の冷却がない**Wが、原子炉格納容器内の圧力上昇抑制効果に期待できない点から厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象のPDSであるAEWに該当する下記の事故シーケンス①～⑪のうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から、AEWのうち破断規模が大きい大破断LOCAを起因とし、ECCS注入（高圧・低圧注入）に失敗する⑤大破断LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

さらに、評価事故シーケンスにおいては、炉心損傷を速め、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入失敗の重畳を考慮する。また、原子炉下部キャビティ水のサブクール度が相対的に小さい方が、蒸気が急激に発生しやすいことから、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することにより、格納容器スプレイポンプによる注水を考慮せず、代替格納容器スプレイポンプによる注水を考慮する。この状態は、格納容器スプレイポンプよりも注入開始時期が遅くなり、注入流量も少ないため、原子炉下部キャビティ水のサブクール度の観点から厳しくなる。

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

<補足説明>

評価事故シーケンスの選定の流れを，以下に示す。

- ・まず，該当する事故シーケンス①～⑪のうち，破断規模が大きく事象進展が速い大破断 L O C A（①～⑥）を対象とする。
- ・事故シーケンス①及び②は，蓄圧注入及び低圧注入に成功しているシーケンスであり，低圧注入に失敗するシーケンスに比べ事象進展は緩やかである。よって，①及び②を除外する。
- ・事故シーケンス③及び④は，初期の蓄圧注入に失敗するが低圧注入に成功しているシーケンスであり，低圧注入に失

敗するシーケンスに比べ事象進展は緩やかである。よって、③及び④を除外する。

- ・残った事故シーケンス⑤及び⑥（いずれも低圧注入に失敗するシーケンス）のうち、⑥はイベントツリーにおいて高圧再循環の成功を含むことから高圧注入の成功を想定している。したがって、E C C S（高圧・低圧）注入に失敗し、かつ原子炉格納容器からの除熱に失敗する観点から⑤を選定する。
- ・なお、E C C S（高圧・低圧）注入に失敗し、かつ原子炉格納容器からの除熱に失敗するシーケンスは、⑤のほかに低圧注入及び蓄圧注入に失敗する場合も考えられる。しかし、そのような場合は、⑤に対して蓄圧注入失敗が重畳したものとなり、その頻度が⑤に対して3桁以上小さくなることから、⑤により代表される。

レベル 1.5 P R A の結果、

- ・事故シーケンス⑤の発生頻度： $1.3\text{E-}11/\text{炉年}$
- ・大破断 L O C A 時の蓄圧注入系統の非信頼度： $4.2\text{E-}4$ より、

事故シーケンス⑤に蓄圧注入失敗の重畳を想定した事故シーケンス「大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」の発生頻度は、 $5.5\text{E-}15/\text{炉年}$ となる。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象 P D S の選定方法

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

- ・該当する T **, S **, A **において、全炉心ジルコニウム量の 75% が水と反応することを前提とすると各 P D S で水素発生量の差異はなくなるが、事故進展が速く、早期に原子炉格納容器内へ水素が放出される点で A **（大・中破断 L O C A）が厳しい。
- ・該当する **D, **I, **W のうち、格納容器スプレイ注入・再循環に成功する P D S では水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器内の水素濃度が高くなることから、**I が厳しい。
- ・原子炉格納容器内へ水が持ち込まれない **D では、原子炉容器破損後後期に熔融炉心・コンクリート相互作用（以下、M C C I という）により水素が発生する。M C C I 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、水素濃度（75% 換算）の観点からは **I 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 I に該当する下記の事故シーケンス①～⑥のうち、事象進展が速く、水素放出速度が大きくなる大破断 L O C A を起因とし、さらに余裕時間及び要求される設備容量の観点から厳しくなる、E C C S 注入失敗となる③を選定している。

なお、評価事故シーケンスにおいては、余裕時間及び設備容量の観点からより厳しい、高圧注入失敗の重畳を考慮している。

評価対象 P D S : A E I

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

- ・ 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から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスが厳しい。
- ・ 原子炉格納容器内の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 注入失敗」時に格納容器スプレイ注入にも失敗する場合は、M C C I 防止の観点から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、水素燃焼の点ではより厳しい。
- ・ 放射線水分解による水素発生からは、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して原子炉

格納容器内へ放出され、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厳しくなる大破断 L O C A + E C C S 注入失敗（高圧・低圧注入失敗）となる③を選定する。さらにイベントツリーに現れていない高圧注入失敗を想定するとともに、格納容器スプレイ注入及びスプレイ再循環の成功を想定する。

(6) 熔融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象 P D S の選定方法

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

- ・該当する T **, S **, A ** のうち、破断規模の大きい大・中破断 L O C A (A **) が、事象進展が早く、原子炉容器破損時の崩壊熱が高いため厳しい。
- ・1次系圧力が低く、熔融物の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの熔融物の量を多くする A ** が、熔融炉心によるコンクリート侵食発生で厳しい。
- ・該当する **D, **I, **W のうち、原子炉格納容器内への水の持ち込みがない **D が、コンクリート侵食抑制効果に期待できない点から厳しい。

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 に該当する下記の事故シーケンス①、②のうち、炉心熔融が早く、崩壊熱が高い状態で熔融燃料が原子炉容器外に流出する大破断 L O C A に起因する①

を選定している。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプを用いた格納容器内注水及び中型ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮している。

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 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

* 「(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」における評価事故シーケンス①の注記を参照。

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 P D S である A E D のうち、より高温の溶融燃料が原子炉格納容器の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 L O C A に E C C S 注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに原子炉格納容器の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。

出力運転時内部事象レベル 1.5 P R A における主要なカットセットについて

格納容器破損モードについて、支配的となる P D S に整理される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、各格納容器破損モードの C F F に占める割合の観点で主要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の整備状況等を確認した。

1. 主要なカットセットの抽出

レベル 1.5 P R A では、炉心損傷時の事故シーケンスを P D S にグループ化し、各 P D S から格納容器破損モードへ至る頻度を評価している。したがって、格納容器破損モードについてもレベル 1 P R A の事故シーケンスに由来するカットセットが存在する。

ここでは、各格納容器破損モードについて、上位 5 位までのカットセットを抽出した。別紙表 2-5-1 に示す。

2. 主要なカットセットの確認結果

別紙表 2-5-1 に示す主要なカットセットについて、重大事故対策及びその他の対策の適用性を確認した。別紙表 2-5-2～別紙表 2-5-7 に示すとおり、主要カットセットレベルまで展開した場合においても、整備された格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の破損を防止することが可能であることが確認できた。

別紙表 2-5-1 格納容器破損モード毎の主要なカットセット

格納容器破損モード	起回事象	PDS	主要なカットセット	CFF (/年)	寄与 割合	モードCFF (/年)	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)	原子炉補機冷却機能喪失	SED	RCPシールLOCA	1.9E-04	97%	2.0E-04	代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水及びCV内自然対流冷却（海水通水冷却）	○
		SED	加圧器安全弁RC-057 閉失敗	2.9E-07	0%			○
	原子炉補機冷却機能喪失	SED	加圧器安全弁RC-055 閉失敗	2.9E-07	0%			○
		SED	加圧器安全弁RC-056 閉失敗	2.9E-07	0%			○
	小破断LOCA	SLW	再循環サンプ隔離弁SI-093A, B 開操作失敗の共通原因故障	9.4E-08	0%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温)	原子炉補機冷却機能喪失	SED	RCPシールLOCA	2.0E-06	99%	2.0E-06	代替格納容器スプレイポンプによる格納容器内注水及びCV内自然対流冷却（海水通水冷却）	○
		SED	加圧器安全弁RC-057 閉失敗	2.9E-09	0%			○
	原子炉補機冷却機能喪失	SED	加圧器安全弁RC-055 閉失敗	2.9E-09	0%			○
		SED	加圧器安全弁RC-056 閉失敗	2.9E-09	0%			○
	手動停止	TED	空調用冷凍機A, B, C 継続運転失敗の共通原因故障	2.8E-10	0%			○
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	原子炉補機冷却機能喪失	SED	RCPシールLOCA	2.0E-06	98%	2.0E-06	加圧器遮がし弁開放による1次系強制減圧及び代替格納容器スプレイポンプによるCV内注水及びCV自然対流冷却（海水通水）	○
	手動停止	TEI	補助給水タンク 閉塞	8.0E-09	0%			○
	過渡事象	TEI	補助給水タンク 閉塞	3.4E-09	0%			○
	2次冷却系の破断	TEI	2次冷却系の破断の発生診断失敗	3.3E-09	0%			○
	原子炉補機冷却機能喪失	SED	加圧器安全弁RC-057 閉失敗	3.0E-09	0%			○
原子炉圧力容器外の溶融燃料— 冷却材相互作用	中破断LOCA	AEW	再循環サンプ隔離弁SI-093A, B 開操作失敗の共通原因故障	2.9E-10	16%	1.8E-09	代替格納容器スプレイポンプによるCV内注水及びCV自然対流冷却（海水通水）	○
		AEI	高圧注入ポンプ/RHRポンプRWSTライノ入口電動弁SI-007A, B 開操作失敗の共通原因故障	2.5E-10	14%			○
		AEI	高圧注入ポンプミニマムフロー電動弁SI-015A, B 015A, B 開操作失敗の共通原因故障	2.5E-10	14%			○
		AEW	再循環切替診断失敗	1.8E-10	10%			○
	大破断LOCA	AEW	再循環サンプ隔離弁SI-093A, B 開操作失敗の共通原因故障	9.4E-11	5%			○
水素燃焼	手動停止	TEI	補助給水タンク 閉塞	1.5E-08	28%	5.3E-08	大きなCV自由体積及び静的触媒式水素再結合装置(PAR)	○
	過渡事象	TEI	補助給水タンク 閉塞	6.2E-09	12%			○
	2次冷却系の破断	TEI	2次冷却系の破断の発生診断失敗	6.1E-09	11%			○
	手動停止	TEI	補助給水タンク 破損	1.4E-09	3%			○
	主給水流路喪失	TEI	補助給水タンク 閉塞	7.1E-10	1%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉補機冷却機能喪失	SED	RCPシールLOCA	2.2E-07	16%	1.4E-06	代替格納容器スプレイポンプによるCV内注水及びCV自然対流冷却（海水通水）	○
	手動停止	TEI	補助給水タンク 閉塞	1.9E-07	13%			○
	過渡事象	TEI	補助給水タンク 閉塞	7.9E-08	6%			○
	2次冷却系の破断	TEI	2次冷却系の破断の発生診断失敗	7.7E-08	5%			○
	手動停止	TEI	補助給水タンク 破損	1.7E-08	1%			○

別紙表 2-5-2 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))

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	RCPシールLOCA	1.9E-04	97%	2.0E-04	代替格納容器スプレ イポンプによる CV内注水及びCV自 然対流冷却(海水通 水)	○
原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁LOCA	加圧器安全弁閉失敗	8.7E-07	0%			○
小破断LOCA +高圧再循環失敗 +CVスプレイ再循環失敗	再循環サンプ隔離弁 (SI-093A, B) 開操作失敗の共通原因故障	9.4E-08	0%			○

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① 原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A が発生して炉心損傷に至る。
- ② 原子炉補機冷却機能喪失時に手動原子炉トリップ後、加圧器安全弁が 1 台開作動し、その後の閉止に失敗して炉心損傷に至る。
- ③ 小破断 L O C A 時に共通原因により再循環サンプ隔離弁 (S I - 0 9 3 A / B 両方) の開操作に失敗し、再循環に失敗して炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

有効性評価で採用した対策で用いる機器 (代替格納容器スプレイポンプ、格納容器再循環ユニット) は、上記①、②及び③のカットセットの設備とは独立していることから、その影響を受けることはなく使用可能であり、原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

別紙表 2-5-3 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))

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
原子炉補機冷却機能喪失 + RCPシールLOCA	RCPシールLOCA	2.0E-06	99%	2.0E-06	代替格納容器スプレ イポンプによる CV内注水及びCV自 然対流冷却 (海水 通水)	○
原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器安全弁LOCA	加圧器安全弁閉失敗	8.7E-09	0%			○
手動停止 + 補助給水失敗 + CVスプレイ注入失敗	空調用冷凍機A, B, C継続運転失敗 の共通原因故障	2.8E-10	0%			○※

※空調用冷水負荷の切り離し、予備機の追加起動及び負荷のトレン間切替えにより空調の冷却機能を維持し、電気盤の健全性を

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① 原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生して炉心損傷に至る。
- ② 原子炉補機冷却機能喪失時に手動原子炉トリップ後、加圧器安全弁が1台開作動し、その後の閉止に失敗して炉心損傷に至る。
- ③ 手動停止時に空調用冷凍機A, C又はB, Cが共通原因により運転継続に失敗。
この場合、計装用電源室及び安全補機開閉器室の温度が上昇し、計装用電源及び安全補機開閉器が故障する。このため補助給水ポンプの継続運転ができなくなり蒸気発生器による除熱に失敗するとともに、ECCS機器の運転継続ができなくなり炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

有効性評価で採用した対策で用いる機器（代替格納容器スプレイポンプ、格納容器再循環ユニット）は、上記①、②のカットセットの設備とは独立しており、その影響を受けることはなく、原子炉格納容器の健全性を確保可能である。また上記③についても、空調用冷水負荷調整によって電気盤の健全性確保することにより、使用可能であり、原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

さらに、代替格納容器スプレイポンプの電源切替盤にて電源供給ラインを切り替えることにより、安全補機開閉器室の開閉器を経由せずに空冷式非常用発電装置からの電源を供給することも可能である。

別紙表 2-5-4 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)

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	RCPシールLOCA	2.0E-06	98%	2.0E-06	加圧器逃がし弁開 放による1次系強 制減圧及び代替格 納容器スプレイポ ンプによるCV内注 水及びCV自然対流 冷却(海水通水)	○
手動停止+補助給水失敗 過渡事象+補助給水失敗	補助給水タンク閉塞	1.1E-08	1%			○
2次冷却系の破断 +補助給水失敗	2次冷却系の破断の発生におけ る診断失敗	3.3E-09	0%			○
原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁LOCA	加圧器安全弁(RC-057) 閉失敗	3.0E-09	0%			○

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① 原子炉補機冷却機能喪失によるRCPシールLOCAが発生して炉心損傷に至る。
- ② 手動停止後、補助給水タンク閉塞により2次系からの冷却に失敗して、炉心損傷に至る。
- ③ 2次冷却系の破断の発生時に診断失敗し、健全側蒸気発生器の除熱機能が喪失して炉心損傷に至る。
- ④ 原子炉補機冷却機能喪失時に手動トリップ後、加圧器安全弁が1台開作動し、その後閉止に失敗して炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

有効性評価で採用した対策で用いる機器(加圧器逃し弁)は、上記①、②、③及び④のカットセットの設備、診断とは独立しており、その影響を受けることはなく、原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

別紙表 2-5-5 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
・中破断LOCA +高圧再循環失敗 +CVスプレイ再循環失敗 ・大破断LOCA +低圧再循環失敗 +高圧再循環失敗 +CVスプレイ再循環失敗	再循環隔離弁 (SI-093A, B) 開操作 失敗の共通原因故障	3.8E-10	22%	1.8E-09	代替格納容器スプレ イポンプによる CV内注水及びCV自 然対流冷却 (海水 通水)	○
中破断LOCA +高圧再循環失敗	SIポンプ/RHRポンプRWSTライン 入口電動弁 (SI-002A, B) 閉操作 失敗の共通原因故障	2.5E-10	14%			○
中破断LOCA +高圧再循環失敗	SIポンプミニフロー電動弁 (SI- 015A, B, 016A, B) 閉操作失敗の共 通原因故障	2.5E-10	14%			○
中破断LOCA +高圧再循環失敗 +CVスプレイ再循環失敗	再循環切替診断失敗	1.8E-10	10%			○

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① L O C A 後、炉心注入から再循環への切替時に再循環隔離弁 (SI-093A/B の両方) の共通原因による開操作失敗により再循環に失敗して炉心損傷に至る。
- ② L O C A 時に燃料取替用水タンク出口ラインより高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの入口につながる電動弁 (SI-002A/B の両方) 共通原因による閉操作失敗により炉心注水に失敗して炉心損傷に至る。
- ③ 高圧注入ポンプミニマムフロー弁 (SI-015A/B の両方, SI-016A/B の両方) 共通原因による閉操作失敗により炉心注水に失敗して炉心損傷に至る。
- ④ L O C A 後、炉心注入時に再循環運転への切り替えを必要とする状況の判断に失敗し、切り替え操作が行われず、燃料取替用水タンクが枯渇して炉心注入を継続できなくなり、炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

格納容器スプレイ注入が発生する場合には、原子炉格納容器内に水が持ち込まれ、水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性があるが、その場合にも原子炉格納容器の耐力にて健全性を確保できる。再循環運転への切り替えを行わない場合は燃料取替用水タンク水位が低下を続け、異常低 (3%) にて警報が発信し、運転員に気付かせる。

有効性評価で採用した対策で用いる機器 (代替格納容器スプレイポンプ) 及び格納容器再循環ユニットは、上記①、②、③及び④のカットセットの設備、診断とは独立しており、その影響を受けることなく原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

別紙表 2-5-6 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(水素燃焼)

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
・ 手動停止 + 補助給水失敗 ・ 過渡事象 + 補助給水失敗 ・ 主給水流量喪失 + 補助給水失敗	補助給水タンク閉塞	2.1E-08	42%	5.3E-08	大きなCV自由体積 及び静的触媒式水 素再結合装置 (PAR)	○
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	2次冷却系の破断の発生におけ る診断失敗	6.1E-09	12%			○
手動停止 + 補助給水失敗	補助給水タンク破損	1.4E-09	3%			○

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① 手動停止或いは過渡事象、主給水流量喪失に伴う原子炉トリップの後、補助給水により2次系から冷却を行うが、補助給水タンクの閉塞又は破損により冷却を継続できなくなり、炉心損傷に至る。
- ② 2次冷却系の破断の発生時に、それに気づかず破損側蒸気発生器の隔離が行われなかったために補助給水が破断口から漏えいし、蒸気発生器による除熱機能が喪失して炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

有効性評価で採用した対策は、大きな原子炉格納容器の自由体積をもって水素燃焼の防止を図るとともに、用いる機器（静的触媒式水素再結合装置）は受動的な作動を行う。そのため、上記①及び②のカットセットの設備、運転員の診断とは独立しており、その影響を受けることはなく、原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

別紙表 2-5-7 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)

事故シーケンス	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	モードCFF (/炉年)	有効性評価で 採用した対策	格納容器損 傷防止対策 の有効性
・手動停止 + 補助給水失敗 ・過渡事象 + 補助給水失敗	補助給水タンク閉塞	2.7E-07	19%	1.4E-06	代替格納容器ス プレイポンプによる CV内注水及びCV自 然対流冷却（海水 通水）	○
原子炉補機冷却機能喪失 + RCPシールLOCA	RCPシールLOCA発生	2.2E-07	16%			○
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	2次冷却系の破断の発生におけ る診断失敗	7.7E-08	6%			○
手動停止 + 補助給水失敗	補助給水タンク破損	1.7E-08	1%			○

○ 当該格納容器破損モードでは、以下のカットセットが支配的である。

- ① 手動停止後、補助給水タンクの閉塞又は破損により2次系からの冷却に失敗して、炉心損傷に至る。
- ② 原子炉補機冷却機能喪失によるRCPシールLOCAが発生して炉心損傷に至る。
- ③ 2次冷却系の破断の発生時に診断失敗し、健全側蒸気発生器の除熱機能が喪失して炉心損傷に至る。

○ 主要カットセットに対する格納容器破損防止対策

有効性評価で採用した対策で用いる機器（代替格納容器スプレイポンプ、格納容器再循環ユニット）は、上記①、②及び③のカットセットの設備、診断とは独立しており、その影響を受けることはなく、原子炉格納容器の健全性の確保が可能である。

停止時内部事象レベル 1 P R Aにおける主要なカットセットについて

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、停止中の燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、燃料損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する燃料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の中で、上位 3 位までのカットセットを抽出した。

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＋余熱除去系統機能喪失」及び「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」である。また、原子炉容器内に燃料が存在する全 P O Sを対象に、カットセットを選定した。

2. 主要なカットセットの確認結果

別紙表 3-1-1～別紙表 3-1-4 に示すとおり、主要なカットセットレベルを考慮しても、すべての事故シーケンスにおいて整備された燃料損傷防止対策が可能となることを確認できた。

別紙表 3-1-1 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(崩壊熱除去機能喪失)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与率	CDF	有効性評価で採用した対策	その他対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
外部電源喪失+ 余熱除去系機能喪失	①RHRポンプ起動診断失敗	5.1E-06	96%	5.2E-06		・蒸気発生器による除熱 ・高圧注入ポンプによる炉心注入 ・RWS Tからの重力注入	○
	②RHRポンプA, B起動操作失敗共通原因故障	8.5E-08	2%				
	③RHRポンプA出口流量低信号復帰失敗 + 海水ポンプ出口弁SW-503C開操作忘れ	6.3E-09	0%				
余熱除去機能喪失	①RHRポンプB起動診断失敗	1.4E-05	74%	2.0E-05	・充てんポンプによるほう酸水の注入 ・代替格納容器スプレイポンプによる注入^(*) (*:原子炉補機冷却機能喪失時)	・蒸気発生器による除熱 ・高圧注入ポンプによる炉心注入 ・RWS Tからの重力注入	○
	②RHRポンプB出口流量低信号復帰失敗	1.8E-06	9%				
	③RHR熱交換器CCW通水弁CC-114Aの開操作失敗	4.8E-07	2%				
	④RHR熱交換器CCW通水弁CC-114Bの開操作失敗	4.8E-07	2%				
	⑤RHR熱交換器出口流量調整弁FCV-613の調整開操作失敗	4.8E-07	2%				
	⑥RHR-A 流量制御弁FCV-614の調整開操作失敗	4.8E-07	2%				
	⑦RHR熱交換器出口弁RH-040Bの開操作失敗	4.8E-07	2%				
原子炉補機冷却機能喪失	⑧RHRポンプB起動操作失敗	4.8E-07	2%	5.9E-06		・蒸気発生器による除熱	○
	—	6.9E-06	100%				

○ 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失, 外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗, 又は原子炉補機冷却機能の喪失によって停止中の燃料損傷に至る事故シーケンスである。

各事故シーケンスの主要なカットセットに対して, 充てんポンプによるほう酸水の注入や代替格納容器スプレイポンプによる注入により燃料損傷防止対策が可能である。

別紙表 3-1-2 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(全交流動力電源喪失)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与率	CDF	有効性評価で採用した対策	その他対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
外部電源喪失 + 非常用 所内交流動力電源喪失	①DG-A継続運転失敗	2.9E-07	14%	2.7E-06	・蓄圧タンク及び充てんポンプ (自己冷却式)によるほう酸水の 注入 ・空冷式非常用発電装置による 代替交流電源	・号機間電源融通 ・電源復旧	○
	②DG-A起動失敗	2.5E-07	9%				
	③DG制御盤3A室防火ダンパ3F-VS-403A誤閉	1.6E-07	6%				
	④サビ'スタ'3A室第1防火ダンパ3F-VS-404A誤閉	1.6E-07	6%				
	⑤サビ'スタ'3A室第2防火ダンパ3F-VS-405A誤閉	1.6E-07	6%				
	⑥DG制御盤3A室防火ダンパ3F-VS-403A閉塞	1.6E-07	6%				
	⑦サビ'スタ'3A室第1防火ダンパ3F-VS-403A閉塞	1.6E-07	6%				
	⑧サビ'スタ'3A室第2防火ダンパ3F-VS-405A閉塞	1.6E-07	6%				
	⑨DG補機室A手動ダンパ3M-VS-401A閉塞	1.6E-07	6%				

○ 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，外部電源喪失後の非常用所内交流動力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。

主なカットセットに対して，空冷式非常用発電装置による代替電源を供給するとともに蓄圧タンク及び充てんポンプ(自己冷却式)による注入により，停止中の燃料損傷防止対策が可能である。

別紙表 3-1-3 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(原子炉冷却材の流出)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与率	CDF	有効性評価で採用した対策	その他対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
原子炉冷却材 圧力バウンダリ 機能喪失	—	2.5E-04	100%	2.6E-04	・充てんポンプによる注入	・漏えい箇所の隔離 ・RWS Tからの重力注入	○
水位維持失敗	—	5.6E-06	100%			・RWS Tからの重力注入	
オーバーボードレン	—	5.6E-06	100%				

