

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

確率論的リスク評価について
(補足説明資料)
(指摘事項に対する回答)

平成27年6月

東京電力株式会社

No.	日付	評価種別	対象分類	指摘事項	対応する補足説明資料の番号、備考等	資料該当頁
—	—	共通	—	ピアレビュー推奨事項等、これまでに抽出された課題を踏まえた PRA の評価条件の見直し。	【PRA の評価条件変更】「ピアレビュー推奨事項等を踏まえた評価条件の見直し結果」参照	本資料 4 頁
125-1	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	補足説明資料【125-1】参照 (コメント No. 139-11, 142-17 と合わせて回答)	本資料 40 頁
125-2	2014/7/22	内部事象 運転時 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。(SA-096)関連。	対象外(他事業者への指摘事項) 《参考》KK6/7 の内部事象運転時レベル 1PRA では、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発生頻度の 1/10 としておりません。KK6/7 の設定については内部事象運転時レベル 1PRA 説明資料(※)にてご説明しております。 ※平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-2 添付資料 3.1.1.b-8	—
125-3	2014/7/22	内部事象 停止時 L1	共通	ストレスファクタについて考え方を説明すること。(余裕時間とストレスファクタの関係について、説明すること。	補足説明資料【125-3】参照 (コメント No. 139-1 と合わせて回答)	本資料 42 頁
125-4	2014/7/22	内部事象 運転時 L1	共通	RCIC の継続運転に対する環境影響について、説明すること。	補足説明資料【125-4】参照 (コメント No. 139-9 と合わせて回答)	本資料 44 頁
125-5	2014/7/22	内部事象 運転時 L1	共通	RCIC 運転継続時間について、許認可上の 8 時間としているが、実力評価で参照できる結果を提示すること。	補足説明資料【125-5】参照	本資料 49 頁
125-6	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	物理現象の評価の妥当性については、内部事象運転時レベル 1.5PRA 説明資料(※)にてご説明します。 ※平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-4 添付資料 4.1.1.f-1 (コメント No. 125-7, 139-10, 142-20 と合わせて回答)	内部事象運 転時レベル 1.5 報告書 109 頁
125-7	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	他コメントと合わせて回答 本リスト No. 125-6 と同様、物理現象の評価に関するコメントですので、No. 125-6 と合わせてご説明します。	内部事象運 転時レベル 1.5 報告書 109 頁
125-8	2014/7/22	内部事象 運転時 L1.5	共通	格納容器の破損限界について、福島第一事故において推定される格納容器破損モードの知見(温度の局所性等)をどのように反映するか整理すること。	福島第一事故の知見を踏まえた PRA での格納容器の破損限界の考え方については、内部事象運転時レベル 1.5PRA 説明資料(※)にてご説明します。 ※平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-4 添付資料 4.1.1.a-1	内部事象運 転時レベル 1.5 報告書 54 頁
125-9	2014/7/22	内部事象 運転時 L1.5	共通	格納容器破損頻度の評価について、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%となってしまうことを踏まえ、今後更なる分析を行うこと。	補足説明資料【125-9】参照	本資料 52 頁
125-10	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	対象外(他事業者への指摘事項)	—

No.	日付	評価種別	対象分類	指摘事項	対応する補足説明資料の番号、備考等	資料該当頁
125-11	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u> 《参考》平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-2 添付資料 3.1.1.b-2	—
125-12	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u>	—
125-13	2014/7/22	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u> 《参考》平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-2 添付資料 3.1.1.h-1	—
139-1	2014/9/18	内部事象 運転時 L1	共通	炉心状態等を考慮してストレスファクタ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。	<u>他コメントと合わせて回答</u> 本リスト No. 125-3(補足説明資料【125-3】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-3 にてご説明します。	本資料 42 頁
139-2	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	補足説明資料【139-2】参照	本資料 61 頁
139-3	2014/9/18	内部事象 運転時 L1	共通	起因事象の除外の考え方、それによる重要事故シーケンスへの影響も含めて、全体の考察を説明すること。	起因事象の除外の考え方、それによる重要事故シーケンスへの影響につきましては、内部事象運転時レベル 1PRA 説明資料(※)にてご説明します。 ※平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-2 添付資料 3.1.1.b-2	内部事象運 転時レベル 1 報告書 103 頁
139-4	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u>	—
139-5	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	補足説明資料【139-5】参照	本資料 63 頁
139-6	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u>	—
139-7	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u>	—
139-8	2014/9/18	内部事象 停止時 L1	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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u> 《参考》KK6/7 の内部事象停止時レベル 1PRA では、タイラインを考慮しないモデル(※)としております。 ※平成 27 年 6 月 30 日第 244 回審査会合 資料 3-2-3 3.2.1.a	—

No.	日付	評価種別	対象分類	指摘事項	対応する補足説明資料の番号、備考等	資料該当頁
139-9	2014/9/18	内部事象 運転時 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考える考え方について、設備状況等を考慮し定量的に説明すること。	<u>他コメントと合わせて回答</u> 本リスト No.125-4(補足説明資料【125-4】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-4 にてご説明します。	本資料 44 頁
139-10	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	<u>他コメントと合わせて回答</u> 本リスト No. 125-6(補足説明資料【125-6】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-6 にてご説明します。	内部事象運 転時レベル 1.5 報告書 109 頁
139-11	2014/9/18	内部事象 運転時 L1.5	共通	非開示部分について、精査すること。	<u>他コメントと合わせて回答</u> 本リスト No. 125-1(補足説明資料【125-1】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-1 にてご説明します。	本資料 40 頁
139-12	2014/9/18	内部事象 運転時 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。	<u>対象外(他事業者への指摘事項)</u>	—
142-17	2014/9/30	内部事象 運転時 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。	<u>他コメントと合わせて回答</u> 本リスト No. 125-1(補足説明資料【125-1】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-1 にてご説明します。	本資料 40 頁
142-18	2014/9/30	内部事象 運転時 L1.5	対象外	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。	<u>他の審査項目に関する指摘事項</u> 解析コードのご説明における、MAAP コードのご説明(※)の際にドライウェルのノード分割及びノード間の熱輸送についてご説明しております。 ※平成 27 年 6 月 9 日第 236 回審査会合 資料 1-2	—
142-19	2014/9/30	内部事象 運転時 L1.5	対象外	ペDESTAL 内に落ちた熔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)	<u>他の審査項目に関する指摘事項</u> 重大事故等防止対策の有効性評価についてのコメント回答の際にご説明します。	—
142-20	2014/9/30	内部事象 運転時 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)	<u>他コメントと合わせて回答</u> MCCI 継続による格納容器破損頻度の評価過程につきましては、本リスト No. 125-6(補足説明資料【125-6】)と同じコメントと認識しておりますので、No. 125-6 にてご説明します <u>他の審査項目に関する指摘事項</u> MCCI の扱い(現象の要素や不確かさの考え方)につきましては、解析コードのご説明(※)における、MAAP コード(MCCI)にてご説明しております。 ※平成 27 年 6 月 9 日第 236 回審査会合 資料 1-5	内部事象運 転時レベル 1.5 報告書 109 頁
—	—	共通	—	ピアレビューの結果についての説明	【ピアレビュー実施結果】「柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について」参照	本資料 64 頁
—	—	共通	—	重大事故等防止対策実施後の PRA の結果についての説明	【状態 E 評価結果】「重大事故対処設備等に期待した場合の PRA」参照	本資料 79 頁

ピアレビュー推奨事項等を踏まえた PRA の評価条件見直し結果

1. はじめに

柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機の設置許可変更申請に伴う PRA については、これまでの審査及びピアレビューの実施結果を受け、いくつかの改善点が抽出されている。原子力規制委員会の審査会合において審議された状況であること及び事業者としてもピアレビューにより改善点を抽出した状況であることから、これらを踏まえ、PRA の見直しを実施した。

2. 見直し内容

2.1 起因事象の分類に関する見直し

原子力規制委員会による審査における、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の議論を踏まえ、これまで通常停止に含めていた同事象の分類を見直した。また、他に同様の事象が無いかについても調査し、その結果、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 件あることを確認した。これらは、平成 19 年の原子力安全・保安院による発電設備の総点検[※]において、原子炉自動停止の未報告事案として確認されていたが、PRA における起因事象の数及び分類には反映されないままとなっていたものである。見直し対象の事象について表 2.1-1 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 2.1-2 に示す。

※「発電設備の総点検に関する評価と今後の対応について」原子力安全・保安院，平成 19 年 4 月 20 日

2.2 人間信頼性解析の見直し

今回「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載を踏まえて実施した PRA に対するピアレビューの結果、全体として日本原子力学会の各種標準に則った PRA となっていることが確認され、合わせていくつかの改善提案や推奨事項が抽出された。そのうち、人間信頼性解析については、人的過誤確率の算出方法に関する推奨事項が抽出された。これを受け、人間信頼性解析全体について見直しを実施した。見直し内容は 3 点であり、これを①～③に示す。①がピアレビューの推奨事項として抽出された項目、②，③が人間信頼性解析全体の自主的な見直しによって抽出された項目である。また、見直し前後の人的過誤確率及び見直し内容との関係を表 2.2-1 に、見直し前後の人的過誤の分析例を添付資料 1 に示す。

① THERP(NUREG/CR-1278) Appendix A 手法の適用

本件はピアレビューにおいて抽出されたの人間信頼性解析に対する推奨事項への対応である。推奨事項の内容は以下のとおり。

《推奨事項》

平均値については、[]で求めており、エラーファクタを [] により求めている。本来、平均値は [] による値とは違って来る。この違いの妥当性を確認するか、THERP の Appendix-A を用いるか、平均値をモンテカルロ法により求めるか、いずれかを推奨する。

上記の推奨事項を受け、人的過誤確率値の算出には THERP Appendix A の方法を適用することとした。THERP Appendix A は、他のタスクとの従属性を持つタスクの人的過誤確率の不確実さを決める方法、及び、複数のサブタスクから構成されるタスクの人的過誤確率の不確実さを個々のサブタスクの不確実さから求める際の近似的な方法を述べたものである。THERP Appendix A の方法の適用によるこれまでの評価方法からの主な変更点を以下に示す。

- ・従属レベルの関数(表 2.2-2 参照)に代入する確率を [] で変更する。
- ・従属レベルの関数は [] を与える。

② THERP の標準診断曲線の適用方法の見直し

人的過誤確率の評価にあたり、認知失敗に対しては THERP の標準診断曲線により人的過誤確率を与えている。

これまでは、THERP の標準診断曲線から求めた人的過誤確率に、[] [] 認知失敗の人的過誤確率としていたが、今回、THERP の標準診断曲線には、中央制御室の運転員の相互補助が考慮されており、チームとしての診断失敗の人的過誤確率を示していることを確認した。このため、今後は THERP の標準診断曲線から求めた値に対して、[] こととした。

なお、本件はピアレビューの後、改めて人間信頼性解析全体を見直した際に抽出した項目である。

③ [] 過誤回復の適用方法の見直し

これまでは、十分な時間余裕がある操作に対しては、[] [] に期待していたが、今回 THERP では、[] [] 誤回復には基本的に期待しないことを確認した。このため、今後 []

には期待しないこととした。

なお、本件はピアレビューの後、改めて人間信頼性解析全体を見直した際に抽出した項目である。

表 2.2-1 から、①～③の見直しによる人的過誤確率への影響の大きさの傾向は②の THERP の標準診断曲線の適用方法の見直し、③は操作失敗の過誤回復の運用方法の見直し、①Appendix A 手法の適用の順であることを確認した。

3. 見直し後の炉心損傷頻度

3.1 起因事象の分類に関する見直し

起因事象発生頻度について、2.1 に示した見直し結果を用いて炉心損傷頻度を評価したところ、炉心損傷頻度は見直し前後でほぼ変化しない結果となった。内訳についても大きく変化した箇所は確認されなかった。このことから、今回の起因事象発生頻度の見直しが炉心損傷頻度に与える変化は僅かであることを確認した。このため、シーケンス選定結果に影響を与えるものではない。

見直し前後の起因事象別の炉心損傷頻度の評価結果を表 3.1-1 に、炉心損傷モード別の炉心損傷頻度の評価結果を表 3.1-2 に示す。

3.2 人間信頼性解析の見直し

人的過誤確率について、2.2 に示した見直し結果を用いて炉心損傷頻度を評価した。また、3.1 の通り、起因事象発生頻度の見直しは炉心損傷頻度に殆ど影響しないことを確認したことから、起因事象発生頻度についても 2.1 に示した見直し後の値を用いた。

見直し前後の起因事象別の炉心損傷頻度の評価結果を表 3.2-1 に、炉心損傷モード別の炉心損傷頻度の評価結果を表 3.2-2 に示す。また、見直し前後のシステム信頼性の評価結果を表 3.2-3 に、全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シーケンスを表 3.2-4 に、起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスを表 3.2-5 に、事故シーケンスグループ別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスを表 3.2-6 に、最小カットセットの抽出結果を表 3.2-7 に、Fussell-Vesely (FV)重要度の評価結果を表 3.2-8 に、Risk Achievement Worth (RAW)の評価結果を表 3.2-9 に示す。

起因事象別の炉心損傷頻度の評価結果(表 3.2-1)からは、隔離事象の割合が大きく上昇し、これまでの評価では最も大きな割合を占めていた通常停止の割合を上回ったことが分かる。これは、人間信頼性解析の見直しに伴い、残留熱除去系による除熱の非信頼度が上昇したため、常用系(復水器)を用いた除熱に期待できない隔離事象の炉心損傷頻度が大きく上昇する一方、常用系(復水器)を用いた

除熱に期待できる通常停止の炉心損傷頻度の上昇が小さく抑えられたためと考えられる。

炉心損傷モード別の炉心損傷頻度の評価結果(表 3.2-2)からは、TQUX の炉心損傷頻度が大きく上昇していることが分かる。これはシステム信頼性の評価結果(表 3.2-3)において、過渡事象発生時の手動減圧の非信頼度が大きく上昇したことが影響している。今回、THERP の標準診断曲線の適用方法を見直したため、注水失敗の認知に失敗する確率及び原子炉減圧起動操作に失敗する確率が上昇し、これが手動減圧の非信頼度を大きく上昇させる要因となったためである。

全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シーケンス(表 3.2-4)、起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス(表 3.2-5)及び事故シーケンスグループ別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス(表 3.2-6)については、見直し前後でほぼ同様の事故シーケンスが抽出された。変化のあった点として、起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス(表 3.2-5)において、LOCA を起因とした事故シーケンスのうち、支配的な事故シーケンスが LOCA 後の注水失敗から LOCA 後の除熱失敗の事故シーケンスとなった。これは、人間信頼性解析の見直しによって、残留熱除去系による除熱に失敗する人的過誤の確率が上昇したためである。

最小カットセット(表 3.2-7)については、TQUV と TW において支配的な事故シーケンスが変化したためカットセットも変化した。これまでの対策が見直し後のカットセットにも有効であることを確認した。また、支配的な事故シーケンスに変化が無かった他の炉心損傷モードについては、ほぼ同様のカットセットが抽出された。

FV 重要度(表 3.2-8)については、残留熱除去系による除熱に失敗する人的過誤の基事象が最も高い重要度となった。これは人間信頼性解析の見直しによって、同基事象の確率が上昇したためである。一方、見直し前と同様の傾向として、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の起動及び継続運転失敗が高い重要度を示した。また、残留熱除去系による除熱の非信頼度が上昇したことに伴い、常用系(復水器)による除熱の重要性が増している。これは FV 重要度の 8~10 位に、常用系(復水器)による除熱に必要な、起動停止用蒸気式空気抽出系に関する基事象が抽出されていること及び、FV 重要度の 5 位に逃がし安全弁の再閉鎖失敗が抽出されていることから確認できる。なお、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合、蒸気が格納容器内に放出されるため、常用系(復水器)による除熱には期待していない。この様に FV 重要度については順位及び上位に抽出された基事象に変化が確認されたが、除熱に関する基事象が上位に抽出された点で、見直し前後での傾向に変化は無かった。

RAW(表 3.2-9)については、見直し前後での順位に変化は見られなかった。こ

これは今回の見直しの影響が小さいものであったためである。

これらの結果から、人間信頼性解析の見直しによって、全体的に炉心損傷頻度が上昇したものの、人的過誤に関する基事象の確率の上昇が、これまでの傾向を大きく変えるものではなかったことを確認できた。

4. まとめ

今回、原子力規制委員会による審査及びピアレビューの実施結果を受け、起因事象及び人間信頼性解析の全体を見直した結果、主に人間信頼性解析の見直しにより、炉心損傷頻度は見直し前の 3.3×10^{-6} /炉年から、見直し後は 8.7×10^{-6} /炉年となり、約 2.6 倍増加した。また、事故シーケンスの選定に対しては、炉心損傷頻度及びカットセットの分析等から、変更の必要は無いことを確認した。

この見直しにより、評価結果の適正化が図られたと考えることから、現在申請中の評価結果についても 3.2 に示した起因事象発生頻度及び人的過誤確率見直し後の評価結果に変更することとする。

以 上

表 2.1-1 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	起回事象として 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 2.1-2 見直し前後の起回事象発生件数及び頻度

(単位：回/炉年)

起 因 事 象	見直し前		見直し後		備 考
	発生件数	発生頻度	発生件数	発生頻度	
過渡変化 ・非隔離事象 ^{※1} ・隔離事象 ^{※2} ・全給水喪失 ・水位低下事象 ^{※3} ・RPS 誤動作等 ・外部電源喪失 ・逃し安全(S/R)弁誤開放	<u>80</u>	<u>0.16</u>	<u>81</u>	<u>0.17</u>	1) 国内 BWR 実績データ (平成 21 年 3 月末時点)
通常停止 ・通常停止	<u>13</u>	<u>0.027</u>	<u>13</u>	<u>0.027</u>	
従属性を有する起回事象 ・交流電源故障(非常用) ・直流電源故障 ・原子炉補機冷却系故障 ・タービン補機冷却系故障	0(0.5)	1.5×10^{-4}	0(0.5)	1.5×10^{-4}	2) S/R 弁誤開放は発生実績がないため 0.5 回の発生を仮定
	0(0.5)	2.8×10^{-4}	0(0.5)	2.8×10^{-4}	
	0(0.5)	7.2×10^{-4}	0(0.5)	7.2×10^{-4}	3) サポート系喪失は片系統の喪失とし、発生実績がないため 0.5 回の発生を仮定
	0(0.5)	7.2×10^{-4}	0(0.5)	7.2×10^{-4}	
原子炉冷却材喪失(LOCA) ・大 LOCA ・中 LOCA ・小 LOCA	—	2.0×10^{-5}	—	2.0×10^{-5}	1) NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 のデータに基づき大中小 LOCA の発生頻度を算出。
	—	2.0×10^{-4}	—	2.0×10^{-4}	
	—	3.0×10^{-4}	—	3.0×10^{-4}	
格納容器バイパス事象 ・ISLOCA					

※1：発電機負荷遮断などによりタービンがトリップする事象(RPV は隔離されない)

※2：MSIV 閉信号などにより MSIV が閉鎖する事象(RPV は隔離される)

※3：給水制御系の故障などにより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事象

※4：変化のあった箇所を下線で示した。

表 2.2-1 見直し前後の人的過誤確率の評価結果(例示)

人的過誤 (中央制御室操作)	内容	見直し前		見直し後		過誤確率 の変化率 (見直し後 /見直し前)	変更内容		
		過誤確率 (平均値)	EF (対数正規 分布)	過誤確率 (平均値)	EF (対数正規 分布)		① App. A	② 標準診断曲 線適用方法 見直し	③ 過誤回復 の適用方法
事象発生前	手動弁の開閉忘れ								
	計測器の誤校								
事象発事後	過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗								
	認知失敗 過渡事象時の原子炉注 水不能(起動信号の共 通原因故障発生時)								
		高圧注水系の手 動起動失敗							
		手動減圧失敗							
	大 LOCA 時の操作失敗								
	RHR による格納容器からの除熱の操作 失敗								
ATWS 時の SLC 起動等の操作失敗									
ATWS 時の RHR 起動の操作失敗									
過渡事象及び LOCA 時の現場での 機器の操作失敗									

表 2.2-2 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、
サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{N^*} S_{N-1^*} ZD] = n$	$\Pr [F_{N^*} F_{N-1^*} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{N^*} S_{N-1^*} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{N^*} F_{N-1^*} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{N^*} S_{N-1^*} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{N^*} F_{N-1^*} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{N^*} S_{N-1^*} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{N^*} F_{N-1^*} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{N^*} S_{N-1^*} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{N^*} F_{N-1^*} CD] = 1.0$

(注) n : サブタスクの成功確率

N : サブタスクの失敗確率

ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ

LD : Low Dependence 従属度低

MD : Moderate Dependence 従属度中

HD : High Dependence 従属度高

CD : Complete Dependence 完全従属

表 3.1-1 起因事象発生頻度見直し前後における起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	見直し前の 炉心損傷頻度(点推定値) ^{※1}		見直し後の 炉心損傷頻度(点推定値) ^{※1}	
	[/炉年]	割合 ^{※2}	[/炉年]	割合 ^{※2}
非隔離事象	<u>2.0×10⁻⁷</u>	6%	<u>2.1×10⁻⁷</u>	6%
隔離事象	9.8×10 ⁻⁷	29%	9.8×10 ⁻⁷	29%
全給水喪失	1.4×10 ⁻⁸	0%	1.4×10 ⁻⁸	0%
水位低下事象	3.6×10 ⁻⁸	1%	3.6×10 ⁻⁸	1%
RPS 誤動作等	<u>5.1×10⁻⁸</u>	2%	<u>5.8×10⁻⁸</u>	2%
外部電源喪失	9.0×10 ⁻⁹	0%	9.0×10 ⁻⁹	0%
S/R 弁誤開放	3.6×10 ⁻⁸	1%	3.6×10 ⁻⁸	1%
大破断 LOCA	8.3×10 ⁻¹⁰	0%	8.3×10 ⁻¹⁰	0%
中破断 LOCA	7.3×10 ⁻⁹	0%	7.3×10 ⁻⁹	0%
小破断 LOCA	1.1×10 ⁻⁸	0%	1.1×10 ⁻⁸	0%
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	7.9×10 ⁻⁸	2%	7.9×10 ⁻⁸	2%
非常用交流電源 1 系列故障	1.6×10 ⁻⁸	1%	1.6×10 ⁻⁸	1%
直流電源 1 系列故障	9.2×10 ⁻⁸	3%	9.2×10 ⁻⁸	3%
タービン補機冷却 海水系故障	2.6×10 ⁻⁸	1%	2.6×10 ⁻⁸	1%
通常停止	1.8×10 ⁻⁶	53%	1.8×10 ⁻⁶	53%
ISLOCA	9.6×10 ⁻¹¹	0%	9.6×10 ⁻¹¹	0%
合計	<u>3.3×10⁻⁶</u>	100%	<u>3.4×10⁻⁶</u>	100%

