3. 運転中の原子炉における重大事故

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，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）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，ジルコニウムー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・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。

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（常設）による原子炉格納容器冷却，また，代替循環冷却系又は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の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。

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，代替循環冷却系の使用可否により，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，代替循環冷却系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。代替循環冷却系が使用できる場合には，格納容器圧力逃がし装置よりも優先して使用する。

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よる原子炉注水機能に期待しており，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よる原子炉注水機能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」及び「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 代替循環冷却系を使用する場合

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，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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系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の重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1図から第3.1.2.4図に，対応手順の概要を第3.1.2.5図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1表に示す。

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 28 名※1 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8名※1 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 36 名である。必要な要員と作業項目について第3.1.2.6図に示す。

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 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員4名を含めると，緊急時対策要員（現場）が12名，合計が32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，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）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，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，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及び低圧代替注水系（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プレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 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である。

（添付資料 3.1.3.1）

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. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。

e. 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（RHR B 系代替注水流量）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，原子炉圧力及びドライウェル雰囲気温度である。

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して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，推定することができる。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。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温度が 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]到達を確認した場合は，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（常設）により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（常設）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，復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）等である。

また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却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）から破断口高さ）を，崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し，原子炉注水と格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。

g. 代替循環冷却系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，代替循環冷却系の運転準備のため，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高さまで水位回復後，格納容器スプレイに切り替え，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，代替循環冷却系の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（A-2 級）による原子炉への注水を実施し，水位の回復を図る。

代替循環冷却系の運転準備が完了した後，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，復水補給水系流量計（RHR A 系代替注水流量）及び復水補給水系流量計（RHR B 系代替注水流量）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原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）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，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量），格納容器内圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度等である。

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におけるリロケーション，

構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却並びに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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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第3.1.2.2表に示す。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，原子炉圧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。

(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。

(d) 水素ガスの発生

水素ガスの発生については，ジルコニウムー水反応を考慮するものとする。なお，解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

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，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^3/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，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（常設）による原子炉格納容器冷却

格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，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) 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水

代替循環冷却系の運転準備において復水移送ポンプを停止する期間に，90m^3/h の流量で原子炉注水を行う。

(e) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱

代替循環冷却系の循環流量は，全体で約 190m^3/h とし，原子炉注水へ約 90m^3/h，格納容器スプレイへ約 100m^3/h にて流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。

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。なお，原子炉注水は，代替循環冷却系の運転準備時に停止する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，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，代替循環冷却系の運転準備時に停止する。

(c) 代替循環冷却系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の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) 事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく

場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

(b) 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内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※2 されるものとする。

※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

(c) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。

(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，非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。

非常用ガス処理系は，事象発生 30 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。

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 3.1.2.5，3.1.2.6）

(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（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.2.7図から第3.1.2.9図に，燃料最高温度の推移を第3.1.2.10図に，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第3.1.2.11図から第3.1.2.14図に示す。

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（約 727℃）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℃に到達し，また，事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）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交流電源の供給を開始し，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。

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，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，代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により，原子炉圧力容器は破断口よ

り原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり，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 3.1.2.1,3.1.2.2）

b. 評価項目等

格納容器圧力は，第 3.1.2.11 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が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（常設）による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系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，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。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発生約 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ガス及び酸素ガスは，原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下※3 であるため，その影響は無視し得る程度である。

※3 格納容器圧力が最大値の約 0.60MPa[gage]を示す事象発生から約 12 時間後の原子炉格納容器内の非凝縮性ガス（水素ガス，酸素ガス及び窒素ガス）の物質量は約 8×10^{5}mol であり，水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの物質量の和は約 8×10^{3}mol 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても，そのサプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa[abs]未満であることから，水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスが格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。

格納容器温度は，第 3.1.2.12 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が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（常設）による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系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）の最高値は約165℃となり,原子炉格納容器の限界温度 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，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。

（添付資料 3.1.2.1）

第 3.1.2.7 図に示すとおり，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，第 3.1.2.11 図及び第 3.1.2.12 図に示すとおり，約 22.5 時間後に開始する代替循環冷却系の運転により，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。事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達せず，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」に示す(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，ジルコニウムー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，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 3.1.2.3,3.1.2.4,3.1.3.2）

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

への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとん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すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 15TBq（7 日間）となり，100TBq を下回る。

事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 15TBq(30 日間)及び約 15TBq(100 日間)であり，100TBq を下回る。

（添付資料 3.1.2.5，3.1.2.6）

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。

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）」（代替循環冷却系を使用する場合）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溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー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（常設）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

却系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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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，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，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保

守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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を確認しているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，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ことから，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冷却系（常設）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，その差異は小さいことから，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冷却系（常設）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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起

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。

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 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を確認している。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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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。

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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動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 3.1.2.7）

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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影

響は小さい。

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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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，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を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，

事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 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を確認している。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推定される。

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を確認している。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，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 3.1.2.7）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，それに伴う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の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること）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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）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，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。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。

機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）は，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（設計値）の保

守性)，原子炉水位の回復は早くなるが，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。

機器条件の代替循環冷却系は，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（設計値）の保守性)，格納容器圧力及び温度上昇の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3.1.2.7，3.1.2.8）

(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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う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の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損

傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断LOCAの場合と同程度であり，第3.1.2.15図及び第3.1.2.16図に示すとおり，格納容器圧力は0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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。

機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）は，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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。

機器条件の代替循環冷却系は，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，格納容器圧力及び温度上昇の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3.1.2.7，3.1.2.8）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目とな

るパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，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時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復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り替えることとしてお

り，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。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。代替格納容器スプレイへの切り替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合，低圧代替注水系(常設)へ切り替えを行う。当該操作開始時間は，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，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ることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替循環冷却系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22.5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，代替循環冷却系の運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが，時間余裕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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

（添付資料3.1.2.7）

(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，常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間(70分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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，代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃に到達時となり，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，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，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系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，格納容器圧力及び温度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3.1.2.7）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電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，第3.1.3.14図から第3.1.3.16図に示すとおり，事象発生から90分後（操作開始時間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，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，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（常設）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時間後であるため，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ことから，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系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，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，原子炉格納容器の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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，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。原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約38時間あり，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3.1.2.7，3.1.3.7）

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

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ける事象発生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28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（原子炉ウェル注水）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）又は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約2,900m^3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5,800m^3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^3及び淡水貯水池に約18,000m^3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，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで，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ものである。

（添付資料 3.1.2.9）

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504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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（A-2級）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系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。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計約643kL）

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 100kL）にて合計約 2,140kL 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（A-2 級）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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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 3.1.2.10）

ｃ．電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6号炉で約1,104kW，7号炉で約1,071kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 3.1.2.11）

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溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー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・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系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，代替循環冷却系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（常設）による原子炉格納容器冷却，代替循環冷却

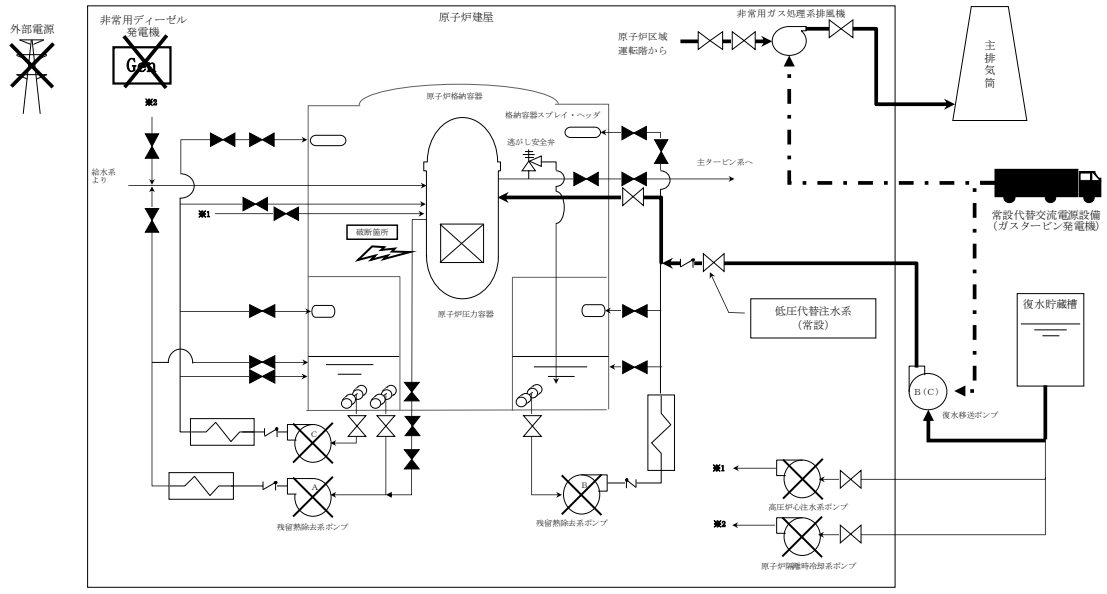
系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果，格納容器圧力逃がし装置を使用せず，事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達することはなく，ジルコニウムー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。

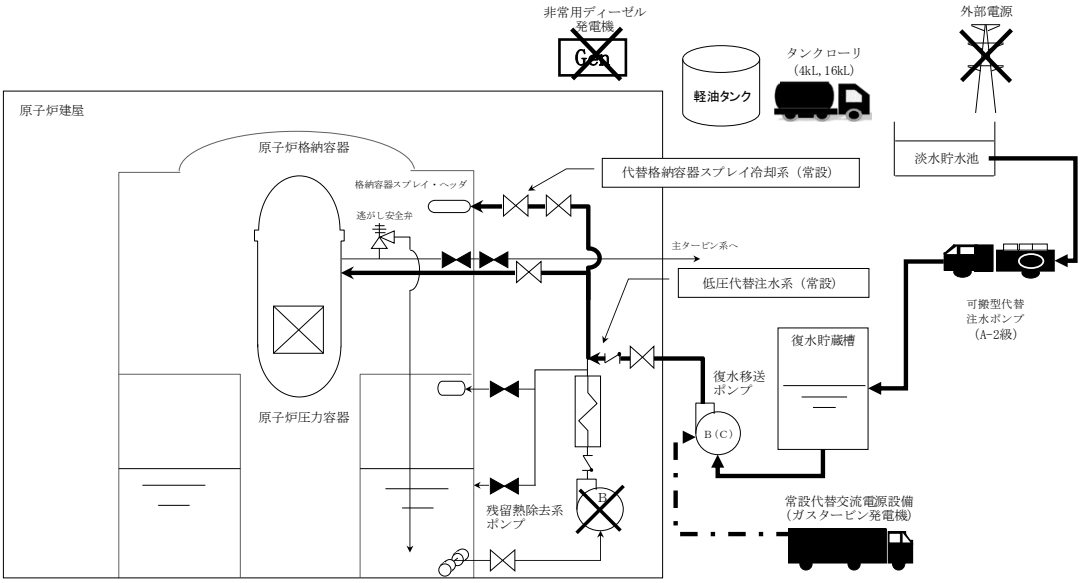
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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，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（常設）による原子炉格納容器冷却，代替循環冷却系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。

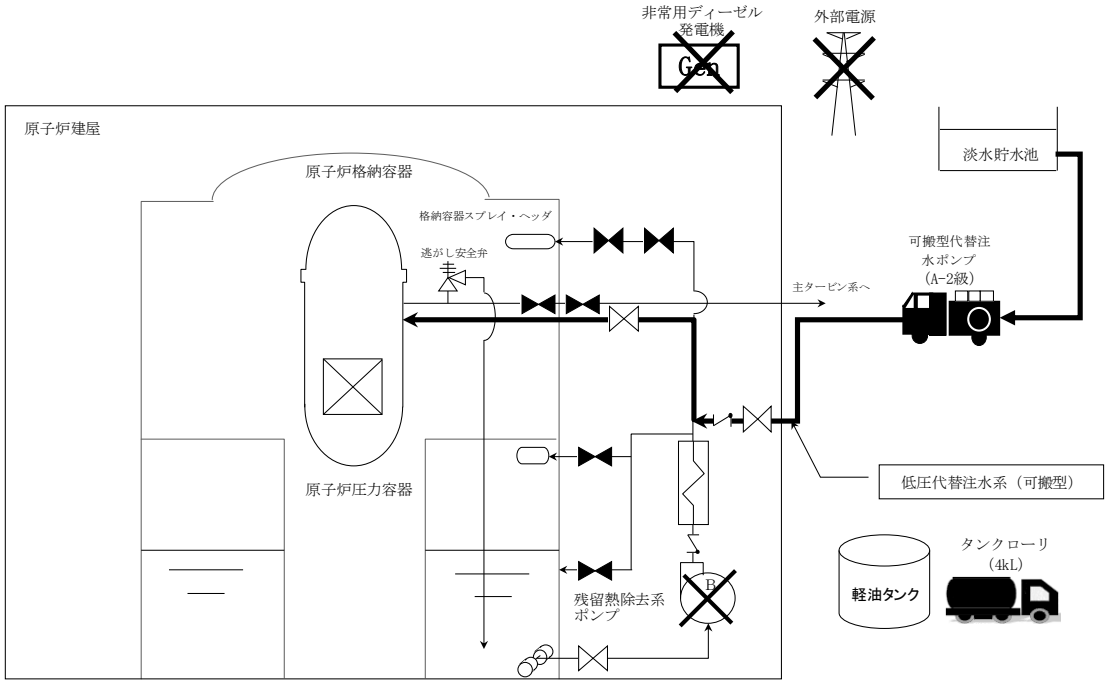


第 3.1.2.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図
（代替循環冷却系を使用する場合）(1/4)
（原子炉注水）

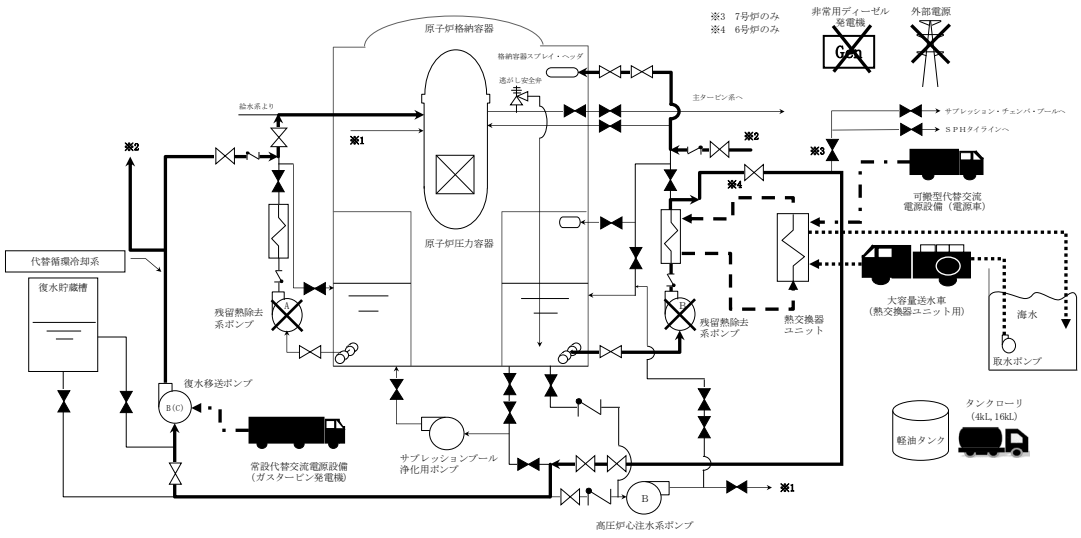


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

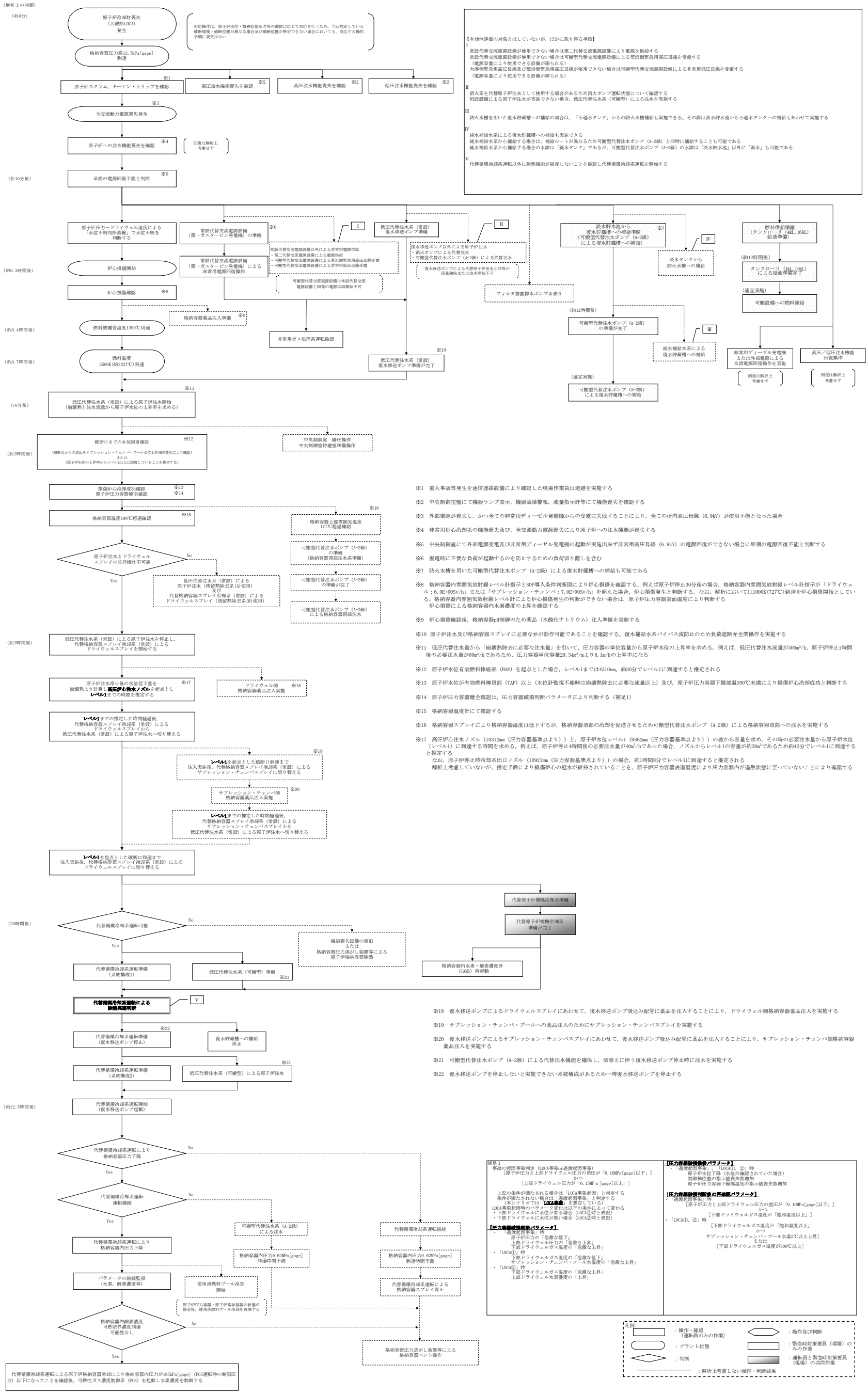
第 3.1.2.2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）(2/4)
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 3.1.2.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）(3/4)
（原子炉注水）



第 3.1.2.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）(4/4)
（原子炉格納容器除熱）



第 3.1.2.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要

（代替循環冷却系を使用する場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

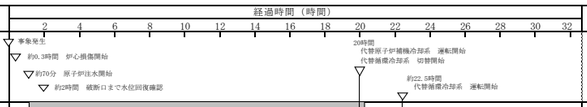
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム，タービン・トリップ確認	10分	状況判断後も事故対応に必要なパラメータを適宜監視する
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・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
原子炉格納容器内水素濃度監視	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉格納容器内水素濃度監視	適宜実施	
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）	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　起動	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）			－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	5分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電前準備（中央制御室）	15分	
	－	－	4人 C, D E, F	4人 e, d e, f	－	－	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) e, d	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備 （電源盤受電準備）	15分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備 （コントロール建屋負荷抑制）	15分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電確認	5分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) e, d	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電	5分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電前準備（中央制御室）	10分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　C系　受電前準備	25分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電確認	5分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電	5分	
非常用ガス処理系　運転確認	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・非常用ガス処理系排風機　運転確認	5分	
			－	－	－	－	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	適宜実施	
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）系統構成	15分	全交流動力電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場系統構成 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替え	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	破断口まで水位回復後，原子炉注水と格納容器スプレイ切替え	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　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え	
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 ・蓄電池内蔵照明の点灯確認は対応操作中に確認可能 ・可搬型照明の設置，点灯作業は適宜実施する	要員を確保して対応する
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, d	－	－	・MCR系　隔離弁操作	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
	－	－			－	－	・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	
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	10分	要員を確保して対応する
	－	－	－	(2人) e, d	－	－	・現場移動 ・中央制御室待避室陽圧化装置空気供給元弁開	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, f	－	－	・格納容器スプレイにあわせた薬品注入	格納容器スプレイにあわせて実施	要員を確保して対応する

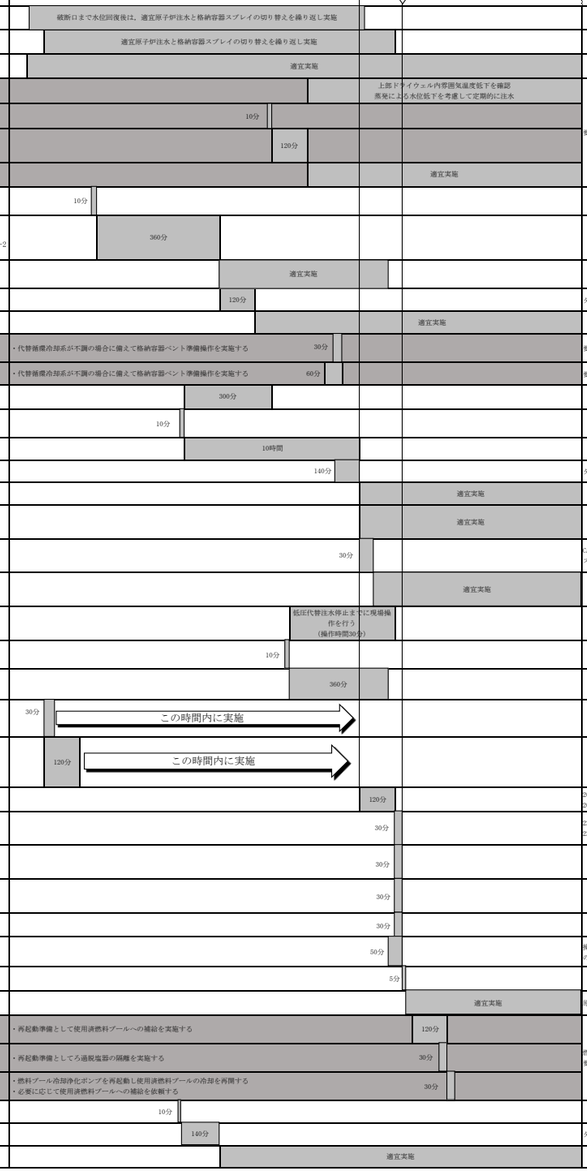
第 3.1.2.6 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間

（代替循環冷却系を使用する場合）（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）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	運転員（中央制御室） 7号	運転員（現場） 6号	運転員（現場） 7号	緊急時対策要員（現場） 6号	緊急時対策要員（現場） 7号	操作の内容	備考
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	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	
非常用ガス処理系による原子炉建屋負圧操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	
原子炉ウェル注水（解析上考慮せず）	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェル注水	
	－	－	－	－	2人	2人	・放射線防護装備準備／装備	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェルへの注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続）	要員を確保して対応する
					（2人）	（2人）	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェルへの注水	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	
					（4人），※1		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	
給油準備	－	－	－	－	※1		・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への補給	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－	（2人）		・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	
格納容器ベント準備操作（解析上考慮せず）	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・格納容器ベント準備	要員を確保して対応する
	－	－	－	－	（2人）	（2人）	・フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	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	－	－	（2人） **E，F**	（2人） **e，f**	－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場系統構成	
			－	－	13人（参集） ※2，※3	13人（参集） ※2，※3	・放射線防護装備準備／装備	
							・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	
給油準備	－	－	－	－	※2		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－	（2人）		・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※3（3人）	※3（3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	
原子炉格納容器内水素・酸素濃度計（CAMS）再起動	（1人） **B**	（1人） **b**	－	－	－	－	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度計（CAMS）起動操作	CAMS起動操作後，代替循環冷却系準備操作を実施し，適宜原子炉格納容器内可燃性ガス濃度を確認する
			－	－	－	－	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度監視	
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水　準備操作	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉への注水準備	
			－	－	10人（参集）		・放射線防護装備準備／装備	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉への注水準備 （ホース敷設（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続）	
代替循環冷却系　準備操作（系統構成1）	（1人） **B**	（1人） **b**	－	－	－	－	・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	
	－	－	（4人） **C，D** **E，F**	（4人） **c，d** **e，f**	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （低圧代替注水に影響のない部分）	
代替循環冷却系　準備操作（系統構成2）	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・原子炉注水／格納容器スプレイ弁切替え	
							・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	
	－	－	（2人） **E，F**	（2人） **e，f**	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （復水貯蔵槽吸込弁）	
	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁，第二止め弁）	
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・低圧注水系　注入弁操作 ・原子炉注水状態確認	
	－	－	－	－	（10人）		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉への注水	操作時間の50分間は，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の起動等に30分間，原子炉への注水を20分間とする
代替循環冷却系　運転開始	（2人） **A，B**	（2人） **a，b**	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水系注入弁，格納容器スプレイ弁操作	
代替循環冷却系　運転状態監視	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器，原子炉格納容器の状態監視	原子炉格納容器状態監視には水素・酸素濃度の継続監視を含む
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	－	－	－	－	（6人）		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による使用済燃料プールへの補給	
	（1人） **B**	（1人） **b**	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系　系統構成	燃料プール水温（77℃）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	
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備／装備	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	
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※ （参集要員36人）			



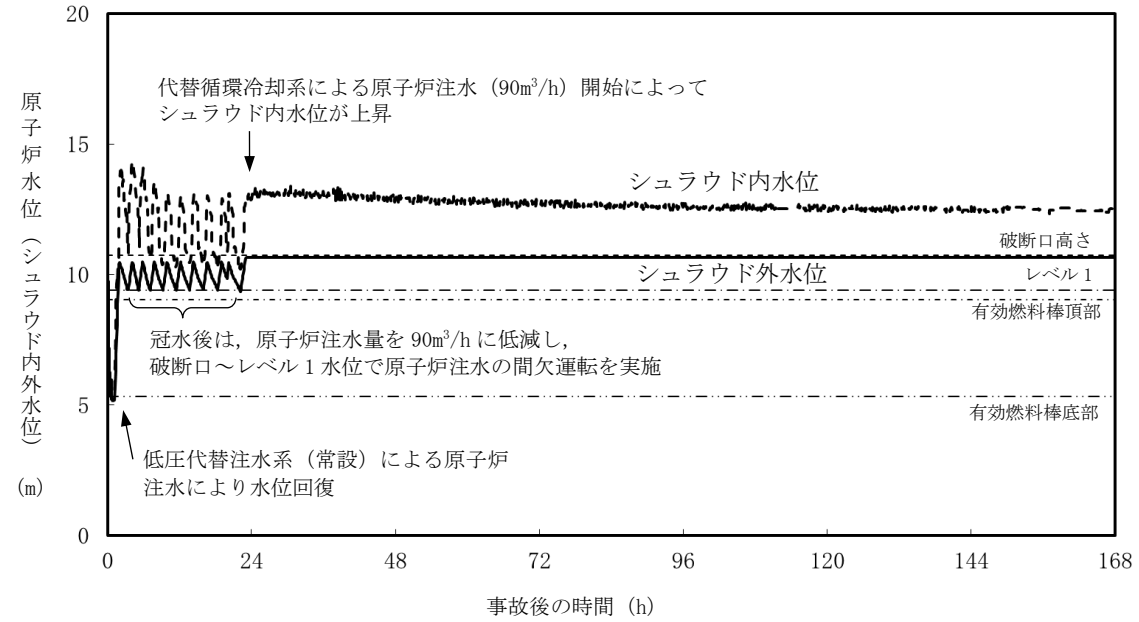


※　有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「12人」となる

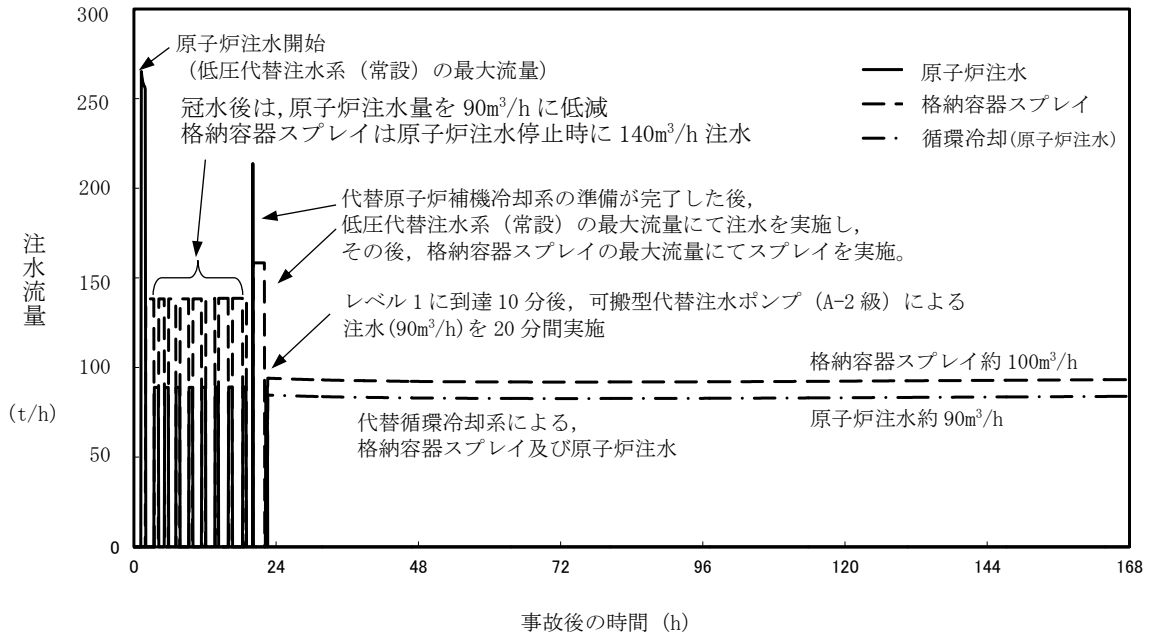
（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 3.1.2.6 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間

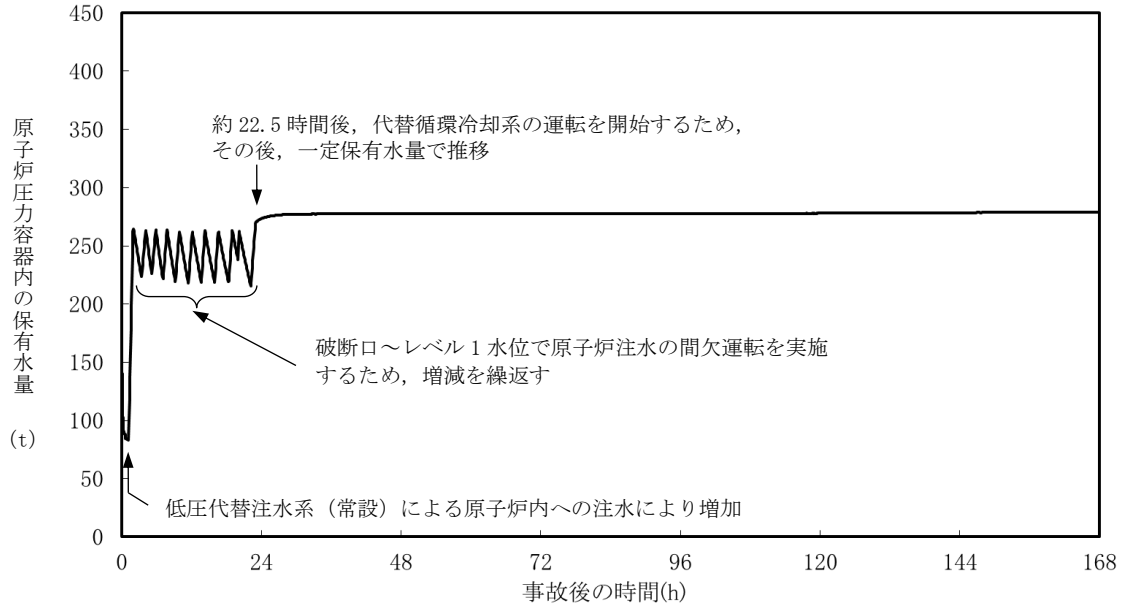
（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）



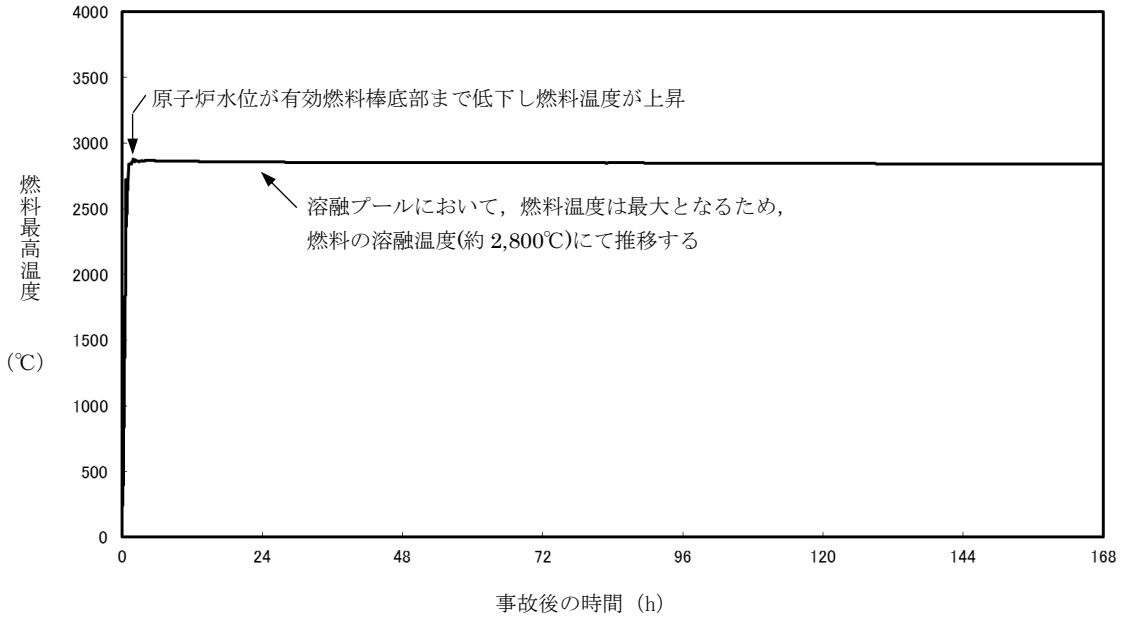
第 3.1.2.7 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



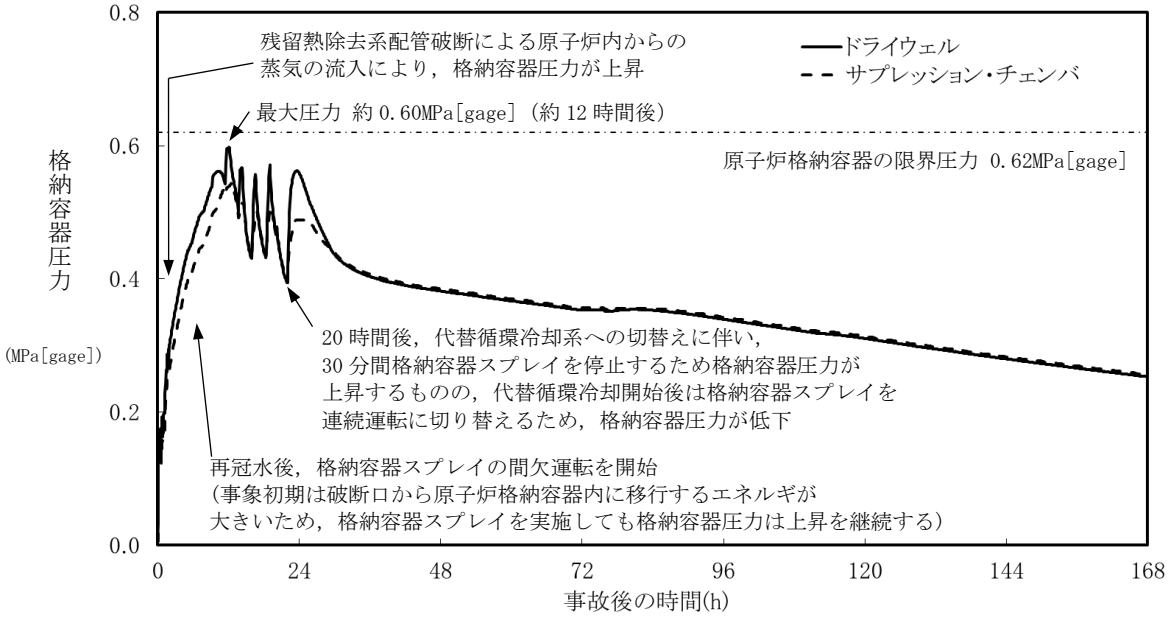
第 3.1.2.8 図　注水流量の推移



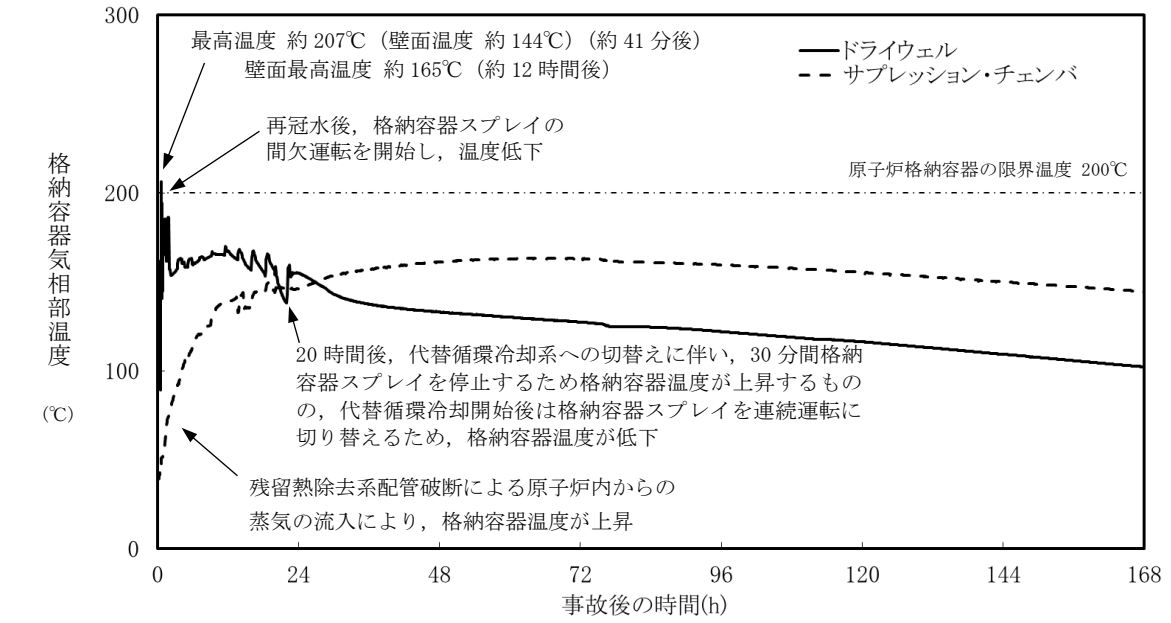
第 3.1.2.9 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



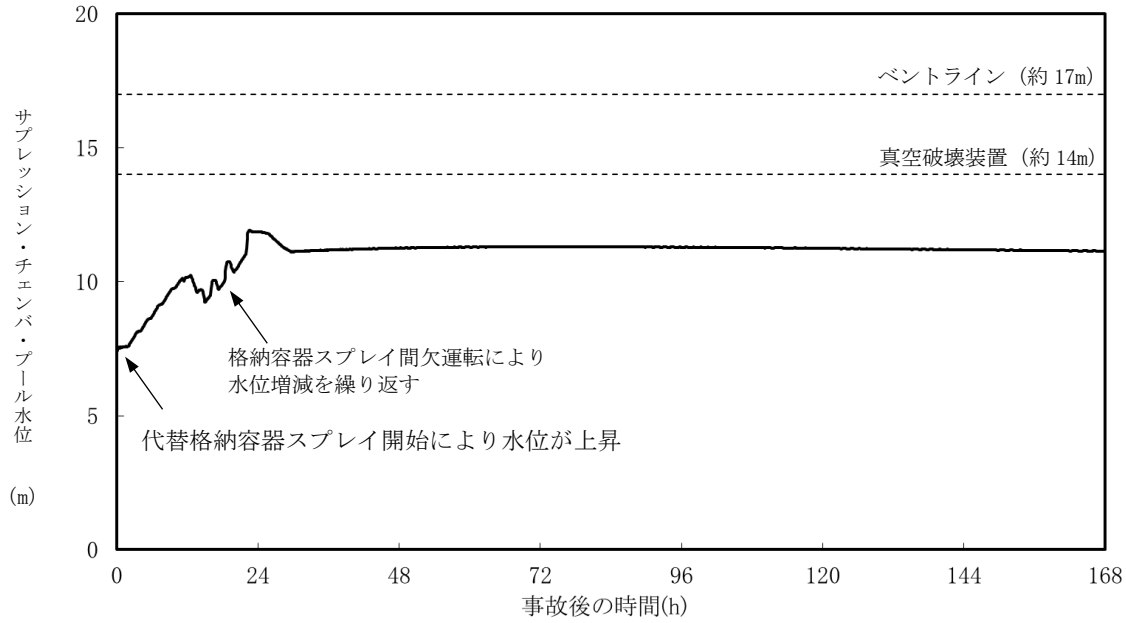
第 3.1.2.10 図　燃料最高温度の推移



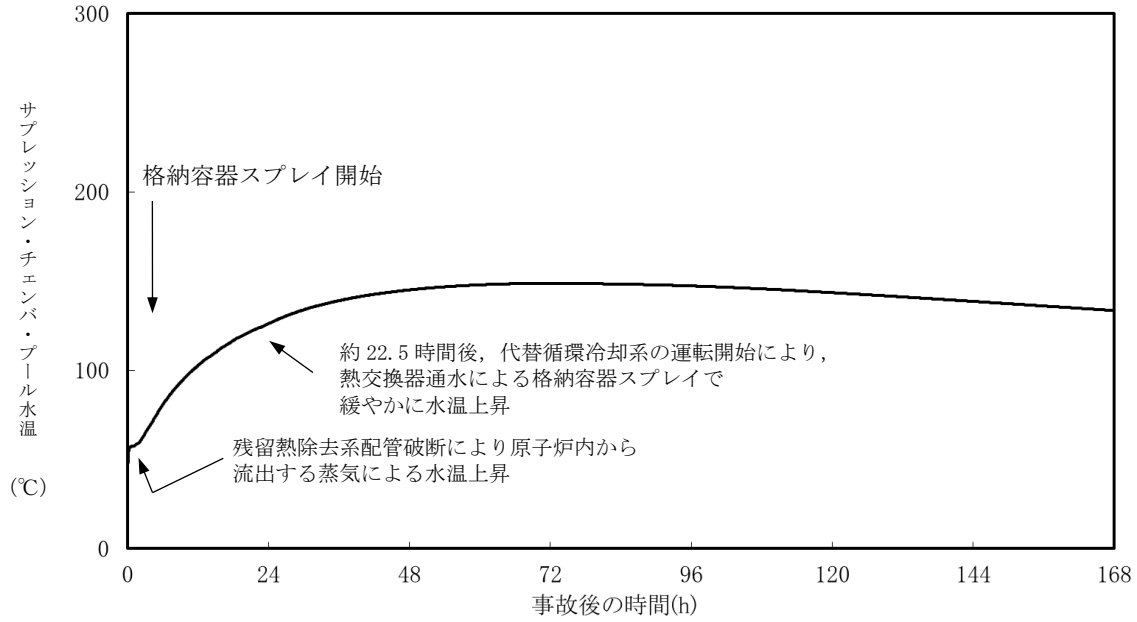
第 3.1.2.11 図　格納容器圧力の推移



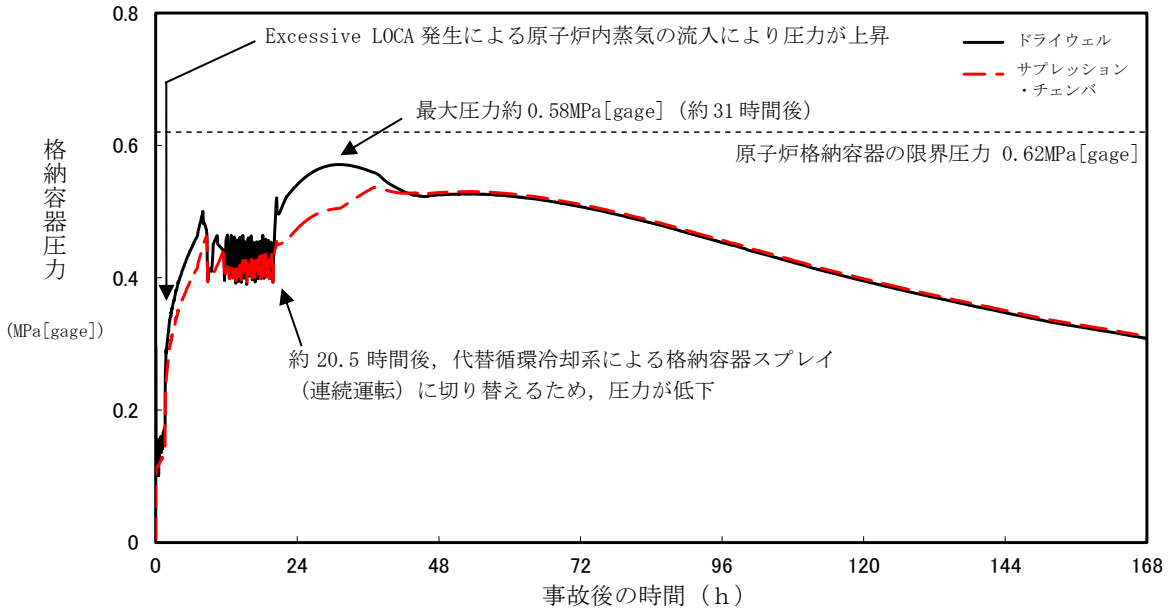
第 3.1.2.12 図　格納容器気相部温度の推移



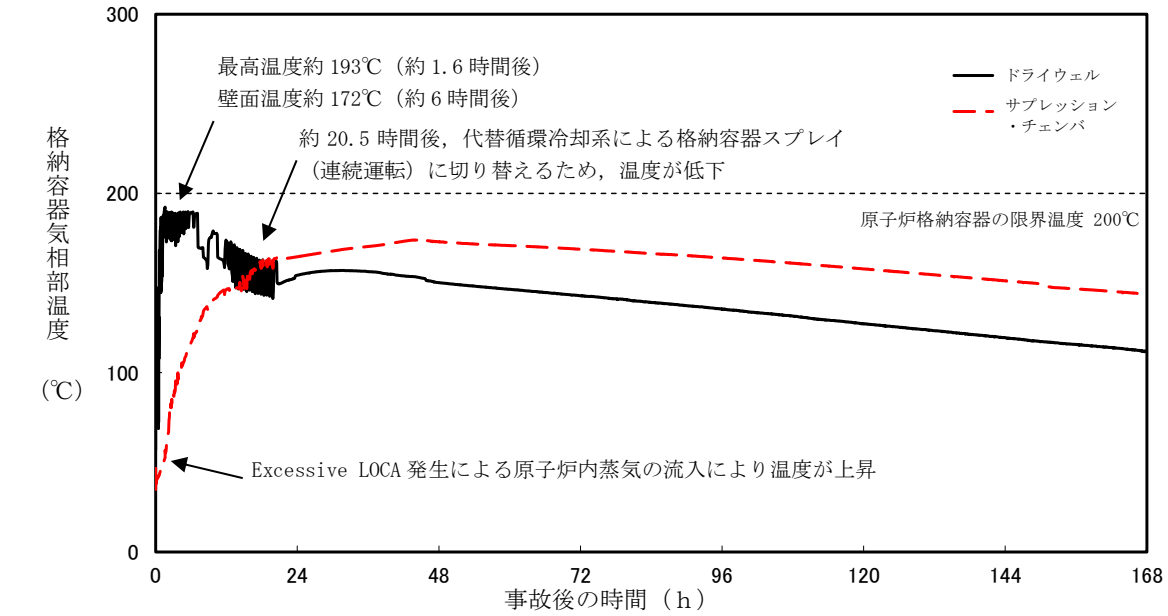
第 3.1.2.13 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 3.1.2.14 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 3.1.2.15 図　格納容器圧力の推移
（Excessive LOCA の発生を考慮した場合）



第 3.1.2.16 図　格納容器気相部温度の推移
（Excessive LOCA の発生を考慮した場合）

第 3.1.2.1 表　「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

重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

判断及び操作	手順	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】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度(SA)
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し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA) ドライウェル雰囲気温度

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 3.1.2.1 表　「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

重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）(2/2)

判断及び操作	手順	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
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が 190℃に到達した場合，推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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イを交互に実施する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL,16kL）	ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C) 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA)
代替循環冷却系による原子炉注水，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，代替循環冷却系の運転準備のため，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高さまで水位回復後，格納容器スプレイに切り替え，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，代替循環冷却系の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（A-2 級）による原子炉への注水を実施し，水位の回復を図る。 代替循環冷却系の運転準備が完了した後，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，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原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL，16kL）	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C) サプレッション・チェンバ・プール水温度 サプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量） 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

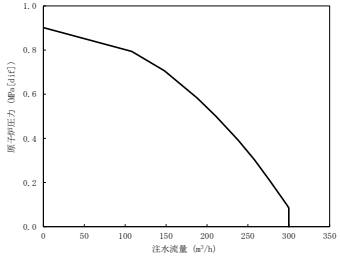
第 3.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（1/4）

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%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（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 （ドライウェ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（通常運転水位）	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[gage]	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

第 3.1.2.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用する場合）(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	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定
	水素ガスの発生	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

第 3.1.2.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用する場合）（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 300m³/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  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	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
	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	90m³/h で注水	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
	代替循環冷却系	循環流量は，全体で約 190m³/h とし，原子炉注水へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約 100m³/h に流量を分配	代替循環冷却系の設計値として設定

第 3.1.2.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用する場合）（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（常設）による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃到達時	原子炉格納容器の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
	代替循環冷却系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

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（代替循環冷却系を使用する場合））」における，原子炉格納容器の気相部温度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，格納容器スプレイ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「付録 2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果」において，原子炉格納容器内を 200℃，0.62MPa[gage]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。

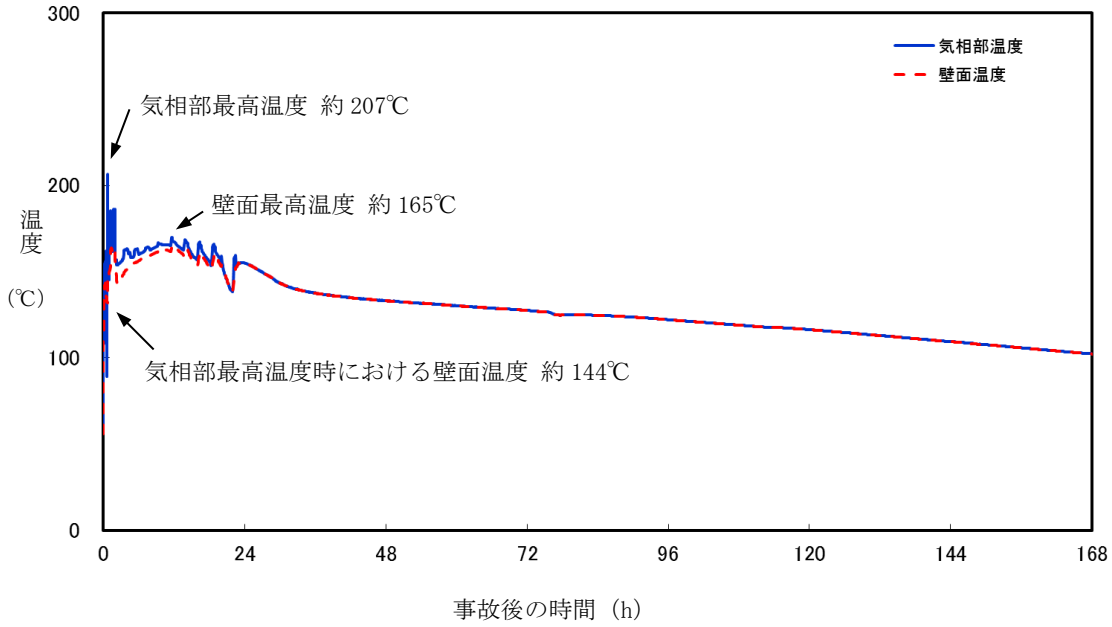


図 1　原子炉格納容器の気相部温度と壁面温度の推移

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（約 727℃）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℃に到達し，また，事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生 70 分後からの低圧代替注水系（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，原子炉圧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 に事象発生後 70 分，事象発生後約 230 分(最大状態)及び終状態（事象開始後 7 日）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。

(2) 損傷炉心の位置

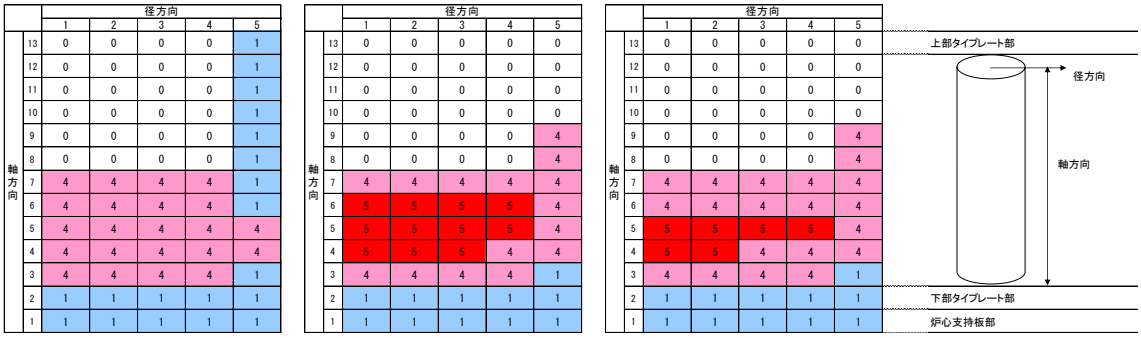
図 2 に各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり，炉心は炉心位置に保持される。

(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，原子炉圧力容器内に保持される。



事象発生後 70 分　　事象発生後約 230 分（最大状態）　　終状態

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

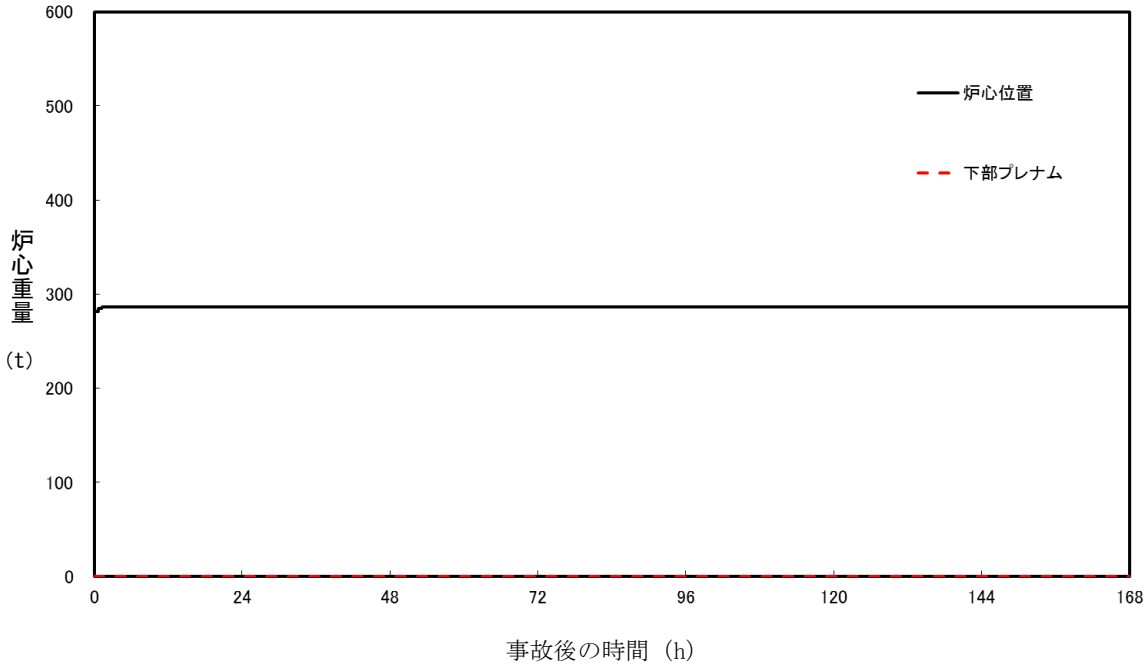


図 2　各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化

安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）

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系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系）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】

<u>原子炉安定停止状態の確立について</u>

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。

<u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u>

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系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。

代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，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系の使用又は残留熱除去系の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ガス封入（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ガスの影響について

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ジルコニウムー水反応があるが，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ガス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よう素の環境への放出低減を目的に，原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するため，水酸化ナトリウムを注入するが，これにより，炉内構造物の金属腐食（亜鉛及びアルミニウム）による水素ガス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ガス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ガスの発生について

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，水素ガスが発生する可能性がある。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・プールの pH は約 12.7 程度となると考えられるが，金属腐食反応は pH 依存性があることから，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，水素ガス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^2

・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^2

・亜鉛めっき膜厚：80μm

（JIS H8641-2007記載の溶解亜鉛めっき厚判定基準値（最大値）76μmより設定，柏崎刈羽原子力発電所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^3（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^2×80μm×7.2g/cm^3）

・サプレッション・チェンバ・プール部：634kg（＝1,100m^2×80μm×7.2g/cm^3）

〈水素ガス発生量〉

亜鉛は，以下の化学反応によって水素ガスを発生する可能性がある。

・$Zn + H_2O \rightarrow ZnO + H_2\uparrow$　（亜鉛-水蒸気反応）

・$Zn + NaOH + H_2O \rightarrow NaHZnO_2 + H_2\uparrow$　（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 より水素ガスが 1mol 発生するため，発生する水素ガス量は約 77kg（≒56.8+19.5），水素ガス体積（標準状態）は約 850Nm^3（≒631+217）となる。

・ドライウェル部：

56.8kg　(=1,843,000g／65.4g/mol×2.016g/mol)

631Nm^3（=1,843,000g／65.4g/mol×0.0224Nm^3/mol）

・サプレッション・チェンバ・プール部：

19.5kg　(=634,000g／65.4g/mol×2.016g/mol)

217Nm^3（=634,000g／65.4g/mol×0.0224Nm^3/mol）

2.2　アルミニウムの反応による水素ガスの発生について

原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は，保温材の外装材やドライウェルクーラー（DWC）のアルミフィンである。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・プールの pH は約 12.7 程度となると考えられるが，金属腐食反応は pH 依存性があることから，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，水素ガス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^3

・アルミニウム密度　：2.7g/cm^3

・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(=0.4m^3×2,700kg/m^3)

・DWC　：約 360kg

〈水素ガス発生量〉

アルミニウムは，以下の化学反応によって水素ガスを発生する。

・$Al + NaOH + H_2O \rightarrow NaAlO_2 + 3/2H_2\uparrow$　（金属腐食反応）

アルミニウム 1mol より水素ガスが 3/2mol 発生するため，以下のとおり，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^3 となる。

161.3kg　（≒1,440,000g／27g/mol×2.016g/mol×3/2)

1792Nm^3（≒1,440,000g／27g/mol×0.0224Nm^3/mol×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約 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ガス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，窒素ガス 約 0.02MPa，蒸気 約 0.29MPa を示す。亜鉛の反応により生じる水素ガス約 77kg 及びアルミニウムの発生により発生する水素ガス約 162kg の合計約 239kg を考慮した場合は，窒素ガス 約 0.02MPa，蒸気 約 0.28MPa，水素ガス 約 0.01MPa 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ガス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ガス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

		窒素ガス	水蒸気	水素ガス
モル分率	水素ガスの追加発生を考慮しない	約 0.08	約 0.92	0
	水素ガスの追加発生を考慮する	約 0.07	約 0.89	約 0.03

(2)水素燃焼への影響について

水素ガス及び酸素ガスの可燃限界は,水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上である。BWR の原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生

はないことから，本反応単独での水素ガスの燃焼は発生しないものと考える。

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 の水素ガス，アルミニウムが全て反応することを想定すると約 162kg の水素ガス（合計約 239kg の水素ガス）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，ほぼ窒素ガス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ガスは，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 の原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生はないことから有意な影響はないと考えられる。

なお，文献[1]においても，金属腐食反応による水素ガス発生はジルコニウムー水反応等による水素ガス発生に比べ反応速度が遅く，水素ガス発生量も小さいことが述べられており，本反応による水素ガス発生が有意な影響を与えることはないと考えられる。

[1]日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M 82-039，1982 年 5 月

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

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。

格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉区域・タービン区域換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉区域・タービン区域換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から 40 分かかると想定している。

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，原子炉区域・タービン区域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。

本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は，保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

1.評価条件

(1) 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，代替循環冷却系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) 原子炉格納容器からの漏えい量は，MAAP 解析上で原子炉格納容器内圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のとおり設定する。(添付資料 3.1.2.6 参照)

・1Pd 以下　：0.9Pd で 0.4%/日 相当

・1～2Pd　　：2.0Pd で 1.3%/日 相当

なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果に期待できるが，本評価では保守的に考慮しないこととする。

(3) 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は，非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 40 分後までは原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし（換気率無限），非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換

気率 0.5 回/日相当を考慮する。

(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（DF=1）。

(5) 原子炉建屋内での放射能量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漏えいする Cs-137 の評価結果を表 1 に示す。

原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 は 7 日間で約 15TBq であり，基準の 100TBq を下回っている。

なお，事象発生 7 日間以降の影響を確認するため，事象発生 30 日間，100 日間における環境への Cs-137 の放出量を確認している。

事象発生後 30 日間及び 100 日間での放出量においても 100TBq を下回る。

表 1　原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量

（単位：TBq）

	漏えい量（7 日間）	漏えい量（30 日間）	漏えい量（100 日間）
大破断 LOCA(代替循環冷却系を使用する場合)	約 15	約 15	約 15

原子炉格納容器漏えい率の設定について

中央制御室の居住性に係わる被ばく評価及び有効性評価の環境への Cs-137 漏えい評価において，原子炉格納容器からの放射性物質等の漏えいは，MAAP 内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び原子炉格納容器の圧力に応じて漏えい流量を評価している。

模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の２種類を設定する。

１．格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合

格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合，設計漏えい率（0.9Pd で 0.4%/日）をもとに算出した等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約 $3\times10^{-6}m^2$）を設定し，MAAP 内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

２．格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合

格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合，0.62MPa[gage]で 1.3%/日となる等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約 $1\times10^{-5}m^2$）を設定し，１．と同様に MAAP 内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

0.62MPa[gage]での 1.3%/日の設定は以下の AEC の評価式及び GE の評価式によって評価した漏えい率の結果をもとにさらに保守的な値を設定した。

◯AEC の評価式※1

$$L = L_0\sqrt{\frac{(P_t - P_a)\times R_t \times T_t}{(P_d - P_a)\times R_d \times T_d}} \quad =1.024\ \%/日$$

L	： 事故時の格納容器漏えい率	
L_0	： 設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））	【0.4%/日】
Pt	： 事故時の格納容器内圧力	【721kPa[abs]】
Pd	： 設計圧力	【380kPa[abs]】
Pa	： 格納容器外の圧力	【101.325kPa[abs]】
Rt	： 事故時の気体定数 ※2	【523.7J/Kg･K】
Rd	： 空気の気体定数	【287J/Kg･K】
Tt	： 事故時の格納容器内温度	【473.15K】
Td	： 設計格納容器内温度 漏えい試験時の温度(20℃)	【293.15K】

◯GE の評価式（General Electric 社の漏えいモデル式）

$$L = L_0 \sqrt{\frac{1-\left(\frac{Pa}{Pt}\right)^2}{1-\left(\frac{Pa}{Pd}\right)^2}} \qquad =0.42\ \%/日$$

L　：　事故時の格納容器漏えい率

L_0　：　設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））　【0.4%/日】

Pt　：　事故時の格納容器内圧力　【721kPa[abs]】

Pd　：　設計圧力　【380kPa[abs]】

Pa　：　格納容器外の圧力　【101.325kPa[abs]】

※1 United States Atomic Energy Commission report ″reactor containment leakage testing and surveillance report USAEC technical safety guide Dec. 1996″

※2 事故時の気体定数は水素ガス(2.016)：窒素ガス(28.01)：水蒸気(18.02)のガス組成 34%：33%：33%より計算している。AEC の評価式が事故時の気体定数に依存し，水素ガス等のように気体定数が小さい気体の割合が大きい場合に漏えい率が高くなるため，燃料有効部被覆管が全てジルコニウムー水反応した場合の水素ガス量発生(約 1,600kg)を考慮して設定している。

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

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（代替循環冷却系を使用する場合））） (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ガス発生，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。 ・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。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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，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，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	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。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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（代替循環冷却系を使用する場合））） (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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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ことから，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冷却系（常設）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，その差異は小さいことから，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冷却系（常設）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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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，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）	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。 ・TQUV，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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態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。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	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。	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を確認している。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推定される。 本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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。	本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉格納容器（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。 本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動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。	本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合））） (1/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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 MPa[gage]～ 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+116cm～約+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm） （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	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絡されることから，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，いずれの型式も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，いずれの型式も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，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	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%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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り，それに伴う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の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること）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。	最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う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の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980m^3～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560m^3～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3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^3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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3 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^3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。
	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として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器内温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（代替循環冷却系を使用する場合））（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage] ～約 7kPa[gage] （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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。したがって，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 43℃～約 62℃ （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・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り，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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 35℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の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。	最確条件とした場合は，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及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力及び温度の上昇は遅くなるが，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^3	21,400m^3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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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 2,140kL	2,140kL 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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。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（代替循環冷却系を使用する場合））（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		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	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）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。 （添付資料 3.1.2.8）	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，原子炉格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから，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 3.1.2.8）
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 非常用炉心冷却系機能喪失	－	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	－	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定	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。
	水素ガスの発生	ジルコニウムー水反応を考慮	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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り，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/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 300m³/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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。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（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	140m³/h 以上で原子炉格納容器内へスプレイ	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	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及び温度上昇の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及び温度上昇の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。
	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	90m³/h で注水	90m³/h 以上で注水	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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなるが，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（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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。
	代替循環冷却系	循環流量は，全体で約 190m³/hとし，原子炉へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約100m³/hにて流量分配	循環流量は，全体で約 190m³/hとし，原子炉へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約100m³/hにて流量分配	代替循環冷却系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び温度上昇の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，格納容器圧力及び温度上昇の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））（代替循環冷却系を使用する場合）（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	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	【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による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（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。 【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の起動操作及び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及び受電操作を行う運転員(現場)が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行っている期間，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。 【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階及びコントロール建屋地下１階までそれぞれ５分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（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。 【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，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)，非常用高圧母線の受電操作を行う運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で50分間となる。 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計15分間］ ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に５分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計15分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は15分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計15分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に15分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計５分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計25分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は25分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計10分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に10分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計５分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 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）の閉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，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため，１操作に１分間を想定し，合計２分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間５分を想定。 【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高圧母線への受電操作と同時に実施する。 【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。	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時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 なお，有効性評価では２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線Ｄ系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線Ｄ系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間(70分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から90分後（操作開始時間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，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	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，約50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，訓練実績等より，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分で操作可能である見込みを得た。 非常用高圧母線Ｄ系の電源回復後に実施することで事象発生後約45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。 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））（代替循環冷却系を使用する場合）（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	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（常設）による格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定	【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。 【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。 【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。 【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（常設）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。 【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（常設）へ切り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。 【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。	解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復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り替えることとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。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。代替格納容器スプレイへの切替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル１）まで低下した場合，低圧代替注水系（常設）へ切替えを行う。当該操作開始時間は，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，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。	代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃に到達時となり，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。	事象発生から90分後（操作開始時間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時間後であるため，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ことから，時間余裕がある。	訓練実績等より，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（常設）による格納容器冷却のための系統構成に約２分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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））（代替循環冷却系を使用する場合）（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	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，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配置，淡水貯水池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 360 分想定のところ，訓練実績等により約 345 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（A-2 級），電源車，大容量送水車（熱交換器ユニット用）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，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号炉：各 4 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）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉：各 1 台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級），電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL，16kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 111 分で実施可能なことを確認した。 また，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（A-2 級）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 98 分，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）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 108 分，常設代替交流電源設備への給油作業は，許容時間 16 時間のところ訓練実績等では約 262 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））（代替循環冷却系を使用する場合）(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	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	【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母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより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。 【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。 【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。 【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 10 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。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【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。 【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。	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。	準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，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，原子炉格納容器の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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，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。原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約 38 時間あり，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，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 2 時間で実施可能であることを確認した。また，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 9 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））（代替循環冷却系を使用する場合）（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	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却系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	【認知】 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するが，機能回復が遅れることを想定し，これらの対応と並行して代替循環冷却系の運転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。 【要員配置】 代替循環冷却系準備操作は，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系の系統構成を行う運転員(現場)と，可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)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）を配置しており，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 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あらかじ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。 【操作所要時間】 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，代替循環冷却系運転開始直前操作（代替循環冷却系運転準備操作の系統構成のうち，事象発生 22 時間後以降の復水移送ポンプの全停に係る操作）及び代替循環冷却系運転開始操作の 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 22 時間後迄にあらかじめ行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却系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 1 弁の操作に約 1 分を想定し，復水移送ポンプの起動後速やかに 2 弁による原子炉への注水操作及び格納容器スプレイ操作を約 4 分と想定しており，5 分間の操作時間を確保している。 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系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。また，事象発生 20 時間後以降の 2 時間に行う現場の系統構成は，復水貯蔵槽出口弁 2 弁の閉操作に約 30 分，復水移送ポンプ最小流量バイパス弁 3 弁閉操作に約 3 分を想定しており，事象発生 22 時間後まで移動時間，時間余裕を含め操作時間を確保している。代替循環冷却系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時間余裕を含め 30 分間の操作時間を確保している。 また，代替循環冷却系運転開始直前操作にて復水移送ポンプを停止している 30 分間に緊急時対策要員により可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて原子炉への注水を行う。復水移送ポンプ停止前にホース敷設等の準備をしておき，復水移送ポンプ停止の約 20 分前から系統構成を行い，その後約 20 分間の注水を行う。 【他の並列操作有無】 運転員による現場操作は，代替原子炉補機冷却系の系統構成と並列操作する可能性があるが，本操作に 18 時間の余裕があるため操作開始時間に与える影響はなし。緊急時対策要員に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。 【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。	代替循環冷却系の運転は事象発生約 22.5 時間後に開始することとしているが，時間余裕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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	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，格納容器圧力及び温度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，代替循環冷却系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，原子炉格納容器の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)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイは，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。原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約 38 時間あり，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，代替循環冷却系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系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 時間後までにあらかじ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。

大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について

地震により大破断 LOCA を上回る規模の LOCA（以下「Excessive LOCA」という。）が発生した場合には，原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く，かつ，非常用炉心冷却系が使用できない場合は，早期に炉心損傷に至ることとなり，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

Excessive LOCA は，原子炉冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが，破断箇所により事象進展は大きく変わる。

炉心や原子炉格納容器への影響の観点から，破断箇所は，大きく以下の２通りに分類できる。

・注水系配管破断の有無（注水可否）

非常用炉心冷却系や代替低圧注水系等による原子炉への注水が不可能となるため，原子炉水位低下による炉心損傷後は，原子炉圧力容器破損に至ることとなる。

・TAF 下配管破断の有無

TAF より下に設置している配管が破断した場合，液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く，原子炉水位の低下が早くなる。また，炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから，原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。

上記をふまえ，事故の想定にあたり破断配管の選定を表１のとおり整理した。

表１　配管破断の選定

		TAF 下配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないため Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水が行われると,大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが，Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水を考慮すると，冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの，大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗」と同等程度の事象進展になると考えられる。	

表１より，破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及び TAF 下配管の両方が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。

以上のように，破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの，原子炉圧力容器から格納容器内へ放出されるエネルギは同じであり，長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは，「Excessive LOCA＋ECCS 注入機能喪失＋全交流動力電源喪失＋損傷炉心冷却失敗」について，格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため，保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

＜破断想定箇所＞

注水配管 （TAF 上配管）	主蒸気配管 給水配管 RHR（SHC）吸込配管 LPFL 注入配管 HPCF 注入配管
TAF 下配管	ドレン配管 計装配管

なお，本評価にて扱う Excessive LOCA は，注水系配管の破断による注水系の機能喪失のみを仮定しており，それ以外の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ系（常設）等）

は使用できるとの前提としている。

一方で，大規模損壊事象として整理した「格納容器・圧力容器損傷」及び「原子炉建屋損傷」は，建屋・構造物の損壊により Excessive LOCA が発生することを考慮しており，大破断 LOCA で講じる対策に期待できず，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できない場合においても，事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。

１．解析結果について

Excessive LOCA 発生後，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 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。また，事象発生から約 0.4 時間後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 70 分後，原子炉注水を開始するが，原子炉圧力容器へは入らず破断口から原子炉格納容器へ漏えいするため，原子炉水位は回復することなく，約 1.6 時間後には炉心支持板破損と同時に原子炉圧力容器が破損する。原子炉圧力容器の破損後は，原子炉注水を停止して原子炉格納容器下部への注水に切り替え，格納容器圧力及び温度上昇を抑制するための代替格納容器スプレイを実施する。事象発生から 20.5 時間後には代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始し，格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。格納容器圧力，格納容器温度並びに溶融炉心・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コンクリート侵食量の推移を図 1 から図 3 に示す。

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が，格納容器スプレイによる原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱により，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。また，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 172℃となり，限界温度 200℃を超えない。

原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり，約 1.6 時間後に炉心支持板破損と原子炉圧力容器破損が同時に発生している。このため，原子炉格納容器下部の初期水張りは実施できず，溶融炉心落下時に格納容器圧力の上昇は見られるが，その影響は小さく，原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心は，原子炉格納容器下部の初期水張りは実施していないが，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水により溶融炉心は冷却され，原子炉格納容器下部壁面及び床面に有意な侵食は発生しない。

したがって，Excessive LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性は確保できる。

２．水素燃焼に関する考察

大破断 LOCA と Excessive LOCA の双方で，ブローダウン過程で原子炉圧力容器内の水が短時間で流出する点で変わりはない。Excessive LOCA を想定した場合，炉心損傷が早まり，露出炉心への水蒸気供給が減少するため，原子炉圧力容器内の水素ガス生成量は少なくなることが考えられるものの，炉心損傷に伴う水素ガス生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。

水素燃焼に係る有効性評価では，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は 13vol%を大きく上回るため，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しない，又は到達することを防止することが重要となる。水の放射線分解によって長期的に発生する酸素ガスは，その発生量は崩壊熱に依存することから「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗」に示した発生量と同程度となると考える。なお，「水素燃焼」と同様に，G 値の不確かさにより，仮に水の放射線分解による酸素ガスの発生が増加した場合であっても，格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）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。

以上から，Excessive LOCA の場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。

３．まとめ

感度解析結果から，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）」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」において，Excessive LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また，「水素燃焼」についても，大破断 LOCA と Excessive LOCA で有意な差はないことから，原子炉格納容器の健全性が確保できる。

