

示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員 2 名が、緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約 2 分と想定する。

なお、緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替えを判断する場合は、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの指示値も参考とする。

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための検討を行う。

また、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所に整備する。

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備からの給電により、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備を使用する。

(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

重大事故等が発生した場合、緊急時対策所情報収集設備である安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

b. 操作手順

安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システムについては、常時伝送を行う。SPDS表示装置を起動し、監視する手順は以下のとおり。緊急時対策所情報収集設備の概要図を第1.18.11図に示す。

①緊急時対策本部要員は、手順着手の判断基準に基づきSPDS表示装置の接続を確認し、端末を起動する。

②緊急時対策本部要員は、SPDS表示装置にて、各パラメータを監視する。

c. 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員1名が、緊急時対策所にて実施する。室内での端末起動等のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備について

安全・防災室長他は、重大事故等が発生した場合に備え、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を

緊急時対策所に配備し、資料が更新された場合には資料の差替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持・管理する。

(3) 通信連絡に関する手順

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の通信連絡設備により、中央制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順を整備する。緊急時対策所の通信連絡設備を第 1.18.4 表に示す。

なお、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19 通信連絡に関する手順等」のうち、1.19.2.1(1)「発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」、1.19.2.2(1)「発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」及び 1.19.2.3「代替電源設備から給電する手順等」にて整理する。

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器破損時には、中央制御室の運転員と原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めて 70 名を緊急時対策所に収容する。

要員の収容に当たっては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適

切に行えるようトイレ等を整備するとともに、収容する要員に必要な放射線管理を行うための資機材及び飲料水、食料等を配備又は備蓄し、維持管理する。

(1) 放射線管理用資機材、飲料水、食料等の維持管理等について

緊急時対策所には、7日間外部からの支援がなくとも活動が可能となるよう放射線管理用資機材（線量計、マスク等）、飲料水及び食料等を配備又は備蓄するとともに、通常時から維持・管理する。

重大事故等が発生した場合には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の被ばく線量管理を行うため、個人線量計を常時装着させるとともに、線量評価を行う。

また、緊急安全対策要員は、必要な放射線管理用資機材を用いて作業現場の放射線量測定等を行う。

緊急時対策所内での飲食の管理として、適切な頻度で緊急時対策所内の空気中の放射性物質濃度の測定を行い、飲食しても問題ないことを確認する。

ただし、緊急時対策所内の空気中放射性物質濃度が目安値（ $1 \times 10^{-3} \text{Bq/cm}^3$ 未満）よりも高くなった場合であっても、発電所本部長の判断により、必要に応じて飲食を行う。

(2) 放射線管理に関する手順

a. チェンジングエリアの運用手順

緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所への汚染の持込みを防止するための身体サーベイ（必要により物品等のサーベイを

含む）及び防護具の着替え等を行うチェンジングエリアは、通常時から設置し、事故発生後、直ぐに運用開始ができるよう手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所外可搬型エリアモニタ等にて放射線量を監視し、プルームの通過及び屋外作業可能なレベルまで低下した場合。

事故発生後、直ぐに運用開始ができるよう手順を整備する。

(b) 操作手順

チェンジングエリアを運用する手順は以下のとおり。なお、チェンジングエリアは、あらかじめ設置した状態とする。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員にチェンジングエリアの運用開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、チェンジングエリア内に掲示した手順の案内に基づき、汚染の有無を確認する。

(c) 操作の成立性

チェンジングエリアは設置した状態であり、設置のための操作は不要である。また、運用に関しては、身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、汚染の確認を速やかに実施することができる。

チェンジングエリアには、防護具の着替えエリア、緊

急安全対策要員の放射性物質による汚染を確認するための身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、緊急時対策所で緊急安全対策要員 2 名が身体サーベイ（必要により物品等のサーベイを含む）及び汚染している現場作業を行う要員等の除染を行うとともに、チェンジングエリアの汚染管理を行う。

現場作業を行う要員等が身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所内で待機する。

チェンジングエリア内の身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、身体サーベイエリアに隣接した除染エリアにて濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は、簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。

なお、簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

b. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合に、待機側を起動し、切替えを実施する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

フィルタユニットの性能の低下等により運転中の緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所可搬型空気浄化装置を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.12 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えを緊急時対策本部要員に指示する。
- ② 緊急時対策本部要員は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。
- ③ 緊急時対策本部要員は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m³/min）を調整する。
- ④ 緊急時対策本部要員は、使用側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを閉とし、停止する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員 1 名が、緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約 4 分と想定する。

フィルタユニットは、緊急時対策所付近に 2 系統分の 2 基を保管していることから、切替え等を行うことにより、数ヶ月間使用可能である。また、当社他原子力発電所からの輸送及びフィルタの製作（約 3 ヶ月）等を実施することにより、中長期的な対応が可能である。

なお、使用側のフィルタユニットは、線量に応じ交換又は保管を行う。特にフィルタ線量が高い場合は、待機側のフィルタユニットに切り替えた後、放射性物質が減

衰するまで一定期間保管する。

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

非常用母線からの給電喪失時は、代替電源として、電源車（緊急時対策所用）から緊急時対策所へ給電する。なお、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置のうち原子炉補助建屋に設置した機器は、全交流動力電源喪失時において、空冷式非常用発電装置から給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。

(1) 電源車（緊急時対策所用）による給電手順

非常用母線からの給電喪失時又はその発生に備え、緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）を準備する。非常用母線からの給電喪失時は、電源車（緊急時対策所用）1台を起動し、緊急時対策所へ給電する。

a. 電源車（緊急時対策所用）準備手順

緊急時対策所立ち上げ時のケーブル接続を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

(b) 操作手順

緊急時対策所と電源車（緊急時対策所用）間のケーブル接続の手順は以下のとおり。給電系統概要図を第1.18.13図に、手順のタイムチャートを第1.18.14図に

示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所電源接続作業開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、コネクタ接続によりケーブルを接続する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員 2 名で行い、一連の操作完了まで約 14 分と想定する。その後、待機側の電源車（緊急時対策所用）を同様に準備する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

b. 電源車（緊急時対策所用）起動手順

非常用母線からの給電喪失時の電源車（緊急時対策所用）の起動手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用母線からの給電喪失時。

(b) 操作手順

電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は以下のとおり。給電系統概要図を第 1.18.13 図に、タイムチャートを第 1.18.15 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所電力供給作業開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）

1 台を起動する。

- ③緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）からの給電を行う場合は、緊急時対策所内の緊急時対策所コントロールセンタ及び緊急時対策所内の電源車切替盤にて、起動した電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とし給電を開始する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員 2 名で行い、一連の操作完了まで約 5 分と想定する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

c. 電源車（緊急時対策所用）の切替及び燃料給油手順

(a) 電源車（緊急時対策所用）の切替手順

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合の切替手順を整備する。

i . 手順着手の判断基準

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合など、運転中の電源車（緊急時対策所用）の停止が必要となった場合。

ii . 操作手順

電源車（緊急時対策所用）を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.16図に示す。

- ①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急時対策本部要員に電源車（緊急時対策所用）

の切替えを指示する。

- ② 緊急時対策本部要員は、待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動する。
- ③ 緊急時対策本部要員は、使用側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を緊急時対策所内の電源車切替盤にて切とし、待機側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とする。
- ④ 緊急時対策本部要員は、使用中の電源車（緊急時対策所用）を停止する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員1名で行い、一連の操作完了まで約6分と想定する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

電源車（緊急時対策所用）は予備の1台を発電所内に保管していることから、万が一、異常等が発生した場合でも、交換等を行うことにより、中長期的な対応が可能である。

(b) 電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料補給手順

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合、燃料補給が必要となる。（燃料はすべて重油）

重大事故等対処設備である燃料油貯蔵タンクからタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）へ給油し、電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへ補給する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合において、電源車（緊急時対策所用）の燃料の管理油量を確認後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間※11に達した場合。

※11 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び給油間隔の目安は以下のとおり。

- ・電源車（緊急時対策所用）：運転開始後約20時間（その後約20時間毎に補給。ただし、プルーム放出中は除く。）

ii. 操作手順

電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料（重油）補給の手順の概要は以下のとおり。

タンクローリーによるアクセスルートを図1.18.17に、タイムチャートを図1.18.18に示す。

【タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）】

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車（緊急時対策所用）へ燃料（重油）補給準備を行う。
- ③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エリアから燃料油貯蔵タンク付近に移動させる。
- ④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンク取出口

の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

- ⑥ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば給油ポンプを停止する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車（緊急時対策所用）の近傍に移動させる。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）の給油口に、給油ホースを接続する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給が完了したことを報告する。
- ⑫ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑪を繰り返し燃料の補給を実施する。

【タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+32m 燃料油取出口を使用）】

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車等へ燃料（重油）補給準備を行う。
- ③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エ

リアから E.L.+32m 燃料油取出口付近に移動させる。

- ④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプ出口配管の分岐管に給油ホースを接続し、E.L.+32m 燃料油取出口までの給油系統を構成する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプと燃料油サービスタンク間の弁を閉止する。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、建屋内の燃料油移送ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば停止する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車（緊急時対策所用）の近傍に移動させる。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）の給油口に、給油ホースを接続する。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。
- ⑫ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。
- ⑬ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給が完了したことを報告する。
- ⑭ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑬を繰り返し燃料の補給を実

施する。

iii. 操作の成立性

上記の現場対応は、基本的にE.L.+5.5m燃料油取出口を使用するものとし、緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。ただし、E.L.+5.5m燃料油取出口が使用できない場合は、E.L.+32m燃料油取出口を使用することとし、緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約3.1時間と想定する。

電源車（緊急時対策所用）の燃料消費率は、約49.3ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約20時間と想定しており、枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量として「1.14電源の確保に関する手順書等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。周囲温度は外気温度と同程度である。

第 1.18.1 表 重大事故等における対処手段と整備する手順 (1/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類 ^{※1}	整備する手順書	手順の分類
—	—	居住性の確保	緊急時対策所遮蔽	重大事故等対処設備	a	—	—
			緊急時対策所非常用空気浄化ファン ^{※2}			緊急時対策所の立上げ時の手順 原子力災害対策特別措置法第10条事象発生時の手順 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 電源車（緊急時対策所用）による給電手順	SA所達 ^{※4} 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット				
			空気供給装置				
			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ ^{※2}				
			緊急時対策所外可搬型エリアモニタ				
			可搬式モニタリングポスト ^{※5}				
			酸素濃度計				
			二酸化炭素濃度計				
			電源車（緊急時対策所用）				
			燃料油貯蔵タンク ^{※3}				
			タンクローリー ^{※3}				
			燃料油移送ポンプ ^{※3}				
			モニタステーション				
			モニタポスト	多様性拡張設備			

※1：重大事故対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

※2：電源車（緊急時対策所用）から給電する。

※3：電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。

※4：「美浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※5：可搬式モニタリングポストは、「1.17 監視測定等に関する手順等」にて整備する。

第 1.18.1 表 重大事故等における対処手段と整備する手順 (2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※1}	整備する手順書	手順の分類	
—	—	必要な指示及び通信連絡	SPDS表示装置 ^{※2}	重大事故等対処設備	a	緊急時対策所 情報収集設備 によるプラントパラメータ等の監視手順 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備手順 通信連絡に関する手順 電源車（緊急時対策所用）による給電手順	SA所達 ^{※7}

※1 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

※2 : 電源車 (緊急時対策所用) から給電する。

※3 : 空冷式非常用発電装置から給電する。

※4 : 電源車 (緊急時対策所用) の燃料補給に使用する。

※5 : 空冷式非常用発電装置からの給電及び燃料補給については「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

※6 : 「対策の検討に必要な資料」「防護具及びチェンジングエリア用資機材」及び「飲料水、食料等」は資機材であるため、重大事故等対処設備とはしない。

※7 : 「美浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 1.18.1 表 重大事故等における対処手段と整備する手順 (3/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類 ^{※1}	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失	緊急時対策所 全交流動力電源	代替電源設備からの給電	電源車（緊急時対策所用）	重大事故等対処設備	a	電源車（緊急時対策所用）による給電手順	S A 所達 ^{※4} 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク ^{※2}				
			タンクローリー ^{※2※3}				
			燃料油移送ポンプ ^{※2※3}				
			空冷式非常用発電装置 ^{※3}			空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電手順	
			可搬式オイルポンプ ^{※3}			空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給手順	

※1：重大事故対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37 条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

※2：電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。

※3：空冷式非常用発電装置からの給電及び燃料補給については「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

※4：「美浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 1.18.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

