

女川原子力発電所 2 号炉

確率論的リスク評価（P R A） 審査会合における指摘事項の回答

平成 2 7 年 7 月 1 4 日

東北電力株式会社

目 次

凡例 ハッチング：他社へのコメント，白抜：当社へのコメント

No	管理 番号	種別	分類	項 目	審 査 会合日	備 考
1	125-1	L1.5	共通	マスクングの適応条件を整理した上で，マスクング箇所を再度検討すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
2	125-2	L1	個社	ISLOCA を引き起こす大規模内部リークの発生頻度を小規模リークの 1/10 としている根拠について説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
3	125-3	L1	共通	ストレスファクターについて考え方を説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
4	125-4	L1	共通	RCIC 継続運転に対する環境影響について説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
5	125-5	L1	共通	RCIC 運転時間について，実力評価で参照できる結果を提示すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
6	125-6	L1.5	共通	DCH 等物理現象の評価について，妥当性を説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
7	125-7	L1.5	共通	CET のヘディングに IVR を考慮している場合，その背景となる技術的知見について説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
8	125-8	L1.5	共通	格納容器の破損限界について，福島第一原子力発電所において推定される格納容器破損モードの知見をどのように反映するか整理すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)
9	125-9	L1.5	共通	格納容認破損頻度の評価結果について，学会標準を用いて起因事象のスクリーニングを行うと TW が 100% になってしまうことを踏まえ，今後更なる分析を実施すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 7. 2)
10	125-10	L1	個社	感度解析を実施する際に用いたベイズ統計手法について，計算過程を含めて具体的に説明すること。	H26. 7. 22	対象外 (他社への個別指摘事項)
11	125-11	L1	個社	主蒸気管破断の確率について具体的に説明すること。	H26. 7. 22	対象外 (H26. 7. 22 資料に記載済) 別紙 1.1.1. b-3
12	125-12	L1	個社	RHR と LPCI の区分について整理すること。主要なカットセットにおける共通要因についても併せて説明すること。	H26. 7. 22	対象外 (他社への個別指摘事項)
13	125-13	L1	個社	PRA 評価に使用したコードの検証について，再度より詳細な確認を実施した上で説明すること。	H26. 7. 22	回答済 (H27. 6. 30)

No	管理番号	種別	分類	項目	審査会合日	備考
14	139-1	L1	共通	炉心状態等を考慮してストレスファクターの設定の考え方について詳細に説明すること。また、人的過誤確率の小さなものについては、ピアレビューの際に妥当性を確認すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
15	139-2	L1	共通	イベントツリーについて、福島第一原子力発電所事故の知見をどのように考慮しているか説明すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
16	139-3	L1	共通	起因事象の除外の考え方、それによる重要事故シナリオへの影響も含めて、全体の考察を説明すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
17	139-4	L1	個社	チェックシートを利用したダブルチェック体制など、人の作業の信頼性に基づき人的過誤を除外する考え方について説明すること。	H26.9.18	対象外 (H26.7.22 資料に記載済) 別紙 1.1.1. g-3
18	139-5	L1	共通	原子炉補機冷却水系故障について、原子炉スクラムから過渡変化に至るシナリオはないか確認すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
19	139-6	L1	個社	仮定によって評価結果が影響を受けていないものがないか確認すること。	H26.9.18	対象外 (他社への個別指摘事項)
20	139-7	L1	個社	RHR 系熱交換器故障の FV 重要度が A 系と B 系で大きく違う理由を系統図とともに示すこと。	H26.9.18	対象外 (他社への個別指摘事項)
21	139-8	停止	個社	タイライン接続状態で緩和系として期待する系統について、系統間の独立性を説明すること。また、許認可上の扱いについて説明すること。さらに、緩和系として期待しない状態を感度解析のベースケースとすること。	H26.9.18	対象外 (当社モデルではタイラインに期待してない)
22	139-9	L1	共通	RCIC の 8 時間継続運転に関して、サプレッションプールから飽和状態の水をポンプにて引き込む場合、キャビテーションが発生しないとする考え方について、設備状況等を考慮し定量的に説明すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
23	139-10	L1.5	共通	格納容器破損モードの分岐確率の算出の考え方について説明すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
24	139-11	L1.5	共通	非開示部分について、精査すること。	H26.9.18	回答済 (H27.6.30)
25	139-12	L1.5	個社	ベースケース（1 ノード）と感度解析ケース（3 ノード）にて比較している格納容器温度の考え方を整理し説明すること。	H26.9.18	対象外 (他社への個別指摘事項)

No	管理番号	種別	分類	項目	審査会合日	備考
26	142-1	シーケンス	個社	PRA 評価結果に対する考察及び対策について説明すること。(重要事故シーケンス選定時に説明)	H26. 9. 30	回答(2)
27	142-2	地震	個社	炉心損傷頻度の算出に用いた計算コードの妥当性について説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
28	142-3	シーケンス	共通	内部事象, 津波, 地震の各 PRA について, それぞれの結果の比較可能性について説明すること。	H26. 9. 30	回答(3)
29	142-4	地震 津波	共通	起回事象の抽出について, 網羅性及びスクリーニングの考え方を説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
30	142-5	津波	個社	漂流物の影響について詳細に説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
31	142-6	津波	個社	津波に対する防護として防護壁のみを期待した PRA の結果に基づくシーケンス選定の妥当性について説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
32	142-7	津波	個社	漏水による敷地内浸水時の水密扉の浸水防止機能への期待の有無と, 期待する場合は水密扉の誤開放の可能性について, PRA でどのように考慮しているか説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
33	142-8	津波	個社	津波が防潮壁を越える可能性を踏まえて, 防護壁の設計の妥当性について説明すること。	H26. 9. 30	後日回答
34	142-9	地震	個社	人的過誤について, 使命時間の妥当性及び余裕時間とストレスファクターとの関係を示すこと。	H26. 9. 30	対象外 (H26. 9. 30 資料に記載済) 本文 1. 2. 1-84 第 1. 2. 1. d-2, 3
35	142-10	地震	個社	地震のハザード曲線について, 各曲線の凡例を記載すること。	H26. 9. 30	対象外 (H26. 9. 30 資料に記載済) 本文 1. 2. 1-106 第 1. 2. 1. b-8 図
36	142-11	地震	個社	E-LOCA について, 再循環配管一本の破断を想定したシーケンスの代表性について説明すること。	H26. 9. 30	対象外 (他社への個別指摘事項)
37	142-12	地震	個社	ケーブルトレイの FV 重要度が高いことについて, シーケンス選定に対する影響について説明すること。(重要事故シーケンス選定時に説明)	H26. 9. 30	対象外 (他社への個別指摘事項)
38	142-13	地震	個社	排気筒に損傷を起こす地震動レベルとして, 1200ガル相当を考慮している理由を説明すること。	H26. 9. 30	対象外 (他社への個別指摘事項)

No	管理番号	種別	分類	項目	審査会合日	備考
39	142-14	津波	個社	津波ハザード曲線の平均曲線が、80～90%フラクティル曲線に偏っている理由を説明すること。	H26.9.30	対象外 (他社への個別指摘事項)
40	142-15	津波	個社	波源別のハザード曲線を示すこと。	H26.9.30	後日回答
41	142-16	津波	個社	ロジックツリーの重み付けの考え方について、専門家からの意見聴取した結果を踏まえて示すこと。	H26.9.30	後日回答
42	142-17	L1.5	共通	MAAPによる事象進展解析について、少なくとも定性的な議論ができるよう、非開示部分を再検討すること。	H26.9.30	回答済 (H27.6.30)
43	142-18	L1.5	個社	MAAP解析におけるドライウェルのノード分割について、ノード間の熱輸送をどのように考慮しているか説明すること。	H26.9.30	対象外 (ノード間熱輸送は解析コードにて説明済)
44	142-19	L1.5	共通	ペDESTAL内に落ちた溶融デブリの体積について、炉内構造物や注水された水など、燃料以外のものが網羅的に考慮されていることを説明すること。(有効性評価説明時)	H26.9.30	回答済 (H27.7.2)
45	142-20	L1.5	共通	MCCI継続による格納容器破損頻度について、評価過程を詳細に説明すること。(有効性評価説明時)	H26.9.30	回答済 (H27.6.30)
46	142-22	津波	共通	津波の発生源に関して、海底地滑りとの重畳について説明すること。	H26.9.30	後日回答
47	142-23	津波	共通	津波に伴う砂の堆積が海水の取水性へ与える影響について、定量的に説明すること。	H26.9.30	後日回答
48	142-24	津波	共通	基準津波に対する溢水防止壁の高さの妥当性について、定量的に説明すること。	H26.9.30	対象外 (耐津波設計において回答)
49	144-1	シーケンス	共通	有効性評価において、重要事故シーケンスに他のシーケンスが包括されていることを説明すること。	H26.10.2	回答(1)
50	144-2	シーケンス	共通	その他自然現象で砂嵐を考慮しているが、網羅性の観点から黄砂の影響について検討すること。	H26.10.2	回答(4)
51	144-3	シーケンス	共通	PRAの分析に基づいて選定された対策の説明をした上で、事故シーケンスにおける対策を説明すること。	H26.10.2	回答(2)
52	144-4	シーケンス	共通	外的事象については、損傷モードは内的PRAに内包されても対策に影響を及ぼす場合は事故シーケンスが異なることが想定されるので、対策を含めて内的PRAに包絡されることを説明すること。	H26.10.2	回答(5)

No	管理番号	種別	分類	項目	審査会合日	備考
53	144-5	シーケンス	共通	過渡事象の違いによるSA事象進展への影響を踏まえて、起因事象となっている過渡事象の妥当性を説明すること。	H26.10.2	回答(6)
54	144-6	シーケンス	共通	FCI及びMCCIの評価事故シーケンスについては、解析コードの不確実性を踏まえ代表性を説明すること。	H26.10.2	対象外 (有効性評価において回答)
55	144-7	シーケンス	共通	格納容器破損防止対策のうち過圧・過温破損の評価事故シーケンスの選定の妥当性を説明すること。	H26.10.2	回答(7)
56	144-8	シーケンス	共通	水素燃焼の評価事故シーケンスについて選定の妥当性を説明すること。	H26.10.2	対象外 (有効性評価において回答)
57	144-9	シーケンス	共通	重要事故シーケンスの選定の考え方について、緩和措置に必要な時間や緩和設備の容量など、判断の根拠を定量的に説明すること。	H26.10.2	回答(8)
58	144-10	シーケンス	共通	反応度誤投入事象において、停止余裕検査時の制御棒誤引抜き事象が代表性を有していることを説明すること。(有効性評価において)	H26.10.2	回答(9)
59	144-11	シーケンス	個社	表「PRAの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討」において、対策の相違を考慮して事故シーケンスグループの区別を分けることを含めて、本文を含めて整理すること。	H26.10.2	対象外 (他社への個別指摘事項。整理については後日回答)
60	144-12	シーケンス	個社	別紙2の外部事象(地震)に特有の事故シーケンスの評価について、フラジリティ評価が保守性を持っていることを説明するとともに、記載内容の充実を検討すること。	H26.10.2	対象外 (H26.10.7資料に記載済) 別紙2添付資料
61	144-13	シーケンス	個社	地震PRAにおいて抽出された地震特有の事故シーケンスを、追加すべき事故シーケンスとして抽出しない理由について、適切な記載とすること。	H26.10.2	対象外 (H26.10.7資料に記載済) 別紙2
62	144-14	シーケンス	個社	15.0m以上の津波による直接炉心損傷に係る事象の寄与割合を6.3%とする一方、実態として20m未満の津波高さまで直接炉心損傷に至る事象が発生しないとしていることについて、両者の関係を整理すること。	H26.10.2	対象外 (他社への個別指摘事項。29m以上で炉心損傷としている)

No	管理番号	種別	分類	項目	審査会合日	備考
63	144-15	シーケンス	個社	国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難なシーケンスに分類されたとした LOCA の範囲について、資料の記載を見直すとともに、有効性評価において評価内容を説明すること。	H26. 10. 2	対象外 (他社への個別指摘事項)
64	144-16	シーケンス	個社	津波 PRA における直接炉心損傷に至る事象について、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難であるとしている記載について再検討すること。	H26. 10. 2	対象外 (他社への個別指摘事項)
65	144-17	シーケンス	個社	津波 PRA における直接炉心損傷に至る事象について、津波で浸水している状況においても炉心損傷防止対策や格納容器破損対策を柔軟に活用できるとしていることについて説明を充実させること。	H26. 10. 2	対象外 (他社への個別指摘事項)
66	146-1	シーケンス	個社	重要事故シーケンスの抽出について、着眼点毎の分類の考え方、着眼点を踏まえた選定の考え方を詳細に説明すること。	H26. 10. 7	回答 (1)
67	146-2	シーケンス	個社	防潮堤機能喪失については、現状の評価では頻度が大きく、現実的な耐力を考慮して評価を見直すか、見直さない場合には新たな事故シーケンスとして追加すること。	H26. 10. 7	後日回答
68	146-3	シーケンス	共通	重要性が高く評価されているシーケンスは、漏れなく有効性評価を示すこと。	H26. 10. 7	回答 (1)
69	146-4	シーケンス	共通	外部事象(地震・津波以外)の考慮について、頻度や影響などの観点から、シーケンスの追加の要否について説明すること。	H26. 10. 7	回答 (10)
70	146-5	シーケンス	共通	各事故シーケンスに対して選定された対策に代表性があることを説明すること (CV 破損, 停止時も同様)。	H26. 10. 7	回答 (2)
71	146-6	シーケンス	共通	事故シーケンス毎の主要カットセットにおいて、抽出されている人的過誤に対する具体的な対策を説明すること。	H26. 10. 7	回答 (11)
72	146-7	シーケンス	共通	TBW の寄与について対策, 着眼点を整理したうえで、重要事故シーケンスとするか説明すること。	H26. 10. 7	回答 (12)
73	146-8	シーケンス	個社	LOCA 時注水機能喪失に対する対策について明確に説明すること。	H26. 10. 7	回答 (13)
74	146-9	シーケンス	共通	レベル 1. 5 の結果を踏まえて、最も厳しい PDS を選定した過程を示すこと。	H26. 10. 7	回答 (14)
75	146-10	シーケンス	共通	崩壊熱除去機能喪失以外のシーケンスの寄与割合を示すこと。	H26. 10. 7	回答済 (H27. 7. 2)

No	管理 番号	種別	分類	項 目	審 査 会合日	備 考
76	146-11	シーケ ンス	個社	E-LOCA と大 LOCA の包絡性について詳細に説明すること。	H26. 10. 7	回答 (1 5)
77	146-12	シーケ ンス	共通	崩壊熱除去機能喪失について、主要な事故シーケ ンスに対する炉心損傷防止対策を踏まえて、有効 性評価で考慮するプラント状態及び炉心損傷対策 を選定した理由を説明すること。	H26. 10. 7	回答 (1 6)
78	146-13	シーケ ンス	共通	全交流動力電源喪失について、直流電源をどのよ うに考慮しているか説明すること。	H26. 10. 7	回答 (1 7)
79	146-14	シーケ ンス	個社	ピアレビューで挙げられたコメントについて、今 回の PRA に反映する必要がない理由を整理して説 明すること。	H26. 10. 7	回答 (1 8)
80	146-15	シーケ ンス	個社	全交流動力電源喪失のシーケンスグループについ て、評価シーケンスが網羅的に抽出されているこ とを説明すること。	H26. 10. 7	対象外 (他社への個 別指摘事項)
81	146-16	シーケ ンス	個社	崩壊熱除去機能喪失のシーケンスグループについ て、余裕時間がより厳しい炉心損傷先行破損シー ケンスではなく、格納容器先行破損シーケンスを 重要事故シーケンスとして選定した理由を説明す ること。	H26. 10. 7	対象外 (他社への個 別指摘事項)
82	146-17	シーケ ンス	個社	津波が防潮壁を越えた場合の有効性評価について 説明すること。	H26. 10. 7	対象外 (他社への個 別指摘事項)
83	146-18	シーケ ンス	個社	E-LOCA 時の格納容器圧力について、定量的な検討 を行うこと。	H26. 10. 7	対象外 (他社への個 別指摘事項)
84	146-19	シーケ ンス	共通	プラント損傷状態から最も厳しい評価事故シーケ ンスを抽出する過程を詳細に示すこと。	H26. 10. 7	回答 (1 4)
85	146-20	シーケ ンス	共通	MCCI, FCI に対する PDS 選定の考え方を説明するこ と。	H26. 10. 7	回答 (1 4)
86	146-21	シーケ ンス	共通	大 LOCA と TQUV の MCCI シナリオを比較し、ペデス タル注水などの点でどちらに代表性があるか説明 すること。	H26. 10. 7	回答 (1 9)

: 本日提示資料

補足資料 : PRAにおける評価条件の見直しについて

【指摘事項：144-1】

有効性評価において、重要事故シーケンスに他のシーケンスが包括されていることを説明すること

【指摘事項：146-1】

重要事故シーケンスの抽出について、着眼点毎の分類の考え方、着眼点を踏まえた選定の考え方を詳細に説明すること

【指摘事項：146-3】

重要性が高く評価されているシーケンスは、漏れなく有効性評価を示すこと

【回答】

重要事故シーケンスの選定は、各事故シーケンスグループ毎に重要事故シーケンスを審査ガイドに記載の着眼点に沿って実施している。

各事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについては、重要性が高く評価されているものの、事象進展に差異が表れないこと等、重要事故シーケンスに包絡される関係に有ることから選定されていない事故シーケンスもある。

以下に重要事故シーケンス選定の考え方、各事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの包絡関係及び重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱いについて示す。

1. 重要事故シーケンスの選定の考え方

重要事故シーケンスの選定は、以下に示す審査ガイドに記載の4つの着眼点に沿って実施している。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

重要事故シーケンスの選定にあたっての着眼点の考え方を以下に示す。

(1) 共通原因故障，系統間依存性の観点

共通原因故障についてはフォールトツリーモデル化の際に考慮している。系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失（「全交流動力電源喪失」）は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した。

また、「高圧・低圧注水機能喪失」，「高圧注水・減圧機能喪失」，「崩壊熱除去機能喪失」におけるサポート系喪失事象では、喪失したサポート系を必要とする安全機能が使えないものの、その他の安全機能は使用できることから、系統間依存性があるものの、「全交流動力電源喪失」のシーケンスに比べると系統間依存性は小さいと評価した。

(2) 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定している。

【例1. 高圧注水・減圧機能喪失】

事象進展が早い過渡事象は、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

【例2. 全交流動力電源喪失】

RCICによる注水成功時は、炉心注水に成功していることから、炉心損傷に至るまでの余裕時間は比較的長くなる。

(3) 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要となる弁容量や冷却の際に必要となる注水量といった設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

(4) 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて、当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定している。

具体的には、事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。

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

2. 重要事故シーケンスの具体的選定プロセス

以下に事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」を例に重要事故シーケンスの選定プロセスを示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

表 1 に高圧・低圧注水機能喪失に対する重要事故シーケンスの選定について評価結果を示す。

表1 重要事故シーケンスの選定（高圧・低圧注水機能喪失）

事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	a	b	c	d
高圧・ 低圧注水機能喪失	◎ ①過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉補機代替冷却系 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置 	低	高	高	高
	②過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗		低	高	低	中
	③手動停止+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗		低	低	高	低
	④手動停止+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗		低	低	低	低
	⑤サポート系喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗		中	低	高	低
	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗		中	低	低	低

a：系統間機能依存性， b：余裕時間， c：設備容量， d：代表シーケンス

<aの観点>

「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。

<bの観点>

「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低（レベル3）が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。

<cの観点>

SRV 再閉失敗を含む場合は、SRV から一定程度減圧されるため、再閉成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。

<dの観点>

事故シーケンスグループの中で最も CDF の高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最も CDF の高い事故シーケンスの CDF に対して 10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シ

シーケンスについて、「低」とした。

評価の結果、「①過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」のシーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、重要事故シーケンスとして選定した。

(2) 全交流動力電源喪失

表 2 に全交流動力電源喪失に対する重要事故シーケンスの選定について評価結果を示す。

表 2 重要事故シーケンスの選定（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	a	b	c	d
全交流動力電源喪失	◎ ①外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗	・原子炉隔離時冷却系 (<u>所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給</u>)	高	中	中	高
	②外部電源喪失+DG 失敗+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗	・手動減圧 ・高圧代替注水系 ・ <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・常設代替交流電源設備	高	高	中	低
	③外部電源喪失+DG 失敗+高圧 ECCS 失敗	・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉補機代替冷却系 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置 【直流電源喪失の対策】 ・可搬型代替直流電源設備	高	高	中	低
	④外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗	又は ・高圧代替注水系 (現場による手動起動)	高	高	中	低

a：系統間機能依存性， b：余裕時間， c：設備容量， d：代表シーケンス

<aの観点>

全交流動力電源喪失が発生した場合、安全機能のサポート機能が喪失し、それらを必要とする機器が使用できないため、いずれのシーケンスにおいても「高」とした。

<bの観点>

全交流動力電源喪失が発生する事故シーケンスについて、RCICによる注水に期待できないシーケンスを「高」とし、期待できるシーケンスを「中」とした。

<cの観点>

いずれの事故シーケンスも高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）等を動作させるための電源容量が必要であることから、全て「中」とした。

<dの観点>

事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。

評価の結果、「①外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗」のシーケンスが「高」と「中」が多いことから、重要事故シーケンスとして選定した。

また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」は他の事故シーケンスグループと異なり、②、③、④の事故シーケンスは①の事故シーケンスに対してさらにSRV再閉失敗、高圧注水機能喪失、直流電源喪失が複合的に発生する事象であるが、対策として、高圧代替注水系による原子炉注水、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施した場合、①～④の事象進展に差異は表れない。このため、本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスとしては、「全交流電源喪失」という本事故シーケンスグループの特徴から代表性を有する①を選定することが適切と考えられる。

なお、審査ガイド記載の解析条件（「全交流動力電源は24時間使用できないものとする」）についても、①を重要事故シーケンスとして選定することで考慮されている。

3. 重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い

以下に事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」を例に重要事故シーケンスの包絡関係及び重要性が高く評価されている事故シーケンスについての考え方を示す。また、「全交流動力電源喪失時の対応手順の概要」を図1に示す。

(1) ②「外部電源喪失+DG失敗+SRV再閉失敗+HPCS失敗」

①の事故シーケンスとは、「SRV再閉失敗」を加えている点異なる。

「SRV再閉失敗」については、①の事故シーケンスに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応が可能である。有効性評価においては、「低圧代替注水系（常設）」による原子炉注水の有効性を示していることから、①の重要事故シーケンスに包絡されている。(図1の②)

(2) ③「外部電源喪失+DG失敗+高圧ECCS失敗」

①の事故シーケンスとは、「高圧ECCS失敗」を含んでいる点異なる。「高圧ECCS失敗」を含んでいることから、①の事故シーケンスと異なり、原子炉隔離時冷

却系による原子炉注水ができないが、「高圧代替注水系」により対応できることから、①の重要事故シーケンスに包絡されている。(図1の③)

(3) ④「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗」

①の事故シーケンスとは、「直流電源喪失」を含んでいる点が異なり、全電源喪失となる事象である。「直流電源喪失」を含んでいることから、①の事故シーケンスと異なり、「可搬型代替直流電源設備」による直流電源の復旧、又は、「高圧代替注水系（現場による手動起動）」による原子炉への注水が必要となる。本シーケンスは、①のシーケンスにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで、①の重要事故シーケンスに包絡されている。(図1の④)

以上より、重要性が高く評価されている事故シーケンスについては、選定された重要事故シーケンスにおいて、包絡関係があり、その対応手順についても有効性評価の中で示されている。

上記事故シーケンスを含む全ての事故シーケンスに対する考え方については、「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について 第1-4表 重要事故シーケンス等の選定について 及び 第3-2表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について」に示す。

以上

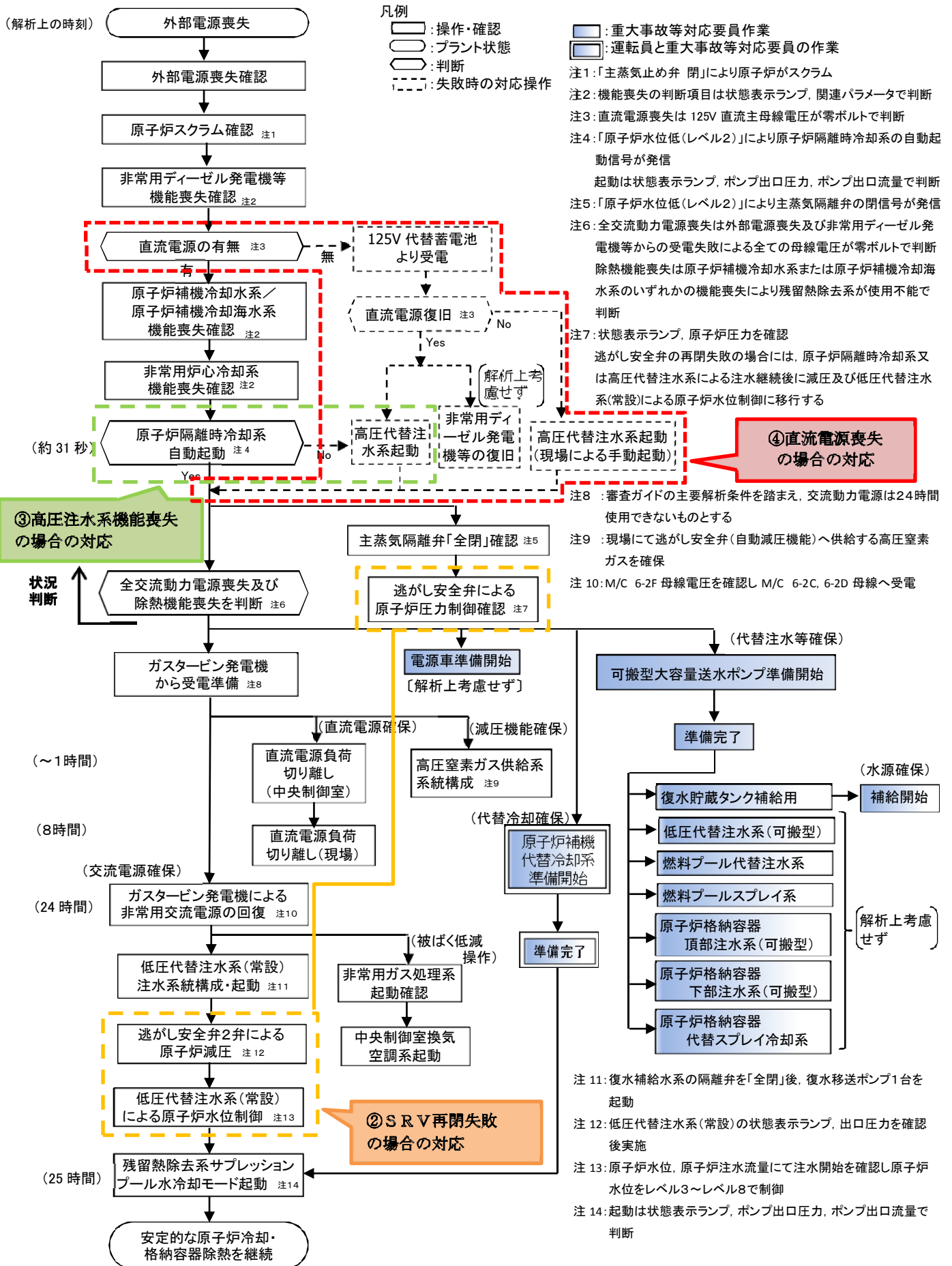


図1 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

【指摘事項：142-1】

- ・PRA評価結果に対する考察及び対策について説明すること（重要事故シーケンス選定時に説明）

【指摘事項：144-3】

- ・PRAの分析に基づいて選定された対策の説明をした上で、事故シーケンスにおける対策を説明すること

【指摘事項：146-5】

- ・各事故シーケンスに対して選定された対策に代表性があることを説明すること（CV破損、停止時も同様）

【回答】

内部事象レベル1PRA、内部事象レベル1.5PRA及び停止時PRAにおける主要なカットセットと対策の対応については「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について」の別紙4に示したとおりであるが、本資料では、PRAの結果と有効性評価にて期待している対策とを紐付し、各事故シーケンスに対して選定された対策について述べる。

PRAから得られた結果について、表1-1～1-3に示すとおり各事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードにおいて、喪失する機能に対して、FV重要度を確認することにより、代表的な故障モードを抽出するとともに、喪失する機能に対して有効となる対策について整理した。

表2-1～2-3に示すように、抽出された炉心損傷防止、格納容器破損防止及び燃料損傷防止対策は、概ね各事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードに対して有効であり、一部対策が有効とされない機器故障の組合せが存在するが、その寄与割合は小さい。

また、表3-1～3-3に示すように有効性評価においてはここで述べた対策設備以外の設備にも期待しており、事象進展の緩和、環境への影響低減に努めている。

以上

表 1-1 各事故シーケンスグループの主な機能喪失要因と有効となる対策(炉心損傷防止対策)

