

### 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）

##### 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

###### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU、TBP及びTBDである。

###### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、また、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却を使用する場合と使用しない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。

なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「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」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

### 3.1.2 代替循環冷却を使用する場合

#### 3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.2.1 から図 3.1.2.3 に、手順の概要を図 3.1.2.4 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 3.1.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 30 名\*である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 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等を行うための参集要員 36 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.2.5 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

#### a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、今回想定している破断面積や破断位置が異なる場合、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

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、非常用高圧母線（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。

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

（添付資料 3.1.2.1）

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サブプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

d. 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

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、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

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（原子炉圧力容器）等である。

なお、大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し、ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力計及びドライウェル雰囲気温度計である。

水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定手段を使用し把握することができる。具体的には、直前まで把握していた原子炉水位を起点とし、原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、その差分を原子炉圧力容

器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより、原子炉水位を推定することができる。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器気相部温度が約 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達を確認した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水流量計（原子炉格納容器）である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口ノズル高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により確認し、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。

f. 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却実施の準備のため、低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口ノズル高さまで水位回復後、代替格納容器スプレイに切替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。

崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプによる原子炉への注水を実施し、水位の回復を図る。

代替循環冷却運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。

代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力

逃がし装置よりも優先して使用する。

代替循環冷却の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、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉压力容器）等であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

### 3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力、温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉压力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉压力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、サプレッション・プール冷却、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等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、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

#### (2) 有効性評価の条件

本評価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3.1.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

##### a. 事故条件

##### (a) 起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

(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、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、格納容器圧力高信号を想定し、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレーと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、代替格納容器スプレーは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 代替循環冷却

代替循環冷却の循環流量は、全体で約190m<sup>3</sup>/hとし、原子炉注水へ約90m<sup>3</sup>/h、格納容器スプレーへ約100m<sup>3</sup>/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレーするものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、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。

(b) 代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、炉心冠水後、格納容器温度が約190℃に到達した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達を確認した場合に開始する。なお、格納容器スプレーは、代替循環冷却運転準備時に停止する。

(c) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生約22.5時間後から開始する。なお、代替原子炉補機冷却系運

転操作は事象発生20時間後から開始する。

### (3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

(a) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.2.7)

### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位 (シユラウド内外)、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.2.6から図3.1.2.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.2.9に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図3.1.2.10から図3.1.2.13に示す。

#### a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系 (常設) による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 22.5 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、原子炉圧力容器は破断口より溢水状態となり、原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

#### b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.2.10 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放

出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 12 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

格納容器温度は、図 3.1.2.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇し、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165℃となり、限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、限界温度 200℃を超えない。

（添付資料 3.1.2.2）

図 3.1.2.6 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、図 3.1.2.10 及び図 3.1.2.11 に示すとおり、代替循環冷却の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。事象を通じて限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、金属-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。

また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、可燃性ガスである酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

（添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5, 3.1.2.6）

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となり、「3.1.3 代替循環冷却をしない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値となる。このことから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量は



「3.1.3 代替循環冷却をしない場合」の評価結果に対して無視できる程度である。

(添付資料 3.1.2.7)

### 3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作、代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作とする。

#### (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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されて

いる。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としてい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。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 3.1.2.8）

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガ

スの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 3.1.2.8)

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレーへ切替えること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替循環冷却は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替循環冷却は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料3.1.2.8)

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており、実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高き到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の想定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させ

る。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替循環冷却運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却の運転開始時間を早める。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料3.1.2.8)

(3) 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し、その結果を以下に示す。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

（添付資料3.1.2.8, 3.1.2.9）

#### （4）まとめ

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

### 3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

#### （1）必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要な要員は、「3.1.2.1格納容器破損防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している、運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。なお、有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は36名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

#### （2）必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

#### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約2,800m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から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ためである。

(添付資料 3.1.2.10)

#### b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系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すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,033kL）

6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約200kL）にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.11)

### 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号及び7号炉で約1,299kW（6号炉：641kW 7号炉：658kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 3.1.2.12）

#### 3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用せず、事象を通じて限界圧力に到達することはなく、金属－水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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



以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，代替循環冷却による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

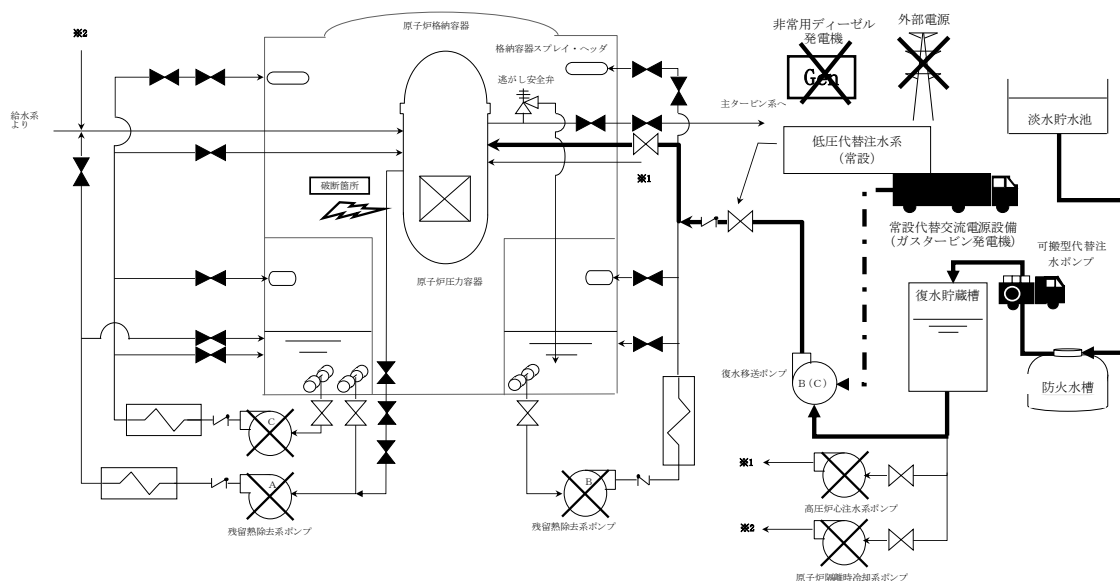
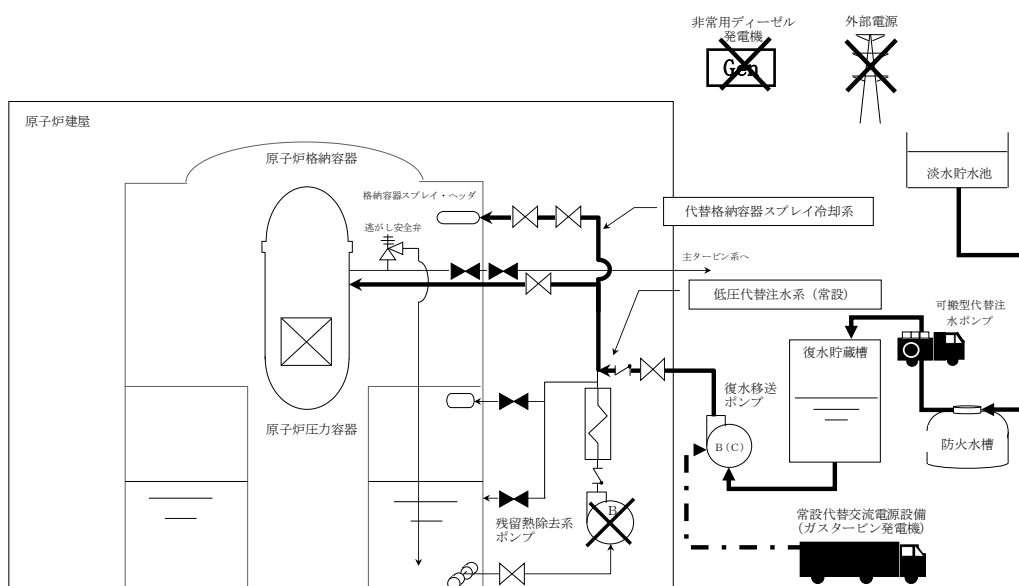


図 3. 1. 2. 1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（1/3）  
（原子炉注水）



※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 3. 1. 2. 2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（2/3）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

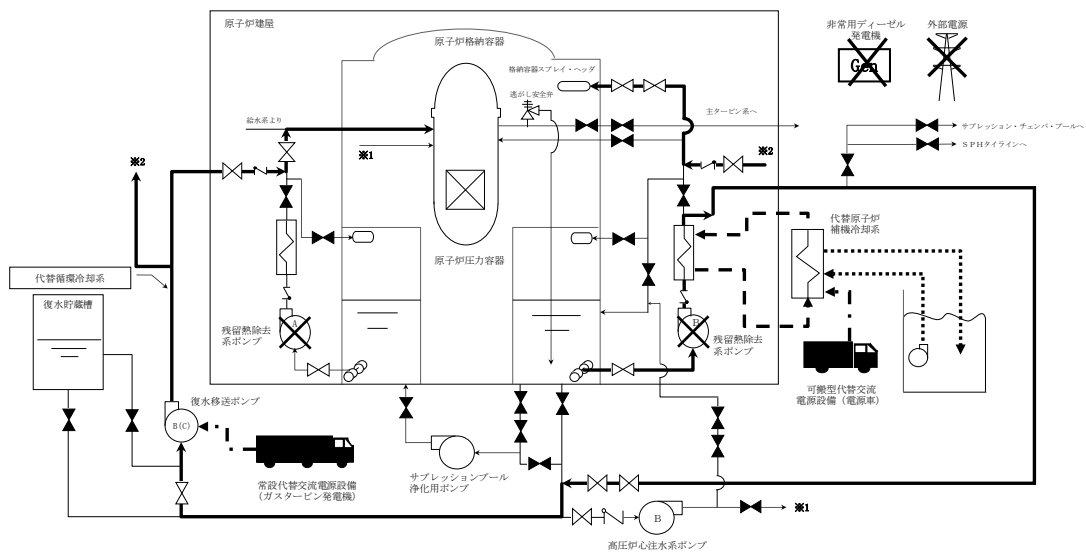


図 3.1.2.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (3/3)  
(原子炉格納容器除熱)

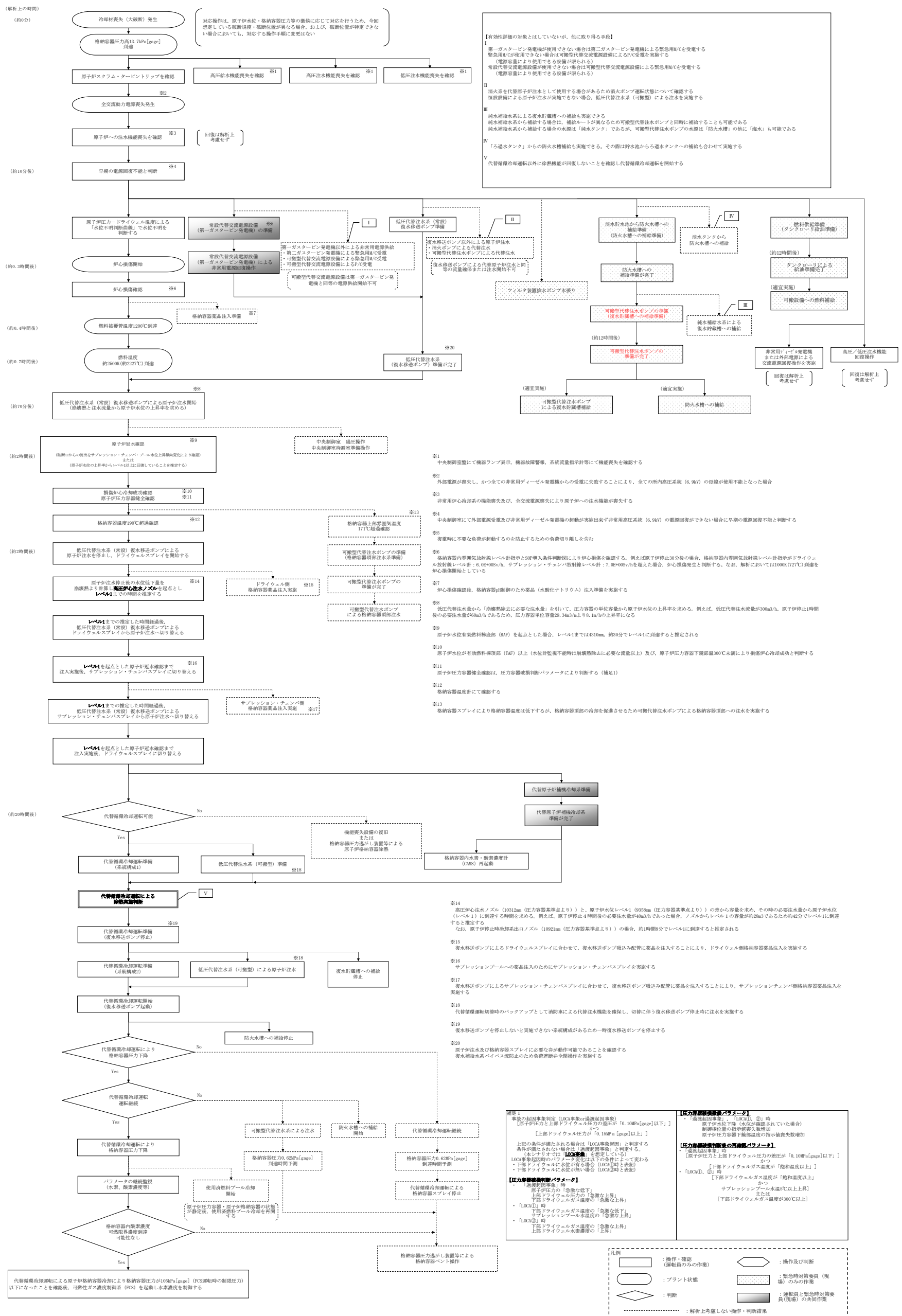


図 3.1.2.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の対応手順の概要（代替循環冷却を使用する場合）

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)																								備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		経過時間(分)																								
		指揮者	6号	7号	6号			7号	6号	7号	経過時間(分)																					
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	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 ・外部電源 回復																									対応可能な要員により対応する
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧 操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復																									対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・受電前準備(中央制御室)	20分																								
	-	-	2人 C, D	-	-	-	・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認 ・第一ガスタービン発電機給電準備 ・第一ガスタービン発電機起動、給電	10分 20分 10分 20分																								
	-	-	(2人) E, F	4人 e, d e, f	-	-	・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備 ・現場移動 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	10分 50分 50分																								
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態確認 ・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・第二ガスタービン発電機 状態確認 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機 運転状態確認	10分 30分																								要員を確保して対応する
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) E, F	-	-	-	・M/C 受電確認 ・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電	10分 10分 10分																								
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	2人	・第一ガスタービン発電機 運転状態確認 ・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・第二ガスタービン発電機 状態確認 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機 運転状態確認	10分 30分																								適時実施
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ(B, C) 起動/運転確認 ・低圧代替注水系(常設) ラインアップ	15分 15分																								
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・電燈池内照明の点灯確認 ・可搬型照明の設置、点灯	15分																								要員を確保して対応する
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・7号炉低圧代替注水系(常設) 現場ラインアップ ・復水貯蔵槽後送ライン切替	30分																								交流電源回復前からの通信手段確保等の作業を実施する
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作		炉心浸水後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替																							
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作		原子炉注水と格納容器スプレイ切替																							
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型陽圧化空調機プロ アユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	2人 e, f	-	-	・MCR系 隔離弁操作 ・中央制御室可搬型陽圧化空調機プロアユニット起動	30分	交流電源回復により遠隔操作可能な場合遠隔にて隔離操作を実施する																							要員を確保して対応する
中央制御室待避室の準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・中央制御室待避室照明確保 ・中央制御室待避室データ表示装置起動操作 ・中央制御室待避室空気ポンプ/陽圧化装置空気供給元弁開	10分 30分																								要員を確保して対応する
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	2人 e, d	-	-	・格納容器スプレイに合わせた薬品注入		格納容器スプレイに合わせて実施																							要員を確保して対応する
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																								
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電確認 ・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電	10分 10分																								
低圧代替注水系(常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・現場移動 ・6号炉低圧代替注水系(常設) 現場ラインアップ ・復水貯蔵槽後送ライン切替	30分																								

図 3.1.2.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間  
(代替循環冷却を使用する場合) (1/2)



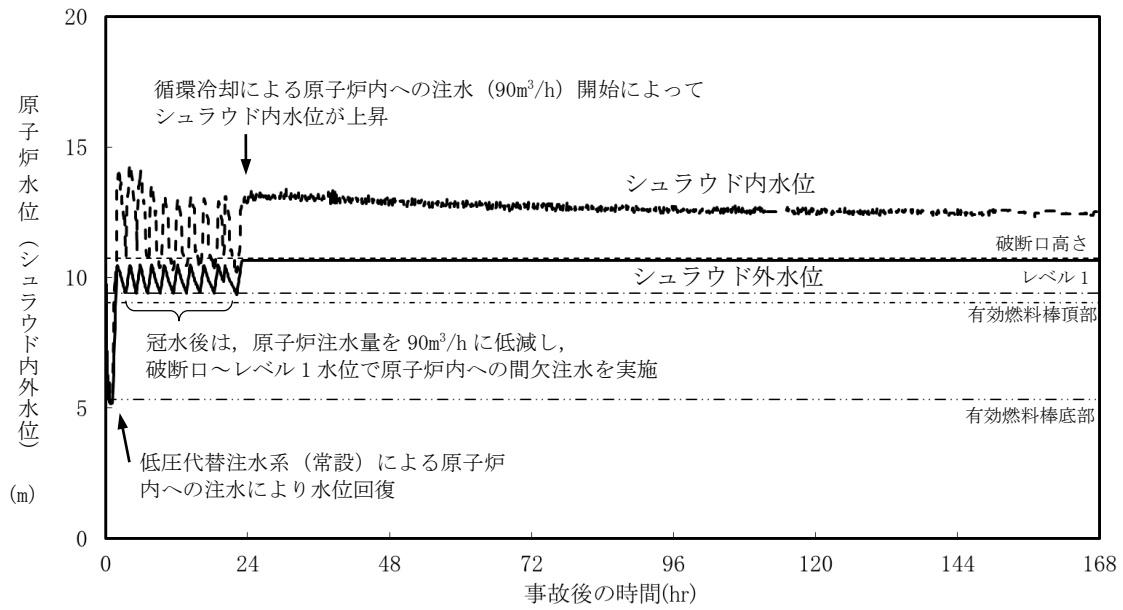


図 3.1.2.6 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

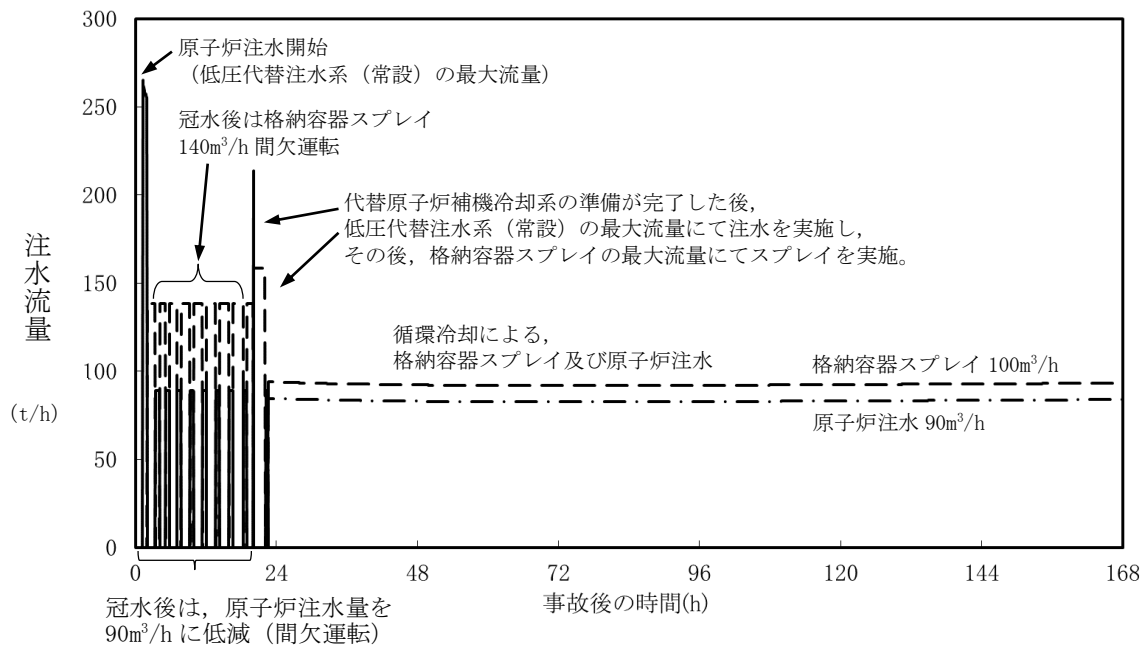


図 3.1.2.7 注水流量の推移

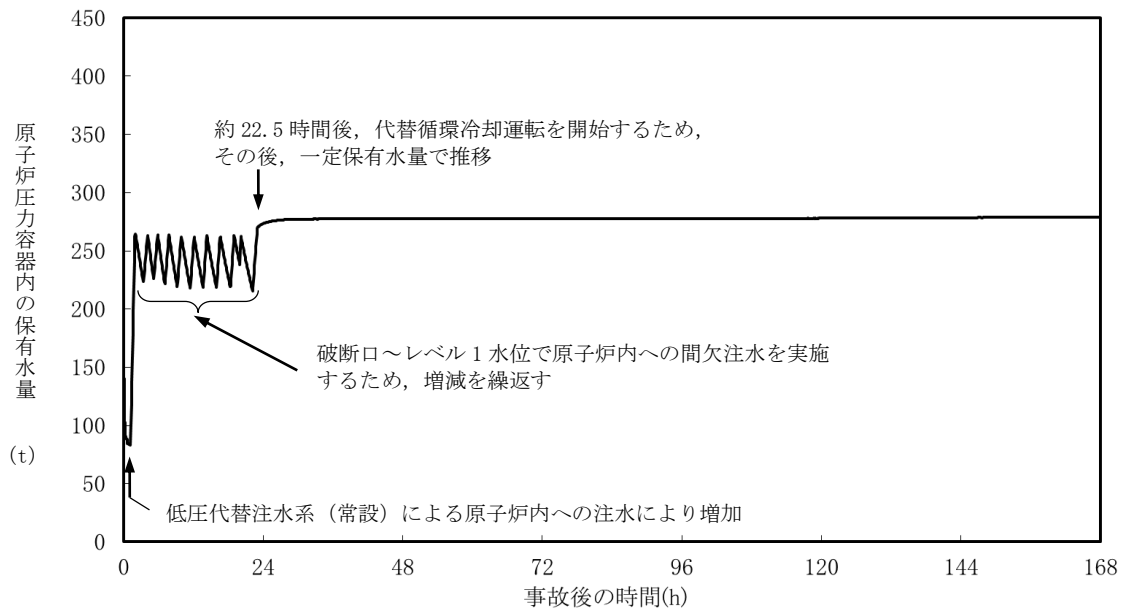


図 3.1.2.8 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

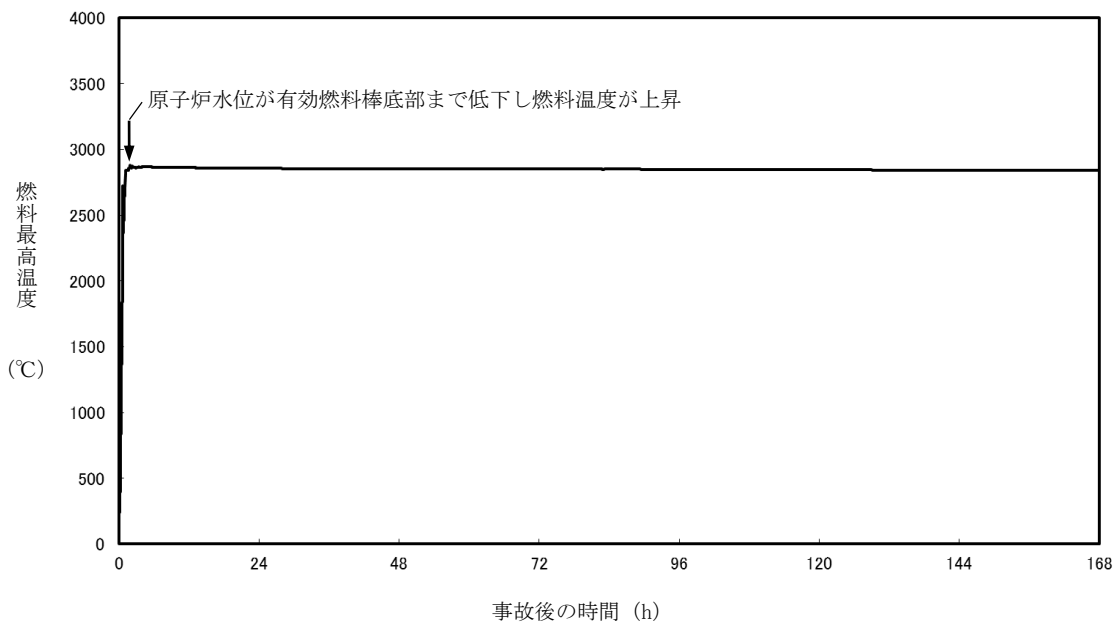


図 3.1.2.9 燃料最高温度の推移



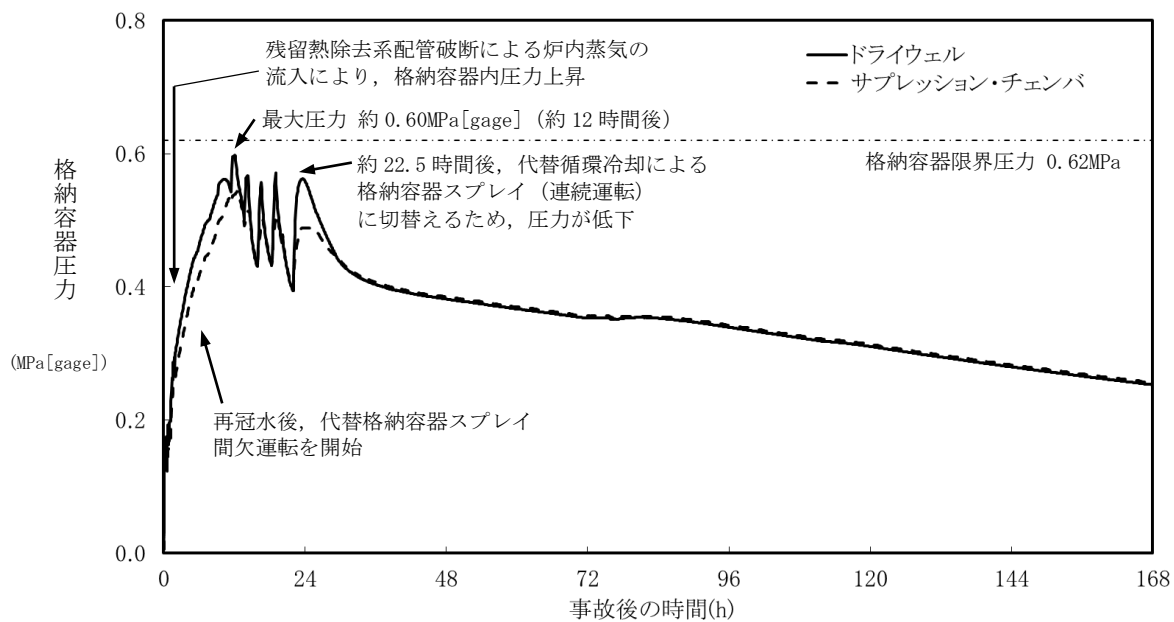


図 3.1.2.10 格納容器圧力の推移

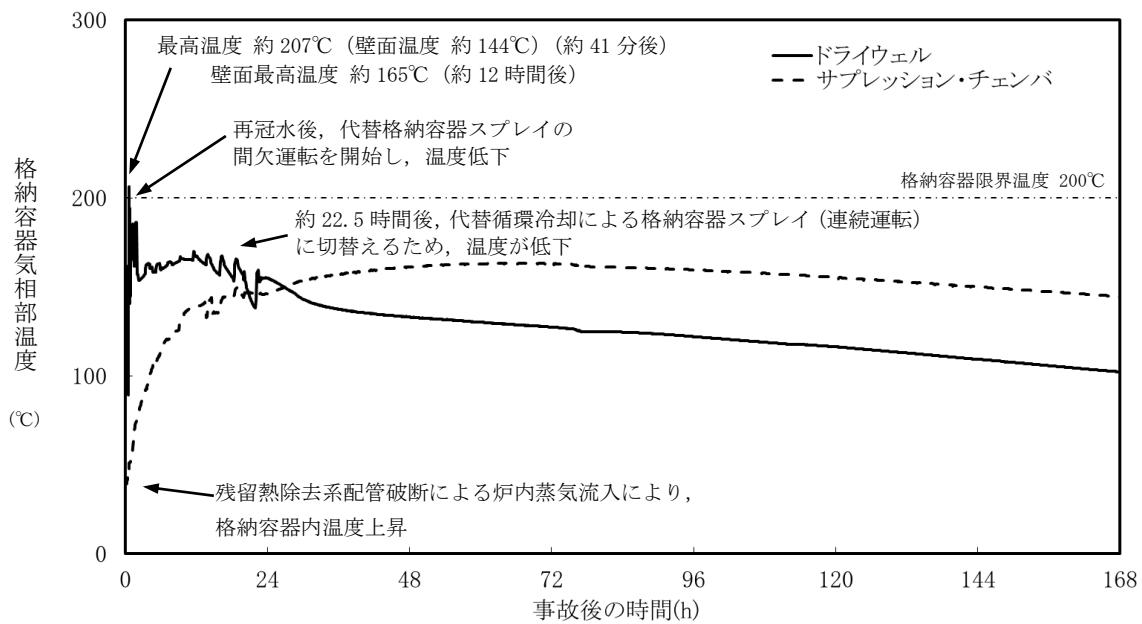


図 3.1.2.11 格納容器気相部温度の推移

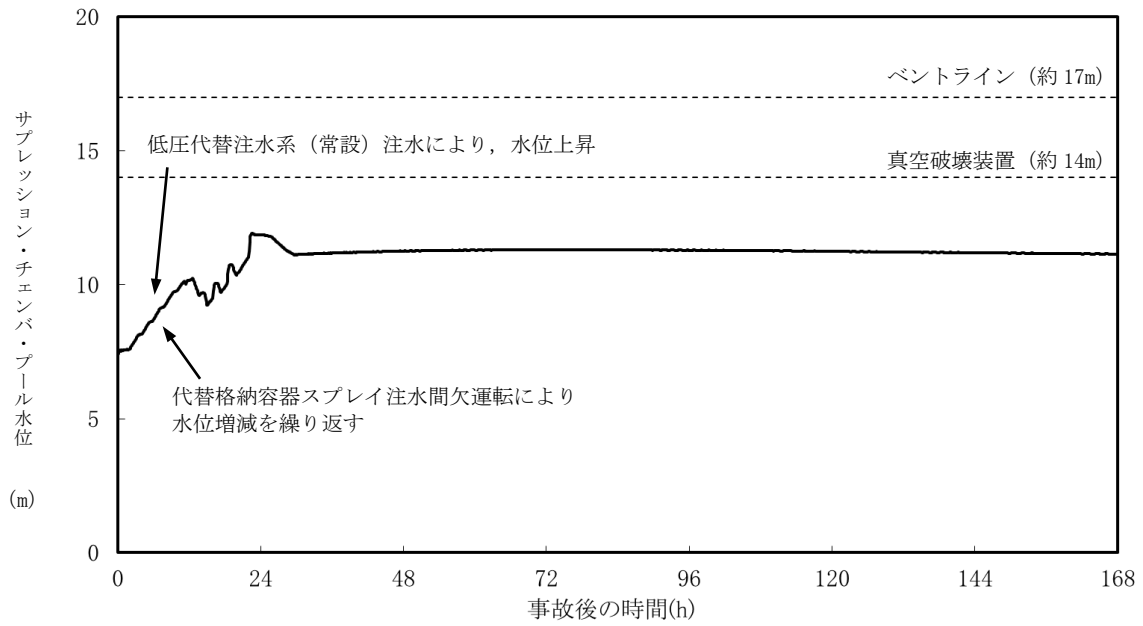


図 3.1.2.12 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

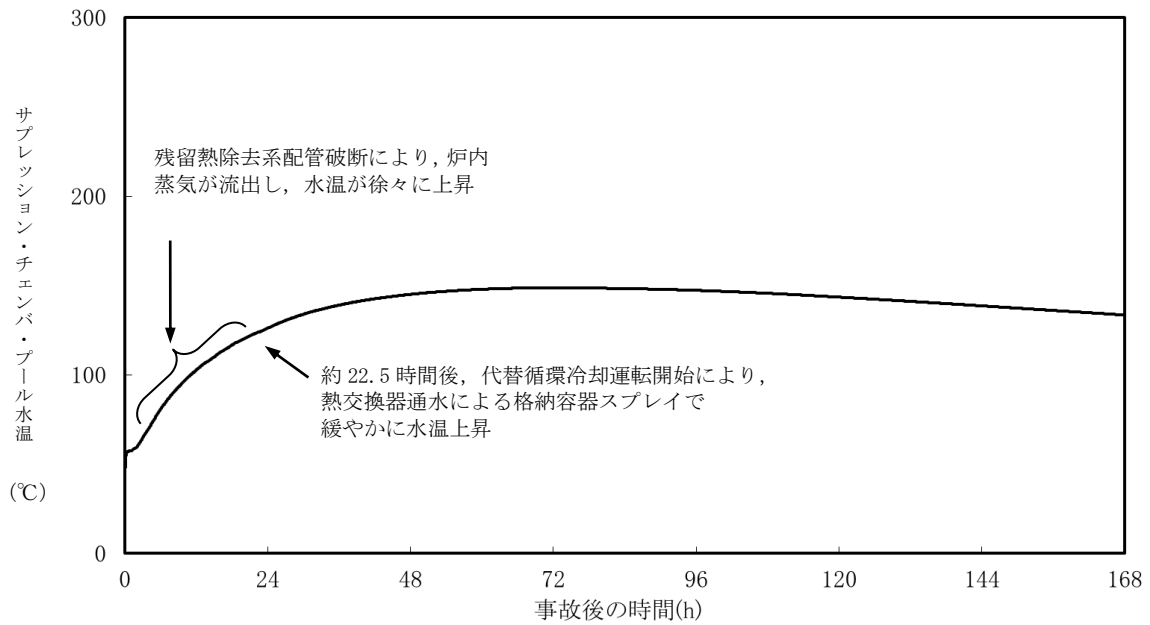


図 3.1.2.13 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について  
（代替循環冷却を使用する場合）

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系系統流量計】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る 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、非常用高圧母線（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	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/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）による原子炉水位回復	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 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断する。崩壊熱及び原子炉注水量による推定手段を使用し、原子炉水位を推定する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA） ドライウェル雰囲気温度計
代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃に到達した場合、推定手段により炉心の冠水を確認後、代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレィを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウェル雰囲気温度計 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替循環冷却による原子炉注水、原子炉格納容器除熱	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による代替循環冷却を開始し、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレィに流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレィする。代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置よりも優先して、代替循環冷却を優先して使用する。	復水移送ポンプ	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール温度計 サブプレッション・チェンバ・プール水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）


 有効性評価上考慮しない操作

表 3.1.2.2 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(代替循環冷却を使用する場合) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m <sup>3</sup> 液相部 : 3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用する場合）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	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 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用する場合）（3/4）

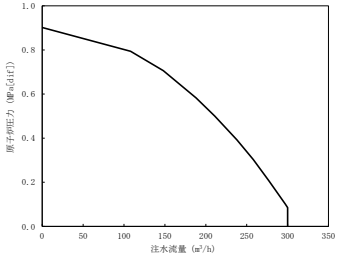
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	代替循環冷却	循環流量は，全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし，原子炉注水へ約 90m <sup>3</sup> /h，格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h に流量を分配	代替循環冷却の設計値として設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用する場合）（4/4）

	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操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	炉心冠水後，格納容器温度が約 190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

## 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

## 1. 炉心損傷の判断基準

## 1.1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の  $\gamma$  線線量率の状況を確認し、図 1 に示す設計基準事故相当の  $\gamma$  線線量率の 10 倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

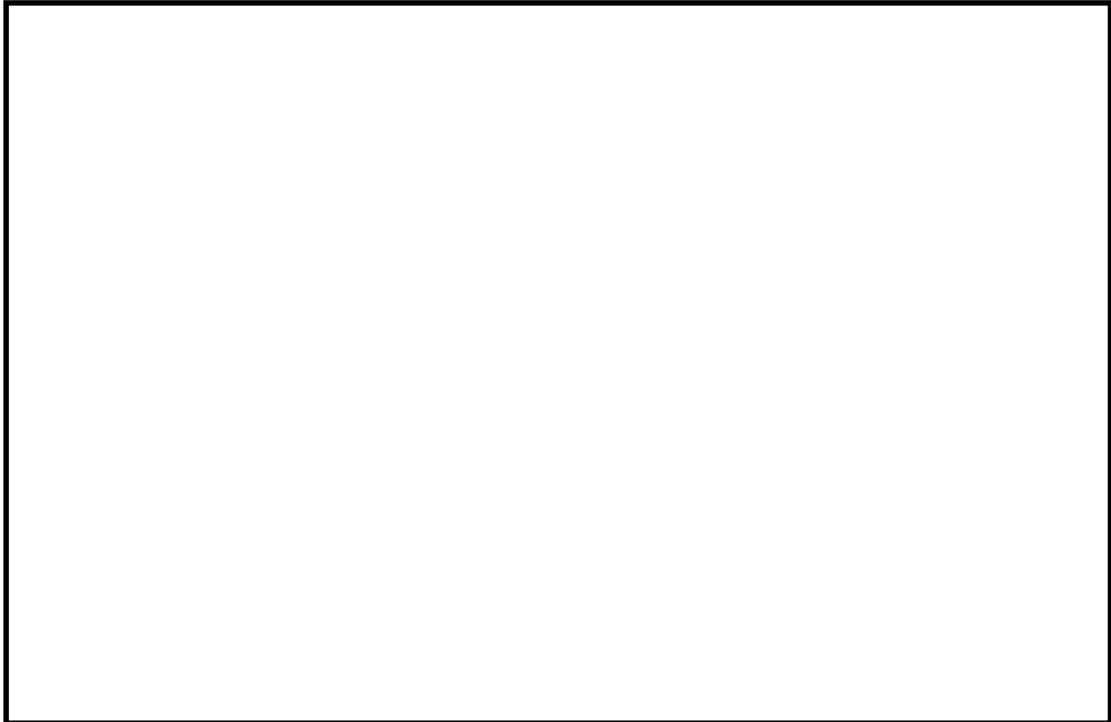
炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展をふまえて、原子炉格納容器内の  $\gamma$  線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

また、福島事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

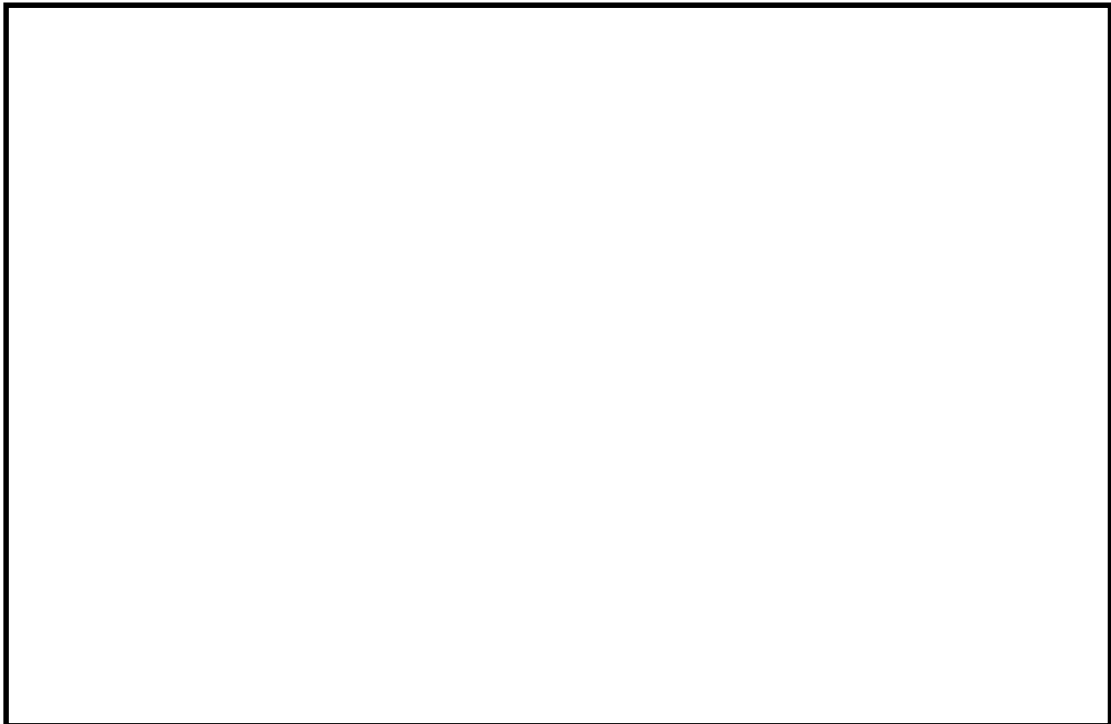
原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV 動作圧力（安全弁機能の最大 8.20MPa [gage]）における飽和温度約 298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該の計装設備にて判断を行う。





(1) ドライウエルの  $\gamma$  線線量率



(2) サプレッション・チェンバの  $\gamma$  線線量率

図1 重大事故導入条件判断図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

## 1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について

炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計 $\gamma$ 線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高めを設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合の $\gamma$ 線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故の $\gamma$ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

## 1. 3 格納容器内雰囲気放射線レベル計について

格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率の測定レンジは、 $10^{-2}\sim 10^5\text{Sv/h}$ であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」並びに「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器内雰囲気放射線レベル計は、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は、ドライウェル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断LOCA等、直接ドライウェル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴う $\gamma$ 線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間と $\gamma$ 線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表 1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	$10^{-2} \sim 10^0$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	無 1Pd 到達
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	$10^{-1} \sim 10^1$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	有 2Pd 到達前
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故あたり概ね 5mSv 以下)	—	—
CAMS 使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV 表面温度	有 2Pd 到達前
「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンス」における最大放射線量率 (早期に炉心損傷したほうが核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	$10^4$ Sv/h 程度 (事故後の最大値)	CAMS※	有 2Pd 到達前

※CAMS 計測レンジ (計装設備の仕様) :  $10^{-2} \sim 10^5$  Sv/h

## 2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

### 2. 1 原子炉への注水について

BWR の場合、事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

### 2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の 1Pd（格納容器最高使用圧力：0.31MPa[gage]）**到達**に対し、炉心損傷後は 2Pd（格納容器限界圧力：0.62MPa[gage]）**到達前**に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1Pd）**到達**を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く原子炉格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、格納容器限界圧力（2Pd）**到達前**を実施基準としているためである。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表 2 に示す。

なお、炉心損傷前の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計の  $\gamma$  線線量率を監視し、 $\gamma$  線線量率が設計基準事故（追加放出）と同等の値を示した場合には、一旦、格納容器ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。

表 2. 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準)</p> <p>設計基準事故時の最高圧力は、ドライウェル：0.25MPa[gage]、サプレッション・チェンバ：0.18MPa[gage]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、原子炉格納容器の健全性を維持し、原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレイを行う。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器最高使用温度は、ドライウェル：171℃、サプレッション・チェンバ：104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。</p>	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器限界圧力（2Pd）の0.62MPa[gage] <b>未満</b>に制御することを目的に、格納容器圧力が0.465MPa[gage]（1.5Pd）に到達した時点で開始し、0.39MPa[gage]に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p><b>また、原子炉への注水機能が喪失し原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した場合は、原子炉圧力容器からの放熱による格納容器温度の上昇を抑制するため格納容器スプレイを実施する。</b></p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器限界温度の200℃に至らないように、ドライウェル及びサプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に、格納容器スプレイを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、原子炉格納容器内で発生する無機よう素の発生の抑制を目的に、格納容器スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サプレッション・チェンバ圧力が0.279MPa[gage]（格納容器圧力制限値）以下に維持できなければ、原子炉格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の0.31MPa[gage]に到達する場合には、原子炉格納容器の健全性を維持するために、ウェットウェルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]に到達すると予測される場合には、原子炉格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウェルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。</p>

### 3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の  $1,200^{\circ}\text{C}$  ( $1,473\text{K}$ ) よりも低い、 $1,000\text{K}$  ( $727^{\circ}\text{C}$ ) に設定している。

この  $1,000\text{K}$  は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約  $1,000\text{K}$  に達したときに核分裂生成物の放出開始が観察されたことを踏まえ設定されたものである。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等の  $\gamma$  線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。

格納容器気相部温度が原子炉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）)

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、格納容器気相部温度は、一時的に格納容器限界温度の 200℃を超える評価となっている。ここでは、これが原子炉格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 原子炉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）」における、原子炉格納容器の気相部と壁面温度の推移を図 1 に示す。

事象開始後、破断口から流出する蒸気により、格納容器気相部温度が上昇し、格納容器スプレィの間欠的な実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける部位としては、フランジ部等に用いられているシール材であると考えられる。シール材は格納容器壁面温度に近い雰囲気に曝されるため、図 1 に示すとおり、気相部温度が一時的に 200℃を超えたとしてもシール材温度が 200℃に到達することはない。シール材については「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」において、原子炉格納容器内を 200℃、2Pd に模擬したシール材性能試験にて 7 日間の格納容器の閉じ込め機能を評価しているため問題はない。

3. まとめ

格納容器気相部温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は格納容器限界温度の 200℃以上には到達しない。このため、原子炉格納容器の健全性に問題はない。

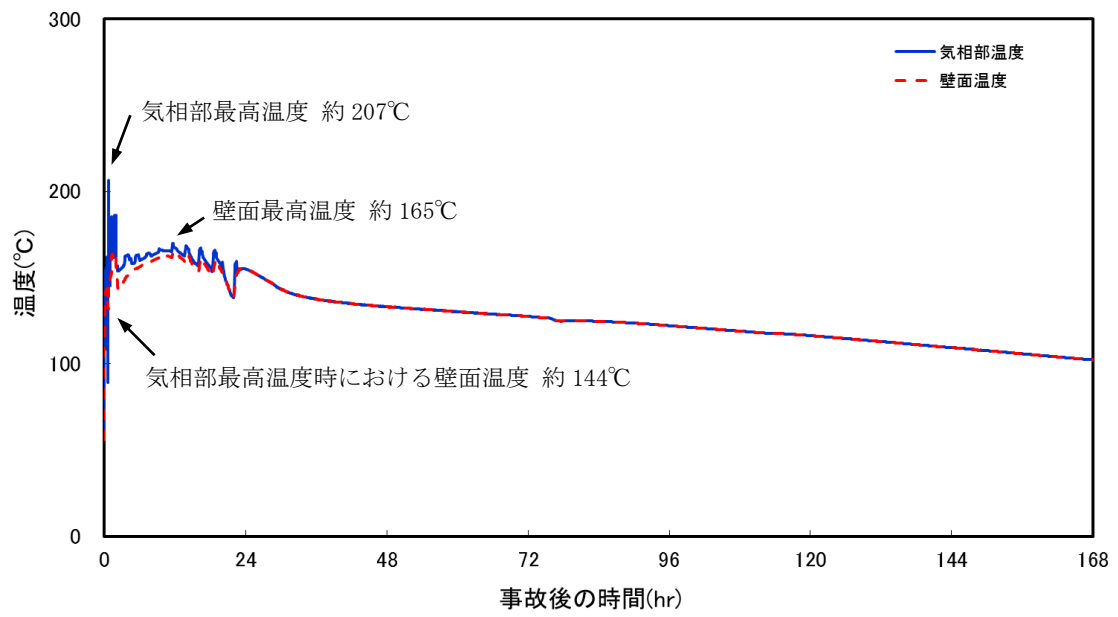


図1 原子炉格納容器気相部温度と壁面温度の推移



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

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生 70 分後からの低压代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉压力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態、損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。

2. 評価結果

(1) 炉心の損傷状態

図 1 に事象開始後 70 分及び終状態の炉心損傷状態を示す。

(2) 損傷炉心の位置

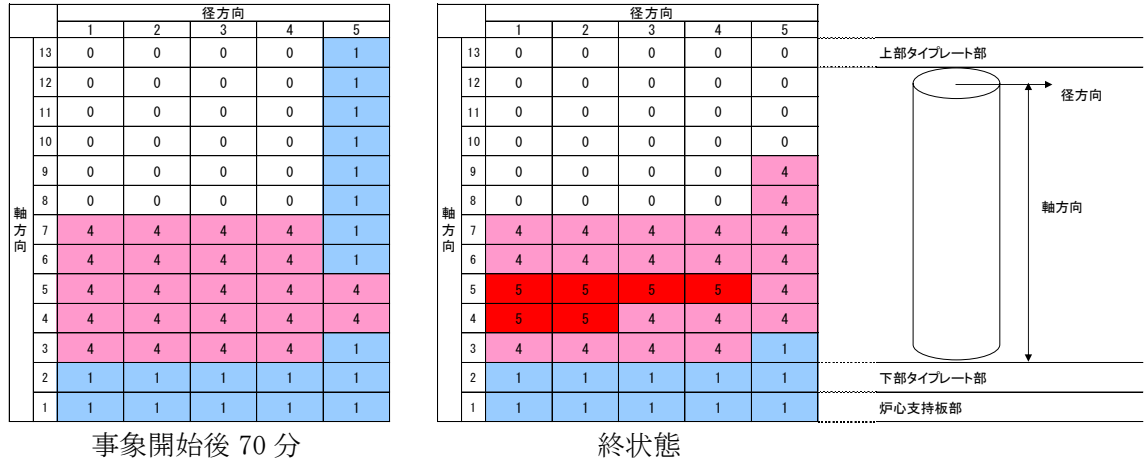
図 2 に各部（炉心位置、下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、炉心は炉心位置に保持される。

(3) シュラウドへの熱影響

終状態においても、溶融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない。

3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉压力容器内に保持される。



損傷状態のモデル

- 0 : 燃料なし (空洞)
- 1 : 燃料が自立した状態
- 2 : 燃料が崩壊した状態
- 3 : 流路が減少した状態
- 4 : 流路が閉塞した状態
- 5 : 溶融プール状態

図 1 炉心の損傷状態

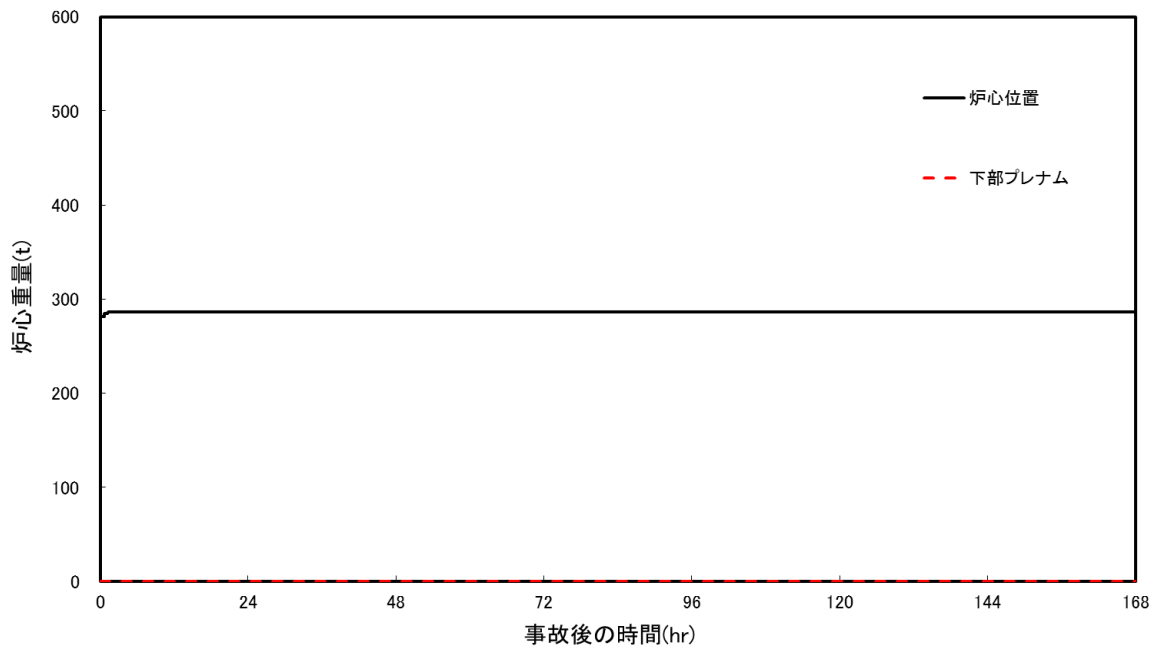


図 2 各部 (炉心位置, 下部プレナム) における炉心重量の時間変化

## 安定状態について（代替循環冷却を使用する場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用する場合における安定状態については以下のとおり。

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

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 22.5 時間後に代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により  
発生する水素の影響について

1. はじめに

BWR において事故時に可燃性ガスが発生する事象として主に水-金属反応があるが、他事象によっても可燃性ガスの発生が想定される。

平成 23 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震後、福島第二原子力発電所 1, 2, 4 号炉の原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が確認されており、これは原子炉格納容器内のグレーチングに塗布しているローバル（常温亜鉛めっき）が水蒸気と反応し発生した水素の影響によるものと推定されている。また、重大事故時、炉心から原子炉格納容器に放出される放射性物質の環境への放出低減のため、原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するが、これにより、炉内構造物の金属腐食による水素の発生も考えられる。

ここでは、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において、上記事象により水素が発生した場合の影響評価を実施する。

2. 影響評価

2.1 亜鉛の反応による水素の発生について

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により、水素が発生する可能性がある。保守的にグレーチングの亜鉛めっきが全て反応することを想定して、水素発生総量を概略評価した。

a. 亜鉛量の計算条件

- ・ 上部ドライウェル グレーチング表面積：3,200m<sup>2</sup>
- ・ サプレッション・チェンバ・プール グレーチング表面積：1,100m<sup>2</sup>
- ・ 亜鉛めっき膜厚：80 μm

（JIS H8641-2007記載の溶解亜鉛めっき厚判定基準値（最大値）76 μmより設定、6号及び7号炉においても本JISに基づき亜鉛めっきを実施）

- ・ 亜鉛密度：7.2g/cm<sup>3</sup>（JIS H8641-2007 記載値）

b. 評価結果

〈亜鉛量〉

原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は、約2,500kgとなる。

- ・ 上部ドライウェル部：1,843kg（=3,200m<sup>2</sup>×80 μm×7.2g/cm<sup>3</sup>）
- ・ サプレッション・チェンバ・プール部：634kg（=1,100m<sup>2</sup>×80 μm×7.2g/cm<sup>3</sup>）

#### <水素発生量>

亜鉛は、以下の化学反応によって水素を発生する可能性がある。

- $\text{Zn} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{ZnO} + \text{H}_2 \uparrow$  (亜鉛-水蒸気反応)
- $\text{Zn} + \text{NaOH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaHZnO}_2 + \text{H}_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

亜鉛-水蒸気反応及び亜鉛の金属腐食反応のいずれにおいても、亜鉛 1mol より水素が 1mol 発生するため、発生する水素ガス量は約 77kg ( $\equiv 56.8+19.5$ )、水素ガス体積 (標準状態) は約 850Nm<sup>3</sup> ( $\equiv 631+217$ ) となる。

・ドライウエル部：

$$56.8\text{kg} \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$631\text{Nm}^3 \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

・サプレッション・チェンバ・プール部：

$$19.5\text{kg} \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$217\text{Nm}^3 \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

## 2.2 アルミニウムの反応による水素の発生について

原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は、保温材の外装材や DWC のアルミフィンである。保守的にアルミニウムの全量が全て反応することを想定して、水素発生総量を概略評価した。

### a. アルミニウム量の計算条件

- ・保温材に含まれるアルミニウムの体積：約 0.4m<sup>3</sup>
- ・アルミニウム密度：2.7g/cm<sup>3</sup>
- ・DWCに含まれるアルミニウムの質量：約 360kg

### b. 評価結果

#### <アルミニウム量>

原子炉格納容器内に存在するアルミニウムの量は、約 1,440kg となる。

- ・保温材：約 1,080kg ( $=0.4\text{m}^3 \times 2,700\text{kg/m}^3$ )
- ・DWC：約 360kg

#### <水素発生量>

アルミニウムは、以下の化学反応によって水素を発生する。

- $\text{Al} + \text{NaOH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaAlO}_2 + 3/2\text{H}_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

アルミニウム 1mol より水素が 3/2mol 発生するため、以下の通り、発生する水素ガス量

は約 162kg、水素ガス体積(標準状態)は約 1,800Nm<sup>3</sup>となる。

$$161.3\text{kg} \quad (\simeq 1,440,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol} \times 3/2)$$

$$1792\text{Nm}^3 \quad (\simeq 1,440,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol} \times 3/2)$$

なお、格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約 600kg であり、これと比較すると、原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素ガス量の合計 239kg は 3 割程度の値である。

## 2.3 亜鉛及びアルミニウムによる水素発生による影響について

### (1) 格納容器圧力への影響について

格納容器圧力への影響評価にあたり、全交流動力電源喪失シナリオを例として評価を実施する。表 1 に全交流動力電源喪失シナリオにおける格納容器ベント前における格納容器気相部のモル分率を示す。

格納容器気相部のモル分率から考えると、格納容器ベント実施時 (0.31MPa) には、窒素 約 0.024MPa、蒸気 約 0.285MPa を示す。亜鉛の反応により生じる水素 77kg 及びアルミニウムの発生により発生する水素 162kg の合計 239kg を考慮した場合は、窒素 約 0.023MPa、蒸気 約 0.277MPa、水素 約 0.010MPa となる。これより、全交流動力電源喪失シナリオにおいて、格納容器圧力は窒素及び原子炉内で崩壊熱により発生し原子炉格納容器内に流入する蒸気の影響が大きいと考えられ、亜鉛及びアルミニウムの反応で発生する水素はほぼ影響を及ぼさない。

表 1：格納容器気相部のモル分率

		窒素	水蒸気	水素
モル分率	水素の追加発生を考慮しない	約 0.08	約 0.92	0
	水素の追加発生を考慮する	約 0.074	約 0.9	約 0.033

### (2) 水素燃焼への影響について

水素及び酸素の可燃限界は、水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上である。BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生はないことから、本反応単独での水素の燃焼は発生しないものとする。

### 3. まとめ

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきに含まれる亜鉛が全て反応することを想定すると約 77kg の水素、アルミニウムが全て反応することを想定すると約 162kg の水素(合計約 239kg の水素)が発生する可能性がある。しかし、BWR の事故時における格納容器圧力は、ほぼ窒素と崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため、亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素は、格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。

また、水素燃焼の観点においても、BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生はないことから有意な影響はないと考えられる。

## 非凝縮性ガスの影響について

## 1. はじめに

格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素発生量に関する妥当性については、TMI 及び PHEBUS 試験により確認しており、当該解析に MAAP コードを用いることは妥当である<sup>[1]</sup>。

ただし、MELCOR コードのように、流路閉鎖が発生しにくい（水素が発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。

## 2. 解析条件

- ・流体が閉鎖部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0  
（申請解析ではポロシティ：0.1 以下）

図 1 に示すように、炉心内でデブリの移行（リロケーション）が発生し、それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合、MAAP 解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方 MELCOR 解析の場合、流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており、完全閉塞は発生しない。

したがって、流路閉塞した場合、炉心で発生する非凝縮性ガスは MAAP の方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。

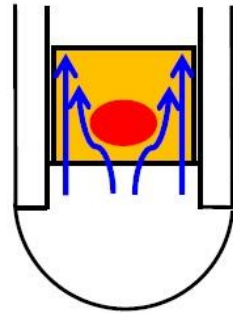
## 3. 解析結果

図 2 から図 6 に評価結果を示す。図 2 より、申請解析での水-ジルコニウム反応による水素発生量が約 592kg に対して感度解析では約 670kg と水素発生量は約 12%増加しているが、図 3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、当該操作に大きな影響はない。

[1] 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（第 5 部 MAAP）

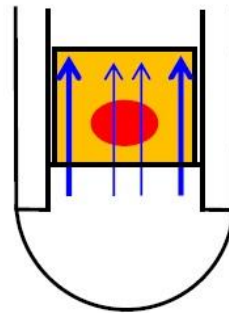
以上





MAAP

ポロシティ $\leq 0.1$ で  
完全閉塞

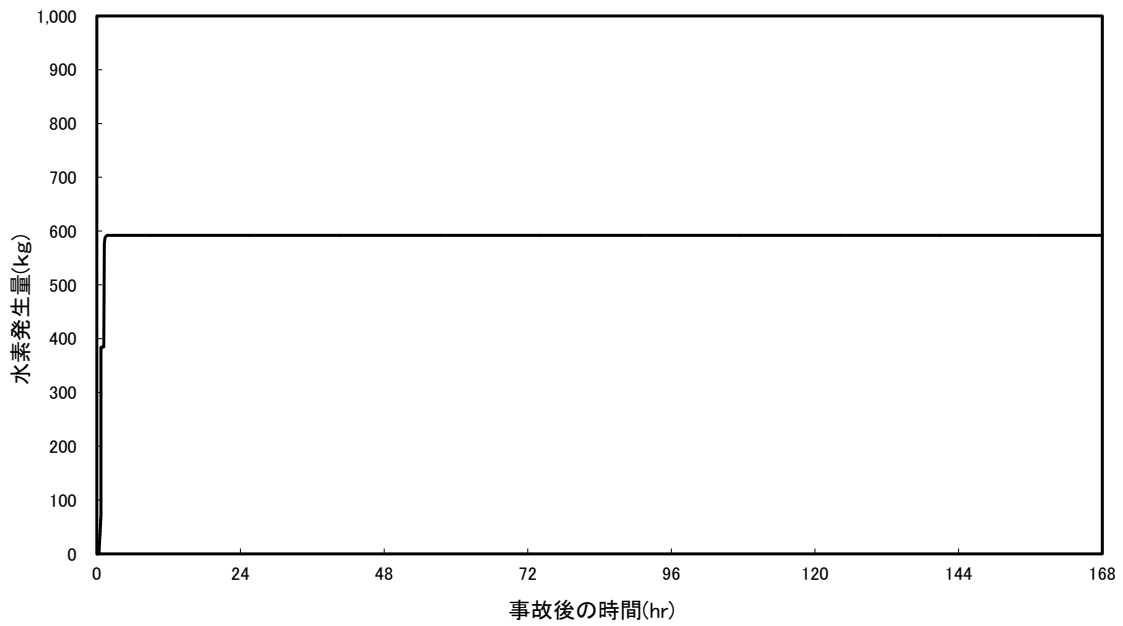


MELCOR

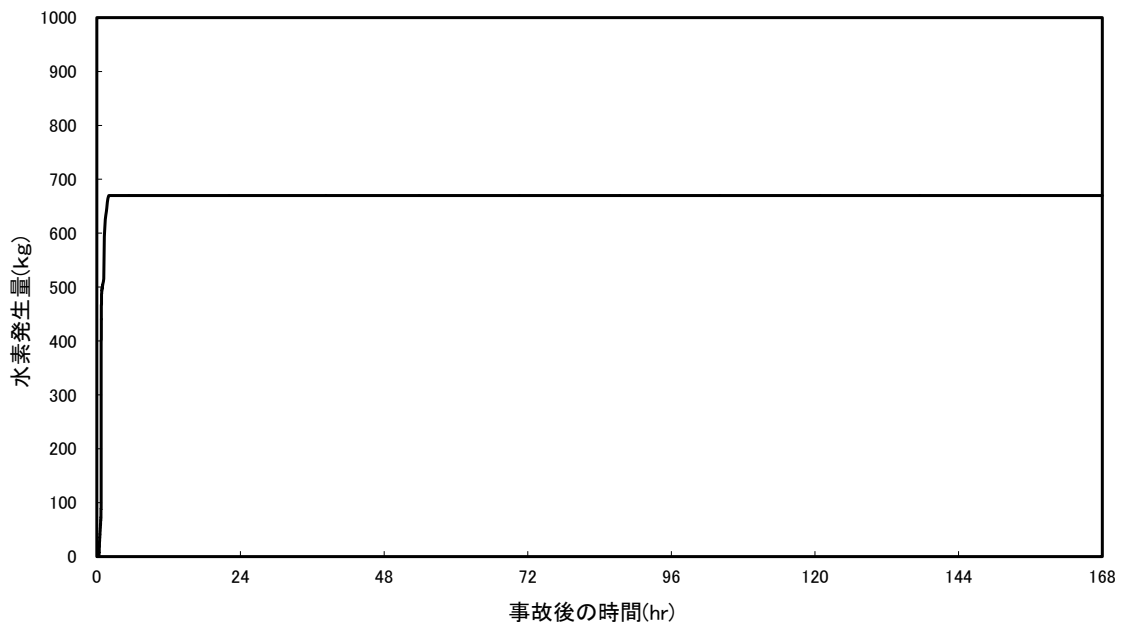
ポロシティの最小値は  
0.05(完全閉塞せず)

図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図

(「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」,  
電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)

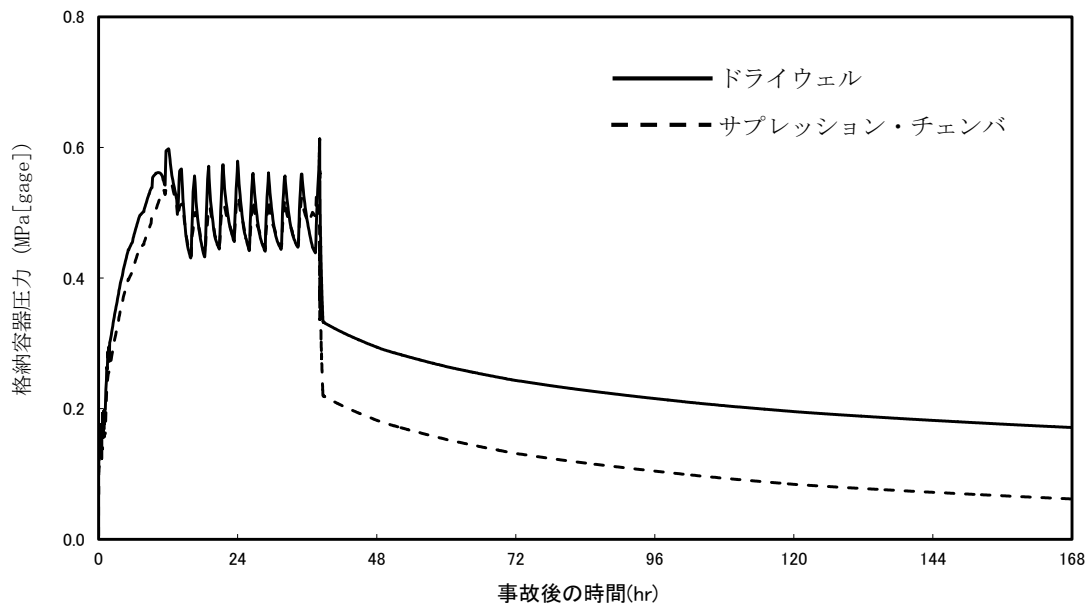


大破断 LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

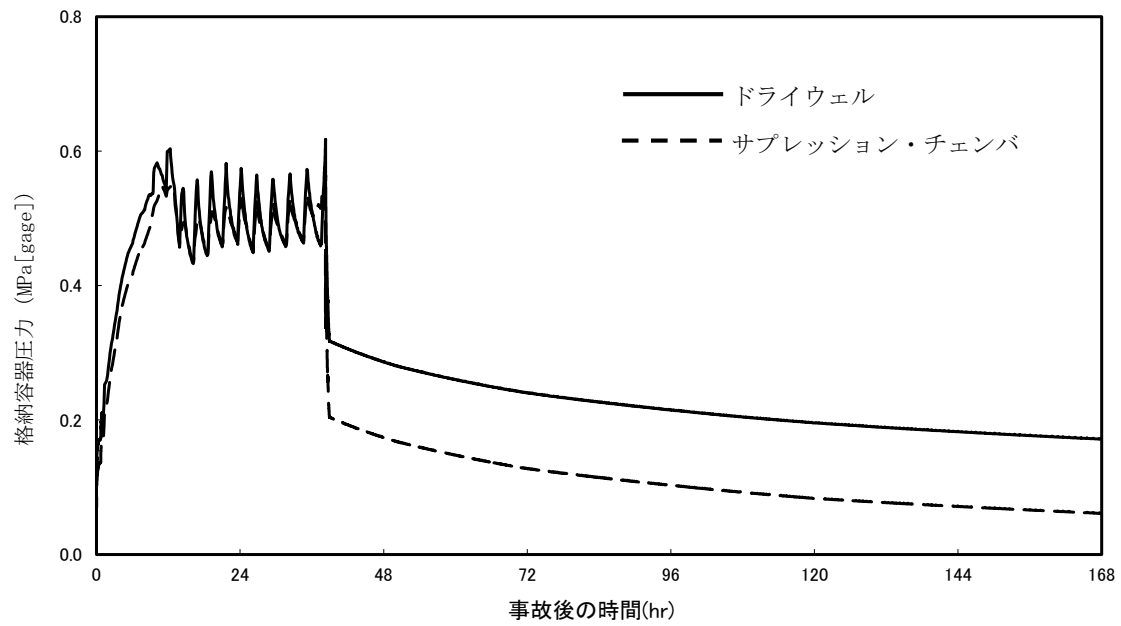


大破断 LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図 2 水素発生量比較

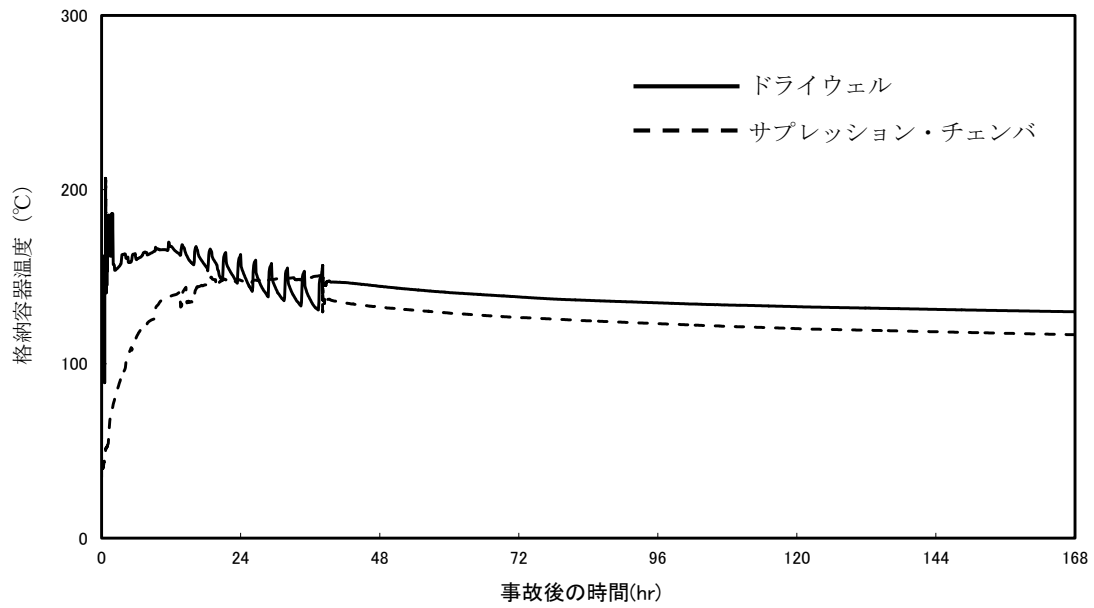


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

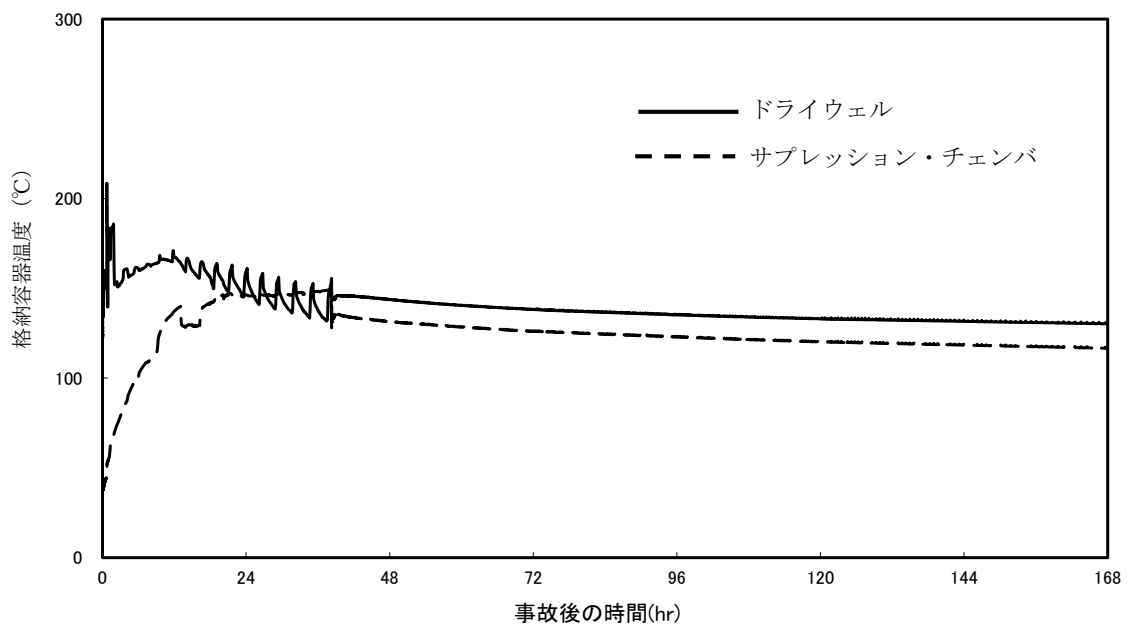


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 3 格納容器圧力の比較

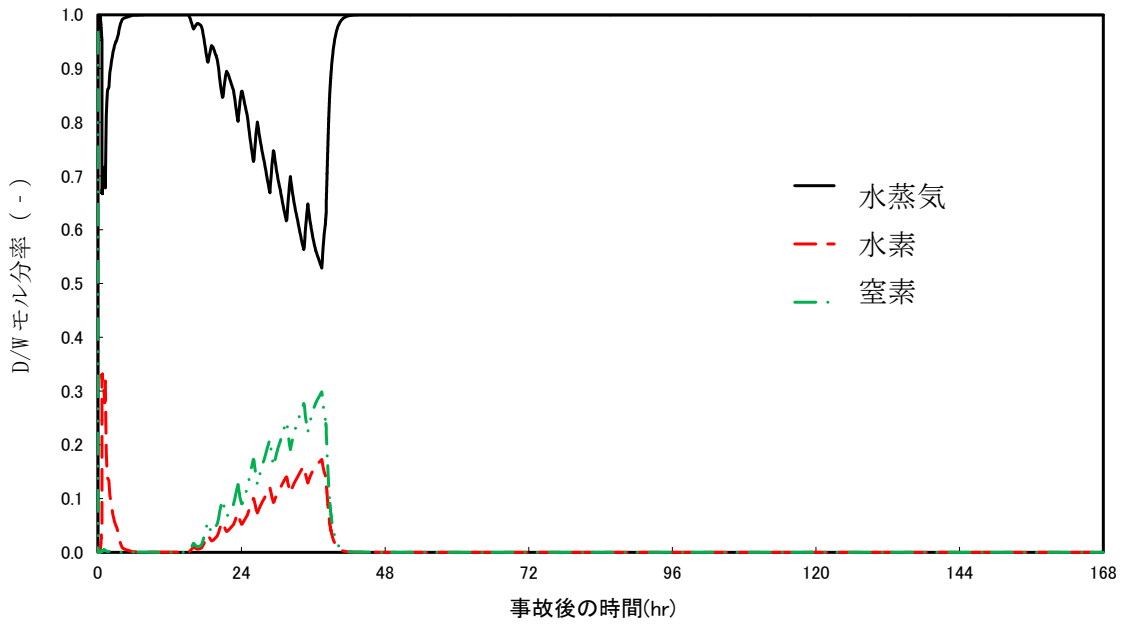


大破断 LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

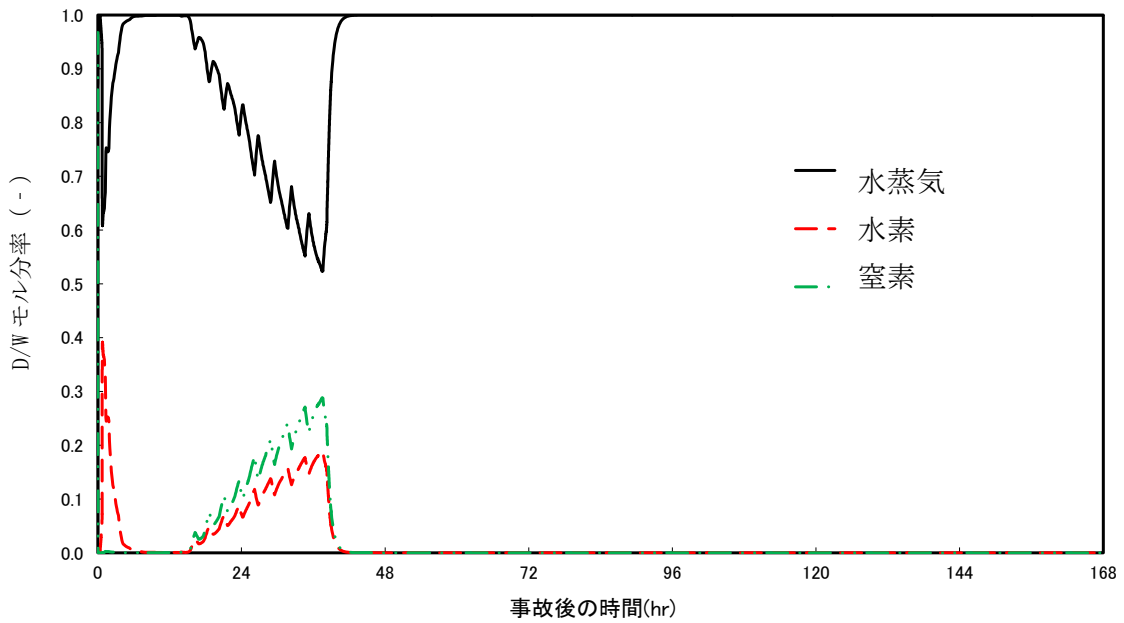


大破断 LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 4 格納容器温度の比較

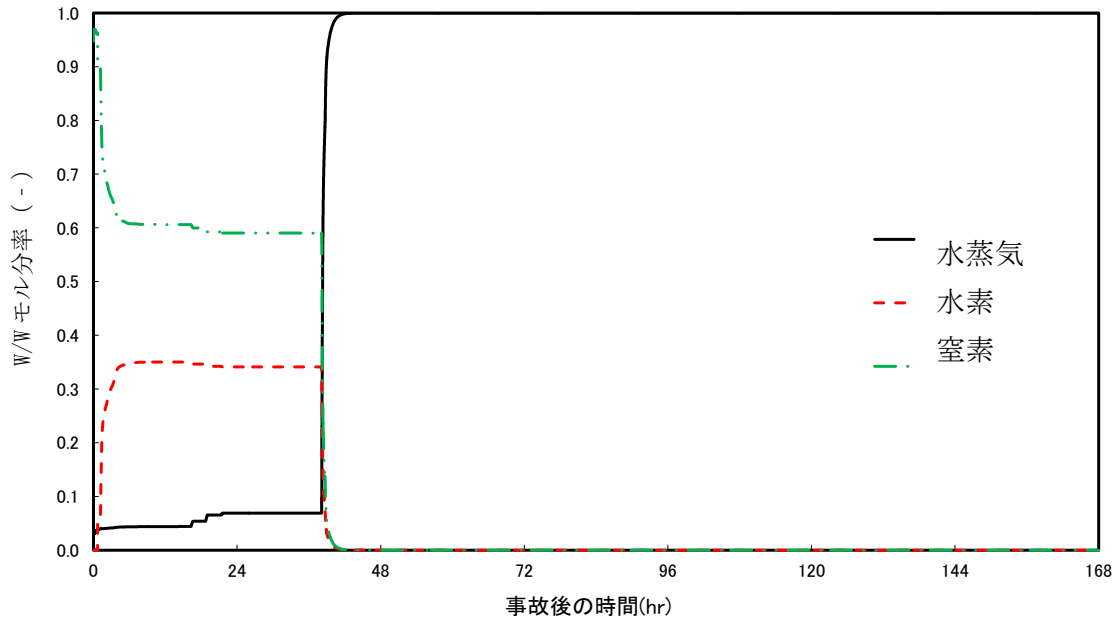


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

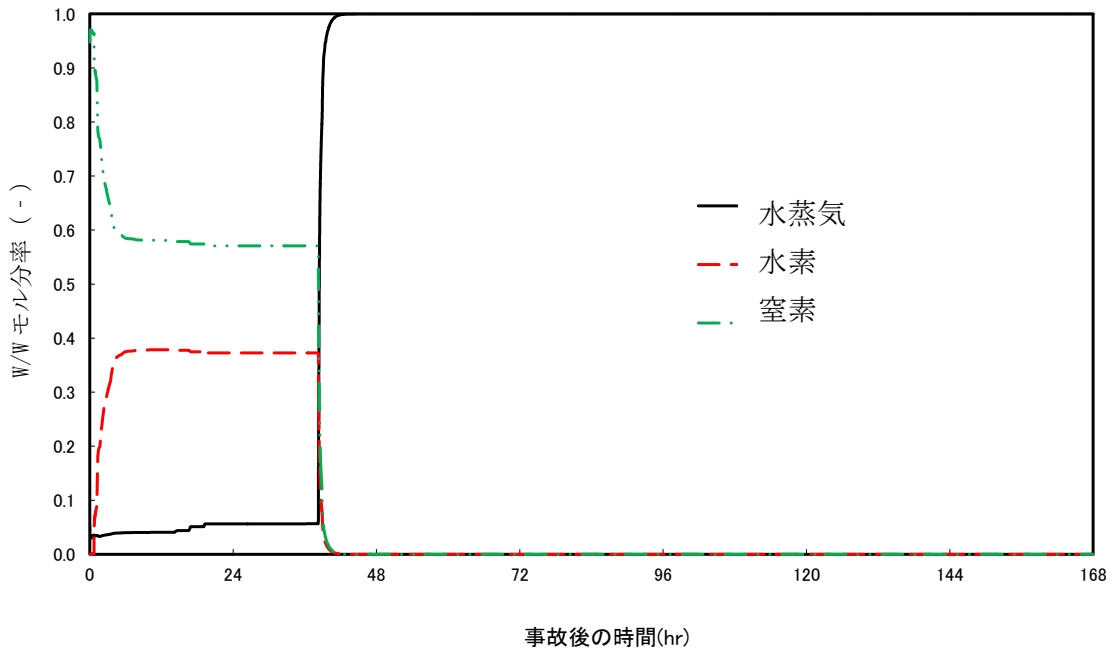


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図5 ドライウェル気相濃度の比較



大破断 LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



大破断 LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 6 ウェットウェル気相濃度の比較

## 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、代替循環冷却によって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 (DF450) を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)

(4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質（Cs-137）の漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウエルのラインを経由した場合の放出量約 2.0TBq（7 日間）に比べて十分に小さい。



### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1)式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)  
 $C$  : 風力係数 (-0.4)  
 $\rho$  : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup>: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)  
 $v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)  
 $\Delta P$  : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)  
なお、1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)  
 $f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)  
 $\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH<sub>2</sub>O)  
 $\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/2）

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な激しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・ TQV, 大破断 LOCA シーケンスとともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・ 下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としてい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。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・ MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としてい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	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	気液分離（水位変化）・対向流			
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（2/2）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激なFP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	大破断 LOCA 時における運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大破断 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、炉心損傷後の圧力容器内FP のパラメータを起点とした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	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ペントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	炉心損傷後の格納容器内FP のパラメータを起点とした操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない FP 挙動の差異により格納容器内温度及び圧力挙動に影響を与えるが、温度及び圧力は崩壊熱による水蒸気発生が支配的な要因であり影響は極めて小さい。さらに、格納容器圧力及び温度を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員等操作時間に影響を与えることはない	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ペントを回避できるため、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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 +118cm ~ 約 +120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%) )	定格流量の約 91~約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m <sup>3</sup> 液相部 : 3,580m <sup>3</sup>	空間部 : 5,960m <sup>3</sup> 液相部 : 3,580m <sup>3</sup> (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約 7.01m~約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約 3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m 分) の熱容量は約 20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器の圧力上昇は遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしを重量させることでより厳しい状態を設定	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h でスプレイ	140m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替循環冷却	循環流量は、全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし、原子炉へ約 90m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h にて流量分配	循環流量は、全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし、原子炉へ約 90m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h にて流量分配	代替循環冷却の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用する場合）（1/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）、常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で50分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に20分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計35分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定</li> <li>● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に15分間を想定</li> </ul> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1弁）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の追加起動であり、何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は、訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。</p> <p>低圧代替注水系（常設）の操作は中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>		

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(2/5)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p><b>【認知】</b> 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【要員配置】</b> 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【移動】</b> 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【操作所要時間】</b> 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある(添付資料3.1.2.9)	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した



表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用する場合) (3/5)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なこと、可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間180分想定のところ、訓練実績等により約135分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ、電源車及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では、防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ(6号及び7号炉:各3台)、代替原子炉補機冷却系用の電源車(6号及び7号炉:各2台)及び常設代替交流電源設備(6号及び7号炉で1台)への燃料給油を期待している。 各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、許容時間180分のところ訓練実績等では約142分、電源車への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約112分、常設代替交流電源設備への給油作業は、許容時間540分のところ訓練実績等では約181分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(4/5)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p><b>【認知】</b> 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非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【要員配置】</b> 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 敷設を行う専任の緊急時対策要員(事故後10時間以降の参集要員)が配置されている。運転員(現場)は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【移動】</b> 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【作業所要時間】</b> 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて10時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員(現場)の行う現場系統構成は, 操作対象が20弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 1弁あたりの操作時間に移動時間含めて10分程度を想定しており, これに余裕を含めて5時間の操作時間を想定している</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 緊急時対策要員による準備操作及び運転員(現場)の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に10時間, その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり, この場合, 格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から20時間あり, 代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による原子炉注水, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ, 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は, 事象発生約38時間後であり, 約15時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約7時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(5/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生約22.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	代替循環冷却運転は <b>事象発生</b> 約22.5時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の開始時間も早まる可能性がある	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。 格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある	現場モックアップ等による実績では、代替循環冷却による格納容器除熱操作の中の操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却運転開始直前操作の所要時間は、復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約21分。他の操作は <b>事象発生</b> 20時間後又は22時間後までに予め準備が可能である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

## 注水操作が遅れる場合の影響について

## 1. はじめに

評価事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」では、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し、事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。有効性評価では、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)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。

本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。

## 2. 評価項目への影響

操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも 20 分遅延（事象発生 90 分後に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。

## (1) 原子炉圧力容器の健全性への影響

原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表 1 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図 1, 2 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、損傷した燃料は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。

## (2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響

格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表 2 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図 3, 4 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図 3, 4 に示すとおり、格納容器スプレイ開始後は格納容器の圧力・温度は制御される。また、代替循環冷却の使用不能を想定した場合、格納容器限界圧力に到達する時間は、有効性評価のケースと同じ約 38 時間後であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響はほぼない。

### 3. まとめ

操作 20 分遅れの場合においても，有効性評価のケースと同様に，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，有効性の確認された 20 分程度の遅れの余裕がある。

表 1. 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)

表 2. 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度 の到達時間 (格納容器ベント開始時間)
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に 原子炉注水開始)	約 2.0 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に 原子炉注水開始)	約 2.3 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)

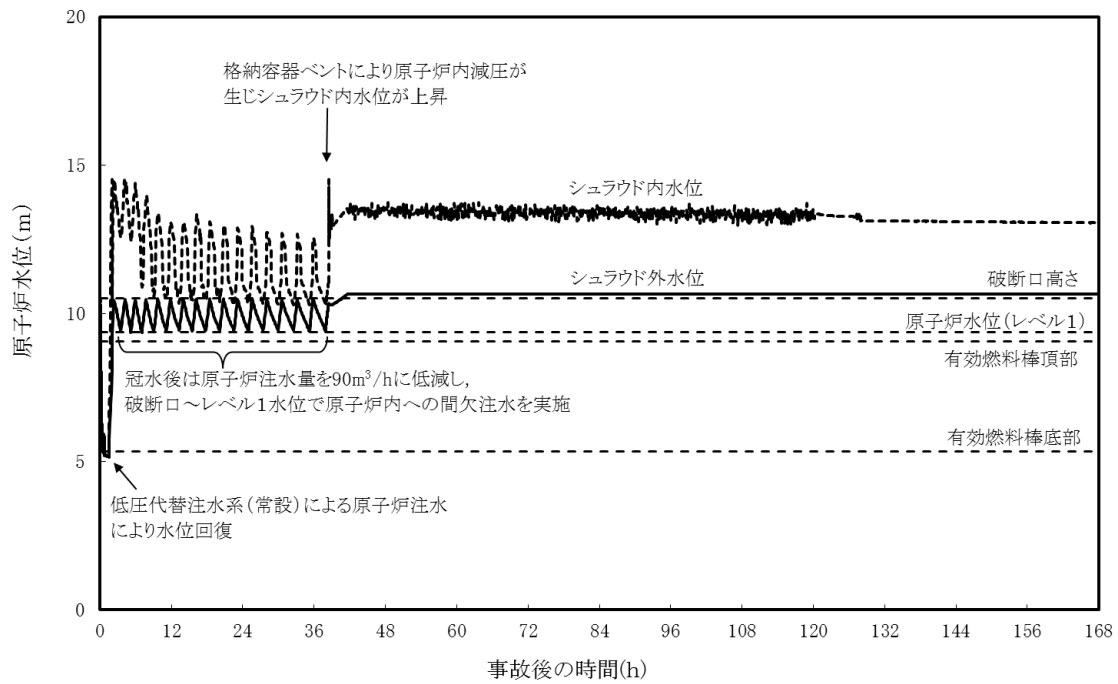


図 1. 操作 20 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

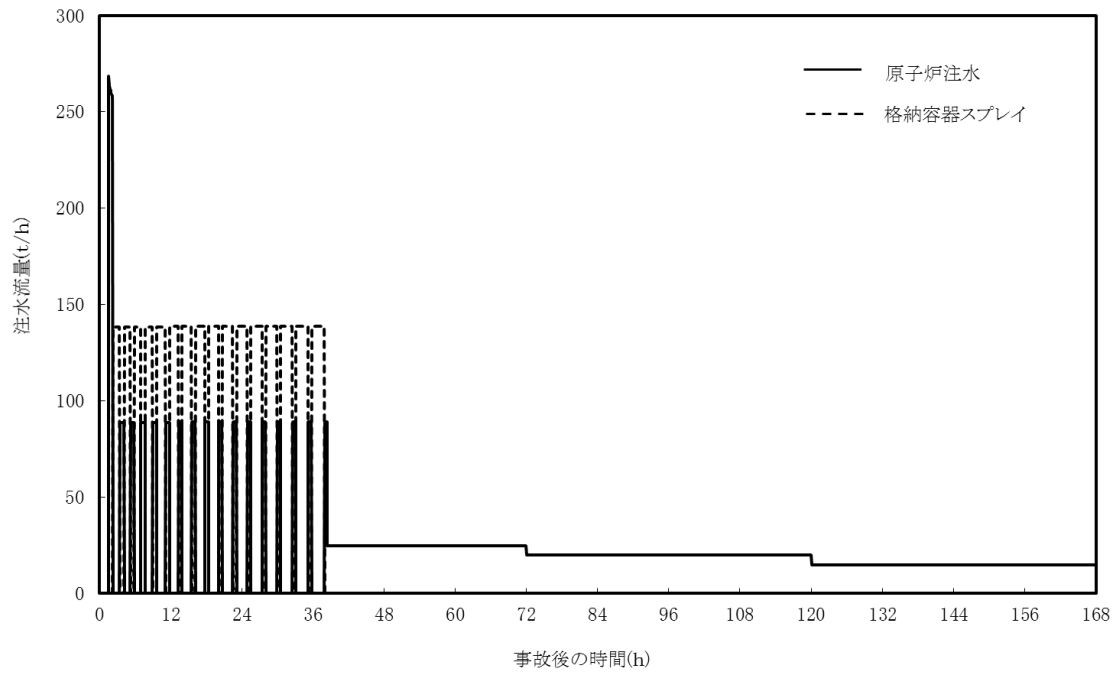


図 2. 操作 20 分遅れのケースにおける注水流量の推移

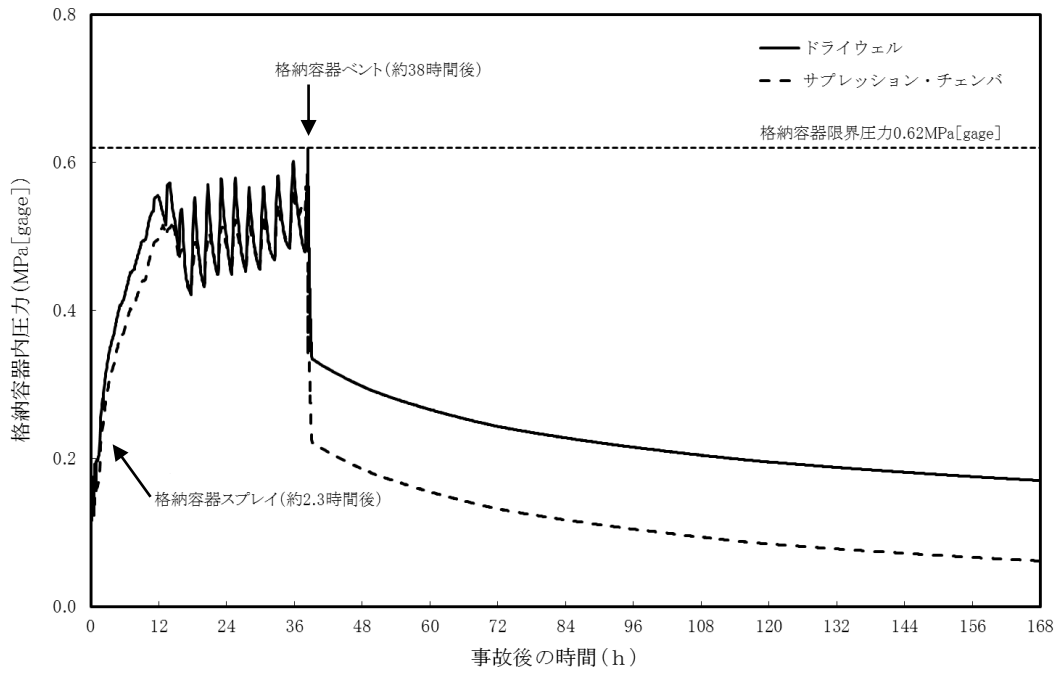


図 3. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

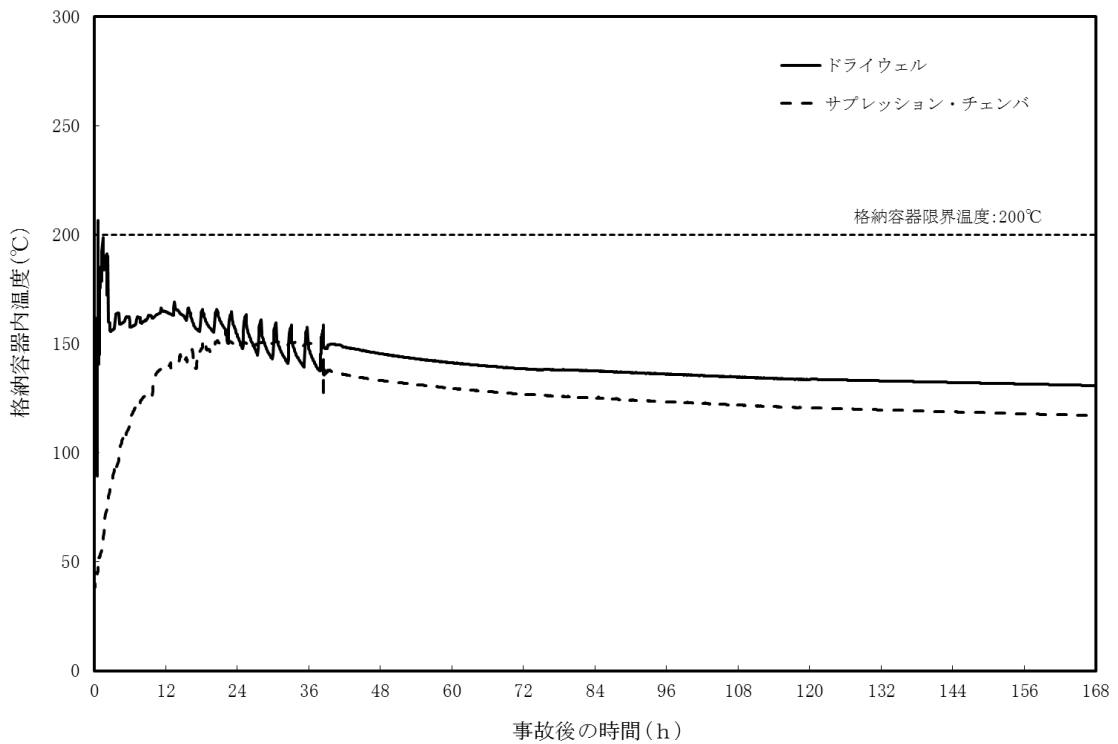


図 4. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

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）：代替循環冷却を使用する場合）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

○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

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m<sup>3</sup>/h）。

② 代替格納容器スプレー冷却系による代替格納容器スプレー

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレーを実施（140m<sup>3</sup>/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。

④ 代替循環冷却準備（MUWC 全停）の影響緩和のための措置

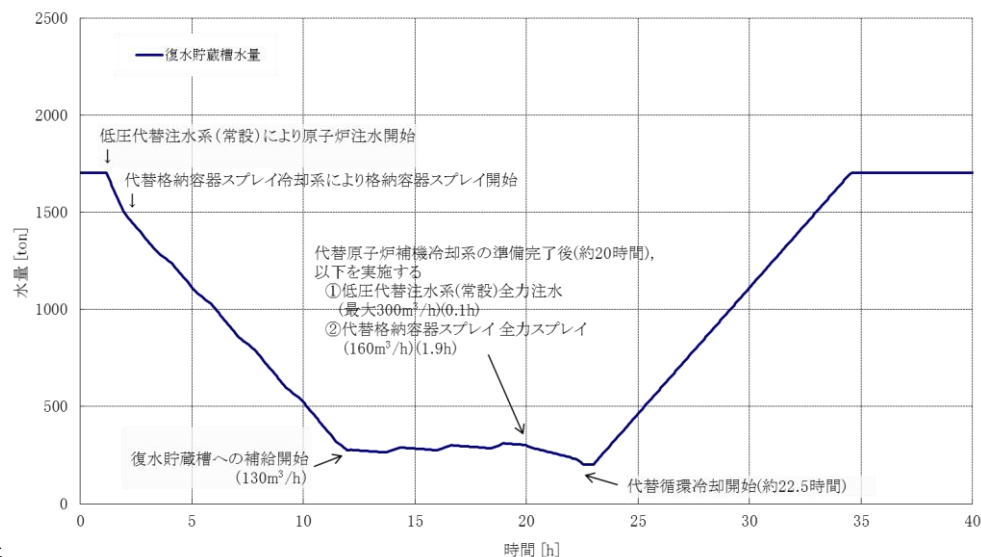
事象発生 20 時間後から、低圧代替注水系（常設）において、原子炉圧力容器内へ全力注水（最大 300m<sup>3</sup>/h）を 0.1 時間行う。その後、代替格納容器スプレー冷却系に切替えを行い、最大流量（160m<sup>3</sup>/h）で 1.9 時間、代替格納容器スプレーを実施する。

