# 4. 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

「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，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「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，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，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，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，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，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，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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により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，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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）※1による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 4.1.1－1 図に，手順の概要を第 4.1.1－2 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 4.1.1－1 表に示す。

想定事故１において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 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，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員１名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は 16 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1.1－3 図に示す。

※１ 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）以外に，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による対応が可能である。

ａ．燃料プールの冷却機能喪失確認

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，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燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合，燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。

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，燃料プール水位・温度（ＳＡ）等である。

ｂ．燃料プールの注水機能喪失確認

燃料プールの冷却機能喪失の確認後，燃料プール水の温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため，復水輸送系等による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燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。

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，燃料プール水位・温度（ＳＡ）等である。

ｃ．燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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。準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を開始し，燃料プール水位を維持する。その後，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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を確保できる燃料プール水位より高く維持する。

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，燃料プール水位・温度（ＳＡ）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における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv 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。

原子炉建物原子炉棟４階での作業は，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用する場合の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，定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約2.6m下の位置である。

（添付資料4.1.1，4.1.2）

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，「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，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，燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い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燃料プール水

位が緩慢に低下するが，燃料プールへの注水により，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，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，燃料棒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 4.1.1，4.1.2）

(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 4.1.2－1 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燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の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 4.1.1）

ａ．初期条件

(a)　燃料プールの初期水位及び初期水温

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，燃料プールと隣接する原子炉ウェ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，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

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 10 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，燃料プールの崩壊熱は約 7.8MW 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 13$m^3$/h である。

ｂ．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

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系，残留熱除去系，復水輸送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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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)　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）

燃料プールへの注水は，大量送水車１台を使用するものとし，崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る 48m$^3$/h※３にて注水する。

※３　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル），燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の注水容量はともに 48m$^3$/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)　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備操作は，緊急時対策要員の移動及び注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生３時間 10 分後までに完了するが，燃料プールへの注水操作は事象発生約 7.9 時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故１における燃料プール水位の推移を第 4.1.2－1 図に，燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1.2－2 図に示す。

a．事象進展

燃料プールの冷却機能が喪失した後，燃料プール水温は約 4.4℃/h で上昇し，事象発生から約 7.9 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備が完了し，事象発生から約 7.9 時間経過した時点で燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を開始することから，燃料プール水位は低下しない。

その後は，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により，蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで，燃料プール水位を維持する。

b．評価項目等

燃料プール水位は，第 4.1.2－1 図に示すとおり，水位低下することなく通常水位のままであるため，燃料棒有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水は事象発生約 7.9 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 4.1.2-2 図に示すとおり，燃料プール水位は通常水位のままであるため，燃料プール周りの線量率は，約 $1.0\times10^{-3}$mSv/h 以下であり，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ている。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。

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３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備が完了するため，燃料プールの水位が低下し始める事象発生約7.9時間後から蒸発量に応じた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4.1.3，4.1.4）

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，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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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4.1.2-1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)　運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約7.8MWに対して最確条件は約7.8MW以下であり，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，燃料プール水温の上昇及び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。

初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約17℃～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，燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間及び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，燃料プール水位が最大で約1.1m低下するものの，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1.1日後（10mSv/hの場合）であり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，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２倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による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。

(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 7.8MW に対して最確条件は約 7.8MW 以下であり，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。

初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約17℃～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，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，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燃料プール水位低下開始時間より早く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わずかであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，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燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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1.4日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.6日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，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，燃料プールが通常水位から燃料棒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0.27m下※4）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1.5日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.8日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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1.1mの水位の低下が発生するが，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1.1日（10mSv/hの場合），燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.3日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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２倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による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。

※４　燃料プール水位低の警報設定値：通常水位－272㎜

（添付資料4.1.5）

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

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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約7.9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，当該操作は他の操作との重複はなく，燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は３時間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約7.9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。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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4.1.5）

(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。

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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1.7日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約3.9日であり，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約7.9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4.1.5）

(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。このほか，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必要な要員は，「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 24 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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 43 名で対処可能である。

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，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，緊急時対策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

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，約2,100$m^3$の水が必要となる。水源として，輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000$m^3$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4.1.6）

ｂ．燃料

非常用ディーゼル発電機等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，運転継続に約700$m^3$の軽油が必要となる。燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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大量送水車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約11$m^3$の軽油が必要となる。合計約711$m^3$の軽油が必要となる。

非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730㎥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による電源供給，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水について，７日間の運転継続が可能である。

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８㎥の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45㎥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4.1.7）

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。

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。

4.1.5　結論

想定事故１では，燃料プールの冷却系が機能喪失し，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，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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水により，燃料プール水位を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，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。

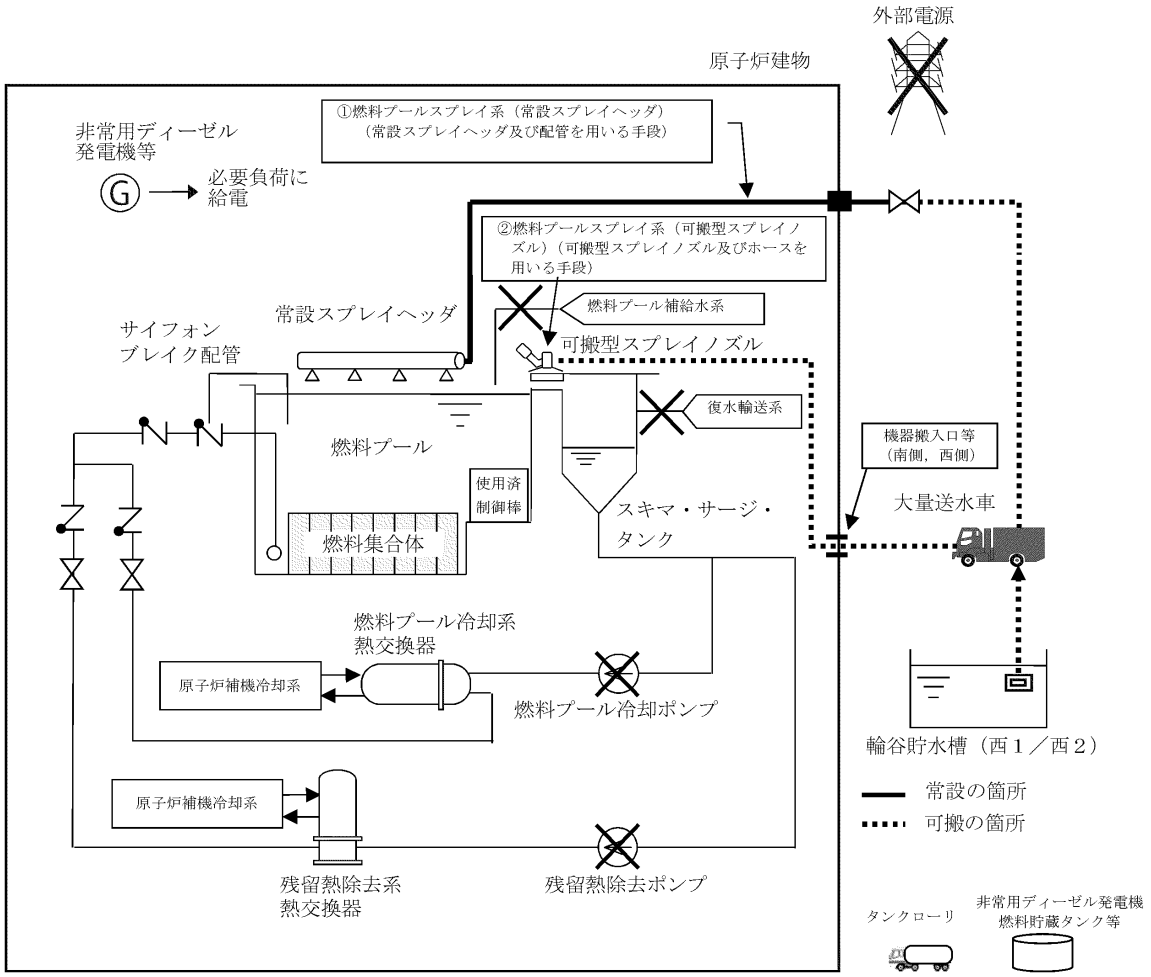
その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

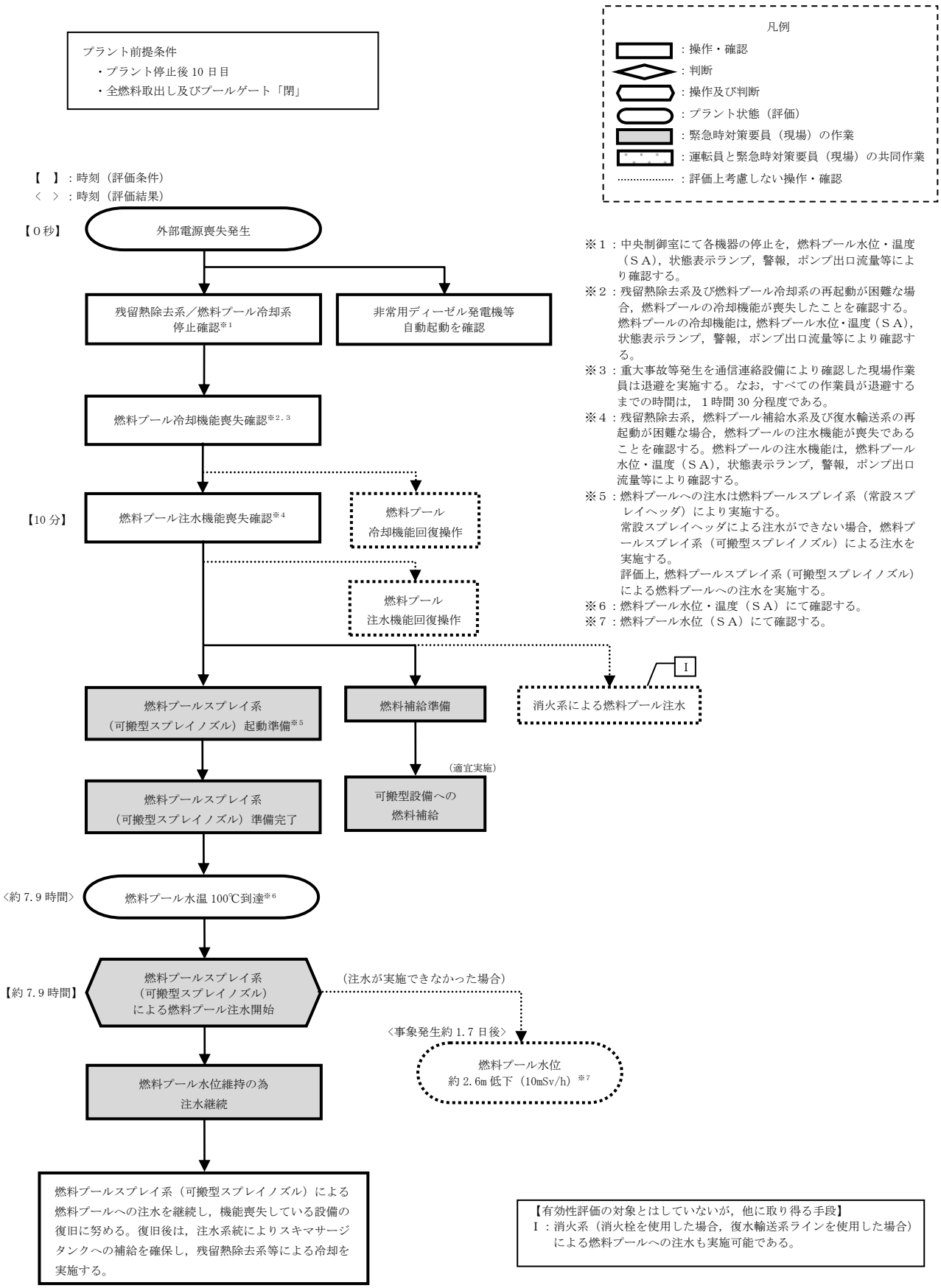
また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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 4.1.1－1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図
（燃料プールへの注水）




第 4.1.1－2 図　「想定事故１」の対応手順の概要

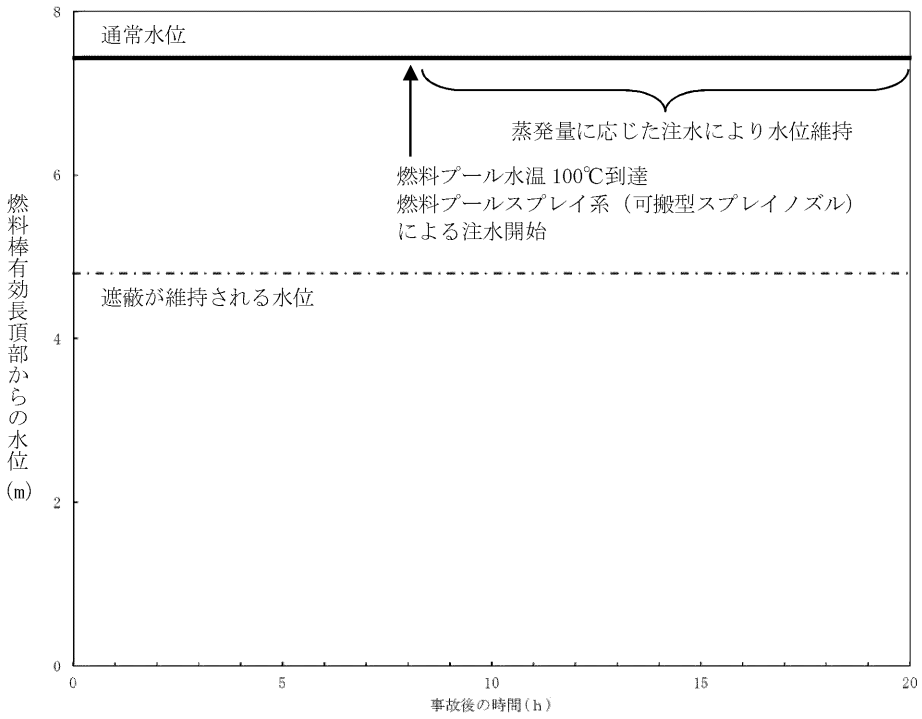
# 想定事故１

| 操作項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | | 操作内容 | 経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 / 経過時間（日）5 6 7 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 事象発生<br>▽ プラント状況判断<br>▽ 約7.9時間　燃料プール水温100℃到達<br>燃料プールスプレイ系による注水開始 | |
| | 責任者 | 当直長 | 1人 | 中央制御室監視<br>緊急時対策本部連絡 | | | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人 | 運転操作指揮 | | | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人 | 初動での指揮<br>中央制御室連絡<br>発電所外部連絡 | | | |
| | 運転員（中央制御室） | 運転員（現場） | | 緊急時対策要員（現場） | | | |
| 状況判断 | 1人<br>A | — | | — | ・外部電源喪失確認<br>・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認<br>・残留熱除去系停止／燃料プール冷却系停止確認<br>・燃料プール冷却機能喪失確認<br>・燃料プール注水機能喪失確認 | 10分 | |
| | | | | | ・燃料プール水位・温度監視 | 適宜実施 | |
| 燃料プール<br>冷却機能回復操作 | — | — | | — | ・残留熱除去系，燃料プール冷却系　機能回復 | | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 燃料プール<br>注水機能回復操作 | — | — | | — | ・残留熱除去系，燃料プール補給水系，復水輸送系　機能回復 | | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水 | — | — | 14人<br>a～n | | ・放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | — | | | ・大量送水車による燃料プールへの注水準備<br>（大量送水車配置，ホース展張，接続）<br>・原子炉建物内ホース敷設，可搬型スプレイノズル準備 | 2時間50分 | |
| | — | — | （2人）<br>a，b | | ・大量送水車による燃料プールへの注水 | 適宜実施 | |
| 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プール注水 | — | — | | — | ・大量送水車による燃料プールへの注水 | | 評価上考慮せず<br>注水不可の場合は可搬型スプレイノズルにより対応する |
| 燃料補給準備 | — | — | 2人<br>o～p | | ・放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | — | | | ・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給 | 2時間30分 | タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給 |
| 燃料補給作業 | — | — | | | ・大量送水車への補給 | 適宜実施 | |
| 必要人員数　合計 | 1人<br>A | — | 16人<br>a～p | | | | |

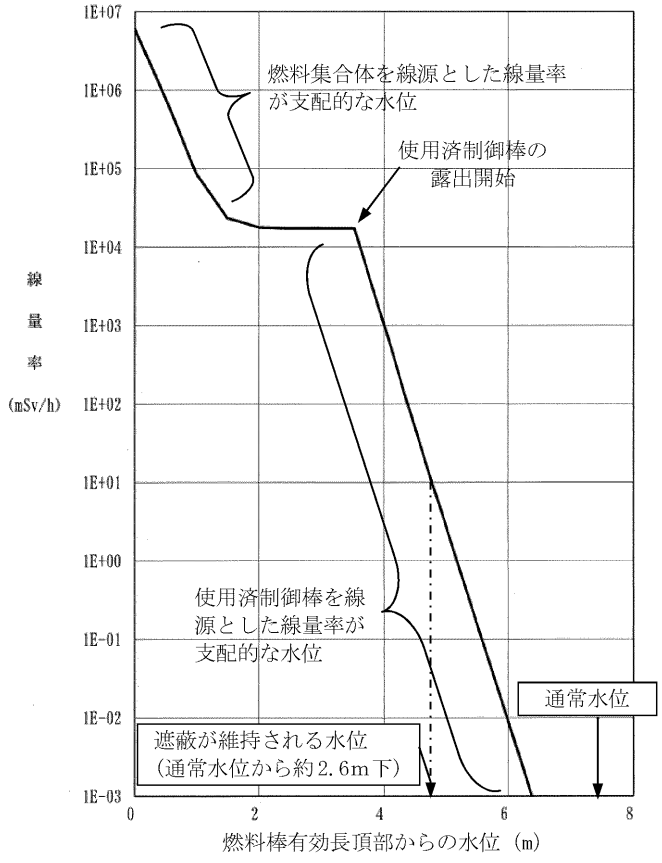
（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

原子炉運転中における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の対応と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，燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く（運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が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，緊急時対策要員により対応可能である。

第 4.1.1－3 図　「想定事故１」の作業と所要時間




第 4.1.2－1 図　燃料プール水位の推移（想定事故１）




第 4.1.2－2 図　燃料プール水位と線量率（想定事故１）

第 4.1.1－1 表　「想定事故１」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 燃料プールの冷却機能喪失確認 | 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，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り燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合，燃料プールの冷却系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等】※<br>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※ | － | 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※<br>【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| 燃料プールの注水機能喪失確認 | 燃料プールの冷却系機能喪失の確認後，燃料プール水の温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため，復水輸送系等による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燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。 | － | － | 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※<br>【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水 | 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プール注水により，燃料プール水位を維持する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する。 | 常設スプレイヘッダ<br>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ | 大量送水車<br>タンクローリ | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水により，燃料プール水位を維持する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する。 | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ | 可搬型スプレイノズル<br>大量送水車<br>タンクローリ | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |

※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1.2－1 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 | 燃料プール保有水量 | 約 1,599m$^3$ | 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 |
| | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位を設定 |
| | 燃料プール水温 | 65℃ | 運転上許容される上限値として設定 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 7.8MW<br>【使用済燃料】<br>取出時平均燃焼度：<br>・９×９燃料 45GWd/t<br>・ＭＯＸ燃料 33GWd/t | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 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<br>また，原子炉停止 10 日後においては，ＭＯＸ燃料の方が９×９燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料プール水位低下の観点で厳しいため，燃料プールにおける使用済燃料の崩壊熱はＭＯＸ燃料を考慮 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能として，燃料プール冷却系，残留熱除去系，復水輸送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ことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル） | 48m$^3$/h※2で注水 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水を想定設備の設計を踏まえて設定 |
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 事象発生から約 7.9 時間後 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の系統構成に必要な準備時間は３時間であるが，燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約 7.9 時間後であることを踏まえて設定 |

※１　島根２号炉の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原子炉開放までの最短時間である約５日及び全燃料取り出しの最短時間約５日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止後 10 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　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）及び燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の注水容量はともに 48m$^3$/h 以上である。

# 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．燃料プールの概要

図１に燃料プール等の平面図を示す。

定期事業者検査時において，多くの場合はプールゲートが開放され，燃料プールは原子炉ウェル，蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「ＤＳＰ」という。），キャスク仮置ピットと繋がっているが，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，ＤＳＰ及びキャスク仮置ピットの保有水量は考慮しない。

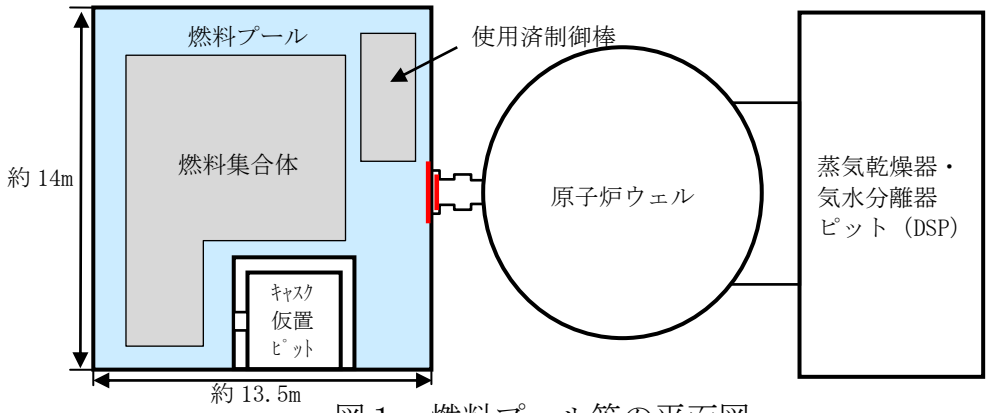



図１　燃料プール等の平面図

## ２．放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について

図２に放射線の遮蔽の維持に必要な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 10mSv/h の場合は，通常水位から約 2.6m※下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※　放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の算出方法については添付資料 4.1.2 に示す。

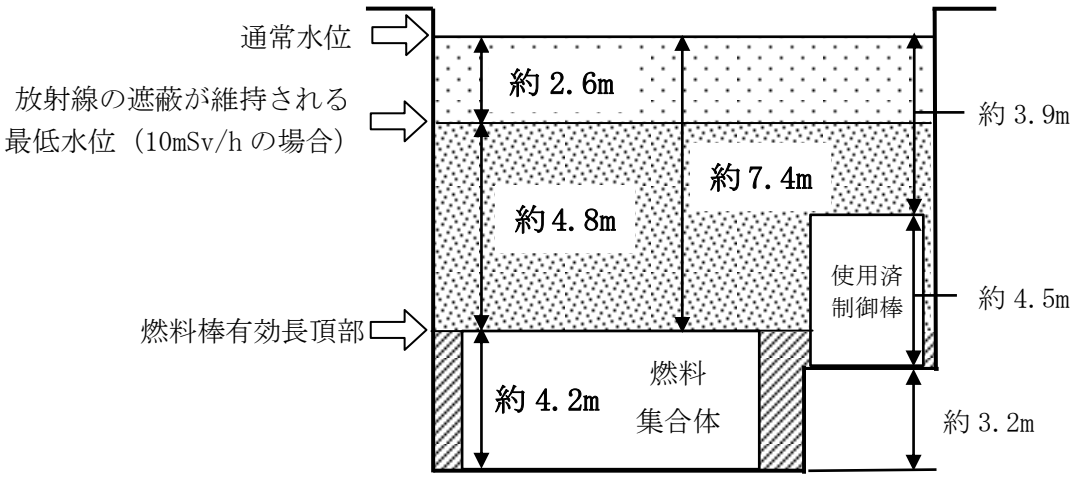



図２　放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位

３．燃料プールの構造高さ，断面積及び保有水の容積について

図３に燃料プールの構造高さを，表１に燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。

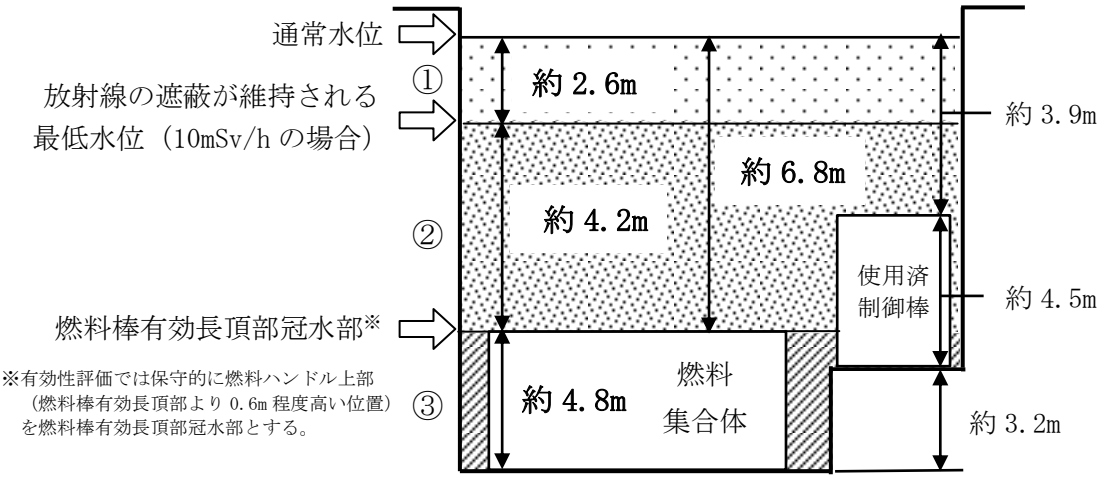



図３　島根２号炉の燃料プールの構造高さ

表１　燃料プールの断面積及び保有水の容積

| 領域 | 断面積（$m^2$） | 保有水の容積（$m^3$） |
|---|---|---|
| ① | 約 167 | 約 439 |
| ② | 約 167 | 約 704 |
| ③ | 約 95 | 約 456 |
| 合　計 | | 約 1,599 |

図３に示す各領域①～③の保有水の容積は,燃料プール容積から燃料プール内の機器の容積を差し引くことで算出し，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で除して求めた。なお，燃料プールの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，燃料プール内に設置されている機器は領域②又は領域③のプール下部であるため，保有水量に対する水位の低下という観点で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

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燃料プール水位の沸騰までの時間，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，以下の式を用いて評価を行った。事象を保守的に評価するため，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，発生する崩壊熱はすべて燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，燃料プールの水面，壁面等からの放熱は考慮しない。

○評価方法及び評価条件

①冷却機能喪失から沸騰（燃料プール水 100℃到達）までの時間

$$\text{沸騰までの時間(h)} = \frac{(100[℃]-65[℃]) \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ保有水の比熱[kJ/kg/℃]}^{※1} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水量[m}^3\text{]} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度 [kg/m}^3\text{]}^{※2}}{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から燃料棒有効長頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$\text{1 時間当たりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの燃料ﾌﾟｰﾙ水量[m}^3\text{]} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの水位低下にかかる時間[h]}}$$

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，燃料プールの下部では水位低下速度は早く，燃料プール上部では水位低下速度は遅い。燃料棒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。

表２　評価に使用する値

| プール保有水の比熱※1（kJ/kg/℃） | プール水量（$m^3$） | プール水密度※2（kg/$m^3$） | 燃料の崩壊熱（MW） |
|---|---|---|---|
| 4.185 | 約 1,599 | 958 | 約 7.8 |

| 蒸発潜熱※3（kJ/Kg） | 通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までのプール水量※4　（$m^3$） | 通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの高低差（m） | 通常水位から 2.6m 下までのプール水量（$m^3$） |
|---|---|---|---|
| 2,256.47 | 約 1,143 | 約 6.8 | 約 439 |

※１：65℃から 100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる 65℃の値を採用。（1999 年蒸気表より）

※２：65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用。（1999 年蒸気表より）

※３:100℃の飽和水のエンタルピと 100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出。（1999 年蒸気表より）

※４：保有水量の算出では燃料棒有効長頂部冠水部として燃料ハンドル上部（燃料棒有効長頂部より 0.6m 程度高い位置）を設定

なお，①～③の式による算出については以下の保守的な仮定及び非保守的な仮定に基づく評価である。

＜保守的な仮定＞

・燃料プール水温の温度変化に対する比熱及び密度の評価にて，時間を短く評価する最も厳しくなる値を想定している。

・燃料プールの水面，壁面等からの放熱を考慮せず，崩壊熱がすべて燃料プール水温上昇及び蒸発に寄与するものとしている。

＜非保守的な仮定＞

・簡易的な評価とするために燃料プール水温をすべて均一の温度とし，プール全体が 100℃に到達した時間を沸騰開始としており，燃料プール水温の非一様性を考慮していない。なお，発熱源は燃料プール下方に位置する燃料集合体であり，自然対流の効果により非一様性は緩和される。

非保守的な仮定を設定することを踏まえ，事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合の評価についても実施する。

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る。

表３　評価結果

| 項目 | 算定結果 |
|---|---|
| 燃料プール水温が 100℃に到達するまでの時間（h） | 約 7.9 |
| 燃料の崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量（$m^3$/h） | 約 13 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 2.6m 低下するまでの時間（day） | 約 1.7 |
| 燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間（day） | 約 3.9 |
| 燃料プール水位の低下速度（m/h） | 約 0.08 |

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燃料プール水温が上昇し，事象発生から約 7.9 時間後に沸騰が開始され，蒸発により燃料プールの水位低下が始まる。この時の蒸発量は，約 13$m^3$/h である。

よって，燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位から約 2.6m(10mSv/h の場合)下の位置まで低下するまでの時間は，事象発生から約 1.7 日後であり，重大事故等対策として期待する燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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定期事業者検査中に全炉心燃料が燃料プールに取り出される想定であり，通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

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燃料プール水温が上昇し，事象発生から約 1.1 日後に沸騰が開始され，その後燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位から約 2.6m(10mSv/h の場合)下の位置まで低下するまでの時間は，事象発生から約 6.1 日後となる。このように原子炉運転中の燃料プールは，原子炉停止中の燃料プールに比べてさらに長い時間余裕がある。

表４　通常運転中の想定※

| 項目 | 算定結果 |
|---|---|
| 燃料の崩壊熱（MW） | 約 2.2 |
| 燃料プール水温が 100℃に到達するまでの時間（day） | 約 1.1 |
| 崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量（$m^3$/h） | 約 3.7 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 2.6m 低下するまでの時間（day） | 約 6.1 |
| 燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間（day） | 約 14 |
| 燃料プール水位の低下速度（m/h） | 約 0.03 |

※燃料プールの初期水温は保守的に有効性評価での想定と同様の 65℃とした。

５．燃料取り出しスキーム

表５　燃料取り出しスキーム

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

# 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について

## １．燃料集合体の評価条件

燃料プール内の使用済燃料貯蔵ラックに燃料がすべて満たされた状態を仮定し，その時の燃料集合体を線源とする。

評価条件を以下に示す。

○線源形状　:燃料プール内の使用済燃料貯蔵ラックに燃料がすべて満たされた状態

○線源材質　：燃料集合体及び水を考慮（密度：[redacted] $g/cm^3$）

○ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ４群とする。

○線源強度：文献※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}\left(cm^{-3}*s^{-1}\right)=\frac{\text{文献に記載の線源強度}\left(MeV*W^{-1}*s^{-1}\right)\times\text{燃料集合体あたりの熱出力}\left(W/\text{体}\right)}{\text{各群のエネルギ}\left(MeV\right)\times\text{燃料集合体体積}\left(cm^{3}/\text{体}\right)} \quad \cdots①$$

このときの線源条件は以下とする。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 $10^6$ 時間（約 114 年）であり，島根２号炉の燃料照射期間を十分に包絡している。

・燃料照射期間：$10^6$ 時間（無限照射）

・停止後の期間※2：10 日（実績を考慮した値を設定）

・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型））

・燃料集合体体積：約 $7.1\times10^4$ $cm^3$（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 10 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評価条件となっている。

○評価モデル　：直方体線源

線量率評価は，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いており，その評価モデルを図１に示す。また，評価により求めた線源強度を表１に示す。

なお，評価モデルにおいては，燃料棒有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが，実際の燃料集合体では，燃料棒有効長以外の構造体（上部タイプ

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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，燃料棒有効長以外の構造体の線源強度は，燃料棒有効長に比べて十分小さいと考えられる。本線量評価は，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 2.6m 下）においては，燃料集合体由来の線量率は小さく（図 7 参照），線量率全体の 0.1%未満の寄与であるため，評価結果に対する燃料棒有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

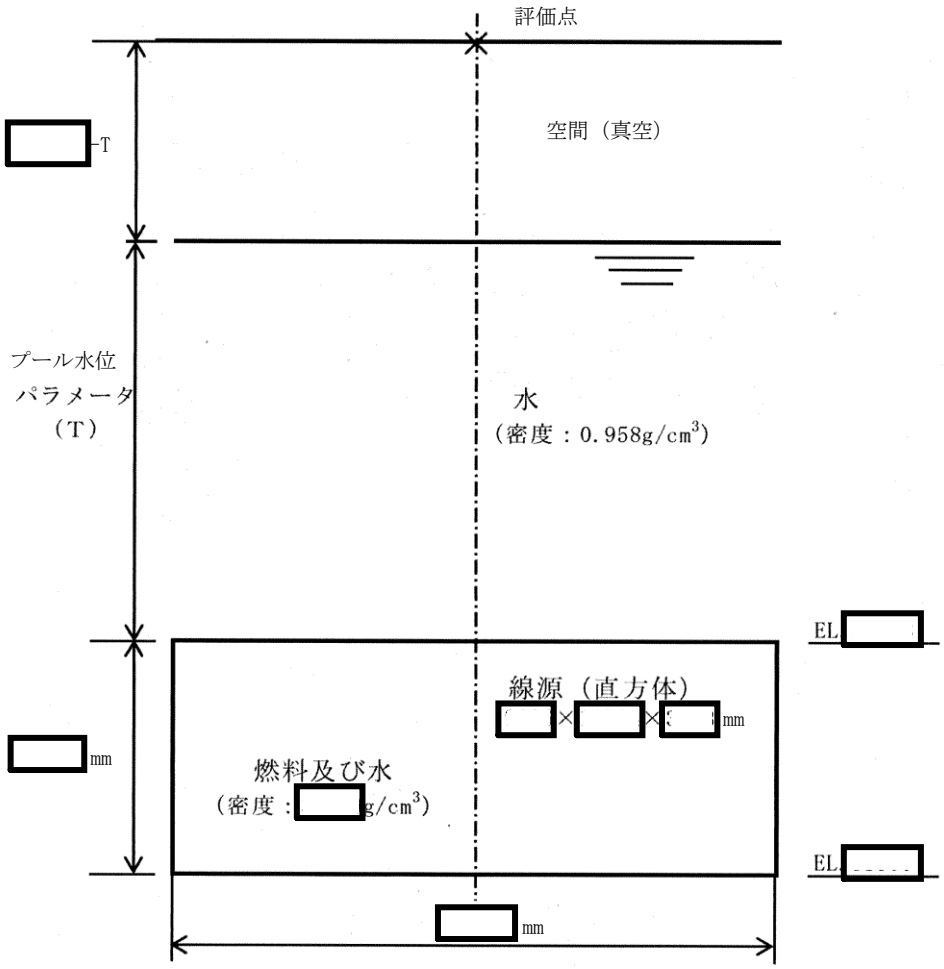



図１　燃料集合体の線量率評価モデル

表１　燃料集合体の線源強度

| 群 | ガンマ線<br>エネルギ（MeV） | 線源強度<br>（$cm^{-3}$・$s^{-1}$） |
|---|---|---|
| 1 | 1.0 | $4.3\times10^{11}$ |
| 2 | 2.0 | $7.3\times10^{10}$ |
| 3 | 3.0 | $1.2\times10^{9}$ |
| 4 | 4.0 | $2.6\times10^{7}$ |

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

２．使用済制御棒の評価条件

燃料プール内の使用済制御棒を線源とする評価条件を以下に示す。

○線源形状　:燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガのすべてに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料　：水（密度：0.958g/cm$^3$※）

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

○ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線はエネルギ 18 群（ＯＲＩＧＥＮ群構造）とする。

○線源強度　：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上部ローラを，使用済制御棒中間部は中性子吸収材を，使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時にのみ,使用済制御棒上部は挿入時と引き抜き時の間，中性子が照射されるものとする。

照射期間については,制御棒挿入時に照射される制御棒はすべてＨｆ型制御棒とし，制御棒照射量制限値（Ｈｆ型：[redacted]）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。制御棒引き抜き時に照射される制御棒はすべてＢ$_4$Ｃ型制御棒とし，制御棒照射量制限値（Ｂ$_4$Ｃ型：[redacted]）を炉底部熱中性子フラックスで除した値とした。また，使用済制御棒下部は使用済制御棒上部と同じ線源強度とする。

また，燃料プールには，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，貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線源強度} = \frac{\Sigma\{(\text{制御棒}^{タイプ}\text{・冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒}^{タイプ}\text{・冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \cdots②$$

制御棒タイプはＨｆ型，Ｂ$_4$Ｃ型の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 144 本とした。

使用済制御棒の内訳は表２に示すとおり，定期検査ごとに取り出された照射済制御棒の本数の実績を参考に，貯蔵数が最大となるように毎サイクルＨｆ型とＢ$_4$Ｃ型制御棒がそれぞれ取り出されることを想定した。

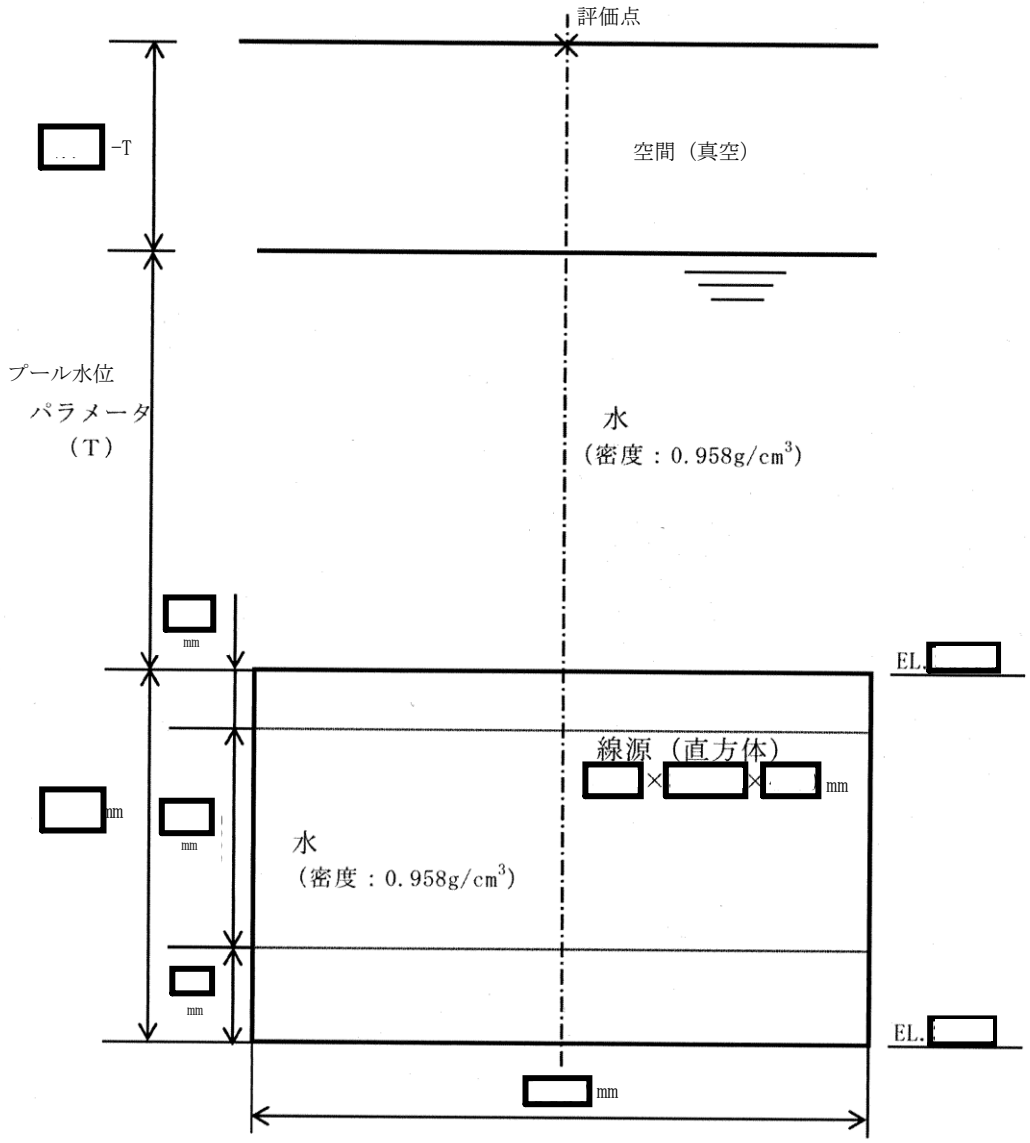
○評価モデル　：直方体線源

線量率評価は,ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いておりその評価モデルを図２に示す。また，評価により求めた線源強度を表３に示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表２　制御棒のタイプ別，冷却期間別の貯蔵本数

| タイプ | 冷却期間<br>（サイクル） | 冷却期間<br>（day） | 本数<br>（本） |
|---|---|---|---|
| Ｈｆ型<br>制御棒 | 0 | 10 | 9 |
| | 1 | 506 | 4 |
| | 2 | 1002 | 4 |
| | 3 | 1498 | 4 |
| | 4 | 1994 | 4 |
| | 5 | 2490 | 4 |
| | 6 | 2986 | 4 |
| | 7 | 3482 | 4 |
| | 8 | 3978 | 4 |
| | 9 | 4474 | 4 |
| | 10 | 4970 | 5 |
| $B_4C$型<br>制御棒 | 0 | 10 | 12 |
| | 1 | 506 | 8 |
| | 2 | 1002 | 8 |
| | 3 | 1498 | 8 |
| | 4 | 1994 | 8 |
| | 5 | 2490 | 8 |
| | 6 | 2986 | 8 |
| | 7 | 3482 | 8 |
| | 8 | 3978 | 8 |
| | 9 | 4474 | 8 |
| | 10 | 4970 | 10 |




（寸法は公称値を示す。）
×：評価点（燃料取替機台車床）

図２　使用済制御棒の線量率評価モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表３　使用済制御棒の線源強度

| 群 | ガンマ線<br>エネルギ<br>(MeV) | 制御棒上部<br>線源強度<br>($cm^{-3}・s^{-1}$) | 制御棒中間部<br>線源強度<br>($cm^{-3}・s^{-1}$) | 制御棒下部<br>線源強度<br>($cm^{-3}・s^{-1}$) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $1.00\times10^{-2}$ | $1.08\times10^{6}$ | $1.03\times10^{9}$ | $1.08\times10^{6}$ |
| 2 | $2.50\times10^{-2}$ | $8.86\times10^{3}$ | $7.92\times10^{6}$ | $8.86\times10^{3}$ |
| 3 | $3.75\times10^{-2}$ | $5.94\times10^{3}$ | $9.99\times10^{6}$ | $5.94\times10^{3}$ |
| 4 | $5.75\times10^{-2}$ | $6.88\times10^{3}$ | $2.84\times10^{9}$ | $6.88\times10^{3}$ |
| 5 | $8.50\times10^{-2}$ | $3.64\times10^{3}$ | $5.66\times10^{7}$ | $3.64\times10^{3}$ |
| 6 | $1.25\times10^{-1}$ | $5.18\times10^{3}$ | $3.74\times10^{9}$ | $5.18\times10^{3}$ |
| 7 | $2.25\times10^{-1}$ | $5.31\times10^{3}$ | $1.73\times10^{8}$ | $5.31\times10^{3}$ |
| 8 | $3.75\times10^{-1}$ | $2.70\times10^{5}$ | $8.58\times10^{8}$ | $2.70\times10^{5}$ |
| 9 | $5.75\times10^{-1}$ | $1.06\times10^{6}$ | $4.83\times10^{9}$ | $1.06\times10^{6}$ |
| 10 | $8.50\times10^{-1}$ | $3.81\times10^{6}$ | $1.27\times10^{7}$ | $3.81\times10^{6}$ |
| 11 | $1.25\times10^{0}$ | $1.14\times10^{7}$ | $6.23\times10^{8}$ | $1.14\times10^{7}$ |
| 12 | $1.75\times10^{0}$ | $1.97\times10^{4}$ | $2.53\times10^{3}$ | $1.97\times10^{4}$ |
| 13 | $2.25\times10^{0}$ | $6.05\times10^{1}$ | $2.23\times10^{2}$ | $6.05\times10^{1}$ |
| 14 | $2.75\times10^{0}$ | $4.30\times10^{-1}$ | $8.88\times10^{1}$ | $4.30\times10^{-1}$ |
| 15 | $3.50\times10^{0}$ | $1.66\times10^{-4}$ | $7.86\times10^{-1}$ | $1.66\times10^{-4}$ |
| 16 | $5.00\times10^{0}$ | $1.73\times10^{-6}$ | $8.30\times10^{-6}$ | $1.73\times10^{-6}$ |
| 17 | $7.00\times10^{0}$ | $0.00\times10^{0}$ | $9.33\times10^{-7}$ | $0.00\times10^{0}$ |
| 18 | $9.50\times10^{0}$ | $0.00\times10^{0}$ | $1.07\times10^{-7}$ | $0.00\times10^{0}$ |
| 合計 | | $1.77\times10^{7}$ | $1.42\times10^{10}$ | $1.77\times10^{7}$ |

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している（図３）。本来線源が存在しない使用済制御棒間にも線源が存在する想定をすることで，線源の体積としては約 1.9 倍となることから，実際よりも保守的なモデルとしている（図４）。

遮蔽評価をする際，線源材料にも密度を設定することで自己遮蔽等の評価を行う。本評価ではこちらの設定を使用済制御棒が冠水時(①),一部露出時(②),露出時（③）のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として評価している。

実機体系では，露出時（③）において使用済制御棒間等は気中であるが，使用済制御棒はステンレスや炭化ホウ素（またはハフニウム）等で構成されるため，それらの自己遮蔽効果を期待できる。評価モデル上はこれらを一様に水として評価しているが，ステンレスや炭化ホウ素等の自己遮蔽効果が高いことに加え，線源以外にも制御棒貯蔵ハンガのような構造材があり，それらの遮蔽効果により保守性を確保している。

冠水時（①），一部露出時（②）の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間等の気中であった箇所に水が入る為，遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては露出時（③）と同様，水と設定して評価をすることでさら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の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冠水時（①）と露出時（③）を等しく，線源を水として評価しているためである（図５）。

＜参考＞

一例としてＣｏ－60 を線源とした時のガンマ線の実効線量透過率の１／10 価層は水であると約 70cm であるのに対して，鉄（密度：7.86g/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。