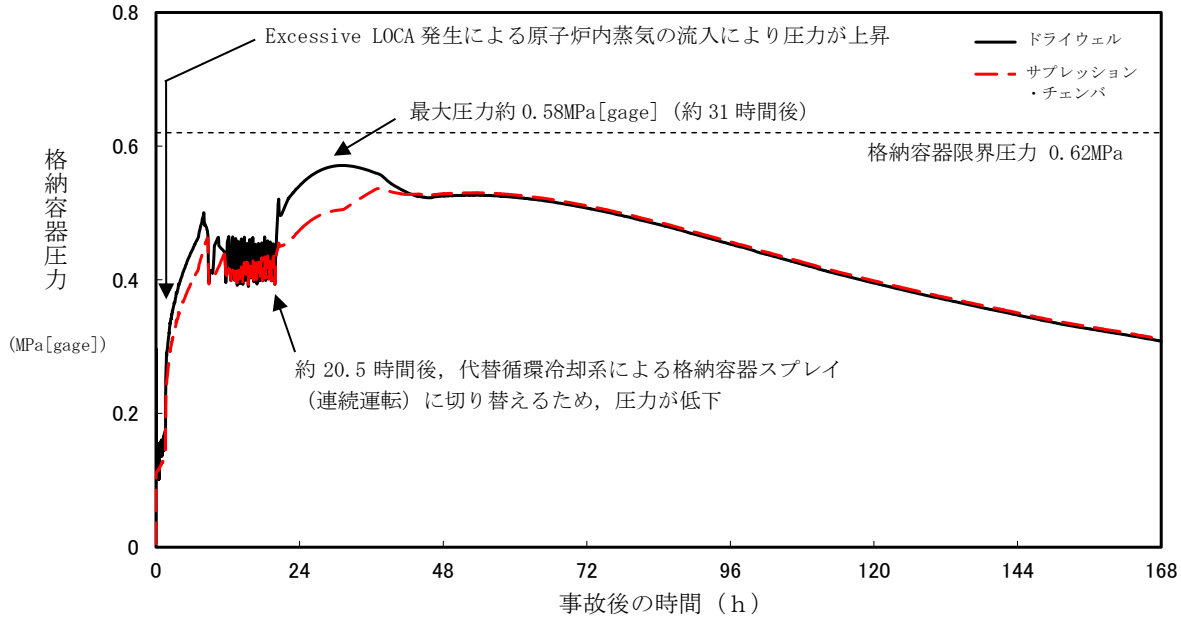


図 1　格納容器圧力の推移

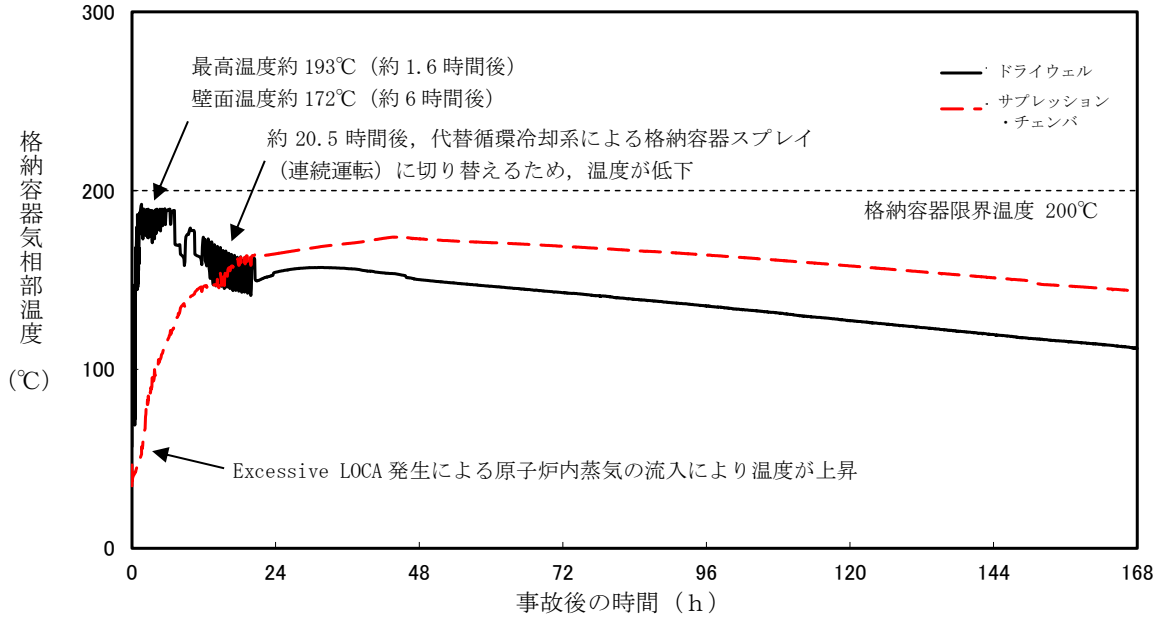


図 2　格納容器気相部温度の推移

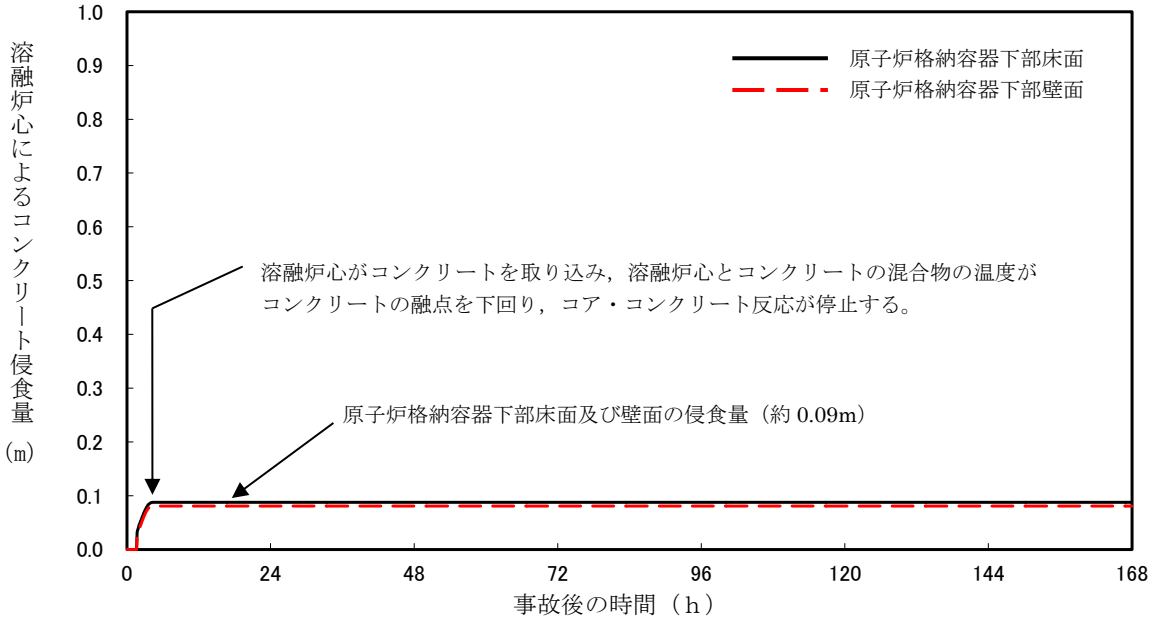
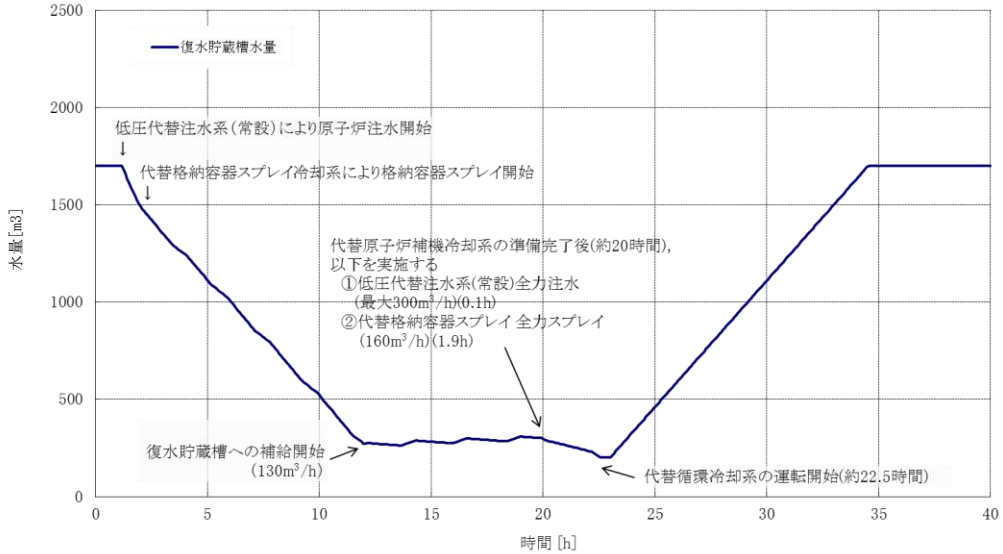


図 3　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移

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）：代替循環冷却系を使用する場合）



○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

○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^3/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

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

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を用いて 130m^3/h で淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。

④代替循環冷却系準備（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注水（最大 300m^3/h）を 0.1 時間行う。その後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に切替えを行い，最大流量（160m^3/h）で 1.9 時間，格納容器スプレイを実施する。なお，MUWC 全停後は，事象発生約 22.2 時間～約 22.5 時間まで，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により 90m^3/h で原子炉注水を行う。

○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原子炉注水及び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。事象発生後約 22.5 時間後から，代替循環冷却系の運転を開始し，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 2,900m^3 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 5,800m^3 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 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）：代替循環冷却系を使用する場合）

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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

<table>
<tr><th>号炉</th><th>時系列</th><th>合計</th><th>判定</th></tr>
<tr><td>7 号炉
6 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
常設代替交流電源設備 3 台起動。※1
1,000L/h×24h×7 日×3 台＝504,000L
復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 4 台起動。
21L/h×24h×7 日×4 台＝14,112L
代替原子炉補機冷却系専用の電源車 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
代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動。
65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L
事象発生直後～事象発生後 7 日間
復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 4 台起動。
21L/h×24h×7 日×4 台＝14,112L
代替原子炉補機冷却系専用の電源車 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
代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動。
65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 630kL</u></td><td>6 号及び 7 号炉軽油タンク
各<u>約 1,020kL</u>（※3）及びガスタービン発電機用燃料タンク
<u>約 100kL</u> の容量（合計）は
<u>約 2,140kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>1 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>1 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u>（※3）であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>2 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>2 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u>（※3）であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>3 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>3 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u>（※3）であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>4 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>4 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u>（※3）であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>5 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>5 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u>（※3）であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>その他</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間
5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備 1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
45L/h×24h×7 日＝7,560L
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</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 13kL</u></td><td>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
<u>約 1,497kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
</table>

※1　事故収束に必要な常設代替交流電源設備は 2 台であるが，保守的に常設代替交流電源設備 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 台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

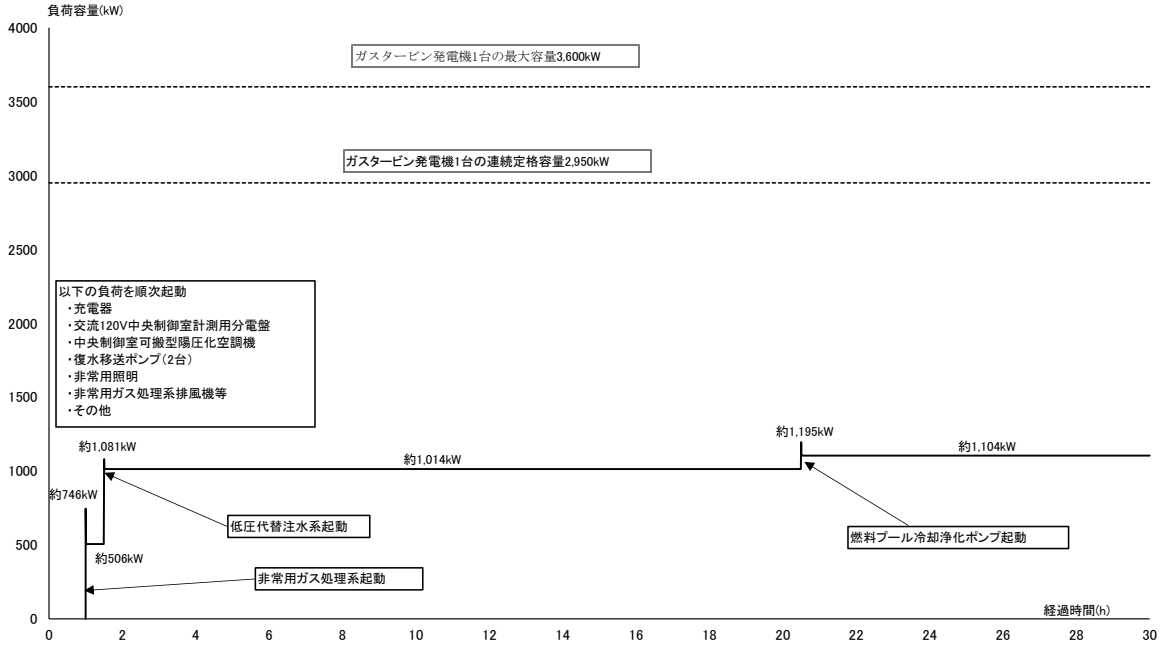
※3　保安規定に基づく容量。

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）　：代替循環冷却系を使用する場合）

〈6 号炉〉

	6 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 37kW
その他必要な設備	約 98kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1104kW （約 1195kW）

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

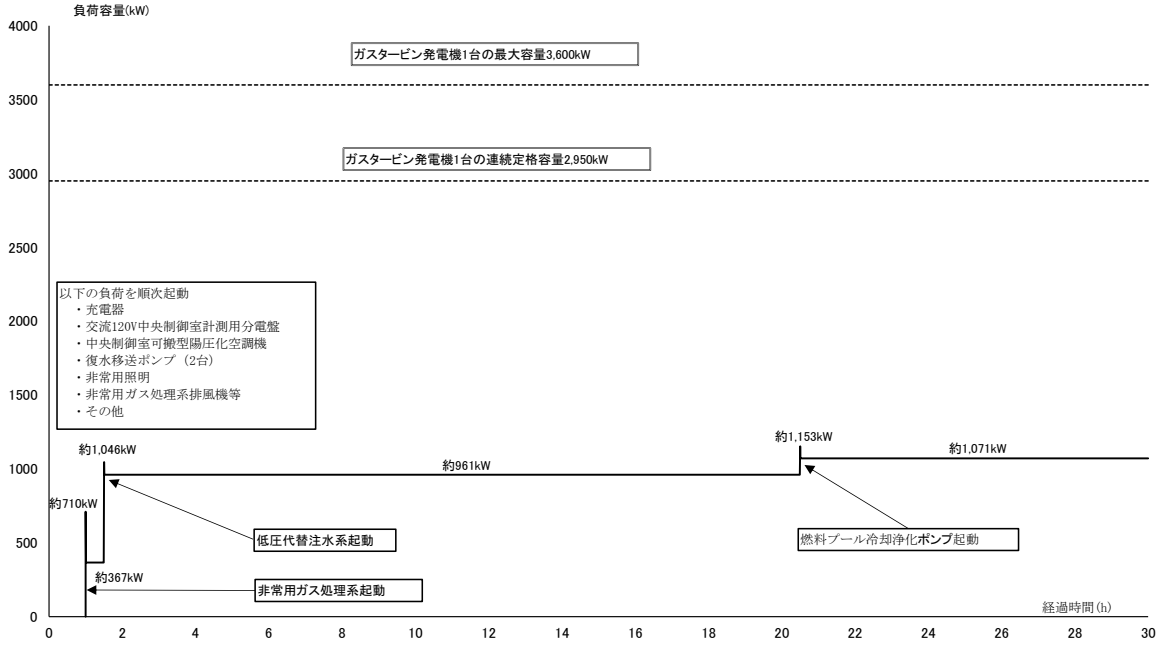


負荷積算イメージ

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）　：代替循環冷却系を使用する場合）

〈7 号炉〉

	7 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他必要な設備	約 113kW
その他不要な設備	約 321kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1071kW （約 1153kW）



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合

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，代替循環冷却系を使用しない場合を想定し，代替循環冷却系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の重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3.1 図から第 3.1.3.3 図に，対応手順の概要を第 3.1.3.4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.3.1 表に示す。

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 28 名※1 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 8 名※1 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 20 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.3.5 図に示す。

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 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員 4 名を含めると，緊急時対策要員（現場）が 12 名，合計が 32 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. 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」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. 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」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. 炉心損傷確認」と同じ。

d. 水素濃度監視

水素濃度監視については，「3.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。

e. 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 e. 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」と同じ。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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（常設）による原子炉格納容器冷却につい

ては，「3.1.2.1 f. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却」と同じ。

格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するため，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（約 2m）し，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。

格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位である。

g. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合又はサプレッション・チェンバ・プール水位が格納容器真空破壊弁高さに到達した場合，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域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い，また，原子炉格納容器除熱は，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におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動，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，格納容器ベント並びに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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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第3.1.3.2表に示す。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，原子炉圧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，代替循環冷却系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。

(d) 水素ガスの発生

水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4)有効性評価の結果」にてその影

響を評価する。

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，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^3/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，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（常設）による原子炉格納容器冷却

格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，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による原子炉格納容器除熱

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央制御室からの遠隔操作による中間開操作（流路面積 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イ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作

は，原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，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（約2m）を考慮し，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。

(c) 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. 事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

b. 格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内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※2 され，サプレッション・チェンバ又はドライウェルのベントラインを通じて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に到達した核分裂生成物は，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排気管から放出される。

※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

c. 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。

Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 ×（1/DF）

f_Cs = f_CsOH +（M_I / M_Cs） ×（W_Cs / W_I） ×（f_CsI - f_CsOH）

f_Cs：原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_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_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_I：よう素の初期重量（kg）

M_Cs：セシウムの初期重量（kg）

W_I：よう素の分子量（kg/kmol）

W_Cs：セシウムの分子量（kg/kmol）

Bq_Cs-137：Cs-137 の炉内内蔵量（Bq）

DF：格納容器圧力逃がし装置の除染係数

d. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。

e. 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。

f. 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，非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率0.5回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。

非常用ガス処理系は，事象発生30分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後10分間で設計負圧が達成されることを想定する。

(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3.1.3.3，3.1.3.4）

(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（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.3.6図から第3.1.3.8図に，燃料最高温度の推移を第3.1.3.9図に，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第3.1.3.10図から第3.1.3.13図に示す。

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（約727℃）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℃に到達し，また，事象発生から約0.7時間後に燃料温度は2,500K（約

2,227℃）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交流電源の供給を開始し，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。

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，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。

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（約 2m）を考慮し，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原子炉格納容器の限界圧力に接近する。原子炉格納容器の限界圧力接近時点で，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。格納容器温度は，格納容器ベントによる格納容器温度低下後，溶融炉心からの放熱によって数時間は上昇傾向となるが，崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて，その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後，徐々に低下する。

（添付資料 3.1.2.1,3.1.2.2）

b. 評価項目等

格納容器圧力は，第 3.1.3.10 図に示すとおり，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（常設）による原子炉格納容器冷却及び原子炉格納容器の限界圧力に接近した場合に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，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。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ガス及び酸素ガスは，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，その影響は無視し得る程度である。

格納容器温度は，第 3.1.3.11 図に示すとおり，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（常設）による原子炉格納容器冷却及び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）の最高値は約 165℃となり，原子炉格納容器の限界温度 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，原子炉格納容器の限界温度 200℃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による大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4×10^{-3}TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。

ドライウェ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放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとん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すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏え

いを想定した場合，漏えい量は約 14TBq（7 日間）となる。原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量に，ドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による Cs-137 の放出量を加えた場合でも，約 16TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。

事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による総放出量は，約 4.0×10^{-3}TBq(30 日間)及び約 8.5×10^{-3}TBq(100 日間)である。ドライウェルのベントラインを経由した場合には，約 3.1TBq(30 日間)及び約 3.2TBq(100 日間)である。原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量にドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による Cs-137 の放出量を加えた場合でも，約 18TBq（30 日間）及び約 18TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。

（添付資料 3.1.3.3，3.1.3.4）

第 3.1.3.6 図に示すとおり，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，第 3.1.3.10 図に示すとおり，原子炉格納容器の限界圧力接近時点で，約 38 時間後に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」に示す(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 3.1.3.5）

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。

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）」（代替循環冷却系を使用しない場合）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溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー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（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系によ

る原子炉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）による原子炉注水（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，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，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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ことから，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冷却系（常設）及び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，その差異は小さいことから，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冷却系（常設）及び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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態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。

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 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を確認している。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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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。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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動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 3.1.3.6）

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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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，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を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 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を確認している。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推定される。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を確認している。したがって，大気中への Cs-137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，

本評価事故シーケンスにおける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，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 1.4×10^{-3}TBq（7 日間），ドライウェ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 3.1.3.6）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.3.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，それに伴う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の上昇が遅くなるが，操作手順(原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）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，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。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。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の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3.1.3.6，3.1.2.8）

(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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，

原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う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の上昇が遅くなるが，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，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断LOCAの場合と同程度であり，第3.1.2.15図及び第3.1.2.16図に示すとおり，格納容器圧力は0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピー

ク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，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3.1.3.6，3.1.2.8）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，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，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は

大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復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り替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。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。代替格納容器スプレイへの切替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合，低圧代替注水系(常設)へ切り替えを行う。当該操作開始時間は，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，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，格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近するのは，事象発生から約38時間後である。また，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あらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時

間は時間余裕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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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（現場）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3.1.3.6）

(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，常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間(70分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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，代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃に到達時となり，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，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3.1.3.6）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電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，第3.1.3.14図から第3.1.3.16図に示すとおり，事象発生から90分後（操作開始時間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，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心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ことから，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（常設）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時間後であるため，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ことから，時間余裕がある。

操作条件の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3.1.3.6，3.1.3.7）

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

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28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（原子炉ウェル注水）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20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（常設）による格納容器スプレイは，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約7,400m^3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14,800m^3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^3及び淡水貯水池に約18,000m^3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，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで，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ものである。

（添付資料 3.1.3.8）

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504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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

（A-2級）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計約547kL）

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 100kL）にて合計約 2,140kL 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（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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 3.1.3.9）

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号炉で約1,104kW，7号炉で約1,071kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 3.1.3.10）

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溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー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・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び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，代替循環冷却系を使用しない場合を想定し，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（常設）による原子炉格納容器冷却，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。

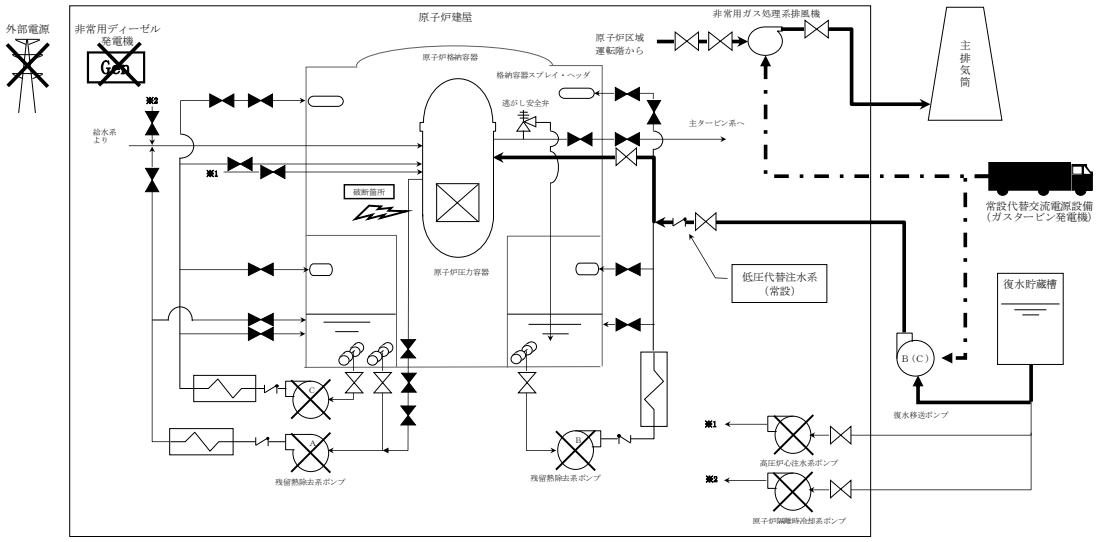
その結果，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

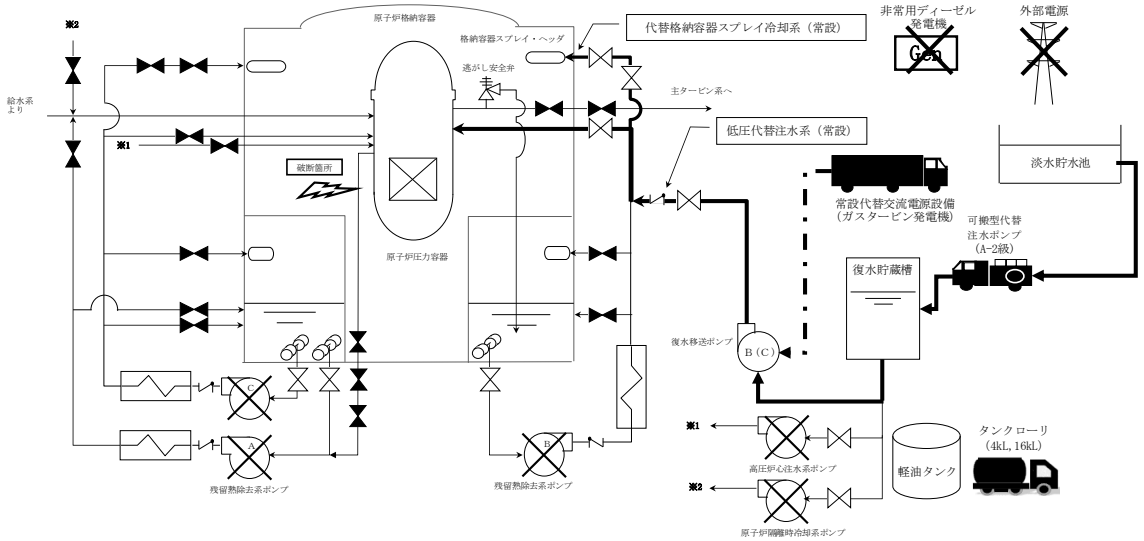
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，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（常設）による原子炉格納容器冷却，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。

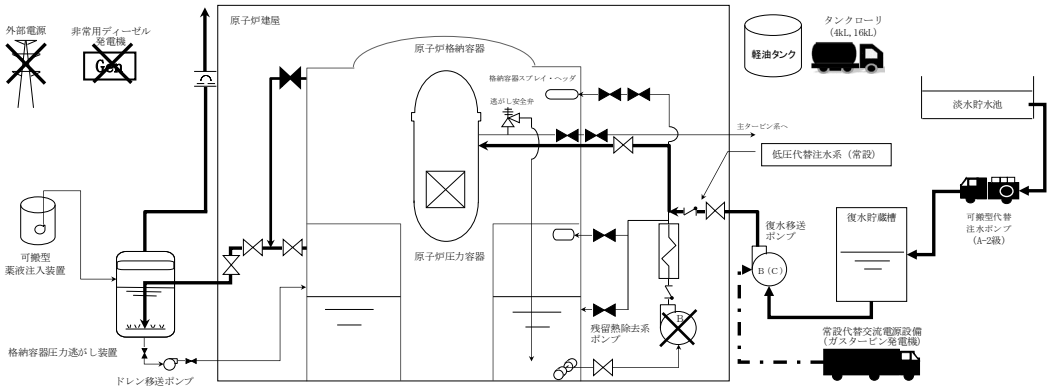


第 3.1.3.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/3）
（原子炉注水）

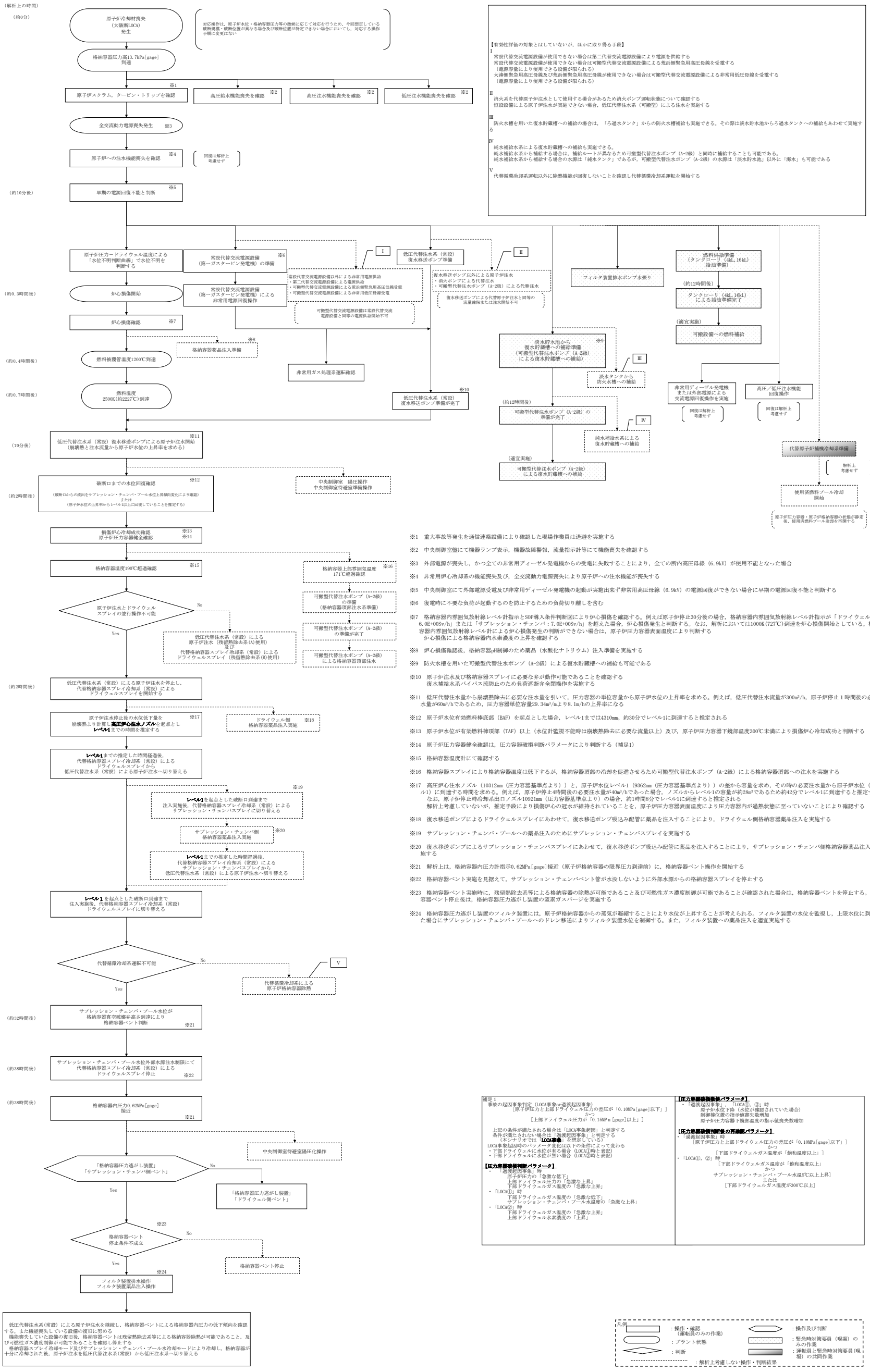


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

第 3.1.3.2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 3.1.3.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）(3/3)
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※1　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する

※2　中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，流量指示計等にて機能喪失を確認する

※3　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧母線（6.9kV）が使用不能となった場合

※4　非常用炉心冷却系の機能喪失及び，全交流動力電源喪失により原子炉への注水機能が喪失する

※5　中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合に早期の電源回復不能と判断する

※6　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※7　格納容器内雰囲気放射線レベル計指示とSOP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30分後の場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計指示が「ドライウェル：6.0E+00Sv/h」または「サプレッション・チェンバ：7.0E+00Sv/h」を超えた場合，炉心損傷発生と判断する。なお，解析においては1000K（727℃）到達を炉心損傷開始としている。格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器表面温度により判断する
炉心損傷による格納容器内水素濃度の上昇を確認する

※8　炉心損傷確認後，格納容器pH制御のため薬品（水酸化ナトリウム）注入準備を実施する

※9　防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給も可能である

※10　原子炉注水及び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
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※11　低圧代替注水量から崩壊熱除去に必要な注水量を引いて，圧力容器の単位容量から原子炉水位の上昇率を求める。例えば，低圧代替注水流量が300m³/h，原子炉停止１時間後の必要注水量が60m³/hであるため，圧力容器単位容量29.34m³/mより8.1m/hの上昇率になる

※12　原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）を起点とした場合，レベル1までは4310mm。約30分でレベル1に到達すると推定される

※13　原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）以上（水位計監視不能時は崩壊熱除去に必要な流量以上）及び，原子炉圧力容器下鏡部温度300℃未満により損傷炉心冷却成功と判断する

※14　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）

※15　格納容器温度計にて確認する

※16　格納容器スプレイにより格納容器温度は低下するが，格納容器頂部の冷却を促進させるため可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器頂部への注水を実施する

※17　高圧炉心注水ノズル（10312mm（圧力容器基準点より））と，原子炉水位レベル1（9362mm（圧力容器基準点より））の差から容量を求め，その時の必要注水量から原子炉水位（レベル1）に到達する時間を求める。例えば，原子炉停止4時間後の必要注水量が40m³/hであった場合，ノズルからレベル1の容量が約28m³であるため約42分でレベル1に到達すると推定する
なお，原子炉停止時冷却系出口ノズル10921mm（圧力容器基準点より）の場合，約1時間8分でレベル1に到達すると推定される
解析上考慮していないが，推定手段により損傷炉心の冠水が維持されていることを，原子炉圧力容器表面温度により圧力容器内が過熱状態に至っていないことにより確認する

※18　復水移送ポンプによるドライウェルスプレイにあわせて，復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより，ドライウェル側格納容器薬品注入を実施する

※19　サプレッション・チェンバ・プールへの薬品注入のためにサプレッション・チェンバスプレイを実施する

※20　復水移送ポンプによるサプレッション・チェンバスプレイにあわせて，復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより，サプレッション・チェンバ側格納容器薬品注入を実施する

※21　解析上は，格納容器内圧力計指示0.62MPa[gage]接近（原子炉格納容器の限界圧力到達前）に，格納容器ベント操作を開始する

※22　格納容器ベント実施を見据えて，サプレッション・チェンバベント管が水没しないように外部水源からの格納容器スプレイを停止する

※23　格納容器ベント実施時に，残留熱除去系等による格納容器の除熱が可能であること及び可燃性ガス濃度制御が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※24　格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

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[gage]以下」］
かつ
［上部ドライウェル圧力が「0.15MPa[gage]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
（本シナリオでは「**LOCA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有る場合（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」
サプレッション・チェンバ・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」，「LOCA①，②」時
原子炉水位下降（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部温度の指示値喪失数増加

【圧力容器破損判断後の再確認パラメータ】
・「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[gage]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
サプレッション・チェンバ・プール水温5℃以上上昇］
または
［下部ドライウェルガス温度が300℃以上］

凡例
：操作・確認（運転員のみの作業）
：プラント状態
：判断
：操作及び判断
：緊急時対策要員（現場）のみの作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・判断結果

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

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

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
	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			
	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	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
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	状況判断後も事故対応に必要なパラメータを適宜監視する
交流電源回復操作（解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・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
原子炉格納容器内水素濃度監視	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉格納容器内水素濃度監視	適宜実施	
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）	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　起動	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）			－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	5分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電前準備（中央制御室）	15分	
	－	－	4人 C, D	4人 e, d	－	－	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) e, d	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備（電源盤受電準備）	15分	
	－	－	(2人) B, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備（コントロール建屋負荷抑制）	15分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電確認	5分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) e, d	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電	5分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電前準備（中央制御室）	10分	
	－	－	(2人) B, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　C系　受電前準備	25分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電確認	5分	
	－	－	(2人) B, F	(2人) e, f	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電	5分	
非常用ガス処理系　運転確認	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・非常用ガス処理系排風機　運転確認	5分	
			－	－	－	－	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	適宜実施	
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）系統構成	15分	全交流動力電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
	－	－	(2人) B, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場系統構成 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替え	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	破断口まで水位回復後，原子炉注水と格納容器スプレイ切替え	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　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え	
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 ・蓄電池内蔵照明の点灯確認は対応操作中に確認可能 ・可搬型照明の設置，点灯作業は適宜実施する	要員を確保して対応する
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, d	－	－	・MCR系　隔離弁操作	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
	－	－			－	－	・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	
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	10分	要員を確保して対応する
	－	－	－	(2人) e, d	－	－	・現場移動 ・中央制御室待避室陽圧化装置空気供給元弁開	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) e, f	－	－	・格納容器スプレイにあわせた薬品注入	格納容器スプレイにあわせて実施	要員を確保して対応する

第 3.1.3.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間

（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/2）

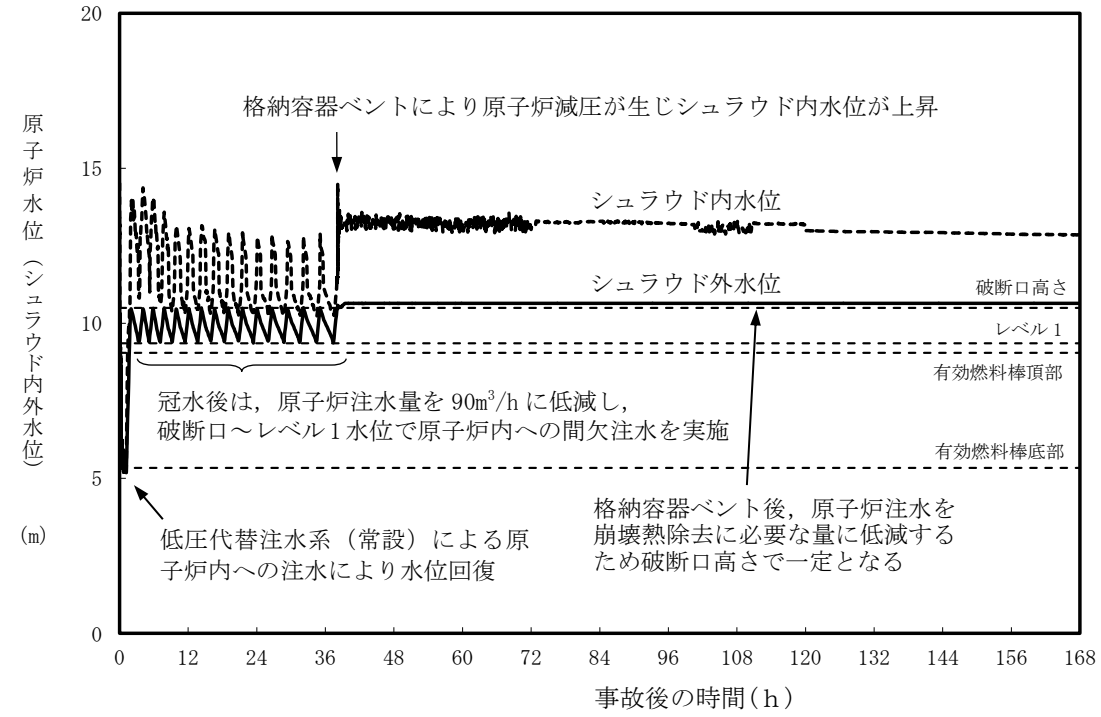
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）	備考
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	破断口まで水位回復後は，適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施	
非常用ガス処理系による原子炉建屋負圧操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	適宜実施	格納容器ベント準備操作として非常用ガス処理系を停止する
原子炉ウェル注水（解析上考慮せず）	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェル注水	上部ドライウェル内雰囲気温度低下を確認 蒸発による水位低下を考慮して定期的に注水	
	－	－	－	－	2人	2人	・放射線防護装備準備／装備	10分	要員を確保して対応する
	－	－	－	－	↓	↓	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェルへの注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続）	120分	
	－	－	－	－	（2人）	（2人）	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉ウェルへの注水	適宜実施 ／ 時間余裕 ／ 現場操認中断（一時待避中）	
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　現場系統構成	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	
	－	－	－	－	↓	↓	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	10時間	要員を確保して対応する
代替原子炉補機冷却系　運転（解析上考慮せず）	－	－	－	－	（3人）	（3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施 ／ 時間余裕 ／ 現場操認中断（一時待避中）	要員を確保して対応する
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（A-2級）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　120分	燃料プール水温「77℃」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系統構成	・再起動準備としてろ過吸塩器の隔離を実施する　30分	
	（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	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
					↓		・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
					（4人），※1		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	適宜実施 ／ 時間余裕 ／ 現場操認中断（一時待避中）	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる
給油準備	－	－	－	－	※1		・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への補給	120分	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－	↓		・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
					（2人）				
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差圧計により確認する。必要に応じて差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）B	（1人）b	－	－	－	－	・格納容器ベント準備 （格納容器二次隔離弁操作，バウンダリ構成，非常用ガス処理系停止）	60分	
	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f			・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－					・格納容器ベント準備 （バウンダリ構成）	60分	
	－	－	－	－	2人（参集）↓ ※2	2人（参集）↓ ※3	・フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分 ／ 時間余裕	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）B	（1人）b	－	－	－	－	・格納容器ベント状態監視	適宜実施	待避室へ待避し格納容器ベント状態を監視する
	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f			・格納容器ベント操作（格納容器一次隔離弁操作）	60分	格納容器ベント操作後待避室へ待避する
	（1人）B	（1人）b	－	－	8人，※2（参集）	8人，※3（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定 ・フィルタ装置薬液補給 ・ドレン移送ライン窒素パージ	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備／装備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施 ／ 時間余裕 ／ 作業中断（一時待避中）	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	8人※（参集要員20人）				

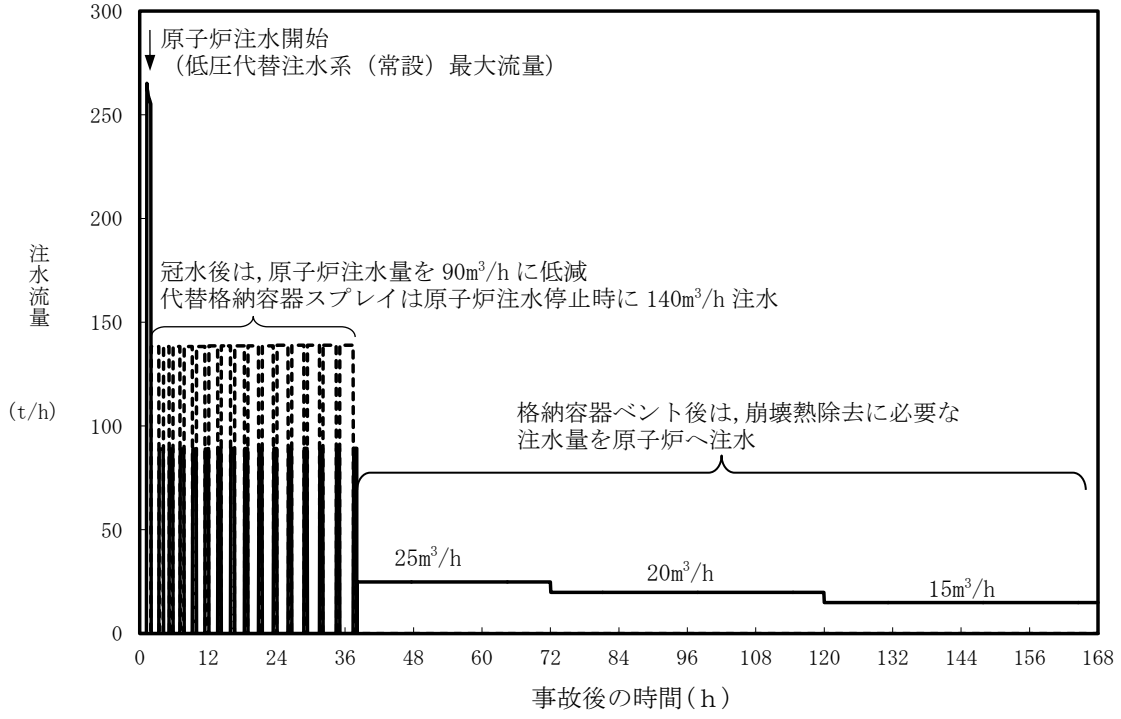
※　有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「12人（参集要員8人）」となる
（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 3.1.3.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間

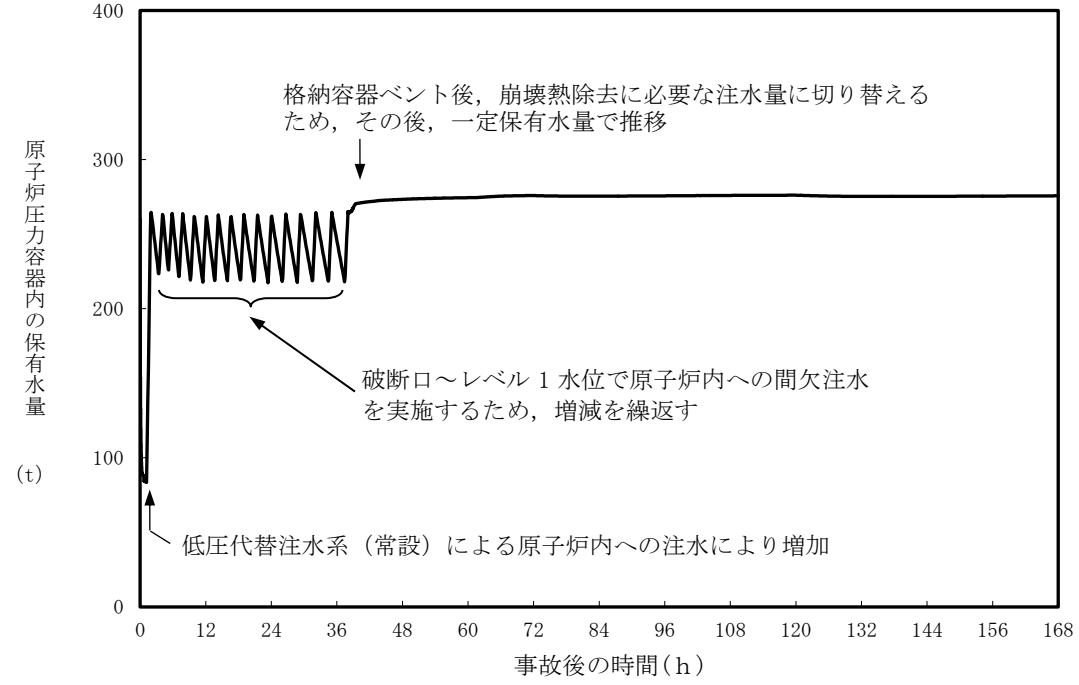
（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/2）



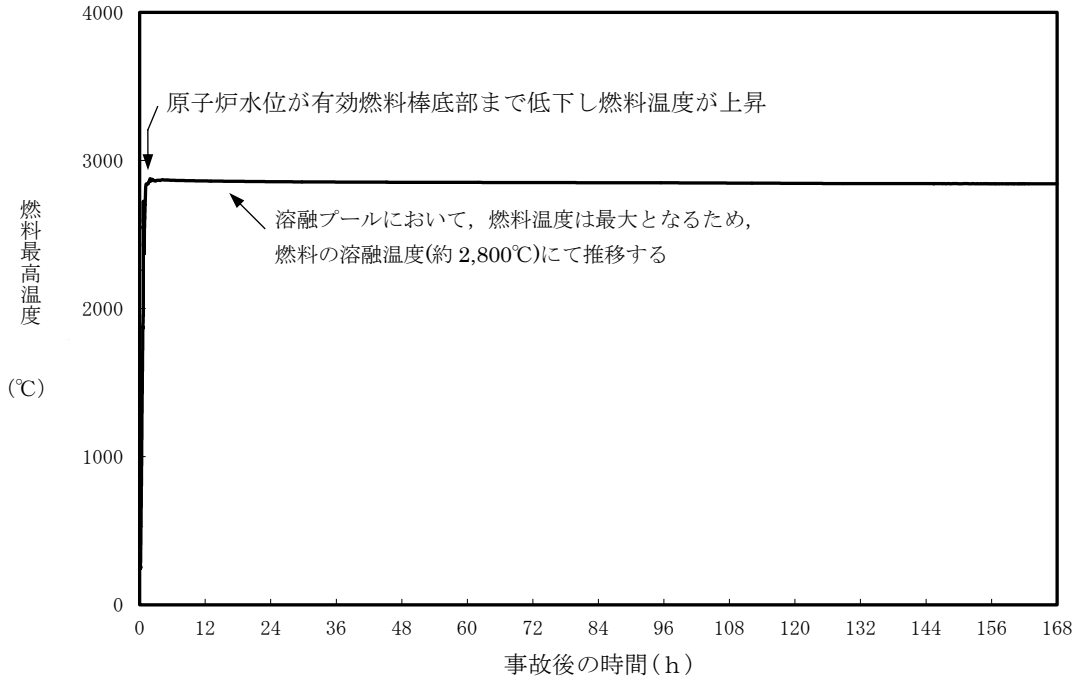
第 3.1.3.6 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



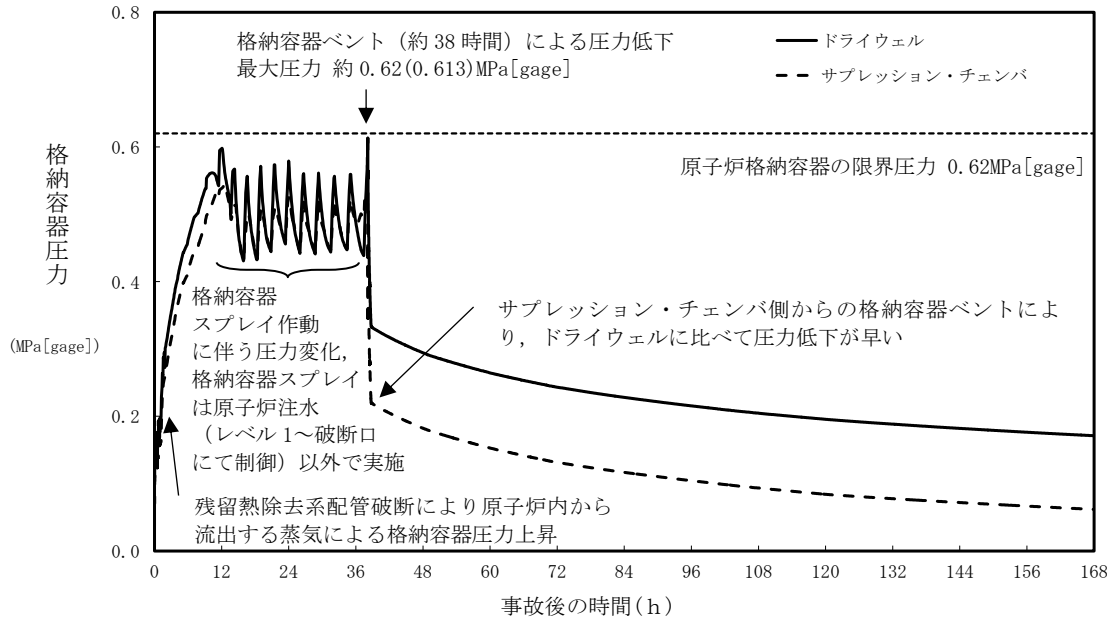
第 3.1.3.7 図　注水流量の推移



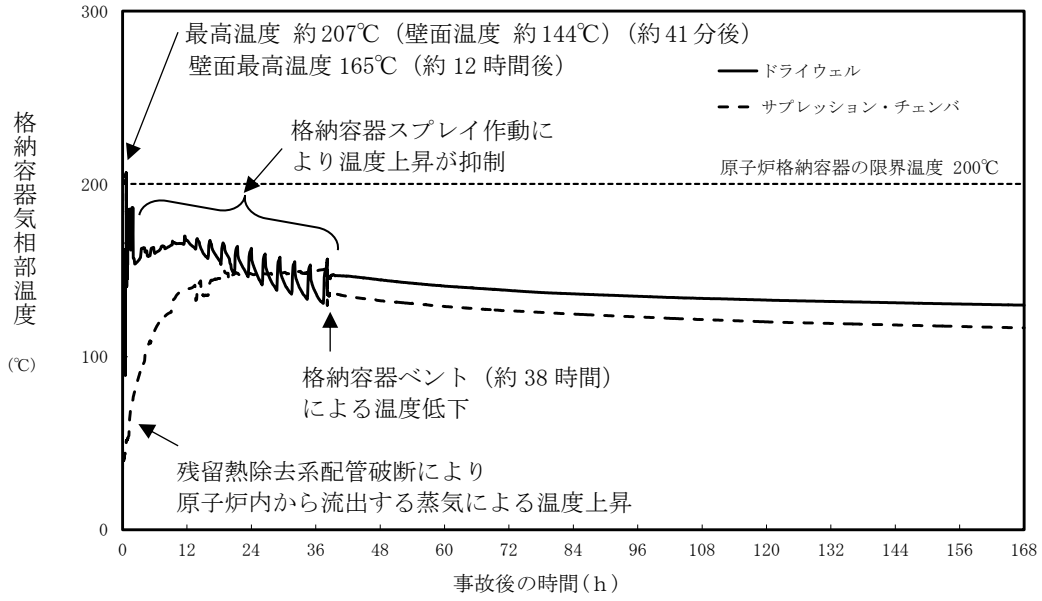
第 3.1.3.8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



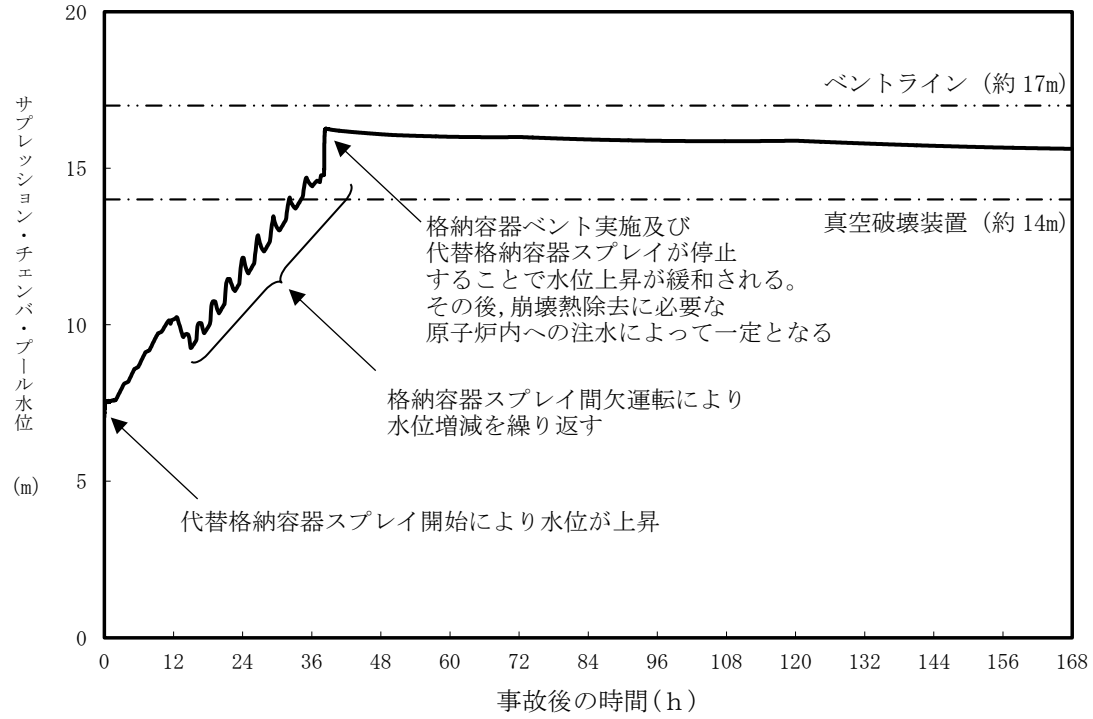
第 3.1.3.9 図　燃料最高温度の推移



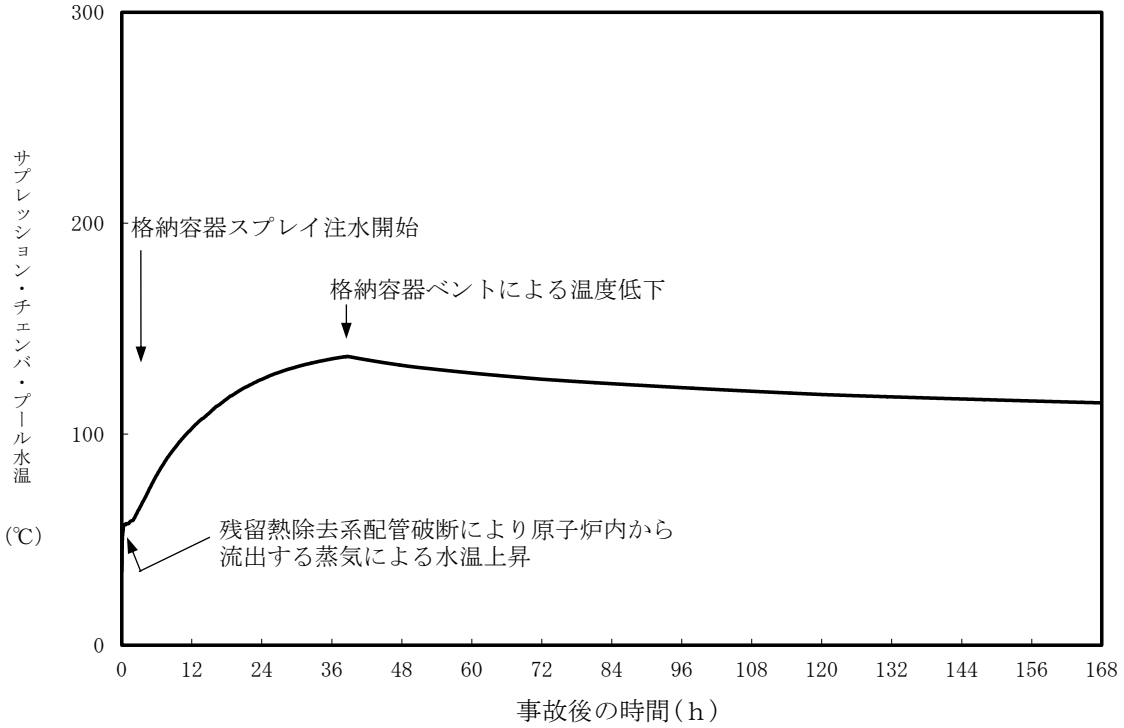
第 3.1.3.10 図　格納容器圧力の推移



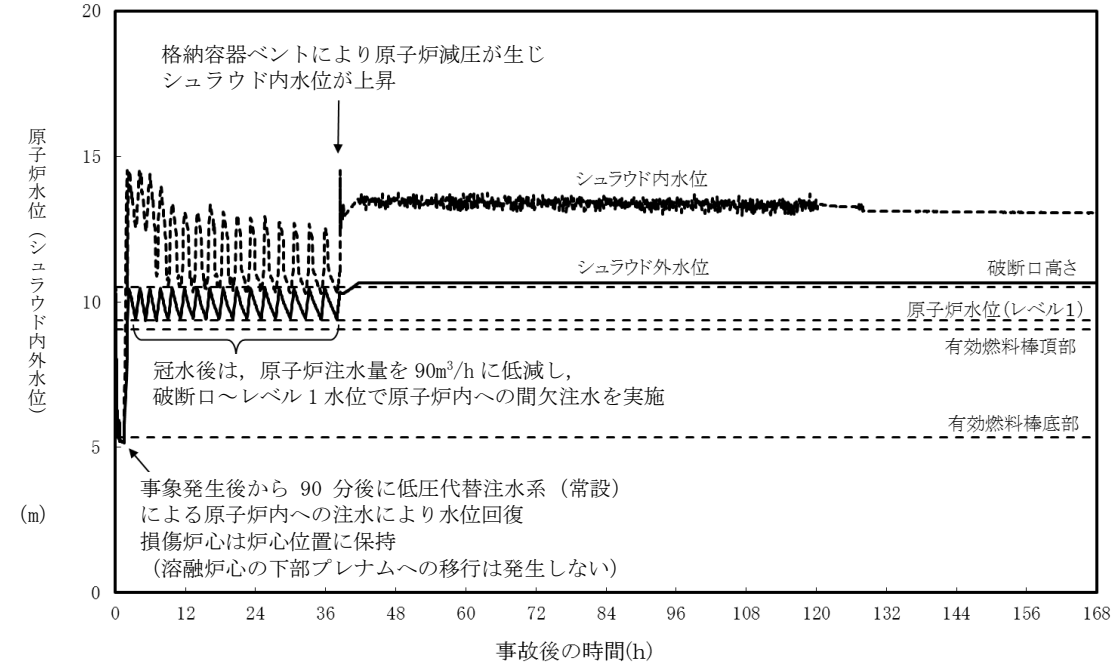
第 3.1.3.11 図　格納容器気相部温度の推移



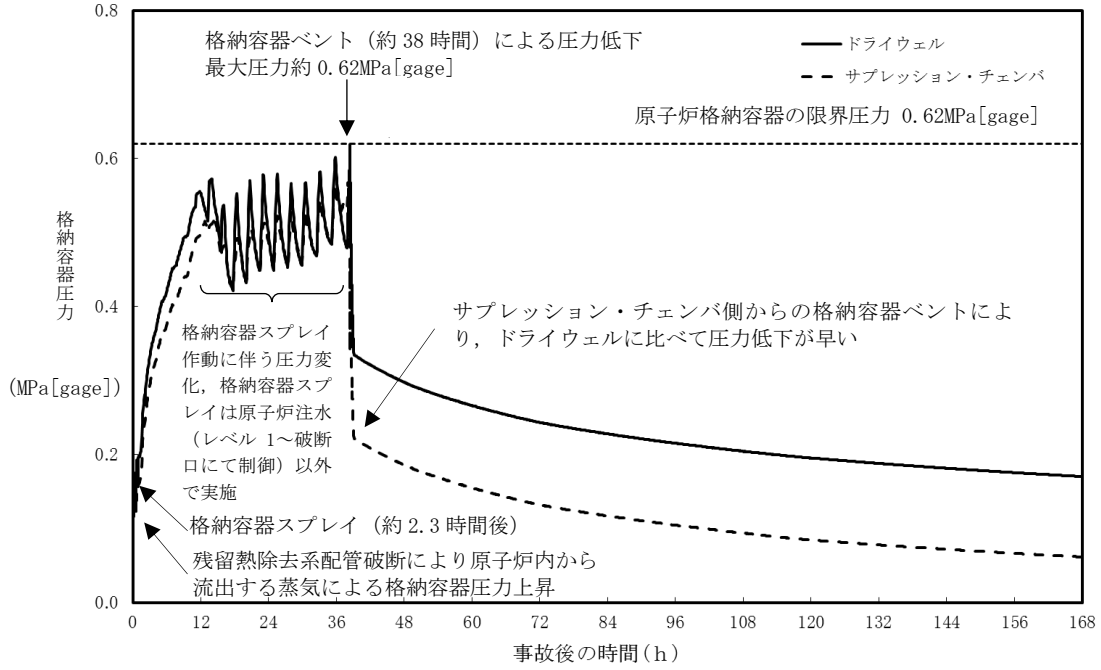
第 3.1.3.12 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



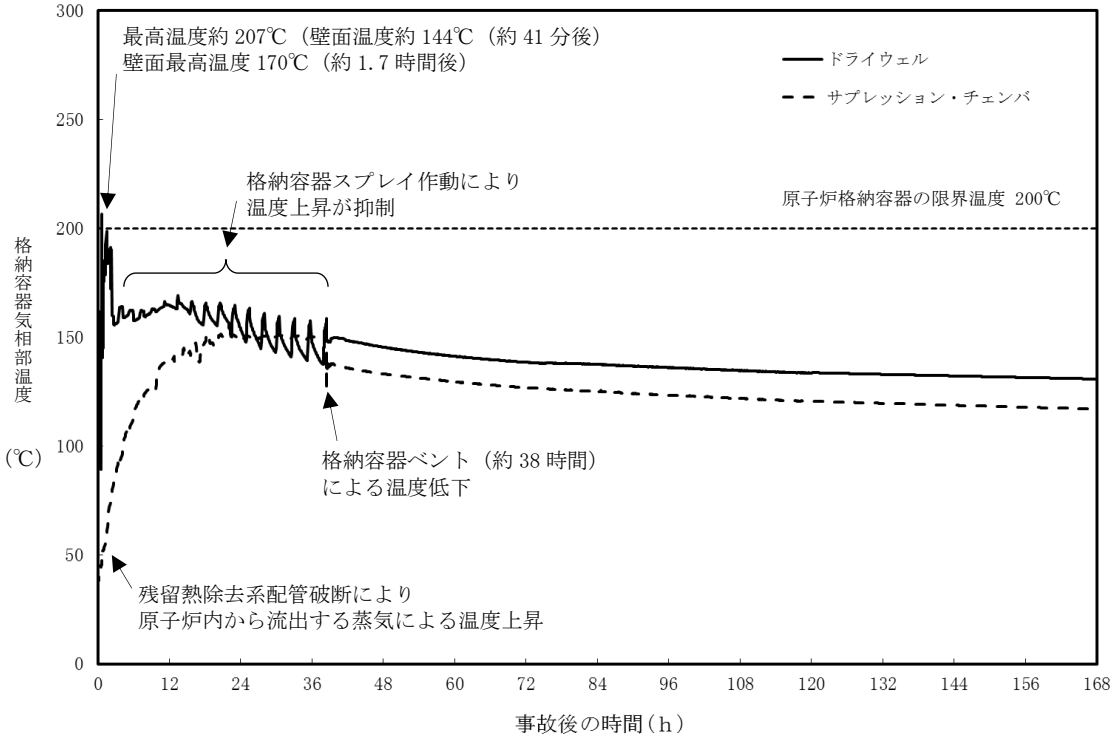
第 3.1.3.13 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 3.1.3.14 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3.1.3.15 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移



第 3.1.3.16 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移

第 3.1.3.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/2）

判断及び操作	手順	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】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度(SA)
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し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウェル雰囲気温度

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 3.1.3.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/2）

判断及び操作	手順	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
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が 190℃に到達した場合，推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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。 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。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL,16kL）	ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） サプレッション・チェンバ・プール水位
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	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 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

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

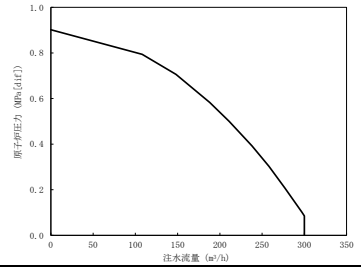
第 3.1.3.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/4）

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%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（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 （ドライウェ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（通常運転水位）	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[gage]	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

第 3.1.3.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用しない場合）(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	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定
	水素ガスの発生	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

第 3.1.3.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用しない場合）(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 300m³/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  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	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	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 50%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

第 3.1.3.2 表　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））
（代替循環冷却系を使用しない場合）（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	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（常設）による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定
	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	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

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。

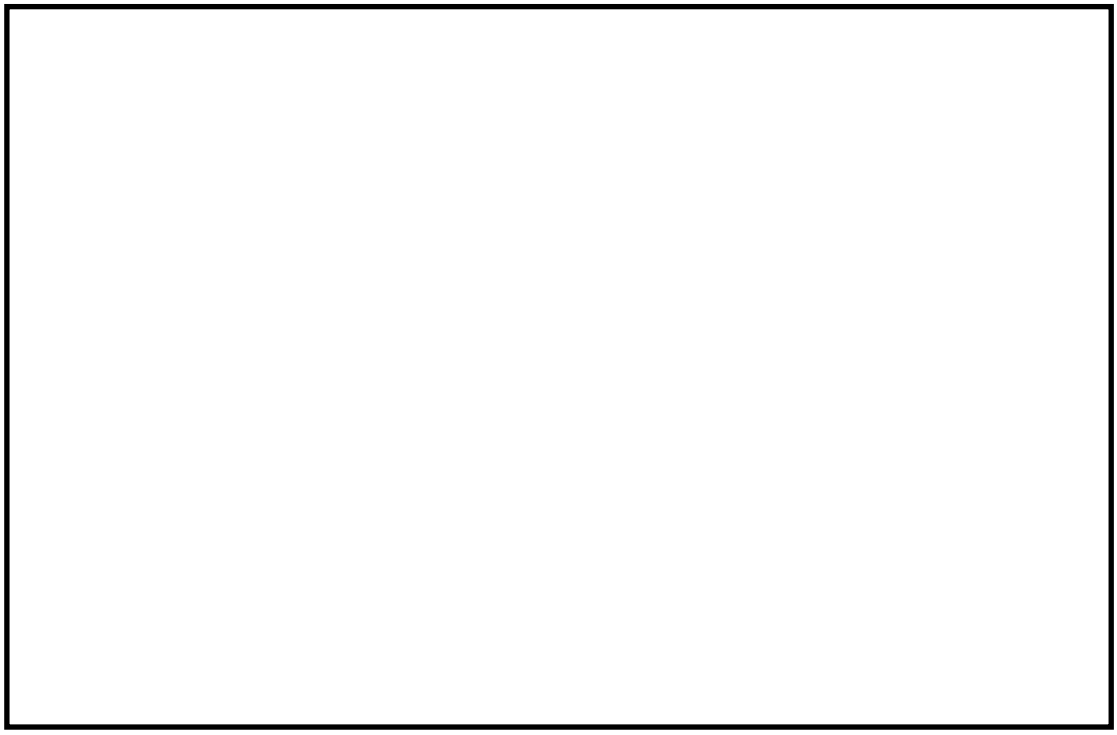
事故時運転操作手順書（徴候ベース）では，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，図 1 に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合を，炉心損傷開始の判断としている。

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ガンマ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。

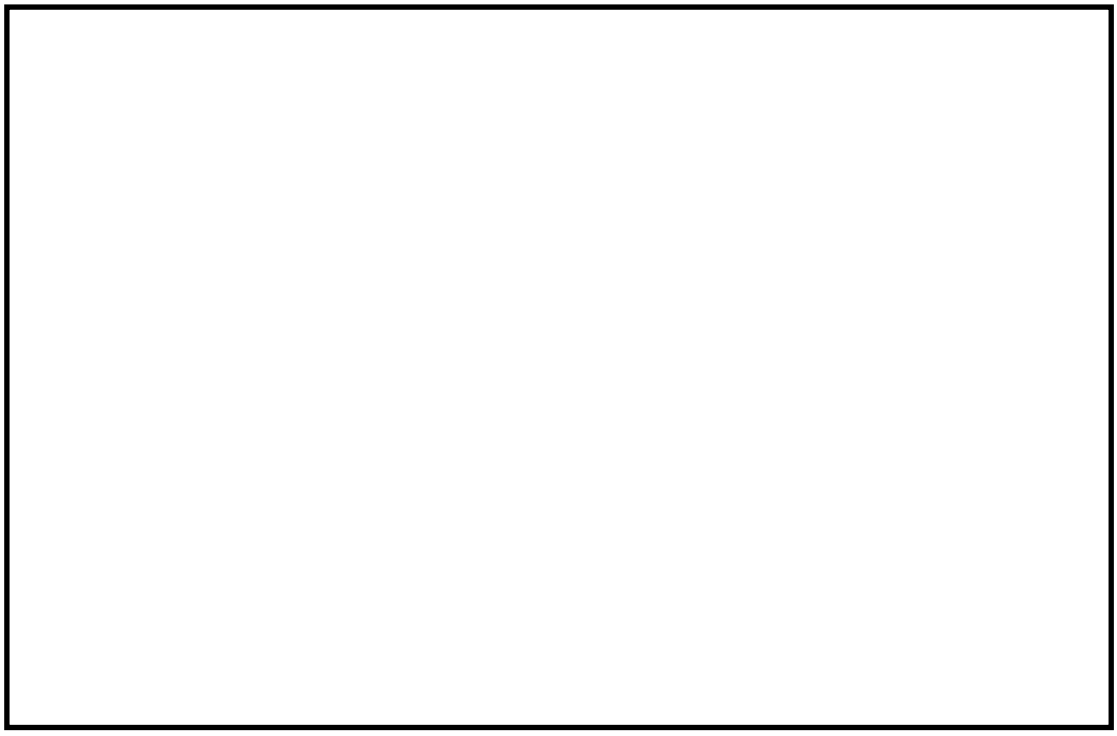
また，福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は，「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

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，逃がし安全弁の動作圧力（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) ドライウェルのガンマ線線量率



(2) サプレッション・チェンバのガンマ線線量率

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ガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方，基準を高めに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ガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を超えた場合であり，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ガンマ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，設計基準事故のガンマ線線量率より高く，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ガンマ線線量率の測定レンジは，10^{-2}～10^{5}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）」及び「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ガンマ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ガンマ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}～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	0.31MPa[gage] 到達
炉心損傷の判断目安 （設計基準事故の 10 倍）	10^{-1}～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	0.62MPa[gage] 接近時
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 （発生事故あたりおおむね 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	0.62MPa[gage] 接近時
「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方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	0.62MPa[gage] 接近時

※CAMS 計測レンジ（計装設備の仕様）：10^{-2}～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 0.31MPa[gage]（格納容器最高使用圧力）到達に対し，炉心損傷後は 0.62MPa[gage]（原子炉格納容器の限界圧力）接近時に変更となる。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能量を低減できることから，原子炉格納容器の限界圧力接近時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ガンマ線線量率を監視し，ガンマ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	（圧力基準） 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。 （温度基準） 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。	（圧力基準） 炉心損傷後の格納容器スプレイは，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]未満に制御することを目的に，格納容器圧力が 0.465MPa[gage]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。 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。 （温度基準） 原子炉格納容器の限界温度の 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。 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。
格納容器ベント	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。	格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力 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等により格納容器ベントを行う。

3．MAAP 解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価のうち，シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いた解析においては，炉心損傷の開始を，1,000K（約 727℃）に到達した時点としており，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℃（約 1,473K）よりも低い温度としている。

この 1,000K は，PHEBUS-FPT0 実験で，燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物（FP）の放出開始が観察されたことを踏まえ，被覆管温度が 1,000K に到達すると，被覆管の破裂により FP が放出され，物理現象モデルにより FP 挙動の計算が開始される温度である。なお，燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。

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ガンマ線線量率の上昇を，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。

よって，解析において炉心損傷の開始を 1,000K（約 727℃）に到達した時点としていることは，運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。

（補足）炉心損傷の判定時間に係る解析結果について

「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表 3 に示す。

MAAP 解析において，約 727℃（MAAP 解析における炉心損傷判定温度）から 1,200℃（審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件）に上昇するまでの時間は 7 分程度であり，炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。

また，MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 0.3 時間であるが，これは SAFER 解析の結果と比較しても，炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。

表 3　炉心損傷の判定時間に係る解析結果

燃料 被覆管 温度	事象発生後の時間		備考
	MAAP 解析	SAFER 解析	
約 727℃ (1,000K)	約 0.3h (約 17 分)	約 0.15h (約 9 分)	MAAP 解析における炉心損傷判定温度 （PHEBUS-FPT0 実験にて核分裂生成物が放出された温度）
－	約 0.3～0.4h (参考)	約 0.15～0.2h (参考)	手順書上の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)
1,200℃	約 0.4h (約 24 分)	約 0.2h (約 12 分)	審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件
約 2,227℃ (2,500K)	約 0.7h (約 41 分)	－※	炉心溶融

※高出力燃料集合体において，燃料被覆管温度が 1,200℃を大きく超過するため，SAFER では計算ができない。

添付資料 3.1.3.2

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 コードの水素ガス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[1]。

ただし，MELCOR コードのように，流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）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

・流体が流路減少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が発生し，それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合，MAAP 解析では流路減少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，流路減少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，閉塞は発生しない。

したがって，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，水素ガス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，申請解析でのジルコニウムー水反応による水素ガス発生量が約 592kg に対して感度解析では約 670kg と水素ガス発生量は約 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，評価結果に対する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