○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間後までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレーを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生後約 22.5 時間後から、代替循環冷却の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,800m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,600m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。





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）：代替循環冷却を使用する場合）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：格納容器過圧・過温破損は6号及び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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

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 <b>約 954kL</b>	6号及び7号炉軽油タンク各 <b>約 1,020kL</b> 及びガスタービン発電機用燃料タンク <b>約 200kL</b> の容量（合計）は <b>約 2,240kL</b> 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） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台= <b>9,072L</b>	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		7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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		
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 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台= <b>9,072L</b>		
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 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	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		
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 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	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		
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 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	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		
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 <b>約 632kL</b>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンクの 残容量（合計）は <b>約 1,207kL</b> 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	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		
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 <b>約 79kL</b>	
	免震重要棟内緊急時対策用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） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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			

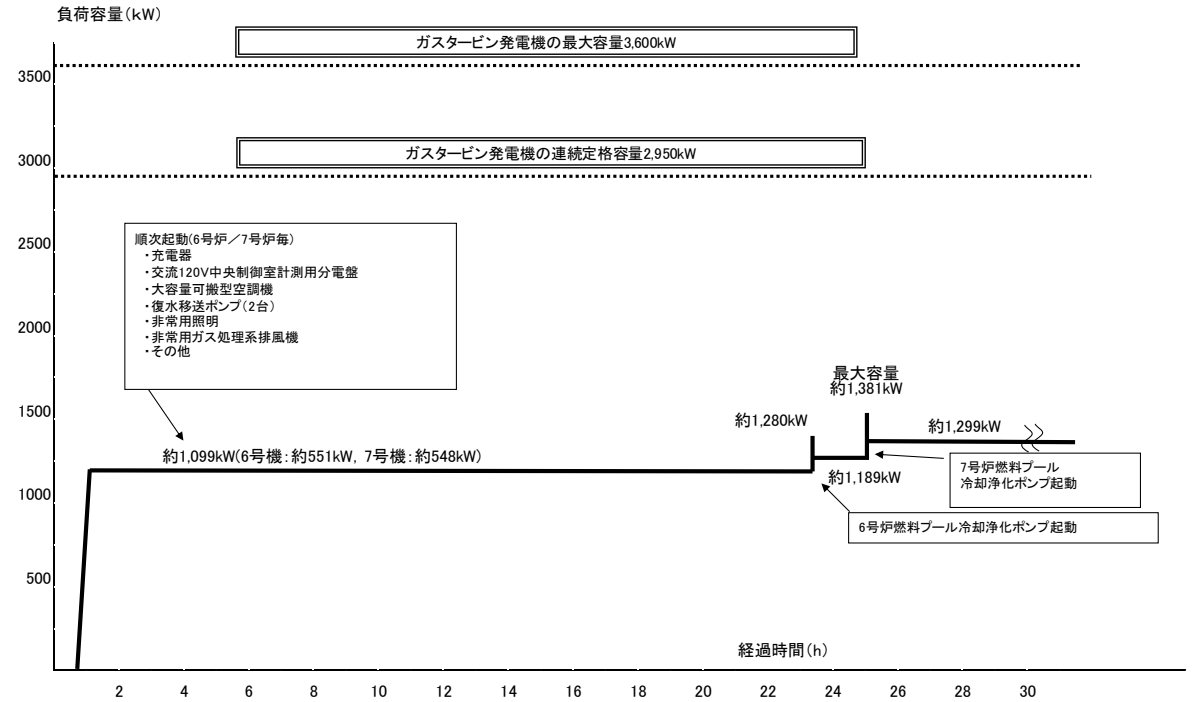
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却を使用する場合）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約641kW	約658kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約1,299kW (約1,381 kW)	



負荷積算イメージ

### 3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

#### 3.1.3.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、代替循環冷却以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.3.1 から図 3.1.3.3 に、手順の概要を図 3.1.3.4 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 3.1.3.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 30 名\*である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 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、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.3.5 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

#### a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、3.1.2.1 a. と同じ。

#### b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、3.1.2.1 b. と同じ。

#### c. 炉心損傷確認

炉心損傷確認については、3.1.2.1 c. と同じ。

#### d. 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

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）による原子炉注水については、3.1.2.1 d. と同じ。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却については、3.1.2.1 e. と同じ。

f. 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力が、限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の二次格納施設外からの人力操作によって全開することで、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

以降、損傷炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

### 3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答

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

## (2) 有効性評価の条件

本評価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3.1.3.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

#### (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、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお、代替循環冷却は使用しないものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、格納容器圧力高信号を想定し、事象の発生と同時に発生するものとする。

#### (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

#### (c) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内へスプレイする。なお、代替格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

#### (d) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納

容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低压代替注水系（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。
- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、炉心冠水後、格納容器温度が約190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件

- (a) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の総放出量については、炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

- (b) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

$f_{\text{Cs}}$  : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

$f_{\text{CsI}}$  : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

$f_{\text{CsOH}}$  : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

$M_{\text{I}}$  : ヨウ素の初期重量 (kg)

M\_Cs : セシウムの初期重量 (kg)  
W\_I : ヨウ素の分子量 (kg/kmol)  
W\_Cs : セシウムの分子量 (kg/kmol)  
Bq\_Cs137 : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)  
DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数

- (c) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。
- (d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。
- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
  - b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。
  - c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位 (シユラウド内外)、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.3.6から図3.1.3.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.3.9に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図3.1.3.10から図3.1.3.13に示す。

##### a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系 (常設) による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することができる。ベントラインの水没防止のために、格納容器

ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止することから、格納容器圧力は上昇し、事象発生から約 38 時間経過した時点で限界圧力に接近する。限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び温度を低下させる。その後、熔融炉心からの放熱によって格納容器温度は上昇傾向が継続するが、崩壊熱の減少に伴い、事象発生から約 43 時間経過した時点で低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力についても同様に徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

#### b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.3.10 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 38 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 2%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

格納容器温度は、図 3.1.3.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165°C となり、限界温度 200°C を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207°C となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144°C であり、限界温度 200°C を超えない。

サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約  $1.4 \times 10^{-3}$  TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量



は約 0.017TBq (7 日間) となり、ドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に比べて十分に小さな値となる。このことから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量はドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に対して無視できる程度であり、これらを加えた場合でも大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) で変わりなく、100TBq を下回る。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

図 3.1.3.6 に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、図 3.1.3.10 に示すとおり、限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.1.3.3)

### 3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却を使用しない場合)) では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析 (ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析) では、炉心熔融時間に対する感度は小さい

ことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としてい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。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは FP 放出の開始時間に関する基本的なモデルについては PHEBUS-FP 実験解析において、実機体系により妥当性が確認されているが、燃料被覆管破裂後の FP 放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられるが、炉心損傷後の圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析

により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが、炉心損傷後の格納容器内 FP を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.1.3.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内 FP 挙動及び炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉压力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることが確認されている。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCove 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137 の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シーケンスにおけ

る格納容器逃がし装置等による Cs-137 の総放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約  $1.4 \times 10^{-3}$  TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある。

（添付資料 3.1.3.4）

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料3.1.3.4）

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目とな

るパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.1.3.4)

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており、実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さに到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の想定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.62MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約38時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等

であり、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

（添付資料3.1.3.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料3.1.3.4）

(3) 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し、その結果を以下に示す。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であるため、放出量に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間

余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料3.1.3.4, 3.1.2.9)

#### (4) まとめ

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

### 3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「3.1.3.1格納容器破損防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約7,300m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象

発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生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に設定しているためである。

(添付資料 3.1.3.5)

#### 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6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約959kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)で合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.3.6)

#### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約1,299kW(6号炉:641kW 7号炉:658kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.3.7)

#### 3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低压代替注水系(常設)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置及び更な



る信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、金属－水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

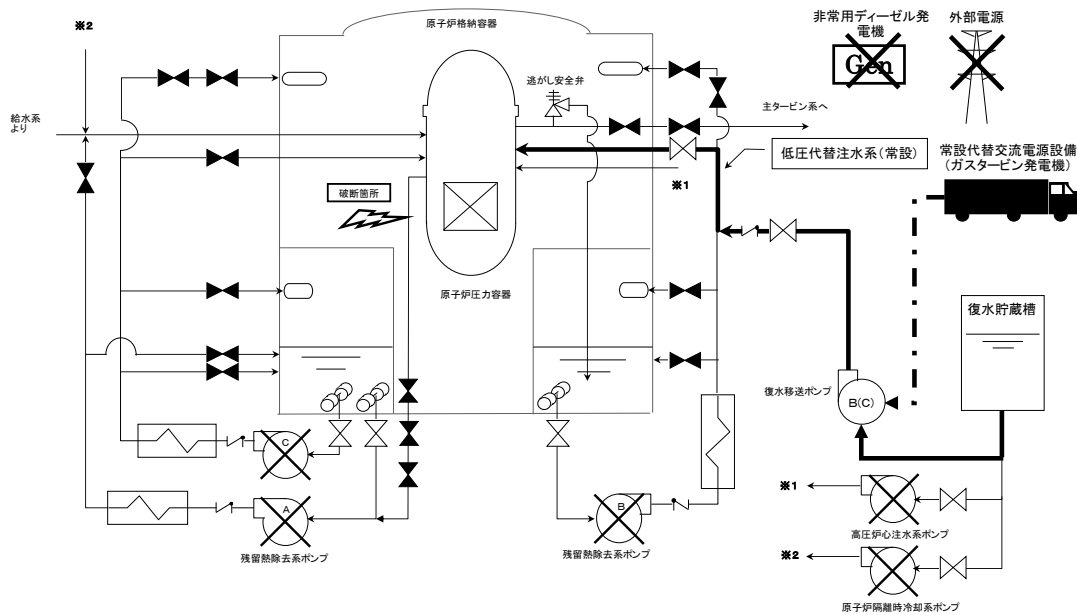
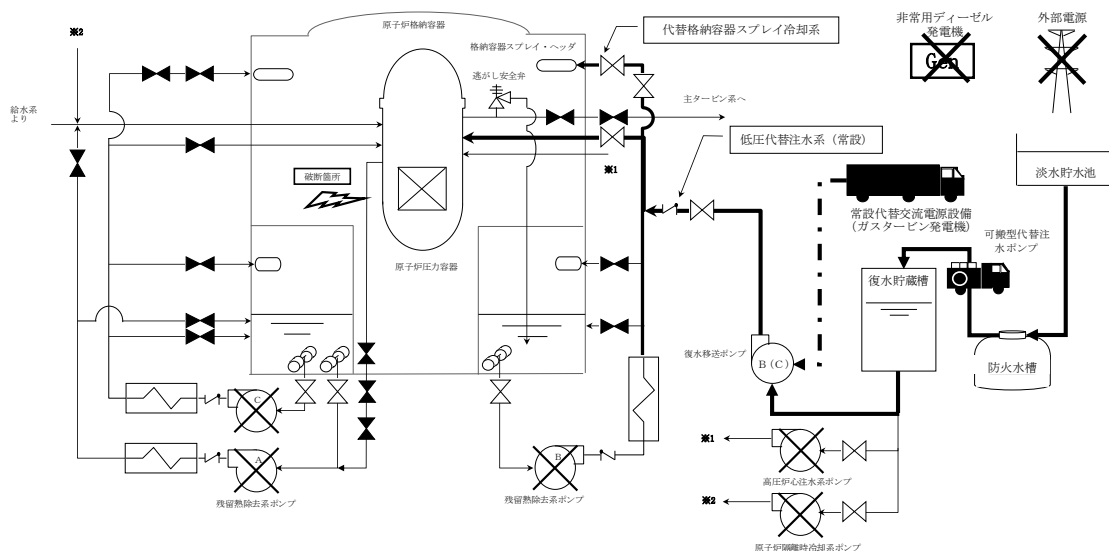


図 3.1.3.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(1/3)  
(原子炉注水)



※ 低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 3.1.3.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(2/3)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

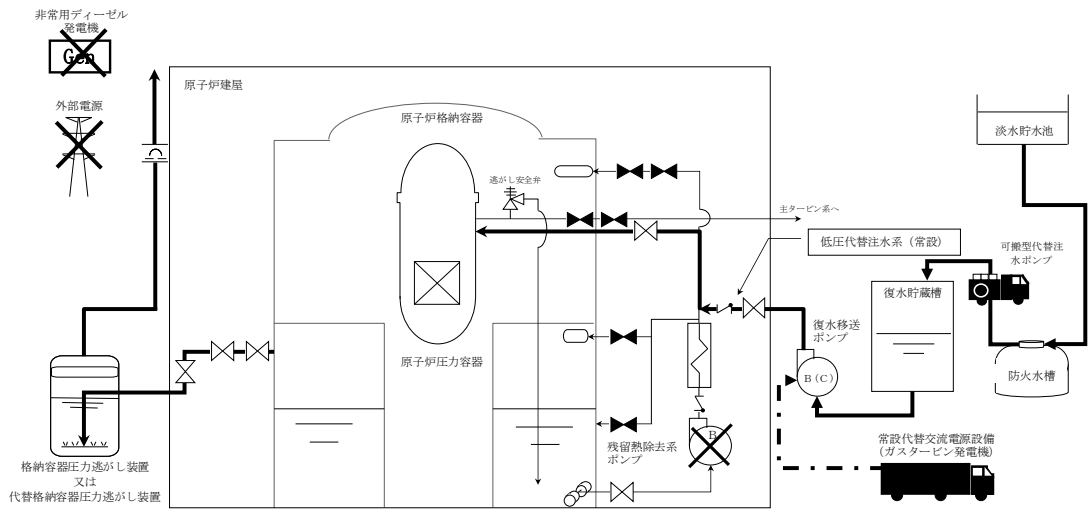


図 3.1.3.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用しない場合）(3/3)  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

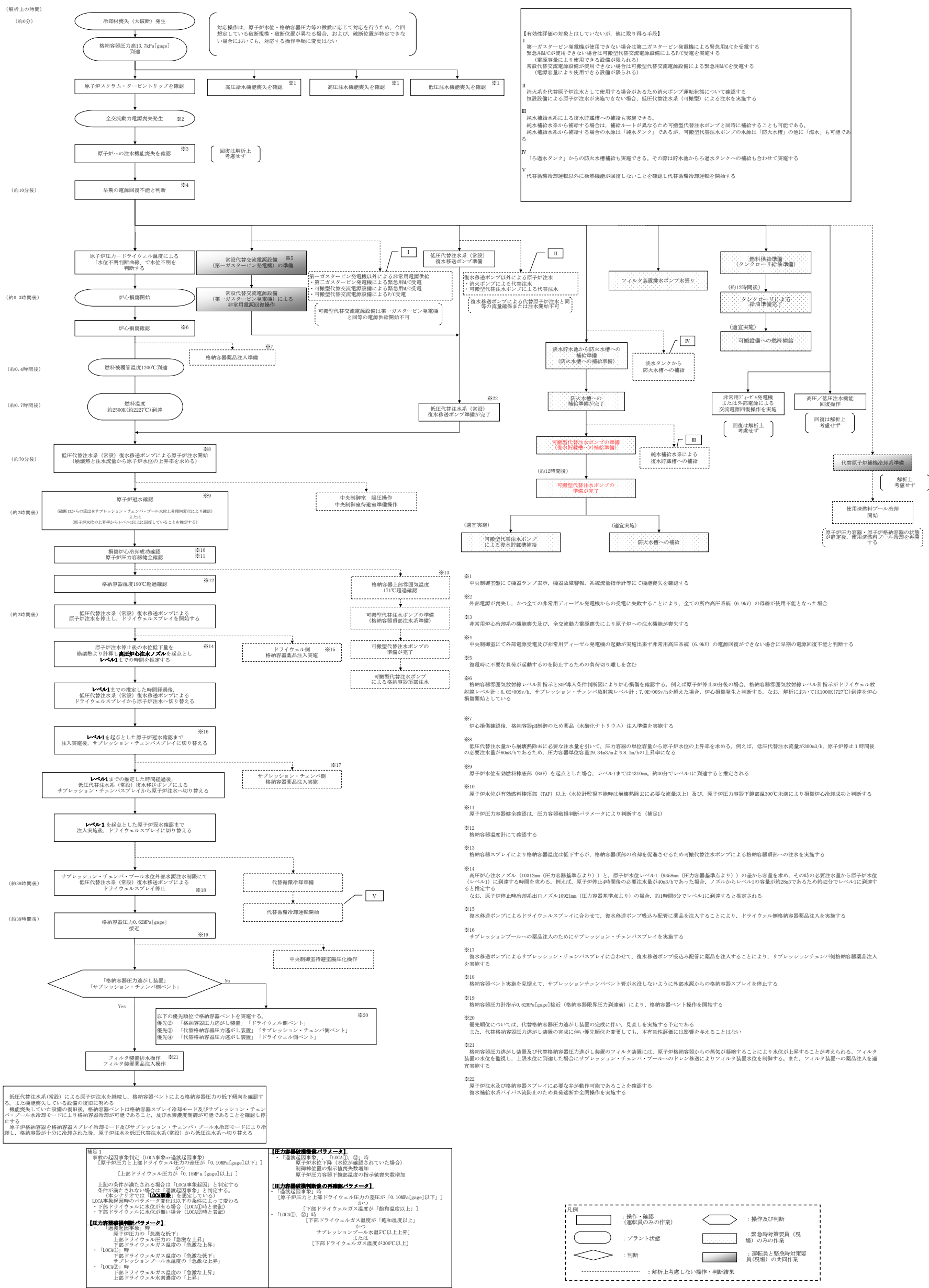


図 3.1.3.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の対応手順の概要（代替循環冷却を使用しない場合）

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)																									備考	
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡																													
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮																													
通報連絡者	緊急時対策要員		5人	中央制御室連絡 緊急時対策要員																														
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員																														
6号		7号		6号		7号																												
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	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 ・外部電源 回復																										対応可能な要員により対応する
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧 操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復																										対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	・受電前準備 (中央制御室)	20分																									
	-	-	2人 C, D	-	-	-	-	・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認 ・第一ガスタービン発電機給電準備 ・第一ガスタービン発電機起動、給電	10分 20分 10分 20分																									
	-	-	2人 B, F	4人 o, d e, f	-	-	-	・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備 ・現場移動 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	10分 50分 50分																									
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	2人	・第一ガスタービン発電機 運転状態確認 ・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機 試験確認 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機 運転状態確認	10分 30分																									要員を確保して対応する
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																									
	-	-	(2人) B, F	4人 o, d e, f	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電	10分 10分 10分																									
	-	-	-	(4人) o, d e, f	-	-	-																											
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・蓄電池内蔵照明の点灯確認 ・可搬型照明の設置、点灯	15分																									要員を確保して対応する
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・復水移送ポンプ (B, C) 起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	15分																									交流電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
	-	-	-	(2人) o, d	-	-	-	・現場移動 ・7号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作		炉心冠水後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替																								
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作		原子炉注水と格納容器スプレイ切替																								
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型陽圧化空調機プロ アユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	-	・MCR系 隔離弁操作 ・中央制御室可搬型陽圧化空調機プロアユニット起動	30分 30分	交流電源回復により遠隔操作可能な場合は遠隔にて隔離操作を実施する																								要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・中央制御室待避室照明確保 ・中央制御室待避室データ表示装置起動操作 ・中央制御室待避室空気ポンプ/陽圧化装置空気供給元弁開	10分 30分																									要員を確保して対応する
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) B, F	(2人) o, d	-	-	-	・格納容器スプレイに合わせた薬品注入		格納容器スプレイに合わせて実施																								要員を確保して対応する
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																									
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電確認	10分																									
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電	10分																									
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間  
(代替循環冷却を使用しない場合) (1/2)

格納容器過圧・過温破損							経過時間 (時間)										備考		
							2 4 6 12 16 20 24 28 32 36 40 44												
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			経過時間 (時間)											
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		経過時間 (時間)											
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注水弁操作	約0.3時間 炉心損傷開始 約70分 原子炉注水開始 約2時間 炉心冠水確認											
代替格納容器スプレィ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレィ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレィの切り替えを繰り返し実施											
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部注水	注水量および上部ドライウェル温度変化により格納容器頂部注水を調整する											
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備	10分											
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	80分										要員を確保して対応する	
代替原子炉補機冷却系 準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分										要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	・放射線防護装備準備/装備	10分											
代替原子炉補機冷却系 運転 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・現場移動 ・管機材配置及びホース布設、起動及びシステム張り	10時間										要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施										現場確認中断 (一時待避中)	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの補給	・再起動準備として使用済燃料プールへの補給を実施する										30分	燃料プール水温「72℃」以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系システム構成	・再起動準備として過脱塩器の隔離を実施する										30分	燃料プール水温「72℃」以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じて使用済燃料プールへの補給を依頼する										30分	燃料プール水温「70℃」以下維持 要員を確保して対応する
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・放射線防護装備準備/装備	10分											
	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・現場移動 ・淡水貯水池→防火水槽へのシステム構成、ホース水張り	90分											
	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施										現場確認中断 (一時待避中)	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・放射線防護装備準備/装備	10分											
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分											
燃料給油準備	-	-	-	-	※1, ※2	※1, ※2	・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施										格納容器ベント前にガスタービン発電機用燃料タンクが枯渇しないように給油する	
中央制御室待避室の陽圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化装置空気供給弁開 ・中央制御室待避室陽圧調整	5分										格納容器ベント実施の30分前または格納容器ベント操作に運転員が現場への移動を開始した場合に実施する 中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化操作完了後、格納容器ベント操作要員以外は待避室へ移動する	
中央制御室待避室の陽圧化維持	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室陽圧状態確認 ・中央制御室待避室陽圧調整	適宜実施										中央制御室待避室が陽圧化されていること高圧計により確認する。必要に応じて高圧調整弁により陽圧調整を実施する。	
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	60分											
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分										格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する	
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	適宜実施										待避所へ待避しベント状態を監視する。	
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分											
	-	-	-	-	(4人) (参集)	(4人) (参集)	・格納容器ベント操作	60分										格納容器ベント操作後待避所へ待避する	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施										中操からの連絡を受けて現場操作を実施する	
	-	-	-	-	2人	2人	・フィルタ装置薬液補給	適宜実施										中操からの連絡を受けて現場操作を実施する	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分											
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施										格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 ※ (参集要員9人)	10人 ※ (参集要員9人)													

※ 有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「14人(参集要員9人)」となる  
 ( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却を使用しない場合) (2/2)

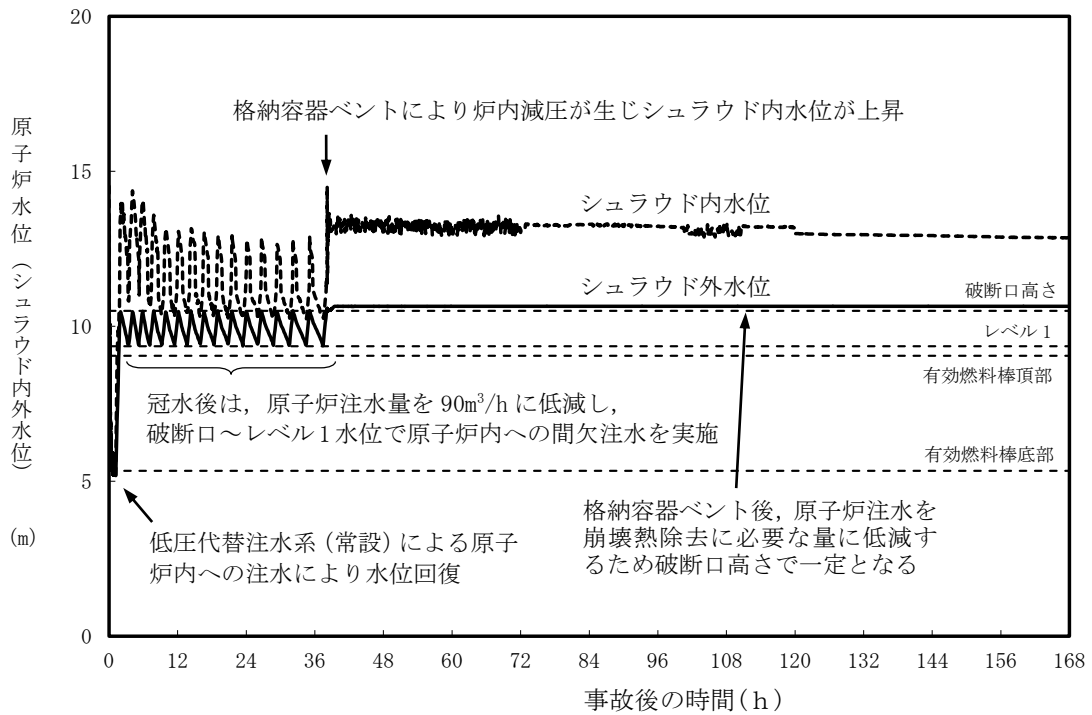


図 3.1.3.6 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

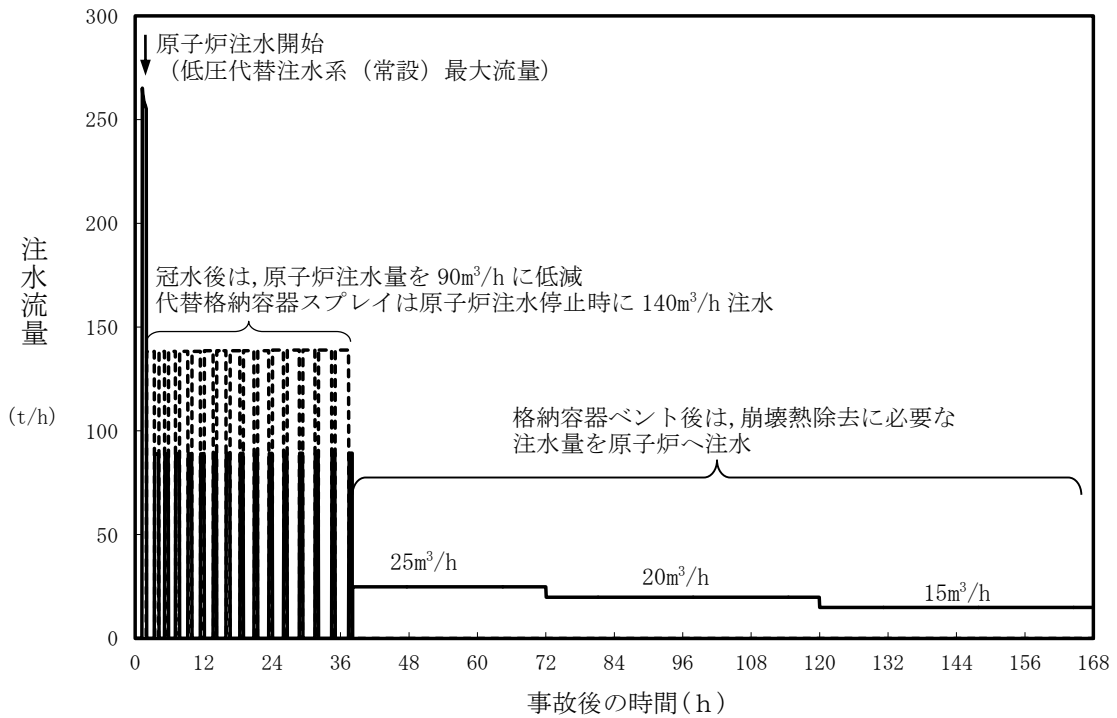


図 3.1.3.7 注水流量の推移

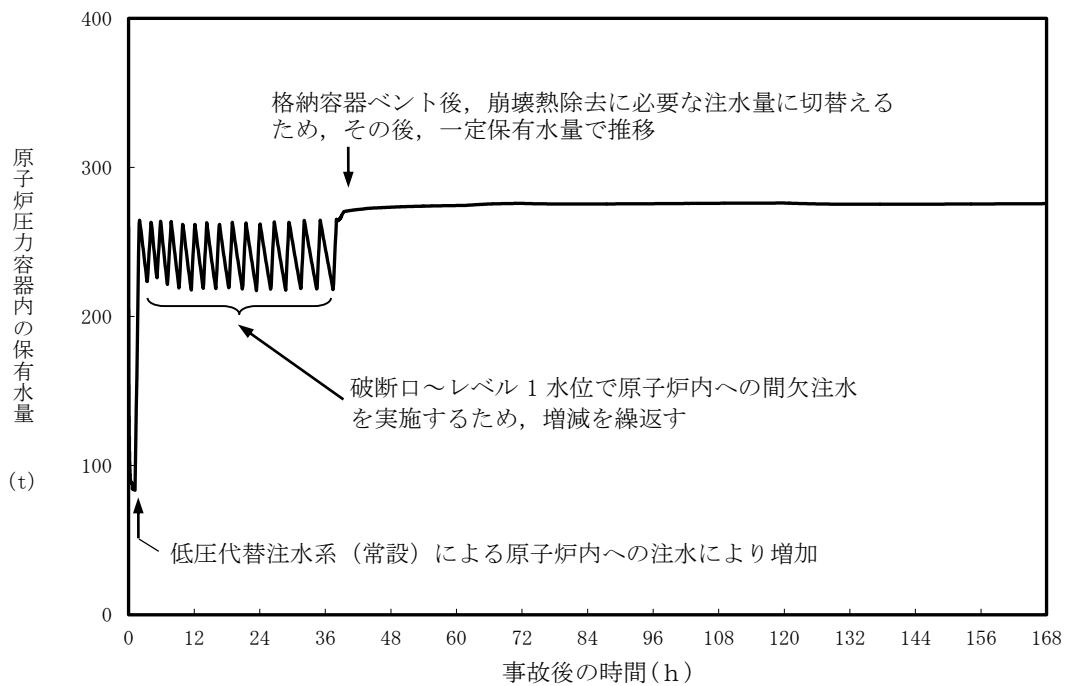


図 3.1.3.8 原子炉压力容器内の保有水量の推移

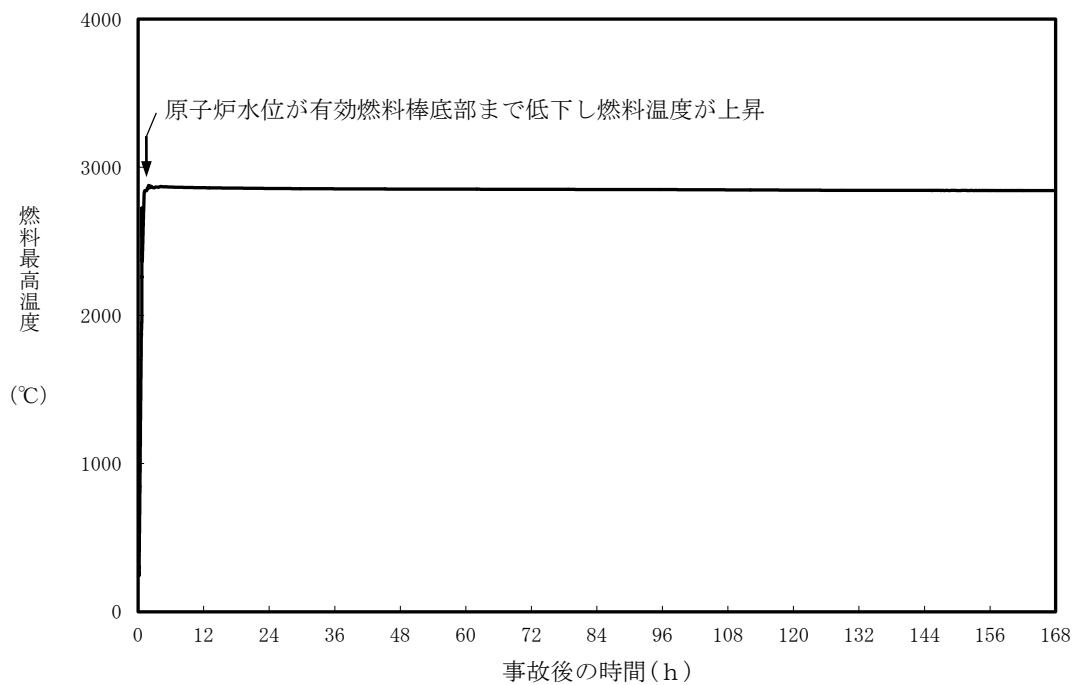


図 3.1.3.9 燃料最高温度の推移



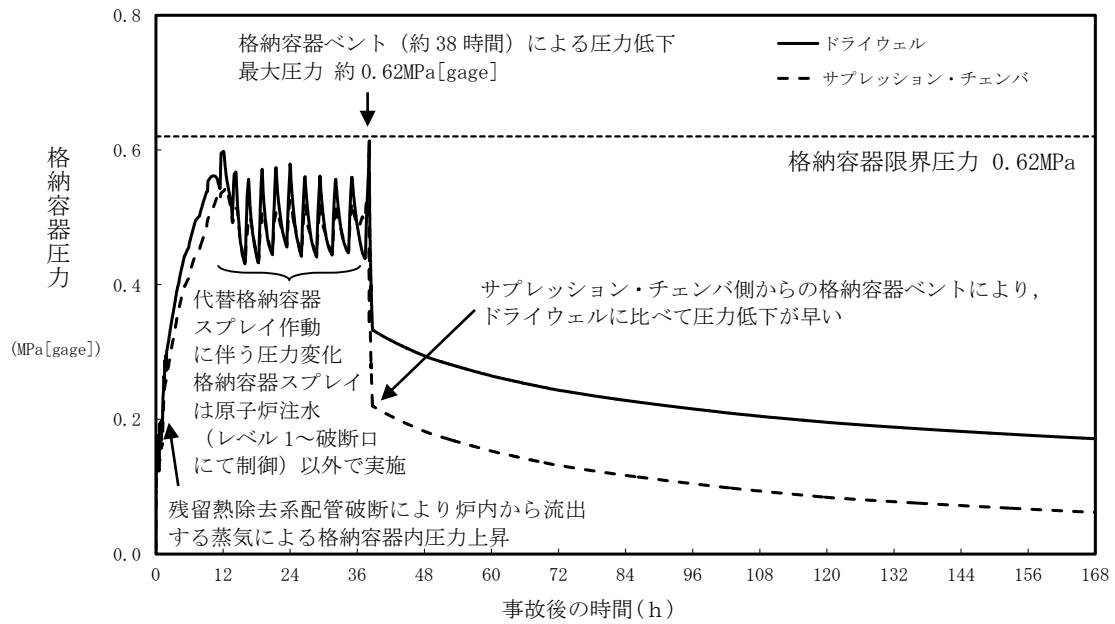


図 3.1.3.10 格納容器圧力の推移

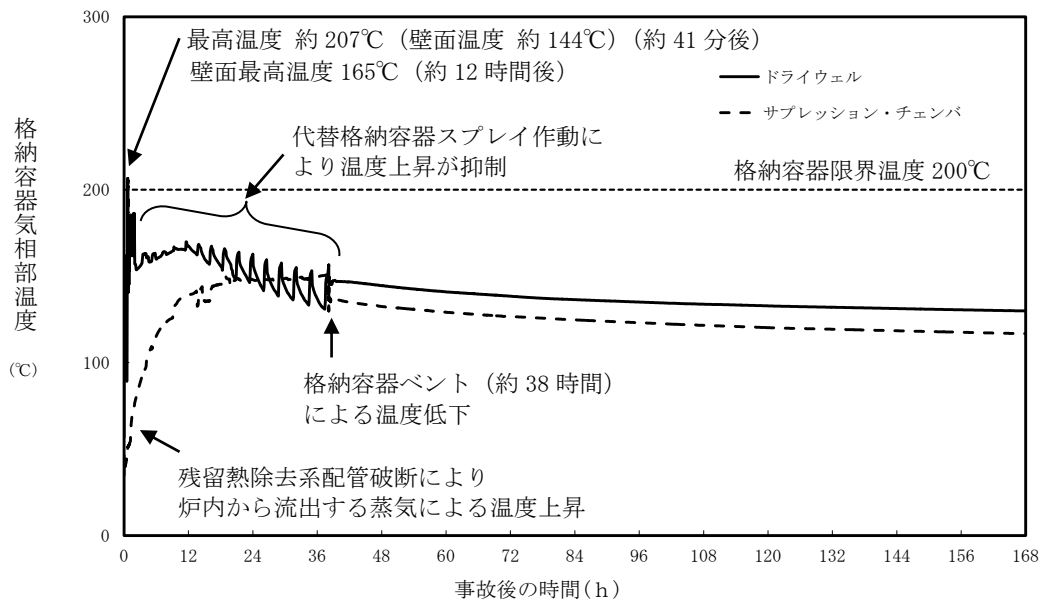


図 3.1.3.11 格納容器気相部温度の推移

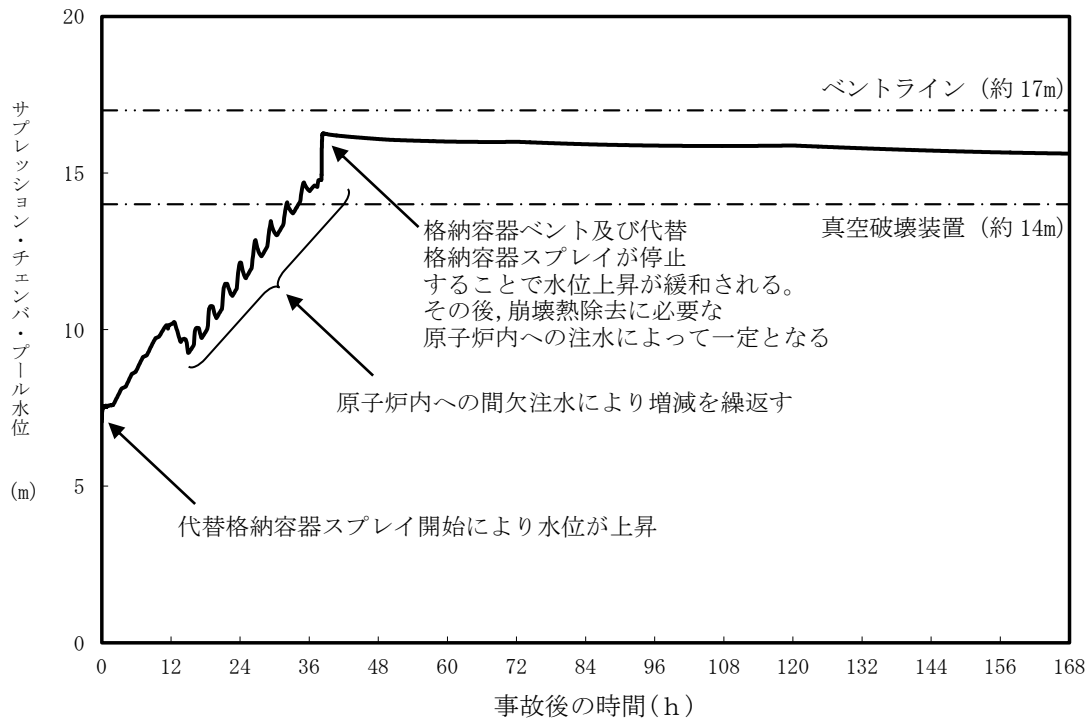


図 3.1.3.12 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

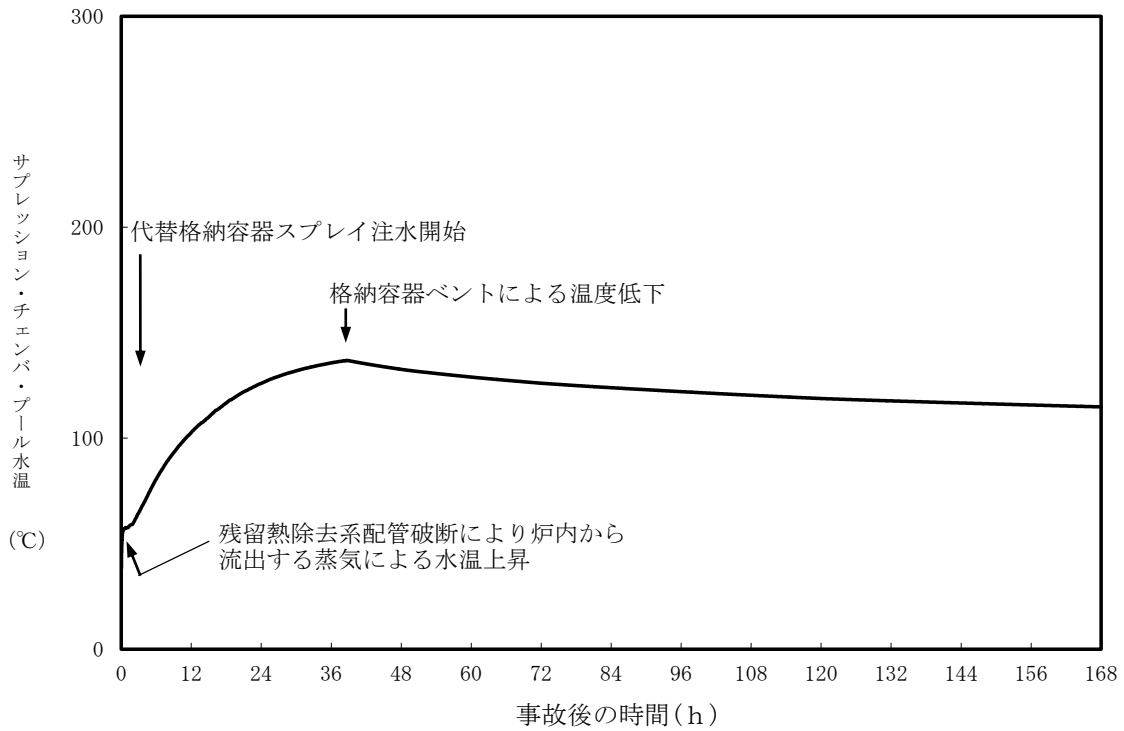


図 3.1.3.13 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について  
（代替循環冷却を使用しない場合）

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系統流量計】 【残留熱除去系系統流量計】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る 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，非常用高圧母線（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	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/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）による原子炉水位回復確認	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 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断する。崩壊熱及び原子炉注水量による推定手段を使用し，原子炉水位を推定する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA） ドライウエル雰囲気温度計
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約190℃に到達した場合，推定手段により炉心冠水を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で，原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウエル雰囲気温度計 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位計 フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

 有効性評価上考慮しない操作

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用しない場合）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用しない場合）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	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 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用しない場合）（3/4）

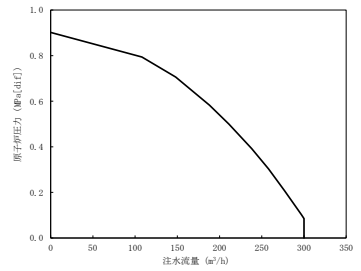
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  <p>復水移送ポンプ 2台による注水特性</p>
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置の設定値として設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用しない場合）（4/4）

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操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	炉心冠水後，格納容器温度が約 190℃到達時
	格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]接近時

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における Cs-137 放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における Cs-137 の放出量は以下のとおりとなる。

なお、Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表 1 に示す。

(1) Cs-137 の放出量 (TBq) の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times Bq_{\text{Cs-137}} \times (1/DF) \quad \dots \quad (1)$$

一方、原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 ( $f_{\text{Cs}}$ ) は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137 の炉内内蔵量は ORIGEN コード、原子炉格納容器からの CsI 及び CsOH の放出割合は MAAP コードにて算出している。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots \quad (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots \quad (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots \quad (4)$$

(2) ~ (4) 式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots \quad (5)$$

$f_{\text{Cs}}$  : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

$f_{\text{CsI}}$  : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 ※

$f_{\text{CsOH}}$  : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 ※

$M_{\text{CsI}}$  : CsI に含まれる Cs 量

$M_{\text{CsOH}}$  : CsOH に含まれる Cs 量

$M_{\text{I}}$  : よう素の初期重量 = 29.1 kg

$M_{\text{Cs}}$  : セシウムの初期重量 = 382.9 kg

$W_{\text{I}}$  : よう素の分子量 = 131 (kg/kmol)

$W_{\text{Cs}}$  : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

$Bq_{\text{Cs137}}$  : Cs-137 の原子炉圧力容器内内蔵量 (Bq) =  $5.2 \times 10^{17}$

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

※原子炉格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮した MAAP コードでの評価値（別紙参照）



(2) 計算結果

サプレッション・チェンバのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$$

$$= 2.60 \times 10^{-6}$$

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 1.4 \times 10^{-3} \text{ TBq}$$

ドライウエルのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 3.908 \times 10^{-3} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503 \times 10^{-3} - 3.908 \times 10^{-3})$$

$$= 3.80 \times 10^{-3}$$

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 3.80 \times 10^{-3} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 2.0 \text{ TBq}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間 (h)	1 サイクル：10,000h (416日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル13ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200体) 2 サイクル：0.229 (200体) 3 サイクル：0.229 (200体) 4 サイクル：0.229 (200体) 5 サイクル：0.084 (72体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく (ABWRの値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MWで規格化する。)

## 大破断 LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について

図 1 に、NUREG-1465 における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合（BWR プラント, Early In-Vessel）と、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するシナリオの MAAP 解析における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合を示す。図 1 から分かるとおり、よう素及びセシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きくなっている。希ガスについては、MAAP 解析では全量が原子炉格納容器内に放出されてはいないが、これは損傷炉心の終状態においても、炉心内に健全な状態の燃料が一部残されるためである（添付資料 3.1.2.3）。

MAAP 解析においては、放射性物質が原子炉格納容器内に放出された後、原子炉格納容器内に放出された放射性物質は、希ガスを除き、格納容器スプレイやサブプレッション・チェンバ・プールでのスクラビング等により除去される。このため、格納容器ベント実施後、事象発生後 7 日間で原子炉格納容器外に放出されるよう素及びセシウムの放出割合は、 $10^{-6}$  オーダーとなる。

なお、中・低揮発性の核種グループについては、TMI 事故や福島第一原子力発電所事故での観測事実をふまえ、格納容器ベント実施後に格納容器外に放出される割合について、MAAP 解析の結果から得られたセシウムの原子炉格納容器外への放出割合及び NUREG-1465 における原子炉格納容器内への放出割合の比（例 セシウム：0.25 に対しランタノイド：0.0002）を利用して放出割合を評価し、中央制御室の居住性評価や現場の作業環境評価に用いている。

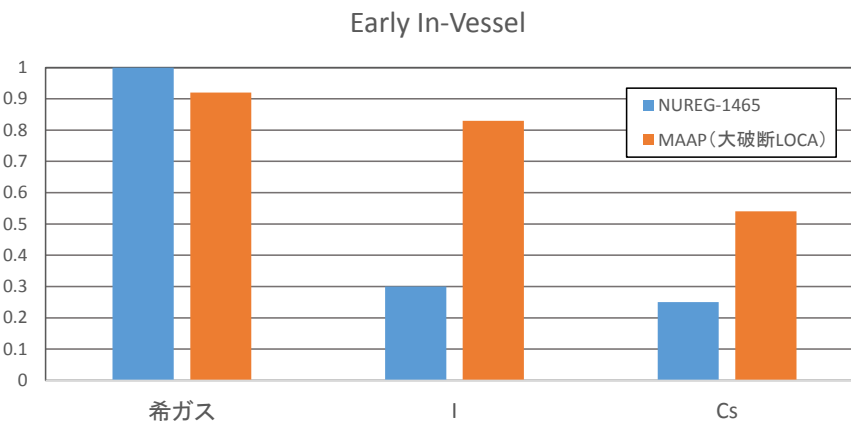


図 1 原子炉格納容器内への放出割合の比較

## 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 (DF450) を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳

細は「3. 補足事項」参照)

- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量は約 0.017TBq (7 日間) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウエルのラインを経由した場合の放出量約 2.0TBq (7 日間) に比べて十分に小さい。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1) 式に建屋周辺の風速と建屋差圧（風荷重）の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)  
 $C$  : 風力係数 (-0.4)  
 $\rho$  : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup>: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)  
 $v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)  
 $\Delta P$  : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)  
なお、1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)  
 $f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)  
 $\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH<sub>2</sub>O)  
 $\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

## 安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。

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

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，格納容器圧力 0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保  
（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（1/2）

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる		「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・ TQV, 大破断 LOCA シーケンスとともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・ 下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
	燃料棒表面熱伝達					
	燃料被覆管酸化					
	燃料被覆管変形	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）				
沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・ MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としてい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	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい		
気液分離（水位変化）・対向流						
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる		「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（2/2）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時刻を良く再現できているもの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激な FP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる	核分裂生成物（FP）挙動モデルは FP 放出の開始時間に関する基本的なモデルについては PHEBUS-FP 実験解析において、実機体系により妥当性が確認されているが、燃料被覆管破裂後の FP 放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと考えられるが、炉心損傷後の圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることが確認されている。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが、炉心損傷後の格納容器内 FP を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137 の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シナリオにおける格納容器逃がし装置等による Cs-137 の総放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合は約 $1.4 \times 10^{-3}$ TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある



表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（1/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～約7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約20分で通常運転水位ー約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量はー約10mmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup> (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3,600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしを重量させることでより厳しい状態を設定	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	140m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置及び及び代替格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約50%開）にて除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約50%開）にて除熱	格納容器圧力逃がし装置及び及び代替格納容器圧力逃がし装置の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用しない場合）（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）、常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で50分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に20分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計35分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定</li> <li>● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に15分間を想定</li> </ul> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1弁）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の追加起動であり、何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）と常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は、訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。低圧代替注水系（常設）の操作は中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>	<p>事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同じであるため、放出量に与える影響は小さい（添付資料3.1.2.9）</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用しない場合)(2/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない</p>	<p>原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	<p>事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある(添付資料3.1.2.9)</p>	<p>中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用しない場合) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間90分想定のところ, 訓練実績等により約70分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間180分想定のところ, 訓練実績等により約 <b>135分</b> であり, <b>想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</b>
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6号及び7号炉: 各 <b>3</b> 台) 及び常設代替交流電源設備 (6号及び7号炉で1台) への燃料給油を期待している。 <b>各機器への給油作業は, 各機器の燃料が枯渇しない時間間隔 (許容時間) 以内で実施することとしている。</b> 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, <b>許容時間</b> 180分のところ訓練実績等では約 <b>142</b> 分, 常設代替交流電源設備への給油作業は, <b>許容時間</b> 540分のところ訓練実績等では約 <b>181</b> 分であり, <b>許容時間</b> 内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用しない場合)(4/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.62MPa[gage]到達前	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約38時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは、中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の<b>運転員(現場)及び緊急時対策要員</b>を配置している。当該の<b>運転員(現場)及び緊急時対策要員</b>は、<b>他の作業</b>を兼任しているが、それらの作業は事象発生の約38時間後までに行う作業であり、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 <b>運転員(現場)は、中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは、通常10分程度で移動可能であるが、それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。</b>緊急時対策要員は、緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、また、徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作(格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備)は、現場での手動弁4個の操作に<b>移動時間</b>を含めて60分間を想定している。また、中央制御室<b>における</b>格納容器ベント準備操作は、他系統との<b>隔離操作及び隔離確認</b>と1弁の遠隔開操作に、余裕時間を含め60分間の操作時間を想定している。何れも準備操作として予め行うため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>運転員<b>(現場)</b>による格納容器ベント操作は、伸縮継手を用いた1弁の手動操作であり、移動時間及び余裕時間を含め60分間を想定している。本操作は、格納容器圧力の上昇傾向を監視した上で、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達する予定時刻の60分以上前から実施する。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約38時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う<b>運転員(現場)及び緊急時対策要員</b>を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある</p>	<p>現場モックアップ等による実績では、格納容器ベント準備操作の原子炉格納容器二次隔離弁の伸縮継手による開操作に、状況確認及び移動時間を含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整<b>準備</b>は、設備設置中のため、同様の弁の手動操作時間を考慮して、移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また、格納容器ベント操作は、伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作であり移動時間含め約<b>30</b>分の操作時間で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

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）：代替循環冷却を使用しない場合）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

○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

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m<sup>3</sup>/h）。

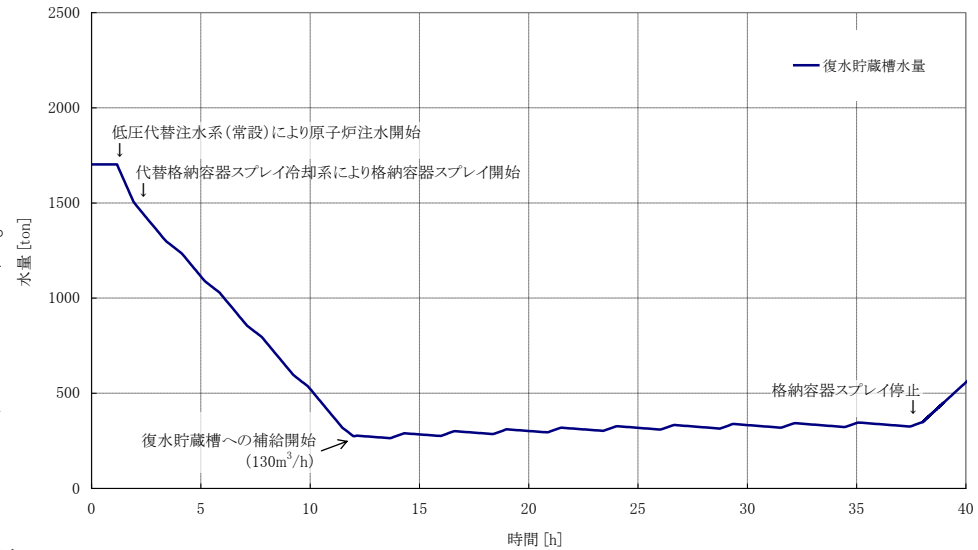
② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレイを実施（140m<sup>3</sup>/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 7,300m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,600m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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）：代替循環冷却を使用しない場合）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：格納容器過圧・過温破損は6号及び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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

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 <b>約 880kL</b>	6号及び7号炉軽油タンク各約 <b>1,020kL</b> 及びガスタービン発電機用燃料タンク約 <b>200kL</b> の容量（合計）は約 <b>2,240kL</b> 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） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台= <b>9,072L</b>		
6号炉	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		
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 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※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 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※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 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> 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 <b>約 79kL</b>	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は約 <b>1,281kL</b> であり、7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用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） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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		

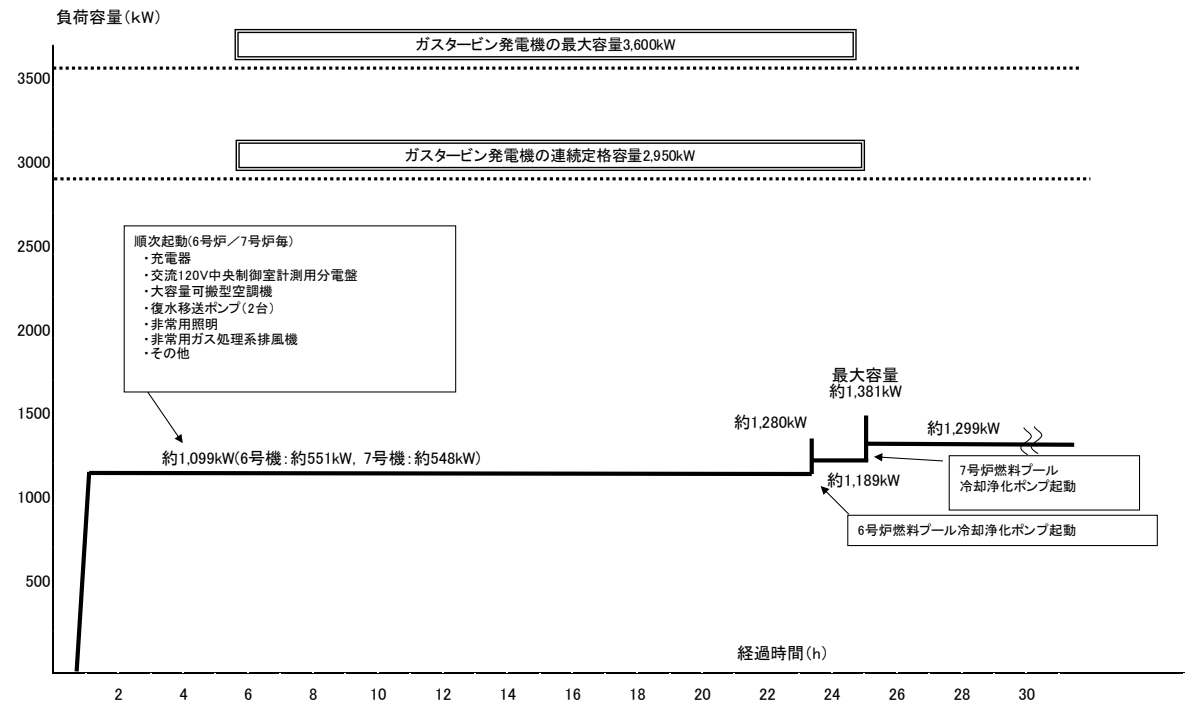
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却を使用しない場合）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約641kW	約658kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約1,299kW (約1,381 kW)	



負荷積算イメージ

## 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

### 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

#### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり TQUX, 長期 TB, TBU 及び TBD である。

#### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器の破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で，原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部水位及び水量を確保し，かつ，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器の破損に至るものとする。

#### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シナリオに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また，原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁の環境条件を緩和する観点から代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容

器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器の破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下の a から i に示すとともに、a から i の重大事故等対策についての設備と操作手順の関係を表 3.2.1 に示す。a から i の重大事故等対策のうち、本格納容器破損モードに関する重大事故等対策は以下の a から e 及び g である。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を図 3.2.1 から図 3.2.4 に、手順の概要を図 3.2.5 に示す。図 3.2.1 から図 3.2.4 のうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は図 3.2.1 及び図 3.2.3 である。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 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等を行うための参集要員 26 名<sup>※1</sup>である。必要な要員と作業項目について図 3.2.6 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

※1 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、必要な要員の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の使用を想定した。

#### a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

#### b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

#### c. 炉心損傷確認

高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入の準備を行う。サブプレッション・チェンバのプール水のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。

#### d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁2個を開放し、原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉圧力計である。

#### e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により熔融炉心の下部プレナムへの移行（以下、「リロケーション」という。）を確認した場合<sup>※2</sup>、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合には、原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル雰囲気温度計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）等である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入を実施する。

※2 原子炉格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する目的で実施する操作。  
なお、本操作に期待しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉減圧機能を維持できる。

(添付資料 3.2.1)

#### f. 原子炉格納容器下部への注水

原子炉への注水手段がないため、炉心が熔融してリロケーションする。

リロケーションを確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡部温度計である。

原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部への総注水量が 180m<sup>3</sup> に到達し、原子炉格納容器下部の水位が 2m 以上であることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

原子炉格納容器下部への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（原子炉格納容器）及び格納容器下部水位計である。

また、原子炉格納容器下部への注水と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

#### g. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器の破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。また、原子炉圧力の急激な低下、ドライウェル圧力の急激な上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器の破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器の破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が 0.10MPa[gage]以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器の破損を再確認する。

#### h. 熔融炉心への注水

原子炉圧力容器が破損し、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う。

格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部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（原子炉格納容器）等である。

格納容器下部注水系（常設）により熔融炉心の冷却が継続して行われていることは、格納容器下部水位計により確認することができる。また、格納容器下部水位計による監視ができない場合、以下の条件により把握することができる。

- 原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器上部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。

さらに、サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（NWL+約 1.5m）を超えていることを、サプレッション・チェンバ・プール水位計により確認できる場合、リターンラインを通してサプレッション・チェンバのプール水が原子炉格納容器下部に流入することにより、溶融炉心の冷却が行われていることを推定することができる。

i. 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱<sup>※3</sup>

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却の運転の準備を実施する。代替循環冷却の運転の準備が完了した後、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、復水補給水流量計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで、格納容器下部注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却の運転による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計（原子炉格納容器）等であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

### 3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUX とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗（+DCH発生）」である。

本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定し、さらに、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器の破損に至るものとしている。

本評価において、仮に原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや原子炉格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、これらの不確かさを包絡するものとして、本評価では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能は使用しないとの前提で、評価することとした。

なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「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）」にて示したとおり、LOCAをプラント損傷状態とする評価事

故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点では LOCA によるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高圧の状態では破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから、LOCA をプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階で全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧ロジックが作動せず、全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。

手順上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が原子炉圧力容器の破損に至る時間を遅らせることができると一方で、ジルコニウム-水反応が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧ロジックは低圧注水系の起動が作動条件の 1 つであるため、低圧注水系が失われている状況では作動しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスと同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モードではプラント損傷状態を TQUX とし、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV としており、異なるプラント状態を選定している。

TQUX と TQUV では喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUV では設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の機能に期待し、TQUX では重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUV では原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUX は高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁に期待し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。



以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、1つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、炉心損傷後のリロケーション、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力等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、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価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 3.2.2 に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能等の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を想定する。さらに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水にも期待しないものとする。これは、炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が燃料の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定する。

#### (d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため、高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等は、考慮しないものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、主蒸気隔離弁閉信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 格納容器下部注水系(常設)

原子炉圧力容器の破損前に、格納容器下部注水系(常設)により、90m<sup>3</sup>/hで原子炉格納容器下部に注水し、水位約2mの水張りを実施するものとする。

原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により崩壊熱相当の注水を行うものとする。

なお、代替循環冷却への系統構成の切り替えのため、復水移送ポンプを停止している間は、可搬型代替注水ポンプを用いて崩壊熱相当の注水を行うものとする。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

原子炉圧力容器の破損前は、代替格納容器スプレイ冷却系により70m<sup>3</sup>/hで原子炉格納容器内にスプレイする。原子炉圧力容器の破損後は、格納容器圧力の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/h以上で原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 代替循環冷却<sup>\*4</sup>

代替循環冷却ラインの循環流量は、原子炉格納容器上部に約140m<sup>3</sup>/h、原子炉格納容器下部に約50m<sup>3</sup>/hで、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

<sup>\*4</sup> 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件は、「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) 原子炉急速減圧操作は、全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作(原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却)は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した

ことを確認して開始する。

- (c) 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損前の先行水張り）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始する。
- (d) 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損後の注水）は、原子炉圧力容器の破損を確認した場合に開始する。
- (e) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）は、格納容器圧力が0.465MPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約20時間後に停止する。
- (f) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作<sup>※5</sup>は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生後の20.5時間後から開始する。

※5 本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

### (3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

- (a) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩について考慮する。漏洩量の評価条件は以下のとおりとする。
  - a) 原子炉格納容器からの漏洩量は、格納容器圧力に応じた設計漏洩率をもとに評価する。
  - b) 原子炉建屋から大気中に漏洩する放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏洩率を10%/日（一定）とした。
  - c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

（添付資料 3.2.3）

### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び注水流量の推移を図3.2.7から図3.2.12に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能が喪失し、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約1.0時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点（事象発生から約1.4時間後）で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低压代替注水系

(常設)による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約7.0時間後に原子炉压力容器の破損に至る。

事象発生から約3.7時間後、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で、格納容器下部注水系(常設)による原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器下部への水張りを開始すると同時に、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を行うことにより格納容器温度の上昇を抑制する。格納容器下部注水系(常設)による注水流量を約90m<sup>3</sup>/hとし、約2時間の注水を実施することで原子炉格納容器下部に2m以上の水位を確保し、事象発生から約5.7時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。

原子炉压力容器が破損し、熔融炉心が原子炉格納容器下部の水位約2mの水中に落下する際に、熔融炉心から冷却材への伝熱が起こり、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。

熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の注水を継続的に行い、熔融炉心を冷却する。

崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系の流量を130m<sup>3</sup>/h以上にすることにより、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。

事象発生から20.5時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、原子炉格納容器下部の熔融炉心は安定的に冷却される。

なお、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器の破損までは、逃がし安全弁によって原子炉圧力を2.0MPa以下に維持することが必要となるが、炉心損傷後の原子炉压力容器から逃がし安全弁を通してサブプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。

(添付資料3.2.1)

## b. 評価項目等

原子炉压力容器の破損時の原子炉圧力は約0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお、本評価事故シーケンスと同じ評価事故シーケンスで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目を評価しているが、その評価結果については「3.3 原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において評価項目を満足することを確認している。

また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項

目については「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）」において、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目について、本評価についての対策の有効性を確認する。本評価では、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏洩量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏洩した放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩を想定すると、漏洩量は約  $2.4 \times 10^{-3}$  TBq（7日間）となり、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目を満足する。この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値であることから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩量は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に対して無視できる程度であることを確認できる。

(添付資料 3.2.2, 3.2.3)

### 3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心熔融開始後の熔融炉心の移動（リロケーション）が挙げられる。これに対しては、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、リロケーションが発生する前に速やかに2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モード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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器の破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉の急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.2.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力

容器の破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減しており，上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により，原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であること及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器の破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し，操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 3.2.4）

## (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3.2.2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，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えられられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなるため，原子炉水位の低下が緩やかになり，有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。

（添付資料3.2.4）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により、原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器の破損時間についても遅くなると考えられること、原子炉急速減圧開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始（事象発生から約1.4時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）は、解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コー



ド及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため、他の操作に与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作における、運転員等操作時間に与える影響については、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）における、運転員等操作時間に与える影響については、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.2.4)

#### (3) 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し、その結果を以下に示す。

操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器の破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器の破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）については、原子炉压力容器下鏡部温度が300°Cに到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器の破損前は、本操作が実施できないものと仮定しても、格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く、逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。

(添付資料3.2.4)

#### (4) まとめ

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

### 3.2.4 要員及び資源の確保

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり28名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員等の72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名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイは、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約2,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵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 3.2.5)

##### 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、事故発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。本評価事故シーケンスの評価では取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して代替原子炉補機冷却系による原子炉格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間代替原子炉補機冷却系専用の電源車を運転した場合、号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による

電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉 合計 約1,675kL)

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料3.2.6)

### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の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。

### 3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、プラント損傷状態をTQUXとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗(＋DCH発生)」を評価事故シーケンスとした。

上記の場合においても、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減することができる。また、安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

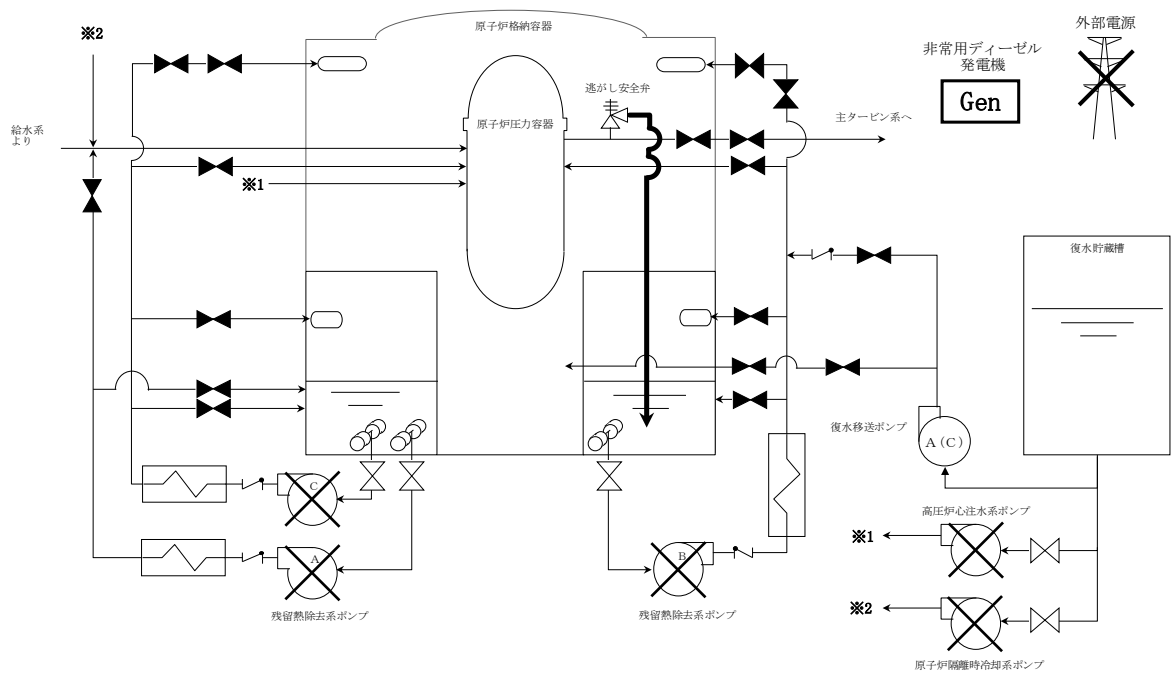


図 3.2.1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図  
(原子炉減圧)

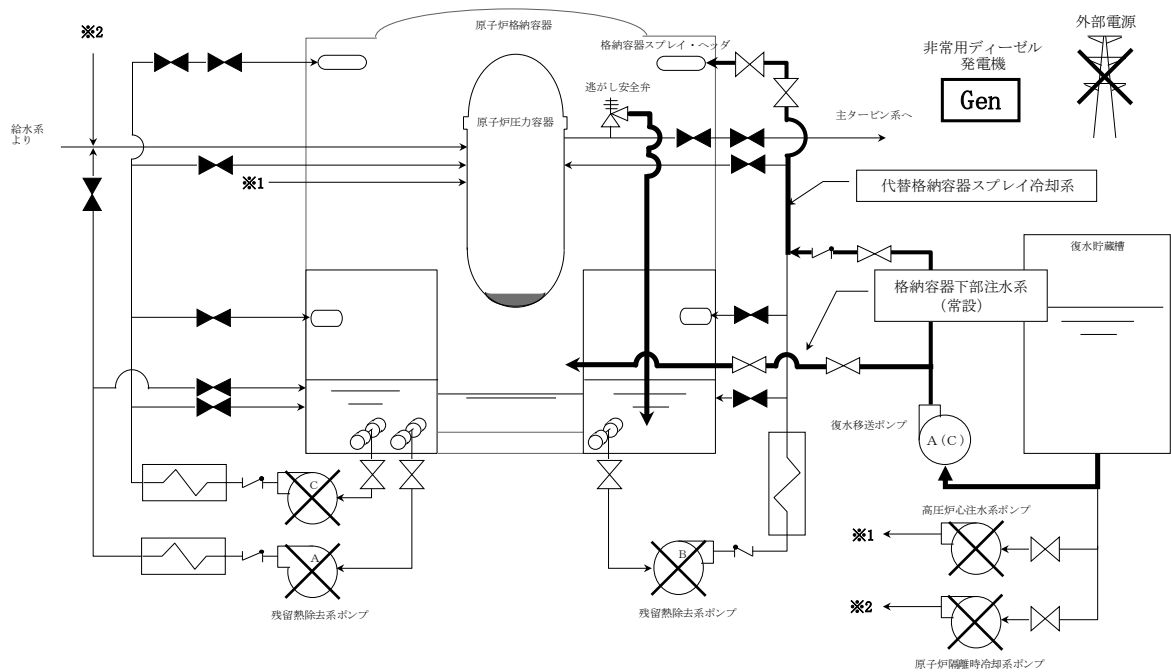


図 3.2.2 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図  
(原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

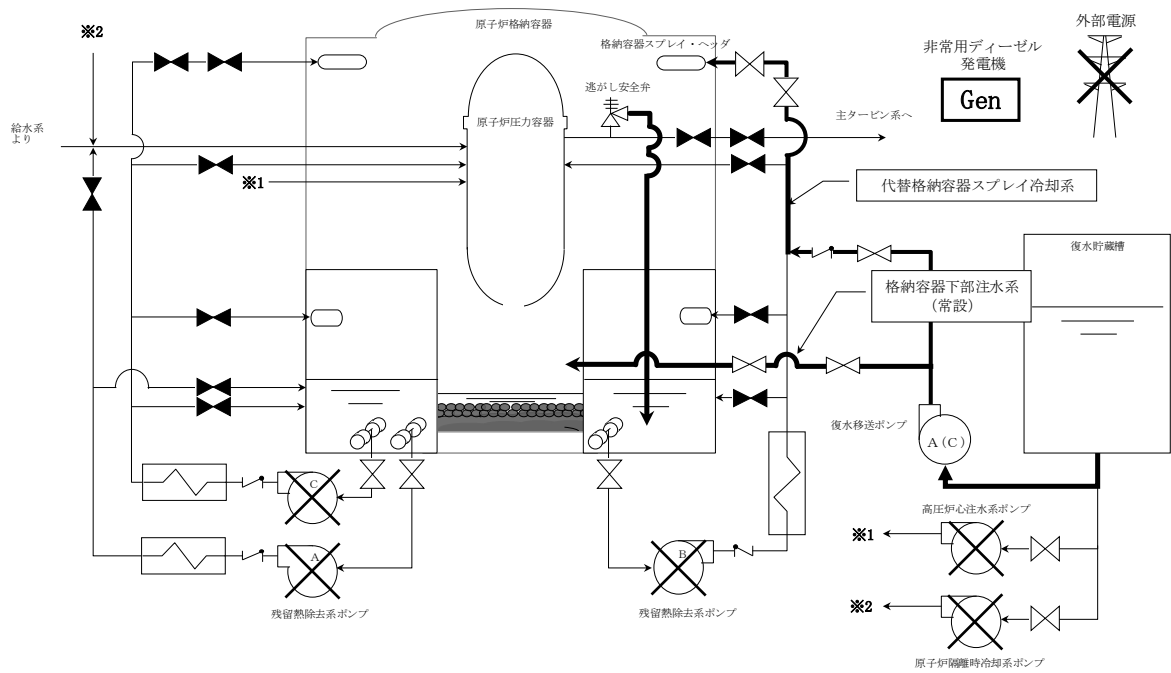


図 3.2.3 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図

(原子炉圧力容器破損後の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

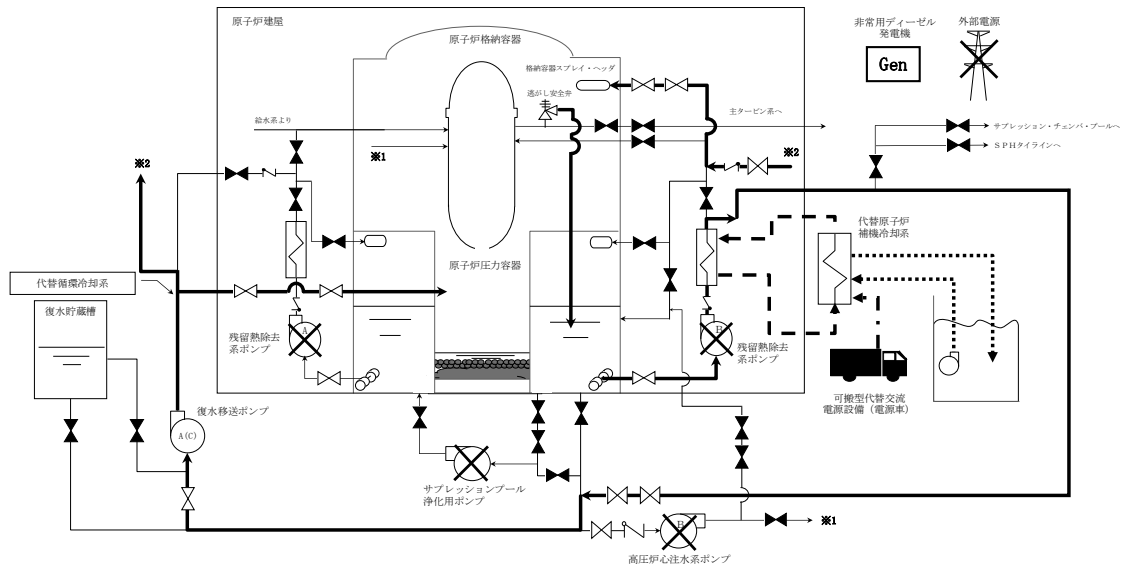


図 3.2.4 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図

(代替循環冷却による溶融炉心冷却，原子炉格納容器除熱)

(解析上の時間)  
(約0分)

(約1時間後)

(約1.4時間後)

(約3.7時間後)

(約5.7時間後)

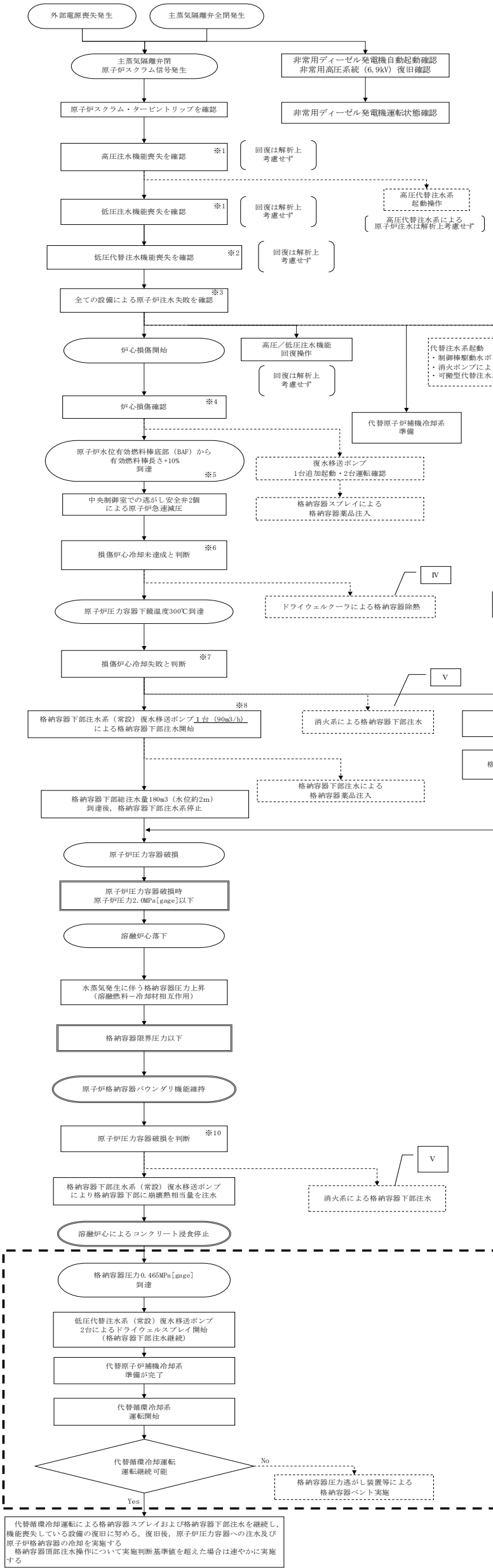
(約7時間後)

(約8時間後)

(約8時間後)

(約20時間後)

(約20.5時間後)



- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計にて機能喪失を確認する
- ※2 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）動作不能により低圧代替注水系機能喪失を確認する
- ※3 原子炉注水可能な系統がある場合は急減圧操作を実施する
- ※4 格納容器内雰囲気放射線レベル計指示とSAP導入条件判断図により炉心損傷を確認する。例えば、原子炉停止1時間後の場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計指示がドライウェル放射線レベル計：4.5E+00Bq/h、サブプレッション・チェンバ放射線レベル計：5.5E+00Bq/hを超えた場合、炉心損傷発生と判断する
- ※5 「原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）から有効燃料棒長さ+10%」とは、原子炉水位計（燃料域）にて-3340mmを示す
- ※6 原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒頂部（TAF）未満及び、原子炉圧力容器下鏡温度300℃未満により損傷炉心冷却未達成と判断する
- ※7 原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒頂部（TAF）未満、原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達及び、原子炉への注水不能により損傷炉心冷却失敗と判断する
- ※8 格納容器下部注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。復水補給水系バイパス防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※9 格納容器スプレイに必要な弁が動作可能であることを確認する。逃がし安全弁による原子炉減圧状態を維持するために格納容器過温防止スプレイを実施する。スプレイ流量は、格納容器過温抑制スプレイ流量70m<sup>3</sup>/hとする
- ※10 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する（補足1）
- ※11 原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水ポンプが再起動し、原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備を開始する。消火系による代替原子炉注水も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する。恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する

II 純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる。純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である。純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

III 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からの過水タンクへの補給も合わせて実施する

IV ドライウェルクーラ代替除熱運転を実施する

V 消火系による格納容器下部注水も可能である。また、可搬型代替注水ポンプによる格納容器下部注水も可能であり、この場合水源は淡水以外に海水も使用することが可能である

補足1  
事故の起因事象判定（LOCA事象or過渡起因事象）  
[原子炉圧力と上部ドライウェル圧力の差圧が「0.10MPa [gauge]以下」]  
かつ  
[上部ドライウェル圧力が「0.15MPa [gauge]以上」]

上記の条件が満たされる場合は「LOCA事象起因」と判定する  
条件が満たされない場合は「過渡起因事象」と判定する  
(本フローでは「過渡起因事象」を想定している)  
LOCA事象起因時のパラメータ変化は以下の条件によって変わる  
・下部ドライウェルに水位がある場合（LOCA①時と表記）  
・下部ドライウェルに水位が無い場合（LOCA②時と表記）

【圧力容器破損判断パラメータ】  
・「過渡起因事象」時  
原子炉圧力の「急激な低下」  
上部ドライウェル圧力の「急激な上昇」  
下部ドライウェルガス温度の「急激な上昇」  
・「LOCA①」時  
下部ドライウェルガス温度の「急激な低下」  
サブプレッションプール水温度の「急激な上昇」  
・「LOCA②」時  
下部ドライウェルガス温度の「急激な上昇」  
上部ドライウェル水素濃度の「上昇」

【圧力容器破損後パラメータ】  
・「過渡起因事象」時  
原子炉水位低下（水位が確認されていた場合）  
制御棒位置の指示値喪失数増加  
原子炉圧力容器下鏡温度の指示値喪失数増加

【圧力容器破損判断後の再過渡パラメータ】  
・「過渡起因事象」時  
[原子炉圧力と上部ドライウェル圧力の差圧が「0.10MPa [gauge]以下」]  
かつ  
[下部ドライウェルガス温度が「飽和温度以上」]  
・「LOCA①、②」時  
[下部ドライウェルガス温度が「飽和温度以上」]  
かつ  
サブプレッションプール水温度5℃以上上昇  
または  
[下部ドライウェルガス温度が300℃以上]

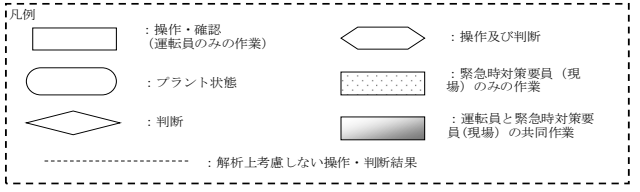


図 3.2.5 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の対応手順の概要

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考		
	責任者		当直長		1人			中央監視														
	指揮者	通報連絡者	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員	緊急時対策本部連絡																
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	外部電源喪失確認 原子炉スクラム・タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機起動確認 全ての原子炉注水機能喪失確認	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
原子炉注水機能喪失調査、復旧操作 (解除上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復														対応可能な要員により対応する	
格納容器薬品注入操作 (解除上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	復水移送ポンプ起動／運転確認 残留熱除去系 スプレー弁操作 放射線防護準備／整備 格納容器スプレーに合わせた薬品注入	5分													要員を確保して対応する	
格納容器下部注水系 準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	格納容器下部への注水準備 低圧代替注水系 (常設) ラインアップ 放射線防護準備／整備 現場移動 復水貯蔵槽吸込ライン切替	10分														
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	過かし安全弁 2件 手動開放操作	30分														
格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉圧力容器破損後の初期注水 原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水														格納容器下部に崩壊熱相当量を継続注水	
格納容器薬品注入操作 (解除上考慮せず)	-	-	2人 B, F	2人 b, f	-	-	放射線防護準備／整備 格納容器下部注水に合わせた薬品注入	10分													要員を確保して対応する	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	復水移送ポンプ起動／運転確認	30分													格納容器薬品注入操作において実施済みとなる	
代替格納容器スプレー冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 スプレー弁操作														原子炉圧力容器破損確認まで継続実施 465~390kPa [gage]で間欠スプレー	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	放射線防護準備／整備 現場移動 代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ 放射線防護準備／整備 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分													300分 400分	
洗水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※2, ※3	-	放射線防護準備／整備 現場移動 洗水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	10分													90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※2 ↓ ※1 2人 ※3 ↓ ※1	-	可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) 可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 洗水貯水池から防火水槽への補給														180分	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 ※5	-	放射線防護準備／整備 軽油タンクからタンクローリーへの補給	10分													90分	
燃料給油作業	-	-	-	-	2人 ※5	-	電源車への給油														適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※7 ↓ (3人) ※6, ※7	※7 ↓ (3人) ※6, ※7	代替原子炉補機冷却系 運転状態監視														適宜実施	
代替補機冷却運転 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	代替補機冷却運転 中央制御室ラインアップ 現場移動 代替補機冷却運転 現場ラインアップ (代替スプレーに影響のない部分)	30分													この時間内に実施	
格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水														格納容器下部に崩壊熱相当量を継続注水	
代替格納容器スプレー冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 スプレー弁操作														465~390kPa [gage]で間欠スプレー	
代替補機冷却運転 (系統構成2)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	復水移送ポンプ停止 代替補機冷却運転 中央制御室ラインアップ 現場移動 代替補機冷却運転 現場ラインアップ (復水貯蔵槽吸込ライン)	30分													30分	
代替補機冷却運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	復水移送ポンプ起動 格納容器スプレー弁、格納容器下部注水弁操作	5分														
代替補機冷却運転状態監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	代替補機冷却運転による格納容器の状態監視														適宜実施	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 ↓ (2人) ※4	※4 ↓ (2人) ※4	可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 洗水貯水池から防火水槽への補給														適宜実施	
燃料給油作業	-	-	-	-	※5 ↓ (2人)	※5 ↓ (2人)	可搬型代替注水ポンプへの給油														適宜実施	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	8人 (※集要員26人)																	

図 3.2.6 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間

3.2-22



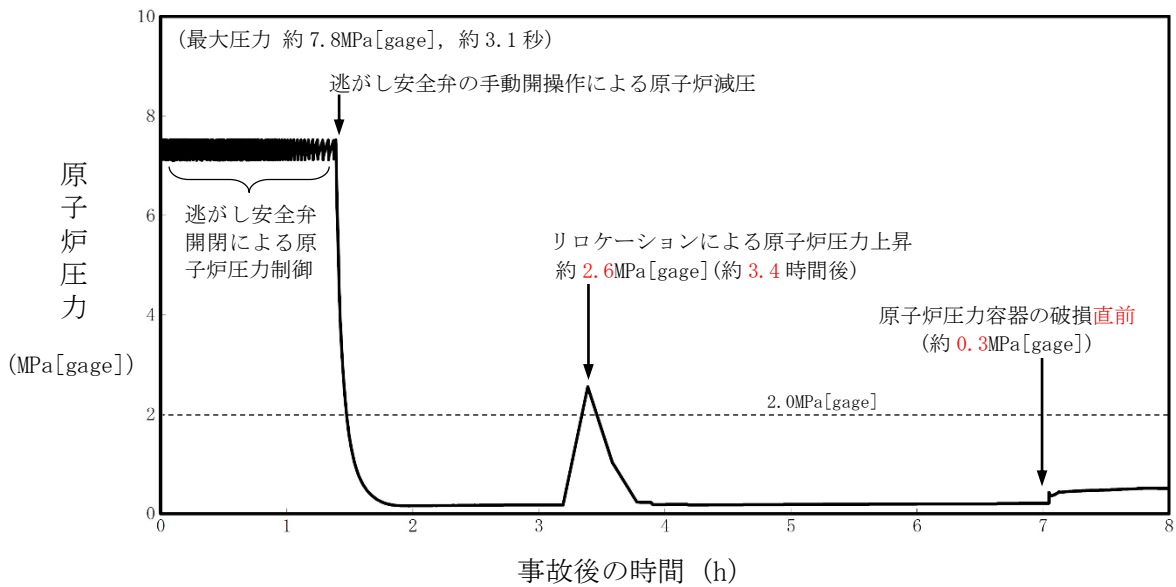


図 3.2.7 原子炉圧力の推移

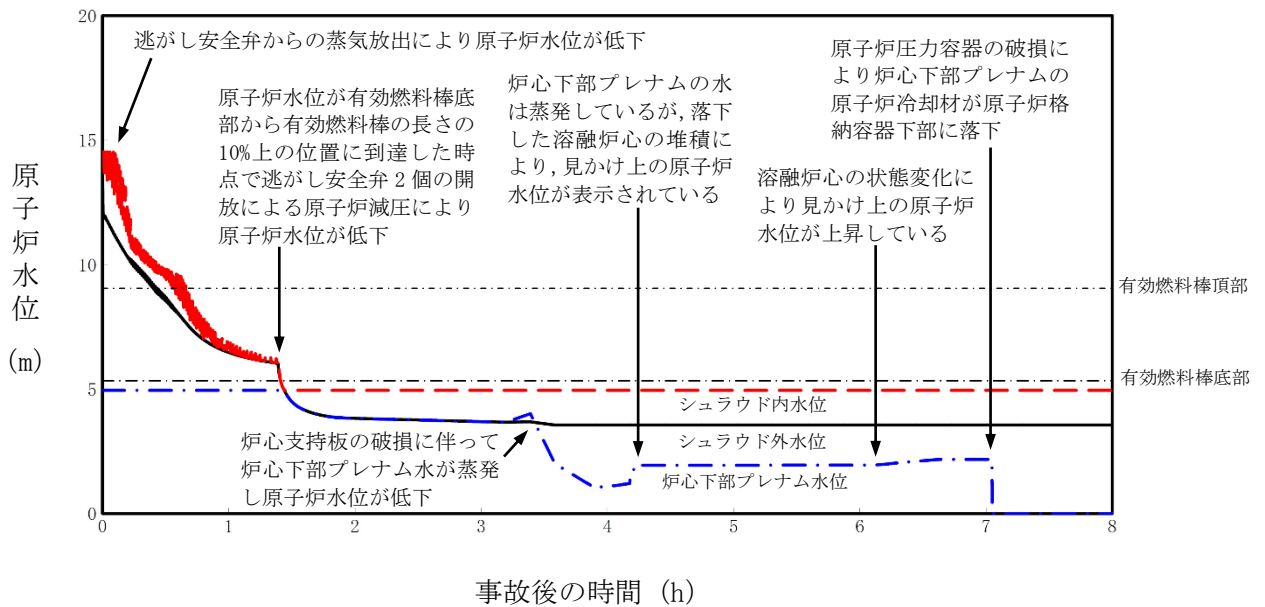


図 3.2.8 原子炉水位の推移

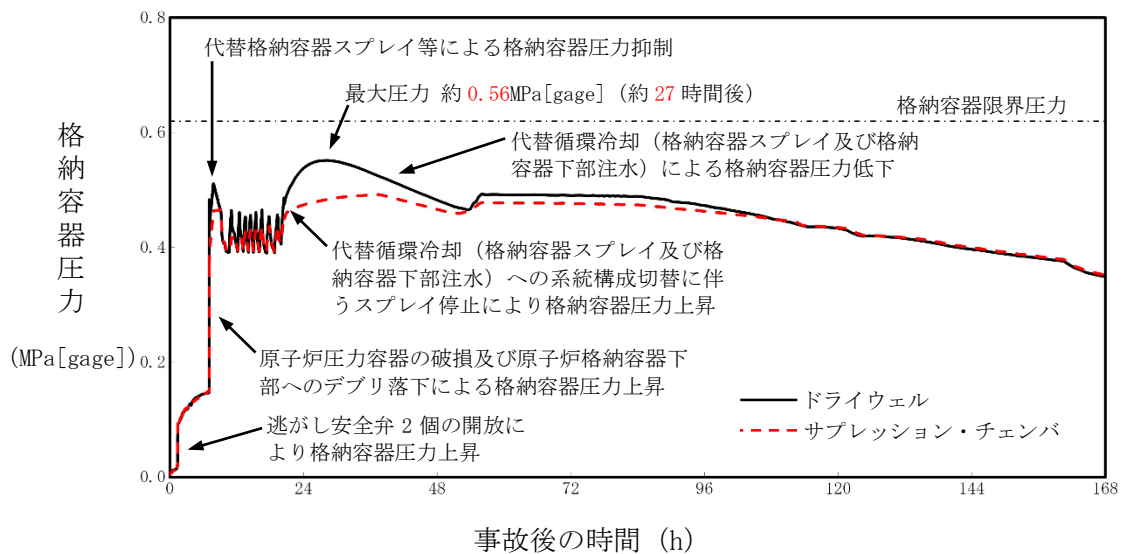


図 3.2.9 格納容器圧力の推移

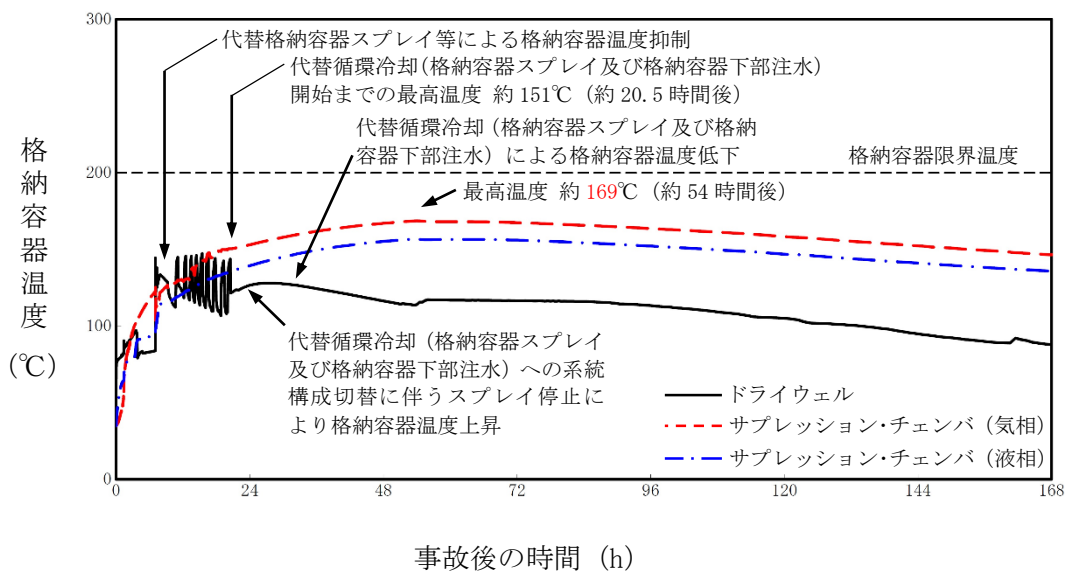


図 3.2.10 格納容器温度の推移

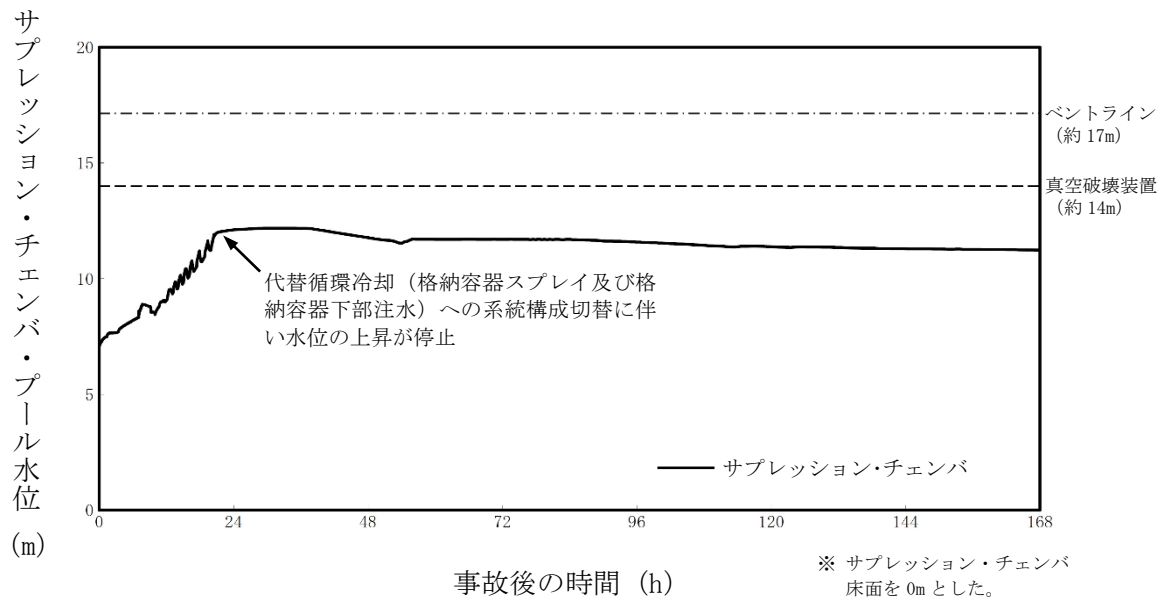


図 3.2.11 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

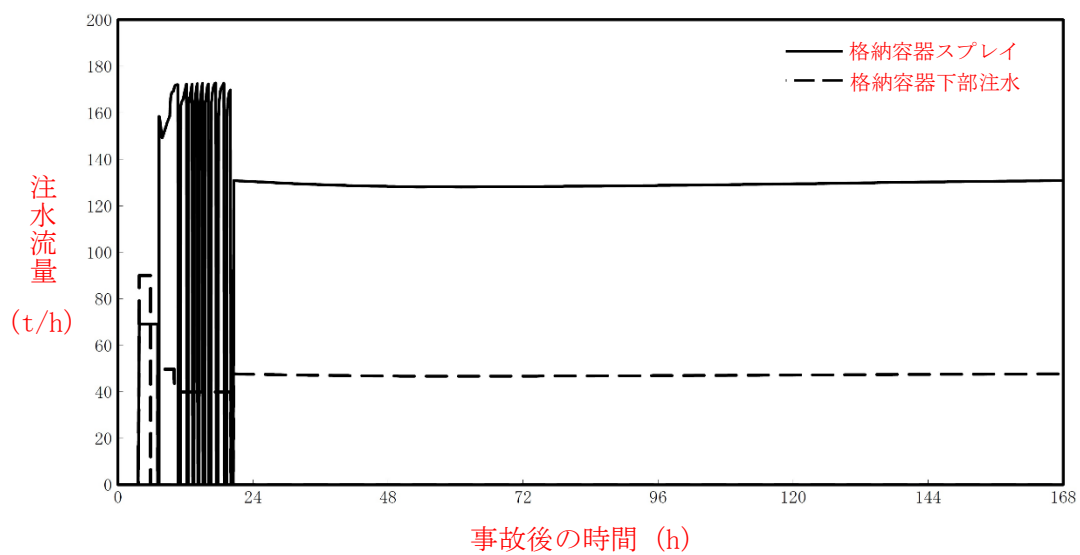


図 3.2.12 注水流量の推移

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作*	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a. 原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
b. 高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
c. 炉心損傷確認	高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C)
d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁 2 個を開放し、原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達によりリロケーションを確認した場合、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合には原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計 (原子炉格納容器) 格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) ドライウェル雰囲気温度計 復水貯蔵槽水位計 (SA)