参考文献：アイソトープ手帳 11 版　公益社団法人日本アイソトープ協会

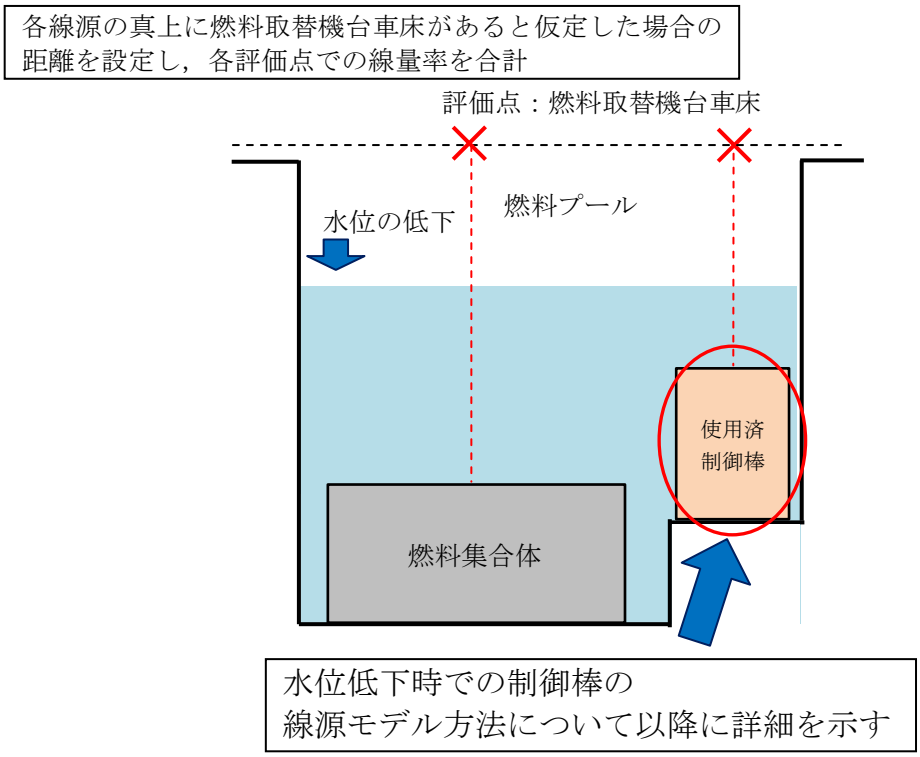



図３　燃料プール概要図

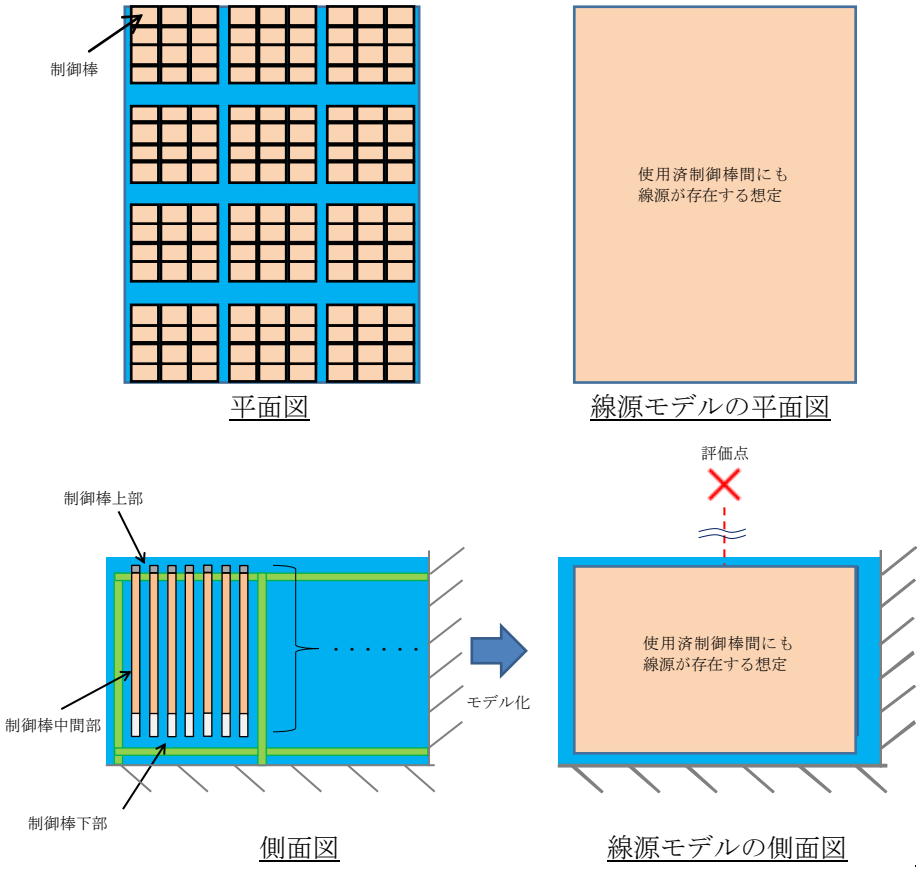
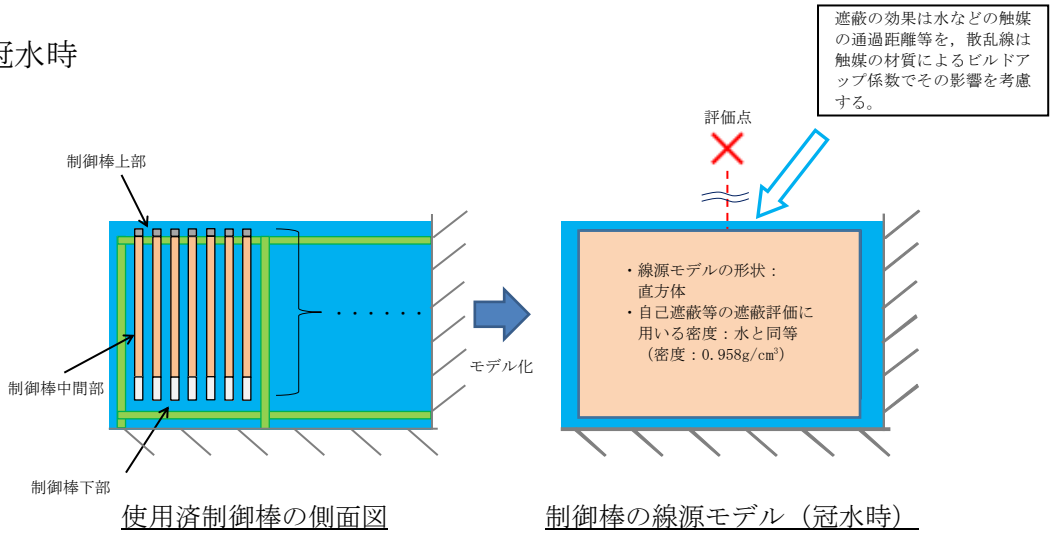


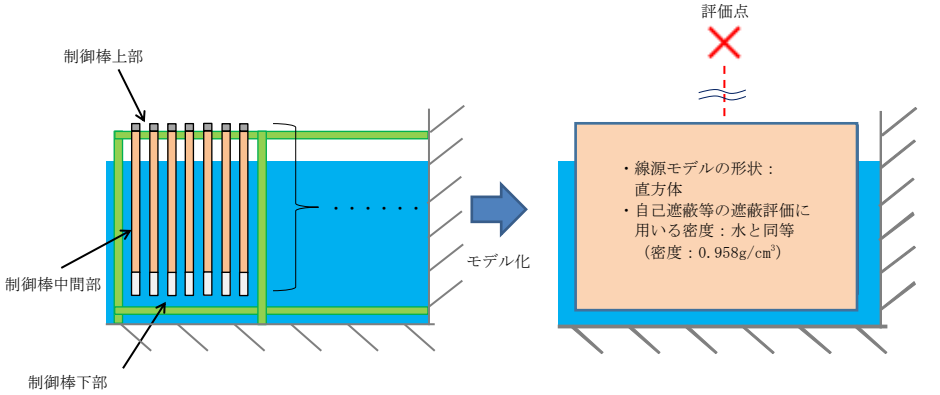

図４　使用済制御棒の線量率評価モデル

①冠水時



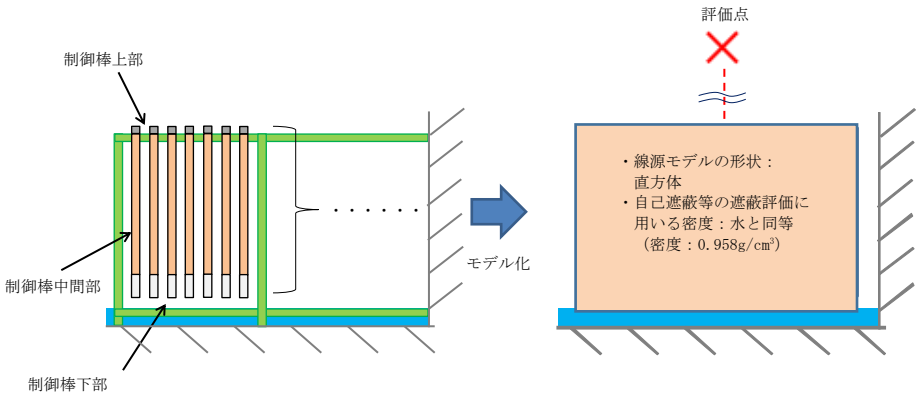

使用済制御棒の側面図　　制御棒の線源モデル（冠水時）

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）

図５　使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデル

３．線量率の評価

線量率は，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて評価している。

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，各点線源から評価点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数を掛け，線源領域全空間で積分した後，線量率換算係数を掛けることで評価点での線量率を求める。

ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードでは，式③を用い，線量率を評価している。図６にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの評価体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \quad \cdots ③$$

ｊ：エネルギ群番号

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

$\mu_{jk}$：領域ｋにおけるエネルギ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第ｊ群の線量率$D_j$から，すべての線源エネルギ群について加えることによって全線量率を評価している。

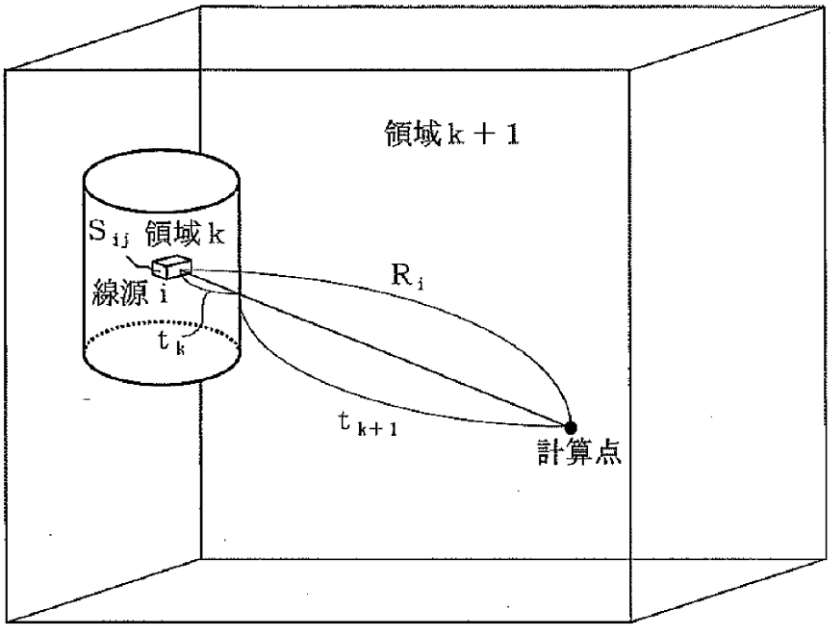



図６　ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの評価体系

４．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，燃料プールの上部にある燃料取替機台車床とした。なお，評価では図１及び図２の線量率評価モデルに示すようにプール躯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いて，原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，必要な放射線の遮蔽の目安を 10mSv/h とすると作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕のある値である。目安とした線量率は後述する定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における現場線量率の実績値についても考慮した値である。（詳細については「＜補足＞必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h の設定について」を参照）。

想定事故１，２での必要な遮蔽水位は図７より約 4.8m となり，開始水位から約 2.6m 低下した水位である。なお，通常時であっても作業によって現場線量率が上昇することが考えられる。原子炉建物原子炉棟４階における作業の例として，蒸気乾燥器の取り外し作業の実績は，約１mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待した場合の値を示す，設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合は約 2.6mSv/h となる）であった。

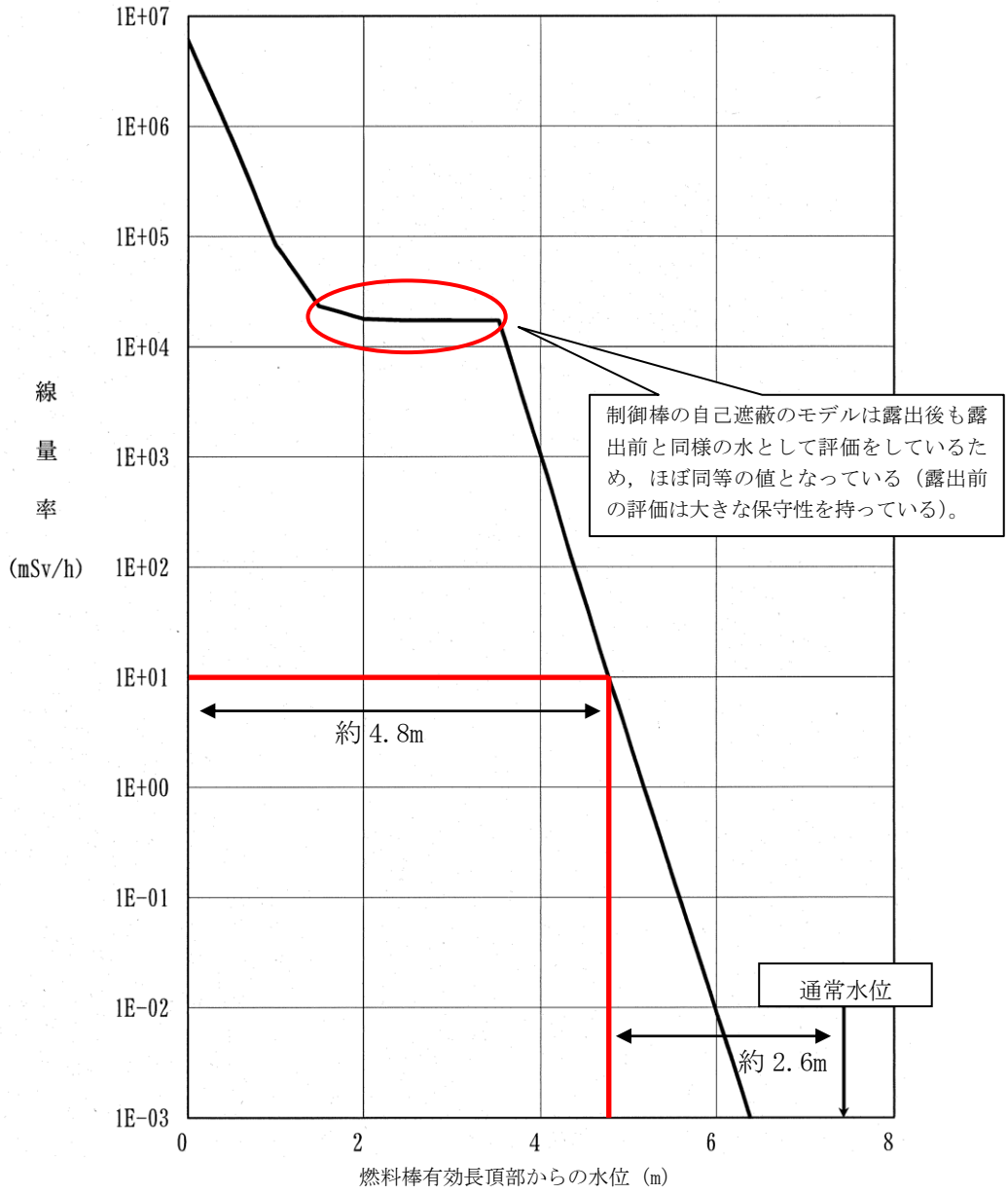



図 7　放射線の遮蔽が維持される水位

＜補足＞必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h の設定について

① 緊急作業時における被ばく限度（100mSv）と現場での作業時間を踏まえた遮蔽水位の目安について

＜原子炉建物原子炉棟４階での作業時間＞

・想定事故１，２において燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用する場合の可搬型スプレイノズル及びホースの設置作業は,現場へのアクセス及び現場操作を含めて２時間以内で実施可能である。また，原子炉運転停止中における燃料損傷防止対策の有効性評価においては,原子炉建物原子炉棟４階でのアクセス又は現場操作に期待していない。

・事象発生時に原子炉建物原子炉棟４階にいる一般作業員の退避については２時間以内で実施可能である。

以上より,原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり,必要な放射線の遮蔽の目安を 10mSv/h とすると作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕のある値である。

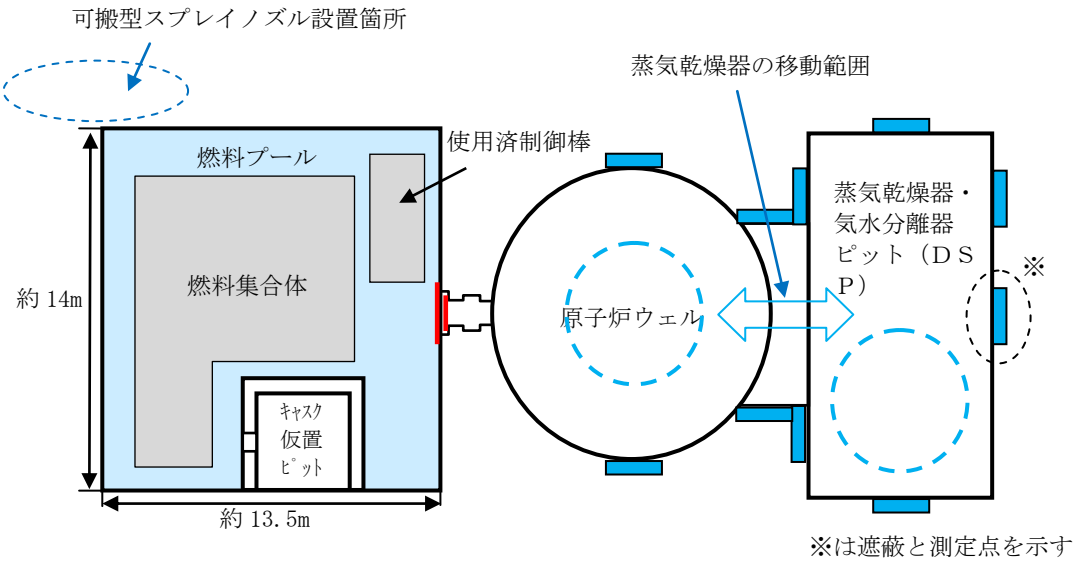
② 定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における現場線量率の実績値

通常時であっても作業によって現場線量率が上昇することが考えられる。原子炉建物原子炉棟４階における作業の例として，蒸気乾燥器の取り外し作業の実績は約 2.6mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点）及び約１mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点）であった。なお,蒸気乾燥器の移動範囲及び作業場所による線量率の測定点は図８に示す。

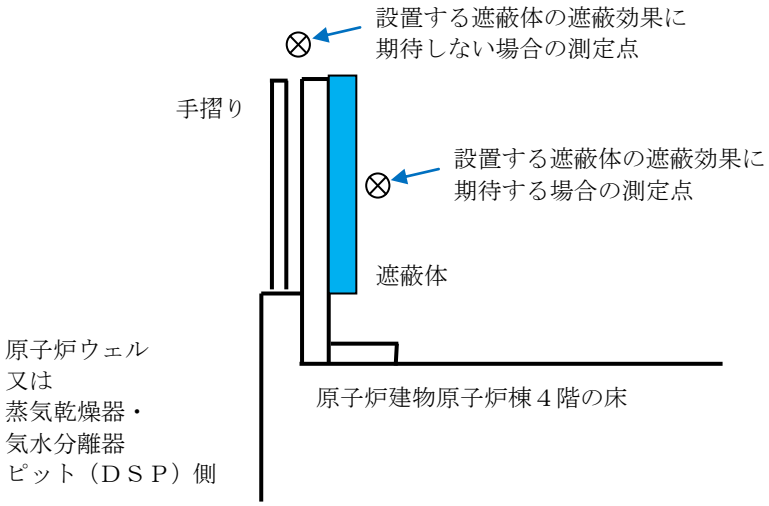
③ 蒸気乾燥器移動時に重大事故等が発生した場合の蒸気乾燥器からの影響について

蒸気乾燥器移動時の事故発生を想定した際，原子炉ウェル又はＤＳＰ廻りの空間線量率は，②の遮蔽に期待できない測定点で示すように遮蔽の目安（10mSv/h）を超えることはないが，仮に②の遮蔽に期待できない測定点での空間線量率が遮蔽の目安（10mSv/h）を超える場合であっても，有効性評価での重大事故等対策において，移動中の蒸気乾燥器近傍での作業はなく，重大事故等対策を実施する現場操作場所での空間線量率が必要な遮蔽の目安（10mSv/h）を超えることはない。

なお，作業員の退避についても同様である。




（ａ）蒸気乾燥器の移動範囲




（ｂ）遮蔽と測定点の位置（（ａ）の図の中で※で示す箇所の断面）

図８　蒸気乾燥器の移動範囲及び作業場所による線量率の測定点

# 安定状態について（想定事故１）

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

| |
|---|
| 燃料プール安定状態：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燃料プールへの注水により，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，燃料プールの保有水の水温が安定し，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】<br>燃料プールの安定状態の確立について<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を用いた燃料プールへの注水を実施することで，燃料プール水位が維持され，燃料プールの安定状態が確立される。<br><br>また，重大事故等対策時に必要な要員が確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。<br>また，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却系を復旧し，復旧後は復水輸送系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。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。<br>（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照） |

# 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

島根２号炉の燃料プールでは，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料が貯蔵されている。燃料プールには，通常は限られた体数の新燃料と使用済燃料が貯蔵されるが，臨界設計については新燃料及びいかなる燃焼度の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として 1.30（ウラン燃料の場合），1.23（ＭＯＸ燃料の場合）を仮定している。また，プール水温，ラック製造公差，ボロン添加率及び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表１に，ラック形状が確保された状態を前提とした計算体系を図１に示す。

仮に燃料プール水が沸騰や喪失した状態を想定し，燃料プールの水密度が減少した場合を考えると，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ある。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・ピッチの組み合わせによっては通常の冠水状態と比較して臨界評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで，島根２号炉の燃料プールにおいて水密度を 1.0～0.0g/cm$^3$ と変化させて実効増倍率を評価したところ，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である隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから，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を確認した。解析結果を図２及び図３に示す。

なお，解析には米国オークリッジ国立研究所（ＯＲＮＬ）により米国原子力規制委員会（ＮＲＣ）の原子力関連許認可評価用に作成された３次元多群輸送評価コードであり，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。

表１　未臨界性評価の基本計算条件

| | 項目 | 仕様 | |
|---|---|---|---|
| | | ウラン燃料 | ＭＯＸ燃料 |
| 燃料仕様 | 燃料種類 | ９×９燃料（Ａ型） | ＭＯＸ燃料 |
| | 濃縮度 | $^{235}$U 濃縮度 [redacted] wt%※1 | 核分裂性 Pu 富化度 [redacted] wt%※2<br>$^{235}$U 濃縮度 [redacted] wt% |
| | ペレット密度 | 理論密度の 97% | 理論密度の 95% |
| | ペレット直径 | 0.96cm | 1.04cm |
| | 被覆管外径 | 1.12cm | 1.23cm |
| | 被覆管厚さ | 0.71mm | 0.86mm |
| 使用済燃料貯蔵ラック | ラックタイプ | たて置ラック式 | |
| | ラックピッチ | [redacted] mm | |
| | 材料 | ボロン添加ステンレス鋼 | |
| | ボロン濃度 | [redacted] wt%※3 | |
| | 板厚 | [redacted] mm | |
| | 内のり | [redacted] mm | |

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

※２　未臨界性評価用燃料集合体（$k_\infty$=1.23 未燃焼組成，Gd なし）

※３　ボロン濃度の解析使用値は，製造公差下限値とする。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

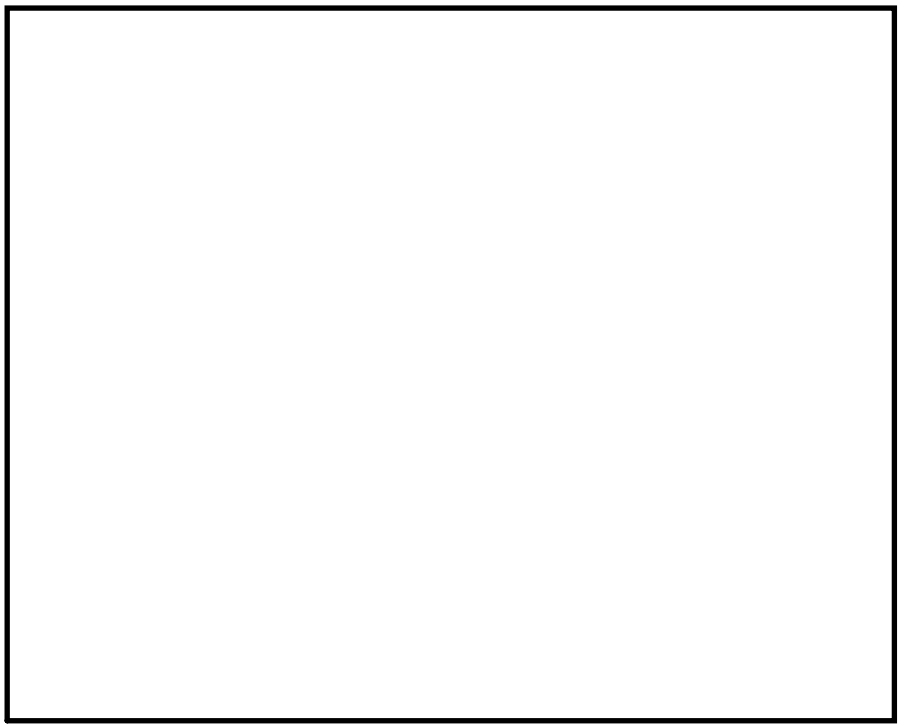


図１　燃料貯蔵ラックの計算体系

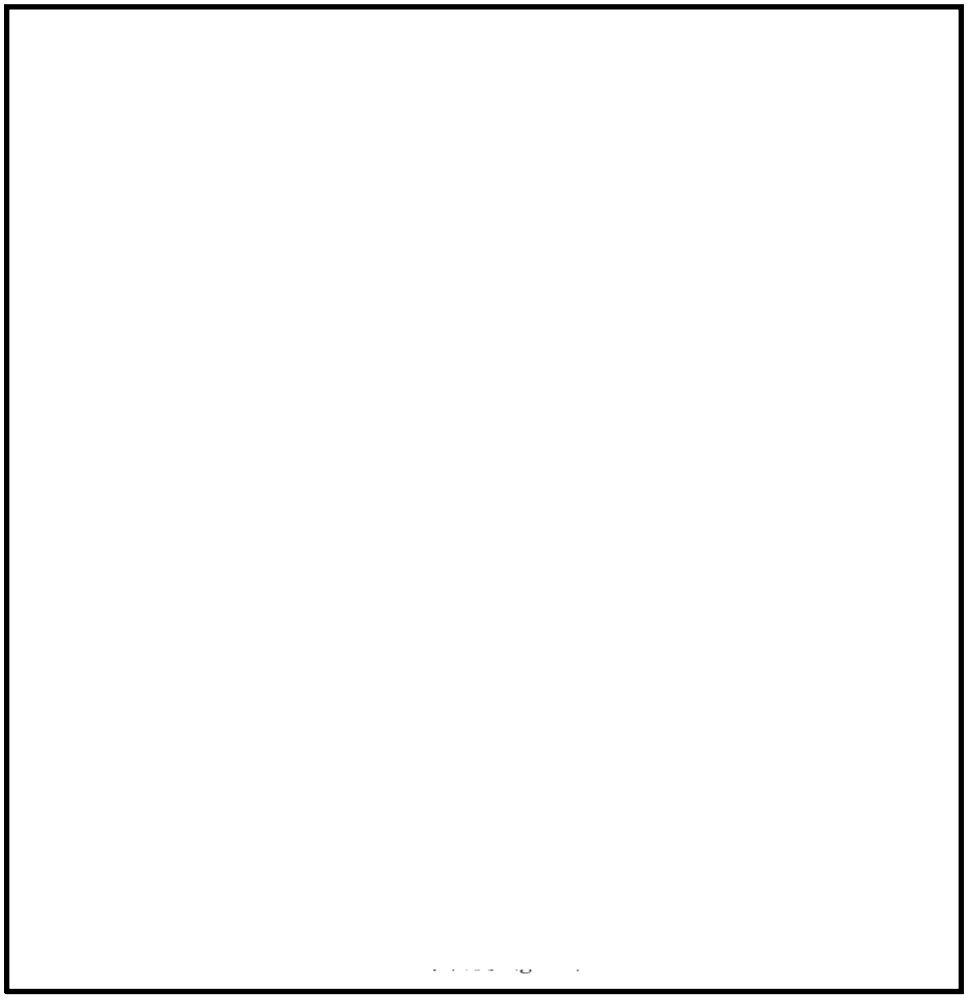


図２　実効増倍率の水密度依存性（ウラン燃料）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

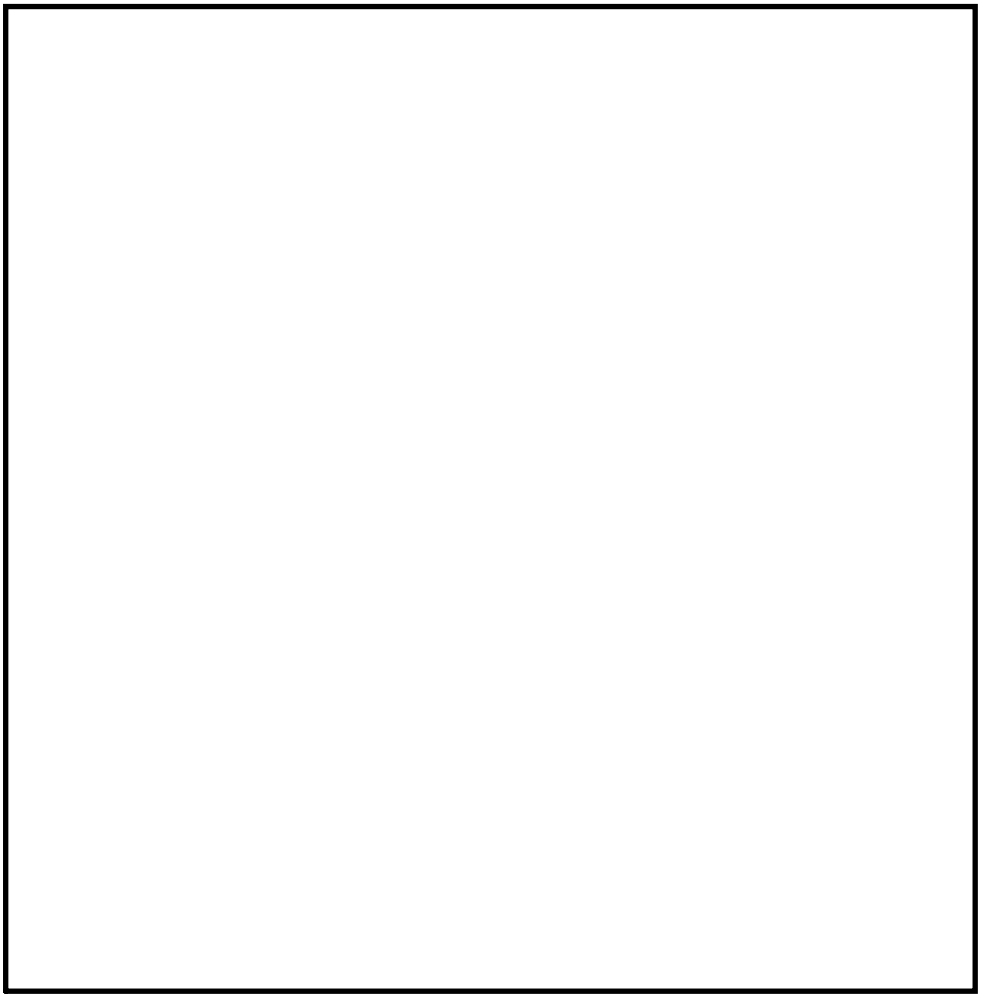


図３　実効増倍率の水密度依存性（ＭＯＸ燃料）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

# 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１）

## 表１　評価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（想定事故１）（１／３）

| 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 | 燃料プール保有水量 | 約 1,599m$^3$ | 約 1,599m$^3$ | 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 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。 |
| | 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 | 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，燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間及び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。<br>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位が最大で約 1.1m（スロッシング量：180m$^{3※1}$）低下するものの，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1.1日後(10mSv/hの場合）であり，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，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，燃料プールが通常水位から燃料棒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 0.27m 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 1.5 日（10mSv/h の場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 3.8 日あり，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，評価条件となるパラメータに与える影響は小さい。<br>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1.1m（スロッシング量：180m$^{3※1}$）の水位の低下が発生するが，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1.1日（10mSv/hの場合），燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から約3.3日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能であることから，評価条件となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 燃料プールの初期水温 | 65℃ | 約 17℃～約 40℃（実績値） | 運転上許容される上限値として設定 | 最確条件とした場合は，評価条件で設定している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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作は，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は，評価条件で設定している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，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。<br>また，自然蒸発，燃料プール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燃料プール水位低下開始時間より早く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低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プールの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は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燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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1.4日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.6日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |

※１　本評価値は，燃料プールへの戻り水の影響を考慮していない保守的なものであり，これらを考慮するとスロッシング量が小さくなる。

表１　評価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（想定事故１）（２／３）

| 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 | 燃料の崩壊熱 | 約7.8MW<br>【使用済燃料】<br>取出時平均燃焼度：<br>・９×９燃料<br>45GWd/t<br>・ＭＯＸ燃料<br>33GWd/t | 約7.8MW以下<br>（実績値） | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）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 | 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，燃料プール水温の上昇及び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。 | 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。 |
| | プールゲートの状態 | プールゲート閉<br>（原子炉ウェル及びＤＳＰの保有水量を考慮しない） | プールゲート開<br>（原子炉ウェル及びＤＳＰの保有水量を考慮） | 全炉心燃料取出直後においてプールゲートは開放されていることが想定されるが，燃料プール保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉を想定 | 最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べ２倍程度となり，燃料プールの水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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は，保有水量はプールゲート閉と比べ２倍程度となり，燃料プール水温の上昇や蒸発による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。 |
| | 外部水源の容量 | 約7,000$m^3$ | 約7,000$m^3$以上<br>（合計貯水量） | 通常時の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には，評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 | － |
| | 燃料の容量 | 1,180$m^3$ | 1,180$m^3$以上<br>（合計貯蔵量） | 通常時の運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には，評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 | － |

表１　評価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（想定事故１）（３／３）

| 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 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 | － | 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系，残留熱除去系，復水輸送系等の機能喪失を設定 | － | － |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 事故毎に変化 | 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，事象進展は同じであることから，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。 |
| 機器条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水流量 | 48m$^3$/h | 48m$^3$/h | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水を想定設備の設計を踏まえて設定 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水操作は，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燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水流量は，燃料の崩壊熱に相当する保有水の蒸発量（最大13m$^3$/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。 |

# 表２　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（想定事故１）

| 項目 | | 評価条件（操作条件）の不確かさ<br>評価上の操作開始時間<br>評価上の操作開始時間 | 評価設定の考え方 | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 操作条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 事象発生から約 7.9 時間後 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の系統構成に必要な準備時間は３時間であるが，燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約 7.9 時間後であることを踏まえて設定 | 【認知】<br>中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて異常を確認する。燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から約 7.9 時間後であり，それまでに燃料プール冷却系等の故障による燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知できる時間がある。<br><br>【要員配置】<br>当該操作は緊急時対策要員（現場）が配置されており，操作開始時間に与える影響はない。<br>【移動】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）に用いる大量送水車及び原子炉建物内でホース敷設を行う緊急時対策要員（現場）は，事象発生後に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，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備は，大量送水車の配置，屋外及び原子炉建物内のホース敷設，可搬型スプレイノズルの設置，ホース接続及びポンプ起動操作である。<br>移動時間も含め，これら準備操作に３時間を想定しており，他の操作はないため，燃料プール冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備が可能である。<br><br>【他の並列操作有無】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作時に，他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。<br><br>【操作の確実さ】<br>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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 当該操作は他の操作との重複はなく，燃料プール冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は３時間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約 7.9 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。 | 実際の操作開始時間が早まり，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 1.7 日（10mSv/h），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から約 3.9 日であり，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約 7.9 時間と設定していることから，時間余裕がある。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約 7.9 時間後としており，このうち，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備は，所要時間２時間 50 分想定のところ，訓練実績では約２時間 25 分である。想定で意図している操作が実施可能なことを確認した。 |
| | 大量送水車への燃料補給 | 事象発生から約 7.9 時間後以降 | 大量送水車等への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定 | 大量送水車の燃料枯渇までに実施すればよい作業であり，大量送水車による注水操作は，事象発生約 7.9 時間後以降適宜実施するものであり，十分な時間余裕がある。 | － | － | － | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約 7.9 時間後以降としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間２時間 30 分想定のところ，訓練実績では約２時間 12 分である。想定で意図している操作が実施可能なことを確認した。 |

# ７日間における水源の対応について（想定事故１）

○水源

輪谷貯水槽（西１／西２）※：約 7,000 $m^3$

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

事象発生約 7.9 時間後から水位を維持できるよう崩壊熱相当の流量（13 $m^3/h$）で注水を実施する。

○時間評価

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水が実施されているため輪谷貯水槽（西１／西２）水量は減少する。

○水源評価結果

事象発生約 7.9 時間後から崩壊熱相当の流量（13 $m^3/h$）で注水を実施するため７日間では合計約 2,100 $m^3$ の水量が必要となり，十分に水量を確保しているため対応可能である。

13 $m^3/h$×（168h-7.9h）≒2,100 $m^3$

# 7日間における燃料の対応について（想定事故１）

保守的にすべての設備が，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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約711m³ | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³ | | |
| 大量送水車　１台起動<br>0.0652m³/h×24h×７日×１台＝10.9536m³ | | |
| 緊急時対策所用発電機　１台<br>0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約８m³ | 緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m³であり，７日間対応可能 |

※１　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

## 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

「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，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燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，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，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，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，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，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，燃料プール水の漏えいの停止手段及び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，燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により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，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，サイフォンブレイク配管による漏えい停止機能及び燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）※1による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4.2.1－1図に，手順の概要を第4.2.1－2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4.2.1－1表に示す。

想定事故２において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計26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，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は16名である。必要な要員と作業項目について第4.2.1－3図に示す。

※1　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）以外に，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による対応が可能である。

ａ．燃料プール水位低下確認

燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に，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燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，燃料プール水位が低下することを確認する。

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，燃料プール水位・温度（ＳＡ）等である。

ｂ．燃料プールの注水機能喪失確認

燃料プールの喪失した保有水を注水するため，復水輸送系等による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燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。

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，燃料プール水位・温度（ＳＡ）等である。

ｃ．サイフォンブレイク配管による燃料プール漏えい停止確認

燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により，燃料プールからの漏えいを認知し，初期水位から燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで水位が低下するが，サイフォンブレイク配管により漏えいが停止することを確認する。

ｄ．燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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。準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を開始し，燃料プール水位を維持する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧するとともに，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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を確保できる燃料プール水位より高く維持する。

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は，燃料プール水位・温度（ＳＡ）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における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv 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。

原子炉建物原子炉棟４階での作業は，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用する場合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，定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約 2.6m 下の位置である。

（添付資料 4.1.2）

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燃料プール内の水の小規模な喪失が

発生し，燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお，燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却系はスキマせき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，燃料プールに入る配管には逆止弁を設け，配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止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，本想定事故では開固着を想定する。

想定事故２では，残留熱除去系配管の破断発生後，サイフォン現象による燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。サイフォンブレイク配管による漏えい停止及び燃料プールへの注水により，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，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，燃料棒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）

(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 4.2.2－1 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燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の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 4.1.1）

ａ．初期条件

(a)　燃料プールの初期水位及び初期水温

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，燃料プールと隣接する原子炉ウェ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，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

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 10 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，燃料プールの崩壊熱は約 7.8MW 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 13$m^3$/h である。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

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系，残留熱除去系，復水輸送系等の機能を喪失するものとする。

(b)　配管破断の想定

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，残留熱除去系配管※3の全周破断を想定する。

※3　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，燃料プール冷却系の戻り配管以外になく，よって当該配管に接続される系統のうち，配管内径及び破断時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。

(c)　サイフォン現象による燃料プール水位の低下

燃料プール冷却系配管及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については，燃料プール冷却系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより開固着し，逆止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燃料プール水位は低下するが，サイフォンブレイク配管の効果により，燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約 0.35m 下）までの低下にとどまる。

なお，評価においては燃料プールの水位は，燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで瞬時に低下するものとする。

（添付資料 4.2.1）

(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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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)　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）

燃料プールへの注水は，大量送水車１台を使用するものとし，崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る 48m$^3$/h※4にて注水する。

※4　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル），燃料プールスプレイ系(常設スプレイヘッダ)の注水容量はともに 48m$^3$/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) 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備操作は，緊急時対策要員の移動及び注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生３時間 10 分後までに完了するが，燃料プールへの注水操作は事象発生約 7.6 時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故２における燃料プール水位の推移を第 4.2.2－1 図に，燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2.2-2 図に示す。

ａ．事象進展

残留熱除去系配管の破断発生後，サイフォン現象によって，燃料プール水は漏えいし，燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで低下する。スキマせき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。燃料プール水位・温度（ＳＡ）等により，燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレイク配管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，燃料プールの喪失した保有水を注水するため，復水輸送系等による水の注水準備を行うが復水輸送系等が使用不可能な場合，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備を行う。

燃料プールの冷却機能が喪失した後，燃料プール水温は約 4.6℃/h で上昇し，事象発生から約 7.6 時間後に 100℃に達する。その後，蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備が完了し，事象発生から約 7.6 時間経過した時点で燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を開始することから，燃料プール水位は維持される。

その後は，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により，蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで，燃料プール水位を維持する。

ｂ．評価項目等

燃料プール水位は第 4.2.2-1 図に示すとおり，通常水位から約 0.35m 下まで低下するに留まり，燃料棒有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水は事象発生約 7.6 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 4.2.2-2 図に示すとおり，燃料プール水位が通常水位から約 0.35m 下の水位となった場合の線量率は約 $1.0\times10^{-3}$mSv/h 以下であり，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物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。

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。

事象発生約7.6時間後から燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水を行うことで蒸発量に応じた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 4.1.2，4.2.3）

## 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燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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4.2.2-1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7.8MWに対して最確条件は約7.8MW以下であり，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，燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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。

初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約17℃～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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作は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，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，燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間及び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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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，燃料プール水位が最大で約1.1m低下するものの，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1.1日後（10mSv/hの場合）であり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，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２倍程度となり，燃料プールの水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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。

配管破断の想定及びサイフォン現象による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，サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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7.8MWに対して最確条件は約7.8MW以下であり，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。

初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約17℃～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，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，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燃料プール水位の低下開始時間より早く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わずかであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，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燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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1.2日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.4日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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，燃料プール水位が初期水位から燃料棒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0.27m下※5）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サイフォンブレイク配管により燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m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1.1mの水位の低下が発生するが，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1.1日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が通常水位から燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.3日あり，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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２倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による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，サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m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。

※５　燃料プール水位低の警報設定値：通常水位-272mm

（添付資料4.2.4）

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

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，事象発生から約7.6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，当該操作は他の操作との重複はなく，燃料プールの冷却機能喪失又は水位低下による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は３時間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約7.6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。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，実態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1.5日（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4.2.4）

(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。

操作条件の燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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1.5日（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が約3.7日であり，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約7.6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4.2.4）

(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。このほか，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必要な要員は，「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり26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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の43名で対処可能である。

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，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，緊急時対策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

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水については，７日間の対応を考慮すると，約2,100$m^3$の水が必要である。水源として，輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000$m^3$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4.2.5）

ｂ．燃料

非常用ディーゼル発電機等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，運転継続に約700$m^3$の軽油が必要となる。燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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大量送水車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約11$m^3$の軽油が必要となる。合計約711$m^3$の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730$m^3$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による電源供給，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水について，７日間の運転継続が可能である。

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８$m^3$の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45$m^3$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4.2.6）

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。

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。

4.2.5　結論

想定事故２では，燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，燃料プールへの水の注水にも失敗して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燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水により，燃料プール水位を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,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。

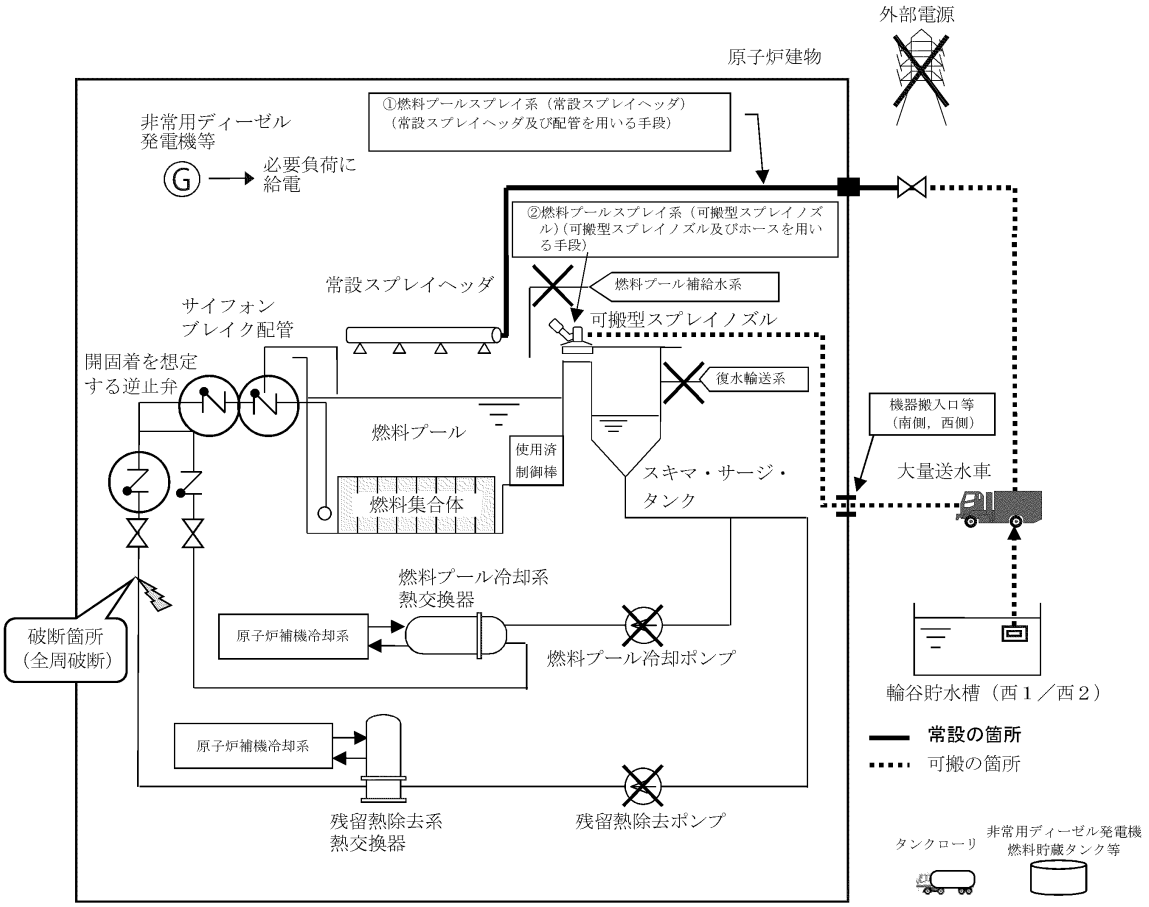
その結果,燃料棒有効長頂部の冠水,放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