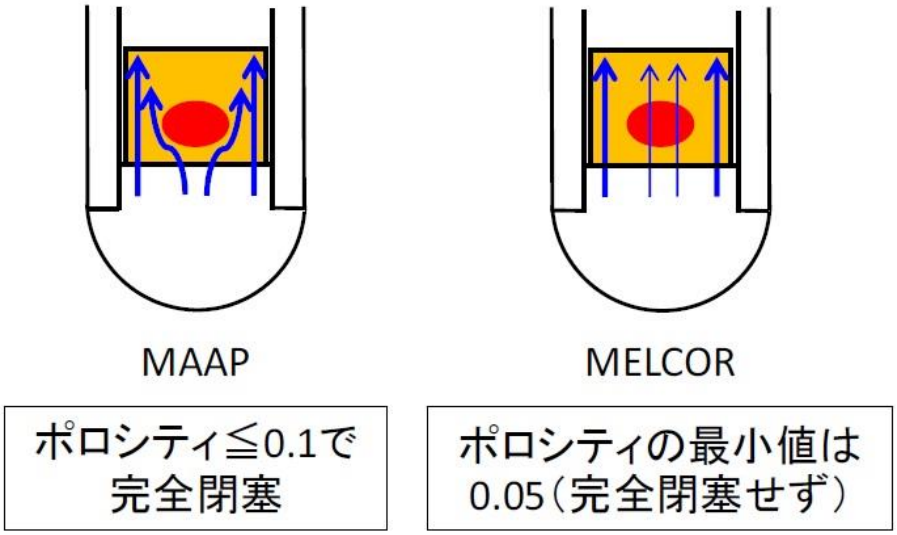
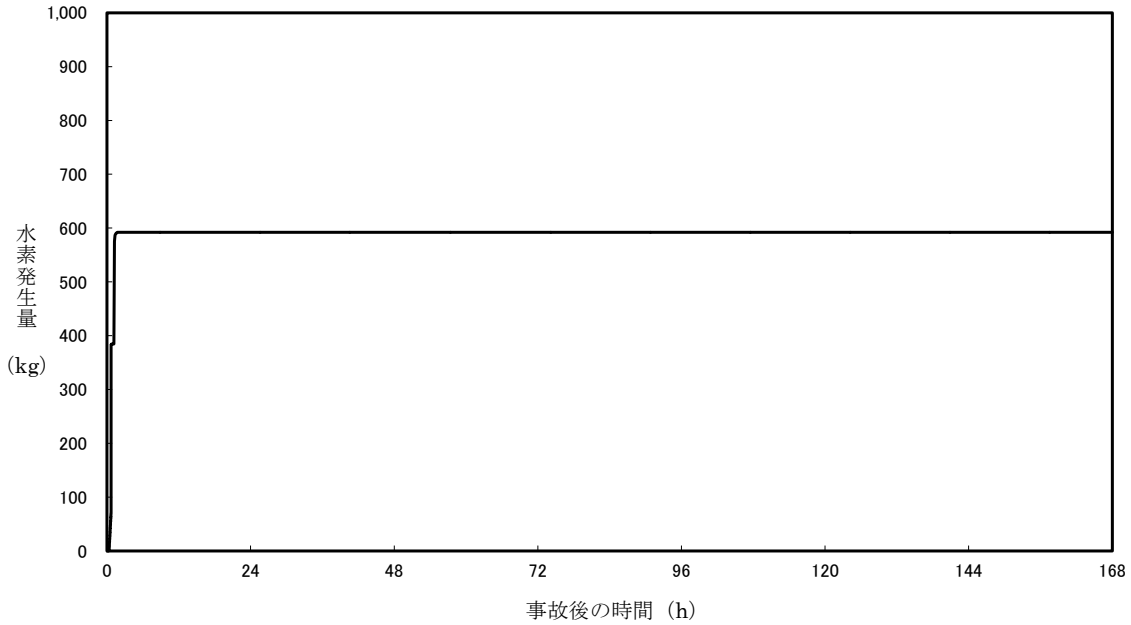
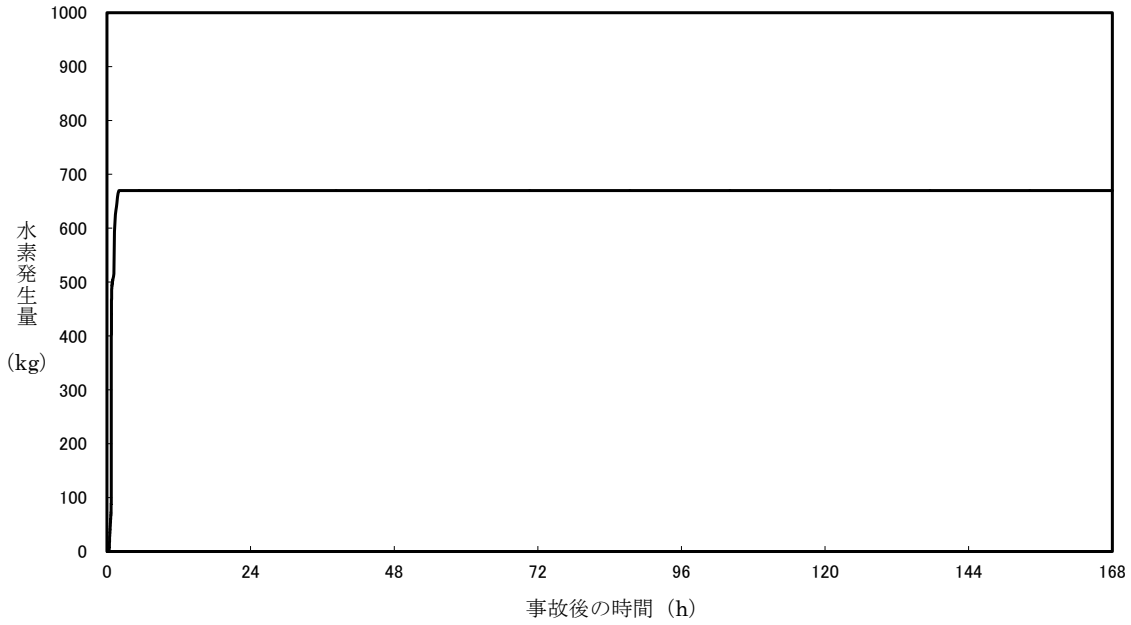


図 1　炉心内流路閉塞モデルの概念図

（「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）

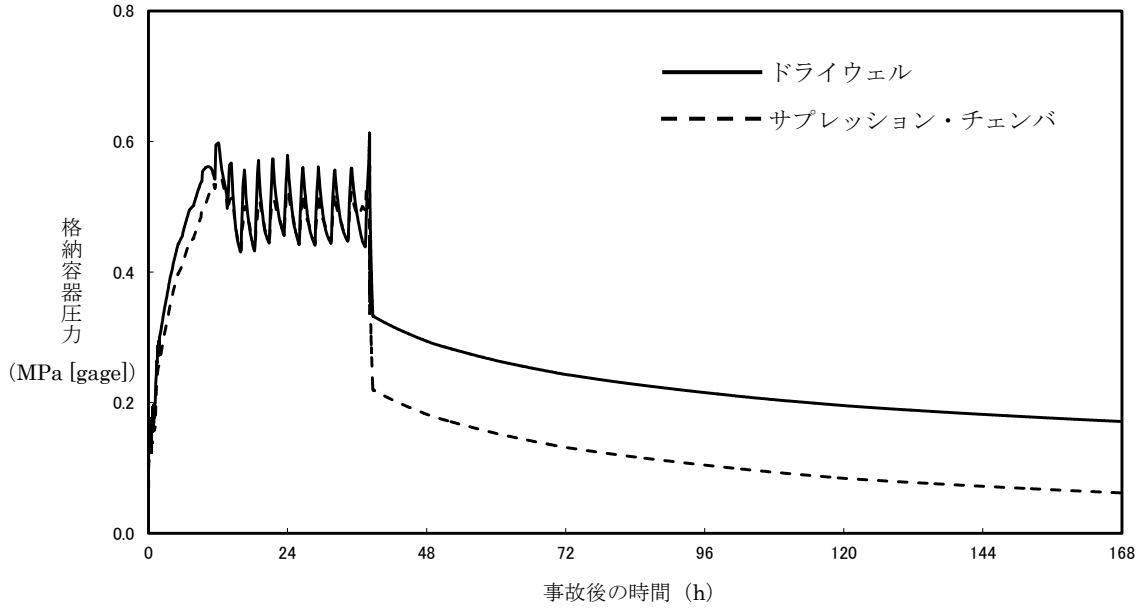


大破断 LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

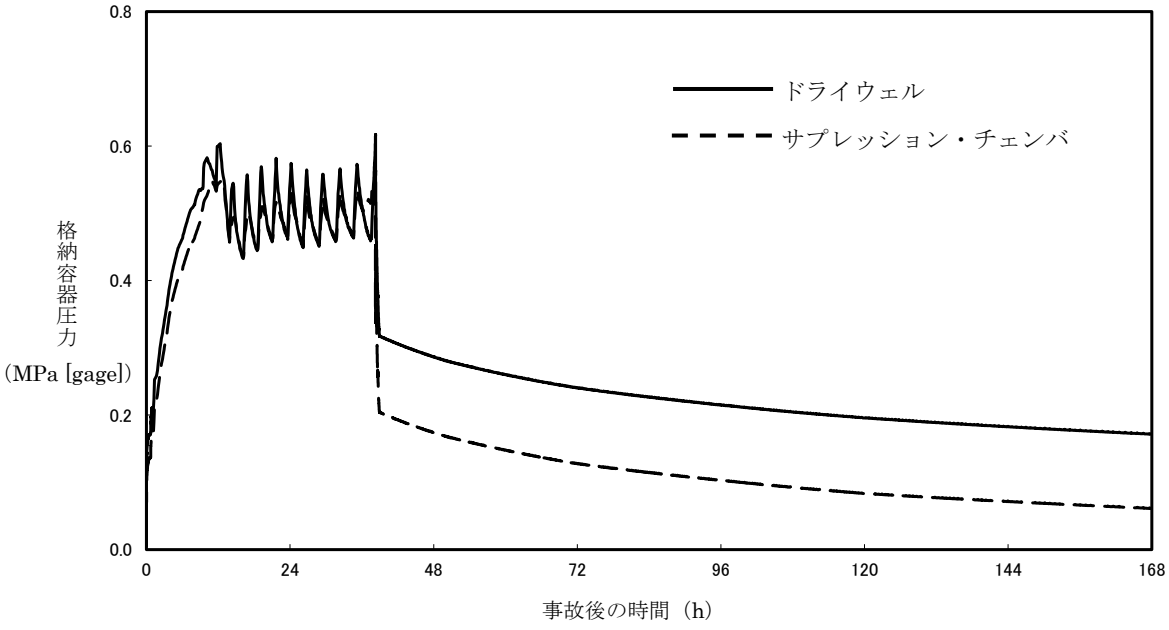


大破断 LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図 2　水素ガス発生量比較

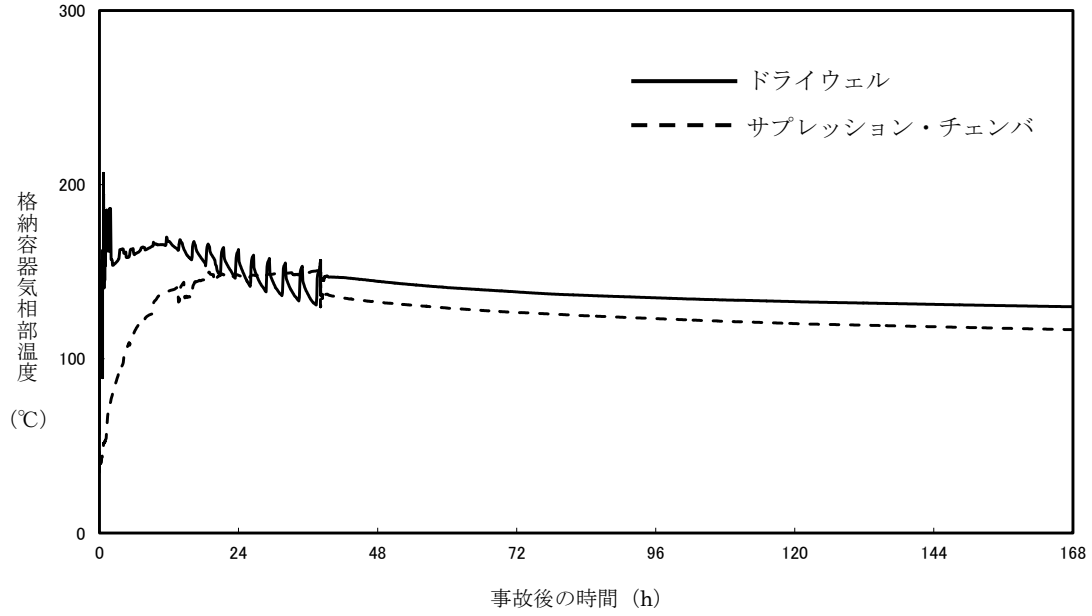


大破断 LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

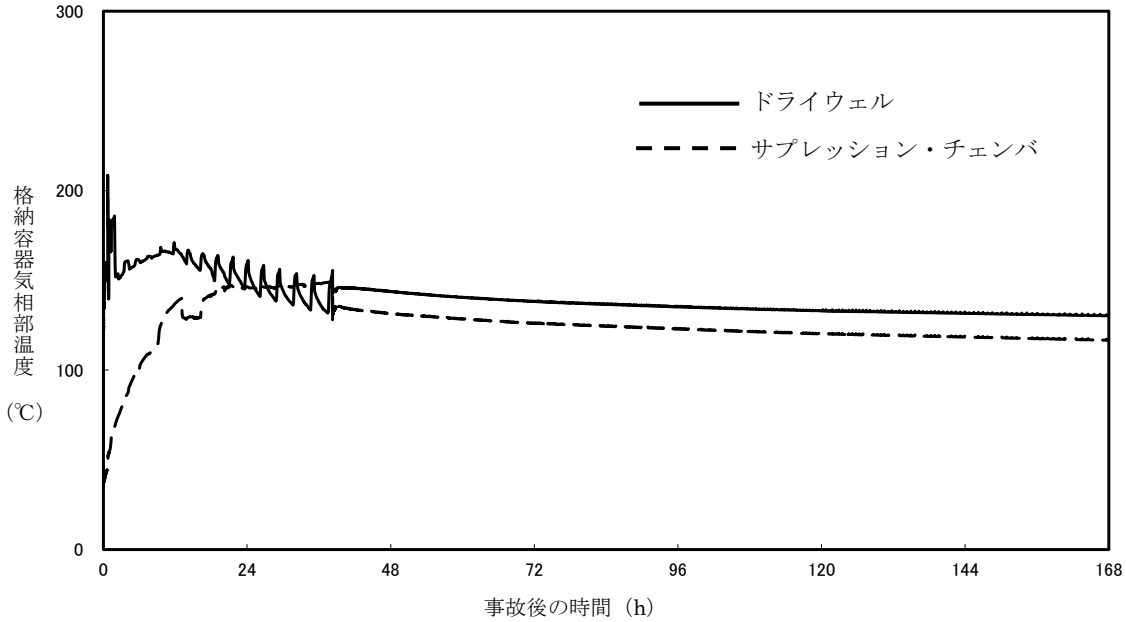


大破断 LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図 3　格納容器圧力の比較

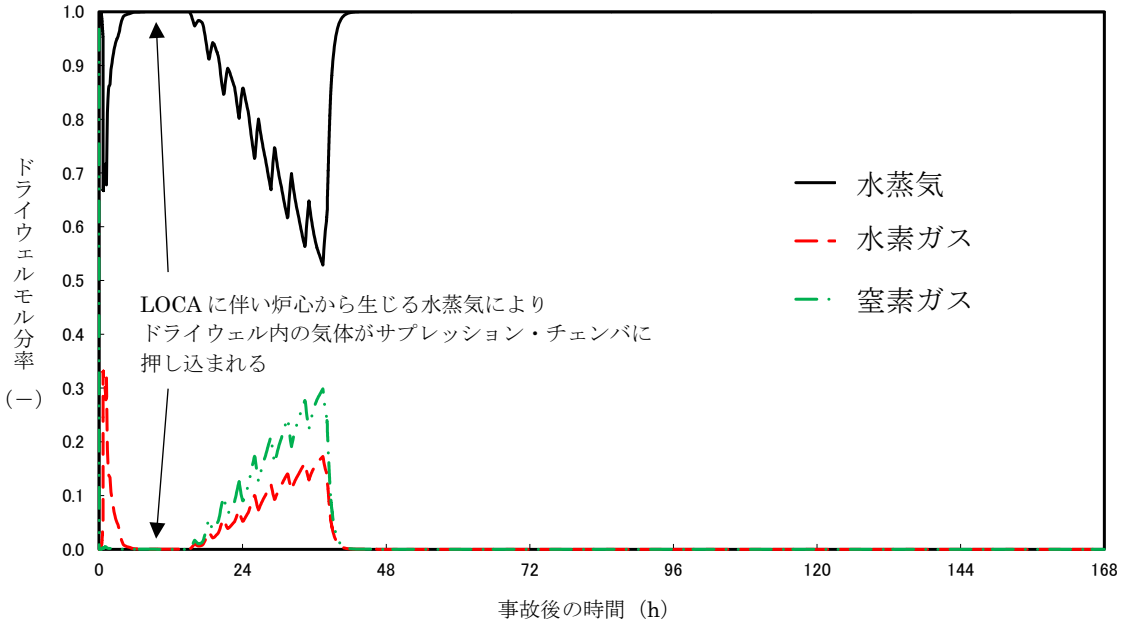


大破断 LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

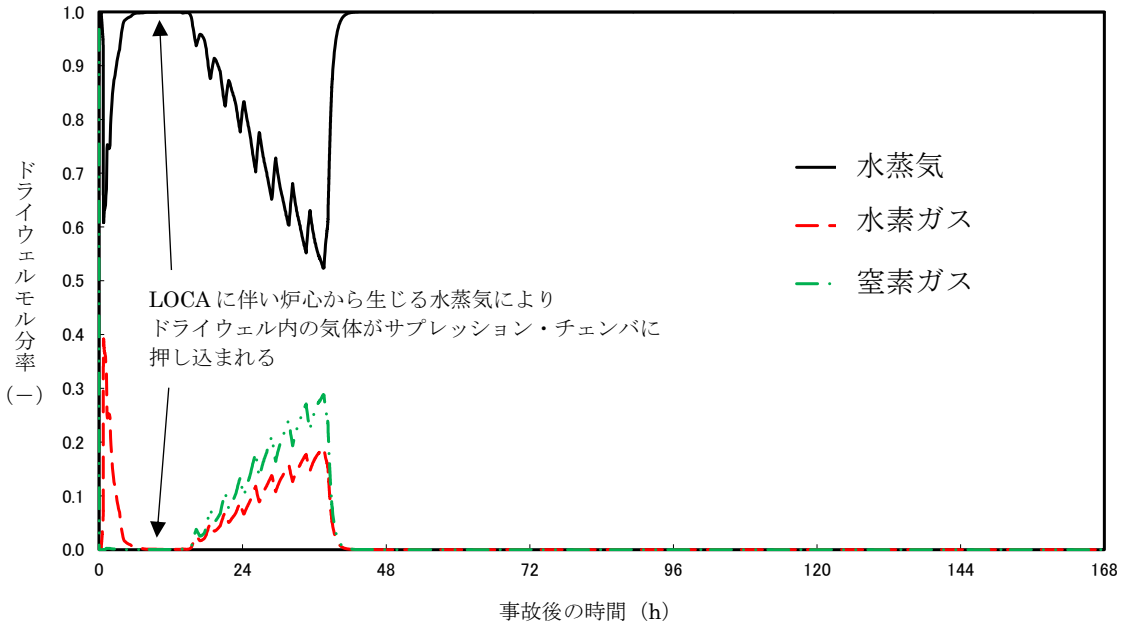


大破断 LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図 4　格納容器気相部温度の比較

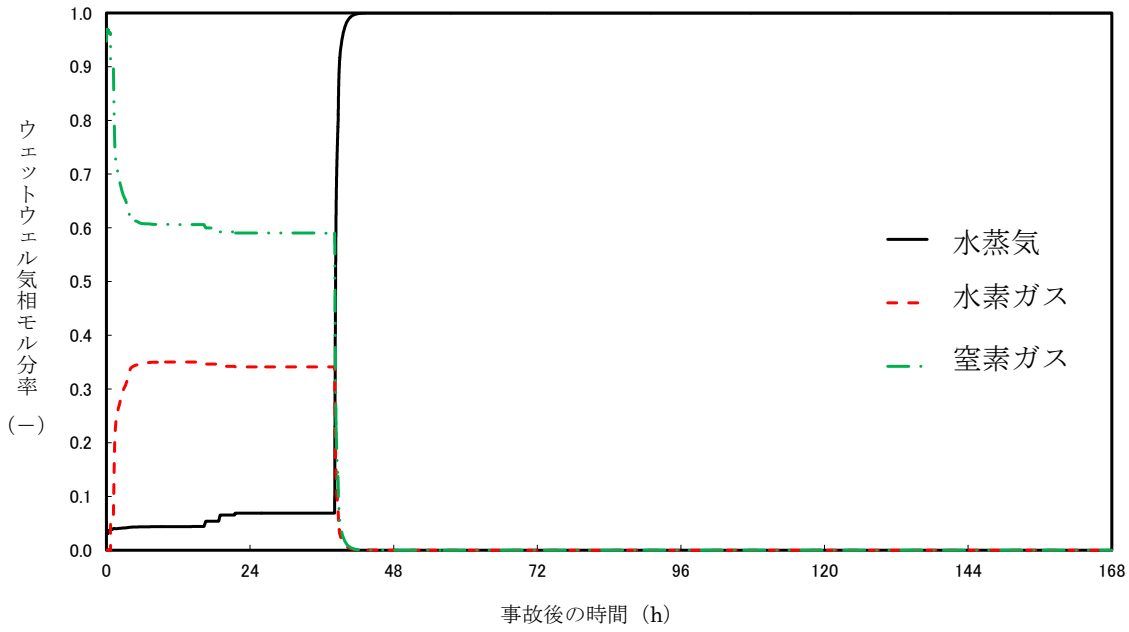


大破断 LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

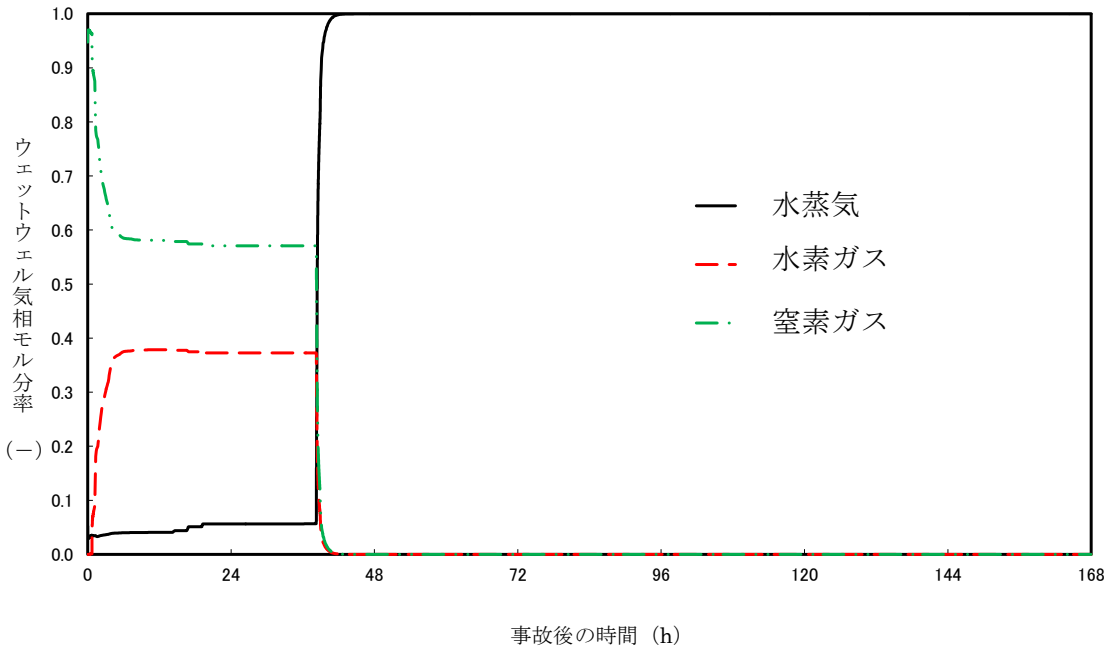


大破断 LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

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

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系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からの 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系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する。

大気中への Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 ×（1/DF） ・・・・ (1)

一方，原子炉格納容器からのセシウムの放出割合（f_Cs）は，CsI 及び CsOH の放出割合より，以下の式により算出する。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_Cs = （M_CsI + M_CsOH ） / M_Cs ・・・・ (2)

M_CsI = W_Cs ×（M_I / W_I） × f_CsI ・・・・ (3)

M_CsOH =（M_Cs - W_Cs×（M_I / W_I)) × f_CsOH ・・・・(4)

(2) ～ (4) 式より

f_Cs = f_CsOH +（M_I / M_Cs） ×（W_Cs / W_I） ×（f_CsI - f_CsOH） ・・(5)

f_Cs：原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_CsI：原子炉格納容器からの CsI の放出割合 ※

f_CsOH：原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 ※

M_CsI：CsI に含まれる Cs 量

M_CsOH：CsOH に含まれる Cs 量

M_I：よう素の初期重量 = 29.1 kg

M_Cs：セシウムの初期重量 = 382.9 kg

W_I：よう素の分子量 = 131 (kg/kmol)

W_Cs：セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

Bq_Cs-137：Cs-137 の原子炉圧力容器内内蔵量（Bq） = 5.2×10^{17}

DF：格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1,000

※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経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。

$f_Cs = f_CsOH + (M_I / M_Cs) \times (W_Cs / W_I) \times (f_CsI - f_CsOH)$

$f_Cs = 2.706\times10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308\times10^{-6} - 2.706\times10^{-6})$

$= 2.60\times10^{-6}$

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

$= 2.60\times10^{-6} \times 5.2\times10^{17} \times (1/1,000)$

= 約 1.4×10^{-3} TBq（7 日間）

ドライウェルのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。

$f_Cs = f_CsOH + (M_I / M_Cs) \times (W_Cs / W_I) \times (f_CsI - f_CsOH)$

$f_Cs = 3.908\times10^{-3} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503\times10^{-3} - 3.908\times10^{-3})$

$= 3.80\times10^{-3}$

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

$= 3.80\times10^{-3} \times 5.2\times10^{17} \times (1/1,000)$

= 約2.0TBq（7日間）

同様に，30 日間及び 100 日間の Cs-137 の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。

サプレッション・チェンバのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合

Cs-137 の放出量（Bq）= 約4.0×10^{-3}TBq（30日間）

Cs-137 の放出量（Bq）= 約8.5×10^{-3}TBq（100日間）

ドライウェルのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合

Cs-137 の放出量（Bq）= 約3.1TBq（30日間）

Cs-137 の放出量（Bq）= 約3.2TBq（100日間）

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 （平均燃焼度：約30GWd/t）	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)	取替え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

大破断 LOCA 時における環境中へのセシウムの放出量の評価では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合として MAAP 解析結果を適用している。

原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームである NUREG-1465※1 においても整理されており，NUREG-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。

以下では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合について MAAP 解析結果と NUREG-1465 を比較し，MAAP 解析結果の適用性を検討した。

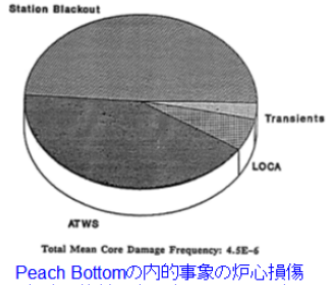
※1　NUREG-1465 では，NUREG-1150（米国の代表プラントの PRA）で検討された全ての事故シーケンスについてレビューを行い，更にいくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ（STCP）や MELCOR コードによる追加解析が行われて，ソースタームが検討されている（表 1 参照）。検討された事故シーケンスは，本評価で対象としている「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオと同様，炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。

また，NUREG-1465 では，当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は，保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて，低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく，代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。

表 1 NUREG-1465 で検討された事故シーケンス（BWR）

プラント	シーケンス	説　明
Peach Bottom	TC1	ATWS（原子炉減圧なし）
	TC2	ATWS（原子炉減圧あり）
	TC3	TC2（ウェットウェルベントあり）
	TB1	SBO（バッテリー枯渇）
	TB2	TB1（ベッセル破損時に格納容器破損）
	S2E1	LOCA(2″)、ECCS及びADS不作動
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート
	V	格納容器外RHR配管破断
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)
LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)
	TB2	TB1、H_2燃焼による格納容器破損
	TBS	SBO(ECCS不作動、原子炉減圧あり)
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧

SBO	全交流電源喪失
RCP	原子炉冷却系ポンプ
ADS	自動減圧系
LOCA	冷却材喪失事故
RHR	残留熱除去系
ATWS	スクラム失敗



Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳（NUREG-1150）

(1)NUREG-1465 との比較

放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について，NUREG-1465 に示された値（BWR プラント，Gap Release と Early In-Vessel の和）と，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオの MAAP 解析結果※2 を図 1 に示す。

※2　放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は，代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じ MAAP 解析結果となる。図 1 では，代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合の MAAP 解析結果を代表として示した。

図 1 より，セシウム及びよう素の原子炉格納容器内への放出割合については，MAAP 解析と NUREG-1465 ともに数割程度となっており，MAAP 解析結果の方が大きくなっている。また，希ガスについては両者に差はあまりなく，NUREG-1465 では全量，MAAP 解析結果においてもほぼ全量となっている。

仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合として NUREG-1465 の値を参照した場合，セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが，本評価では，評価対象とする事故シナリオ「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオの MAAP 解析結果が得られており，また，その値が NUREG-1465 と比べて大きいことから，MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。

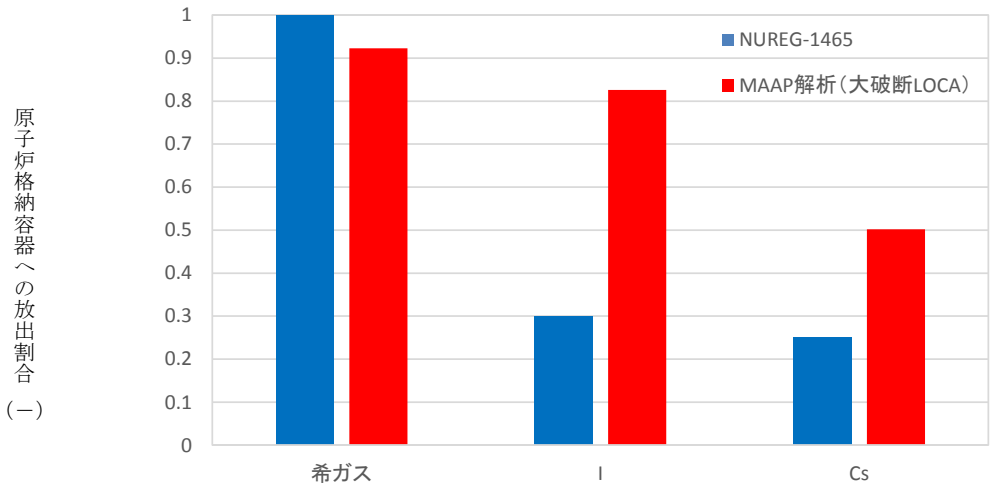


図 1　原子炉格納容器内への放出割合の比較（MAAP 解析結果は
代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照）

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

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。

格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉区域・タービン区域換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉区域・タービン区域換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から 40 分かかると想定している。

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ほとん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，原子炉区域・タービン区域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，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。

本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

１．評価条件

(1) 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) 原子炉格納容器からの漏えい量は，MAAP 解析上で原子炉格納容器内圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のとおり設定する。(添付資料 3.1.2.6 参照)

・1Pd 以下　：0.9Pd で 0.4%/日 相当

・1～2Pd　　：2.0Pd で 1.3%/日 相当

なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから，原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果に期待できるが，本評価では保守的に考慮しないこととする。

(3) 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は，非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 40 分後までは原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待し

ないこととし（換気率無限），非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。

(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（DF=1）。

(5) 原子炉建屋内での放射能量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漏えいする Cs-137 の評価結果を表１に示す。

原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 は 7 日間で約 14TBq であり，格納容器圧力逃がし装置によって大気中へ放出される Cs-137 の 7 日間の最大約 2TBq（ドライウェルのライン経由）とあわせても約 16TBq と基準の 100TBq を下回っている。

なお，事象発生 7 日間以降の影響を確認するため，事象発生後 30 日間，100 日間における大気への Cs-137 の放出量を確認している。原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量に格納容器圧力逃がし装置（ドライウェルのライン経由）から大気中へ放出する Cs-137 の放出量を加えた場合でも，約 18TBq（30 日間）及び約 18TBq（100 日間）であり，放出量も 100TBq を下回る。

表１　原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量

（単位：TBq）

	漏えい量（7 日間）	漏えい量（30 日間）	漏えい量（100 日間）
大破断 LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)	約 14	約 15	約 15

安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）

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系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系）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。

代替循環冷却系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系又は残留熱除去系の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ガス封入（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（代替循環冷却系を使用しない場合）））

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（代替循環冷却系を使用しない場合））） (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ガス発生，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。 ・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 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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，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，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	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	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉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）による原子炉注水（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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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（代替循環冷却系を使用しない場合））） (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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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ことから，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冷却系（常設）及び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，その差異は小さいことから，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冷却系（常設）及び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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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，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。
	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）	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。 ・TQUV，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を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態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。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	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。	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を確認している。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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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を確認している。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推定される。
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。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動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を確認している。したがって，大気中への Cs-137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける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，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 1.4×10^{-3}TBq（7 日間），ドライウェ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。

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（代替循環冷却系を使用しない場合））） (1/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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 7.05MPa[gage] ～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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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+116cm～約+119cm） （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－30mm 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－30mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	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絡されることから，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，いずれの型式も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，いずれの型式も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，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	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%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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り，それに伴う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の上昇が遅くなるが，操作手順(原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)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。	最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う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の上昇が遅くなるが，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（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980m^3～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560m^3～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3 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^3 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3 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^3 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。
	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として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，格納容器の熱容量は若干大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（代替循環冷却系を使用しない場合））（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage] ～約 7kPa[gage] （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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。したがって，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 43℃～約 62℃ （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・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り，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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 35℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の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。	最確条件とした場合は，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，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，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^3	21,400m^3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（A-2 級）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 2,140kL	2,140kL 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（代替循環冷却系を使用しない場合））（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		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	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）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。 （添付資料 3.1.2.8）	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，原子炉格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから,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 3.1.2.8）
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 非常用炉心冷却系機能喪失	－	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り，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり,事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	－	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから,外部電源が喪失するものとして設定	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。
	水素ガスの発生	ジルコニウムー水反応を考慮	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり,事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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り，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり,事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/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 300m³/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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。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（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の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（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	140m³/h 以上で原子炉格納容器内へスプレイ	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	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及び温度上昇の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及び温度上昇の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50%開）にて除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の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。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，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））（代替循環冷却系を使用しない場合）（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	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	【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による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（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。 【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の起動操作及び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及び受電操作を行う運転員(現場)が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行っている期間，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。 【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 階及びコントロール建屋地下 1 階までそれぞれ 5 分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（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。 【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，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)，非常用高圧母線の受電操作を行う運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で 50 分間となる。 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 15 分間］ ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に 5 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 15 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 15 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 15 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 15 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 5 分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に 5 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 25 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 25 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 10 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 5 分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に 5 分間を想定 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）の閉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，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため，1 操作に 1 分間を想定し，合計 2 分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間 5 分を想定。 【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高圧母線への受電操作と同時に実施する。 【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。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 なお，有効性評価では 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間(70 分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	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，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時における Cs 放出量は炉心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ことから，放出量に与える影響は小さい。（添付資料 3.1.3.7）	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，約 50 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）の操作は訓練実績等より，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 分で操作可能である見込みを得た。 非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施することで事象発生後約 45 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。 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））（代替循環冷却系を使用しない場合）（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	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（常設）による格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度 190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定	【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 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。 【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。 【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。 【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（常設）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。 【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（常設）へ切り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。 【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。	解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は 190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復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り替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。 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。 また，代替格納容器スプレイへの切替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 1）まで低下した場合，低圧代替注水系（常設）へ切替えを行う。当該操作開始時間は，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，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。	代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃に到達時となり，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 時間後であるため，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ことから，時間余裕がある。 （添付資料 3.1.3.7）	訓練実績等より，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（常設）による格納容器冷却のための系統構成に約 2 分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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））（代替循環冷却系を使用しない場合）（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	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，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配置，淡水貯水池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 360 分想定のところ，訓練実績等により約 345 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（A-2 級）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，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号炉：各 4 台）及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉：各 1 台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への給油準備（現場移動開始からタンクローリー（4kL，16kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 111 分で実施可能なことを確認した。 また，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（A-2 級）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 98 分，常設代替交流電源設備への給油作業は，許容時間 16 時間のところ訓練実績等では約 262 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））（代替循環冷却系を使用しない場合）（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	条件設定の考え方					
操作条件	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※1	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定	【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。 【要員配置】 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運転員(現場)及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員(現場)及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，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。 【移動】 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，それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ徒歩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可搬設備を使用しないため徒歩によるアクセスは可能であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【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 個の操作に移動時間を含めて 60 分間を想定している。また，中央制御室における格納容器ベント準備操作は，他系統との隔離操作及び隔離確認と 1 弁の遠隔開操作に，時間余裕を含め 60 分間の操作時間を想定している。いずれも準備操作としてあらかじめ行うため，操作開始時間に与える影響はなし。 運転員(現場)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，移動時間及び時間余裕を含め 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。 【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。 【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。	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近するのは，事象発生から約 38 時間後である。また，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あらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 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（現場）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。	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。	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。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 9 分の操作時間を要した。 運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作は移動時間を含め約 12 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準備は，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 30 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。

※1　外部水源によりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇する事象の場合は，「真空破壊弁高さ」到達により格納容器ベント実施を判断するが，その時間は事象発生の約 32 時間後である。
解析で想定している時間よりも「約 6 時間」早まるが，サプレッション・チェンバ・プール水位の傾向は監視可能であり，準備操作の開始時間に影響を与えるものではない。

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（約 727℃）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，損傷炉心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，溶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，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及び温度は制御される。また，操作 20 分遅れの場合においても，原子炉格納容器の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申請解析ケースに対して 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 （格納容器圧力が 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 （格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に到達）

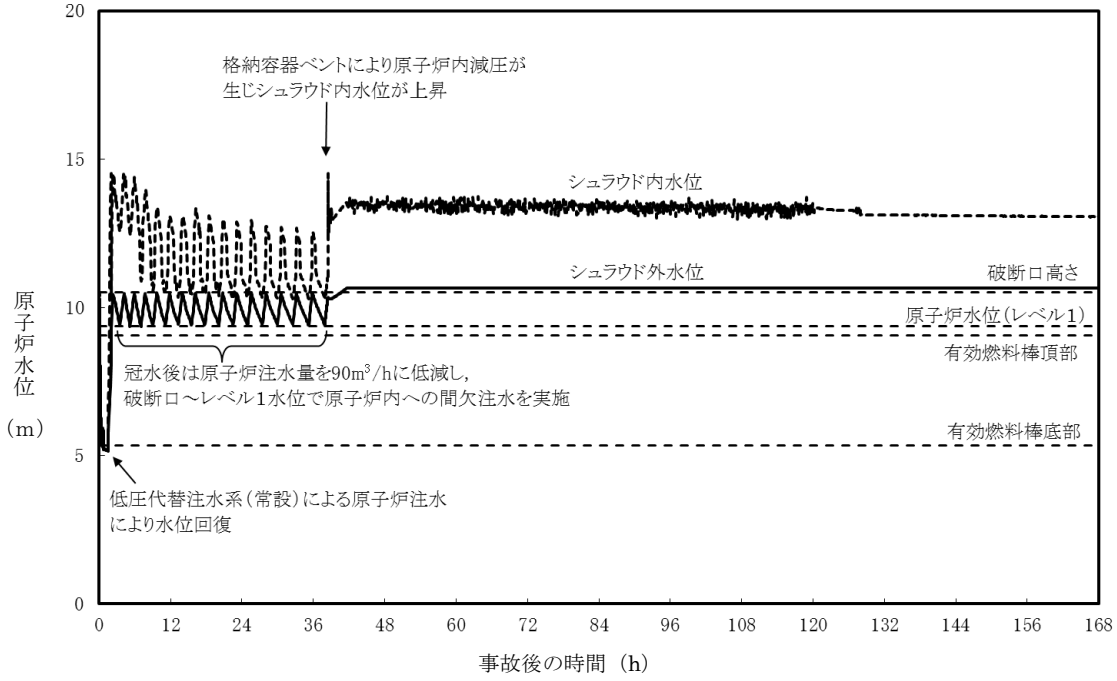


図 1. 操作 20 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

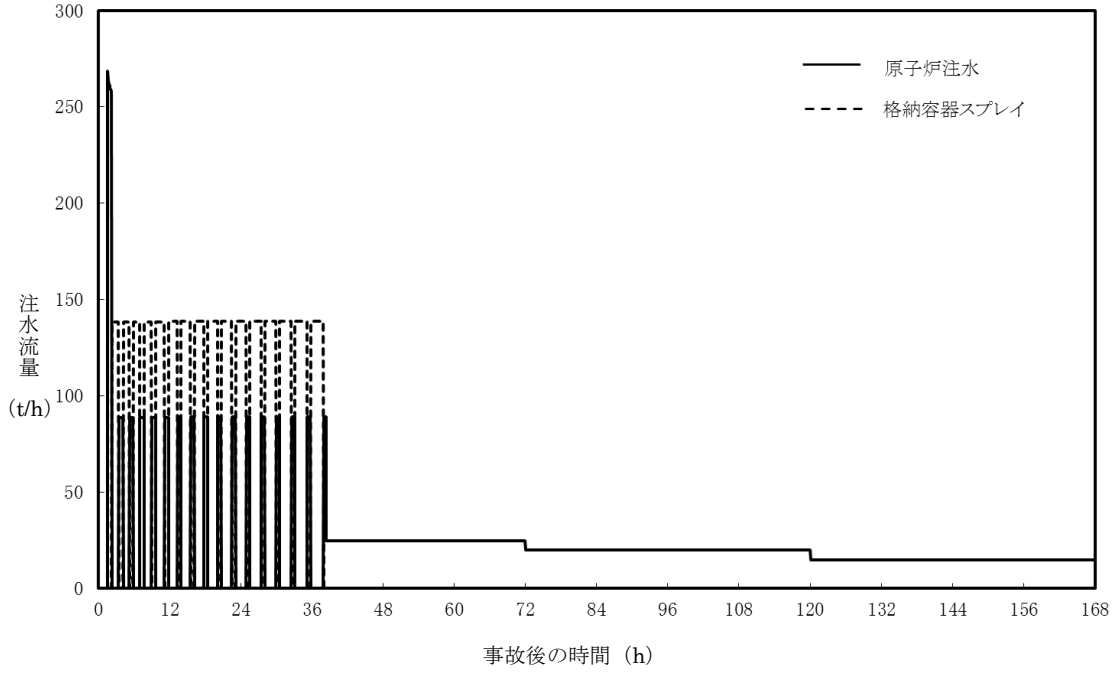


図 2. 操作 20 分遅れのケースにおける注水流量の推移

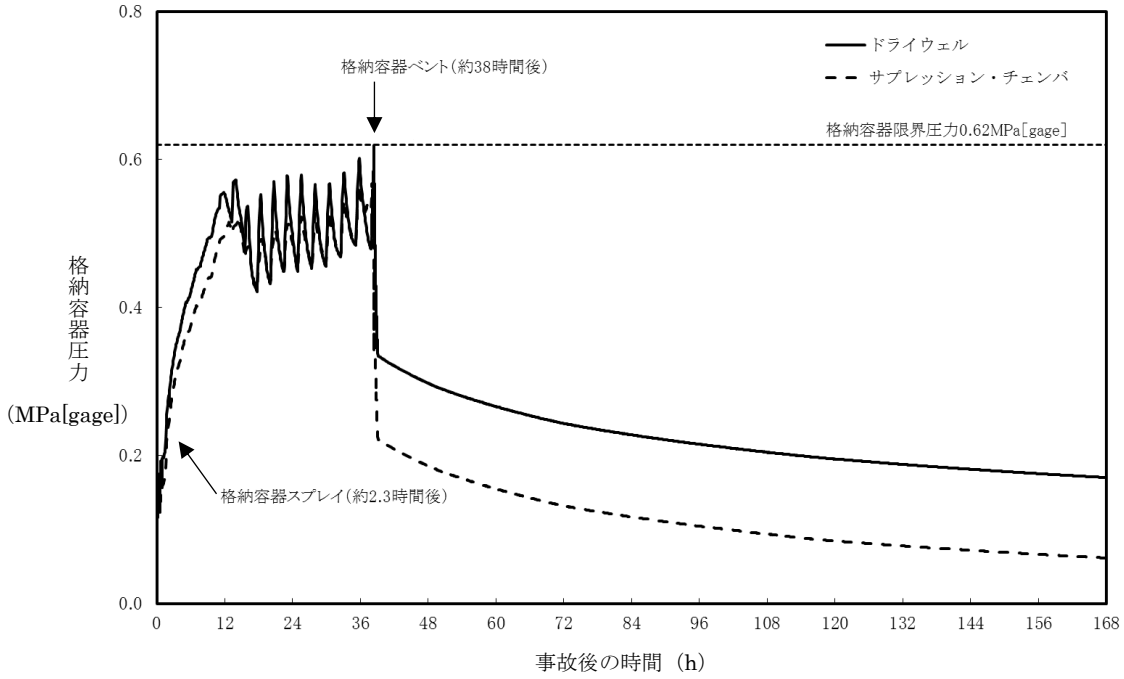


図 3. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

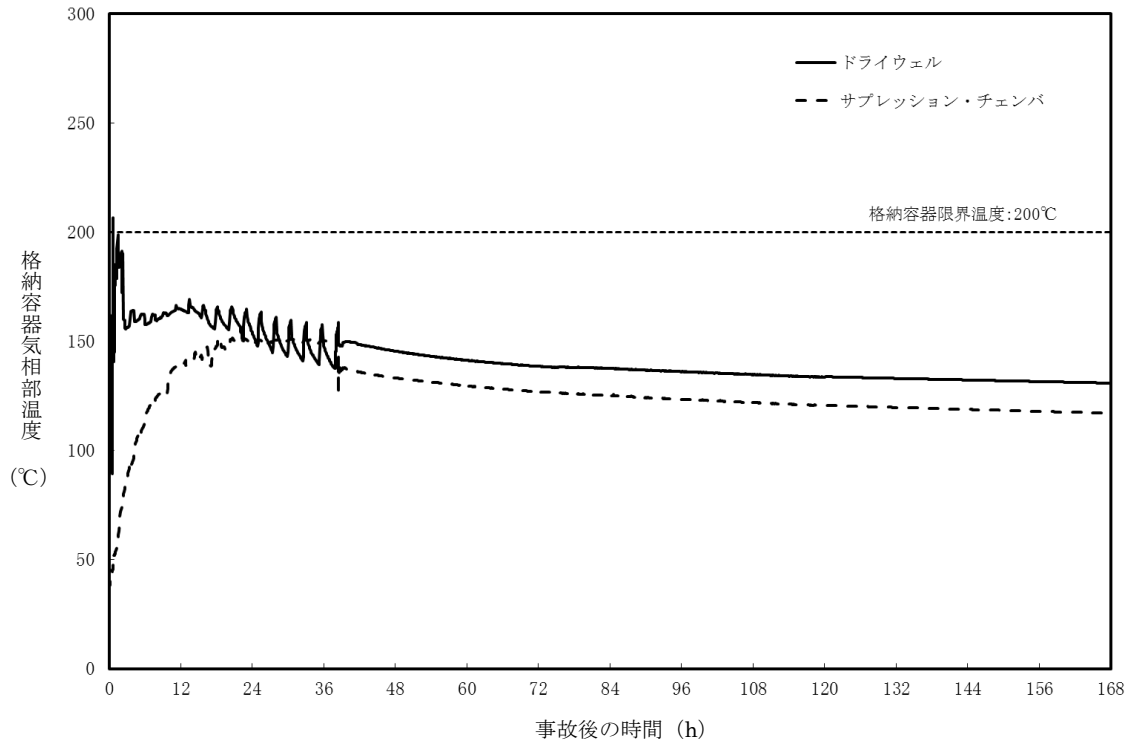


図 4. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移

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）　：代替循環冷却系を使用しない場合）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

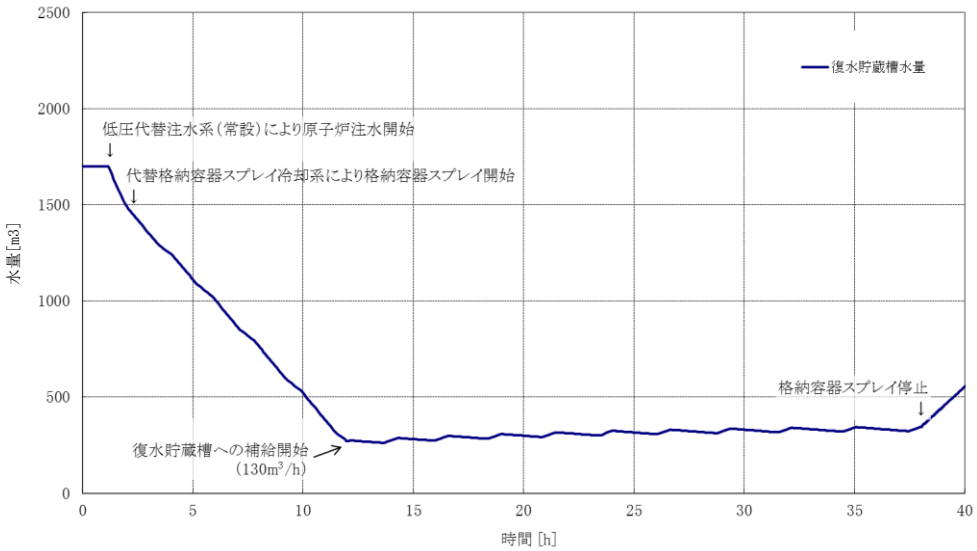
○水使用パターン

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^3/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

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



③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を用いて 130m^3/h で淡水貯水池の水を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原子炉注水及び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 7,400m^3 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 14,800m^3 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 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）：代替循環冷却系を使用しない場合）

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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

<table>
<tr><th>号炉</th><th colspan="2">時系列</th><th>合計</th><th>判定</th></tr>
<tr><td rowspan="3">7号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間</td><td rowspan="5">7日間の
軽油消費量
<u>約534kL</u></td><td rowspan="5">6号及び7号炉軽油タンク各<u>約1,020kL</u>（※3）及びガスタービン発電機用燃料タンク<u>約100kL</u>の容量（合計）は<u>約2,140kL</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">常設代替交流電源設備　3台起動。　※1
1,000L/h×24h×7日×3台＝504,000L</td><td>復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
4台起動。
21L/h×24h×7日×4台＝14,112L</td></tr>
<tr><td>事象発生直後～事象発生後7日間</td></tr>
<tr><td>6号炉</td><td>復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
4台起動。
21L/h×24h×7日×4台＝14,112L</td></tr>
<tr><td>1号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>1号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL</u>（※3）であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>2号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>2号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL</u>（※3）であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>3号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>3号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL</u>（※3）であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>4号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>4号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL</u>（※3）であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>5号炉</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>5号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL</u>（※3）であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>その他</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後7日間
5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
45L/h×24h×7日＝7,560L
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</td><td>7日間の
軽油消費量
<u>約13kL</u></td><td>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
<u>約1,593kL</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
</table>

※1　事故収束に必要な常設代替交流電源設備は2台であるが，保守的に常設代替交流電源設備3台を起動させて評価した。

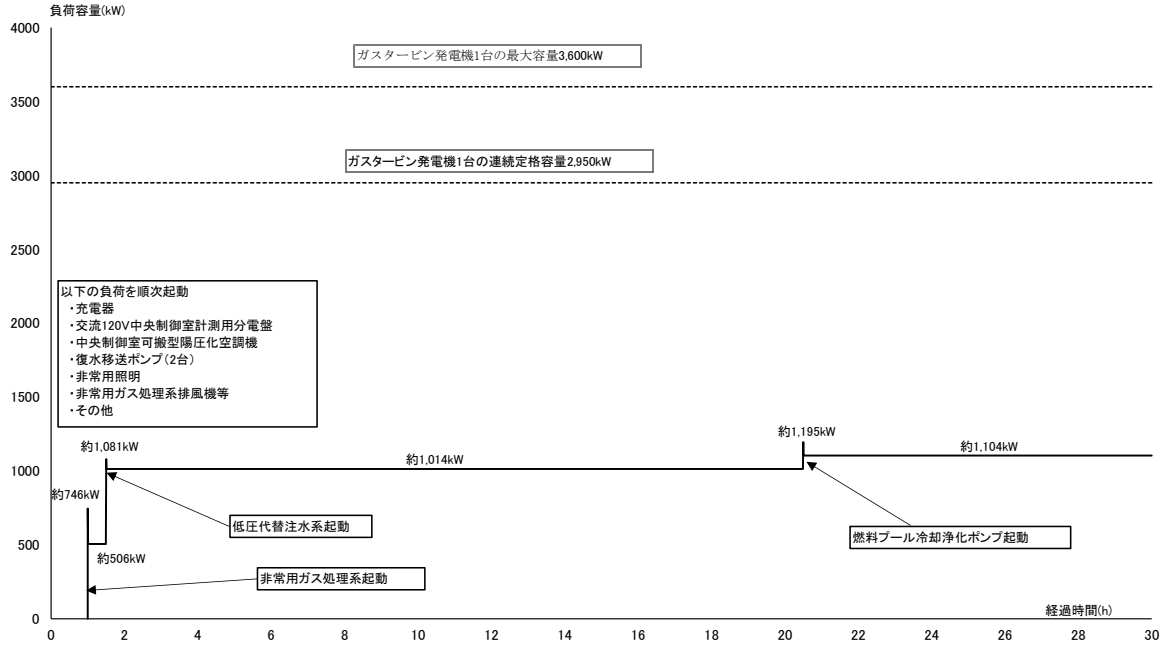
※2　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

※3　保安規定に基づく容量。

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）　：代替循環冷却系を使用しない場合）

〈6 号炉〉

	6 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 37kW
その他必要な設備	約 98kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1104kW （約 1195kW）



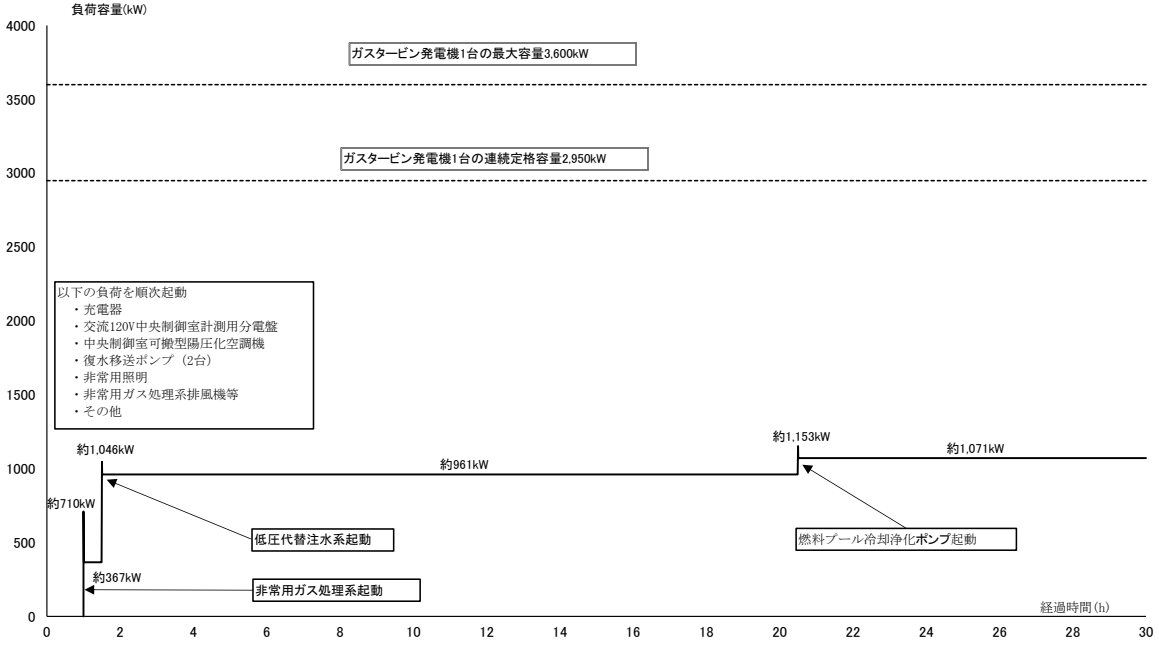
負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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）　：代替循環冷却系を使用しない場合）

〈7 号炉〉

	7 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW（192kW）
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他必要な設備	約 113kW
その他不要な設備	約 321kW
合計（連続最大容量）（最大容量）	約 1071kW（約 1153kW）



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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，発電用原子炉の運転中に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，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，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の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素ガス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までに，格納容器下部注水系（常設）によって原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保するとともに，溶融炉心が落下するまで，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。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（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，

代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

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ーケンスに対して，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，水素ガス等が急速に放出され，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（常設）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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段並びに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 j. に示すとともに，a. から j. の重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.2.1 表に示す。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以下の a. から f. 及び h. 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第3.2.1図から第3.2.4図に,対応手順の概要を第3.2.5図に示す。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第3.2.1図及び第3.2.3図である。

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,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※1 である。必要な要員と作業項目について第3.2.6図に示す。

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。

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。

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※2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，各系統の流量指示等である。

※2　非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合を想定。

ｃ．炉心損傷確認

原子炉水位が更に低下し，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プレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 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．水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。

ｅ．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逃がし安全弁 2 個を手動で開放し，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，原子炉水位及び原子炉圧力である。

原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。

ｆ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合，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は，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（常設）による原子炉格納容器冷却※3 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（常設）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，復水補給水系流量

（RHR B 系代替注水流量）等である。

また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却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。

※3 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）

ｇ．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，炉心が溶融して炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。

炉心下部プレナムへの溶融炉心移行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である。

原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，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）による原子炉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の水位が 2m（注水量 180m^3 相当）に到達してい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（格納容器下部注水流量）及び格納容器下部水位である。

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。

ｈ．原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器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，ドライウェルの圧力の急激な上昇，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破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は，原子炉圧力とドライウェルの圧力の差圧が 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破損を再確認する。

ⅰ．溶融炉心への注水

溶融炉心の冷却を維持するため，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）による原子炉格納容器下部への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（格納容器下部注水流量）等である。

格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）のほか，格納容器下部水位計によっても確認することができるが，原子炉圧力容器破損時の影響により，格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを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

- ドライウェル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。

溶融炉心の冷却維持は，主に格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水によって実施するが，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（通常運転水位+約 1.5m）を超える場合には，リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき，サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

ｊ．代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※4

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，代替循環冷却系の運転の準備を実施する。代替循環冷却系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系の運転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。代替循環冷却系の循環流量は，復水補給水系流量計（格納容器下部注水流量）及び復水補給水系流量計（RHR B 系代替注水流量）を用いて格納容器下部注水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。

代替循環冷却系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，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）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，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量），格納容器内圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

※4 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，代替循環冷却系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る。

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，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した。また，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，原子炉圧力容器破損に至る前提とした。

仮に炉心損傷後の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，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。

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非常用炉心冷却系である低圧注水系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む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%上の位置に到達する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，原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため，原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で，ジルコニウムー水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素ガス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一つであるため，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への対応及び事象進展は，「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への対応及び事象進展と同じものとなる。

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，同様の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，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，原子炉圧力容器内FCI（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達並びに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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2.2表に示す。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，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。さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない※5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。

※5 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）制御不能による低圧代替注水系機能喪失を想定。格納容器下部注水系等，復水移送ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能には期待する。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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する。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

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えい等は，考慮しないものとする。

(e) 水素ガス及び酸素ガスの発生

水素ガスの発生については，ジルコニウムー水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生を考慮していない。このため，水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に，解析コードMAAPで得られる崩壊熱をもとに評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。

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，事象の発生と同時に発生するものとする。

(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）

原子炉圧力容器破損前に，格納容器下部注水系（常設）により 90m^3/h で原子炉格納容器下部に注水し，水位が 2m に到達するまで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。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

原子炉圧力容器破損前に，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により 70m^3/h で原子炉格納容器内にスプレイする。原子炉圧力容器破損後は，格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，130m^3/h 以上で原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 代替循環冷却系※6

代替循環冷却系の循環流量は，全体で約 190m^3/h とし，ドライウェルへ約 140m^3/h，原子炉格納容器下部へ約 50m^3/h にて流量分配し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

※6 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，代替循環冷却系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) 原子炉急速減圧操作は，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器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し，原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する。

(c) 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注水操作（原子炉圧力容器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し，原子炉格納容器下部の水位が2m（注水量180m^3相当）に到達したことを確認した場合に停止する。

(d) 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注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は，原子炉圧力容器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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器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，代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮し，事象発生から約20時間後に停止するものとする。

(f) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作※7は，代替循環冷却系への切替えの準備時間等を考慮し，格納容器スプレイ停止から0.5時間後の，事象発生から20.5時間後から開始するものとする。

※7 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，代替循環冷却系によ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する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内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※8 されるものとする。

※8 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

c. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。

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) 非常用ガス処理系による原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定し，設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。

(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 3.2.2）

(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圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），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第3.2.7図から第3.2.12図に示す。

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（非常用炉心冷却系）が機能喪失し，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 個を手動で開放することで，原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（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 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

事象発生から約 3.7 時間後，原子炉圧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）による原子炉圧力容器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（常設）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^3/h とし，水位が 2m に到達するまで約 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 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。

原子炉圧力容器が破損し，溶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，溶融炉心から原子炉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。

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，溶融炉心を冷却する。

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（常設）の流量を 130m^3/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系の運転を開始する。代替循環冷却系により，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溶融炉心は安定的に冷却される。

なお，事象発生から約 7.0 時間後の原子炉圧力容器破損までは，逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]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圧力容器から逃がし安全弁を通ってサプレッション・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

原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約 0.3MPa[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，原子炉圧力をパラメータとし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(5)及び(8)の評価項目については「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」にて評価項目を満足することを確認している。また，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。

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(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，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(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放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとん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すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 2.5TBq(7 日間)となり，100TBq を下回る。

事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 2.6TBq(30 日間)及び約 2.6TBq(100 日間) であり，100TBq を下回る。

(添付資料 3.5.1，3.2.2，3.2.3)

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。

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，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能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ると考えられる操作として，原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下流量，溶融ジェット径，溶融炉心粒子化割合，冷却材とデブリ粒子の伝熱，炉心ヒートアップ，炉心崩壊挙動，溶融炉心と上面水プールとの伝熱，溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達，原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。

これらの不確かさに対して，燃料ペレットが崩壊する時間及び温度，溶融ジェット径，エントレインメント係数，デブリ粒子径，ジルコニウムー水反応速度，限界熱流束に係る係数，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数，溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

また，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，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数につ

いての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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であり，また，燃料被覆管温度等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，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため，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，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再

現性を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。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℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）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 FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響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，原子炉圧力容器内 FCI 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を確認している。また，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与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶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℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）があ

るが，炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは小さいことから，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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認している。本評価事故シーケンスでは，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 3.2.4）

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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響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，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運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため，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%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であり，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，溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響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，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響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，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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を確認している。また，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与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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が早まることを確認しているが，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）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第3.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，原

子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）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。また，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施すること）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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和され，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も遅くなり，原子炉急速減圧操作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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料3.2.4）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作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%上の位置に到達時（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あらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器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の開始を設定している。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る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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あらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。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ことから，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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）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3.2.4）

(3) 操作時間余裕の把握

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

認し，その結果を以下に示す。

操作条件の原子炉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ことから，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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）については，原子炉圧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，原子炉圧力容器破損前は，本操作が実施できないと仮定しても，格納容器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく，逃がし安全弁による原子炉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。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

3.2.4 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「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おける事象発生 10 時間までに必要な要員は，「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。

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（常設）による格納容器スプレイは，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約2,700m^3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5,400m^3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^3及び淡水貯水池に約18,000m^3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，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで，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，事象発生後 7 日間最

大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本評価事故シーケンス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。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,645kL）。

6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）にて合計約 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（A-2 級）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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時

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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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，水蒸気及び水素ガスが急速に放出され，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の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」の評価事故シーケンス「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，有効性評価を行った。

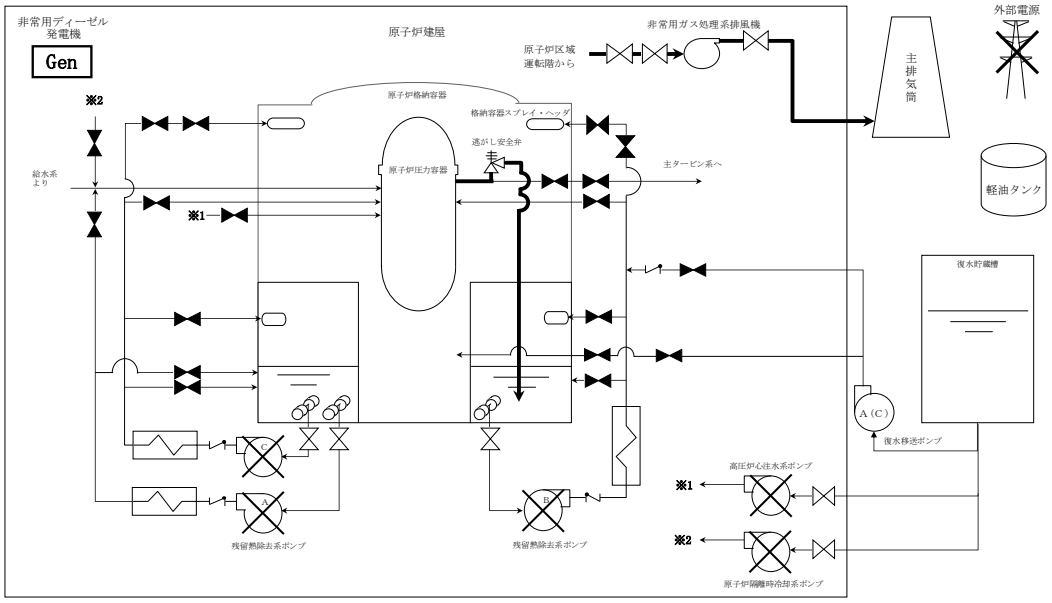
上記の場合においても，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また，安定状態を維持できる。

（添付資料 3.5.1）

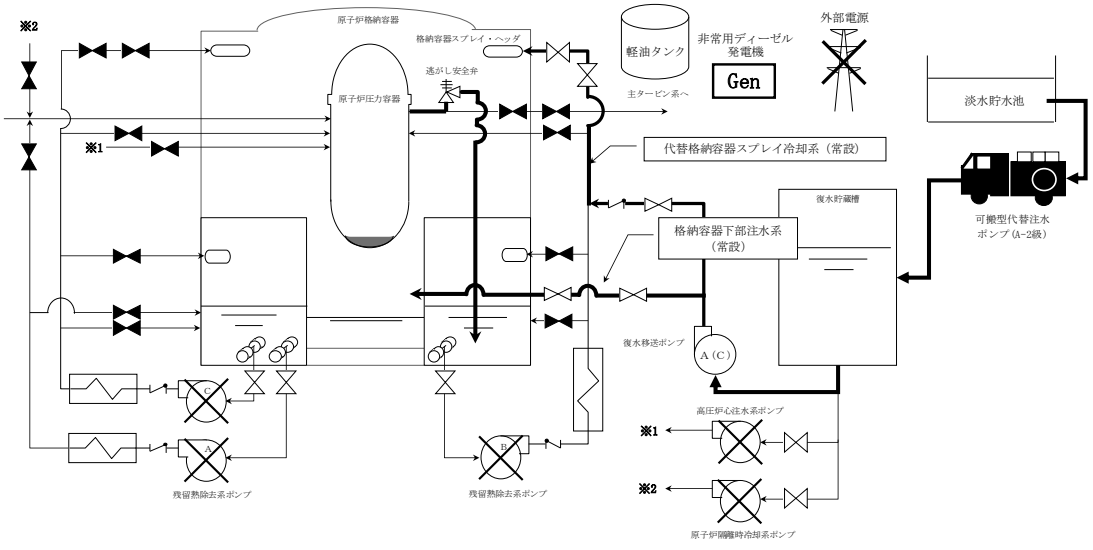
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

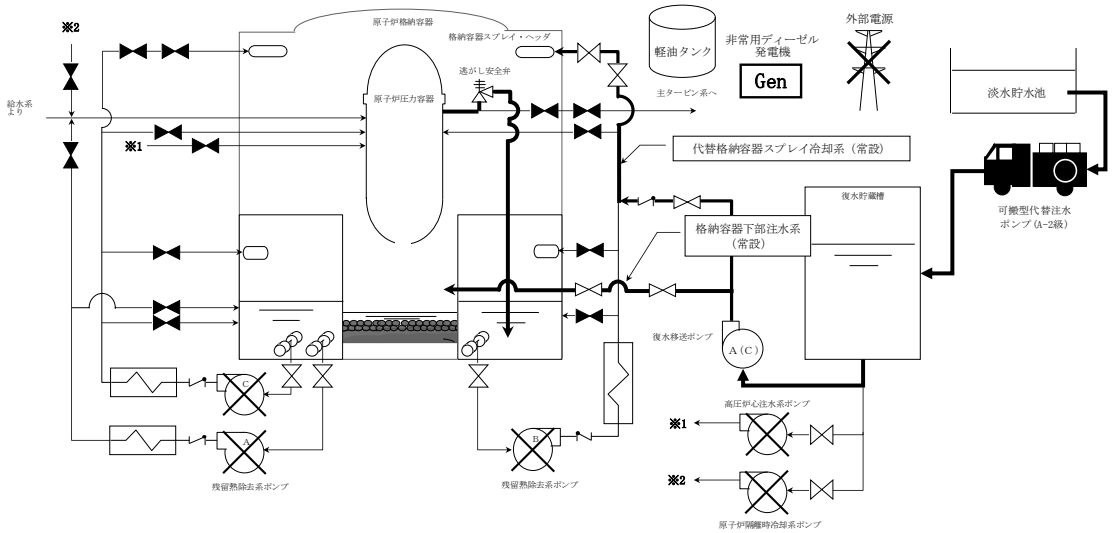
以上のことから，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。



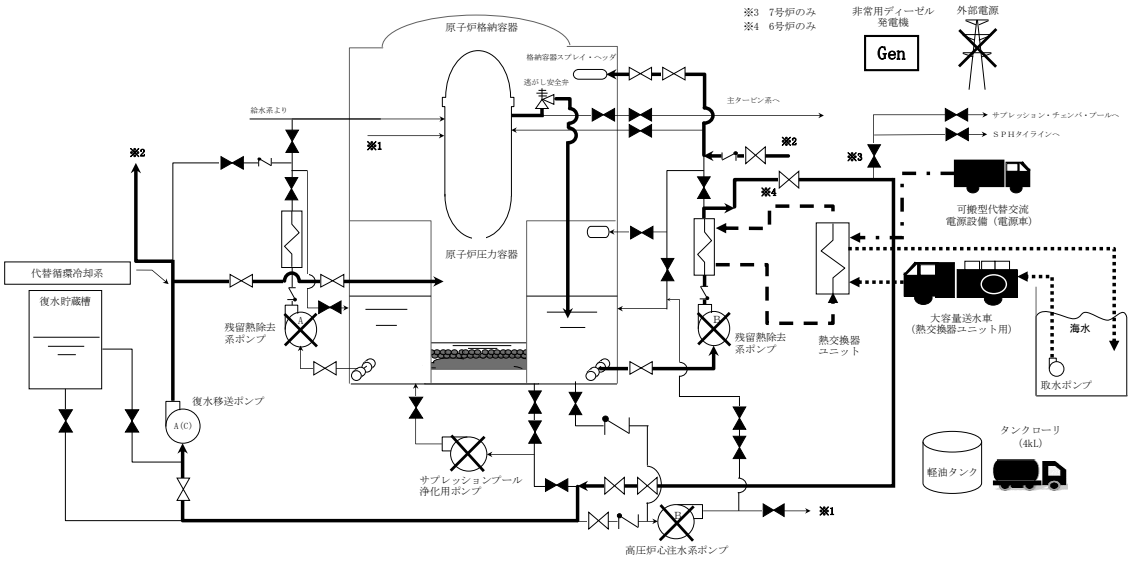
第 3.2.1 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉減圧）



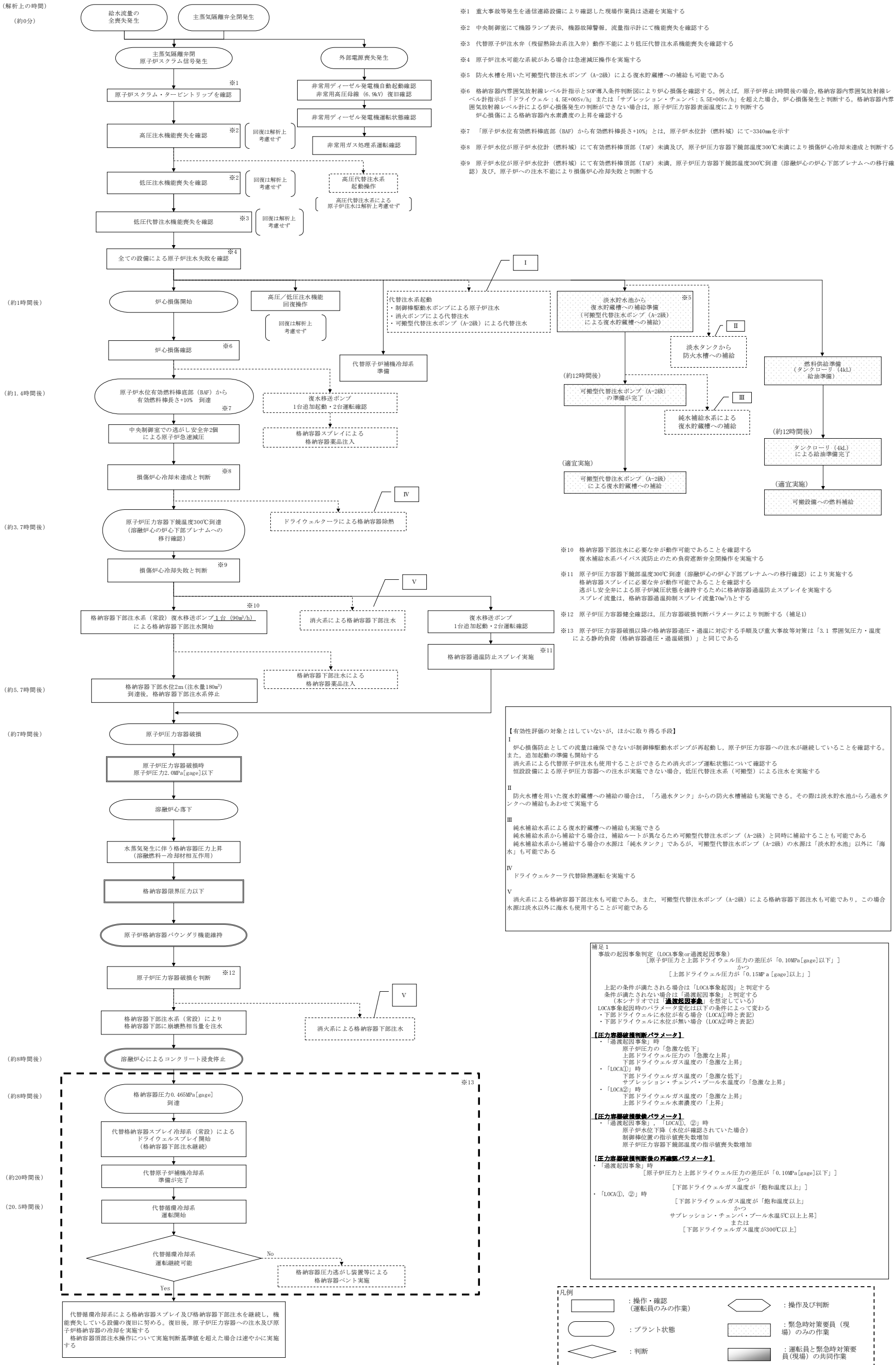
第 3.2.2 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水）



第 3.2.3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
（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）



第 3.2.4 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
（代替循環冷却系による溶融炉心冷却，原子炉格納容器除熱）



※1　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する

※2　中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，流量指示計にて機能喪失を確認する

※3　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

※4　原子炉注水可能な系統がある場合は急速減圧操作を実施する

※5　防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給も可能である

※6　格納容器内雰囲気放射線レベル計指示とSOP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：4.5E+00Sv/h」または「サプレッション・チェンバ：5.5E+00Sv/h」を超えた場合，炉心損傷発生と判断する。格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器表面温度により判断する
炉心損傷による格納容器内水素濃度の上昇を確認する