※ 項目 a~i は、3.2.1 (3) に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作※1	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
f. 原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部への総注水量が180m <sup>3</sup> に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 格納容器下部水位計 復水貯蔵槽水位計（SA）
g. 原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する	—	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 原子炉圧力容器温度計 原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 格納容器内圧力計（D/W） ドライウェル雰囲気温度計
h. 溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
i. 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※2	代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始し、溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、格納容器下部注水と格納容器スプレィに復水補給水流量計を用いることによって流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレィする	復水移送ポンプ	代替原子炉補機冷却系	復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） ドライウェル雰囲気温度計 サプレッション・チェンバ・プール水温度計 サプレッション・チェンバ・プール水位計

※1 項目 a～i は、3.2.1 (3) に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

※2 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間後以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板，外側鋼板は考慮する リブ鋼板，ベント管は考慮しない	リブ鋼板については，コンクリートによって周囲を囲まれており，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管を考慮する場合，管内の水による除熱効果が考えられるため，保守的にベント管については考慮しないものとした
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能，低压注水機能 低压代替注水系（常設）機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系（常設）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

表 3.2.2 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／4）

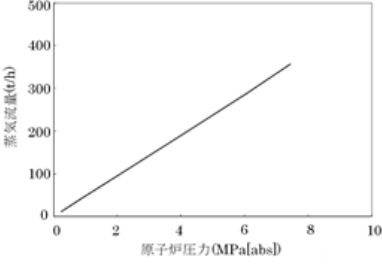
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個の開放による原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系	70m <sup>3</sup> /h（原子炉圧力容器の破損前） 130m <sup>3</sup> /h以上（原子炉圧力容器の破損後の圧力抑制）	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
	格納容器下部注水系（常設）	90m <sup>3</sup> /h（事前水張り時） 原子炉圧力容器破損以降は、崩壊熱相当の注水量	原子炉圧力容器の破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき約2m水張り可能な流量として設定 原子炉圧力容器破損以降は、熔融炉心冷却が継続可能な流量として設定
代替循環冷却	総循環流量：190m <sup>3</sup> /h 格納容器スプレイ：約140m <sup>3</sup> /h 原子炉格納容器下部：約50m <sup>3</sup> /h	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量及び原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定	



表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

	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操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損前の先行水張り）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損後の注水）	原子炉压力容器の破損を確認した場合	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）	格納容器圧力が0.465MPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始。格納容器圧力0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が0.39MPa[gage]以下となった時点で停止	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作※	事象発生から20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し設定

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

## 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(以下「DCH」という。)を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁(以下「SRV」という。)を開保持し、RPV内の圧力を2MPa以下の低圧に維持する必要がある。

図1に示す通り、SRVは本体部と補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示す通り、本体部では温度上昇は問題にならないが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、SRVの機能維持に影響を及ぼす恐れがある。

SRVについては以下の環境条件における機能維持を確認している。

- ・171°Cにおいて3時間継続の後160°Cにおいて3時間継続

ここでは、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し、上記の条件と比較することで、SRVの健全性を評価する。

## 1. 評価方法

MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウエル内気相温度を環境温度条件として、三次元熱流動解析コード(STAR-CCM+)により、SRVの温度を評価した。

三次元熱流動解析では、RPVの温度条件が厳しくなる評価点を設定し定常解析を実施した。また、RPV破損直前にはRPV内の気相温度が急激に上昇することから、これに追従するSRVの温度上昇をより現実的に評価するため、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅に対する非定常解析を実施した。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図2,3にRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のMAAP解析結果を示す。MAAPの解析結果を踏まえ、表1及び以下に示す通り、2通りの評価条件を設定した。

- ① 事象発生から6時間後までの範囲を代表する温度条件として、同範囲内でのRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のそれぞれについて最も厳しい温度を適用した温度条件。定常解析によって評価する。
- ② RPV破損直前のRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅でのRPV内の気相温度の変化とドライウエル内気相平均温度の最も厳しい温度を適用した温度条件。非定常解析によって評価する。

## (2) 評価モデル

自動減圧(ADS)機能付きの SRV の中で、電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また、図 4,5 のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置の SRV2 個を操作するが、解析では評価体系の側面を周期境界としており、保守的に 1 個おきに開動作するモデルとしている。

## 3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 6,7 に示す。事象発生から 6 時間後までの範囲を代表する温度条件として設定した①の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を約 10°C 下回った。また、RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した②の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を約 10°C 下回った。

SRV に対する機能確認試験では、初期の熱負荷として、171°C を与えており、この試験実績を踏まえると、DCH 防止のために原子炉減圧を継続している状況下でも SRV の機能を維持可能<sup>※</sup>である。①は最も厳しい温度を設定して実施した定常解析であり、実際に SRV が経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。

以上の通り、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRV の機能を維持できると考える。

※ SRV は、「171°Cにおいて 3 時間継続の後 160°Cにおいて 3 時間継続」という環境条件での機能維持が試験によって確認されている。この初期の熱負荷(171°Cにおいて 3 時間継続)をアレニウス則に基づき 160°Cの熱負荷に換算すると、160°Cにおいて約 4.6 時間継続となり、これを後段の試験時間と合計すると約 7.6 時間は機能維持が可能となる。

## 4. 本体部の温度上昇による影響

閉状態の SRV が強制開するためには、補助作動装置の駆動力が SRV 本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表 3 のとおり、いずれも温度上昇によって抵抗力が低下するよう設計上配慮されており、温度上昇が強制開の妨げとなることはない。

以 上

表 1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
RPV 内 気相平均温度	約 589℃	約 510℃→約 626℃
ドライウェル内 気相平均温度	約 111℃	約 116℃

表 2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイル ハウジング 最高温度*	約 150℃	約 150℃
ピストン部 最高温度	約 149℃	約 147℃

※ADS 機能付電磁弁設置位置

表 3 SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRV スプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング 摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、SRV 強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺 動抵抗	弁棒は SUS431、ネッキブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッ シュ摺動抵抗	バランスピストンは SUS403、ブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体(ガイド部)・ガイド 摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

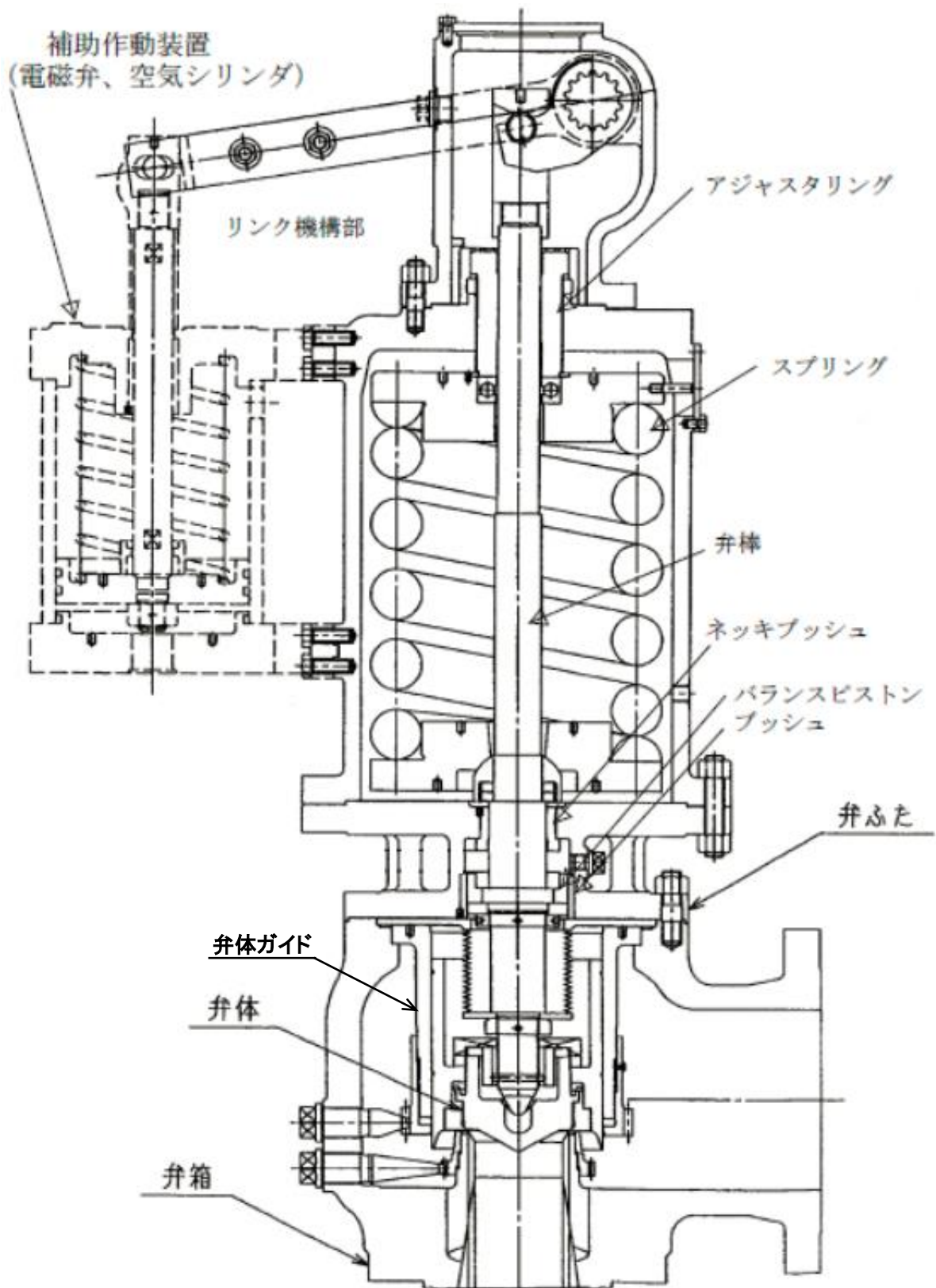


図 1a SRV 構造図(断面図)

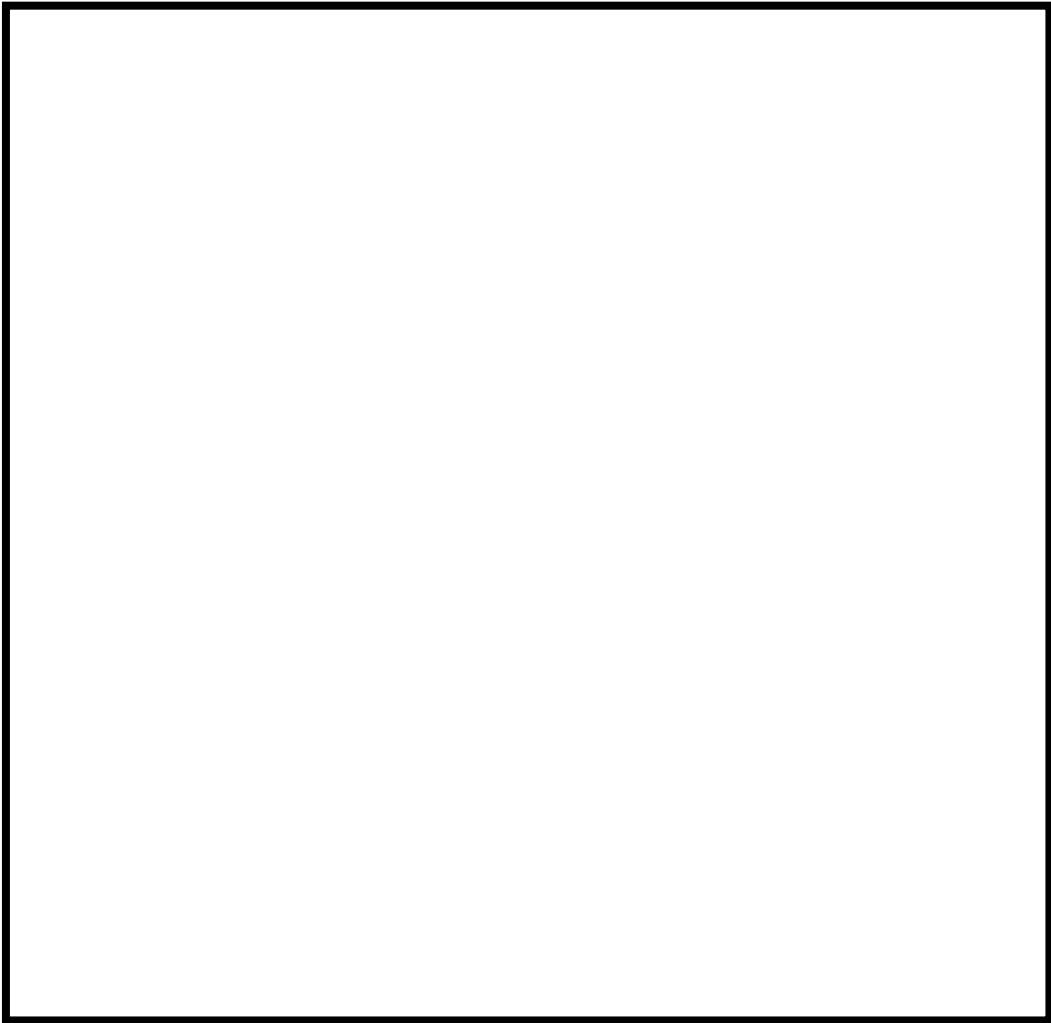


図 1b SRV 構造図(側面図詳細)



図 1c SRV 構造図(平面図詳細)

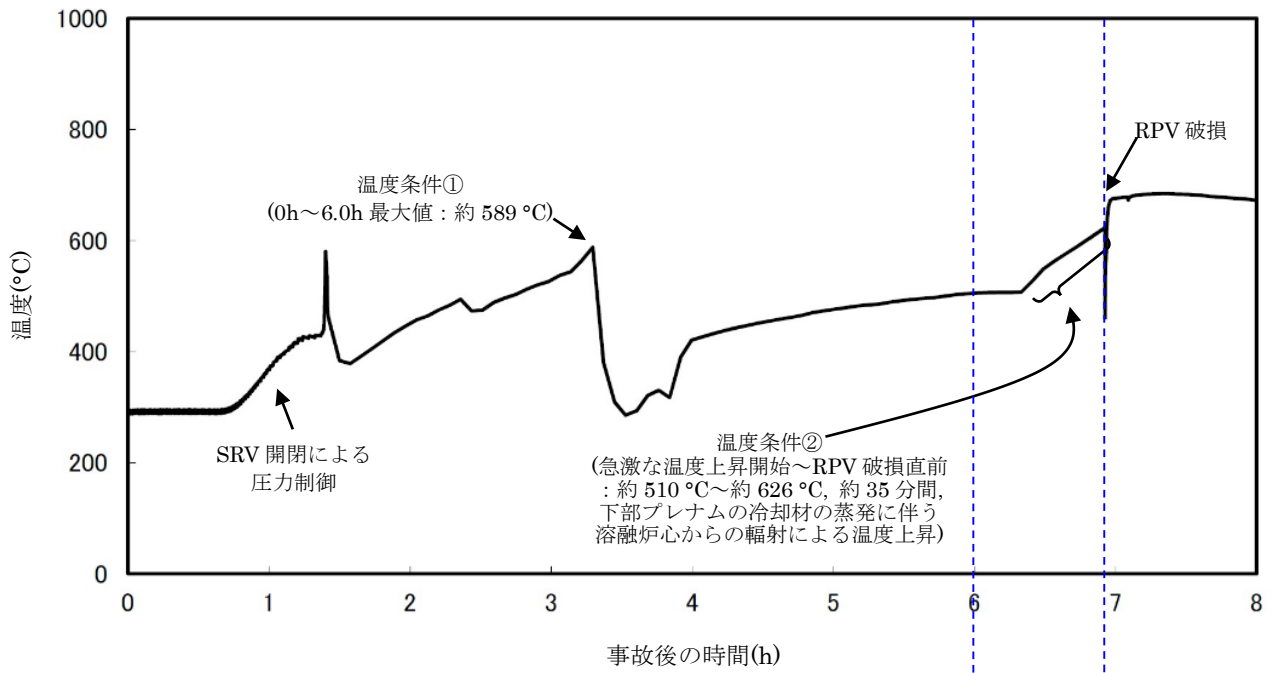


図 2 RPV 内気相平均温度の推移

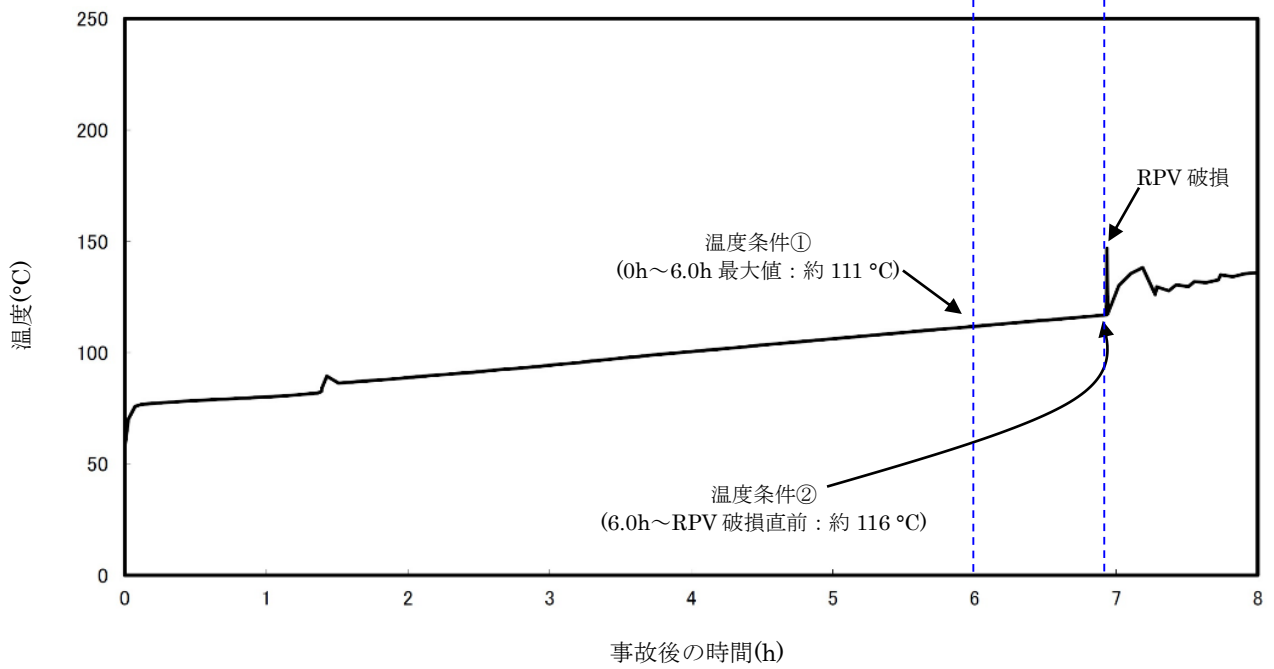


図 3 ドライウェル内気相平均温度の推移



図 4 モデル化範囲と境界条件

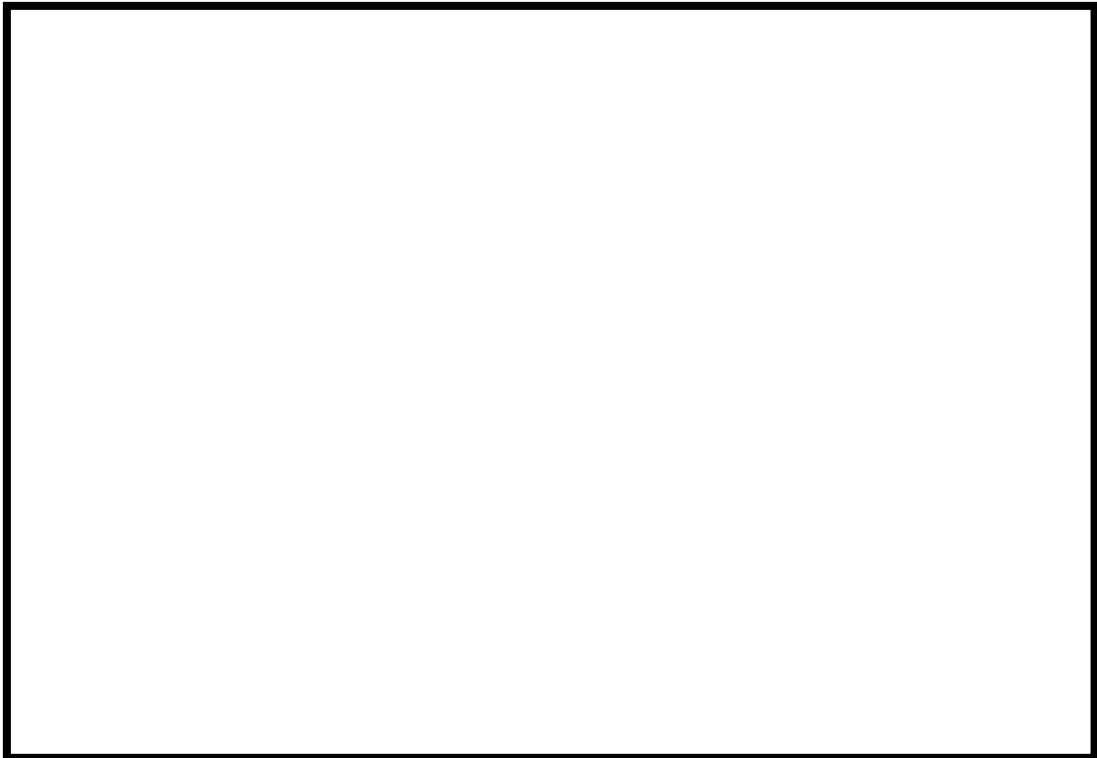


図 5 モデル図と断面メッシュ図



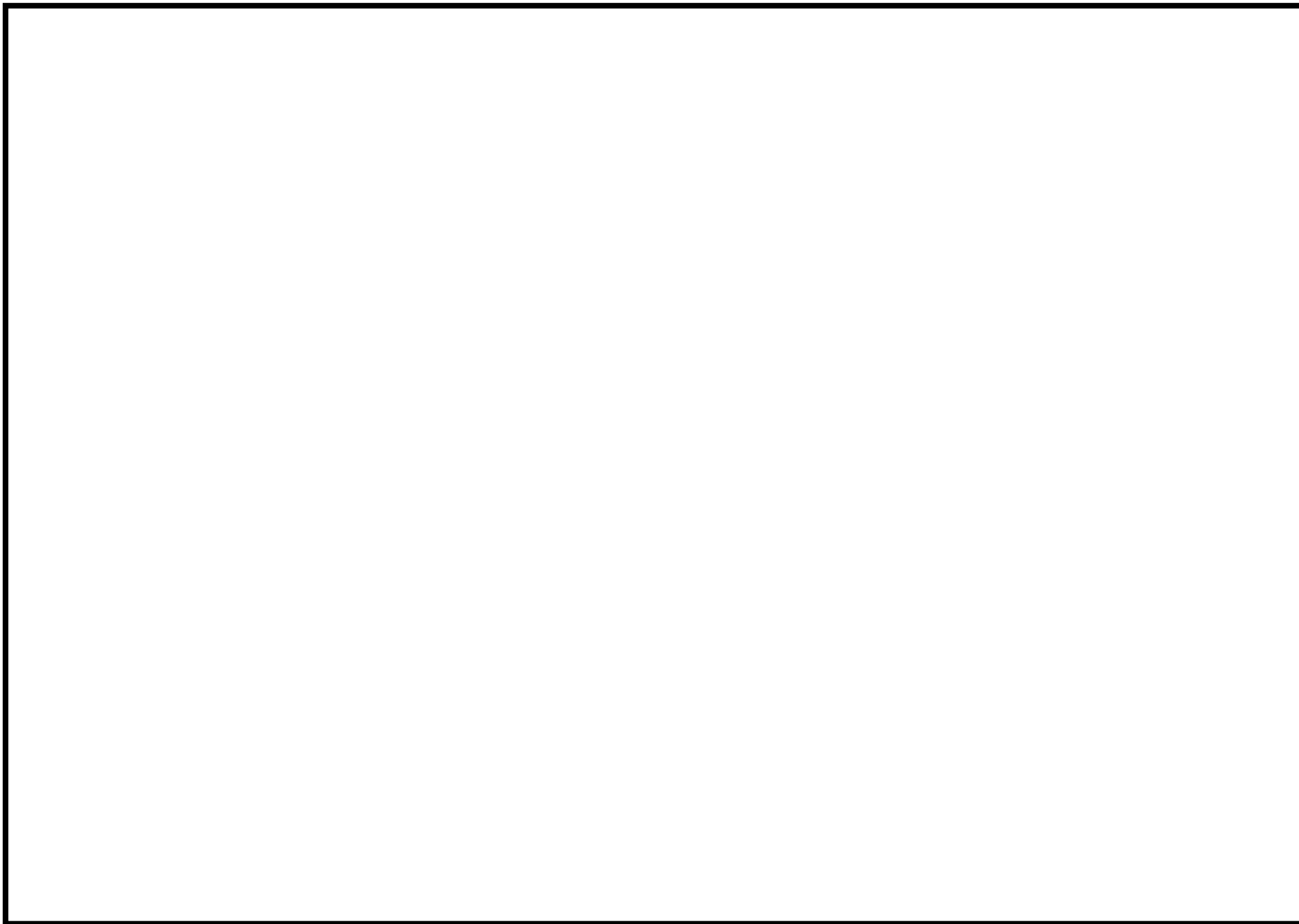


図 6 解析結果(温度条件①)



図 7 解析結果(温度条件②)

## 添付資料 3.2.1 別添 1

### 代替格納容器スプレイを実施した場合の逃がし安全弁の温度

添付資料 3.2.1 の評価では、原子炉の減圧を継続している状況での代替格納容器スプレイを実施していないが、これを実施することで、逃がし安全弁の温度の大幅な低下に期待できる。このため、今後初期水張り等の格納容器への注水は可能なものの、原子炉に注水できない状況下では、格納容器内の温度・圧力を緩和する観点から、予め格納容器(ドライウエル)スプレイを実施する手順とする。ここでは、代替格納容器スプレイに期待した場合の逃がし安全弁の温度を示す。

#### 1. 評価方法

代替格納容器スプレイを実施していない場合(添付資料 3.2.1)と同じ。

#### 2. 評価条件

##### (1) 温度条件

図 1, 2 に原子炉圧力容器内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度の MAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ、表 1 及び以下に示す通り、2 点の評価条件を設定した。

- ① 事象発生から 6 時間後までの範囲を代表する温度条件として、代替格納容器スプレイ及び下部ドライウエル初期水張り開始前を考慮した温度条件
- ② 6 時間後から溶融炉心落下直前までを代表する温度条件として原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力容器内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件

##### (2) 評価モデル

代替格納容器スプレイを実施していない場合と同じ。

#### 3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 3, 4 に示す。いずれの温度条件でも、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を大幅に下回った。

以上の通り、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下で代替格納容器スプレイを実施する場合、SRV の温度が大幅に低減されること確認した。

以 上

表1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急 激な上昇を考慮した温度条件)
原子炉压力容器内 気相平均温度	約 645°C	約 533°C→約 645°C
ドライウェル内 気相平均温度	約 99°C	約 84°C

表2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件① (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件② (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度 の急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイルハウジング 最高温度*	約 146°C	約 120°C
ピストン部最高温度	約 145°C	約 120°C

※ADS 機能付電磁弁設置位置

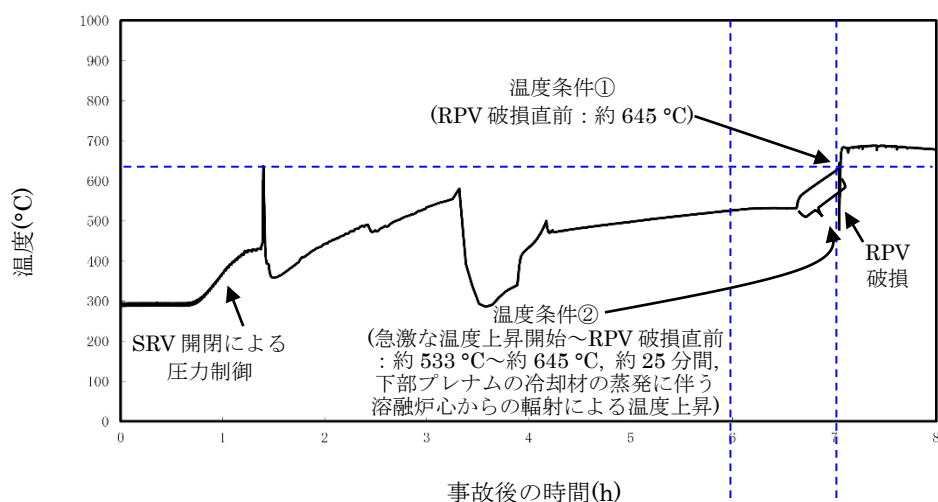


図1 原子炉压力容器内気相平均温度の推移

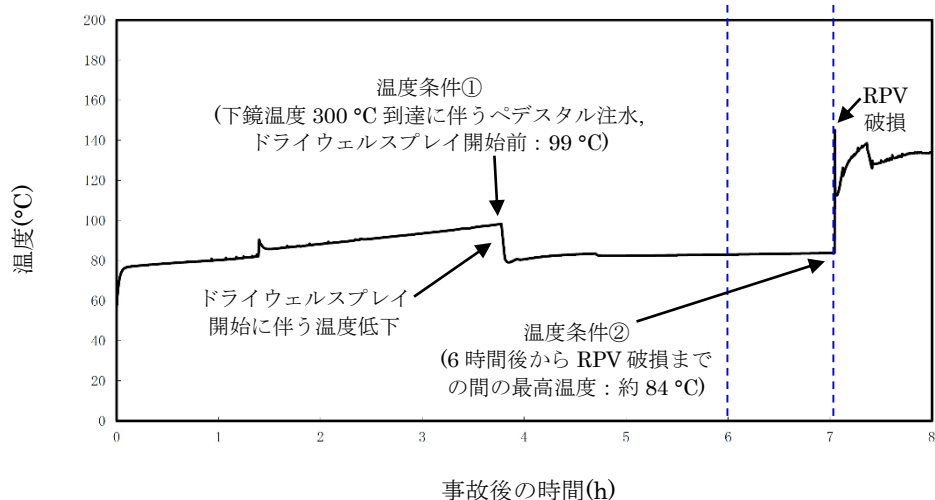


図2 ドライウェル内気相平均温度の推移  
添 3.2.1 別添 1-2

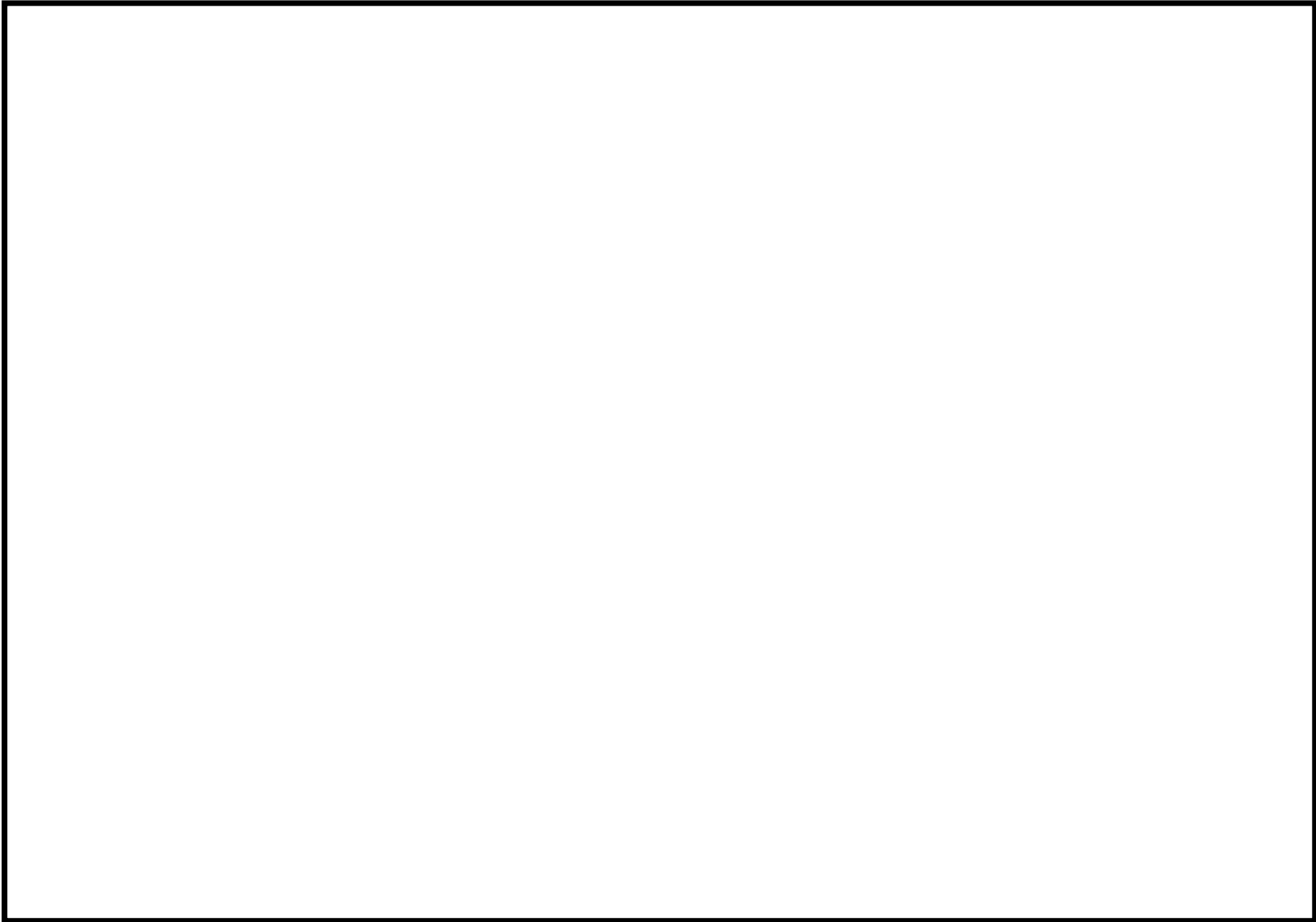


図 3 解析結果(温度条件①)

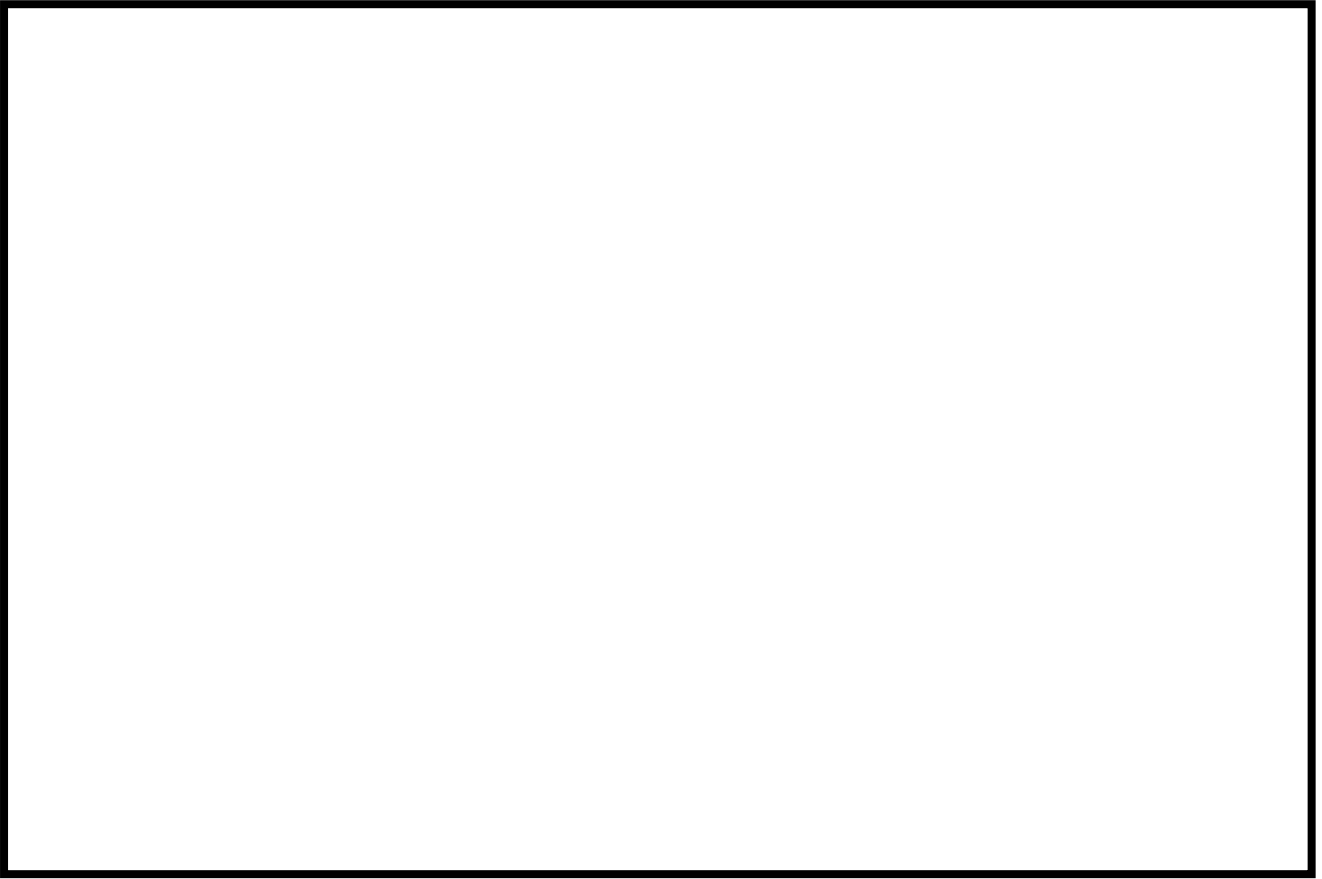


図 4 解析結果(温度条件②)

## 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け

格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」, 「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)」, 「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」については、各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び雰囲気圧力・温度による静的負荷の評価事故シーケンスへの重大事故等防止対策の有効性評価の結果等から、重大事故等対処設備に期待する場合、炉心損傷あるいはロケーションまでに事象の進展を停止し、これらの現象の発生を防止することが出来る。

しかしながら、格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下「解釈」という。)第37条2-1(a)において、必ず想定する格納容器破損モードとして定められている。このため、今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。

一方、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」については、事故シーケンス選定のプロセスにおいて、国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された、「大破断 LOCA+ HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」を評価事故シーケンスとして選定し、重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以上の通り、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等防止対策に期待して評価し、解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しており、格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は、評価を成立させるために、重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、解釈第37条2-3(d), (e), (i)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以 上

### 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

#### 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果（DF450）を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下：0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1～2Pd：2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日（一定）とした。（詳細は「3. 補足事項」参照）
- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。



## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量は $2.4 \times 10^{-3}$ TBq (7日間)となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウェルのラインを経由した場合の放出量 2.0TBq (7日間) に比べて十分に小さい。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1)式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)

$C$  : 風力係数 (-0.4)

$\rho$  : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup> : 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

$v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を(2)式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

$\Delta P$  : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)

なお、1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は(3)式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)

$f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

$\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH<sub>2</sub>O)

$\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

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(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/2)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル(炉心ヒートアップ)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。CORAX 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想定し、仮想的な厳しい振幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初を実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル(炉心水位計算モデル)	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であること及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
気液分離(水位変化)・対向流					
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル(破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

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(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/2)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器(炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル(リロケーション)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した</li> <li>・TQUV, 大破断 LOCA シーンとともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した</li> </ul>	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル(下部プレナムでの溶融炉心挙動)	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達				
原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル(原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認したが、本評価においては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる原子炉格納容器下部注水操作の開始(約 3.7 時間後)から、原子炉圧力容器破損(約 7.0 時間後)までに下部ペダスタル注水を完了する必要があるが、注水必要時間 2 時間に対して下部ヘッド温度 300℃到達から原子炉圧力容器破損までは約 3 時間あることから多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があり、運転員等操作時間に与える影響はない	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認したが、溶融燃料の落下時間という点では影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (1/2)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h(100%)	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。本評価事故シナリオでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損時間についても遅くなると考えられること、原子炉急速減圧開始後は原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup>	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup> (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	
格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa~約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定		
格納容器温度	57℃	約30℃~約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定		
真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエールサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa(ドライウエールサプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値		
				本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	

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(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (2/2)

項目		解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 30℃~約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり, 格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり, 間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり, 炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが, この顕熱分の影響は小さく, 燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。 また, 格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり, 格納容器の圧力上昇は遅くなるが, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約 21, 400m <sup>3</sup>	21, 400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に, 最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には, 解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また, 事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2, 040kL	2, 040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に, 最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には, 解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また, 事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから, 運転員等操作時間に対する影響はない	—
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象として LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる	起回事象として LOCA 等の一次冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能, 低压注水機能 低压代替注水系(常設)機能喪失	—	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を, 低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系(常設)の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており, 非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが, 非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ, 外部電源なしとして設定	—	—
	高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	1F 事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位が TAF を十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオでは BAF+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さい	1F 事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位が TAF を十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオでは BAF+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さいと考えられ, 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	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 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は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7. 51~7. 86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし弁機能 7. 51~7. 86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 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は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 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は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない
代替格納容器スプレイ冷却系	70m <sup>3</sup> /h でスプレイ	70m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	格納容器温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点で開始(事象発生から約1.4時間後)	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり、原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため、認知に大幅な遅れを生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>逃がし安全弁手動開放の操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉急速減圧操作については、原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達後、速やかに逃がし安全弁による減圧操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り操作	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う(事象発生から約3.7時間後)	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員(現場)を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量を監視し、流量調整をするのみであるため、操作開始時間に与える影響はなし。運転員(現場)は、廃棄物処理建屋地下3階の手動弁について、2個の操作に上述の移動時間を含めて30分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。これらの操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達する前に事前に準備可能なことから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器下部への注水操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点で中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点で中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作(原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却)	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始(事象発生から約3.7時間後)	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	<p>【認知】 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は, 原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始するが, 損傷炉心への注水による冷却性を確認するため, 原子炉压力容器下鏡部温度は継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)準備操作は, 復水補給水系の隔離弁(1弁)の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系(常設)ポンプの追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉压力容器の破損前の先行水張り)を行う運転員と代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を行う運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない。原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉压力容器の破損前の先行水張り)及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間はそれぞれ2分であり, 合計4分であることから, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間の5分に含まれる。このため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり, また, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が可能であることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う作業であり, また, 他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については, 原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後, 速やかに実施することが望ましいが, 原子炉压力容器の破損前は, 本操作が実施できないものと仮定しても, 格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く, 逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにおける同様の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作についての訓練実績を <b>取得</b> 。訓練では, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作が必要な際に, 速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作(崩壊熱相当の注水)	原子炉压力容器破損後(約7.0時間後)	炉心損傷後の原子炉压力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが, 溶融炉心の落下は, 原子炉压力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉压力容器破損判断のため継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 格納容器下部注水系の流量調整は, 復水補給水系流量系(原子炉格納容器)の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い, 適宜実施する。また, 事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから, 時間余裕がある</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作時に, 中央制御室の運転員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉压力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり, また, 溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力, 格納容器下部空間部温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉压力容器破損を判断し, 注水操作を実施することとしており, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉压力容器破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり, また, 事前に格納容器下部へ水張りを行うことから, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 条件成立を前提として約3分間で格納容器下部注水系(常設)による注水操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した



表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(3/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なこと、可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間180分想定のところ、訓練実績等により約 <b>135分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</b>
各機器への給油(可搬型代替注水ポンプ及び電源車*)	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では、防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ(6号及び7号炉:各3台)、代替原子炉補機冷却系用の電源車(6号及び7号炉:各2台)への燃料給油を期待している。 <b>各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。</b> 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、許容時間180分のところ訓練実績等では約 <b>142分</b> 、電源車への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約 <b>112分</b> であり、 <b>許容時間内</b> で意図している作業が実施可能であることを確認した
操作条件 代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p><b>【認知】</b> 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非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【要員配置】</b> 代替原子炉補機冷却系の準備操作は、現場にて原子炉補機冷却系の系統構成を行う運転員(現場)と、代替原子炉補機冷却系の移動、敷設を行う専任の緊急時対策要員(事故後10時間以降の参集要員)が配置されている。運転員(現場)は、代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【移動】</b> 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車、電源車等は車両であり、牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【作業所要時間】</b> 緊急時対策要員の準備操作は、各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて10時間の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏まえると、より早期に準備操作が完了する見込みである。また、運転員(現場)の行う現場系統構成は、操作対象が20弁程度であり、操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが、1弁あたりの操作時間に移動時間含めて10分程度を想定しており、これに余裕を含めて5時間の操作時間を想定している</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 緊急時対策要員による準備操作及び運転員(現場)の系統構成は並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、本操作には時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、事象発生約38時間後であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある	訓練実績等より、代替原子炉補機冷却系の移動・配置、フランジ接続、及び電源車のケーブル接続等を含め、想定より早い約7時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

※ 本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとしていることから、代替原子炉補機冷却系の運転のための電源車への給油を設定した。

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(4/4)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生約20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p><b>【認知】</b>                      残留熱除去系による格納容器除熱機能喪失を確認した後, 故障原因調査・機能回復操作を実施と並行して, 機能回復が遅れることを想定し代替循環冷却運転の準備を判断するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【要員配置】</b>                      代替循環冷却準備操作は, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場にて代替循環冷却の系統構成を行う運転員(現場)を配置しており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【移動】</b>                      運転員(現場)による現場移動は, 照明喪失・資機材の転倒等によりアクセスに支障が出る場合があるが, 事象発生20時間超の時間余裕があるため予め移動しておくことも可能であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p><b>【作業所要時間】</b>                      中央制御室における操作は, 事前準備としての系統構成操作, 代替循環冷却運転開始直前操作(代替循環冷却運転準備操作の系統構成のうち, 事象発生20時間後以降の復水移送ポンプの全停に係る操作)及び代替循環冷却運転開始操作の3操作がある。事前準備としての系統構成操作は事象発生20時間後迄に予め行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却運転開始直前操作は, 復水移送ポンプ2台の停止操作に約2分を想定しており, 電動弁7弁の操作に約7分を想定し, 30分間の操作時間に余裕を確保している。運転開始操作は復水移送ポンプ1台起動と同時に1弁による格納容器下部への注水操作を約1分と想定し, 2台目の起動と同時に1弁による格納容器スプレイ操作を約1分と操作しており, 5分間の操作時間に余裕を確保している。</p> <p>運転員(現場)による現場操作は, 事前準備としての系統構成操作と代替循環冷却運転開始直前操作の2操作がある。事前準備としての系統構成(操作対象弁数は約10弁を想定に必要な所要時間を約2時間と想定しており, 20時間後までの時間余裕を確保している。代替循環冷却運転開始直前操作は復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作に約15分, 退避時間に約10分を想定しておりこれに余裕時間を含め30分間の操作時間を確保している</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b>                      運転員による現場操作は, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある</p> <p><b>【操作の確実さ】</b>                      中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替循環冷却運転は事象発生約20.5時間後に開始することとしているが, 余裕時間を含めて設定されているため操作開始時間に与える影響は小さい。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には, 本操作も早まる可能性があり, この場合, 格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から20時間あり, 代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約20.5時間であるため, 準備時間が確保できることから, 本操作には時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による格納容器下部注水, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる	現場モックアップ等による実績では, 代替循環冷却による格納容器除熱操作の中で操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却運転開始直前操作の所要時間は, 復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約21分。他の操作は事象発生20時間後までに予め準備が可能である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

7 日間における水源の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

○水使用パターン

①格納容器下部注水

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で開始(90m<sup>3</sup>/h で 2 時間)

原子炉压力容器破損後は崩壊熱相当で注水。

②代替格納容器スプレィ冷却系による代替格納容器スプレィ

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で開始(70m<sup>3</sup>/h)。

原子炉压力容器破損以降、465kPa[gage]に到達以降は 130m<sup>3</sup>/h 以上で注水。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

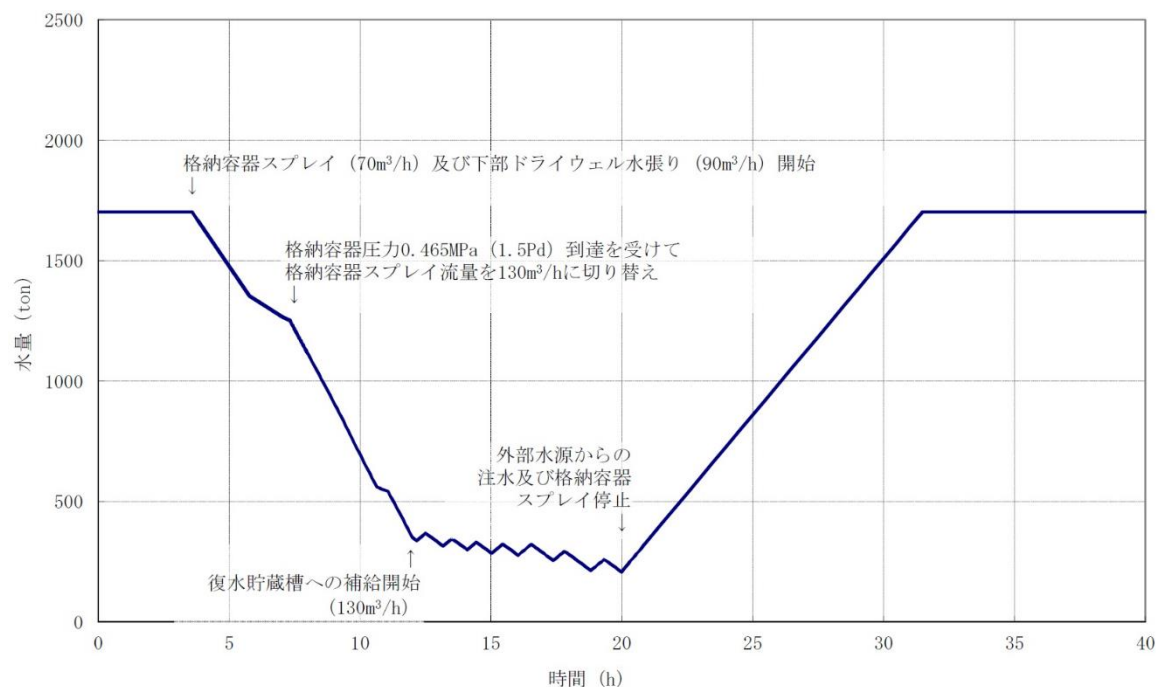
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として格納容器下部注水及び代替格納容器スプレィを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生約 20.5 時間後以降は、サプレッション・チェンバのプール水を水源とした循環冷却を実施することにより水量の減少は停止する。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,600m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,200m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である



## 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)

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱は6号及び7号炉を想定

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

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 <b>約 798kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台= <b>9,072L</b>	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			7日間の 軽油消費量 <b>約 798kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台= <b>9,072L</b>	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 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 79kL</b>	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃 料タンク(容量 <b>約 200kL</b> ) の残容量(合計)は <b>約 565kL</b> であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用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) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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。

### 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

#### 3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器破損に至る。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については、これまで実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が、何らかの外乱によって崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事象である。ただし、外部からの強制的なトリガを与えない限り水蒸気爆発は発生しないという結果が得られている。原子炉格納容器下部に張られた水は準静的であり、外部トリガが与えられる状況は考えにくい。また、外部トリガを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。これまでに行われた実験では、実ウランを用いた場合とアルミナ等の模擬混合物を用いた場合の結果が報告されており、模擬混合物を用いた場合は水蒸気爆発が発生したものの、実ウランを用いた場合には、実機で想定し難い過熱度を与えた場合を除いて水蒸気爆発が発生していない。この理由としては、二酸化ウランの混合物の方が模擬混合物を用いた場合に比べて過熱度が小さく、二酸化ウラン混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易いため、水蒸気爆発の発生を抑制した可能性等が考えられている。また、水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至っていない。特に二酸化ウランを用いた場合の評価結果は全て1%未満である。この理由としては、二酸化ウランは密度が高いために溶融コリウムの粒子径が小さくなり、固化が促進されて水蒸気爆発への寄与が小さくなった可能性等が考えられている。このことから、実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

また、水蒸気爆発とは別に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇（以下、「圧力スパイク」と言う。）が発生する。上記のとおり、現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから、本評価では、圧力スパイクについてその影響を評価する。

(添付資料 3.3.1, 3.3.2)

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器を冷却及び除熱し、熔融炉心から原子炉格納容器下部の原子炉冷却材への伝熱による、水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、熔融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下を想定するが、この状況では、原子炉格納容器下部における「熔融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、熔融炉心落下前に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への水張りが行われている。このため、本格納容器破損モードへの格納容器破損防止対策ではないものの、熔融炉心落下時には原子炉格納容器下部に水が張られた状態を想定する。なお、この水張り深さは、「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイク及び水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ、「熔融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して約 2m としている。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)の a から i に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)に示す f 及び g である。なお、f の原子炉格納容器下部への注水は、原子炉格納容器下部における「熔融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮して原子炉格納容器下部への注水量及び原子炉格納容器下部の水位を定めていることから、本格納容器破損モードの対策として整理した。

(添付資料 3.3.3)

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.1 から図 3.2.4 である。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.2 及び図 3.2.3 である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### 3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUV とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態が TQUV であるため、事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)c に示す通り、プラント損傷状態の選定では、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQUV を選定した。一方、プラント損傷状態を LOCA とする場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については、解析条件のうち初期条件の不確かさとして評価する。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV とし、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態を TQUX としており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における炉心損傷後のリロケーション、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝

達, 原子炉圧力容器破損及び原子炉格納容器における炉心損傷後の原子炉圧力容器外FCI (溶融炉心細粒化), 原子炉圧力容器外FCI (デブリ粒子熱伝達) が重要現象となる。

よって, これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより格納容器圧力等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, 本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については, 「3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。

## (3) 有効性評価の結果

原子炉圧力, 原子炉水位, 格納容器圧力, 格納容器温度, 格納容器下部の水位及び注水流量の推移を図3.3.1から図3.3.6に示す。

### a. 事象進展

事象進展は「3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### b. 評価項目等

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は, 約 0.49MPa [gage]に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は, 格納容器限界圧力の 0.62MPa [gage]を下回るため, 原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は, 約 145°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は, 格納容器限界温度の 200°Cを下回るため, 原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

本評価では, 「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお, 「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「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)」にて評価項目を満足することを確認している。また, 「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

## 3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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



原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り、熔融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下して大きいエネルギーを発生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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、熔融炉心落下前の格納容器下部注水（常設）による水張り操作とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、リロケーション、熔融炉心落下速度、細粒化量及び原子炉格納容器下部のプール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。これまでのFCI実験の知見からは、実機条件においては、原子炉格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の熔融炉心－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと考えられる。なお、一部のUO<sub>2</sub>混合物を用いた実験において実機条件よりも高い熔融物温度の条件ではあるがトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されており水蒸気爆発の発生に係る不確かさは大きいと考えられることから、水蒸気爆発が発生した場合の影響評価を実施し、原子炉格納容器の構造健全性に影響がないことを確認している。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初の実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響

は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、熔融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、デブリ粒子径の感度解析より、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.3.4, 3.3.5)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして, 炉心ヒートアップに関するモデルは, TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では, 格納容器圧力挙動への影響は小さいことが確認されており, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして, 炉心モデル(炉心水位計算モデル)では, 原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては, 短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが, 模擬できており, また, 長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして, 熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており, 炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉压力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。また, 原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力上昇に対する感度が小さいことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして, 熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており, 炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により, 原子炉压力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして, 制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値(最大ひずみ)に関する感度解析より, 最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることが確認されているが, 早まる時間はわずかであり, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして, エンTRAINメント係数, デブリ粒子径の感度解析より, 原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 3.3.4, 3.3.5)

(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3.2.2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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉格納容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始が遅くなる。初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時のプール水温度が低くなる可能性があるが、注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.3.4, 3.3.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、熔融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時における原子炉格納容器下部のプール水温度が低くなる

可能性があるが、原子炉格納容器下部のプール水温度が低い場合は発生する蒸気量の低下が考えられ、圧力スパイクによる格納容器圧力上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、トリガリングの発生を前提とした水蒸気爆発の観点では、低い水温は厳しめの評価を与えるが、水蒸気爆発解析コードによる評価では原子炉格納容器下部のプール水温度を32℃とした評価としており、その場合においても原子炉格納容器の構造健全性に影響がないことを確認している。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧力スパイクの最大値が本評価の結果に比べて高い値となる可能性が考えられることから、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定して感度解析を実施した。この場合、事象発生から約6.4時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧力スパイクの最大値は約0.48MPa[gage]となったが、圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり、限界圧力の0.62MPa[gage]以下であることから、評価項目を満足する。

(添付資料3.3.4, 3.3.6)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら熔融炉心の原子炉格納容器下部への移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確

かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料3.3.4)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.3.4)

#### (3) 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し、その結果を以下に示す。

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点で中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間であり、事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

(添付資料3.3.4)

#### (4) まとめ

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

#### 3.3.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

#### 3.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」では、運転時の異

常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，熔融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器が破損することが特徴である。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」では，プラント損傷状態をTQUVとし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI発生）」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合には，水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。また，安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」において，原子炉格納容器バウンダリの機能は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

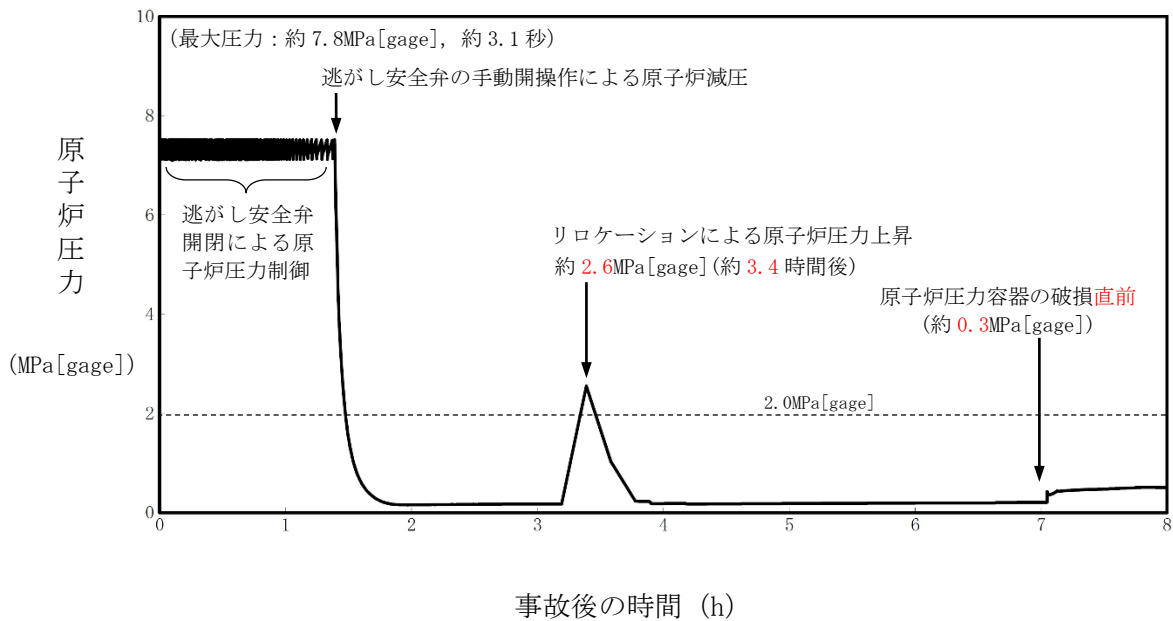


図 3.3.1 原子炉圧力の推移

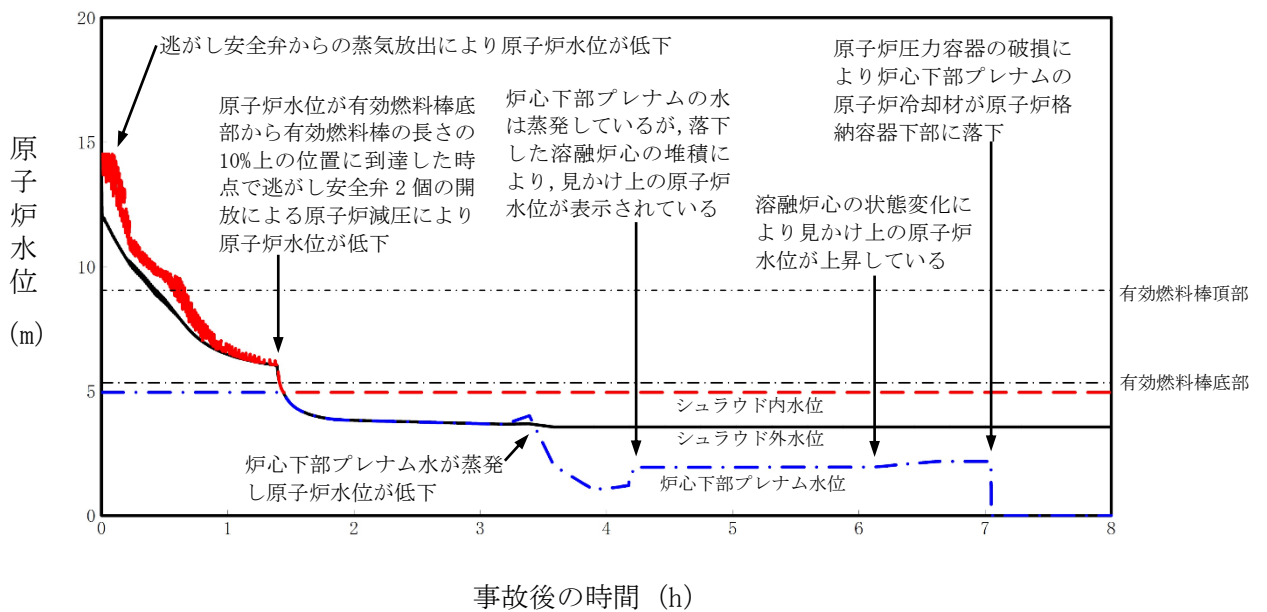


図 3.3.2 原子炉水位の推移



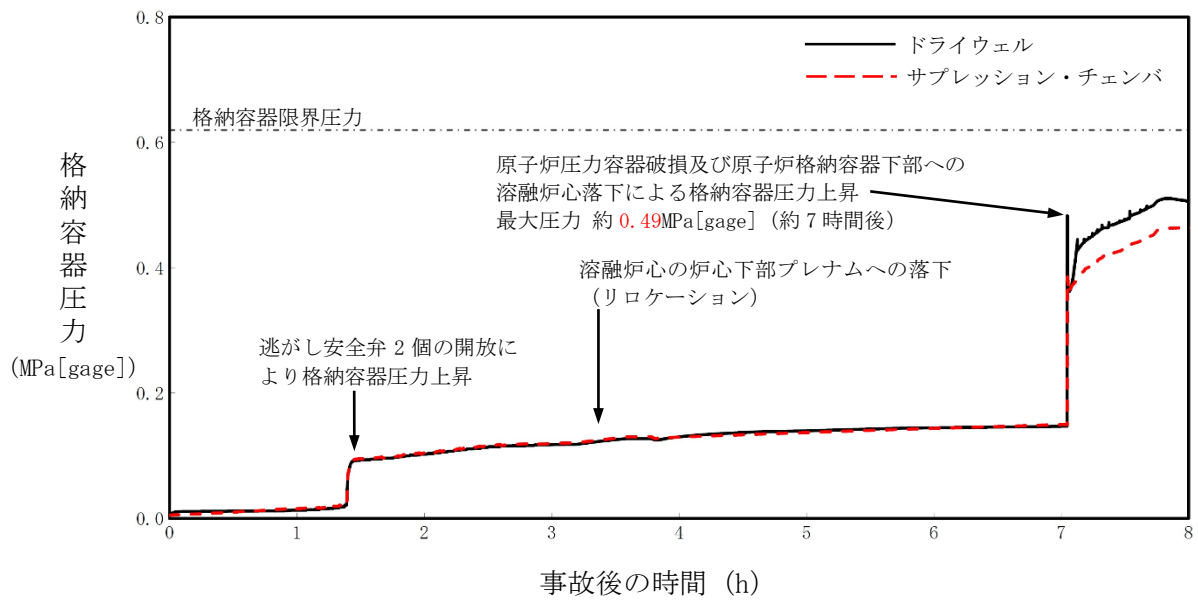


図 3.3.3 格納容器圧力の推移

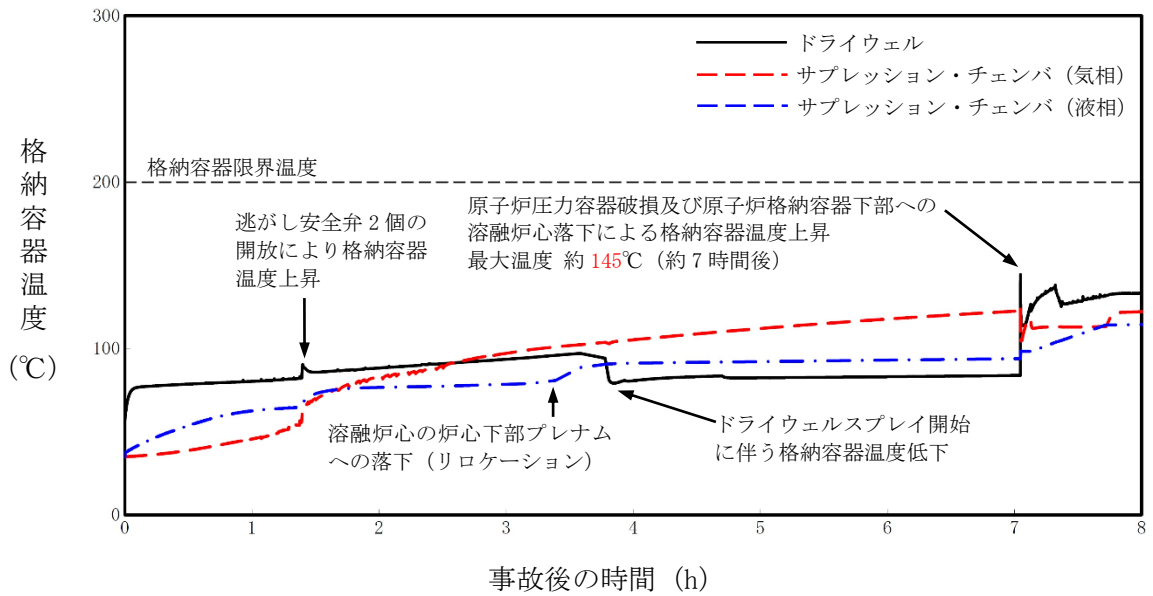


図 3.3.4 格納容器温度の推移

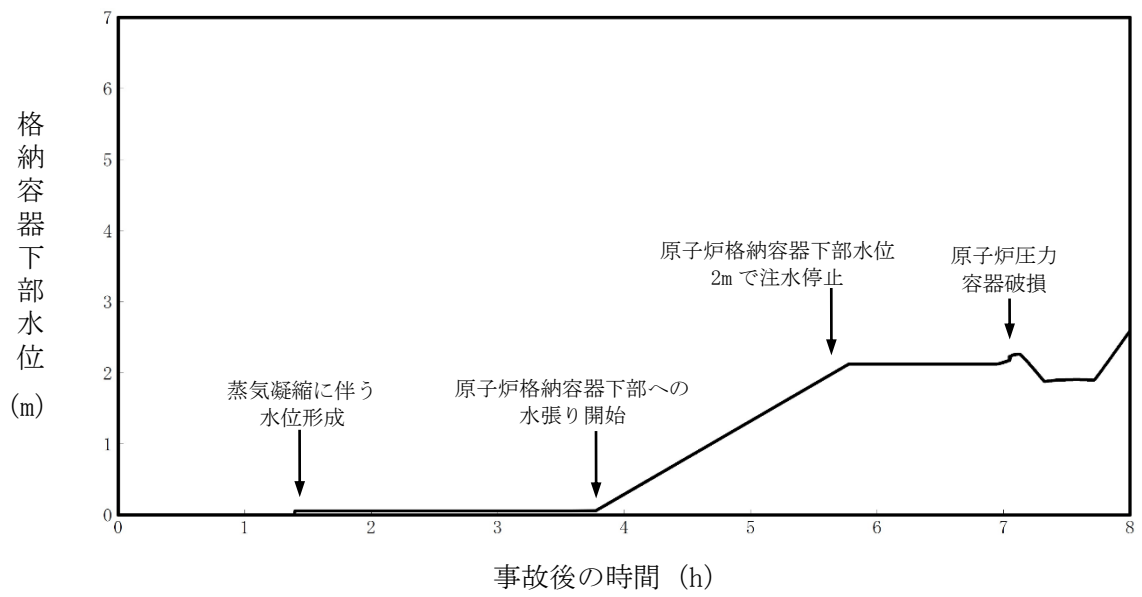


図 3.3.5 格納容器下部水位の推移

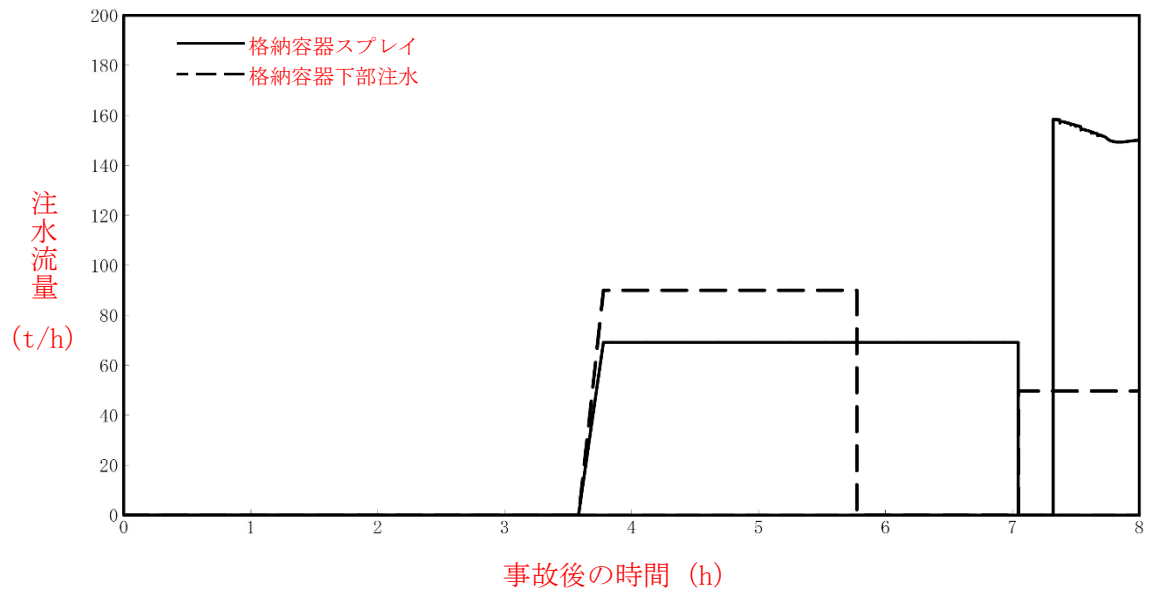


図 3.3.6 注水流量の推移

## 原子炉压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

## 1. 炉外 FCI の概要

炉外 FCI は、溶融炉心が原子炉压力容器の破損口から放出された際に、溶融炉心と原子炉压力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギーが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気生成による場合（圧力スパイク）に加えて水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが、これまでの知見から、水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。FCI に関するこれまでの知見の概要を次に整理する。

2. 過去の実験結果の整理<sup>[1]</sup>

過去に実施された比較的大規模な実験の概要及び結果を以下に示す。

## 2.1 FARO 実験

FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、压力容器内での FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、压力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主につぼと保温容器で構成されている。つぼ内で溶融させたコリウムを一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融コリウムを水プールに落下させる。溶融物落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。

実験は、酸化物コリウム（80wt%  $UO_2$ +20wt%  $ZrO_2$ ）又は金属 Zr を含むコリウム（77wt%  $UO_2$ +19wt%  $ZrO_2$ +4wt% Zr）を用いて実施された。

表 2.1 に試験条件及び試験結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

溶融コリウムの粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約 1m の場合で溶融コリウムの約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全てのコリウムは粒子化した。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2mm~4.8mm であり、試験パラメータ（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に依存しないことが報告されている。

## 2.2 COTELS 実験

COTELS 実験は、(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、圧力容器底部が溶融破損して溶融コリウムが原子炉格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生有無を調べることを目的に実施された。図 2.2 に実験装置の概要図を示す。実験は、重大事故時の溶融コリウム成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬コリウム (55wt%  $UO_2$ +5wt%  $ZrO_2$ +25wt%  $Zr$ +15wt% SUS) が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深 40cm, 飽和水温度で実施されている

表 2.2 に実験条件及び結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

プールに落下した溶融コリウムはほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全てのコリウムが粒子化すると結果が得られている。

また、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で 6 mm 程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。

## 2.3 KROTOS 実験

KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施が行われている。

図 2.3 に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬コリウムとして  $UO_2$  混合物 (80%  $UO_2$ +20%  $ZrO_2$ ) 又はアルミナを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。

表 2.3 に実験条件及び結果を示す。

アルミナを用いた実験では、サブクール水 (ケース 38, 40, 42, 43, 49) の場合、外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生、低サブクール水 (ケース 41, 44, 50, 51) の場合、外部トリガがある場合 (ケース 44) に水蒸気爆発が発生した。一方、 $UO_2$  混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102K の場合、外部トリガ無しでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、又は、水プールのサブクール度が高い場合 (ケース 52) に水蒸気爆発が観測されている。

これらの差異として、粒子径はアルミナの 8~17mm に対し  $UO_2$  混合物は 1~1.7mm であり、 $UO_2$  混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きい粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、アルミナは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、 $UO_2$  混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。

## 2.4 TROI 実験

TROI 実験<sup>[2]</sup>は、韓国原子力研究所 (KAERI) で実施されている実験であり、2007 年から 2012 年までは、KROTOS 実験とともに OECD/NEA の SERENA プロジェクトとして実施された実験である。実験装置の概要図を図 2.4 に示す。また、実験条件及び実験結果を表 2.4 に示す。

ZrO<sub>2</sub>を用いた実験では外部トリガリングを与えていないが、圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した実験がある。一方、UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub>の混合物を用いた実験では、異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギーを変えるため、混合物の割合、水深及び混合物量等の様々な条件により実験を実施し、数ケースでは水蒸気爆発が発生している。TROI 実験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・自発的な水蒸気爆発が生じた実験は、融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の実験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。
- ・水深が深い場合 (130cm) には、内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。水深が深いことにより、溶融物粒子が底部に到達するまでの沈降時間が長くなり、溶融物粒子が固化しやすい状況となる。このため、溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングの可能性は低減する可能性がある<sup>[3]</sup>。

## 3. まとめ

上記の実験結果から、UO<sub>2</sub>を用いた実験では、外部トリガを与えた一部の場合及び融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えた場合を除いて炉外 FCI における水蒸気爆発は確認されていない。

KROTOS 実験の実験 No. 52 (表 2.3 参照) が、外部トリガを与えた中で水蒸気爆発が確認されている実験結果である。KROTOS 実験の実験 No. 52 の実験結果は、他の外部トリガを与えた実験結果と比較してサブクール度が高いが、FARO 実験の実験 No. L-31, L-33 (表 2.1 参照) と同等のサブクール度であることから、サブクール度が高い場合であっても外部トリガが与えられない限り水蒸気爆発が発生する可能性は低いと考える。また、溶融炉心が落下する際の原子炉格納容器下部は準静的な状態と考えられることから、外部トリガが与えられる可能性は考えにくく炉外 FCI が発生する可能性は小さいものとする。

TROI 実験では UO<sub>2</sub> 混合物を用いた場合でもトリガなしで水蒸気爆発が発生している例 (TROI-10, 12, 13, 14) が報告されている。TROI-10, 12 は、溶融物温度が 3800K 程度の高い温度での実験条件である。また、TROI-13, 14 の溶融物温度は、それぞれ 2600K, 3000K であるが、TROI-13 では、温度計測に問題があり実際には 3500K 以上と推測されている。また、TROI-14 では、二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、温度計測の不確かさが大きいとされている。以上を踏まえると、TROI 実験の溶融物温度はかなり高い

実験条件と考えられ、他の実験で想定しているような実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。

#### 4. 参考文献

- [1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成12年3月
- [2] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [3] J.H. Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [4] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a  $UO_2/ZrO_2$  mixture, Nucl. Eng. Des., 222, 1-15, 2003
- [5] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007

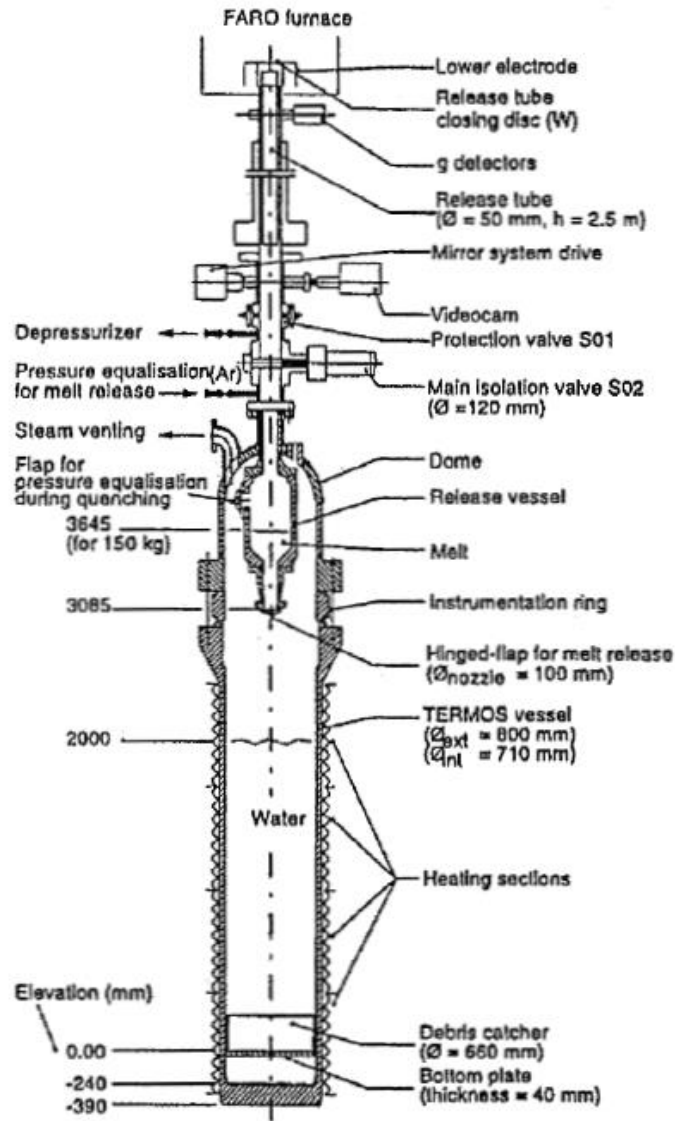


図 2.1 FARO 試験装置

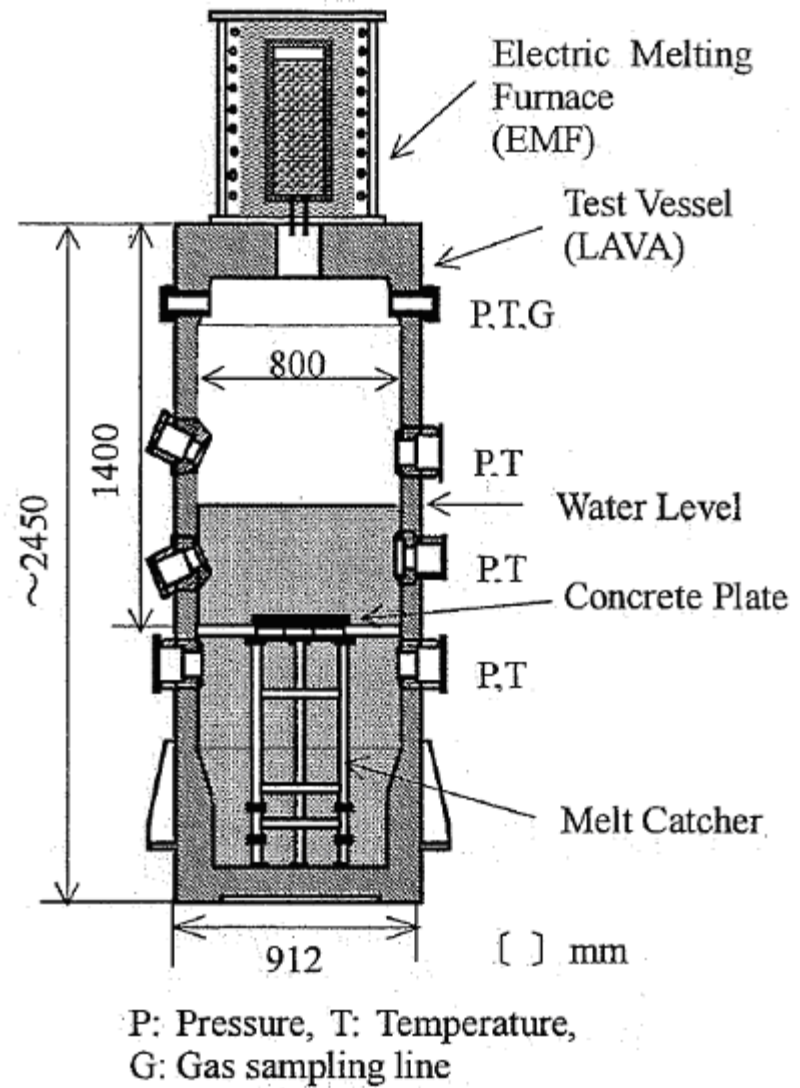


図 2.2 COTELS 試験装置





表 2.1 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下 粒径[mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の 有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	100	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	100	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	100	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	100	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO<sub>2</sub>+20wt% ZrO<sub>2</sub>

B: 77wt% UO<sub>2</sub>+19wt% ZrO<sub>2</sub>+4wt% Zr

表 2.2 COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の 有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

※ C: 55wt% UO<sub>2</sub>+5wt% ZrO<sub>2</sub>+25wt% Zr+15wt% SUS

表 2.3 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガ の有無	FCI発生の 有無
38	アルミナ	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有	無
45	コリウム※	3.09	3106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム※	5.43	3023	0.10	1.11	82	有	無
52	コリウム※	2.62	3023	0.20	1.11	102	有	有

※ コリウム:80% UO<sub>2</sub>+20% ZrO<sub>2</sub>

表 2.4 TROI 試験の試験条件及び FCI 発生の有無<sup>[2][3][4][5]</sup>

実験名	実験ケース	溶融物組成 (%)	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部 トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー 変換効率(%)	
TROI	1	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5	>3373	0.1	365	0.67	-	Steam Spike	-	
	2	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5.5	>3373	0.1	365	0.67	-	No	-	
	3	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.88	>3373	0.1	323	0.67	-	No	-	
	4	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.2	>3373	0.1	292	0.67	-	Yes	-	
	5	ZrO <sub>2</sub> /Zr (98.5/1.5)	2.9	3373	0.1	337	0.67	-	Yes	-	
	9	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	4.3	3200	0.1	296	0.90	-	No	-	
	10	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.7	3800	0.117	298	0.67	-	Yes	-	
	11	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	9.2	>3800	0.111	296	0.67	-	No	-	
	12	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.4	3800	0.11	293	0.67	-	Yes	-	
	13	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	7.7	2600 <sup>(注1)</sup>	0.108	292	0.67	-	Yes	0.40%	
	14	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	6.5	3000 <sup>(注2)</sup>	0.105	285	0.67	-	Yes	-	
	17	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)						-	No	-	
	18	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	9.1					-	-	-	
	21	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3000	0.110	298	1.30	No	No	-	
	22	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	2900	0.110	297	1.30	No	No	-	
	23	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3600	0.110	293	1.30	No	No	-	
	24	ZrO <sub>2</sub>	9.5	3600	0.110	288	0.67	No	Yes	-	
	25	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	15.0	3500	0.110	287	0.67	No	Steam Spike	-	
	26	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3300	0.106	283	0.67	No	Steam Spike	-	
	29	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (50/50)	11.5					-	No	-	
	32	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (87/13)						-	No	-	
	34	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	10.5	~3000			341	0.67	Yes	Yes	0.63
	35	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8	~3000	0.110		334	1.30	Yes	Yes	0.21
	36	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	5.3	~3000			305	0.95	Yes	Yes	0.50
	37	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	8.1	~3000	0.104		313	0.95	Yes	Yes	0.01
	38	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	5.3	~3000	0.105		288	1.30	-	No	-
	39	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	3.4	~3000	0.106		285	1.30	-	No	-
	40	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	11.1	~3000	0.312		287	1.30	-	No	-
	49	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (62.3/15/11.7/11)	15.96	2730(3360)					-	-	-
	50	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (59.5/18/11.9/10.6)	14.46						-	-	-
	51	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (60.5/16.7/12.1/10.7)	6.3 (14.2 load)	2695(3420)	0.115		294	1.30	Yes	Yes	-
	52	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (61/16/12/11)	8.6 (14.1 load)	2650	0.116		285	1.30	Yes	Steam Spike	-

(注 1) 参考文献[4]によれば温度計測に問題があり、実際には 3500K 程度以上と推測されている。

(注 2) 参考文献[4]によれば二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、計測の不確かさが大きいとされている。

## 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価

## 1. 評価の目的

熔融炉心が原子炉压力容器の破損口から落下した際に水蒸気爆発が発生する可能性は、これまでの知見からも極めて低いと考えられる。しかしながら、水蒸気爆発が発生した場合についても考慮し、原子炉格納容器の健全性に対する影響を確認しておくことは、原子炉格納容器下部への水張り等の格納容器破損防止対策の適切性を確認する上でも有益な参考情報になると考える。このため、ここでは熔融炉心落下時の水蒸気爆発の発生を仮定し、水蒸気爆発が生じた際の原子炉格納容器の健全性を評価した。

## 2. 評価に用いた解析コード等

水蒸気爆発の影響を評価するにあたっては、熔融燃料-冷却材相互作用によって発生するエネルギー、発生エネルギーによる圧力伝播挙動および構造応答が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である水蒸気爆発解析コード JASMINE、構造応答解析コード AUTODYN-2D により圧力伝播挙動及び構造応答、格納容器圧力等の過渡応答を求める。これらの解析コードに対して構築した評価モデル及び入力の詳細は添付資料 1.5.1 の(3)に示している。また、これらの解析コードへの入力条件の一部は、シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いて評価した、「3.3 炉外の熔融燃料-冷却材相互作用」の評価結果を用いた。

(添付資料 1.5.1)

## 3. 評価条件

主要解析条件を表 1 に示す。熔融炉心は原子炉压力容器底部の中央から落下する※ものとし、熔融炉心が原子炉压力容器の破損口から落下する際には、熔融炉心・コンクリート相互作用の緩和策として、原子炉格納容器下部に水位 2m の水張りが実施されているものとした。なお、応力評価の対象としている内側及び外側鋼板（厚さ 30mm）降伏応力は約 490MPa である。

※原子炉压力容器底部の形状から、原子炉压力容器底部に落下した熔融炉心は原子炉压力容器底部中央に集まり易いと考えられ、また、原子炉压力容器底部中央は熔融炉心が堆積した場合の堆積厚さが厚く、除熱面から遠いために冷却されにくいと考えられることから、原子炉压力容器が破損（貫通）する箇所については、原子炉压力容器底部中央を想定した。

## 4. 評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギー、原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板の応力の推移を図 1、図 2 及び図 3 に示す。

水蒸気爆発の発生を想定した場合に原子炉格納容器下部ドライウエルの水に伝達される

運動エネルギーの最大値は、約 7MJ である。このエネルギーを入力とし、原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板にかかる応力を解析した結果、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約 32MPa、外側鋼板にかかる応力は約 25MPa となった。これは内側及び外側鋼板の降伏応力を大きく下回る値であり、かつ、弾性範囲内にあることから、原子炉压力容器の支持に支障が生じるものではない。なお、構造上、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力の方が外側鋼板にかかる応力よりも大きくなる傾向があるが、原子炉压力容器の支持機能については原子炉格納容器下部の外側鋼板のみで維持可能である。

以上の結果から、水蒸気爆発の発生を想定した場合であっても、原子炉格納容器バウンダリの機能を維持できることを確認した。

以 上

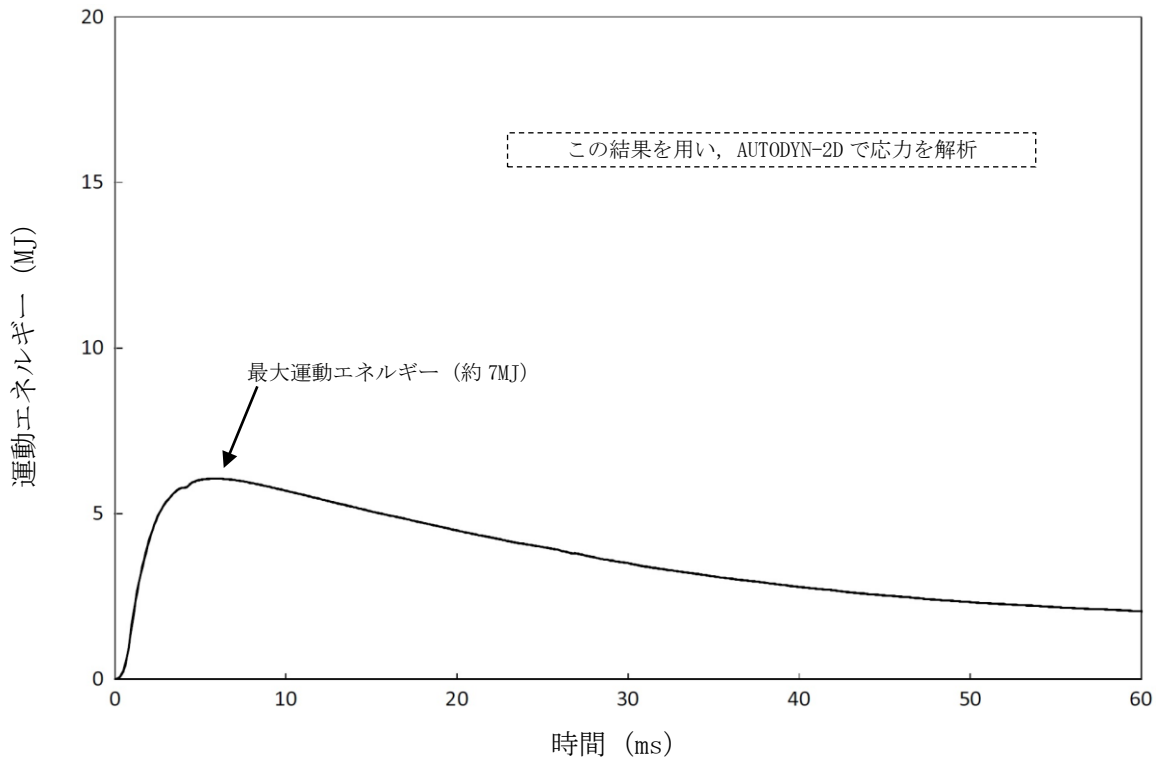


図1 水蒸気爆発によるエネルギーの推移

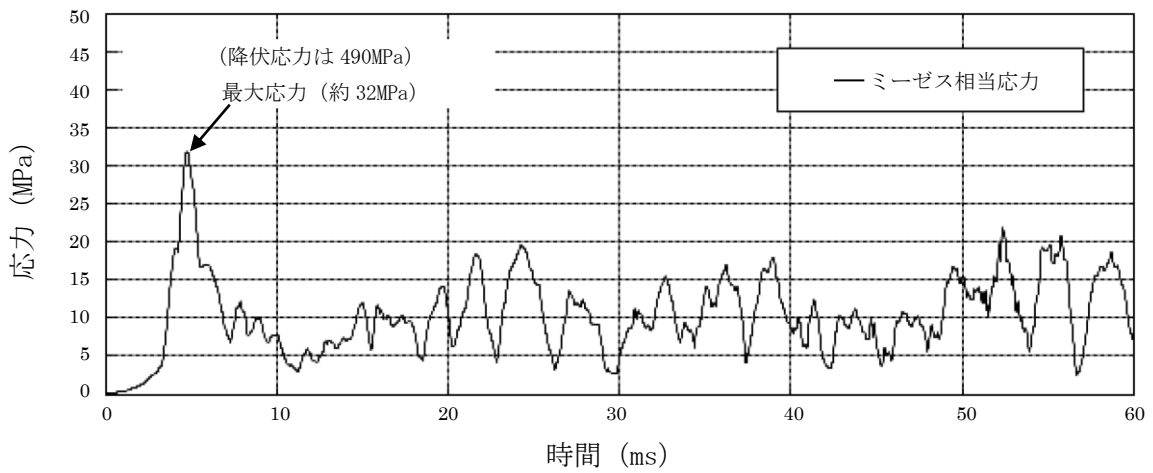


図2 原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移

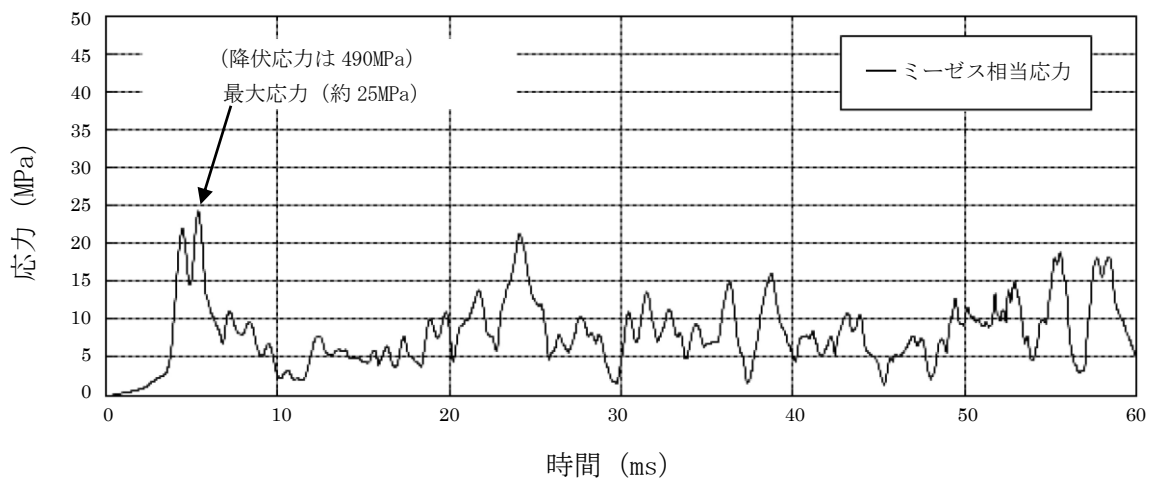


図3 原子炉格納容器下部外側鋼板の応力の推移

表 1 主要解析条件（原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用（水蒸気爆発の評価））

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
MAAP※	原子炉压力容器の破損径	0.2m	制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径として設定
JASMINE	ペDESTAL水深	2m	溶融炉心-コンクリート相互作用による格納容器破損防止対策として、落下した溶融炉心を微粒子化し、十分な除熱量を確保するため、予め水張りを行うものとして手順上定めている値
	原子炉格納容器下部への水張りに用いる水の温度	50℃	外部水源の水溫として設定
	粗混合粒子径	4mm	FARO 試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	爆発計算時の微粒子径	50 $\mu$ m	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
AUTODYN-2D	溶融炉心-冷却材相互作用による発生エネルギー	JASMINE の解析結果をもとに設定	—

※「3.3 炉外の溶融燃料-冷却材相互作用」と重複する条件を除く。

「4. 格納容器下部の水位上昇の影響」については、  
「添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の  
原子炉格納容器の健全性への影響評価」の  
評価条件見直しに伴う再評価実施中

添付資料 3.3.3

## 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性

炉心溶融が進展し、溶融炉心が原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）底部から流出するような場合には、原子炉格納容器内で発生する種々の現象の発生を防止あるいは影響を緩和することで、格納容器の破損を防止することが重要なマネジメントとなる。RPV の外において発生する現象のうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）に対してはその影響緩和の手段として、格納容器下部ドライウエルへの溶融炉心落下前の水張り（以下「初期水張り」という。）が有効な対策となる。一方、初期水張りによって、RPV 外の溶融燃料-冷却材相互作用（以下「FCI」という。）による水蒸気爆発のリスクが生じ、初期水張りの水深によって想定される影響の程度は変化すると考えられることから、初期水張りを実施する場合には、両者の影響を考慮して水位を決定する必要がある。以下に初期水張りにおける水位設定の考え方を示す。

### 1. 格納容器下部ドライウエルへの水張りの FCI に対する影響

FCI として生じる現象としては、急激な水蒸気発生に伴う格納容器内圧力の急激な上昇（以下「圧力スパイク」という。）及び水蒸気爆発がある。

水蒸気爆発については、 $UO_2$  主体の溶融物が水中に落下した場合に水蒸気爆発が発生した実験例は僅かであること及び、水蒸気爆発が発生した実験は、外部トリガを意図的に与えた場合、又は溶融物の温度が溶融炉心の温度を上回る程の極端に大きな過熱度で実験した場合に限られることを確認している。<sup>[1-4]</sup> これらを考慮すると、実機で水蒸気爆発が生じる可能性は小さいと考える。しかしながら、仮に水蒸気爆発が発生した場合を想定すると、水深が深い方が粗混合が促進され、発生する機械エネルギーが大きくなることから、構造壁への衝撃荷重が大きくなると考えられる。

圧力スパイクは、初期水張りの水位が高い場合、水の顕熱による熱の吸収が増加することで圧力スパイクのピークが小さくなる効果と、溶融炉心の粗混合量が増加することで水への伝熱量が増加し、圧力スパイクのピークが高くなる効果が考えられる。

### 2. 格納容器下部ドライウエルへの水張りの MCCI に対する影響

格納容器下部ドライウエルへの初期水張りに失敗し、溶融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの知見<sup>[5-14]</sup>からは、溶融炉心上部にクラストが形成され、溶融炉心の冷却が阻害される可能性が考えられる。

一方、初期水張りを実施することで、溶融物落下時に溶融炉心が粒子化されるため、クラストの形成によるデブリ内部への熱の閉じ込めを抑制することができ、デブリ上面からの除熱と落下時の溶融炉心の急速な冷却（デブリクエンチ）に期待できる。<sup>[15-17]</sup>

### 3. 初期水張りの水位について

#### (1) 水位の設定

1. 及び 2. に示した通り、初期水張りの水位は、FCI の水蒸気爆発による格納容器への影響の観点では低い方が良く、FCI の圧力スパイク及び MCCI による格納容器への影響の観点では高い方が良い。ABWR においては、従来の炉型に比較して格納容器下部ドライウエルの床面積が広いため、熔融炉心が広がった際に熔融炉心上面からの除熱に寄与する面積が大きく、また、熔融炉心が格納容器下部に落下した際の堆積高さが低いため、MCCI が緩和され易いという特徴がある。