監視計器一覧

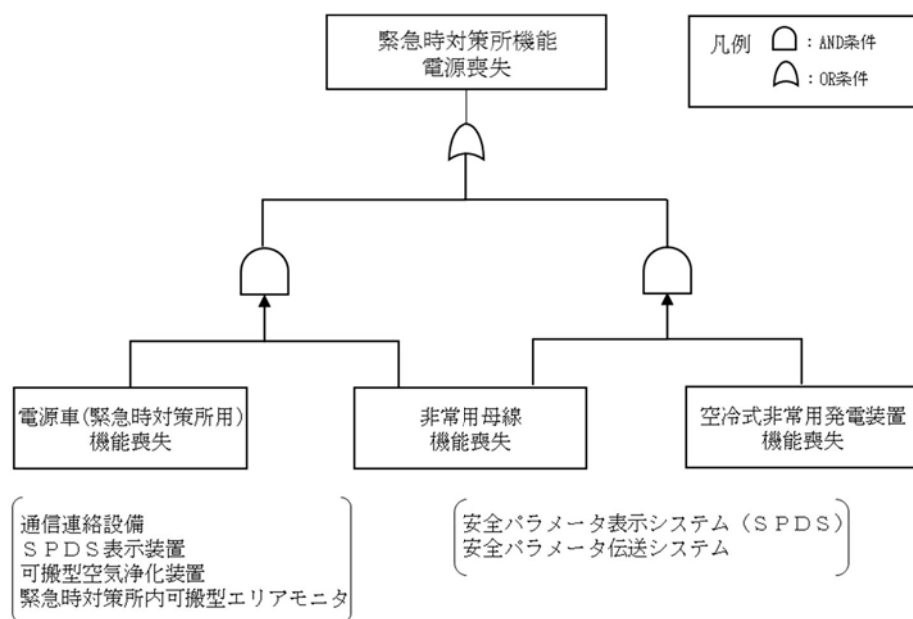
対応手段		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視計器	
1.18.2.1 居住性を確保するための手順等				
(1)緊急時対策所の立ち 上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素 濃度及び二酸化炭素 濃度の測定手順	判断 基準	緊急時対策所換気設 備を運転している場 合 酸素濃度 19%未満若 しくは二酸化炭素濃 度 1%を超える場合	酸素濃度計	
			二酸化炭素濃度計	
	操作	空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計	
			緊急時対策所内差圧計	
			緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計	
			緊急時対策所内差圧計	
判断 基準	緊急時対策所外の放 射線量	可搬式モニタリングポスト		
		緊急時対策所外可搬型エリアモニタ		
操作	—	炉心損傷が生じた旨の連絡、通報		
		原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報		
(3)重大事故等が発生し た場合の放射線防護 等に関する手順 b.空気供給装置への切替 準備手順	判断 基準	緊急時対策所外の放 射線量	可搬式モニタリングポスト	
			緊急時対策所外可搬型エリアモニタ	
	操作	—	緊急時対策所内可搬型エリアモニタ	
			流量調整ユニット流量計	
			緊急時対策所内差圧計	
			緊急時対策所内の環 境監視	
(3)重大事故等が発生し た場合の放射線防護 等に関する手順 c.空気供給装置への切替 手順	判断 基準	緊急時対策所外の放 射線量	緊急時対策所外可搬型エリアモニタ	
			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ	
	操作	空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計	
			緊急時対策所内差圧計	
			緊急時対策所内の環 境監視	酸素濃度計
			二酸化炭素濃度計	
(3)重大事故等が発生し た場合の放射線防護 等に関する手順 d.緊急時対策所可搬型空 気浄化装置への切替 手順	判断 基準	緊急時対策所外の放 射線量	緊急時対策所外可搬型エリアモニタ	
			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ	
	操作	緊急時対策所可搬型 空気浄化装置	緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計	
			緊急時対策所内差圧計	
			緊急時対策所内の環 境監視	酸素濃度計
			二酸化炭素濃度計	
1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順				
(1)電源車（緊急時対策所 用）による給電手順 b.電源車（緊急時対策所 用）起動手順 c.電源車（緊急時対策所） の切替及び燃料給油 手順	判断 基準	電源	電源車（緊急時対策所用）	
			緊急時対策所コントロールセンタ	
	操作	電源	緊急時対策所電源車切替盤	

第 1.18.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

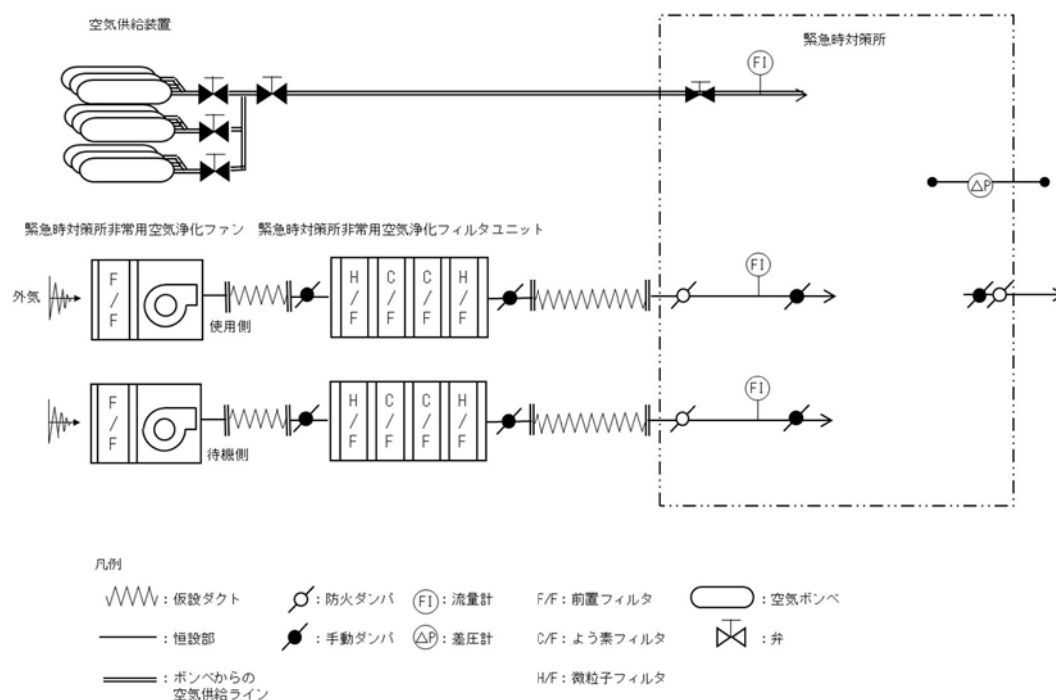
対象条文	供給対象設備	受電盤
1.18 緊急時対策所の居住性等 に関する手順等	緊急時対策所非常用空気 浄化ファン S P D S 表示装置	緊急時対策所コントロール センタ
	安全パラメータ表示シス テム (S P D S)、安全パ ラメータ伝送システム	D、I 計器用電源
	A 燃料油移送ポンプ	A ディーゼル発電機コント ロールセンタ
	B 燃料油移送ポンプ	B ディーゼル発電機コント ロールセンタ

第 1.18.4 表 重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧

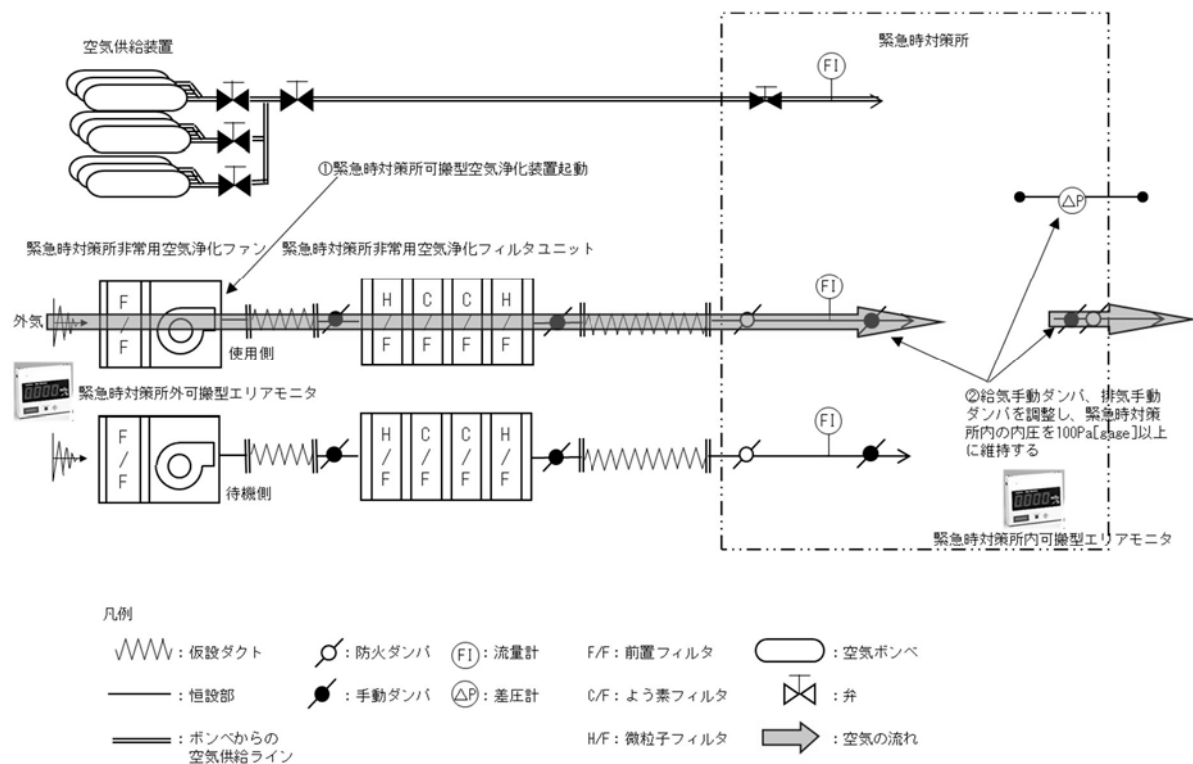
対応設備		
衛星電話	衛星電話 (固定)	重大 事故等 対処 設備
	衛星電話 (携帯)	
	衛星電話 (可搬)	
緊急時衛星通報システム	緊急時衛星通報システム	
携行型通話装置	携行型通話装置	
統合原子力防災ネットワークに接 続する通信連絡設備	T V 会議システム	
	I P 電話	
	I P - F A X	
運転指令設備	運転指令設備	多 様 性 拡 張 設 備
電力保安通信用電話設備	保安電話 (固定)	
	保安電話 (携帯)	
	衛星保安電話	
無線通話装置	無線通話装置	
社内 T V 会議システム	社内 T V 会議システム	
加入電話	加入電話	
加入ファクシミリ	加入ファクシミリ	



第 1.18.1 図 機能喪失原因対策分析 (緊急時対策所電源喪失)



第 1.18.2 図 緊急時対策所換気設備の概略系統図



第 1.18.3 図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転の概略系統図

		経過時間（分）								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員（数）	約19分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転								
緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転	緊急安全対策要員	1	移動							
					緊急時対策所可搬型空気浄化装置ダクト・ケーブル敷設					
					緊急時対策所可搬型空気浄化ファン起動					

第1.18.4図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転タイムチャート

		経過時間（分）								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員（数）	約43分▽ 空気供給装置の系統構成								
空気供給装置による 空気供給準備	緊急安全対策要員 1		移動							
					ホース接続・ボンベ元弁開放					
					漏えい確認					

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.5図 空気供給装置による空気供給準備タイムチャート

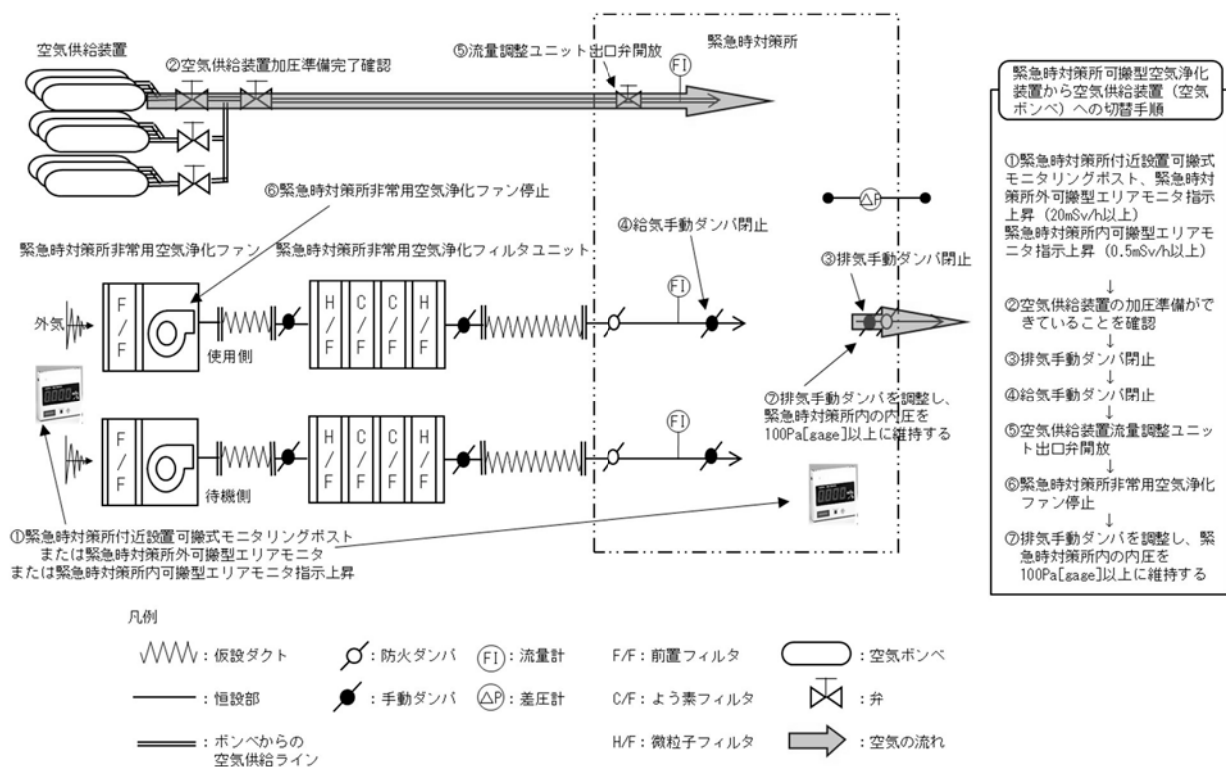
		経過時間（分）								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員（数）	約31分▽ 緊急時対策所内可搬型エリアモニタの設置 約47分▽ 緊急時対策所外可搬型エリアモニタの設置								
緊急時対策所内可 搬型エリアモニタ 設置	緊急安全対策要員 1		移動							
				緊急時対策所内可搬型エリアモニタ設置						
				緊急時対策所内可搬型エリアモニタ起動						
緊急時対策所外可 搬型エリアモニタ 設置	緊急安全対策要員 1		移動							
				緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置						
				緊急時対策所外可搬型エリアモニタ起動						

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.6図 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
設置タイムチャート

		経過時間（分）								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員（数）	約4分▽ 空気供給装置への切替準備								
空気供給装置への 切替準備	緊急時対策本部要 員 3									

