

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

平成 27 年 3 月 17 日

東北電力株式会社

## 目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
2. 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
  - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 2.3 全交流動力電源喪失
  - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
  - 2.5 原子炉停止機能喪失
  - 2.6 L O C A時注水機能喪失
  - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）
3. 重大事故
  - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
  - 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 格納容器直接接触（シェルアタック）
  - 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故 1
  - 4.2 想定事故 2
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
6. 必要な要員及び資源の評価

下線部：今回のご説明範囲

## 添付資料 目次

- (2. 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)
  - (2.1 高圧・低圧注水機能喪失)
    - 添付資料 2.1.1 安定停止状態について
    - 添付資料 2.1.2 水源, 燃料評価結果について
  
  - (2.2 高圧注水・減圧機能喪失)
    - 添付資料 2.2.1 安定停止状態について
    - 添付資料 2.2.2 燃料評価結果について
  
  - (2.3 全交流動力電源喪失)
    - 添付資料 2.3.1 蓄電池による給電時間評価結果について
    - 添付資料 2.3.2 RCIC 運転継続時間 24 時間の妥当性について
    - 添付資料 2.3.3 安定停止状態について
    - 添付資料 2.3.4 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について
  
  - (2.4 崩壊熱除去機能喪失)
    - 添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について (取水機能が喪失した場合)
    - 添付資料 2.4.1.2 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について  
(取水機能が喪失した場合)
    - 添付資料 2.4.2.1 安定停止状態について (残留熱除去系が故障した場合)
    - 添付資料 2.4.2.2 水源, 燃料評価結果について  
(残留熱除去系が故障した場合)
    - 添付資料 2.4.2.3 注水温度の違いによる解析結果への影響について
  
  - (2.5 原子炉停止機能喪失)
    - 添付資料 2.5.1 解析に使用する動的ボイド係数について
    - 添付資料 2.5.2 安定停止状態について
    - 添付資料 2.5.3 低温低圧状態までの移行手順について
    - 添付資料 2.5.4 水源, 燃料評価結果について
    - 添付資料 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析
    - 添付資料 2.5.6 復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプが  
トリップしない場合の感度解析
    - 添付資料 2.5.7 注水温度に関する感度解析

(2.6 LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.1 敷地境界外の実効線量率評価について

添付資料 2.6.2 安定停止状態について

添付資料 2.6.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

添付資料 2.7.1 安定停止状態について

添付資料 2.7.2 燃料評価結果について

(3. 重大事故)

(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

添付資料 3.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)  
時における Cs-137 放出量評価について

添付資料 3.1.2 炉心の状態図について

添付資料 3.1.3 安定停止状態について

添付資料 3.1.4 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (炉外 FCI)  
に関する知見の整理

(3.4 水素燃焼)

添付資料 3.4.1 水の放射線分解の評価について

添付資料 3.4.2 安定停止状態について

添付資料 3.4.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(3.5 格納容器直接接触 (シェルアタック))

添付資料 3.5.1 格納容器直接接触 (シェルアタック) の除外理由について

(3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用)

添付資料 3.6.1 溶融炉心－コンクリートの相互作用の評価に関わる条件の  
考え方について

添付資料 3.6.2 安定停止状態について

添付資料 3.6.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(4.1 想定事故1)

添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下及び遮蔽に関する評価について

添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の  
算出について

添付資料 4.1.3 安定停止状態について

添付資料 4.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について

添付資料 4.1.5 水源，燃料評価結果について

(4.2 想定事故2)

添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下及び遮蔽に関する評価について

添付資料 4.2.2 安定停止状態について

添付資料 4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価について

添付資料 4.2.4 水源，燃料評価結果について

(5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

添付資料 5.1.1 安定停止状態について

添付資料 5.1.2 評価条件の不確かさの影響評価について

添付資料 5.1.3 燃料評価結果について

(5.2 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.1 安定停止状態について

添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について

添付資料 5.2.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(5.3 原子炉冷却材の流出)

添付資料 5.3.1 停止時の線量率評価について

添付資料 5.3.2 安定停止状態について

添付資料 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価について

添付資料 5.3.4 燃料評価結果について

(5.4 反応度の誤投入)

添付資料 5.4.1 安定停止状態について

下線部：今回のご説明範囲

#### 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

##### 4.1 想定事故 1

###### 4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

###### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、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である想定事故 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の喪失によってプール水の温度が上昇し、沸騰を開始する。プール水の補給に失敗すると、蒸発によりプール水が減少しプールの水位が緩慢に低下する。冷却系の回復やプール水の補給が行われないと、やがて燃料が損傷する。

したがって、想定事故 1 では、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水によって、使用済燃料等から発生する放射線の遮蔽を確保するとともに、燃料の著しい損傷の防止を図る。

###### (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、燃料プールにおける燃料損傷を防止し、かつ、燃料プールが放射線の遮蔽を維持できる水位を確保するため、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 4.1.1 図に、手順の概要を第 4.1.2 図に示

すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 4.1.1 表に示す。

想定事故 1 における重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 2 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 6 名、重大事故等対応要員は 14 名である。この必要な要員と作業項目について第 4.1.3 図に示す。

a. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

b. 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系停止の確認により燃料プール冷却機能喪失を判断

燃料プール冷却浄化系ポンプ及び残留熱除去系ポンプの機能喪失により、燃料プール冷却機能の喪失を確認し、燃料プール冷却機能喪失と判断する。

燃料プール冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料プール水温度等である。

c. 燃料プール補給水系起動失敗を確認し燃料プール注水機能喪失を判断

燃料プール補給水ポンプの機能喪失により燃料プールへの注水ができないため燃料プール注水機能喪失と判断する。

これにより、可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水等の準備

を開始する。

燃料プール注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、燃料プール補給水ポンプ出口圧力等である。

d. 燃料プール水温上昇及び水位低下確認

燃料プール水温 100℃到達後、蒸発により燃料プール水位が低下することを確認する。

燃料プール水温上昇及び水位低下の確認に必要な計装設備は、使用済燃料プール水温度等である。

e. 可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水

可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水に必要な計装設備は、使用済燃料プール水位等である。

#### 4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

想定事故 1 では、燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失による燃料プール水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持し、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。

##### (2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する主要な解析条件を第 4.1.2 表に示す。

a. 初期条件

(a) 燃料プールの初期水位

燃料プールの初期水位は通常運転水位とする。

(b) 燃料プールの初期水温

燃料プールの初期水温は、保安規定上、運転上許容されている値の上限である 65℃とする。

(c) 崩壊熱

燃料プールには貯蔵燃料のほかに、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とする。このときの崩壊熱は 6.6MW である。

(d) プールゲート

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上に設置されているプールゲートは閉を仮定する。

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、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系の機能喪失を想定する。

(b) 外部電源

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) 燃料プール代替注水系

燃料プール代替注水系は 114m<sup>3</sup>/h の流量で燃料プールへ注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は、事象発生 13 時間後に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 4.1.2 図に示すとともに、燃料プール水位の推移を第 4.1.4 図に、燃料プール水位と線量率の評価結果を第 4.1.5 図に示す。(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

a. 事象進展

燃料プールの冷却系の運転停止又は燃料プールの水温上昇により異常事象を認知し、冷却系の状態を確認して復旧を試みるとともに、短期での復旧の見通しが得られない場合、燃料プール補給水系による水の補給準備を行い、燃料プール補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系による注水の準備を行う。この間、燃料プールの水温等については、継続的に監視するとともに、燃料プール水の沸騰により水位低下した後は、燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、注水により燃料プールの水位を回復・維持する。

燃料プールの冷却系の機能喪失後、燃料プールの水温は約  $4^{\circ}\text{C}/\text{h}$  で上昇し、事象発生から約 9 時間で  $100^{\circ}\text{C}$  に到達することとなる。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 13 時間経過した時点で可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を開始することによって、水位は回復する。

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燃料プール代替注水系により燃料プールに補給する。

b. 評価項目等

燃料プールの水位は通常運転水位から約 0.3m 下まで低下することどまり、燃料有効長頂部は冠水を維持する。通常運転水位から約 0.3m 下の水位での線量率は、約  $1.1 \times 10^{-2}$  mSv/h 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。

また、燃料プールの燃料は、使用済燃料貯蔵ラックが健全な状態において、冠水状態の場合、未臨界が確保される設計としていることから、未臨界は維持される。

通常運転水位に水位回復後は、崩壊熱相当の注水が実施されるため、安定停止状態となる。(添付資料 4.1.3)

#### 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、要員の配置による他の操作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 は、燃料プール代替注水系による注水操作により、燃料プールの水位低下を抑制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、燃料プール代替注水系による注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

###### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、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としている。

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

崩壊熱，初期水温，初期水位及びプールゲート開閉を考慮した場合，燃料プール内の水の温度，水量が変動するが，燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は，燃料プール水温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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の設定は，燃焼度の保守性等により評価条件での想定より小さくなることが考えられるが，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約 30 時間，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 103 時間であることから，影響は小さい。

初期水温は，評価値より小さくなることが考えられ，同様の考え方により影響はない。

初期水位は通常運転水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが，仮に初期水位が水位低警報レベル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約 26 時間，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 99 時間であり，事象発生 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，影響は小さい。

プールゲートが開放されている状態を想定した場合，保有水量は 2 倍程度となり，保有水の温度上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

安全機能の喪失に対する仮定については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対

する影響はない。

外部電源については、外部電源がない場合とある場合では、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。

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

##### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 4.1.3 図に示すとおり、燃料プール代替注水系による注水操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作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

燃料プール代替注水系による注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなることが考えられる。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大きくなるが、その時間は約 30 時間であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

#### (2) 操作時間余裕の把握

操作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する。

燃料プール代替注水系による注水操作について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 30 時間であり、操作に対して十分な時間余裕を確保できる。

### (3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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、操作条件が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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。(添付資料 4.1.4)

#### 4.1.4 必要な要員及び資源の確保

##### (1) 必要な要員の確保

想定事故 1 における重大事故等対策に必要な要員は、「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の確保

想定事故 1 において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 4.1.5)

###### a. 水源

燃料プール代替注水系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、合計約 1,755m<sup>3</sup> 必要となる。淡水貯水槽で合計約 10,000m<sup>3</sup> の水量を保有することから、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、事象発生直後のからの運転を想定し、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 616.8kL である。

ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1kLである。

燃料プール代替注水系として使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約30.5kLである。

緊急時対策所へ電源を供給する電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約33.6kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約703.0kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲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。

#### 4.1.5 結論

想定事故1では、燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失により、燃料プール内の水の温度が徐々に上昇し、蒸発により燃料プール水位が低下し、やがて燃料は露出し、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、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水手段を整備している。

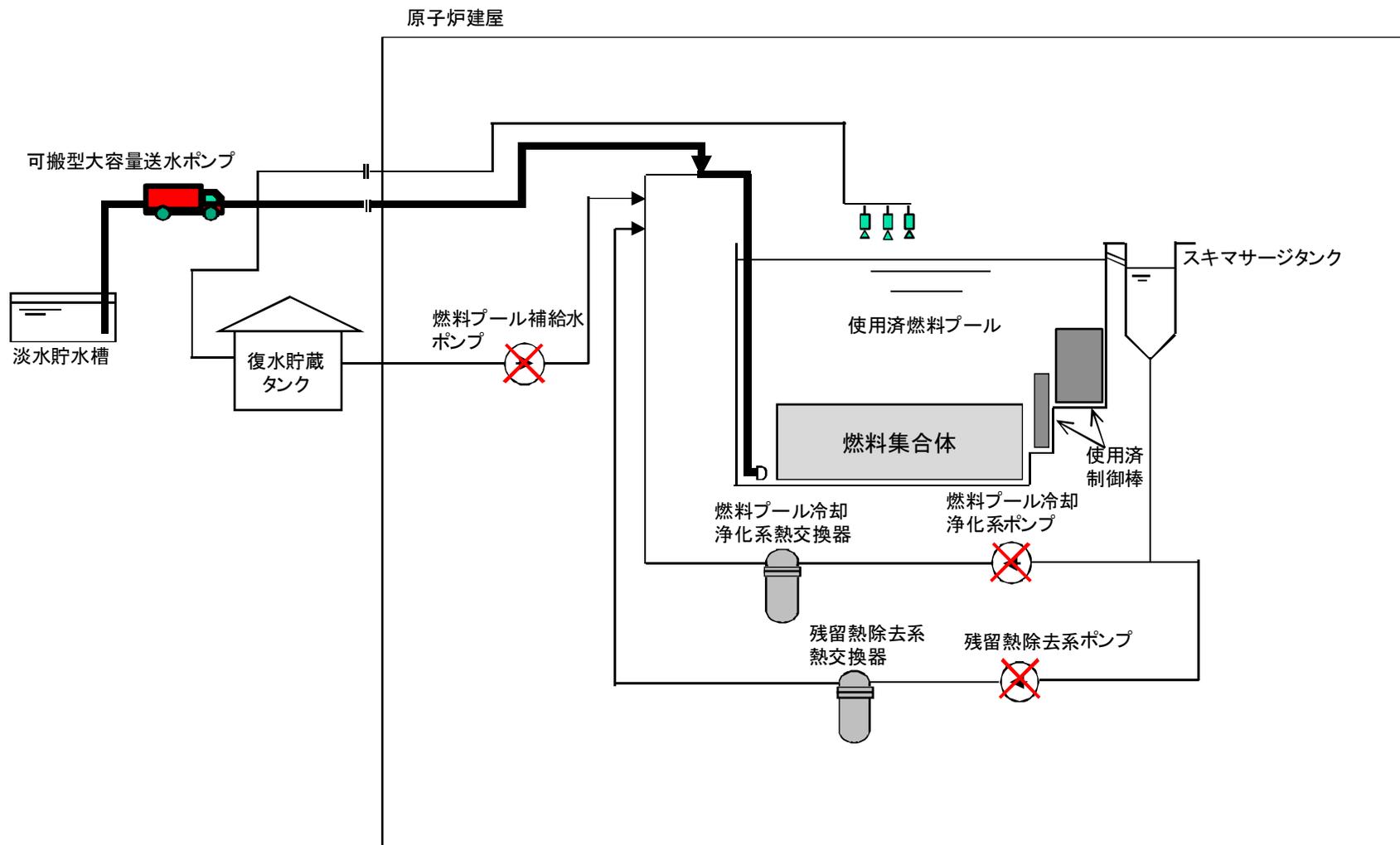
想定事故1「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水により、燃料プールの水位を回復させ維持させることができ、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができる。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから、燃料プール代替注水系による燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。

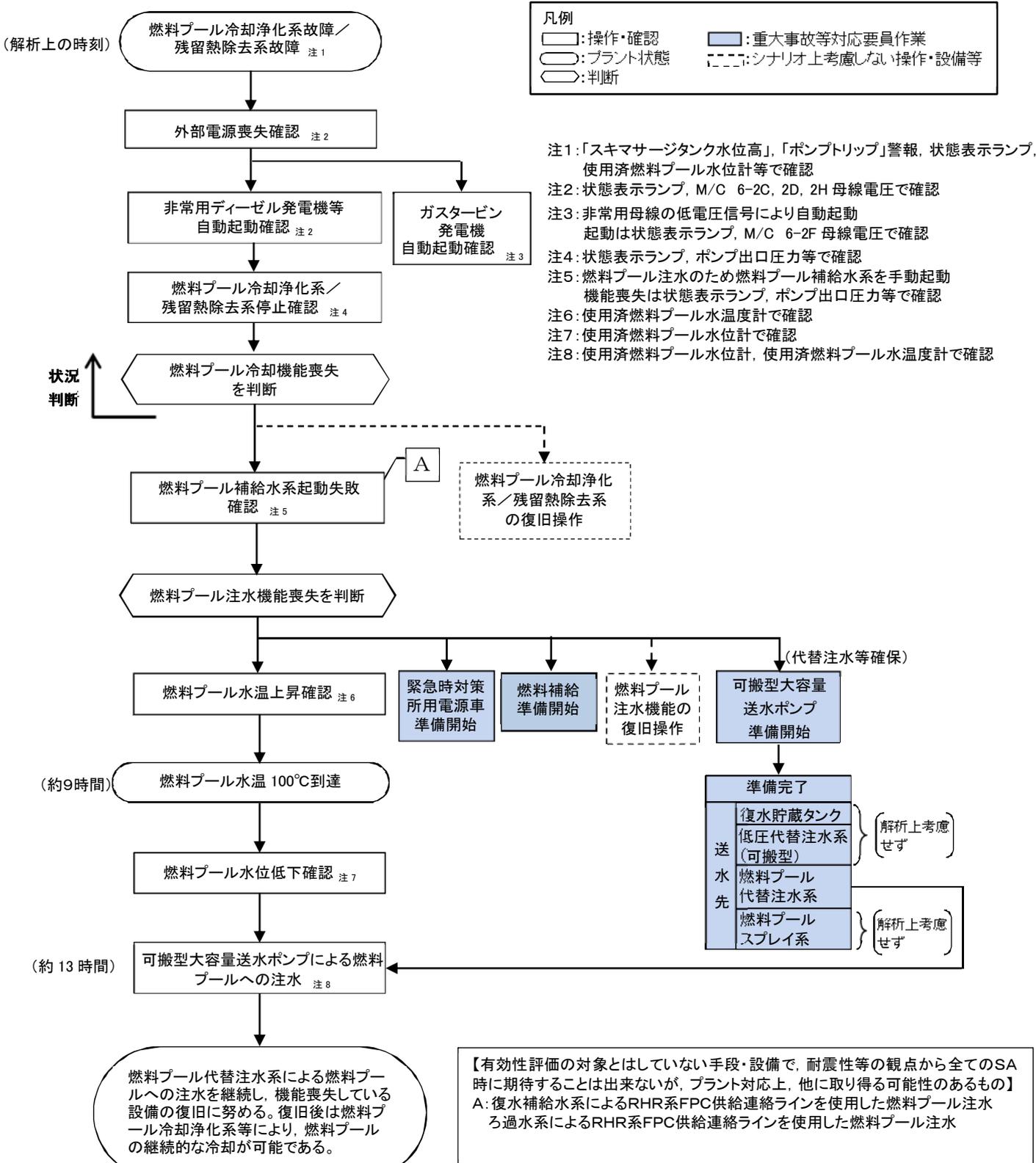


第 4.1.1 図 想定事故 1 時の使用系統概要 (燃料プール代替注水系)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後 10 日
  - ・全燃料取り出し&プールゲート「閉」
  - ・燃料プール冷却浄化系 運転中
  - ・残留熱除去系(A)燃料プール冷却モード運転中
  - ・残留熱除去系(B)点検中

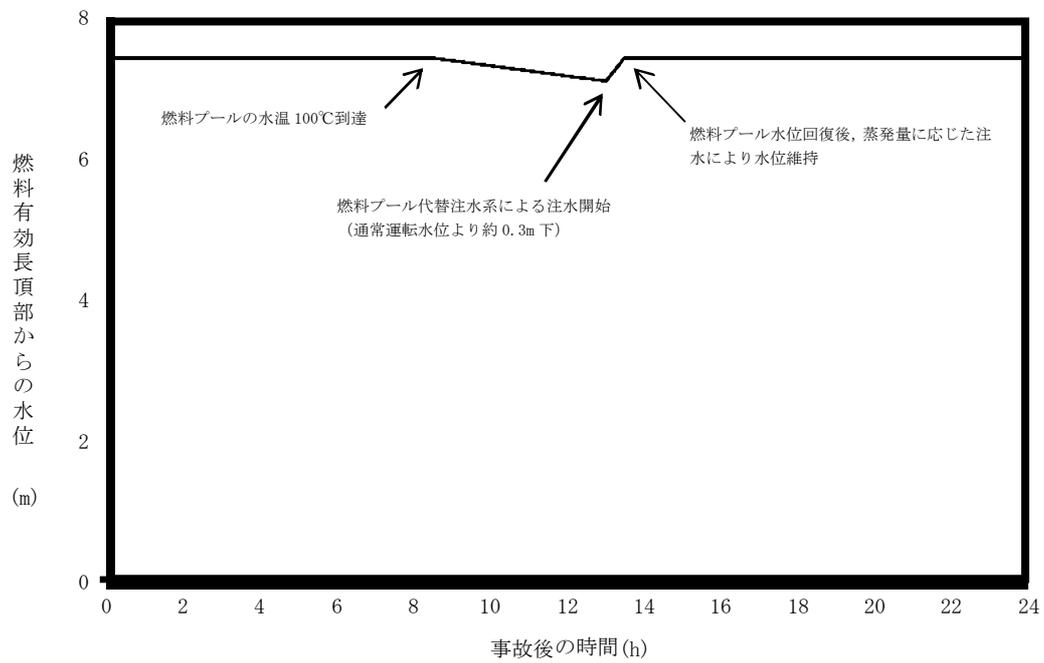
凡例

- : 操作・確認
- : プラント状態
- ◇: 判断
- : 重大事故等対応要員作業
- ⋯: シナリオ上考慮しない操作・設備等

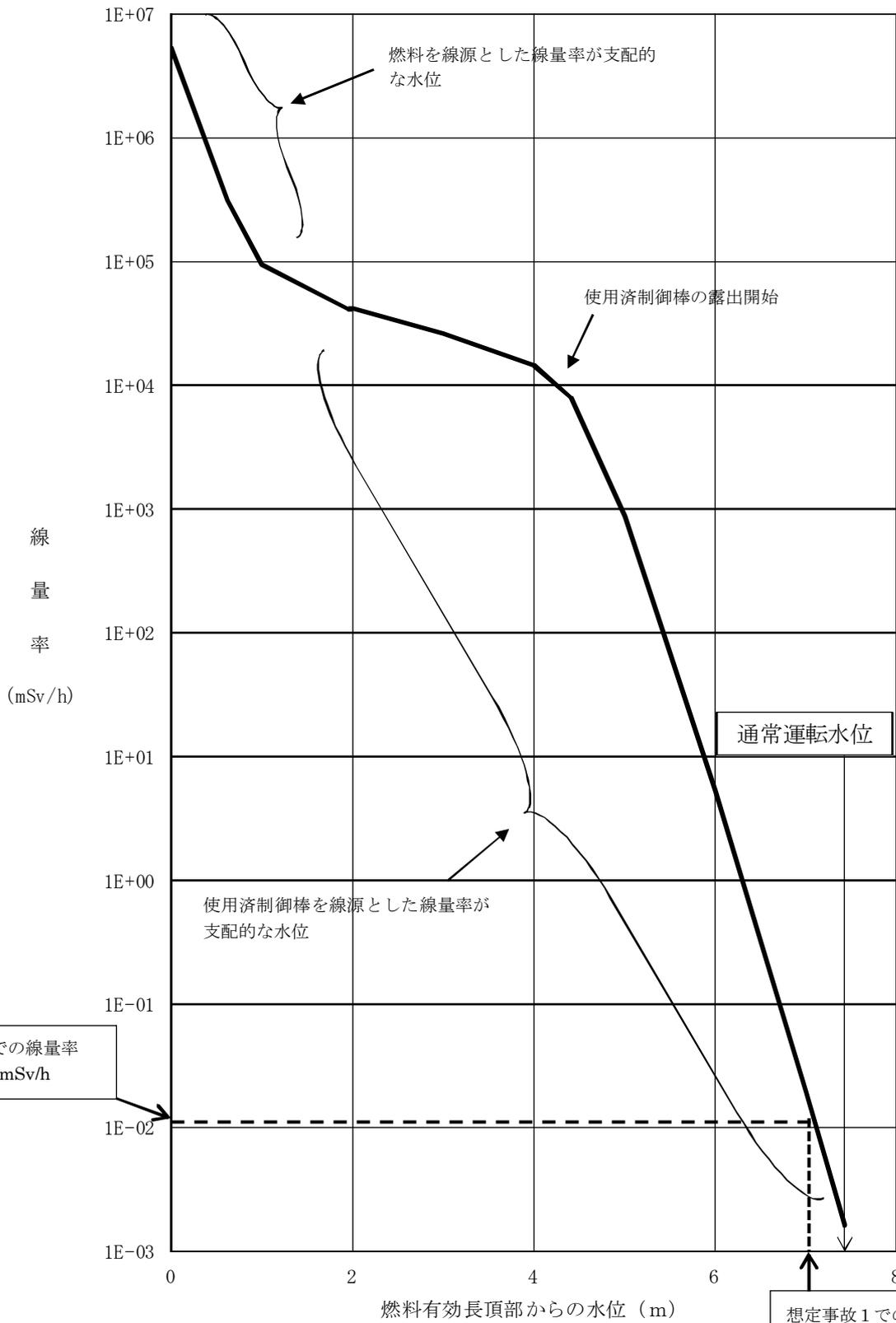


第 4. 1. 2 図 想定事故 1 時の対応手順の概要





第 4.1.4 図 燃料プール水位の推移



第 4.1.5 図 燃料プール水位と線量率

第 4.1.1 表 想定事故 1 時における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
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
燃料プール冷却浄化系/残留熱除去系停止の確認により燃料プール冷却機能喪失を判断	・燃料プール冷却浄化系ポンプ及び残留熱除去系ポンプの機能喪失により、燃料プール冷却機能の喪失を確認する。 ・燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系の故障により燃料プール冷却機能喪失と判断する。	—	—	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 燃料プール冷却浄化系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力
燃料プール補給水系起動失敗を確認し燃料プール注水機能喪失を判断	・燃料プール補給水ポンプの機能喪失により燃料プールへの注水ができないため燃料プール注水機能喪失と判断する。 ・可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水等の準備を開始する。	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	燃料プール補給水ポンプ出口圧力 燃料プール補給水ポンプ出口流量
燃料プール水温上昇及び水位低下確認	・燃料プール水温 100℃到達後、蒸発により燃料プール水位が低下することを確認する。	使用済燃料プール監視カメラ (SA)	—	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (SA)
可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水	・可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を実施する。	使用済燃料プール監視カメラ (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (SA)