※1 変化のあった箇所を下線で示した。

※2 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

表 3.1-2 起因事象発生頻度見直し前後における
炉心損傷モード別の炉心損傷頻度

炉心損傷モード	見直し前の 炉心損傷頻度(点推定値) ^{※1}		見直し後の 炉心損傷頻度(点推定値) ^{※1}	
	[/炉年]	割合 ^{※2}	[/炉年]	割合 ^{※2}
TQUX	6.8×10^{-10}	0%	6.8×10^{-10}	0%
TQUV	6.9×10^{-10}	0%	6.9×10^{-10}	0%
長期 TB	4.8×10^{-10}	0%	4.8×10^{-10}	0%
TBU	5.3×10^{-10}	0%	5.3×10^{-10}	0%
TBD	8.1×10^{-11}	0%	8.1×10^{-11}	0%
TBP	1.2×10^{-10}	0%	1.2×10^{-10}	0%
TW	3.3×10^{-6}	100%	3.3×10^{-6}	100%
TC	<u>4.9×10^{-12}</u>	0%	<u>5.1×10^{-12}</u>	0%
AE	5.0×10^{-10}	0%	5.0×10^{-10}	0%
S1E	3.9×10^{-9}	0%	3.9×10^{-9}	0%
S2E	1.3×10^{-12}	0%	1.3×10^{-12}	0%
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0%	9.5×10^{-11}	0%
合計	<u>3.3×10^{-6}</u>	100%	<u>3.4×10^{-6}</u>	100%

※1 変化のあった箇所を下線で示した。

※2 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

表 3.2-1 人的過誤確率等見直し前後における起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	見直し前の 炉心損傷頻度(点推定値)		見直し後の 炉心損傷頻度(点推定値)	
	[/炉年]	割合※1	[/炉年]	割合※1
非隔離事象	2.0×10^{-7}	6%	4.2×10^{-7}	5%
隔離事象	9.8×10^{-7}	29%	4.5×10^{-6}	52%
全給水喪失	1.4×10^{-8}	0%	3.1×10^{-8}	0%
水位低下事象	3.6×10^{-8}	1%	7.9×10^{-8}	1%
RPS 誤動作等	5.1×10^{-8}	2%	8.8×10^{-8}	1%
外部電源喪失	9.0×10^{-9}	0%	2.3×10^{-8}	0%
S/R 弁誤開放	3.6×10^{-8}	1%	1.7×10^{-7}	2%
大破断 LOCA	8.3×10^{-10}	0%	3.5×10^{-9}	0%
中破断 LOCA	7.3×10^{-9}	0%	3.4×10^{-8}	0%
小破断 LOCA	1.1×10^{-8}	0%	5.0×10^{-8}	1%
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	7.9×10^{-8}	2%	1.8×10^{-7}	2%
非常用交流電源 1 系列故障	1.6×10^{-8}	1%	3.9×10^{-8}	0%
直流電源 1 系列故障	9.2×10^{-8}	3%	2.1×10^{-7}	2%
タービン補機冷却 海水系故障	2.6×10^{-8}	1%	1.2×10^{-7}	1%
通常停止	1.8×10^{-6}	53%	2.7×10^{-6}	31%
ISLOCA	9.6×10^{-11}	0%	9.8×10^{-11}	0%
合計	3.3×10^{-6}	100%	8.7×10^{-6}	100%

※1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

表 3.2-2 人的過誤確率等見直し前後における炉心損傷モード及び事故シナリオ別の炉心損傷頻度

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	事故シナリオ	見直し前の炉心損傷頻度(点推定値)		見直し後の炉心損傷頻度(点推定値)	
		[/炉年]	割合※1	[/炉年]	割合※1
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失)	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	6.7×10 ⁻¹¹	< 0.1	1.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	6.6×10 ⁻¹¹		7.4×10 ⁻¹¹	
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	2.3×10 ⁻¹⁰		4.3×10 ⁻¹⁰	
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	2.9×10 ⁻¹⁰		3.1×10 ⁻¹⁰	
	サブオート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.2×10 ⁻¹¹		3.5×10 ⁻¹¹	
	サブオート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.2×10 ⁻¹²		4.3×10 ⁻¹²	
	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.8×10 ⁻¹⁰		1.8×10 ⁻⁹	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	8.7×10 ⁻¹²		5.2×10 ⁻¹¹	
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失)	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2×10 ⁻¹¹		1.2×10 ⁻¹⁰	
	サブオート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.6×10 ⁻¹¹		2.9×10 ⁻¹⁰	
	サブオート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	6.4×10 ⁻¹²		4.1×10 ⁻¹¹	
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰		4.8×10 ⁻¹⁰	
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗※3	1.2×10 ⁻¹⁰		1.2×10 ⁻¹⁰	
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	5.3×10 ⁻¹⁰		6.0×10 ⁻¹⁰	
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹		8.1×10 ⁻¹¹	
TB (全交流動力電源喪失)	過渡事象+崩壊熱除去失敗	1.2×10 ⁻⁶	< 0.1	5.0×10 ⁻⁶	< 0.1
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	8.0×10 ⁻⁸		3.8×10 ⁻⁷	
	通常停止+崩壊熱除去失敗	1.8×10 ⁻⁶		2.7×10 ⁻⁶	
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	1.1×10 ⁻⁸		2.1×10 ⁻⁸	
	サブオート系喪失+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁷		5.5×10 ⁻⁷	
	サブオート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	1.1×10 ⁻⁹		2.9×10 ⁻⁹	
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	1.1×10 ⁻⁸		5.0×10 ⁻⁸	
	大 LOCA+RHR 失敗	3.3×10 ⁻⁹		3.0×10 ⁻⁸	
TC (原子炉停止機能喪失)	大 LOCA+RHR 失敗	3.3×10 ⁻¹⁰	99.8	3.0×10 ⁻⁹	99.9
	過渡事象+原子炉停止失敗	4.8×10 ⁻¹²		5.0×10 ⁻¹²	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	7.9×10 ⁻¹⁴		7.9×10 ⁻¹⁴	
	中 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁴		5.2×10 ⁻¹⁴	
	大 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁵		5.2×10 ⁻¹⁵	
	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	8.0×10 ⁻¹³		9.9×10 ⁻¹³	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.3×10 ⁻¹³		3.0×10 ⁻¹²	
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹		3.9×10 ⁻⁹	
LOCA (LOCA 時注水機能喪失)	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	1.1×10 ⁻¹¹	0.1	5.7×10 ⁻¹¹	0.1
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗※3	5.0×10 ⁻¹⁰		5.0×10 ⁻¹⁰	
	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹		9.5×10 ⁻¹¹	
	合計	3.3×10 ⁻⁶		8.7×10 ⁻⁶	
	ISLOCA (格納容器バイパス ISLOCA))	9.5×10 ⁻¹¹		9.5×10 ⁻¹¹	
		< 0.1		< 0.1	
		100		100	
		9.5×10 ⁻¹¹		9.5×10 ⁻¹¹	

※1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

表 3.2-3 人的過誤確率等見直し前後における
代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の評価結果

起回事象	システム(系統)	見直し前の 非信頼度(平均値) ^{※1}	見直し後の 非信頼度(平均値) ^{※1}	
過渡事象	RCIC HPCF(B) HPCF(C) 手動減圧 LPFL(A) LPFL(B) LPFL(C) 復水器を用いた除熱 RHR(A) RHR(B) RHR(C)			
	非隔離事象			給水系
	隔離事象			給水系
LOCA	RCIC HPCF(B) HPCF(C) 自動減圧及び手動減圧 LPFL(A) LPFL(B) LPFL(C)			
—	スクラム系(電気系) スクラム系(機械系) ARI RPT SLC 復水系 非常用電源系(A) 非常用電源系(B) 非常用電源系(C)			

※1 変化のあった箇所を下線で示した。

表 3.2-4 人的過誤確率等見直し前後における全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シナリオ

		見直し前				見直し後			
起因事象	シナリオの概要	炉心損傷モード	炉心損傷頻度		起因事象	シナリオの概要	炉心損傷モード	炉心損傷頻度	
			[炉年]	割合(累積)				[炉年]	割合(累積)
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗(高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	TW	1.5×10 ⁻⁶	45%	過渡事象(隔離事象)	過渡事象(隔離事象)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	4.4×10 ⁻⁶	51%
過渡事象(隔離事象)	過渡事象(隔離事象)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	9.4×10 ⁻⁷	74%	通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗(高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	TW	1.5×10 ⁻⁶	68%
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	2.4×10 ⁻⁷	81%	通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.2×10 ⁻⁶	81%
過渡事象(非隔離事象)	過渡事象(非隔離事象)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗(高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	TW	1.4×10 ⁻⁷	85%	従属性を有する起因事象(RSW(C)故障)	RSW(C)故障発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.7×10 ⁻⁷	83%
従属性を有する起因事象(RSW(C)故障)	RSW(C)故障発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	7.4×10 ⁻⁸	88%	過渡事象(S/R 弁誤開放)	過渡事象(S/R 弁誤開放)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.6×10 ⁻⁷	85%

表 3.2-5 人的過誤確率等見直し前後における
起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス

起因事象	見直し前		見直し後	
	事故シーケンスの概要	炉心損傷頻度 [炉年]	事故シーケンスの概要	炉心損傷頻度 [炉年]
非隔離事象	非隔離事象+除熱失敗	1.4×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.5×10^{-7}
隔離事象	隔離事象+除熱失敗	9.4×10^{-7}	隔離事象+除熱失敗	4.4×10^{-6}
全給水喪失	全給水喪失+除熱失敗	9.0×10^{-9}	全給水喪失+除熱失敗	1.2×10^{-8}
水位低下事象	水位低下事象+除熱失敗	2.4×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	3.1×10^{-8}
RPS 誤動作等	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.4×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.9×10^{-8}
外部電源喪失	外部電源喪失+除熱失敗	3.4×10^{-9}	外部電源喪失+除熱失敗	9.7×10^{-9}
S/R 弁誤開放	S/R 弁誤開放+除熱失敗	3.5×10^{-8}	S/R 弁誤開放+除熱失敗	1.6×10^{-7}
大破断 LOCA	大破断 LOCA+高圧/低圧注 水失敗	5.0×10^{-10}	大破断 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-9}
中破断 LOCA	中破断 LOCA+高圧/低圧注 水失敗	3.9×10^{-9}	中破断 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-8}
小破断 LOCA	小破断 LOCA+除熱失敗	1.1×10^{-8}	小破断 LOCA+除熱失敗	4.9×10^{-8}
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	原子炉補機冷却海水系 C 系 故障+除熱失敗	7.4×10^{-8}	原子炉補機冷却海水系 C 系 故障+除熱失敗	1.7×10^{-7}
非常用交流電源 1 系列故障	非常用交流電源 E 系故障+除 熱失敗	1.5×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除 熱失敗	3.6×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	直流電源 A 系故障+除熱失敗 直流電源 B 系故障+除熱失敗	3.0×10^{-8} 3.0×10^{-8}	直流電源 B 系故障+除熱失敗	7.0×10^{-8}
タービン補機冷却 海水系故障	タービン補機冷却海水系故 障+除熱失敗	2.5×10^{-8}	タービン補機冷却海水系故 障+除熱失敗	1.2×10^{-7}
通常停止	通常停止+除熱失敗	1.5×10^{-6}	通常停止+除熱失敗	1.5×10^{-6}
ISLOCA	ISLOCA	9.5×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}

表 3.2-6 人的過誤確率等見直し前後における
炉心損傷モード別に見た炉心損傷頻度の大きなシーケンス

炉心損傷 モード	見直し前		見直し後	
	事故シーケンスの概要	炉心損傷 頻度 [/炉年]	事故シーケンスの概要	炉心損傷 頻度 [/炉年]
TW	通常停止+除熱失敗 (高圧の注水系は HPCF が 失敗し、RCIC で注水)	1.5×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗	4.4×10^{-6}
	隔離事象+除熱失敗	9.4×10^{-7}	通常停止+除熱失敗 (高圧の注水系は HPCF が 失敗し、RCIC で注水)	1.5×10^{-6}
	通常停止+除熱失敗	2.4×10^{-7}	通常停止+除熱失敗	1.2×10^{-6}
	非隔離事象+除熱失敗	1.4×10^{-7}	原子炉補機冷却海水系 C 系故障+除 熱失敗	1.7×10^{-7}
S1E	中破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}	中破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}
TQUV	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧 注水失敗	2.9×10^{-10}	通常停止+高圧/低圧注水失敗	4.3×10^{-10}
	通常停止+高圧/低圧注水失敗	2.3×10^{-10}	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧 注水失敗	3.1×10^{-10}
TQUX	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	3.2×10^{-10}	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10^{-9}
	全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10^{-10}	全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	1.2×10^{-9}
TBU	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失 +RCIC 停止	5.3×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失 +RCIC 停止	6.0×10^{-10}
AE	大破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}	大破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}
長期 TB	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+外 部電源復旧失敗	4.8×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+外 部電源復旧失敗	4.8×10^{-10}
TBP	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失 +SRV 再閉失敗	1.2×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失 +SRV 再閉失敗	1.2×10^{-10}
ISLOCA	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離 操作失敗	9.5×10^{-11}	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離 操作失敗	9.5×10^{-11}
TBD	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10^{-11}	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10^{-11}
S2E	小破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	8.0×10^{-13}	小破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.0×10^{-12}
TC	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起 動失敗	2.1×10^{-12}	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起 動失敗	2.2×10^{-12}

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの抽出結果(1/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオグループへの 寄与割合 [%]		
TQV (高圧・低圧 注水機能 喪失)	見直し前 (6.9×10^{-10} /炉年)	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (2.9×10^{-10} /炉年)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	4.2×10^{-11}	6.1	○
			通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10^{-11}	6.1	
			通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	3.1×10^{-11}	4.5	
			通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.1×10^{-11}	4.5	
	見直し後 (9.6×10^{-10} /炉年)	通常停止 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-10} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	○
			通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	
			通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	
			通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	
			通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	
			通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6	

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

*2 括弧内は支配的なシナリオのCDFを示す。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの抽出結果(2/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオグループへの 寄与割合 [%]		
TQX (高圧注 水・減圧 機能喪失)	見直し前 (6.8×10^{-10} /炉年)	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (3.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+給水系操作失敗	4.2×10^{-11}	8.7	×
	見直し後 (4.2×10^{-9} /炉年)	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-9} /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+系操作失敗 通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗 通常停止+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号+給水系操作失敗	4.2×10^{-11} 3.1×10^{-11}	4.9 4.1	○ ×
				3.9×10^{-10}	9.3	×
				1.8×10^{-10}	4.3	×
				1.6×10^{-10}	3.8	○

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

*2 括弧内は支配的なシナリオのCDFを示す。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの抽出結果(3/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオグループへの 寄与割合 [%]		
TW (崩壊熱除去 機能喪失)	見直し前 (3.3×10^{-6} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10^{-7}	27	○
	見直し後 (8.7×10^{-6} /炉年)	通常停止+除熱失敗 (1.5×10^{-6} /炉年) 隔離事象+除熱失敗 (4.4×10^{-6} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) 通常停止+外部電源喪失(使命時間中の機能喪失)+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障) 隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗 隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-7} 7.2×10^{-11}	19 <0.1	○ ○ △*3
				3.6×10^{-6}	41	○
				3.0×10^{-7}	3.4	○
				9.8×10^{-8}	1.1	○

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

*2 括弧内は支配的なシナリオのCDFを示す。

*3 長期TBの対策で対応可能。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果(4/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオグループへの 寄与割合 [%]		
TB (全交流動力 電源喪失)	見直し前 (1.2×10 ⁻⁹ /炉年)	[TBU] 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (5.3×10 ⁻¹⁰ /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)	2.6×10 ⁻¹¹	2.2	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)	2.6×10 ⁻¹¹	2.2	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)	2.6×10 ⁻¹¹	2.2	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)	2.6×10 ⁻¹¹	2.2	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)	2.6×10 ⁻¹¹	2.2	○
	見直し後 (1.3×10 ⁻⁹ /炉年)	[TBU] 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 ⁻¹⁰ /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	2.5	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	2.5	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	2.5	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	2.5	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	2.5	○

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

*2 括弧内は支配的なシナリオのCDFを示す。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの分析(最小カセットセットの抽出)結果(5/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカセットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオへの 寄与割合 [%]		
TC (原子炉停止 機能喪失)	見直し前 (4.9×10^{-12} /炉年) 見直し後 (5.1×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	2.1 × 10 ⁻¹²	43	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ リッパ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	—
			5.7 × 10 ⁻¹⁶	<0.1		—
			2.0 × 10 ⁻¹⁶	<0.1		—
	過渡事象 +原子炉停止失敗 (2.1×10^{-12} /炉年) 過渡事象 +原子炉停止失敗 (2.2×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	2.2 × 10 ⁻¹²	43	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ リッパ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	—
			6.1 × 10 ⁻¹⁶	<0.1		—
			2.1 × 10 ⁻¹⁶	<0.1		—

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。 *2 括弧内は支配的なシナリオの CDF を示す。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの分析(最小カセットセットの抽出)結果(6/7)*1

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ*2	主要なカセットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオへの 寄与割合 [%]		
LOCA (LOCA 時注 水機能喪失))	見直し前 (4.4×10^{-9} / 炉年) 見直し後 (4.5×10^{-9} / 炉年)	中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	2.3 × 10 ⁻⁹	52	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復 水補給水系) 代替格納容器冷却スプレ イ系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水 源補給) 	○
			7.6 × 10 ⁻¹⁰	17		○
			3.0 × 10 ⁻¹⁰	6.8		○
	LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10^{-9} /炉年) LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10^{-9} /炉年)	中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	2.3 × 10 ⁻⁹	51	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水 源補給) 	○
			7.6 × 10 ⁻¹⁰	17		○
			3.0 × 10 ⁻¹⁰	6.7		○

*1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。 *2 括弧内は支配的なシナリオの CDF を示す。

表 3.2-7 人的過誤確率等見直し前後における事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果(7/7)^{※1}

炉心損傷モード (事故シナリオグループ)	支配的な 事故シナリオ ^{※2}	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	事故シナリオグループへの 寄与割合 [%]		
ISLOCA	見直し前 (9.5×10^{-11} / 炉年)	定例試験時 HPCF(B)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B)注入 隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生箇所 の隔離 高圧炉心注水系 手動減圧 低圧炉心注水系 	○
		定例試験時 HPCF(C)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C)注入 隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16		○
		定例試験時 HPCF(B)注入隔離弁誤開+HPCF(B)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B)試験可能逆止弁 閉失敗	1.4×10^{-11}	15		○
		定例試験時 HPCF(C)注入隔離弁誤開+HPCF(C)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C)試験可能逆止弁 閉失敗	1.4×10^{-11}	15		○
	見直し後 (9.5×10^{-11} / 炉年)	定例試験時 HPCF(B)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B)注入 隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16		○
		定例試験時 HPCF(C)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C)注入 隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16		○
		定例試験時 HPCF(B)注入隔離弁誤開+HPCF(B)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B)試験可能逆止弁 閉失敗	1.4×10^{-11}	15		○
		定例試験時 HPCF(C)注入隔離弁誤開+HPCF(C)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C)試験可能逆止弁 閉失敗	1.4×10^{-11}	15		○

※1 支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

※2 括弧内は支配的なシナリオの CDF を示す。

表 3.2-8 人的過誤確率等見直し前後における Fussell-Vesely(FV)重要度の評価結果(上位 10 位)

順位	見直し前			見直し後		
	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続 失敗 共通原因故障	3.1×10 ⁻¹	5.9×10 ⁵	残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗)の人的過誤	6.4×10 ⁻¹	4.6×10 ⁵
2	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続 継続失敗 共通原因故障	2.3×10 ⁻¹	5.9×10 ⁵	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続 失敗 共通原因故障	1.2×10 ⁻¹	2.3×10 ⁵
3	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 敗 共通原因故障	1.4×10 ⁻¹	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続 継続失敗 共通原因故障	8.7×10 ⁻²	2.3×10 ⁵
4	残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗)の人的過誤	8.0×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 敗 共通原因故障	5.3×10 ⁻²	4.6×10 ³
5	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	4.5×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2×10 ⁻²	5.2×10 ⁰
6	残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起 動失敗	2.6×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10 ⁻²	4.6×10 ³
7	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機 冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通原因 故障	1.8×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起 動失敗	1.0×10 ⁻²	4.6×10 ³
8	原子炉補機冷却水系 電動弁(残留熱除去 系熱交換器出口)開失敗 共通原因故障	1.8×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気 入口弁開失敗	9.6×10 ⁻³	3.9×10 ¹
9	残留熱除去系電動弁(ミニフローライン) 閉失敗 共通原因故障	1.6×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気 入口弁開失敗	9.6×10 ⁻³	3.9×10 ¹
10	残留熱除去系電動弁(注入ライン)閉失敗 共通原因故障	1.6×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁 開失敗	9.6×10 ⁻³	3.9×10 ¹

※ 太字は RAW の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

表 3.2-9 人的過誤確率等見直し前後における Risk Achievement Worth (RAW) の評価結果(上位 10 位)

順位	見直し前			見直し後		
	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	3.1×10 ⁻¹	5.9×10 ⁵	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	1.2×10 ⁻¹	2.3×10 ⁵
2	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	2.3×10 ⁻¹	5.9×10 ⁵	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	8.7×10 ⁻²	2.3×10 ⁵
3	制御棒挿入失敗	9.2×10 ⁻⁷	3.5×10 ⁴	制御棒挿入失敗	3.7×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁴
4	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り共通原因故障	1.3×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り共通原因故障	4.6×10 ⁻³	4.6×10 ³
5	原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	4.5×10 ⁻³	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	1.7×10 ⁻³	4.6×10 ³
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	4.5×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10 ⁻²	4.6×10 ³
7	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通原因故障	1.8×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通原因故障	7.0×10 ⁻³	4.6×10 ³
8	原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	2.2×10 ⁻³	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	8.6×10 ⁻⁴	4.6×10 ³
9	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.4×10 ⁻¹	1.2×10 ⁴	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10 ⁻²	4.6×10 ³
10	低圧系 ECCS 安全論理回路(SLU)周り 共通原因故障	1.3×10 ⁻²	1.2×10 ⁴	低圧系 ECCS 安全論理回路(SLU)周り 共通原因故障	4.6×10 ⁻³	4.6×10 ³