第1.18.7図 空気供給装置への切替準備タイムチャート



第 1.18.8 図 空気供給装置への切替えの概略系統図

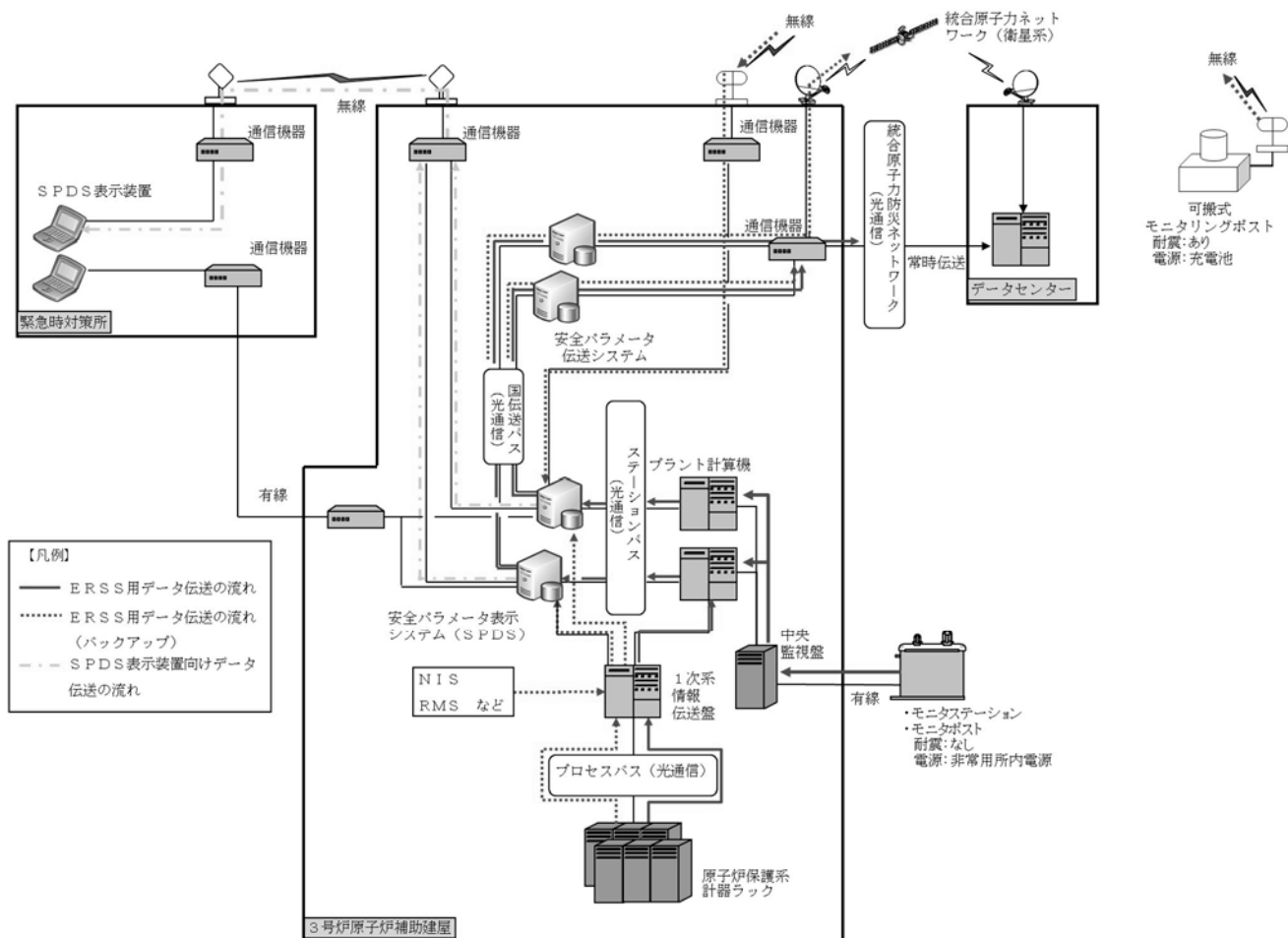
		経過時間（分）								備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	
手順の項目	要員（数）	約2分▽ 緊急時対策所内空気供給装置への切替								
空気供給装置への切替	緊急時対策本部要員 3*									

※3人並行して実施。

第 1.18.9 図 空気供給装置への切替タイムチャート

		経過時間（分）								備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	
手順の項目	要員（数）	約2分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替								
緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替	緊急時対策本部要員 2									

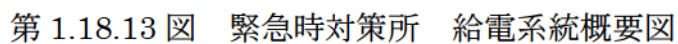
第 1.18.10 図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替タイムチャート



第 1.18.11 図 緊急時対策所情報収集設備の概要図

		経過時間（分）								備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	
手順の項目	要員（数）	約4分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替								
緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替	緊急時対策本部要員	1								

第 1.18.12 図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替タイムチャート



第 1.18.14 図 電源車（緊急時対策所用）準備タイムチャート

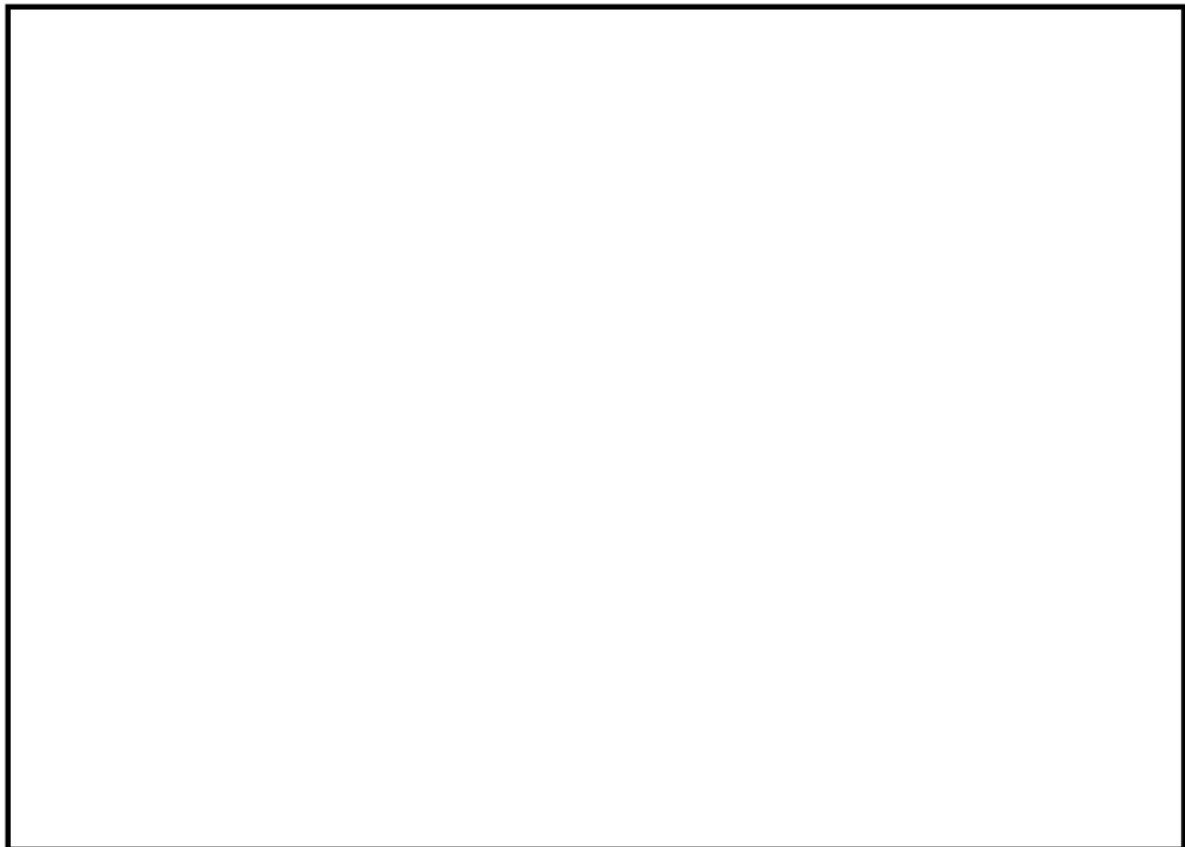
		経過時間（分）								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員（数）	約5分▽ 電源車（緊急時対策所用）起動								
電源車（緊急時対策所用）起動	緊急安全対策要員	2	移動							
			電源車起動							
			電源車遮断器投入							

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第 1.18.15 図 電源車（緊急時対策所用）起動タイムチャート

		経過時間（分）								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員（数）	約6分▽ 電源車（緊急時対策所用）切替								
電源車（緊急時対策所用）切替	緊急時対策本部要員	1	移動							
			待機側電源車起動							
			停止側電源車遮断器切、待機側電源車遮断器入							
			使用側電源車停止							

第 1.18.16 図 電源車（緊急時対策所用）切替タイムチャート



第1.18.17図 タンクローリーによるアクセスルート

		経過時間（時間）							備考	
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5		
手順の項目	要員（数）									
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	緊急安全対策要員	2	移動				▽約2.3時間			燃料油貯蔵タンク→タンクローリー直接給油（E. L. 5.5m取出口）
			準備（ホース敷設、タンクローリー準備）							
			繰り返し				燃料積み込み			
							燃料補給準備			
							→電源車（緊急時対策所用）への給油開始			
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	緊急安全対策要員	4	移動					▽約3.1時間		燃料油貯蔵タンク→タンクローリー給油（E. L. 32m取出口）
			準備（ホース敷設、タンクローリー準備）							
			繰り返し					燃料積み込み		
							燃料補給準備			
							→電源車（緊急時対策所用）への給油開始			

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.18図 電源車（緊急時対策所用）燃料補給タイムチャート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

1.19 通信連絡に関する手順等

< 目 次 >

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

- a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
- b. 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
- c. 手順等

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

- (1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
- (2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

- (1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
- (2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

1.19 通信連絡に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合において発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 通信連絡設備は、代替電源設備（電池等の予備電源設備を含む。）からの給電を可能とすること。
 - b) 計測等行った特に重要なパラメータを必要な場所で共有する手順等を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、必要な対処設備を整備しており、ここでは、それらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第六十二条及び技術基準規則第七十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.19.1表、第1.19.2表に示す。

a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

発電所内で、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手段がある。

発電所内の通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- ・ 衛星電話（固定）
- ・ 衛星電話（携帯）
- ・ 無線通話装置
- ・ トランシーバー
- ・ 携行型通話装置
- ・ 安全パラメータ表示システム（SPDS）
- ・ SPDS表示装置
- ・ 運転指令設備
- ・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

発電所内の通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 可搬式オイルポンプ
- ・ 電源車（緊急時対策所用）
- ・ タンクローリー
- ・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所内の通信連絡を行うための設備のうち衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー、携行型通話装置、安全パラメータ表示システム（SPDS）、SPDS表示装置、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、電源車（緊急時対策所用）、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所内の通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 無線通話装置
- ・ 運転指令設備
- ・ 電力保安通信用電話設備

(保安電話(固定)、保安電話(携帯))

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所内の通信連絡を行うための手段として有効である。

b. 発電所外(社内外)の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所外(社内外)の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

国の緊急時対策支援システム(E R S S)等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外(社内外)の必要な場所で共有する手段がある。

発電所外(社内外)との通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- ・ 衛星電話(固定)
- ・ 衛星電話(携帯)
- ・ 衛星電話(可搬)
- ・ 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
(TV会議システム、IP電話及びIP-FAX)
- ・ 安全パラメータ表示システム(S P D S)
- ・ 安全パラメータ伝送システム
- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ

- ・ 携帯電話
- ・ 電力保安通信用電話設備
(保安電話(固定)、保安電話(携帯)及び衛星保安電話)
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置
- ・ 緊急時衛星通報システム

発電所外(社内外)との通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 可搬式オイルポンプ
- ・ 電源車(緊急時対策所用)
- ・ タンクローリー
- ・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所外(社内外)との通信連絡を行うための設備のうち衛星電話(固定)、衛星電話(携帯)、衛星電話(可搬)、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備(TV会議システム、IP電話及びIP-FAX)、安全パラメータ表示システム(SPDS)、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、電源車(緊急時対策所用)、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外(社内外)との通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ

- ・ 携帯電話
- ・ 電力保安通信用電話設備
(保安電話(固定)、保安電話(携帯)及び衛星保安電話)
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所外(社内外)の通信連絡を行うための手段として有効である。

c. 手順等

上記a.及びb.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、給電が必要となる設備についても整備する(第1.19.3表)。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として通信連絡に関する手順等に定める(第1.19.1表、第1.19.2表)。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

- (1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、携行型通話装置、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所内）により緊急時対策所へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及びSPDS表示装置を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）により、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）を使用する。屋外の運転員等、緊急安全対策要員及び移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用する。これらの衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 衛星電話（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ii. 衛星電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
- ③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。
- ④ 使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
- ⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(b) 無線通話装置

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所内の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 無線通話装置（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ii. 無線通話装置（車載）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(c) トランシーバー

屋外の緊急安全対策要員は、トランシーバーを使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. トランシーバー

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電電池又は乾電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電電池又は乾電池の残量が少ない場合、別の端末又は予備の乾電池と交換する。
- ③ 通話チャンネルの設定が必要な端末は、事前に取り決めた通話チャンネルに設定されていることを確認する。
- ④ 使用する端末と共に予備の乾電池を携行する。
- ⑤ 通話ボタンを押し、連絡する。
- ⑥ 使用中に充電電池又は乾電池の残量が少なくなった場合は、充電電池は充電を行い、乾電池は予備の乾電池と交換する。
- ⑦ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(d) 携行型通話装置

中央制御室の運転員等及び屋内外の緊急安全対策要員は、携行型通話装置を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 携行型通話装置

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、保管場所等で作業に使用する端末と通話装置用ケーブルを接続して切替スイッチを操作し、ブザーが鳴ることとで乾電池の残量を確認する。
- ② 乾電池の残量が少ない場合、予備の乾電池と交換する。
- ③ 端末の切替スイッチを操作し、使用する端末間で通話通信確認を行い、健全性を確認する。
- ④ 確認後は、端末の切替スイッチを「OFF」にし、通話装置用ケーブルを切り離す。
- ⑤ 使用する端末及び通話装置用ケーブルと共に予備の乾電池を携行する。
- ⑥ 使用する場所にて、最寄りの接続端子に端末を接続する。
(必要に応じて通話装置用ケーブルを用いて延長する。複数の端末を接続することにより、複数者での連絡を可能とする。)
- ⑦ 切替スイッチを操作し、連絡する。
- ⑧ 使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。
- ⑨ 使用後は、切替スイッチを「OFF」にし、端末及び通話装置用ケーブルを切り離す。

(e) 安全パラメータ表示システム (SPDS)