第 4.1.2 表 主要解析条件（想定事故 1）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	前提条件	—	計算に当たっては、崩壊熱一定の下で水温は一律に上昇して、沸騰に至るとした。なお、沸騰開始までの時間及び沸騰後の水位低下を保守的に評価するために、水面及び壁面からの放熱、さらに構造物の熱容量は考慮していない。
	燃料プールの初期水位	通常運転水位 (オーバーフロー水位)	通常運転水位を設定。 なお、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定されているプールゲートは閉を仮定する。
	燃料プールの初期水温	65℃	保安規定上、運転上許容されている値の上限。
	崩壊熱	6.6MW 【取出時平均燃焼度】 ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	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ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出。 なお、使用済燃料プール冷却浄化系の設計より、通常、原子炉停止後 21 日目に降にプールゲート閉とすることから、保守的に原子炉停止後 10 日にプールゲートを閉じる設定とした。
	プールゲート	閉	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。
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、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系の機能喪失を想定。
	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	燃料プール代替注水系	114 m <sup>3</sup> /h	燃料プール代替注水系の設計値として設定。
重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系による 燃料プールへの注水	事象発生 13 時間後	燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間等を考慮して設定。

## 燃料プールの水位低下及び遮蔽に関する評価について

## 1. 想定事故 1

## (1) 燃料プール保有水高さ と 遮蔽機能について

燃料有効長頂部より約 5.9m 以上水位を有していれば、燃料取替床高さの線量率が緊急作業時の被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある 10mSv/h 未満（線量基準値）となるため、許容水位低下量は約 1.5m とする。

図 1，図 2 に燃料プール概略図及び燃料プール水位概要図を、表 1 に時間余裕評価結果を示す。また、図 3 に線量率評価点における線量率と水位の関係を示す。

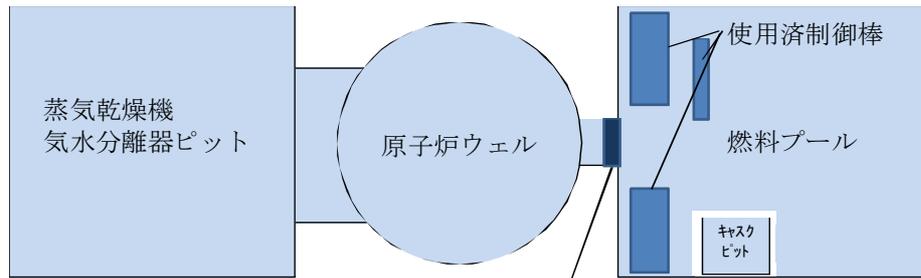
## (2) 評価結果

燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、燃料プール水は徐々に温度が上昇し、約 9 時間後に沸騰する。沸騰による燃料プール水の蒸発量は約 11m<sup>3</sup>/h であることから、事象発生から燃料プール水位が約 1.5m 分低下する水量である約 227.5m<sup>3</sup>が蒸発するまでには、約 21 時間の時間を要する。また、燃料プールへ注水する燃料プール代替注水系については、容量 114m<sup>3</sup>/h であり、蒸発量を上回っていることから、燃料プールが約 1.5m 低下するまでに注水を実施することで、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。

表 1 時間余裕評価結果

	評価結果
水温 100℃到達時間	約 9 時間
約 1.5m 水位低下時間	約 21 時間
合計	約 30 時間

(上面より)



(側面より)

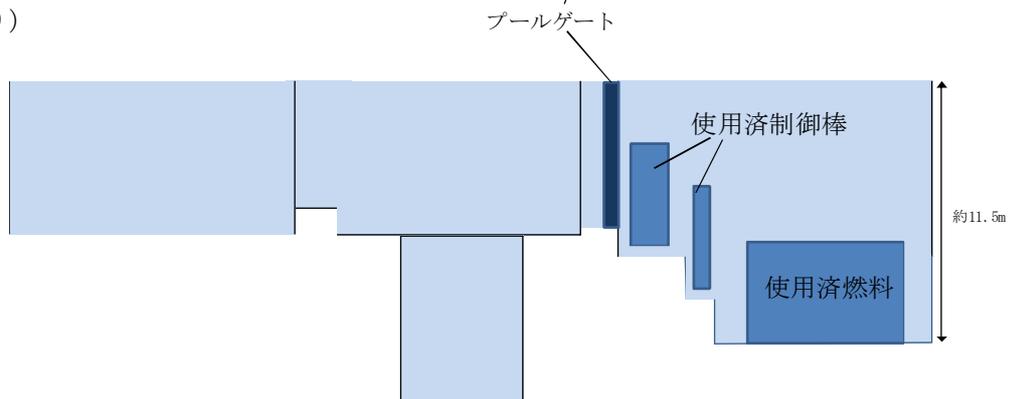


図1 燃料プール概略図

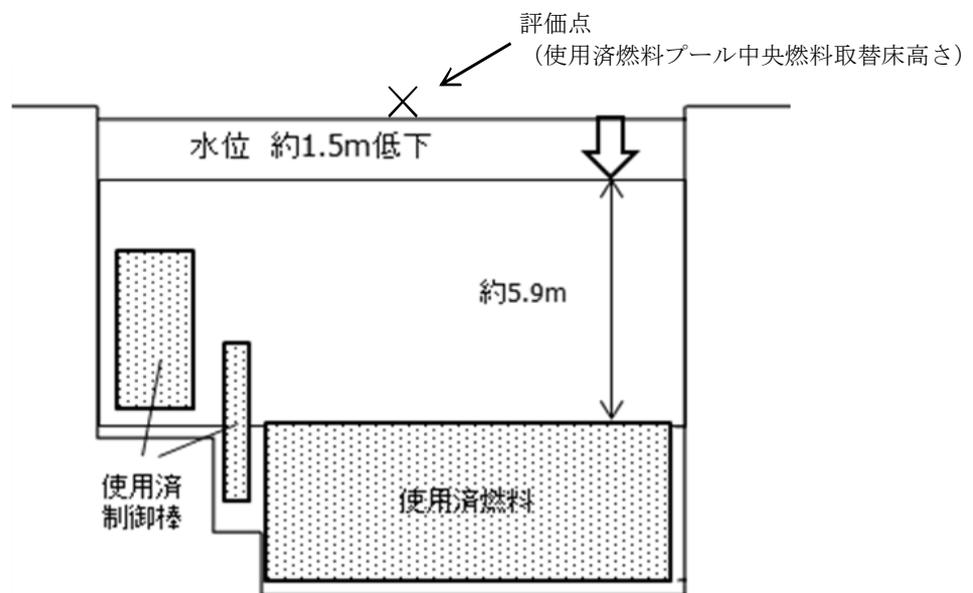


図2 燃料プール水位概要図

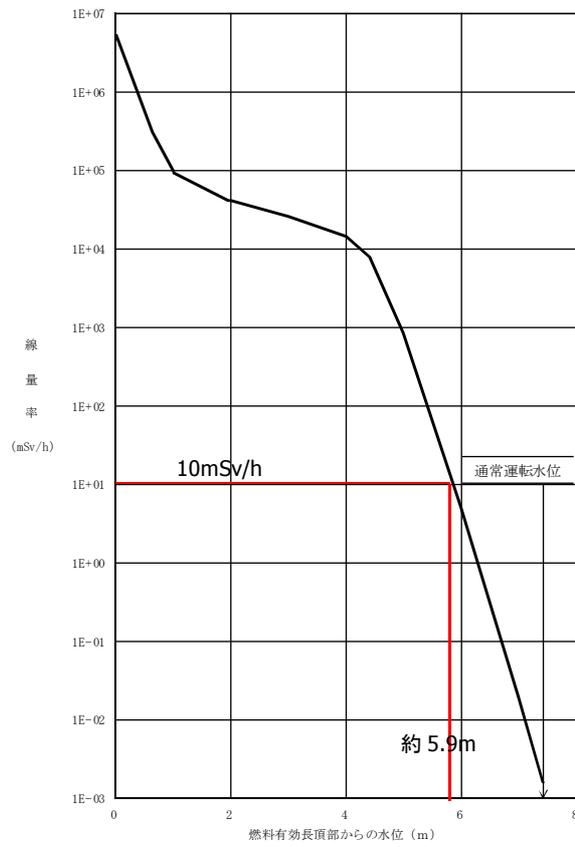


図3 線量評価点における線量率と水位の関係

(3) 燃料プールの水位低下時間評価

a. 算定方法，算定条件

線量基準値となる水位低下量は約 1.5m であるため，水位低下量にて時間余裕を算定する。

冷却機能停止から沸騰するまでの時間及び沸騰開始から線量基準値水位となるまでの時間については，以下の計算式にて算定する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間} = \frac{\text{プール水量} \times 65^\circ\text{C} \text{における水密度} \times (100^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピ} - 65^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピ})}{\text{崩壊熱} \times 10^3 \times 3600}$$

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値以下の水位に到達する時間

$$\text{水位低下時間} = \frac{\text{プール水低下量} \times 100^\circ\text{C} \text{における水密度} \times (\text{飽和蒸気エンタルピ} - 100^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピ})}{\text{崩壊熱} \times 10^3 \times 3600}$$

上記計算式を用いて，以下の条件にて算定した。

解析条件		備考
崩壊熱[MW]	6.6	
プール水量[m <sup>3</sup> ]	1400	
プール水低下量[m <sup>3</sup> ]	227.5	線量基準値となる水位

b. 算定結果

①冷却機能停止から沸騰までの時間	約 9 時間
②沸騰開始から線量基準値以下の水位となる時間	約 21 時間
合計 (①+②)	約 30 時間

c. まとめ

燃料プールの冷却機能停止から線量基準値水位以下まで蒸発するのに，最短で約 30 時間を要する。

## (4) 燃料取出スキーム

取出燃料	冷却期間	燃料数	燃焼度(GWd/t)	崩壊熱(MW)*
13サイクル冷却済燃料	13×(14ヶ月+57日)+10日	58	45	1.3E-2
12サイクル冷却済燃料	12×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.2E-2
11サイクル冷却済燃料	11×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.3E-2
10サイクル冷却済燃料	10×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.4E-2
9サイクル冷却済燃料	9×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.5E-2
8サイクル冷却済燃料	8×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.7E-2
7サイクル冷却済燃料	7×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	3.9E-2
6サイクル冷却済燃料	6×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	4.2E-2
5サイクル冷却済燃料	5×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	4.6E-2
4サイクル冷却済燃料	4×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	5.4E-2
3サイクル冷却済燃料	3×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	6.9E-2
2サイクル冷却済燃料	2×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	1.1E-1
1サイクル冷却済燃料	1×(14ヶ月+57日)+10日	136	45	1.9E-1
定検時取出燃料	10日	560	33	5.9E+0
崩壊熱合計(MW)				6.6E+0

「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について

#### 1. 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

使用済燃料領域の形状：使用済燃料ラック据付範囲に使用済燃料が満たされた状態を模擬した直方体形状とした。

○使用済燃料領域の組成：燃料及び水の均質化組成(密度 3.3g/cm<sup>3</sup>)

○線源設定：以下の条件で ORIGIN2 コードを使用して算出した。

- ・燃料照射期間：1784.5 日(燃焼度 45GWd/t 相当の値)
- ・燃料タイプ：9×9 燃料 (A 型)
- ・濃縮度：
- ・U重量：燃料一体あたり
- ・停止後の期間：停止 10 日(実績を考慮して設定した値を設定)
- ・線源分布：ラックピッチ面積×燃料有効長を燃料 1 体あたりの体積とし、燃料 1 体当たりの線源強度を保存するように燃料領域に均一に分布するとした。

以上の計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群(ORIGIN 群構造)とする。

○計算モデル：線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 1 に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 (photons/s/体)
1	1.00E-02	2.4E+16
2	2.50E-02	5.5E+15
3	3.75E-02	6.3E+15
4	5.75E-02	4.2E+15
5	8.50E-02	4.9E+15
6	1.25E-01	9.1E+15
7	2.25E-01	5.2E+15
8	3.75E-01	4.1E+15
9	5.75E-01	1.5E+16
10	8.50E-01	1.7E+16
11	1.25E+00	1.3E+15
12	1.75E+00	4.5E+15
13	2.25E+00	2.6E+14
14	2.75E+00	1.7E+14
15	3.50E+00	1.5E+12
16	5.00E+00	9.9E+06
17	7.00E+00	1.2E+06
18	9.50E+00	1.3E+05
合計		1.0E+17

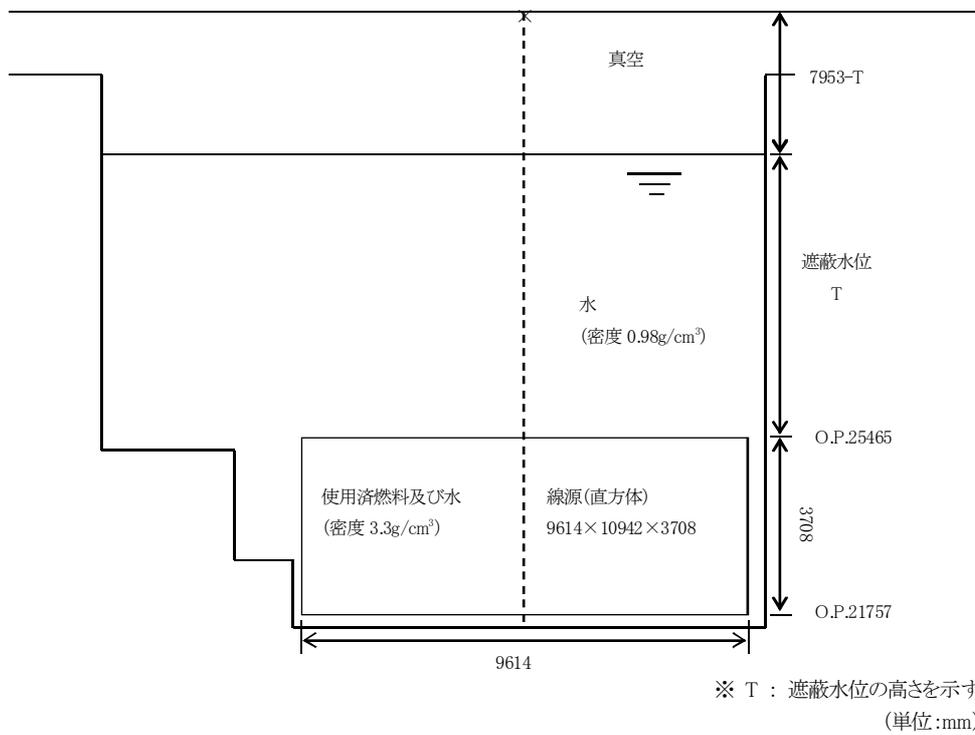


図1 使用済燃料の線量率計算モデル

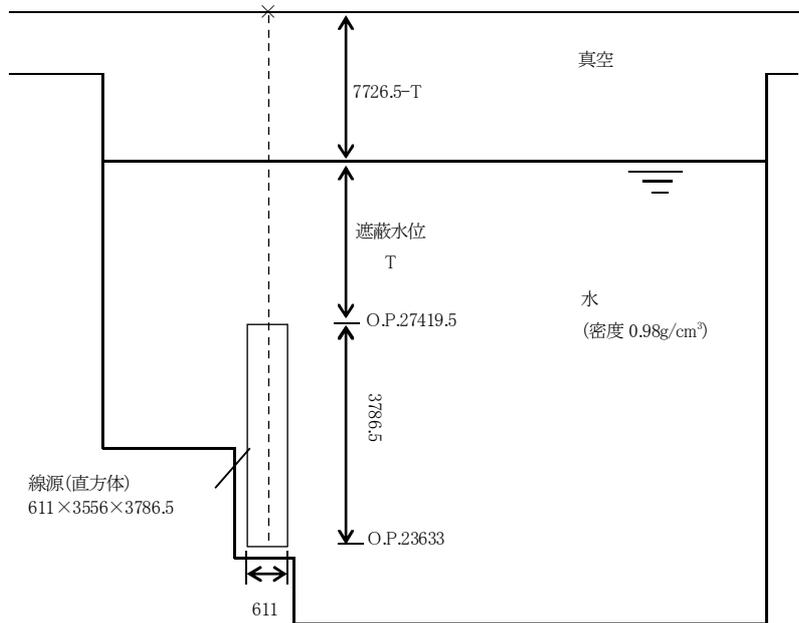
## 2. 制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

- 制御棒領域の形状：制御棒貯蔵ハンガ及びラックの据付範囲に制御棒が満たされた状態を模擬した直方体形状とした。
- 制御棒領域の組成：気中にある領域は真空とした。
- 線源設定：以下の条件で ORIGIN2 コードを使用して算出した。
  - ・線源形状：全ての制御棒（Hf 型， $B_4C$  型）が制御棒貯蔵ハンガ 2 体とラック 1 体に貯蔵された状態（138 本）
  - ・制御棒組成：線源強度評価用の制御棒の組成として，ハンドル部及び有効部を考慮した。
  - ・線源分布：ラックピッチ面積×制御棒高さを制御棒 1 体あたりの体積とし，制御棒 1 体当たりの線源強度を保存するように制御棒領域に均一に線源を分布させた。また，計算により求めた制御棒 1 体当りの線源強度を表 2 に示す。
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群 (ORIGIN 群構造) とする。
- 計算モデル：線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 2 及び図 3 に示す。

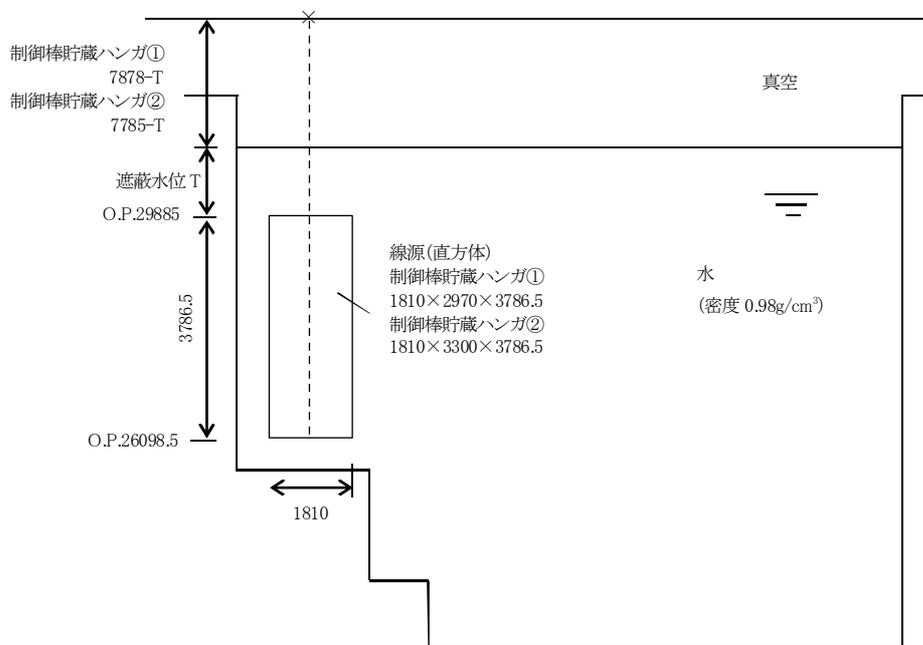
表 2 使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	上段ハンガ制御棒 線源強度 (photons/s/体)	中段ラック制御棒 線源強度 (photons/s/体)
1	1.00E-02	6.1E+12	6.5E+13
2	2.50E-02	8.7E+11	4.3E+12
3	3.75E-02	5.2E+11	3.8E+12
4	5.75E-02	3.2E+12	1.6E+14
5	8.50E-02	4.5E+11	1.5E+13
6	1.25E-01	8.3E+11	4.3E+13
7	2.25E-01	7.5E+11	4.1E+13
8	3.75E-01	6.7E+10	3.4E+12
9	5.75E-01	3.4E+11	1.9E+13
10	8.50E-01	2.9E+12	3.3E+13
11	1.25E+00	1.9E+14	5.5E+14
12	1.75E+00	9.7E+07	5.5E+09
13	2.25E+00	9.5E+08	2.2E+09
14	2.75E+00	3.0E+06	7.6E+06
15	3.50E+00	3.0E+03	1.2E+05
16	5.00E+00	8.1E+00	5.1E+00
17	7.00E+00	9.4E-01	5.9E-01
18	9.50E+00	1.1E-01	6.8E-02
合計		2.0E+14	9.3E+14



※T:遮蔽水位の高さを示す  
(単位:mm)

図2 使用済制御棒の線量率計算モデル (貯蔵ラック)



※T:遮蔽水位の高さを示す  
(単位:mm)

図3 使用済制御棒の線量率計算モデル (貯蔵ハンガ)

### 3. 使用済燃料集合体および使用済制御棒の線量評価について

使用済燃料プールには使用済燃料集合体だけでなく、使用済制御棒も貯蔵できるよう貯蔵ラック及びハンガを設けていることから、遮蔽水位の評価においては使用済燃料集合体及び使用済制御棒の線量率を考慮した。

以上の条件で計算した結果、燃料有効長頂部からの水位と線量率の関係は図4となり、線量基準値を満足する遮蔽水位は燃料有効長頂部から約 5.9m 上部の位置となる。

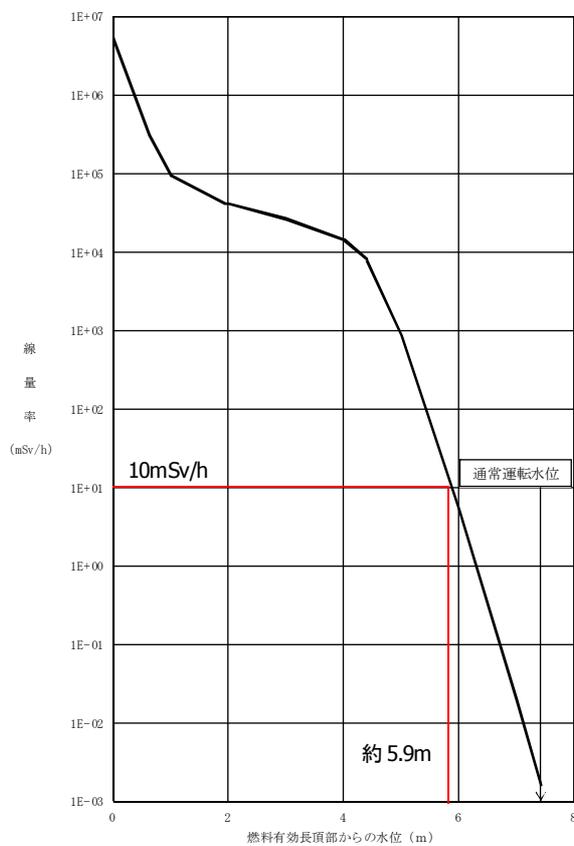


図4 線量率評価点における線量率と水位の関係

### 安定停止状態について

想定事故 1 の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：燃料プールへの注水により水位が回復，維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽，未臨界が維持された状態

#### 【燃料プールの水位安定状態への確立について】

第 4.1.4 図に示すとおり，冷却機能喪失により事象発生から約 9 時間後に沸騰を開始し，蒸発により水位が低下するが，事象発生から 13 時間後に燃料プール代替注水系による注水を実施することで，水位の回復，維持ができることから，その状態を安定停止状態とした。

なお，使用済燃料貯蔵ラックが健全な状態において，冠水状態の場合，未臨界が確保される設計としていることから，本状態においては未臨界が維持される。

#### 【長期的な安定状態への確立について】

燃料プール代替注水系による注水を継続し，燃料プール冷却浄化系等の復旧に努める。復旧後は燃料プール冷却浄化系等により，燃料プールの継続的な冷却が可能であることから，燃料プールの安定状態を長期にわたり維持可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	崩壊熱	6. 6MW	装荷炉心毎	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燃料プールの最大数が保管されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出	燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、燃料プール水温及び水位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崩壊熱より小さくなるため、燃料プール内の水の温度上昇は緩やかになるが、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約 30 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 103 時間あることから、崩壊熱の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料プールの初期水温	65℃	装荷炉心毎	保安規定上の制限値である 65℃を設定		燃料プールの水温は想定より低くなり、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、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約 30 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 103 時間あるため影響はない
	燃料プールの初期水位	通常運転水位	通常運転水位付近	設計値を設定		初期水位は通常運転水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常運転水位から 0. 165m 程度低下した位置）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約 26 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 99 時間あり、事象発生 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であるため影響は小さい
	プールゲート	閉（原子炉ウェル及び D/S ピットの保有水量を考慮しない）	開（原子炉ウェル及び D/S ピットの保有水量を考慮）	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		プールゲートが開放されている状態を想定した場合、保有水量は 2 倍程度となり、保有水の温度上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和される。 なお、現在のプールゲートが閉鎖された想定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約 30 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 103 時間あることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	燃料プール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が喪失しているものとして設定	評価条件と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が，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，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	燃料プール代替注水系	114m <sup>3</sup> /h	114m <sup>3</sup> /h 以上	燃料プール代替注水系の設計値として設定	燃料プール代替注水系による注水操作は，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代替注水系による注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 11 m <sup>3</sup> /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 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ			評価設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
		評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響					
		評価上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
操作条件	燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水	事象発生から13時間後	事象発生から13時間以内	解析コードは使用していないため対象外	当該操作は燃料プールの水温、水位等を起点とするものではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間等を考慮して設定	当該操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない	燃料プール代替注水系による注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなることが考えられる。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大きくなるが、その時間は約30時間あることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない	当該操作に対する時間余裕については、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は約30時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約103時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの13時間以内は十分な時間余裕を確保できる時間である