以上を踏まえ、6 号及び 7 号炉においては、FCI の水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えつつ、FCI の圧力スパイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され、MCCI 緩和のための熔融炉心の粒子化の効果に期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。初期水張り水位 2m における FCI、MCCI の影響や、水張りの実施可能性については、FCI、MCCI 各事象の有効性評価で示したとおり、問題が無いものと考えている。

## (2) 水位の設定根拠

### a. FCI の影響の観点

1. に示した通り、実機では水蒸気爆発が発生する可能性は小さい。しかしながら、仮に FCI の発生を前提とした場合、格納容器下部ドライウエルの水位について、水位が高い方が熔融炉心の細粒化割合が大きくなる傾向がある。この場合、細粒化した粒子から水への伝熱量が多くなるので、水蒸気爆発に伴い格納容器下部ドライウエルに与えられる荷重は大きくなる。このことから、格納容器下部ドライウエルの水深が 2m より深い場合の影響を評価し、問題が無いことを確認している。この詳細は 4. に示す。

### b. MCCI の影響の観点

初期水張りの水深に応じて熔融炉心の一部が水中で粒子化し、急速冷却されることを考慮した上で、粒子化しなかった熔融炉心によって形成される連続層の高さを評価し、この連続層の冷却性の観点から、初期水張りの水深の妥当性を確認した。評価条件を以下に示す。

- ・ 熔融炉心の水中での粒子化割合の評価には、MAAP コードにも用いられている Ricou-Spalding 相関式<sup>[18]</sup>を用いた。
- ・ RPV の破損形態は制御棒駆動機構ハウジング 1 本の逸出を想定し、熔融物流出に伴う破損口の拡大を考慮した熔融炉心流出質量速度とした。
- ・ 粒子化した熔融炉心が連続層の上部に堆積した状態である、粒子状ベッドの冷却性については、Lipinski 0-D モデルを使用して評価している。粒子状ベッドのドライアウト熱流束と堆積したコリウムが床に均一に広がったと仮定した場合の崩壊熱除去に必要な熱流束（図 1 参照）を比較すると、粒子状ベッドのドライアウト熱流束（ $0.8\text{MW}/\text{m}^2$  以上）は崩壊熱除去に必要な熱流束（全炉心落下で約  $0.36\text{MW}/\text{m}^2$ ）よりも十分に大きく、粒子状ベッドの冷却可能性は極めて高いことから、連続層から水への崩壊熱除去を妨げないものとした。
- ・ 落下した熔融炉心は格納容器下部床上を広がると考えられるが、これまでの実験データを元にした解析<sup>[19]</sup>によると、初期水張りがある場合、熔融炉心の広がり距離は落下量等にもよるが 5m 程度となるという結果が得られている。6 号及び 7 号炉の格納容器下部の半径は



約 5.3m であることから、水張りしている場合でもほぼ床全面に広がる可能性が高いと考え、熔融炉心の広がり面積を格納容器下部床全面（約 88m<sup>2</sup>）とした。

また、初期水張りの水位を決定する上での設定目安は以下の通りとした。

- ・連続層が安定クラストとなり、水が連続層内に浸入せず、連続層の熱伝導が除熱の律速条件になると仮定して評価したところ、連続層厚さ 15cm までは、連続層が安定クラスト化していても連続層上面からの除熱によってコンクリートを分解温度以下に維持できる（MCCI の進展を防止可能）という結果（図 2 参照）が得られたため、連続層厚さが 15cm となる水深を初期水張りの設定目安とした。

上記の評価条件を元に、水張り水深と熔融炉心落下量をパラメータとして、連続層堆積高さを評価した。評価結果を図 3 に示す。

評価結果を上記の初期水張りの水位の設定目安に照らすと、初期水張りの水位が 2m 程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の 70% であれば連続層の高さを 15cm 以下にすることができ、初期水張りの水位が 3m 程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の 100% の場合でも連続層の高さが 15cm 以下になることを確認した。

以上の結果を考慮し、初期水張りの水位は 2m としている。有効性評価では熔融炉心が全量落下するものとして評価しているものの、落下割合には不確かさがあることや熔融炉心落下後には崩壊熱相当の注水を実施する手順としていること及び実機スケールではクラストへの水の浸入に期待できるという知見を踏まえると、現状の初期水張りの水位の設定は妥当と考える。また、2m の初期水張りについては、事象発生から熔融炉心落下までの時間余裕の中で十分に対応可能な操作である。

また、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉について、MCCI に対して保守的な評価条件を設定した上で、初期水張りの有効性を感度解析によって確認している。初期水張りの水位を 2m とした場合について、熔融炉心は全量落下するものとし、熔融炉心の崩壊熱を事象発生から 6 時間後として、上面熱流束を格納容器圧力への依存性を考慮しない 800kW/m<sup>2</sup> 相当とした場合であっても、MCCI による浸食量は数 cm（床面 5cm、壁面 2cm）であり、初期水張りが遅れた場合を想定し、初期水張りの水位を 1m とした場合であっても MCCI による浸食量は数 cm（床面 7cm、壁面 4cm）に留まることを確認していることから、現状の初期水張りの水位の設定に問題は無いものとする。感度解析の結果を図 4 に示す。

#### c. まとめ

FCI については、これまでの試験結果から、実機において格納容器の破損に至るような大規模な RPV 外での水蒸気爆発の発生の可能性は小さいと考える。また、FCI の発生を前提とした評価においても、格納容器下部ドライウエルの構造損傷に伴う格納容器の破損には至らず、また、十分な余裕があることを確認しており、格納容器下部への初期水張りの有無及びその水位が、格納容器の健全性に影響を与えるものではないと判断している。

上記を踏まえ、格納容器下部ドライウエルに溶融炉心が落下する状況に対しては、格納容器下部ドライウエルに2mの初期水張りまで注水を実施する運用としている。

#### 4. 格納容器下部の水位上昇の影響

事故対応の中で格納容器スプレイを実施すると、リターンラインを通じたサプレッション・チェンバ・プールからの流入やベント管を通じた流入によって冷却材が格納容器下部ドライウエルに流れ込み、下部ドライウエル水位を上昇させる場合がある。ここでは、FCIの有効性評価で設定したRPV破損に至るシナリオにおいて、格納容器下部ドライウエルへの初期水張りの水位が上昇していた場合を想定し、その際のFCIへの影響を評価した。

##### a. 評価条件

溶融炉心が格納容器下部ドライウエルに落下する前に、格納容器下部にリターンラインまでの高さ(7m)の水位が形成されているものとした。その他の解析条件は、添付資料3.3.2において設定した評価条件と同様とした。

##### b. 評価結果

水蒸気爆発による影響と、水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇(圧カスパイク)による影響を評価した。以下にその結果を示す。

##### (1) 水蒸気爆発

水蒸気爆発によって格納容器下部の水に伝達される運動エネルギーの評価結果を図5に示す。最大値は約27MJであり、水位2mの場合(約7MJ)と比べて約4倍に増加している。

このエネルギーを入力とした応力の解析結果を図6に示す。格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の最大応力は約80MPaであり、水位2mの場合の約10MPaと比べて約8倍に増加しているが、格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の降伏応力(490MPa)を十分に下回っており、格納容器破損に至るおそれはないと考える。

また、初期水張りの水位が上昇すると、水面とRPV底部の距離が短くなる。このことにより、水蒸気爆発に伴う瞬間的な水面の上昇が生じた際に、水面がRPV底部に到達することによって、RPV底部に圧力波が伝搬し、RPVの支持構造に影響を及ぼすことが懸念される。しかしながら、溶融炉心の落下による水位上昇分は約0.5mであること、及び、JASMINE解析によると水蒸気爆発による発生運動エネルギーがピークになる0.1秒以内での平均ボイド率は20%程度(初期水張り水位2mの条件での評価結果より)であることを考慮すると、初期水張り水位2mの場合、水位は約3m(溶融炉心の堆積による水位上昇分の0.5mと初期水張り水位2mの20%分である0.4mの水位上昇を想定)までの上昇と想定される。溶融炉心の落下による水位上昇分及び平均ボイド率について同様と考えると、初期水張り水位7mの場合、水位は約9m(溶融炉心の堆積による水位上昇分の0.5mと初期水張り水位7mの20%分である1.4mの水位上昇を想定)までの上昇と想定される。水位の上昇が9m程度であれば、格納容器下部ドライウエル床面からRPV底部までの高さ約10.6mに対して余裕があることから、RPV底部に直

接的に液相中の圧力波が伝播することは無いと考える。

水蒸気爆発が発生した際の気相部の挙動については、JASMINE コードを用い、添付資料 3.3.2 の評価条件における、原子炉格納容器下部の空間部での格納容器圧力及びボイド率変化を評価した。評価結果を図 7 に示す。水蒸気爆発時の粗混合粒子の細粒化と伝熱により、爆発源の膨張に伴う圧力波が伝播する。圧力波は減衰するため、原子炉圧力容器底部に到達する時点では 0.30MPa[abs]以下となる。0.30MPa 程度の圧力波によって原子炉圧力容器が損傷に至ることは想定し難いことから、圧力波による原子炉圧力容器への影響は無視できる程度と考える。原子炉格納容器への影響については、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部において発生した圧力波が減衰されないまま原子炉格納容器上部に到達することは考えにくい。仮に 0.30MPa 程度の圧力波が原子炉圧力容器上部の壁面に到達しても、原子炉格納容器の限界圧力 (0.62MPa[gage]) 未満であることから、原子炉格納容器が破損に至ることは無い。また、ボイド率からは水蒸気爆発に伴う水位の変化は 1m 未満であることが確認できることから、水面の上昇による原子炉圧力容器への影響は無いものと考えられる。

## (2) 圧力スパイク

格納容器圧力の評価結果を図 8 に示す。RPV が破損して、熔融炉心が格納容器下部ドライウエルの水中に落下する際に圧力スパイクが生じているが、圧力スパイクのピーク圧力は約 0.30MPa であり、水位 2m の場合の約 0.47MPa よりも低くなっている。

この理由としては、初期水張り水位の上昇によって格納容器下部ドライウエルの水量が多くなり、熔融炉心の粗混合量が増加し、水への伝熱量が増加したものの、落下した熔融炉心の周囲のサブクール状態の水量が増加したことによる効果が、熔融炉心落下時の水温上昇とそれに伴う蒸気発生を緩和する側に作用し、ピーク圧力が抑制された可能性が考えられる。

以上の結果から、格納容器下部ドライウエルの水位を現状の初期水張りの水位である 2m 以上に上昇させた場合であっても、FCI によって格納容器が破損に至る恐れは無いと考える。このことから事故対応におけるドライウエルスプレイ等の運転操作に対して、FCI の観点からの制約は生じない。

## 5. 結論

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉においては、FCI が発生した場合の影響を低減しつつ、熔融炉心の粒子化の効果等による MCCI の影響緩和を期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。また、事故対応におけるドライウエルスプレイ等の運転操作により、格納容器下部ドライウエルの水位が上昇した場合であっても格納容器が破損に至る恐れはない。

以 上

## 参考文献

- [1] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [2] J.H.Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [3] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub> mixture, Nucl. Eng. Des. 222, 1-15, 2003
- [4] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007
- [5] (財) 原子力発電技術機構 (NUPEC) , 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書」 2003
- [6] B.R.Sehgal, et al., “ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests” , NUREG/CR-0119, Vol.2, 1991
- [7] R.E.Blose, et al. “SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools,” NUREG/CR-4727, 1987
- [8] R.E.Blose, et al., “Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test,” NUREG/CR-5907, 1993
- [9] M.T.Farmer, et al. “Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments”, Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [10] M.T.Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5, 2009
- [11] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI Project 2-D Core Concrete Interaction (CCI) Tests : Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR05, 2006
- [12] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI Project Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR06, 2006
- [13] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI-2 Project Final Report,” OECD/MCCI-2010-TR07, 2010
- [14] H.Nagasaka, et al., “COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests,” OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [15] D.Magallon, “Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments,” Nucl. Eng.Design, 236 1998-2009, 2006
- [16] M. Kato, H. Nagasaka, “COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions,” JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [17] A. Karbojian, et al., ” A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility,” Nucl. Eng. Design 239 1653- 1659, 2009
- [18] F.B.Ricou, D.B.Spalding, “Measurements of Entrainment by Axisymmetrical Turbulent Jets,” Journal of Fluid Mechanics, Vol.11, pp.21-32, 1961
- [19] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ペデスタル上の炉心デブリの 3 次元拡がり評価, 日本原子力学会 「2013 年秋の大会」 H12, 2013 年 9 月

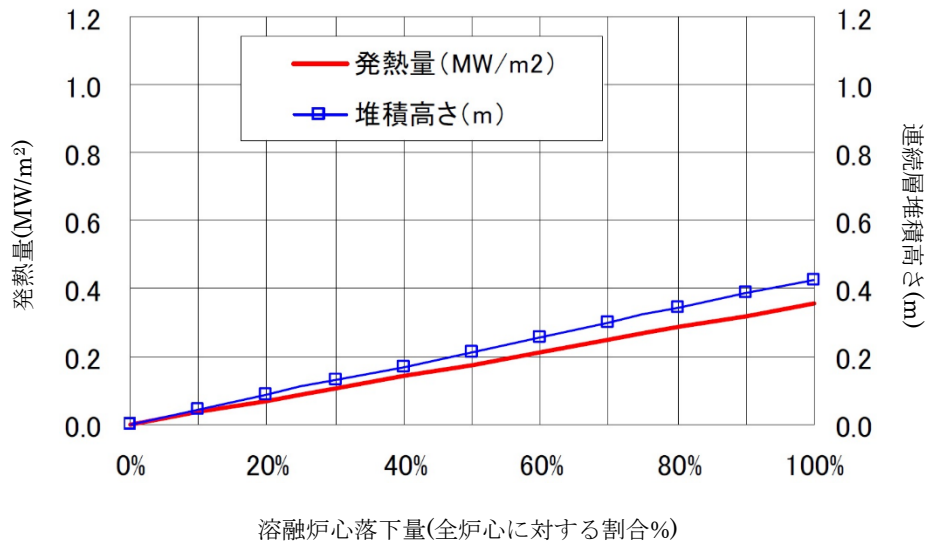
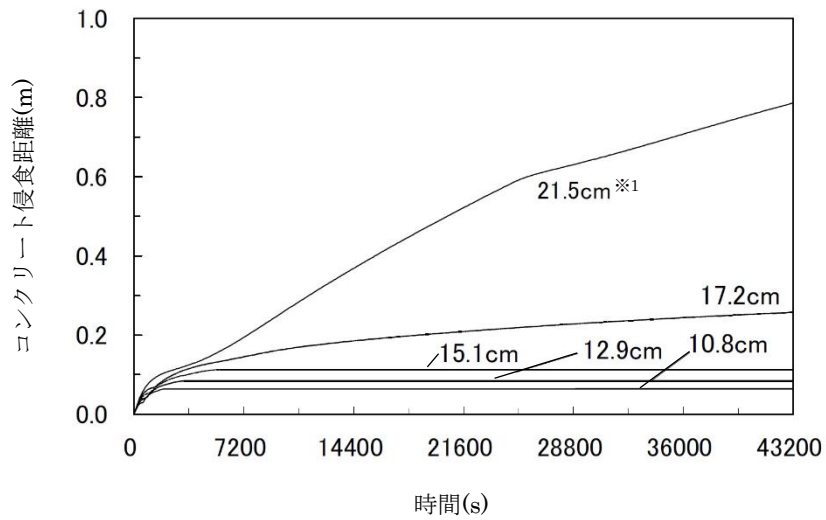
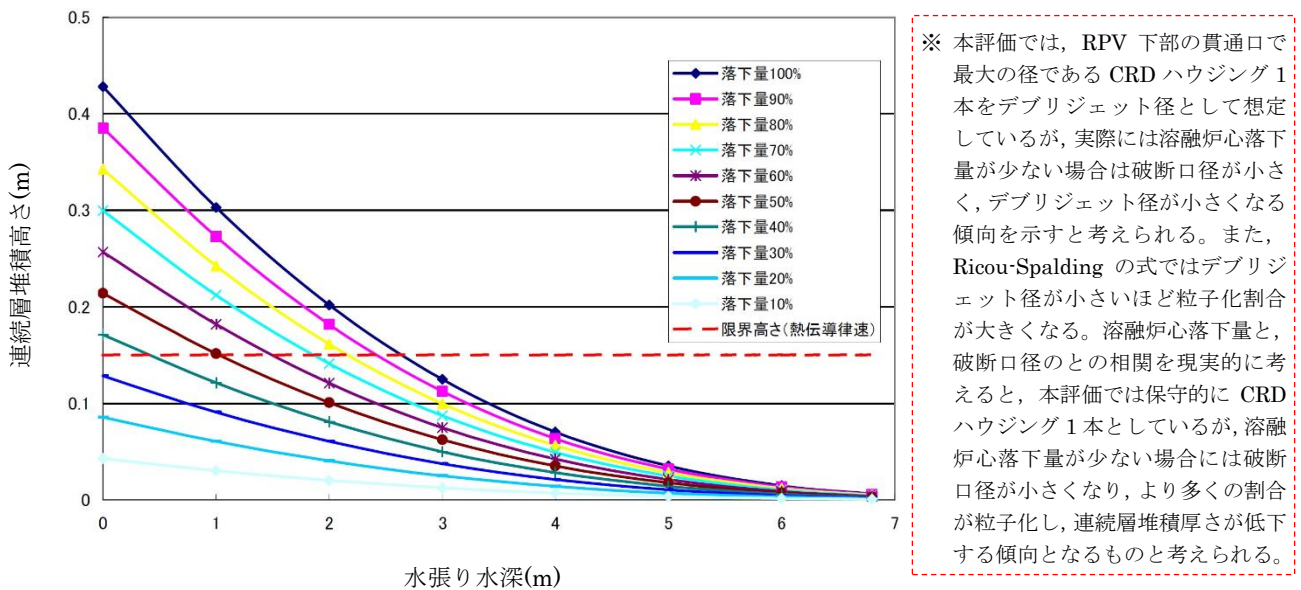


図1 格納容器下部ドライウェルへの溶融炉心落下割合に対する連続層堆積高さおよび単位面積当たりの発熱量



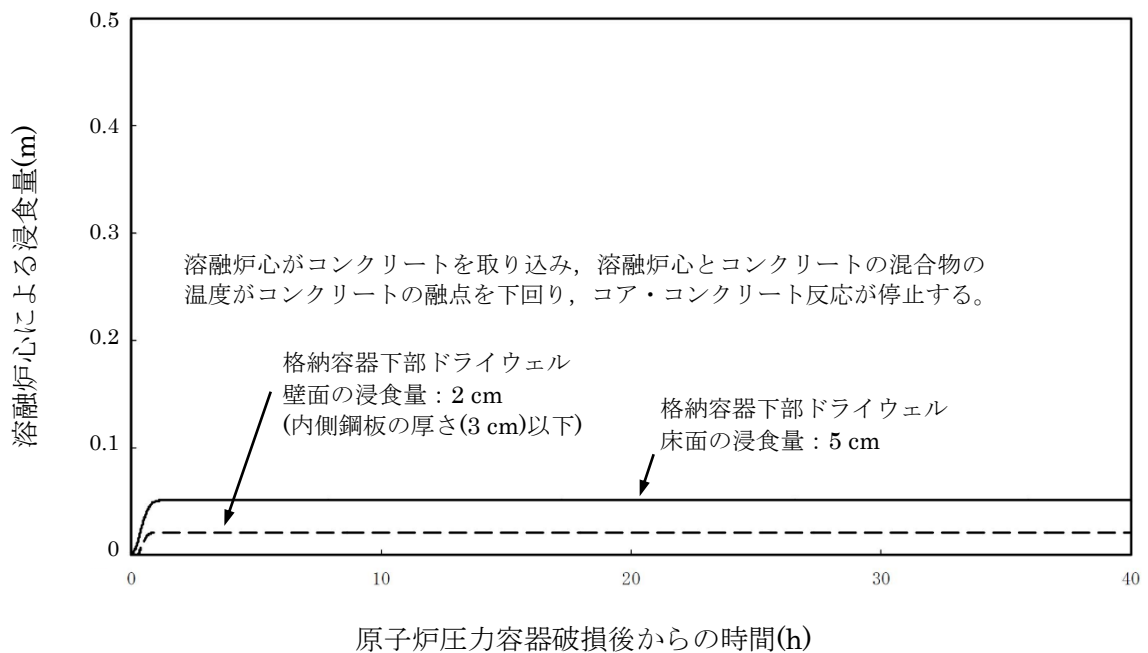
※1 溶融炉心の堆積により生じた連続層厚さ。図中の他の評価結果に付記されている値についても同じ。  
 ※2 クラスト表面は沸騰曲線による熱伝達を仮定、クラスト内は熱伝導による温度勾配を考慮

図2 ハードクラスト形成時のコンクリート侵食評価例※2

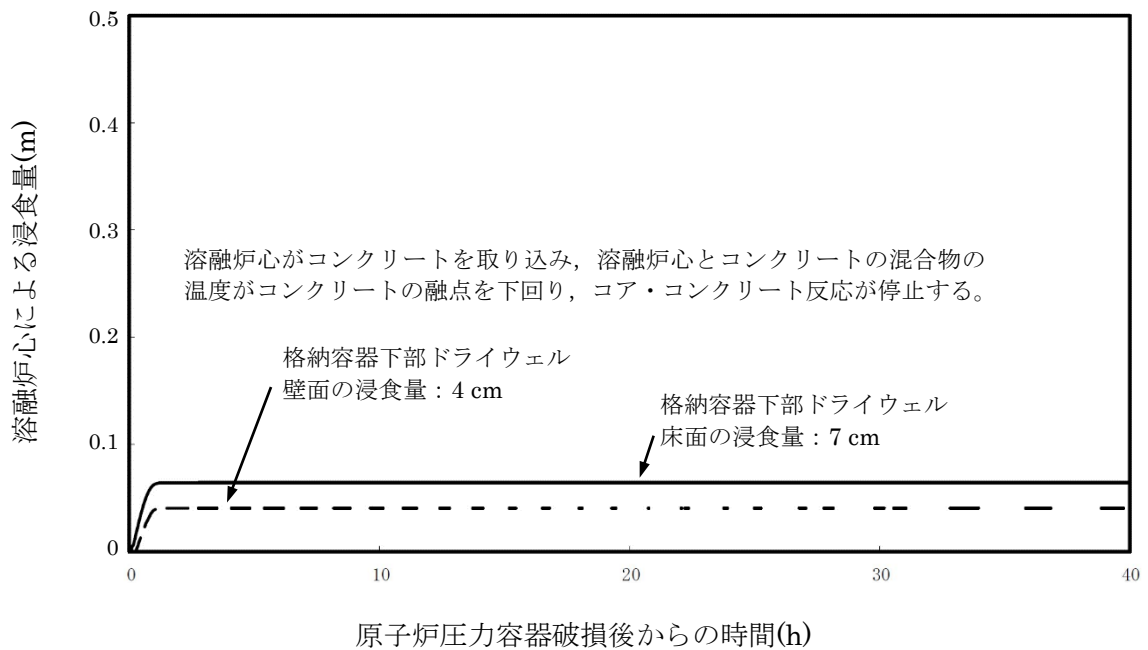


※ 本評価では、RPV下部の貫通口で最大の径であるCRDハウジング1本をデブリジェット径として想定しているが、実際には溶融炉心落下量が少ない場合は破断口径が小さく、デブリジェット径が小さくなる傾向を示すと考えられる。また、Ricou-Spaldingの式ではデブリジェット径が小さいほど粒子化割合が大きくなる。溶融炉心落下量と、破断口径との相関を現実的に考えると、本評価では保守的にCRDハウジング1本としているが、溶融炉心落下量が少ない場合には破断口径が小さくなり、より多くの割合が粒子化し、連続層堆積厚さが低下する傾向となるものと考えられる。

図3 水張り水深と連続層堆積高さの関係※



(a) 初期水張り水位 2 m の場合 (溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m<sup>2</sup> 相当 (圧力依存無し))



(b) 初期水張り水位 1 m の場合 (溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m<sup>2</sup> 相当 (圧力依存無し))

図 4 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

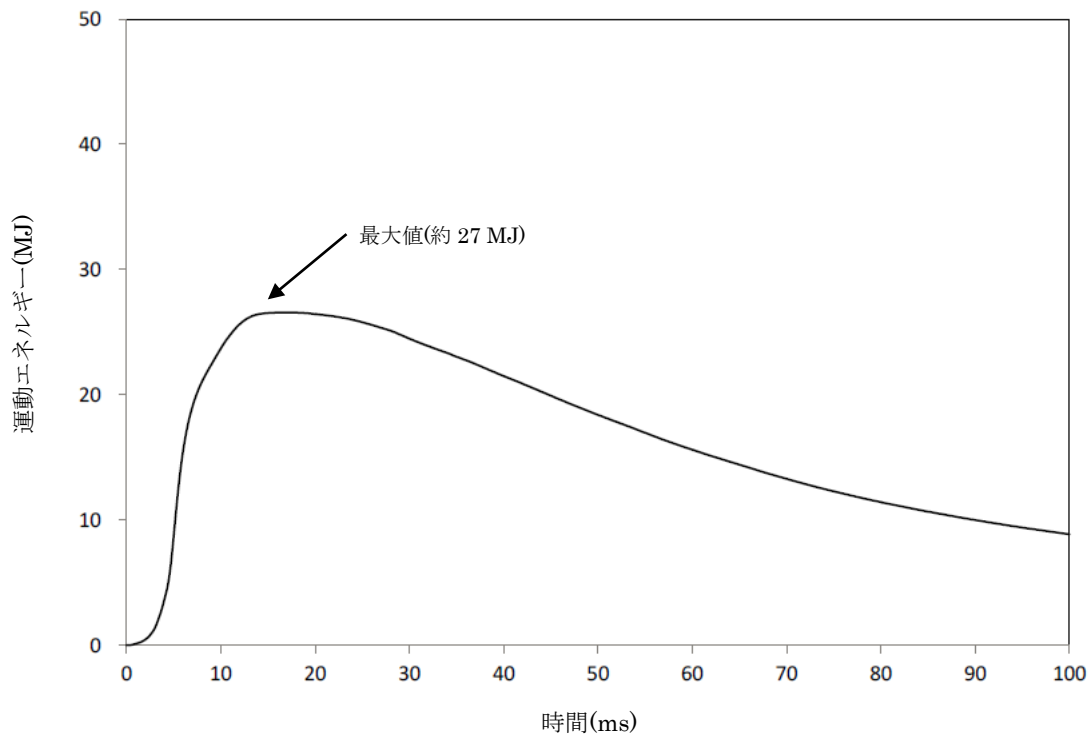


図5 水蒸気爆発によるエネルギーの変化 (初期水張り水位 7 m)

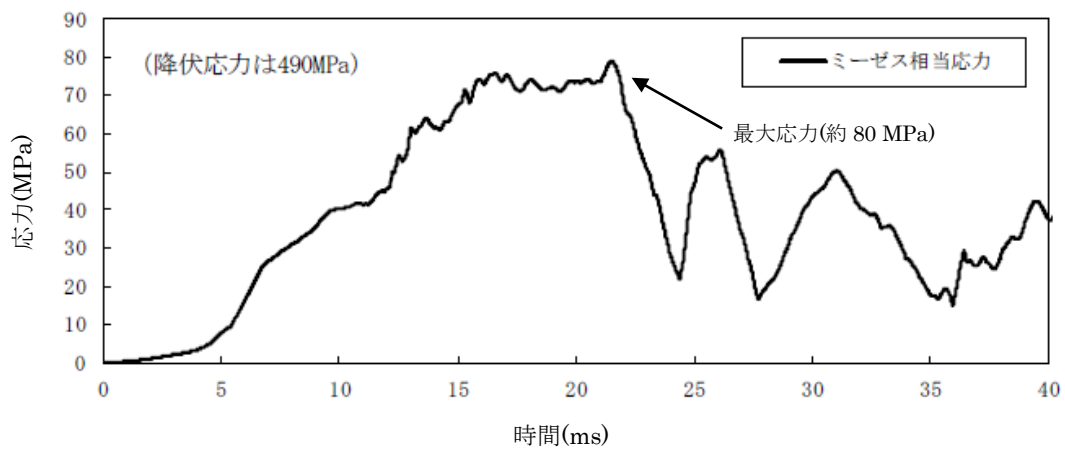


図6 水蒸気爆発による格納容器下部内側鋼板の応力の変化 (初期水張り水位 7 m)

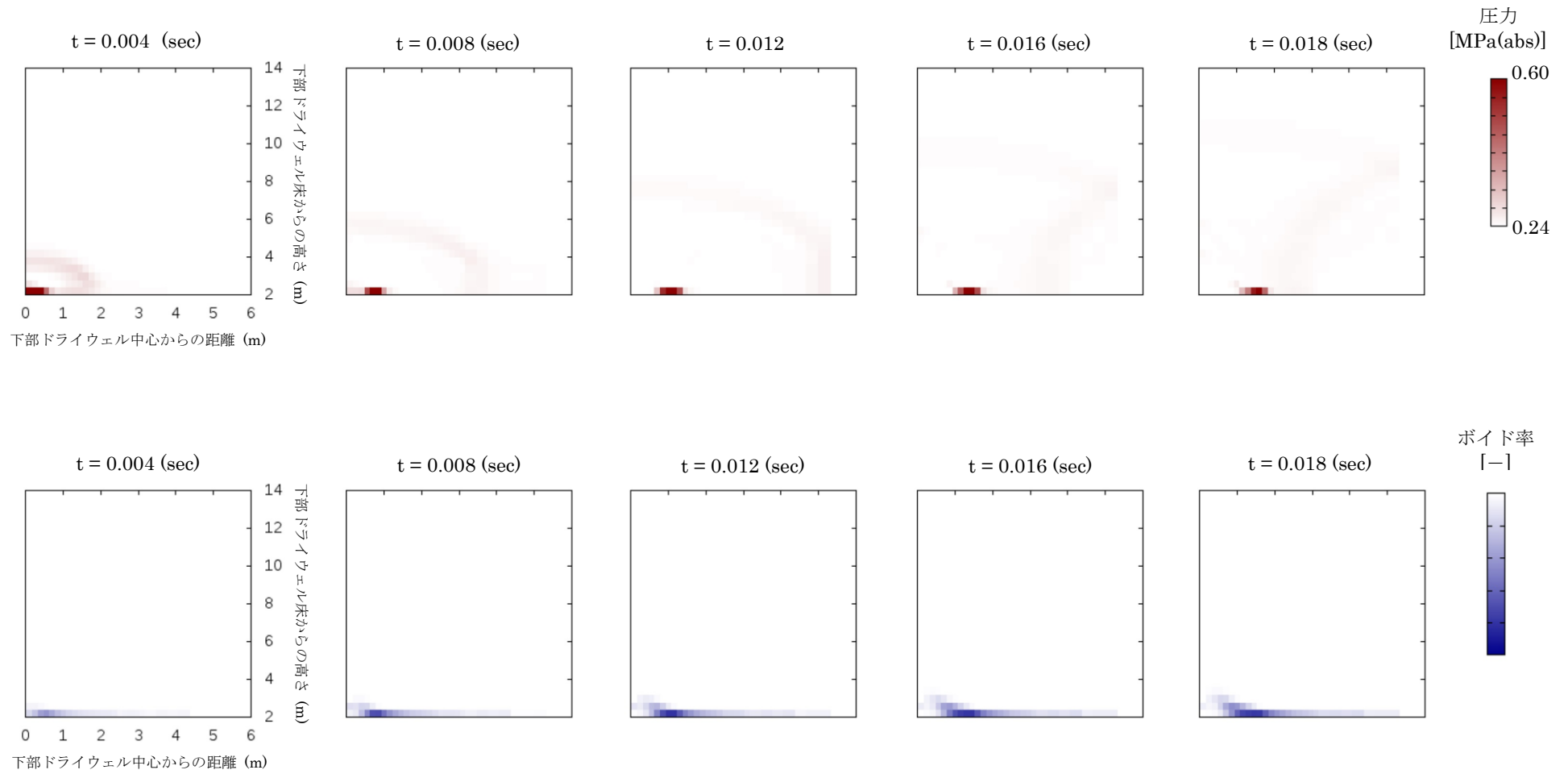


図 7 原子炉格納容器下部の空間部の格納容器圧力及びボイド率の変化



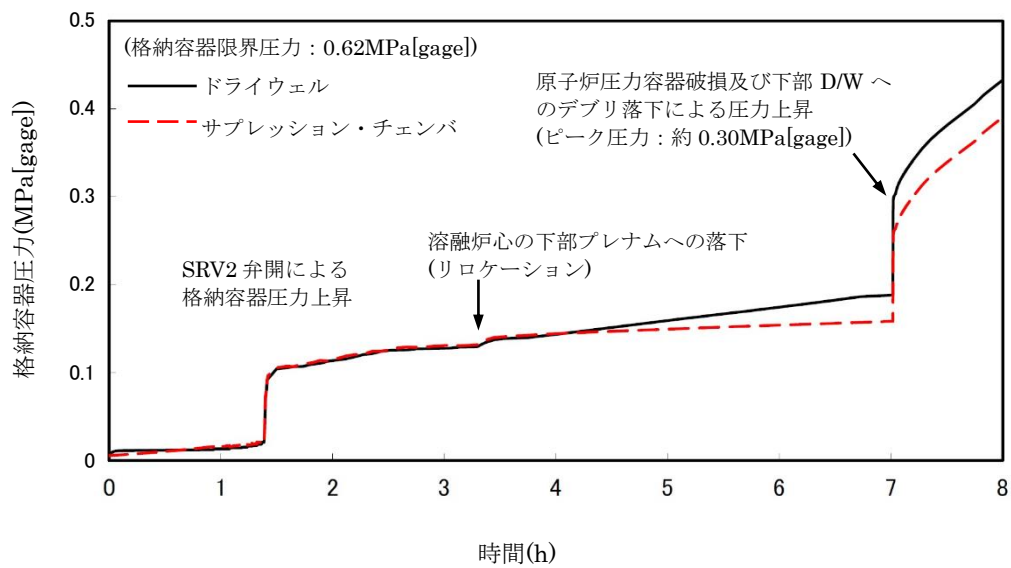


図 8 格納容器圧力の推移 (初期水張り水位 7m)

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（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQV, 大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減しており、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
気液分離（水位変化）・対向流					
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているが、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
原子炉圧力容器 （炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した ・TQV, 大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約13分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認したが、本評価においては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始（約3.7時間後）から、原子炉圧力容器破損（約7.0時間後）までに下部ベDESTAL注水を完了する必要があるが、注水必要時間2時間に対して下部ヘッダ温度300℃到達から原子炉圧力容器破損までは約3時間あることから多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があり、運転員等操作時間に与える影響はない	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認したが、溶融炉心の落下時間という点では影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
原子炉格納容器 （炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した	下部ベDESTALへの水張り以降において、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクに対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱に関して感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認しており、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい （添付資料 3.3.5）
原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）					

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（1/3）

項目		解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (100%)	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、溶融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup>	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup> (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m) の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m) の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、圧力スパイクへの影響としては、発生する蒸気量の低下が考えられるが、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）(2/3)

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から压力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から压力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から压力容器破損までの温度上昇率は約7時間で約50℃であるのに対して、ゆらぎによる温度上昇量は約3℃であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧） (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	下部ベデスタルへの注水温度が低い場合、圧力スパイクへの影響としては、発生する蒸気量の低下が考えられるが、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 一方、トリガリングの発生を前提とした水蒸気爆発という点では、低い水温は厳しめの評価を与えるが、水蒸気爆発解析コードを用いた評価は32℃を前提としており、その場合でも問題ないことを確認している
	外部水源の容量	約21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生12時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員操作に対する影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員操作に対する影響はない	—

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（原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用）（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象として LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合，原子炉压力容器破損のタイミングは早くなるが，代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は 30 分程度の差であり，この程度の挙動の差が運転員等操作に対して影響を与えることはない	起回事象として大破断 LOCA を仮定した場合，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え，原子炉压力容器破損のタイミングが早くなり，圧カスパイクの最大値が高い値となる可能性が考えられることから，起回事象を大破断 LOCA とした場合の感度解析を実施し，圧カスパイクの最大値が評価項目を満足することを確認している (添付資料 3.3.6)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能 低圧代替注水系（常設）機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系（常設）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。 90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉压力容器破損による熔融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 格納容器下部への注水操作は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉压力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員（現場）を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量を監視し、流量調整をするのみであるため、操作開始時間に与える影響はなし。運転員（現場）は、廃棄物処理建屋地下3階の手動弁について、2個の操作に上述の移動時間を含めて30分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。これらの操作は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達する前に事前に準備可能なことから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器下部への注水操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	<p>原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。<b>溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。</b>事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、<b>約3分間</b>で格納容器下部注水系（常設）による水張り操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

## エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（ABWR, RCCV型格納容器）について、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用における圧力スパイクに対して不確かさを有すると考えられるパラメータのうち、エントレインメント係数を変化させた場合<sup>\*</sup>の影響を確認した。確認結果を以下に示す。

※「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 第5部MAAP 添付2 溶融炉心と冷却材の相互作用について」では、MARK-I型格納容器について、デブリ粒子径を変化させた場合の圧力スパイクに対する感度を評価しているが、その結果、デブリ粒子径を変化させても圧力スパイクはほぼ変わらないことを確認しているため、RCCV型格納容器に対するデブリ粒子径に関する感度の評価は不要と判断した。

### (1) 評価条件

- ・エントレインメント係数を除き、今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じ評価条件とした。
- ・表1に感度解析の条件を示す。エントレインメント係数は、ベースケースではMAAP推奨範囲（～）のうちおよそ中間となるを設定しているが、感度解析ケースでは、MAAPの当該係数の推奨範囲のうち最大値（）と、最小値（）を設定した。

### (2) 評価結果

表2及び図1～3にベースケース及びエントレインメント係数についての感度解析の結果を示す。感度解析の結果、事象発生約7時間後に原子炉圧力容器の破損が発生した直後の格納容器圧力は、感度解析ケース（最大値）の方が僅かに大きい結果となったが、格納容器限界圧力(0.62MPa[gage])は下回る結果となった。

### (3) 結論

エントレインメント係数を変動させた場合であっても、圧力スパイクのピークが限界圧力(0.62MPa[gage])を下回ることを確認した。

また、ABWR, RCCV型格納容器の場合についても、エントレインメント係数の圧力スパイクに対する感度は小さく、その不確かさが有効性評価の結果に与える影響は小さいことを確認した。

以 上

表 1 解析条件のまとめ

条件	感度解析ケース		
	ベースケース		
エントレインメント係数	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
設定根拠	MAAP 推奨値の ノミナル値	MAAP 推奨範囲の 最小値	MAAP 推奨範囲の 最大値

表 2 解析結果のまとめ

事象	感度解析ケース		
	ベースケース	(最小値)	(最大値)
炉心損傷	約57分	約57分	約57分
炉心支持板破損	約 3.3 時間	約 3.3 時間	約 3.3 時間
RPV 破損	約7時間	約 7 時間	約 7 時間
PCV ベント	約 9 時間	約 9 時間	約 10 時間
熔融炉心落下による PCV ピーク圧力	約 0.467MPa[gage]	約 0.370MPa[gage]	約 0.536MPa[gage]



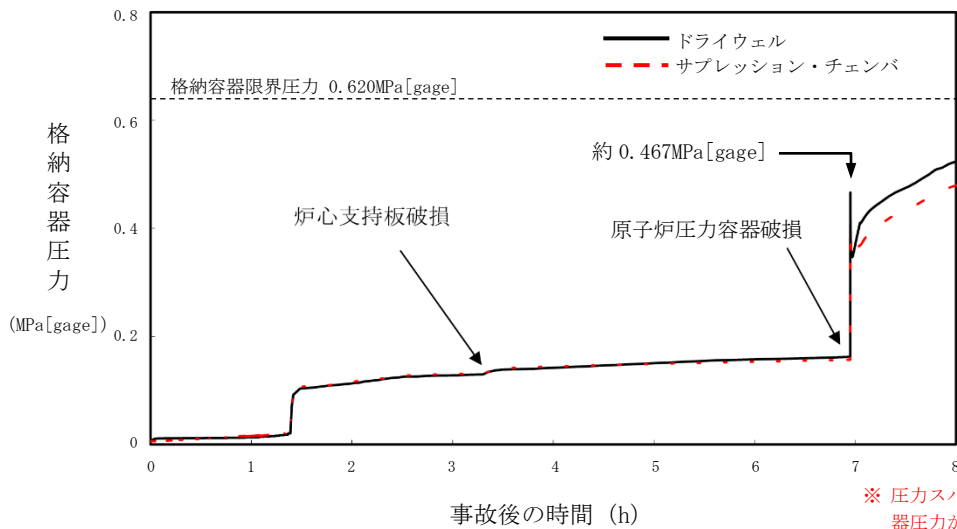


図1 格納容器圧力の時間的変化(ベースケース)

※ 圧カスパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

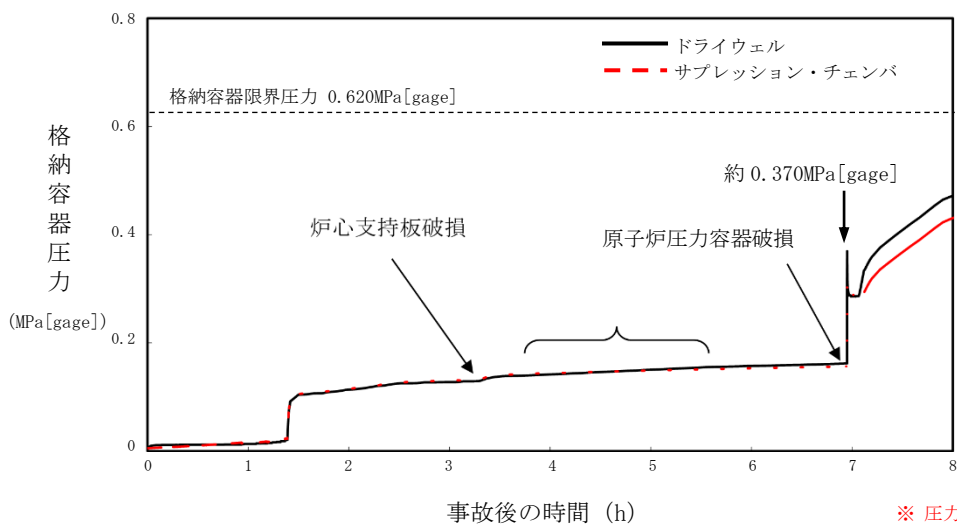


図2 格納容器圧力の時間的変化(感度解析ケース(最小値))

※ 圧カスパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

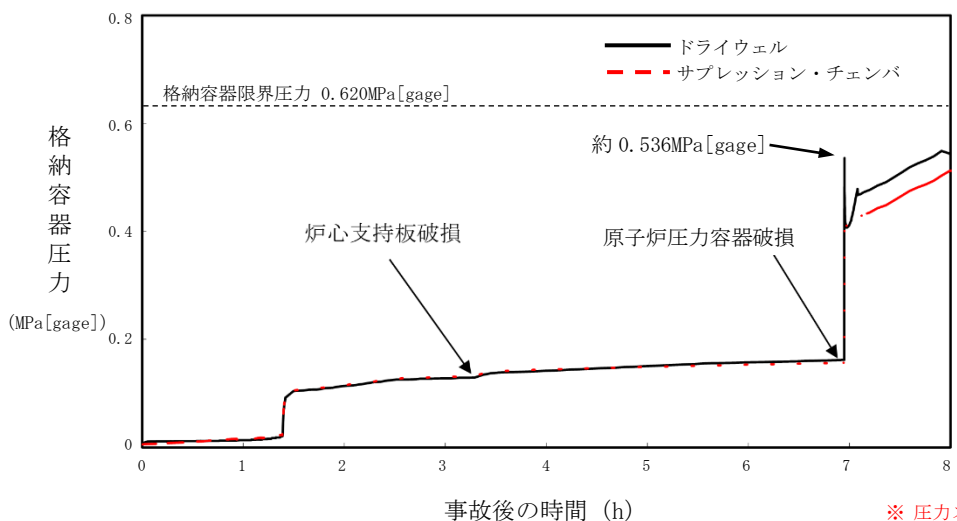


図3 格納容器圧力の時間的変化(感度解析ケース(最大値))

※ 圧カスパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

## プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響

### 1. 評価の目的

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスのプラント損傷状態として、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQUV を選定しており、起因事象としては原子炉水位の低下の観点で最も厳しい給水流量の全喪失を設定している。

一方、起因事象として大破断 LOCA を仮定した場合、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧カスパイクの最大値がベースケースに比べて高い値となる可能性が考えられる。

このため、解析条件のうち初期条件の不確かさとして、起因事象が大破断 LOCA の場合の圧カスパイクへの影響を確認する。

### 2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。

- ・ 起因事象を大破断 LOCA とし、事故シーケンスを「大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失」とした。
- ・ 格納容器温度制御の観点で評価上の必要が生じたため、格納容器温度が 190℃ に到達した場合には流量 70m<sup>3</sup>/h でのドライウェルスプレイを実施し、格納容器温度が 171℃ に到達した時点でドライウェルスプレイを停止するものとした。

### 3. 評価結果

格納容器圧力の評価結果を図 1 に示す。

事象発生から約 6.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧カスパイクのピーク値は約 0.48MPa[gage] となったが、圧カスパイクの最大値はベースケースの結果と同程度であり、格納容器限界圧力の 0.620MPa[gage] を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持されることを確認した。

以 上

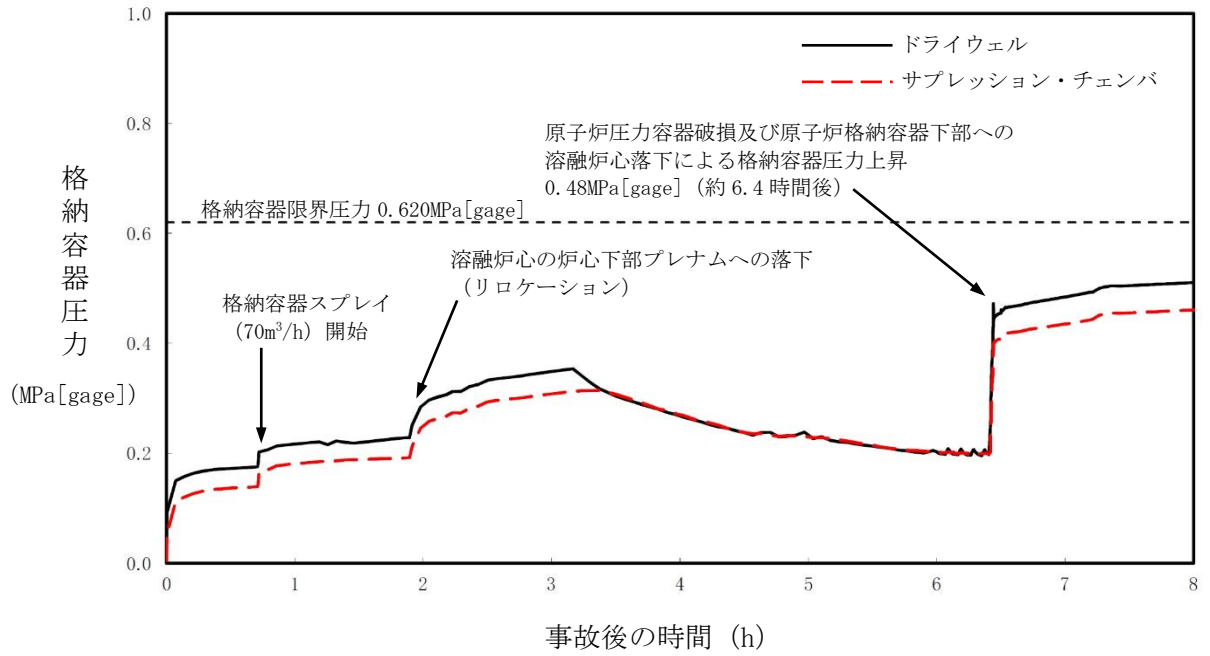


図1 格納容器圧力の推移

### 3.4 水素燃焼

#### 3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは6号及び7号炉では原子炉格納容器内を窒素で置換しているため、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至る事故シーケンスが抽出されないためである。このため、「水素燃焼」の観点で6号及び7号炉において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定し、7日以内に可燃限界に至らないことを確認する。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素によって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し、水の放射線分解によって発生する酸素によって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため、緩和措置がとられない場合には、ジルコニウム-水反応等によって発生する水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器破損に至る。

本格納容器破損モードは、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり、原子炉格納容器下部注水によって水素発生を抑制する。

なお、6号及び7号炉において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止する上では、酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することが重要であり、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上では、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用等による水素発生の影響は小さい。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対しては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。

3.4.2に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は3.1.2.1と同じである。

### 3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

この事故シーケンスは、「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）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じ事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に期待することで、格納容器内の気体が排出され、水素濃度及び酸素濃度が大幅に低下するとともに、その後は崩壊熱により発生する水蒸気が原子炉格納容器内を満たすことで、原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

(添付資料 3.4.1)

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却、サブレーション・プール冷却及び炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃度等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範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

#### (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は 3.1.2.2 (2) と同じである。この他に、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき主要な解析条件を表 3.4.1 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価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) 初期酸素濃度

原子炉格納容器の初期酸素濃度，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は，運転上許容される上限の3.5vol%とする。

b. 事故条件

(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量

炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は，MAAP による評価結果と全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合について，水素燃焼の観点から厳しい値を考慮し，MAAP による評価結果から得られた値を用いた。これは，窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び MAAP による評価結果であっても水素濃度が13vol%を超えることを考慮すると，酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合に相当する水素が発生した場合，原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため，相対的に水の放射線分解で発生する酸素の濃度は低下する。

(b) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は，MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素及び酸素の発生割合（G 値（100eV あたりの分子発生量），以下，「G 値」という。）は，それぞれ0.06，0.03とする。また，原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は，原子炉圧力容器内については， $\beta$ 線， $\gamma$ 線ともに10%，原子炉圧力容器外の核分裂生成物については， $\beta$ 線， $\gamma$ 線ともに100%とした。

（添付資料 3.4.2）

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスは，「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）」のうち，「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の結果は3.1.2.2 (4)と同じである。この他に，格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき評価結果として，格納容器圧力，格納容器温度，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件，ドライ条件）の推移を図 3.4.1 から図 3.4.6 に，事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を表 3.4.2 に示す。

a. 事象進展

事象進展は3.1.2.2 (3) aと同じである。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心のジルコニウムの約 16.6%が水と反応して水素が発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約 2.5 時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口から上部ドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバにおける核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却による原子炉格納容器除熱の開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。

#### b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から 13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3.4vol%であり、可燃限界を下回る。

ドライ条件における酸素濃度について、事象発生の約 5 時間後から約 18 時間後までの間、ドライウエルにおける酸素濃度が可燃限界である 5.0vol%を上回る。この間は、LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサプレッション・チェンバに送り込まれ、破断口から供給される水蒸気でドライウエル内が満たされるため、ウェット条件ではドライウエル内のほぼ 100%が水蒸気となっている。ほぼ 100%が水蒸気であるため、ドライ条件での気体組成は水の放射線分解によって生じる水素及び酸素が支配的となるが、そのウェット条件での濃度は 1vol%未満である。また、ドライウエルにおける水素及び酸素の分圧は非常に小さく、水蒸気が凝縮してドライウエルの圧力が低下する場合には、サプレッション・チェンバから酸素濃度が 5.0vol%未満の気体が流入するため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実に可燃限界である 5.0vol%を上回ることはいない。事象発生の約 18 時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は 5.0vol%未満で推移し、事象発生から 7 日後の酸素濃度は約 3.9vol%である。従って、格納容器スプレイの誤動作などにより水蒸気量が低下しても、可燃限界である 5.0vol%に達することはない。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を確認した。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、評価事故シーケンス及び格納容

器破損防止対策が同じである「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の影響については、「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

(添付資料 3.4.3)

#### 3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。

##### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。

##### (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、「3.1.2.3(2) 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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

###### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1~2vol%であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響は



ない。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスでは、水素発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06分子/100eV、酸素：0.03分子/100eVに対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において、成立性を確認している。また、耐圧強化ベント系を用いる場合は、予め不活性ガスによる大気開放ラインのページを実施する他は概ね同様の対応となる。

(添付資料3.4.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1~2vol%であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量に与える影響は小さい。また、仮に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、全炉心内のジルコニウムの約18.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は1割程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約

3. 6vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06分子/100eV、酸素：0.03分子/100eVに対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内のガスを排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

なお、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合として、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている、水素：0.4分子/100eV、酸素：0.2分子/100eVとした場合について感度解析を実施した。原子炉格納容器内の酸素濃度は、ウェット条件において事象発生から約51時間で5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。5vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%まで低下する。格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは「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）」のうち、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」と同じであり、格納容器圧力逃がし装置等の操作が必要となる時間は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果である約2.0TBqを超えることは無く、評価項目である100TBqを十分に下回る。

(添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5)

#### b. 操作条件

本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2) b. 解析条件」と同様である。

#### (3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」

と同様である。

#### (4) まとめ

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

#### 3.4.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.1.2.4と同じである。

#### 3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化を実施している。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることは無く、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、

必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「水素燃焼」において，窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は，評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

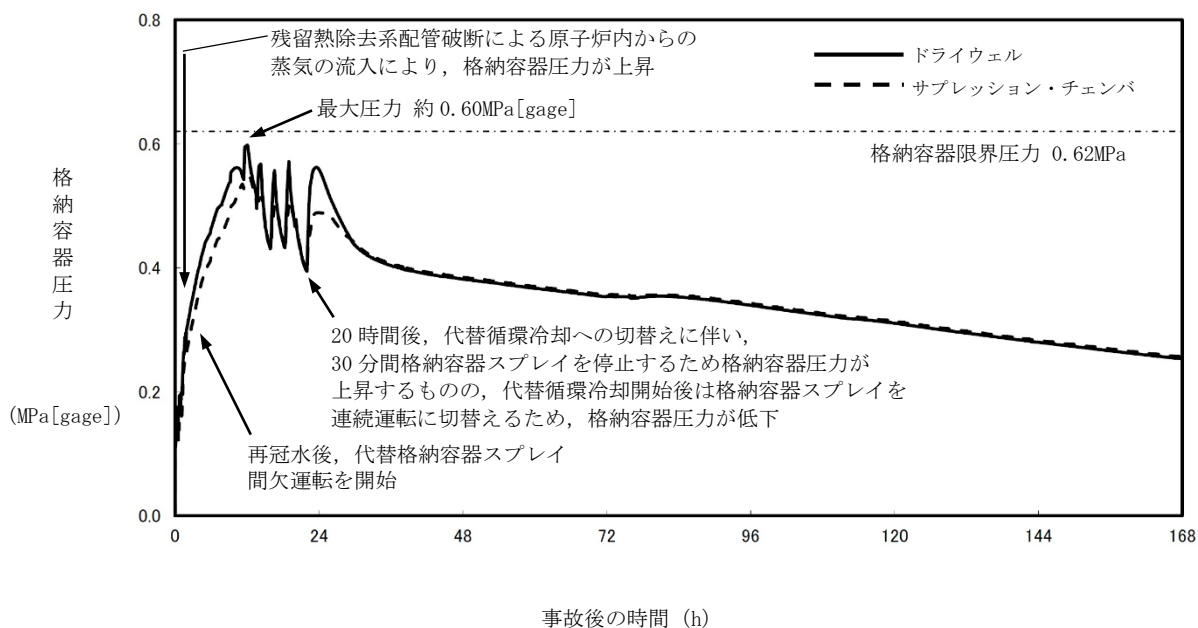


図 3.4.1 格納容器圧力の推移

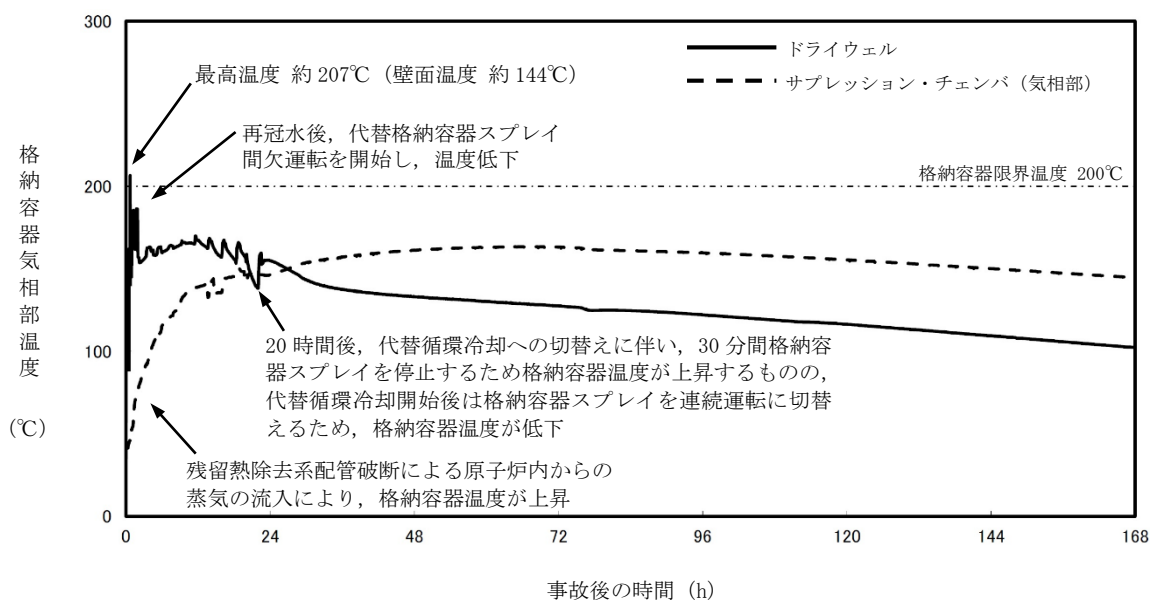


図 3.4.2 格納容器気相部温度の推移

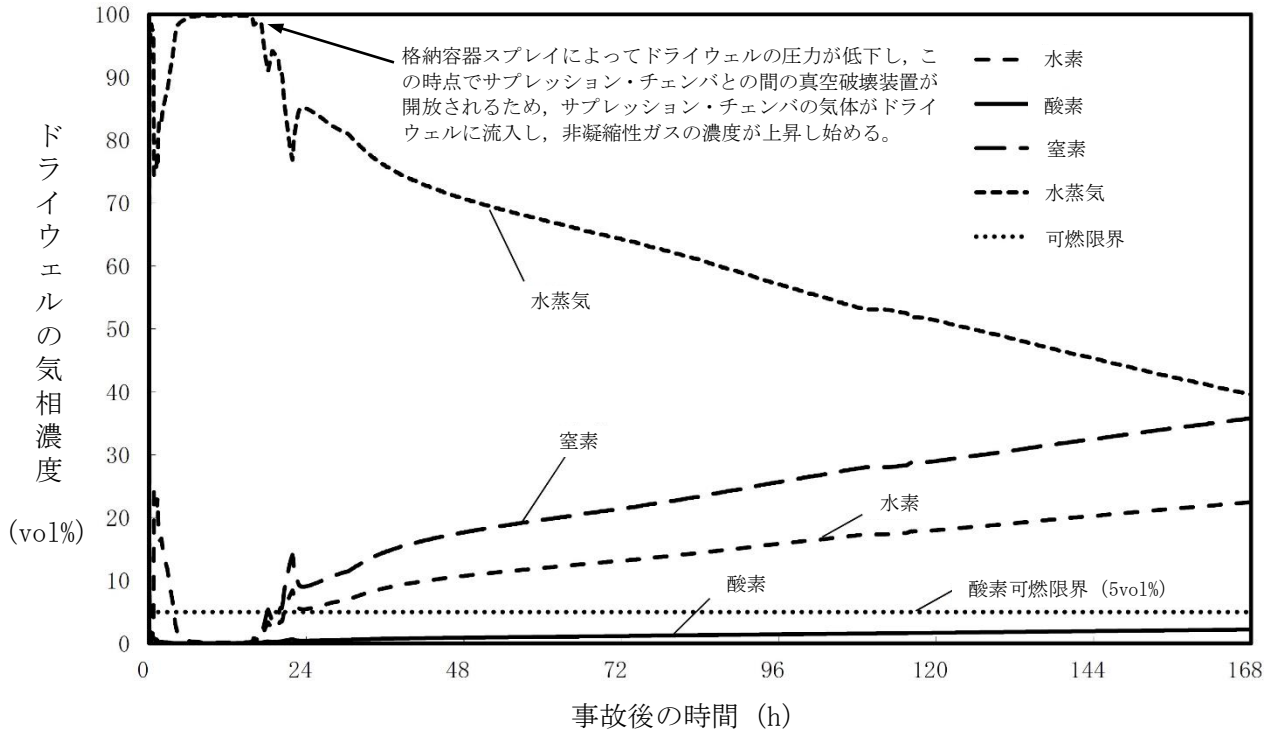


図 3.4.3 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

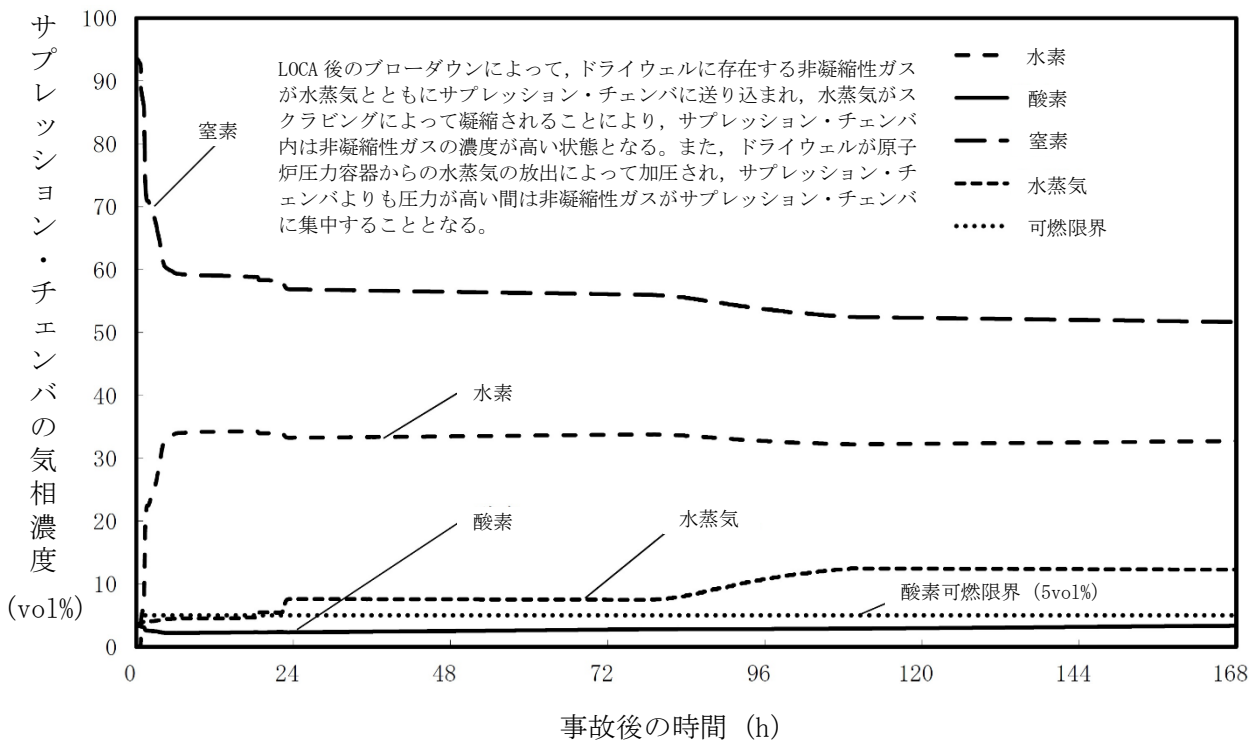


図 3.4.4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

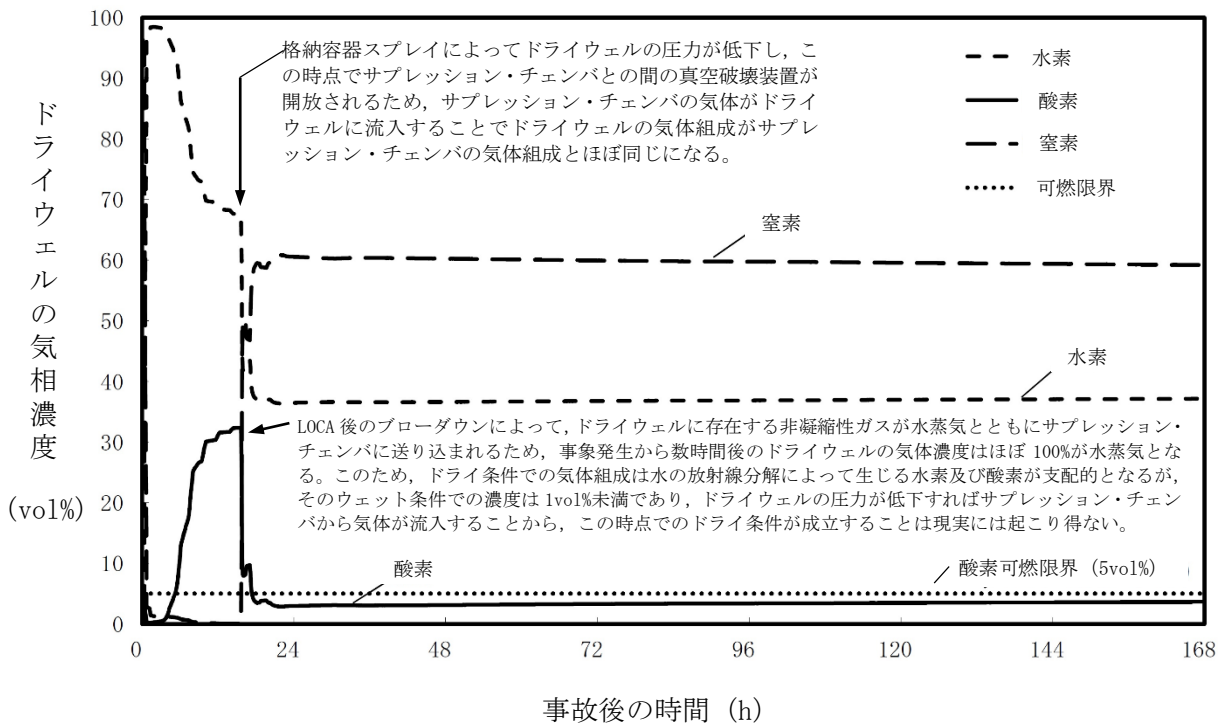


図 3.4.5 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

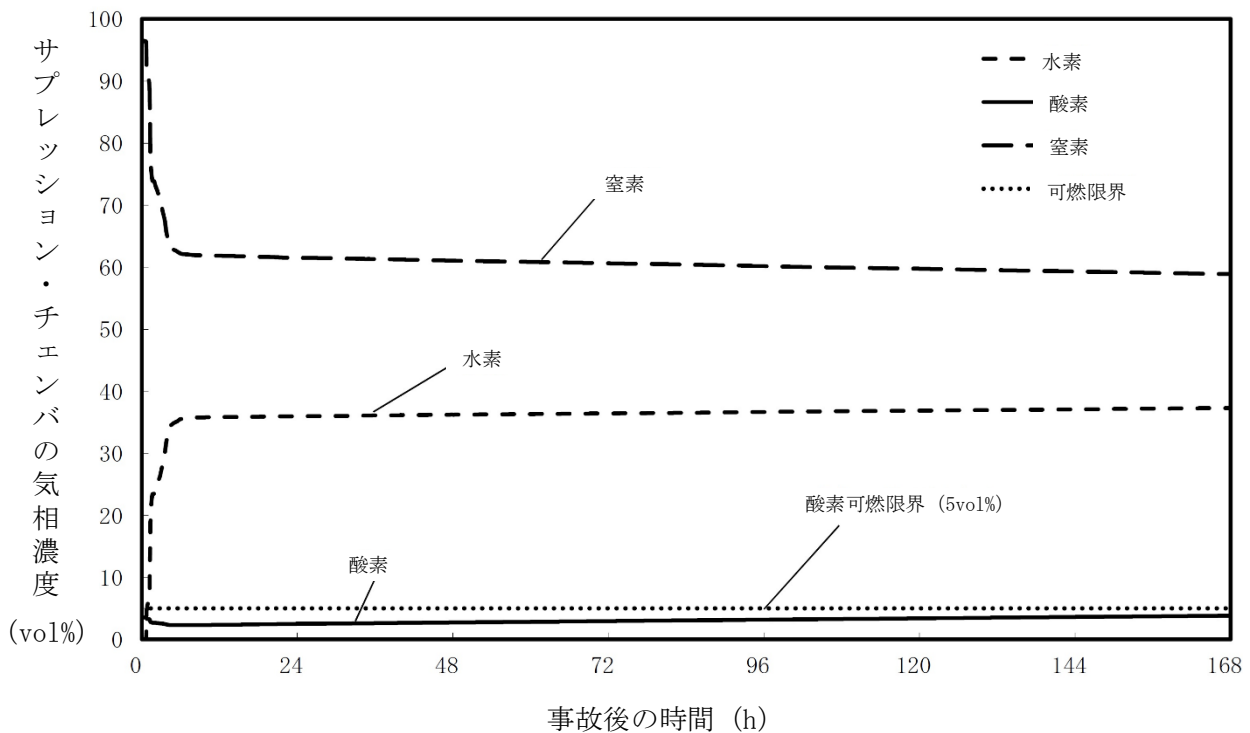


図 3.4.6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

表 3.4.1 主要解析条件 (水素燃焼)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	保安規定をもとに設定 (運転上許容されている値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウムの約 16.6%が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	水の放射線分解による G 値	水素 : 0.06 分子/100eV 酸素 : 0.03 分子/100eV	重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定

表 3.4.2 事象発生から 7 日後 (168 時間後) の酸素濃度※

	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約 2.3	約 3.7
サプレッション・チェンバ	約 3.4	約 3.9

※ 全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が反応した場合



## G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の評価では、電力共同研究<sup>[1,2]</sup>の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.06$ ,  $G(\text{O}_2) = 0.03$ としている。今回の評価で用いたG値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。

実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.4$ ,  $G(\text{O}_2) = 0.2$ とした。この値は設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。
- ・原子炉格納容器内の初期酸素濃度はベースケースと同様3.5vol%とした。柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の運転実績では、運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度は1～2vol%程度であり、3.5vol%となることは想定し難いが、保守的に保安規定に定める運転上の制限の値とした。
- ・事象発生から7日が経過する前に、水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界を上回る場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置(以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。)によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。

### 3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1及び表2に示す。

ウェット条件において、酸素濃度は事象発生から約51時間後に5vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度が5vol%に到達した約51時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。

なお、ドライ条件では、図5及び図6に示す通り、事象進展を通じて酸素濃度が5vol%を上回る時間帯が表れるが、図3及び図4に示す通り、その時間帯には格納容器内の大部分が水蒸気で占められているため、ドライ条件では放射線分解に伴って発生する水素及び酸素の体積割合が高くなり、酸素濃度が5vol%を超える結果となっているものであり、実際の状況下で水素燃焼が発生することは無い。また、代替原子炉補機冷却系の運転開始以降は酸素濃度を監視しながらの対応が可能となるため、酸素濃度をウェット条件で5vol%を未満に抑制しながらの運転操作が可能である。

以上を踏まえると、実際の格納容器内の酸素濃度がウェット条件で仮定した時間よりも早く可燃限界に至ることは考えにくい。

### 4. まとめ

何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。

今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果の通りであっても、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までに約51時間の時間余裕があることを確認した。

約51時間後の時点で、仮にサプレッション・チェンバのベントラインを経由し耐圧強化ベント系による排出を実施した場合であっても、Cs-137の総放出量は、本評価と同じ「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとしている「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)」の「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において示した値を下回る\*。

\* 「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では、事象発生から約38時間後のベントを想定し、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量を $1.4 \times 10^{-3}$  TBqと評価している。ここで仮に格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用しないものとし、その除染係数1000を見込まない場合、Cs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の

総放出量は1.4 TBqとなる。本評価で仮定した格納容器内の気体を排出する時間は事象発生から約51時間後であり、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において想定したベントの時間である約38時間後よりも遅く、時間経過に伴いCs-137の格納容器内壁面等への沈着やサブプレッション・チェンバ・プール水への取り込みが進むことから、本評価におけるCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqよりも小さな値となる。

また、排出開始後数時間で酸素濃度は1vol%以下に低下することから、その時点で排出操作を停止することにより、Cs-137の総放出量を更に低減することができる。

格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に格納容器圧力逃がし装置等を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約38時間)で格納容器圧力逃がし装置等による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100 TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器圧力逃がし装置等による対応は可能と考える。

以 上

表1 G値の変更に伴う評価項目への影響(ウェット条件)

項目	感度解析 (G(H <sub>2</sub> ) = 0.4, G(O <sub>2</sub> ) = 0.2)	ベースケース (G(H <sub>2</sub> ) = 0.06, G(O <sub>2</sub> ) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 51 時間後にサプレッション・チェンバにおいて 5vol%に到達するが、約 51 時間時点でのウェットウエル	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	ベントラインの開放によって、ドライウエル及びサプレッション・チェンバともに 5vol%未満に低減	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

表2 G値の変更に伴う評価項目への影響(ドライ条件)

項目	感度解析 (G(H <sub>2</sub> ) = 0.4, G(O <sub>2</sub> ) = 0.2)	ベースケース (G(H <sub>2</sub> ) = 0.06, G(O <sub>2</sub> ) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	ウェット条件での酸素濃度 5vol%到達に伴いウェットウエルベントラインを開放するため、格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素及び酸素のみとなり、ドライ	約 3.7vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	条件での格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となるが、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続ける。	約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

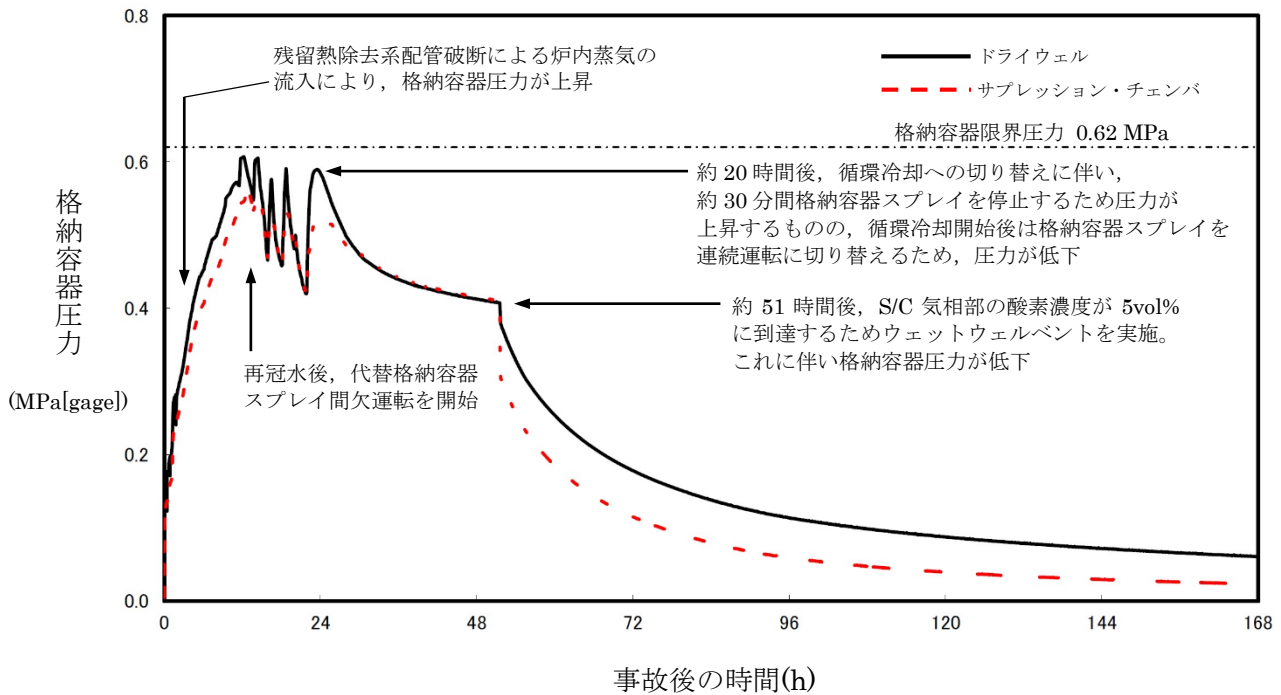


図 1 格納容器圧力の推移

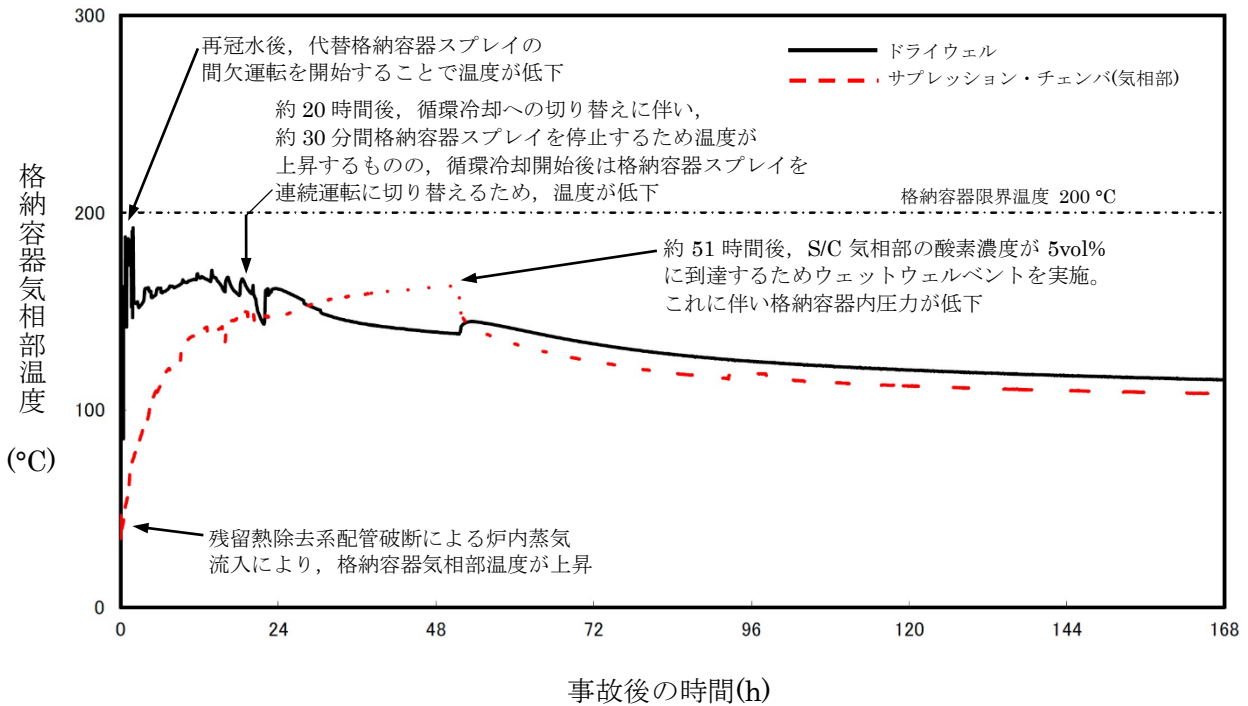


図 2 格納容器気相部温度の推移

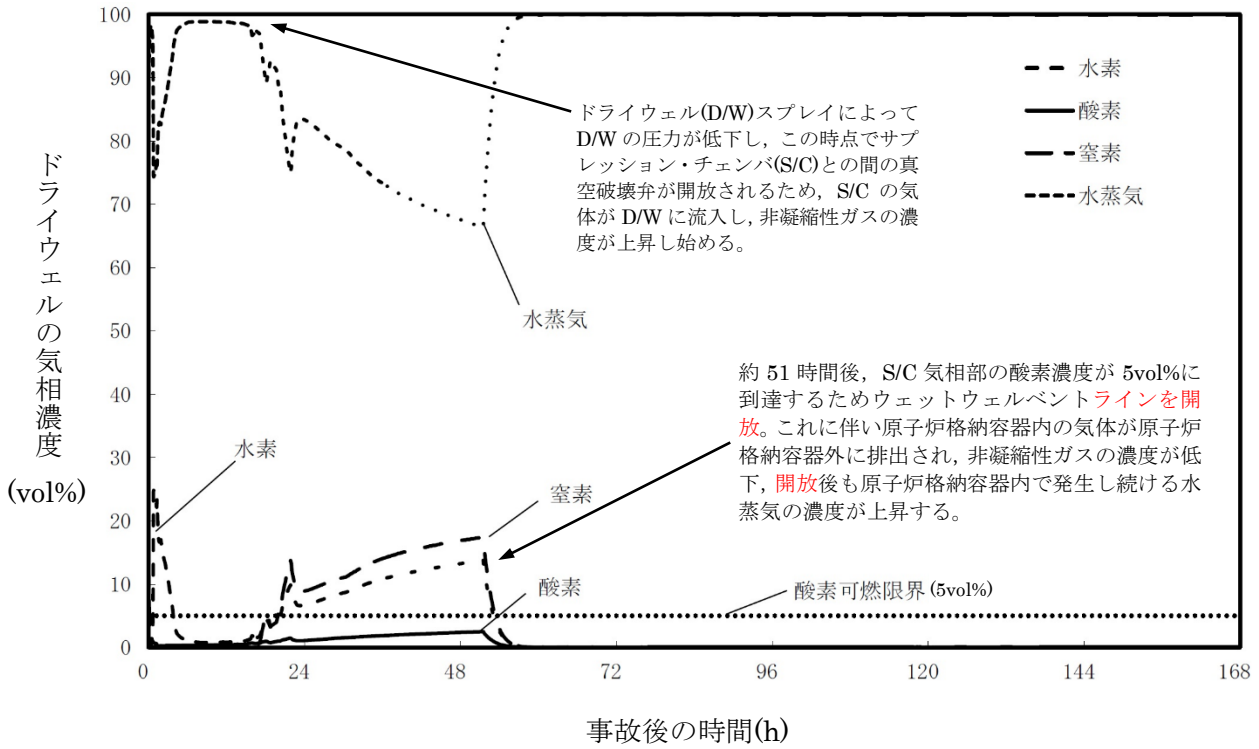


図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

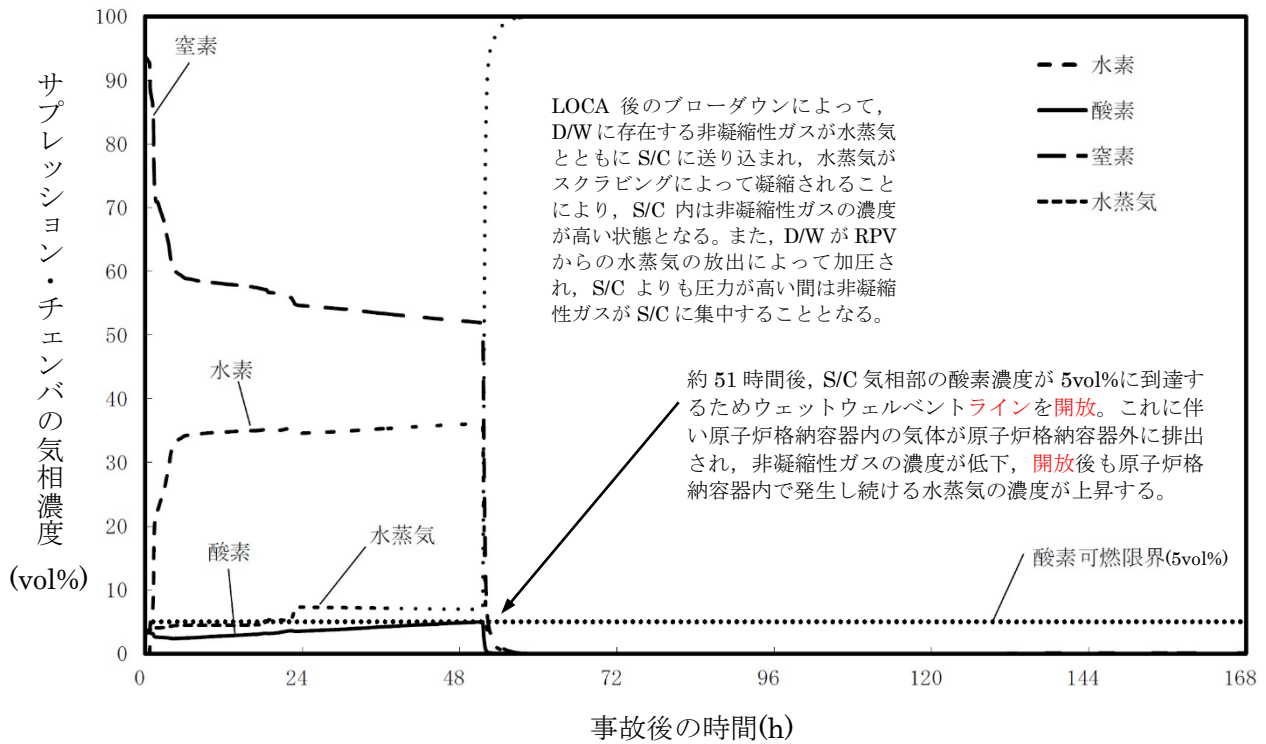


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

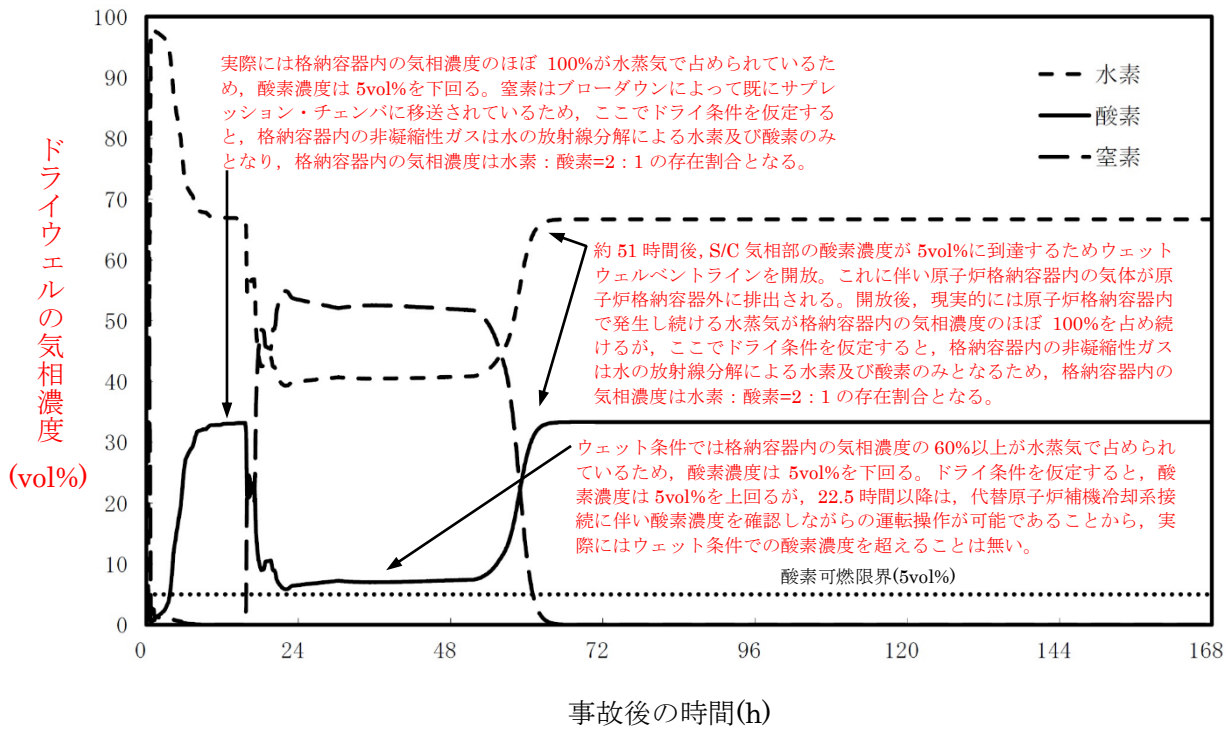


図 5 ドライウェルの気相濃度の推移(ドライ条件)

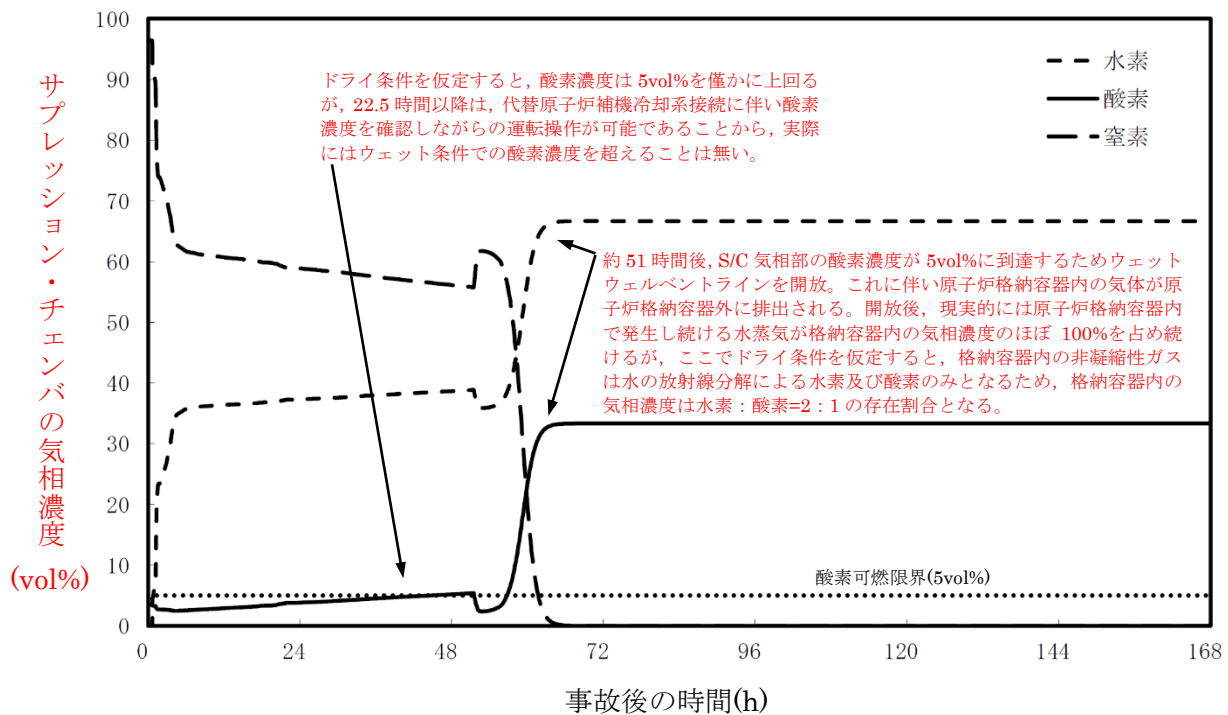
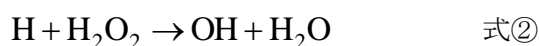
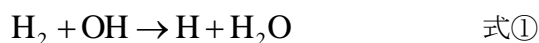


図 6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

## 水の放射線分解の評価について

## 1. 水の放射線分解の考慮

水が  $\gamma$  線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OH ラジカル、 $e_{aq}^-$ (水和電子)、 $HO_2$  ラジカル、 $H^+$ (水素イオン)及び分子生成物の  $H_2$ 、 $H_2O_2$ (過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、 $H_2$ が OH ラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素は過酸化水素の分解によって生成される。



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素および酸素の生成をモデル化している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の圧力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

## 2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素および酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下の通り。

$\Delta n$  : 水の放射線分解による水素(酸素)発生量 [mol]

$Q_{decay}$  : 崩壊熱 [W]

$E$  : 放射線吸収割合 [-]

— 炉内 :  $\beta$  線,  $\gamma$  線ともに 10%

— FP :  $\beta$  線,  $\gamma$  線ともに 100%

$G$  : 実効 G 値 [分子/100eV]

— 水素 :  $G(H_2) = 0.06$



$$\begin{aligned} \text{—酸素} & : G(\text{O}_2) = 0.03 \\ \Delta t & : \text{タイムステップ [sec]} \end{aligned}$$

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果を保守的に考慮して 10%とした。また、FP については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100%が水の放射線分解に寄与するものとした。

今回は  $\beta$  線及び  $\gamma$  線を考慮の対象とし、 $\alpha$  線については考慮の対象としていない。 $\alpha$  線については飛程が短いため、大部分が溶融炉心等に吸収されるものと考え、 $\alpha$  線による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下「電共研」という。)において求めた G 値を用いているが、これは  $\gamma$  線源による照射によって得られた実験結果である。 $\beta$  線は  $\gamma$  線に比べて飛程が短いことから溶融炉心等に吸収され易く、 $\gamma$  線源による実験結果の G 値を  $\beta$  線に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。

放射線の吸収エネルギー100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る等の化学反応の効果を考慮した実効 G 値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素や酸素の濃度の、水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素や酸素の濃度の上昇ピークが現れるのでは無く、水素や酸素の濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効 G 値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効 G 値を用いる。また、実効 G 値には電共研の実験結果<sup>[1]</sup>に基づく値を用いた。これについては次項に示す。

### 3. 実効 G 値の設定について

#### 3. 1 実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果<sup>[1]</sup>

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」<sup>[1]</sup>の実験結果を図 1 に示す。電共研の実験では、苛酷事故の際の格納容器内の環境を想定した。図 1 は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、水-ジルコニウム反応割合は 5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。

実効 G 値は吸収線量が  $10 \times 10^3$  Gy での傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効 G 値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約 1.4 時間後の実効

G 値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。

### 3. 2 実効 G 値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OH ラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このとき OH ラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効 G 値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度(沸騰、非沸騰の違い)といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また、電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

#### (1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、以下の化学反応が生じ、OH ラジカルが OH<sup>-</sup> となるため、OH ラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し、水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され、酸素の生成量が増大するものと考えられる。



水中のよう素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 の通り、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。

なお、よう素以外の不純物として、ホウ素、鉄、銅を添加した場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、不純物の添加による酸素の発生割合への影響は見られない。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

#### (2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 4 の通り、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々

に減少すると考えられる。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少すると考えられる。

よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられる水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

### (3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、初期酸素濃度が高い程、吸収線量に対する酸素の発生割合が増加する傾向であるが、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数 vol%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではないと考える。

### (4) 沸騰、非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図 5 に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 5 の通り、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは妥当と考える。

### (5) 温度の影響

温度を室温(25°C)から 70°C まで変化させた場合の酸素濃度の変化を図 6 に示す。図 6 のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効 G 値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験<sup>[2]</sup>でも、図 7 のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されている。

本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。

### (6) pH の影響

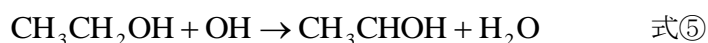
pH を 4, 6.5, 10 とした場合の酸素濃度の変化を図 8 に示す。図 8 の通り、酸素の実効 G 値への pH の影響は小さいことが確認された。<sup>[1]</sup> これは、水素の再結合反応に pH が寄与し

ないためと考えられる。

以上の結果から、中性条件下の試験で求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

### 3. 3 実効 G 値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果<sup>[4]</sup>

電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」<sup>[4]</sup>では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図 9, 10 のとおり、実効 G 値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場では OH ラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素を消費する反応に寄与するためである。



その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表 2 に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OH ラジカルの反応速度の観点から、実効 G 値への影響はヨウ素イオンが支配的となることから、ヨウ素イオンで不純物を代表させている。

## 4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次の通り。また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図 11 に示す。

- ・ MAAP 解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を 3.5vol%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- ・ 各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- ・ 上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

## 5. 参考文献

- [1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月
- [2] Zittel, H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412 Part VIII (1970).
- [3] Przewski, K.I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).
- [4] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究 平成 12 年 3 月

以 上

表 1 各種パラメータが酸素の実効 G 値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	今回申請における評価	酸素の実効 G 値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 <sup>4</sup> Gy	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後に 1×10 <sup>4</sup> Gy を超える。	水素の実効 G 値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[1,2]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> 酸素濃度の長期(7 日間)の推移を見る観点では、事故進展を考えた上で事象発生から約 1.4 時間後の吸収線量に相当する(1×10 <sup>4</sup> Gy)で求めた実効 G 値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合	50% (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	約 84%	水素の実効 G 値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり、 <sup>[1,3]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G 値(測定データの傾き)に大きな違いは表れないと考えられることから、今回申請における評価において、電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約 16.6%	水素の実効 G 値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[1,3]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5vol%	3.5vol%	初期酸素濃度が高いほど酸素の実効 G 値は大きくなる傾向があるものの、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数 vol%程度では酸素の実効 G 値に大きく影響するものではないと考える。(図 3 参照) <sup>[1]</sup>
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素の実効 G 値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) <sup>[1]</sup>
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効 G 値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。(図 6, 7 参照) <sup>[1,2]</sup>
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	酸素の実効 G 値に対する pH の影響は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 8 参照) <sup>[1]</sup>

表 2 よう素以外の不純物が酸素の実効 G 値に与える影響

物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素の実効 G 値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu)	炉内構造物 等	0 ~ 2 ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度や BWR プラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合、OH ラジカルと反応して酸素の実効 G 値は僅かに大きくなるものの、顕著な影響は見られないことを確認。 <sup>[1]</sup> (図 3 参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化, MCCI 時の化学反応	約 $1 \times 10^{-3}$ mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	水の pH に影響するが、pH の違いによる実効 G 値への影響は小さい。 <sup>[1]</sup>
コンクリート	主成分の SiO <sub>2</sub> , CaO, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , MgO などが MCCI 時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI 時に CO <sub>2</sub> が発生し水の pH に影響するが、pH の変化による G 値への影響は小さい。 <sup>[1,4]</sup>
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約 $1.1 \times 10^{-6}$ mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	酸素を消費する反応に寄与し、実効 G 値を低減する。 <sup>[4]</sup>

