

4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

4.1 想定事故 1

4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 1 として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、想定事故 1 では、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）により使用済燃料プールへ注水することによって、燃料損傷の防止を図る。また、代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故 1 における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、代替燃料プール注水系^{※1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に、手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故 1 において、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名、現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系

(可搬型スプレイノズル) による対応が可能である。

a. 使用済燃料プールの冷却機能喪失確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 等である。

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 等である。

(添付資料 4.1.1)

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位は回復す

る。その後、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故 1 における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.86m 下の位置である。

4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 1 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設

定」に示すとおり、「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが、使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。

未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 1 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.2, 4.1.3)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 1 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応

が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.1.2)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 16m³/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $50\text{m}^3/\text{h}^*$ にて注水する。

※ 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は、全て $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.1-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約 $6.9^{\circ}\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 5.1 時間後に 100°C に到達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると、使用済燃料プール水位が回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.1-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.38m 下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、第 4.1-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.38m 下の水位になった場合の線量率は、約 $1.1\text{mSv}/\text{h}$ であり、必要な遮蔽の目安とした $10\text{mSv}/\text{h}$ と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持で

きる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.4, 4.1.5, 4.1.13)

4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故1では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和

されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と

比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6.6 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.6 時間後（10mSv/h の場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 下^{*1}）とした場合であっても、放射

線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間 (10mSv/h の場合), 使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり, 事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合, 最大で約 0.70m の水位の低下が発生し, 使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後となり, それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから, その現場における長時間の作業は困難となる。ただし, 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため, 現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより, 使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.9 時間後 (10mSv/h の場合), 通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また, 使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり, 事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は, 評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり, 使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから, 評価項目となるパラメータに

対する余裕は大きくなる。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位

－142mm

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインズル等の設置作業^{※2}終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることか

ら、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.1.9)

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約 11 時間 (10mSv/h の場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から 2 日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.1.9)

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故 1 において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故 1 の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも 1 日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故 1 において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,120m³の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.1.10)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給については、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 4.1.11)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれること

から、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 407kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.1.12)

4.1.5 結 論

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却系が機能喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 1 に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故 1 について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

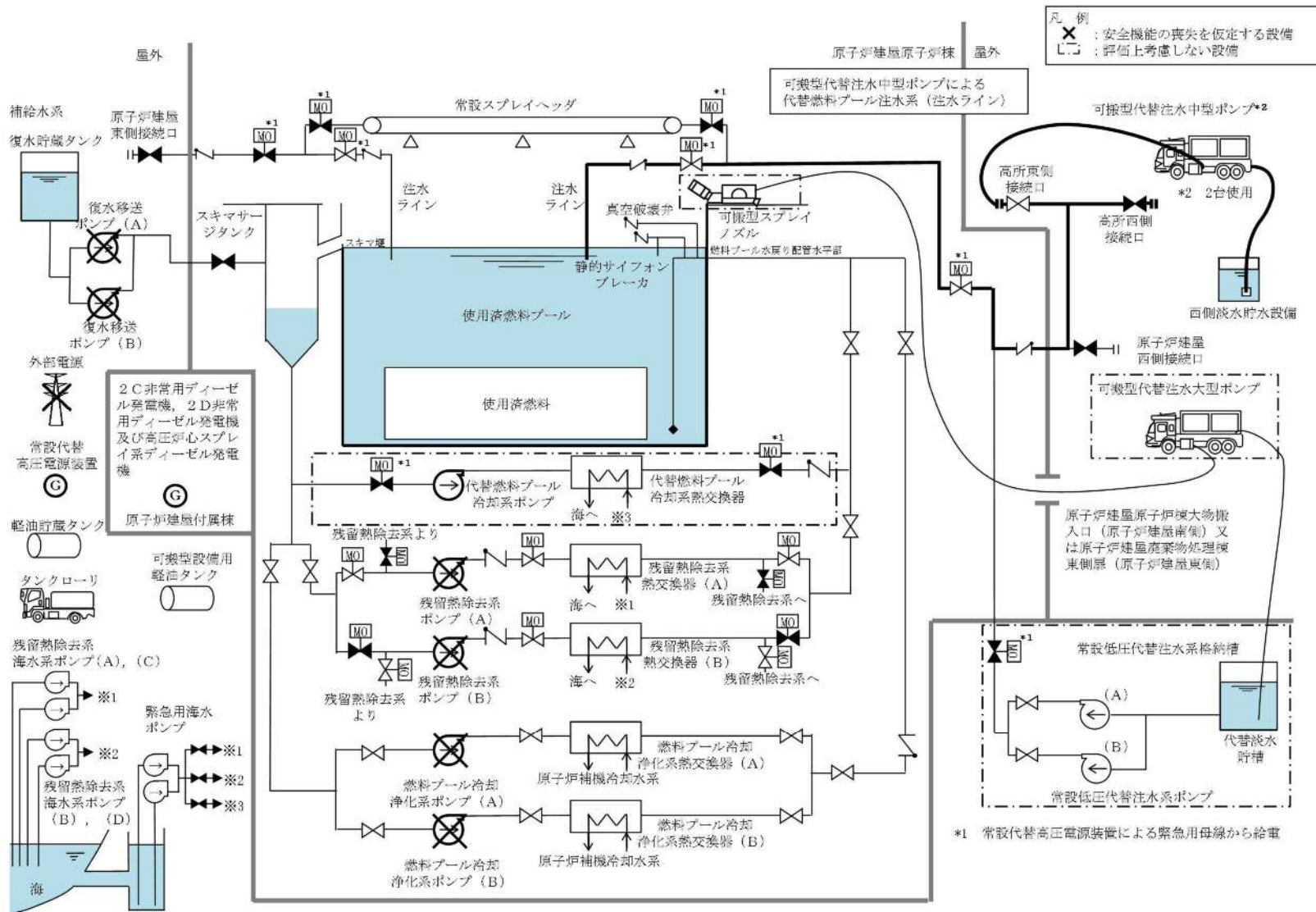
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状

態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

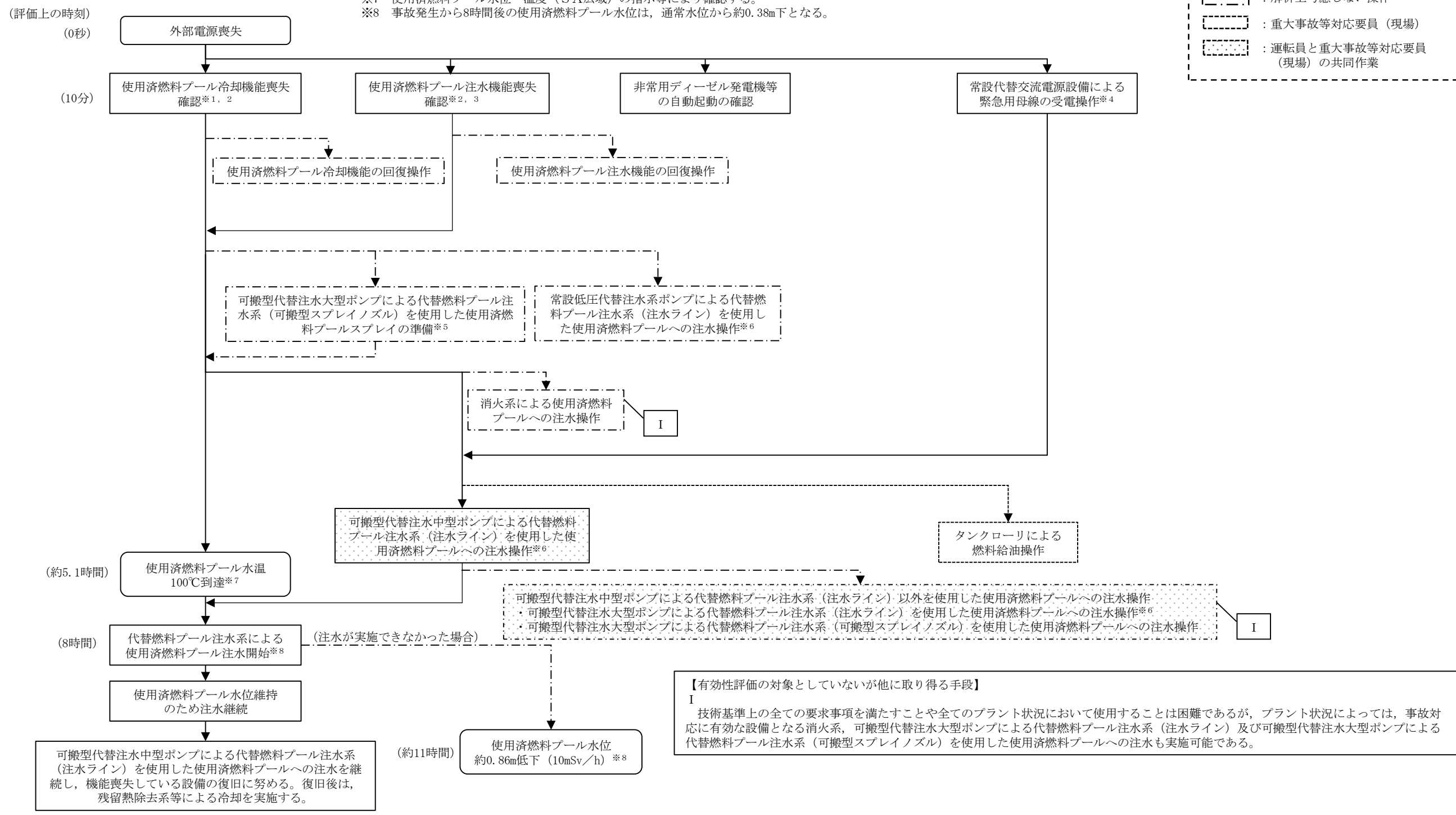
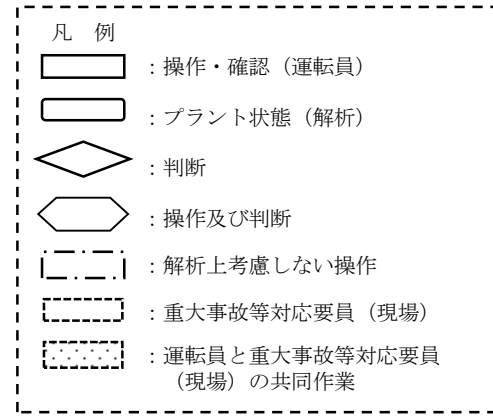
以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。



第 4.1-1 図 想定事故 1 の重大事故等対策の概略系統図

プラント前提条件
 ・プラント停止9日目
 ・全燃料取出時、プールゲート閉

- ※1 残留熱除去系及び燃料プール冷却浄化系の再起動が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は、使用済燃料プール水位・温度、機器ランプ表示、機器故障警報及び系統流量計指示等により確認する。
- ※2 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※3 補給水系の再起動を行うが、補給水系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は、使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
- ※4 外部電源喪失が発生した場合は常設低圧代替注水系ポンプ、代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）の負荷に給電するため、常設代替交流電源設備を起動し、緊急用母線の受電操作を実施する。
- ※5 原子炉建屋原子炉棟6階にアクセス可能な場合に実施する。
- ※6 使用済燃料プールへの注水は注水ラインを使用する。注水ラインが使用できない場合、常設スプレイヘッドによる使用済燃料プールへの注水を実施する。
- ※7 使用済燃料プール水位・温度（SA広域）の指示等により確認する。
- ※8 事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は、通常水位から約0.38m下となる。

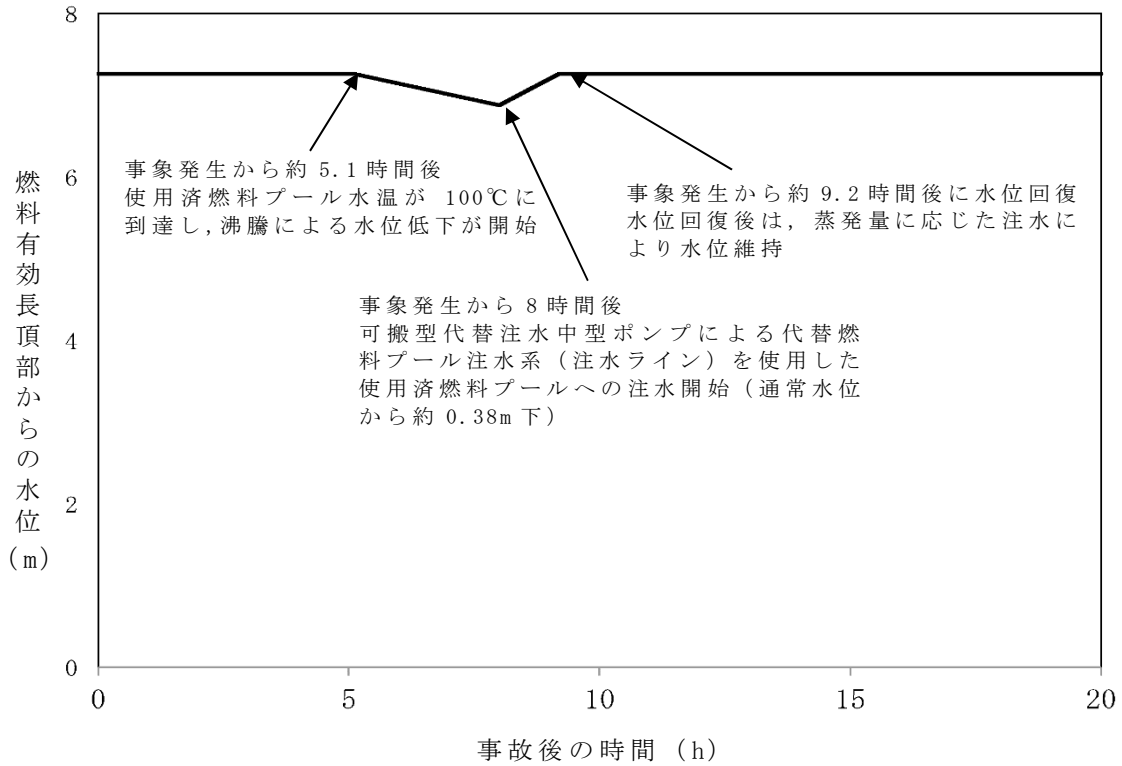


第 4.1-2 図 想定事故 1 の対応手順の概要

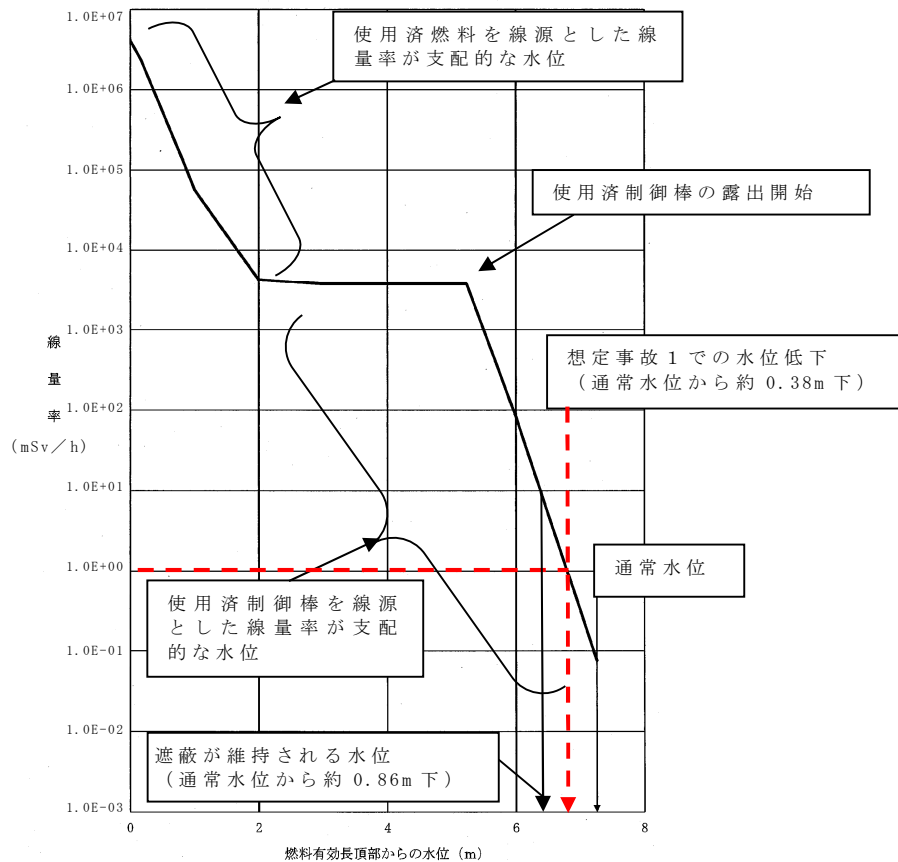
想定事故 1

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考			
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▼ 事象発生 ▼ プラント状況判断 ▼ 約 5.1 時間 使用済燃料プール 水温 100℃ 到達 ▼ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水開始														
状況判断	1人 A	-	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認 (残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系) ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系)											10分			
	【1人】 A	-	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視											適宜実施			
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	-	2人 B, C	-	-	●使用済燃料プール冷却機能 (燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系) の回復操作、失敗原因調査											適宜実施	解析上考慮しない		
使用済燃料プール注水機能の回復操作	-	【2人】 B, C	-	-	●使用済燃料プール注水機能 (補給水系) の回復操作、失敗原因調査											適宜実施			
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作											4分			
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	-	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作											15分	解析上考慮しない		
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインノズル) を使用した使用済燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	-	●原子炉建屋への移動 ●ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置 [※] ●可搬型設備の保管場所への移動											40分	130分	30分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6階での作業を含む
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	-	【8人】 a~h	-	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作											170分			
	【1人】 A	-	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作 (電動弁の開操作)											4分			
	-	-	【2人】 a, b	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作											起動後適宜状態監視			
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	-	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作											90分	適宜実施	タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油	
必要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集要員2人		原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長く (原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで 1 日以上)、原子炉側の事故対応が取東に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員 (初動) や参集要員により対応可能である。														

第 4.1-3 図 想定事故 1 の作業と所要時間



第 4.1-4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 1)



第 4.1-5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 1)

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。 その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧 代替淡水貯水槽水位

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系の準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系実施のための準備操作として、可搬型スプレインズル等を設置する。	—	可搬型スプレインズル	—
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	中央制御室からの遠隔操作により、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-2 表 主要評価条件（想定事故 1）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m ³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日） ^{※1} で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員及び資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
関連する重大事故等機器対策条件	代替燃料プール注水系	50m ³ /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
関連する重大事故等操作対策条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

使用済燃料プールの監視について

1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/水位低時の警報発報時 (スキマサージタンク水位)	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位 ・使用済燃料プール水位・温度(SA広域) ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	・水位高/低/低低の警報発報時 (使用済燃料プール水位計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
使用済燃料プール水温	・使用済燃料プール温度 ・使用済燃料プール水位・温度計(SA広域) ・使用済燃料プール温度(SA)	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 (使用済燃料プール温度計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
使用済燃料プールの冷却機能の運転状態	・燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	—
漏えいの有無	・フローグラス (使用済燃料プールライナードレン漏えい検知)	現場状態確認	現場巡視点検時	・使用済燃料プールライナードレン漏えい検知の警報発生時	—
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回/時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	—

2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は、各系統の故障警報の発生又は、外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが、中央制御室内の警報の故障を想定した場合又は、警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

(2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事象においては、第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「使用済燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報、並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により、中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており、静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より約 0.23m 下までの低下にとどまるが、「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」、「使用済燃料プール水位」、「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認しているこ

とから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

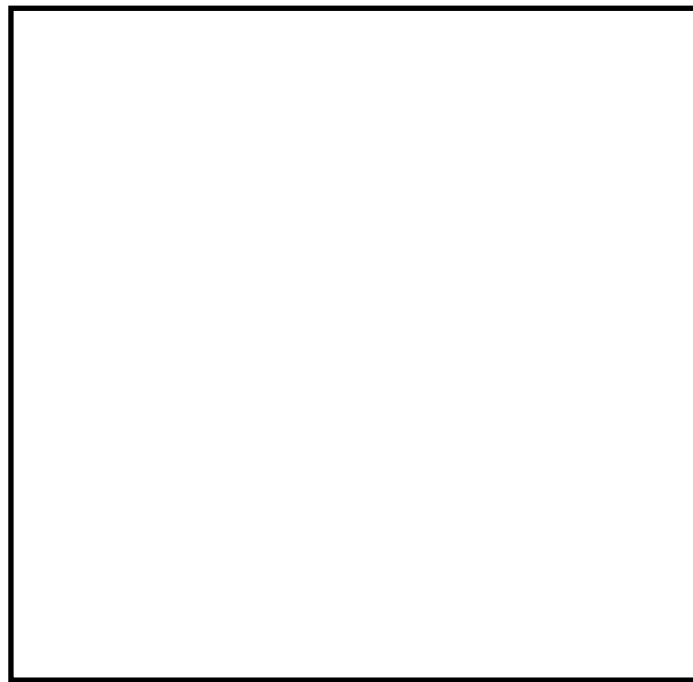
以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考ええる。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第 1 図に示す。

施設定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール、キャスクピットとつながっているが、有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



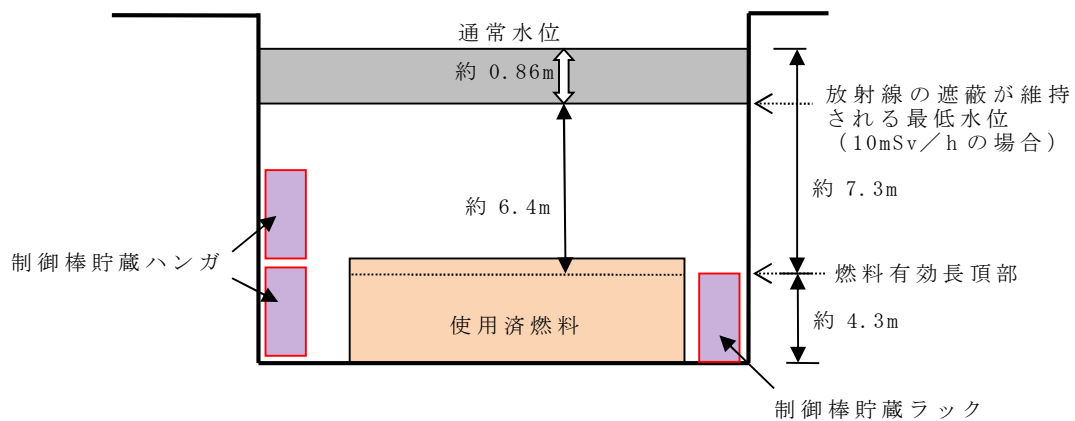
第 1 図 使用済燃料プール周辺の概要図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第 2 図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故等であることを考慮し、例えば原子炉建屋原子炉棟 6 階において 10mSv/h の場合は、通常水位から約 0.86m*下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

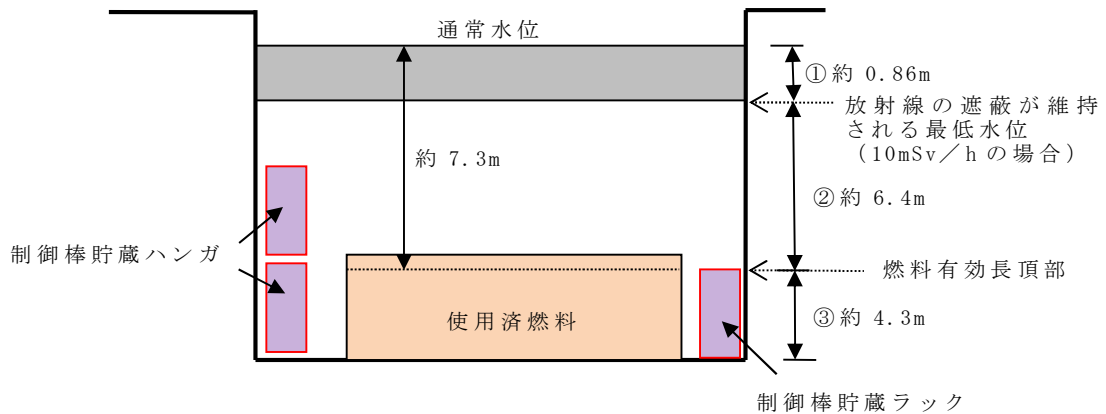
※ 放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に、使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積 (m ²)	保有水の容積 (m ³)
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し、各領域の断面積については、①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し、②、③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、断面積については各領域での平均的な値を示しているが、プール内に設置されている機器の多くは②、③の底部又は壁面下部にあるため、平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから、保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。事象を保守的に評価するため，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限値である65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。

(1) 算定方法，算定条件

a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間}(h) = \frac{(100(\text{°C}) - 65(\text{°C})) \times \text{水の比熱}(kJ/kg/\text{°C})^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$\text{1時間当たりの沸騰による蒸発量}(m^3/h) = \frac{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間}(h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

c. 沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度}(m/h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差}(m)}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間}(h)}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，燃料有効長頂部に水位が到達するまでの時間評価では，保守的に一律の水位低下速度を想定する。

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

水の比熱 ^{※1} (kJ/kg/°C)	使用済燃料プールの水量 (m ³)	水の密度 ^{※2} (kg/m ³)	燃料の崩壊熱 (MW)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 ^{※3} (kJ/kg)	通常水位から燃料有効長頂部までの水量 (m ³)	通常水位から燃料有効長頂部までの高低差 (m)	通常水位から約 0.86m 下までの水量 (m ³)
2,256.47	約 837	約 7.3	約 100

※1 65°Cから100°Cまでの飽和水の比熱のうち、最小となる65°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※2 65°Cから100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる100°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※3 100°Cの飽和水の比エンタルピと100°C飽和蒸気の比エンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

なお、a.～c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ、保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

- ・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、プール全体が100°Cに到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことから、これらの評価の仮定による影響は無視できる程度であると考えられる。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約 16
必要注水流量 (m ³ /h) ※4	約 13
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (h) ※5	約 11
使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 (day) ※5	約 2.5
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※4 必要注水流量は次の式で求める

$$\text{必要注水流量} = (\text{崩壊熱} \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$$h_s : \text{飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg)} = 2,675.57$$

$$h_f : \text{注水 (35℃飽和水) の比エンタルピ (kJ/kg)} = 146.64$$

$$\rho_f : \text{注水 (35℃飽和水) の密度 (kg/m}^3\text{)} = 994$$

※5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 5.1 時間後に沸騰開始となり、蒸発により水位低下が始まる。このときの蒸発量は約 16m³/h である。

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下する時間は約 11 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

< 参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り出されている想定であり、通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 1.5 日後に沸騰開始となり、その後、放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下するのは約 2.7 日後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 (MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 (°C) ※6	40
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (day)	約 1.5
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (day) ※7	約 2.7
使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 (day) ※7	約 11
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03

※6 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※7 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

5. 燃料取出スキーム

(1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
施設定期検査時取出燃料体数	764 体	原子炉内装荷全燃料
燃料取替体数	168 体	9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の燃料取替体数
冷却期間	13 ヶ月	9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績 (65 日) よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間 (冷却期間) は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数を設定
施設定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd / t	9 × 9 燃料 (A 型) 燃料取出平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd / t	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間におけるサイクル末期平均燃焼度

(2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プール内に、貯蔵容量である 2,250 体の燃料が貯蔵されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料は原子炉内に装荷されている全燃料 (764 体)、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9 × 9 燃料 (A 型) の平衡炉心における燃料取替体数 (168 体) ずつ取り出されたものと仮定した。

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体 数	取出平均燃 焼度 (GWd/t)	崩壊熱 (MW)
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	約 0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.086
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.112
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.165
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.293
施設定期検査時 取出燃料	9 日	764 体	33	約 8.104
合計	—	2,250 体	—	約 9.058

注 1 炉心燃料の取出しにかかる期間は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

1. 使用済燃料からの線量率の計算条件

使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線源材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 g/cm³）

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、エネルギー4群とする。

○線源強度：文献^{※1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は10⁶時間（約114年）であり、東海第二発電所の燃料照射期間を十分に包絡している。

- ・燃料照射期間：10⁶時間
- ・原子炉停止後の期間^{※2}：停止後9日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約7.2E+04cm³（9×9燃料（A型））

※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

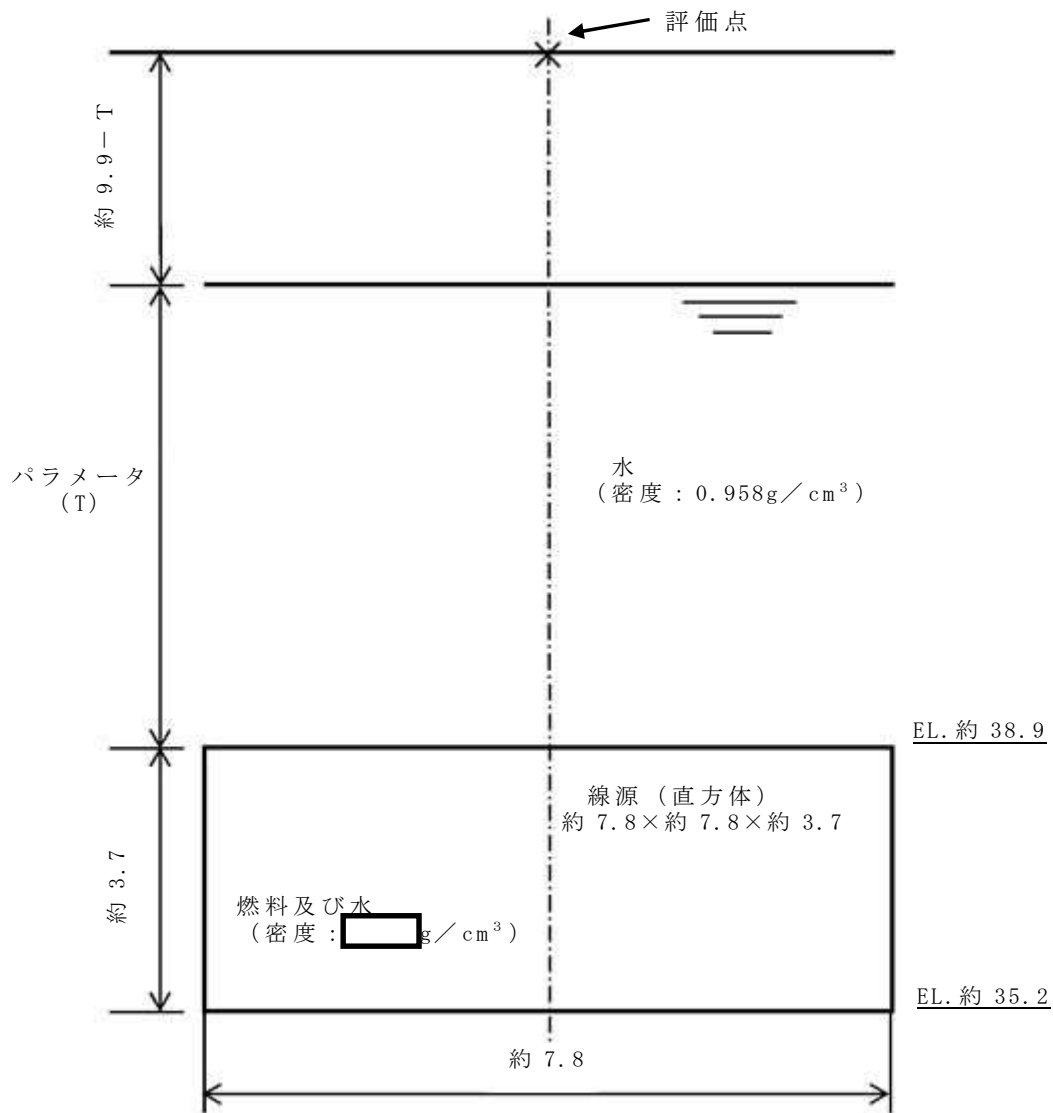
※2 原子炉停止後9日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低

下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており，その評価モデルを第1図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。なお，評価モデルにおいては，燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが，実際の使用済燃料では，燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても，放射化等により線源を有している。しかしながら，燃料有効長以外の構造体の線源強度は， $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ^{※3}，燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は，使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり，放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては，使用済燃料由来の線量率は小さく（第7図参照），線量率全体の0.01%未満の寄与であるため，評価結果に対する燃料有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第2表参照）



※ T 遮蔽水位の高さを示す
(単位: m)

第 1 図 使用済燃料の線量率計算モデル

第 1 表 使用済燃料の線源強度

群	γ 線エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07

2. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ラックの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を設定

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線はエネルギー18群（ORIGEN群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に3領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（ B_4C 型： 1.5snvt ）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

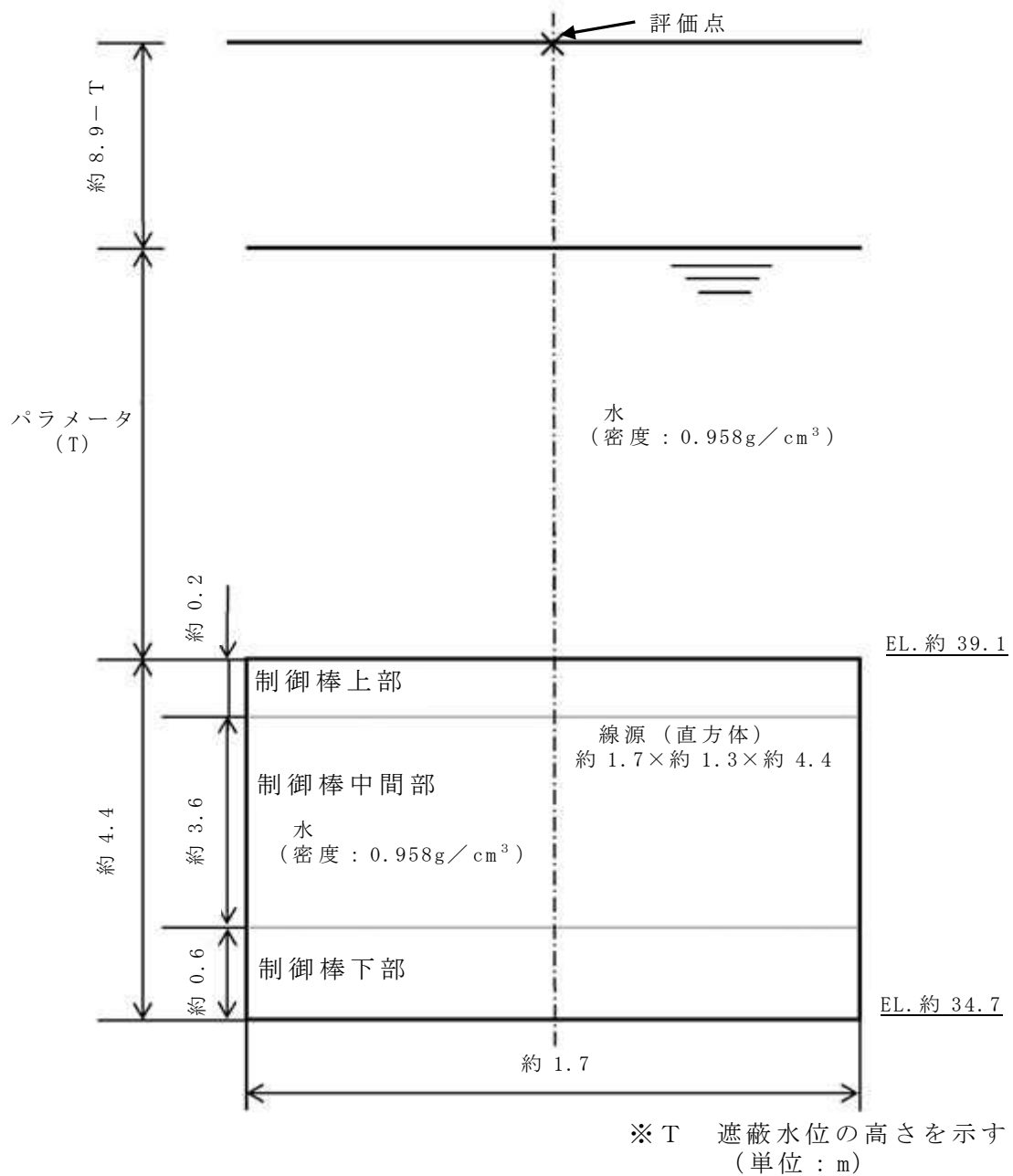
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒を3領域毎に分割の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \text{②}$$

制御棒のタイプは B_4C 型の1タイプ、冷却期間は0～1サイクルの2種類、全貯蔵本数は24本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコードを用いており，その評価モデルを第2図に示す。また，計算により求めた線源強度を第2表に示す。



第2図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 2 表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

	γ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	3.6×10^7	4.9×10^8	1.3×10^9
2	2.50×10^{-2}	1.8×10^5	1.1×10^6	5.1×10^6
3	3.75×10^{-2}	1.3×10^5	8.8×10^5	1.1×10^7
4	5.75×10^{-2}	1.5×10^5	9.0×10^5	8.9×10^8
5	8.50×10^{-2}	9.1×10^4	5.1×10^5	8.3×10^7
6	1.25×10^{-1}	1.7×10^5	1.3×10^6	1.8×10^8
7	2.25×10^{-1}	1.8×10^5	1.3×10^6	2.6×10^8
8	3.75×10^{-1}	9.7×10^6	2.6×10^8	5.9×10^8
9	5.75×10^{-1}	3.4×10^7	1.6×10^8	2.7×10^8
10	8.50×10^{-1}	1.2×10^8	8.4×10^8	1.6×10^9
11	1.25×10^0	7.9×10^7	6.9×10^8	5.5×10^9
12	1.75×10^0	6.3×10^5	2.9×10^6	5.0×10^6
13	2.25×10^0	4.2×10^2	3.7×10^3	2.4×10^4
14	2.75×10^0	9.9×10^0	1.1×10^1	7.5×10^1
15	3.50×10^0	5.9×10^{-3}	2.1×10^{-10}	1.0×10^{-9}
16	5.00×10^0	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-12}	1.1×10^{-11}
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		2.8×10^8	2.4×10^9	1.1×10^{10}

3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を設定

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（Hf 型：4snvt，B₄C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Hf 型：1,160 日，B₄C 型：435 日）。