水源，燃料評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m<sup>3</sup> × 2 基

○水使用パターン

- ・燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水

事象発生 13 時間後から，114m<sup>3</sup>/h の流量で注水を実施する。

プール水位回復後，水位を維持できるよう崩壊熱相当（最大 11m<sup>3</sup>/h）の注水を実施する。

○評価結果

燃料プールへの注水は，事象発生 13 時間後から 114m<sup>3</sup>/h で注水を行い，プール水位回復後は崩壊熱相当（最大 11m<sup>3</sup>/h）で注水を実施するため，7 日間では合計約 1,755m<sup>3</sup> の水量が必要となるが，淡水貯水槽には合計約 10,000m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：1，2，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機（(A)，(B)の2台起動） (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機（A） 燃費約1,601L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機（B） 燃費約1,420L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約649.3L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機（2台起動） (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約460L/h（無負荷） ×2台×24h=約22.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） (事象発生直後からの起動を想定) 燃費約100L/h（定格負荷） ×2台×168h = 約33.6 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <燃料プール代替注水系による 燃料プールへの注水>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） (事象発生6時間後からの起動を想定) 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5 kL
	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約703.0 kL
	結果	2号炉に備蓄している軽油量は、軽油タンク（2基）、 燃料デイトンク（3基）、地下軽油タンク（3基）の 合計より約841.2 kLであることから、7日間は十分 に対応可能

## 4.2 想定事故 2

### 4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、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である想定事故 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、サイフォン現象等によりプール水の小規模な喪失が発生し、プール水の補給に失敗すると、燃料プールの水位は低下する。その後もプール水の補給が行われないと、やがて燃料が損傷する。

したがって、想定事故 2 では、サイフォンブレイク孔による燃料プール水の漏えいを防止するとともに燃料プール代替注水系又は燃料プールスプレイ系による燃料プールへの注水によって、使用済燃料等から発生する放射線の遮蔽を確保するとともに、燃料の著しい損傷の防止を図る。

#### (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、燃料プールにおける燃料損傷を防止し、かつ、燃料プールが放射線の遮蔽を維持できる水位を確保するため、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 4.2.1 図及び第 4.2.2 図に、手順の概要を第 4.2.3 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手順の関係を第 4.2.1 表に示す。

想定事故2における重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計25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、運転操作の統括を行う発電課長1名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長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6名、重大事故等対応要員は14名である。この必要な要員と作業項目について第4.2.4図に示す。

a. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

b. 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系停止確認

燃料プール冷却浄化系ポンプ及び残留熱除去系ポンプが停止し、燃料プール冷却機能の喪失を確認する。

燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系停止確認に必要な計装設備は、燃料プール冷却浄化系ポンプ出口流量等である。

c. 燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近まで低下を確認

サイフォンブレイク孔の効果によりサイフォン現象の漏えいは停止し、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近で安定することを確認する。

燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近まで低下することを確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位である。

d. 燃料プール水漏えいを判断し燃料プール冷却機能喪失を判断

「燃料プールライナドレン漏えい大」警報発生無し、使用済燃料プールエ

リア放射線モニタ指示上昇無しを確認し、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近（通常運転水位-0.5m）まで低下していることからサイフォン効果により、燃料プール水が系統側へ漏えいしていたと判断する。

また、燃料プール冷却系での漏えいと判断しているため、燃料プール冷却機能喪失を判断する。

燃料プール水漏えいの判断及び燃料プール冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料プール水位等である。

e. 燃料プール補給水系起動失敗を確認し燃料プール注水機能喪失を判断

燃料プール補給水ポンプの機能喪失により燃料プールへの注水ができないため、燃料プール注水機能喪失と判断する。

これにより、可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水等の準備を開始する。

燃料プール注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、燃料プール補給水ポンプ出口圧力等である。

f. 燃料プール水温上昇及び水位低下確認

燃料プール水温 100℃到達後、蒸発により燃料プール水位が低下することを確認する。

燃料プール水温上昇及び水位低下の確認に必要な計装設備は、使用済燃料プール水位等である。

g. 可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水

燃料プール冷却浄化系の隔離が完了後、可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水に必要な計装設備は、使用済燃料プール水位等である。

#### 4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系の配管破断により燃料プールの水位がサイフォンブレイク孔まで低下後、燃料プール水温上昇、沸騰・蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持し、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。

(添付資料 4.2.1)

##### (2) 有効性評価の条件

想定事故 2 に対する主要な解析条件を第 4.2.2 表に示す。

###### a. 初期条件

###### (a) 燃料プールの初期水位

燃料プールの初期水位は通常運転水位とする。

###### (b) 燃料プールの初期水温

燃料プールの初期水温は、保安規定上、運転上許容されている値の上限である 65°C とする。

###### (c) 崩壊熱

燃料プールには貯蔵燃料のほかに、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とする。このときの崩壊熱は 6.6MW である。

###### (d) プールゲート

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。

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、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系の機能喪失を想定する。

(b) 配管破断の想定

燃料プール冷却浄化系配管のうち、系統最下部の配管の両端破断を想定する。

(c) サイフォン現象による水位低下量

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着を仮定し、このときのサイフォン現象による燃料プールの水位低下量は、サイフォンブレイク孔高さ（通常運転水位より約 0.35m 下）に余裕をみた値として、通常運転水位より 0.5m とする。

(d) 外部電源

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) 燃料プール代替注水系

燃料プール代替注水系は  $114\text{m}^3/\text{h}$  の流量で燃料プールへ注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は、事象発生 13 時間後に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 4.2.3 図に示すとともに、燃料プール水位の推移を第 4.2.5 図に、燃料プール水位と線量率の評価結果を第 4.2.6 図に示す。(添付資料 4.1.2)

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管からの漏えい後、サイフォン現象によって、燃料プールの水は漏えいし、燃料プールの水位は低下するが、燃料プール冷却浄化系戻り配管に設けられているサイフォンブレイク孔により、サイフォン現象による漏えいは停止する。一方、燃料プールの水位低下分を補給するため、燃料プール代替注水系による注水の準備を行う。

燃料プールへの注水が開始されるまで、燃料プールの水温は約 5℃/h で上昇し、事象発生から約 8 時間後に 100℃に達することとなるが、事象発生から 13 時間経過した時点で可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水が開始されるため、水位は回復する。

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燃料プール代替注水系により燃料プールに補給する。

b. 評価項目等

燃料プール水位は通常運転水位から約 0.9m 下まで低下することとなり、燃料有効長頂部は冠水を維持する。

また、通常運転水位から約 0.9m 下での線量率は、約  $3.2 \times 10^{-1}$  mSv/h 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。

なお、燃料プールの燃料は、使用済燃料貯蔵ラックが健全な状態において、冠水状態の場合、未臨界が確保される設計としていることから、未臨界は維持される。

通常運転水位に水位回復後は、崩壊熱相当の注水が実施されるため、安定停止状態となる。(添付資料 4.2.2)

#### 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、要員の配置による他の操作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は、サイフォンブレイク孔による漏えいの停止及び燃料プール代替注水系による注水操作により、燃料プールの水位回復及び水位低下を抑制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、燃料プール代替注水系による注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

###### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、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としている。

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

崩壊熱、初期水位及び初期水温の変動を考慮した場合、燃料プール内の水の温度が変動するが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、燃料プール水温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小さい。

破断箇所の想定については、配管の両端破断、逆止弁の全開固着と想

定した場合は漏えい量が多くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

安全機能の喪失に対する仮定については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。

外部電源については、外部電源がない場合とある場合では、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。

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の設定は、燃焼度の保守性等により評価条件での想定より小さくなることが考えられるが、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約 22 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 95 時間であることから、影響は小さい。

初期水温は、評価値より小さくなることが考えられるが、同様の考え方により影響は小さいと考えられる。

初期水位は通常運転水位を設定しているが、その変動を考慮した場合であってもサイフォンブレイク孔付近で漏えいは停止することから、放射線の遮蔽を維持できる水位までの水位低下時間や燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間への影響は小さい。

破断箇所の想定については、配管の両端破断、逆止弁の全開固着と想定した場合は漏えい量が多くなるが、サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため、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については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。

外部電源については、外部電源がない場合とある場合では、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。

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

##### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 4.2.4 図に示すとおり、燃料プール代替注水系による注水操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作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

燃料プール代替注水系による注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなることが考えられる。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大きくなるが、その時間は約 22 時間であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

#### (2) 操作時間余裕の把握

操作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する。

燃料プール代替注水系による注水操作について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 22 時間であり、操作に対して十

分な時間余裕を確保できる。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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、操作条件が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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。(添付資料 4.2.3)

4.2.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

想定事故2における重大事故等対策に必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 25 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

想定事故2において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 4.2.4)

a. 水源

燃料プール代替注水系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、合計約 1,838m<sup>3</sup> 必要となる。淡水貯水槽で合計約 10,000m<sup>3</sup> の水量を保有することから、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、事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 616.8kL で

ある。

ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1kLである。

燃料プール代替注水系として使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約30.5kLである。

緊急時対策所へ電源を供給する電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約33.6kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約703.0kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲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。

#### 4.2.5 結論

想定事故2では、サイフォン現象等によりプール水の小規模な喪失が発生し、プール水の補給に失敗すると、燃料プールの水位は低下する。その後もプール水の補給が行われないと、やがて燃料が損傷す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、燃料プール代替注水系又は燃料プールのスプレイ系による燃料プールへの注水手段を整備している。

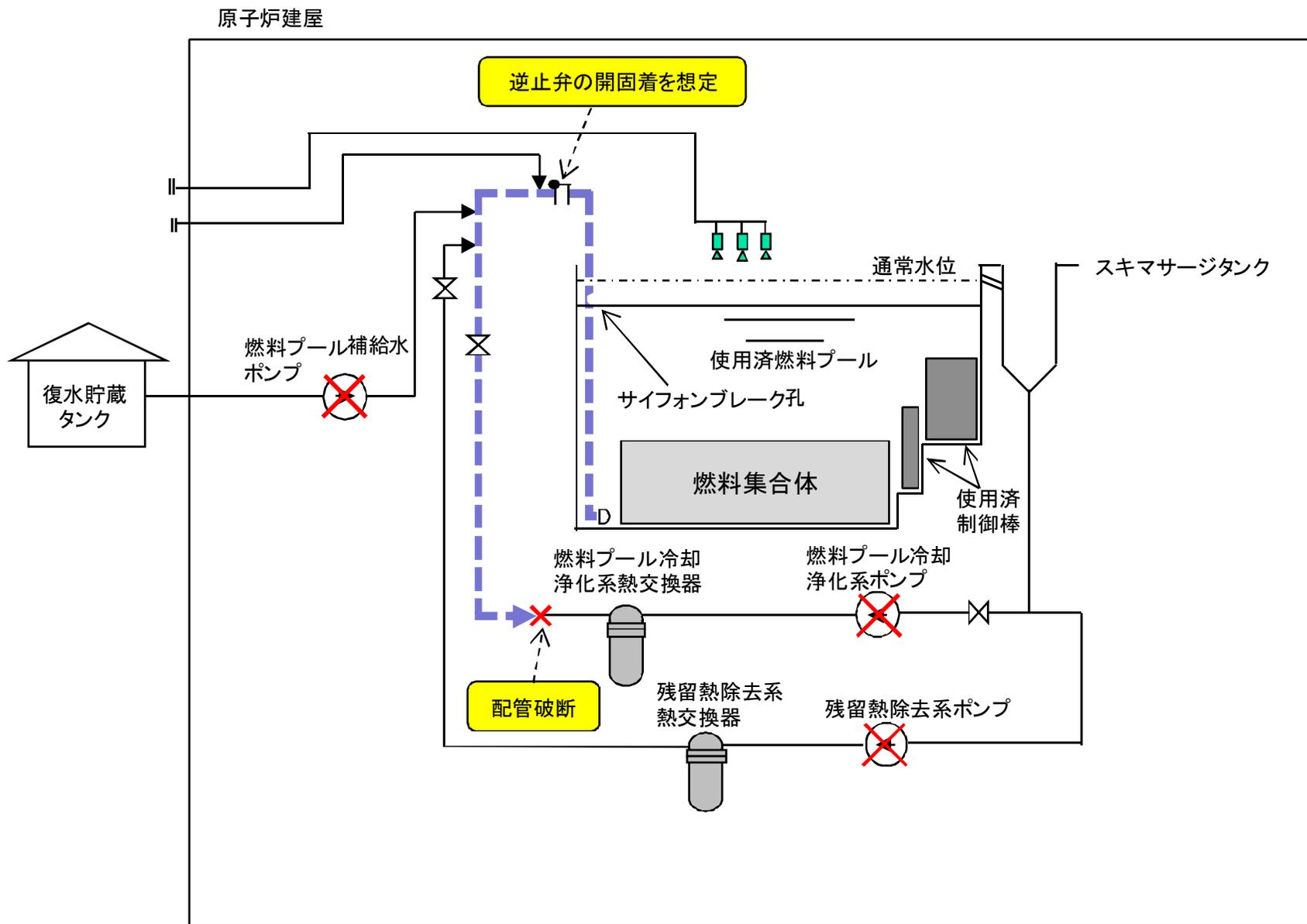
想定事故2「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系により燃料プールへの注水により、燃料プールの水位を回復させ維持させることができ、燃料損傷することはない。

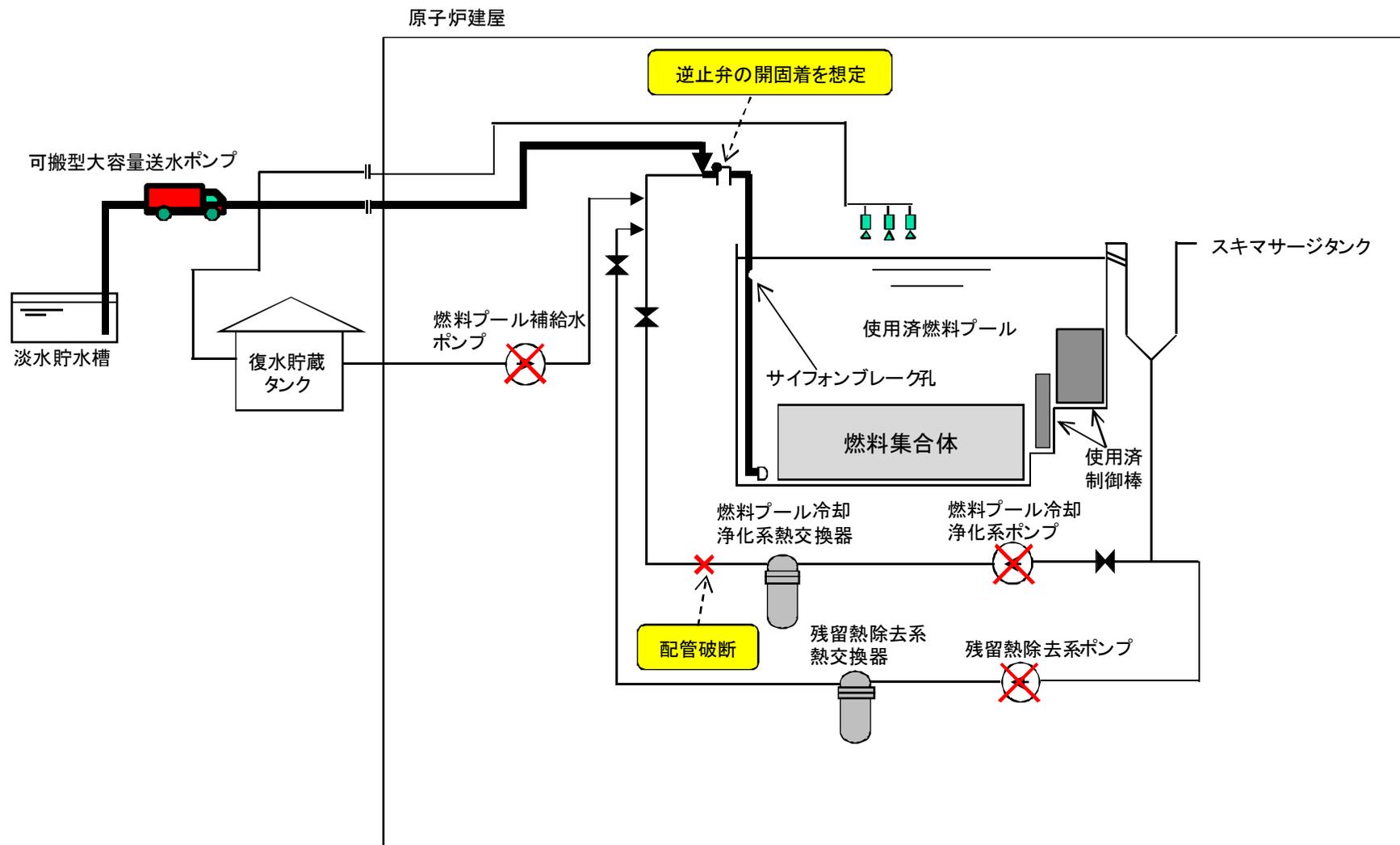
その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができる。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



第 4.2.1 図 想定事故 2 時の使用系統概要

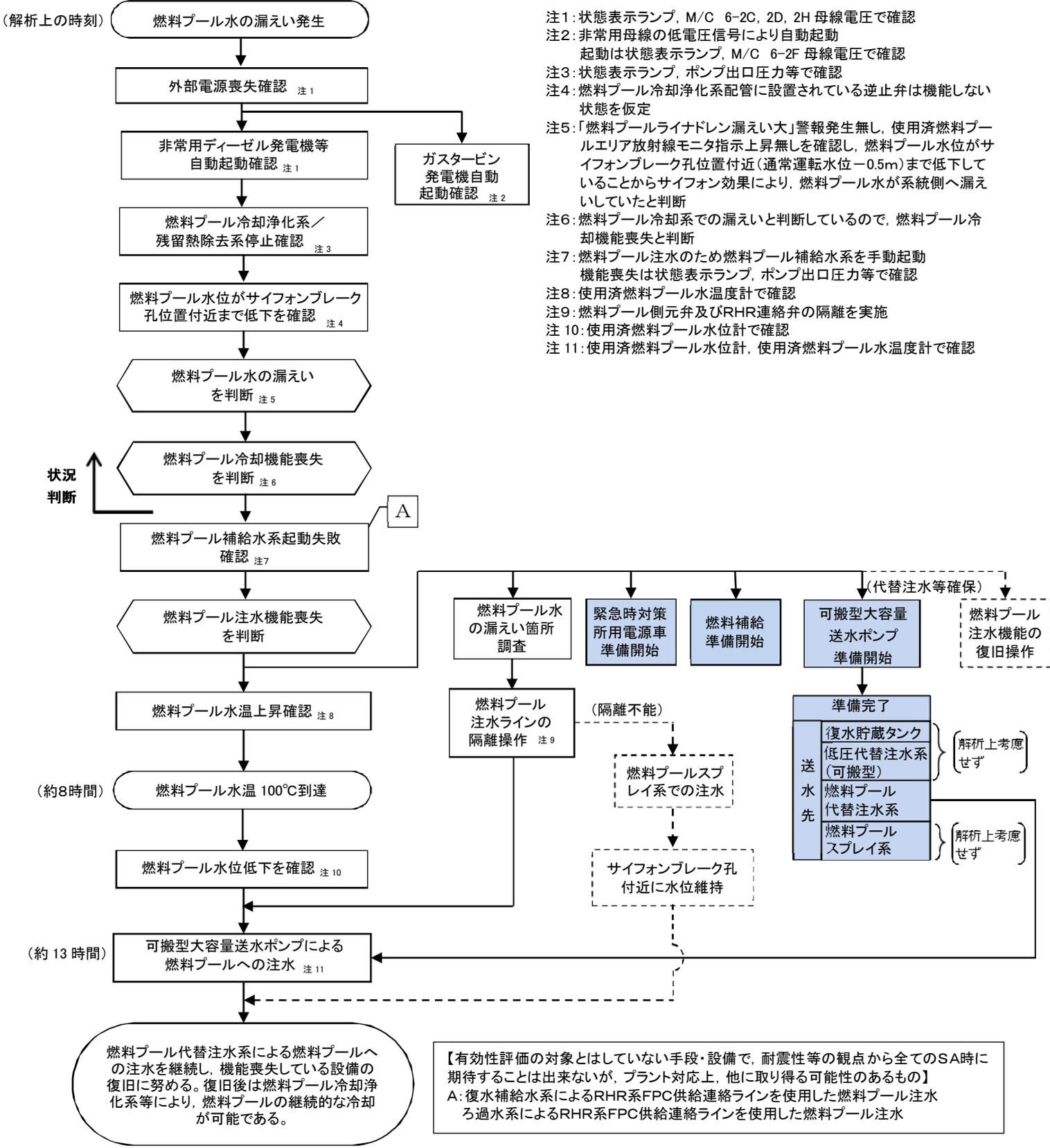


4.2-14

第 4.2.2 図 想定事故 2 時の使用系統概要 (燃料プール代替注水系)

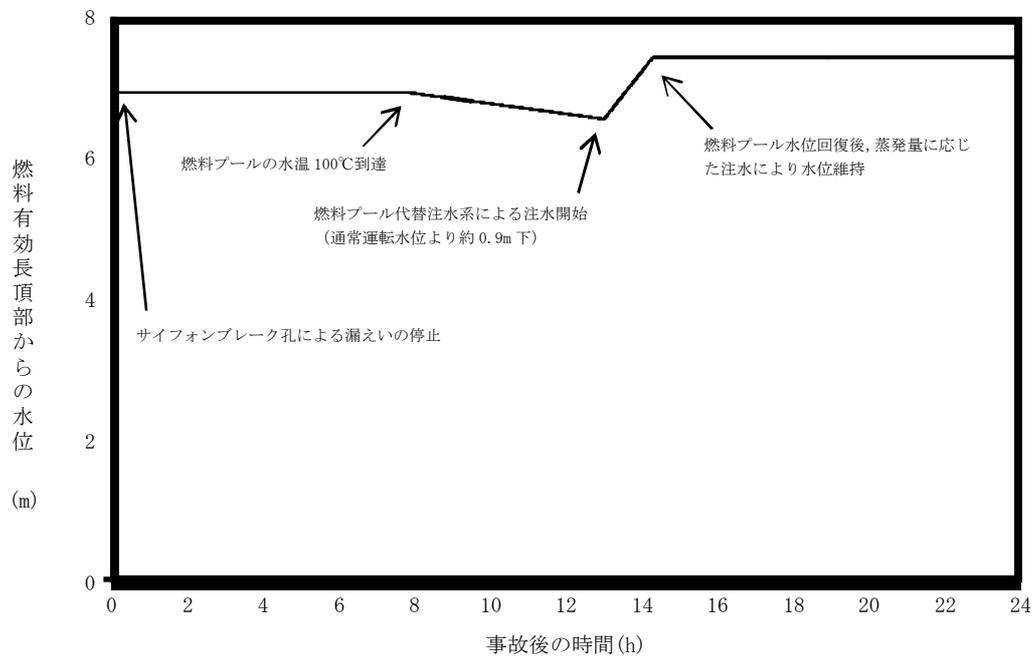
プラント前提条件  
 ・プラント停止後 10 日  
 ・全燃料取り出し&プールの「閉」  
 ・燃料プール冷却浄化系 運転中  
 ・残留熱除去系 (A) 燃料プール冷却モード運転中  
 ・残留熱除去系 (B) 点検中

凡例  
 □ : 操作・確認      □ : 重大事故等対応要員作業  
 ○ : プラント状態      □ : シナリオ上考慮しない操作・設備等  
 ◇ : 判断