※ 太字は FV の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

人間信頼性解析(HRA)見直し前後の
HRA ツリーによる人的過誤の分析例

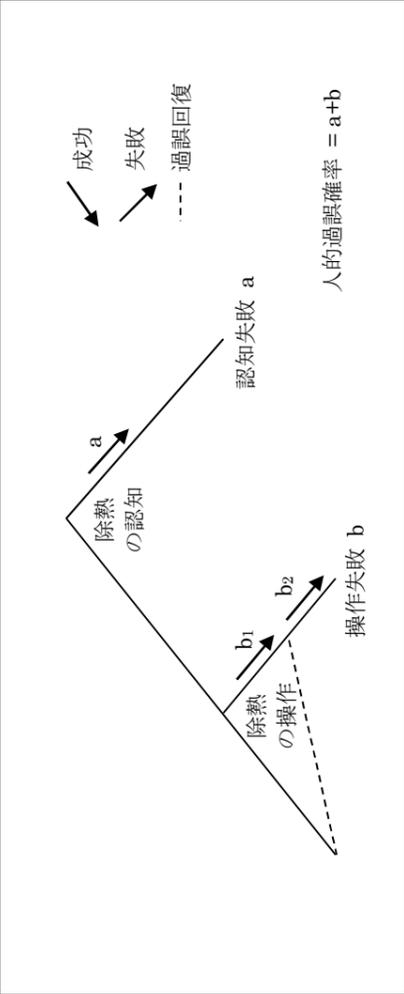
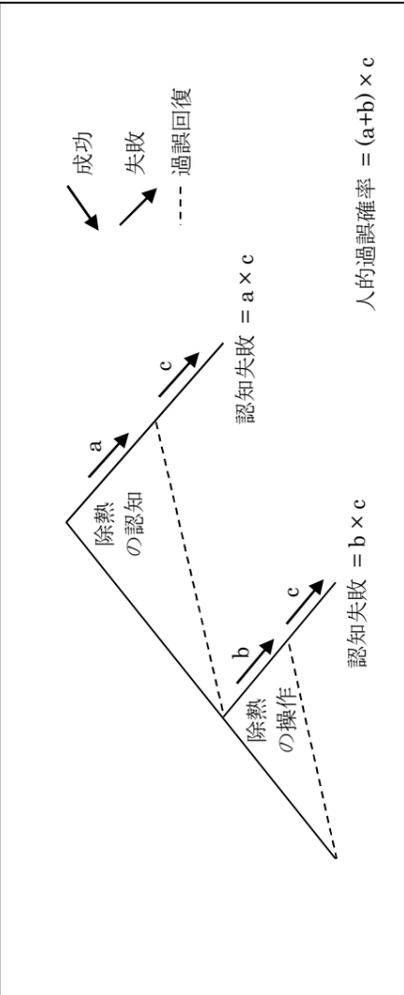
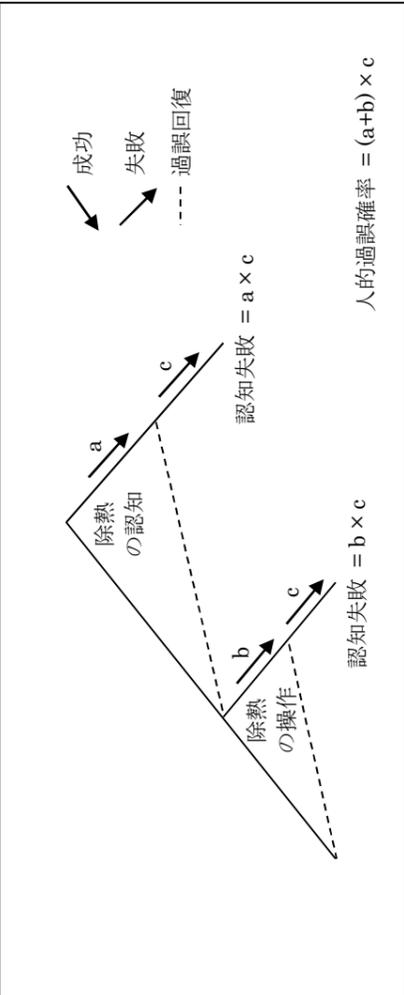
- 例 1. 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ
- 例 2. ATWS 事象発生後の対応操作失敗

例 1 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ

変更点	見直し後	見直し前																																			
<p>例 1 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ (ECCS ポンプの起動失敗等の基事象等に設定)</p> <p>人的過誤の定義(事象発生前)：事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する 操作：弁の開け忘れ・閉め忘れ</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 操作の内容 操作や試験に伴い待機状態を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。 2. 該当手順書 定例試験手順書など 3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗 4. 過誤回復の可能性 <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p> <p>人的過誤率 = a+b</p> <p>見直し後は [] して平均値を算出したため、過誤率と過誤回復の確率の単純な積とはならない。</p>	<p>例 1 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ (ECCS ポンプの起動失敗等の基事象等に設定)</p> <p>人的過誤の定義(事象発生前)：事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する 操作：弁の開け忘れ・閉め忘れ</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 操作の内容 操作や試験に伴い待機状態を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。 2. 該当手順書 定例試験手順書など 3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗 4. 過誤回復の可能性 <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p> <p>人的過誤率 = (a+b) × c</p>																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>分岐</th> <th>人的過誤の種類(認知/動作)と内容</th> <th>過誤率値</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a1</td> <td>機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>a2</td> <td>a1 に対する過誤回復</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>b1</td> <td>機器の状態復旧のための動作に失敗する。</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>b2</td> <td>b1 に対する過誤回復</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> </tbody> </table> <p>人的過誤率(平均値) 確率分布</p>	分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤率値	EF	a1	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。	[]	[]	a2	a1 に対する過誤回復	[]	[]	b1	機器の状態復旧のための動作に失敗する。	[]	[]	b2	b1 に対する過誤回復	[]	[]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>分岐</th> <th>人的過誤の種類(認知/動作)と内容</th> <th>過誤率値(平均値)</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a</td> <td>機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>機器の状態復旧のための動作に失敗する。</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>上記認知及び動作の過誤回復に失敗する。認知及び操作自体は上記に同じため、失敗確率も同じとし、従属性を考慮する。</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> </tbody> </table> <p>人的過誤率(点推定値) 確率分布</p>	分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤率値(平均値)	EF	a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。	[]	[]	b	機器の状態復旧のための動作に失敗する。	[]	[]	c	上記認知及び動作の過誤回復に失敗する。認知及び操作自体は上記に同じため、失敗確率も同じとし、従属性を考慮する。	[]	[]
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤率値	EF																																		
a1	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。	[]	[]																																		
a2	a1 に対する過誤回復	[]	[]																																		
b1	機器の状態復旧のための動作に失敗する。	[]	[]																																		
b2	b1 に対する過誤回復	[]	[]																																		
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤率値(平均値)	EF																																		
a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。	[]	[]																																		
b	機器の状態復旧のための動作に失敗する。	[]	[]																																		
c	上記認知及び動作の過誤回復に失敗する。認知及び操作自体は上記に同じため、失敗確率も同じとし、従属性を考慮する。	[]	[]																																		

見直し前	見直し後	変更点
<p>※ [] を算出した。</p> <p>分岐 c : 分岐 a,b における動作の過誤回復 ○本操作は [] 分岐 a,b の動作の過誤回復を考慮した。 ・従属性の考慮 : 本操作は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、 [] の条件付き失敗確率の式を用いた。</p> <p>当該過誤確率(平均値) = [] = [] = []</p>	<p>分岐 a₂ : 分岐 a₁ における動作の過誤回復 ○本操作は [] 分岐 a₁ の動作の過誤回復を考慮した。 ・従属性の考慮 : 本操作は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、 [] の条件付き失敗確率の式を用いた。</p> <p>当該過誤確率 = [] = [] = []</p> <p>分岐 b₂ : 分岐 b₁ における動作の過誤回復 ○本操作は [] 分岐 b₁ の動作の過誤回復を考慮した。 ・従属性の考慮 : 本操作は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、 [] の条件付き失敗確率の式を用いた。</p> <p>当該過誤確率 = [] = [] = []</p>	

例 2. ATWS 事象発生後の対応操作失敗

変更点	見直し後	見直し前																																
<p>例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗 (ATWS 時の RHR 起動操作失敗)</p> <p>人的過誤の定義：ATWS 収束後の RHR による格納容器からの除熱操作に失敗する。</p> <p>起 因 事 象：過渡変化(ATWS)</p> <ol style="list-style-type: none"> 操作の内容 ATWS 時に原子炉未臨界や水位維持が達成された後、RHR による格納容器からの除熱に失敗する。 該当手順書 事故時運転転操作手順書(微候ベース), 設備別操作手順書 人的過誤のモード 臨界であった時の放熱分が格納容器に蓄積していることから、余裕時間を程度と考える。(格納容器冷却モード等は比較的短時間で実施できることから、程度で完了できる。) 過誤回復の可能性 <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p>  <p>【変更内容②】 THERP の標準診断曲線の適用方法を見直し。</p> <p>見直し後は [] 平均値を算出したため、過誤確率と過誤回復の確率の単純な積とはならない。</p>	<p>例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗 (ATWS 時の RHR 起動操作失敗)</p> <p>人的過誤の定義：ATWS 収束後の RHR による格納容器からの除熱操作に失敗する。</p> <p>起 因 事 象：過渡変化(ATWS)</p> <ol style="list-style-type: none"> 操作の内容 ATWS 時に原子炉未臨界や水位維持が達成された後、RHR による格納容器からの除熱に失敗する。 該当手順書 事故時運転転操作手順書(微候ベース), 設備別操作手順書 人的過誤のモード 臨界であった時の放熱分が格納容器に蓄積していることから、余裕時間を程度と考える。(格納容器冷却モード等は比較的短時間で実施できることから、程度で完了できる。) 過誤回復の可能性 <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p>  <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p> <table border="1" data-bbox="1354 727 1533 1721"> <thead> <tr> <th>分岐</th> <th>人的過誤の種類(認知/動作)と内容</th> <th>過誤確率値</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a</td> <td>ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>b₁</td> <td>ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>b₂</td> <td>b₁に対する過誤回復</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>人的過誤確率(平均値) 確率分布</p>	分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値	EF	a	ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。	[]		b ₁	ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。	[]		b ₂	b ₁ に対する過誤回復	[]		<p>例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗 (ATWS 時の RHR 起動操作失敗)</p> <p>人的過誤の定義：ATWS 収束後の RHR による格納容器からの除熱操作に失敗する。</p> <p>起 因 事 象：過渡変化(ATWS)</p> <ol style="list-style-type: none"> 操作の内容 ATWS 時に原子炉未臨界や水位維持が達成された後、RHR による格納容器からの除熱に失敗する。 該当手順書 事故時運転転操作手順書(微候ベース), 設備別操作手順書 人的過誤のモード 臨界であった時の放熱分が格納容器に蓄積していることから、余裕時間を程度と考える。(格納容器冷却モード等は比較的短時間で実施できることから、程度で完了できる。) 過誤回復の可能性 <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p>  <p>人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価</p> <table border="1" data-bbox="1354 1765 1533 2760"> <thead> <tr> <th>分岐</th> <th>人的過誤の種類(認知/動作)と内容</th> <th>過誤確率値(平均値)</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a</td> <td>ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>上記認知及び操作の過誤回復に失敗する。</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>人的過誤確率(点推定値) 確率分布</p>	分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	EF	a	ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。	[]		b	ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。	[]		c	上記認知及び操作の過誤回復に失敗する。	[]	
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値	EF																															
a	ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。	[]																																
b ₁	ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。	[]																																
b ₂	b ₁ に対する過誤回復	[]																																
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	EF																															
a	ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。	[]																																
b	ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。	[]																																
c	上記認知及び操作の過誤回復に失敗する。	[]																																

例 2. ATWS 事象発生後の対応操作失敗

見直し前	見直し後	変更点
<p>例 2：過誤確率計算シート</p> <p>分岐 a：ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。</p> <p>○過誤確率の計算においては以下を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・認知失敗確率：ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する確率について、添付表 1 を参照した。事象発生から認知までの時間余裕を [] とし、ATWS を初期事象として考慮し、診断失敗確率の [] を用いた。 ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。 <p>当該過誤確率(平均値) = $\frac{[]}{[]}$</p> <p>当該過誤確率(平均値) = 認知失敗確率 × ストレス要因</p> <p>分岐 b：ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。</p> <p>○過誤確率の計算においては以下を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。 <p>ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。</p> <p>当該過誤確率(平均値) = $\frac{[]}{[]}$</p> <p>当該過誤確率(平均値) = 誤操作確率 × ストレス要因</p> <p>分岐 c：分岐 a, b における操作の過誤回復</p> <p>○ $\frac{[]}{[]}$ 分岐 a, b の過誤回復を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・従属性の考慮：本事象は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。 <p>当該過誤確率(平均値) = $\frac{[]}{[]}$</p>	<p>例 2：過誤確率計算シート</p> <p>分岐 a：ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。</p> <p>○過誤確率の計算においては以下を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・認知失敗確率：ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する確率について、添付表 1 を参照した。事象発生から認知までの時間余裕を [] とし、ATWS を初期事象として考慮し、診断失敗確率の [] を用いた。 ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。 <p>当該過誤確率 = $\frac{[]}{[]}$ = 認知失敗確率 × ストレス要因</p> <p>分岐 b₁：ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。</p> <p>○過誤確率の計算においては以下を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。 <p>ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。</p> <p>当該過誤確率 = $\frac{[]}{[]}$ = 誤操作確率 × ストレス要因</p> <p>分岐 b₂：分岐 b₁ における操作の過誤回復</p> <p>○ $\frac{[]}{[]}$ 分岐 b₁ の動作の過誤回復を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・従属性の考慮：本事象は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。 <p>当該過誤確率 = $\frac{[]}{[]}$</p>	<p>【変更内容①】</p> <p>NUREG/GR-1278 Appendix A に基づき、過誤確率の計算を [] を用いた計算に見直し。</p> <p>【変更内容①】</p> <p>NUREG/GR-1278 Appendix A に基づき、過誤確率の計算を [] を用いた計算に見直し。</p> <p>【変更内容②】</p> <p>THERP の標準診断曲線の適用方法を見直し。</p>

添付表 1 THERP の標準診断曲線 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (初期事象に対 して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (2次事象に 対して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (3次事象に 対して)	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
5.	60	.0001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
								20.	80	.0001	30
6.	1500	.00001	30	13.	1510	.00001	30	21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

・T₀：異常発生を示すシグナルが出た時刻

・ここでは曲線を数値で示している。

添付表 2 手動操作のコミッションエラー確率の例(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤ったレベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定(2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

添付表 3 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作(<10 項目)	.001	3
2.	長い操作(>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作(<10 項目)	.003	3
4.	長い操作(>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

添付表 4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	人的過誤確率の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

添付表 5 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、
サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} ZD] = n$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} CD] = 1.0$

- (注) n : サブタスクの成功確率
 N : サブタスクの失敗確率
 ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ
 LD : Low Dependence 従属度低
 MD : Moderate Dependence 従属度中
 HD : High Dependence 従属度高
 CD : Complete Dependence 完全従属

添付表 6 確認者が他の運転員のヒューマンエラーの発見に失敗する確率★
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

Item	Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs ÷ 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.

安全審査における機密情報の扱いについて

審査資料において、機密情報を不開示（マスキング）としているが、その考え方を以下のとおり示す。

なお、1. 法人等又は事業を営む個人の当該事業に関する情報のうち、「営業秘密」に属する記載の不開示（マスキング）については、その具体的な考え方を添付資料に示す。

1. 法人等又は事業を営む個人の当該事業に関する情報

当社及びメーカーのノウハウに関する情報を含むものであり、当該情報の公開により、第三者が当社及びメーカーの正当な利益を害する恐れがあることから、「公にすることにより、当該法人等又は当該個人の権利、競争上の地位その他正当な利益を害するおそれがあるもの」

2. 公共の安全等に関する情報

当該文書の情報は、テロ等による原子力発電所への不法な侵入又は妨害破壊行為に結びつく情報を含むものであり、当該情報の公開により、原子力発電所への侵入や破壊活動の恐れがあることから、「公にすることにより、犯罪の予防、鎮圧又は捜査、公訴の維持、刑の執行その他の公共の安全と秩序の維持に支障を及ぼすおそれがあるもの」

3. 個人に関する情報

資格等に係る情報も含め、「個人に関する情報であって、当該情報に含まれる氏名、生年月日その他の記述等により特定の個人を識別することができるもの（他の情報と照合することにより、特定の個人を識別することができることとなるものを含む。）又は特定の個人を識別することはできないが、公にすることにより、なお個人の権利利益を害するおそれがあるもの」

以 上

営業秘密に属する記載のマスクングについて

1. 基本的考え方

審査資料の公開にあたり、一部の記載については、営業秘密に属する事業活動に有用な技術情報としてマスクングを施している。事業活動に有用な技術情報とは、

- ・ 特許，実用新案出願予定の情報
- ・ 競合会社にその情報が使用された場合，技術的及び経済的に不利となる技術を含んでいる情報

に該当するものである。

<営業機密の基本原則>

マスクング対象となる項目や内容は，社会環境の変化等で部分的にマスクング範囲が変動するものである。A. の特許・契約に関わる技術情報のようにその取扱が明確なものと，B. のそれ以外の技術情報で商業価値としての見地からその取扱を個別に判断する必要があるものに分類される。

A. 特許，契約等に係る技術情報

A1：特許，実用新案出願予定の情報

A2：技術提携に基づく導入技術に係る情報

A3：顧客，協力会社との協定，契約で守秘義務を有する情報
(電共研の成果，協力会社との営業秘密契約等)

B. 上記以外の技術情報

B1：競合会社がその情報を使用した場合，設計，製造，輸送，建設，運転，保守，品質保証において，コスト低減，性能向上，許認可性の向上などの面で有利となる情報（特殊材料の選定，詳細寸法，設計裕度，特殊な製作手順など）

B2：競合会社がその情報を使用した場合，技術的及び経済的に有利となる高度なソフトウェアに係る技術を含んでいる情報（メーカ独自に開発した解析コード，実験式など）

B3：メーカ独自の技術開発に係る情報（開発計画など）

<マスクング対象の具体例>

前述したマスクング基準（営業機密の基本原則）のうち，特に区分A3，B1，B2についての具体例と主な理由を下表に示す。

対象項目（例）	取扱	営業秘密の分類	理由	具体例
電共研の成果や非公開の文献の値などに関する情報（公開・非公開を個別に関係者間で調整）	公開可能	A3	契約に係わる技術情報であるが，関係各所との調整の上，公開を妥当と判断出来るもの	故障率の一部，物理化学現象の一部
	非公開	A3	契約に係わる技術情報であり，メーカノウハウを含む情報であり，競合会社がその情報を使用した場合に有利となる情報であるため非公開が妥当と判断したため	物理化学現象の一部，21カ年データ以外のデータベースにある非公開資料の値
メーカ独自の評価方法・開発した解析コードの情報（公開・非公開を個別に関係者間で調整）	公開可能	B1	メーカノウハウを含む情報であるが，公開しても問題がないと判断出来るもの	成功基準，共通要因故障の設定の考え方
	非公開	B1，B2	メーカノウハウを含む情報であり，競合会社がその情報を使用した場合に有利となる情報であるため	起因事象の発生頻度の求め方の一部，炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴（検証結果）の分析
上記項目の情報を用いて評価した結果	原則公開	A3	営業秘密の情報を含む条件を用いて評価した結果であっても，直接的にメーカノウハウの情報を公開するわけではないこと，評価結果は安全審査の根幹を成す値であることから原則公開とする。	評価により求めた成功基準の値，人的過誤の確率，感度解析結果
設備の設計・製造に関する情報	原則非公開	B1	メーカノウハウを含む情報であり，競合会社がその情報を使用した場合に有利となる情報であるため	設備の設計図，構造図

以上

停止時 PRA と出力運転時 PRA との ストレスファクタ設定の考え方の違い

1. 停止時 PRA のストレスファクタの適用方法

出力運転時PRAと同様に、運転員の熟練度や作業負荷（作業・操作内容、訓練内容、操作手順、操作の時間、余裕時間）、作業環境、その他の物理的・精神的なストレス要因の有無といったストレスの要因を分析し、7段階のストレスレベルと2種類の熟練度に分類した表1を用いて、ストレスファクタを設定している。

2. 設定したストレスファクタの値

起回事象発生前のタスクにおいては、比較的単純かつ通常実施しているものであるため、ストレスが少なく「熟練度の低い者の作業負荷が適度(段階的操作)」ストレスファクタ1を設定する。

起回事象発生後のタスクにおいては、次のように個々に分析をし、出力運転時 PRA の ATWS の操作のように、ストレスの要因が人的過誤確率に及ぼす影響が大きいものについてはストレスファクタ 2~5 を設定した。

停止時 PRA では、POS やイベントツリーの分岐によって余裕時間が変化するものの、操作の余裕時間は十分にあることから、基本的にストレスファクタ1を用いて評価した(表2)。

3. 出力運転時 PRA と停止時 PRA のストレスファクタ設定の例

以下に出力運転時 PRA と停止時 PRA のストレスファクタ設定の例とその考え方を示す。

3-1. 出力運転時 PRA (詳細は添付資料 3.1.1.g-1 参照)

- ・ ATWS 時の操作や LOCA 時の診断等：

これらの操作は比較的単純かつ訓練された中操のタスクであるが、余裕時間が短く、事象進展の過酷なものや精神的なストレス要因があるため「熟練者の作業負荷がやや高い(段階的操作)または作業負荷が極度に高い(段階的操作)」ストレスファクタ 2~5 を設定する(ATWS 発生時の認知は [] を設定)。

- ・ RHR による格納容器除熱操作の認知失敗(過渡、LOCA 事象)等：

これらの操作は余裕時間が十分な長く、比較的単純かつ訓練された中操のタスクであること、および事象進展が穏やかであるなど、ストレスが少ないことから「作業負荷が適度(段階的操作)」ストレスファクタ1を設定する(TW シーケンス時の除熱の必要性の認知は [] を考慮して1を設定)。

3-2. 停止時 PRA

- ・ 機器の現場操作（手動弁の現場操作等）：

最も短い POS S においても、操作の余裕時間は 3.4 時間（長期余裕時間－短期余裕時間）であり、弁の設置箇所や弁の大きさによって操作時間は異なるものの、十分操作可能な時間である。操作は比較的単純なタスクであること、事象進展が穏やかであるなど、ストレスが少ないことから「熟練度の低い者の作業

負荷が適度(段階的操作)」ストレスファクタ 1 を設定する。
 ただし、中操での操作に失敗した後のバックアップ操作として、MO 弁の現場操作に期待する場合は精神的なストレスを考慮してストレスファクタ 2 を設定する。

- 機器の現場操作 (現場の SFP 注水操作) :
 POS B1~B4 において、除熱機能が喪失し蒸発による水位低下が発生した場合、オペフロの現場環境が悪化するまでに診断の時間を含めて 40 時間以上の余裕時間がある。操作時間 (一時間程度と仮定) と比べて十分な長さがあり、比較的単純なタスクであるなど、ストレスが少ないことから「熟練度の低い者の作業負荷が適度(段階的操作)」ストレスファクタ 1 を設定する。
- CUW ブローに関する操作 (水位低下認知、隔離、現場操作) :
 POS C1 の CUW ブロー発生後の漏えい箇所隔離に失敗した場合、現場操作の余裕時間は診断の時間を含めて 2 時間 15 分であり、弁の設置箇所や弁の大きさによって操作時間は異なるものの、一連の診断及び操作は十分可能な余裕時間である。操作は比較的単純なタスクであること、事象進展が穏やかであるなど、ストレスが少ないことから「熟練者または熟練度の低い者の作業負荷が適度(段階的操作)」ストレスファクタ 1 を設定する。

表 1 ストレスレベルによる補正係数 (NUREG/CR-1278 Table 20-16)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
	Skilled**	Novice**
Item	(a)	(b)
(1) Very low (Very low task load)	x2	x2
Optimum (Optimum task load):		
(2) Step-by-step [†]	x1	x1
(3) Dynamic [†]	x1	x2
Moderately high (Heavy task load):		
(4) Step-by-step [†]	x2	x4
(5) Dynamic [†]	x5	x10
Extremely High (Threat stress):		
(6) Step-by-step [†]	x5	x10
(7) Dynamic [†] Diagnosis ^{††}	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are NOT modifiers.