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、起因事象と同一でありカットセットは存在しない。
- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスにおいては、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失によって冷却材が失われる。ミッドループ運転中に何らかの原因により水位が低下してそのまま継続するような場合や、1次系水抜き操作の停止に失敗することにより、原子炉冷却材が失われ、炉心損傷に至る事故シーケンスである。充てんポンプを用いて1次系保有水量を確保することにより停止中の燃料損傷防止対策が可能である。

別紙表 3-1-4 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(反応度の誤投入)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与率	CDF	有効性評価で採用した対策	その他対策	炉心損傷 防止対策 の有効性
反応度の誤投入	—	3.1E-08	100%	3.1E-08	・純水注入停止操作	・希釈信号のリセット	○

- 本事故シーケンスは，起因事象と同一でありカットセットは存在しない。
- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，未臨界維持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。純水注入停止操作などの反応度制御を行う炉心損傷防止対策が可能である。

別添

伊方発電所 3 号炉

確率論的リスク評価（P R A）について

目 次

1. P R A の実施目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る P R A 実施
範囲・評価対象・実施手法について
3. 対象とするプラントに関する説明
4. 出力運転時内部事象 P R A
 - 4.1 出力運転時内部事象レベル 1 P R A
 - 4.2 出力運転時内部事象レベル 1.5 P R A
5. 出力運転時外部事象 P R A
 - 5.1 出力運転時地震レベル 1 P R A
 - 5.2 出力運転時津波レベル 1 P R A
6. 停止時内部事象レベル 1 P R A

表

第 2. 1-1 表 P R A の実施範囲

第 3. 1-1 表 伊方発電所 3 号炉の P R A に影響する設備構成上の
特徴

第 3. 2-1 表 系統の設備概要

第 4. 1. 1-1 表 出力運転時内部事象レベル 1 P R A で考慮する
設備

第 4. 1. 1-2 表 (1 / 2) レベル 1 P R A 実施のために収集すべき
情報及び情報源

第 4. 1. 1-2 表 (2 / 2) レベル 1 P R A 実施のために収集すべき
情報及び情報源

第 4. 1. 2-1 表 既存の P R A における起回事象

第 4. 1. 2-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する
審査指針」に記載されている事象と同定した起因
事象との対応

第 4. 1. 2-3 表 [EPRI] NP-2230 の分類 (米国の運転実績調査)

第 4. 1. 2-4 表 [EPRI] NP-2230 の分類と安全評価審査指針との対応

第 4. 1. 2-5 表 起回事象として考慮される伊方発電所 3 号炉の
運転経験

第 4. 1. 2-6 表 起回事象のグループ化

第 4. 1. 2-7 表 選定した起回事象のリストと説明

第 4. 1. 2-8 表 1976 年 3 月 31 日以前に発生した原子炉停止に
至った事象

第 4. 1. 2-9 表 起回事象発生頻度算出のための使用データ

- 第 4.1.2-10 表 起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日まで）
- 第 4.1.3-1 表 運転員の診断余裕時間
- 第 4.1.3-2 表 成功基準解析の主な目的
- 第 4.1.3-3 表 成功基準解析コードの検証性
- 第 4.1.3-4 表 成功基準の一覧
- 第 4.1.5-1 表 システム信頼性解析の対象システム
- 第 4.1.5-2 表（1 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-2 表（2 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-2 表（3 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-2 表（4 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-2 表（5 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-2 表（6 / 6） 機器タイプ及び故障モード
- 第 4.1.5-3 表（1 / 2） 相互依存表
- 第 4.1.5-3 表（2 / 2） 相互依存表
- 第 4.1.5-4 表（1 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障
モード
- 第 4.1.5-4 表（2 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障
モード
- 第 4.1.5-4 表（3 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障
モード
- 第 4.1.5-4 表（4 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障
モード
- 第 4.1.5-4 表（5 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障
モード
- 第 4.1.5-4 表（6 / 6） 共通原因故障を考慮する機器と故障

モード

- 第 4.1.5-5 表 NUREG/CR-5497 "CCF Parameter Estimations, 2010 Update" に記載されている M G L パラメータ (抜粋)
- 第 4.1.8-1 表 炉心損傷頻度上位 10 位までの事故シーケンス
- 第 4.1.8-2 表 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 4.1.8-3 表 起因事象別主要シーケンス
- 第 4.1.8-4 表 (1 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-4 表 (2 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-4 表 (3 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-4 表 (4 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-4 表 (5 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-4 表 (6 / 6) 事故シーケンスを構成するカットセット
- 第 4.1.8-5 表 起因事象別重要度評価結果 (F V 重要度)
- 第 4.1.8-6 表 基事象別重要度評価結果 (F V 重要度上位 20 位)
- 第 4.1.8-7 表 基事象別重要度評価結果 (R A W 上位 20 位)
- 第 4.1.8-8 表 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷
頻度の不確実さ解析結果
- 第 4.1.8-9 表 感度解析結果 (起因事象別 C D F)
- 第 4.1.8-10 表 感度解析結果 (上位 10 事故シーケンス一覧)
- 第 4.2.2-1 表 (1 / 3) 事故のタイプと 1 次系圧力の分類記号
- 第 4.2.2-1 表 (2 / 3) 炉心損傷時期の分類記号
- 第 4.2.2-1 表 (3 / 3) 原子炉格納容器内事故進展の分類記号
- 第 4.2.2-2 表 プラント損傷状態の定義
- 第 4.2.2-3 表 プラント損傷状態と事故シーケンスとの対応
- 第 4.2.2-4 表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

- 第 4.2.3-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類
種類の抽出
- 第 4.2.3-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応
- 第 4.2.3-3 表 原子炉格納容器の耐性及び判断基準
- 第 4.2.3-4 表 格納容器破損モードの選定
- 第 4.2.4-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
- 第 4.2.4-2 表 ヘディングの選定及び定義
- 第 4.2.4-3 表 ヘディング間の従属性
- 第 4.2.5-1 表 代表事故シーケンスの選定
- 第 4.2.5-2 表 事故進展解析における基本解析条件
- 第 4.2.5-3 表 事故シーケンス解析条件
- 第 4.2.5-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
- 第 4.2.5-5 表 事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
- 第 4.2.5-6 表 事故進展解析を実施していないプラント損傷状態
の分岐確率の考え方
- 第 4.2.6-1 表 NUREG/CR-4700 における分岐確率のあてはめ方法
- 第 4.2.6-2 表 分岐確率のあてはめ方法
- 第 4.2.6-3 表（1 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（2 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（3 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（4 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（5 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（6 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（7 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-3 表（8 / 9） 格納容器イベントツリー分岐確率

- 第 4.2.6-3 表 (9 / 9) 格納容器イベントツリー分岐確率
- 第 4.2.6-4 表 プラント損傷状態ごとの分岐確率一覧
- 第 4.2.6-5 表 プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び格納容器
破損頻度
- 第 4.2.6-6 表 格納容器破損モード別, 格納容器破損カテゴリー別
格納容器破損頻度
- 第 4.2.6-7 表 (1 / 2) プラント損傷状態別格納容器破損モード
への分配割合
- 第 4.2.6-7 表 (2 / 2) プラント損傷状態別格納容器破損モード
への分配割合
- 第 4.2.6-8 表 起因事象別格納容器破損頻度
- 第 4.2.7-1 表 不確実さ解析によるプラント損傷状態別格納容器
破損頻度
- 第 4.2.7-2 表 不確実さ解析による格納容器破損モード別格納
容器破損頻度
- 第 4.2.7-3 表 不確実さ解析による格納容器破損カテゴリー別
格納容器破損頻度
- 第 4.2.7-4 表 感度解析結果のプラント損傷状態別比較
- 第 4.2.7-5 表 感度解析結果の格納容器破損モード及び格納容器
破損カテゴリー別比較
- 第 5.1.1-1 表 地震 P R A を実施するために収集すべき情報及び
情報源
- 第 5.1.1-2 表 地震 P R A におけるプラントウォークダウンでの
チェック項目
- 第 5.1.1-3 表 (1 / 3) 伊方発電所 3 号炉 プラントウォーク

ダウン結果

第 5. 1. 1-3 表 (2 / 3) 伊方発電所 3 号炉 プラントウォーク

ダウン結果

第 5. 1. 1-3 表 (3 / 3) 伊方発電所 3 号炉 プラントウォーク

ダウン結果

第 5. 1. 2-1 表 (1 / 4) 地震による事故シナリオのスクリー
ニング

第 5. 1. 2-1 表 (2 / 4) 地震による事故シナリオのスクリー
ニング

第 5. 1. 2-1 表 (3 / 4) 地震による事故シナリオのスクリー
ニング

第 5. 1. 2-1 表 (4 / 4) 地震による事故シナリオのスクリー
ニング

第 5. 1. 2-2 表 (1 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5. 1. 2-2 表 (2 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5. 1. 2-2 表 (3 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5. 1. 2-2 表 (4 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5. 1. 2-2 表 (5 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5. 1. 2-2 表 (6 / 2 0) 建屋・機器リストとフラジリティ
データ

第 5.1.2-2 表 (7 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (8 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (9 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 0 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 1 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 2 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 3 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 4 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 5 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 6 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 7 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 8 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ データ
第 5.1.2-2 表 (1 9 / 2 0)	建屋・機器リストとフラジリティ

データ

第 5.1.2-2 表 (20 / 20) 建屋・機器リストとフラジリティ

データ

第 5.1.3-1 表 (1 / 3) ロジックツリーの分岐及び重み付けの
考え方

第 5.1.3-1 表 (2 / 3) ロジックツリーの分岐及び重み付けの
考え方

第 5.1.3-1 表 (3 / 3) ロジックツリーの分岐及び重み付けの
考え方

第 5.1.3-2 表 震源別の寄与度 (水平動: 周期 0.02 秒)

第 5.1.4-1 表 使用材料 (原子炉建屋)

第 5.1.4-2 表 使用材料 (原子炉補助建屋)

第 5.1.4-3 表 考慮する不確実さ要因の例

第 5.1.4-4 表 損傷限界点の現実的な値 (地震 P S A 学会標準)

第 5.1.4-5 表 地盤物性値

第 5.1.4-6 表 物性値 (原子炉建屋)

第 5.1.4-7 表 物性値 (原子炉補助建屋)

第 5.1.4-8 表 現実的な物性値の評価方法 (地震 P S A 学会標準)

第 5.1.4-9 表 (1 / 3) 解析モデル諸元 (原子炉建屋)

第 5.1.4-9 表 (2 / 3) 解析モデル諸元 (原子炉建屋)

第 5.1.4-9 表 (3 / 3) 解析モデル諸元 (原子炉建屋)

第 5.1.4-10 表 地盤ばね定数及び減衰係数 (原子炉建屋)

第 5.1.4-11 表 (1 / 2) 解析モデル諸元 (原子炉補助建屋)

第 5.1.4-11 表 (2 / 2) 解析モデル諸元 (原子炉補助建屋)

第 5.1.4-12 表 地盤ばね定数及び減衰係数 (原子炉補助建屋)

- 第 5. 1. 5-1 表 起因事象の条件付き発生確率
- 第 5. 1. 5-2 表 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 5. 1. 5-3 表 加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
- 第 5. 1. 5-4 表 建屋・機器毎の F V 重要度評価結果
- 第 5. 1. 5-5 表 全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有の
シーケンスの不確実さによる比の確認
- 第 5. 1. 5-6 表 伊方発電所の地震ハザードデータ（水平）
- 第 5. 1. 5-7 表（1 / 2） 相関性を設定した冗長設備の条件付き
損傷確率（完全相関の場合）
- 第 5. 1. 5-7 表（2 / 2） 相関性を設定した冗長設備の条件付き
損傷確率（完全独立の場合）
- 第 5. 1. 5-8 表 感度解析結果
- 第 5. 2. 1-1 表 津波 P R A におけるプラントウォークダウン
対象機器の選定方法
- 第 5. 2. 1-2 表 津波 P R A におけるプラントウォークダウンでの
チェック項目
- 第 5. 2. 1-3 表（1 / 2） 伊方発電所 3 号炉プラントウォーク
ダウン結果
- 第 5. 2. 1-3 表（2 / 2） 伊方発電所 3 号炉プラントウォーク
ダウン結果
- 第 5. 2. 2-1 表 考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象
S S C の種類
- 第 5. 2. 2-2 表 津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
- 第 5. 2. 2-3 表（1 / 2） 津波により発生する起因事象の選定
- 第 5. 2. 2-3 表（2 / 2） 津波により発生する起因事象の選定

- 第 5. 2. 2-4 表 機器リスト（主要な機器）
- 第 5. 2. 2-5 表（1 / 2） 重要事故シーケンス評価用の津波
シナリオ区分
- 第 5. 2. 2-5 表（2 / 2） 重要事故シーケンス評価用の津波
シナリオ区分
- 第 5. 2. 3-1 表（1 / 2） ロジックツリーの分岐及び重み付けの
考え方
- 第 5. 2. 3-1 表（2 / 2） ロジックツリーの分岐及び重み付けの
考え方
- 第 5. 2. 3-2 表 震源別の寄与度（上昇側）
- 第 5. 2. 5-1 表 成功基準
- 第 5. 2. 5-2 表（1 / 2） 相互依存表
- 第 5. 2. 5-2 表（2 / 2） 相互依存表
- 第 5. 2. 5-3 表 津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心
損傷頻度
- 第 5. 2. 5-4 表 主要なミニマルカットセット
- 第 5. 2. 5-5 表 事故シーケンス別炉心損傷頻度結果
- 第 5. 2. 5-6 表 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 5. 2. 5-7 表 津波シナリオ区分ごとのシナリオ重要度整理結果
- 第 5. 2. 5-8 表 津波ハザードデータ
- 第 5. 2. 5-9 表 津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析用津波発生
頻度
- 第 5. 2. 5-10 表 各ケースの津波 P R A 評価結果及び津波シナリオ
区分に関わる主要な設備の関係
- 第 5. 2. 5-11 表（1 / 2） 各ケースの津波 P R A 評価結果の詳細

- 第 5.2.5-11 表 (2 / 2) 各ケースの津波 P R A 評価結果の詳細
- 第 6.1-1 表 伊方発電所 3 号炉の停止時 P R A に関連する主要な
設備構成
- 第 6.2-1 表 伊方発電所 3 号炉における定期検査の工程継続時間
の比較
- 第 6.2-2 表 プラント状態ごとの継続時間 (伊方発電所 3 号炉の
第 10 回定期検査工程実績)
- 第 6.2-3 表 (1 / 2) 緩和設備の使用可能性
- 第 6.2-3 表 (2 / 2) 緩和設備の使用可能性
- 第 6.3-1 表 既存 P R A 研究で考慮している起因事象の比較
- 第 6.3-2 表 評価対象とした起因事象とその説明
- 第 6.3-3 表 起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)
- 第 6.6-1 表 (1 / 2) 相互依存表
- 第 6.6-1 表 (2 / 2) 相互依存表
- 第 6.9-1 表 プラント状態分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
- 第 6.9-2 表 事故シーケンス別炉心損傷頻度
- 第 6.9-3 表 各事故シーケンスのカットセット
- 第 6.9-4 表 基事象別重要度評価結果 (F V 重要度上位 20 位)
- 第 6.9-5 表 基事象別重要度評価結果 (R A W 上位 20 位)
- 第 6.9-6 表 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度
の不確実さ解析結果
- 第 6.9-7 表 起因事象別炉心損傷頻度 (停止時 P R A の感度解析
結果)

図

- 第 2. 1-1 図 P R A 評価手法の整備状況
- 第 3. 2-1 図 工学的安全設備の概要
- 第 3. 2. 1-1 図 原子炉保護系設備系統図
- 第 3. 2. 2-1 図 非常用炉心冷却設備系統図
- 第 3. 2. 3-1 図 格納容器スプレイ設備系統図
- 第 3. 2. 4-1 図 開閉所単線結線図
- 第 3. 2. 4-2 図 所内単線結線図
- 第 3. 2. 4-3 図 直流単線結線図
- 第 3. 2. 4-4 図 計測制御用電源単線結線図（非常用）
- 第 3. 2. 4-5 図 工学的安全施設作動設備信号図
- 第 3. 2. 4-6 図 原子炉補機冷却水設備系統図
- 第 3. 2. 4-7 図 原子炉補機冷却海水設備系統図
- 第 3. 2. 4-8 図 補助建屋換気空調設備系統図
- 第 3. 2. 4-9 図 制御用空気圧縮設備系統図
- 第 3. 2. 5-1 図 一次冷却設備系統図
- 第 3. 2. 5-2 図 タービン系統図
- 第 3. 3. 1-1 図 原子炉格納施設構造図
- 第 3. 3. 2-1 図 アニュラス空気再循環設備系統図
- 第 4. 1-1 図 出力運転時内部事象レベル 1 P R A 評価フロー
- 第 4. 1. 1-1 図 格納容器再循環サンプ出口ライン簡略系統図
- 第 4. 1. 2-1 図 国内 P W R プラントの運転実績（発電時間）に
対するトリップ事象の発生割合
- 第 4. 1. 2-2 図 伊方発電所 3 号炉 余熱除去系（1 / 3）

＜低温側配管注入ラインの逆止弁が直列 3 台とも
破損の場合＞

第 4. 1. 2-3 図 伊方発電所 3 号炉 余熱除去系 (2 / 3)

＜高温側配管注入ラインの逆止弁が直列 3 台とも
破損し, 加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁
も破損の場合＞

第 4. 1. 2-4 図 伊方発電所 3 号炉 余熱除去系 (3 / 3)

＜余熱除去系入口第 1 隔離弁及び第 2 隔離弁の破
損又は誤開の場合＞

第 4. 1. 4-1 図 大破断 L O C A イベントツリー

第 4. 1. 4-2 図 中破断 L O C A イベントツリー

第 4. 1. 4-3 図 小破断 L O C A イベントツリー

第 4. 1. 4-4 図 インターフェイスシステム L O C A イベント
ツリー

第 4. 1. 4-5 図 主給水流量喪失イベントツリー

第 4. 1. 4-6 図 過渡事象イベントツリー

第 4. 1. 4-7 図 外部電源喪失イベントツリー

第 4. 1. 4-8 図 A T W S イベントツリー

第 4. 1. 4-9 図 2 次冷却系の破断イベントツリー

第 4. 1. 4-10 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

第 4. 1. 4-11 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

第 4. 1. 4-12 図 手動停止イベントツリー

第 4. 1. 5-1 図 故障モードのスクリーニング手順

第 4. 1. 5-2 図 共通原因故障の同定手順

第 4. 1. 6-1 図 起因事象発生前人的過誤モデル化対象機器の選定

フロー

- 第 4. 1. 8-1 図 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 4. 1. 8-2 図 起因事象別重要度（F V－R A W）
- 第 4. 1. 8-3 図 基事象別重要度（F V重要度上位 20 位）
- 第 4. 1. 8-4 図 基事象別重要度（R A W上位 20 位）
- 第 4. 1. 8-5 図 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷
頻度の不確実さ解析結果
- 第 4. 1. 8-6 図 ケース 1：耐熱リングの効果
- 第 4. 1. 8-7 図 ケース 2：「インターフェイスシステム L O C A」
起因事象発生頻度の見直し
- 第 4. 2-1 図 出力運転時内部事象レベル 1. 5 P R A の評価フロー
- 第 4. 2. 1-1 図 燃料及びデブリの飛散の可能性が考えられる経路
- 第 4. 2. 2-1 図（1／2） レベル 1. 5 P R A 評価用のレベル 1
P R A イベントツリー
- 第 4. 2. 2-1 図（2／2） レベル 1. 5 P R A 評価用のレベル 1
P R A イベントツリー
- 第 4. 2. 2-2 図 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
- 第 4. 2. 3-1 図 P W R のシビアアクシデントで考えられている
事故進展
- 第 4. 2. 4-1 図 格納容器イベントツリー
- 第 4. 2. 5-1 図（1／1 2） 熱水力挙動の解析結果
- 第 4. 2. 5-1 図（2／1 2） 熱水力挙動の解析結果
- 第 4. 2. 5-1 図（3／1 2） 熱水力挙動の解析結果
- 第 4. 2. 5-1 図（4／1 2） 熱水力挙動の解析結果
- 第 4. 2. 5-1 図（5／1 2） 熱水力挙動の解析結果

- 第 4.2.5-1 図 (6 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (7 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (8 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (9 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (1 0 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (1 1 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.5-1 図 (1 2 / 1 2) 熱水力挙動の解析結果
- 第 4.2.6-1 図 プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び格納容器
破損頻度
- 第 4.2.6-2 図 (1 / 4) 格納容器破損モード別，格納容器破損
カテゴリー別格納容器破損頻度
- 第 4.2.6-2 図 (2 / 4) 格納容器破損モード別，格納容器破損
カテゴリー別格納容器破損頻度
- 第 4.2.6-2 図 (3 / 4) 格納容器破損モード別，格納容器破損
カテゴリー別格納容器破損頻度
- 第 4.2.6-2 図 (4 / 4) 格納容器破損モード別，格納容器破損
カテゴリー別格納容器破損頻度
- 第 4.2.7-1 図 不確かさ解析によるプラント損傷状態別格納容器
破損頻度
- 第 4.2.7-2 図 不確かさ解析による格納容器破損モード別格納
容器破損頻度
- 第 4.2.7-3 図 不確かさ解析による格納容器破損カテゴリー別
格納容器破損頻度
- 第 4.2.7-4 図 感度解析結果のプラント損傷状態別比較
- 第 4.2.7-5 図 感度解析結果の格納容器破損モード別比較

- 第 4. 2. 7-6 図 感度解析結果の格納容器破損カテゴリー別比較
- 第 5. 1-1 図 地震レベル 1 P R A の評価フロー
- 第 5. 1. 1-1 図 (1 / 2) プラントウォークダウン対象機器の選定
フロー
- 第 5. 1. 1-1 図 (2 / 2) プラントウォークダウン対象機器の選定
フロー (平成 20, 21 年実施)
- 第 5. 1. 2-1 図 炉心損傷に至る起因事象選定フロー
- 第 5. 1. 2-2 図 地震レベル 1 P R A 対象建屋・機器選定フロー
- 第 5. 1. 3-1 図 萩原 (1991) 及び垣見・他 (2003) による領域区分
- 第 5. 1. 3-2 図 各地域の地震規模別発生頻度
- 第 5. 1. 3-3 図 観測記録による海洋プレート内地震の補正
- 第 5. 1. 3-4 図 (1 / 4) ロジックツリー【敷地前面海域の断層
群 (中央構造線断層帯) による地震】
- 第 5. 1. 3-4 図 (2 / 4) ロジックツリー【その他の活断層による
地震】
- 第 5. 1. 3-4 図 (3 / 4) ロジックツリー【南海地震】
- 第 5. 1. 3-4 図 (4 / 4) ロジックツリー【領域震源モデル】
- 第 5. 1. 3-5 図 震源別のハザード曲線 (水平動 : 周期 0.02 秒)
- 第 5. 1. 3-6 図 (1 / 2) フラクタイル地震ハザード曲線 (水平
動 : 周期 0.02 秒)
- 第 5. 1. 3-6 図 (2 / 2) フラクタイル地震ハザード曲線 (上下
動 : 周期 0.02 秒)
- 第 5. 1. 3-7 図 (1 / 2) 設計用応答スペクトル $S_s - 1$ の年超過
確率 (水平方向)
- 第 5. 1. 3-7 図 (2 / 2) 設計用応答スペクトル $S_s - 1$ の年超過

確率（鉛直方向）

- 第 5. 1. 3-8 図 年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合
模擬波
- 第 5. 1. 3-9 図 伊方発電所の確率論的地震ハザード曲線
- 第 5. 1. 4-1 図 原子炉建屋の概略平面図
- 第 5. 1. 4-2 図（1 / 2） 原子炉建屋の概略断面図
- 第 5. 1. 4-2 図（2 / 2） 原子炉建屋の概略断面図
- 第 5. 1. 4-3 図（1 / 2） 原子炉補助建屋の概略平面図
- 第 5. 1. 4-3 図（2 / 2） 原子炉補助建屋の概略平面図
- 第 5. 1. 4-4 図（1 / 2） 原子炉補助建屋の概略断面図
- 第 5. 1. 4-4 図（2 / 2） 原子炉補助建屋の概略断面図
- 第 5. 1. 4-5 図 解析モデル（原子炉建屋）
- 第 5. 1. 4-6 図 解析モデル（原子炉補助建屋）
- 第 5. 1. 4-7 図 建屋フラジリティ曲線（原子炉建屋）
- 第 5. 1. 4-8 図 建屋フラジリティ曲線（原子炉補助建屋）
- 第 5. 1. 4-9 図 海水ピットポンプ室構造図
- 第 5. 1. 4-10 図 海水管ダクト構造図
- 第 5. 1. 4-11 図 海水管ダクト フラジリティ曲線
- 第 5. 1. 4-12 図 機器フラジリティ曲線
- 第 5. 1. 5-1 図 地震 P R A 起因事象階層イベントツリー
- 第 5. 1. 5-2 図 地震評価用のイベントツリーの展開構成
- 第 5. 1. 5-3 図 地震損傷機器イベントツリー
- 第 5. 1. 5-4 図 サポート系イベントツリー
- 第 5. 1. 5-5 図 共用系イベントツリー
- 第 5. 1. 5-6 図 大破断 L O C A イベントツリー