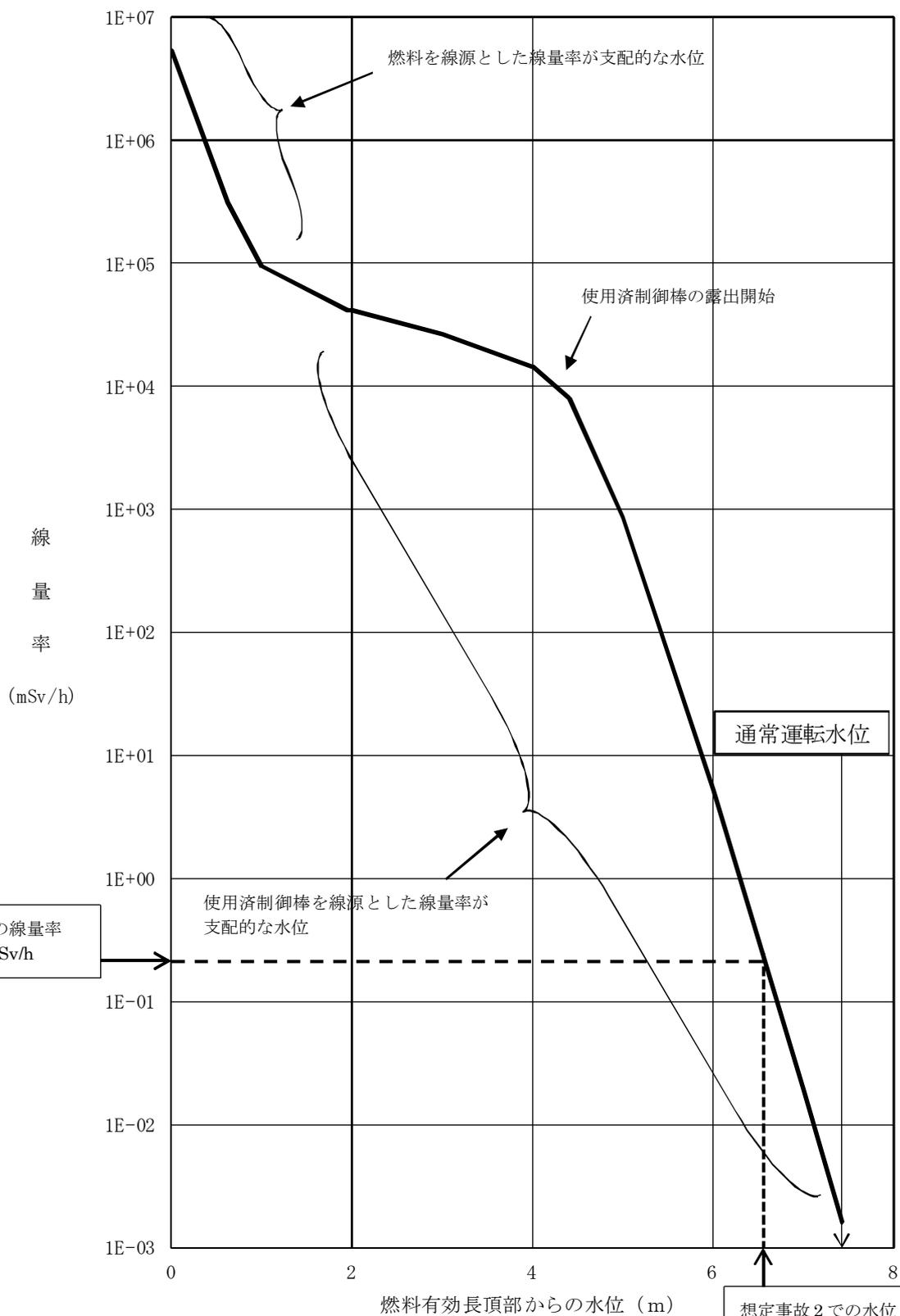


第 4. 2. 3 図 想定事故 2 時の対応手順の概要





第 4.2.5 図 燃料プール水位の推移



第 4.2.6 図 燃料プール水位と線量率

第 4.2.1 表 想定事故 2 時における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
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，ガスタービン発電機の起動信号が発信され，自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
燃料プール冷却浄化系／残留熱除去系停止確認	・燃料プール冷却浄化系ポンプ及び残留熱除去系ポンプが停止し，燃料プール冷却機能の喪失を確認する。	—	—	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 燃料プール冷却浄化系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力
燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近まで低下を確認	・サイフォンブレイク孔の効果によりサイフォン現象の漏えいは停止し，燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近で安定することを確認する。	—	—	使用済燃料プール水位 (SA)
燃料プール水漏えいを判断し燃料プール冷却機能喪失を判断	・「燃料プールライナドレン漏えい大」警報発生無し，使用済燃料プールエリア放射線モニタ指示上昇無しを確認し，燃料プール水位がサイフォンブレイク孔位置付近 (通常運転水位-0.5m) まで低下していることからサイフォン効果により，燃料プール水が系統側へ漏えいしていたと判断する。 ・燃料プール冷却系での漏えいと判断しているため，燃料プール冷却機能喪失を判断する。	使用済燃料プール監視カメラ (SA)	—	使用済燃料プールエリア放射線モニタ (SA) 使用済燃料プール水位 (SA)

第 4.2.1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (2/2)

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
燃料プール補給水系起動失敗を確認し燃料プール注水機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料プール補給水ポンプの機能喪失により燃料プールへの注水ができないため、燃料プール注水機能喪失と判断する。</li> <li>可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水等の準備を開始する。</li> </ul>	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	燃料プール補給水ポンプ 出口圧力 燃料プール補給水ポンプ 出口流量
燃料プール水温上昇及び水位低下確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料プール水温 100℃到達後、蒸発により燃料プール水位が低下することを確認する。</li> </ul>	使用済燃料プール監視カメラ (SA)	—	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 使用済燃料プールエリア 放射線モニタ (SA)
可搬型大容量送水ポンプによる燃料プールへの注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料プール注水ラインの隔離が完了後、可搬型大容量送水ポンプを用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を実施する。</li> </ul>	使用済燃料プール監視カメラ (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	使用済燃料プール水温度 (SA) 使用済燃料プール水位 (SA) 使用済燃料プールエリア 放射線モニタ (SA)

第 4.2.2 表 主要解析条件 (想定事故 2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	前提条件	—	計算に当たっては、崩壊熱一定の下で水温は一樣に上昇して、沸騰に至るとした。なお、沸騰開始までの時間及び沸騰後の水位低下を保守的に評価するために、水面及び壁面からの放熱、さらに構造物の熱容量は考慮していない。
	燃料プールの初期水位	通常運転水位 (オーバーフロー水位)	通常運転水位を設定。 なお、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウエルの間に設定されているプールゲートは閉を仮定する。
	燃料プールの初期水温	65℃	保安規定上、運転上許容されている値の上限。
	崩壊熱	6.6MW 【取出時平均燃焼度】 ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	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ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出。 なお、使用済燃料プール冷却浄化系の設計より、通常、原子炉停止後 21 日目以降にプールゲート閉とすることから、保守的に原子炉停止後 10 日にプールゲートを閉じる設定とした。
	プールゲート	閉	保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定。
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、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系の機能喪失を設定。
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の両端破断	燃料プール冷却浄化系配管の両端破断を想定。 なお、使用済燃料プールの内面はステンレス鋼ライニングにより漏えい防止の対策がなされており、また、排水口を設けない設計となっていることから、他の箇所からのサイフォン現象による漏えいは生じない。
	サイフォン現象による水位低下量	通常運転水位より 0.5m	サイフォンブレイク孔高さ(通常運転水位より約 0.35m 下)に余裕をみた値として設定。 なお、燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着し、機能しないものと仮定。
	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。
関連する重大事故等対策に 関連する機器条件	燃料プール代替注水系	114 m <sup>3</sup> /h	燃料プール代替注水系の設計値として設定。
関連する重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系による 燃料プールへの注水	事象発生 13 時間後	燃料プール代替注水系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮して設定。

## 燃料プールの水位低下及び遮蔽に関する評価について

## 1. 想定事故 2

## (1) 燃料プール保有水高さとの遮蔽機能について

燃料プール冷却浄化系戻り配管にはサイフォン効果を解除する効果が期待できるサイフォンブレイク孔が備え付けられており、燃料プール水位がこれらの配管高さまで低下すれば入口配管に生じるサイフォン効果は解除される。

そのため、燃料プール冷却浄化系配管に破断が生じた場合に最も水位が低下する事象として、燃料プール冷却浄化系最下部の破断を想定し、サイフォンブレイク孔高さ（ここでは 0.5m とする）に水位が到達すれば冷却材の流出は停止する。燃料有効長頂部より約 5.9m 以上水位を有していれば、燃料取替床高さの線量率が緊急作業時の被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある 10mSv/h（線量基準値）未満となるため、漏えい停止後の許容水位低下量は約 1.0m となる。

図 1，図 2 に燃料プール概略図及び燃料プール水位概要図を、表 1 に時間余裕評価結果を示す。また、図 3 に線量率評価点における線量率と水位の関係を示す。

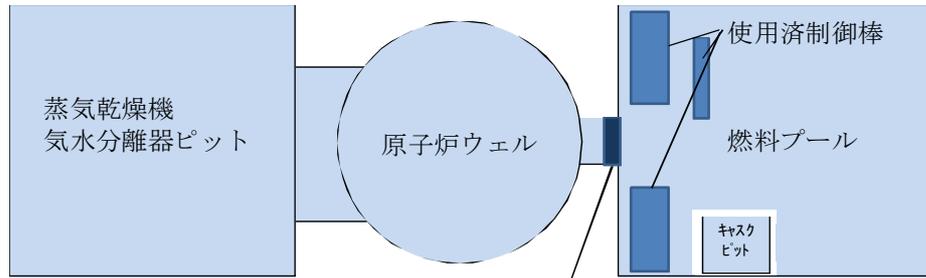
## (2) 評価結果

燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、燃料プール水は徐々に温度が上昇し、約 8 時間後に沸騰する。沸騰による燃料プール水の蒸発量は約 11 m<sup>3</sup>/h であることから、漏えい停止後に燃料プール水位が約 1.0m 分低下する水量である約 151.7 m<sup>3</sup> が蒸発するまでには、約 8 時間の時間を要する。また、燃料プールへ注水する燃料プール代替注水系については、容量 114m<sup>3</sup>/h であり、蒸発量を上回っていることから、燃料プールが約 1.0m 低下するまでに注水を実施することで、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。

表 1 時間余裕評価結果

	評価結果
サイフォンブレイク孔高さまでの水位低下時間	約 4 分
水温 100℃到達時間	約 8 時間
約 1.0m 水位低下時間	約 14 時間
合計	約 22 時間

(上面より)



(側面より)

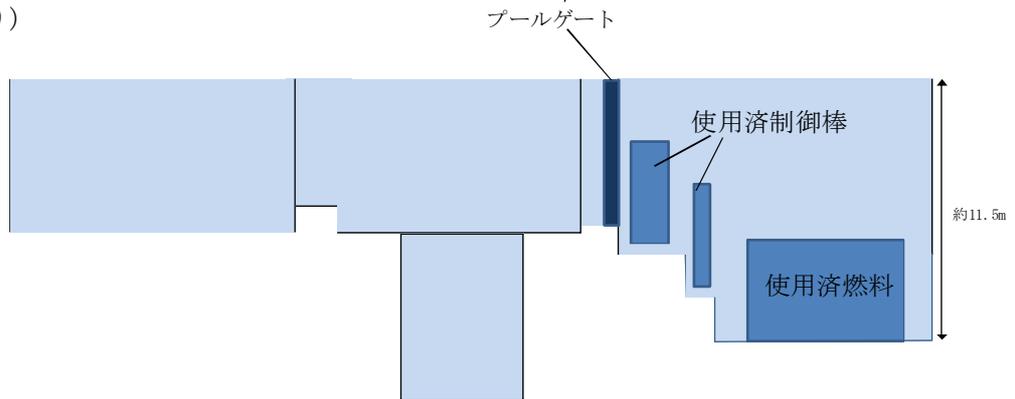


図1 燃料プール概略図

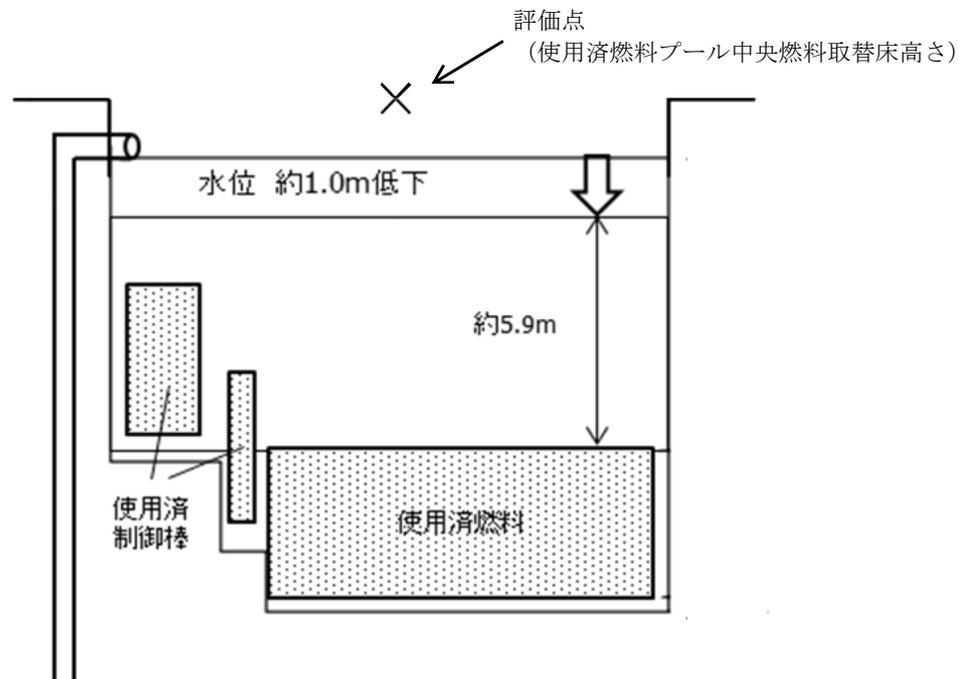


図2 燃料プール水位概要図

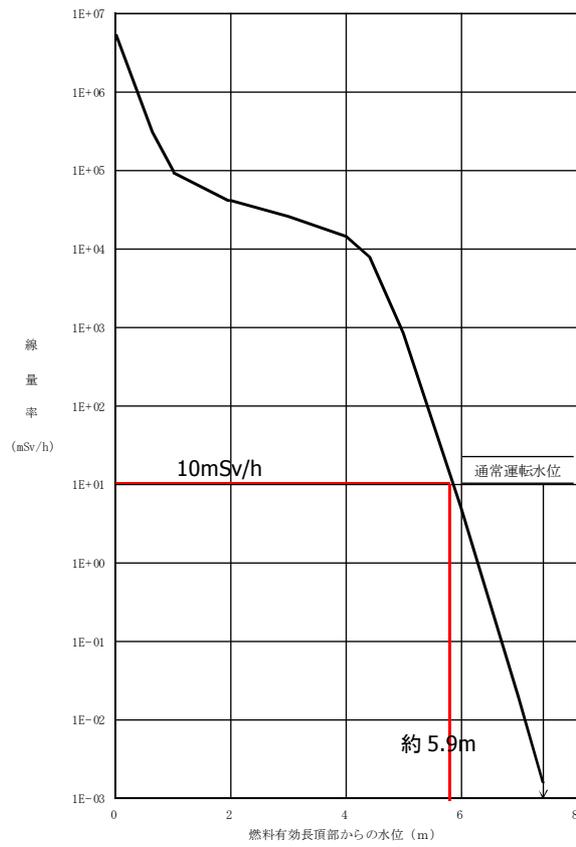


図3 線量評価点における線量率と水位の関係

(3) 燃料プールの水位低下時間評価

a. 算定方法、算定条件

線量基準値となる水位低下量は約 1.0m であるため、水位低下量にて時間余裕を算定する。  
冷却機能停止から沸騰するまでの時間及び沸騰開始から線量基準値水位となるまでの時間については、以下の計算式にて算定する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間} = \frac{\text{プール水量} \times 65^\circ\text{C} \text{における水密度} \times (\text{100}^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピー} - 65^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピー})}{\text{崩壊熱} \times 10^3 \times 3600}$$

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値以下の水位に到達する時間

$$\text{水位低下時間} = \frac{\text{プール水低下量} \times 100^\circ\text{C} \text{における水密度} \times (\text{飽和蒸気エンタルピー} - 100^\circ\text{C} \text{における飽和水エンタルピー})}{\text{崩壊熱} \times 10^3 \times 3600}$$

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

解析条件		備考
崩壊熱[MW]	6.6	
プール水量[m <sup>3</sup> ]	1324	
プール水低下量[m <sup>3</sup> ]	151.7	線量基準値となる水位

b. 算定結果

①サイフォンブレイク孔高さまでの水位低下時間	約 4 分
②冷却機能停止から沸騰までの時間	約 8 時間
③沸騰開始から線量基準値以下の水位となる時間	約 14 時間
合計 (①+②+③)	約 22 時間

c. まとめ

燃料プールの冷却機能停止から線量基準値水位以下まで蒸発するのに、最短で約 22 時間を要する。

### 安定停止状態について

想定事故2の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：燃料プールへの注水や漏えい箇所の隔離により水位が回復，維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽，未臨界が維持された状態

#### 【燃料プールの水位安定状態への確立について】

第4.2.5図に示すとおり，事象開始直後に保有水の漏えいによる水位低下が発生するが，約4分後にサイフォンブレイク孔の効果により漏えいは停止する。冷却機能喪失により事象発生から約8時間後に沸騰を開始し，蒸発により水位が低下するが，事象発生から13時間後に燃料プール代替注水系を用いた注水を実施することで，水位の回復，維持ができることから，その状態を安定停止状態とした。

なお，使用済燃料貯蔵ラックが健全な状態において，冠水状態の場合，未臨界が確保される設計としていることから，本状態においては未臨界が維持される。

#### 【長期的な安定状態への確立について】

燃料プール代替注水系による注水を継続し，燃料プール冷却浄化系等の復旧に努める。復旧後は燃料プール冷却浄化系等により，燃料プールの継続的な冷却が可能であることから，燃料プールの安定状態を長期にわたり維持可能である。

## 評価条件の不確かさの影響評価について

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	崩壊熱	6.6MW	装荷炉心毎	原子炉停止後 10 日に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燃料プールの最大数が保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出	燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、燃料プール水温及び水位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崩壊熱より小さくなるため、燃料プール内の水の温度上昇は緩やかになるが、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約 22 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 95 時間あることから、崩壊熱の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料プールの初期水温	65℃	装荷炉心毎	保安規定上の制限値である 65℃を設定		燃料プールの水温は想定より低くなり、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、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約 22 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 95 時間あるため影響はない
	燃料プールの初期水位	通常運転水位	通常運転水位付近	設計値を設定		初期水位は通常運転水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常運転水位から 0.165m 程度低下した位置）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約 26 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 99 時間あり、事象発生 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であるため影響は小さい
	プールゲート	閉（原子炉ウエル及び D/S ピットの保有水量を考慮しない）	開（原子炉ウエル及び D/S ピットの保有水量を考慮）	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		プールゲートが開放されている状態を想定した場合、保有水量は 2 倍程度となり、保有水の温度上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和される。 なお、現在のプールゲートが閉鎖された想定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約 22 時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 95 時間あることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の両端破断	事故毎に変化	サイフォン現象による漏えい量が大きくなる破断を想定	燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	破断面積が大きくなると漏えい量が多くなるが、サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため、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水位低下量	通常運転水位より0.5m	通常運転水位より約0.35m	サイフォンブレイク孔高さ（通常運転水位より0.35m下）に余裕をみた値として設定		サイフォン現象による水位低下量が大きくなると漏えい量が多くなるが、サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため、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	燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	燃料プール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が喪失しているものとして設定	評価条件と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、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、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	燃料プール代替注水系	114m <sup>3</sup> /h	114m <sup>3</sup> /h以上	燃料プール代替注水系の設計値として設定	燃料プール代替注水系による注水操作は、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代替注水系による注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大11m <sup>3</sup> /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 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響, 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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ			評価設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
		評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響					評価条件（操作条件を除く）の不確かさによる影響
		評価上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
操作条件	燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水	事象発生から13時間後	事象発生から13時間以内	解析コードは使用していないため対象外	当該操作は燃料プールの水温、水位等を起点とするものではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	燃料プール代替注水系の系統構成等に必要準備時間を考慮して設定	当該操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない	燃料プール代替注水系による注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなることが考えられる。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大きくなるが、その時間は約30時間あることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない	当該操作に対する時間余裕については、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は約30時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約103時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの13時間以内は十分な時間余裕を確保できる時間である

水源，燃料評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m<sup>3</sup> × 2 基

○水使用パターン

- ・燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水

事象発生 13 時間後から，114m<sup>3</sup>/h の流量で注水を実施する。

プール水位回復後，水位を維持できるよう崩壊熱相当（最大 11m<sup>3</sup>/h）の注水を実施する。

○評価結果

燃料プールへの注水は，事象発生 13 時間後から 114m<sup>3</sup>/h で注水を行い，プール水位回復後は崩壊熱相当（最大 11m<sup>3</sup>/h）で注水を実施するため，7 日間では合計約 1,838m<sup>3</sup> の水量が必要となるが，淡水貯水槽には合計約 10,000m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：1，2，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時 系 列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 ((A), (B) の2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機 (A) 燃費約 1,601L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 269.0 kL 非常用ディーゼル発電機 (B) 燃費約 1,420L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約 649.3L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機 (2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約 460L/h (無負荷) ×2台×24h=約 22.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車 (緊急時対策所用) (2台) (事象発生直後からの起動を想定) 燃費約 100L/h (定格負荷) ×2台×168h = 約 33.6 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <燃料プール代替注水系による 燃料プールへの注水>	可搬型大容量送水ポンプ (1台起動) (事象発生6時間後からの起動を想定) 燃費約 188L/h (定格負荷) ×1台×162h=約 30.5 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 703.0 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は、軽油タンク (2基)、 燃料デイトンク (3基)、地下軽油タンク (3基) の 合計より約 841.2 kL であることから、7日間は十分 に対応可能

## 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

### 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

#### 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「崩壊熱除去機能が喪失し，崩壊熱の除去及び原子炉注水に失敗する事故」及び「外部電源が喪失し，崩壊熱の除去及び原子炉注水に失敗する事故」であり，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，「崩壊熱除去機能が喪失し，崩壊熱の除去及び原子炉注水に失敗する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

##### (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，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，炉心の崩壊熱による原子炉水の蒸発に伴い，原子炉内保有水量が減少することにより燃料が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループに対しては，待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去によって燃料の著しい損傷の防止を図る。

##### (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による原子炉注水及び崩壊熱除去手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 5.1.1 図及び第 5.1.2 図に、手順の概要を第 5.1.3 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手順の関係を第 5.1.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、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、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 2 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 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 5.1.4 図に示す。

a. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

b. 運転中の残留熱除去系の機能喪失を確認し、崩壊熱除去機能喪失を判断

残留熱除去系ポンプの機能喪失により、崩壊熱除去機能の喪失を判断する。

崩壊熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

c. 逃がし安全弁による手動減圧操作

原子炉水温度 100℃到達後、蒸発により原子炉圧力が上昇することを確認し、逃がし安全弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁による手動減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

d. 待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動

待機中の残留熱除去系低圧注水モードを起動し、原子炉水位の上昇を確認する。

待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

e. 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード切り替え

原子炉水位が回復したことを確認し、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

残留熱除去系原子炉停止時冷却モード切り替えに必要な計装設備は、原子炉水位（停止域）等である。

## 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

重要事故シーケンスは、「崩壊熱除去機能が喪失し、崩壊熱の除去及び原子炉注水に失敗する事故」である。なお、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する事象については、事象進展等が同様である「5.2 全交流動力電源喪失」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、崩壊熱除去機能の喪失による原子炉水の蒸発により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水を維持し、未臨界を

維持できることを評価する。

なお、放射線の遮蔽については、原子炉圧力容器が未開放であることから考慮は不要である。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 5.1.2 表に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器が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) 初期原子炉水位

事象発生前の原子炉水位は、通常運転水位とする。

#### (c) 初期原子炉水温

事象発生前の原子炉水温は、52°Cとする。

#### (d) 初期原子炉圧力

事象発生前の原子炉圧力は、大気圧とする。また、事象発生後の水位低下量を厳しく見積もるため、減圧操作によって大気圧に維持されているものとする。

#### (e) 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 14MW である。

### 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の故障によって、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(b) 外部電源

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）による原子炉への注水流量は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、事象の認知や操作時間等を考慮し、事象発生2時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第5.1.3図に示すとともに、原子炉水位の推移を第5.1.5図に示す。

a. 事象進展

運転中の残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能の喪失後、原子炉水温は上昇し、事象発生から約1時間後に $100^\circ\text{C}$ に達し、その後、蒸発により原子炉水位は低下する。水位が燃料有効長頂部まで低下するのは事象発生から約6時間である。残留熱除去系の運転停止又は原子炉水温の上昇により事象を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードによる注水を行う。

原子炉水位回復後，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにより崩壊熱除去機能を回復する。

b. 評価項目等

原子炉水位は，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するとどまり，燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，放射線の遮蔽は維持される。

また，制御棒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，残留熱除去系による除熱により，安定停止状態を維持できる。(添付資料 5.1.1)

### 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，要員の配置による他の操作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）による注水により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作とする。

#### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，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としている。

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

崩壊熱，初期水位，初期水温及び初期圧力を考慮した場合，停止後の時間等によってそれらの値は変化するが，注水操作は残留熱除去系の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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の設定は，崩壊熱が小さい場合は注水までの時間余裕が長くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して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ない。

原子炉水温が低い場合，原子炉水位が高い場合，原子炉圧力が高い場合について，崩壊熱が小さい場合と同様にパラメータに対する余裕時間は大きくなるが，通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して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ない。

原子炉圧力容器の状態は，評価上大気圧に維持されていることを想定していることから，原子炉開放状態を想定した場合であっても，評価項目となるパラメータに対する影響はない。

起因事象については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対する影響はない。

外部電源については，外部電源がない場合とある場合では，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。

残留熱除去系（低圧注水モード）の注水流量については、崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 24m<sup>3</sup>/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。