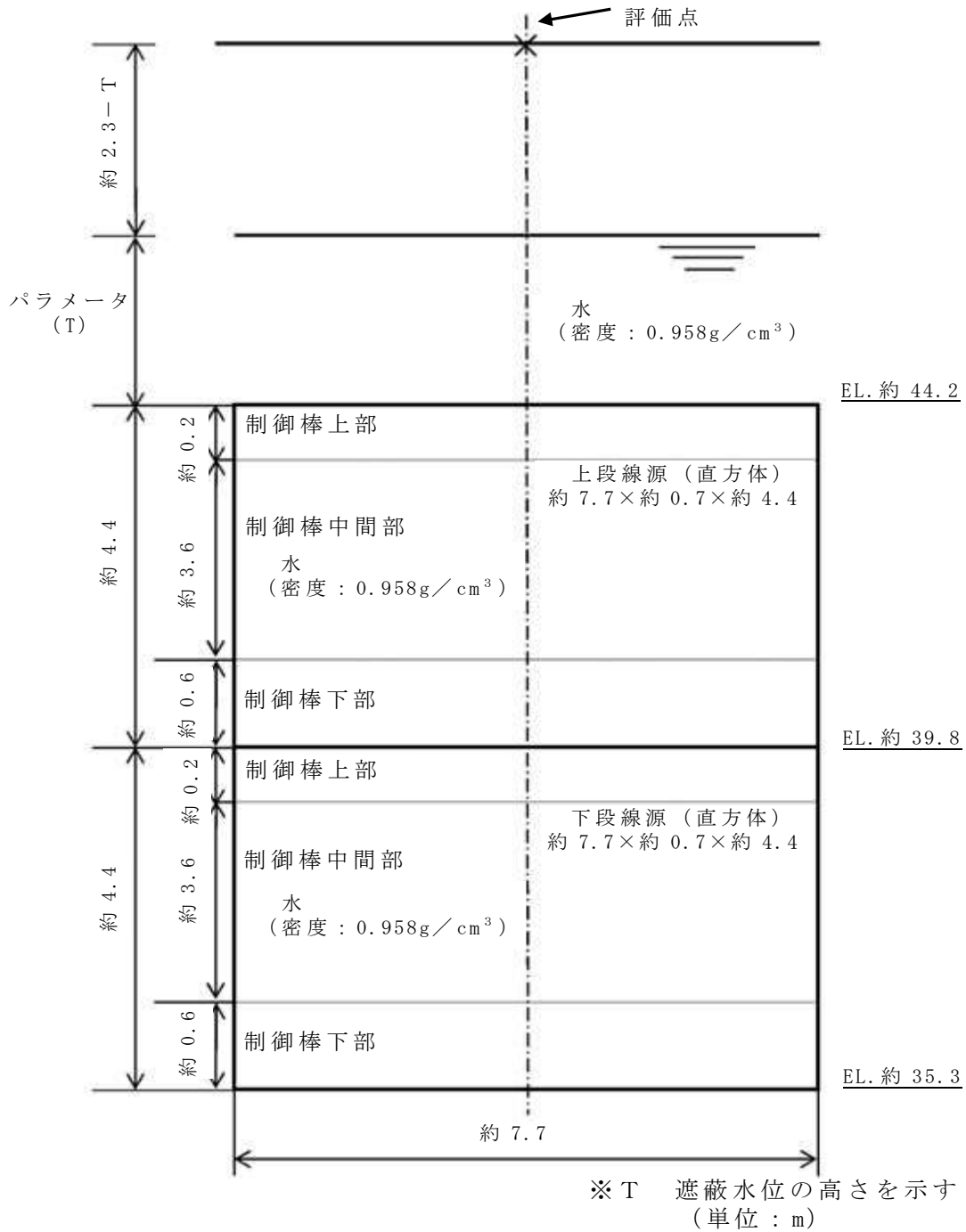
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に使用済制御棒全体の放射能を保存した平均線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは Hf，B₄C の 2 タイプ，冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード（ver1.04）を用いており，その評価モデルを第3図に示す。また，計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第3図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 3 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

	γ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	8.0×10^4	1.5×10^6	5.5×10^6
2	2.50×10^{-2}	1.3×10^4	8.7×10^4	5.3×10^5
3	3.75×10^{-2}	7.1×10^3	5.0×10^4	3.1×10^5
4	5.75×10^{-2}	8.0×10^3	5.6×10^4	1.7×10^6
5	8.50×10^{-2}	3.2×10^3	2.2×10^4	2.6×10^5
6	1.25×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	3.3×10^5
7	2.25×10^{-1}	4.5×10^2	3.1×10^3	4.1×10^5
8	3.75×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	5.3×10^4
9	5.75×10^{-1}	6.5×10^3	3.0×10^4	5.3×10^4
10	8.50×10^{-1}	2.5×10^4	7.3×10^6	1.5×10^7
11	1.25×10^0	3.5×10^7	2.4×10^8	1.5×10^9
12	1.75×10^0	1.2×10^2	5.5×10^2	9.7×10^2
13	2.25×10^0	1.8×10^2	1.3×10^3	7.8×10^3
14	2.75×10^0	5.7×10^{-1}	3.9×10^0	2.4×10^1
15	3.50×10^0	4.1×10^{-16}	1.9×10^{-15}	2.7×10^{-15}
16	5.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		3.5×10^7	2.5×10^8	1.5×10^9

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価では制御棒が①冠水時、②一部露出時、③露出時のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

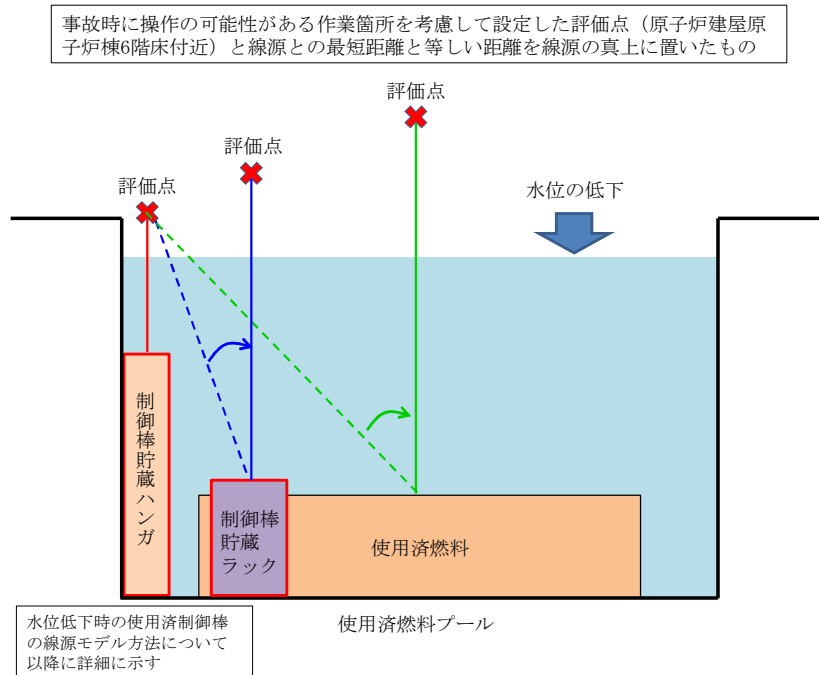
こちらは③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや B_4C （又はHf）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時、②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間等、気中であった箇所に水が入るため、遮蔽効果は更に高まるが、評価においては③露出時と同様、水と設定して評価をすることで更に保守的なモデルとなっている。

評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第5図）。

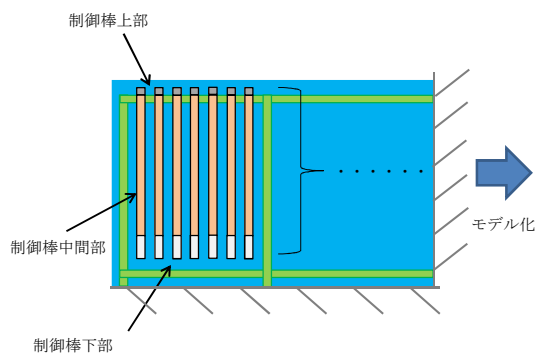
<参考>

一例としてCo-60を線源としたときの1/10価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87\text{g}/\text{cm}^3$ ）であると約9cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

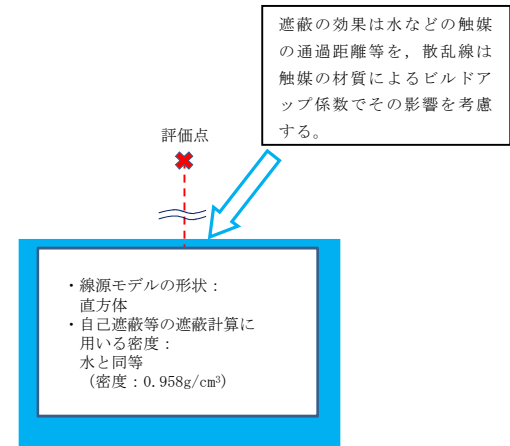


第 4 図 使用済燃料プール概要図

① 冠水時



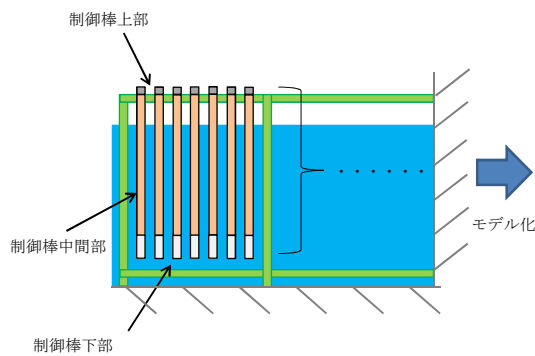
使用済制御棒の側面図



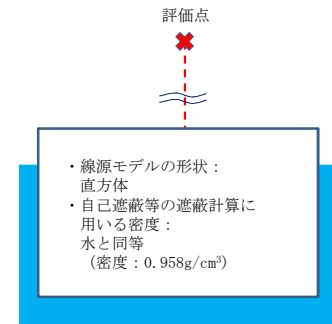
制御棒の線源モデル (冠水時)

遮蔽の効果は水などの触媒の通過距離等を, 散乱線は触媒の材質によるビルドアップ係数でその影響を考慮する。

② 一部露出時

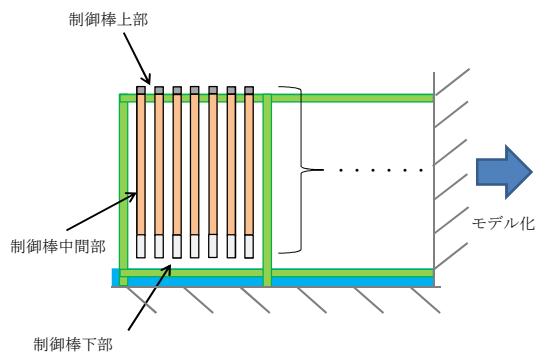


使用済制御棒の側面図

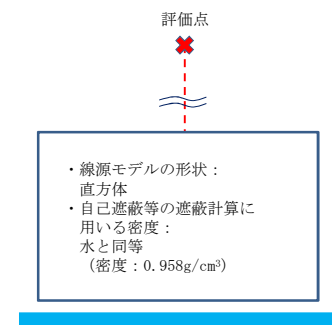


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③ 露出時



使用済制御棒の側面図



制御棒の線源モデル (露出時)

第 5 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデル

4. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱 γ 線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数をかけることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2Rコードでは、式④を用い、線量率を計算している。第6図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \cdots \textcircled{4}$$

j : エネルギー群番号

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F_j : 線量率換算係数

S_{ij} : i番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギーj群の点線源強度

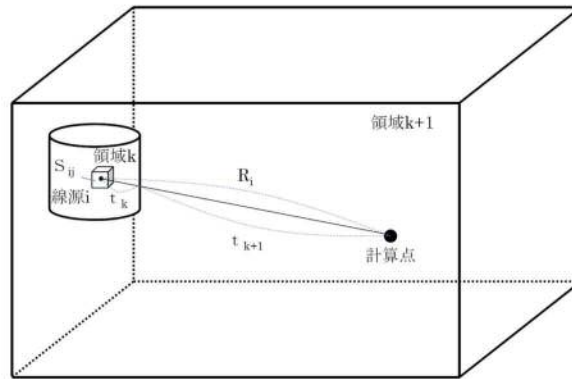
R_i : i番目の線源点と計算点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域kにおけるエネルギーj群の γ 線に対する線吸収係数

t_k : 領域kを γ 線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第j群の線量率 D_j から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図 QAD-CGGP2R コードの計算

5. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズルの設置個所を考慮して，原子炉建屋原子炉棟 6 階床付近とした。第 4 図に示すように，制御棒貯蔵ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源及び使用済燃料ラック線源の各線源毎に，線源から上記評価点との最短距離と等しい距離を線源の真上においた時の，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

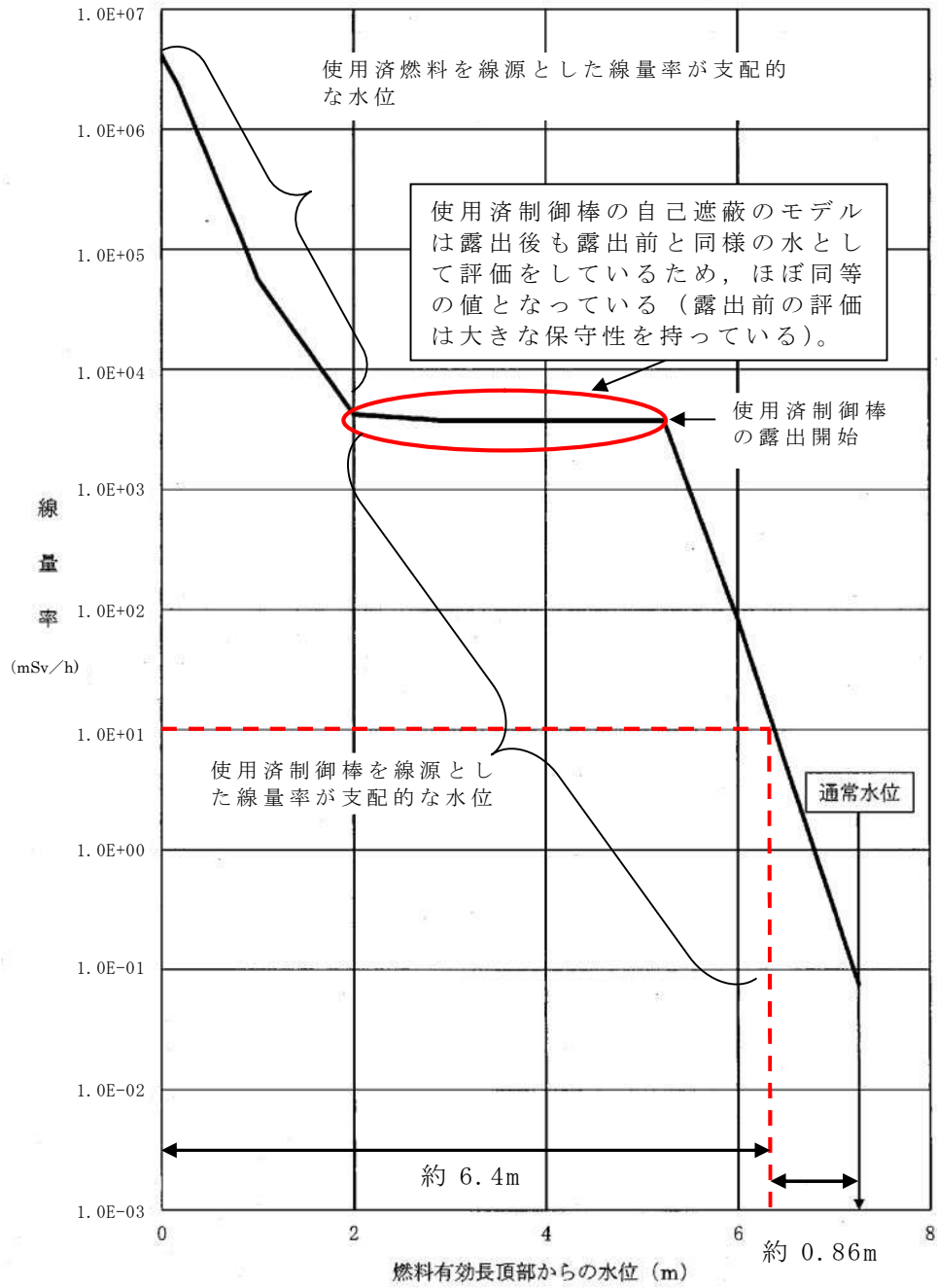
(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故 1， 2 及び運転停止中の各有効性評価における必要な遮蔽の目安とした線量率は， 10mSv/h と設定した。想定事故 1， 想定事故 2 及び運転停止中の各有効性評価における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避時間は 2.2 時間以内であり， 作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため， 緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は， 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホース敷設が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は， 東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は， 第 7 図より， 通常水位から約 0.86m 下の位置である。なお， 本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが， 原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約 0.05mSv/h 未満と小さく， 本評価の通常水位時の線量率を下回っており， バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡される。



第 7 図 放射線の遮蔽が維持される水位

安定状態について（想定事故 1）

想定事故 1（使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率 (k_{∞}) が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となった場合には、使用済燃料プールの水密度が減少することにより、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果が生じる。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組合せによっては通常の水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一様に $0.0 \sim 1.0 \text{ g/cm}^3$ と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制

されることから、第 2 図に示すとおり、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

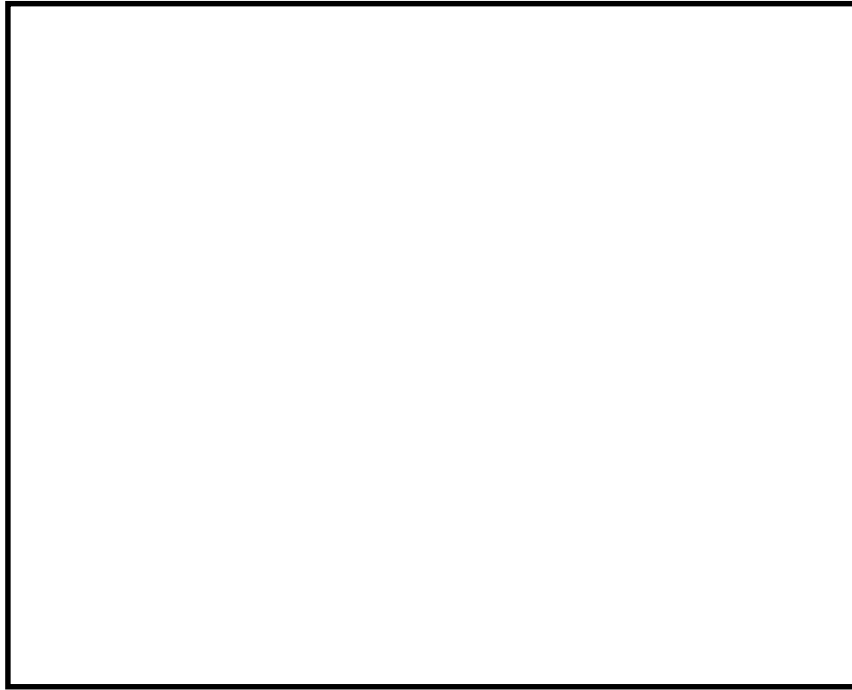
なお、解析には、米国オークリッジ国立研究所（ORNL）が米国原子力規制委員会（NRC）の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカルロ法に基づく 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

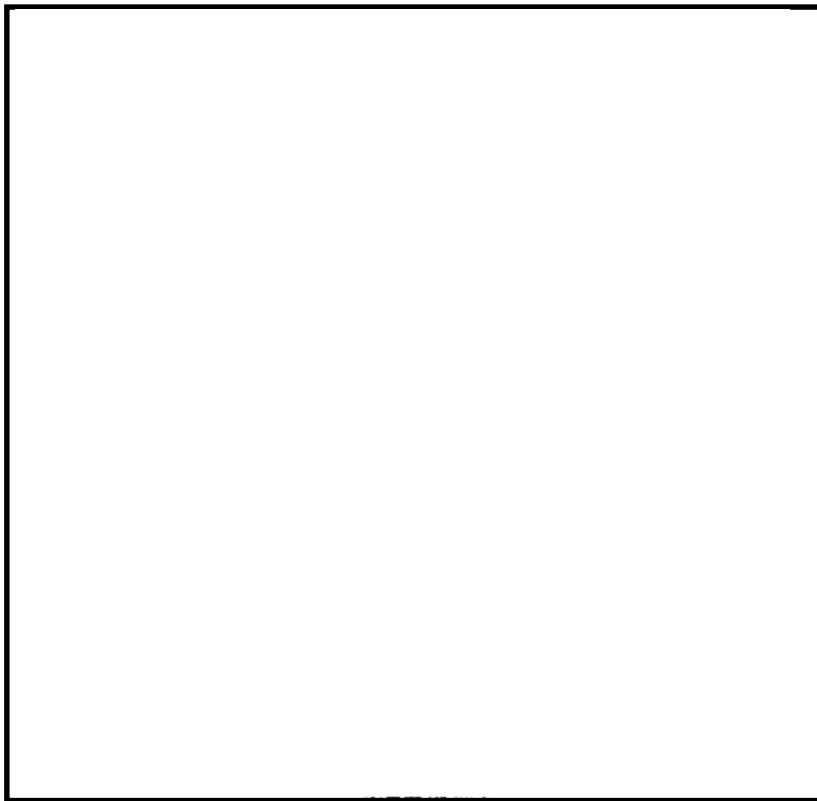
	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	²³⁵ U 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96cm
	被覆管外径	1.12cm
	被覆管厚さ	0.71mm
	燃料有効長	3.71m
使用済燃料貯蔵ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.30$ 未燃焼組成, G d なし)

※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第 1 図 角管型ラックの計算体系



第 2 図 実効増倍率の水密度依存性

使用済燃料プール水温の管理について

使用済燃料プールの水温は、海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また、使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が第1表のとおり定められており、発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は、使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く、評価項目に対して厳しい条件として、運転上許容される上限値である 65℃を設定している。

第1図に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように、使用済燃料プールの水温は、保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており、10年程度の期間での最大値は約 40℃、最小値は約 12℃となっている。

第1表 使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



第1図 使用済燃料プール水温の推移の例

自然蒸発による水位低下速度について

1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果^[1]

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{①}$$

ここで、 w は単位時間に通過する物質の質量、 D は拡散係数、 $d\rho/dx$ は濃度勾配であり、この関係式はフィック (Fick) の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度 ρ とその分圧 e との関係から、 ρ は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{②}$$

ここで、 Mv は水蒸気のもル質量、 R は気体定数、 T は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配 de/dx を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DMv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{③}$$

③式の比例定数 DMv/RT を K と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{④}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{⑤}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left(\frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \text{⑥}$$

⑥式の Mv/RT は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量 w と、水蒸気圧勾配 de/dx との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15°C付近の温度で測定した w と de/dx との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数 D は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left(\frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left(\frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 t は温度、 P_0 は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 P は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数 K は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \quad \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ($t=0\sim 50^\circ\text{C}$) と比例定数 K の関係を図1に示す。なお、温度が 95°C 、空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数 K は $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$ となり、1時間当たりの拡散による自然蒸発量は約 $6.64\text{kg}/\text{m}^2$ と評価される。

想定事故1における沸騰開始までの時間は約5.1時間であるが、保守的にこの期間中に 95°C で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約 4.1m^3 となる。事象開始時に 4.1m^3 が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は 4.1m^3 の蒸発を仮定しない場合と同様に約11時間であり、有意な変化は生じない。

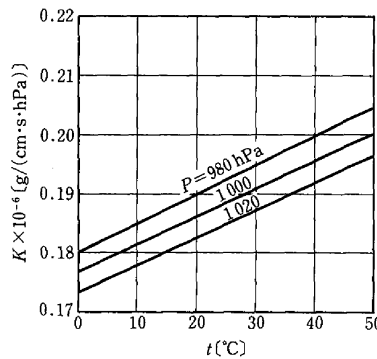


図1 温度と比例定数の関係図

【1】 「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」(コロナ社)

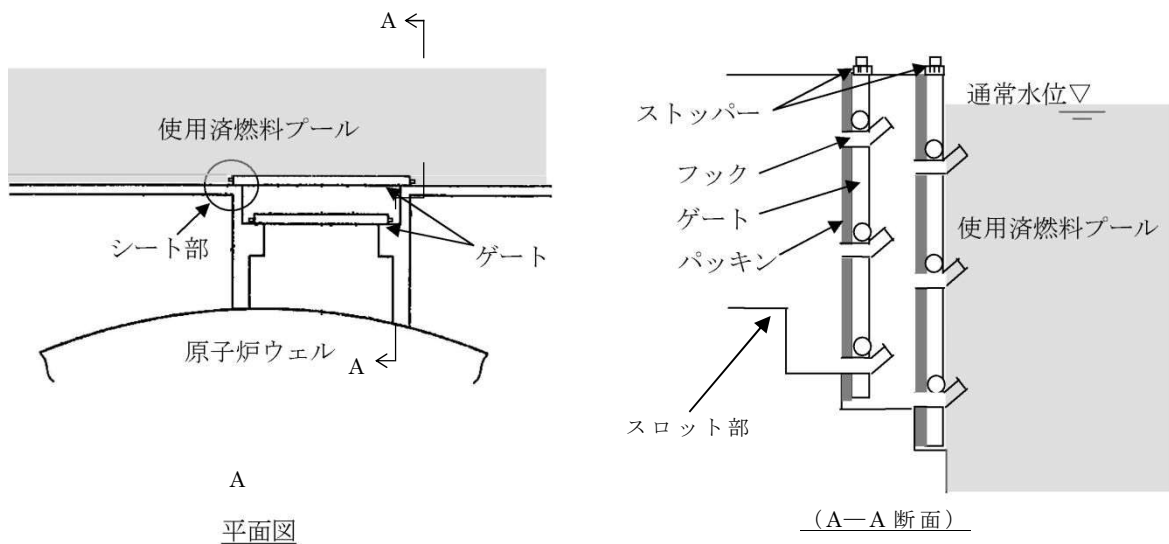
使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

○SFPゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 S_s による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 S_s による地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃－70h，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－70h）により材料健全性を確認しており，SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



シート部の詳細



第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) SFPゲートが外れた場合

SFPゲートが外れることによりSFP水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・ SFPゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、SFPゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）までSFP水位が低下した場合を想定し、その後使

用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

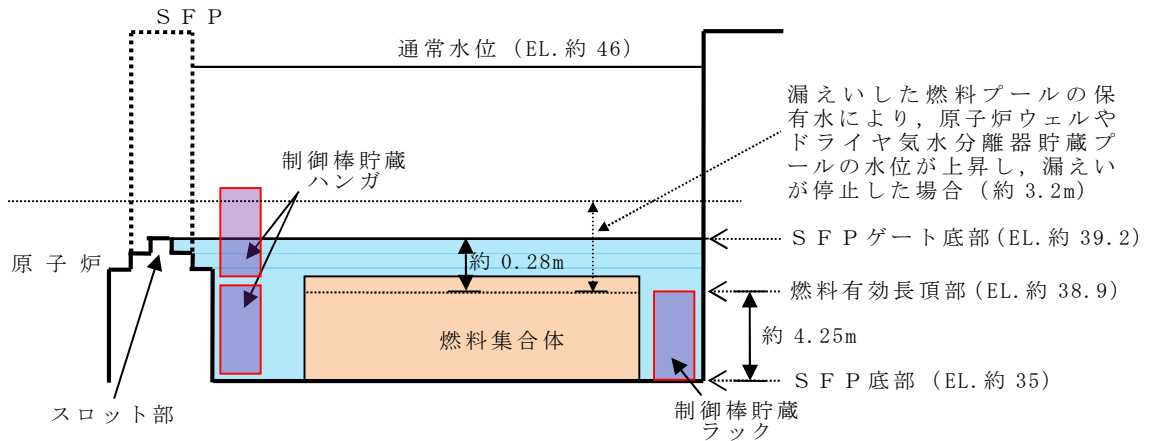
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m ³
原子炉ウェル等への流出量	約 813m ³
プール保有水量（流出後）	約 376m ³
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

○評価結果

事象発生から S F P 保有水の沸騰開始までの時間余裕は約 1.6 時間であった。また、沸騰により S F P 水位が低下し、S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 3.2 時間であった。

S F P 水位の低下により原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率は上昇するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部まで S F P 水位が低下する時間余裕は約 3.2 時間あるため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン）等）により S F P における燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後， SFP水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が 低下するまでの時間	約 3.2 時間



○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり，万一SFPゲート部からリークがあった場合でも，SFP水位が約7.0m低下するが，燃料が露出することはないことから，SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までに原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン）等）により注水を開始することでSFP内燃料の損傷を防止することが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/4）

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.14m下)とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間(10mSv/hの場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約9時間後(10mSv/hの場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約12時間後となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65°C	約 12°C～約 40°C (実績値)	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6.6 時間後 (10mSv/h の場合) となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.6 時間後 (10mSv/h の場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8.6 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW (原子炉停止後 9 日)	約 9.1MW 未満	<p>原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 9 日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2 を用いて評価</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	—	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として, 残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器喪失条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m ³ /h	50m ³ /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は, 注水流量を起点に開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量(約16m ³ /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生8時間後から開始する。	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯水設備からのホース敷設等として150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知した時点での準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインゾル)を使用した使用済燃料プールスプレインゾルの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインゾル設置)の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインゾル等の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約11時間(10mSv/hの場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	事象発生から8時間後	<p>【認知】 「代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また，燃料給油に用いるタンクローリは車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間210分のところ，訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7 日間における水源の対応について
(想定事故 1)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 (注水ライン) による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は, 蒸発量に相当する流量で注水する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって, 西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m³ である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から, 7 日間の対応において合計約 2,120m³ の水が必要となるが, 西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため, 安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

(想定事故 1)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

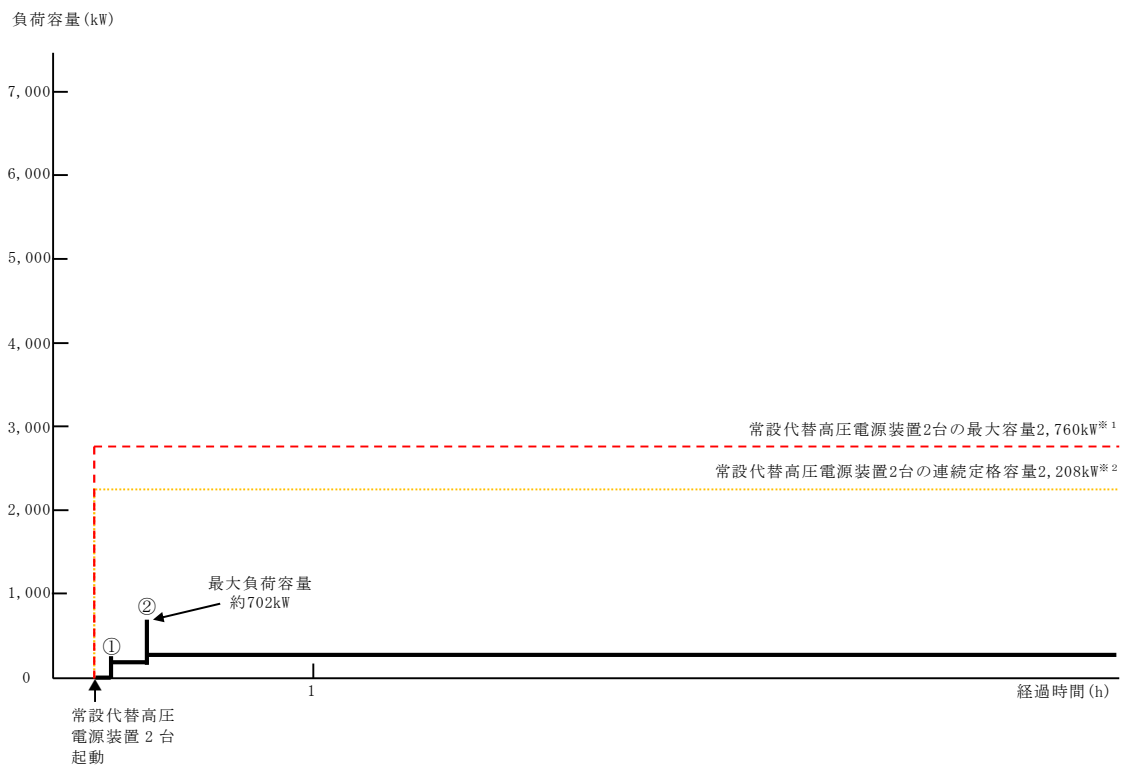
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(想定事故 1)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の 鉄筋コンクリートへの熱影響について

1. はじめに

想定事故 1 及び想定事故 2 においては、事象発生後、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって、使用済燃料プールの水位は回復・維持される。

その後、残留熱除去系等の使用済燃料プールの冷却機能を復旧することにより、使用済燃料プール水温を低下させるが、それまでの間は、使用済燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが、使用済燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は、一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため、使用済燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

2. 使用済燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

使用済燃料プールは、ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており、重大事故等時に使用済燃料プール水が沸騰状態となった場合でも、代替注水設備により使用済燃料プールへの注水が行われるため、使用済燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。第 1 表に示す文献によると、シール状態が維持されている場合は加熱温度 110℃で加熱期間 3.5 年間（又は 2 年間）の場合でも、圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また、加熱による剛性についても、シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また、鉄筋については、強度及び剛性はおおむね 200℃から 300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より、使用済燃料プール水の沸騰状態が 3.5 年間継続した場合にも、コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

第 1 表 高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

文献名（出典）	試験条件		結果
	温度	期間	
熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究 （第 48 回セメント技術大会講演集 1994）	110℃ 一定加熱※ ¹	1 日～ 3.5 年間※ ¹	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 1 実験計画と結果概要） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）	110℃ 一定加熱※ ¹	1 日～ 24 ヶ月※ ¹	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 2 普通コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 3 耐熱コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			

※¹ 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している

4.2 想定事故 2

4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 2 として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 2 では、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、想定事故 2 では、使用済燃料プール水の漏えいの停止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）による使用済燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えいを停止させる静的サイフォンブレーカ及び代替燃料プール注水系^{※1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第4.2-1図に、手順の概要を第4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.2-1表に示す。

想定事故2において、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。

また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第4.5.2-3図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）による対応が可能である。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。

使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

(添付資料 4.1.1)

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開

始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧するとともに、代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故 2 における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.86m 下の位置である。

4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模

な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。

想定事故2では、燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。静的サイフォンブレーカによる漏えい停止及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.2.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの中に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 16m³/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、原子炉建屋原子炉棟3階の燃料プール冷却浄化系配管^{※1}の破断を想定する。

※1 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系の配管破断を想定。

(c) サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、真空破壊弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下するが、静的サイフォンブレーカの効果により、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）までの低下にとどまる。

なお、評価においては使用済燃料プールの水位は、燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下するものとする。

(添付資料 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から

厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $50\text{m}^3/\text{h}^{*2}$ にて注水する。

※2 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は、全て $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.2-4 図に、使

用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2-5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端まで低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）等により、使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレーカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約 $7.0^{\circ}\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 5.0 時間後に 100°C に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.2-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.62m 下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約 5.0 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、第 4.2-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.62m 下の水位となった場合の線量率は約 3.1mSv/h であり、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.3, 4.2.4)

4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故 2 では、サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第4.2-2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW未満であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約12℃～約40℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運

転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるも

のではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.7, 4.1.8)

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフオンブレイカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.8時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約10時間後(10mSv/hの場合)となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているた

め、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 下）^{*1}とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレーカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.9 時間後（10mSv/h の場合）となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、

最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフオンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位

－142mm

(添付資料 4.2.5)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点と

して実施する可搬型スプレインズル等の設置作業^{※2}終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約9.8時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.2.5）

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約9.8時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は

事象発生から 8 時間後と設定していることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.2.5)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故 2 において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故 2 の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも 1 日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事

故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員(初動)や参集要員により対応可能である

(2) 必要な資源の評価

想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,120m³の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料4.2.6)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給については、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による代替燃料プール注水系による使用済

燃料プールへの注水について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 4.2.7)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約407kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.2.8)

4.2.5 結 論

想定事故2では、使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の注水にも

失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

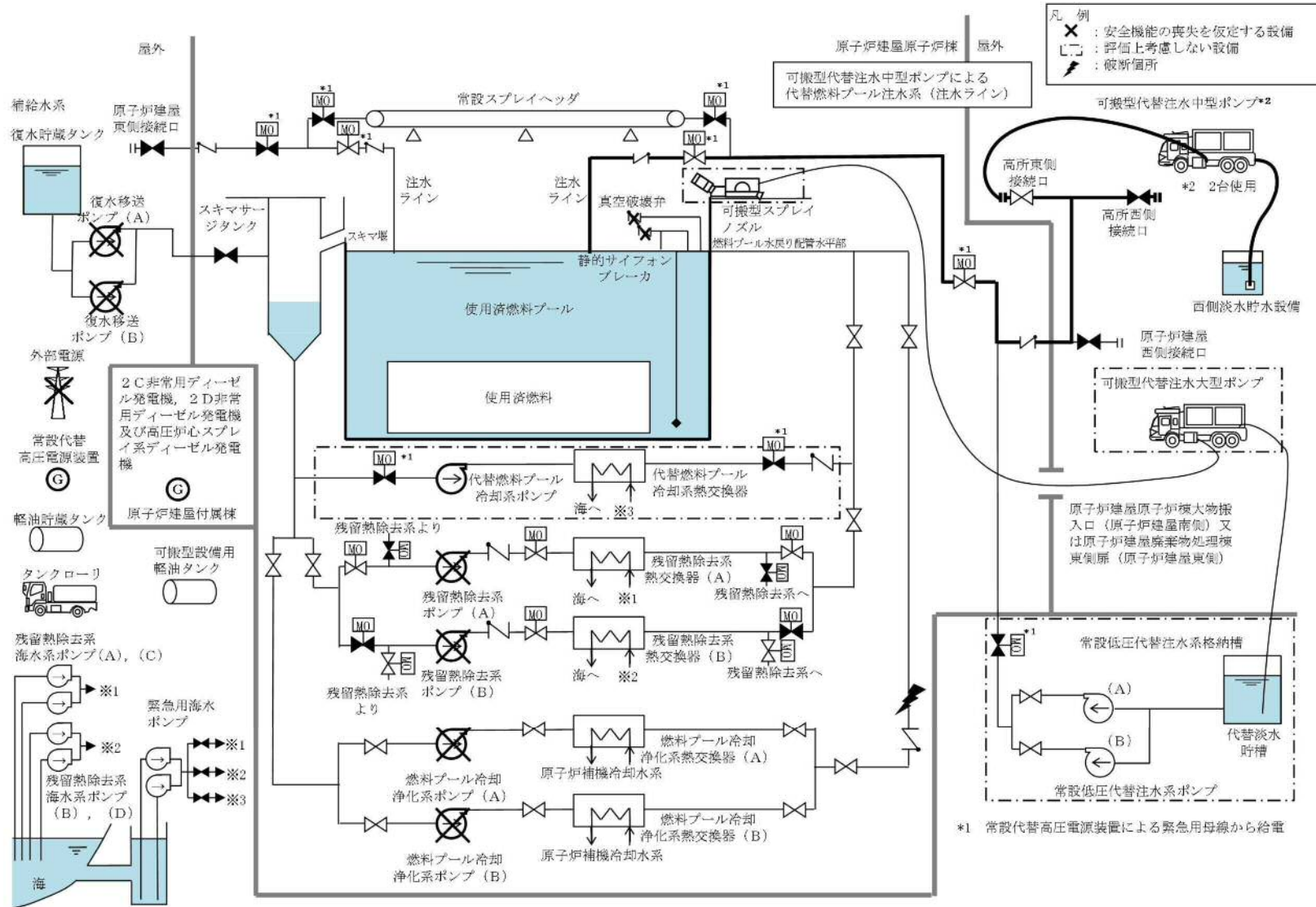
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