事故シーケンスグループ	喪失する機能	代表的な故障モード*	対策
高圧・低圧注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却する機能(45条) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却する機能(47条) 	<ul style="list-style-type: none"> RCIC ポンプ起動失敗 原子炉水位低トランスミッタ高出力共通原因故障 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系(常設)
高圧注水・減圧機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却する機能(45条) 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する機能(46条) 	<ul style="list-style-type: none"> RCIC ポンプ起動失敗 手動減圧操作失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代替自動減圧系
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 電源機能(57条) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用 D/G 継続運転失敗共通原因故障 蓄電池機能喪失共通原因故障 軽油タンク損傷 RSW/HPSW ポンプ機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能(48条) 原子炉格納容器内の冷却等の機能(49条) 原子炉格納容器の過圧破損を防止する機能(50条) 	<ul style="list-style-type: none"> RCW ポンプ故障継続運転失敗共通原因故障 RHR 熱交換器 A 伝熱管閉塞 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 原子炉格納容器圧力逃がし装置
原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にする機能(44条) 	<ul style="list-style-type: none"> トリップアクチュエータリレー共通原因故障 	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ほう酸水注入系
LOCA時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却する機能(45条) 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する機能(46条) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却する機能(47条) 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS S/C 側ミニマムフロー弁作動失敗 D/W 圧力トランスミッタ共通原因故障 RCW ポンプ継続運転失敗共通原因故障 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系(常設)

※代表的な故障モードについては、事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度に対する FV 重要度を確認することにより、寄与割合の大きい基事象を代表的な故障モードとして抽出した。

表 1-2 各格納容器破損モードの主な機能喪失要因と有効な対策(格納容器破損防止対策)

格納容器破損モード	喪失する機能	代表的な故障モード 又は物理化学現象による機能喪失 ^{※1}	対策
格納容器過圧破損	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内の冷却等の機能(49条) 原子炉格納容器の過圧破損を防止する機能(50条) 	<ul style="list-style-type: none"> RHR 手動起動操作失敗 (RCIC ポンプ起動失敗)^{※2} 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉格納容器圧力逃がし装置
格納容器過温破損	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内の冷却等の機能(49条) 原子炉格納容器の過圧破損を防止する機能(50条) 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器スプレイ成功時格納容器内雰囲気温度の上昇 (RCIC ポンプ起動失敗)^{※2} 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉格納容器頂部注水系
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気 直接加熱	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する機能(46条) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁を用いた手動操作による原子炉減圧
原子炉圧力容器外の 溶融燃料—冷却材 相互作用	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器の過圧破損を防止する機能(50条) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用による水蒸気爆発の発生 (RCIC ポンプ起動失敗)^{※2} 	— (解析により、格納容器バウンダリの機能が喪失しないことを確認する)
溶融炉心・コンクリート相互作用	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却する機能(51条) 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器下部注水失敗時溶融炉心・コンクリート相互作用の継続 (非常用 D/G 継続運転失敗共通原因故障)^{※2} 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器下部注水系(常設)
水素燃焼	<ul style="list-style-type: none"> 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する機能(52条) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化 原子炉格納容器圧力逃がし装置

※1 代表的な故障モードについては、格納容器破損モード毎の格納容器破損頻度に対する FV 重要度を確認することにより、寄与割合の大きい基事象を代表的な故障モードとして抽出した。なお、レベル 1.5PRA においては物理化学現象により破損に至る基事象も抽出している。

※2 () は L1PRA における基事象を記載。

表 1-3 各事故シーケンスグループの主な機能喪失要因と有効となる対策(運転停止中燃料損傷防止対策)

事故シーケンスグループ	喪失する機能	代表的な故障モード※	対策
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材圧力バウンダリ 高圧時に発電用原子炉を冷却する機能(45 条) ・原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時に発電用原子炉を冷却する機能(47 条) ・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能(48 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ポンプ起動失敗 ・ MUWC ポンプ C 継続運転失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中 RHR ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 低圧代替注水系(可搬型) ・ 燃料プール代替注水系
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源機能(57 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用 D/G 継続運転失敗 ・ 蓄電池機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材圧力バウンダリ 高圧時に発電用原子炉を冷却する機能(45 条) ・原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時に発電用原子炉を冷却する機能(47 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ RHR-B ポンプ室空調機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 低圧代替注水系(可搬型) ・ 低圧 ECCS

※代表的な故障モードについては、事故シーケンスグループ毎の燃料損傷頻度に対する FV 重要度を確認することにより、寄与割合の大きい基事象を代表的な故障モードとして抽出した。

表 2-1 内部事象レベル 1PRA のカットセット分析結果

事故シーケンス グループ	対策	グループ別 CDF	対策が 有効な CDF	対策が 有効な割合	対策が有効とならない 基事象・組合せの例*
高圧・低圧注水 機能喪失	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設)	2.9E-11	2.9E-11	99.5%	
高圧注水・減圧 機能喪失	・高圧代替注水系 ・代替自動減圧系	1.9E-07	1.9E-07	100%	
全交流動力電源喪失	・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備	6.8E-11	6.8E-11	>99.9%	
崩壊熱除去機能喪失	・原子炉補機代替冷却系 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置	5.5E-05	5.5E-05	100%	
原子炉停止機能喪失	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環 ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系	3.9E-09	3.9E-09	>99.9%	
LOCA 時注水機能喪失 (小 LOCA)	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設)	5.5E-14	5.5E-14	>99.9%	

※対策が有効とならない基事象・組み合わせについては、既存の緩和設備と炉心損傷防止対策設備とで共通する機能喪失要因を分析することで選定した。

枠囲みの内容は機密情報につき、公開できません。

表 2-2 内部事象レベル 1.5PRA のカットセット分析結果

格納容器 破損モード	対策	破損モード 別 CFF	対策が 有効な CFF	対策が 有効な割合	対策が有効とならない 基事象・組合せの例*
格納容器過圧破損	・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置	1.3E-09	1.3E-09	100%	
格納容器過温破損	・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器頂部注水系	9.4E-13	9.4E-13	>99.9%	
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	・逃がし安全弁を用いた手動操作 による原子炉減圧	—	—	—	
原子炉圧力容器外の溶融燃料— 冷却材相互作用	—	5.0E-15	—	—	
溶融炉心・コンクリート相互作用	・原子炉格納容器下部注水系（常設）	1.1E-10	1.1E-10	>99.9%	
水素燃焼	・窒素置換による格納容器内雰囲気 の不活性化 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置	—	—	—	

※対策が有効とならない基事象・組み合わせについては、既存の緩和設備と格納容器破損防止対策設備とで共通する機能喪失要因を分析することで選定した。

枠囲みの内容は機密情報につき、公開できません。

表 2-3 停止時レベル 1PRA のシーケンス分析結果

事故シーケンス グループ	対策	グループ別 CDF	対策が 有効な CDF	対策が 有効な割合	対策が有効とならない 基事象・組合せの例※
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中 RHR ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 低圧代替注水系(可搬型) ・ 燃料プール代替注水系 	9.3E-07	7.9E-07	89.2%	
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源 ・ 可搬型代替直流電源 	5.1E-08	5.1E-08	>99.9%	
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 低圧代替注水系(可搬型) ・ 低圧 ECCS 	3.5E-10	1.0E-14	<0.1% (100%※) ※LOCA 時の診断 に成功した場合	

※対策が有効とならない基事象・組み合わせについては、既存の緩和設備と燃料損傷防止対策設備とで共通する機能喪失要因を分析することで選定した。「運転員の認知失敗」については、教育等によりその可能性低減に努めていく。

枠囲みの内容は機密情報につき、公開できません。

表 3-1 有効性評価において考慮している対策の整理(炉心損傷防止対策)

安全機能	対策	TQUV	TQUX	TB	TW (取水喪失)	TW (RHR 喪失)	TC	LOCA	ISLOCA
高压代替注水	高压代替注水	◎		△				◎	
低压代替注水	低压代替注水系(常設) (MUWC)	◎		○	○			○	
原子炉注水	HPCS					○	○		
	RCIC			◎	○	○	○		○
	直流電源 24 時間			◎					
	LPCS/LPCI		○						△
原子炉減圧	代替自動減圧系		◎					△	
格納容器冷却	格納容器代替スプレイ	○				◎		○	
格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置	○				◎		○	
	原子炉補機代替冷却系			○	◎				
	RHR		○	○	○		◎		○
交流電源	常設代替交流電源			◎	○			○	
直流電源	可搬型代替直流電源			△					
原子炉停止	ほう酸水注入系						◎		
	代替原子炉再循環ポンプトリップ						◎		
	代替制御棒挿入機能						△		
	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能						○		
—	破断箇所の隔離								◎

◎：事故シーケンスグループの特徴から炉心損傷防止対策として必要となる対策設備

○：事故シーケンスとして動作する設備， △：有効な対策であるが，解析上は考慮していない設備

表 3-2 有効性評価において考慮している対策の整理(格納容器破損防止対策)

安全機能	対策	格納容器過 圧・過温破損	高压溶融物放出 ／格納容器雰囲気 直接加熱	原子炉压力容器外 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
高压代替注水	高压代替注水系					
低压代替注水	低压代替注水系(常設)(MUWC)	○			○	
原子炉注水	HPCS					
	RCIC					
	直流電源 24 時間					
	LPCS/LPCI					
原子炉減圧	代替自動減圧系		△			△
	手動減圧		◎			○
格納容器冷却	原子炉格納容器代替スプレイ系	◎			○	○
	原子炉格納容器下部注水系	△			△	◎
格納容器除熱	原子炉格納容器圧力逃がし装置	◎			◎	○
	原子炉格納容器頂部注水系	◎				
	原子炉補機代替冷却系					
	RHR	△				
交流電源	常設代替交流電源	○			○	○
直流電源	可搬型代替直流電源					
その他	—			解析により確認	窒素置換による格 納容器内雰囲気 の不活性化	

◎：格納容器破損モードの特徴から格納容器破損防止対策として必要となる対策設備

○：格納容器破損モードのシナリオとして動作する設備， △：有効な対策であるが，解析上は考慮していない設備

表 3-3 有効性評価において考慮している対策の整理(運転停止中燃料損傷防止対策)

安全機能	対策	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出
低圧代替注水	低圧代替注水系(常設)	△	○	△
	高圧代替注水系	△	△	
	低圧代替注水系(可搬型)	△	△	△
原子炉注水	待機中 RHR(LPCI)	◎		◎
崩壊熱除去	原子炉補機代替冷却系		○	
	RHR	○	○	
交流電源	常設代替交流電源	○	◎	○
直流電源	可搬型代替直流電源		△	
—	流出箇所の隔離			○

◎：事故シーケンスグループの特徴から燃料損傷防止対策として必要となる対策設備

○：事故シーケンスとして動作する設備， △：有効な対策であるが，解析上は考慮していない設備

【指摘事項：142-3】

- ・内部事象，津波，地震の各P R Aについて，それぞれの結果の比較可能性について説明すること。

【回答】

「事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」において，同じ事故シーケンスとして整理されたものについては，内部事象P R A，地震P R A及び津波P R Aに関わらず同様の事故シーケンスとして数値の比較等を行っている。

これは，内部事象P R A，地震P R A及び津波P R Aにおいて，各事故シナリオの展開，使用できる系統，炉心状態等に加えて対策も考慮して事故シーケンスの分類を行っており，地震P R A及び津波P R Aにおいて炉心損傷直結として整理している事故シーケンスを除けば炉心損傷に至る事故シナリオについては，同レベルの分析ができていると判断しているためである。つまり，内部事象P R A，地震P R A及び津波P R Aにて同じ事故シーケンスに分類されたものにおいては，同じ安全機能が喪失しており，その対策は同じ炉心損傷防止対策が有効であるため，これらの事故シーケンスは同等として評価している（表1，2，添付参照）。

また，地震P R A及び津波P R Aにおいては，新規制基準でなされた外部事象に係る設計基準の大幅な引き上げに応じた設計基準設備を対象に評価している。具体的には，基準地震動・基準津波の見直しに伴う耐震強化，津波防護施設等の設置をそれぞれ地震P R A，津波P R Aで考慮して評価している。このように，外部事象に対して大幅に強化されたプラントを評価対象としていることおよび炉心損傷防止対策が地震及び津波に対して耐性を有することから，従来から厳格な防護対策が取られている内部事象を対象としたP R Aの結果との比較等が可能と考える。

なお、外部事象P R Aにおいては、ハザードには大きな不確実さが含まれるといった内的事象にはない特徴があり、事故シーケンスの発生頻度の不確実さも各P R Aで異なるものとなっている。ただし、合算した確率分布の平均値（期待値）は、個々の確率分布の平均値（期待値）を合算した結果に等しい（式(1)）ため、各P R Aの同じ事故シーケンスの発生頻度の合算値（合算した確率分布の平均値）は個々のP R Aの対応する事故シーケンスの発生頻度の平均値（各確率分布の平均値）の和で適切に推定できる。

$$E(X + Y) = E(X) + E(Y) \quad \dots\dots (1)$$

E(X+Y)：合算した確率分布の平均値（期待値）

E(X)：Xにおける確率分布の平均値（期待値）

E(Y)：Yにおける確率分布の平均値（期待値）

一方で、地震P R A及び津波P R Aにおいて炉心損傷回避不能として整理している事故シーケンスについては、内部事象P R Aと同レベルの分析ができているとは言えないことから、別シーケンスとして整理している（表1 事故シーケンス No. 8参照）。

以上

表1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度 (内部事象, 地震, 津波 P R A)

事故シーケンス	シーケンス No.	シーケンス別 ODF(/炉年)				寄与割合	炉心損傷に至る 主要因	グループ別 ODF(/炉年)	全ODFへの 寄与割合	事故シーケンス グループ	規則解釈	
		内部事象	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(1)	1.5E-11	-	-	2.2E-08	<0.1%	原子炉注水に 失敗	2.2E-08	<0.1%	高圧・低圧注水 機能喪失	1-2(a)
過渡事象+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(2)	5.4E-12	-	-	2.2E-08	<0.1%						
手動停止+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(11)	4.6E-13	-	-	4.6E-13	<0.1%						
手動停止+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(12)	2.1E-13	-	-	2.1E-13	<0.1%						
サポ一ト系喪失+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(13)	7.7E-12	-	-	7.7E-12	<0.1%						
サポ一ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(14)	3.1E-13	-	-	3.1E-13	<0.1%						
2	過渡事象+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	(3)	1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	1.2%	原子炉減圧に 失敗	9.8E-07	1.2%	高圧注水・減圧 機能喪失	1-2(a)
手動停止+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	(15)	8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%						
サポ一ト系喪失+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	(16)	1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%						
3	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗	(7)	6.1E-11	6.9E-06	8.3E-06	1.5E-05	18.6%	サポート機能 (電源機能) の喪失	1.6E-05	19.7%	全交流動力電源 喪失	1-2(a)
外部電源喪失+DG失敗+SRV再閉失敗+HPCS失敗	(8)	9.3E-13	2.3E-08	2.3E-08	4.6E-08	<0.1%						
外部電源喪失+DG失敗+高圧ECCS失敗	(9)	1.3E-12	2.3E-07	2.9E-08	2.6E-07	0.3%						
外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗	(10)	4.5E-12	6.0E-07	1.4E-12	6.0E-07	0.7%						
4	過渡事象+除熱失敗	(4)	5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	68.9%	格納容器からの 除熱に失敗	6.1E-05	74.3%	崩壊熱除去 機能喪失	1-2(b)
過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗	(5)	1.4E-07	-	-	1.4E-07	<0.1%						
手動停止+除熱失敗	(17)	2.7E-06	-	-	2.7E-06	3.2%						
手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗	(18)	7.2E-09	-	-	7.2E-09	<0.1%						
サポ一ト系喪失+除熱失敗	(19)	1.7E-06	-	-	1.7E-06	2.0%						
サポ一ト系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗	(20)	4.3E-09	-	-	4.3E-09	<0.1%						
中小LOCA+除熱失敗	(21)	8.6E-08	-	-	8.6E-08	0.1%						
5	大LOCA+除熱失敗	(22)	3.4E-09	-	-	3.4E-09	<0.1%	反応度抑制に 失敗	9.5E-07	1.2%	原子炉停止 機能喪失	1-2(b)
過渡事象+原子炉停止失敗	(6)	3.9E-09	9.5E-07	1.3E-13	9.5E-07	1.2%						
中小LOCA+原子炉停止失敗	(23)	8.3E-12	-	-	8.3E-12	<0.1%						
6	大LOCA+原子炉停止失敗	(24)	3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%	原子炉冷却材の 喪失	7.2E-07	0.9%	LOCA時注水 機能喪失	1-2(a)
中小LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	(25)	4.3E-13	-	-	4.3E-13	<0.1%						
中小LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗	(26)	2.9E-12	-	-	2.9E-12	<0.1%						
大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	(27)	4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%						
7	ELOCA	(33)	-	7.2E-07	-	7.2E-07	0.9%	格納容器貫通 配管からの漏洩	2.4E-09	<0.1%	格納容器バイパス	1-2(b)
ISLOCA	(28)	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%						
8	原子炉建屋損傷	(29)	-	2.1E-08	-	2.1E-08	<0.1%	外部事象による 大規模な損傷	2.1E-08	<0.1%	※	
制御建屋損傷	(30)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%						
格納容器損傷	(31)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%						
圧力容器損傷	(32)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%						
計測・制御系喪失	(34)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%						
制御建屋空調喪失	(35)	-	5.9E-07	-	5.9E-07	0.7%						
格納容器バイパス	(36)	-	8.0E-08	-	8.0E-08	<0.1%						
防潮堤機能喪失	(37)	-	-	2.9E-07	2.9E-07	0.4%						
合計			5.5E-05	1.8E-05	8.7E-06	8.2E-05	-	-	8.2E-05	-	-	-

※ 全炉心損傷頻度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスとしての追加は不要と判断。

ハッチング：地震, 津波特有の事象で、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないもの。

「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」 より抜粋 (平成27年7月14日資料2-3-2)

表2 PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

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)			寄与割合	グループ別CDF(炉年)	全CDFへの寄与割合	備考	
			内部事象	地震	津波					合計
1	高圧・低圧注水機能喪失	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設)	1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08	<0.1%	2.2E-08	<0.1%	
			5.4E-12		-					
			4.6E-13	-	-	4.6E-13	<0.1%			
			2.1E-13	-	-	2.1E-13	<0.1%			
			7.7E-12	-	-	7.7E-12	<0.1%			
			3.1E-13	-	-	3.1E-13	<0.1%			
2	高圧注水・減圧機能喪失	・代替自動減圧機能	1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	1.2%	9.8E-07	1.2%	
			8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%			
			1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%			
3	全交流動力電源喪失	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 直流電源喪失の対策 ・可搬型代替直流電源設備 又は、 ・高圧代替注水系 (現場手動操作による起動)	6.1E-11	6.9E-06	8.3E-06	1.5E-05	18.6%	1.6E-05	19.7%	
			9.3E-13	2.3E-08	2.3E-08	4.6E-08	<0.1%			
			1.3E-12	2.3E-07	2.9E-08	2.6E-07	0.3%			
			4.5E-12	6.0E-07	1.4E-12	6.0E-07	0.7%			
4	崩壊熱除去機能喪失	・原子炉補機代替冷却系 ・原子炉格納容器圧力逃がし装置	5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	68.9%	6.1E-05	74.3%	
			1.4E-07		-					
			2.7E-06	-	-	2.7E-06	3.2%			
			7.2E-09	-	-	7.2E-09	<0.1%			
			1.7E-06	-	-	1.7E-06	2.0%			
			4.3E-09	-	-	4.3E-09	<0.1%			
			8.6E-08	-	-	8.6E-08	0.1%			
3.4E-09	-	-	3.4E-09	<0.1%						
5	原子炉停止機能喪失	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	3.9E-09	9.5E-07	1.3E-13	9.5E-07	1.2%	9.5E-07	1.2%	
			8.3E-12	-	-	8.3E-12	<0.1%			
			3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%			
6	LOCA時注水機能喪失	※1 ※2	4.3E-13	-	-	4.3E-13	<0.1%	7.2E-07	0.9%	
			2.9E-12	-	-	2.9E-12	<0.1%			
			4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%			
			-	7.2E-07	-	7.2E-07	0.9%			
7	格納容器バイパス	ISLOCA	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%	2.4E-09	<0.1%
合計			5.5E-05	1.8E-05	8.7E-06	8.2E-05	100% ※3	8.2E-05	100% ※3	

※1 小LOCAについては、炉心損傷回避が可能であるが、中小LOCAとして分類。

※2 格納容器破損防止対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器圧力逃がし装置等に期待できる。

※3 100%には表2で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」より抜粋 (平成27年7月14日資料2-3-2)

・長期 TB シーケンス（内部事象，地震，津波 PRA）の主要カットセット比較と対策成立性

	地震 PRA	津波 PRA	内部事象 PRA
主要カットセット	外部電源喪失（碍子損傷） ×軽油タンク損傷 ×バッテリー枯渇	外部電源喪失（主変圧器等機能喪失） ×RSW ポンプ機能喪失 ×HPSW ポンプ機能喪失 ×バッテリー枯渇	外部電源喪失 ×非常用 DG 継続運転失敗共通原因故 ×HPCS-DG 継続運転失敗 ×外部電源復旧失敗 ×バッテリー枯渇
想定される安全機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 地震による軽油タンク損傷により，全 ECCS の機能喪失を想定。 RCIC は注水成功するものの，バッテリー枯渇により RCIC 停止。 （原子炉建屋，制御建屋，交流電源・補機冷却系等地震損傷なし。） 	<ul style="list-style-type: none"> 敷地内浸水による海水ポンプ没水により，全 ECCS の機能喪失を想定。 RCIC は注水成功するものの，バッテリー枯渇により，RCIC 停止。 （原子炉建屋，制御建屋内浸水影響なし。） 	<ul style="list-style-type: none"> 機器のランダム故障による全 ECCS の機能喪失を想定。 外部電源復旧失敗を想定。 RCIC は注水成功するものの，バッテリー枯渇により RCIC 停止。
炉心損傷防止対策	【建屋内】 高压代替注水系，低压代替注水系（常設），原子炉格納容器圧力逃がし装置 【屋外】 常設代替交流電源設備		
対策成立性	<ul style="list-style-type: none"> 「原子炉建屋等は地震損傷がないこと」，「重大事故等対処設備は，基準地震動に対し機能維持される設計であること」から，対策は有効に機能する。 地震を考慮しアクセス性確保に必要と考えられる時間を見込んでおり，制限時間内の可搬設備設置が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 「原子炉建屋，制御建屋内は，浸水影響がないこと」および「常設代替交流電源設備は，付帯設備含めて高台設置していること」から，対策は有効に機能する。 津波を考慮しアクセス性確保に必要と考えられる時間を見込んでおり，制限時間内の可搬設備設置が可能。 	—

【指摘事項： 1 4 4 - 2】

・その他自然現象で砂嵐を考慮しているが、網羅性の観点から黄砂の影響について検討すること。

【回答】

現在想定している外部事象（地震・津波以外）として、一般的に国内で観測されている黄砂の影響について、以下のとおり整理した。

1. 黄砂について

（１）黄砂現象

黄砂は、中国大陸内陸部のタクラマカン砂漠、ゴビ砂漠や黄土高原など乾燥・半乾燥地域から、偏西風によって日本に飛来し、大気中に浮遊あるいは降下する現象であり、環境省の報告によると、粒径は直径 $4\mu\text{m}$ が大半を占める。

（２）黄砂による被害

日本における黄砂による被害としては、粒子状物質による大気汚染、視程の悪化による飛行機の運行障害、自動車や洗濯物への黄砂粒子の付着などがある。

近年では、半導体産業のように高度の清浄環境を必要とする工場施設において、黄砂発生時期に不良品率の増加やフィルタの目詰まりなどが報告されている*。

※ 環境省 黄砂問題検討会報告書(平成 17 年 9 月)

2. 原子炉施設への影響および事故シーケンスの特定について

原子炉施設のうち、黄砂の影響を受けるものとして、以下に示す換気空調設備が想定される。

- ・ 中央制御室換気空調系
- ・ 原子炉補機室換気空調系

これら換気空調設備の外気取込み側に設置しているフィルタは、粒径 $1\mu\text{m}$ 以上のダストを 90%以上除去できる性能を有している。

黄砂の粒径は約 $4\mu\text{m}$ であるため、換気空調系フィルタで黄砂粒子の捕捉が可能である。また、フィルタには差圧計が設置されているため、フィルタが閉塞したとしても検知可能であり、予備のフィルタに交換を行うことで、機能は維持されることから、起因事象としては選定不要であると判断する。

従って、黄砂を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある新たな事故シーケンスは生じないと判断する。

3. 資料（審査資料）への反映

表1を「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」に反映する。

表1 設計上考慮すべき想定される自然現象の選定結果

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-1	極低温（凍結）	—	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を行う。
1-2	隕石	E	×	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等が衝突する可能性は極めて低いことから考慮しない。
1-3	降水（豪雨（降雨））	—	○	「降水」としてプラントへの影響評価を行う。
1-4	河川の迂回	A	×	安全施設の機能が損なわれることはないため考慮しない。
1-5	砂嵐（塩を含んだ嵐）	A	×	周辺に砂丘等が無いため考慮しない。 なお、黄砂については、換気空調設備の外気取込み側に設置されたフィルタにより大部分を捕集可能であること、また、容易に取替が可能であることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。
1-6	静振	D	×	「津波」に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第四条 地震による損傷の防止」にて評価する。
1-8	積雪（暴風雪）	—	○	「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮または膨張	A	×	発電所の地盤は安定した硬質岩盤であり考慮しない。
1-10	高潮	D	×	「津波」に包絡される。
1-11	津波	F	×	「第五条 津波による損傷の防止」にて評価する。
1-12	火山（火山活動・降灰）	—	○	地域特性を踏まえて影響評価を行う。
1-13	波浪・高波	D	×	「津波」に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	豪雪地帯ではないため考慮しない。
1-15	生物学的事象	—	○	「生物学的事象」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-16	海岸浸食	B	×	事象進展が遅く、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため考慮しない。
1-17	干ばつ	B	×	プラント運営に支障が無いため考慮しない。
1-18	洪水（外部洪水）	—	○	「洪水」としてプラントへの影響評価を行う。
1-19	風（台風）（暴風（台風））	—	○	「風（台風）」としてプラントへの影響評価を行う。
1-20	竜巻	—	○	「竜巻」としてプラントへの影響評価を行う。
1-21	濃霧	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-22	森林火災	—	○	「森林火災（外部火災）」としてプラントへの影響評価を行う。
1-23	霜・白霜	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-24	草原火災	D	×	「森林火災」に包絡される。
1-25	ひょう・あられ	D	×	「竜巻」に包絡される。

以上

【指摘事項：144-4】

外的事象については、損傷モードは内的PRAに内包されても対策に影響を及ぼす場合は事故シーケンスが異なることが想定されるので、対策を含めて内的PRAに包絡されることを説明すること

【回答】

外部事象の発生に伴ってプラントに異常が発生する場合には、発電所敷地内に備えた重大事故等対処設備に影響が生じる場合も考えられる。ただし、重大事故等対処設備は設計基準事象に耐えられるように設計されているため、重大事故等対処設備に影響が生じる場合とは、設計基準を超える規模の外部事象が発生した場合と整理できる。

これを踏まえ、設計基準を超える規模の外部事象によってプラントにどのような起因事象が発生し得るかについて整理するとともに、外部事象に対する対策の対応状況について整理する。

1. 外部事象によって生じる起因事象について

外部事象のうち、地震、津波についてはPRAにより評価を行っている。また、その他の自然現象については、設計基準を超える規模の外部事象が発生した場合の影響を評価している。以下に各外部事象が発生した場合に考えられる起因事象及び重大事故等対処設備への影響について考察する。

(1) 地震

地震については、地震レベル1 PRAによって評価しており、イベントツリーによって分析したとおり、炉心損傷直結事象以外では全交流動力電源喪失、外部電源喪失、過渡事象等が生じる可能性がある。

重大事故等対処設備については、基準地震動を受けても機能を維持するように設計されており、基準地震動以上の地震動への耐震性が確保されている。また、発電所敷地が大規模な地震動を受けた場合であっても、重大事故等対処設備は設計基準事故等対処設備に対して位置的に分散して配置されていることから、地盤や建屋の応答の結果、各機器に加えられる加速度が変化すると考えられ、設計基準事故等対処設備が損傷する場合に重大事故等対処設備にも影響が生じるか否かについては不確かさが大きい。

なお、同時に機能を喪失する可能性が高い、非常に規模の大きな地震が発生した場合には、建屋損傷等の炉心損傷直結事象が支配的となるが、これについては地震特有のシーケンスとして抽出している。

このことから、大規模な地震が発生した場合であって、炉心損傷直結事象の発生には至らず、全交流動力電源喪失等が起因となる場合、同時に重大事故等対処設備が機能喪失している可能性はあるものの、どこで機能喪失が生じるかについては不確かさが大きく、現在有効性評価で評価している決定論のシナリオに重大事故等対処設備の地震による機能喪失の前提を設定することは困難である。

