

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成27年3月

東京電力株式会社

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

- 1.1 概要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価にあたって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
- 1.9 参考文献

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

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

☐ 今回のご説明範囲

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 5.1 崩壊熱除去機能喪失
- 5.2 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

今回のご説明範囲

6 必要な要員及び資源の評価

- 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
- 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
- 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 2.1.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.1.2 7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
- 添付資料 2.1.3 7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)

- 添付資料 2.2.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.2.2 7日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)

- 添付資料 2.3.1 敷地境界外での実効線量評価について
- 添付資料 2.3.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.3 全交流動力電源喪失時における RCIC の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.4 安定停止状態について
- 添付資料 2.3.5 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.6 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.7 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失)

- 添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.4.1.2 7日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(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
- 添付資料 2.4.2.2 7日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.3 7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について
- 添付資料 2.5.3 安定停止状態について
- 添付資料 2.5.4 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.5 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

- 添付資料 2.5.6 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水
温の影響
- 添付資料 2.5.7 3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いた評価結果
- 添付資料 2.6.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.6.2 7日間における水源の対応について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.3 7日間における燃料の対応について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境について
- 添付資料 2.7.2 配管等の実耐力を踏まえた現実的インターフェイスシステム LOCA 発生時
における現場環境等について
- 添付資料 2.7.3 安定停止状態について
- 添付資料 2.7.4 7日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)
- 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 格納容器気相部の温度が格納容器の健全性に与える影響について
(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 3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)における炉
心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.4 安定停止状態について
- 添付資料 3.1.5 7日間における水源の対応について
(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 3.1.6 7日間における燃料の対応について
(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 3.1.7 常設代替交流電源設備の負荷
(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 3.2.1 7日間における燃料の対応について
(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)
- 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
- 添付資料 3.3.2 7日間における燃料の対応について
(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)

- 添付資料 3.4.1 水の放射性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 7日間における水源の対応について(水素燃焼)
- 添付資料 3.4.4 7日間における燃料の対応について(水素燃焼)
- 添付資料 3.4.5 常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)
- 添付資料 3.6.1 熔融炉心-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 7日間における燃料の対応について(熔融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 4.1.1 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮へい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(想定事故1)
- 添付資料 4.1.5 7日間における水源の対応について(想定事故1)
- 添付資料 4.1.6 7日間における燃料の対応について(想定事故1)
- 添付資料 4.2.1 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 想定事故2において微開固着及びクラック破断を想定している理由
- 添付資料 4.2.3 安定停止状態について
- 添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応(想定事故2)
- 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(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
- 添付資料 5.1.3 7日間における燃料対応について(停止時 崩壊熱除去機能喪失)
- 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(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(停止時 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷

今回のご説明範囲

- 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(運転停止中 原子炉冷却材の流出)
- 添付資料 5.3.4 7日間における燃料の対応(原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 5.4.1 安定停止状態について
- 添付資料 5.4.2 解析コードおよび評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度誤投入)
- 添付資料 5.4.3 反応度誤投入の代表性について

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

(2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では，使用済燃料プールの冷却系が故障し，復旧が行われない場合，使用済燃料プールの水温が上昇し，やがて沸騰を開始して，蒸発により使用済燃料プールの水量が減少する。

使用済燃料プールは補給水系による水の補給が可能な設計となっているが，補給水系による水の補給が不可能であることを想定した場合，使用済燃料プールの水位が低下することにより，使用済燃料から発生する放射線の遮へいが不十分となるとともに，使用済燃料が露出することにより燃料損傷に至る事象が想定される。

したがって，想定事故 1 では，燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済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へい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，使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止し，かつ使用済燃料プール水位が放射線の遮へいが維持される水位を確保するため，燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 4.1.1 に，手順の概要を図 4.1.2 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表 4.1.1 に示す。

想定事故1における事象発生10時間までの6/7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室において監視・指示を行う当直長1名(6/7号炉兼任)，当直副長2名^{*}，運転員7名，緊急時対策要員(現場)14名の合計24名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員13名である(6号炉は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定)。必要な要員と作業項目について図4.1.3に示す。

a. 使用済燃料プールの冷却系機能喪失

外部電源喪失により、使用済燃料プールの冷却系が停止する。非常用ディーゼル発電機が起動するが、使用済燃料プールの冷却系の起動に失敗する。使用済燃料プールの冷却系機能喪失により、使用済燃料プール水温は、「約 4℃/h」で上昇し、事象発生から約 8 時間後に「100℃」に到達する。

使用済燃料プールの冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水温度計等である。

b. 使用済燃料プールの補給水系機能喪失

使用済燃料プールの冷却系機能喪失を確認し、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。しかし、外部電源喪失により停止した復水移送ポンプの起動に失敗し、使用済燃料プールの補給水系が機能喪失する。使用済燃料プール水の沸騰により、水位が低下した後は、燃料プール代替注水系(可搬型)の準備を開始する。

使用済燃料プールの補給水系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位計等である。

c. 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給

燃料プール代替注水系(可搬型)の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する。

燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給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計等である。

※ 停止中のプラントを含む体制は、必ず「当直副長2名」ではなくケースによっては「当直副長1名、運転員1名」の場合もある。

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、使用済燃料プールの冷却機能および注水機能喪失による使用済燃料プールの水温上昇、沸騰及び蒸発により、水位が放射線の遮へいが維持される最低水位に到達する時間を適切に評価する。

なお、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が復旧することも考えられるが、有効性評価においては考慮しないものとする。

(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な解析条件を表4.1.2に示す。また、主要な解析条件について、想定事故1特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

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

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 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。このときの使用済燃料の崩壊熱は約 11MW である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、圧力抑制プール水浄化系等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) 使用済燃料プールへの注水流量

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)によって実施する。可搬型代替注水ポンプの容量は約 80m³/h とする。

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

(a) 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給は、事象発生12時間後から開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

使用済燃料プール水位の変化を図4.1.4に、使用済燃料プール水位と線量率の評価結果を図4.1.5に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却系の運転停止、又は使用済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、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行い、補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系(可搬型)による注水の準備を行う。この間、使用済燃料プール水温を指示計により継続的に監視するとともに、使用済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(可搬型)の準備が完了した時点で、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により、使用済燃料プールの水位を回復・維持する。

使用済燃料プールの冷却系の機能喪失後、使用済燃料プールの水温は約 4°C/h で上昇し、事象発生から約 8 時間後に 100°C に到達することとなる。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 12 時間経過した時点で可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済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、使用済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可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)により使用済燃料プールに補給する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化を図 4.1.4 に示す。水位は通常運転水位から約 0.4m 下まで低下するとどまり、燃料有効長頂部は冠水を維持する。また、保有水の温度は約 8 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、使用済燃料プール水位と線量率についての評価結果を図 4.1.5 に示す。評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。通常運転水位から約 0.4m 下の水位での線量率は約 1.0×10^{-3} mSv/h 以下であり、この水位において放射線の遮へいは維持されている。

なお、使用済燃料プールは燃料が冠水状態の場合、臨界未満とする設計であることから、未臨界は維持される。

事象発生 12 時間後から崩壊熱相当の注水が実施され、水位が回復するため安定状態となる。

(添付資料4.1.3)

4.1.3 解析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(可搬型)による注水操作により、使用済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(可搬型)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、表4.1.2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、柏崎刈羽原子力発電所7号炉を代表として原則、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等の変動を考慮した場合、使用済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（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、これらの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の想定は、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、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.8日、7号炉 約4.0日)と長時間を要するため影響はない。

初期水温は評価値より低くなることが考えられるが、同様の考えにより影響はないと考えられる。

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とした場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.7日、7号炉 約3.9日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

なお、自然蒸発による水位低下も考えられるが、沸騰による水位低下と比べて僅かであり、また、評価で保有水の密度は100℃の値を用いている。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.1日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.5日、7号炉 約3.7日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

安全機能の喪失に対する仮定は、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、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。

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水流量について、評価条件で設定している燃料プール代替注水系（可搬型）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19m³/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

図4.1.3に示すとおり、燃料プール代替注水系（可搬型）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（可搬型）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、放射線の遮へい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1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)と長時間を要することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(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（可搬型）による注水操作について、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)であり、操作に対して十分な時間余裕を確保できる。

(添付資料4.1.4)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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ないことが分かった。

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故1において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり24名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の47名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は13名である。

なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、時間余裕が十分長く（運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1.5日以上）、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故1において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約3,100m³必要となる。防火水槽及び淡水貯水池で合計約18,100m³の水量を保有しており、12時間以降に淡水貯水池から防火水槽への給水を行うことで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。なお、防火水槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬型設備の使用を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料4.1.5)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。(合計 約757,008L)

6号炉および7号炉の各軽油タンクで軽油約1,020,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料4.1.6)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うも

のとする。

4.1.5 結論

想定事故1では、使用済燃料プールの冷却系が故障し、復旧が行われない場合、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰を開始して、蒸発により使用済燃料プールの水量が減少す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、短期対策及び長期対策として、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を整備している。

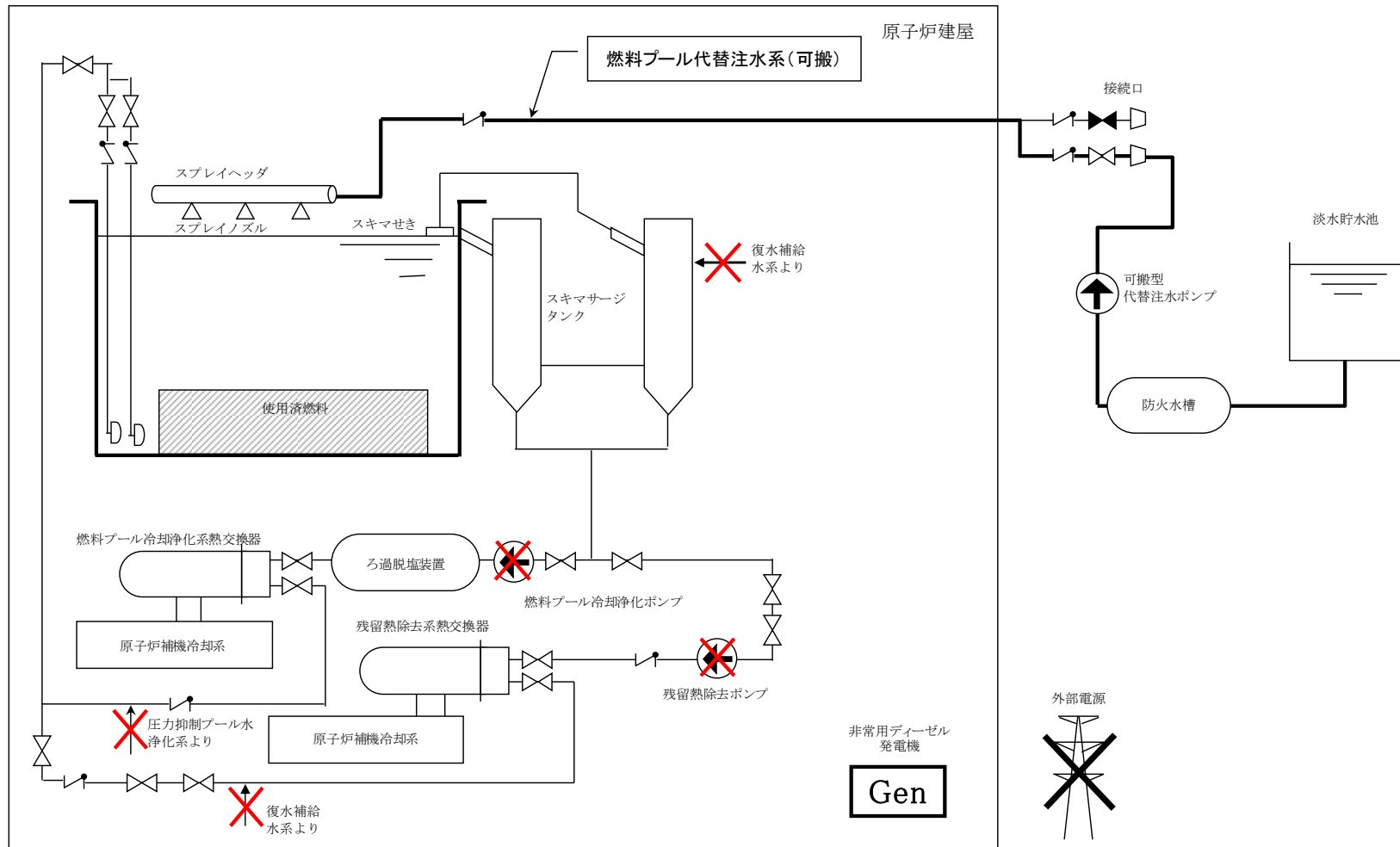
想定事故1「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール水温が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができ、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮へい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、長期的には安定状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

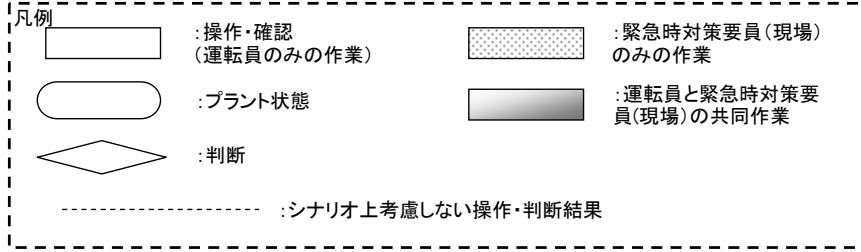
以上のことから、燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。



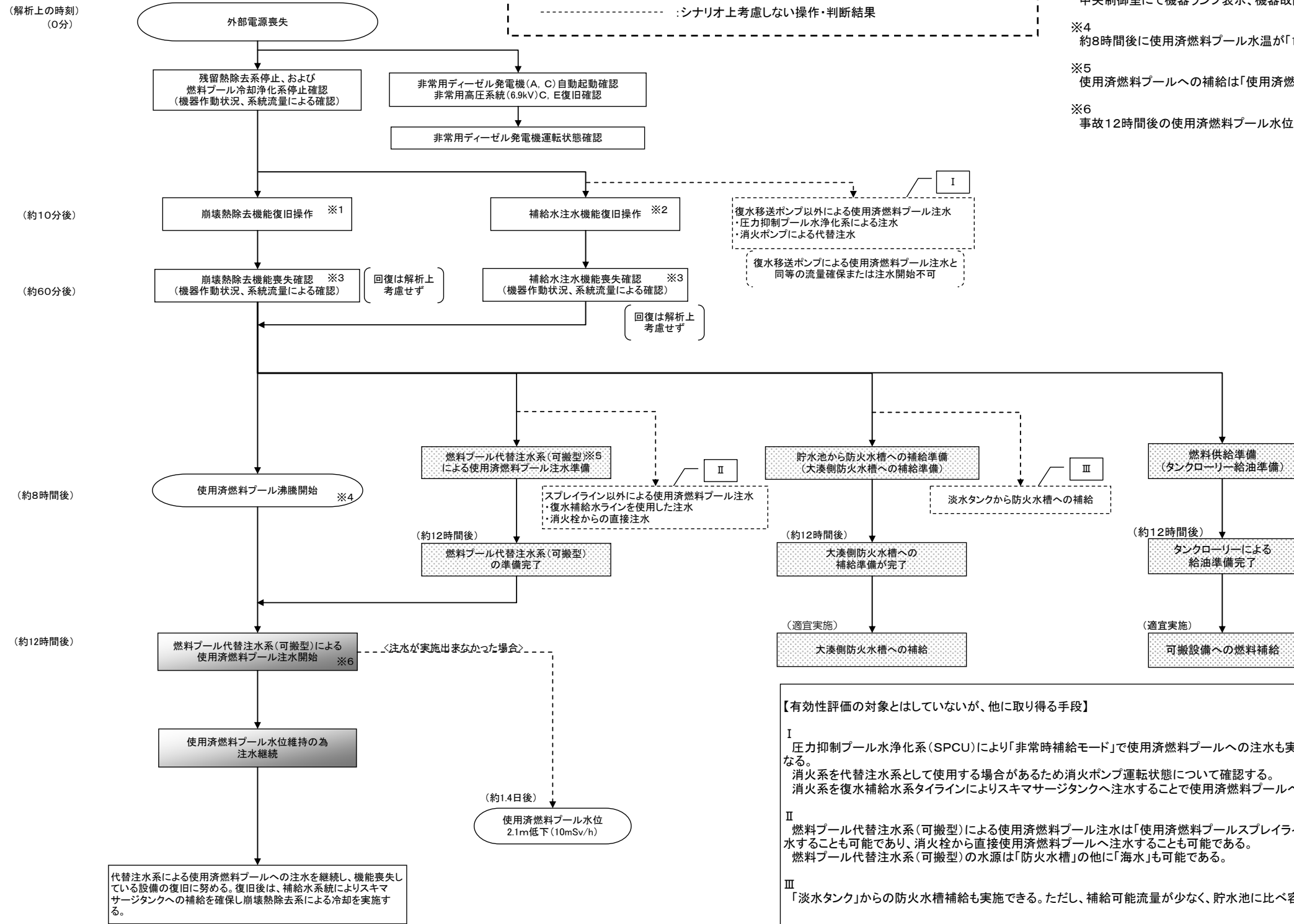
重大事故対策概要図
(可搬型代替注水ポンプ)

図 4.1.1 想定事故 1 の重要事故等対策の概略系統図

プラント前提条件
 ・プラント停止後10日目
 ・全燃料取り出し&プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機(B)点検中
 ・残留熱除去系(A)最大熱負荷モード運転中
 ・残留熱除去系(B)点検中
 ・残留熱除去系(C)原子炉停止時冷却モード待機中(原子炉圧力容器水抜き準備)
 ・燃料プール冷却浄化系運転中



- ※1 残留熱除去系(A)最大熱負荷モード再起動、残留熱除去系(C)最大熱負荷モード起動及び燃料プール冷却浄化系(A)再起動操作を実施する。
- ※2 復水移送ポンプ(A, C)起動。
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する。
- ※4 約8時間後に使用済燃料プール水温が「100℃」に到達する。
- ※5 使用済燃料プールへの補給は「使用済燃料プールのスプレイライン」を使用する。
- ※6 事故12時間後の使用済燃料プール水位は「通常水位約-0.4m」となる



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得手段】

I 圧力抑制プール水浄化系(SPCU)により「非常時補給モード」で使用済燃料プールへの注水も実施できる。水源は復水貯蔵槽またはサブプレッションプールになる。消火系を代替注水系として使用する場合がありますため消火ポンプ運転状態について確認する。消火系を復水補給水系タイラインによりスキマサーンタンクへ注水することで使用済燃料プールへ注水することも可能である。

II 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プール注水は「使用済燃料プールのスプレイライン」以外に、消火系と接続し復水補給水系タイラインから注水することも可能であり、消火栓から直接使用済燃料プールへ注水することも可能である。燃料プール代替注水系(可搬型)の水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である。

III 「淡水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。ただし、補給可能流量が少なく、貯水池に比べ容量が少ないため貯水池からの補給を優先して実施する。

図 4.1.2 想定事故1の対応手順の概要

想定事故1 (燃料プールの冷却系及び補給水系の故障)																	
事故想定 7号炉にて本事象発生 6号炉は運転中であり、「全交流動力電源喪失」事象発生		実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分) / 経過時間 (時間)											備考
		運転員 (中操)	運転員 (現操)	緊急時対策要員 (現操)		30	60	90	7	8	9	10	11	12	13	14	
操作項目	7号			操作の内容	事象発生 ▽プラント状況確認 ▽約60分 前戻熱除去機能、補給水注水機能 喪失確認 ▽約8時間 使用済燃料プール水温100℃到達 ▽約12時間 補給開始												
状況判断	1人 a	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化ポンプ、残留熱除去ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認	10分												
	(1人) a	-	-	・使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施												
使用済燃料プール冷却系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	・使用済燃料プール冷却系 機能回復 (燃料プール冷却浄化ポンプ、残留熱除去ポンプ)												対応可能な要員により、対応する。	
使用済燃料プール補給水系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	・使用済燃料プール補給水系 機能回復 (復水補給水系)												対応可能な要員により、対応する。	
消防車による防火水槽から使用済燃料プールへの補給	-	-	2人	・消防車を用いた使用済燃料プール補給準備 (消防車移動、ホース敷設(防火水槽から消防車、消防車から接続)、ホース接続) ・消防車を用いた使用済燃料プール補給	60分											適宜実施	
貯水池から大演習防火水槽への補給	-	-	2人 (号機共通)	・現場移動 ・貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・貯水池から防火水槽への補給	90分											適宜実施	
燃料供給準備	-	-	2人 (号機共通)	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分											タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-		・消防車への給油												適宜実施	
必要人員数(7号炉) 合計	1人 a	0人	6人														
必要人員数(6号炉) 合計	2人 A,B	4人 C,D,E,F	8人 (その他参集13人)	*6号炉は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定 *号機共通要員含めず													

()内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1.5日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっていている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

図 4.1.3 想定事故1の作業と所要時間

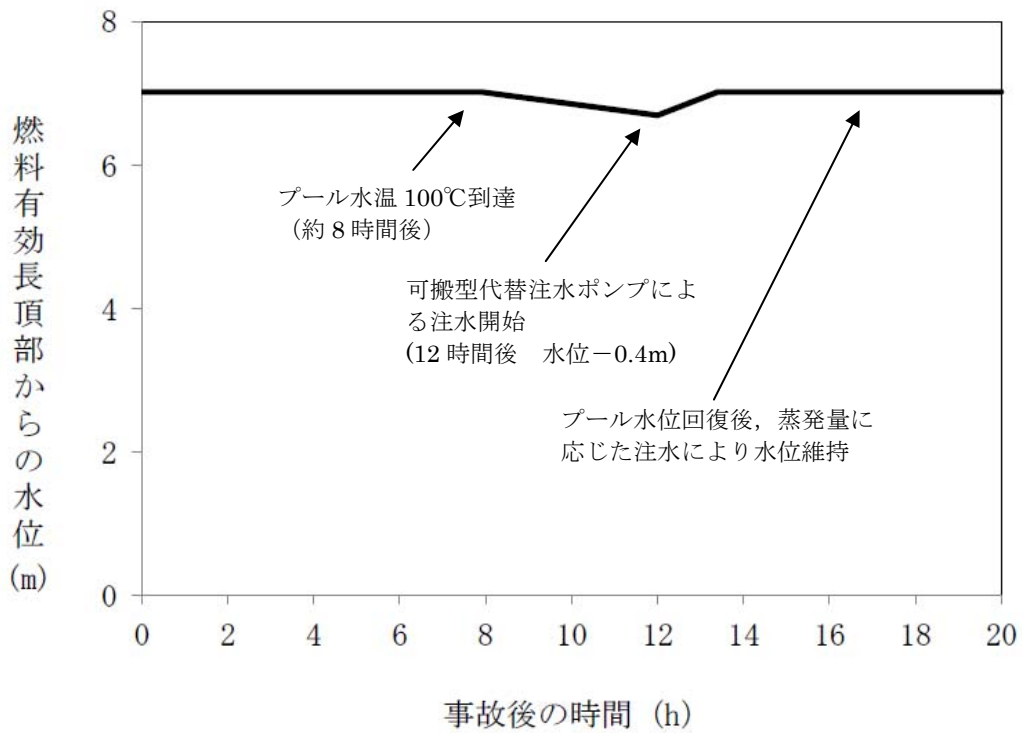


図 4.1.4 想定事故 1 における使用済燃料プール水位の変化の推移

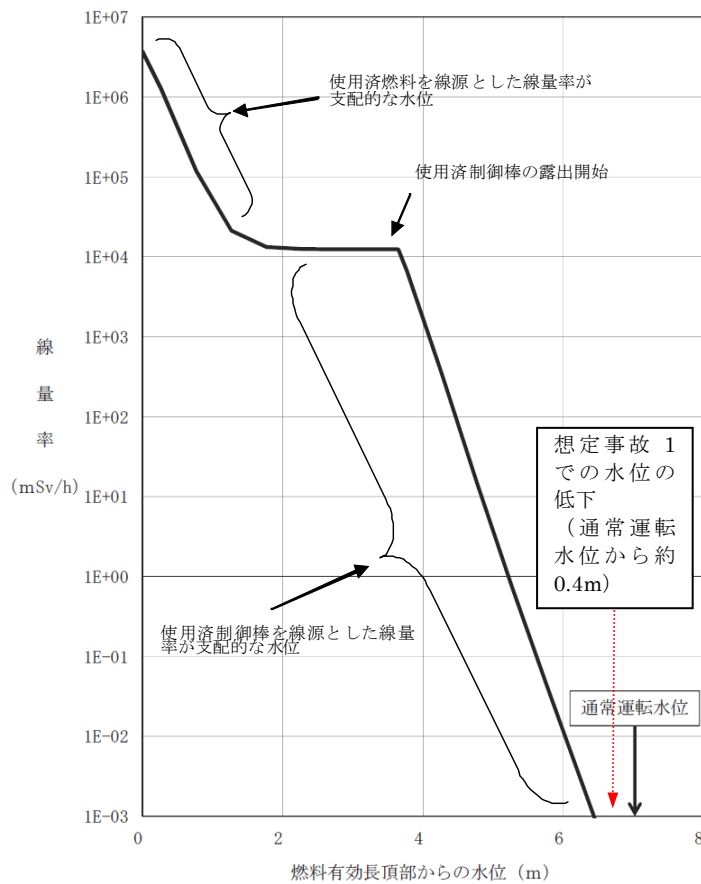


図 4.1.5 使用済燃料プール水位と線量率(想定事故1)

表 4.1.1 想定事故 1 における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却系の機能喪失	外部電源喪失により、使用済燃料プールの冷却系が停止する。非常用ディーゼル発電機が起動するが、使用済燃料プールの冷却系が起動に失敗し機能喪失する。	—	—	使用済燃料プール水温度計 使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ
使用済燃料プールの補給水系の機能喪失	使用済燃料プールの冷却系機能喪失を確認し、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。しかし、外部電源喪失により停止した復水移送ポンプの起動に失敗し、使用済燃料プールの補給水系が機能喪失する。使用済燃料プール水の沸騰により使用済燃料プール水位が低下した後は、燃料プール代替注水系(可搬型)の準備を開始する。	—	—	使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ 使用済燃料プール水温度計 燃料取替エリア放射線モニタ
燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給	燃料プール代替注水系(可搬型)の準備が完了した時点で、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する。	—	可搬型代替注水ポンプ	使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ 使用済燃料プール水温度計 燃料取替エリア放射線モニタ

表 4.1.2 主要解析条件(想定事故 1) (1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,214m ³ ※1	保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位	通常運転水位を設定
	使用済燃料プールの水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料崩壊熱	約 11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 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※2)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、ORIGEN 2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、圧力抑制プール水浄化系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 記載の値は 7 号炉の値である。6 号炉の使用済燃料プールの保有水量は 7 号炉とほぼ同様であるため、評価は 7 号炉の値を使用する。

※2 柏崎刈羽原子力発電所 1 号炉から 7 号炉までの定期検査における実績を確認し、解列後の制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 3 日および全燃料取り出しの最短時間約 7 日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。

表 4.1.2 主要解析条件(想定事故 1) (2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	使用済燃料プールへの注水流量	80m ³ /h	設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系(可搬型) による使用済燃料プールへの 補給	事象発生から 12 時間後	当社の可搬型設備に対するフェーズドアプローチ の考え方(事故発生後の対策を事故発生からの経 過時間をフェーズに分類し、各フェーズで用いる 人員、資機材に課する要件について、時間余裕や 代替可能性の観点から具体的な対応を設定してお く方針)に基づき設定 異常の認知遅れ(警報発生等がなく異常に気づき にくい事象)等を考慮しても人員、設備に期待で きる時間として設定

使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

図1に使用済燃料プールの平面図を示す。

定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウエル、D/Sピット、キャスクピットと繋がっているが、有効性評価においては、プールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウエル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量は考慮しない。