- 第 5.1.5-7 図 中破断 L O C A イベントツリー
- 第 5.1.5-8 図 小破断 L O C A イベントツリー
- 第 5.1.5-9 図 2 次冷却系の破断 イベントツリー
- 第 5.1.5-10 図 主給水流量喪失 イベントツリー
- 第 5.1.5-11 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 5.1.5-12 図 加速度区分別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 5.1.5-13 図 加速度区分別条件付き炉心損傷確率
- 第 5.1.5-14 図 シーケンス毎の不確実さ解析結果
- 第 5.1.5-15 図 相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率
- 第 5.2.1 図 津波レベル 1 P R A の評価フロー
- 第 5.2.1-1 図 主要機器の設置高さの概要図
- 第 5.2.1-2 図 プラントウォークダウンの調査対象機器の選定
フロー
- 第 5.2.1-3 図 チェック項目の概念
- 第 5.2.2-1 図 起因事象の抽出フロー
- 第 5.2.3-1 図 敷地前面海域の断層群（別府湾日出生断層帯を
含む）の概略図
- 第 5.2.3-2 (1) 図 萩原（1991，損害保険料率算定会）の地震活動
域における最大マグニチュード（上部地殻内の
地震活動域）
- 第 5.2.3-2 (2) 図 垣見ほか（2003，地震調査委員会）の地震活動
域における最大マグニチュード（上部地殻内の
地震活動域）
- 第 5.2.3-3 (1) 図 ロジックツリー（敷地前面海域の断層群及び
別府湾日出生断層帯）

- 第 5.2.3-3 (2) 図 ロジックツリー（その他の断層）
- 第 5.2.3-3 (3) 図 ロジックツリー（津波高さ推定及び経過時間）
（重み付けについては，土木学会（2011）を基に
設定）
- 第 5.2.3-4 図 波源別のハザード曲線（上昇側，3号炉敷地前面）
- 第 5.2.3-5 (1) 図 フラクタイル曲線（上昇側，3号炉敷地前面）
- 第 5.2.3-5 (2) 図 フラクタイル曲線（下降側，3号炉海水取水口）
- 第 5.2.4-1 図 機器の被水・没水に関するフラジリティ曲線
- 第 5.2.5-1 図 津波 P R A 階層イベントツリー
- 第 5.2.5-2 図（1／5） 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 5.2.5-2 図（2／5） 外部電源喪失イベントツリー
- 第 5.2.5-2 図（3／5） 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 5.2.5-2 図（4／5） 過渡事象イベントツリー
- 第 5.2.5-2 図（5／5） 直接炉心損傷に至る事象
- 第 5.2.5-3 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 5.2.5-4 図 津波ハザード曲線
- 第 5.2.5-5 図 津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
- 第 6.2-1 図 停止時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 6.2-2 図 ミッドループ運転概要図
- 第 6.3-1 図 炉心損傷に至る可能性のある異常事象に関する
マスターロジックダイアグラム
- 第 6.3-2 図 水位維持失敗及びオーバードレンの信頼性評価範囲
（低圧抽出ライン）
- 第 6.3-3 図 水位維持失敗及びオーバードレンの信頼性解析
モデル

- 第 6.5-1 図 (1 / 3) 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
イベントツリー
- 第 6.5-1 図 (2 / 3) オーバードレンイベントツリー
- 第 6.5-1 図 (3 / 3) 水位維持失敗イベントツリー
- 第 6.5-2 図 余熱除去機能喪失イベントツリー
- 第 6.5-3 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 6.5-4 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 6.5-5 図 反応度の誤投入イベントツリー
- 第 6.6-1 図 システム信頼性の評価例
- 第 6.9-1 図 プラント状態別の炉心損傷頻度割合
- 第 6.9-2 図 起因事象別の炉心損傷頻度割合

1. P R A の実施目的

「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」（以下「解釈」という。）において、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

（炉心損傷防止対策に係る有効性評価）

（b）個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

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

（格納容器破損防止対策に係る有効性評価）

（b）個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

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

上記の要求に基づき、今回、伊方発電所3号炉を対象とした事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードを抽出することを目的とする確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）を実施した。

2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るP R A実施範囲・評価対象・実施手法について

2.1 P R Aの実施範囲

当社は、P R Aの知見等に基づき、アクシデントマネジメントの整備を行い、平成14年5月にはその整備報告及びP R Aを用いた有効性評価報告を行った。また、定期安全レビューにおいてP R Aによる評価を実施した。

これらのP R Aでは、評価時点におけるリスク状況を把握することを目的としており、アクシデントマネジメント策（設備及び運転操作）（以下「A M策」という。）を考慮した評価を行っている。

事故シーケンスグループ等の選定のためのP R Aの実施範囲としては、従来から定期安全レビューで実施してきた出力運転時内部事象レベル1 P R A、同レベル1.5 P R A、停止時内部事象P R Aに加え、現段階で適用可能な評価手法が整備されている外部事象である出力運転時地震及び津波レベル1 P R Aを実施する。

また、内部溢水、内部火災及び自然災害等、上記以外の外部事象においては、評価手法が整備されていない等の理由から現段階では定量的評価は実施可能ではないが、定量評価をしなくとも他の実施済みのP R Aより得られる知見から検討している。

今回、評価に用いたP R Aの実施範囲を第2.1-1表に、現在までのP R A評価手法の整備状況を第2.1-1図に示す。

2.2 P R A の評価対象

炉心損傷防止対策等の有効性評価を行うための事故シナリオグループ等を選定するため、伊方発電所3号炉の設計基準対象施設のみをモデル化し、これまでに整備してきたA M策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備などを含めない仮想的なプラント状態を評価対象としたP R Aモデルを構築した。これらを踏まえた今回のP R A評価対象を下表に示す。

〈今回のP R A評価対象〉

対 象	許認可対象	P R A 評価対象
設計基準対象施設	対象	モデル化する
A M 策 (H 4 年計画以前)	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号, 自動作動失敗時の手動作動など, 設計基準設備の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待する。
A M 策 (H 4 年計画・整備)	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対策	本申請	モデル化しない

2.3 P R A の実施手法

P R A の実施に必要な技術指針としては以下に示すとおり, 一般社団法人 日本原子力学会が定める実施基準(以下「学会標準」という。)があり, 今回実施範囲とする各P R Aでは, 各々該当する学会標準に準拠する手法により実施する。本資料はその要求事項に従い記述した。

- (1) 「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（AESJ-SC-P008：2008 一般社団法人 日本原子力学会）」
- (2) 「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 PSA 編）：2008（AESJ-SC-P009：2008 一般社団法人 日本原子力学会）」
- (3) 「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（AESJ-SC-P006：2007 一般社団法人 日本原子力学会）」
- (4) 「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011（AESJ-SC-RK004：2011 一般社団法人 日本原子力学会）」
- (5) 「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 PSA 編）：2010（AESJ-SC-P001：2010 一般社団法人 日本原子力学会）」

また、使用するパラメータは、以下の学会標準に準拠する。

「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（AESJ-SC-RK001：2010 一般社団法人 日本原子力学会）」

なお、これらの学会標準策定の審議には当社社員も参加し

てきている。これらは米国原子力規制委員会がエンドースしている米国機械学会 P R A 標準などを参考にして作成されたものであり，旧原子力安全・保安院の「原子力発電所における確率論的安全評価（P S A）の品質ガイドライン（試行版）（平成 18 年 4 月 原子力安全・保安院 原子力安全基盤機構）」が定める技術的要件とも基本的に対応しているので，これらの学会標準に準拠した P R A は，国内外の技術的品質要件を適切に考慮したものと考えている。

第 2.1-1 表 P R A の実施範囲*

	今回の審査での位置づけ	今後の方向性
レベル 1 P R A	炉心損傷防止対策の有効性評価に活用 内部事象（出力運転時・停止時）、地震、津波⇒定量化実施 溢水、火災、その他外部事象⇒検討中知見から定性的評価	今回定性的評価とした各 P R A についても、実機適用 可能となった段階で順 次安全性向上評価、設置変 更許可申請に活用
レベル 2 P R A (レベル 1.5)	格納容器破損防止対策の有効性評価に活用 内部事象（出力運転時）⇒定量評価 地震、津波⇒レベル 1 実績、検討中知見から定性的評価 溢水、火災、その他外部事象⇒現段階では対象外	地震 P R A は、実機適用性 検討を早期に進め、適用可 能となり次第、安全性向上 評価、設置変更許可申請に 活用 地震以外は必要性も含め 順次検討
レベル 3 P R A	事故シーケンスグループ等の選定に使用していない	実機適用検討を進め新規 立地等の際に活用

* PRAの種類

【評価する対象】

- レベル1: 炉心損傷頻度
- レベル1.5: 格納容器破損頻度
- レベル2: 放射性物質放出量
- レベル3: 環境影響

【ハザードの分類】

- 内部事象: 機器の偶発的故障、人的過誤 など
- 外部事象: 地震、津波、火災、溢水 など

【運転状態の分類】

- 出力運転時
- 停止時

PRA手法の整備・活用状況		レベル1	レベル2(1.5)	レベル3
内部 事 象	出力運転時	学会標準あり PSR対象	学会標準あり PSR対象	学会標準あり
	停止時	学会標準あり PSR対象		
外部 事 象	地震	学会標準あり	学会標準に一部 記載あり	
	津波	学会標準あり		
	溢水	学会標準あり		
	火災	学会標準策定中		
	上記以外の外部事象	学会にて考え方 の議論を開始		

評価手順が整備されており、
実プラント評価実績あり

評価手順が整備されており、
実プラント評価への適用性検討段階

評価手順が未整備

事故シーケンスグループ、格納容
器破損モード抽出の際に定量評価
または机上検討にて検討対象範囲
としたもの

第 2.1-1 図 P R A 評価手法の整備状況

3. 対象とするプラントに関する説明

伊方発電所 3 号炉は、定格熱出力 2,660MW、定格電気出力 890MW のドライ型鋼製原子炉格納容器を持つ 3 ループ構成の加圧水型軽水炉である。

P R Aに関連した対象とするプラントに関する説明として、まず 3.1 で P R Aに影響するプラントの特徴について示す。そのうえで、3.2 において炉心損傷防止に係わる設備の構成・特性、3.3 において原子炉格納容器に係る設備等の構成・特性について示す。

3.1 P R Aに影響するプラントの特徴

本プラントの P R Aに影響する特徴及びレベル 1 P R Aでの具体的な取扱いを第 3.1-1 表に示す。

なお、ポンプ、タンク、配管、電源等の設備構成の特徴は、システム設計上の特徴として内部事象レベル 1 P R Aに対して直接的に影響し、レベル 1 P R Aの結果を入力とするレベル 1.5 P R Aや外部事象 P R Aなどに間接的又は部分的な影響として引き継がれる。具体的には、これらのシステム設計上の特徴は、起因事象選定、イベントツリー策定及びシステム信頼性解析といったレベル 1 P R Aの各段階で評価に組み込まれることになる。

第 3.1-1 表 伊方発電所 3 号炉の P R A に影響する設備構成上
の特徴

特徴	特徴の説明	レベル 1 P R A での具体的な 取扱い
① D C 母線 1 系列故障で原子炉トリップはしない	D C 母線 1 系列故障では原子炉トリップしないため、起因事象に D C 母線 1 系列喪失は含まない。	◆起因事象選定 起因事象選定時に D C 母線 1 系列故障をスクリーニングアウト。
② 高圧注入ポンプと充てんポンプの独立設置	高圧注入ポンプと充てんポンプは別設置となっているため、極小 L O C A の対象とならない。	◆起因事象選定 起因事象選定時に極小 L O C A 事象をスクリーニングアウト。
③ E C C S 再循環時のプースティング不要	高圧再循環時に余熱除去ポンプによるプースティングが不要のため、高圧再循環系統が余熱除去系機能喪失に従属しない。	◆イベントツリー策定 E C C S 再循環失敗のイベントツリーにおいて低圧再循環失敗時に高圧再循環可能とするヘディングを設定。
④ 高圧注入、低圧注入、格納容器スプレイ系統の格納容器再循環サンプ出口ラインが共通	E C C S / 格納容器スプレイ再循環失敗の共通原因となる。 これへの A M 対策として格納容器再循環サンプ出口隔離弁のバイパス弁を設置している。	◆システム信頼性解析 格納容器再循環サンプ出口隔離弁失敗により、E C C S / 格納容器スプレイ再循環不能とモデル化。 なお、本 P R A では従来より整備してきた A M 対策を考慮しないため、バイパス弁はないものとして評価する。
⑤ R C P シールの耐熱リング化	R C P シールリングは国内改良型に交換し、耐熱性の向上を図ったが、信頼性評価モデルが確立されている W H 社製耐熱リングではない。	◆システム信頼性解析 R C P シール L O C A モデルについては、非耐熱性リングと同様、R C P 封水冷却が喪失した場合の R C P シール L O C A の発生確率を 1.0 としている。
⑥ ほう酸注入タンクの未設置	高圧注入系統にほう酸注入タンクが設置されていないため、E C C S 機能に対してタンクの閉塞や入口弁の開失敗等の考慮が不要。	◆システム信頼性解析 高圧注入系統からの F T 解析の際に当該タンクの機能喪失が考慮不要。

3.2 炉心損傷防止に係る設備の構成・特性

伊方発電所 3 号炉の炉心損傷防止のために期待する緩和策のうち主要な安全系統について、以下に説明する。当該プラントの工学的安全設備の概要を第 3.2-1 図に示す。また、系統の設備概要を第 3.2-1 表に示す。

3.2.1 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）及び化学体積制御系*によりほう酸水を炉心に注入し負の反応度を投入する緊急ほう酸注入系から構成される。原子炉保護系の系統図を第 3.2.1-1 図に示す。

* A M 策及び各種安全対策を考慮しない今回の P R A では、評価対象外とした。

3.2.2 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、1 次冷却材喪失事故を想定した場合に、ほう酸水を原子炉に注入して燃料の過熱による被覆管の破損を防ぎ、さらに、これに伴うジルコニウム－水反応を無視し得る程度に抑えることができるように設けるもので、蓄圧注入系統、高圧注入系統及び低圧注入系統で構成する。また、非常用炉心冷却設備は、主蒸気管破断事故及び 2 次系の異常な減圧に対し、制御棒クラスタの挿入に加えて炉心へのほう酸水注入により炉心を臨界未満にでき、かつ維持できる設計とする。非常用炉心冷却設備の系統図を第 3.2.2-1 図に示す。

なお、第 3.1-1 表の④に示すとおり、E C C S 及び格納容器スプレイ系の格納容器再循環サンプ出口ラインが共通化されているため、本 P R A では考慮していないが、格納容器再循環サンプ出口隔離弁のバイパス弁が A M 対策

として従来より整備されている。

3.2.2.1 蓄圧注入系統

蓄圧注入系統は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成し、各 1 次冷却材配管に 1 系統ずつ設置する。1 次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約 4.4MPa [gage]）以下に低下すると、自動的にほう酸水を炉心に注入する。この蓄圧注入系統の作動は、1 次冷却系圧力低下による蓄圧注入配管の逆止弁の自動開放によるもので、特に外部電源等の駆動源を必要としない。

3.2.2.2 高圧注入系統

高圧注入系統は、高圧注入ポンプ、配管及び弁類で構成する。高圧注入ポンプは、100% 容量のものを 2 台設置する。高圧注入系統は、非常用炉心冷却設備作動信号が発せられると、高圧注入ポンプが起動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を 1 次冷却材低温側配管を経て炉心に注入する。

燃料取替用水タンク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注入する再循環モードに移行する。

なお、第 3.1-1 表の③に示すとおり、高圧再循環時には余熱除去ポンプによるブースティングは不要である。

3.2.2.3 低圧注入系統

低圧注入系統は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成する。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。低圧注入系統は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水タンクのほう酸水を余熱除去冷却器を経て、1次冷却材低温側配管から炉心に注入する。

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

3.2.3 格納容器スプレイ系統

格納容器スプレイ系統は、第3.2.3-1図に示すように、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、pH調整剤貯蔵タンク、配管及び弁類で構成し、1次冷却材喪失事故時には、ヒドラジンを含むほう酸水を原子炉格納容器内にスプレイし、原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内の放射性よう素を除去する。格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器は、100%容量のものを各々2台、また、よう素除去薬品タンク、pH調整剤貯蔵タンクは100%容量のものを各々1台設置する。

なお、第3.1-1表の④に記載したとおり、ECCS及び格納容器スプレイ系の格納容器再循環サンプ出口ライン

が共通化されているため、本 P R A では考慮していないが、格納容器再循環サンプ出口隔離弁のバイパス弁が A M 対策として従来より整備されている。

3. 2. 4 電源，原子炉補機冷却水等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり，以下の系統の動作が必要とされる。なお，第 3. 1-1 表の①に示すとおり，D C 母線 1 系列喪失時にも原子炉はトリップしない。

- (1) 電源系統（所内非常用交流電源，所内直流電源，計装用電源：第 3. 2. 4-1 図，第 3. 2. 4-2 図，第 3. 2. 4-3 図及び第 3. 2. 4-4 図参照。）
- (2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号系，格納容器スプレイ作動信号系：第 3. 2. 4-5 図参照。）
- (3) 原子炉補機冷却水設備（第 3. 2. 4-6 図参照。）
- (4) 原子炉補機冷却海水設備（第 3. 2. 4-7 図参照。）
- (5) 換気空調設備（第 3. 2. 4-8 図参照。）
- (6) 制御用空気圧縮設備（第 3. 2. 4-9 図参照。）

3. 2. 5 その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち，P R A 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. 2. 5-1 図参照。）

加圧器逃がし弁は，急激な負荷減少時において主蒸気ダンプ系の作動と相まって 1 次冷却材の圧力を原子炉ト

リップ設定値以下に制限し得る容量とする。加圧器逃がし弁は自動制御により作動し，また手動遠隔操作をすることもできる。万一，加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合にこの逃がし弁を隔離するため，遠隔操作の加圧器逃がし元弁を設ける。

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などが漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹き出し圧力は，1次冷却設備の最高使用圧力に設定し，安全弁の総容量は100%負荷喪失時に主蒸気安全弁のみが作動した時の加圧器最大サージ流量以上の値としている。加圧器安全弁により，1次冷却材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) 主蒸気ダンプ設備・主蒸気逃がし弁・主蒸気安全弁（第3.2.5-2図参照。）

タービンをバイパスして蒸気発生器からの蒸気を直接復水器に導くため，主蒸気ヘッドより復水器への主蒸気ダンプ系を設ける。主蒸気ダンプ弁は8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，主蒸気逃がし弁又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々 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、中央制御盤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値以上になると全開となる。

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ 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 3.2.5-2 図参照。）

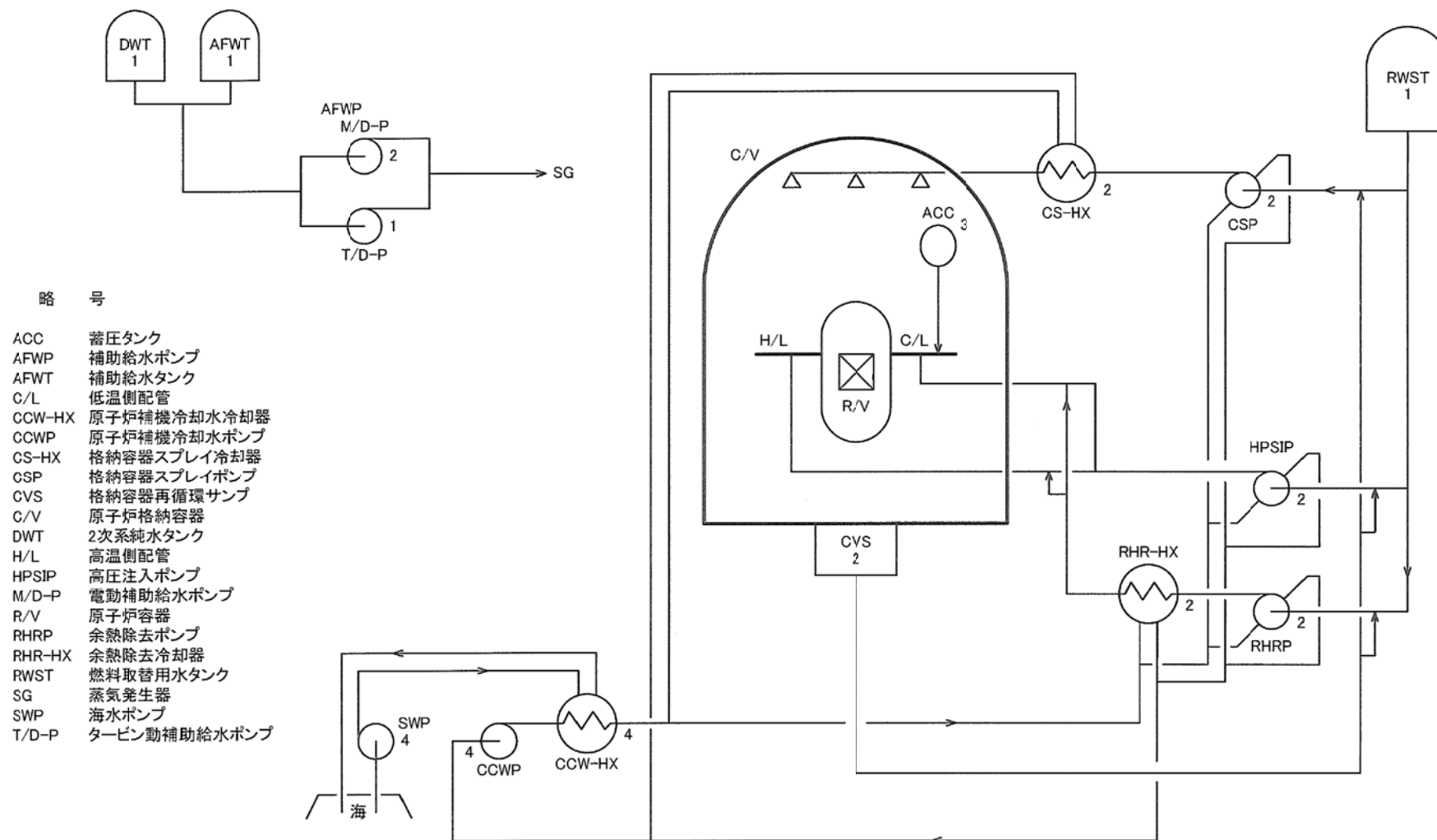
補助給水ポンプは、主給水管破断事故時等、通常の給水系統の機能が失われた場合に蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプは、タービン動 1 台、電動 2 台を設ける。水源は各ポンプとも補助給水タンクを使用するが、後備用として 2 次系純水タンクも使用することができる。