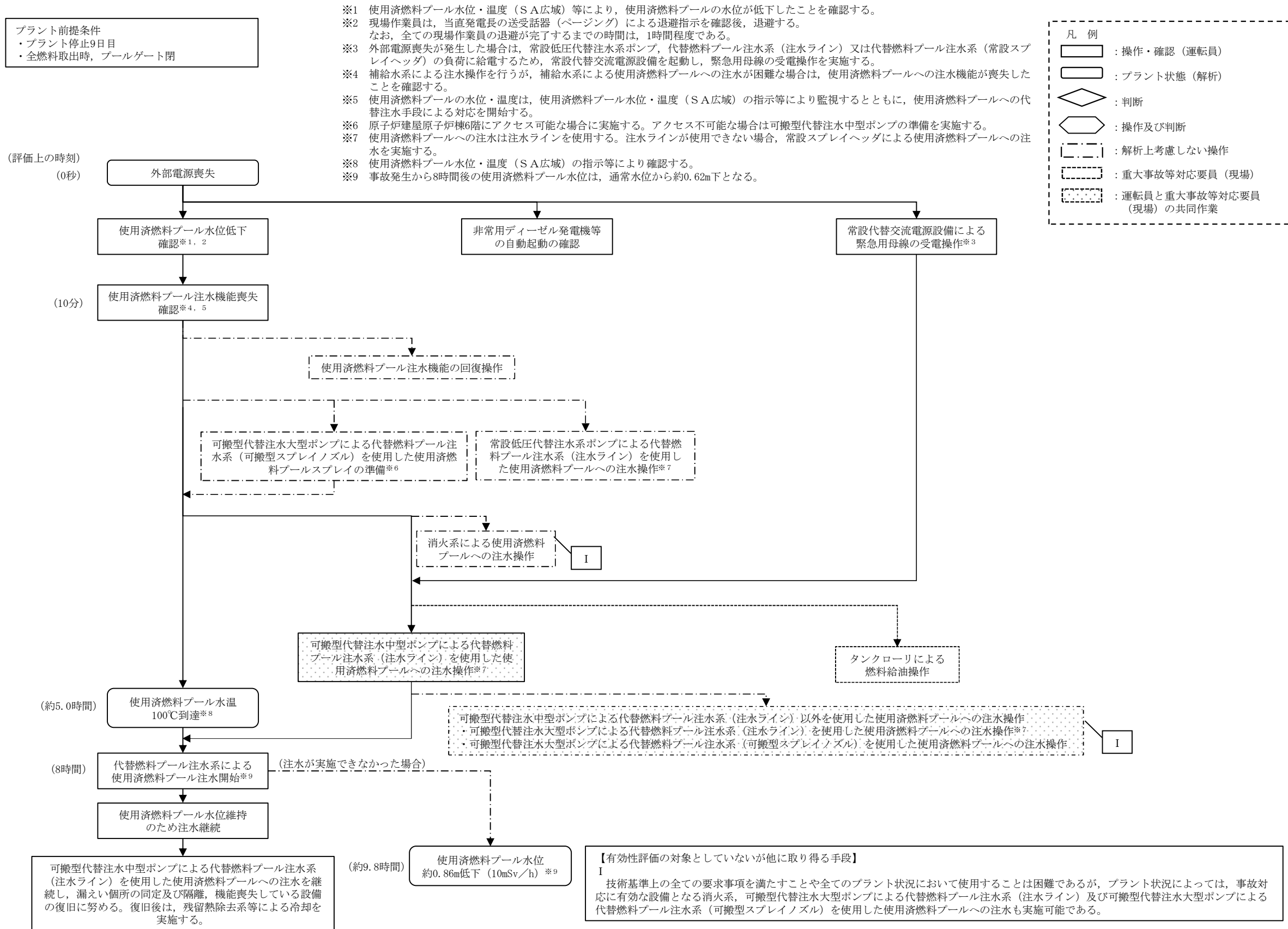
また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



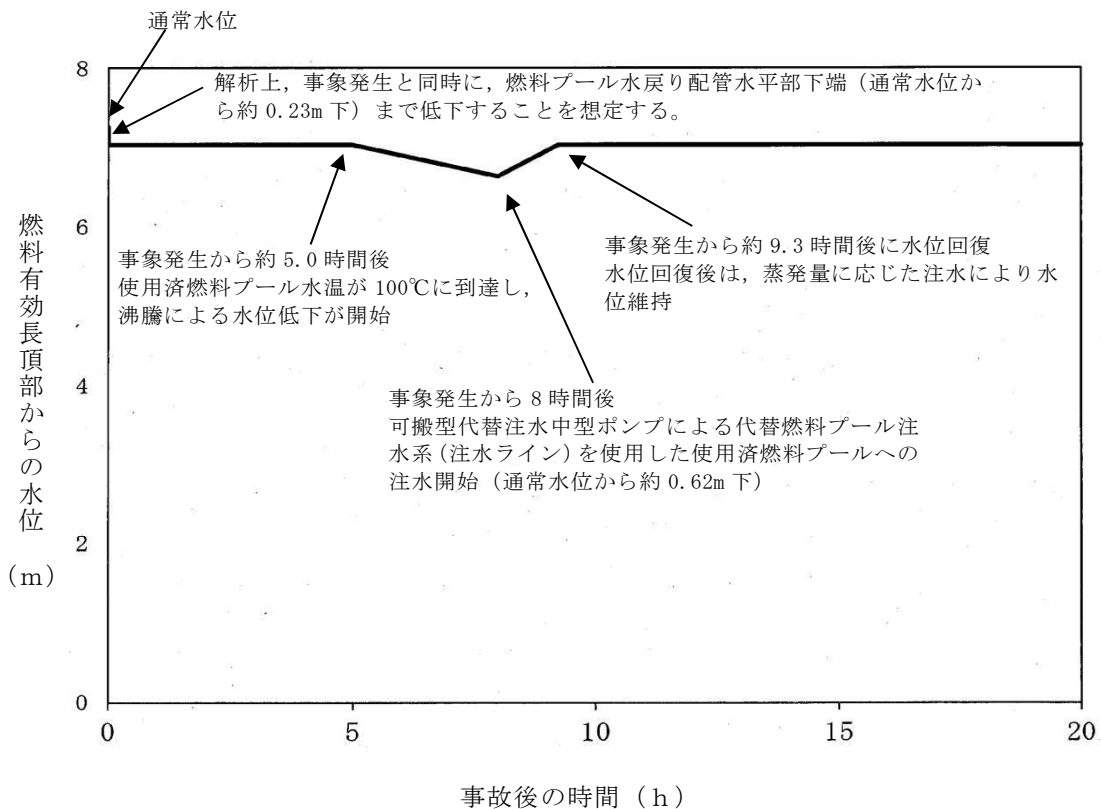
第 4.2-1 図 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図



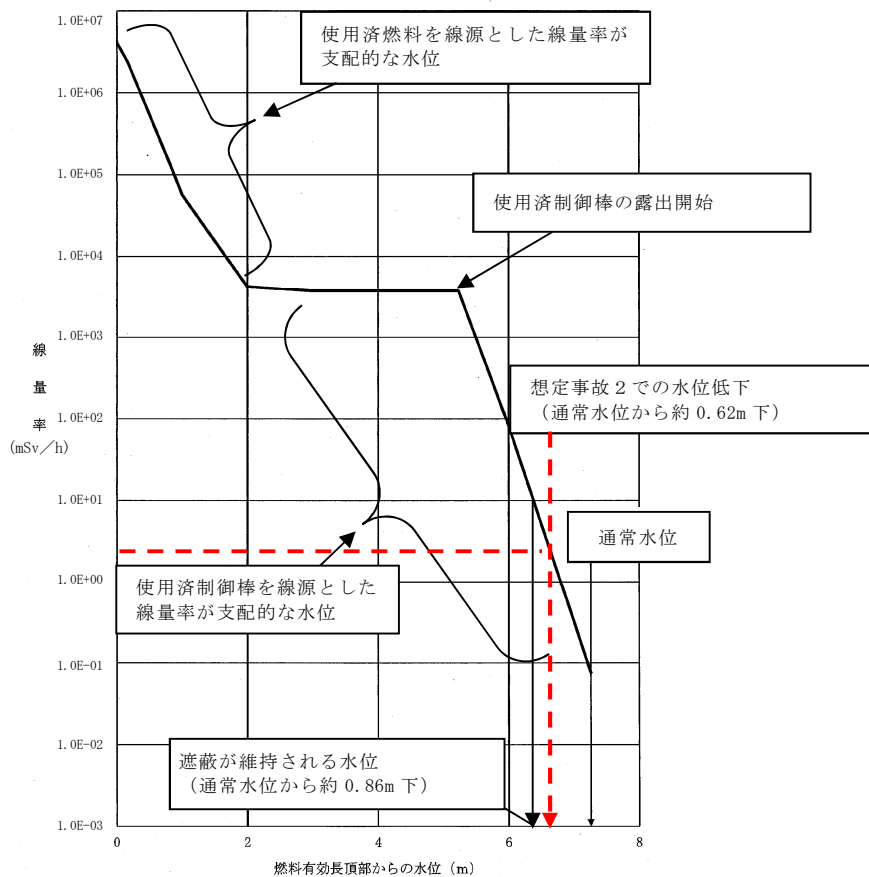
第 4.2-2 図 想定事故 2 の対応手順の概要

想定事故 2														
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)							備考		
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4	5	6		7	8
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽約 5.0 時間 使用済燃料プール 水温 100℃到達									
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▽プラント状況判断									
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡	▽ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系 (注水ライン) を使 用した使用済燃料プールへの注水開始									
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)										
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系)	10分									
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施									
使用済燃料プール注水機能の回復 操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能 (補給水系) の回復操作、失敗原因調査	適宜実施							解析上考慮しない		
常設代替交流電源設備による緊急 用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分									
常設低圧代替注水系ポンプによる 代替燃料プール注水系 (注水ライ ン) を使用した使用済燃料プール への注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) の系統構成操作及び使 用済燃料プールへの注水操作	15分							解析上考慮しない		
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系 (可搬型ス プレイノズル) を使用した使用済 燃料プールの注水準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動 ●ホース敷設操作及び可搬型スプレイノズルの設置 [※] ●可搬型設備の保管場所への移動	40分	130分			30分				解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階 にアクセス可能な場合に 実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む	
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系 (注水ライ ン) を使用した使用済燃料プール への注水操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分									
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料 プール注水の系統構成操作 (電動弁の開操作)	4分									
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料 プールへの注水操作	起動後適宜状態監視									
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分							タンクローリの残量に応 じて適宜軽油タンクから 給油する		
	-	-			適宜実施									
漏えい箇所の同定及び隔離操作	【1人】 A	-	-	●警報確認による原因調査	適宜実施									
	-	【2人】 B, C	-	●現場での系統隔離操作	適宜実施							解析上考慮しない		
必要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集要員 2人	原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長 く (原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで 1 日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員 (初動) や参集要員により対応可能である。										

第 4.2-3 図 想定事故 2 の作業と所要時間



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の推移（想定事故 2）



第 4.2-5 図 使用済燃料プール水位と線量率（想定事故 2）

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。 その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧 代替淡水貯水槽水位
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プールスプレイの準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として、可搬型スプレインズル等を設置する。	—	可搬型スプレインズル	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	中央制御室からの遠隔操作により、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度（S A） 使用済燃料プール水位・温度（S A 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m ³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45Gwd/t 炉心燃料：33Gwd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）※ ¹ で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能としての燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出が停止されるため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員及び資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（2/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に 機器条件 関連する	代替燃料プール注水系	50m ³ /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 操作条件 関連する	代替燃料プール注水系による 使用済燃料プールへの注水	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の 移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

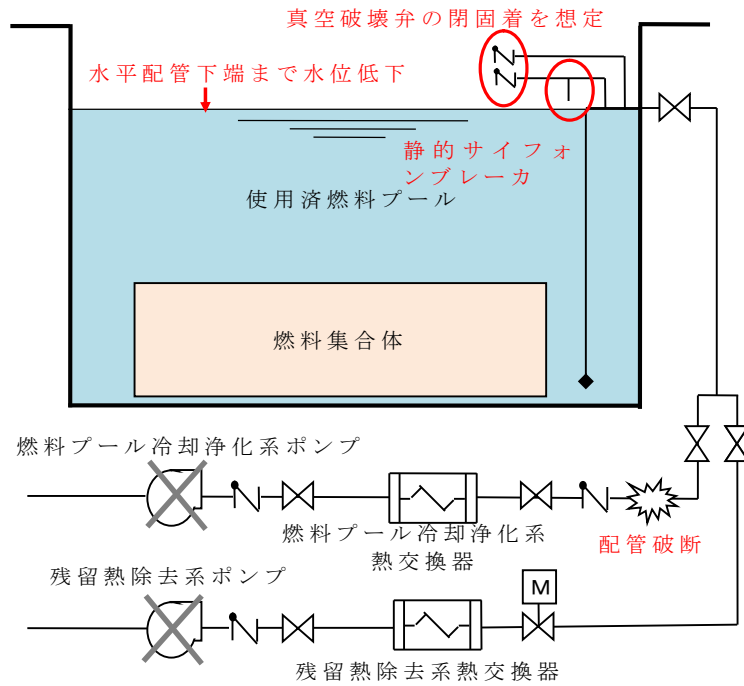
添付資料 4.1.2 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4.1.2 と同様である。

3. 想定事故 2 における時間余裕

第 1 図に示すように、想定事故 2 では燃料プール水戻り配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出を防止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。



第 1 図 想定事故 2 の想定

配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間(h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量(m ³ /h)	約 16
必要注水流量(m ³ /h)	約 13
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間* (h)	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (day)	約 2.4
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について

1. はじめに

想定事故 2 においては、使用済燃料プール（以下「SFP」という。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故 2 の評価対象とした理由について示す。

2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

3. 各事象の整理

①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 S_s を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、補給水系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 S_s によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

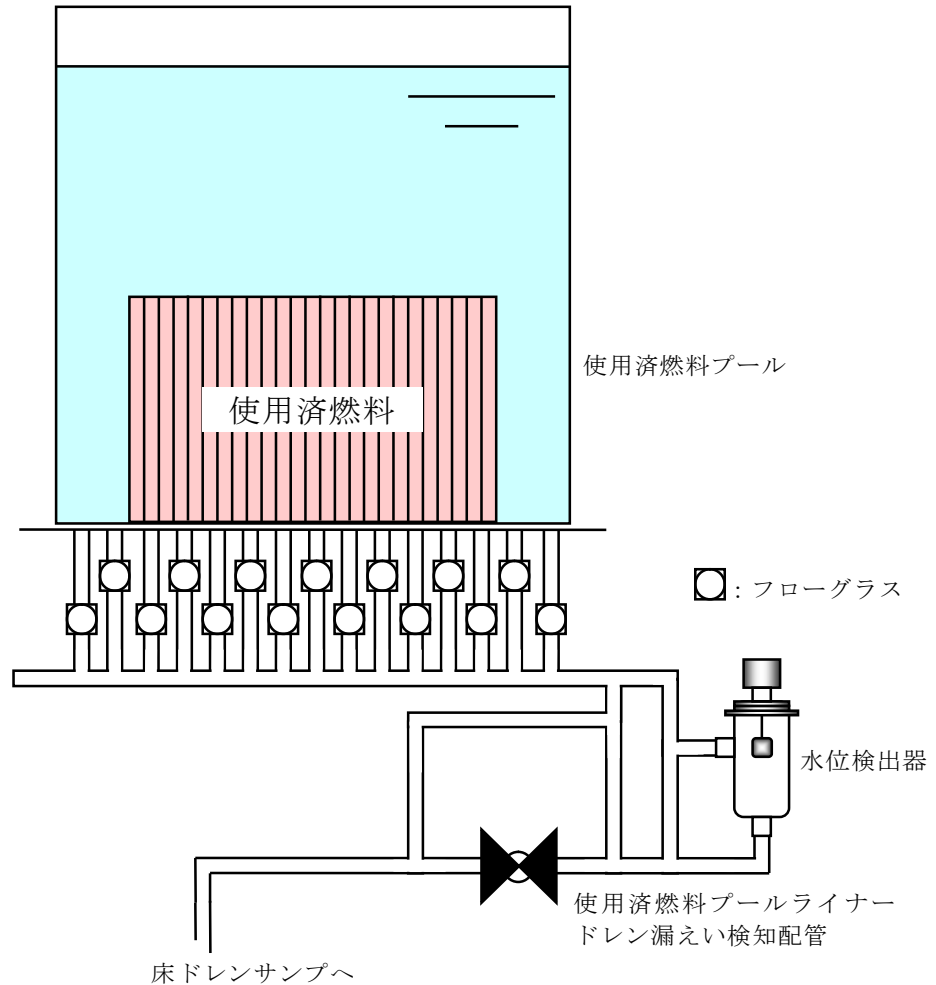
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水は使用済燃料プールライナードレン漏えい検知系配管内に流れ込み、水位検出器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー一部破損による漏えいが残留熱除去系や補給水系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも約 $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 S_s に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下

等により事象を認知できるため、認知は容易である。

原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことでSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

④ SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

SFPゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下にはSFP水位は低下せず、使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損によるSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水

の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングによりSFPの保有水が漏えいし、このとき、通常水位から約0.70mまでSFP水位が低下するが、使用済燃料の燃料有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングによりSFP水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）により注水を行うことも可能である。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで燃料の健全性は確保される。

3. 想定事故2及び大規模損壊での想定

有効性評価では「3. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「②SFPライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「②SFPライナー部の損傷」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいによりSFP水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系

(常設スプレイヘッド), 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド), 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

4. 結論

SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

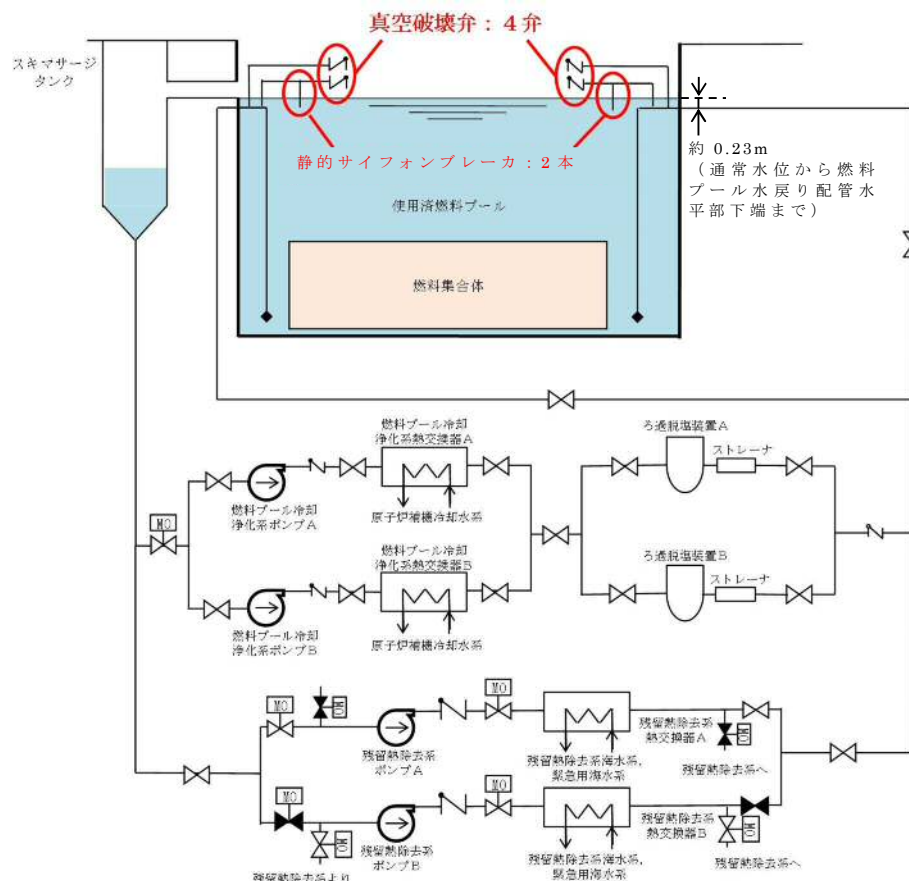
使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③, ④, ⑤であり, 基準地震動 S_s の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②, ③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は, 真空破壊弁が機能しないことを想定すると, SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから, 漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり, また, 注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから, 有効性評価において選定している。

使用済燃料プールの静的サイフォンブレーカについて

1. 静的サイフォンブレーカの概要

使用済燃料プールは、第1図に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレークすることで、使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に真空破壊弁が閉固着した場合においても、静的サイフォンブレーカから空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。



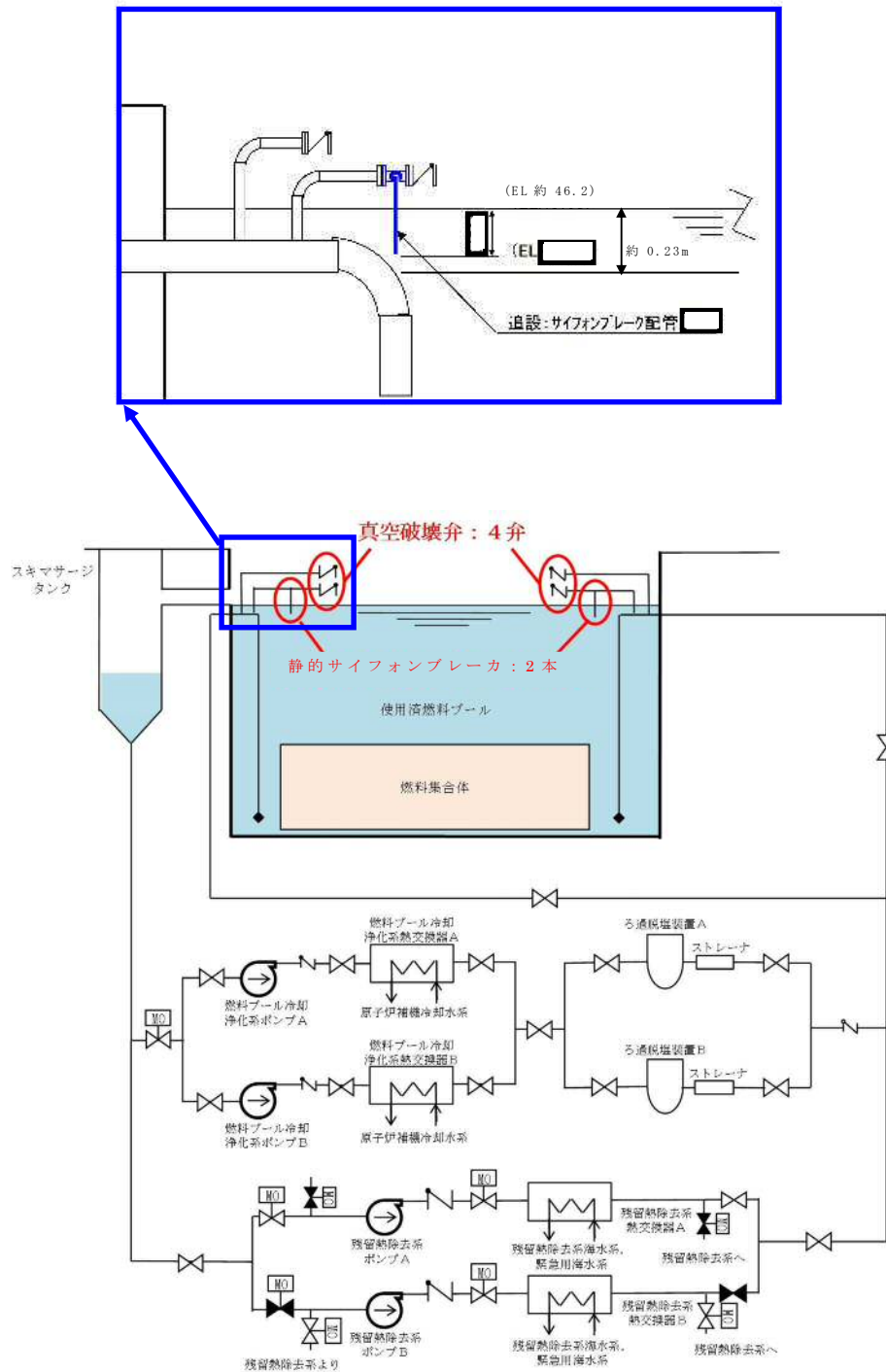
第1図 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 系統概略図

2. 静的サイフォンブレーカの機器仕様

(1) 静的サイフォンブレーカの寸法・設置箇所

静的サイフォンブレーカは、2本のディフューザ配管にそれぞれ設置されており、弁等の機器がない口径□の配管である。

第2図に示すとおり、ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり、静的サイフォンブレーカの下端が通常水位より約□mm下となるよう設置されている。



第2図 静的サイフォンブレイカ設置概要図

(2) サイフォン現象発生時の水位低下

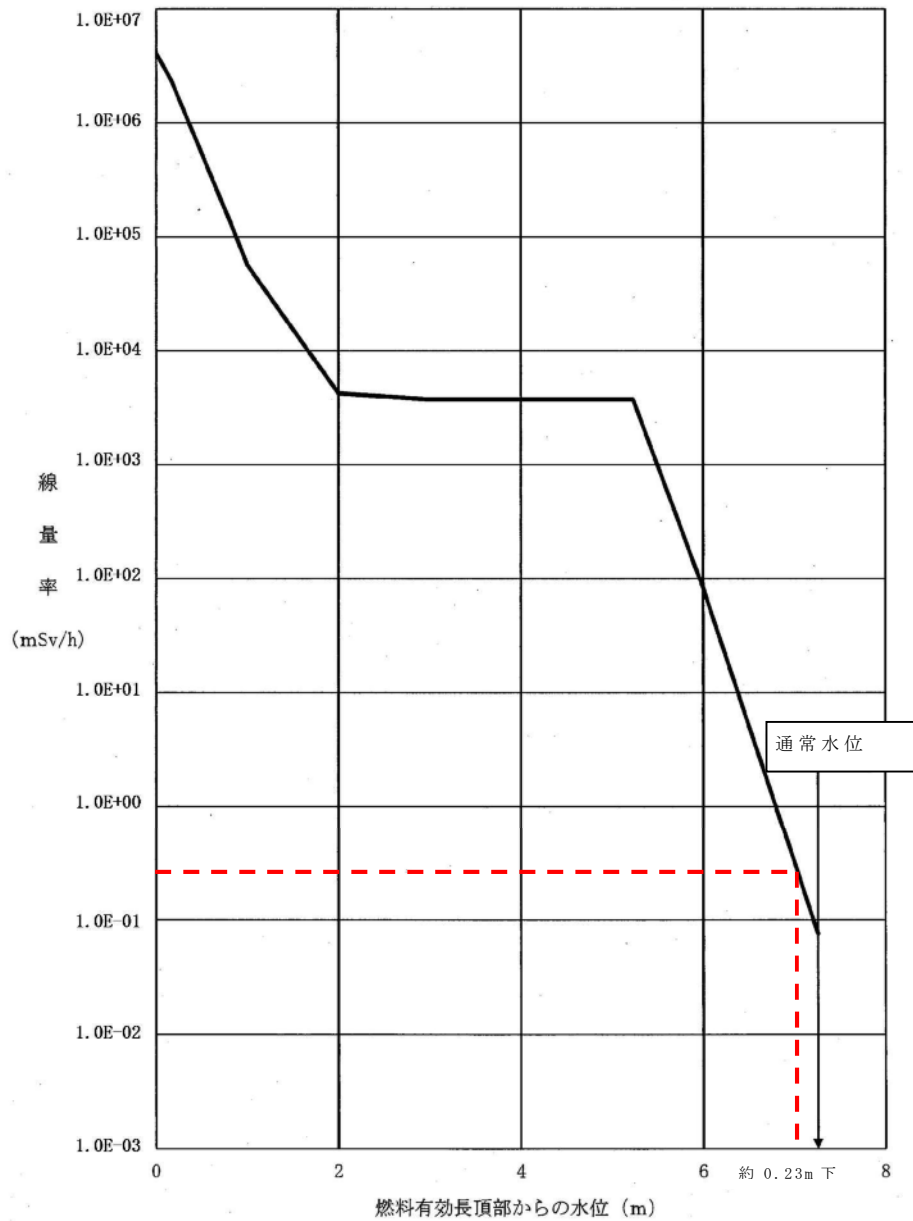
真空破壊弁の閉固着を想定した場合，サイフォン現象が発生し，通常水位より約 mm 下まで水位が低下すると，静的サイフォンブ

レーカから空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり始め、配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 3 図に示す。第 3 図より、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した場合においても、原子炉建屋原子炉棟 6 階の雰囲気線量率は約 1.0mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第 3 図 使用済燃料プール水位と線量率

3. 静的サイフォンブレーカの健全性について

(1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震 S クラスで設計されており，その配管に静的サイフォンブレーカを接続するため，耐震性については問題ない。

(2) 人的要因による機能阻害について

静的サイフォンブレイカは操作や作動機構を有さない単管のみであることから、誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、静的サイフォンブレイカ開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。

(3) 異物による閉塞について

静的サイフォンブレイカ（内径φ mm）は、燃料プール冷却浄化系出口配管より、燃料プール冷却浄化系ポンプ、燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して、使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており、ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約 1.016 mm×横約 0.23 mm）が設置されていることから、異物による静的サイフォンブレイカの閉塞の懸念はない。

(4) 落下物干渉による変形について

静的サイフォンブレイカの落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として、原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁、原子炉建屋クレーン、燃料取替機等の重量物があるが、これらは基準地震動 S_s に対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため、静的サイフォンブレイカの落下物干渉による変形は考えられない。

その他手摺等の軽量物については、ボルト固定、固縛による運用としている。

よって、落下物として静的サイフォンブレーカに干渉すると考えられる設備は軽量物であり、仮に静的サイフォンブレーカに変形が生じたとしても、本配管は剛性の高いステンレス鋼であり、完全閉塞に至る変形は考えにくいことから、サイフォン効果の除去機能は確保される。

4. 静的サイフォンブレーカの健全性確認方法について

静的サイフォンブレーカについては、定期的な巡視点検（1回／週）を実施し、目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。

安定状態について（想定事故2）

想定事故2（サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/4）

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.14m下）とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレイカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）で停止するとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレイカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約8.9時間後（10mSv/hの場合）となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65°C	約12°C～約40°C (実績値)	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.8時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約10時間後(10mSv/hの場合)となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>
	燃料の崩壊熱	約9.1MW (原子炉停止後9日)	9.1MW未満	<p>原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い9日を想定崩壊熱は、ORIGEN2を用いて評価</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	破断箇所・状態の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断真空破壊弁の閉固着	事故ごとに異なる	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断、及び真空破壊弁の閉固着を想定	注水操作は、破断箇所及び漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破断箇所・状態の想定によっては漏えい量が変化するが、静的サイフォンブレーカにより燃料プール燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で漏えいが停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
事故条件	サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	事象発生後、通常水位から約0.23m下まで徐々に低下	静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出が停止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下することを想定	使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	-	使用済燃料プール注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m ³ /h	50m ³ /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量(約16m ³ /h)より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方						
操作条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	<p>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生8時間後から開始する。</p>	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの水位低下に伴う異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯水設備からのホース敷設等として150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの水位低下による異常を認知し補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失を確認した時点での準備が可能である。なお、その場合、実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインゾル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインゾル設置）の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインゾル等の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約9.8時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約9.8時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定していることから、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油	事象発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	<p>【認知】 「代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7日間における水源の対応について
(想定事故2)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は，蒸発量に相当する流量で実施する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m³である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約 2,120m³の水が必要となるが，西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

(想定事故 2)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

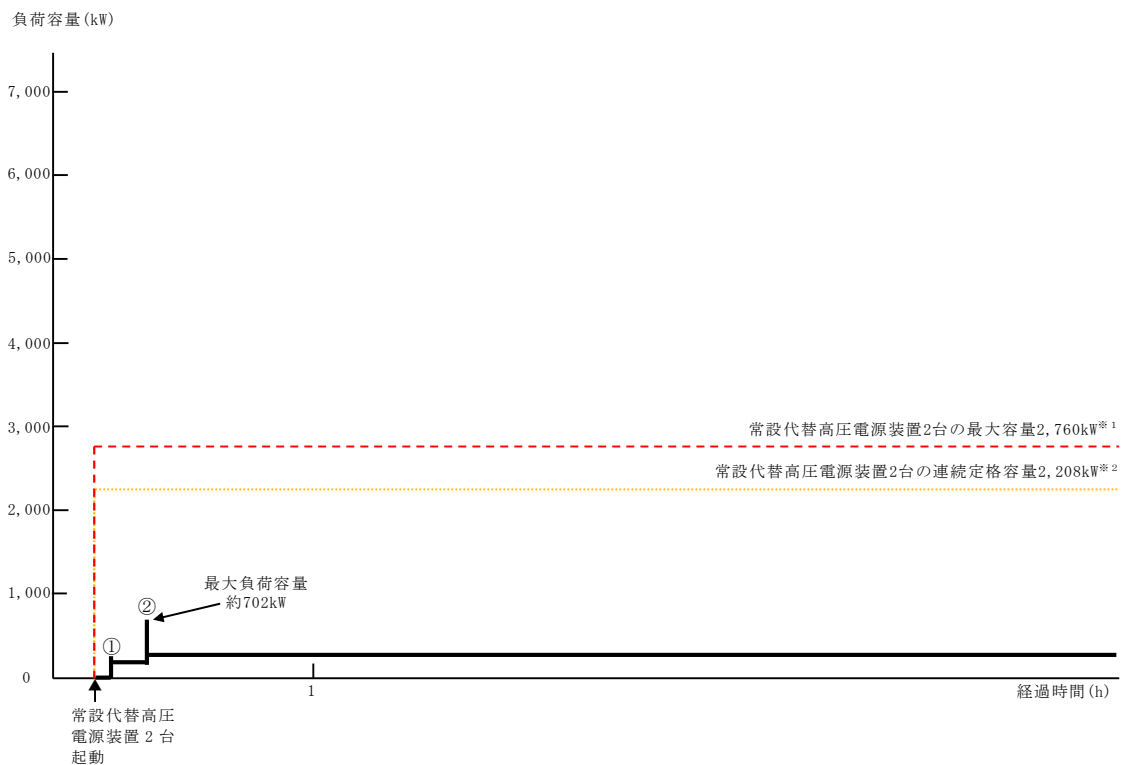
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(想定事故2)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を

除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。また、残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1-1 図に、手順の概要を第 5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）12 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 3 名である。必要な要員と作業項目について第 5.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12 名で対処可能である。

- a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認

原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。

(添付資料 5.1.1)

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。

なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 $32\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付資料 5.1.3, 5.1.4)

(c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52°C とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸

発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 安全機能喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

(添付資料 1.3.3, 5.1.8)

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW(原子炉冷却材温度 100°C 、海水温度 32°C において) とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1-4図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.1-5図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1.1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。

原子炉水位回復から約1時間45分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※1}。

- ※1 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。

実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.1-4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1-5 図に示すとおり，必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないが，可搬型代替注水

大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7）

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があること

から、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する

時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕

が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 47°C ～約 58°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象ごと異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメー

タに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる*。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与え

る影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.1.8)

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 12 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7 日間の継続実施が可能である。

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、約 755.5kL の軽油が必要となる。

軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 5.1.9)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 951kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 5.1.10)

5.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。ま

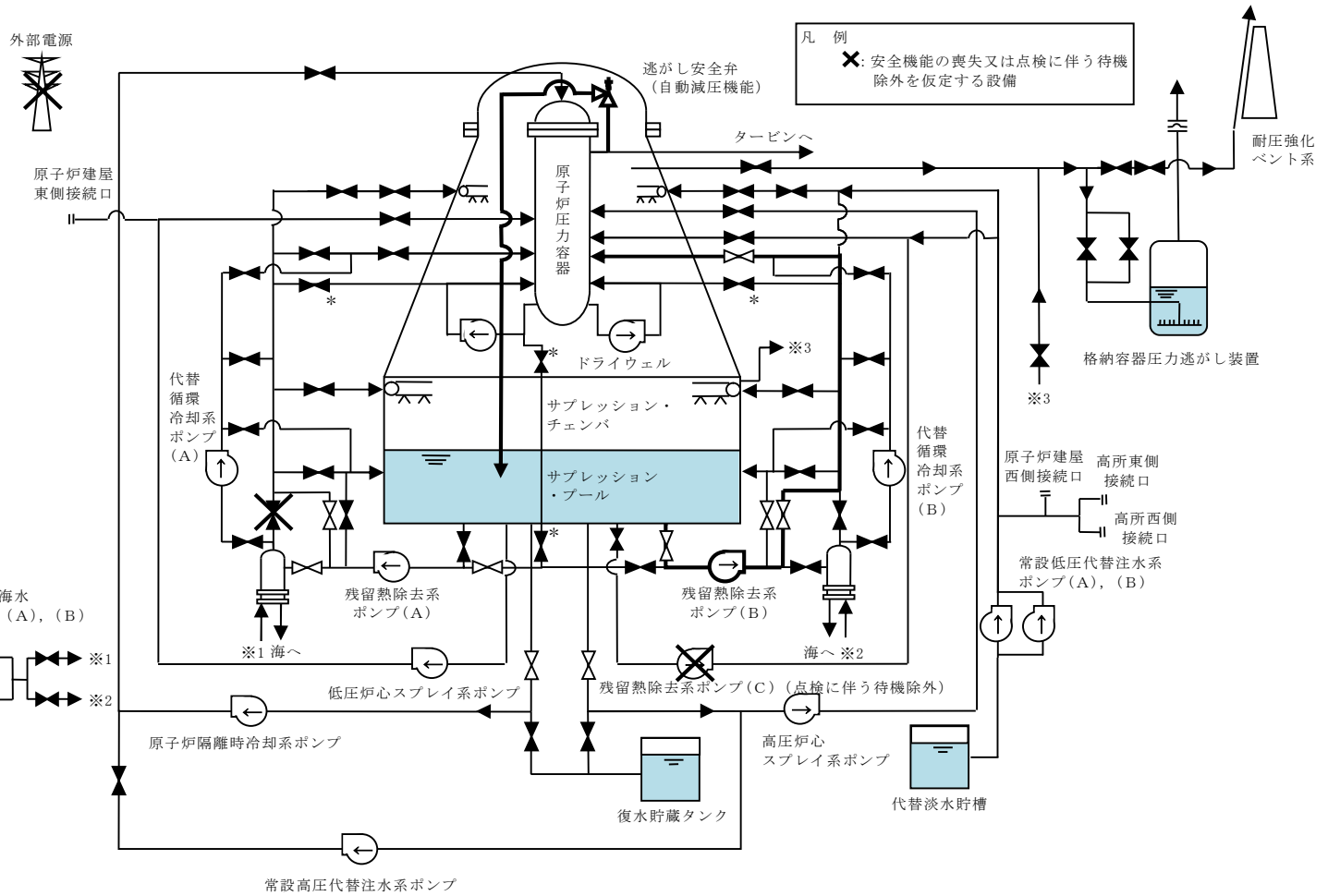
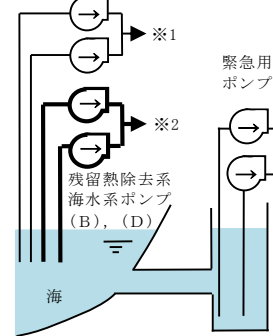
た、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