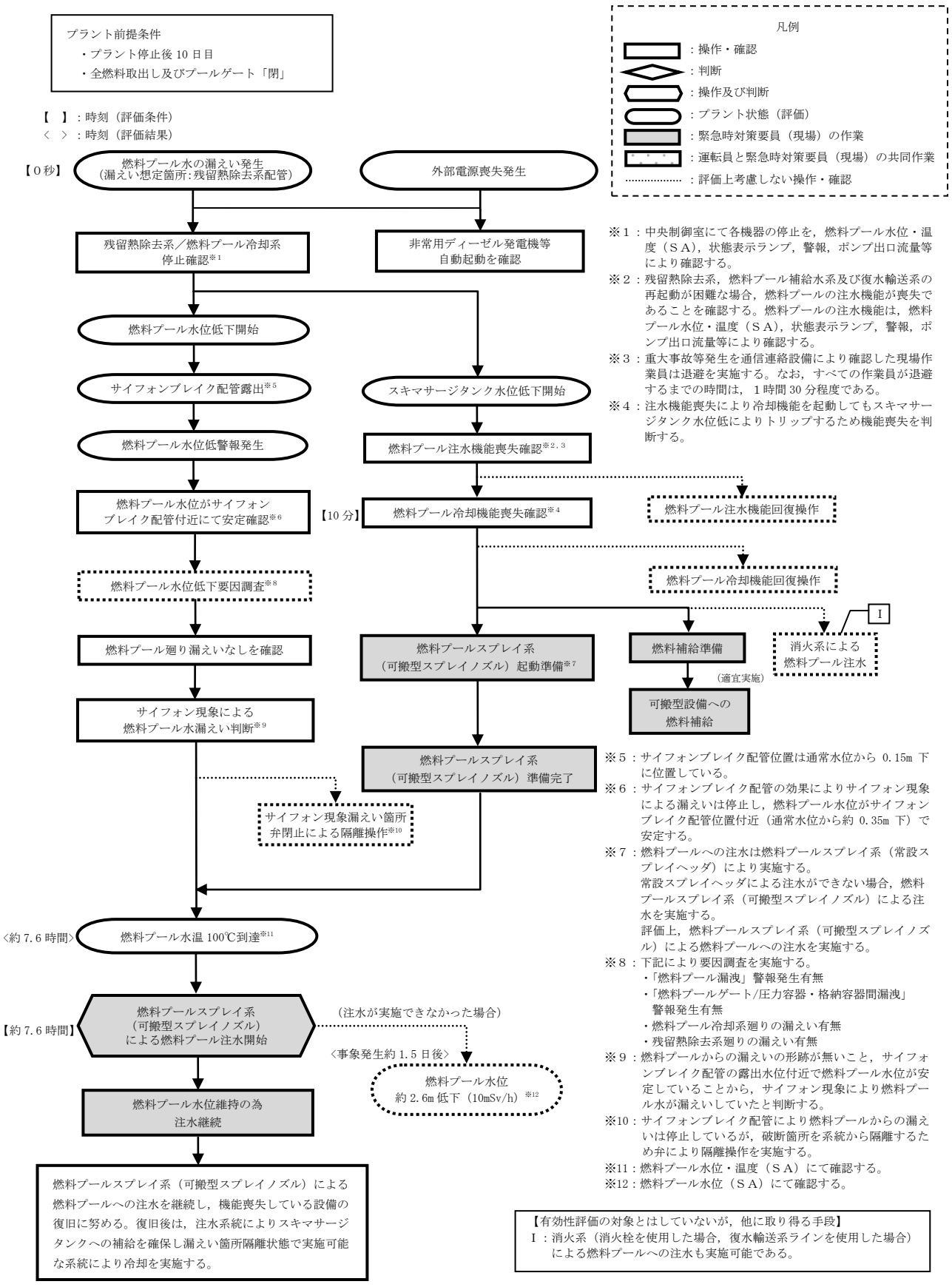
また,対策の有効性が確認できる範囲内において,操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は,運転員及び緊急時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,燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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 4.2.1－1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図
（燃料プールへの注水）




第 4.2.1－2 図　「想定事故２」の対応手順の概要

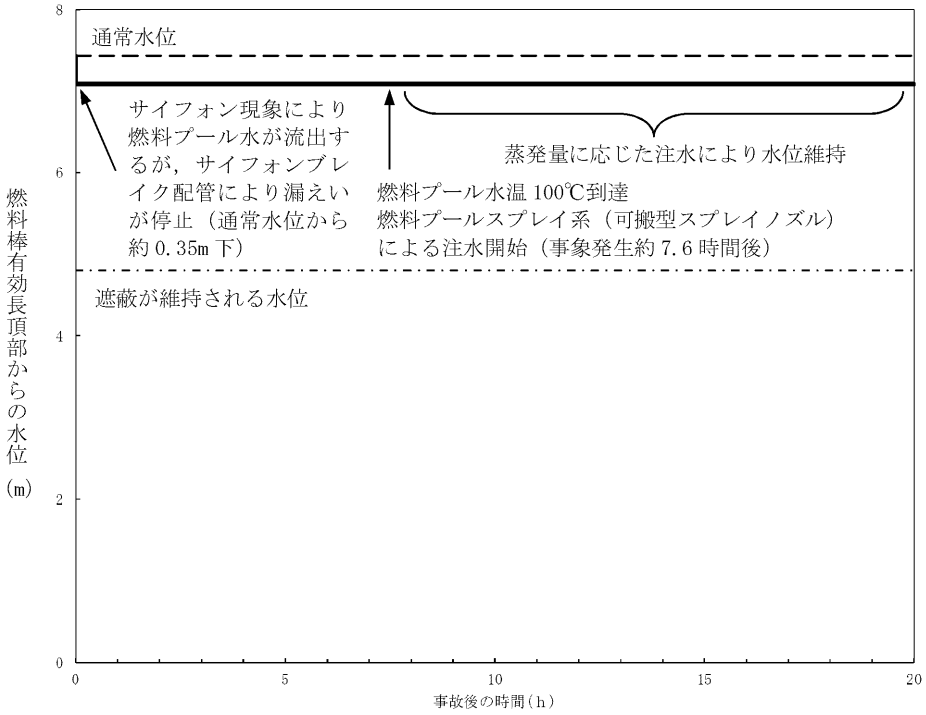
# 想定事故２

| 操作項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 操作内容 | 経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 / 経過時間（日）5 6 7 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 責任者 | 当直長 | 1人<br>中央制御室監視<br>緊急時対策本部連絡 | | ▽事象発生<br>▽プラント状況判断<br>▽約7.6時間　燃料プール水温100℃到達<br>燃料プールスプレイ系による注水開始 | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人<br>運転操作指揮 | | | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人<br>初動での指揮<br>中央制御室連絡<br>発電所外部連絡 | | | |
| | 運転員（中央制御室） | 運転員（現場） | 緊急時対策要員（現場） | | | |
| 状況判断 | 1人<br>A | — | — | ・燃料プール水漏えい発生確認<br>・外部電源喪失確認<br>・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認<br>・残留熱除去系停止／燃料プール冷却系停止確認<br>・燃料プール水位がサイフォンブレイク配管付近にて安定確認<br>・燃料プール注水機能喪失確認<br>・燃料プール冷却機能喪失確認 | 10分 | |
| | | | | ・燃料プール水位・温度監視 | 適宜実施 | |
| 燃料プール<br>冷却機能回復操作 | — | — | — | ・残留熱除去系，燃料プール冷却系　機能回復 | | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 燃料プール<br>注水機能回復操作 | — | — | — | ・残留熱除去系，燃料プール補給水系，復水輸送系　機能回復 | | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 燃料プール水位低下要因調査 | （1人）<br>A | — | — | ・警報確認による要因調査 | 10分 | 評価上考慮せず |
| | — | 2人<br>B,C | — | ・現場確認 | 1時間 | 評価上考慮せず |
| | — | — | — | ・隔離操作 | 適宜実施 | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水 | — | — | 14人<br>a～n | ・放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | — | | ・大量送水車による燃料プールへの注水準備<br>（大量送水車配置，ホース展張，接続）<br>・原子炉建物内ホース敷設，可搬型スプレイノズル準備 | 2時間50分 | |
| | — | — | （2人）<br>a，b | ・大量送水車による燃料プールへの注水 | 適宜実施 | |
| 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プール注水 | — | — | — | ・大量送水車による燃料プールへの注水 | | 評価上考慮せず<br>注水不可の場合は可搬型スプレイノズルにより対応する |
| 燃料補給準備 | — | — | 2人<br>o～p | ・放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | — | | ・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給 | 2時間30分 | タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給 |
| 燃料補給作業 | — | — | | ・大量送水車への補給 | 適宜実施 | |
| 必要人員数　合計 | 1人<br>A | 2人<br>B,C | 16人<br>a～p | | | |

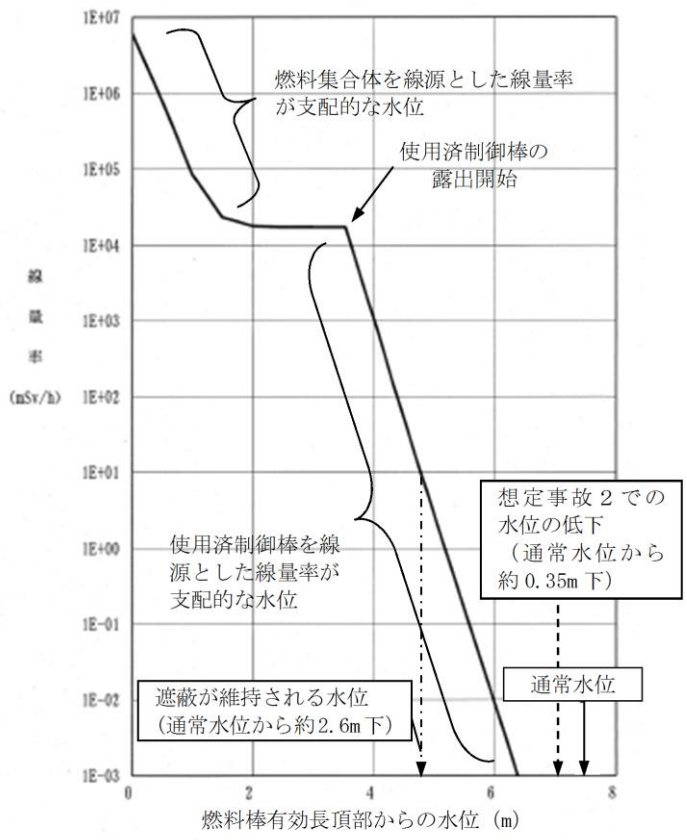
（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

原子炉運転中における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の対応と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，燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く（運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が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，緊急時対策要員により対応可能である。

第 4.2.1－3 図　「想定事故２」の作業と所要時間




第 4.2.2－1 図　燃料プール水位の推移（想定事故２）




第 4.2.2-2 図　燃料プール水位と線量率（想定事故２）

第 4.2.1－1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について（１／２）

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 燃料プール水位低下確認 | 燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に，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燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，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等】※<br>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※ | － | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| 燃料プールの注水機能喪失確認 | 燃料プールの水位低下分を注水するため，復水輸送系等による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燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。 | － | － | 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※<br>【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| サイフォンブレイク配管による燃料プール漏えい停止確認 | 燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により，燃料プールからの漏えいを認知し，初期水位から燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで水位が低下するが，サイフォンブレイク配管により漏えいが停止することを確認する。 | － | － | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |

※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 4.2.1－1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について（２／２）

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水 | 燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水により燃料プールの水位を維持する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する。 | 常設スプレイヘッダ<br>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ | 大量送水車<br>タンクローリ | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |
| 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の準備が完了したところで，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水により，燃料プール水位を維持する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する。 | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ | 可搬型スプレイノズル<br>大量送水車<br>タンクローリ | 燃料プール水位・温度（ＳＡ）<br>燃料プール水位（ＳＡ）<br>燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）<br>燃料プール監視カメラ（ＳＡ）（燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む） |

※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

第 4.2.2－1 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 | 燃料プール保有水量 | 約 1,599m$^3$ | 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 |
| | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位を設定 |
| | 燃料プール水温 | 65℃ | 運転上許容される上限値として設定 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 7.8MW<br>【使用済燃料】<br>取出時平均燃焼度：<br>・９×９燃料 45GWd/t<br>・ＭＯＸ燃料 33GWd/t | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 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<br>また，原子炉停止 10 日後においては，ＭＯＸ燃料の方が９×９燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料プール水位低下の観点で厳しいため，燃料プールにおける使用済燃料の崩壊熱はＭＯＸ燃料を考慮 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能として，燃料プール冷却系，残留熱除去系，復水輸送系等の機能喪失を設定 |
| | 配管破断の想定 | 残留熱除去系配管の全周破断 | 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，残留熱除去系配管の全周破断を想定 |
| | 漏えいによる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 0.35m 下まで低下 | 燃料プール冷却系配管に設置されている逆止弁については，開固着を仮定する。サイフォンブレイク配管によりサイフォン現象による流出が停止されるため，燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位より約 0.35m 下）までの低下にとどまる<br>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ことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 |

※１　島根２号炉の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原子炉開放までの最短時間である約５日及び全燃料取り出しの最短時間約５日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止後 10 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 4.2.2－1 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 |
|---|---|---|---|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル） | 48m³／h※２で注水 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水を想定設備の設計を踏まえて設定 |
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 事象発生から約 7.6 時間後 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の系統構成に必要な準備時間は３時間であるが，燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約 7.6 時間後であることを踏まえて設定 |

※２　燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）及び燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の注水容量はともに 48m³/h 以上である。

# 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．燃料プールの概要

添付資料 4.1.1 と同様である。

## ２．放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4.1.1 と同様である。

## ３．想定事故２における時間余裕

図１に示すように想定事故２では燃料プール冷却系配管及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については開固着を仮定する。サイフォンブレイク配管により，サイフォン現象による流出を防止するため，燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約 0.35m 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。

配管破断により保有水が漏えいし，燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約 0.35m 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 7.6 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

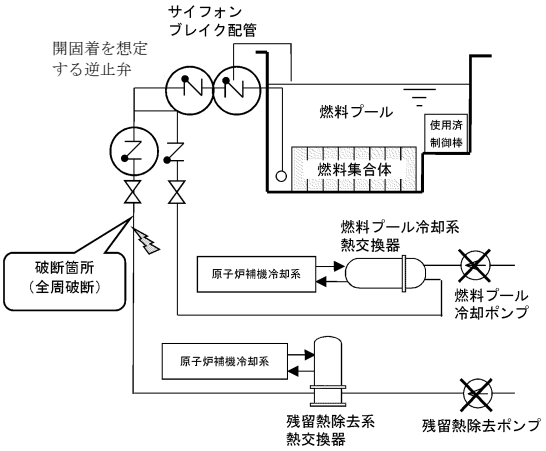



図１　想定事故２の想定

燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位から約 2.6m 下）まで低下する時間は，事象発生から約 1.5 日であり，重大事故等対策として期待している燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分ある（評価結果は表１のとおり)。

表１　崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の評価結果

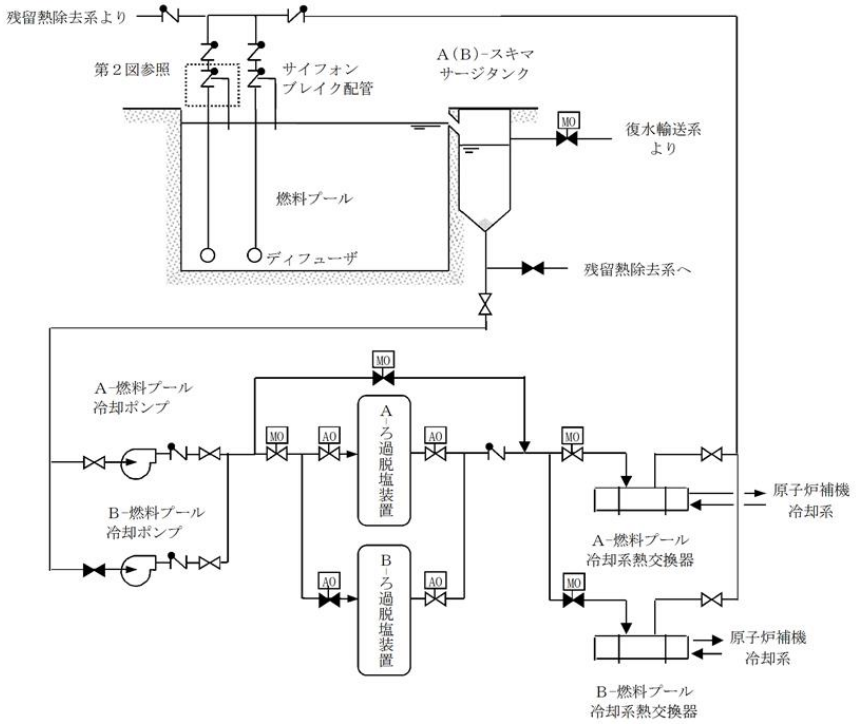
| 項目 | 算定結果 |
|---|---|
| 燃料プール水温が 100℃に到達するまでの時間（h） | 約 7.6 |
| 燃料の崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量（$m^3$/h） | 約 13 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 2.6m 低下するまでの時間（day） | 約 1.5 |
| 燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間(day) | 約 3.7 |
| 燃料プール水位の低下速度（m/h） | 約 0.08 |

# 燃料プールのサイフォンブレイク配管について

## １．サイフォンブレイク配管の概要

燃料プールは，第１図のように燃料プール冷却系により冷却及び水質管理されている。燃料プールの保有水がサイフォン現象により漏えいする場合は，燃料プール冷却系戻り配管に設置された逆止弁（２重化）により燃料プールの保有水の漏えいを防止する設計としている。仮に，逆止弁が開固着により機能喪失した状態でサイフォン現象が発生した場合は，サイフォンブレイク配管の開放端のレベルまで水位が低下した時点でサイフォンブレイク配管の開放端から空気が吸い込まれ，吸い込まれた空気が第２図③のように弁箱と開固着した弁体との間に形成されている隙間（第３図②，③参照）を通過し，燃料プール冷却系戻り配管へ流入することで，サイフォン現象による漏えいを停止することが可能な設計としている。

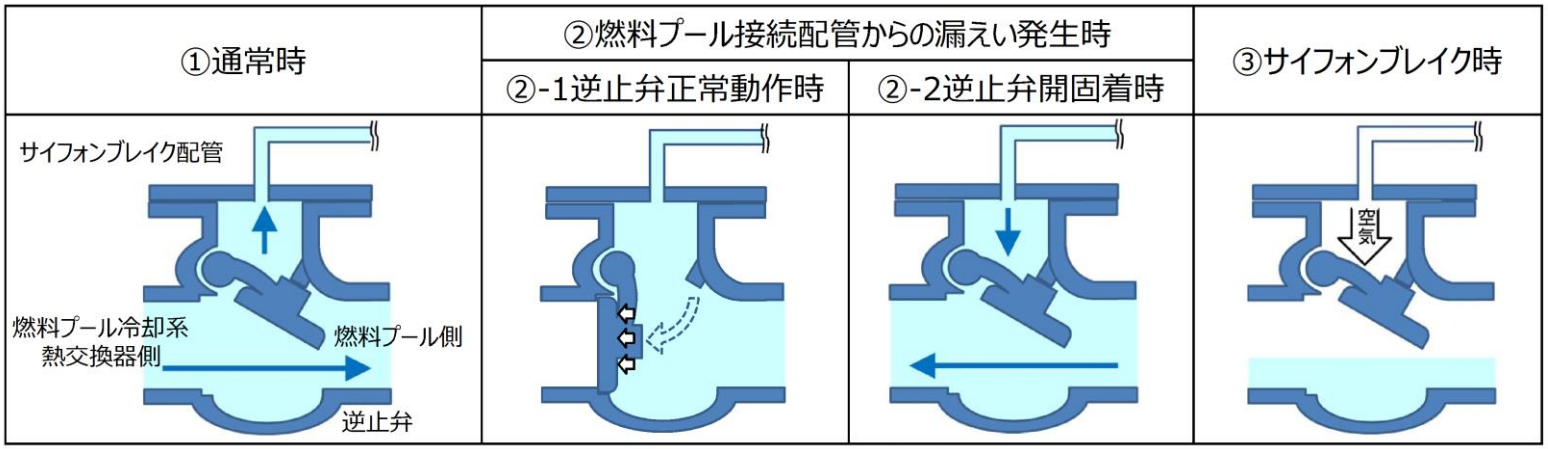
なお，サイフォンブレイク配管は，現場での施工性を考慮し，逆止弁の弁蓋に接続しているが，弁体等との干渉はなく，逆止弁の動作に影響はしないことから，サイフォン現象発生時の逆止弁機能に影響はない。また，弁箱と開固着した弁体との間に形成される隙間部の面積（1780㎜$^2$以上）は，サイフォンブレイク配管内面積（配管内面積：［　　］㎜$^2$）より大きく，逆止弁開固着時にサイフォン現象が発生した場合であっても，逆止弁内部でサイフォンブレイク配管からの空気の流路が確保されることで，サイフォン現象を停止することが可能である。（第３図③参照）




第１図　燃料プール冷却系系統概要図

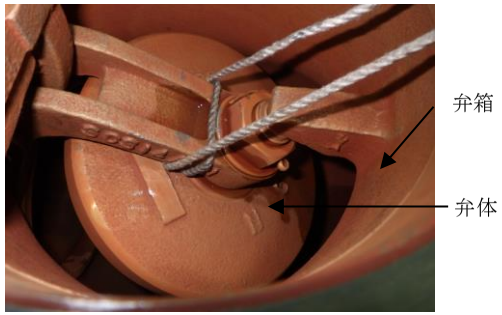
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

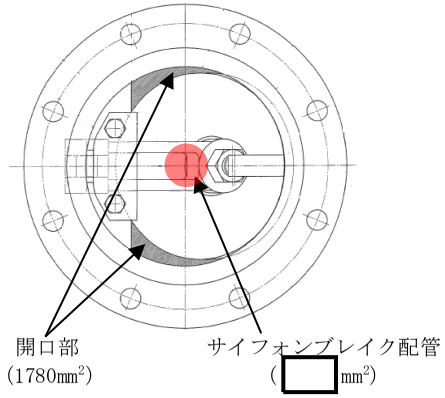



第２図　各状態における逆止弁内部概要図

① 逆止弁外観




② 逆止弁内部
（弁全開状態）




③ 逆止弁構造図
（弁全開状態）

第３図　逆止弁内部構造図

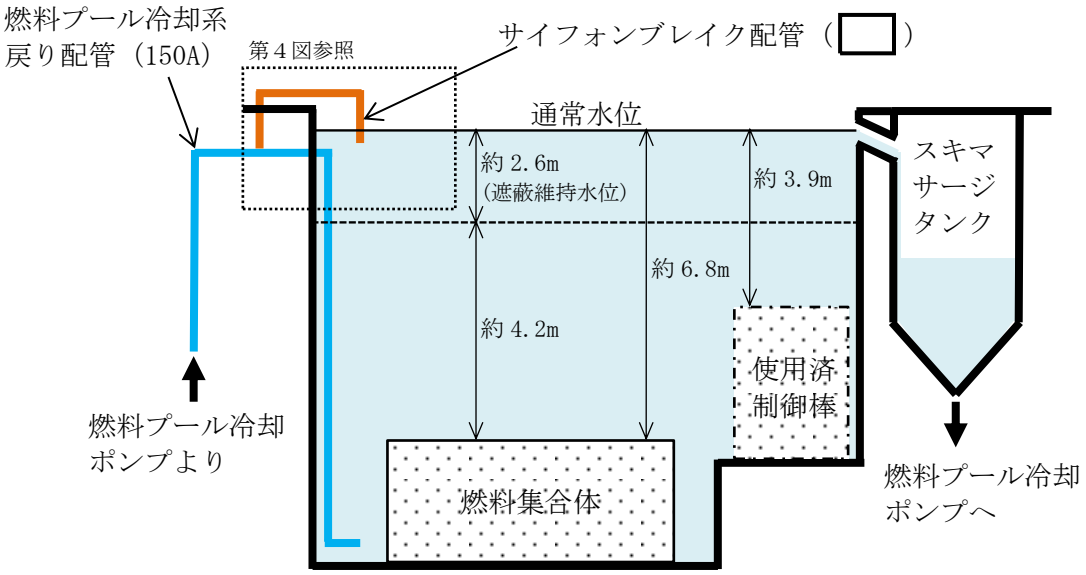
２．サイフォンブレイク配管の機器仕様

（１）サイフォンブレイク配管の寸法

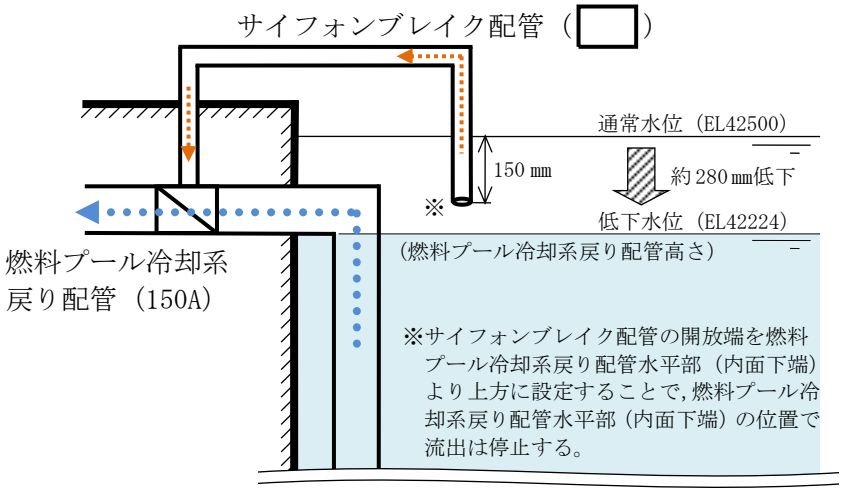
サイフォンブレイク配管は，２本の燃料プール冷却系戻り配管（150A）にそれぞれ設置する，弁等の機器がない口径□の配管である。

（２）サイフォンブレイク配管の設置レベル

サイフォンブレイク配管の設置位置及び燃料プール内のレベルを第４図に示す。サイフォンブレイク配管の開放端は通常水位より下方（150㎜）に設置されており，燃料プールの保有水がサイフォン現象で流出した場合においても，水位低下を燃料プール冷却系戻り配管水平部（内面下端，通常水位より下方（約280㎜））のレベルまでで留めることが可能である。




第４図　燃料プール内のレベル相関図




第５図　サイフォンブレイク配管設置レベル図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

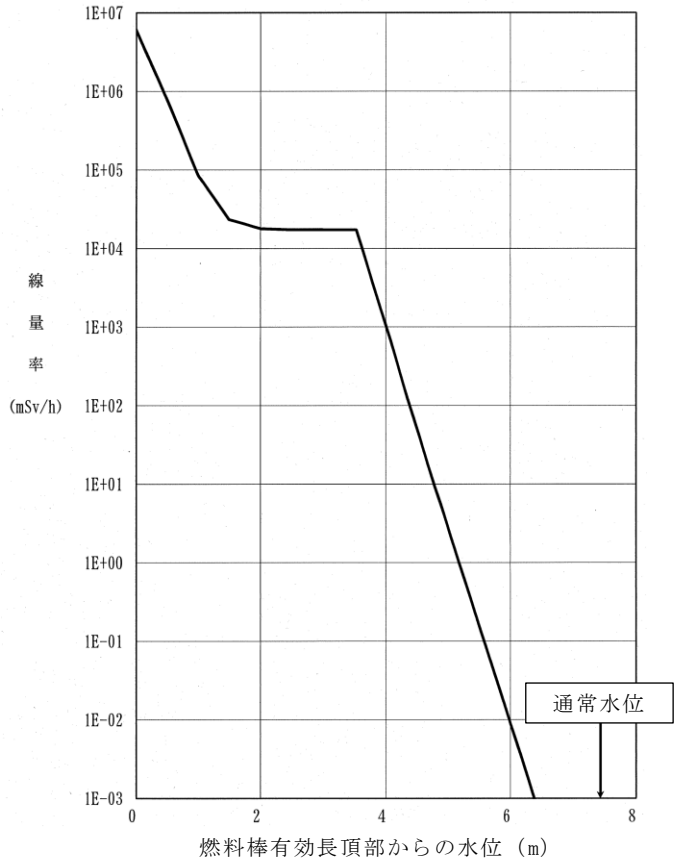
（３）サイフォン現象発生時の想定漏えい量

サイフォン現象が発生し，サイフォンブレイク配管の開放端まで水位が低下すると，当該開放端から空気を吸込み，燃料プール冷却系戻り配管水平部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなりサイフォン現象を止めることができる（第５図参照）。

この場合における漏えい量は約46.8$m^3$（通常水位より下方約280㎜）となるが，想定事象２の解析で用いる漏えい量については，これに保守性を持たせて約58.5$m^3$（通常水位より下方約0.35m）で評価している。

（４）想定被ばく線量率

燃料プールの保有水が流出した場合の，原子炉建物原子炉棟４階の被ばく線量評価結果を第６図に示す。第６図より，燃料プールの水位が通常水位から約0.35m下まで低下した場合においても原子炉建物原子炉棟４階の雰囲気線量率は$1.0\times10^{-3}$mSv/h以下であることから,燃料プールはサイフォン現象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６図　原子炉建物原子炉棟４階での被ばく線量率

３．サイフォンブレイク配管の健全性について

（１）配管強度への影響について

サイフォンブレイク配管及びサイフォンブレイク配管が取り付けられている燃料プール冷却系戻り配管は基準地震動Ｓｓに対し十分な耐震性を有している。

（２）人的要因による機能阻害について

サイフォンブレイク配管は，操作や作動機構を有さない構造であることから，誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため，燃料プール保有水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はなく，サイフォンブレイク配管の開放端まで水位低下することで自動的にサイフォン現象を止めることが可能である。

（３）異物による閉塞について

燃料プールは，燃料プール冷却系の「スキマサージタンク」及び「ろ過脱塩器」により，下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計となっており，不純物によるサイフォンブレイク配管（口径 [redacted] ）の閉塞を防止することが可能である。

・燃料プール水面上の空気中からの混入物
・燃料プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した不純物
・燃料交換時に炉心から出る腐食生成物と核分裂生成物
・燃料交換作業，その他の作業の際の混入物
・燃料プール洗浄後の残留化学洗浄液又はフラッシング水

ａ．スキマサージタンクによる異物除去について

スキマサージタンクには，約800㎜×1170㎜の異物混入防止用金網が設置されており，燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな不純物を除去することが可能である。

ｂ．ろ過脱塩器による異物除去について

ろ過脱塩器は，イオン交換樹脂により燃料プール水を浄化する設備である。

このろ過脱塩器のエレメントは目開き約25μm程度であり，サイフォンブレイク配管（口径 [redacted] ）を閉塞させるような不純物の除去が可能である。

ｃ．燃料プールの巡視について

燃料プールは，運転員により，１回／１日の巡視を実施することとなっており，サイフォンブレイク配管を閉塞させる可能性がある浮遊物等がないことを確認することができる。このような巡視で浮遊物等を発見することにより，異物による閉塞を防止することが可能である。

ｄ．地震等発生時における異物による閉塞の防止について

燃料プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して，原則シート養生を実施しない運用としている（プール脇の手すり等についても同様）。ただし，定期検査時の汚染拡大防止及び作業エリア内での作業

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

を避けることができず，プール内への異物混入防止のために養生が必要となる場合などの理由があるときには，必要箇所の養生を行うため，これらの養生シートがスロッシング等によりプール内に流れ込む懸念はある。

地震発生時に原子炉建物基礎マット上で10gal以上の揺れが確認された場合に運転員がパトロールを実施することとしており，燃料プール内に養生シート（黄色及び緑色）が落下している場合，発見することができる。また，地震発生時を含め中央制御室において燃料プール水位に関する警報が発せられた場合，原子炉建物原子炉棟４階に設置しているカメラを使用することで，中央制御室から燃料プール及びサイフォンブレイク配管開放端付近の状況を確認することができる（第７図参照）。

燃料プール内に落下した養生シートは，速やかに除去が行えるよう原子炉建物原子炉棟４階に除去用の治具を配備する。

（配備する治具）

①タモ，ケーブルフィッシャー

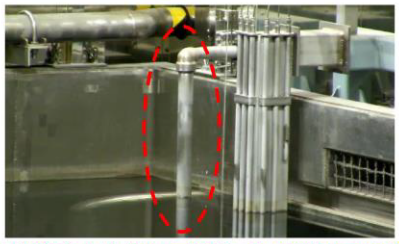
燃料プール上の養生シート片の除去

②ボートフック

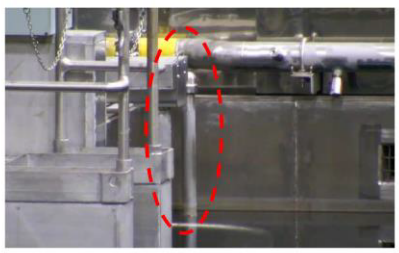
サイフォンブレイク配管開放端に張り付いた養生シート片の除去

仮にサイフォン現象による漏えいが発生している状況で原子炉建物原子炉棟４階の線量率が上昇してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず，かつ浮遊物等によるサイフォンブレイク配管の閉塞が発生した場合は漏えいが継続することとなる。

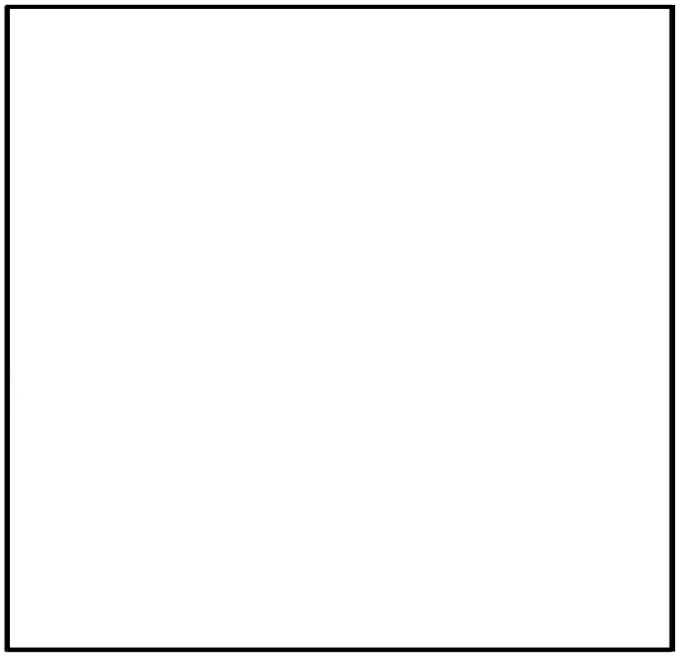
ただし，スロッシングによりサイフォンブレイク配管の開放端が露出している場合においては浮遊物等によるサイフォンブレイク配管の閉塞は発生しないと考えられる。



①燃料プール北側カメラ設置予定位置からの映像
（サイフォンブレイク配管（南側））



②燃料プール南側カメラ設置予定位置からの映像
（サイフォンブレイク配管（北側））



第７図　サイフォンブレイク配管設置位置図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

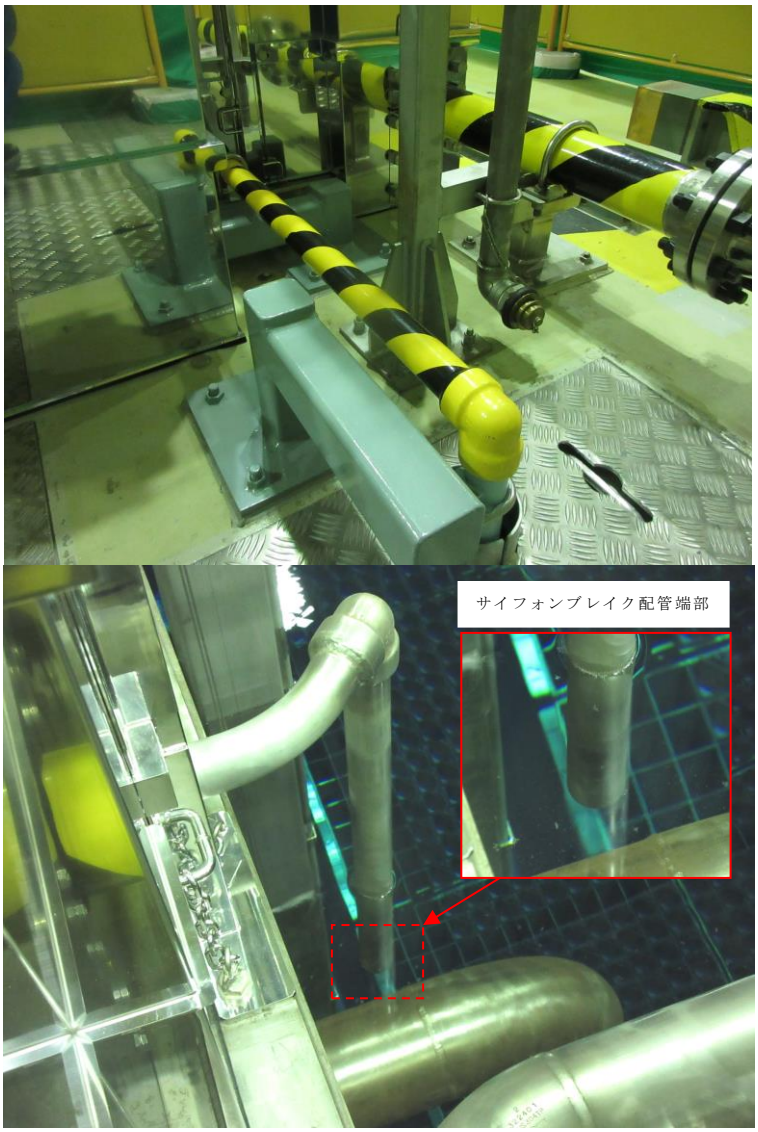
（４）落下物干渉による影響

サイフォンブレイク配管は開放端を鉛直下向きになるよう設置しているため，仮に燃料プール内に異物混入があっても異物が端部に付着し留まることはない。

また，床面上に敷設しているサイフォンブレイク配管については囲い等を実施することにより，落下物による閉塞の影響を考慮した設計とする。

（５）サイフォンブレイク配管の健全性確認方法について

燃料プールの通常水位においてサイフォンブレイク配管の端部付近の水のゆらぎを目視により確認するが，目視確認が困難な場合は聴診棒による聴音により通水状況の確認を実施する。




第８図　サイフォンブレイク配管の設置状況

# 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内の水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

| |
|---|
| 燃料プール安定状態：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燃料プールへの注水により燃料プール水位を維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，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，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】<br>燃料プールの安定状態の確立について<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を用いた燃料プールへの注水を実施することで，燃料プール水位が維持され，燃料プールの安定状態が確立される。<br><br>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。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。<br>また，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却系を復旧し，復旧後は復水輸送系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。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。<br>（添付資料 2.1.1 別紙１参照） |

# 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２）

## 表１　評価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（想定事故２）（１／３）

| 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 | 燃料プール保有水量 | 約 1,599m$^3$ | 約 1,599m$^3$ | 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 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。 |
| | 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 | 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，燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間及び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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，燃料プール水位の低下に伴う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。<br>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位が最大で約 1.1m（スロッシング量：180m$^{3※1}$）低下するものの，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 1.1 日後（10mSv/h の場合）であり，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから，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，燃料プール水位が初期水位から燃料棒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 0.27m 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サイフォンブレイク配管により燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約 0.35m 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。<br>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 1.1m（スロッシング量：180m$^{3※1}$）の水位の低下が発生するが，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 1.1 日（10mSv/h の場合），燃料プール水位が通常水位から燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 3.3 日あり，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）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。 |
| | 燃料プールの初期水温 | 65℃ | 約 17℃～約 40℃（実績値） | 運転上許容される上限値として設定 | 最確条件とした場合は，評価条件で設定している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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作は，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，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，評価条件で設定している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，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。<br>また，自然蒸発，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燃料プール水位低下開始時間より早く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低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プールの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燃料プールの水位低下が開始すると想定した場合であっても，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 1.2 日（10mSv/h の場合），燃料棒有効長まで水位が低下するまでの時間は事象発生から約 3.4 日あり，事象発生から３時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの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。 |

※１　本評価値は，燃料プールへの戻り水の影響を考慮していない保守的なものであり，これらを考慮するとスロッシング量は小さくなる。

表１　評価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（想定事故２）（２／３）

| 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 | 燃料の崩壊熱 | 約 7.8MW<br>【使用済燃料】<br>取出時平均燃焼度：<br>・９×９燃料<br>45GWd/t<br>・ＭＯＸ燃料<br>33GWd/t | 約 7.8MW 以下<br>（実績値） | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）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 | 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，燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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，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。 |
| | プールゲートの状態 | プールゲート閉（原子炉ウェル及びＤＳＰの保有水量を考慮しない） | プールゲート開（原子炉ウェル及びＤＳＰ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，燃料プール保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉を想定 | 最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べ２倍程度となり，燃料プールの水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，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，保有水量はプールゲート閉と比べ２倍程度となり，燃料プールの水温の上昇や蒸発による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。 |
| | 外部水源の容量 | 約 7,000$m^3$ | 約 7,000$m^3$ 以上<br>（合計貯水量） | 通常時の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 | － |
| | 燃料の容量 | 1,180$m^3$ | 1,180$m^3$ 以上<br>（合計貯蔵量） | 通常時の運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 | － |

表１　評価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（想定事故２）（３／３）

| 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 | 燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失 | － | 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系，残留熱除去系，復水輸送系等の機能喪失を設定 | － | － |
| | 配管破断の想定 | 残留熱除去系配管の全周破断 | 事故毎に変化 | 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，残留熱除去系配管の全周破断を想定 | 配管破断の想定及びサイフォン現象による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，サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m 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，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による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，サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約 0.35m 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。 |
| | サイフォン現象による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 0.35m まで低下 | 事象発生後，通常水位から約 0.35m まで徐々に低下 | サイフォンブレイク配管により，サイフォン現象による流出が停止するため，燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位より 0.35m 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 | | |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 事象毎に変化 | 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，事象進展は同じであることから，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。 |
| 機器条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水流量 | 48m$^3$/h | 48m$^3$/h | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水を想定設備の設計を踏まえて設定 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水操作は，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燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量（最大 13m$^3$/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。 |

# 表２　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（想定事故２）

| 項目 | | 評価条件（操作条件）の不確かさ<br>評価上の操作開始時間<br>評価上の操作開始時間 | 評価設定の考え方 | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 操作条件 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水 | 事象発生から約7.6時間後 | 燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の系統構成に必要な準備時間は３時間であるが，燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約7.6時間後であることを踏まえて設定 | 【認知】<br>中央制御室にて機器ランプ表示，燃料プールの水位低下に伴い発生する警報，系統流量指示計等にて異常を確認する。燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作の開始は事象発生約7.6時間後であり，それまでに燃料プール冷却系等の配管破断による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発生と，燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知できる時間がある。<br><br>【要員配置】<br>当該操作は緊急時対策要員（現場）が配置されており，操作開始時間に与える影響はない。<br>【移動】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）に用いる大量送水車及び原子炉建物内でホースを敷設する緊急時対策要員（現場）は，事象発生後に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，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備は，大量送水車の配置，屋外及び原子炉建物内のホース敷設，可搬型スプレイノズルの設置，ホース接続及びポンプ起動操作である。<br>移動時間も含め，これら準備操作に３時間を想定しており，他の操作はないため，燃料プール冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備が可能である。<br><br>【他の並列操作有無】<br>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作時に，他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。<br><br>【操作の確実さ】<br>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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 当該操作は他の操作との重複はなく，燃料プールの冷却機能喪失又は水位低下による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は３時間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約7.6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。 | 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1.5日（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。 | 放射線の遮蔽が維持される最低水位までに到達するまでの時間が約1.5日（10mSv/h の場合），燃料プール水位が燃料棒有効長まで低下する時間が約3.7日であり，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約7.6時間後と設定していることから，時間余裕がある。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約7.6時間後としており，このうち，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備は，所要時間２時間50分想定のところ，訓練実績では約２時間25分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。 |
| | 大量送水車への燃料補給 | 事象発生から約7.6時間後以降 | 大量送水車等への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定 | 大量送水車の燃料枯渇までに実施すればよい作業であり，大量送水車による注水操作は，事象発生約7.6時間後以降適宜実施するものであり，十分な時間余裕がある。 | － | － | － | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約7.6時間後以降としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間２時間30分想定のところ，訓練実績では約２時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。 |

# 7日間における水源の対応について（想定事故２）

○水源

輪谷貯水槽（西１／西２）※：約 7,000 $m^3$（約 3,500$m^3$×２）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

事象発生約 7.6 時間後から水位を維持できるよう崩壊熱相当の流量（13 $m^3$/h）で注水を実施する。

○時間評価

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水が実施されているため輪谷貯水槽（西１／西２）水量は減少する。

○水源評価結果

事象発生約 7.6 時間後から崩壊熱相当の流量（13 $m^3$/h）で注水を実施するため７日間では合計約 2,100 $m^3$ の水量が必要となり，十分に水量を確保しているため対応可能である。

13 $m^3$/h×（168h-7.6h）≒2,100 $m^3$

# 7日間における燃料の対応について（想定事故２）

保守的にすべての設備が，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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約 711m³ | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³ 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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³ | | |
| 大量送水車　１台起動<br>0.0652m³/h×24h×７日×１台＝10.9536m³ | | |
| 緊急時対策所用発電機　１台<br>0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約８m³ | 緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，７日間対応可能 |

※１　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

# 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

### 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，「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び「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（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留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5.1.1－1(1)図及び第5.1.1－1(2)図に，手順の概要を第5.1.1－2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5.1.1－1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，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計10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，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名である。必要な要員と作業項目について第5.1.1－3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，10名で対処可能である。

ａ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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。

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（自動減圧機能付き）１個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（ＳＡ），原子炉圧力等である。

ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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，残留熱除去ポンプ出口流量等である。

ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

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うえ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，「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋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　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，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5.1.1，5.1.2）

(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5.1.2－1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) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧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 14.0MW 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 23$m^3$/h である。

（添付資料 5.1.3）

(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℃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※1。

※１ 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（低圧注水モード）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。

ｃ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 1,136$m^3$/h とする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃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（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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5.1.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1.2－2図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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，事象発生から約0.9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（原子炉停止時冷却モード）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２時間後に待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。

原子炉水位回復から約30分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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※2。

※２　原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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5.1.2－1図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約4.0m上まで低下するに留まり，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5.1.2－2図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約1.8m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物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。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（原子炉停止時冷却モード）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。

※３　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物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv 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物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水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，定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４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棒有効長頂部の約1.8m上（通常水位から約3.3m下）の位置である。

（添付資料4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）

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（低圧注水モード）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 5.1.2－1 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 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，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 29℃～約 46℃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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 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以上であり，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原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，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ない。

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 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 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℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 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。

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以上であり，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原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が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。

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※4。

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。

※4 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（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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，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。

（添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7）

(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（低圧注水モード）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事象発生から約4.3時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1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事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7）

(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。

このほか，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。

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10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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の43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（低圧注水モード）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し，循環することから，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，運転継続に約700$m^3$の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730$m^3$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８$m^3$の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45$m^3$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 5.1.8）

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。

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。

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（原子炉停止時冷却モード）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（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋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（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することに

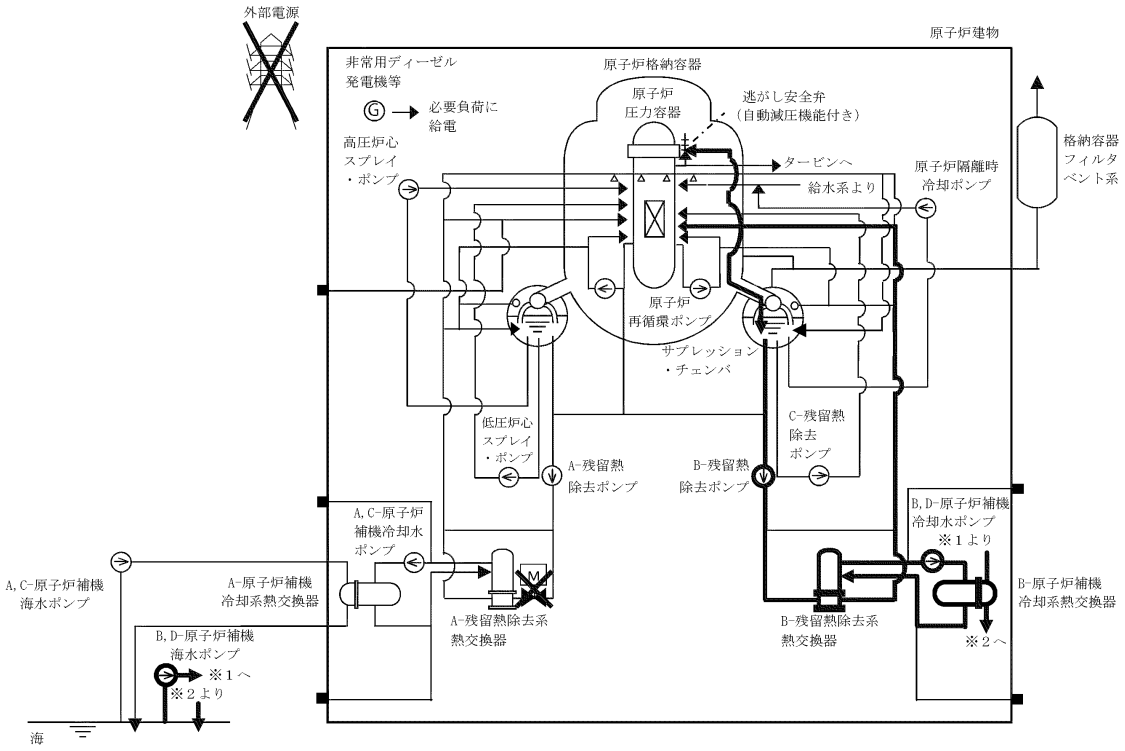
より，燃料損傷することはない。

その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，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。