これらの点を考慮し、現在の有効性評価のシナリオには、重大事故等対処設備の地震による機能喪失の前提を設定していない。また、建屋外に配備されている可搬型設備についてはそのアクセス性に問題が生じる可能性もあるが、これについてはアクセス性確保に必要と考えられる時間を見込んでいる。

地震による重大事故等対処設備の機能喪失を決定論的に設定することは困難であるが、その際のリスクを把握することは重要と考えられることから、今後は重大事故等対処設備を含めた地震 PRA 等によってそのリスクを評価していく。

(2) 津波

津波については、津波レベル 1 PRA によって評価しており、イベントツリーによって分析したとおり、炉心損傷直結事象以外では全交流動力電源喪失が生じる可能性がある。

重大事故等対処設備については、基準津波が発生した場合においても機能を維持するように設計されている。また、重大事故等対処設備は設計基準事故対処設備に対して位置的に分散して配置されている。基準津波(0. P. +23. 1m)及び防潮堤(0. P. +29m)を超える津波については、敷地内氾濫解析及び建屋内浸水解析を実施し、炉心損傷防止に必要となる重大事故等対処設備が機能喪失しない(分散配置されている設備は同時に機能喪失しない)ことを確認しており、抽出される事故シーケンス(長期 TB, TBU, TBP, TBD, TC)が内部事象 PRA により抽出されるものと同等であることを確認している(【指摘事項: 142-8】回答資料参照)。

なお、建屋外に配備されている可搬型設備についてはアクセス性も含め対策の有効性を確認している。

0. P. +38. 6m を超える非常に規模の大きな津波が発生した場合には、防潮堤機能喪失による炉心損傷直結事象と整理しているが、これは津波特有のシーケンスと

して抽出している。

津波による重大事故等対処設備の機能喪失については、リスクを把握することは重要と考えられることから、今後は重大事故等対処設備を含めた津波 PRA 等によってそのリスクを評価していく。

(3) その他の自然現象

地震、津波を除いたその他の自然現象（以下、「その他の自然現象」という。）については、「女川原子力発電所 2 号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」の別紙 1 において影響評価を実施し、自然現象ごとに発生し得る起因事象を評価している。

発生し得る起因事象の抽出に際しては、自然現象を網羅的に抽出し、表 1 に示す海外の評価手法を参考とした除外基準[※]を用いて、女川原子力発電所において考慮すべきその他の自然現象を選定し、選定された自然現象ごとにシナリオや頻度を検討した上で考慮すべき起因事象を特定している。

表 1 除外基準

基準 A	プラントに影響を与えるほど近接した場所に発生しない。
基準 B	ハザード進展・来襲が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。
基準 C	プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、またはプラントの安全性が損なわれることはない。
基準 D	影響が他の事象に包絡される。（例：No. 1-27 満潮）
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。または故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項

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

その他の自然現象に伴う起因事象は、内的あるいは地震、津波 PRA で考慮している起因事象に包含されるため、新たな事故シーケンスとして追加する必要はない。

また、その他の自然現象によって起因事象が生じた際の緩和系設備の機能喪失への対応状況は表 2 に示すとおりであり、起因事象に対し必要な緩和機能が確保

できる。

以上のとおり，その他の自然現象によって起因事象が発生した場合においても，内的，地震および津波起因による起因事象発生時と同様の対応が可能である。

以上

表2 起回事象の発生が考えられるその他の自然現象と起回事象発生時の対応

自然現象	考慮対象とした起回事象	起回事象の発生シナリオ	他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
竜巻	外部電源喪失	送電鉄塔倒壊による外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送電鉄塔の倒壊による，他の緩和系設備への影響はない 海水ポンプ損傷による他の緩和系設備への影響が考えられる 建屋外の機器に強風による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内の機器への影響は無く，必要な緩和機能を維持できるため，外部電源喪失時にも電源供給が可能
	原子炉補機冷却機能喪失	海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> 海水ポンプエリアへの防護ネット設置により，海水ポンプの損傷防止が可能
	全交流動力電源喪失	海水ポンプ等の損傷及び外部電源喪失の重畳による全交流動力電源喪失		<ul style="list-style-type: none"> 軽油タンク及び燃料移送ポンプの地下化により損傷防止が可能
凍結	外部電源喪失	送変電設備への着氷による相関短絡に伴う外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送変電設備の相関短絡及び軽油凍結による，他の緩和系設備への影響はない 建屋外の機器に低温による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内の機器への影響は無く，必要な緩和機能を維持できるため，外部電源喪失時にも電源供給が可能
	全交流動力電源喪失	軽油凍結による非常用D/Gの機能喪失に伴う全交流動力電源喪失		<ul style="list-style-type: none"> 冬季は寒冷地仕の軽油を使用しており，凍結による影響はない 建屋外の機器に対しては凍結防止措置が施されており，必要な緩和機能が維持できる
積雪	外部電源喪失	送変電設備への着雪による相関短絡に伴う外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送変電設備の相関短絡による，他の緩和系設備への影響はない 建屋外の機器に高い積雪による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内の機器への影響は無く，必要な緩和機能を維持できるため，外部電源喪失時にも電源供給が可能 建屋外の機器に対しては，除雪により，必要な緩和機能が維持できる

自然現象	考慮対象とした起因事象	起因事象の発生シナリオ	他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
落雷	外部電源喪失	送電設備への雷撃による送電線損傷による外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送電設備の損傷による，他の緩和系設備への影響はない 海水ポンプ損傷による他の緩和系設備への影響が考えられる 建屋内の機器に雷撃による影響が生じる可能性がある 建屋外の機器に雷撃による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 送電線は架空地線により直撃雷の低減対策を実施 建屋避雷針を設置することにより，雷撃を回避できるため，非常用D/Gの機能維持が可能
	原子炉補機冷却機能喪失	海水ポンプモータ部への雷撃による原子炉補機冷却機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> 建屋内の安全保護回路は雷サージ対策として，シールドケーブルを使用しているため機能維持が可能 建屋外の雷撃に対しては，建築基準法に基づき避雷設備を設置すると共に，構内接地網の敷設により接地抵抗の低減や雷撃に伴う構内設置系の電位分布の平坦化を実施
	全交流動力電源喪失	海水ポンプモータ部への雷撃により従属的に非常用D/Gの機能喪失し，同時に外部電源喪失の重畳による全交流動力電源喪失		
火山	外部電源喪失	送変電設備への火山灰の付着による相関短絡に伴う外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送変電設備の相関短絡による，他の緩和系設備への影響はない 建屋外の機器に火山灰の積層による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 火山灰の積層に対しては除灰により機能維持が可能 原子炉補機室換気空調系は，給気フィルタの清掃及び交換が可能であり非常用D/Gの機能は維持されることから，外部電源喪失時にも電源供給が可能

自然現象	考慮対象とした起回事象	起回事象の発生シナリオ	他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
森林火災	外部電源喪失	送変電設備の損傷による外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送変電設備の損傷による，他の緩和系設備への影響はない 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内の機器への影響は無く，必要な緩和機能を維持できるため，外部電源喪失時にも電源供給が可能
	原子炉補機冷却機能喪失	輻射熱による海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 海水ポンプ損傷による他の緩和系設備への影響が考えられる 軽油タンク，燃料移送ポンプ損傷による他の緩和系設備への影響はない 	<ul style="list-style-type: none"> 海水ポンプは地下ピット構造のため，森林火災による輻射熱の影響を受けないため，損傷することは無い
	全交流動力電源喪失	輻射熱による軽油タンク，燃料移送ポンプの損傷による非常用D/G機能喪失及び外部電源喪失の重畳により全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 建屋外の機器に，輻射熱による影響が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 軽油タンク及び燃料移送ポンプの地下化により損傷防止が可能 防火帯を設置することで建屋内外の緩和機能を維持できる
地すべり	外部電源喪失	発電所周辺での地すべりによる送電鉄塔倒壊による外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 送電鉄塔が倒壊による，他の緩和系設備への影響はない 	<ul style="list-style-type: none"> 敷地内には地すべり地形はないため，建屋内の機器への影響も無く，必要な緩和機能を維持できるため，外部電源喪失時にも電源供給が可能
生物学的事象	原子炉補機冷却機能喪失	海生生物の大量襲来により取水口が閉塞，海水ポンプが機能喪失することによる原子炉補機冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 海水ポンプ損傷による他の緩和系設備への影響が考えられる 	<ul style="list-style-type: none"> 除塵装置により海生生物の除去を実施することにより，原子炉補機冷却海水設備の機能を維持できる

【指摘事項：144-5】

・過渡事象の違いによるSA事象進展への影響を踏まえて、起因事象となっている過渡事象の妥当性を説明すること

【回答】

重要事故シーケンスの選定にあたり、多くの事故シーケンスグループにおいて、過渡事象を起因事象とした事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

過渡事象は、事象発生後のプラントの応答に応じて、事象分類しており、各事象分類をグループ化することで代表事象の選定を行っている。表1に過渡事象・事故による起因事象の同定結果を、表2にグループ化の結果をそれぞれ示す。

上記の整理を実施した上で、有効性評価において過渡事象を起因事象とする重要事故シーケンス（TQUV, TQUX, TW, TB及びTC）について解析を実施する際には、事象進展の厳しさや事故シーケンスグループの特徴等の観点で過渡事象を設定している。

(1) TQUV, TQUX 及び TW：全給水喪失

TQUV 及び TQUX については、注水機能が喪失することから、事象進展の厳しさの観点で、原子炉水位の低下が激しい事象を想定する。

TW については、注水が継続するものの崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器が先行して破損するシーケンスであるが、TQUV 及び TQUX と同様に事象進展が厳しい事象として、全給水喪失を想定する。

全給水喪失は、給水が停止し、原子炉水位まで水位が低下して原子炉スクラム、タービントリップに至ることにより、原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムまでに大きな出力低下がない。また、原子炉水位低（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉まで原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外へ放出されることとなる。すなわち出力が高く維持された状態で隔離までの時間が遅くなることから、最も厳しい結果を与えると考えられる。

同様に水位低下事象である外部電源喪失との比較を図1及び図2に示す。

外部電源喪失は、事象発生直後に全給水喪失が併せて発生する起因事象であるが、起因事象が全給水喪失時の方が、原子炉出力が高いまま維持されて

おり、また原子炉水位の低下が大きくなることがわかる。

また、有効性評価の実施に当たっては、炉心損傷防止対策（注水機能の確保等）を講じるための対応時間を厳しくする観点から、外部電源喪失を重畳させている。

(2) TB：外部電源喪失

TB については、事故シーケンスグループの特徴の観点により、起因事象として送電系統又は所内主発電設備の故障等によって外部電源が喪失することを想定する。

(3) TC：主蒸気隔離弁の誤閉止（隔離事象）

TC については、事象進展が厳しく、炉心損傷防止対策の有効性に影響する反応度が厳しい事象を想定する。

隔離事象のうち、主蒸気隔離弁の誤閉止時は、原子炉圧力が急上昇し、原子炉冷却材中のボイドが減少することにより正の反応度が加わり、中性子束が大きく上昇することから、最も厳しい結果を与えられられる。

また、有効性評価の実施に当たっては、出力上昇を維持させるため、給水を継続させることとすることから、外部電源喪失は考慮しないものとする。

以 上

表1 過渡事象等の起因事象の分類 (1 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)		過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-2230による過渡事象	事象分類
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	起動時における制御棒引抜き	RPS誤動作等
		出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	出力運転中の制御棒引抜き	
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ1台トリップ 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量減少)	起因事象対象外 (原子炉を停止させた場合、 「通常停止」に分類)
		原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	非隔離事象
		外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	外部電源喪失
		給水加熱喪失	給水加熱喪失	隔離事象
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)	非隔離事象
	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障(蒸気流量減少) バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	非隔離事象
			発電機負荷遮断バイパス弁不動作 タービントリップバイパス弁不動作	隔離事象
		主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	隔離事象
	給水制御系の故障	給水制御系の故障(流量増加, 出力運転時) 給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	非隔離事象	
	原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) タービンバイパス弁誤開放	隔離事象	
	給水流量の全喪失	全給水流量喪失 給水または復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障(流量減少, 出力運転時) 給水制御系の故障(流量減少, 起動・停止時)	全給水喪失 水位低下事象	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 過渡事象等の起回事象の分類 (2 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類上)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類上)	EPRI NP-2230による過渡事象	事象分類	
過渡事象	-	-	HPCI/HPCSの誤起動	
			逃し安全弁誤開放/開固着	
			原子炉保護系故障によるスクラム プラント異常によるスクラム 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	
事故	原子炉冷却材の喪失(事故)	原子炉冷却材喪失	-	冷却材喪失
	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材流量の喪失	全再循環ポンプトリップ	非隔離事象
		原子炉冷却材ポンプの軸固着	再循環ポンプ軸固着	非隔離事象
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒落下	-	起回事象対象外
	環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	起回事象対象外
		主蒸気管破断	-	起回事象対象外 (主蒸気隔離弁閉成功時は隔離事象、主蒸気隔離弁閉失敗時は格納容器バイパス)
		燃料集合体の落下	-	起回事象対象外
		原子炉冷却材喪失	-	冷却材喪失
		制御棒落下	-	起回事象対象外
	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失	-	冷却材喪失
可燃性ガスの発生		-		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表2 過渡事象及び事故のグループ化

事象分類	事象の特徴（グループ化の観点）
非隔離事象	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
隔離事象	主蒸気隔離弁（MSIV）などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生じる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。このため、事象初期には、給復水系が利用できず、他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では、給復水系が利用できないことから、「水位低下事象」時よりも厳しい事象と考えられる。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
RPS 誤動作等	原子炉保護系（RPS）の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象（所内電源が非常用電源以外にない状態）であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。
S/R 弁誤開放	原子炉運転中に S/R 弁が誤開放する事象であり、原子炉冷却材（蒸気）の流出を伴う。原子炉水位の低下などは給水系により収束可能である。誤開放する S/R 弁は発生頻度の観点から 1 弁とする。なお、ADS 等の回路の誤動作による複数の S/R 弁の誤開放は、中 LOCA に含まれている。

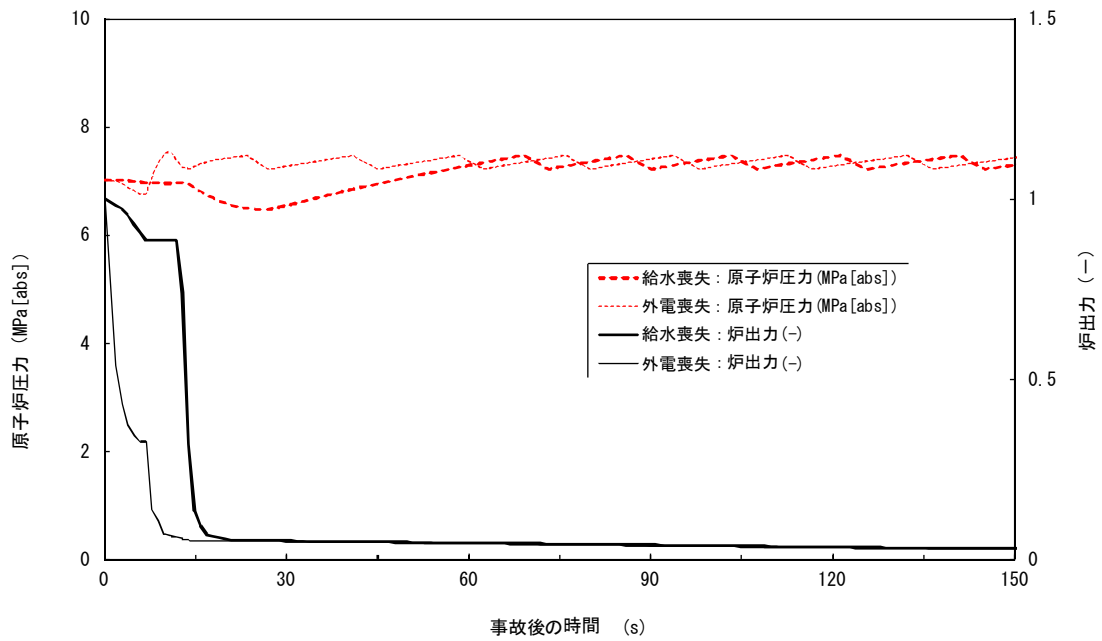


図 1 原子炉圧力と原子炉出力の変化

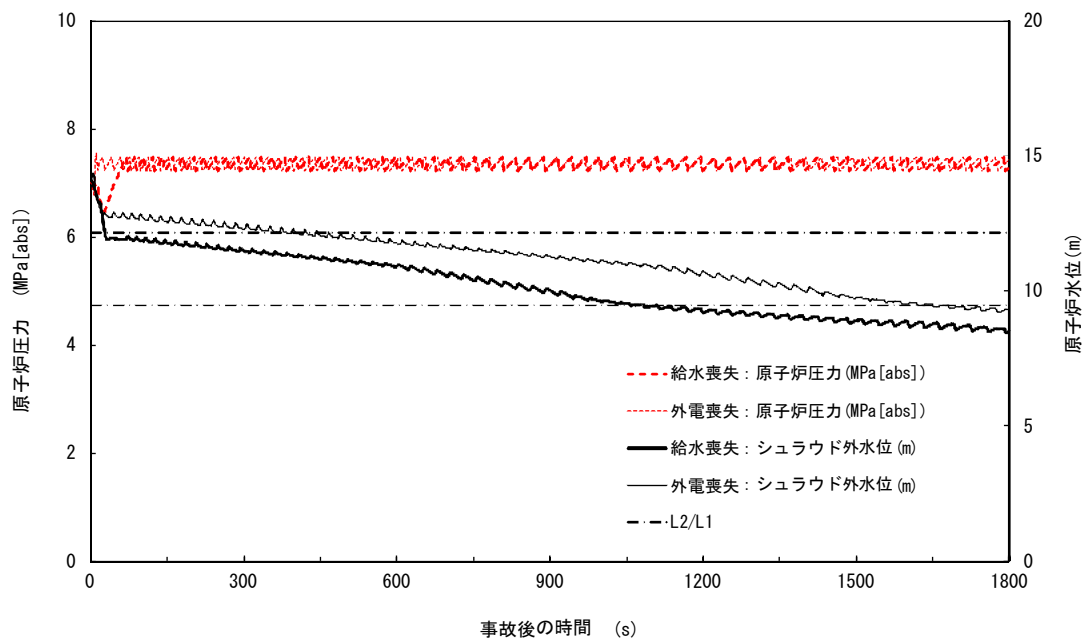


図 2 原子炉圧力と原子炉水位の変化

【指摘事項：144-7】

・格納容器破損防止対策のうち過圧・過温破損の評価事故シーケンスの選定の妥当性を説明すること

【回答】

1. 過圧・過温破損に対する評価事故シーケンス

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定においては、内部事象レベル1.5 PRAの結果から、格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスを選定している。このうち、格納容器の過圧破損及び過温破損の評価事故シーケンスにおいては、いずれも水位低下及び事象進展の早い、大LOCAを起因とし、注水機能の喪失によって炉心が損傷し、その後格納容器破損に至る事故シーケンスを選定している。（指摘事項【146-9, 19, 20】回答資料参照）

選定した過圧破損及び過温破損の評価シーケンスは以下のとおり。また、これらのシーケンスを示すイベントツリーを図1-1及び図1-2に示す。

- ①過圧破損：大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+（デブリ冷却成功）+長期冷却失敗
- ②過温破損：大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水失敗

以下に、過圧破損及び過温破損の評価事故シーケンスの事象進展について示す。

2. 評価事故シーケンスの事象進展

デブリの冷却に成功する場合（上記①のシーケンス）、格納容器内は高くとも飽和蒸気温度に抑制されるため、格納容器の限界圧力である854 kPa[gage]の飽和蒸気温度が約178℃であることを考慮すると、格納容器は過圧によって破損に至るものと考えられる。

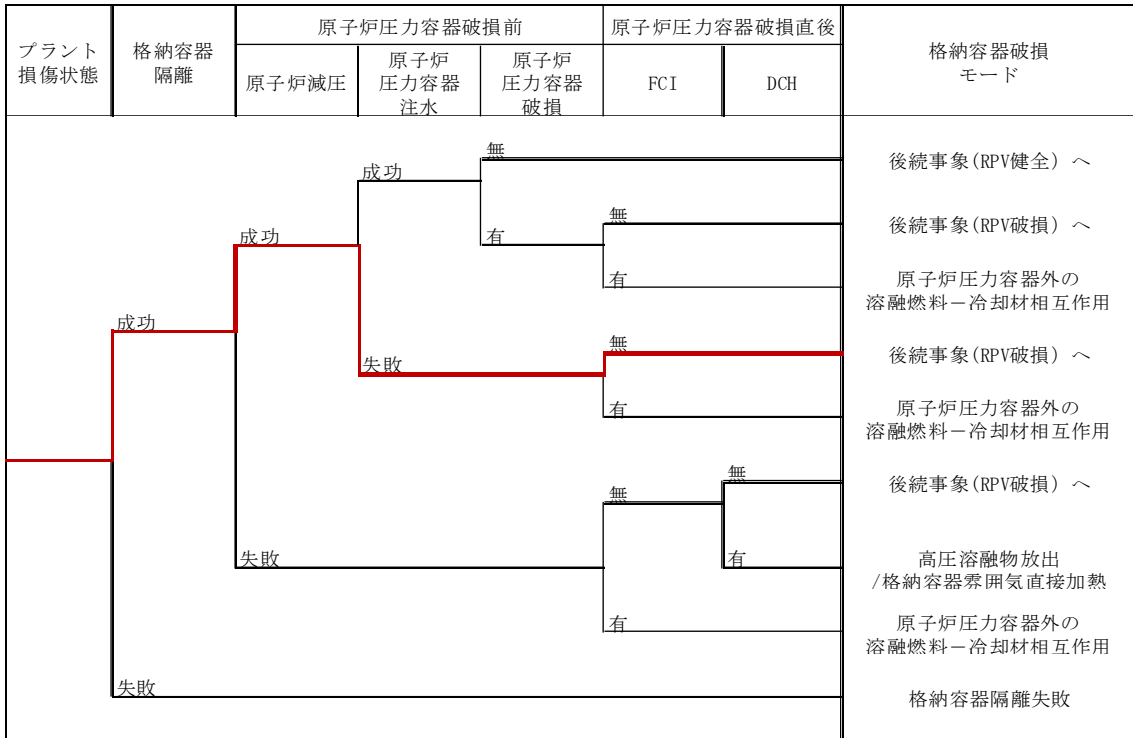
一方、炉心損傷後も格納容器内に一切の注水ができない場合（上記②のシーケンス）、デブリ等による過熱によって過温破損に至る場合と、圧力容器から放出された水蒸気や非凝縮性ガスによって過圧破損に至る場合の両方が想定されるが、これについてはMAAPによる評価を実施し、過温破損に至ることを確認している。評価結果を図2及び図3に示す。

なお、MAAPでは水-ジルコニウム反応による水素の発生や、圧力容器破損後のコア・コンクリート反応による水蒸気及び非凝縮性ガスの発生を考慮して

おり，格納容器内の加圧要因については適切に評価されている。

以上より，格納容器破損モードにおける過圧破損及び過温破損の評価事故シーケンスの妥当性を確認している。

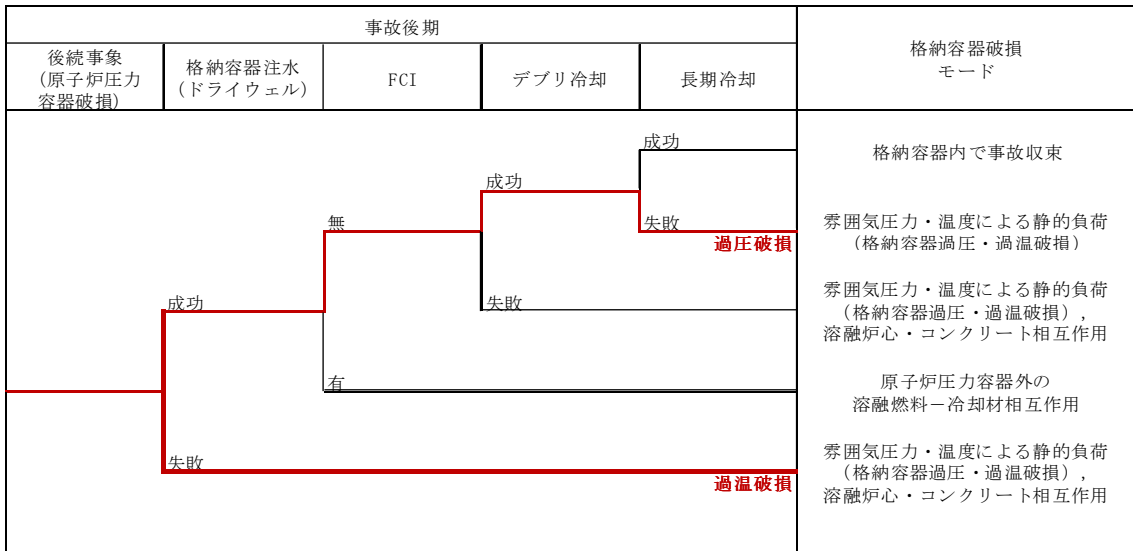
以 上



DCH：格納容器雰囲気直接加熱

FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

図1-1 格納容器イベントツリー (1/2)



FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

図1-2 格納容器イベントツリー (2/2)

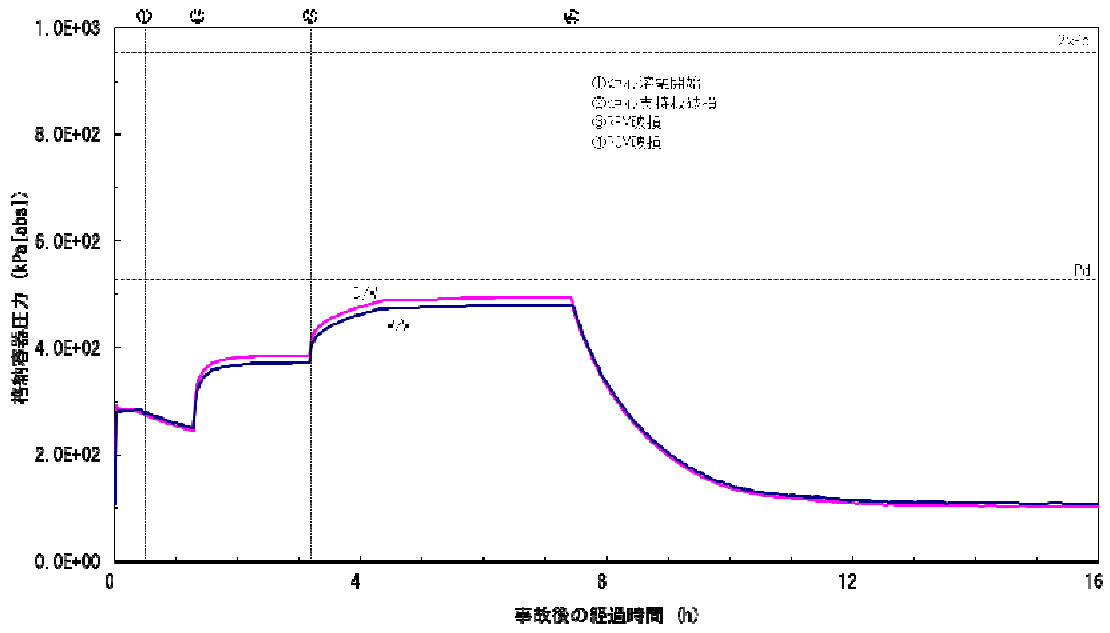


図2 LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果(D/W 圧力)

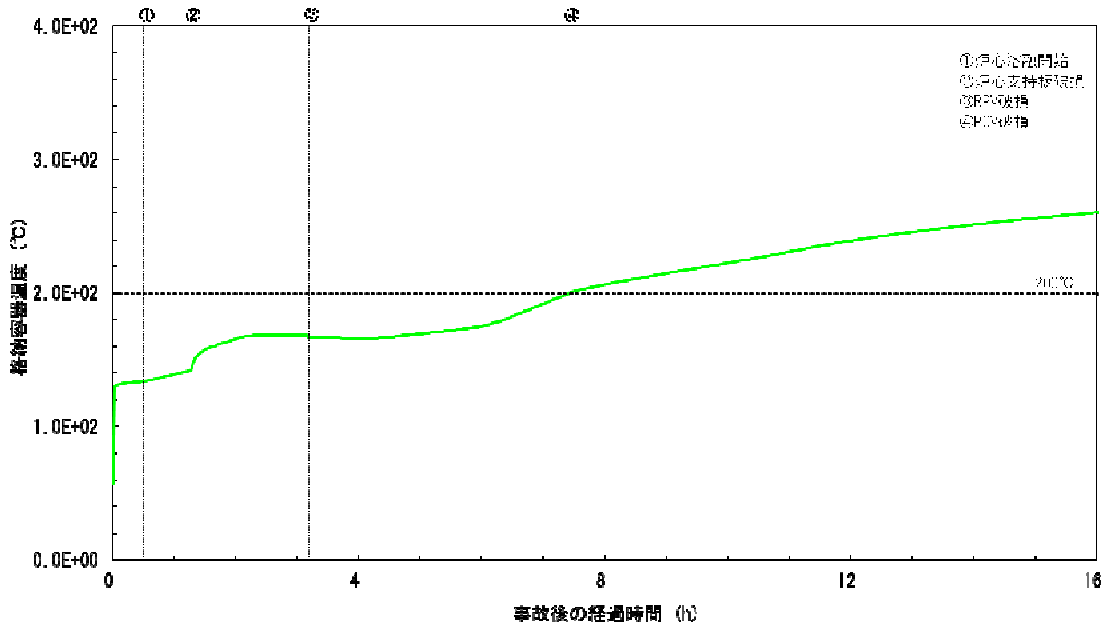


図3 LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果(D/W 内壁面温度)