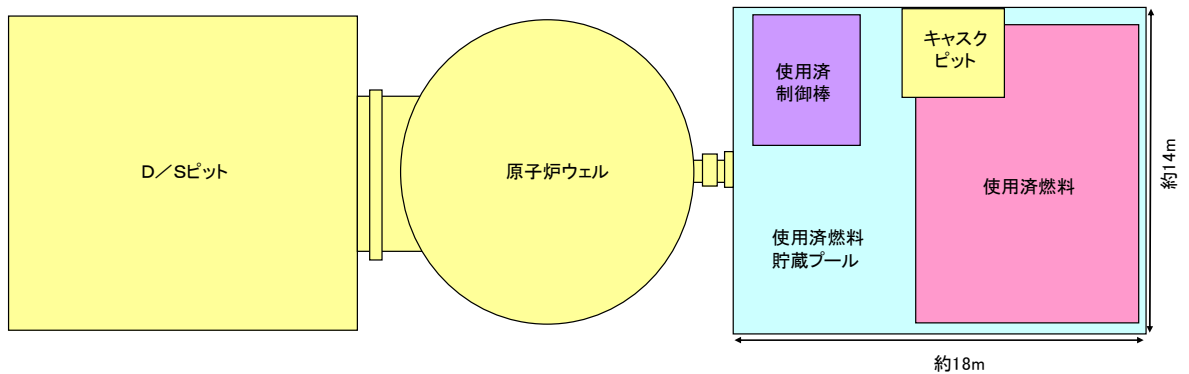


図1 使用済燃料プールの平面図

2. 放射線の遮へいの維持に必要な水位について

図2に放射線の遮へいの維持に必要な水位について示す。

放射線の遮へいの維持のために必要な水位は、その状況(必要となる現場及び操作する時間)によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば10mSv/hの場合は、通常運転水位から約2.1m*下の位置より高い遮へい水位が必要である。

※:放射線の遮へいの維持のために必要な水位の算出方法については添付資料4. 1. 2に示す。

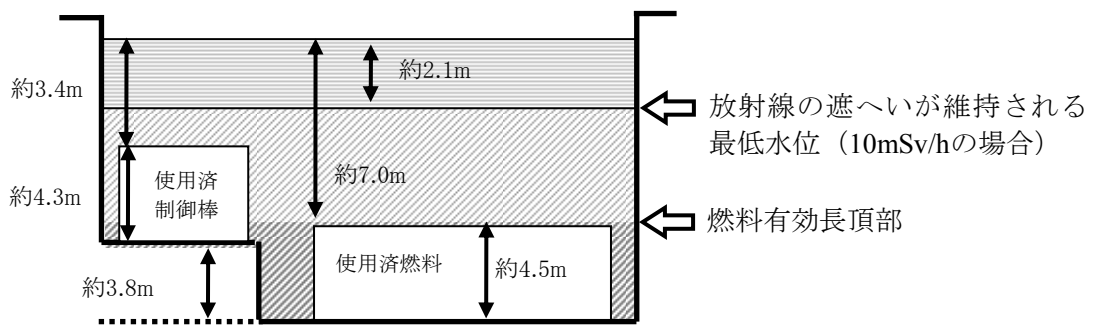


図2 放射線の遮へいに必要な水位について

3. 想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能喪失により、崩壊熱による使用済燃料プール水位の低下について、以下の式を用いて計算を行った。事象を厳しく評価するため、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、使用済燃料プールの水面及び壁面などからの放熱は考慮しない。

また、注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

○算定方法、算定条件

①冷却機能停止から沸騰までの時間

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

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から燃料有効長頂部冠水部まで水位が低下するのにかかる時間

$$\text{沸騰による蒸発量[m}^3\text{]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{*2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{通常運転水位から燃料有効長頂部冠水部までの保有水量[m}^3\text{]} \times \text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{*2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{*3}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による水位の低下平均速度

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

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

○算定に使用する値

プール保有水の比熱[kJ/kg/°C] ^{*1}	燃料プールの保有水[m ³]	プール保有水密度[kg/m ³] ^{*2}	使用済燃料の崩壊熱[MW]
4.185	6号炉：2085.14 7号炉：2214	958	10.899

蒸発潜熱[kJ/kg] ^{*3}	NWLから燃料有効長頂部冠水部までの保有水量[m ³] ^{*4}	NWLから燃料有効長頂部冠水部までの高低差[m]	NWLから2.1m下までの保有水量[m ³]
2256.47	6号炉：1597.63 7号炉：1673	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：481 7号炉：501

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

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

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

*4: 保有水量の算出では燃料有効長頂部冠水部として燃料ハンドル上部(燃料有効長頂部より0.1m程度高い位置)を設定

○算定結果

項目	6号炉	7号炉
水温 100℃到達までの時間[h]	7.5	7.9
崩壊熱による保有水の蒸散量[m ³ /h]	19	19
NWLから 2.1m まで水位が低下する時間[h]	33	34
燃料有効長頂部冠水部まで水位が低下するのにかかる時間[h]	89	93
水位低下速度[m/h]	0.08	0.08

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、6号炉では約7.5時間、7号炉では約7.9時間後に沸騰を開始して、蒸発により水位低下が始まる。この時の蒸発量は、約19m³/hである。

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮へいに必要な通常運転水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するのは、6号炉では約33時間後、7号炉では約34時間後あり、どちらの号炉とも、重大事故等対策として期待する可搬型代替注水ポンプを用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による注水操作の時間余裕は十分にある。

<参考>

有効性評価では崩壊熱が厳しい定検中に全炉心燃料が取り出される想定であり、通常運転中の想定は以下の通りとなる。

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇、約1.5日後に沸騰が開始され、その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮へいに必要な通常運転水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するのは、約4.7日後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べてさらに長い時間余裕がある。

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料の崩壊熱[MW]	3.8	3.8
水温 100℃到達までの時間[day]	1.5	1.6
崩壊熱による保有水の蒸散量[m ³ /h]	6.3	6.3
NWLから 2.1m まで水位が低下する時間[day]	4.7	4.9
燃料有効長頂部冠水部まで水位が低下するのにかかる時間[day]	15.4	16.2
水位低下速度[m/h]	0.02	0.02

4. 燃料取出スキーム

取出燃料	柏崎刈羽7号炉から発生分				柏崎刈羽 1,3,5 号炉から発生分			
	冷却期間	燃料数[本]	取り出し平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]	冷却期間	燃料数	取り出し平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 (MW)
5 サイクル 冷却済燃料					2×(14ヶ月+70日)+35ヶ月	476	50	0.198
4サイクル 冷却済燃料	4×(14ヶ月+70日) +10日	208	50	0.088				
					1×(14ヶ月+70日)+35ヶ月	528	50	0.277
3サイクル 冷却済燃料	3×(14ヶ月+70日) +10日	208	50	0.112				
					35ヶ月	528	50	0.404
2サイクル 冷却済燃料	2×(14ヶ月+70日) +10日	208	50	0.167				
1サイクル 冷却済燃料	1×(14ヶ月+70日) +10日	208	50	0.312				
定期検査時 取出燃料	10日	872	33	9.341				
小計				10.020				0.879
崩壊熱合計	崩壊熱:10.899 MW (燃料体数 3,236 体)							

注1：柏崎刈羽7号炉の使用済燃料プールの燃料保管容量は3,444体（6号炉は3,410体）、1取替分(208体)の新燃料のスペースを考慮して使用済燃料の体数は3,236体である。6号炉と比較して貯蔵体数が多いため、評価では7号炉の燃料の崩壊熱を使用する。

注2：崩壊熱は号炉間の燃料輸送を想定した設定とする。

注3：炉心燃料の取り出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後10日を採用する。

「水遮へい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。

- 線源形状:使用済燃料プール内のラックの全てに燃料が満たされた状態
- 線量材質:燃料及び水を考慮(密度 \square g/cm³)
- 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。
- 線源強度は、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:1915 日(燃焼度 50GWd/t 相当の値)
 - ・燃料組成:STEPⅢ 9×9A 型 (低 Gd)
 - ・濃縮度: \square (wt.%)
 - ・U 重量:燃料一体あたり \square (kg)
 - ・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)

○計算モデル:直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 1 に示す。また、計算により求めた線源強度を表1に示す。

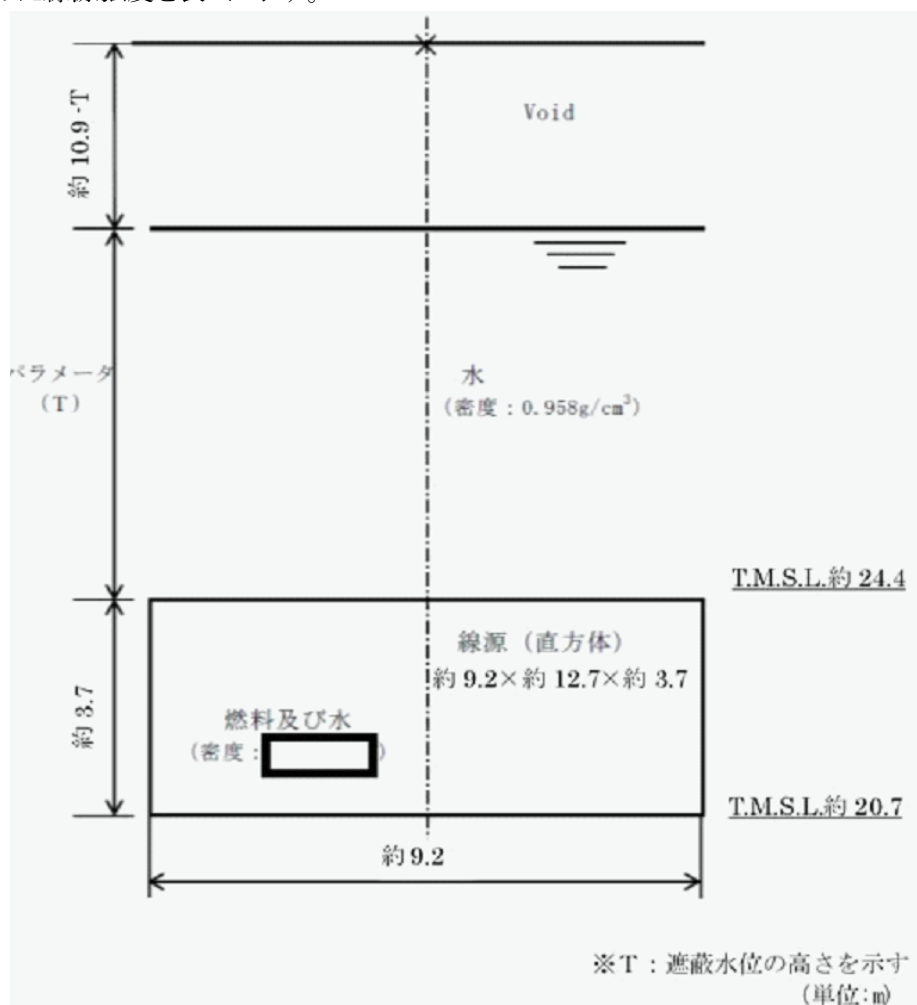


図 1 使用済燃料の線量率計算モデル

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 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	2.66×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	6.07×10^{10}
3	3.75×10^{-2}	6.99×10^{10}
4	5.75×10^{-2}	4.56×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	5.4×10^{10}
6	1.25×10^{-1}	9.78×10^{10}
7	2.25×10^{-1}	5.65×10^{10}
8	3.75×10^{-1}	4.56×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	1.67×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	1.86×10^{11}
11	1.25×10^0	1.47×10^{10}
12	1.75×10^0	5.03×10^{10}
13	2.25×10^0	3.35×10^9
14	2.75×10^0	1.86×10^9
15	3.50×10^0	1.64×10^7
16	5.00×10^0	1.34×10^2
17	7.00×10^0	1.55×10^1
18	9.50×10^0	1.78×10^0
合計		1.12×10^{12}

2.使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状:使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料:水(密度 0.958g/cm³)

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

○ガンマ線エネルギー: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。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部は上部ローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時(照射期間 426 日)にのみ、使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時(照射期間 1278 日)の間、炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

また、使用済燃料プールには、タイプ別でかつ、冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式(1)により算出した。

$$\cdot \text{平均線源強度} = \frac{\sum \{(\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \dots\dots(1)$$

制御棒のタイプは Hf, B₄C の 2 タイプ、冷却期間は 0~10 サイクルの 11 種類、全貯蔵本数は 204 本とした。

○計算モデル:直方体線源

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

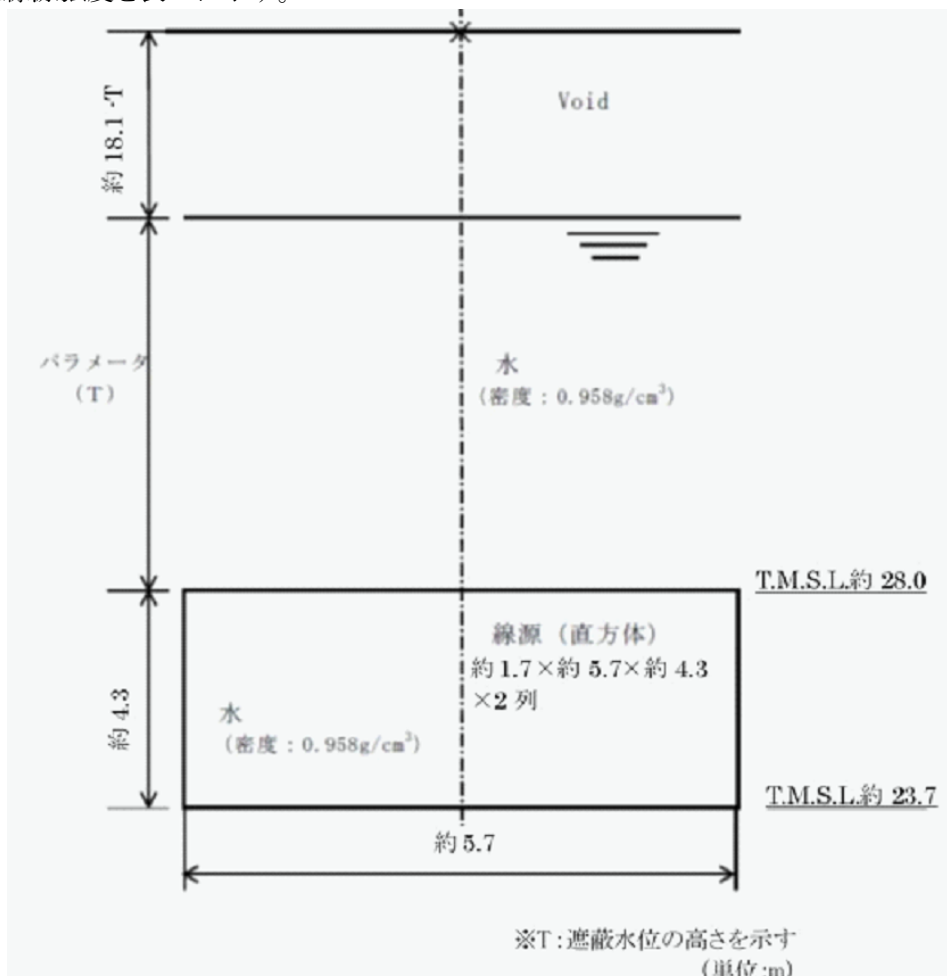


図2 使用済制御棒の線量率計算モデル

表 2 使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	7.40×10^6	1.70×10^9	7.40×10^6
2	2.50×10^{-2}	5.85×10^4	1.32×10^7	5.85×10^4
3	3.75×10^{-2}	4.01×10^4	1.18×10^7	4.01×10^4
4	5.75×10^{-2}	4.41×10^4	4.37×10^9	4.41×10^4
5	8.50×10^{-2}	2.29×10^4	4.46×10^7	2.29×10^4
6	1.25×10^{-1}	3.99×10^4	6.42×10^9	3.99×10^4
7	2.25×10^{-1}	3.98×10^4	1.31×10^8	3.98×10^4
8	3.75×10^{-1}	2.36×10^6	1.52×10^9	2.36×10^6
9	5.75×10^{-1}	6.17×10^6	8.46×10^9	6.17×10^6
10	8.50×10^{-1}	2.22×10^7	7.39×10^7	2.22×10^7
11	1.25×10^0	8.13×10^7	5.27×10^8	8.13×10^7
12	1.75×10^0	1.14×10^5	1.79×10^5	1.14×10^5
13	2.25×10^0	4.31×10^2	4.52×10^2	4.31×10^2
14	2.75×10^0	3.47×10^0	1.24×10^0	3.47×10^0
15	3.50×10^0	1.46×10^{-3}	3.41×10^{-5}	1.46×10^{-3}
16	5.00×10^0	1.52×10^{-5}	3.55×10^{-7}	1.52×10^{-5}
17	7.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
18	9.50×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
合計		1.20×10^8	2.33×10^{10}	1.20×10^8

※遮蔽計算で設定した使用済制御棒を線源とした計算モデルでは、気中に露出した使用済制御棒は遮蔽性能の低い水としている。また、使用済制御棒と使用済制御棒の間にも線源があるものとしていることや使用済制御棒自体に十分な自己遮へいがあることなどから保守的なモデルとなっている。

なお、使用済制御棒が水中にある場合においても、気中に露出している場合と同様、水とした計算モデルにしてpおり、さらに保守的なモデルとなっている。

3.線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

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

QAD-CGGP2R コードでは、式(2)を用い、線量率を計算している。図3に QAD-CGGP2R コードの計算体系を示す。

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

j : エネルギー群番号(18 群)

i : 線源点番号

k : 領域番号(遮へい領域)

F_j : 線量率換算係数

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

R_i : i 番目の線源点と計算点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域 k におけるエネルギー j 群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k : 領域 k をガンマ線が透過する距離

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

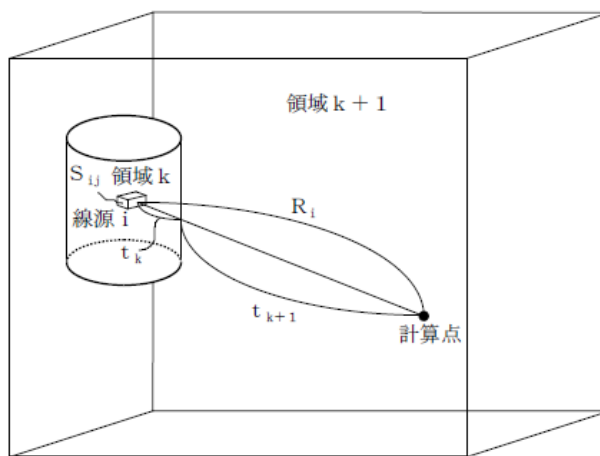


図3 QAD-CGGP2R コードの計算体系

4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮へいが維持される水位について

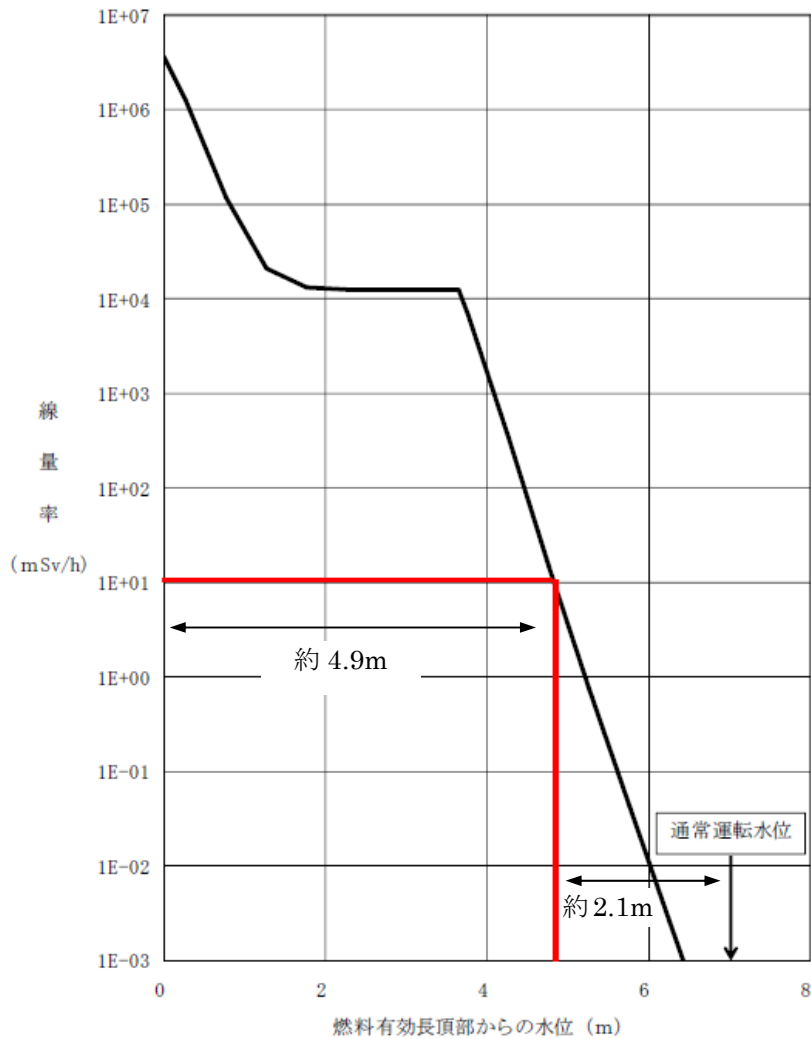
(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の設置箇所(想定事故1では操作しない)を考慮して、原子炉建屋最上階の床付近とした。なお、評価では図1および図2の線量率計算モデルに示すようにプール管体による遮へいは考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2)放射線の遮へいが維持される水位

想定事故1では原子炉建屋最上階での作業は不要であるため、被ばくの評価で照射時間を想定することは困難であるが、仮に使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の操作であっても長時間の作業とならない。そこで想定事故1の線量率は、緊急作業時の被ばく限度(100mSv)から十分余裕のある10mSv/hとした。

必要な遮へい水位は下の図より柏崎刈羽原子力発電所6,7号炉において約4.9mとなり、開始水位から約2.1mが低下した水位である。



通常運転水位 (T. M. S. L. 31390)

図4 放射線の遮へいが維持される水位

安定停止状態について

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

水位及び温度が安定した状態：

使用済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，放射線遮へい，未臨界が維持され，保有水の温度が安定した状態

使用済燃料プールの水位，温度安定状態への確立について

図 4.1.4 に示すとおり，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するが，12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）を用いることで，水位の回復，維持ができるため，その状態を安定した状態とした。

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（可搬型）による注水を継続し，残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等の復旧に努める。復旧後は，補給水系統によりスキマサージタンクへの補給を実施し，使用済燃料プールの保有水をこれらの除熱系で冷却することで保有水の温度が低下し，注水を実施しなくても安定状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)

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

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料崩壊熱	約11MW	取り替え燃料毎	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定。 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い10日を想定。 崩壊熱の計算に当たっては、ORIGEN2を用いて算出。	燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水操作は、崩壊熱や燃料プール水の初期水温、初期水位、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している崩壊熱より小さな値となることが考えられ、その場合は使用済燃料プール内の水の温度上昇は緩やかになるが、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.8日、7号炉約4.0日)とあることから、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ない。
	事象発生前使用済燃料プール水温	65℃	取り替え燃料毎	保安規定の設定値である65℃を設定。	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.8日、7号炉約4.0日)あるため影響は小さい。 なお、自然蒸発による水位低下も考えられるが、沸騰による水位低下と比べて僅かであり、また、評価で保有水の密度は100℃の値を用いている。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.1日)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.5日、7号炉 約3.7日)あり、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.8日、7号炉約4.0日)とあるため影響は小さい。 なお、自然蒸発による水位低下も考えられるが、沸騰による水位低下と比べて僅かであり、また、評価で保有水の密度は100℃の値を用いている。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.1日)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.5日、7号炉 約3.7日)あり、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。
	事象発生前の使用済燃料プールの水位	通常運転水位	通常運転水位付近	設計値を設定。	評価条件での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、燃料有効長頂部に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0.3m程度低下した位置)とした場合であっても放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.7日、7号炉約3.9日)あり、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。	評価条件での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、燃料有効長頂部に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0.3m程度低下した位置)とした場合であっても放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.4日)、水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.7日、7号炉約3.9日)あり、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

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

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 （原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない）	プールゲート開放 （原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスク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、保守的に原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定。	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、崩壊熱や燃料プール水の初期水温、初期水位、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	プールゲートの開放を想定した場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、保有水量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へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉約1.4日)、水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.8日、7号炉約4.0日)あることから、プールゲート開放を想定した場合出会っても、パラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能が喪失しているものとして設定。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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、外部電源がある場合と外部電源がある場合と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。
	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水流量	最大 80m ³ /h	80m ³ /h 以上	可搬型代替注水ポンプの設計流量を基に設定。	燃料プール代替注水系（可搬型）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（可搬型）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 19m ³ /h）より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 2 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（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から 12 時間後	事象発生から 12 時間以内	解析コードは使用していないため対象外（評価式では、放熱や給水の顕熱を考慮しておらず、それらを考慮した場合は評価パラメータや操作時間余裕が長くなる。）	当該操作は使用済燃料プールの水温、水位等に応じた対応ではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。 一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は 1 時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	当社の可搬型設備に対するフェーズドアプローチの考え方(事故発生後の対策を事故発生からの経過時間をフェーズに分類し、各フェーズで用いる人員、資機材に関する要件について、時間余裕や代替可能性の観点から具体的な対応を設定しておく方針)に基づき設定。	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。	評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。この場合、放射線の遮へい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 1 日以上(10mSv/h の場合 6/7 号炉 約 1.4 日)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は、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間が 1 日以上(10mSv/h の場合 6/7 号炉 約 1.4 日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が 3 日以上(6 号炉約 3.8 日、7 号炉約 4.0 日)であり、事故を検出して注水を開始するまでの 12 時間以内は十分な時間余裕を確保できる時間である。

7日間における水源の対応について(想定事故1)

○水源

防火水槽：約 100m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①可搬型代替注水ポンプでの使用済燃料プールへの注水

最大流量 80m³/h で事故発生後 12 時間以降運転する。

使用済燃料プール水位回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当（最大 19m³/h）の注水を実施する。

②淡水貯水池から防火水槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へと補給ができる。

○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送は可搬型代替注水ポンプによる注水量を上回る移送が出来るため、注水継続に必要な防火水槽の水を維持できる。

○水源評価結果

事故後 12 時間後からプール水位回復する 13.3 時間までは 80m³/h で注水を行い、その後崩壊熱相当 (19m³/h) で注水を実施するため、7 日間では合計約 3100m³ の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

(約 80m³/h × (13.3h - 12h) + 19m³/h × (168h - 13.3h) ≒ 3100m³)

7 日間における燃料の対応について(想定事故 1)

プラント状況:6号炉運転中。1～5,7号炉停止中。

事象:想定事故1は7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とするが、6号炉のみ非常用ディーゼル発電機起動失敗による全交流動力電源喪失を想定する。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 ※4 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 902,328L	6号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 1,164,000L であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 527,944L であり、 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。 ※4 事故収束に必要な可搬型代替注水ポンプは1台で足りるが、保守的に2台とした

※2 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

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

4.2 想定事故 2

4.2.1 想定事故 2 の特徴, 燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

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

(2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

使用済燃料プールからの水の漏えいを防止するため, 使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており, また, 燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに, 使用済燃料プールに入る配管には逆止弁を設け, 配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。

使用済燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり, 信頼性は十分高いと考えられるが, 想定事故 2 では, 使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず, サイフォン現象による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し, かつ, 使用済燃料プール水の補給にも失敗して使用済燃料プールの水位が低下する事象を想定する。

したがって, 想定事故 2 では, 漏えい箇所の隔離及び燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済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へいを確保するとともに, 使用済燃料の著しい燃料損傷の防止を図る。