表 2 起因事象発生前後の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生前／ 起因事象発生後	説明	ストレスファクタ	平均値	EF
起因事象発生前	手動弁開／開忘れ			
起因事象発生後	機器の現場操作			
	CUWブローによる冷却材流出事象発生時の水位低下認知失敗			
	CRD点検(交換), LPRM点検(交換), RIP点検による冷却材流出事象発生時の水位低下認知失敗			
	CUWブローによる冷却材流出事象発生時の隔離失敗			
	CRD点検(交換), LPRM点検(交換), RIP点検による冷却材流出事象発生時の隔			

RCIC の継続運転に対する環境影響について

運転時レベル 1 PRA では全交流動力電源喪失時においても RCIC の 8 時間の継続運転に期待している。8 時間は、蓄電池による直流電源供給能力だけでなく、環境影響を考慮しても十分に注水機能を期待できる値である。環境影響として S/C の水温、圧力上昇、中央制御室、及び RCIC 室温度上昇を確認した（表 1）。

表に記載したそれぞれの要因は RCIC の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、PRA においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表.1 RCIC 継続運転の評価 (1 / 2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
サプレッション・ブ ール(S/P)水温上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテー ションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻 害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を及 ぼす可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽(CSP)であるが、L1.5 又は D/W 圧力高のい れかと S/P 水位高信号の入力により、第二水源である S/P に水源が切り替わる。一 方で、SBO 時には S/P 水の冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源につい ては運転員による中央制御室からの遠隔操作により、再度 CSP に切り替えることと なる。したがって、 <u>S/P 水温上昇が RCIC の継続運転に与える影響はない。</u> (KK6,7 において電源が長期間喪失し S/P が 60℃を超えるような場合は、RCIC 水源切り替え KOS を「自動」から「CSP」に切り替える) なお RCIC は、RCIC ポンプ吐出側の冷却水を潤滑油冷却器やバロメトリック・コン デンサに供給、復水ポンプによる回収を実施することで自系統による冷却が可能で、 CSP を水源することで長期の運転が可能である。
サプレッション・チ エンバ(S/C)圧力上 昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa(gage)にて、RCIC タービン排気圧力高 トリップインターロックが動作し、RCIC の 運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果(有 効性評価時の M.A.A.P 評価)、事象発生から約 8 時間後の S/C 圧力は約 66kPa(gage) であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。した がって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の、RCIC の制御盤の設計で想定 している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室 の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換 気空調系停止 8 時間後の中央制御室の最高温度は約 38℃(補足資料 参照)と評価さ れ、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ ^{※1} を下回る。したが って、 <u>中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表.1 RCIC 継続運転の評価 (2 / 2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC 室温上昇	<p>RCIC の電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、24 時間後では 66℃ (初期 6 時間まで 100℃, それ以降は 66℃ の設計) を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、RCIC 室温が 66℃ を超える可能性が考えられる。</p>	<p>RCIC 室内の発熱と RCIC 室の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止 8 時間後の RCIC 室の最高温度は約 50℃ (補足資料 参照) と評価され、RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃ を下回る。したがって、<u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u></p> <p>なお、RCIC タービン軸受けからの蒸気漏洩を防止しているバロメトリック・コンデンサは SBO 時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏洩についても問題とならない。</p> <p>また、直流電源喪失時における RCIC 運転についても福島第一 2 号機での実績※2 より、運転員が地震発生 12 時間後 RCIC 室に入室出来ていたことや 3 月 13 日の計器点検で原子炉建屋に侵入域できたことが確認されているため、軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏洩により、RCIC の継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。</p>

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙 2 「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について (平成 24 年 6 月版) 」

全交流動力電源喪失時におけるR C I C室・ 中央制御室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

SBO時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。壁面の伝熱モデルは図2に示すものを用いている。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

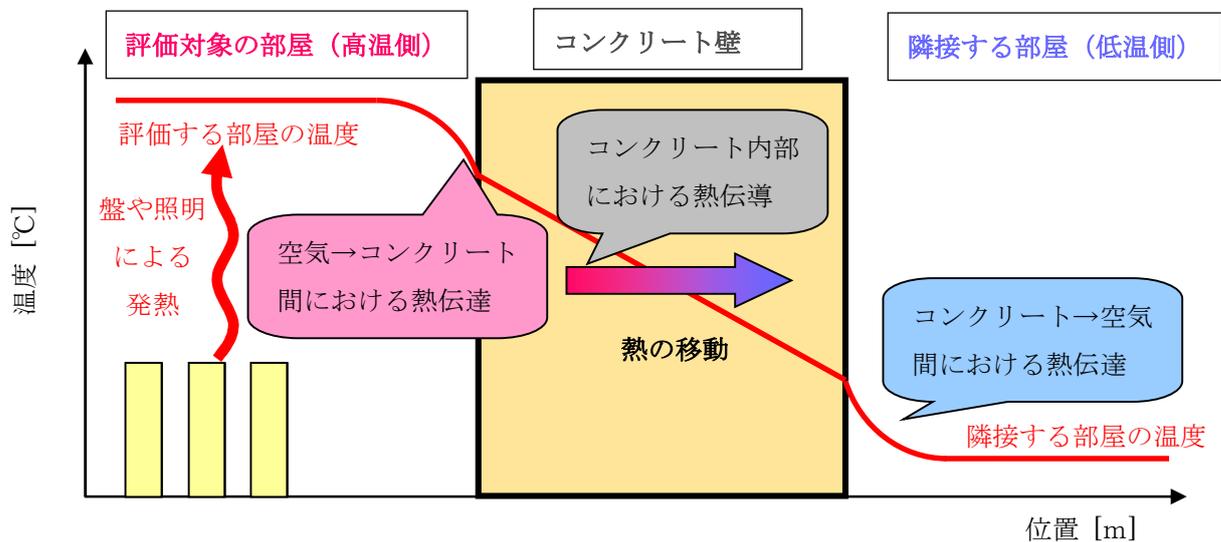


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図



図2. 壁面の伝熱モデル

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる (表1、図3参照)。

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - : 一般エリア 40℃
 - 屋外 32℃(夏期設計外気温)
 - S/C 138℃(有効性評価 SBO時の最高温度)
 - 地中 18℃
- ・壁-空気の熱伝達率: W/m²℃(無換気状態)[出典: 空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率: W/m℃[出典: 空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件(6号機の場合)

		RCIC
発熱負荷[W]		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

* 発熱負荷は以下より算出

中央制御室: SBO発生時に必要とする制御・電源盤からの発熱

RCIC室: 配管からRCIC室への伝熱量および直流電源により駆動するポンプ (復水ポンプ、真空ポンプ) からの発熱



図3. 評価対象の寸法 (K6 RCICの場合)

(3) 評価結果

全交流電源喪失(SBO)時において、事故後8時間のRCIC室最高温度は約50℃、中央制御室の最大温度は約38℃となり、設計で考慮している温度※を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。

※RCIC室: (RCIC系のタービンや電気制御部、ケーブル等)

: 66℃ (初期6時間まで100℃, それ以降は66℃の設計であるため)

中央制御室: 40℃ (電気品の設計温度であり、超過してもただちに機能喪失するものではないが、長期的には熱影響により電気品の寿命に影響)

以上

RCICの運転継続時間の実力について

本PRAではRCICの運転継続時間は、現在の許認可における直流電源の給電継続時間である8時間に設定している。この時間は実力値に裕度をもった値であり、実力としては下の評価や福島第一原子力発電所の事故時の状況より、A系蓄電池単独で約16時間程度の給電が可能であると考ええる。

1. 評価方法

ある時間の給電に必要な蓄電池の容量は、電池工業会規格 SBA S 0601「据置蓄電池の容量算出法」に準じて次の式を用いて評価できる。なお、蓄電池特性については蓄電池メーカー提示のものを用いる。また、SBO時の対応手順や福島第一発電所の事故時の対応状況より負荷抑制は次のように設定した。詳細の負荷電流については表1に示す。



<対象蓄電池>

125V 蓄電池A系:4,000Ah(10時間率)^{※3}

<負荷抑制の操作>

- ・SBO後1時間でCVCF負荷切り離し
- ・プラント監視の一部、RCICの運転継続に必要な負荷、DC照明以外の負荷切り離し
- ・SBO後8時間で照明負荷切り離し

※3 今回の評価に用いた設備は今回のAMの対策実施前の状態(AM対策で実施した蓄電池の容量増強は考慮しない)

2. 評価結果

事象発生17時間後まで表1の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約3,924Ahとなる。A系蓄電池(125V)の設計容量は4,000Ahであり、必要容量が設計容量を上回るため、A系蓄電池(125V)のみを用いた場合でも16時間以上直流電圧を供給することが可能である。

また、常設代替直流電源へ切り替えを実施することで、有効性評価の「全交流電源喪失」で示すように24時間までの電源の供給が可能となる。

表1. 時間あたりの負荷電流^{※4}

No	負荷名称	負荷電流と運転時間				備考
		I ₁ 1分以内	I ₂ 1分～ 60分 (1時間)	I ₃ 60分～ 480分 (8時間)	I ₄ 480分～ 1020分 (17時間)	
1	RCIC復水ポンプ	130A	19A (52A) ^{※5}	19A (52A) ^{※5}	19A (-) ^{※5}	間欠運転を 考慮
2	RCIC真空ポンプ	113A	45A	45A	45A (-)	
3	M/C,P/C遮断器引 き外し	185A	-	-	-	No.3,4の同時 運転はしない が保守的に 考慮する
4	ディーゼル発電機 初期励磁	105A	-	-	-	
5	その他の負荷	1148A	592A	82A (135A) ^{※5}	70A (135A) ^{※5}	
合計		1681A	656A	146A	134A	

※4 今回の評価に用いた設備は今回のAMの対策実施前の状態(AM対策で実施した蓄電池の容量増強や必要計器の増加に伴う負荷電流の増加は考慮していない)

※5 ()内は設計ベースと今回の実力値の考え方が異なる箇所(復水ポンプの間欠運転や8時間以降の運転、DC照明の負荷切り離しなど)について設計値を記載

3. 福島原子力発電所事故より得られた知見

事故当時、直流電源を喪失した1号機及び2号機とは異なり、3号機は直流電源の機能喪失を免れたため、RCIC自動停止するまでの19時間半程度、負荷に直流電源を供給し続けた。また、その後もバッテリーの枯渇するまで、監視計器や制御盤等に電源を供給し続けた(福島第一原子力発電所3号機の状況 参照)。

これらは蓄電池容量が実力値に裕度を持ったものであることや、運転員が実施したバッテリー節約処置によるものだと考えられる。

<福島第一原子力発電所3号機の状況>

(参考文献) 福島原子力事故調査報告書(平成24年6月20日)及び福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第2回進捗報告(平成26年8月6日)より

事故時の主な時系列と実施したバッテリー節約処置は次の通り。

○主な時系列

- | | |
|------------|---|
| 平成23年3月11日 | ・15:27 津波第1波襲来 |
| | ・15:35 津波第2波襲来 |
| | ・15:38 全交流動力電源喪失 |
| | ・16:03 RCIC 手動起動 |
| 平成23年3月12日 | ・11:36 RCIC 自動停止※6 |
| | ・12:35 HPCI 自動起動(原子炉水位低L-2) |
| | ・20:36 電源喪失により、原子炉水位の監視不能 |
| 平成23年3月13日 | ・ 2:42 HPCI 手動停止(D/D-FPによる炉注水ラインへ切り替えを考える) |
| | その後、SRVによる原子炉減圧を試みるも開動作せず、HPCIの再起動を試みるも、バッテリー枯渇のため起動できなかった。 |

※6

未解明問題に対する検討によりタービン排気圧高による電気式トリップが原因の可能性が高い。

○蓄電池

対象蓄電池:125V 蓄電池A系:1,200Ah(10時間率)
福島第一原子力発電所3号機は、全交流電源喪失時には直流電源A系の給電可能時間(約4時間)の間にRCICによる給水を実施する設計。

○実施したバッテリー節約処置

- ・RCIC,HPCIの流量調整
(起動停止によるバッテリー消費をさける為、及び安定した原子炉水位の確保の為)
- ・監視計器や制御盤、計算機について、監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き、負荷の切り離しを実施
- ・中央制御室の非常灯や時計、別室の蛍光灯の負荷の切り離し

以上

格納容器先行破損モードを除いた場合の格納容器破損モードの内訳

KK6/7号機の設置許可変更申請に合わせて実施したPRAのうち、内部事象運転時レベル1.5PRA(以下、レベル1.5PRA)では、内部事象運転時レベル1PRA(以下、レベル1PRA)の結果を基にプラント損傷状態を分類し、これを初期状態として評価している。

プラント損傷状態の中には、炉心損傷の前に格納容器が破損するモード(以下、格納容器先行破損モード)があり、TW、TC、ISLOCAが該当する。この格納容器先行破損モードに対して、今回の評価の前提とする、プラント運転開始時の設備等ではレベル1.5PRAにおける緩和手段(炉心損傷後の格納容器破損防止対策)を設定できないことから、これらのプラント損傷状態はレベル1.5PRAでの事象進展解析(イベントツリーによる分析)の対象から除外している。

一方で、レベル1.5PRAの結果である全格納容器破損頻度(全CFF)では格納容器先行破損モードのCFFと炉心損傷後の事象進展解析に基づくシーケンスのCFFを合わせて示しているが、レベル1PRAの結果ではTWが支配的であり、炉心損傷後の事故シーケンス分析に基づく格納容器破損モードの内訳が把握し難いものとなっている。

このため、格納容器先行破損モードを除いた場合の全CFF及びその内訳を示すと共に、各格納容器破損モードにおけるCFFの支配的な要因を分析した。

1. 格納容器先行破損モードの除外有無とCFF

格納容器先行破損モードを除外しない場合及び除外した場合のCFFを表1～4及び図1, 2に示す。

格納容器先行破損モードを除外しない場合の全CFFは 8.7×10^{-6} /炉年であり、格納容器先行破損モードであるTWを受けた過圧破損の寄与は99%以上を占めている。また、条件付格納容器破損確率(CCFP)は1.0であり、レベル1.5PRAにおける緩和手段の影響は表れていない。

格納容器先行破損モードを除外した場合の全CFFは 8.8×10^{-9} /炉年となり、格納容器先行破損モードを含めた場合の1/1000程度になった。内訳としては、過温破損の寄与が約95%、過圧破損の寄与が約4%となった。また、全体のCCFPは0.8となり、レベル1.5PRAにおける緩和手段(炉心損傷後の減圧や注水、電源復旧等)の影響が表れた。

2. 格納容器先行破損モードを除外した場合の結果の分析

格納容器先行破損モードを除外した場合の支配的な格納容器破損モードであ

る過温破損、過圧破損について、支配的なシーケンスの最小カットセットを分析し、CFFに支配的に寄与する要因を確認した。分析結果を表5に示す。

過温破損の支配的な格納容器破損シーケンスである、LOCA後の注水失敗に伴う炉心損傷後の格納容器破損について、主要なカットセットを見ると、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の共通要因故障が抽出されている。これらの抽出結果を踏まえたCFF低減のための対策としては、最終ヒートシンク機能の多様化が考えられる。

過圧破損の支配的な格納容器破損シーケンスである、長期TBによる炉心損傷後の格納容器破損について、主要なカットセットを見ると、炉心損傷後の外部電源復旧失敗が抽出されている。これらの抽出結果を踏まえたCFF低減のための対策としては、電源供給手段の多様化が考えられる。

以上の支配的なシーケンスの最小カットセットを分析した結果から対策として考えられる、最終ヒートシンク機能及び電源供給手段の多様化はいずれも炉心損傷防止対策としても講じているものである。このことから、炉心損傷後の格納容器破損防止に効果的な対策は、炉心損傷防止対策と重なることを確認した。

以 上

表 1 プラント損傷状態(PDS)別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度(格納容器先行破損モードを除外しない場合)

PDS	炉心損傷頻度(/炉年)	割合 (%)	条件付き格納容 破損確率(-)	格納容器破損頻度(/炉年)	割合 (%)
TQUX	4.2×10^{-9}	0.1	0.58	2.4×10^{-9}	0.0
TQUV	9.6×10^{-10}	0.0	1.00	9.6×10^{-10}	0.0
長期 TB	4.8×10^{-10}	0.0	0.82	3.9×10^{-10}	0.0
TBU	6.0×10^{-10}	0.0	0.62	3.7×10^{-10}	0.0
TBP	1.2×10^{-10}	0.0	0.60	7.4×10^{-11}	0.0
TBD	8.1×10^{-11}	0.0	1.00	8.1×10^{-11}	0.0
LOCA	4.5×10^{-9}	0.1	1.00	4.5×10^{-9}	0.1
TW	8.7×10^{-6}	99.9	1.00	8.7×10^{-6}	99.9
TC	5.1×10^{-12}	0.0	1.00	5.1×10^{-12}	0.0
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0.0	1.00	9.5×10^{-11}	0.0
合計	8.7×10^{-6}	100	1.00	8.7×10^{-6}	100

表2 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度と各PDSの寄与割合(格納容器先行破損モードを除外しない場合)

格納容器破損モード	格納容器破損頻度(炉年)												割合(%)
	プラント損傷状態											合計	
	TQUX	TQUV	長期TB	TBU	TBP	TBD	LOCA	TW	TC	ISLOCA			
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損	1.8×10 ⁻¹⁰	2.5×10 ⁻¹³	1.1×10 ⁻¹⁰	8.0×10 ⁻¹¹	1.6×10 ⁻¹¹	—	3.0×10 ⁻¹⁸	8.7×10 ⁻⁶	—	—	—	8.7×10 ⁻⁶	99.9
未臨界確保失敗時の過圧破損	—	—	—	—	—	—	—	—	5.1×10 ⁻¹²	—	—	5.1×10 ⁻¹²	0.0
過温破損	2.2×10 ⁻⁹	9.5×10 ⁻¹⁰	2.7×10 ⁻¹⁰	2.9×10 ⁻¹⁰	5.7×10 ⁻¹¹	8.0×10 ⁻¹¹	4.5×10 ⁻⁹	—	—	—	—	8.4×10 ⁻⁹	0.1
格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	3.5×10 ⁻¹⁴	—	1.1×10 ⁻¹²	4.7×10 ⁻¹⁵	—	3.3×10 ⁻¹⁵	—	—	—	—	—	1.2×10 ⁻¹²	0.0
水蒸気爆発(FCI)	1.3×10 ⁻¹³	1.1×10 ⁻¹⁶	9.7×10 ⁻¹⁵	1.9×10 ⁻¹⁴	4.0×10 ⁻¹⁵	—	2.1×10 ⁻¹³	—	—	—	—	3.8×10 ⁻¹³	0.0
コア・コンクリート反応継続(MCCI)	8.1×10 ⁻¹²	1.6×10 ⁻¹⁴	1.5×10 ⁻¹²	1.7×10 ⁻¹²	3.2×10 ⁻¹³	—	2.2×10 ⁻²⁰	—	—	—	—	1.2×10 ⁻¹¹	0.0
格納容器隔離失敗	2.1×10 ⁻¹¹	4.8×10 ⁻¹²	2.4×10 ⁻¹²	3.0×10 ⁻¹²	6.1×10 ⁻¹³	4.0×10 ⁻¹³	2.3×10 ⁻¹¹	—	—	—	—	5.5×10 ⁻¹¹	0.0
ISLOCA	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	9.5×10 ⁻¹¹	0.0
合計	2.4×10 ⁻⁹	9.6×10 ⁻¹⁰	3.9×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻¹⁰	7.4×10 ⁻¹¹	8.1×10 ⁻¹¹	4.5×10 ⁻⁹	8.7×10 ⁻⁶	5.1×10 ⁻¹²	9.5×10 ⁻¹¹	9.5×10 ⁻¹¹	8.7×10 ⁻⁶	100
割合(%)	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.1	99.9	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	

表3 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度(格納容器先行破損モードを除外した場合)