安全パラメータ表示システム (SPDS) により、緊急時対策所の SPDS 表示装置へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 安全パラメータ表示システム (SPDS)

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(f) S P D S 表示装置

操作手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、1.18.2.2(1)「緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順」にて整備する。

(g) 運転指令設備

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、運転指令設備を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 運転指令設備

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用チャンネルを選択し、連絡する。

(h) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 保安電話（固定）、保安電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
- ② 保安電話（携帯）の充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

携行型通話装置は、使用場所において端末と通話装置用ケーブルを容易かつ確実に接続可能とするとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

中央制御室の運転員等、屋内外の緊急安全対策要員、移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、操作、作業等の通信連絡を行う場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。

(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策

所との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.1(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2)「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2.2(1)「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所内の通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所での共有を可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

- (1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所の緊急安全対策要員が、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム、無線通話装置及び緊急時衛星通報システムを使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムを使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）

緊急時対策所の緊急安全対策要員及び屋外の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡を行う。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用し、

緊急時対策所の緊急安全対策要員へ通信連絡を行う。また、緊急時対策所の緊急安全対策要員は、衛星電話（可搬）を使用し、原子力事業本部、本店へ通信連絡を行う。これらの衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 衛星電話（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ii. 衛星電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
- ③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
- ④ 使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
- ⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

iii. 衛星電話（可搬）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外に必要な設備を設置後、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを接続し、必要な箇所と通話通信確認を行い、端末の健全性を確認する。
- ② 一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルして、通信連絡をする。
- ③ 使用後は、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを切り離し

後、屋外に設置した設備を取り外す。

(b) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、統合原子力防災ネットワークに接続するＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸを使用し、原子力事業本部、本店、国及び地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i．ＴＶ会議システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、モニタの電源を「入」操作後、ＴＶ会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。
- ② 社外関係箇所と通信連絡を行う場合は、通信先から接続されるまで待つ。社内関係箇所と通信連絡を行う場合は、リモコン操作により通信先と接続する。
- ③ 使用後は、モニタの電源を「切」操作する。

ii．ＩＰ電話

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

iii．ＩＰ－ＦＡＸ

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般のＦＡＸと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

(c) 安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ
伝送システム

安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ
伝送システムにより、緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、
必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 安全パラメータ表示システム（SPDS）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室
で警報を常時監視する。

ii. 安全パラメータ伝送システム

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室
で警報を常時監視する。

(d) 加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、加入電話、加入ファクシ
ミリ及び携帯電話を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公
共団体、その他関係機関等へ通信連絡又は通話通信確認を行うた
めの対応として、以下の手順がある。

i. 加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を
行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はFAXと同様の
操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤル
ボタンを押し、連絡する。
- ② 携帯電話は、屋外で電源を「入」操作し、使用後は屋外で電
源を「切」操作する。
- ③ 携帯電話は、使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、
充電を行うとともに、別の端末を使用する。

- (e) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話を使用し、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 保安電話（固定）、保安電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
- ② 保安電話（携帯）の充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

ii. 衛星保安電話

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。

(f) 社内ＴＶ会議システム

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、社内ＴＶ会議システムにより、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 社内ＴＶ会議システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、社内ＴＶ会議システムとモニタの電源を「入」操作後、社内ＴＶ会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。
- ② 操作端末により、通信先と接続する。

- ③ 使用後は、社内ＴＶ会議システムとモニタの電源を「切」操作する。

(g) 無線通話装置

緊急時対策所の緊急安全対策要員は無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。

これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 無線通話装置（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ii. 無線通話装置（車載）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(h) 緊急時衛星通報システム

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、緊急時衛星通報システムを使用し、国、地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 緊急時衛星通報システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を

行う場合は、緊急時衛星通報システムの電源を「入」操作し、緊急時通報システムのソフトを起動後、「通報・メニュー」画面より「原災法通報」ボタンを押す。

② 通報表に必要な事項を入力し、「FAX原稿イメージ」画面により記載内容を確認する。

③ 「原災法通報」画面の「通報開始」ボタンを押し、必要な箇所へ発信する。

④ 使用後は、緊急時衛星通報システムの電源を「切」操作する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

緊急時対策所の緊急安全対策要員が、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

なお、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）については、緊急時対策所の立ち上げ時から使用する。社内ＴＶ会議システムは、緊急時対策所と原子力事業本部、本店等との通信連絡用として必要に応じて使用する。

(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.2(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2)「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する

手順等」のうち、1.15.2.2(1)「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有を可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置へ給電する。

空冷式非常用発電装置から給電する手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、電源車（緊急時対策

所用) から給電する手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、1.18.2.4(1)「電源車（緊急時対策所用）による給電手順」にて整備する。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用する。使用前及び使用中の充電池の残量確認で、残量が少ない場合、別の端末と交換することにより、継続して通話を可能とし、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電する。

トランシーバーの電源は、充電池又は乾電池を使用する。充電池を用いるものについては、使用前及び使用中の充電池の残量確認で、残量が少ない場合、別の端末と交換することにより、継続して通話を可能とし、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電する。また、乾電池を用いるものについては、使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続しての通話を可能とする。

携行型通話装置の電源は、乾電池を使用する。使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続しての通話を可能とする。

第1.19.1表 重大事故等における対応手段と整備する手順
(発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ※7	整備する手順書	手順の分類
—	—	発電所内の通信連絡	衛星電話（固定）※2	a	通信連絡に関する手順	S A所達※1
			衛星電話（携帯）			
			トランシーバー		通信連絡に関する手順 緊急時対策所運用手順	
			携行型通話装置			
			安全パラメータ表示システム（SPDS）※2			
			SPDS表示装置※2		通信連絡に関する手順	
			無線通話装置	多様性拡張設備		
			運転指令設備			
			電力保安通信用電話設備 〔保安電話（固定）、保安電話（携帯）〕			
	—	代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置※3	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する 運転手順書 S A所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4		空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	
			可搬式オイルポンプ※5			
			電源車（緊急時対策所用）※6		緊急時対策所の居住性確保のための手順	
			タンクローリー※4			
			燃料油移送ポンプ※4			

※1：「美浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2：ディーゼル発電機等により給電する。

※3：空冷式非常用発電装置から給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置に燃料補給する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」、電源車（緊急時対策所用）に燃料補給する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6：電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.19.2表 重大事故等における対応手段と整備する手順
(発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ※7	整備する手順書	手順の分類
—	—	発電所外（社内外）の通信連絡	衛星電話（固定）※2	a	通信連絡に関する手順	SA所達※1
			衛星電話（携帯）			
			衛星電話（可搬）※2		通信連絡に関する手順 緊急時対策所運用手順	
			統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備※2（TV会議システム、IP 電話及びIP－FAX）			
			安全パラメータ表示システム（SPDS）※2		通信連絡に関する手順	
			安全パラメータ伝送システム※2			
			緊急時衛星通報システム※2			
			加入電話	多様性拡張設備		
			加入ファクシミリ			
			携帯電話			
			電力保安通信用電話設備 〔保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話〕			
			社内TV会議システム			
			無線通話装置			
—	—	代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置※3	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4		空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	
			可搬式オイルポンプ※5		緊急時対策所の居住性確保のための手順	
			電源車（緊急時対策所用）※6			
			タンクローリー※4			
			燃料油移送ポンプ※4			

※1：「美浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2：ディーゼル発電機等により給電する。

※3：空冷式非常用発電装置から給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置に燃料補給する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」、電源車（緊急時対策所用）に燃料補給する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6：電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.19.3 表 審査基準における要求事項毎の電力の供給対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.19】 通信連絡に関する手順等	衛星電話（固定）	S A 監視計器用電源
		緊急時対策所コントロールセンタ
	衛星電話（可搬）	緊急時対策所コントロールセンタ
	緊急時衛星通報システム	緊急時対策所コントロールセンタ
	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 （TV 会議システム、IP 電話及び IP-FAX）	緊急時対策所コントロールセンタ
	安全パラメータ表示システム（SPDS） 安全パラメータ伝送システム	D 計器用電源
		I 計器用電源
	SPDS 表示装置	緊急時対策所コントロールセンタ

追 補 2

「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

添付書類十「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」
の記述に次のとおり追補する。

(3号炉)

I 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

II 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

追補 2. I

I 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

目 次

はじめに

- 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の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
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理
 - 2.1.2 レベル 1． 5 P R A の定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態（P D S）の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方
 - 2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
 - 2.2.4 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
- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中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
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討及び整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
- 4 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活用した P R A の実施プロセスについて

表

第 1-1 表	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
第 1-2 表	P R A 結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第 1-3 表	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）
第 1-4 表	重要事故シーケンスの選定について
第 2-1 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度
第 2-2 表	評価対象とするプラント損傷状態（P D S）の選定について
第 2-3 表	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
第 3-1 表	運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
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

図

第 1-1 図	事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第 1-2 図	P R A におけるイベントツリー
第 1-3 図	地震 P R A 階層イベントツリー
第 1-4 図	津波 P R A 階層イベントツリー
第 1-5 図	プラント全体の定量化結果
第 1-6 図	レベル 1 P R A の定量化結果（事故シーケンスグループごとの寄与割合）
第 2-1 図	格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第 2-2 図	シビアアクシデントで想定される事故進展と格納容器破損モード
第 2-3 図	格納容器イベントツリー（C E T）
第 2-4 図	レベル 1、5 P R A の定量化結果（格納容器破損モードごとの寄与割合）
第 3-1 図	定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第 3-2 図	停止時レベル 1 P R A におけるイベントツリー
第 3-3 図	停止時レベル 1 P R A の定量化結果（運転停止中事故シーケンスグループごとの寄与割合）

別紙

1. 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
3. 国内外の重大事故等対策に関係する設備例について
4. 事故（S G T R、I S - L O C A）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて
5. P R A における主要なカットセットについて
6. 地震 P R A、津波 P R A における主要な事故シーケンスの対策等について
7. 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
8. g モード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（T I - S G T R））に係る追加要否の検討について
9. β モード（格納容器隔離失敗）の想定について
10. α モード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について
11. ライナーアタックについて
12. 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）
13. 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

別添

美浜発電所 3 号炉 確率論的リスク評価（P R A）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー（P S R）等の機会に内部事象を対象としたレベル 1 P R A（出力運転時、停止時）及びレベル 1．5 P R Aの評価を実施してきており、これらの P R A手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R Aを適用対象とし、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また、P R Aが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から分析を実施した。

今回実施する P R Aの目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、原則としてこれまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、原子炉設置許可取得済の設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象として P R Aモデルを構築した（個別プラントのリスクを適切に把握する観点から、原子炉設置許可取得済の設備の耐震補強や建屋の止水処置等については可能な範囲でモデルへ反映）。

表 今回のPRA評価対象の整理

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準設備	対象	モデル化する
AM策 (H4年計画以前)	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号、自動作動失敗時の 手動作動等、設計基準対応設備の機能を作動させる ためのバックアップ操作のみ期待し、モデル化する
AM策(H4年計画・整備)	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対策	今回申請	モデル化しない

今回実施したPRAの詳細については「別添 美浜発電所3号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」に示す。

1 炉心損傷防止対策の有効性評価の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

炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第 1-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象 P R A、外部事象 P R A（適用可能なものとして地震、津波を選定）及び P R A を適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。
- ② 抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは、頻度及び影響を総合的に確認のうえ事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、事故規模に応じて対応を行い、大規模な場合は大規模損壊対策にて対応することとした。
- ③ 国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象として取扱うこととした。
- ④ その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となるすべての事故シーケンスはグループ化を行い、事故シーケンスグループごとに「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（以下「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通要因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象となる重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈において、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、次のとおり記載されている。

1－1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

② PWR

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

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

これを踏まえ、美浜3号炉を対象としたPRAの知見等を活用して、事故シーケンスグループの分析を実施している。

内部事象レベル1PRA（出力運転時）に加えて外部事象について現段階で適用可能なものとして、一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRA

を用いて事故シーケンスグループ等の評価を行うこととした。

また、P R Aが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施している。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、原則としてAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でP R Aモデルを構築し、内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル1 P R Aについて評価を実施した。

これらのP R Aの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象レベル1 P R Aにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せを第 1-2 図に示すイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。地震P R Aや津波P R Aにおいては、建屋及び構築物並びに大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至るシーケンスや地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には、地震P R A及び津波P R Aでは内部事象P R Aでは想定していない複数機器及び複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生 of 組合

せを含めた事故シーケンスの抽出を実施している。第 1-3 図に地震 P R A の起因事象階層イベントツリー、第 1-4 図に津波 P R A の起因事象階層イベントツリーを示す。

地震 P R A では建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断 L O C A を上回る規模の L O C A（E x c e s s L O C A））、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象（複数の信号系損傷）も抽出しており、直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また、津波 P R A では機器の設置高さで開口部高さから津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が没水により同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている電気盤がすべての機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

内部事象 P R A、地震 P R A、津波 P R A の各イベントツリーにより抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、定量化結果を第 1-2 表、第 1-5 図及び第 1-6 図に示す。

(2) P R A に代わる検討に基づく整理

今回 P R A を実施可能でないものと判断した地震及び津波以外の外部事象のうち、溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、小破断 L O C A、主給水流量喪失等の事象が想定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失及び変圧器、送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、いずれも今回内部事象レベル 1 P R A から得られた事故

シーケンスに含まれると推定している（別紙１）。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

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。

(b) 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することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に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。

上記記載に基づき、事故シーケンスグループは以下のとおり分類することができる。

1－2 (a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 2 次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ E C C S 注水機能喪失
- ・ E C C S 再循環機能喪失

1－2 (b)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A、蒸気発生

器伝熱管破損)

解釈では、1－2(a)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に原子炉格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、1－2(b)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なものであり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループについて

今回実施したレベル1 PRAにより抽出した第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて分類した結果は第 1-2 表のとおりであり、喪失した緩和機能及び炉心損傷に至った主要因の観点から事故シーケンスを分類した。喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため、各事故シーケンスのグループ化を行い、解釈で想定する 8 つの事故シーケンスグループとの関係について以下のとおり整理した。

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

過渡事象が発生し補助給水機能が喪失する事故シーケンスや、破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWRプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合、炉心損傷に至る。