(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, 使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止し, かつ使用済燃料プール水位が放射線の遮へいが維持される水位を確保するため, 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 4.2.1 に, 手順の概要を図 4.2.2 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表 4.2.1 に示す。

想定事故2における事象発生10時間までの6/7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室において監視・指示を行う当直長1名(6/7号炉兼任), 当直副長2名*, 運転員9名, 緊急時対策要員(現場)14名の合計26名である。

また, 事象発生10時間以降に追加で必要な要員は, 代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員13名である(6号炉は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定)。

必要な要員と作業項目について図 4.2.3 に示す。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

外部電源喪失により、使用済燃料プールの冷却系が停止する。同時に残留熱除去系配管破断が発生し、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下する。使用済燃料プールからのオーバーフローが無くなるため、スキマサージタンク水位が低下し使用済燃料プールの冷却系の再起動が不可能になる。

b. 使用済燃料プール漏えい隔離

使用済燃料プール及びスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の手動弁を閉止することで隔離が完了する。

c. 使用済燃料プールの補給水系の確認

使用済燃料プール水の水位低下分を補給するため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。外部電源喪失により停止した復水移送ポンプの起動に失敗し機能喪失する。使用済燃料プールへの注水が開始するまで、使用済燃料プール水温度は「約5°C/h」で上昇し、事象発生から約7時間後に「100°C」に到達する。補給水系が使用不可能なため、燃料プール代替注水系(可搬型)の準備を開始する。

d. 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給

燃料プール代替注水系(可搬型)の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する。

※ 停止中のプラントを含む体制は、必ず「当直副長2名」ではなくケースによっては「当直副長1名、運転員1名」の場合もある。

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、残留熱除去系配管の貫通クラック形成後、サイフォン現象によって、使用済燃料プールの水は漏えいし、使用済燃料プール水温上昇、沸騰及び蒸発により、水位が放射線の遮へいが維持される最低水位に到達する時間を適切に評価する。

なお、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が復旧することも考えられるが、有効性評価においては考慮しないものとする。

(添付資料4.2.1)

(2) 有効性評価の条件

想定事故2に対する初期条件も含めた主要な解析条件を表4.2.2に示す。また、主要な

解析条件について、想定事故 2 特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常運転水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと原子炉ウェル間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 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。このときの使用済燃料の崩壊熱は約 11MW である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、圧力抑制プール水浄化系等の機能喪失を想定する。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プールの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象として、原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管※の貫通クラックを想定する。当該配管は低圧設計の配管であることから、配管内径の 1/2 の長さで配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックを想定する。

(c) サイフォン現象による漏えい量

燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このときの使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい量は約 70m³/h となる。

(添付資料 4.2.2)

(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。

※使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザー配管以外に無く、よって当該配管に接続される系統のうち、配管内径や破断時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 使用済燃料プールへの注水流量

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)によって実施する。可搬型代替注水ポンプの容量は約 $80\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 使用済燃料プール漏えい隔離は、事象発生から150分後に完了するものとする。

(b) 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給は、事象発生12時間後から開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

使用済燃料プール水位の変化を図 4.2.4 に、使用済燃料プール水位と線量率の評価結果を図 4.2.5 に示す。

a. 事象進展

残留熱除去系配管の貫通クラック形成後、サイフォン現象によって、使用済燃料プールの水は漏えいし、使用済燃料プールの水位は低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知し、原子炉建屋 2 階にある燃料プール冷却浄化系配管の手動弁を閉止することにより、事象発生から 150 分後に漏えい箇所が隔離され、サイフォン現象による漏えいは停止する。一方、使用済燃料プールの水位低下分を補給するため、補給水系による水の補給準備を行い、補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系(可搬型)による注水の準備を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで、使用済燃料プールの水温は約 $5^\circ\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 7 時間後に 100°C に達することとなる。その後、蒸発により使用済燃料プールの水位は低下し始めるが、事象発生から 12 時間経過した時点で可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済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、使用済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可搬型代替注水ポンプ 1 台を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)により使用済燃料プールに補給する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化を図 4.2.4 に示すが、水位は通常運転水位から約 1.1 mまで低下するとどまり、燃料有効長頂部は冠水している。保有水の温度については約 7

時間で沸騰し、その後 100℃付近で維持される。

また、図 4.2.5 に示すとおり、通常運転水位から約 1.1m 下の水位での線量率は約 1.0×10^{-1} mSv/h 以下であり、この水位において放射線の遮へいは維持される。

なお、使用済燃料プールは燃料が冠水状態の場合、臨界未満とする設計であることから、未臨界は維持される。

事象発生 12 時間後から崩壊熱相当の注水が実施されるため安定状態となる。

(添付資料 4.1.2, 4.2.3)

4.2.3 解析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、漏えい箇所の隔離及び燃料プール代替注水系(可搬型)による注水操作により、使用済燃料プールの水位回復及び水位低下の抑制を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、漏えい箇所の隔離及び燃料プール代替注水系(可搬型)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、表4.2.2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、柏崎刈羽原子力発電所7号炉を代表として原則、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等の変動を考慮した場合、使用済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(可搬型)による使用済燃料プールへの注水操作や漏えい箇所の隔離操作は、これらの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の想定は、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、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日程度(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.4日、7号炉 約3.6日)と長時間を要するため影響はない。

初期水温は評価値より低くなることが考えられるが、同様の考えにより影響はない。

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、仮に初期水位を水位低警報レベルだとした場合であっても放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は20時間以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約21時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.3日、7号炉 約3.5日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

破断箇所・状態の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態については、配管全周破断、逆止弁全開固着と想定した場合は漏えい量が多くなり、漏えい箇所隔離操作までの時間余裕が短くなる。ただし、サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少な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。

なお、自然蒸発による水位低下も考えられるが、沸騰による水位低下と比べて僅かであり、また、評価で保有水の密度は100℃の値を用いている。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は16時間以上(10mSv/hの場合 6号炉 約16時間、7号炉約17時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.1日、7号炉 約3.3日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

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

図4.2.3に示すとおり、漏えい箇所の隔離操作や燃料プール代替注水系(可搬型)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

漏えい箇所の隔離操作や燃料プール代替注水系(可搬型)による注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、実際に見込まれる操作開始時間が早くなる場合が考えられる。この場合、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、漏えい箇所の隔離操作に対して7時間程度(10mSv/hの場合 6号炉 約7.1時間、7号炉 約7.4時間)、注水操作に対して1日以上(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)と操作に対して十分な時間余裕をもつことから、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(可搬型)による注水操作について、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日程度(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.4日、7号炉約3.6日)であり、操作に対して十分な時間余裕を確保できる。

また、配管の全周破断、逆止弁全開固着と想定した場合は水位の低下は早くなるが、サイフォンブレイク孔による漏えいの停止に期待することで放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日以上(10mSv/hの場合 6号炉 約27時間、7号炉 約28時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.6日、7号炉 約3.7日)となり、操作に対して十分な時間余裕を確保できる。

(添付資料4.2.4)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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ないことが分かった。

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故2において6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり26名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の47名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は13名である。

なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1.5日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故2において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プール注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約3,300m³必要となる。防火水槽及び淡水貯水池で合計約18,100m³の水量を保有しており、12時間以降に淡水貯水池から防火水槽への給水を行うことで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。なお、防火水槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬型設備の使用を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料4.2.5)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となり、燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。(合計 約757,008L)

軽油タンクで軽油約1,020,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料4.2.6)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

4.2.5 結論

想定事故2では、使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プール水の補給にも失敗して使用済燃料プールの水位が低下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、短期対策及び長期対策として、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を整備している。

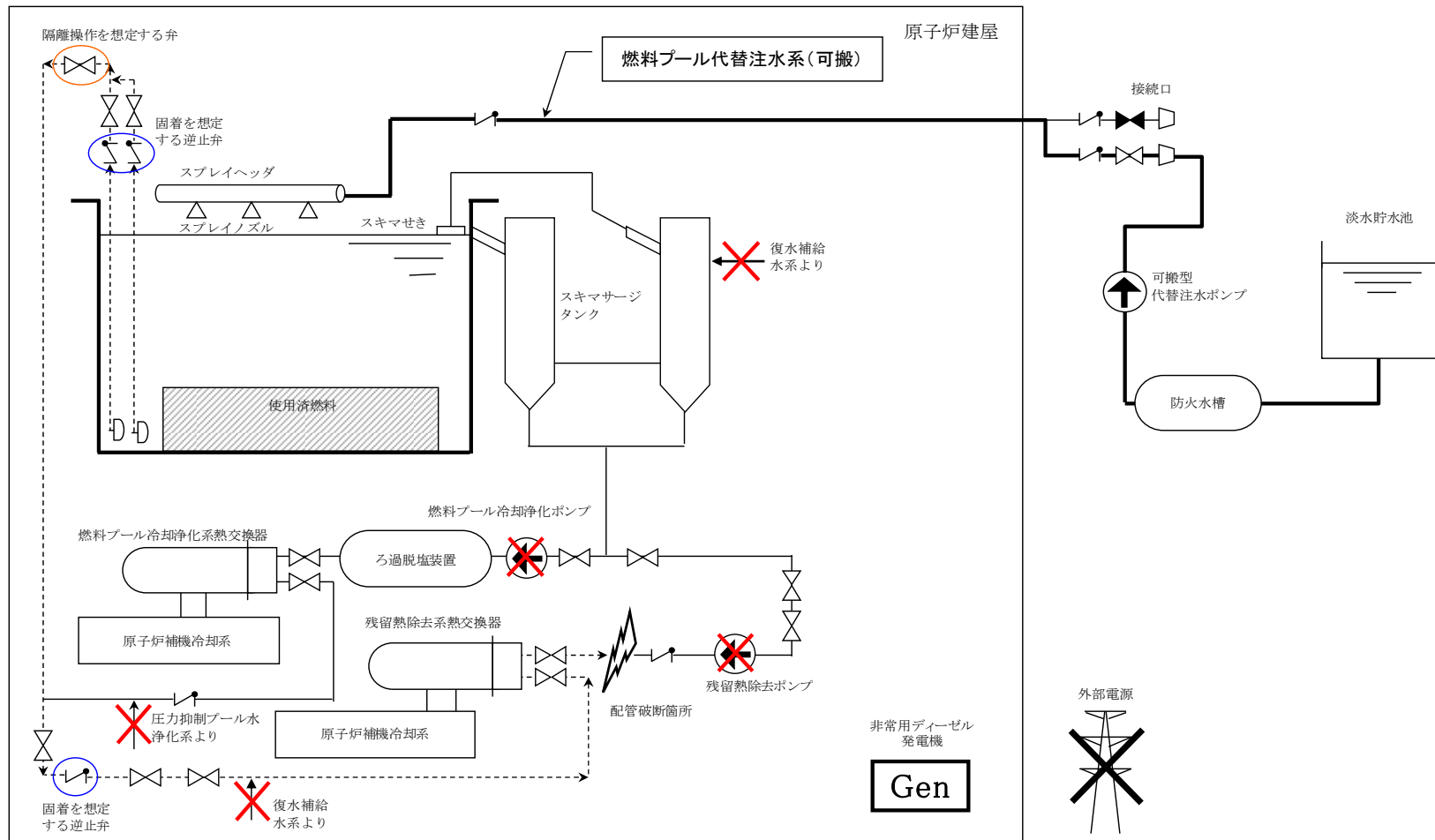
想定事故2について有効性評価を行った。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができ、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水を維持し、放射線の遮へい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、長期的には安定状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

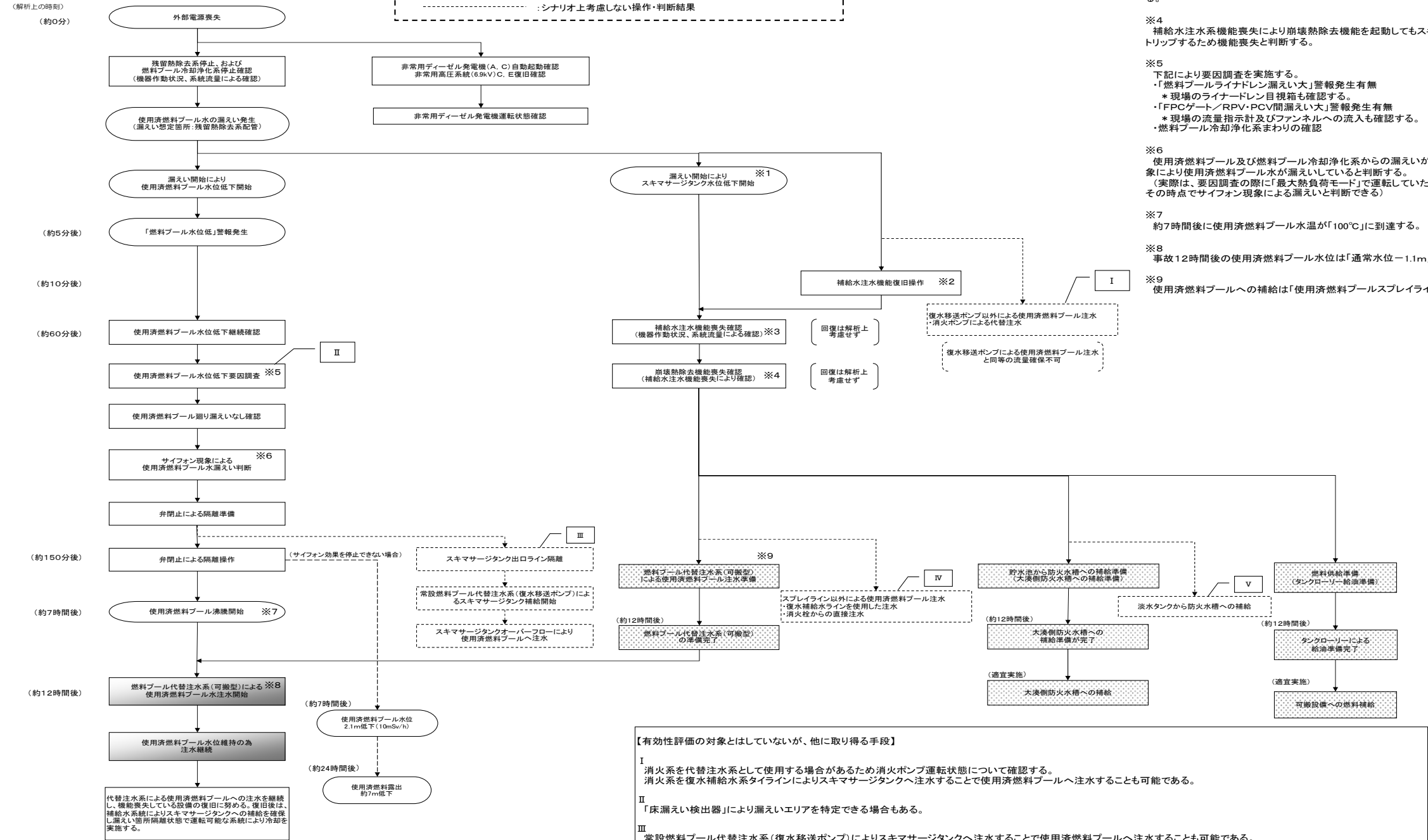
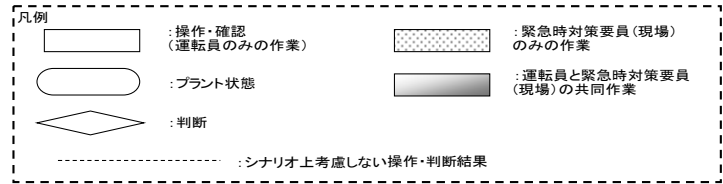
以上のことから、燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



重大事故対策概要図
(可搬型代替注水ポンプ)

図 4.2.1 想定事故 2 の重大事故対策の概略系統図

プラント前提条件
 ・プラント停止後10日目
 ・全部取り出し用プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機(B)点検中
 ・残留熱除去系(A)最大熱負荷モード運転中
 ・残留熱除去系(B)点検中
 ・残留熱除去系(C)原子炉停止時冷却モード待機中(原子炉圧力容器水抜き準備)
 ・燃料プール冷却浄化系運転中



- ※1 実際は、使用済燃料プール側の水頭圧により漏洩量が抑制されることも考えられる。
- ※2 復水移送ポンプ(A、C)起動確認または起動操作
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する。
- ※4 補給水注水系機能喪失により崩壊熱除去機能を起動してもスキマサージタンク水位低によりトリップするため機能喪失と判断する。
- ※5 下記により要因調査を実施する。
 ・「燃料プールライナドレン漏えい大」警報発生有無
 ・現場のライナドレン目視箱も確認する。
 ・「FPCゲート/RPV・PCV間漏えい大」警報発生有無
 ・現場の流量指示計及びファンネルへの流入も確認する。
 ・燃料プール冷却浄化系まわりの確認
- ※6 使用済燃料プール及び燃料プール冷却浄化系からの漏えいが無いことにより、サイフォン現象により使用済燃料プール水が漏えいしていると判断する。
 (実際は、要因調査の際に「最大熱負荷モード」で運転していた残留熱除去系も確認するため、その時点でサイフォン現象による漏えいと判断できる)
- ※7 約7時間後に使用済燃料プール水温が「100℃」に到達する。
- ※8 事故12時間後の使用済燃料プール水位は「通常水位-1.1m」となる
- ※9 使用済燃料プールへの補給は「使用済燃料プールのスプレイライン」を使用する。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得可能な手段】

I 消火系を代替注水系として使用する可能性があるため消火ポンプ運転状態について確認する。消火系を復水補給水系タイラインによりスキマサージタンクへ注水することで使用済燃料プールへ注水することも可能である。

II 「床漏えい検出器」により漏えいエリアを特定できる場合もある。

III 常設燃料プール代替注水系(復水移送ポンプ)によりスキマサージタンクへ注水することで使用済燃料プールへ注水することも可能である。

IV 燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プール注水は「使用済燃料プールのスプレイライン」以外に、消火系と接続し復水補給水系タイラインから注水することも可能であり、消火栓から直接使用済燃料プールへ注水することも可能である。燃料プール代替注水系(可搬型)の水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である。

V 「淡水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。ただし、補給可能流量が少なく、貯水池に比べ容量が少ないため貯水池からの補給を優先して実施する。

図 4.2.2 想定事故2の対応手順の概要

想定事故2 (サイフォン現象等によるプール水の小規模な喪失)					経過時間 (分)													経過時間 (時間)													備考
事故想定 7号炉にて本事故発生 6号炉は運転中であり、「全交流動力電源喪失」事象発生					30 60 90 120 150 180 210 240 270 300 330 360 390 420 450 480 510 540 570 600													7 8 9 10 11 12 13													
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間																								備考		
	運転員 (中操)	運転員 (現場)	重大事故等 対策要員																												
状況判断	1人 a	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化ポンプ、残留熱除去ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機自動起動確認 ・スキマサージタンク水位低下確認 ・使用済燃料プール水位低下確認	10分																										
使用済燃料プール補給水系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	・使用済燃料プール補給水系 機能回復 (復水補給水系)	適宜実施																								対応可能な要員により、対応する。		
使用済燃料プール水位低下要因調査	(1人) a	-	-	・警報確認	5分																										
サイフォン現象等による使用済燃料プール水流出防止	(1人) a	-	-	・電動弁の隔離	10分																										
消防車による防火水槽から使用済燃料プールへの補給	-	(2人) o,d	-	・現場移動 ・原子炉建屋2階 弁室での弁操作	30分																										
貯水池から大演習防火水槽への補給	-	-	2人 (号機共通)	・消防車を用いた使用済燃料プール補給準備 (消防車移動、ホース敷設(防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続) ・消防車を用いた使用済燃料プール補給	60分																								適宜実施		
貯水池から大演習防火水槽への補給	-	-	2人 (号機共通)	・現場移動 ・貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分																								適宜実施		
燃料供給準備	-	-	2人 (号機共通)	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分																								タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	・消防車への給油	適宜実施																								適宜実施		
必要人員数(7号炉) 合計	1人 a	2人 o,d	6人																												
必要人員数(6号炉) 合計	2人 A,B	4人 C,D,E,F	8人 (その他要員1.3人)	*6号炉は「全交流動力電源喪失」事象想定 *号機共通要員含めず																											

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1.5日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

図 4.2.3 想定事故2の作業と所要時間

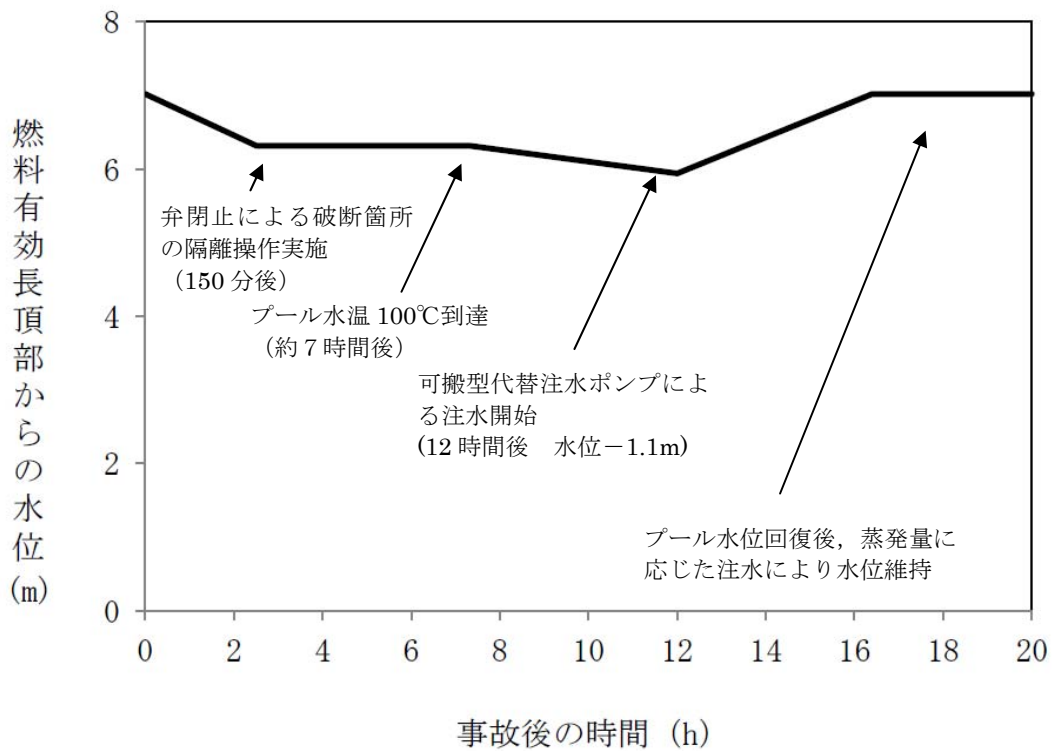


図 4. 2. 4 想定事故 2 における使用済燃料プール水位の変化の推移

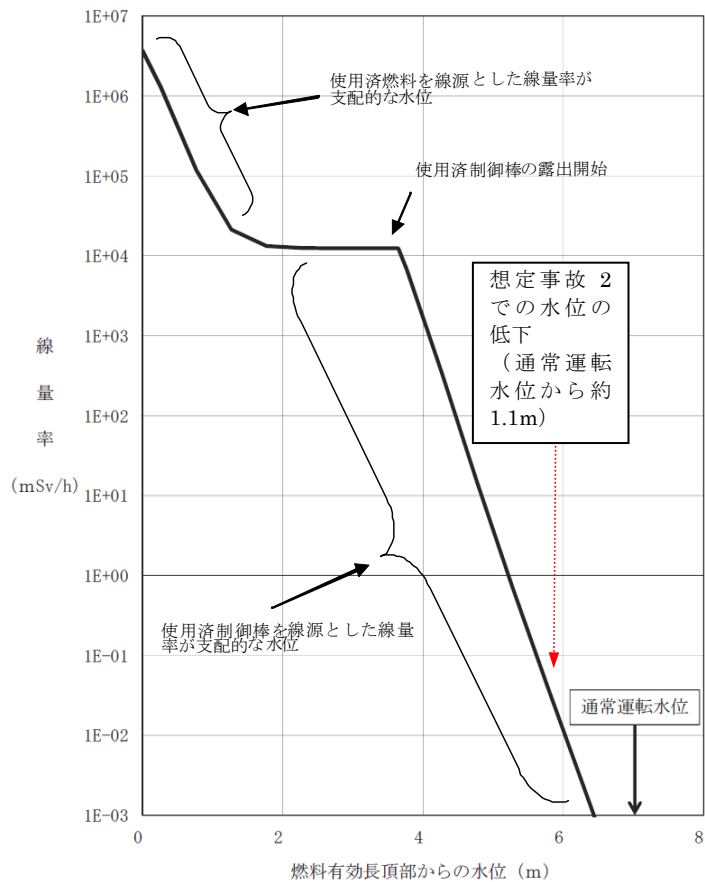


図 4. 2. 5 使用済燃料プール水位と線量率(想定事故 2)

表 4.2.1 想定事故 2 における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	外部電源喪失により、使用済燃料プールの冷却系が停止すると同時に使用済燃料プールの冷却系配管からの漏えいが発生し、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下する。	—	—	使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ
使用済燃料プールの補給水系機能喪失及び冷却系機能喪失	使用済燃料プール又はスキマサージタンクの水位が低下するため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。しかし、外部電源喪失により停止した復水移送ポンプの起動に失敗し使用済燃料プールの補給水系が機能喪失する。使用済燃料プールの補給水系が機能喪失することにより、スキマサージタンクへの補給ができないため、使用済燃料プールの冷却系の再起動が不可能となり機能喪失する。	—	—	使用済燃料プール水温度計 使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ
使用済燃料プール漏えい隔離	使用済燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、使用済燃料プール本体からの漏えいでは無いことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の手動弁を閉止することで隔離が完了する。	—	—	使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ 使用済燃料プール水温度計 燃料取替エリア放射線モニタ
燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給	燃料プール代替注水系(可搬型)の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する。	—	可搬型代替注水ポンプ	使用済燃料プール水位計 使用済燃料プール監視カメラ 使用済燃料プール水温度計 燃料取替エリア放射線モニタ

表 4.2.2 主要解析条件(想定事故2)(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,214m ³ ※1	保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位	通常運転水位を設定
	使用済燃料プールの水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料崩壊熱	約 11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 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 ^{※2})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、ORIGEN 2 を用いて算出

※1 記載の値は 7 号炉の値である。6 号炉の使用済燃料プールの保有水量は 7 号炉とほぼ同様であるため、評価は 7 号炉の値を使用する。

※2 柏崎刈羽原子力発電所 1 号炉から 7 号炉までの定期検査における実績を確認し、解列後の制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 3 日および全燃料取り出しの最短時間約 7 日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。

表 4.2.2 主要解析条件(想定事故2)(2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、圧力抑制プール水浄化系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	残留熱除去系配管の配管内径の1/2の長さと同配管肉厚の1/2の幅を有する貫通クラック	原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管の貫通クラックを想定
	サイフォン現象による漏えい量	約70m ³ /h	燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を想定し、設定 サイフォンによる漏洩を停止させる配管の孔（サイフォンブレイク孔）によるサイフォンブレイクに期待しないものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に 関連する 機器条件	使用済燃料プールへの注水流量	80m ³ /h	設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する 操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から150分後	認知までの時間や隔離箇所を考慮して設定
	燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの補給	事象発生から12時間後	当社の可搬型設備に対するフェーズドアプローチの考え方(事故発生後の対策を事故発生からの経過時間をフェーズに分類し、各フェーズで用いる人員、資機材に課する要件について、時間余裕や代替可能性の観点から具体的な対応を設定しておく方針)に基づき設定 異常の認知遅れ(警報発生等がなく異常に気づきにくい事象)等を考慮しても設備、人員に期待できる時間として設定