※7　「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

※8　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部温度300℃未満により損傷炉心冷却未達成と判断する

※9　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部温度300℃到達（溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行確認）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

※10　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流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※11　原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達（溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行確認）により実施する
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70m³/hとする

※12　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）

※13　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，ほかに取り得る手段】
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，追加起動の準備も開始する
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
防火水槽を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は，「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は淡水貯水池からろ過水タンクへの補給もあわせて実施する

III
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（A-2級）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（A-2級）の水源は「淡水貯水池」以外に「海水」も可能である

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（A-2級）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[gage]以下」］
かつ
［上部ドライウェル圧力が「0.15MPa[gage]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
（本シナリオでは「**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有る場合（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」
サプレッション・チェンバ・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」

【圧力容器破損徴候パラメータ】
・「過渡起因事象」，「LOCA①，②」時
原子炉水位下降（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部温度の指示値喪失数増加

【圧力容器破損判断後の再確認パラメータ】
・「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[gage]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
サプレッション・チェンバ・プール水温5℃以上上昇］
または
［下部ドライウェルガス温度が300℃以上］

凡例
：操作・確認（運転員のみの作業）
：操作及び判断
：プラント状態
：緊急時対策要員（現場）のみの作業
：判断
：運転員と緊急時対策要員(現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・判断結果

第3.2.5図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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 緊急時対策本部連絡			1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	
	指揮者：6号 当直副長 1人				各号炉運転操作指揮			▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽約1時間　炉心損傷開始 ▽約1．4時間　原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）＋10%燃料有効長到達 ▽約3．7時間　原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達 （溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行確認） ▽約7時間　原子炉圧力容器破損 ▽約8時間　格納容器圧力0．465MPa[gage]到達	
	7号 当直副長 1人								
	通報連絡者：緊急時対策本部要員 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	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	10分	
							・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		
非常用ガス処理系　運転確認	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用ガス処理系　運転確認	10分	
			－	－	－	－	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	適宜実施	
原子炉注水機能喪失調査，復旧操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・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
原子炉格納容器薬品注入操作 （解析上考慮せず）	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認	10分	
			－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	90分	要員を確保して対応する
	－	－	2人 E，F	2人 e，f	－	－	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・格納容器スプレイにあわせた薬品注入	80分	
原子炉格納容器下部注水系　準備	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉格納容器下部への注水準備 ・低圧代替注水系（常設）系統構成	40分	
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場系統構成 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替え	30分	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個 手動開放操作	5分	
格納容器下部注水系　注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉圧力容器破損前の初期注水	原子炉格納容器下部水位2m （注水量180m³相当）到達後停止	
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水	原子炉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 （解析上考慮せず）	－	－	2人 E，F	2人 e，f	－	－	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－			－	－	・原子炉格納容器下部注水にあわせた薬品注入	30分	要員を確保して対応する
代替格納容器スプレイ冷却系（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	原子炉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イ冷却系（常設）　操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	原子炉圧力容器破損確認まで継続実施	格納容器内過温抑制スプレイ流量（70m³/h）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	0．465～0．390MPa[gage]で開欠スプレイ	
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／装備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場系統構成	300分	
	－	－	－	－	13人 （参集） ▼ ※1	13人 （参集） ▼ ※1	・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	600分	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	6人 ▼		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
					（6人） ▼ ※2		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給		
給油準備	－	－	－	－	2人 ▼ ※3		・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－	－	－			・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油		

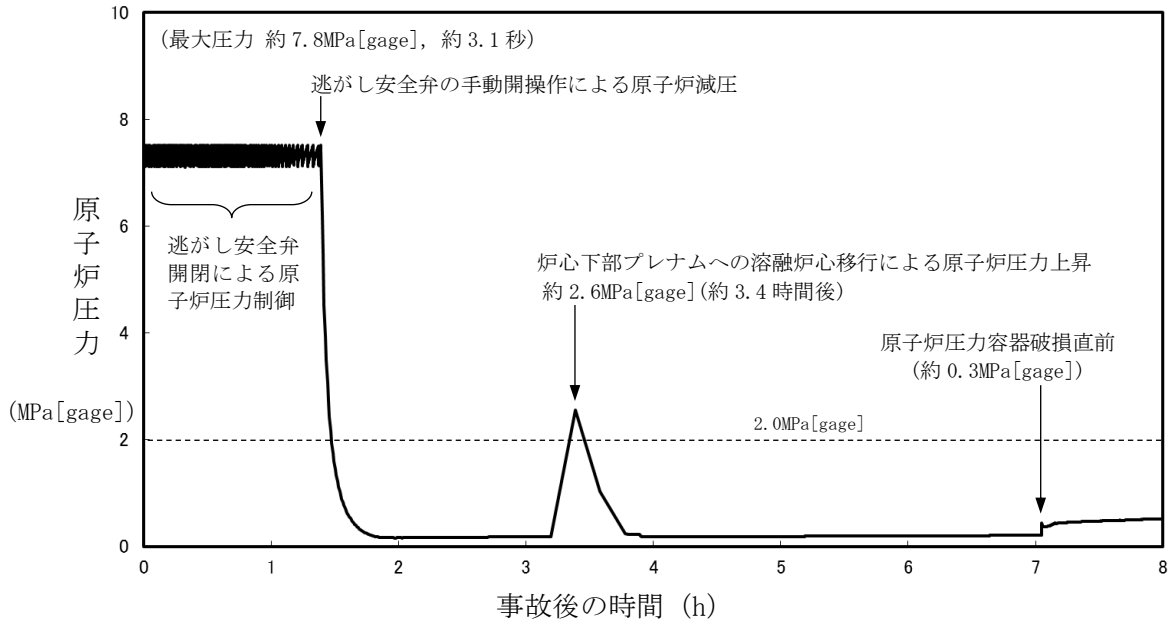
第 3.2.6 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

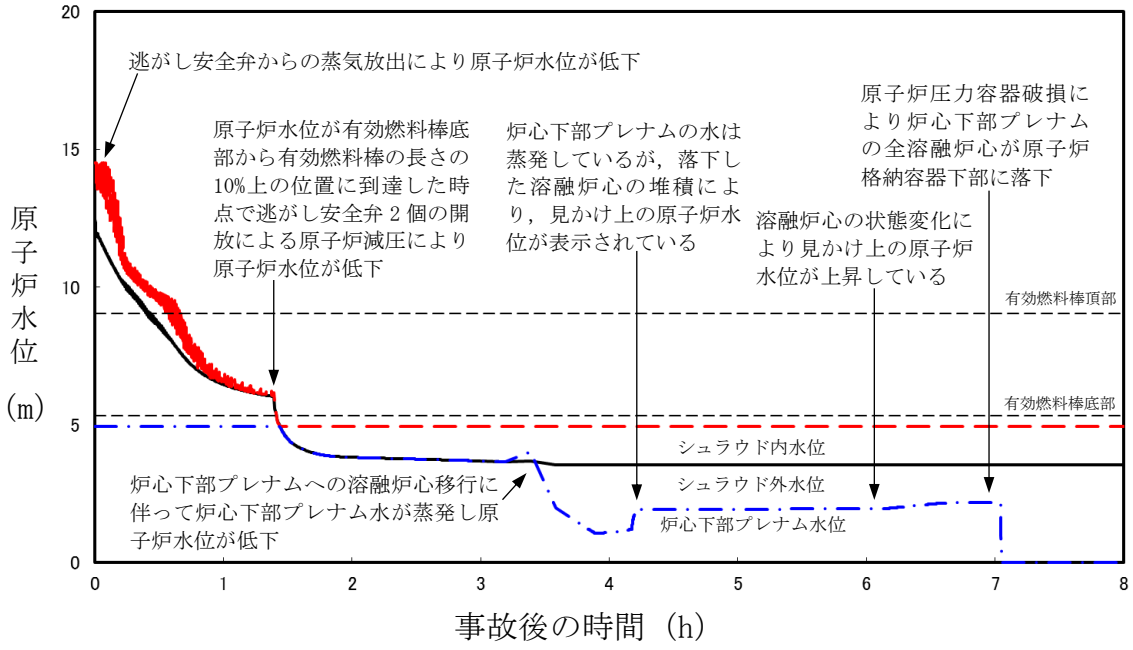
操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）	備考
								14 16 18 20 22 24 26 28 30 32 34 36 約20時間　代替原子炉補機冷却系準備完了 20.5時間　代替循環冷却運転　開始	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場系統構成	300分	
	－	－	－	－	※1 (13人) ※4,※5	※1 (13人) ※4,※5	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	600分	
給油準備	－	－	－	－	※4 (2人)		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※5 (3人)	※5 (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
代替循環冷却系　準備操作（系統構成1）	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	30分 この時間内に実施	
	－	－	(4人) C,D E,F	(4人) c,d e,f	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （代替格納容器スプレイに影響のない部分）	120分 この時間内に実施	
原子炉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原子炉格納容器下部注水	原子炉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イ冷却系（常設）　操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	0.465～0.390MPa[gage]で間欠スプレイ	
代替循環冷却系　準備操作（系統構成2）	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	30分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （復水貯蔵槽吸込弁）	30分	
	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁，第二止め弁）	30分	
代替循環冷却系　運転開始	(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁，原子炉格納容器下部注水弁操作	5分	
代替循環冷却系　運転状態監視	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・代替循環冷却系による原子炉格納容器の状態監視	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	※2 (4人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	適宜実施	
給油作業	－	－	－	－	※3 (2人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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 （参集要員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

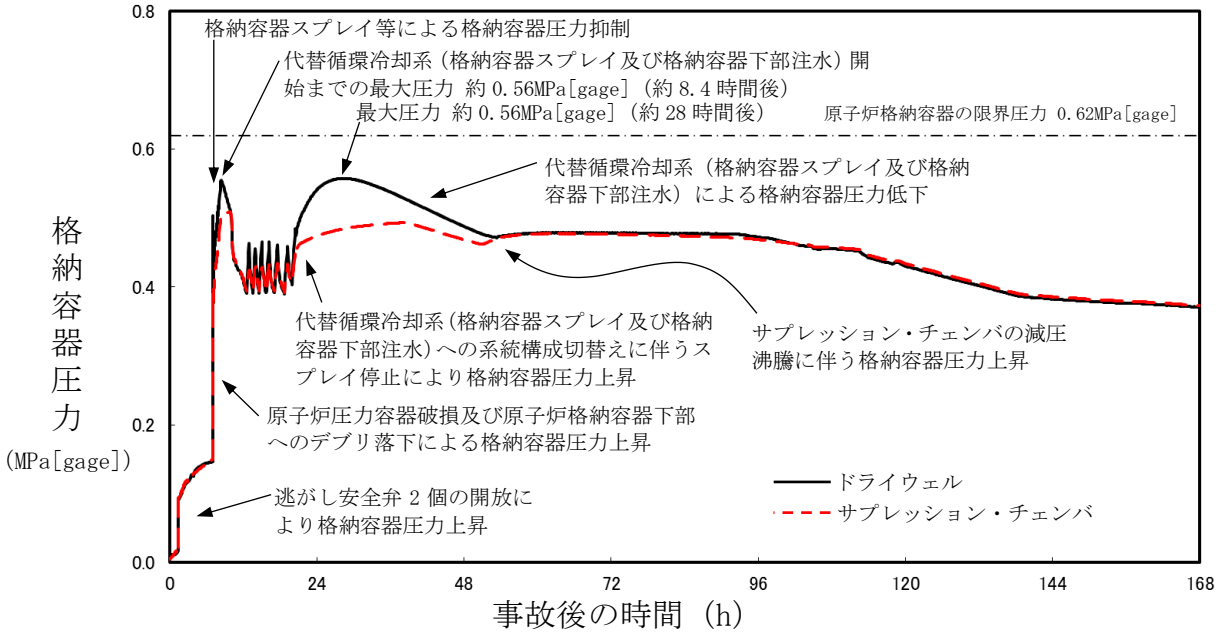
第 3.2.6 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(2/2)



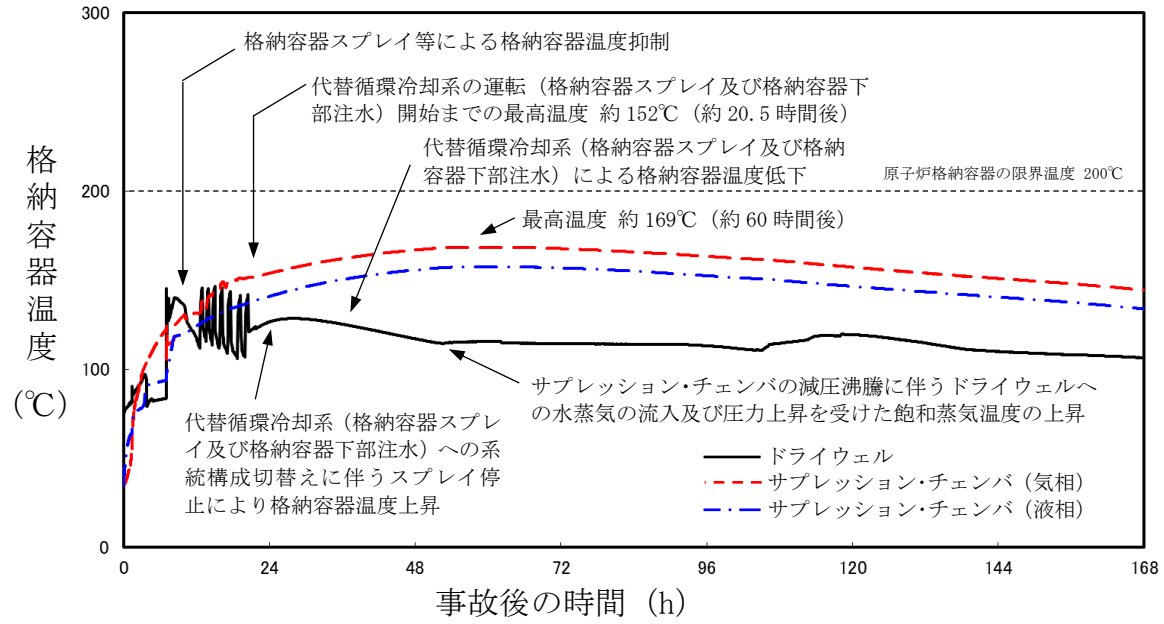
第 3.2.7 図　原子炉圧力の推移



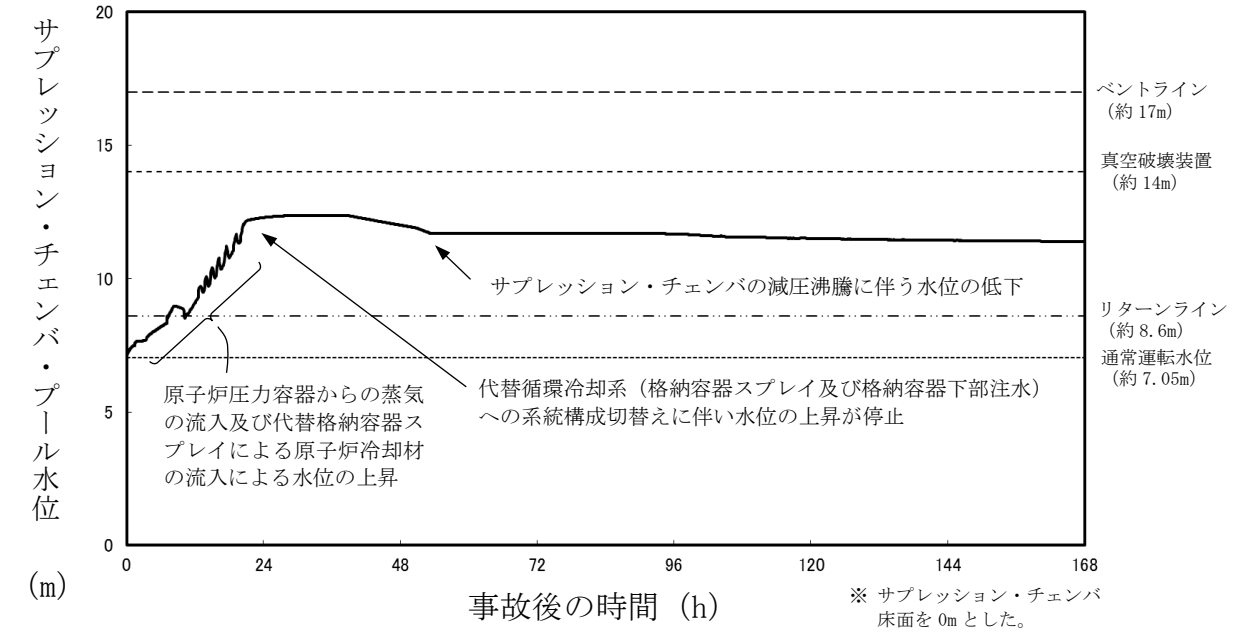
第 3.2.8 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



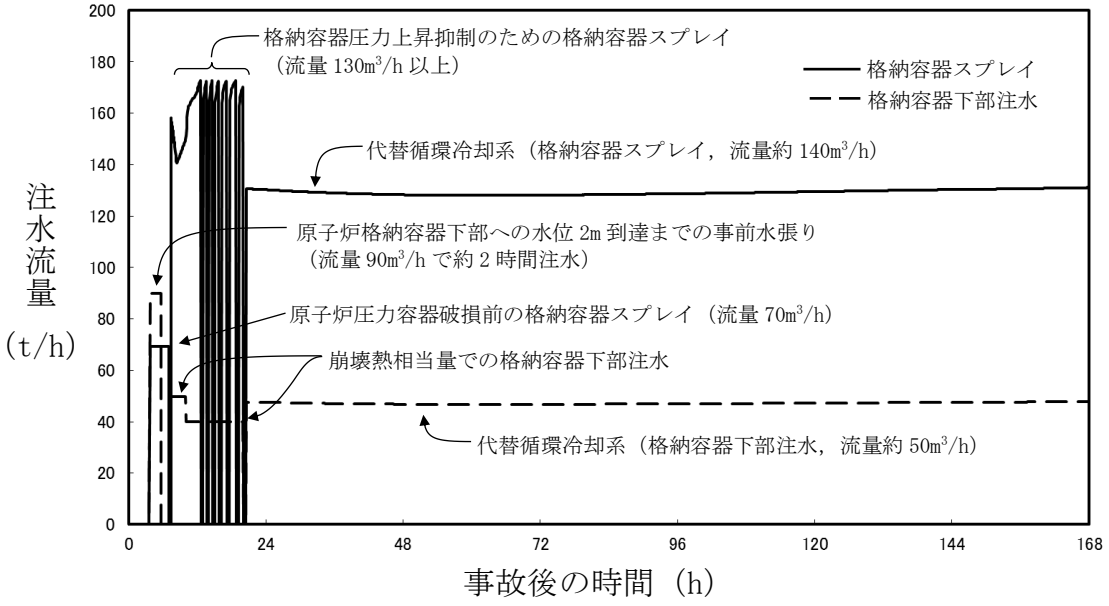
第 3.2.9 図　格納容器圧力の推移



第 3.2.10 図　格納容器温度の推移



第 3.2.11 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 3.2.12 図　注水流量の推移

第 3.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	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】 【軽油タンク】	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認※1	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（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
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（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
炉心損傷確認 水素濃度監視	原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度(SA)
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（SA） 原子炉水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，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（常設）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 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL）	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 復水貯蔵槽水位（SA）

※1 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合。

【　】：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

第 3.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（2/2）

判断及び操作	手順	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℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，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）による原子炉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の水位が 2m（総注水量 180m³）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 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器下部水位 復水貯蔵槽水位（SA）
原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器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（SA） 原子炉水位 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 格納容器内圧力（D/W） ドライウェル雰囲気温度
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※1。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク コリウムシールド	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替循環冷却系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系の運転を開始し，溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，格納容器下部注水と格納容器スプレイ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イする。	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度 サプレッション・チェンバ・プール水位

【　】：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

※1 原子炉圧力容器破損時の影響により，格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てについての数時間の推移を確認することにより，総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを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

・ドライウェル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

また，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（通常運転水位+約 1.5m）を超える場合には，リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき，サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

※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，代替循環冷却系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。

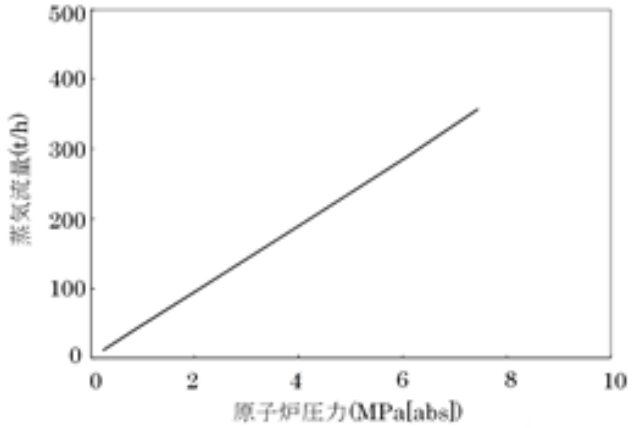
第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(1/5)

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%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（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（ドライウェ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（通常運転水位）	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[gage]	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

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(2/5)

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^{2}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，リブ鋼板及びベント管は考慮しない	内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板については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が，保守的にこれを考慮しない
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定
	格納容器下部床面積	6 号炉の格納容器下部床面積を設定	コリウムシールドで囲まれる部分が広く，溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる号炉を設定
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	高圧注水機能，低圧注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	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の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
	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
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	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

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(3/5)

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 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気量の関係〉  	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

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(4/5)

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	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：70m³/h にて原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
		原子炉圧力容器破損後：130m³/h 以上で原子炉格納容器へスプレイ	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）	事前水張り時：90m³/h で注水	原子炉圧力容器破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき水位 2m 到達まで水張り可能な流量として設定
		原子炉圧力容器破損以降：崩壊熱相当の注水量にて注水	溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定
	代替循環冷却系	総循環流量：190m³/h 格納容器スプレイ：約 140m³/h 原子炉格納容器下部：約 50m³/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溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定
	コリウムシールド	コリウムシールドの設置により，落下した溶融炉心はドライウェルサンプへ流入しない	コリウムシールドを設置した原子炉格納容器下部の状態として設定

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(5/5)

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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）	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し，原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する	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（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）	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，原子炉格納容器下部の水位が 2m（総注水量 180m^3）に到達したことを確認した場合に停止する	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
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）	原子炉圧力容器破損を確認した場合	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
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器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
	代替循環冷却系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，代替循環冷却系によ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。高圧溶融物放出／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 に示すとおり，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」に示すとおり，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℃において 3 時間継続の後 160℃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ェ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ェ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 及び以下に示すとおり，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ェ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ェ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（以下「ADS」という。）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℃を約 10℃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℃を約 10℃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℃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※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。

以上のとおり，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℃において 3 時間継続の後 160℃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℃において 3 時間継続)をアレニウス則に基づき 160℃の熱負荷に換算すると，160℃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（逃がし安全弁開）

	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（逃がし安全弁開）

	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	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく，仮に熱影響を受けたとしても，表 1 の RPV 内気相平均温度程度であれば，元々の隙間があるため，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	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく，仮に熱影響を受けたとしても，表 1 の RPV 内気相平均温度程度であれば，元々の隙間があるため，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。

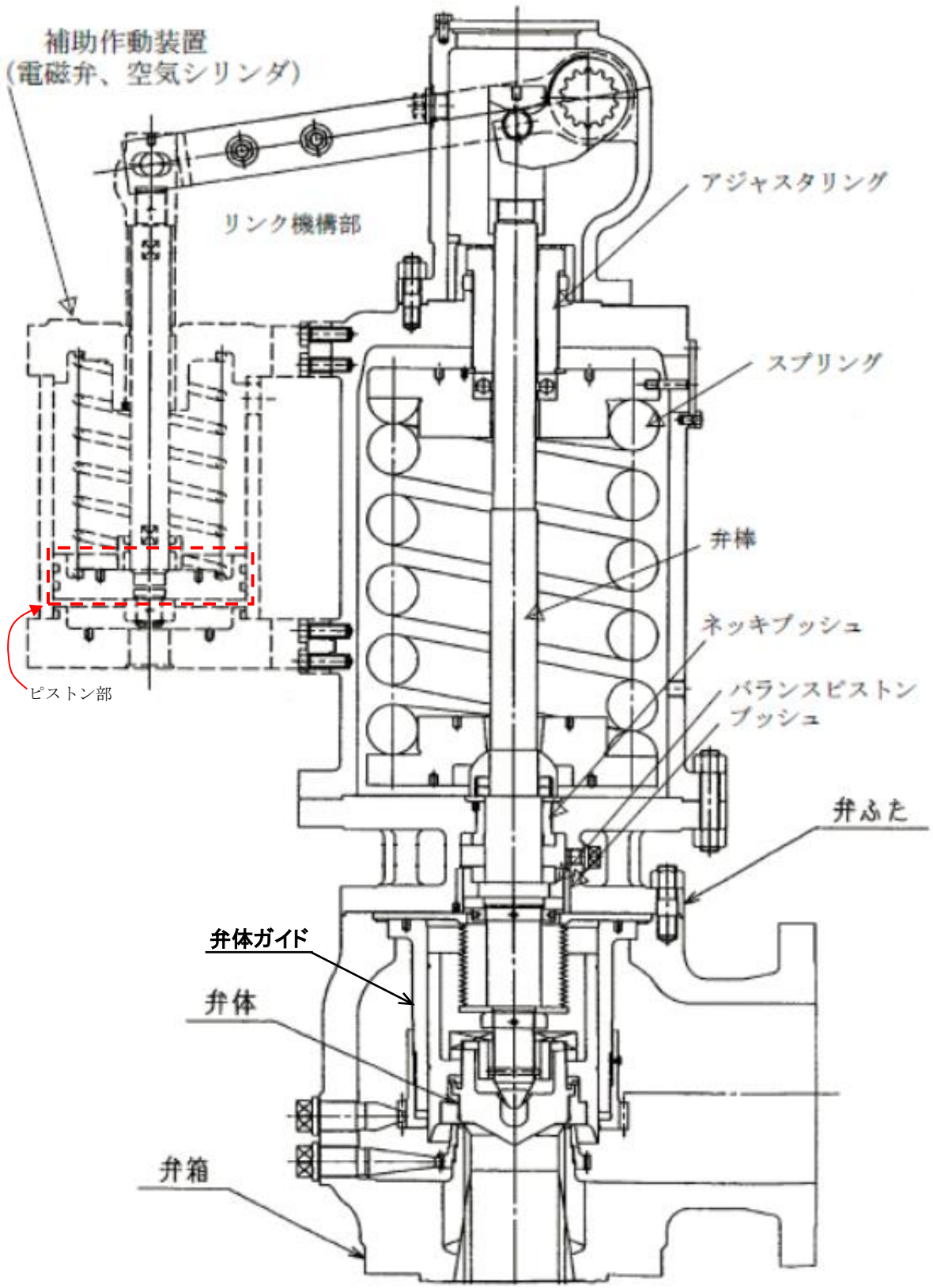


図 1a　SRV 構造図(断面図)

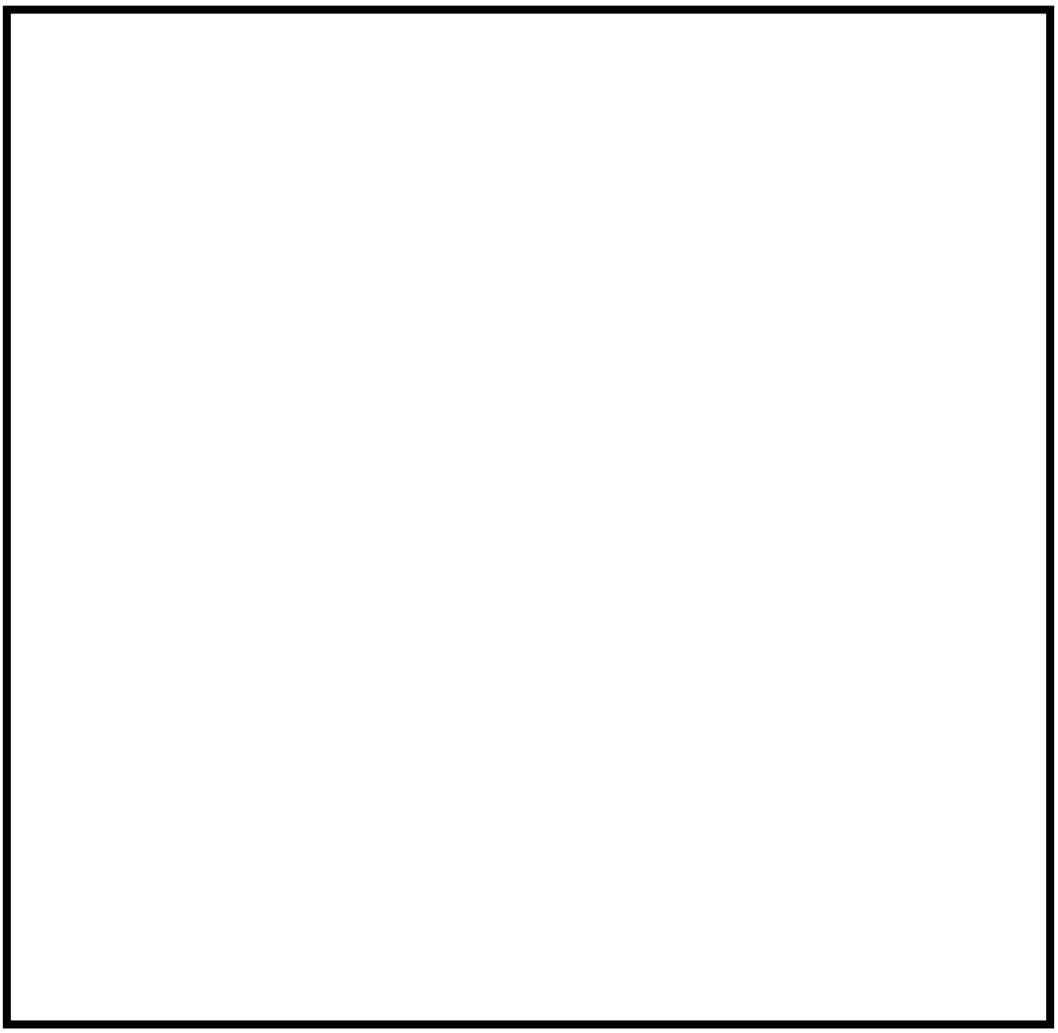


図 1b　SRV 構造図(側面図詳細)

図 1c　SRV 構造図(平面図詳細)

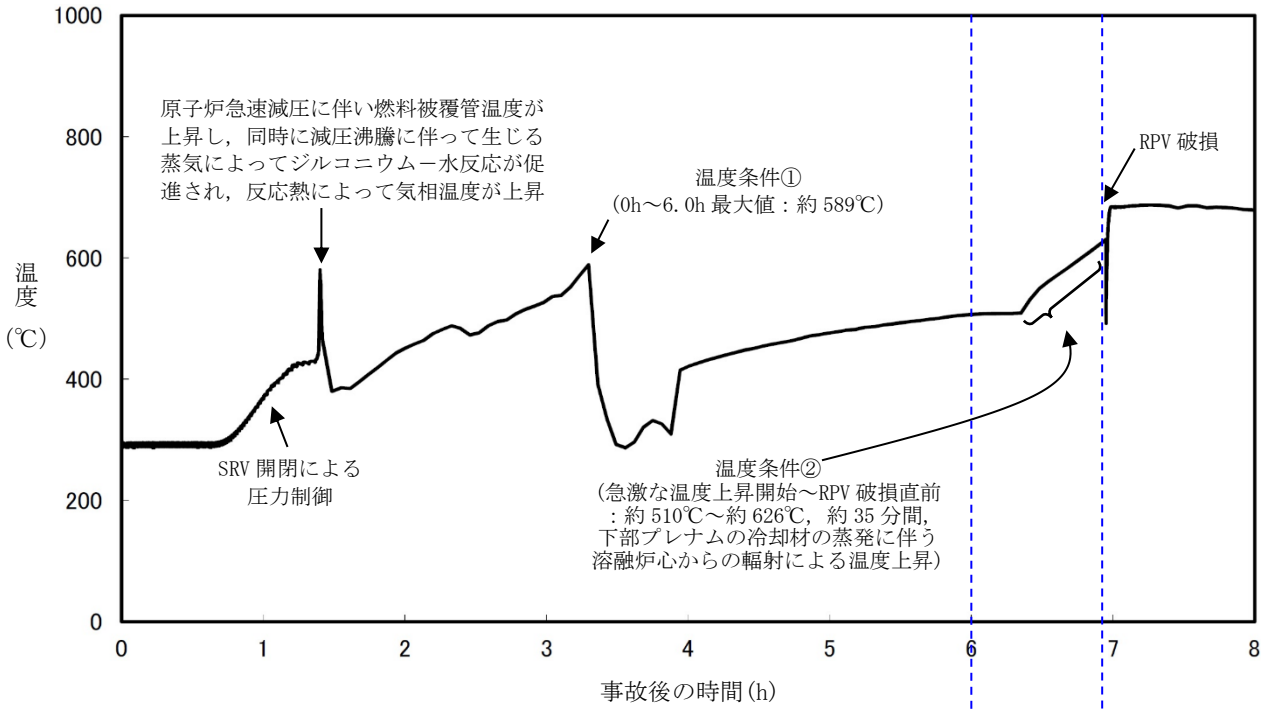


図 2　RPV 内気相平均温度の推移

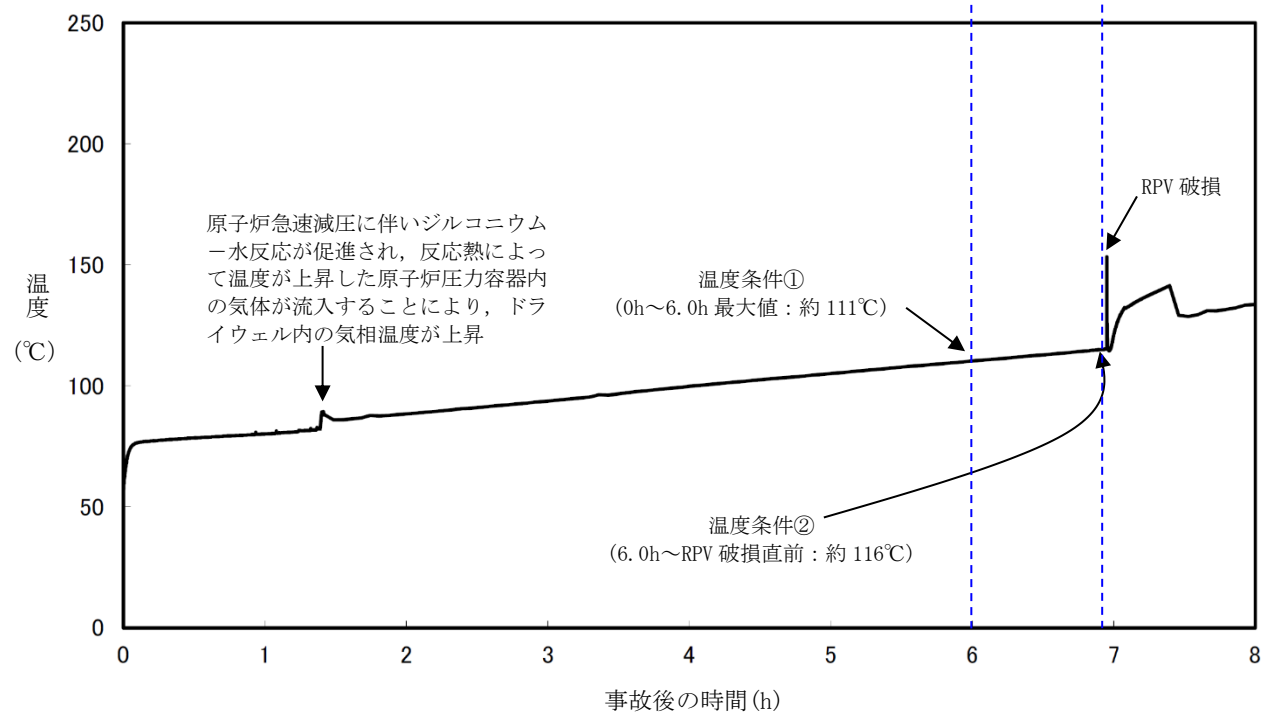


図 3　ドライウェル内気相平均温度の推移

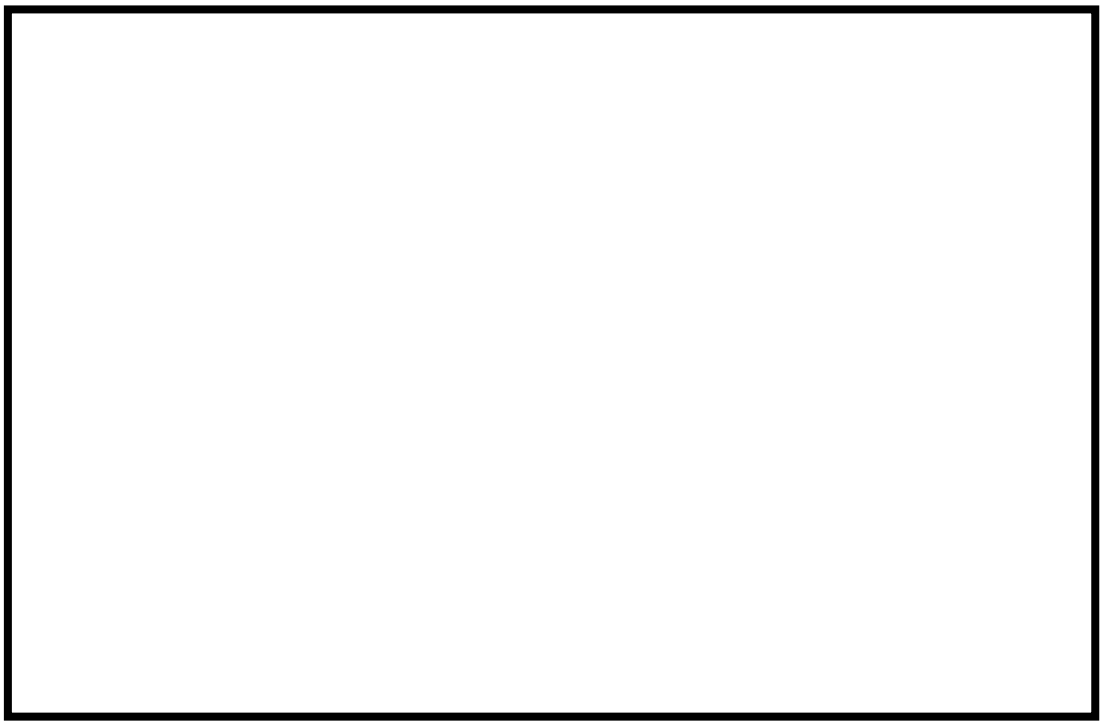


図 4　モデル化範囲と境界条件

図 5　モデル図と断面メッシュ図

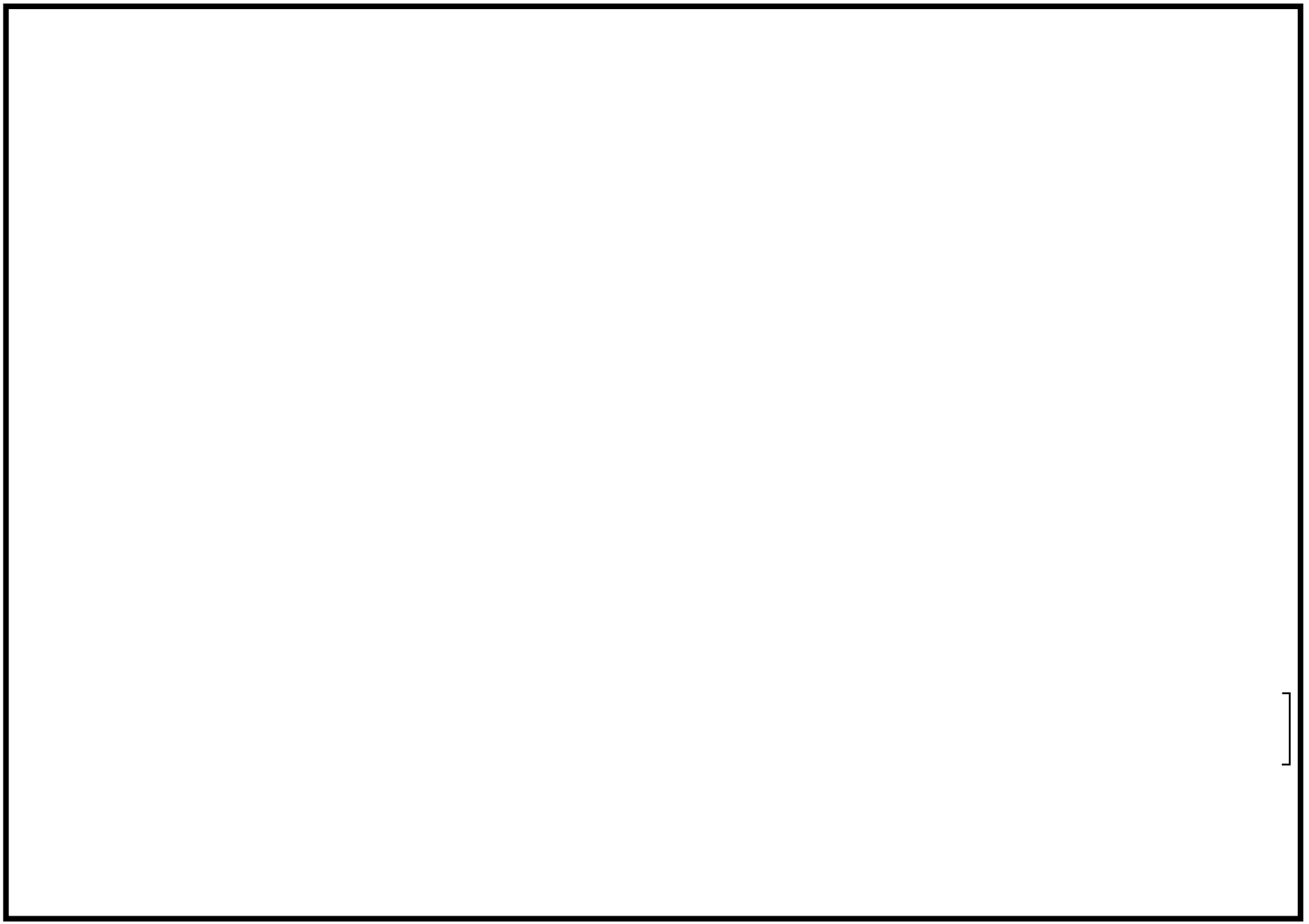


図 6　解析結果(温度条件①)

図 7　解析結果(温度条件②)

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，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，あらかじめ格納容器（ドライウェル）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冷却系（常設）による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

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ェ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 及び以下に示すとおり，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，格納容器スプレイ及び下部ドライウェ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

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℃を下回った。

以上のとおり，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（逃がし安全弁開）

	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）
原子炉圧力容器内 気相平均温度	約 649℃	約 532℃→約 649℃
ドライウェル内 気相平均温度	約 97℃	約 84℃

表 2　三次元熱流動解析での評価結果（逃がし安全弁開）

	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 145℃	約 121℃
ピストン部最高温度	約 148℃	約 123℃

※ADS 機能付電磁弁設置位置

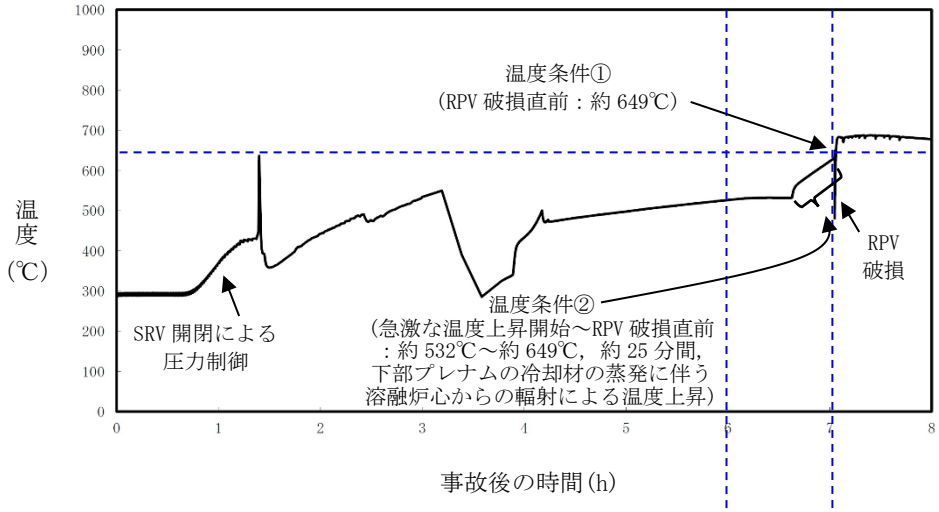


図 1　原子炉圧力容器内気相平均温度の推移

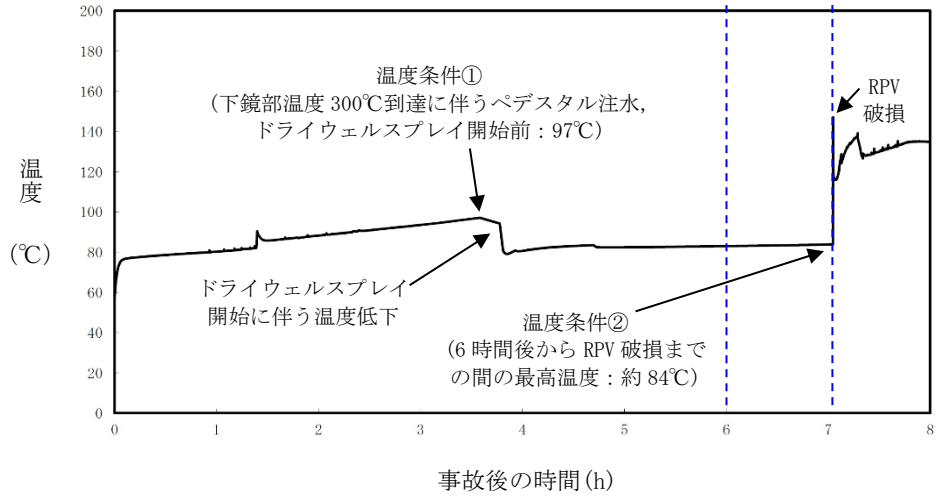


図 2　ドライウェル内気相平均温度の推移

図 3　解析結果(温度条件①)

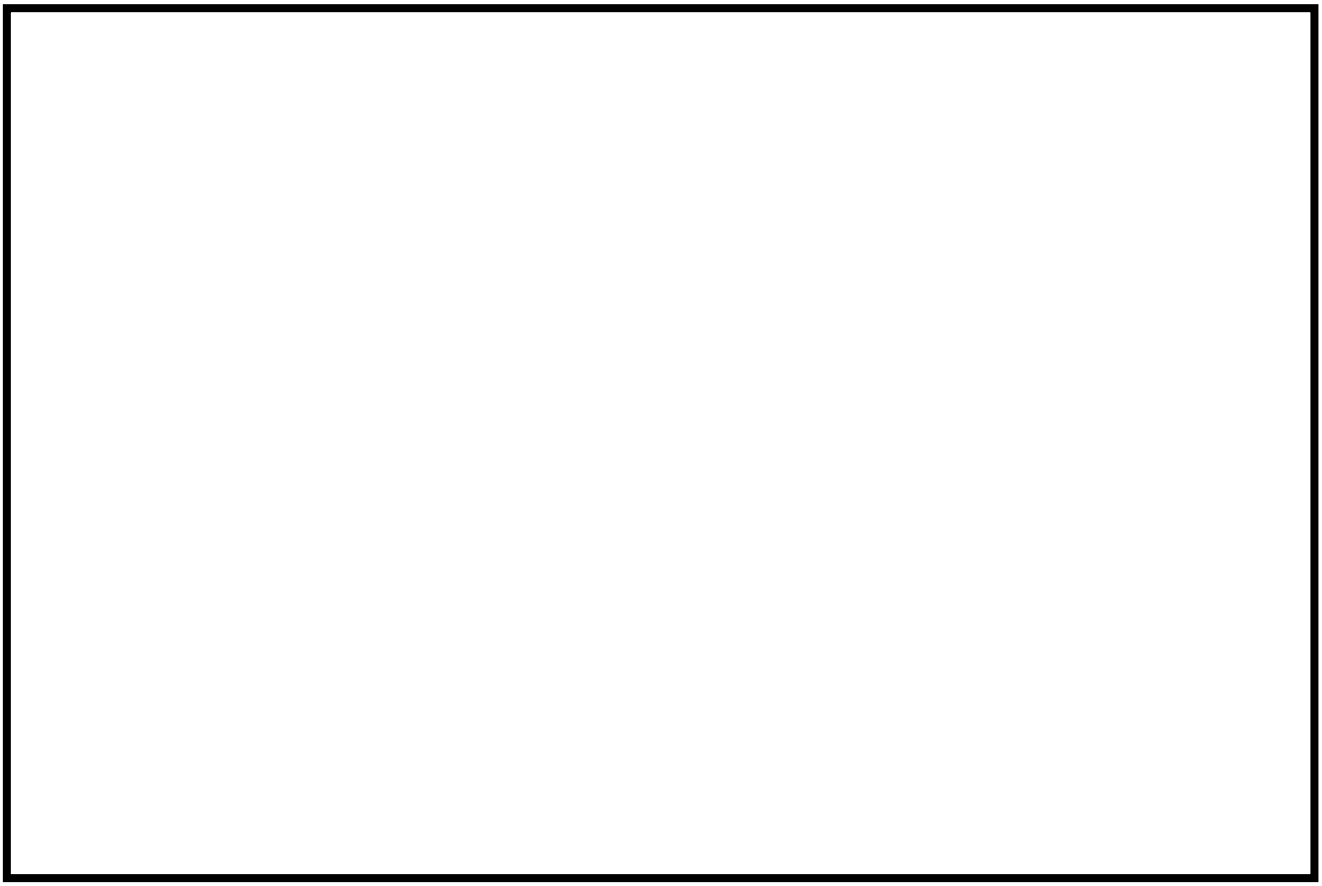


図 4　解析結果(温度条件②)

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。

本格納容器破損防止対策の有効性評価では，非常用ディーゼル発電機からの電源供給により非常用ガス処理系が起動し，事象発生から原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定している。

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の閉じ込め機能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多量の水蒸気が原子炉建屋に漏えいすることは無く，漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮されることから，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，原子炉区域・タービン区域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。

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) 原子炉格納容器からの漏えい量は，MAAP 解析上で原子炉格納容器内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。（添付資料 3.1.2.6 参照）

・1Pd 以下：0.9Pd で 0.4%/日 相当

・1～2Pd ：2.0Pd で 1.3%/日 相当

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捕集されることが実験的に確認されていることから格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果に期待できるが，本評価では保守的に考慮しないこととする。

(3) 非常用ガス処理系による原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定し，本評価では設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。

(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（DF=1）。

(5) 原子炉建屋内での放射能量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漏えいする Cs-137 の評価結果を表１に示す。

原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 は 7 日間で約 2.5TBq であり，基準の 100TBq を下回っている。

なお，事象発生 7 日間以降の影響を確認するため，事象発生 30 日間，100 日間における環境への Cs-137 の放出量を確認している。

事象発生後 30 日間及び 100 日間での放出量においても 100TBq を下回る。

表１　原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量

（単位：TBq）

	漏えい量（７日間）	漏えい量（30 日間）	漏えい量（100 日間）
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	約 2.5	約 2.6	約 2.6

格納容器破損モード「DCH」，「FCI」及び「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)」及び「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(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスへの重大事故等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，炉心損傷あるいは炉心下部プレナムへの溶融炉心移行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」及び「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＋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選定し，重大事故等対策の有効性を評価している。

以上のとおり，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対策の有効性を評価しており，格納容器破損モード「DCH」，「FCI」及び「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対策の有効性を評価している。

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 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)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，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。 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，ジルコニウムー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 ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，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を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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であり，また，燃料被覆管温度等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，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響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，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運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	沸騰・ボイド率変化 気液分離(水位変化)・対向流	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	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため，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%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であり，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。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため，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%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であり，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。
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。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため，原子炉急速減圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対する影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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)	・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 ・TQUV，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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。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℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作(原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却)があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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，原子炉格納容器下鏡部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冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響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，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響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，原子炉圧力容器内 FCI 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。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響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，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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		・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 事故分析結果と良く一致することを確認した ・下部プレナム内の溶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。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶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℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）があるが，炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは小さいことから，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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、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与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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)に関する感度解析に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を確認している。本評価事故シーケンスでは，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。	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)に関する感度解析に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が早まることを確認しているが，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ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表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(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)(1/2)

項目		解析条件(初期条件，事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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 7.05MPa[gage]～ 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得るが，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得るが，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+116cm～約+119cm） （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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いことから，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	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絡されることから，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，いずれの型式も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，いずれの型式も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	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%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）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。また，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施すること）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。	最確条件とした場合は，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り，原子炉水位の低下は緩和され，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も遅くなり，原子炉急速減圧操作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。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，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ことから，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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部：約 5,980m^3～約 5,945m^3 液相部：約 3,560m^3～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)		
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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℃～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として設定 最確条件を包絡できる条件		
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage]～約 7kPa[gage] （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 43℃～約 62℃ （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(ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値		

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(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)(2/2)

項目		解析条件(初期条件，事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		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 35℃～約 50℃（実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の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。	最確条件とした場合は，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いことから，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の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^3	21,400m^{3}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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
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	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である 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。	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である 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。
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	－	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の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	－
	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		
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	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	福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・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，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。 事象進展に与える影響としては，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，本シナリオでは原子炉水位有効燃料棒底部（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ない。	福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・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，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。 事象進展に与える影響としては，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，本シナリオでは原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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り，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/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	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		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り，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：70m^3/h にて原子炉格納容器へスプレイ	原子炉圧力容器破損前：70m^3/h 以上で原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度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ことから，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ことから，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	条件設定の考え方					
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	【認知】 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。 【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。 【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。 【操作所要時間】 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。 【他の並列操作有無】 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。 【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。	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あらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。 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，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。 90m³/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	【認知】 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。 【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。 【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 8 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。 【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，それに時間余裕を含めて操作時間 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及び格納容器下部水位を監視し，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。 【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。 【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。	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，原子炉格納容器下部水張り操作は原子炉圧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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 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（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。	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あらかじ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。	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，原子炉圧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。

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）(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	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（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）	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)	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	【認知】 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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。 【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。 【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。 【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，いず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，それに時間余裕を含めて操作時間 5 分を想定。 【他の並列操作有無】 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器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（常設）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（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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（常設）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。 【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。	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る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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あらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間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も小さい。 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。	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，原子炉圧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，原子炉圧力容器破損前は，本操作が実施できないと仮定しても，格納容器圧力及び格納容器温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく，逃がし安全弁による原子炉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（常設）による原子炉格納容器冷却操作についての訓練実績を取得。訓練では，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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（常設）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）	原子炉圧力容器破損後（約7.0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	【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，原子炉圧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圧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。 【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。 【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。 【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，それに時間余裕を含めて操作時間 5 分間を想定している。格納容器下部注水系の流量調整は，復水補給水系流量系（格納容器下部注水流量）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。 【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。 【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。	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，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約 0.8 時間の時間余裕がある。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圧力容器破損を判断して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ることから，操作開始時間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も小さい。	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。	原子炉圧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，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム－水反応による発熱により蒸発するまでには約 0.8 時間の時間余裕がある。	訓練実績等より，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可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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	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，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配置，淡水貯水池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 360 分想定のところ，訓練実績等により約 345 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(A-2級),電源車※及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）	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 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号炉：各 4 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）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6 号及び 7 号炉：各 1 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級），電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，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（A-2 級）への燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 98 分，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油作業は，許容時間 120 分のところ訓練実績等では約 108 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。
	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	【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母線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。 【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。 【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。 【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 10 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 5 時間の操作時間を想定している。 【他の並列操作有無】 運転員(現場)の系統構成及び緊急時対策要員による準備操作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。 【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。	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ることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間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格納容器下部注水系（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（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。	訓練実績等より，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 2 時間で実施可能であることを確認した。また，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 9 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，代替循環冷却系によ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（高圧溶融物放出／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	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却系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	【認知】 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するが，機能回復が遅れることを想定し，これらの対応と並行して代替循環冷却系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。 【要員配置】 代替循環冷却系準備操作は，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系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。 【移動】 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あらかじ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。 【操作所要時間】 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，代替循環冷却系運転開始直前操作（代替循環冷却系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）及び代替循環冷却系運転開始操作の 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 時間後迄にあらかじめ行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却系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 1 弁の操作に約 1 分を想定し，復水移送ポンプの起動後速やかに 2 弁による格納容器下部への注水操作及び格納容器スプレイ操作を約 4 分と想定しており，5 分間の操作時間を確保している。 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系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。代替循環冷却系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時間余裕を含め 30 分間の操作時間を確保している。 【他の並列操作有無】 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。 【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。	代替循環冷却系運転は事象発生約 20.5 時間後に開始することとしているが，時間余裕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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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り，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	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，代替循環冷却系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格納容器下部注水系（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（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。	訓練実績等より，代替循環冷却系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系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 時間後までにあらかじ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^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

○水使用パターン

①格納容器下部注水

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^3/h で 2 時間)

原子炉圧力容器破損後は崩壊熱相当で注水。

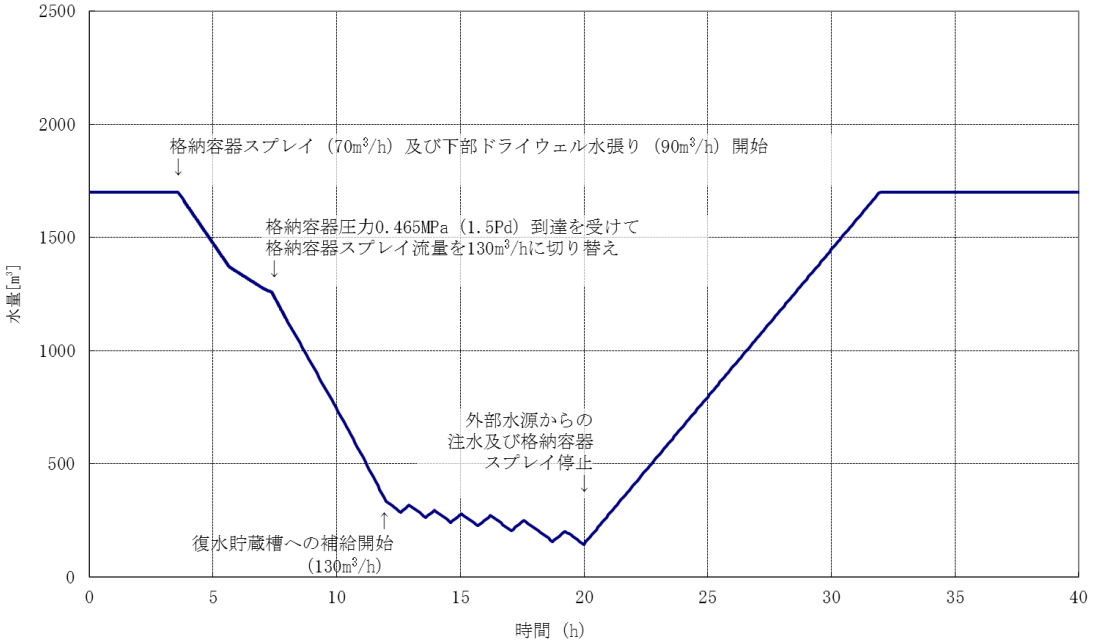
②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で

開始(70m^3/h)。

原子炉圧力容器破損以降，465kPa[gage]に到達以降は

130m^3/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 時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を用いて 130m^3/h で淡水貯水池の水を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。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代替循環冷却系の運転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 2,700m^3 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 5,400m^3 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，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 **約 816kL**	7 号炉軽油タンク容量は **約 1,020kL**（※3）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) 1,493L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 4 台起動。 21L/h×24h×7 日×4 台＝14,112L	代替原子炉補機冷却系専用の電源車 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	代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動。 65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L		
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 816kL**	6 号炉軽油タンク容量は **約 1,020kL**（※3）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) 1,493L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 4 台起動。 21L/h×24h×7 日×4 台＝14,112L	代替原子炉補機冷却系専用の電源車 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	代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動。 65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L		
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	1 号炉軽油タンク容量は **約 632kL**（※3）であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	2 号炉軽油タンク容量は **約 632kL**（※3）であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	3 号炉軽油タンク容量は **約 632kL**（※3）であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	4 号炉軽油タンク容量は **約 632kL**（※3）であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	5 号炉軽油タンク容量は **約 632kL**（※3）であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 13kL**	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**約 100kL**)の残容量(合計)は **約 495kL** であり，7 日間対応可能。
	5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7 日＝7,560L 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 台であるが，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 台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。
※3　保安規定に基づく容量。

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，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）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水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が大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至る。

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，これまでに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，細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し，そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象である。細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。原子炉格納容器下部に張られた水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。このことから，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

（添付資料 3.3.1，3.3.2）

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」という。）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。

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，溶融炉心から原子炉格納容器下部の水への伝熱による，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，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（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

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「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，原子炉格納容器下部への溶融炉心落下を想定する。この状況では，原子炉格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，溶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を行うことから，溶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溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイクの発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ，「溶融炉心・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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系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 j.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 g.及び h.である。なお，g.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「溶融炉心・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溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－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」に示す第 3.2.1 図から第 3.2.4 図である。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2.2 図及び第 3.2.3 図である。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. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に示すとおり，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，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」及び「3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。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，異なるプラント損傷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様の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，炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉圧力容器外FCI(溶融炉心細粒化)並びに原子炉圧力容器外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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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。

(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及び原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移を第3.3.1図及び第3.3.2図に，格納容器圧力，格納容器温度，原子炉格納容器下部の水位及び注水流量の推移を第3.3.3図から第3.3.6図に示す。

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

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 0.51MPa[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，原子炉格納容器の限界圧力 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 146℃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，原子炉格納容器の限界温度の 200℃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，格納容器圧力をパラメータとし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(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧溶融物放出

／格納容器雰囲気直接加熱」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。また，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。

（添付資料 3.5.1）

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。

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，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，溶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，溶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。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下速度，細粒化量，プール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。

本評価事故シーケンスの評価では，溶融炉心落下速度，細粒化量の不確かさに対してエントレインメント係数を変化させた場合の影響評価を実施する。なお，プール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価の結果，運転員等操作時間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ことを確認している。

なお，これまでのFCI実験の知見からは，一部の二酸化ウラン混合物を用いて実機条件よりも高い溶融物温度の条件のもとで実施された実験において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いるが，実機で想定される程度の溶融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから，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溶融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。

(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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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

作を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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に係る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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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おり，また，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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。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℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認している。本評価事故シーケンスでは，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溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶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及びデブリ粒子径の感度解析により原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響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，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを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。

（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

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を確認

している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認しているが，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僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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について感度解析を行った結果，第3.3.7図及び第3.3.8図に示すとおり，エントレインメント係数を変化させた場合においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（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，第3.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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

応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること）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。

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35℃～約50℃であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施すること）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。

（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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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35℃～約50℃であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，原子炉格納容器下部プール水温度が低い場合は，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，圧力スパイクに寄与する水蒸気発生量が低下することで格納容器圧力の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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。事故条件について，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを評価するにあたり，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。感度解析は，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解析条件と同様，電源の有無に係らず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ことを考慮したものである。その結果，第3.3.9図に示すとおり，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0.44MPa[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，原子炉格納容器の限界圧力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，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の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，原子炉格納容器下部の水張り操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶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ため，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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（現場）を配置しており，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

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

操作条件の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，原子炉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の上昇傾向を監視しながらあらかじ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原子炉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，原子炉格納容器下部への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。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

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 必要な要員及び資源の評価」と同じである。

3.3.5 結論

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（LOCA）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，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水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が大きい場合に構造物が破壊され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「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」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により原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器下部へ約2mの水張りを実施する手段を整備している。

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「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)」について，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，原子炉格納容器の限界圧力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できる。また，安定状態を維持できる。

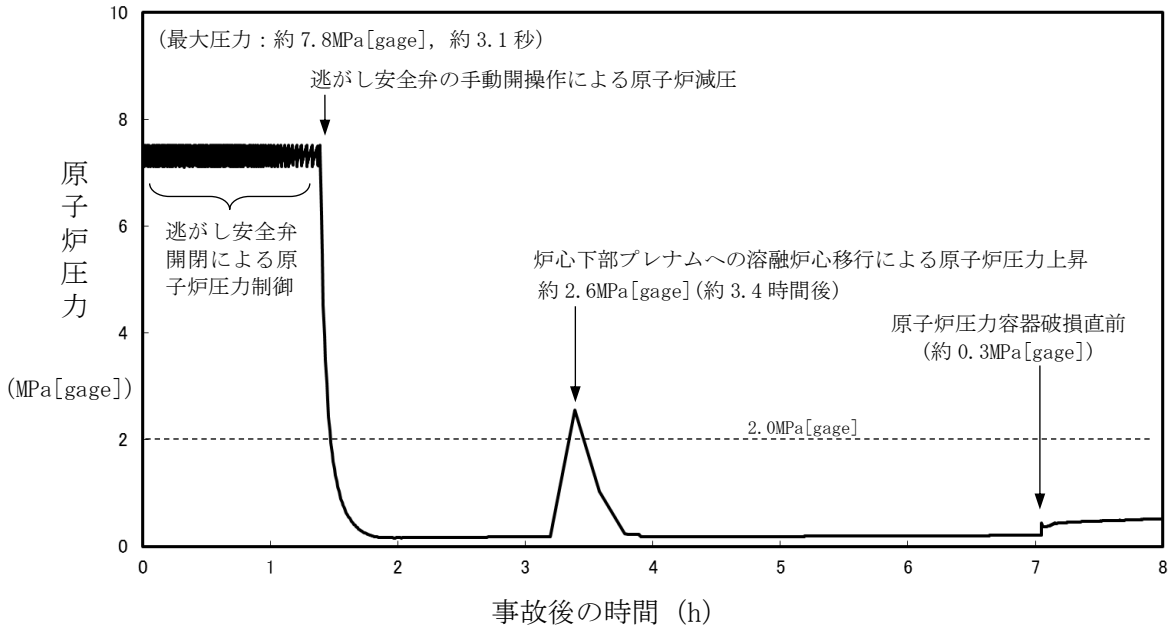
（添付資料3.5.1）

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。

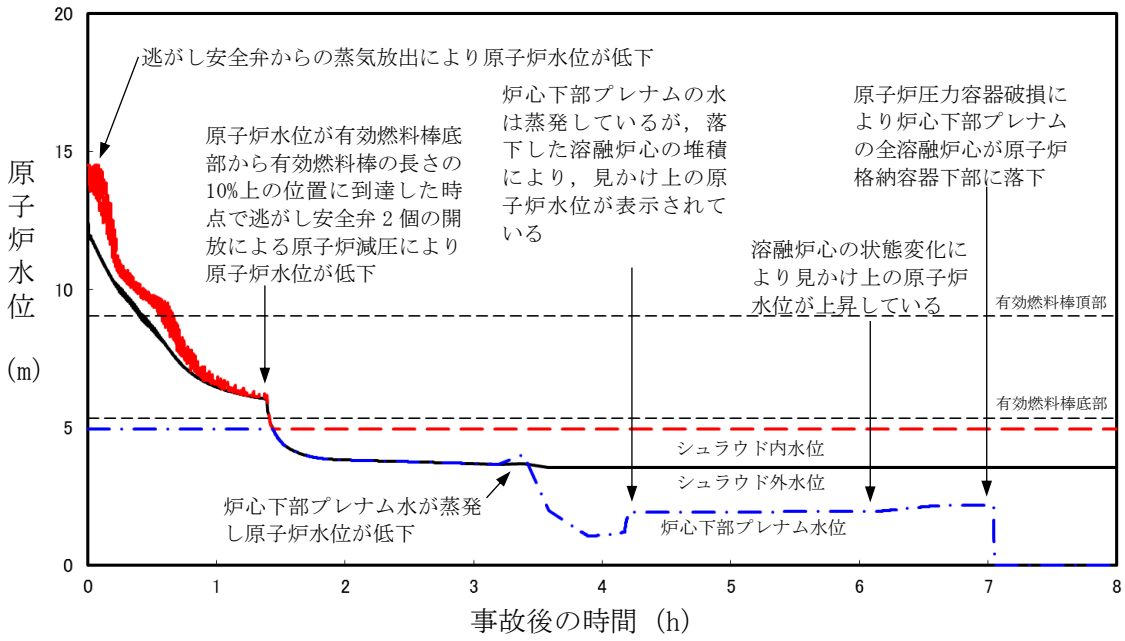
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部

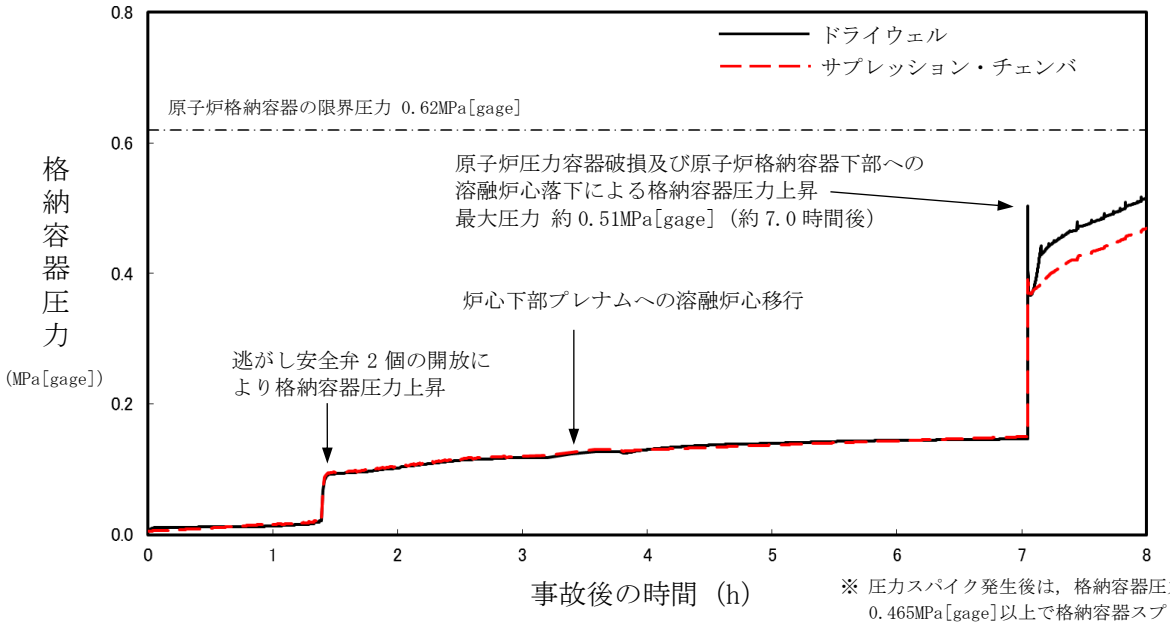
への注水等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。



第 3.3.1 図　原子炉圧力の推移

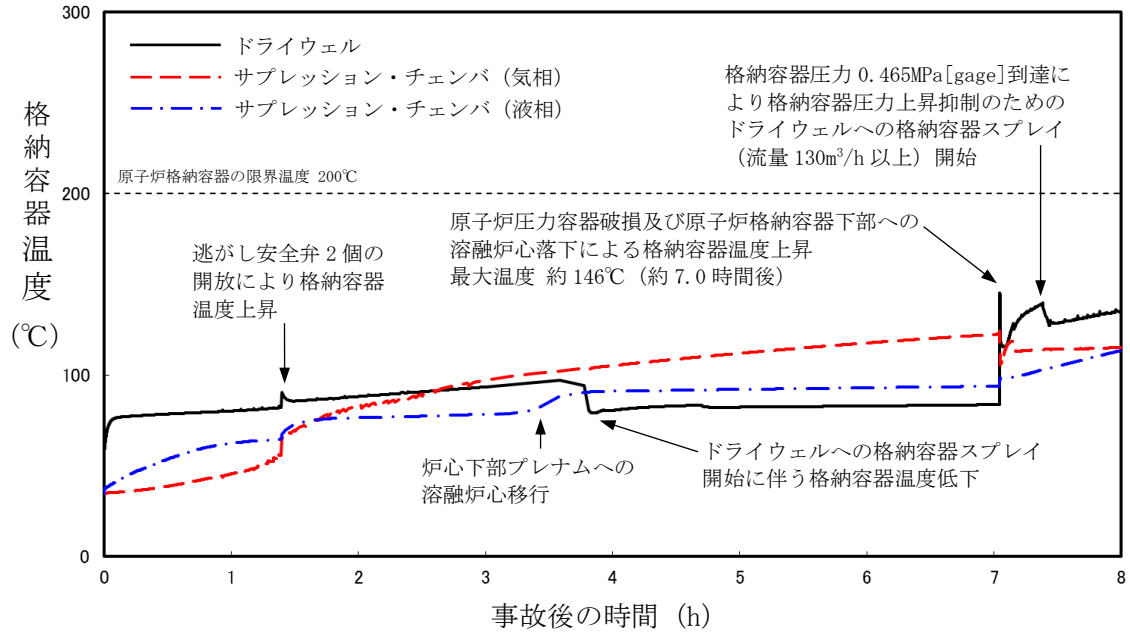


第 3.3.2 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

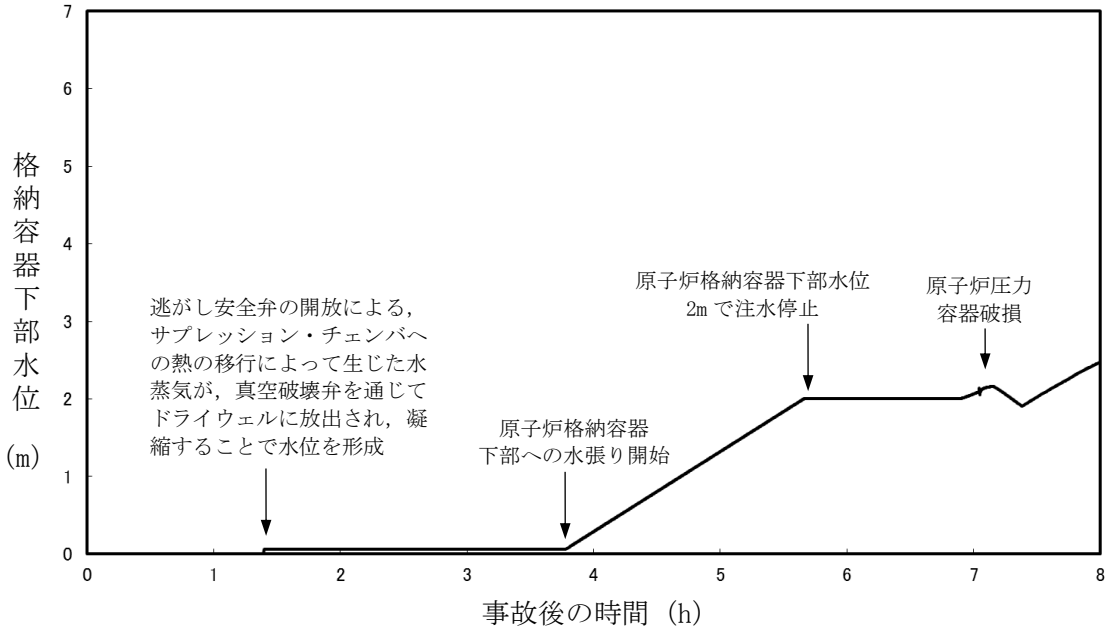


※ 圧力スパイク発生後は，格納容器圧力が 0.465MPa[gage]以上で格納容器スプレイを実施し，格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