2 C非常用ディーゼル発電機, 2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機



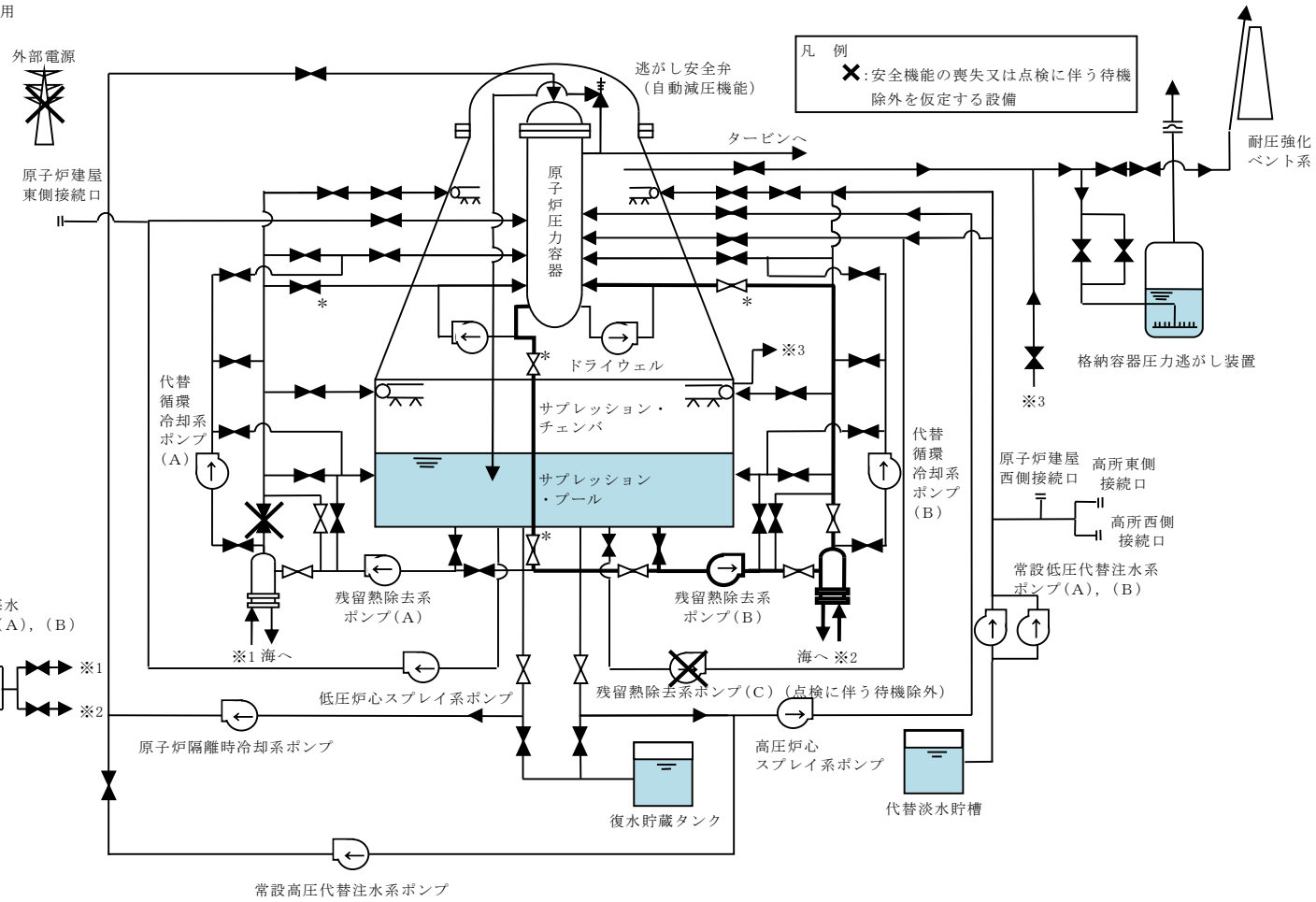
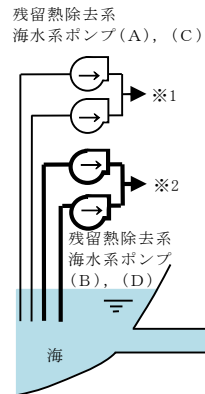
残留熱除去系海水系ポンプ(A), (C)



* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)

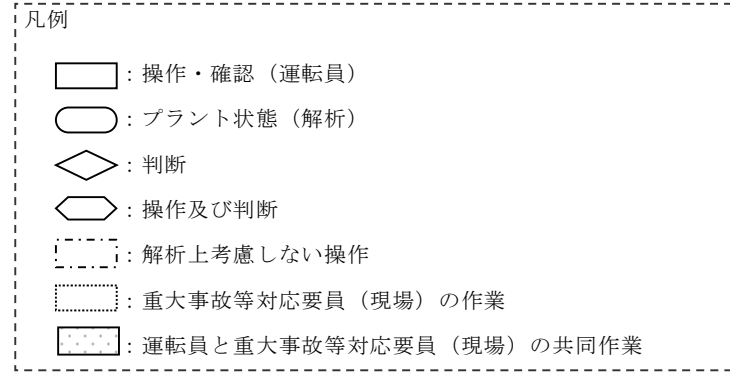
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用
ディーゼル発電機及び高压炉心スプレ
イ系ディーゼル発電機



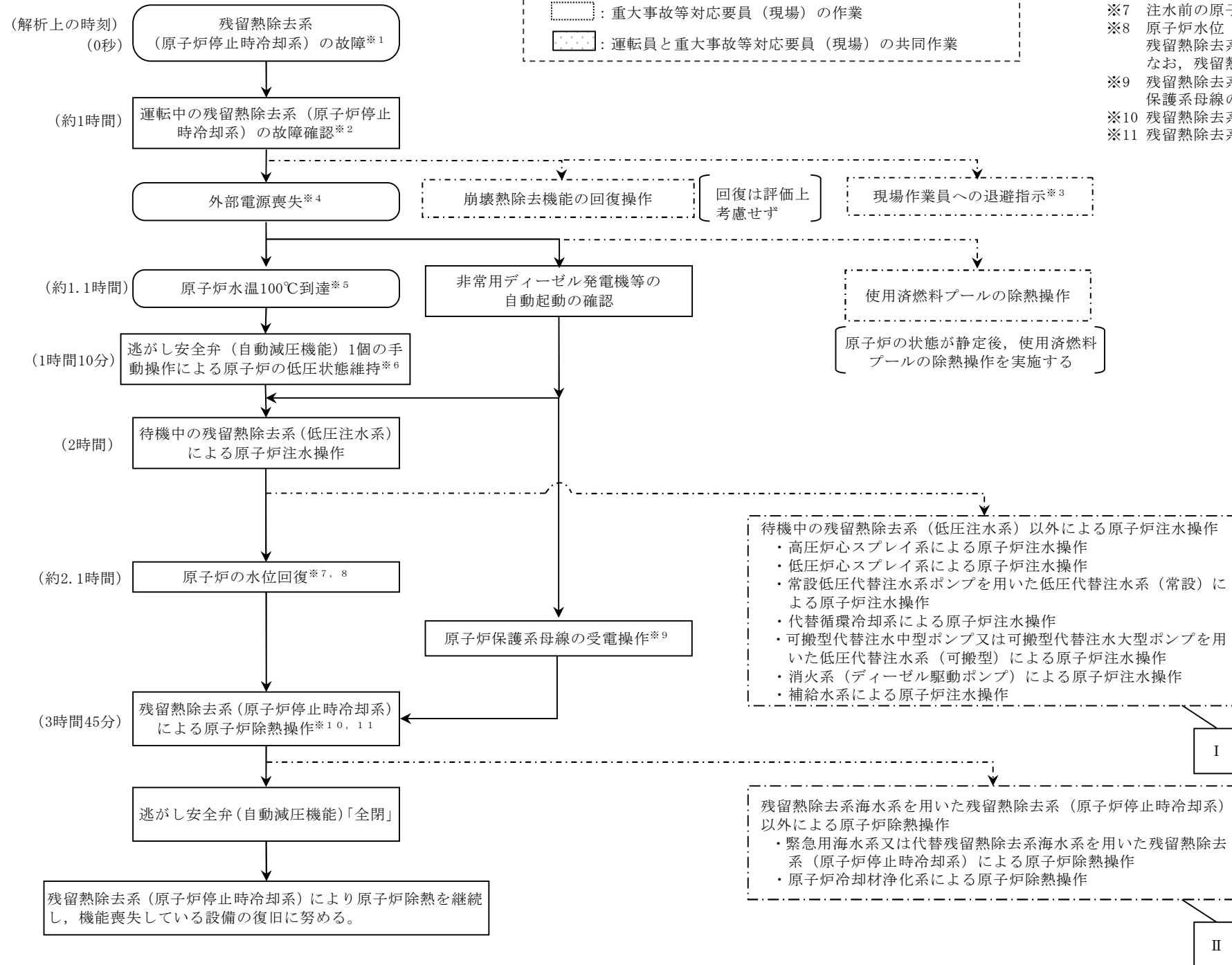
* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後 1 日目
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
 - ・原子炉水位は通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）



- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁誤閉」を評価条件とする。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
- ※2 1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。
- ※5 約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
- ※6 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※7 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から約0.3m下）となる。
- ※8 原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は、通常運転水位よりも高く維持する。
- ※9 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※10 残留熱除去系（低圧注水系）で注水後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
- ※11 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

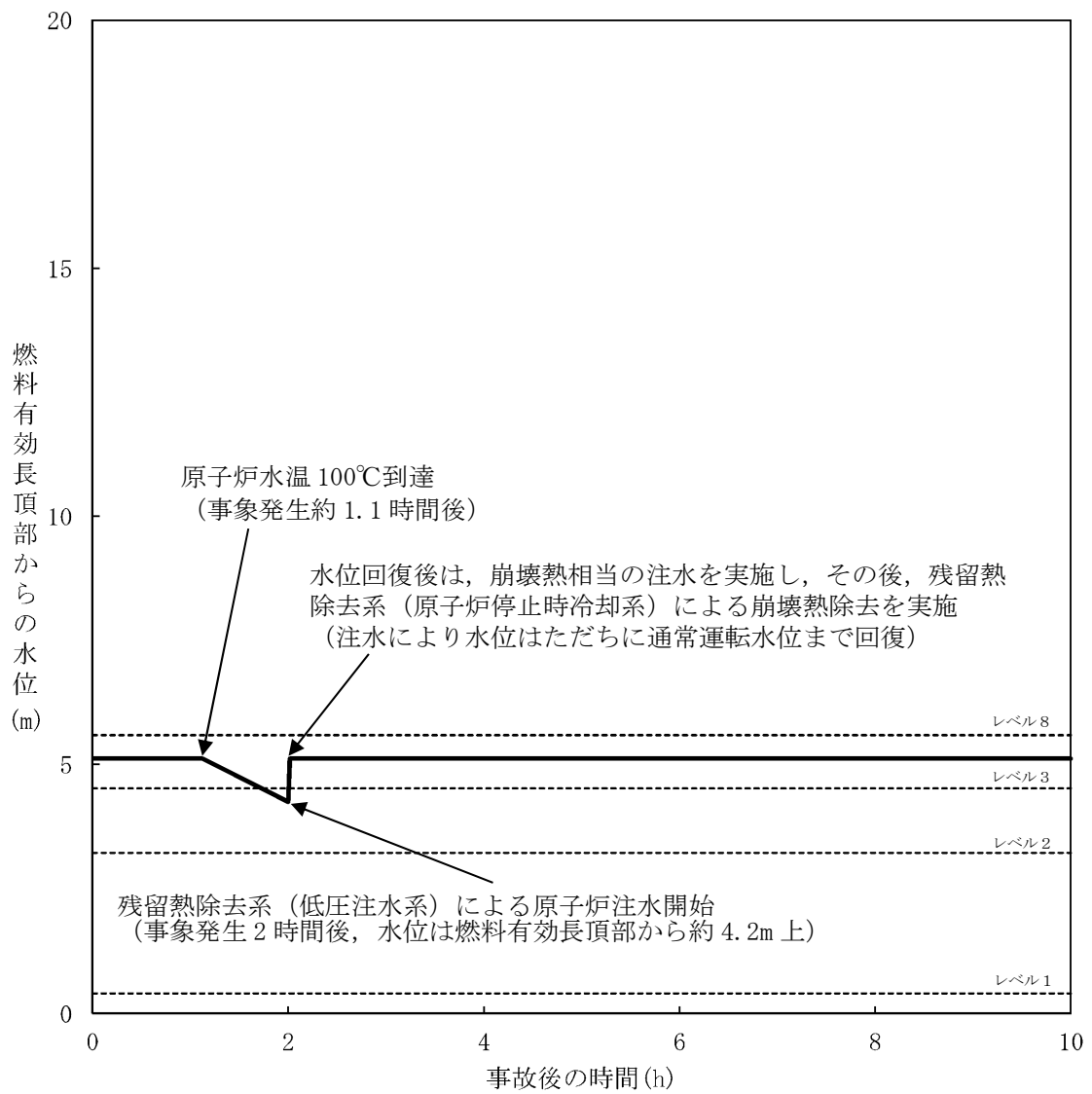
I
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

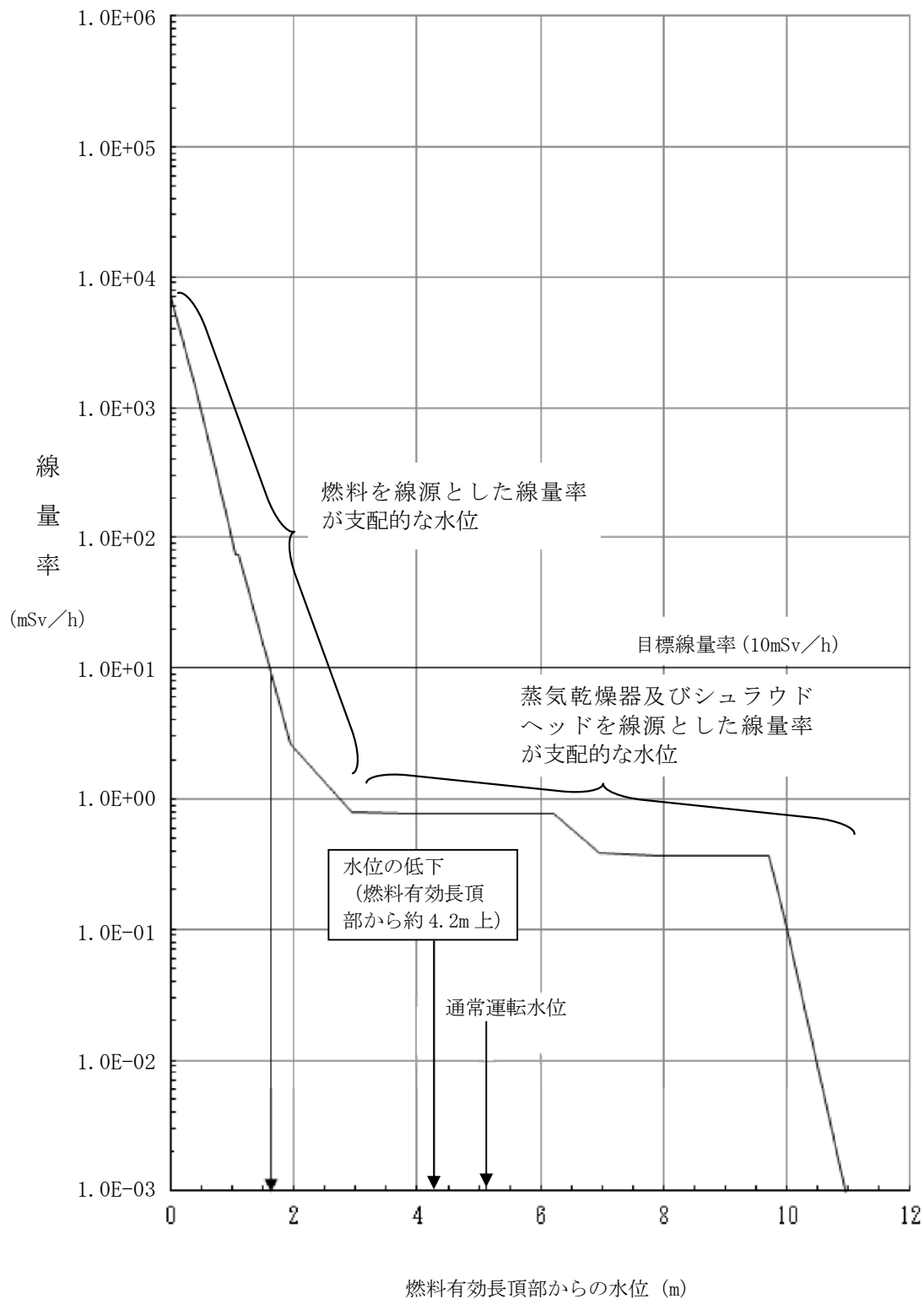
第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

運転停止中 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)												
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)					備考		
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4		5	55
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮								
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐								
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡								
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)								
状況判断	1人 A	-	-	●原子炉水温上昇, 残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止確認	事象発生	約1時間 プラント状況判断	約1.1時間 原子炉水温100℃到達	2時間 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始	約2.1時間 原子炉水位回復	3時間45分 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 操作開始		
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示		60分以内に退避完了						解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動開放操作		1分						
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作		4分						
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	-	1人 C	1人 a	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (現場)			45分					
崩壊熱除去機能の回復操作	-	【1人】 C	【1人】 a	●崩壊熱除去機能の回復操作				適宜実施				解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作		10分						
	-	-	2人 b, c	●原子炉保護系母線の復旧操作 (現場)			105分					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作			4分					
				●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作			2分					
原子炉保護系母線の受電操作	【2人】 A, B	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)			10分					
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水の停止操作			2分					
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (中央制御室)			30分					残留熱除去系ポンプ (B)
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作			6分					
				●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視				適宜監視				
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作				適宜実施				解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作			20分					解析上考慮しない 約55時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作			15分					
必要要員合計	2人 A, B	1人 C	3人 a, b, c									

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図 原子炉水位の推移



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象, 安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障を想定
	外部電源	事象認知まで: 外部電源あり 事象認知後: 外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後(1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の停止を確認する時間)とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。

※1 原子炉停止から1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /hで注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

運転停止中における通常時のプラント監視について

運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を第1表に示す。

- ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障確認
- ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける、原子炉冷却材の流出の確認

第1表 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要

項目	監視対象 ^{※1}	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転状態	・残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認	1回/時間	・系統故障警報（ポンプ過負荷/過電流、原子炉停止時冷却系運転時におけるミニフローライン弁開等）の発生時
原子炉水温	・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・再循環系ポンプ入口温度 ・原子炉冷却材浄化系ポンプ入口温度 ・原子炉圧力容器表面温度	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 （残留熱除去系熱交換器入口温度、残留熱除去系熱交換器出口温度）
原子炉水位	・原子炉水位（狭帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SHUT DOWN） ・原子炉水位（ウェル水位） ・原子炉水位（SA広帯域）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	・水位低低/低の警報発報時 （原子炉水位（狭帯域）、原子炉水位（広帯域））
サプレッション・プール水位	・サプレッション・プール水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/低の警報発報時 （サプレッション・プール水位）

※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある

※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある

重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

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うち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、P R A から抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る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に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、審査ガイドに示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。

- ・ 残留熱除去系の故障（R H R 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。

このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し、

待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。

3. プラント状態の選定

有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル1 P R AにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。

次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS

－D以外のPOSである，POS－A～POS－Cが厳しい条件となる。

なお，原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。

このため，本評価では，POS－Sの次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS－S，POS－D以外のPOSとして，POS－Aを選定している。なお，POS－Aは「PCV／RPV開放への移行状態」と定義される状態であり，原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが，本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点から厳しい，原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。

※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり，POS－S及びPOS－Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低

圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備による原子炉注水が考えられる。ただし，低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。また，待機中の非常用炉心冷却設備については，非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。

なお，本評価においては，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが，施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると，原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり，原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても，原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお，蒸気に含まれる放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。また，原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水することで，燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。

POS		S	A	B1				B2				B3						B4						B5						B6						C1				C2				D																																							
定検日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
代表水位		通常水位								原子炉ウエル満水								通常水位																																																																	
CRD点検																																																																																			
LPRM点検																																																																																			
除熱系	RHR-A																																																																																		
	RHR-B																																																																																		
注水系	CST-A																																																																																		
	CST-B																																																																																		
	HPCS																																																																																		
	LPCS																																																																																		
	LPCI-A																																																																																		
	LPCI-B																																																																																		
	LPCI-C																																																																																		
補機冷却系	RHRS-A																																																																																		
	RHRS-B																																																																																		
電源系	DG-2C																																																																																		
	DG-2D																																																																																		
	HPCS-DG																																																																																		
日数		1	2	5				3				14						8						12						13						8				9				7																																							
使用可能緩和設備	除熱系	※1	RHR-A RHR-B	RHR-A				RHR-B				RHR-B						RHR-A RHR-B						HPCS HPCS						RHR-A RHR-B				RHR-B				HPCS HPCS																																													
	注水系	※2	HPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A				LPCI-B CST-A				LPCI-B CST-B						HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B						HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B						HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B						HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B				HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B																																											

※1 RHR-A, RHR-B
 ※2 HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B

□ : 運転 ◻ : 待機 ■ : 待機除外

第1図 停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等 ^{※1}	原子炉圧力容器の 開閉状態	運転停止中の評価項目		
				燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	未開放	POS-Aに比べて崩壊熱が高いため、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕(約4.2時間)は短い、有効性評価で考慮している操作開始時間(約2時間)で燃料損傷を防止できることから、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aと同じ。
A	PCV/RPV開放への移行状態	—	未開放→開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	有効性評価において評価項目を満足している。 (原子炉圧力容器は未開放状態から開放状態への移行状態であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから、必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.7)。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 燃料の取出・装置に関わる作業は「反応度の戻投入」に包絡。
B1	原子炉ウエル満水状態	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※2}	開放	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、低圧代替注水系(常設)及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉への注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aと同じ。 燃料の取出・装置に関わる作業は「反応度の戻投入」に包絡。
B2		※2 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため、崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)には包絡されないが、「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」の評価に代表される				
B3		「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※3}				
B4	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」 「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B5	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※3}	「残留熱除去系-A」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、高圧炉心スプレイ系等による原子炉への注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B6	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」 「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
C1	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。			
C2	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※4}	「残留熱除去系-B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、POS-Aを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aと同じ。	
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	未開放	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。		

※1 重大事故等対処設備等のうち線が引いてあるものは、津波襲来時にも使用可能な設備

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

1. 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 1.1 \text{ h}$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間 (h)

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピー (kJ/kg) = 419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピー (kJ/kg) = 217.70

V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) = 382

ρ_{52} : 52℃の水密度 (kg/m³) = 987

Q : 崩壊熱 (kW) = 18.8×10^3

2. 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間

崩壊熱(蒸発)によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3 \text{ h}$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 5.2 \text{ h}$$

t : 燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h)

t_2 : 100°C到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間
(h)

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) = 2,675.57

V_{u1} : 燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積 (m³) = 156

崩壊熱 (蒸発) によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t' = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$$

$$t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 3.4\text{h}$$

t' : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

t_3 : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

V_{u2} : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104

なお、崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

$$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32\text{m}^3/\text{h}$$

V_h : 蒸発量 (m³/h)

ρ_{100} : 100°Cの水密度 (kg/m³) = 958

3. 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f : 必要な注水量 (m^3/h)

ρ_f : 注水 (飽和水) の密度 (kg/m^3)

h_f : 注水 (飽和水) の比エンタルピー (kJ/kg)

水源がサプレッション・チェンバ (水温: 32°C) の場合及び代替淡水貯槽 (水温: 35°C) の場合の飽和水の密度, 飽和水の比エンタルピー及び必要注水流量の評価結果は第 1 表のとおりである。

第 1 表 各水源使用時における必要注水流量の評価結果

パラメータ	水源 サプレッション・ チェンバ	代替淡水 貯槽
飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m^3)	995	994
飽和水の比エンタルピー (h_f) (kJ/kg)	134.11	146.64
必要注水流量 (f) (m^3/h)	約 26.7	約 26.9

4. 注水中の蒸発量

注水中の蒸発量は, 注水された水を 100°C に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して, 次の式で求める。

$$Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$$

$$S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$$

F : 注水流量 (m^3/h)

S : 注水中の蒸発量 (m^3/h) (ただし, $S \geq 0$)

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日（24時間）後^{*}の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、施設定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力電源喪失」における原子炉注

水開始準備が完了するのは事象発生から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は維持される。

また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、P O S - A に比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

(添付資料5.1.7)

このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シナリオにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 現場作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について
- ・管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、現場作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、現場作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。

- ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内か

ら退城していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。

4. 現場作業員の退避時間




現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるEPDゲートの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間で退避完了すると見積もった。

◎EPDゲートの通過人数：26人/分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→1,020人 ÷ 26人/分 = 40分 → 1時間

第 1 表 現場作業員の退避時間内訳

	経過時間					
	10分	20分	30分	40分	50分	60分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動						
②管理区域からの退域						
③退避の確認						
退避時間	↑ 保守的に 1時間とする					

5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

現場作業員の退避は1時間以内に完了するため、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、現場作業員の退避に影響はない。

安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時に
おける放射線の遮蔽維持について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h^* ）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

- ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第1図中の1，2・3，4）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋取外し作業を実施する。

- ②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約0.5m下）。

- ③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）

水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

- ④気水分離器取外し（第1図中の7）

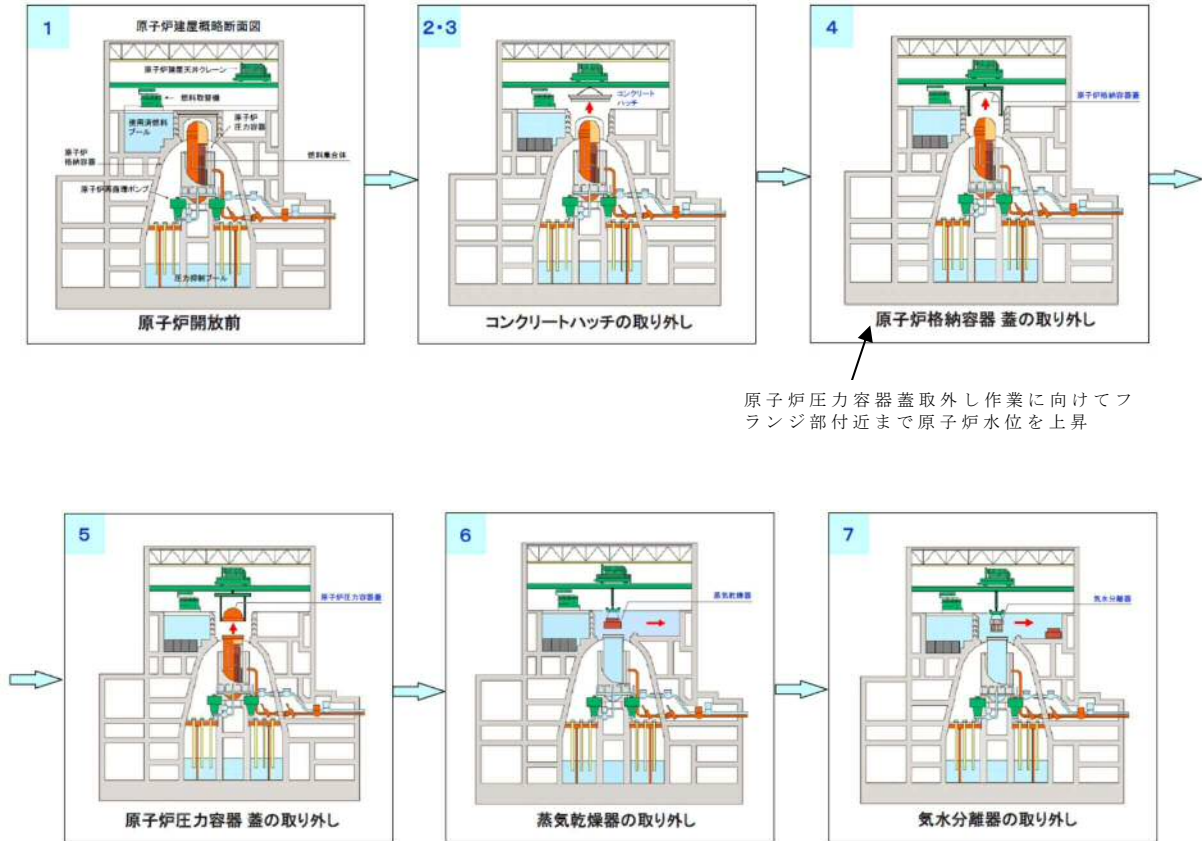
気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長

く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.2)

<参考> 原子炉開放の流れ※



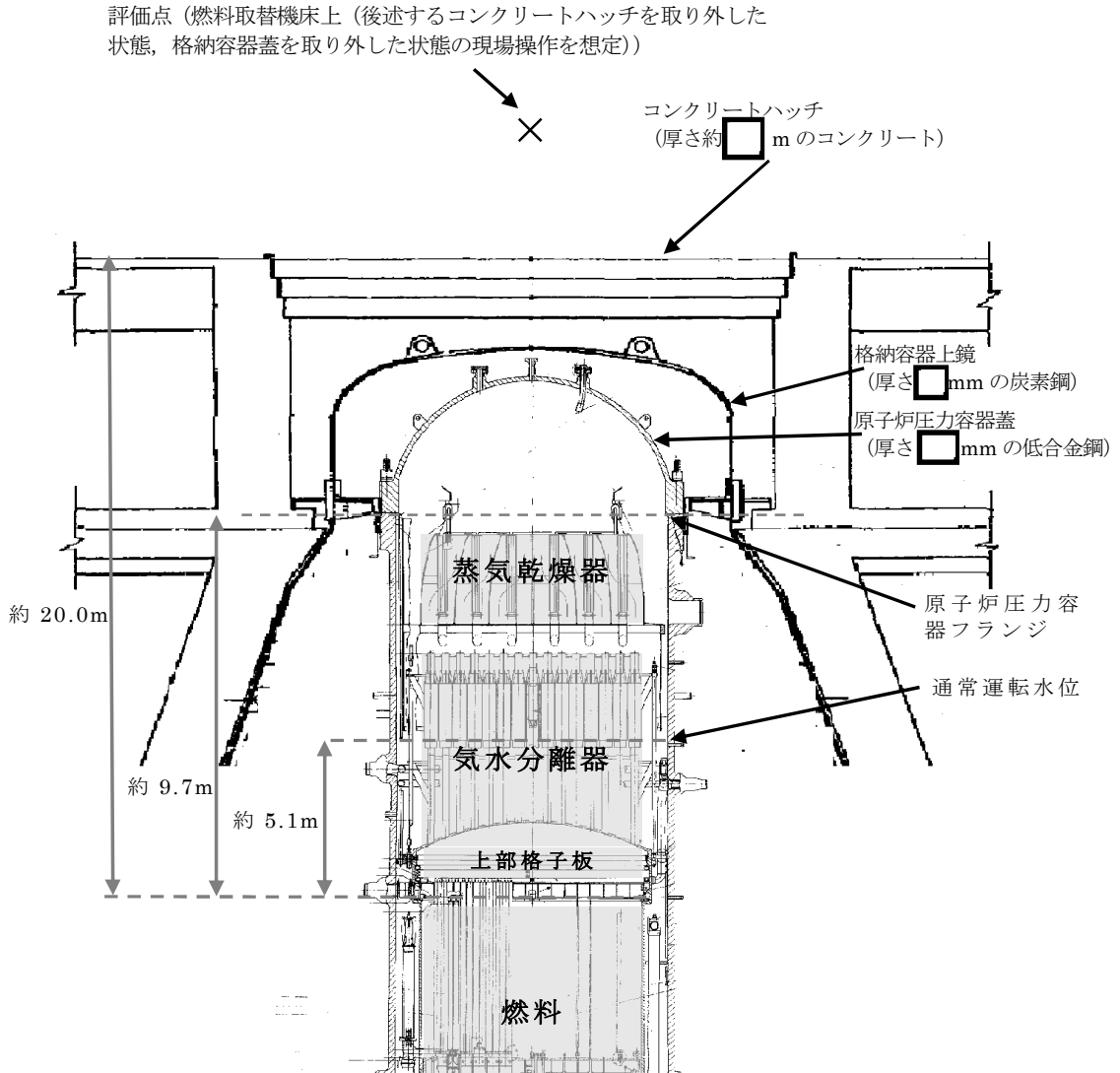
第 1 図 原子炉压力容器開放作業の流れ

※ <http://www.tepcoco.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動

2. 格納容器等構造物

原子炉圧力容器等構造物の概要について第2図に示す。



第2図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器

蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟 6 階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2 の状態に包含される*。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人 原子力安全技術センター)

①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し(第 1 図中の 2・3, 4)

コンクリートハッチ、格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなり、期待できる遮蔽効果は、原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器となる。この状態における通常運転水位時が①-1 及び後述する②、③を包含する最も厳しい状態であるため、この状態を線量率の評価対象とする。

②原子炉压力容器蓋取外し(第 1 図中の 5)

原子炉压力容器蓋開放時はフランジ約 0.5m 下まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉压力容器蓋開放作業を実施する。この際、原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる(約 1.4 時間程度)。このため、この状態

における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

なお、原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも、原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ、原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。

また、原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も、原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については、線源強度が大きくないこと、原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）及び④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取

外し（第1図中の2・3, 4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コード (Ver1.04) を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料取替機床上^{*}とした。

※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：炉心の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約 3.7m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は，エネルギー5群

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に，9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}(\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(\text{MeV}/(\text{W} \cdot \text{s})) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(\text{W}/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(\text{MeV}) \times \text{燃料集合体体積}(\text{cm}^3/\text{体})} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10⁶ 時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二発電所に

関する本評価においても適用可能である。

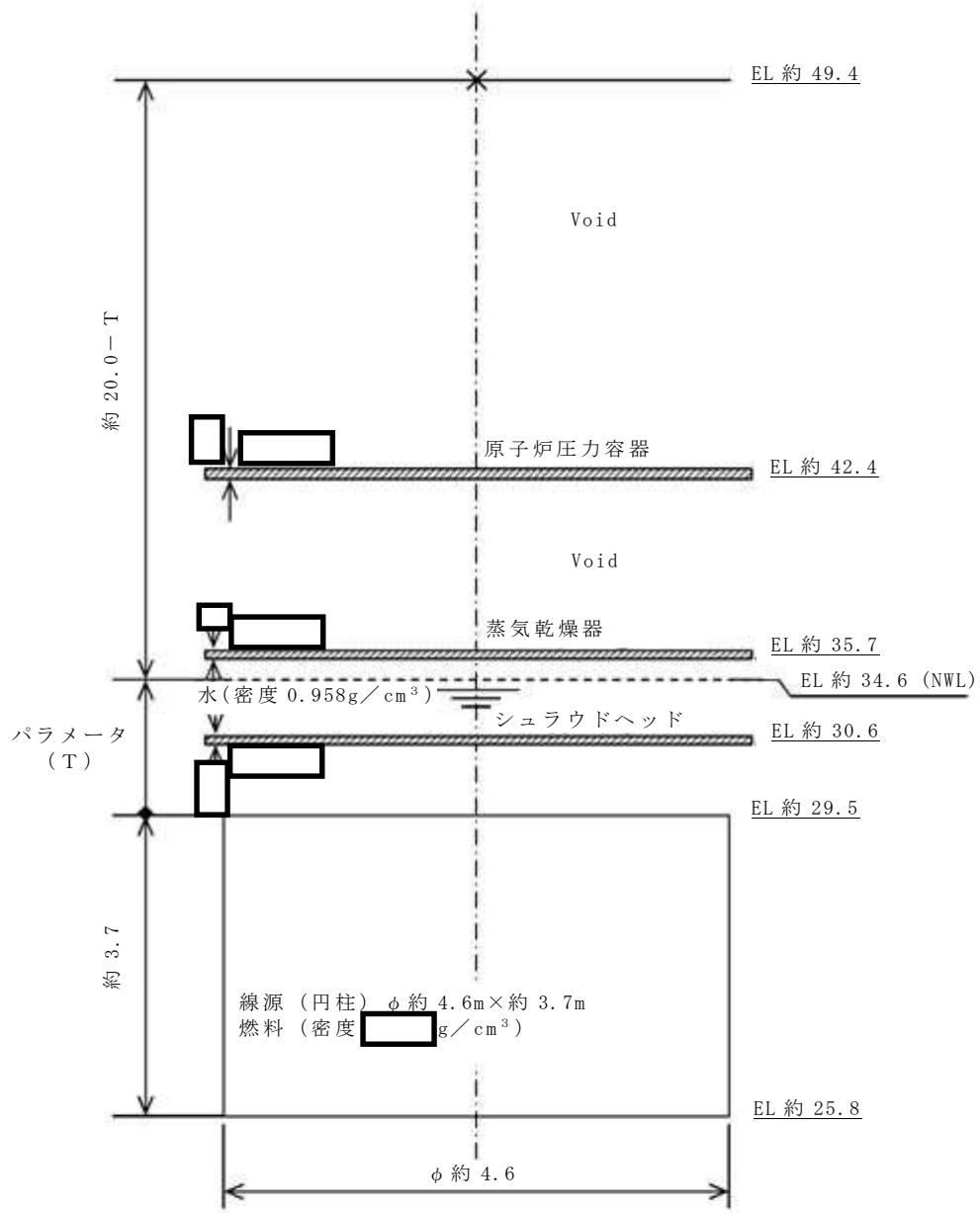
- ・燃料照射期間： 10^6 時間
- ・原子炉停止後の期間：停止 12 時間^{※2}（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約 $7.2E+04\text{cm}^3$ （9×9燃料（A型））

※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第3図 燃料の線量率計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