使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

添付資料4. 1. 1と同様である。

2. 放射線の遮へいの維持に必要な水位について

添付資料4. 1. 1と同様である。

3. 想定事故2における時間余裕

図1に示すように逆止弁の異物噛み混みによる固着と配管の貫通クラックによる破断を想定すると下の表の条件より漏えい速度は 68 m³/hとなる。

なお、想定する異物として燃料プール冷却浄化系のろ過脱塩器の出口ストレーナのエレメント24×110メッシュ（通過粒子径約0.15mm）より十分大きな粒子径2.5mmを想定し、それが最も大きな開口面積となるような噛み混みを想定した。また、水位の低下に伴い水頭圧が減少し、漏えい量が小さくなることが考えられるが、破断直後の漏えい速度が継続する想定とした。

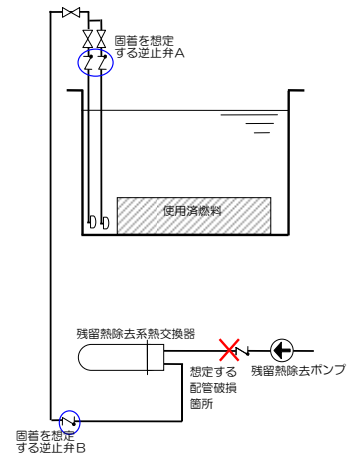


図1 想定事故2の想定

固着を想定する逆止弁	逆止弁の開口面積	貫通クラックの破断面積*1
逆止弁A及びB	A : 42.3 [cm ²], B : 15.6 [cm ²]	12.3 [cm ²]

*1:配管の1/4×配管内径×肉厚の破断を想定

配管破断が発生し、サイフォン効果で保有水が漏えいした場合、漏えい箇所を隔離するまでの150分間に保有水が約170m³漏えいする。崩壊熱除去機能の喪失に伴い、事象発生から6号炉では約6.9時間、7号炉では約7.3時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮へいに必要な2.1mまで低下するのは事象発生から6号炉では約23時間、7号炉では約24時間後であり、重大事故等対策として期待している可搬型代替注水ポンプを用いた燃料プール代替注水系(可搬型)による注水操作の時間余裕は十分ある。

	6号炉	7号炉
水温 100°C到達までの時間[h]	6.9	7.3
サイフォン効果による漏えい量[m ³ /h]	68	68
漏えい箇所隔離までに漏えいする水量[m ³]	170	170
崩壊熱による保有水の蒸散量[m ³ /h]	19	19
NWLから2.1mまで水位が低下する時間[h]	23	24

想定事故 2 において微開固着及びクラック破断を想定している理由

想定事故 2 の「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失」として、燃料プール冷却浄化系（F P C 系）及び残留熱除去系（R H R 系）のサイフォン等の発生防止用に設置している逆止弁の異物噛み混みによる開固着と燃料プールの冷却に用いている R H R 系の配管の貫通クラックを想定している。

想定の根拠は以下の通りである。

○逆止弁の開失敗について

F P C 系の逆止弁は通常はポンプからの注水が停止し、サイフォン現象による逆流が発生すると閉止する。このときに開状態で固着が発生し、プールの通常運転水位より低い位置で配管の破断等が発生することで漏えいする。

逆止弁は逆流による機械的な力でパッシブに作動する機器であるため十分に信頼性の高いものである。逆止弁の開失敗の国内一般故障率（21 年データ）は 2.2×10^{-5} （デマンド）である。過去に「1997 年 03 月 柏崎刈羽発電所 2 号 残留熱除去系（B）逆止め弁不具合に伴う原子炉手動停止について」において保全不良によりこの事象が発生しているが、アクチュエータを持つ当該特有の事象であり、F P C 系の逆止弁では同様の事象が起こらない。

以上のように逆止弁は十分に信頼性のあるものであるため、異物の噛み混みによる固着を想定した。

○ 配管の破断について

F P C 系は低圧の配管（最高圧力 1.57MPa）であり、また取り扱う系統水の温度や放射線量が高い環境ではないため、全周破断のような大きな破断は想定しにくい。

そこで有効性評価の想定事故 2 では、貫通クラックによる破断を想定した。

以上のように逆止弁の全開固着や配管の全周破断は非常に起こる可能性が小さいと考えられることから、逆止弁の微開固着及び配管のクラック破断を想定した。

なお、「配管の全周破断及び逆止弁全開固着」を想定した場合の評価については補足資料にて示す。

安定停止状態について

想定事故 2（サイフォン現象等による使用済燃料プールの冷却水の喪失）の安定停止状態については以下のとおり。

水位及び温度が安定した状態：

注水や漏えい箇所の隔離により水位が回復・維持され、燃料の冠水、放射線遮へい及び未臨界が維持され、保有水の温度が安定した状態

使用済燃料プールの水位、温度安定状態への確立について

図 4.2.4 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、事象発生 7 時間後に除熱機能喪失による沸騰が開始されるが、事象発生から 150 分後に弁閉止による漏えいの隔離、また、12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた注水を実施することで水位の回復、維持ができるため、その状態を水位及び温度が安定した状態とした。

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（可搬型）による注水を継続し、残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系の復旧に努める。復旧後は、補給水システムによりスキマサージタンクへの補給を実施し、使用済み燃料プールの保有水をこれらの除熱系で冷却することで保有水の温度が低下し、注水を実施しなくても安定状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)

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

項目	評価条件 (初期, 事故及機器条件) 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	評価項目パラメータに与える影響		
	評価条件	最確条件					
初期条件	燃料崩壊熱	約 11MW	取り替え燃料毎	燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作や漏えい箇所隔離操作は、崩壊熱や燃料プール水の初期水温、初期水位、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール内の水の温度上昇は緩やかになるが、放射線の遮へいを維持できる水位まで水位が低下する時間は1日程度(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.4日、7号炉約3.6日)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ない。		
	事象発生前使用済燃料プール水温	65℃	取り替え燃料毎			保安規定の設定値である65℃を設定。	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日程度(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.4日、7号炉約3.6日)あるため影響はない。なお、自然蒸発による水位低下も考えられるが、沸騰による水位低下と比べて僅かであり、また、評価で保有水の密度は100℃の値を用いている。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は16時間以上(10mSv/hの場合 6号炉 約16時間、7号炉約17時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.1日、7号炉 約3.3日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。
	事象発生前の使用済燃料プールの水位	通常運転水位	通常運転水位付近			設計値を設定。	評価条件での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だとした場合であっても放射線の遮へいを維持できる水位まで水位が低下する時間は20時間以上(10mSv/hの場合 6,7号炉 約21時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉 約3.3日、7号炉 約3.5日)と長時間を要し、12時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため影響はない。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件） の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期 条件	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 (原子炉ウエル及びD/Sピット, キャスクピットの保有水量を考慮しない)	プールゲート開放 (原子炉ウエル及びD/Sピット, キャスク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、保守的に原子炉ウエル及びD/Sピット, キャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定。	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作や漏えい箇所の隔離操作は、崩壊熱や燃料プール水の初期水温、初期水位、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	プールゲートが開放されている場合を想定した場合、保有水量は2倍程度となり、保有水量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、現在の想定であっても放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は1日程度(10mSv/hの場合 6/7号炉 約1.0日)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は3日以上(6号炉約3.4日, 7号炉約3.6日)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。
	破断箇所・状態の想定	残留熱除去系の地下階の配管の貫通クラック形成による破断	事故毎に変化	低圧配管であるため、全周破断の発生は考えづらと考え、貫通クラック形成による破断を想定。 (添付資料 4.2.2)	破断面積が大きくなると漏えい量が多くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作や漏えい箇所の隔離操作は、漏えい量に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	破断面積が大きくなると漏えい量が多くなり、漏えい箇所隔離操作までの時間余裕が短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続した場合、燃料有効長頂部到達まで約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離時間までの150分より短くなる。ただし、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少な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。 (補足資料 17,18)
	逆流防止用の逆止弁の状態	破断を想定した箇所までの逆止弁の微開固着	事故毎に変化	逆止弁の全開固着が起りづらと考え、ごみの噛み混みによる微開固着を想定。 (添付資料 4.2.2)	弁の開口面積が大きくなると漏えい量が多くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作や漏えい箇所の隔離操作は、漏えい量に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	弁の開口面積が大きくなると漏えい量が多くなり、漏えい箇所隔離操作までの時間余裕が短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続した場合、燃料有効長頂部到達まで約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離時間までの150分より短くなる。ただし、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少な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。 (補足資料 17,18)
サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレイク孔の考慮	考慮しない	考慮する	逆止弁によるサイフォン現象の発生の防止を設計として考えていたため、考慮しないと設定。	サイフォンブレイク孔を考慮した場合は漏えい箇所隔離操作が不要となる。 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は漏えいの停止時間等に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	サイフォンブレイク孔を考慮した場合は漏えい箇所隔離操作が不要となり、それ以外の事象進展に影響はなく、漏えい量が少な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。	

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

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	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能が喪失しているものとして設定。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。
	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水流量	最大 80m ³ /h	80m ³ /h 以上	可搬型代替注水ポンプの設計流量を基に設定	燃料プール代替注水系（可搬型）による注水操作や漏えい箇所との隔離操作は、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（可搬型）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 19m ³ /h）より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 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	要因の配置による他の操作に与える影響	評価項目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	漏えい箇所の隔離操作	事象発生から 150 分後	事象発生から 150 分以内	解析コードは使用していないため対象外（評価では水位の低下に伴う水頭圧の低下を考慮しておらず、考慮した場合、時間余裕は長くなる。）	破断の状態などによっては保有水の漏えい量が多くなることが考えられるが、サイフォンブレイク孔による漏えいの停止にも期待できるため、影響はない。一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	事象の認知や現場時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定。漏えい箇所の隔離操作についての作業時間は中央操作室からの遠隔操作ではなく、現場弁での手動閉操作を想定。	当該操作を実施する要員は、前後に他の操作がなく、現場確認と併せ 150 分と時間余裕が確保された操作であることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。この場合、注水操作の時間余裕は大きくなるが、放射線の遮へいが維持される最低水位に到達するまでの時間は7時間以上(10mSv/hの場合 6号炉約7.1時間、7号炉約7.4時間)、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は1日程度(6,7号機約1.0日)であり、事故を検知して注水を開始するまでの150分に対して十分な時間余裕を確保できる時間である。
	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から 12 時間後	事象発生から 12 時間以内	解析コードは使用していないため対象外（評価式では、放熱や給水の顕熱を考慮しておらず、それらを考慮した場合は評価パラメータや操作時間余裕が長くなる。）	当該操作は使用済燃料プールの水温、水位等に応じた対応ではなく、冷却機能喪失や水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	当社の可搬型設備に対するフェーズドアプローチの考え方(事故発生後の対策を事故発生からの経過時間をフェーズに分類し、各フェーズで用いる人員、資機材に課する要件について、時間余裕や代替可能性の観点から具体的な対応を設定しておく方針)に基づき設定。	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。	評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。注水操作が早くなった場合、水位の低下量は少なくなる。しかし、事象発生から 12 時間後の注水であっても、水位の低下は約 1.1m 程度であり、線量率は 1.0×10^{-4} mSv/h 以下であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

7日間における水源の対応について(想定事故2)

○水源

防火水槽：約 100m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①可搬型代替注水ポンプでの使用済燃料プールの注水

最大流量 80m³/h で事故発生後 12 時間以降運転する。

プール水位回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当（最大 19m³/h）の注水を実施する。

②淡水貯水池から防火水槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へと補給ができる。

○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送は可搬型代替注水ポンプによる注水量を上回る移送出来るため、注水継続に必要な防火水槽の水を維持できる。

○水源評価結果

事故後 12 時間後からプール水位回復する 16.3 時間までは 80m³/h で注水を行い、その後 19m³/h で注水を実施するため、7 日間では合計約 3300m³ の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

(約 80m³/h × (16.3h - 12h) + 19m³/h × (168h - 16.3h) ≒ 3300m³)

7 日間における燃料の対応(想定事故 2)

プラント状況:6号炉運転中。 1～5, 7号炉停止中。

事象:想定事故2は7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とするが、6号炉のみ非常用ディーゼル発電機起動失敗による全交流動力電源喪失を想定する。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポン プ(A-2級) 2台起動。 ※4 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 902,328L	6号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 1,164,000L であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 527,944L であり、 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。 ※4 事故収束に必要な可搬型代替注水ポンプは1台で足りるが、保守的に2台とした。

※2 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

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

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1 崩壊熱除去機能喪失

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、

「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」

「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」

「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」

「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」

である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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、緩和措置が取られない場合には、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て燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、待機中の残留熱除去系の起動により、原子炉への注水及び崩壊熱除去を実施し、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」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系を用いた原子炉への注水及び崩壊熱除去の手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 5.1.1 から図 5.1.2 に、手順の概要を図 5.1.3 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表 5.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生 10 時間までの 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名（6/7 号炉兼任）、当直副長 2 名^{*}、運転員 9 名、緊急時対策要員（現場）12 名の合計 24 名である。

また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 13 名である（6 号炉は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定）。

必要な要員と作業項目について図 5.1.4 に示す。

a. 原子炉停止時冷却系停止確認及び再起動

外部電源喪失により、運転中の残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転が停止する。非常用ディーゼル発電機が起動し、非常用高圧系統が復旧する。停止し

た残留熱除去系ポンプを再起動し原子炉停止時冷却モード運転を再開する。

原子炉停止時冷却モード運転再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計等である。

b. 原子炉停止時冷却系故障による崩壊熱除去機能喪失

残留熱除去系ポンプを再起動し、原子炉停止時冷却モード運転を再開するが、熱交換器出口弁が故障し開動作不能となる。また、運転員による開操作も失念するため熱交換器での除熱ができず、崩壊熱除去機能喪失となる。これにより、原子炉水温度が上昇し、事象発生約1時間後に「100℃」に到達する。

原子炉停止時冷却系故障による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

c. 低圧注水モード運転による原子炉注水

1時間毎の中央制御室監視により原子炉水温度上昇を確認し、原子炉停止時冷却系故障による崩壊熱除去機能喪失を認知する。原子炉圧力が上昇するため、逃がし安全弁を開にして大気圧を維持する。原子炉水の蒸発により原子炉水位が低下するため、待機していた残留熱除去系による低圧注水モード運転で原子炉注水を実施する。

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

d. 原子炉停止時冷却モード運転による崩壊熱除去機能回復

低圧注水モード運転により原子炉水位回復後、原子炉停止時冷却モードへ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。

原子炉停止時冷却モード運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

※ 停止中のプラントを含む体制は、必ず「当直副長2名」ではなくケースによっては「当直副長1名、運転員1名」の場合もある。

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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「運転中の残留熱除去系の故障による、崩壊熱除去機能が喪失する事故」である。なお、原子炉補機冷却系(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、放射線の遮へい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初期条件も含めた主要な解析条件を表5.1.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 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) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約22MWである。

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし、また、水温は52℃とする。

(d) 原子炉圧力

水位低下量を厳しく見積もるために、減圧操作によって大気圧が維持されているものとする。

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、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

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

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量

残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量は954m³/hとする。

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

(a) 低圧注水モードによる原子炉注水は、原子炉停止時冷却系故障認知から1時間を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。

(添付資料 5.1.2, 5.1.3)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.1.3に、原子炉水位の変化を図5.1.5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、原子炉冷却材温度は上昇し、事象発生から約1時間後に100℃に到達する。その後、蒸発により原子炉水位は低下し始めるが、燃料有効長頂部まで低下するのは事象発生から約5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異常事象を認知し、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。

原子炉水位回復から約30分後、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードへ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、図5.1.5に示すとおり、燃料有効長頂部の約3.3m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、放射線の遮蔽は維持される。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系を用いた除熱により、安定停止状態を維持できる。

(添付資料 5.1.4)

5.1.3 解析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を用いた低圧注水モードにより、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系を用いた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、表5.1.2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、注水操作の開始は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器の状態において原子炉開放時は減圧操作が不要であるが、当該操作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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の想定は、崩壊熱が小さな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5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。

原子炉水温が低い場合、原子炉初期水位が高い場合、原子炉初期圧力が高い場合について、崩壊熱が小さな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5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。

原子炉圧力容器の状態においては評価上、大気圧に維持されることを想定しているため、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解析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、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。

待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードへの注水流量については解析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。

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

図5.1.4に示すとおり、待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードでの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

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5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。

(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5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。

(添付資料5.1.5)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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ことが分かった。

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり24名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の47名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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。「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧注水系による注水については、サプレッション・チェンバ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による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約1,020,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料5.1.6)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

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」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」に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、残留熱除去系を用いた原子炉への注水及び除熱を整備している。

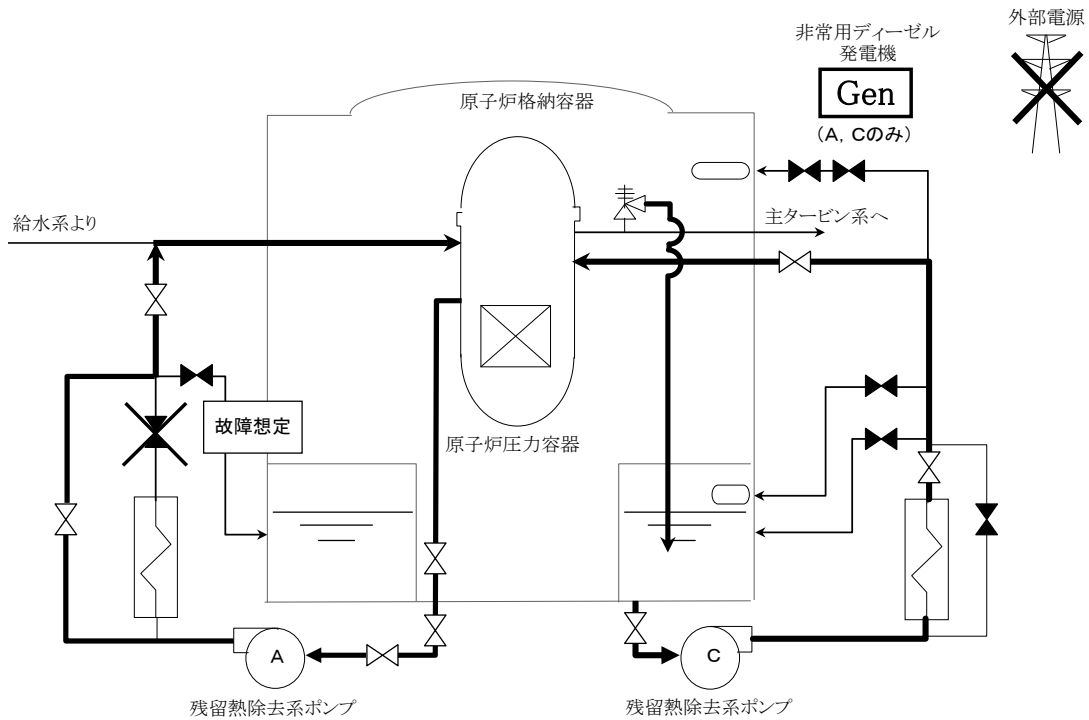
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「運転中の残留熱除去系の故障による、崩壊熱除去機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系を用いた原子炉への注水及び除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水を維持し、放射線の遮へいが維持されるとともに、また、制御棒は全挿入状態が維持されていることから未臨界を維持することができる。また、長期的には安定状態を維持できる。

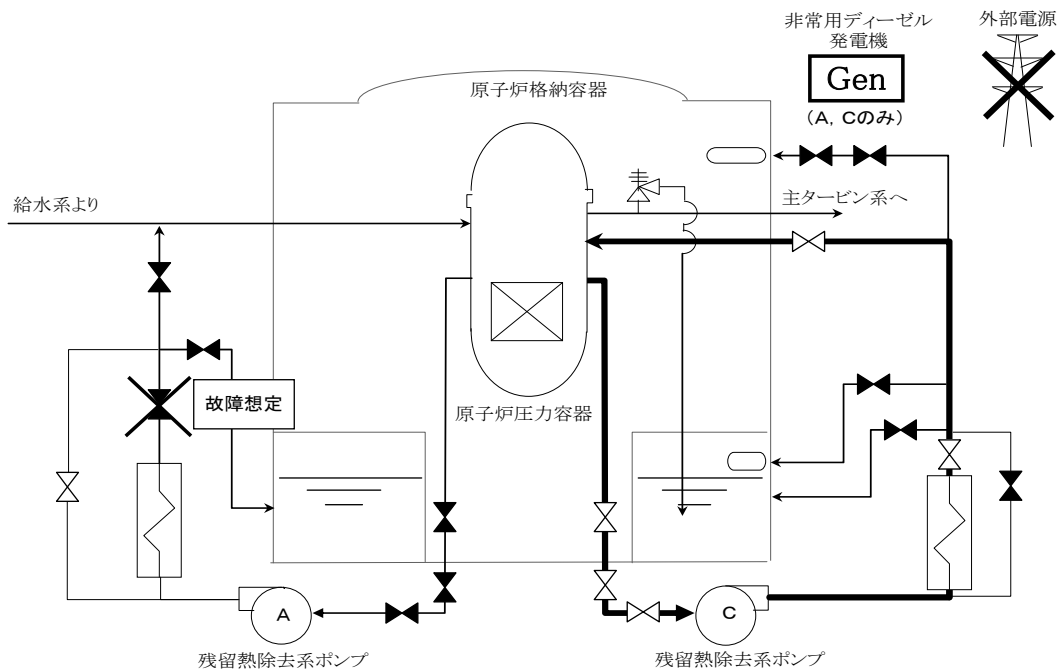
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、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」に対して有効である。



重大事故対策概要図
(原子炉停止時冷却系(無冷却)&残留熱除去系&逃がし安全弁)

図 5.1.1 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)



重大事故対策概要図
(原子炉停止時冷却系)

図 5.1.2 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後1日目
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・原子炉格納容器閉鎖中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・非常用ディーゼル発電機(B)点検中
 - ・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)停止中
 - ・残留熱除去系(C)低圧注水モード待機中
 - ・原子炉水位「N. W. L」(通常は+1550mm以上)

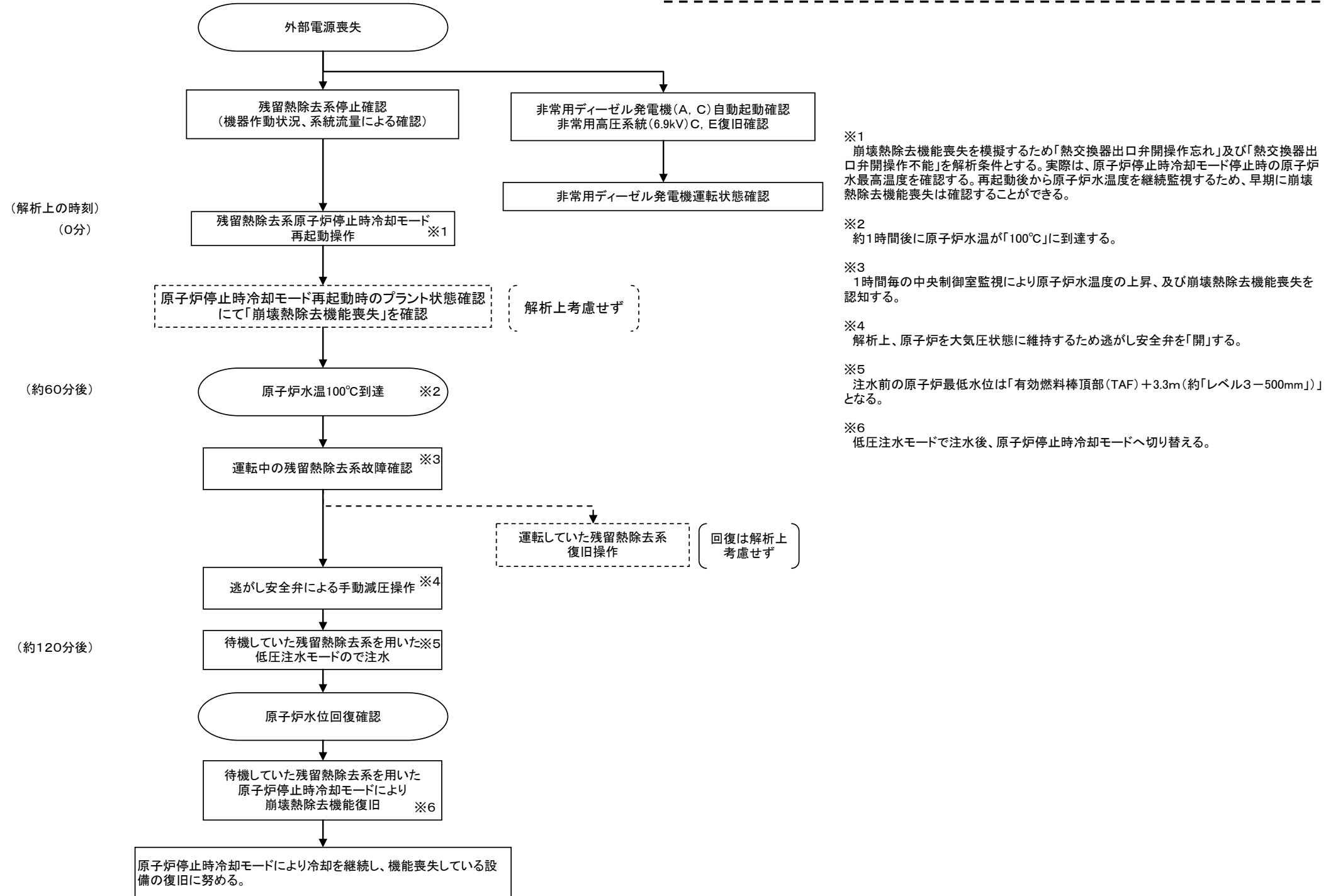
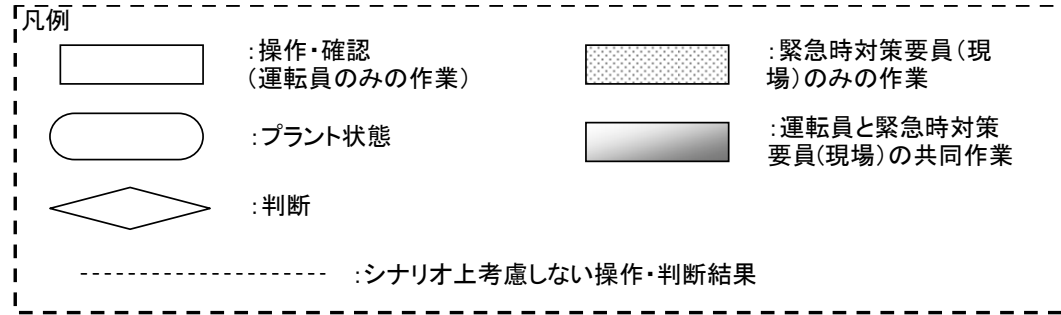


図 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

停止中の崩壊熱除去機能喪失																
事故想定 7号炉にて本事故発生 6号炉は運転中であり、「全交流動力電源喪失」事故発生				経過時間（時間）											備考	
				0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5		5.5
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容												
	運転員 (中操)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)		▽ 事故発生	▽ プラント状況確認（残留熱除去系故障認知） 約60分 原子炉水温100℃到達	▽ 約120分 注水開始									
7号																
状況判断	1人 a	-	-	・外部電源喪失確認												
				・非常用ディーゼル発電機起動確認												
	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（運転側） 停止時冷却モード 停止確認												RHR (A)
	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（運転側） 停止時冷却モード 再起動操作												RHR (A)
原子炉減圧操作	(1人) a	-	-	・逃がし安全弁1弁による手動減圧操作	5分											
原子炉水位回復作業	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード 起動/停止操作						通常原子炉水位（NWL）まで回復後停止						RHR (C)
残留熱除去系復旧操作	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復												対応可能な要員により、対応する
残留熱除去系（停止時冷却モード）運転	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（待機側） 停止時冷却モードヘラインナップ					90分							RHR (C)
	-	2人 c,d	-	・残留熱除去系（待機側） 現場移動、現場ラインアップ					90分							RHR (C)
	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（待機側） 停止時冷却モード 起動操作					5分							RHR (C)
必要人員数（7号炉） 合計	1人 a	2人 c,d	0人													
必要人員数（6号炉） 合計	2人 A,B	4人 C,D,E,F	12人 (その他参集13人)	*6号炉は「全交流動力電源喪失」事故想定												