【指摘事項：144-9】

- ・重要事故シーケンス選定の考え方について、緩和措置に必要な時間や緩和設備の容量など、判断の根拠を定量的に説明すること。

【回答】

重要事故シーケンス選定（停止時）における緩和措置に必要な時間、設備容量等判断の根拠について以下に示す。

なお、基本的考え方としては、それぞれの項目（a：余裕時間、b：設備容量、c：代表シーケンス）について、同一のシーケンスグループの中での相対評価に基づき「高」「中」「低」を分類しており、最も事象が厳しいものを「高」、比較的厳しいものを「中」、緩やかな事象のものを「低」とした（表1参照）。

1. 崩壊熱除去機能喪失

崩壊熱除去機能喪失に至る事故シーケンスにおいては、POS毎に炉心損傷回避までの緩和措置の実施までの余裕時間に差異がある。表2にPOS毎の炉心損傷までの余裕時間を示す。

余裕時間については、原子炉冷却材が限界温度に達した後、蒸発により水位が低下し、燃料有効長頂部（TAF）が露出するまでの余裕時間を用いている。

a. 余裕時間に関する観点

余裕時間の短いPOS-S（余裕時間：4時間）を含む事故シーケンスについては、「中」とした。（緩和措置にかかる時間：最大2時間）

b. 設備容量に関する観点

崩壊熱の高いPOS-Sを含む事故シーケンスについては、必要な注水量の観点で比較的厳しいことから、「中」とした。

c. 代表シーケンスに関する観点

事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」（ $9.0E-7$ ／定期検査）を「高」とした。また、「外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」については、事故シーケンスグループのうち最も高い事故シーケンスのCDFに対して、CDFが10%未満であったことから「低」とした。（表3参照）

2. 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスにおいては、POS毎に炉心損傷回避までの緩和措置の実施までの余裕時間に差異がある。表2にPOS毎の炉心損傷までの余裕時間を示す。

余裕時間については、原子炉冷却材が限界温度に達した後、蒸発により水位が低下し、燃料有効長頂部(TAF)が露出するまでの余裕時間を用いている。

a. 余裕時間に関する観点

余裕時間の短いPOS-S(余裕時間:4時間)を含む事故シーケンスについては、「中」とした。(緩和措置にかかる時間:最大2時間)

b. 設備容量に関する観点

崩壊熱の高いPOS-Sを含む事故シーケンスについては、必要な注水量の観点で比較的厳しいことから、「中」とした。

c. 代表シーケンスに関する観点

事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い「外部電源喪失+直流電源喪失」(3.5×10^{-8} /定期検査)を「高」とした。また、「外部電源喪失+DG失敗」については、事故シーケンスグループのうち最も高い事故シーケンスのCDFに対して、CDFが10%以上であったことから「中」とし、これ以外の事故シーケンスについては、CDFが10%未満であったことから「低」とした。(表3参照)

3. 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出に至る事故シーケンスにおいては、原子炉冷却材流出事象毎に「炉心損傷に至る流出量(m^3)」「冷却材流出流量(m^3/h)」の違いにより、炉心損傷までの余裕時間が異なる。原子炉冷却材流出事象毎の余裕時間を表4に示す。

原子炉冷却材の流出においては、「冷却材流出流量(m^3/h)」に対して注水設備の容量が上回っている必要がある。また、冷却材流出の発生を想定するPOSにおいて、注水設備の利用可否を考慮する必要がある。これらを踏まえたPOS別の注水設備の利用可否を表5に示す。

a. 余裕時間に関する観点

緩和措置の実施に必要な時間は、いずれのシーケンスにおいても同程度であることから「中」とした。

b. 設備容量に関する観点

「CRD点検」においては、冷却材流出流量が大きく、ECCSによる注水が必要であり、また、「CRD点検」時に発生する冷却材流出においては緩和設備がLPCI-Aのみとなることから「中」とした。「CRD点検」以外の事象については、「低」とした。

c. 代表シーケンスに関する観点

事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い「RHR切替時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」($1.7E-10$ /定期検査($1.7E-10$ /回))を「高」とした。また、「CUWブロー時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、事故シーケンスグループのうち最も高い事故シーケンスのCDFに対して、CDFが10%以上であったことから「中」とし、これ以外の事故シーケンスについては、CDFが10%未満であったことから「低」とした。(表3参照)

4. 反応度の誤投入

a. 余裕時間に関する観点および b. 設備容量に関する観点

事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり、「-」とした。

c. 代表シーケンスに関する観点

PRAにおいて選定していない起因事象による事故シーケンスであるため、「-」とした。

以上

表1 重要事故シーケンスの選定（運転停止中）について（1/3）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	備考（a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シーケンス）	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 待機中RHR (LPCIモード) 低圧代替注水系(可搬型) 	中	中	高	<p><a, bの観点> 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シーケンスについては、最大で約20.8MWtの崩壊熱量を除去する必要があり、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、「中」と設定した。</p>	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ・②「外部電源喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、対応する時間余裕については、①の事故シーケンスと同等である。外部電源喪失を起因とするシーケンスについては、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において評価する。</p>
	②外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗		中	中	低	<p><cの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>	

表1 重要事故シーケンスの選定（運転停止中）について（2/3）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	備考（a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シーケンス）	
全交流動力 電源喪失	①外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS失敗		中	中	低	<p><a, bの観点> 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シーケンスについては、最大で約20.8MWtの崩壊熱量を除去する必要があり、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、「中」と設定した。また、HPCS失敗を含まないシーケンスはPOS-Sを含まず、崩壊熱量は最大でもPOS-A2の約9.9MWtとPOS-Sの約半分であるため「低」とした。</p> <p><cの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①と②の事故シーケンスがともに「中」の数と同じであるが、cの観点から相対的に②の方が①より頻度が高いことから、 ◎「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ・①③については、選定したシーケンスにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで重要事故シーケンスに包絡されると考えられる。</p>
	◎ ②外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗	<p>・ 低圧代替注水系（常設）</p> <p>・ 原子炉補機代替冷却系</p> <p>・ 常設代替交流電源設備</p>	中	中	低		
	③外部電源喪失 + 直流電源喪失	<p>【直流電源喪失の対策】</p> <p>・ 可搬型代替直流電源設備 又は</p> <p>・ 低圧代替注水系（可搬型）</p>	低	低	高		
	④外部電源喪失+DG失敗		低	低	中		

表1 重要事故シーケンスの選定（運転停止中）について（3/3）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）			選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	
原子炉冷却材の流出	◎ ①RHR切替時の冷却材流出 +注水系失敗	・待機中RHR (L P C Iモード)	中	低	高	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」が多いことから、 ◎「RHR切替時の冷却材流出+注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ・②「CUWブロー時の冷却材流出+注水系失敗」については、CDFが比較的大きいものの、冷却材流出発生時には、ブロー水の排水先のRW設備の運転員による異常の認知にも期待でき、認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。 ・③「CRD交換時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、必要な設備容量が大きいものの、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と流出発生個所が同一であるため認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。</p>
	②CUWブロー時の冷却材流出 +注水系失敗		中	低	中	
	③CRD交換時の冷却材流出 +注水系失敗		中	中	低	
	④LPRM交換時の冷却材流出 +注水系失敗		中	低	低	
反応度の誤投入	◎ ①制御棒の誤引き抜き	・起動領域モニタの原子炉周期短信号によるスクラム	-	-	-	<p>◎「<u>制御棒の誤引き抜き</u>」を重要事故シーケンスとして選定</p> <p>代表性の観点から、停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定した。</p>

表 2 炉心損傷までの余裕時間

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

表 3 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンス		シーケンス別CDF (／定期検査)
崩壊熱 除去機能 喪失	崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗	9.0E-7
	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗	3.2E-8
全交流動力 電源喪失	外部電源喪失＋直流電源喪失＋HPCS失敗	2.2E-13
	外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗	1.7E-12
	外部電源喪失＋直流電源喪失	3.5E-8
	外部電源喪失＋DG失敗	1.6E-8
原子炉 冷却材 の流出	RHR切替時の冷却材流出 ＋注水系失敗	1.7E-10 (1.7E-10/回)
	C UWブロー時の冷却材流出 ＋注水系失敗	1.7E-10 (5.7E-11/回)
	CRD交換時の冷却材流出 ＋注水系失敗	4.0E-12 (4.0E-12/回)
	LPRM交換時の冷却材流出 ＋注水系失敗	2.3E-12 (2.3E-12/回)

表4 原子炉冷却材流出に対する炉心損傷までの余裕時間

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

※1 CRD 口径(m)が破断した場合を想定

※2 LPRM 口径(m)が破断した場合を想定

表5 注水設備の容量と POS 別の利用可否

設備	注水量 (m ³ /h)	POS 別の利用可否			
		B1	B2	C1	D
HPCS	320~1070	—	—	—	・CUW ブロー
LPCS	1070	—	—	—	・CUW ブロー
RHR-A	1160	・CRD 点検 ・LPRM 点検	・RHR 切替	—	・CUW ブロー
RHR-B	1160	—	—	・CUW ブロー	・CUW ブロー
RHR-C	1160	—	—	—	・CUW ブロー
MUWC	100	・LPRM 点検	・RHR 切替	—	—

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

【指摘事項：144-10】

・反応度投入事象において、停止余裕検査時の制御棒誤引抜き事象が代表性を有していることを説明すること。（有効性評価において）

【回答】

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を示す事象として、反応度の誤投入については、「複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定している。これは、停止時に実施する「原子炉停止余裕検査」「停止時冷温臨界試験」を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引抜き事象の代表性について以下に示す。

1. 停止時において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（1本の制御棒が挿入されない場合でも炉心を未臨界に移行できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要及び対象となる制御棒等は以下のとおり。

a. 停止余裕検査

試験の目的：原子炉停止余裕検査とは最大価値制御棒を全引き抜き及び斜め隣接の制御棒を補正位置Nまで引き抜いた状態において原子炉が臨界未満であることを確認

試験内容：①最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を全引抜する。

②CR-1を制御棒位置「N」まで挿入する。

③停止余裕の確認のために必要な反応度補正のために CR-1 の対角方向に隣接する制御棒 (CR-2) を制御棒位置「N」まで引き抜く。

④CR-1 を全引抜する。

⑤CR-1, CR-2 を全挿入する。

③により CR-2 を部分位置まで引き抜く前に、一旦 CR-1 を同位置まで挿入することにより、万が一、CR-2 が引き抜き制限を越えて連続的に引き抜かれた場合においても、炉心に大きな反応度が加えられることはない。また、本検査で実効増倍率が最も高くなる状態 (CR-1 全引抜かつ CR-2 部分引抜) 近傍では、制御棒位置が全引抜位置近くにあることにより制御棒引抜による印加反応度が小さくなった CR-1 により、反応度がゆっくりと加えられることとなる。

なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度値制御棒 1 本

最大値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本

引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択。

事故防止対策：制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視

b. 停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：あらかじめ定めた制御棒操作手順に従い、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に制御棒パターン、炉水温度、ペリオドなどのデータを採取する。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認できるまで複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：RWMによる制御棒選択パターン規制又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視およびSRNMの計数率を監視し1ノッチずつ引抜操作（予め連続引抜が許容された制御棒を除く）

2. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、燃料の誤装荷、制御棒の選択誤り、制御棒の連続引き抜きについて検討した。

2. 1 単一の人的過誤

a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料交換は燃料交換機（FHM）により実施され、かつ、作業員による配置の確認等が実施されている。そのため、この事象が発生しても適切に認知されるため、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えられない。また、他の人的過誤と重畳して発生することも考え難いため、想定する人的過誤として選択しない。

b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では、事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくなるように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンはRWMや運転員、検査員により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考え難い。また、選択誤りが発生した場合においても、臨界付近での制御棒引抜操作は1ノッチずつであるため、反

応度の急激な投入は考えられない。他の人的過誤と重畳して発生することも考え難いため、想定する人的過誤として選定しない。

c. 制御棒の連続引き抜き

運転員、検査員による制御棒や起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの検知は運転員や検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

2. 2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」、「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。投入される反応度速度の大きさ等の理由[※]から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。そのため別紙に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※ 「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については単独の人的過誤においても燃料取替交換機により機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより、間違った配置になることは考えられないことから、人的過誤の重畳は考慮不要であると考えられる。

3. 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では、1. 2. を踏まえ、停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒を引き抜かれる事象を想定した。

この時、引き抜かれる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で隣接制御棒の1本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値*を超えるもの
- ・停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されていること

以上より、「制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を反応度誤投入の代表性のあるシナリオとして選定した。

※ 核的制限値を越えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0% Δk 以下

以上

「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳について

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 停止時において、制御棒を複数引き抜く試験」に示す様に原子炉停止余裕検査と停止時冷温臨界試験である。通常、これらの試験では、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている（保安規定および試験の手順要領）ため、RWM等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。図1, 2に「c. 制御棒の連続引き抜き」での人的過誤と「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳のHRAツリー、人的過誤の確率を示す。このように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。

以上

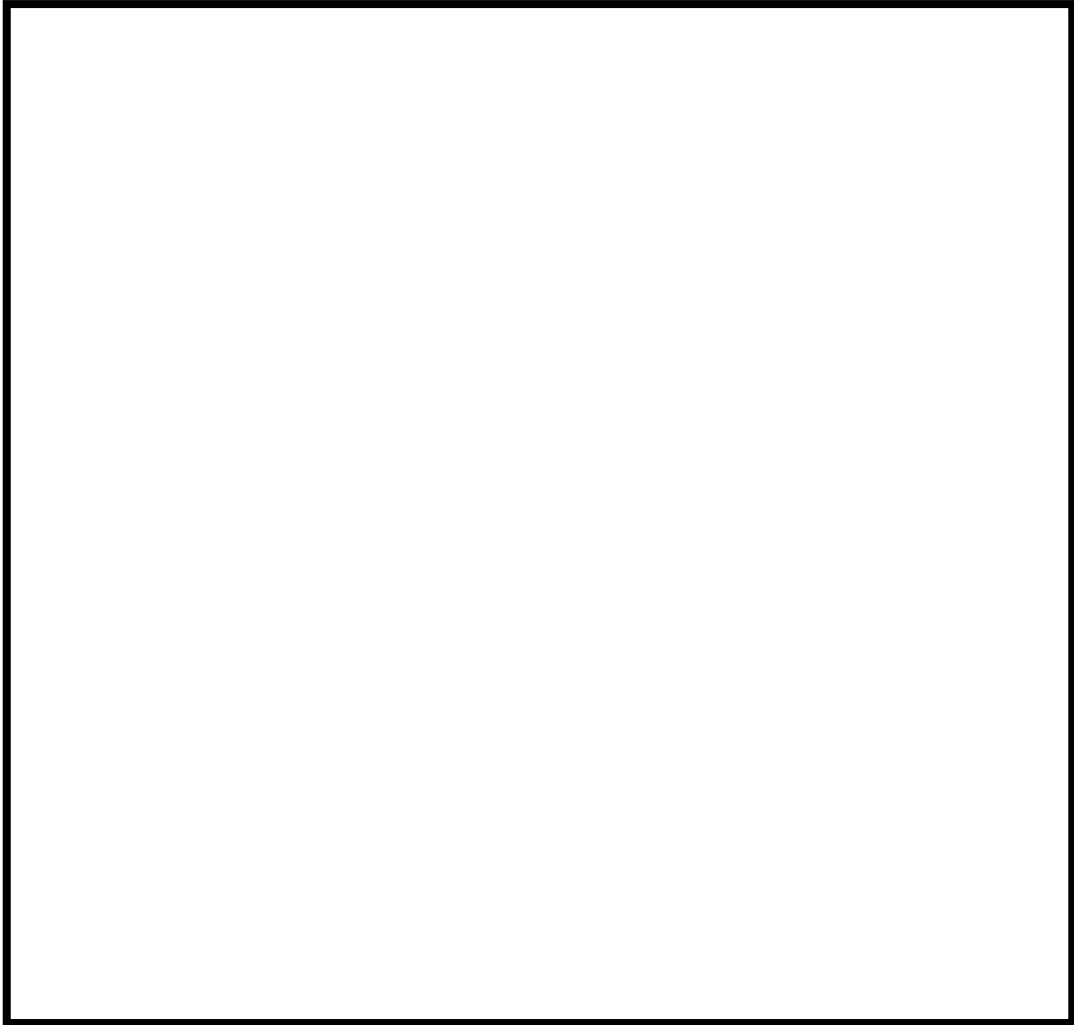


図1 「c.制御棒の連続引抜」のHRA ツリー及び人的過誤確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

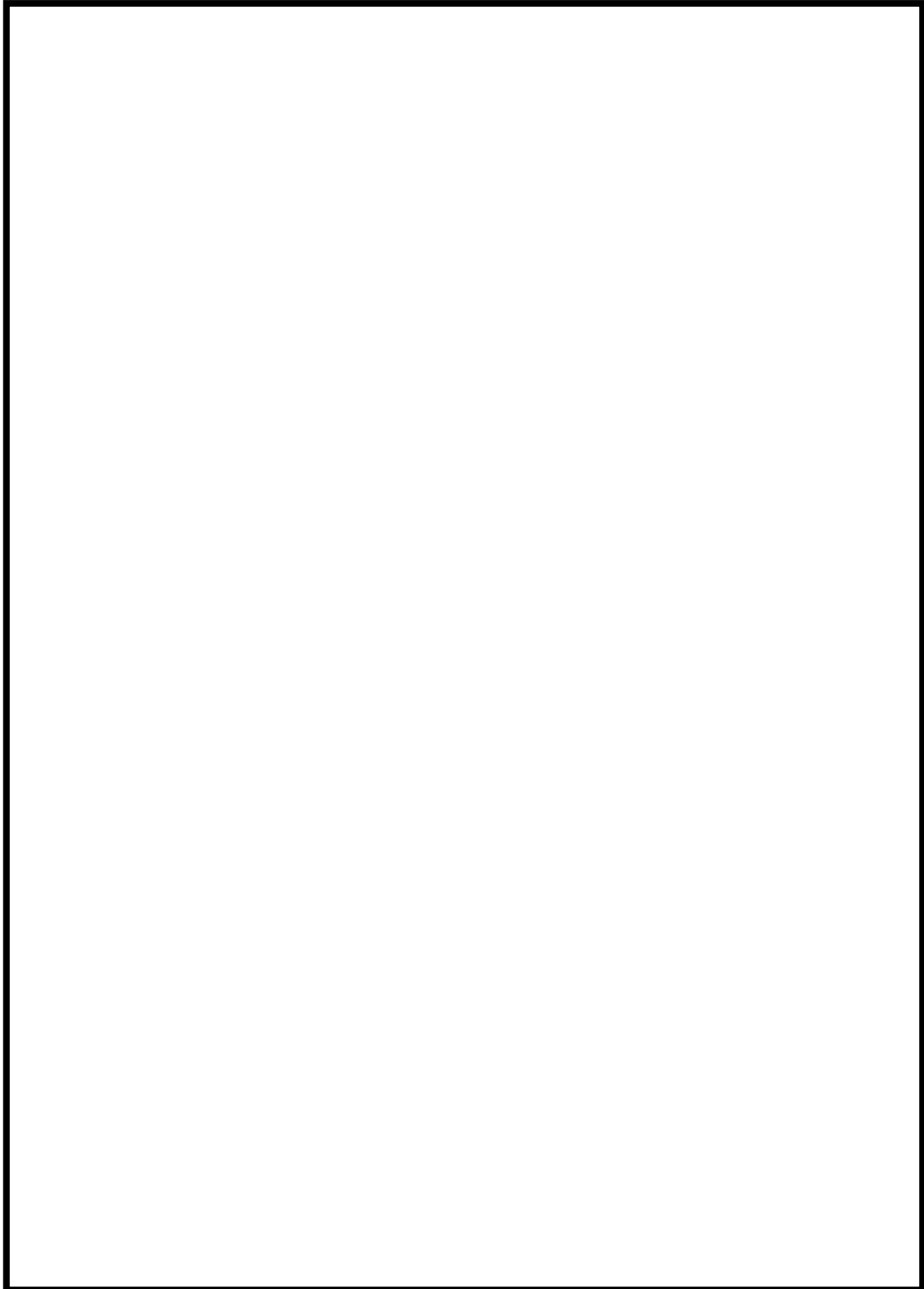


図2 「b.制御棒の選択誤り」 + 「c.制御棒の連続引抜」の HRA ツリー
及び人的過誤確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【指摘事項：146-4】

・外部事象（地震・津波以外）の考慮について、頻度や影響などの観点から、シーケンスの追加の要否について説明すること。

【回答】

外部事象（地震・津波以外）による事故シーケンスの選定にあたっては、国内外の文献^{※1}から想定される外部事象を網羅的に抽出（自然現象 55 事象，人為事象 23 事象）し，このうち，設計上考慮すべき事象を選定するため，海外での評価手法^{※2}を参考として，表 1 に示す除外基準のいずれかに該当するものは除外し，事象の選定を行った。

※1 外部事象の抽出に用いた文献

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES(FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI 12-06 August 2012)
- ② 日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年）
- ③ Specific Safety Guide (SSG-3) "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010
- ④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑤ NUREG/CR-2300 "PRA Procedures Guide", NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
- ⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009" Addenda to ASME ANS RA-S-2008 Standard for level 1/Large Early Release Frequency probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications"
- ⑧ B.5.b Phase 2&3 Submittal Guideline (NEI 06-12 December 2006)-2011.5 NRC 発表
- ⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会 2014 年 12 月

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

表 1 除外基準

基準 A	プラントに影響を与えるほど近接した場所に発生しない。
基準 B	ハザード進展・来襲が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。
基準 C	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下，またはプラントの安全性が損なわれることはない。
基準 D	影響が他の事象に包絡される。
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。または故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項。

選定の結果、「想定される自然現象」として以下の 11 事象を選定した。

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

また、「想定される人為事象」として、以下の 7 事象を選定した。

- ・飛来物（航空機衝突）
- ・ダムの崩壊
- ・爆発
- ・近隣工場等の火災
- ・有毒ガス
- ・船舶の衝突
- ・電磁的障害

選定された外部事象（自然現象，人為事象）が原子炉施設へ与える影響および想定される事故シーケンスを表 2 および表 3 に示す。表 2 および表 3 より、事故シーケンスの選定にあたって考慮すべき外部事象は、女川原子力発電所の立地や地形等から判断して、表 2 に示す 6 事象となる。

これらの 6 事象における事故シーケンスの分析においては、竜巻は設計竜巻を適用した分析を実施し、その他の事象（凍結，積雪，落雷，火山及び森林火災）は、各外部事象により防護施設が損傷することを前提とした分析を実施している。

表 2 に示したとおり、各外部事象において想定されるシナリオは、内部事象 PRA，地震 PRA および津波 PRA において考慮しているものであり、新たに追加すべき事故シーケンスはないことを確認した。

以上

表 2 自然現象が原子炉施設へ与える影響 : 選定した事象

事象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形および表流水の状況から判断して、敷地が洪水による被害を受けることはない。
風(台風)	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、風による影響は考え難い。また、強風の影響としては竜巻の影響に包含される。
竜巻	過大な風荷重、気圧差荷重、飛来物により構築物等が破損し、構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが、竜巻検討地域において過去に発生した竜巻の最大風速および竜巻最大風速のハザード曲線により算定した結果から設定した風速を想定しても安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。 ただし、送電鉄塔倒壊による外部電源喪失が想定される。また、屋外設備の海水ポンプ等が飛来物により損傷した場合、海水ポンプ等の損傷による原子炉補機冷却水機能喪失および全交流動力電源喪失が想定される。なお、海水ポンプについては、飛来物への防護対策を講じることとしている。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行い、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としている。 ただし、軽油の凍結に伴う全交流動力電源喪失、着氷による送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。
降水	発電所構内の降雨水は、構内排水路で集水し、海域へ排水することとし、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計としている。 なお、想定を超える降水による影響については溢水または津波の影響に包含される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが、過去記録された最大積雪量を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない設計としている。 ただし、着雪による送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉施設の雷害防止として避雷設備を設置するとともに、接地網の布設による接地抵抗の低減等の対策を行い、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計のため、安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられる。 ただし、送電線の損傷による外部電源喪失、海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却水機能喪失、海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失が想定される。
地すべり	原子炉施設の設置位置およびその付近の地盤は、地形、地質・地質構造等から、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすような地すべり等が生じることはない。 なお、発電所周辺では倒壊に伴う送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
火山の影響	火山灰による過大な積載荷重による構築物等の破損、火山灰による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降灰厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。 ただし、送電線等の損傷による外部電源喪失が想定される。
生物学的事象	海生生物については、大量の襲来を原因とした海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却水機能喪失が想定される。なお、小動物については、屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短絡、地絡事象の原因となり得るが、ケーブル貫通部等のシールにより防止可能であり、トレン分離した安全機能が共通要因で機能喪失することはない。
森林火災	森林火災については輻射熱による設備・建屋への影響が想定されるが、設計基準対象施設は、森林火災に対して、「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し、防火帯を設けていることから、安全性を損なうおそれはない。 ただし、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失、軽油タンク等の損傷による全交流動力電源喪失および送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。

表3 人為事象が原子炉施設へ与える影響

事象	原子炉施設へ与える影響
飛来物 (航空機衝突)	航空機落下確率評価結果が防護設計の要否判断の基準である 10^{-7} 回/炉年を超えないため、航空機衝突による防護設計を必要としない。 なお、当該事象が万が一発生した場合には、大規模損壊および大規模な火災が発生することを想定し、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
ダム崩壊	発電所の近くには、ダムの崩壊により発電所に影響を及ぼすような河川はないことから、ダムの崩壊を考慮する必要はない。
爆発	発電所の近くには、原子炉施設の安全性を損なうような爆発物の製造および貯蔵設備はないことから、爆発を考慮する必要はない。
近隣工場等の火災	原子炉施設周辺には、石油コンビナート等の石油工業関連施設はないことから、近隣工場等の火災を考慮する必要はない。
有毒ガス	原子炉施設周辺には、石油コンビナート等の大規模な有毒物質を貯蔵する固定施設はなく、陸上輸送等の可動施設についても主要な幹線道路や航路から発電所は十分離れていることから、有毒ガスによる安全施設への影響は考慮する必要はない。
船舶衝突	原子炉施設は、主要な航路から十分離れていることから、船舶の衝突を考慮する必要はない。
電磁的障害	電磁波を発生する機器が中央制御室の計測制御設備へ与える影響については、予め試験で影響がないことを確認する等の措置を行うため、安全性が損なわれることはない。

【指摘事項：146-6】

・事故シーケンス毎の主要カットセットにおいて、抽出されている人的過誤に対する具体的な対応策を説明すること。

【回答】

停止時においては、待機している緩和設備が少なく、またその自動起動に期待していない。このため、LOCAが発生した際には、認知に失敗した場合、炉心損傷の回避が困難であり、人的過誤が主要なカットセットとして抽出されている。停止時PRAのLOCAにおける主要なカットセットを表1に示す。主要なカットセットであるRHR切替時、CUWブロー時のLOCAにおける認知失敗の詳細およびその発生防止のための対策について以下に示す。

表1 停止時LOCAにおける主要なカットセット

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策
冷却材流出 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗	3.5E-10	RHR切替時のLOCA(POS-B2) + LOCA時の運転員認知失敗	1.7E-10	48.7%	【認知に成功した場合】 待機中RHR(LPCIモード)等 【認知に失敗した場合】 教育等による発生頻度の低減
		CUWブロー時のLOCA(POS-C1) + LOCA時の運転員認知失敗	1.1E-10	32.5%	
		CUWブロー時のLOCA(POS-D) + LOCA時の運転員認知失敗	5.7E-11	16.4%	

1. 停止時LOCAの概要および発生防止のための対策

(1) RHR切替時のLOCA

RHR切替時のLOCAは、RHR切替時にメンテナンスから復帰したRHRにより除熱を開始する際に、ミニマムフロー弁の閉め忘れ、あるいは、ミニマムフロー弁の自動信号の隔離失敗によりLOCAが発生する事象である(図1参照)。