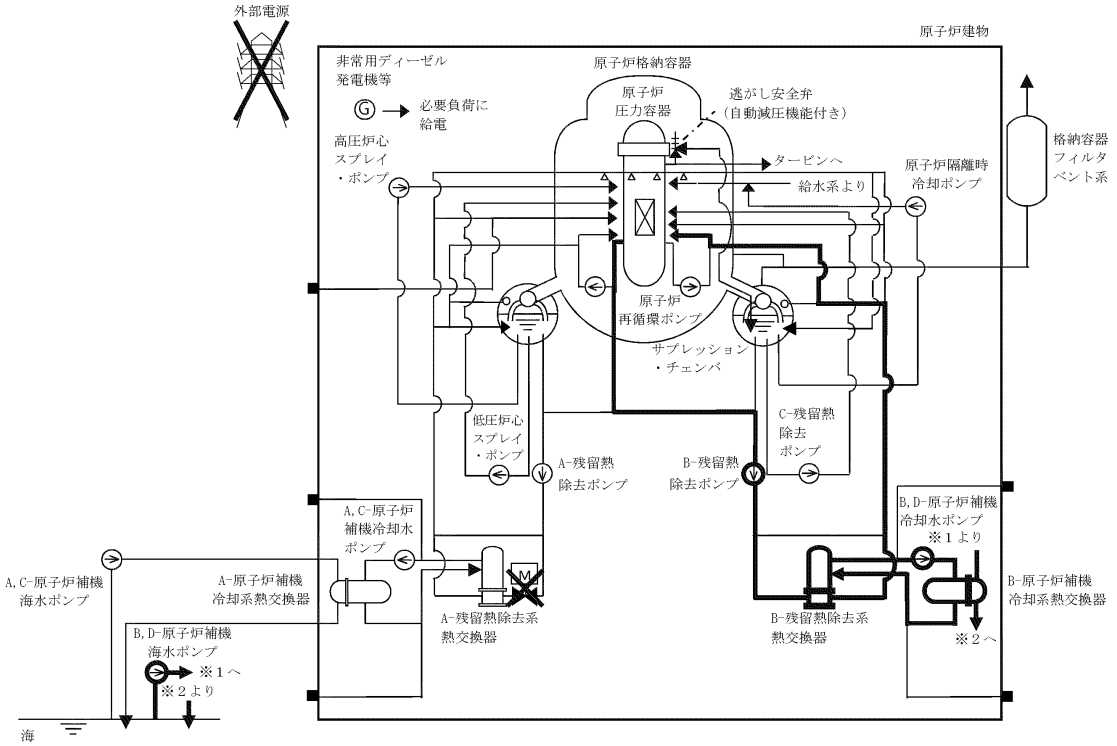
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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。

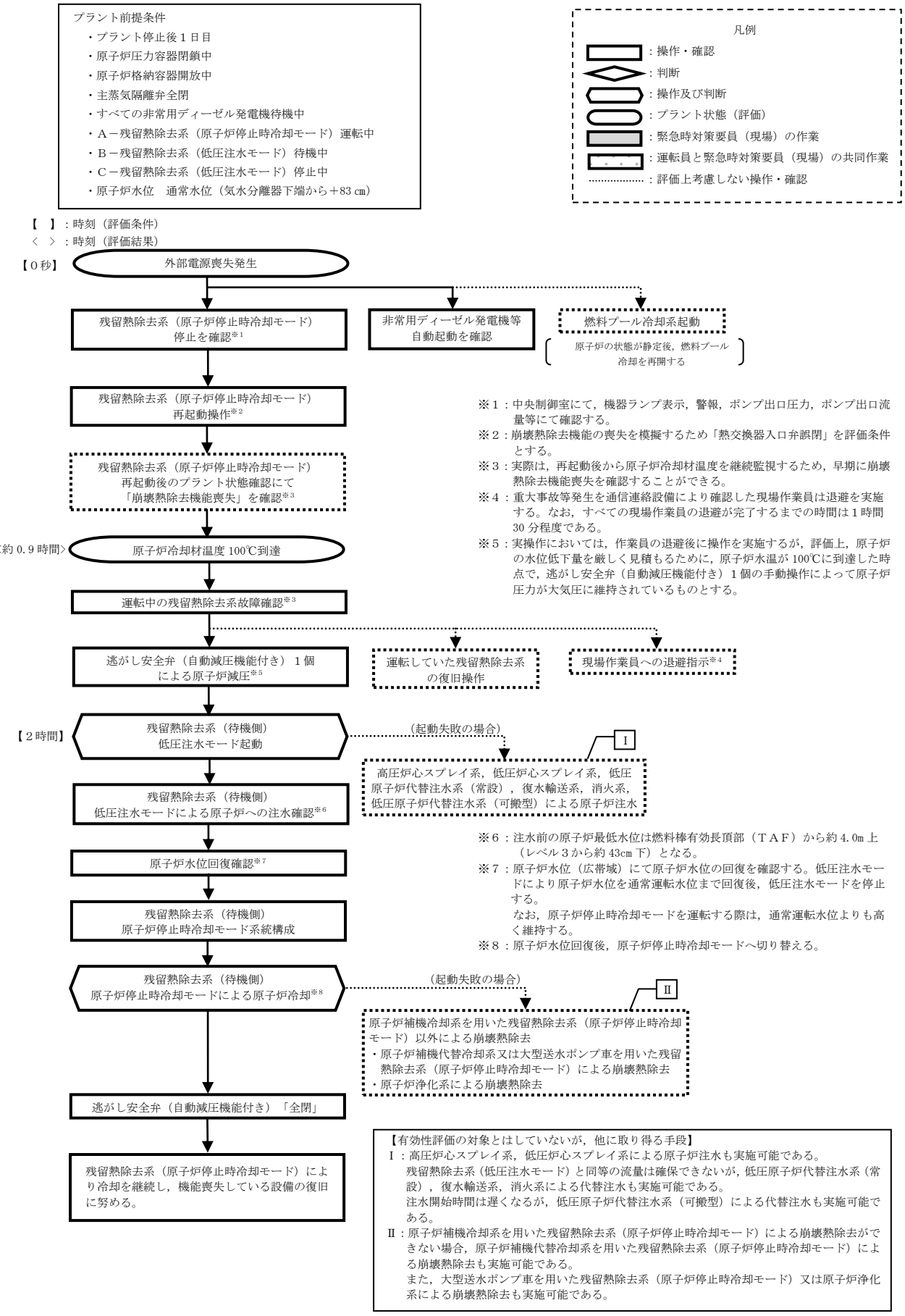



第5.1.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）

-




第5.1.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉停止時冷却)



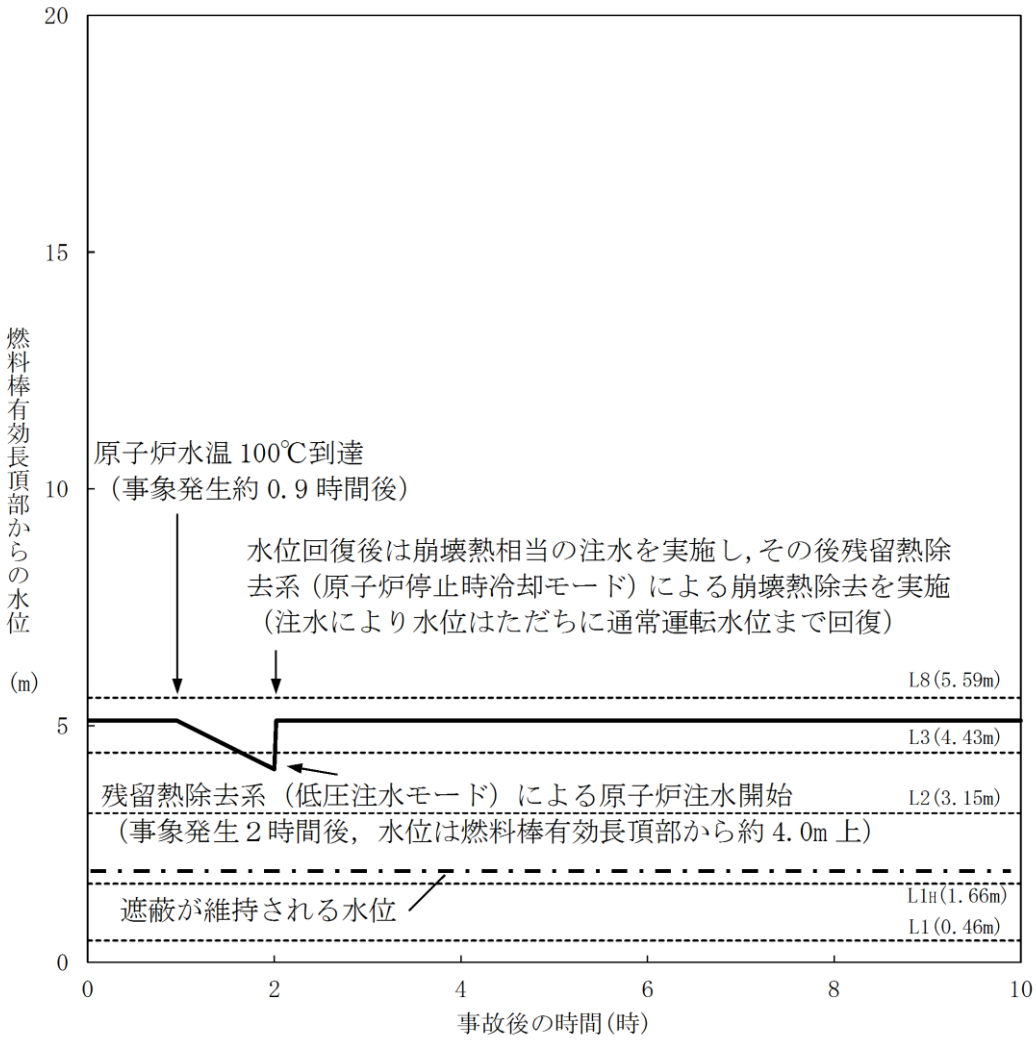

第 5.1.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

# 停止中の崩壊熱除去機能喪失

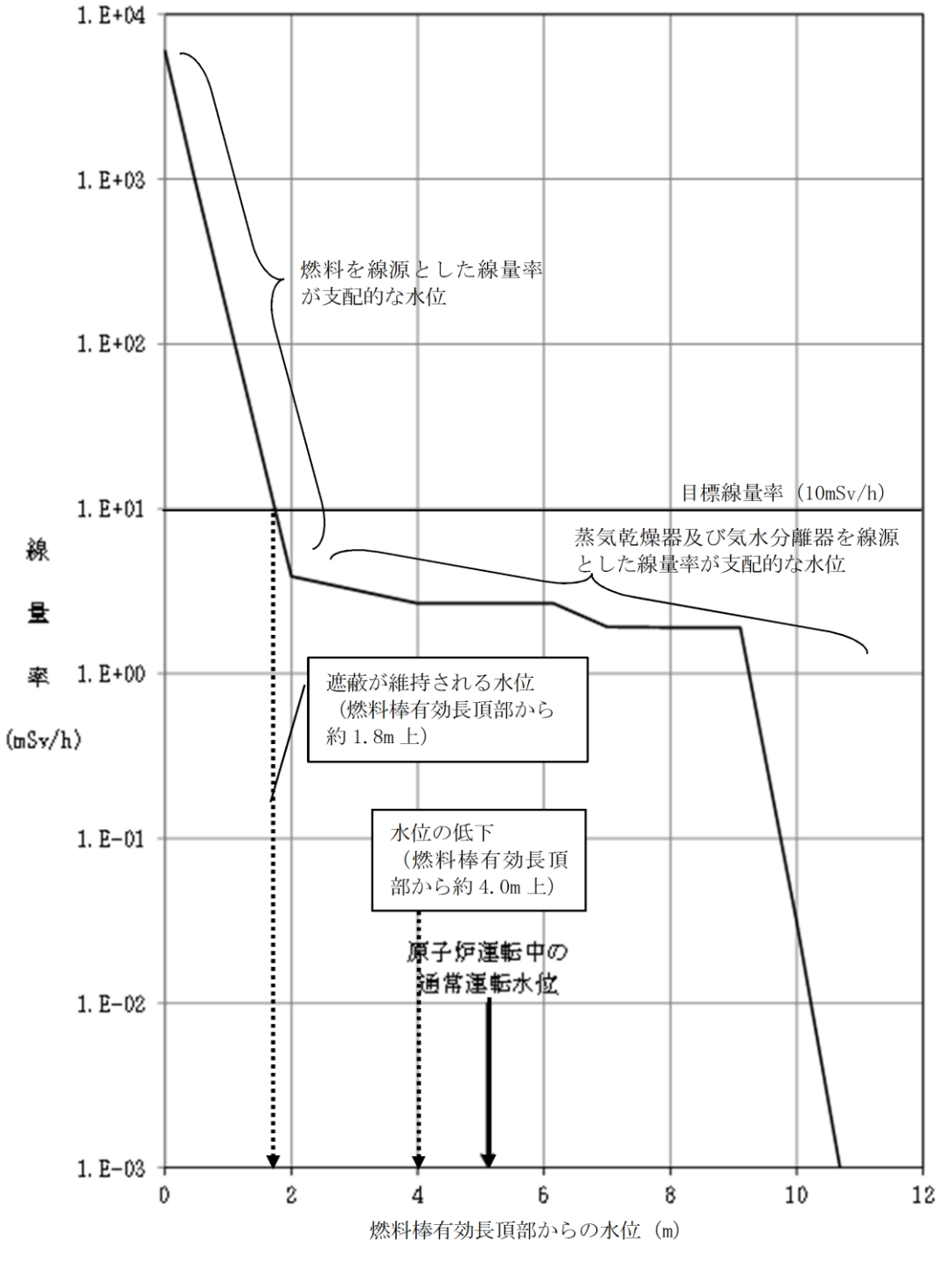
| 操作項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 操作内容 | 経過時間（分）10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 / 経過時間（日）5 6 7 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 責任者 | 当直長 | 1人 | 中央制御室監視<br>緊急時対策本部連絡 | ▽事象発生<br>▽プラント状況判断<br>▽約0．9時間後　原子炉冷却材温度100℃到達<br>▽2時間後　残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人 | 運転操作指揮 | | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人 | 初動での指揮<br>中央制御室連絡<br>発電所外部連絡 | | |
| | 運転員（中央制御室） | 運転員（現場） | | 緊急時対策要員（現場） | | |
| 状況判断 | 1人<br>A | — | — | ・外部電源喪失確認 | 10分 | |
| | | | | ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 | | |
| | | | | ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 | | A−残留熱除去ポンプ |
| | | | | ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動 | | A−残留熱除去ポンプ |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能喪失調査，機器復旧操作 | — | — | — | ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）　機能回復 | | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 現場作業員への退避指示 | — | — | — | ・当直長による現場作業員への退避指示 | 1時間30分以内に退避完了 | 評価上考慮せず<br>中央制御室で当直長が指示する |
| 原子炉減圧操作 | （1人）<br>A | — | — | ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個　手動開放操作 | 10分 | |
| 原子炉水位回復操作 | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（低圧注水モード）（待機側）起動／停止操作 | 10分　原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止 | B−残留熱除去ポンプ |
| 残留熱除去系（低圧注水モード）から<br>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）<br>への切替え | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室） | 20分 | B−残留熱除去ポンプ |
| | — | 2人<br>B，C | — | ・放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場） | 20分 | B−残留熱除去ポンプ |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）（待機側）起動 | 10分 | B−残留熱除去ポンプ |
| | （1人）<br>A | — | — | ・原子炉冷却材温度調整 | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転継続 | B−残留熱除去ポンプ |
| 燃料プール冷却　再開 | （1人）<br>A | — | — | ・燃料プール冷却系再起動 | ・燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。<br>・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。　適宜実施 | 評価上考慮せず<br>燃料プール水温66℃以下維持 |
| 必要人員数　合計 | 1人<br>A | 2人<br>B，C | — | | | |

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第5.1.1−3図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間




第 5.1.2－1 図　原子炉水位の推移




第5.1.2－2図　原子炉水位と線量率

# 第 5.1.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 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(原子炉停止時冷却モード)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（原子炉停止時冷却モード）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等】※<br>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※ | － | 【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>【残留熱除去系熱交換器入口温度】※<br>【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（自動減圧機能付き）１個を開操作する。 | 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ | － | 原子炉圧力（ＳＡ）<br>原子炉圧力※<br>【残留熱除去系熱交換器入口温度】※<br>【残留熱除去系熱交換器出口温度】※ |
| 残留熱除去系(低圧注水モード)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（低圧注水モード）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<br>（低圧注水モード)】※<br>サプレッション・チェンバ※ | － | 原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※<br>【残留熱除去ポンプ出口流量】※ |
| 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復 | 残留熱除去系（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。<br>崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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<br>（原子炉停止時冷却モード)】※ | － | 原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※<br>【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>【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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.1.2－1 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 | 原子炉圧力容器の状態 | 原子炉圧力容器の未開放 | 燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 14.0MW<br>（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<br>また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A型）を設定 |
| | 原子炉水位 | 通常水位<br>（気水分離器下端から+83 cm） | 原子炉停止１日後の水位 |
| | 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(原子炉停止時冷却モード)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(原子炉停止時冷却モード)の故障を仮定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下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 |

※１　原子炉停止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　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮

第 5.1.2－1 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（低圧注水モード） | 1,136 $m^3$/h で注水 | 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 |
| | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） | 熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において） | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定<br>（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（原子炉停止時冷却モード）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（低圧注水モード）による原子炉注水操作 | 事象発生から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燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の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，燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の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，発生する崩壊熱はすべ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。

なお，5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において，「１.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ない計算」を用いて評価を行っており，添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．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計算」を用いた。

## １．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ない計算

原子炉未開放状態において，原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により，大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが，ここでは原子炉圧力容器の状態によらず，保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。

### (1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 0.95 時間である。計算は次の式で行った。

$$t_1 = ( h_{100} - h_{52} ) \times V_c \times \rho_{52} / ( Q \times 3600 )$$

$t_1$ ：100℃に至るまでの時間[h]
$h_{100}$ ：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10
$h_{52}$ ：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70
$V_c$ ：保有水の体積[$m^3$] ＝ □
$\rho_{52}$ ：52℃の水密度[$kg/m^3$] ＝ 987
$Q$ ：崩壊熱[kW] ＝ $1.40\times10^4$

### (2) 燃料棒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

燃料棒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は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約 6.1 時間と約 4.3 時間である。計算は次の式で行った。

$$t = t_1 + t_2$$
$$t_2 = ( h_s - h_{100} ) \times V_u \times \rho_{52} / ( Q \times 3600 )$$

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

$t$　：燃料棒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[h]
$t_2$　：100℃到達から燃料棒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[h]
$h_{100}$　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10
$h_s$　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
$V_u$　：保有水の体積[$m^3$]
（燃料棒有効長頂部までの保有水の体積）＝ □
（放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積）＝ □
$\rho_{52}$　：52℃の水密度[kg/$m^3$] ＝ 987
Q　：崩壊熱[kW] ＝ $1.40\times10^4$

また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 23[$m^3$/h]である。計算は次の式で行った。

（注水前の蒸発量） ＝ ( Q × 3600 ) ／ (( $h_s$ − $h_{100}$ ) × $\rho_{100}$)
$\rho_{100}$　：100℃の水密度[kg/$m^3$] ＝ 958

(3) 必要な注水量
崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 21[$m^3$/h]である。計算は次の式で行った。

$$f = ( Q \times 3600 ) / (( h_s - h_f ) \times \rho_f)$$

f　：必要な注水量[$m^3$/h]
$\rho_f$　：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/$m^3$] ＝ 994
$h_s$　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
$h_f$　：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 146.64
Q　：崩壊熱[kW] ＝ $1.40\times10^4$

(4) 注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに 0[$m^3$/h]である。注入された水を 100℃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から，計算は次の式で行った。

$$Q \times 3600 = F \times \rho_f \times ( h_{100} - h_f ) + S \times \rho_f \times ( h_s - h_{100} )$$
$$S = ( Q \times 3600 - F \times \rho_f \times ( h_{100} - h_f )) / ( \rho_f \times ( h_s - h_{100} ))$$

F　：注水量[$m^3$/h]
（崩壊熱除去機能喪失時） ＝ 1,136（残留熱除去系定格流量）
（全交流動力電源喪失時） ＝ 200（低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定）
S　：注水中の蒸発量[$m^3$/h]（ただし，S≧0）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

$\rho_f$　：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/m$^3$] ＝ 994
$h_s$　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
$h_{100}$　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 419.10
$h_f$　：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 146.64
Q　：崩壊熱[kW] ＝ $1.40\times10^4$

## ２．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計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価）

(1) 逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等

5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが，原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし，実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の逃がし安全弁（ＳＲＶ）による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき，原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。

閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力（7.58MPa[gage]）に到達する時間等を求めた。

$$M_s \,/\, \rho_s + M_l \,/\, \rho_l = V_{all}$$
$$M_s + M_l = M_{all}$$
$$\Delta\,(h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q\Delta t$$

※初期状態の各変数は[0]，ＳＲＶ作動圧力到達時の各変数は[1]で表す

$M_s$ ，$M_l$　：気相部の蒸発量，液相部の水量[kg]
初期（大気圧，原子炉水温 52℃）：
$M_{s0}$ ＝ 約 □ kg（飽和蒸気圧），$M_{l0}$ ＝ 約 □ kg
$M_{all}$　：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] ＝約 □ kg
$\rho_s$ ，$\rho_l$　：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m$^3$]
初期（大気圧，原子炉水温 52℃）：
$\rho_{s0}$ ＝ 0.0912 kg/m$^3$，$\rho_{l0}$ ＝ 987 kg/m$^3$
ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）：
$\rho_{s1}$ ＝ 40.4 kg/m$^3$，$\rho_{l1}$ ＝ 728 kg/m$^3$
$V_s$ ，$V_l$　：気相部の体積，液相部の体積[m$^3$]
初期（大気圧，原子炉水温 52℃）：
$V_{s0}$ ＝ 約 □ m$^3$，$V_{l0}$ ＝ 約 □ m$^3$
$V_{all}$　：原子炉圧力容器内の体積[m$^3$] ＝ 約 □ m$^3$
$h_s$ ，$h_l$　：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg]
初期（大気圧，原子炉水温 52℃）：
$h_{s0}$ ＝ 2594.84 kJ/kg，$h_{l0}$ ＝ 217.70 kJ/kg
ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）：
$h_{s1}$ ＝ 2763.55 kJ/kg，$h_{l1}$ ＝ 1300.63 kJ/kg

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Q　　：崩壊熱量[kJ/s] ＝ $1.40\times10^{4}$ kJ/s（原子炉停止１日後）
Δt　　：事象発生後の時間[s]

上記式より
ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の水量[kg]
$M_{11}$ ＝ 約 $2.364\times10^{5}$ kg
ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の体積[$m^3$]
$V_{11}$ ＝ 約 [　　] $m^3$
事象発生後の時間[s]
Δt ＝ 約 $1.9\times10^{4}$[s] → ５時間以上

となり，事象発生約５時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし，熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8$m^3$ 増加し，原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上（通常運転水位より約 3.59m 高い位置）となる。ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため，同等の遮蔽厚さに換算した場合，燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上（通常運転水位より約 1.51m 高い位置）となり，事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

以上より，原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も，逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間（５時間以上），原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

なお，原子炉停止 12 時間後を想定した際，上記の原子炉停止１日後と同様の評価式を用いて算出すると，ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）までの時間は４時間以上となる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

# 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「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては，他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に，ＰＲＡの結果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「ガイド」という。）に示された着眼点を考慮し，重要事故シーケンスを選定している。

崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては，ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。

・崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋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，設計基準相当の設備の機能喪失を受けて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て燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では，すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，ガイドの対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。

## ３．プラント状態（ＰＯＳ）の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは，ＰＯＳについては選定していないため，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合，代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため，ＰＯＳを選定するうえでは崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため，事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程を図１に，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表１に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいＰＯＳは「Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「Ａ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「Ｂ　原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ「Ｓ」，「Ａ」，「Ｃ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」，「Ｄ　起動準備状態」が厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」の原子炉停止直後・起動準備状態において，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「Ｄ」以外のＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」が厳しい条件となる。

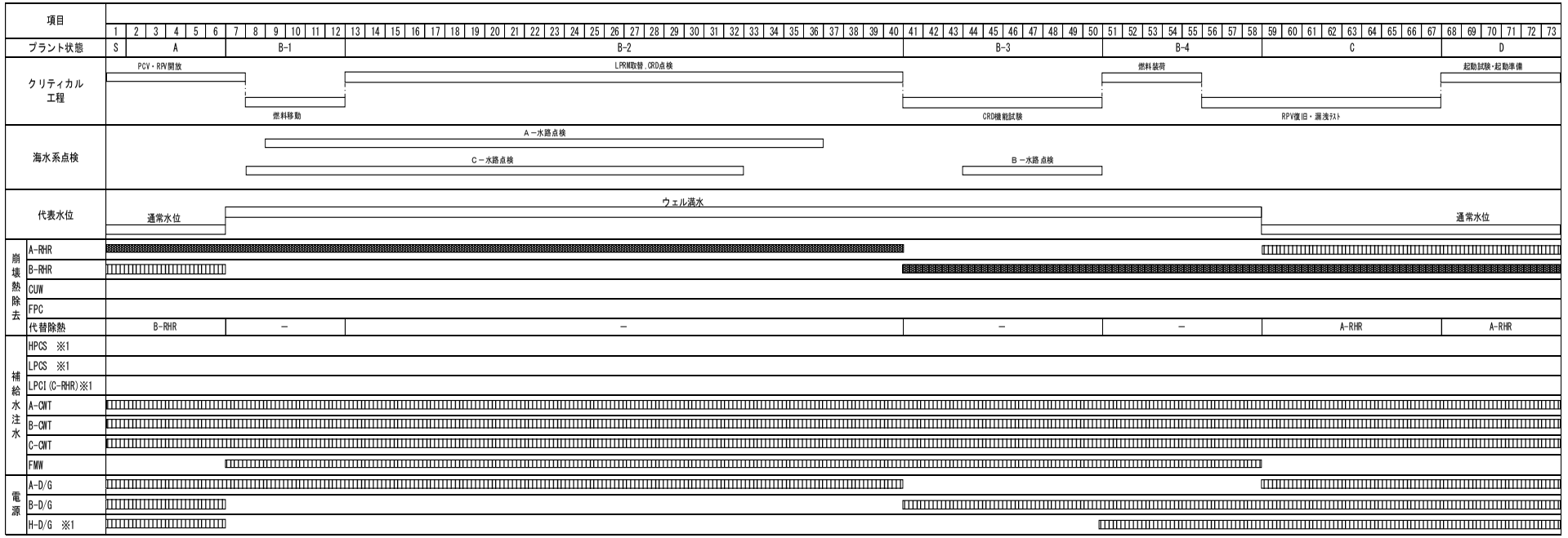
なお，原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，トップベントから原子炉の減圧ができること，急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また，原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。

このため，本評価においては，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より少なくなるＰＯＳ「Ａ」を選定している。なお本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点から厳しい，原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。

※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6　6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」において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に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方，ＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には，原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。

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（低圧注水モード）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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられるが，これについては「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」でその有効性を確認している。




A-RHR :残留熱除去A系
B-RHR :残留熱除去B系
CUW :原子炉浄化系
FPC :燃料プール冷却系
D/G :非常用ディーゼル発電機
HPCS :高圧炉心スプレイ系
LPCS :低圧炉心スプレイ系
LPCI :低圧注水系
A-CWT :復水輸送系Aポンプ
B-CWT :復水輸送系Bポンプ
C-CWT :復水輸送系Cポンプ
FMW :燃料プール補給水系
PCV :原子炉格納容器
RPV :原子炉圧力容器
LPRM :局部出力領域モニタ
CRD :制御棒駆動機構

※1 今回のPRAでは期待していない設備（RHRは低圧注水モードを期待せず）

:崩壊熱除去に用いている系統
:待機中の系統

図１　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程

# 表１　各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失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 | 原子炉圧力容器蓋の開閉状態 | 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 | POS-A を想定した有効性評価条件に包絡。（崩壊熱や保有水量をPOS-Sと同等のものを使用しているため） | ・原子炉隔離時冷却系※１<br>・非常用炉心冷却系（LPCI,LPCS,HPCS）※２<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 閉鎖 | 有効性評価において POS-S と同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており，POS-Aに比べ，期待できる緩和設備が多いことから，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 5.1.6） | プラント状態 POS-A に同じ。 |
| A | 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態 | — | ・非常用炉心冷却系（LPCI,LPCS,HPCS）※２<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 閉鎖→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。 | 有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。<br>（原子炉を開放中であり，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 5.1.6)） | 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。<br>制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡。 |
| B1<br>B2<br>B3<br>B4 | 原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで） | 「全交流動力電源喪失(POS-A)」及び「燃料プール想定事故１」に包絡。 | ・非常用炉心冷却系（LPCI）※２<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機<br>・燃料プールスプレイ系 | 開放 | POS-S に比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる。ただし，低圧原子炉代替注水系（可搬型）や燃料プールスプレイ系を用いることで燃料損傷を回避できることから，崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失(POS-A)」及び「燃料プール　想定事故１」に包絡される。 | 水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し，評価項目を満足することを確認している。<br>※燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「燃料プール　想定事故１」に包絡される。 | プラント状態 POS-A に同じ。<br>燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡。 |
| C | 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態 | POS-A に包絡される。 | ・非常用炉心冷却系（LPCI,LPCS,HPCS）※２<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 開放→閉鎖 | 以下の理由から POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。<br>・崩壊熱が小さい。<br>・緩和設備に差がない。<br>・保有水量に差がない。<br>・余裕時間が長い。 | 原子炉を閉鎖中であり，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 5.1.6） | プラント状態 POS-A に同じ。 |
| D | 起動準備状態 | | | 閉鎖 | | 原子炉が未開放であり，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 5.1.6） | |

※１　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※２　停止時レベル１PRA では，保守的に期待していない設備

# 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方

## 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「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の有効性評価では，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。

一般に定期事業者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定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが，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。具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ８時間程度前，５時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

## 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

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。仮に，原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると，燃料棒有効長頂部到達まで約 4.2 時間となる。原子炉停止から１日（24 時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約 6.1 時間であることから，時間余裕の観点では約２時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注水開始までの対応は２時間であることから十分対応可能な範囲である。

また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から１日（24 時間）後の場合では約 4.3 時間に対して，12 時間後の場合では約 2.7 時間と短くなるものの，十分退避可能な範囲である（添付資料 5.1.6）。

この様に，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，13 ヶ月運転に対して燃焼度を 10%増加させた場合の崩壊熱を用い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，本重要事故シーケンスにおいて，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考える。

以 上

# 安定状態について（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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。 |
| 【安定状態の確立について】<br>原子炉安定停止状態の確立について<br>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。<br>その後，残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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。<br><br>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。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。<br>また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙１参照） |

# 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について

運転停止中の有効性評価は，審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって，燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。

※＜審査ガイドの評価項目＞
(a)燃料有効長頂部が冠水していること。
(b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
(c)未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつわずかな出力上昇を伴う臨界は除く。）

この際，格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが，原子炉補機代替冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。

## １．プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響

プラント停止中の有効性評価において，崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約２時間後まで，「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉補機代替冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約 10 時間後までである。

ここでは，代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。

崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し，冷却機能喪失後 0.9 時間程度で沸騰を開始した後，水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが，原子炉内の圧力が徐々に上昇するため，原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し，格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が 384kPa[gage]に到達する時間は約 47 時間であり，原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。

また，仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが，追加放出においては，既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため，格納容器内の放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。

なお，原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で，全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが，これらについても考察する。

所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合，所員用エアロック等を速やかに閉止することで，上記と同様の対応となる。

原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善

される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果もあるため，有意なものとはならない。

原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され，原子炉建物壁面への吸熱，または環境へ放熱されるが，この場合は崩壊熱量がさらに低下していること，原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

＜参考＞

運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をＭＡＡＰコードにより求めた。解析条件は表１，解析結果は表２及び表３となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの２ケースの評価を実施し，その結果，格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。

表１ 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

| 分類 | 項目 | 解析条件 |
|---|---|---|
| 事故発生時のプラント状態 | 崩壊熱 | 原子炉停止１日後 |
| | 原子炉圧力容器の想定 | 未開放 |
| | 原子炉初期水温 | 約51℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度52℃とほぼ同値）※ |
| | 原子炉の初期圧力 | 大気圧相当 |
| | 原子炉格納容器の想定 | 未開放 |
| | 原子炉格納容器内の初期温度 | サプレッション・プール水温：約35℃<br>気相部：約64℃（通常運転時の温度57℃を包絡する値）※ |
| | 原子炉格納容器の初期圧力 | 大気圧相当 |
| | 低圧原子炉代替注水槽の水温 | 35℃ |
| 事象進展 | 事象開始 | ・全交流動力電源喪失発生<br>・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない |
| | 事象発生２時間後 | ・常設代替交流電源設備による電源供給開始<br>・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始 |
| | 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 | 200$m^3$/h |
| | 格納容器代替スプレイ | 実施に期待しない，又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)によるＤ／Ｗスプレイ実施（120$m^3$/h） |
| | ベントタイミング | 格納容器圧力384kPa[gage]到達，又はサプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達 |

※：有効性評価で想定する原子炉停止１日後の状態をＭＡＡＰにて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

表２ 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

| 分類 | ベントタイミング | 備考 |
|---|---|---|
| 格納容器代替スプレイに期待するケース | 事象発生後約60時間 | サプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達 |
| 格納容器代替スプレイに期待しないケース | 事象発生後約47時間 | 格納容器圧力384kPa[gage]到達 |

表３ 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

| 分類 | 事象発生10時間後 | | ベントタイミング時 | |
|---|---|---|---|---|
| | 格納容器圧力（kPa[gage]） | 格納容器温度（℃） | 格納容器圧力（kPa[gage]） | 格納容器温度（℃） |
| 格納容器代替スプレイに期待するケース | Ｓ／Ｃ：約22 | Ｄ／Ｗ：約74 | Ｓ／Ｃ：約351（事象発生後約60時間） | Ｓ／Ｃ：約149（事象発生後約60時間） |
| 格納容器代替スプレイに期待しないケース | Ｓ／Ｃ：約22 | Ｄ／Ｗ：約74 | Ｓ／Ｃ：約384（事象発生後約47時間） | Ｓ／Ｃ：約150（事象発生後約47時間） |

※：格納容器圧力及び温度はドライウェルとサプレッション・チェンバのうち，より値が大きい側の結果を記載

以　上

# 運転停止中 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，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h※）が維持されることを確認したため，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及び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する線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。
本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水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，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４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棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 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り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の１，２，３）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，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原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４）

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を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度）。

③蒸気乾燥器取り外し（図１中の５）

水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「ＤＳＰ」という。）へと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

④気水分離器取り外し（図１中の６）

気水分離器をＤＳＰ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においては開放作業の逆の流れで実施される。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圧力容器開放作業時に包絡される。

（添付資料 5.1.2）

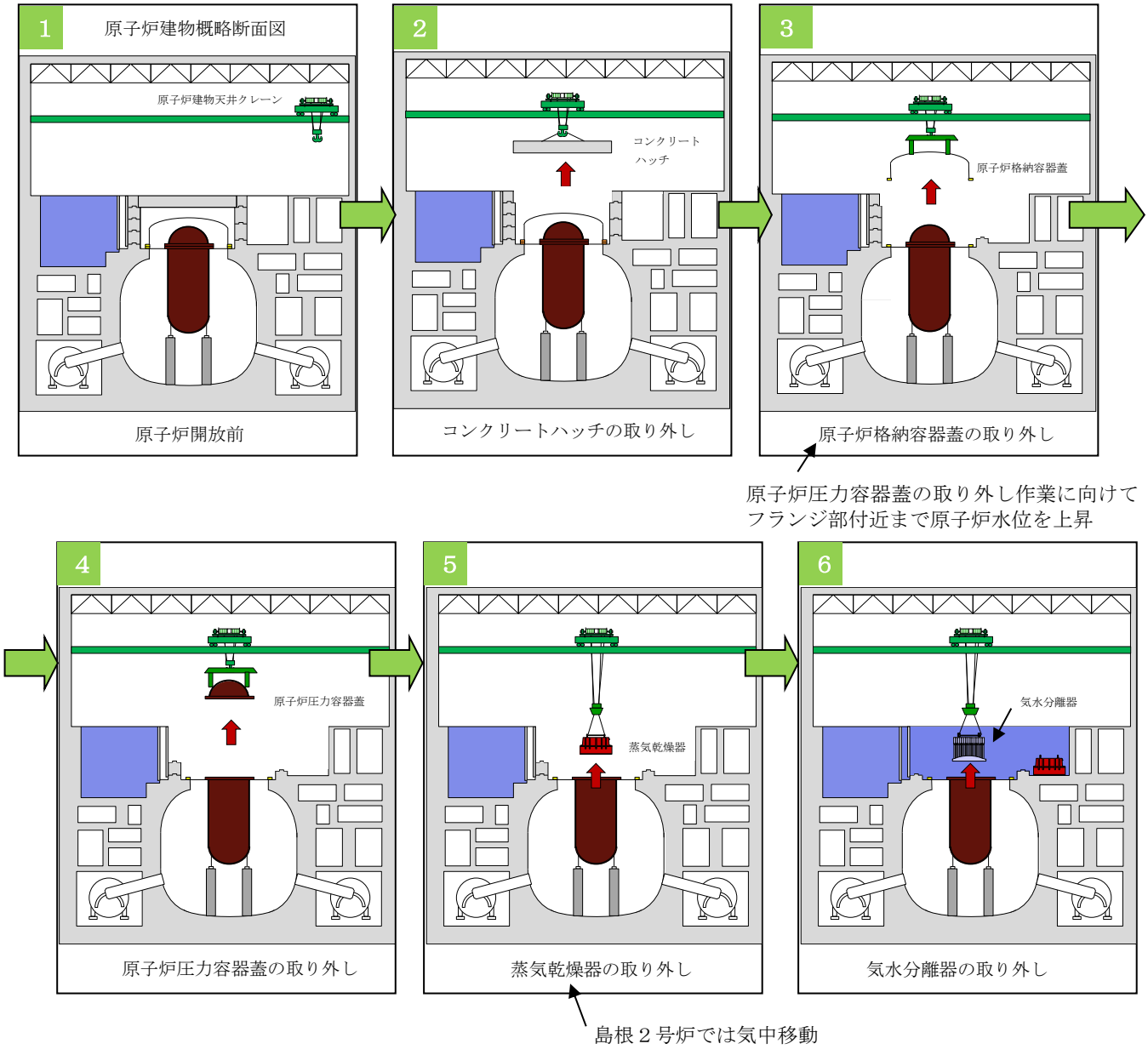



図１　原子炉圧力容器開放作業の流れ

## ２．原子炉圧力容器等構造物

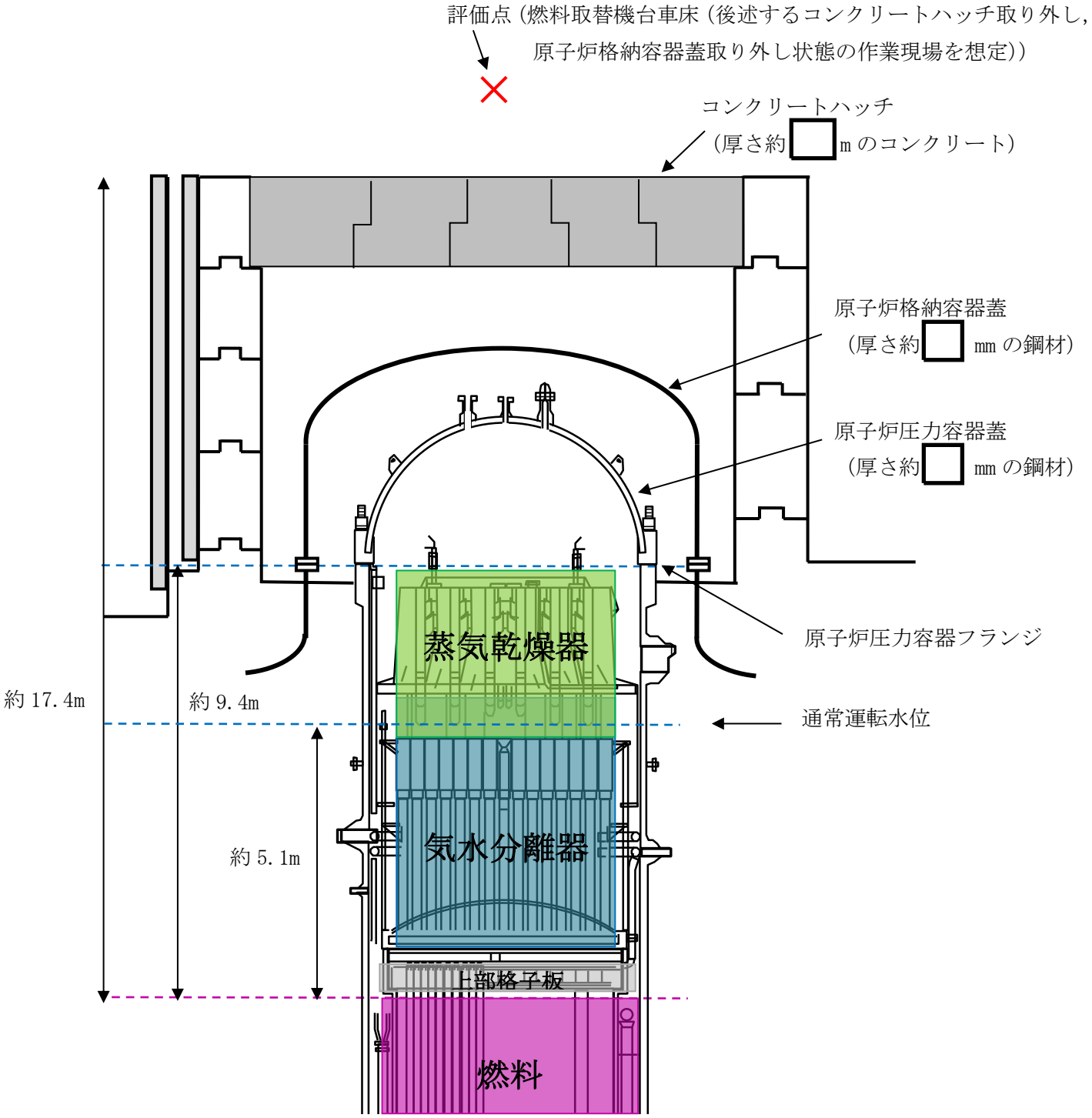



図２　原子炉圧力容器等構造物の概要

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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の開始前（図１中の１）

原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，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，原子炉建物原子炉棟４階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う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 $8.2\times10^{-2}$，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1\times10^{-7}$ と非常に小さくなる。
（参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集　2012　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り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の２，３）

コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定期事業者検査ごとに高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。この状態で原子炉建物原子炉棟４階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。

② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４）

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.5m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び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，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.2 時間程度）。

仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。

また，原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.1m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，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冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第 5.3.2-2 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。

なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.1m の水位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，これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2 での

評価に包絡)。

③ 蒸気乾燥器取り出し（図１中の５）及び④ 気水分離器取り外し（図１中の６）

蒸気乾燥器の取り外しに併せ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う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．の検討を踏まえ，「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し(図１中の２，３)」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 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。

なお，評価点は燃料取替機台車床※とした。

※ 原子炉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の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（Ｄ／Ｗ含む）に入って作業することも考えられるが，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建物原子炉棟４階と同様に事故時に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。

（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，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a．炉心燃料

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態）
○ 燃料棒有効長（㎜）：[　　]
○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ５群
○ 線源材質：燃料及び水（密度：[　　] g/cm$^3$）
○ 線源強度：文献値※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}\ (cm^{-3}\bullet s^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力}\ (W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}\ (MeV) \times \text{燃料集合体体積}\ (cm^3/\text{体})} \quad \cdots①$$

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文献値は，燃料照射期間 $10^6$時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価されており，

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

島根２号炉に関する本評価においても適用可能である。

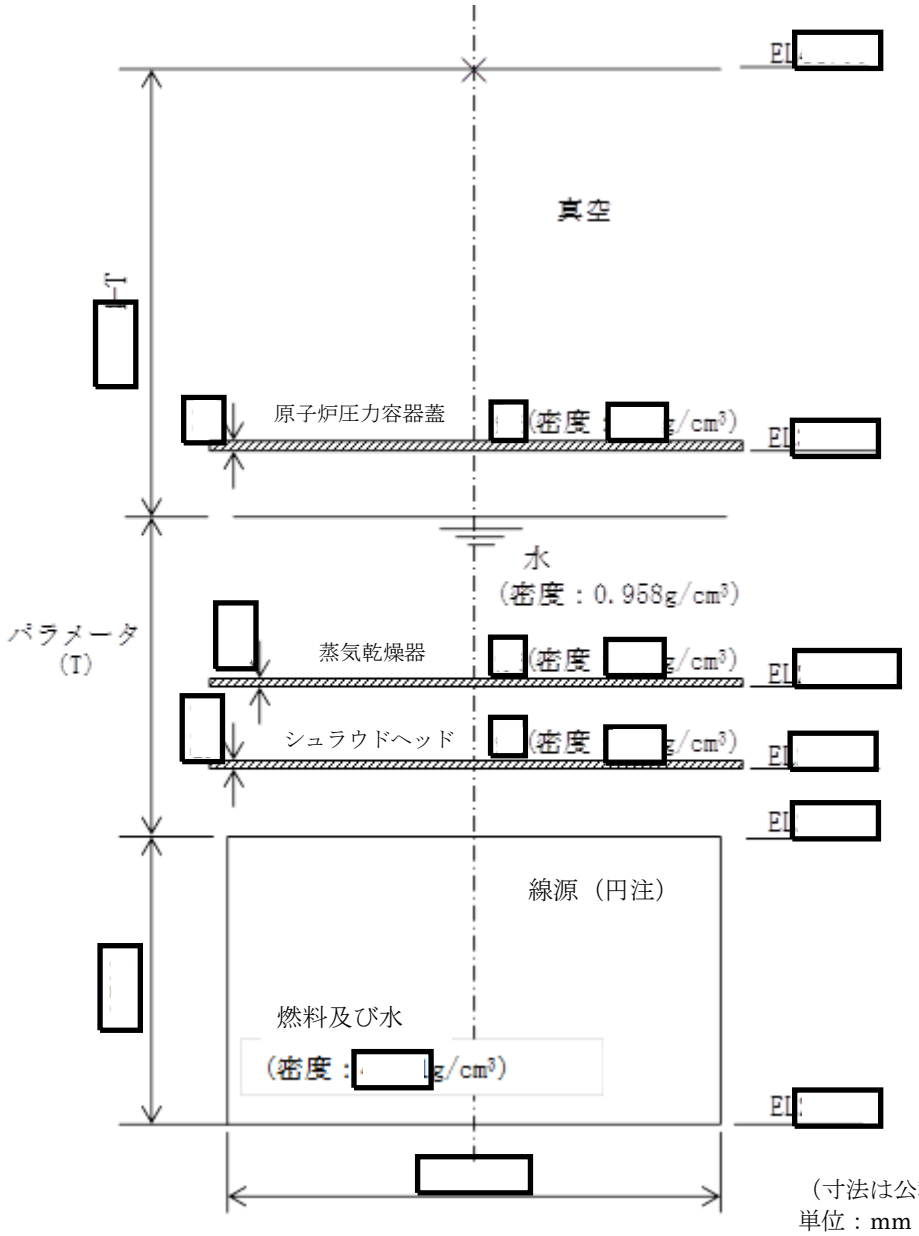
・燃料照射期間：$10^6$時間（無限照射）
・原子炉停止後の期間※２：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）
・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型））
・燃料集合体体積：約 $7.1\times10^4$ $cm^3$（９×９燃料（Ａ型））

※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評価条件となっている。

○ 評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図３に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図３　燃料の線量率評価モデル