また、地震で炉内構造物が損傷した場合、炉心で冷却材の流れが阻害されることにより、原子炉トリップ後の蒸気発生器による除熱時の自然循環が阻害され、除熱に失敗するシナリオを想定しており、事象としては「過渡事象＋補助給水失敗」と同じ分類が可能である。これらは「2次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としては

フィードアンドブリードが考えられる。

(b) 全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して、サポート系である非常用所内交流電源も喪失する事故シーケンスは、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては空冷式非常用発電装置による給電が考えられる。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスは、起因事象の発生と同時にECCS等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的にRCPシールLOCAや加圧器逃がし弁／安全弁LOCAが発生することで炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉補機冷却機能喪失」に該当し、対策としては2次冷却系強制冷却＋恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水等が考えられる。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

LOCA事象が発生し、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗する事故シーケンスは、格納容器内気相部からの除熱ができず、炉心より先に原子炉格納容器が破損する格納容器先行破損となり、引き続き炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に該当し、対策としては格納容器内自然対流冷却等が考えられる。

(e) 原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後、原子炉トリップに失敗する事故シーケンスは、原子炉出力が抑制できずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉停止機能喪失」に該当し、対策としては

A T W S 緩和設備により減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果による出力抑制を図ること等が考えられる。

(f) E C C S 注水機能喪失

L O C A 事象が発生し蓄圧注入、高圧注入又は低圧注入による E C C S 注水に失敗する事故シーケンスは、短期の 1 次冷却系保有水の回復に失敗し炉心損傷に至る。

また、地震により大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (E x c e s s L O C A) が発生した場合、E C C S 注水系の成否にかかわらず 1 次冷却系保有水が喪失し炉心損傷に至る。これらは「E C C S 注水機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としては 2 次冷却系強制冷却＋低圧注入等が考えられる。

(g) E C C S 再循環機能喪失

L O C A 事象が発生した後、短期の 1 次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環による E C C S 再循環に失敗する事故シーケンスは、炉心の長期冷却ができず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「E C C S 再循環機能喪失」に該当し、対策としては 2 次冷却系強制冷却＋代替再循環等が考えられる。

(h) 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A、蒸気発生器伝熱管破損)

インターフェイスシステム L O C A や蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンスは、原子炉格納容器貫通配管からの漏えいが防止できず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A、蒸気発生

器伝熱管破損)」に該当し、対策としてはクールダウンアンドリサーキュレーションが考えられる。

1.1.2.2 新たな事故シーケンスグループの追加について

第 1-1 表に整理した各事故シーケンスのうち、外部事象である地震及び津波特有の事象で、解釈に基づき必ず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として、以下に示す 5 つの事故シーケンスを抽出した（別紙 2）。

a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模な L O C A が発生し、E C C S 注水も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

b. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、原子炉建屋内のすべての機器及び配管が損傷して大規模な L O C A が発生する可能性があり、E C C S 注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

c. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器及び配管が損傷して大規模な L O C A が発生する可能性があり、E C C S 注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

d. 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッド開閉装置、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続及び供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、原子炉盤等が損傷することにより、各種制御が不能となり監視系

や補助給水系の機能喪失も想定されることから、炉心損傷に至る事象として抽出した。

e. 複数の信号系損傷

原子炉盤等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」及び「c. 原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認するとしている解釈の記載 1-2(b) に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「b. 原子炉建屋損傷」、「d. 原子炉補助建屋損傷」及び「e. 複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能には必ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。また、地震、津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を1つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。

(a) 頻度の観点

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度の確認を行った

結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）においても、炉心損傷頻度は 3.8×10^{-7} （／炉年）であった。これは全炉心損傷頻度（ 8.4×10^{-5} （／炉年））に対して 0.5%程度の寄与であり、炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループと比較して同等以下の炉心損傷頻度と推定できる。

(b) 影響の観点

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの余裕時間、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器及び配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器及び配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備してい

ることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては、第 1-2 表に示すとおり P R A で抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており、P R A の知見等を踏まえ、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

なお、甲楽城沖～浦底～池河内～柳ヶ瀬山断層の連動等の考慮による地震ハザード及び津波ハザードの変更による影響については、損傷モードや損傷設備の追加がないことから、現状の地震及び津波 P R A で評価していない事故シーケンスが追加になることはない。また、炉心損傷防止対策及び炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない建屋損傷等の地震及び津波特有の事故シーケンスの寄与が著しく増大することではなく、新たな事故シーケンスグループの追加がないことを確認している。

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈 1－2 (a) に分類される事故シーケンスに対しては、「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」とされているが、第 1-3 表に整理した事故シーケンスには、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。

以下に示すシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても、すべての条件

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なシーケンスに該当する。なお、国内外の先進的な対策と美浜 3 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

- ・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
- ・1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失
- ・大破断 L O C A ＋ 低圧注入失敗
- ・大破断 L O C A ＋ 蓄圧注入失敗
- ・中破断 L O C A ＋ 蓄圧注入失敗
- ・大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (E x c e s s L O C A)

P R A の定量化結果（第 1-2 表及び第 1-3 表）から、これら各事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 92.2% を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては、2.2.4 項に示すとおり原子炉格納容器内へのスプレイ注水や格納容器内自然対流冷却等による格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお、これらの事故シーケンスに対しても、フィードアンドブリードや原子炉への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制等影響を緩和できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

原子炉設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施して

いる。重要事故シーケンス選定に当たっては、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。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を第1-4表に示す。

【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。

a. 共通要因故障、系統間依存性の観点

共通要因故障については地震及び津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また、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」及び「原子炉補機冷却機能喪失」）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（第1-4表中「高」で記載）。

また、「2次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系機器のみ機能喪失となり、「ECCS再循環機能喪失」の低圧再循環失敗事象では余熱除去ポンプのブースティング機能喪失となるが、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第1-4表中「中」で記載）。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(c) 原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能の喪失時には、補機冷却水が必要な機器（ECCS系

ポンプ) を使用できないものとして考慮。

b. 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。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 1. 事故シーケンスグループ(g) ECCS 再循環機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、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. 事故シーケンスグループ(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

c. 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な弁容量や冷却の際に必要な注水量といった設備容量に係る要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(f) ECCS 注水機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（1 次冷却系への注水量）が大きくなる。

d. 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。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(c) 原子炉補機冷却機能喪失】

「原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」についてはCDFの寄与割合が最も支配的であり、原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せである。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおり選定している。

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 小破断LOCA＋補助給水失敗
- ・ 極小LOCA＋補助給水失敗
- ・ 主給水流量喪失＋補助給水失敗
- ・ 過渡事象＋補助給水失敗
- ・ 手動停止＋補助給水失敗
- ・ 外部電源喪失＋補助給水失敗
- ・ 2次冷却系の破断＋補助給水失敗
- ・ 2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗

- ・ D C 母線 1 系列喪失 + 補助給水失敗

② 選定理由

重要事故シーケンスとしては、1 次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、運転員操作（フィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短くかつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

1 次冷却材温度については、「過渡事象」、「手動停止」及び「D C 母線 1 系列喪失」では、事象発生後の一定期間主給水系が利用可能であり、「2 次冷却系の破断」では、2 次側からの破断流が放出されることで 1 次冷却系の除熱が促進される。

また、1 次冷却材圧力については、「小破断 L O C A」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では、自動で安全注入信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い 1 次冷却系の減圧が促進される。「極小 L O C A」についても、系外への漏えいに伴い 1 次冷却系の減圧が促進される。

これに対して、「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は、主給水が全喪失することで、1 次冷却系が早期に高温及び高圧状態となる事象であり、特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位異常低）時点での蒸気発生器水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から、「主給水流量喪失 + 補助給水失敗」を選定する。

③ 選定結果

- ・ 主給水流量喪失 + 補助給水失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ フィードアンドブリード

(b) 全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

- ・ 外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみである。ただし、共通要因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また、「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じるRCPシールLOCAの漏えいについては、不確実さが伴うことから、RCPシールLOCAの発生の有無を考慮する。

③ 選定結果

- ・ 外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA
- ・ 外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 2次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA

② 選定理由

共通要因故障、系統間依存性の観点から、原子炉補機冷却機能喪失により補機冷却水が必要な機器は使用できない。「RCPシールLOCA」と「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」では「RCPシールLOCA」の方が、気相部放出である「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」よりも1次冷

却材の流出量が多いため、保有水確保操作（２次冷却系強制冷却、炉心注水準備）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しいことから、代表的な事故シーケンスは「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」となる。ただし、「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」時に従属して発生することから、事象進展は同じであるため、重要事故シーケンスとしては、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」を選定する。

③ 選定結果

- ・ 外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ ２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

「格納容器スプレイ注入失敗」と「格納容器スプレイ再循環失敗」では、「格納容器スプレイ注入失敗」時の方が事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず除熱量が小さくなり、原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため、運転員操作（格納容器内自然対流冷却）の余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。要求される設備容量の観点では、破断口径が大きい事象が厳しく、加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A は小破断 L O C A 相当の漏えい量を想定していることから、「中破断 L O C A」が最も厳しい事象である。以上から、「中破断 L O C A＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

③ 選定結果

- ・ 中破断 L O C A＋格納容器スプレイ注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 格納容器内自然対流冷却

(e) 原子炉停止機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗

② 選定理由

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは「原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗」のみである。

原子炉トリップが必要な起因事象としては、イベントツリーに「A T W S」として定性的に示したもののうち、発生頻度が有意であり、1 次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、蒸気発生器 2 次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える（別紙 4）。

「主給水流量喪失」は蒸気発生器 2 次側保有水量の減少により 2 次冷却系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため、A T W S 緩和設備による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し、減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果により出力抑制を図るとともに、蒸気発生器 2 次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。「主給水流量喪失」以外の事象においては、事象発生に伴いタービントリップが作動するため、A T W S 緩和設備のうち、補助給水ポンプの起動のみに期待するか、A T W S 緩和設備に期待しない事象である。したがって、A T W S 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」を選定する。また、「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから、有効性評価における不確実さも考慮し、代表性の観点から「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」も選定する。

③ 選定結果

- ・ 主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗
- ・ 負荷の喪失+原子炉トリップ失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ A T W S 緩和設備

(f) E C C S 注水機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 中破断 L O C A + 高圧注入失敗
- ・ 小破断 L O C A + 高圧注入失敗
- ・ 極小 L O C A + 充てん／高圧注入失敗
- ・ D C 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 高圧注入失

敗

② 選定理由

L O C A 事象に関しては、破断口径が大きい「中破断 L O C A」が 1 次冷却材の流出流量が多いため、運転員操作（2 次冷却系強制冷却）の余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び蓄圧注入）の観点で厳しい。したがって、「中破断 L O C A + 高圧注入失敗」を選定する。なお、破断口径によって 2 次冷却系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし炉心露出の状況が異なること、破断口径に不確実さが伴うことから、炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため、2 インチ破断、4 インチ破断及び 6 インチ破断の評価を実施する。

③ 選定結果

- ・ 中破断 L O C A + 高圧注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 2 次冷却系強制冷却 + 低圧注入

(g) E C C S 再循環機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 大破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・ 中破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・ 中破断 L O C A + 高圧再循環失敗
- ・ 小破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・ 小破断 L O C A + 高圧再循環失敗
- ・ D C 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・ D C 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 L O C A + 高圧再循環失敗

② 選定理由

高压再循環のために低圧再循環によるブースティングが必要な美浜 3 号炉においては、「中破断 L O C A」、「小破断 L O C A」及び「D C 母線 1 系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A」に対して、低圧再循環に失敗する事故シーケンスと高压再循環に失敗する事故シーケンスの両方を考慮する。

このうち「大破断 L O C A」を含む低圧再循環失敗のシーケンスに関しては、破断口径が大きい「大破断 L O C A」が 1 次冷却材の流出量が多く、再循環切替までの時間が短いことから、再循環が失敗する時点での崩壊熱が大きいため、運転員操作（内部スプレポンプを活用した代替再循環）の余裕時間及び要求される設備容量（再循環流量）の観点で厳しくなる。

また、「中破断 L O C A」、「小破断 L O C A」及び「D C 母線 1 系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A」を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策として、2 次冷却系強制冷却により 1 次冷却材を減圧させた後、低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある（本対策の有効性確認については、「中破断 L O C A＋高压注入失敗」等の対策である「2 次冷却系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる）。さらにその手段に失敗した場合においても、内部スプレポンプを活用した代替再循環に期待できる。

以上から、より厳しい「大破断 L O C A＋低圧再循環失敗」の対策を評価することで、その他の事故シーケンスについては包絡することができる。

③ 選定結果

- ・ 大破断 L O C A＋低圧再循環失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 代替再循環

(h) 格納容器バイパス

① 事故シーケンス

- ・ インターフェイスシステム L O C A
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

② 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

- ・ インターフェイスシステム L O C A
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ クールダウンアンドリサーキュレーション

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認している（別紙5 1. 内部事象レベル1 P R A）。

また、地震、津波の主要な事故シーケンスのうち、地震、津波特有の事象以外については、内部事象と同等な炉心損傷防止対策が有効なことから、事故シーケンスは同等と評価することは妥当と考えている（別紙6）。

第 1-1 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス

起因事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波
大破断 LOCA	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	○	○	—
	大破断 LOCA + 低圧注入失敗	○	○	—
中破断 LOCA	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	○	○	—
小破断 LOCA	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 高圧注入失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 補助給水失敗	○	○	—
極小 LOCA	極小 LOCA + 充てん／高圧注入失敗	○	—	—
	極小 LOCA + 補助給水失敗	○	—	—
インターフェイスシステム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	○	—	—
主給水流量喪失	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	○	○	○
ATWS	原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	○	○	—
2 次冷却系の破断	2 次冷却系の破断 + 補助給水失敗	○	○	—
	2 次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	○	○	—
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	○	—	—
	蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	○	—	—
過渡事象	過渡事象 + 補助給水失敗	○	—	○
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
手動停止	手動停止 + 補助給水失敗	○	—	—
DC 母線 1 系列喪失	DC 母線 1 系列喪失 + 補助給水失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 高圧再循環失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 低圧再循環失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 高圧注入失敗	○	—	—
	DC 母線 1 系列喪失 + 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA + 高圧注入失敗	○	—	—
地震又は津波により直接的に炉心損傷に至る事象	大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA)	—	○	—
	蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
	原子炉格納容器損傷	—	○	—
	原子炉補助建屋損傷	—	○	—
	1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失	—	○	—
	複数の信号系損傷	—	○	○