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

##### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 5.1.4 図に示すとおり、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）での注水操作は、中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作ではないことから、要員の配置による他の操作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

注水開始が早くなる場合は、冷却材の水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

#### (2) 操作時間余裕の把握

操作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する。

注水操作に対する時間余裕については、通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 6 時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの 2 時間は十分な時間余裕を確保できる時間である。

#### (3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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，操作条件が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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。(添付資料 5.1.2)

#### 5.1.4 必要な要員及び資源の確保

##### (1) 必要な要員の確保

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）」における重大事故等対策に必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり，重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の確保

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，必要な水源，燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 5.1.3)

###### a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）は，サブプレッションチェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。

###### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等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し，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約 616.8 kL

である。

ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1 kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約638.9 kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲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。

#### 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の故障等に伴い、崩壊熱除去機能が喪失する。このため、崩壊熱による蒸発により原子炉水位が低下することで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「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、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去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

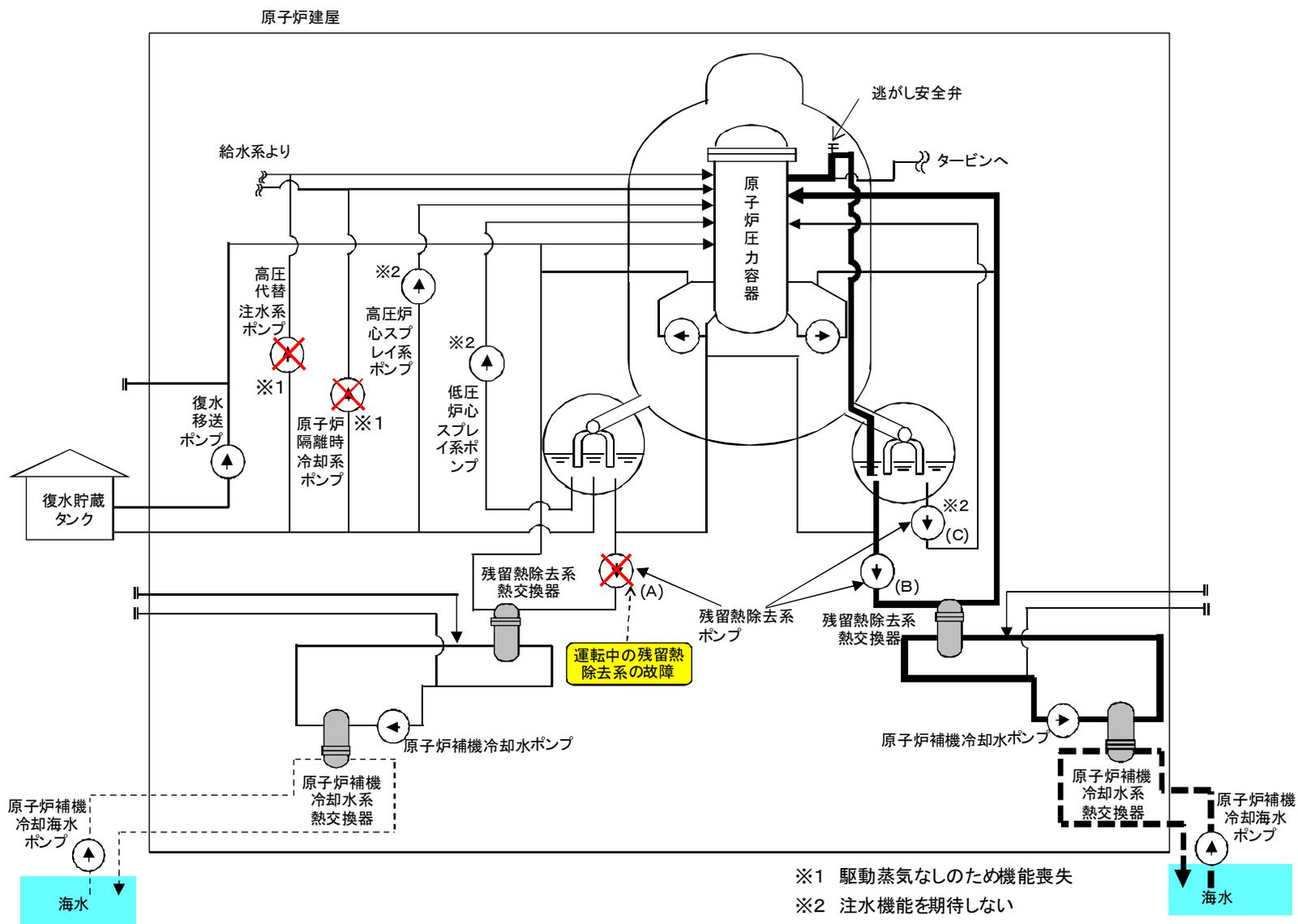
停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能が喪失し、崩壊熱の除去及び原子炉注水に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去を実施することにより、燃料は損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持されるとともに、制御棒挿入状態が維持されているため未臨界を維持することができる。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

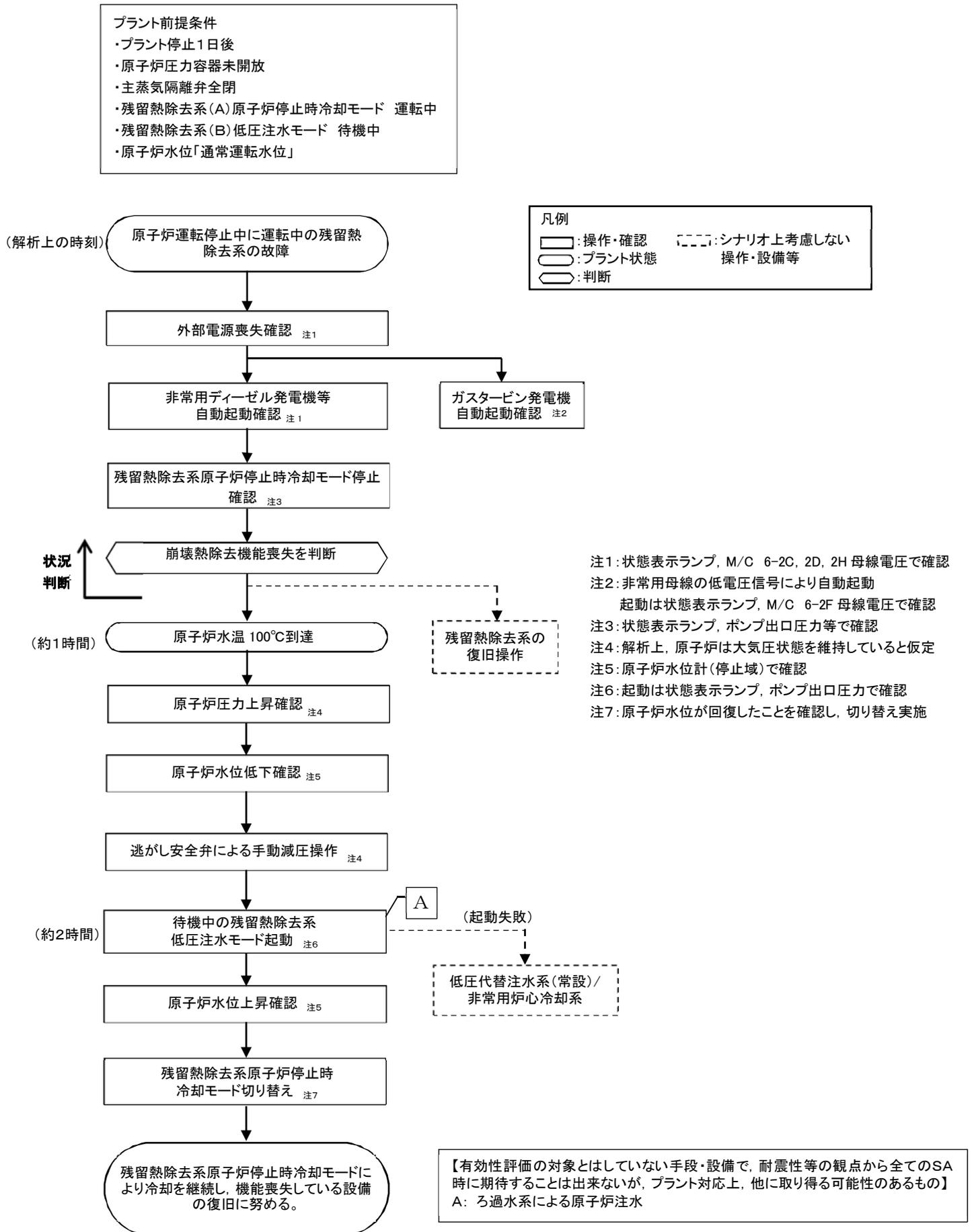
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから、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、待機中の残留熱除去系による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 図 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）時の使用系統概要（残留熱除去系（低圧注水モード））

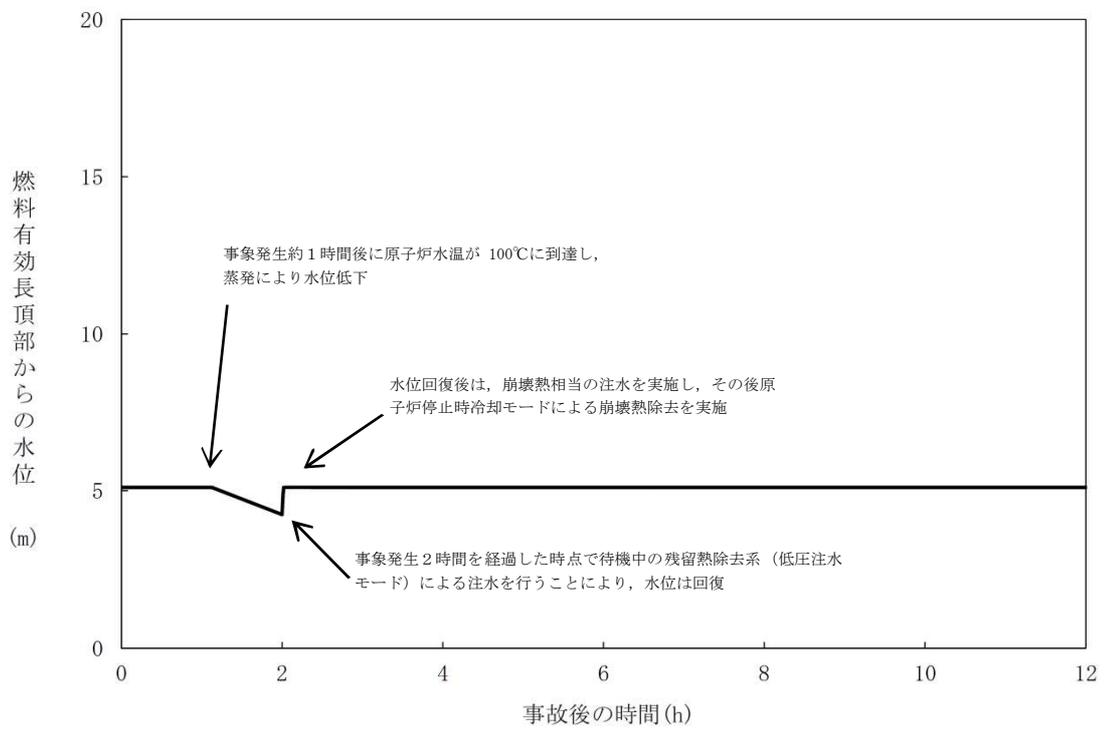




第 5. 1. 3 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) 時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)												備考				
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員 《 》は解析上考慮していない操作を行う要員	手順の内容	現場作業の要員移動	10分	20分	30分	40分	50分	60分	70分	80分	90分	120分	150分	180分	210分	備考		
			▽ 事象発生																
	発電課長	1	●運転操作の統括																
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示																
状況判断	運転員 A, B	2	●外部電源喪失確認																
			●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認																
			●ガスタービン発電機自動起動確認																
			●残留熱除去系原子炉停止時冷却モード停止確認																
			●崩壊熱除去機能喪失を判断																
原因調査	《運転員A》	《1》	●停止した残留熱除去系の原因調査(警報等)															解析上考慮しない	
	《運転員B,C》	《2》	●機能喪失機器の原因調査															解析上考慮しない	
原子炉減圧	【運転員A】	【1】	●逃がし安全弁による原子炉手動減圧									5分							
低圧非常用炉心冷却系注水	【運転員A】	【1】	●待機側残留熱除去系低圧注水モード起動								10分								
			●残留熱除去系低圧注水モードによる原子炉水位制御												10分				
原子炉除熱	【運転員A】	【1】	●残留熱除去系原子炉停止時冷却モード切り替え												起動準備(30分)	10分			
機能喪失機器復旧	参集要員等	—	●機能喪失した機器の復旧作業															解析上考慮しない	
要員数	運転員	4																	
	重大事故等対応要員	0																	
	緊急時対策本部要員	6																	
	合計	10																	
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33																	

第 5.1.4 図 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）時の作業と所要時間



第 5. 1. 5 図 原子炉水位の推移

第 5.1.1 表 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）時における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
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，ガスタービン発電機の起動信号が発信され，自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
運転中の残留熱除去系の機能喪失を確認し，崩壊熱除去機能喪失を判断	・残留熱除去系ポンプの機能喪失により，崩壊熱除去機能の喪失を判断する。	—	—	残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
逃がし安全弁による手動減圧操作	・原子炉水温度 100℃到達後，蒸発により原子炉圧力が上昇することを確認し，逃がし安全弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動	・待機中の残留熱除去系低圧注水モードを起動し，原子炉水位の上昇を確認する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード切り替え	・原子炉水位が回復したことを確認し，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ切り替える。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量 残留熱除去系熱交換器入口温度

第 5.1.2 表 主要解析条件（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））

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	前提条件	—	計算に当たっては、崩壊熱一定の下で水温は一様に上昇して、沸騰に至るとした。なお、沸騰開始までの時間及び沸騰後の水位低下を保守的に評価するために、水面及び壁面からの放熱、さらに構造物の熱容量は考慮していない。
	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器 未開放	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	初期原子炉水位	通常運転水位	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	初期原子炉水温	52℃	残留熱除去系による原子炉停止時冷却モードの仕様を基に設定
	初期原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績による値
	崩壊熱	14MW (9×9 燃料 (A 型))	崩壊熱を厳しく見積もるため、原子炉停止 1 日後を想定 ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度：33Gwd/t) にて算出した値
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	原子炉停止時冷却モードの運転時に、運転中の残留熱除去系の故障を想定
	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	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136 m <sup>3</sup> /h	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	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 2 時間後	事象の認知や操作時間を基に、時間余裕を考慮して設定

### 安定停止状態について

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）の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：冷却材の注水や崩壊熱除去により，燃料の冠水，放射線遮蔽，未臨界が維持され，冷却材の温度が安定した状態

#### 【原子炉安定停止状態の確立について】

第 5.1.5 図に示すとおり，崩壊熱除去機能喪失により冷却材の温度が上昇し，事象発生約 1 時間後に沸騰開始による水位の低下が始まるが，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水により，水位は回復する。

その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え，崩壊熱除去を実施することで水位及び温度が安定し，注水を実施していなくても安定停止状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	崩壊熱	14MW	事故事象毎 装荷炉心毎	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t) にて原子炉停止 1 日後の崩壊熱を算出した値	崩壊熱が小さい場合は、注水までの時間余 裕が長くなり、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 から燃料有効長頂部まで水位が低下する までの時間は約 6 時間と注水操作に対し て十分な時間が確保されているため、影響 はない
	初期原子炉水 温	52℃	事故事象毎 原子炉停止後初期を除 き 50℃以下を目標に冷 却を実施	残留熱除去系の原子炉停止 時冷却モードの仕様に基づ き想定	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード で冷却する場合は通常 50℃以下になるよ うに冷却され、水温が 52℃より低い場合も 考えられる。その場合はパラメータに対す る余裕時間は大きくなるが、通常運転水位 から燃料有効長頂部まで水位が低下する までの時間は約 6 時間と注水操作に対し て十分な時間が確保されているため、影響 はない
	初期原子炉水 位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転 水位付近にある状態を想定	原子炉開放に向けて水位を上昇している 場合は、注水までの時間余裕が長くなり、 評価項目となるパラメータに対する余裕 は大きくなる。通常運転水位から燃料有効 長頂部まで水位が低下するまでの時間は 約 6 時間と注水操作に対して十分な時間 が確保されているため、影響はない
	初期原子炉圧 力	大気圧	事故事象毎 原子炉停止後初期及び 耐圧試験を除き大気圧	原子炉停止 1 日後の状態と して設定	圧力が高い場合は飽和水のエンタルピー が大きくなるため、評価項目となるパラメ ータに対する余裕時間は大きくなる。通常 運転水位から燃料有効長頂部まで水位が 低下するまでの時間は約 6 時間と注水操 作に対して十分な時間が確保されている ため、影響はない

添付 5.1.2-1

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事事故象毎	炉心からの崩壊熱及び保有水の観点から設定	原子炉圧力容器開放時においては減圧操作が不要である。減圧以外の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	評価上、原子炉の圧力は大気圧に維持されることを想定しているため、評価項目となるパラメータに対する影響はない
	起回事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系ポンプ1台で原子炉停止時冷却モードによる原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等による機能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対する影響はない
事故条件	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	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、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、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
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m <sup>3</sup> /h	1,136 m <sup>3</sup> /h以上	低圧注水系の設計値として設定	残留熱除去系（低圧注水モード）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残留熱除去系（低圧注水モード）による注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大24 m <sup>3</sup> /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
機器条件						

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響，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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ				評価設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響	評価条件（操作条件を除く）の不確かさによる影響				
		評価上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
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	事象発生から2時間以内	解析コードは使用していないため対象外	パラメータを起点として開始する操作ではないことから影響はない	事象の認知や操作時間を基に，時間余裕を考慮して設定	残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作は中央制御室で行う操作であり，その他現場で行う操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない	注水開始が早くなる場合は冷却材の水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	当該操作に対する時間余裕については，通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間であり，事故を検知して注水を開始するまでの2時間は十分な時間余裕を確保できる時間である

## 燃料評価結果について

プラント状況：2号炉停止中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168 h)	非常用ディーゼル発電機 ((A), (B) の2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機 (A) 燃費約 1,601L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 269.0 kL 非常用ディーゼル発電機 (B) 燃費約 1,420L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168 h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約 649.3L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24 h)	ガスタービン発電機 (2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約 460L/h (無負荷) ×2台×24h=約 22.1 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 638.9 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク (2基)，燃料デイトンク (3基)，地下軽油タンク (3基) の合計より約 841.2kL であることから，7日間は十分に対応可能

## 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」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「外部電源が喪失し，直流電源の喪失及び高圧炉心スプレイ系による注水に失敗する事故」，「外部電源が喪失し，交流電源の喪失及び高圧炉心スプレイ系による注水に失敗する事故」，「外部電源が喪失し，直流電源が喪失する事故」及び「外部電源が喪失し，交流電源が喪失する事故」であり，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において「外部電源が喪失し，交流電源の喪失及び高圧炉心スプレイ系による注水に失敗する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

#### (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，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が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，炉心の崩壊熱による原子炉水の蒸発に伴い，原子炉内保有水量が減少することで燃料が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループに対しては，ガスタービン発電機による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱によって燃料の著しい損傷の防止を図る。

#### (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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 5.2.1 図及び第 5.2.2 図に、手順の概要を第 5.2.3 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手順の関係を第 5.2.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 31 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、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 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 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 5.2.4 図に示す。

a. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

d. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

e. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

f. 逃がし安全弁による手動減圧操作

原子炉水温度 100℃到達後、蒸発により原子炉圧力が上昇することを確認し、逃がし安全弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁による手動減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

g. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

事象発生から2時間が経過した時点で、低圧代替注水系（常設）により原子炉への注水を開始し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子

炉水位（停止域）等である。

h. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

i. 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード起動

原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転を行う。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動に必要な計装設備は、原子炉水位（停止域）等である。

## 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

重要事故シーケンスは、「外部電源が喪失し、交流電源の喪失及び高圧炉心スプレイ系による注水に失敗する事故」である。なお、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する事象についても、本想定事象において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、崩壊熱除去機能の喪失による原子炉水の蒸発により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水を維持し、未臨界を維持できることを評価する。

なお、放射線の遮蔽については、原子炉が未開放であることから考慮は不要である。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 5.2.2 表に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器が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) 初期原子炉水位

事象発生前の原子炉水位は、通常運転水位とする。

#### (c) 初期原子炉水温

事象発生前の原子炉水温は、52℃とする。

#### (d) 初期原子炉圧力

事象発生前の原子炉圧力は、大気圧とする。また、事象発生後の水位低下量を厳しく見積もるため、減圧操作によって大気圧に維持されているものとする。

#### (e) 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 14MW である。

### b. 事故条件

#### (a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定する。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水流量は、 $100\text{m}^3/\text{h}$  とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) ガスタービン発電機による交流電源の供給は、事象発生 20 分後に開始されるものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生 2 時間後に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 5.2.3 図に示すとともに、原子炉水位の推移を第 5.2.5 図に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失により、崩壊熱除去機能が喪失するため、原子炉水温は上昇し、事象発生から約 1 時間後に  $100^\circ\text{C}$  に達する。その後、蒸発により原子炉水位は低下し始めるが、水位が燃料有効長頂部まで低下するのは事象発生から約 6 時間である。事象発生から 2 時間経過した時点で、ガスタービン発電機による電源供給により、低圧代替注水系（常設）による注水を行うことによって、水位は燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下す

るにとどまる。

事象発生から 24 時間後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱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、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、放射線の遮蔽は維持される。

また、制御棒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。

事象発生から 24 時間後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することによって、安定停止状態となる。(添付資料

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、要員の配置による他の操作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低圧代替注水系（常設）による注水により、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、低圧代替注水系（常設）による注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場

合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、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としている。

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

崩壊熱、初期水位、初期水温及び初期圧力を考慮した場合、停止後の時間等によってそれらの値は変化するが、注水操作は全交流動力電源喪失に伴う異常の認知を起因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

崩壊熱の設定は、崩壊熱が小さい場合は注水までの時間余裕が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して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ない。

原子炉水温が低い場合、原子炉水位が高い場合、原子炉圧力が高い場合について、崩壊熱が小さい場合と同様にパラメータに対する余裕時間は大きくなるが、通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して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ない。

原子炉圧力容器の状態は、評価上大気圧に維持されていることを想定していることから、原子炉開放状態を想定した場合であっても、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

起因事象については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対する影響はない。

外部電源については、外部電源がない場合とある場合では、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。

低圧代替注水系（常設）の注水流量については、崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 24m<sup>3</sup>/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。

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

##### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 5.2.4 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）での注水操作は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作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

注水開始が早くなる場合は、冷却材の水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

#### (2) 操作時間余裕の把握

操作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する。

注水操作に対する時間余裕については、通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約 6 時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの 2 時間は十分な時間余裕を確保できる時間である。

### (3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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、操作条件が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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。(添付資料 5.2.2)

#### 5.2.4 必要な要員及び資源の確保

##### (1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 31 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 5.2.3)

###### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 534m<sup>3</sup> 必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 保有していることから、7 日間の継続実施が可能である。

なお、事象発生 24 時間以降については、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱により、安定して原子炉冷却を実施することが可

能である。

#### b. 燃料

ガスタービン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し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約283.7kLである。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約30.5kLである。

原子炉補機代替冷却系に用いる可搬型大容量送水ポンプ及び電源車については、事象発生23時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、合わせて約41.8kLである。

緊急時対策所へ電源を供給する電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約33.6kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約389.6kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### 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4,060kW必要となるが、給電容量である7,200kW未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 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、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が喪失する。このため、崩壊熱に

よる蒸発により原子炉水位が低下することで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「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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による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「外部電源が喪失し、交流電源の喪失及び高圧炉心スプレイ系による注水に失敗する事故」について有効性評価を行った。