表１　燃料の線源強度

| ガンマ線<br>エネルギ（MeV） | 線源強度<br>($cm^{-3}$・$s^{-1}$) |
|---|---|
| 1.0 | $9.8\times10^{11}$ |
| 2.0 | $1.6\times10^{11}$ |
| 3.0 | $4.7\times10^{9}$ |
| 4.0 | $7.3\times10^{7}$ |
| 5.0 | $2.0\times10^{7}$ |

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b．上部格子板

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ（mm）：[redacted]

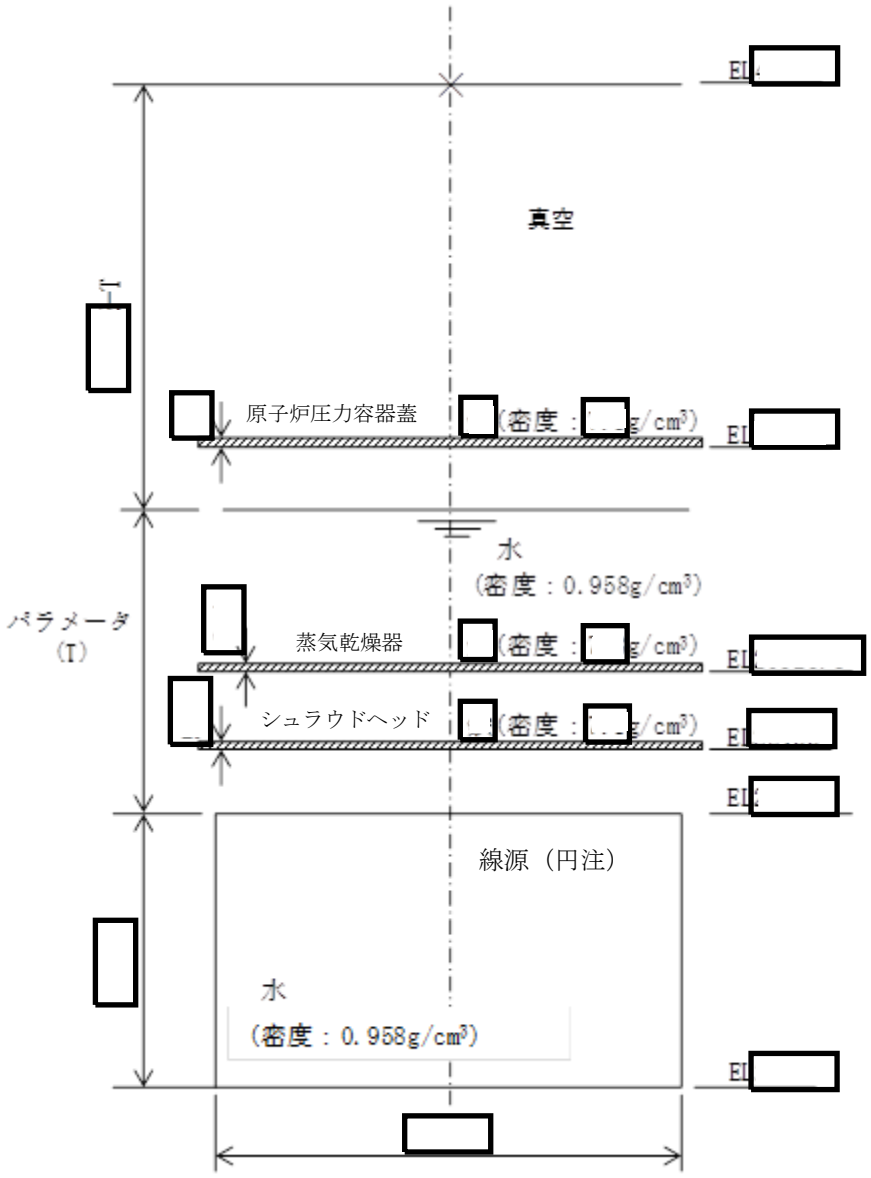
○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 $^{60}Co$ を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/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

○ 線源強度は，機器表面の実測値（[redacted] Sv/h）より $8.7\times10^{9}$ Bq/cm$^{3}$ と算出

線量率評価モデルを図４に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図４　上部格子板の線量率評価モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c．気水分離器

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ（mm）：[redacted]

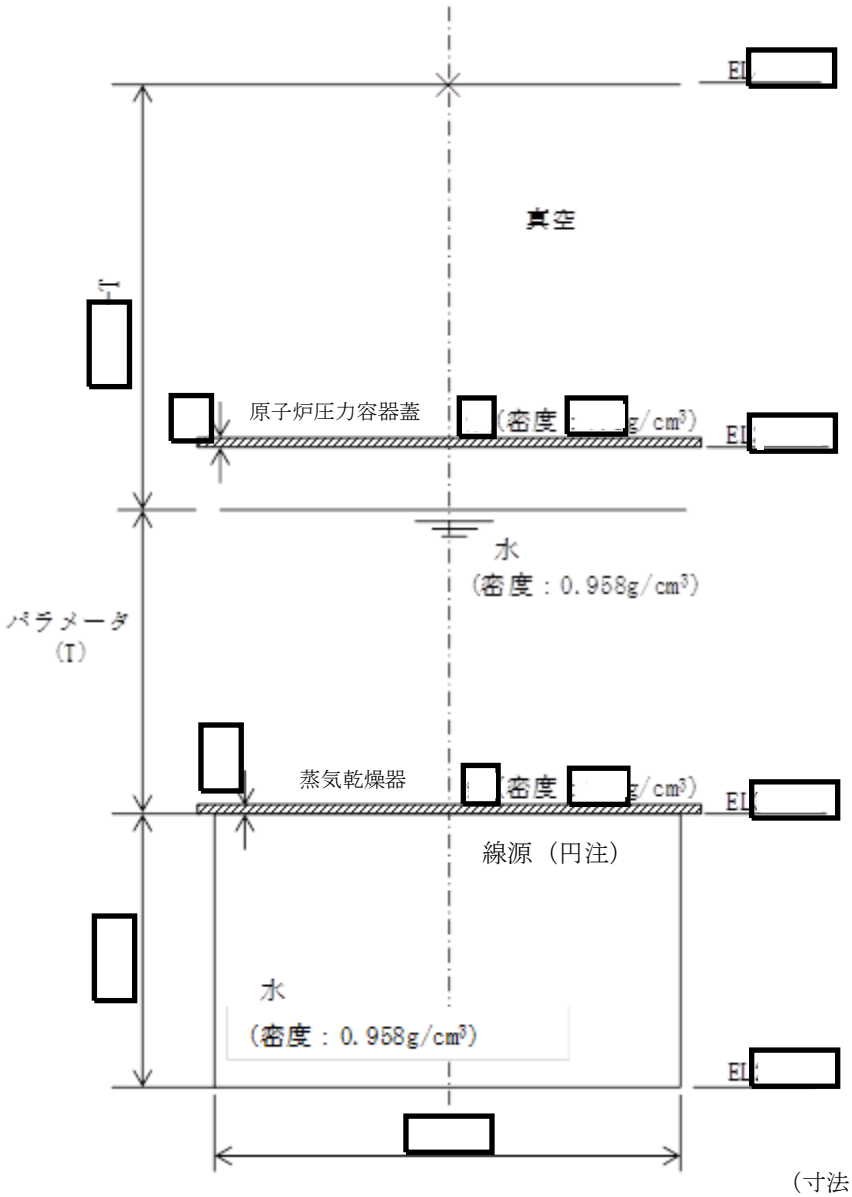
○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 $^{60}Co$ を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/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

○ 線源強度は，機器表面の実測値（[redacted] mSv/h）より $1.3\times10^{6}$ Bq/cm$^{3}$ と算出

線量率評価モデルを図５に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図５　気水分離器の線量率評価モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

d. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ（mm）：[redacted]

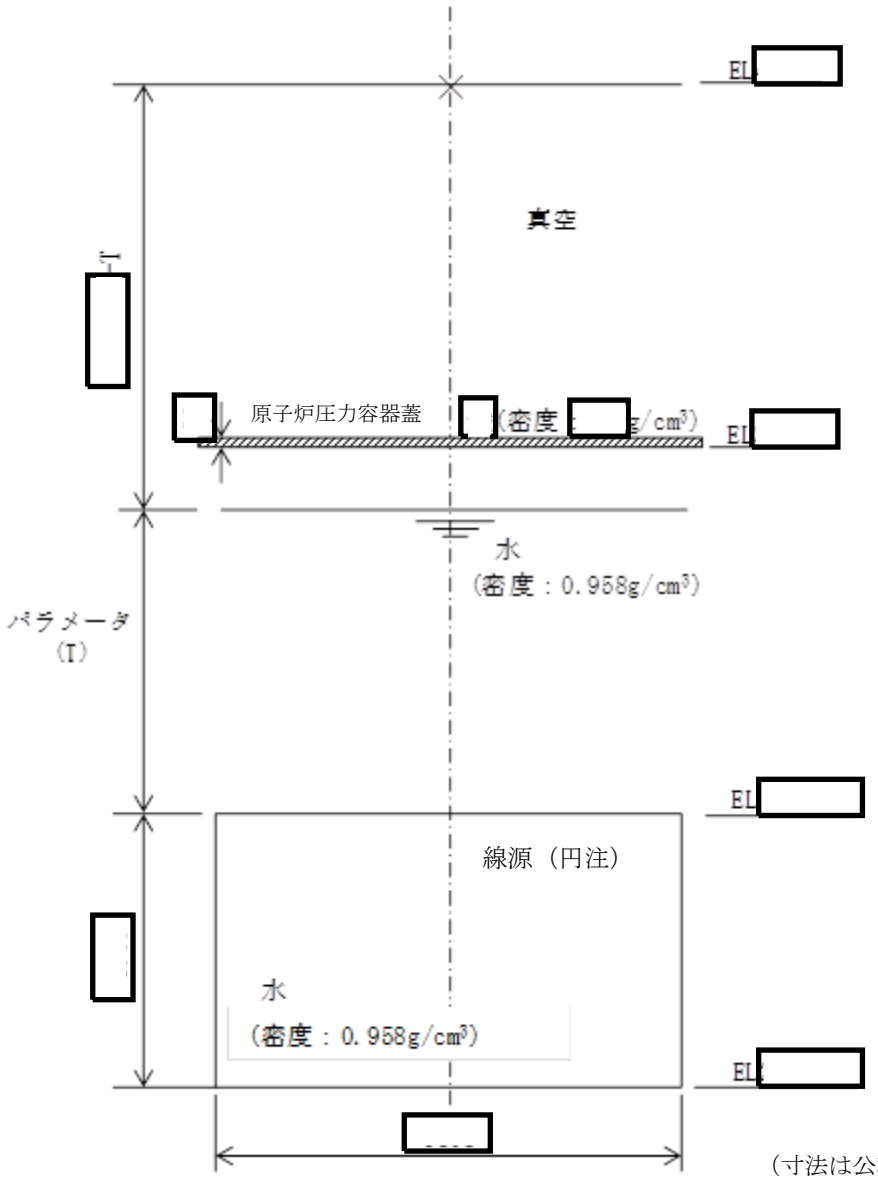
○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 $^{60}Co$ を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/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

○ 線源強度は，機器表面の実測値（[redacted] mSv/h）より $1.3\times10^{6}$ Bq/cm$^{3}$ と算出

線量率評価モデルを図６に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図６　蒸気乾燥器の線量率評価モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（２）遮蔽物の評価モデル

原子炉圧力容器内の原子炉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，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器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とストリーミング（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

評価条件を以下に示す。

○ 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）

○ 遮蔽物材質：[ ] 平板（密度：[ ]g/cm$^3$）※

※ 原子炉圧力容器鋼板（[ ]）の密度は，同等である[ ]で代表した

線量率評価モデル（遮蔽）を図３～７に示す。

図７ 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）

b．蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

○ 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）

○ 遮蔽物材質：[ ] 平板（密度：[ ] g/cm$^3$）※

※ 蒸気乾燥器の材質（[ ]）の密度は，同等である[ ]で代表した

線量率評価モデル（遮蔽）を図３～５及び８に示す。

図８ 蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c．気水分離器

評価条件を以下に示す。

○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化

○ 遮蔽物の高さ（mm）：[redacted](シュラウドヘッドの厚さ（気水分離器スワラーによる遮蔽も考慮))

○ 遮蔽物材質：[redacted] 平板（密度[redacted]g/cm$^3$）※

※ 気水分離器の材質（[redacted]）の密度は，同等である[redacted]で代表した

線量率評価モデル（遮蔽）を図３，４及び９に示す。

図９　気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（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原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 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）は以下の仮定のもとで「燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上」と求めた。

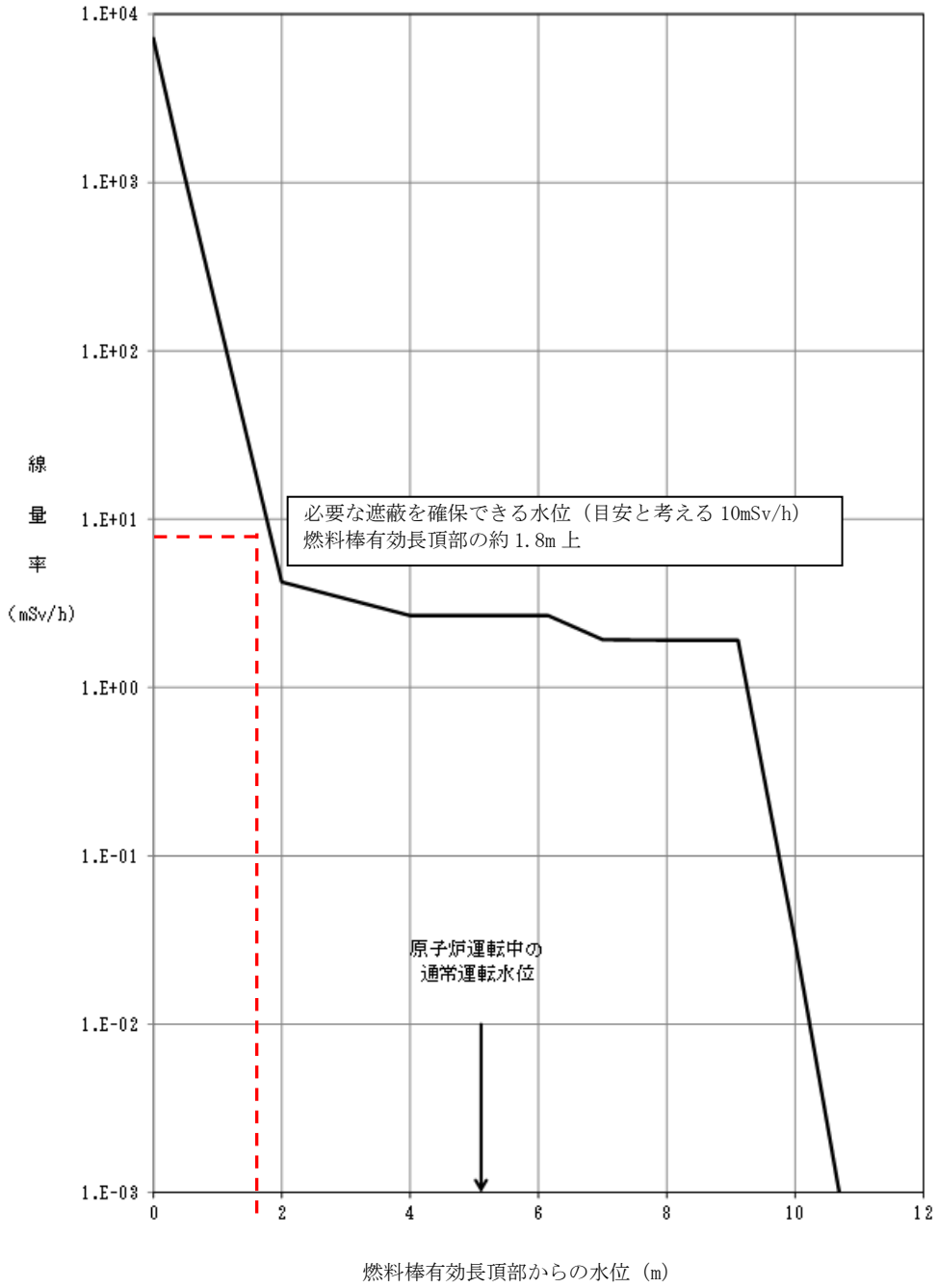



図 10　原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率

（４）必要な遮蔽を確保できる最低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時の事故発生時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 5.1.1　1. 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ない計算」を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後と１日後の２ケースを実施した。

評価条件及び評価結果を表２に示す。

評価結果より，原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止１日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後，全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後に対して十分であることが確認された。

表２　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

| 原子炉停止後の時間 | 原子炉初期水温（℃） | 崩壊熱(kW) | 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1 | 燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕 | 残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間 | 全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 12 時間（不確かさで確認するケース） | 100 | $1.67\times10^{4}$ | 約 2.7 時間 | 約 4.2 時間 | 2 時間 | 2 時間 |
| 24 時間（有効性評価で確認するケース） | 52 | $1.40\times10^{4}$ | 約 4.3 時間 | 約 6.1 時間 | 2 時間 | 2 時間 |

※１　「添付資料 5.1.1　2.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計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも４時間以上の時間余裕がある）。

５.事故時の退避について

事故発生時の原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，作業員は異常状態を認知し，２時間以内に原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内より退避する。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（自動減圧機能付き）の開操作を開始する。全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが，作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており，線量が上昇する前（4. より事象発生から最短約 2.7 時間）の退避が十分可能である。

なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者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。

復旧に際しては放射線汚染等を確認し，現場の安全性が確認された後実施する。

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の設計として，作動には 0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系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，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系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，原子炉隔離時冷却系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時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を下回ることはない。

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，４．で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約 2.7 時間に比べ十分時間がある。さらに，これらの時間余裕は「添付資料 5.1.1 ２．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計算」のとおり，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することでさらに長くなる。

以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。

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))

表１　評価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(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 | | 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 | 燃料の崩壊熱 | 約14.0MW（９×９燃料（Ａ型），原子炉停止１日後） | 約14MW以下（実積値） | 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t（サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮）を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値<br>また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定<br>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。 | 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が大きくなる。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）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約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29℃～約46℃※1（実績値） | 停止後１日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7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，事故事象毎に異なる。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）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7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。 |

※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

表１　評価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（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 | | 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 | 原子炉水位 | 通常運転水位（気水分離器下端から+83 cm） | 通常運転水位以上 | 原子炉停止１日後の水位 | 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高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，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ない。 | 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高くなるため，原子炉水位が燃料棒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。 |
| | 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 | 事故毎に変化 | 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。<br>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。<br>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 | 1,180m$^3$ | 1,180m$^3$以上（合計貯蔵量） | 発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は，解析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。 | － |

※２　原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

表１　評価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（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 | | 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 | 起因事象，安全機能の喪失に対する仮定 | 残留熱除去系の機能喪失 | － | 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障を想定 | 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 | 事故毎に変化 | 外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下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，事象進展は同じであることから，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。 |
| 機器条件 | 残留熱除去系（低圧注水モード） | 1,136 $m^3$/h で注水 | 1,136 $m^3$/h で注水 | 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 | 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。 |
| | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） | 熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において） | 熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において） | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定 | 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。 |

表２　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）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作 | 事象発生から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 | 【認知】<br>評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含めて事象発生から２時間後を設定しているが，原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の注水操作開始時間に対し，実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる。<br><br>【要員配置】<br>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，操作開始時間に与える影響なし。<br><br>【移動】<br>中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響なし。<br><br>【操作所要時間】<br>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。また，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。<br><br>【他の並列操作有無】<br>当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水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し。<br><br>【操作の確実さ】<br>中央制御室における操作は，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時間が長くなる可能性は低い。 | 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。 | 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。 | 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4.3時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1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事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間後としており，このうち，残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水の起動操作は，所要時間10 分想定のところ，訓練実績では約２分である。<br>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。 |

表２　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）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧 | 事象発生から２時間30分後 | 運転手順書等を踏まえて設定 | 残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから，原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。 | － | － | － | 評価上は作業成立性を踏まえ,原子炉水位回復から30分後としており，このうち,系統構成及びポンプの起動は,所要時間30分想定のところ,訓練実績等では約16分である。<br>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））

保守的にすべての設備が，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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約 700m³ | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³ 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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³ | | |
| 緊急時対策所用発電機　１台<br>0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³ | ７日間の<br>軽油消費量<br>約８m³ | 緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，７日間対応可能 |

※１　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

## 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，「外部電源喪失＋交流電源喪失」及び「外部電源喪失＋直流電源喪失」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，低圧原子炉代替注水系（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，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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，低圧原子炉代替注水系（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原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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 5.2.1－1(1)図及び第 5.2.1－1 (2)図に，手順の概要を第 5.2.1－2 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 5.2.1－1 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，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 29 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，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.1－3 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，29 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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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，残留熱除去ポンプ出口流量である。

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，原子炉補機代替冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する。

c．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（自動減圧機能付き）１個を開操作する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（ＳＡ）である。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（ＳＡ），原子炉圧力等である。

d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（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），代替注水流量（常設）等である。

e．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

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うえ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＋交流電源喪失」である。

なお，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失

により残留熱除去機能が喪失した場合については，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　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，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 5.1.1，5.1.2）

(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5.2.2－1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)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧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 14.0MW 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 23$m^3$/h である。

（添付資料 5.1.3）

(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℃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※1。

※１　実操作では低圧原子炉代替注水系（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，低圧原子炉代替注水系（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，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，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

すべ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，原子炉補機冷却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)　低圧原子炉代替注水系（常設）

低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水流量は 200$m^3$/h とする。

(b)　原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器１基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃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２時間までに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)　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生２時間後から開始する。

(c)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は，軸受等の冷却が必要となるため，原子炉補機代替冷却系の準備が完了する事象発生 10 時間後から開始する。

(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 5.2.2－1 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.2－2 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，事象発生から約 0.9 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２時間経過した時点で，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から 10 時間経過した時点で，原子炉補機代替冷却系を介した残

留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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5.2.2－1図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約4.0m上まで低下するに留まり，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5.2.2－2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棒有効長頂部の約1.8m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物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。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２時間後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧原子炉代替注水系（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原子炉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。

※２ 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物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも20mSv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物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水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，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４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棒有効長頂部の約1.8m上（通常水位から約3.3m下）の位置である。

（添付資料4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）

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（原子炉停止時冷却モード）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原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作とする。

(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

－1 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 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，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 29℃～約 46℃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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 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以上であり，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原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，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 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 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，原子炉水位が燃料棒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℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 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。

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以上であり，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原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒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。

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※3。

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。

※３ 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原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から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，常設代替交流電源設備からの受電操作についてはＳＡ低圧母線及び２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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 10 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，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及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，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。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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。

（添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（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 4.3 時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 6.1 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事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，事象発生から 10 時間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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水を継続する。

（添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）

(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。

このほか，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。

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必要な要員は，「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 29 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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 43 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

低圧原子炉代替注水系（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，約 300m$^3$ の水が必要となる。水源として，低圧原子炉代替注水槽に約 740m$^3$ 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m$^3$ の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。また，事象発生２時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西１／西２）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで，低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした７日間の継続実施が可能である。

（添付資料 5.2.3）

b．燃料

常設代替交流電源設備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352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7日間の継続が可能である。

大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。合計約64m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について，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８m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³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5.2.4）

c．電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，約2,406kWが必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kW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り離し等を行うことにより，24時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料5.2.5）

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，低圧原子炉代替注水系（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，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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＋交流電源喪失」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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留

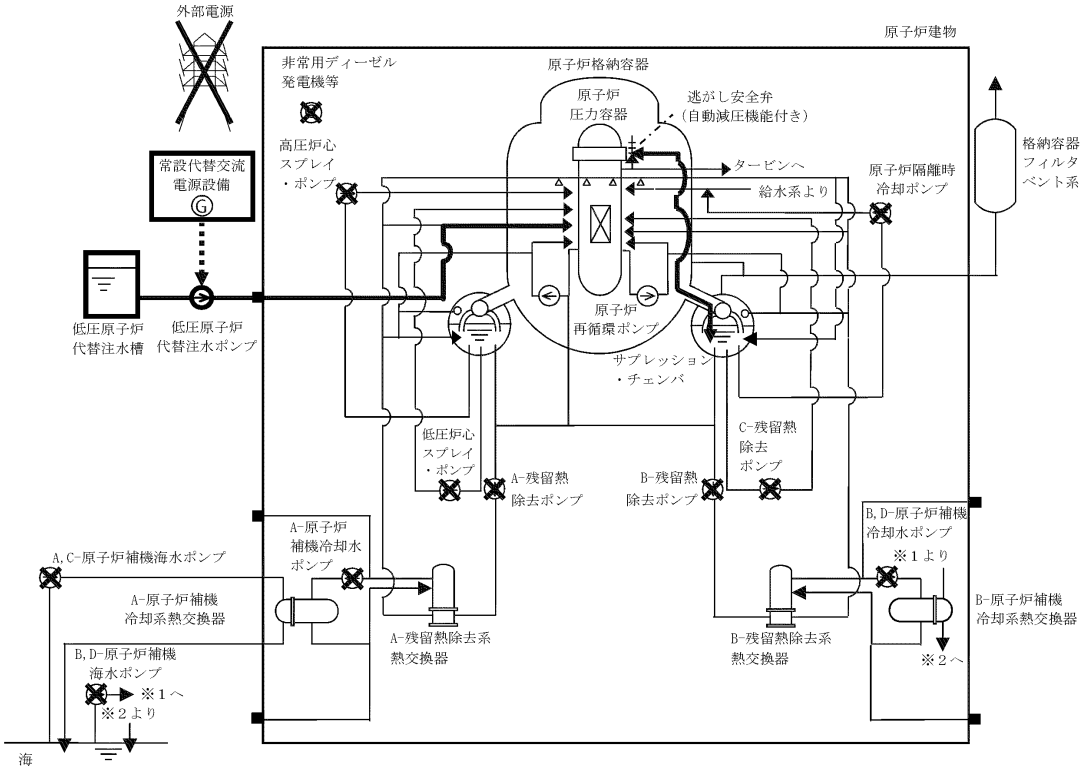
熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，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。

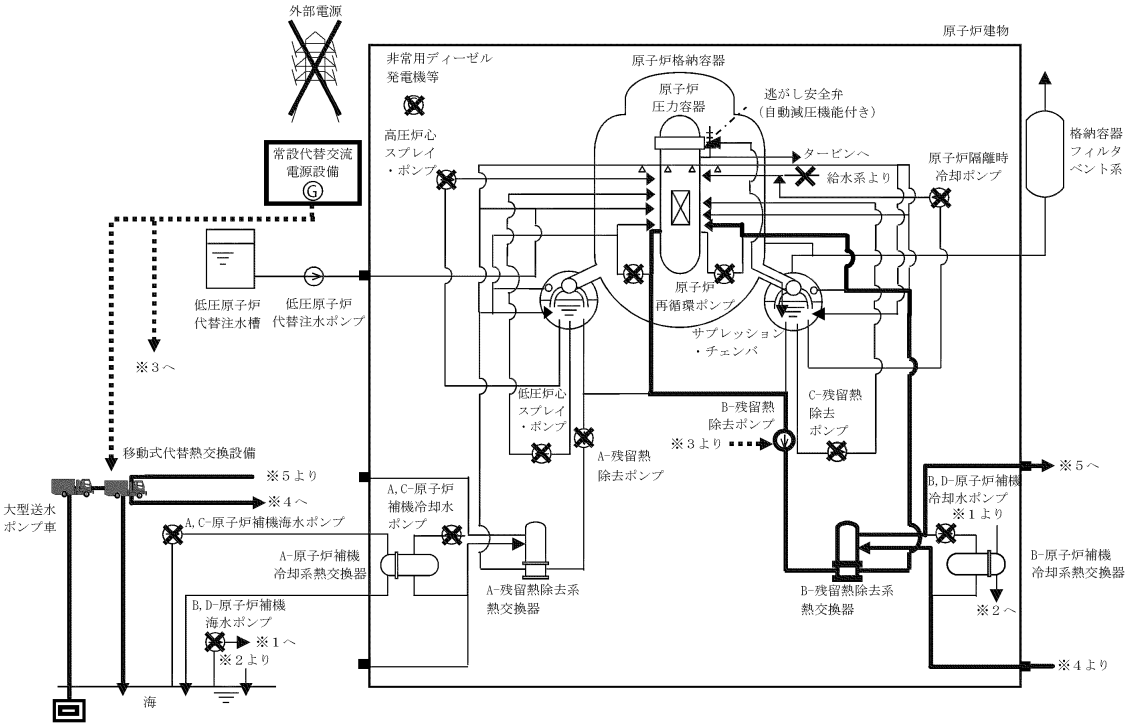
評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時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。

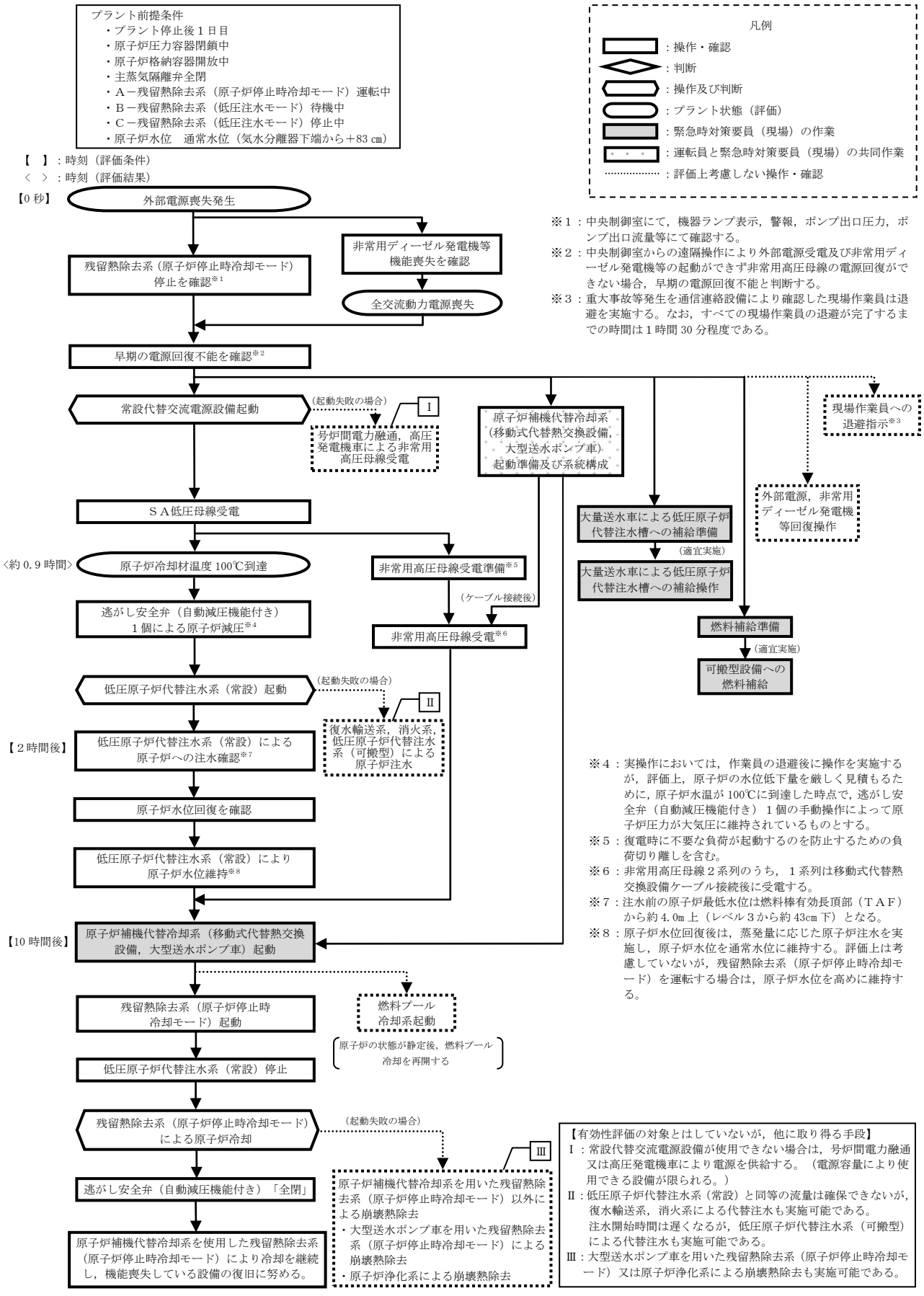
以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。




第5.2.1－1(1)図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）




第5.2.1－1(2)図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉停止時冷却)




5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

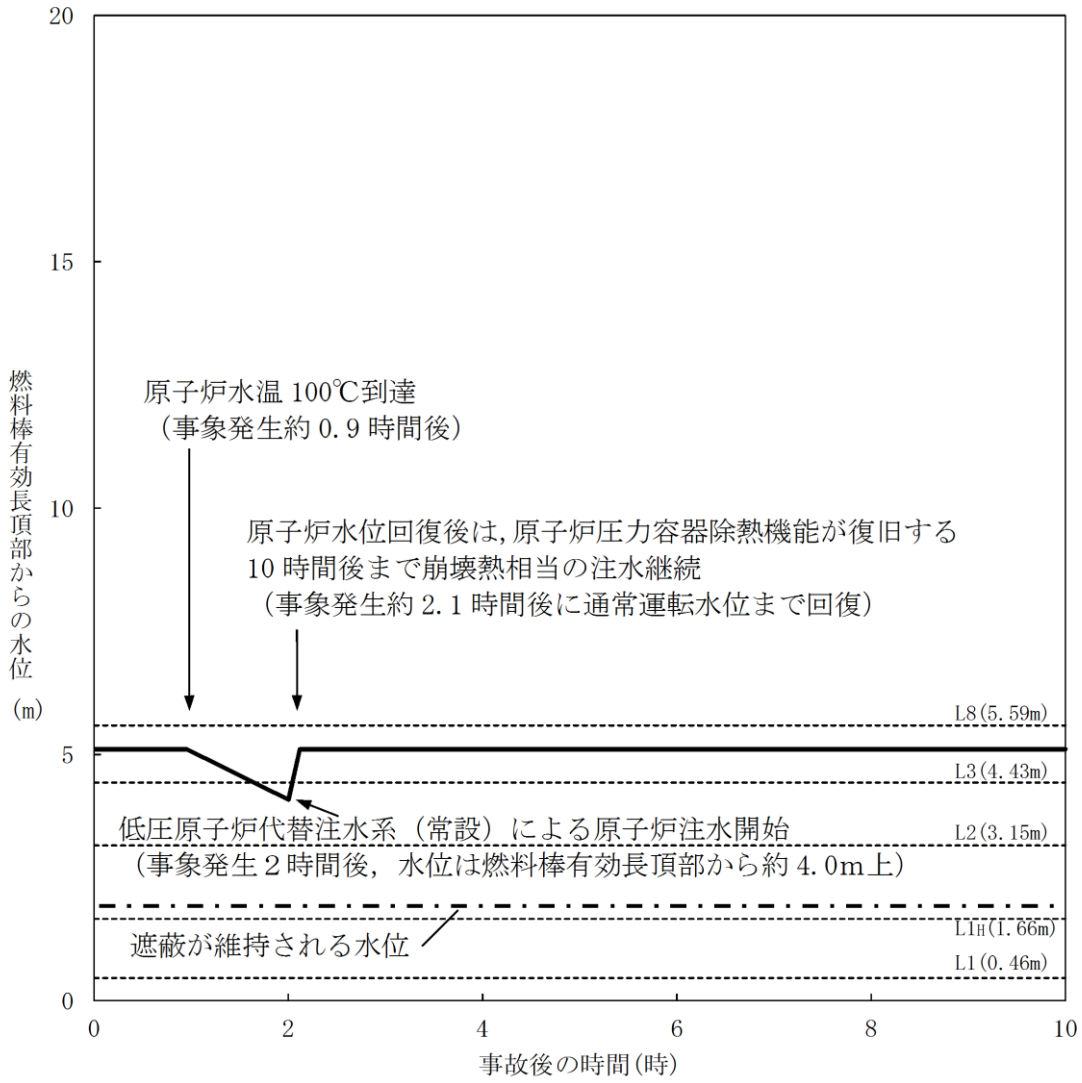
# 全交流動力電源喪失

| 操作項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 操作内容 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 責任者 | 当直長 | 1人 | 中央制御室監視<br>緊急時対策本部連絡 | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人 | 運転操作指揮 | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人 | 初動での指揮<br>中央制御室連絡<br>発電所外部連絡 | |
| | 運転員（中央制御室） | 運転員（現場） | | 緊急時対策要員（現場） | |
| 状況判断 | 1人<br>A | — | — | ・外部電源喪失確認 | |
| | | | | ・非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 | |
| | | | | ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 | A－残留熱除去系 |
| | | | | ・早期の電源復旧不能判断 | |
| 交流電源回復操作 | — | — | — | ・非常用ディーゼル発電機等　機能回復 | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| | — | — | — | ・外部電源　回復 | |
| 現場作業員への退避指示 | — | — | — | ・当直長による現場作業員への退避指示 | 評価上考慮せず<br>中央制御室で当直長が指示する |
| 常設代替交流電源設備起動操作 | （1人）<br>A | — | — | ・常設代替交流電源設備起動，受電操作 | |
| D系非常用高圧母線受電準備 | （1人）<br>A | — | — | ・D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室） | |
| | — | 2人<br>B，C | — | ・放射線防護具準備 | |
| | — | | — | ・D系非常用高圧母線受電準備（現場） | |
| D系非常用高圧母線受電操作 | （1人）<br>A | — | — | ・D系非常用高圧母線受電操作（中央制御室） | |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・D系非常用高圧母線受電操作（現場） | |
| C系非常用高圧母線受電準備 | （1人）<br>A | — | — | ・C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室） | |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・C系非常用高圧母線受電準備（現場） | |
| C系非常用高圧母線受電操作 | （1人）<br>A | — | — | ・C系非常用高圧母線受電操作（中央制御室） | |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・C系非常用高圧母線受電操作（現場） | |
| 原子炉減圧操作 | （1人）<br>A | — | — | ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個　手動開放操作 | |
| 原子炉補機海水系回復操作 | — | — | — | ・原子炉補機海水系　機能回復 | 評価上考慮せず<br>対応可能な要員により対応する |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作 | — | （2人）<br>B，C | — | ・注水弁電源切替え操作 | |
| | （1人）<br>A | — | — | ・低圧原子炉代替注水系（常設）起動/運転確認/系統構成 | |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作 | （1人）<br>A | — | — | ・低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作 | |
| 輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給 | — | — | 14人<br>a～n | ・放射線防護具準備 | |
| | — | — | | ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備（大量送水車配置，ホース展張，接続） | |
| | — | — | （2人）<br>a，b | ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給 | |
| 原子炉補機代替冷却系準備操作 | — | — | （12人）<br>a～l | ・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動 | |
| | — | — | 3人<br>o，p，q | ・放射線防護具準備 | |
| | — | — | | ・電源ケーブル接続 | |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・原子炉補機代替冷却系　系統構成 | |
| 原子炉補機代替冷却系運転 | — | — | （2人）<br>c，d | ・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視 | |
| | （1人）<br>A | — | — | ・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整 | |
| 燃料補給準備 | — | — | 2人<br>r，s | ・放射線防護具準備 | |
| | — | — | | ・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給 | タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給 |
| 燃料補給作業 | — | — | | ・大量送水車，大型送水ポンプ車への補給 | |
| 残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替え | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）系統構成（中央制御室） | B－残留熱除去系 |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場） | B－残留熱除去系 |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）起動 | B－残留熱除去系 |
| | （1人）<br>A | — | — | ・残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉状態監視 | B－残留熱除去系 |
| 燃料プール冷却系　準備操作 | （1人）<br>A | — | — | ・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整 | 評価上考慮せず |
| | — | （2人）<br>B，C | — | ・原子炉補機代替冷却系　系統構成 | 評価上考慮せず<br>燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水操作 |
| 燃料プール冷却　再開 | （1人）<br>A | — | — | ・燃料プール冷却系再起動 | 評価上考慮せず<br>燃料プール水温66℃以下維持 |
| 必要人員数　合計 | 1人<br>A | 2人<br>B，C | 19人<br>a～s | | |

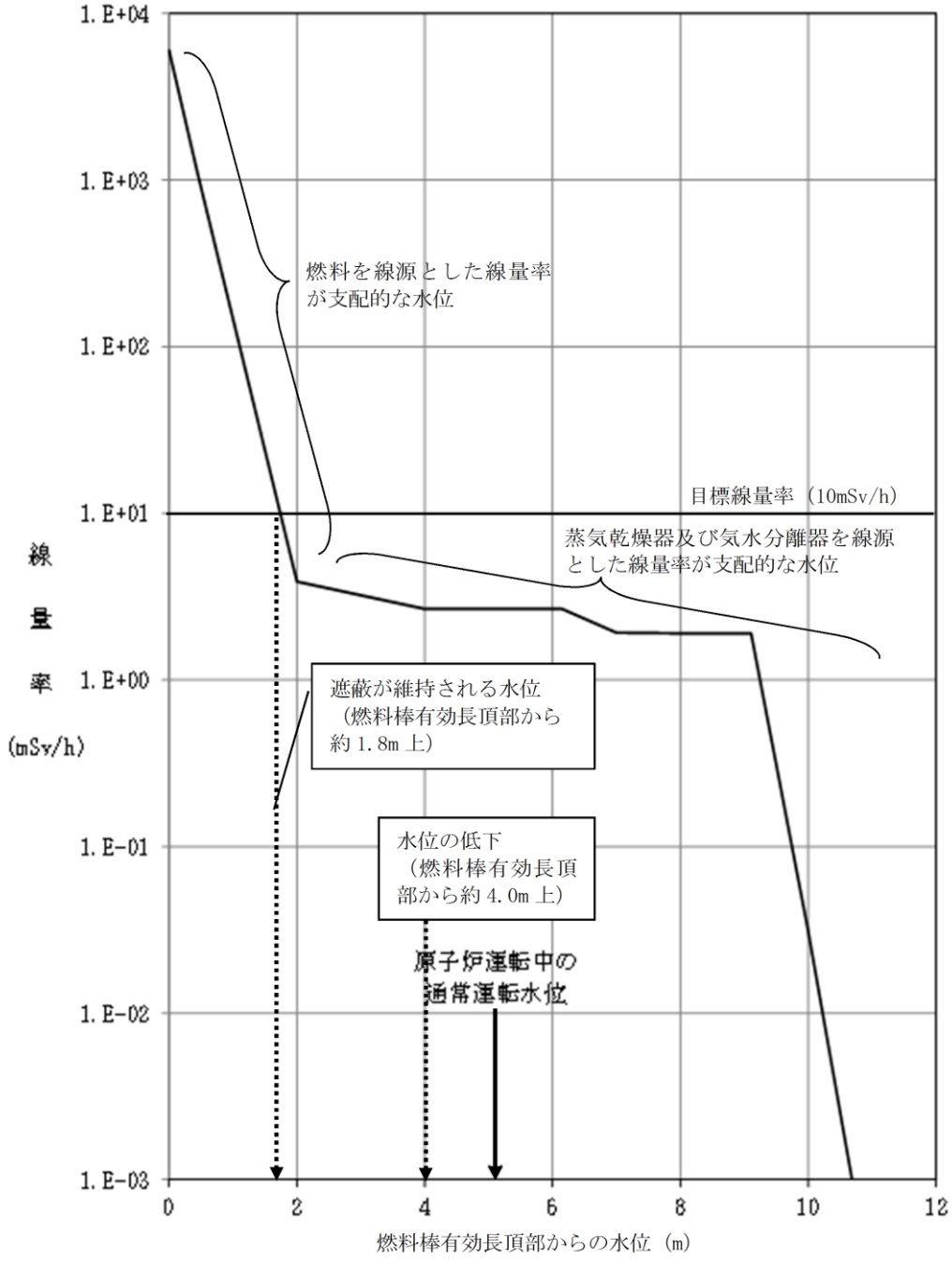


（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間




第 5.2.2－1 図　原子炉水位の推移




第5.2.2－2図　原子炉水位と線量率

## 第 5.2.1－1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 | Ｂ－115V 系蓄電池※ | － | 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ |
| 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 | 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）１個を開操作する。 | Ｂ－115V 系蓄電池※<br>ＳＡ用 115V 系蓄電池<br>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ | － | 原子炉圧力（ＳＡ）<br>原子炉圧力※<br>原子炉圧力容器温度（ＳＡ） |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 | 常設代替交流電源設備<br>ガスタービン発電機用軽油タンク<br>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※<br>低圧原子炉代替注水ポンプ<br>低圧原子炉代替注水槽 | 大量送水車<br>タンクローリ | 原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※<br>代替注水流量（常設）<br>低圧原子炉代替注水槽水位 |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。<br>崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。 | 常設代替交流電源設備<br>ガスタービン発電機用軽油タンク<br>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※<br>【残留熱除去系<br>（原子炉停止時冷却モード）】※ | 移動式代替熱交換設備<br>大型送水ポンプ車<br>タンクローリ | 【残留熱除去ポンプ出口流量】※<br>【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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2.2－1 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 | 原子炉圧力容器の状態 | 原子炉圧力容器の未開放 | 燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 14.0MW<br>（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<br>また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A型）を設定 |
| | 原子炉水位 | 通常水位<br>（気水分離器下端から+83 cm） | 原子炉停止１日後の水位 |
| | 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（原子炉停止時冷却モード）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 | 外部電源喪失 | 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 全交流動力電源喪失 | すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 |
| | | 原子炉補機冷却系機能喪失 | 原子炉補機冷却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 |

※１　原子炉停止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　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮

第 5.2.2－1 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 |
|---|---|---|---|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 低圧原子炉代替注水系（常設） | 200m³/h で原子炉注水 | 低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 |
| | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） | 熱交換器１基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において） | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 |
| 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原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作 | 事象発生から２時間後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定 |
| | 原子炉補機代替冷却系運転操作 | 事象発生 10 時間後 | 原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定 |
| | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作 | 事象発生 10 時間後 | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定 |

# 安定状態について（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の安定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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。 |
| 【安定状態の確立について】<br>原子炉安定停止状態の確立について<br>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉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。<br>その後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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。<br><br>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。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料破損防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。<br>また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。<br>（添付資料 2.1.1 別紙１参照） |

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))

表１　評価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(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 | | 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 | 燃料の崩壊熱 | 約 14.0MW（９×９燃料（Ａ型），原子炉停止１日後） | 約 14MW 以下（実積値） | 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<br>また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定<br>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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間，燃料棒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，原子炉水位が燃料棒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。 |
| | 原子炉水温 | 52℃ | 約 29℃～約 46℃※1（実績値） | 原子炉停止後１日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 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。 | 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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 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。 |

※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

表１　評価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（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 | | 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 | 原子炉水位 | 通常運転水位（気水分離器下端から+83 cm） | 通常運転水位以上 | 原子炉停止１日後の水位 | 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高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，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原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒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。 |
| | 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 | 事故毎に変化 | 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。<br>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。<br>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。 |
| | 低圧原子炉代替注水系（常設）水源温度 | 35℃ | 31℃以下（実績値） | 屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定 | 最確条件とした場合は，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るが，注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常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 | 7,740m$^3$ | 7,740m$^3$以上（合計貯水量） | 低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西１／西２）の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，水源が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。 | － |
| | 燃料の容量 | 1,180m$^3$ | 1,180m$^3$以上（合計貯蔵量） | 発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，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，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

表１　評価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(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 | | 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 | 起因事象 | 外部電源喪失 | － | 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定 | 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。 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 全交流動力電源喪失 | － | すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 | | |
| | | 原子炉補機冷却系機能喪失 | － | 原子炉補機冷却系の機能喪失により残留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 | 事故毎に変化 | 起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，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。 |
| 機器条件 | 低圧原子炉代替注水系（常設） | 200m$^3$/h で原子炉注水 | 200m$^3$/h で原子炉注水 | 低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 | 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。 |
| | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） | 熱交換器１基あたり約 15.7 MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において） | 熱交換器１基あたり約 15.7 MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において） | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 | 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。 |