(4) 主蒸気隔離弁（第 3.2.5-2 図参照。）

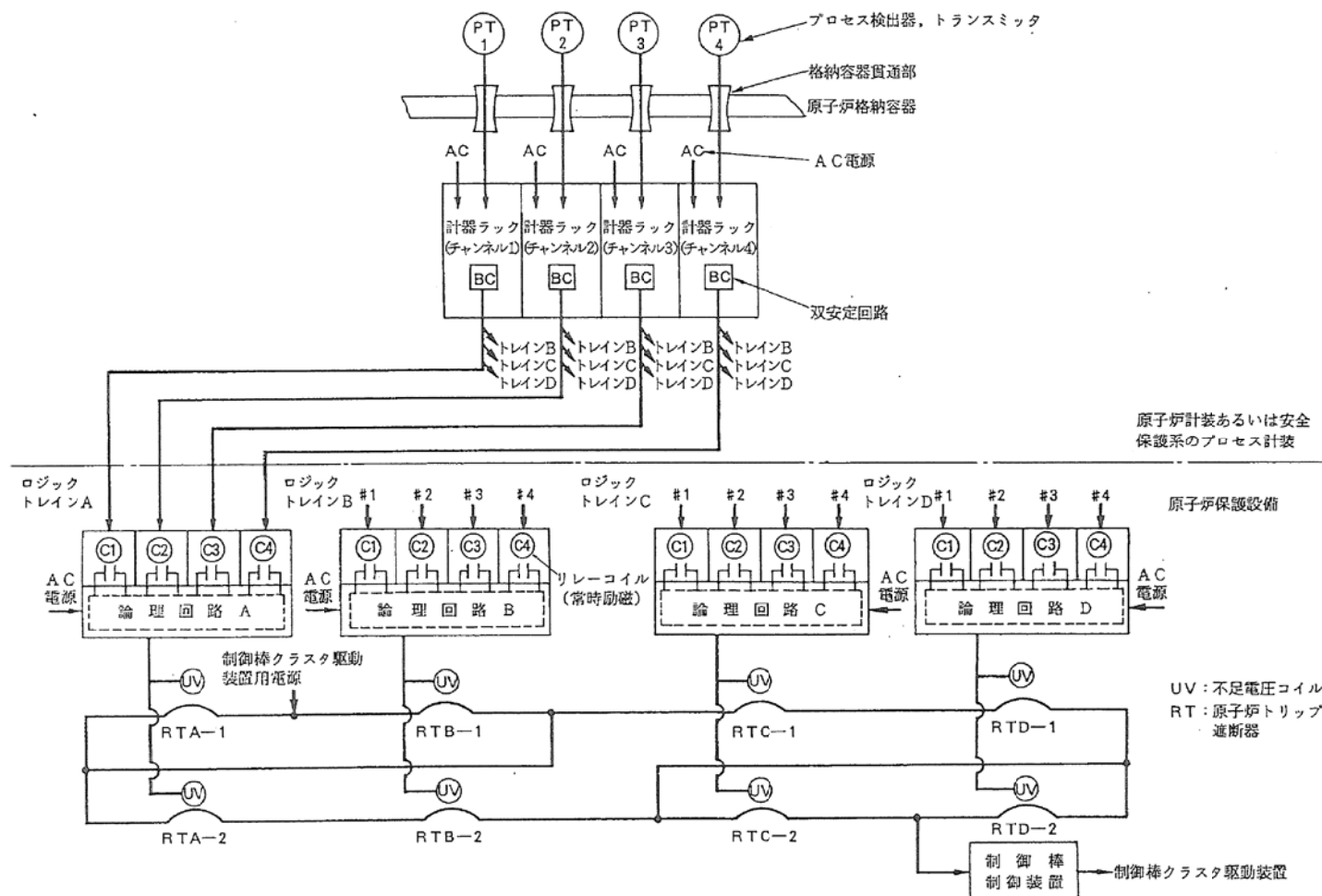
主蒸気管破断事故時に、主蒸気系統を隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気ヘッダの上流の各主蒸気管には主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々 1 個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により作動する。

第 3.2-1 表 系統の設備概要

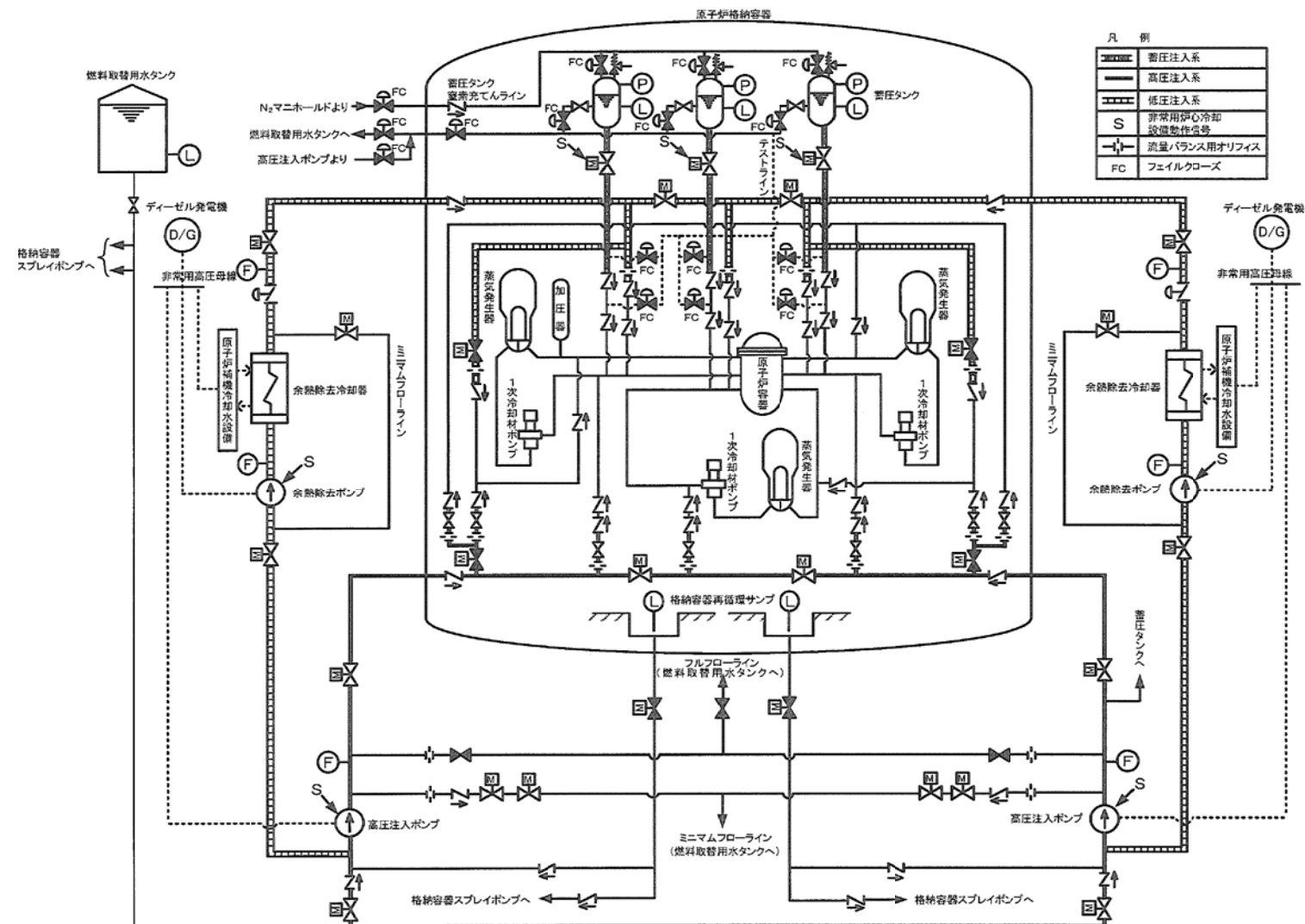
系 統	設 備 概 要
原子炉保護系	4 トレン, 制御棒 48 本
緊急ほう酸注入系	うず巻式 (ほう酸ポンプ) 2 台 容量 約 17m ³ /h/台 うず巻式 (充てんポンプ) 3 台 容量 約 45m ³ /h/台
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 41m ³ /基
高圧注入系	うず巻式 (高圧注入ポンプ) 2 台 容量 約 280m ³ /h/台
低圧注入系	うず巻式 (余熱除去ポンプ) 2 台 容量 約 852m ³ /h/台
補助給水系	うず巻式 (タービン動補助給水ポンプ) 1 台 容量 約 210m ³ /h うず巻式 (電動補助給水ポンプ) 2 台 容量 約 90m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電容量 約 7,750kVA/台 × 2 台
直流電源設備	バッテリー容量 約 1,600Ah/組 × 2 組 約 2,400Ah/組 × 2 組
原子炉補機冷却水系	うず巻式 (原子炉補機冷却水ポンプ) 4 台 容量 約 1,300m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	斜流式 (海水ポンプ) 4 台 容量 約 2,400m ³ /h/台
格納容器スプレイ系	うず巻式 (格納容器スプレイポンプ) 2 台 容量 約 940m ³ /h/台