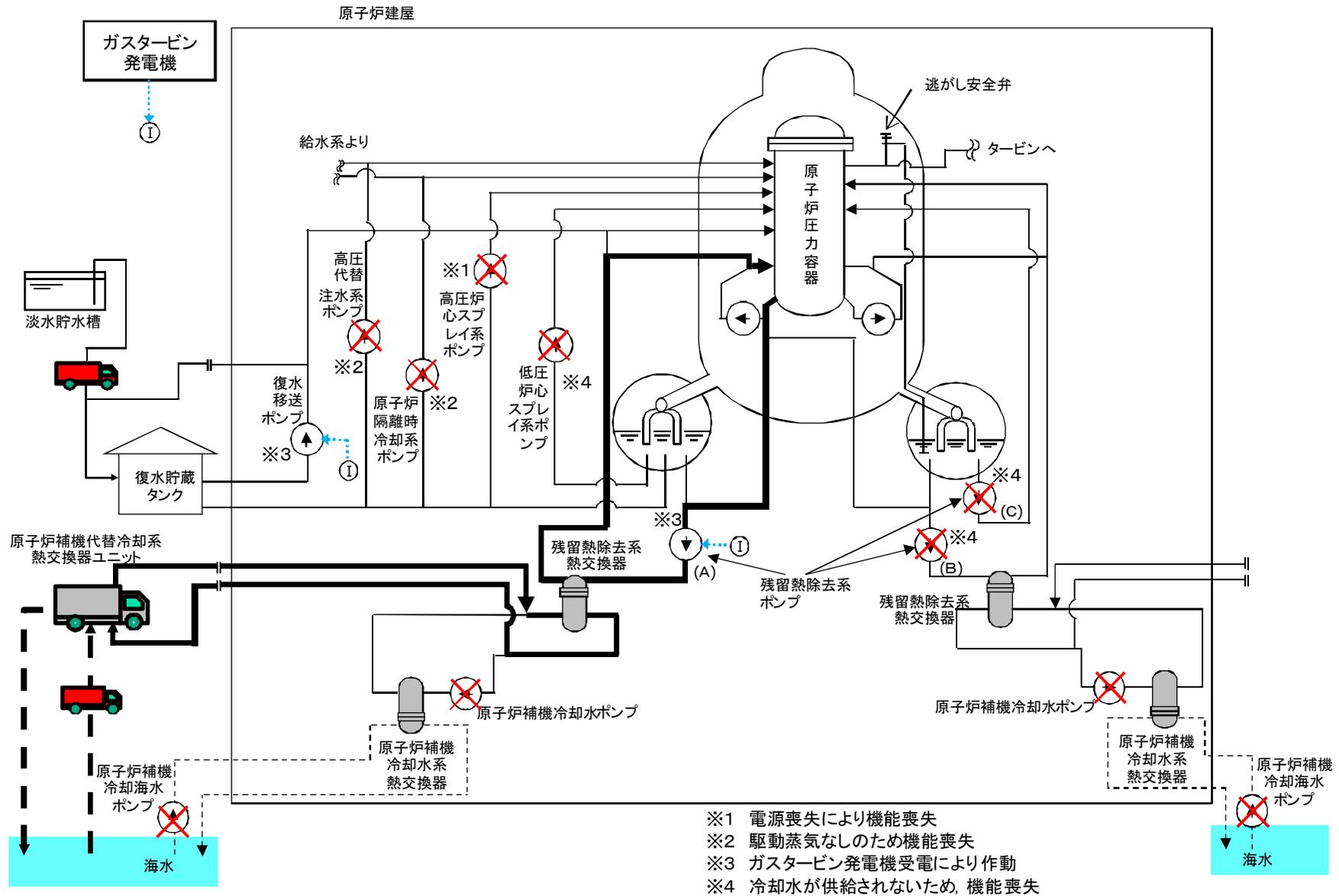
上記の場合においても、ガスタービン発電機による電源確保、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、燃料は損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持されるとともに、制御棒挿入状態が維持されているため未臨界を維持することができる。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、低圧代替注水系（常設）等による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。



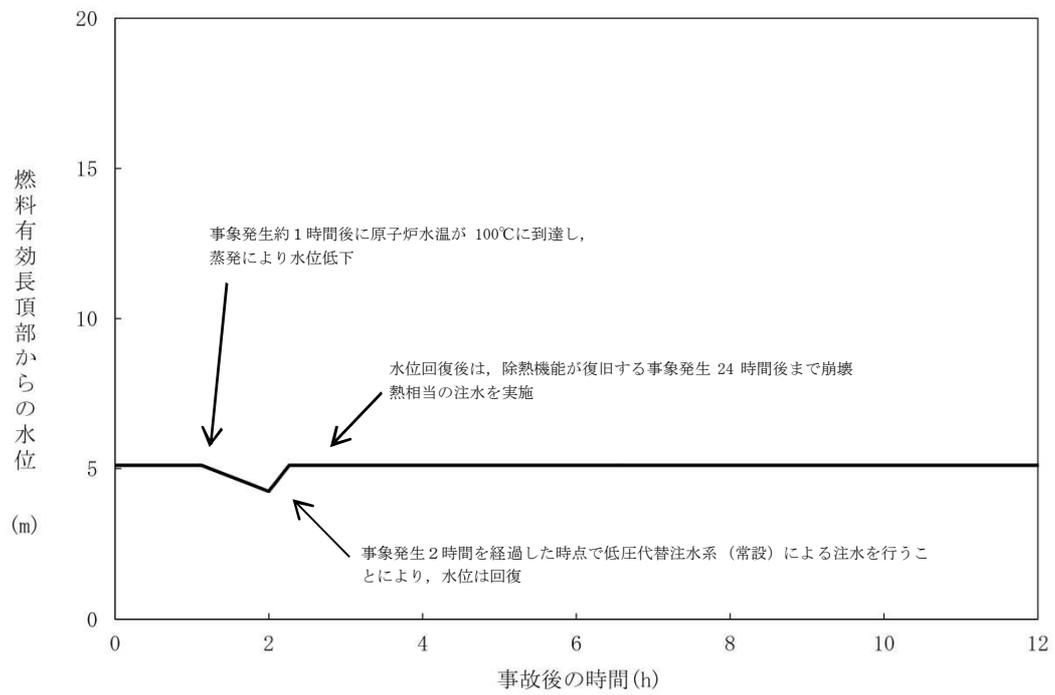


第 5.2.2 図 全交流動力電源喪失時の使用系統概要 (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード))



必要な要員と作業項目			経過時間(分)																	経過時間(時間)					備考
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後移動してきた要員 ( )は解析上考慮していない操作を行う要員 記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動																				備考		
発電課長	1	●運転操作の統括																							
発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示																							
状況判断	運転員 A, B	●外部電源喪失確認																							
		●ガスタービン発電機等自動起動確認																							
		●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認																							
		●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認																							
電源確保	【運転員A】 重J~重L	【1】 ●ガスタービン発電機受電準備・受電 【3】 ●2号用電源車設置	10分 1.5時間																						
原因調査	《運転員B, C》	【2】 ●機能喪失機器の原因調査	適宜実施																				解析上考慮しない		
代替注水等確保	重A~重I	●可搬型大容量送水ポンプ設置	6.3時間																				作業時間が最大となるルートを想定		
低圧代替注水(常設)	【運転員A】	【1】 ●低圧代替注水(常設)注水系統構成・起動 ●低圧代替注水(常設)による原子炉水位制御	5分 適宜実施																						
水源確保	【重H, I】 【運転員B, C】	【2】 ●復水貯蔵タンク補給 ●復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え																					52時間までに補給実施 27時間で切り替え実施 復水貯蔵タンク水位低警報発生までに実施		
原子炉減圧	【運転員A】	【1】 ●逃がし安全弁による原子炉手動減圧	5分																						
代替冷却確保	【運転員A】	【1】 ●原子炉補機冷却水系系統構成(中央制御室)	5分																						
	【運転員B, C】	【1】 ●原子炉補機冷却水系系統構成(現場)	40分																						
	【重A~重F, 重L, 重O】重T	【8】 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置	8.5時間																				作業時間が最大となるルートを想定		
	【運転員B, C】 【重A~重C, 重L, 重O, 重T】	【2】 ●原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却系への操作 【6】 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの起動・監視	30分 余裕時間(8時間) 起動操作20分																				アクセスルート6.8時間を想定		
原子炉除熱	【運転員A】	【1】 ●残留熱除去系原子炉停止時冷却モード起動	10分																						
燃料補給	重P~重S	●燃料補給(可搬型大容量送水ポンプ, 緊急時対策用電源車, 原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用電源車)	電源車は150分毎に1回給油, 可搬型大容量送水ポンプは4時間40分毎に1回給油																						
緊急時対策所	重M~重O	●緊急時対策用電源車設置・起動	2時間																				起動・監視は2人で実施		
	3号運転員	●緊急時対策用電源車接続準備・受電操作	3.6時間																						
	本部要員	●準備(照明, 可搬空調等起動)																							
機能喪失機器復旧	参集要員等	●機能喪失した機器の復旧作業																					解析上考慮しない		
要員数	運転員	5																							
	重大事故等対応要員	20																							
	緊急時対策本部要員	6																							
	合計	31																							
発電所職員(初期消火要員6人除く)		33																							

第 5.2.4 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第 5.2.5 図 原子炉水位の推移

第 5.2.1 表 全交流動力電源喪失時における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
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	—	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
全交流動力電源喪失／除熱機能喪失を判断	・外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ・ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。	ガスタービン発電機 (SA)	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA) 可搬型大容量送水ポンプ (SA)	—
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
低圧代替注水系 (常設) 注水系統構成・起動	・低圧代替注水系 (常設) の系統構成及び起動を行う。	復水移送ポンプ (SA)	—	復水移送ポンプ出口圧力

第 5.2.1 表 全交流動力電源喪失時における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
逃がし安全弁による手動減圧操作	・原子炉水温度 100℃到達後、蒸発により原子炉圧力が上昇することを確認し、逃がし安全弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	・事象発生から 2 時間が経過した時点で、低圧代替注水系（常設）により原子炉への注水を開始し、原子炉水位の制御を行う。	復水移送ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
復水貯蔵タンク補給	・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。	復水貯蔵タンク（SA） 淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	復水貯蔵タンク水位（SA）
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード起動	・原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転を行う。	残留熱除去系ポンプ（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	原子炉水位（停止域）（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量 残留熱除去系熱交換器入口温度

第 5.2.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	前提条件	—	計算に当たっては、崩壊熱一定の下で水温は一様に上昇して、沸騰に至るとした。なお、沸騰開始までの時間及び沸騰後の水位低下を保守的に評価するために、水面及び壁面からの放熱、さらに構造物の熱容量は考慮していない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器 未開放	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	初期原子炉水位	通常運転水位	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	初期原子炉水温	52℃	残留熱除去系による原子炉停止時冷却モードの仕様を基に設定
	初期原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績による値
	崩壊熱	14MW (9×9 燃料(A 型))	崩壊熱を厳しく見積もるため、原子炉停止 1 日後を想定 ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度: 33Gwd/t) にて算出した値
事故条件	起回事象	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	原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとして設定
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	100 m <sup>3</sup> /h	復水移送ポンプ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	ガスタービン発電機からの受電	事象発生 20 分後	運転操作手順書等を考慮して設定
	低圧代替注水系（常設）による 原子炉注水	事象発生 2 時間後	事象の認知や操作時間を基に、時間余裕を考慮して設定

### 安定停止状態について

全交流動力電源喪失の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：冷却材の注水や崩壊熱除去により、燃料の冠水、放射線遮蔽、未臨界が維持され、冷却材の温度が安定した状態

#### 【原子炉安定停止状態の確立について】

第 5.2.5 図に示すとおり、崩壊熱除去機能喪失により冷却材の温度が上昇し、事象発生約 1 時間後に沸騰開始による水位の低下が始まるが、ガスタービン発電機により電源供給を受けた低圧代替注水系（常設）の注水により、水位は回復する。

事象発生から 24 時間後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系原子炉停止時冷却モードにより崩壊熱除去を実施することで水位及び温度が安定し、注水を実施していなくても安定停止状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	崩壊熱	14MW	事故事象毎 装荷炉心毎	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度: 33Gwd/t) にて原子炉停止1日後の崩壊熱を算出した値	崩壊熱が小さい場合は、注水までの時間余裕が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない
	初期原子炉水温	52℃	事故事象毎 原子炉停止後初期を除き50℃以下を目標に冷却を実施	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの仕様に基づき想定	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで冷却する場合は通常50℃以下になるように冷却され、水温が52℃より低い場合も考えられる。その場合はパラメータに対する余裕時間は大きくなるが、通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない
	初期原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	原子炉開放に向けて水位を上昇している場合は、注水までの時間余裕が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない
	初期原子炉圧力	大気圧	事故事象毎 原子炉停止後初期及び耐圧試験を除き大気圧	原子炉停止1日後の状態として設定	圧力が高い場合は飽和水のエンタルピーが大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕時間は大きくなる。通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間と注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない

添付 5.2.2-1

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして想定	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対する影響はない
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機等及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	起回事象として外部電源の喪失を想定		
機器条件	低圧代替注水系（常設）	100 m <sup>3</sup> /h	100 m <sup>3</sup> /h 以上	復水移送ポンプの設計値として設定	低圧代替注水系（常設）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、運転員等操作に与える影響はない	評価条件で設定している低圧代替注水系（常設）による注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 24 m <sup>3</sup> /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 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響，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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ				評価設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響	評価条件（操作条件を除く）の不確かさによる影響				
		評価上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
操作条件	低圧代替注水（常設）による原子炉への注水操作	事象発生から2時間後	事象発生から2時間以内	解析コードは使用していないため対象外	パラメータを起点として開始する操作ではないことから影響はない	事象の認知や操作時間を基に，時間余裕を考慮して設定	当該操作を実施する要員は，前後に他の操作がないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない	注水開始が早くなる場合は冷却材の水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	当該操作に対する時間余裕については，通常運転水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間であり，事故を検知して注水を開始するまでの2時間は十分な時間余裕を確保できる時間である

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量  
：約 1,192m<sup>3</sup>
- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m<sup>3</sup>× 2 基

○水使用パターン

- ・ 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水  
事象発生 2 時間以降，原子炉水位を通常運転水位以上に水位制御する。  
原子炉水位回復後，水位を維持できるよう崩壊熱相当（最大 24m<sup>3</sup>/h）の注水を実施する。

○評価結果

原子炉への注水については，事象発生 2 時間後から 100m<sup>3</sup>/h で注水を行い，原子炉水位回復後は崩壊熱相当（最大 24m<sup>3</sup>/h）で注水を実施する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱が開始する事象発生 24 時間まで約 534 m<sup>3</sup> 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉停止中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：全交流動力電源喪失の発生後，ガスタービン発電機から給電する場合を想定する。

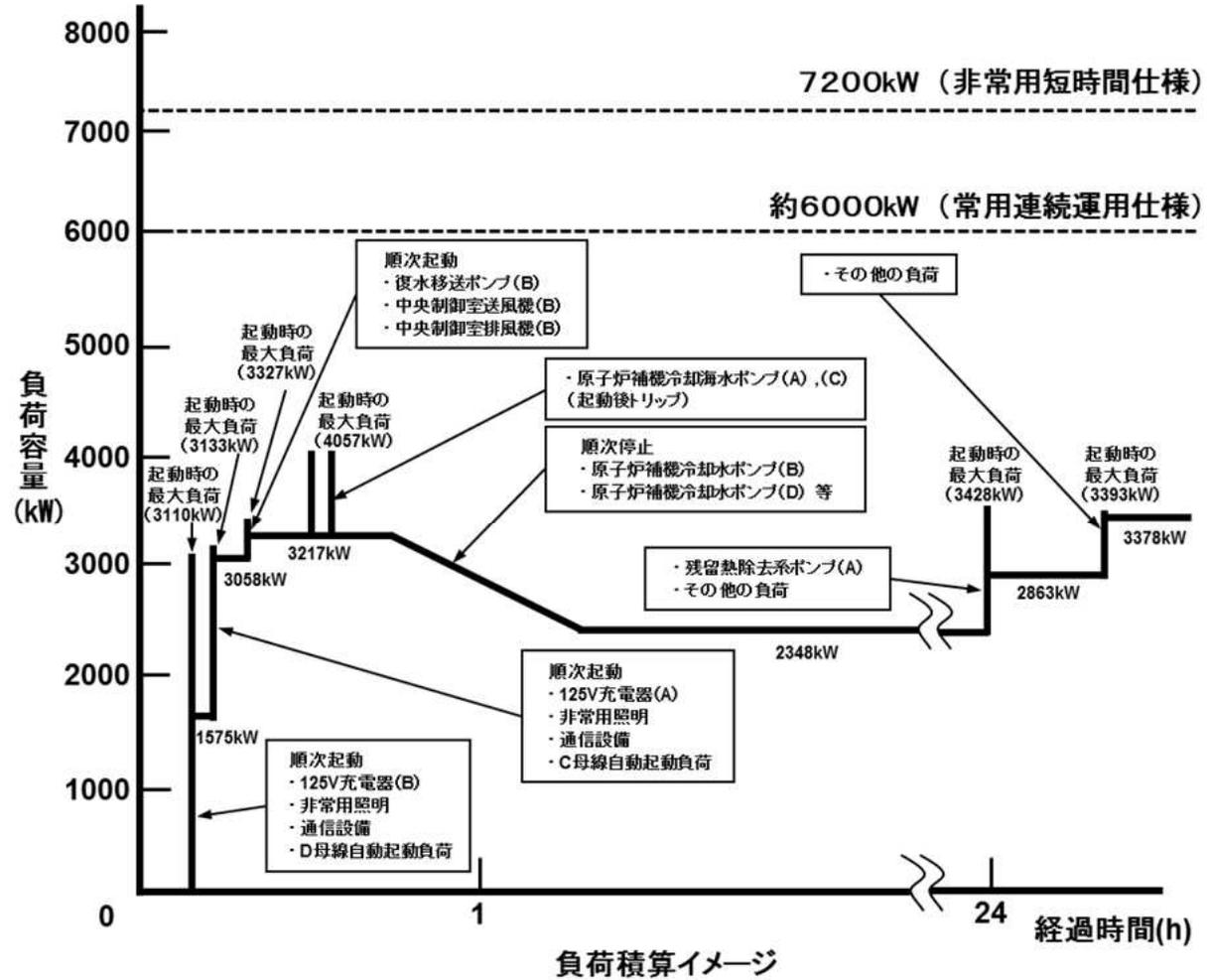
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動）  事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×2h=約3.4kL 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×22h=約32.6kL 事象発生24時間後～事象発生7日後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×144h=約247.7kL 計 約283.7kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系） （1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×145h=約27.3kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットポンプ 駆動用）（1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×1台×145h=約14.5kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×2台×168h = 約33.6kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約389.6kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基）， 燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合 計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対 応可能

3. 電源に関する評価

主要負荷リスト 女川2号炉 ガスタービン発電機 (9,000kVA (給電容量: 7,200kW))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
残留熱除去系ポンプ (A)	512
復水移送ポンプ (B)	45
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室排風機 (B)	4
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	517
合計 (kW)	3378



### 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」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「残留熱除去系切替時に冷却材が流出し，原子炉注水に失敗する事故」，「原子炉冷却材浄化系によるブロー時に冷却材が流出し，原子炉注水に失敗する事故」，「制御棒駆動機構交換時に冷却材が流出し，原子炉注水に失敗する事故」及び「局部出力領域モニタ交換時に冷却材が流出し，原子炉注水に失敗する事故」であり，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において「残留熱除去系切替時に冷却材が流出し，原子炉注水に失敗する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

##### (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，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって，原子炉冷却材が系外へ流出する事象を想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉内保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループに対しては，待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去，復旧操作による原子炉冷却材流出口の隔離によって燃料の著しい損傷の防止を図る。

##### (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、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 5.3.1 図及び第 5.3.2 図に、手順の概要を第 5.3.3 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手順の関係を第 5.3.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、合計 11 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、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 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 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 5.3.4 図に示す。

a. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

b. 残留熱除去系ポンプ停止確認及び再起動

外部電源喪失により停止した残留熱除去系ポンプを確認し、原子炉停止時冷却モードで再起動する。

残留熱除去系ポンプ停止確認及び再起動に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

c. 原子炉水位の低下を確認し原子炉冷却材の流出を判断

1 時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位が低下していることを確認

するとともに、原子炉ウェル水位、サプレッションプール水位等の指示により、原子炉冷却材の流出を判断する。

d. 原子炉水位の低下を確認し原子炉冷却材の流出を判断

1時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位が低下していることを確認するとともに、原子炉ウェル水位、サプレッションプール水位等の指示により、原子炉冷却材の流出を判断する。

e. 待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動により原子炉水位回復

原子炉停止時冷却モードで待機中の残留熱除去系を低圧注水モードへ切り替え後起動する。残留熱除去系低圧注水モードによる原子炉への注水により、原子炉水位が回復することを確認する。

待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動による原子炉水位回復の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

f. ミニマムフロー弁の誤開を確認

原因を調査し、原子炉ウェル水位、サプレッションプール水位、弁状態表示にて、運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁誤開を確認する。

ミニマムフロー弁の誤開を確認するのに必要な計装設備は、原子炉水位（定検時水張り用）等である。

g. 残留熱除去系隔離操作（中央制御室）

中央制御室にて残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁の隔離操作を実施する。隔離の成功は、原子炉ウェル水位、サプレッションプール水位、弁状態表示で確認する。

残留熱除去系隔離操作に必要な計装設備は、原子炉水位（定検時水張り用）等である。

h. 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード継続

残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁隔離成功後、原子炉停止時冷却モードを継続する。

残留熱除去系原子炉停止時冷却モード継続に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

### 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

重要事故シーケンスは、「残留熱除去系切替時に冷却材が流出し、原子炉注水に失敗する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界が維持されることを評価する。また、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。(添付資料 5.3.1)

#### (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 5.3.2 表に示す。

##### 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を行う。

##### (b) 初期原子炉水位

事象発生前の原子炉水位は、原子炉ウェル満水の水位とする。

##### (c) 初期原子炉圧力

事象発生前の原子炉圧力は、原子炉圧力容器開放状態を想定し、大気圧とする。

(d) プールゲート

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定されているプールゲートは閉を仮定する。

b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサプレッションチェンバへの流出量

残留熱除去系の系統切り替え時の原子炉冷却材流出を想定する。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、流出流量は  $100\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発

本想定事象では、崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合においても、事象発生から収束までの時間に対して、原子炉水温が  $100^\circ\text{C}$  に到達するまでの時間が長いため、崩壊熱による原子炉水の温度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）による原子炉への注水流量は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$  とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、事象の認知や操作時間等を考慮し、事象発生2時間後に実施するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 5.3.3 図に示すとともに、原子炉水位の推移を第 5.3.5 図に示す。

また、原子炉水位と線量率を第 5.3.6 図に示す。評価点は原子炉压力容器上部としている。

#### a. 事象進展

残留熱除去系の系統切り替え時の原子炉冷却材流出により、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードによる注水を行うことによって、水位は燃料有効長頂部の約 14m 上まで低下するにとどまる。

その後は、冷却材流出口を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにより崩壊熱除去機能を回復する。

#### b. 評価項目等

原子炉水位は、燃料有効長頂部の約 14m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

燃料有効長頂部の約 14m 上の水位での線量率は  $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$  以下であり、放射線の遮蔽は維持されている。

また、制御棒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、残留熱除去系による除熱により、安定停止状態を維持できる。(添付資料 5.3.2)

### 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，要員の配置による他の操作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）による注水により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，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としている。

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

初期水位及び初期圧力を考慮した場合，停止後の時間等によってそれらの値は変化するが，注水操作は水位低下の認知を起因とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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や緩和設備の自動起動等に期待できるため，その場合の運転員等操作時間が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉圧力容器開放時の原子炉ウエルの水張り実施中においては注水が実施されているため，水位低下は起こらず，またこれらの期間に通常残留熱除去系の切り替えは実施しない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対する影響はない。

原子炉圧力容器が未開放の場合は保有水量が少ないため、水位の低下は早いですが、それらの場合においては、原子炉水位計による警報発生や影響緩和設備の自動起動などに期待できることから、事象進展は同等であり、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

プールゲートの状態においてプールゲート開の状態では保有水量が多くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなり、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出量が小さい場合、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなる。原子炉ウェル満水から燃料有効長頂部までの水位が低下するまでの時間は約9時間と注水操作に対して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ない。

崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発については、事象進展に影響しないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

外部電源については、外部電源がない場合とある場合では、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。

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

##### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 5.3.4 図に示すとおり、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）

での注水操作は、中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作ではないことから、要員の配置による他の操作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

注水開始が早くなる場合は、冷却材の水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認する。

注水操作に対する時間余裕については、原子炉ウェル満水から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約9時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの2時間は十分な時間余裕を確保できる時間である。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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、操作条件が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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。(添付資料 5.3.3)

5.3.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策

に必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 11 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

## (2) 資源の確保

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、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 5.3.3)

### a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）は、サプレッションチェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7 日間の継続実施が可能である。

### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生直後の運転を想定し、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 616.8kL である。

ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後 1 日間で使用する軽油量は、約 22.1kL である。

以上を合計して、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 638.9 kL であるが、2 号炉に備蓄している軽油量は約 841.2kL であることから、7 日間の軽油の供給継続が可能である。

### c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想

定している負荷容量の範囲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。

#### 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、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって、原子炉冷却材が系外へ流出が発生する。このため、原子炉水位が低下することで炉心が露出し、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、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去手段を整備している。