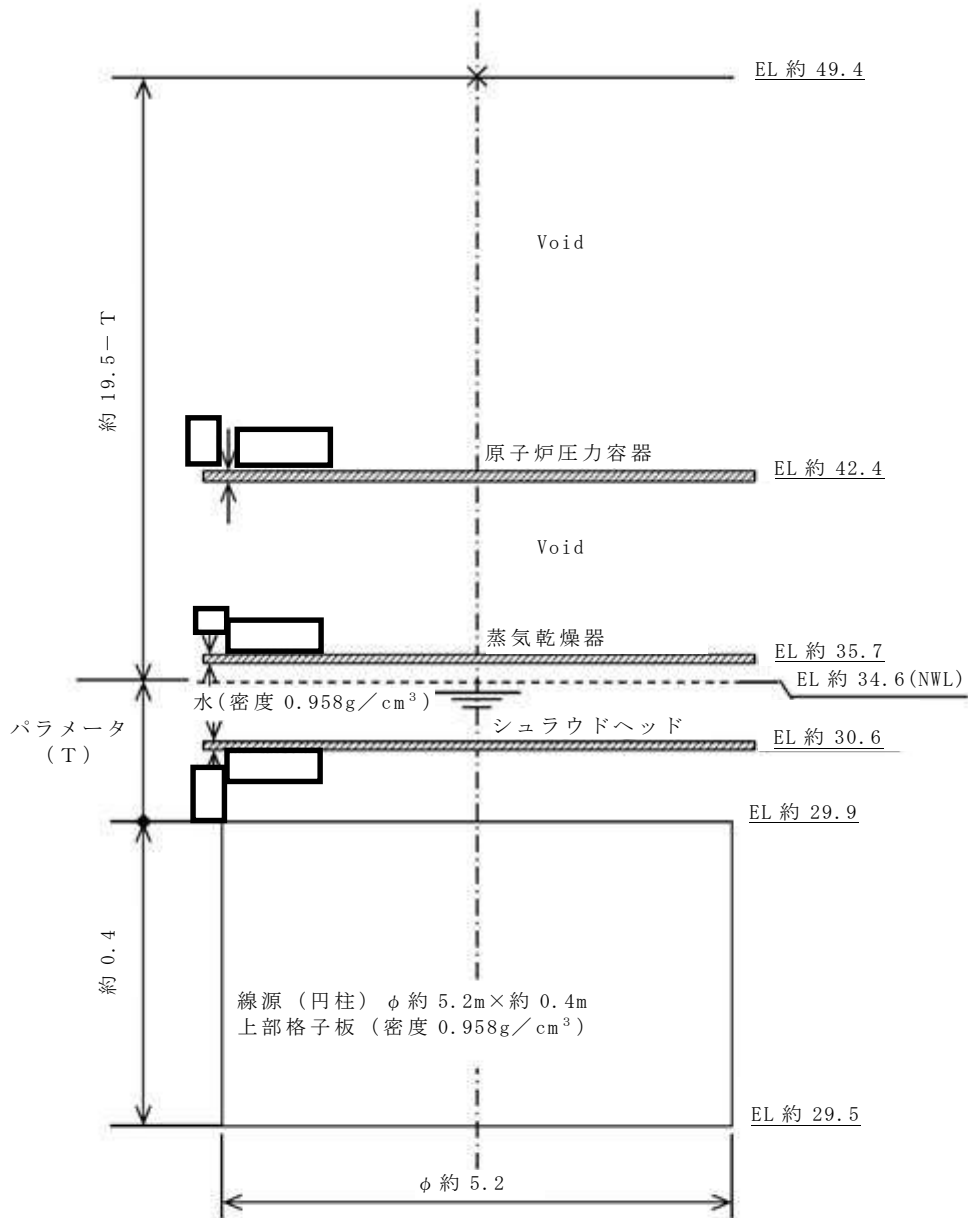
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（ Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第 4 図 上部格子板の線量率計算モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.2m^{*1}

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種Co-60を想定して1.5MeVとする。

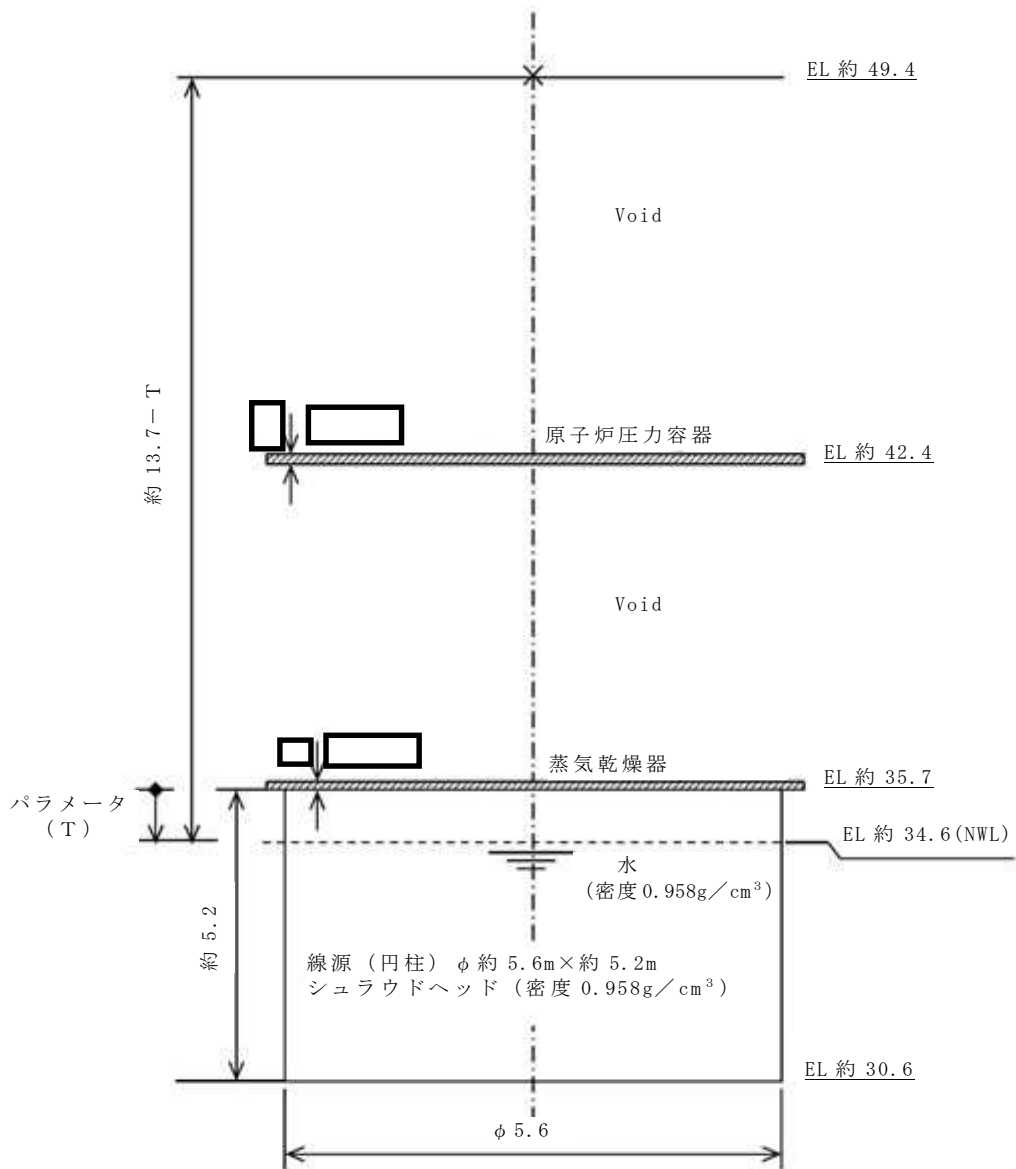
○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³*2）

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）*1より6.7E+05Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用



単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

第 5 図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

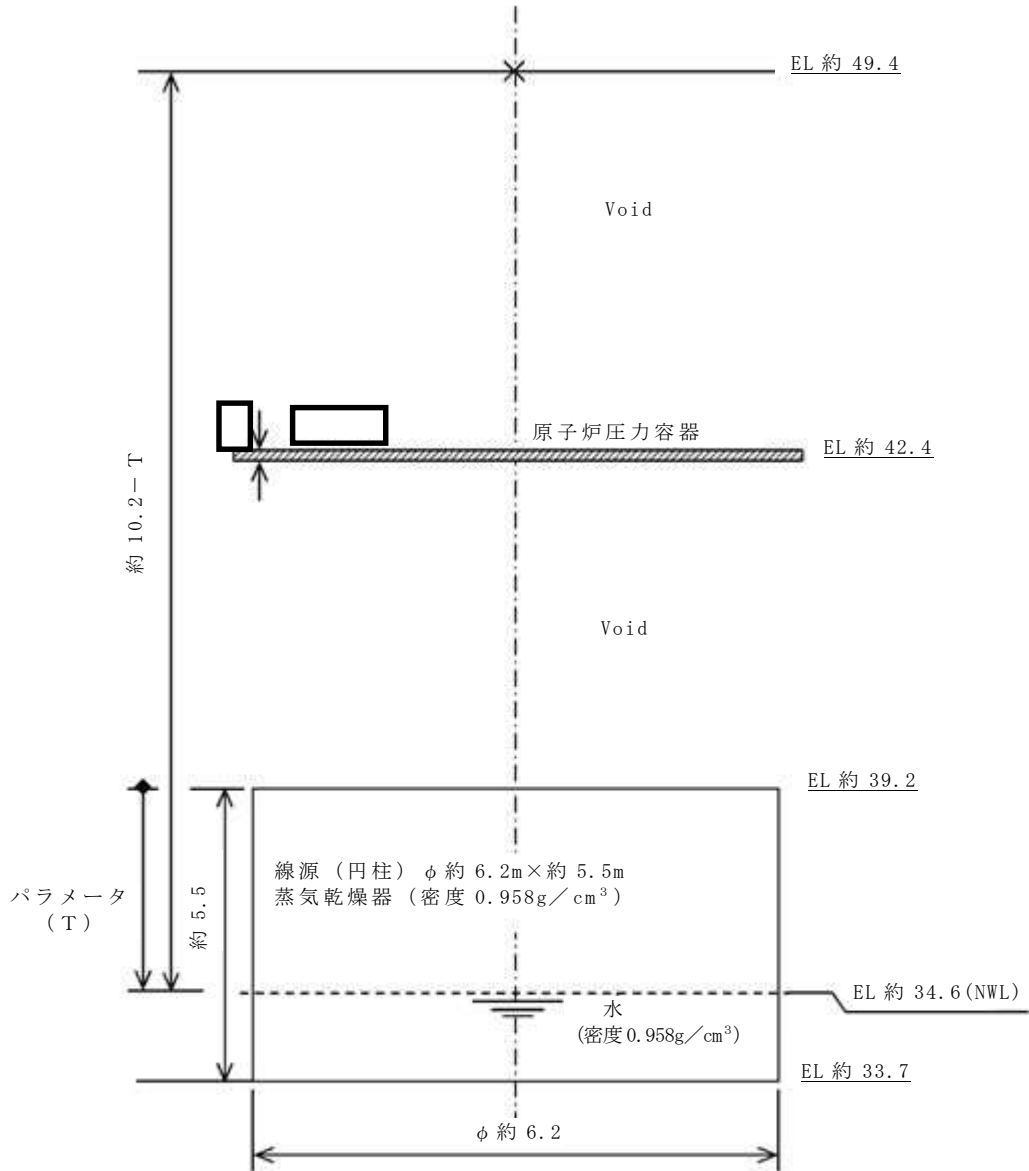
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05$ Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第 6 図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

(2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (圧力容器蓋の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ 原子炉圧力容器鋼板 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～6 図に示す。

b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (フード部の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ 蒸気乾燥器の材質 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～5 図に示す。

c. シュラウドヘッド

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワラによる

遮蔽も考慮))

線源材質 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ シュラウドヘッドの材質 の密度は、同等である

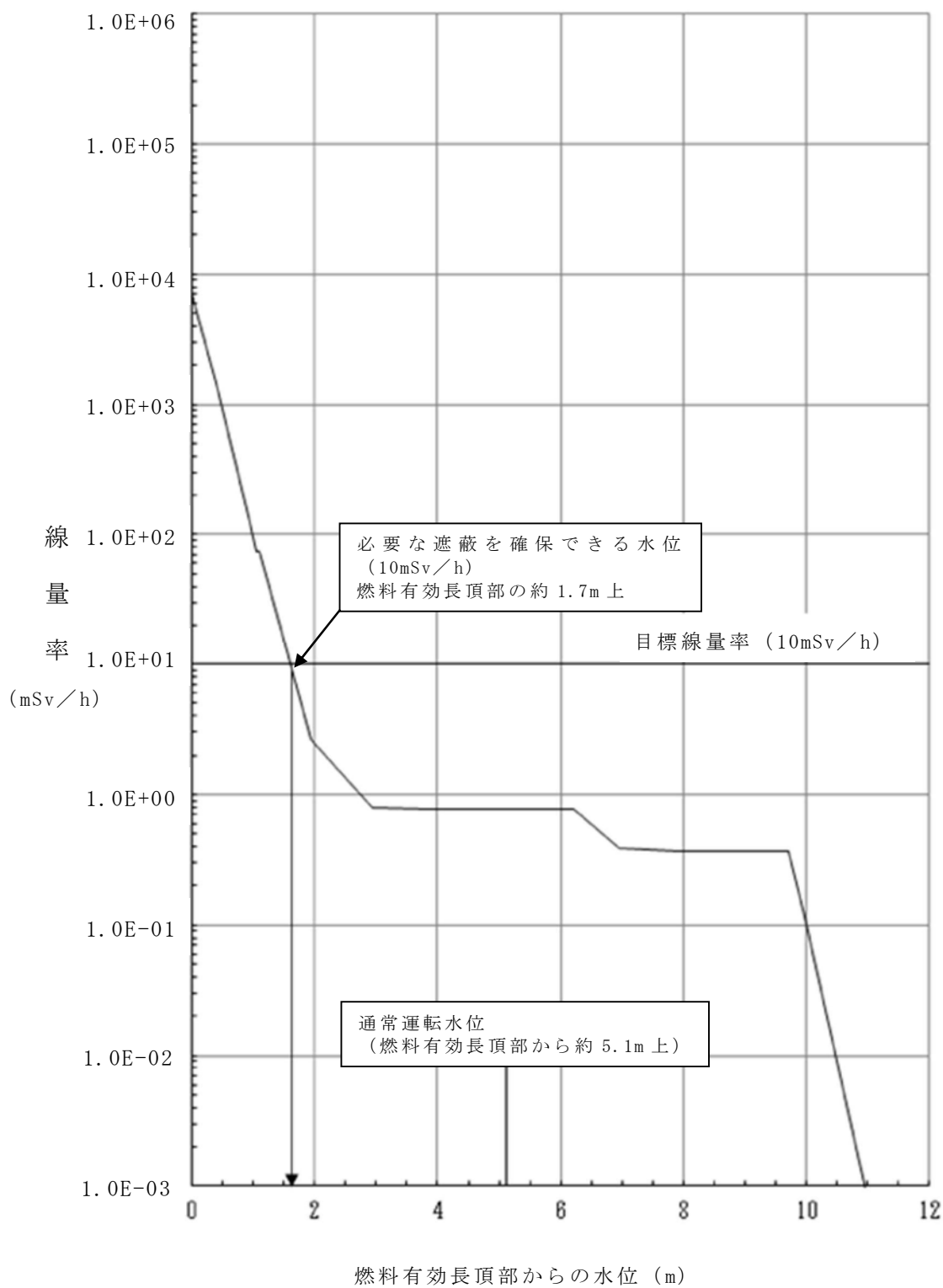
で代表した

線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は、「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



第 7 図 原子炉水位と線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間 (25 分) に対して十分な余裕があることを確認した。

第 2 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の
算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約 22.4MW	約 2.8 時間	約 4.2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時、作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示により現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1 時間程度である。また、運転員は作業員の退避が完了した

ことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。

一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

(添付資料 5.1.5)

6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）の設計として、作動には約 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において R C I C による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、R C I C による注水が可能となることが考えられる。なお、R C I C の点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時に R C I C での注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、R C I C の使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後、原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも、P O S - A に比べて約 1.7

時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後)	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWD/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については、停止後の時間を短くとり、崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
原子炉水温	52℃	約 47℃～ 約 58℃※1 (実績値)	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から +126 cm）	通常運転水位 (通常運転水位 ±10cm 程度) (実績値)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の容量	約800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	—	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	事故事象毎	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。	<ul style="list-style-type: none"> 事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため、運転員等操作の開始時間は早くなる。 事象認知後：外部電源がある場合は、必要な運転員等操作が少なくなるため、運転員等操作の完了時間が早くなる。 	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から約2時間後	<p>残留熱除去系の機能喪失に伴う以上の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は、所要時間を6分と想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から3時間45分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持操作，原子炉保護系電源の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ，訓練実績では，約20分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

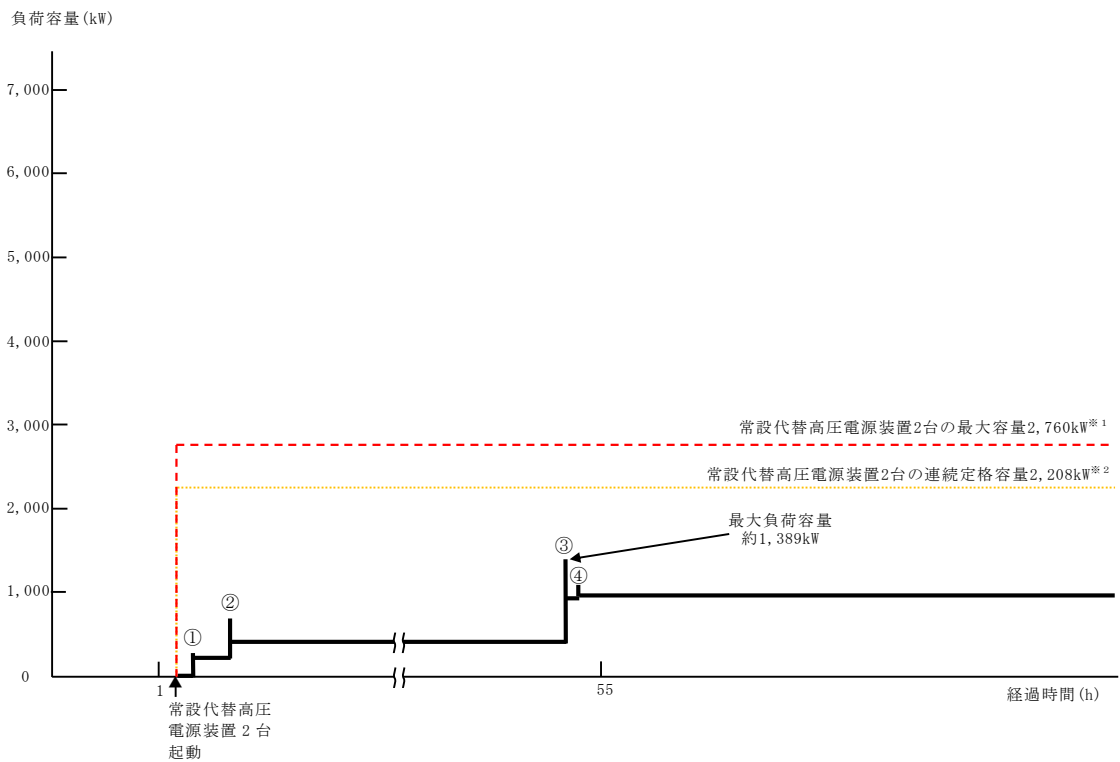
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約 702	約 407
③	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,389	約921
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,030	約951



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2-1 図に、手順の概要を第 5.2-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）19 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、19 名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量である。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

c. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また、常設低圧代替注水系ポンプ1台を手動起動し、原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位を通常運転水位付近に維持する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）等である。

e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が

完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ1台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗）は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。

したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケ

ンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。

なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 $32\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付資料 5.1.3, 5.1.4)

(c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52°C とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では低圧代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。また，残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，蒸発量に応じた注水流量として $27\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100°C ，

海水温度 32℃において) とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 事象発生 21 分までに中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが，原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間後から開始する。
- (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は軸受等の冷却が必要となるため，緊急用海水系の準備が完了する事象発生 4 時間 10 分後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事象発生から約 1.1 時間後以降は，低圧代替注水系（常設）により蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。

事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留

熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽※が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生 25 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6

階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時の原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.1.7, 5.2.1）

5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価

項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 47℃～約 58℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象ごと異なる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとし

て、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、

原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 47°C ～約 58°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条

件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる*。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」

の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため、原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり、沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが、他の並列操作はないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電並びに低圧代替注水系

(常設) による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 6.3 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が約 1.1 時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉除熱操作は、事象発生 4 時間 10 分後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 19名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約 90m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水量を保有している。これにより、注水によって代替

淡水貯槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 5.2.4)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.5)

c. 電 源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 3,276kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は約 5,520kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、

不要な直流負荷の切離しを行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 5.2.6)

5.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

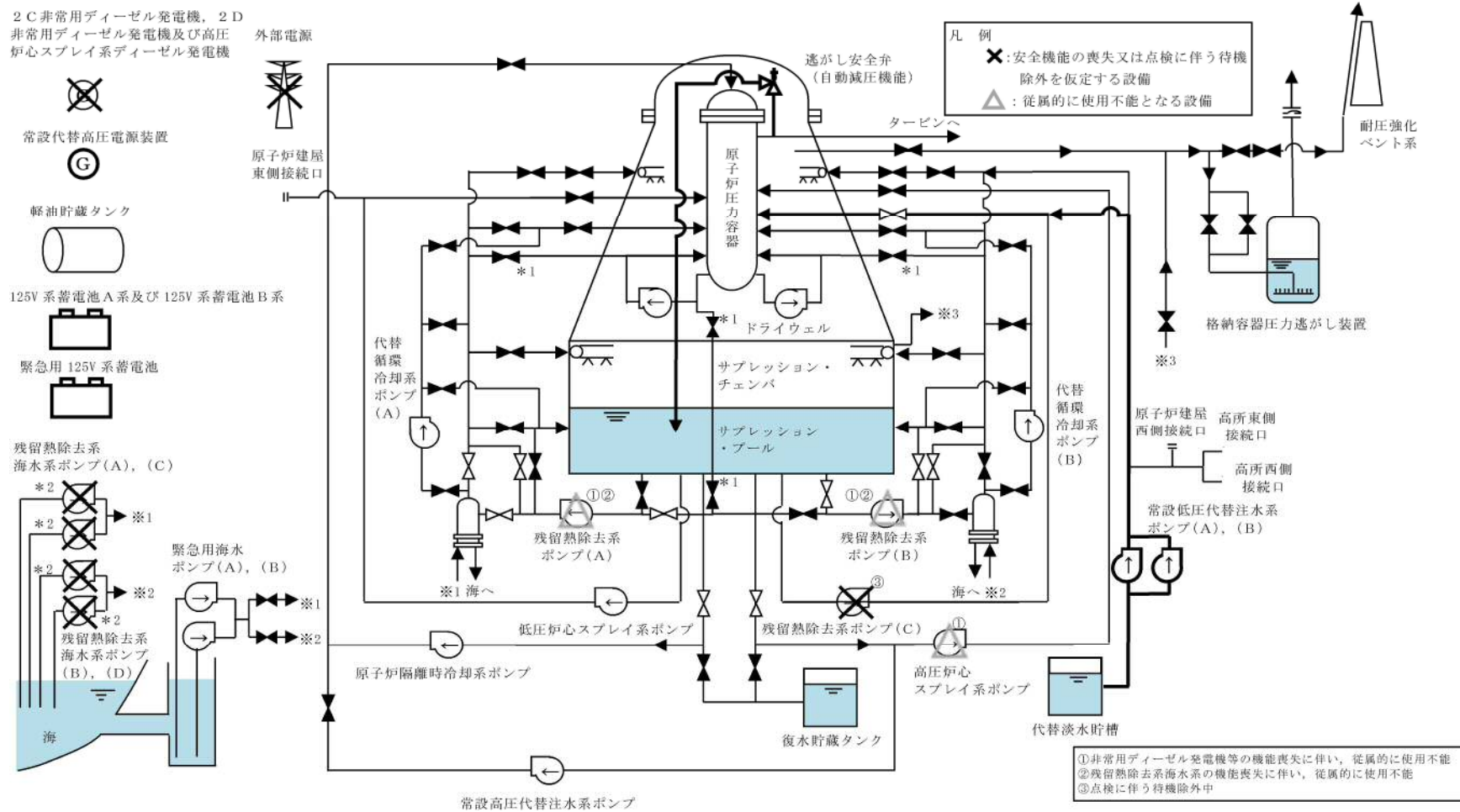
上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

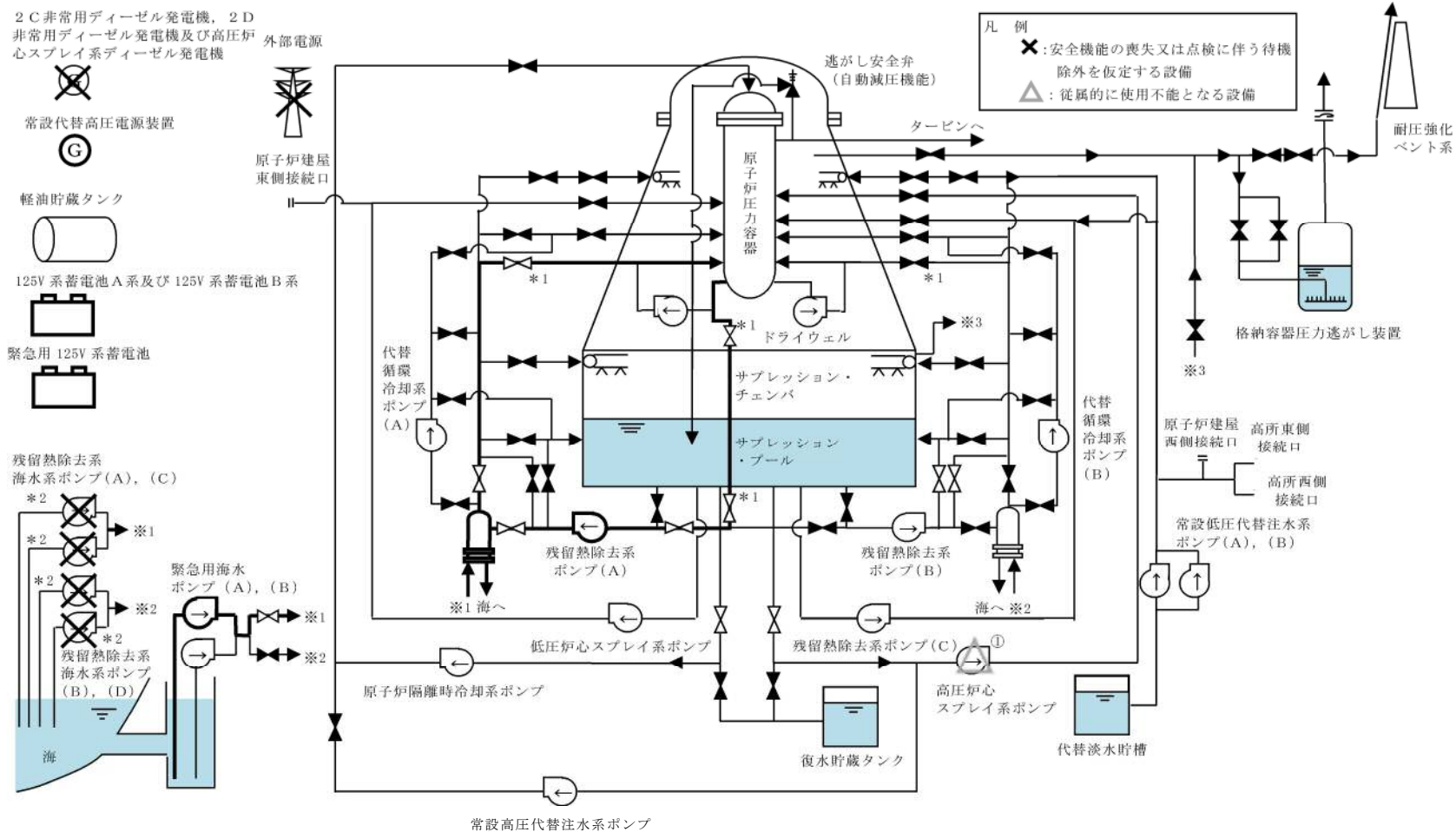
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。



- *1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- *2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）の事故シナリオグループに含まれる「残留熱除去系の故障（RHR喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シナリオの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/2）
 （原子炉減圧及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

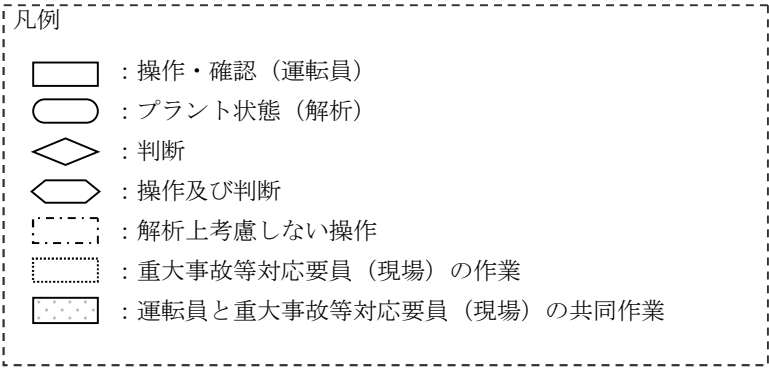


- *1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- *2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障 (RHR S 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

- プラント前提条件
- ・原子炉の運転停止 1 日目
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放
 - ・残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系 (C)：点検に伴い待機除外中
 - ・非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・原子炉水位は通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)

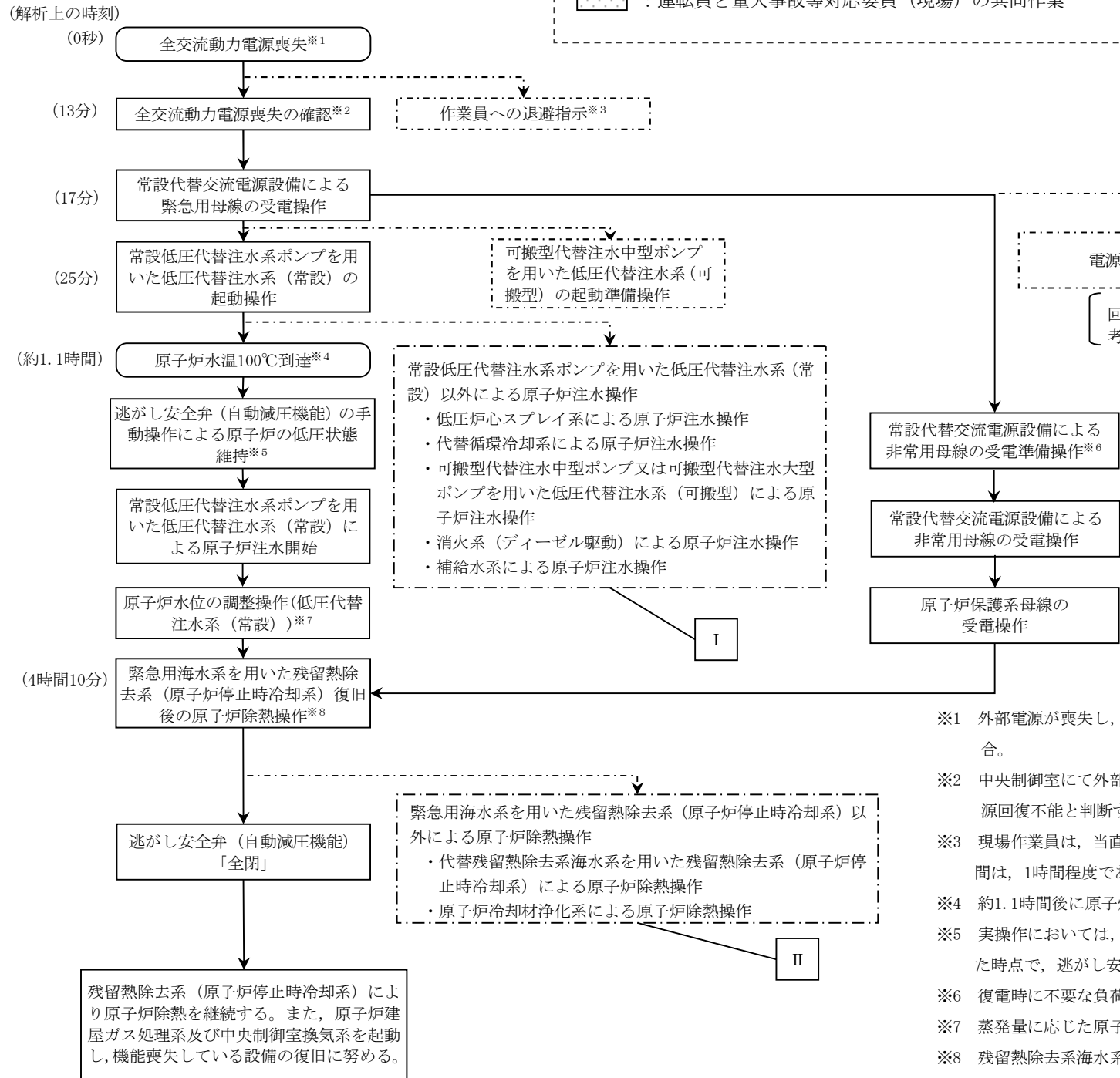


【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I
低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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となる。代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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となる。代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III
電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

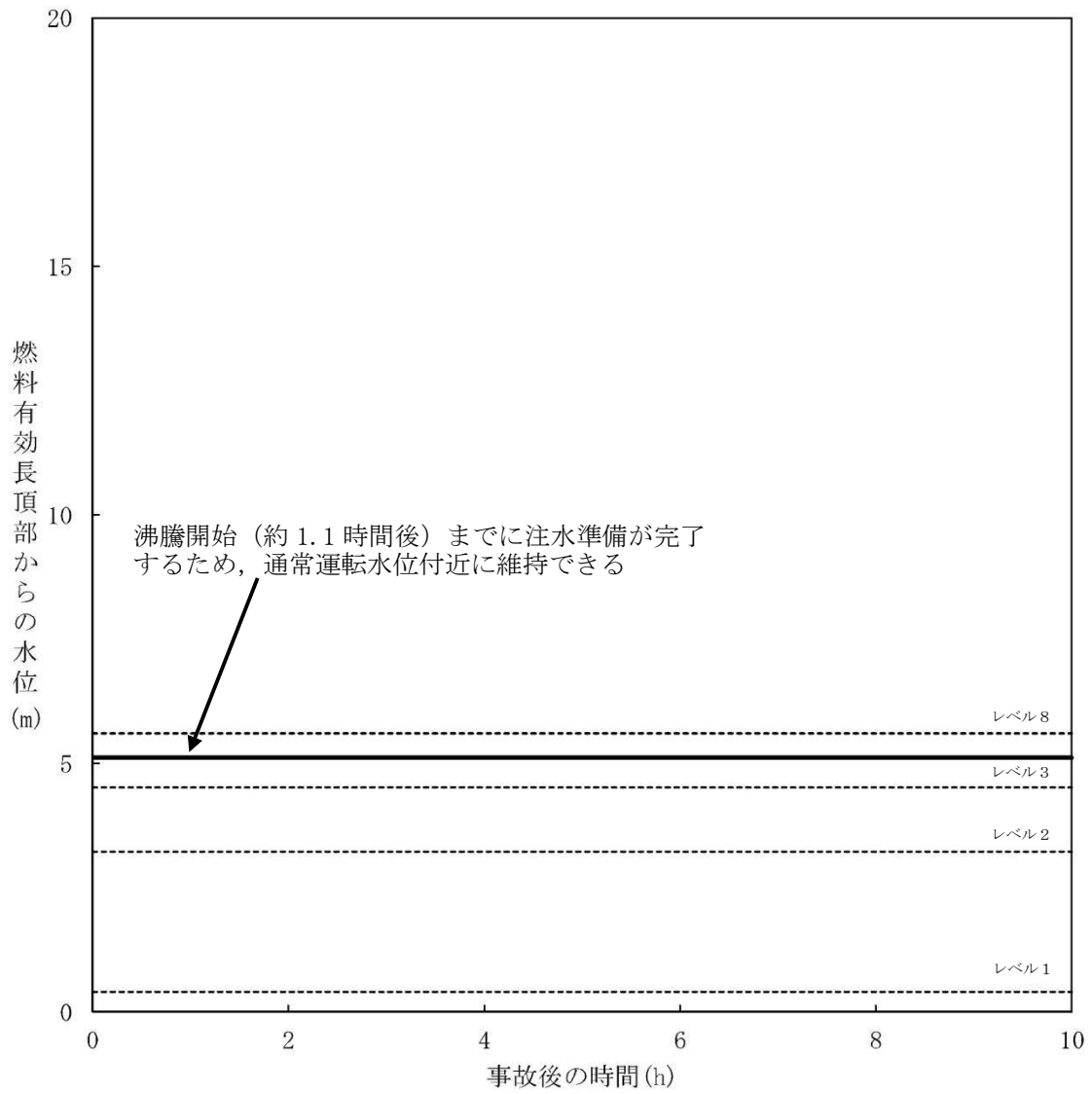


- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 約1.1時間後に原子炉水温が100°Cに到達する。
- ※5 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100°Cに到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※6 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※7 蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
- ※8 残留熱除去系海水系の起動に失敗した後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を開始する。

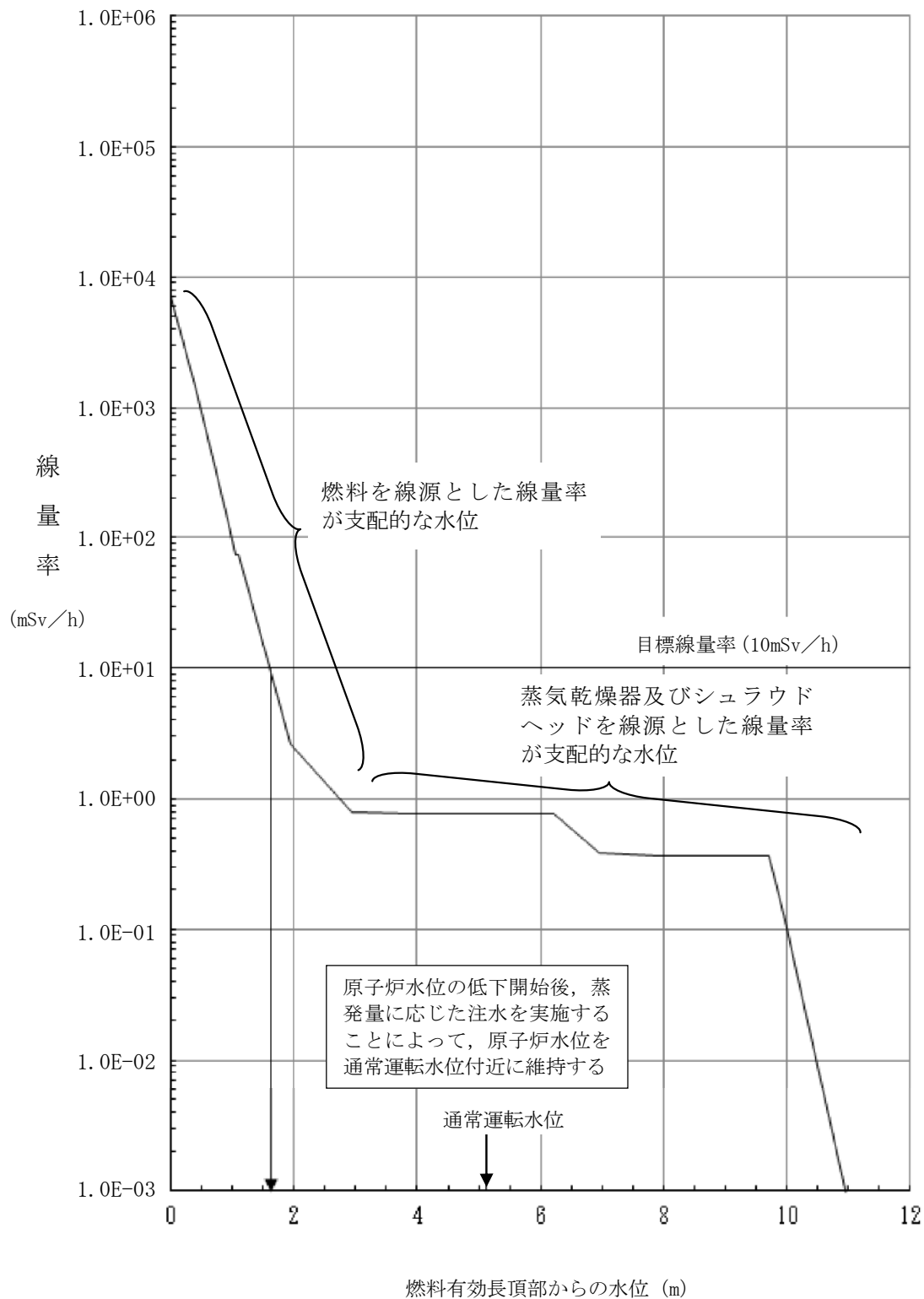
第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