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

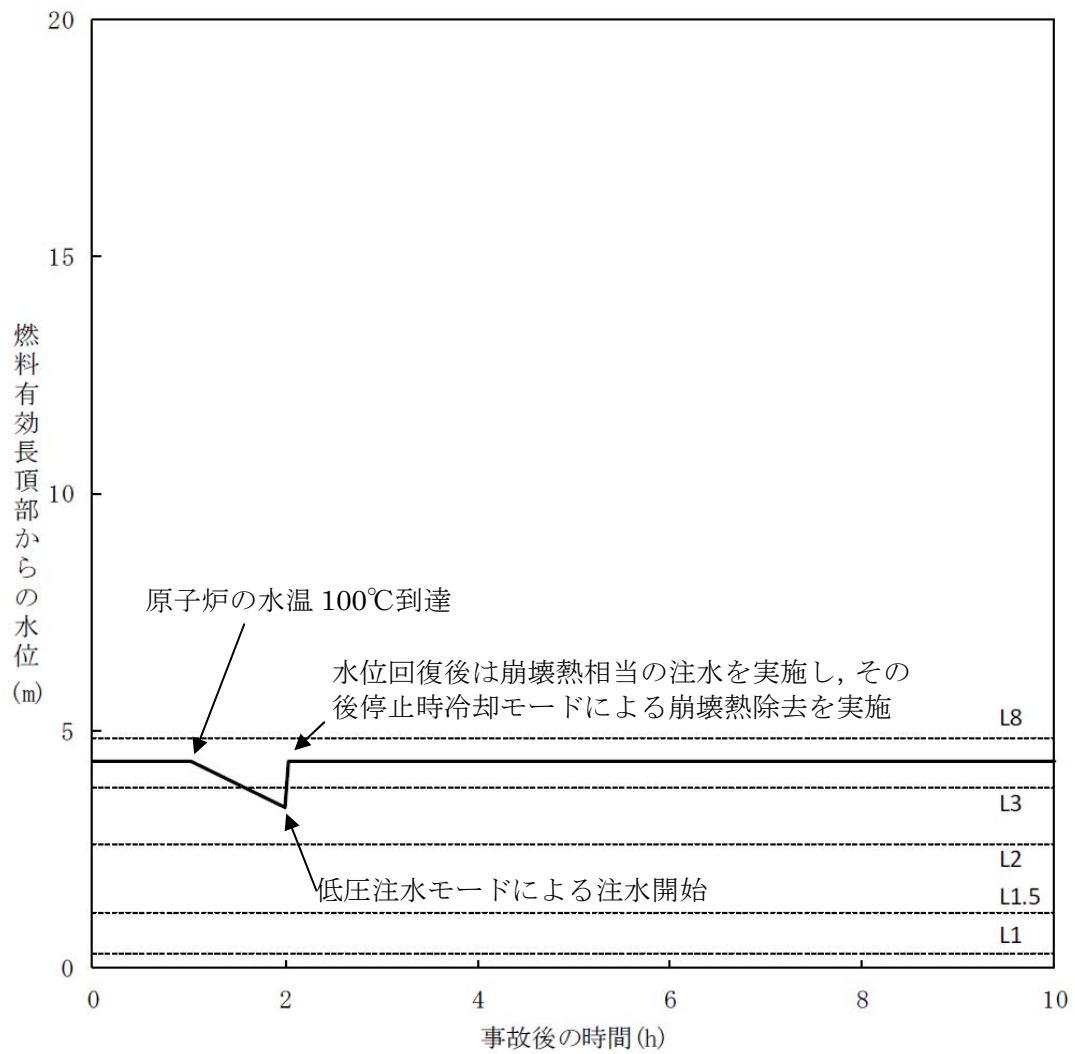


図 5.1.5 原子炉水位の推移

表 5.1.1 崩壊熱除去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	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉停止時冷却系再起動	外部電源喪失により運転中の残留熱除去ポンプが停止するが、非常用ディーゼル発電機が起動するため、非常用高圧系統が復旧する。停止した残留熱除去ポンプを再起動し原子炉停止時冷却モード運転を再開する。	残留熱除去ポンプ	—	残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計
原子炉停止時冷却系故障による崩壊熱除去機能喪失	再起動した残留熱除去系熱交換器出口弁が、故障及び運転員による開操作失念により熱交換器での除熱ができず崩壊熱除去機能喪失となる。	—	—	残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計
低圧注水モード運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉水が蒸発し原子炉水位が低下する。待機中の残留熱除去系による低圧注水モード運転で原子炉へ注水する。	残留熱除去ポンプ	—	原子炉水位計 残留熱除去系系統流量計
原子炉停止時冷却モード運転による崩壊熱除去機能回復	低圧注水モード運転により原子炉水位回復後、原子炉停止時冷却モードへ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。	残留熱除去ポンプ	—	原子炉水位計 残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

表 5.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

	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	原子炉压力容器未開放	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から、設定
	崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料(A 型), 原子炉停止 1 日後)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期温度	52℃	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードでの炉水 側の設定温度
	原子炉初期圧力	大気圧	停止後 1 日の実績による値
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	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

表 5.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量	954m ³ /hにて注水	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	残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

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

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失により、基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = \text{約}1.02[\text{h}]$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間[h]

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

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

V_c : 保有水の体積[m³] =

ρ_{52} : 52℃の水密度[kg/m³] = 987

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10^4

(2) 基準水位（燃料有効長頂部または放射線の遮へいが維持される水位）に至るまでの時間

崩壊熱(蒸発)によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める

$$t = t_1 + t_2 = 5.38[\text{h}]$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = 4.36[\text{h}]$$

t : 基準水位に至るまでの時間[h]

t_2 : 100℃到達から基準水位に至るまでの時間[h]

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

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

V_u : 基準水位までの保有水の体積[m³] =

ρ_{52} : 52℃の水密度[kg/m³] = 987

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10^4

(3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める

$$f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f) = \text{約}33.1[\text{m}^3/\text{h}]$$

f : 必要な注水量 $[\text{m}^3/\text{h}]$

ρ_f : 注水(飽和水)の密度 $[\text{kg}/\text{m}^3] = 988$

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ $[\text{kJ}/\text{kg}] = 2675.57$

h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピ $[\text{kJ}/\text{kg}] = 209.34$

Q : 崩壊熱 $[\text{kW}] = 2.24 \times 10^4$

(4) 注水中の蒸発量

注入された水を 100°C に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われるため、次の式で求める

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

$$S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100})) = \text{約}33.1[\text{m}^3/\text{h}]$$

F : 注水量 $[\text{m}^3/\text{h}]$

S : 注水中の蒸発量 $[\text{m}^3/\text{h}]$ (ただし, $S \geq 0$)

ρ_f : 注水(飽和水)の密度 $[\text{kg}/\text{m}^3] = 988$

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ $[\text{kJ}/\text{kg}] = 2675.57$

h_{100} : 100°C の飽和水の比エンタルピ $[\text{kJ}/\text{kg}] = 419.10$

h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピ $[\text{kJ}/\text{kg}] = 209.34$

Q : 崩壊熱 $[\text{kW}] = 2.24 \times 10^4$

重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。

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

- ・崩壊熱除去機能喪失(RHR 機能喪失[フロントライン])+崩壊熱除去・注水系失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

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

3. プラント状態(POS)の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POSについては選定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて炉心損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の冷却材が少ないため、事象発生から炉心損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S」であるが、「S」は冷温停止への移行状態として定義される状態である。冷温停止に移行する前の高温停止の状態は、崩壊熱除去機能及び注水機能に対する待機要求が運転時とほぼ同等であり、この状態の評価は運転時の崩壊熱除去機能喪失の評価に包絡されるものとする。

このため、本評価におけるPOSは、崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の冷却材が少ないことに加え、冷温停止状態となることで崩壊熱除去機能及び注水機能に対する待機要求が変化する「A」を選定している。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、復水補給水系による注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じ POS「A」でその有効性を確認している。

崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定 の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中原子炉における燃料防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」および「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、スクラムによる原子炉停止から1日後の崩壊熱を用いて原子炉冷却材の温度上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

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

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊から考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。仮に、スクラムによる原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、燃料有効長頂部到達まで約4.5時間となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が約5.4時間であることから、時間余裕の観点では約1時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」および「全交流動力電源喪失」の事象発生から注水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。

この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水の余裕時間に変動が生じるが、スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず、炉心損傷に至る状況は想定し難いものと考えられる。

以上

安定停止状態について

運転停止中 崩壊熱除去機能喪失の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：

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

原子炉安定状態の確立について

図 5.1.5 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，事象開始 60 分後に沸騰開始による水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系の低圧注水モードにより，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た状態となる。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		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	原子炉停止後 1 日 約 22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	事故事象毎 装荷炉心毎	平衡炉心燃料についてサイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮した値を想定し算出。 停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように 1 日後の状態を想定。	停止後の時間が長い場合は崩壊熱が小さくなり、注水までの時間余裕が長くなるが、注水操作の開始は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	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。逆に原子炉停止後の時間が短く、崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、燃料有効長頂部到達まで約 4.5 時間となり、評価条件での時間余裕約 5.4 時間より短くなるが、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。
	原子炉初期温度	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での炉水側の設定温度を想定。	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで冷却されているため、通常 50℃以下になるように冷却されている。水温が 52℃より低い場合は注水までの時間余裕が長くなるが、注水操作の開始は原子炉初期温度に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	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 5 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。
	原子炉初期水位	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ことも考えられるが、注水操作の開始は原子炉水位に応じた対応ではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	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。しかし、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 5 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。
	原子炉初期圧力	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	設計値を設定。	注水操作準備の開始は原子炉圧力に応じた対応ではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、圧力が高く注水前に減圧が必要な場合であっても操作に必要な時間は十分あるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	圧力が高い場合は飽和水のエンタルギが大きくなるため、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。しかし、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 5 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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定。	原子炉開放時においては減圧操作が必要である。 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、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。

添 5.1.5-1

添付資料 5.1.5

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

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	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。	解析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。	解析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	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。	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	待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードへの注水流量	954m ³ /h	954m ³ /h	低圧注水系の設計値として設定。	解析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。	解析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。

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	待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードへの注水操作	事象発生から120分	事象発生から120分以内	解析コードは使用していないため対象外(評価では発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しないため、時間余裕が大きくなる。)	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。 一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	事象の認知や現場操作の時間を基に、さら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、燃料有効長頂部までの水位低下である。 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5時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの120分は十分な時間余裕を確保できる時間である。

7日間における燃料対応について(停止時 崩壊熱除去機能喪失)

プラント状況:6号炉運転中。1～5, 7号炉停止中。

事象:崩壊熱除去機能喪失は7号炉を想定。保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお, 全プラントで外部電源喪失が発生することとし, 免震棟等, プラントに関連しない設備も対象とするが, 6号炉のみ非常用ディーゼル発電機起動失敗による全交流動力電源喪失を想定する。

号炉	時系列			合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 750,960L	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L				
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 902,328L	6号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 1,164,000L であり, 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
その他	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 533,992L であり, 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L				

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが, 保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが, 保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

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

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、

「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」

「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」

である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、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、緩和措置が取られない場合には、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では、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水及び代替原子炉補機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、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉への注水及び代替原子炉補機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。これらの対策の概略系統図を図 5.2.1 から図 5.2.2 に、手順の概要を図 5.2.3 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表 5.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生 10 時間までの 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名^{*}、運転員 9 名、緊急時対策要員(現場)18 名の合計 30 名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である(6号機は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定)。

必要な要員と作業項目について図 5.2.4 に示す。

a. 全交流動力電源喪失による原子炉停止時冷却モード停止確認

外部電源喪失により、運転中の残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転が停止する。さらに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、これにより所内高圧系統(6.9 kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断する。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

原子炉停止時冷却モード運転停止により、原子炉水温度が上昇し、事象発生約1時間後に「100℃」に到達する。原子炉圧力が上昇するため、逃がし安全弁を開し大気圧を維持する。原子炉水の蒸発により原子炉水位が低下する。

c. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位は回復する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量計等である

d. 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉停止時冷却モード運転

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転を再開する。

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

※ 停止中のプラントを含む体制は、必ず「当直副長2名」ではなくケースによっては「当直副長1名、運転員1名」の場合もある。

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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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事故」である。なお、原子炉補機冷却系(原子炉補機冷却海水系を含む)が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、放射線の遮へい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。

(添付資料 5.1.1)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 5.2.2 に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

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

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし、また、水温は 52℃ とする。

(d) 原子炉圧力

水位低下量を厳しく見積もるために、減圧操作によって大気圧が維持されているものとする。

(添付資料 5.1.2, 5.1.3)

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ものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(c) 外部電源

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(常設)による原子炉への注水流量

低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量は 150m³/h とする。

(b) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW とする(海水温度 30℃において)

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

- (a) 事象発生70分までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。
- (c) 代替原子炉補機冷却系による原子炉停止時冷却モード運転は、事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.2.3に、原子炉水位の変化を図5.2.5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℃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5時間である。事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、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。水位回復後についても、蒸発量に応じた注水を実施することによって、水位を適切に維持することができる。

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機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、図5.2.5に示すとおり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、炉心は冠水を維持する。

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ている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

事象発生70分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系(常設)により、崩壊熱相当の注水が実施されるため安定状態となる。

(添付資料 5.2.1)

5.2.3 解析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、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)を用いた注水により水位を回復させ、その後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転による除熱を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電および低圧代替注水系(常設)を用いた注水操作とする。

(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，表5.2.2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，喪失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の喪失に伴う異常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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の想定は，崩壊熱が小さな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5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。

原子炉水温が低い場合，原子炉初期水位が高い場合，原子炉初期圧力が高い場合について，崩壊熱が小さな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5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。

原子炉圧力容器の状態においては評価上，大気圧に維持されることを想定しているため，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。

外部水源の温度について注水源の温度が低い場合は崩壊熱相当の必要注水量が少なくなる。しかし，低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量は必要な注水量を十分上回っているものであるため，評価項目となるパラメータに対する影響はない。

起因事象および安全機能の喪失に対する仮定については解析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，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。

低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量については解析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。

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

常設代替交流電源設備からの受電および低圧代替注水(常設)による原子炉への注水操作は中央制御室及び現地で行う操作であるが、それぞれ別の運転員による操作を想定していることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

代替原子炉補機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の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

低圧代替注水(常設)による原子炉への注水操作について、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。しかし、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5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。

代替原子炉補機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の操作については注水による燃料有効長頂部の冠水は維持されているため、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

(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。

受電操作および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5時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの70分は十分な時間余裕を確保できる時間である。

代替原子炉補機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の操作については注水による燃料有効長頂部の冠水は維持されているため、操作に対する時間余裕は不要である。

(添付資料5.2.2)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、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ないことが分かった。

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり30名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の47名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による炉心注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約610m³の水量が必要となる。復水貯蔵槽は約1,700m³の水を保有しており、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 5.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約36,960Lの軽油が必要となる。(合計 約896,280L)

軽油タンク及び地下軽油タンクで軽油約1,164,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1587kW、7号炉で1639kW必要となるが、給電容量である3600kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料5.2.5)

5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、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、短期対策として、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉への注水、長期対策として、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を整備している。

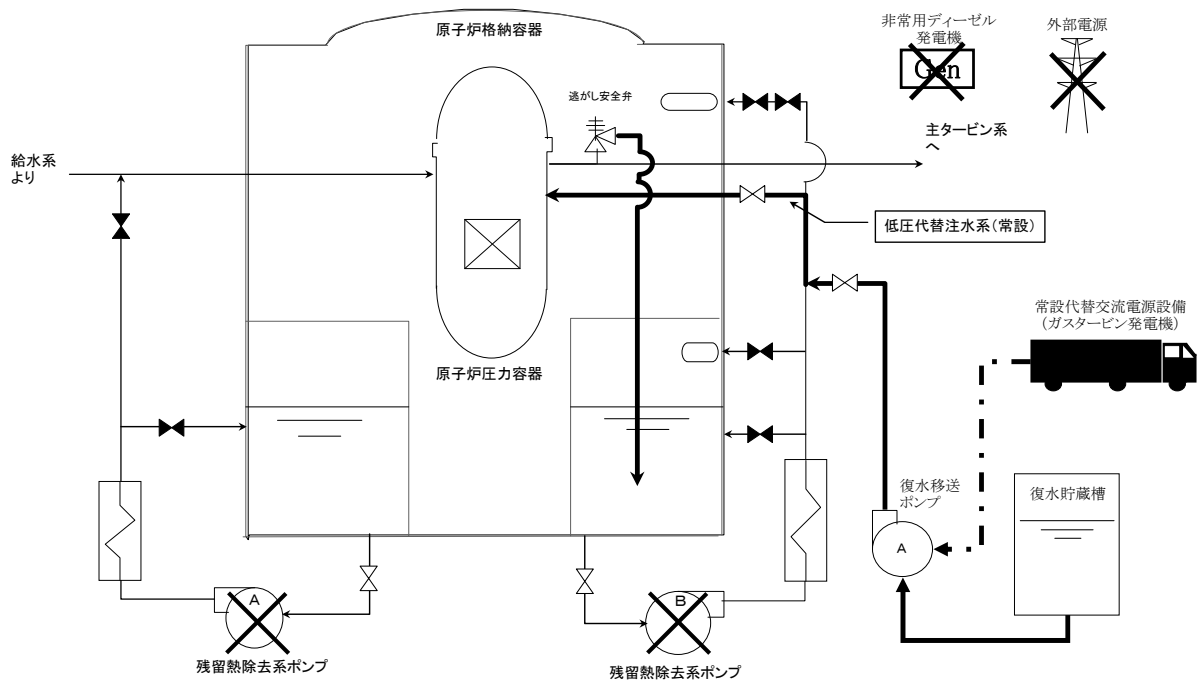
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉への注水及び代替原子炉補機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、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水を維持し、放射線の遮へいが維持されるとともに、また、制御棒は全挿入状態が維持されていることから未臨界を維持することができる。また、長期的には安定状態を維持できる。

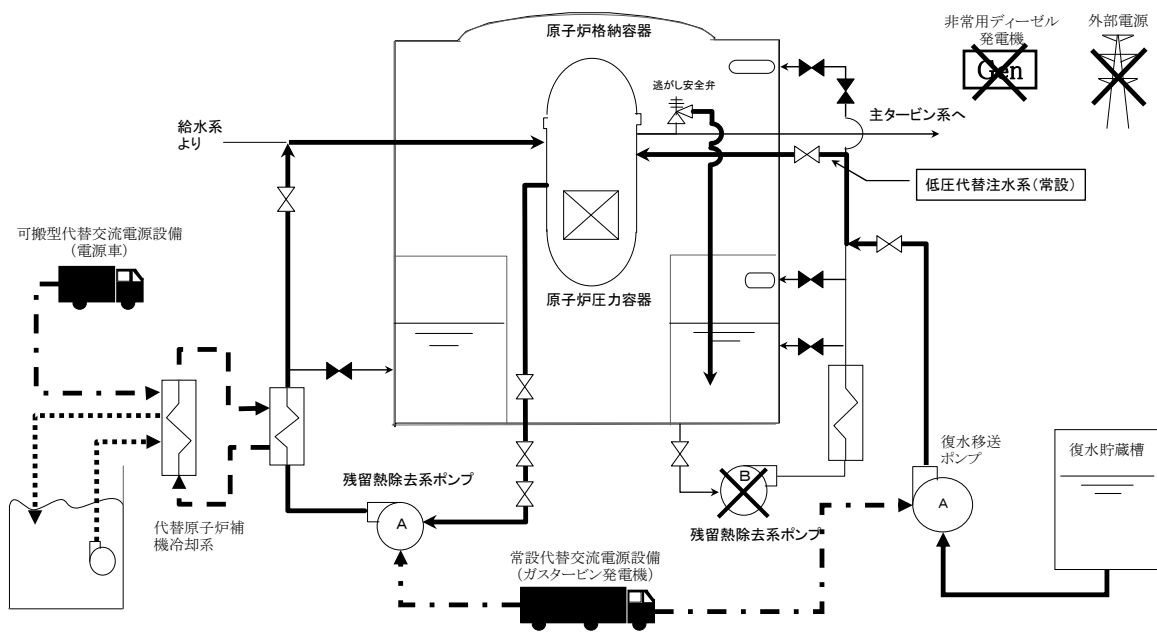
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、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。



使用系統概要図
(低圧代替注水系(常設) & 代替交流電源設備)

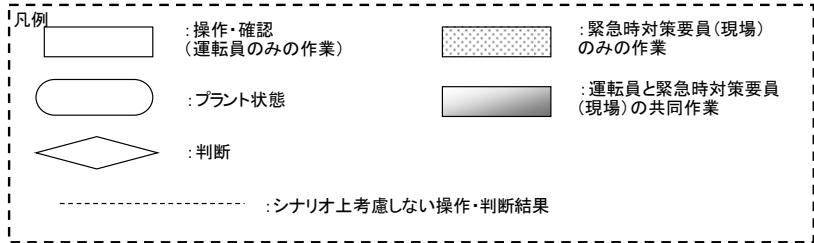
図 5.2.1 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)



使用系統概要図
(低圧代替注水系(常設) & 代替交流電源設備 & 原子炉停止時冷却系 & 代替原子炉補機冷却系)

図 5.2.2 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

プラント前提条件
 ・プラント停止後1日目
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器閉鎖中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・非常用ディーゼル発電機(B)点検中
 ・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)停止中
 ・残留熱除去系(C)低圧注水モード待機中
 ・原子炉水位「N. W. L.」(通常は+1550mm以上)



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施できず、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。
- ※3 約1時間後に原子炉水温が「100°C」に到達する。
- ※4 解析上、原子炉を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する。
- ※5 注水前の原子炉最低水位は「有効燃料棒頂部(TAF)+4.2m(約「レベル3+400mm」)」となる。
- ※6 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。

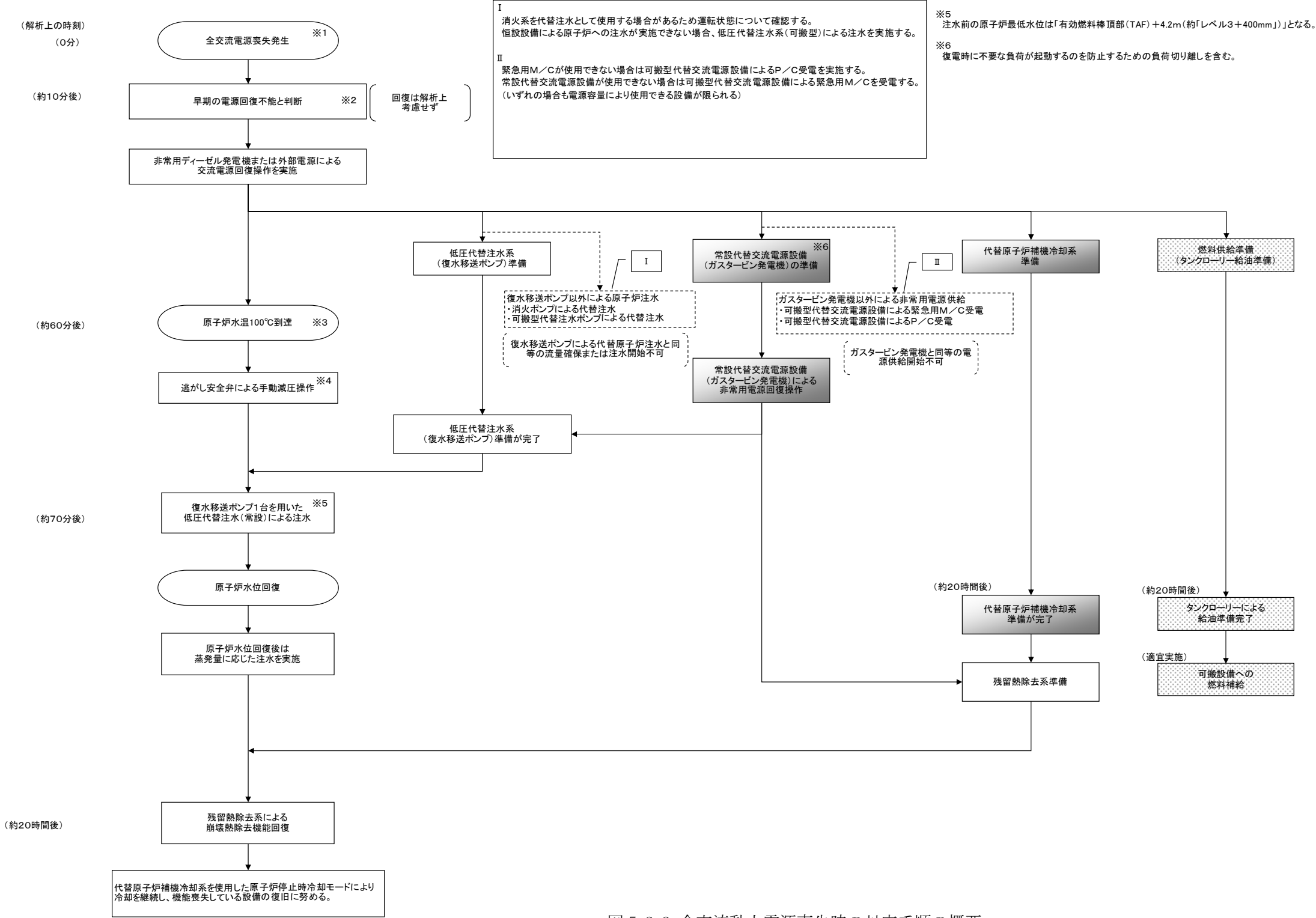


図 5.2.3 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

停止中の全交流動力電源喪失				経過時間 (分)																経過時間 (時間)	備考	
事故想定 7号炉にて本事象発生 6号炉は運転中であり、「全交流動力電源喪失」事象発生				30 60 90 120 13 14 15 16 17 18 19 20																		
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	事象発生 ▼プラント状況確認 約60分 原子炉水温100℃到達 約70分 注水開始 約20時間 崩壊熱除去機能回復																	
	運転員 (中操)	運転員 (現場)	緊急時対応要員 (現場)																			
状況判断	1人 ■	-	-	・全交流電源喪失確認	10分																	
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復																		対応可能な要員により、対応する
原子炉減圧操作	(1人) ■	-	-	・逃がし安全弁 1弁による手動減圧操作	5分																	
常設代替交流電源設備 準備操作	(1人) ■	-	-	・受電前準備 (中操) (負荷の切り離しを含む)	20分																	
	-	2人 o,d	-	・現場移動 ・受電前準備 (現場) (負荷の切り離しを含む)	50分																	
	-	-	6人 (号機共通)	・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・緊急用M/C健全性確認	20分																	
	-	-	-	・ガスタービン発電機給電準備 ・緊急用M/C給電準備	10分																	
常設代替交流電源設備 運転	-	-	(2人)	・ガスタービン発電機 運転状態監視	適時実施																	
常設代替交流電源設備からの受電	(1人) ■	-	-	・M/C 受電確認	10分																	
	-	(2人) o,d	-	・M/C 受電 ・MCC 受電	10分																	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) ■	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 ラインアップ	5分																	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) ■	-	-	・低圧注水系 注入弁操作	原子炉水位回復後、蒸発量に応じた注水																	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	(2人) o,d	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分																	
	-	-	13人 (参集)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10時間																	
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																	
残留熱除去系 起動準備	(1人) ■	-	-	・停止時冷却モード 起動準備	5分																	
残留熱除去系 起動操作	(1人) ■	-	-	・停止時冷却モード 起動	5分																	
燃料供給準備	-	-	2人 (号機共通)	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分																	タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	・電源車への給油	適宜実施																	
必要人員数 (7号炉) 合計	1人 ■	2人 o,d	8人 (その他参集13人)																			
必要人員数 (6号炉) 合計	2人 A,B	4人 C,D,E,F	10人 (その他参集13人)	*6号炉は「全交流動力電源喪失」事象想定 *号機共通要員含めず																		