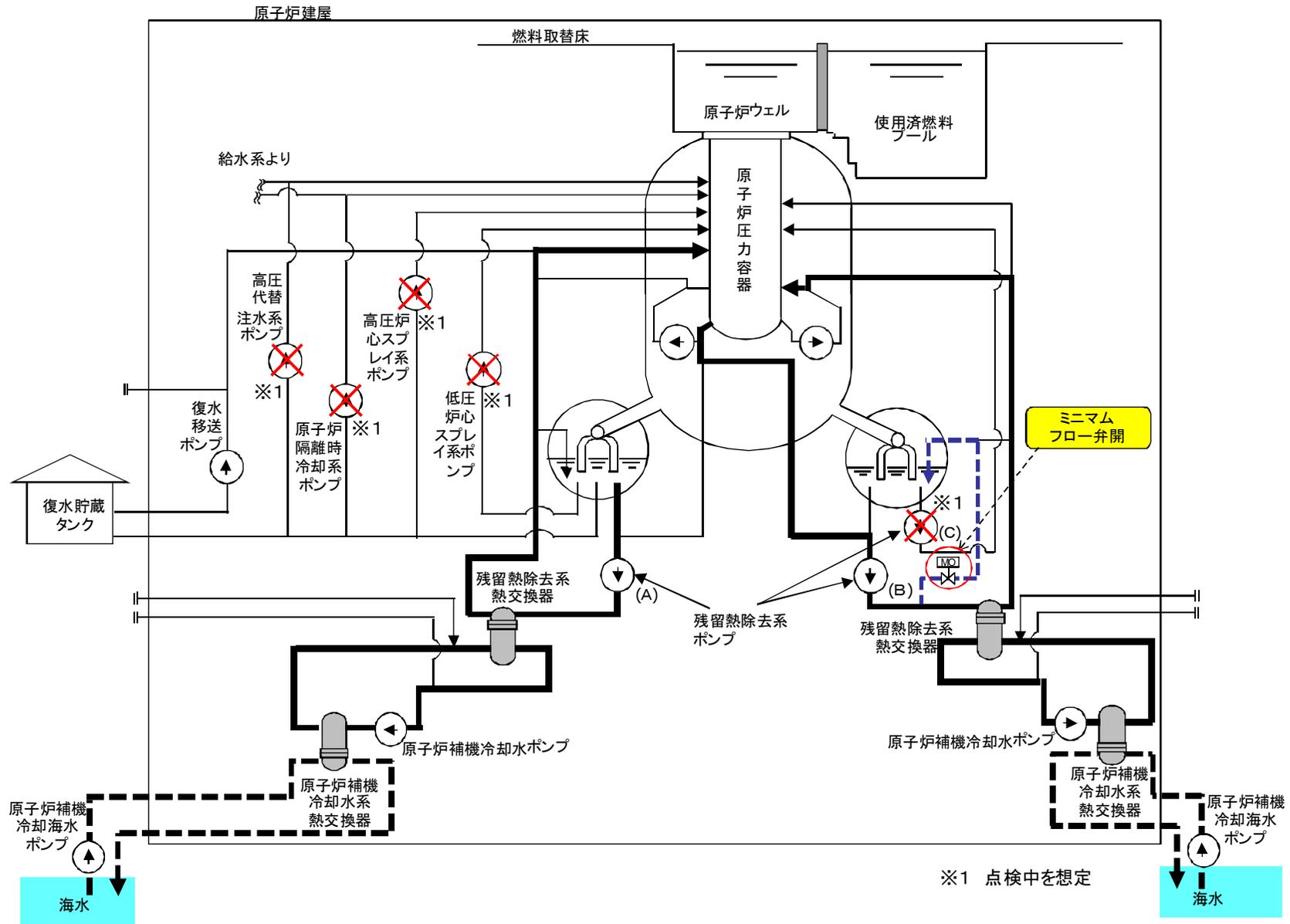
事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系切替時に冷却材が流出し、原子炉注水に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び崩壊熱除去を実施することにより、燃料は損傷することはない。

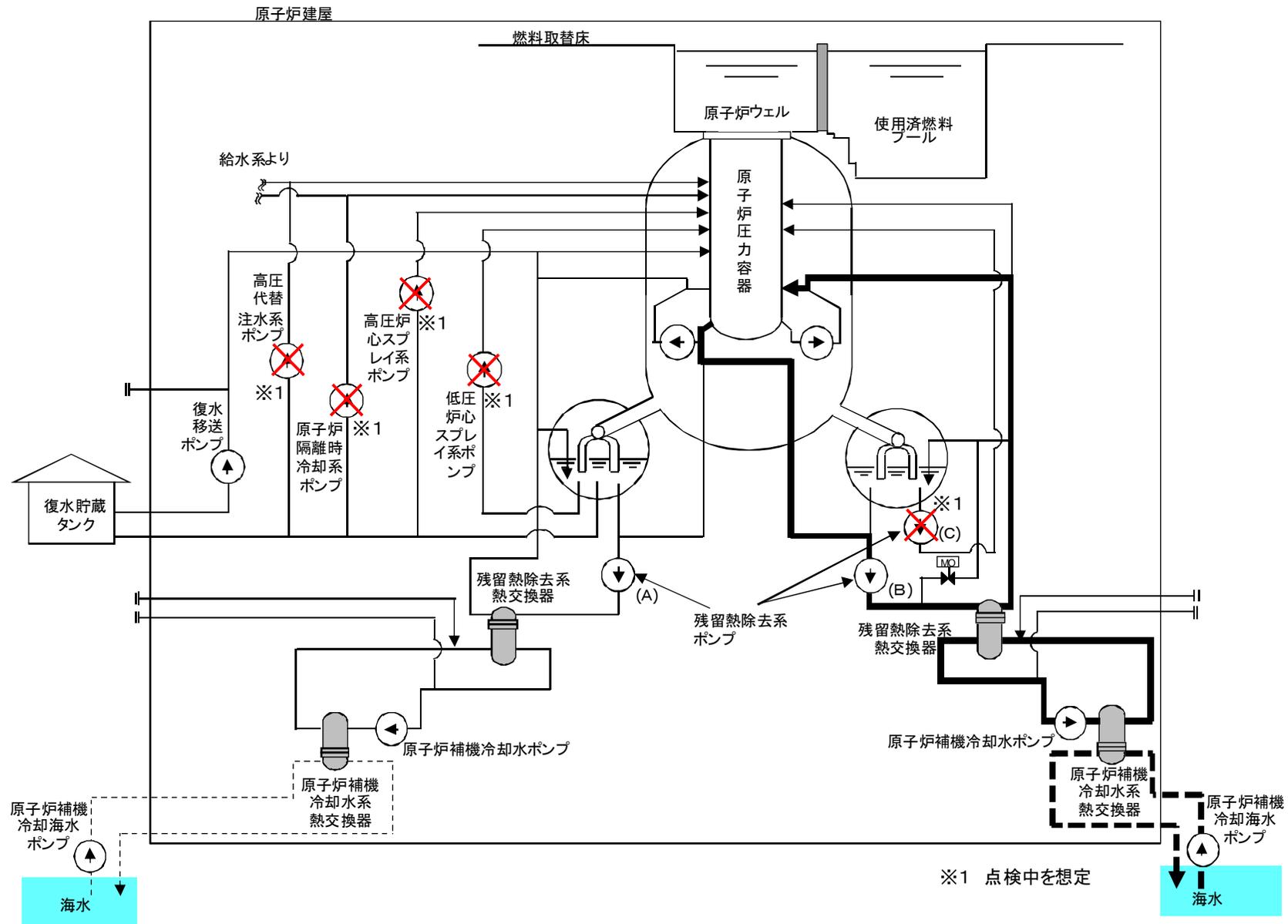
その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持されるとともに、制御棒挿入状態が維持されているため未臨界を維持することができる。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから, 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において, 待機中の残留熱除去系による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。



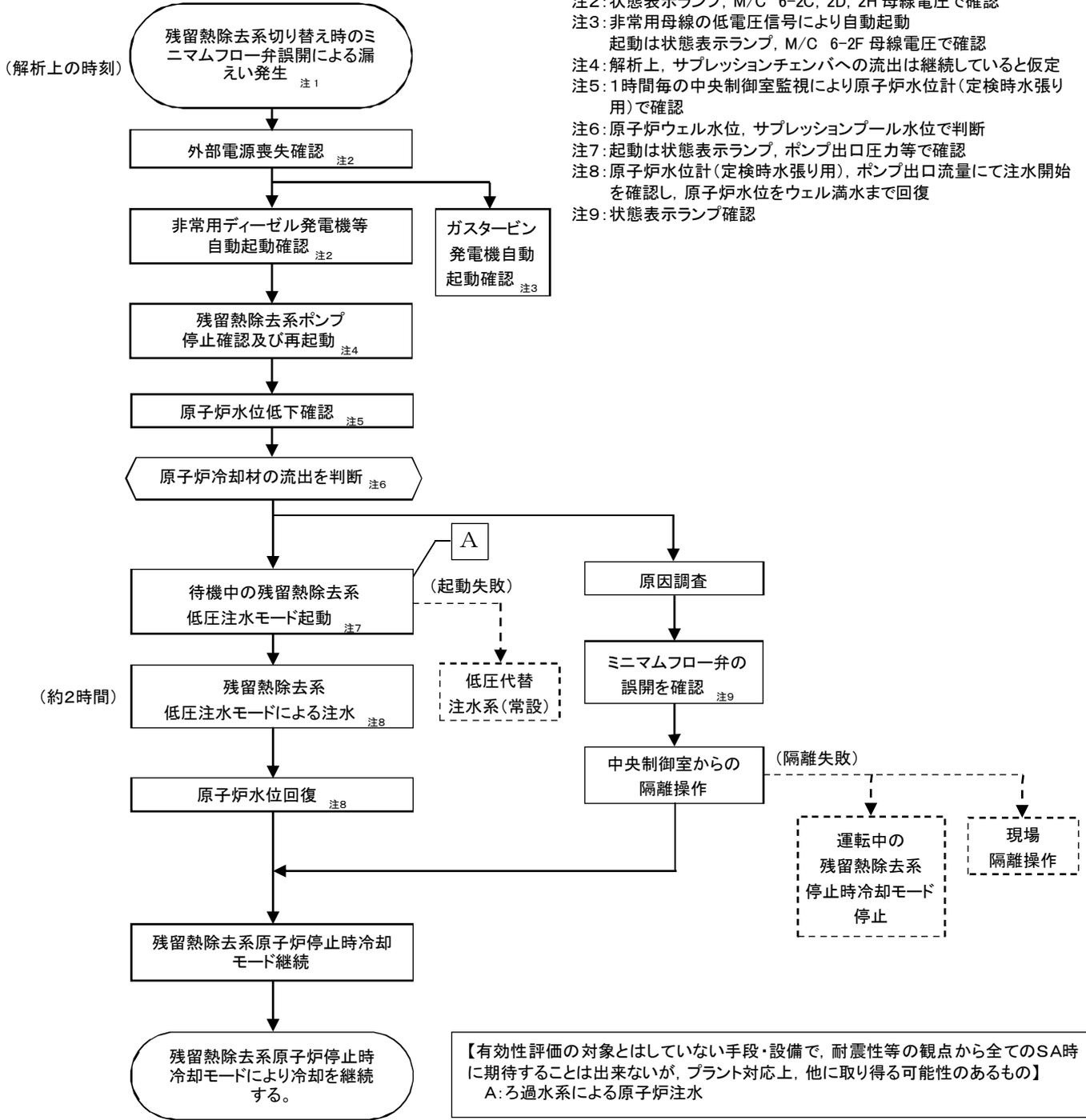
第 5.3.1 図 原子炉冷却材の流出時の使用系統概要 (残留熱除去系 (低圧注水モード, 原子炉停止時冷却モード))



第 5.3.2 図 原子炉冷却材の流出時の使用系統概要 (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード))

プラント前提条件  
 ・全燃料装荷&プールゲート「閉」  
 ・残留熱除去系(A)原子炉停止時冷却モード 運転中  
 ・残留熱除去系(B)原子炉停止時冷却モード 待機中  
 ・原子炉水位「ウェル満水」

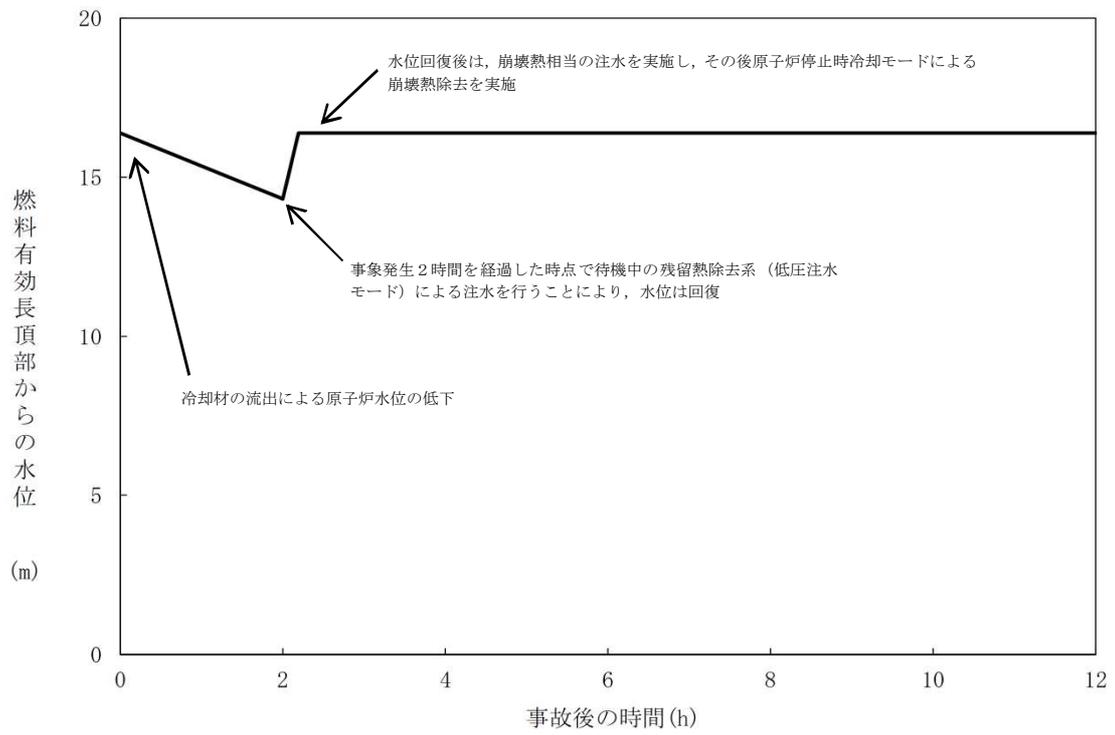
凡例  
 □ : 操作・確認  
 ○ : シナリオ上考慮しない  
 ○ : プラント状態  
 ◇ : 判断  
 ○ : 操作・設備等



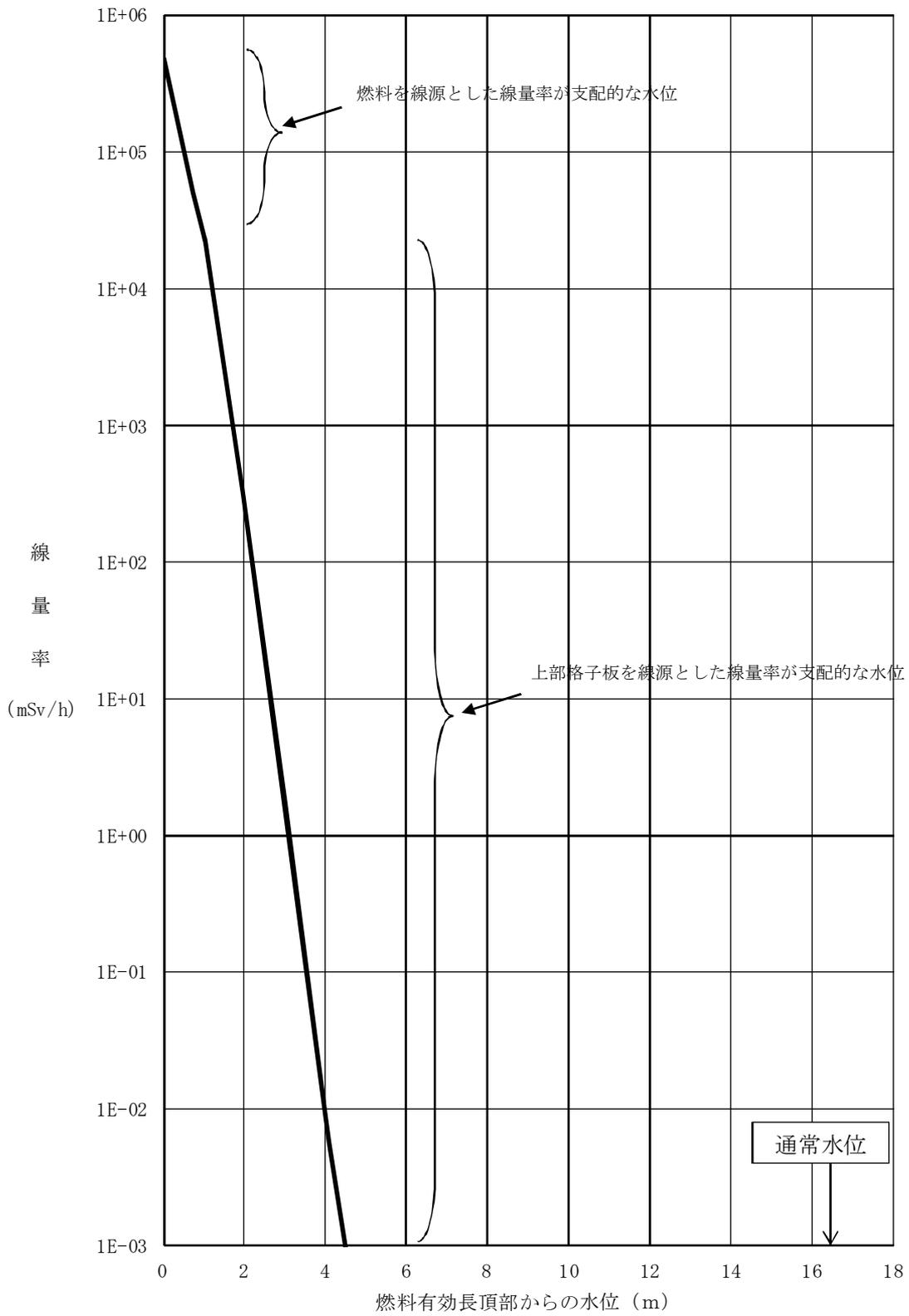
第 5. 3. 3 図 原子炉冷却材の流出時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)																備考	
			10分	20分	30分	40分	50分	60分	70分	80分	90分	100分	120分	140分	160分	180分				
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後移動してきた要員 <>は解析上考慮していない操作を行う要員  記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動	10分 20分 30分 40分 50分 60分 70分 80分 90分 100分 120分 140分 160分 180分 事象発生 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード起動 約2時間 残留熱除去系低圧注水モードによる注水開始																
	発電課長	1		●運転操作の統括																
	発電副長	1		●運転操作の指揮・監視・指示																
状況判断	運転員 A, B	2		●外部電源喪失確認																
				●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認																
				●ガスタービン発電機自動起動確認																
				●残留熱除去系ポンプ停止確認																
				10分	運転継続															
					5分															1時間毎の中央制御室監視により認知を想定
					5分															
流出箇所隔離	運転員C	1		●原子炉水位低下原因調査及び隔離操作(中央制御室)																原因調査(適宜実施) 弁の隔離操作は5分程度
低圧非常用炉心冷却系注水	【運転員A】	【1】		●待機側残留熱除去系低圧注水モード起動(低圧注水モードへ切り替え含む)																20分
				●残留熱除去系低圧注水モードによる原子炉水位回復																10分
要員数	運転員	5																		
	重大事故等対応要員	0																		
	緊急時対策本部要員	6																		
	合計	11																		
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33																		

第 5.3.4 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 5.3.5 図 原子炉水位の推移



第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率

第 5.3.1 表 原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

判断および操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
残留熱除去系ポンプ停止確認及び再起動	・外部電源喪失により停止した残留熱除去系ポンプを確認し、原子炉停止時冷却モードで再起動する。	残留熱除去系ポンプ	—	残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
原子炉水位の低下を確認し原子炉冷却材の流出を判断	・1時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位が低下していることを確認する。 ・原子炉ウエル水位、サブプレッションプール水位等の指示により、原子炉冷却材の流出を判断する。	—	—	原子炉水位 (定検時水張り用) (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
待機中の残留熱除去系低圧注水モード起動により原子炉水位回復	・原子炉停止時冷却モードで待機中の残留熱除去系を低圧注水モードへ切り替え後起動する。 ・残留熱除去系低圧注水モードによる原子炉への注水により、原子炉水位が回復することを確認する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位 (定検時水張り用) (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
ミニマムフロー弁の誤開を確認	・原因を調査し、原子炉ウエル水位、サブプレッションプール水位、弁状態表示にて、運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁誤開を確認する。	—	—	原子炉水位 (定検時水張り用) (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
残留熱除去系隔離操作 (中央制御室)	・中央制御室にて残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁の隔離操作を実施する。 ・隔離の成功は、原子炉ウエル水位、サブプレッションプール水位、弁状態表示で確認する。	—	—	原子炉水位 (定検時水張り用) (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード継続	・残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁隔離成功後、原子炉停止時冷却モードを継続する。	残留熱除去系ポンプ	—	残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量

第 5.3.2 表 主要解析条件 (原子炉冷却材の流出)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器 開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器開放状態を想定 なお、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や緩和設備の自動起動等に期待できる
	初期原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位
	初期原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器が開放状態での圧力
	プールゲート	閉	保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウエルの間に設定されているプールゲートは閉を仮定
事故条件	原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出量	100m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系停止時冷却モード運転時にミニマムフロー弁が全開したと想定し、設定
	崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発	崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発については、考慮せず	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、また、冷却材の流出による水位低下と比較した際、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
関連する重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m <sup>3</sup> /h	低圧注水系の設計値として設定
関連す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 2 時間後	事象の認知や操作時間を基に、時間余裕を考慮して設定

## 停止時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。

「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）」、「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスにおいては、原子炉未開放時を評価しており、原子炉上部での作業は不要であるのに加え、炉内構造物や原子炉圧力容器の上蓋及びシールドプラグにより放射線は十分減衰されるため、操作に影響するものではないと考えられる。

「原子炉冷却材流出」の事故シーケンスでは崩壊熱除去機能喪失に比べて保有水量の減少が大きい。また、点検などに起因する冷却材流出事故は、原子炉開放状態にて実施されるため、原子炉開放状態について評価し、そのときの線量率を評価する。

## 1. 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。なお、気水分離器や蒸気乾燥器については D/S ピットへと取り出しており、保有水量を厳しく想定するために原子炉ウェルのみ考慮していることからモデル化していない。

## (1) 燃料

計算条件を以下に示す。

- 燃料領域の形状：燃料有効長を高さとし、1 炉心分の燃料集合体断面積と等価な面積を持つ円を断面とした円柱
- 燃料有効長 (mm)：3708
- 燃料領域の組成：燃料及び水の均質化組成(密度約 3.6g/cm<sup>3</sup>)
- 線源設定：以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。
  - ・燃料照射期間：1308.7 日(燃焼度 33Gwd/t 相当の値)
  - ・燃料タイプ：9×9 燃料(A 型)
  - ・濃縮度：
  - ・U 重量：燃料一体あたり
  - ・停止後の期間：停止 1 日(実績を考慮して設定した値を設定)
  - ・線源分布：燃料をモデル化した円柱領域に均一に分布するとした。

以上の計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群(ORIGEN 群構造)とする。
- 計算モデル：線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 1 に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

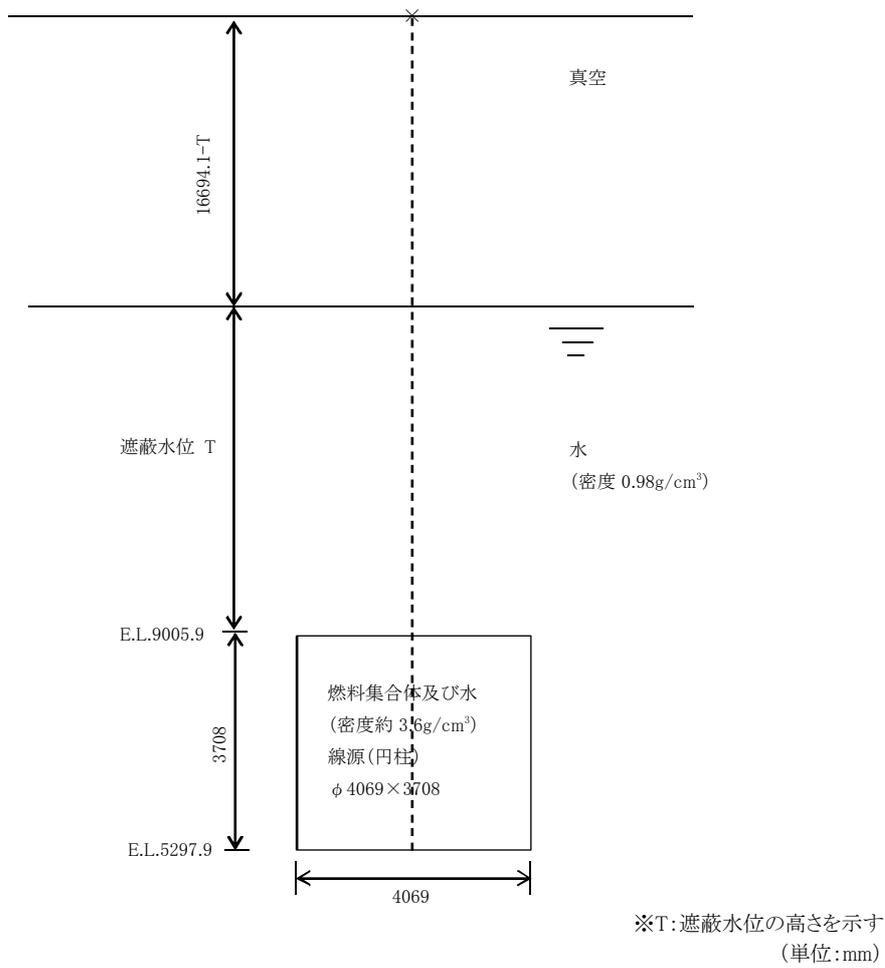


図1 炉心の線量率計算モデル

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線エネルギー (MeV)	燃料線源強度 (photons/s/体)
1	1.00E-02	9.7E+16
2	2.50E-02	1.3E+16
3	3.75E-02	1.6E+16
4	5.75E-02	9.9E+15
5	8.50E-02	1.9E+16
6	1.25E-01	4.7E+16
7	2.25E-01	3.6E+16
8	3.75E-01	1.1E+16
9	5.75E-01	3.2E+16
10	8.50E-01	2.9E+16
11	1.25E+00	3.8E+15
12	1.75E+00	7.1E+15
13	2.25E+00	3.6E+14
14	2.75E+00	2.6E+14
15	3.50E+00	2.3E+12
16	5.00E+00	1.5E+10
17	7.00E+00	3.7E+05
18	9.50E+00	4.3E+04
合計		3.2E+17