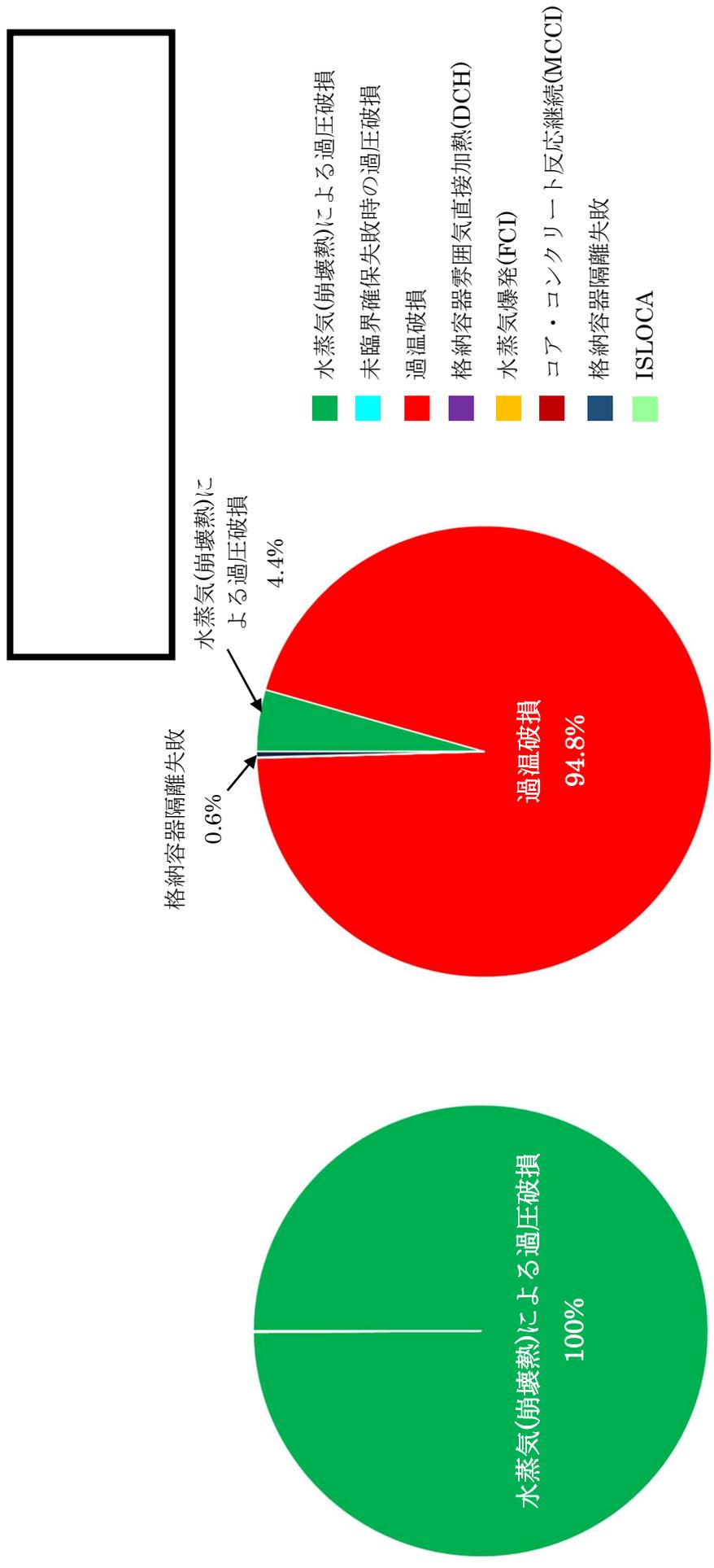
PDS	炉心損傷頻度(/炉年)	割合 (%)	条件付き格納容器破損確率(-)	格納容器破損頻度(/炉年)	割合 (%)
TQUX	4.2×10^{-9}	38.6	0.58	2.4×10^{-9}	27.7
TQUV	9.6×10^{-10}	8.7	1.00	9.6×10^{-10}	10.8
長期 TB	4.8×10^{-10}	4.3	0.82	3.9×10^{-10}	4.4
TBU	6.0×10^{-10}	5.5	0.62	3.7×10^{-10}	4.2
TBP	1.2×10^{-10}	1.1	0.60	7.4×10^{-11}	0.8
TBD	8.1×10^{-11}	0.7	1.00	8.1×10^{-11}	0.9
LOCA	4.5×10^{-9}	41.0	1.00	4.5×10^{-9}	51.0
TW	—	—	—	—	—
TC	—	—	—	—	—
ISLOCA	—	—	—	—	—
合計	1.1×10^{-8}	100	0.80	8.8×10^{-9}	100

表 4 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度と各 PDS の寄与割合(格納容器先行破損モードを除外した場合)

格納容器破損 モード	格納容器破損頻度(炉年)											割合 (%)
	プラント損傷状態											
	TQUX	TQUV	長期TB	TBU	TBP	TBD	LOCA	TW	TC	ISLOCA	合計	
水蒸気(崩壊熱) による過圧破損	1.8×10 ⁻¹⁰	2.5×10 ⁻¹³	1.1×10 ⁻¹⁰	8.0×10 ⁻¹¹	1.6×10 ⁻¹¹	—	3.0×10 ⁻¹⁸	—	—	—	3.9×10 ⁻¹⁰	4.4
未臨界確保失敗時 の過圧破損	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
過温破損	2.2×10 ⁻⁹	9.5×10 ⁻¹⁰	2.7×10 ⁻¹⁰	2.9×10 ⁻¹⁰	5.7×10 ⁻¹¹	8.0×10 ⁻¹¹	4.5×10 ⁻⁹	—	—	—	8.4×10 ⁻⁹	94.8
格納容器雰囲気 直接加熱(DCH)	3.5×10 ⁻¹⁴	—	1.1×10 ⁻¹²	4.7×10 ⁻¹⁵	—	3.3×10 ⁻¹⁵	—	—	—	—	1.2×10 ⁻¹²	0.0
水蒸気爆発(FCI)	1.3×10 ⁻¹³	1.1×10 ⁻¹⁶	9.7×10 ⁻¹⁵	1.9×10 ⁻¹⁴	4.0×10 ⁻¹⁵	—	2.1×10 ⁻¹³	—	—	—	3.8×10 ⁻¹³	0.0
コア・コンクリート 反応継続(MCCI)	8.1×10 ⁻¹²	1.6×10 ⁻¹⁴	1.5×10 ⁻¹²	1.7×10 ⁻¹²	3.2×10 ⁻¹³	—	2.2×10 ⁻²⁰	—	—	—	1.2×10 ⁻¹¹	0.1
格納容器隔離失敗	2.1×10 ⁻¹¹	4.8×10 ⁻¹²	2.4×10 ⁻¹²	3.0×10 ⁻¹²	6.1×10 ⁻¹³	4.0×10 ⁻¹³	2.3×10 ⁻¹¹	—	—	—	5.5×10 ⁻¹¹	0.6
ISLOCA	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計	2.4×10 ⁻⁹	9.6×10 ⁻¹⁰	3.9×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻¹⁰	7.4×10 ⁻¹¹	8.1×10 ⁻¹¹	4.5×10 ⁻⁹	—	—	—	8.8×10 ⁻⁹	100
割合(%)	27.7	10.8	4.4	4.2	0.8	0.9	51.0	—	—	—	—	—

表 5 支配的な格納容器破損シナリオの分析(最小カットセットの抽出)結果

格納容器 破損モード	支配的な格納容器 破損シナリオ	主要なカットセット	格納容器破損頻度		
			(/炉年)	支配的な格納容器 破損シナリオへの 寄与割合 (%)	格納容器 破損モードへの 寄与割合 (%)
過温破損 (8.4×10^{-9} /炉年)	LOCA + 損傷炉心冷却失敗 + 下部 D/W 注水失敗 (4.5×10^{-9} /炉年) 〔 ET : LOCA シナリオ No. 13 に対応 〕	LOCA 後の注水失敗に伴う炉心損傷+原子炉補機冷却海水系 ポンプ起動失敗(共通原因故障) ----- LOCA 後の注水失敗に伴う炉心損傷+原子炉補機冷却海水系 ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.6×10^{-9}	57	31
過圧破損 (3.9×10^{-10} /炉年)	長期 TB + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + デブリ冷却成功 + RHR 失敗 (1.1×10^{-10} /炉年) 〔 ET : 長期 TB シナリオ No. 11 及び 12 に対応 〕	長期 TB による炉心損傷(非常用ディーゼル発電機(D/G)継続 運転失敗(共通原因故障))+炉心損傷後の外部電源復旧失敗 ----- 長期 TB による炉心損傷(非常用ディーゼル発電機(D/G)起動 失敗(共通原因故障))+炉心損傷後の外部電源復旧失敗	1.1×10^{-11}	10	2.8
			7.9×10^{-12}	7.2	2.0



(a) 格納容器先行破損モードを除外しない場合

(b) 格納容器先行破損モードを除外した場合

図 1 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

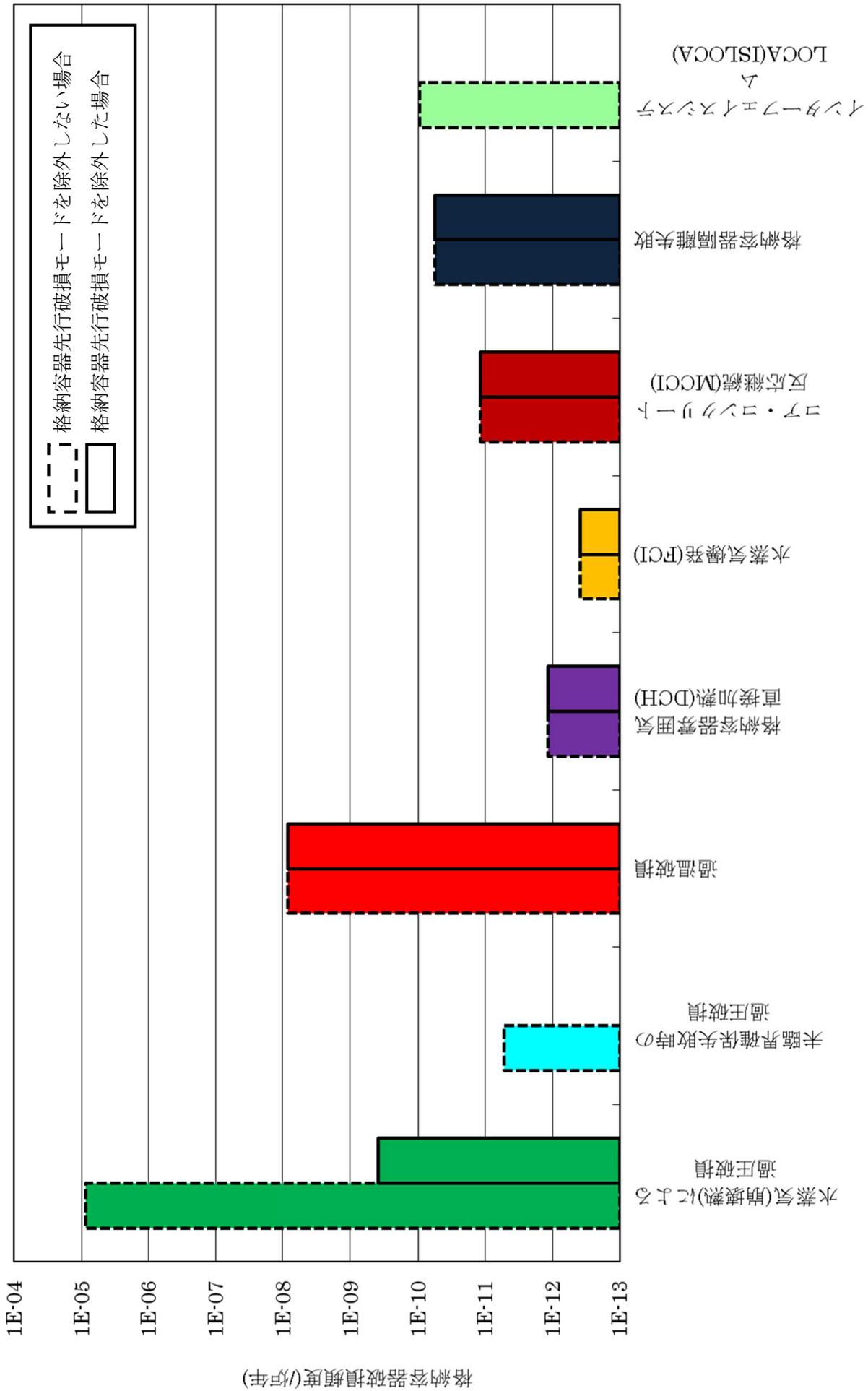


図 2 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の比較

柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機のイベントツリーと
福島第一原子力発電所事故の知見

1. はじめに

福島第一原子力発電所(1F)事故で 1～3 号機が炉心損傷に至った大きな要因は、津波による電源喪失に伴う原子炉減圧及び注水機能等の喪失である。1F1～3 号機が辿ったシーケンスについての知見が柏崎刈羽原子力発電所(KK)6/7 号機のイベントツリーに反映されているかという点について、ここでは 1F 事故で 1F1～3 号機に生じた安全機能への浸水及び系統機能の喪失の状況のみに着目し、KK6/7 号機の津波レベル 1PRA のイベントツリーではどのシーケンスで表現されるかを考察する。

なお、1F1～3 号機と KK6/7 号機は、機器配置や高さ等の設計が異なることから、例えば浸水経路等も異なり、本来、1F の事象を KK に単純に当てはめて考えることは出来ない。このため、本件はあくまで 1F1～3 号機に生じた安全機能への浸水及び系統機能の喪失の状況のみに着目した考察である。

2. 1F1～3 号機の系統機能の喪失状況と KK6/7 の津波 PRA のイベントツリー
で対応するシーケンス

(1) 1F1 号機

1F1 号機は津波の直後に全交流電源及び直流電源を喪失し、全ての原子炉減圧・注水・除熱機能を喪失した。非常用復水器についても津波到達時にその制御機能(弁の開閉機能)を喪失しており、機能喪失に至っていたと整理できる。このため、KK6/7 の津波レベル 1PRA のイベントツリーでは、TBD のシーケンスに該当するものと整理できる。

(2) 1F2 号機

1F2 号機は津波の直後に全交流電源及び直流電源を喪失し、全ての原子炉減圧・注水・除熱機能を喪失した。原子炉隔離時冷却系(RCIC)についても、津波到達時にその制御機能を喪失しており、機能喪失に至っていたと整理できる。1F2 号機の RCIC は、実際には 60～70 時間程度、運転を継続したと推定されるが、制御機能(弁の開閉機能)を喪失した状態は設計を超えた状態であり、設計を超えた状態での運転は今回の PRA で期待しているものではない。このため、KK6/7 の津波レベル 1PRA のイベントツリーでは TBD のシーケンスに該当するものと整理できる。

(3) 1F3 号機

1F3 号機は津波の直後に全交流電源を喪失し、RCIC 及び高圧注水系

(HPCI)を除く注水機能と全ての除熱機能を喪失した。RCIC 及び HPCI は直流電源(バッテリー)が健全であったことにより、一定時間動作可能であったことから、1F3号機については長期TBのシーケンスと整理できる。KK6/7号機では、建屋への浸水が生じた場合、原子炉建屋最地下階の ECCS 注水設備が浸水等により全て機能喪失し、浸水の高さによってはコントロール建屋の直流電源も機能喪失するものと整理していることから、RCICのみが機能を維持する場合は想定していない。このため、KK6/7の津波レベル1PRAのイベントツリーでは、浸水によって原子炉建屋最地下階の ECCS 注水設備が全て機能喪失する場合を TQUV のシーケンスに該当するものと整理している。なお、KK6/7に浸水が生じ、浸水の不確かさにより RCIC が機能を維持すると仮定すれば、1F3号機のように長期TBのシーケンスに整理される場合も考えられる。

3. 今後の対応

上記の通り、1F1～3号機に生じた安全機能への浸水及び系統機能の喪失のみを KK6/7号機に当てはめて考えた場合においても、津波レベル1PRAから抽出される事故シーケンスグループに整理できることを確認した。

一方、1F事故以降、各種浸水防止対策によって KK6/7の津波への耐力は大きく改善されており、建屋外及び建屋内の浸水の伝播経路は1F事故以前に比べて大きく変化している。このため、1F事故以前の設備の状況をもとに作成した KK6/7の津波レベル1PRAのイベントツリーを現状以上に詳細化しても有意な結果は得られないものと考えられる。

このため、今後は1F事故後の津波対策や各種重大事故等防止対策を反映した KK6/7号機の津波 PRA モデルを構築し、現在の KK6/7号機の津波によるリスクを評価することが重要と考える。

以 上

起回事象「原子炉補機冷却系 1 系故障」発生後の原子炉スクラム

柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機では、原子炉運転中に原子炉補機冷却水系 (RCW) の 1 系統が故障した場合、事故時運転操作手順書では手動スクラムを実施する手順を定めている。但し、ここでの手動スクラムは、種々のプラント状態の確認及び他の機器の操作を経た上で実施するものであることから、過渡事象発生時における自動スクラムのバックアップとして期待する手動スクラムとは異なり、一定の余裕を持って実施する操作である。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機の事故時運転操作手順書では、RCW の 1 系統の故障として RCW 配管等での冷却材の漏えいを想定している。この場合、漏えいを検知した後、現場点検を実施し、原子炉冷却材再循環ポンプ回転数を減少させる等の対応のフローとしており、RCW の 1 系統の故障が生じた場合、原子炉停止までには一定の時間余裕があると考えられる。

従属性を有する機器の故障の場合について、上記の RCW の 1 系列の故障の例にも示す通り、原子炉停止までには種々のプラント状態の確認及び他の機器の操作があり、一定の時間余裕があるものと考えことから、従属性を有する機器の故障を起因とするイベントツリーでは原子炉停止のヘディングを設定していない。

仮に、原子炉停止のヘディングを、従属性を有する機器の故障を起因とするイベントツリーに設定した場合、従属性を有する機器の故障を起因とするイベントツリー各々について、原子炉停止失敗(ATWS)のイベントツリーを展開することとなる。しかしながら、起回事象「原子炉補機冷却系 1 系故障」の起回事象発生頻度(CDF)が 7.2×10^{-4} /炉年であり、「原子炉補機冷却系 1 系故障」を起因とするシーケンスの CDF が 1.8×10^{-7} /炉年であることに対し、ATWS のイベントツリーを展開する起回事象の中で、最も起回事象発生頻度の高い「非隔離事象(起回事象発生頻度 2.7×10^{-2} /炉年)」の後に ATWS が発生した場合の CDF が 3.6×10^{-12} /炉年となることから、起回事象「原子炉補機冷却系 1 系故障」の後に ATWS が発生した場合の CDF は無視できる値になると考える。

以上

柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉PRAピアレビュー実施結果について

1. 目的

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

2. 実施内容

今回実施した以下の各PRAを対象に、日本原子力学会標準(以下、「学会標準」という。)との整合性、及び、国内外の知見を踏まえた上でのPRAの手法の妥当性について確認を実施した。

本ピアレビューでは、第三者機関から発行されているガイドライン(「PSAピアレビューガイドライン(平成21年6月 一般社団法人日本原子力技術協会)」(以下、「ガイドライン」という。))を参考にレビューを実施した。

2.1 レビュー対象としたPRA

内部事象：

- ・出力運転時レベル1 PRA
- ・出力運転時レベル1.5 PRA
- ・停止時レベル1 PRA

外部事象：

- ・地震レベル1 PRA
- ・津波レベル1 PRA

2.2 レビュー体制(第1図参照)

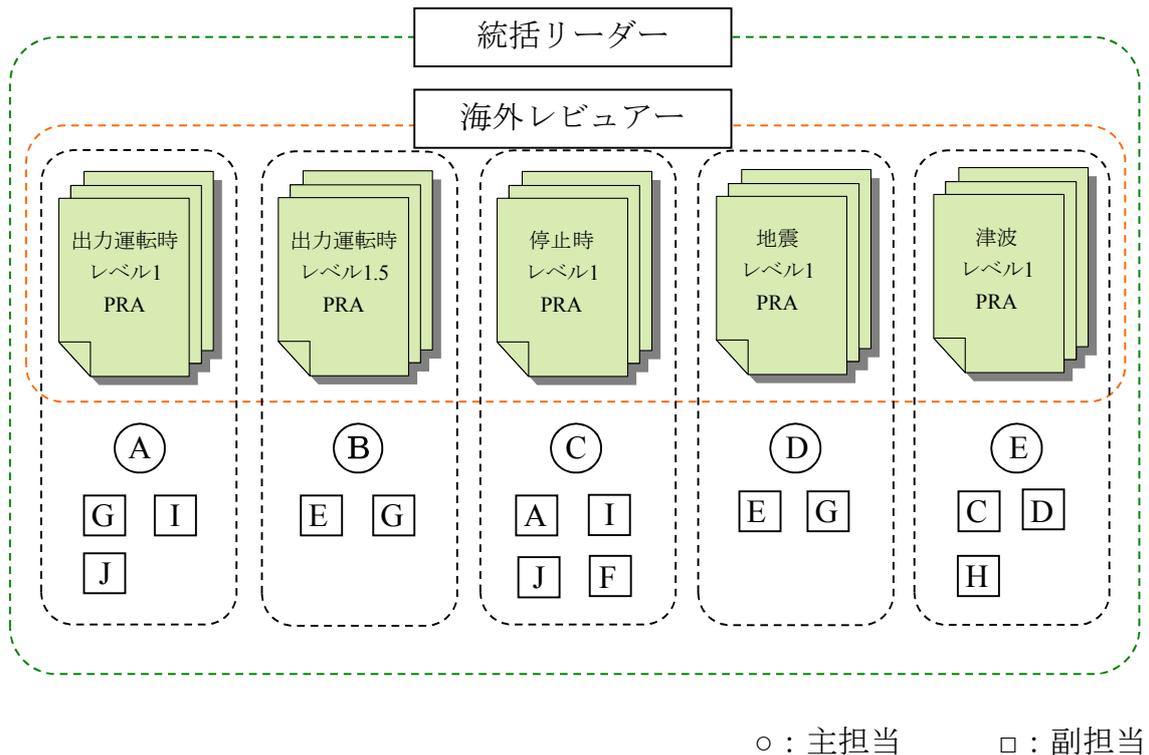
レビューアの選定にあたっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおりに選定した。また、レビューにあたっては多面的な視点で評価する観点から、各PRAをレビューチームの複数のメンバー(主担当、副担当)がレビューすることとした。また、今回実施したレビュー方法を含め、PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRAについて経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。

○国内レビューア：11名





○海外レビューアー：1名



第1図：レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備(情報収集及び分析)：約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため、オンサイトレビュー前に、各レビューアーにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき、各レビューアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。

(2) オンサイトレビュー：1週間

事前準備の際に提出した概要説明資料やPRA実施に際して作成した文書、根拠等を記載した関連文書を基に、学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては、適宜PRA実施者とレビューアーとの質疑応答を行い、評価の詳細や具体的な課題を共有した。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約2週間

オンサイトレビューにおけるレビューアールとPRA実施者との質疑応答を含む、レビューアールの確認結果を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して生じた追加質問事項についての確認を行い、PRAのピアレビュー結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1週間

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

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアールからのコメント

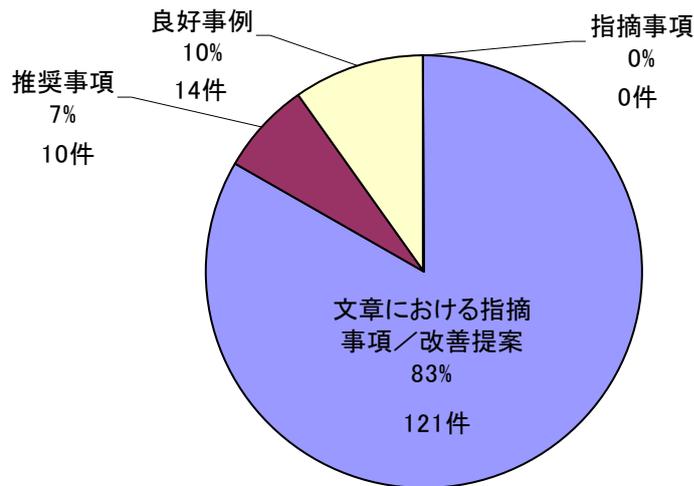
学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの結果に影響を及ぼすと考えられる様な技術的な問題点は無いことが確認された。

一方、今回実施したPRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として、人間信頼性解析、パラメータの作成、建屋・機器のフラジリティ評価、事故シーケンスの定量化等について10件の推奨事項が抽出され、文書化については合計121件の指摘事項/改善提案が抽出された。