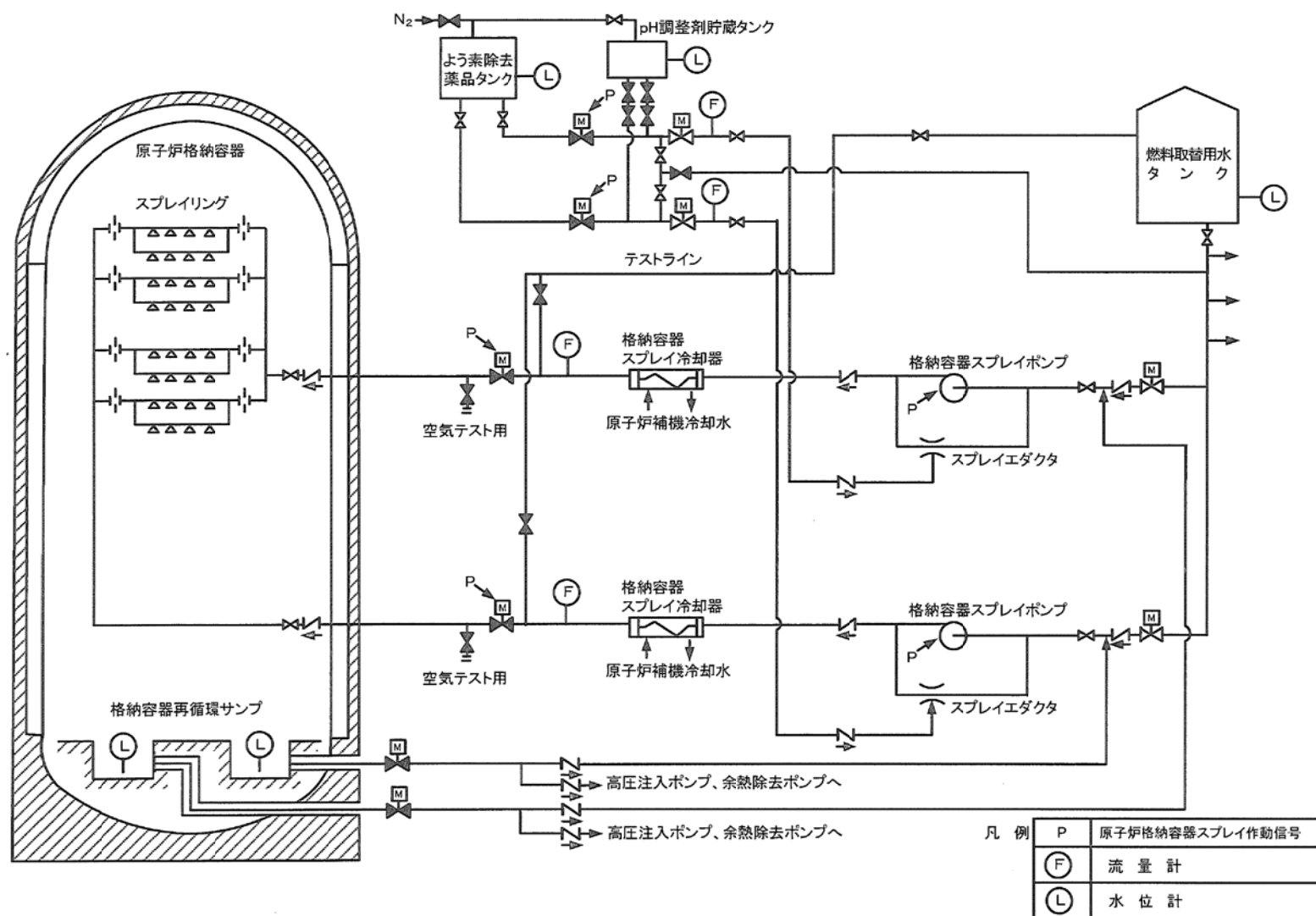
第 3. 2-1 図 工学的安全設備の概要



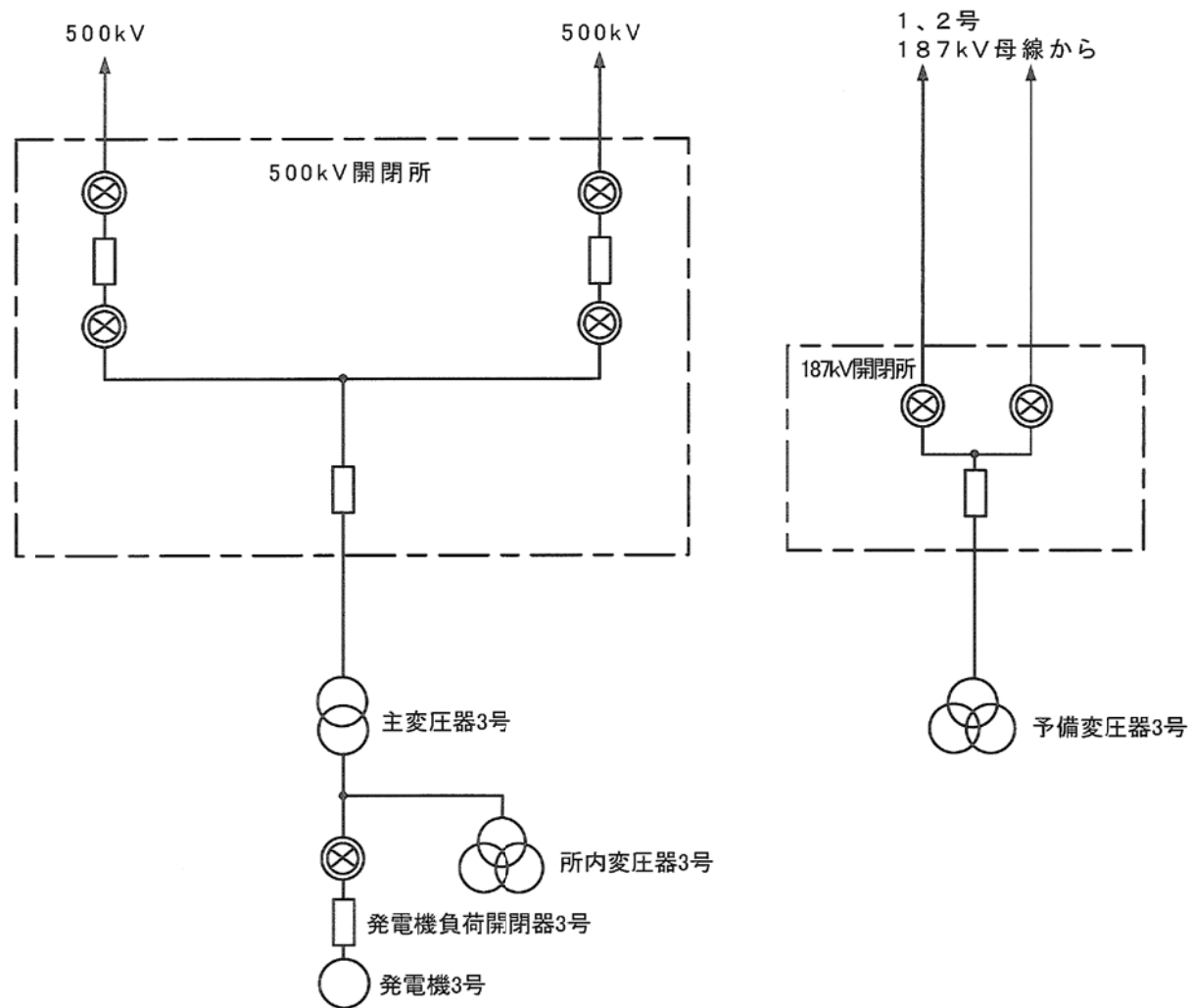
第 3. 2. 1-1 図 原子炉保護系設備系統図



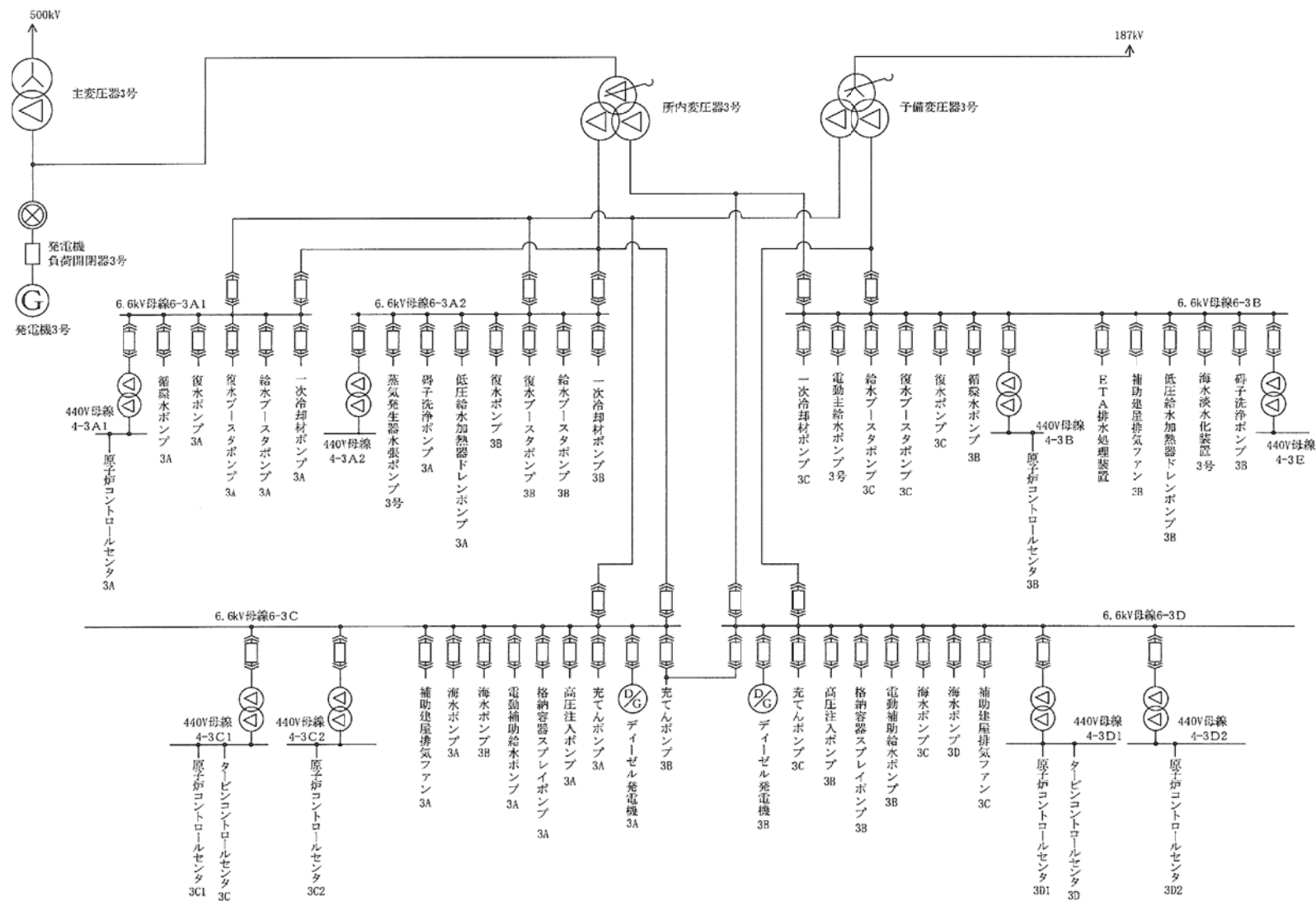
第 3.2.2-1 図 非常用炉心冷却設備系統図



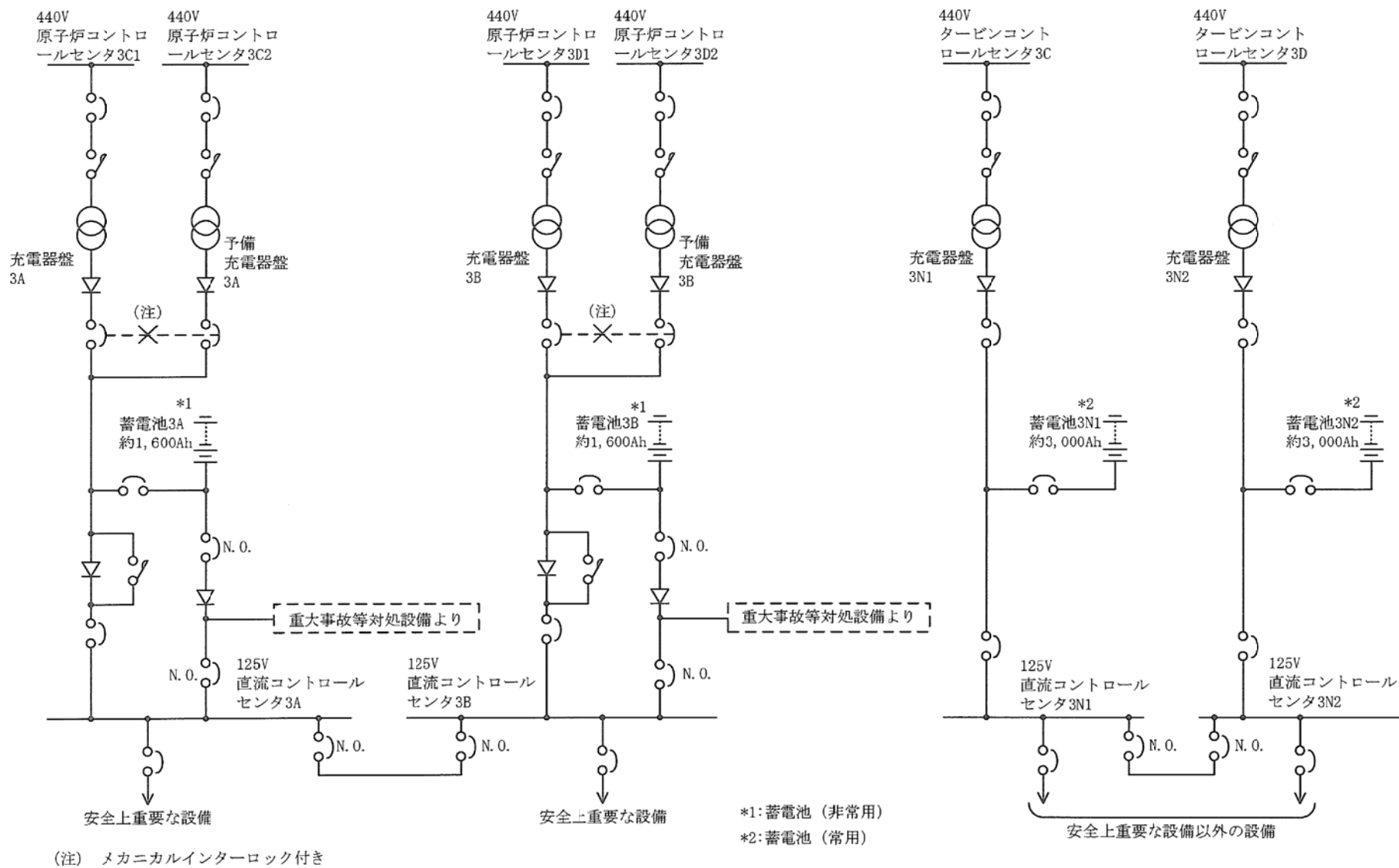
第 3. 2. 3-1 図 格納容器スプレイ設備系統図



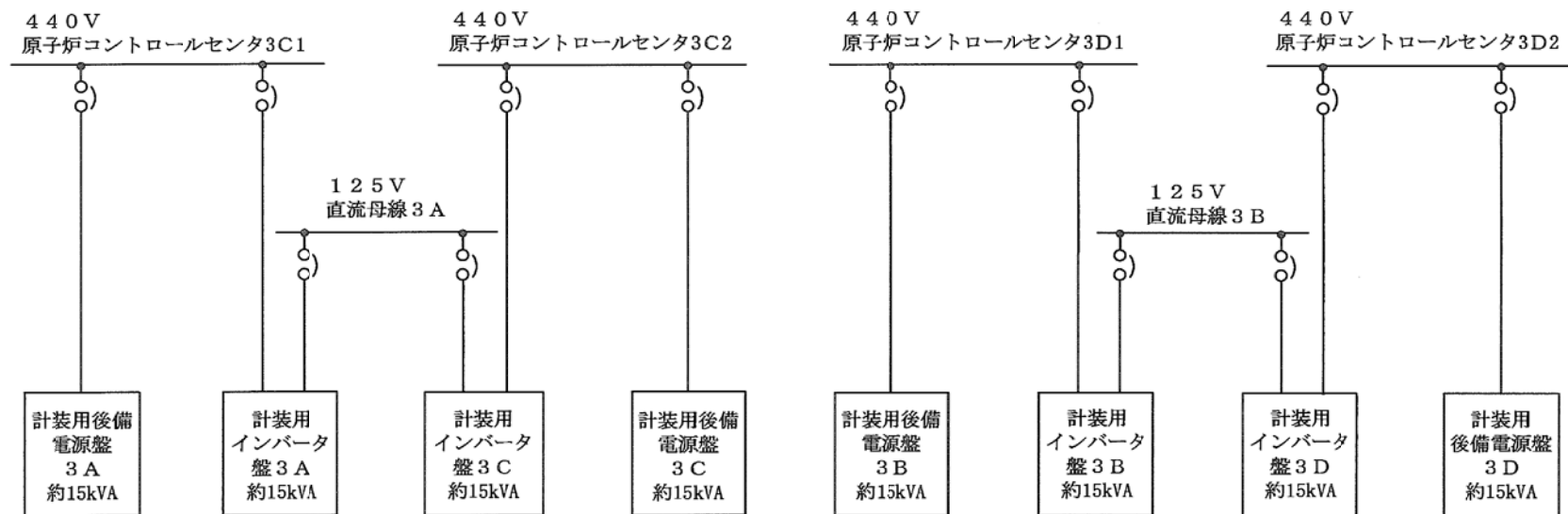
第 3.2.4-1 図 開閉所単線結線図



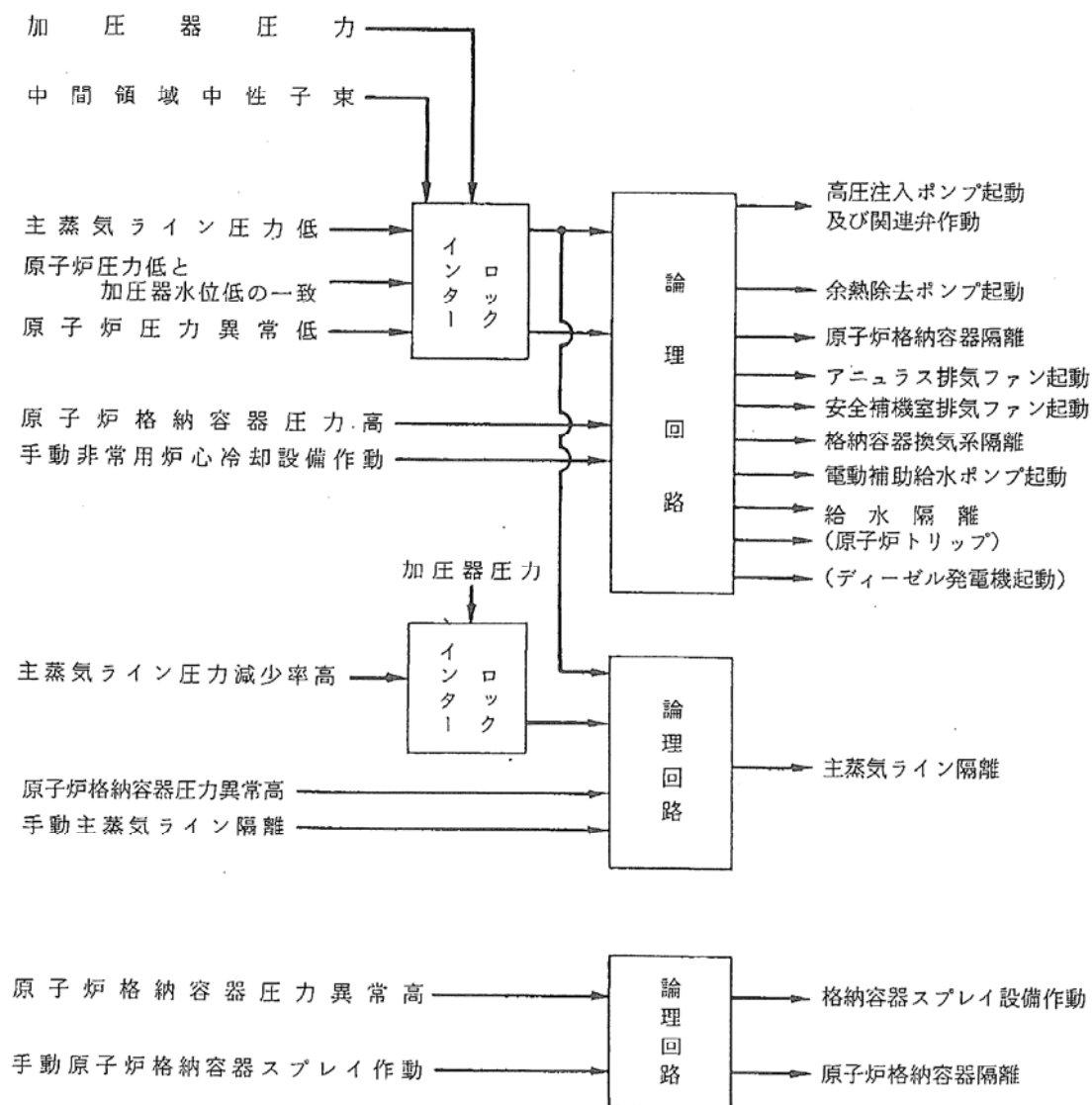
第 3. 2. 4-2 図 所内単線結線図



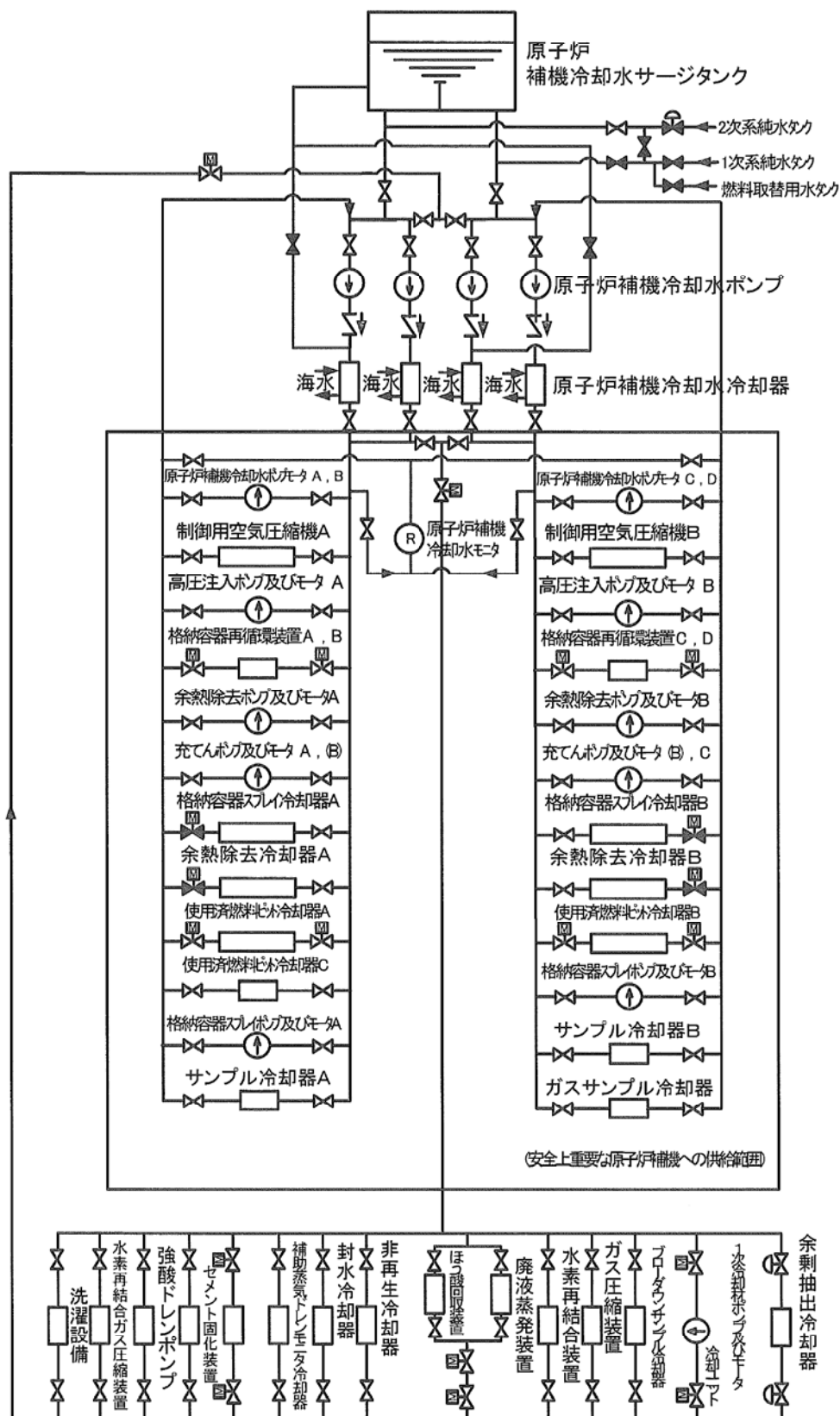
第 3.2.4-3 図 直流単線結線図



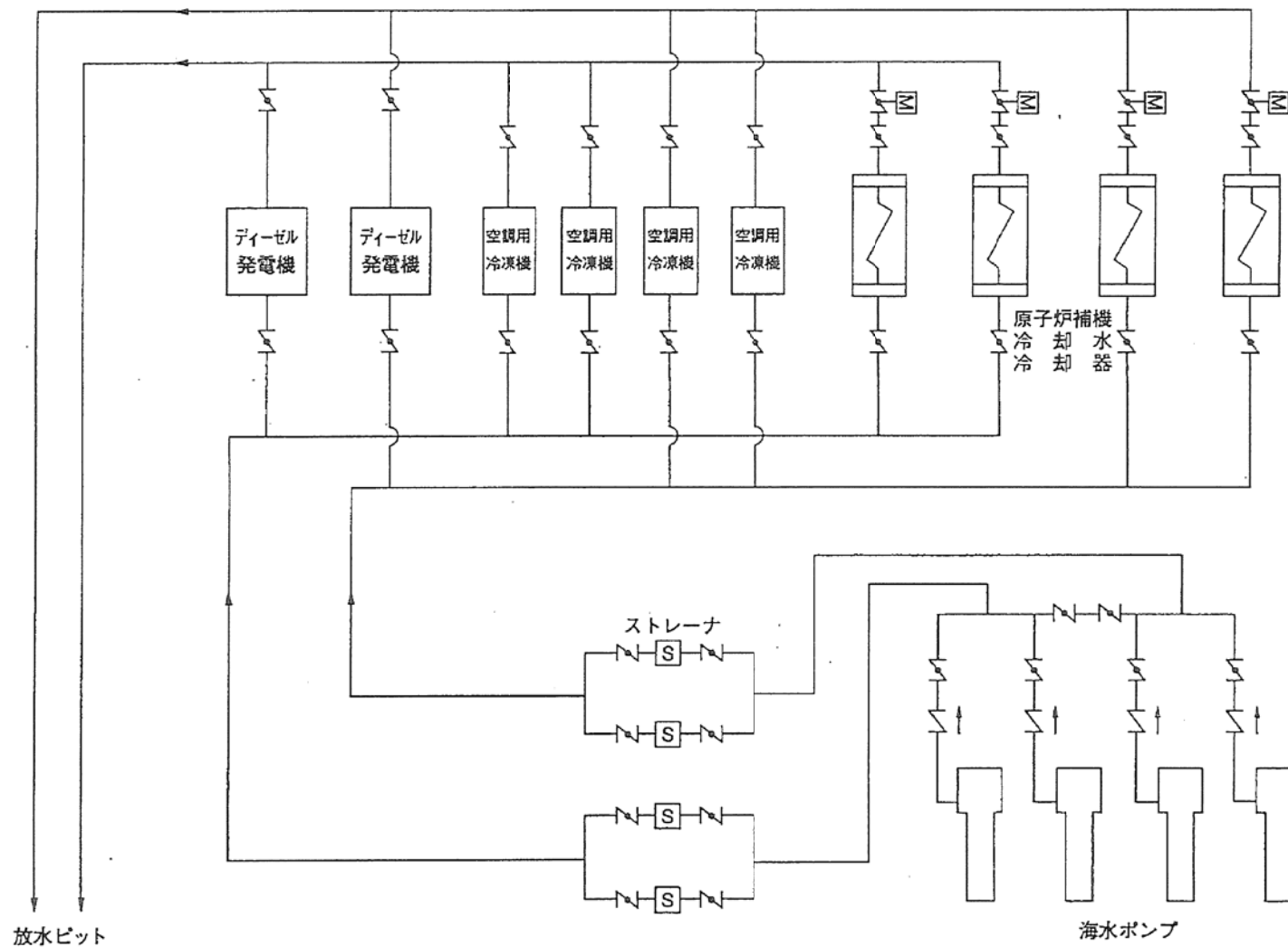
第3.2.4-4図 計測制御用電源単線結線図（非常用）



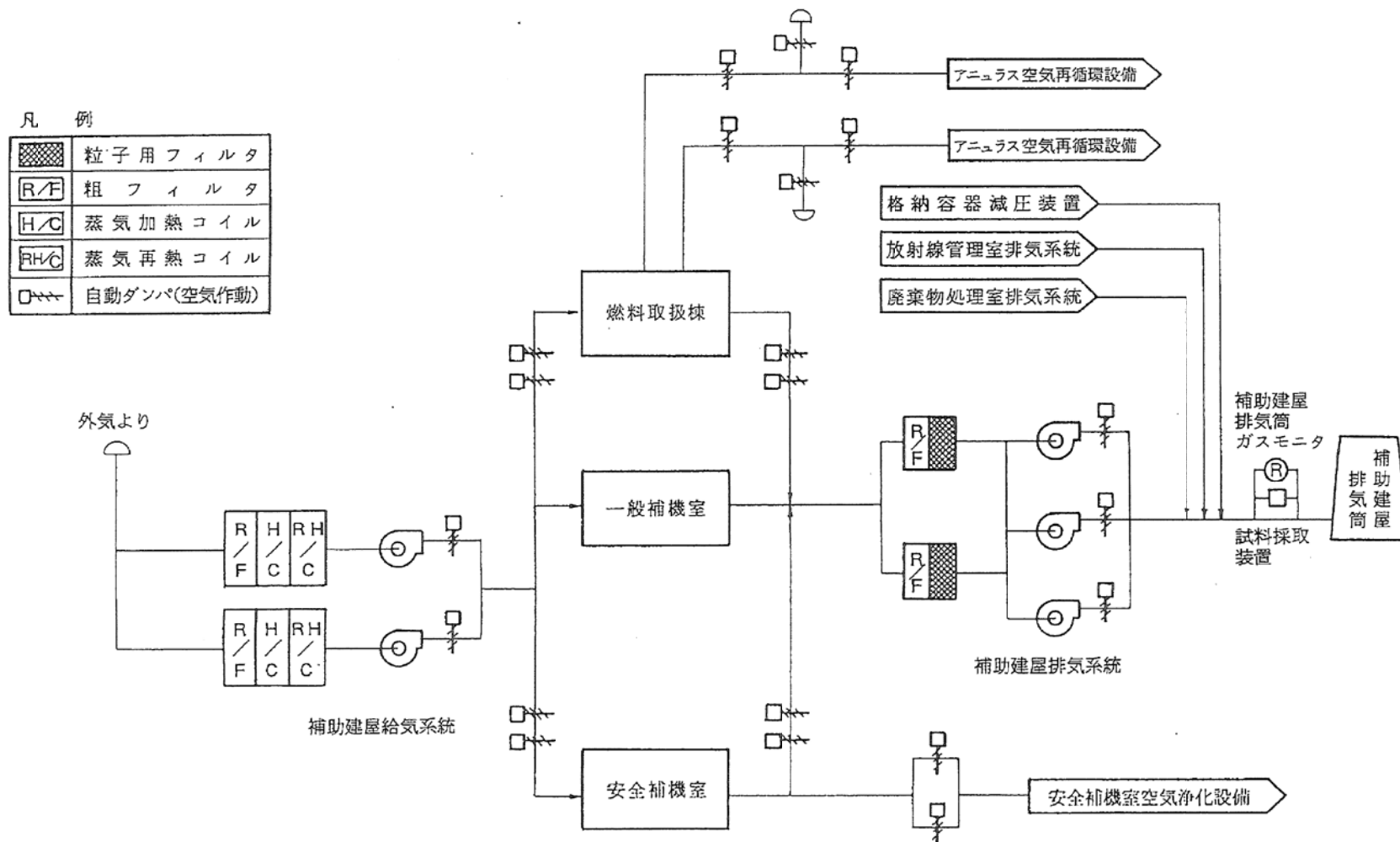
第 3.2.4-5 図 工学的安全施設作動設備信号図



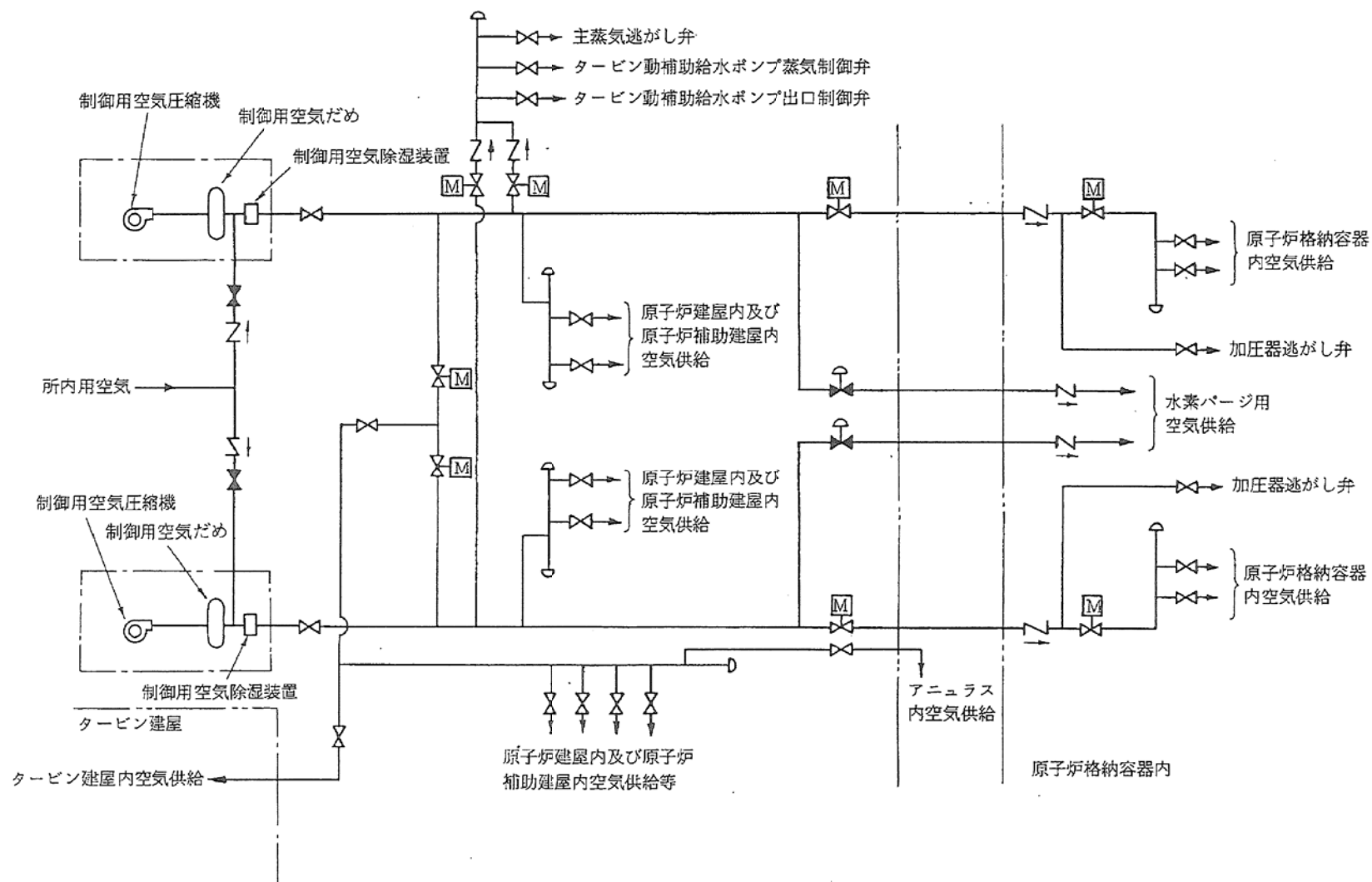
第 3. 2. 4-6 図 原子炉補機冷却水設備系統図



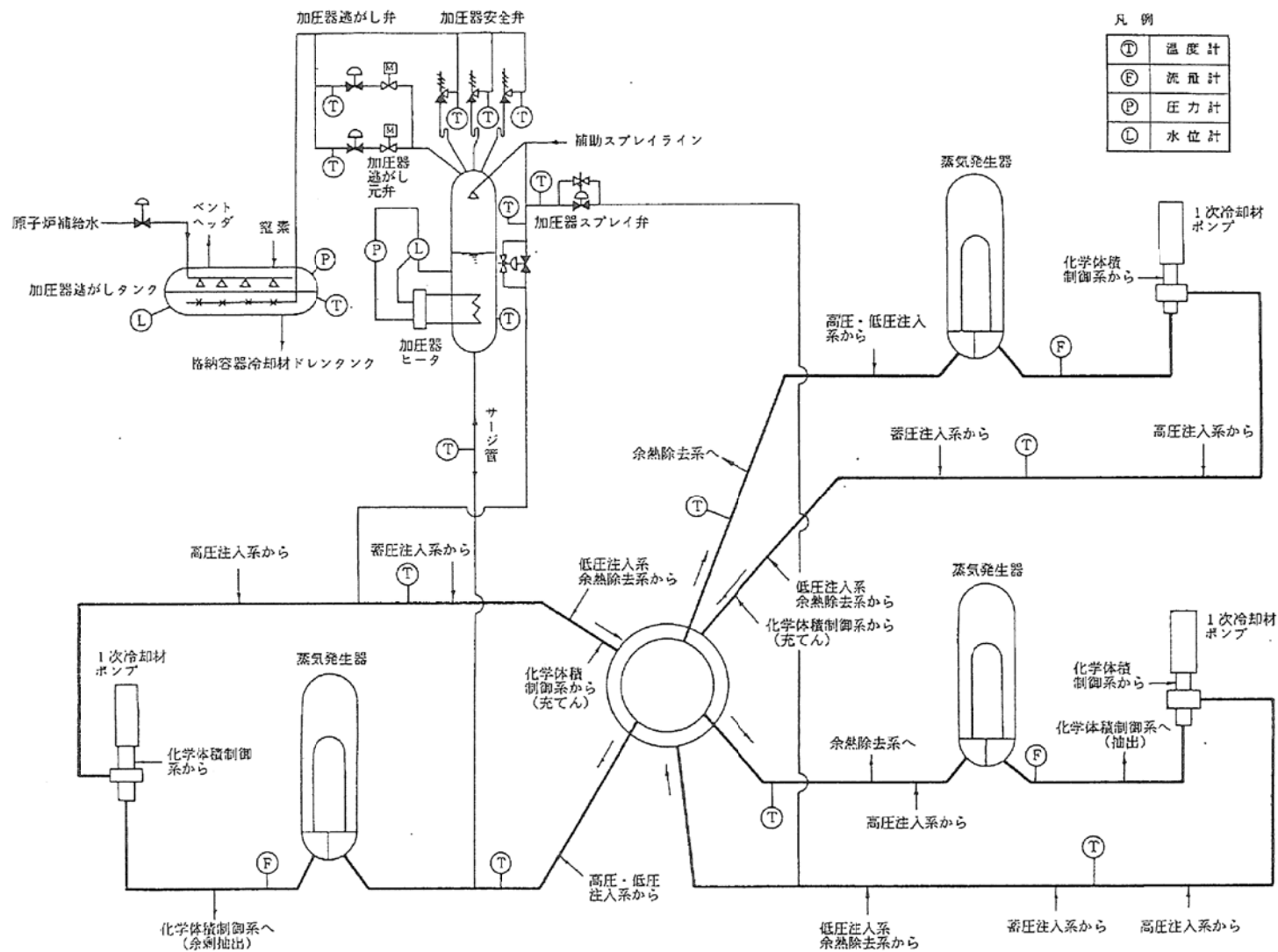
第 3. 2. 4-7 図 原子炉補機冷却海水設備系統図



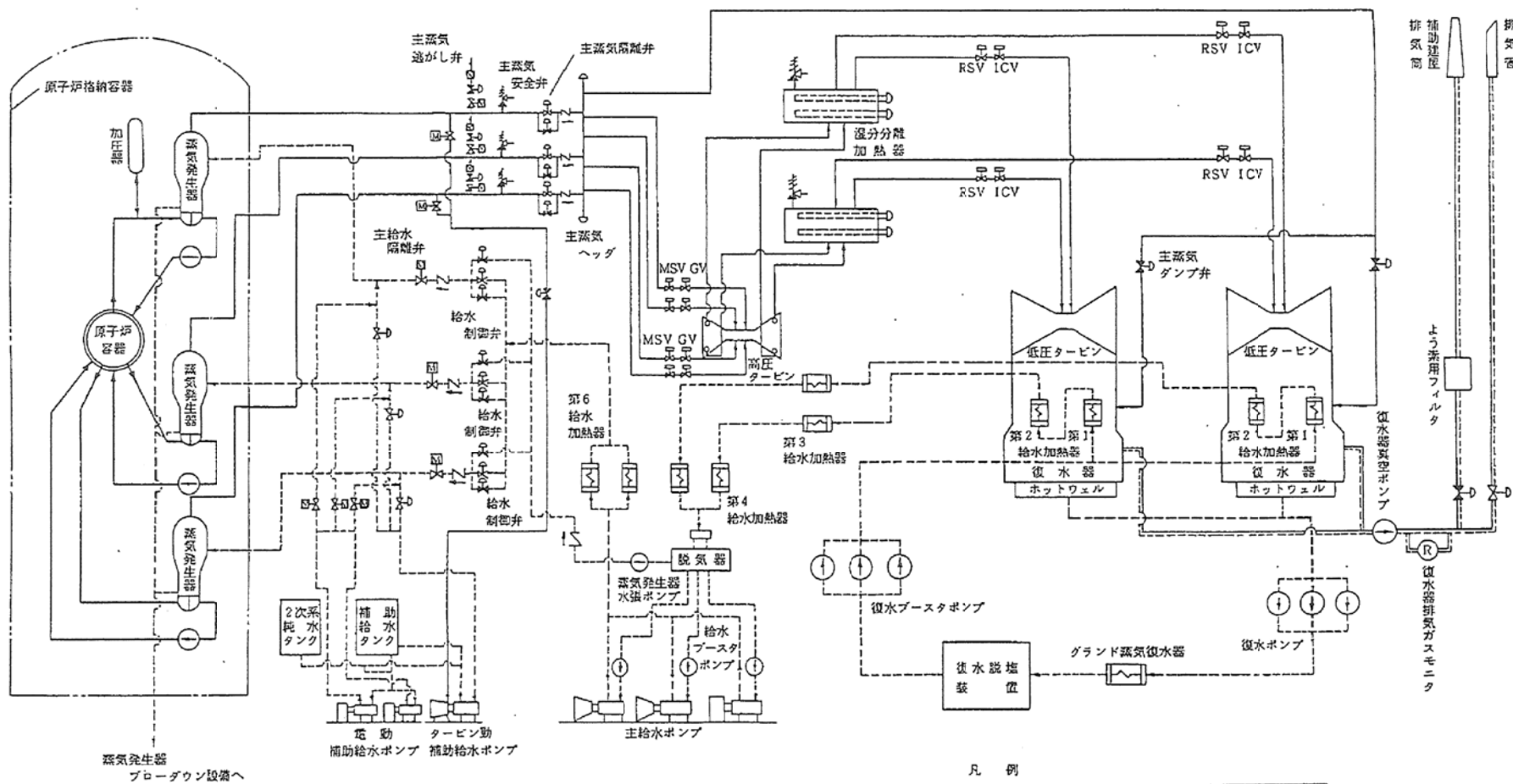
第 3. 2. 4-8 図 補助建屋換気空調設備系統図



第 3. 2. 4-9 図 制御用空気圧縮設備系統図



第 3. 2. 5-1 図 一次冷却設備系統図



凡 例			
————	1 次 冷 却 系	MSV	主 蒸 気 止 め 弁
————	主 蒸 気 系	GV	蒸 気 加 減 弁
-----	復 水 及 び 給 水 系	RSV	再 熱 蒸 気 止 め 弁
~~~~~	空 気 管	ICV	インターセプト弁

第 3.2.5-2 図 タービン系統図

### 3.3 原子炉格納容器に係る設備等の構成・特性

伊方発電所3号炉の原子炉格納容器に係る設備等は、以下により構成される。

#### 3.3.1 原子炉格納施設

原子炉格納施設は、第3.3.1-1図に示すように、鋼板製の原子炉格納容器の外側を外周コンクリート壁で囲み、原子炉格納容器と外周コンクリート壁の間は空間構造とし、その円筒部にアニュラスシールを設け、アニュラスシールの下部は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、2重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管、電線等の大部分は、このアニュラス部を貫通するようにする。

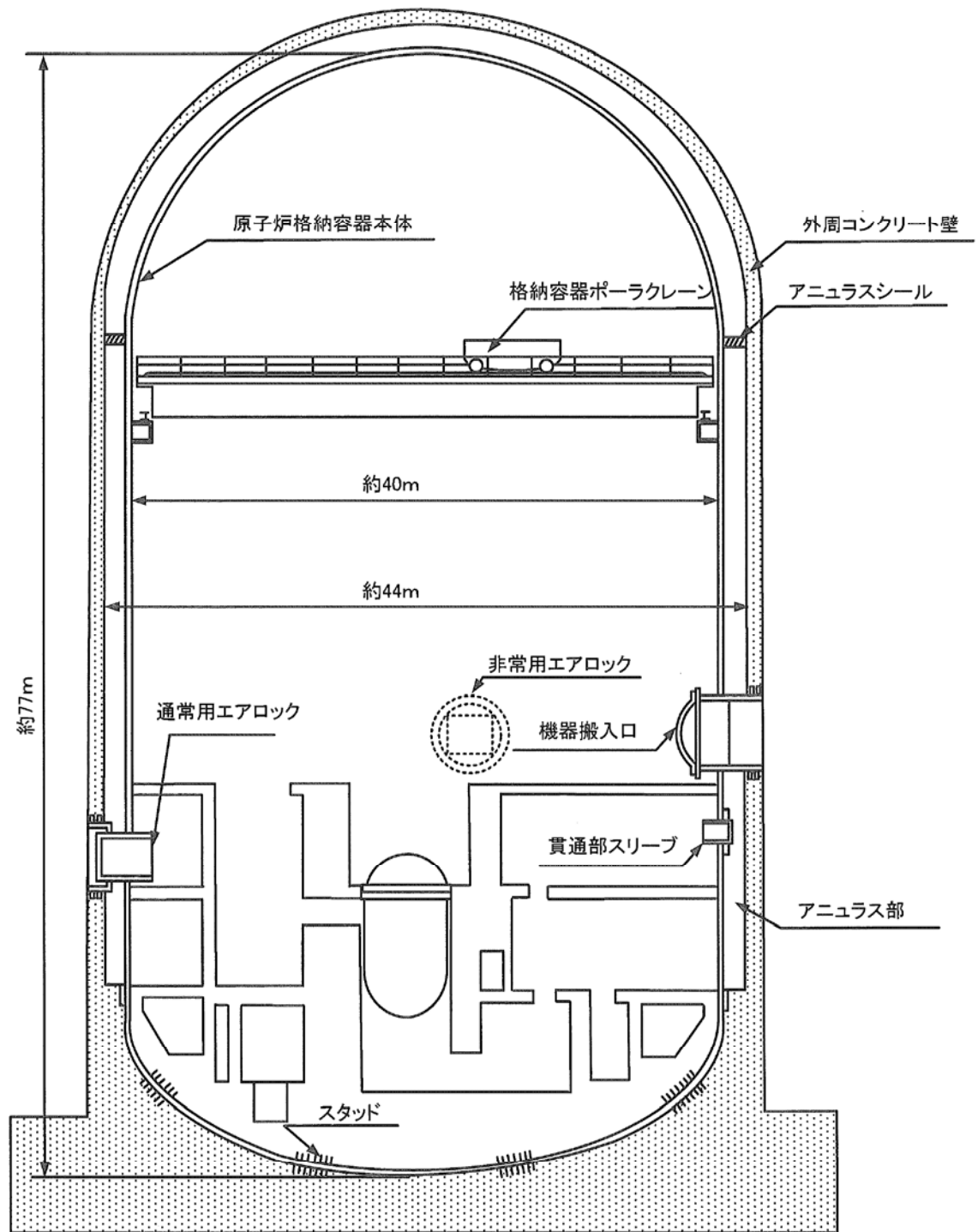
1次冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁を設けるか又はこれと同等の隔離機能を持たせるようにする。

#### 3.3.2 アニュラス空気再循環設備

アニュラス空気再循環設備*は、アニュラス排気ファン、アニュラス排気フィルタユニット等で構成し、100%容量のものを2系統設置する。本設備は、1次冷却材喪失事故時、アニュラス部を負圧に保ちながら、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした空気を浄化再循環し、環境に

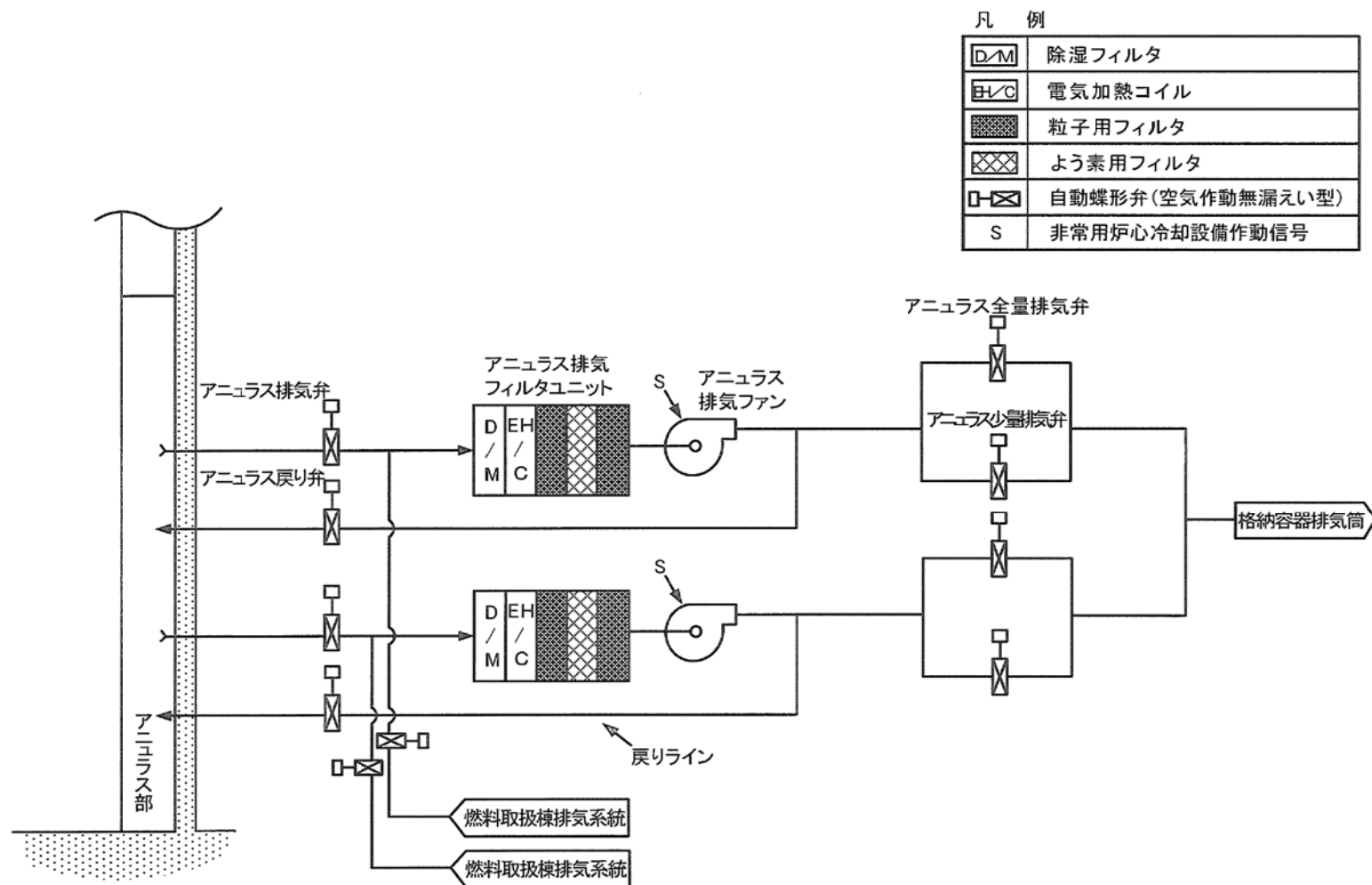
放出される放射性物質の濃度を減少させる。アニュラス空気再循環設備の系統図を第 3.3.2-1 図に示す。

* A M 策及び各種安全対策を考慮しない今回の P R A では，評価対象外とした。



第 3. 3. 1-1 図 原子炉格納施設構造図





第 3. 3. 2-1 図 アニュラス空気再循環設備系統図

#### 4. 出力運転時内部事象 P R A

##### 4.1 出力運転時内部事象レベル 1 P R A

出力運転時内部事象レベル 1 P R A の評価フローを第 4.1-1 図に示す。評価ツールとしては、RiskSpectrum®を使用し定量化を行っている。P R A の技術要素ごとに実施した作業について以下に示す。

##### 4.1.1 プラントの構成・特性の調査

###### 4.1.1.1 P R A で考慮する設備

「3.対象とするプラントに関する説明」に述べた設備のうち、今回の出力運転時内部事象レベル 1 P R A で考慮する設備を第 4.1.1-1 表に示す。

###### 4.1.1.2 P R A に影響する特徴

本プラントにおいて特に P R A に影響する特徴は以下のとおり。

- (1) D C 母線 1 系列故障では原子炉トリップしない。

起因事象に D C 母線 1 系列喪失を含まない。

- (2) 高圧注入ポンプと充てんポンプを独立設置。

起因事象（極小 L O C A）の対象にならない。

- (3) 高圧再循環時に余熱除去ポンプによるブースティングが不要。

高圧再循環系統が余熱除去系機能喪失に従属しない。

- (4) 高圧注入，低圧注入，格納容器スプレイ系統の格納容器再循環サンプ出口ラインが共通となっている。簡略系統図を第 4. 1. 1-1 図に示す。

再循環失敗への主な対策が，2 系列（A 系，B 系）の格納容器再循環サンプ出口ラインのうち，B 系における出口隔離弁のバイパス弁である。（今回は考慮せず。）

- (5) 1 次冷却材ポンプのシールＯリングは，国内改良型に交換（平成 25 年 5 月）し，耐熱性の向上を図った。

耐熱性Ｏリングであるが，国産改良Ｏリングを用いた R C P シール L O C A モデルが確立していないことから，非耐熱性Ｏリングと同様，R C P 封水冷却が喪失した場合の R C P シール L O C A の発生確率を 1. 0 としている。

- (6) ほう酸注入タンクが設置されていない。

高圧注入系統にほう酸注入タンクが設置されていないため，タンクの閉塞，入口弁の開失敗等の考慮が不要。

#### 4. 1. 1. 3 設計情報及び運用情報の調査

出力運転時内部事象レベル 1 P R A 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，以下に示すプラントの情報を調査・収集した。

- (1) P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設

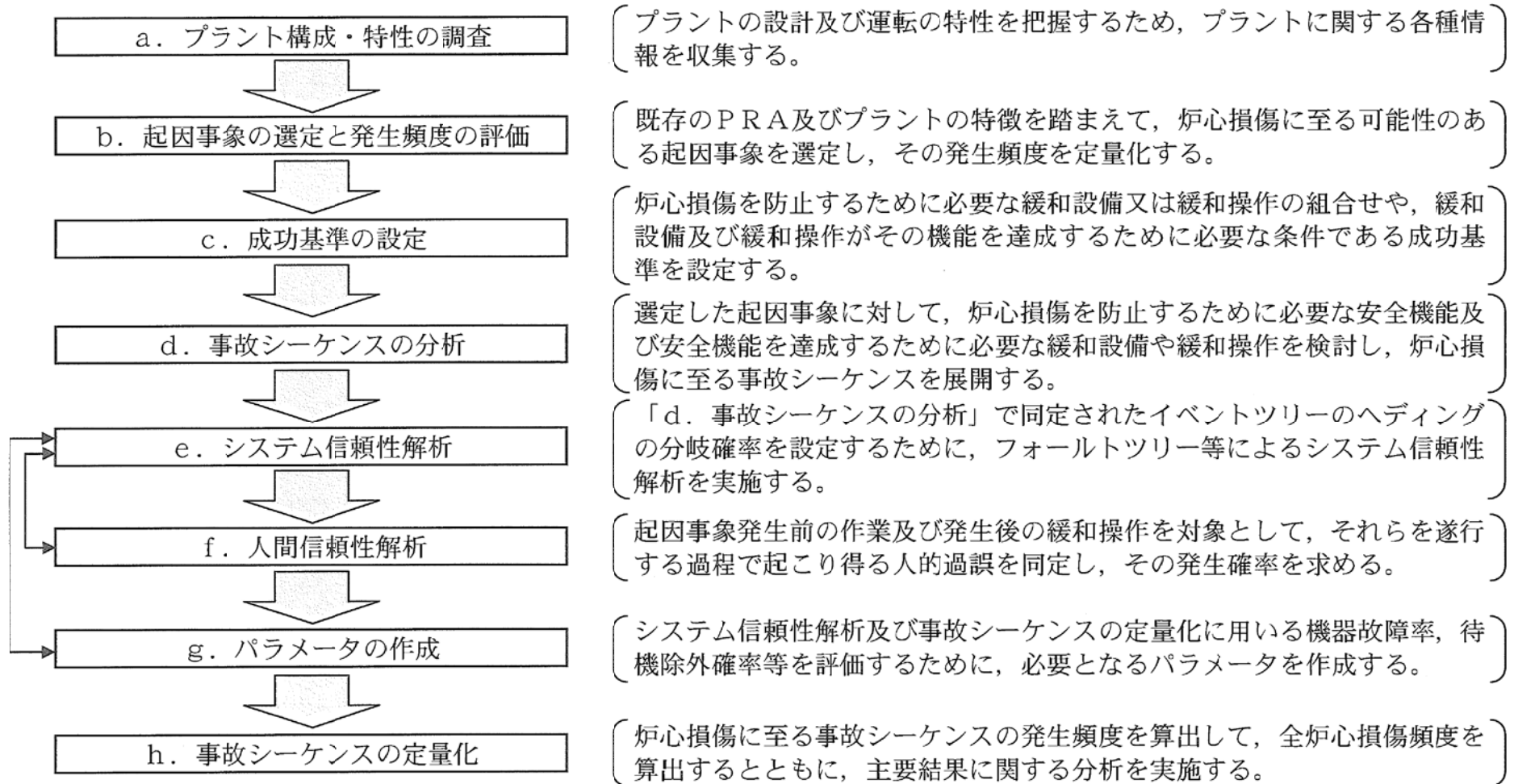
計情報，運転・保守管理情報等)

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

収集した情報を第 4. 1. 1-2 表に示す。

## 手順の概要

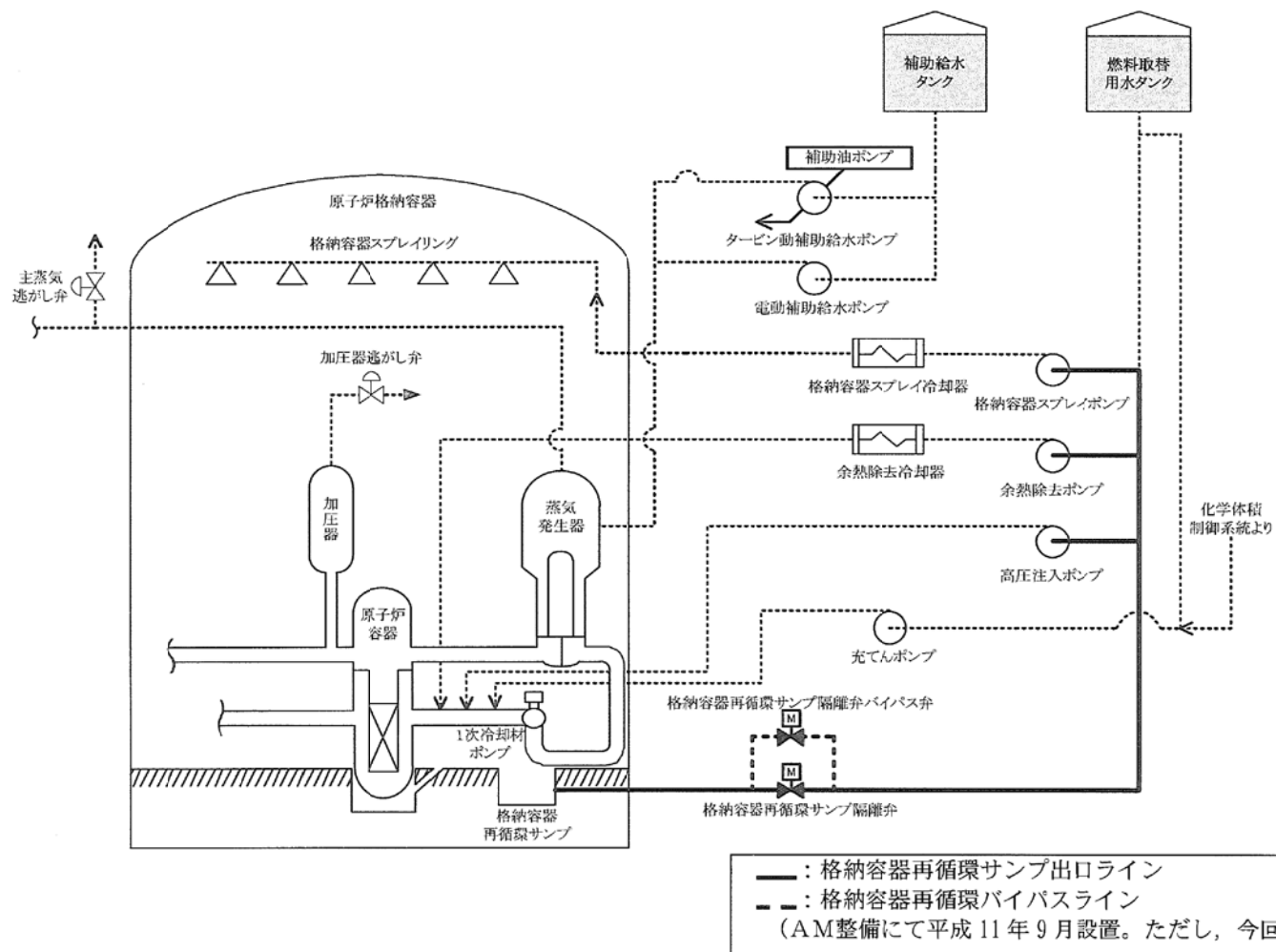
4.1-4



第 4.1-1 図 出力運転時内部事象レベル 1 PRA 評価フロー

第 4. 1. 1-1 表 出力運転時内部事象レベル 1 P R A で考慮する設備

設備名 (設置許可申請書における名称)	設備の説明	備考 (モデル上の名称)
電気施設	外部電源系統は、500kV 送電線 2 回線から成り、1 回線で 3 号機の発生電力を送電し得る容量がある。2 回線とも停電した場合には、原子炉を安全に停止するための電力を 187kV 送電線 4 回線から受電することが可能である。万一、500kV 送電線 2 回線と 187kV 送電線の停電が重畳した場合に、原子炉を安全に停止するために必要な補機を運転するのに十分な容量を有するディーゼル発電機を 2 台設置している。	電源系
原子炉保護設備	原子炉計装又は安全保護系のプロセス計装からの信号により、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時に、原子炉停止回路を作動させ、原子炉を自動停止させる。	原子炉停止系
工学的安全施設作動設備	1 次冷却材喪失事故、主蒸気管破断事故等に際して、炉心の冷却を行い、格納容器バウンダリを保護するための設備を作動させる。	信号系
制御用空気圧縮設備	制御用空気圧縮機、制御用空気供給配管等により構成し、原子炉建屋内、原子炉補助建屋内、タービン建屋内等に設置されている空気作動弁、制御器、計測器等に清浄で乾燥した圧縮空気を供給する。	制御用空気系
換気空調設備	原子炉建屋換気空調設備、補助建屋換気空調設備で構成し、運転時及び事故時に従業員、機器に対する新鮮な空気の供給、室温の制御、空気中の放射性物質の除去を行う。	換気空調系
原子炉補機冷却海水設備	海水ポンプ、配管、弁等で構成され、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へ冷却海水を供給する。	原子炉補機冷却海水系
原子炉補機冷却水設備	プラントの運転に必要な原子炉補機を冷却する。また、1 次系設備と原子炉補機冷却海水設備との間にあって中間冷却設備として機能し、1 次冷却材等の本設備への漏えいがあったとしても放射性物質を含んだ流体が発電所外へ放出されるのを防ぐ。	原子炉補機冷却水系
非常用炉心冷却設備	蓄圧注入系、高圧注入系、低圧注入系で構成し、想定される事故に対して燃料取替用水タンク等に貯蔵するほう酸水を原子炉に注入する。また、高圧注入系、低圧注入系は、燃料取替用水タンクの水位が低下すると、水源を格納容器再循環サンプへ切り替えて、再循環モードに移行する。	高圧注入系、低圧注入系、蓄圧注入系、燃料取替用水系
格納容器スプレイ設備	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、pH 調整剤貯蔵タンク、配管及び弁類で構成し、1 次冷却材喪失事故時に燃料取替用水タンク水にヒドラジン溶液を混入し、原子炉格納容器内にスプレイする。また燃料取替用水タンクの水位が低下すると、水源を格納容器再循環サンプへ切り替えて、再循環モードに移行する。	格納容器スプレイ注入系
補助給水ポンプ	タービン動 1 台、電動 2 台を設け、各ポンプとも補助給水タンクを水源とし、主給水管破断事故等により通常の給水系統の機能が失われた場合に、蒸気発生器に冷却水を供給する。	補助給水系/主蒸気圧力制御系
主蒸気系統設備	蒸気発生器出口から主蒸気止弁までの主蒸気管及びそれに接続する機器、配管から成り、主蒸気管破断時に、主蒸気隔離弁及び逆止弁により無制限な蒸気放出を速やかに阻止する。また、過渡変化時に、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁又は主蒸気ダンプ弁により 1 次冷却系の温度、圧力を調整する。	



第 4.1.1-1 図 格納容器再循環サンプ出口ライン簡略系統図

第 4.1.1-2 表（1／2） レベル 1 P R A実施のために収集すべき情報及び情報源

P R Aの作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成・特性の調査	P R A実施に当たり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集（1次系，2次系，他） 4) 単線結線図 5) 展開接続図（EWD） 6) ファンクショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) プラント機器配置図 9) 系統設計仕様書 10) 機器設計仕様書
		b) 運転管理情報	1) 保安規定 2) 運転手順書類
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出，外部電源喪失などに関する事例		1) 上記 1 の情報源 2) 国内 P W R プラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・旧 JNES 情報 3) 米国 P W R プラント運転実績 ・NUREG-0020 ・NUREG-1187 ・NRC 情報



第 4.1.1-2 表 (2 / 2) レベル 1 PRA 実施のために収集すべき情報及び情報源

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源
3. 成功基準の設定	・安全系などのシステム使用条件     ・システムの現実的な性能     ・運転員による緩和操作	1) 上記 1 の情報源 2) 先行 PRA 報告書及びそれに関連する報告書 3) 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
4. 事故シーケンスの分析		
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、運転形態など	1) 上記 1 の情報源 2) 下記 6, 7 の情報源 3) 健全性確認間隔
6. 人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等     ・各種操作・作業等に係る体制	1) 上記 1 の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・ THERP database NUREG CR-1278 3) 事故前人的過誤に関わる調査結果
7. パラメータの作成 1) 機器故障 2) アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1) 国内機器故障率データ ・ 故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 2009 年 5 月 日本原子力技術協会 2) 試験による待機除外の調査結果 3) 共通原因故障パラメータ ・ NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・ NUREG/CR-5497 4) 上記 1 の情報源

#### 4.1.2 起回事象の選定と発生頻度の評価

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷又は格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

##### 4.1.2.1 起回事象の選定

###### (1) 起回事象の同定

以下の手法を用いて、本プラントに適用する起回事象の同定を行った。

- ① 国内外の評価事例の分析（既存のPRA，安全評価審査指針，EPRI NP-2230）

第4.1.2-1表に、既存のPRA（海外の選定例）及び共通懇PSAレビュー検討WGの起回事象を示す。共通懇PSAレビュー検討WGで選定された起回事象に加え、海外の選定例を踏まえ、起回事象を同定した。

また、第4.1.2-2表に示す「安全評価審査指針」に記載されている事象（運転時の異常な過渡変化及び事故）のうち、炉心損傷に至る可能性のある事象を起回事象として同定した。

なお、以下に示す起回事象については、以下の理由から同定していない。

- a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象

外とする。

b. 燃料集合体の落下

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

次に、この同定された事象と EPRI NP-2230 で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。その結果を第 4.1.2-3 表及び第 4.1.2-4 表に示す。

さらに、次の方法を補足的に用いて、①で同定した起因事象に追加すべき事象がないことを確認した。

② 原子力施設運転管理年報などによる当該プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

なお、起因事象発生頻度の評価で考慮されている国内のトラブル事例のうち、伊方発電所 3 号炉の事例を第 4.1.2-5 表に示す。

(2) 同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち、以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由より評価対象から除外している。

#### a. 原子炉容器破損

原子炉容器は、容器の材料として強度や靱性に優れた低合金鋼を選定し、内面には耐食性の高いステンレス鋼で内張りをし腐食を防止する設計としている。製作段階においては、応力腐食割れやアンダークラッドクラッキング防止を考慮した溶接方法で施工するとともに、随時検査を行っている。保守管理としては、定期的な供用期間中検査を実施するとともに、照射試験片の監視試験により材料の機械的性質を把握し、運転管理の制限に反映している。

以上のとおり、設計、製作、保守管理の各段階において最も高い品質保証体制のもと十分な対策を講じており、原子炉容器破損が大きな残留リスクになるとは考えられないため、レベル 1 P R A の起因事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ  $1\text{E-}7/\text{炉年}$ 、 $1\text{E-}8/\text{炉年以下}$  となっており、十分に低い値が得られている。なお、原子炉容器破損については、その他の P R A 結果も踏まえ、事故シーケンスの選定において適切に考慮する。

(注) WASH-1400 や確率論的破壊力学による試算などについて

原子炉容器破損の頻度としては、WASH-1400 において、E C C S の注入能力を超えた原子炉容器

の破損頻度を  $10^{-7}$ /炉年（エラーファクター：10）と評価しており，原子炉格納容器からの放射性物質の放出の観点から，原子炉容器破損を無視し得ると結論付けている。また，確率論的破壊力学を用いて試算した報告では，PWRプラントにおいて，注水温度による圧力容器壁での熱移動の観点などから，最もストレスの大きい過渡事象（大破断LOCAや蒸気発生器伝熱管破損）に対して，確率論的破壊力学を用いて圧力容器破損頻度を再評価しており，発生頻度として  $10^{-8}$ /炉年以下と結論付けている*。

その他にも，米国でのLOCA発生頻度に関する最新文献である NUREG-1829 (2008) には，米国の複数ベンダーや炉型を幅広く調査したうえで複数の専門家意見に基づき推定したPWR全般に適用可能なLOCA発生頻度の推定値がまとめられている。それによれば，確率論的破壊力学，破壊力学，PRAの専門家からの提供データと専門家意見を集約した結果，破断サイズが等価直径7インチから14インチの原子炉容器破損の発生頻度の中央値は約  $10^{-8}$ /年，上限値は  $10^{-7}$ /年より若干低いと想定している。また，破断サイズの増加とともに発生頻度は低下するとの工学的判断から，等価直径14インチよりも大きな原子炉容器破損の発生頻度についてはさらに低い値を推

定している。

* R. F. CAMERON, "THEORETICAL PREDICTIONS OF FAILURE PROBABILITIES FOR PWR PRESSURE VESSELS SUBJECTED TO ACCIDENT CONDITIONS", Nuclear Engineering and Design 86 (1985)

b. 極小 L O C A