第 1-2 表 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	シーケンス別CDF(/炉年)				寄与割合	炉心損傷に至る 主要因	グループ別 CDF(/炉年)	全CDFへの 寄与割合	事故シーケンス グループ	解釈				
	内部事象	地震	津波	合計										
小破断LOCA+補助給水失敗	6.1E-09	4.7E-07	—	4.8E-07	0.6%	蒸気発生器からの 除熱に失敗	1.5E-05	18.0%	2次冷却系からの 除熱機能喪失	1-2(a)				
極小LOCA+補助給水失敗	6.0E-08	—	—	6.0E-08	<0.1%									
主給水流量喪失+補助給水失敗	3.1E-07	1.3E-07	—	4.4E-07	0.5%									
過渡事象+補助給水失敗	2.8E-06	—	—	2.8E-06	3.3%									
手動停止+補助給水失敗	6.6E-06	—	—	6.6E-06	7.8%									
外部電源喪失+補助給水失敗	1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06	1.9%									
2次冷却系の破断+補助給水失敗	2.1E-06	6.1E-07	—	2.7E-06	3.2%									
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.8E-11	5.1E-08	—	5.1E-08	<0.1%									
蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	6.1E-08	—	—	6.1E-08	<0.1%									
DC母線1系列喪失+補助給水失敗	8.4E-09	—	—	8.4E-09	<0.1%									
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	—	3.4E-07	—	3.4E-07	0.4%	サポート機能 (電源機能)の喪失	1.3E-05	15.1%	全交流動力電源喪失					
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05	15.1%									
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	4.2E-05	8.5E-07	—	4.3E-05	50.9%	サポート機能 (補機冷却機能)の喪失	4.5E-05	53.2%	原子炉補機冷却機能喪失					
原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	4.4E-09	—	9.0E-07	1.1%									
原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	9.5E-07	7.2E-08	—	1.0E-06	1.2%	格納容器内 気相部冷却に失敗	6.5E-07	0.8%	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	1-2(b)				
中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.8E-09	1.2E-10	—	2.9E-09	<0.1%									
中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-07	ε	—	1.4E-07	0.2%									
小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	9.1E-09	4.7E-08	—	5.6E-08	<0.1%									
小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	4.5E-07	5.2E-09	—	4.6E-07	0.5%									
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-11	—	—	1.3E-11	<0.1%									
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-11	—	—	1.4E-11	<0.1%									
原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	2.0E-08	9.7E-10	—	2.1E-08	<0.1%	反応度抑制に失敗	2.1E-08	<0.1%	原子炉停止機能喪失	1-2(a)				
大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	—	2.1E-06	—	2.1E-06	2.5%	1次系保有水の喪失	7.1E-06	8.4%	ECCS注水機能喪失					
大破断LOCA+低圧注入失敗	1.2E-09	2.4E-06	—	2.4E-06	2.9%									
大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.2E-09	1.1E-09	—	1.0E-08	<0.1%									
中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	ε	—	2.5E-11	<0.1%									
中破断LOCA+高圧注入失敗	1.7E-07	2.0E-08	—	1.9E-07	0.2%									
小破断LOCA+高圧注入失敗	5.4E-07	1.6E-06	—	2.1E-06	2.5%									
極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	2.1E-07	—	—	2.1E-07	0.2%									
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	4.5E-11	—	—	4.5E-11	<0.1%									
大破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-08	4.3E-07	—	5.1E-07	0.6%						炉心の長期冷却に失敗	2.2E-06	2.6%	ECCS再循環機能喪失
中破断LOCA+低圧再循環失敗	2.4E-07	1.1E-09	—	2.4E-07	0.3%									
中破断LOCA+高圧再循環失敗	7.0E-08	1.4E-11	—	7.0E-08	0.1%									
小破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-07	4.1E-07	—	1.2E-06	1.4%									
小破断LOCA+高圧再循環失敗	2.3E-07	5.2E-09	—	2.4E-07	0.3%									
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	6.2E-11	—	—	6.2E-11	<0.1%									
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	9.9E-12	—	—	9.9E-12	<0.1%									
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1%	格納容器貫通配管からの 漏えい防止に失敗	8.2E-07	1.0%	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA、 蒸気発生器伝熱管破損)	1-2(b)				
蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	8.2E-07	—	—	8.2E-07	1.0%									
原子炉建屋損傷	—	ε	—	ε0	<0.1%	外部事象による 大規模な損傷	ε0	<0.1%	※1					
原子炉格納容器損傷	—	2.5E-07	—	2.5E-07	0.3%		2.5E-07	0.3%						
原子炉補助建屋損傷	—	ε	—	ε0	<0.1%		ε0	<0.1%						
複数の信号系損傷	—	8.3E-08	3.1E-10	8.3E-08	<0.1%		8.3E-08	<0.1%						
蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)	—	3.8E-07	—	3.8E-07	0.5%		3.8E-07	0.5%						
合 計	6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05	100%		—	8.4E-05			100%	—		

ハッチング：地震、津波特有の事象で、解釈に基づき必ず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。

傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。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グループとしての追加は不要と判断。

ε：1E-11未満

第 1-3 表 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）

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)				全CDFへの 寄与割合 (シーケンス別)	グループ別 CDF (/炉年)	全CDFへの 寄与割合 (グループ別)	備考
				内部事象	地震	津波	合計				
(a)	2次冷却系からの 除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	フィードアンドブリード	6.1E-09	4.7E-07	—	4.8E-07	0.6%	1.5E-05	18.0%	
		極小LOCA+補助給水失敗		6.0E-08	—	—	6.0E-08	<0.1%			
		主給水流量喪失+補助給水失敗		3.1E-07	1.3E-07	—	4.4E-07	0.5%			
		過渡事象+補助給水失敗		2.8E-06	—	—	2.8E-06	3.3%			
		手動停止+補助給水失敗		6.6E-06	—	—	6.6E-06	7.8%			
		外部電源喪失+補助給水失敗		1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06	1.9%			
		2次冷却系の破断+補助給水失敗		2.1E-06	6.1E-07	—	2.7E-06	3.2%			
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗		4.8E-11	5.1E-08	—	5.1E-08	<0.1%			
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗		6.1E-08	—	—	6.1E-08	<0.1%			
		DC母線1系列喪失+補助給水失敗		8.4E-09	—	—	8.4E-09	<0.1%			
	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	①※1	—	3.4E-07	—	3.4E-07	0.4%				
(b)	全交流動力電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	2次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧注水ポンプ +空冷式非常用発電装置	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05	15.1%	1.3E-05	15.1%	
(c)	原子炉補機冷却 機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	2次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧注水ポンプ +空冷式非常用発電装置	4.2E-05	8.5E-07	—	4.3E-05	50.9%	4.5E-05	53.2%	
		原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	4.4E-09	—	9.0E-07	1.1%				
		原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	②※1	9.5E-07	7.2E-08	—	1.0E-06	1.2%			
(d)	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内 自然対流冷却	2.8E-09	1.2E-10	—	2.9E-09	<0.1%	6.5E-07	0.8%	全炉心損傷頻度 の約92.2%を炉心 損傷防止対策で カバー
		中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		1.4E-07	ε	—	1.4E-07	0.2%			
		小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		9.1E-09	4.7E-08	—	5.6E-08	<0.1%			
		小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		4.5E-07	5.2E-09	—	4.6E-07	0.5%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		1.3E-11	—	—	1.3E-11	<0.1%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		1.4E-11	—	—	1.4E-11	<0.1%			
(e)	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起回事象+原子炉トリップ失敗	ATWS緩和設備	2.0E-08	9.7E-10	—	2.1E-08	<0.1%	2.1E-08	<0.1%	
(f)	ECCS注水 機能喪失	大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	※1	—	2.1E-06	—	2.1E-06	2.5%	7.1E-06	8.4%	
		大破断LOCA+低圧注入失敗	③※1	1.2E-09	2.4E-06	—	2.4E-06	2.9%			
		大破断LOCA+蓄圧注入失敗		9.2E-09	1.1E-09	—	1.0E-08	<0.1%			
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗		2.5E-11	ε	—	2.5E-11	<0.1%			
		中破断LOCA+高圧注入失敗	2次冷却系強制冷却 +低圧注入	1.7E-07	2.0E-08	—	1.9E-07	0.2%			
		小破断LOCA+高圧注入失敗		5.4E-07	1.6E-06	—	2.1E-06	2.5%			
		極小LOCA+充てん/高圧注入失敗		2.1E-07	—	—	2.1E-07	0.2%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+高圧注入失敗		4.5E-11	—	—	4.5E-11	<0.1%			
		(g)	ECCS再循環 機能喪失	大破断LOCA+低圧再循環失敗	代替再循環	7.6E-08	4.3E-07	—			
中破断LOCA+低圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却 +代替再循環			2.4E-07	1.1E-09	—	2.4E-07	0.3%			
小破断LOCA+低圧再循環失敗				7.6E-07	4.1E-07	—	1.2E-06	1.4%			
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+低圧再循環失敗				6.2E-11	—	—	6.2E-11	<0.1%			
中破断LOCA+高圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却 +低圧再循環又は代替再循環			7.0E-08	1.4E-11	—	7.0E-08	<0.1%			
小破断LOCA+高圧再循環失敗				2.3E-07	5.2E-09	—	2.4E-07	0.3%			
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+高圧再循環失敗				9.9E-12	—	—	9.9E-12	<0.1%			
(h)	格納容器バイパス (インターフェイスシ ステムLOCA、蒸気発 生器伝熱管破損)	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンド リサーキュレーション	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1%	8.2E-07	1.0%	
		蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗		8.2E-07	—	—	8.2E-07	1.0%			
合 計				6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05	100% ※2	8.4E-05	100% ※2	—

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

①フィードアンドブリード等により影響を緩和できる場合がある。

②主給水系による代替給水により炉心損傷を回避できる場合がある。

③原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

※1：格納容器破損防止対策として、代替格納容器スプレイ（恒設代替低圧注水ポンプ）+格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。

※2：100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

第1-4表 重要事故シーケンスの選定について（1/2）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	炉心損傷 防止対策	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）				重要事故 シーケンス
				a	b	c	d	
(a)	2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	フィードアンド ブリード	低	低	低	低	主給水流量喪失 +補助給水失敗
		極小LOCA+補助給水失敗		低	低	低	低	
		○ 主給水流量喪失+補助給水失敗		低	高	高	低	
		過渡事象+補助給水失敗		低	中	中	中	
		手動停止+補助給水失敗		低	中	中	高	
		外部電源喪失+補助給水失敗		中	中	中	低	
		2次冷却系の破断+補助給水失敗		低	低	低	低	
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗		低	低	低	低	
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗		低	低	低	低	
		DC母線1系列喪失+補助給水失敗		中	中	中	低	
(b)	全交流動力電源喪失	○ 外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	2次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプ +空冷式非常用 発電装置	高	高	高	高	外部電源喪失 +非常用所内交流電源喪失 +原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	○ 原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	2次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプ +空冷式非常用 発電装置	高	高	高	高	
		原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁LOCA		高	中	中	低	
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	○ 中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内 自然対流冷却	低	高	高	低	中破断LOCA +格納容器スプレイ注入失敗
		中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	高	中	
		小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		低	高	低	低	
		小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	低	高	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		中	高	低	低	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		中	低	低	低	

○：選定した重要事故シーケンス

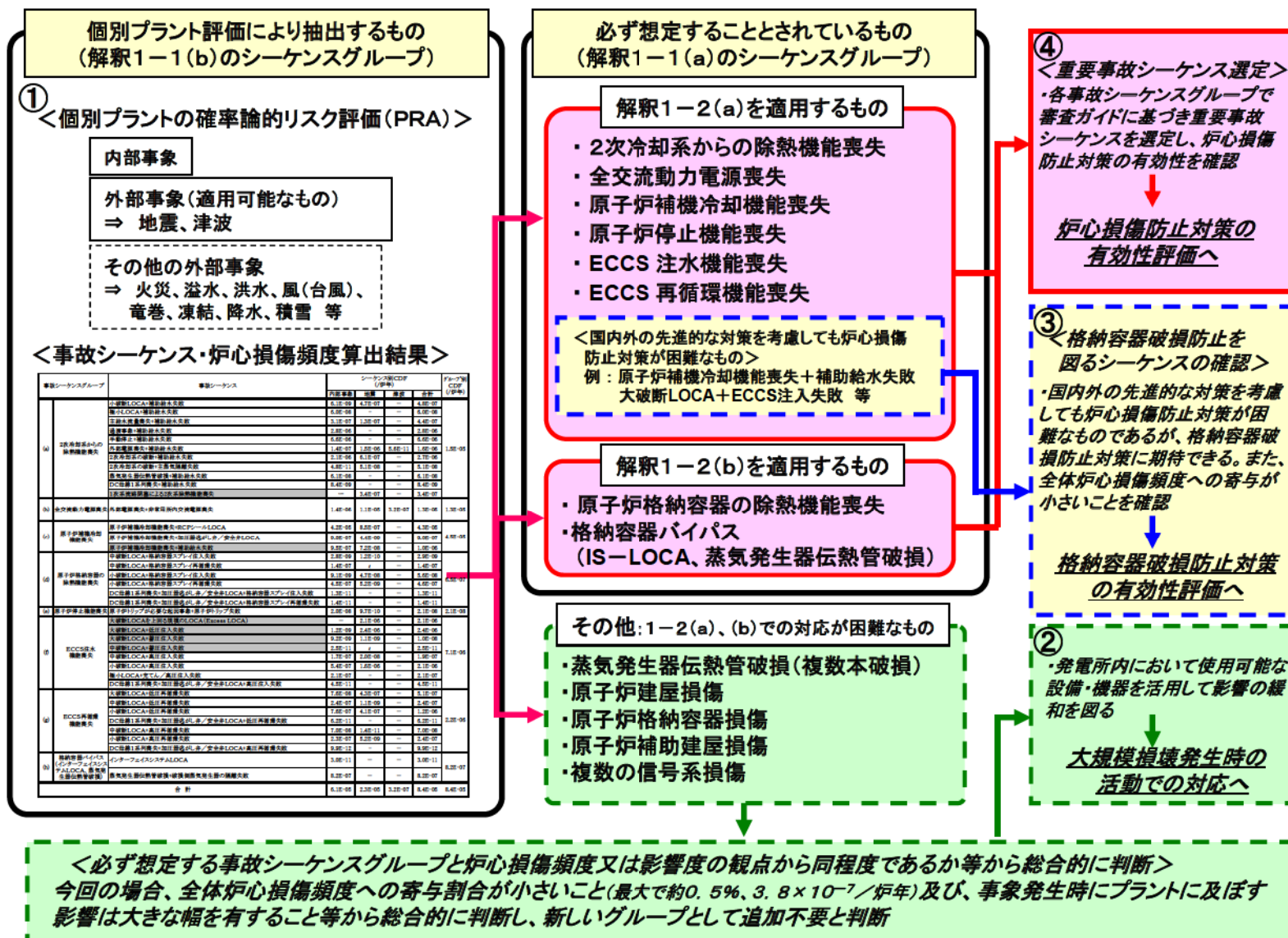
審査ガイドの着眼点a,b,c,dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