国内レビューアールからのコメントの内訳を第1表に示す。また、分類別の主な内容を次に示す。

第1表 国内レビューアールによるコメントの内訳

分類		出力運転時 レベル1	出力運転時 レベル1.5	運転停止時 レベル1	地震 レベル1	津波 レベル1	合計	
評価 手法等	指摘事項	0	0	0	0	0	0	10
	推奨事項	4	1	1	4	0	10	
文書化	指摘事項	0	0	3	16	2	21	121
	改善提案	19	7	37	30	7	100	
良好事例		8	1	3	1	1	14	
合計		31	9	44	51	10	145	



第2図 全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1 指摘事項

今回実施した各PRAは、それぞれの学会標準を参考に実施したものであるが、レビューの結果、学会標準への不適合やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点は無く、指摘事項は0件であった。

3.1.2 推奨事項

学会標準への適合性とは別に、更なる品質向上に資するものとして、10件の推奨事項が挙げられた。

推奨事項の詳細は以下の通り。

<推奨事項>

① 【コメント対象】

- ・ 出力運転時レベル1 PRA 人間信頼性解析(事象発生前作業の同定)

【コメント内容】

事象発生前の人的過誤としてどのようなものが当初抽出され、それがどの除外ルールによってモデル化の対象外となったのか、そのプロセスを示すことが望ましい。また、どの情報源をもとに抽出・除外が行われたのかを表形式等で示すことが望ましい。(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.1.1)

(対応方針)

現在は除外ルール及びその適用方法を示しているが、これに加え、各除外ルールによって除外された人的過誤の例を追記する。一方、モデル化し

ている機器全てについて、情報源と事象発生前の人的過誤に関する抽出・除外の分析結果を表形式で示すことについては、事象発生前の人的過誤の抽出プロセスの示し方を再度検討する形で今後の対応とする。

なお、各除外ルールによって除外された人的過誤の例は平成26年7月22日原子力規制委員会審査会合資料3-2 添付資料3.1.1.g-2 表1に示す通り。

② 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1 PRA及び停止時レベル1 PRA 人間信頼性解析(人的過誤確率の評価) 2件

【コメント内容】

平均値を [] で求めており、EF を [] [] により求めている。ここで、本来平均値は [] [] による値とは違ってくる。この違いの妥当性を確認するか、THERPのAppendix-Aを用いるか、平均値をモンテカルロ法により求めるか、のいずれかを推奨する。(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.3.3 及び停止時レベル1 PRA 学会標準 10.2.3.3)

(対応方針)

推奨事項に挙げられた3つの方法のうちTHERPのAppendix-Aを用いた方法で人的過誤確率を評価し、その影響を確認する。なお、現状の評価方法と、THERPのAppendix-Aを用いた方法では、 []、その算出方法の違いにより、結果に多少の違いが表れるが、その違いは不確かさ幅を超えるような大きな違いにはならない。このため、現状の評価方法についても概ね妥当であると考え。

③ 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1 PRA 人間信頼性解析(回復操作のモデル化)

【コメント内容】

タスク間の従属性については、事故シーケンス解析をする中で複数の人的過誤(タスク)が重なるシナリオを同定して、それらのタスクの間に従属性があるかどうか確認することを推奨する。(同じHRA-ETで評価したあるHEPを持つ人的過誤が同じ事故シーケンスの同一のカットセットに何度も現れる場合等)(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.7.2)

(対応方針)

最小カットセットの分析時に人的過誤の組合せのカットセットがある場合には、それらに人的過誤の従属性が考えられるか検討する。今回の評価においては、全交流動力電源喪失のシーケンスにおいて、以下の人的過

誤の組合せを含むカットセットが現れるが、外部電源の修理と弁の現場操作又は高圧電源融通操作は[]であることから、回復操作において従属性を考慮する必要はないものとして扱っている。

- ・外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と弁の現場操作失敗
- ・外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と高圧電源融通失敗(回復操作失敗)

④ 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1 PRA パラメータの作成(収集したデータに基づくパラメータの評価)

【コメント内容】

平均保守時間にWASH-1400の値を用いているが、実際と大きく変わらないこと等の妥当性を検討することを推奨する。(出力運転時レベル1 PRA学会標準 10.3.1)

(対応方針)

平均保守時間をもとに算出される待機除外確率について、国内での実績と比較することで妥当性を確認する。確認結果は平成26年7月22日原子力規制委員会審査会合資料3-2 添付資料3.1.1.f-2 (3)に示す通り。

⑤ 【コメント対象】

- ・地震レベル1 PRA 建屋・機器フラジリティ評価(現実的応答評価における基本事項) 2件

【コメント内容】

機器の評価において建屋応答係数である F2 と F3 の中央値として $F2 \times F3 = 1$ としているが、より詳細に評価を行うためには、建屋解析によって応答係数を設定することが推奨される。(地震 PRA 学会標準 6.5.1 及び 6.6.3.3)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価においてF2およびF3の中央値の設定は地震PRA学会標準【解説118】と同様の設定となっている。今後も地震PRA学会標準に準じた中央値の設定を考えている。

⑥ 【コメント対象】

- ・地震レベル1 PRA 事故シーケンス評価(システムのモデル化)

【コメント内容】

人的過誤確率の感度解析(人的過誤確率の上下限値の適用)は実施されていることを確認したが、学会標準では、地震後のストレスレベルに対する感度の確認を要求しており、その感度解析、或いは、その考察を行うこ

とが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.4.2.4 b) 2))
 (今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

地震時には、例えば照明の有無等、運転員のストレス増加要因となる不確定性要素が多いことから、今回の評価では、地震発生後10分～数時間以内での運転員操作を対象とし、人的過誤確率の5%確率値及び95%確率値を用いた場合の感度解析を実施した。その結果、全炉心損傷頻度について、ベースケースの 1.5×10^{-5} (/炉年)に対し、5%確率値を用いた場合が 1.5×10^{-5} (/炉年)、95%確率値を用いた場合が 1.6×10^{-5} (/炉年)となった。また、ベースケースではストレスファクタを5として設定しているが、ストレスファクタを2及び10とした場合であっても、その人的過誤確率はベースケース(ストレスファクタ5)の5%～95%の間に含まれる。このため、ストレスファクタを2及び10とした場合の全炉心損傷頻度は $1.5 \sim 1.6 \times 10^{-5}$ (/炉年)の間に含まれることとなる。このことから、ストレスレベル(ストレスファクタ)が全炉心損傷頻度に与える影響は小さいことを確認している。

今後の評価では学会標準の改訂動向等を踏まえ、人的過誤確率の感度解析を検討する。

⑦ 【コメント対象】

- ・地震レベル1 PRA 事故シーケンス評価(事故シーケンスの定量化)

【コメント内容】

現状は、冗長系統間の同種機器及び同一系統内の同種機器の損傷が完全相関するとして炉心損傷頻度を算出したうえで、冗長系統間の同種の機器が独立とした場合の感度解析を行っている。相関が結果に及ぼす影響をより詳細に把握するために、例えば同一系統内の機器間や異種系統間の機器間の相関の影響についても検討していくことが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.5.6)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価では「冗長系統間の同種の機器」だけでなく、「同一系統内の同種の機器」についても完全独立とした場合の感度解析を実施している。感度解析において完全独立を仮定した機器(第2表参照)は、リスク上重要な建物・構築物、機器(FV重要度値0.01(=1%)以上)であるため、今回の評価で全炉心損傷頻度に対して有意な感度を持つ機器の相関性の影響は確認できている。

ただし、FV重要度値0.01以上の機器のうち格納容器内配管については、完全独立を仮定した場合、まず個々の配管の地震による損傷の程度(ギロ

チン破断、き裂など)に応じた冷却材漏えい規模を同定もしくは仮定して成功基準を設定する必要がある。さらに、同一の地震動によって複数の配管損傷が重畳する組合せを考慮し、配管損傷の規模に応じて起因事象を適切に分類する必要がある。これらの工学的判断は、事象が複雑であり判断基準が不明瞭であるため判断の正当性や妥当性を確認することが技術的に困難である。このため、格納容器内配管については対象から除外した。

相関係数の設定や感度解析の手法について、今後の評価技術の成熟度に応じ、対応について検討を実施する。

第2表 感度解析対象機器(損傷の完全独立想定機器)

(KK7)

FV 重要度	対象機器
1.4×10^{-1}	RCW 熱交換器
4.1×10^{-2}	RCW 配管
3.8×10^{-2}	RHR 弁
3.8×10^{-2}	RHR/LPFL 共通弁
3.5×10^{-2}	RHR 配管
2.0×10^{-2}	非常用取水路
1.4×10^{-2}	RHR ポンプ

⑧ 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1.5 PRA 事故シーケンスの分析(格納容器イベントツリーの構築)

【コメント内容】

従属性の評価において、レベル1 PRA のドミナントシーケンスのみを結合対象として扱うことで、どのような影響があるか分析することを推奨する。(レベル2 PRA 学会標準 7.2.1)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

評価では条件付き格納容器破損確率への影響を考慮した上で結合対象を選定しており、本評価では炉心損傷頻度が最も大きなシーケンス(ドミナントシーケンス)と他のシーケンスで喪失した系統の違い等が格納容器の健全性維持に必要な緩和手段に及ぼす影響を分析し、結果としてレベル1PRAのドミナントシーケンスを結合対象としている。今後は、この考慮の詳細を資料に記載する。

3.1.3 文書化における指摘事項/改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は21件、改善提案

は100件であり、評価条件の検討に用いた資料が参考文献として十分に記載されていない事例などが挙げられた。文書化に対するコメントについて、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては、今後の文書化において反映する。以下に文書化に関するコメントの例を示す。

<文書化における指摘事項>

フラジリティ評価を行うにあたり、フラジリティ評価関連情報の収集・分析がされているかどうかについて、建屋、構築物、機器及び地盤とも文書化されておらず、文書化することが必要である。(地震レベル1 PRA)

<文書化における改善提案>

それぞれ評価した人的過誤について、どのシステムまたは機器に影響するの
か示した一覧表等を報告書に記載することが望ましい。(出力運転時レベル1
PRA学会標準5.3)

3.1.4 良好事例

今回のピアレビューでは14件の良好事例が抽出され、システム解析及び文書化から多く抽出された。良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き実施する。以下に主な良好事例を示す。

<主な良好事例>

①システム解析

人的過誤確率の定量結果について過小評価となっていないか具体的な確認項目を設けている。(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.3.6 及び 9.6.5)

②文書化

人間信頼性評価で、緩和操作について、体系的な同定過程が示されている。(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.4.1)

3.2 海外レビュアーからのコメント

海外レビュアーからは、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提案・気づき事項が示された。海外レビュアーから示されたコメントは54件であり、起因事象発生頻度に関して多くのコメントが示された。今回得られた海外でのPRA実施状況を踏まえたコメントについても精査し、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては、反映していく。主なコメントは以下の通り。また、その他のコメントについては別紙1に示す。

<主なコメント>

- ①出力運転時レベル1 PRAの起因事象抽出にマスターロジックダイアグラムを使用することを推奨する。(コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA)
(対応方針)

マスターロジックダイアグラムを用いることも含め、起因事象抽出プロセスについての説明性向上について今後検討する。

- ②共通原因故障の要因は様々な情報源から得られている。単一の情報源、例えばNUCIAデータベースや米国NRCの共通原因故障パラメータ推定値報告書などを使う方法を推奨する。(コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA)
(対応方針)

現在、電中研にてNUCIAベースの共通原因故障パラメータを整備中である。使用可能なデータベースが整備され次第、国内データにもとづくパラメータを適用する。このため、今後、単一の情報源に統一する予定である。

- ③それぞれの最小カットセットにおける複数の運転員操作を調べることにより、運転員操作間の従属性を考慮することが重要である。(コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA, 内部事象停止時レベル1 PRA)
(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2 推奨事項③で示す対応を実施する。

- ④機器に関連する共通原因故障を含まないリスク増加価値(RAW)の結果を提示することが望ましい(米国では一般的にRAWの評価の際、共通原因故障を含まないため)。(コメント対象：内部事象出力運転時レベル1 PRA)
(対応方針)

現状、RAWの上位は共通原因故障がその殆どを占めていることから、今後は共通原因故障を除いた結果についても整理する又は、より下位までのRAWを確認し、共通原因故障以外にRAWの高い基事象についても確認する。

- ⑤出力運転状態から停止状態への移行は、出力運転時レベル1 PRA報告書または停止時レベル1 PRA報告書のいずれかにおいて考察しなければならない。この移行期間におけるプラントの状態は特異なもので、出力運転時あるいは

停止時の状態と全く同じではない。出力運転時あるいは停止時のレベル1 PRAにおいてプラントリスク(CDF)の評価が考慮されているならば、PRAにおいて移行リスクがどのように考慮されたかを説明するための考察を提示すべきである。(コメント対象：内部事象運転停止時レベル1 PRA)

(対応方針)

出力降下開始から全CR全挿入までの期間については、緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同等であること及び当該期間が運転期間に比べて極めて短いことから、出力運転時レベル1PRAに包括している。考察は平成26年7月22日原子力規制委員会審査会合資料3-2 添付資料3.1.1.b-3 (1) ①に示す通り。

- ⑥NUREG/CR-1278に記述される方法は地震以外の事象に関して作成されたものなので、NUREG/CR-1278の人的過誤確率に関する高ストレスファクタを使用することは十分ではないかもしれない。地震事象時の運転員操作に対する人的過誤確率は指示値の利用可能性、操作に関連する機器の状況など多くの様々な要因にも依存する。地震時の人間信頼性解析における適切なアプローチを追求する必要がある。(コメント対象：地震時レベル1 PRA)

(対応方針)

現状の評価では、地震PRA学会標準 7.4.2.4 b) 2)において推奨されているTHERP手法(NUREG/CR-1278)を用いている。また、ストレスファクタについても地震PRA学会標準 解説139を参考に、地震発生後比較的短時間(地震発生後10分～数時間以内)での人的過誤確率については、内的事象より大きいストレスファクタを仮定している。また、感度解析として人的過誤確率の上下限值を適用した場合の評価を別途実施しており、評価モデルにおける仮定が解析結果にどの程度影響しうるかを確認している。(3.1.2 ⑥参照)

一方、現在、地震時用に確立された人間信頼性の解析手法は無く、今後の技術的課題である。

- ⑦複数の機器で構成されるあるトレイン・システムの地震損傷確率のモデル化及び計算において、そのトレイン・システムにおける同種の機器の損傷間の完全従属性・相関は通常、そのトレイン・システムにおける冗長機器に対して仮定する。つまり、あるシステムのポンプ(ポンプA)が地震事象によって損傷すると、そのシステムの冗長ポンプ(ポンプB)は必ず損傷する(損傷の確率は1.0)ものと通常仮定する。この仮定は保守的である。(コメント対象：地震時レベル1 PRA)

(対応方針)

国内レビューアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2 推奨事項⑦で示す対応を実施する。

⑧出力運転時レベル1 PRAと出力運転時レベル1.5 PRAとの間の境界のモデル化について十分に検討することが重要である。その中には、出力運転時レベル1 PRAと出力運転時レベル1.5 PRAの結果を連結する際には以下の問題を取り扱うべきである。

- ・出力運転時レベル1 PRAにおいてモデル化される運転員操作と、出力運転時レベル1.5PRAにおいてモデル化される運転員操作との従属性について。

この問題に対処するための一つの方法が、出力運転時レベル1 PRAモデルを出力運転時レベル1.5 PRAモデルに連結する方法である。出力運転時レベル1 PRAモデルと出力運転時レベル1.5PRAモデルの連結は、出力運転時レベル1事故シーケンスモデルからのいくつかの重要なカットセットに関するものだけではなく、出来る限り完全なものにする必要がある。(コメント対象：内部事象運転時レベル1.5 PRA)

(対応方針)

国内レビューアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2 推奨事項⑧で示す対応を実施する。

4. まとめ

柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、PRA実施に関する指摘事項は抽出されなかったものの、今後のPRAの品質向上に向けた推奨事項、文書化に関する指摘事項及び数多くの改善提案を得ることができた。また、海外レビューアーからも、海外でのPRA実施状況を踏まえた多くのコメントを得ることができた。これらについては精査の上、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。

以 上

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
内的 運転時L1	起因 事象	起因事象の網羅性	<p>過渡事象のカテゴリーにはどのような起因事象が含まれるのか？計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失なども考慮すべき事象として含めるべきである。最終的な起因事象のグループに、これらの事象が含まれていない理由について説明する必要がある。</p>	<p>【対応済】 計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失については考慮した上、いずれかの起因事象グループに含めている。 ・給水制御の喪失→非隔離事象 ・計装用空気の喪失→タービン・サポート系故障 ・計装用電源の喪失→過渡変化 【中長期的な課題】 ・起因事象の詳細化については海外の動向を参考に、詳細化を検討する。</p>
			<p>特異な起因事象に関するプラントのデータ・経験を体系的に探索しているか(例えば、すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど)。例えば、安全関連機器室の換気空調系の喪失は関連系統の喪失につながるため起因事象となりうる。</p>	<p>【対応済】 従属性を有する起因事象同定のため、FMEA(故障モードと影響の解析)を実施している。 安全関連機器室の換気空調系の喪失については、スクラムには至らない事象であり、通常停止において、各系統のFT内でアンアベイラビリティを考慮しているため、通常停止のETに当該シナリオは含まれている。</p>
			<p>他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。</p>	<p>【対応済】 学会標準において、国内外の評価事例として例示されている既往のPSA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230のレビューを実施している。そのほかにもNUREG/CR-5750の起因事象グループとの対応を確認している。</p>
		起因事象(IE)の選定またはIEのグループ化	<p>・IEのグループ分けを設定する。 ・すべてのIEについての説明と、IEグループから除外したIEについての根拠を提示する。 ・あるIEのIEグループへの割り当てが適切でなければならない。</p>	<p>【対応済】 過渡事象の起因事象としてEPRI NP-2230から抽出しており、それらを起因事象グループに分類しているとともに各起因事象グループの説明を記載している。また、起因事象として考慮しなかった事象は、学会標準の記載を確認した上で除外した事象である。</p>
		LOCA事象の破断箇所	<p>大LOCA事象については、破断位置も考慮する必要がある。例えば、HPCF注水ラインのある箇所破断が生じると、そのHPCFトレンは冷却材注入に使用できなくなる。またLPFL/RHRラインにおける破断は、そのラインと関連するLPFL/RHRラインを使用不可能にする。</p>	<p>【中長期的な課題】 ご指摘の通り、LOCA時の破断箇所システムが使用不能となることをモデル化していない。ただし、評価結果としてLOCAの寄与割合は小さいこと、また最小カットセットがフロントラインの喪失ではなく、サポート系喪失が支配的であることから、結果への影響は大きくないものと考えられる。</p>
		系統故障の起因事象の定量化	<p>これまで事象を経験したことのないシステムについて系統損傷の起因事象頻度を計算するために、“Jeffery Non-Informative Prior”手法を用いるのは適切ではない。</p>	<p>【中長期的な課題】 学会標準で示された手法(発生件数0.5件)を用いている。 なお、FTを使って起因事象発生頻度を定量化することは可能であり、過去に評価を試みたが、FTでモデル化するにあたり人的過誤による系統故障の特定及びその定量化(実績を使うのか、THERPなど使うのか)並びに故障発生箇所のAOT間での修復の取り扱いなど技術的な課題があり、FTでモデル化する場合は個々の課題への調査・検討が必要と考える。</p>
			<p>過去に事象が発生したことのないすべてのシステムに、同じ起因事象頻度を割り当てている。</p>	
			<p>設計及び構成が異なるシステムのIE頻度は違うはずである。</p>	
		系統故障のIE頻度を推定するために、システムのフォルトツリーモデルを使用する。		
		通常停止	<p>起因事象として通常停止(カテゴリ-N)を含めることについて討論する。</p>	<p>【対応済】 現在はプラント状態の移行に伴うリスクを考慮するため、通常停止を起因事象として抽出している。また、その発生頻度の大きさ等からも、起因事象に含めることは適切と考える。</p>
ISLOCA	<p>今後の参考のために、ISLOCA頻度の計算プロセスを提示すべきである。</p>	<p>【対応済】 報告書等に各系統におけるISLOCAの発生シナリオを記載している。</p>		
	<p>低圧配管の配管破断頻度に、溶接部やその他の配管接続部のフラジリティが含まれることを確認すること。</p>	<p>【対応済】 溶接部に製造時欠陥等が存在する可能性を考え、本評価ではNUREG/CR-5862の腐食代が考慮されたテーブルを用いている。その他の配管接続部とは、具体的にはフランジが考えられるが、NUREG/CR-5862によると、フランジ部でボルトが延びて漏えいしたとしても、漏えい量は最大でも数100mg/secと小さいことから、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。</p>		
	<p>他の調査から、低圧ライン全体でポンプシールが最も弱い箇所であることが示されている。</p>	<p>【対応済】 フランジ部と同様に、ポンプのシール部でスプリングが伸びて漏えいしても漏えい量は小さく、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。</p>		