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 5.2.4 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

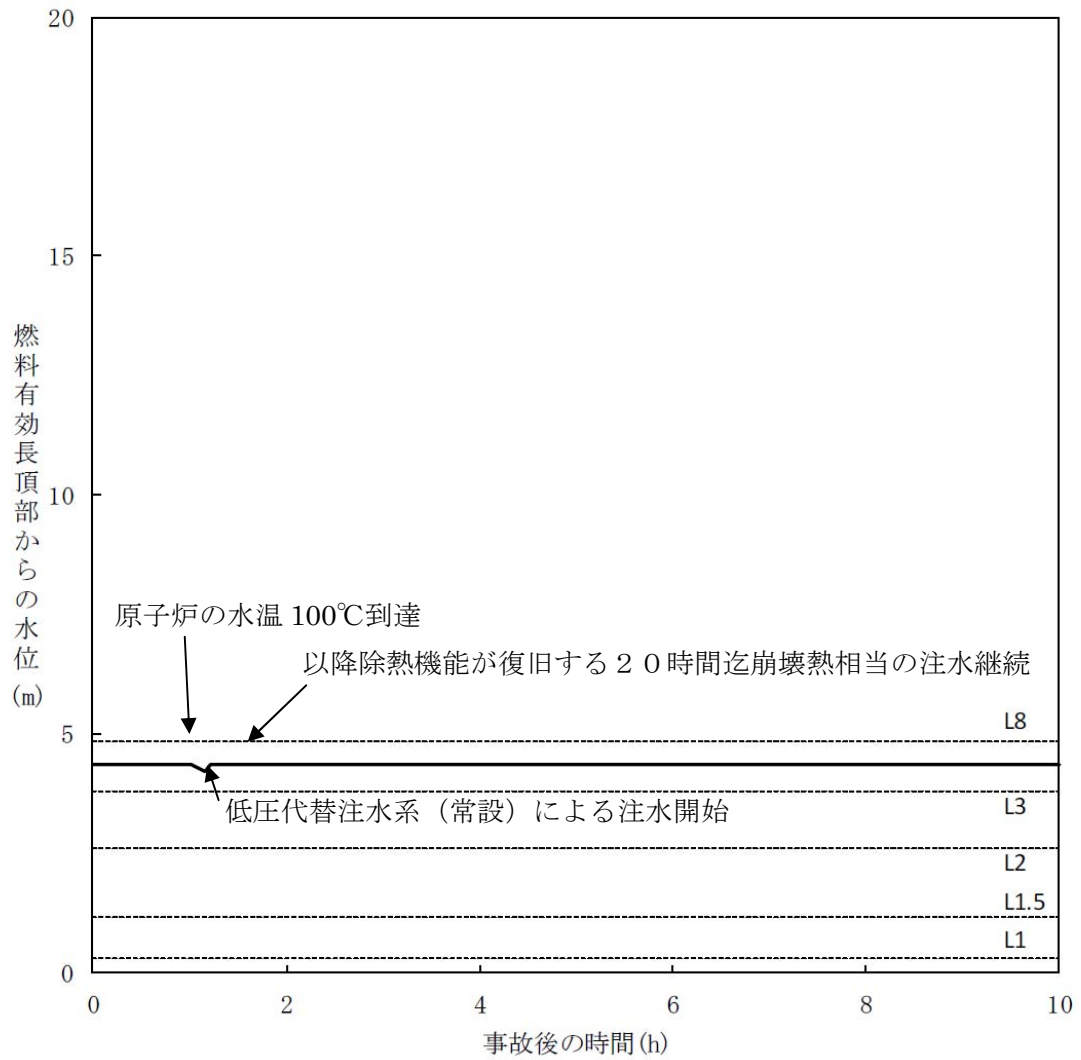


図 5.2.5 原子炉水位の推移

表 5.2.1 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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉停止時冷却系停止	外部電源喪失により運転中の残留熱除去ポンプが停止する。さらに、非常用ディーゼル発電機が機能喪失するため、全交流動力電源喪失となる。	—	—	残留熱除去系系統流量計
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ	—	原子炉水位計 復水補給水系統流量計(原子炉圧力容器)
原子炉停止時冷却系起動	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転を再開する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系	残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

表 5.2.2 主要解析条件(全交流動力電源喪失)(1/2)

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	原子炉压力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、設定
	崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料(A 型), 原子炉停止 1 日後)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期温度	52℃	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードでの炉水側 の設定温度
	原子炉初期圧力	大気圧	停止後 1 日の実績による値
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部 電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、 設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

表 5.2.2 主要解析条件(全交流動力電源喪失)(2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量	150m ³ /h	設計値に注入配管の流路抵抗を考慮した値を設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW (海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却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	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分まで	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
	代替原子炉補機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	事象発生 20 時間後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定

安定停止状態について

運転停止中 全交流動力電源喪失の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：

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

原子炉安定状態の確立について

図 5.2.5 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、事象開始 60 分後に蒸発による水位の低下が始まるが、70 分後に常設代替交流動力電源設備により電源の供給を受けた低圧代替注水系（常設）の注水により、水位は回復し、水位及び温度が安定した状態となる。

その後、事象開始から 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用い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を実施することで、注水を実施しなくても安定状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		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	原子炉停止後 1 日 約 22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	事故事象毎 装荷炉心毎	平衡炉心燃料についてサイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮した値を想定し算出。 停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように 1 日後の状態を想定。	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。逆に原子炉停止後の時間が短く、崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、燃料有効長頂部到達まで約 4.5 時間となり、評価条件での時間余裕約 5.4 時間より短くなるが、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。
	原子炉初期温度	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での炉水側の設定温度を想定。	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が、注水操作や給電操作の開始は水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失に伴うによる異常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。
	原子炉初期水位	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ことも考えられるが、注水操作や給電操作の開始は水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失に伴うによる異常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。
	原子炉初期圧力	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	設計値を設定。	注水操作や給電操作の開始は圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失に伴うによる異常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。 また、圧力が高く注水前に減圧が必要な場合であっても操作に必要な時間は十分あるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定。	原子炉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。

添 5.2.2-1

添付資料 5.2.2

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

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃	事象毎 20～50℃程度	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定。	注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失に伴うによる異常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。	注水源の温度が低い場合は崩壊熱相当の必要注水量が少なくなる。しかし、低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量は必要な注水量を十分上回っているものであるため、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	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設定。	解析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。	解析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	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。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量	150m ³ /h	150m ³ /h	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値。	解析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。	解析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。

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			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		実際に見込まれる操作開始時間						
	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	常設代替交流電源設備からの受電および低圧代替注水(常設)による原子炉への注水操作	事象発生から70分	事象発生から70分程度	解析コードは使用していないため対象外(評価では発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しないため、時間余裕が大きくなる。)	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。一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	運転操作手順、訓練実績を踏まえて設定。	当該操作は中央制御室及び現地で行う操作であるが、それぞれ別の運転員による操作を想定していることから、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。しかし、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5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。	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5時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの70分は十分な時間余裕を確保できる時間である。
	代替原子炉補機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の操作	事象発生から20時間後	事象発生から20時間以内	解析コードは使用していないため対象外(注水による燃料有効長頂部の冠水は維持されているため、不確かさに対する影響はない。)	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。一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	運転操作手順、訓練実績を踏まえて設定。	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。	注水による燃料有効長頂部の冠水は維持されているため、評価項目となるパラメータに対する影響はない。	注水による燃料有効長頂部の冠水は維持されているため、操作に対する時間余裕は不要である。

7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

○水源

復水貯蔵槽保有水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

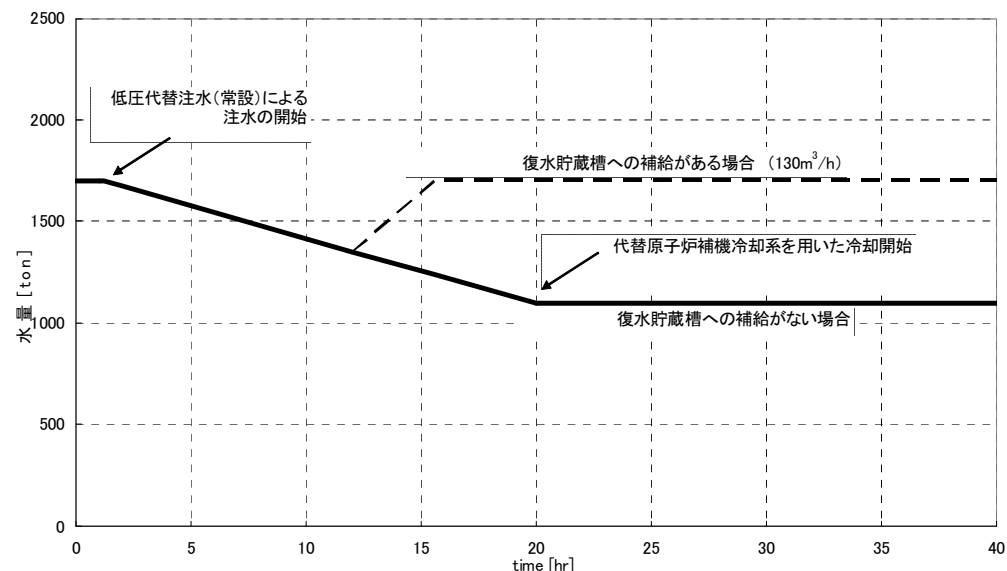
①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

最大流量 150m³/h で事象発生 70 分後以降に運転する。

原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱に相当する水量(最大 32m³/h)の注水を実施する。

○水源評価結果

事故後 70 分後から原子炉水位回復する約 72 分後までは 150m³/h で注水を行い、その後約 32m³/h で注水を実施する。20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた崩壊熱除去機能復旧により注水の必要となるまでに合計約 610m³の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。



7 日間における燃料の対応(全交流動力電源喪失)

プラント状況:6号炉運転中。1～5,7号炉停止中。

事象:全交流動力電源喪失は7号炉を想定。保守的に全ての設備が,事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお,全プラントで外部電源喪失が発生することとし,免震棟等,プラントに関連しない設備も対象とするが,6号炉のみ非常用ディーゼル発電機起動失敗による全交流動力電源喪失を想定する。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 939,288L	6,7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L であり, 7日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1,247,992L であり, 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが,保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

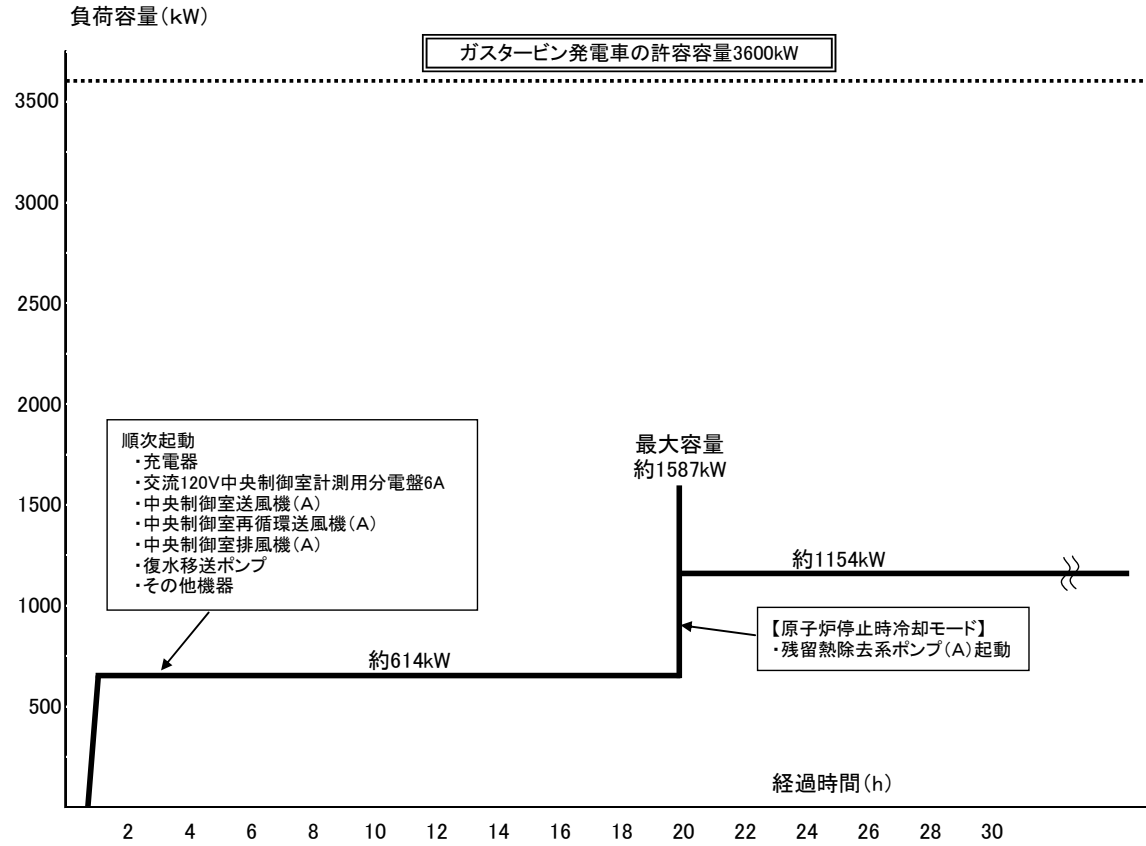
※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが,保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷

<6号炉>

添 5.2.5-1

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用分電盤6A	約50kW
(5)	中央制御室送風機(A)	170kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	11kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1154kW



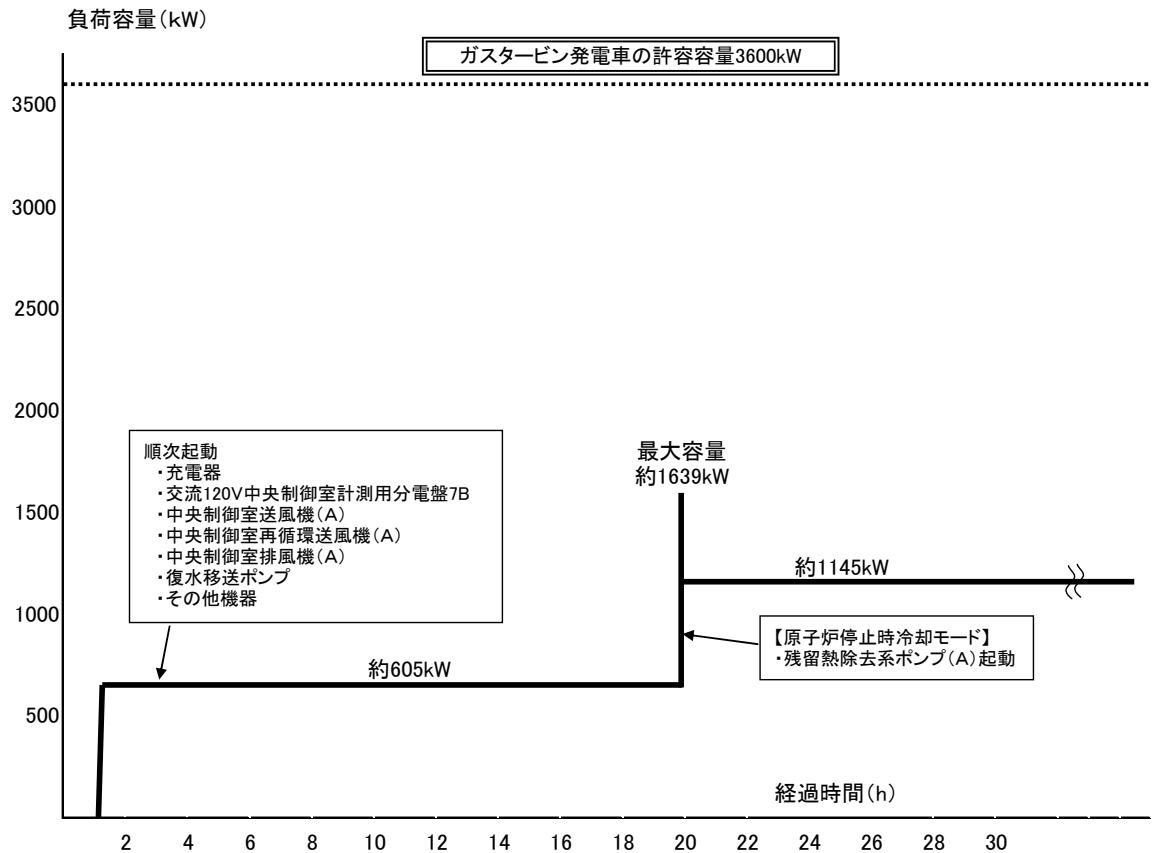
負荷積算イメージ

常設代替交流電源設備の負荷

<7号炉>

添 5.2.5-2

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7B	約75kW
(5)	中央制御室送風機(A)	132kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	15kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1200kW



負荷積算イメージ

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、

「原子炉冷却材流出(CRD 点検（交換）時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」

「原子炉冷却材流出(LPRM 点検（交換）時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」

「原子炉冷却材流出(RIP 点検時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」

「原子炉冷却材流出(CUW ブロー時の操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」

「原子炉冷却材流出(RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」

である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

原子炉停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている系統として、崩壊熱の除去を行う残留熱除去系がある。通常、3系統ある残留熱除去系のうち1系統又は2系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。残留熱除去系は、原子炉以外(サプレッション・チェンバ等)にも接続されているため、系統切替にあたって、原子炉冷却材が系外に流出しないよう系統構成を十分に確認して行うが、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定する。

したがって、本事故シーケンスグループでは、待機中の残留熱除去系による原子炉への注水、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、残留熱除去系を用いた原子炉への注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 5.3.1 から図 5.3.2 に、手順の概要を図 5.3.3 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表 5.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生 10 時間までの 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名^{*}、運転員 9 名、緊急時対策要員(現場)12 名の合計 24 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 13 名である(6 号炉は原子炉運転中の「全交流動力電源喪失」事象想定)。

必要な要員と作業項目について図 5.3.4 に示す。

a. 原子炉停止時冷却系停止確認及び再起動

外部電源喪失により、運転中の残留熱除去系ポンプによる原子炉停止時冷却モード運転が停止する。非常用ディーゼル発電機が起動し、非常用高圧系統が復旧する。停止した残留熱除去系ポンプを再起動し原子炉停止時冷却モード運転を再開する。

原子炉停止時冷却モード運転再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計である。

b. 原子炉停止時冷却モード運転号機切替

原子炉停止時冷却モードで運転する残留熱除去系ポンプ切替を実施する。低圧注水モードで待機していた残留熱除去系ポンプを、原子炉停止時冷却モードに系統構成を切り替える。その際、ミニマムフロー弁を全閉で電源切するところ、全開のまま電源切する。

c. サプレッション・チェンバへの原子炉冷却材流出

新たに原子炉停止時冷却モードで運転を開始した残留熱除去系ポンプは、ミニマムフロー弁が全開のまま運転しているため、原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出する。原子炉冷却材流出により原子炉ウェル水位が低下する。1時間毎の中央制御室監視により原子炉ウェル水位低下及びサプレッション・チェンバ水位上昇を認知し、原因調査を開始する。

d. 原子炉冷却材流出停止

原子炉ウェル水位低下調査により、原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁が全開であることを確認し、全閉操作を実施することで、原子炉冷却材流出が停止する。

e. 低圧注水モード運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉ウェル水位を回復するため、低圧注水モードで待機中の残留熱除去ポンプを起動し、原子炉注水を実施する。これにより、原子炉ウェル水位は回復する。

※ 停止中のプラントを含む体制は、必ず「当直副長2名」ではなくケースによっては「当直副長1名、運転員1名」の場合もある

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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、停止時PRAから抽出される事故シーケンスではないが、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う冷却材の流出事象は検知が容易）や冷却材の流出量の観点から、「残留熱除去系の系統切り替え時に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」とした。

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へい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初期条件も含めた主要な解析条件を表5.3.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 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。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などに期待できる。また残留熱除去系の停止時冷却モードの吸込配管が燃料有効長頂部より高い位置にあるため、燃料有効長頂部が露出する前に流出が停止する。

(b) 原子炉の初期水位及び水温

原子炉の初期水位は、ウェル満水の水位とする。保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、水温は 52℃とする。

b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量

残留熱除去系の系統切替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開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 87m³/h とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発について

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℃に到達するまでの時間が長いいため、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

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

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量

残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量は954m³/hとする。

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

- (a) 停止時冷却モード運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系の低圧注水モードの注水は、原子炉ウェル水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生2時間後に実施するものとする。

(添付資料 5.3.2)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.3.3に、冷却材流出における原子炉水位の変化を図5.3.5に、原子炉水位と線量率の変化を図5.3.6に示す。

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異常事象を認知し、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。

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運転により崩壊熱除去機能を回復する。

線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としており、燃料有効長頂部の約15m上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は図5.3.5に示すとおり、水位は燃料有効長頂部の約15m上まで低下するとどまり、炉心は冠水を維持する。

燃料有効長頂部の約15m上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、放射線の遮蔽は維持されている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系による除熱を行うことで、安定停止状態を維持できる。

(添付資料 5.3.3)

5.3.3 解析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を用いた低圧注水モードにより、水位を回復させることが特徴である。また、不

確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系を用いた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、表5.3.2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、冷却材流出の停止および注水操作は原子炉冷却材流出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などに期待できるため、その場合は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

原子炉初期温度について、保有水量が多く、100℃に到達するまでの時間は約38時間（停止1日後の崩壊熱）と長いため、原子炉水温の上昇及び冷却材の蒸発は考慮しておらず、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

原子炉初期水位について、原子炉ウエルの水張り実施中であることも考えられるが、注水が実施されているため水位の低下事象には至らず、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、残留熱除去系の吸い込み配管の高さは燃料有効長頂部より高い位置にあり、流出は停止する。その後崩壊熱除去機能の喪失により冷却材が沸騰し、水位が低下を開始するが、燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は2時間以上（流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸い込み配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間（停止1日後想定））となる。以上のように流出の隔離や注水操作までの時間余裕を十分確保できるため、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

プールゲートの状態において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。

起因事象，原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量，崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発，残留熱除去系を用いた低圧注水モードへの注水流量において，解析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，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。

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

図5.3.4に示すとおり，原子炉冷却材流出の停止および待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードでの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

原子炉冷却材流出の停止や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54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。

(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54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。

(添付資料5.3.5)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，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ことが分かった。

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり24名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の47名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧注水系による注水については、サプレッション・チェンバを水源とし注水することから、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による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約1,020,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.3.5)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切り替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、残留熱除去系を用いた原子炉への注水を整備している。

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「残留熱除去系の系統切り替え時に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故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系を用いた原子炉への注水を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部は冠水を維持し、放射線の遮へいが維持されるとともに、また、制御棒は全挿入状態が維持されていることから未臨界を維持することができる。また、長期的には安定状態を維持できる。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策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「原子炉冷却材の流出」において、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。

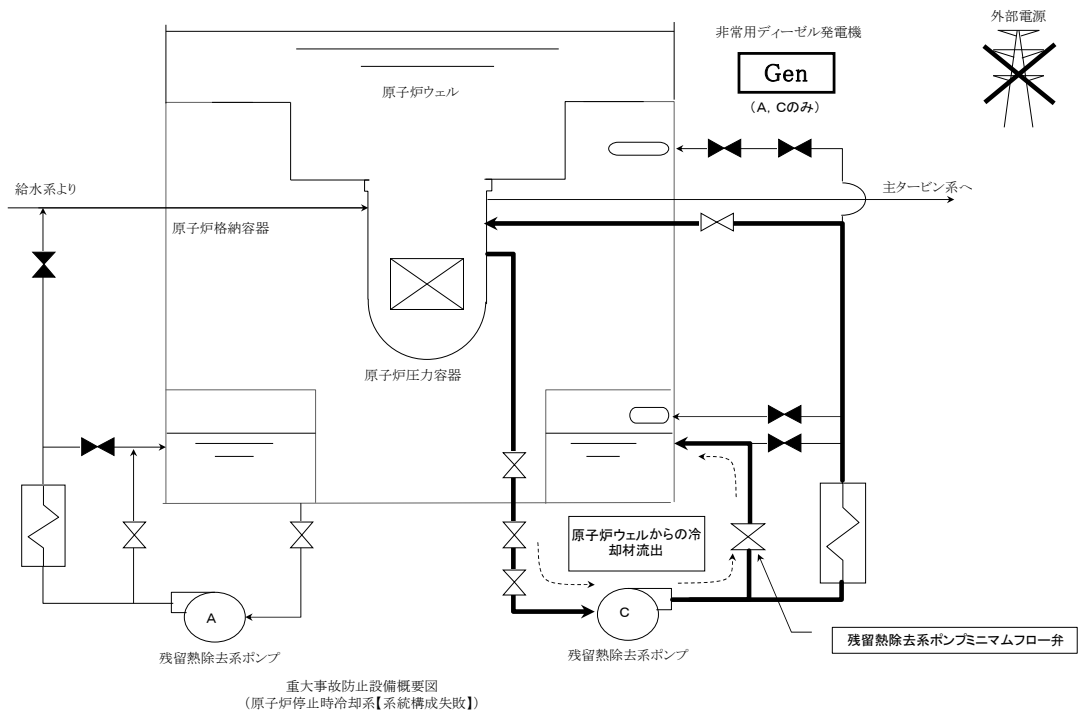


図 5.3.1 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)

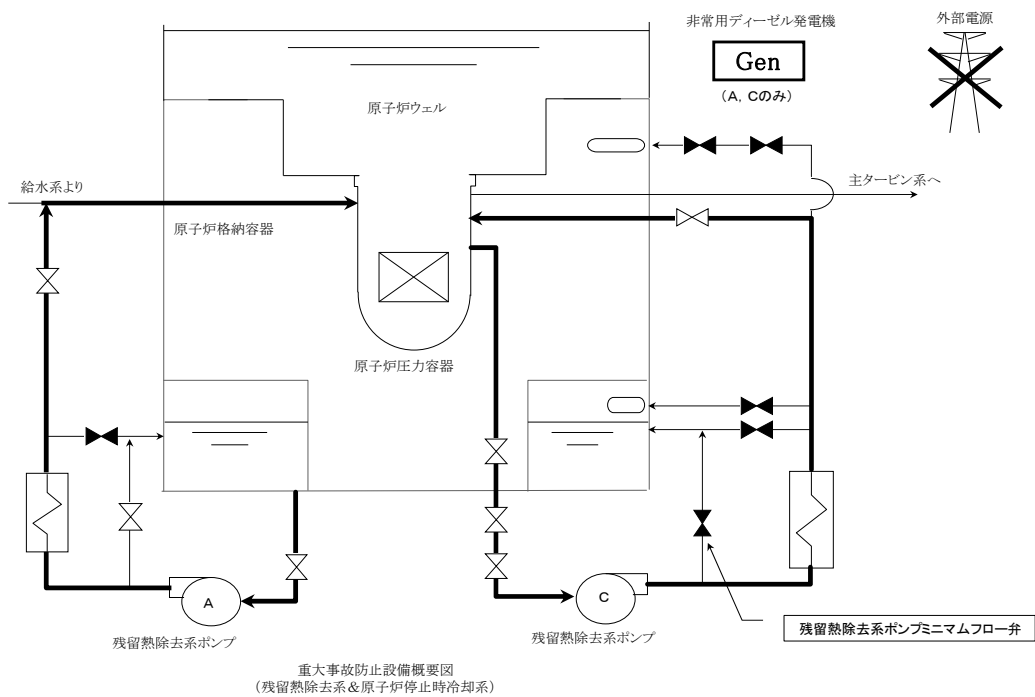


図 5.3.2 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

プラント前提条件
 ・原子炉ウエル満水
 ・全燃料装荷&プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機(B)点検中
 ・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)点検中
 ・残留熱除去系(C)低圧注水モード待機中