第1-4表 重要事故シーケンスの選定について (2/2)

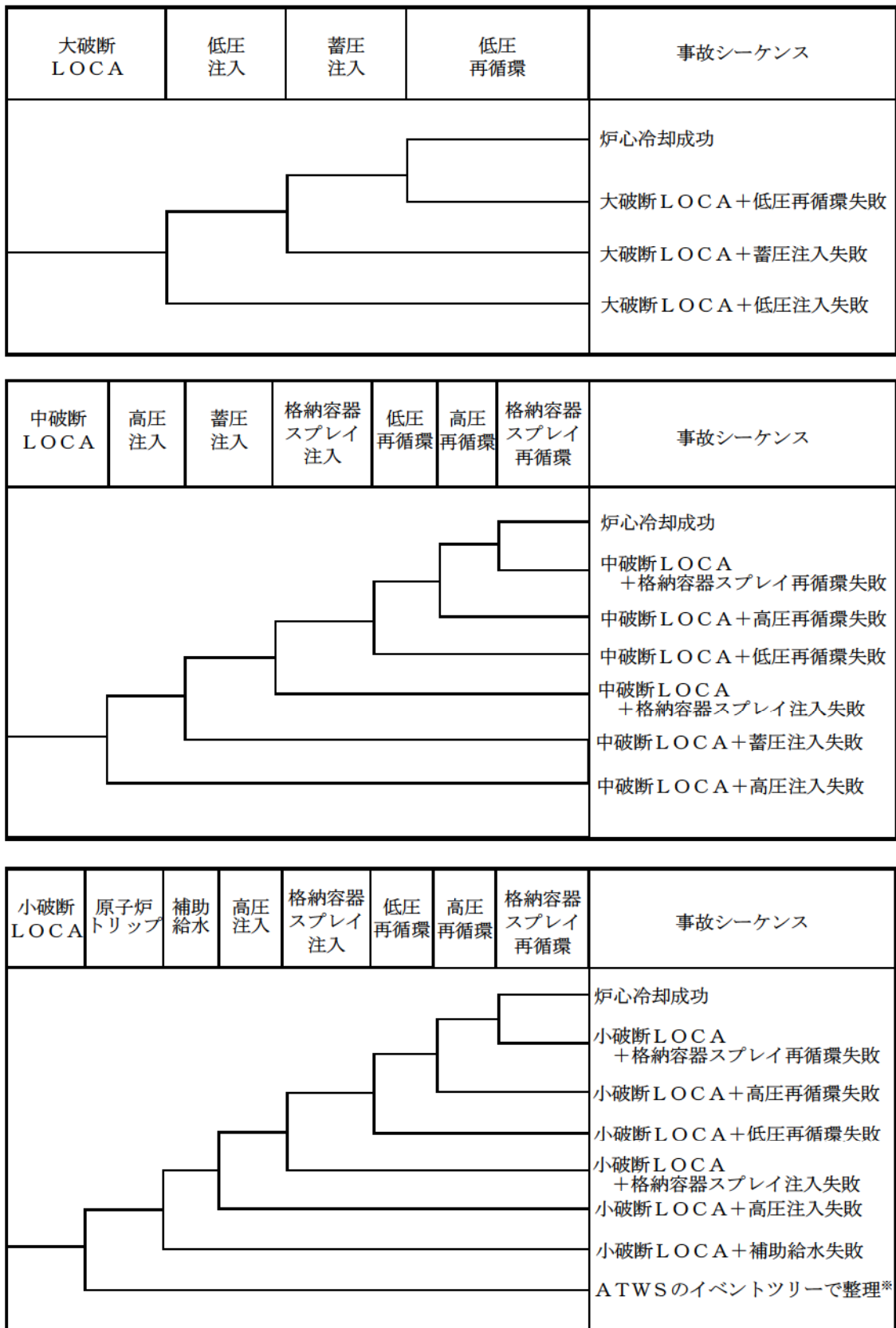
事故シーケンスグループ		事故シーケンス		炉心損傷 防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）				重要事故 シーケンス	
					a	b	c	d		備考（a：系統間機能依存性、b：余裕時間、c：設備容量、d：代表シーケンス）
(e)	原子炉停止機能喪失	○	原子炉トリップが必要な起回事象 + 原子炉トリップ失敗	ATWS緩和設備	高	高	高	高	ATWS緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失」を選定。	主給水流量喪失 + 原子炉トリップ失敗 及び 負荷の喪失 + 原子炉トリップ失敗
(f)	ECCS注水機能喪失	○	中破断LOCA+高圧注入失敗	2次冷却系強制冷却 + 低圧注入	低	高	高	中	ECCS注水機能喪失の起回事象の選定に当たり、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「中破断LOCA+高圧注入失敗」を選定。 a. 「DC母線1系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。 b. 破断口径の大きいほうが1次冷却材の系外への流出が多いため、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。 c. 破断口径の大きいほうが1次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（1次冷却系への注水量）が大きくなる。 d. CDFの寄与割合として最も支配的となる「小破断LOCA+高圧注入失敗」についてはLOCA+ECCS注水機能喪失という組合せで代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。	中破断LOCA+高圧注入失敗
			小破断LOCA+高圧注入失敗		低	中	中	高		
			極小LOCA+充てん/高圧注入失敗		低	低	低	中		
			DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+高圧注入失敗		中	中	中	低		
(g)	ECCS再循環機能喪失	○	大破断LOCA+低圧再循環失敗	代替再循環	低	高	高	中	ECCS再循環機能喪失の起回事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「大破断LOCA+低圧再循環失敗」を選定。 a. 「DC母線1系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。また、低圧再循環失敗により余熱除去ポンプのプースティング機能が喪失するため「中」とした。 b. 1次冷却材の系外への流出が多いため再循環切替までの時間が短く、再循環切替時点での崩壊熱が高くなることを踏まえ「大破断LOCA」を選定。 c. 破断口径の大きい「大破断LOCA」を選定。 d. CDFの寄与割合としては最も支配的となる「小破断LOCA+低圧再循環失敗」についてはLOCA+ECCS再循環失敗という組合せで代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。また、「中破断LOCA」、「小破断LOCA」又は「DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA」を起因とする事故シーケンスの炉心損傷防止対策である「2次冷却系強制冷却+低圧再循環」は、「中破断LOCA+高圧注入失敗」等の対策である「2次冷却系強制冷却+低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる。さらにその手段に失敗した場合においても、内部スプレポンプを活用した代替再循環に期待できる。	大破断LOCA + 低圧再循環失敗
			中破断LOCA+低圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却 + 代替再循環	中	中	中	中		
			小破断LOCA+低圧再循環失敗		中	低	低	高		
			DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+低圧再循環失敗		中	低	低	低		
			中破断LOCA+高圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却 + 低圧再循環 又は代替再循環	低	中	中	低		
			小破断LOCA+高圧再循環失敗		低	低	低	中		
			DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA+高圧再循環失敗		中	低	低	低		
(h)	格納容器バイパス （インターフェイスシステムLOCA、 蒸気発生器伝熱管破損）	○	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンド リサーキュレーション	—	—	—	高	格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、両方のシーケンスを選定。	インターフェイスシステム LOCA
		○	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗		—	—	—	高		蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗

○：選定した重要事故シーケンス

審査ガイドの着眼点a,b,c,dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。



第1-1図 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

第 1-2 図 PRAにおけるイベントツリー(1/4)

極小 LOCA	原子炉 トリップ	補助給水	充てん/ 高圧注入	事故シーケンス
				炉心冷却成功
				極小LOCA + 充てん/高圧注入失敗
				極小LOCA+補助給水失敗
				ATWSのイベントツリーで整理※

インターフェイス システムLOCA	原子炉 トリップ	事故シーケンス
		インターフェイスシステムLOCA
		ATWSのイベントツリーで整理※

主給水 流量喪失	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			主給水流量喪失+補助給水失敗
			ATWSのイベントツリーで整理※

外部電源 喪失	原子炉 トリップ	非常用所内 交流電源	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功
				外部電源喪失+補助給水失敗
				外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失
				ATWSのイベントツリーで整理※

ATWS	事故シーケンス
	起因事象※+原子炉トリップ失敗

※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

第 1-2 図 PRAにおけるイベントツリー(2/4)

2次冷却系の破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功
				2次冷却系の破断＋補助給水失敗
				2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗
				ATWSのイベントツリーで整理※

蒸気発生器伝熱管破損	原子炉トリップ	補助給水	破損側蒸気発生器の隔離	事故シーケンス
				炉心冷却成功
				蒸気発生器伝熱管破損 ＋破損側蒸気発生器の隔離失敗
				蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗
				ATWSのイベントツリーで整理※

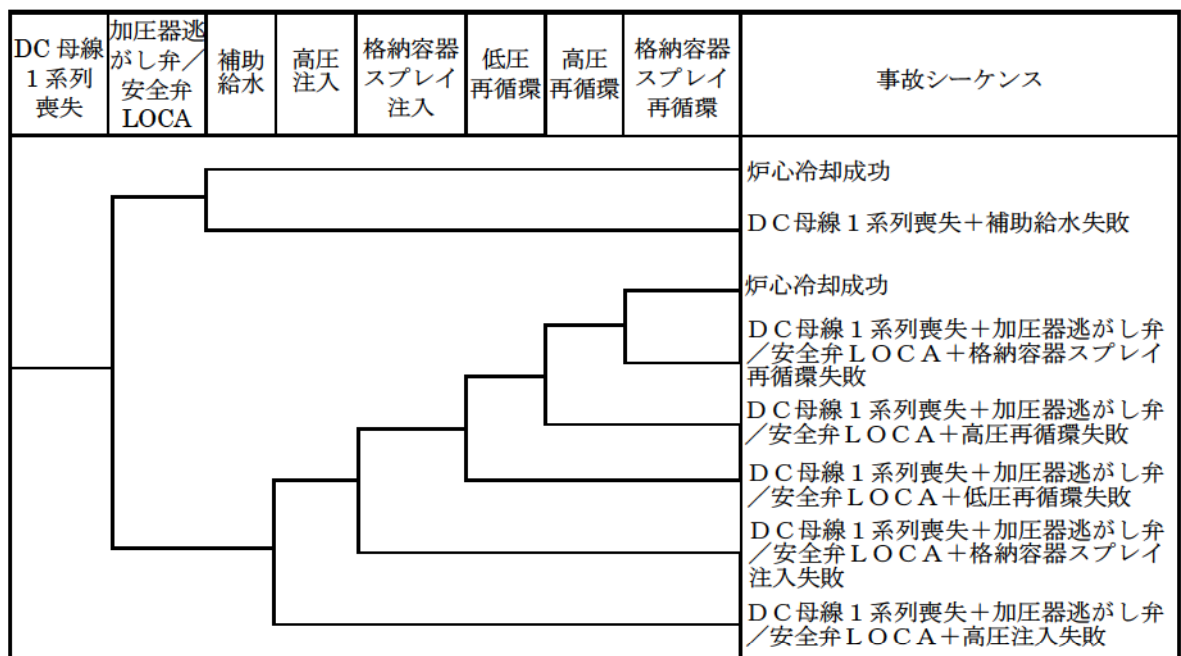
過渡事象	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			過渡事象＋補助給水失敗
			ATWSのイベントツリーで整理※

原子炉補機冷却機能喪失	原子炉トリップ	補助給水	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	RCPシールLOCA	事故シーケンス
					炉心冷却成功
					原子炉補機冷却機能喪失 ＋RCPシールLOCA
					原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA
					原子炉補機冷却機能喪失 ＋補助給水失敗
					ATWSのイベントツリーで整理※

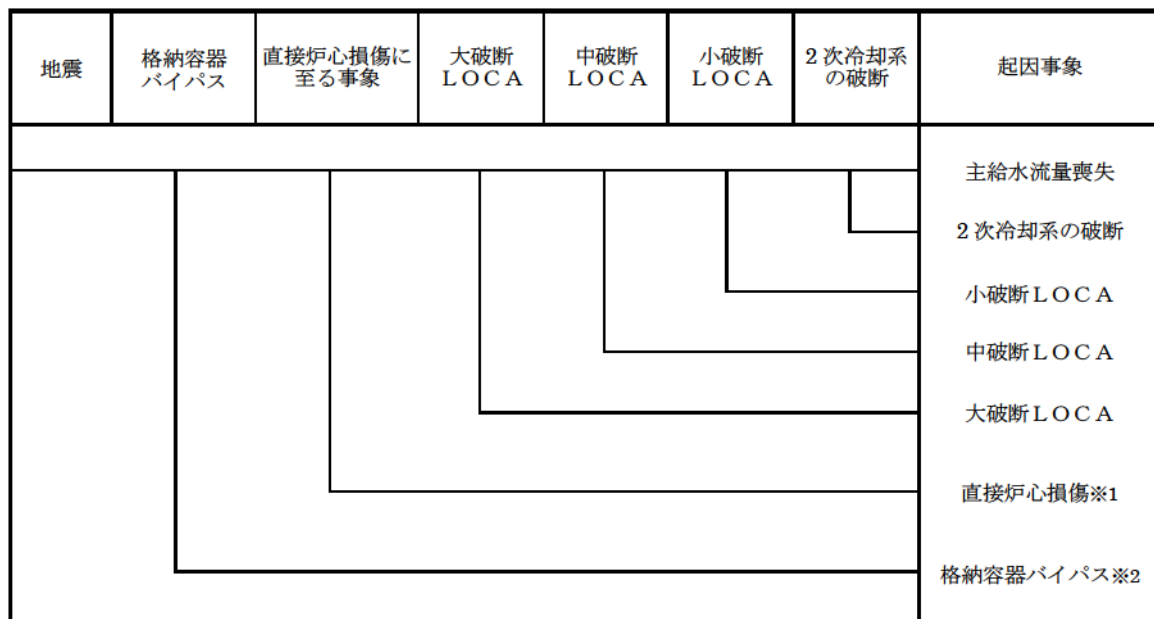
手動停止	補助給水	事故シーケンス
		炉心冷却成功
		手動停止＋補助給水失敗