<発生防止対策>

RHR切替時の作業は2人で実施する。また、運転手順書において、ミニマムフロー弁の全閉ランプの点灯確認が明確に記載されている。

仮に、LOCAが発生した場合においても、原子炉水位、S/C水位等の監視により事象発生認知が可能である。さらに、認知失敗の対策として「ミニマム

フロー弁開による炉水落水」に関する注意喚起の記載をしている。

(2) CUWブロー時のLOCA

CUWブロー時のLOCAは、CUWブローにより目標水位まで原子炉水位を低下した後、CUWブローライン流量調節弁とCUWブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生するものである（図2参照）。

<発生防止対策>

CUWブロー時の作業は2人で実施する。また、両弁の閉作業については、「弁開度の表示が0になること」、および「全閉ランプの点灯を確認すること」等、明確に手順書に記載がある。

仮に、弁の閉め忘れが発生した場合においても、CUWブローダウン流量、原子炉水位の監視により事象発生への認知が可能である。さらにブロー水の排水先であるRW設備の運転員による異常の認知にも期待できることから、PRA上の想定より認知失敗の可能性は低いと考えられる。

2. 認知失敗に対する対策

上記の通り、LOCA事象発生防止対策が既の実施されているが、さらに認知失敗に対する対策として、運転員に落水防止のリスクの周知徹底のため、机上教育等を検討していく。

以上

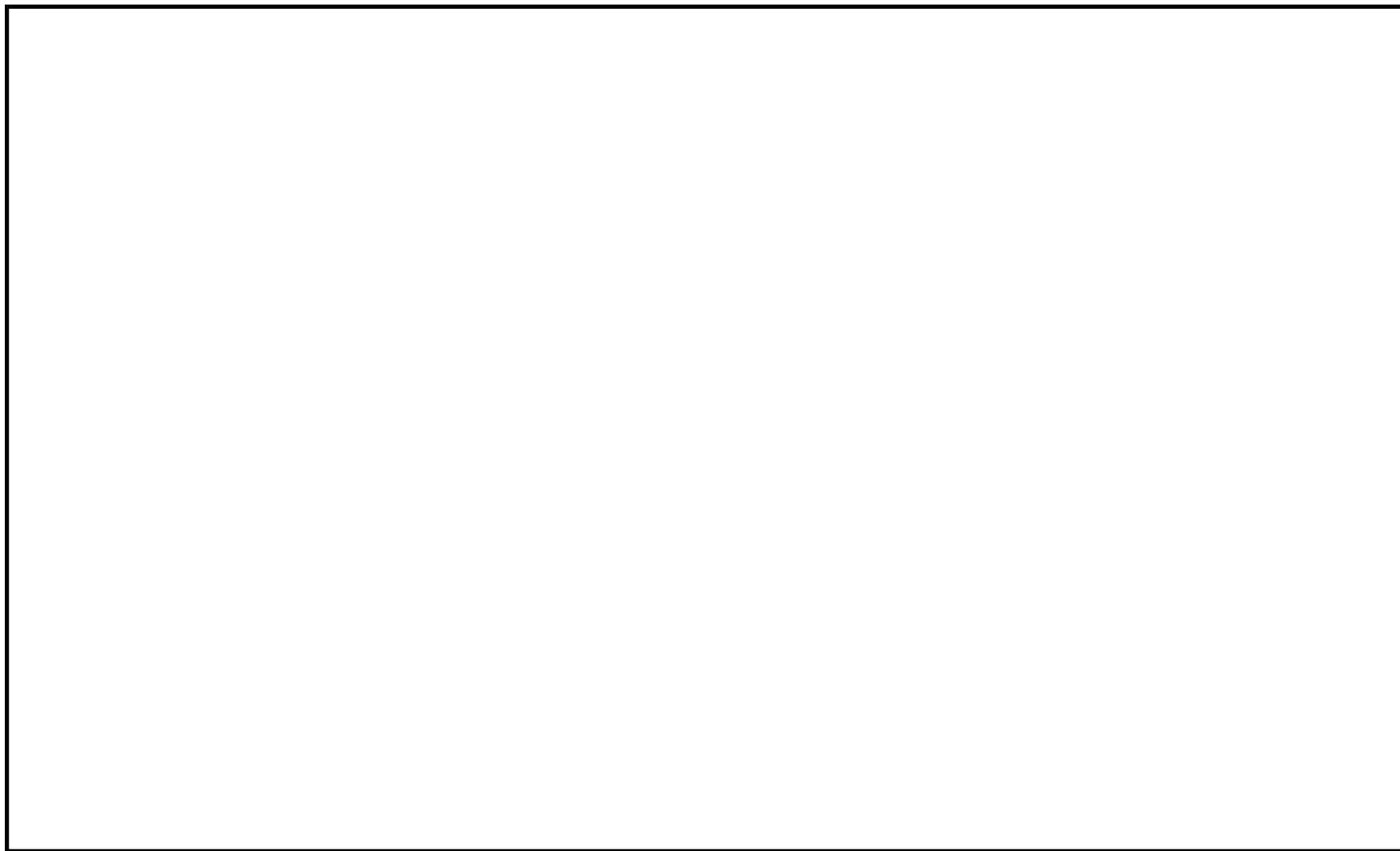


図1 RHR-A系統概略図 (停止時冷却モード運転中)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

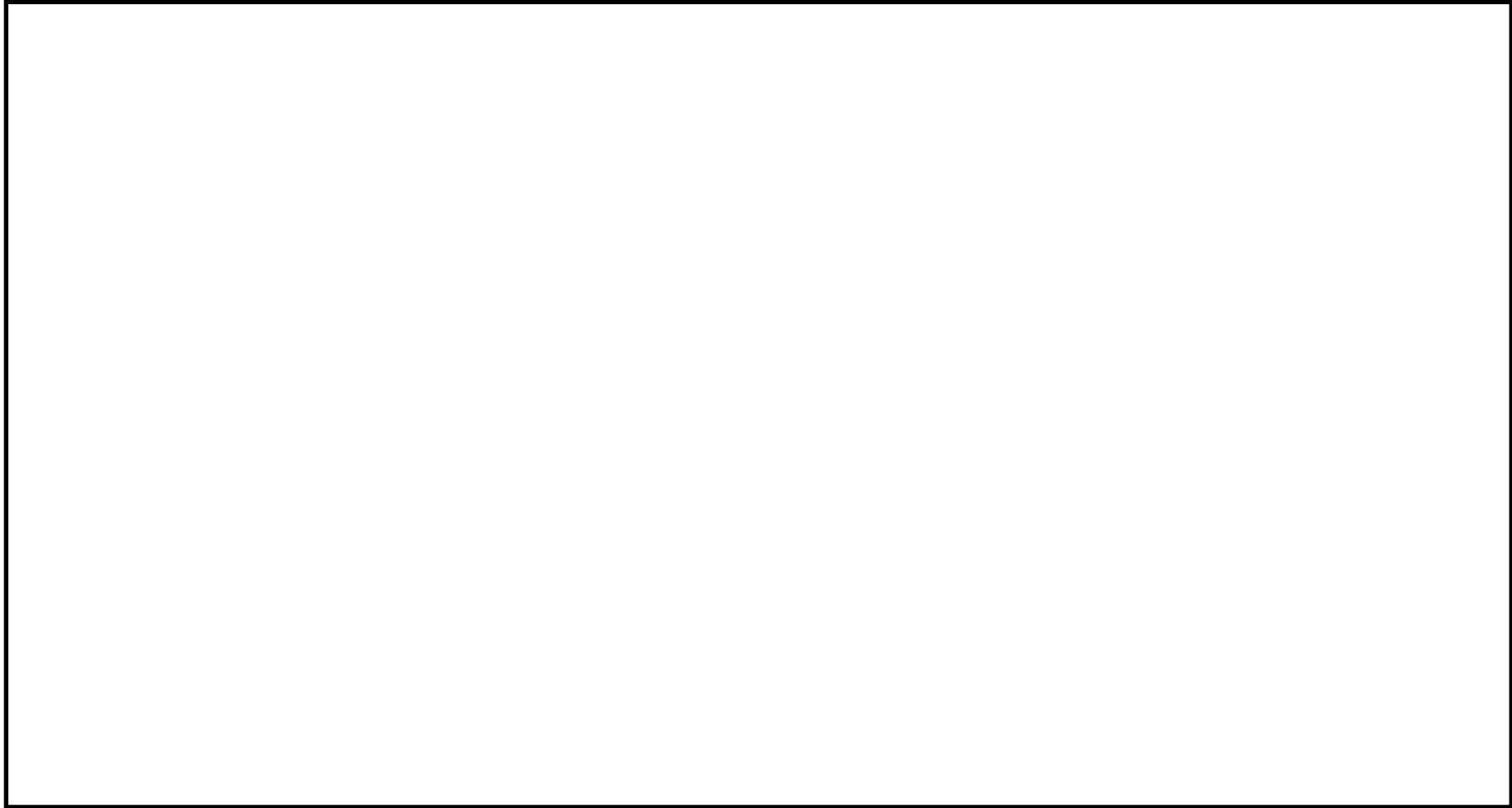


図2 CUWブロー時冷却材流出の冷却材流出の流路図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【指摘事項：146-7】

・TBWの寄与について対策，着眼点を整理したうえで，重要事故シーケンスとするか説明すること。

【回答】

TBWシーケンスに対する炉心損傷頻度，審査ガイドに記載の着眼点及び炉心損傷防止対策について以下に示す。

1. TBWシーケンスの炉心損傷頻度

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

表1 TBWシーケンスの炉心損傷頻度

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

※1：「過渡事象+除熱失敗」(5.1E-05)への寄与割合

※2：「過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗」(1.4E-07)への寄与割合

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

2. 審査ガイドに記載の着眼点への対応

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

a. 共通原因故障，系統間依存性の観点

過渡事象の起因事象として，「外部電源喪失」が発生することを想定している

ため、安全機能のサポート系が喪失し、それらを必要とする機器が使用できなくなることから、系統間依存性は大きい「高」と設定した。

b. 余裕時間の観点

崩壊熱除去までの余裕時間が比較的長い（8時間以上）ことから、「中」とした。

c. 設備容量の観点

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

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

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

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

表2 着眼点に対する評価

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

3. TBWに対する炉心損傷防止対策

TBWの対策としては、以下の2つの対策が考えられる。

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

4. 重要事故シーケンスについて

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

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

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

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

従って、TW全体として、TBWの対策の有効性を確認している。

以上

表3 有効性評価におけるTW（残留熱除去系故障）の仮定

安全機能	有効性評価におけるTW（残留熱除去系故障）の仮定
原子炉注水	・ HPCSによる注水
崩壊熱除去	・ RHRの機能喪失 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 ・ 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱
電源	・ 外部電源の喪失 ・ HPCS D/Gによる給電

【指摘事項：146－8】

LOCA時注水機能喪失に対する対策について明確に説明すること。

1. 回答

LOCA時注水機能喪失は、LOCAが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る事象である。

LOCA時注水機能喪失は、破断口の大きさに応じて、AE（大破断LOCA）、S1E（中破断LOCA）及びS2E（小破断LOCA）に分類しており、炉心損傷回避可能な緩和系、原子炉の状態が異なる。

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

また、中破断LOCAの規模を超えるLOCAが発生した場合には、炉心損傷を回避するためにECCS系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難である。このため、炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスとして、格納容器破損防止対策の有効性を確認することとしている。

2. 資料（審査資料）への反映

1. に示した記載については、以下の資料に反映する。

- ・女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について（P6（f）LOCA時注水機能喪失）

以上

【指摘事項：146-9】

- ・レベル1.5の結果を踏まえて、最も厳しいPDSを選定した過程を示すこと。

【指摘事項：146-19】

- ・プラント損傷状態から最も厳しい評価事故シーケンスを抽出する過程を詳細に説明すること。

【指摘事項：146-20】

- ・MCCI, FCIに対するPDS選定の考え方を説明すること。

【回答】

格納容器破損モードから評価事故シーケンスを選定する方法については、審査ガイドにおいて以下の記載がある。

【審査ガイドの記載】（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から、過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。

評価事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイドの記載を踏まえ、レベル1.5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスとして、①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PDSを選定し、②選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定した。

レベル1.5 PRAの結果から最も厳しいPDSを選定する過程及び選定したPDSから評価事故シーケンスを抽出する過程を以下に示す。

1. PDS選定の過程

(1) PDSの分類

レベル1.5 PRAでは、レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンスについて定量化を行い、その際には格納容器内事象進展を把握するため、以下に示す4種類の属性を用いて炉心損傷時のPDSを定義している。PDSの分類について図1に示す。

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

上記のPDSの分類に従い、格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度、PDSの占める割合を整理した。

(2) 最も厳しいPDSの選定

「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PDSを選定」するため、以下の観点から分析を行っている。

a. 事象進展緩和の余裕時間の観点

PDSの選定の観点において、当該格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策について、対応するための余裕時間が短いほど格納容器破損防止は困難となる。このため、当該格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策を考慮し、最も対応が厳しくなるPDSを選定した。

b. 事象の厳しさの観点

格納容器破損モードに対して、事象が発生した場合に格納容器にかかる圧力、温度等が厳しくなるPDSを選定した。

上記の観点から選定したPDSについては、表1に示す。

2. 評価事故シーケンス抽出過程

「選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定」するため、以下の観点から分析を行っている。

(1) 事象進展緩和の余裕時間の観点

評価事故シーケンスの選定の観点において、当該格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策について、対応するための余裕時間が短いほど格納容器破損防止は困難となる。このため、格納容器破損防止対策を考慮し、最も対応が厳しくなる評価事故シーケンスを選定した。

(2) 事象の厳しさの観点

格納容器破損モードに対して、事象が発生した場合に格納容器にかかる

圧力，温度等が厳しくなる評価事故シーケンスを選定した。

(3) 対策の有効性の観点

各格納容器破損モードに対する対策とその有効性を確認する観点から，適切な評価事故シーケンスを選定した。

上記の観点から選定した評価事故シーケンスについては，表 2 に示す。

以上

炉心損傷 事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態	
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP TW ISLOCA TC	炉心損傷前		後期			TW	
	TW ISLOCA TC		早期			TC ISLOCA	
			後期			長期TB	
	炉心損傷後	高圧	早期		電源確保	TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要	TQUX S2E
			後期			TQUX S2E TBD	TBU
		低圧	早期		電源確保	TQUV AE S1E 電源復旧必要	TBD
			後期			TQUV AE, S1E	
			早期			TBP	
			後期			TBP	
			早期			TBP	
		後期			TBP		
		早期			TBP		

----- は格納容器イベントツリーで評価することを示す。

第1図 PDSの分類

表1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定 (1/3)

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷 (格納容器過圧破損)	1.3E-09	TQUV	0.0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次系冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のプロードダウンが起こるため、圧力上昇が厳しい。 ・また、炉心水位の低下・炉心露出が早いため、早期のジルコニウム-水反応による大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX であり、寄与割合は約 100%であるが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TQUX については、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に SBO を加え、過圧への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。	AE+SBO
		TQUX	100.0%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	<0.1%		
		TBP	<0.1%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷 (格納容器過温破損)	9.4E-13	TQUV	0.0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は炉心損傷に伴って発生する高温のガスが、破断口より直接格納容器に放出されるため、温度上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX、TBU 及び TBP である。TQUX の寄与割合が 97.7%と高いが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に SBO を加え、過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。	AE+SBO
		TQUX	97.7%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	1.1%		
		TBP	1.1%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		

表1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定 (2/3)

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	—	—	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至るシーケンスは、長期 TB, TBU, TBD, S2E 及び TQUX である。 事象初期において RCIC による冷却が有効な長期 TB と比べ、減圧までの時間余裕の観点で TBU, TBD, S2E 及び TQUX が厳しい。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU 及び S2E に PDS 選定上の有意な違いは無い。 <p>なお、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードについては、格納容器圧力と格納容器破損確率のフラジリティの設定、確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリング、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで評価している。評価の結果、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損確率は、極めて低いため、本評価においては、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」は発生しないものとしている。</p> <p>以上より、事象進展が早く、炉心損傷時の圧力が高く厳しい事故シーケンスである TQUX を代表として選定する。原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、原子炉減圧後の低圧注水機能喪失を考慮する。</p>	TQUX
原子炉圧力容器外の 溶融燃料 /冷却材相互作用	5.0E-15	TQUV	0.0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペDESTAL に落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI による発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きい程大きくなるが、溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きくなるのは、低圧シーケンス (TQUV あるいは LOCA) となる。 LOCA は、一次冷却材流出を伴い発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧シーケンスより小さくなり、溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると考えられる。 また、FCI は低水温でより厳しくなるが、LOCA においては、破断水 (飽和水) がペDESTAL 部に滞留することから事象は厳しくならないと考えられる。 <p>なお、「原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX 及び S1E である。TQUX の寄与割合が 75.5% と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。S1E の寄与割合が 22.1% と高いが、ペDESTAL 部に破断水の滞留が生じると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。</p>	TQUV
		TQUX	75.5%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	0.9%		
		TBP	0.9%		
		AE	0.3%		
		S1E	22.1%		
S2E	0.3%				

表1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定（3/3）

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10	TQUV	25.7%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 ・TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペDESTAL に落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCI の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。 ・この観点から、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD, TBU, 長期 TB は、厳しくならないことから選定対象から除外した。 ・原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象として、TQUV (TQUX における炉心損傷後の手動減圧を含む)、中 LOCA (S1E) 及び大 LOCA (AE) が抽出される。 ・LOCA はペDESTAL への冷却材の流入の可能性があり、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から外した。 <p>なお、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、長期 TB, TQUV 及び TQUX である。長期 TB の寄与割合が 53.3% と高いが、事象進展が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。TQUX の寄与割合が 13.1% と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。</p>	TQUV
		TQUX	13.1%		
		長期 TB	53.3%		
		TBD	4.0%		
		TBU	0.6%		
		TBP	0.4%		
		AE	<0.1%		
		S1E	2.8%		
		S2E	<0.1%		
水素燃焼	0.0E+00	—	—	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・審査ガイド 3.2.3(4)b.(a) では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、女川 2 号炉は格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮した。 <p>【事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。なお、「水素燃焼」発生の判断基準は、格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol% 以上かつ酸素濃度が 5vol% 以上である。 ・酸素濃度を厳しく見積もる観点では、水素発生量が少ない(相対的に酸素濃度が大きくなる)シーケンスが厳しい。また、BWR の格納容器内における酸素の発生源は、水の放射線分解により発生する分のみであるため、これ以外の要因により酸素以外の気体が格納容器内に発生した場合、相対的に酸素濃度が低下することとなる。このため、RPV 破損シーケンスにおいては、MCCI による非凝縮性ガスの発生により酸素濃度が低下することとなる。 ・LOCA では、炉内での蒸気の発生状況の差異から、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧シーケンスより小さく、水素発生量が小さい(表 3 参照)。 <p>以上より、AE に電源の復旧等、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくする観点から全交流動力電源喪失(SBO)を加えた PDS とする。</p>	AE+SBO

表2 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(1/2)

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シーケンス (下線は格納容器イベントツリーのヘディングを示す)	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	AE+SB0	大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +(デブリ冷却成功)+長期冷却失敗	○	・低圧代替注水系(常設) ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 - 【事象進展の厳しさの観点】 - 【対策の有効性の観点】 格納容器過圧・過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、AEに全交流動力電源喪失を重量させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシーケンスを選定した。
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	AE+SB0	大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +格納容器注水失敗	○	・原子炉格納容器頂部注水系(常設) ・原子炉格納容器圧力逃がし装置	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 対応時間が厳しいシナリオとして、過渡事象を選定する。 【事象進展の厳しさの観点】 原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高压で維持されるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器が高压で維持されるシーケンスを選定した。
高压溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	過渡事象+高压注入失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生	○	・逃がし安全弁を用いた手動操作による原子炉減圧	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 対応時間が厳しいシナリオとして、過渡事象を選定する。 【事象進展の厳しさの観点】 原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高压で維持されるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器が高压で維持されるシーケンスを選定した。
		手動停止+高压注入失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生			
		サポート系喪失+高压注入失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生			
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQV	過渡事象+高压注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	○	実ウランを用いた種々の実験から、水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至らないため、実機においても大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、解析により、圧カスパイクによる格納容器パウダリの機能が喪失しないことを確認する。	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。 【事象進展の厳しさの観点】 SRV再閉失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による圧力上昇が厳しくなる場合においても、格納容器圧力バウンダリの健全性が維持されることを確認する観点から、重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施せず、原子炉圧力容器破損前の原子炉圧力容器下部注水系(常設)による水張が実施されていることにより、ベDESTAL床面に水が存在する状態で圧力容器破損に至るシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生			
		手動停止+高压注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生			
		手動停止+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生			
		サポート系喪失+高压注入失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生			
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生			

表2 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(2/2)

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シーケンス (下線は格納容器イベントツリーのヘディングを示す)	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	<p>過渡事象+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p> <p>過渡事象+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+<u>損傷炉心冷却失敗</u>+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p> <p>手動停止+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+<u>損傷炉心冷却失敗</u>+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p> <p>手動停止+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+<u>損傷炉心冷却失敗</u>+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p> <p>サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+<u>損傷炉心冷却失敗</u>+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p> <p>サポート系喪失+SRV再開失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+<u>損傷炉心冷却失敗</u>+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</p>	○	<p>・原子炉格納容器下部注水系(常設)</p> <p>(原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位の確保、かつ、溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る注水)</p>	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p> <p>【事象進展の厳しきの観点】</p> <p>SRV再開失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再開失敗を含まないシーケンスを選定した。</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>溶融炉心・コンクリート相互作用に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器下部注水系(常設)によるペDESTALへの水張の効果を確認するため、重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施しないものとして、ペDESTALへの水張により、ペDESTALの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至るシーケンスを選定した。</p>
水素燃焼	AE+SBO	<p>大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+(<u>損傷炉心冷却成功</u>)+(格納容器注水成功)+長期冷却失敗+可燃限界到達</p>	○	<p>・窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化</p>	<p>【事象進展の厳しきの観点】</p> <p>—</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点から、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化の効果を確認するため、水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなるシーケンスを選定した。また、原子炉格納容器圧力逃がし装置により酸素/水素混合ガスを原子炉格納容器外に排出し、事象収束することを想定したシーケンスを選定した。</p>

表3 水素燃焼のPDS選定に係る評価シナリオ

	起回事象	RPV 破損	注水タイミング	水素発生量* (発生モル数)	酸素発生量* (発生モル数)	発生モル数の比 (酸素/水素)	評価事故 シーケンス
①	大 LOCA	無し	事象発生 1 時間後	183 kg (9.1×10^4 mol)	60 kg (1.9×10^3 mol)	2.1×10^{-2}	○
②	大 LOCA	有り	—	540 kg (2.7×10^5 mol)	71 kg (2.2×10^3 mol)	8.2×10^{-3}	
③	過渡 (給水喪失)	無し	事象発生 1 時間後	564 kg (2.8×10^5 mol)	100 kg (3.1×10^3 mol)	1.1×10^{-2}	
④	過渡 (給水喪失)	有り	—	891 kg (4.5×10^5 mol)	75 kg (2.3×10^3 mol)	5.2×10^{-3}	

* : 格納容器ベント実施までの積算量

【指摘事項：146-11】

- ・E L O C Aと大L O C Aの包絡性について詳細に説明すること。

【回答】

格納容器破損モード毎のPDS選定にあたって、E L O C Aと大L O C Aの包絡性について、詳細を添付に示す。

添付：女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別紙10 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける 格納容器破損防止対策の有効性

レベル 1PRA から抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載に従い整理している。

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

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

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

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

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(1) 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b. 主要解析条件

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

今回の女川 2 号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の 4 つである。

1. 中小 LOCA+ 高圧 ECCS 失敗+ 低圧 ECCS 失敗
2. 中小 LOCA+ 高圧 ECCS 失敗+ 原子炉自動減圧失敗
3. 大 LOCA+ HPCS 失敗+ 低圧 ECCS 失敗
4. 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (ELOCA)

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

1. 中小 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗
2. 中小 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉自動減圧失敗
3. 大 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗

これらの事故シーケンスは、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の大規模な破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失するシーケンスであり、炉心の著しい損傷までの事象進展が早く、国内外の先進的な対策と同等のものを考慮しても、炉心損傷防止対策を有効に実施することはできない。このシーケンスは、AE・S1E の PDS に分類され、格納容器破損モードは「コア・コンクリート反応継続」及び「水蒸気爆発」の 2 つである。

○「コア・コンクリート反応継続」

「コア・コンクリート反応継続」に対する格納容器破損防止対策の有効性評価では、原子炉圧力容器破損前のペDESTAL蓄水がある LOCA シーケンスを除き、事象進展が早く対応時間の余裕が少なく、かつ大量の溶融炉心がペDESTALに落下する TQUV シーケンスを評価シーケンスとして選定している。したがって、これらの事故シーケンスに対しても、コア・コンクリート反応継続に対する格納容器破損防止対策は有効と判断できる。

○「水蒸気爆発」

「水蒸気爆発」に対する格納容器破損防止対策の有効性評価でも、水蒸気爆発による発生エネルギーは、格納容器の水中に落下する溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きな低圧シーケンスとして、TQUV シーケンスまたは LOCA シーケンスが候補となるが、水蒸気爆発は低水温でより厳しくなることから、破断水（飽和水）が滞留する LOCA は対象外とし、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多い TQUV シーケンスを評価シーケンスとして選定している。したがって、これらの事故シーケンスに対しても、水蒸気爆発に対する格納容器破損防止対策は有効と判断できる。

なお、損傷炉心冷却を考慮した場合、これらの事故シーケンスは「格納容器過圧破損」に至ることから、大 LOCA シーケンスが「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の最も厳しい PDS として格納容器破損防止対策の有効性を評価するシーケンスに選定され、格納容器破損防止対策が有効であることを確認している。

4. 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (ELOCA)

ELOCA は、AE の PDS に分類され、格納容器破損モードは「コア・コンクリート反応継続」及び「水蒸気爆発」の 2 つである。このシーケンスは、大破断 LOCA と比較すると以下の差異が考えられる。

- ・ 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断 LOCA と比べて早い。
- ・ 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの、原子炉圧力容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉圧力容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉圧力容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、格納容器圧力/温度の観点では、どちらの場合においても短期間に一次系エンタルピーが格納容器内に放出される点では類似である。また、格納容器圧力の初期ピークは ELOCA の方が高くなるものの、その圧力上昇により直ちに格納容器破損に至るほどではなく、格納容器破損モードとしては、大破断 LOCA と同様、「コア・コンクリート反応継続」及び「水蒸気爆発」の 2 つである。

○「コア・コンクリート反応継続」

「コア・コンクリート反応継続」については、ELOCA シーケンスの場合、LOCA シーケンスと同様に原子炉圧力容器破損前のペDESTAL 蓄水がある状態となり、高温の溶融炉心によるペDESTAL コンクリートの熱分解が緩和されることになるため、格納容器破損防止対策の有効性を評価するシーケンスの対象外としている。これに対し、TQUV シーケンスにおいては、事象進展が早く対応時間の余裕が少なく、かつ大量の溶融炉心がペDESTAL に落下するため、格納容器破損防止対策の有効性を評価するシーケンスとして選定した。

したがって、「コア・コンクリート反応継続」に対し、より厳しい条件となる TQUV シーケンスにおいて、格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、ELOCA シーケンスにおいても、格納容器破損防止対策が有効であると判断できる。

○「水蒸気爆発」

「水蒸気爆発」については、低水温状態において評価が厳しくなるが、ELOCA シーケンスの場合 LOCA シーケンスと同様に、破断水（飽和水）がペDESTAL に滞留するため、溶融炉心が落下するペDESTAL 中の水の温度が比較的高くなることから、格納容器破損防止対策の有効性を評価するシーケンスの対象外とした。これに対し、TQUV シーケンスにおいては、事象進展が早く対応時間の余裕が少なく、かつ大量の溶融炉心がペDESTAL に落下するため、格納容器破損防止対策の有効性を評価するシーケンスとして選定した。

したがって、「水蒸気爆発」に対し、より厳しい条件となる TQUV シーケ

スにおいて、格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、ELOCA シーケンスにおいても、格納容器破損防止対策が有効であると判断できる。

なお、損傷炉心冷却を考慮した場合、本事故シーケンスは「格納容器過圧破損」に至る。「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の最も厳しい PDS としては大破断 LOCA シーケンスが選定されている。大破断 LOCA と ELOCA では、前述のように事象進展のタイミングに違いはあるものの、格納容器圧力/温度の観点では、どちらの場合においても短期間に一次系エンタルピーが格納容器内に放出される点では類似であり、また、格納容器圧力の初期ピークは ELOCA の方が高くなるものの、その圧力上昇により直ちに格納容器破損に至るほどではない。したがって、格納容器への負荷（圧力・温度）及び事象進展の観点からは、ELOCA も大破断 LOCA と同程度と考えられる。

以 上

【指摘事項：146-12】

・崩壊熱除去機能喪失について、主要な事故シーケンスに対する炉心損傷防止対策を踏まえて、有効性評価で考慮するプラント状態及び炉心損傷対策を選定した理由を説明すること。

【回答】

女川2号炉の運転停止中の崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスとして、「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」を選定した。