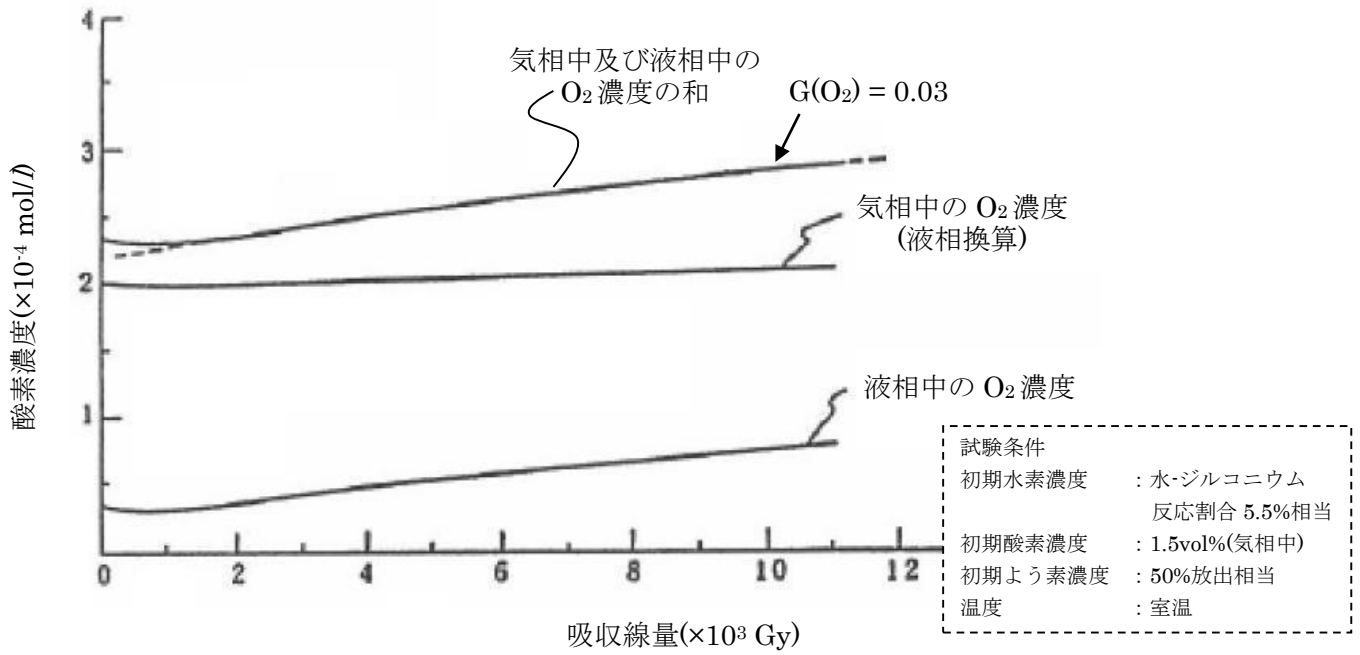


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果

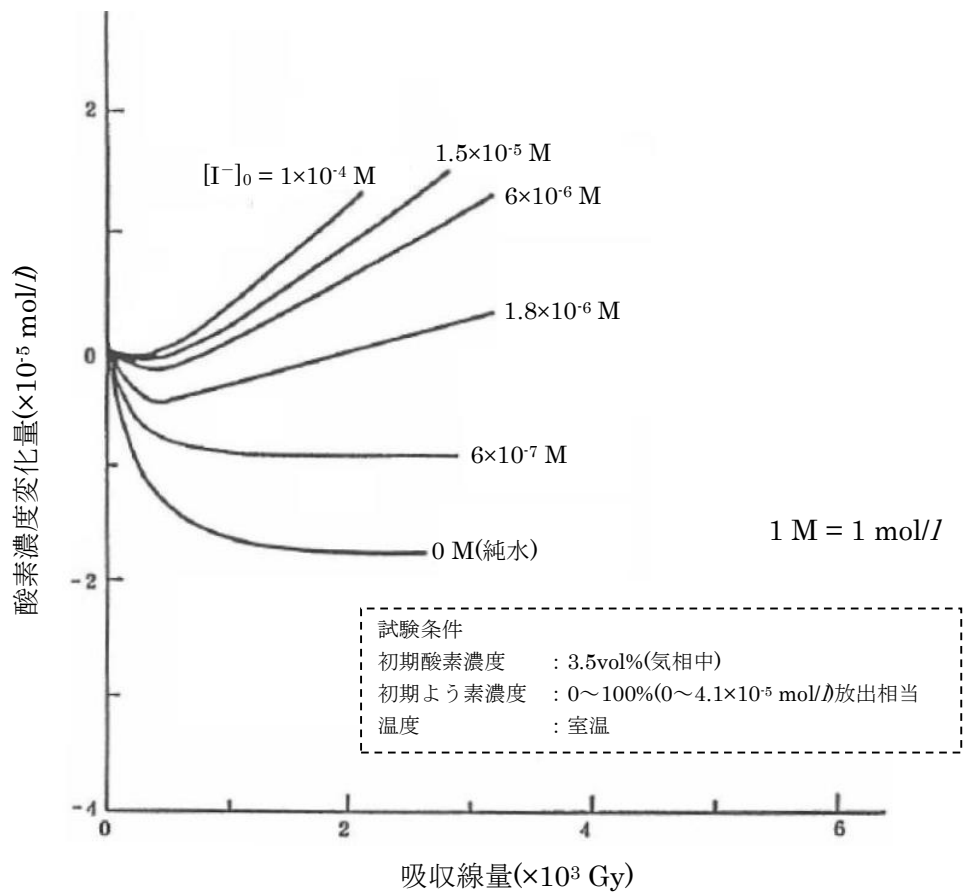


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

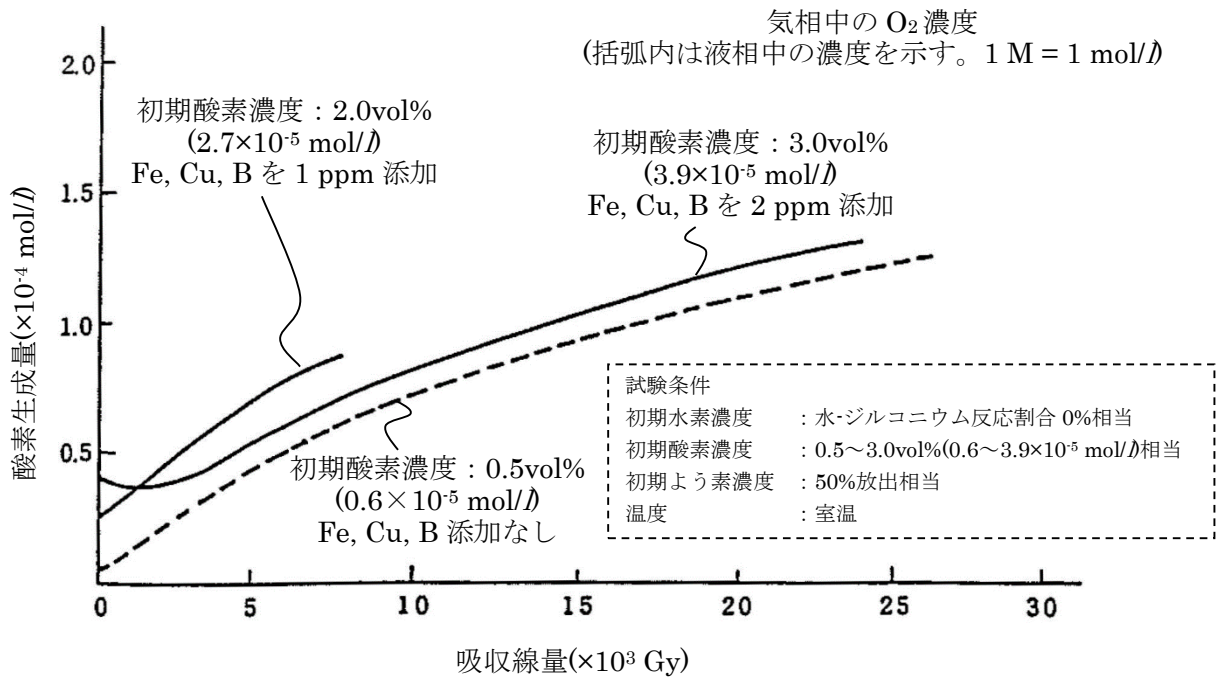


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係  
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

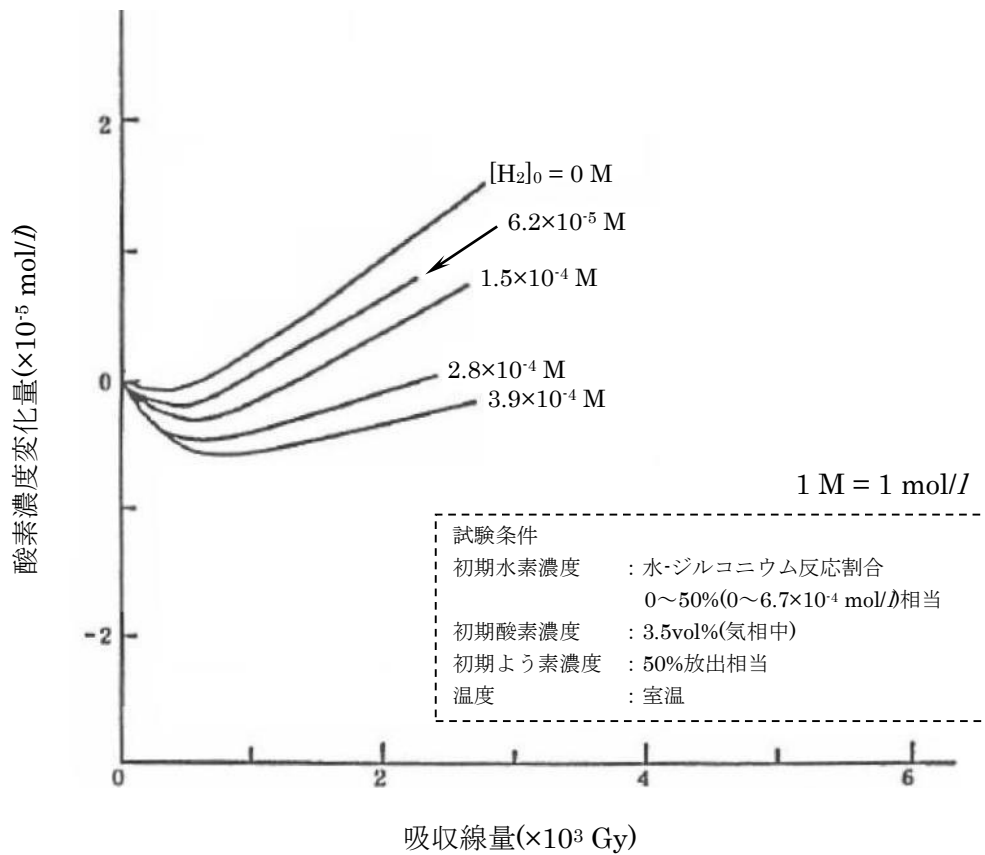


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)



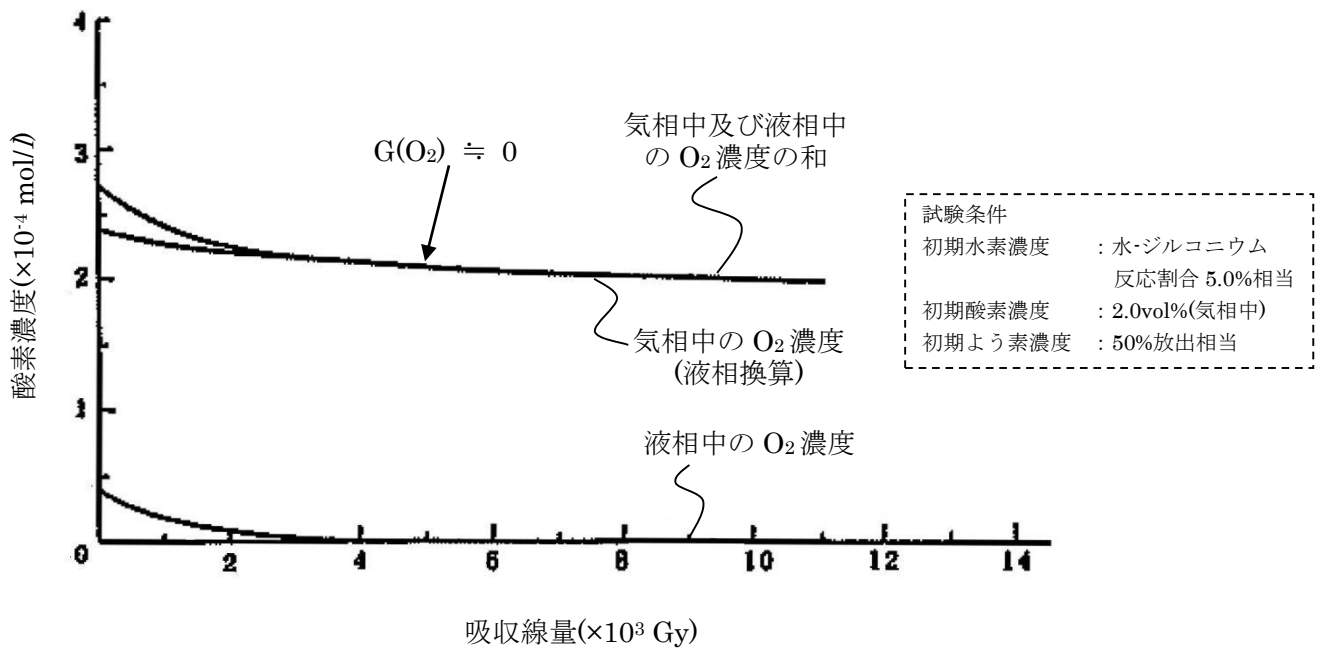


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

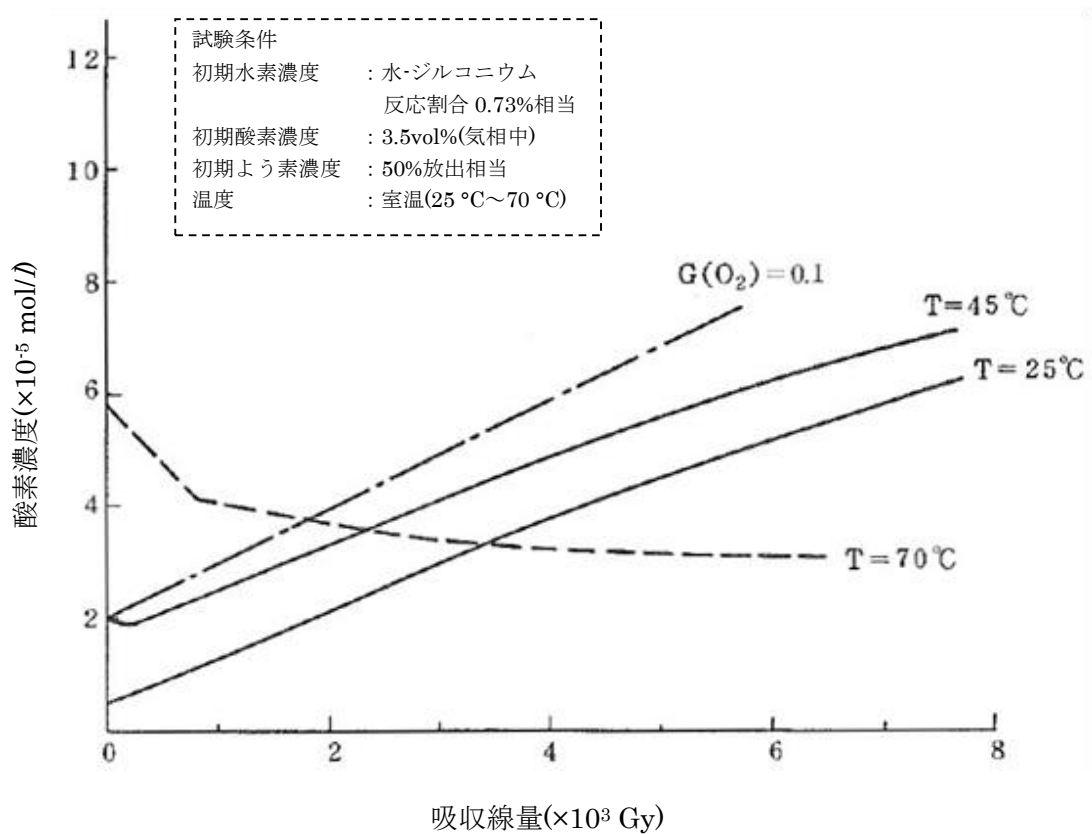


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(温度を変化させた場合)

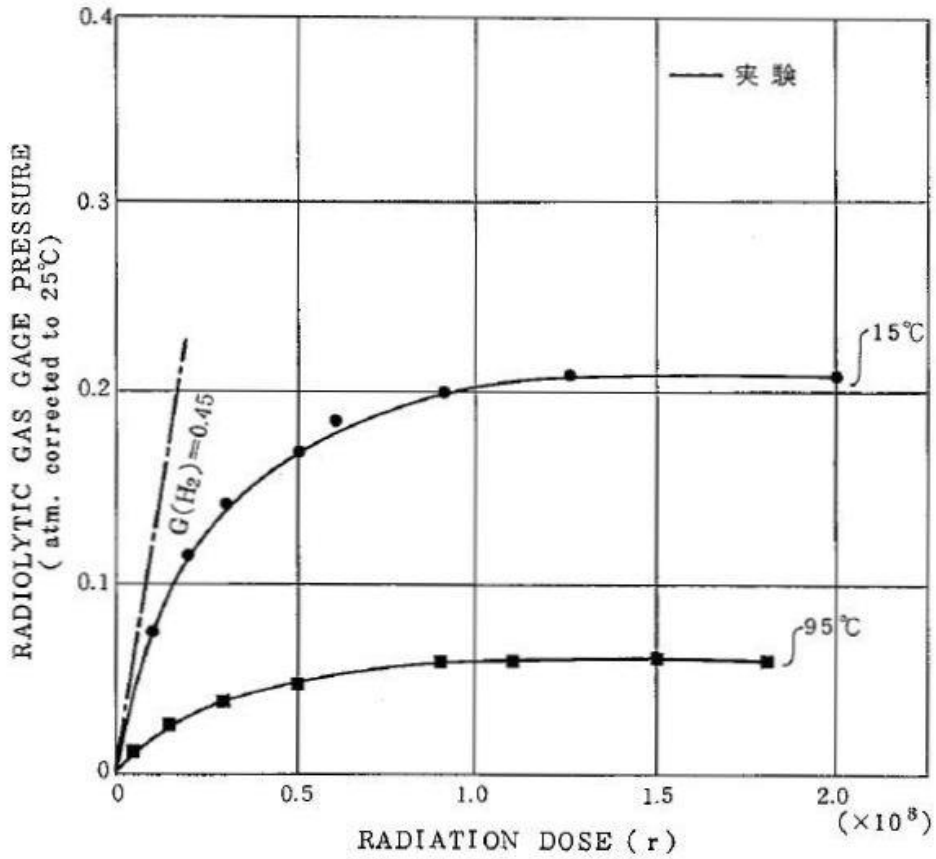


図7 水素発生量と吸収線量の関係(温度を変化させた場合) - ORNLによる試験

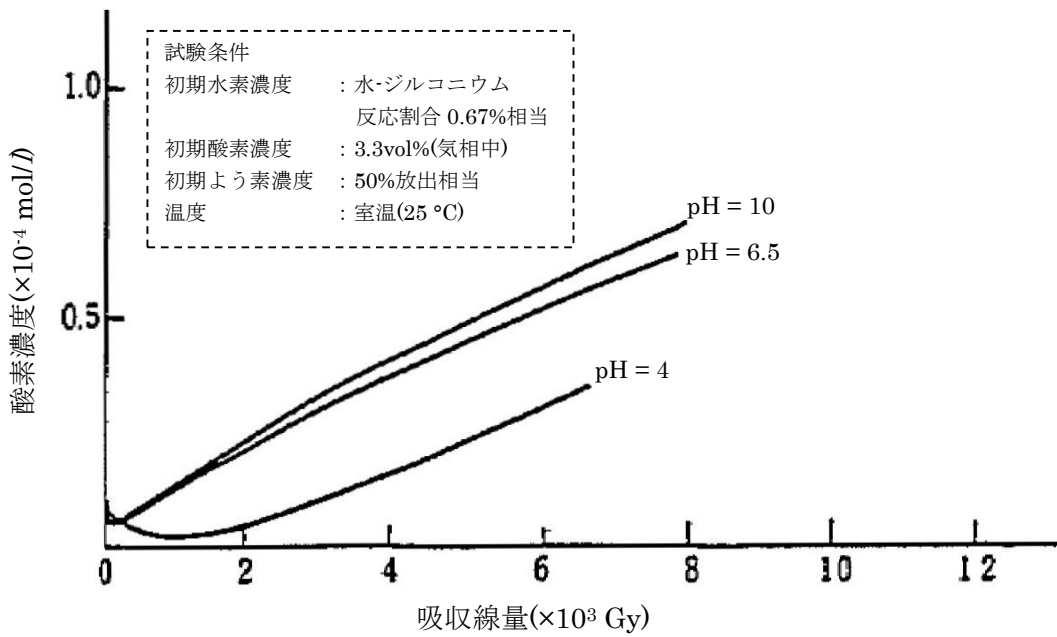


図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(pHを変化させた場合)

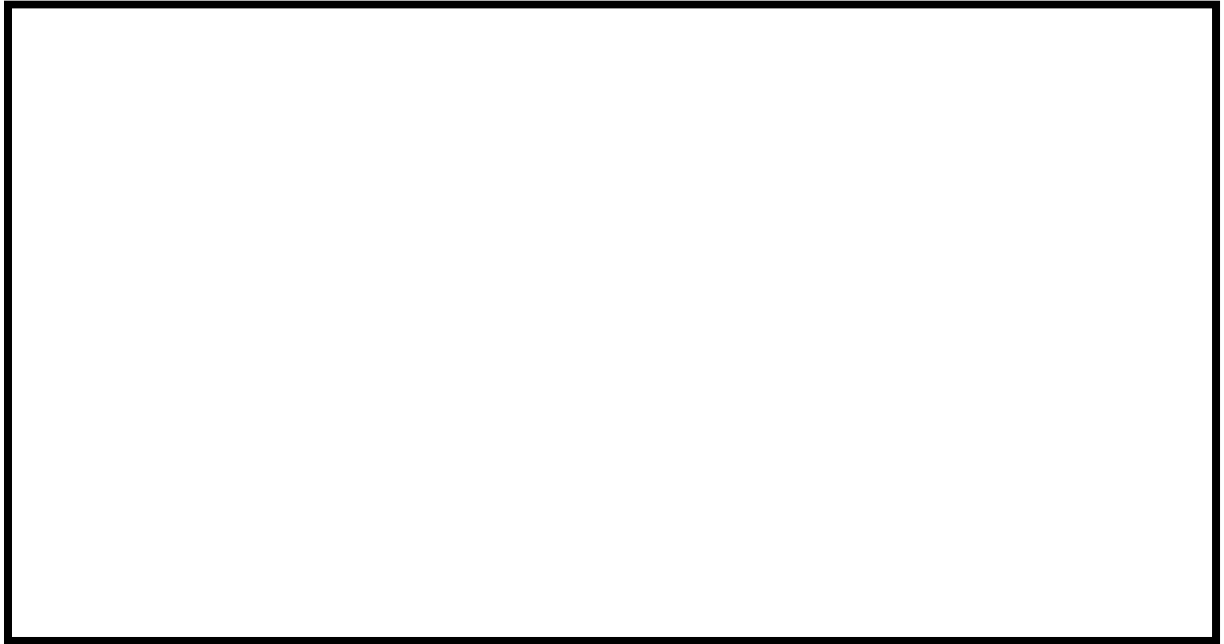


図 9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加なし)

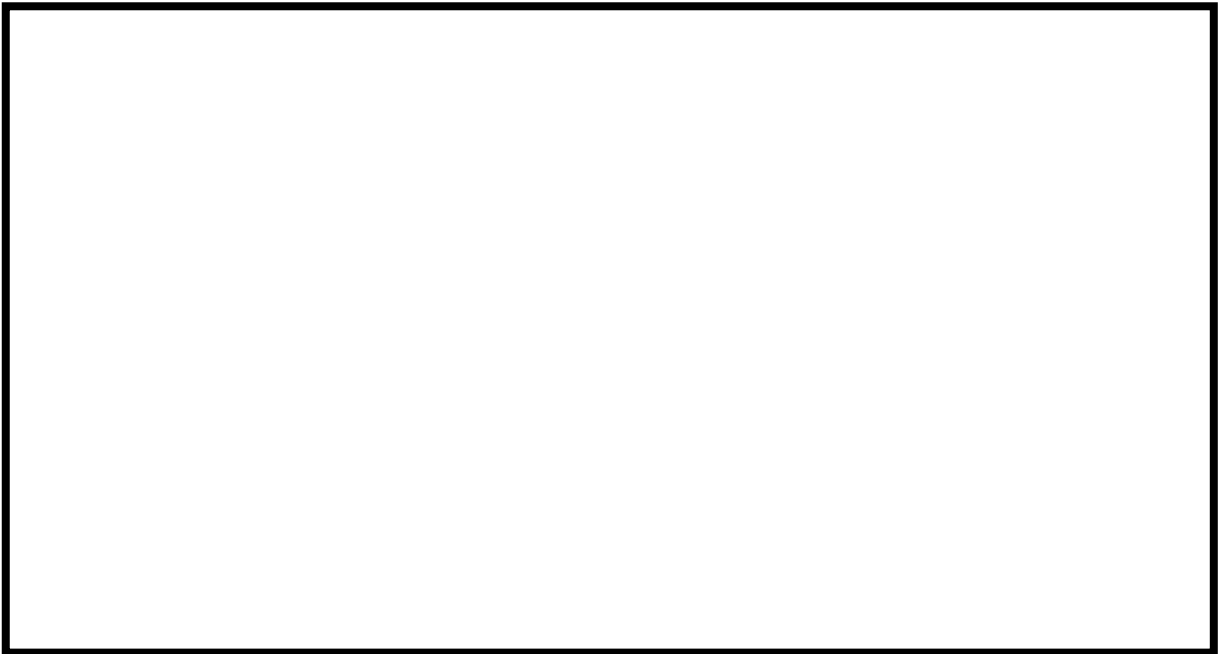


図 10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加あり)

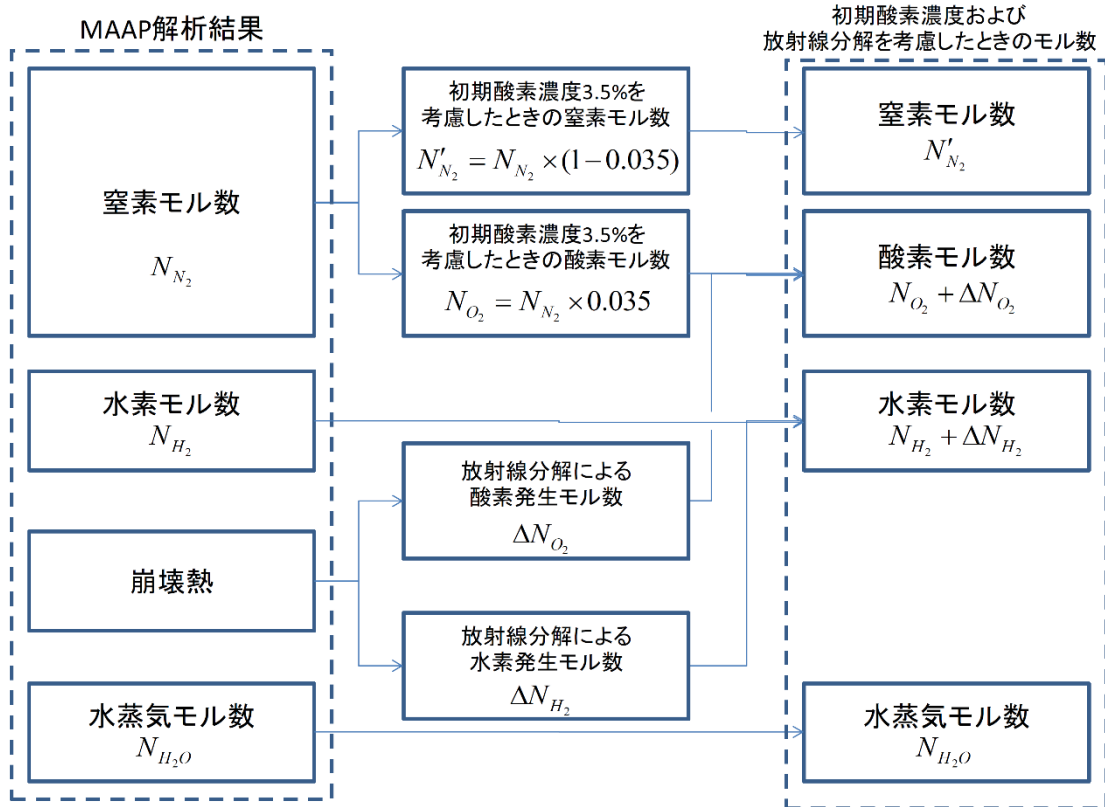


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図

## 安定状態について

水素燃焼時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。

**【安定状態の維持について】**

本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度は事象発生から約 15 日後にサブプレッション・チェンバにおいて可燃限界に到達する。

このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。

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

項目		解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	約1~2vol%	保安規定をもとに設定(運転上許容されている値の上限)	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいては格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量	事象進展による	MAAPによる評価結果	最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性があるが、本評価事故シナリオでは、水素発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性がある。炉心内の金属-水反応による水素発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内の金属-水反応による水素発生量に与える影響は小さい
事故条件	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素： 0.06 分子/100eV 酸素： 0.03 分子/100eV	水素： 0.06 分子/100eV 酸素： 0.03 分子/100eV	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内のガスを排出する必要がある	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内のガスを排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない  (添付資料 3.4.1)

## 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から70分後としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる可能性も想定されるが、この場合水素燃焼のリスクの観点では、原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることでジルコニウム-水反応による水素発生量が抑制され、相対的に酸素の濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界に到達する可能性が考えられる。ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から30分後とした。30分は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。
- ・格納容器圧力制御の観点で評価上の必要が生じたため、D/Wスプレイの流量を155 m<sup>3</sup>/hとした。D/Wスプレイの流量をベースケースの140 m<sup>3</sup>/hよりも増加させることで、水蒸気の凝縮及びS/C気相部容積の低下が考えられるが、酸素濃度の評価の観点では保守的な結果を与えると考えられる。

## 3. 評価結果

評価結果を図1から図4に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。

## 4. まとめ

原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響は無い。

以 上

表1 原子炉圧力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響

項目	原子炉圧力容器への注水開始時刻		評価項目
	感度解析 (事象発生から30分後)	ベースケース (事象発生から70分後)	
全炉心のジルコニウムの酸化割合	約 18.2%	約 16.6%	—
ジルコニウム-水反応による水素発生量	約 625kg	約 570kg	
酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	



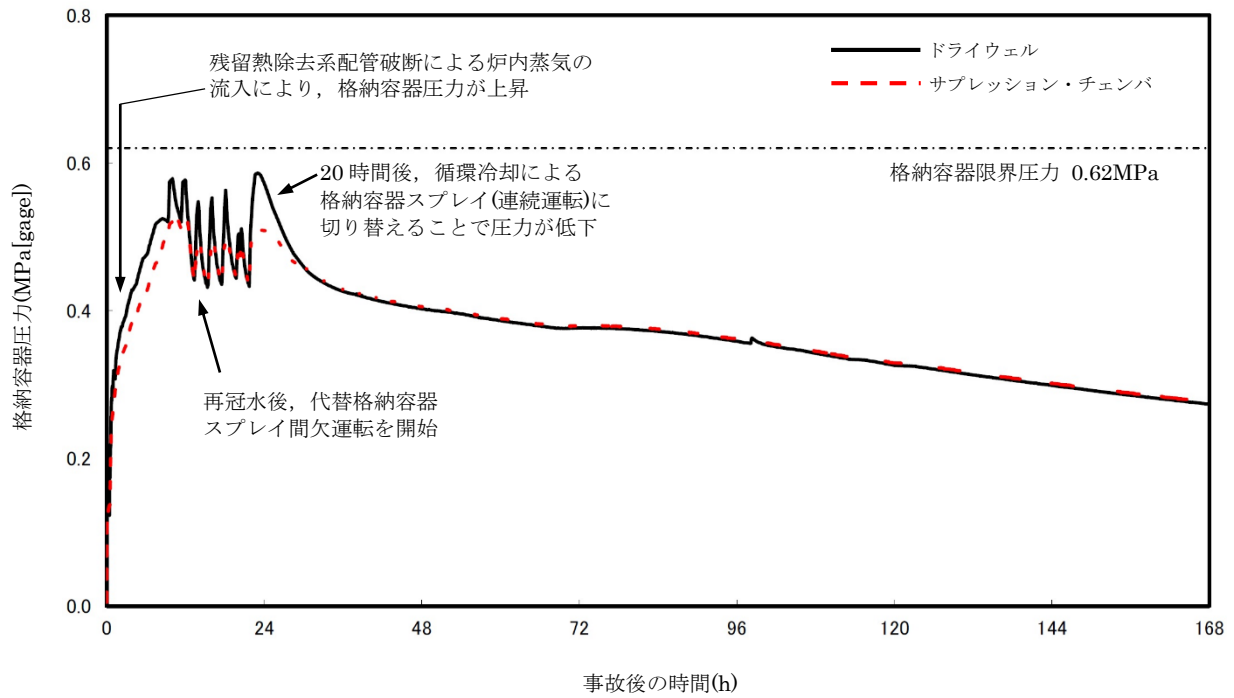


図 1 格納容器圧力の推移

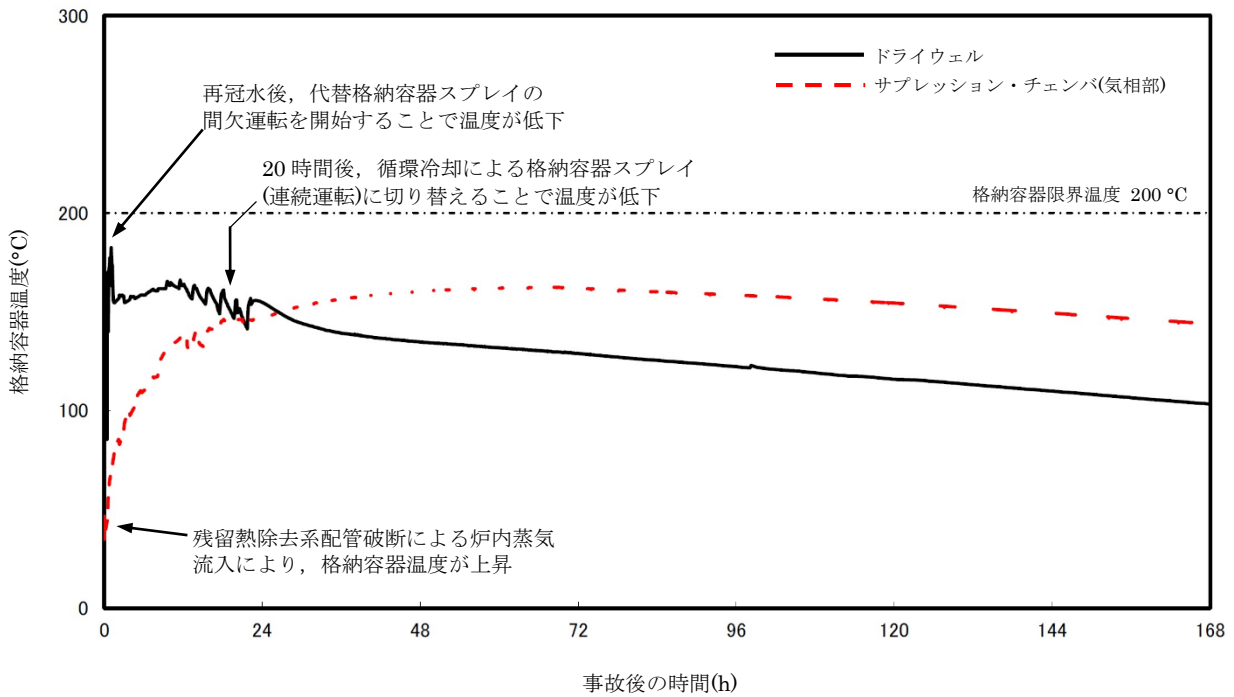


図 2 格納容器温度の推移

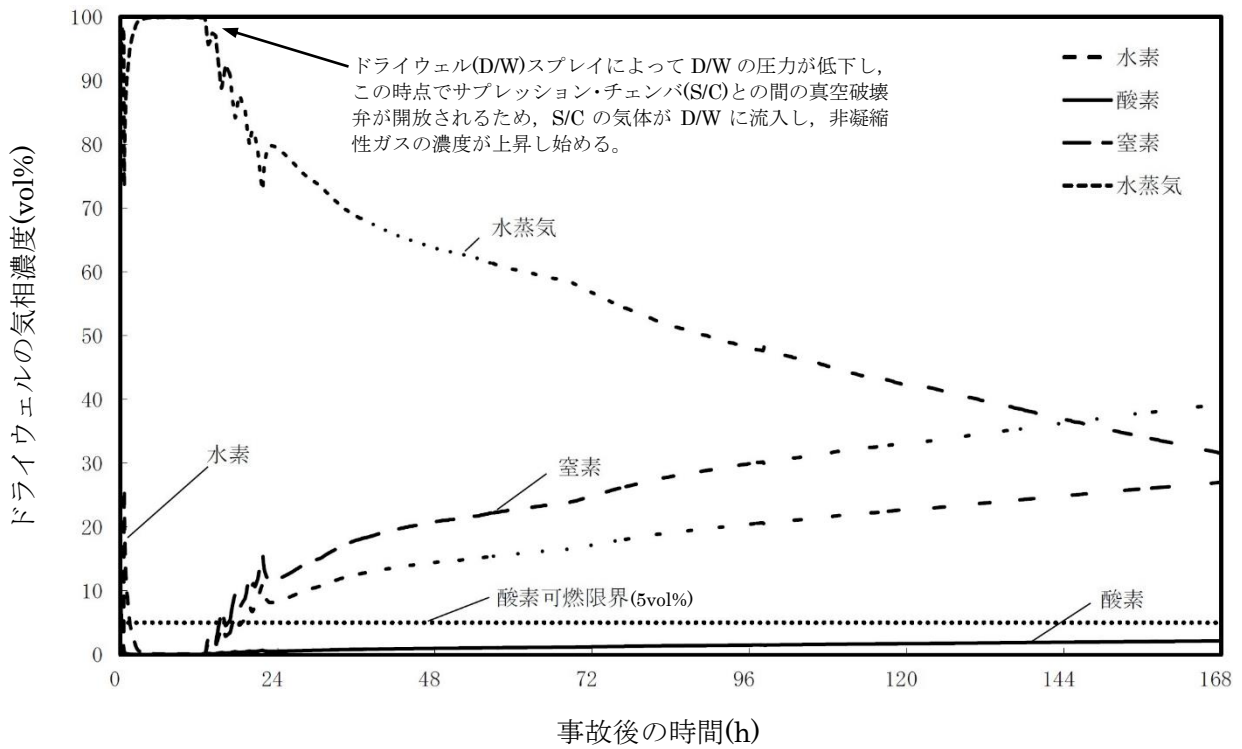


図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

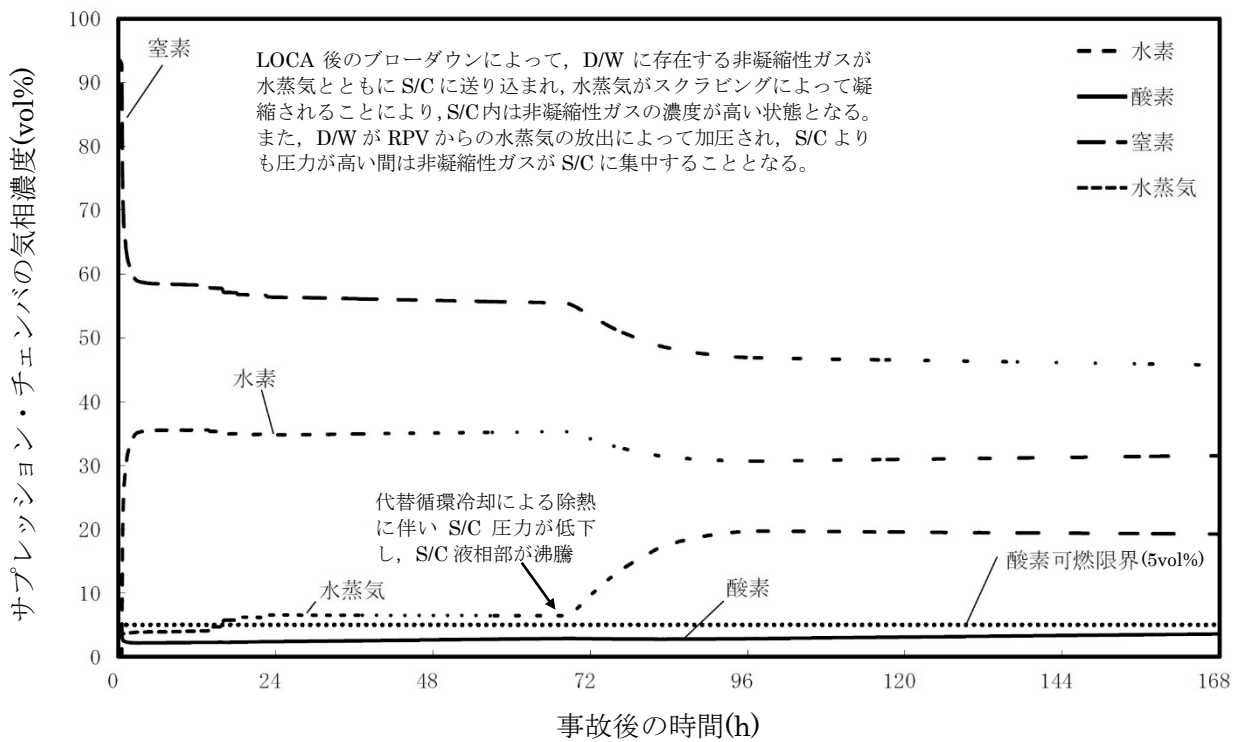


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

### 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

#### 3.5.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部の水位及び水量を確保し、かつ、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止するとともに、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生を抑制する。

また、溶融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食による原子炉圧力容器の支持機能喪失を防止するため、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備する。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原

原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1(3)のaからiに示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1.(3)に示すfからhである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図3.2.1から図3.2.4に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図3.2.2及び図3.2.3である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### 3.5.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態をTQUVとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態がTQUVであるため、事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)eに示す通り、プラント損傷状態の選定では、LOCAとTQUVを比較し、LOCAの場合はペDESTALに冷却材が流入することで溶融炉心・コンクリート相互作用が緩和される可能性等を考慮し、より厳しいと考えられるTQUVを選定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスと同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとし、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をTQUXとしており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、

原子炉圧力容器における炉心損傷後の ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)、リロケーション、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損、原子炉圧力容器内 FP 挙動及び原子炉格納容器における炉心損傷後の原子炉圧力容器外 FCI(溶融炉心細粒化)、原子炉圧力容器外 FCI(デブリ粒子熱伝達)、格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉格納容器下部の壁面及び床面のコンクリートの浸食量等の推移を求める。

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

## (2) 有効性評価の条件

有効性評価の条件は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。これに加え、初期条件の初期酸素濃度及び事故条件の水素ガス及び酸素ガスの発生割合は、「3.4 水素燃焼」と同じである。

## (3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気相濃度、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器下部水位、溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器床面及び壁面の浸食量の推移を図3.5.1から図3.5.11に示す。

### a. 事象進展

事象進展は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### b. 評価項目等

溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部への水張り及び溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水の継続によって、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量は床面及び壁面共に 0cm に抑えられ、原子炉格納容器下部の溶融炉心は適切に冷却される。

原子炉格納容器下部壁面の浸食については、約 1.67m の厚さの内側鋼板及びコンクリート部を貫通して、外側鋼板まで到達しない限り、原子炉圧力容器の支持機能は維持される。原子炉格納容器下部壁面のコンクリートの浸食量は 0cm に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

原子炉格納容器下部床面の浸食については、原子炉格納容器下部の床面のコンクリート厚さが約 7.1m であり、原子炉格納容器下部床面のコンクリートの浸食量は 0cm に抑え

られるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生は、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量が0cmであるため、無視できる。このため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が格納容器圧力及び気相濃度に与える影響は無い。なお、原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の本評価における水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.9vol%以上、ドライ条件で34.1vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度は水の放射線分解によって徐々に上昇するものの、事象発生から7日後（168時間後）においても酸素濃度はウェット条件で約2.1vol%、ドライ条件で約2.6vol%であり、可燃限界である5vol%を下回る。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

その後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の流量での格納容器下部注水を継続して行うことで、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.5.1)

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(8)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「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）」にて評価項目を満足することを確認している。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(5)の評価項目の評価結果については「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目については「3.4 水素燃焼」において、(7)の評価項目については「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）」において、それぞれ選定された評価事故シナリオに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

### 3.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

溶融炉心・コンクリート相互作用では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、溶融炉心が原子炉格納容器下部へ落下してコンクリートを浸食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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作及び溶融炉心

落下後の原子炉格納容器下部への注水操作とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）、初期水張りされた原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心の粒子化、落下した溶融炉心の拡がり、溶融炉心から水への熱伝達及びコンクリート浸食が挙げられる。炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）に対しては、原子炉圧力容器下鏡部温度を監視し、300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張りを行い、原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に対しては、原子炉格納容器下部の雰囲気温度、格納容器圧力等を監視し、原子炉圧力容器破損を認知して原子炉格納容器下部への注水を行うといった徴候を捉えた対応を図ることによって、溶融炉心を確実に冷却できることを確認している。また、本評価事故シーケンスの評価では、溶融炉心から水への熱伝達（上面熱流束）が本物理現象に対して影響が大きいことを踏まえて、上面熱流束に対する影響評価を実施する。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、溶融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析により原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約 7 時間後）に対して、十数分早まる程度であること、また、原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、熔融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数等の感度解析より、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧カスパイクに与える感度が小さいこ



とが確認されている。また、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プール-クラスト間の熱伝達係数の感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることが確認されているが、コンクリート浸食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融炉心とコンクリート伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、ACE 及び SURC 実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることが確認されている。また、溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.5.2)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であること及び原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、早まる時間はわずかであり、破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、溶融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールクラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリートの浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。なお、本感度解析ケースでは、溶融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、本評価においてもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.9vol%以上、ドライ条件で34.1vol%以上となり、13vol%を上回る。このことから、本感度解析において評価した、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。

なお、溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸

化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は3.5.2 (3) bにて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%，ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料 3.5.2, 3.5.3)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表3.2.2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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられようと思われる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

初期条件の溶融炉心からプールへの熱流束は、解析条件の800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）であり、解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板は

考慮する。リブ鋼板，ベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板，ベント管の管内の水による除熱の効果により，熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが，コンクリート浸食量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.5.2)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，熔融炉心の持つエネルギーが小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の熔融炉心からのプールへの熱流束は，解析条件の800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）であり，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり，実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果，コンクリートの浸食量は床面で約5cm，壁面で約2cmに抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは，熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが，本評価においてもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると，熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が，可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について，本評価における原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は，ドライウエルにおいて最低値を示すが，ウェット条件で13.9vol%以上，ドライ条件で34.1vol%以上となり，13vol%を上回る。このことから，本感度解析において評価した，熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を，本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても，原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお，熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は，可燃性ガスである水素が約55kg，一酸化炭素が約5kg，その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると，原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり，一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は3.5.2 (3) bにて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%，ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板は考慮する。リブ鋼板、ベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件について、MCCIの浸食深さを評価するにあたり、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなるため、溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約0.5cm、壁面で0cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリートの浸食量が僅かであることから、本評価における溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの蓄積及び燃焼による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移は3.5.2 (3) bと同じとなる。なお、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.9vol%以上、ドライ条件で34.1vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、爆轟を防止可能な値である5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料3.5.2, 3.5.3)

#### b. 操作条件

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

す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら熔融炉心の炉心下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器破損後（事象発生から約7.0時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、格納容器下部の雰囲気温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料3.5.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料3.5.2）

(3) 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し、その結果を以下に示す。

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、原子炉格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張りの完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

操作条件の溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作については、原子炉圧力容器が破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、事前に原子炉格納容器下部へ水張りを行うことから、時間余裕がある。

（添付資料3.5.2）

#### （4）まとめ

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

#### 3.5.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

#### 3.5.5 結論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、プラント損傷状態をTQUVとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を実施することにより、溶融炉心の冷却が可能である。その結果、浸食の不均一性等の不確かさを考慮しても、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉格納容器の構造材の支持機能を維持できる。また、安定状態を維持できる。

(添付資料3.5.3)

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

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

以上のことから、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。



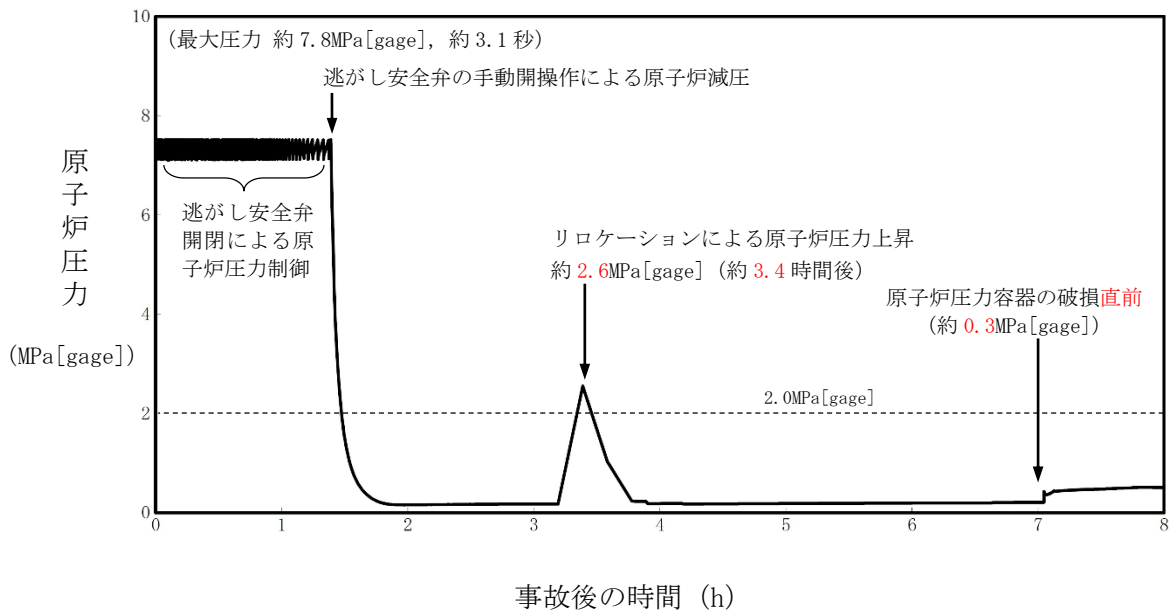


図 3.5.1 原子炉圧力の推移

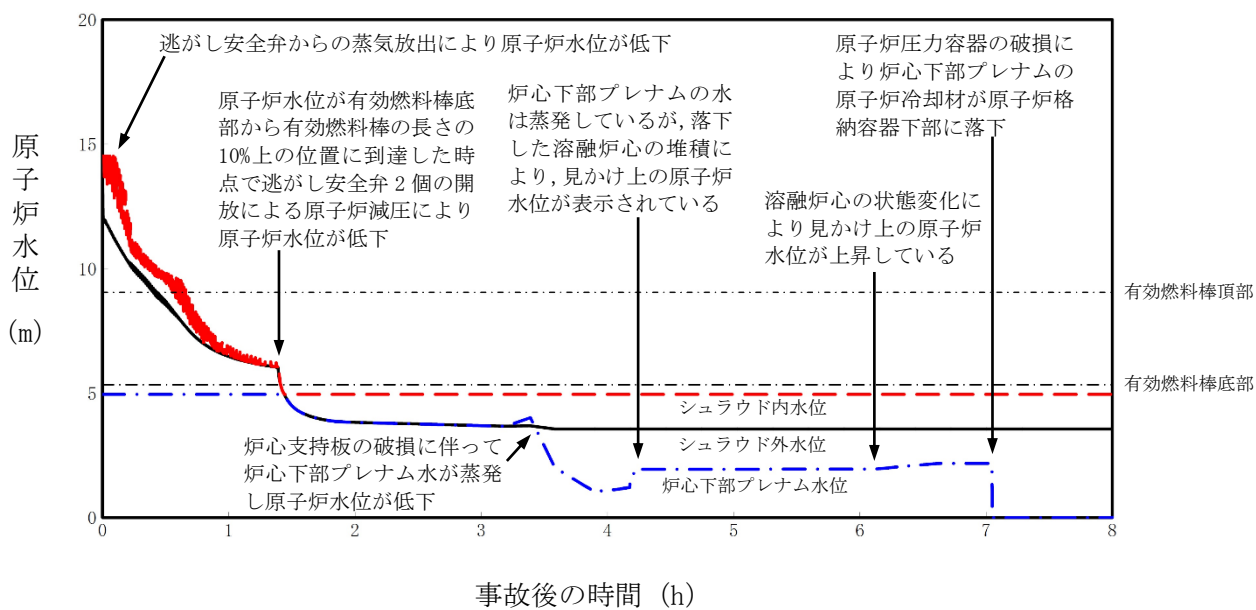


図 3.5.2 原子炉水位の推移

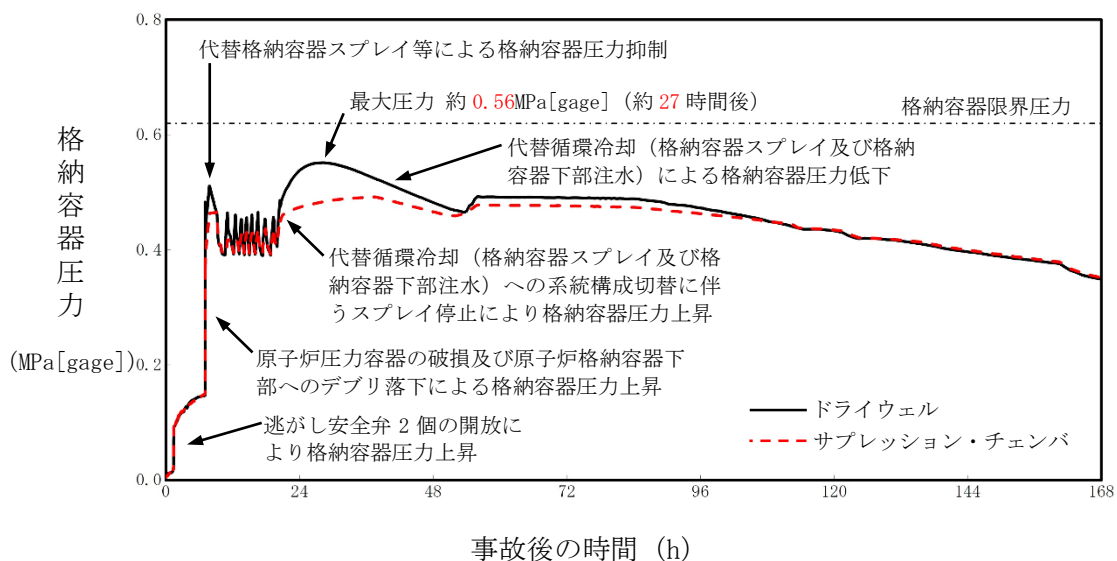


図 3.5.3 格納容器圧力の推移

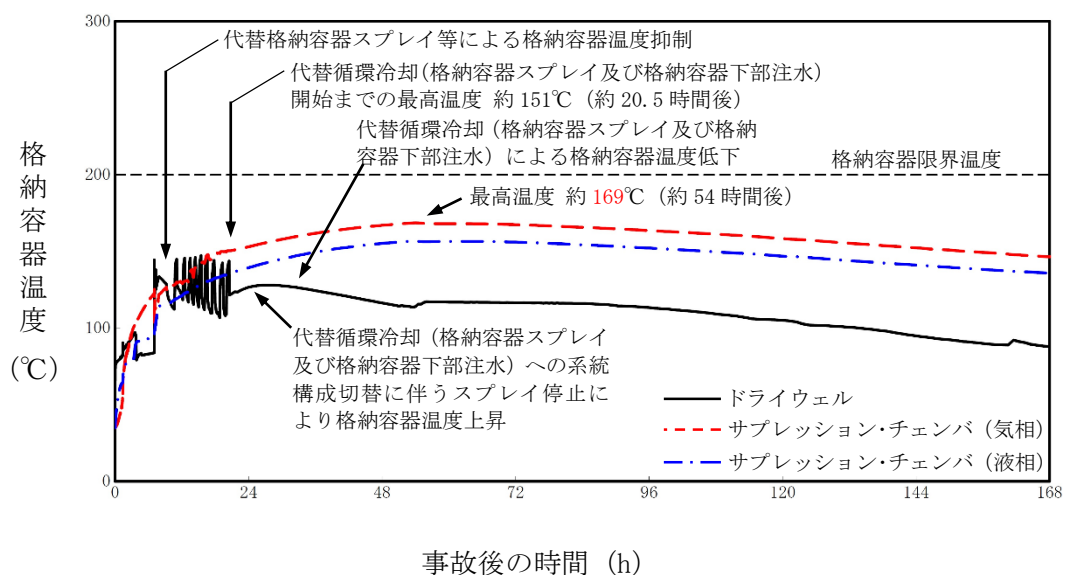


図 3.5.4 格納容器温度の推移

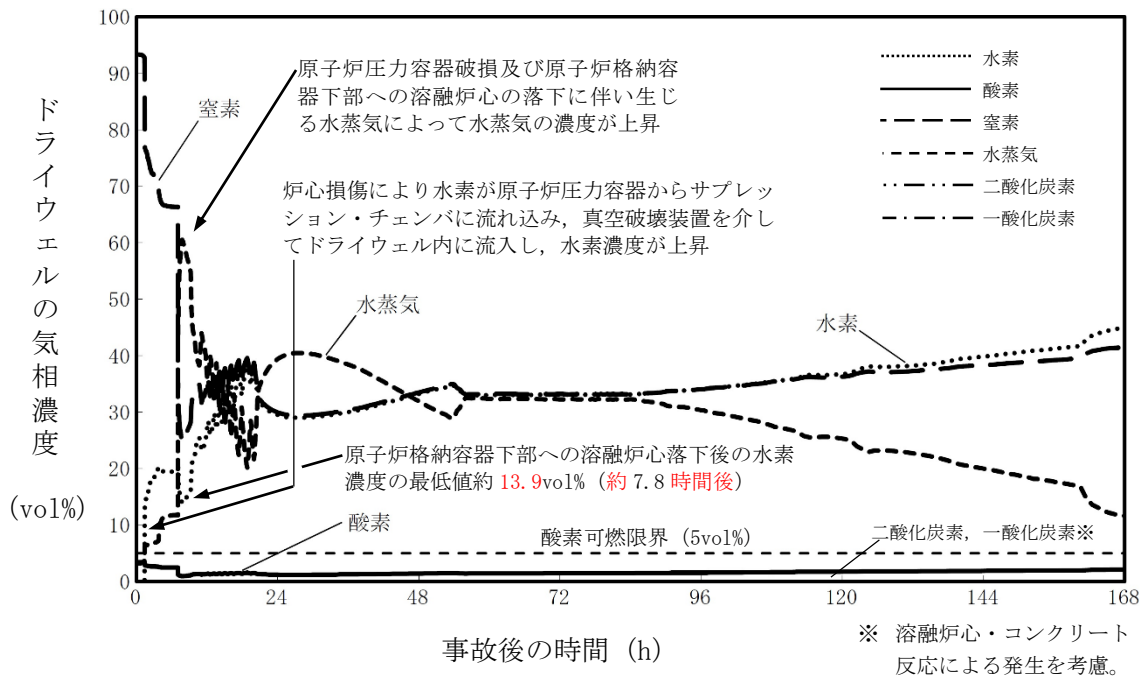


図 3.5.5 ドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

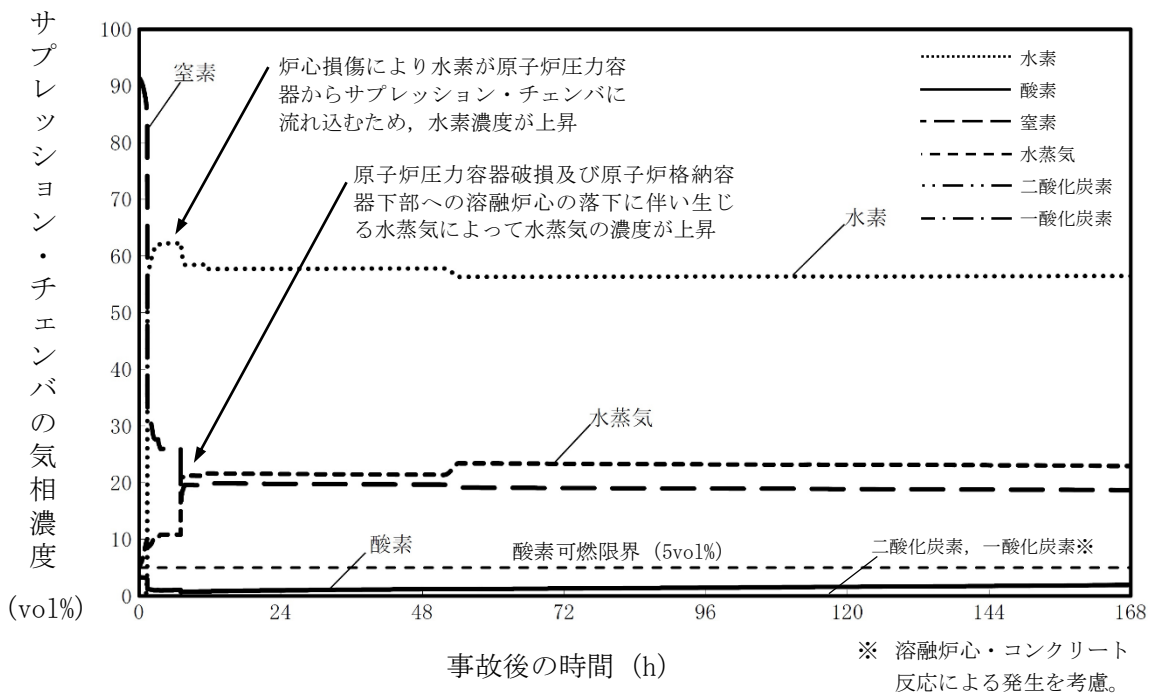


図 3.5.6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

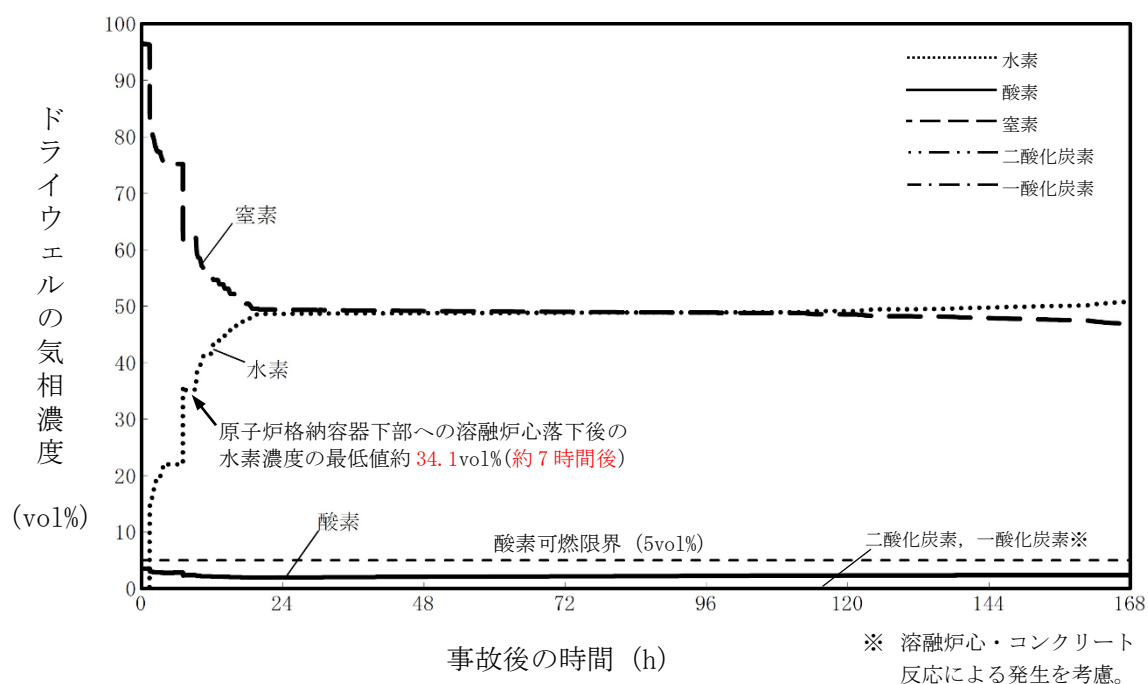


図 3.5.7 ドライウェルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

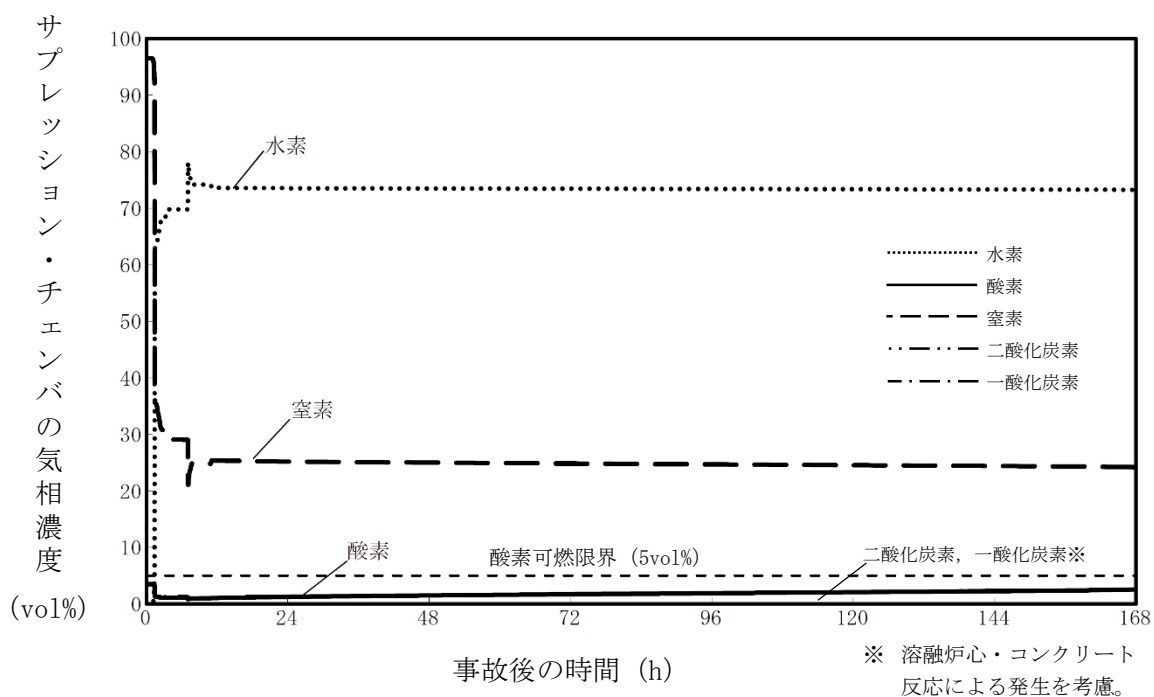


図 3.5.8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

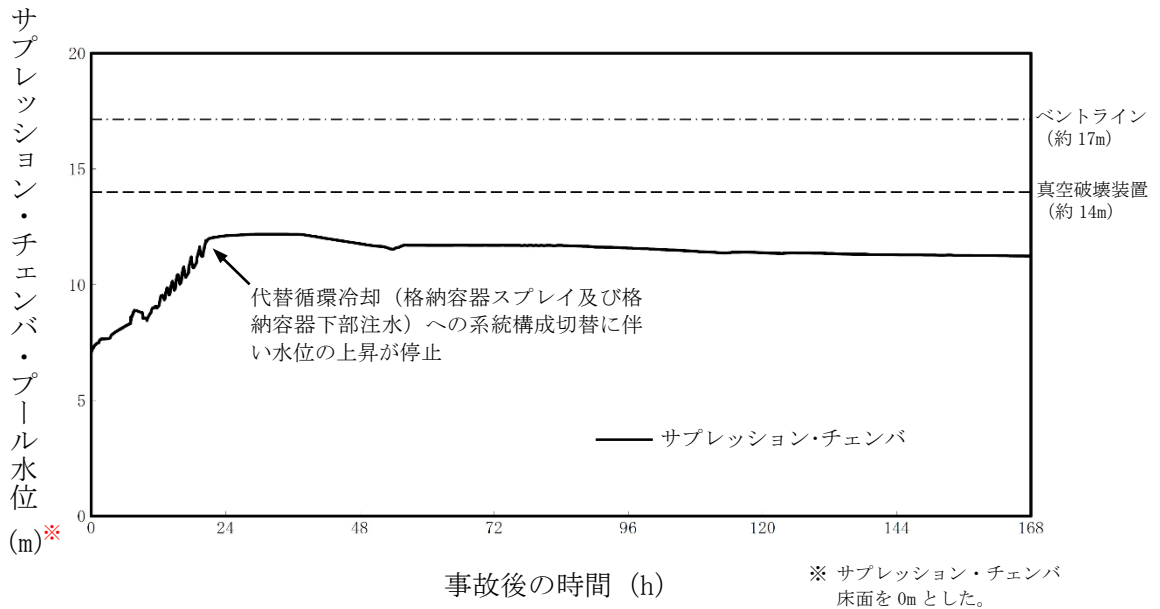


図 3.5.9 サブプレッション・チェンバ・プール水位の推移

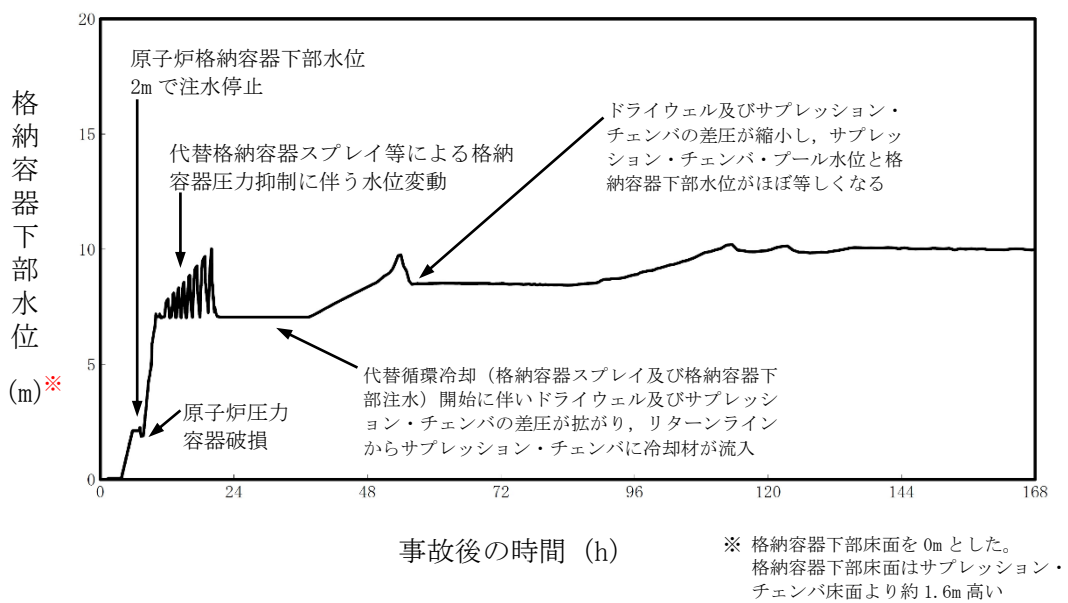


図 3.5.10 格納容器下部水位の推移

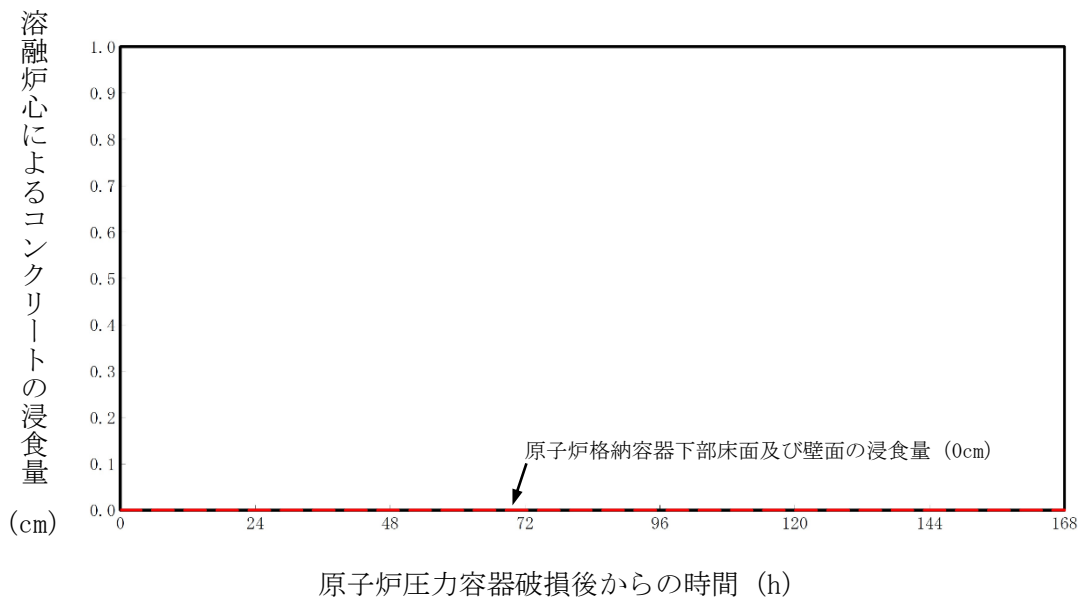


図 3.5.11 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

## 安定状態について

熔融炉心・コンクリート相互作用時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食が停止し、浸食の停止を継続するための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**原子炉格納容器安定状態の確立について

格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への崩壊熱相当量の注水を継続することにより、熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食の停止を維持でき、原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行うことにより、安定状態後の更なる除熱が可能となる。

安定状態後の措置に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

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（熔融炉心・コンクリート相互作用）（1/3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 熔融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での熔融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シナリオにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としてい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。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、熔融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りを実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。		
	燃料被覆管変形		<ul style="list-style-type: none"> <li>• TQUV、大破断 LOCA シナリオともに、炉心熔融の開始時刻への影響は小さい</li> <li>• 下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は、ほぼ変化しない</li> </ul>		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シナリオ及び中小破断 LOCA シナリオに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	気液分離（水位変化）・対向流		<ul style="list-style-type: none"> <li>• MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である</li> </ul>		



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（熔融炉心・コンクリート相互作用）（2/3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めめに評価するが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない
	リロケーション	熔融炉心の挙動モデル（リロケーション）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI事故解析における炉心領域での熔融進展状態について、TMI事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した</li> <li>・TQUV、大破断LOCAシーケンスともに、炉心熔融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した</li> </ul>	熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい	熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りを実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	構造材との熱伝達				
	下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達	熔融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの熔融炉心挙動）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・下部プレナム内の熔融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した</li> </ul>	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、十数分早まる程度であること、また、原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、早まる時間はわずかであり、破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りを実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉圧力容器破損	熔融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約13分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される	原子炉圧力容器内FP挙動と本事象に対する運転員等操作の関連はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器内FP挙動とMCCIによる浸食深さに関連はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めめに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる		

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（溶融炉心・コンクリート相互作用）（3/3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、溶融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）				
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり		MAAP コードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると仮定し、それを入力で与えている	コンクリート浸食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プール-クラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリートの浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した結果、コンクリートの浸食量は床面で約 5cm、壁面で約 2cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した (添付資料 3.5.3 参照)
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象への影響の観点で、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果、コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また、上面熱流束を下限値とした場合でも、コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えるものであり、実機でのコンクリート侵食量は、感度解析よりも厳しくなることはないと考えられ、これを不確かさとして設定する		
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。		
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		実験で確認されている侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測侵食量の 20% の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した		

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（熔融炉心・コンクリート相互作用）（1/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、熔融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m³	7,350m³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部: 5,960m³ 液相部: 3,580m³	空間部: 5,960m³ 液相部: 3,580m³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約 7.01m~約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m³相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m³相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	MCCIの浸食深さという観点では、直接的な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
	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa~約 7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率(平均)は約7時間で約470kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率(平均)は約7時間で約470kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約 30℃~約 60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇量は約7時間で約50kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa(ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃（実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	外部水源の温度が低い場合、MCCI の浸食深さという観点では溶融炉心からの上面熱流束による除熱が促進されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	外部水源の容量	約 21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上（淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定	最確条件は解析条件で設定している熱流束と同等であるが、コンクリート浸食量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり、実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約 5cm、壁面で約 2cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した  （添付資料 3.5.3 参照）
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定		
	コンクリート以外の素材の扱い	内側鋼板、外側鋼板は考慮する リブ鋼板、ベント管は考慮しない	コンクリート以外の素材を考慮する	リブ鋼板についてはコンクリートによって周囲を囲まれており、コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない。ベント管については管内の水による除熱効果が考えられるが、保守的にこれを考慮しない	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが、コンクリート浸食量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象として LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は約 1 時間以内の差であり、この程度の挙動の差が運転員等操作時間に対して影響を与えることはない	MCCI の浸食深さを評価するにあたり、事故シーケンスを「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるため、溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約 0.5cm、壁面で 0cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。また、LOCA においては原子炉格納容器下部への原子炉冷却材の流入が生じることから、事前水張りの効果によるデブリ落下時の熱流束の向上という点で、原子炉格納容器下部への注水操作に対する重要度が低くなる  （添付資料 3.5.3 参照）
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能 低圧代替注水系（常設）機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系（常設）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa [gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa [gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（溶融炉心・コンクリート相互作用）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	原子炉压力容器下部注水系（常設）が300℃に到達した時点で開始。90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉压力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>格納容器下部への注水操作は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉压力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員（現場）を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量を監視し、流量調整をするのみであるため、操作開始時間に与える影響はなし。運転員（現場）は、廃棄物処理建屋地下3階の手動弁について、2個の操作に上述の移動時間を含めて30分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。これらの操作は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達する前に事前に準備可能なことから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器下部への注水操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、約3分間で格納容器下部注水系（常設）による水張り操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した	
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作（崩壊熱相当の注水）	原子炉压力容器破損後（約7.0時間後）	炉心損傷後の原子炉压力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが、溶融炉心の落下は、原子炉压力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉压力容器破損判断のため継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>格納容器下部注水系の流量調整は、復水補給水系流量系（原子炉格納容器）の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、適宜実施する。また、事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから、時間余裕がある</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作時に、中央制御室の運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉压力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、格納容器下部空間部温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉压力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉压力容器破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、事前に格納容器下部へ水張りを行うことから、時間余裕がある

溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の  
原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量及び  
溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

### 1. 評価の目的

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、プラント損傷状態を TQUV としており、溶融炉心から原子炉格納容器下部のプール水への熱流束の評価では熱流束の格納容器圧力への依存性を考慮している。これは、より厳しいプラント損傷状態を設定し、より現実的に溶融炉心からの除熱量を評価する観点で設定したものである。一方、プラント損傷状態が LOCA の場合、TQUV の場合よりも早く原子炉圧力容器が破損に至ることを確認している。この影響を確認する観点から、崩壊熱をより保守的に設定し、コンクリートの浸食量に対する感度を確認した。さらに、解析コードにおける不確かさであるエントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールクラスト間の熱伝達係数の不確かさ並びに浸食面における不均一性等を考慮して、それらの不確かさのうち、コンクリートの浸食量に対して支配的なプール水への熱流束（上面熱流束）を保守的に設定することで、コンクリートの浸食量に対する感度を確認した。

### 2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

#### (1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

- ・事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため、原子炉圧力容器破損までの時間が約6.4時間となる。これを踏まえ、起因事象の不確かさを保守的に考慮するため、溶融炉心の崩壊熱を事象発生から6時間後の値とした。

#### (2) 溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

- ・(1)の条件設定に加え、原子炉格納容器下部に落下した後の溶融炉心からプール水への熱流束を $800\text{kW/m}^2$ とした。これは、Kutateladze型の水平平板限界熱流束相関式において大気圧状態を想定した場合、溶融炉心からプール水への熱流束が $800\text{kW/m}^2$ 程度であることを考慮し、保守的に設定した値である。なお、ベースケースでは溶融炉心からプール水への熱流束を $800\text{kW/m}^2$ 相当（圧力依存有り）としている。ベースケースにおける圧力容器破損後の格納容器圧力は、約0.4MPa以上で制御されていることから、ベースケースにおける溶融炉心からプール水への熱流束は、約 $1400\text{kW/m}^2$ （格納容器圧力約0.4MPaにおいて）以上となる。

### 3. 評価結果

#### (1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

評価結果を図1に示す。評価の結果、コンクリートの浸食量は床面で約0.5cm、壁面で0cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリートの浸食量が僅かであることから、本評価における熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う可燃性ガスの発生による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移はベースケース（3.5.2（3）b 参照）と同じとなる。なお、ベースケースにおける原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で14vol%以上、ドライ条件で35vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(2) 熔融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

評価結果を図2に示す。評価の結果、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは、熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、ベースケースでもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ベースケースにおいても、ウェット条件で14vol%以上、ドライ条件で35vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。このことから、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加えたとしても、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお、熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、熔融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加える場合、原子炉格納容器内の酸素濃度はベースケース（3.5.2（3）b 参照）にて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%、ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

※ 原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、サプレッション・チェンバよりもドライウェルの方が概ね低く推移する。最も低い値は、ウェット条件では事象発生から約7.8時間後のドライウェルにおいて約13.9vol%、ドライ条件では事象発生の約7時間後のドライウェルにおいて約34.1vol%であり、最も低い値であっても13vol%を上回るこ

とから、水素燃焼を防止するための事故対応の観点では酸素濃度を5vol%未満に維持することが重要となる。なお、事象発生から20.5時間後に開始する、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却開始以降、原子炉格納容器内の気相濃度の変化が緩やかになる。サプレッション・チェンバと比較して水素濃度が概ね低く推移するドライウエルの水素濃度は、ウェット条件では約30vol%から徐々に上昇して168時間後に約45vol%となり、ドライ条件では約51vol%で安定する。気相濃度の推移の詳細は図3.5.5から図3.5.8参照。

#### 4. まとめ

熔融炉心の落下時刻の不確かさや浸食面における浸食の不均一性等によって原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量が増大する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量は、床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認した。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生を考慮しても格納容器圧力に与える影響は小さく、原子炉格納容器内で可燃性ガスが燃焼するおそれは無いことを確認した。

以 上



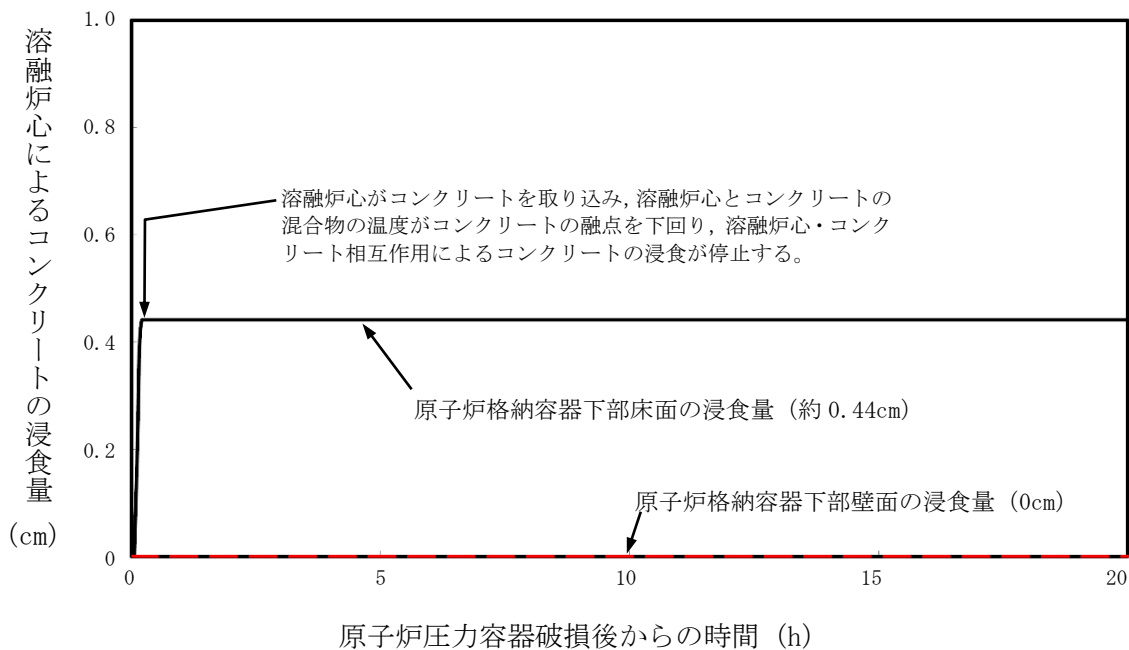


図1 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリートの浸食量の推移  
(溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合)

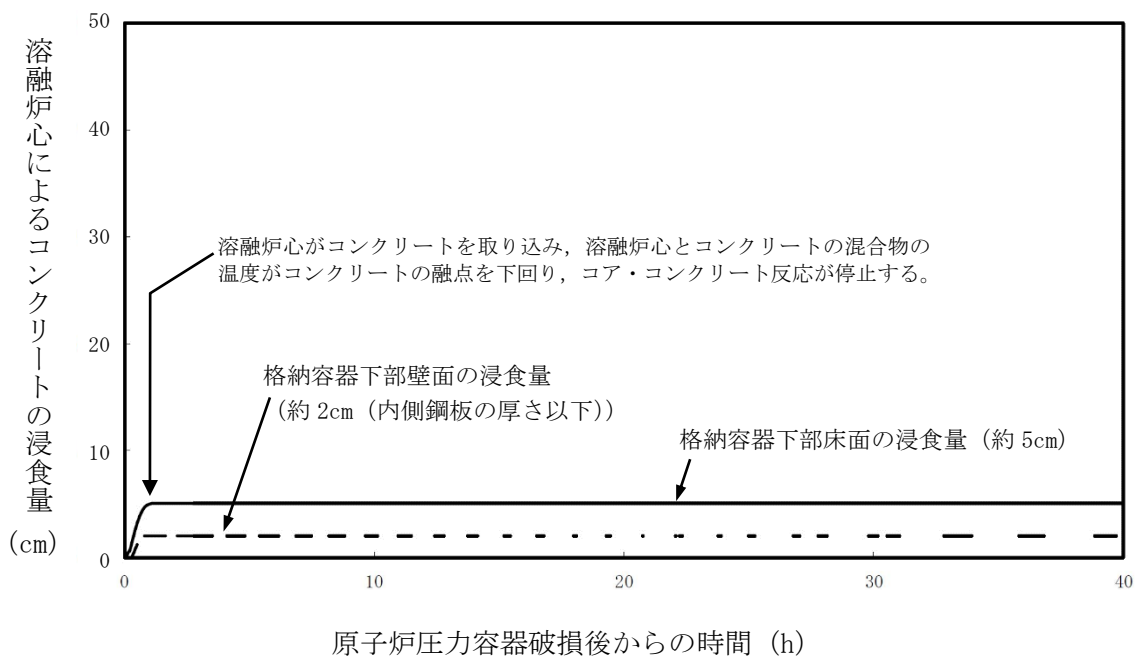


図2 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリートの浸食量の推移  
(溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合)

#### 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

##### 4.1 想定事故 1

##### 4.1.1 想定事故 1 の特徴, 燃料損傷防止対策

###### (1) 想定する事故

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

###### (2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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

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

したがって, 「想定事故 1」では, 燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プールへ注水することによって, 燃料損傷の防止を図る。また, 燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プール水位を維持する。

###### (3) 燃料損傷防止対策

「想定事故 1」における機能喪失に対して, 使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく, かつ, 十分な冷却を可能とするため, 燃料プール代替注水系 (可搬型)<sup>※1</sup>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 4.1.1 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操作手順の関係を表 4.1.1 に示す。

「想定事故 1」において, 6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され, 合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は, 当直長1名 (6号及び7号炉兼任), 当直副長2名<sup>※2</sup>, 運転操作対応を行う運転員2名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名, 緊急時対策要員 (現場) は8名である。必要な要員と作業項目について図 4.1.3に示す。

※1 燃料プール代替注水系 (可搬型) として, 燃料プール代替注水系 (常設スプレイヘッド) を想定する。

なお, 燃料プール代替注水系 (常設スプレイヘッド) の注水手段が使用出来ない場合においては燃料

プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）による対応が可能である。

※2 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

a. 使用済燃料プールの冷却系機能喪失確認

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

使用済燃料プールの冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・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確認

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

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、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

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）による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位は回復する。その後、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により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必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h となる通常水位から約 2.1m 下の水位）<sup>※3</sup>より高く維持する。

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注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

※3 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値(10mSv/h)とする。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

#### 4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 1 として、「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

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

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

(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

## (2) 有効性評価の条件

「想定事故1」に対する初期条件も含めた主要な評価条件を表4.1.2に示す。また、主要な評価条件について、想定事故1特有の評価条件を以下に示す。

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

(添付資料4.1.1)

### a. 初期条件

#### (a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェル間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65°C 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を想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 19m<sup>3</sup>/h である。

### b. 事故条件

#### (a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系，サプレッションプール浄化系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても，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は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）1台を使用するものとし，崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る  $45\text{m}^3/\text{h}$ <sup>※4</sup>にて注水する。

※4 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量はともに  $45\text{m}^3/\text{h}$ 以上（1台）である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給は，緊急時対策要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生12時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

「想定事故1」における使用済燃料プール水位の推移を図4.1.4に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を図4.1.5に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約  $5^\circ\text{C}/\text{h}$  で上昇し，事象発生から約7時間後に  $100^\circ\text{C}$ に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から12時間経過した時点で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と，使用済燃料プール水位が回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ，燃料プール代替注水系（可搬型）により，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに補給し，使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は，図4.1.4に示すとおり，通常水位から約0.4m下まで低下す

るに留まり、有効燃料棒頂部は冠水維持される。また、使用済燃料プール水温は事象発生約7時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。

また、図4.1.5に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約0.4m下の水位になった場合の線量率は、約 $1.0 \times 10^{-3}$ mSv/h以下であり、必要な遮蔽の目安と考える10mSv/hと比べて低い値であることから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

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

事象発生12時間後から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行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

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

(添付資料4.1.3, 4.1.4)

#### 4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

「想定事故1」では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、7号炉を代表として、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱、事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期水位並びにプールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

###### (a) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速

度は緩やかになるが、注水操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は、燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部に低下するまでの時間は短くなるが、注水操作は、初期水位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。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さな値となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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ため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で

想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、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、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び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事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.5日）あり、事象発生から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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から0.3m程度低下した位置<sup>※5</sup>）とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約1.2日）、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.7日）あり、事象発生から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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、使用済燃料プールの水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、6号及び7号炉の使用済燃料プールの水位が原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約45時間後となる。また、水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。



※5 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA広域) の水位低の警報設定値: 6号炉通常水位-225mm,  
7号炉通常水位-267mm

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から12時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間を事象発生12時間後として設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって、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、使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料4.1.5)

(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し、その結果を以下に示す。

操作条件の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については、当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上 (10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約1.4日)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から3日以上 (6号及び7号炉 約3.8日) であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であることから、時間余裕がある。

(添付資料4.1.5)

### (3) まとめ

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

## 4.1.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

「想定事故1」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、「想定事故1」の対応が、重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中において、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕があり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かってい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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

#### a. 水源

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,100m<sup>3</sup>必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽へ移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、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及び防火水槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を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4.1.6)

#### 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、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。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については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,595kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、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、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料4.1.7）

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機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喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。「想定事故1」に対する燃料損傷防止対策としては、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している。

「想定事故1」について有効性評価を実施した。

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

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

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、

必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，「想定事故1」に対して有効である。

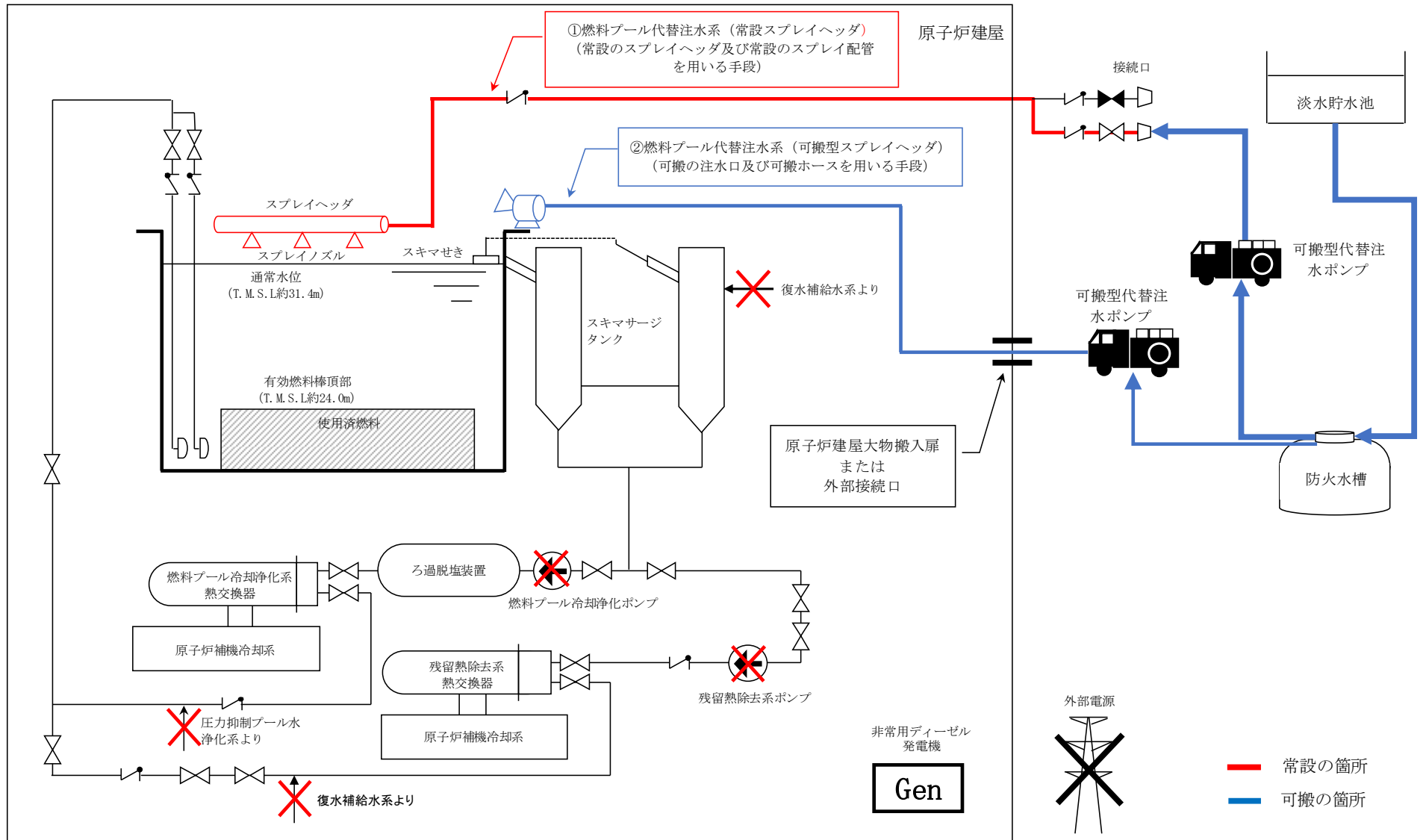
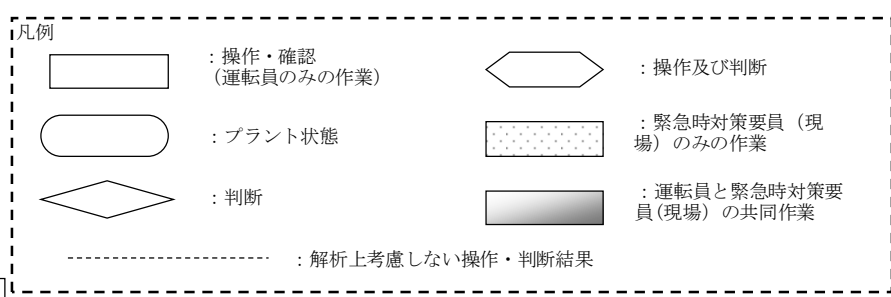
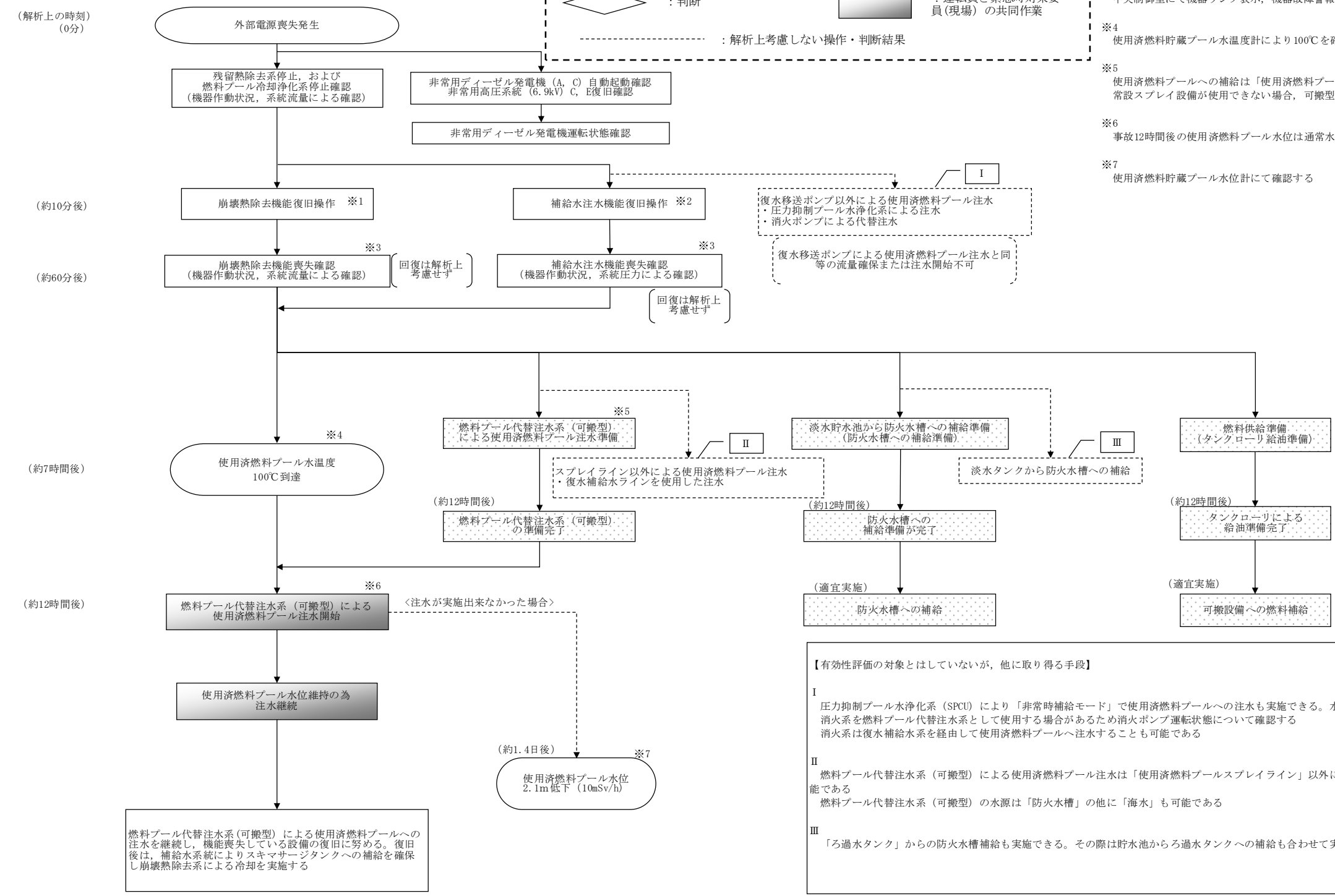