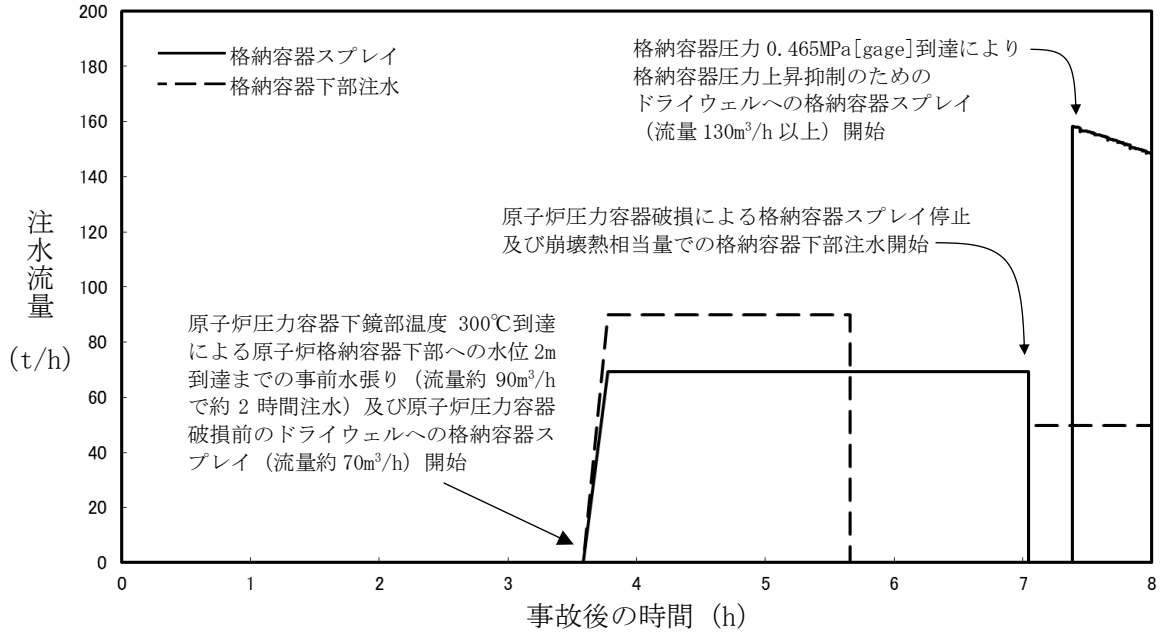
第 3.3.3 図　格納容器圧力の推移



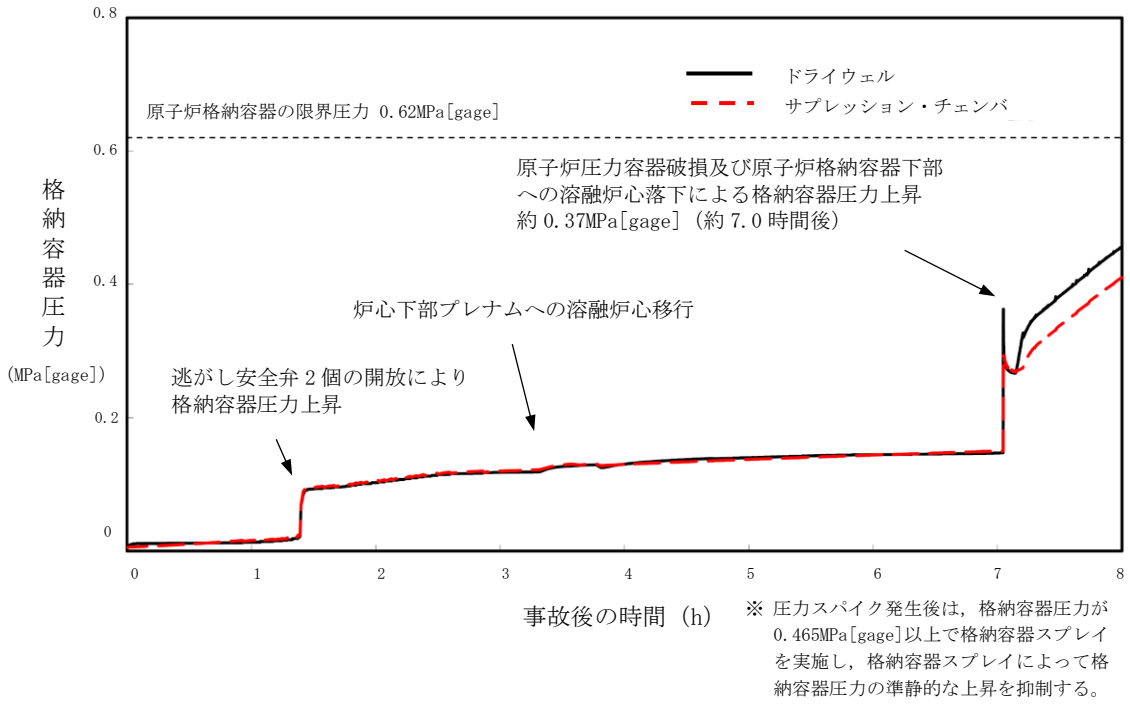
第 3.3.4 図　格納容器温度の推移



第 3.3.5 図　格納容器下部水位の推移

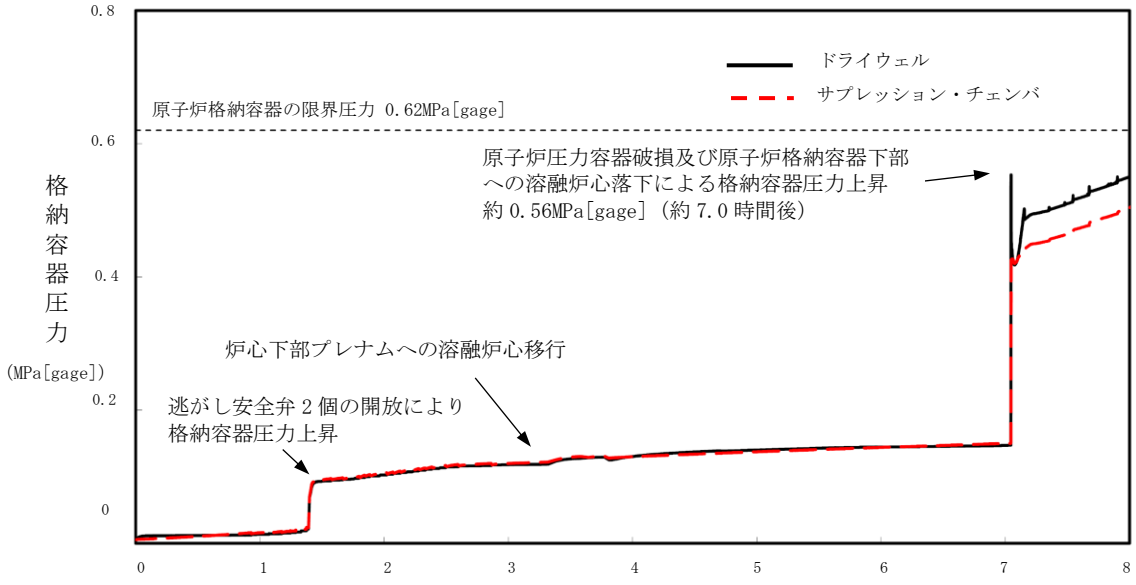


第 3.3.6 図　注水流量の推移



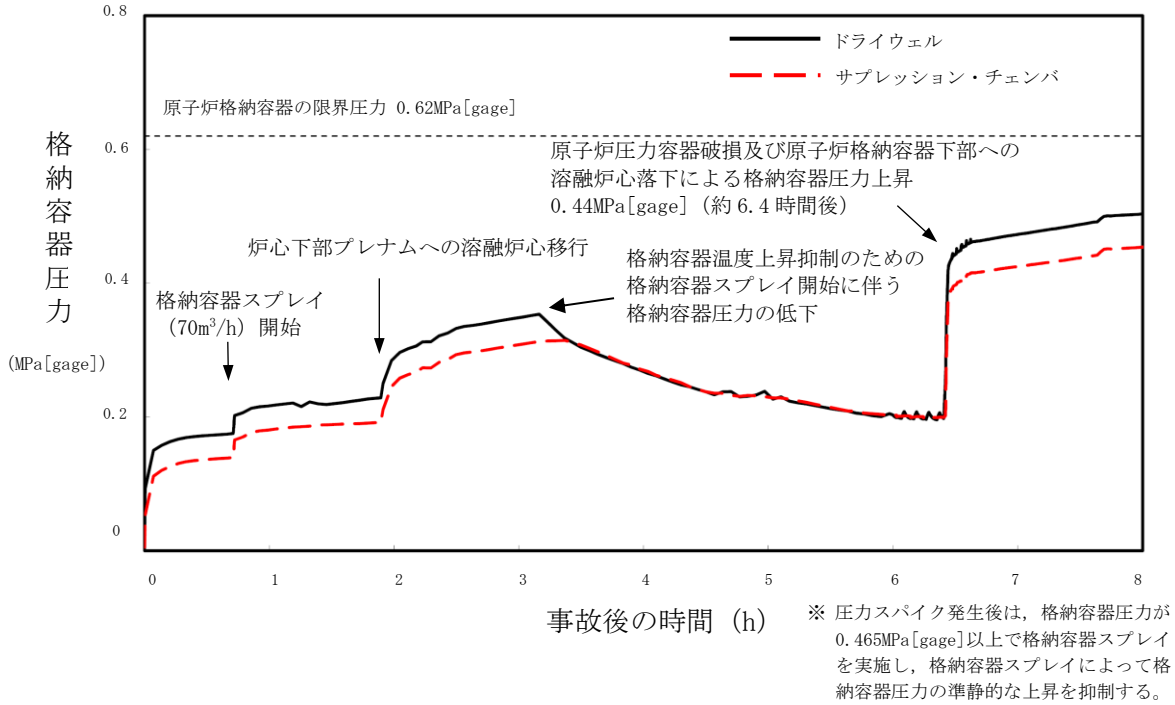
※ 圧力スパイク発生後は，格納容器圧力が 0.465MPa[gage]以上で格納容器スプレイを実施し，格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

第 3.3.7 図　格納容器圧力の推移
(感度解析ケース（エントレインメント係数最小値))



※ 圧力スパイク発生後は，格納容器圧力が 0.465MPa[gage]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。

第 3.3.8 図　格納容器圧力の推移
(感度解析ケース（エントレインメント係数最大値))



第 3.3.9 図　格納容器圧力の推移（大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失）

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理

1. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の概要

炉心損傷後，溶融燃料と冷却材が接触すると，一時的な圧力の急上昇が生じる可能性がある。このときに発生するエネルギ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場合がある。溶融炉心と冷却材との接触及びそれに伴って引き起こされる現象のことを「溶融燃料－冷却材相互作用（FCI)」と呼ぶ。また，FCI のうち，溶融炉心が水中に落下した際に溶融炉心の周囲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，大きなエネルギを発生させる事象を「水蒸気爆発」と呼び，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を「圧力スパイク」と呼ぶ。

原子炉圧力容器底部から溶融炉心が流出し，原子炉格納容器下部で冷却材と接触することで発生する FCI を「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 FCI)」と呼ぶ。これまでの研究では，炉外 FCI における水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。

① 原子炉圧力容器から落下する溶融炉心（デブリジェット）が冷却材中に落下する。冷却材と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により細粒化して冷却材中に分散する（エントレイン)。細粒化した溶融炉心（以下「デブリ粒子」と称す。）は，蒸気膜に覆われた状態で膜沸騰を伴う冷却材との混合状態となる（粗混合)。
② さらに，自発的もしくは外部からの圧力パルス等の外乱により，膜沸騰が不安定化し（トリガリング)，デブリ粒子と冷却材が直接接触する。
③ デブリ粒子と冷却材の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により，さらにデブリ粒子と冷却材の接触を促進し（伝播)，蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する。
④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギが発生し，構造材を破壊する要因となる。

水蒸気爆発が発生するためには，トリガリングが働く必要があり，さらにデブリ粒子と冷却材の接触が瞬時に粗混合領域全体に伝播する必要がある。水蒸気爆発に至らない場合でも，急速な蒸気発生による圧力上昇（圧力スパイク）が発生する。

2. 水蒸気爆発が発生する可能性について

これまでの代表的な FCI の実験として，JRC イスプラ研究所で実施された FARO 実験，KROTOS 実験，（旧）原子力発電技術機構で実施された COTELS 実験，韓国原子力研究所で実施された TROI 実験等がある。これらの実験では UO_2 混合物と模擬溶融物としてアルミナ等を用いている。

これまでの代表的な FCI の実験から得られた知見については，付録３「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」第 5 部 MAAP の添付 2「溶融炉心と冷却材の相互作用について」に示した。これまでの UO_2 混合物を用いた実験では，KROTOS 実験及び TROI 実験の一部の実験ケースにおいて，水蒸気爆発の発生が報告されている。

このうち，KROTOS 実験は，溶融炉心が水中に落下している時に容器の底から圧縮ガスを供給し，膜沸騰を強制的に不安定化させて（外部トリガを与えて）いるため，実機で起こるとは考えられない条件で実験した結果であるが，機械的エネルギへの変換効率は最大でも 0.05%程度であり大規模な水蒸気爆発に至っていない。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。

TROI 実験については，No.10，12，13 及び 14 実験において，外部トリガがない条件で水蒸気爆発が観測されている。しかしながら，TROI 実験で用いた溶融物の過熱度が実機条件の過熱度（300K 程度）に比べてかなり高いことが水蒸気爆発の発生に至った理由と考えられ，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小さいと考えられる。また，自発的に水蒸気爆発が発生したとされる No.13 のエネルギ変換効率は 0.4%であり，KROTOS 実験の例よりは大きくなるが，1%を下回る小さいものである。なお，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いた実験の中で水蒸気爆発が観測された例は，いずれも外部トリガがある条件で実施されたものである。

上述のとおり，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いた FCI 実験において水蒸気爆発が発生したケースでは，水蒸気爆発のトリガを発生させるための装置を用いている。水蒸気爆発のトリガは粗混合粒子の周囲に形成される蒸気膜の崩壊に起因すると考えられており，上述の実験で用いられたトリガ装置は蒸気膜を不安定化させる効果があると考えられるが，一方，実機条件ではこのようなトリガ装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられない。

以上のことから，実機において大規模な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，原子炉格納容器健全性に与える影響はないと考える。

以　上

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

水蒸気爆発現象は，粗混合，トリガリング，拡大伝播といった段階的な過程によって説明するモデルが提唱されており，これらを全て満たさなければ大規模な水蒸気爆発は発生しないと考えられている。

溶融炉心が原子炉圧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が，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，ここでは溶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，溶融燃料－冷却材相互作用によって発生するエネルギ，発生エネルギによる圧力伝播挙動及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。溶融炉心の物性値は JASMINE コードに付属している溶融コリウム模擬のライブラリから，デブリ物性値が実機条件に近いと考えられるライブラリを用いた。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 原子炉圧力容器外の溶融燃料-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。MAAP による解析の結果から溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中央から落下するものとし，溶融炉心が原子炉圧力容器の破損口から落下する際には，溶融炉心・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）の降伏応力は約 490MPa である。

4. 評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギ，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。また，参考として，内側鋼板の周方向及び軸方向応力の推移を図 4 に示す。外側鋼板の周方向及び軸方向応力の推移を図 5 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ェルの水に伝達される運動エネルギの最大値は，約 7MJ である。このエネルギを入力とし，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，原子炉圧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，原子炉圧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，原子炉圧力容器の支持機能は維持され格納容器の健全性に支障がないことから，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

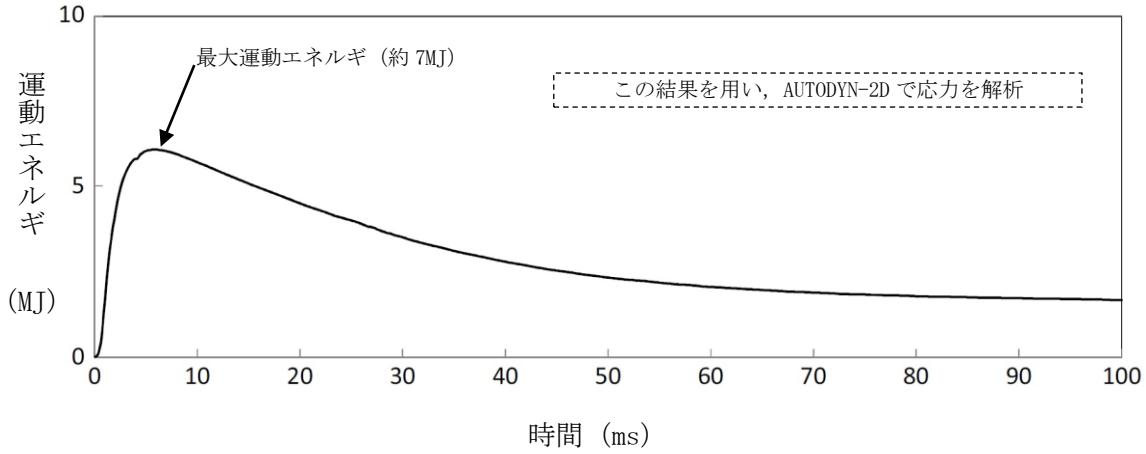


図 1　水蒸気爆発によるエネルギの推移※1

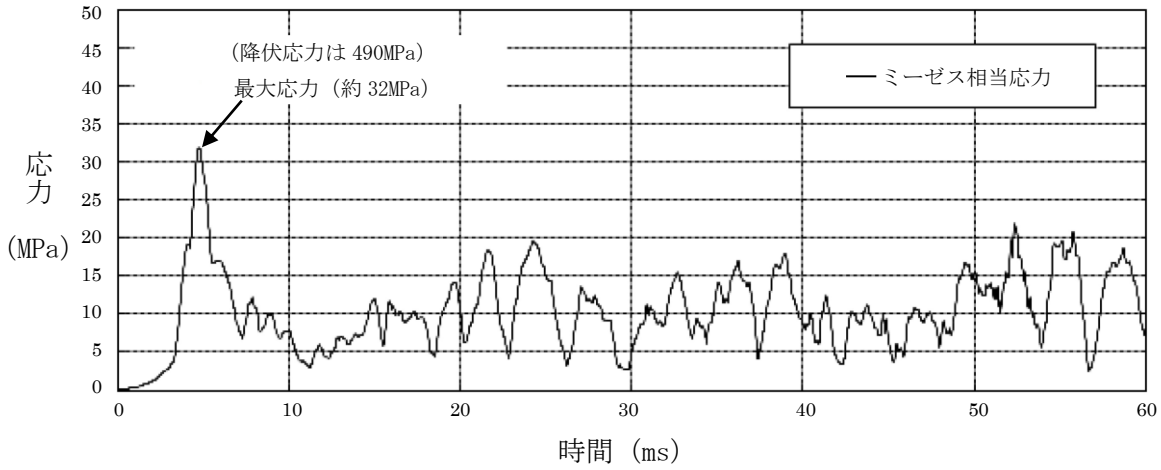


図 2　原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移※1

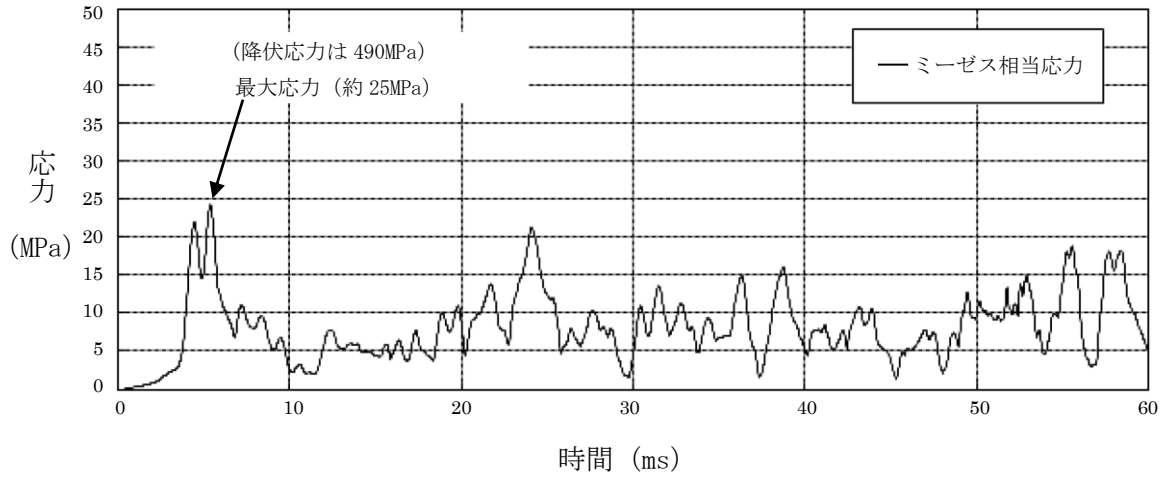


図 3　原子炉格納容器下部外側鋼板の応力の推移※1

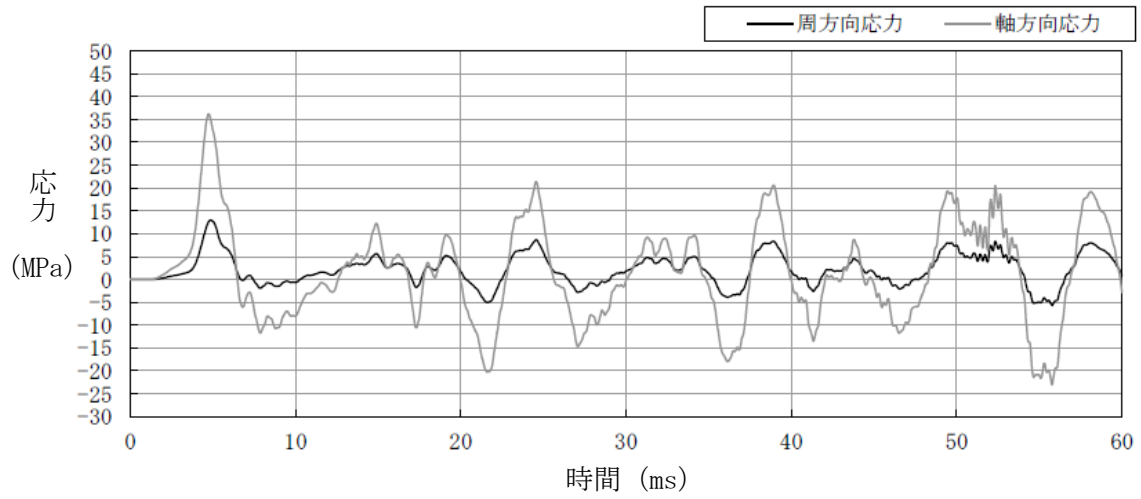


図 4　内側鋼板の周方向及び軸方向応力の推移※1

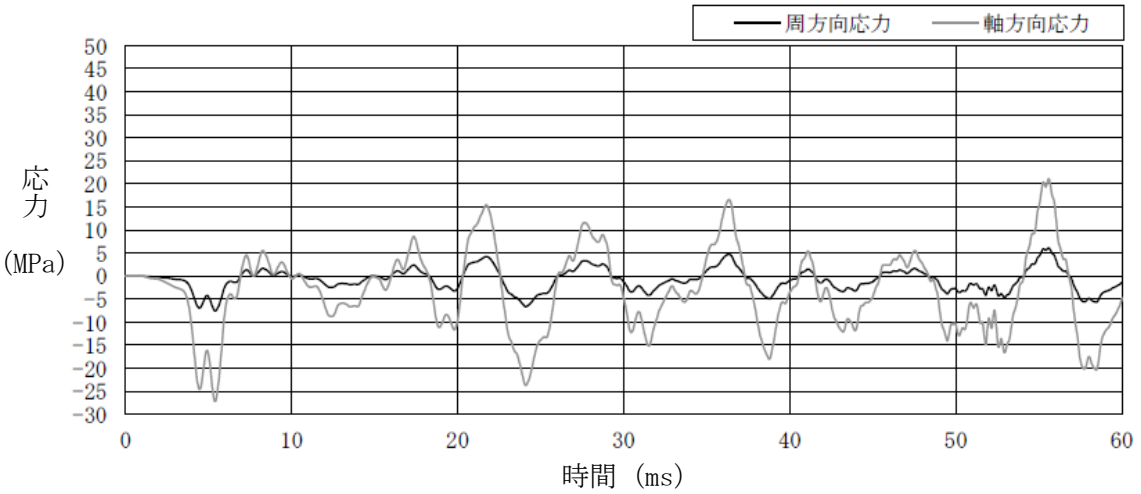


図 5　外側鋼板の周方向及び軸方向応力の推移※1

※1 JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギ(図 1)の最大値を AUTODYN への時刻 0 での入力とし，格納容器下部鋼板の応力の推移(図 2～5)を評価している。このため，図 1 と図 2～5 の時刻歴は一致しない。

表 1　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－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※	原子炉圧力容器の破損径	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	ペデスタル水深	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，あらかじ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℃	外部水源の水温として設定
	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	50μm	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	溶融燃料－冷却材相互作用による発生エネルギ	JASMINE の解析結果をもとに設定	－

※「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」と重複する条件を除く。

原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性

炉心の溶融が進展し，溶融炉心が原子炉圧力容器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。原子炉圧力容器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ェ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，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）による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。）が生じるほか，実機条件における大規模な水蒸気爆発の発生の可能性は低いと推定されるものの，水蒸気爆発が発生する可能性も考慮に入れる必要がある。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ェルへの水張りの FCI に対する影響

FCI として生じる主な現象は，圧力スパイクである。

圧力スパイクは，水深が深い場合，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，水蒸気発生量が低下することで，ピークが低くなる可能性がある一方，溶融炉心の粗混合量が多くなり，細粒化した粒子から水への伝熱量が多くなることで，ピークが高くなる可能性もある。

なお，FCI として生じる現象としては水蒸気爆発も挙げられるが，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，また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。[1-4] また，水深 1.3m 以上の条件下での水蒸気爆発の発生は報告されておらず，実機条件に近い多くの溶融物量を落下させた実験でも水蒸気爆発の発生は報告されていない。[2, 5, 6] 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，発生するエネルギ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。

2. 格納容器下部ドライウェルへの水張りの MCCI に対する影響

格納容器下部ドライウェ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[7-16]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。[5, 6, 17]

3. 初期水張りの水位について

(1) 水位の設定

1.及び 2.に示したとおり，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，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ェルの床面積が広いため，溶融炉心が拡がった際に溶融炉心上面からの除熱に寄与する面積が大きく，また，溶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 緩和のための溶融炉心の粒子化の効果に期待でき，さらに FCI の水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えることができる水位として，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，問題がないものと考える。

(2) 水位の設定根拠

a. FCI の影響の観点

1. に示したとおり，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 による水蒸気爆発の発生を前提とした場合，格納容器下部ドライウェルの水位について，水位が高い方が溶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ェ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ェルの水深が 2m より深い場合の影響を評価し，問題がな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溶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，粒子化しなかった溶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。なお，本評価はコリウムシールド設置前の格納容器下部床面積（約 88m^2）に基づき評価を行っている。

- 溶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[18]を用いた。
- 原子炉圧力容器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，溶融物流出に伴う破損口の拡大を考慮した溶融炉心流出質量速度とした。
- 粒子化した溶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拡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（0.8MW/m^2 以上）は崩壊熱除去に必要な熱流束（全炉心落下で約 0.36MW/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。

・落下した溶融炉心は格納容器下部床上を拡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[19]によると，有効性評価で想定している制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定すると，ABWR（ペデスタル半径約 5.3m）で床上に水がある場合でも，床全面に溶融物が拡がることが示されていることから，溶融炉心の拡がり面積を格納容器下部床全面とした。

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とおりとした。

・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，水張り水深と溶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，溶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,溶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，手順上，初期水張りの水位は 2m としている。コリウムシールドの設置により格納容器下部の面積が小さくなっていること及び有効性評価では，溶融炉心が全量落下するものとして評価していることにより上記の評価結果より厳しくなる可能性があるものの，落下割合には不確かさがあることや溶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，初期水張りの水位を 2m としている。また，2m の初期水張りは，事象発生から溶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，「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示すとおり，コリウムシールド設置後の格納容器下部の面積がより小さくなる 6 号炉の設計をもとにした格納容器下部の床面積において MCCI による侵食量の評価を行っている。また，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，溶融炉心は全量落下するものとし，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^2 一定とした場合であっても，MCCI による侵食量は数 cm（床面約 9cm，壁面約 8cm）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 による侵食量は数 cm（床面約 12cm，壁面約 11cm）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ないものと考える。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原子炉圧力容器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ェ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ェ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ェルに 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ェルに流れ込み，下部ドライウェ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原子炉圧力容器破損に至るシナリオにおいて，格納容器下部ドライウェ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. 溶融炉心落下前の下部ドライウェル水位上昇の可能性

溶融炉心落下前の格納容器下部ドライウェルへの初期水張りの他に格納容器下部ドライウェルの水位を増加させる要因としては，格納容器スプレイによる冷却材が格納容器下部ドライウェル壁面の連通孔とベント管の間から流入する場合が考えられる。連通孔とベント管は，その間に隙間があるものの，上下に連続して設置されているため，格納容器スプレイによる冷却材は，基本的には連通孔からベント管に流れ落ちると考えられるが，仮に格納容器スプレイの水が全て格納容器下部ドライウェルに流入したとしても，今回の申請において示した解析ケースにおいて，格納容器下部ドライウェルに形成される水位は 4m 以下である。ただし，初期水張り操作による注水と格納容器スプレイの水の流入を合わせて形成される格納容器下部水位が 2m に到達した時点で格納容器下部ドライウェルへの初期水張り操作を停止するものとした。

また，LOCA を伴う場合には，破断口から流出した冷却材が格納容器下部ドライウェルに流入する可能性，及び，格納容器スプレイによる冷却材の流入の可能性が考えられるが，LOCA によって原子炉圧力容器から流出する冷却材は飽和蒸気であり，サブクール度が小さい。このため，LOCA によって流出した冷却材によって水位が形成された格納容器下部ドライウェルでの水蒸気爆発の発生を仮定しても，発生する運動エネルギは小さいものと考えられる。

b. 評価条件

溶融炉心が格納容器下部ドライウェルに落下する前に，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。この水位は上記「a. 溶融炉心落下前の下部ドライウェル水位上昇の可能性」に照らして十分に高いと考える。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。

c. 評価結果

圧力スパイクに加え，水蒸気爆発による影響についても評価を実施した。以下にその結果を示す。

(1) 圧力スパイク

格納容器圧力の評価結果を図 9 に示す。原子炉圧力容器が破損して，溶融炉心が格納容器下部ドライウェ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 0.26MPa であり，水位 2m の場合の約 0.51MPa 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ェルの水量が多くなり，溶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，落下した溶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，溶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。

(2) 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の評価結果を図 5 に示す。最大値は約 16MJ であり，水位 2m の場合（約 7MJ）と比べて約 2 倍に増加している。

このエネルギを入力とした応力の解析結果を図 6 及び図 7 に示す。格納容器下部ドライウェルの内側鋼板の最大応力は約 278MPa であり，水位 2m の場合の約 32MPa と比べて約 9 倍に増加している。また，格納容器下部ドライウェルの外側鋼板の最大応力は約 168MPa であり，水位 2m の場合の約 25MPa と比べて約 7 倍に増加している。格納容器下部ドライウェ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，水面から原子炉圧力容器の底部までの距離が短くなる。格納容器下部ドライウェルで水蒸気爆発が発生した場合には，発生した水蒸気によって水塊がピストン状に押し上げられ，水塊が原子炉圧力容器の底部に衝突する可能性が考えられるが，水面と原子炉圧力容器の底部の距離が短くなることにより，衝突の可能性が高くなることが懸念される。

水塊による水位上昇は，主にペデスタルの径，D と初期水位，H_0 のアスペクト比（H_0/D）によって整理できる。[20] 初期水張り水位 2m の場合，アスペクト比が約 0.19 となることから，水塊の上昇を含む最大水位は約 2m となる。また，初期水張り水位 7m の場合，アスペクト比が約 0.66 となることから，水塊の上昇を含む最大水位は約 11.2m となる。水位 7m の場合，水塊は格納容器下部ドライウェル床面から約 11.2m まで上昇する可能性があるが，この高さは格納容器下部ドライウェル床面から原子炉圧力容器の底部までの高さである約 11.5m よりも低いことから，水塊が原子炉圧力容器の底部に衝突することはなく，水塊による衝撃によ

り，原子炉格納容器の支持機能の健全性に与える影響はない。

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（初期水張り水位 2m）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を評価した。評価結果を図 8 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が，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ない。

以上の結果から，格納容器下部ドライウェ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おそれはないと考える。このことから事故対応におけるドライウェ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，溶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ェルスプレイ等の運転操作により，格納容器下部ドライウェ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おそれはない。

以　上

参考文献

[1] V. Tyrpekl, Material effect in the nuclear fuel - coolant interaction : structural characterization of the steam explosion debris 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 UO2/ZrO2 mixture, Nucl. Eng.Design. 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] D.Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng.Design, 236 1998-2009, 2006

[6] M. Kato, H. Nagasaka, "COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions," JAERI-Conf 2000-015, 2000

[7] (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

[8] B.R.Sehgal, et al., "ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests", NUREG/CP-0119, Vol.2, 1991

[9] R.E.Blose, et al., "SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools," NUREG/CR-4727, 1987

[10] R.E.Blose, et al., "Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test," NUREG/CR-5907, 1993

[11] M.T.Farmer, et al., "Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments", Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999

[12] M.T.Farmer, et al., "Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs," Nuc. Eng. and Technol., 41, 5, 2009

[13] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI Project 2-D Core Concrete Interaction (CCI) Tests : Final Report," OECD/MCCI-2005-TR05, 2006

[14] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI Project Final Report," OECD/MCCI-2005-TR06, 2006

[15] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI-2 Project Final Report," OECD/MCCI-2010-TR07, 2010

[16] H.Nagasaka, et al., "COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests," OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999

[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

［20］稲坂 他「軽水炉のシビアアクシデント時における気泡急成長による水撃力の研究」，海上技術安全研究報告書 第 4 巻 第 3 号，p. 323-343，2004.

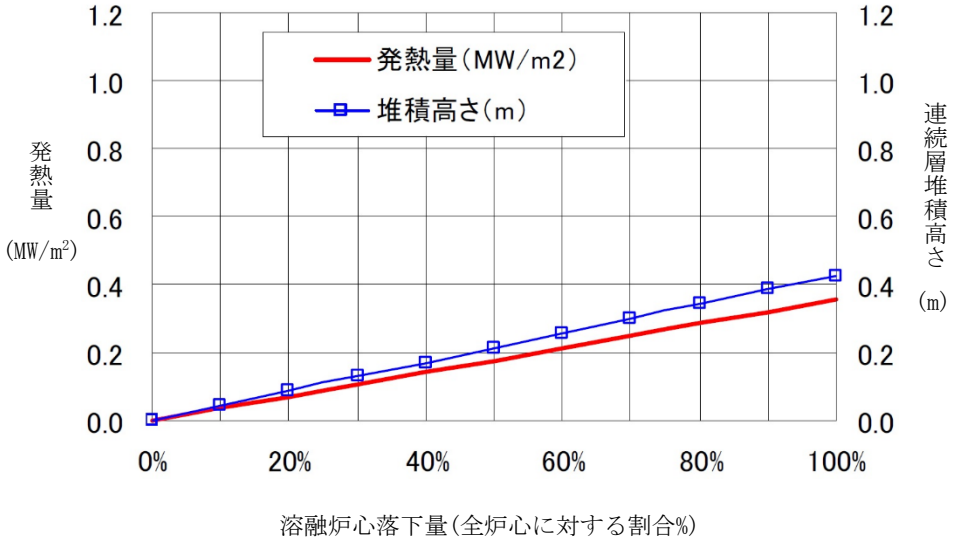
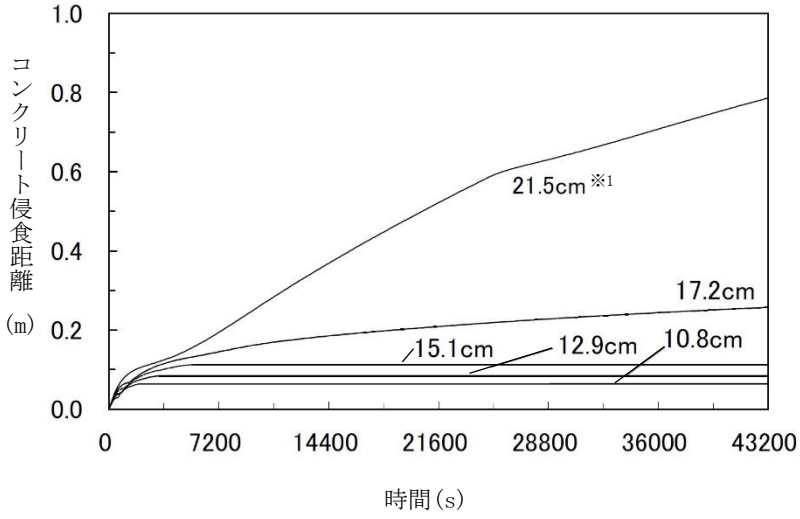


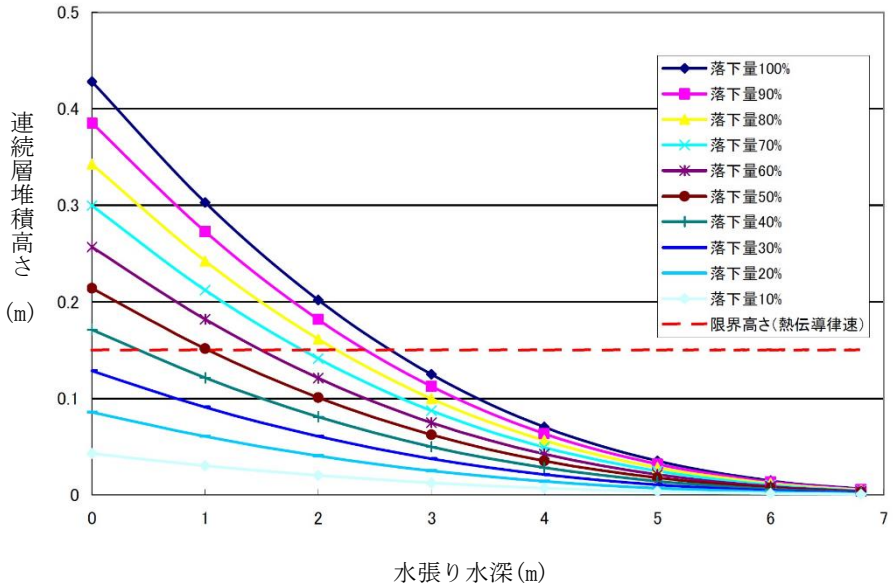
図１　格納容器下部ドライウェルへの溶融炉心落下割合に対する連続層堆積高さと単位面積当たりの発熱量



※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。

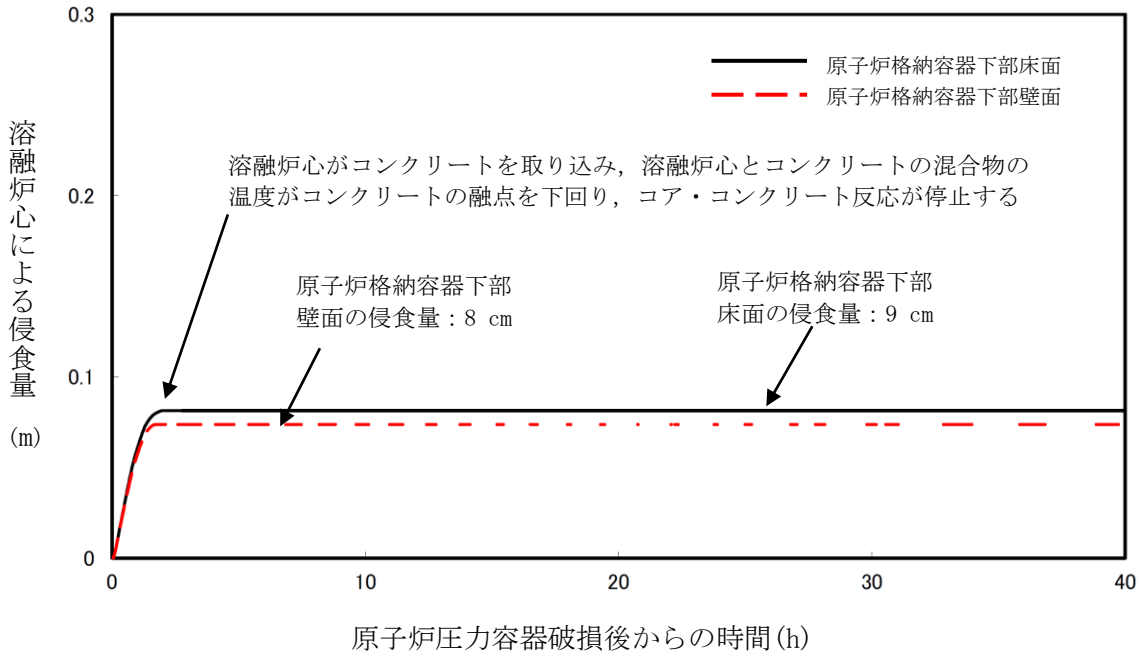
※2 クラスト表面は沸騰曲線による熱伝達を仮定，クラスト内は熱伝導による温度勾配を考慮

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

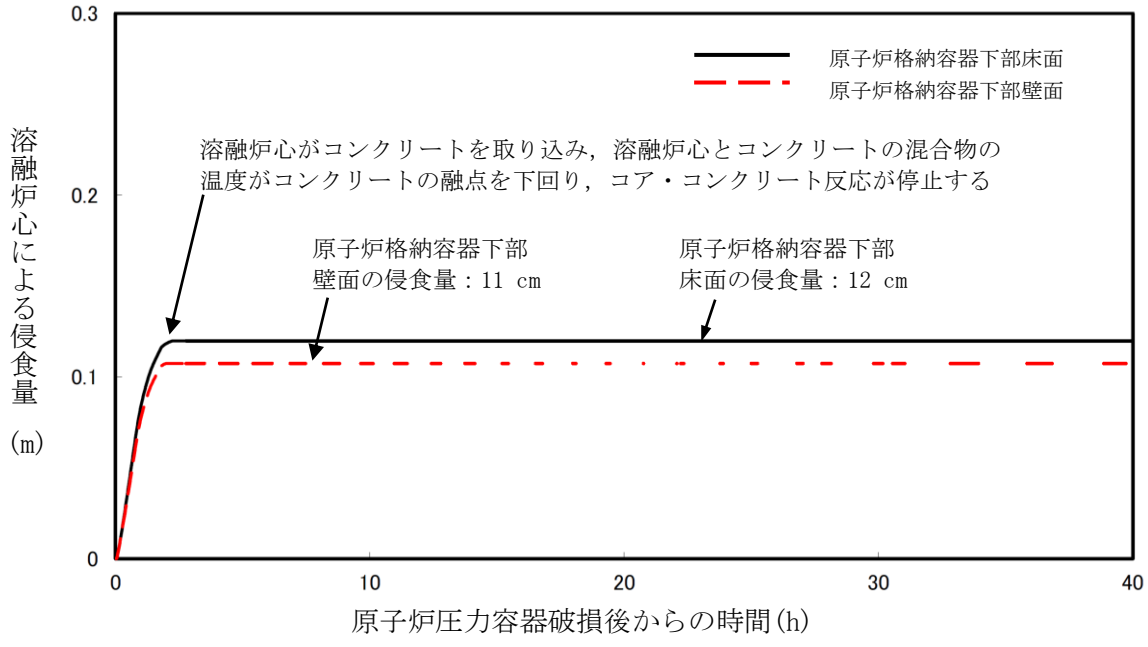


※ 本評価では，RPV 下部の貫通口で最大の径である CRD ハウジング１本をデブリジェット径として想定しているが，実際には溶融炉心落下量が少ない場合は破断口径が小さく，デブリジェット径が小さくなる傾向を示すと考えられる。また，Ricou-Spalding の式ではデブリジェット径が小さいほど粒子化割合が大きくなる。溶融炉心落下量と，破断口径のとの相関を現実的に考えると，本評価では保守的に CRD ハウジング１本としているが，溶融炉心落下量が少ない場合には破断口径が小さくなり，より多くの割合が粒子化し，連続層堆積厚さが低下する傾向となるものと考えられる。

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^2 相当（圧力依存なし））



(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^2 相当（圧力依存なし））

図 4　格納容器下部壁面及び床面の侵食量の推移

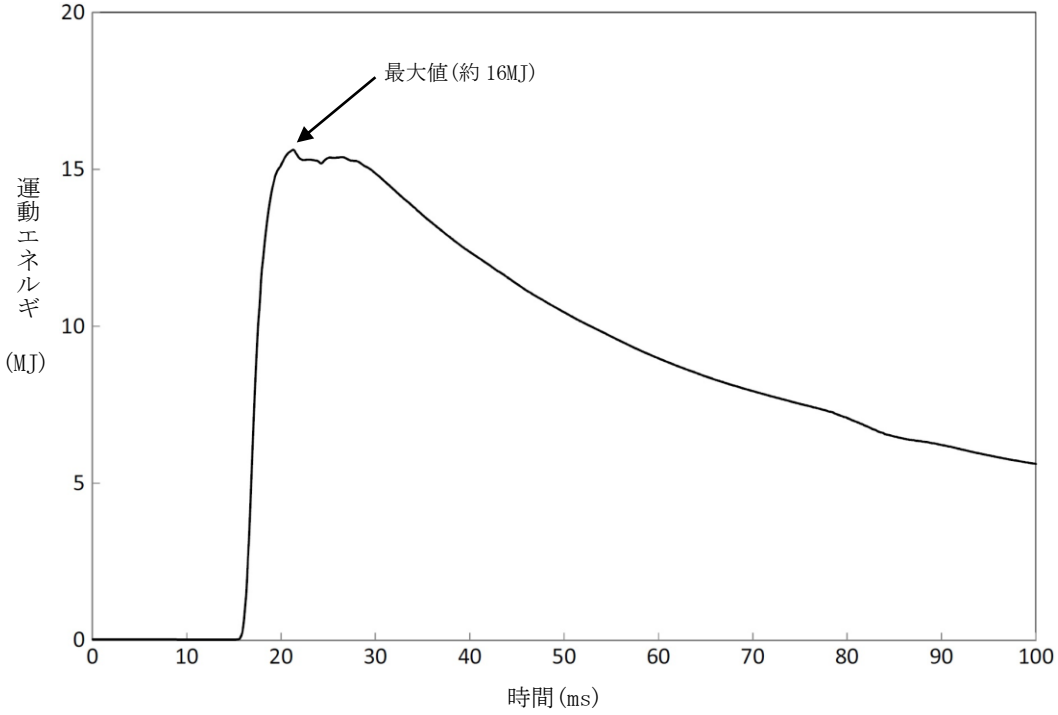


図 5　水蒸気爆発によるエネルギの変化（初期水張り水位 7m）※1

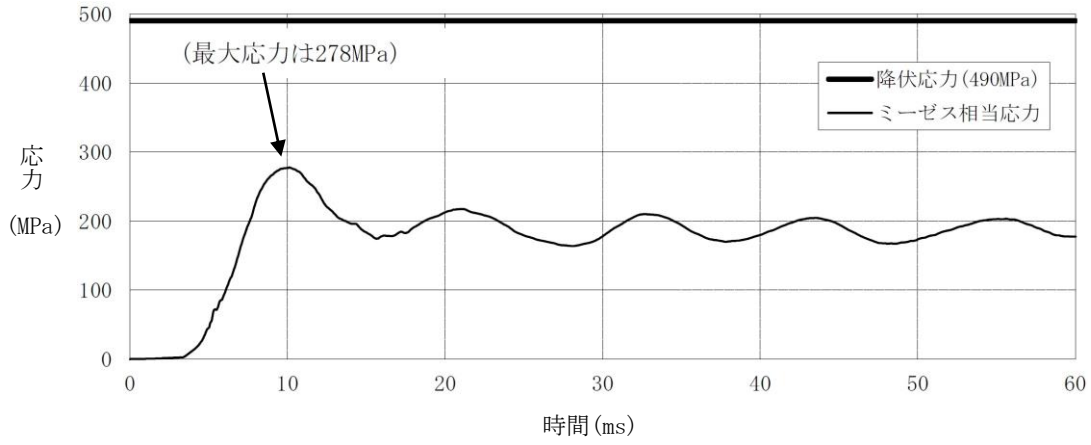


図 6　水蒸気爆発による格納容器下部内側鋼板の応力の変化（初期水張り水位 7m）※1

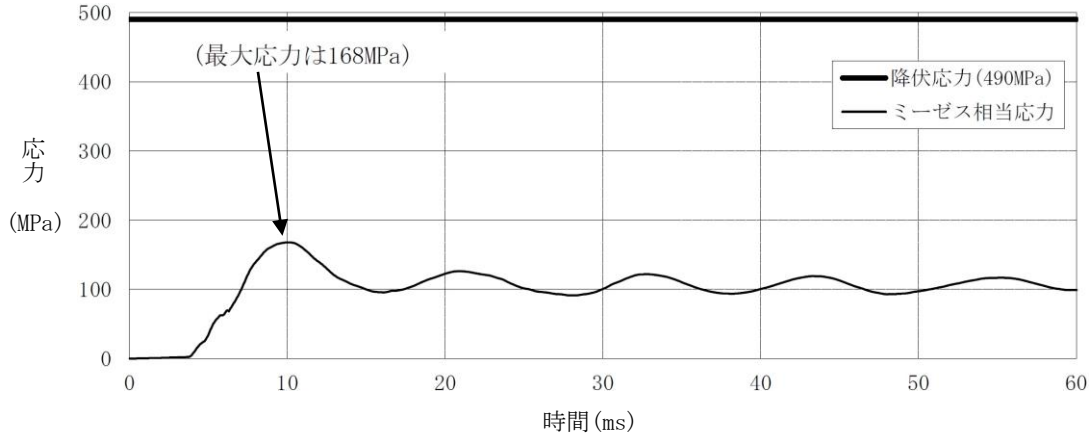


図 7　水蒸気爆発による格納容器下部外側鋼板の応力の変化（初期水張り水位 7m）※1

※1 JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギ(図 5)の最大値を AUTODYN への時刻 0 での入力とし，格納容器下部鋼板の応力の推移(図 6, 7)を評価している。このため，図 5 と図 6，7 の時刻歴は一致しない。

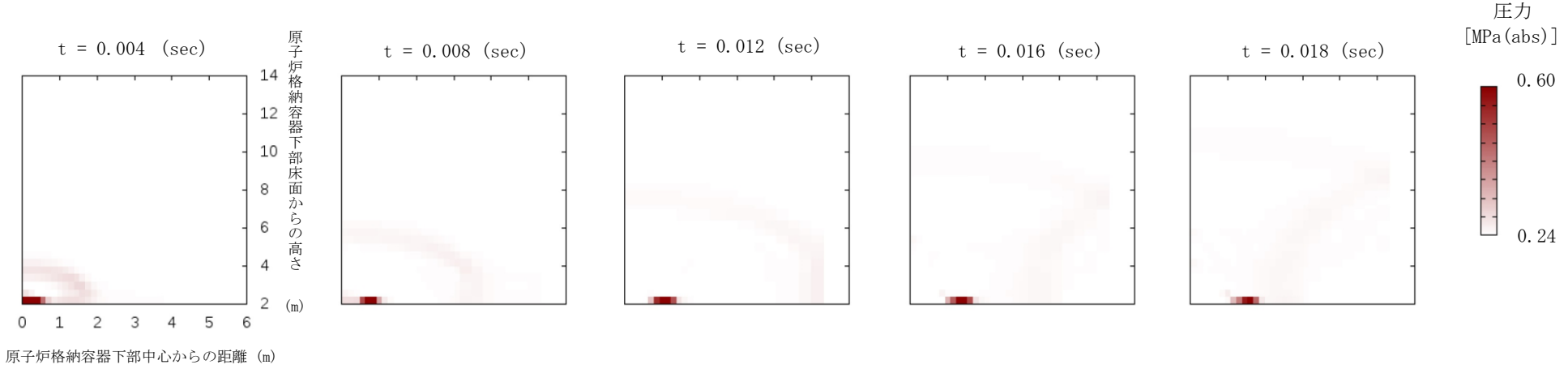
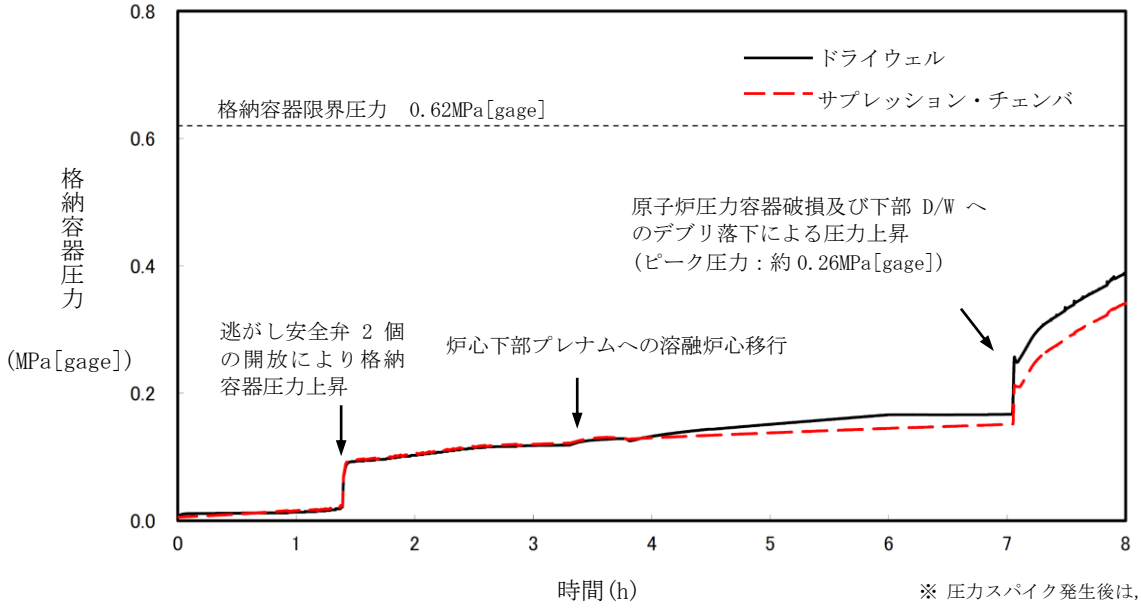


図８　水蒸気爆発が発生した際の格納容器圧力



※ 圧力スパイク発生後は，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 9　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ガス発生，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。 ・ 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 ・ 炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，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（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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に係る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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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おり，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ことから，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を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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（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 ・ TQUV，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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける操作としては，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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）に関する感度解析に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を確認している。 本評価事故シーケンスでは，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。	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）に関する感度解析に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が早まることを確認しているが，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。	本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを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。	溶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及びデブリ粒子径の感度解析により BWR においては原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。このうち，ABWR においては，最も感度のあるエントレインメント係数について感度解析を行った結果，エントレインメント係数を変化させた場合においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （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，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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 7.05MPa[gage] ～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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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 +116cm ～ 約 +119cm） （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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。	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与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	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絡されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合は，9×9 燃料の A 型または B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も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は，9×9 燃料の A 型または B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も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ないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	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%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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り，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること）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。	最確条件とした場合は，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（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980m^3～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560m^3～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^{3}相当分であり，その減少割合は通常時の約 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^{3}相当分であり，その減少割合は通常時の約 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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^{3}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^{3}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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^{3}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^{3}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。
	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として設定 最確条件を包絡できる条件	運転員等操作としては原子炉圧力容器下鏡部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への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。	最確条件とした場合は，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（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）(2/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage] ～約 7kPa[gage] （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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 0.50MPa 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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 0.50MPa 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。
	格納容器温度	57℃	約 43℃～約 62℃ （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原子炉圧力容器下鏡部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への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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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温度上昇率は約 7 時間で約 89℃であるのに対して，ゆらぎによる温度上昇量は約 5℃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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・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 35℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，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。	最確条件とした場合は，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原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，原子炉格納容器下部プール水温度が低い場合は，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，圧力スパイクに寄与する水蒸気の発生量が低下することで格納容器圧力の上昇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の観点では，低い水温は厳しめの評価を与えるが，水温の変化に対する水蒸気爆発のエネルギの感度は小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^{3}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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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）(3/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
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	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断 LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施すること）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。 （添付資料 3.3.6）	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。感度解析は，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解析条件と同様，電源の有無にかかわらず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ことを考慮したものである。その結果，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 0.49MPa[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，原子炉格納容器の限界圧力の 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 3.3.6）
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	－	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の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	－
	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。
	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。
		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。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：70m³/h にて原子炉格納容器へスプレイ	原子炉圧力容器破損前：70m³/h 以上で原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	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及び温度上昇の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及び温度上昇の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。
	格納容器下部注水系（常設）	事前水張り時：90m³/h で注水	事前水張り時：90m³/h で注水	原子炉圧力容器破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき水位 2m 到達まで水張り可能な流量として設定	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。

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（原子炉圧力容器外の溶融燃料－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	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	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。90m³/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	【認知】 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。 【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。 【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8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。 【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，それに時間余裕を含めて操作時間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及び格納容器下部水位を監視し，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。 【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。 【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。	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，格納容器下部への注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 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（現場）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。	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，原子炉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の上昇傾向を監視しながらあらかじ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。	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，原子炉圧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。

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※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，BWR, MARK-I 改良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。

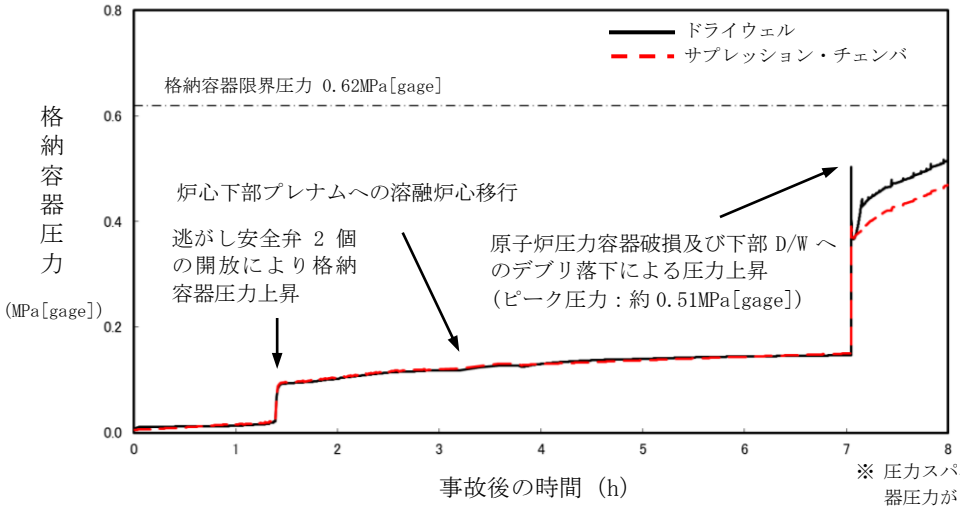
以　上

表 1　解析条件のまとめ

条件	ベースケース	感度解析ケース	
エントレインメント係数	□	□	□
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

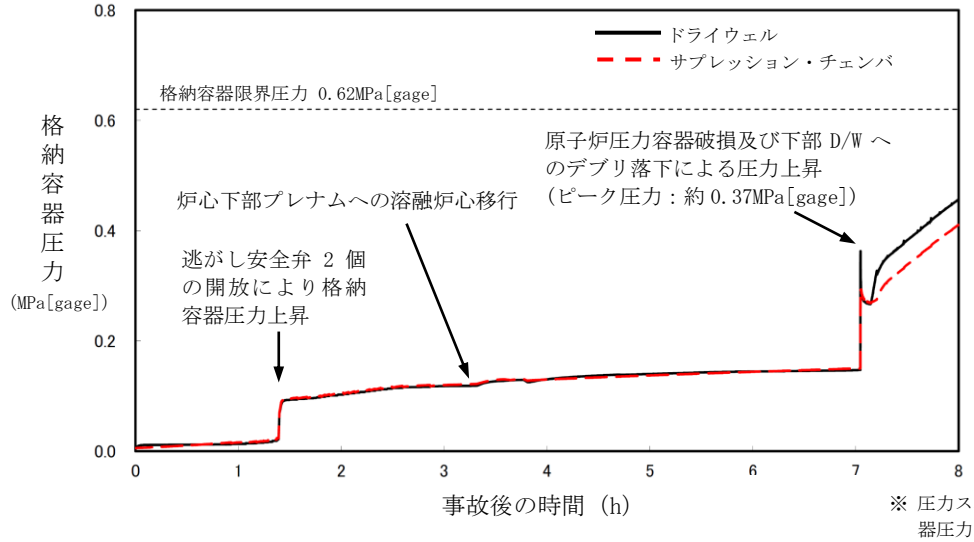
表 2　解析結果のまとめ

事象	ベースケース	感度解析ケース (最小値)	感度解析ケース (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
溶融炉心落下による PCV ピーク圧力	約 0.51MPa[gage]	約 0.37MPa[gage]	約 0.56MPa[gage]



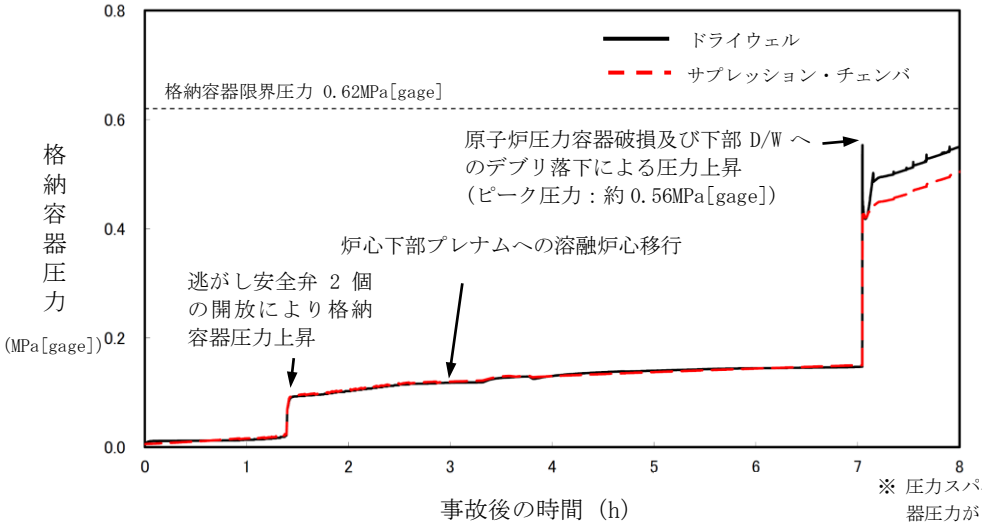
※ 圧力スパイク発生後は，格納容器圧力が 0.465MPa 以上で格納容器スプレイを実施し，格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

図 1　格納容器圧力の時間的変化（ベースケース）



※ 圧力スパイク発生後は，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））



※ 圧力スパイク発生後は，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））

プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧力スパイクへの影響

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，圧力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 の場合の圧力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とおり。この他の評価条件は，ベースケースの評価条件と同等である。

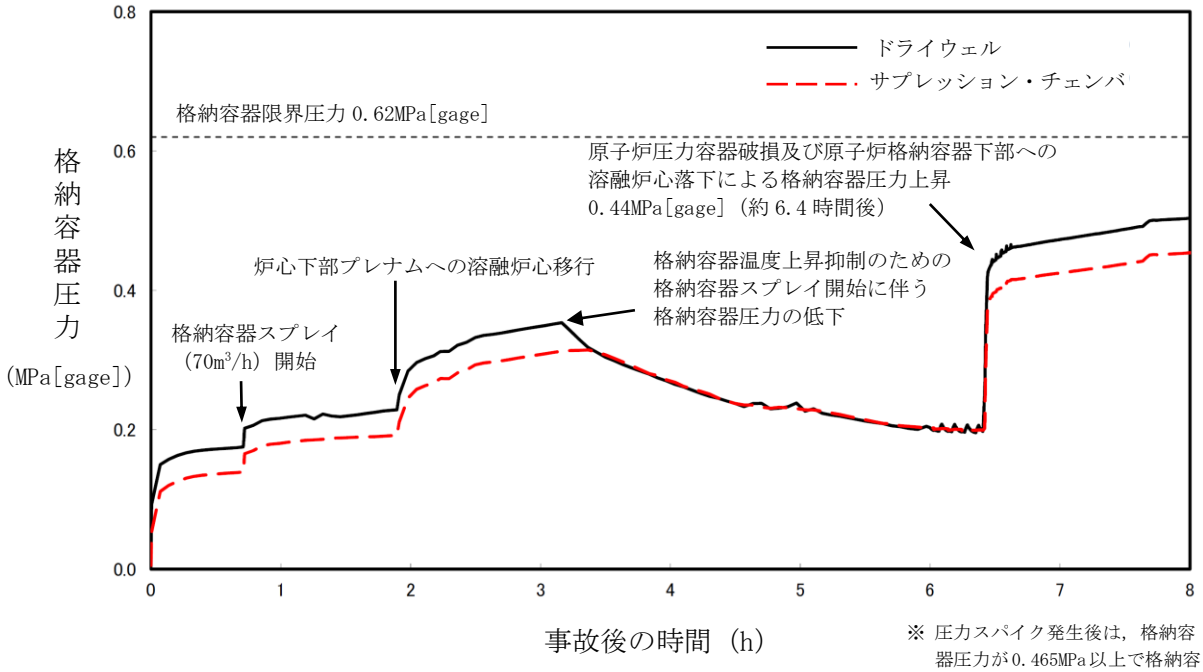
- 起因事象を大破断LOCAとし，事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」とした。
- 格納容器温度制御の観点で評価上の必要が生じたため，格納容器温度が190℃に到達した場合には流量70m^3/hでのドライウェルスプレイを実施し，格納容器温度が171℃に到達した時点でドライウェルスプレイを停止するものとした。

3. 評価結果

格納容器圧力の評価結果を図 1，格納容器温度の評価結果を図 2 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，圧力スパイクのピーク値は約0.44MPa[gage]であり，圧力スパイクのピーク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0.62MPa[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ことを確認した。

以　上



※ 圧力スパイク発生後は，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 1　格納容器圧力の推移

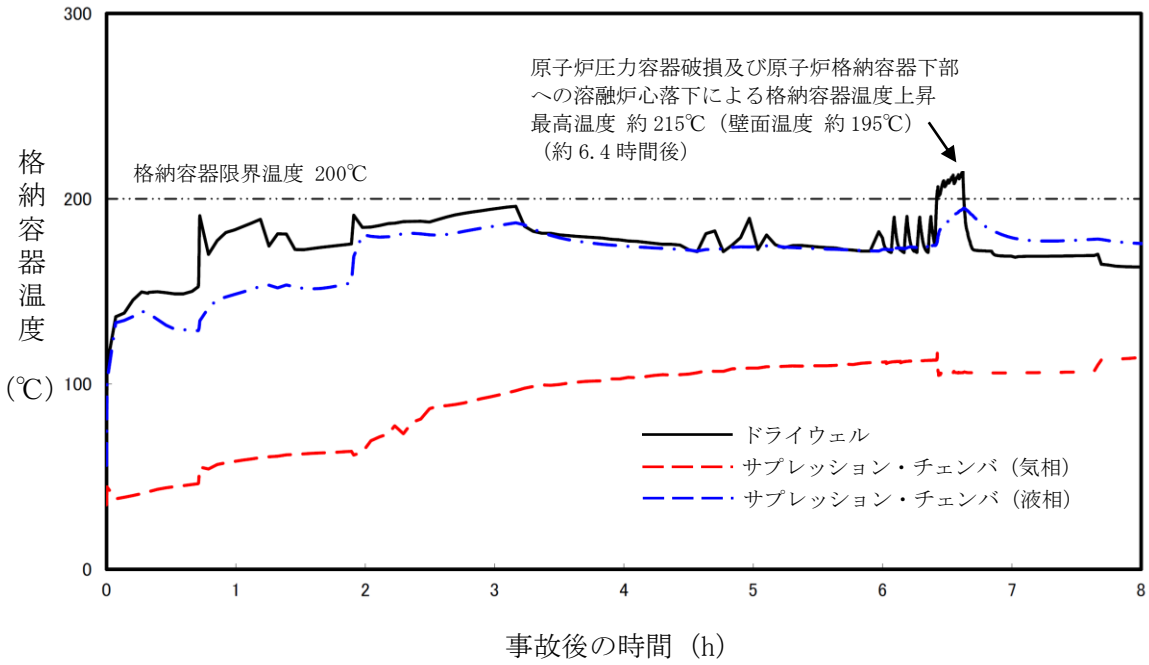


図 2　格納容器気相部温度の推移

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，確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「水素燃焼」の観点で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，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解，金属腐食，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ガス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ガス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，ジルコニウムー水反応等によって発生する水素ガスと原子炉格納容器内の酸素ガスが反応することによって激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードは，窒素ガス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領域に至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ガス発生に対しては「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，格納容器下部注水によって水素ガス発生を抑制する。

なお，6 号及び 7 号炉において重大事故が発生した場合，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は 13vol%[※1] 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，水素濃度及び酸素

濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であるが，特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また，水の放射線分解，金属腐食，溶融炉心・コンクリート相互作用等による水素ガス発生の影響は小さい。

※1　原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol%以下又は酸素濃度が 5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。

(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，窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により，水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」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 代替循環冷却系を使用する場合」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 格納容器破損防止対策」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，酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，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ている「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 代替循環冷却系を使用する場合」と同じ評価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 代替循環冷却系を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は，「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで，原子炉格納容器内の気体が排出され，水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し，水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下するとともに，サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで，水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され，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 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におけるリロケーション，構造材との熱伝達，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生，原子炉圧力容器内 FP 挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 3.4.1 表に示す。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．初期条件

(a) 酸素濃度

原子炉格納容器の初期酸素濃度並びに水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガス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ー水反応による水素ガス発生量

炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は，解析コード MAAP の評価結果から得られた値を用いた。これは，窒素ガス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原子炉格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コード MAAP の評価結果で

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，水素ガスが発生した場合，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ガスの濃度は低下する。

(b) 水の放射線分解による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ガス及び酸素ガスの発生量は，解析コード MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素ガス及び酸素ガスの発生割合（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の吸収割合は，原子炉圧力容器内については，ベータ線，ガンマ線ともに 0.1，原子炉圧力容器外の核分裂生成物については，ベータ線，ガンマ線ともに 1 とする。

（添付資料 3.4.2）

(c) 金属腐食等による水素ガス発生量

原子炉格納容器内の亜鉛の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素ガスの発生量は，ジルコニウムー水反応による水素ガス発生量に比べて少なく，また，水素ガスの発生は，原子炉格納容器内の水素濃度を上昇させ，酸素濃度を低下させると考えられることから，金属腐食等による水素ガス発生量は考慮しない。

（添付資料 3.1.2.4，3.4.5）

(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 代替循環冷却系を使用する場合」と同じ

であることから，有効性評価の結果は「3.1.2.2（4）有効性評価の結果」と同じである。このほかに，本評価事故シーケンス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）の推移を第3.4.1図から第3.4.6図に，事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を第3.4.2表に示す。

ａ．事象進展

事象進展は3.1.2.2（4）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，全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して水素ガスが発生する。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ー水反応は停止する。発生した水素ガス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ェルに流入する。また，原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内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ガス及び酸素ガスが発生する。代替循環冷却系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，事象発生から7日後までの間，原子炉格納容器の初期酸素濃度である3.5vol%を上回ることはなく，酸素ガス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。

ドライ条件では，事象発生の約 5 時間後から約 18 時間後までの間，ドライウェルにおける酸素濃度が可燃限界である 5vol%を上回る。この間，ウェット条件では，LOCA 後のブローダウンによって，ドライウェ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ェル内が満たされるため，ドライウェル内のほぼ 100%が水蒸気となっている。そのため，この間のドライ条件でのドライウェル内の気体組成は，ほぼ水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となり，そのウェット条件での濃度は 1vol%未満（約 0.2vol%）である。また，ドライウェル内の非凝縮性ガス(水素ガス，酸素ガス及び窒素ガス)の分圧の和は大気圧よりも低く，0.02MPa [abs]未満(水素及び酸素の分圧の和は 0.01MPa[abs]未満)である。この間のサプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約 5vol%であり，サプレッション・チェンバ内の全圧が 0.50MPa[abs]以上であることから，非凝縮性ガス(水素ガス，酸素ガス及び窒素ガス)の分圧は少なくとも 0.47MPa[abs]以上である。このため，仮にドライウェル内の水蒸気が凝縮してドライウェル内の圧力が低下し，相対的に水素濃度及び酸素濃度が上昇しても，ドライウェル内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界を上回る前に，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。このため，この間においてドライウェルの酸素濃度が現実に可燃限界である 5vol%を上回ることはない。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，ドライウェルにおいて約 3.7vol%，サプレッション・チェンバにおいて約 3.9vol%である。したがって，格納容器スプレイの誤動作等により水蒸気量が低下しても，可燃限界である 5vol%に達することはない。

その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し，原子炉格納容器内の水素及び

酸素濃度が可燃領域に至る場合については，格納容器ベントによって，その水素濃度及び酸素濃度を低減することで，安定状態を維持できる。

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，原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。なお，事象発生の 168 時間後における崩壊熱は約 11.6MW であるが，これに相当する水蒸気発生量は約 $2.3\times10^{4}Nm^{3}/h$ である。このため，水素燃焼の可能性の有無は，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，酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また，(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。(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，「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 代替循環冷却系を使用する場合」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溶融炉心が落下しない場合の評価であるが，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生の影響については，「3.5 溶融炉心・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 代替循環冷却系を使用する場合」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

初期条件の酸素濃度は，解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約3vol%以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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。

事故条件の炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は，解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素ガス量に対して，最確条件は事象進展に依存するものであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，水素ガス発生量が変動する可能性があるが，本評価事故シーケンスにおいては水素ガス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。

金属腐食等による水素ガス発生量は，最確条件とした場合は，水素ガス発生量が増加するため，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，解析条件の水素ガス：0.06，酸素ガス：0.03に対して最確条件は同じであるが，G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）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に係る運転員等の操作については，「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」において，成立性を確認している。また，耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）

を用いる場合は，あらかじめ不活性ガスによる大気開放ラインのパージを実施するほかはおおむ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

初期条件の酸素濃度は，解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約3vol%以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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ー水反応による水素ガス発生量は，解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は，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ー水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。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，第3.4.7図及び第3.4.8図に示すとおり，全炉心内のジルコニウム量の約18.2%が水と反応し，炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は1割程度増加するが，ウェット条件における酸素濃度は，酸素ガス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。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遅れた場合，第3.4.9図及び第3.4.10図に示すとおり，全炉心内のジルコニウム量の約17.1%が水と反応し，炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は3%程度増加するが，ウェット条件における酸素濃度は，酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約3.9vol%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。

金属腐食等による水素ガス発生量は，最確条件とした場合は，水素ガス発生量が増加するため，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。

事故条件の水の放射線分解によるG値は，解析条件の水素ガス：0.06，酸素ガス：0.03に対して最確条件は同じであるが，G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し，原子炉格納容器内の気体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。

G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合について，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G値（水素ガス：0.4，酸素ガス：0.2）を使用した感度解析を実施した。第3.4.11図から第3.4.15図に示すとおり，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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）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，減圧沸騰による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。また，ドライ条件では，ドライウェルの酸素濃度が5vol%を超えるが，これはドライウェルの大部分が継続的に水蒸気で占められるためであり，実際の状況下でドライ条件となり，水素燃焼が発生することはない。

ドライ条件とならないことを確認するため，水蒸気の凝縮が過剰に進む場合として，格納容器圧力が最も低下する事象発生から7日後（168時間後）において，残留熱除去系による格納容器スプレイをドライウェルに連続で実施した場合を評価し，原子炉格納容器内の気相濃度の推移を確認した。第3.4.16図から第3.4.18図に示すとおり，格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても，格納容器スプレイ開始後約4時間（原子炉格納容器内が負圧となる時間）までは，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至ることはない。なお，ベント弁を開放している状況下で格納容器スプレイを実施する手順とはしておらず，格納容器スプレイにインターロックによる自動起動はないことから誤動作のおそれはない。運転員の誤操作によって格納容器スプレイを連続で実施しても，原子炉格納容器内が負圧に至るまでは格納容器スプレイ開始から約4時間の時間余裕がある。また，格納容器スプレイの停止操作は中央制御室での簡易な操作であることから，

約4時間の時間余裕の間での運転員による格納容器スプレイの停止に期待できる。このため，現実として原子炉格納容器内が負圧になることはなく，したがって原子炉格納容器内がドライ条件になることはない。

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 代替循環冷却系を使用しない場合」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 代替循環冷却系を使用しない場合」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なる。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 代替循環冷却系を使用しない場合」の評価結果である約2.0TBqを超えることはなく，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． 操作条件」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。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

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 代替循環冷却系を使用する場合」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 必要な要員及び資源の評価」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，ジルコニウムー水反応等によって発生した水素ガスと，水の放射線分解によって発生した酸素ガス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，原子炉格納容器の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，窒素ガス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，酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，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てい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。