本重要事故シーケンスにおいて想定しているプラント状態（POS）および燃料損傷防止対策について、以下に述べる。

1. POSの選定について

停止中のPOSの分類と緩和設備を図1に示す。図1に示すとおり、POS-S（A1, C2, D含む）以外では待機中の緩和設備がPOS分類により異なる。このため、POS-Sで示した対策については、他のPOSにおいて使用できない場合があるが、以下の理由により、重要事故シーケンスとして抽出するプラント状態としてPOS-Sを選定した。

- （1）崩壊熱はPOS-Sが最も大きい。
- （2）POS-Sは原子炉水位が通常水位であることから保有水量が少なく、余裕時間が短い。

POS-S（A1, C2, D含む）以外の待機中RHRに期待できないPOSにおいては、表1に示すとおり「全交流動力電源喪失」に包絡されることを確認しているため、崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスとしてPOS-Sを選定することが妥当であると考えている。

2. 燃料損傷防止対策について

崩壊熱除去機能喪失時の燃料損傷防止対策としては、「待機中RHR」、「低

圧代替注水系（常設）」及び「低圧代替注水系（可搬型）」等が考えられる。

燃料損傷防止対策は使用可能な期間がPOSによって変化し、POS-A 2, B 1, B 2, C 1の期間においては、「待機中RHR」はメンテナンス中であるため期待することができない。そのため、その期間は燃料損傷防止対策として「低圧代替注水系（常設）」または「低圧代替注水系（可搬型）」等に期待することとなる。

以上

累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類	S	A1	A2	B1																B2					C1						C2	D															
日数	1	2	2	16																5					13						2	6															
定期検査主要工程	原子炉開放			燃料移動	LPRM取替	CRD点検						燃料装荷						炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧						RPV漏洩試験	PCV復旧						PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成									
代表水位	通常水位			原子炉ウエル満水																通常水位																											
崩壊熱除去	RHR-A	■																																													
	RHR-B																	■																													
炉心注水	RCIC																																														
	HPCS	■																																													
	LPCI-A	■																																													
	LPCI-B	■																			■																										
	LPCI-C	■																																													
	LPCS	■																																													
	MUWC(ポンプA)	■																																													
	MUWC(ポンプB)																	■																													
	MUWC(ポンプC)	■																																													
サポート系	RCW/RSW-A	■																																													
	RCW/RSW-B	■																			■																										
	HPCW/HPSW	■																																													
	DG-A	■																																													
	DG-B	■																			■																										
	DG(HPCS)	■																																													

■ : 運転中 □ : 待機状態

図1 POSの分類及び使用可能な緩和設備

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失）

プラント状態(POS)	包絡事象	重大事故等 対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋 の開閉状態	放射線の遮へいが維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	・待機中RHR ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	閉止	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。
A1	PCV/ RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	・待機中RHR ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Sに比べ、「崩壊熱」が小さく、また、「緩和系」、「保有水量」に差がないことから、「余裕時間」が長い。	閉止	原子炉が未開放であることから、遮へいは確保される。	プラント状態POS-Sに同じ
A2	「全交流動力電源喪失(POS-S)」に包絡	・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Sに比べ、「崩壊熱」が小さく、また、「保有水量」が多く、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」が少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失(POS-S)」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」、「緩和系」及び「余裕時間」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失(POS-S)」に包絡される。			
B1	原子炉ウエル満水状態(原子炉ウエル水抜き開始まで)	「全交流動力電源喪失(POS-S)」に包絡 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・燃料プール代替注水系	POS-Sに比べ、「崩壊熱」が小さく、また、「保有水量」が多く、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」が少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失(POS-S)」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」、「緩和系」及び「余裕時間」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失(POS-S)」に包絡される。	開放	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し、評価項目を満足することを確認している。	制御棒全引抜のセルについては、燃料集合体がないことから、プラント状態POS-Sに包絡される。
B2						
C1	PCV/ RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Sに比べ、「崩壊熱」が小さく、「保有水量」に差がない。また、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」も少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失(POS-S)」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失(POS-S)」に包絡される。	閉止	原子炉が未開放であることから、遮へいは確保される。	プラント状態POS-Sに同じ
C2		・待機中RHR ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Sに比べ、「崩壊熱」が小さい、「緩和系」に差がない、「保有水量」に差がない、「余裕時間」が長いことから、燃焼損傷防止対策の有効性評価は、POS-Sに包絡される。	閉止		
D	起動準備状態	・待機中RHR ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)				

【指摘事項：146-13】

- | |
|---|
| ・全交流動力電源喪失について、直流電源をどのように考慮しているか説明すること。 |
|---|

【回答】

運転停止中「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループにおける、事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」においては、全交流動力電源喪失状態において直流電源も喪失した状態となる。

運転停止中における「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」の事象進展は、重大事故等対処設備により、直流電源を復旧することで、運転停止中における事故シーケンス「外部電源喪失+DG 喪失+HPCS 失敗」と同等となることから、同事故シーケンスの有効性を確認することにより有効性を確認できる。

以下に、直流電源喪失に対する対策について示す。

<直流電源喪失の対策について>

「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」におけるFV重要度（基事象：上位10位）を表1に示す。表1に示すとおり、「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」における直流電源喪失の主要因は蓄電池A・B間機能喪失共通要因故障であり全要因の約99%である。このため、蓄電池の機能喪失に対する対策を示すことで、直流電源が喪失した場合の対策を示す。

当該シーケンスでは交流電源・直流電源が喪失しているため、可搬型代替直流電源設備により直流電源を復旧する（図1参照）。当該設備の一部として建屋据付型の125V蓄電池が常備されているため、現場における手動接続操作による直流電源供給が可能である。

なお、直流電源復旧後は、非常用D/Gの起動が可能となり、ECCSを用いた原子炉注水操作又はRHRを用いた除熱が可能となる。また、万一非常用D/Gが起動できなかった場合においても、ガスタービン発電機から受電することにより、原子炉注水又は除熱操作が実施可能である。

可搬型代替直流電源設備からの受電作業時間（約15分）を考慮しても事象発生約25分後に直流電源の復旧が可能であり、崩壊熱の高いPOS-Sにおいて原子炉水温が100℃に到達する事象発生後約1時間を下回るため、上記の炉心損傷防止対策は有効であると考えられる。

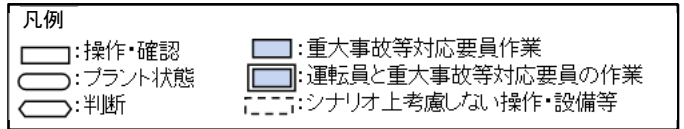
以上

表 1 「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」に対する FV 重要度
(基事象：上位 10 位)

順位	基事象	FV 重要度
1	蓄電池 A・B 間機能喪失共通故障	9.9E-01
2	非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	4.0E-01
3	非常用 HPCS-D/G 起動失敗	2.7E-01
4	HPCS 注入元弁開け忘れ	7.0E-02
5	HPCS 操作失敗	6.2E-02
6	HPCS ポンプ室空調機能喪失	2.2E-02
7	HPSW ストレーナ閉塞	1.8E-02
8	HPSW ポンプ起動失敗	1.8E-02
9	HPCW ポンプ起動失敗	8.2E-03
10	HPCS ポンプ起動失敗	8.2E-03

プラント前提条件

- ・プラント停止1日後
- ・原子炉圧力容器未開放
- ・主蒸気隔離弁全閉
- ・残留熱除去系(A) 原子炉停止時冷却モード 運転中
- ・残留熱除去系(B) 低圧注水モード 待機中
- ・原子炉水位「通常運転水位」



注1: 状態表示ランプ, M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧で確認
 注2: 125V 直流主母線電圧で確認
 注3: 起動は状態表示ランプ, M/C 6-2F 母線電圧で確認
 非常用交流母線の低電圧信号により自動起動
 注4: 機能喪失は状態表示ランプ, 関連パラメータ等で確認
 機能喪失は評価上の仮定
 注5: 全交流動力電源喪失は外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の受電失敗により全ての常用母線と非常用母線の電圧が零ボルトで判断
 除熱機能喪失は原子炉補機冷却海水系ポンプトリップ等により残留熱除去系が使用不能と判断
 注6: M/C 6-2F 母線電圧を確認し M/C 6-2C, 2D 母線へ受電
 注7: 復水補給水系の緊急時隔離弁を「全閉」後, 復水移送ポンプ1台を起動
 注8: 評価上, 原子炉は大気圧状態を維持していると仮定

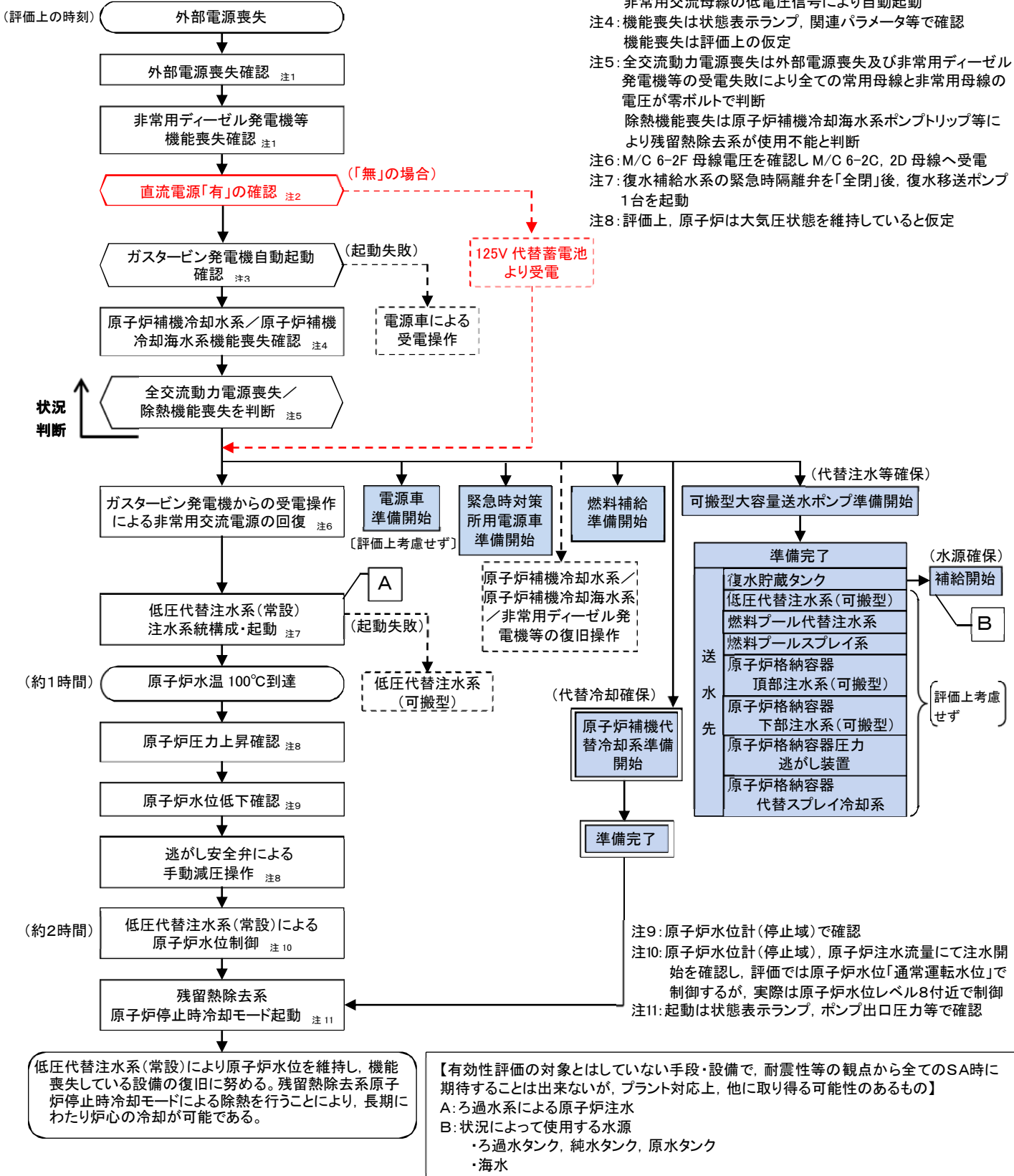


図1 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

【指摘事項：146-14】

・ピアレビューで挙げられたコメントについて、今回のPRAに反映する必要がない理由を整理して説明すること。

【回答】

ピアレビューで挙げられたコメントに対する対応状況について以下に示す。

なお、実施したピアレビューの体制、方法等を含む結果については、「女川原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別紙12」に示す。

1. 国内レビューアからのコメント

今回実施した各PRA（運転時L1、運転時L1.5、停止時L1、地震、津波）において、ピアレビューを実施した結果を表1に示す。国内のレビューアからのコメントのうち、学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施した各PRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。

また「推奨事項」については、学会標準には適合しているものの、より品質の高いPRAの実施に有益な事項として挙げられていることから、次回以降のPRAにて適宜反映する。

文書化に関する「指摘事項」及び「改善提案」については、学会標準との適合性を向上させる観点から、各PRA評価結果を纏めた資料に追記し、資料の改善を図る。

表1 女川2号PRAピアレビュー結果（国内レビューア）

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

2. 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは、主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。コメント及びコメントに対する対応については表2のとおり。

海外レビューアから示されたコメントは22件であり、内部事象レベル1 PRAおよび停止時レベル1 PRAに関するコメントが多く示された。今回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているため、本PRAの評価モデルへの反映は必須ではないと判断しているが、より品質の高いPRAの実施に向けて適宜反映を検討をしていく。

以 上

表2 海外レビューアのコメント及び対応方針

対象 PRA	項目	コメントの分類	コメント内容	対応方針
運転時 L1	起因事象	LOCAの起因事象発生頻度評価	PRAにおいては大LOCAの発生位置が特定されていなかった。 大LOCAを引き起こしうるRPVに接続される全ての配管に、同等に大LOCA発生頻度を割り当てる方法を提言する。	【中長期的な課題】 感度解析としてECCS配管の溶接線の数と配管径に基づく評価を実施し、ベースケースと大きな差異がないことを確認している。 従って、本PRAの目的に対しては、既報告の内容で問題ないと判断したが、LOCAの個別評価については、海外知見を参考に、今後詳細を検討していく。
		サポート系の起因事象発生頻度評価	サポート系故障起因事象(RSW/RCW及びTSW/TCWの喪失)の頻度計算について、系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。	【中長期的な課題】 本評価では、学会標準で示された手法(発生件数0.5件)を用いている。 原子炉補機冷却系故障のようなCDFへの影響が大きい起因事象については、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法についてはフォールトツリーモデルを含め、海外での取扱いも調査し、検討を実施する。
	機器故障率	故障率の選定	ISLOCAの評価において、逆止弁の通常的位置は閉であり、試験の時だけ開となることから、試験可能逆止弁が試験後に復帰に失敗(開固着)する故障モードを閉失敗の代わりに使用すべきである。	【中長期的な課題(一部検討済)】 本評価では「逆止弁閉失敗の時間故障率×720(hr)」を用いており、デマンド故障率と大きな差がないことを確認している。 デマンド故障率の使用については今後検討する。
	モデル化範囲	評価モデルの確認	ATWS事故シーケンスは、炉心損傷に至るものと保守的に想定されており、事故シーケンスモデルにおいてさらなる評価はされていないことに留意すること。	【対応済】 本評価の目的である重要事故シーケンスの選定という観点においては、SLC、ARI等のSA対策に期待しない評価であるため、問題ないと考えている。
		評価モデルの確認	給水は通常のプラント停止時に使用可能なので、考慮すべきである。	【対応済】 本評価の目的である重要事故シーケンスの選定という観点においては、給水系に対して、過渡事象時の注水等のSA対策に期待しない評価であるため問題ないと考えている。

表2 海外レビューアのコメント及び対応方針

対象 PRA	項目	コメントの分類	コメント内容	対応方針
	人間信頼性解析	人的過誤の評価	電動弁の試験中に発生する ISLOCA の診断失敗と、その後の 電動弁の開失敗は単一操作とみなすべきである。	【中長期的な課題（一部検討済）】 逆止弁内部リークと電動弁試験時間操作の組み合わせにおいては、発生時の診断と隔離操作でなく、「試験前の回復」と「ISLOCA 発生時の隔離」に期待しているため、独立の操作としている。 ただし、当該事故シーケンスは ISLOCA であり、炉心損傷直結シーケンスとして分類しているため、本評価の目的である重要事故シーケンスの選定に影響を与えるものではない。
		人的過誤の評価	人間信頼性解析は、運転員からの情報は重要である。	【中長期的な課題】 今回の評価では、運転員に対するインタビューは実施していない。 今後実施する安全性向上評価に係る PRA において検討を行う。
		人的過誤評価	制御室内の運転員たちは HRA の観点からは単一ユニット/作業員として扱われるべきである。プラントの状態変化/事故への対応は独立した個々の運転員としてではなく一つのグループとして行われるからである。	【対応済】 事象の認知について個々の運転員としてではなく一つのグループとして HEP を考慮している。
	重要度解析	重要度解析	米国では RAW はオンラインメンテナンスなどで、ある系統を待機除外にした場合、CDF への影響がどの程度あるかを見るための指標であるため、RAW の評価時は系統間 CCF を含めない。	【対応済】 重要事故シーケンスの選定にあたって RAW は関連していないため、問題ないと考えられる。
	感度解析	感度解析	以下に基づいて感度解析を実施すること。 <ul style="list-style-type: none"> - レベル 1 PRA での CDF の結果 - 緩和系及び事故シーケンスについての成功基準に関する仮定。 - 複数ケースの感度解析を行った場合には、 <ul style="list-style-type: none"> ・個々のケースについて個別の感度解析 ・すべての感度のケースを含む統合された感度解析 のどちらも行うべきである。	【対応済】 コメントの通りの感度解析を実施している。

表2 海外レビューアのコメント及び対応方針

対象 PRA	項目	コメントの分類	コメント内容	対応方針
停止時 L1	起因事象	起因事象発生頻度評価	RHR 喪失と RHR サポート喪失に関しては、RHR システムの設計は女川2号炉特有のものであることから、起因事象の頻度/確率を計算するのにフォールトツリー法が使用されるべきである。	<p>【中長期的な課題（一部検討済）】</p> <p>システム解析による起因事象発生頻度の算出が有効であると考えられるが、当コメントに関わるのは起因事象発生頻度のみであり、重要事故シーケンスの選定にあたっては問題ないと判断した。</p> <p>今後の PRA 評価において起因事象発生頻度の評価手法へのフォールトツリー法の適用可否検討を実施する。</p>
		起因事象発生頻度評価	日本の各原子力発電所はそれぞれ異なる LOSEP 頻度を有していると考えられることから、LOSEP の起因事象発生頻度/確率は女川2号炉のサイト特有であるべきである。	
	人間信頼性解析	人的過誤の評価	長時間（数時間）経過後の、同様の運転員操作は独立したものとみなされ、最初の操作に失敗した後の回復の操作が有効になりうる。	<p>【中長期的な課題】</p> <p>本評価では、コメントの通りモデル化しているが、今後の PRA 評価においては、「運転員の操作への依存性」に注目した、運転員へのインタビューを含めた検討を実施する。</p>
		人的過誤の評価	表示/警報によるプラント状態の診断の失敗と、長時間経過後の別の表示/警報によるプラント状態の診断の失敗には従属性が仮定される。 LOCA 状態の診断は制御室の運転員達によって行われるため、RPV の低水位と圧力制御室の高水位警報は、一組の兆候として扱うべきである。	<p>【中長期的な課題】</p> <p>認知失敗は運転員の計器の読み取り等によるものであり、一方、リカバリは警報によるものであることから、両者が独立であると判断している。</p> <p>これらを一組の兆候として扱った場合でも最も寄与割合の大きなシーケンスは変わらず、重要事故シーケンスとして選定したシナリオに変更はないことを感度解析により確認している。</p> <p>今後の PRA 評価において、診断の独立性についてのモデル化方法を検討する。</p>
地震 L1	起因事象	LOCA	地震によって生じる LOCA 事象を全て E-LOCA に分類することはあまりに保守的過ぎるかもしれない。この保守性が今回の解析結果より更に重要になりうるような他の事故シーケンスを覆い隠してしまうかもしれない。	<p>【中長期的な課題】</p> <p>現評価では、S/R 弁の開失敗時及び格納容器内配管の同時損傷時の漏洩量の特定が困難であるため、E-LOCA に包絡している。今後の PRA 実施に向け、国内の議論や海外知見を収集しながら、本評価モデルへの適用を検討することとする。</p> <p>なお、このモデル化においては、発生頻度が十分小さいことから、他の事故シーケンスを隠してしまうような事象が存在しないことを確認した。</p>

表2 海外レビューアのコメント及び対応方針

対象 PRA	項目	コメントの分類	コメント内容	対応方針
	モデル化範囲	機器の選定	地震 PRA における機器の選択には安全に関連/緩和する機器に使用されるリレーを含めるべきである。	【対応済】 リレーを含めた制御盤の機能喪失をモデル化し、フラジリティ評価を実施しており、解析モデルに含まれている。
	事故シーケンス評価	モデル化の範囲	システム、トレインや機器のフラジリティを代表するのに、もっとも弱いフラジリティを有する一つの構成要素を使用するのは楽観的である。例えば、ポンプのフラジリティはポンプに関係する全ての要素のフラジリティを結合して計算すべきである。	【中長期的な課題】 実際はシステム、トレインを構成する機器間にも地震時の相関があると考えられる。 現時点の知見では相関性の度合いを評価する手法が確立されておらず、今後の技術的課題と考え、引き続き動向を注視し、適用性を検討していく。
津波 L1	起回事象	起回事象の抽出	定性的な評価/検討によれば、海底砂移動の影響は決して無視できるものではない。	【対応済】 「海底砂移動」により海水取水機能障害が発生して原子炉補機冷却海水系の機能喪失又は循環水ポンプ等の機能喪失による過渡事象が発生する可能性がある。しかし、これらは押し津波が発生した場合に海水ポンプ又は循環水ポンプが浸水により損傷するシナリオに包絡される。
		起回事象の抽出	津波による設備への直接的な影響がなくてもプラントは停止するかもしれない、通常のプラントの停止と同様に津波事象を評価する必要がある。プラントの通常停止に対する HEP は、運転員の高いストレスが操作に影響を与えるかもしれないので再評価する必要がある。	【対応済】 運転員が高ストレスを受ける様な津波の発生と、プラント停止につながる様な設備のランダム要因による機能喪失を考慮した場合、両事象が重畳して発生する確率は非常に小さいと考えられる。
	モデル化範囲	評価モデル	海底砂移動以外の全ての津波の影響に関しては、プラントエリアウォークダウンや、取水口周辺の異物の除去プログラムのレビューと、津波による水位低下がポンプ取水エリアにおける保有水の大幅な減少をもたらす影響の評価等を含める必要がある。	【対応済】 本評価で実施したプラントウォークダウンの結果は、報告書にまとめられており、この結果は本ピアレビューにて確認頂いている。 また、引き津波による水位低下の影響についても定量評価しており、押し津波の場合に比べて全炉心損傷頻度が2桁程度小さいことを確認している。

表2 海外レビューアのコメント及び対応方針

対象 PRA	項目	コメントの分類	コメント内容	対応方針
	引き波評価	浸水評価	津波の高さが 29m 未満についても、開口部やマンホール等を通じて取水トンネルからポンプエリアに浸水する場合、その影響を評価しなければならない。	【対応済】 敷地内開口部（海水取放水口）からの溢水の影響は、津波の水位時系列データに基づく氾濫解析にて評価しており、津波高さ 0.P. 29m 未満では海水ポンプ室への浸水は無いことを確認している。
	浸水評価	浸水評価	津波の水圧でドアが破壊されるか、破壊される確率が高い場合は感度解析を行うことが可能である。	【対応済】 R/B 外壁の扉は水密扉であり、8m の静水圧まで耐えられる設計としている。防潮堤が健全である津波高さ 0.P. 34m 未満においては、敷地浸水深は 2m 未満と低いため水密扉が機能喪失する可能性は十分に小さいと考えられる。
運転時 L1.5	格納容器破損モード	物理化学現象の確認	火災と爆燃につながる水素の発生は、PCV 内を窒素ガスで不活性化することにより、重大ではなくなる。コンクリートの基礎の貫通溶解と、非凝縮性ガスの放出による PCV の過圧といった他の 2 つの現象が PCV の崩壊に寄与しないことの証明/評価を示す必要がある。	【対応済】 (コンクリートの基礎の貫通溶解) PRA の MCCI 評価では、 1) 基礎の貫通溶解、 2) ベDESTAL 座屈 のうち、厳しい条件として、2) ベDESTAL 座屈による PCV 破損を確率論的に評価している (非凝縮性ガスの過加圧) 非凝縮性ガスの発生による過圧破損は、PCV の別のモードの破損モードとして考慮済みである。

【指摘事項：146－21】

- ・大LOCAとTQUVのMCCIシナリオを比較し、ペDESTAL注水などの点でどちらに代表性があるか説明すること。

【回答】

MCCIの評価事故シーケンスとしては、「過渡事象＋高圧注入失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗」（TQUV）を選定している。以下に選定した理由を示す。

(1) MCCIに対する格納容器下部水張りに対する知見

格納容器下部への初期水張りに失敗し、溶融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの実験的知見より、溶融炉心上部にクラストが形成され、溶融炉心の冷却が阻害される可能性が高い。

MCCIを緩和する手段として初期水張りを実施し、溶融物落下時に溶融炉心を粒子化することにより、ハードクラストの形成を回避し、デブリ上面からの除熱を改善することができる。

従って、溶融炉心の粒子化を促進し、MCCIを緩和する観点から初期水張りが重要となる。

(2) 大LOCAとTQUVにおけるMCCIシナリオの比較

MCCIの観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなるシーケンス、すなわち原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しくなり、原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象であるTQUV（TQUXにおける炉心損傷後の手動減圧を含む）、中LOCA（S1E）及び大LOCA（AE）が厳しいPDSとして考えられる。

LOCAは原子炉圧力容器の破損が早いいため、崩壊熱量が大きくなるシーケンスであるが、ペDESTALへの冷却材の流入により、初期水張りと同様の効果が得られると考えられる。

TQUVにおいては、原子炉圧力容器破損の時点において、圧力容器内の冷却材は喪失しており、ペDESTALへの注水が実施されない場合には、ペDESTAL内に水がない状態で溶融炉心が落下することとなる。このため、TQUVはペDESTAL水張りへのマネジメントの時間余裕が少ないシーケンスである。

したがって、ペDESTAL注水などのマネジメントに着目し、TQUVをMC
CIに対する代表シナリオと選定した。

以 上

P R Aにおける評価条件の見直しについて

これまで説明してきたP R A評価のうち、「レベル1 P R A」, 「レベル1. 5 P R A」, 「地震P R A」, 「津波P R A」について, 詳細検討等を踏まえ, 評価条件を見直した。見直した評価条件, 評価結果について以下に示す。

1. レベル1 P R A

見直した評価条件及び評価結果を表1, 2に示す。詳細は別紙1のとおり。

表1 レベル1 P R A 評価条件

評価条件	見直し前	見直し後	理由
(1) 起因事象発生頻度	非隔離事象:1. 6E-01 RPS 誤動作等:4. 9E-02 通常停止:1. 7E+00	非隔離事象:1. 7E-01 RPS 誤動作等:5. 5E-02 通常停止:1. 7E+00	起因事象の分類方法について詳細検討を行い, 非隔離事象, RPS 誤動作等, 通常停止の発生件数を見直した。 (審査による指摘事項)
(2) ISLOCA 発生頻度評価法	大規模内部リーク発生確率 :内部リーク故障率 1/10	大規模内部リーク発生確率 :内部リーク故障率	NUREG/CR-6928 を参考に, 国内機器故障率の内部リーク発生確率の 1/10 の値として設定していたが, 国内において大規模内部リーク発生の実績がないことから, 保守的な設定に見直した。 (「指摘事項 125-2」回答資料参照)
(3) 格納容器除熱操作に対する余裕時間	余裕時間:35 時間	余裕時間:8 時間	設置許可取得済の設備の機能のみに期待する本P R Aの観点から, 崩壊熱除去機能喪失時に注水継続の措置を考慮しないものとして, 余裕時間を 8 時間とした。 (審査による指摘事項)

表2 レベル1 P R A評価結果

炉心損傷頻度 (/炉年)	
見直し前	見直し後
2.0E-05	5.5E-05

2. レベル1.5 P R A

見直した解析条件及び評価結果を表3, 4に示す。詳細は別紙2のとおり。

表3 レベル1.5 P R A 解析条件

評価条件	見直し前	見直し後	理由
(1)プラント 損傷状態 発生頻度	見直し前 レベル1 P R Aの結果	見直し後 レベル1 P R Aの結果	レベル1 P R Aの評価条件変更に伴い見直した。