表２　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(全交流動力電源喪失))（１／５）

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 | 事象発生から２時間後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定 | 【認知】<br>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による非常用高圧母線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，これにより常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定しているため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。<br><br>【要員配置】<br>常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作および受電操作を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備および受電操作を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作および受電準備を行う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，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，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【移動】<br>常設代替交流電源設備からの受電操作を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場まで 10 分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場），非常用高圧母線の受電操作を行う運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で１時間 10 分間となる。<br>［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 25 分間］ | 常設代替交流電源設備からの受電操作についてはＳＡ低圧母線及び２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。<br>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。 | 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。 | 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 4.3 時間後，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から約 6.1 時間後であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 | 評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後としており，このうち，常設代替交流電源設備からの受電操作は，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，所要時間１時間 20 分想定のところ，訓練実績では約 48 分である。<br>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水における低圧原子炉代替注水ポンプを起動，低圧原子炉代替注水系（常設）の弁操作による系統構成は，所要時間 10 分想定のところ，訓練実績では約８分で可能である見込みを得た。<br>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。 |

表２　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（全交流動力電源喪失））（２／５）

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 | 事象発生から２時間後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定 | ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 25 分間を想定<br>［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 10 分間］<br>・常設代替交流電源設備の起動及び受電操作の所要時間に 10 分間を想定<br>［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 35 分間］<br>・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 35 分間を想定<br>［非常用高圧母線Ｄ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］<br>・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定<br>［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 25 分間］<br>・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 25 分間を想定<br>［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 25 分間］<br>・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 25 分間を想定<br>［非常用高圧母線Ｃ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］<br>・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定<br>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，低圧原子炉代替注水系（常設）の弁操作による系統構成，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動であり，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作であり，時間余裕を含めて操作時間 10 分を想定する。 | － | － | － | － |

表２　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(全交流動力電源喪失))（３／５）

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 | 事象発生から２時間後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定 | 【他の並列操作有無】<br>常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。<br><br>【操作の確実さ】<br>現場操作は，操作の信頼性の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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，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時間が長くなる可能性は低い。 | － | － | － | － |

表２　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(全交流動力電源喪失))（４／５）

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 原子炉補機代替冷却系運転操作 | 事象発生<br>10 時間後 | 原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定 | 【認知】<br>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による非常用高圧母線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，これにより原子炉補機代替冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。<br><br>【要員配置】<br>原子炉補機代替冷却系の準備操作は，中央制御室での操作を行う運転員，現場にて弁操作を行う運転員，現場にて大型送水ポンプ車による移動式熱交換設備への海水補給，移動式代替熱交換設備による冷却水供給のホース敷設，接続等を行う専任の緊急時対策要員（現場）が配置されている。ホース敷設，接続等は現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまでの期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【移動】<br>原子炉補機代替冷却系に用いる大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備は車両であり，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，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>緊急時対策要員（現場）の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて７時間 20 分の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員（現場）の行う現場系統構成は，操作場所は原子炉建物及び廃棄物処理建物であり，移動を含めて２時間 10 分の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 | 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。 | 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。 | 事象発生約 10 時間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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作は，所要時間７時間 20 分想定のところ，訓練実績では，約５時間 41 分である。また，運転員による常設代替交流電源設備による電源確保，緊急時対策要員（現場）による大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給，緊急時対策要員（現場）による移動式代替熱交換設備による冷却水供給を並行して実施することで，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。 |

表２　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(全交流動力電源喪失))（５／５）

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 原子炉補機代替冷却系運転操作 | 事象発生<br>10 時間後 | 原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定 | 【他の並列操作有無】<br>緊急時対策要員（現場）による準備操作は，低圧原子炉代替注水槽への補給に係る系統構成作業後に行う操作であり，他の並列操作は無いことから，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作の確実さ】<br>緊急時対策要員（現場），運転員の現場操作は，操作の信頼性の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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | － | － | － | － |
| | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作 | 事象発生<br>10 時間後 | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定 | 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転操作は，原子炉補機代替冷却系運転操作に引き続き実施する操作であり，運転操作までの時間は，事象発生から約 10 時間あり時間余裕がある。 | 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。 | 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。 | 事象発生から 10 時間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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，系統構成及びポンプの起動は，所要時間 35 分想定のところ，訓練実績等から，約 19 分で操作可能である見込みを得た。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。 |
| | 低圧原子炉代替注水槽への水補給 | 事象発生<br>２時間 30 分後以降 | 低圧原子炉代替注水槽への水補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間 30 分後以降，適宜開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約 32 時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。 | － | － | － | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間30分後以降としており，このうち，輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は，所要時間２時間 10 分想定のところ，訓練実績では，約１時間 41 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。 |

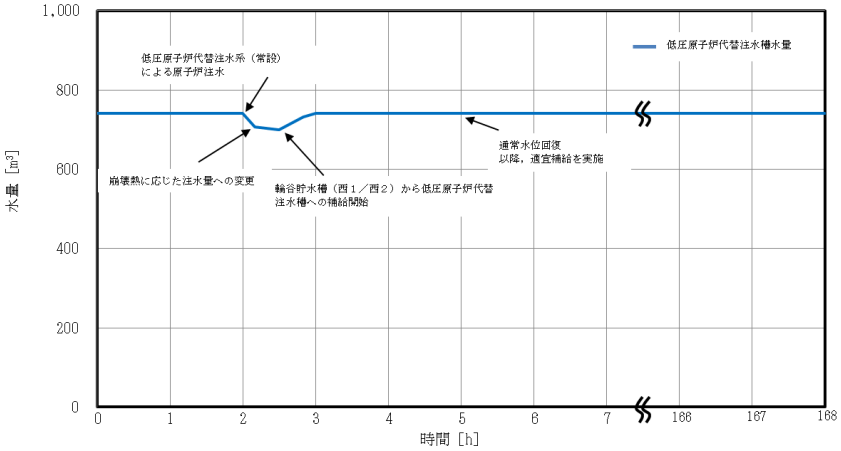
# 7日間における水源の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m$^3$

輪谷貯水槽（西１／西２）※：約 7,000m$^3$（約 3,500m$^3$×２）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）




○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生２時間後から，原子炉水位回復まで最大流量（200m$^3$/h）で注水する。原子炉水位回復後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生２時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m$^3$/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

事象発生後から２時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生２時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水槽水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から，残留熱除去系の運転を開始し，以降は安定して冷却することができる。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，７日間の対応を考慮すると，約 300m$^3$ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m$^3$ 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m$^3$ の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，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））

保守的にすべての設備が，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。

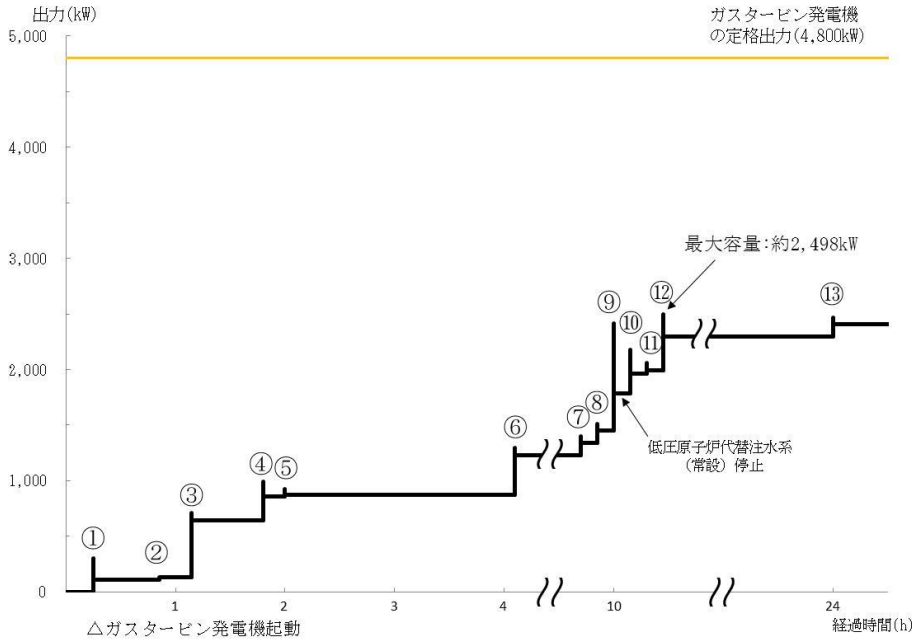
| 時系列 | 合計 | 判定 |
|---|---|---|
| 大量送水車　1台起動<br>0.0652m$^3$/h×24h×7日×1台＝10.9536m$^3$ | 7日間の<br>軽油消費量<br>約64m$^3$ | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m$^3$であり，7日間対応可能 |
| 大型送水ポンプ車　1台起動<br>0.31m$^3$/h×24h×7日×1台＝52.08m$^3$ | | |
| ガスタービン発電機　1台起動<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>2.09m$^3$/h×24h×7日×1台＝351.12m$^3$ | 7日間の<br>軽油消費量<br>約352m$^3$ | ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m$^3$であり，7日間対応可能 |
| 緊急時対策所用発電機　1台<br>0.0469 m$^3$/h×24h×7日×1台＝7.8792m$^3$ | 7日間の<br>軽油消費量<br>約8m$^3$ | 緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m$^3$であり，7日間対応可能 |

# 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：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

| 起動順序 | 主要機器 | 負荷容量 (kW) | 負荷起動時の最大負荷容量 (kW) | 定常時の最大負荷容量 (kW) |
|---|---|---|---|---|
| ① | ガスタービン発電機付帯設備 | 約 111 | 約 300 | 約 111 |
| ② | 代替所内電気設備負荷（自動投入負荷） | 約 18 | 約 129 | 約 129 |
| ③ | 充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（Ｄ系高圧母線自動投入負荷） | 約 518 | 約 713 | 約 647 |
| ④ | 低圧原子炉代替注水ポンプ | 約 210 | 約 989 | 約 857 |
| ⑤ | 低圧原子炉代替注水設備非常用送風機 | 約 15 | 約 927 | 約 872 |
| ⑥ | 充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（Ｃ系高圧母線自動投入負荷） | 約 359 | 約 1,293 | 約 1,231 |
| ⑦ | Ａ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備） | 約 110 | 約 1,401 | 約 1,341 |
| ⑧ | Ｂ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備） | 約 110 | 約 1,511 | 約 1,451 |
| ⑨ | Ｂ－残留熱除去ポンプ | 約 560 | 約 2,415 | 約 1,786 |
| ⑩ | Ｂ－中央制御室送風機 | 約 180 | 約 2,181 | 約 1,966 |
| ⑪ | Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機 | 約 30 | 約 2,058 | 約 1,996 |
| ⑫ | Ｂ－中央制御室冷凍機 | 約 300 | 約 2,498 | 約 2,296 |
| ⑬ | Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ | 約 110 | 約 2,471 | 約 2,406 |




常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

## 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，「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」及び「原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・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，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）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5.3.1－1(1)図及び第5.3.1－1(2)図に，手順の概要を第5.3.1－2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5.3.1－1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，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 10 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，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.1－3 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，10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（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒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，サプレッション・プール水位（ＳＡ）等である。

ｂ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。

隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）等である。

ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）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，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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，残留熱除去ポンプ出口流量等である。

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うえ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（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である※1。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，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。

「残留熱除去系切替時の冷却材流出」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，燃料棒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1.3時間の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，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，燃料棒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　残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録１ 別添 島根原子力発電所２号炉 確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

※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棒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5.3.2－1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)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧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計による警報発生，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，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（原子炉停止時冷却モード）の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 94$m^3$/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５時間以上と長いため，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

外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 1,136m$^3$/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)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から２時間後に実施するものとする。

なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり，事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。

（添付資料 5.3.2）

(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5.3.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3.2－2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２時間経過した時点で，残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。

その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。

線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としており，燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0\times10^{-3}$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 5.3.2－1 図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。

第 5.3.2－2 図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約 2.5m 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物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。

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（低圧注水モード）による原子炉注水を

停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，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。

※３　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物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも20mSv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物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水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，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４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棒有効長頂部の約2.5m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。

（添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）

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（低圧注水モード）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，原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）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5.3.2－1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，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，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

炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び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，原子炉水位計による警報発生，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，原子炉冷却材流出の停止及び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，また原子炉水位計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，原子炉水位計による警報発生，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，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（事象発生から約 50 分）までの認知が可能である。

このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び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，原子炉水位が燃料棒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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から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，実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と

比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，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及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から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系統切替え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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，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。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）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，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。

（添付資料 5.3.4）

(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。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保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時間後であり，事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し，原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保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時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。

（添付資料5.3.4）

(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。

このほか，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。

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10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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の43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（低圧注水モード）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し，循環することから，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

非常用ディーゼル発電機等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，運転継続に約700$m^3$の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730$m^3$の軽油を保有しており，これら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8$m^3$の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45$m^3$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5.3.5）

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は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。

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。

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，系統切替え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，原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）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（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。

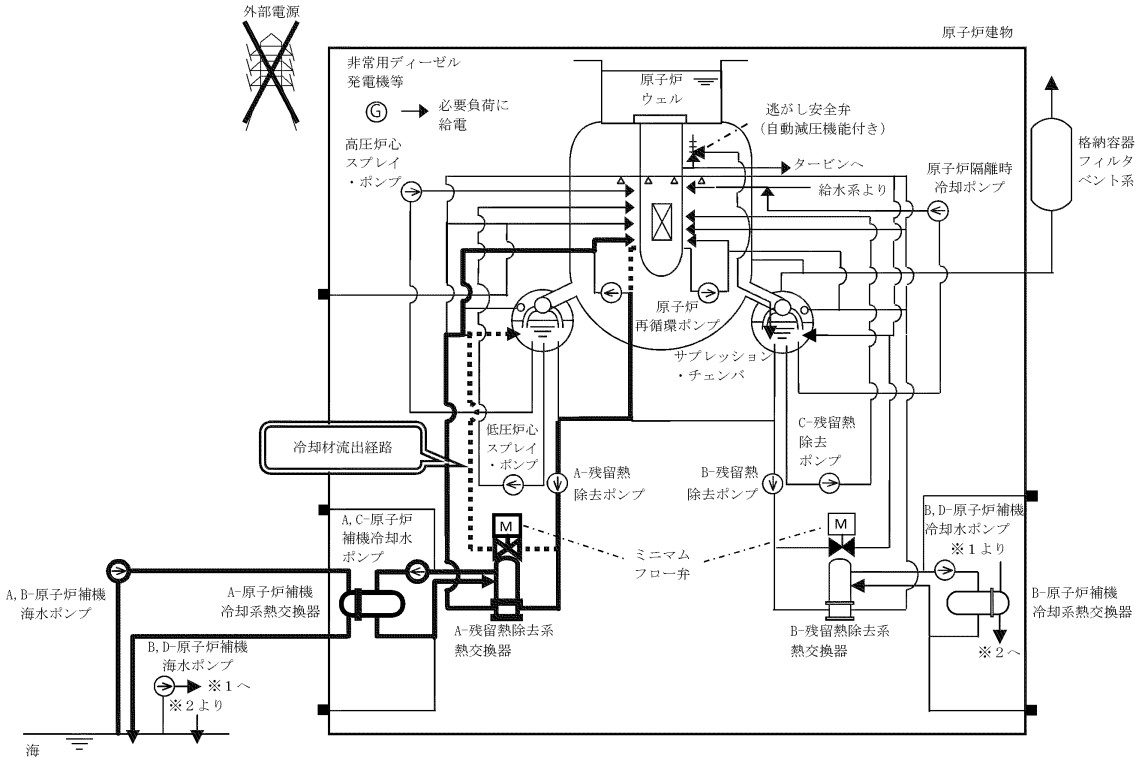
上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。

その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，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。

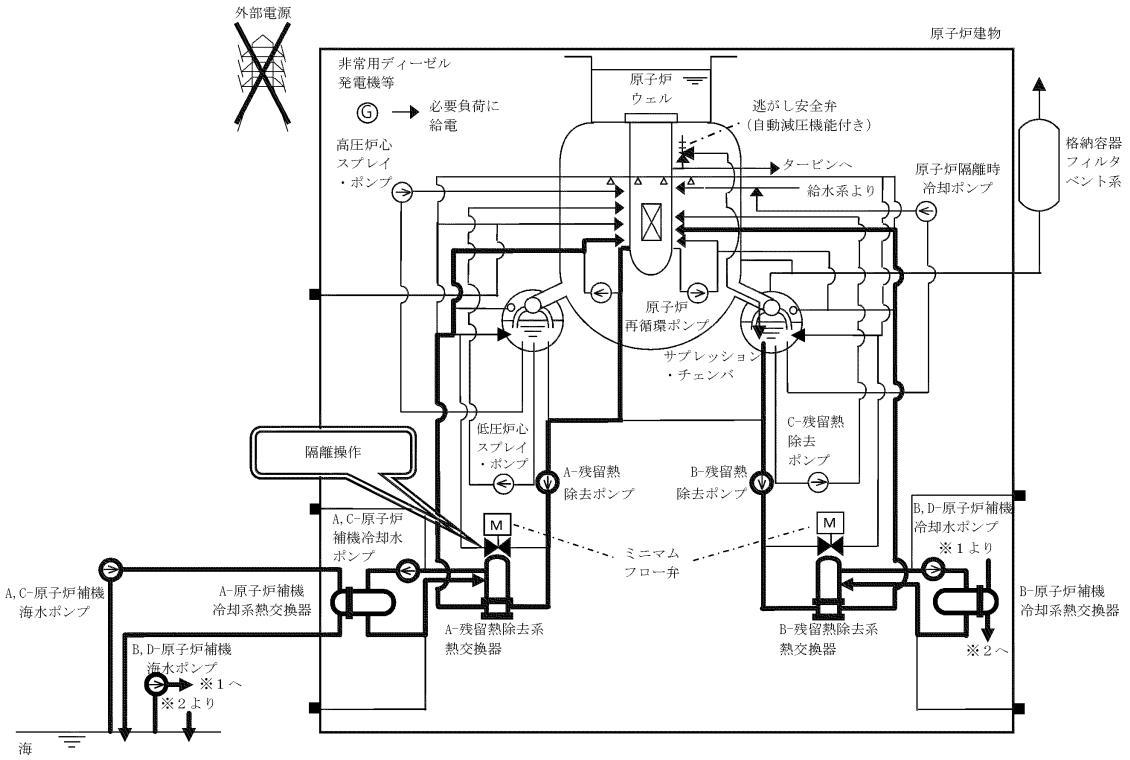
評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時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。

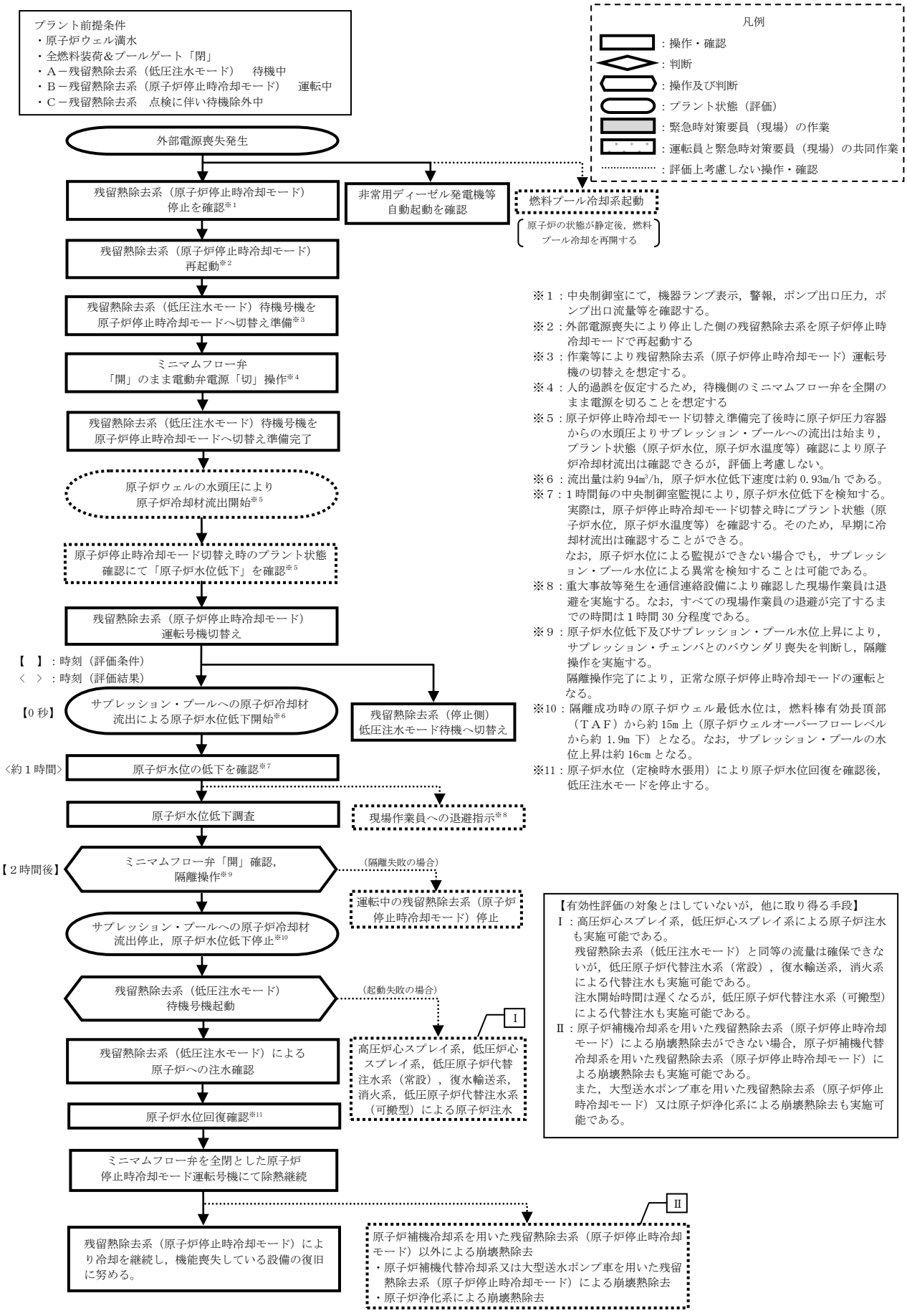
以上のことから，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。




第5.3.1－1(1)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉停止時冷却系統構成失敗）




第 5.3.1－1(2)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図
（漏えい箇所の隔離操作，原子炉注水及び原子炉停止時冷却）



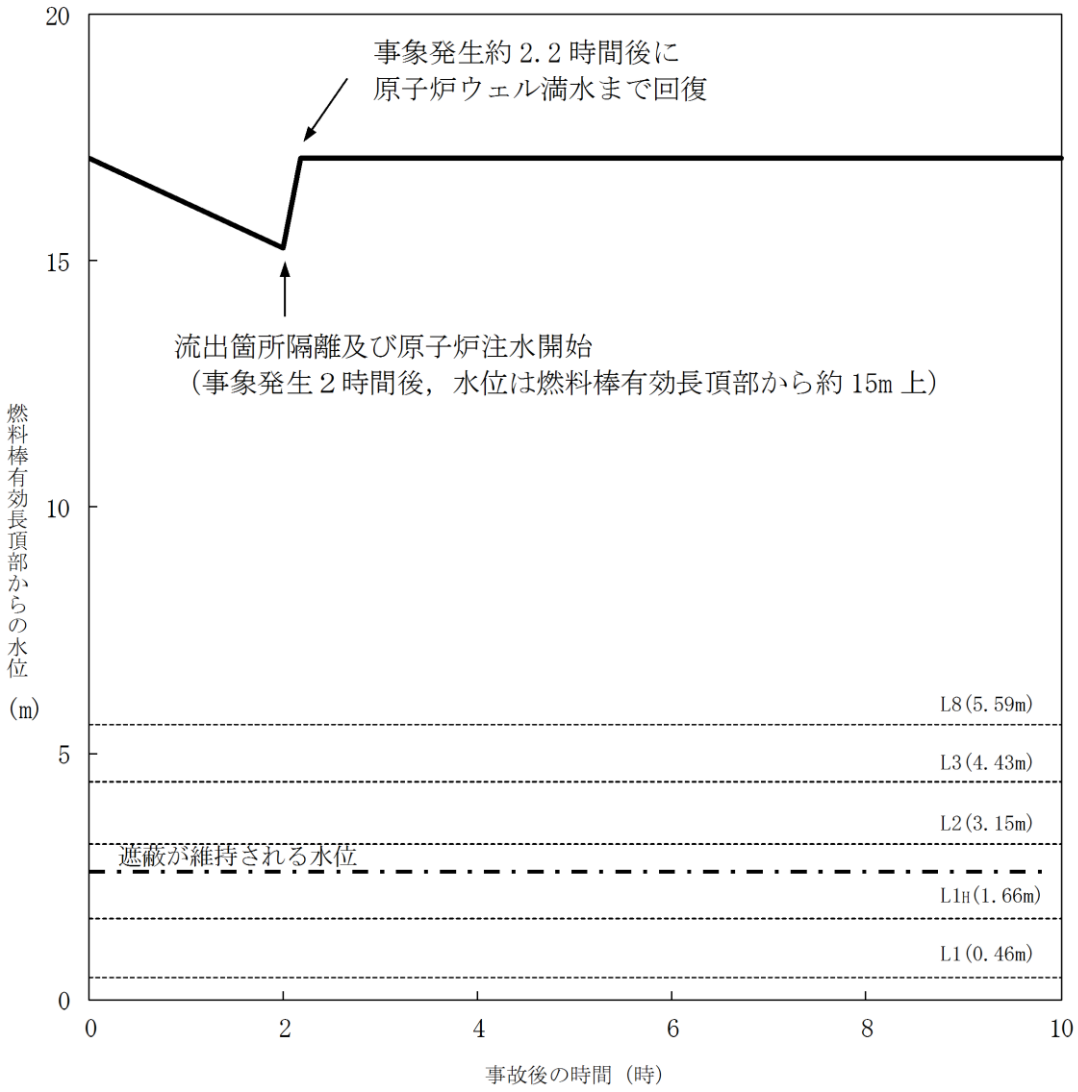

第 5.3.1－2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

# 原子炉冷却材の流出

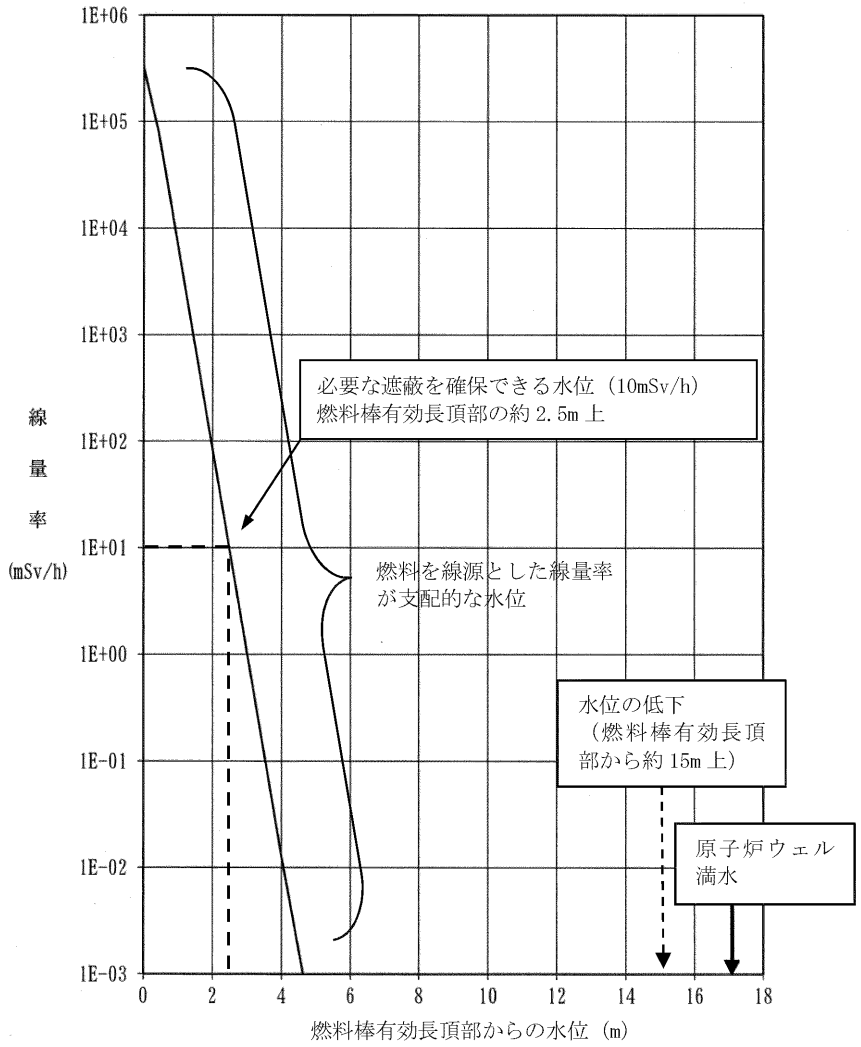
| 必要な要員と作業項目 | | | | | 経過時間（分） | 経過時間（日） | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 手順の項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 操作内容 | 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 | 5 6 7 | |
| | 責任者 | 当直長 | 1人 | 中央制御室監視<br>緊急時対策本部連絡 | ▽事象発生 | | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人 | 運転操作指揮 | ▽約1時間後　原子炉水位低下検知 | | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人 | 初動での指揮<br>中央制御室連絡<br>発電所外部連絡 | ▽2時間後　サプレッション・プールへの原子炉冷却材流出停止<br>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 | | |
| | 運転員（中央制御室） | 運転員（現場） | | 緊急時対策要員（現場） | | | |
| 状況判断 | 1人<br>A | — | | — | ・ 外部電源喪失確認<br>・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（運転側）停止確認<br>・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 | 10分 | <br>B－残留熱除去ポンプ<br> |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動 | （1人）<br>A | — | | — | ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（運転側）起動 | 10分 | B－残留熱除去ポンプ |
| 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替え操作 | （1人）<br>A | — | | — | ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室） | 20分 | A－残留熱除去ポンプ |
| | — | 2人<br>B,C | | — | ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場） | 20分 | A－残留熱除去ポンプ |
| | （1人）<br>A | — | | — | ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（運転側）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）へ切替え操作 | 20分 | B－残留熱除去ポンプからA－残留熱除去ポンプ |
| 現場作業員への退避指示 | — | — | | — | ・ 当直長による現場作業員への退避指示 | 1時間30分以内に退避完了 | 評価上考慮せず<br>中央制御室で当直長が指示する |
| 原子炉水位回復操作 | （1人）<br>A | — | | — | ・ 原子炉水位，温度監視 | 適宜監視 | |
| | （1人）<br>A | — | | — | ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）（停止側） 系統構成（中央制御室） | 20分 | B－残留熱除去ポンプ |
| | — | （2人）<br>B,C | | — | ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）（停止側） 系統構成（現場） | 20分 | B－残留熱除去ポンプ |
| | （1人）<br>A | — | | — | ・ 原子炉水位低下調査／隔離操作 | 60分 | 原子炉冷却材流出停止により正常な原子炉停止時冷却モード運転が開始される |
| | — | （2人）<br>B,C | | — | ・ 放射線防護具準備 | 10分 | |
| | — | | | — | ・ 原子炉水位低下調査／隔離準備操作 | 50分 | |
| | （1人）<br>A | — | | — | ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作 | 10分 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止 | B－残留熱除去ポンプ |
| 燃料プール冷却　再開 | （1人）<br>A | — | | — | ・ 燃料プール冷却系再起動 | ・燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。<br>・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。<br>適宜実施 | 評価上考慮せず<br>燃料プール水温66℃以下維持 |
| 必要人員数　合計 | 1人<br>A | 2人<br>B,C | | — | | | |

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間




第 5.3.2－1 図　原子炉水位の推移




第 5.3.2－2 図　原子炉水位と線量率

第 5.3.1－1 表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 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。 | 【非常用ディーゼル発電機等】※<br>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※ | － | サプレッション・プール水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※ |
| 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 | 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 | － | － | サプレッション・プール水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※ |
| 残留熱除去系（低圧注水モード）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（低圧注水モード）運転で原子炉注水を実施する。 | 【残留熱除去系<br>（低圧注水モード)】※<br>サプレッション・チェンバ※ | － | 【残留熱除去ポンプ出口流量】<br>原子炉水位（ＳＡ）<br>原子炉水位（広帯域）※ |

※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3.2－1 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）

| 項目 | | 主要評価条件 | 条件設定の考え方 |
|---|---|---|---|
| 初期条件 | 原子炉圧力容器の状態 | 原子炉圧力容器の開放 | 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 |
| | 原子炉水位 | 原子炉ウェル満水 | 原子炉圧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（原子炉停止時冷却モード）の設計値を設定 |
| | 原子炉圧力 | 大気圧 | 原子炉圧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 | 残留熱除去系切替え時の原子炉冷却材流出を想定<br>ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量 |
| | 原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量 | 約 94m$^3$/h | |
| | 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 | 外部電源なし | 外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下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 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 残留熱除去系（低圧注水モード） | 1,136 m$^3$/h で注水 | 残留熱除去系（低圧注水モード）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 | 原子炉冷却材流出の停止 | 事象発生から２時間後 | 原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定 |
| | 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作 | 事象発生から２時間後 | |

# 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について

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では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。

なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧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，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のＤＳＰへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。

## １．炉心燃料・炉内構造物の線源強度

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

評価条件を以下に示す。

- ○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態）
- ○ 燃料棒有効長（mm）：[　　]
- ○ ガンマ線エネルギ:計算に使用するガンマ線は，エネルギ４群
- ○ 線源材質:燃料及び水（密度[　　] g/cm$^3$）
- ○ 線源強度：文献値※１に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}\ (cm^{-3}\bullet s^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力}\ (W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}\ (MeV) \times \text{燃料集合体体積}\ (cm^3/\text{体})} \quad \cdots①$$

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文献値は，燃料照射期間 $10^6$時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価されており，島根２号炉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（無限照射）
- ・原子炉停止後の期間※２：停止後３日(実績を考慮した値を設定)
- ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型））
- ・燃料集合体体積：約 $7.1\times10^4$ cm$^3$（９×９燃料（Ａ型））

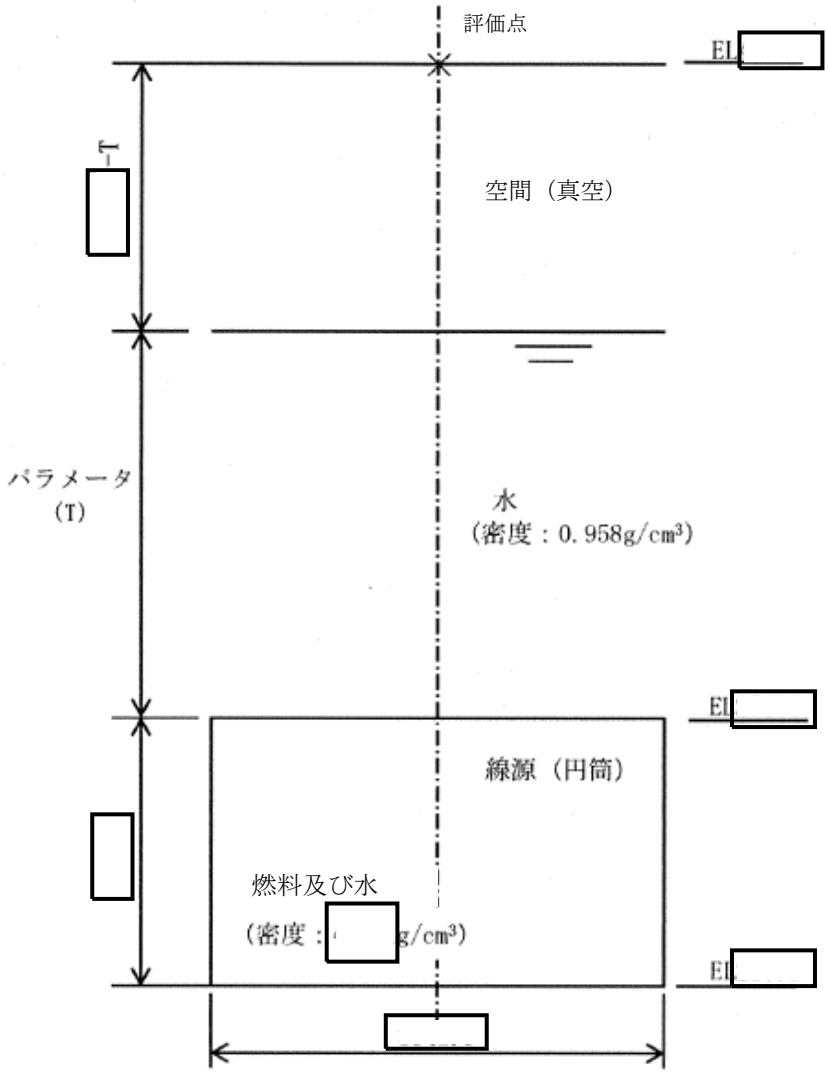
※１ Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

※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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

○ 評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図１に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図１　燃料の線量率計算モデル

表１　燃料の線源強度

| ガンマ線<br>エネルギ（MeV） | 線源強度<br>（$cm^{-3}・s^{-1}$） |
|---|---|
| 1.0 | $6.1\times10^{11}$ |
| 2.0 | $1.1\times10^{11}$ |
| 3.0 | $2.0\times10^{9}$ |
| 4.0 | $3.1\times10^{7}$ |

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（２）上部格子板

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ（mm）：[redacted]

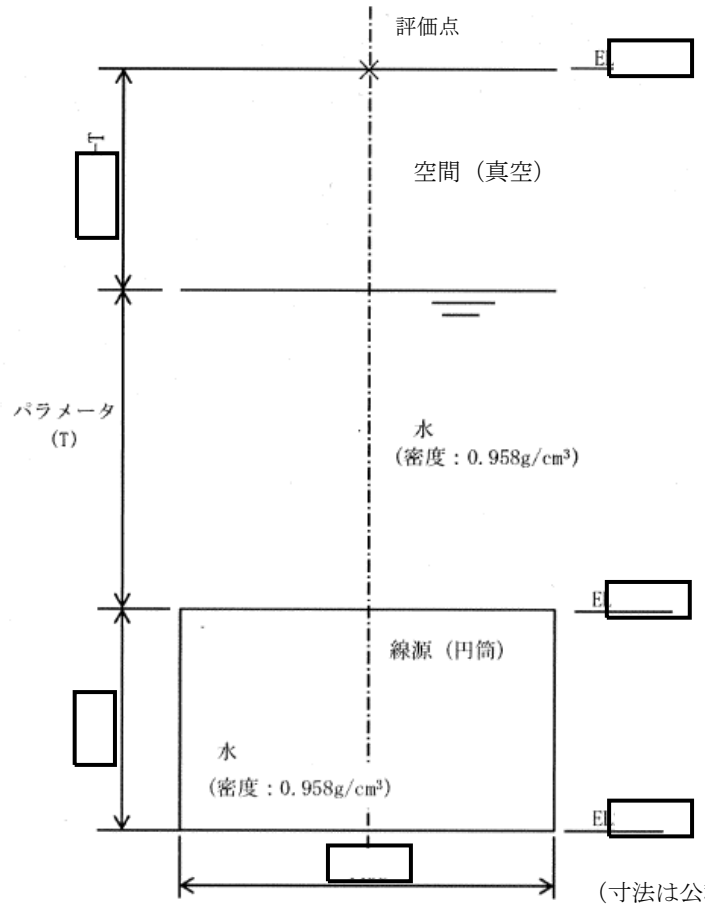
○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 $^{60}Co$ を想定して 1.5MeV

○ 線源材質： 水と同等(密度 0.958g/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

○線源強度は，機器表面の実測値（[redacted] Sv/h）より $8.7\times10^{9}$ (Bq/cm$^{3}$) と算出

線量率評価モデルを図２に示す。




（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図２　上部格子板の線量率評価モデル

２．線量率の評価

線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算している。

評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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原子炉水位と現場の線量率の関係を図３に示す。

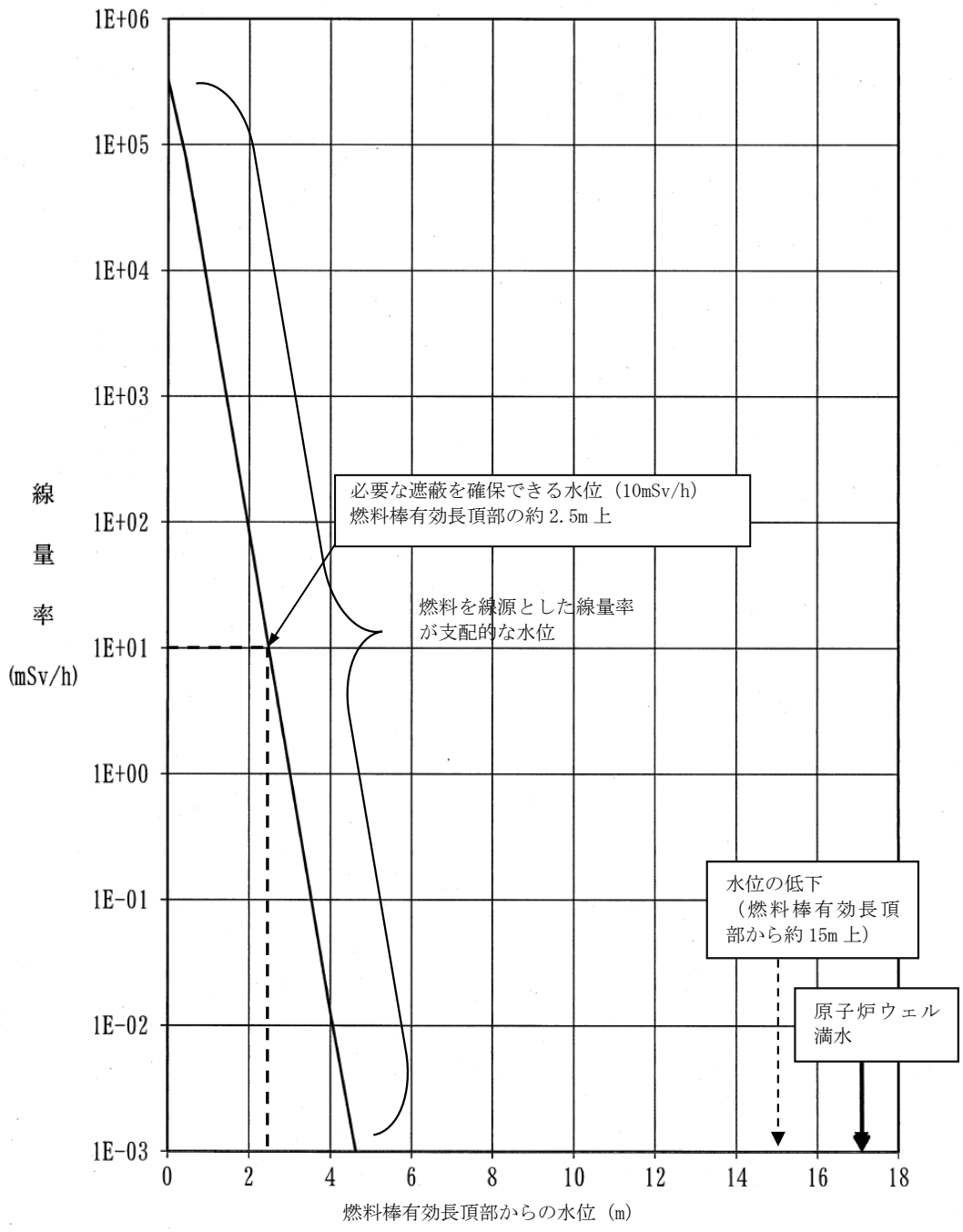



図３　原子炉水位と線量率

# 原子炉冷却材流出評価におけるＰＯＳ選定の考え方

## １．本評価におけるＰＯＳ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」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では，次節に示すとおり，定期事業者検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材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。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため，ＰＯＳについては，選び得るＰＯＳを比較して決定した。

## ２．原子炉冷却材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あたり，定期事業者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「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は，発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※，原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること，他の２事象は点検・交換であり，発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。

(1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出
(2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出
(3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出
(4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出

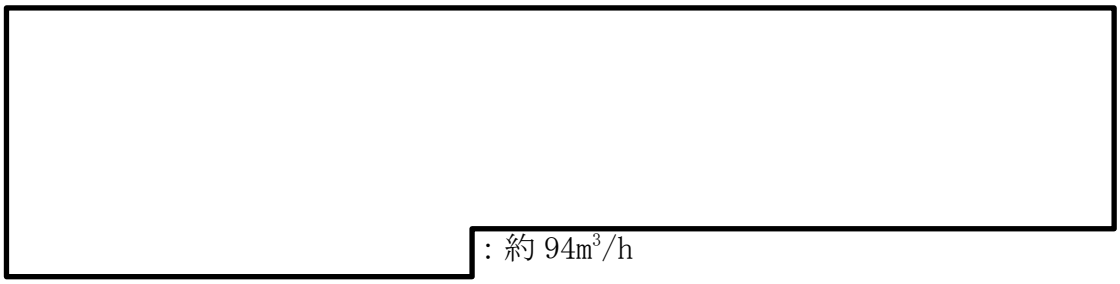
※　残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録１　別添　島根原子力発電所２号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について　補足説明資料1.1.2.c-3　冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

＜残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出＞

流出量は，[redacted]
より算出した。

[redacted]

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。




３．ＰＯＳを選定するうえで考慮した点

定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては，残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため，ＰＯＳについてはいずれの場合も選び得る。

そのうえで，本評価ではＰＯＳの選定において以下の点を考慮した。

(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（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒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水位（ＮＷＬ）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，燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。

(3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，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，原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり，作業環境への影響が表れる。

４．ＰＯＳの選定結果と考察

「残留熱除去系切替時の冷却材流出」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る。このため，３．(1)から(4)のうち，(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，Ｃが選定される。ＰＯＳ－

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Ｃは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウェ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，燃料棒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であるＰＯＳ－Ｓ，Ａ，Ｃ，Ｄの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが，その場合であっても約 1.3 時間の時間余裕※があり，かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

※ 原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間

以上

# 表１　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 | 運転停止中の評価項目 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 燃料棒有効長頂部の冠水 | 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 | 基本的に，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「残留熱除去系の切り替え操作」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 | ・原子炉隔離時冷却系※1<br>・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 閉鎖 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | プラント状態 POS-B に同じ<br>制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡 |
| A | 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態 | 基本的に，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「残留熱除去系の切り替え操作」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 | ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 閉鎖→開放 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | プラント状態 POS-B に同じ<br>制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡 |
| B1<br>B2<br>B3<br>B4 | 原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで） | － | ・非常用炉心冷却系（LPCI）※2<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機<br>・燃料プールスプレイ系 | 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<br>（有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される） | 有効性評価にて評価項目を満足することを確認している<br>（有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される） | 有効性評価にて評価項目を満足することを確認している<br>燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡 |
| C | 格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態 | 冷却材流出事象の要因となる作業として「残留熱除去系の切り替え操作」及び「原子炉浄化系ブロー操作」が考えられるが，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・ガスタービン発電機 | 開放→閉鎖 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | 有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び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，運転員等操作時間が早くなるため，「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 | プラント状態 POS-B に同じ<br>制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡 |
| D | 起動準備状態 | | | 閉鎖 | | | |

※1　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※2　停止時レベル１PRA では，保守的に期待していない設備

# 安定状態について(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，原子炉冷却材の流出が停止し，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。 |
| 【安定状態の確立について】<br>原子炉安定停止状態の確立について<br>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時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）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，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，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。<br><br>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。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。<br>また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。<br>（添付資料 2.1.1 別紙１参照） |

# 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))

## 表１　評価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（１／２）

| 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 | 原子炉水位 | 原子炉ウェル満水 | 事故毎に変化 | 原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定 | 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，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，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，事故事象毎に異なり，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。<br>原子炉圧力容器が未開放の場合,原子炉水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，燃料棒有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，原子炉注水操作を行える。<br>また，原子炉圧力容器が未開放状態の場合，原子炉水位計による警報発生等の認知（10 分程度），緩和設備の起動，事故後の作業員の退避（20 分程度）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 50 分）までの認知が可能であり，放射線の遮蔽は維持される。<br>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 | 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。 |
| | 原子炉圧力容器の状態 | 原子炉圧力容器の開放 | 事故毎に変化 | 線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器が開放状態を想定 | 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，原子炉水位計による警報発生及び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，原子炉冷却材流出の停止及び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。 | 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，また原子炉水位計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，原子炉水位計による警報発生，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，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（約 50 分）までの認知が可能である。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び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。 |