1 次冷却材の極小 L O C A 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入を行うことで事象は収束される。伊方発電所 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と考えている。

c. D C 母線 1 系列喪失

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。伊方発電所 3 号炉は D C 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対象外とする。

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、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、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化している。起因事象のグループ化内容を第 4.1.2-6 表に示す。

#### a. 過渡事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉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、原子炉冷却材圧力バウンダリは破断していないものの、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過渡事象としてグループ化する。（第 4.1.2-6 表に示す、原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き等）

なお、上記の定義からは過渡事象に入るが、事象の進展が異なる以下の事象については、過渡事象としてグループ化せず、独立した起因事象として取り扱う。

- ・主給水流量喪失（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる*）
- ・外部電源喪失（非常用電源の成否により特に厳しい状況が想定される）
- ・2次冷却系の破断（破断ループの隔離操作が必要となる）
- ・蒸気発生器伝熱管破損（原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれる）

* A M 策を考慮しない今回の評価においては、必ずしも別のグループとする必要はない。従来の A M 策を考慮した P R A においては、「過渡事象」では主給水に期待できるが、「主給水流量喪失」では主給水の回復に必ずしも期待できないことから別のグループとしており、従来の手法を踏襲している。

#### b. L O C A

L O C A は、1 次冷却材流出により、原子炉圧力

低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり，1次冷却材保有水喪失に至る配管破損のほかに，RCPシール機能喪失や加圧器逃がし弁・安全弁開固着の機器故障による1次冷却材保有水喪失が含まれる。

L O C Aのカテゴリーに含まれる事象について，破断規模に応じて期待されるE C C S設備等の相違から，以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 大破断 L O C A

蓄圧注入と低圧注入が期待される破断規模(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)までのもの)

- ・ 中破断 L O C A

高圧注入と蓄圧注入が期待される破断規模(破断口面積が等価口径2インチから6インチまでのもの)

- ・ 小破断 L O C A

高圧注入が期待される破断規模(破断口面積が等価口径2インチ未満のもの)

c. A T W S

A T W S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，評価上の技法で起因事象として取り扱う。

d. インターフェイスシステム L O C A

インターフェイスシステム L O C A は，高圧設計部の原子炉冷却材圧力バウンダリとそれに直結した格納容器外の低圧設計部の系統との隔離に失敗した場合に，原子炉冷却系の圧力が低圧設計部の系統に付加されるために発生する事象であり，独立した起因事象として取り扱う。

e. 手動停止

安全機能を有する緩和設備に何らかの不具合，故障が生じ，当該設備が待機除外になった状態での手動停止を想定しており，独立した起因事象として取り扱う。

f. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロントライン系設備の機能が影響を受けるとともに，R C P シール機能の喪失や加圧器逃がし弁・安全弁開固着による 1 次冷却材保有水の喪失事象の発生が想定されることから，独立した起因事象として取り扱う。

以上の検討結果より，本プラントの評価対象として 12 の起因事象を選定し，そのリストと説明を第 4. 1. 2-7

表に示す。

#### 4.1.2.2 起 因 事 象 の 発 生 頻 度 評 価

起 因 事 象 の 発 生 頻 度 は， 以 下 の 手 法（① 又 は ②）を 用 いて 算 出 し た。

- ① プラントの運転経験から得られた起 因 事 象 の 運 転 実 績（発生件数と評価時間）を用いる。
- ② フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

起 因 事 象 ご と に 用 い た 手 法 を 整 理 す る と 以 下 の と お り。

- ・ インターフェイスシステム L O C A は， ② の 手 法 を 用 い， 弁 の 数 や 設 置 位 置 な ど か ら 機 器 故 障 率 を 用 いて 起 因 事 象 発 生 頻 度 を 算 出 す る。
- ・ A T W S は， ① の 手 法 を 用 いて 原 子 炉 ト リ ッ プ に 至 る 頻 度 を， ② の 手 法 を 用 いて 原 子 炉 ト リ ッ プ 失 敗 確 率 を そ れ ぞ れ 算 出 し て， 両 者 の 積 に よ っ て 起 因 事 象 発 生 頻 度 を 算 出 す る。
- ・ そ れ 以 外 の 起 因 事 象 は， ① の 手 法 を 用 いて 起 因 事 象 発 生 頻 度 を 算 出 す る。

① の 手 法 を 用 いて 運 転 実 績（発生件数と評価時間）を 評 価 す る 際 の 基 本 的 な 考 え 方 は， 次 の と お り。

- ・ 国 内 で 発 生 実 績 の あ る 起 因 事 象 は， 国 内 の P W R プ ラ ン ト 運 転 実 績 を 適 用 す る。

- ・国内及び米国ともに発生実績のない発生件数 0 件の起因事象（以下「0 件事象」という。）は，国内と米国の運転実績（評価時間）を適用する。なお，その発生件数は 0.5 件として評価する。

運転実績（評価時間）については，プラントの運用開始日から 2011 年 3 月 31 日までを対象として検討する。起因事象発生頻度評価に用いる評価時間としては，0 件事象である大・中・小破断 L O C A，2 次冷却系の破断，原子炉補機冷却機能喪失はプラントの運用開始日からであるが，それ以外は統計的検定を行って突出したピークがある運用開始当初の時期を除く，1976 年 4 月 1 日からのデータを用いた。

初期に導入したプラントでは，初期トラブル，機器の点検，調査のための多くのプラント停止があったが，それぞれの初期トラブルについては再発防止対策が実施されており，1976 年 4 月 1 日からの発生件数は低く推移している（第 4.1.2-1 図参照）。したがって，1976 年 3 月 31 日までの期間は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ない。第 4.1.2-8 表に，除外している事象の一覧を示す。

また，原子炉補機冷却機能喪失，外部電源喪失は，停止時も発生し得る事象であることから運転期間（暦時間）を用い，それ以外は出力運転時にのみ発生し得る事象であることから発電期間（臨界時間）を用いた。なお，

原子炉補機冷却機能喪失は出力運転時と大きな相違がない国内停止時を考慮する。以上の考え方に基づく運転実績(評価時間)について、起因事象ごとに次表に示す。

起 因 事 象	運 転 実 績 ( 評 価 時 間 )	考 え 方
・ 大破断 L O C A     ・ 中破断 L O C A     ・ 小破断 L O C A     ・ 2 次冷却系の破断	・ 国内 P W R プラント発電期間 ( 運 転 開 始 ～ 2011 年 3 月 31 日 (481 炉 年) )     ・ 米 国 P W R プラント発電期間 ( 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、R C S バウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し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	・ 国内 P W R プラント運転期間 ( 運 転 開 始 ～ 2011 年 3 月 31 日 (632 炉 年) )     ・ 米 国 P W R プラント発電期間 ( 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、R C S 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、国内 P W R プラントは停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ 主給水流量喪失     ・ A T W S     ・ 蒸気発生器伝熱管破損     ・ 過渡事象     ・ 手動停止	・ 国内 P W R 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、統計的検定を行って突出したピークがある運用開始当初の時期を除く日本の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し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 P W R 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、統計的検定を行って突出したピークがある運用開始当初の時期を除く日本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。

起因事象発生頻度の算出手法詳細は以下のとおりであり，算出のために使用したデータをまとめて第 4.1.2-9 表に示す。

(1) インターフェイスシステム L O C A , A T W S

a. インターフェイスシステム L O C A の発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第 4.1.2-2 図に示す。格納容器外への冷却材の漏えい（インターフェイスシステム L O C A）を引き起こすものとしては，余熱除去系及び化学体積制御設備がある。

常用系である化学体積制御系については，通常運転状態においても使用されるものであり，格納容器内の抽出オリフィスによって減圧されていること，漏えいが生じた場合にも加圧器水位低下に伴う自動抽出隔離がかかること及び破損に伴い系統が機能喪失した場合にも E C C S 系による事象収束に期待できることから，炉心損傷に至ることはないと考えられる。

したがって，インターフェイスシステム L O C A の発生頻度は，余熱除去系への以下の 3 つのシナリオを加算することにより求めた。（詳細は第 4.1.2-2 図～第 4.1.2-4 図に示す。）

- ① 低温側注入ラインの 3 つの逆止弁の同時故障  
(4.1E-15/炉年)

- ② 高温側注入ラインの 3 つの逆止弁と 1 つの電動弁の同時故障 ( $7.4\text{E-}20/\text{炉年}$ )
- ③ 余熱除去ポンプの吸込側の 2 つの電動弁の同時故障 ( $3.0\text{E-}11/\text{炉年}$ )

評価に用いた逆止弁，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： $7.1\text{E-}09/\text{h}$

電動弁リーク： $4.1\text{E-}09/\text{h}$

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が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA のデータベースにはないため，リークのデータに  $10^{-1}$  を乗じた値を使用する。したがって，破損のデータは，

逆止弁破損： $7.1\text{E-}10/\text{h}$

電動弁破損： $4.1\text{E-}10/\text{h}$

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，弁のリーク又は破損の発生確率は，

逆止弁リーク  $P(V1)$ ： $6.2\text{E-}05$

( $= 7.1\text{E-}09 \times 24 \times 365$ )

電動弁リーク  $P(V2)$ ： $3.6\text{E-}05$

( $= 4.1\text{E-}09 \times 24 \times 365$ )

逆止弁破損  $P(V3)$ ： $6.2\text{E-}06$

( $= 7.1\text{E-}10 \times 24 \times 365$ )

電動弁破損 P (V 4) :  $3.6\text{E}-06$

(=  $4.1\text{E}-10 \times 24 \times 365$ )

となる。また，安全弁の開失敗は機器故障率データより，

安全弁開失敗 P (V 5) :  $1.4\text{E}-03$

を使用する。

上記 3 つのシナリオそれぞれについてシステム評価を行った結果，余熱除去ポンプの吸込側で発生する確率が支配的であり，発生頻度は  $3.0\text{E}-11$ /炉年となった。

#### b. A T W S の発生頻度

A T W S 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。運転時の異常な過渡変化について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する。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した。なお，小破断 L O C A 等の事故を起因事象とした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いことから A T W S として考慮していない。

A T W S の発生頻度

=  $(34 / 475) \times 1.7\text{E}-7 = 1.2\text{E}-8$ /炉年

34 : 運転時の異常な過渡変化において A T W S  
発生時に補助給水が必要となる事象 ( A T  
W S 緩和装置が作動する事象) である 5 事  
象のうち、実績のある外部電源喪失、主給  
水流量喪失及び負荷喪失事象 ( 件)

475 : 1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までの  
国内 P W R プラント発電期間 ( 炉年)

1. 7E-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

(2) 大破断 L O C A , 中破断 L O C A , 小破断 L O C A  
L O C A 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  
に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 L O C A の発生頻度を算定した。

a. 小破断 L O C A の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1,839) = 2.2E-4 / \text{炉年}$$

481 : 運転開始～2011 年 3 月 31 日までの国内  
P W R プラント発電期間 ( 炉年)

1,839 : 運転開始～2011 年 3 月 31 日までの米国  
P W R プラント発電期間 ( 臨界時間 ( 炉  
年))

大破断 L O C A の発生頻度は、WASH-1400 と同様の



考え方に基づき、小破断 L O C A の発生頻度の 1/10 とした。

さらに、中破断 L O C A は WASH-1400 と同様の考え方に基づき、小破断 L O C A の発生頻度と大破断 L O C A の発生頻度の相乗平均とした。

b. 中破断 L O C A の発生頻度

$$\begin{aligned} &= \sqrt{(\text{大破断 L O C A の発生頻度}) \times (\text{小破断 L O C A の発生頻度})} \\ &= 6.8\text{E-5/炉年} \end{aligned}$$

(3) 2 次冷却系の破断，原子炉補機冷却機能喪失

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。

a. 2 次冷却系の破断の発生頻度

$$= 0.5 / (481+1,839) \times 2 = 4.3\text{E-4/炉年}$$

481 : 運転開始～2011 年 3 月 31 日までの国内

P W R プラント発電期間（炉年）

1,839 : 運転開始～2011 年 3 月 31 日までの米国

P W R プラント発電期間（臨界時間（炉年））

× 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

b. 原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632+1,839) = 2.0E-4/\text{炉年}$$

632 : 運転開始～2011年3月31日までの国内

PWRプラント運転期間* (炉年)

1,839 : 運転開始～2011年3月31日までの米国

PWRプラント発電期間 (臨界時間 (炉年))

* 原子炉補機冷却機能喪失は、停止時PRAでも起因事象として考慮している事象であるため、停止時間を含めた運転期間を実績として使用する。

(4) 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

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。

a. 主給水流量喪失の発生頻度

$$= 5 / 475 = 1.1E-2/\text{炉年}$$

5 : 1976年4月1日～2011年3月31日までに

5件発生

475 : 1976年4月1日～2011年3月31日までの

国内PWRプラント発電期間 (炉年)

b. 外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 621 = 4.8\text{E-}3/\text{炉年}$$

3 : 1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までに

3 件発生

621 : 1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までの