表4 レベル1.5 P R A評価結果

格納容器破損頻度 (/炉年)	
見直し前	見直し後
2.0E-05	5.5E-05

3. 地震PRA

見直した解析条件及び評価結果を表5, 6に示す。詳細は別紙3のとおり。

表5 地震PRA 評価条件

評価条件	見直し前	見直し後	理由
(1)機器 フラジリティ	別紙3参照		<ul style="list-style-type: none"> ・S/R 弁と直流主母線盤について、現実的な耐力を考慮したフラジリティ評価に見直した。^{※1} (審査による指摘事項) ・機器フラジリティ評価における評価地震動を見直した。^{※2}
(2)ランダム 故障確率	見直し前 レベル1 PRAの結果	見直し後 レベル1 PRAの結果	レベル1 PRAの評価条件変更に伴い見直した。

※1 FV 重要度上位の機器である S/R 弁と直流主母線盤について、フラジリティ評価の精緻化を行った。

※2 機器フラジリティ評価における評価地震動として、適合性審査申請前の基準地震動 S_s (580 ガル) を適用していた機器については、今回申請の基準地震動 $S_s - 2$ (1000 ガル) に見直した。

表6 地震PRA評価結果

炉心損傷頻度 (/炉年)	
見直し前	見直し後
2.0E-05	1.8E-05

4. 津波PRA

見直した解析条件及び評価結果を表7, 8に示す。詳細は別紙4のとおり。

表7 津波PRA 評価条件

評価条件	見直し前	見直し後	理由
(1)津波ハザード	別紙4参照		津波ハザード, 敷地内氾濫解析及び建屋内浸水評価を実施し, 現実的な評価に見直した。 (「指摘事項: 146-2」 回答資料参照)
(2)敷地内氾濫解析	津波高さ 0.P. +35.2m まで実施	津波高さ 0.P. +38.6m まで実施	
(3)建屋内浸水評価	未実施 (建屋内への浸水により, 緩和設備が機能喪失することにより, 直接炉心損傷に至る事象として整理)	津波高さ 0.P. +38.6m までの津波に対して, 扉開閉状態を考慮した建屋内浸水解析を実施	
(4)ランダム故障確率	見直し前 レベル1PRAの結果	見直し後 レベル1PRAの結果	

表8 津波PRA評価結果

炉心損傷頻度 (/炉年)	
見直し前	見直し後
2.2E-05	8.7E-06

以上

レベル 1 P R A 評価条件見直し内容

1. 評価条件の見直し

(1) 起因事象発生頻度

原子力規制委員会による審査において、原子炉停止操作中のスクラム事象に対する起因事象の分類について指摘を受け、起因事象発生頻度について、再度調査を行い、その結果、起因事象の分類見直しが必要となる起因事象が BWR プラント全体で 4 件あることが分かった。見直し対象の事象について表 1 に示す。また、見直し前後の起因事象発生件数及び頻度を表 2 に示す。

(2) ISLOCA 発生頻度評価法

「指摘事項 125-2」を踏まえ、ISLOCA 発生頻度評価方法の見直しをおこなった。評価の見直しの詳細については「指摘事項 125-2」の回答にて示す。

(3) 格納容器除熱操作に対する余裕時間

原子力規制委員会による審査において、サプレッションプール温度が上昇した場合の HPCS の機能維持の考え方について指摘を受けた。これを踏まえ、崩壊熱除去機能喪失(TW)のシーケンスについて、格納容器圧力が 2Pd 到達 (35 時間後) までに崩壊熱除去が可能であれば炉心損傷回避が可能としていたが、原子炉注水継続については、評価上の仮定を含んでいることから、これまで 35 時間としていた格納容器除熱操作の余裕時間を 8 時間に見直した。以下に原子炉注水継続に必要な操作に対する解析上の仮定及び評価の見直しについて示す。

a. 原子炉注水継続に必要な操作に対する解析上の仮定

本評価においては、崩壊熱除去機能喪失(TW)時の ECCS (HPCS, LPCI, LPCS) 及び RCIC による原子炉注水継続に対して、必要となる関連操作については比較的余裕時間があるため、成功を前提とした評価を実施している。原子炉への注水継続に必要な操作は表 3 のとおり。

b. 本仮定の扱いについて

a. に示したとおり、これまでの評価においては、崩壊熱除去機能喪失時の注水継続のための措置について、操作までの余裕時間が比較的長いことから、

成功することを前提とした評価としていた。

しかしながら、除熱がない状態においても注水継続が可能となる 8 時間を格納容器除熱操作の余裕時間として設定することにより、原子炉注水継続の操作を考慮したモデルに見直すことが、設置許可取得済の設備の機能のみに期待する本 P R A においてはより適切であると考えられるため、評価を見直すこととする。

2. 解析結果の比較

解析結果の見直し前後の比較について、表 4 及び図 1 に示す。

表 1 原子炉停止操作中のスクラム事象の分類見直し結果

プラント名	発生日時	スクラムの理由 (NuCIA より)	見直し前の分類	見直し後の分類
東京電力 福島第一原子力 発電所 2号機	1984年 10月 21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	起因事象として カウントされず	RPS 誤動作等
東京電力 福島第二原子力 発電所 1号機	1985年 11月 21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	通常停止	RPS 誤動作等
東京電力 柏崎刈羽原子力 発電所 1号機	1992年 2月 28日	タービンバイパス弁急閉後の 給水ポンプトリップによる 原子炉水位低スクラム	通常停止	非隔離事象
東北電力 女川原子力 発電所 1号機	1998年 6月 11日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	通常停止	RPS 誤動作等

表 2 起因事象発生件数と発生頻度の比較

起因事象	炉年	発生件数		発生頻度(/炉年)	
		見直し前	見直し後	見直し前	見直し後
非隔離事象	488.1	<u>80</u>	<u>81</u>	<u>1.6E-01</u>	<u>1.7E-01</u>
隔離事象	488.1	13	13	2.7E-02	2.7E-02
全給水喪失	488.1	5	5	1.0E-02	1.0E-02
水位低下事象	488.1	13	13	2.7E-02	2.7E-02
RPS 誤動作等	488.1	<u>24</u>	<u>27</u>	<u>4.9E-02</u>	<u>5.5E-02</u>
外部電源喪失	706.1	3	3	4.2E-03	4.2E-03
S/R 弁誤開放	488.1	0.5	0.5	1.0E-03	1.0E-03
補機冷却系故障	693.6	0.5	0.5	7.2E-04	7.2E-04
交流電源故障	3366.2	0.5	0.5	1.5E-04	1.5E-04
直流電源故障	1763.3	0.5	0.5	2.8E-04	2.8E-04
タービン・サポート系故障	693.6	0.5	0.5	7.2E-04	7.2E-04
通常停止	488.1	<u>810</u>	<u>807</u>	1.7E+00	1.7E+00

注) 変化のあった箇所を下線で示した。

表3 原子炉への注水継続に必要となる操作

炉心冷却機能に関する系統	継続運転に必要となる操作	操作までの余裕時間
RCIC	RCIC 排気圧高トリップバイパス	約 20 時間
	CST への水源補給	約 8 時間
HPCS	S/C から CST への水源切替	約 10 時間 ^{※1}
	CST への水源補給	約 8 時間
LPCS, LPCI	RHR 復旧または PCV ベント	約 20 時間 ^{※2}

※1 S/C 水源による注水を継続した場合、約 10 時間後に最高使用温度 100℃に到達するため、水源を S/C から CST への切替える必要がある

※2 格納容器圧力上昇による SRV 閉止を回避するため、格納容器最高仕様圧力到達までの RHR の復旧または PCV ベントが必要と仮定

表4 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	見直し前	見直し後	見直し後/見直し前
TQUX	1.8E-07	1.9E-07	1.07
TQUV	2.9E-11	2.9E-11	1.03
TW	2.0E-05	5.5E-05	2.79
長期TB	6.1E-11	6.1E-11	1.00
TBU	1.3E-12	1.3E-12	1.00
TBP	9.3E-13	9.3E-13	1.00
TBD	4.5E-12	4.5E-12	1.00
AE	4.2E-14	4.2E-14	1.00
S1E	3.3E-12	3.3E-12	1.00
S2E	5.5E-14	5.5E-14	1.00
ISLOCA	4.4E-10	2.4E-09	5.55
TC	3.8E-09	3.9E-09	1.04
合計	2.0E-05	5.5E-05	2.78

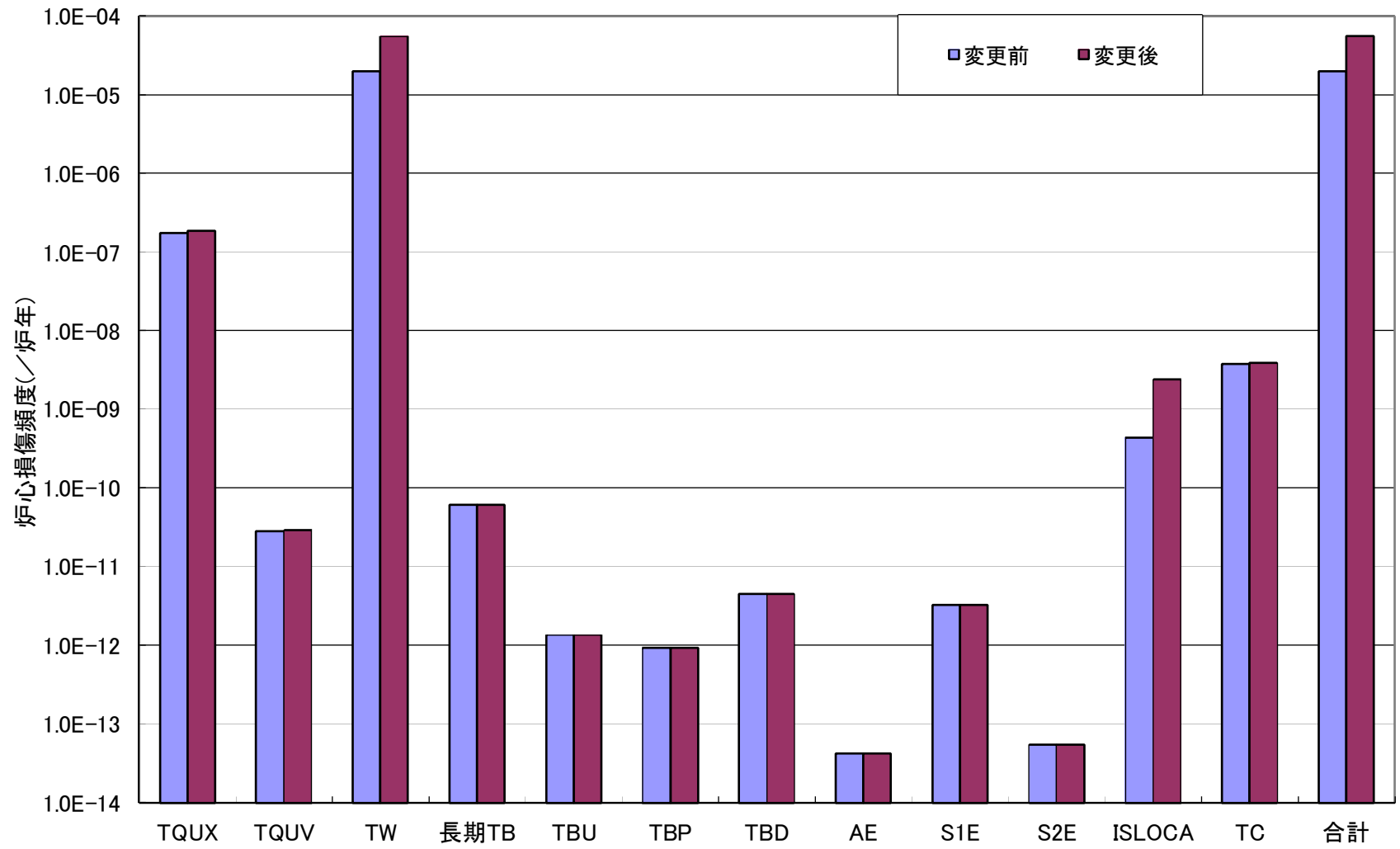


図1 見直し前後の事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

レベル 1. 5 P R A 解析条件見直し内容

1. 解析条件の見直し

プラント損傷状態の発生頻度について、レベル 1 P R A の結果の見直しに伴い、レベル 1. 5 P R A の結果を見直した。

解析結果の見直し前後の比較について、表 1, 2 及び図 1, 2 に示す。

なお、レベル 1 P R A 評価における崩壊熱除去機能喪失 (TW) 時の原子炉注水継続の操作を考慮し、格納容器除熱操作に対する余裕時間を 35 時間から 8 時間に変更したが、以下のとおり、TW の事故シーケンスに対するプラント損傷状態は格納容器先行破損として従前と同様の分類としている。

(1) TW シーケンスの扱い

従前の評価においては崩壊熱除去機能喪失時の注水継続のための措置に成功することを前提としていたため、原子炉注水が継続できることを仮定していたが、これに期待せず原子炉注水が継続できない場合には、炉心損傷が先行する場合と格納容器破損が先行する場合がある。本評価においては、従前の評価と同様に格納容器が先行破損すると想定した。この理由は以下のとおり。

- ・ TW のうち TBW については、比較的早期に注水が停止するため、炉心損傷が先行することとなる (TW (炉心損傷先行))。TBW 以外の TW については、ECCS 等による注水を行うことにより、格納容器先行破損に整理できる (TW (格納容器先行破損))。それぞれの炉心損傷頻度は、表 3 に示したとおりであり、格納容器先行破損の割合は約 100% であることから、代表的に TW は格納容器先行破損シーケンスと設定した。(表 3 参照)
- ・ TW のいずれの事故シーケンスにおいても崩壊熱除去機能喪失に対する対策としては、HPCS の水源切替え等の注水維持操作の実施 (崩壊熱除去機能復旧までの時間余裕確保) と崩壊熱除去機能の復旧であり、有効性評価においても注水維持操作の実施を含む対策の有効性を確認している。

(2) TW のプラント損傷状態を TW(格納容器先行破損)と TW(炉心損傷先行(TBW))に分けた場合の感度解析

TW シーケンスを TW(格納容器先行破損)と TW(炉心損傷先行(TBW))に分類した場合について、感度解析を実施し、その影響を確認した。表 4 に感度解析の条件、表 5, 6 に感度解析の結果を示す。

感度解析の結果、全格納容器破損頻度に占める寄与割合としては、TW(格納容器先行破損)のプラント損傷状態が支配的であり、格納容器破損モードの抽出の観点からは、新たな格納容器破損モードは抽出されないことから、事故シーケンスの選定の観点から影響がないことを確認した。

表 1 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

プラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)		見直し後 /見直し前
	見直し前	見直し後	
TQUX	2.1E-09	2.2E-09	1.07
TQUV	2.9E-11	2.9E-11	1.03
TW	2.0E-05	5.5E-05	2.79
長期 TB	6.1E-11	6.1E-11	1.00
TBU	6.9E-13	6.9E-13	1.00
TBP	4.7E-13	4.7E-13	1.00
TBD	4.5E-12	4.5E-12	1.00
AE	4.2E-14	4.2E-14	1.00
S1E	3.3E-12	3.3E-12	1.00
S2E	5.5E-14	5.5E-14	1.00
ISLOCA	4.4E-10	2.4E-09	5.55
TC	3.8E-09	3.9E-09	1.04
合計	2.0E-05	5.5E-05	2.79

表2 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)		見直し後 /見直し前
	見直し前	見直し後	
過温破損	8.8E-13	9.4E-13	1.06
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.2E-09	1.3E-09	1.07
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	2.0E-05	5.5E-05	2.79
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.8E-09	3.9E-09	1.04
溶融物直接接触	0.0E+00	0.0E+00	-
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	0.0E+00	-
コア・コンクリート 反応継続	1.1E-10	1.1E-10	1.02
水蒸気爆発	4.7E-15	5.0E-15	1.05
水素燃焼	0.0E+00	0.0E+00	-
インターフェイスシステム LOCA	4.4E-10	2.4E-09	5.55
隔離失敗	8.8E-10	9.4E-10	1.07
合計	2.0E-05	5.5E-05	2.79

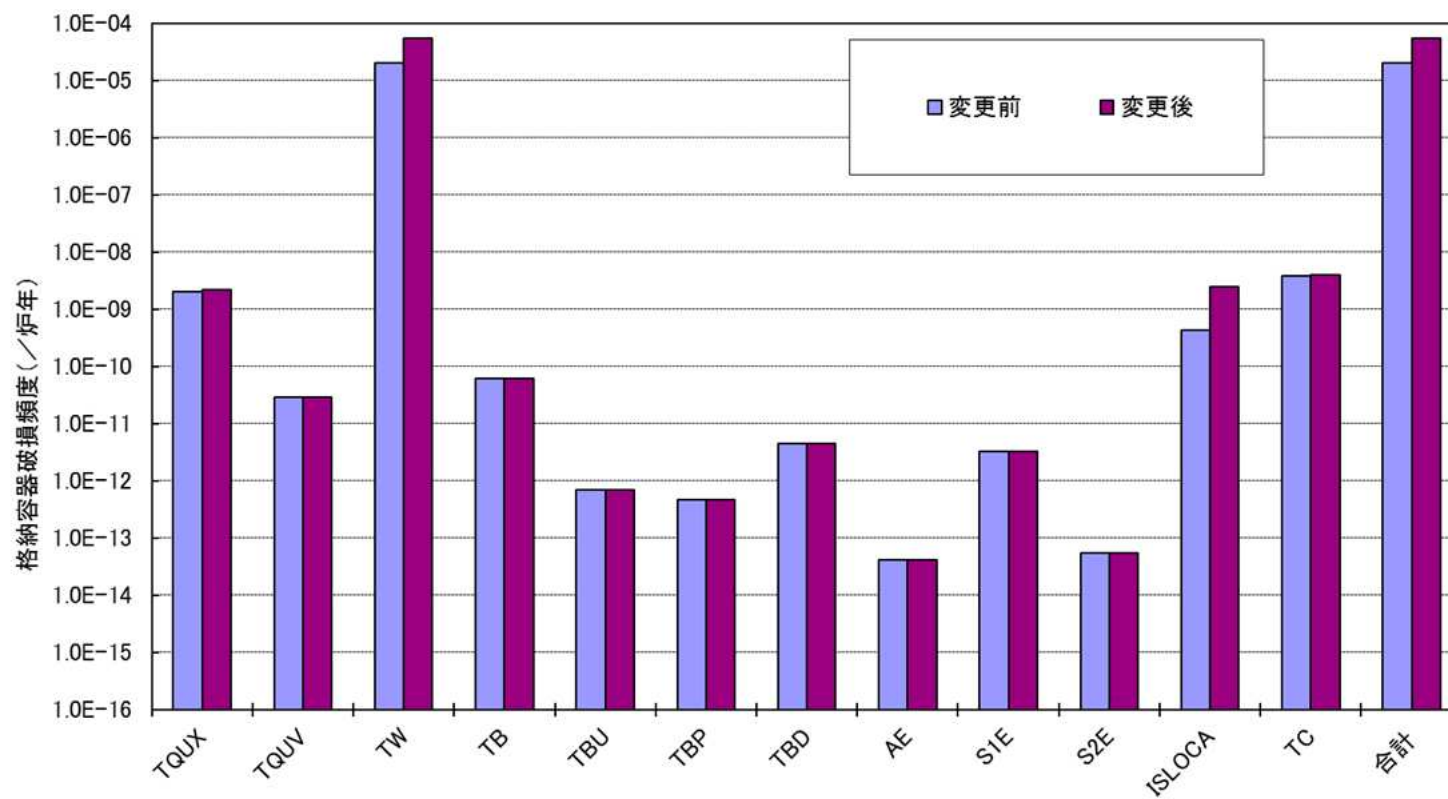


図1 見直し前後のプラント損傷状態別格納容器破損頻度の比較

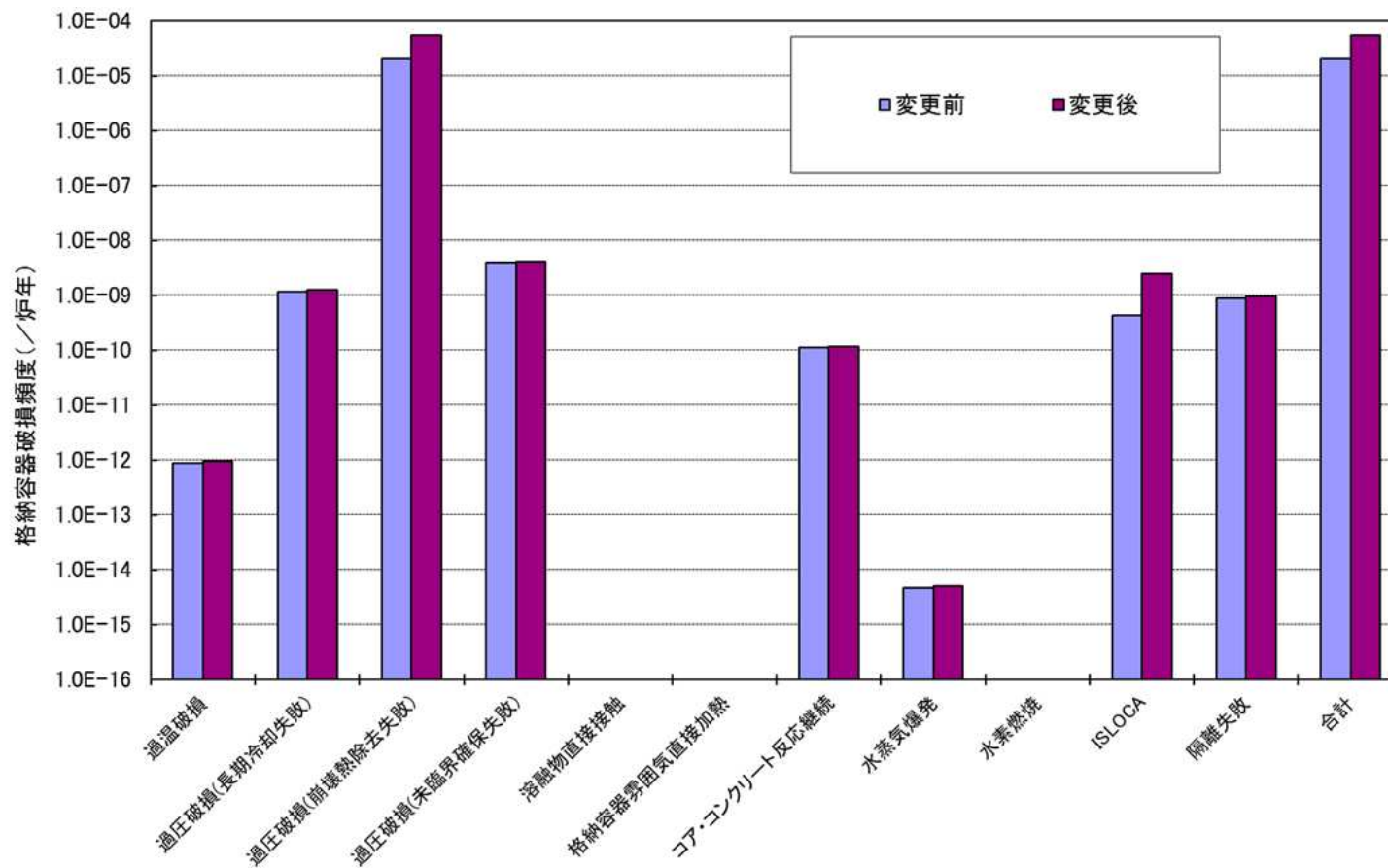


図2 見直し前後の格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較

表 3 TW における格納容器先行破損の寄与割合

事故シーケンス分類	CDF (/炉年)	TW 全体に占める寄与割合 (%)
TW (格納容器先行破損)	5.5E-5	100
TW (炉心損傷先行 (TBW))	1.0E-8	<0.1
TW (合計)	5.5E-5	100

表 4 TW を炉心損傷先行と格納容器先行破損に分類した場合のプラント損傷状態の発生頻度

(/炉年)

	ベースケース	感度解析
プラント損傷状態	TW (格納容器先行破損) 5.5E-5	TW (格納容器先行破損) 5.5E-5
		TW (炉心損傷先行 (TBW)) 1.0E-8

表5 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度
(TW(格納容器先行破損)とTW(炉心損傷先行(TBW))を分けた場合の感度解析)

プラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	
	ベースケース	感度解析
TQUX	2.2E-09 (<0.1)	2.2E-09 (<0.1)
TQUV	2.9E-11 (<0.1)	2.9E-11 (<0.1)
TW (格納容器先行破損)	5.5E-05 (100)	5.5E-05 (100)
TW (炉心損傷先行(TBW))	—	1.0E-08 (<0.1)
長期 TB	6.1E-11 (<0.1)	6.1E-11 (<0.1)
TBU	6.9E-13 (<0.1)	6.9E-13 (<0.1)
TBP	4.7E-13 (<0.1)	4.7E-13 (<0.1)
TBD	4.5E-12 (<0.1)	4.5E-12 (<0.1)
AE	4.2E-14 (<0.1)	4.2E-14 (<0.1)
S1E	3.3E-12 (<0.1)	3.3E-12 (<0.1)
S2E	5.5E-14 (<0.1)	5.5E-14 (<0.1)
ISLOCA	2.4E-09 (<0.1)	2.4E-09 (<0.1)
TC	3.9E-09 (<0.1)	3.9E-09 (<0.1)
合計	5.5E-05 (100)	5.5E-05 (100)

注：() の数値は寄与割合を示す。

表 6 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度
(TW(格納容器先行破損)と TW(炉心損傷先行(TBW))を分けた場合の感度解析)

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	
	ベースケース	感度解析
過温破損	9.4E-13 (<0.1)	9.4E-13 (<0.1)
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.3E-09 (<0.1)	1.3E-09 (<0.1)
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5.5E-05 (100)	<u>5.5E-05</u> (100)
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.9E-09 (<0.1)	3.9E-09 (<0.1)
溶融物直接接触	0.0E+00 (0.0)	0.0E+00 (0.0)
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00 (0.0)	0.0E+00 (0.0)
コア・コンクリート 反応継続	1.1E-10 (<0.1)	<u>1.0E-08</u> (<0.1)
水蒸気爆発	5.0E-15 (<0.1)	5.0E-15 (<0.1)
水素燃焼	0.0E+00 (0.0)	0.0E+00 (0.0)
インターフェイスシステム LOCA	2.4E-09 (<0.1)	2.4E-09 (<0.1)
隔離失敗	9.4E-10 (<0.1)	<u>9.9E-10</u> (<0.1)
合計	5.5E-05 (100)	5.5E-05 (100)

注：() の数値は寄与割合を示す。

地震 P R A 解析条件見直し内容

1. 解析条件の見直し

(1) 機器フラジリティ

原子力規制委員会による審査において、頻度が大きく評価されている直接炉心損傷に至る事象について指摘を受けたことを踏まえ、FV 重要度上位の機器である S/R 弁と直流主母線盤についてフラジリティ評価の精緻化を行い、P R A 評価を見直した。表 1 に S/R 弁と直流主母線盤について見直した結果を示す。

また、その他機器フラジリティ評価における評価地震動として、適合性審査申請前の基準地震動 S_s (580 ガル) を適用していた機器については、今回申請の基準地震動 $S_s - 2$ (1000 ガル) での評価が進捗したことから、機器フラジリティを見直した。580 ガルの評価から 1000 ガルでの評価に見直した設備について表 2 に示す。

以下に S/R 弁と直流主母線盤について、今回実施した機器フラジリティ評価の考え方を示す。

a. S/R 弁

本評価においては、S/R 弁の開失敗に伴う ELOCA の発生を想定した評価を行っている。

これまでの評価においては、S/R 弁は合計 11 台設置されているものの、機器の完全相関を仮定していることから、決定論的耐震評価において裕度が最も小さい弁（「自動減圧機能」を要求される弁）を対象にフラジリティ評価を行い、その結果を保守的に 11 台全ての弁に適用していた。

しかし、今回の評価では全ての弁に対して最も厳しい評価結果を用いるのではなく、「安全弁機能」が要求される S/R 弁に対しては、圧力上昇に伴う弁開閉が可能であることを確認する決定論的耐震評価を実施し、フラジリティを見直した。

S/R 弁の構造図について図 1 に示す。自動減圧機能が要求される弁については、S/R 弁本体側および駆動側の機能が健全であることが必要となるため、両機能の健全性が確認された既往の加振試験の結果を用いて評価を行っている。一方、安全弁機能が要求される弁については S/R 弁本体側が

健全であれば、安全弁としての機能は維持できるため、弁本体側の健全性に着目して、弁開閉機能を構成する部品について機器フラジリティを見直した。

b. 直流主母線盤

直流主母線盤の決定論的耐震評価における許容基準値（機能維持確認済加速度）については、既往の加振試験より得られたデータを用いているが、今回の評価では見直し前に採用していた加速度よりも大きな加速度で加振している試験成果を評価基準値として採用したことからフラジリティ評価を見直した。