運転停止中 全交流動力電源喪失					経過時間 (時間)					備考		
					0	1	2	3	4		5	55
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	事象発生 ▼ 約10分 プラント状況判断 ▼ 約13分 全交流動力電源喪失の確認 ▼ 25分 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)準備完了 ▼ 約1.1時間 原子炉水温100℃到達 ▼ 4時間10分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)操作開始							
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮							
	補佐	当直副発電長	1人		運転操作指揮補佐							
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人		初動での指揮 発電所内外連絡							
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)			重大事故等対応要員 (現場)							
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10分							
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗) ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)	1分 2分							
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示			60分以内に退避完了				解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分							
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作							適宜実施	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分 3分							
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)			35分					
	-	2人 B, C	-	●非常用母線の受電準備操作(現場)			75分					
逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)1個の手動開放操作			1分					
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作							原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作			8分 5分					
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作			10分					
	-	【2人】 B, C	-	●原子炉保護系母線の復旧操作(現場)							105分	
	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作(中央制御室)							10分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱の起動準備操作							6分	
				●残留熱除去系海水系の手動起動操作(失敗)							4分	
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作								20分
				●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱の起動操作								6分
				●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱状態の監視							適宜実施	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作							適宜実施 15分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作			170分				解析上考慮しない 約55時間までに実施する	
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	10人 a~j									

第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	—	—	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また、常設低圧代替注水系ポンプ 1 台を手動起動し、原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系ポンプ 1 台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度33Gwd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
		残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止から1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等機器対条件に 関連する	低圧代替注水系（常設）	27m ³ /hで原子炉注水	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に 関連する 操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に要する時間を考慮して設定
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から約 1.1 時間後	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了できるため，原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する時間に設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 10 分後	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

常設代替交流電源設備により緊急用母線への交流電源の供給を開始した後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。

その後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料2.1.2 別紙1）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止後1日)	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については、停止後の時間を短くとり、崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはいないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約 47℃～ 約 58℃ ^{※1} (実績値)	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位±10cm程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※ ²	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが、常設代替交流電源設備からの受電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	4,300m ³	4,300m ³ 以上 (代替淡水貯槽)	代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統の故障等によって、外部電源を喪失するものとするものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 残留熱除去系海水系の機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 また、残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定		
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）の原子炉注水流量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW （原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約24MW以上 （原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃以下において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作:事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作時に，他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実際の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は25分であることから，時間余裕がある。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作は，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間10分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉への注水を実施していることから，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作には時間余裕がある。	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，所要時間を36分で想定しているところ，訓練では約27分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

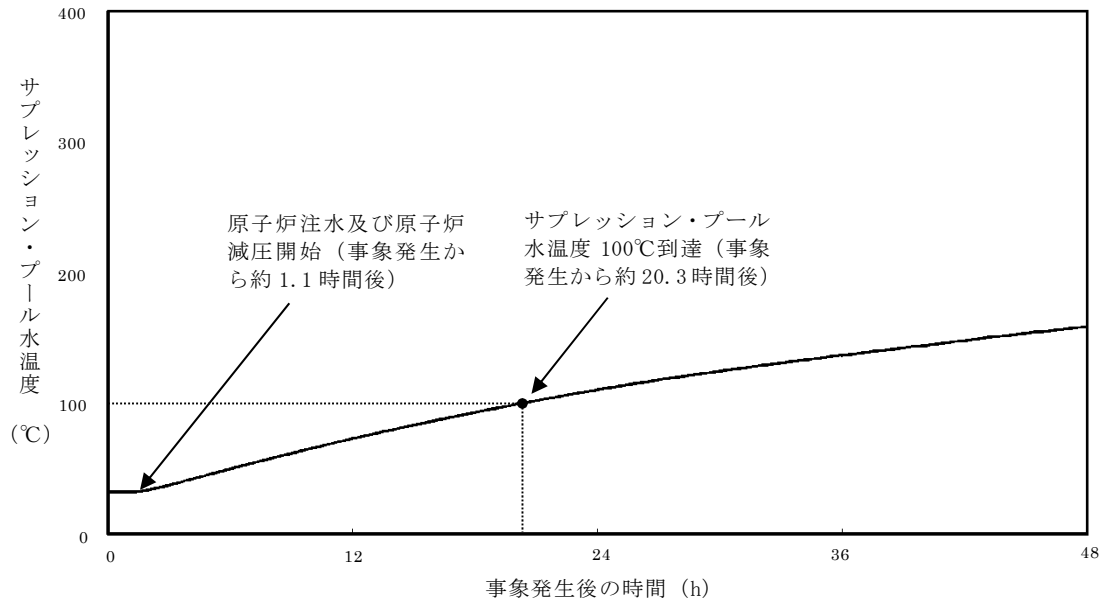
運転停止中の全交流動力電源喪失時における
サブプレッション・プール水への影響について

運転停止中において全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失した場合は、崩壊熱除去機能を回復するまでの間、原子炉注水及び原子炉減圧により原子炉水位を維持する。原子炉減圧の実施の際は、原子炉内の熱量がサブプレッション・プールへと移行するため、サブプレッション・プール水の温度が上昇する。

運転停止中において全交流動力電源喪失が喪失した際の評価として、原子炉水温が 100℃に到達した時点（事象発生から約 1.1 時間後）から、常設代替交流電源設備による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水で原子炉水位を維持した場合のサブプレッション・プール水温の変化を、M A A P を用いて評価した。主要解析条件は第 1 表のとおりである。事象発生後の時間に対するサブプレッション・プールの水温を第 1 図に示す。サブプレッション・プール水温度が 100℃となる時間は事象発生から約 20.3 時間後である。

第 1 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）

分類	項目	解析条件	備考
事象発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後	—
	原子炉初期水温	57℃	—
	原子炉初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期温度	液相部：32℃ 気相部：67℃	—
	水源の温度	35℃	—
事象進展	事象発生	全交流動力電源喪失の発生	—
	事象発生約 21 分後	常設代替交流電源設備による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）への給電完了	—
	事象発生約 1.1 時間後	逃がし安全弁 1 個による減圧操作 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始（原子炉水位をレベル 3～レベル 8 に維持）	原子炉水温 100℃到達 原子炉注水流量 378m ³ /h



第 1 図 事象発生後のサプレッション・プール水温度の推移

7日間における水源の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・代替淡水貯槽：約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生約 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量で，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

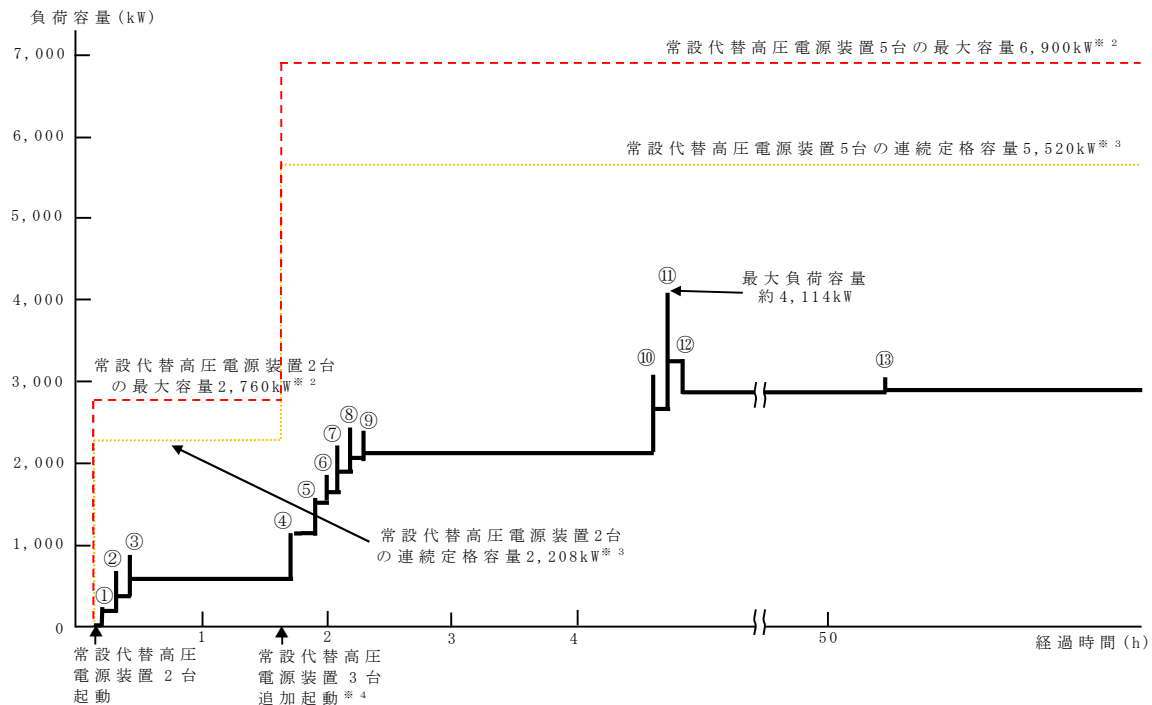
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 5\text{台 (運転台数)}$ =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 1\text{台 (運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ ^{※1}	約190	約892	約597
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ^{※5} ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷 ^{※5}	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ^{※5} ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷 ^{※5}	約60 約86 約134 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,875	約1,687
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,409	約2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,157	約2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,114	約3,276
⑫	停止負荷	約-380	—	約2,896
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約3,005	約2,926



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

- ※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
- ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
- ※3 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
- ※4 非常用母線の負荷に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する
- ※5 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷

却系) 運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3-1 図に、手順の概要を第 5.3-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）9 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、9 名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）である。

（添付資料 5.1.1）

b. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である^{*1}。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常、2系統あるうち1系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR系統切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の

考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても約 3.5 時間の時間余裕^{※2}があり、かつ、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

※1 RHR 系統切替時の L O C A は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。

※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。

(b) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は52℃とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，系統構成の際，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約47m³/hとする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から約3.7時間と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため，原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう，外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から2時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.3-4図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3-5図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から

約 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は、漏えい箇所の隔離操作を行い、運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を行う。

線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としており、燃料有効長頂部の約 15m 上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 15m 上まで低下するとどまり、燃料は冠水維持される。

第 5.3-5 図に示すとおり、必要な遮蔽*が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 2.6m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されており、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.6m 上（原子炉ウエル満水から約 14m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.3.1, 5.3.3）

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.3-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件と

した場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は

事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウエルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウエル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位（広帯域）の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際にも必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」

の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作について、

必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 20 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.3.4)

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃 料

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。

c. 電 源

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。

5.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿

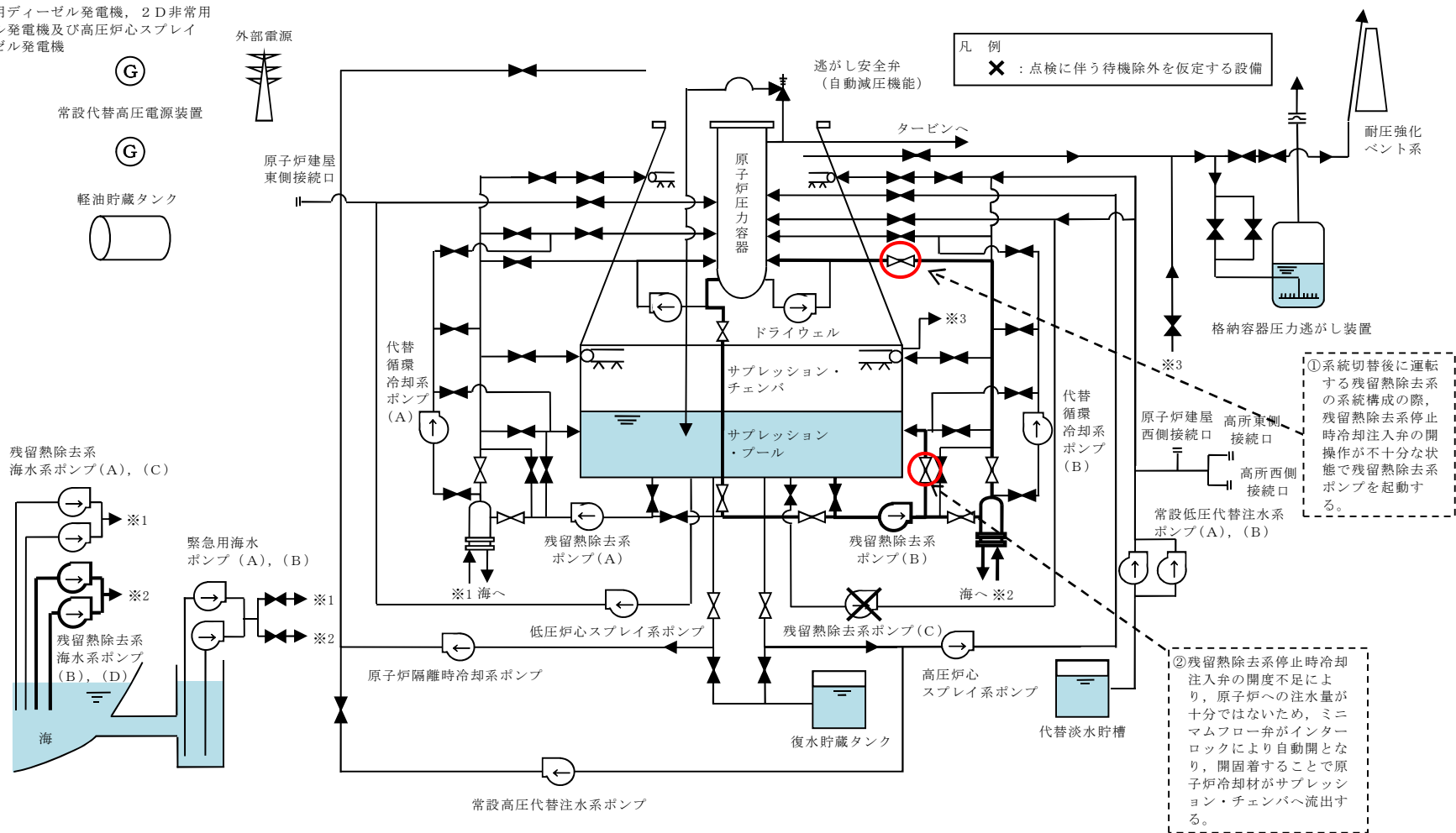
入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

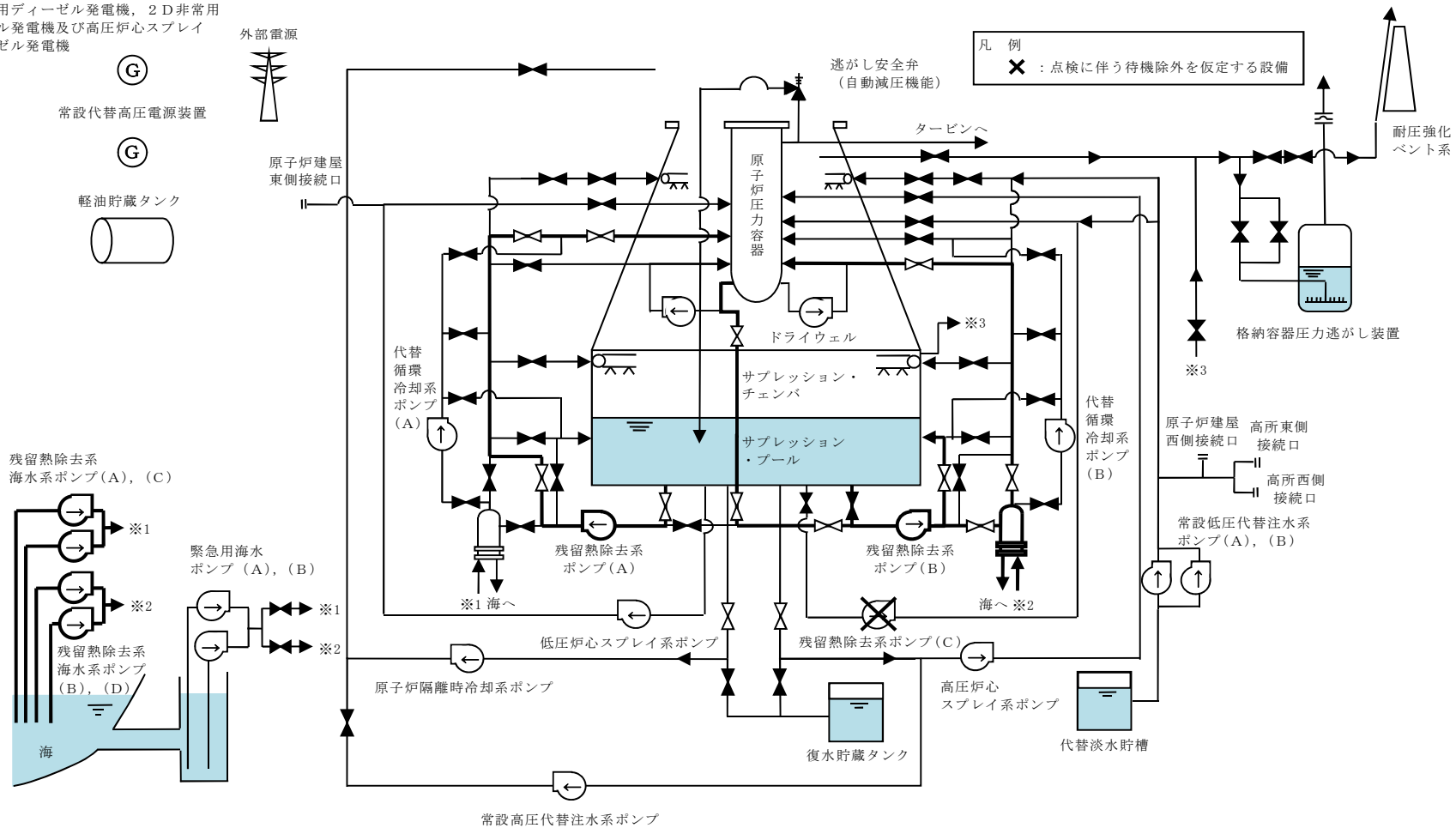
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)

(原子炉冷却材流出の発生段階)

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用
ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ
系ディーゼル発電機

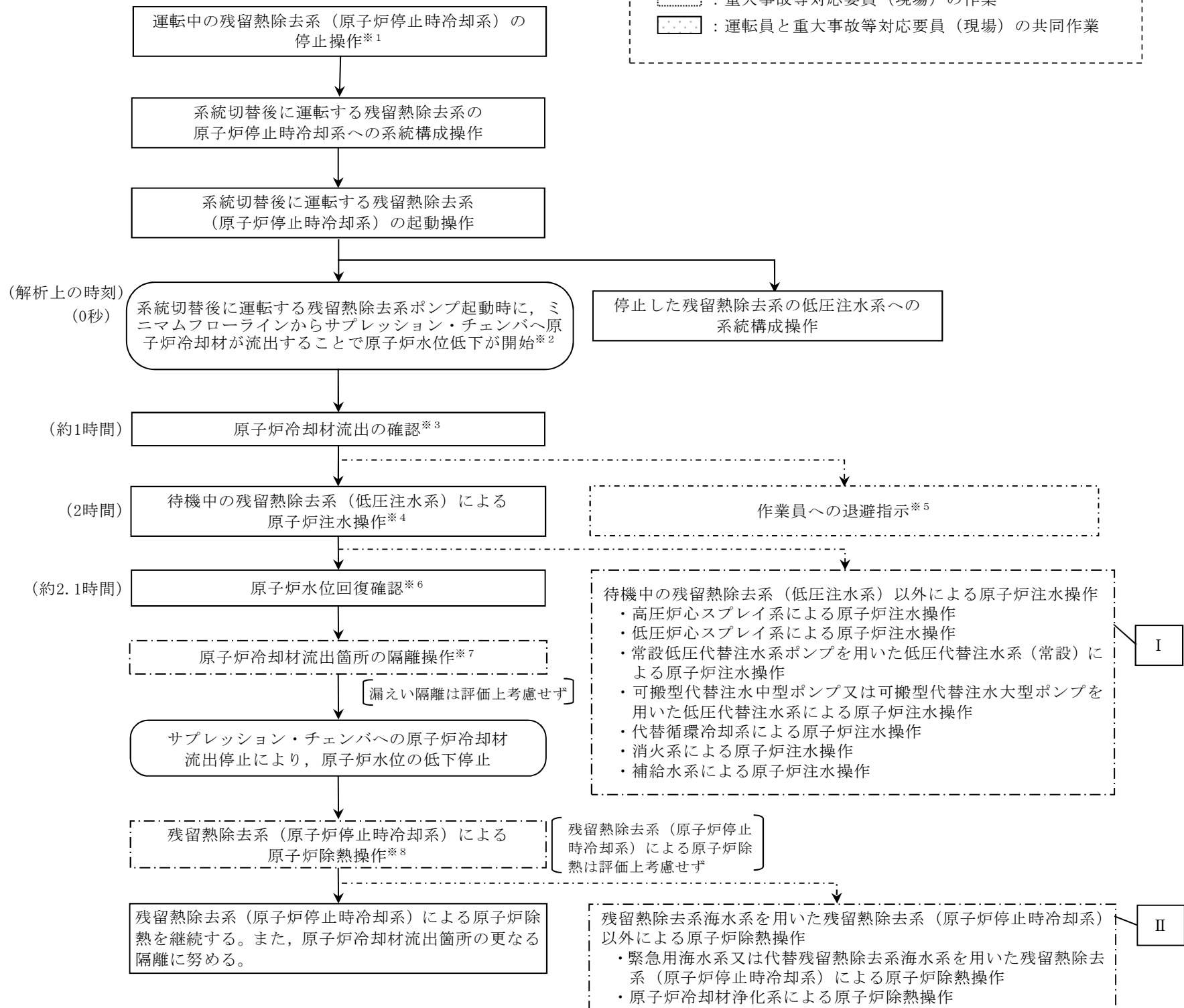
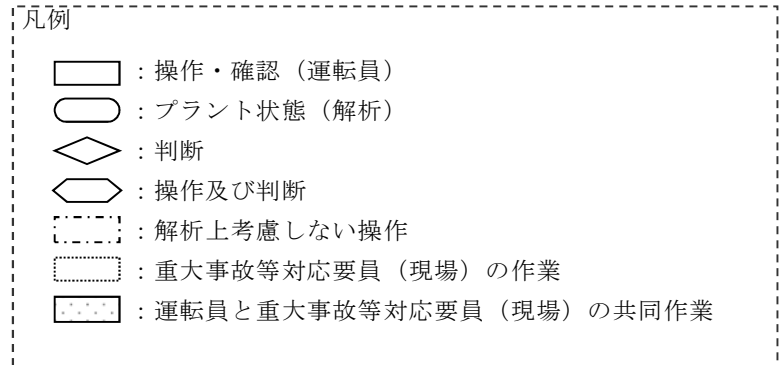


第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)

(残留熱除去系 (低压注水系) による原子炉注水段階)

プラント前提条件

- 原子炉ウェル満水
- 全燃料装荷，プールゲート「閉」
- 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- 残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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となる，代替循環冷却系，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。

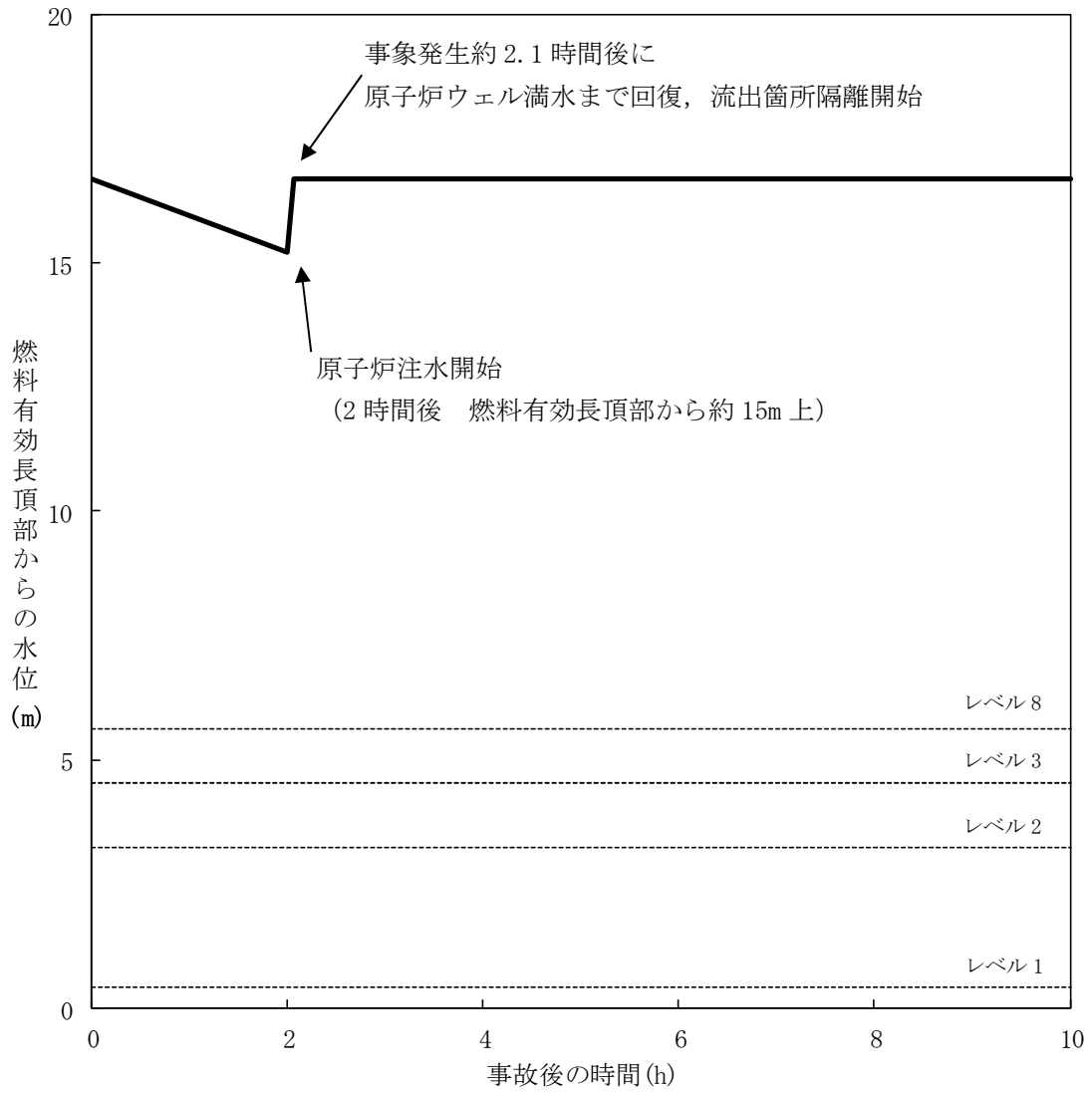
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱，及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

- ※1 作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。
- ※2 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³/h，原子炉水位の低下速度は約0.75m/h）。
- ※3 1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
- ※4 注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベルー1.5m）となる。なお，サブプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
- ※5 現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
- ※6 原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。
- ※7 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
- ※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

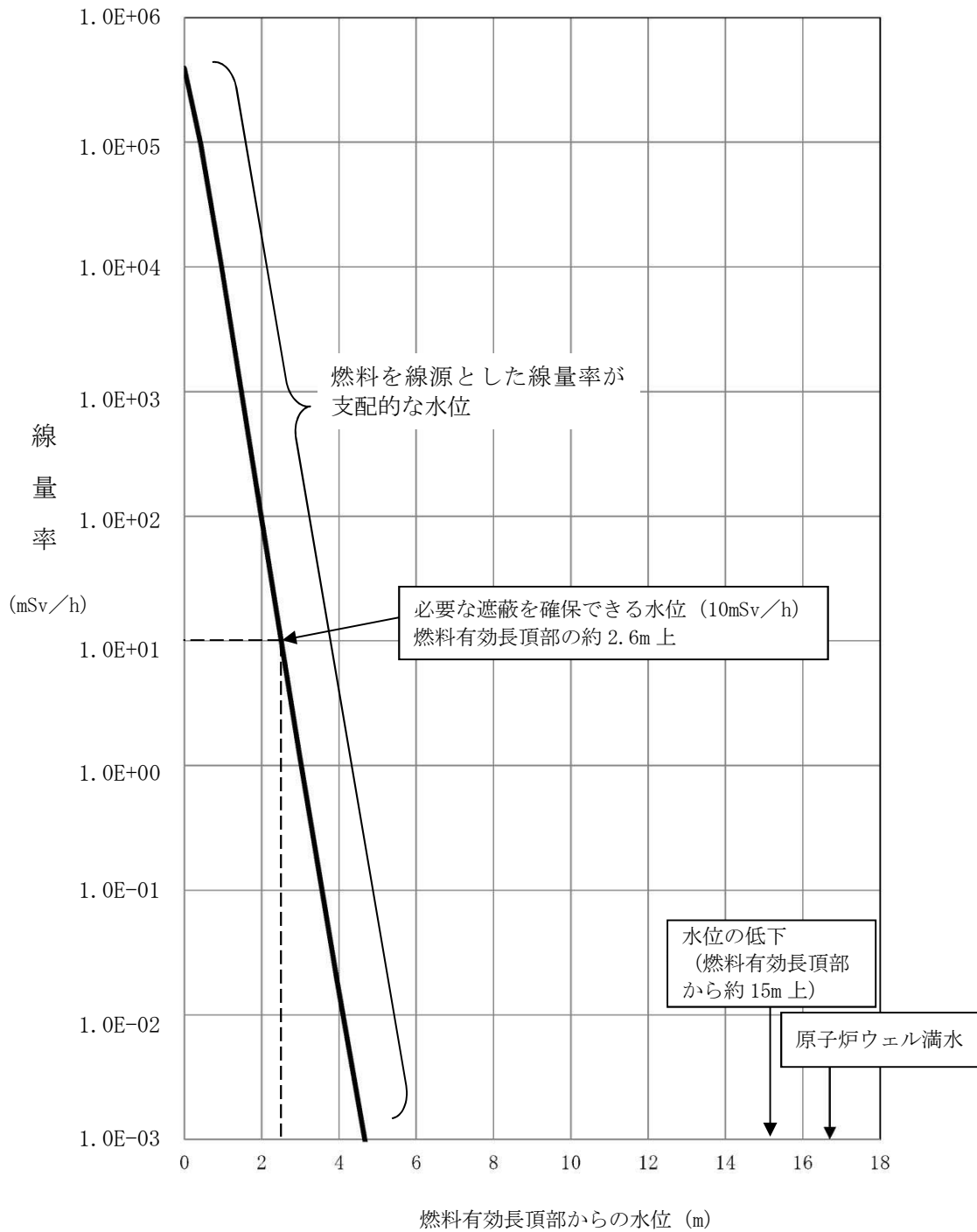
第 5.3-2 図 原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

運転停止中 原子炉冷却材の流出					経過時間 (時間)				備考		
					-1	0	1	2		3	4
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 約1時間 原子炉水位の低下を確認 ▽ 2時間 待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽ 約2.1時間 原子炉水位回復，原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作開始						
	責任者	当直発電長	1人								中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人								運転操作指揮補佐
	指揮者	災害対策要員 (指揮者等)	4人								初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)								
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転 号機の切替操作	-	2人 B, C	-	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	45分						残留熱除去系ポンプ（A）
	1人 A	-	-	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）		9分					残留熱除去系ポンプ（B）
	【1人】 A	-	-	●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作		20分					残留熱除去系ポンプ（B）
	-	【2人】 B, C	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）			45分				残留熱除去系ポンプ（A）
	【1人】 A	-	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）			7分				残留熱除去系ポンプ（A）
状況判断	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の確認				10分			残留熱除去系ポンプ（B）
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示				60分以内に退避完了			解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位，温度監視						適宜監視	
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作				4分			残留熱除去系ポンプ（A）
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作				2分			
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作						原子炉水位を通常運転水位付近で維持	
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作						原因調査後，隔離操作，及び残留熱除去系ポンプの停止を実施	残留熱除去系ポンプ（B） 解析上考慮しない
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作						隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動を実施	残留熱除去系ポンプ（A） 解析上考慮しない
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作							
	-	【2人】 B, C	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作							
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視							
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人								

第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 5.3-4 図 原子炉水位の推移



第5.3-5図 原子炉水位と線量率

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） サブプレッション・プール水位
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転で原子炉水位を実施する	残留熱除去系（低圧注水系）* サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	47m ³ /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する機器条件に関連	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

原子炉压力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。

なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放時を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより、評価においては、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取出しが完了し、原子炉ウェル満水の状態を想定した。

2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態）

○燃料有効長：約3.7m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、エネルギー4群

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、

9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}(\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(\text{MeV}/(\text{W} \cdot \text{s})) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(\text{W}/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(\text{MeV}) \times \text{燃料集合体体積}(\text{cm}^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値

は、燃料照射期間 10^6 時間（約114年）と、東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。

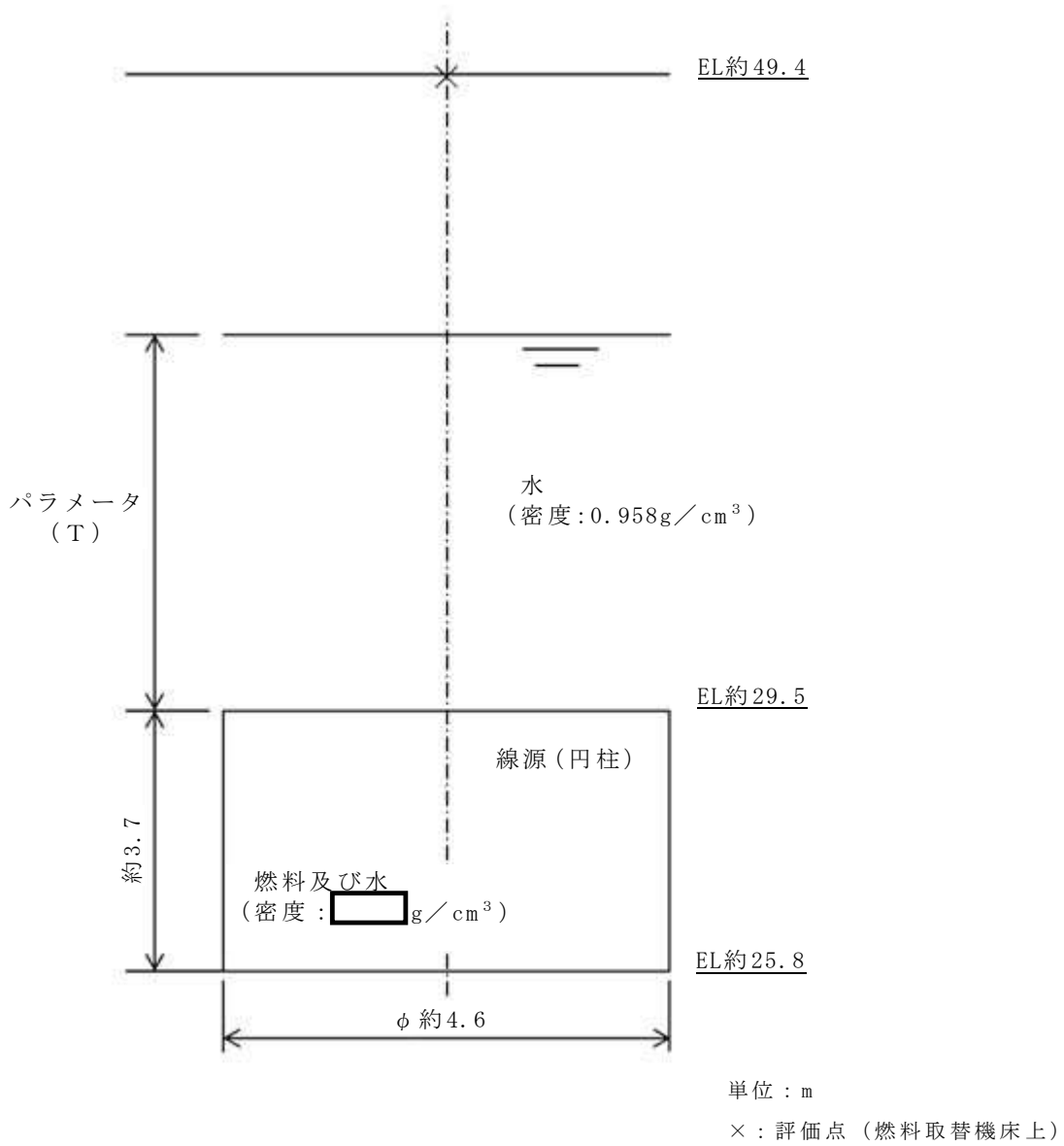
- ・燃料照射期間： 10^6 時間
- ・原子炉停止後の期間：停止後3日^{※2}（実績を考慮して設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積： $7.2E+04\text{cm}^3$ （9×9燃料（A型））

※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., cd., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また、計算により求めた線源強度を第1表に示す。