図 4.1.1 想定事故 1 の重要事故等対策の概略系統図  
(使用済燃料プールへの注水)

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&プールの「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再起動操作を実施する
- ※2 復水移送ポンプ (A) 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, 系統圧力指示計等にて機能喪失を確認する
- ※4 使用済燃料貯蔵プール水温度計により100℃を確認する
- ※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  
常設スプレイ設備が使用できない場合, 可搬型スプレイ設備による使用済燃料プールへの補給を実施する
- ※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
- ※7 使用済燃料貯蔵プール水位計にて確認する



【有効性評価の対象とはしていないが, 他に取れる手段】

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燃料プール代替注水系として使用する場合があるため消火ポンプ運転状態について確認する。消火系は復水補給水系を経由して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, 復水補給水系を経由して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 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

図 4.1.2 想定事故1の対応手順の概要

想定事故1 (使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)														備考		
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮		事象発生 約7時間 使用済燃料プール水温100℃到達 プラント状況確認 約60分 崩壊熱除去機能、補給水注水機能 喪失確認 約4時間 使用済燃料プール水温65℃到達 約12時間 使用済燃料プール補給開始																	
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
	運転員(中央制御室)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)																			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																		
状況判断	1人 A	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系ポンプ、残留熱除去系ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認	10分																
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系ポンプ、残留熱除去系ポンプ)	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。		
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給(常設スプレイライン使用)	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給	10分	80分	適宜実施														
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給(可搬ホース及び可搬スプレイノズル使用) (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース接続) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから建屋内ホース)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給															常設スプレイライン使用不可の場合要員を確保して対応する		
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給	10分	90分	適宜実施														
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	10分	90分	適宜実施														タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施																
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	0人	0人	8人																			

( ) 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、事象によっては、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に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低い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使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員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  
4.1-14

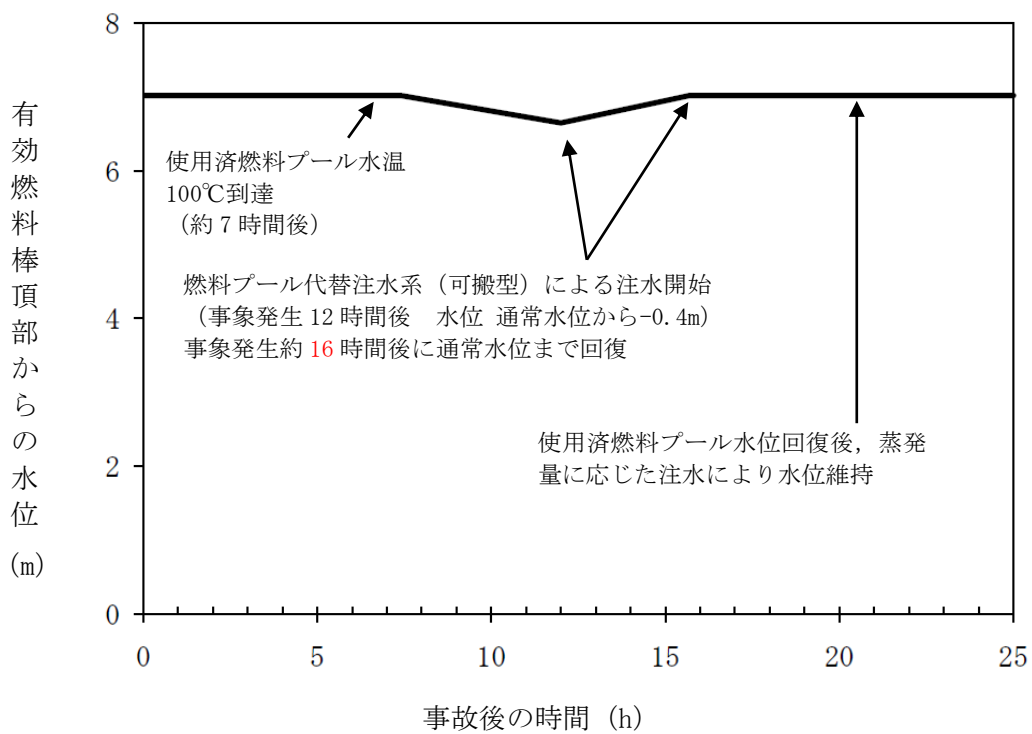


図 4.1.4 使用済燃料プール水位の推移

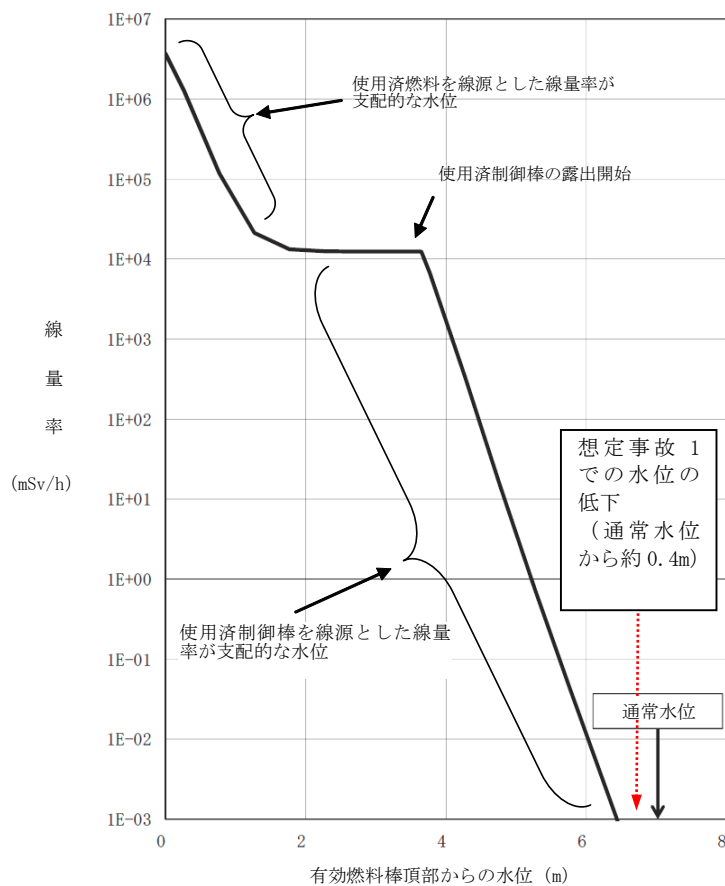


図 4.1.5 使用済燃料プール水位と線量率



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事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却系機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プール冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却系機能喪失であることを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	【残留熱除去系系統流量計】 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却系機能喪失の確認後、使用済燃料プール水温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールの補給水系機能喪失であることを確認する	—	—	復水移送ポンプ吐出圧力計 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
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) による使用済燃料プール注水により、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	常設スプレイヘッド	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
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 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッドが使用できない場合、可搬型スプレイヘッドによ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	—	可搬型スプレイヘッド 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

 有効性評価上考慮しない操作

表 4.1.2 主要評価条件（想定事故 1）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 2,093m <sup>3</sup> ※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初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	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、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール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、サプレッションプール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 日及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。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

表 4.1.2 主要評価条件（想定事故 1）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	45m <sup>3</sup> /h（1台）※1にて注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系（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	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量はともに 45m<sup>3</sup>/h 以上（1台）である。

## 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

## 1. 使用済燃料プールの概要

図1に使用済燃料プール等の平面図を示す。

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ェル、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、原子炉ウェル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量は考慮しない。

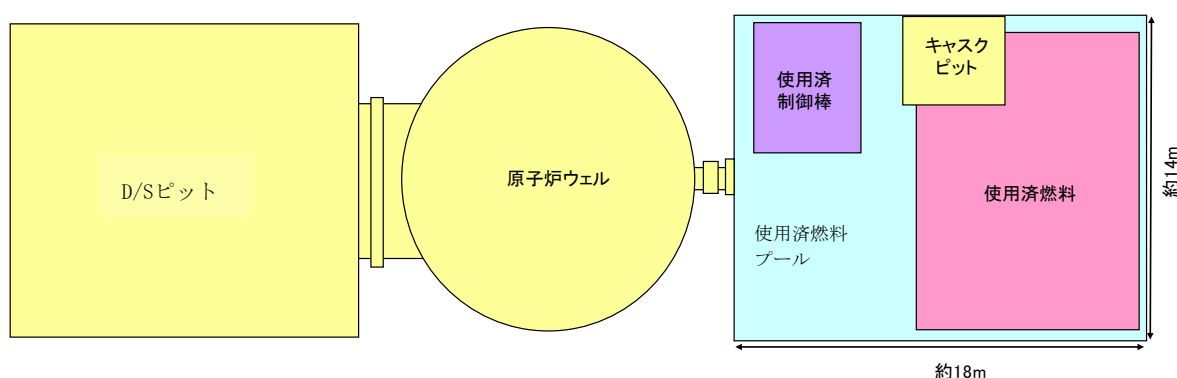


図1 使用済燃料プール等の平面図

## 2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

図2に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば10mSv/hの場合は、通常水位から約2.1m\*下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プール水位の算出方法については添付資料4. 1. 2に示す。

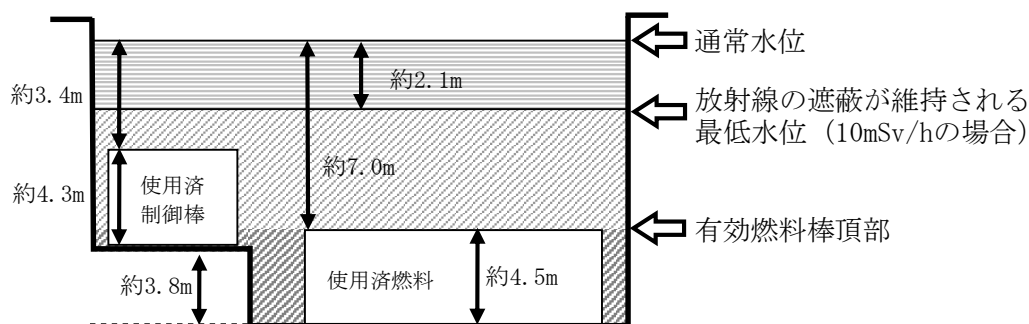


図2 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの構造高さ、断面積及び保有水の容積について

図3に使用済燃料プールの高さを、表1に使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。

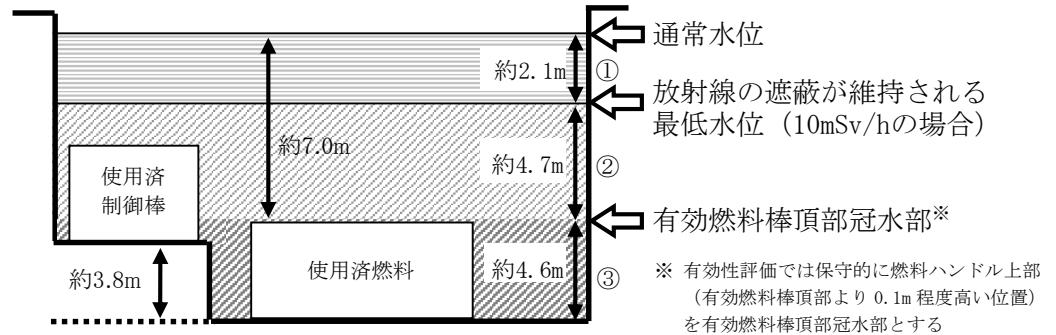


図3 6号及び7号炉の使用済燃料プールの構造高さ

表1 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

領域	6号炉		7号炉	
	断面積[m <sup>2</sup> ]	保有水の容積[m <sup>3</sup> ]	断面積[m <sup>2</sup> ]	保有水の容積[m <sup>3</sup> ]
①	約 232	約 481	約 233	約 489
②	約 232	約 1,116	約 233	約 1,115
③	約 104	約 488	約 105	約 489
合計		約 2,085		約 2,093

図3に示す各領域①, ②, ③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から使用済燃料プール内の機器の容積を除くことで算出し、使用済燃料プールの保有水が存在する高さ毎の使用済燃料プールの断面積については、求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、使用済燃料プールの断面積については各領域での平均的な値を示しているが、使用済燃料プール内に設置されている機器は②又は③の底部であるため、保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

#### 4. 想定事故1における時間余裕

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、運転上許容される最大水温の65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て使用済燃料プールの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。さらに、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冷却機能喪失から沸騰までの時間

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

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

$$\text{1時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

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

##### ③沸騰による使用済燃料プール水位の低下平均速度

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

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており保有水が少ないため、使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く、使用済燃料プールの上部では水位低下速度は遅い。有効燃料棒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

使用済燃料プール保有水の比熱[kJ/kg/°C] <sup>※1</sup>	使用済燃料プールの保有水[m <sup>3</sup> ]	使用済燃料プールの保有水密度[kg/m <sup>3</sup> ] <sup>※2</sup>	使用済燃料の崩壊熱[MW]
4.185	6号炉：2085.14 7号炉：2,093	958	10.899

蒸発潜熱[kJ/kg] <sup>※3</sup>	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量[m <sup>3</sup> ] <sup>※4</sup>	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差[m]	通常水位から2.1m下までの保有水量[m <sup>3</sup> ]
2256.47	6号炉：1597.63 7号炉：1604	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：481 7号炉：489

※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有効燃料棒頂部冠水部として燃料ハンドル上部（有効燃料棒頂部より0.1m程度高い位置）を設定

なお、①～③の式による算出については以下の保守的な仮定と非保守的な仮定の元の評価であるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きく、保守的な評価となっていると考えられる。

<保守的な仮定>

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

<非保守的な仮定>

- ・簡易的な評価とするために使用済燃料プールの温度を全て均一の温度とし、プール全体が100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

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

○算定結果

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7
使用済燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m <sup>3</sup> /h]	約19	約19
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約33	約33
有効燃料棒頂部冠水部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間[h]	約92	約92
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約0.08	約0.08

6号及び7号炉の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、事象発生から約7.5時間後に沸騰が開始され、蒸発により使用済燃料プールの水位低下が始まる。この時の蒸発量は、約19m<sup>3</sup>/hである。

よって、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するまでの時間は、6号及び7号炉の各号炉ともに事象発生から約33時間後であり、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期検査中に全炉心燃料が使用済燃料プールに取り出される想定であり、通常運転中の想定は以下の通りとなる。

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し、約1.3日後に沸騰が開始され、その後使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するまでの時間は、事象発生から約4.6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]	約2.6	約2.6
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[day]	約1.3	約1.3
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m <sup>3</sup> /h]	約4.4	約4.4
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[day]	約4.6	約4.6
有効燃料棒頂部冠水部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間[day]	約16.4	約16.5
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約0.02	約0.02

5. 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[体]	取出平均 燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]	冷却期間	燃料数 [体]	取出平均 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。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



## 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について

## 1. 使用済燃料の計算条件

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

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態
- 線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度  $\square$  / $\text{cm}^3$ ）
- 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\*：10 日（実績を考慮した値を設定）

※ 原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

- 計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いており、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。

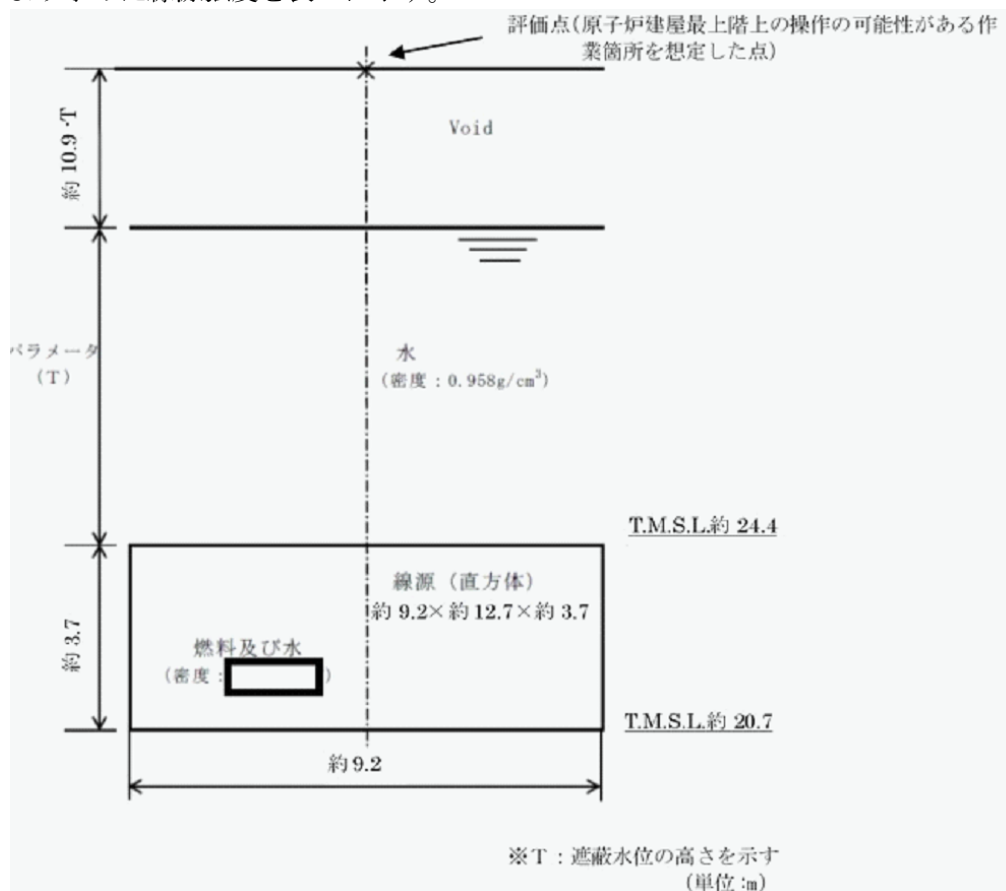


図 1 使用済燃料の線量率計算モデル

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

## 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  $0.958\text{g/cm}^3$ ※）

※  $65^\circ\text{C}$ から  $100^\circ\text{C}$ までの飽和水の密度のうち、最小となる  $100^\circ\text{C}$ 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。

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

制御棒のタイプは Hf,  $\text{B}_4\text{C}$  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。

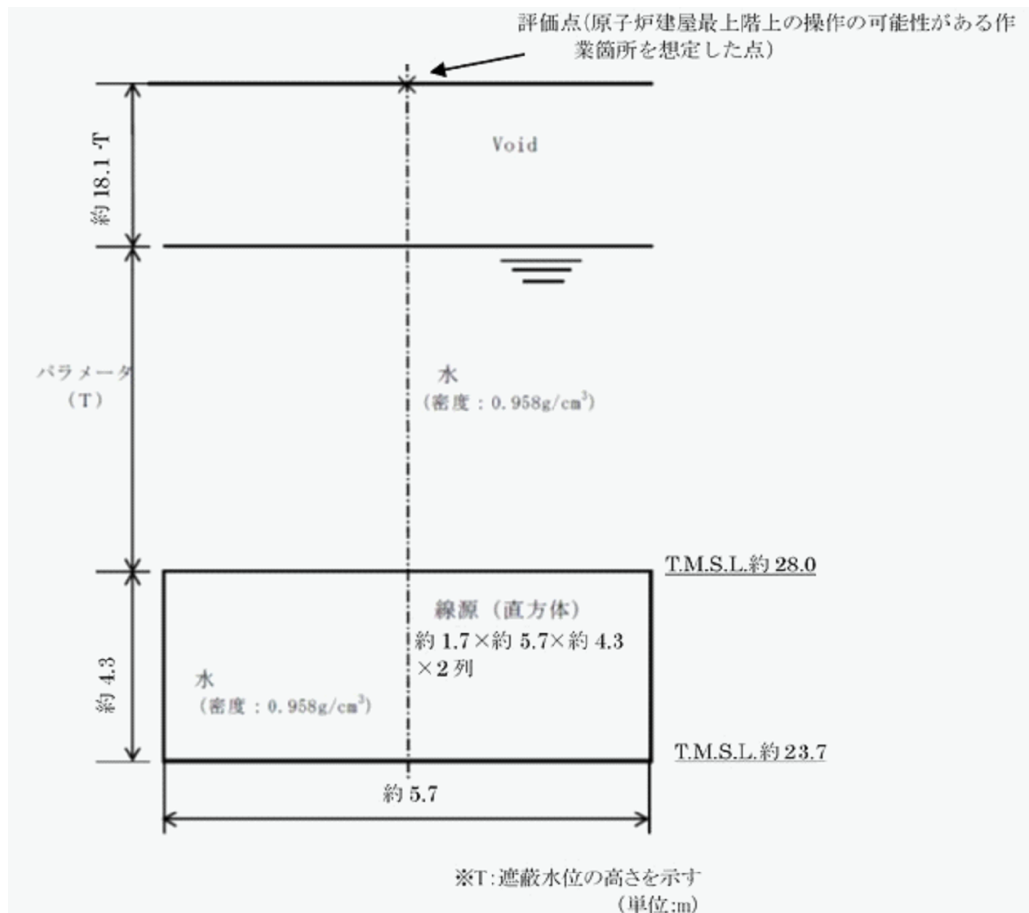


図 2 使用済制御棒の線量率計算モデル

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	$1.00 \times 10^{-2}$	$7.40 \times 10^6$	$1.70 \times 10^9$	$7.40 \times 10^6$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$5.85 \times 10^4$	$1.32 \times 10^7$	$5.85 \times 10^4$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$4.01 \times 10^4$	$1.18 \times 10^7$	$4.01 \times 10^4$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$4.41 \times 10^4$	$4.37 \times 10^9$	$4.41 \times 10^4$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$2.29 \times 10^4$	$4.46 \times 10^7$	$2.29 \times 10^4$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$3.99 \times 10^4$	$6.42 \times 10^9$	$3.99 \times 10^4$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$3.98 \times 10^4$	$1.31 \times 10^8$	$3.98 \times 10^4$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$2.36 \times 10^6$	$1.52 \times 10^9$	$2.36 \times 10^6$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$6.17 \times 10^6$	$8.46 \times 10^9$	$6.17 \times 10^6$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$2.22 \times 10^7$	$7.39 \times 10^7$	$2.22 \times 10^7$
11	$1.25 \times 10^0$	$8.13 \times 10^7$	$5.27 \times 10^8$	$8.13 \times 10^7$
12	$1.75 \times 10^0$	$1.14 \times 10^5$	$1.79 \times 10^5$	$1.14 \times 10^5$
13	$2.25 \times 10^0$	$4.31 \times 10^2$	$4.52 \times 10^2$	$4.31 \times 10^2$
14	$2.75 \times 10^0$	$3.47 \times 10^0$	$1.24 \times 10^0$	$3.47 \times 10^0$
15	$3.50 \times 10^0$	$1.46 \times 10^{-3}$	$3.41 \times 10^{-5}$	$1.46 \times 10^{-3}$
16	$5.00 \times 10^0$	$1.52 \times 10^{-5}$	$3.55 \times 10^{-7}$	$1.52 \times 10^{-5}$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$
合計		$1.20 \times 10^8$	$2.33 \times 10^{10}$	$1.20 \times 10^8$

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの使用済制御棒ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している。

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

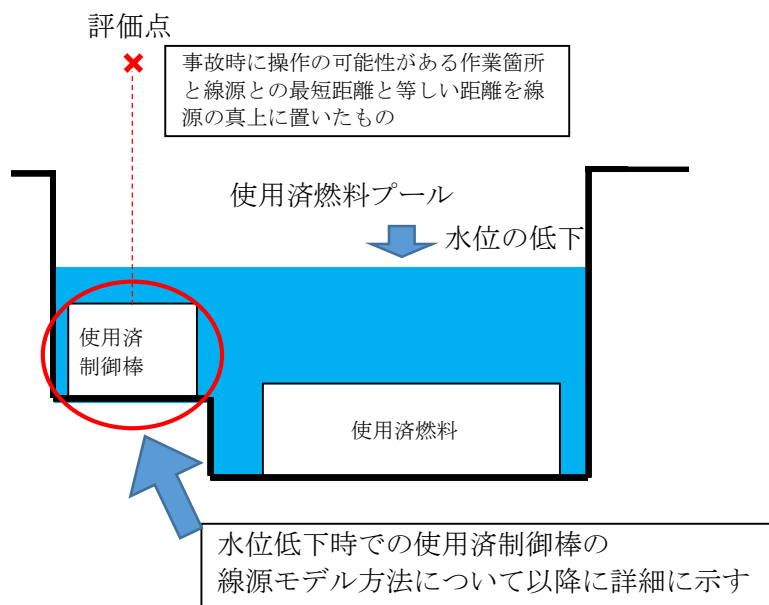
こちらは露出時 (③) において、制御棒間等は気中とあるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや炭化ホウ素 (またはハフニウム) 等で構成されていること、線源以外にも使用済制御棒ハンガのような構造材があることから充分保守的なモデルとなっている。

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

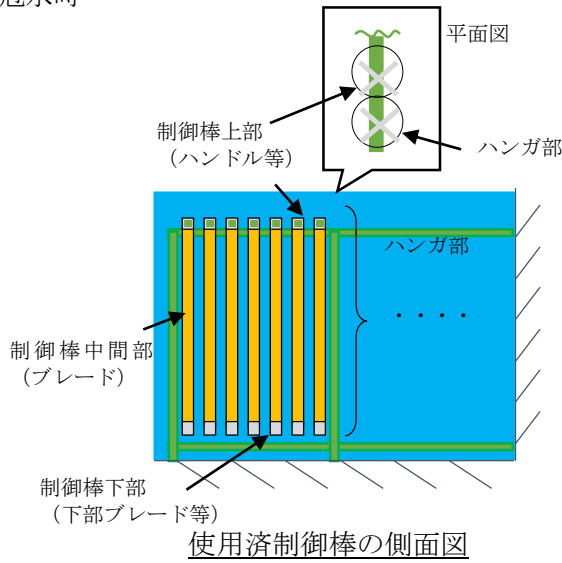
評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示す通り冠水時 (①) と露出時 (③) を等しく、線源が水として計算しているためである。

<参考>

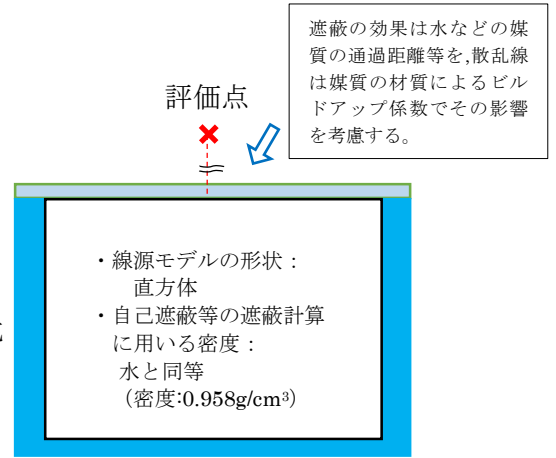
一例として Co60 を線源とした時の 1/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して、鉄 (密度: 7.87kg/cm<sup>3</sup>) であると約 7.4cm となり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。



①冠水時

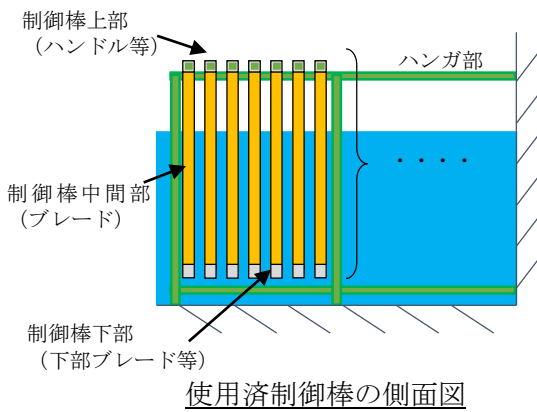


モデル化

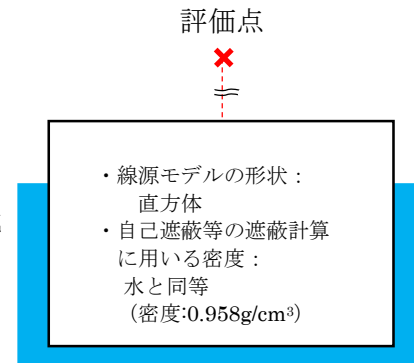


制御棒の線源モデル (冠水時)

②一部露出時

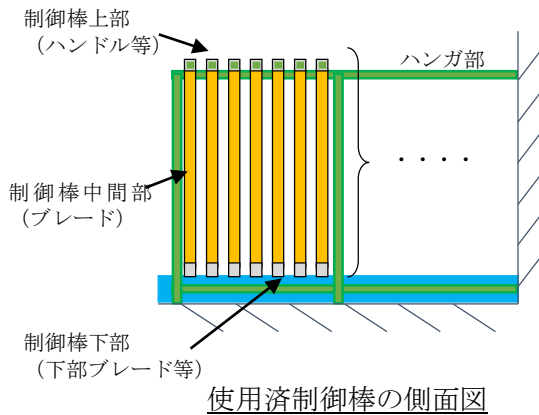


モデル化

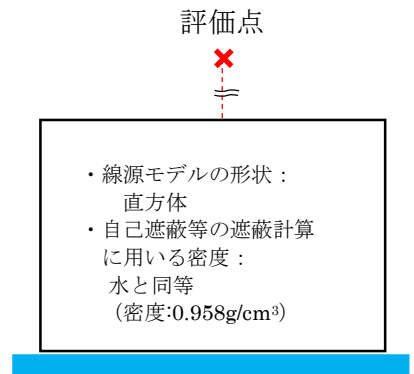


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③露出時



モデル化



制御棒の線源モデル (露出時)

### 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。

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

- j : エネルギー群番号 (18 群)
- i : 線源点番号
- k : 領域番号 (遮蔽領域)
- F<sub>j</sub> : 線量率換算係数
- S<sub>ij</sub> : 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<sub>i</sub> : i 番目の線源点と計算点の距離
- B<sub>ij</sub> : ビルドアップ係数
- μ<sub>jk</sub> : 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<sub>k</sub> : 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<sub>j</sub> から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。

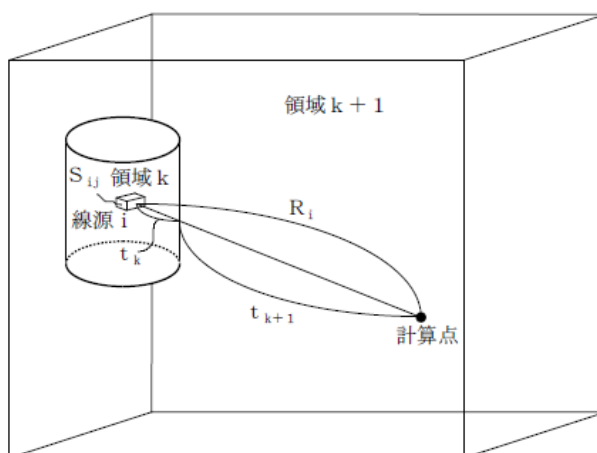


図3 QAD-CGGP2R コードの計算体系

### 4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

#### (1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、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筐体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1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。

必要な遮蔽水位は下の図より柏崎刈羽原子力発電所6号及び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。

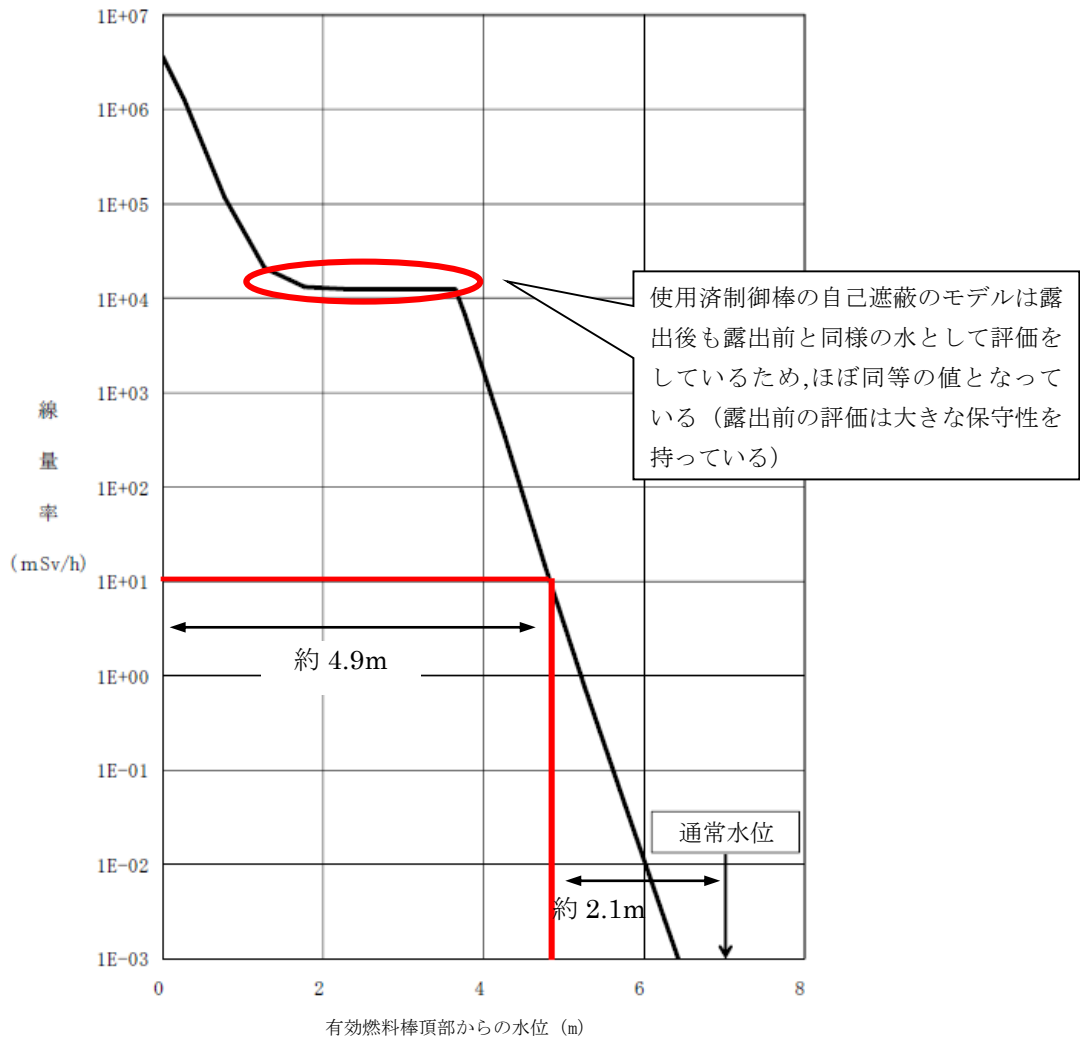


図4 放射線の遮蔽が維持される水位



## 安定状態について

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

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

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

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で，使用済燃料プール水位を回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，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継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

## 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

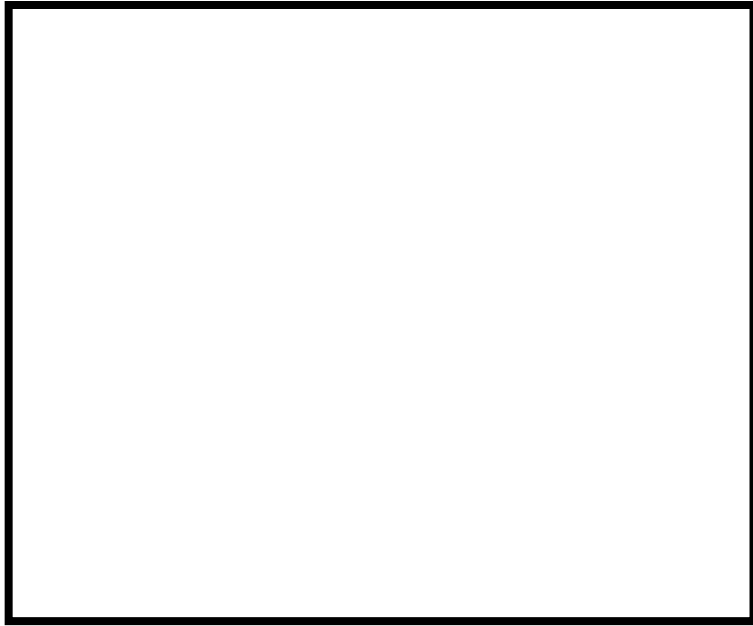
柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料が貯蔵される。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と使用済燃料が貯蔵されるが、臨界設計については新燃料及びいかなる燃焼度の燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率として 1.30 を仮定している。また、プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。

仮に使用済燃料プール水が沸騰や喪失した状態、燃料プール代替注水系（可搬型）によるスプレーが作動する状態を想定し、使用済燃料プールの水密度が減少した場合を考えると、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果がある。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

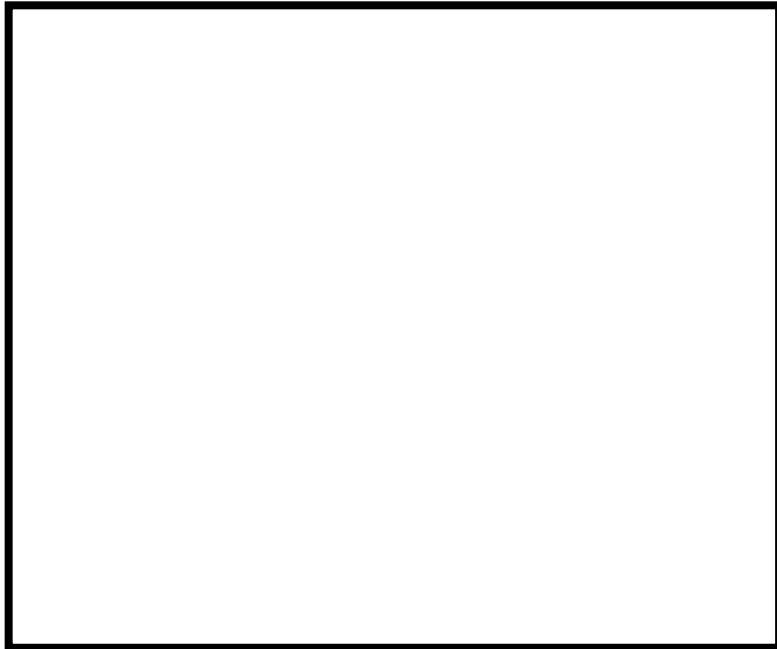
低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組み合わせによっては通常の冠水状態と比較して臨界評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールにおいて水密度を  $1.0 \sim 0.0 \text{ g/cm}^3$  と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果である隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることを確認した。

なお、解析には米国オークリッジ国立研究所 (ORNL) により米国原子力規制委員会 (NRC) の原子力関連許認可評価用に作成された 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。



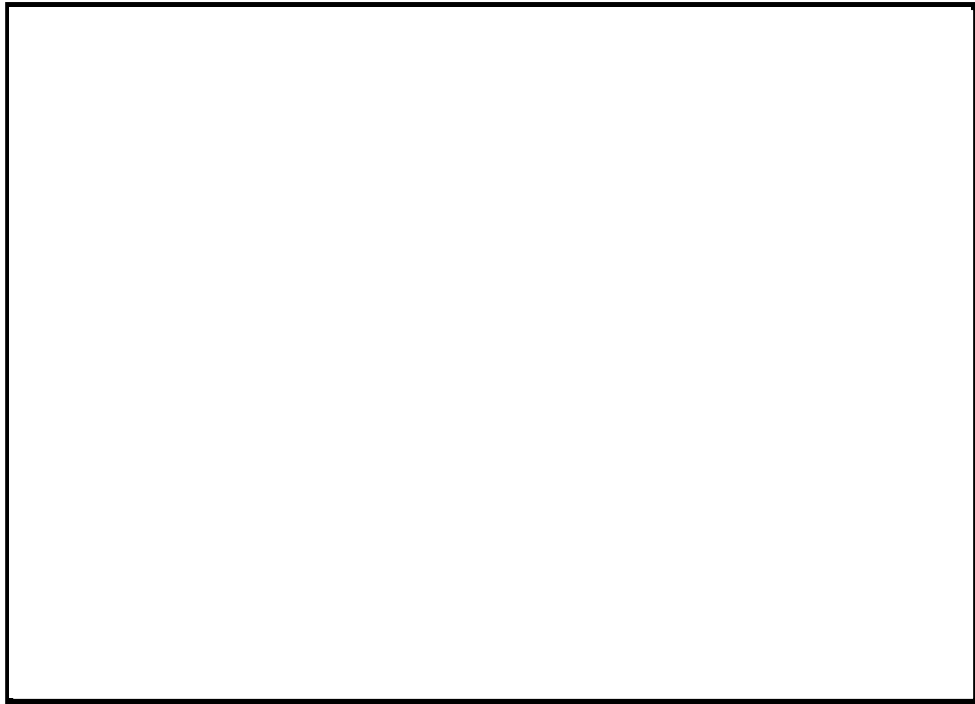
柏崎刈羽 6 号炉 角管型ラックの計算体系



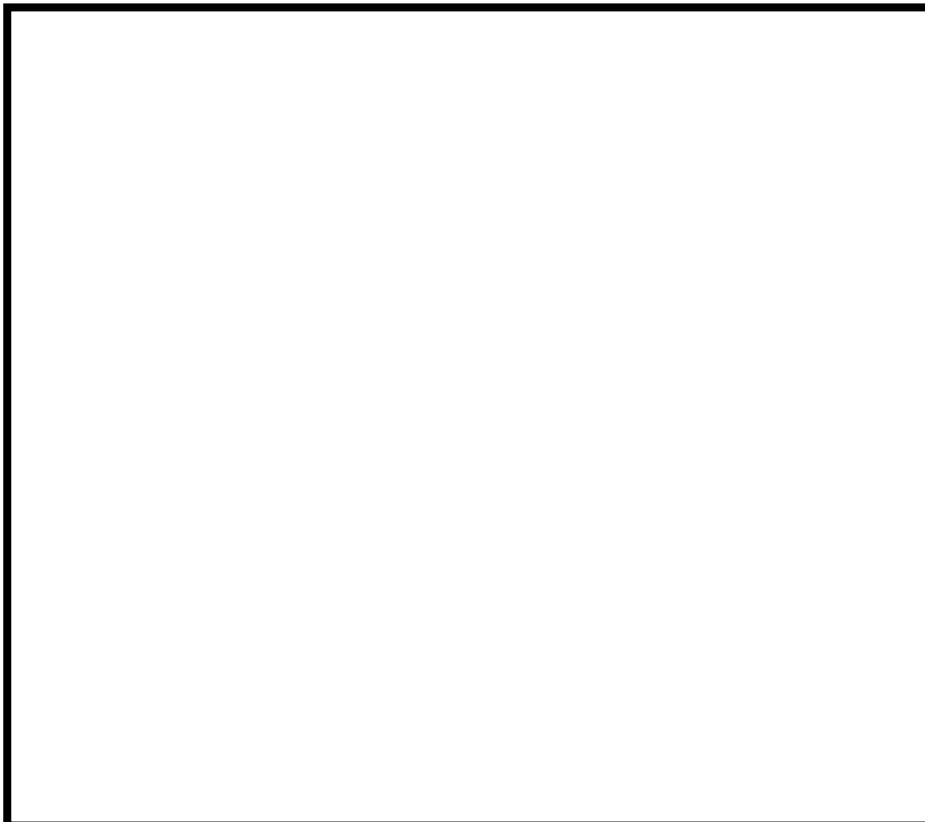
柏崎刈羽 6 号炉 格子型ラックの計算体系



柏崎刈羽7号炉 角管型ラックの計算体系



実効増倍率の水密度依存性 (6号炉)



実効増倍率の水密度依存性 (7号炉)

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)

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

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 11MW	約 10MW 以下 (実績値)	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。燃料の崩壊熱の計算に当たっては、ORIGEN2 を用いて算出	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、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燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 27℃～約 45℃ (実測値)	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初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は、使用済燃料プールの初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、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、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 1 日以上(10mSv/h の場合 6 号及び 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事象発生から 3 日以上(6 号及び 7 号炉 約 3.5 日)あり、事象発生から 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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

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

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	設計値を設定	<p>評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から 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蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 1 日以上（10mSv/h の場合 6 号及び 7 号炉 約 1.2 日）、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 3 日以上（6 号及び 7 号炉 約 3.7 日）あり、事象発生 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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約 3m の水位低下が発生する（スロッシング量：6 号炉 690m<sup>3</sup>、7 号炉 710m<sup>3</sup>*1）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10<sup>4</sup>mSv/h 程度*2）ため、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）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操作は、屋外での操作であるため、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される水位を下回ったとしても、現場操作に必要な遮蔽は使用済燃料プール管体、原子炉建屋等により維持される。事象発生 12 時間後から使用済燃料プールへ注水することにより、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される最低水位まで回復する時間は事象発生から約 26 時間後（10mSv/h の場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 45 時間後となる（6 号及び 7 号炉 同様）。また、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上（6 号及び 7 号炉 約 2.2 日）あり、事象発生から 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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	
	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 ビット、キャスクビ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 ビット、キャスクビ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 ビット、キャスクビットの保有水量を考慮しない状態を想定	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、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、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、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	外部水源の容量	約 18,000m <sup>3</sup>	18,000m <sup>3</sup> 以上 （淡水貯水池水量）	淡水貯水池の通常時の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により防火水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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

※2 本評価値は、遮蔽の影響を考慮していない保守的なものであり、プールの躯体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

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

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	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事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水流量	最大 45m <sup>3</sup> /h	45m <sup>3</sup> /h 以上 <sup>※1</sup>	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）による注水流量は燃料の崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 19m <sup>3</sup> /h）より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量はともに 45m<sup>3</sup>/h 以上(1台)である。



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

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
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	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	<p>【認知】 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の開始は事象発生から12時間後であり、それまでに外部電源喪失等による使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知できる時間がある</p> <p>【要員配置】 当該操作は専任の緊急時対策要員が配置されており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 燃料プール代替注水系(可搬型)に用いる可搬型代替注水ポンプは、事象発生後に作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 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準備は、可搬型代替注水ポンプの配置、ホース敷設、ポンプ起動及びホース接続口の弁の開操作である 移動時間を含め、これら準備操作に80分間を想定している。評価上の操作開始時間を12時間後と設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる</p> <p>【他の並列操作有無】 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時に、他の並列操作はなく、操作時間に与える影響なし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	評価上の操作開始時間を事象発生12時間後として設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって、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、使用済燃料プール水位の回復を早める	評価上の操作開始時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上(10mSv/hの場合6号及び7号炉約1.4日)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から3日以上(6号及び7号炉約3.8日)であり、これに対して事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であることから、時間余裕がある	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準備は、所要時間80分想定のところ、訓練実績等により約75分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した

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

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	防火水槽への補給	事象発生から12時間後	防火水槽への補給は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業。 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開始時間を踏まえ設定	防火水槽への補給までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分であり、 <b>想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</b>
	各機器への給油(可搬型代替注水ポンプ)	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	有効性評価では、防火水槽から使用済燃料プールへの注水用の可搬型代替注水ポンプ(6号及び7号炉:各1台)への燃料給油を期待している。 <b>各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。</b> 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、6号及び7号炉各 <b>3</b> 台の場合でも <b>許容時間</b> 180分のところ訓練実績等では約 <b>142</b> 分であり、 <b>許容時間</b> 内で意図している作業が実施可能であることを確認した

## 7日間における水源の対応について（想定事故1）

### ○水源

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

### ○水使用パターン

#### ①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

事象発生 12 時間後から最大流量 45m<sup>3</sup>/h で注水する。

使用済燃料プール水位が通常水位に回復した後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当の流量（最大 19m<sup>3</sup>/h）で注水を実施する。

#### ②淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 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する。

### ○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送流量は、防火水槽を水源とする可搬型代替注水ポンプによる注水流量を上回る流量で移送出来るため、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

事象発生 12 時間後から使用済燃料プール水位が通常水位に回復する 15.3 時間後までは 45m<sup>3</sup>/h で注水を行い、その後崩壊熱相当の流量（19m<sup>3</sup>/h）で注水を実施するため、7 日間では合計約 3,100m<sup>3</sup>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 45m<sup>3</sup>/h × (15.3h-12.0h) + 19m<sup>3</sup>/h × (168h-15.3h) ≒ 3,100m<sup>3</sup>）

## 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：1～7 号炉停止中。

事象：想定事故 1 は 6 号炉及び 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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 758kL</b>	7 号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
6 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 758kL</b>	6 号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
1 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 79kL</b>	1～7 号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機用燃 料タンク (容量 <b>約 200kL</b> ) の 残容量 (合計) は <b>約 645kL</b> であり、 7 日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用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) 437L/h×24h×7 日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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

※3 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

## 4.2 想定事故 2

### 4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 想定する事故

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

#### (2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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

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

したがって，「想定事故 2」では，使用済燃料プール水の漏えいの停止や，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，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系（可搬型）により使用済燃料プール水位を維持する。

#### (3) 燃料損傷防止対策

「想定事故2」における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい停止手段，サイフォンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系（可搬型）<sup>※1</sup>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操作手順の関係を表4.2.1に示す。

「想定事故2」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名<sup>※2</sup>，運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は8名である。

必要な要員と作業項目について図4.2.3に示す。

- ※1 燃料プール代替注水系（可搬型）として燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）を想定する。  
なお、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）の注水手段が使用出来ない場合においては燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）による対応が可能である。
- ※2 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長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。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

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

使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・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確認

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

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、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

c. 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離

使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、使用済燃料プールからの漏えいを認知し、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配管の手動弁を閉止することで、使用済燃料プールからの漏えい箇所の隔離が完了する。

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）による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により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必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h となる通常水位から約 2.1m 下の水位）<sup>※3</sup>より高く維持する。

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設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

※3 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値(10mSv/h)とする。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

#### 4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

「想定事故2」の評価においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ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、本想定事故では固着を想定する。

「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る使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。漏えいの隔離及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、有効燃料棒頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

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

(添付資料 4.1.4, 4.2.1)

##### (2) 有効性評価の条件

「想定事故2」に対する初期条件も含めた主要な評価条件を表4.2.2に示す。また、主要な評価条件について、「想定事故2」特有の評価条件を以下に示す。

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

(添付資料4.1.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの上に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65°C 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を想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 19m<sup>3</sup>/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象として、原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管<sup>※4</sup>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。

※4 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、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) 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 70m<sup>3</sup>/h となる。

なお、評価においてはディフューザ配管に施工されているサイフォンブレイク孔の漏えい停止効果に期待しない。

(添付資料 4.2.2, 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃



料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）1台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る  $45\text{m}^3/\text{h}^{*5}$  にて注水する。

※5 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量はともに  $45\text{m}^3/\text{h}$  以上（1台）である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離は、事象発生から150分後に完了する。

(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。

なお、サイフォンブレイク孔の効果に期待した場合には事象発生から約100分後（6号炉は80分後、7号炉は100分後）に漏えいが停止するため、運転員による漏えい停止操作での対応に比べ、その後の事象進展や評価項目となるパラメータが緩和されることから本評価では運転員による使用済燃料プールの漏えい箇所の隔離操作による対応を示す。

(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、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は低下する。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する。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 分後に漏えい箇所を隔離し、サイフォン現象による漏えいを停止する。一方、使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため、補給水系による水の補給準備を行うが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）による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで、使用済燃料プール水温は約  $5^\circ\text{C}/\text{h}$  で上昇

し、事象発生から約7時間後に100℃に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から12時間経過した時点で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と、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）により、蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに補給し、使用済燃料プール水位を維持する。

#### b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、図4.2.4に示すとおり、通常水位から約1.2m下の水位まで低下するに留まり、有効燃料棒頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約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、使用済燃料プール水位が通常水位から約1.2m下の水位となった場合の線量率は約 $1.0 \times 10^{-1} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える $10 \text{mSv/h}$ と比べて低い値であることから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

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

事象発生12時間後から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行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

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

(添付資料4.1.2, 4.2.4)

#### 4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

「想定事故2」では、サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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及び漏えい箇所の隔離とする。

##### (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、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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱、事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期水位、プールゲートの状態、並びに破断箇所・状態の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態の影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部に低下するまでの時間は短くなるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、初期水位に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外からの燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から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、

評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さな値となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮した場合、評価条件として設定している初期水温より、低くなることが考えられ、使用済燃料プールの水位低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料プールの水位低下が開始すると想定した場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から16時間以上（10mSv/hの場合、6号炉は約16時間、7号炉は約17時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉は約3.1日）あることから長時間を要し、事象発生から12時間後までに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が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期水位の変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.3m下）<sup>※6</sup>とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は20時間程度（10mSv/hの場合、6号及び7号炉 約20時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約3日以上（6号及び7号炉 約3.6日）と長時間を要し、事象発生12時間後までに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が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、

初期に地震起因のスロッシングが発生していた場合において、最大で約3m程度の水位の低下が発生する（溢水量：6号炉 690m<sup>3</sup>, 7号炉 710m<sup>3</sup>）。その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止，原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、6号及び7号炉の使用済燃料プールの水位が原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後（10mSv/hの場合），通常水位まで回復する時間は事象発生から約45時間後となる。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

プールゲートの状態の変動を考慮した場合、プールゲート開放時は原子炉ウェル、蒸気乾燥器・気水分離器ピット（D/Sピットという）及びキャスクピットの保有水を考慮すると使用済燃料プールの保有水量は多くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、有効燃料棒頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでに十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

破断箇所・状態の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態の変動を考慮した場合、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小さい。

※6 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計（SA広域）の水位低の警報設定値：6号炉通常水位-225mm，7号炉通常水位-267mm

（添付資料4.2.5）

#### b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、評価上の操作完了時間として、事象発生から150分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の燃料プール水位低警報の確認後の補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認までに余裕を含め1時間を考慮して、その後使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施する設定としているが、実際の操作の場合、燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認と同時に実施できるため、評価上の操作完了時間に対し、実際の操作完了時間が早くなる場合が考えられ、使用済燃料プール水の漏えい量が少なくなる。当該操作は、評価条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作完了時間は早まる可能性があるが、他の操作と重複しないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の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、評価上の操作開始時間として、事象発生から12時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間は事象発生12時間後を設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能であり、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、使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、漏えい箇所の隔離操作に対して約7時間程度（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約7.1時間）、注水操作に対して約23時間程度（6号及び7号炉 約23時間）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。

（添付資料4.2.5）

(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し、その結果を以下に示す。

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は7時間以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約7.1時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は23時間程度（6号及び7号炉 約23時間）であり、これに対して、事故を検知して漏えい箇所の隔離操作の実施が完了するまでの時間は事象発生から約150分であることから、時間余裕がある。

操作条件の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、当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が23時間程度（10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が3日以上（6号及び7号炉 約3.4日）であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であることから、時間余裕がある。

（添付資料4.2.5）

### （3）まとめ

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

## 4.2.4 必要な要員及び資源の評価

### （1）必要な要員の評価

「想定事故2」において6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり22名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

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、事象によっては、原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、時間余裕が十分長く時間余裕があり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

### （2）必要な資源の評価

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

#### a. 水源

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、7日間の

対応を考慮すると、号炉あたり約3,300m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水量を保有しており、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、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及び防火水槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬型設備を12時間以内に使用できなかつた場合においても、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4.2.6)

#### 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、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。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については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,595kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、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、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料4.2.7)

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機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、使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。「想定事故2」に対する燃料損傷防止対策としては、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している。

「想定事故2」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注



水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

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

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

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

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

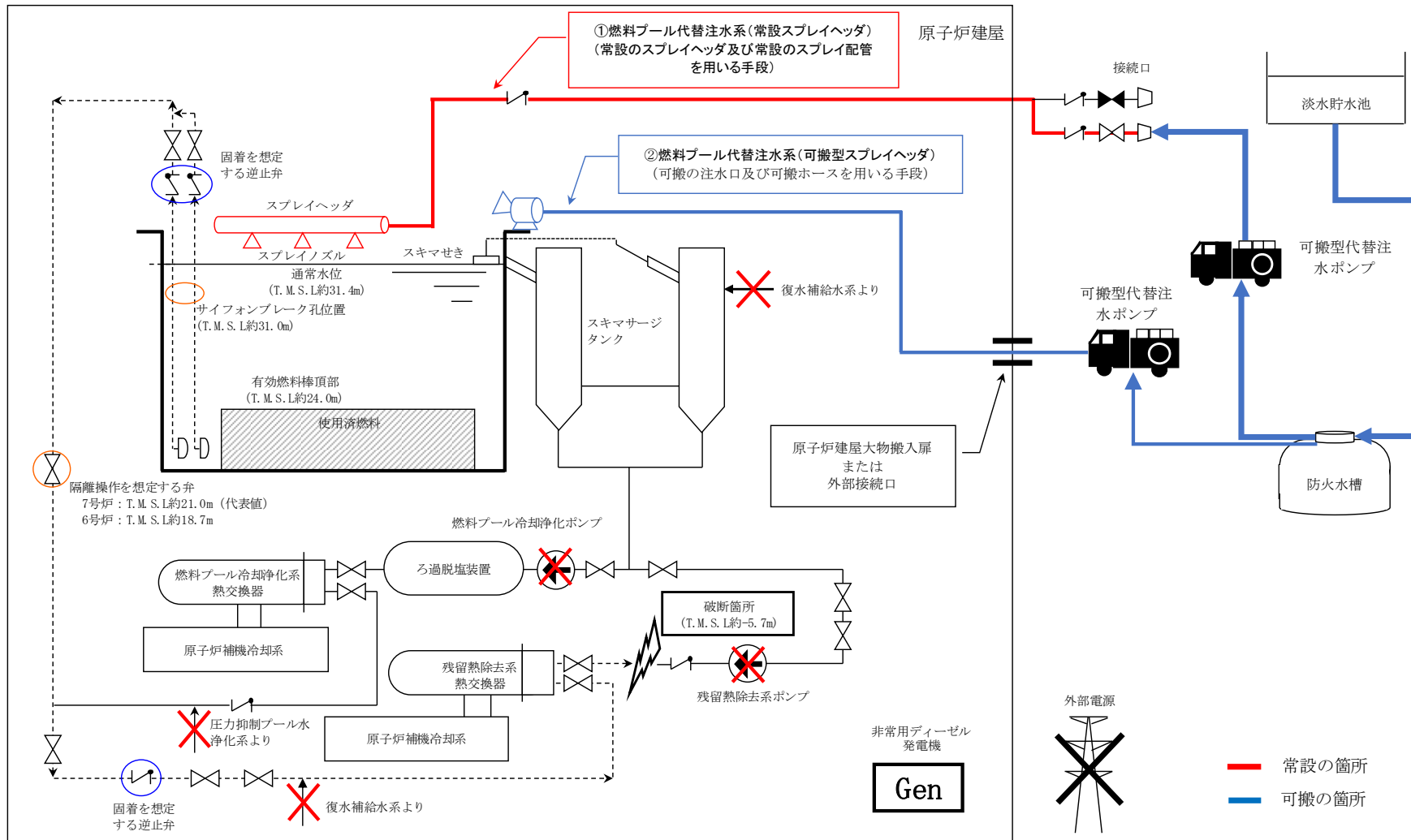
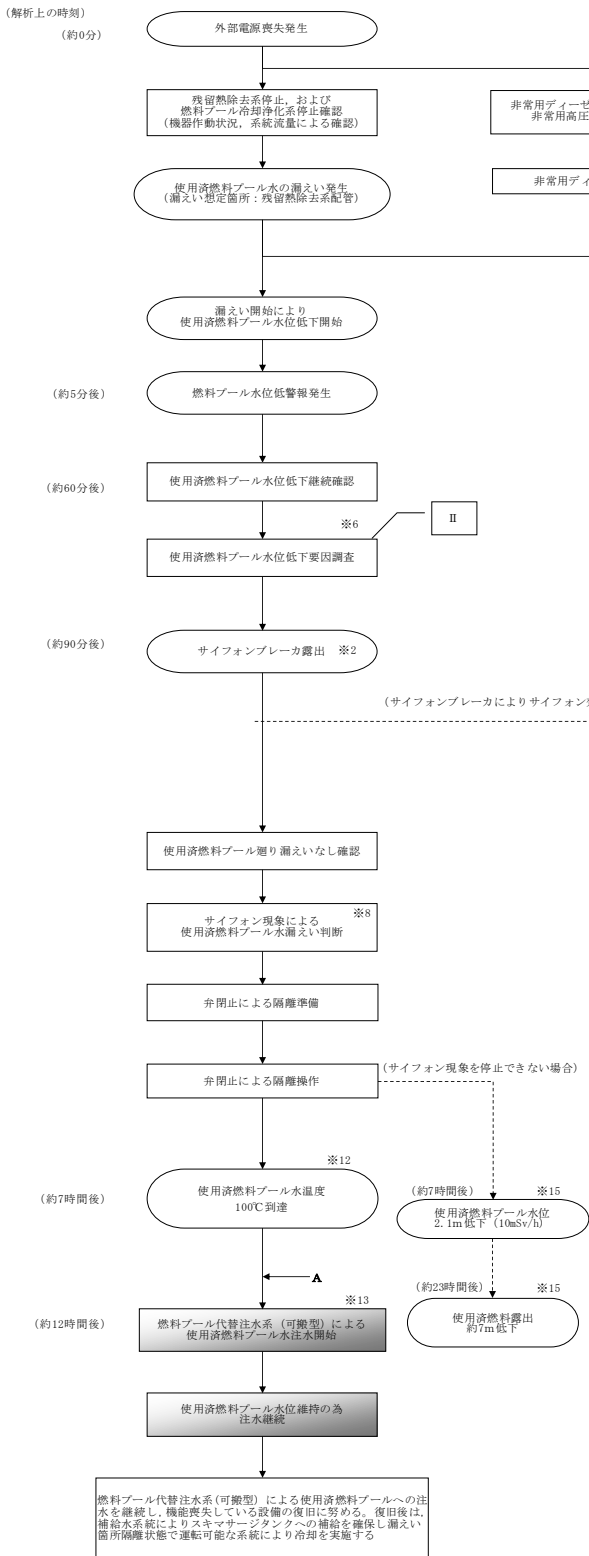


図 4.2.1 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図  
(使用済燃料プールへの注水)

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

(解析上の時刻)  
 (約0分)



※1 実際は、使用済燃料プール側の水頭圧により漏れ量が抑制されることも考えられる

※2 サイフォンブレーカ位置はNWL-約40cm

※3 復水移送ポンプ(A)起動確認または起動操作

※4 サイフォンブレーカ機能によりサイフォン現象の漏えいは停止し、SFP水位はサイフォンブレーカの露出水位付近で安定する

※5 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統圧力指示計等にて機能喪失を確認する

※6 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閉漏えい大」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

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

- I 消火系を燃料プール代替注水系として使用する場合は消火ポンプ運転状態について確認する。消火系は復水補給水系を經由して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 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、復水補給水系を經由して使用済燃料プールへ注水することも可能である。可搬型燃料プール代替注水系の水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である
- IV 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

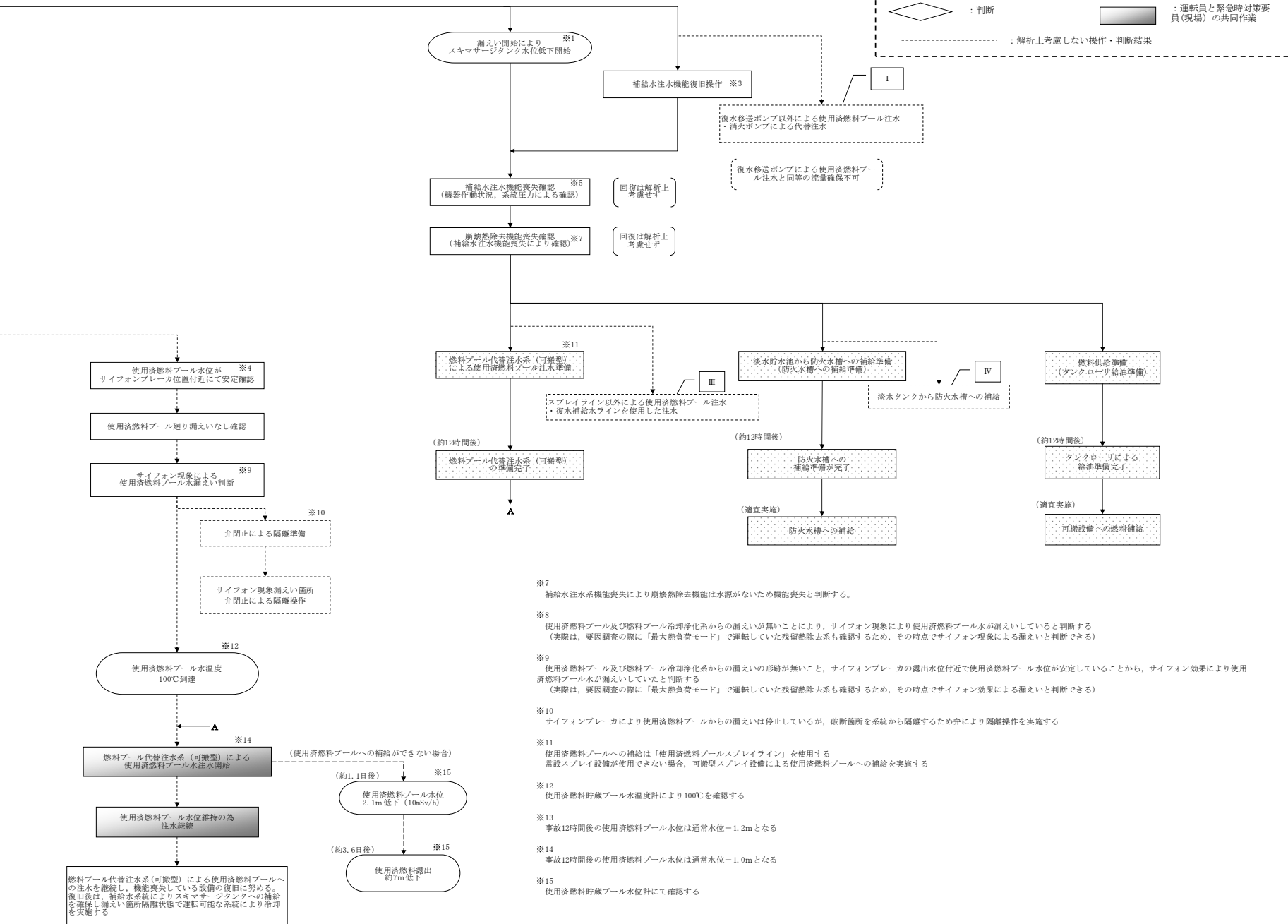
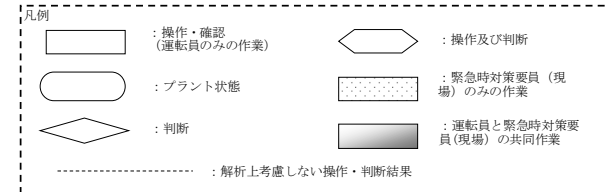


図 4.2.2 想定事故 2 の対応手順の概要

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)

操作項目	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													
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	30	60		90	120	150	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却停止確認 (燃料プール冷却浄化系ポンプ、残留熱除去系ポンプ) ・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																	
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・使用済燃料プール水位、温度監視																		
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 機能回復 (復水補給水系)																	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	(1人) a	-	-	-	-	・警報確認による要因調査	30分																	
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・現場確認	10分																	
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・電動弁の隔離																		
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・二次格納施設内2階 弁室での弁操作																		
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (常設スプレイライン使用)	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給																		
																								適宜実施	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (可搬ホース及び可搬スプレイノズル使用) (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース敷設、可搬スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース接続) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから建屋内ホース)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給																		常設スプレイライン使用不可の場合 要員を確保して対応する
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給																		
																								適宜実施	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリーへの補給																		
																								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	-	-	-	-			・可搬型代替注水ポンプへの給油																	適宜実施	
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	8人																				

( ) 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、事象によっては、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に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低い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使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が取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

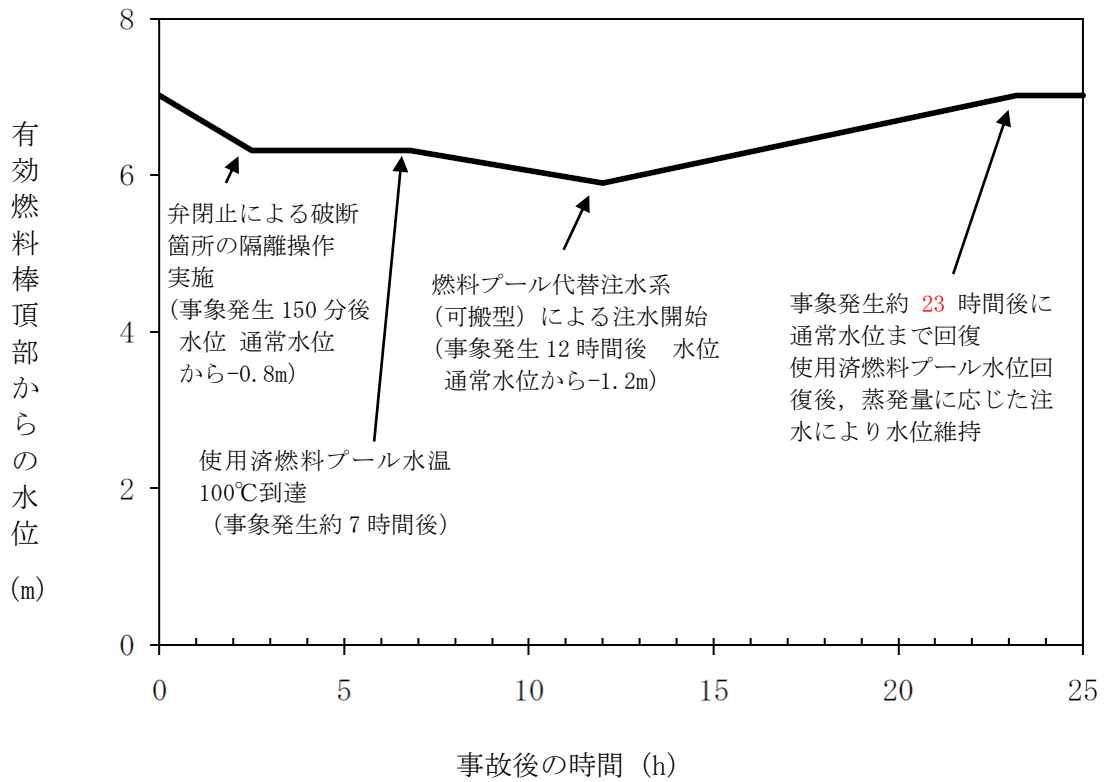


図 4.2.4 使用済燃料プール水位の推移

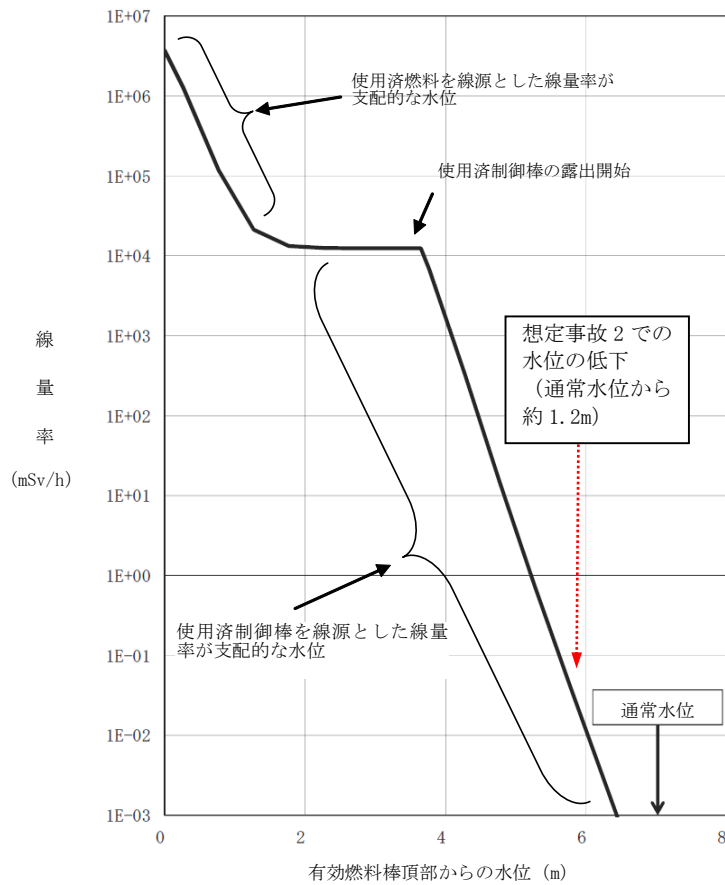


図 4.2.5 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)

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事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下分を補給するため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールへの補給水系機能喪失であることを確認する	—	—	復水移送ポンプ吐出圧力計 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	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动弁を閉止することで漏えい箇所の隔離が完了する	—	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
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) による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。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	常設スプレイヘッダ	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
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 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッダが使用できない場合、可搬型スプレイ設備によ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	—	可搬型スプレイ設備 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

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

表 4.2.2 主要評価条件（想定事故2）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,093m <sup>3</sup> ※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
	使用済燃料プール初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール初期水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	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、ORIGEN2 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 日及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。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

表 4.2.2 主要評価条件（想定事故 2）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
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、サブプレッションプール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 <sup>3</sup> /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えい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
重大事故等対策に關連する機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	45m <sup>3</sup> /h（1 台）※1にて注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に關連する操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から 150 分後	認知、現場調査、漏えい箇所隔離までの操作の作業想定時間に余裕を含めて設定 (水位低下認知及び補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認に余裕を踏まえ 1 時間、水位低下要因調査及び現場隔離操作箇所への移動に 1 時間、隔離操作実施に 30 分の合計 150 分)
	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	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに 45m<sup>3</sup>/h 以上(1 台)である。



使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

添付資料4. 1. 1と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料4. 1. 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表1の条件より漏えい速度は約68m<sup>3</sup>/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噛み混みを想定した。また、水位の低下に伴い水頭圧が低下し、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。

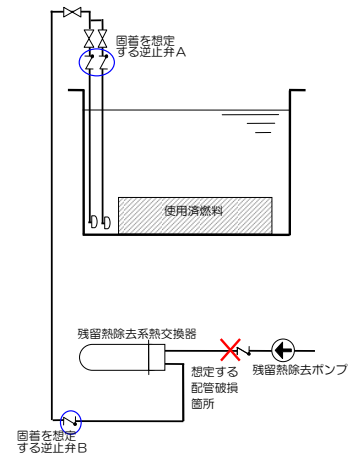


図1 想定事故2の想定

表1 使用済燃料プール水の漏えい速度算出条件

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	42.3cm <sup>2</sup>	12.3cm <sup>2</sup>
逆止弁B	15.6cm <sup>2</sup>	

※1:1/4Dt (D:配管内径, t:配管肉厚)を想定

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の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分間に使用済燃料プールの保有水が約170m<sup>3</sup>漏えいする。崩壊熱除去機能の喪失に伴い、6号及び7号炉では事象発生から約7時間後に沸騰が開始し、使用済燃料プール水位が低下する。

使用済燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位-約2.1m）まで低下する時間は、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）による使用済燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分ある。（評価結果は表2の通り）

表2 崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の漏えい量等評価結果

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7
サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい量[m <sup>3</sup> /h]	約68	約68
漏えい箇所隔離までに漏えいする使用済燃料プール水量[m <sup>3</sup> ]	約170	約170
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m <sup>3</sup> /h]	約19	約19
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約23	約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（FPC 系）及び残留熱除去系（RHR 系）のサイフォン現象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使用済燃料プールの冷却に用いている RHR 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

FPC 系の逆止弁は、通常はポンプからの使用済燃料プールへの注水が停止し、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、使用済燃料プールの通常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が発生する。

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 カ年データ）は  $2.2 \times 10^{-5}$ （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設備特有の事象であり、FPC 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

FPC 系は低圧設計の配管（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開固着や配管の全周破断は発生する可能性が非常に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。

6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて

1. サイフォンブレイカの概要

使用済燃料プールは、図1のように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、ディフューザ配管に設置された逆止弁によりプール水の流出を防止する設計となっている。仮に逆止弁が機能喪失しプール水が流出した場合においても、ディフューザ配管のサイフォンブレイク孔のレベルまで水位が低下した時点で、サイフォンブレイク孔から空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計となっている。

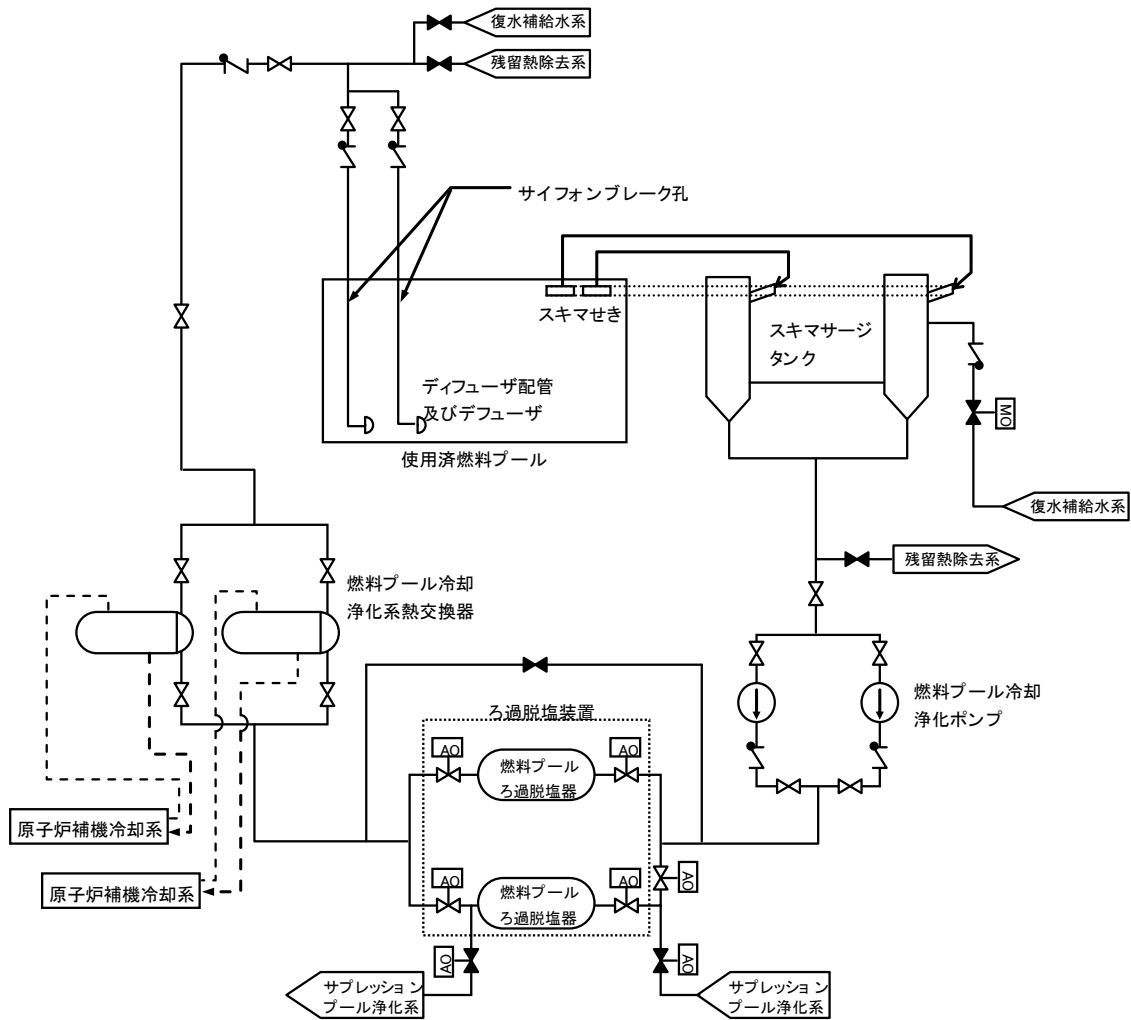


図1 燃料プール冷却浄化系 系統概略図

## 2. サイフォンブレイク孔の機器仕様

### (1) サイフォンブレイク孔の寸法

サイフォンブレイク孔は、2本のディフューザ配管（200A）それぞれに15mmφの開口（以下「サイフォンブレイク孔」という。）としている。

### (2) サイフォンブレイク孔の設置レベル

サイフォンブレイク孔の設置レベル及び使用済燃料プール内のレベルを図2に示す。サイフォンブレイク孔は通常水位より下方（6号炉：412mm，7号炉：500mm）に設置されており，使用済燃料プール水がサイフォン効果で流出した場合においても，水位低下をサイフォンブレイク孔のレベルまで留めることが可能である。

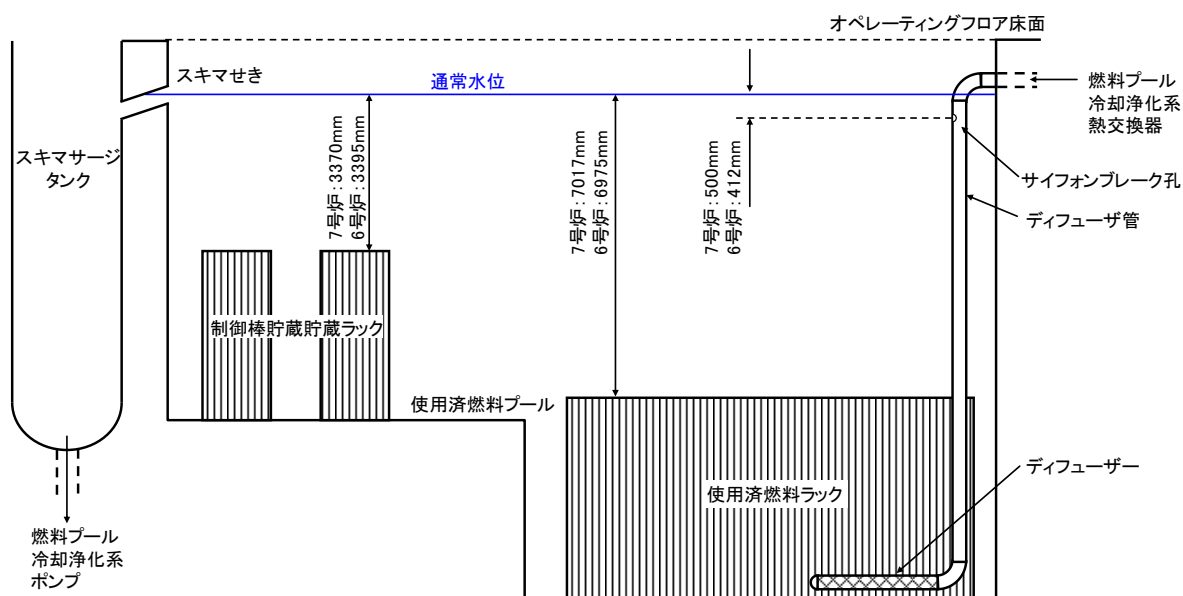


図2 使用済燃料プール内のレベル相関図

### (3) サイフォン現象発生時の想定流出量

サイフォン現象が発生し、サイフォンブレイク孔まで水位が低下すると、サイフォンブレイク孔から空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなりサイフォン現象が破れる。（図3参照）

サイフォンブレイク孔の寸法を保守的に13mmφ、サイフォン現象が破れるまでの時間をサイフォンブレイク孔から吸込んだ空気が頂部を満たすまでとし、想定破断配管を燃料プール冷却浄化系に接続する最大の残留熱除去系配管の全周破断とした場合、6号炉及び7号炉でのサイフォン現象発生時の想定流出量は表1の通りとなる。

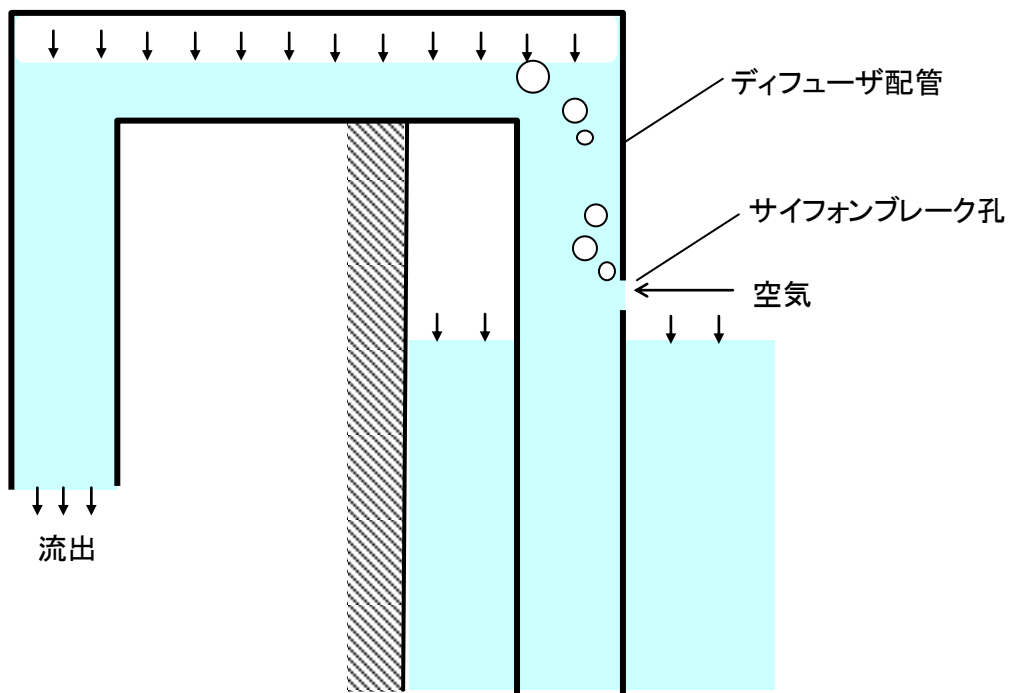


図3 サイフォン現象発生時の概念図

表1 サイフォン現象発生時の想定流出量

	流出量	ブレイクまでの時間	ブレイク時の水位
6号炉	797.7m <sup>3</sup> /h	12.47sec	通常水位-423mm
7号炉	765.6m <sup>3</sup> /h	3.32sec	通常水位-503mm

#### (4) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水が流出した場合の、原子炉建屋最上階上の被ばく線量評価結果を図4に示す。図4より、使用済燃料プール水が通常水位より約1 m 低下した場合においても原子炉建屋最上階上の雰囲気線量率は0.01mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象が発生した場合においても十分な遮へい水位を確保することが可能である。

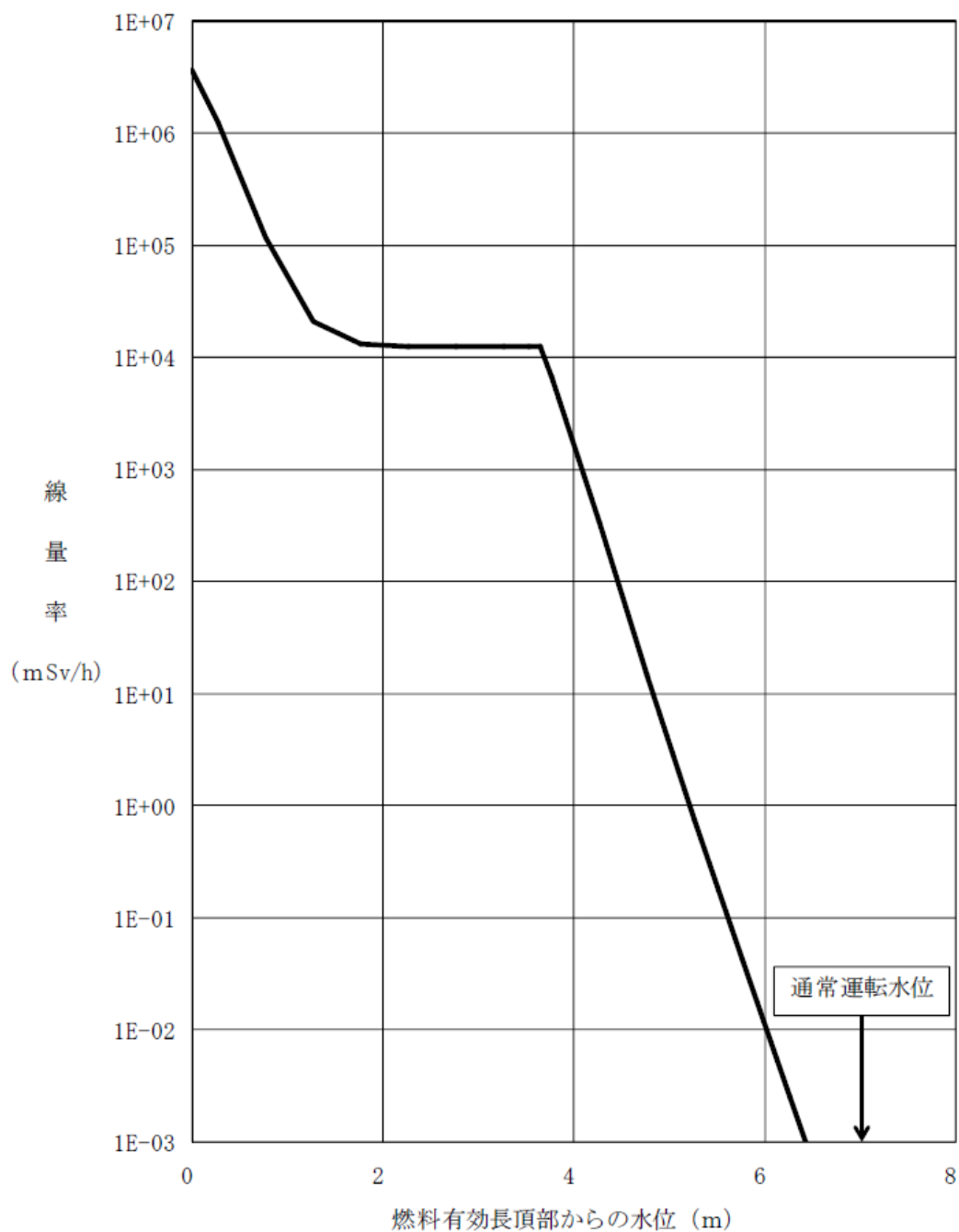


図4 原子炉建屋最上階上での被ばく線量率

### 3. サイフオンブレイク孔の健全性について

#### (1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管は、設計・建設規格、JSME S NC1-2012 におけるクラス 3 配管に該当する。クラス 3 配管への穴補強の適用の条件は PPD-3422 より、「(1)平板以外の管に設ける穴であって、穴の径が 64mm 以下で、かつ、管の内径の 4 分の 1 以下の穴を設ける場合」に該当することから、穴の補強が不要と規定されており、設計上サイフオンブレイク孔設置がディフューザ配管強度へ与える影響はない。

また、当該配管は耐震 S クラスで設計されていることから、十分な耐震性を有している。

#### (2) 人的要因による機能阻害について

サイフオンブレイク孔は、操作や作動機構を有さない開口のみであることから、誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため、使用済燃料プール水のサイフオン効果による流出が発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、サイフオンブレイク孔レベルまで水位低下することで自動的にサイフオン現象を止めることが可能である。

#### (3) 異物による閉塞について

使用済燃料プールは燃料プール冷却浄化系の「スキマサージタンク」及び「ろ過脱塩器」により、下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計となっており、不純物によるサイフオンブレイク孔の閉塞を防止することが可能である。

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

##### a. スキマサージタンクによる異物除去について

スキマサージタンクには、20mm×100mm の異物混入防止ストレーナが設置されており、使用済燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな不純物を除去することが可能である。

##### b. ろ過脱塩器による異物除去について

ろ過脱塩器は、カチオン樹脂とアニオン樹脂及びイオン交換樹脂により燃料プール水を浄化する設備である。

このろ過脱塩器の出口側には樹脂の流出を防止するために出口ストレーナが設置されている。出口ストレーナのエレメントは 24×110 メッシュ（通過粒子径約 150

μm 程度) であり、サイフォンブレイク孔の寸法 15mm φ を閉塞させるような不純物の除去が可能である。

c. 使用済燃料プールの巡視について

使用済燃料プールは、当直員により、1回/1日の巡視をすることとなっており、サイフォンブレイク孔を閉塞させる可能性がある浮遊物等がないことを確認することができる。このような巡視で浮遊物等を発見・除去することにより、異物による閉塞を防止することが可能である。

d. 地震等発生時における異物による閉塞の防止について

使用済燃料貯蔵プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して、原則シート養生を実施しない運用としている（プール脇の手すり等についても同様）。ただし、定期検査時の汚染拡大防止や作業エリア内での作業を避けることができず、プール内への異物混入防止のために養生が必要となる場合などの理由があるときには、必要箇所の養生を行うため、これらの養生シートがスロッシング等によりプール内に流れ込む懸念はある。

地震発生後は、運転員の巡視により浮遊物等を発見し、適切な除去が行われる。仮にサイフォン現象による漏えいが発生している状況で原子炉建屋最上階の線量率が悪化してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず、かつ浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞が発生した場合は漏えいが継続することとなる。

ただし、スロッシングによりサイフォンブレイク孔が露出している場合においては浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞は発生しないと考えられる。また、サイフォンブレイク孔が閉塞した場合であっても原子炉建屋最上階以外の現場弁等の閉操作を実施することで、ほとんどの箇所での漏えいの停止が可能である。

(4) 落下物干渉による変形

サイフォンブレイク孔は図4に示す通り、配管鉛直部に設けられており、落下物が直接干渉することはなく、サイフォンブレイク孔が変形して閉塞することは考えにくい。

4. サイフォンブレイク孔の健全性確認方法について

サイフォンブレイク孔については、定期的なパトロール（1回/週）を実施し、目視により穴の閉塞がないことを確認する。



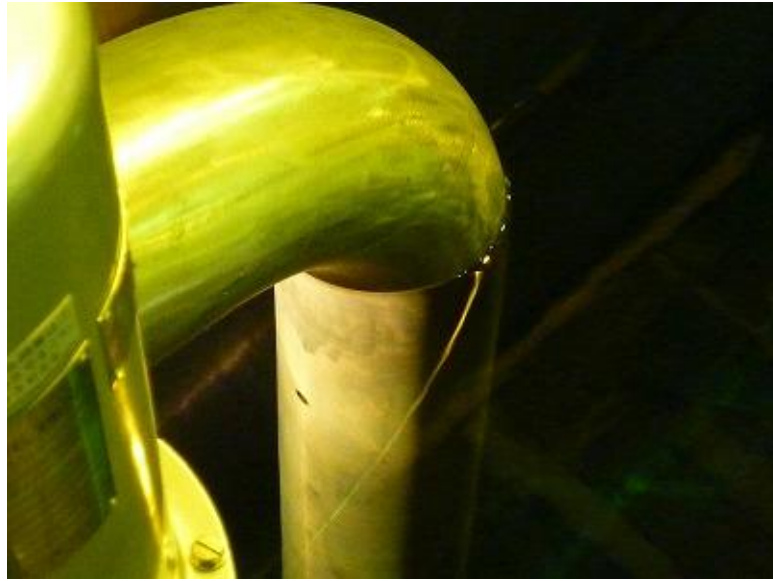


図4 サイフォンブレイク孔の設置状況

以上

## 安定状態について

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）の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

弁閉止による漏えい箇所の隔離、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で、使用済燃料プール水位を回復、維持され、使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また、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継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除熱系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

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（想定事故2）（1/4）

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	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	約 11MW	約 10MW 以下（実績値）	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。 燃料の崩壊熱の計算に当たっては、ORIGEN2を用いて算出	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 27℃～約 45℃（実測値）	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初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、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、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から16時間以上（10mSv/hの場合、6号炉は約16時間、7号炉は約17時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉は約3.1日）あることから、事象発生から12時間後までに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が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

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

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	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、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、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及び漏えい箇所の隔離操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は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、使用済燃料プール等の保有水量は2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による使用済燃料プールの水位の低下速度は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	使用済燃料プールの水位	通常水位	通常水位付近	設計値を設定	評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に使用済燃料プールの初期水位を水位低警報レベルとした場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は事象発生から20時間程度（10mSv/hの場合、6号及び7号炉 約20時間）、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.6日）と長時間を要し、事象発生から12時間後までに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が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉は690m <sup>3</sup> 、7号炉は710m <sup>3</sup> *1）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10 <sup>3</sup> mSv/h程度*2）ため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から使用済燃料プールへ注水することにより、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される最低水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約45時間後となる（6号及び7号炉同様）。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
	外部水源の容量	約18,000m <sup>3</sup>	18,000m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量)	淡水貯水池の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生12時間後からの淡水貯水池から防火水槽への補給により防火水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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

※2 本評価値は、保守的な遮蔽の影響を考慮していないものであり、プールの躯体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（3/4）

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	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	<p>低压配管であるため、全周破断の発生は考えづらいと考え、貫通クラック形成による破断を想定 （添付資料 4.2.2）</p>	<p>破断面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プール水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。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する場合、使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離までの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小さい</p>	
	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	<p>逆止弁の全開固着が起こりづらいと考え、ごみの噛み混みによる微開固着を想定 （添付資料 4.2.2）</p>	<p>弁の開口面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プール水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。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、使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離までの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小さい</p>	
	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	<p>逆止弁によるサイフォン現象の発生を防止を設計として考えていたため、考慮しないと設定</p>	<p>サイフォンブレイク孔を考慮した場合は使用済燃料プール水の漏えい箇所隔離操作が不要となる。ただし、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、冷却機能喪失や使用済燃料プールの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</p>	<p>サイフォンブレイク孔を考慮した場合は使用済燃料プール水の漏えい箇所の隔離操作の完了より前に、漏えいが停止するため、使用済燃料プール水の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余裕は大きくなる</p>
	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	<p>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</p>	<p>評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない</p>	<p>評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない</p>

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

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	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、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 45m <sup>3</sup> /h	45m <sup>3</sup> /h 以上 <sup>*1</sup>	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

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量はともに 45m<sup>3</sup>/h 以上(1台)である。

表2 に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(想定事故2) (1/3)

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	漏えい箇所の隔離操作	<p>事象発生から150分後（操作完了時間）</p> <p>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</p>	<p>【認知】 想定している約70m<sup>3</sup>/hの漏えい量であれば、事象発生から約5分後に「燃料プール水位低」警報が発生するが、評価上はこの警報確認の開始時間を、余裕を含めて1時間後と設定している。よって、評価上の警報確認の時間に対し、実際の警報確認の時間が早くなる場合が考えられる</p> <p>【要員配置】 使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作は運転員(現場)が実施する。運転員(現場)は、中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 アクセスルート上に溢水による滞留があった場合は、堰高さ以下の水位であればアクセス可能と考える。また、原子炉建屋管理区域の現場までのルートとしては、通路及び階段室を通り、必要に応じて個々の区画へアクセスすることとなるが、通路はハッチ等の開口から排水されるため、滞留水位としては堰高さ程度に抑えられ、アクセス性に影響はない</p> <p>【操作所要時間】 使用済燃料プール水位低下要因調査は、現場確認のための移動及び漏えい箇所の特定に1時間を想定している。また、漏えいの隔離操作に30分を操作時間として想定している。評価上は、残留熱除去系配管破断を想定しているが、隔離操作は口径250Aの配管に設置されている手動弁を1個の閉操作であり、余裕時間を含め30分で隔離可能である</p> <p>【他の並列操作有無】 使用済燃料プール水位低下要因調査時及び漏えい箇所の隔離操作時に、当該操作に対応する運転員(現場)に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>評価上、「燃料プール水位低」警報について確認した後、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認までに余裕を含め1時間を考慮して、その後使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施することとしているが、実際の操作の場合、燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認と同時に実施できるため、評価上の操作完了時間に対し、実際の操作完了時間が早くなる</p>	<p>評価上の操作完了時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から7時間以上(10mSv/hの場合6号及び7号炉約7.1時間)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から23時間程度(10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後)であり、これに対して、事故を検知して操作完了するまで時間は事象発生から150分であることから、時間余裕がある</p>	<p>漏えい箇所の隔離操作は、所要時間30分の想定のところ、訓練実績等により約15分<sup>※1</sup>で実施可能なことを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