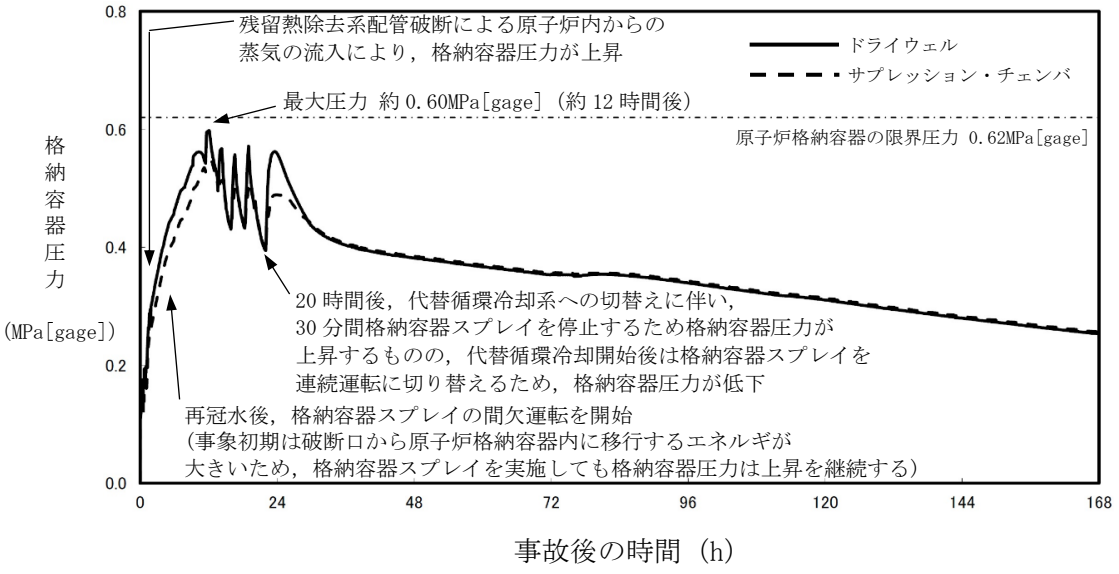
上記の場合においても，窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不

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なく，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

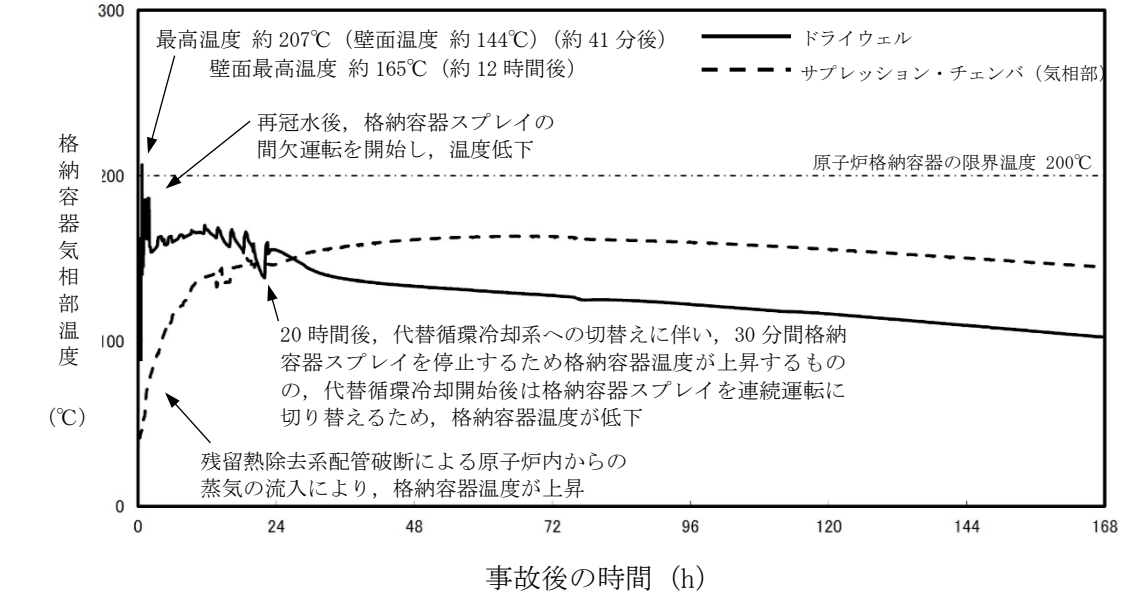
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

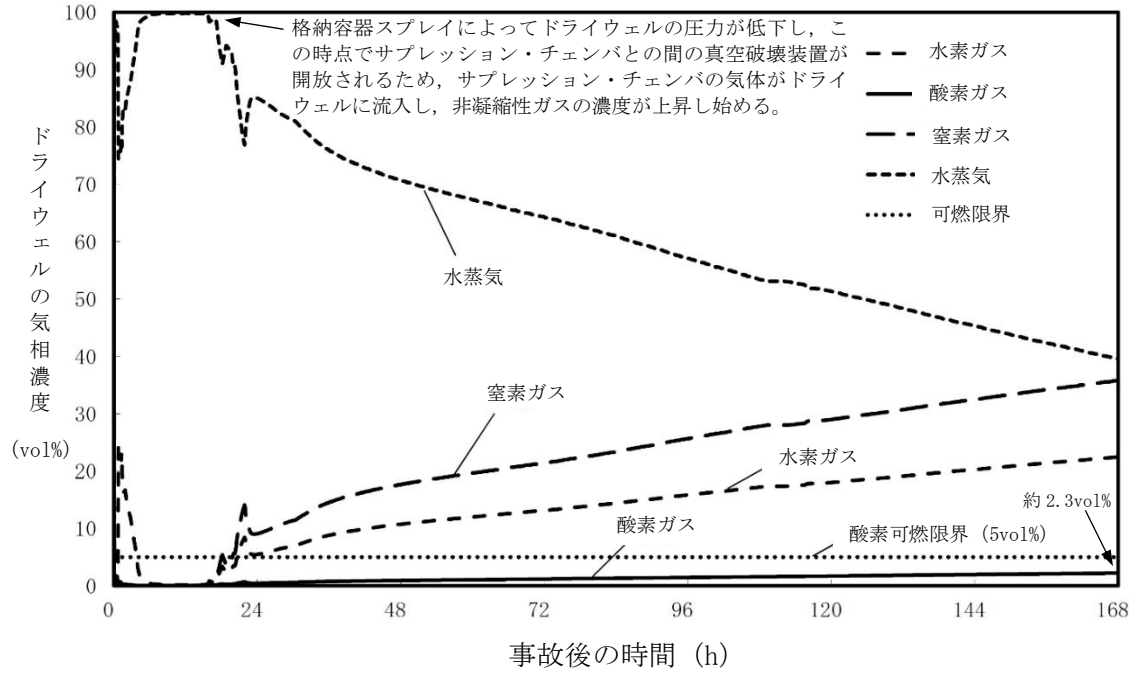
以上のことから，窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。



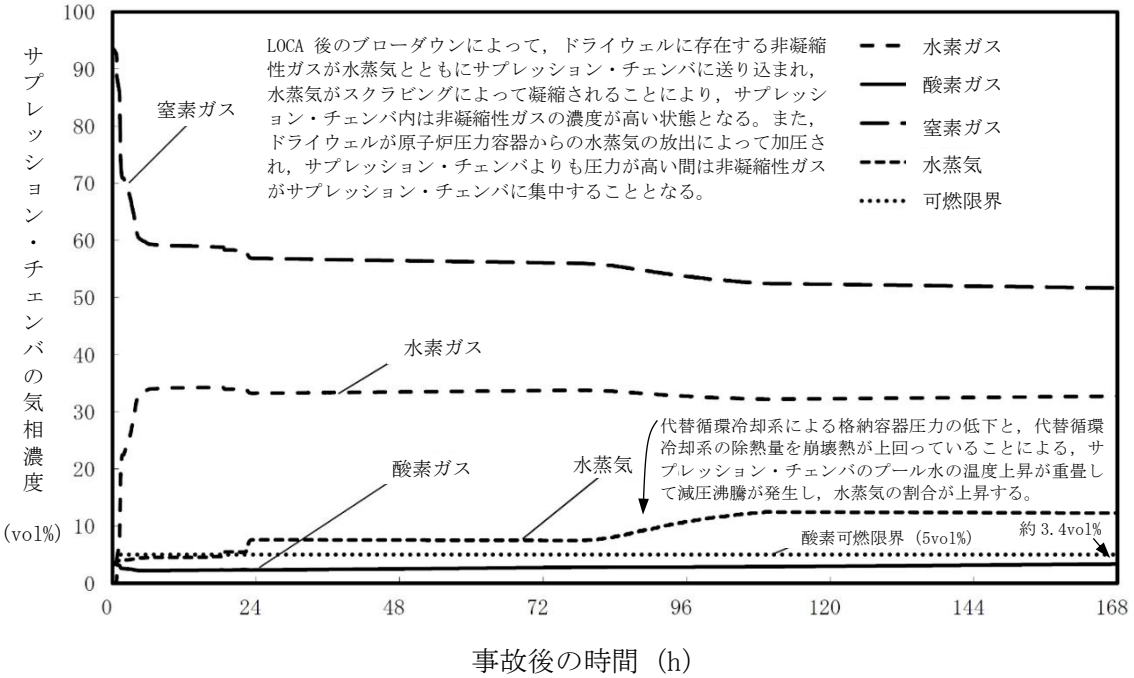
第 3.4.1 図　格納容器圧力の推移



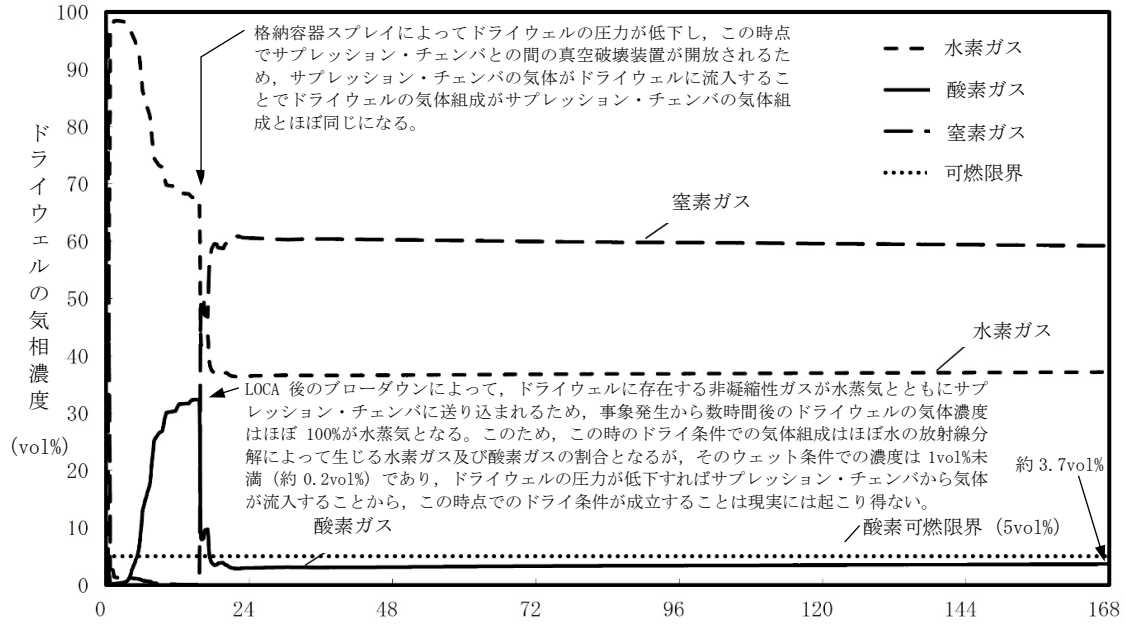
第 3.4.2 図　格納容器気相部温度の推移



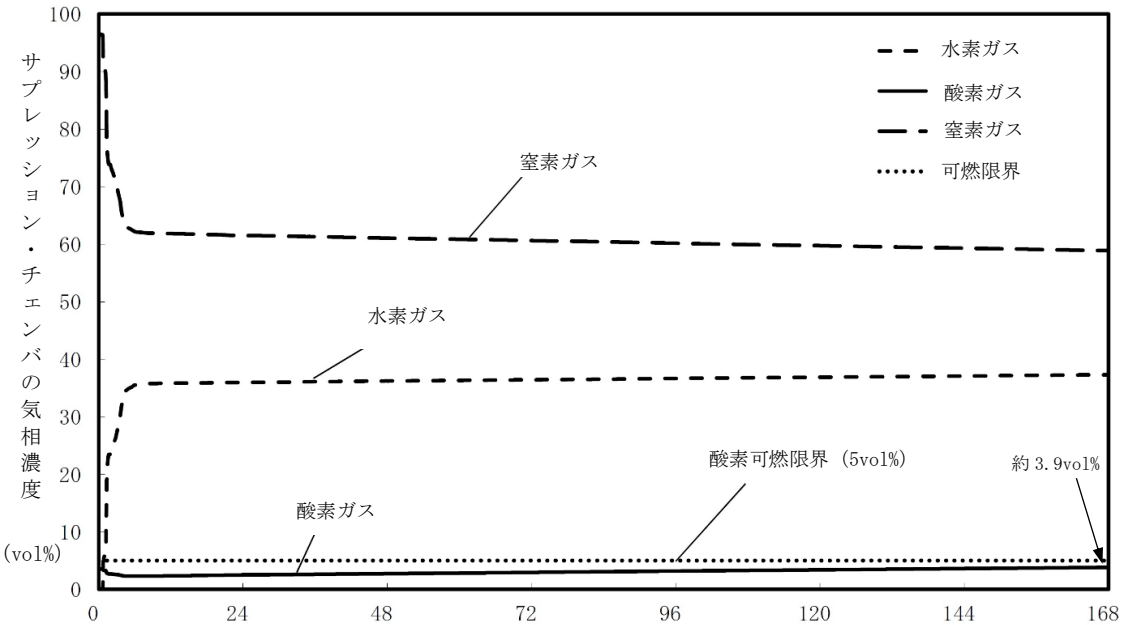
第 3.4.3 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



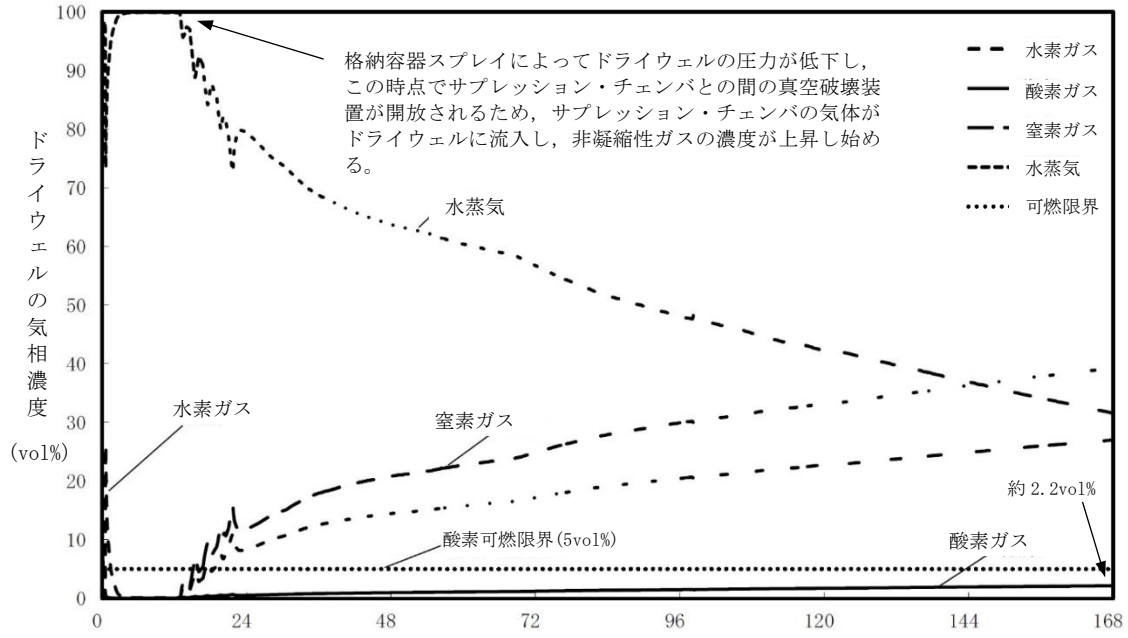
第 3.4.4 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）



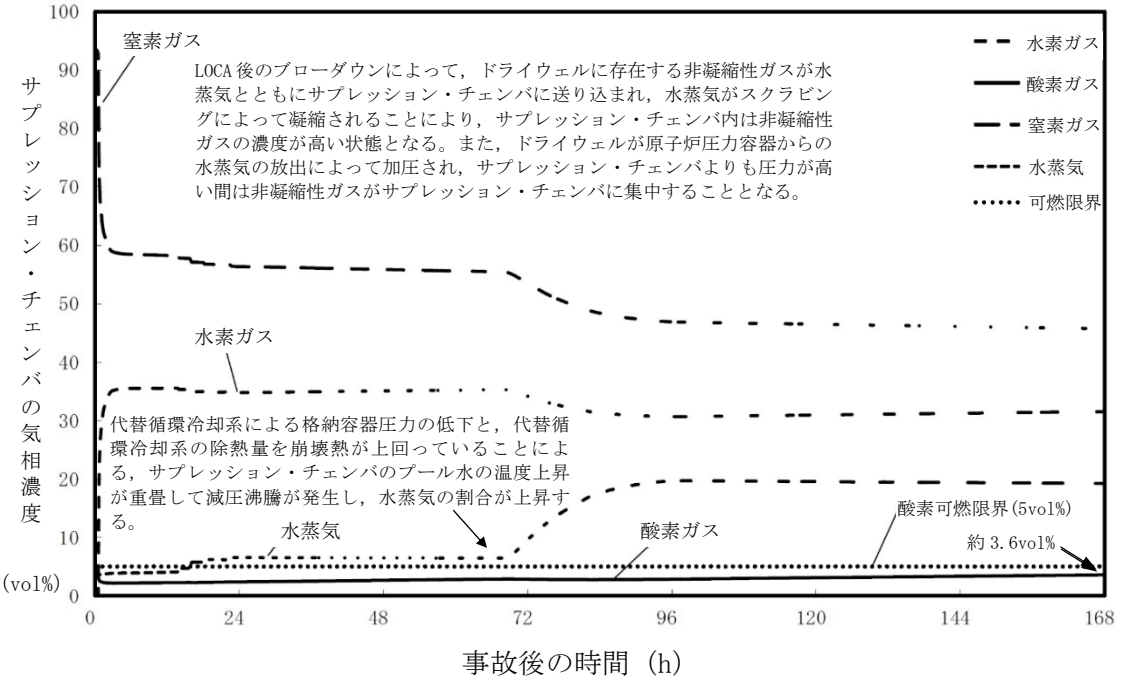
第 3.4.5 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



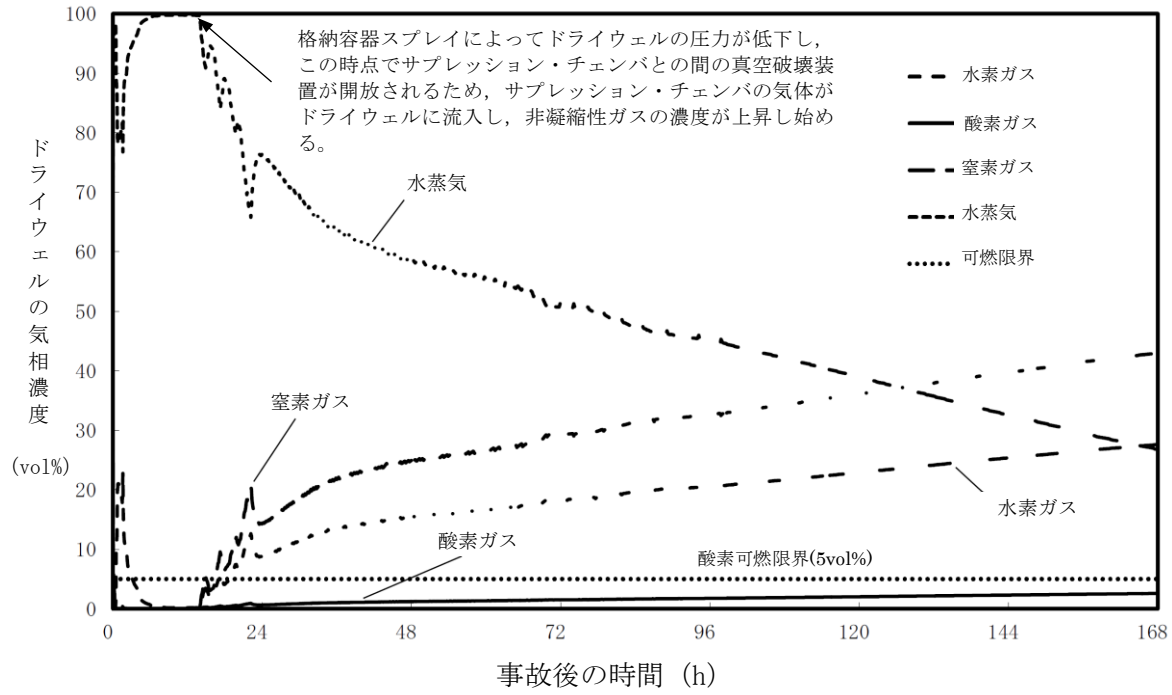
第 3.4.6 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



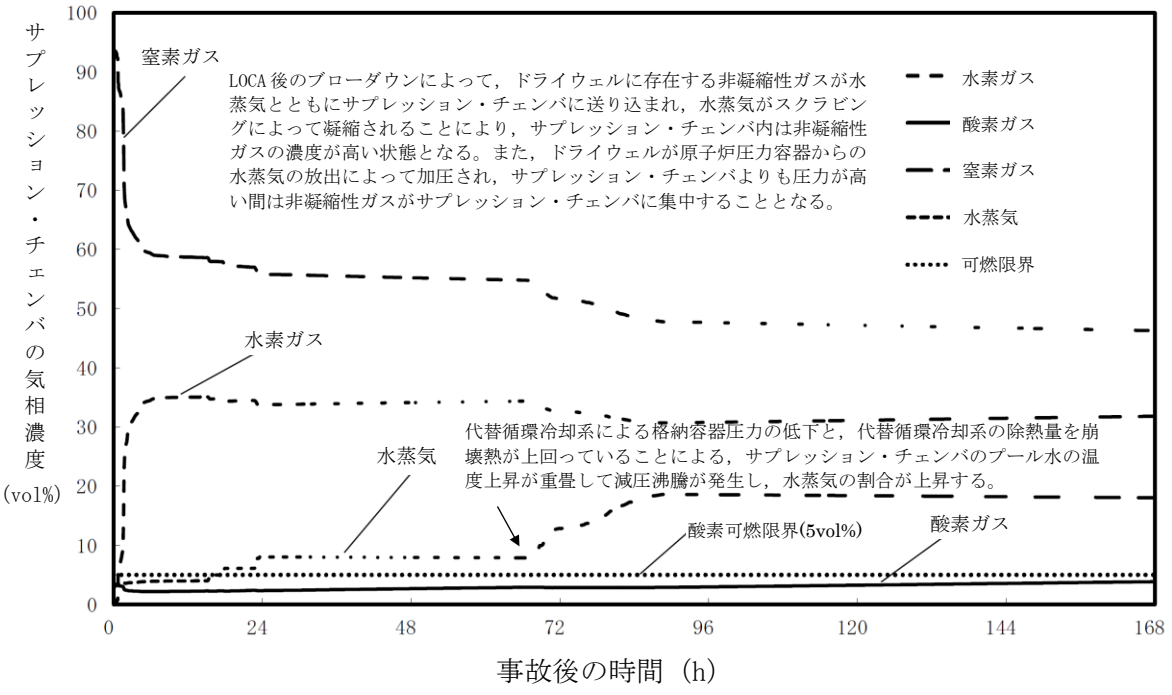
第 3.4.7 図　事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



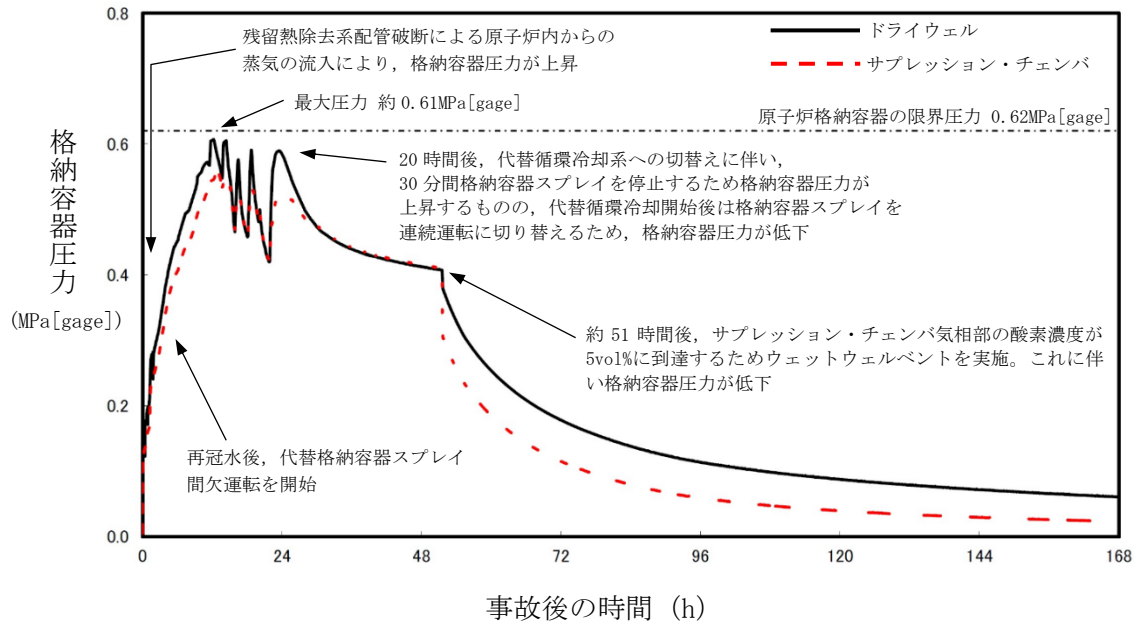
第 3.4.8 図　事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）



第 3.4.9 図　事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）

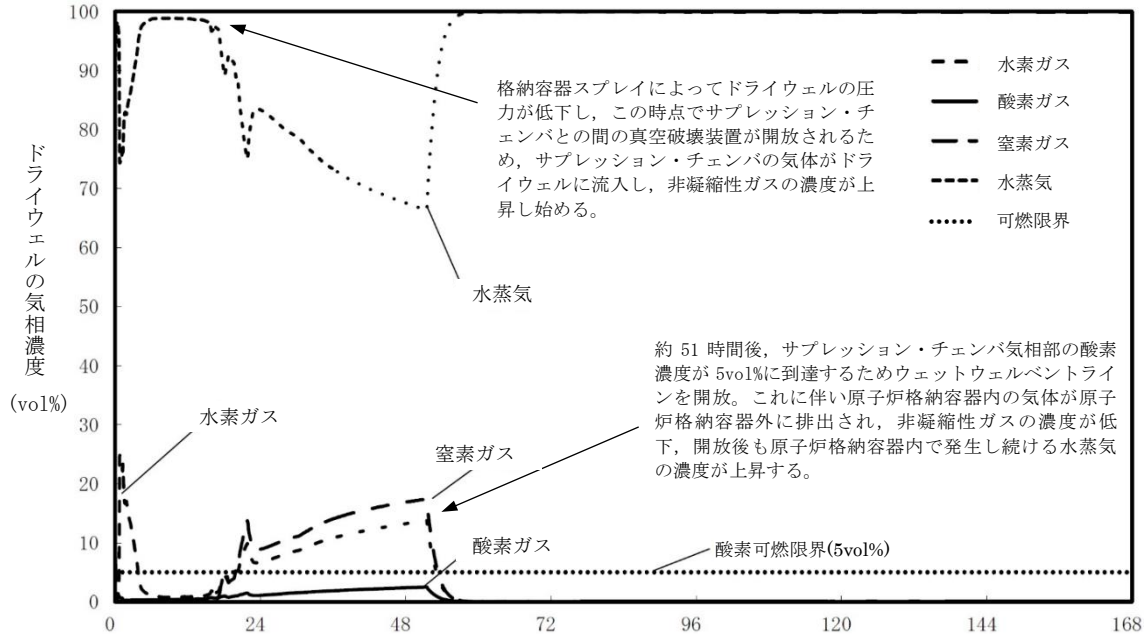


第 3.4.10 図　事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）

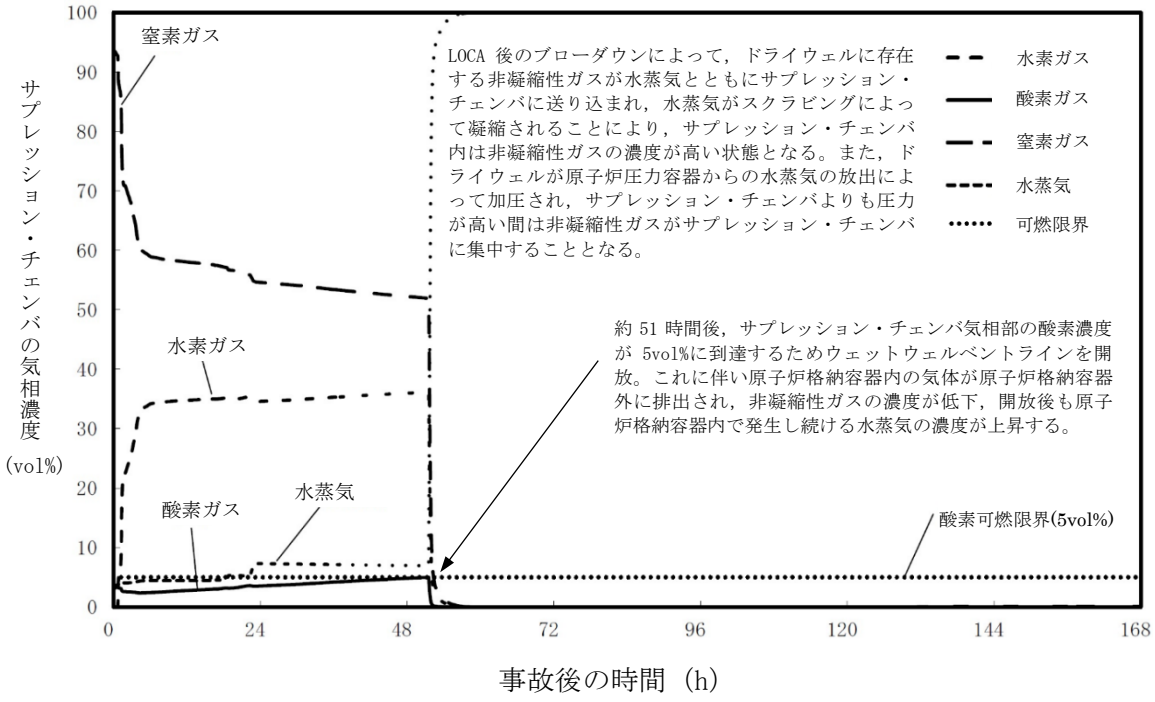


第 3.4.11 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移※

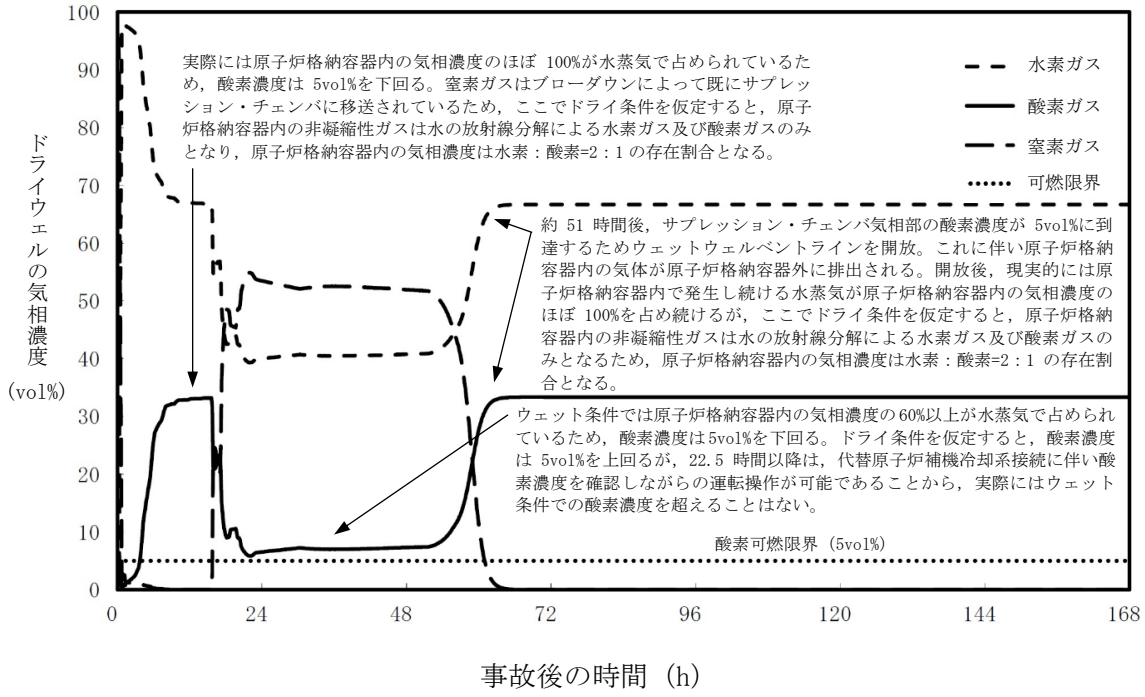
※　本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し，水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため，事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は，「3.1.2　代替循環冷却系を使用する場合」の第 3.1.2.11 図及び第 3.4.1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの，完全には一致しない。



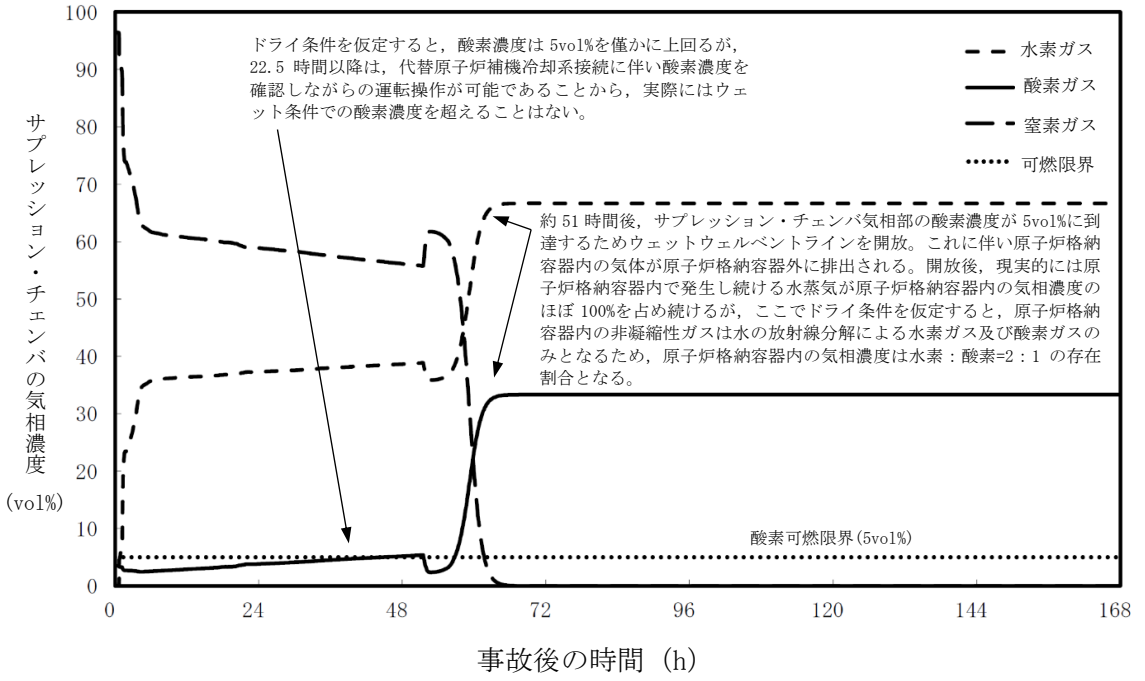
第 3.4.12 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



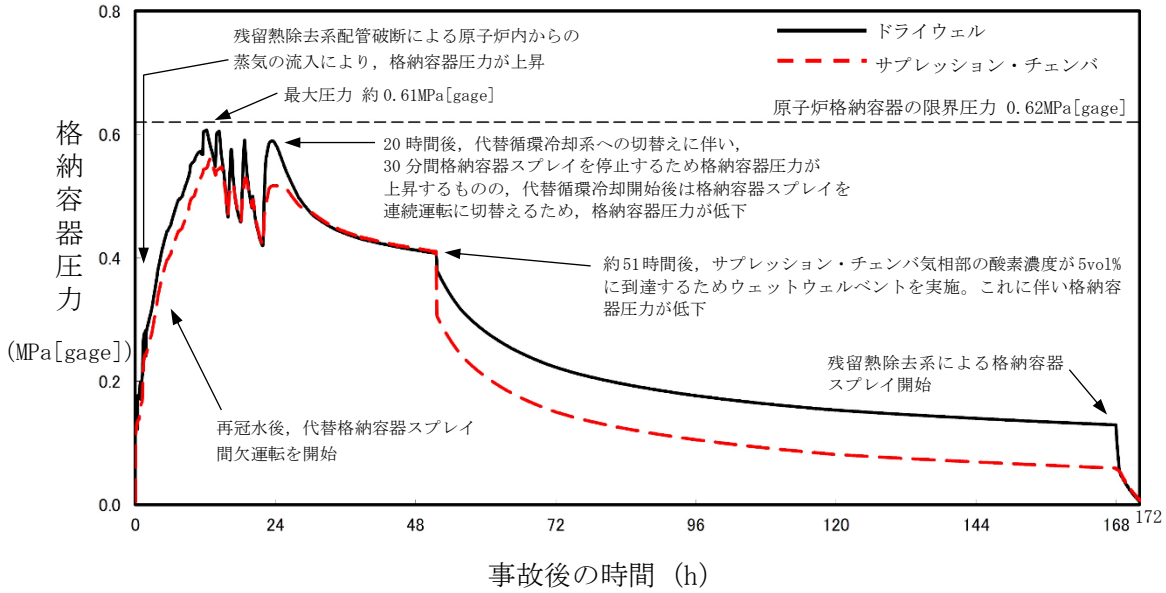
第 3.4.13 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）



第 3.4.14 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）

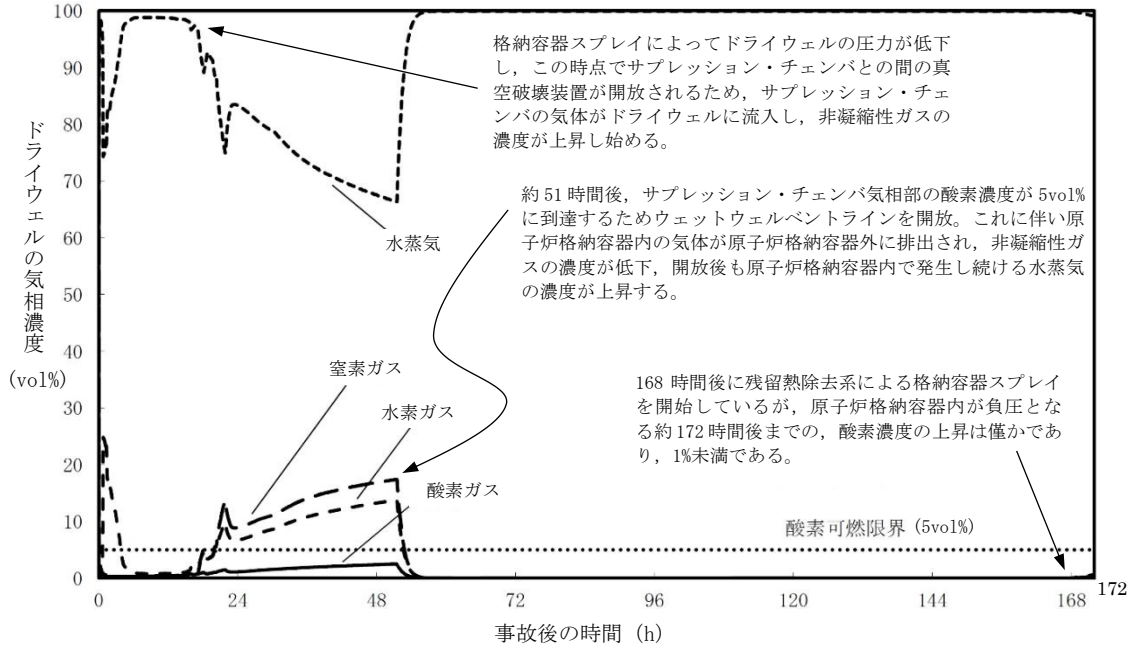


第 3.4.15 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）

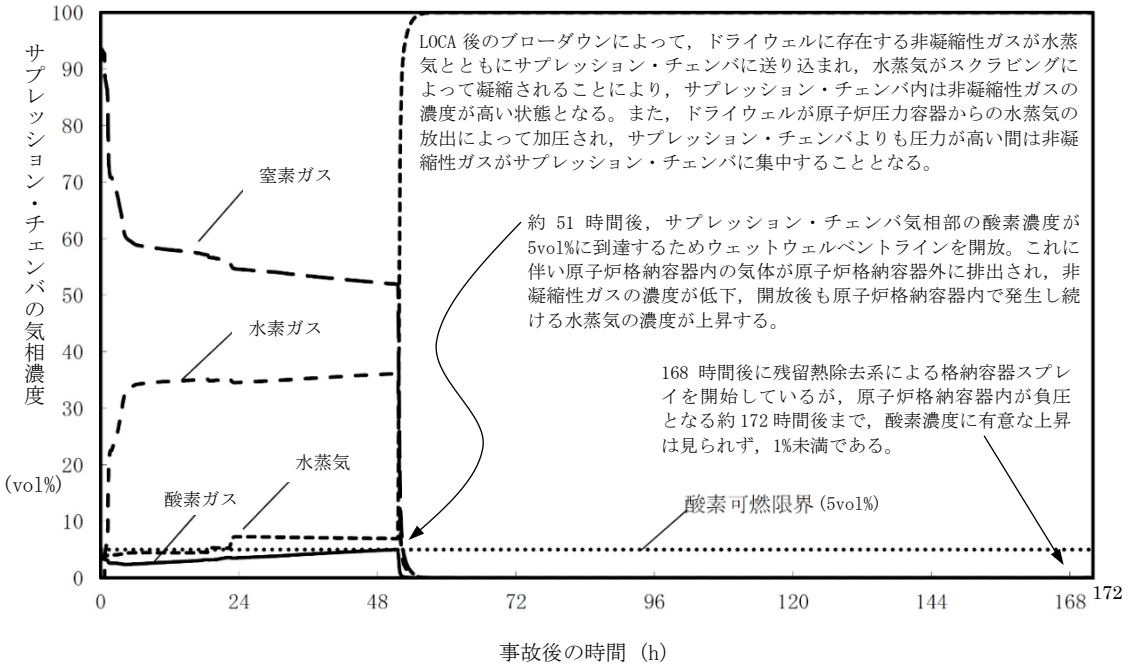


第 3.4.16 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移
（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェル
スプレイ（954m^3/h）を連続で実施）※

※本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し，水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため，事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は，「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」の第 3.1.2.11 図及び第 3.4.1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの，完全には一致しない。



第 3.4.17 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェルスプレイ（954m^3/h）を連続で実施）



第 3.4.18 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェルスプレイ（954m^3/h）を連続で実施）

第 3.4.1 表　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	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－水反応による水素ガス発生量	全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が水と反応して発生する水素ガス量	解析コード MAAP による評価結果
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	水素ガス：0.06 分子/100eV 酸素ガス：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

第 3.4.2 表　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%）
ドライウェル	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[1] [2]の結果を踏まえ，水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG値を$G(H_2) = 0.06$, $G(O_2) = 0.03$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とおり。この他の評価条件は，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ガス及び酸素ガスのG値を$G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$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。
- 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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）（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に示すとおり，事象進展を通じて酸素濃度が5vol%を上回る時間帯があるが，図3及び図4に示すとおり，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ガス及び酸素ガス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ない(5. に確認結果を示す。)。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%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とおりであっても，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 代替循環冷却系を使用しない場合」において示した値を下回る※。

※「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」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1.4×10^{-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を使用しないものとし，その除染係数1,000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 代替循環冷却系を使用しない場合」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。

5. ドライ条件とならないことの確認

原子炉格納容器内がドライ条件とならないことを確認するため，水蒸気の凝縮が過剰に進む場合として，上記の評価結果において格納容器圧力が最も低下する事象発生から7日後(168時間後)において，残留熱除去系による格納容器スプレイ(流量954m^3/h)をドライウェルに連続で実施した場合を評価し，格納容器内の気相濃度の推移を確認した。図7から図10に示すとおり，格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても，格納容器スプレイ開始後約4時間(原子炉格納容器内が負圧となる時間)までは，格納容器内の水素ガス及び酸素ガスが可燃限界に至ることはない。なお，ベント弁を開放している状況下で格納容器スプレイを実施する手順とはしておらず，格納容器スプレイにインターロックによる自動起動はないことから誤動作の恐れはない。運転員の誤操作によって格納容器スプレイを連続で実施しても，格納容器内が負圧に至るまでは格納容器スプレイ開始から約4時間の時間余裕がある。また，格納容器スプレイの停止操作は中央制御室での簡易な操作であることから，約4時間の時間余裕の間での運転員による格納容器スプレイの停止に期待できると考えられる。このため，現実として格納容器内が負圧になることはなく，従って原子炉格納容器内がドライ条件になることはない。

6. 参考文献

[1]「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

[2]「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

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 ($G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$)	ベースケース ($G(H_2) = 0.06$, $G(O_2) = 0.03$)	評価項目
酸素濃度 (ドライウェル)	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ェルベントラインの開放によって，ドライウェル及びサプレッション・チェンバともに 5vol%未満に低減。	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 3.4vol% (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 ($G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$)	ベースケース ($G(H_2) = 0.06$, $G(O_2) = 0.03$)	評価項目
酸素濃度 (ドライウェル)	ウェット条件での酸素濃度 5vol%到達に伴いウェットウェ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ガス及び酸素ガスのみとなり，ドライ条件での格納容器内の気相濃度は水素ガス:酸素ガス=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 3.7vol% (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)		約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

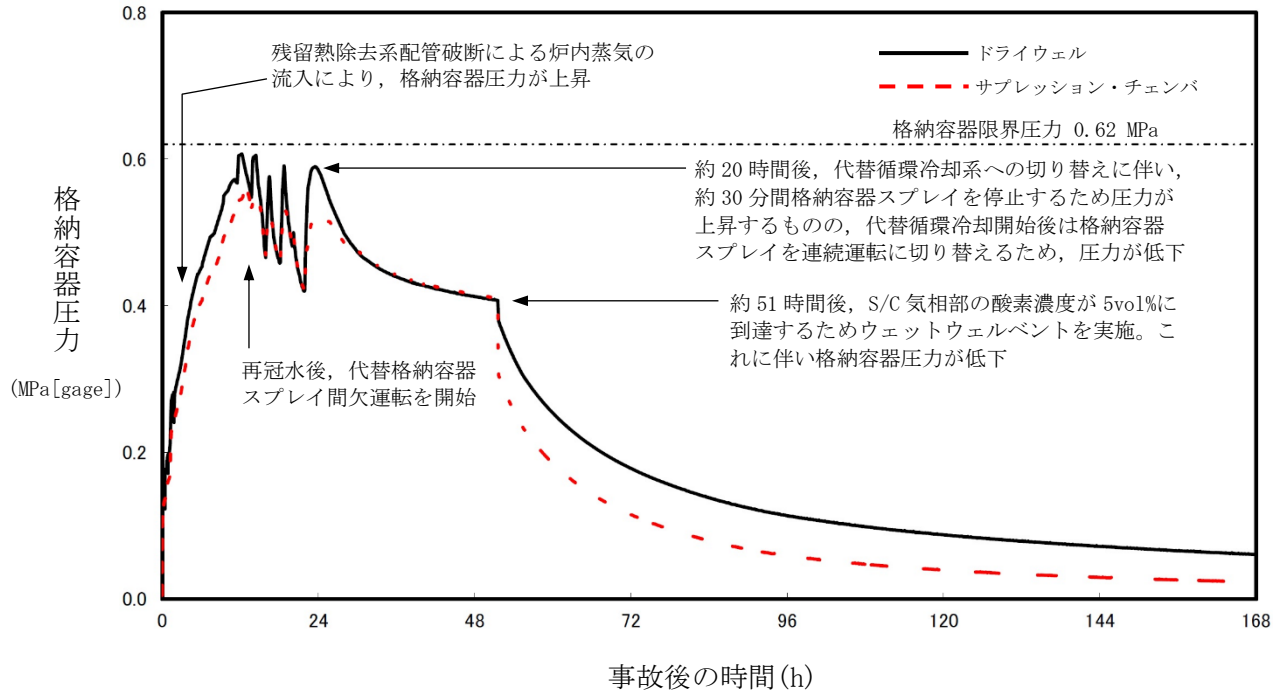


図 1　格納容器圧力の推移

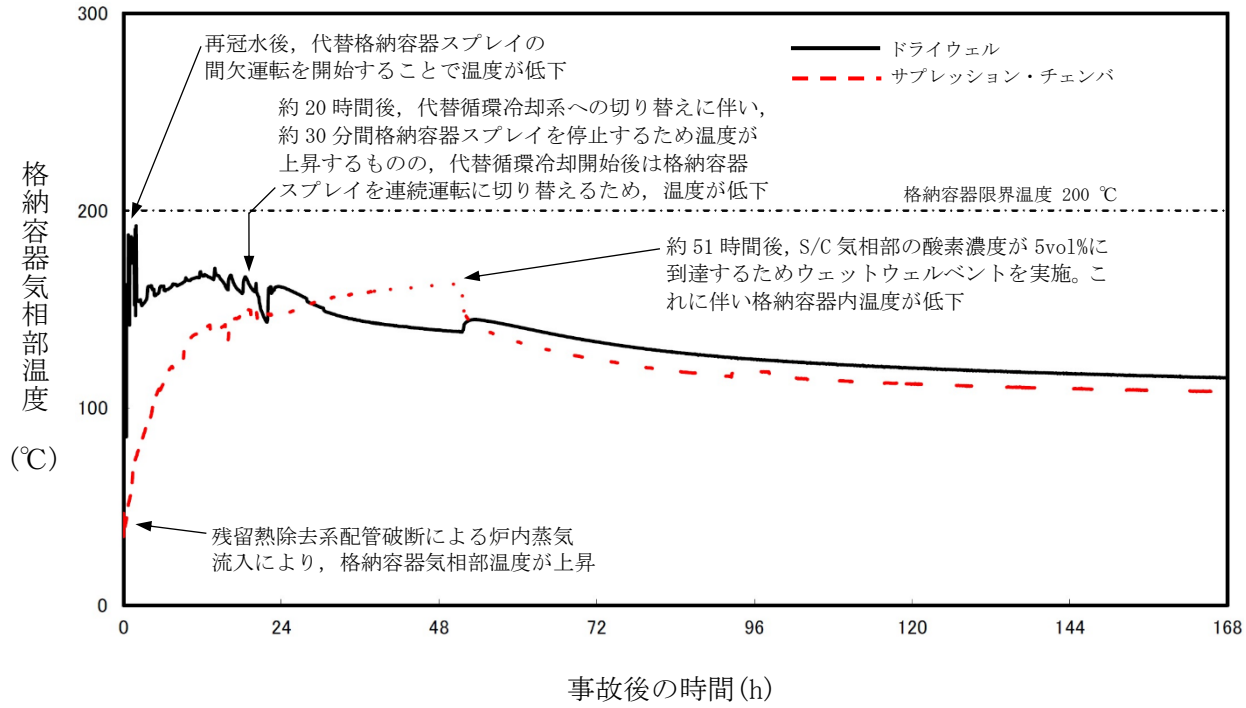


図 2　格納容器気相部温度の推移

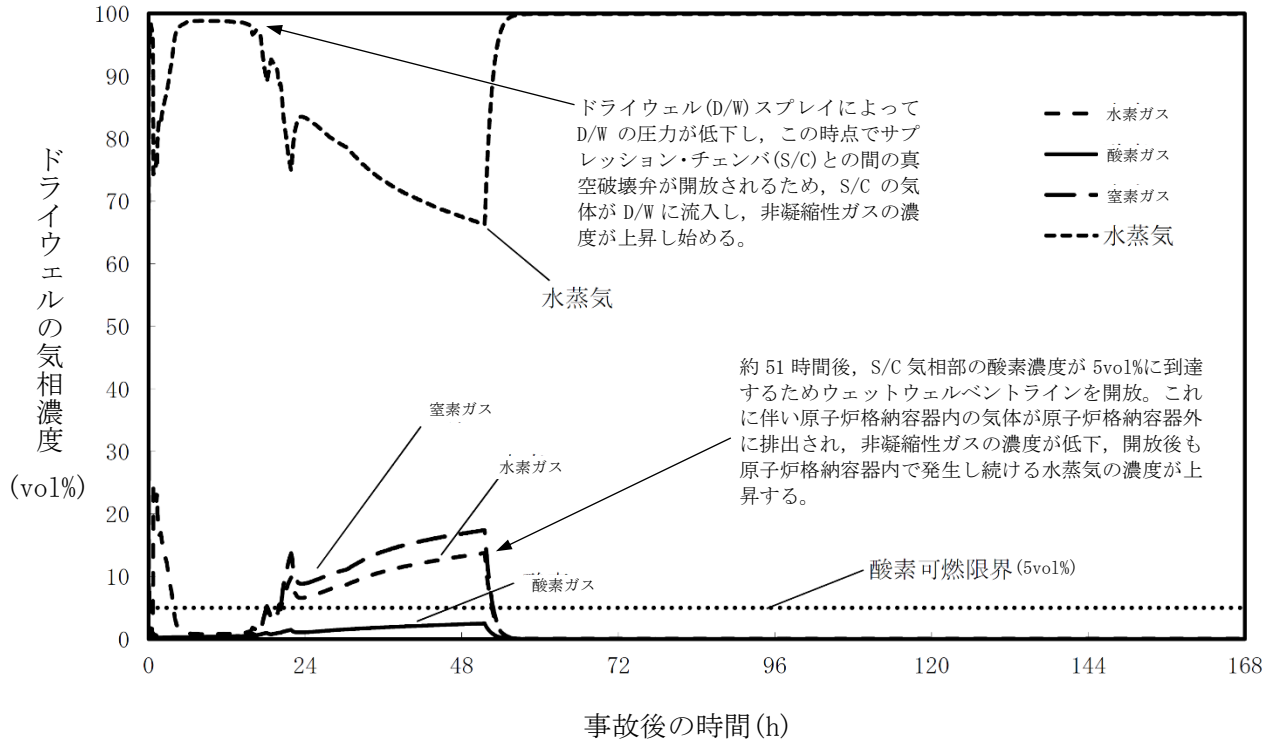


図 3　ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

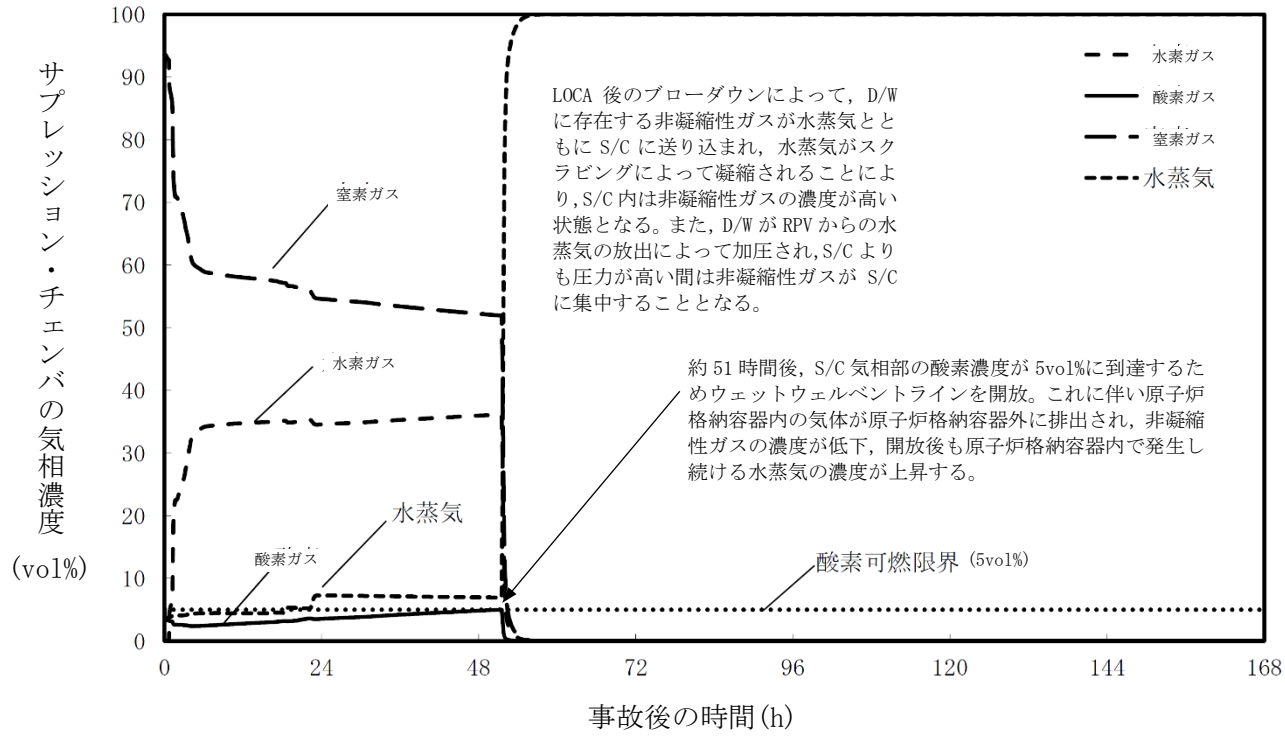


図 4　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

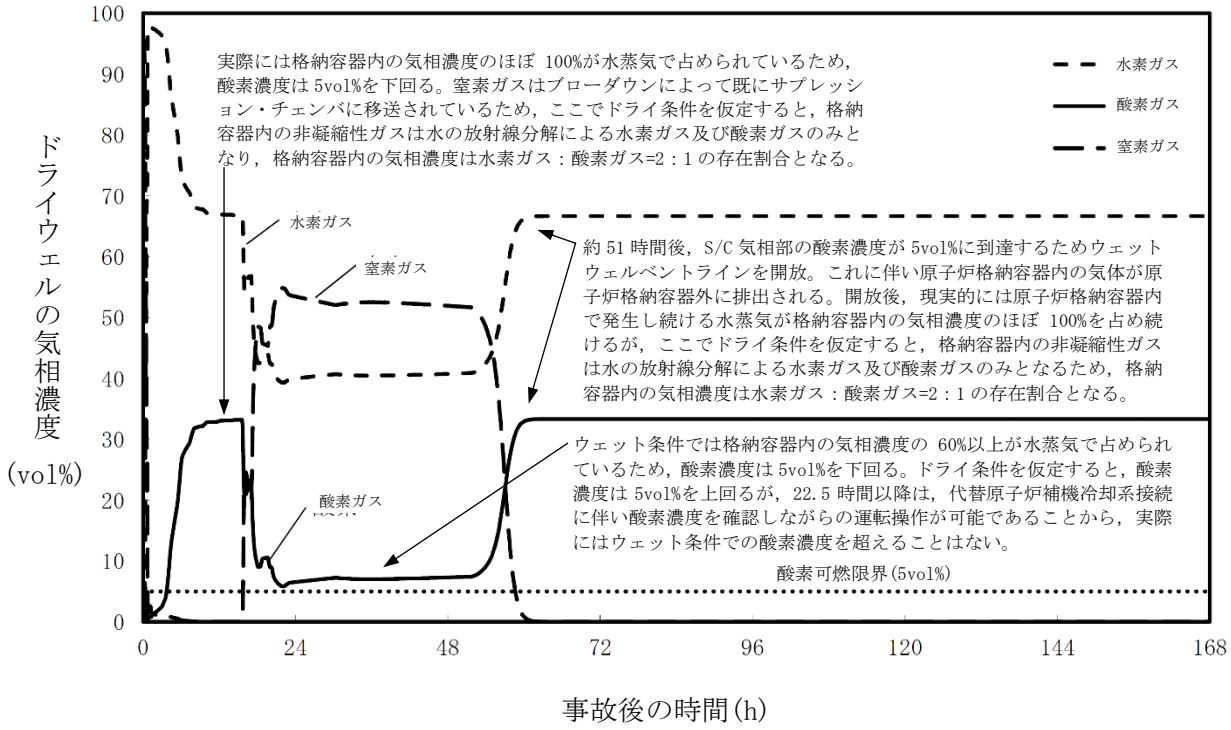


図 5　ドライウェルの気相濃度の推移(ドライ条件)

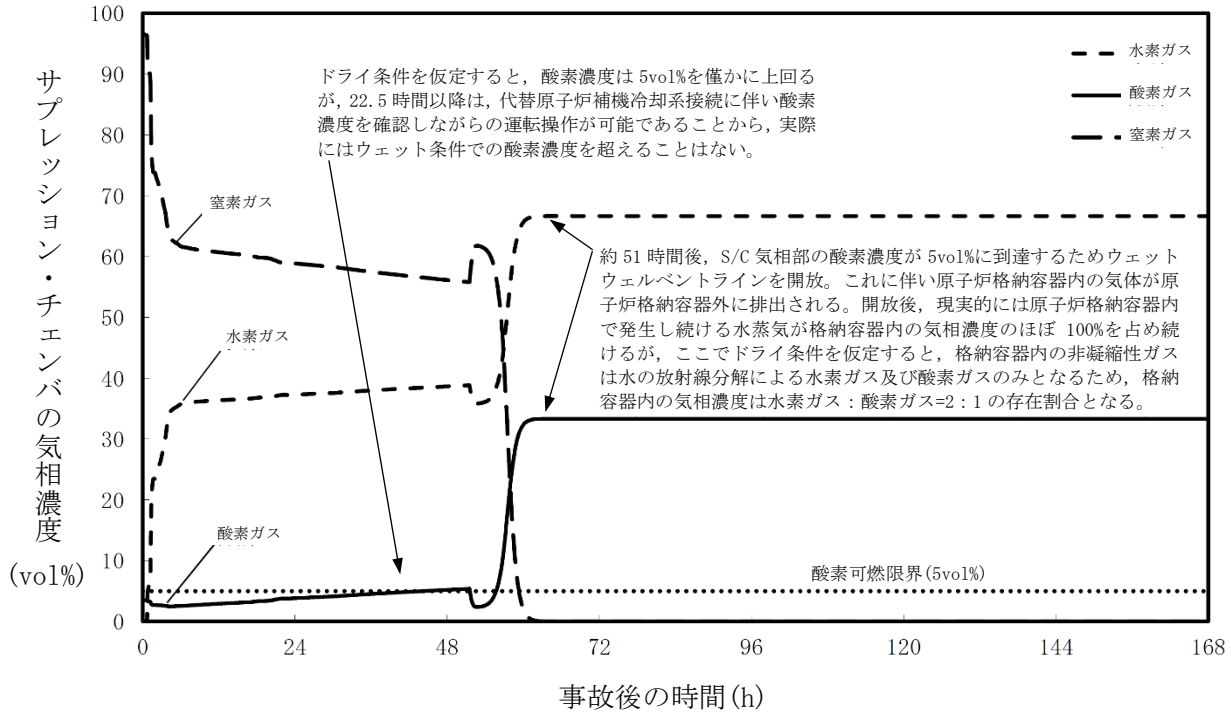


図 6　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

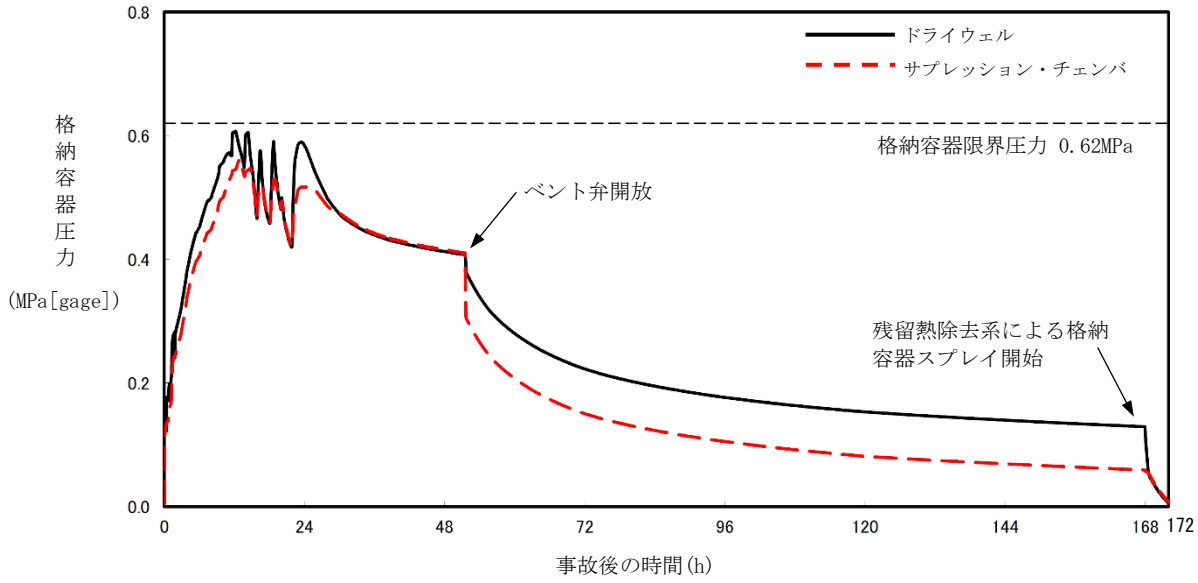


図 7　格納容器圧力の推移(事象発生から 168 時間後に
残留熱除去系によるドライウェルスプレイ(954m^3/h)を連続で実施)

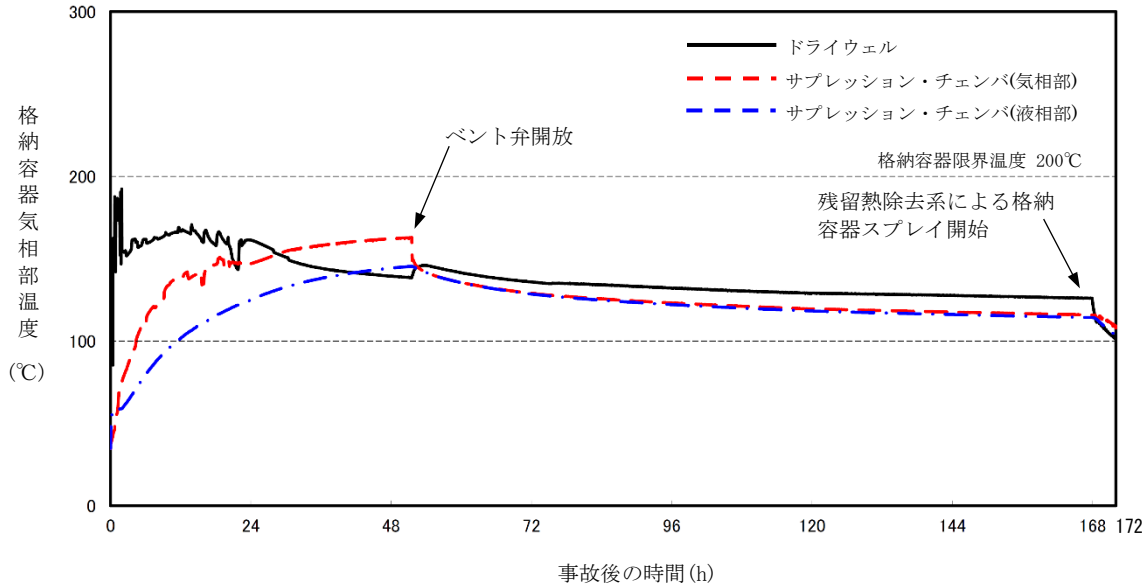


図 8　格納容器気相部温度の推移(事象発生から 168 時間後に
残留熱除去系によるドライウェルスプレイ(954m^3/h)を連続で実施)

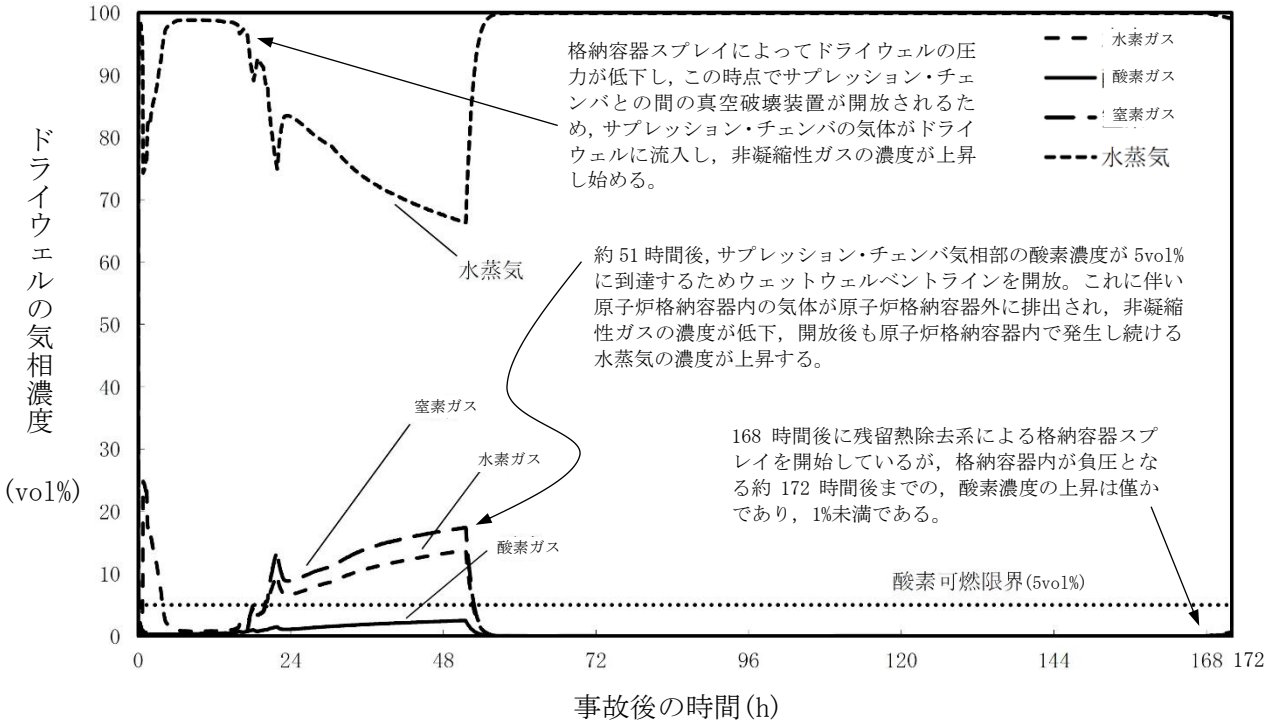


図 9　ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

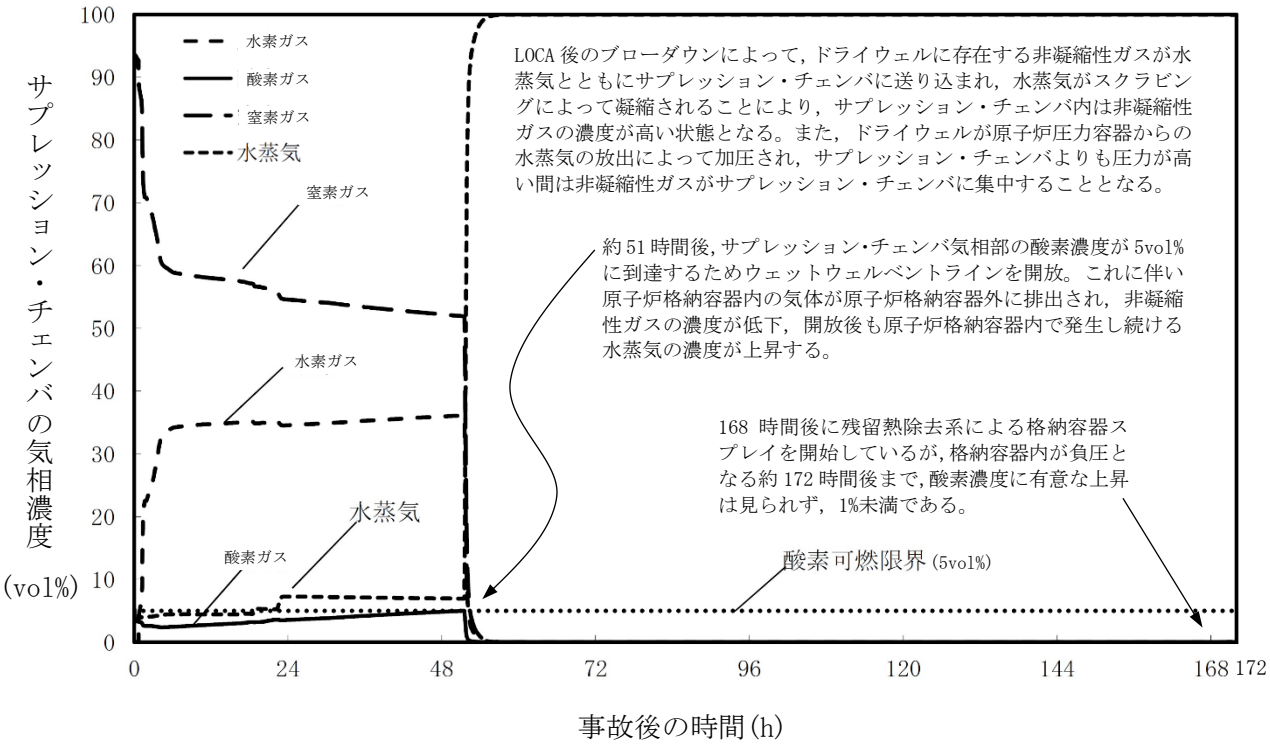


図 10　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

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γ線等の放射線エネルギ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，酸素ガスは過酸化水素の分解によって生成される。

$$H_2 + OH \rightarrow H + H_2O \qquad \text{式①}$$

$$H + H_2O_2 \rightarrow OH + H_2O \qquad \text{式②}$$

$$H + OH \rightarrow H_2O \qquad \text{式③}$$

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ガス及び酸素ガス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，格納容器内が窒素ガスで置換されている。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，ジルコニウムー水反応やコア・コンクリート反応等，水素ガス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，酸素ガス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。水素ガス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，この酸素ガス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ガス及び酸素ガス量の計算

水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60\times10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02\times10^{23}} \times \Delta t \qquad (1)$$

式(1)のパラメータは以下のとおり。

Δn ：水の放射線分解による水素(酸素) ガス発生量 [mol]

Q_{decay} ：崩壊熱 [W]

E ：放射線吸収割合 [-]

－炉内 ： β線，γ線ともに 0.1

－炉外の FP ： β線，γ線ともに 1

G ：実効 G 値 [分子／100eV]

－水素 ： $G(H_2) = 0.06$

－酸素　　：　$G(O_2) = 0.03$

Δt　　：タイムステップ［sec］

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，約 1%となったことから，これを保守的に考慮して 10%とした。また，炉外の 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の 100%が水の放射線分解に寄与するものとした。[1]

今回は β 線及び γ 線を考慮の対象とし，α 線については考慮の対象としていない。α 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，α 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 γ 線源による照射によって得られた実験結果である。β 線は γ 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，γ 線源による実験結果の G 値を β 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 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。水素濃度や酸素濃度と水の吸収線量との関係の傾向は，一時的に水素濃度や酸素濃度の上昇ピークが現れるのではなく，水素濃度や酸素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[2]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[2]

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」[2]の実験結果を図 1 に示す。電共研の実験では，重大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，ジルコニウムー水反応割合は 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 10×10^3 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ガスや過酸化水素は，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^- 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，酸素ガスの生成量が増大するものと考えられる。

$$I^- + OH \rightarrow I + OH^- \qquad \text{式④}$$

水中のよう素濃度を変化させた場合の酸素ガスの発生割合を図 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 のとおり，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ガスの発生割合が高い。

よう素以外の不純物として，ほう素，鉄，銅を添加した場合の酸素ガスの発生割合を図 3 に示す。図 3 のとおり，不純物の添加による酸素ガス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，水素ガスと酸素ガス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ガスの発生割合を図 4 に示す。液相単相条件下において，初期水素濃度はジルコニウム－水反応割合が 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 のとおり，水中の水素濃度が高いほど，吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が低い。

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，ジルコニウムー水反応によって発生する水素ガスが液相中に溶解し，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ジルコニウムー水反応割合 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ガスの発生割合を図 3 に示す。図 3 からは，初期酸素濃度が酸素ガスの実効 G 値に与える影響は確認できない。このことから，初期酸素濃度は少なくとも数 vol%程度では，初期酸素濃度は酸素ガスの実効 G 値に影響を及ぼす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，水素ガス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，水素ガスと酸素ガス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，生成された水素ガス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，水素ガスと酸素ガス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，初期水素濃度はジルコニウムー水反応割合が 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 のとおり，沸騰状態であっても，吸収線量に対する酸素ガス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 45°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[2]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 からは，中性環境下で

酸素ガスの実効 G 値は僅かに小さい傾向を示していることが分かる。[2] しかしながら，その傾きの違いは僅かであることから，中性条件下の試験で求めた実効 G 値を用いることに問題はないと考える。

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[1]

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」[1]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ガスを消費する反応に寄与するためである。

$$CH_3CH_2OH + OH \rightarrow CH_3CHOH + H_2O \qquad 式⑤$$

$$CH_3CHOH + O_2 \rightarrow CH_3COH + HO_2 \qquad 式⑥$$

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とおり。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ガスモル数から，格納容器の初期酸素濃度を 3.5vol%としたときの酸素ガスモル数と窒素ガスモル数を計算する。
- 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ガス発生量と水素ガス発生量を計算する。
- 上記を重ね合わせることにより，格納容器内の気相濃度を計算する。

5．参考文献

[1]「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

[2]「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

[3] Zittel, H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412 Part Ⅷ (1970).