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

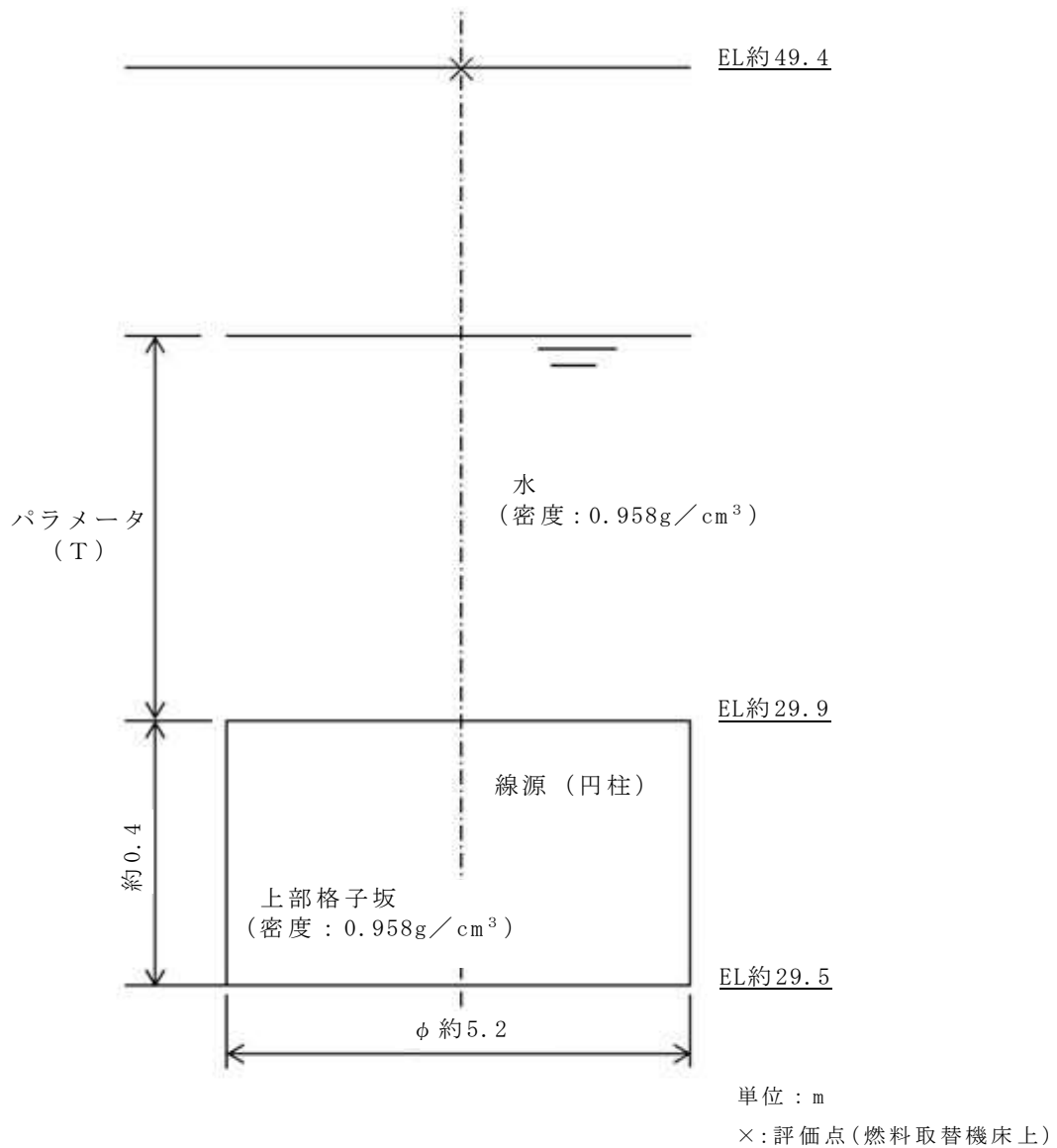
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

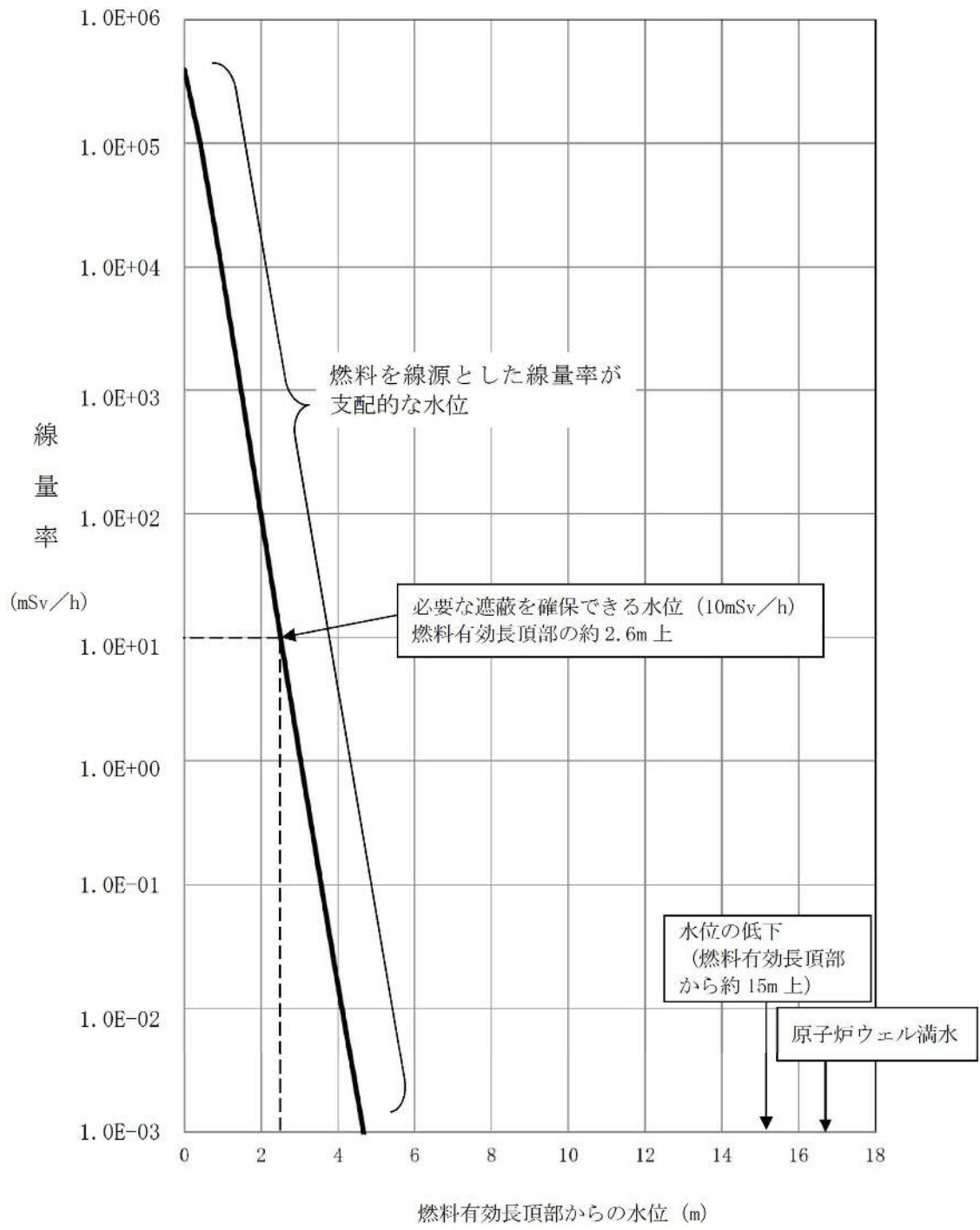
3. 線量率の評価

線量率は、「添付資料4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード (Ver1.04) を用いて計算している。

4. 線量率の評価結果

「2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3. 線

量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3
図に示す。



第3図 原子炉水位と線量率

「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とするPOSを、選び得るPOSの比較により選定した。

2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価ではRHR系統切替を選定した。選定の理由は、RHR系統切替時のLOCAは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。

- ・ RHR系統切替
- ・ CUWブロー
- ・ CRD点検
- ・ LPRM点検

< R H R 系統切替時の L O C A 発生時の流出量の算出 >

流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。

○ミニマムフローラインオリフィス仕様

- ・オリフィス設計流量 56.8m³/h
- ・オリフィス設計差圧 198.1m

○原子炉圧力 大気圧状態

○R H R ポンプと原子炉水との水頭差 (R H R ポンプレベル : EL 約-3.4m)

- ・通常運転水位 38.1m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m)
- ・原子炉ウェル満水 49.6m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m)

○残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧=ポンプ出口圧力=ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差

- ・通常運転水位 123.4m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m)
- ・原子炉ウェル満水 134.9m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m)

○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

$$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$$

$$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$$

ΔP : オリフィス差圧

Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m³/h)

○評価結果

- ・通常水位 : 45m³/h
- ・ウェル満水 : 47m³/h

3. P O S を選定する上で考慮した点

残留熱除去系は、通常 2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-A から POS-D の期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合がある。これらの POS より、以下の点を考慮して POS の選定を行った。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。ただし、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし、原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。

(3) 事象発生時の検知性

事象発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合、これらの機能には期待できない。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 2.6m 上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。

4. POS の選定結果と考察

「RHR 系統切替時の LOCA」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため、3. (1) から (4) のうち、3. (3) の検知性の観点で厳しい POS を選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている POS-B、POS-C が選定される。POS-C は CUW ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖される POS であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われる POS であることから、本重要事故シーケンスでは、POS-B を代表として選定することが適切と考える。

なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態である POS-A、C、D における RHR 系統切替時の LOCA が厳しくなるが、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間の時間余裕があり、かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	燃料有効長頂部の冠水	運転停止中の評価項目 放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-Sにおいては、原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） 	未開放	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPV開放への移行状態	基本的に、原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） 	未開放→開放	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和设备の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間に対して放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和设备の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間に対して放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル水抜き開始まで）	-	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR系統切替時のLOCA」に他の原子炉冷却材流出事象（CUWフロー時のLOCA, CRD点検時のLOCA, LPRM点検時のLOCA）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足している （有効性評価で確認している「RHR系統切替時のLOCA」に他の原子炉冷却材流出事象（CUWフロー時のLOCA, CRD点検時のLOCA, LPRM点検時のLOCA）は包絡される）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B3			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B4			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B5			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B6			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
C1	PCV/RPVの閉鎖への移行状態	原子炉冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWフロー操作」及び「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作」が考えられるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 	開放→未開放	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和设备の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間に対して放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和设备の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間に対して放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
C2			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 				
D	起動準備状態		<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 	未開放			

添付5.3.2-5

安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却及び原子炉冷却材の流出の停止により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器未開放及び通常運転水位	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェルの水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため原子炉水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作は実施しないことから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放状態の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約3.5時間と長いので、原子炉注水操作を行える。 また、原子炉圧力容器が未開放状態の場合、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知（約25分）及び緩和設備の起動に期待できることや、事故後の作業員の退避（1時間以内）に比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約2.3時間）が十分長いことより、放射線の遮蔽は維持される。以上より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置になるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等に期待できないため、原子炉未開放時と比べて速やかな認知と注水が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により速やかな認知と注水が可能であり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約1.7m上に到達するまでの時間（約2.3時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際にも必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間と長く、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	—	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材流出流量	47m ³ /h	約 47m ³ /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量		
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	—	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定		
外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。		
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から約 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】 評価では、原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1 時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため、簡易な操作である。操作時間は 6 分を想定しており、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系（低圧注水系）操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作開始時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 20 時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は、所要時間を 6 分で想定しているところ、訓練実績では約 4 分である。想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(添付資料 5.4.1)

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能

により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第 5.4-1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.4-1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は全て自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。

a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。

制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短(10秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った

操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行われることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX及び単チャンネル熱水力解析コードSCAT(RIA用)により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8} ，原子炉圧力は0.0MPa [gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。

誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は約 1.71% Δk である。
引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。

※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0% Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれるものとする^{*2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※2 複数の制御棒を引き抜く検査において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここ

では人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は、A、B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムする。このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68% Δk ）であるが、原子炉出力は定格値の約 15%まで上昇する。また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO₂であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kgUO₂（65cal/gUO₂）を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約 77kJ/kgUO₂であり、「発電用軽水型

原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO₂ (40cal/gUO₂) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.2)

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、安全保護系及び原子炉緊急停止系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、

「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.4-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件と

した場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。

実効増倍率が 0.99 の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も約 0.96 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 10kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 1kJ/kgUO₂）と小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータ

に影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。

制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、原子炉出力ペリオド短信号（20 秒）が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、原子炉出力ペリオド短（20 秒）による制御棒引抜阻止信号と原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.3)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

ドップラ反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 72kJ/kgUO₂），-10%とした場合において投入される

反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 92kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 83kJ/kgUO₂），スクラム反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 82kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 74kJ/kgUO₂），-10%とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 89kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 81kJ/kgUO₂），引抜制御棒反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.15 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 102kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 94kJ/kgUO₂），-10%とした場合において投入される反応度は約 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.11 ドル，-10%とした場合において投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 90kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 82kJ/kgUO₂）となる。以上より，これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピー増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。

（添付資料 5.4.3）

（4） 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，操作時間余裕に関する影響はない。

（5） 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。

以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 72kJ/kgUO₂）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料（B型）
平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合
初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10⁻⁸ の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（約 1.13 ドル）と大きく差異がなく、約 1.09 ドル（10 倍）及び約 1.17 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 124kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 115kJ/kgUO₂）（1/10 倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60°C とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピー最大値：約 85kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 77kJ/kgUO₂）と大きく差異がない、約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 96kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 80kJ/kgUO₂）であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5）

(6) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等

操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水 源

本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。

b. 燃 料

本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。

c. 電 源

本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結 論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反

応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

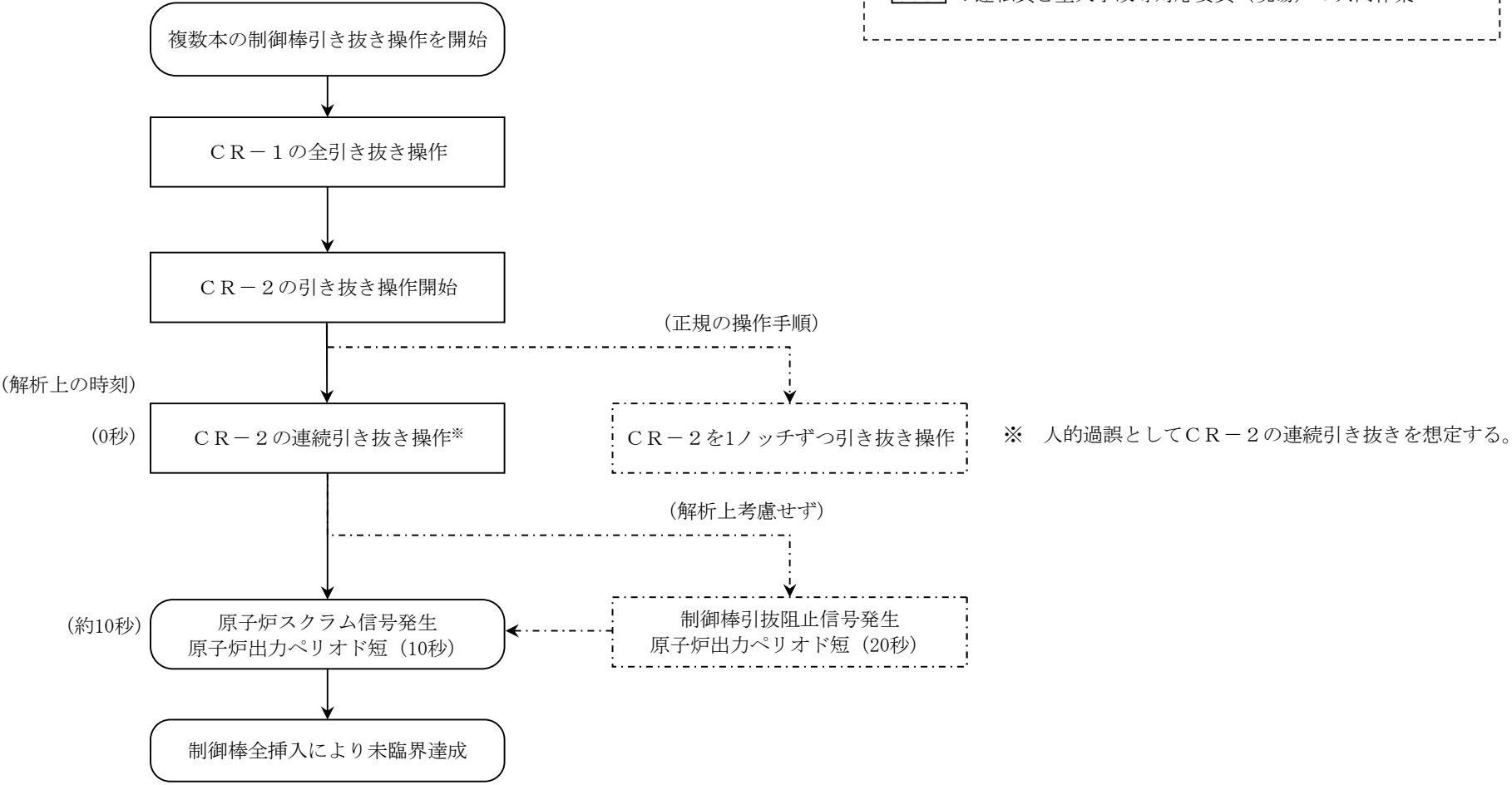
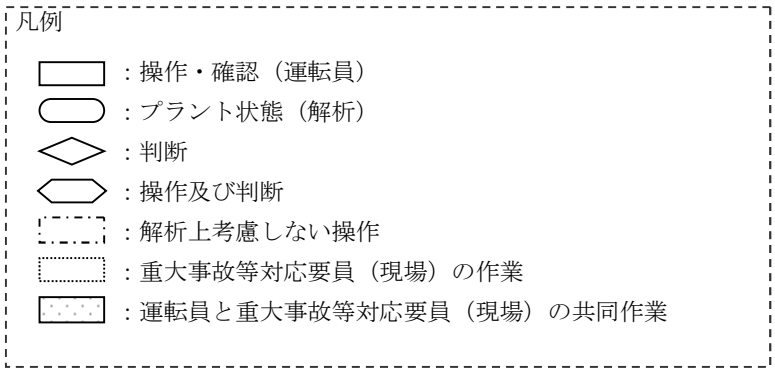
解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員1名で実施可能である。

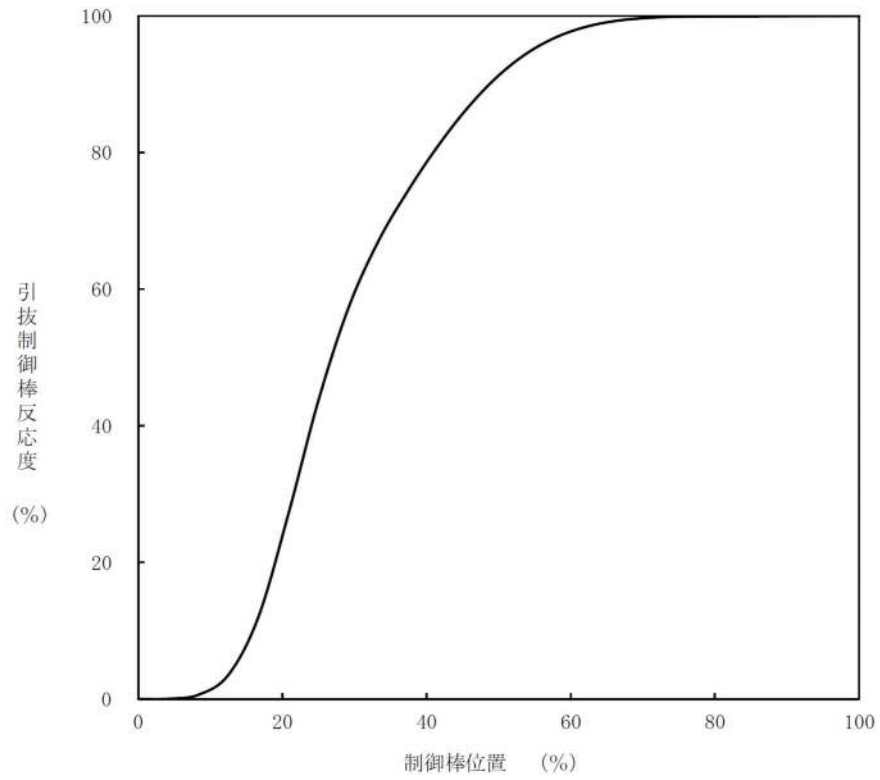
以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

プラント前提条件
 ・複数本の制御棒引き抜き操作（停止余裕検査及び冷温臨界検査を考慮した想定）
 ・起動領域モニタのモード切替スイッチ「OPER」位置
 ・原子炉モード・スイッチ「起動」位置

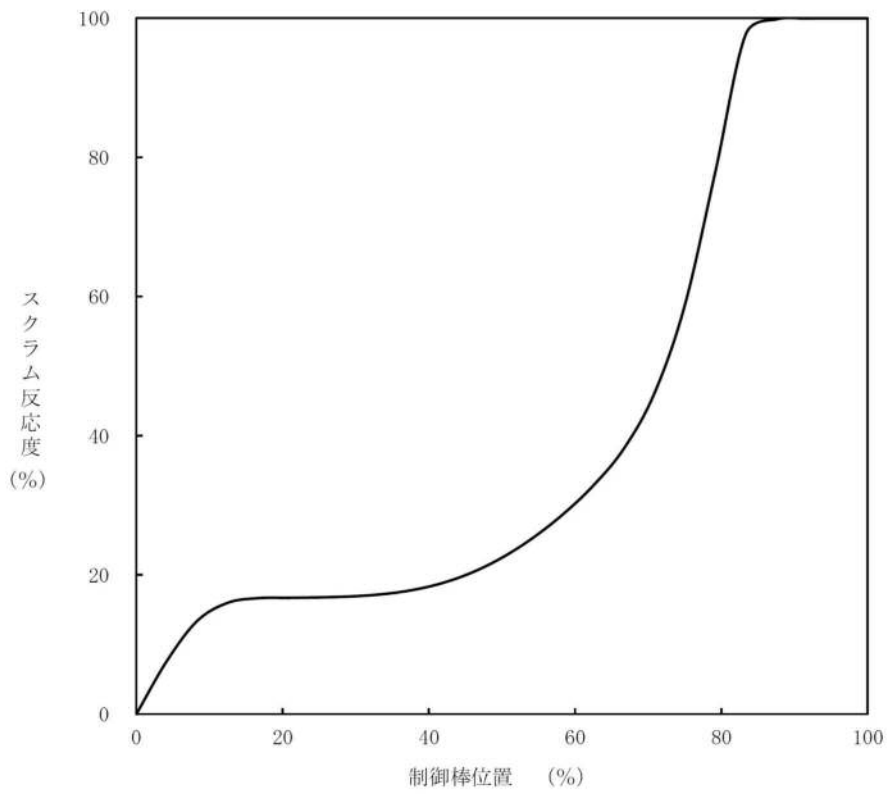
引抜制御棒
 CR-1：最大反応度値を有する制御棒
 CR-2：CR-1の対角隣接の制御棒



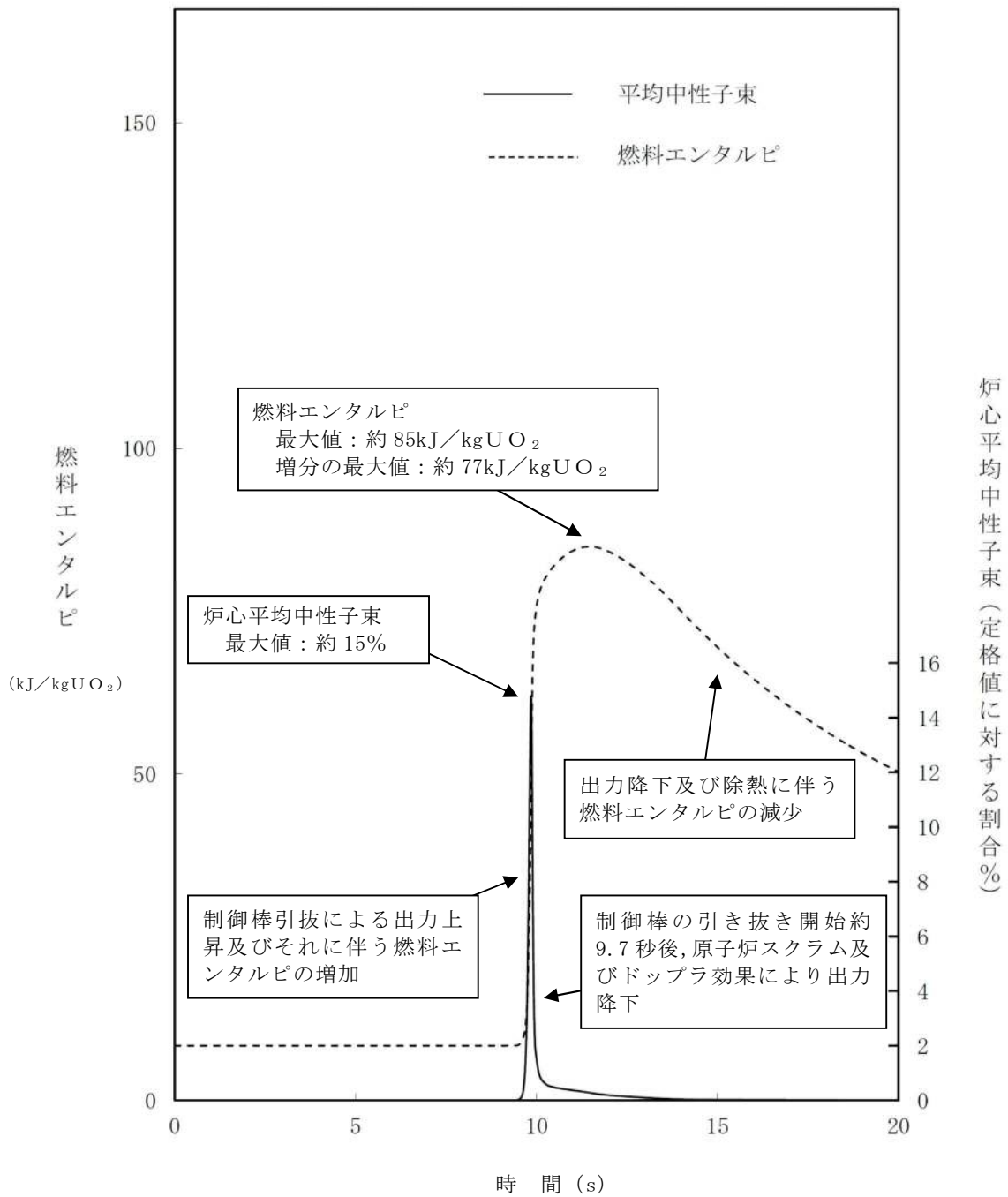
第 5.4-1 図 反応度の誤投入の対応手順の概要



第 5.4-2 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図 スクラム反応度曲線



第 5.4-4 図 反応度の誤投入における事象変化

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第5.4-2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（1/3）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX/ SCAT (RIA用)	—
初期条件	炉心状態	9×9燃料 (A型) 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa [gage]	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定

第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件 誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	<p>投入される反応度を厳しく評価する観点から設定</p> <p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理[*]している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定</p> <p>制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71% Δkとする</p>
外部電源	外部電源あり	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0% Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（3/3）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個ずつ	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。
	原子炉スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号 (10秒) ※1	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OPER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定※2

※1 起動領域モニタの原子炉出力ペリオド短信号（10秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

※2 複数の制御棒引抜を伴う検査を実施する際において、発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため、本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

反応度誤投入事象の代表性について

1. はじめに

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。

2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査

運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え、原子炉モード・スイッチを燃料取替位置にすることで、1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。

しかしながら、停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

(1) 冷温臨界検査

検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。

検査方法 : あらかじめ作成した検査用の引き抜きシーケンスに従って

順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに検査担当で未臨界を確認している。

対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。臨界近傍では、反応度値が小さい制御棒を取り扱う。

事故防止対策 : 制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視、又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監視。

(2) 停止余裕検査

検査の目的 : 停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒 1 本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。

検査方法 : ①最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を全引き抜き位置まで引き抜く。

②最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を位置N※まで挿入する。

※ 最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置

③最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）を位置Nまで引き抜く。

④最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を再度1ノッチずつ引き抜きして、全引き抜きとし、この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、各1ノッチ引き抜き前に検査担当者が未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度価値を有する制御棒1本及び最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒1本。

引き抜かれる制御棒は、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度価値を有するものを選択。

事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。

3. 想定する人的過誤

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

3.1 単一の人的過誤

(1) 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は、燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を装荷する際は、燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応

度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。

(2) 制御棒の選択誤り

操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度値が変化する。冷温臨界検査では、事前に対象となる制御棒の値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員により監視されている。停止余裕検査においても同様の監視を実施しており、操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒の引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えにくい。

(3) 制御棒の連続引き抜き

運転員、及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

3.2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由^{*}から、検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※ 「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には、制御棒が1ノッチずつ引き抜かれるため、投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また、「燃料の誤装荷」については、燃料取替機により自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置に装荷されることは考えにくく、燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。

- (1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率
- 人的過誤の重畳を考慮すべき検査は、「2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり、停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし、これらの機能に期待しないで検査を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては、制御棒を操作する運転員以外の運転員が1名以上監視に当たることによって制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

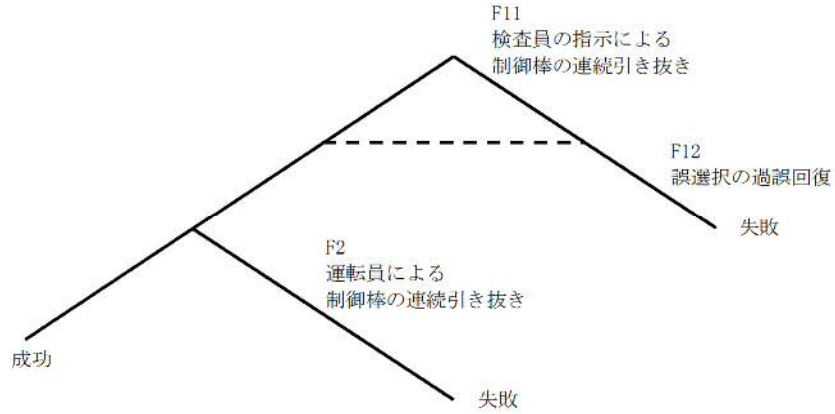
第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（HRA）ツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒

の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることがわかる。なお、この評価における、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した場合のものである。

ただし、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異や、各々の操作をステップ毎に実施することから独立事象として考えることができ、人的過誤の重畳が発生する可能性は低い結果となった（第3図）。

以上より、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討することとした。

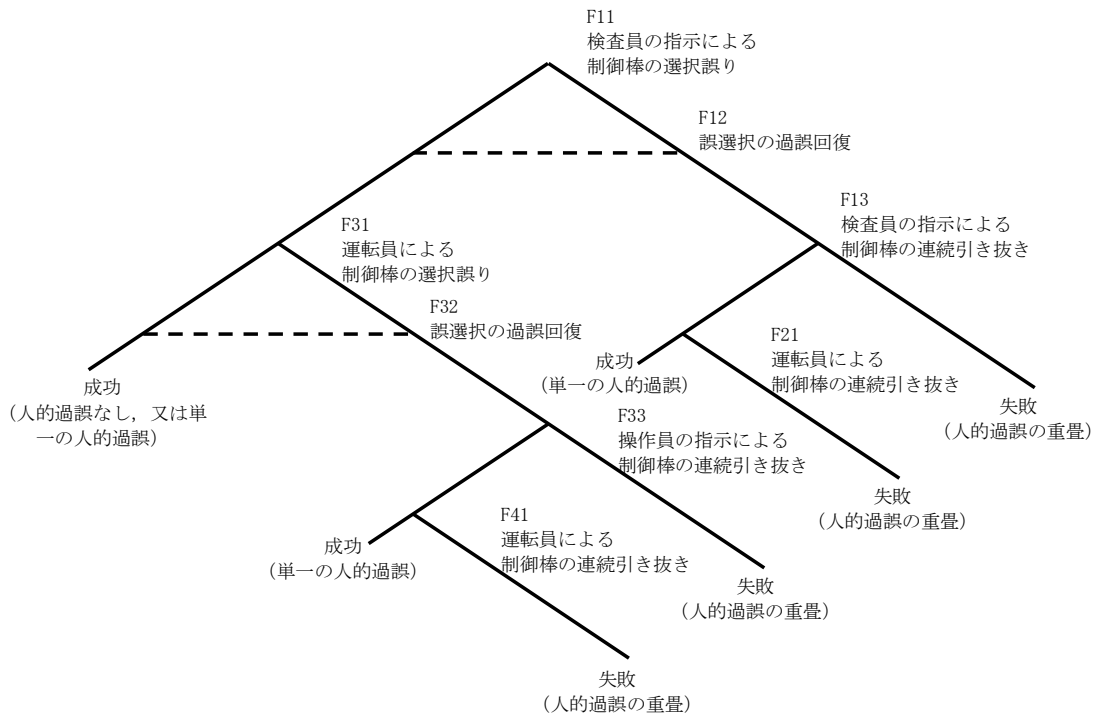


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8

第 1 図 「制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

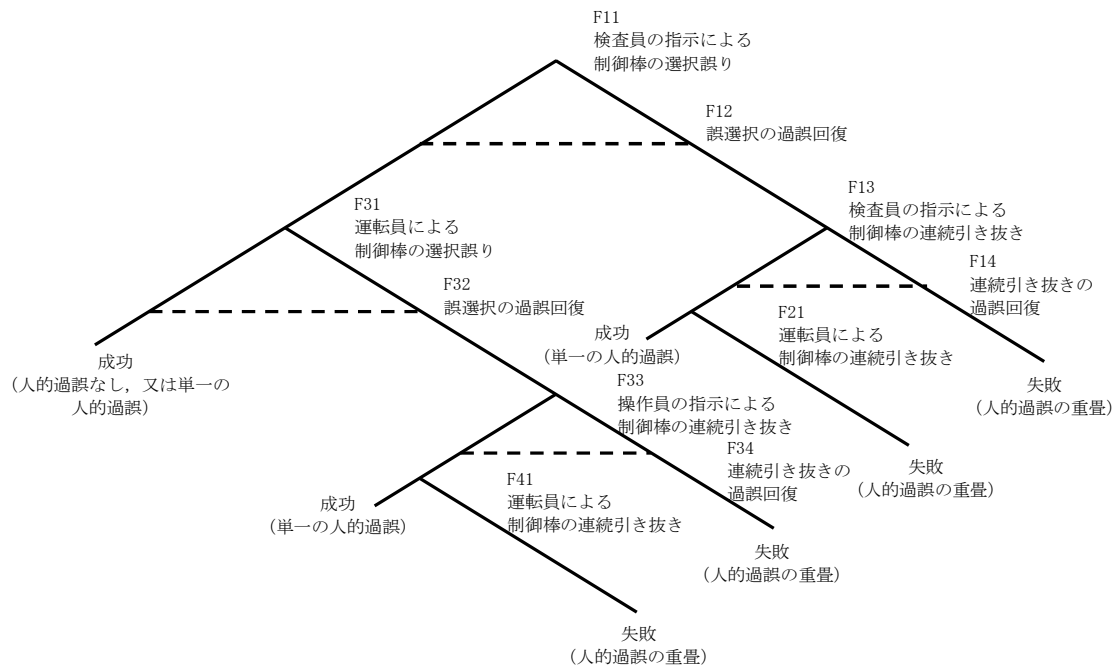


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F31の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
3.1E-04	3.6

第2図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の
HRAツリー (従属性を考慮する場合)



人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタを1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の

HRAツリー (独立事象の場合)

第1表 SPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule □ - Not Applicable. Why? _____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker If this error is the 3 rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate. If this error is the 4 th error in the sequence, then the dependency is at least high.
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5	nc	s	na	high		
6			a	moderate		
7			na	moderate		
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			na	moderate		
12		nc	s	a	moderate	
13				na	low	
14				a	low	
15				na	low	
16	d	a	low			
17				zero		

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所1号炉における制御棒引き抜け事象

平成11年6月、志賀原子力発電所1号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約15分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系（以下「CRD」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにCRD挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下「HCU」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

上記の事象を踏まえ、東海第二発電所では、次の対策を講じている。

- a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置

これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、 $4.5E-10$ /施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所1号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。

(2) 東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象

東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成20年4月、施設定期検査中(全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット(以下「HCU」という。)隔離)のところ、1本の制御棒が44ポジション(全引き抜き位置(48ポジション)から4ポジション挿入)に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。

この事象は、動作した制御棒のHCUの制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該HCU周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。

ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。

なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。

- ・当該HCU弁の弁体取替え
- ・HCUリークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する
- ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要

因として加えることで、当該警報発報時にHCUリークテストも要因の調査対象とする。

5. 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では上記 2.～4.を踏まえ、停止余裕検査や冷温臨界検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

このとき、臨界近傍での引抜制御棒の反応度価値が冷温臨界検査※に比べて大きい停止余裕検査においては、最大反応度価値を有する対角隣接の制御棒1本を引き抜くことを考慮して、「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接制御棒1本」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※ 冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度価値は1.0% Δk 以下となるよう管理

安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短（10秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員の確保は不要である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似動特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ベリオド短（10秒）信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。 が、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドブプラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> 二次元（RZ）拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0Gwd/t の値）を用いるといった保守的なモデルを適用していることから、出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドブプラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない※ 	<ul style="list-style-type: none"> ドブプラ反応度フィードバック効果：7～9% 実効遅発中性子割合：約4% 		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、ドブプラ反応度フィードバックの不確かさは7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力 	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度：約9% 実効遅発中性子割合：約4% 		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> 熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル 	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 単相強制対流：Dittus-Boelter の式 核沸騰状態：Jens-Lottes の式 膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達関連式 	考慮しない	本事象では即発臨界となり、急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに低下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。そのため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	

※ A P E X は断熱モデルに基づくドブプラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（1/2）

項目	解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	9×9燃料(A型)平衡炉心サイクル初期	装荷炉心ごと, 燃焼度ごとに変化する	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の熱力学的な特性はほぼ同等であることから, 代表的に9×9燃料(A型)を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	実炉心においては装荷炉心毎, 燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても, 投入される反応度は約1.16ドル(燃料エンタルピー最大値: 約80kJ/kgUO ₂ , 燃料エンタルピー増分の最大値: 約72kJ/kgUO ₂)にとどまることから, 不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合(添付資料5.4.5)
	実効増倍率	1.0	0.99未滿	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは, 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により, 自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり, 事象は収束することから, 運転員等の操作を必要としない。 したがって, 初期条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。
	原子炉出力	定格出力の10 ⁻⁸	定格出力の10 ⁻⁸ 程度	原子炉は停止状態にあるものとして設定	初期出力は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 定格出力の10 ⁻⁸ の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い, 結果は以下のとおりとなった。 ・定格出力の10 ⁻⁷ : 約1.09ドル ・定格出力の10 ⁻⁹ : 約1.17ドル(燃料エンタルピー最大値: 約124kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約115kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(約1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約77kJ/kgUO ₂)と大きく差異がないことから, 初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	解析条件と同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事象毎20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり, 最も水密度が高くなる値として設定	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し, 結果は以下のとおりとなった。 ・初期燃料温度60℃: 約1.13ドル(燃料エンタルピー最大値: 約96kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約80kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(約1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約77kJ/kgUO ₂)と大きな差異がないことから, 初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料エンタルピー	8kJ/kgUO ₂	事象毎	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では, 初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に, G dの燃焼やP uの蓄積により, 結果が厳しくなる場合がある。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（2/2）