国内 P W R プラント運転期間（炉年）*

* 外部電源喪失は、停止時 P R A でも起因事象として考慮している事象であるため、停止時間を含めた運転期間を実績として使用する。

c. 蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1\text{E}+10 \times (1 - 0.1)) \times (3,382 \times 3) \times 8,760$$

$$= 2.4\text{E-}3/\text{炉年}$$

1 : 1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までに

1 件発生

4.1E+10 : 国内 P W R プラントの蒸気発生器伝熱

管本数と発電期間の積分値（時間・本）

0.1 : 蒸気発生器伝熱管施栓率

3,382×3 : 伊方発電所 3 号炉の伝熱管本数（本）

d. 過渡事象の発生頻度

$$= 46 / 475 = 9.7\text{E-}2/\text{炉年}$$

46 : 1976 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日までに

46 件発生

475：1976年4月1日～2011年3月31日までの  
国内PWRプラント発電期間（炉年）

e. 手動停止の発生頻度

$$= 110 / 475 = 2.3\text{E-}1/\text{炉年}$$

110：1976年4月1日～2011年3月31日までに  
110件発生

475：1976年4月1日～2011年3月31日までの  
国内PWRプラント発電期間（炉年）

以上の起因事象発生頻度の算出結果を第 4.1.2-10  
表に示す。

第 4. 1. 2-1 表 既存の PRA における起因事象

	Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的 4 ループプラント： ドライ型及びアイスコンデンサ型 (共通懇 P S A レビュー検討WG)	既往の P R A 等から 同定した起因事象
L O C A	・大破断 L O C A (6~29 インチ)	・大破断 L O C A (6~29 インチ)	・大破断 L O C A (6~29 インチ)	・大破断 L O C A (>6 インチ)	・大破断 L O C A (>8 インチ)	・大破断 L O C A
	・中破断 L O C A (2~6 インチ)	・中破断 L O C A (2~6 インチ)	・中破断 L O C A (2~6 インチ)	・中破断 L O C A (2~6 インチ)	・中破断 L O C A (2~8 インチ)	・中破断 L O C A
	・小破断 L O C A (<2 インチ)	・小破断 L O C A (1/2~2 インチ)	・小破断 L O C A (1/2~2 インチ)	・小破断 L O C A (<2 インチ)	・小破断 L O C A (3/8~2 インチ)	・小破断 L O C A
	_____	・極小 L O C A (<1/2 インチ)	・極小 L O C A (<1/2 インチ)	_____	_____	・極小 L O C A
	・原子炉容器破損 L O C A	_____	_____	_____	_____	・原子炉容器破損 L O C A
	・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	_____	・インターフェイス システム L O C A
過 渡 事 象	・過渡事象	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失
		・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失
		・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S
		_____	_____	・ 2 次冷却系の破断	・ 2 次冷却系の破断	・ 2 次冷却系の破断
		・ 蒸気発生器伝熱管破損	・ 蒸気発生器伝熱管破損	・ 蒸気発生器伝熱管破損	・ 蒸気発生器伝熱管破損	・ 蒸気発生器伝熱管破損
		・ 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	・ 過渡事象	・ 過渡事象
				・ 炉心出力の異常		
				・ E C C S の誤起動		
				・ 原子炉トリップ		
		_____	_____	・ サービス水の喪失	_____	・ 原子炉補機冷却 機能喪失
				・ 原子炉補機冷却 機能喪失		
		・ D C 母線 1 系列喪失	・ D C 母線 1 系列喪失	_____	_____	・ D C 母線 1 系列喪失

第 4.1.2-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象と同定した起因事象との対応

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
2次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断，中破断，小破断 L O C A
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	2次冷却系の破断
主蒸気管破断	2次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断 L O C A
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生*	大破断，中破断，小破断 L O C A

* L O C A 事象に付随する事象として，原子炉冷却材圧力バウンダリ内に存在する水素がバウンダリ外に放出される。

第 4.1.2-3 表 [EPRI] NP-2230 の分類 (米国の運転実績調査)

番号	トランジェント名
1	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き
3	制御棒駆動装置の異常または制御棒クラスタバンクの落下
4	制御棒からの漏えい
5	1 次冷却系での漏えい
6	加圧器圧力低
7	加圧器からの漏えい
8	加圧器圧力高
9	工学的安全施設作動信号の誤発信
10	格納容器圧力の異常
11	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈
12	圧力/温度/出力の不整合
13	1 次冷却系停止ループの誤起動
14	1 次冷却材流量の喪失 (全ループ)
15	主給水流量の部分喪失
16	主給水流量の喪失 (全ループ)
17	主蒸気隔離弁の閉止 (1 ループ)
18	主蒸気隔離弁の閉止 (全ループ)
19	主給水流量の増加 (1 ループ)
20	主給水流量の増加 (全ループ)
21	主給水流量の異常一誤操作
22	主給水流量の異常一誤動作
23	復水ポンプの停止 (1 ループ)
24	復水ポンプの停止 (全ループ)
25	復水器真空度の喪失
26	蒸気発生器の漏えい
27	復水器の漏えい
28	2 次系での漏えい
29	主蒸気逃がし弁の開放
30	循環水の喪失
31	補機冷却水の喪失
32	補機冷却海水の喪失
33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止
34	発電機トリップ
35	所内電源喪失
36	加圧器スプレイの故障
37	所内補機電源の喪失
38	原子炉トリップ一誤動作
39	原子炉トリップ一機器の故障
40	原子炉トリップ一誤操作
41	所内火災

第 4.1.2-4 表 [EPRI] NP-2230 の分類と  
安全評価審査指針との対応

運転時の異常な過渡変化	EPRI NP-2230 の対応カテゴリ
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	2
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	2
制御棒の落下及び不整合	3, 12
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	11
原子炉冷却材流量の部分喪失	1
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	13
外部電源喪失	35, 37
主給水流量喪失	15, 16, 21, 22, 23
蒸気負荷の異常な増加	29
2 次冷却系の異常な減圧	28, 29
蒸気発生器への過剰給水	19, 20, 21, 22
負荷の喪失	17, 18, 24, 25, 30, 33, 34
原子炉冷却材系の異常な減圧	6, 36
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	9
原子炉冷却材流量の喪失	14
(その他の事象)	4, 5, 7, 8, 10, 26, 27, 31, 32, 38, 39, 40, 41

第 4.1.2-5 表 起因事象として考慮される伊方発電所 3 号炉の  
運転経験

発生年月日	運転経験	起因事象
1996/1/14	湿分分離加熱器の逃し弁のうちの一部分に損傷が認められたため原子炉手動停止。	手動停止

第 4.1.2-6 表 起因事象のグループ化

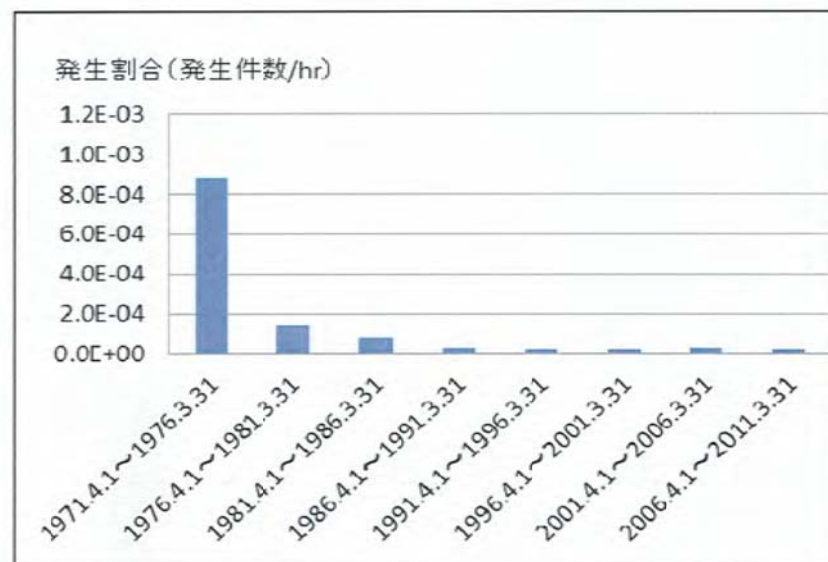
炉心損傷に至る可能性のある事象（既存 PRA 等の起因事象も含む）		選定した起因事象（グループ化も含む）
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象*	主給水管破断	2 次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	2 次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し	小破断 L O C A
	原子炉冷却材喪失	大破断，中破断，小破断 L O C A
	可燃性ガスの発生	
その他の除外されなかった起因事象の候補	A T W S	A T W S
	インターフェイスシステム L O C A	インターフェイスシステム L O C A
	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止

*：炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く



第 4.1.2-7 表 選定した起因事象のリストと説明

選定した起因事象	説 明
① 大破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、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）までのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入/再循環に期待している。
② 中破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、破断口面積が等価口径2インチから6インチまでのものであり、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。
③ 小破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、破断口面積が等価口径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。
④ インターフェイスシステムLOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリと、それと直結した原子炉格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、1次冷却系の圧力が低圧系に付加されるために発生するLOCA事象。
⑤ 主給水流量喪失	原子炉が出力運転中に蒸気発生器への主給水が完全に停止して、蒸気発生器2次側保有水量が減少し、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ような事象であり、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。
⑥ 外部電源喪失	送電系統の故障などにより、非常用所内交流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、非常用所内交流動力電源、補助給水に期待している。
⑦ ATWS	運転時の異常な過渡変件事象を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象。
⑧ 2次冷却系の破断	主蒸気管破断（完全両端破断）、主給水管破断（完全両端破断）を含むものとし、最も厳しい事象として格納容器内部の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。
⑨ 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。
⑩ 過渡事象	原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含むものとし、主給水系の喪失を伴わない過渡事象を対象とする。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。
⑪ 原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却水系及び海水系の機能喪失に伴う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。
⑫ 手動停止	過渡変件事象の一部であるが、原子炉自動トリップを伴わず、運転員の手動による原子炉停止（計画外停止や故障等による通常停止）が行われる事象。



- 起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準 AESJ-SC-RK001:201 「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D.3.1項（NUREG/CR-6823 「Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment」 5.1.2項の転載）に基づいて行っている。
- 上記図書によると、起因事象データの収集期間の設定は、一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生年数はプラントの設計及び運転の改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされている。
- 事象整理の結果から、1976年4月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間として近年の運転状況を反映するのに適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

	主給水流量喪失	外部電源喪失	蒸気発生器 伝熱管破損	過渡事象	手動停止
1970.11.28~1976.3.31	2	0	0	8	34

第4.1.2-1図 国内PWRプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合

第 4.1.2-8 表 1976 年 3 月 31 日以前に発生した原子炉停止に至った事象

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漏れによる停止
1971/4/24	美浜 1 号機	タービン注油ポンプ圧力計管漏れによる停止
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）細管からの漏えい、調査のため原子炉手動停止
1972/7/26	美浜 2 号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止
1972/8/11	美浜 2 号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止
1972/10/28	美浜 2 号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜 1 号機	第 5 抽気建屋ドレン弁ボンネット漏れによる停止
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	RCF 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	RCF 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、RCF 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	CV 内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜 1 号機	CV 内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜 1 号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、SG 給水流量低により原子炉停止
1974/6/1	美浜 2 号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜 1 号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜 1 号機	蒸気発生器（A）細管からの漏えい、調査のため原子炉手動停止
1974/8/10	美浜 2 号機	給水流量検出配管から漏えい、調査のため原子炉手動停止
1974/8/13	美浜 2 号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜 2 号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜 1 号機	高圧タービンバランスホールカパーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止
1975/1/8	美浜 2 号機	蒸気発生器（A）細管からの漏えい、調査のため原子炉手動停止
1975/1/17	高浜 1 号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の攪乱のため、原子炉停止
1975/1/22	高浜 1 号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止
1975/4/1	高浜 1 号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海 1 号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼製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 4.1.2-9 表 起因事象発生頻度算出のための使用データ

起 因 事 象				全 P W R 共 通			プ ラ ン ト 毎				備 考
				国内 P W R 運 転 実 績		米 国 P W R 運 転 実 績	機 器 故 障 率 デ ー タ * 5	プ ラ ン ト 毎 の デ ー タ			