[4] Parczewski, 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).

以　上

表 1　各種パラメータが酸素ガスの実効 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	酸素ガスの実効 G 値への影響と保守性
吸収線量	～1×10^4 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 1×10^4 Gy を超える。	水素ガスの実効 G 値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり [2][3]，酸素ガスの実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。[2] 酸素濃度の長期(7 日間)の推移を見る観点では，事象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(1×10^4Gy)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%	水素ガスの実効 G 値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり [2][4]，酸素ガスの実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。[2] 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。
ジルコニウム－水反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約 16.6%	水素ガスの実効 G 値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり [2][4]，酸素ガスの実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。[2]このことから，ジルコニウム－水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%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では，初期酸素濃度は酸素ガスの実効 G 値に影響を及ぼすものではないと考える。(図 3 参照) [2]
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)[2]
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)[2] [3]
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある	中性環境下では酸素の実効 G 値は僅かに小さい傾向を示すが，その差は小さい。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 値を用いることに問題はないと考える。(図 8 参照)[2]

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	酸素ガスの実効 G 値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu, B)	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)が添加された場合の結果からは，実効 G 値へ影響は見られない。[2] (図 3 参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化，MCCI 時の化学反応	約 1×10^{-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。[2]
コンクリート	主成分のSiO_2, CaO, Al_2O_3, 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_2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。[1,2]
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約1.1×10^{-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)	酸素ガスを消費する反応に寄与し，実効G値を低減する。[1] (図9, 10参照)

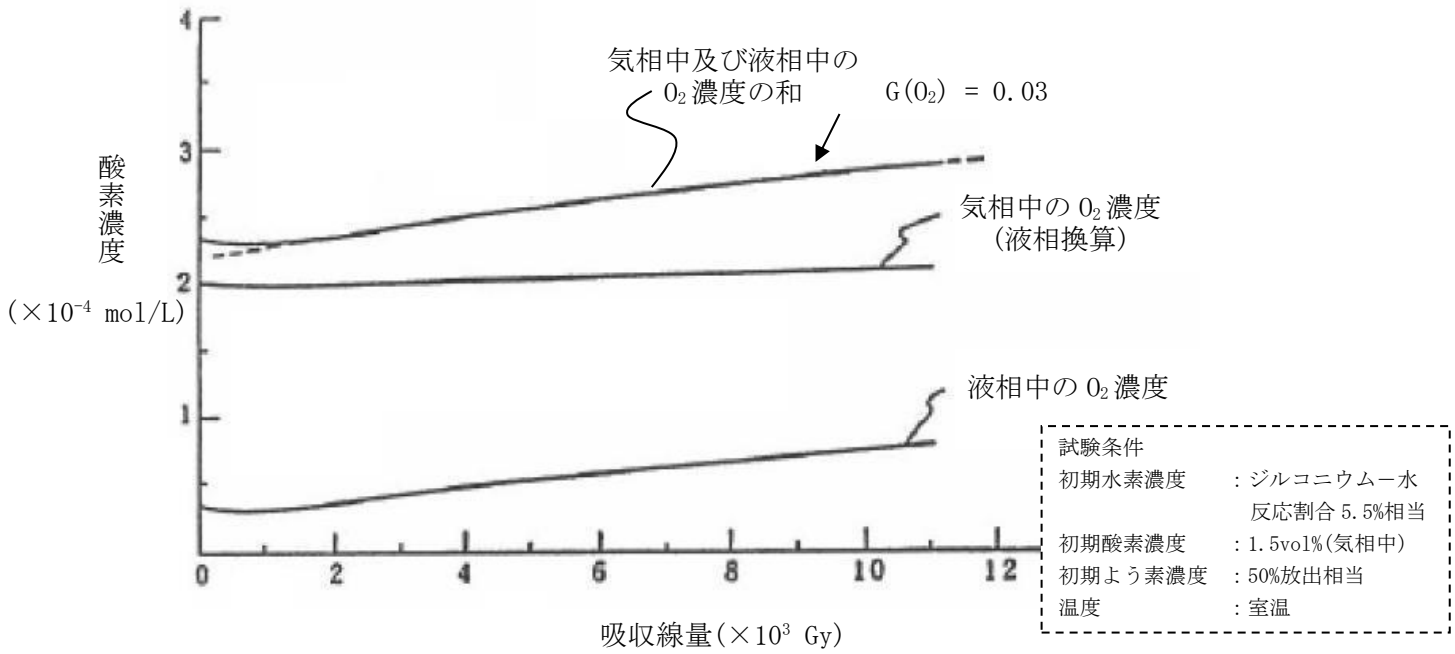


図 1　本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果

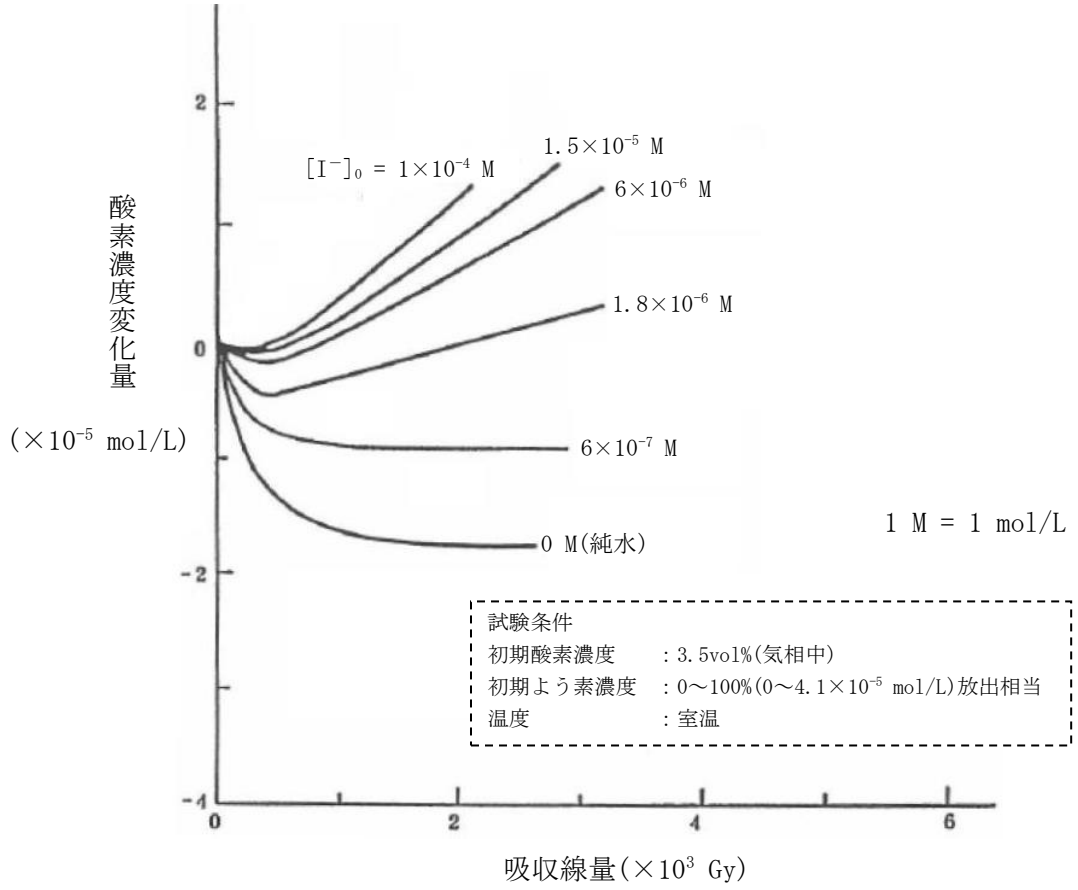


図 2　溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

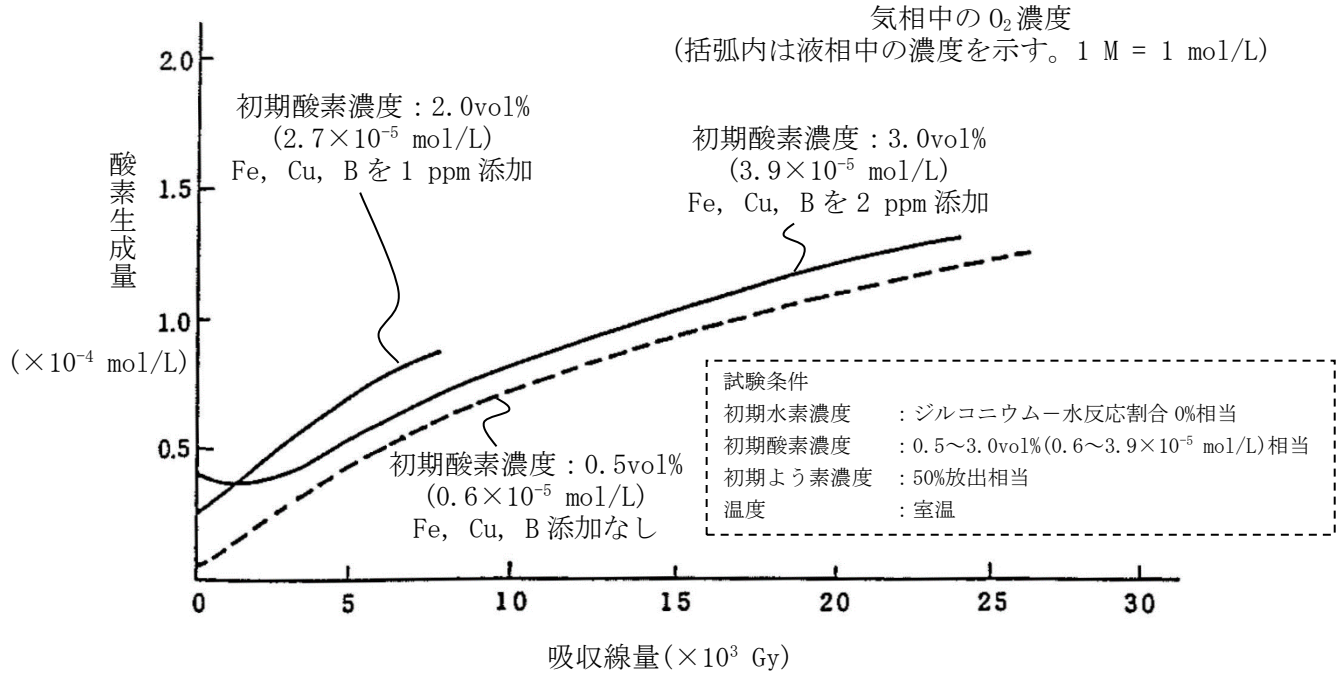


図 3　溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

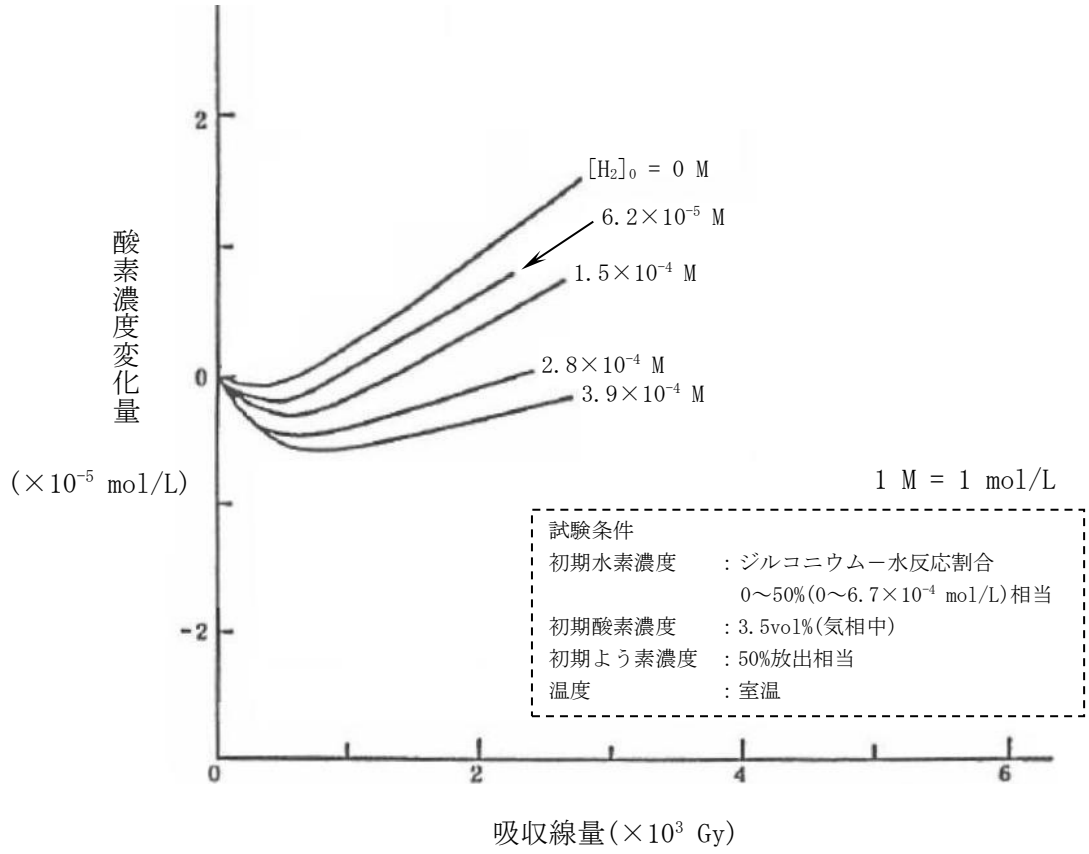


図 4　溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

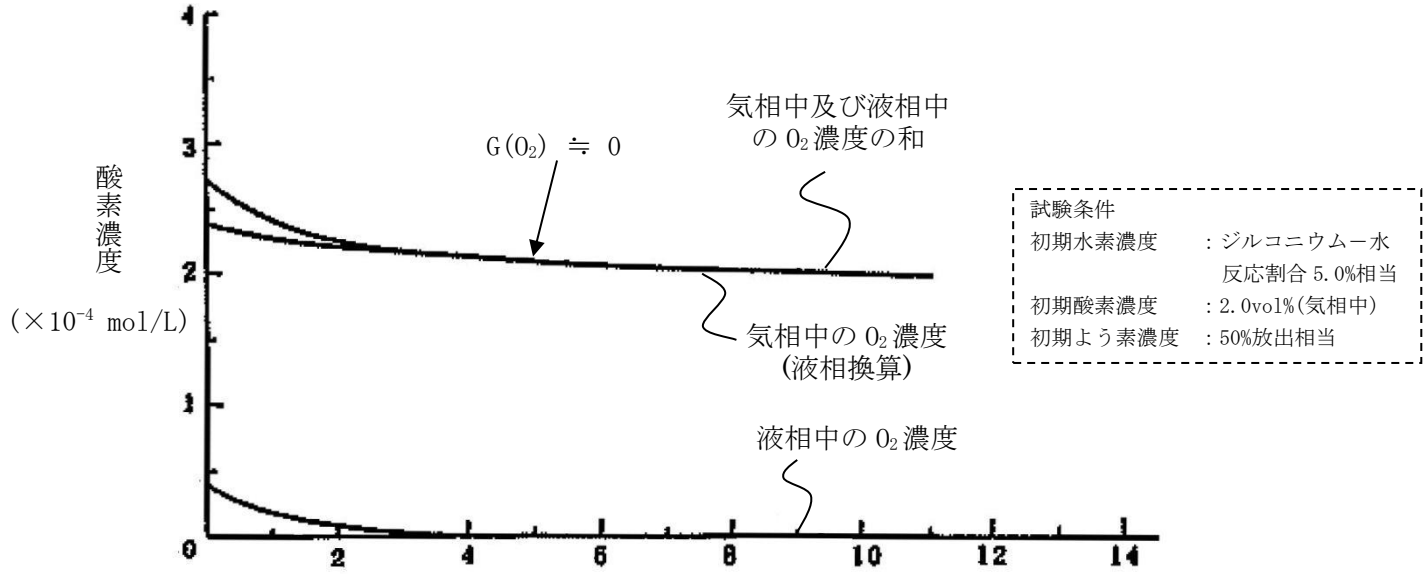


図 5　溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

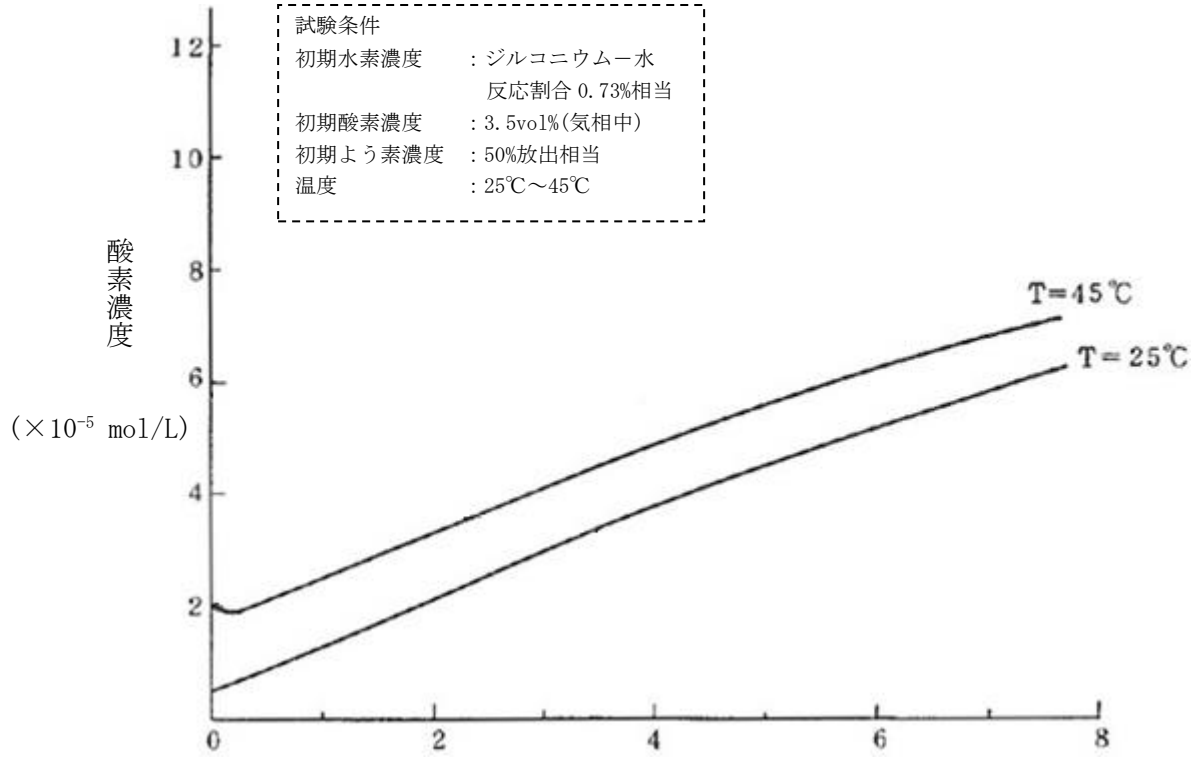


図 6　溶存酸素濃度と吸収線量の関係(温度を変化させた場合)

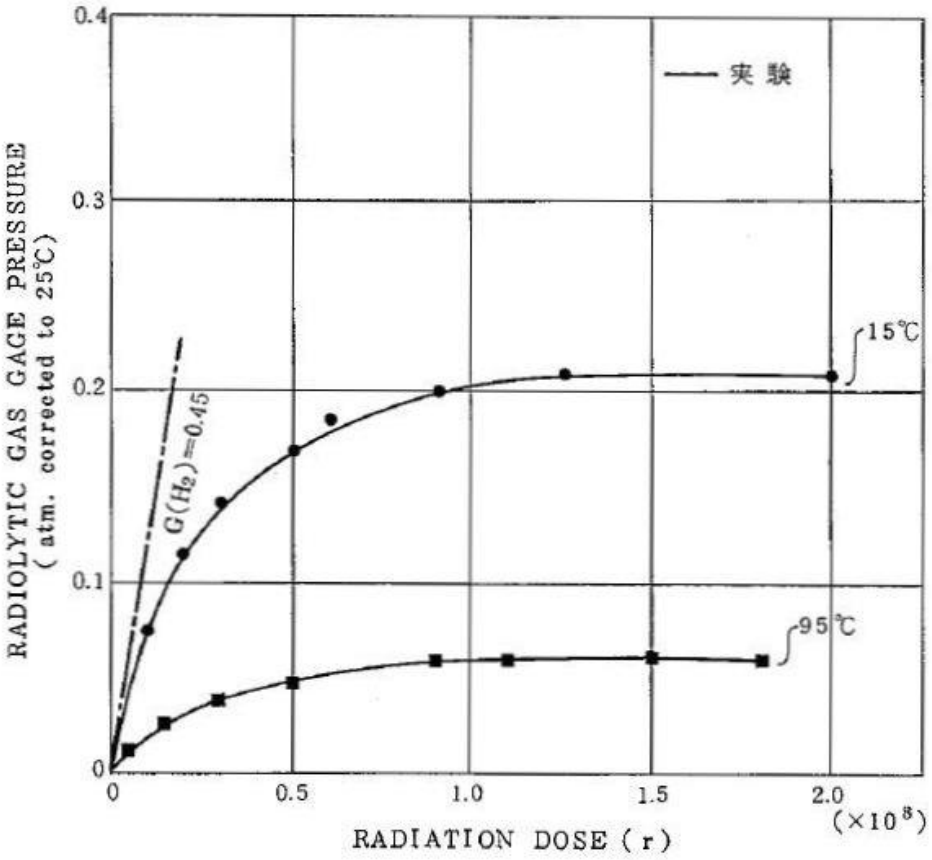


図 7　水素ガス発生量と吸収線量の関係(温度を変化させた場合) - ORNL による試験

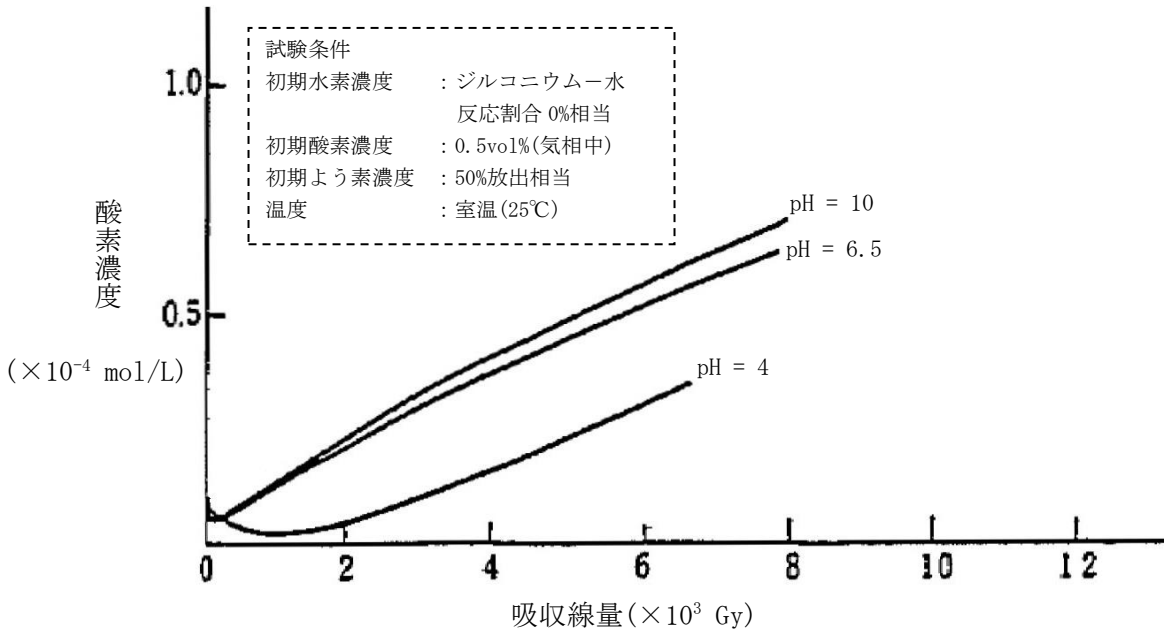


図 8　溶存酸素濃度と吸収線量の関係(pH を変化させた場合)

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)

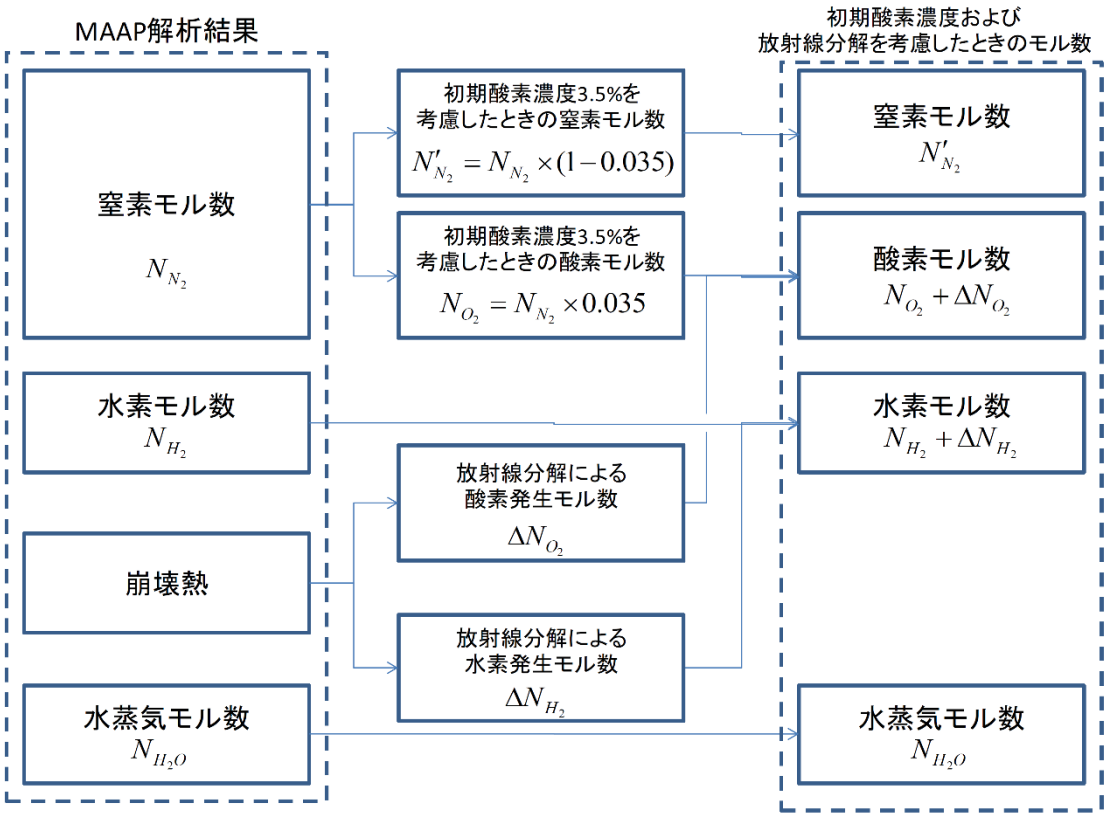


図 11　水素・酸素濃度の評価フロー図

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，代替循環冷却系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 14 日後にサプレッション・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ガス置換を試みる。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	酸素濃度	3.5vol%	約 3vol%以下	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	炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量	全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が水と反応して発生する水素ガス量	事象進展による	解析コード MAAP による評価結果	最確条件とした場合は，水素ガス発生量が変動する可能性があるが，本評価事故シーケンスにおいては水素ガス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は，水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウムー水反応による水素ガス発生量は，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ー水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない	考慮する	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定	最確条件とした場合は，水素ガス発生量が増加するため，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は，水素ガス発生量が増加するため，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。
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	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	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	G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し，格納容器内の気体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ガス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又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し，原子炉格納容器内の気体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又は遅れる可能性も想定される。水素燃焼のリスクの観点では，ジルコニウムー水反応による水素ガス発生量が抑制され，相対的に酸素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領域に至る可能性が考えられる。一方で，注水時点の炉心の状態によっては，ジルコニウムー水反応が促進され，水素ガス発生量が増加する場合も考えられる。この場合には，増加した水素ガスによって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。

ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる場合を想定し，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とおり。この他の評価条件は，ベースケースと同等である。

(1) 感度解析1（注水開始時刻が早まる場合）

・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，格納容器スプレイの流量を155 m^3/hとした。格納容器スプレイの流量をベースケースの140 m^3/hよりも増加させることで，水蒸気の凝縮及びサプレッション・チェンバ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。

(2) 感度解析2（注水開始時刻が遅れる場合）

・原子炉圧力容器への注水開始時刻をベースケースから20分遅延することとし，事象発生から90分後とした。20分は，原子炉圧力容器への注水が遅れたとしても，溶融炉心が炉心プレナム下部に移行しない時間であることを確認し，設定した値である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図8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又は遅れ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又

は遅れる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ない。

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1 （事象発生から30分後）	感度解析2 （事象発生から90分後）	ベースケース （事象発生から70分後）	
全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 18.2%	約 17.1%	約 16.6%	－
ジルコニウム－水反応による水素ガス発生量	約 625kg	約 587kg	約 570kg	
酸素濃度 （ドライウェル）	約 2.2vol% （事象発生から 168 時間後）	約 2.6vol% （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 3.9vol% （事象発生から 168 時間後）	約 3.4vol% （事象発生から 168 時間後）	

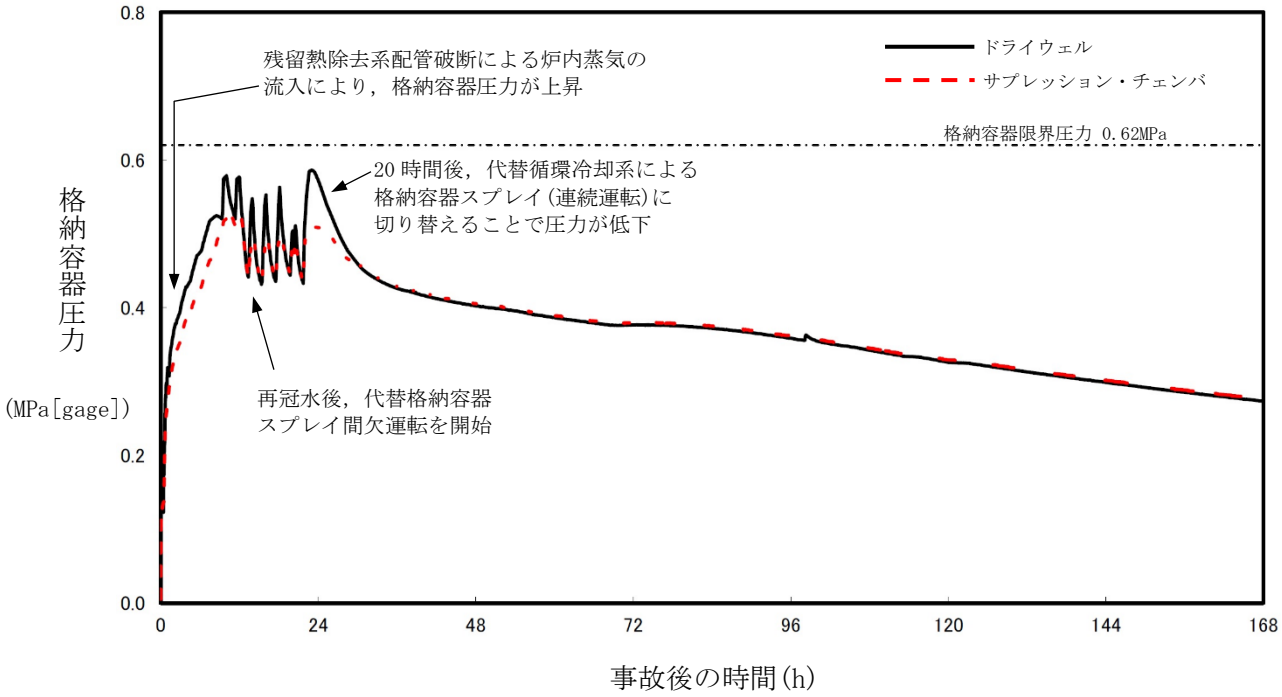


図１　格納容器圧力の推移（感度解析１）

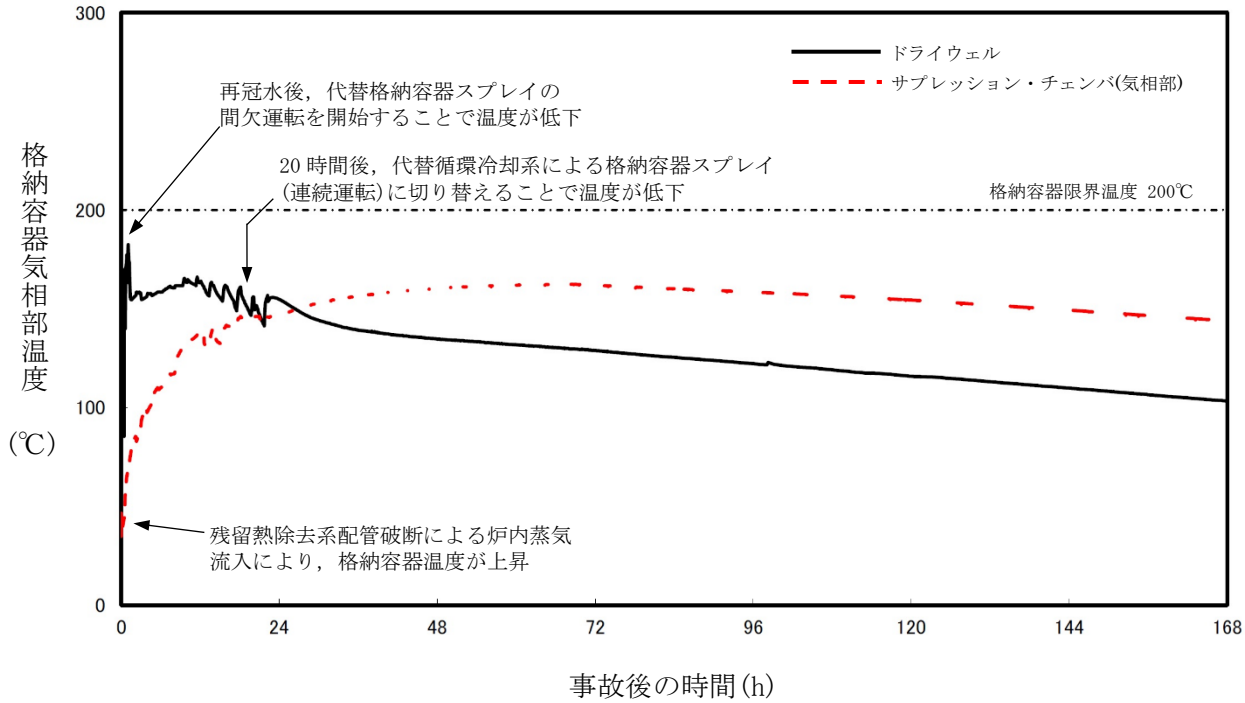


図２　格納容器気相部温度の推移（感度解析１）

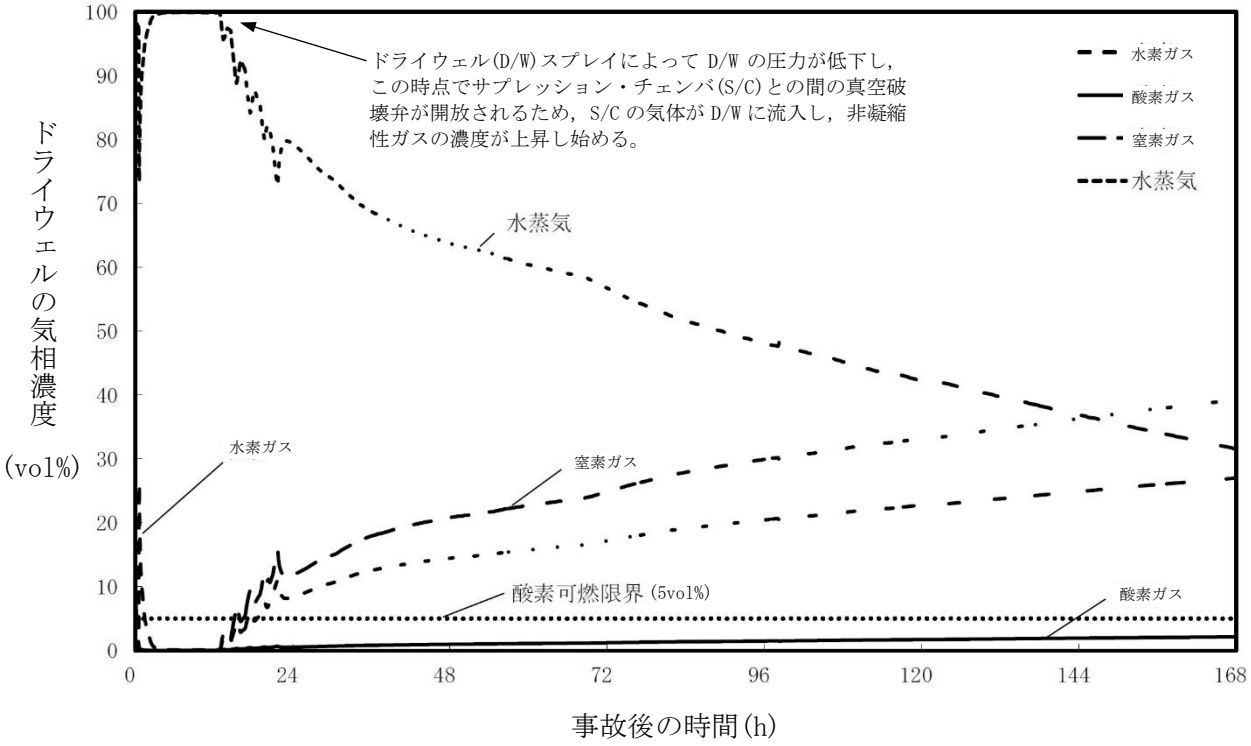


図３　ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)（感度解析１）

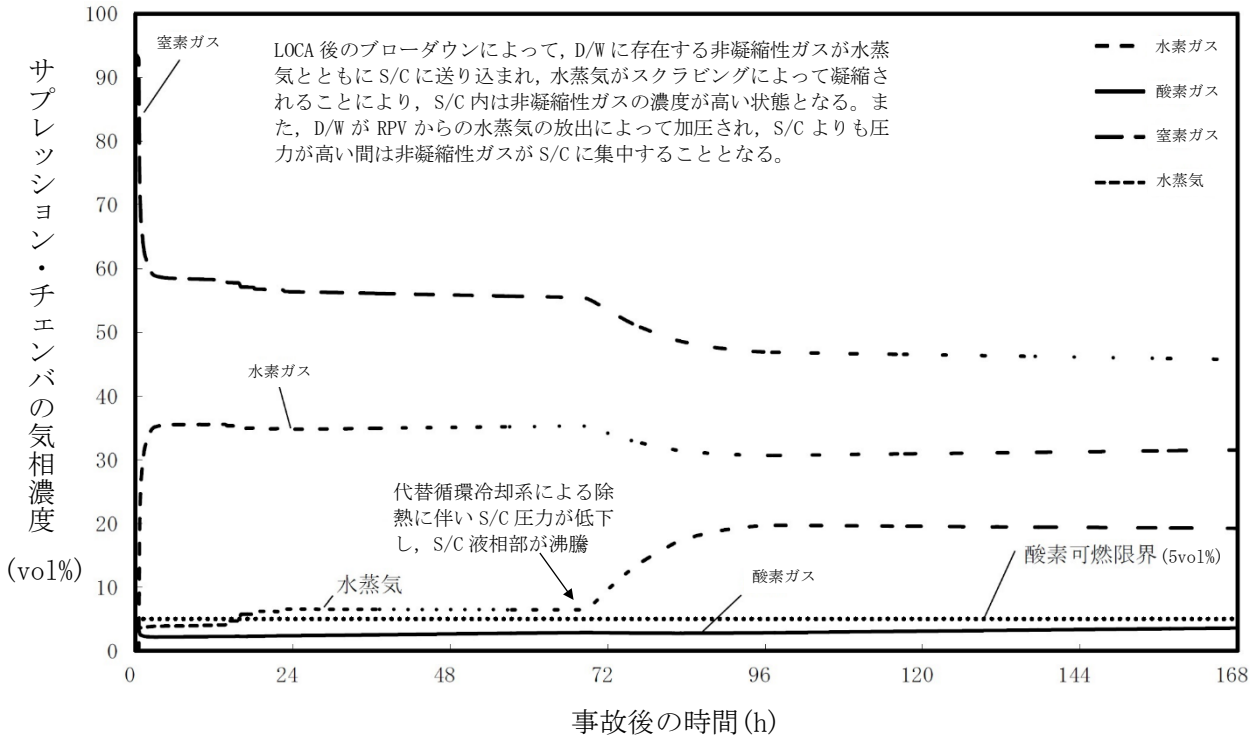


図４　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)（感度解析１）

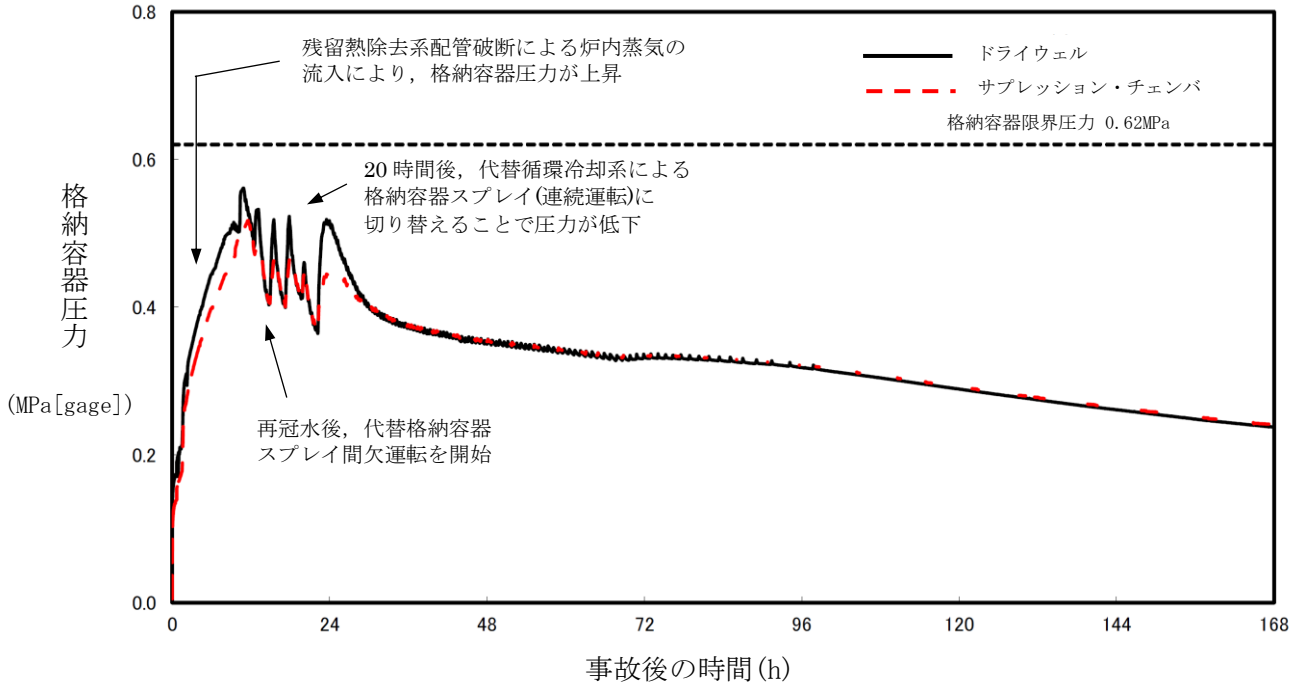


図 5　格納容器圧力の推移（感度解析 2）

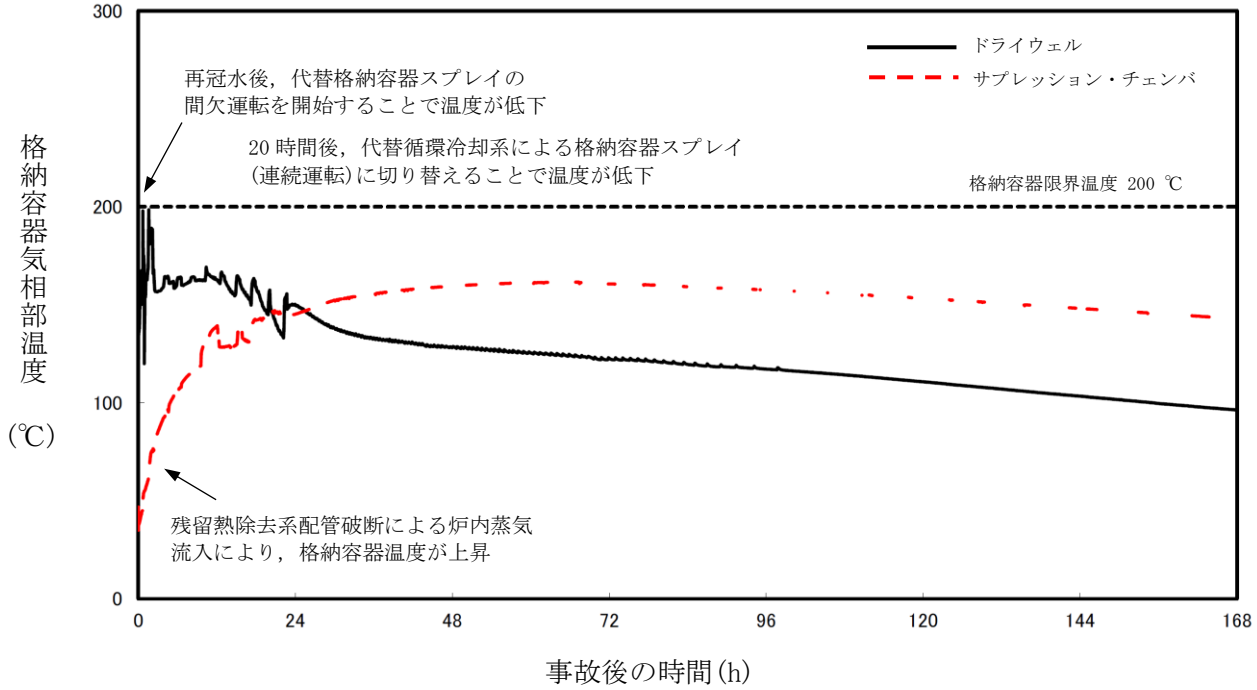


図 6　格納容器気相部温度の推移（感度解析 2）

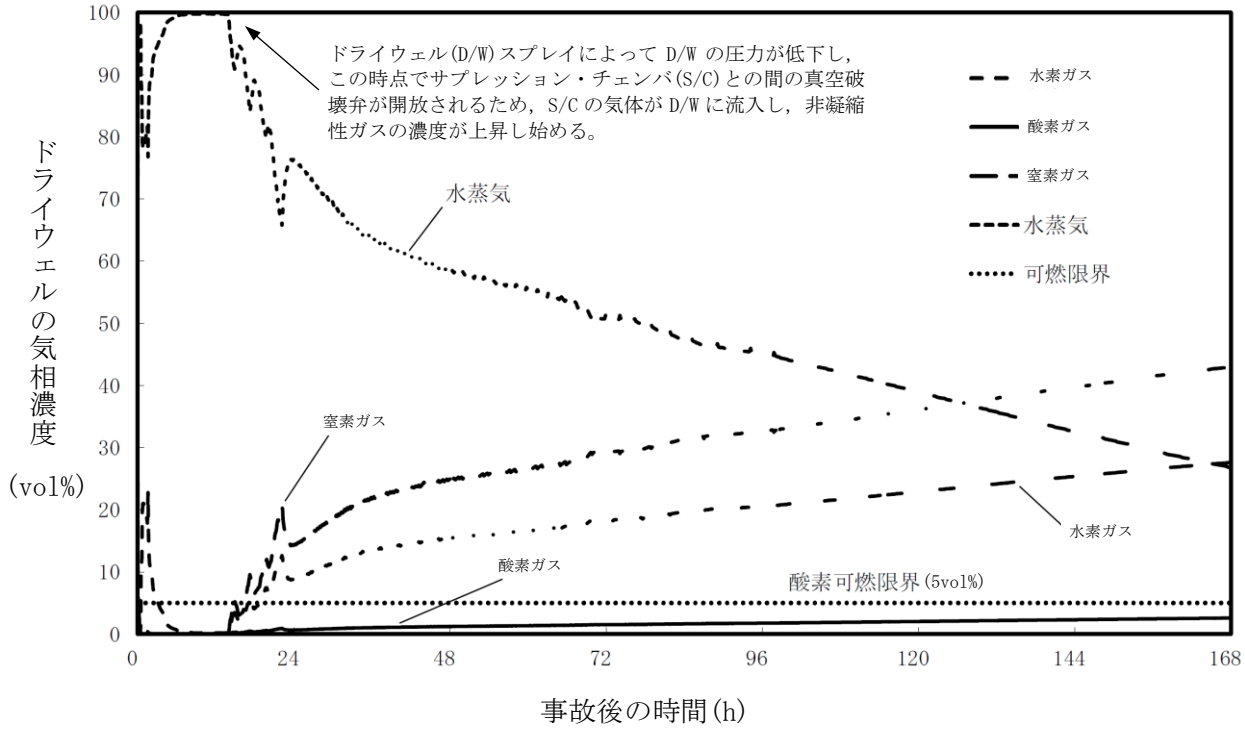


図 7　ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)（感度解析 2）

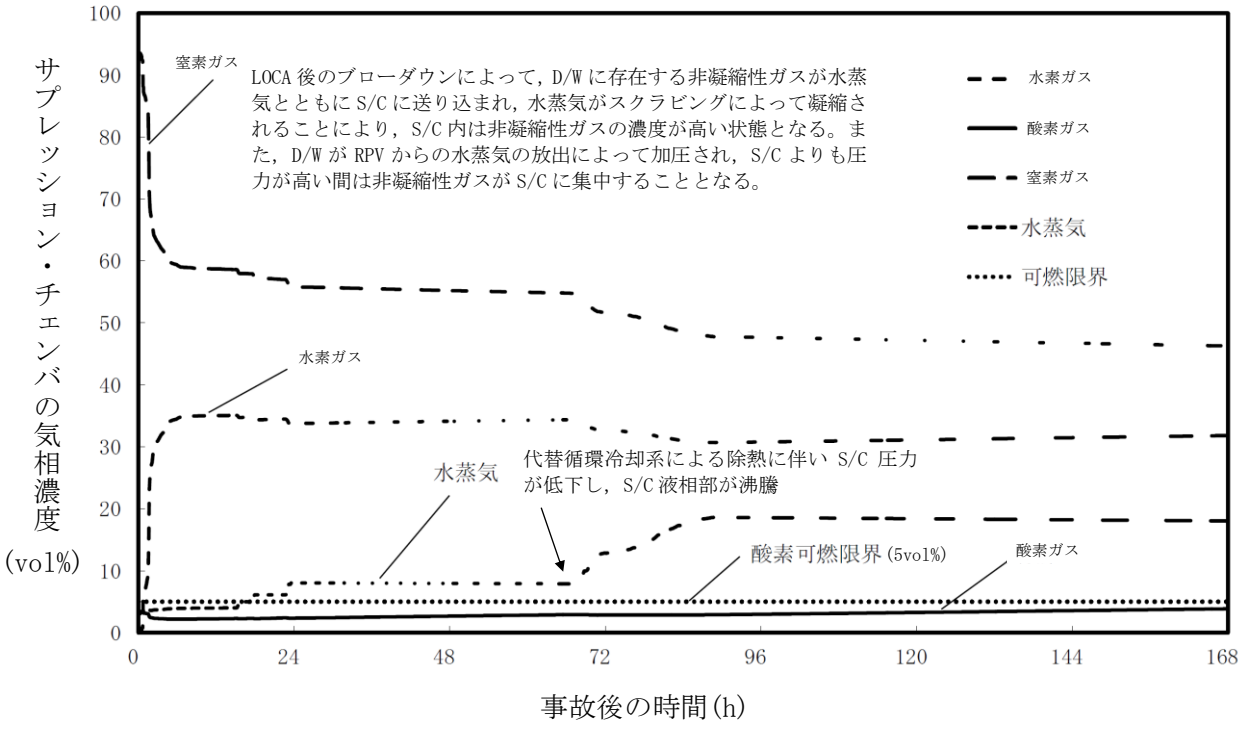


図 8　サプレッション・チェンバの気相度の推移(ウェット条件)（感度解析 2）

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，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）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侵食され，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ガス発生を抑制する。

また，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（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

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「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侵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，ドライウェル高電導度廃液サンプ及びドライウェル低電導度廃液サンプ（以下「ドライウェルサンプ」という。）への溶融炉心の流入を抑制し，かつ格納容器下部注水系（常設）と合わせて，ドライウェルサンプ底面のコンクリートの侵食を抑制し，溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために，原子炉格納容器下部にコリウムシールドを設置する。

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（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系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 j.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 g.から j.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」に示す第 3.2.1 図から第 3.2.4 図である。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2.2 図及び第 3.2.3 図である。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. 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，LOCA と TQUV を比較し，LOCA の場合は原子炉格納容器下部に原子炉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，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」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において

有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。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，異なるプラント損傷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様の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，炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，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，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，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），溶融炉心と原子炉格納容器下部プール水との伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱並びに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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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床面及び壁面のコンクリート侵食量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。原子炉格納容器下部の侵食量評価に対しては，コリウムシールドの外側の面積が小さい6号炉の床面積を用いた。また，初期条件の初期酸素濃度並びに事故条件の水素ガス及び酸素ガスの発生については，「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及び原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移を第3.5.1及び第3.5.2図に，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），サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器下部水位並びに溶融炉心・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コンクリート侵食量の推移を第3.5.3図から第3.5.11図に示す。

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，コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約 1cm，壁面で約 1cm 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コンクリート侵食に対しては，コンクリート侵食が内側鋼板及び厚さ約 1.64m の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を維持できる。評価の結果，原子炉格納容器下部壁面のコンクリート侵食量は約 1cm に抑えられ，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コンクリート侵食に対しては，原子炉格納容器下部の床面以下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侵食量が約 1cm であるため，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についてはコンクリートの侵食量が約 1cm であるため，約 4kg の可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが，ジルコニウムー水反応によって約 1,400kg の水素ガス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。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に与える影響は小さい。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 12vol%以上，ドライ条件で 34vol%以上となり，ドライ条件においては 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。溶融炉心・コンクリート相互作用によって，可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが，ジルコニウムー水反応によって発生する水素ガス

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ガスが支配的であり，一酸化炭素の影響は無視できる。溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素ガスは発生しないため，溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスを考慮することは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となり，上記の酸素濃度（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ない。

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，原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量※1をパラメータとし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(4)及び(5)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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。

※1 溶融炉心が適切に冷却されることについても，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が維持される範囲で原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリートの侵食が停止することで確認した。

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(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ーケンス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。

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，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の破損に至り，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侵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ると考えられる操作として，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。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心の粒子化，溶融炉心の拡がり，デブリから水への熱伝達，コンクリート種類が挙げられる。

本評価事故シーケンスの評価では，水による拡がり抑制に対して溶融炉心の拡がりを抑制した場合，及び，デブリ上面の性状に対して上面熱流束を変化させた場合の影響評価を実施する。なお，溶融炉心の粒子化の不確かさに対してエントレインメント係数を変化させた場合，コンクリート種類に対して壁方向と床方向の熱分配を変化させた場合の本格納容器破損モードに対す

る影響は小さいことを確認している。これらの影響評価に加え，溶融物がドライウェルサンプに流入した場合の影響を確認する観点で，溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮した場合，及び，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から崩壊熱を変化させた場合の影響評価を実施する。

これらの影響評価の結果，運転員等操作時間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として，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認している。

また，原子炉圧力容器下鏡部温度を監視し，300℃に到達した時点（事象発生から約 3.7 時間後）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することによって，原子炉圧力容器破損を認知し，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。

(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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の

係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇及び原子炉圧力容器破損時の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に係る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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。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℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の

開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。原子炉圧力容器の破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作があるが，原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器の破損を起点としている原子炉格納容器下部への注水操作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を確認している。また，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与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶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℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは小さいことから，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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作があるが，原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器の破損を起点としている原子炉格納容器下部への注水操作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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認しているが，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 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を確認している。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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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，溶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により，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響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，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを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。

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，溶融炉心からのプール水への熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数がコンクリート侵食量に影響を与えることを確認している。本評価事故シーケンスでは，コンクリート侵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，実験解析によりコンクリート侵食量を適切に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは，コンクリート侵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。

（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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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解析コードSAFERの評価結果との比較により，水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認している。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を確認している。また，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，原子炉圧力容器破損時間に与える影響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，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を確認している。また，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与える影響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，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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認しているが，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，原子炉圧力容器内 FP 挙動と溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量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。

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により溶融炉心の細粒化割合がコンクリート侵食に与える感度は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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について，溶融炉心の拡がりを抑制した場合を想定した感度解析を実施した。評価の体系として，水中に落下した溶融炉心が初期水張り水深と同じ高さの円柱を形成し，円柱の上面から水によって除熱されるものとした。ただし，円柱の側面部分も水に接していることを想定し，上面からの除熱量は円柱上面の面積に側面の面積を加えた値とした。感度解析の結果，第 3.5.12 図に示すとおり，コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約 1cm に抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。また，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，溶融炉心からのプール水への熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ，コンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からのプール水への熱流束についての感度解析を実施した。感度解析の結果，第 3.5.13 図に示すとおり，コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約 8cm，壁面で約 7cm に抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

なお，本感度解析では，原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって約 118kg 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ー水反応によって約 1,400kg の水素ガス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，ドライウェルにおいて最低値を示すが，ウェット条件で 12vol%以上，ドライ条件で 34vol%以上となり，ドライ条件においては 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，原子炉格納容器内で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 118kg の気体の内訳は，可燃性ガスである水素ガスが約 93kg，一酸化炭素が約 25kg，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。ジルコニウムー水反応によって発生する水素ガスも考慮すると，原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素ガスが支配的であり，一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ガスは発生しないため，溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスを考慮すること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

可燃性ガス及びその他の非凝縮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.評価項目等」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ない。

（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，第3.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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り，原子炉圧力容器の破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること及び溶融炉心落下後に原子炉格納容器下部への注水操作を開始すること）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。

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^{2}相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m^{2}相当（圧力依存あり）であり，最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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，リブ鋼板及びベント管は考慮しないことに対して，最確条件はコンクリート以外の素材を考慮することであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，コンクリートより融点が高い内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板の耐熱の効果及び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侵食が抑制されるが，コンクリート侵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。

初期条件の原子炉圧力容器下部の構造物の扱いは，解析条件の原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わないことに対して，最確条件は部分的な溶融が生じ，原子炉格納容器下部に落下する可能性があり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，溶融物の発熱密度が下がるため，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食は抑制されるが，コンクリート侵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。

初期条件の原子炉格納容器下部床面積は，解析条件の6号炉の原子炉格納容器下部の床面積に対して最確条件は各号炉の設計に応じた設定

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は，原子炉格納容器下部の床面積が広くなることで溶融炉心が冷却されやすくなるため，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されるが，コンクリート侵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。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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が，起因事象の違いによって操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること及び原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部への注水操作を開始すること）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。

（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に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，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。

初期条件の溶融炉心からのプール水への熱流束は，解析条件の800kW/m^{2}相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m^{2}相当（圧力依存あり）であり，最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。コンクリート侵食量に対しては，実験で確認されている侵食面における侵食の不均一性等の影響を確認する観点から，コンクリート侵食量への影響が最も大きい溶融炉心からプール水への熱流束について，感度解析を実施した。感度解析の結果，第3.5.13図に示すとおり，コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約8cm，壁面で約7cmに抑えられることから，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。なお，本感度解析では，原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって約118kg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ー水反応によって約1,400kgの水素ガス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，ドライウェルにおいて最低値を示すが，ウェット条件で12vol%以上，ドライ条件で34vol%以上となり，ドライ条件においては13vol%を上回る。このことから，溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する可燃性ガスの発生量について，感度解析の結果を本評価の結果に加えて原子炉格納容器内の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，溶融炉心・コン

クリート相互作用によって生じる約118kgの気体の内訳は，可燃性ガスである水素ガスが約93kg，一酸化炭素が約25kg，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。ジルコニウムー水反応によって発生する水素ガスも考慮すると，原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素ガスが支配的であり，一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ガスは発生しないため，溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスを考慮すること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，本感度解析の溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生量を，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. 評価項目等」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%）以下となる。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，リブ鋼板及びベント管は考慮しないこと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ことであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，コンクリートより融点が高い内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板の耐熱の効果及び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侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器下部の構造物の扱いは，解析条件の原子

炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わないことに対して最確条件は部分的な溶融が生じ，原子炉格納容器下部に落下する可能性があり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，溶融物の発熱密度が下がるため，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。コンクリート侵食量に対しては，溶融物のコリウムシールド内側への流入を考慮し，ドライウェルサンプに流入した場合の影響を確認する観点で，溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮した場合についての感度解析を実施した。その結果，第3.5.14図に示すとおり，ドライウェルサンプのコンクリート侵食量は，床面で約9cm，壁面で約9cmに抑えられることから，原子炉圧力容器の支持機能及び原子炉格納容器バウンダリ機能を維持できることを確認した。

初期条件の原子炉格納容器下部床面積は，解析条件の6号炉の原子炉格納容器下部の床面積に対して最確条件は各号炉の設計に応じた設定であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，原子炉格納容器下部の床面積が広くなることで溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件について，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食量を評価するにあたり，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。感度解析は，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ベースケースから変更し，事象発生から6時間後の値とした。これは，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解析条件と同様，電源の有無に係らず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，原子炉水位の低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が約6.4時間となることを考慮し保守的に設定した値である。

その結果，第3.5.15図に示すとおり，コンクリート侵食量は床面で約3cm，壁面では約3cmに抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。また，コンクリート侵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原子炉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，原子炉格納容器内の気体組成の推移は「3.5.2(3)b 評価項目等」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12vol%以上，ドライ条件で34vol%以上となり，ドライ条件においては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，可燃限界である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ない。

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の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，原子炉格納容器下部の水張り操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶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ため，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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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（現場）を配置しており，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下部注水系（常設）による溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作は，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，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約0.8時間の時間余裕がある。溶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圧力容器破損を判断して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るため，操作開始時間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も小さい。

（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

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目とな

るパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の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，原子炉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の上昇傾向を監視しながらあらかじ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原子炉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，原子炉格納容器下部への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，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり，また，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウムー水反応による発熱により蒸発するまでには約0.8時間の時間余裕がある。

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

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 必要な要員及び資源の評価」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（LOCA）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侵食され，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。また，原子炉格納容器下部にコリウムシールドを設置している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「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)」について，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，溶融

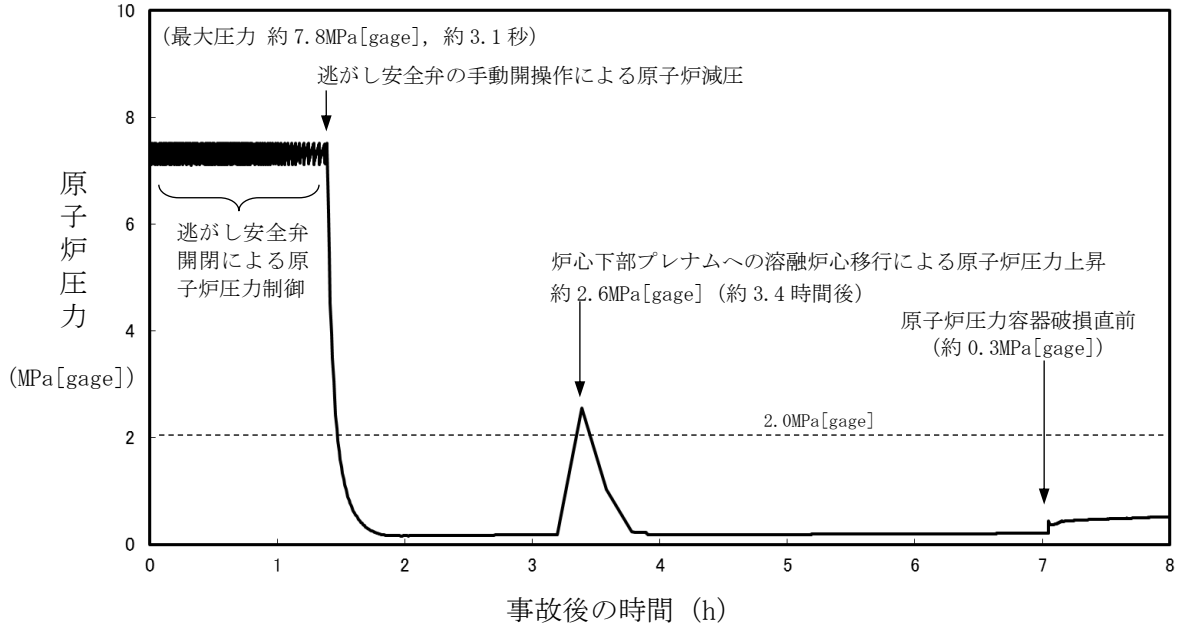
炉心・コンクリート相互作用によってコンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約1cm，壁面で約1cmに抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。また，安定状態を維持できる。

（添付資料3.5.1）

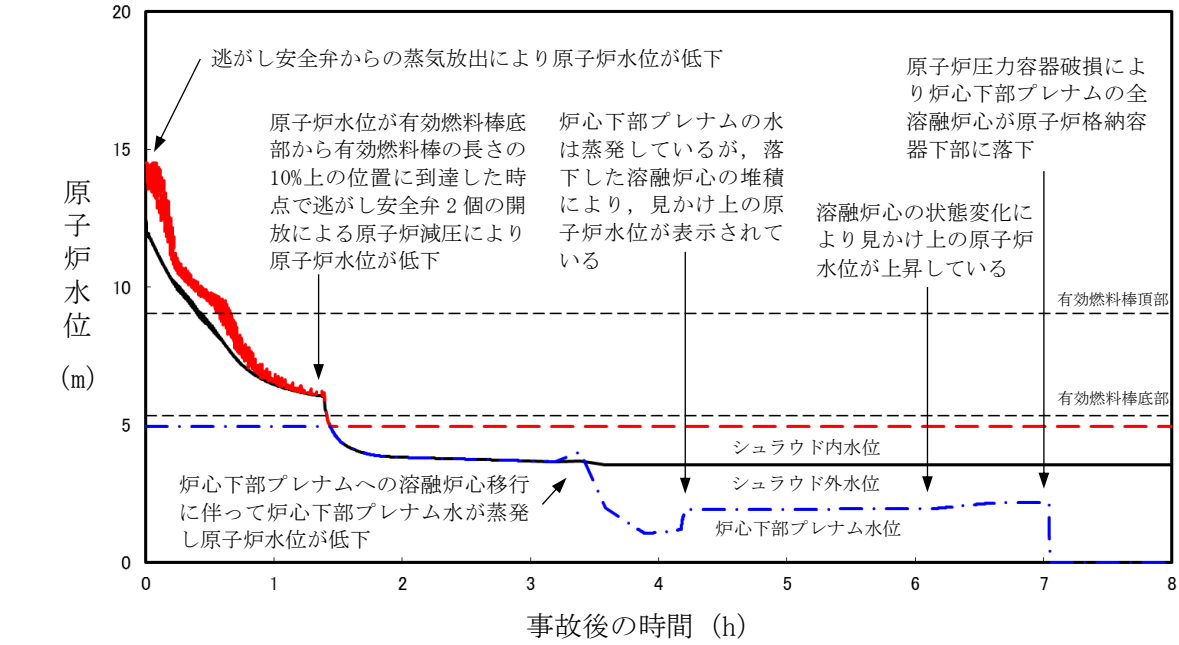
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

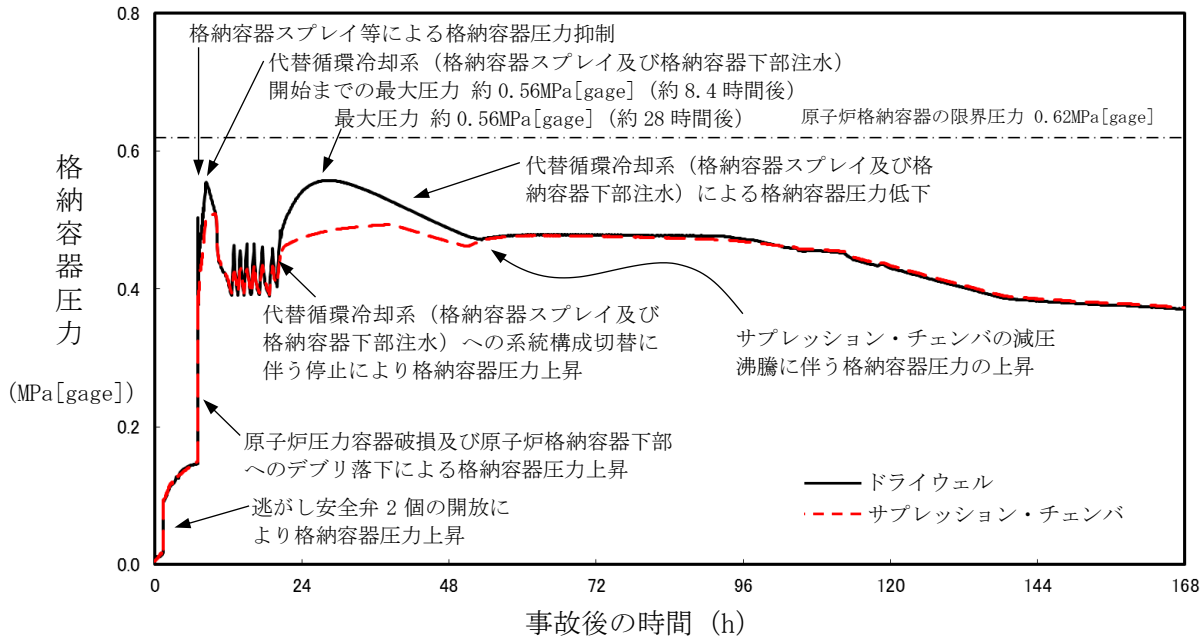
以上のことから，格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。



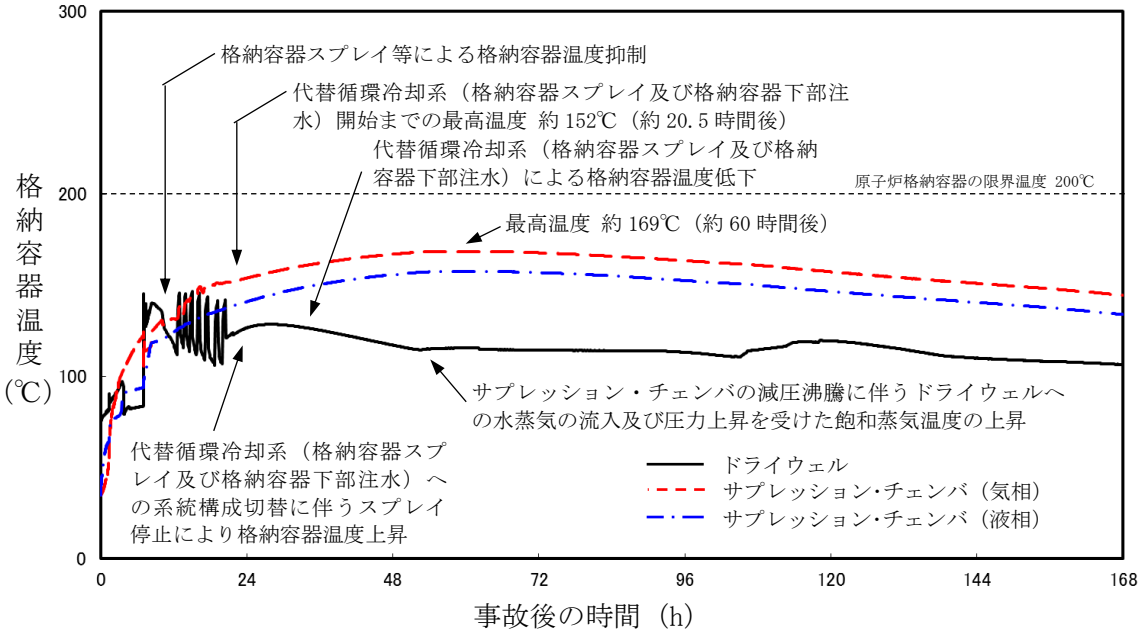
第 3.5.1 図　原子炉圧力の推移



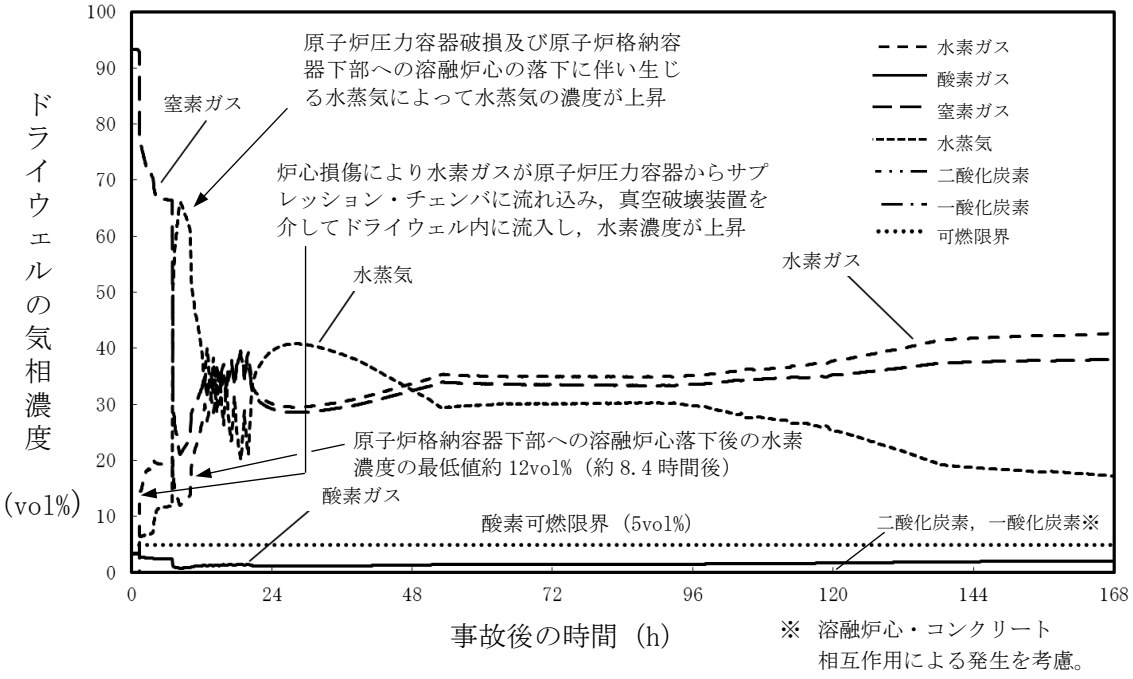
第 3.5.2 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