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
内的運転時L1	データの分析とシステム解析	機器の境界	機器の境界は使用する機器故障率と一致しなければならない。これを報告書で確認すること。	【対応済】 JANSIIによって公開されている機器パウンダリと同等の扱いとしている。
		共通原因故障	システム解析では、3基以上の機器の共通原因故障のモデル化を考慮している。一部の系統(RCW系統など)には4基以上のポンプがあるため、4基以上の機器の共通原因故障について考察する必要があるかもしれない。(RCWポンプの共通原因故障がCDFの主要因子であることに留意されたい。)	【対応済】 全炉心損傷頻度に対して、TWシーケンスがドミナントであり、TWシーケンスにおいては、RCW、RSWポンプのCCFがMGSの上位となっている。TWシーケンスにおいて、RCW、RSWポンプの成功基準は2/2(1系統)であり、ポンプ3台のCCFで3系統が使用不能となることから、ポンプ3台以上のCCFのモデル化で問題はなく、ポンプ4台以上に対するCCFは考慮する必要がないものとする。
	事故シーケンスの分析	機能別イベントツリー	今回のPRAのスコープ、つまりアクシデントマネジメント策を考慮しない設計基準のモデルであることを規定する必要がある。事故シーケンスモデル(機能別イベントツリー)におけるどのトップイベント(系統・運転員操作)が「アクシデントマネジメント」策として考慮されているもので、分析においては期待されていないことを示すこと。	【対応済】 「アクシデントマネジメント」策のモデル化については、PRA文書でヘディング名をグレーに色分けをして、今回のPRAのスコープでは期待していないアクシデントマネジメント策であることを明確にしている。
		機能別イベントツリー	移行先の機能別イベントツリーにおける一部のトップイベントに紛らわしいものがある。例えば、D/G Bが故障した(そしてそのため、トレンBの交流電源が利用できない)LOSP事象ツリー(T6)における事象シーケンスについては、トレンBの交流電源から供給を受ける系統・トレンを含めないということを、移行先のイベントツリーに反映すべきである。移行先の機能別イベントツリー(TE3)は、LPFL-B及びRHR-Bに関するトップイベントを除外すべきである。	【対応済】 Safety Watcher内でトップイベントに従属して機能喪失したヘディングの状態を反映している。たとえばTE3ではLPFL-Bのトップイベントを除外したイベントツリーとしている。ただし、RHR-Bについては、格納容器除熱機能に期待するタイミングとして時間余裕があるので、外電復旧に期待しているため、RHR-Bにも期待している。
	人間信頼性解析	起因事象発生前の運転員操作の過誤	起因事象発生前の運転員操作の過誤については、PRA解析者は試験及び保守の手順書や記録を体系的にレビューして、それらの過誤を特定する、あるいはそれらの過誤をPRAモデルから除外する。	【中長期的な課題(一部対応済)】 起因事象発生前の運転員操作の過誤については国内レビューアからも同様に「プロセスの工程を明確に文章化するべき」や「除外ルールを適用して絞っていくことを表形式で示す」というコメントを受けている。これらの内、文章化のコメントやTHERP Appendix-A に関するコメントは国内レビューアの章で述べた通り対応済みである。また、除外ルールの1本化についてはモデル化している機器は千程度あり、それらすべてを示すことは現実的ではないため、抽出プロセスの示し方について今後検討する。
		起因事象発生後の運転員操作の過誤	起因事象発生後の運転員操作の過誤については、人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、運転員操作のHEPを計算する上でプラント運転員からの情報を含めることが重要である。PRAにおいてはHEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析に基づく時間の情報に基づいて行う。	【対応済】 操作時間については運転手順書や運転員へのインタビューによる情報を基にプラント特有の値を使用している。HEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析の時間に基づいて実施している。
	感度解析	感度解析	感度解析は以下に基づいて実施する。 - PRAの結果 - モデルの仮定 - 成功基準(系統及び事故シーケンス)	【対応済】 PRAの結果やモデルの仮定を考慮して、「個別パラメータ」や「デジタル制御系のCCF」を実施している。 また、評価ポイント(A)など期待するAM策の違いで異なる成功基準での評価も実施している。
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - 通常停止は、最も大きい起因事象の寄与因子なので、寄与因子として考慮しない。	【対応済】 通常停止を起因事象とするものだけでなく、隔離事象等のその他の起因事象によるシーケンスについても検討している。
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - RCW系統及びRSW系統の4基以上のポンプの共通原因故障を考慮する。 - 4基以上のポンプの起動失敗および継続運転失敗に対するデルタ係数を仮定する。	【対応済】 共通原因故障の考慮に対するコメントと同様。
	停止時レベル1 PRA	起因事象の網羅性	起因事象の特定において体系的手法を用いているか。例えば、すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど。	【対応済】 起因事象の同定は、停止時学会標準6.2において示されているマスタロジックダイアグラムなどの体系的な分析方法を用いている。
RHRポンプ室の換気空調系喪失がRHRポンプの運転に及ぼす影響を確認する必要がある。もし直接的な影響があるなら、RHRポンプ室の換気空調系喪失をRHRトレン喪失の起因事象に含めるか、あるいはRHRポンプ室の換気空調系喪失を別の起因事象としてモデル化する。他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。			【対応済】 RHRポンプ及び補機冷却系が健全であれば、原子炉から流入する炉水温度は低く、軸冷却も問題ないため、高温炉水を冷却可能な設計であることを考えると、ポンプ室換気空調系が停止したとしてもポンプに及ぼす影響は極めて小さいものと想定され、起因事象としては同定していない。 他分野のPRA等の分析は行っていないものの、既往のPRA、他プラントのPRA等における起因事象も分析している。	

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
停止時レベル1 PRA	POS	POSの設定	原子炉の条件(水位及び温度)、RPV及びPCVの状況(燃料の位置)、そして事故の緩和に必要な安全関連機器の状況を考慮する。	【対応済】 POSの分類は、停止時学会標準5.3に基づき、水位、崩壊熱レベル、燃料の状態、使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮して分類している。
			過去のプラントの経験に基づいてPOSの期間を設定(各POSの平均期間を設定)	【対応済】 過去のプラントの定期検査実績から標準的な工程を設定し、その工程における水位や使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮してPOSの期間を設定している。
			設定されたPOSは妥当である。	上記のPOSに関する設定について説明を実施し、海外レビューに設定が妥当であることを確認いただいた。
人間信頼性解析	人間信頼性解析	人間信頼性解析	プラント運転停止時には運転員操作が重要であり、以下の点について確認する必要がある。 - 事故緩和系統・トレン・機器の自動起動のための信号がない。 - PRAにおいてモデル化される運転員操作(事故の緩和と「復旧」のための)を明確に示すべきである。 - 人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、HEPの評価にはプラント運転員からの情報が必要である。	【対応済】 停止時ではD/Gの自動起動を除く機器の自動起動には期待しておらず、運転員の自動起動(人的過誤を含む)をモデル化している。
			【対応済】 国内のレビューからも同様の文章化に対する改善提案が挙げられており、モデル化している運転員操作が明確となる様に文書化した。	
			【対応済】 HEPを算出する上での人間信頼性モデル化においては手順書等のプラント特有の情報やサイトのインタビューを踏まえて個別に検討しており、操作毎に従属性を設定している。	
津波 PRA	評価モデル	浸水以外の影響	浸水による影響のほかに、津波によるその他の影響も考慮しなければならない。例えば、津波によって運ばれてきた流木が取水口を塞いでRSWポンプの吸い込み喪失に至る可能性などである。サイトにおいてこのような現象の発生が考えにくい、あるいは発生確率が非常に低い場合には、そのような結論を裏付ける評価や解析結果と共に結論を文書化しなければならない。	【中長期的な課題】 浸水以外の影響として、引き波についての感度解析を実施している。また、漂流物により取水機能喪失が発生した場合は最終ヒートシンク喪失に至るが、これについては発電所付近に取水口すべてを閉塞させるほどの漂流物の漂着は考えにくいこと、また少量であればスクリーン等により除去可能であることから現在はモデル化の対象から除外している。
		運転員操作のモデル化	津波による事故シーケンスの中には、プラントの過渡事象につながるものがある。過渡事象の事故シーケンスモデルにおける運転員操作は、これらの操作及びそれらのHEP値に対する津波事象の影響を考慮すべきである。一部のケース・シナリオでは、過渡事象事故シーケンスにおいてモデル化された運転員操作は、津波事象に対して期待できない。	【対応済】 今回の評価では、浸水後の緩和措置に期待できないため、いずれの事故シーケンスにおいても炉心損傷に直結し、運転員による緩和には期待できないモデルとなっている。 福島第一原子力発電所事故後の津波対策や各種安全対策実施後の評価では、人的過誤に対するモデル化も必要となるため、適宜津波PRAモデルに組み込んでいく。
		浸水のモデル化	以下の点から、津波による浸水のモデル化は概ね保守的であることを確認した。このモデル化上の仮定の影響を評価するために、感度解析を実施すべきである。 ・モデルは、RSWポンプ室のマンホールを経由してタービン建屋に流れ込む水の量を考慮していない。タービン建屋並びに原子炉建屋内の溢水による機器損傷を評価するために、浸水高さのみを用いている。 ・モデルは、タービン建屋から原子炉建屋への配管貫通部のシールを考慮していない。	【対応済】 今回評価では水密扉等の浸水後の対策に期待しない状態であり、それらのリスクについて抽出するという観点での評価を実施しているため、また、福島第一原子力発電所事故後の津波対策実施前のマンホールカバーの耐久性等について詳細に解析することに意義は小さいため、今回の保守的なモデルを採用している。
出力運転時レベル1.5 PRA	文章化の改善提案	文章化の改善提案	ピアレビューからの当初のコメントのほとんどは、報告書にある種の情報が欠如しているということに関連していた。追加の詳細情報が要求され、レビューはそれらを後に受け取った。文書化に関する問題と考えられるこれらのコメントは、すでに解決された。	【対応済】 確認いただく報告書の範囲について、ピアレビュー実施当初、当社とレビュー間で差異があり(文書化の改善提案)、情報が不足しているというコメントをいただいた。これらについては文書化に関する問題として整理し、改めて内容について確認いただいた。 文章化に対する問題については報告書の記載にて改善を実施した。

重大事故等対処設備等に期待した場合の PRA

KK6/7 号機の設置許可変更申請に合わせて実施した PRA では、設計基準事故対処設備(DBA 設備)及び DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備(通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成 4 年 7 月)の以前から備えている対策)の一部を考慮した状態(状態 A+α)にて評価している。

この評価(状態 A+α)に対する参考評価として、重大事故等対処設備(各種アクシデントマネジメント策)や福島第一原子力発電所事故後の津波対策等に期待した状態(状態 E)について PRA を実施した。

結果を以下に示す。

1. 評価において期待する設備

期待する設備の一覧を表 1 に示す。

状態 E の評価モデルでは、現在、柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機に対して整備している重大事故等対処設備等及びその運用を概ね考慮した。評価を実施した時点では詳細な設計及び運用を検討中の設備等もあったが、重大事故等対処設備によるリスク低減効果の概要を確認する観点から、それらについても可能な限りモデル化して評価した。

2. 成功基準

状態 A+α 及び状態 E の成功基準について、内部事象運転時レベル 1PRA の成功基準を代表として表 2 に示す。重大事故等対処設備(各種アクシデントマネジメント策)や福島第一原子力発電所事故後の津波対策等を考慮することにより、状態 E では状態 A+α に比べて炉心冷却及び格納容器熱除去に関する成功基準が増加した。

3. その他の設定

信頼性パラメータ及び人的過誤確率について、状態 A+α で期待している系統設備に関する値は概ね同じ設定とした。状態 E で期待する対策についても、各々の設備及び運用を踏まえて設定した。

4. 評価結果

各 PRA の全炉心損傷頻度(CDF)等の評価結果を図 1 に、運転時レベル 1PRA の全炉心損傷頻度の評価結果を図 2 に、各 PRA の結果に対する事故シーケンスグループの割合を図 3 示す。これらの評価結果に示される、状態 A+α から状態 E への変化の要因等を以下に述べる。

(1) 全 CDF 等の低下の傾向

状態 A+α と状態 E の結果について、図 1 からは、いずれの PRA においても全 CDF 又は全格納容器破損頻度(CFF)が低下したことが分かる。このことから、重大事故等対処設備(各種アクシデントマネジメント策)や福島第一原子力発電所事故後の津波対策等を講じたことにより、今回評価対象とした事象に対しては、KK6/7 号機の炉心損傷等のリスクが低減されていることを定量的に確認できた。

低下の割合としては津波運転時レベル 1PRA(津波 L1)が最も大きく、約 0.1%まで低下した一方、地震運転時レベル 1PRA(地震 L1)の低下の割合は各 PRA の中で最も小さく、約 60%までの低下となった。内部事象運転時レベル 1PRA(内的運転時 L1)では全 CDF が約 0.4%まで低下した。内的運転時 L1 と内部事象運転時レベル 1.5PRA(内的運転時 L1.5)について、状態 A+α と状態 E を比較すると、状態 A+α では全 CDF と全 CFF が同じ値であったことに対し、状態 E では全 CFF が全 CDF の約 80%の値となった。内部事象停止時レベル 1PRA(停止時 L1)では全 CDF が約 0.4%まで低下した。なお、これらの傾向は KK6 号機及び KK7 号機でほぼ同等であった。

運転時レベル 1PRA について、内的運転時 L1、地震 L1 及び津波 L1 の全 CDF を合わせて状態 A+α と状態 E を比較した図 2 を見ると、運転時レベル 1PRA の全 CDF は約 4%まで低下した。運転時レベル 1PRA の全 CDF に占める割合の観点では、状態 A+α では津波 L1 の全 CDF が支配的であり、全体の約 90%を占めていたが、状態 E では地震 L1 の全 CDF が支配的となり、全体の約 98%程度となった。これは津波 L1 の全 CDF の低下の割合が大きく、地震 L1 の全 CDF の低下の割合が小さかったためである。このため、運転時レベル 1PRA の全 CDF の値は状態 A+α では津波 L1 の全 CDF とほぼ等しく、状態 E では地震 L1 の全 CDF とほぼ等しい。

(2) 各 PRA の全 CDF 及び全 CFF の低下要因

各 PRA の状態 A+α と状態 E の結果について図 3 を参照し、各 PRA の全 CDF 又は全 CFF の主な低下要因を述べる。また、低下の傾向については KK6 号機及び KK7 号機でほぼ同等であることから、数値等については KK6 号機の評価結果を参照して述べるものとする。

(a) 内的運転時 L1

内的運転時 L1 について、状態 A+α と状態 E の評価結果を比較すると、全 CDF は状態 A+α の 8.7×10^{-6} /炉年から状態 E では 3.7×10^{-8} /炉年まで低下した。また、全 CDF の中で支配的な炉心損傷モードは、状態 A+α と状態 E 共に崩壊熱除去機能喪失(TW)であったが、TW の CDF では約 0.3%

に低下した。これが状態 A+α と状態 E の全 CDF の低下の支配的な要因である。

TW の CDF が大きく低下した要因は、耐圧強化ベントやフィルタベント、残留熱除去系の復旧の考慮、代替熱交換設備等、崩壊熱除去機能の多様化が影響したものと考えられる。

(b) 地震 L1

地震 L1 について、状態 A+α と状態 E の評価結果を比較すると、全 CDF は状態 A+α の 1.2×10^{-5} /炉年から状態 E では 8.2×10^{-6} /炉年まで低下した。また、全 CDF の低下の要因は、状態 E で考慮した対策による TW や TB 等の CDF の低下である。一方、評価上炉心損傷直結としている事象 (LOCA(E-LOCA)や RBR(原子炉建屋損傷)等)については、そもそも対策の効果に期待する評価としていないことから、状態 A+α と状態 E での CDF に変化は無く、相対的に全 CDF に占める割合が増加した。また、状態 E における運転時レベル 1PRA の全 CDF では地震 L1 の割合が約 99%であることから、これらの地震 L1 の炉心損傷直結事象が運転時レベル 1PRA の全 CDF においても支配的な炉心損傷モードとなっている。

これらの炉心損傷直結事象は、詳細な定量評価が困難なため、炉心損傷直結としている側面もあることから、今回の評価結果を踏まえ、評価の詳細化について検討を進めている。以下にその概要を示す。

・ LOCA(E-LOCA)

ベースモデルでは格納容器内配管すべてが完全相関であると仮定しており、最弱の配管が損傷した場合には全注水手段を同時に喪失するものとして炉心損傷直結としている。

ただし、現実的にはすべての配管が同時に機能喪失することは考えにくいことから、相関性について緩和系での考え方を踏襲し、一部の配管が健全なシナリオについてモデル化する。

・ BYPASS(格納容器バイパス事象)

ベースモデルでは保守性のために、複数の隔離弁について完全相関であると仮定し、最弱の弁が損傷した場合には必ずバイパス破断に至るものとしている。冗長性を適切にモデル化できていないことから、完全独立とした場合の解析を実施し、感度を確認する。

また、逆止弁について弁の応答加速度と機能維持確認済加速度からフラジリティを評価しているが、機能維持確認済加速度は加振試験実績の上限値であり、必ずしも実力値とは一致しないため、一定程度の保守性があると考えられる。このことから、逆止弁の流路を遮断するために必要な部位を検討・選定し、その構造評価結果によりフラジリティを評価する。

- PCVR(格納容器損傷)

ベースモデルでは、保守性を含んだ決定論の耐震性評価結果からフラジリティ評価を実施している。このことから、入力荷重や評価方法等の保守性を排除した決定論の耐震性評価結果を基にフラジリティ評価を実施する。

- RBR(原子炉建屋損傷)

ベースモデルでは PSA 学会標準に従って、原子炉建屋基礎地盤の安定性について、すべり安全率を指標としたフラジリティ評価を実施している。しかしながら、原子炉建屋が設置されている平坦な敷地に対してすべり破壊が起きるということは、現実的には考えにくい。そのため、平坦な基礎地盤の安定性評価で一般的に採用されている地盤変形量を指標としたフラジリティ評価を用いて事故シーケンス評価を実施する。

(c) 津波 L1

津波 L1 について、状態 A+α と状態 E の評価結果を比較すると、全 CDF は状態 A+α の 1.8×10^{-4} /炉年から状態 E では 1.4×10^{-7} /炉年まで低下した。また、全 CDF の中で支配的な炉心損傷モードは、状態 A+α では TQUV であったが、状態 E では TB となった。状態 A+α と状態 E の全 CDF の低下の支配的な要因は、福島第一原子力発電所の事故を踏まえて実施した浸水防止対策である。浸水防止対策により、浸水が生じ得る最低の津波高さが大きく上昇したため、浸水が生じ得る津波の発生頻度が低下した。このため、津波によるプラントへの影響を起因とする炉心損傷頻度が大きく低下する結果となった。具体的には、地下の原子炉補機冷却系ポンプ設置エリアの開口部等の地下の開口部を塞いだこと及び、防潮堤設置や建屋扉の水密化により、浸水が生じ得る最低の津波高さが約 3.8 m から約 15 m まで上昇したことが大きく影響した。

(d) 内的停止時 L1

内的停止時 L1 について状態 B と状態 E の評価結果を比較すると、全 CDF が状態 A+α の 1.1×10^{-8} /炉年から状態 E では 4.3×10^{-11} /炉年まで低下した。

この要因としては、停止時の時間余裕が運転時に比べ比較的に長いこと、準備の時間を要する消防車等の注水設備、代替原子炉補機冷却系(熱交換器車)による除熱、常用代替交流電源設備(ガスタービン発電機車)や電源車等の電源設備といった重大事故等対処設備等が効果的であったと考えられる。特に状態 B で支配的であった POS C1 の補機冷却系機能喪失を起因事象とするシーケンスに対しては、D/D FP や MUWP 等の注水機能の

多様化、熱交換器車による除熱設備の多様化が影響したものと考えられる。

(e) 内的運転時 L1.5

内的運転時 L1.5 について、状態 A+α と状態 E の評価結果を比較すると、全 CFF は状態 A+α の 8.7×10^{-6} /炉年から状態 E では 3.1×10^{-8} /炉年まで低下した。また、全 CFF の中で支配的な炉心損傷モードは、状態 A+α と状態 E 共に格納容器過圧破損であった。

状態 A+α での格納容器過圧破損の内訳はほぼ 100%が内的運転時 L1 における格納容器先行破損モードである TW である。このため、内的運転時 L1 において崩壊熱除去機能の多様化により TW の CDF が大きく低下したことと同じ理由で格納容器過圧破損の CFF も低下した。

5. まとめ

状態 A+α と状態 E の結果を比較し、いずれの PRA においても全 CDF 又は全格納容器破損頻度(CFF)が低下したことから、重大事故等対処設備(各種アクシデントマネジメント策)や福島第一原子力発電所事故後の津波対策等を講じたことにより、今回評価対象とした事象に対しては、KK6/7 号機の炉心損傷等のリスクが低減されていることを定量的に確認できた。

状態 E における運転時の全 CDF では地震による炉心損傷直結事象が抽出されたが、これについては現状、炉心損傷直結扱いと整理している側面も踏まえ、評価の詳細化を検討している。

また、今後も安全対策の追加や設計及び運用の変更等を適宜 PRA のモデル反映し、最新のプラント状態のリスクをより適切に把握出来るように努めていく。

以 上

表 1 PRA で期待する設備等(1/2)*

機能及び対策		対策の説明		状態 A+α	状態 E	備考	
異常発生防止	福島第一原子力発電所事故を踏まえた耐津波設計の見直し	津波による浸水防止対策	防潮堤、建屋の止水対策等、東北地方太平洋沖地震に伴う津波を受けて実施した津波による浸水の防止対策。	—	○	—	
	原子炉停止機能	原子炉停止機能					
設計基準事故対処設備	設計基準事故対処設備	スクラム系(原子炉保護系及び制御棒駆動系)	原子炉水位等の異常を検知して急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し原子炉を停止させる。信号を発する原子炉保護系と制御棒駆動水圧系から構成される。	○	○	内部事象運転時 L1 及び地震 L1 でのみ考慮。	
		再循環ポンプトリップ(RPT)	異常を検知した際に再循環ポンプをトリップさせ、原子炉の出力を低下させる。	○	○		
		代替制御棒挿入(ARD)	原子炉保護系とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。	○	○		
		水位制御及びSLCの手動操作	運転員が手動でポンプを起動し、ほう酸水を炉心に注入し、原子炉を停止させる。	○	○		
	炉心冷却機能	炉心冷却機能	高圧炉心注入系(HPCF)	原子炉水位低又は D/W 圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。	○	○	—
			原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位低又は D/W 圧力高を検知した際に自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	○	○	内部事象運転時 L1、地震 L1 及び津波 L1 の状態 E では、直流電源の負荷カット等、RCIC の延命措置に期待する。
			低圧注入系(LPFL(RHR))	原子炉水位低又は D/W 圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。	○	○	—
			自動減圧系(ADS)	原子炉水位低(L1)及び D/W 圧力高を検知した際、30 秒の時間遅れの後に ADS 機能を有する逃がし安全弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	○	○	—
			ECCS 等の手動起動、RPV 手動減圧及び低圧注水操作	ECCS の自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	○	○	内部事象運転時 L1 及び停止時 L1 の状態 E では RHR の復旧を考慮。
			給水系による注水	常用品である給水系を用いて原子炉に注水する。	○	○	—
シビアアクシデント対策	シビアアクシデント対策	高圧代替注水系(HPAC)	設計基準事故対処設備の高圧注水設備(HPCF 及び RCIC)による注水ができない場合に、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	—	○	内部事象運転時 L1 の外部電源喪失のイベントツリーで考慮。	
		重大事故時の逃がし安全弁作動回路(トランジエント ADS)	原子炉水位低(L1)を検知した際、600 秒の時間遅れの後に ADS 機能を有する逃がし安全弁 4 弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	—	○	—	
		復水補給水系(MUWC)	MUWC を用いて原子炉又は使用済燃料プールに注水する。	—	○	—	
		消火系(FP)	FP を用いて原子炉又は使用済燃料プールに注水する。	—	○	地震 L1 の状態 E では耐震性を考慮し、FP 系に期待しない。	
	消防車	消防車	消防車を用いて原子炉又は使用済燃料プールに注水する。	—	○	—	