※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

第 1-2 図 PRAにおけるイベントツリー(3/4)

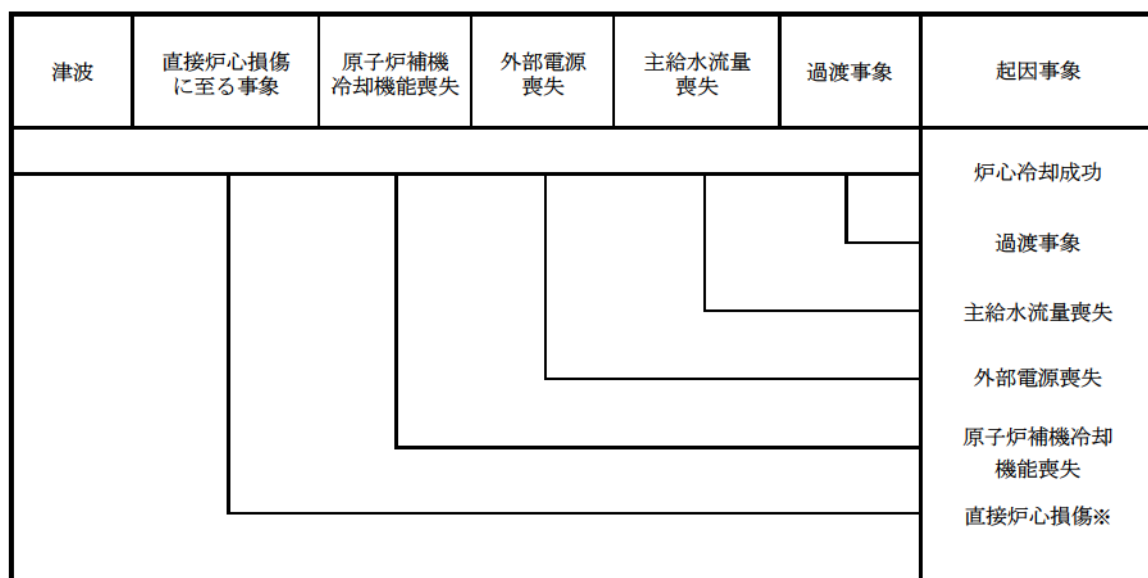


第 1-2 図 PRAにおけるイベントツリー(4/4)



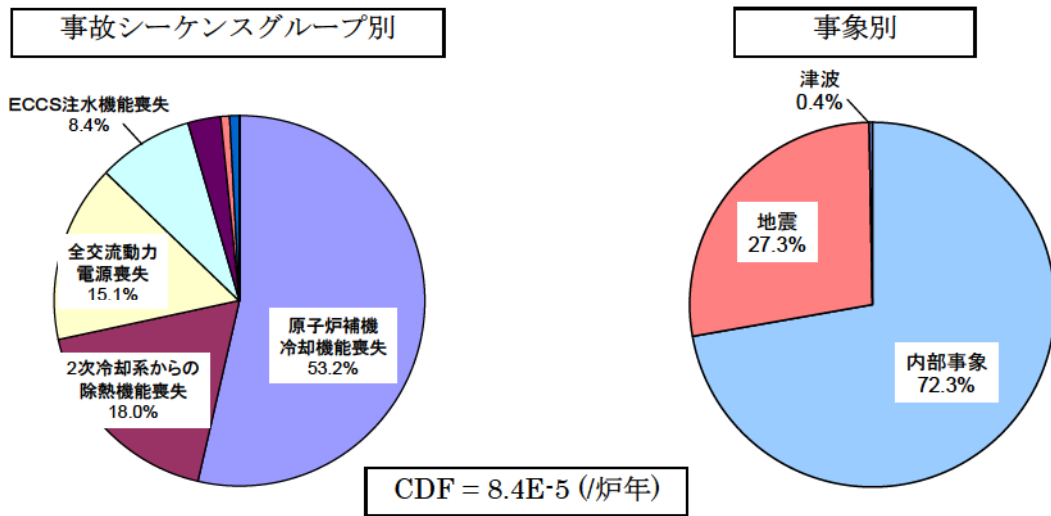
※1 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系損傷、1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
 ※2 蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)

第 1-3 図 地震PRA階層イベントツリー

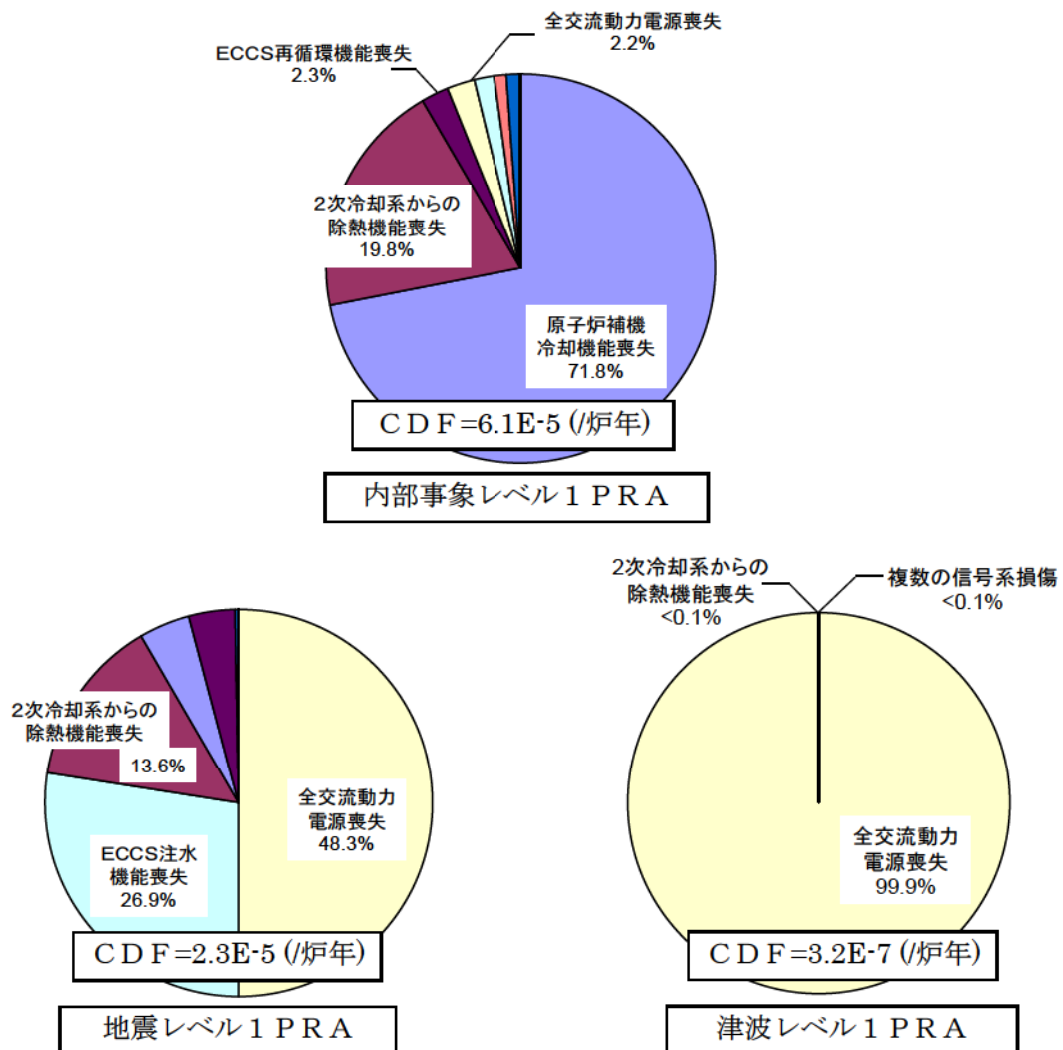


※ 複数の信号系損傷

第 1-4 図 津波PRA階層イベントツリー



第 1-5 図 プラント全体の定量化結果



第 1-6 図 レベル 1 PRA の定量化結果
(事故シーケンスグループごとの寄与割合)

2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは第 2-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象レベル 1. 5 P R A 及び P R A を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（P D S）を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

2－1

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

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

これを踏まえ、美浜3号炉を対象としたP R Aの知見等を活用して、格納容器破損モードの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故等対処設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、これまでに整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できるプラント状態を評価対象としたP R Aモデルで内部事象レベル1.5 P R Aを実施している。

また、外部事象については、地震レベル1.5 P R Aは原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないと判断した。

P R Aが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から発

生する事故シーケンスの分析を実施することとした。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象レベル 1. 5 P R Aにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、後掲する①～③に示す格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には、第 2-2 図のとおり炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等から第 2-3 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理している。これらの各破損モードにおけるレベル 1. 5 P R Aの定量化結果を第 2-1 表及び第 2-4 図に示す。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては、地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の原子炉格納容器破損への影響が想定されるが、これは地震レベル 1 P R Aの知見からも損傷モードとして抽出されており、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。津波やその他の自然現象においても原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く、新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される（別紙 1）。

<抽出された格納容器破損モード>

①格納容器バイパス

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損（g モード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

- ・ インターフェイスシステム L O C A (ν モード)

インターフェイスシステム L O C A を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

②格納容器隔離失敗

- ・ 格納容器隔離失敗 (β モード)

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが、この隔離操作に失敗する事象として抽出。

③格納容器物理的破損

- ・ 原子炉容器内での水蒸気爆発 (α モード)

原子炉容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発により原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

- ・ 格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク (η モード)

原子炉格納容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

- ・ 溶融物直接接触 (μ モード)

1 次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

- ・ 格納容器雰囲気直接加熱 (σ モード)

1 次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原

原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱及び加温により原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

- ・ 水素燃焼又は水素爆轟 (γ モード、 γ' モード、 γ'' モード)

燃料被覆管と水蒸気の反応 (ジルコニウム-水反応)、熔融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており、発生時期により原子炉容器破損以前 (γ モード)、直後 (γ' モード) 及び長時間経過後 (γ'' モード) に分類する。

- ・ ベースマット熔融貫通 (ε モード)

熔融炉心が原子炉下部キャビティへ落下した後、冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として抽出。

- ・ 格納容器貫通部過温破損 (τ モード)

原子炉格納容器雰囲気温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的に脆弱な部分が過温破損する事象として抽出。

- ・ 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損 (δ モード)

熔融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び熔融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス (CO_2 等) の蓄積によって、原子炉格納容器が過圧破損する事象として抽出。

- ・ 水蒸気蓄積による格納容器先行破損 (θ モード)

熔融炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し、原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として抽出。

2.1.2 レベル1．5 P R Aの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて、解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2－1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 熔融炉心・コンクリート相互作用

その結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため、新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペDESTALに開口部があるBWRマークI型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。PWRでは原子炉格納容器が大きく、熔融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない（別紙7）。

(1) 蒸気発生器伝熱管破損（gモード）

本破損モードはレベル1．5 P R A上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）

にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度（C F F）（ 9.4×10^{-7} （／炉年））は、全C F Fの約 2.0%の寄与割合であり、比較的小さい。

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

本事象は炉心損傷後に 1 次冷却系が高圧かつ 2 次冷却系への給水がない限定的な条件で発生する可能性が生じるものであり、レベル 1 P R A の結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の 3 つの事故シーケンスグループとなる。

【T I－S G T R 発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

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

これらに対しては、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」及び「1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失」は、その発生頻度が 1.4×10^{-6} （／炉年）と小さいが、主給水による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合があること、さらに 1 次冷却系が高圧状態では、破損モード「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対策として 1 次冷却系強制減圧を行うことから、これが成功すると T I－S G T R の発生確率はさらに低減される。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすも

のではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した（別紙８）。

(2) インターフェイスシステム L O C A （ ν モード）

本破損モードはレベル 1. 5 P R A 上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

また、頻度の観点からは、当該破損モードの C F F (3.0×10^{-11} (／炉年)) は、全 C F F の 0.1% 以下の寄与割合であり、極めて小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗（ β モード）

本破損モードは事故時に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものである。格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗していることを示している。格納容器隔離失敗としては、原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損や漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁及びフランジの復旧忘れが考えられる（別紙 9）。

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施して

いる。さらに、原子炉運転時には原子炉格納容器圧力を 12 時間に 1 回確認する運用となっているほか、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能である。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ、事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、すべての炉心損傷防止対策の有効性を確認していることから、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

今回のレベル 1. 5 PRA では、国内 PWR プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220 に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績（別紙 9）に基づき当該破損モードの C F F（ 3.0×10^{-7} （／炉年）、全 C F F に対する寄与割合約 0.6%）を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードの C F F はさらに小さくなると推察される。

以上のことから、格納容器隔離失敗シーケンスについては、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(4) 原子炉容器内での水蒸気爆発（ α モード）

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。当該破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116、NUREG-1524）、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないもの

と認識されている（別紙10）。また、当該破損モードのCFF（ 1.1×10^{-9} （／炉年））についても全CFFに対する寄与割合は0.01%以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(5) 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードのCFF（ 5.9×10^{-7} （／炉年））は全CFFの約1.2%の寄与割合であり小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものでないことから、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より、PRAの知見等を踏まえ、解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが新たに追加されないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施