表１　評価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（２／２）

| 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 | 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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び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，原子炉水位が燃料棒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 | 1,180m$^3$ | 1,180m$^3$以上（合計貯蔵量） | 発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，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 | － | 残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定<br>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 | 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。 |
| | 原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量 | 約 94m$^3$/h | 約 94m$^3$/h 以下 | | | |
| | 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，考慮しない。 | | |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 事故毎に変化 | 外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源なしを想定 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，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。 |
| 機器条件 | 残留熱除去系（低圧注水モード） | 1,136m$^3$/h で注水 | 1,136m$^3$/h 以上で注水 | 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 | 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。 |

表２　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）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 原子炉冷却材流出の停止 | 事象発生から２時間後 | 原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定 | 【認知】<br>評価では，１時間毎の中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）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。<br><br>【要員配置】<br>運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【移動】<br>漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には，原子炉建物の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建物の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に１時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。１弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【他の並列操作有無】<br>原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。<br><br>【操作の確実さ】<br>漏えい隔離操作等の現場操作は，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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去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るため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，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。 | 必要な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時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間後としており，このうち，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作は，訓練実績では約７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。 |

表２　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）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作 | 事象発生から２時間後 | 原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定 | 【認知】<br>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対し，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。<br><br>【要員配置】<br>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，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【移動】<br>中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。<br><br>【操作所要時間】<br>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。<br><br>【他の並列操作有無】<br>当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水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。<br><br>【操作の確実さ】<br>中央制御室における操作は，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時間が長くなる可能性は低い。 | 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。 | 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。 | 必要な遮蔽が確保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時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。 | 評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間後としており，このうち，残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，所要時間 10 分想定のところ，訓練実績では約２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(原子炉冷却材の流出))

保守的にすべての設備が，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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>1.618m³/h×24h×7日×2台＝543.648m³ | 7日間の<br>軽油消費量<br>約700m³ | 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³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<br>（燃費は保守的に最大負荷時を想定）<br>0.927m³/h×24h×7日×1台＝155.736m³ | | |
| 緊急時対策所用発電機　1台<br>0.0469 m³/h×24h×7日×1台＝7.8792m³ | 7日間の<br>軽油消費量<br>約8m³ | 緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m³であり，7日間対応可能 |

※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

## 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，原子炉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 5.4.1－1 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 5.4.1－1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべ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，中性子源領域計装である。

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，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）が発信し，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，中性子源領域計装である。

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うえ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(最大反応度価値を有する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交換位置として,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5.4.2－1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/kg 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斜め隣接※1の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.75％Δk※2である。引抜制御棒反応度曲線※2を第 5.4.2－1 図に示す。

※１　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※２　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果

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※3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した。

※３　原子炉起動時及び停止時冷温臨界試験は，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抜手順の監視を実施。なお，原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

(c)　外部電源

制御棒の引抜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 9.1 ㎝/s にて連続で引き抜かれるものとする※4。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2－1 図に示す。

※４　複数の制御棒を引き抜く試験において，対象制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている場合を除き，引抜操作はノッチ操作としている。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

中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95％）信号で原子炉はスクラムするものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4.2－2 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発信を想定する際の中間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5.4.2－3図に示す。

ａ．事象進展

制御棒の引抜開始から約10秒後に中間領域計装の中性子束高スクラム信号（各レンジフルスケールの95%）が発信し，原子炉はスクラムする。

このとき，投入される反応度は約1.14ドル（投入反応度最大値：約0.69%Δk）であるが，原子炉出力は第5.4.2-3図に示すとおり，定格出力の約12.2%まで上昇するにとどまる。

また，燃料エンタルピは最大で約50kJ/kgであり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」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/kg（65cal/g）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42kJ/kg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/kg（40cal/g）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，燃料棒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，自動作動する原子炉保護系により，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5.4.2－1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，制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，炉心平均中性子束及び燃料エンタルピが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も約 1.00 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 14kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約 6kJ/kg）と小さく 1 ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから，燃料エンタルピの上昇率も小さく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，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの90%）が発信すると制御棒引き抜きが阻止される。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，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの90%）による制御棒引抜阻止信号と中性子束高信号（各レンジフルスケールの95%）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%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg，増分の最大値は約 40kJ/kg），－10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 52kJ/kg，増分の最大値は約 44kJ/kg）である。

スクラム反応度を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg，増分の最大値は約 40kJ/kg），－10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 53kJ/kg，増分の最大値は約 45kJ/kg）である。

引抜制御棒反応度を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 63kJ/kg，増分の最大値は約 55kJ/kg），－10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 39kJ/kg，増分の最大値は約 31kJ/kg）である。

実効遅発中性子割合を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.11 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 45kJ/kg，増分の最大値は約 37kJ/kg），－10%と投入される反応度は約 1.17 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 56kJ/kg，増分の最大値は約 48kJ/kg）である。

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 1.21 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 68kJ/kg，増分の最大値は約 60kJ/kg）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，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した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（投入される反応度は約 1.14 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 50kJ/kg，増分の最大値は約 42kJ/kg）と大きく差異がなく，投入される反応度は約 1.11 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 33kJ/kg，増分の最大値は約 25kJ/kg（10 倍）及び投入される反応度は約 1.16 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 69kJ/kg，増分の最大値は約 61kJ/kg（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℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 50kJ/kg，増分の最大値は約 42kJ/kg）と大きく差異がなく，投入される反応度は約 1.15 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 64kJ/kg，増分の最大値は約 49kJ/kg 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）

(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。

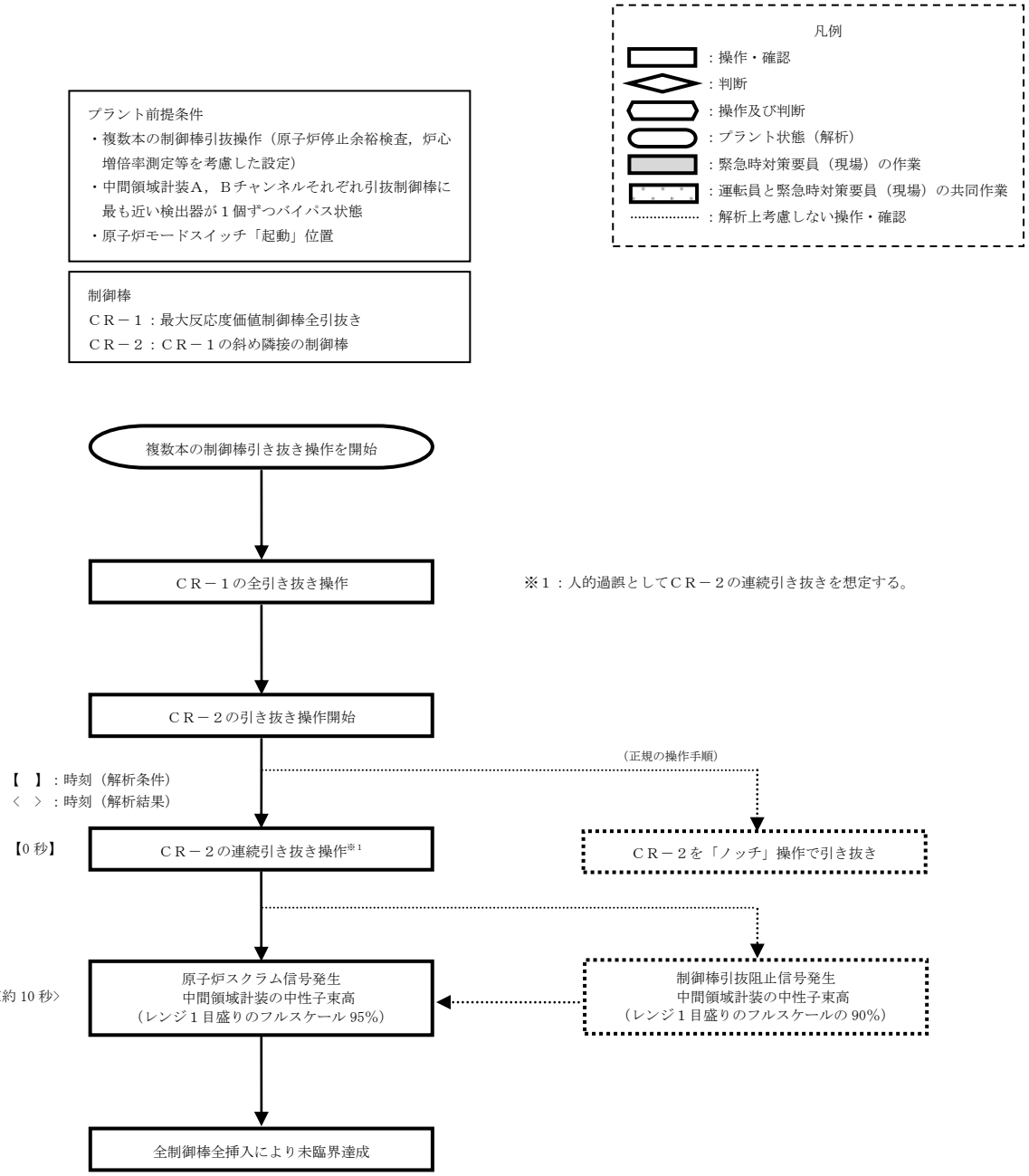
上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。

その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，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。

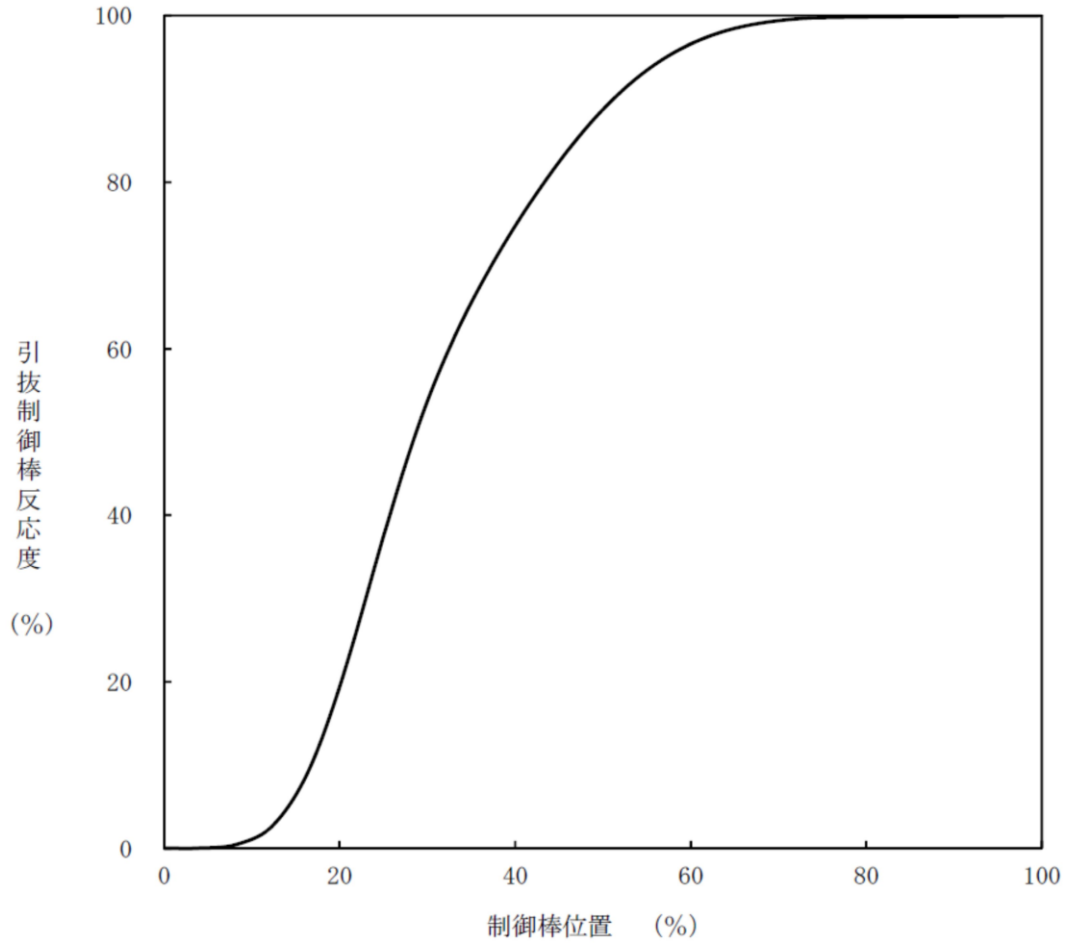
解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける島根２号炉の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。

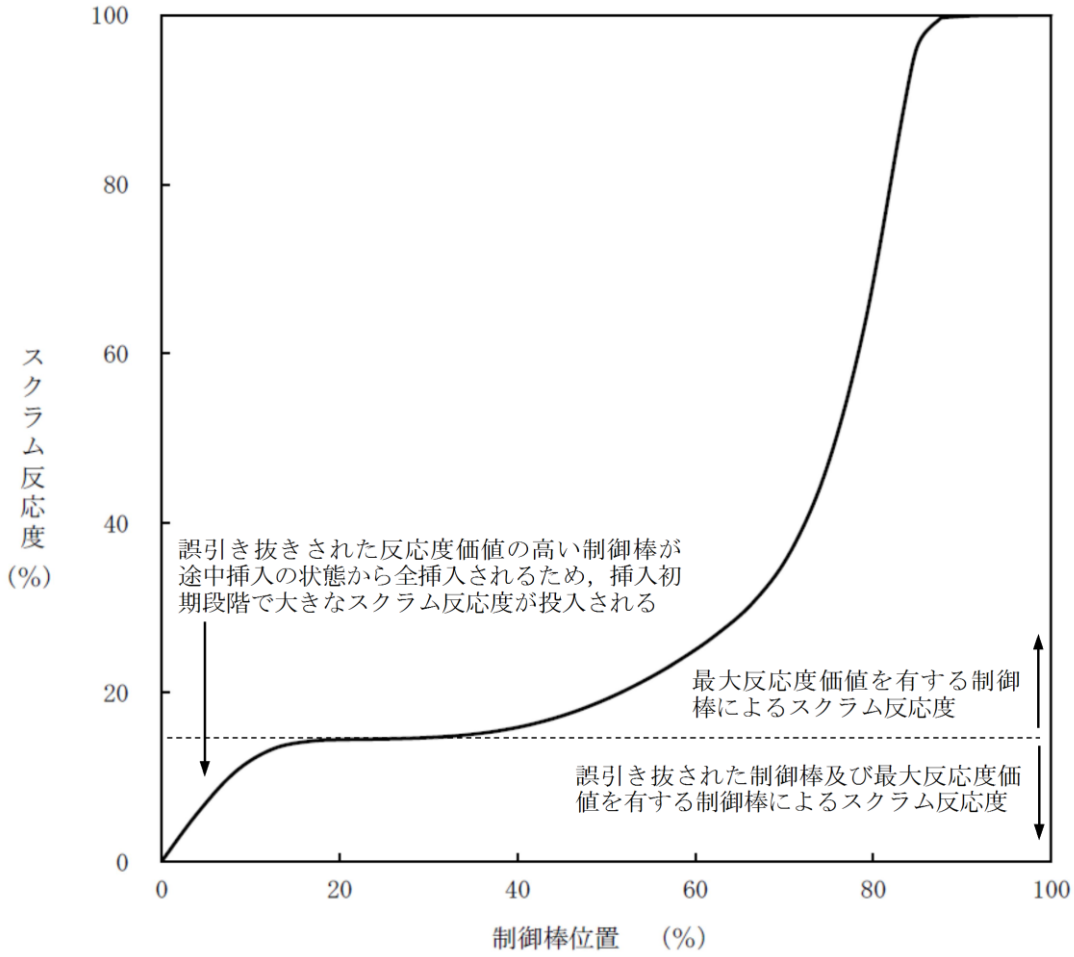
以上のことから，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。



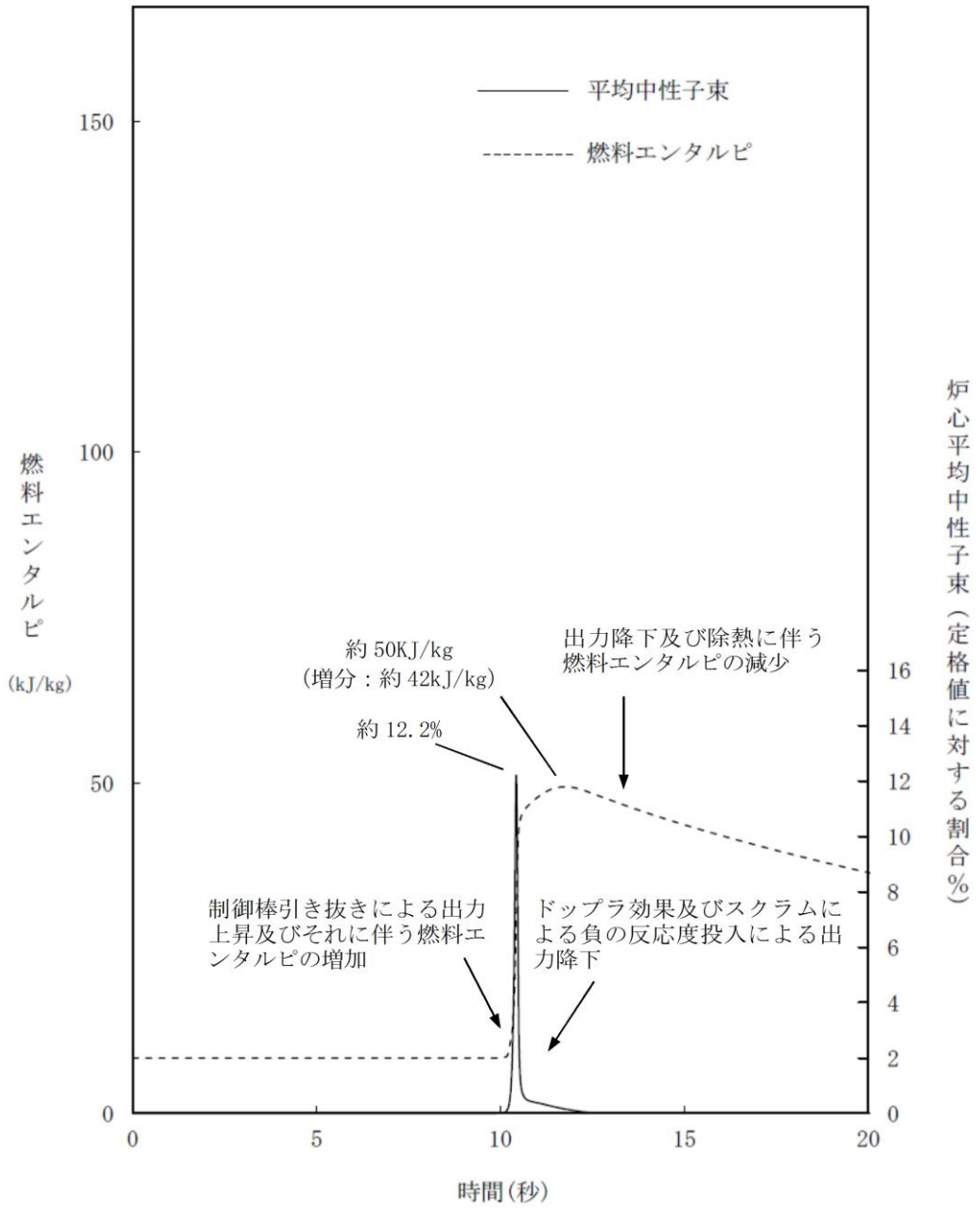

第 5.4.1－1 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要




第 5.4.2－1 図　反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線




第 5.4.2－2 図　反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線




第 5.4.2－3 図　反応度の誤投入における推移

第 5.4.1－1 表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 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ことにより，臨界に達する。 | － | － | 中性子源領域計装※ |
| 反応度誤投入後のスクラム確認 | 制御棒の誤操作による反応度の投入により，中間領域計装の中性子束高信号が発生し，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。 | － | － | 中性子源領域計装※ |

※：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

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.4.2－1 表　主要解析条件（運転停止中の反応度の誤投入）（１／２）

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|---|---|---|
| 解析コード | | ＡＰＥＸ／<br>ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用） | － |
| 初期条件 | 炉心状態 | 9×9 燃料（A型）（単一炉心）<br>平衡炉心のサイクル初期 | ９×９燃料（Ａ型）平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心は，特性はほぼ同等であることから，９×９燃料（Ａ型）を代表的な炉心として設定<br>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 |
| | 原子炉出力 | 定格出力の $10^{-8}$ | 原子炉が低温状態であることを想定して設定 |
| | 原子炉圧力 | 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として運用している値であり，反応度の観点からは保守的な値として設定 |
| | 燃料エンタルピ | 8kJ/kg | 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する |
| | 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斜め隣接の制御棒 | 運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し，全引き抜きされている制御棒の斜め隣接※1の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.75％Δk※2 とする<br>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管理※3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 |
| | 外部電源 | 外部電源あり | 制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを設定 |

※１　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。
※２　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果
※３　臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0％Δk 以下であること

第 5.4.2－1 表　主要解析条件（運転停止中の反応度の誤投入）（２／２）

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|---|---|---|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 制御棒引抜速度 | 9.1 ㎝/s | 制御棒引抜速度の上限値を設定 |
| | 中間領域計装バイパス状態 | Ａ，Ｂチャンネルそれぞれ１個 | Ａ，Ｂチャンネルともに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 |
| | 制御棒引抜阻止信号 | 期待しない | 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するものとして設定 |
| | 原子炉スクラム信号 | 中性子束高<br>（中間領域計装） | 中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定※ |

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において，当直長らが最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認，定期事業者検査安全保護系設定値確認試験（核計装）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，必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。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。

# 反応度の誤投入事象の代表性について

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停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり，その試験の制御棒誤引抜事象の代表性について以下に示す。

1．運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては，停止余裕（最大反応度価値を有する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）を確保した燃料配置に加え，原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで複数の制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し，不用意な臨界の発生を防止している。しかし，「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては，原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため，これらの試験中に人的過誤が発生すると，想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

a．停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容　：原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り，順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し，臨界状態確認後に，制御棒パターン，原子炉冷却材温度，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試験担当者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。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる監視（又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）

b．原子炉停止余裕検査

試験の目的：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ても炉心を未臨界に維持できること）の確認

試験内容　：燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後，以下の手順で実施する。

①最大価値を有する制御棒（CR-1）の全引き抜き

②最大価値を有する制御棒（CR-1）を補正位置 N※1まで挿入

※１　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抜位置

③最大価値を有する制御棒(CR-1)の斜め隣接の制御棒(CR-2)を補正位置 N まで引き抜き

④最大価値を有する制御棒（CR-1）を再度全引き抜き

この状態の炉心が未臨界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，１ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒１本

最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択

事故防止対策：制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視

２．想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「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。

2-1. 単一の人的過誤

ａ．燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は，誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機により自動で装荷位置まで移動され，かつ作業員による配置の確認が実施されている。このため，本事象が発生しても適切に認知がされるため，反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。

b．制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査では事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう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価値ミニマイザ又は運転員及び運転操作助勢者により監視されているため，これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考

えづらい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は１ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えられない。

c．制御棒の連続引き抜き

運転員及び検査員による制御棒及び中性子源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及び運転操作助勢者並びに検査員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

2-2. 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「a．燃料の誤装荷」，「b．制御棒の選択誤り」及び「c．制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※2から，検討するべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって，以下に「b．制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

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

※２　「c．制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は，制御棒が反応度の投入速度が遅く，即発臨界に至らない。また，「a．燃料の誤装荷」については燃料取替機により機械的に自動で選択されるため，運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく，またデータの入力についても複数の担当者による確認を多重に実施していること，及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから，誤装荷単一の過誤の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不要であると考えられる。

・「b．制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」の重畳

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1．運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり，原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常，停止時冷温臨界試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※3。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。しかし，これらの機能に期待しない場合であっても，操作する運転員以外の運転員が 1 名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている(試験の手順書)ため，制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。

図１ に「c. 制御棒の連続引き抜き」，図２ に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 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H

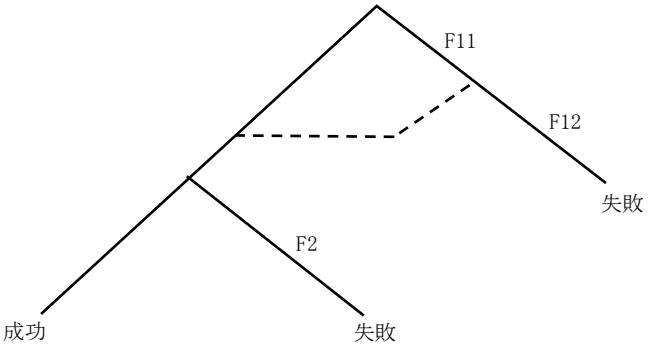
ＲＡツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果，「c．制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b．制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合，発生確率が小さくなっていることが分かる。なお,ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」と「c.制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については,NUREG/CR-6883 の SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー（表１）に基づき,高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」及び「c.制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は，作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき,その場合についても併せて評価した（図３）。

以上のように人的過誤が発生する確率は低く，また，これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等），即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。

※３　制御棒価値ミニマイザによる予め定められた制御棒以外の引抜防止

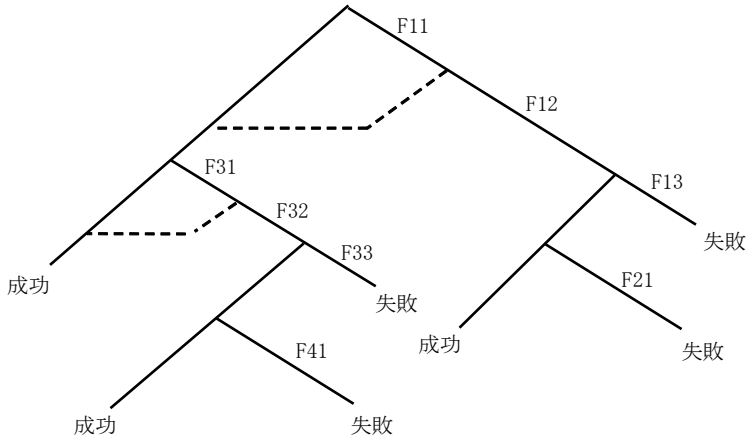



| 人的過誤の内容 | | 過誤確率値<br>（中央値） | ＥＦ | 備考 |
|---|---|---|---|---|
| F11 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き | 3.0E-03 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー<br>[チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)]<br>特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは 1 を設定 |
| F12 | 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗 | 5.3E-02 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>F11 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする<br>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 を設定 |
| F2 | 運転操作担当者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ミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定 |

※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため,期待しない。

| 人的過誤（平均値） | ＥＦ |
|---|---|
| 4.0E-03 | 2.8 |

図１　「c．制御棒の連続引き抜き」のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

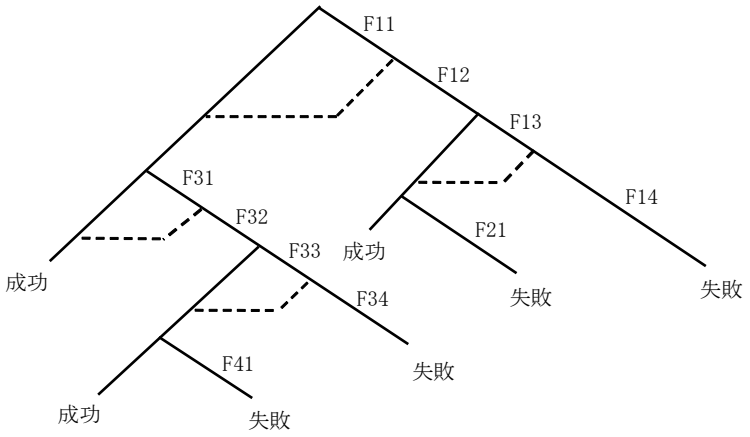



| 人的過誤の内容 | | 過誤確率値（中央値） | ＥＦ | 備考 |
|---|---|---|---|---|
| F11 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り | 3.0E-03 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー<br>[チェックが正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)]<br>特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは 1 を設定 |
| F12 | 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗 | 5.3E-02 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>F11 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする<br>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 を設定 |
| F13 | 検査担当者の指示誤り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]<br>F11 の操作と作業内容が異なるが，作業者，操作場所は同一であるため，高従属とする<br>特に高いストレスとはならないため，ストレスファタは 1 を設定<br>(過誤回復には期待しない) |
| F21 | 運転操作担当者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]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F31 | 運転操作担当者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ミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定 |
| F32 | 検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗 | 5.3E-02 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F33 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の 連続引き抜き | 5.3E-02 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>F31 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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F41 | 運転操作担当者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]<br>F31 の操作と作業内容が異なるが，作業者，操作場所は同一であるため，高従属する<br>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 を設定<br>(過誤回復には期待しない) |

※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない。
※　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停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

| 人的過誤（平均値） | ＥＦ |
|---|---|
| 3.1E-04 | 3.5 |

図２　「b．制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」（人的過誤に従属性を考えた場合）のＨＲＡツリー及び人的過誤確率




| 人的過誤の内容 | | 過誤確率値<br>(中央値) | ＥＦ | 備考 |
|---|---|---|---|---|
| F11 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り | 3.0E-0.3 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定 |
| F12 | 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗 | 5.3E-0.2 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F13 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き | 3.0E-0.3 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定<br>※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする |
| F14 | 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗 | 5.3E-0.2 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F21 | 運転操作担当者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ミッションエラー<br>[チェック表が正しく用いられている場合の操作(10 項目以上)]<br>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 を設定<br>※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする |
| F31 | 運転操作担当者による制御棒の選択誤り | 3.0E-03 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定 |
| F32 | 検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗 | 5.3E-0.2 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F33 | 検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き | 3.0E-0.3 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定<br>※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする |
| F34 | 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗 | 5.3E-0.2 | 3 | NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属]<br>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，低従属とする<br>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 を設定 |
| F41 | 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き | 3.0E-0.3 | 3 | NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー<br>[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)]<br>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 を設定<br>※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする |

※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない。
※　制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については，時間的な間隔（ステップごとに操作を確認）しているのに加え，作業内容が異なることから完全独立（従属性なし）とする。
※　ＨＲＡツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒の引き抜きを実施する停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

| 人的過誤（平均値） | ＥＦ |
|---|---|
| 2.0E-06 | 4.2 |

図３　「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」
(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

表１　SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー
（NUREG/CR-6883 から抜粋）

**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., 2nd, 3rd, or 4th checker<br><br>If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**.<br><br>If this error is the **4th 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 | | | d | na | moderate | |
| 8 | | | | a | low | |
| 9 | d | c | s | na | moderate | |
| 10 | | | | a | moderate | |
| 11 | | | d | na | moderate | |
| 12 | | | | a | moderate | |
| 13 | | nc | s | na | low | |
| 14 | | | | a | low | |
| 15 | | | d | na | low | |
| 16 | | | | a | low | |
| 17 | | | | | zero | |

３．過去に発生した反応度投入事例

過去に発生した反応度投入事象例としては，平成 11 年志賀原子力発電所１号炉原子炉緊急停止事故があるが，島根２号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから，事象発生の確率が低いと考えられるため，有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

・平成 11 年志賀原子力発電所１号炉 原子炉緊急停止事故（北陸）

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ，アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで，直ちに制御棒が挿入されず，臨界に至った。

上記の事象を踏まえ，島根２号炉では，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

また，仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており，即発臨界に至る可能性はあるものの，炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10（2007） 671-675 北陸電力（株）志賀原子力発電所１号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）

・島根２号炉における制御棒部分挿入事象

島根２号炉においては，制御棒の誤引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 24 年４月，第 17 回定期検査開始に伴い全炉心燃料（560 体）を燃料プールへ取り出した後の原子炉内において全引抜状態としていた制御棒 137 体中，１体（H-13）が部分挿入されていることを確認した。

この事象は，当該隔離弁（ユニット H-13 の駆動水挿入管隔離弁）において，前回点検実施以降の開閉操作時にシステムのネジ部にかじりが生じ，干渉していたため全閉ができず，当該隔離弁操作時に弁棒のストロークまで確認していなかったため中間開状態であることに気付かなかったことが原因である。

ただし，本事象は全燃料取り出し状態であったこと，および制御棒が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。

ａ．当該ＨＣＵ隔離弁の弁体・ステム・ガイドの交換を実施。

ｂ．ＨＣＵエアベント作業実施前の駆動水挿入管隔離弁・引抜隔離弁の状態確認について，操作員の手での開閉確認に加えて，開閉状態を表すマーキングにより確認を行うように要領書の改正を実施。

４．重要事故シーケンスの選定

有効性評価では１～３章を踏まえ，停止時冷温臨界試験及び原子炉停止余裕検査の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。

この時，誤引き抜きされる制御棒は，以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。

・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値※4を超えるもの
・停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと，１本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること
・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒１本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること

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。

※４　核的制限値を超えないように設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0％Δk 以下（「９×９燃料が装荷され，ＭＯＸ燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値であり，「ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値）

# 安定状態について
# （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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。 |
| 【安定状態の確立について】<br>原子炉安定停止状態の確立について<br>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，中間領域計装の中性子束高スクラム信号により原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。<br><br>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。<br><br>【安定状態の維持について】<br>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。<br>また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 |

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））

表１　解析コードにおける重要現象の不確かさが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（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 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---|---|---|---|---|---|
| 炉心（核） | 核分裂出力 | ・一点近似動特性モデル（炉出力）<br>・出力分布は二次元拡散モデル<br>・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，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。<br>したがって，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はない。 | ドッ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められる。 |
| | 出力分布変化 | ・ＲＺ二次元拡散モデル<br>・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 | | 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）にて評価した核定数をＡＰＥＸコードの二次元領域へ縮約する過程で，軸方向及び径方向に不確かさが生じるが，引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である1.0％Δkよりも厳しい1.75％ΔKに設定し，さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値（燃焼度０MWd/tにおける値）となるように設定することで，最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから，出力分布の不確かさは考慮しない。 |
| | 反応度フィードバック効果 | ・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮<br>・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※ | ・ドップラ反応度フィードバック効果：７～９％<br>・実効遅発中性子割合：４％ | | 実験結果と解析コードの評価結果との比較から，ドッ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。<br>また，実効値初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 | ・三次元拡散モデル<br>・動特性計算では外部入力 | ・制御棒反応度：９％<br>・実効遅発中性子割合：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。<br>また，実効値初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。 |
| 炉心（燃料） | 燃料棒内温度変化 | ・熱伝導モデル<br>・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％と報告されていることから，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 | ・単相強制対流：Dittus-Boelterの式<br>・核沸騰状態：Jens-Lottes の式<br>・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相関式 | 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降下し，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。 |

※　ＡＰＥＸは断熱モデルに基づくドッ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。

表２ 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（反応度の誤投入）（１／２）

| 項目 | | 解析条件（初期条件，事故条件）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 初期条件 | 炉心状態 | ９×９燃料（A型）（単一炉心）平衡炉心サイクル初期 | 装荷炉心毎<br>燃焼度毎 | ９×９燃料（A型）平衡炉心，９×９燃料（B型）平衡炉心，９×９燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（B型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心は，特性はほぼ同等であることから，９×９燃料（A型）を代表的な炉心として設定<br>引抜制御棒の価値が大きくなるサイクル初期炉心を設定 | 停止時の制御棒の誤引き抜きは，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。<br>したがって，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はない。 | 実炉心においては，装荷炉心毎，燃焼度毎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。<br>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1.21ドル（燃料エンタルピ最大値：約68kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約60kJ/kg）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。<br>・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，９×９燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（B型）及びMOX燃料228体を装荷した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 |
| | 実効増倍率 | 1.0 | 0.99（設計目標値）以下 | 原子炉は臨界状態にあるものとして設定 | | 実効増倍率が0.99の場合は，制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，炉心平均中性子束及び燃料エンタルピが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も約1.00ドル（燃料エンタルピ最大値：約14kJ／kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約6kJ／kg）と小さく１ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから，燃料エンタルピの上昇率も小さく評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 |
| | 原子炉出力 | 定格出力の $10^{-8}$ | 定格出力の<br>$10^{-8}$程度 | 原子炉は低温状態にあるものとして設定 | | 炉心状態毎に初期出力は異なるが，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確認できるように感度解析のふり幅を設定している。<br>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結果を行い，結果は以下の通りとなった。<br>・定格出力の$10^{-7}$：約1.11ドル（燃料エンタルピの最大値：約33kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約25kJ/kg）<br>・定格出力の$10^{-9}$：約1.16ドル（燃料エンタルピの最大値：約69kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約61kJ/kg）<br>有効性評価での結果（約1.14ドル，燃料エンタルピの最大値：約50kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約42kJ/kg）と大きく差異のないことから，初期出力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。 |
| | 原子炉圧力 | 0.0MPa[gage] | 0.0MPa[gage]程度 | 原子炉停止時の圧力を設定 | | 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。 |
| | 燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 | 20℃ | 事故事象毎<br>20℃以上 | 原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，反応度の観点からは保守的な値として設定 | | 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。<br>初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し，結果は以下の通りとなった。<br>・初期燃料温度60℃：約1.15ドル（燃料エンタルピの最大値は約64kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約49kJ/kg）<br>有効性評価での結果（約1.14ドル，燃料エンタルピの最大値：約50kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約42kJ/kg）と大きく差異のないことから，初期出力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。 |
| | 燃料エンタルピ | ８kJ／kg | ８kJ／kg 以上 | 原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを設定 | | |

※　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，Ｇｄの燃料やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

表２ 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（反応度の誤投入）（２／２）

| 項目 | | 解析条件（初期条件，事故条件）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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 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する。 | 停止時の制御棒の誤引き抜きは，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。<br>したがって，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斜め隣接の制御棒 | － | 運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し，全引き抜きされている制御棒の斜め隣接※1の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.75％Δk※2とする。<br>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管理※3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 | － |
| | 外部電源 | 外部電源あり | － | 制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを設定 | － |
| 機器条件 | 制御棒引抜速度 | 9.1 ㎝／ｓ | 9.1 ㎝／ｓ 以下 | 制御棒引抜速度の上限値として設定 | 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は大きくなる。 |
| | 中間領域計装バイパス状態 | Ａ，Ｂチャンネル<br>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それぞれ１個バイパスにあるものとして設定 | 中間領域計装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は大きくなる。 |
| | 制御棒引抜阻止信号 | 期待しない<br>（中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 90％)) | 期待する<br>（中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 90％)) | 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するものとして設定 | 制御棒引抜阻止に期待した場合，中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90％）が発信すると制御棒引き抜きが停止する。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と中性子束高（各レンジフルスケールの95％）によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため，制御棒引き抜き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。 |
| | 原子炉スクラム信号 | 中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95％） | 中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95％） | 中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定 | 解析条件と最確条件は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。 |

※１　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※２　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果

※３　原子炉起動時及び冷温臨界試験時は，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，制御棒ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお，原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

# 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「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斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心の場合，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，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。

## １．感度解析の条件

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つについて表１に示す感度解析を実施した。

なお，原子炉初期出力及び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から今回対象としていない。また，出力分布変化については，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）にて評価した核定数をＡＰＥＸコードの二次元領域へ縮約する過程で，軸方向及び径方向に不確かさが生じるが，引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である 1.0％Δｋよりも厳しい1.75％Δｋに設定し，さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値（燃焼度０MWd/t における値）となるように設定することで，最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから，今回対象としていない。また，二次元領域への縮約操作に伴う不確かさが燃料エンタルピへ与える影響は小さいことを，米国での設計認証申請において適用実績があり，縮約を介さずに炉心三次元体系で動特性解析を行うことができる三次元動特性解析コードＴＲＡＣＧによる影響評価等によって確認している。

・引抜制御棒価値

「９×９燃料が装荷され，ＭＯＸ燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値，「ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値（臨界近接時においては最大反応度価値を 1.0％Δk 以下とすること）を考慮し，引抜制御棒価値 1.0％Δｋをノミナル条件として設定した。本制御棒価値は，炉心状態によらずそれ以下に管理する管理値であることから，感度解析でも同一の条件とした。

・引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において表１に示す９×９燃料（Ａ型）平衡炉心サイクル初期

を想定している。

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％Δkに規格したものを考慮した。

不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，１ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包絡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図１，図２ に示す。

・スクラム反応度曲線

有効性評価において表１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。

・実効遅発中性子割合

有効性評価において表１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及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心における実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

２．感度解析の結果

解析結果を表２にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びに９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心の炉心状態の不確かさを考慮したケースにおいても，最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包含）の約1.21ドルで，燃料エンタルピの最大値は約68kJ/kgであり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界値以下である。また，燃料エンタルピの増分の最大値は約60 kJ/kgであり，ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するＰＣＭＩ破損しきい値の目安としてピーク出力部燃料エンタルピの増分で167 kJ/kg（40cal/g）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。

そのため，これらの不確かさを考慮しても,燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず，事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。

表１　反応度の誤投入における炉心の状態等の不確かさ感度解析項目

| 項目 | 有効性評価解析 | ノミナルケース<br>（サイクル初期） | 不確かさ評価<br>（サイクル初期） | ノミナルケース<br>（サイクル末期） | 不確かさ評価<br>（サイクル末期） |
|---|---|---|---|---|---|
| 引抜制御棒価値 | 1.75％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 | 有効性評価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 1.75 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 1.5 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 | 変更なし | ＭＯＸ燃料装荷による変動を考慮した値として 0.88 倍<br>(0.0053/0.0060≒0.88)※3 | サイクル末期相当の値として 0.88 倍(0.0053/0.0060≒0.88)※4 | サイクル末期かつＭＯＸ燃料装荷による変動を考慮した値として 0.81 倍<br>(0.0049/0.0060≒0.81)※5 |

※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９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した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９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した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，ＭＯＸ炉心平衡サイクル初期：0.0053)より算出。
※４　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。
※５　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，ＭＯＸ炉心平衡サイクル末期：0.0049)より算出。

表２　反応度誤投入における炉心の状態等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） | 不確かさ評価ケース（サイクル初期） | ノミナルケース（サイクル末期） | 不確かさ評価ケース（サイクル末期） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 引抜制御棒価値 | ％Δk | 1.75 | 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 | Δk/Δn※1 | 0.0013 | 0.0005 | 0.0009 | 0.0010 | 0.0015 |
| 実効遅発中性子割合※2 | － | 0.0061 | 0.0061 | 0.0054 | 0.0054 | 0.0049 |
| 最大投入反応度 | ％Δk | 0.69 | 0.63 | 0.60 | 0.60 | 0.60 |
| | ドル | 1.14 | 1.03 | 1.11 | 1.12 | 1.21 |
| 燃料エンタルピの最大値 | kJ/kg | 約50 | 約17 | 約28 | 約33 | 約68 |
| 燃料エンタルピの増分の最大値 | kJ/kg | 約42 | 約９ | 約20 | 約25 | 約60 |

※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

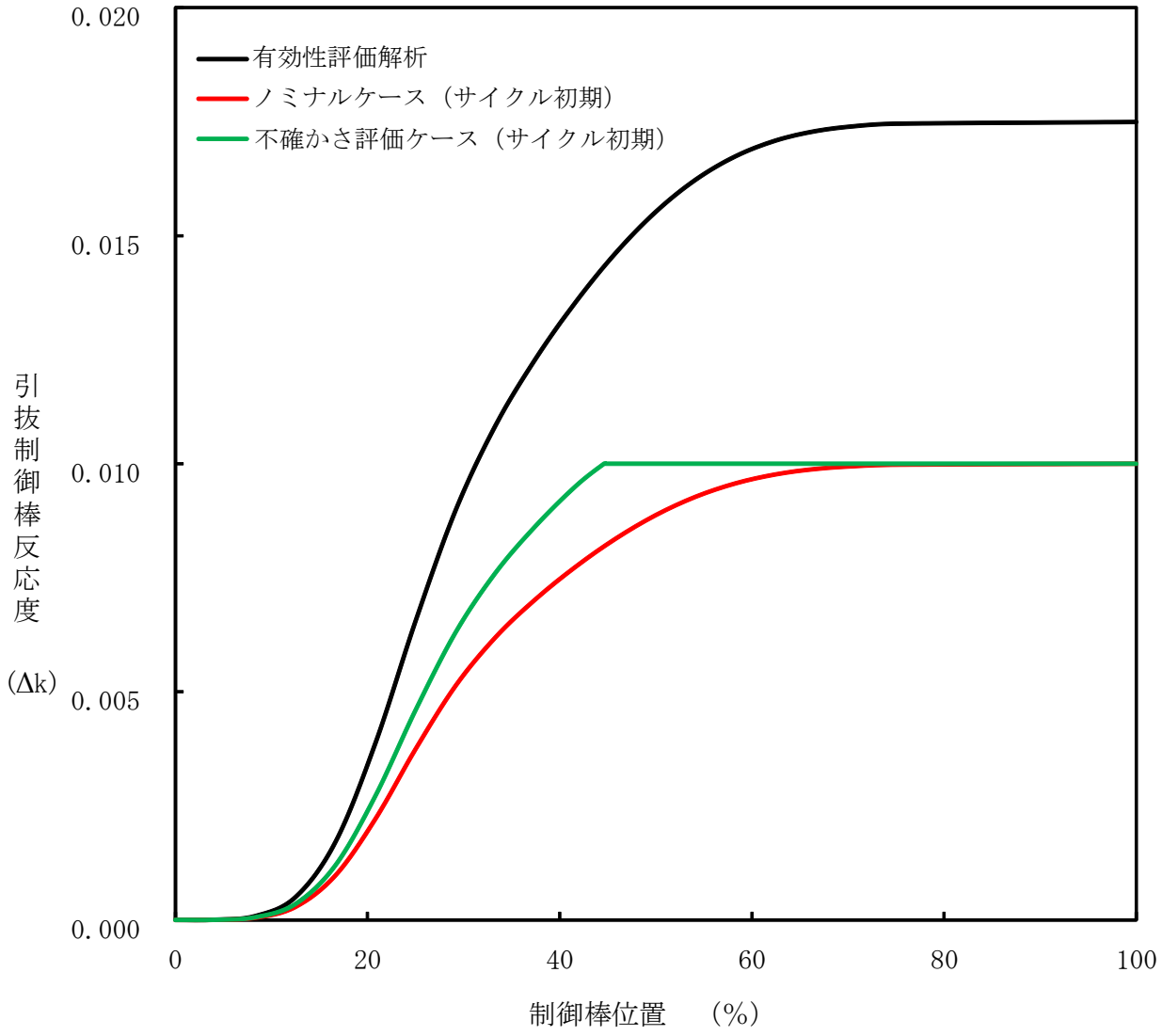



図１　引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）

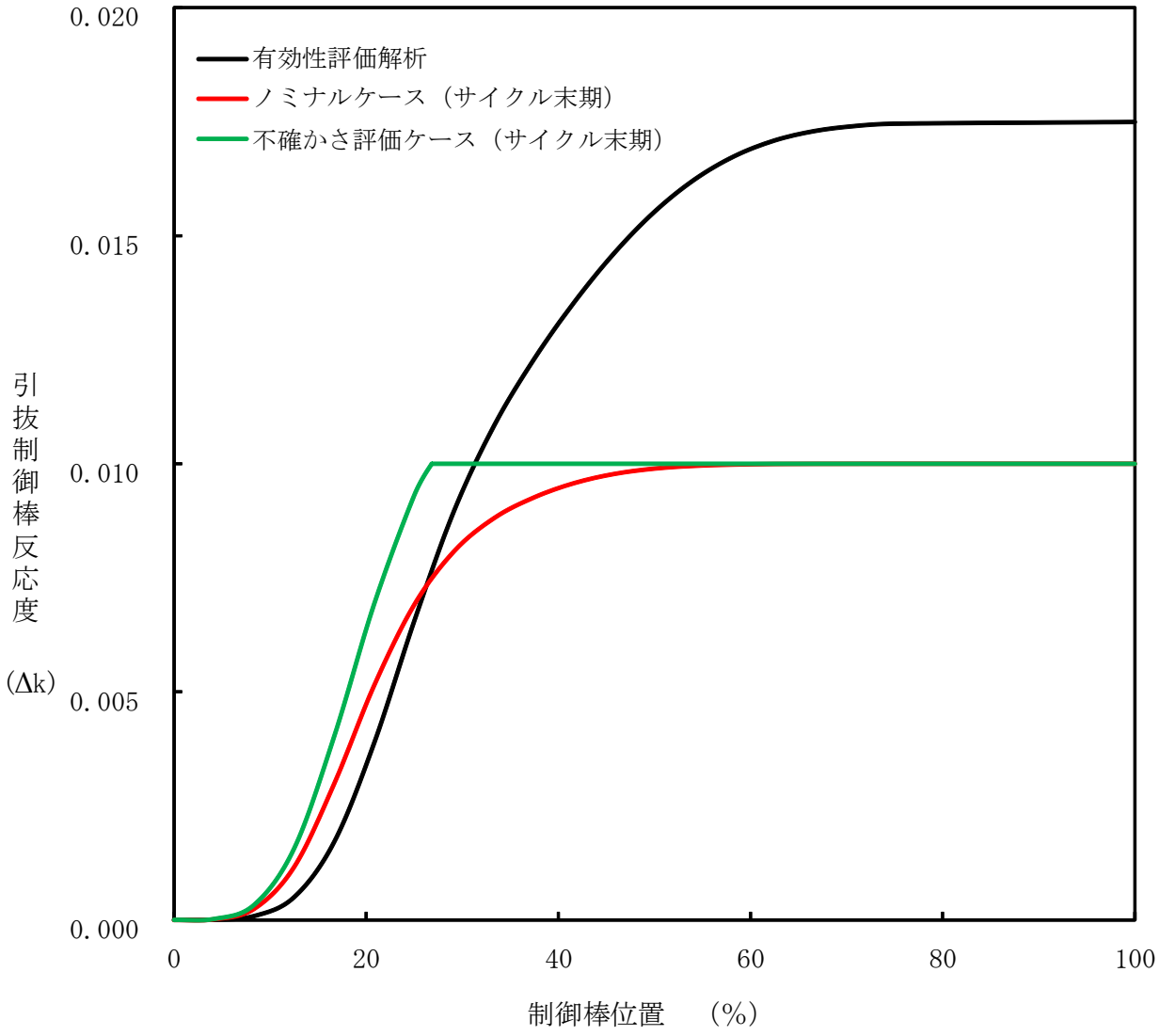



図２　引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）

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．各事故シーケンスにおける要員については，２号炉の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。ただし，運転補助要員２名については，故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生の場合に活動を期待する要員であることから，要員の評価には含めないものとする。

b．各事故シーケンスにおいては，中央制御室の当直長，当直副長，運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員により，必要な作業対応が可能であることを評価する。