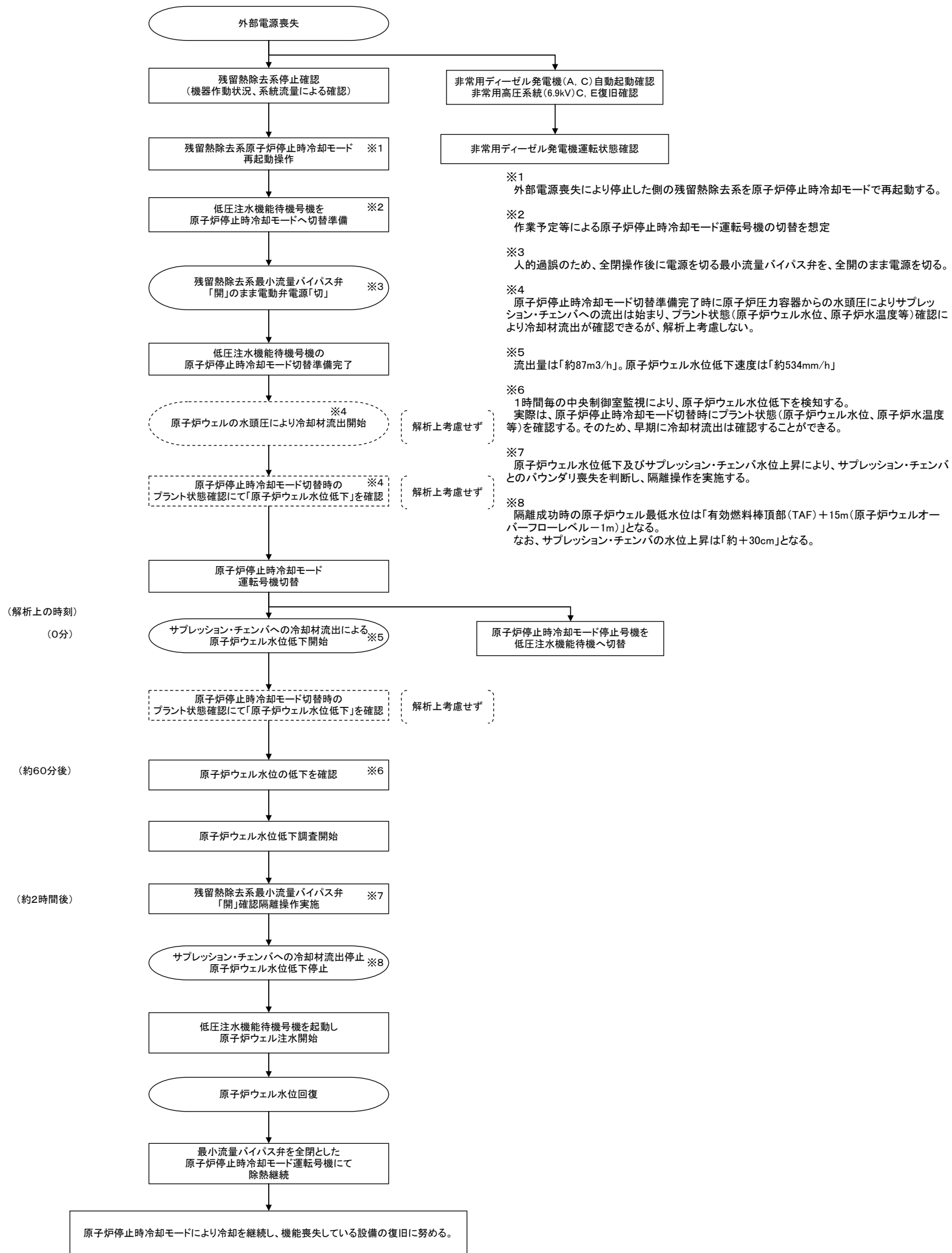
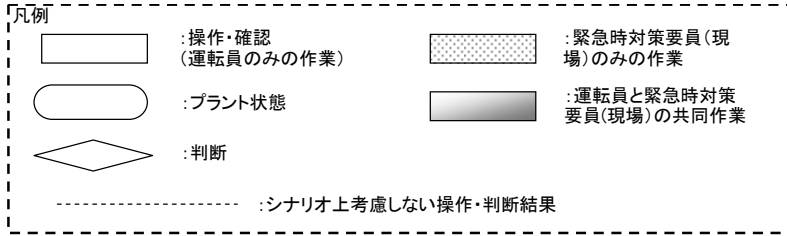


図 5.3.3 原子炉冷却材の流出時の対応手順の概要

停止中の原子炉冷却材流出

事故想定 7号炉にて本事故発生 6号炉は運転中であり、「全交流動力電源喪失」事故発生				経過時間（時間）											備考	
				0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5		
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容												
	運転員 (中操)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)													
7号																
状況判断	1人 a	-	-	・外部電源喪失確認 ・残留熱除去系（運転側） 停止時冷却モード 停止確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認	10分											RHR (A)
残留熱除去系 再起動	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（運転側） 停止時冷却モード 起動操作	5分											RHR (A)
停止時冷却モード運転切替	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（待機側） 停止時冷却モードへラインナップ	90分											RHR (C) 最小流量バイパス弁「開」で電源切を想定
	-	2人 c,d	-	・残留熱除去系（待機側） 現場ラインアップ	90分											RHR (C)
	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（待機側） 停止時冷却モード 起動操作	5分											RHR (C)
	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（運転側） 停止操作/低圧注水モード待機状態へ	60分											RHR (A)
	-	(2人) c,d	-	・残留熱除去系（運転側） 低圧注水モード待機状態へ	60分											RHR (A)
状況判断	(1人) a	-	-	・原子炉水位、温度監視	高圧監視											
	(1人) a	-	-	・原子炉ウェル水位低下調査/隔離操作												
	-	(2人) c,d	-	・原子炉ウェル水位低下調査/隔離操作												
原子炉水位回復	(1人) a	-	-	・残留熱除去系（停止側） 低圧注水モード 起動/停止操作											原子炉ウェル水位回復後停止	RHR (A)
必要人員数（7号炉）	合計	1人 a	2人 c,d	0人												
必要人員数（6号炉）	合計	2人 A,B	4人 C,D,E,F	12人 (その他参集13人)	*6号炉は「全交流動力電源喪失」事故想定											

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 5.3.4 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

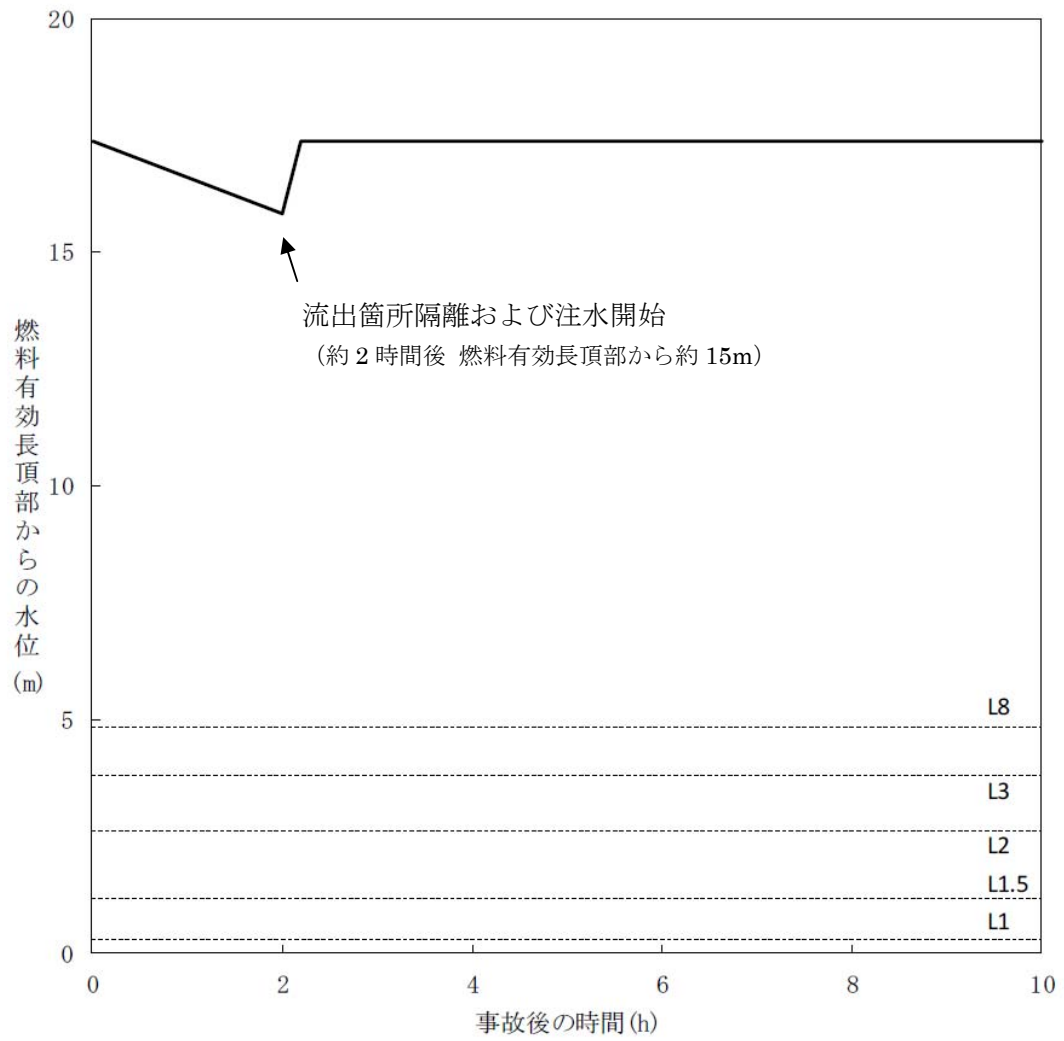


図 5.3.5 冷却材流出における原子炉水位の変化

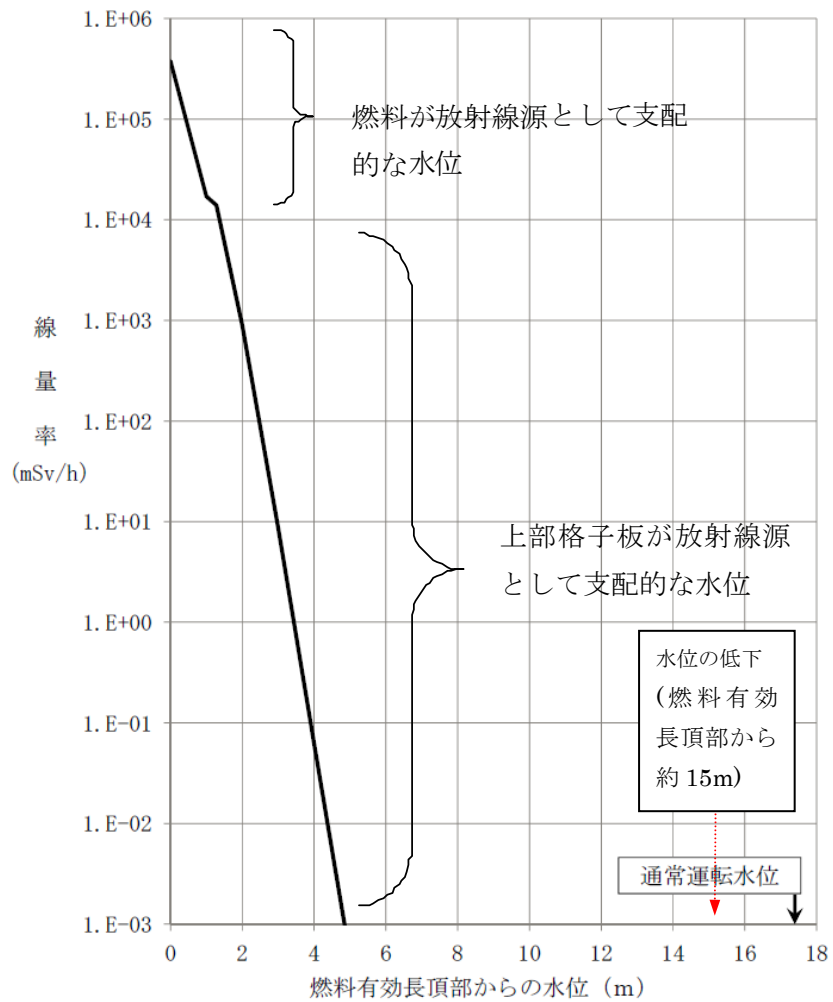


図 5.3.6 原子炉水位と線量率

表 5.3.1 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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉停止時冷却系再起動	外部電源喪失により運転中の残留熱除去系ポンプが停止するが、非常用ディーゼル発電機が起動するため、非常用高圧系統が復旧する。停止した残留熱除去系ポンプを再起動し原子炉停止時冷却モード運転を再開する。	残留熱除去ポンプ	—	残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計
サプレッション・チェンバへの原子炉冷却材流出	原子炉停止時冷却モード運転の切替後、新たに運転開始した残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁が全開しているため、原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出する。1時間毎の中央制御室監視により原子炉ウェル水位低下及びサプレッション・チェンバ水位上昇を認知する。	—	—	原子炉水位計 サプレッション・チェンバ・プール水位計
原子炉冷却材流出停止	原子炉ウェル水位低下調査により、運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁が全開であることを確認し、全閉操作をすることで、原子炉冷却材流出が停止する。	—	—	原子炉水位計 サプレッション・チェンバ・プール水位計
低圧注水モード運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉ウェル水位を回復するため、待機していた残留熱除去系による低圧注水モード運転で原子炉へ注水する。	残留熱除去ポンプ	—	原子炉水位計 残留熱除去系系統流量計

表 5.3.2 主要解析条件(原子炉冷却材の流出) (1/2)

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	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器が開放状態を想定
	原子炉の初期水位	ウェル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉初期温度	52℃	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードでの炉水側の設定温度
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉压力容器開放を想定
	プールゲート	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m ³ /h	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した値
	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、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

表 5.3.2 主要解析条件(原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水流量	954m ³ /hにて注水	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	残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉への注水	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、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「放射線遮へい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」, 「全交流電源喪失事象」の重要事故シーケンスにおいて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。

「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く, 点検などに係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に原子炉開放状態について評価し, そのときの線量率の評価を行う。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。気水分離器や蒸気乾燥器についてはD/Sピットへ取り出しており, 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。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状:燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長 (mm) :
- 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。
- 線源材質 燃料及び水 (密度 g/cm³)
- 線源強度は, 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:1264 日(燃焼度 33Gwd/t 相当の値)
 - ・燃料組成:STEPⅢ 9×9A 型 (低 Gd)
 - ・濃縮度: (wt.%)
 - ・U 重量:燃料一体あたり (kg)
 - ・停止後の期間:停止 3 日(実績を考慮して設定した値を設定)
- 計算モデル:円柱線源

線量率計算モデルを図 1 に示す。また, 計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

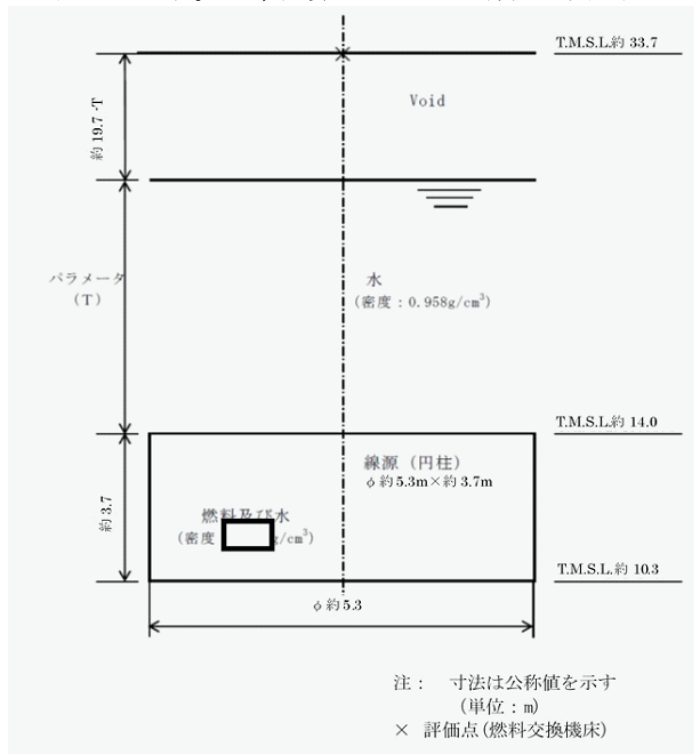


図 1 燃料の線量率計算モデル

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 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^0	2.19×10^{10}
12	1.75×10^0	7.28×10^{10}
13	2.25×10^0	3.44×10^9
14	2.75×10^0	2.71×10^9
15	3.50×10^0	2.30×10^7
16	5.00×10^0	3.65×10^1
17	7.00×10^0	4.05×10^0
18	9.50×10^0	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 線源形状:円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm) :
- ガンマ線エネルギー: 計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して1.5MeVとする。
- 線源材質: 水と同等(密度0.958g/cm³)
- 線源強度は、機器表面の実測値(Sv/h)より 2.1×10^9 (Bq/cm³)と算出した。

線量率計算モデルを図2に示す。

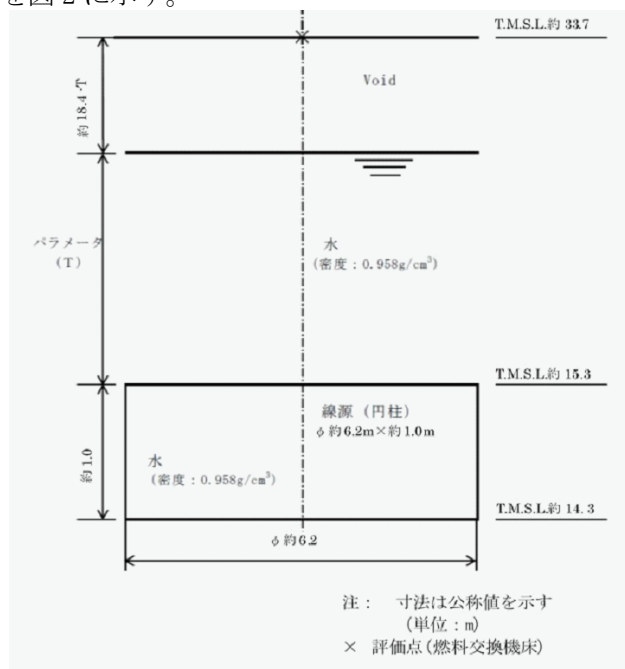


図 2 上部格子板の線量率計算モデル

(2) 線量率

線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮へい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。

評価点については保守的に燃料交換機床とした。

原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方

1. 本評価における POS の決定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」(以下、「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの有効性評価では、次節に示す通り、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期は概ね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。

2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定にあたり、定検停止中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から、本評価では「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される冷却材流出速度が大きいこと、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 3 事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えたことによるものである。

- ・ CRD 点検(交換)時の作業誤り
- ・ LPRM 点検(交換)時の作業誤り
- ・ RIP 点検時の作業誤り
- ・ CUW ブロー時の操作誤り
- ・ RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り

3. POS を選定する上で考慮した点

定検中に RHR 切り替えを実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定検停止中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。

その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。

(1) 崩壊熱による原子炉水の温度上昇及び蒸発

崩壊熱による冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。但し、POS 「S」の崩壊熱で評価しても、流出による冷却材の減少に対して崩壊熱による冷却材の減少の速度は小さい。

(2) 冷却材保有水量

冷却材保有水量の観点では、ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。但し、RHR の吸込口は燃料有効長頂部(TAF)から約 1.7 m 上にあるため、RHR の吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。このため、(1)にも示した通り、ある程度、注水までの時間余裕を

確保できる。例えば、原子炉停止から1日後の崩壊熱を仮定すると、約2時間の時間余裕がある。

(3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位を受けた警報発生や緩和設備の自動起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。

(4) 水位低下時の作業環境

水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。

4. POS の選定結果

「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3節の(1)～(4)の点のうち、(3)の検知性の観点で厳しい POS を選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS「B」、 「C」が選定される。POS「C」は CUW ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉止される POS であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われる POS であることから、本重要事故シーケンスでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。

以 上

安定停止状態について

運転停止中 原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：

冷却材の流出が停止し，冷却材の注水や崩壊熱除去により，燃料の冠水，放射線遮へい，未臨界が維持され，冷却水の温度が安定した状態

原子炉安定状態の確立について

図 5.3.5 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，約 2 時間後に冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系の低圧注水モードによる注水を行うことで水位が回復する。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て冷却することで，水位及び温度が安定した状態となる。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

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

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		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	原子炉初期温度	52℃	事故事象毎 原子炉停止後初期, 原子炉起動時を除き 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での炉水側の設定温度を想定。	冷却材流出の停止および注水操作は冷却材流出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。	保有水量が多く, 100℃に到達するまでの時間は約 38 時間(停止 1 日後の崩壊熱)と長いので, 原子炉水温の上昇及び冷却材の蒸発は考慮しておらず, 評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	原子炉初期水位	ウェル満水	事故事象毎	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定。	冷却材流出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。	原子炉ウェ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。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定。	解析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。	解析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。
	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	事故事象毎	線量率の影響の観点を確認するため, 開放状態を想定	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などに期待できるため, その場合は運転員等操作時間が早くなる。	原子炉压力容器が未開放の場合は原子炉压力容器等の遮へいに期待できるため, 放射線遮へいを維持できる水位の考慮が不要となり, 燃料有効長頂部の冠水維持(未臨界維持)が評価項目となる。 未開放時には, 初期の保有水量が少ないが, 残留熱除去系の吸い込み配管の高さは燃料有効長頂部より高い位置にあり, 流出は停止する。その後崩壊熱除去機能の喪失により冷却材が沸騰し, 水位が低下を開始するが, 燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は 2 時間以上(流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸い込み配管の高さまで水位が低下後, 蒸発により水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間(停止 1 日後想定))となる。 以上のように流出の隔離や注水操作までの時間余裕を十分確保できるため, 評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	プールの状態	閉	開	保有水が少ないプール閉を想定。	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, 運転員等操作時間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。

添 5.3.4-1

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

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。	解析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。	解析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。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	87m ³ /h	87m ³ /h 以下	ミニフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量。		
	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ため、考慮しない。		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源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。		
機器条件	残留熱除去系を用いた低圧注水モードへの注水流量	954m ³ /h	954m ³ /h	低圧注水系の設計値として設定。	解析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。	解析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。

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	原子炉冷却材流出の停止および残留熱除去系の低圧注水モード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(流出量は最大流量を設定しており、評価条件より小さな場合は時間余裕が長くなる。)	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。一方、異常の認知遅れ、対応開始時間が遅れる場合も考えられるが、水位・水温は1時間おきにパラメータ監視を行っていることからこれ以上の認知遅れが生じることはなく、右項にて示す操作時間余裕に十分に含まれる。	運転操作手順、訓練実績、を踏まえて設定。	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。	原子炉冷却材流出の停止操作および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、燃料有効長頂部まで水位が低下する約15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。

7 日間における燃料の対応(原子炉冷却材の流出)

プラント状況:6号炉運転中。1～5,7号炉停止中。

事象:原子炉冷却材の流出は7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とするが、6号炉のみ非常用ディーゼル発電機起動失敗による全交流動力電源喪失を想定する。

号炉	時系列			合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 750,960L	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L				
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 902,328L	6号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 1,164,000L であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※3 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
その他	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 533,992L であり、 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L				

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機 は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※3 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機 は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 2台を起動させて評価した。

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度価値を有する同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるよう燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置として、同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、運転停止中に原子炉の臨界の発生が想定される事象として検査中に誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象を想定する。

本事故シーケンスグループに対しては、制御棒価値ミニマイザによる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、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を実施し、事象の発生と拡大を防止する。また、臨界に至ったときにはスクラムによる負の反応度の投入、制御棒再挿入の対応手順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」に対しては、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、原子炉停止機能によって対応する。手順の概要を図 5.4.1 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表 5.4.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

a. 原子炉停止余裕検査

原子炉停止系は、最大反応度価値の制御棒が 1 本挿入できない状態でも、原子炉を常

に冷温で臨界未満にできることを定めている。これを確認するため、原子炉の起動前に原子炉停止余裕検査を行い、これを確認する。

この検査の際は、複数の制御棒を操作するため、原子炉モードスイッチを「起動」位置に切り替える。最大反応度値の制御棒(以下、CR-1とする)を「ノッチ操作」で全引抜とし、同一水圧制御ユニットに属する制御棒(以下、CR-2とする)も同様に「ノッチ操作」で全引抜とする。更に反応度補正のための制御棒(以下、CR-3とする)を「ノッチ操作」で必要な反応度分引き抜き、原子炉が臨界未満であることを確認する。

b. 誤操作による反応度誤投入

CR-1及びCR-2を全引き抜きとした後、CR-3を引く抜く際には、CR-1を中間位置まで挿入することと手順で定めているが、本評価では全引き抜き位置のままCR-3の引き抜きを開始する。さらに、引き抜きは「ノッチ操作」で実施することと手順で定めているが、本評価では「連続引き抜き」を実施する。

また起動領域モニタによる原子炉停止信号も、NMSトリップ選択スイッチを手順で定められた「初装荷」ではなく「通常」とすることで計数率スクラム回路が除外された状態を評価で想定する。

c. 反応度誤投入後のスクラム

CR-3の連続引き抜きにより、約30秒後に「原子炉周期短(原子炉周期20秒)」信号が発生し、制御棒の引き抜き阻止がかかる。さらに、約58秒後に「原子炉周期短(原子炉周期10秒)」信号が発生し、原子炉スクラム信号が出力され、CR-1~3がスクラム動作し全挿入になる。これにより、原子炉は未臨界状態となる。

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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉停止時に最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の同一水圧制御ユニットに属する1組又は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、臨界に至る事故である。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって過剰な制御棒の引き抜きが行なわれることにより臨界に至る反応度が投入されることであり、核分裂出力、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、出力分布変化、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、圧力損失が重要な現象となる。よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEXにより炉心平均中性子束の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表5.4.2に示す。また、主要な解析条件のうち、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

制御棒引き抜き前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉の出力、圧力、燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度

事象発生前の原子炉の出力は定格値の 10^{-8} 、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。

b. 事故条件

(a) 誤引き抜きされる制御棒

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管理^{*}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、事象を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の隣接制御棒とするが、制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引き抜き不許可のインターロックや停止時冷温臨界試験での

引き抜き制御棒価値の管理を考慮し、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本の反応度価値は約 $1.04\% \Delta k$ である。引抜制御棒反応度曲線を図 5.4.2 に示す。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には、外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できると仮定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値 33mm/s で引き抜かれ、起動領域モニタの原子炉周期短信号(原子炉周期20秒)で引き抜きを阻止されるものとする。

(b) 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)でスクラムされるものとする。スクラム反応度曲線を図 5.4.3 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

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を図5.4.1に、燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の変化を図5.4.4に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号(原子炉周期 20 秒)が発生し、制御棒の引き抜きが阻止される。この時、投入される反応度は約 0.55 ドル(投入反応度最大値: $0.34\% \Delta k$)である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。

また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒)が発生して、原子炉はスクラムされ、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。

(添付資料 5.4.1)

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮へいは維持される。

5. 4. 3 解析コード及び解析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、自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1. 7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5. 4. 2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における反応度フィードバックの不確かさとして、ドブプラ反応度フィードバック効果が±7～9%の差異を持つ評価となる可能性がある。ドブプラ反応度フィードバックの効果が増加すると原子炉出力が低下し、それらにより燃料エンタルピは低下する。また、逆にドブプラ反応度フィードバックの効果が減少すると、燃料エンタルピは増大する。よって、この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度効果の不確かさとして、制御棒反応度値が±8%の差異を持つ評価となる可能性がある。停止時の制御棒誤引き抜きにより正の反応度が印加されると原子炉出力が上昇し、負の反応度が印可されると原子炉出力が低下する。従って、制御棒反応度効果には燃料エンタルピに対して影響があるため、この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表5. 4. 2に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えられられる炉心状態、実効増倍率、燃料被覆管表面温度及び冷却材温度、引き抜きされる制御棒、制御棒引き