## (2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 上部格子板領域の形状：保守的にシュラウド上部胴と同等の円柱形状とした。
- 上部格子板領域の組成：気中に存在する領域は真空とした。
- 線源設定：機器表面の実測値(1,000Sv/h)より主要核種<sup>60</sup>Coを線源と想定して $4.7 \times 10^9$ (photons/s/cm<sup>3</sup>)と算出した。
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線エネルギーは、主要核種<sup>60</sup>Coを想定して1.25MeVとする。
- 計算モデル：線量率計算はQAD-CGGP2Rコードを用いておりその評価モデルを図2に示す。

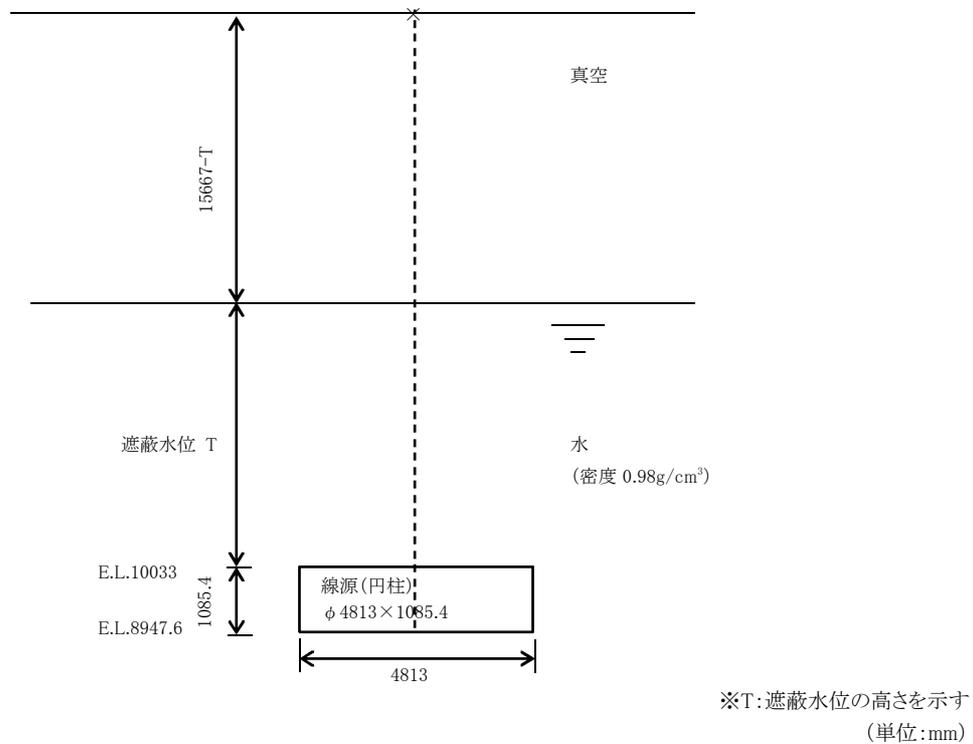


図2 上部格子板の線量率計算モデル

## 2. 線量率

線量率は、「添付資料 4. 1. 2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

### 安定停止状態について

原子炉冷却材の流出の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：冷却材流出が停止し、冷却材の注水や崩壊熱除去により、燃料の冠水、放射線遮蔽、未臨界が維持され、冷却材の温度が安定した状態

#### 【原子炉安定停止状態の確立について】

第 5.3.5 図に示すとおり、事象発生直後から冷却材の流出により水位が低下するが、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水により、水位は回復する。また、隔離操作により冷却材の流出を停止する。

その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、崩壊熱除去を実施することで水位及び温度が安定し、注水を実施していなくても安定停止状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	初期原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故事象毎	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	水位低下の認知を起因とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器開放時の原子炉ウェル水張り実施中においては注水が実施されているため、水位の低下は起こらず、またこれらの期間に通常、残留熱除去系の切替操作は実施しない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対する影響はない
	初期原子炉圧力	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対する影響はない
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器 開放	事故事象毎	線量率の影響を確認するため、開放状態を想定	原子炉未開放状態においては、原子炉水位計による警報発生や影響緩和設備の自動起動などに期待出来るため、その場合は運転員等操作時間が早くなる	原子炉圧力容器が未開放の場合は保有水量が少ないため、水位の低下は早いですが、それらの場合においては、原子炉水位計による警報発生や影響緩和設備の自動起動などに期待出来ることから、事象進展は同等であり、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい
	プールゲート	閉	開	保有水量を厳しく見積もるため、プールゲート閉を想定	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなり、事象進展に影響はなく、運転員等操作に与える影響はない	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなり、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作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		評価設定の考え方	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	原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出量	100m <sup>3</sup> /h	100m <sup>3</sup> /h 以下	残留熱除去系停止時冷却モード運転時にミニマムフロー弁が全開したと想定し、設定	原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出量が小さい場合、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなる。原子炉ウェル満水から燃料有効長頂部までの水位が低下するまでの時間は約9時間と注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない
	崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発	考慮しない	考慮する	崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発は事象進展に影響しないため、考慮しない	崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発は事象進展に影響しないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	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、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間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 <sup>3</sup> /h	1,136 m <sup>3</sup> /h 以上	低圧注水系の設計値として設定	残留熱除去系（低圧注水モード）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

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響, 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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ				評価設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響	評価条件（操作条件を除く）の不確かさによる影響				
		評価上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
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	事象発生から2時間以内	解析コードは使用していないため対象外	パラメータを起点として開始する操作ではないことから影響はない	事象の認知や操作時間を基に、時間余裕を考慮して設定	残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作は中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない	注水開始は早くなる場合は原子炉冷却材の水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	当該操作に対する時間余裕については、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでは約9時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの2時間は十分な時間余裕を確保出来る時間である

## 燃料評価結果について

プラント状況：2号炉停止中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 ((A), (B) の2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機 (A) 燃費約 1,601L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 269.0 kL 非常用ディーゼル発電機 (B) 燃費約 1,420L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約 649.3L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機 (2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約 460L/h (無負荷) ×2台×24h=約 22.1 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 638.9 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク (2基)，燃料デイトンク (3基)，地下軽油タンク (3基) の合計より約 841.2kL であることから，7日間は十分に対応可能

## 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」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する重要事故シーケンスは、「制御棒の誤引き抜き」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、運転停止中の原子炉において、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、反応度が投入されることから、緩和措置がとられない場合、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、高い制御棒価値を生じ得るような制御棒パターン形成の防止、制御棒の操作手順の策定による誤選択の防止と操作量の制限及び起動領域モニタによる状態監視等により事象の発生を防止する。また、臨界に至った場合には原子炉スクラムによる負の反応度投入等により出力を抑制するとともに未臨界を確保する。これらの対策によって燃料の著しい損傷の防止を図る。

#### (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、原子炉停止系における制御棒及び制御棒駆動系（原子炉スクラム）を整備する。

手順の概要を第 5.4.1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 5.4.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御

室の運転員，緊急時対策本部要員で構成され，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，運転操作の統括を行う発電課長 1 名，運転操作の指揮，監視及び指示を行う発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 2 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 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 5.4.2 図に示す。

a. 中性子束上昇を確認

起動領域モニタ指示が上昇することを確認する。

中性子束上昇を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。

b. 原子炉スクラム確認

起動領域モニタの原子炉周期短信号により原子炉がスクラムしたことを全制御棒全挿入及び中性子束指示降下で確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は，起動領域モニタ等である。

c. 原子炉未臨界の確認

起動領域モニタレンジ「0」かつ起動領域モニタ指示が  $10^3\text{cps}$  以下で指示が上昇傾向にないことにより未臨界を確認する。

原子炉未臨界の確認に必要な計装設備は，起動領域モニタである。

#### 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

重要事故シーケンスは，「複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において，制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」である。

本重要事故シーケンスでは、制御棒の誤引き抜きにより炉心に正の反応度が投入されることが重要な現象である。よって、この事象の適切な評価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。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 5.4.2 表に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 炉心状態

燃料取替後における事象発生を想定して、 $9 \times 9$  燃料 (A 型) 平衡炉心のサイクル初期とする。

#### (b) 実効増倍率

制御棒が誤引き抜きされる前の原子炉は臨界状態にあるものとする。

(実効増倍率 1.0)

#### (c) 原子炉熱出力

原子炉は臨界状態にあるものとして、定格値の  $10^{-8}$  とする。

#### (d) 原子炉圧力

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での圧力として、大気圧とする。

#### (e) 冷却材温度

冷却材温度の下限值として運用している値である  $20^{\circ}\text{C}$  とする。

#### (f) 燃料被覆管表面温度

冷却材温度に対応した値として、 $20^{\circ}\text{C}$  とする。

(g) 燃料エンタルピー

燃料ペレット温度 (20°C) に相当する値として、8 kJ/kgUO<sub>2</sub> とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

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。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう制限している。これらを踏まえ、本評価では事象を厳しくするために、誤引き抜きされる制御棒の反応度が最大反応度値に対する核的制限値を超える事象とする。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、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の制御棒とする。なお、誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は約 1.9% Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。

(c) 外部電源

手動操作による制御棒の誤引き抜きを想定するため、外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒引抜速度

引抜速度の上限値 9.1cm/s で引き抜かれるとする。

(b) 起動領域モニタ

起動領域モニタの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。

(c) 原子炉スクラム信号

起動領域モニタの原子炉周期短信号(原子炉周期10秒)で原子炉はスクラムするとする。スクラム反応度曲線を第5.4.4図に示す。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第5.4.1図に示すとともに、反応度の誤投入における事象変化を第5.4.5図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜きにより、炉心平均中性子束及び燃料エンタルピは増加するが、制御棒の引き抜き開始から約9.3秒後に起動領域モニタの原子炉周期短スクラム信号が発生して原子炉はスクラムする。

b. 評価項目等

燃料エンタルピの最大値は第5.4.5図に示すとおり、約37kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界である燃料エンタルピの最低値272kJ/kgUO<sub>2</sub>(65cal/gUO<sub>2</sub>)を超えることはない。また、燃料エンタルピの増分の最大値は第5.4.5図に示すとおり、約29kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「反応度投入事象取扱報告書」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃焼の進んだ燃料のPCMI破損しきい値のめやすとしてピーク出力部の燃料エンタルピの増分で167kJ/kgUO<sub>2</sub>(40cal/gUO<sub>2</sub>)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。

したがって、燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界であり、スクラム後は未臨界が確保される。また、原子炉の水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水しており、放射線の遮蔽も維持されることから、安定停止状態を維持できる。(添付資料 5.4.1)

#### 5.4.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

#### 5.4.4 必要な要員及び資源の確保

##### (1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における重大事故等対策に必要な要員は、「5.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。

##### a. 水源

原子炉への注水は想定していない。

##### b. 燃料

燃料の使用は想定していない。

##### c. 電源

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、運転停止中の原子炉において、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、反応度が投入されることで、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、原子炉停止系における制御棒及び制御棒駆動系（原子炉スクラム）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「複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

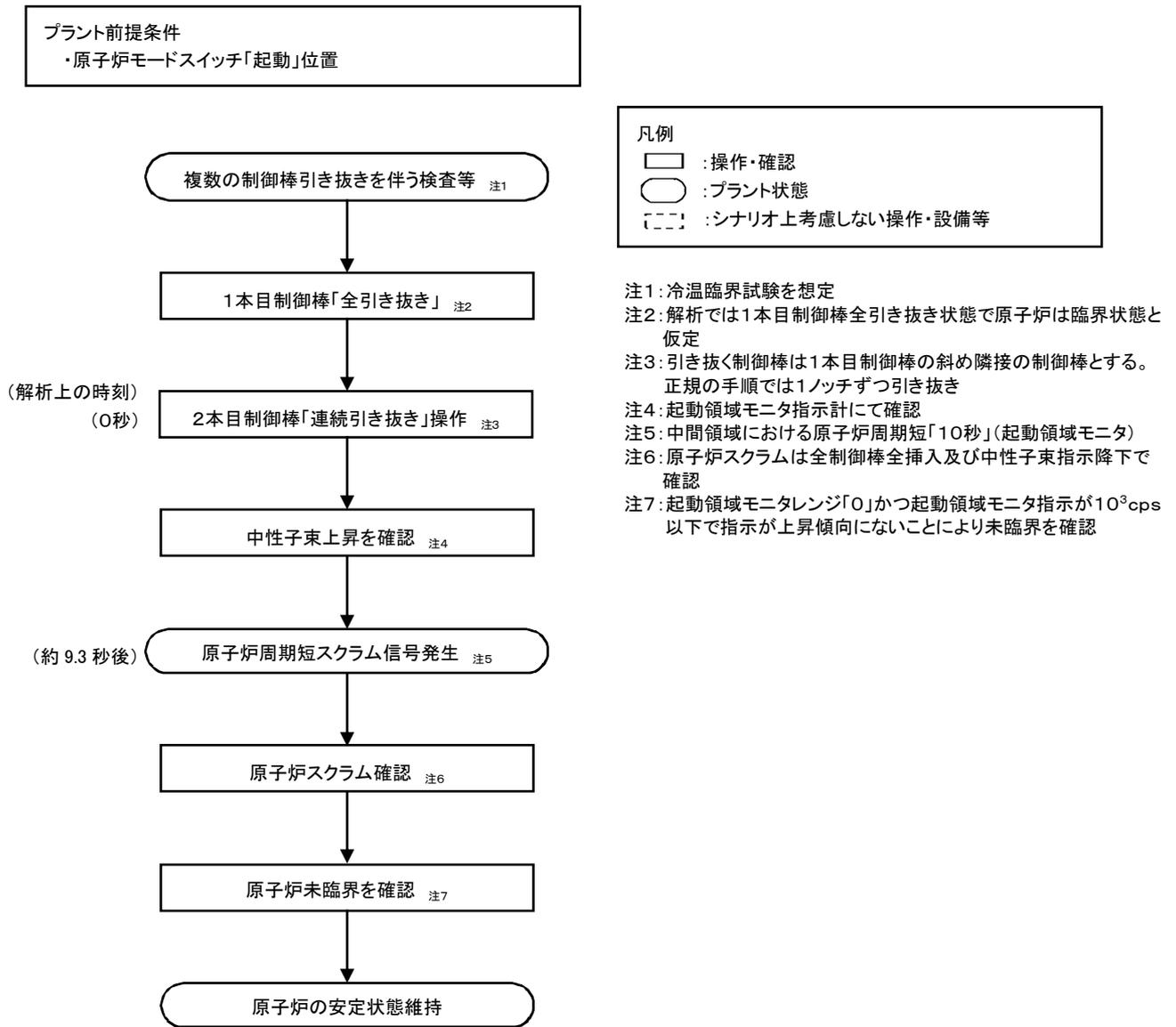
上記の場合においても、制御棒の連続的な引き抜きにより出力上昇が発生するが、燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界であり、スクラム後は未臨界が確保される。また、原子炉の水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水しており、放射線の遮蔽も維持される。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽を維持でき、未臨界が確保されているため、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原

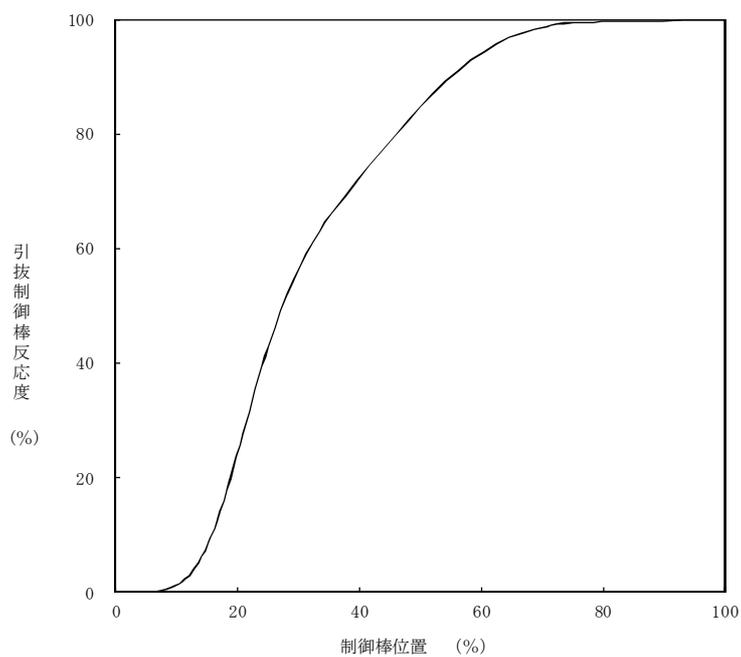
子炉のスクラムによる燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。



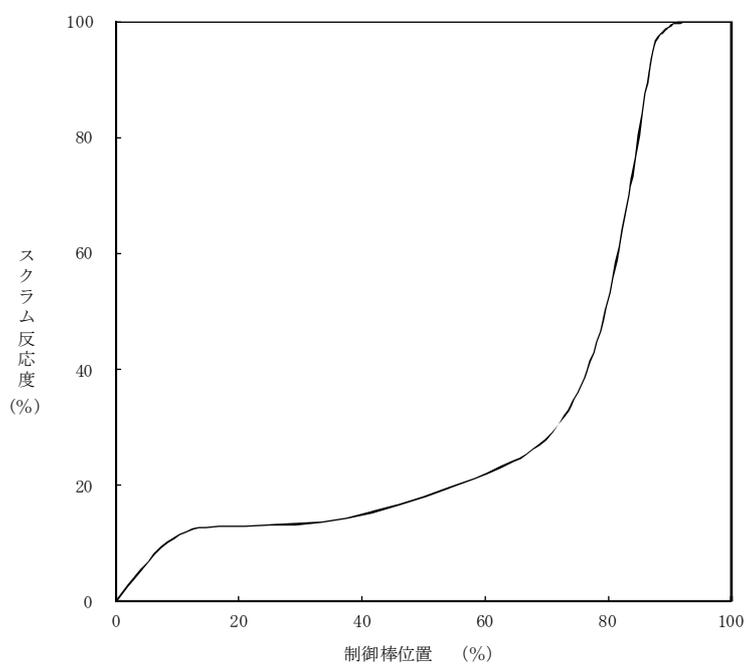
第 5. 4. 1 図 反応度の誤投入時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						備考	
			10分	20分	30分	40分	50分	60分		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数)	手順の内容	事象発生 約9.3秒 原子炉周期短信号(10秒)発生 現場作業の要員移動 原子炉スクラム							
	発電課長	1	●運転操作の統括							
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示							
状況判断	運転員A, B	2	●原子炉スクラム確認							
			●原子炉未臨界確認							
要員数	運転員	4								
	重大事故等対応要員	0								
	緊急時対策本部要員	6								
	合計	10								
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33								

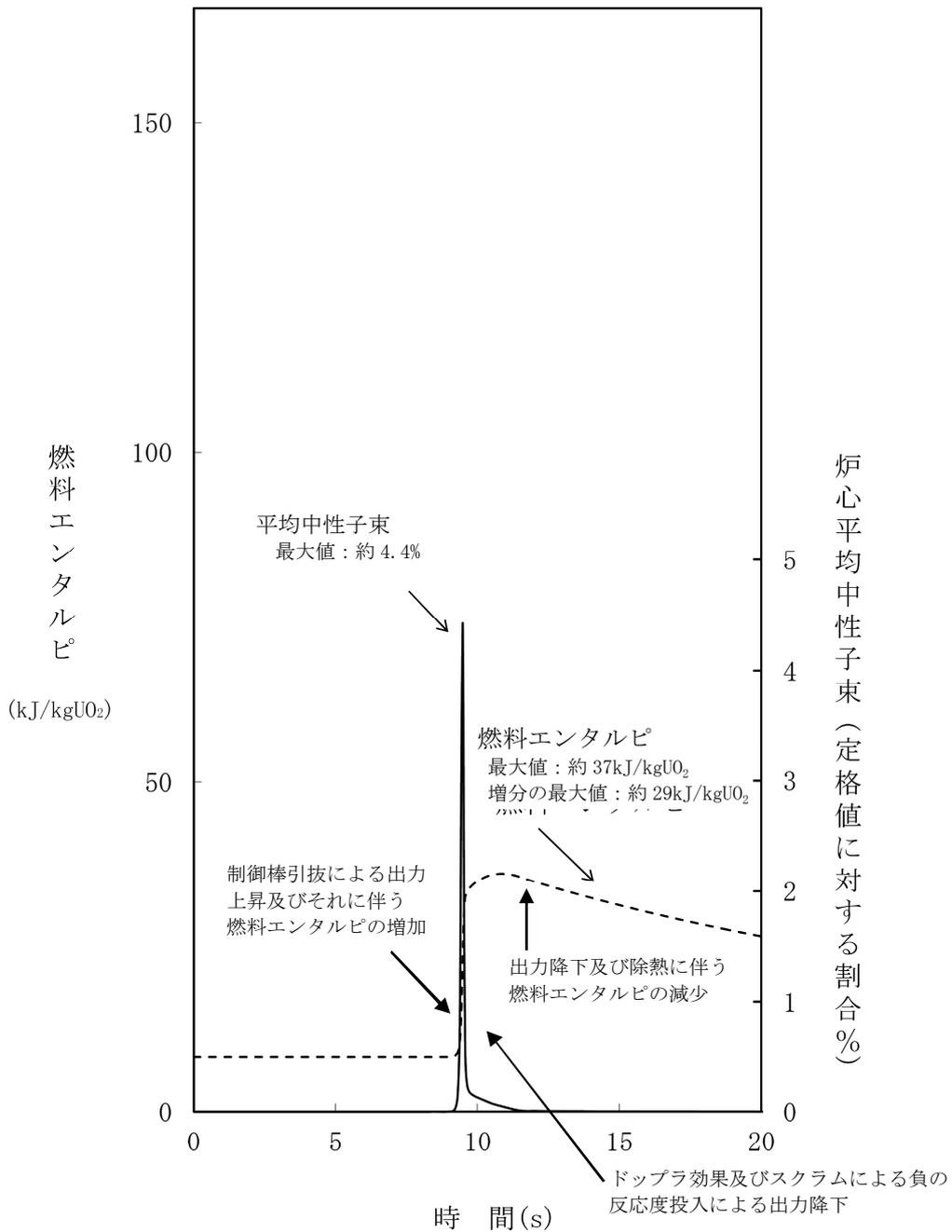
第 5. 4. 2 図 反応度誤投入時の作業と所要時間



第 5. 4. 3 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5. 4. 4 図 スクラム反応度曲線



第 5.4.5 図 反応度の誤投入における事象変化

第 5.4.1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

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
中性子束上昇を確認	・ 起動領域モニタ指示が上昇することを確認する。	—	—	起動領域モニタ (SA)
原子炉スクラム確認	・ 起動領域モニタの原子炉周期短信号により原子炉がスクラムしたことを全制御棒全挿入及び中性子束指示降下で確認する。	—	—	起動領域モニタ (SA) 制御棒位置
原子炉未臨界の確認	・ 起動領域モニタレンジ「0」かつ起動領域モニタ指示が $10^3\text{cps}$ 以下で指示が上昇傾向にないことにより未臨界を確認する。	—	—	起動領域モニタ (SA)

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	APEX/SCAT(RIA 用)	-	
初期条件	炉心状態	9×9燃料(A型)平衡炉心サイクル初期	燃料取替後における事象発生を想定
	実効増倍率	1.0	制御棒が誤引き抜きされる前の原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉熱出力	定格出力の 10 <sup>-8</sup>	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉圧力	大気圧	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での圧力として設定
	冷却材温度	20℃	冷却材温度の下限値として運用している値
	燃料被覆管表面温度	20℃	冷却材温度に対応した値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	燃料ペレット温度(20℃)に相当した値として設定
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。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう制限している。これらを踏まえ、本評価では事象を厳しくするために、誤引き抜きされる制御棒の反応度が最大反応度値に対する核的制限値を超える事象とする。
	誤引き抜きされる制御棒	全引き抜きされてい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設定(誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約 1.9%Δk)。引抜制御棒反応度曲線は第 5.4.3 図のとおり。
	外部電源	外部電源あり	手動操作による制御棒の誤引き抜きを想定するため、外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒引抜速度	9.1cm/s	設計値の上限に設定
	起動領域モニタ	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	原子炉スクラムを遅らせるように設定
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒)	原子炉保護系の原子炉スクラム条件スクラム反応度曲線は第 5.4.4 図のとおり

### 安定停止状態について

反応度の誤投入の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：未臨界が維持され、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位が確保された状態

**【原子炉安定停止状態の確立について】**

第 5.4.5 図に示すとおり、原子炉スクラムにより、未臨界を維持できる。また、原子炉の水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水しており、放射線の遮蔽も維持できた状態を安定停止状態とする。