(2) ランダム故障確率

レベル1 P R Aの結果を反映したものである。

2. 解析結果の比較

解析結果の見直し前後の比較について、表3及び図2に示す。

表1 S/R弁および直流主母線盤の機器フラジリティ見直し内容

項目		見直し前		見直し後	
		中央値 (G)	HCLPF (G)	中央値 (G)	HCLPF (G)
		β_r		β_r	
機器 フラジリティ	S/R弁 (安全弁機能)	1.86	0.80	3.77	1.63
		0.26		0.26	
		0.25		0.25	
	S/R弁 (自動減圧機能)	1.86	0.80	1.86	0.80
		0.26		0.26	
		0.25		0.25	
	直流主母線盤	2.11	0.97	2.53	1.16
		0.22		0.22	
		0.25		0.25	

表2 580ガル評価から1000ガル評価へ見直した機器フラジリティ一覧(1/3)

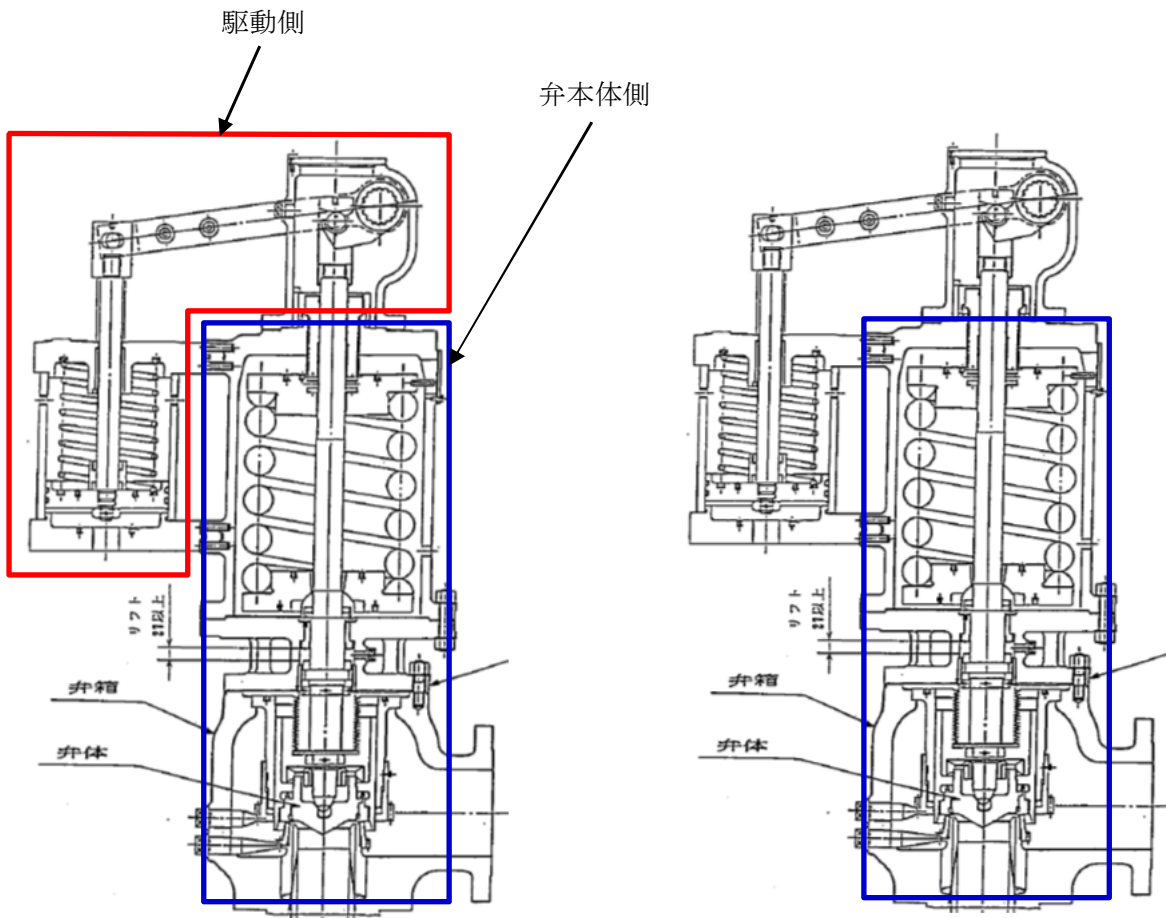
起回事象/ 影響緩和機能	変更前 (580ガル)					変更後 (1000ガル)				
	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r					β_r	
				β_u					β_u	
格納容器損傷	ベント管	構造損傷	ベントヘッダ接続部 (P8)	4.64 0.20 0.17	2.52	同左			4.69 0.20 0.17	2.55
格納容器損傷	ベントヘッダ	構造損傷	ベントヘッダサポート	5.43 0.20 0.17	2.95	ベントヘッダ	構造損傷	エンドプレート (上側)	3.78 0.20 0.17	2.05
ELOCA	RPVノズル (上蓋スプレイノズル)	構造損傷	ノズルエンド	2.87 0.25 0.25	1.26	RPVノズル (制御棒駆動機構ハウジング貫通孔)	構造損傷	スタブチューブ	3.80 0.24 0.34	1.46
計測・制御系喪失	計装ラック (原子炉系(狭域水位)計装ラック)	機能損傷	重心位置	3.22 0.14 0.25	1.69	同左			2.81 0.14 0.25	1.48
計測・制御系喪失	静止形無停電電源装置	構造損傷	取付ボルト	11.20 0.20 0.17	6.08	同左			9.35 0.20 0.17	5.08
制御建屋空調系喪失	中央制御室送風機	機能損傷	軸受部及びメカニカル シムツケーシング	3.31 0.20 0.15	1.86	同左			2.35 0.20 0.15	1.32
制御建屋空調系喪失	中央制御室排風機	機能損傷	軸受部	3.76 0.10 0.15	2.49	同左			4.68 0.20 0.15	2.63
制御建屋空調系喪失	中央制御室グラビティダンパ (中央制御室送風機(A)吐出側)	機能損傷	ベーン取付位置	5.87 0.20 0.15	3.29	同左			4.75 0.20 0.15	2.67
制御建屋空調系喪失	計測制御電源室送風機 (計測制御電源A室送風機)	機能損傷	軸受部	3.76 0.10 0.15	2.49	同左			4.68 0.20 0.15	2.63
制御建屋空調系喪失	計測制御電源室排風機 (計測制御電源A室排風機)	機能損傷	軸受部	3.76 0.10 0.15	2.49	同左			4.68 0.20 0.15	2.63
制御建屋空調系喪失	計測制御電源室グラビティダンパ (計測制御電源(A)室送風機(A)吐出側)	機能損傷	ベーン取付位置	5.87 0.20 0.15	3.29	同左			4.75 0.20 0.15	2.67
制御建屋空調系喪失	換気空調補機非常用冷却水系サージタンク	構造損傷	基礎ボルト	12.49 0.20 0.17	6.78	同左			7.99 0.20 0.17	4.34
制御建屋空調系喪失	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機	構造損傷	基礎ボルト	3.28 0.20 0.17	1.78	同左			2.66 0.20 0.17	1.44
直流電源喪失	125V蓄電池 (125V蓄電池2A)	構造損傷	取付ボルト	5.18 0.20 0.17	2.81	同左			5.26 0.20 0.17	2.86
直流電源喪失	125V充電器 (125V充電器2A)	構造損傷	取付ボルト	7.98 0.20 0.17	4.33	同左			7.02 0.20 0.17	3.81
交流電源喪失	ディーゼル機関	機能損傷	機関重心位置	2.40 0.10 0.15	1.59	同左			2.16 0.20 0.15	1.21
交流電源喪失	ディーゼル発電機	機能損傷	軸受部	2.42 0.10 0.15	1.60	同左			2.44 0.20 0.15	1.37
交流電源喪失	D/G室非常用送風機 (D/G (A) 室非常用送風機)	構造損傷	電動機取付ボルト	4.35 0.20 0.17	2.36	同左			3.37 0.20 0.17	1.83

表2 580ガル評価から1000ガル評価へ見直した機器フラジリティ一覧(2/3)

起回事象/ 影響緩和機能	変更前 (580ガル)				変更後 (1000ガル)					
	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF (G)	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF (G)
				β_r					β_r	
				β_u					β_u	
交流電源喪失	原子炉補機室排風機 (原子炉補機A室排風機)	機能損傷	軸受部	2.18 0.10 0.15	1.44	同左			3.01 2.68 0.20 0.15	1.50
交流電源喪失	D/G室グラビティダンパ (D/G(A)室非常用送風機(A)吸込側)	機能損傷	ベーン取付位置	4.44 0.20 0.15	2.49	同左			3.01 0.20 0.15	1.69
交流電源喪失	原子炉補機室グラビティダンパ (原子炉補機(A)室送風機(A)吐出側)	機能損傷	ベーン取付位置	4.44 0.20 0.15	2.49	同左			3.01 0.20 0.15	1.69
交流電源喪失	非常用メタクラ (6.9kVメタクラ6-2C)	機能損傷	重心位置	4.32 0.22 0.25	1.99	同左			3.67 0.22 0.25	1.69
交流電源喪失	非常用パワーセンタ (460Vパワーセンタ2C)	機能損傷	重心位置	3.34 0.22 0.25	1.54	同左			3.40 0.22 0.25	1.57
交流電源喪失	非常用モータコントロールセンタ (460V原子炉建屋MCC 2D-5)	機能損傷	重心位置	2.91 0.14 0.25	1.53	非常用モータコントロールセンタ (460V制御建屋MCC 2C-1)	機能損傷	重心位置	2.30 0.22 0.25	1.06
交流電源喪失	原子炉補機冷却水サージタンク	構造損傷	基礎ボルト	4.37 0.20 0.17	2.37	同左			2.86 0.20 0.17	1.55
交流電源喪失	原子炉補機冷却水ポンプ	機能損傷	軸位置	3.83 0.10 0.15	2.54	同左			4.36 0.10 0.15	2.89
交流電源喪失	RCWポンプ室空調機 (RCWポンプA室空調機A)	機能損傷	軸受部	3.83 0.10 0.15	2.54	同左			4.26 0.10 0.15	2.89
交流電源喪失	原子炉補機冷却海水系ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	22.49 0.20 0.17	12.21	原子炉補機冷却海水系ストレーナ	構造損傷	胴板	16.80 0.20 0.17	9.12
交流電源喪失	残留熱除去系熱交換器	構造損傷	基礎ボルト	2.54 0.20 0.17	1.38	同左			2.92 0.20 0.17	1.59
スクラム失敗	水圧制御ユニット	構造損傷	取付ボルト	3.75 0.20 0.17	2.04	同左			2.48 0.20 0.17	1.35
RCIC	原子炉隔離時冷却系ポンプ	機能損傷	軸位置	3.76 0.10 0.15	2.49	同左			4.28 0.10 0.15	2.83
RCIC	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用ター ビン	構造損傷	基礎ボルト	3.47 0.20 0.17	1.88	同左			3.81 0.20 0.17	2.07
HPCS	高圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	インペラ上部軸受	3.27 0.20 0.15	1.84	高圧炉心スプレイ系ポンプ (電動機)	機能損傷	軸受部	3.87 0.20 0.15	2.17
HPCS	HPCSポンプ室空調機	機能損傷	軸受部	3.68 0.10 0.15	2.44	同左			4.00 0.10 0.15	2.65
HPCS	HPCS系ディーゼル発電機	機能損傷	軸受部	2.37 0.10 0.15	1.57	同左			2.42 0.20 0.15	1.36
HPCS	D/G(HPCS)室非常用送風機	構造損傷	電動機取付ボルト	4.35 0.20 0.17	2.36	同左			3.37 0.20 0.17	1.83

表2 580ガル評価から1000ガル評価へ見直した機器フラジリティ一覧(3/3)

起回事象/ 影響緩和機能	変更前 (580ガル)					変更後 (1000ガル)				
	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)	機器名称	損傷 モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r					β_r	
				β_u					β_u	
HPCS	D/G (HPCS)室グラビティダンパ (D/G (HPCS)室非常用送風機(A)吸込側)	機能損傷	ペーン取付位置	4.44 0.20 0.15	2.49	同左			3.01 0.20 0.15	1.69
HPCS	原子炉補機(HPCS)室グラビティダンパ (原子炉補機(HPCS)室送風機(A)吐出側)	機能損傷	ペーン取付位置	4.44 0.20 0.15	2.49	同左			3.01 0.20 0.15	1.69
HPCS	H系125V蓄電池 (125V蓄電池2H)	構造損傷	取付ボルト	6.33 0.20 0.17	3.44	同左			5.40 0.20 0.17	2.93
HPCS	H系125V充電器 (125V充電器2H)	構造損傷	取付ボルト	6.31 0.20 0.17	3.43	同左			7.02 0.20 0.17	3.81
HPCS	H系メタクラ (6.9kVメタクラ6-2H)	機能損傷	重心位置	4.32 0.22 0.25	1.99	同左			3.67 0.22 0.25	1.69
HPCS	H系モータコントロールセンタ (460V原子炉建屋MCC 2H)	機能損傷	重心位置	2.91 0.14 0.25	1.53	同左			2.77 0.22 0.25	1.28
HPCS	高压炉心スプレー補機冷却水ポンプ	機能損傷	軸位置	3.83 0.10 0.15	2.54	同左			4.36 0.10 0.15	2.89
HPCS	高压炉心スプレー補機冷却水系熱交換器	構造損傷	銅板	6.72 0.20 0.17	3.65	同左			7.75 0.20 0.17	4.21
HPCS	高压炉心スプレー補機冷却水サージタンク	構造損傷	基礎ボルト	7.34 0.20 0.17	3.99	同左			4.29 0.20 0.17	2.33
LPCS	低压炉心スプレー系ポンプ (電動機)	機能損傷	軸受部	3.56 0.20 0.15	2.00	同左			3.87 0.20 0.15	2.17
LPCS	LPCSポンプ室空調機	機能損傷	軸受部	3.68 0.10 0.15	2.44	同左			4.00 0.10 0.15	2.65
LPCI RHR	残留熱除去系ポンプ	機能損傷	インペラ上部軸受	3.15 0.20 0.15	1.77	残留熱除去系ポンプ (電動機)	機能損傷	軸受部	3.87 0.20 0.15	2.17
LPCI RHR	RHRポンプ室空調機 (RHRポンプA室空調機)	機能損傷	軸受部	3.83 0.10 0.15	2.54	同左			4.36 0.10 0.15	2.89



自動減圧弁機能
 ・駆動側，弁本体側の両機能が健全であることが必要

安全弁機能
 ・弁本体側の機能が健全であることが必要

図1 S/R弁構造図

表3 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

炉心損傷シーケンス グループ	見直し前 CDF (/炉年)	見直し後 CDF (/炉年)	見直し後 /見直し前
原子炉建屋損傷	2.0E-08	2.1E-08	1.04
格納容器損傷	2.9E-07	3.1E-07	1.08
圧力容器損傷	3.0E-07	3.1E-07	1.05
制御建屋損傷	2.9E-07	3.1E-07	1.06
計測・制御系喪失	2.3E-07	3.1E-07	1.35
制御建屋空調系喪失	7.9E-07	3.1E-07	0.75
TQUV	4.3E-08	2.2E-08	0.51
TQUX	6.9E-07	7.9E-07	1.15
長期 TB	5.9E-06	6.9E-06	1.16
TBU	2.2E-07	2.3E-07	1.06
TBP	2.0E-08	2.3E-08	1.17
TBD	1.7E-06	6.0E-07	0.35
TW	8.7E-07	5.6E-06	6.44
TC	5.5E-07	9.5E-07	1.72
ELOCA	8.0E-06	7.2E-07	0.09
格納容器バイパス (ISLOCA)	7.6E-08	8.0E-08	1.06
合計	2.0E-05	1.8E-05	0.89

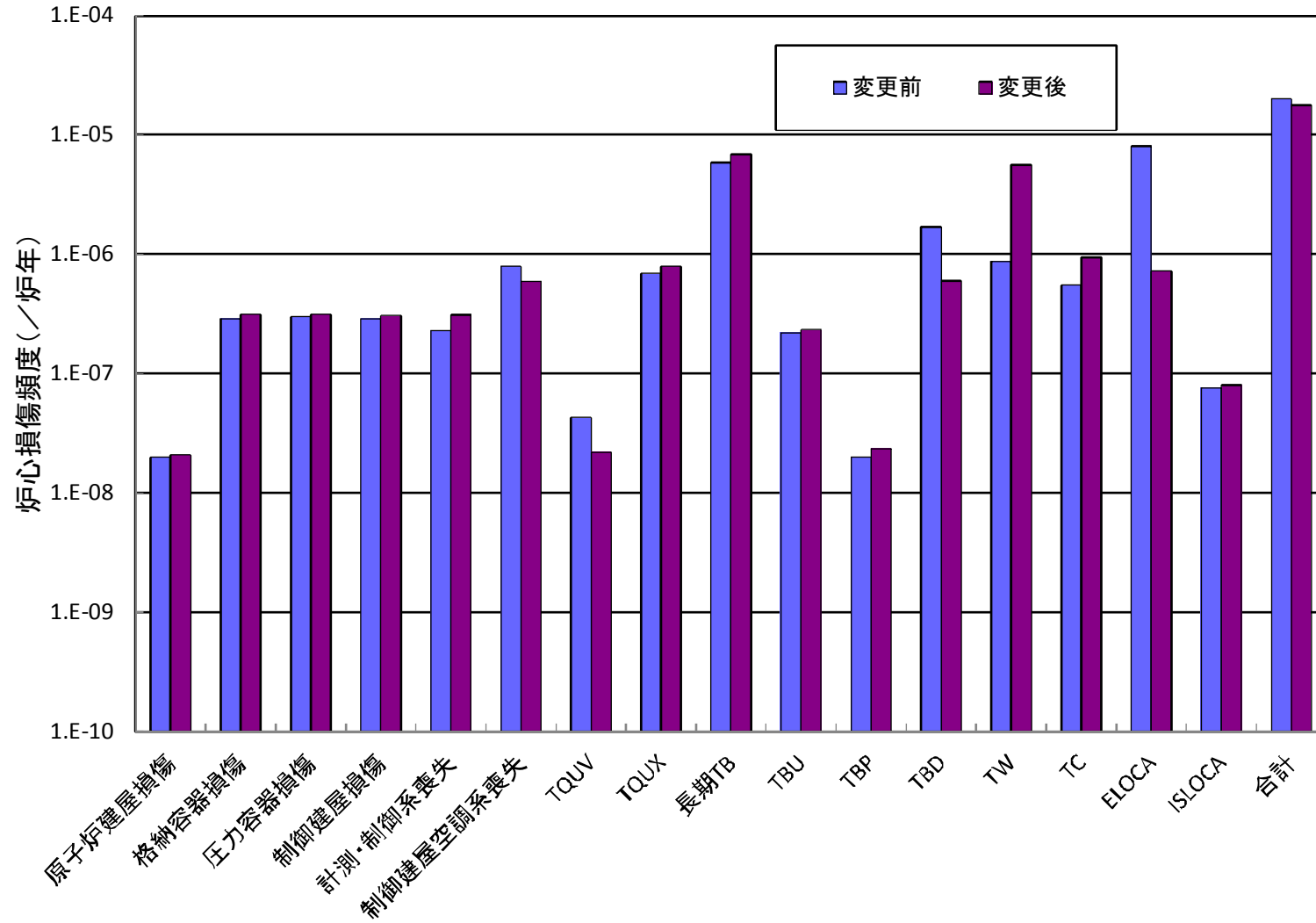


図2 変更前後の事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

津波 P R A 解析条件見直し内容

1. 解析条件の見直し

原子力規制委員会による審査において、頻度が大きく評価されている直接炉心損傷に至る事象について指摘を受けたことを踏まえ、(1) 津波ハザード、(2) 敷地内氾濫解析、(3) 建屋内浸水評価及び(4) ランダム故障確率について評価を見直した。なお、(1)、(2) 及び(3) については、【指摘事項：146-2】の回答においてその詳細を説明する。

(1) 津波ハザード

偶然的不確実さを表現する「津波高さ推定に関するロジックツリー」については、従前、原子力学会標準及び土木学会(2011)に準じて作成していたが、同ロジックツリーのうち誤差の対数標準偏差及び対数正規分布の打ち切り範囲に関する最新の知見として、2014年2月に旧原子力安全基盤機構(JNES)が「確率論的手法に基づく基準津波策定手引き」を公表していることを踏まえ、同知見を評価に反映することとした。津波ハザード変更前後の比較について、図1及び図2に示す。

(2) 敷地内氾濫解析

従前、敷地内氾濫解析については、津波高さ O.P.+35.2m について実施していたが、津波高さ O.P.+38.6m についても解析を実施し、評価に反映した。

(3) 建屋内浸水評価

従前、建屋内浸水評価は実施せず、原子炉外壁扉の閉め忘れが発生した場合については、「原子炉外壁扉機能喪失」として整理していた。今回、津波高さ O.P.+35.2m 及び O.P.+38.6m についての建屋内浸水評価を実施し、建屋内浸水により機能喪失する機器を特定し、事故シーケンスを分類した。

(4) ランダム故障確率

レベル1 P R Aの結果を反映したものである。

2. 解析結果の比較

解析結果の変更前後の比較について、表1及び図3に示す。

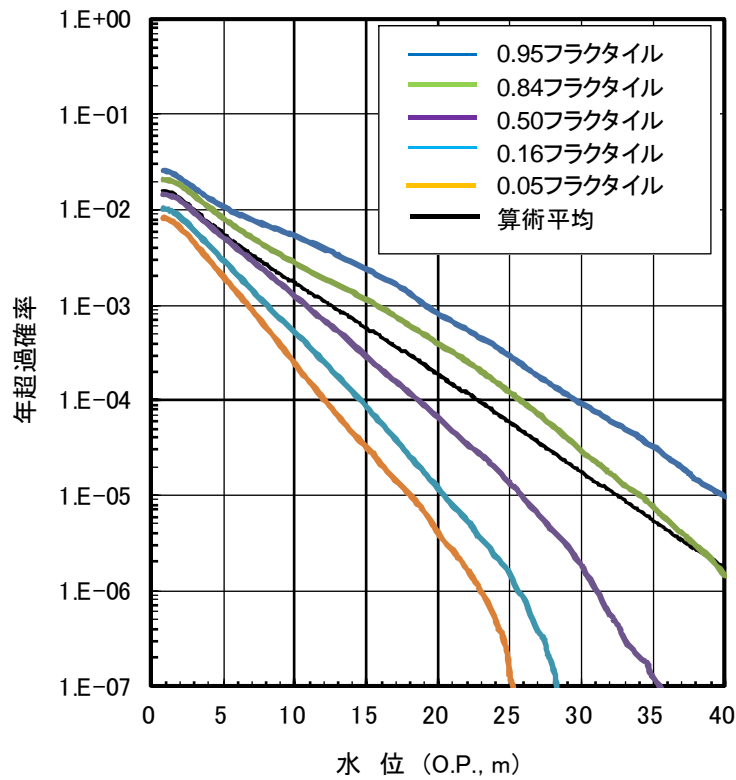


図 1 信頼度別ハザード曲線及び平均津波ハザード曲線（敷地前面）（変更前）

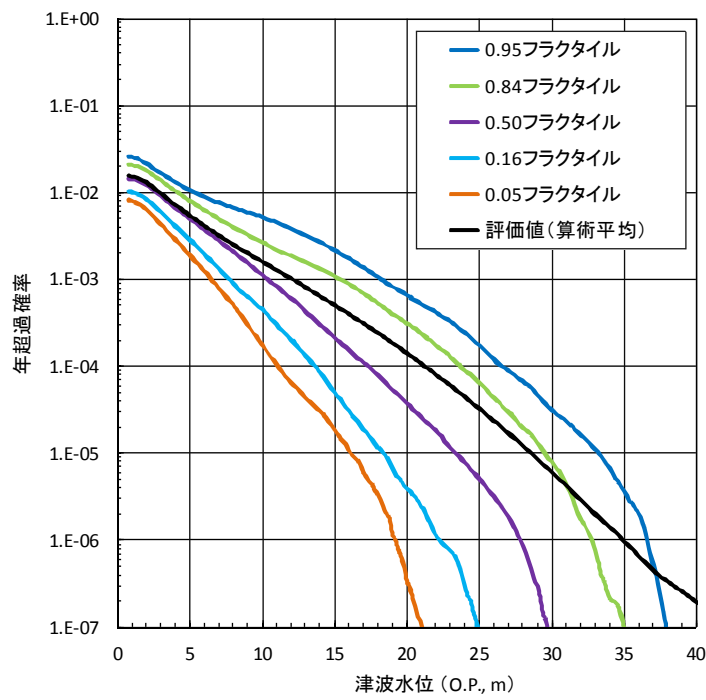


図 2 信頼度別ハザード曲線及び平均津波ハザード曲線（敷地前面）（変更後）

表1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

事故シーケンス グループ	見直し前	見直し後	見直し後 /見直し前
長期 TB	1.5E-5	8.3E-6	0.56
TBU	3.9E-8	2.9E-8	0.76
TBP	4.0E-8	2.3E-8	0.57
TBD	2.5E-12	1.4E-12	0.57
TC	2.4E-13	1.3E-13	0.57
原子炉建屋 外壁扉機能喪失	5.5E-07	—	—
防潮堤機能喪失	7.0E-06	2.9E-7	0.04
合計	2.2E-05	8.7E-6	0.39

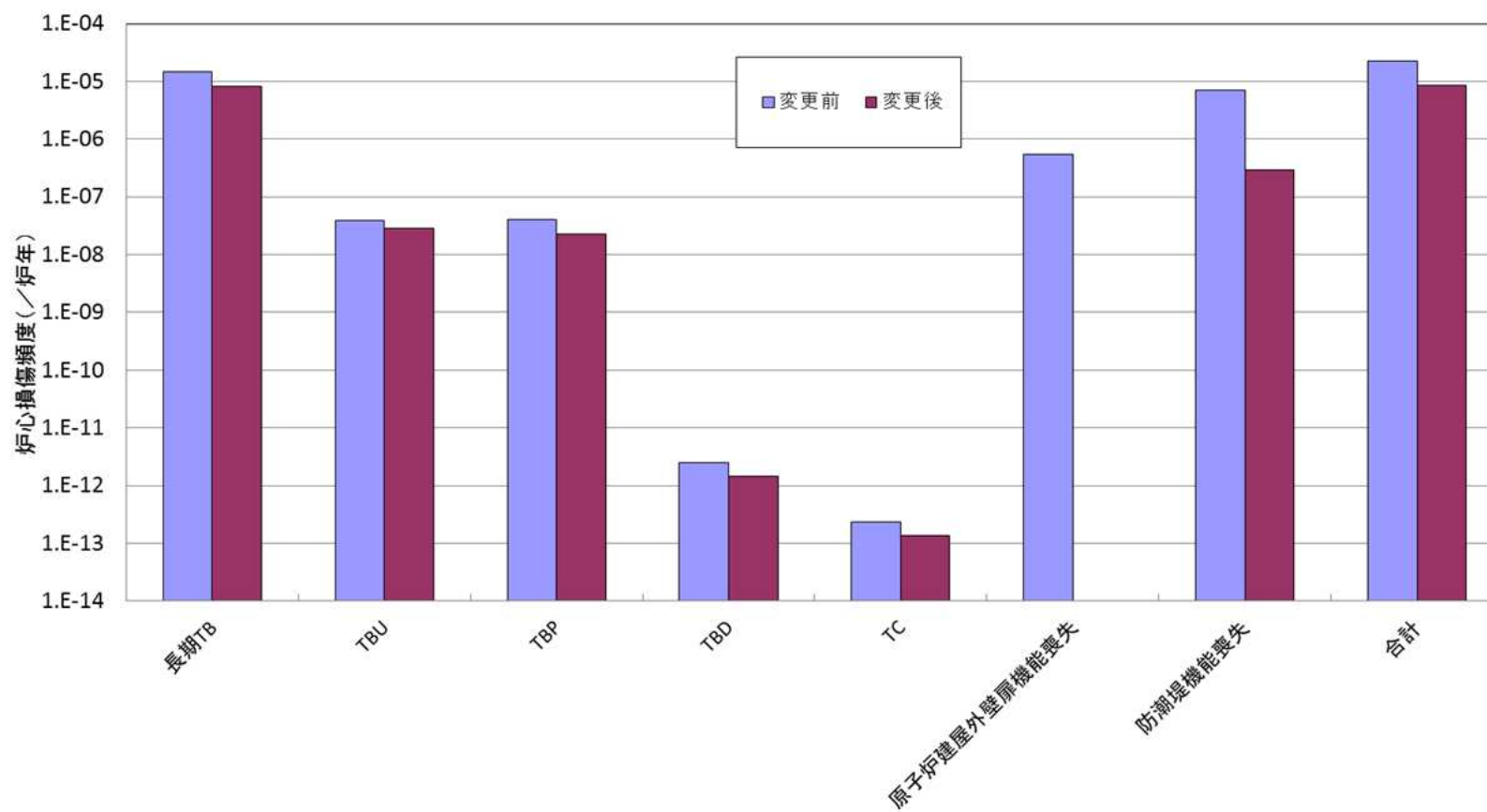


図3 変更前後の事故シーケンスグループ別炉心損傷頻