抜き速度、制御棒引き抜き阻止、スクラム信号に関する影響の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員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

サイクル末期の場合はサイクル初期に比べて余剰反応度が小さくなる。

実炉心においては装荷炉心毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなる恐れはある。しかし、過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5% Δk の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合であっても、投入される反応度は約0.7ドルにとどまることから、炉心状態の不確かさが燃料の健全性に与える影響はないと考えられる。

実効増倍率について0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も0.07ドルと小さくなるため、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は停止時の炉心においては臨界未満の状態であるため、出力は解析条件より低くなる。出力が低い場合は燃料エンタルピの急激な上昇も遅くなり、原子炉周期短信号による制御棒引き抜き阻止やスクラムに期待できるため、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料被覆管表面温度及び冷却材温度について冷却材温度が高い場合はドップラ反応度フィードバック効果による負の反応度が大きくなるため、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

制御棒引き抜き阻止およびスクラム信号についてNMSトリップ選択スイッチが「初装荷」の場合は計数率制御棒引き抜き阻止機能、計数率スクラム機能に期待出来る。こちらに期待した場合のスクラムまでの時間は約46秒後となり、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.3)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度フィードバック効果を±10%とした場合においても投入される反

応度は0.55ドルとベースケースと比べて殆ど差異なく、また制御棒反応度を±10%とした場合においても投入される反応度は0.53ドル, 0.56ドルであり、これらの不確かさを考慮しても燃料の健全性に影響がない。

(添付資料 5.4.3)

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、操作時間余裕に関する影響はない。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、自動動作する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

本事故シーケンスグループにおける6/7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において必要な、水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水源

本事故シーケンスの評価では、原子炉への注水は想定していない。

b. 燃料

本事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

c. 電源

本事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象を想定した。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」としては、原子炉停止機能によって原子炉内燃料の著しい損傷が防止できる。

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「最大反応度価値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の同一水圧制御ユニットに属する1組又は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、臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、炉心が損傷することはない、未臨界を維持することが出来る。

燃料有効長頂部は冠水を維持し、放射線の遮へいが維持される。また、長期的にも安定状態を維持できる。

本事故シーケンスグループにおける6/7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はない。

以上のことから、選定した重要事故シーケンスに対して燃料損傷防止対策は有効であることが確認でき、これをもって事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して燃料損傷防止対策が有効であることを確認した。

プラント前提条件
 ・原子炉停止余裕検査時
 ・起動領域モニタのNMSトリップ選択スイッチ「通常」位置
 ・原子炉モードSW「起動」位置

制御棒
 CR-1：最大反応度値制御棒
 CR-2：CR-1と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒
 CR-3：CR-1に対角隣接する制御棒

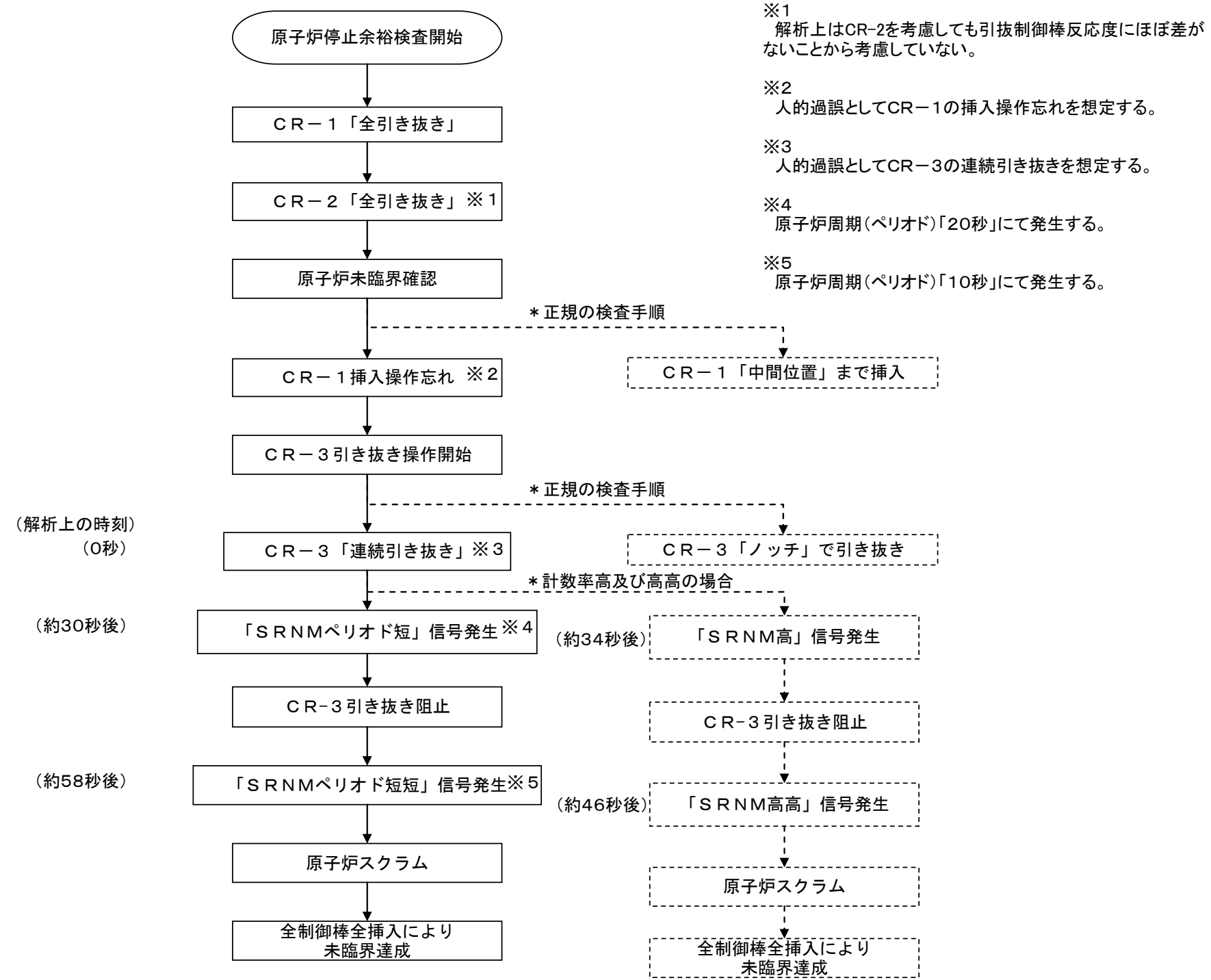
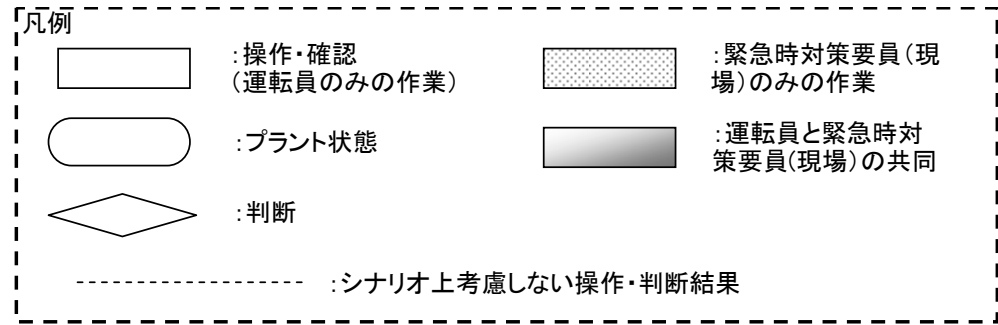


図 5. 4. 1 反応度の誤投入時の対応手順の概要

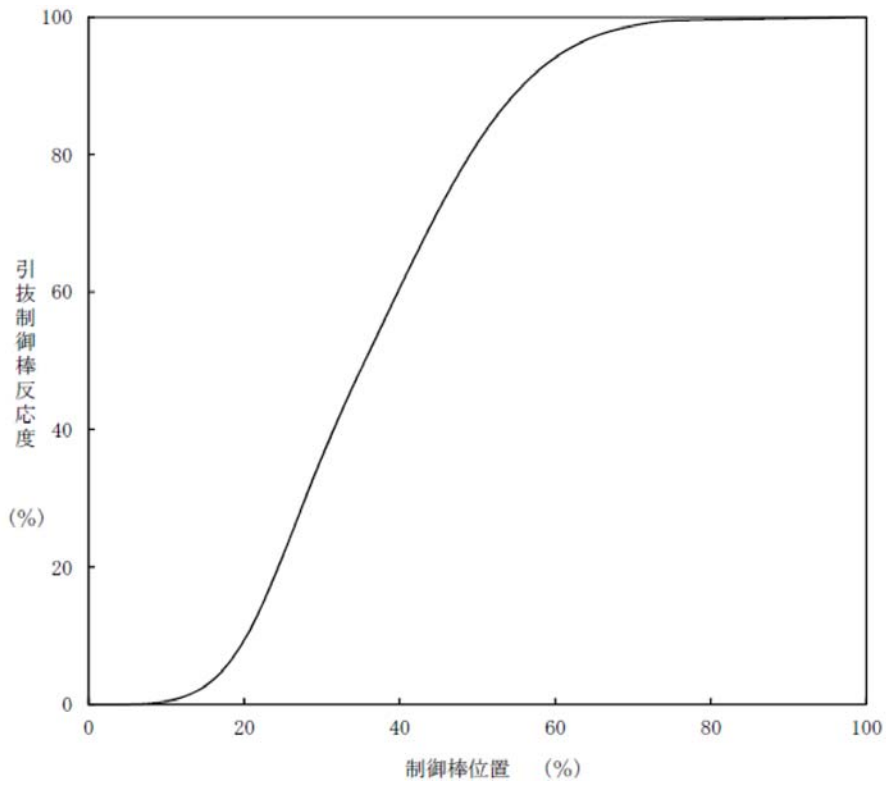


図 5.4.2 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線

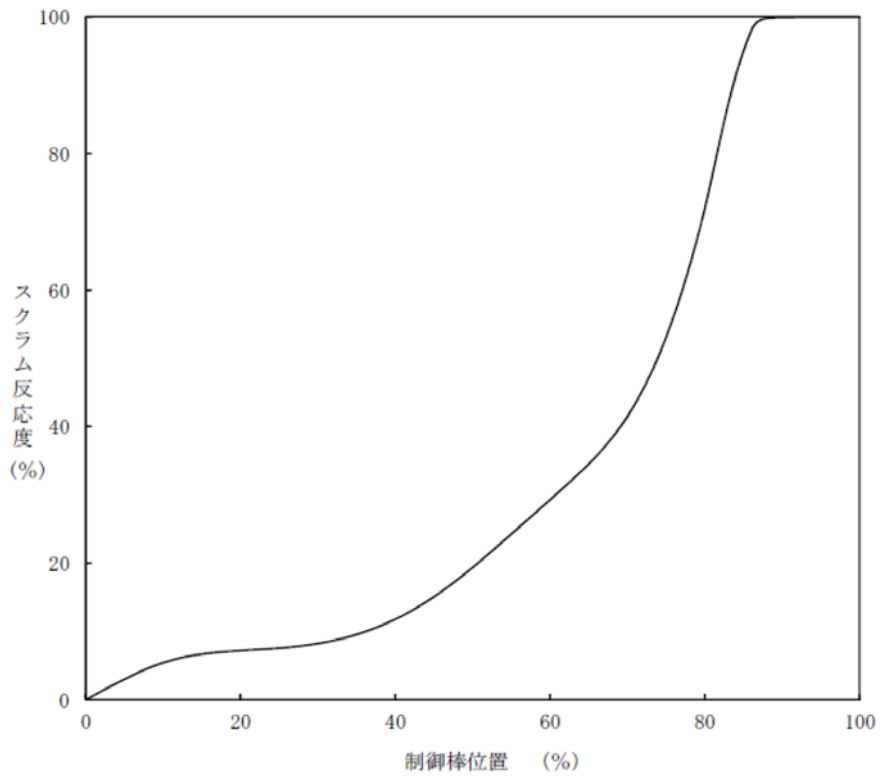


図 5.4.3 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線

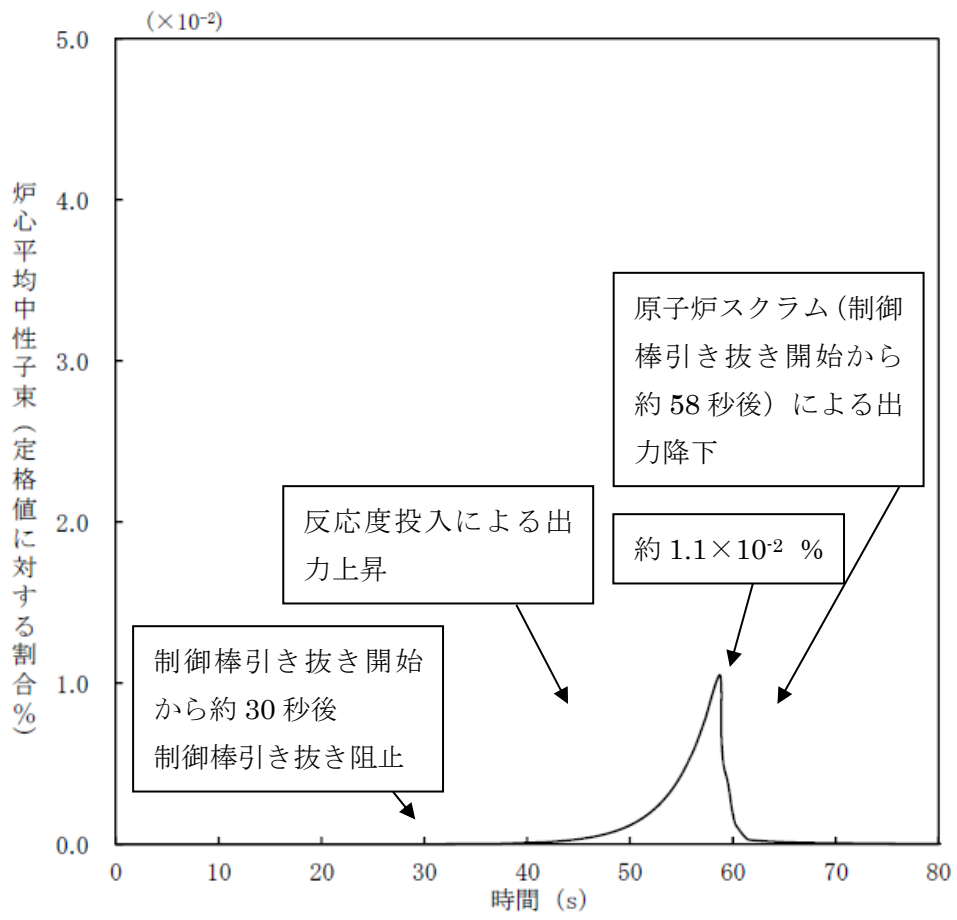


図 5.4.4 反応度の誤投入における事象変化

表 5.4.1 反応度の誤投入時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉停止余裕検査における誤操作による反応度誤投入	最大反応度値制御棒が全引き抜き状態においても臨界未満であることを確認する試験中に、誤操作により反応度を誤投入する。	—	—	—
反応度誤投入によるスクラム	誤操作により反応度が誤投入された結果、原子炉周期短信号(原子炉周期20秒)で制御棒引き抜き阻止、及び原子炉周期短信号(原子炉周期10秒)でスクラム信号が出力される。スクラム信号により、全制御棒が全挿入され、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ

表 5.4.2 主要解析条件(反応度の誤投入)(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	APEX	—	
初期条件	炉心状態	平衡炉心のサイクル初期	燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	初期出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	初期原子炉圧力	0.0MPa[gage]	停止余裕検査時での圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度	20℃	冷却材温度の下限値として運用している値であり、反応度の観点からは保守的な値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	制御棒の誤引き抜き	<p>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。</p> <p>なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理※している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p>

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は 1.0% Δk 以下であること

表 5. 4. 2 主要解析条件(反応度の誤投入) (2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒 及び その斜め隣接の制御棒	制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引き抜き不許可のインターロックや停止時冷温臨界試験での引き抜き制御棒価値の管理を考慮し, 斜め隣接の制御棒とする (誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1. 04% Δk)。引抜制御棒反応度曲線は図 5. 4. 2 のとおり
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため, 外部電源ありを想定

表 5.4.2 主要解析条件(反応度の誤投入) (3/3)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	33mm/ s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A,B,C グループそれぞれ 1 個ずつ	A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。
	制御棒引き抜き阻止条件	原子炉周期短信号(原子炉周期 20 秒)	S R N M の制御棒引き抜き阻止機能により設定
	スクラム信号	原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒)	NMS トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の S R N M のスクラム機能により設定

反応度の誤投入における燃料エンタルピー

ABWR では起動領域モニタによるペリオドトップ機能と FMCRD の遅い制御棒引抜速度により反応が従来型 BWR より小さく、即発臨界に至ることはないため、燃料エンタルピーの上昇も小さい。以下に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ーの過渡応答を参考に示す。

燃料エンタルピーは最大で約 9.43kJ/kgUO_2 (約 2.25cal/g UO_2) , ピーク出力部燃料エンタルピーは最大で約 9.88kJ/kgUO_2 (約 2.36cal/gUO_2) まで上昇するとどまり、「反応度投入事象に関する評価指針」で示される燃料の許容設計限界の燃料エンタルピー (燃料棒内圧上昇を考慮しても 65 cal/gUO_2) を超えないことから燃料の健全性は維持される。

また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号 (原子炉周期 10 秒) が発生して、原子炉はスクラムされ、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するとどまる。

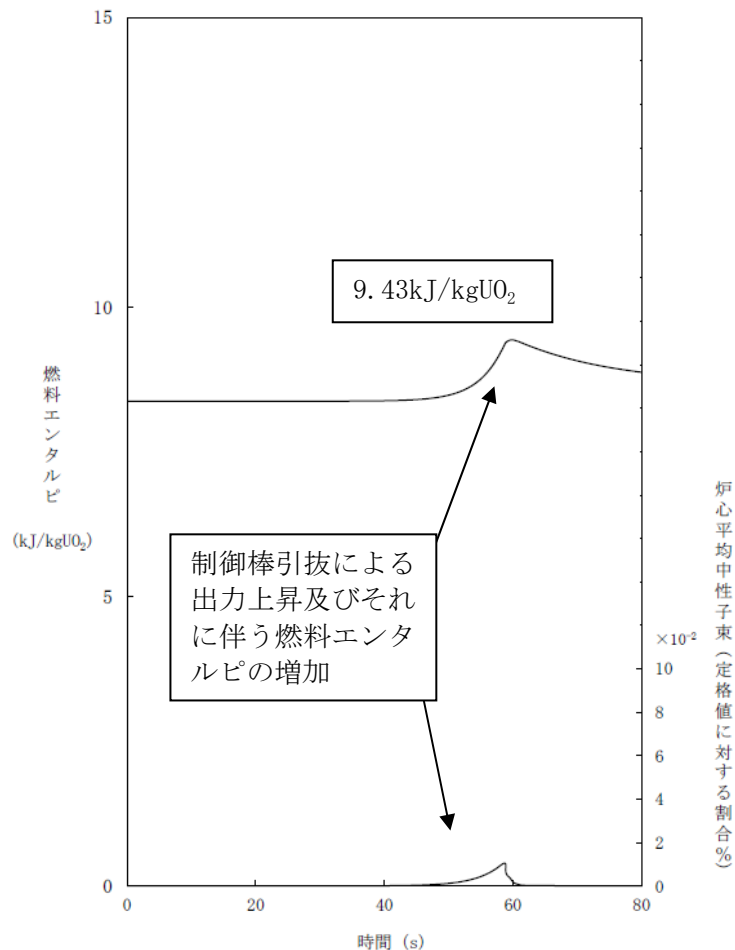


図1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の変化*

安定停止状態について

運転停止中 反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：

制御棒引き抜き阻止及びスクラムにより、反応度の投入が停止し、原子炉が臨界未満で維持された状態

原子炉安定停止状態への確立について

制御棒の誤引き抜きにより反応度が投入されるが、制御棒の引き抜き阻止及びスクラムにより未臨界が維持される。

制御棒が全挿入されており、燃料に破損も生じないことから、冷態停止状態を維持することで安定状態が維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度誤投入)

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	炉心一点近似動特性モデル 炉心二次元 (RZ) 拡散方程式 ドップラ反応度フィードバックモデル	ドップラ反応度フィードバック効果の不確かさに含める	自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。	ドップラ反応度フィードバックの不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果		ドップラ反応度フィードバック効果：±10%		ドップラ反応度フィードバック効果を小さく評価すると、原子炉の出力上昇量が大きくなるため、燃料エンタルピ最大値が大きくなる。 不確かさを考慮して、ドップラ反応度フィードバック効果を±10%とした場合においても投入される反応度は0.55ドルとベースケースと比べて殆ど差異なく、燃料の健全性に影響がないことを確認している。
	制御棒反応度効果		制御棒反応度：±10%		引抜制御棒反応度を大きく評価する、または、スクラム反応度を小さく評価すると、原子炉の出力上昇量が大きくなるため、燃料エンタルピ最大値が大きくなる。 不確かさを考慮して、制御棒反応度を±10%とした場合においても投入される反応度は0.53ドル、0.56ドルであり、燃料の健全性に影響がないことを確認している。
	出力分布変化		考慮不要		グロスピーキング係数の不確かさは出力とドップラ反応度に影響するが両者は総裁する方向となるので、燃料エンタルピ最大値への影響はない。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	—	考慮不要		ABWR では起動領域モニタによるペリオドトリップ機能とFMCRDの違いにより制御棒引抜速度により引抜制御棒反応度が従来型BWRより小さく、炉心が即発臨界に至ることはないことから、SCATの燃料エンタルピの評価は実施せず、投入反応度が即発臨界に至ることがないことをもって、燃料健全性に影響が無い事を確認する。
	燃料棒表面熱伝達		考慮不要		
	沸騰遷移		考慮不要		
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化	考慮不要	考慮不要		
	圧力損失	考慮不要	考慮不要		

表 2 解析条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

項目		解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		解析設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	平衡炉心のサイクル初期	事故事象毎, 装荷炉心毎 実炉心のサイクル初期	燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により, 自動的に制御棒の引き抜きを阻止, 原子炉をスクラムすることで, プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため, 運転員等操作はなく, 操作時間が与える影響等は不要である。	サイクル末期の場合はサイクル初期に比べて余剰反応度が小さくなる。実炉心においては装荷炉心毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。この特性の差異により, 投入反応度が大きくなる恐れはあるが, 過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように 3.5% Δk の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合であっても, 投入される反応度は約 0.7 ドルにとどまることから, 炉心状態の不確かさが燃料の健全性に与える影響はないと考えられる。
	実効増倍率	1.0	0.99 (設計目標値) 以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率が 0.99 の場合は, 臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり, また投入される反応度も 0.07 ドルと小さくなるため, この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	初期出力	定格出力の 10 ⁻⁸	定格出力の 10 ⁻⁸ 以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		停止時の炉心においては臨界未満の状態であるため, 出力は解析条件より低くなる。出力が低い場合は燃料エンタールピの急激な上昇も遅くなり, 原子炉周期短信号による制御棒引き抜き阻止やスクラムに期待できるため, この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上	冷却材温度の下限值として運用している値であり, 反応度の観点からは保守的な値として設定		冷却材温度が高い場合はドブブラ反応度フィードバック効果による負の反応度が大きくなるため, この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	引き抜きされる制御棒	最大反応度値制御棒及びその斜め隣接制御棒	最大反応度値制御棒及びその斜め隣接制御棒	誤引き抜きされる制御棒は, 事象を厳しくするため, 最大反応度値を有する制御棒の隣接制御棒とするが, 制御棒値ミニマイザによる監視機能を考慮し, 斜め隣接の制御棒とする (添付資料 5.4.4)	解析条件と同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/2)

項目		解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		解析設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
機器条件	制御棒引き抜き速度	33mm/s	33mm/s	引抜速度の上限値として設定	自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作ではなく、操作時間が与える影響等は不要である。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	起動領域モニタのバイパス状態	A,B,C グループそれぞれ1個ずつ	バイパスなし	A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。		バイパス状態がない場合は制御棒引き抜き阻止の応答が早くなり、投入反応度が低くなる。
	制御棒引き抜き阻止	原子炉周期短信号(原子炉周期20秒)	事故事象毎 原子炉周期短信号(原子炉周期20秒)	SRNMの制御棒引き抜き阻止機能により設定		解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	スクラム信号	原子炉周期短信号(原子炉周期10秒)	事故事象毎 SRNM 計数率高高 ^{※1}	NMSトリップ選択スイッチを「通常」とした場合のSRNMのスクラム機能により設定		NMSトリップ選択スイッチが「初装荷」の場合は計数率制御棒引き抜き阻止機能、計数率スクラム機能に期待出来る。こちらに期待した場合のスクラムまでの時間は約46秒後となり、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※ 1 SRNMに期待する場合は原子炉周期短信号(原子炉周期10秒)より早くスクラム信号が投入される。

反応度誤投入事象の代表性について

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「原子炉停止時に最大反応度値を有する 1 本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の 1 本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、臨界に至る事故」を想定している。これは、停止時に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。

1 停止時において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕(最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下の通り。

a. 停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、炉水温度、ペリオドなどのデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチまたは 1 ステップ引き抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：制御棒操作監視系による制御棒選択

b. 停止余裕検査

試験の目的：停止余裕(挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒(最大価値を有する制御棒と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒) 1 組又は 1 本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で臨界未満にできること)の確認

試験内容：①最大価値を有する制御棒(CR-1)の全引き抜き
②最大価値を有する制御棒(CR-1)と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒(CR-2)の全引き抜き
②最大価値を有する制御棒(CR-1)を補正位置Nまで挿入
③最大価値を有する制御棒(CR-1)の斜め隣接の制御棒(CR-3)を補正位置Nまで引き抜き
④最大価値を有する制御棒(CR-1)を再度全引き抜き
この状態の炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度値制御棒 1 組又は 1 本
最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本

引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択

事故防止対策：ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制（または制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）

なお、ロッドワースミニマイザの機能により、最大反応度価値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合、面隣接の制御棒を選択すると制御棒引き抜き許可信号がリセットされる。

2 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下の、炉心の誤装荷、制御棒の選択誤り、制御棒の連続引き抜きについて検討した。

a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機(FHM)により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認や燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。そのため、この事象が発生しても適切に認知されるため、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えられない。また、他の人的過誤と重畳して発生することも考え難いため、想定する人的過誤として選択しない。

b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒操作監視系（停止時冷温臨界試験）、ロッドワースミニマイザ（停止余裕検査）や運転員、検査員により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。他の人的過誤と重畳して発生することも考えづらいため、想定する人的過誤として選択しない。

c. 制御棒の連続引き抜き

運転員、検査員による制御棒や起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの検知は運転員や検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定

3 重要事故シーケンスの想定

制御棒価値が小さく、反応度の投入が緩やかな場合は事象進展が緩やかになり、安全保護系の作動やボイドなどによる負の反応度にも期待できるが、制御棒反応度価値が大きく、投入される反応度が大きな場合は即発臨界により燃料が損傷するおそれがある。

そこで、重要事故シーケンスとして、1章の実施試験や2章の人的過誤の想定を踏まえて人的過誤により価値が大きい制御棒が引き抜かれることを想定した。

一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にある。また、設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒1組又は1本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されている。

以上より、最大価値制御棒の斜め隣接の制御棒を2本目の制御棒として連続的に引き抜く今回のシナリオを反応度誤投入の代表性のあるシナリオとして選定した。