※1 本有効性評価で想定する箇所での漏えいが発生した場合における隔離する対象弁での時間を記載。想定する操作弁より高い位置で破断がおきた場合でもプール側の別の弁を約25分で隔離できるため、想定する所要時間30分以内の実施可能である。

表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(想定事故2) (2/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間							
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方						
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	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	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	<p>【認知】</p> <p>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の開始は事象発生から12時間後であり、それまでに外部電源喪失等による使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知できる時間がある</p> <p>【要員配置】</p> <p>当該操作は専任の緊急時対策要員が配置されており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>燃料プール代替注水系(可搬型)に用いる可搬型代替注水ポンプは、事象発生後に<b>作業現場へ</b>移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを回復できる<b>宿直</b>の体制としており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>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準備は、可搬型代替注水ポンプの配置、ホース敷設、ポンプ起動及びホース接続口の弁の開操作である</p> <p>移動時間を含め、これら準備操作に<b>80分間</b>を想定している。評価上の操作開始時間を12時間後と設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>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時に、他の並列操作はなく、操作時間に与える影響なし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>評価上の操作開始時間を<b>事象発生12時間後として</b>設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。<b>よって</b>、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、使用済燃料プール水位の回復を早める</p>	<p>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、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は<b>大きく</b>なる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から23時間程度(10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から3日以上(6号及び7号炉 約3.4日)であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であることから、時間余裕がある</p>	<p>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準備は、所要時間<b>80分</b>想定のところ、訓練実績等により<b>約75分</b>であり、<b>想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</b></p>



表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(想定事故2) (3/3)

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	防火水槽への補給	事象発生から12時間後	防火水槽への補給は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業。 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開始時間を踏まえ設定	防火水槽への補給までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分であり、 <b>想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</b>
	各機器への給油(可搬型注水ポンプ)	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	-	-	-	有効性評価では、防火水槽から使用済燃料プールへの注水用の可搬型代替注水ポンプ(6号及び7号炉：各1台)への燃料給油を期待している。 <b>各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。</b> 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、6号及び7号炉各3台の場合でも <b>許容時間180分</b> のところ訓練実績等では約 <b>142分</b> であり、 <b>許容時間内</b> で意図している作業が実施可能であることを確認した

## 7日間における水源の対応について（想定事故2）

### ○水源

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

### ○水使用パターン

#### ①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

事象発生 12 時間後から最大流量 45m<sup>3</sup>/h で注水する。

使用済燃料プール水位が通常水位に回復した後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当の流量（最大 19m<sup>3</sup>/h）で注水を実施する。

#### ②淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 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する。

### ○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送流量は、防火水槽を水源とする可搬型代替注水ポンプによる注水流量を上回る流量で移送出来るため、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

事象発生 12 時間後から使用済燃料プール水位が通常水位に回復する 22.3 時間後までは 45m<sup>3</sup>/h で注水を行い、その後崩壊熱相当の流量（19m<sup>3</sup>/h）で注水を実施するため、7 日間では合計約 3,300m<sup>3</sup> 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 45m<sup>3</sup>/h × (22.3h-12h) + 19m<sup>3</sup>/h × (168h-22.3h) ≒ 3,300m<sup>3</sup>）

## 7 日間における燃料の対応（想定事故 2）

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：想定事故 2 は 6 号及び 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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 758kL</b>	7 号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
6 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 758kL</b>	6 号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
1 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5 号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 79kL</b>	1～7 号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンク（容量 <b>約 200kL</b> ）の 残容量（合計）は <b>約 645kL</b> であり、 7 日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策用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） 437L/h×24h×7 日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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

※3 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

## 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

### 5.1 崩壊熱除去機能喪失

#### 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，燃料損傷防止対策の有効性に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「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「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」，③「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」及び④「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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

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

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

##### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を図 5.1.1 及び図 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操作手順の関係を表 5.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計

14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名※、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図5.1.4に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、14名で対処可能である。

※原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

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

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

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

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

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

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

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

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

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（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。

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

## 5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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」である。

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

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

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

### (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を表5.1.2に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

#### a. 初期条件

##### (a) 原子炉圧力容器の状態

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

##### (b) 崩壊熱

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

なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 37m<sup>3</sup>/h である。

(添付資料 5.1.3)

##### (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

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

##### (d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧が維持されているものとする。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、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

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は $954\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において）とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約  $8\text{MW}$ （原子炉冷却材温度  $52^\circ\text{C}$ 、海水温度  $30^\circ\text{C}$ において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.1.3に、原子炉水位の推移を図5.1.5に、**原子炉水位と線量率の関係を図5.1.6**に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。

原子炉水位回復から約90分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替、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 5.1.5 に示すとおり、有効燃料棒頂部の約 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、図 5.1.6 に示すとおり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m を下回ることがないため、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（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

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

(添付資料 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)

## 5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

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

### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

#### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、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、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱、事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位、原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 42℃～約 48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している



原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応ではなく、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。

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなり、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料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、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持できる水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となり、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となる

パラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から120分を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から120分後の注水操作開始を設定しているが、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料5.1.7)

## (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し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が約5時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は約120分であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料5.1.7)

## (3) まとめ

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

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

## 5.1.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

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

#### a. 水源

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

#### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転し

た場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料 5.1.8）

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉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、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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

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

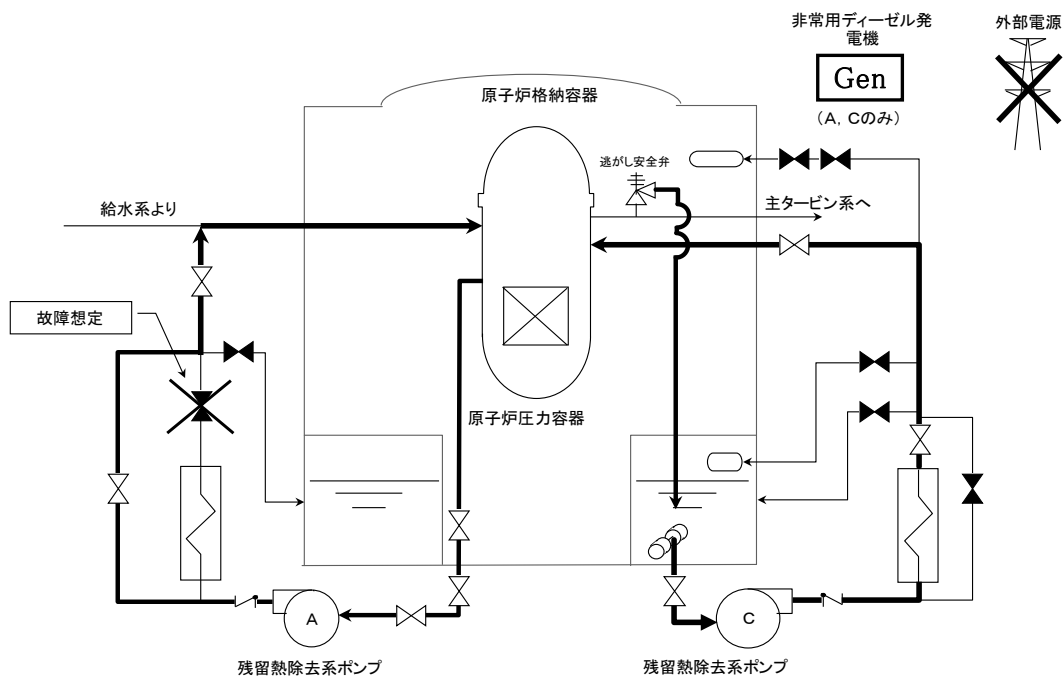


図 5.1.1 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
(原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)

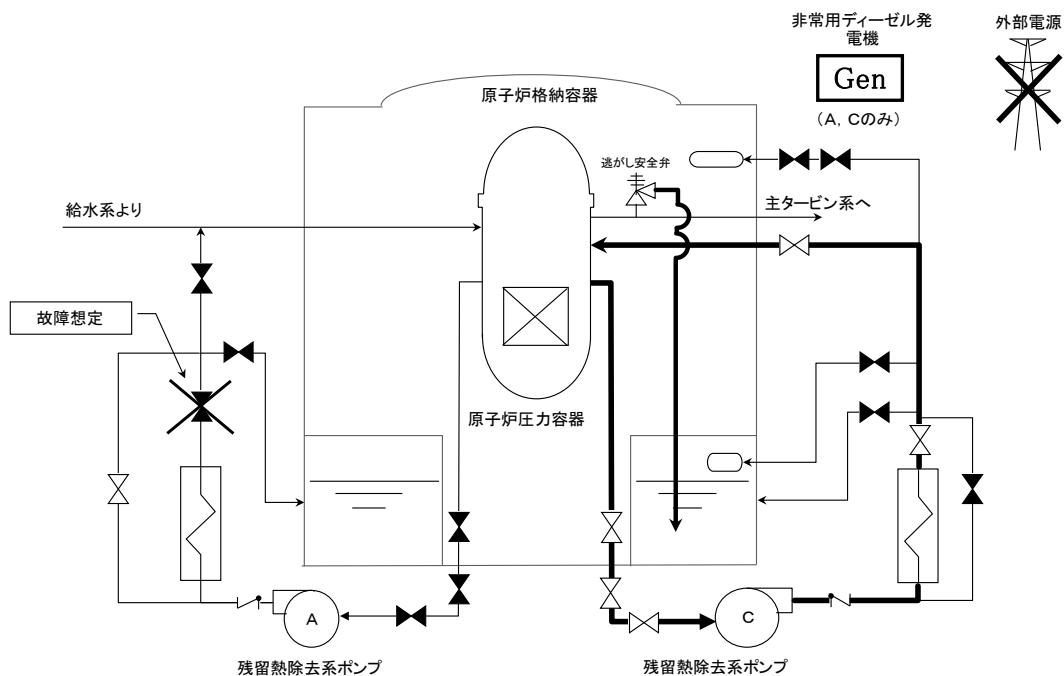
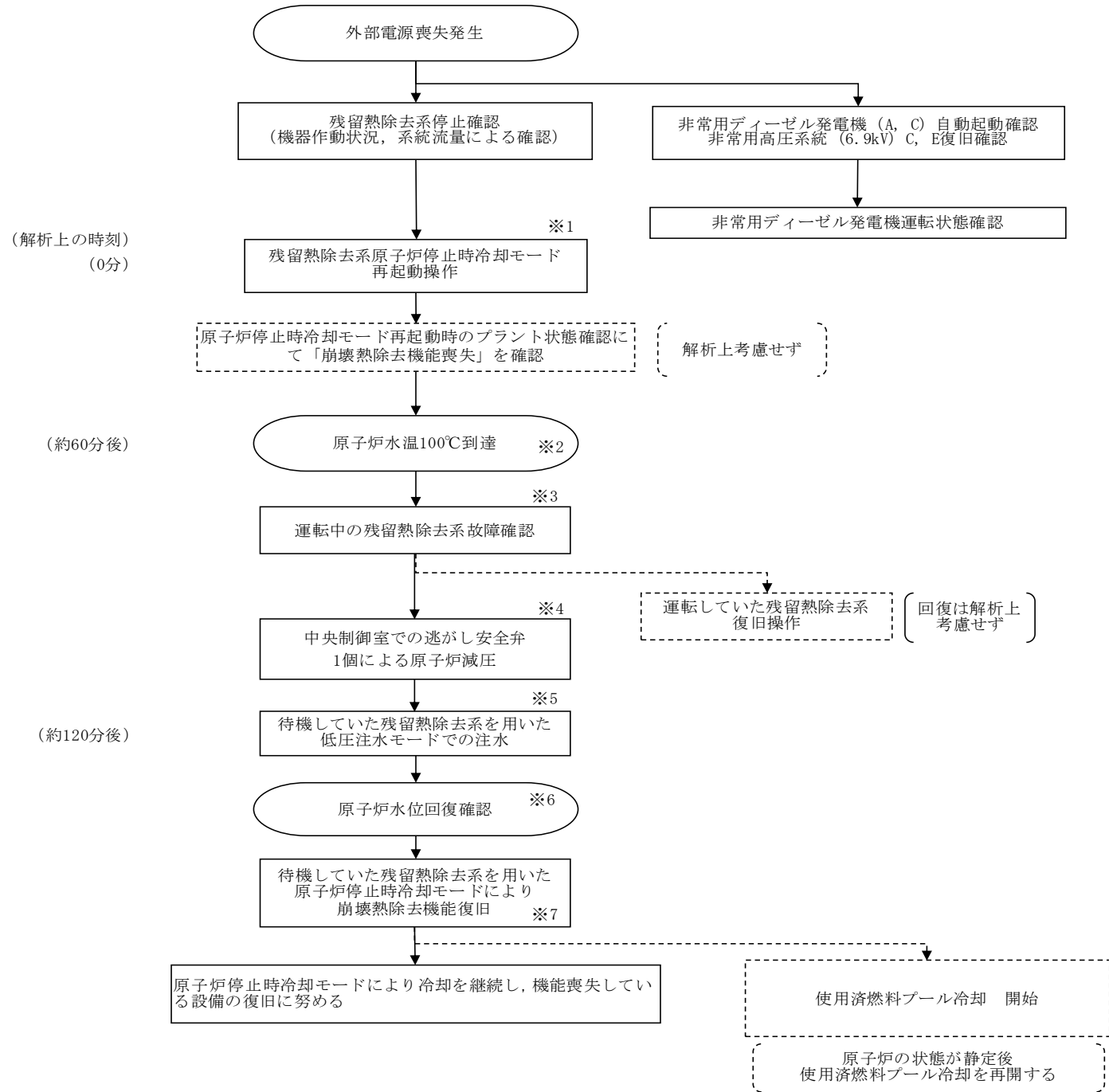
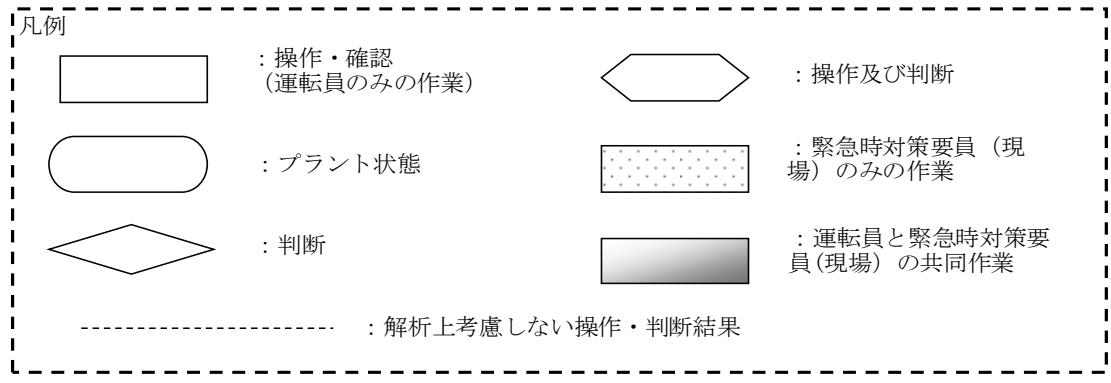


図 5.1.2 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)  
(原子炉停止時冷却)

- 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 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を解析条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉水最高温度を確認する。再起動後から原子炉水温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉水温が100°Cに到達する
- ※3 1時間毎の中央制御室監視により原子炉水温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4 解析上、原子炉圧力容器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) +3.3m (レベル3-約500mm) となる
- ※6 原子炉水位計 (広帯域) にて原子炉水位の回復を確認する
- ※7 低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

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																	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)								備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5		4
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮		<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源喪失確認</li> <li>・非常用ディーゼル発電機起動確認</li> <li>・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認</li> <li>・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 再起動操作</li> </ul>	0 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 ▽ 事象発生 ▽ プラント状況確認 (残留熱除去系故障確認) ▽ 約60分 原子炉水温100℃到達 ▽ 約120分 原子炉注水開始									
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡											
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	6号		7号									
	運転員 (現場)	6号	7号	6号	7号	6号		7号									
状況判断	1人 <b>A</b>	1人 <b>a</b>	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 再起動操作</li> </ul>									残留熱除去系ポンプ (A)	
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	
原子炉減圧操作	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・逃がし安全弁1個による手動減圧操作	5分									
原子炉水位回復作業	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・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				残留熱除去系ポンプ (C)	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モードへラインナップ					90分				残留熱除去系ポンプ (C)	
	-	-	2人 <b>C, D</b>	2人 <b>c, d</b>	-	-	・放射線防護装備準備	10分									
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分								残留熱除去系ポンプ (C)	
	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作					5分				残留熱除去系ポンプ (C)	
	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視					適宜実施				残留熱除去系ポンプ (C)	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	30分								燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
	(1人) <b>A</b>	(1人) <b>a</b>	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分								燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
必要人員数 (7号炉) 合計	1人 <b>A</b>	1人 <b>a</b>	2人 <b>C, D</b>	2人 <b>c, d</b>	0人												

( ) 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

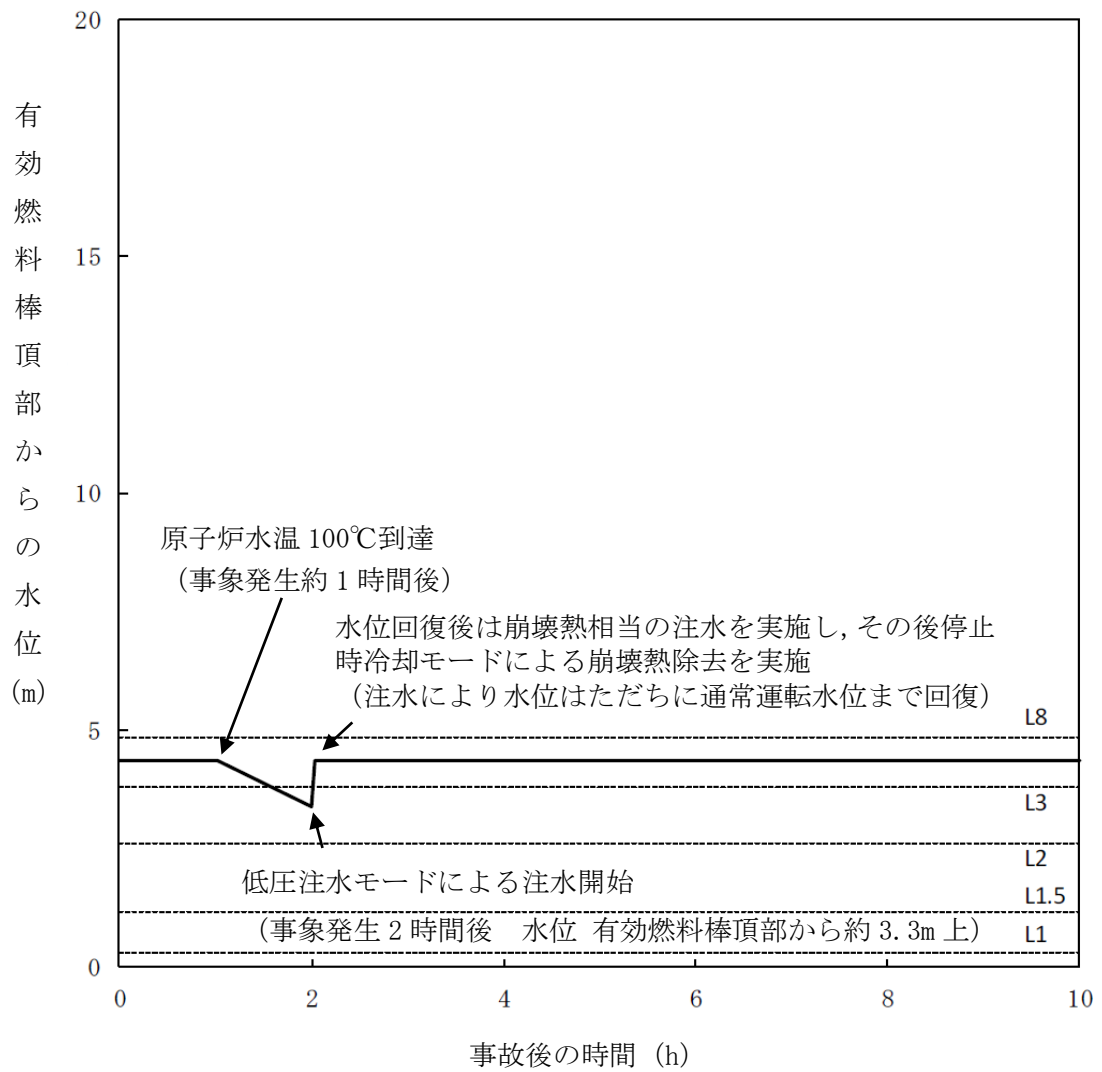


図 5.1.5 原子炉水位の推移



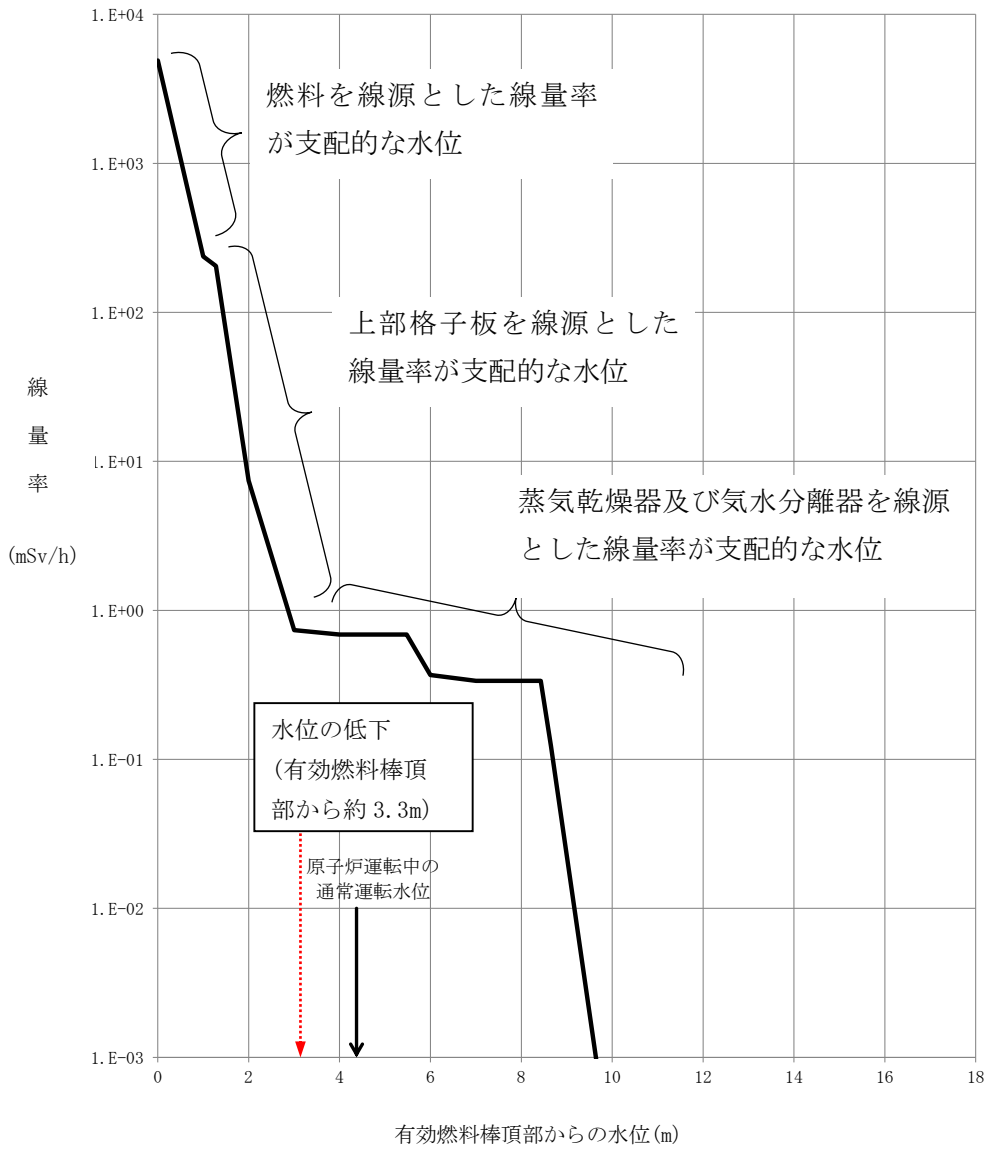


図 5.1.6 原子炉水位と線量率

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	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し 100℃に到達する	【非常用ディーゼル発電機】	—	【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】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する	【残留熱除去系(低圧注水モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系(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。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 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】

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

表 5.1.2 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	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 <sup>※1</sup> )	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 (セパレータスカート下 端から+119cm)	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	停止後 1 日の実績より, 原子炉は残留熱除去系の 原子炉停止時冷却モードにて冷却されているた め, その設計温度である 52℃を設定
	原子炉初期圧力	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

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

表 5.1.2 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量	954m <sup>3</sup> /h にて注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	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時間余裕と必要な注水量の計算方法について

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

なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。

1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算

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

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める

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

$t_1$  : 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[m<sup>3</sup>] =

$\rho_{52}$  : 52℃の水密度[kg/m<sup>3</sup>] = 987

$Q$  : 崩壊熱[kW] =  $2.24 \times 10^4$

(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の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°C到達から基準水位に至るまでの時間[h]  
 $h_{100}$  : 100°C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[m<sup>3</sup>] =   
 $\rho_{52}$  : 52°Cの水密度[kg/m<sup>3</sup>] = 987  
 $Q$  : 崩壊熱[kW] =  $2.24 \times 10^4$

### (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[m<sup>3</sup>/h]  
 $\rho_f$  : 注水（飽和水）の密度[kg/m<sup>3</sup>] = 988  
 $h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57  
 $h_f$  : 注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] = 209.34  
 $Q$  : 崩壊熱[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[m<sup>3</sup>/h]  
 $S$  : 注水中の蒸発量[m<sup>3</sup>/h] (ただし,  $S \geq 0$ )  
 $\rho_f$  : 注水（飽和水）の密度[kg/m<sup>3</sup>] = 988  
 $h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57  
 $h_{100}$  : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10  
 $h_f$  : 注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] = 209.34  
 $Q$  : 崩壊熱[kW] =  $2.24 \times 10^4$

## 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算

(原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価)

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

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

閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。

$$M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$$

$$M_s + M_l = M_{all}$$

$$\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$$

※初期状態の各変数は[0]、SRV作動圧力到達時の各変数は[1]で表す

$M_s$  ,  $M_l$  : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :

$$M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$$

$M_{all}$  : 原子炉压力容器内の蒸気及び冷却材の総量[kg] = 約  $\square$  kg

$\rho_s$  ,  $\rho_l$  : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m<sup>3</sup>]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :  $\rho_{s0} = 0.09121 \text{ kg/m}^3$ ,  $\rho_{l0} = 987.2 \text{ kg/m}^3$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage]), 原子炉水温291.6℃) :

$$\rho_{s1} = 40.2 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728.9 \text{ kg/m}^3$$

$V_s$  ,  $V_l$  : 気相部の体積, 液相部の体積[m<sup>3</sup>]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :  $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$ ,  $V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$

$V_{all}$  : 原子炉压力容器の体積[m<sup>3</sup>] = 約  $\square$  m<sup>3</sup>

$h_s$  ,  $h_l$  : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :

$$h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage]), 原子炉水温291.6℃) :

$$h_{s1} = \text{約 } 2764.3 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = \text{約 } 1298.20 \text{ kJ/kg}$$

$Q$  : 崩壊熱量[kJ/s] = 約  $2.24 \times 10^4 \text{ kJ/s}$  (原子炉停止1日後)

$\Delta t$  : 事象発生後の時間[s]

上記式より

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage]), 原子炉水温291.6℃) の液相部の水量[kg]

$$M_{l1} = \text{約 } \square \text{ kg}$$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage]), 原子炉水温291.6℃) の液相部の体積[m<sup>3</sup>]

$$V_{l1} = \text{約 } \square \text{ m}^3$$

事象発生後の時間[s]

$$\Delta t = \text{約}1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5\text{時間以上}$$

となり、事象発生約5時間後までに約3tの原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約140 m<sup>3</sup>増加し、原子炉水位は有効燃料棒頂部より約8m上(通常運転水位より約4m高い位置)となる。SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage])においては遮蔽評価に用いている100°Cの時の水の密度と比べて水の密度が約0.76倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、有効燃料棒頂部より約6m上(通常運転水位より約2m高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

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

なお、原子炉停止12時間後を想定した際、上記の原子炉停止1日後と同様の評価式を用いて、算出するとSRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage])までの時間は3時間以上となる。



## 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

## 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「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燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、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燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、ガイドの対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。

## 3. プラント状態（POS）の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POSについては選定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。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燃料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保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S」であり、次に「A」、その次が「B」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、「A」、「C」、「D」が厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である<sup>\*</sup>。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。

なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原

原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。

このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉压力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS「S」、**「D」以外のPOSとしてPOS「A」を選定している。**停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉压力容器の開閉状態を表1に示す。

※ 一例として後述する「添付資料5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに、POS「S」及び「D」において原子炉压力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。

#### 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原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。

プラントの状態 (POS)	原子炉冷温停止への移行状態	PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイベント			全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	-		B系		A系 及び C系		-		
原子炉水位	通常水位		ウェル満水				通常水位		
プールゲート	-		開放		閉鎖	開放	-		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料プール	原子炉		
崩壊熱除去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給水注水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備  
 機能を期待出来る設備

図1 停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程

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

プラント状態(POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			有効燃料棒頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Aを想定した有効性評価の条件に包絡（崩壊熱や保有水量をPOS Sと同等のものを使用している為） ・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	POS AIに比べ、期待できる緩和系が多く、有効性評価においてはPOS Sと同等の崩壊熱や保有水量を使用していることからPOS Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	プラント状態POS AIに同じ
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	- ・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	閉鎖	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している（原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6））	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失（POS A）」及び「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡※ ・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）	POS SIに比べ、崩壊熱が小さく、また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの、点検等により緩和系が少なくなることが考えられる ただし、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）や燃料プール代替注水系（可搬）を用いることで炉心損傷を回避できることから崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失（POS A）」、及び「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される	開放	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し、評価項目を満足することを確認している ※使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される	プラント状態POS AIに同じ 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2		※POS B3においてはRHRが待機していないため「残留熱除去機能喪失（POS A）」には包絡されないが、「全交流動力電源喪失（POS A）」の評価に代表される。 ・非常用炉心冷却系（LPLF） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（可搬）		閉鎖		
B3		・非常用炉心冷却系（RHR） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）		開放		
B4						
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	「全交流動力電源喪失（POS A）」の評価に包絡される ・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	POS SIに比べ、「崩壊熱」が小さく、「保有水量」に差がない。また、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」も少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失（POS A）」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失（POS A）」に包絡される	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	プラント状態POS AIに同じ
C2	POS AIに包絡される ・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	POS AIに比べ、「崩壊熱」が小さい、「緩和系」に差がない、「保有水量」に差がない、「余裕時間」が長いことから、燃焼損傷防止対策の有効性評価はPOS AIに包絡される	閉鎖			
D	起動準備状態	・非常用炉心冷却系（LPLF, HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備		閉鎖		

## 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

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」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、原子炉スクラムによる原子炉停止※から1日後の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

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

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ十数時間以前、2,3時間以前となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

## 2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。仮に、原子炉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、有効燃料棒頂部到達まで約3.7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2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」および「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。

また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日（24時間）後の場合では約3.4時間に対して、12時間後の場合では約2.0時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である（添付資料 5.1.6）。

この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過

度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

以 上

## 安定状態について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

原子炉停止中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時の格納容器の影響について

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

※<審査ガイドの評価項目>

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

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

#### 1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響

プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約20時間後までである。

ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。

崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器の圧力上昇が炉心損傷前ベントの基準となる0.31MPa [gage] に到達する時間は約32時間程度であり、代替原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は充分確保される。

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

なお、停止中の場合パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、この場合はパーソナルエアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。

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



<参考>

運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の格納容器の圧力を MAAP により求めた。解析条件は表 1, 解析結果は表 2 及び表 3 となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの 2 ケースの評価を実施し, その結果, 期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約 32 時間となった。

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	52°C (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度)
	原子炉の初期圧力	大気圧
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器の初期温度	サプレッション・チェンバのプール 水温: 35°C 気相部: 57°C
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧
	復水貯蔵槽の水温	50°C
事象進展	事象開始	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失発生</li> <li>水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない</li> </ul>
	事象発生70分後	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備による電源供給開始</li> <li>逃がし安全弁による減圧</li> <li>低圧代替注水系 (常設) による注水開始</li> </ul>
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	125m <sup>3</sup> /h (設計値1台)
	格納容器スプレイ	実施に期待しない, 又は復水移送ポンプ 1 台による D/W スプレイ実施 (100m <sup>3</sup> /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達, 又はサプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待しない ケース	事象発生後約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達
格納容器スプレイに期待する ケース	事象発生後約44時間	サブプレッション・チェンバ・ プール水位上限到達

表 3 解析結果（格納容器圧力及び温度\*）

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)
格納容器スプレイに期待しない ケース	0.09	111	0.31 (事象発生約 32 時間後)	145 (事象発生約 32 時間後)
格納容器スプレイに期待する ケース	0.07	101	0.22 (事象発生約 44 時間後)	135 (事象発生約 44 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウエルより値が大きいサブプレッション・チェンバの結果を記載

以 上

## 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流動力電源喪失事象」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、事故時の作業員の退避も考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。

なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋最上階の様に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、作業員の現場退避を評価の代表とした。

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

## 1. 原子炉压力容器開放作業の流れ

①原子炉压力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し

（図1中の1, 2, 3・4）

原子炉を停止後，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。

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

②原子炉压力容器蓋取り外し（図1中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉压力容器保温材及び原子炉压力容器蓋を開放する（原子炉压力容器開放時の水位はフランジ下0.3m程度）。

③蒸気乾燥器取り外し（図1中の6）

水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

③気水分離器取り外し（図1中の7）

気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉压力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉压力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される（添付資料5.1.2）。

<参考>原子炉開放の流れ

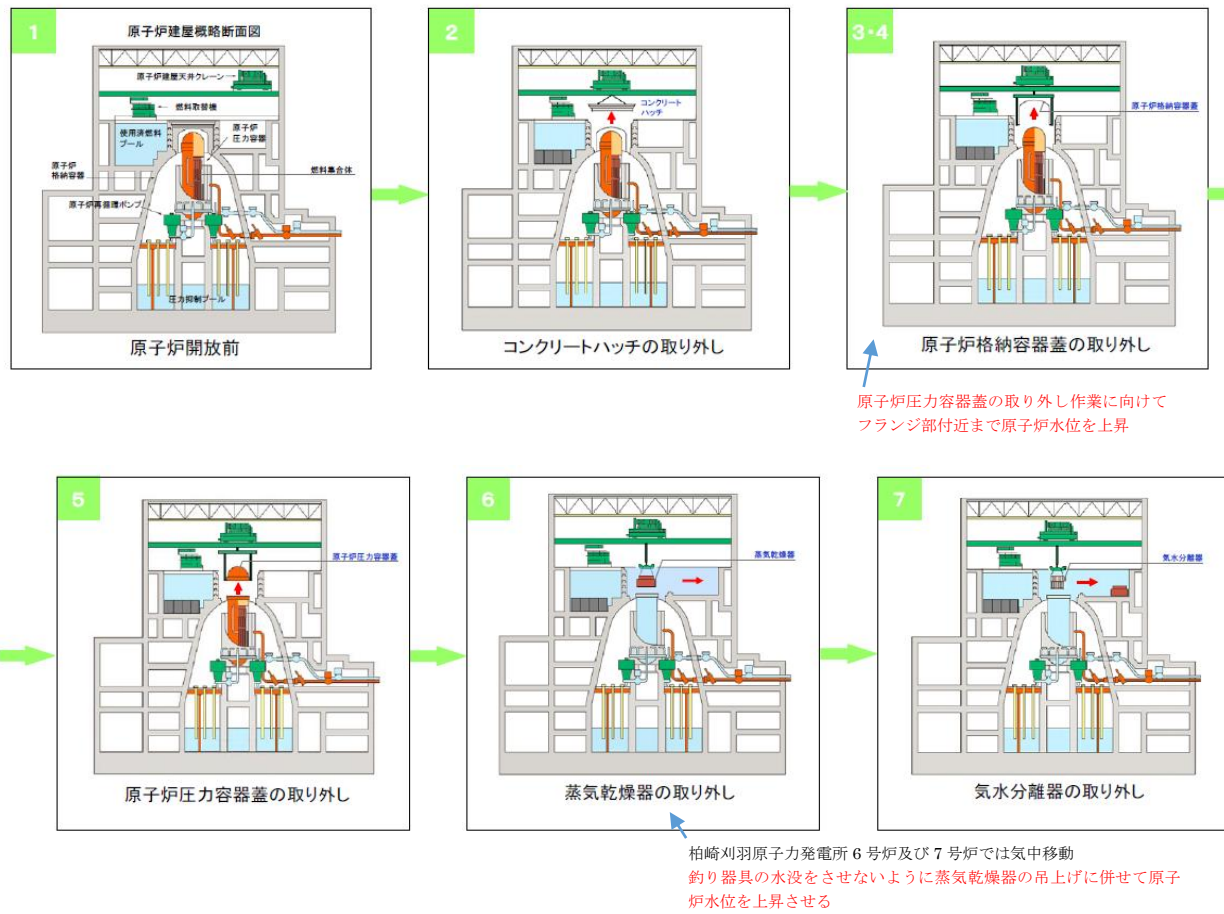


図1 原子炉压力容器開放作業の流れ

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

公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所1号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照

## 2. 原子炉圧力容器等構造物

評価点(燃料交換機床(後述するコンクリートハッチ取り外し,  
原子炉格納容器蓋取り外し状態の作業現場を想定))

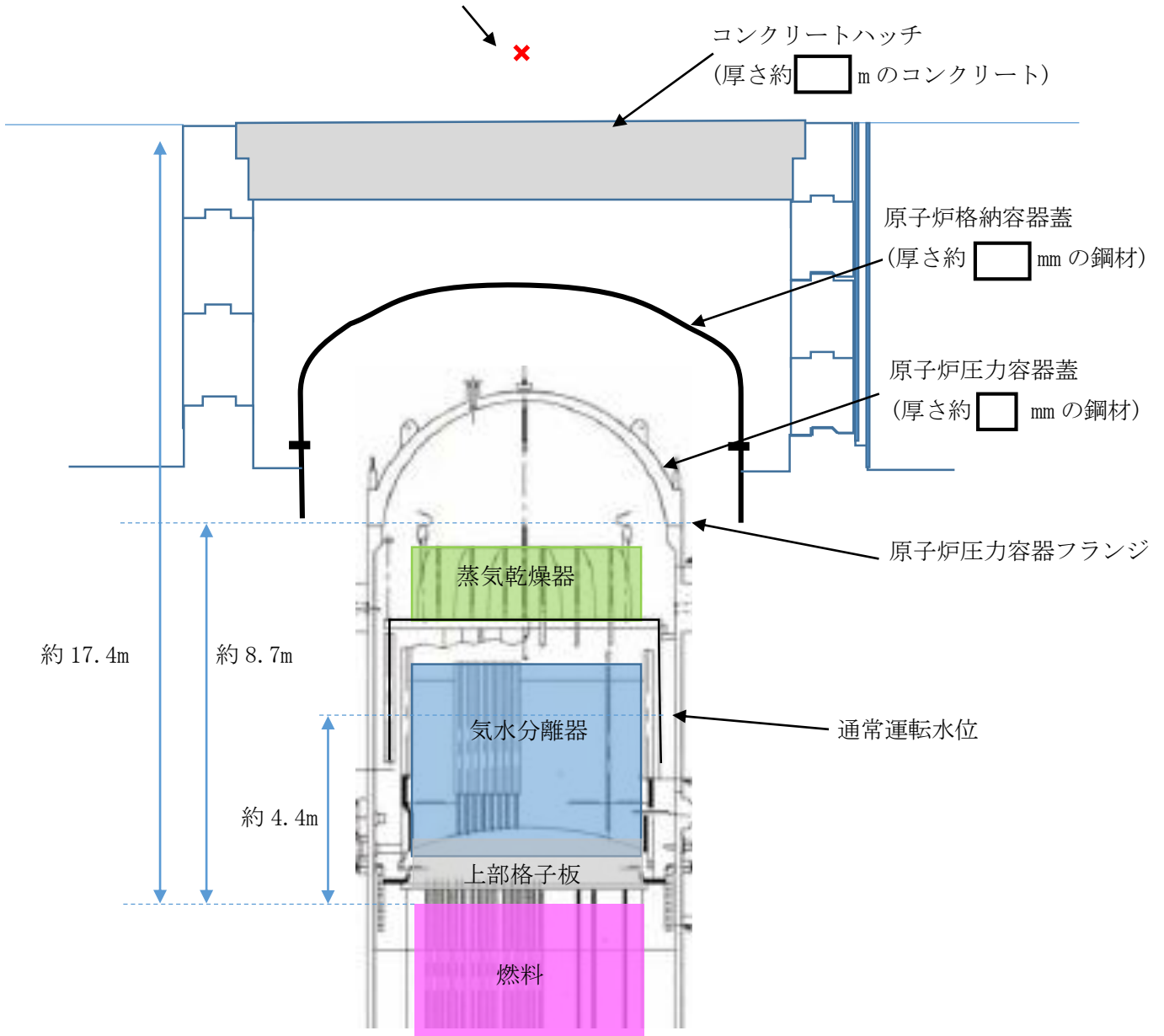


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

### 3. 各状態における遮蔽維持について

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

#### ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図1中の1）

原子炉運転中や原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋最上階での線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例として Co60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約  $8.2 \times 10^{-2}$ 、155cm のコンクリートの実効線量透過率は約  $4.1 \times 10^{-7}$  と非常に小さくなる

（参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター）

#### ①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2, 3・4）

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

#### ②原子炉圧力容器蓋取り外し（図1中の5）

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.3m 程度まで水位を上昇させた後、開放作業を実施する。この際、水位上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間はさらに長くなる（約 1.4 時間程度）。

仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等の事故事象が発生した際を考えた場合、原子炉圧力容器蓋を完全に移動させてなければ、その遮蔽に期待できる。

また、取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.5m 低下）を仮定した場合も、原子炉水位をフランジよりさらに上昇させている可能性があること、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（図 5.3.6）に包絡できることから、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと、約 1.5m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

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

#### ③蒸気乾燥器取り外し（図1中の6）及び③水分離器取り外し（図1中の7）

蒸気乾燥器の取り出しに合わせ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

#### 4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3. の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図 1 中の 2, 3・4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4. 1. 2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。

なお，評価点は燃料交換機床※とした。

※原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため，作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料交換機床を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが，これらの作業は停止直後に実施しないこと，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉压力容器，シールド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建屋最上階と同様に事故後に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。

#### (1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。

##### a. 炉心燃料

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
- 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/cm<sup>3</sup>）
- 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：STEP III 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 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定）

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

- 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを図 3 に示す。また，計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

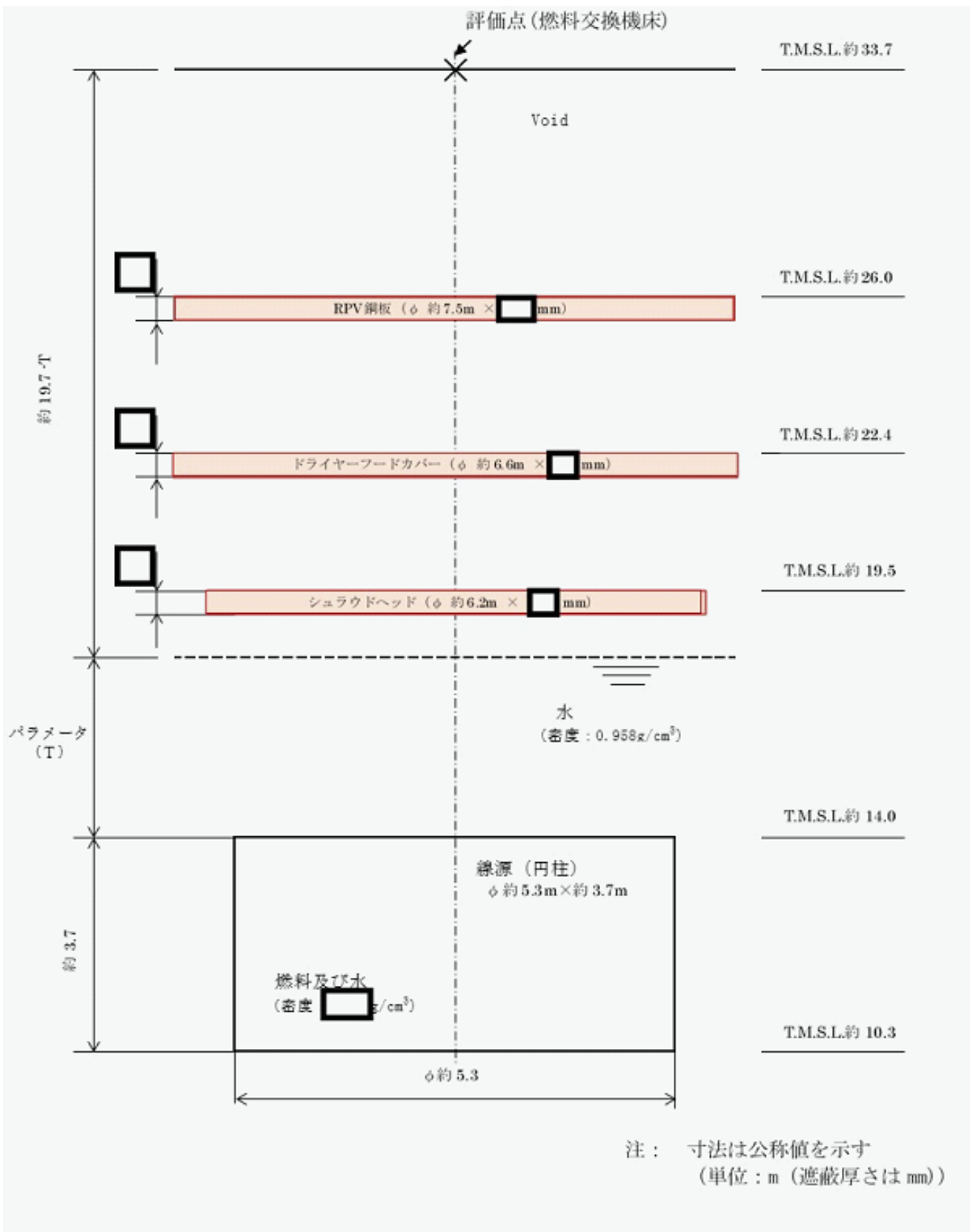


図 3 燃料の線量率計算モデル



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	$1.00 \times 10^{-2}$	$1.26 \times 10^{12}$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.73 \times 10^{11}$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$1.96 \times 10^{11}$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$1.29 \times 10^{11}$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$2.40 \times 10^{11}$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$5.78 \times 10^{11}$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$4.81 \times 10^{11}$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$1.30 \times 10^{11}$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$4.35 \times 10^{11}$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$3.63 \times 10^{11}$
11	$1.25 \times 10^0$	$7.10 \times 10^{10}$
12	$1.75 \times 10^0$	$8.87 \times 10^{10}$
13	$2.25 \times 10^0$	$6.36 \times 10^9$
14	$2.75 \times 10^0$	$3.09 \times 10^9$
15	$3.50 \times 10^0$	$6.70 \times 10^7$
16	$5.00 \times 10^0$	$3.02 \times 10^6$
17	$7.00 \times 10^0$	$4.07 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$4.68 \times 10^{-1}$
合計		$4.15 \times 10^{12}$

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  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV とする。
- 線源材質：水と同等(密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※)

※ 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

- 線源強度は、機器表面の実測値 ( Sv/h) より  $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$  と算出した。

線量率計算モデルを図4に示す。

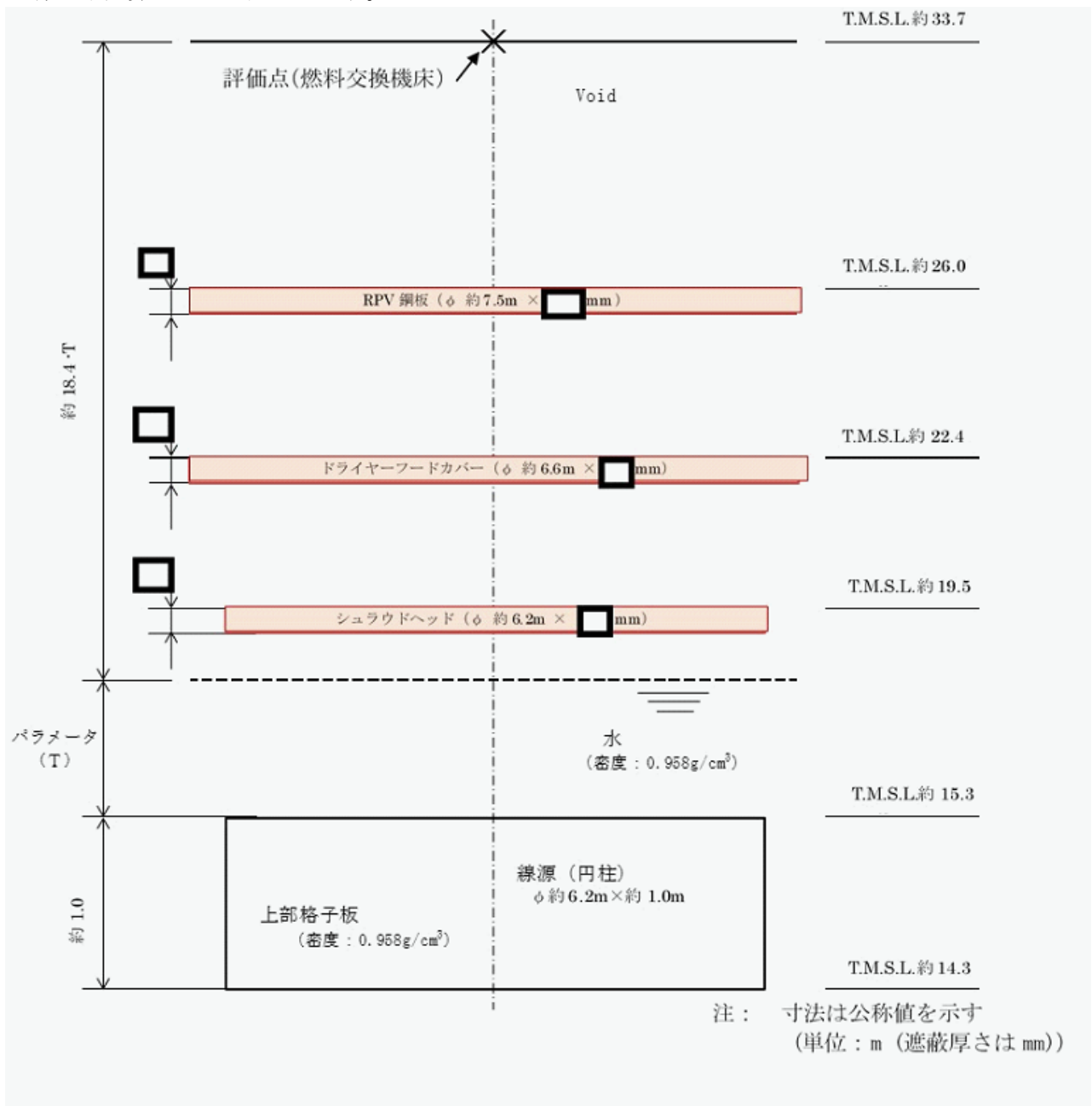


図4 上部格子板の線量率計算モデル

c. 気水分離器

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (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  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV とする。
- 線源材質：水と同等(密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※)

※ 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

- 線源強度は、機器表面の実測値 ( Sv/h) より  $5.2 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$  と算出した。

線量率計算モデルを図5に示す。

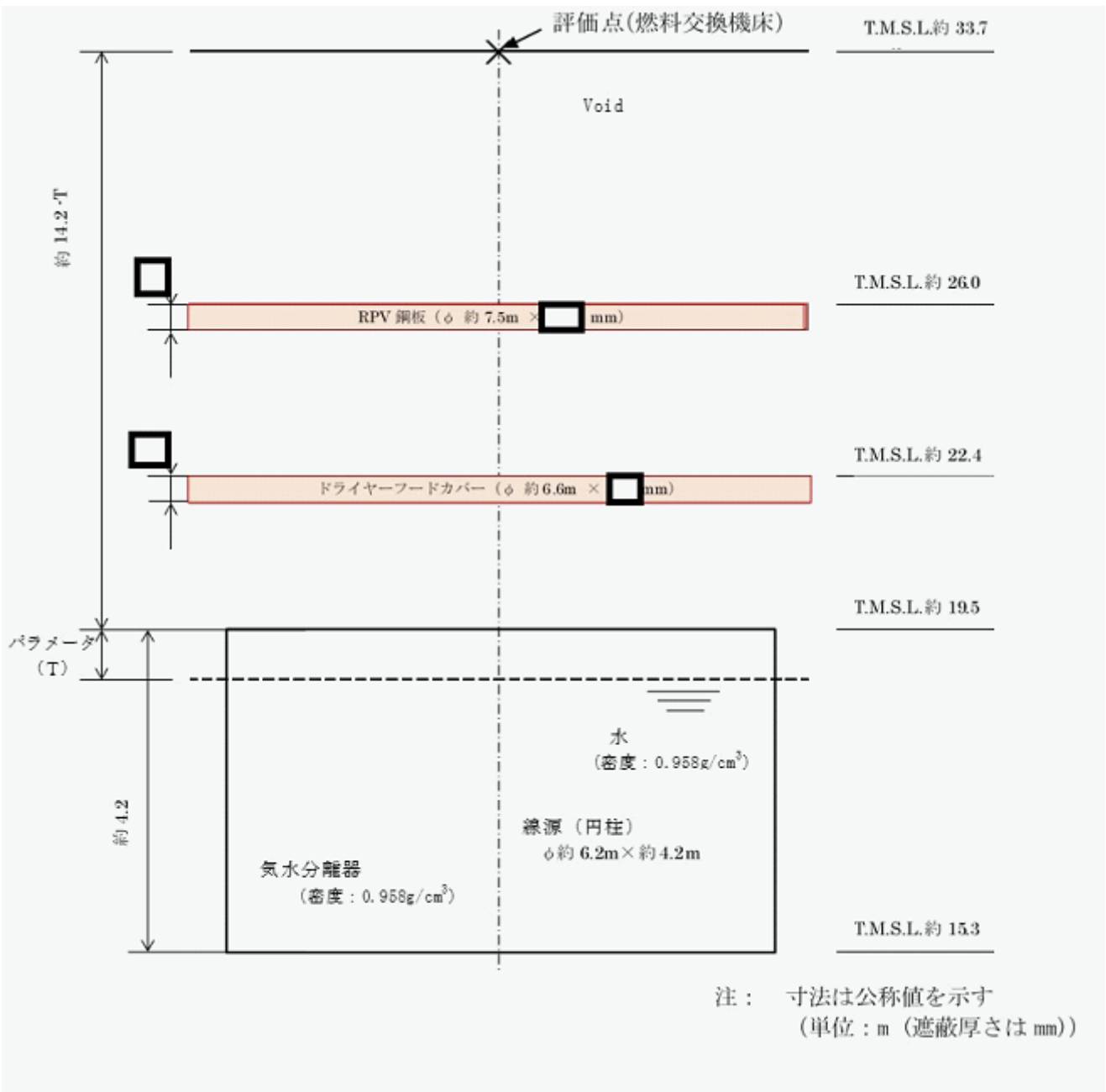


図5 気水分離器の線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ (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  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV とする。

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

※ 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

○ 線源強度は、機器表面の実測値 ( Sv/h) より  $2.3 \times 10^5$  (Bq/cm<sup>3</sup>) と算出した。

線量率計算モデルを図 6 に示す。

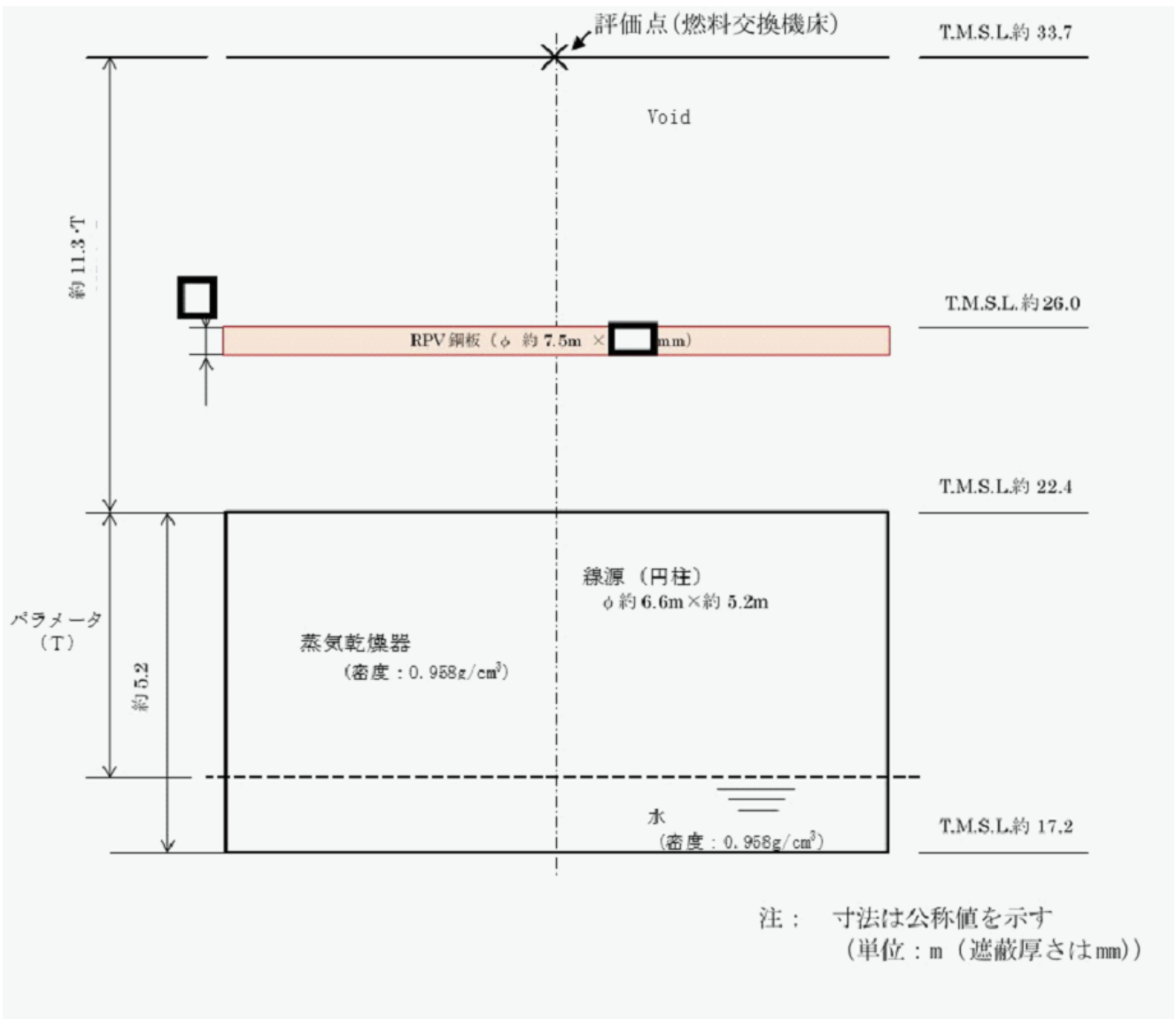


図 6 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

## (2) 遮蔽物の評価モデル

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

### a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ)

線源材質：□ 平板 (密度 □ ※

※圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した

線量率計算モデル(遮蔽)を図 3～7 に示す。



図 7 原子炉圧力容器蓋の線量率計算モデル (遮蔽)

### b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ (mm)：□ (フード部の最薄部厚さ)

線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm<sup>3</sup>) ※

※蒸気乾燥器の材質 □ の密度は □ と同等であるため、代表した

線量率計算モデル(遮蔽)を図 3～5, 8 に示す。

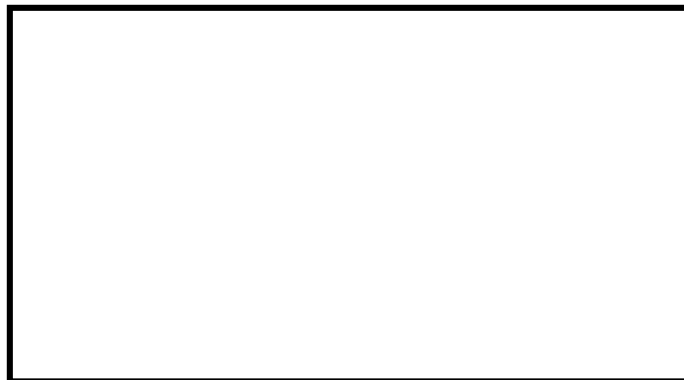


図 8 蒸気乾燥器の線量率計算モデル (遮蔽)

c. 気水分離器

遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ (mm)：□ (シールドヘッドの厚さ (スワラによる遮蔽も考慮))

線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm<sup>3</sup>) ※

※気水分離器の材質 □ の密度は □ と同等であるため、代表した

線量率計算モデル (遮蔽) を図 3, 4, 9 に示す。



図 9 気水分離器の線量率計算モデル (遮蔽)

### (3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図10に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位(目安と考える 10mSv/h<sup>\*</sup>)は以下の仮定のもとで「有効燃料棒頂部の約 2.0m 上」と求めた。

<sup>\*</sup>必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値(10mSv/h)とする。

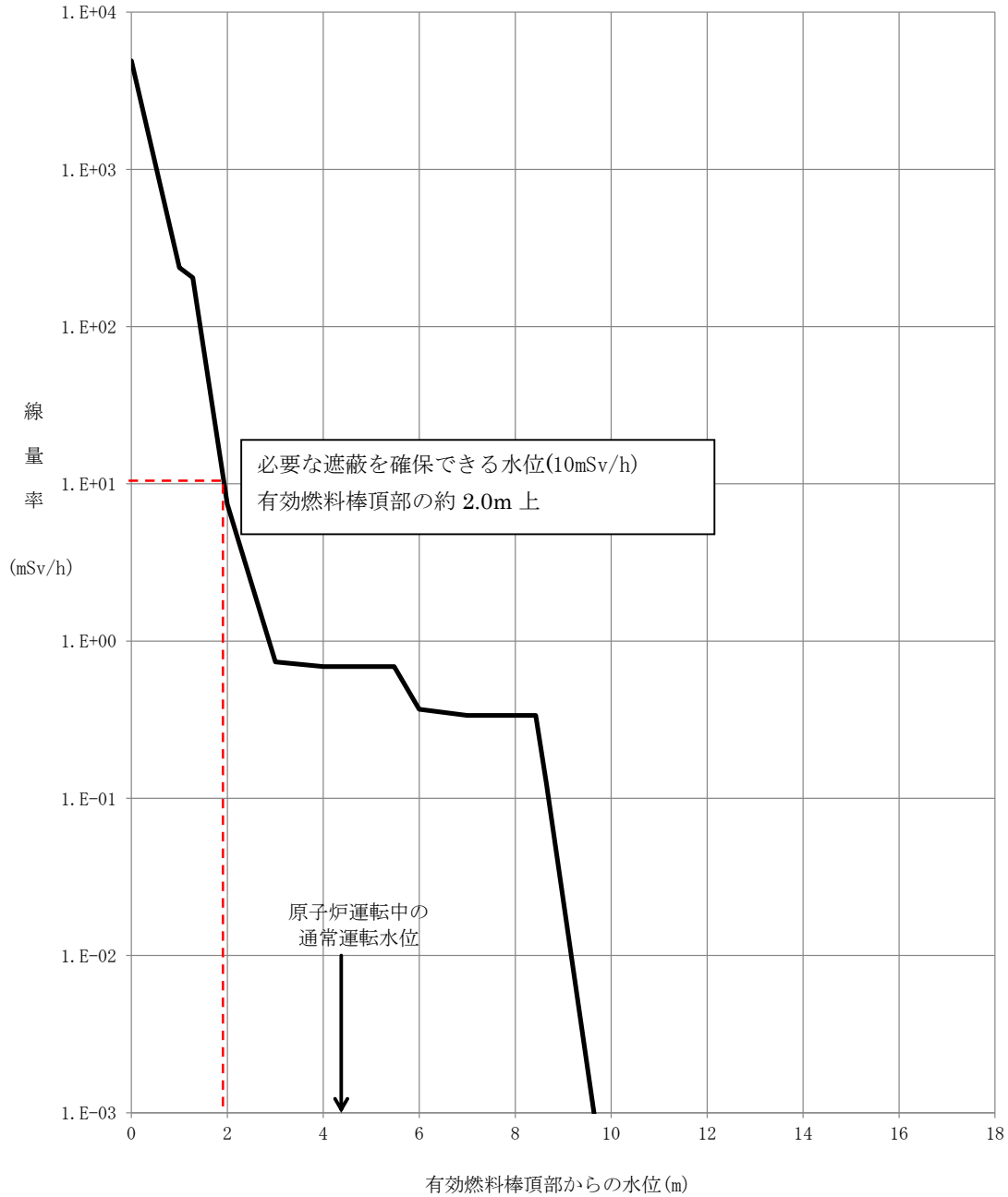


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率

#### (4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算を用いて求めた。

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

算出条件及び算出結果を表 2 に示す。

評価結果より、原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間 2 時間、全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間 2.5 時間（145 分）に対して十分であることが確認された。

また、原子炉停止後 12 時間後においては、上述の保守的な計算方法を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。

表 2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の算出条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(°C)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 <sup>※1</sup>	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12 時間	100	$2.67 \times 10^4$	約 2.0 時間	約 3.7 時間	2 時間以内 <sup>※2</sup>	2.5 時間 (145 分)
24 時間	52	$2.24 \times 10^4$	約 3.4 時間	約 5.4 時間	2 時間	2.5 時間 (145 分)

※1 「添付資料 5.1.1」の 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮し計算に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも 3 時間以上の時間余裕がある）。

※2 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。

#### 5. 事故時の退避について

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

事象発生時、運転員のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、直ちに現場より退避する。全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、現場環境が悪化する前（4. より最短約 2 時間）の退避が十分可能である（30 分程度（事象認知までの時間を含む））。

#### 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には 1.03MPa gage 以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原



子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系 RC での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。

## 7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると 4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である 2 時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は添付資料 5.1.1 2. のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。

以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後 1 日 約 22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約 22MW 以下 (実績値)	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	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から 12 時間後の燃料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、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 4 時間となる。本時間に対して原子炉注水までの時間は確保されていることから放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることはない。また、これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は、さらに原子炉水位の低下は抑制される。(添付資料 5.1.1, 5.1.6) このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約 3 時間、有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約 5 時間より短くなるが、評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され、注水操作(事象開始から約 2 時間後)に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉初期水温	52℃	約 42℃～約 48℃ <sup>※1</sup> (実績値)	停止後 1 日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなるのが考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、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	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧 <sup>※2</sup>	設計値を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持(80℃程度)などの特殊な場合を除く(ただし、原子炉初期水温が 80℃の場合であっても、約 4 時間以上の時間余裕があり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 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く

※3 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算(原子炉圧力容器が閉鎖状態)による評価を参照

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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起因事象	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（原子炉停止時冷却モード）1 台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	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（低圧注水モード）の注水流量	954m <sup>3</sup> /h	954m <sup>3</sup> /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与える影響はない
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去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与える影響はない

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

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から120分	<p>【認知】</p> <p>評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで、逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって、評価上の注水操作開始時間に対し、実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から120分後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる	原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約5時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は約120分であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

添5.1.7-3

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

項目		評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から3.5時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから, 原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある	-	-	-	プラント停止時の実績から, 配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また, 系統構成及びポンプの起動のみであれば, 約10分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

添5.1.7-4

7日間における燃料対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失は6号及び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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 751kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 751kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 79kL</b>	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃料 タンク（容量 <b>約 200kL</b> ） の残容量（合計）は <b>約 659kL</b> であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用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） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「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，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

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

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

#### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の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 及び図 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操作手順の関係を表 5.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名<sup>\*</sup>，運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 4 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 26 名である。必要な要員と作業項目について図 5.2.4 に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目と重要事故シーケンスとを比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

※ 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

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

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

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

b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

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

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

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

d. 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を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を手動起動し、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、原子炉水位が回復する。

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、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）等である



e. 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード運転

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

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

## 5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」である。

なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」及び「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」）は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定であり、当該プラントの状態において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、すべての評価項目を満足できる。

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

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

### (2) 有効性評価の条件

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

#### a. 初期条件

##### (a) 原子炉圧力容器の状態

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

##### (b) 崩壊熱

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

なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約  $37\text{m}^3/\text{h}$  である。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は  $52^\circ\text{C}$  とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。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）による原子炉注水流量

低圧代替注水（常設）による原子炉注水流量は  $150\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(b) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約  $23\text{MW}$ （原子炉冷却材温度  $100^\circ\text{C}$ ，海水温度  $30^\circ\text{C}$  において）とする。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約  $8\text{MW}$ （原子炉冷却材温度  $52^\circ\text{C}$ ，海水温度  $30^\circ\text{C}$  において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 事象発生145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145分後から開始する。

(c) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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、原子炉水位の推移を図5.2.5に、**原子炉水位と線量率の関係を図5.2.6に示す。**

#### a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより、原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から145分経過した時点で、低压代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は有効燃料棒頂部の約2.9m上まで低下するにとどまる。水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の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、有効燃料棒頂部の約2.9m上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、**図5.2.6に示すとおり**、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）である有効燃料棒頂部の**約2.0m**を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを下回る）。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145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压代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。

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

(添付資料 5.1.5, **5.1.6**, 5.2.1)

### 5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

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

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、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ことから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱、事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位、原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して

最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料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、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0mに到達するまでの時間は約2時間となり、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されていることから放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることはなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して

最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水（常設）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から145分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は、10分間、移動に20分間、操作所要時間に115分間の合計145分間であり、評価上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、その影響を受けるが、実態の操作開始時間は、評価上の想定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性がある。

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をす

で実施しているため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料5.2.2)

## (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し、その結果を以下に示す。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、当該操作に対する時間余裕について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約3時間、有効燃料棒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145分は十分な時間余裕を確保できる時間である。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生後約20時間後の操作であり時間余裕がある。仮に操作が遅れる場合は、原子炉への注水は継続する。

(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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件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。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

## 5.2.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64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名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

### (2) 必要な資源の評価

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

#### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水について、7日間の対応を考慮すると、号炉あ

たり約610m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約1,220m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水量を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、注水によって復水貯蔵槽を枯渇することなく、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 5.2.3)

#### b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。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すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉 合計 約1,013kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.4)

#### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、6号及び7号炉で約2,269kW(6号炉:1,126kW,7号炉:1,143kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料5.2.5)

### 5.2.5 結論

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

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



上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の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、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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

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

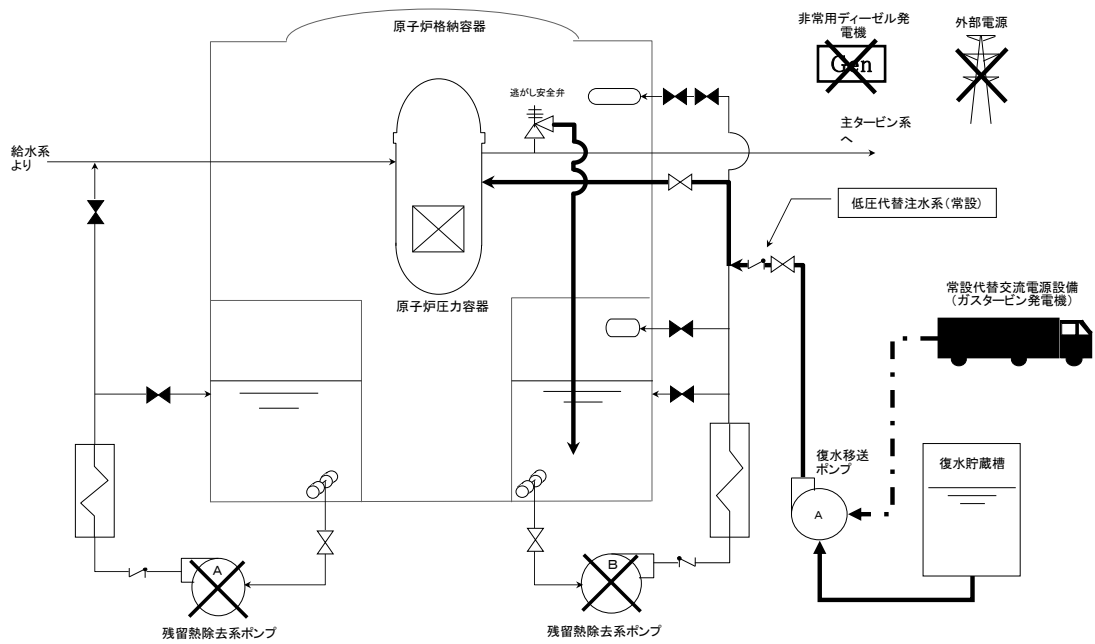


図 5.2.1 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
(原子炉減圧及び原子炉注水)

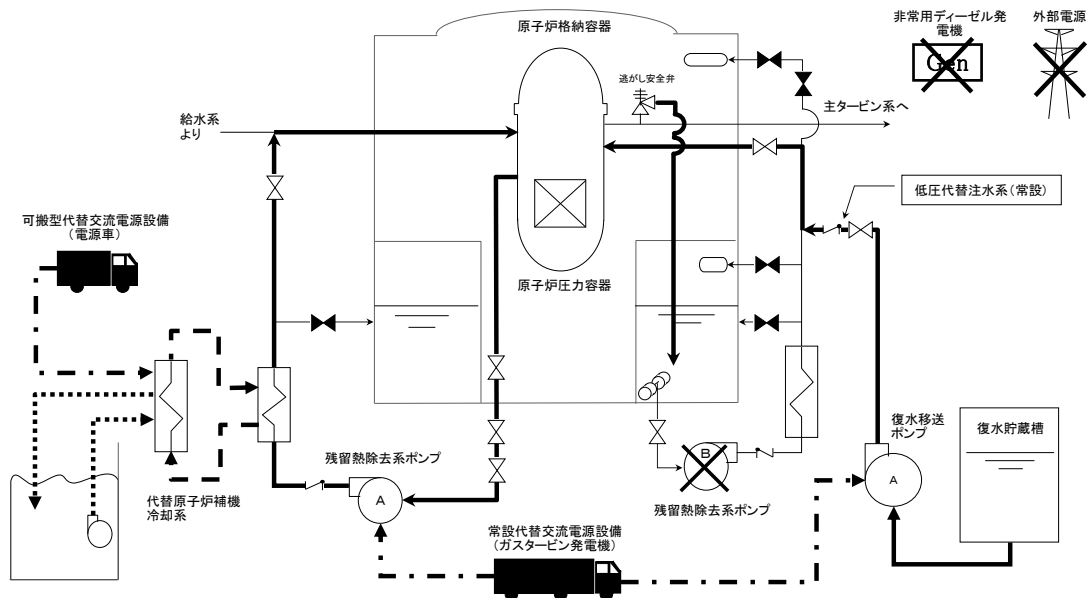
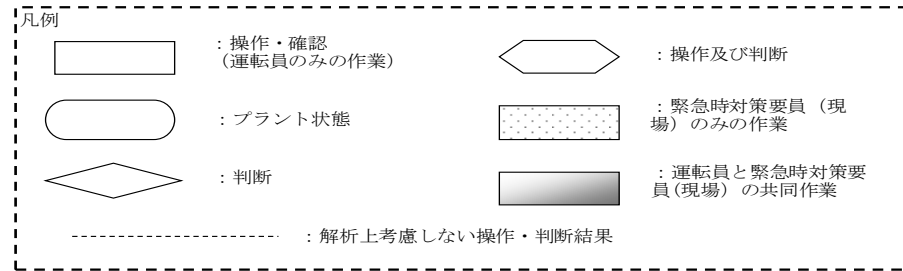


図 5.2.2 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)  
(原子炉停止時冷却及び原子炉注水)

- 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)



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】

I  
消火系を代替原子炉注水として使用する場合はため運転状態について確認する。  
恒設設備による原子炉注水が実施できない場合、低圧代替注水系 (可搬型) による注水を実施する。

II  
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する。  
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する。  
(電源容量により使用できる設備に限られる)  
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する。  
(電源容量により使用できる設備に限られる)

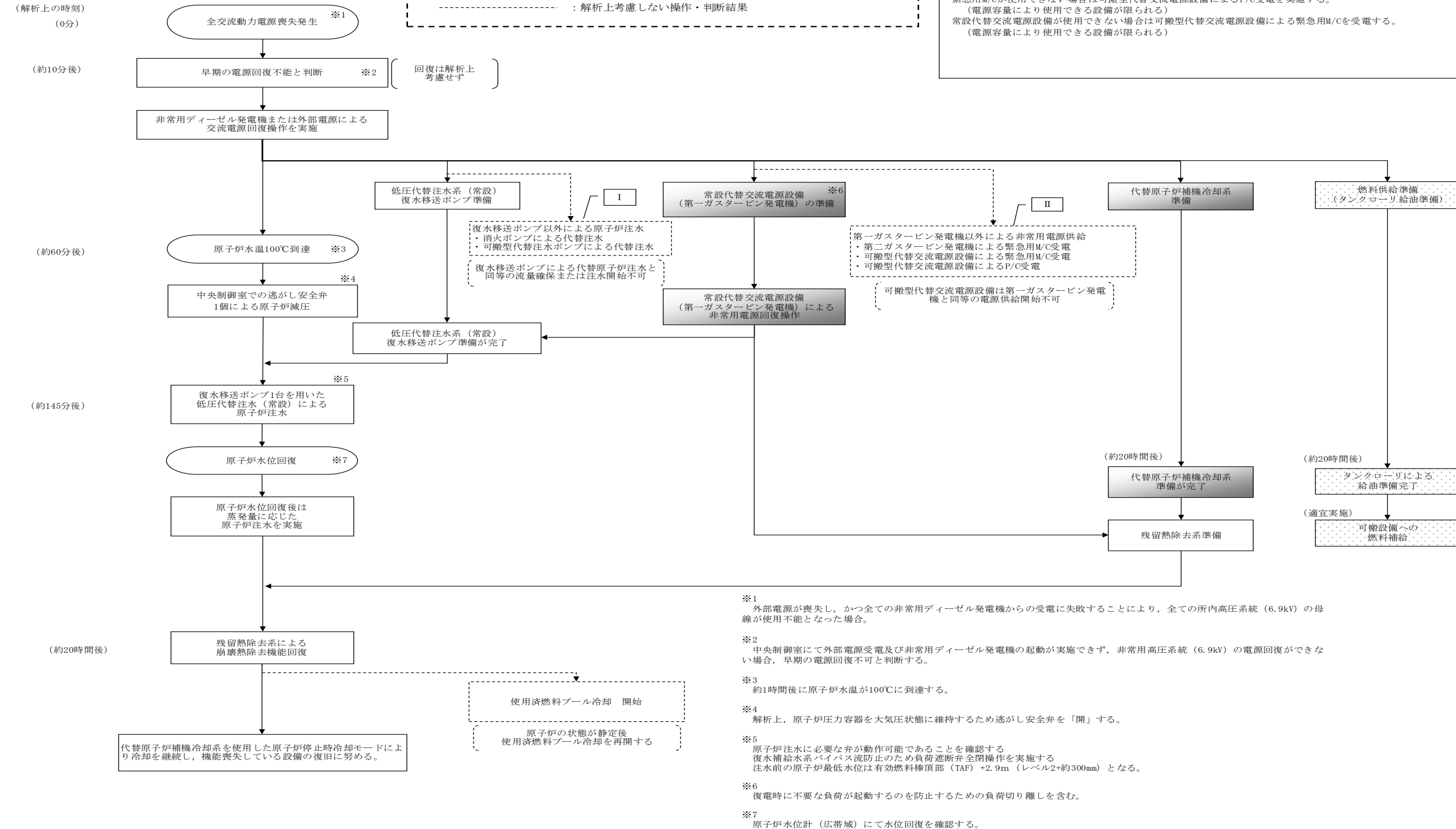


図 5.2.3 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

停止中の全交流動力電源喪失

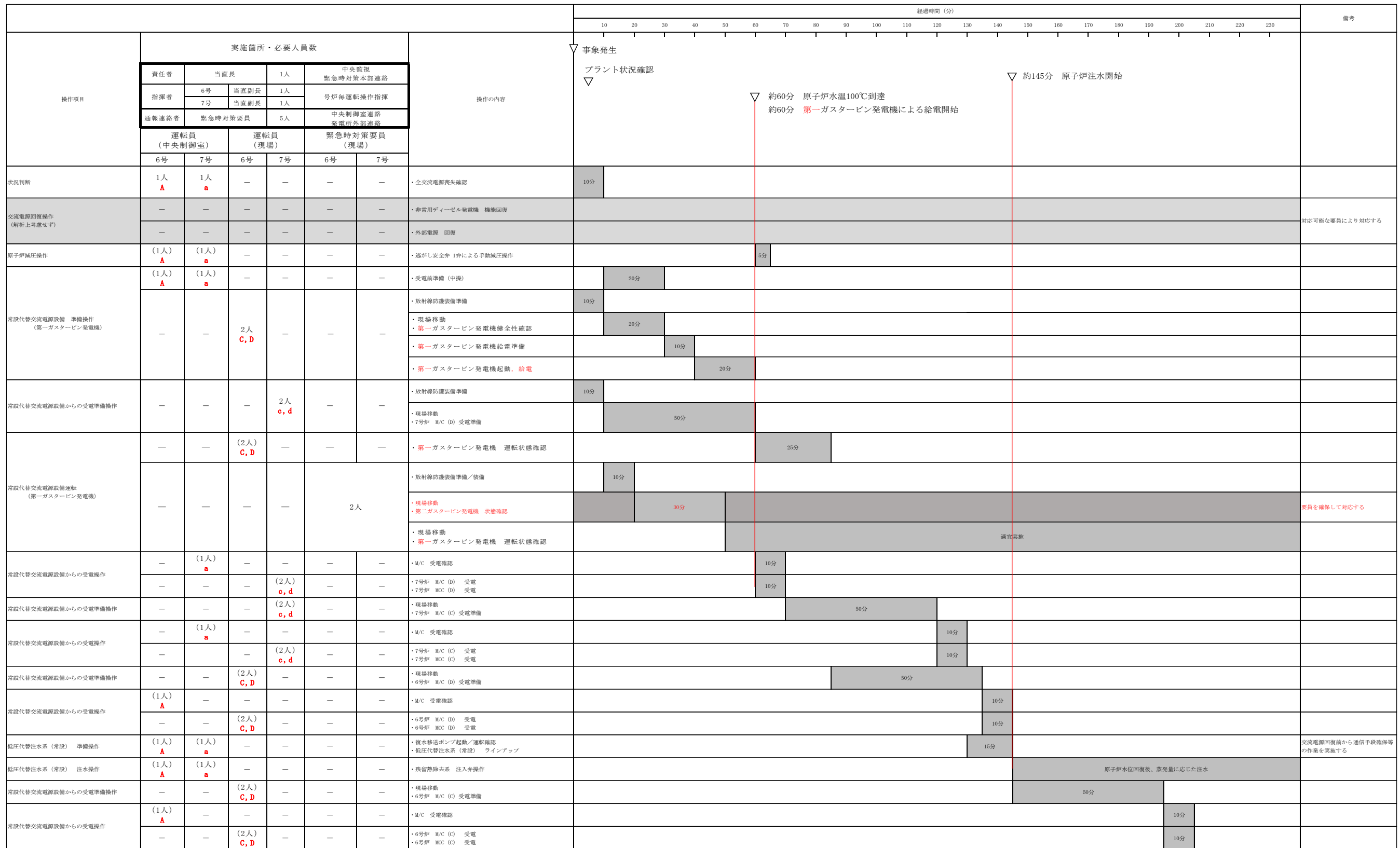


図 5.2.4 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間 (1/2)

停止中の全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)																	備考							
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		約20時間 崩壊熱除去機能回復																								
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位回復後、蒸発量に応じた注水																								
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備/装備	10分																								
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分		適宜実施															タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給							
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分																								
	-	-	-	-	-	-	・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)	13人 (参集)	・放射線防護装備準備	10分																								
	-	-	-	-	※1, ※2	※1, ※2	・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																								
燃料給油準備	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給											90分							タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給							
燃料給油作業	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)		・電源車への給油											適宜実施														
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※2 ↓ (3人)	※2 ↓ (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) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード 起動準備											20分														
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード 起動											10分														
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視											適宜実施														
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する										60分							燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としての過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する										30分							燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する										30分							燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	4人 (その他参集26人)																											

( ) 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 (2/2)

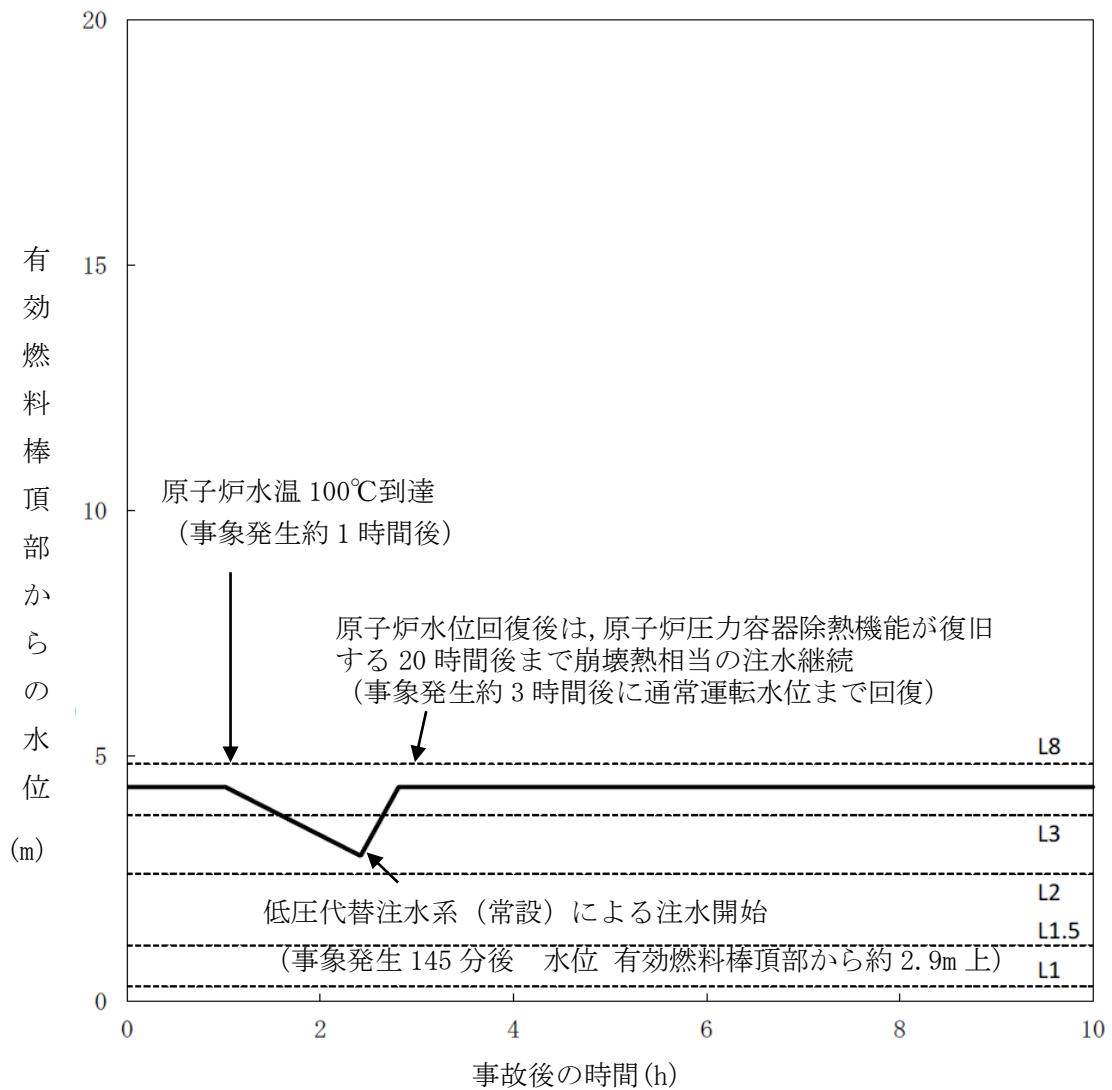


図 5.2.5 原子炉水位の推移

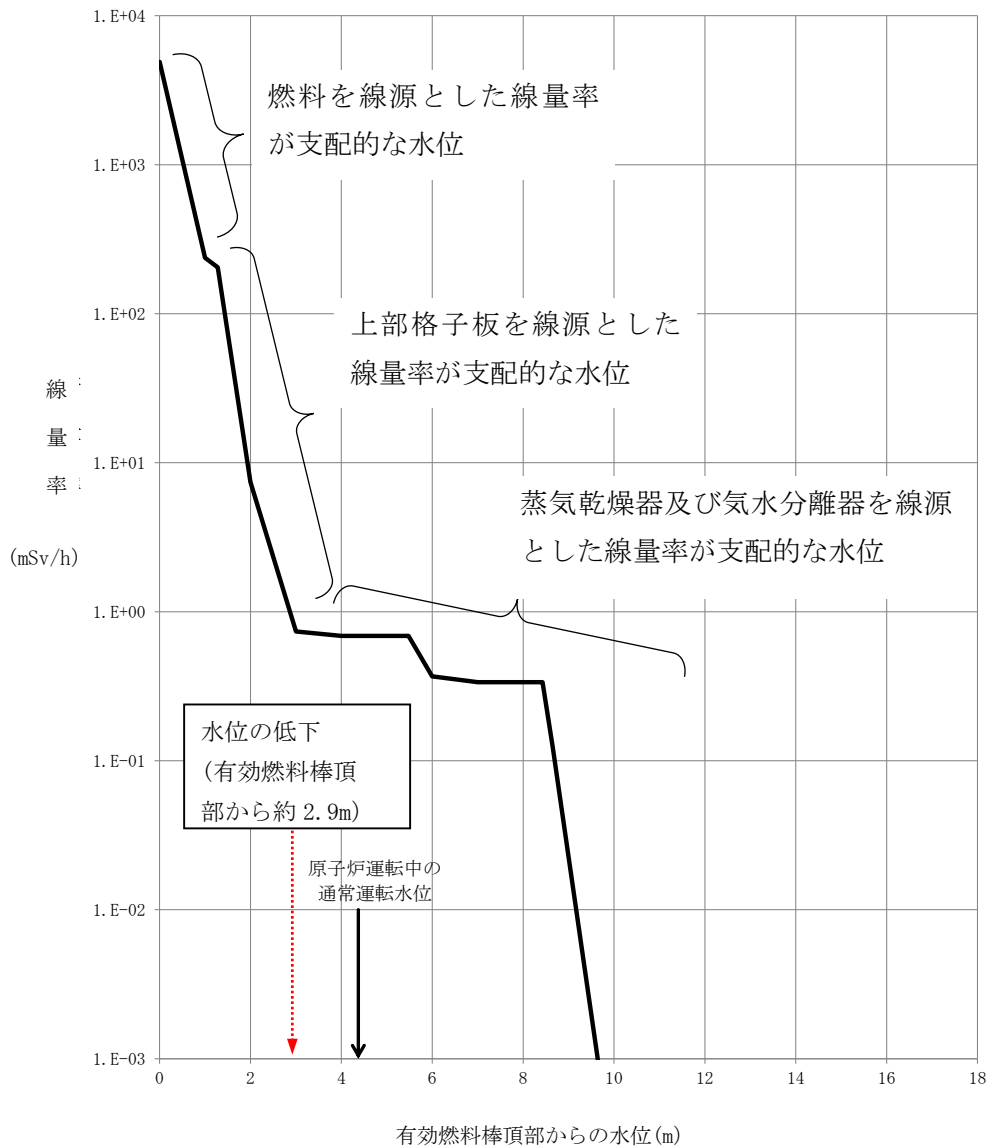


図 5.2.6 原子炉水位と線量率

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	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による原子炉停止時冷却モード停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する	所内蓄電式直流電源設備	—	【残留熱除去系系統流量計】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁 1 個を開操作する	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉圧力容器温度計
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を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を手動起動し、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 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系系統流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	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】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）



表 5.2.2 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の未開放	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 <sup>※1</sup> )	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 (セパレータスカート下端から+119cm)	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52°C	停止後 1 日の実績より, 原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため, その設計温度である 52°C を設定
	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°C	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
	外部電源	外部電源なし	起因事象として, 外部電源が喪失するものとして設定

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

表 5.2.2 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水（常設）による原子炉注水流量	150m <sup>3</sup> /hにて原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，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
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去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 145 分まで	全交流動力電源喪失時の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 145 分後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

## 安定状態について

運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。

その後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

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

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後1日 約22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約22MW以下 (実績値)	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	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料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、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約2時間、有効燃料棒頂部到達まで約4時間となる。本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されていることから放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることはない。また、これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は、さらに原子炉水位の低下は抑制される。(添付資料5.1.1, 5.1.6) このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約3時間、有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約5時間より短くなるが、評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され、注水操作（事象開始から約145分後）に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
	原子炉初期水温	52℃	約42℃～約48℃※1 (実績値)	停止後1日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、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	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、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原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※2	設計値を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持(80℃程度)などの特殊な場合を除く（ただし、原子炉初期水温が80℃の場合であっても、約4時間以上の時間余裕があり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 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

※3 添付資料5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照

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

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	
	外部水源の温度	50℃	事象毎 約 30～50℃程度	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位低下速度が緩やかになるが、注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	
	外部水源の容量	復水貯蔵槽: 約 1,700m <sup>3</sup> /号炉 淡水貯水池: 約 18,000m <sup>3</sup>	復水貯蔵槽: 約 460m <sup>3</sup> ～約 1,900m <sup>3</sup> /号炉 (実績値) 淡水貯水池: 約 18,000m <sup>3</sup> 以上	復水貯蔵槽は実績を参照し、現実的な値を設定。 淡水貯水池は最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起回事象	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		
	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	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	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 <sup>3</sup> /h	150m <sup>3</sup> /h	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値	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い
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において)	約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃, 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	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 全交流動力電源喪失）(1/3)

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生 145分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、<b>現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）</b>と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）が配置されている。<b>常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。</b>このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室<b>内</b>での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。<b>常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間（6号炉操作のため往復20分間）を想定している。</b>このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）、受電準備を行う運転員及び運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うが、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員は、常設代替電源設備起動操作後に運転状態確認を行い、その後6号炉の常設代替交流電源設備からの受電準備及び受電操作を行うため、操作所要時間は最長で115分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員（現場）（6号炉）：操作所要時間；合計65分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に45分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備及び受電操作を行う運転員（現場）（7号炉）：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備及び受電操作を行う運転員（現場）（6号炉）：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計35分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定</li> <li>● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に15分間を想定</li> </ul> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1個）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の起動であり、何れも<b>中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</b></p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）と受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電<b>操作</b>における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	常設代替交流電源設備からの受電操作については実態の運転操作は、認知に10分間、移動に20分間、操作所要時間に115分間の合計145分間であり、評価上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、 <b>受電操作の影響</b> を受けるが、実態の操作時間は、評価上の <b>操作開始時間</b> とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい	実態の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	当該操作に対する時間余裕については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約3時間、有効燃料棒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145分は十分な時間余裕を確保できる時間である	常設代替交流電源設備からの受電操作は、訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約145分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。低圧代替注水系（常設）の操作は中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後145分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。 <b>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</b>

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (2/3)

項目		評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 敷設を行う専任の緊急時対策要員(事故後 10 時間以降の参集要員)が配置されている。運転員(現場)は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員(現場)の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び運転員(現場)の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから, 操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが, 原子炉への注水をすでに実施しているため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生後約 20 時間後の操作であり時間余裕がある。仮に操作が遅れる場合は, 原子炉への注水は継続する	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。 <b>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</b>

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 全交流動力電源喪失）(3/3)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系および残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作までの時間は、事象発生から約20時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	—	—	—	プラント停止時の実績から、配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した
	各機器への給油（電源車及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり <b>十分な</b> 時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では、代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉で1台）への燃料給油を期待している。 <b>各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。</b> 電源車への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約112分、常設代替交流電源設備への給油作業は、許容時間540分のところ訓練実績等では約181分であり、 <b>許容時間</b> 内で意図している作業が実施可能であることを確認した



7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m<sup>3</sup>※

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

○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 150m<sup>3</sup>/h で事象発生 145 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

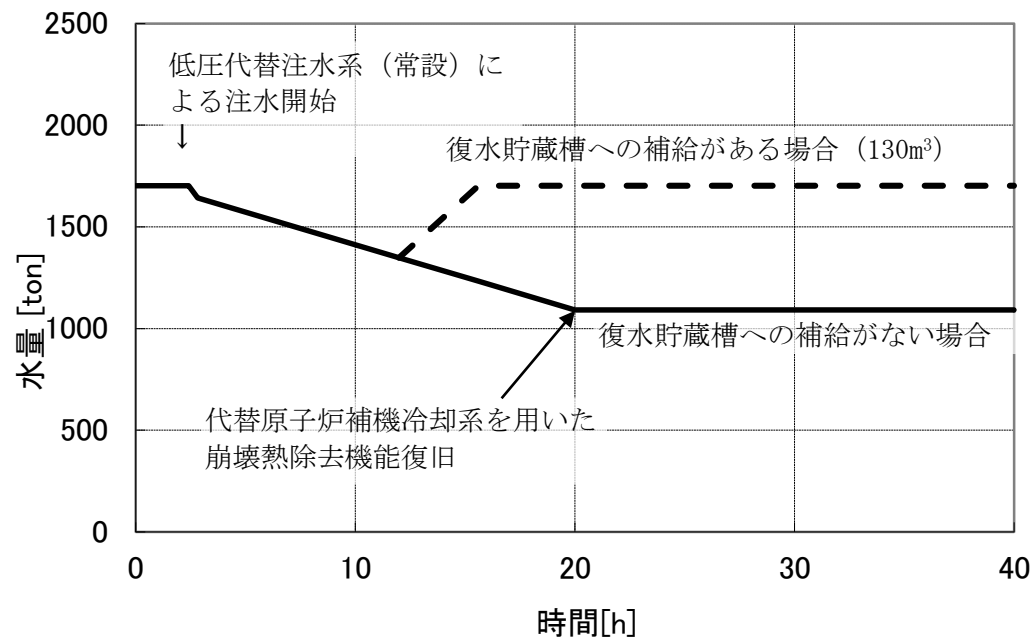
崩壊熱に相当する水量(最大 32m<sup>3</sup>/h)の原子炉注水を実施する。