* 状態 E については代表的な対策を示した。

表 1 PRA で期待する設備等(2/2)*

機能及び対策		対策の説明		状態 A+α	状態 E	備考
格納容器熱除去機能						
設計基準事故対処設備	格納容器スプレイ(RHR)	D/W 及び S/C 内に水をスプレイし、格納容器内の温度、圧力を低下させる。	○	○	内部事象運転時 L1 の状態 E では RHR の復旧を考慮。	
	格納容器スプレイ(RHR)の自動起動					
プラント運転開始時より備えている手段・設備	主復水器による除熱	常用系である主復水器によって格納容器の熱除去を行う。	○	○	-	
	復水補給水系(MUWC)	MUWC を用いて格納容器にスプレイ又は注水する。	-	○	-	
シビアアクシデント対策	消火系(FP)	FP を用いて格納容器にスプレイ又は注水する。	-	○	地震 L1 の状態 E では耐震性を考慮し、FP 系に期待しない。	
	耐圧強化ベント	耐圧強化ベントラインから排気筒へのベントによって格納容器の熱除去を行う。	-	○	-	
	フィルタベント	フィルタベント設備によって格納容器の熱除去を行う。	-	○	地震 L1 の状態 E では、評価時点で十分なフラジリティ情報が得られなかつたため、期待していない。また、津波 L1 の状態 E では、評価時点で威力への耐性に関する十分な情報が得られなかつたため、期待していない。	
安全機能のサポート機能						
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	HPCF, RHR ポンプ、非常用 D/G 等を冷却する。	○	○	-	
	非常用 D/G	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。	○	○	-	
プラント運転開始時より備えている手段・設備	直流電源	RCIC の起動や逃がし安全弁の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。	○	○	-	
	非常用 D/G の自動起動	非常用 D/G が自動起動に失敗した場合、運転員が手で起動する。	○	○	内部事象運転時 L1 及び停止時 L1 の状態 E では非常用 D/G の復旧を考慮。	
	高圧電源融通	高圧母線を介し、他号機から電源を供給する。	○	○	-	
シビアアクシデント対策	代替熱交換設備	代替熱交換設備を接続し、RHR 等を介して崩壊熱除去を行う。	-	○	内部事象運転時 L1.5 の状態 E では、炉心損傷後の線量増加に伴う現場環境の悪化を想定し、期待していない。	
	低圧電源融通	低圧母線を介し、他号機から電源を供給する。	-	○	複数基同時被災の場合を想定し、地震 L1 及び津波 L1 の状態 E では期待しない。	
	緊急用メタクラ(M/C)を介した電源供給	緊急用メタクラ(M/C)を介し、外部電源又は非常用 GTG から電源を供給する。	-	○	-	
	電源車から低圧電源盤(P/C)への電源供給	電源車で原子炉建屋に接近、P/C に接続して電源を供給する。	-	○	-	

※ 状態 E については代表的な対策を示した。

表 2 炉心損傷防止のための成功基準(プラント運転時)

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去	
大 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ 1/3LPFL	・ 1/3RHR ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント	
中 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント	
小 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL ・ ADS+1/3MUWC ・ ADS+1/2FP	・ 1/3RHR ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント	
過渡変化・手動停止	S/R 弁正常作動時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{*1} ・ 1/2HPCF ・ RCIC ^{*2} ・ HPAC ^{*2,*3} ・ ADS+復水系 ^{*1} ・ ADS+1/3LPFL ・ ADS+1/3MUWC	・ PCS ・ 1/3RHR ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント
	S/R 弁開固着時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{*1} ・ 1/2HPCF ・ ADS+復水系 ^{*1} ・ ADS+1/3LPFL ・ ADS+1/3MUWC ・ ADS+1/2FP	・ 1/3RHR ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント
過渡変化	ATWS 時	・ RPT+SLC+S/R 弁開放+1/2HPCF	・ 1/3RHR	
ISLACA	破損箇所の隔離成功時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ^{*4} ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL ^{*4}	・ PCS ・ 1/3RHR ^{*4} ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント
	小規模漏えい時における破損箇所の隔離失敗時(急速減圧成功後)	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ^{*4} ・ 復水系 ・ 1/3LPFL ^{*4}	・ 1/3RHR ^{*4} ・ 耐圧強化ベント ・ フィルタベント

1/2 : 2 系統の内の 1 系統を意味する。

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

*2 : 全交流電源喪失時においては 8 時間でバッテリーが枯渇するため、その後の注水手段として消防車等を考慮している。

*3 : 全交流電源喪失時の RCIC 機能喪失後にのみ期待する。

*4 : 破損が発生した系統には期待しない。

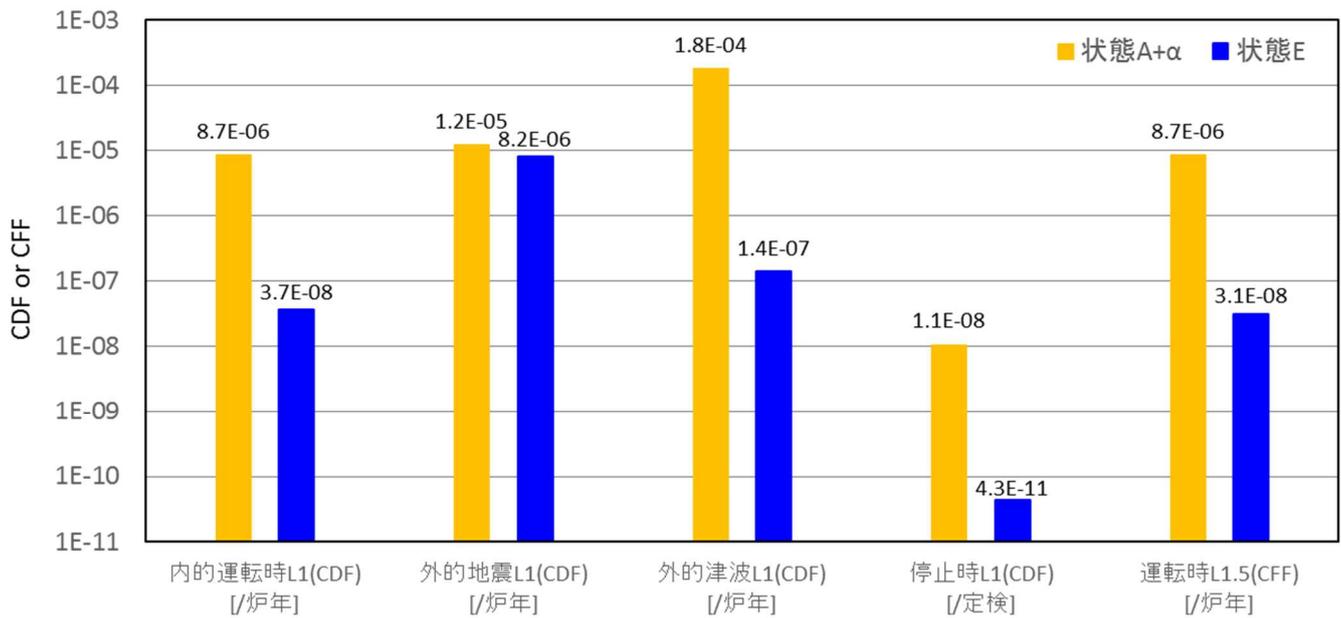


図 1 各評価状態における各 PRA の結果(KK6)

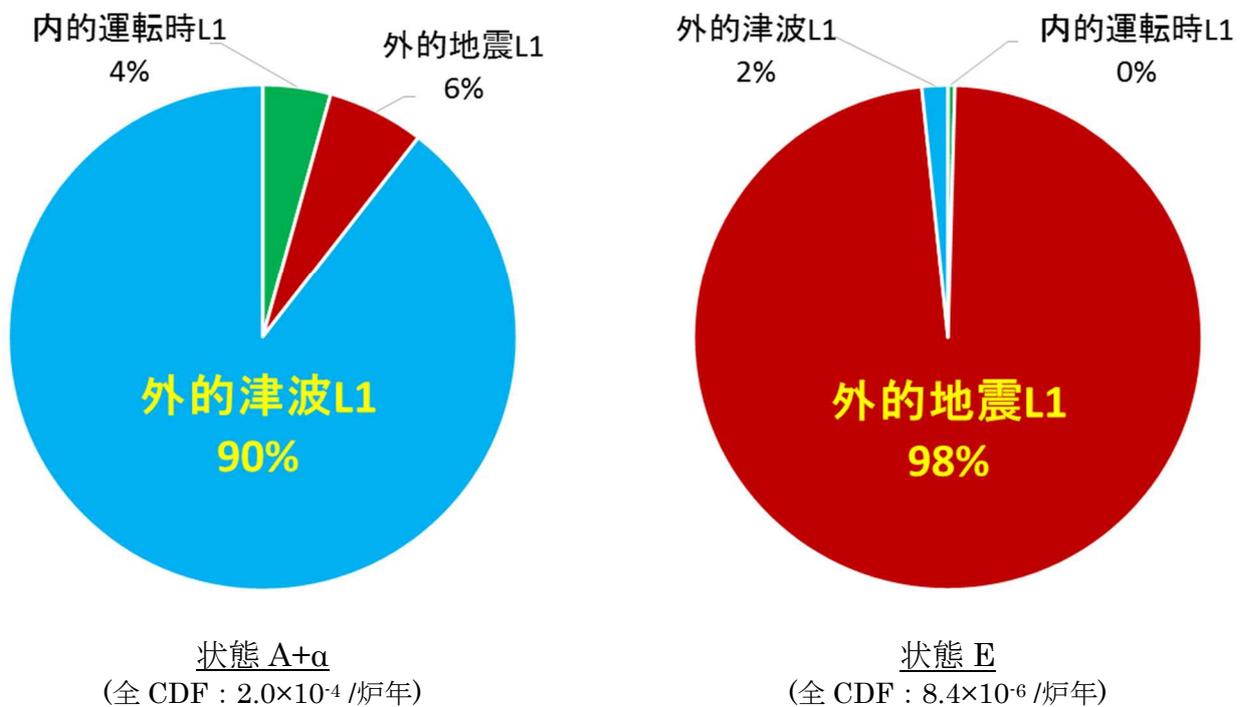


図 2 各評価状態における運転時レベル 1PRA の結果(KK6)

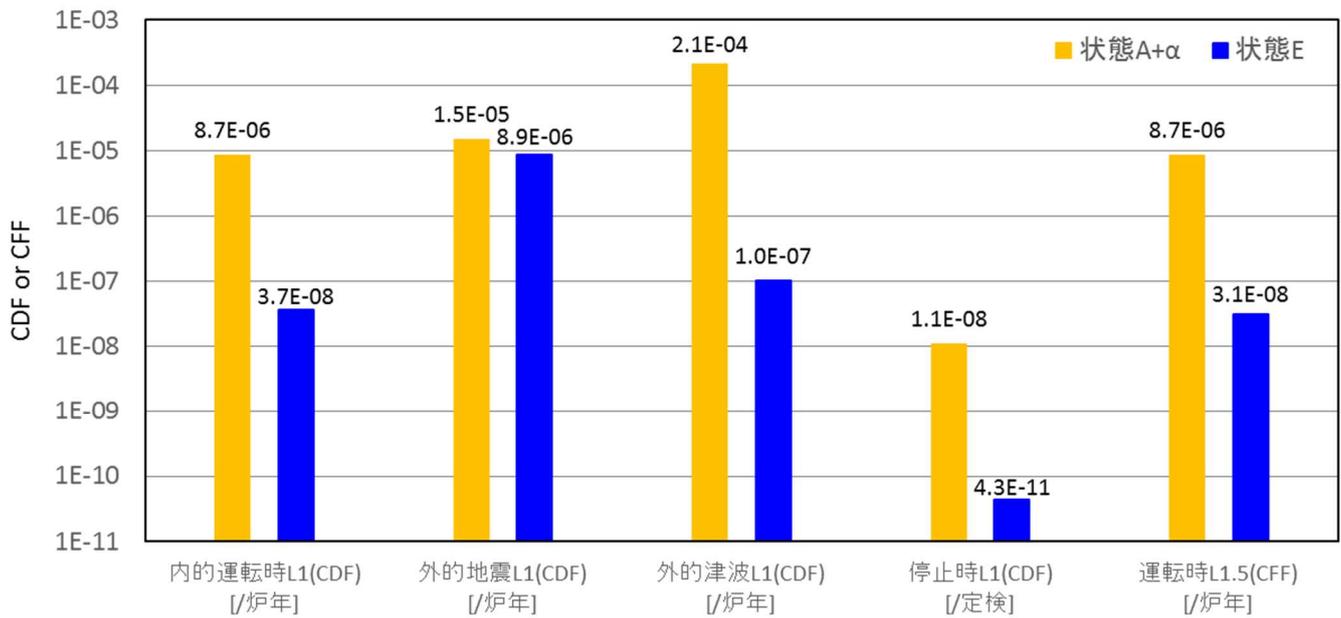


図 1 各評価状態における各 PRA の結果(KK7)

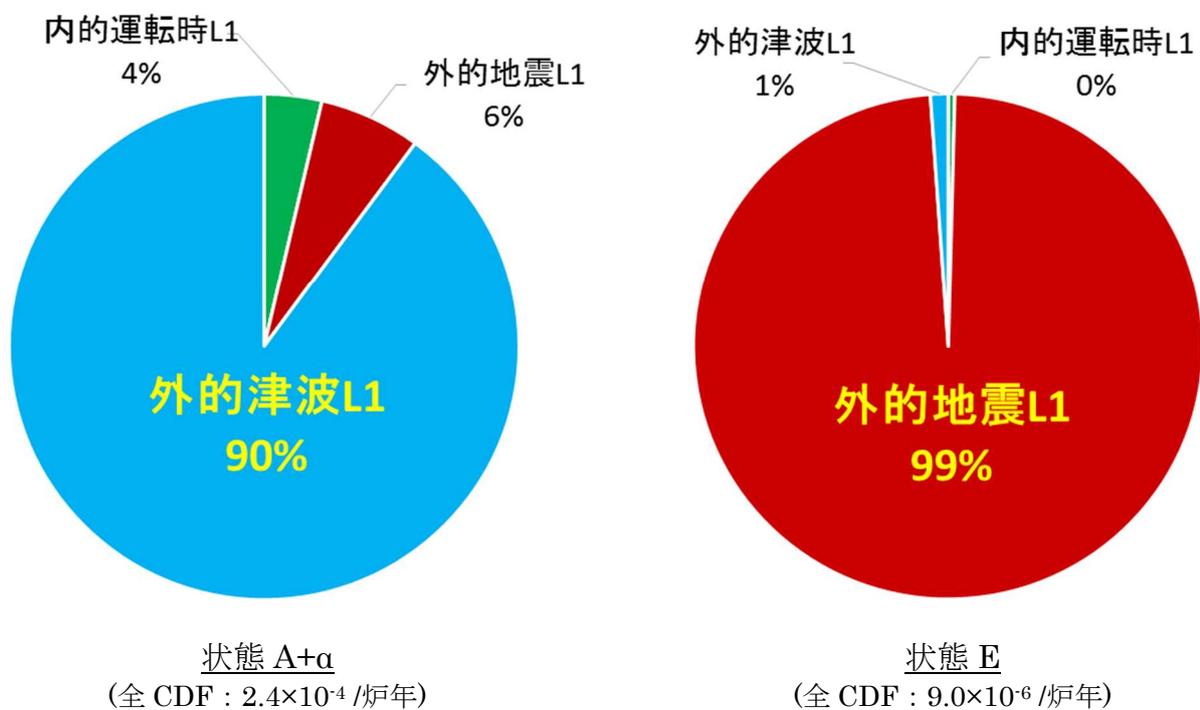


図 2 各評価状態における運転時レベル 1PRA の結果(KK7)

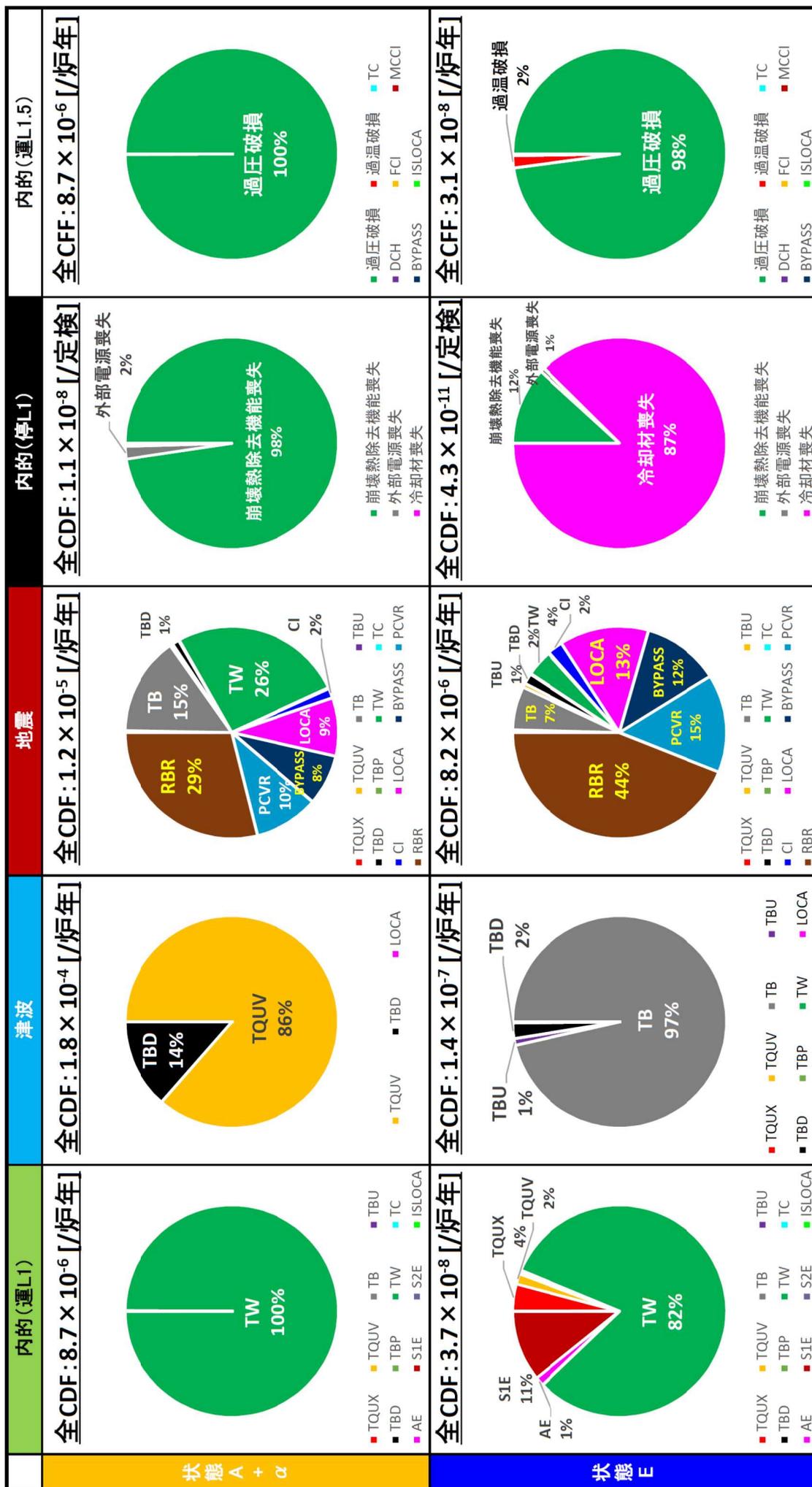


図 3 各評価状態における各 PRA の結果の内訳(KK6)

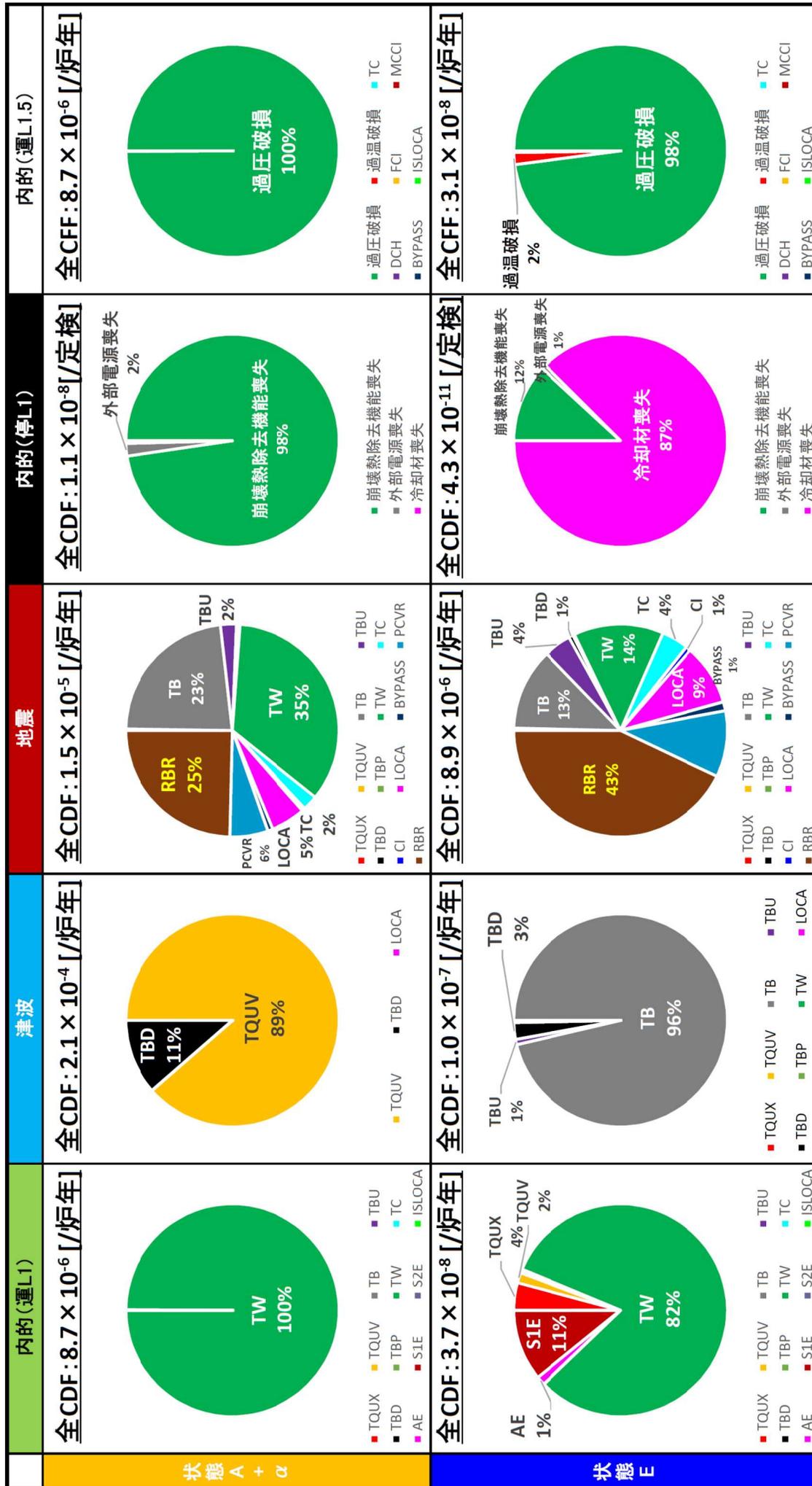


図 3 各評価状態における各 PRA の結果の内訳(KK7)