項目	解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	制御棒の誤引き抜き	—	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度価値を有する制御棒	—	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理 [*] している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が、管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71%Δkとする	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定	—	—
機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、機器条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが、最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	バイパスなし	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる	バイパス状態がない場合はスクラム信号の応答が早くなり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	—
	制御棒引抜阻止	期待しない(原子炉出力ペリオド短信号(20秒))	期待する(原子炉出力ペリオド短信号(20秒))	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の誤操作の量が増加し、厳しい評価となる	制御棒引抜阻止に期待した場合、原子炉出力ペリオド短信号(20秒)が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、原子炉出力ペリオド短信号(20秒)と原子炉出力ペリオド短(10秒)信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。	—
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短(10秒)信号	解析条件と同様	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OPER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定	—	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について、ノミナル値を定格出力の 10^{-8} とし、また、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが、妥当であることを以下に示す。

2. 長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は、一般に中性子源の強さに比例し、未臨界度に反比例する。長期停止に伴い、主に $\text{Am}-241$ の蓄積によって未臨界度は深くなるが、長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより、その影響は緩和される。一方、中性子源の強さについては、停止後 30 日程度には起動領域計装（SRNM）のカウント数として 8 割以上を占め、停止中の原子炉における主要な中性子源となる $\text{Cm}-242$ （半減期 163 日）及び $\text{Cm}-244$ （半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると、10 年程度の停止期間の場合、停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また、停止期間が相当期間に渡っても、 $\text{Cm}-242$ 及び $\text{Cm}-244$ の減衰について第 1 図に示すとおり、感度解析の範囲内である。

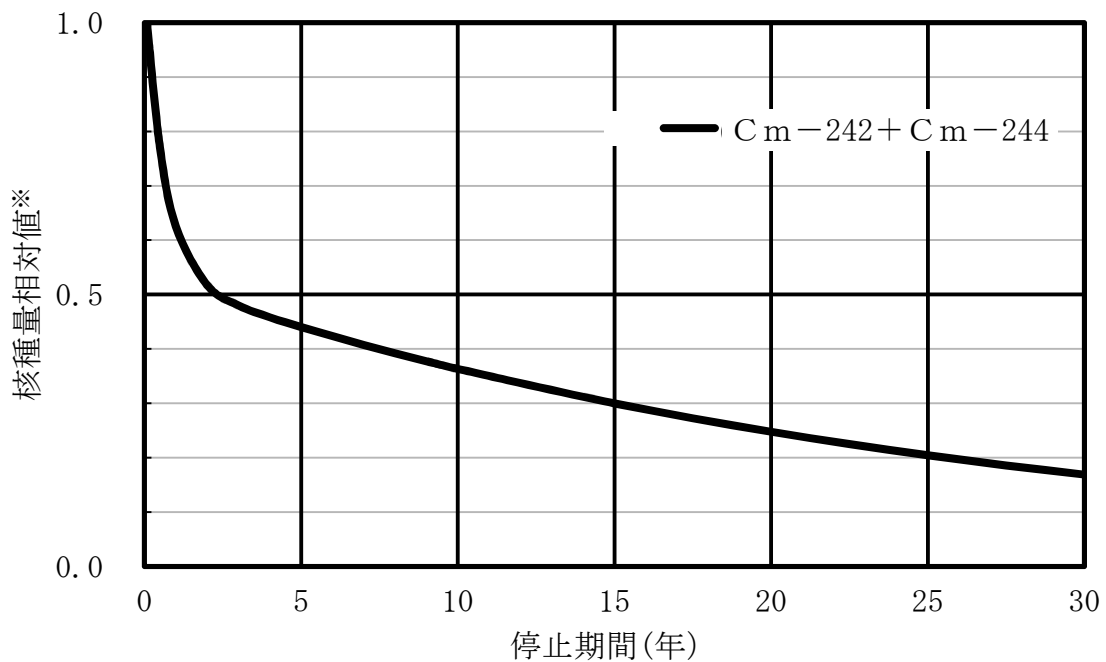
3. 感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入事象における初期出力は、低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は、約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の $10^{-8} \sim 10^{-5}$ であることから、なるべく低出力側をノミナル値とし、定格出力の 10^{-8} としている。低出力側の下限値としては、保守的に更に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-9} としている。これ

は、第 1 図より核種量相対値が 0.1 となる（1 桁下がる）までの停止期間を参照すると、十分な範囲と言える。高出力側の上限値としては、低出力側と同様に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-7} としている。

4. まとめ

長期停止の影響を含め、初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから、ノミナル値である定格出力の 10^{-8} を初期出力とし、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることは妥当である。



※ 停止後 30 日の核種量を 1.0 としてプロット

第 1 図 Cm-242 + Cm-244 の減衰

反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線及び実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

(1) 引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を $1.0\% \Delta k$ 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の約 $1.71\% \Delta k$ を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の $1.0\% \Delta k$ を設定した。

(2) 引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を $1.0\% \Delta k$ に規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

(3) スクラム反応度曲線

有効性評価においては第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

(4) 実効遅発中性子割合

有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

3. 感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の約1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：約80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値※：約72kJ/kgUO₂）であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO₂を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で167kJ/kgUO₂を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※ 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8kJ/kgUO₂）を引いた値

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0% Δk に規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{※1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果(制御棒価値 1.0% Δk に規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 ^{※2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}

※1 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※2 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※3 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期:0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期:0.0053)より算出

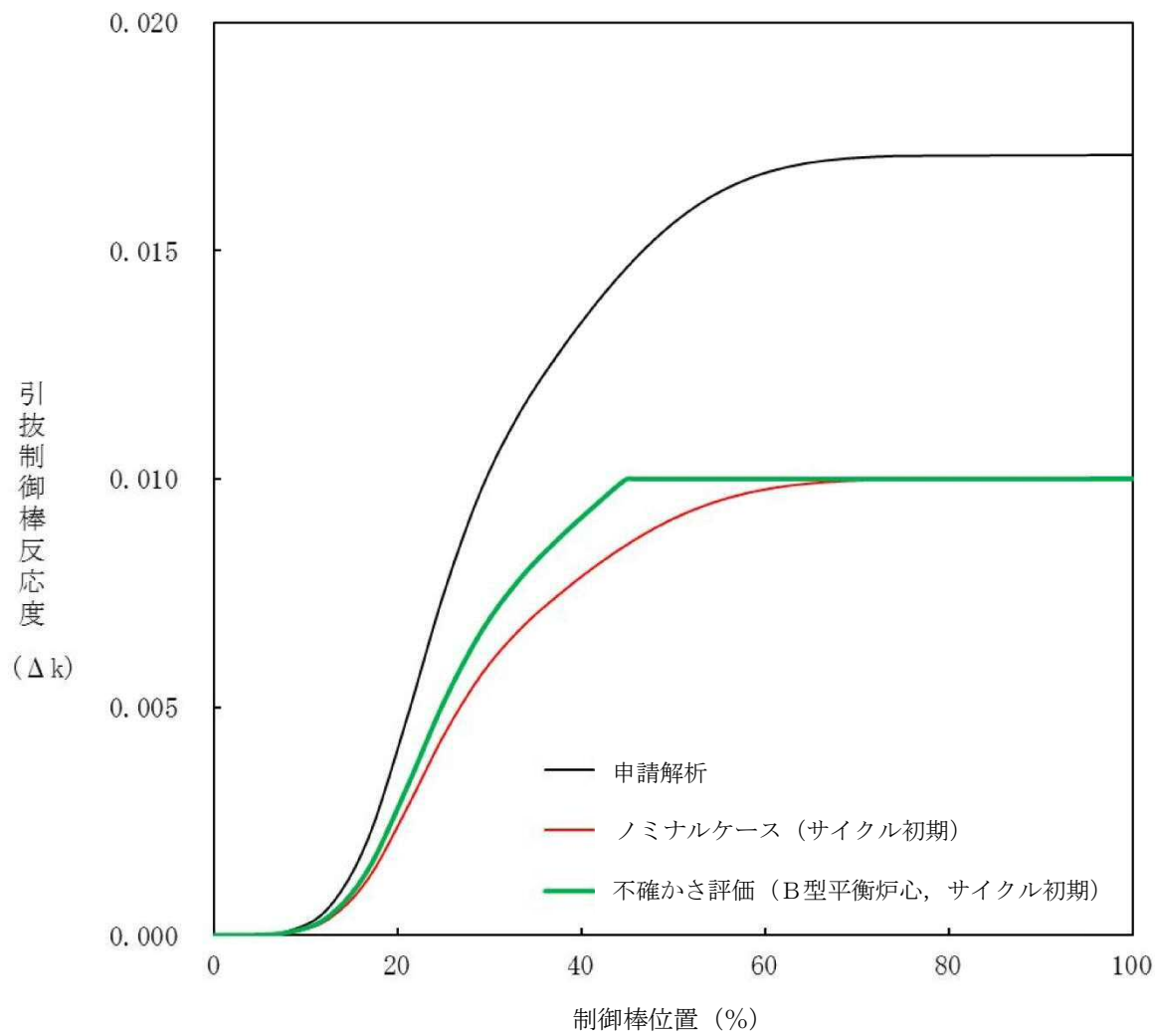
第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	% Δk	1.71	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	$\Delta k / \Delta n^{*1}$	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	% Δk	約0.68	約0.61	約0.63	約0.59	約0.61
	ドル	約1.13	約1.01	約1.05	約1.12	約1.16
燃料エンタルピーの 最大値	kJ/kgUO_2	約85	約11	約18	約46	約80
燃料エンタルピーの 増分の最大値 ^{*3}	kJ/kgUO_2	約77	約3	約9	約38	約72
ピーク出力部燃料 エンタルピー (絶対値)	kJ/kgUO_2	約74	約8	約12	約37	約70

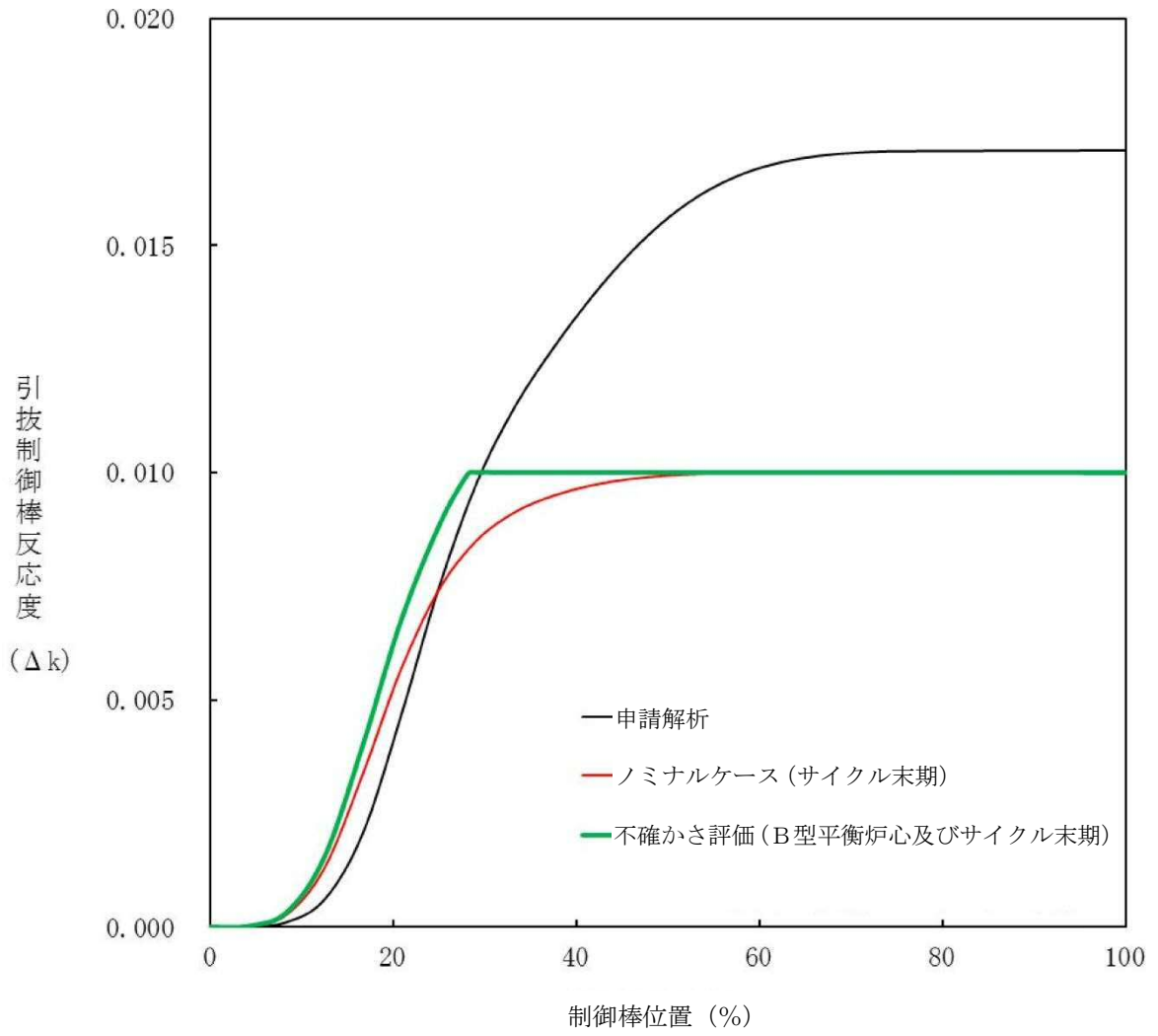
※1 制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2 APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー (8kJ/kgUO₂) を引いた値



第1図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第2図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

a. 参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直発電長、当直副発電長、当直運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。

また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいては、事象発生2時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生2時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生2時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。

b. 可搬型設備操作において、災害対策要員が発電所構内に常駐していることを考慮し、2時間以内に活動を開始することとして要員を評価する。

(2) 資源の評価条件

a. 全 般

(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

b. 水 源

(a) 原子炉及び格納容器への注水において、水源となる代替淡水貯槽の

保有水量（約 4,300m³：有効水量）又は西側淡水貯水設備の保有水量（約 4,300m³：有効水量）が、他の淡水源から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 代替淡水貯槽については、西側淡水貯水設備からの水の移送について、可搬型代替注水中型ポンプを用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 使用済燃料プールへの注水において、水源となる西側淡水貯水設備の保有水量（約 4,300m³）が枯渇しないことを評価する。
- (d) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源として厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃 料

- (a) 常設代替交流電源設備、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ、可搬型窒素供給装置、非常用ディーゼル発電機等及び緊急時対策所用発電機のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。
- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、非常用ディーゼル発電機等からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。常設代替交流電源設備からの給電を想定する事故シーケンスグループ等においては、常設代替交流電源

設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

(e) 緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、緊急時対策所用発電機の燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク（約 75kL）の容量を考慮する。

(f) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。

d. 電 源

(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいては、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備 5 台の連続定格容量（約 5,520kW）未滿となることを評価する。

(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンス

においては、非常用ディーゼル発電機等からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機等から給電するものとして評価する。

外部電源が喪失するものとした場合、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行う事故シーケンスグループ等については、その最大負荷が、常設代替交流電源設備 2 台の連続定格容量（約 2,208kW）未満となることを評価する。

- (c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

(添付資料6.3.2)

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において、重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」、「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」であり、事象発生後 2 時間に必要な要員は 24 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 7 名及び発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 39 名で対処

可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。また、事象発生 2 時間以降に追加で必要な要員数は 6 名であり、参集要員（72 名）により確保可能である。

また、原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、必要な要員は 19 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

また、使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」であり、事象発生 2 時間までに必要な要員は 17 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。また、事象発生 2 時間以降に追加で必要な要員数は 2 名であり、参集要員（72 名）により確保可能である。

（添付資料 6.1.1, 6.2.1, 6.2.2）

6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 原子炉及び格納容器への注水

原子炉及び格納容器への注水における水源評価において、最も厳しく

なる事故シーケンスグループ等は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」である。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替格納容器スプレイにおいて、合計約 5,490m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有しており、事象発生 43 時間以降に西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水の移送を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。

b. 使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プール注水において、約 2,120m³の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

(添付資料 6.3.1)

(2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後から

最大負荷でこれらの運転を想定すると、7日間の運転継続に約755.5kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。

さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「3.4 水素燃焼」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入については、保守的に事象発生直後からの可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、7日間の運転継続に約18.5kLの軽油が必要となる。

さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生

直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

(添付資料6.3.1)

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」及び「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」である。常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約4,510kWが必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量である5,520kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定しているが、重大事故等対策に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれていることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、直流電源については外部電源喪失時においても、非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお、事故シーケンスグループ「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」においては、交流電源が24

時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも直流電源負荷の制限により，事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。

(添付資料 6.3.1)

同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合、使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めて必要な要員、資源について整理する。

なお、使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても、使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため、原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

また、東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中、核燃料搬出済み。)等の他事業所の同時被災を想定しても、東海第二発電所の重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについてはスロッシングの発生を想定する。

第1表に想定する状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源への影響を確認する。

なお、火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため、ここでは、火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2) 評価結果

a. 必要な要員の評価

使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は、注水及び除熱が必要である。注水については、常設低圧代替注水系ポンプ、可搬型代替注水中型ポンプ等の操作が必要となる。除熱については、使用済燃料プールから発生する水蒸気が原子炉建屋原子炉棟内の他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼすことを防止するため、重大事故等対処設備として整備する代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが、除熱開始までの時間余裕は第4表及び第7表のとおり1日以上であり、有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。また、評価条件を第2表、第3表、第5表及び第6表に示す。

なお、代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕[※]は、以下の式により算出した。

$$80^{\circ}\text{C到達までの時間 [h]} = \frac{(80^{\circ}\text{C} - \text{初期水温 } [^{\circ}\text{C}]) \times \text{水の比熱 } [\text{kJ}/\text{kg}/^{\circ}\text{C}] \times \text{使用済燃料プールの水量 } [\text{m}^3] \times \text{水の密度 } [\text{kg}/\text{m}^3]}{\text{燃料の崩壊熱 } [\text{MW}] \times 10^3 \times 3600}$$

※ 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

水源の使用量が最も多い「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」を想定すると、原子炉注水、格納容器スプレーによる7日間の対応に、約5,490m³の水が必要となる。また、水源評価の観点から、保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合、7日間の対応に必要な使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの水位回復及びその後の

水位維持)は、第9表に示すとおり約490m³となる。したがって、7日間の対応に合計約5,980m³の水が必要となる。これに対して、代替淡水貯槽に約4,300m³、西側淡水貯水設備に約4,300m³の合計約8,600m³の水を保有しているため、同時被災時においても7日間の対応は可能である。また、評価条件を第8表に示す。

なお、事象発生から7日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は、以下の式により算出した。

$$\text{沸騰までの時間}[h] = \frac{(100[^\circ\text{C}] - \text{初期水温}[^\circ\text{C}]) \times \text{水の比熱}[kJ/kg/^\circ\text{C}] \times \text{使用済燃料プールの水量}[m^3] \times \text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}$$

$$1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h] = \frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}[kg/m^3] \times \text{蒸発潜熱}[kJ/kg]}$$

$$7 \text{ 日間で必要となる注水量}[m^3] = (168 \text{ 時間}[h] - \text{沸騰までの時間}[h]) \times 1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h]$$

(b) 燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」等を想定すると、非常用ディーゼル発電機（2台）及び高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の7日間の運転継続に約755.5kL^{*}が必要となる。この中に使用済燃料プールへの対応に必要なとなる負荷も考慮されていること、軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は可能である。

可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」等を想定すると、可搬型窒素供給装置の7日間の運転継続に約18.5kL^{*}が必要となる。これに可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プールへの注水を考慮すると、更に約12.0kL

必要となるが、可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは全ての事故シーケンスグループ等で使用を想定するが、同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の 7 日間の運転継続に約 70.0kL^{*}の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

※ 保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

(c) 電源

使用済燃料プールへの注水、代替燃料プール冷却系による除熱に係る電源負荷容量は、常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため、常設代替交流電源設備からの電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。

(3) 重大事故等時対応への影響について

「(2) 評価結果」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、当直（運転員）、発電所構内に常駐している災害対策要員及び 2 時間以降の発電所構外からの参集要員にて対応可能であることから、重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける 7 日間の対応が可能である。

以上のことから、原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも、その対応への影響はない。

2. まとめ

原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員，資源について評価した。その結果，有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること，7日間の対応に必要な水源，燃料及び電源を確保していることを確認した。

第 1 表 想定する状態

項目	状態
要員	(有効性評価の各事故シーケンスグループ等で使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認)
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」 ・ 「4.2 想定事故2」 (使用済燃料プール漏えい) ※¹
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」等※² (軽油貯蔵タンクの評価) ・ 「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」 (可搬型設備用軽油タンクの評価) ・ 各事故シーケンスグループ等※³ (緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの評価)
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流動力電源喪失 ・ 「4.2 想定事故2」 (使用済燃料プール漏えい)

※¹ 同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また、サイフォン現象による漏えい量より、スロッシングによる溢水量の方が多いため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※² 燃料については、消費量を保守的に評価する観点から、外部電源喪失が発生し、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

※³ 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは緊急時対策所用発電機専用の燃料タンクであるため、燃料消費量は事故シーケンスグループ等に依存しない。

第2表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価条件（原子炉運転時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³

- ※1 燃料取出スキームは第3表のとおり。
 ※2 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定。
 ※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。
 ※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
 ※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）。
 ※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

第 3 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（原子炉運転時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数 ^{※1}	取出平均燃焼度 [Gwd/t]	崩壊熱 [MW]
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	142 体	45	約 0.047
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.064
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.072
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.085
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.110
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.161
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.283
施設定期検査時取出燃料	30 日	168 体	45	約 1.214
合計	—	1,486 体	—	約 2.095

※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分（168 体）が使用済燃料プールに保管され，それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9 × 9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 4 表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価結果（原子炉運転時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕 ^{※1}	約 25 時間

※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる。

第5表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価条件（原子炉運転停止時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	取出前
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
発電機解列からの日数	1日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約1.0MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³

※1 燃料取出スキームは第6表のとおり。

※2 運転停止時の有効性評価における評価日を設定。

※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。

※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。

※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

第 6 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（原子炉運転停止時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [Gwd/t]	崩壊熱 [MW]
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	142 体	45	約 0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.087
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.113
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.166
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 ヶ月 + 30 日) + 1 日	168 体	45	約 0.298
合計	—	1,486 体	—	約 0.962

※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし、その構成は、過去の施設定期検査時において、燃料が 9 × 9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 7 表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕の評価
結果（原子炉運転停止時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕※1	約 55 時間

※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため、時間余裕は、使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる。

第8表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価条件

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m ³
スロッシング溢水量	81.49m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※3}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※4}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※5}	992kg/m ³
水源の温度 ^{※6}	35℃
水源の密度 ^{※7}	994kg/m ³
蒸発潜熱 ^{※8}	2,528.93kJ/kg

※1 燃料取出スキームは第3表のとおり。

※2 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績(65日)よりも短い日数を設定。

※3 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。

※4 40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用(1999年蒸気表より)。

※5 スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており、水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため、使用済燃料プールの初期水温の密度を設定。

※6 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。

※7 水源の温度である35℃での密度を設定。

※8 35℃の飽和水のエンタルピと100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出(1999年蒸気表より)。

第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃ に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発分) ※1, 3	約 410m ³
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³

※1 蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量。

※2 蒸発による水位低下分+スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量。

※3 10m³未満を切り上げて表示。

重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等が発生した場合においては、非常事態を宣言し、災害対策要員を非常招集することで事故の対応に当たる。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、初動体制として、中央制御室の当直（運転員）7名（原子炉運転停止中においては5名）、発電所構内に常駐している災害対策要員32名の合計39名（原子炉運転停止中においては37名）により、迅速な対応を図る。また、事象発生2時間以降は、発電所構外から招集される参集要員も考慮した対応を行う。

第1表及び第2表に各事故シナリオグループ等の作業に必要な要員数及び事象発生2時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。

原子炉運転中に最も多く要員を必要とするのは、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」、「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」である。参集要員に期待しない事象発生後2時間に必要な要員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員5名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名の合計24名であることから、初動体制の要員（39名）で事故対応が可能である。また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。

原子炉運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」である。参集要員に期待しない事象発生後2時間に必要な要員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員3名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応

要員 10 名の合計 19 名であることから、初動体制の要員（37 名）で事故対応が可能である。

使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。参集要員に期待しない事象発生後 2 時間に必要な要員災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、当直運転員 3 名、通報連絡等を行う要員 4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名の合計 17 名であることから、初動体制の要員（37 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 2 時間以降に必要なとなる参集要員は 2 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。

各事故シーケンスグループ等において、事象発生 2 時間以内に必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。また、事象発生 2 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員についても期待できる。以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

第1表 原子炉運転中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員（1/2）

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	5	7	4	28	11	32	39	72
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	1	4	6	4	0	—	4	10	0
2.3.1 全交流動力電源喪失 （長期TB）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.3.2 全交流動力電源喪失 （TBD, TBU）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.3.3 全交流動力電源喪失 （TBP）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	1	1	4	6	4	10	—	14	20	0
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.5 原子炉停止機能喪失	1	1	4	6	4	0	—	4	10	0
2.6 LOCA時注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）	1	1	5	7	4	1	—	5	12	0
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク 喪失	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6

は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスグループ等を示す。

第1表 原子炉運転中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員（2/2）

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	5	7	4	28	11	32	39	72
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負 荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却を使用する場 合）	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負 荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却を使用できない 場合）	1	1	5	7	4	10	—	14	21	5
3.2 高压溶融物放出／格納容器雰 囲気直接加熱	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.4 水素燃焼	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作 用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2

第2表 原子炉運転停止中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	3	5	4	28	11	32	37	72
4.1 想定事故 1	1	1	3	5	4	8	—	12	17	2
4.2 想定事故 2	1	1	3	5	4	8	—	12	17	2
5.1 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系の故障による停 止時冷却機能喪失）	1	1	3	5	4	3	—	7	12	0
5.2 全交流動力電源喪失	1	1	3	5	4	10	—	14	19	0
5.3 原子炉冷却材流出	1	1	3	5	4	0	—	4	9	0
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスグループ等を示す。

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループ等の有効性評価で、重要事故シーケンス等の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループ等のその他の事故シーケンスについては本資料にて、重要事故シーケンス等の作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シーケンスグループ等の重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した。その結果は、第1表から第3表及び別紙のとおりである。

なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大24名（原子炉運転停止中では19名）であり、災害対策要員（初動）の39名（原子炉運転停止中では37名）以内で重大事故等の対応が可能である*。

※ 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大6名に対して事象発生2時間までに必要な要員数を十分確保できる。

3. 必要な要員の評価方法

- (1) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。
- (2) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、こ

れまでの重要事故シーケンスと同様に，中央制御室の全ての当直運転員等で対応するため，要員数としての評価は不要とする。

- (3) 当直運転員等の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。
- (4) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は，別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり，要員の観点で厳しいプラント損傷状態（以下「PDS」という。）及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（1/8）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.1-① 過渡事象 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定。） ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再開鎖失敗による減圧の有無）であり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
		2.1-② 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止による全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-③ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止による全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再開鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-④ サポート系喪失（自動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系Ⅰ区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 ・原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-⑤ サポート系喪失（自動停止） + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系Ⅰ区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再開鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	2.2-① 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動後、過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	10人	10人
		2.2-② サポート系喪失（自動停止） + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分II）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動後、過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・重要事故シナリオとの差異は使用できる低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の系統数のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	10人	
全交流動力電源喪失（長期TB）	外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）	2.3.1-① サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + DG失敗 + HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）	<ul style="list-style-type: none"> ・区分IIサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は使用できる計装設備の数のみであり、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人
全交流動力電源喪失（TBD, TBU）	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗（TBD）	2.3.2-① 外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗（TBU）	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数であるが、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に減少なし。 	24人	24人
		2.3.2-② サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗（TBU）	<ul style="list-style-type: none"> ・区分Iサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数のみであり、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
全交流動力電源喪失 (TBP)	外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPCS失敗	2.3.3-① サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・区分Iサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動後、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開鎖失敗による減圧の有無) のみであり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR失敗	2.4-① 過渡事象 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする (起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定)。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側) 若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開鎖失敗による減圧の有無) のみであり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
		2.4-② 外部電源喪失 + DG失敗 (HPCS成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機 (高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。) が故障する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであることのみであり、事象進展に影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人	
	2.4-③ 外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 (HPCS成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機 (高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。) が故障する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであること及び原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開鎖失敗による減圧の有無) であり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人		

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（4/8）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + R H R 失敗	2.4-④ 外部電源喪失 + 直流電源失敗（H P C S 成功）	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に直流電源設備が故障する。 原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が直流電源喪失に伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失によるものであること及び直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展に影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人	
		2.4-⑤ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人	
		2.4-⑥ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が閉固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無）であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人
		2.4-⑦ サポート系喪失（自動停止） + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR 失敗	2.4-⑧ サポート系喪失（自動停止） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人
		2.4-⑨ サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） + DG 失敗（HPCS 成功）	<ul style="list-style-type: none"> ・区分Ⅰサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレー系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレー系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため、人数に増減なし。 	20人	
		2.4-⑩ サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）	<ul style="list-style-type: none"> ・区分Ⅰサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレー系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレー系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため、人数に増減なし。 	20人	
		2.4-⑪ 小破断LOCA + RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 ・なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「LOCA時注水機能喪失」にて確認される。 	【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（6/8）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR 失敗	2.4-⑫ 中破断LOCA + RHR失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「中破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。なお、中破断LOCAのため原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の継続に期待できないが、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 ・なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「LOCA時注水機能喪失」にて確認される。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
		2.4-⑬ 大破断LOCA + RHR失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「大破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。なお、大破断LOCAのため原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないが、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は維持される。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 ・なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認される。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5-① サポート系喪失（自動停止） + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分II）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。 ・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は、給水の停止後に原子炉停止機能喪失となり、原子炉水位が低めに維持され原子炉出力が低くなるため、原子炉出力の観点で余裕がある。また、使用できる残留熱除去系の系統数等であるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	
		2.5-② 小破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「小破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 ・給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	10人
		2.5-③ 中破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「中破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 ・給水系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（7/8）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5-④ 大破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「大破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 給水系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	10人
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.6-① 小破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンパル）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は冷却材の漏えい量であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
		2.6-② 小破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を試みるが失敗する。 過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異は低圧炉心スプレイ及び残留熱除去系が使用できることであり、可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作が不要となるため、対応人数は減少する。 	10人	
		2.6-③ 中破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「中破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を試みるが失敗する。 過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異は低圧炉心スプレイ及び残留熱除去系が使用できることであり、可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作が不要となるため、対応人数は減少する。 	10人	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	—	—	12人
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉建屋内浸水による緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）	2.8-① 最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後RCCIC停止）	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが、原子炉隔離時冷却系により、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人

第1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (8/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失(最終ヒートシンク喪失)	2.8-② 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレィ系が故障するが、高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プールの水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、原子炉隔離時冷却系の機能に期待できない全交流動力電源喪失(TBD)と比べて事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は全交流動力電源喪失(TBD)にて確認しているため、人数に増減なし。 	24人	
		2.8-③ 最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレィ系が故障するが、原子炉隔離時冷却系により、原子炉注水が開始される。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁(安全弁機能)が開放される。このとき、逃がし安全弁(安全弁機能)が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧(逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無)及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、原子炉の減圧(逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無)のある全交流動力電源喪失(TBP)と比べて事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は全交流動力電源喪失(TBP)にて確認しているため、人数に増減なし。 	24人	

第2表 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

事故シナリオグループ等	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要 要員数	重要事故 シナリオに 必要な要員数
想定事故1 (冷却機能又は注水 機能喪失)	想定事故以外の事故シ ナリオなし	-	-	17人
想定事象2 (使用済燃料プール 内の水の小規模な喪 失)	想定事故以外の事故シ ナリオなし	-	-	17人

第3表 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障(RHR喪失)	5.1-① 残留熱除去系の故障(RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・運転中の残留熱除去系海水系の機能喪失に伴う、運転中の残留熱除去系の機能喪失により、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シナリオと同様、待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	12人	12人
	+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.1-② 外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失後、非常用ディーゼル発電機等により非常用電源は確保するものの、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)及び残留熱除去系海水系の再起動に失敗することにより、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シナリオと同様、待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シナリオに対する評価では外部電源喪失を仮定しており、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	12人	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 +交流電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.2-① 外部電源喪失 +直流電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の起動に必要なバッテリーの故障により全交流動力電源喪失に至り、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対しては、重要事故シナリオと同様、常設代替高圧電源設備により電源を回復後、低圧代替注水系(常設)により原子炉への注水を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は所内直流電源の喪失の有無であるが、常設代替交流電源設備は常設代替直流電源設備により起動することから、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
原子炉冷却材流出	原子炉冷却材の流出(RHR系統切替時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.3-① 原子炉冷却材の流出(CUWブロー時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出(CUWブロー時のLOCA)」となる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみであり、事象進展も同様であることから、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	9人
		5.3-② 原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA)」となり、事象の認知が早くなる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみとなり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	
		5.3-③ 原子炉冷却材の流出(LPRM点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出(LPRM点検時のLOCA)」となり、事象の認知が早くなる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみとなり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	
反応度の誤投入	制御棒の抜き	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	—	—	—

必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態（PDS）の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回の PRA により抽出した PDS と炉心損傷防止に際して必要な人数を第 1 表に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果を基に、各 PDS に至る原因となるプラント機能の喪失が発生した場合に炉心損傷を防止するために必要な要員数を併せて示す。

なお、第 1 表のうち、TW（崩壊熱除熱機能喪失）、TC（原子炉停止機能喪失）は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA（インターフェイスシステム LOCA）は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。

本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

この仮定の上でも、評価事故シーケンスの起点（事象発生時）において必要な要員数は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい P D S は、全交流動力電源喪失を伴う P D S（長期 T B, T B U, T B P 及び T B D）の 24 名及び参集要員 6 名である。

次に、重大事故等対処設備に期待しない場合、各格納容器破損モードに進展し得る P D S を、その中で要員数の観点で厳しい P D S 及び評価事故シーケンスの起点として選定した P D S を第 2 表に示す。

第 2 表の格納容器破損モードは、選定した全て P D S において全交流動力電源喪失を想定しており、全交流動力電源喪失の対応には要員数の観点で最も厳しい P D S である長期 T B, T B U, T B P 及び T B D に必要な要員数が必要となることから、P D S の観点では、選定した P D S は要員の観点で最も厳しい P D S を包絡している。また、炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や格納容器熱除去等を実施する必要があるが、これらの対応に必要な要員数は P D S によらずほぼ同じであり、これに加えて電源復旧が必要となる場合が、必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから、今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考ええる。

以上より、要員の観点で厳しい P D S 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。

第1表 今回のPRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して
必要な要員数

PDS	PCV破損 時期	RPV 圧力	炉心損傷 時期	炉心損傷防止に 必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	19人
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	10人
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	24人
TBD, TBU	炉心損傷後	高圧	早期	24人
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	24人
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	19人 ^{※2}
TW(取水機能喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	20人
TW(RHR喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	19人
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	10人
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	12人

※1 「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出

※2 「中破断LOCA(S1E)+ECCS注水機能喪失」及び「小破断LOCA(S2E)+ECCS注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出

※3 炉心損傷の前に格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となるPDSの選定対象からは除外したPDS

第2表 要員及び事象の厳しさの観点からの

各格納容器破損モードのPDSの整理

格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で 厳しいPDS	選定したPDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷(格納容器過圧 破損)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	LOCA※1
	TQUX		
	長期TB		
	TBU		
	TBP		
	TBD		
	LOCA		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷(格納容器過温 破損)	TQUX	長期TB TBU TBP TBD	LOCA※1
	長期TB		
	TBU		
	TBD		
	LOCA		
高圧溶融物放出／格納 容器雰囲気直接加熱 (DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX※1
	長期TB		
	TBU		
	TBD		
原子炉圧力容器外の溶 融燃料-冷却材相互作用 (炉外FCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV※1
	TQUX		
	長期TB		
	TBU		
	TBP		
	TBD		
	LOCA		
溶融炉心・コンクリート 相互作用(MCCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV※1
	TQUX		
	長期TB		
	TBU		
	TBP		
	TBD		
LOCA			
水素燃焼	—	—	LOCA※1,2

※1 格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオを評価するため、有効評価においては全交流動力電源喪失を重量させるものとしている。

※2 水素燃焼については、原子炉運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、窒素置換の有効性を確認する観点で、評価対象の格納容器破損モードとしている。

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において，重大事故等対策を外部支援に期待することなく 7 日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに，電源負荷の積上げが給電容量内にあることを確認する。

2. 事故シーケンスグループ等別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価における水源，燃料に関する評価結果を第 1 表及び第 2 表に整理した。

また，同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について，必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを第 3 表に整理した。

3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において，水源，燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても，発電所構内に備蓄している水源及び燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。

また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

第1表 水源の必要量 (1/2)

事故シーケンスグループ等	必要水量/水源総量
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 5,350m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 2,160m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 620m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設)
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 5,410m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.5 原子炉停止機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 5,320m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 490m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設)
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)

第1表 水源の必要量 (2/2)

事故シーケンスグループ等	必要水量/水源総量
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 5,490m ³ /約 8,600m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
3.4 水素燃焼	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
4.1 想定事故 1	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替燃料プール注水系 (注水ライン)
4.2 想定事故 2	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替燃料プール注水系 (注水ライン)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	(外部水源を消費しない)
5.2 全交流動力電源喪失	約 90m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部水源を消費しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部水源を消費しない)

■は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (1/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。

は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (2/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.5 原子炉停止機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。

■は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (3/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材 相互作用	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.4 水素燃焼	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高压電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (4/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
4.1 想定事故1	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
4.2 想定事故2	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.2 全交流動力電源喪失	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策所用発電機の 運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策所用発電機の 運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、燃料評価 (軽油貯蔵タンク) としては、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。

■は、必要量が最大のものを示す。

第3表 電源負荷の必要量 (1/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 1,141kW/約 2,208kW
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 951kW/約 2,208kW
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 4,510kW/約 5,520kW ^{※1}
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 4,510kW/約 5,520kW
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 4,510kW/約 5,520kW ^{※1}
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 3,186kW/約 5,520kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 1,141kW/約 2,208kW
2.5 原子炉停止機能喪失	約 951kW/約 2,208kW
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 1,141kW/約 2,208kW
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 1,141kW/約 2,208kW
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 2,836kW/約 5,520kW ^{※1}

※1 直流電源については、電源負荷の制限により、24時間電源供給が可能である。

は、負荷が最大のものを示す。

第3表 電源負荷の必要量 (2/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 2,426kW/約 5,520kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 2,666kW/約 5,520kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 2,769kW/約 5,520kW
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 －冷却材相互作用	約 2,769kW/約 5,520kW
3.4 水素燃焼	約 2,426kW/約 5,520kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 2,769kW/約 5,520kW
4.1 想定事故1※1	約 407kW/約 2,208kW
4.2 想定事故2※1	約 407kW/約 2,208kW
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 951kW/約 2,208kW
5.2 全交流動力電源喪失	約 3,276kW/約 5,520kW
5.3 原子炉冷却材の流出	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、電源評価としては常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。