○水源評価結果

事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m<sup>3</sup>/h で原子炉注水を行い、その後、約 32m<sup>3</sup>/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまでに合計約 610m<sup>3</sup>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。

※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す。

停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水以上(約 610m<sup>3</sup>)の淡水は確保する運用であるため、対応可能である。



7日間における燃料の対応（運転停止中 全交流動力電源喪失）

プラント状況： 1～7号炉停止中。

事象：6号及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 934kL</b>	6, 7号炉軽油タンク各約 <b>1,020kL</b> 及びガスタービン発電機用燃料タンク約 <b>200kL</b> の容量(合計)は <b>約 2,240kL</b> であり、 7日間対応可能
	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	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	事象発生直後～事象発生後7日間	
	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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 79kL</b>	1号から7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量(合計)は <b>約 1,227kL</b> であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用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) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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		

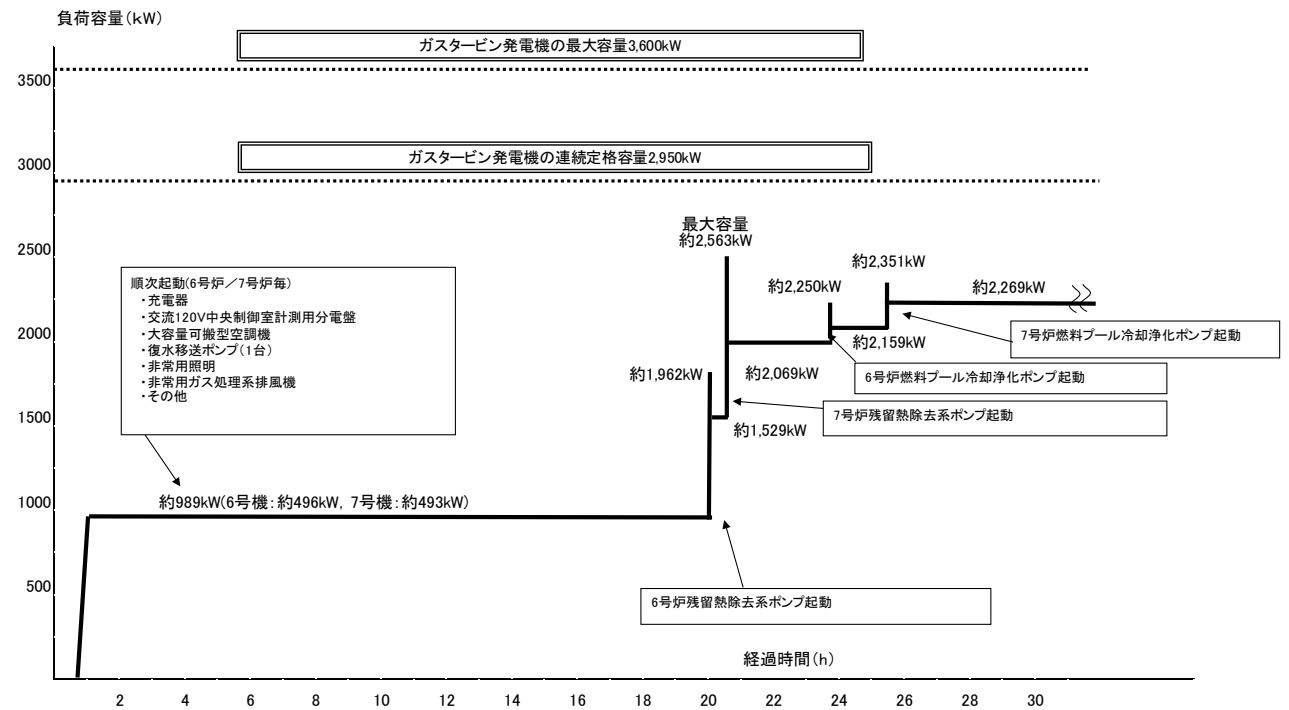
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※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（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,126kW	約1,143kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約2,269kW (約2,563 kW)	



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，①「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」，②「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」，③「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」，④「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」及び⑤「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

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えいによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉除熱を行う。

#### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 5.3.1 及び図 5.3.2 に，対応手順の概要を図 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操作手順の関係を表 5.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び

7号炉兼任), 当直副長2名※, 運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図5.3.4に示す。

なお, 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては, 作業項目を重要事故シーケンスと比較し, 必要な要員数を確認した結果, 14名で対処可能である。

※原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は, 必ずしも当直副長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

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から, 運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し, 崩壊熱除去機能が喪失する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は, 原子炉水位計等である。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

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

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は, 原子炉水位計等である。

c. 残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉ウェル水位を回復するため, 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(低圧注水モード)で待機中の残留熱除去系ポンプを起動し, 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。

### 5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 事象認知までに要する時間(点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易)や原子炉冷却材の流出量の観点から, 「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。

残留熱除去系は通常, 3系統あるうち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。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に系統構成を十分に確認して行うが操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「残留熱除去系切替時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POSB 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても2時間以上の時間余裕※があり、かつ、原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

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

※ 流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止1日後想定）

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を表5.3.2に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。

#### (b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

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

### b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量

残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定する。具体的には、最小流量バイパス弁（以下、ミニマムフロー弁とする）の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 87m<sup>3</sup>/h とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の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、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生より 5 時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。

(c) 外部電源

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

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m<sup>3</sup>/h を設定するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

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

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

(添付資料 5. 3. 2)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5. 3. 3に、原子炉水位の推移を図5. 3. 5に、原子炉水位と線量率の関係を図5. 3. 6に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。

その後は、原子炉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（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、有効燃料棒頂部の約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、有効燃料棒頂部の約15m上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉水位が有効燃料棒頂部の約15m上の場合での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える $10 \text{mSv/h}^*$ と比べて低い値であることから、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（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉压力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

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

\*必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度( $100 \text{mSv}$ )と比べ、十分余裕のある値 $10 \text{mSv/h}$ とする。この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3m上（通常水位から約14m下）の位置である。

(添付資料5.1.6, 5.3.3)

### 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

#### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

##### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表5.3.2に示すとおり



りであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定とされていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態、プールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉初期水温は評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約37℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は評価条件のウェル満水に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件の閉状態に対して最確条件は開状態であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態について評価条件の原子炉圧力容器の開放状態に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器未開放状態の場合は原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器開放状態の場合は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水温について、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約37℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及びウェル満水に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器

が未開放の場合、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、放射線の遮蔽を維持できる原子炉の最低水位に到達するまでの時間（約 1 時間）は十分長く、認知も容易であるため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持される。また、有効燃料棒頂部の冠水維持（未臨界維持）において有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は 2 時間以上と長く（停止 1 日後想定）、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲートが閉状態に対して、最確条件は開状態であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実操作では運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実際の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合が考えられる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から 120 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から 120 分後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は、運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなる場合が考えられる。

##### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作および原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水

位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

（添付資料5.3.4）

## （2）操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの約13時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

（添付資料5.3.4）

## （3）まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に与え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。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

### 5.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### （1）必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

#### （2）必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

#### a. 水源

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

#### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料 5.3.5）

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機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、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「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実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから、残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、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。

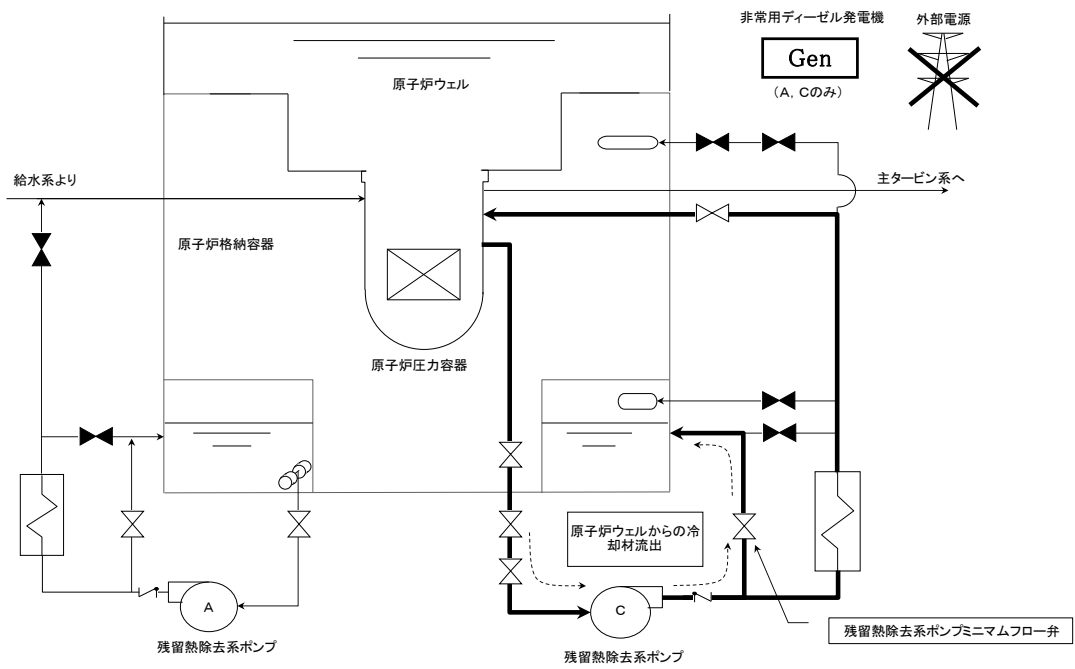


図 5.3.1 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)  
(原子炉停止時冷却系統構成失敗)

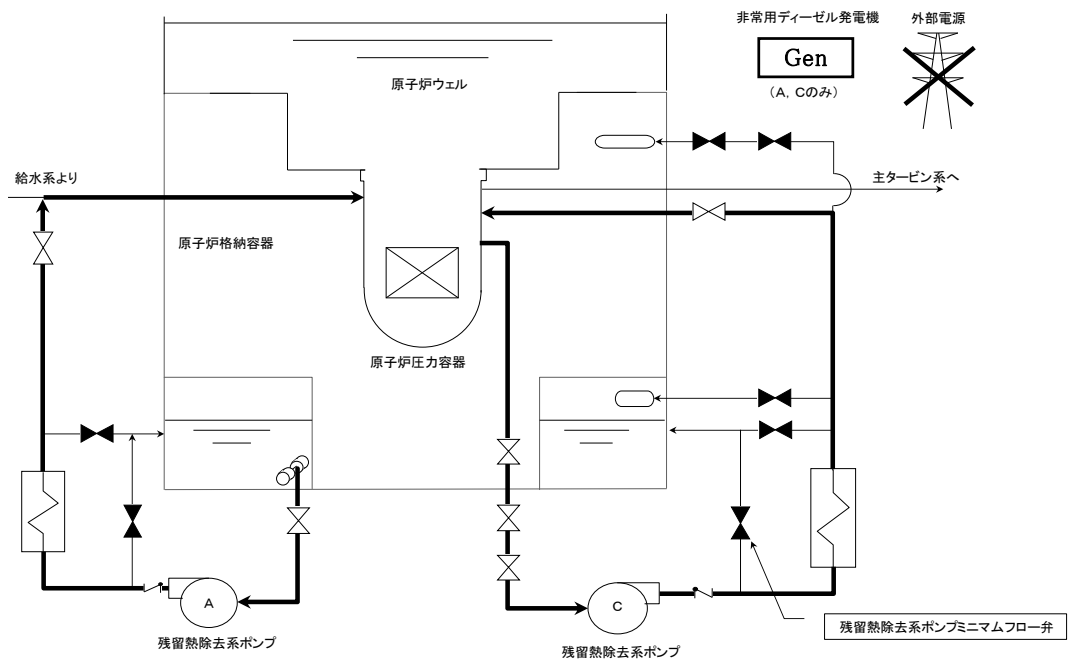
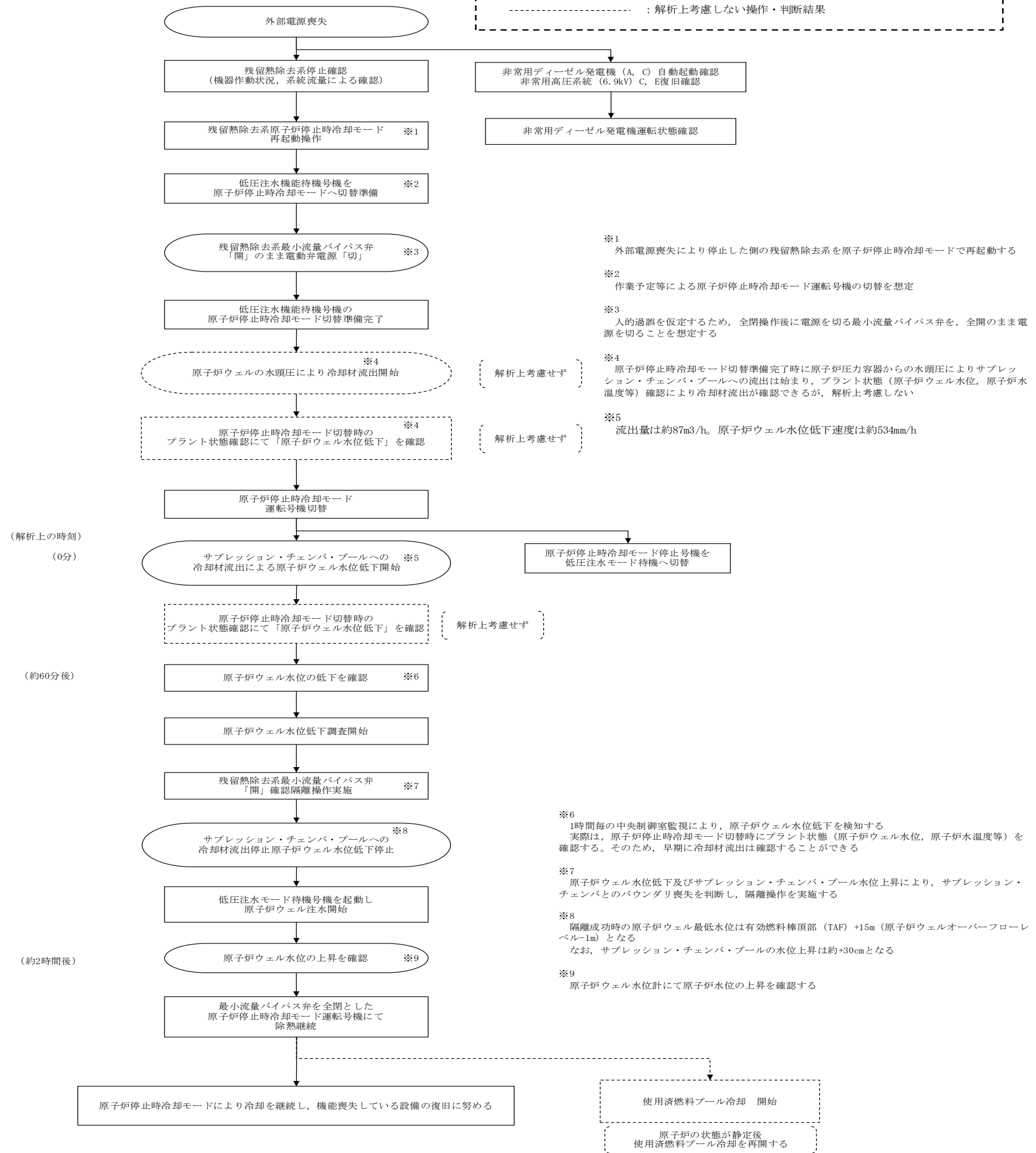
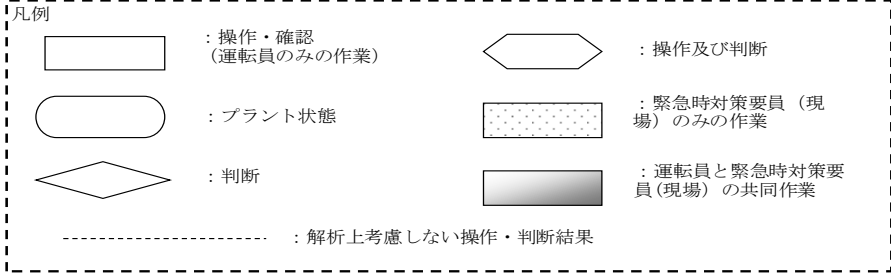


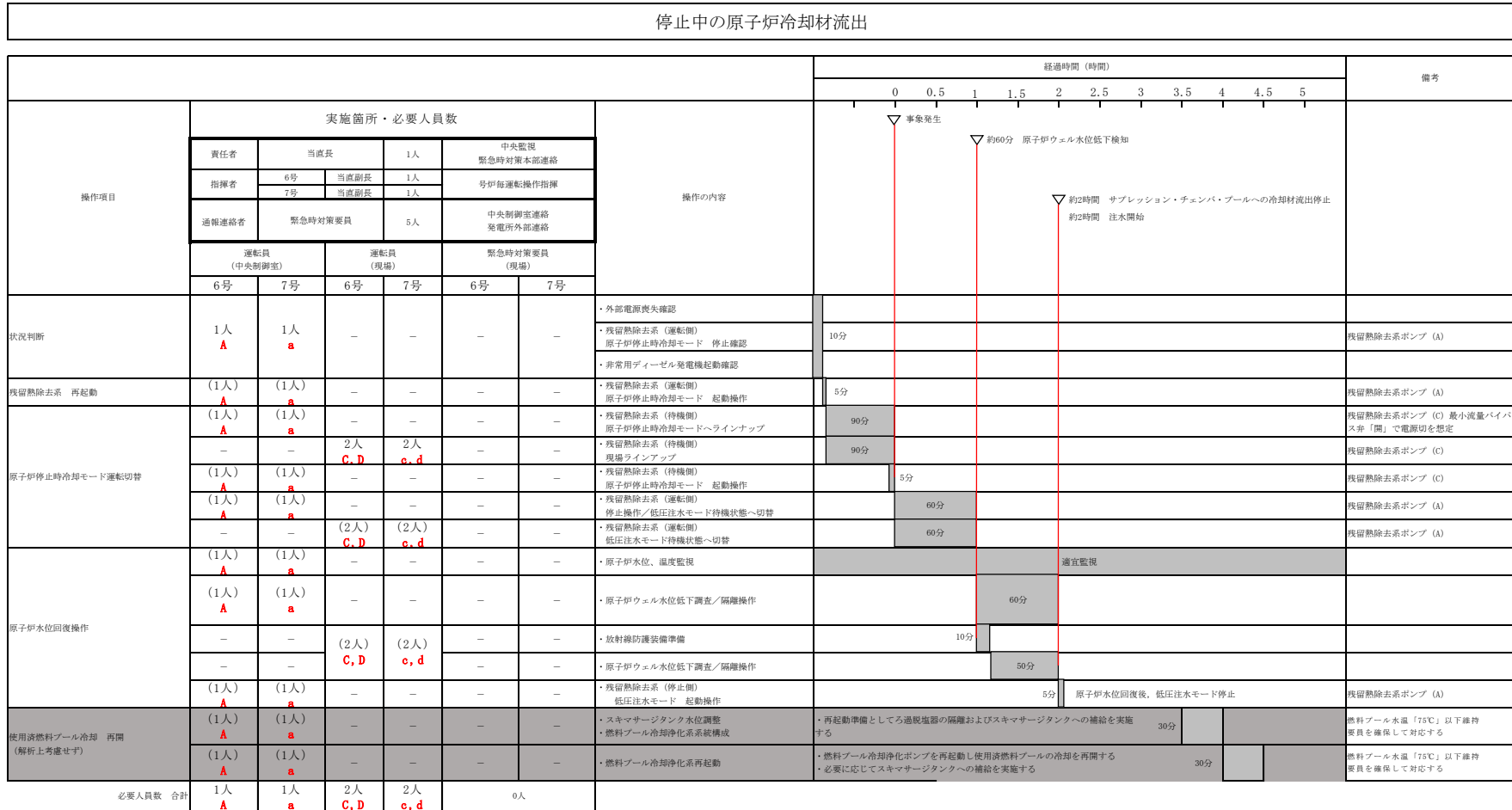
図 5.3.2 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)  
(原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

プラント前提条件  
 ・原子炉ウエル満水  
 ・全燃料装荷&プールのゲート「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



5.3-12

図 5.3.3 原子炉冷却材の流出時の対応手順の概要



( ) 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



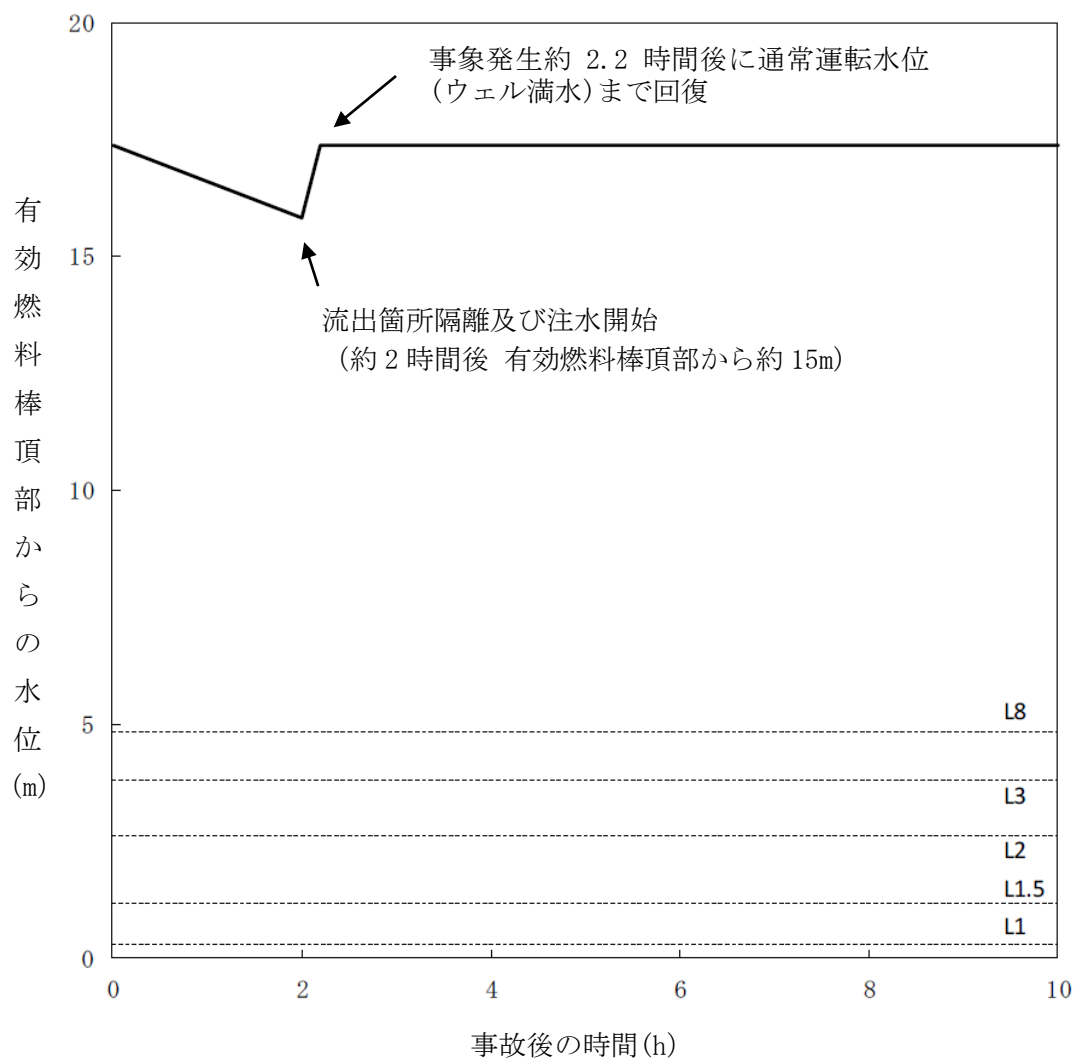


図 5.3.5 原子炉冷却材流出における原子炉水位の変化

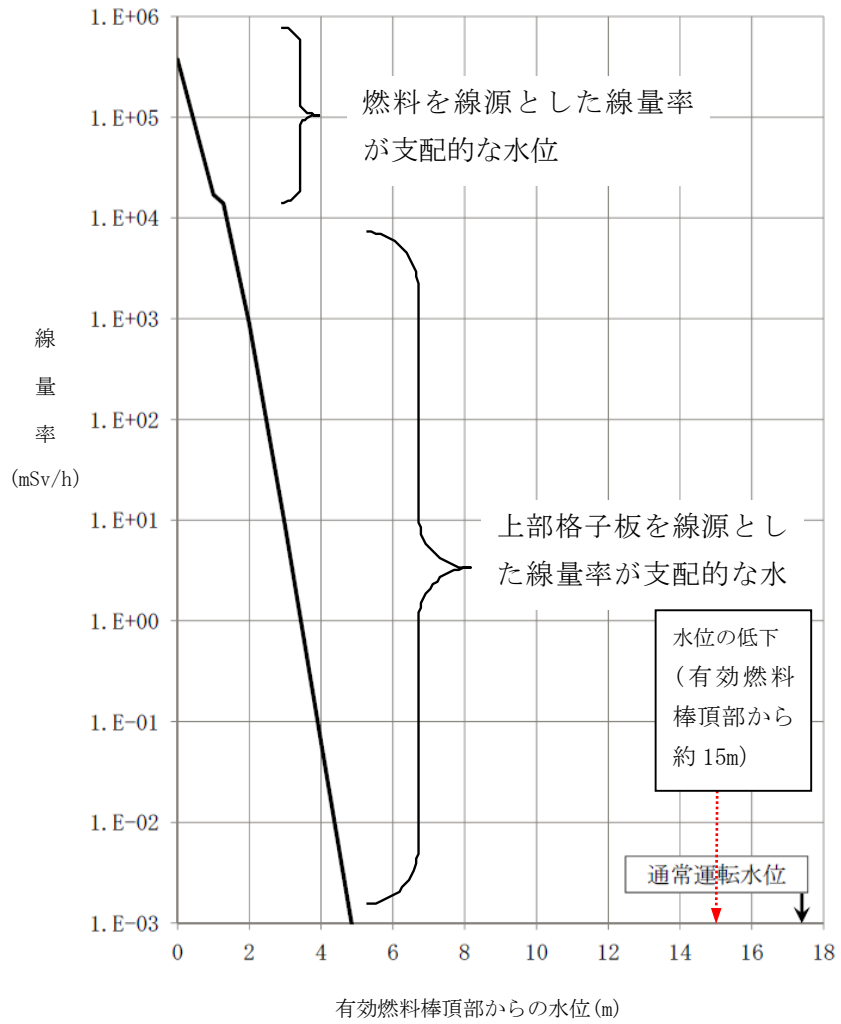


図 5.3.6 原子炉水位と線量率

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	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 サブプレッション・チェンバ・プール水位計
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計
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注水を実施する	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

表 5.3.2 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器が開放状態を想定
	原子炉の初期水位	ウェル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（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	原子炉圧力容器開放を想定
	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 <sup>3</sup> /h	残留熱除去系の系統切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温の上昇及び蒸発	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない	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 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量	954m <sup>3</sup> /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（低圧注水モード）による原子炉注水	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

### 原子炉冷却材流出事故における運転停止中の線量率評価について

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流電源喪失事象」においては，原子炉未開放時を評価しており，原子炉上部での作業は不要であるのに加えて，事象の認知は容易でありかつ事象発生から沸騰による水位低下が開始されるまでの時間余裕は1時間程度あるため，作業員が現場にいた場合も退避することが可能である※。

※ 添付資料5.1.6「原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について」参照

運転停止中の「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原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく，点検などに係わる原子炉冷却材流出事故は原子炉開放状態にて実施されるため，原子炉開放状態について評価しており，ここでは，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ピットに取り出しており，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく想定するために原子炉ウエ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/cm<sup>3</sup>)
- 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)

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

○ 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを図1に示す。また、計算により求めた線源強度を表1に示す。

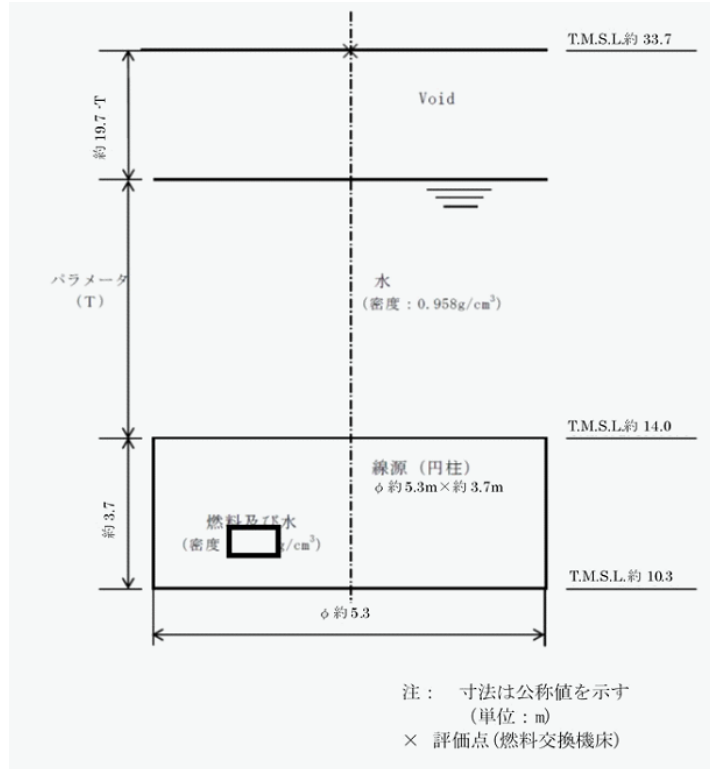


図1 燃料の線量率計算モデル

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

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  $^{60}\text{Co}$ を想定して1.5MeVとする。

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

※ 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

- 線源強度は、機器表面の実測値 ( Sv/h) より  $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ と算出した。  
線量率計算モデルを図2に示す。



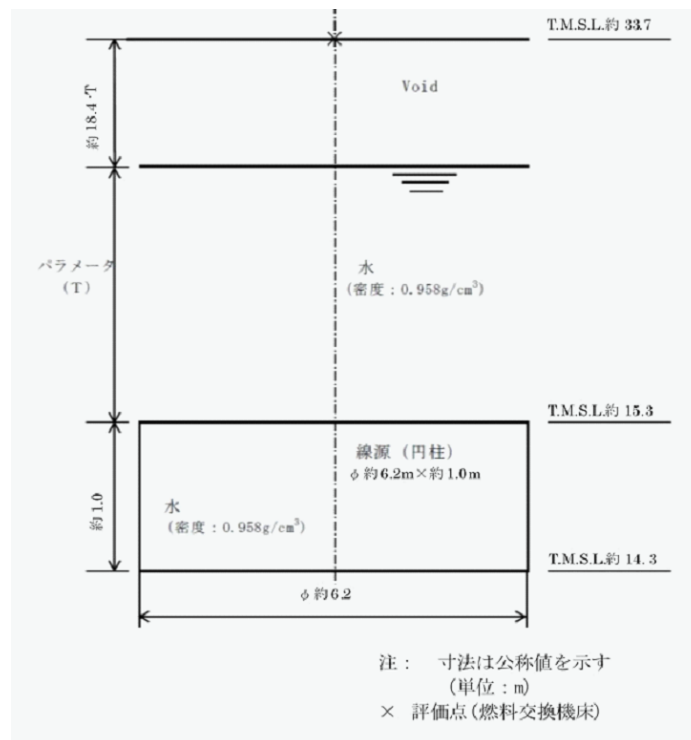


図2 上部格子板の線量率計算モデル

(2) 線量率

線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

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

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期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、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 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原子炉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

定期検査中に RHR 切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、この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。

その上で、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温の上昇及び蒸発

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

## (2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。但し、RHR の吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約 1.7m 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)にも示したとおり、ある程度、原子炉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起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。

#### (4) 原子炉水位低下時の作業環境

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

#### 4. POS の選定結果と考察

「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3 節の(1)から(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。

なお、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放である POS「A」、 「C」、 「D」の「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが、その場合であっても 2 時間以上の時間余裕※があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後想定）

以上

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			有効燃料棒頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の閉鎖状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	閉鎖	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	閉鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS Bに同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態 (原子炉ウェル水抜き開始まで)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・燃料プール代替注水系 (常設)</li> <li>・燃料プール代替注水系 (可搬)</li> </ul>	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象 (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) は包絡される)	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象 (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) は包絡される)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2		<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・燃料プール代替注水系 (可搬)</li> </ul>				
B3		<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (RHR)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>		閉鎖		
B4		<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (RHR)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・燃料プール代替注水系 (常設)</li> <li>・燃料プール代替注水系 (可搬)</li> </ul>		開放		
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	閉鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS Bに同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
C2		<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>		閉鎖		
D		<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF)</li> <li>・低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>		閉鎖		

## 安定状態について

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約 2 時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（停止時冷却モード）に切替えて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

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等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期水温	52℃	約 29℃～約 37℃ (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、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原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	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	原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、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、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため、原子炉水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には残留熱除去系の切替え操作は実施しないことから事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉压力容器が未開放の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、いずれの水位にあっても、残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから、原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し、また、そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は2時間以上と長い（停止1日後想定）ため、隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行える。 また、原子炉压力容器が未開放の場合、原子炉水位計による警報発生等の認知（15分程度）、緩和設備の起動、事故後の作業員の退避（20分程度）に比べて、放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約1時間）は十分長いため、放射線の遮蔽は維持される。以上より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉初期圧力	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与える影響はない
	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	原子炉压力容器未開放状態の場合は原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器開放状態の場合は、評価条件と同様であるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉压力容器未開放状態の場合は、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、放射線の遮蔽を維持できる原子炉の最低水位に到達するまでの時間（約1時間）は十分長く、認知も容易であるため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持される。 有効燃料棒頂部の冠水維持（未臨界維持）において、原子炉压力容器が未開放で原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、いずれの水位にあっても、残留熱除去系の吸込管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから、原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し、また、そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は2時間以上と長く（停止1日後想定）、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起因事象	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与える影響はない
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	87m <sup>3</sup> /h	87m <sup>3</sup> /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温の上昇及び蒸発	考慮しない	考慮しない	崩壊熱による原子炉水温の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(低圧注水モード)の注水流量	954m <sup>3</sup> /h	954m <sup>3</sup> /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与える影響はない

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件 原子炉冷却材流出の停止操作	事象発生から2時間後	運転操作手順等を踏まえて設定	<p>【認知】 評価では, 1時間毎の中央制御室監視により, 原子炉ウエル水位低下を検知することを想定している。実際は, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替時にプラント状態 (原子炉ウエル水位, 原子炉水温等) 確認により, 早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある</p> <p>【要員配置】 運転員による操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【移動】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には, 原子炉建屋の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 原子炉ウエル水位低下調査における, 漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は, 現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉ウエル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する 運転員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	運転員による残留熱除去系切替時のプラント状態確認により評価の想定より早く事象を認知できる可能性があり, 評価上の操作開始時間に対し, 実際の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合が考えられる	原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され, 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は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約13時間でありこれに対して, 事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから, 時間余裕がある	残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生していることを想定し, 訓練を実施。訓練実績では, 当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び閉操作に約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

添 5.3.4-3



表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 120 分後	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間に対し、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から 120 分後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなる場合が考えられ、 <b>原子炉水位の回復が早くなる</b>	原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	<b>原子炉水位</b> が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 13 時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約 2 時間であることから、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

7日間における燃料の対応(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：原子炉冷却材の流出は6号及び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、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 751kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 751kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> 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		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 79kL</b>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機用燃料タンク(容量 <b>約 200kL</b> )の残容量(合計) は <b>約 659kL</b> であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用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) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 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

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

#### (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，制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を図 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操作手順の関係を表 5.4.1 に示す。

本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。

##### a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。

##### b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）

信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。

#### 5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する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）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として、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防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって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ため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX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、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

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

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の $10^{-8}$ ，原子炉圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO<sub>2</sub>とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒1本が全引抜されている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は，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本の反応度値は約1.04%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を図5.4.2に示す。

なお，通常，制御棒1本が全引抜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<sup>\*</sup>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。

<sup>\*</sup> 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下となるよう管理

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，停止時冷温臨界試験での引き抜き制御棒値の管理等を実施

(c) 外部電源

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

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にて連続で引き抜かれ<sup>\*</sup>，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。引抜制御棒反応度曲線を図5.4.2に示す。

(b) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、起動領域モニタの原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）によるものとする。スクラム反応度曲線を図 5.4.3 に示す。

※ 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断させる場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

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、炉心平均中性子束の推移を図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%Δk）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、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約  $1.0 \times 10^{-4}$  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、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

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

（添付資料 5.4.2）

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、自動作動する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

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、実験にて7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.3)

#### (2) 解析条件の不確かさの影響評価

##### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、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ると考えられる炉心状態、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、制御棒引抜阻止、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

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなる恐れはある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認してお

り、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止及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高信号による制御棒引抜阻止機能、計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。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、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) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

- ・ 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%  $\Delta k$ の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合
- ・ サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の $10^{-8}$ の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がない、0.55ドル（10倍）及び0.54ドル（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がない、0.57ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.3）

#### (6) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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小さい。

#### 5.4.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

## (2) 必要な資源の評価

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

### a. 水源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

### b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

### c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

## 5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「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、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

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

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

本事故シーケンスグループにおける6号及び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。

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

プラント前提条件  
 ・複数本の制御棒引抜操作（停止時冷温臨界試験，停止余裕検査等を考慮した想定）  
 ・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

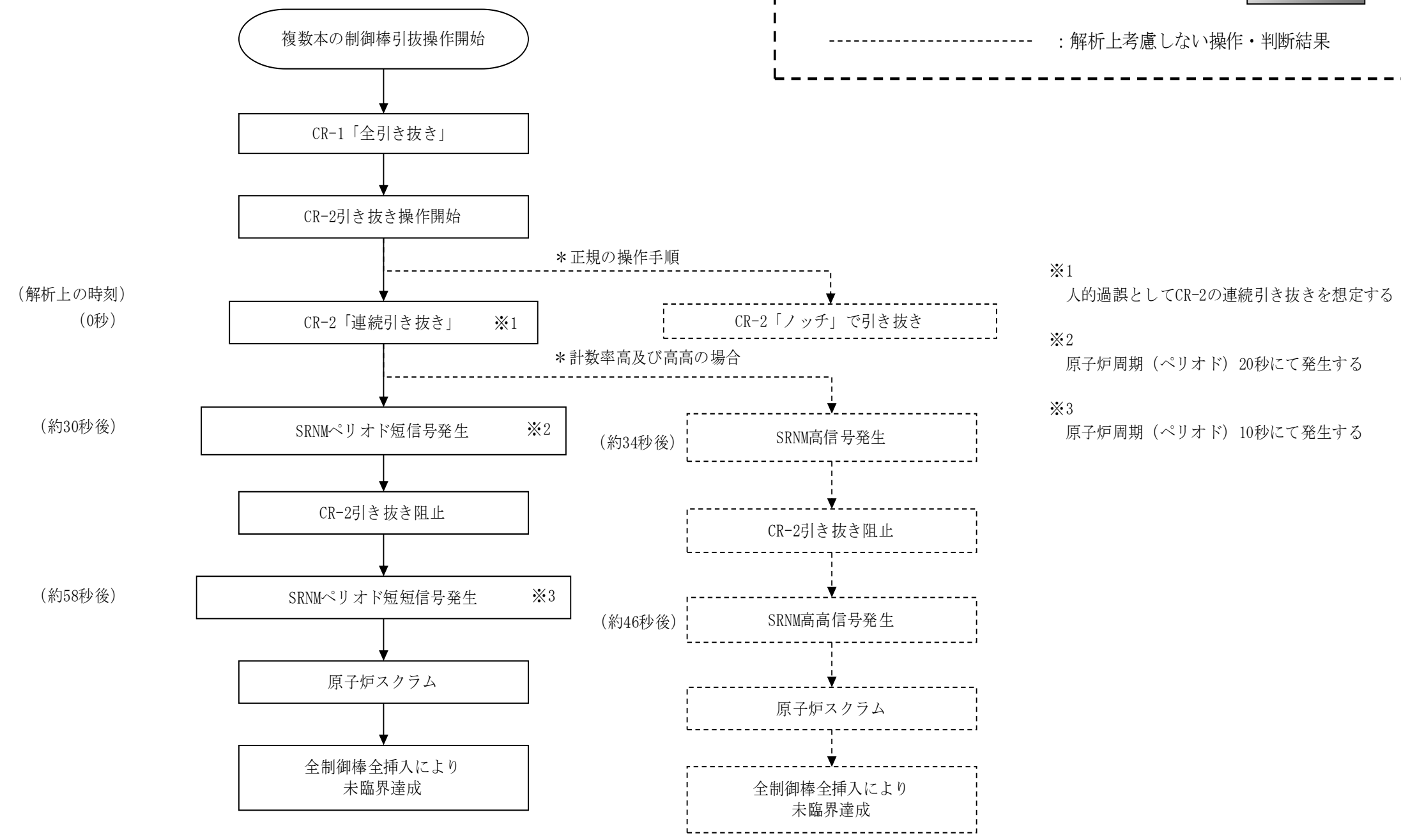
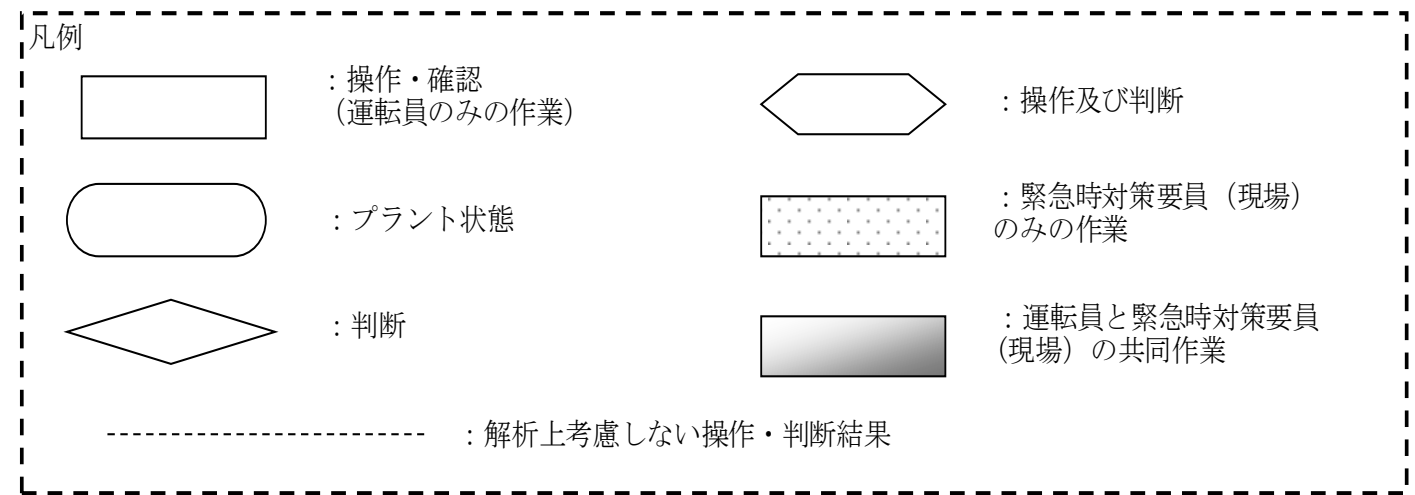


図 5.4.1 反応度の誤投入時の対応手順の概要

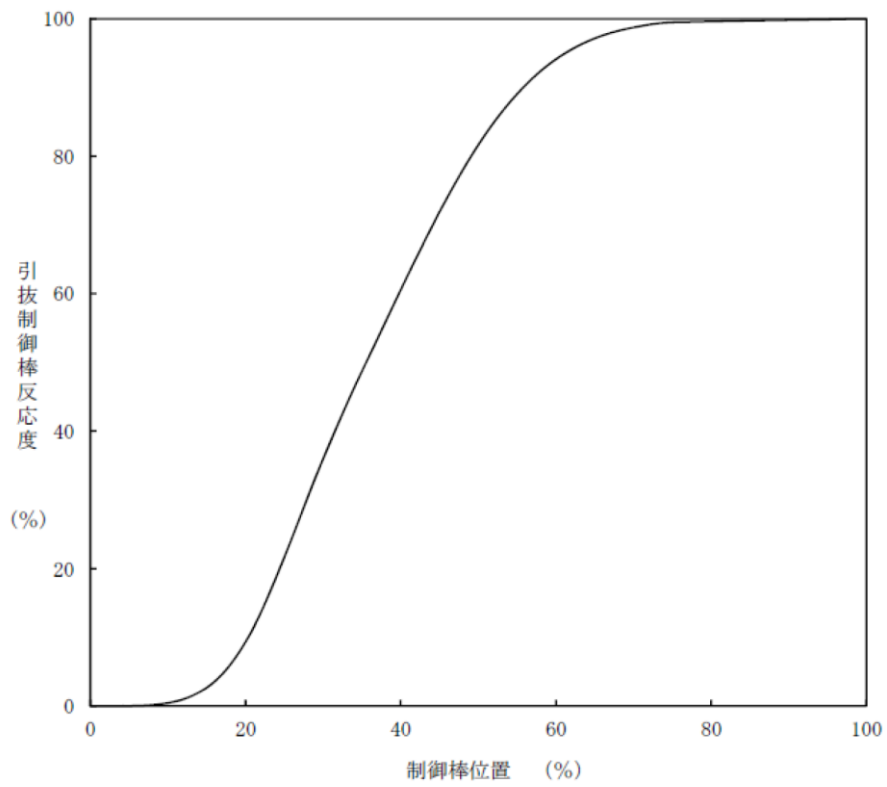


図 5.4.2 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線

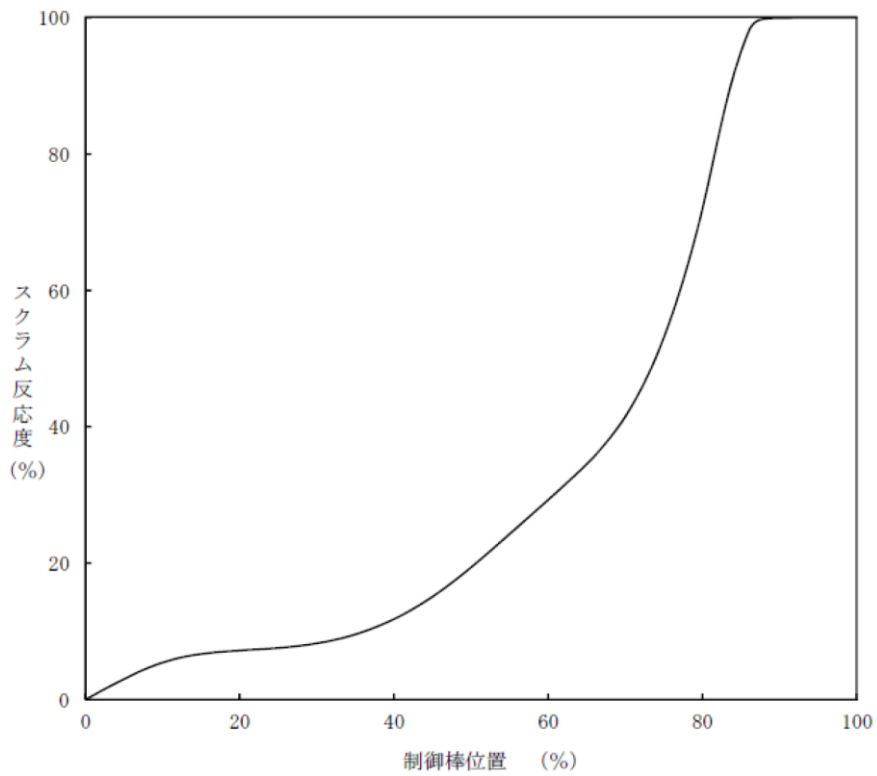


図 5.4.3 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線

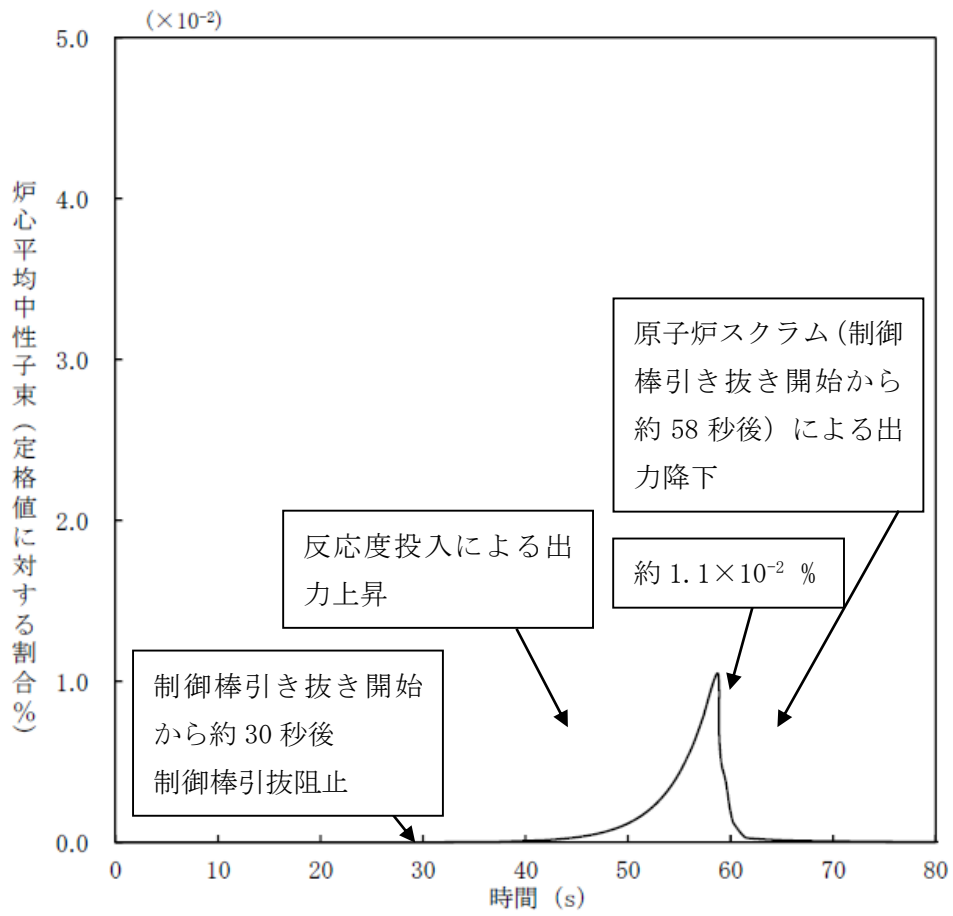


図 5.4.4 炉心平均中性子束の推移

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	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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°C	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
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	冷却材温度 20°Cにおける燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象 制御棒の誤引き抜き	<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
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	SRNM の制御棒引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 SRNM のスクラム機能により設定※

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査（核計測装置）等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本事象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。

## 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のペリオド短信号による制御棒引抜阻止機能と FMCRD の遅い制御棒引抜速度により反応度の投入量が従来型 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  $9.43\text{kJ/kgUO}_2$  (約  $2.25\text{cal/g UO}_2$ ) , ピーク出力部燃料エンタルピーは最大で約  $9.88\text{kJ/kgUO}_2$  (約  $2.36\text{cal/gUO}_2$ ) まで上昇するにとどまり、「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  $65\text{cal/gUO}_2$ ) 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  $1.0 \times 10^{-4}$  まで上昇するにとどまる。

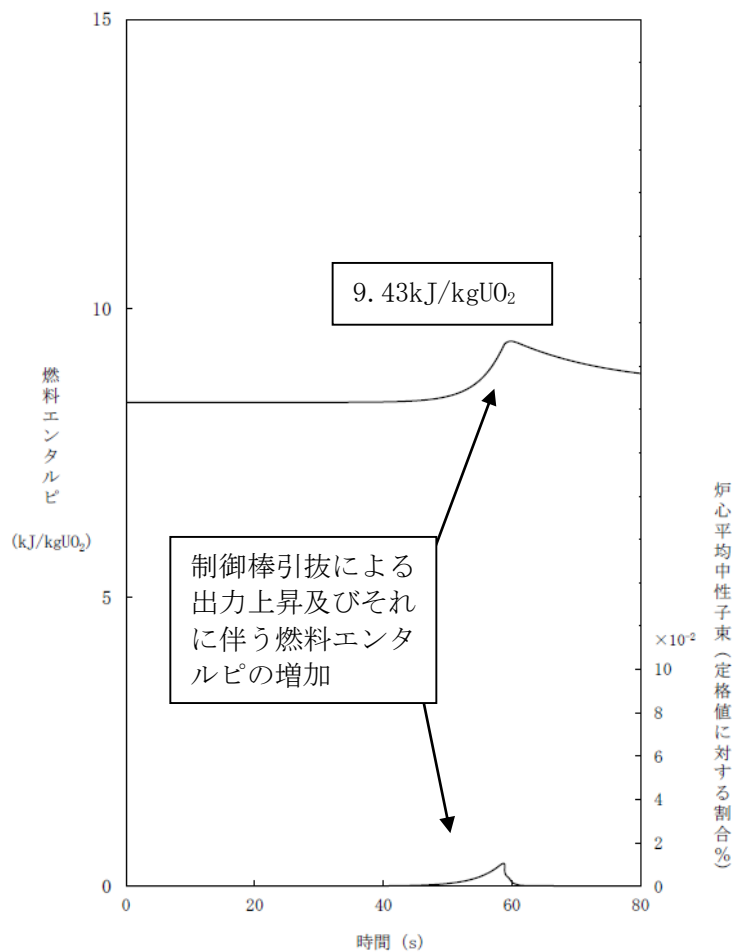


図1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の変化

## 安定状態について

運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号により，制御棒の引き抜きは阻止され，さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号で原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度誤投入)

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(運転停止中 反応度誤投入)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> <li>一点近似動特性モデル(炉出力)</li> <li>出力分布は二次元拡散モデル</li> <li>核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約</li> </ul>	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介しない。 したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない	ドップラ反応度フィードバック、及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>RZ 二次元拡散モデル</li> <li>エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮</li> </ul>	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値(燃焼度 OGWd/t の値)を用いるといった保守的なモデルを適用していることから出力分布変化の不確かさは考慮しない
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮</li> <li>熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果:7~9%</li> <li>実効遅発中性子割合: 4%</li> </ul>		実験によるとドップラ反応度フィードバックの不確かさは7~9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。 また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次元拡散モデル</li> <li>動特性計算では外部入力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>制御棒反応度:9%</li> <li>実効遅発中性子割合: 4%</li> </ul>		制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。 また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱伝導モデル</li> <li>燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル</li> </ul>	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、影響はほとんど生じない	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> <li>単相強制対流: Dittus -Boelter の式</li> <li>核沸騰状態: Jens -Lottes の式</li> <li>膜沸騰状態(低温時): NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達関連式</li> </ul>	考慮しない	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく、事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため、除熱量に不確かさがあるとしても、燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどない	
	沸騰遷移	低温時: Rohsenow -Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどない	

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

項目		解析条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		解析設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	平衡炉心のサイクル初期	装荷炉心毎、燃焼度毎に変化する	装荷炉心については平衡炉心を代表として設定。 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心としてサイクル初期を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介さない。 したがって、解析条件の不確かさが、運転員等操作時間に与える影響はない	実炉心においては装荷炉心毎、燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい ・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 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜き制御棒反応度曲線を用いた場合(補足説明資料98「反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて」参照)
	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 <sup>-8</sup>	定格出力の10 <sup>-8</sup> 程度	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。 定格の10 <sup>-8</sup> の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(0.55ドル)と大きく差異がない0.55ドル(10倍)及び0.54ドル(1/10倍)であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい
	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		初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果(0.55ドル)と大きく差異がない0.57ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
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等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中 反応度誤投入) (2/2)

項目	解析条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		解析設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となる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，運転員等操作はなく，操作時間に与える影響等は不要である
	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。	
	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）	事故事象毎 SRNM 計数率高高 <sup>※1</sup>	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	
					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
					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り，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
					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
					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が大きくなる

※ 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、運転停止中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抜き事象の代表性について以下に示す。

## 1 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度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とおり。

## a. 停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオド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 ノッチ又は 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最大値を有する制御棒（CR-1）の全引抜き  
②最大値を有する制御棒（CR-1）と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒（CR-2）の全引抜き  
③最大値を有する制御棒（CR-1）を補正位置 N まで挿入  
④最大値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-3）を補正位置 N まで引抜き  
⑤最大値を有する制御棒（CR-1）を再度全引抜き  
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値

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（又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抜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記の「燃料の誤装荷」、「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。

### 2-1. 単一の人的過誤

#### a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機（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。このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えられない。

#### b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度値は変化する。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。

#### 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する。

### 2-2. 人的過誤の重畳

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

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

※「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替交換機により、機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、またデータの入力についても複数のグループによる確認を多重に実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。



・「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1 停止時において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査と停止時冷温臨界試験である。通常、試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、ロッドワースミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない場合においては、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで人的過誤の発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

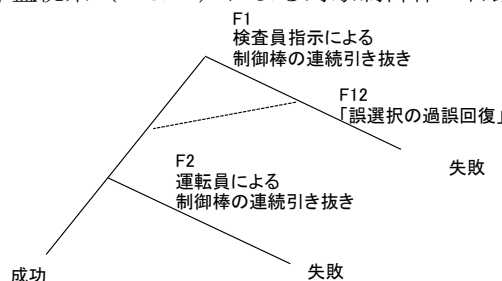
図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRAツリー及び人的過誤の確率を示す。

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

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

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

※原子炉停止余裕検査時のRWMによる隣接制御棒の引き抜き防止、停止時冷温臨界試験時のRWM及び制御棒操作監視系（RC&IS）による対象制御棒の自動選択

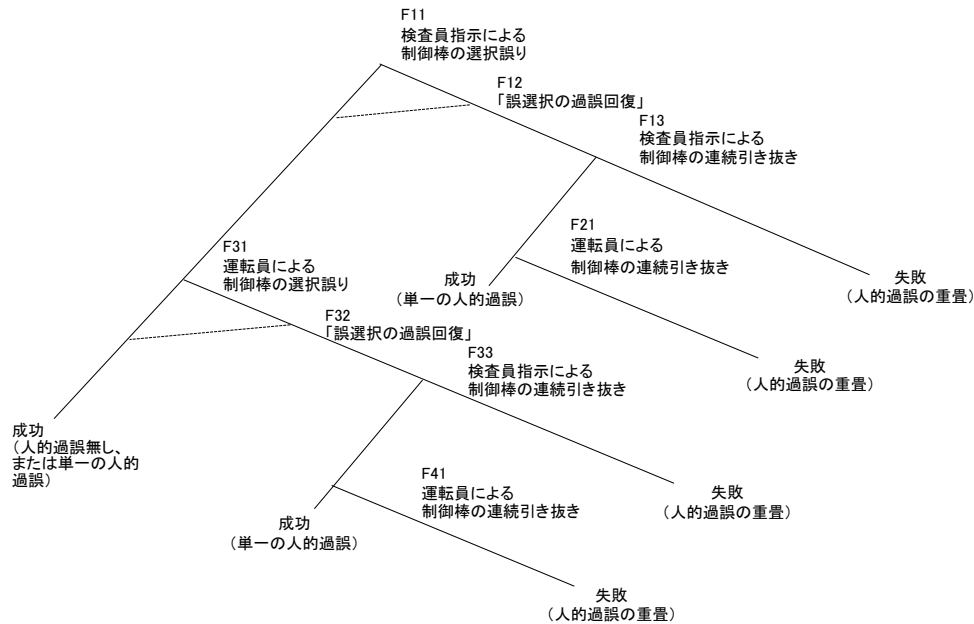


	人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

\*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

人的過誤(平均値)	EF
4.0E-03	2

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

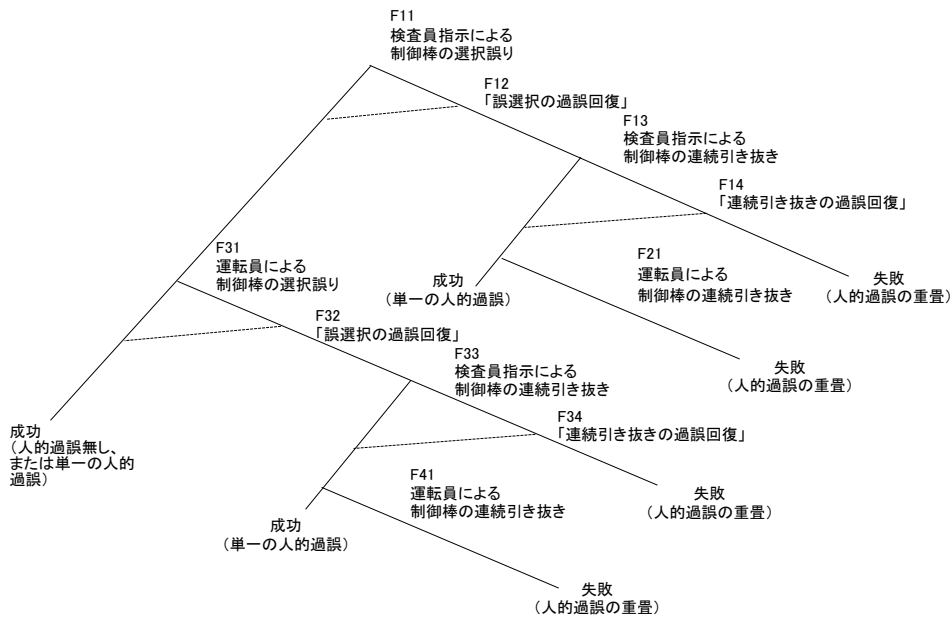


人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F21の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

\*制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない  
\*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
2.9E-04	4

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



人的過誤の内容		過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11	検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13	検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F31	操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする

\*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない  
\*制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごとに操作を確認)、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする  
\*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜きを実施する冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
2.3E-06	4

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

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

Dependency Condition Table						Number of Human Action Failures Rule □ - Not Applicable. Why? _____
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 <sup>nd</sup> , 3 <sup>rd</sup> , or 4 <sup>th</sup> checker  If this error is the <b>3rd error in the sequence</b> , then the dependency is at least <b>moderate</b> .  If this error is the <b>4th error in the sequence</b> , then the dependency is at least <b>high</b> .
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	high		
5		nc	s	na	high	
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12			a	moderate		
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16			a	low		
17					zero	

### 3 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事例は以下のものがある。

平成11年 志賀原子力発電所1号炉 原子炉緊急停止事故は、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉とは制御棒駆動機構が異なり、物理的に発生の可能性がないため有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

また、柏崎刈羽原子力発電所6号炉 FMC RD 試運転時 CR 引き抜き事象についても制御盤改造及び試験時特有の事象であること、下に記載の再発防止策が取られていること、仮に発生したとしても停止余裕に対して投入される反応度は大きくなく、また監視・安全系が機能しているため、過渡事象等で考慮されている状態より過酷とされないと考えられることから選定不要と考える。

#### ・平成11年 志賀原子力発電所1号炉 原子炉緊急停止事故（北陸）

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

この事象は、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においては、制御棒駆動機構が異なるため、発生しない（FMC RDのHCUでは物理的に引き抜けが起こらない）。また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力(株) 志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。

#### ・平成8年 柏崎刈羽原子力発電所6号炉 FMC RD試運転時CR引き抜き事象（当社）

6号炉試運転中（建設段階）FMC RD制御盤改造及び試験の準備のため、FMC RDの安全処置（アイソレ）による隔離を実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の4本の制御棒が128ステップの位置まで引き抜かれた（この間、未臨界であることは確認されている）。

制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策（制御棒の駆動電源OFFと制御電源OFFの安全処置の多重化）が実施されていることから対策済みであると考え。また、この事象では核計装系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。

#### 4 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒を連続的に引き抜かれる事象を想定した。

この時、引き抜かれる制御棒は、以下の点を考慮して「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での隣接制御棒の1本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※を超えるもの
- ・停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒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こと

以上より、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」を代表性のあるシナリオとしている。

※核的制限値を超えないよう設定している管理値:臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0% $\Delta k$ 以下

## 6. 必要な要員及び資源の評価

### 6.1 必要な要員及び資源の評価条件

#### (1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については、保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。
- b. 参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直長、当直副長、運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。

また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生10時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生10時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。

- c. 可搬型設備操作において、可搬型設備を事象発生から12時間までは機能に期待しないと仮定するため、その使用開始を12時間後として要員を評価する。

#### (2) 資源の評価条件

##### a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。
- (b) 水源、燃料及び電源に関する評価において、淡水貯水池、ガスタービン発電機用燃料タンク及び常設代替交流電源設備は、6号及び7号炉で共用していることから、その合計の消費量を評価する。

##### b. 水源

- (a) 炉心及び原子炉格納容器への注水において、水源となる復水貯蔵槽の保有水量（約1,700m<sup>3</sup>：有効水量）が、淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。
- (b) 復水貯蔵槽については、淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプを用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 使用済燃料プールへの注水において水源となる防火水槽については、淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプを用いて必要注水量以上が補給

可能であることを評価する。

- (d) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンスが水源（必要水量）として、厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等々を評価し成立性を確認する事で、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

#### c. 燃料

- (a) 常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車、復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）、使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）、非常用ディーゼル発電機、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮して消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、非常用ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））の容量を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））とガスタービン発電機用燃料タンク（約50kL、4基（6号及び7号炉共用））の合計容量約2,240kLを考慮する。

- (d) 常設代替交流電源設備は、1台で6号及び7号炉の事故収束に必要な負荷への給電が可能であるが、保守的に3台分の燃料消費量で評価を行う。

- (e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

#### d. 電源

- (a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいては常設代替交流電源設備により、有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量（約2,950kW）未満となることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスにおいては、非常用ディーゼル発電機からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディー

ゼル発電機から給電するものとして評価する。

- (c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を実評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

## 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

### (1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転中を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「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）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」であり、事象発生後10時間に必要な要員は30名である。必要な作業対応及び有効性評価においては考慮しないが実際に重大事故等の発生時に実施する操作をあわせても、中央制御室の運転員18名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員72名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員数は36名であり、参集要員（106名）により確保可能である。

また、6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転停止中を想定する。原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、事象発生後10時間に必要な要員は18名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。なお、事象発生10時間以降に追加に必要な要員数は26名であり、参集要員（106名）により確保可能である。

また、使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故2」であり、必要な要員は22名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。

なお、各事故シーケンスグループにおいては6号及び7号炉が共に原子炉運転中、又は原子炉運転停止中を想定しているが、片号炉において原子炉運転中、もう片号炉においては、原子炉運転停止中を想定する。ここで、片方の号炉で原子炉運転中の必要な要員数が最も多い「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）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」を、もう他方の号炉で原子炉運転停止中の必要な要員数が最も多い「4.2 想定事故2」を想定すると、事象発生後10



時間に必要な要員は 27 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 14 名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の初動体制の要員 68 名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 18 名であり、参集要員（106 名）により確保可能である。

（添付資料 6.1.1, 6.2.1, 6.2.2）

### 6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

#### (1) 水源の評価結果

##### a. 原子炉及び原子炉格納容器への注水

原子炉及び原子炉格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「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）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用しない場合（3.1.3）」である。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイにおいて、6 号及び 7 号炉それぞれで約 7,300m<sup>3</sup>の水が必要であり、同時被災を考慮すると合計約 14,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup>、淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有しており、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池から復水貯蔵槽へ水の移送を行うことで、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 7 日間の注水継続が可能である。

##### b. 使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故 2」である。

可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プール注水において、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,300m<sup>3</sup>の水が必要であり、同時被災を考慮すると合計約 6,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有しており、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池から防火水槽へ水の移送を行うことで、防火水槽を枯渇させることなく、防火水槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。

（添付資料 6.3.1）

#### (2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「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」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

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最大負荷で3台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約751kLの軽油が必要となる。復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）又は使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）については、保守的に事象発生直後から最大負荷で6台（6号及び7号炉それぞれ3台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に20kL（号炉あたり約10kL）の軽油が必要となる。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最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（号炉あたり約37kL）の軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉それぞれで約798kLとなり、同時被災を考慮すると合計約1,596kLの軽油が必要となる。

さらに、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約79kLの軽油が必要となる。

よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,675kLとなる。

6号及び7号炉のそれぞれの軽油タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,040kL（号炉あたり約1,020kL）であり、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」、「2.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」、「2.3.3 全交流電源喪失+直流電源喪失」、「2.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」及び「3.4 水素燃焼」である。

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で3台の運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後から最大負荷で6台（6号及び7号炉それぞれ3台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約20kL（号炉あたり約10kL）の軽油が必

要となる。また、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最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（号炉あたり約37kL）の軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉において約954kLとなる。

さらに、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約79kLの軽油が必要となる。

よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,033kLとなる。

6号及び7号炉それぞれの軽油タンク並びにガスタービン発電機用燃料タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,240kLであり、必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料 6.3.1）

### (3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」、「2.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」、「2.3.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」、「2.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」及び「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、6号及び7号炉において合計約2,379kW（6号炉：約1,181kW、7号炉：約1,198kW）必要となるが、常設代替交流電源設備の連続定格容量である2,950kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定しているが、6号及び7号炉において重大事故等対策に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれていることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

また、直流電源については外部電源喪失時においても、非常用ディーゼル発電機又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお、事故シーケンスグループ「2.3 全交流動力電源喪失」においては、交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも直流電源負荷の制限及び常設代替直流電源への切替えの実施により、事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料 6.3.1）

## 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

現在、1～5 号炉は停止状態にあり、各プラントに保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要である。そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、6 号及び 7 号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6 号及び 7 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 6 号及び 7 号炉への対応の成立性を確認する。

また、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。

## 1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

## (1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽原子力発電所 1～7 号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。

また、不測の事態を想定し、1～5 号炉のうち、いずれか 1 つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際してはすべての号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

6 号及び 7 号炉について、有効性評価の各シナリオの内、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表 1 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7 日間の対応に必要な要員、必要な資源、6 号及び 7 号炉の対応への影響を確認する。

## (2) 必要となる対応操作、必要な要員及び資源の整理

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

## (3) 評価結果

1～5号炉にて「(1)想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

(a) 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な1～5号炉、6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

(b) 必要な資源の評価

a. 水源

6号及び7号炉において、水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」を想定すると、炉心注水及び格納容器スプレイの実施のため、7日間で号炉あたり約7,300m<sup>3</sup>の水が必要となる（6号及び7号炉で約14,600m<sup>3</sup>）。また、表3に示すとおり、6号及び7号炉における使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの回復、水位維持）は、7日間の対応を考慮すると、約2,551m<sup>3</sup>の水が必要となる（6号及び7号炉で合計約17,151m<sup>3</sup>）。

6号及び7号炉における水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有しているため、原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（6号及び7号炉で合計約21,400m<sup>3</sup>）。

1～5号炉において、スロッシングによる水位低下の発生後に、遮蔽に必要な高さまで水位を回復させ、蒸発による水位低下を防止するための必要な水量は7日間の対応を考慮すると、約6,048m<sup>3</sup>となる。

1～5号炉における水源として、表3に示す各必要な水量を各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク及びサプレッション・チェンバのプールにて確保する運用であることから、6号及び7号炉における水源を用いなくても1～5号炉の7日間の対応が可能である（1～5号炉で合計約6,048m<sup>3</sup>）。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m<sup>3</sup>であり、各防火水槽及びろ過水タンクに各必要な水量が確保されるため、6号及び7号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合に備え、6号及び7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇しオペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、消火系、ガスタービン発電機又は電源車により給電した残留熱除去系、復水補給水系、燃料プール補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、原子炉建屋最上階下での注水操作が可能な設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示すとおりである。空冷

式ガスタービン発電機は発電所全体として 4 台の保有を計画しており、6 号及び 7 号炉での重大事故等の対応に必要な台数は**第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機のいずれか**1 台であるため、予備機を 1～5 号炉での対応で使用することも可能である。また、電源車を用いることで復水補給水系、燃料プール補給水系等への給電も実施可能である。

※：使用済燃料プール（原子炉ウエル及び D/S ピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5 号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約 12,706m<sup>3</sup>の水が必要となる（1～7 号炉で合計約 15,257m<sup>3</sup>）。したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7 号炉にて合計約 29,857m<sup>3</sup>の水が必要であるが、6 号及び 7 号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は約 21,400m<sup>3</sup>であり、1～5 号炉の各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サプレッション・チェンバのプール及び防火水槽の最低限確保される保有水量は約 6,228m<sup>3</sup>である（合計約 27,628m<sup>3</sup>）。これらの合計量は、6 号及び 7 号炉及び内部火災（7 日間で 5 箇所）への対応を実施したうえで、1～5 号炉の使用済燃料プール（原子炉ウエル及び D/S ピットを含む）の水位を通常水位一約 1m まで回復させ、その後、7 日間の水位維持を可能となる水量である。7 日以降については十分時間余裕があるため、外部からの水源供給や支援などにも期待できることから、1～5 号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

#### b. 燃料（軽油）

6号及び7号炉において、軽油の使用量が最も多い「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」を想定すると、非常用ディーゼル発電機（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約751kL<sup>\*</sup>、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約10kL<sup>\*</sup>、代替原子炉補機冷却系専用の電源車（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL<sup>\*</sup>、使用済燃料プール代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉で2台）の7日間の運転継続に約7kL<sup>\*</sup>が必要となる。加えて、免震重要棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機（3台）の7日間運転継続は約79kL<sup>\*</sup>の軽油が必要となる（6号及び7号炉での事故対応、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油：合計約1682kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、6号及び7号炉の原子炉及び使用済燃料プールの事故対応、緊急時対策所への電源供給及びモニタリング・ポストへの電源供給について、7日間の対応は可能である。

1～5号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に全出力で非常用ディーゼル発電機（2台）が起動した場合を想定して

おり（「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプの軽油を上回る保守的な想定）、7日間で号炉あたりの必要な軽油は約632kLとなる（1～5号炉で合計約3,160kL）。なお、1～5号炉における使用済燃料プールへの注水と、火災が発生した号炉での消火活動に対して、可搬型代替注水ポンプ（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を仮定すると約20kL\*が必要となる。

1～5号炉の各軽油タンクにて約632kL（1～5号炉合計約3,160kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1～5号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、6号及び7号炉における軽油を用いなくても7日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

### c. 電源

常設代替交流電源設備、電源車等による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備、電源車等による給電ができない場合に備え、デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

#### (4) 柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6号及び7号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

6号及び7号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1～5号炉の各資源にて1～5号炉の使用済燃料プール、内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから、柏崎刈羽1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響はない。

## 2. 他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響

1. で想定する事故時の1～5号炉の使用済燃料プールにおいて、スロッシング等の水位低下による現場線量率上昇は、以下の資料で示す通り、6号及び7号炉の重大事故時対応に影響するものではない。

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

「添付資料 1.0.2 補足資料 10 1～7号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響」

## 3. まとめ

上記1. 及び2. に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽原子力発電所1～5号

炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等  
時対応への対応は可能である。



表 1 想定する各号炉の状態

項目	6号及び7号炉	1～5号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失※2</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・内部火災※3</li> </ul>
水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> </ul>	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源喪失※2</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」</li> </ul>	
電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」</li> </ul>	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉（1～7号炉）のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 6号及び7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5プラント分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1～5号炉，6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認，直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認および，直流電源の延命のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m <sup>3</sup> (36m <sup>3</sup> /プラント×5プラント) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ：約4kL (18L/h×24h×7日×1台) 又は ディーゼル駆動消火ポンプ：約6kL (32L/h×24h×7日×1台)
各注水系による使用済燃料プール（復水補給水系，燃料プール補給水系，消火系，可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの給水）	各注水系による使用済燃料プールへの給水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源（詳細は表3参照） 1号炉：約324m <sup>3</sup> 2号炉：約1,401m <sup>3</sup> 3号炉：約1,425m <sup>3</sup> 4号炉：約1,366m <sup>3</sup> 5号炉：約1,532m <sup>3</sup> 6号炉：約8,565m <sup>3</sup> 7号炉：約8,586m <sup>3</sup> ※6号及び7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定している水源も含む ○燃料 1～5号炉 可搬型代替注水ポンプ：約16kL (18L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ：約7kL (18L/h×24h×7日×2台)
常設代替交流電源設備等による給電	常設代替交流電源設備等による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 常設代替交流電源設備：約860kL (1,705L/h×24h×7日×3台)
燃料給油作業	常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプに給油を行う	緊急時対策要員	—

表3 各号炉に必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7		
	停止中		停止中		停止中		停止中		停止中		運転中		運転中		
	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	
炉心燃料	全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		装荷済		装荷済		
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		未開放（プールゲート閉）		未開放（プールゲート閉）		
水位	ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		各重要事故シナリオによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失	
スロッシング溢水量 <sup>※1</sup> [m <sup>3</sup> ]	710		710		710		710		710			690		710	
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		27			15		15	
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		66			36		35	
必要な注水量① <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	84		52		76		43		119			575		576	
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	756		810		706		895		527			198		229	
通常運転水位（オーバーフロー水位）から必要な遮へい水位までの水位差 <sup>※2</sup> [m]	3.9		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1	
必要な注水量② <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	324		1,401		1,425		1,366		1,532			777		796	
必要な注水量③ <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	2,272		2,530		2,554		2,465		2,705			1,265		1,286	

※1 1～5号炉の溢水量は、6号及び7号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の使用済燃料プールは6号及び7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート開放状態）を考慮して評価。

※2 「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：必要な遮へい水位（原子炉建屋最上階のフロアでの現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮へい水位の計算に用いた各号炉の線源の強度は保守的な6号及び7号炉の線源強度を参照）まで回復させ、その後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。「必要な注水量③」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、( )内はその系統のみで注水するのに必要な台数

		1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	共通	備考
注水設備	残留熱除去系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機による給電を実施することで使用可能電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	復水補給水系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	燃料プール補給水系	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	消火系 (ディーゼル駆動ポンプ)	1	1号炉と共通	1号炉と共通	1号炉と共通	1	—	1～4号炉は共通の消火ポンプを使用、5～7号炉は共通の消火ポンプを使用。十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
	消防車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	空冷式ガスタービン発電機	—	—	—	—	—	4台の内、6号及び7号炉で用いなかったものを使用することも可能	2台予備があり、6号及び7号炉の対応には第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機のいずれか1台のみで対応可能である
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能

号機	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間）										備考
						1	2	3	8	9	10	11	12	13	14	
						1 2 3 8 9 10 11 12 13 14 15 ▽ 直流電源の負荷制限作業開始 ▽ 常設代替交流電源設備による受電 ▽ 参集要員による作業開始										
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	2人 A, B	—	—	—	プラント状況判断	10分										
	(1~2人) A, (B)	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施										
	—	2人 C, D	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分										
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)	対応可能な要員により、対応する										
	—	(2人) C, D	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系によるSFP給水	適宜実施										
	—	(2人) C, D	参集要員にて対応	—	消防車によるSFP給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6, 7号炉の作業を優先に適宜実施										
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	2~3人 a, b, (e)	—	—	—	プラント状況判断	10分										
	(1人) a	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施										
	(1人)	2人 <sup>※1</sup> e, d	—	—	火災現場確認	30分										
	—	(2人) <sup>※2</sup> e, d	—	—	自衛消防隊を現場誘導	10分										
	(1人)	(1~2人) e, (d)	—	自衛消防隊にて対応	消火活動	消火活動継続実施										
	—	(2人) 隣接プラントからの応援が必要な際は応援に期待 b, e(又はB)	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分(隣接プラントからの応援が必要な際は応援が到着してから50分)										
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)	対応可能な要員により、対応する										
	(1人)	(2人) b, d (又はe, B)	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系による燃料プール給水	適宜実施										
(1人)	(2人) b, d (又はe, B)	参集要員にて対応	—	消防車による燃料プール給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6, 7号炉の作業を優先に適宜実施											
共通	—	(2人) C, D (又はb, e, B)	緊急時対策要員にて対応	—	常設代替交流電源設備による給電・受電	6/7号炉の給電を実施後適宜実施										
	—	—	参集要員にて対応	—	燃料給油作業	適宜実施										

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数  
 ※1 当直長を含む人数  
 ※2 SA 事象と火災が発生した際の初期消火の体制については平成 28 年 1 月現在のものを示す

なお、6号及び7号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と使用済燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが、運転中に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(表3参照)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となり、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても、原子炉側で期待している運転員が併せて使用済燃料プール側を監視できるため、現在の想定する要員での対応が可能である。  
 また、時間差で発生する複数の内部火災に対しては、自衛消防隊が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図 1 1~5号炉における各作業と所要時間

## 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等の発生時においては、原子力警戒態勢を発令し、災害対策本部要員を召集することで事故の対応に当たる。時間外、休日（夜間）において、初動体制として、中央制御室の運転員 18 名（運転停止中においては 10 名）、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の合計 72 名（運転停止中においては 64 名）により、迅速な対応を図ることとしている。また、事象発生 10 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員も考慮した対応を行う。

表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数及び事象発生 10 時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。

運転中に最も多く要員を必要とするのは、「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）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」である。参集要員に期待しない事象発生後 10 時間に必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対策要員（現場）10 名の合計 30 名であることから、初動体制の要員（72 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 36 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員（106 名）で確保可能である。

また、運転停止中に最も多く要員数を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象である。参集要員に期待しない事象発生後 10 時間に必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名<sup>※1</sup>、運転員 6 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対策要員（現場）4 名の合計 18 名であることから、初動体制の要員（64 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員（106 名）で確保可能である。

使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「想定事故 2」の事象である。必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名<sup>※1</sup>、運転員 6 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対応要員（現場）8 名の合計 22 名であることから、初動体制の要員（64 名）で対応が可能である。

各重要事故シーケンス等において、事象発生後 10 時間までに必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。また、事象発生 10 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員についても期待できる。以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

※1：運転停止中の 6 号及び 7 号炉における体制は、必ず当直副長 2 名ではなく当直副長 1 名、運転員 1 名の場合もある。

表 1 運転中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員 (1/2)

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10 時間以降)
	当直 長	当直 副長	運転 員	合計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	15	18	28	16	44	10	72	106
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	2	8	11	5	0	5	—	16	0
2.3.1 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.2 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 喪失	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.3 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.4 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1	2	12	15	5	10	15	—	30	26
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	1	2	12	15	5	10	15	—	30	26
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失)	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.5 原子炉停止機能喪失	1	2	4	7	5	0	5	—	12	0
2.6 LOCA 時注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	1	2	12	15	5	0	5	—	20	0

表1 運転中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員 (2/2)

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10時間以降)
	当直 長	当直 副長	運転 員	合計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	15	18	28	16	44	10	72	106
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合)	1	2	12	15	5	10 <sup>※1</sup>	15	—	30 <sup>※1</sup>	36
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)	1	2	12	15	5	10 <sup>※1</sup>	15	—	30 <sup>※1</sup>	8
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直 接加熱	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26
3.3 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却 材相互作用	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26
3.4 水素燃焼	1	2	12	15	5	10 <sup>※1</sup>	15	—	30 <sup>※1</sup>	36
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26

※1：有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員「4名」を含めると、緊急時対策要員（現場）が14名、必要要員合計が34名になる。

■は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。



表 2 運転停止中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10 時間以降)
	当直 長	当直副 長 <sup>※1</sup>	運転 員	合計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	7	10	28	16	44	10	64	106
4.1 想定事故 1	1	2	2	5	5	8	13	—	18	0
4.2 想定事故 2	1	2	6	9	5	8	13	—	22	0
5.1 崩壊熱除去機能喪失	1	2	6	9	5	0	5	—	14	0
5.2 全交流動力電源喪失	1	2	6	9	5	4	9	—	18	26
5.3 原子炉冷却材の流出	1	2	6	9	5	0	5	—	14	0
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

※1：運転停止中の6号及び7号炉における体制は、必ず当直副長2名ではなく当直副長1名、運転員1名の場合もある。

■は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

## 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について

## 1. はじめに

各事故シーケンスグループの有効性評価で、重要事故（評価事故）シーケンスの事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループのその他の事故シーケンスについては本資料にて、重要事故シーケンスの作業項目を基に必要な要員数を確認する。

## 2. 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シーケンスグループの重要事故シーケンスと比較し、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の要員数を確認した。その結果は、表1から3及び別紙のとおりである。

なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大30名<sup>※1</sup>（原子炉運転停止中は22名）であり、重大事故等対策要員の72名（原子炉運転停止中は64名）以内で重大事故等の対応が可能である<sup>※2</sup>。

※1 有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員「4名」を含めると34名となる。

※2 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大36名に対して事象発生10時間まで必要な要員数を十分確保できる。

## 3. 必要な要員の評価方法

- (1) 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスの要員については、対応する重要事故シーケンスと比較し、保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策においても対応可能であるか評価を行う。
- (2) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。
- (3) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンスと同様に、中央制御室の全ての運転員で対応するため、要員数としての評価は不要とする。
- (4) 運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。
- (5) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり、要員の観点で厳しいPDS及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

以上

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (1/5)

事故シークエンスグループ	重要事故シークエンス	その他の事故シークエンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シークエンスに必要な要員数
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	2.1-① 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は原子炉の減圧のみ（逃がし安全弁再閉失敗による減圧の有無）であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	24
		2.1-② 通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通常停止により全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>・原子炉は高圧状態にあるため原子炉の減圧操作後、原子炉注水を実施し原子炉水位を維持する。</li> <li>・原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作を実施する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	
		2.1-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通常停止により全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>・原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作を実施する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	
		2.1-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>・「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>・手動スクラム操作後に「全給水喪失」の発生を想定する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。</li> </ul> <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と異なる対応が必要となるが、重大事故等対処設備として期待している設備の電源喪失は全交流動力電源喪失（TBU）にて確認している（必要要員数：30名）。</p>	24 (30) ※	
		2.1-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>・「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>・手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。</li> </ul> <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と異なる対応が必要となるが、重大事故等対処設備として期待している設備の電源喪失は全交流動力電源喪失（TBP）にて確認している（必要要員数：30名）。</p>	24 (30) ※	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/5)

事故シークエンスグループ	重要事故シークエンス	その他の事故シークエンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シークエンスに必要な要員数
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.2-① 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、残留熱除去系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は原子炉減圧の起点であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	16	16
		2.2-② 通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>・原子炉水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。</li> <li>・代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系による原子炉注水により原子炉水位は維持される。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	16	
		2.2-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始める。</li> <li>・原子炉の水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。</li> <li>・代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系による原子炉注水により原子炉水位は維持される。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	16	
		2.2-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象進展を厳しくするため起因事象として原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>・「交流電源故障（非常用C母線）」発生後、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は、使用できる残留熱除去系の系統数のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	16	
		2.2-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象進展を厳しくするため起因事象として原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>・「交流電源故障（非常用C母線）」発生後、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。</li> <li>・重要事故シークエンスとの差異は原子炉減圧の起点であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	16	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/5)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
全交流動力電源喪失 (長期 TB)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBU)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBP)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBD)	外部電源喪失+直流電源喪失	重要事故シナリオ以外のシナリオなし (津波 PRA により抽出されたシナリオを除く)			30

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (4/5)

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	2.4-① 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。</li> <li>主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧のみ（急速減圧と逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）であり、本事故シーケンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	【残留熱除去機能喪失】 24  【取水機能喪失】 30
		2.4-② 通常停止＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>原子炉水位は原子炉隔離時冷却系及び原子炉減圧後の低圧代替原子炉注水系（常設）により維持される。</li> <li>原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等又は代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系により原子炉格納容器除熱操作を実施する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	
		2.4-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。全給水喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。</li> <li>主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等又は代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系により原子炉格納容器除熱操作を実施する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	
		2.4-④ サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。</li> </ul> <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）又は代替格納容器スプレイ系として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と使用出来るポンプの台数が減少するが、必要な操作（格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱の実施）は同様であるため、人数に増減なし。</p>	24	
		2.4-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。</li> <li>「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。</li> <li>手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。</li> <li>主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は原子炉減圧の起点及び「交流電源故障（非常用C母線）」発生による直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。</li> </ul> <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）又は代替格納容器スプレイ系として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と使用出来るポンプの台数が減少するが、必要な操作（格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱の実施）は同様であるため、人数に増減なし。</p>	24	
		2.4-⑥ 小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失＋小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器の圧力上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> <li>なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている LOCA 時注水機能喪失にて確認される。</li> </ul>	24	
		2.4-⑦ 中破断 LOCA＋RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失＋中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>中破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系の原子炉注水の継続に期待できないが高圧炉心注水系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> <li>なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている LOCA 時注水機能喪失にて確認される。</li> </ul>	24	
		2.4-⑧ 大破断 LOCA＋RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失＋大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>大破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないが高圧炉心注水系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> <li>なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスにて確認される。</li> </ul>	24	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/5)

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	2.5-① 小破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「小破断 LOCA」発生後、格納容器内漏えい判断により出力低下後原子炉手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。</li> <li>代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。</li> <li>代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。</li> <li>給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。</li> </ul>	12	12
		2.5-② 中破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「中破断 LOCA」発生後、格納容器圧力上昇により、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。</li> <li>代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。</li> <li>代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。</li> <li>給水系、原子炉隔離時冷却系（初期）及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。</li> </ul>	12	
		2.5-③ 大破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。</li> <li>代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。</li> <li>代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。</li> <li>高圧炉心冷却系及び残留熱除去系による注水により、炉心冠水維持後は破断高さ付近で水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。</li> </ul>	12	
LOCA 時注水機能喪失	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	2.6-① 小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>原子炉水位は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は冷却材の漏えい量であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	24	24
		2.6-② 小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>原子炉水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。</li> <li>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は残留熱除去系が使用できることであり、対応人数は減少する。</li> </ul>	16	
		2.6-③ 中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失+中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。</li> <li>原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を維持するが、LOCA 事象により原子炉圧力が低下するため機能喪失する。</li> <li>また、高圧炉心冷却系の注水及び原子炉の減圧を試みるが失敗する。</li> <li>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は残留熱除去系が使用できることであり、対応人数は減少する。</li> </ul>	16	
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			20

表 2 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

想定する事故	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水機能喪失)	想定事故以外の事故シーケンスなし			18
想定事象 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	想定事故以外の事故シーケンスなし			22



表3 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	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	5.1-① 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替除熱機能喪失 (原子炉冷却材浄化系等) による炉心冷却を実施中、「崩壊熱除去機能喪失 (代替除熱機能喪失)」が発生し、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シーケンスと同様、待機していた残留熱除去系による注水を実施する。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	14
		5.1-② 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却系の機能喪失により「崩壊熱除去機能喪失」が発生する。有効性評価と同様に外部電源喪失を想定すると「全交流動力電源喪失」となるが、有効性評価の「全交流動力電源喪失」と同様の対応を行うことで、炉心損傷を防止できる。</li> <li>全交流動力電源及び原子炉補機冷却系が喪失するため、「低圧注水モード運転による原子炉注水」及び「原子炉停止時冷却モードによる原子炉の除熱」操作の代わりに、「早期の電源回復不可能判断及び対応準備」、「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」及び「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の運転」が必要となる。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	
		5.1-③ 外部電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>「外部電源喪失」及び「崩壊熱除去・注水系失敗」により、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、非常用ディーゼル発電機により給電された低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。</li> <li>外部電源喪失及び崩壊熱除去・注水系が喪失するため、必要な操作は「低圧注水モード運転による原子炉注水」及び「原子炉停止時冷却モードによる原子炉の除熱」操作の代わりに、「低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」となる。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	5.2-① 外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>起因事象として「外部電源喪失」及び「直流電源喪失」を想定し、崩壊熱除去系及び注水系喪失により原子炉冷却材の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する。</li> <li>重要事故シーケンスと異なり、「直流電源喪失」によって電源設備の制御電源は喪失しているため、「常設代替直流電源設備による遮断器用制御電源復旧」「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」操作にて低圧代替注への交流電源の給電が必要である。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	18	18
原子炉冷却材流出	原子炉冷却材流出 (RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	5.3-① 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>起因事象が「原子炉冷却材流出 (CRD点検 (交換) 時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	14
		5.3-② 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>起因事象が「原子炉冷却材流出 (LPRM点検 (交換) 時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	
		5.3-③ 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>起因事象が「原子炉冷却材流出 (RIP点検時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	
		5.3-④ 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>起因事象が「原子炉冷却材流出 (CUWブロー時の操作誤り)」となる。</li> <li>重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。</li> </ul>	14	
反応度の誤投入	反応度の誤投入	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			—

## 必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態 (PDS) の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回の PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果をもとに、各 PDS による炉心損傷を防止する際に必要な要員数を合わせて示す。

なお、表 1 のうち、TW (格納容器除熱機能喪失)、TC (原子炉停止機能喪失) は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA (インターフェイスシステム LOCA) は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。

本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、表 1 の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

このとき、評価事故シーケンスの起点として必要な要員数は、表 1 の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい PDS は、全交流動力電源喪失を伴う PDS (長期 TB, TBU, TBP, TBD) の 30 名である。

次に、各格納容器破損モードと重大事故等対処設備に期待しない場合、当該格納容器破損モードに進展し得る PDS を、要員及び破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS の観点で整理し、表 2 に示す。

格納容器過圧破損、格納容器過温破損及び水素燃焼については、選定した PDS に SBO を含めており、SBO の対応には要員数の観点で最も厳しい PDS である長期 TB, TBU, TBP, TBD に必要な要員数が必要となることから、PDS の観点では、選定した PDS は要員の観点で最も厳しい PDS を包絡している。また、炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や原子炉格納容器熱除去等を実施する必要があるが、これらの対応に必要な要員数は PDS によらず同じであり、これに加えて電源復旧が必要となる場合が、必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから、今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考えられる。

高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (炉外 FCI) 及び溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) については、炉心損傷後の対応として、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10% 上の位置に到達した時点での原子炉減圧及び原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への注水等

が必要となるが、この対応は中央制御室による操作であり PDS によらず同じである。仮に、SBO が重畳した場合には交流動力電源の復旧要員が必要となるが、その他の操作が中央制御室での操作であることから、いずれの場合も大破断 LOCA+SBO 後の対応に必要な要員数を上回ることは無い。なお、交流動力電源が必要な原子炉格納容器下部への注水操作が必要となるまでの時間は、交流動力電源の復旧に十分な時間である。

以上より、要員の観点で厳しい PDS 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。

以 上

表1 PRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して必要な要員数

PDS	PCV 破損 時期	RPV 圧力	炉心損傷 時期	炉心損傷防止に 必要な人数 <sup>※1</sup>
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	24
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	16
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	30
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	30
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	30
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	30
LOCA ・ AE (大破断 LOCA) ・ S1E (中破断 LOCA) ・ S2E (小破断 LOCA)	炉心損傷後	低圧	早期	24 <sup>※2</sup>
TW <sup>※3</sup>	炉心損傷前	—	後期	30
TC <sup>※3</sup>	炉心損傷前	—	早期	12
ISLOCA <sup>※3</sup>	炉心損傷前	—	早期	20

※1 「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出

※2 「中破断 LOCA (S1E) +ECCS 注水機能喪失」及び「小破断 LOCA (S2E) +ECCS 注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出

※3 炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外した PDS

表2 要員及び事象の厳しさの観点からの各格納容器破損モードのPDSの整理

格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で 厳しいPDS	選定したPDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器 過圧破損）	TQUV	長期 TB TBU TBP TBD	LOCA+SBO <sup>※1</sup>
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器 過温破損）	TQUV		
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
水素燃焼	—	—	LOCA+SBO <sup>※1</sup>
高圧溶融物放出/格納容 器雰囲気直接加熱 (DCH)	TQUX	長期 TB TBU TBD	TQUX
	長期 TB		
	TBU		
	TBD		
原子炉圧力容器外の溶 融燃料-冷却材相互作用 (炉外 FCI)	TQUV	長期 TB TBU TBP	TQUV
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
溶融炉心・コンクリー ト相互作用 (MCCI)	TQUV	長期 TB TBU TBP	TQUV
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		

※1 長期 TB, TBU, TBP, TBD は SBO を起点として炉心損傷に至る PDS

## 水源，燃料，電源負荷評価結果について

### 1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において，重大事故等対策を外部支援に期待することなく 7 日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに，電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。

### 2. 事故シーケンス別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価において，通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源，燃料に関する評価結果を表 1 に整理した。

また，同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について，必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを表 1 に整理した。

### 3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において，水源，燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても，発電所構内に備蓄している水源，燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

表1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (1/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.1 高圧・低圧注水機能喪失※1	約 10,400m <sup>3</sup> (号炉あたり約 5,200m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,601kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.2 高圧注水・減圧機能喪失※1	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.3.1 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	約 3,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 1,600m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW※2
2.3.2 全交流電源喪失 (外部電源喪失 +DG 喪失) +RCIC 喪失 2.3.3 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失	約 3,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 1,600m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW※2
2.3.4 全交流電源喪失 (外部電源喪失 +DG 喪失) +SRV 再開失敗	約 6,800m <sup>3</sup> (号炉あたり約 3,400m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW※2

添 6.3.1-2

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する

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

□は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大量を示す。

表1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (2/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 7,000m <sup>3</sup> (号炉あたり約 3,500m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能が故障した場合) <sup>※1</sup>	約 12,400m <sup>3</sup> (号炉あたり約 6,200m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系 ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,601kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.5 原子炉停止機能喪失 <sup>※1</sup>	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.6 LOCA 時注水機能喪失	約 10,800m <sup>3</sup> (号炉あたり約 5,400m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,601kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	約 3,000m <sup>3</sup> (号炉あたり約 1,500m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する

□は、各資源の必要量（負荷）が最大のを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□は全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。



表 1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (3/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合)	約 5,600m <sup>3</sup> (号炉あたり約 2,800m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)	約 14,600m <sup>3</sup> (号炉あたり約 7,300m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 959kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 5,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 2,600m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,675kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	約 5,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 2,600m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,675kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

□ は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□ は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□ は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

表 1 燃料，水源及び電源負荷の必要量 (4/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.4 水素燃焼	約 5,600m <sup>3</sup> (号炉あたり約 2,800m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,033kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 5,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 2,600m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,675kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 10kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

□は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□は全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮せず、非常ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大量を示す。

表 1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (5/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
4.1 想定事故 1	—	約 6,200m <sup>3</sup> (号炉あたり約 3,100m <sup>3</sup> ) /約 18,000m <sup>3</sup> ・可搬型代替注水ポンプ	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
4.2 想定事故 2	—	約 6,600m <sup>3</sup> (号炉あたり約 3,300m <sup>3</sup> ) /約 18,000m <sup>3</sup> ・可搬型代替注水ポンプ	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.1 崩壊熱除去機能喪失	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.2 全交流動力電源喪失	約 1,220m <sup>3</sup> (号炉あたり約 610m <sup>3</sup> ) /約 19,700m <sup>3</sup> ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,013kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,269kW/2,950kW
5.3 原子炉冷却材の流出	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—

□は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大量を示す。