なお，発電所構外からの参集要員については，実際の運用では，参集次第作業対応は可能であるが，評価上は見込まないものとする。

c．可搬型設備操作においては，緊急時対策要員が発電所構内に常駐していることを考慮し，事象発生直後から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，燃料及び電源については，２号炉において重大事故等が発生した場合を想定して消費量を評価する。

b．水源

(a)　原子炉への注水において，水源となる低圧原子炉代替注水槽の保有水量（約740$m^3$：有効水量）が，輪谷貯水槽（西１／西２）から大量送水車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)　低圧原子炉代替注水槽については，輪谷貯水槽（西１／西２）からの水の移送について，大量送水車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)　原子炉，原子炉格納容器及び燃料プールへの注水において，水源となる輪谷貯水槽（西１／西２）の保有水量（約7,000$m^3$）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（必要水量）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を

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，大型送水ポンプ車，大量送水車，可搬式窒素供給装置，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て消費する燃料（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，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等（約730m$^3$）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，ガスタービン発電機用軽油タンク（約450m$^3$）の容量を考慮する。

(d) 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，緊急時対策所用燃料地下タンク（約45m$^3$）の容量を考慮する。

(e) 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，有効性評価において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の連続定格容量（約4,800kW）未満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の連続定格容量（約4,800kW）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を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。

## 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。

島根２号炉において，原子炉運転中を想定する。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（ＴＢＵ）」，「2.3.3 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」，「2.3.4 全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」，「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」，「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」，「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」，「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」，「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり，必要な要員は31名である。必要な作業対応は，中央制御室の運転員９名，発電所構内に常駐している緊急時対策要員29名及び自衛消防隊７名の初動体制の要員45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，島根２号炉において，原子炉運転停止中を想定する。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29名である。必要な作業対応は，中央制御室の運転員７名，発電所構内に常駐している緊急時対策要員29名及び自衛消防隊７名の初動体制の要員43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，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，「4.2 想定事故２」であり，必要な要員は26名である。必要な作業対応は，中央制御室の運転員７名，発電所構内に常駐している緊急時対策要員29名及び自衛消防隊７名の初動体制の要員43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。

（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．原子炉及び原子炉格納容器への注水

原子炉及び原子炉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「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」及び「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)」である。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては，約3,600m$^3$の水が必要となる。

水源として，低圧原子炉代替注水槽に約740m$^3$及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000m$^3$の水を保有しており，低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西１／西２）を水源とした７日間の注水継続が可能である。

#### b．燃料プールへの注水

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。

大量送水車による燃料プール注水において，約2,100m$^3$の水が必要となる。

水源として，輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000m$^3$の水を保有しており，輪谷貯水槽（西１／西２）を水源とした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，「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」，「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)」，「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」である。

非常用ディーゼル発電機等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700m$^3$の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備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日の運転継続に約352m$^3$の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約11m$^3$の軽油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な軽油は，これらを合計して約1,063m$^3$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，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８$m^3$の軽油が必要となる。

よって，事故対応に必要な軽油は，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730$m^3$，ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450$m^3$，緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45$m^3$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　残留熱代替除去系を使用する場合」，「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」，「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$m^3$の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給又はペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水については，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11$m^3$の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約53$m^3$の軽油が必要となる。可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給については，保守的に事象発生直後からの可搬式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７$m^3$の軽油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な軽油は，これらを合計して約423$m^3$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，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８$m^3$の軽油が必要となる。

よって，事故対応に必要な軽油は，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730$m^3$，ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450$m^3$，緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45$m^3$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（ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」，「2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」である。常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷

として，約4,268kWが必要となるが，常設代替交流電源設備の連続定格容量である4,800kW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 全交流動力電源喪失」においては，交流電源が事象発生後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切り離し及び所内常設蓄電式直流電源設備への切替えの実施により，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）

# 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

島根原子力発電所２号炉（以下「２号炉」という。）運転中に重大事故等が発生した場合，他号炉及び２号炉の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た同時被災時に必要な要員及び資源について整理する。

なお，島根原子力発電所１号炉（以下「１号炉」という。）は，廃止措置中であり，保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

また，島根原子力発電所３号炉（以下「３号炉」という。）については，初装荷燃料装荷前のため，燃料からの崩壊熱除去が不要である。

そのため，他号炉を含めた同時被災が発生すると，他号炉への対応が必要となり，２号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また，必要な要員及び資源が十分であっても，同時被災による他号炉の状態により，２号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ，他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに，他号炉における高線量場の発生を前提として２号炉重大事故等対応の成立性を確認する。

また，２号炉の燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。

## 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

東京電力福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し，１，２号炉について，全交流動力電源喪失及び燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。なお，１号炉の燃料プールにおいて，全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため※1，必要な要員及び資源を検討する本事象では，燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。

また，不測の事態を想定し，１号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお，水源評価に際しては１号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

２号炉について，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）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。

第１表に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，７日間の対応に必要な要員，必要な資源，２号炉の対応への影響を確認する。

※１ 技術的能力 添付資料1.0.16 「重大事故等時における停止号炉の影響について」参照

(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員及び７日間の対応に必要となる資源について，第２表及び第１図のとおり整理する。

(3) 評価結果

１号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

ａ．必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な１号炉の対応操作及び２号炉の燃料プールの対応操作については，運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員及び８時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能である。

ｂ．必要な資源の評価

(a) 水源

２号炉においては，水源の使用量が最も多い「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」及び「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)」を想定すると，原子炉注水及び格納容器スプレイの実施のため，７日間で約 3,600m$^3$ の水が必要となる。また，第３表に示すとおり，２号炉における燃料プールへの注水量（通常水位までの回復，水位維持）は，７日間の対応を考慮すると,約574m$^3$の水が必要となる(合計約4,174m$^3$)。

２号炉における水源として，低圧原子炉代替注水槽に約 740m$^3$ 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m$^3$ の水を保有しているため，原子炉及び燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（合計約 7,740m$^3$)。

１号炉において，スロッシングによる水位低下を想定しても，遮蔽に必要な水位を維持しており，燃料プール水温が 100℃に到達するのは約 11 日後であり，７日間で燃料プールへの注水は必要ない。なお，スロッシングによる水位低下を回復させるために必要な水量を考慮すると，約 180m$^3$ となる。

１号炉における水源として，第３表に示す必要な水量を純水タンク，ろ過水タンク等にて確保する運用であることから，２号炉における水源を用いなくても１号炉の７日間の対応が可能である※2。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約 32m$^3$ であり，ろ過水タンクに必要な水量が確保されるため，２号炉における水源を用いなくても７日間の対応が可能である。

なお，１号炉においても，燃料プール水がサイフォン現象により流出

する場合に備え，２号炉と同様のサイフォンブレイク配管を設け，サイフォン現象による燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また，スロッシングによる水位低下に伴う原子炉建物５階（燃料取替階）の線量率の上昇はないが，線量率上昇により，原子炉建物５階（燃料取替階） での燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え，高圧発電機車により給電した消火系，復水輸送系，補給水系による当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。

１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第４表に示すとおりである。高圧発電機車は１号炉用として，１台確保している。また，高圧発電機車を用いることで復水輸送系，補給水系，消火系等への給電も実施可能である。

※２　燃料プールの通常水位までの回復を想定した場合，１号炉においては，内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ，合計約 212m$^3$ の水が必要となる。（１，２号炉で合計約 786m$^3$）

したがって，燃料プールの通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると，１，２号炉にて合計 4,386m$^3$ の水が必要である。

２号炉の低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西１／西２）における保有水は約 7,740m$^3$ であり，ろ過水タンク，純水タンク等の確保される保有水量は約 2,800m$^3$ 以上である（合計約 10,540m$^3$ 以上）。

これらの合計量は，２号炉の重大事故等対応及び１号炉の内部火災への対応を実施したうえで，１号炉の燃料プールの水位を通常水位まで回復させ，その後７日間の水位維持を可能となる水量である。７日以降については十分時間余裕があるため，外部からの水源供給や支援等にも期待できることから，１号炉の燃料プールの水位維持は可能である。

(b)　燃料（軽油）

２号炉において，軽油の使用量が最も多い「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」,「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)」,「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」を想定すると，非常用ディーゼル発電機（２台）の７日間の運転継続に約544m$^{3※3}$，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の７日間の運転継続に約156m$^{3※3}$，ガスタービン発電機の７日間の運転継続に約352m$^{3※3}$，低圧原子炉代替注水槽への補給及び燃料プールスプレイ系に使用する大量送水車の７日間の運転継続に約11m$^{3※3}$の軽油が必要となる。（合計約1,063m$^3$）

非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等及びガスタービン発電機用軽油タンクにて合計約1,180m$^3$の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，２号炉の原子炉及び燃料プールの事故対応について，７日間の対応は可能である。

１号炉の燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として，保守的に最大負荷で高圧発電機車を起動した場合を想定しており，事象発生から７日間使用した場合に必要な燃料消費量は，約19m$^3$である。

１号炉の燃料プールの注水設備に使用する軽油の使用量として，大量送水車を想定しており，７日間で必要な燃料消費量は，11m$^3$となる。

なお，１号炉における内部火災が発生した場合の消火活動に対しても，化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の７日間の運転継続を仮定すると約10m$^3$※３必要となる。（合計約40m$^3$）

１号炉のディーゼル発電機燃料地下タンクにて約78m$^3$の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，１号炉の燃料プールの事故対応及び内部火災の消火活動について，７日間の対応は可能である。

緊急時対策所用燃料地下タンクはすべ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８m$^3$※３の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクに約45 m$^3$の軽油を保有していることから，原子炉及び燃料プールの７日間の対応は可能である。

※３　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する。

(c)　電源

高圧発電機車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。なお，高圧発電機車による給電ができない場合に備え，可搬型計測器接続の手順を用意している。

(4)　２号炉の重大事故等時の対応への影響について

「(3)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，運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員及び８時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能であることから，２号炉の重大事故等に対処する要員に影響を与えない。

２号炉の各資源にて原子炉及び燃料プールにおける７日間の対応が可能であり，また，１号炉の各資源にて１号炉の燃料プール及び内部火災における７日間の対応が可能である。

以上のことから，１号炉に重大事故等が発生した場合にも，２号炉の重大事故等時対応への影響はない。

２．１号炉における高線量場発生による２号炉対応への影響

「１．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」で想定する事故時の１号炉の燃料プールにおいて，スロッシング等の水位低下による現場線量率上昇は，以下の資料で示すとおり，２号炉の重大事故時対応に影響するものではない。

技術的能力　「添付資料 1.0.16　重大事故等発生時における停止号炉の影響について」

「添付資料 1.0.2　補足資料 6　１～３号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響」

３．まとめ

「１．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「２．他号炉における高線量場発生による２号炉対応への影響」に示すとおり，高線量場の発生を含め，１号炉に重大事故等が発生した場合にも，２号炉の重大事故等の対応は可能である。

第１表　想定する各号炉の状態

| 項目 | ２号炉 | １号炉 |
|---|---|---|
| 要員 | ・全交流動力電源喪失<br>・燃料プールでのスロッシング発生<br>・「3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合」<br>・「4.2　想定事故２」※1 | ・全交流動力電源喪失※2<br>・燃料プールでのスロッシング発生<br>・内部火災※3 |
| 水源 | ・全交流動力電源喪失<br>・燃料プールでのスロッシング発生<br>・「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「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）」<br>・「4.2　想定事故２」※1 | |
| 燃料 | ・外部電源喪失<br>・燃料プールでのスロッシング発生<br>・「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「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）」，「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」<br>・「4.2　想定事故２」※1 | |
| 電源 | ・全交流動力電源喪失<br>・燃料プールでのスロッシング発生<br>・「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」<br>・「4.2　想定事故２」※1 | |

※１　サイフォン現象による漏えいは，サイフォンブレイク配管により停止される。
　　したがって，この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため，燃料プールからの漏えいは，スロッシングによる漏えいを想定する。
※２　燃料については高圧発電機車の運転継続を想定する。
※３　２号炉は火災防護措置が強化されることから，１号炉での内部火災を想定する。

第２表　同時被災時の１，２号炉の燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

| 必要となる対応操作 | 対応操作概要 | 対応要員 | 必要な資源 |
|---|---|---|---|
| 内部火災に対する消火活動 | 建物内の火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する。 | 自衛消防隊 | ○水源　32m$^3$<br>○燃料　化学消防自動車：約 5m$^3$<br>（0.0275 m$^3$/ｈ×24ｈ×7日×1台）<br>小型動力ポンプ付水槽車：約 5m$^3$<br>（0.025 m$^3$/ｈ×24ｈ×7 日×1 台） |
| 各注水系による燃料プールへの注水（復水輸送系，燃料プール補給水系，消火系，大量送水車による燃料プールへの給水，２号炉は有効性評価のシナリオを想定） | 各注水系による燃料プール及び格納容器への給水を行い，燃料プールからの崩壊熱の継続的な除去を行う。 | 運転員，緊急時対策要員，８時間以降を目安に発電所外から参集する要員 | ○水源（詳細は第３表参照）<br>・１号炉：180m$^3$<br>・２号炉：4,174m$^{3※}$<br>※２号炉については有効性評価「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「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）」で想定している水源（3,600m$^3$）も含む<br>○燃料<br>・１号炉　大量送水車：11m$^3$<br>（0.0652m$^3$/ｈ×24ｈ×7日×１台）<br>・２号炉　大量送水車：11m$^3$<br>（0.0652m$^3$/ｈ×24ｈ×7 日×１台） |
| 高圧発電機車による給電，受電 | 高圧発電機車による給電，受電操作を実施する。 | 運転員，緊急時対策要員，８時間以降を目安に発電所外から参集する要員 | ○燃料<br>高圧発電機車：19m$^3$<br>（0.11m$^3$/ｈ×24ｈ×7日×1台） |
| 燃料給油作業 | 大量送水車及び高圧発電機車に給油を行う | 緊急時対策要員 | － |

第３表　１，２号炉の必要な水量

| | １号炉 | | ２号炉 | |
|---|---|---|---|---|
| | 廃止措置中※1 | | 運転中※1 | |
| | 炉 | 燃料プール | 炉 | 燃料プール |
| 炉心燃料 | 全燃料取り出し | | 装荷済 | |
| 原子炉開放状態 | 開放（プールゲート閉） | | 未開放（プールゲート閉） | |
| 水位 | ― | ＮＷＬ | 重要事故シーケンス（2.1 高圧・低圧注水機能喪失，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））による | ＮＷＬ |
| 想定するプラントの状態 | | スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失 | | スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失 |
| スロッシング溢水量※2（m³） | | 180 | | 180 |
| 65℃到達までの時間（hr） | | 111 | | 17.94 |
| 100℃到達までの時間（hr） | | 266.4 | | 43.07 |
| 必要な注水量①※3（m³） | | ― | | 394 |
| 事象発生からTAF到達までの時間（hr） | | 1,579 | | 306.03 |
| 通常水位（オーバーフロー水位）から必要な遮蔽水位※4までの水位差（m） | | 5.6 | | 2.6 |
| 必要な注水量②※3（m³） | | 180 | | 574 |

※１　廃止措置中の１号炉は平成27年４月時点での崩壊熱により算出。２号炉はプラント停止50日後の崩壊熱により算出。

※２　１号炉の溢水量は，２号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（１号炉の燃料プールは２号炉に比べて保有水量や表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。

※３　「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：通常水位までの回復及びその後７日間通常水位を維持するために必要な注水量。

※４　２号炉原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）での現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮蔽水位の計算に用いた１号炉の線源の強度は保守的に設定（実際の保管体数798体に対して1539体保管している前提で評価））

第４表　１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり，（）内はその系統のみで注水するのに必要な台数

| | | １号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| 注水設備 | 復水輸送系 | ３（１） | 全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能 |
| | 補給水系 | ３（１） | 全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能 |
| | 消火系 | ２（１） | 全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能 |
| | 大量送水車 | １（１） | 十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能 |
| 給電設備 | 高圧発電機車 | １（１） | 十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次給電を実施していくことが可能 |

| 号炉 | 実施箇所・必要人員数 | | | | 操作項目 | 経過時間（時間）<br>1 2 3 4 7 8 9 10 11 12 13 14<br>▽事象発生<br>▽参集要員による作業開始 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 運転員（中央制御室）※ | 運転員（現場） | 緊急時対策要員（現場） | 自衛消防隊 | | | |
| 1号炉「全交流動力電源喪失及び燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定 | 1人<br>A | — | — | — | プラント状況判断 | 10分 | |
| | （1人）<br>A | — | — | — | プラント監視<br>（給電不可能な場合は，可搬型計測器接続による計器監視） | 適宜実施 | |
| | （1人）<br>A | — | — | — | 火災状況確認 | 10分 | |
| | — | 1人 | — | 自衛消防隊にて対応 | 火災現場確認・消火活動 | 消火活動継続実施 | |
| | — | — | — | — | 非常用ディーゼル発電機　機能回復<br>（解析上考慮せず） | | 対応可能な要員により，対応する。 |
| | （1人）<br>A | — | 参集要員にて対応 | — | 復水輸送系，補給水系，消火系による燃料プール注水 | 2号炉の作業を優先に適宜実施 | |
| | （1人）<br>A | — | 参集要員にて対応 | — | 大量送水車による燃料プール注水<br>（復水輸送系等による注水が不可能な場合） | 2号炉の作業を優先に適宜実施 | |
| 共通 | — | — | 参集要員にて対応 | — | 高圧発電機車による給電・受電 | 2号炉の作業を優先に適宜実施 | |
| | — | — | 参集要員にて対応 | — | 燃料補給作業 | 適宜実施 | |

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数
※：当直長含む人数

なお，2号炉において原子炉運転中を想定した場合，原子炉側と燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが，運転中に燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから（第3表参照），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り，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても，原子炉側で期待している運転員が併せて燃料プール側を監視できるため，現在の要員での対応が可能である。

第1図　1号炉における各作業と所要時間

# 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等の発生時においては，緊急時警戒体制を発令し，緊急時対策要員を招集することで事故の対応にあたる。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，中央制御室の運転員９ 名（運転停止中においては７ 名），発電所構内に常駐している緊急時対策要員 29 名及び自衛消防隊７ 名の合計 45 名（運転停止中においては 43 名）により，迅速な対応を図ることとしている。

表１及び表２に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数を示す。

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（ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」，「2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」，「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」，「3.1.2　残留熱代替除去系を使用する場合」，「3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合」，「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」，「3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」である。事象発生後に必要な要員は，当直長１名，当直副長１名，２号運転員５名，緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）５名及び緊急時対策要員（現場）19 名の合計 31 名であることから，初動体制の要員（45 名）で事故対応が可能である。

また，運転停止中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。事象発生後に必要な要員は，当直長１名，当直副長１名，２号運転員３名，緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）５名及び緊急時対策要員（現場）19 名の合計 29 名であることから，初動体制の要員（43 名）で事故対応が可能である。

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，「4.2　想定事故２」の事象である。必要な要員は，当直長１名，当直副長１名，２号運転員３名，緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）５名及び緊急時対策要員（現場）16 名の合計 26 名であることから，初動体制の要員（43 名）で対応が可能である。

各事故シーケンス等において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。

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。

# 表１　運転中の各事故シーケンスにおける初動要員（１／２）

| 事故シーケンス | 運転員 | | | | | 緊急時対策要員 | | | 自衛消防隊 | 必要要員数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 当直長 | 当直副長 | ２号運転員 | １号運転員 | 合計 | 緊急時対策本部要員（通報連絡等） | 緊急時対策要員（現場） | 合計 | | |
| 発電所に常駐している要員 | 1 | 1 | 5 | 2 | 9 | 5 | 24 | 29 | 7 | 45 |
| 2.1<br>高圧・低圧注水機能喪失 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | 18 | 23 | － | 28 |
| 2.2<br>高圧注水・減圧機能喪失 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | － | 5 | － | 10 |
| 2.3.1<br>全交流動力電源喪失（長期ＴＢ） | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 2.3.2<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＵ） | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 2.3.3<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＤ） | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 2.3.4<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＰ） | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 2.4.1<br>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 2.4.2<br>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | 18 | 23 | － | 28 |
| 2.5<br>原子炉停止機能喪失 | 1 | 1 | 4 | － | 6 | 5 | － | 5 | － | 11 |
| 2.6<br>LOCA 時注水機能喪失 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | 18 | 23 | － | 28 |
| 2.7<br>格納容器バイパス<br>（インターフェイスシステムＬＯＣＡ） | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | － | 5 | － | 10 |

：必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

表１　運転中の各事故シーケンスにおける初動要員（２／２）

| 事故シーケンス | 運転員 | | | | | 緊急時対策要員 | | | 自衛消防隊 | 必要要員数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 当直長 | 当直副長 | ２号運転員 | １号運転員 | 合計 | 緊急時対策本部要員（通報連絡等） | 緊急時対策要員（現場） | 合計 | | |
| 発電所に常駐している要員 | 1 | 1 | 5 | 2 | 9 | 5 | 24 | 29 | 7 | 45 |
| 3.1.2<br>雰囲気圧力・温度による静的負荷<br>（格納容器過圧・過温破損）<br>残留熱代替除去系を使用する場合 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 3.1.3<br>雰囲気圧力・温度による静的負荷<br>（格納容器過圧・過温破損）<br>残留熱代替除去系を使用しない場合 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 3.2<br>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 3.3<br>原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 3.4<br>水素燃焼 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |
| 3.5<br>溶融炉心・コンクリート相互作用 | 1 | 1 | 5 | － | 7 | 5 | 19 | 24 | － | 31 |

：必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

表２　燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び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の各事故シーケンスにおける初動要員

| 事故シーケンス | 運転員 | | | | | 緊急時対策要員 | | | 自衛消防隊 | 必要要員数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 当直長 | 当直副長 | ２号運転員 | １号運転員 | 合計 | 緊急時対策本部要員（通報連絡等） | 緊急時対策要員（現場） | 合計 | | |
| 発電所に常駐している要員 | 1 | 1 | 3 | 2 | 7 | 5 | 24 | 29 | 7 | 43 |
| 4.1<br>想定事故１ | 1 | 1 | 1 | － | 3 | 5 | 16 | 21 | － | 24 |
| 4.2<br>想定事故２ | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | 16 | 21 | － | 26 |
| 5.1<br>崩壊熱除去機能喪失 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | － | 5 | － | 10 |
| 5.2<br>全交流動力電源喪失 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | 19 | 24 | － | 29 |
| 5.3<br>原子炉冷却材の流出 | 1 | 1 | 3 | － | 5 | 5 | － | 5 | － | 10 |
| 5.4<br>反応度の誤投入※1 | － | － | － | － | － | － | － | － | － | － |

※１：本事故シーケンスにおいて，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，「－」とする。なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。

：燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び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のそれぞれにおいて，必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

# 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等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，表１から表３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 31 名（原子炉運転停止中では 29 名）であり，重大事故等に対処する要員の 45 名（原子炉運転停止中は 43 名）以内で重大事故等の対応が可能である。

## 3. 必要な要員の評価方法

(1) 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員については，対応する重要事故シーケンスと比較し，対応可能であるか評価を行う。

(2) 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。

(3) 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，中央制御室のすべての運転員で対応するため，要員数としての評価は不要とする。

(4) 運転員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。

(5) 「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ＰＤＳ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。

# 表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（１／６）

| 事故シーケンスグループ | 重要事故シーケンス | その他の事故シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要要員数 | 重要事故シーケンスに必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 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<br>過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・「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」を想定）。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始めるが，その後原子炉の減圧を実施し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧のみ（逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉失敗による減圧の有無）であるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | 28 |
| | | 2.1-②<br>手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉は高圧状態にあるため原子炉の減圧操作後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンス操作との差異は原子炉停止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，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.1-③<br>手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始めるが，その後原子炉の減圧を実施し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧の起点及び原子炉停止後に事故が発生することであり，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.1-④<br>サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉の減圧操作後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること及び交流電源故障が区分１の場合，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への重大事故等対策による電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.1-⑤<br>サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始めるが，その後原子炉の減圧を実施し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること，原子炉の減圧の起点及び交流電源故障が区分１の場合，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | |
| 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<br>手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生，低圧非常用炉心冷却系のための手動減圧の失敗を想定する。<br>・代替自動減圧作動回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の動作により原子炉が減圧し，低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止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，要員に増減なし。 | 10 | 10 |
| | | 2.2-②<br>サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止操作後に「給水流量の全喪失」の発生，手動減圧の失敗を想定する。<br>・代替自動減圧作動回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の動作により原子炉が減圧し，低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること及び使用できる低圧非常用炉心冷却系の系統数のみであり，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 10 | |

# 表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（２／６）

| 事故シーケンス<br>グループ | 重要事故<br>シーケンス | その他の事故<br>シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要<br>要員数 | 重要事故<br>シーケンスに<br>必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 全交流動力電源喪失<br>（長期ＴＢ） | 外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）喪失 | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | 31 |
| 全交流動力電源喪失<br>（ＴＢＵ） | 外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗 | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | 31 |
| 全交流動力電源喪失<br>（ＴＢＤ） | 外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | 31 |
| 全交流動力電源喪失<br>（ＴＢＰ） | 外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | 31 |

# 表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（３／６）

| 事故シーケンス<br>グループ | 重要事故<br>シーケンス | その他の事故<br>シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要<br>要員数 | 重要事故<br>シーケンスに<br>必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能<br>喪失 | 過渡事象＋崩壊熱<br>除去失敗 | 2.4-①<br>過渡事象＋高圧炉心冷却失敗<br>＋崩壊熱除去失敗 | ・「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」を想定）。<br>・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | ［崩壊熱除去<br>機能喪失］<br>28<br><br>［取水機能<br>喪失］<br>31 |
| | | 2.4-②<br>過渡事象＋圧力バウンダリ健<br>全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊<br>熱除去失敗 | ・「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「給水流量の喪失」を想定）。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）及び原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系が停止し，他の注水手段により原子炉水位を回復することであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-③<br>過渡事象＋圧力バウンダリ健<br>全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧<br>炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩<br>壊熱除去失敗 | ・「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」を想定）。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，原子炉の減圧を実施し，低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-④<br>手動停止＋崩壊熱除去失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉隔離時冷却系及び原子炉減圧後の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止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。 | 28 | |
| | | 2.4-⑤<br>手動停止＋高圧炉心冷却失敗<br>＋崩壊熱除去失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑥<br>手動停止＋圧力バウンダリ健<br>全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊<br>熱除去失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること，原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）及び原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系が停止し，他の注水手段により原子炉水位を回復することであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑦<br>手動停止＋圧力バウンダリ健<br>全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧<br>炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩<br>壊熱除去失敗 | ・原子炉手動停止後，「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，原子炉の減圧を実施し，低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること，原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |

# 表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（４／６）

| 事故シーケンスグループ | 重要事故シーケンス | その他の事故シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要要員数 | 重要事故シーケンスに必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能喪失 | 過渡事象＋崩壊熱除去失敗 | 2.4-⑧<br>サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止時後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉隔離時冷却系等又は原子炉の減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること及び交流電源故障が区分１の場合，低圧原子炉代替注水系（常設）で注水する場合は，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への重大事故等対策による電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | ［崩壊熱除去機能喪失］<br>28<br><br>［取水機能喪失］<br>31 |
| | | 2.4-⑨<br>サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。また，交流電源故障が区分１の場合，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への重大事故等対策による電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑩<br>サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，非常用炉心冷却系又は原子炉の減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること，原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧），原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系が停止し，他の注水手段により原子炉水位を回復することであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。また，交流電源故障が区分１の場合，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への重大事故等対策による電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑪<br>サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・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（１区分）」を設定し，原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系は停止するが，原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系又は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉停止後に事故が発生すること，原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧），原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。また，交流電源故障が区分１の場合，低圧原子炉代替注水系（常設）で注水する場合は，残留熱除去系（Ａ）の注入弁への重大事故等対策による電源供給が必要になるが，要員に増減なし。 | 28 | |

# 表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（５／６）

| 事故シーケンスグループ | 重要事故シーケンス | その他の事故シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要要員数 | 重要事故シーケンスに必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能喪失 | 過渡事象＋崩壊熱除去失敗 | 2.4-⑫<br>冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，原子炉冷却材が原子炉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，要員に増減なし。 | 28 | ［崩壊熱除去機能喪失］<br>28<br><br>［取水機能喪失］<br>31 |
| | | 2.4-⑬<br>冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・中破断ＬＯＣＡにより原子炉隔離時冷却系の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る原子炉注水を開始することで原子炉水位は維持される。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の機能に期待出来ないこと及び原子炉冷却材が原子炉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，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑭<br>冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・大破断ＬＯＣＡにより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る原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重大事故シーケンスとの差異は，原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の機能に期待出来ないこと及び原子炉冷却材が原子炉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，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑮<br>冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，原子炉冷却材が原子炉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及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑯<br>冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，原子炉冷却材が原子炉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及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑰<br>冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 | ・「外部電源喪失＋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。<br>・低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は破断口位置まで回復する。<br>・重大事故シーケンスとの差異は，原子炉冷却材が原子炉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及び原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |

# 表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（６／６）

| 事故シーケンスグループ | 重要事故シーケンス | その他の事故シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要要員数 | 重要事故シーケンスに必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能喪失 | 過渡事象＋崩壊熱除去失敗 | 2.4-⑱<br>外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗 | ・「外部電源喪失」発生後，原子炉スクラムする。<br>・主蒸気隔離弁の閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。原子炉隔離時冷却系等又は原子炉の減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉水位を回復する系統が異なることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | ［崩壊熱除去機能喪失］<br>28<br><br>［取水機能喪失］<br>31 |
| | | 2.4-⑲<br>外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 | ・「外部電源喪失」発生後，原子炉スクラムする。<br>・主蒸気隔離弁閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。この時，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の再閉に失敗し，原子炉圧力は低下を始め，原子炉隔離時冷却系が停止するが，原子炉の減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）及び原子炉の減圧に伴い原子炉隔離時冷却系が停止し，他の注水手段により原子炉水位を回復することであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| | | 2.4-⑳<br>外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗 | ・「外部電源喪失」発生後，原子炉スクラムする。<br>・主蒸気隔離弁閉鎖により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）が開放される。「直流電源喪失」によって電源設備の制御電源は喪失しているため，高圧原子炉代替注水系，または「所内常設蓄電式直流電源設備」への切替え操作による直流電源の給電により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による急速減圧を実施し，原子炉の減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は交流電源が喪失していることであるが，必要な操作は同様であるため，要員に増減なし。 | 28 | |
| 原子炉停止機能喪失 | 過渡事象＋原子炉停止失敗 | 2.5-①<br>冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗 | ・「小破断ＬＯＣＡ」発生後，格納容器漏えい判断により出力低下後，原子炉手動スクラムを実施するが，原子炉スクラムに失敗する。<br>・代替制御棒挿入機能及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により原子炉出力は低下し，未臨界に至る。<br>・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注水を行い，炉心冠水維持される。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，ＬＯＣＡ対応が必要なことであるが，中央制御室の運転員によって実施されるため要員数は変化しない。 | 11 | 11 |
| | | 2.5-②<br>冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗 | ・「中破断ＬＯＣＡ」発生後，格納容器圧力上昇により，原子炉スクラム信号が発生するが，原子炉スクラムに失敗する。<br>・代替制御棒挿入機能及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により原子炉出力は低下し，未臨界に至る。<br>・給水系，原子炉隔離時冷却系（初期）及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水を行い，炉心冠水維持される。<br>・重要事故シーケンスとの差異はＬＯＣＡ対応が必要なことであるが，中央制御室の運転員によって実施されるため要員数は変化しない。 | 11 | |
| | | 2.5-③<br>冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗 | ・「大破断ＬＯＣＡ」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラム信号が発生するが，原子炉スクラムに失敗する。<br>・代替制御棒挿入機能により原子炉出力は低下し，未臨界に至る。<br>・非常用炉心冷却系による注水を行い，炉心冠水維持される。<br>・重要事故シーケンスとの差異はＬＯＣＡ対応が必要なことであるが，中央制御室の運転員によって実施されるため要員数は変化しない。 | 11 | |
| ＬＯＣＡ時注水機能喪失 | 冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 | 2.6-①<br>冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 | ・「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。<br>・原子炉水位は低下を始めるが，その後，急速減圧を実施し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，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，要員に増減なし。 | 28 | 28 |
| | | 2.6-②<br>冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 | ・「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。<br>・原子炉水位が低下するため，低圧非常用炉心冷却系を準備後，原子炉の減圧を試みるが失敗する。<br>・代替自動減圧作動回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の動作により原子炉が減圧し，低圧非常用炉心冷却系により原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，低圧非常用炉心冷却系が使用できることであり，要員数は減少する。 | 10 | |
| | | 2.6-③<br>冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 | ・「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。<br>・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を維持するが，ＬＯＣＡ事象により原子炉圧力が低下するため機能喪失する。また，高圧炉心スプレイ系の注水および原子炉の減圧を試みるが失敗する。<br>・代替自動減圧作動回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の動作により原子炉が減圧し，低圧非常用炉心冷却系により原子炉水位は回復する。<br>・重要事故シーケンスとの差異は，低圧非常用炉心冷却系が使用できることであり，要員数は減少する。 | 10 | |
| 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ） | 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ） | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | 10 |

# 表２　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

| 想定する事故 | その他の事故<br>シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要<br>要員数 | 重要事故<br>シーケンスに<br>必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|
| 想定事故１<br>（冷却機能又は注水機能喪失） | 想定事故以外の事故シーケンスなし | | | 24 |
| 想定事故２<br>（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ーケンスなし | | | 26 |

# 表３　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

| 事故シーケンス<br>グループ | 重要事故<br>シーケンス | その他の事故<br>シーケンス | 事象進展及び人数の増減理由 | 必要<br>要員数 | 重要事故<br>シーケンスに<br>必要な要員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能喪失 | 崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 5.1-①<br>外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | ・外部電源喪失後，非常用ディーゼル発電機により非常用電源は確保するものの，残留熱除去系及び原子炉補機冷却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，重要事故シーケンスと同様，待機中の残留熱除去系による原子炉注水を実施する。<br>・重要事故シーケンスに対する評価では外部電源喪失を仮定しており，必要な要員数は同様であるため，人数に増減なし。 | 10 | 10 |
| 全交流動力電源喪失 | 外部電源喪失＋交流電源喪失 | 5.2-①<br>外部電源喪失＋直流電源喪失 | ・起因事象として「外部電源喪失」及び「直流電源喪失」を想定し，崩壊熱除去系及び注水系喪失により原子炉冷却材の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する。<br>・重要事故シーケンスと異なり，「直流電源喪失」によって電源設備の制御電源は喪失しているため，必要な操作である「低圧注水モード運転による原子炉注水」及び「原子炉停止時冷却モードによる原子炉の除熱」操作の替わりに，「常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」が必要となる。ただし，操作に対する必要な要員数は同様であるため，人数に増減なし。 | 29 | 29 |
| 原子炉冷却材の流出 | 原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 | 5.3-①<br>原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 | ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）」となり，事象の認知が早くなる。<br>・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり，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 | 10 |
| | | 5.3-②<br>原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 | ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）」となり，事象の認知が早くなる。<br>・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり，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 | |
| | | 5.3-③<br>原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 | ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）」となる。<br>・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり，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 | |
| 反応度の誤投入 | 反応度の誤投入 | 重要事故シーケンス以外のシーケンスなし | | | － |

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

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，各格納容器破損モードに至るおそれのある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を表１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」の評価結果をもとに，各ＰＤＳによる炉心損傷を防止するために必要な要員数を合わせて示す。

なお，表１のうち，ＴＷ（崩壊熱除去機能喪失），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原子炉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，表１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。

この仮定のうえでも，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，表１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ＰＤＳは，全交流動力電源喪失（ＳＢＯ）を伴うＰＤＳ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ及びＴＢＤ）の 31 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ＰＤＳ，その中で要員数の観点で厳しいＰＤＳ及び評価シーケンスの起点として選定したＰＤＳを表２に示す。

格納容器破損モード格納容器過圧破損，格納容器過温破損及び水素燃焼では，ＬＯＣＡをＰＤＳ に選定したうえでＰＤＳにＳＢＯを加えているため，ＳＢＯにも対応可能な要員数が必要となる。このことから，選定したＰＤＳは要員の観点で最も厳しいＰＤＳを包絡している。そのうえで，ＬＯＣＡ及びＳＢＯに並行して対応し，格納容器破損防止が可能であることを示している。ただし，交流動力電源の 24 時間以内の復旧に期待していることから，ＴＢＰへの炉心損傷防止対応で想定している低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水は考慮していない。

なお，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原子炉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となる要員数はＰＤＳに

よらず同じであり，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る。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ），原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）については，炉心損傷後の対応として，原子炉水位が燃料棒有効長下端から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点での原子炉減圧及び原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点でのペデスタルへの注水等が必要となるが，これらの対応に必要となる要員数はＰＤＳによらず同じであり，いずれの場合も大破断ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ後の対応に必要な要員数を上回ることは無い。

以上より，要員の観点で厳しいＰＤＳ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。

以 上

表１　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 | 格納容器破損時期 | 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 | 28 |
| ＴＱＵＸ | 炉心損傷後 | 高圧 | 早期 | 10 |
| 長期ＴＢ | 炉心損傷後 | 高圧 | 後期 | 31 |
| ＴＢＵ | 炉心損傷後 | 高圧 | 早期 | 31 |
| ＴＢＰ | 炉心損傷後 | 低圧 | 早期 | 31 |
| ＴＢＤ | 炉心損傷後 | 高圧 | 早期 | 31 |
| ＬＯＣＡ | 炉心損傷後 | 低圧 | 早期 | 28※2 |
| ＴＷ※3 | 炉心損傷前 | － | 後期 | 31 |
| ＴＣ※3 | 炉心損傷前 | － | 早期 | 11 |
| ＩＳＬＯＣＡ※3 | 炉心損傷前 | － | 早期 | 10 |

※１：「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果から抽出

※２：ＬＯＣＡ時注水機能喪失（冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗）におけ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

表２　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<br>ＴＢＵ<br>ＴＢＰ<br>ＴＢＤ | ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ※1 |
| | ＴＱＵＸ | | |
| | ＬＯＣＡ | | |
| 雰囲気圧力温度による静的負荷（格納容器過温破損） | ＴＱＵＶ | | |
| | ＴＱＵＸ | | |
| | 長期ＴＢ | | |
| | ＴＢＵ | | |
| | ＴＢＰ | | |
| | 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<br>ＴＢＵ<br>ＴＢＤ | ＴＱＵＸ＋ＳＢＯ※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（ＦＣＩ） | ＴＱＵＶ | ＴＱＵＶ<br>ＬＯＣＡ | ＴＱＵＶ＋ＳＢＯ※1 |
| | ＴＱＵＸ | | |
| | ＬＯＣＡ | | |
| 水素燃焼 | － | － | ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ※1 |
| 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ） | ＴＱＵＶ | ＴＱＵＶ<br>ＬＯＣＡ | ＴＱＵＶ＋ＳＢＯ※1 |
| | ＴＱＵＸ | | |
| | ＬＯＣＡ | | |

※１：ＰＲＡから直接抽出されるＰＤＳではないが，電源復旧，注水機能確保のための設備が多く，格納容器破損防止対策のための対応時間が厳しいシナリオを想定するため，ＳＢＯの重畳した評価事故シーケンスを選定している。

# 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，電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。

## 2. 事故シーケンス別の必要量について

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及び燃料に関する評価結果を第１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１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，燃料及び電源負荷の必要量（１／４）

| 事故シーケンス | 水源 | | 燃料（軽油）<br>７日間必要量／備蓄量 | 電源負荷<br>最大負荷／給電容量 |
|---|---|---|---|---|
| | 原子炉注水及び格納容器スプレイ<br>（必要水量／水源総量） | 燃料プール注水<br>（必要水量／水源総量） | | |
| 2.1<br>高圧・低圧注水機能喪失 | 約3,600m³／約7,740m³<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約711m³／約730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約155.736m³）<br>・大量送水車（約10.9536m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約352m³／約450m³<br>・ガスタービン発電機（約351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約7.8792m³） | 約354kW／約4,800kW |
| 2.2<br>高圧注水・減圧機能喪失 | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約700m³／約730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約155.736m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約7.8792m³） | — |
| 2.3.1<br>全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）<br>2.3.2<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）<br>2.3.3<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＤ） | 約1,100m³／約7,000m³<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約11m³／約730m³<br>・大量送水車（約10.9536m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約352m³／約450m³<br>・ガスタービン発電機（約351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約7.8792m³） | 約4,268kW／約4,800kW<br>※２ |
| 2.3.4<br>全交流動力電源喪失（ＴＢＰ） | 約1,000m³／約7,000m³<br>・低圧原子炉代替注水系（可搬型）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約11m³／約730m³<br>・大量送水車（約10.9536m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約352m³／約450m³<br>・ガスタービン発電機（約351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約7.8792m³） | 約4,268kW／約4,800kW<br>※２ |

※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，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

# 第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（２／４）

| 事故シーケンス | 水源 | | 燃料（軽油）<br>７日間必要量／備蓄量 | 電源負荷<br>最大負荷／給電容量 |
|---|---|---|---|---|
| | 原子炉注水及び格納容器スプレイ<br>（必要水量／水源総量） | 燃料プール注水<br>（必要水量／水源総量） | | |
| 2.4.1　崩壊熱除去機能喪失<br>（取水機能が喪失した場合） | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 53m³／約 730m³<br>・大型送水ポンプ車（約 52.08m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 2,948kW／約 4,800kW |
| 2.4.2　崩壊熱除去機能喪失<br>（残留熱除去機能が故障した場合） | 約 3,600m³／約 7,740m³<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 711m³／約 730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³）<br>・大量送水車（約 10.9536m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 354kW／約 4,800kW |
| 2.5　原子炉停止機能喪失※1 | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 700m³／約 730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | — |
| 2.6　LOCA 時注水機能喪失 | 約 3,400m³／約 7,740m³<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 711m³／約 730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³）<br>・大量送水車（約 10.9536m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 354kW／約 4,800kW |

※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，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24 時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を

□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

# 第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（３／４）

| 事故シーケンス | 水源 | | 燃料（軽油）<br>７日間必要量／備蓄量 | 電源負荷<br>最大負荷／給電容量 |
|---|---|---|---|---|
| | 原子炉注水及び格納容器スプレイ<br>（必要水量／水源総量） | 燃料プール注水<br>（必要水量／水源総量） | | |
| 2.7　ISLOCA | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 700m³／約 730m³<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | — |
| 3.1.2<br>雰囲気圧力・温度による静的負荷<br>（格納容器過圧・過温破損）<br>残留熱代替除去系を使用する場合<br>3.4<br>水素燃焼 | 約 500m³／約 7,740m³<br>・低圧原子炉代替注水系（常設） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 71m³／約 730m³<br>・大量送水車（約 10.9536m³）<br>・大型送水ポンプ車（約 52.08m³）<br>・可搬式窒素供給装置（約 6.048m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 1,941kW／約 4,800kW |
| 3.1.3<br>雰囲気圧力・温度による静的負荷<br>（格納容器過圧・過温破損）<br>残留熱代替除去系を使用しない場合 | 約 3,200m³／約 7,740m³<br>・低圧原子炉代替注水系（常設）<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 64m³／約 730m³<br>・大量送水車（約 10.9536m³）<br>・大型送水ポンプ車（約 52.08m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 2,091kW／約 4,800kW |
| 3.2<br>高圧溶融放出／格納容器雰囲気直接加熱<br>3.3<br>原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用<br>3.5<br>溶融炉心・コンクリート相互作用 | 約 600m³／約 7,000m³<br>・格納容器代替スプレイ系（可搬型）<br>・ペデスタル代替注水系（可搬型） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 71m³／約 730m³<br>・大量送水車（約 10.9536m³）<br>・大型送水ポンプ車（約 52.08m³）<br>・可搬式窒素供給装置（約 6.048m³）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m³）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³） | 約 1,941kW／約 4,800kW |

※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，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24 時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を

⋯ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

# 第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（４／４）

| 事故シーケンス | 水源 | | 燃料（軽油）<br>７日間必要量／備蓄量 | 電源負荷<br>最大負荷／給電容量 |
|---|---|---|---|---|
| | 原子炉注水及び格納容器スプレイ<br>（必要水量／水源総量） | 燃料プール注水<br>（必要水量／水源総量） | | |
| 4.1 想定事故１ | — | 約 2,100m$^3$／約 7,000m$^3$<br>・燃料プールスプレイ系 | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 711m$^3$／約 730m$^3$<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m$^3$）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m$^3$）<br>・大量送水車（約 10.9536m$^3$）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m$^3$／約 45m$^3$<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m$^3$） | — |
| 4.2 想定事故２ | — | 約 2,100m$^3$／約 7,000m$^3$<br>・燃料プールスプレイ系 | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 711m$^3$／約 730m$^3$<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m$^3$）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m$^3$）[3]<br>・大量送水車（約 10.9536m$^3$）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m$^3$／約 45m$^3$<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m$^3$） | — |
| 5.1 崩壊熱除去機能喪失 | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 700m$^3$／約 730m$^3$<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m$^3$）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m$^3$）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m$^3$／約 45m$^3$<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m$^3$） | — |
| 5.2 全交流動力電源喪失 | 約 300m$^3$／約 7,740m$^3$<br>・低圧原子炉代替注水系（常設） | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 64m$^3$／約 730m$^3$<br>・大量送水車（約 10.9536m$^3$）<br>・大型送水ポンプ車（約 52.08m$^3$）<br>○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m$^3$／約 450m$^3$<br>・ガスタービン発電機（約 351.12m$^3$）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m$^3$／約 45m$^3$<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m$^3$） | 約 2,406kW／約 4,800kW |
| 5.3 原子炉冷却材流出 | — | — | ○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 700m$^3$／約 730m$^3$<br>・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m$^3$）<br>・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m$^3$）<br>○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m$^3$／約 45m$^3$<br>・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m$^3$） | — |
| 5.4 反応度の誤投入※1 | — | — | — | — |

※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，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24 時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

▭ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，▭ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を

▭ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。