	起 因 事 象 名	I D	説 明	発 生 件 数	運 転 炉 年	運 転 炉 年	F T 解 析 に 使 用	F T 解 析	蒸 気 発 生 器 伝 熱 管 本 数	運 転 時 間	
1	大 破 断 L O C A	L L O C A	Large LOCA	0 * 6	(○)	(○)	—	—	—	—	小 破 断 L O C A の 1 / 1 0 と 評 価
2	中 破 断 L O C A	M L O C A	Medium LOCA	0 * 6	(○)	(○)	—	—	—	—	大 破 断 L O C A と 小 破 断 L O C A の 相 乗 平 均 と 評 価
3	小 破 断 L O C A	S L O C A	Small LOCA	0 * 6	○	○	—	—	—	—	
4	イ ン タ ー フ ェ イ ス シ ス テ ム L O C A	I S L O C A	Interface System LOCA	0 * 6	—	—	○ * 1	○ * 3	—	—	起 因 事 象 発 生 頻 度 が プ ラ ン ト 毎 に 異 な る
5	主 給 水 流 量 喪 失	L M F W	Loss of Main Feed Water	○	○	—	—	—	—	—	
6	外 部 電 源 喪 失	L O S P	Loss of Off Site Power	○	○	—	—	—	—	—	
7	A T W S	A T W S	Anticipated Transient Without Scram	○	○	—	○ * 2	○ * 4	—	—	起 因 事 象 発 生 頻 度 が プ ラ ン ト 毎 に 異 な る
8	2 次 冷 却 系 の 破 断	S L B	Secondary Line Break	0 * 6	○	○	—	—	—	—	
9	蒸 気 発 生 器 伝 熱 管 破 損	S G T R	Steam Generator Tube Rupture	○	○	—	—	—	○	○	起 因 事 象 発 生 頻 度 が プ ラ ン ト 毎 に 異 な る
10	過 渡 事 象	G T R	General Transient	○	○	—	—	—	—	—	
11	原 子 炉 補 機 冷 却 機 能 喪 失	L O C C W	Loss of CCW	0 * 6	○	○	—	—	—	—	
12	手 動 停 止	M R T	Manual Reactor Trip	○	○	—	—	—	—	—	

* 1 : 弁の故障確率

(○) : 直接ではないが、間接的には使用している。

* 2 : 炉停止関係機器の故障確率

* 3 : 余熱除去系隔離弁の誤開の F T (フォルトツリ) 解析

* 4 : トリップ失敗の F T (フォルトツリ) 解析

* 5 : 平成 25 年度現在是一般データを使用している。

* 6 : 海外も含めて 0 件

(注) 米国の運転実績は、運転開始からの 2011 年 3 月 31 日までの臨界時間 (1,839 炉年)

国内運転実績の期間は、原子炉補機冷却機能喪失と外部電源喪失は運転期間 (暦時間)、それ以外は発電期間

なお、原子炉補機冷却機能喪失は運転開始からの 632 炉年、外部電源喪失は 1976 年 4 月 1 日からの 621 炉年

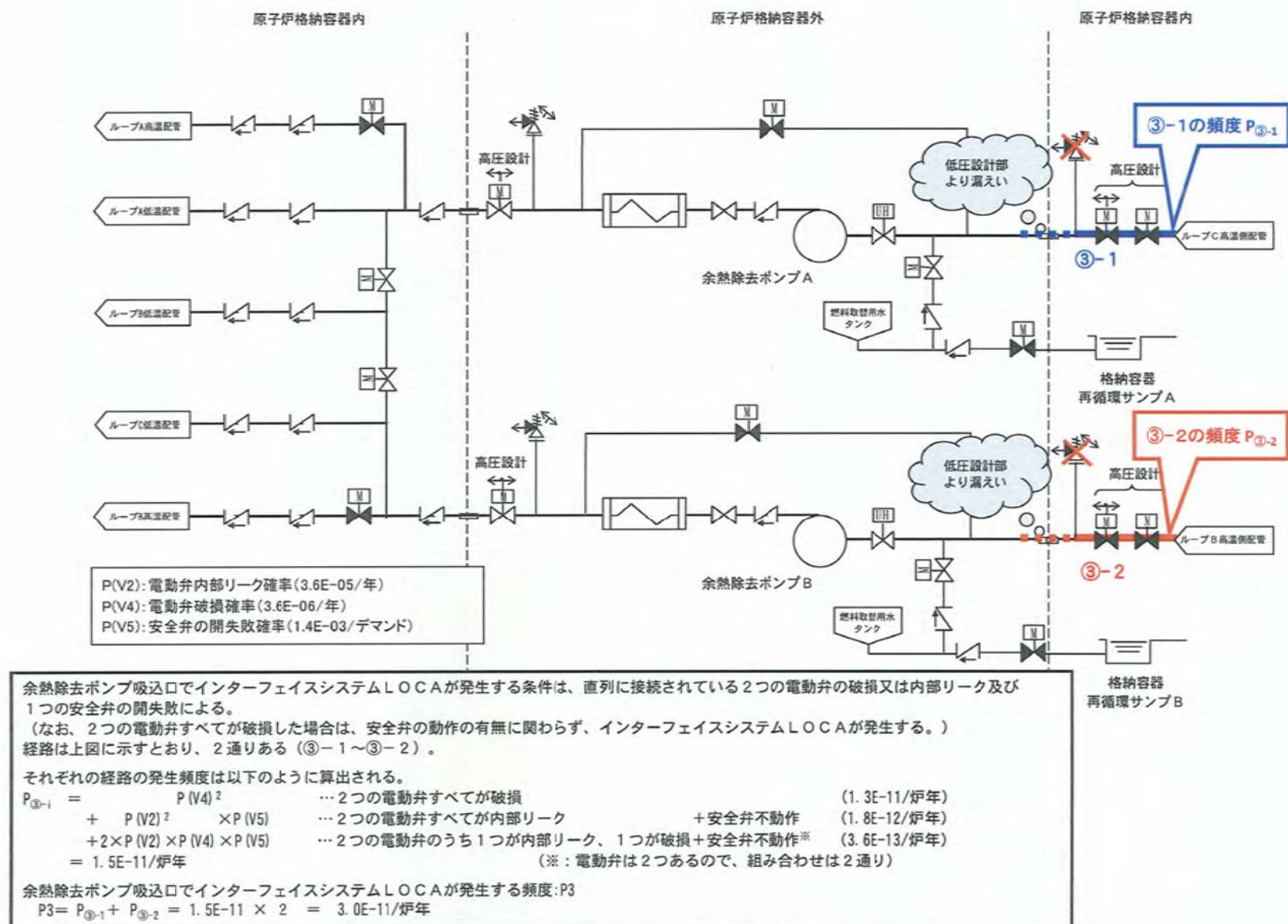
大・中・小破断 LOCA、2 次冷却系の破断は運転開始からの 481 炉年、それ以外は 1976 年 4 月 1 日からの 475 炉年



第4.1.2-2図 伊方発電所3号炉 余熱除去系(1/3)  
 <低温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損の場合>

＜高温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損し、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁も破損の場合＞





第4.1.2-4図 伊方発電所3号炉 余熱除去系 (3/3)  
<余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁の破損又は誤開の場合>

第 4.1.2-10 表 起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日まで)

起因事象			発生頻度 (/炉年)	評価の考え方
1	大破断LOCA	LLOCA	2.2E-05	これまでに日米とも発生経験がなく、小破断LOCAの発生頻度を発生件数 0.5 件、運転実績を国内と米国の合計として評価。WASH-1400 の大・中・小破断LOCAの比率より各LOCAの発生頻度を算出。
2	中破断LOCA	MLOCA	6.8E-05	
3	小破断LOCA	SLOCA	2.2E-04	
4	インターフェイスシステムLOCA	ISLOCA	3.0E-11	弁の故障率（国内 21 ヵ年データ）より評価。
5	主給水流量喪失	LMFW	1.1E-02	国内PWR実績データより評価。
6	外部電源喪失	LOSP	4.8E-03	国内PWR実績データより評価。
7	ATWS	ATWS	1.2E-08	国内PWR実績データ及びシステム解析（国内 21 ヵ年データ）より評価。
8	2次冷却系の破断	SLB	4.3E-04	これまでに日米とも発生経験がなく、発生件数を 0.5 件、運転実績を国内と米国の合計として評価。
9	蒸気発生器伝熱管破損	SGTR	2.4E-03	国内PWR実績データより評価。
10	過渡事象	GTR	9.7E-02	国内PWR実績データより評価。
11	原子炉補機冷却機能喪失	LOCCW	2.0E-04	これまでに日米とも発生経験がなく、発生件数を 0.5 件、運転実績を国内と米国の合計として評価。
12	手動停止	MRT	2.3E-01	国内PWR実績データより評価。



#### 4.1.3 成功基準の設定

既存の P R A 及び最近の熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せ、緩和設備又は緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を成功基準として定めた。

##### 4.1.3.1 成功基準の設定における判定条件の設定

成功基準の設定における炉心損傷の判定は、以下の条件による。

###### (1) 一般的な炉心損傷判定条件

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

###### (2) L O C A 時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℃以上と評価される状態。

###### (3) N o n - L O C A 時 2 次系による除熱シナリオ成功の判定条件

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。

#### 4.1.3.2 余裕時間及び使命時間の設定

起因事象の発生後、緩和設備に対して運転員操作を必要とする際の余裕時間については、診断余裕時間（運転員が事象を正しく診断し手順書にエントリーするまでの時間余裕）として評価、設定した。余裕時間を第4.1.3-1表に整理する。

緩和設備の機能の継続を期待する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に期待でき、その後は炉心損傷に至る確率も小さいと判断できる経過時間として、工学的判断により24時間を設定した。

なお、補助給水については、蒸気発生器の水位を調整するために流量を絞りつつ、1次系を降温、降圧し、余熱除去系による冷却以降は必要ないが、使命時間が長い場合は保守的な評価となることから*、本PRAモデルでの使命時間を24時間としている。

- * 機器故障として、起動後の運転継続の失敗確率  $q'$  は、時間当たりの運転継続失敗確率を  $\lambda'$ 、当該機器の使命時間を  $T_M$  とすると、次の関係となる。

$$q' = \lambda' \times T_M$$

#### 4.1.3.3 熱水力解析等の解析内容及び解析コードの検証性

成功基準は、既存のPRAや安全設計、安全解析の結果に基づき設定しているが、一部成功基準設定のための熱水力解析等を行っている。

熱水力解析等の主な解析目的を第 4. 1. 3-2 表に, これ  
に用いた解析コードの検証性を第 4. 1. 3-3 表に示す。

以上を踏まえ, 起因事象別の成功基準を第 4. 1. 3-4 表に  
示す。

第 4.1.3-1 表 運転員の診断余裕時間

事 象	操 作 (*)	操作概要	余裕時間	余裕時間の設定根拠
1 次冷却材喪失 (大破断 LOCA 時)	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	大破断 LOCA が発生すると、低圧注入系、高圧注入 系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タン クのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入され る。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実 施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容 器再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行す る必要がある。	30 分	起因事象の発生と同時に高圧注入ポンプ 2 台、余熱除去ポンプ 2 台、格納容器 スプレイポンプ 2 台により燃料取替用水タンクから冷却水が移送されると想 定した条件で、燃料取替用水タンクの水位が低水位に到達するまでの時間に基 づき 30 分と設定。 ECCS 信号の発信を認知できた時点で、運転員は再循環切替操作が必要になる ことを認識する。そのため、ECCS 信号が発信した時点から再循環切替操 作が必要になるタイミングまでの期間が運転員に与えられた診断時間である と考え、事象発生（大破断 LOCA では ECCS 信号発信とほぼ同時）から再 循環切替が必要となるタイミングまでの期間を時間余裕として設定している。
1 次冷却材喪失 (大破断 LOCA 時 以外)	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	中破断又は小破断 LOCA が発生すると、高圧注入系 及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンク のほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。 炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施 するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器 再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する 必要がある。	30 分	上記から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出。保守的に丸めた値として 30 分と設定。
2 次冷却系の 破断の発生	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。	20 分	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。
蒸気発生器伝熱 管破損の発生	破損側蒸気発生 器の隔離	蒸気発生器伝熱管破損時には、1 次冷却材が 2 次系へ 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 次系と 2 次系を均圧にする。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。	30 分	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。
補機冷却系の 故障	補機冷却系の 負荷制限	LOCA 時再循環において、補機冷却機能の負荷を制 限するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却 器の負荷制限操作を行う。	30 分	LOCA 後の ECCS 再循環移行時に補機冷却系の部分喪失*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 機能喪失に関する重大事故対策（代替再循環）の余裕時間を参考に、30 分と評 価。 * 補機冷却水ポンプ故障などにより、ECCS 再循環に必要な補機冷却水系流 量が確保できなくなる事象である。本事象が発生した場合、事象収束に最低限必 要な炉心冷却及び格納容器除熱機能を残しつつ、格納容器スプレイ冷却器又は R HR 熱交換器への補機冷却水通水を隔離することで、健全な補機冷却水ポンプに よる長期炉心冷却及び格納容器除熱機能を確保する。

(*) 事象発生後に対象設備が作動するまでに運転員に要求される操作

LOCA 事象においては、注入機能は基本的にすべて自動で行われるため、PRA 上モデル化する運転員操作はない。再循環時は再循環切り替えに係る一連の運転員操作が必要であり、そのため  
の診断をモデル化している。

過渡事象においては、補助給水は自動で行われるため、PRA 上モデル化する運転員操作はない。ただし、蒸気発生器伝熱管破損、2 次冷却系の破断については補助給水を有効にするための隔離  
操作が必要であり、そのための診断をモデル化している。

その他のバックアップ操作については、必要に応じてモデル化しており、補機冷却系の負荷制限は、そのための診断を PRA 上モデル化している。

第 4. 1. 3-2 表 成功基準解析の主な目的

解析項目	主な解析目的	解析結果	使用コード
①大破断 L O C A 時の E C C S 注入機能に関する熱水力解析	大破断 L O C A 時に必要な注入ループ数を確認。	燃料被覆管最高温度は 1,200℃を超えてはならず、炉心冷却が維持されることが確認できた。	SATAN-M WREFLOOD BASH-M COCO LOCTA-M
②大破断 L O C A 時の原子炉格納容器内除熱熱水能力に関する解析	大破断 L O C A 時のみ格納容器の格納能力を確保し、低圧再循環の機能を確認。	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損は至らないことが確認できた。	MAAP
③中破断 L O C A 時の E C C S 注入機能に関する熱水力解析	中破断 L O C A 時に必要な蓄圧注入の基数を確認。	燃料被覆管最高温度は 1,200℃を超えてはならず、炉心冷却が維持されることが確認できた。	SATAN-M (Small LOCA) LOCTA IV
④主給水流量喪失時の補助給水機能に関する解析	主給水流量喪失時に必要な補助給水と蒸気発生器の台数を確認。	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることが確認できた。	MARVEL
⑤主給水管破断時の補助給水機能に関する解析	主給水管破断時に必要な補助給水と蒸気発生器の台数を確認。	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることが確認できた。	MARVEL

第 4. 1. 3-3 表 成功基準解析コードの検証性

使用コード	コード検証
SATAN-M, SATAN-M (Small LOCA), WREFLOOD, BASH-M, COCO, LOCTA-M, LOCTA IV, MARVEL	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。
MAAP	MHI-NES-1056「三菱PWR炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シーケンスへのMAAPコードへの適用性について」にて検証されている。

第4.1.3-4表 成功基準の一覧

	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 動力電源	主蒸気 隔離	破損側 蒸気発生器 の隔離	加圧器逃がし 弁/安全弁 LOCAなし	RCPシールLOCA なし
機能	制御棒	ポンプ	ループ	蓄圧 タンク	ポンプ	ループ	ポンプ	スプレイ ノズル	ポンプ	熱 交換器	ループ	ポンプ	ループ	ポンプ	熱 交換器	スプレイ ノズル	ポンプ	蒸気発生器 への給水	主蒸気安全 弁による蒸 気放出	ディーゼル 発電機	隔離弁 動作	隔離弁 動作	弁閉止、 隔離弁動作	RCPシール 健全
大破断 LOCA	-	1/2 ①	健全1/2 ①	健全2/2 ①	-	-	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ②	1/2 ②	健全1/2 ②	1/2 ⑦	健全1/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	-	-	-	-	-	-	-	-
中破断 LOCA	-	-	-	健全1/2 ③	1/2 ③	健全1/2 ③	1/2 ⑦	3/4 ⑦	-	-	-	1/2 ⑦	健全1/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	-	-	-	-	-	-	-	-
小破断 LOCA	○	-	-	-	1/2 ④	健全2/2 ④	1/2 ⑦	3/4 ⑦	-	-	-	1/2 ⑦	健全2/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/3 ⑦	2/3 ⑦	2弁/ISG ⑦	-	-	-	-	-
インターフェイスシステム LOCA※1	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
主給水 流量喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/ISG ⑤	-	-	-	-	-
外部電源 喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/ISG ⑤	1/2 ⑦	-	-	-	-
ATWS※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2次冷却系 の破断※2	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/ISG ⑥	-	○	-	-	-
蒸気発生器 伝熱管破損	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/ISG ⑥	-	-	○	-	-
過渡事象	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/ISG ⑤	-	-	-	-	-
原子炉補機 冷却機能喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/ISG ⑤	-	-	-	○	○
手動停止	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/ISG ⑤	-	-	-	-	-

※1 起回事象発生後の緩和手段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。

※2 破断ループへの補助給水隔離も必要となる。

注) 成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。

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