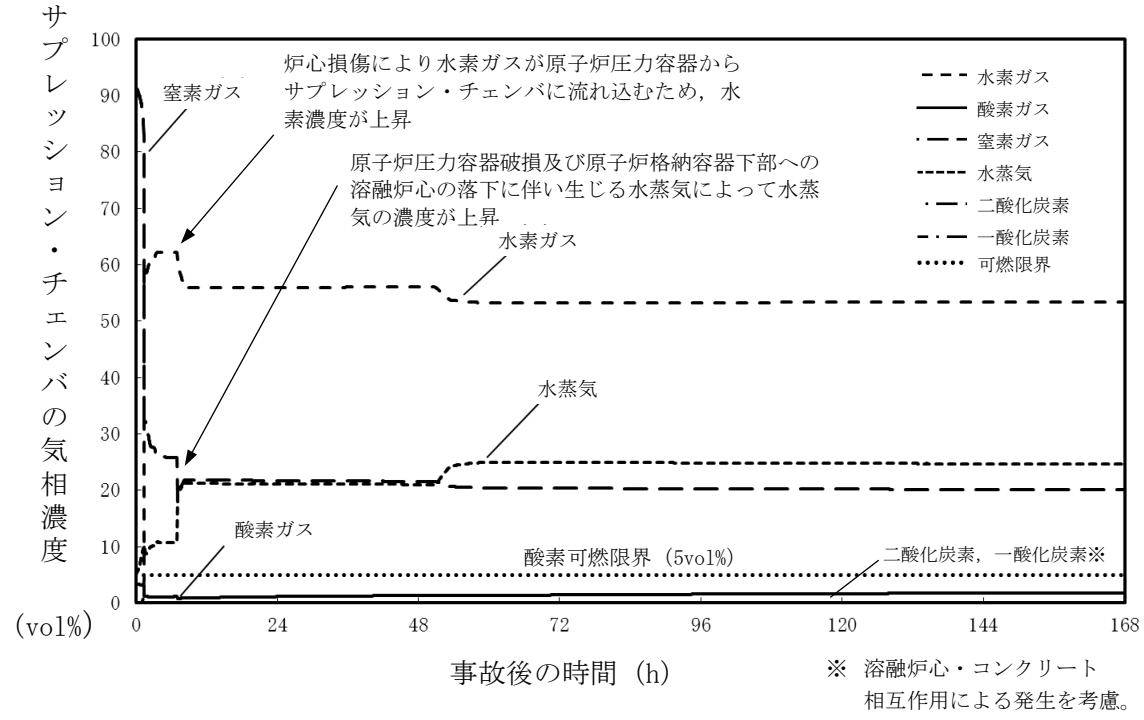
第 3.5.3 図　格納容器圧力の推移



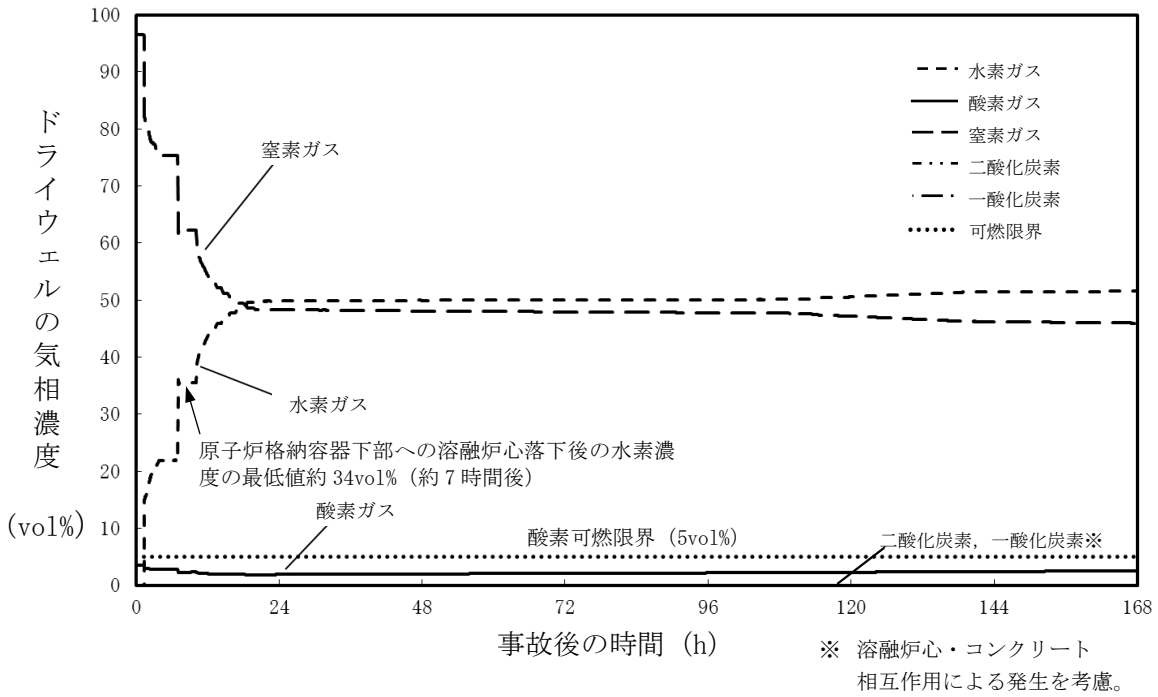
第 3.5.4 図　格納容器温度の推移



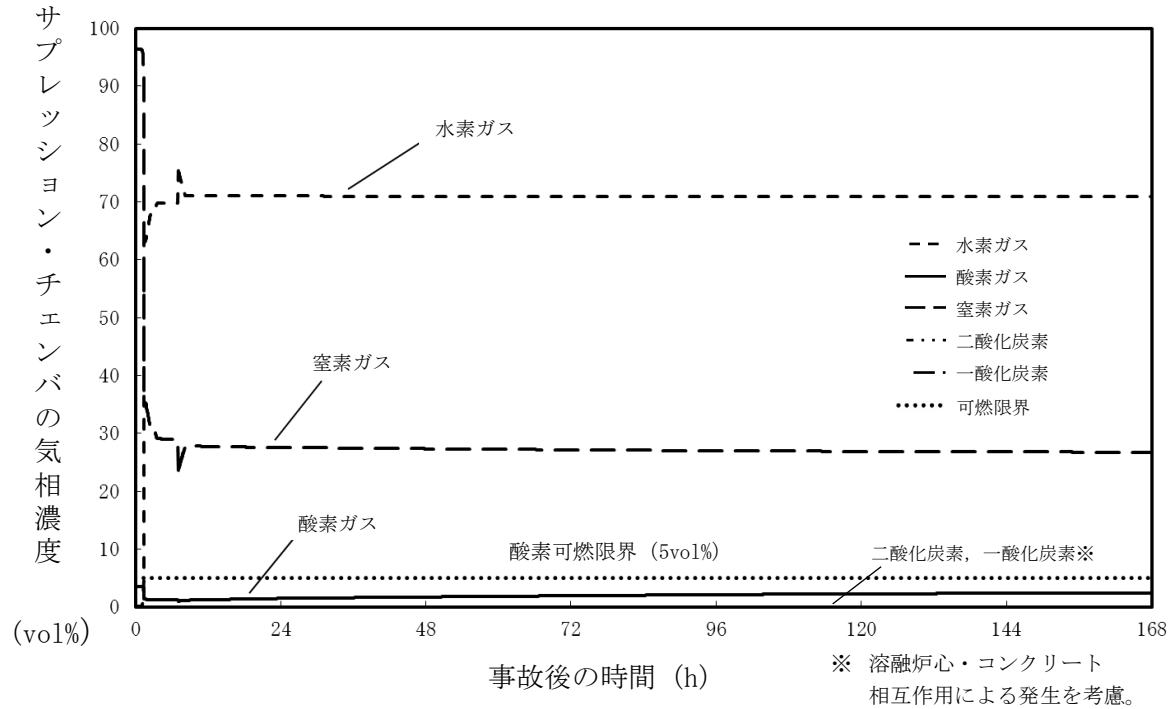
第 3.5.5 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



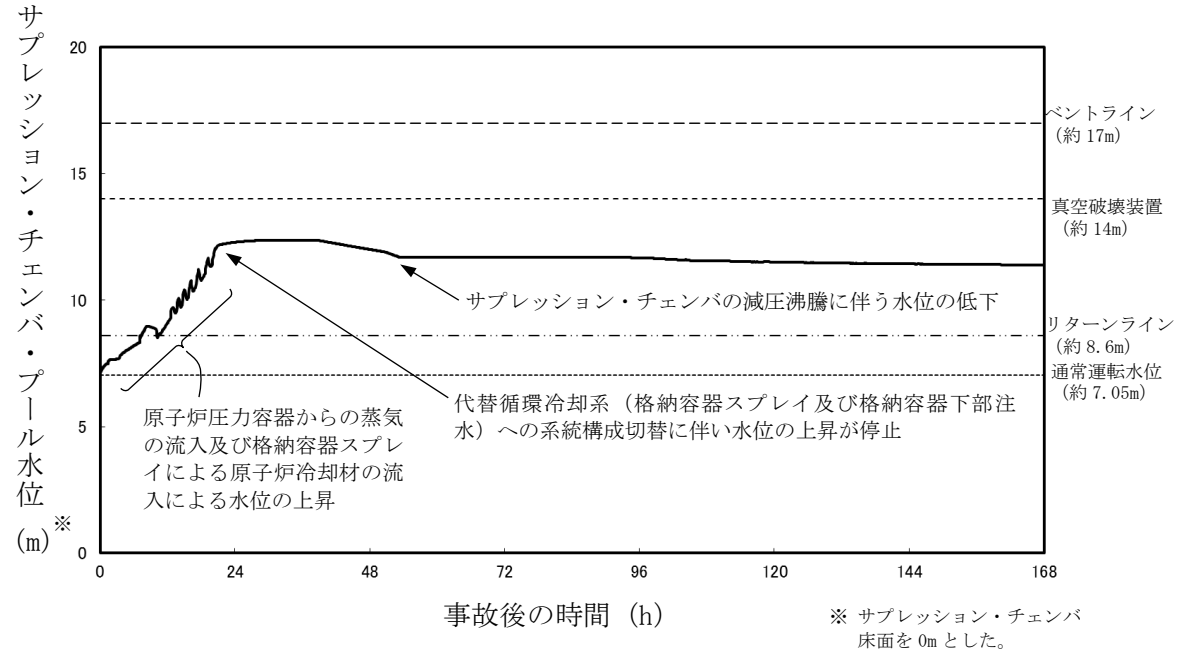
第 3.5.6 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）



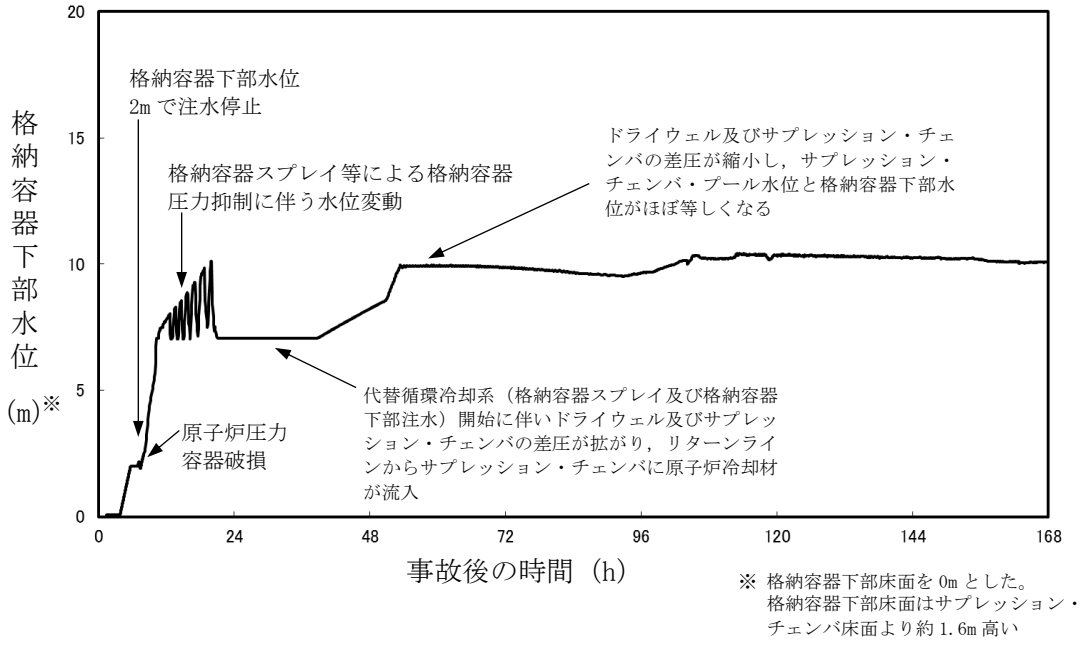
第 3.5.7 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



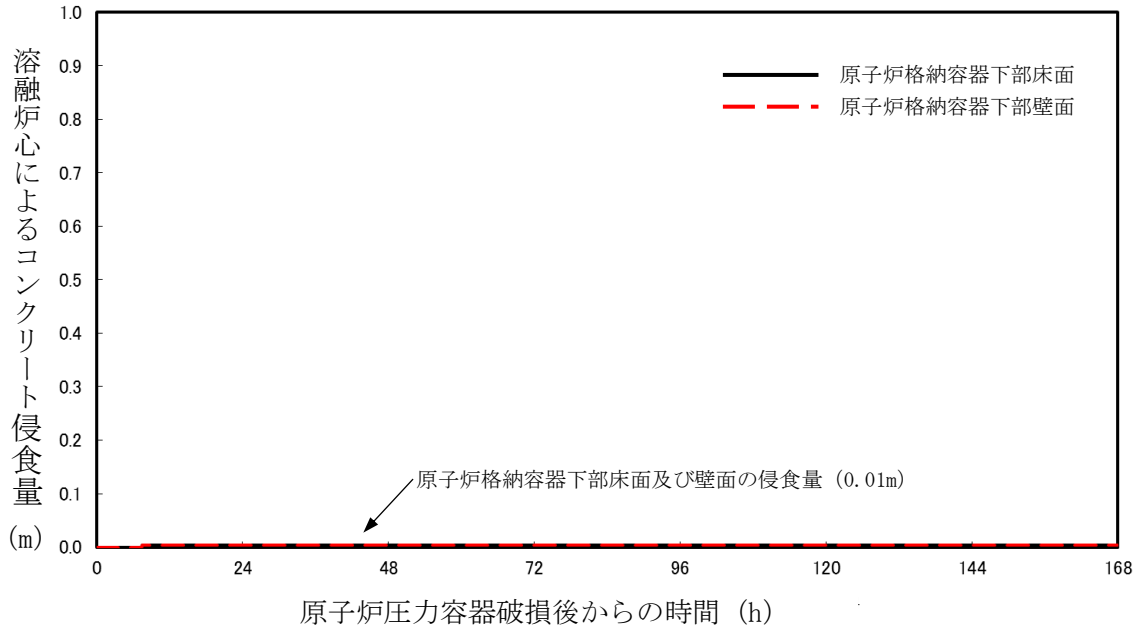
第 3.5.8 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



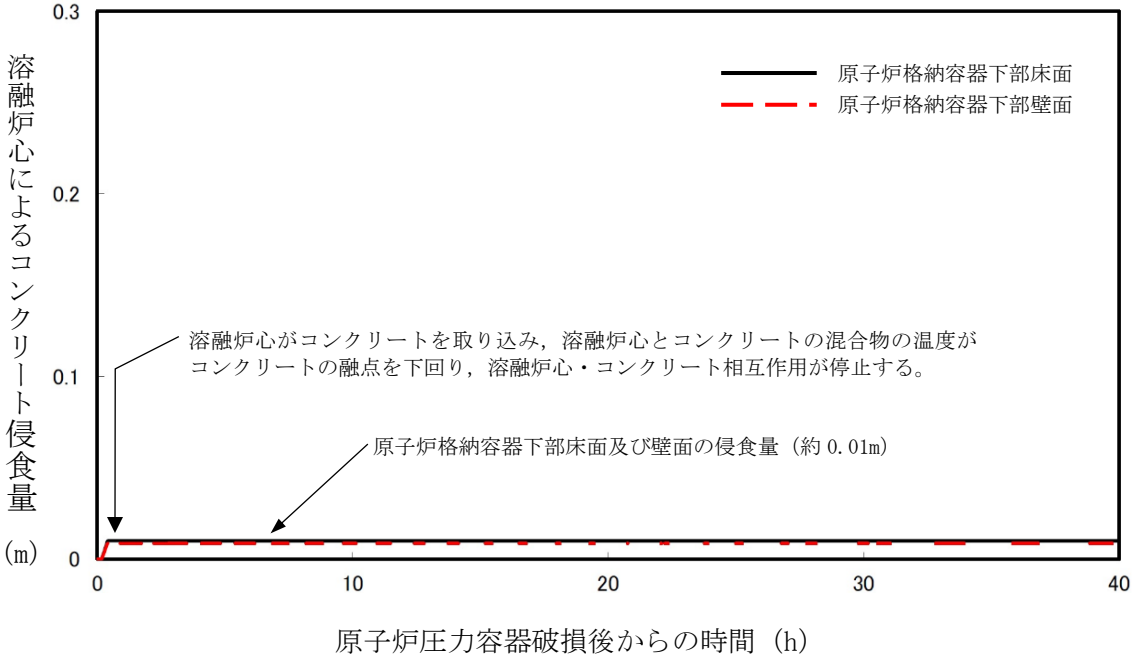
第 3.5.9 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



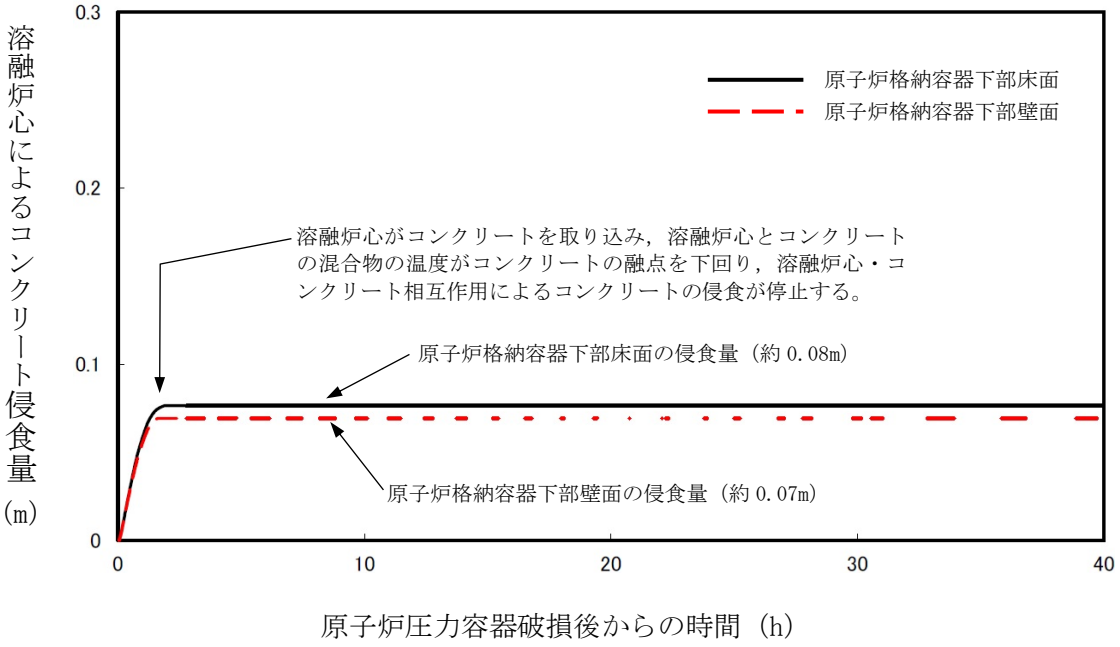
第 3.5.10 図　格納容器下部水位の推移



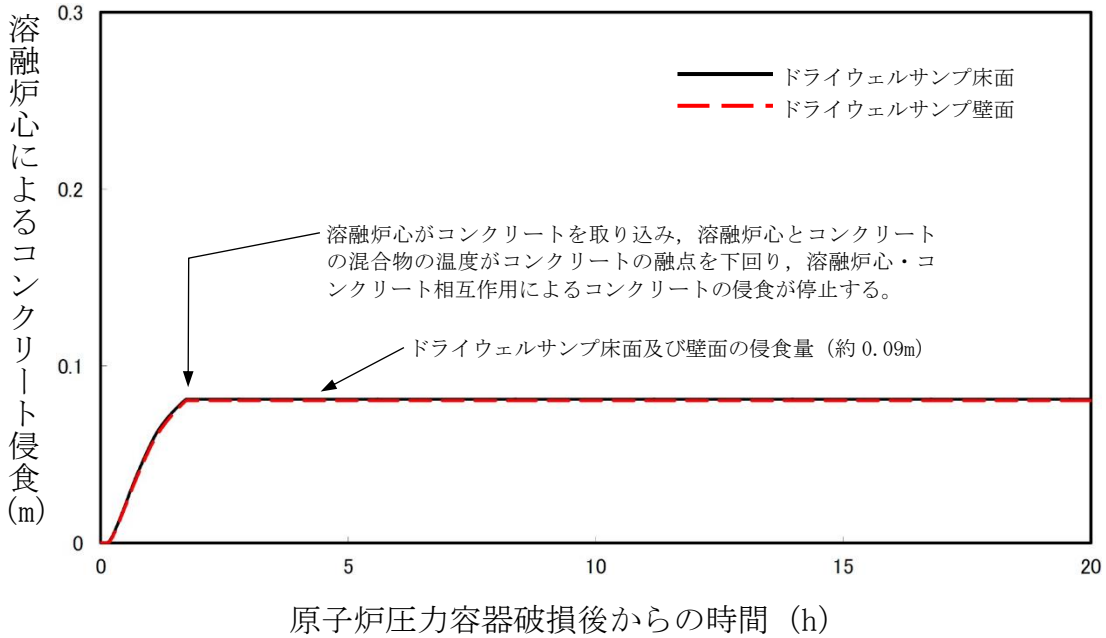
第 3.5.11 図　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移



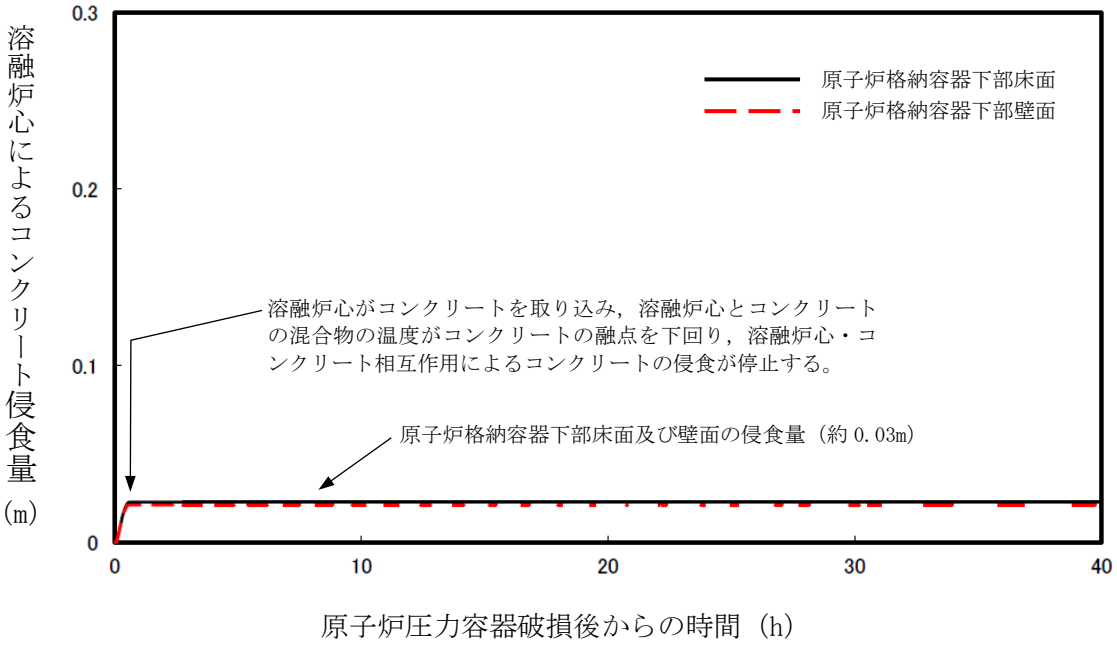
第 3.5.12 図　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融炉心の拡がりを抑制した場合）



第 3.5.13 図　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（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）



第3.5.14図　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮する場合）



第 3.5.15 図　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）

安定状態について

溶融炉心・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：溶融炉心・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侵食が停止し，侵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，溶融炉心・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侵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】 代替循環冷却系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系の使用又は残留熱除去系の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ガス封入（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（溶融炉心・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） 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ガス発生，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。 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。 ・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。 ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇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に係る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を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響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，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。
	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。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認している。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。
	気液分離（水位変化）・対向流				

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）（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）	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。 ・TQUV，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を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。 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℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作があるが，原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器破損を起点としている原子炉格納容器下部への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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原子炉圧力容器破損時間に与える影響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，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。
	構造材との熱伝達				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	・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。 ・下部プレナム内の溶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。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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与える影響は小さいことを確認している。 炉心下部プレナムでの溶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℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは小さいことから，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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作があるが，原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器破損を起点としている原子炉格納容器下部への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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与える影響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，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。
	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）に関する感度解析に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を確認しているが，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に係る運転員等操作時間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最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析に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を確認しているが，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。
	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。	本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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。	原子炉圧力容器内 FP 挙動と溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量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。

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。	本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを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。	エントレインメント係数の感度解析により溶融炉心の細粒化割合がコンクリート侵食に与える感度は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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		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想定される。ただし，堆積形状の不確かさが想定されるため，個別プラントのペデスタルの形状や事前水張りの深さを踏まえて，拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。	本評価事故シーケンスでは，コンクリート侵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。	溶融炉心の拡がりを抑制した場合を想定した感度解析を実施した。感度解析の結果，コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で 1cm に抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。 （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		溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で，エントレインメント係数，溶融炉心からプール水への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，コンクリート浸食量に対して溶融炉心からプール水への熱流束の感度が支配的であることを確認した。また，溶融炉心からプール水への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て感度を確認したものであり，不確かさを考慮しても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る。		エントレインメント係数，溶融炉心からプール水への熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ，コンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からプール水への熱流束についての感度解析を実施した。コンクリート侵食量は原子炉格納容器下部の床面で約 8cm，壁面で約 7cm に抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。なお，本感度解析では，原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって約 118kg 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ー水反応によって約 1,400kg の水素ガス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。 （添付資料 3.5.3 参照）
	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。 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，溶融炉心からプール水への熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。		
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生				

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）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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 7.05MPa[gage]～ 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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+116cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm） （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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm 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，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，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，いずれの型式も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，いずれの型式も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	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%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，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，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること及び溶融炉心落下後に原子炉格納容器下部への注水操作を開始すること）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。	最確条件とした場合は，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（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	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（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980m^3～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560m^3～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3 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^3 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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^3 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^3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。
	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として設定 最確条件を包絡できる条件	運転員等操作としては原子炉圧力容器下鏡部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への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いことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量という観点では，直接的な影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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）（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage]～ 約 7kPa[gage] （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は,ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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 0.50MPa 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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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 0.50MPa 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。
	格納容器温度	57℃	約 43℃～約 62℃ （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原子炉圧力容器下鏡部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への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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，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温度上昇率は約 7 時間で約 89℃であるのに対して，ゆらぎによる温度上昇量は約 5℃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。
	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 35℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	運転員等操作としては原子炉圧力容器下鏡部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への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，溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量という観点では溶融炉心からの除熱が促進されることから，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 21,400m^3	21,400m^3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設定	最確条件とした場合は,解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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設定	最確条件とした場合は,解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。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。	－
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m^2相当 （圧力依存あり）	800kW/m^2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	最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 コンクリート侵食量に対しては，実験で確認されている侵食面における侵食の不均一性等の影響を確認する観点から，コンクリート侵食量への影響が最も大きい溶融炉心からプール水への熱流束について，感度解析を実施した。感度解析の結果，コンクリート侵食量は格納容器下部の床面で約 8cm，壁面で約 7cm に抑えられることから，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。 （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構造材の扱い	内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板及び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	内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板については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が，保守的にこれを考慮しない	最確条件とした場合は，コンクリートより融点が高い内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板の耐熱の効果及び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侵食が抑制されるが,コンクリート侵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は，コンクリートより融点が高い内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板の耐熱の効果及び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侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない	部分的な溶融が生じ，格納容器下部に落下する可能性がある	発熱密度を下げないように保守的に設定	最確条件とした場合は,溶融物の発熱密度が下がるため,溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食は抑制されるが,コンクリート侵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は，溶融物の発熱密度が下がるため，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 コンクリート侵食量に対しては，溶融物のコリウムシールド内側への流入を考慮し，ドライウェルサンプに流入した場合の影響を確認する観点で，溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮した場合についての感度解析を実施した。その結果，ドライウェルサンプのコンクリート侵食量は，床面で約 9cm，壁面で約 9cm に抑えられることから，原子炉圧力容器の支持機能及び原子炉格納容器バウンダリ機能を維持できることを確認した。 （添付 3.5.3 参照）
	格納容器下部床面積	6 号炉の格納容器下部床面積を設定	各号炉の設計に応じた設定	コリウムシールドで囲まれる部分が広く，溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる号炉を設定	最確条件とした場合は,原子炉格納容器下部の床面積が広くなることで溶融炉心が冷却されやすくなるため，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されるが,コンクリート侵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は，原子炉格納容器下部の床面積が広くなることで溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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）（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
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	起因事象の違いによって操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること及び原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部への注水操作を開始すること）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を与えることはない。	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。感度解析は，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ベースケースから変更し，事象発生から 6 時間後の値とした。その結果，コンクリート侵食量は床面で約 3cm，壁面では約 3cm に抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。 また，コンクリート侵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。 （添付資料 3.5.3 参照）
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	－	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の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	－
	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。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 7.86MPa[gage] 363～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 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。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：70m³/h にて原子炉格納容器へスプレイ	原子炉圧力容器破損前：70m³/h 以上で原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	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及び温度上昇の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及び温度上昇の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無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器下部注水系（常設）	事前水張り時：90m³/h で注水	事前水張り時：90m³/h で注水	原子炉圧力容器破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき水位 2m 到達まで水張り可能な流量として設定	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。
		原子炉圧力容器破損以降：崩壊熱相当の注水量にて注水	原子炉圧力容器破損以降：崩壊熱相当の注水量にて注水	溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定	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。
	コリウムシールド	コリウムシールドの設置により，落下した溶融炉心はドライウェルサンプへ流入しない	コリウムシールドの設置により，落下した溶融炉心はドライウェルサンプへ流入しない	コリウムシールドを設置した格納容器下部の状態として設定	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。

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	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	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で開始。90m³/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	【認知】 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。 【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。 【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 8 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。 【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，それに時間余裕を含めて操作時間 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及び格納容器下部水位を監視し，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。 【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。 【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。	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，格納容器下部への注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 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（現場）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。	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，原子炉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の上昇傾向を監視しながらあらかじ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，格納容器下部への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，原子炉圧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）	原子炉圧力容器破損後（約 7.0 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	【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，原子炉圧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圧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。 【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。 【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。 【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，それに時間余裕を含めて操作時間 5 分間を想定している。格納容器下部注水系の流量調整は，復水補給水系流量系（格納容器下部注水流量）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。 【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。 【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。	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，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約 0.8 時間の時間余裕がある。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圧力容器破損を判断して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ることから，操作開始時間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も小さい。	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，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウムー水反応による発熱により蒸発するまでには約 0.8 時間の時間余裕がある。	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，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。

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，格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合及びコリウムシールド内側への越流を考慮した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・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は，そ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た上で，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。

ベースケースの条件設定に対し，崩壊熱又は溶融炉心からプール水への熱流束（以下「上面熱流束」という。）についてコンクリート侵食量に対する感度を確認した。崩壊熱についての感度を確認した理由は，プラント損傷状態を LOCA とする場合，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たためである。上面熱流束についての感度を確認した理由は，「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」の添付 3「溶融炉心・コンクリート相互作用について」において，解析モデルの不確かさを整理し，感度解析対象として抽出し，その感度を確認したエントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数のうち，上面熱流束がコンクリート侵食量に対して影響の大きいパラメータであることを確認したためである。

また，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心について，ベースケースでは床面に一様に拡がる評価モデルとして扱っているが，その挙動には不確かさがあると考えられる。この溶融炉心が均一に拡がらない場合の影響を確認するため，溶融炉心の拡がりが抑制された場合の評価モデルを作成し，コンクリート侵食量を評価した。

原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心はコリウムシールドによってせき止められるため，多量にドライウェル高電導度廃液サンプ及びドライウェル低電導度廃液サンプ（以下「ドライウェルサンプ」という。）に流入することは無いと考える。細粒化された溶融炉心が水中に浮遊することにより，僅かな量がコリウムシールドの内側に移行することは考えられるが，細粒化された溶融炉心は周囲の水によって十分に冷却されていると考えられることから，仮に僅かな量の細粒化された溶融炉心がドライウェルサンプに移行しても，ドライウェルサンプ床面を有意に侵食するものではないと考える。ただし，溶融炉心に対してポロシティを考慮する場合，溶融炉心の一部がコリウムシールドを越えて，ドライウェルサンプに流入することが考えられるため，ポロシティをパラメータとしてドライウェルサンプ床面及び壁面の侵食量を評価した。また，コリウムシールドは溶融物の落下量を保守的に考慮して設計しているが，併せてポロシティを考慮すると，溶融物の一部はドライウェルサンプの内側に流入すると考えられる。このため，溶融物の落下量に対するドライウェルサンプ床面の侵食量の感度を確認する観点から，溶融物の落下量を保守的に考慮し，ポロシティを考慮した場合のドライウェルサンプ床面及び壁面の侵食量を評価した。

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とおり。この他の評価条件は，ベースケースと同等である。

(1) 格納容器下部の評価において溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

・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ベースケースから変更し，事象発生から6時間後の値とした。これは，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，電源の有無にかかわらず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，原子炉水位の低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が約6.4時間となることを考慮し保守的に設定した値である。

(2) 格納容器下部の評価において上面熱流束を保守的に考慮する場合

・原子炉格納容器下部に落下した後の上面熱流束をベースケースから変更し，800kW/m^2一定とした。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，上面熱流束が800kW/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，ベースケースでは上面熱流束を800kW/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[abs]以上で制御されていることから，ベースケースにおける上面熱流束は，約1,400kW/m^2（格納容器圧力約0.4MPa[abs]において）以上となる。

(3) 格納容器下部の評価において溶融炉心の拡がりを抑制する場合

・溶融炉心が拡がらないことを想定した最も極端なケースとして，水中に落下した溶融炉心は水中で拡がらず，初期水張り水深と同じ高さの円柱になるものとした。

・評価体系(円柱)の高さは 2m(初期水張り高さ)，底面積は約 22m^2(原子炉格納容器下部床面積の約 1/4)とし，評価体系(円柱)の上面から水によって除熱されるものとした。ただし，円柱の側面部分も水に接していることを想定し，上面からの除熱量は円柱上面の面積に側面の面積を加えた値とした。

・崩壊熱はベースケースにおける溶融炉心落下時刻(事象発生から約 7 時間後)の値とし，上面熱流束は，格納容器圧力への依存性を考慮した。

(4) 溶融炉心の一部がコリウムシールドを越えてドライウェルサンプに流入する場合

・MAAP コードでは，ドライウェルサンプのような直方体の形状を模擬できないため，床面積をドライウェルサンプの床面積に合わせた円柱で模擬した。

・ドライウェルサンプへの流入量を考慮する上で必要となる格納容器下部のモデル(コリウムシールド設置位置，コリウムシールド高さ，ドライウェルサンプの形状)は，6 号炉と 7 号炉を比較して，ドライウェルサンプ越流時の流入量が多く，ドライウェルサンプの床面積が小さく上面から水への除熱量が少なくなる 7 号炉で代表させた。

・ポロシティの評価範囲は 0.26(面心立方格子，最稠密)，0.32(体心立方格子)，0.4(MAAP 標準値)，0.48(単純立方格子)の範囲とした。ポロシティについては，おおむね 0.3 以上と報

告されているが，ポロシティに対する侵食量の感度を確認する観点から，ポロシティの最小値について，本評価では仮想的に 0.26 を設定した。

・崩熱熱は事象発生から 7 時間後，上面熱流束はポロシティ及び格納容器圧力への依存性を考慮した値とした。

・下部ドライウェルでの溶融炉心の堆積高さ(コリウムシールドに囲まれた床面積を除いた場合)は表 1 のとおりとした。これを踏まえ，各ポロシティを用いた場合のドライウェルサンプ内への溶融炉心の流入量を以下のとおりに考慮し，表 1 のとおりにドライウェルサンプ内での溶融炉心の堆積高さを設定した。

(i) コリウムシールドの高さ以上に堆積し，コリウムシールドの内側に流入するものと見なす溶融炉心の量がドライウェルサンプの体積未満の場合

ポロシティが 0.26 のケースでは，コリウムシールドの高さ以上に堆積する溶融炉心の量がドライウェルサンプ 2 つ分の容量(ドライウェルサンプの床面積の小さい 7 号炉で代表)未満であることから，二つのドライウェルサンプに均一に溶融炉心が流入すると想定し，堆積厚さを約 0.7m とした。

(ii)コリウムシールドの高さ以上に堆積し，コリウムシールドの内側に流入するものと見なす溶融炉心の量がドライウェルサンプの体積以上の場合

ポロシティが 0.32，0.4 及び 0.48 のケースでは，溶融炉心の流入量がドライウェルサンプ 2 つ分(ドライウェルサンプの床面積の小さい 7 号炉で代表)の容量を上回る。溶融炉心がコリウムシールドの内側のドライウェルサンプの外の領域にも堆積するため，ドライウェルサンプ及びコリウムシールドの内側のドライウェルサンプの外の領域に堆積した場合の堆積高さを用いてドライウェルサンプ床面の侵食量評価行った。

(5) 溶融物の落下量を保守的に考慮する場合

・MAAP コードでは，ドライウェルサンプのような直方体の形状を模擬できないため，床面積をドライウェルサンプの床面積に合わせた円柱で模擬した。

・ドライウェルサンプへの流入量を考慮する上で必要となる格納容器下部のモデル(コリウムシールド設置位置，コリウムシールド高さ，ドライウェルサンプの形状)は，6 号炉と 7 号炉を比較して，7 号炉のコンクリート侵食量の方が多いことを確認し，7 号炉で代表させた。

・ポロシティは概ね 0.3 以上と報告されていることを踏まえ，現実的に厳しめの値として，保守的に 0.32(体心立方格子の値)とした。

・崩熱熱は事象発生から 7 時間後，上面熱流束はポロシティ及び格納容器圧力への依存性を考慮した値とした。

・下部ドライウェルでの溶融炉心の堆積高さ(コリウムシールドに囲まれた床面積を除いた場合)はポロシティ及び落下物量の想定から，溶融炉心がコリウムシールド内を埋め，更に格納容器下部全体に堆積する高さ(格納容器下部床面から約 0.66m(ドライウェルサンプ床面から約 2.06m))とした。

3. 評価結果

(1) 格納容器下部の評価において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，コンクリート侵食量は床面で約3cm，壁面で約3cmに抑えられることから，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。コンクリート侵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12vol%以上，ドライ条件で34vol%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) 格納容器下部の評価において上面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，コンクリート侵食量は床面で約8cm，壁面で約7cm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，溶融炉心・コンクリート相互作用によって約118kg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ー水反応によって約1400kgの水素ガス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，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，ベースケースにおいても，ウェット条件で12vol%以上，ドライ条件で34vol%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，溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約118kgの気体の内訳は，可燃性ガスである水素ガスが約93kg，一酸化炭素が約25kg，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。ジルコニウムー水反応によって発生する水素ガスも考慮すると，原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素ガスが支配的であり，一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ガスは発生しないため，溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスを考慮すること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及びその他の非凝縮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溶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おおむね低く推移する。最も低い値は，ウェット条件では事象発生から約8.4時間後のドライウェルにおいて約12vol%，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34vol%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おおむね低く推移するドライウェルの水素濃度は，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43vol%となり，ドライ条件では約53vol%で安定する。気相濃度の推移の詳細は第3.5.5図から第3.5.8図参照。

(3) 格納容器下部の評価において溶融炉心の拡がりを抑制する場合

評価結果を図3に示す。評価の結果，コンクリート侵食量は床面で約1cmに抑えられることから，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。コンクリート侵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12vol%以上，ドライ条件で34vol%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。

(4) 溶融炉心の一部がコリウムシールドを越えてドライウェルサンプに流入する場合

評価結果を表2に示す。ドライウェルサンプ床面の侵食量は最大約5cmであり，鋼製ライナの損傷には至ることは無く，ドライウェルサンプ壁面の侵食量は最大約5cmであり，外側鋼板の損傷に至ることは無いことを確認した。コンクリート侵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溶融炉心落下後の水素ガス濃度は，ドライウェルにおいて最低値を示すが，ウェット条件で12vol%以上，ドライ条件で34vol%以上※となり，ドライ条件において13vol%を上回る。一方，酸素ガス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。

(5) 溶融物の落下量を保守的に考慮する場合

評価結果を図4に示す。ドライウェルサンプ床面の侵食量は約9cmであり，鋼製ライナの損傷に至ることは無く，ドライウェルサンプ壁面の侵食量は約9cmであり，外側鋼板の損傷に至ることは無いことを確認した。本評価における侵食量は(2)と同等であることから，可燃性ガ

スの発生量についても同程度と考えられ，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影響は(2)と同様に整理できるものと考えられる。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く，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。

4. まとめ

溶融炉心の落下時刻の不確かさや解析モデルの不確かさの影響によって原子炉格納容器下部のコンクリート侵食量が増大する場合の保守的な条件設定が評価結果に与える影響を確認した結果，評価項目となるコンクリート侵食量は，最もコンクリート侵食量が多い結果となった溶融物の落下量を保守的に考慮した場合であってもドライウェルサンプ床面で約9cm及び壁面で約9cmであり，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，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を考慮しても格納容器圧力に与える影響は小さく，可燃性ガスの燃焼の観点でも燃焼のリスクを高めるものではないことを確認した。

以　上

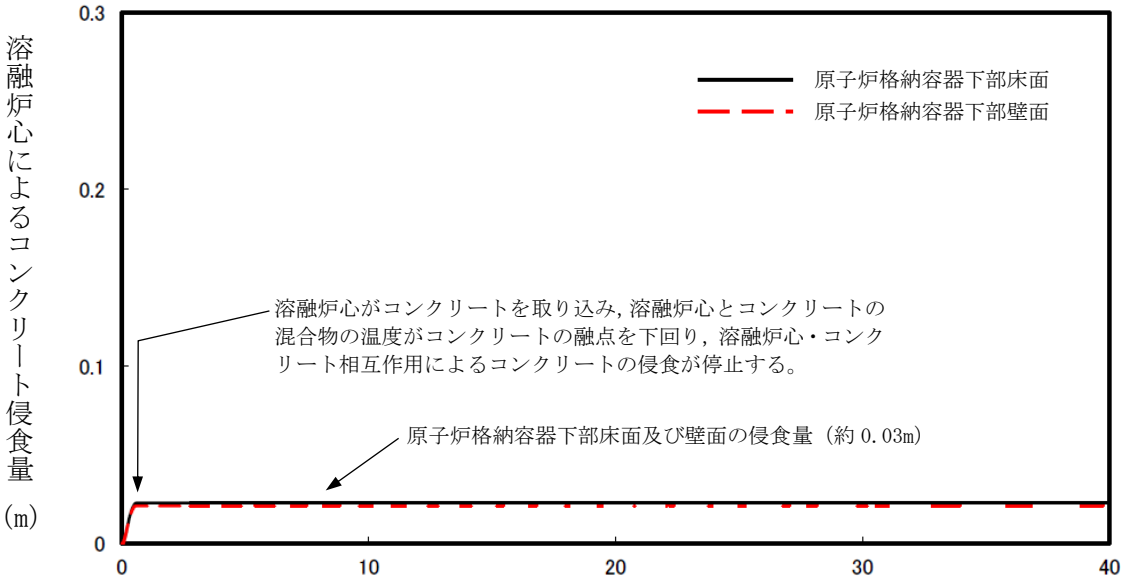


図 1　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）

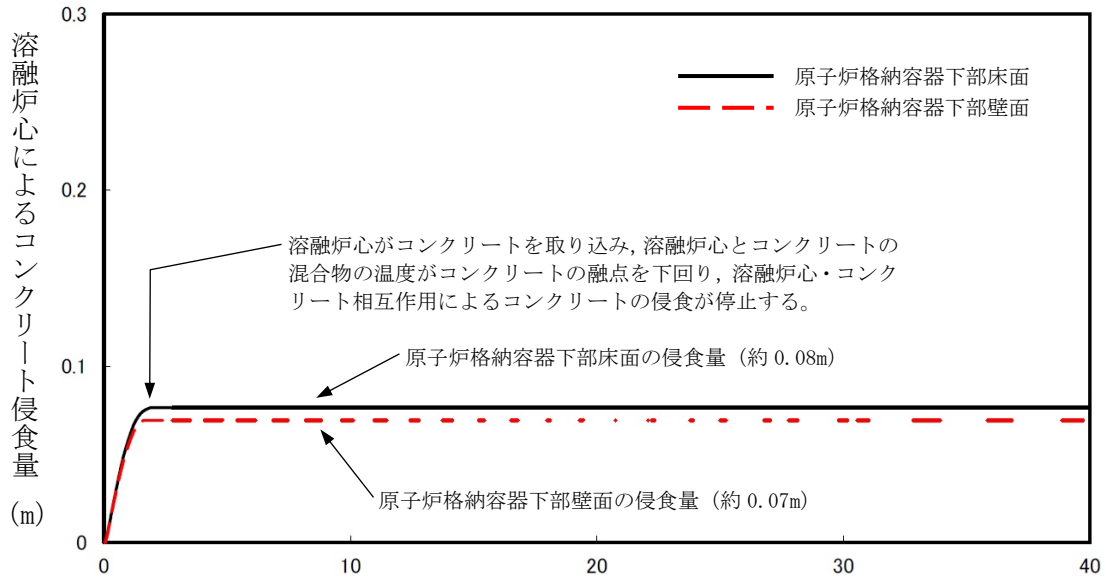


図2　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（上面熱流束を保守的に考慮する場合）

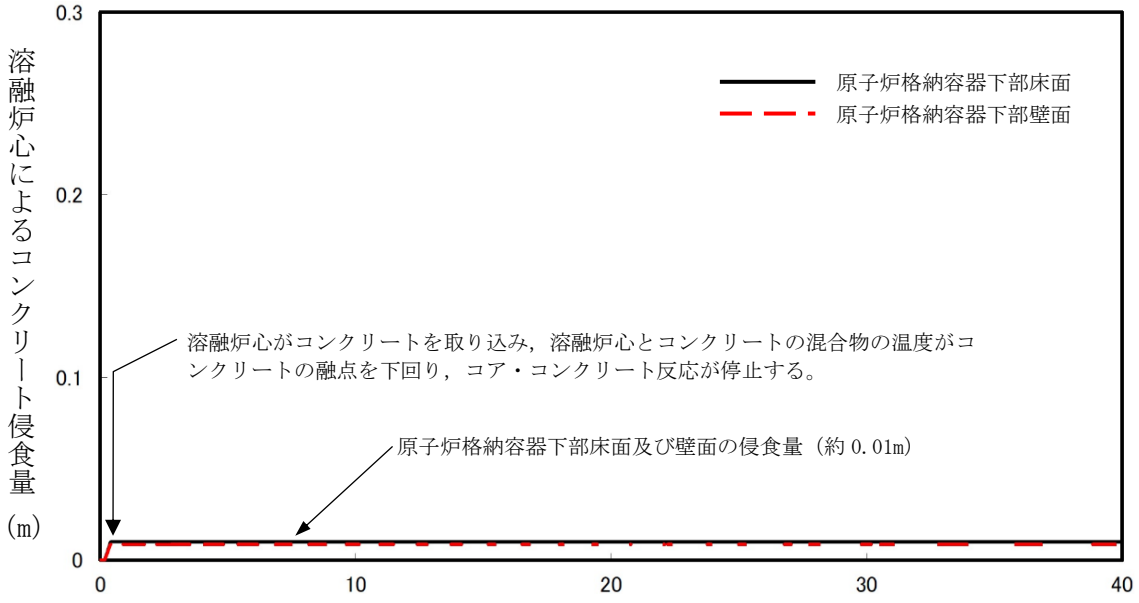


図 3　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融炉心の拡がりを抑制した場合）

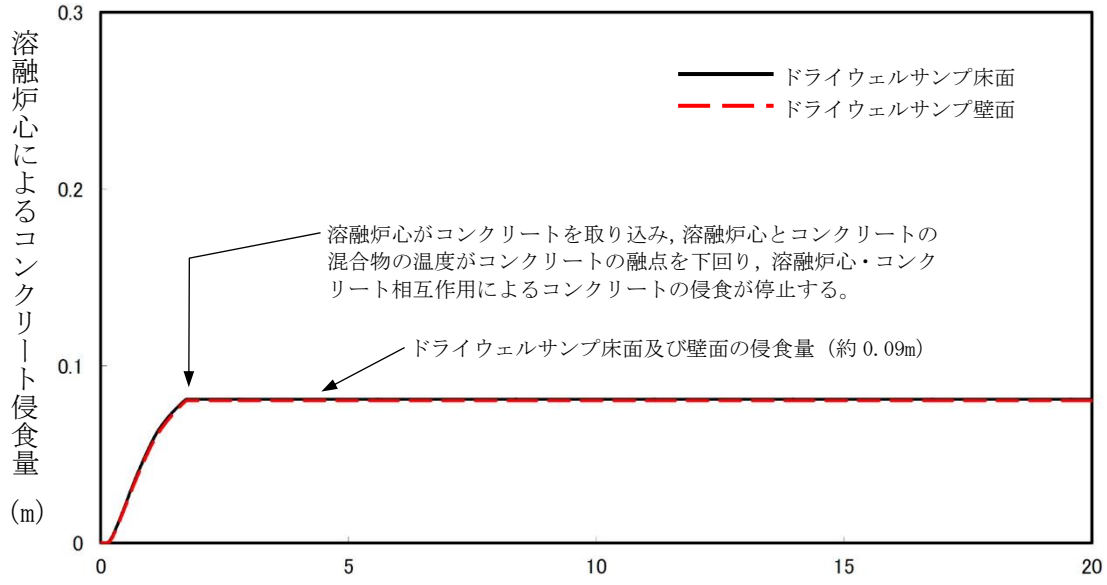


図4　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融物の落下量を保守的に考慮※する場合）

※ ポロシティ概ね 0.3 以上と報告されていることを踏まえ，現実的に厳しめの値として保守的に 0.32（体心立方格子の値）とした。

表 1　ポロシティを考慮した溶融炉心の堆積高さ

ポロシティ	0.26	0.32	0.40	0.48
下部ドライウェル※での溶融炉心の堆積高さ(m)	約 0.68	約 0.73	約 0.80	約 0.89
越流する溶融炉心の体積(m^3)	約 2.6	約 5.8	約 11	約 18
ドライウェルサンプ床面からの堆積高さ(m)	約 0.7	約 1.4	約 1.8	約 2.1

※ コリウムシールドに囲まれた床面積を除き，コリウムシールドの内側への流入を考慮しない場合の堆積高さ

表 2　溶融炉心がドライウェルサンプに流入する場合の侵食量評価結果

ポロシティ	0.26	0.32	0.40	0.48
ドライウェルサンプ床面侵食量(m)	約 0.05	約 0.03	約 0.01	0
ドライウェルサンプ壁面侵食量(m)	約 0.05	約 0.03	約 0.01	0

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※1による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.1.1 図に，手順の概要を第 4.1.2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.1.1 表に示す。

想定事故1において，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，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第4.1.3図に示す。

※1 燃料プール代替注水系として，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）を想定する。なお，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）の注水手段が使用でき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ダ）による対応が可能である。

a. 使用済燃料プールの冷却機能喪失確認

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

使用済燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は，

使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）等である。

b．使用済燃料プールの注水機能喪失確認

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

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

c．燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水

燃料プール代替注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位は回復する。その後，使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度等である。

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

原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は，燃料プール代替注水

系（可搬型スプレイヘッダ）を使用する場合，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

（添付資料4.1.1，4.1.2）

4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 1 で想定する事故は，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故 1 では，使用済燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，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 1 における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び

操作時間余裕を評価する。

（添付資料 4.1.1，4.1.2）

(2) 有効性評価の条件

想定事故1に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故1特有の評価条件を以下に示す。

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

（添付資料4.1.1）

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間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，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^3/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，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系

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）4 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45m^3/h※3にて注水する。

※3 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに45m^3/h以上(4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による使用済燃料プールへの注水は，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第4.1.4図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第4.1.5図に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約5℃/h で上昇し，事象発生から約 7 時間後に 100℃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による使用済燃料プールへの注水を開始すると，使用済燃料プール水位が回復する。

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

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は，第4.1.4図に示すとおり，通常水位から約0.4m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。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，第4.1.5図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約0.4m 下の水位になった場合の線量率は，約 1.0×10^{-3}mSv/h 以下であり，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。

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

事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

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

（添付資料4.1.3，4.1.4）

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による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

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

れる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

その起点より操作開始が遅くなることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は，屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから， 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(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，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和さ

れることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，自然蒸発,使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により,評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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1日以上（10mSv/h※2の場合　6号及び7号炉 約1.1日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プールが通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.3m下※4）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/h※2の場合　6号及び7号炉 約1.2日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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

系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）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（常設スプレイヘッダ）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水位が原子炉建屋オペレーティングフロア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1.1日後（10mSv/h※2の場合，6号炉では約1.0日後，7号炉では約1.1日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約1.9日後（6号炉では約1.8日後，7号炉では約1.9日後）となる。また，使用済燃料プール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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から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，当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は360分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から12時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料4.1.5）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上（10mSv/h※2の場合　6号及び7号炉 約1.4日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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，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時間後と設定しているため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料4.1.5）

(3) まとめ

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

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故1において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり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，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，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，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3,100m^3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6,200m^3の水が必要である。水源として，淡水貯水池に約18,000m^3の水を保有しており，水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。

（添付資料4.1.6）

ｂ．燃料

非常用ディーゼル発電機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753kLの軽油が必要となる。燃料プー

ル代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,549kL）。

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による使用済燃料プールへの注水，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

4.1.5 結論

想定事故1では，使用済燃料プールの冷却系が機能喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水

位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故1について有効性評価を実施した。

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

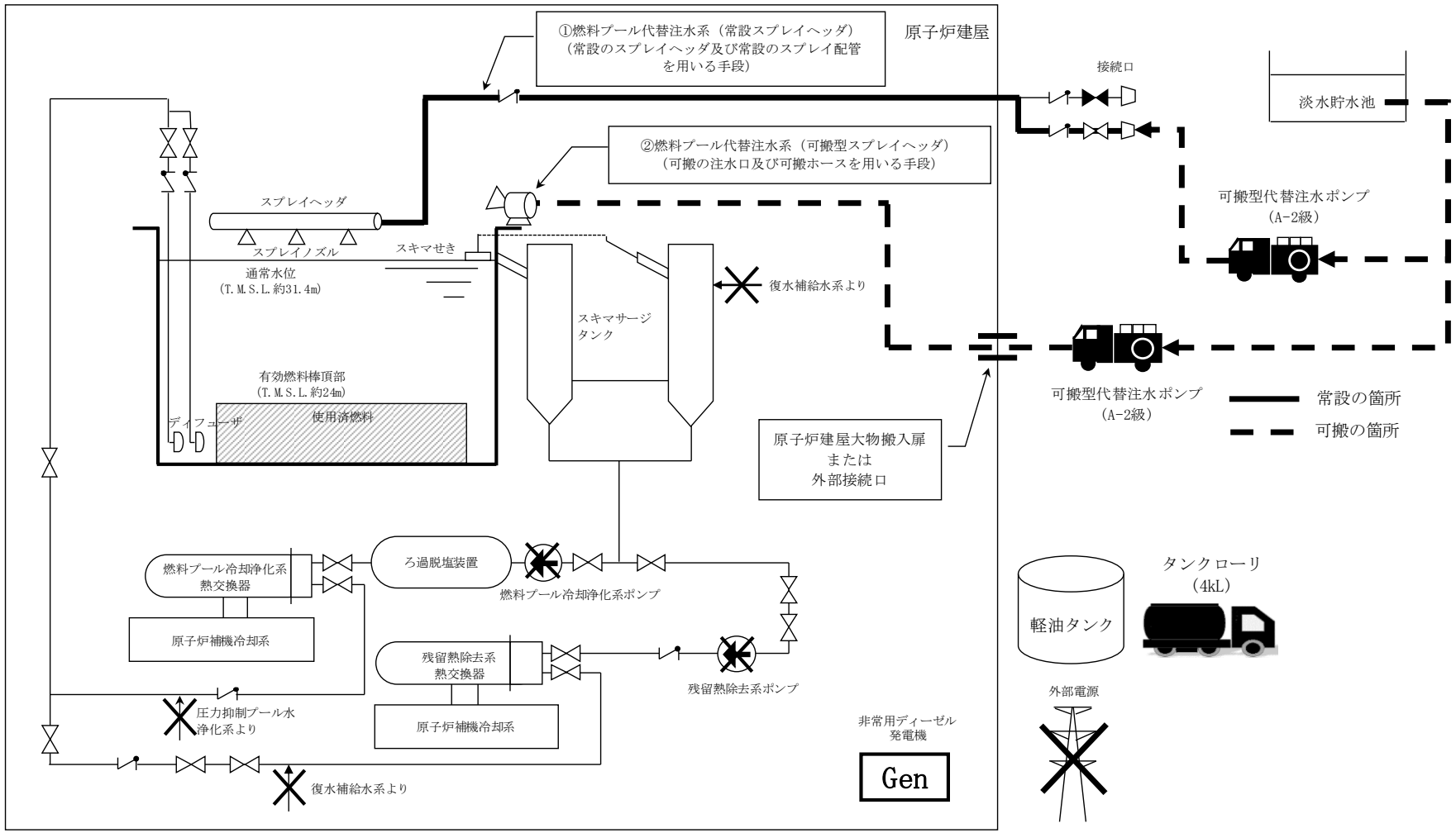
また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

その結果，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。

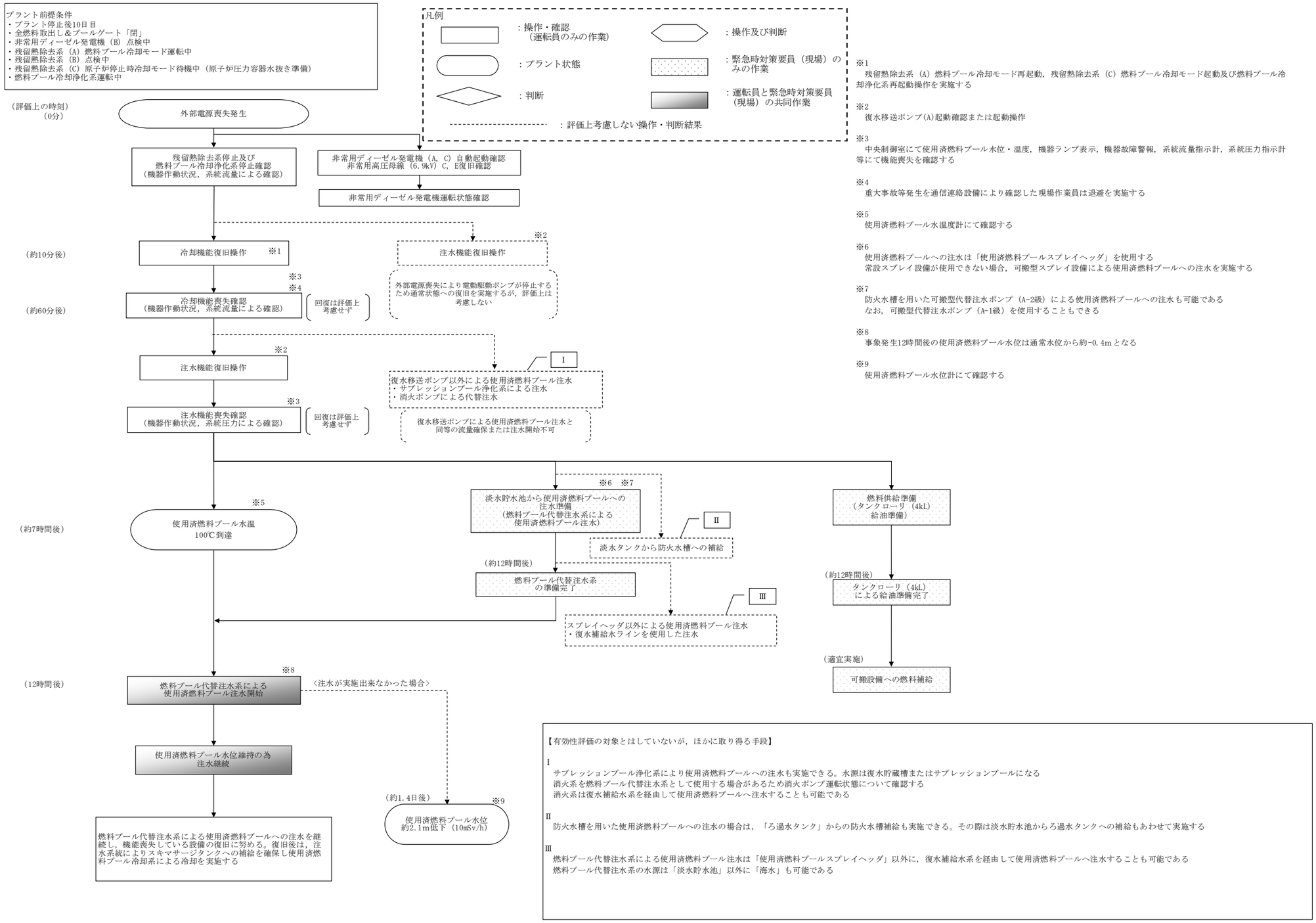
評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故1に対して有効である。



第 4.1.1 図　「想定事故 1」の重大事故等対策の概略系統図
（使用済燃料プールへの注水）



※1
残留熱除去系（A）燃料プール冷却モード再起動，残留熱除去系（C）燃料プール冷却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
中央制御室にて使用済燃料プール水位・温度，機器ランプ表示，機器故障警報，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
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する

※5
使用済燃料プール水温度計にて確認する

※6
使用済燃料プールへの注水は「使用済燃料プールスプレイヘッダ」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注水を実施する

※7
防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による使用済燃料プールへの注水も可能である
なお，可搬型代替注水ポンプ（A-1級）を使用することもできる

※8
事象発生12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位から約-0.4mとなる

※9
使用済燃料プール水位計にて確認する

第4.1.2図　「想定事故1」の対応手順の概要

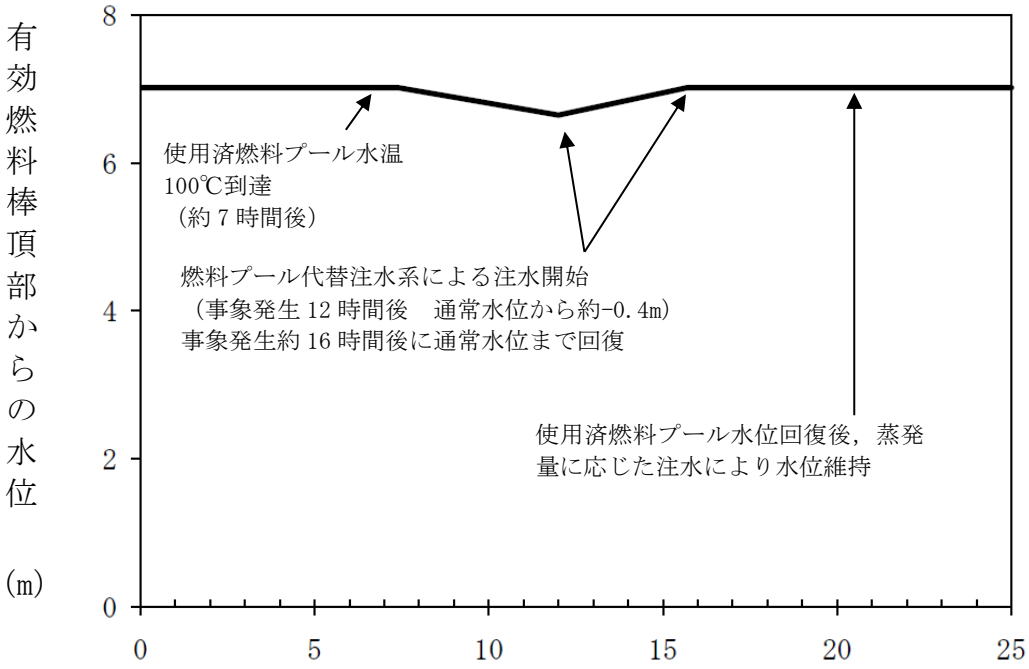
想定事故1

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14	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	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		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）	10分	
							・非常用ディーゼル発電機　自動起動確認		
	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・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）		対応可能な要員により対応する
使用済燃料プール注水系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・使用済燃料プール注水系　機能回復 （復水補給水系）		対応可能な要員により対応する
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（常設スプレイヘッダ使用）	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（可搬型スプレイヘッダ使用） （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・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注水準備 （建屋内ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）		常設スプレイヘッダ使用不可の場合要員を確保して対応する
							・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注水準備 （建屋内ホース接続）		
			－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から建屋内ホース），ホース接続，ホース水張り）		
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水		
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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				

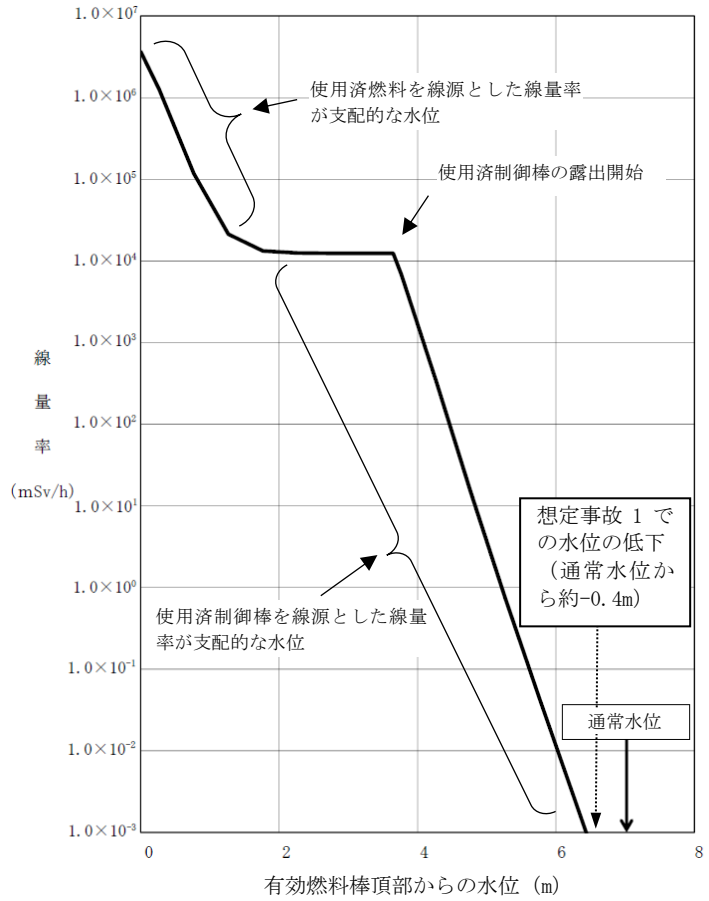
（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

　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。

第 4.1.3 図　「想定事故 1」の作業と所要時間



第 4.1.4 図　使用済燃料プール水位の推移（想定事故 1）



第 4.1.5 図　使用済燃料プール水位と線量率（想定事故 1）

第 4.1.1 表　「想定事故 1」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		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機能喪失であることを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系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注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッダ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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による使用済燃料プールへの注水（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，可搬型スプレイヘッダを用いた燃料プール代替注水系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注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイヘッダ 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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

第 4.1.2 表　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^3　※1	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	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併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，解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 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。原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 4.1.2 表　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	45m³/h（4 台）※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	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 時間後までは，その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに 45m³/h 以上(4 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ピット及び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ピット及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。

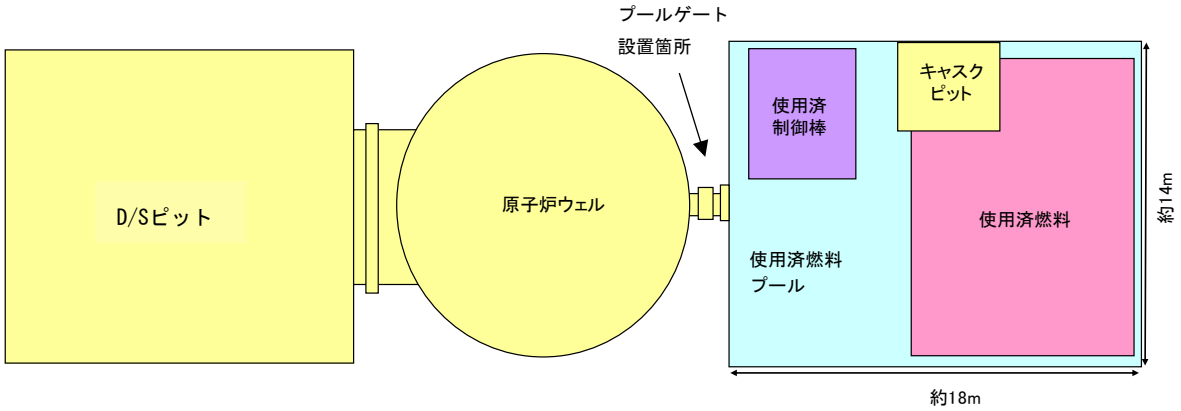


図1　使用済燃料プール等の平面図

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。重大事故等であることを考慮し，例えば10mSv/hの場合は，通常水位から約2.1m※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。

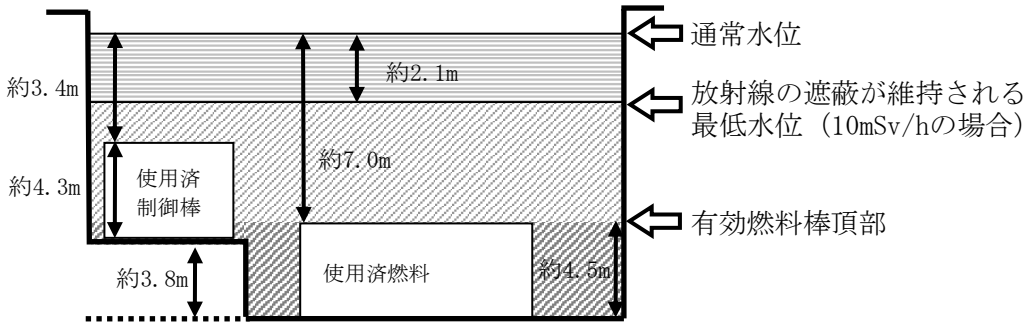


図2　放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

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構造高さを，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。

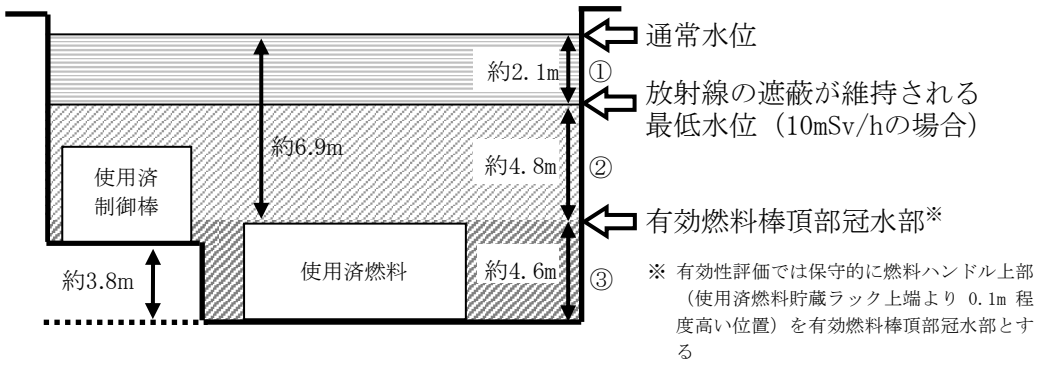


図3　6号及び7号炉の使用済燃料プールの構造高さ

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^2]	保有水の容積[m^3]	断面積[m^2]	保有水の容積[m^3]
①	約 232	約 487	約 233	約 489
②	約 232	約 1,110	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及び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差し引くことで算出し,使用済燃料プールの領域①，②及び③の各断面積については,求めた各領域の容積から高さを差し引いて求めた。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領域②又は領域③のプール下部であるため,保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能喪失に伴う崩壊熱による使用済燃料プール水位の低下について，以下の式を用いて評価を行った。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高水温の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，壁面等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。

○評価方法及び評価条件

①冷却機能喪失から沸騰までの時間

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

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

$$\text{1時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{使用済燃料プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{使用済燃料プールの水位が通常水位から有効燃料棒頂部冠水部に至るまでの保有水の容積[m}^3\text{]} \times \text{使用済燃料プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による使用済燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{使用済燃料プールの水位が通常水位から有効燃料棒頂部冠水部に至るまでの高低差[m]}}{\text{使用済燃料プールの水位が通常水位から有効燃料棒頂部冠水部に至るまで水位が低下するまでの時間[h]}}$$

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。

表2　評価に使用する値

使用済燃料プール保有水の比熱[kJ/kg/℃]※1	使用済燃料プールの保有水の容積[m³]	使用済燃料プールの保有水密度[kg/m³]※2	使用済燃料の崩壊熱[MW]
4.185	6号炉：約2,085 7号炉：約2,093	958	10.899

蒸発潜熱[kJ/kg]※3	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水の容積[m³]※4	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[m³]
2256.47	6号炉：約1,597 7号炉：約1,604	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：487 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（使用済燃料貯蔵ラック上端より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及び非保守的な仮定に基づく評価であるが，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＞
・使用済燃料プール水温の温度変化に対する比熱及び密度の評価にて，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,壁面等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水温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。

表3　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
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発量[m³/h]	約 19	約 19
使用済燃料プール水位が通常水位から約 2.1m 低下するまでの時間[day]	約 1.4	約 1.4
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 3.8	約 3.8
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水温が上昇し，事象発生から約7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19m³/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から約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1.4日後であり，重大事故等対策として期待する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた燃料プール代替注水系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とおりとなる。

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水温が上昇し，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から約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6.0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。

表4　通常運転中の想定※

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発量[m^3/h]	約4.3	約4.3
使用済燃料プール水位が通常水位から約2.1m低下するまでの時間[day]	約6.0	約6.0
使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部冠水部まで低下するまでの時間[day]	約16.9	約16.9
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約0.02	約0.02

※使用済燃料プールの初期水温は保守的に有効性評価での想定と同様の65℃とした。

5. 燃料取出スキーム

表 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（貯蔵体数　3,236 体）							

注 1：評価では，使用済燃料の貯蔵体数が 6 号炉と比較して多い，7 号炉の使用済燃料の崩壊熱を使用する。（使用済燃料プールの保管容量は，6 号炉が 3,410 体，7 号炉が 3,444 体。評価では，1 取替え炉心分（208 体）の新燃料のスペースを考慮した 7 号炉の貯蔵体数 3,236 体を使用する。）

注 2：1,3,5 号炉からの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。原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について

1. 使用済燃料の評価条件

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。

評価条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックに使用済燃料が全て満たされた状態

○線源材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 [redacted] g/cm^3）

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

○線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出

- 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：[redacted] (wt%)
- U 重量：燃料一体あたり [redacted] (kg)
- 停止後の期間※：10 日（実績を考慮した値を設定）

※ 原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○評価モデル：直方体線源

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

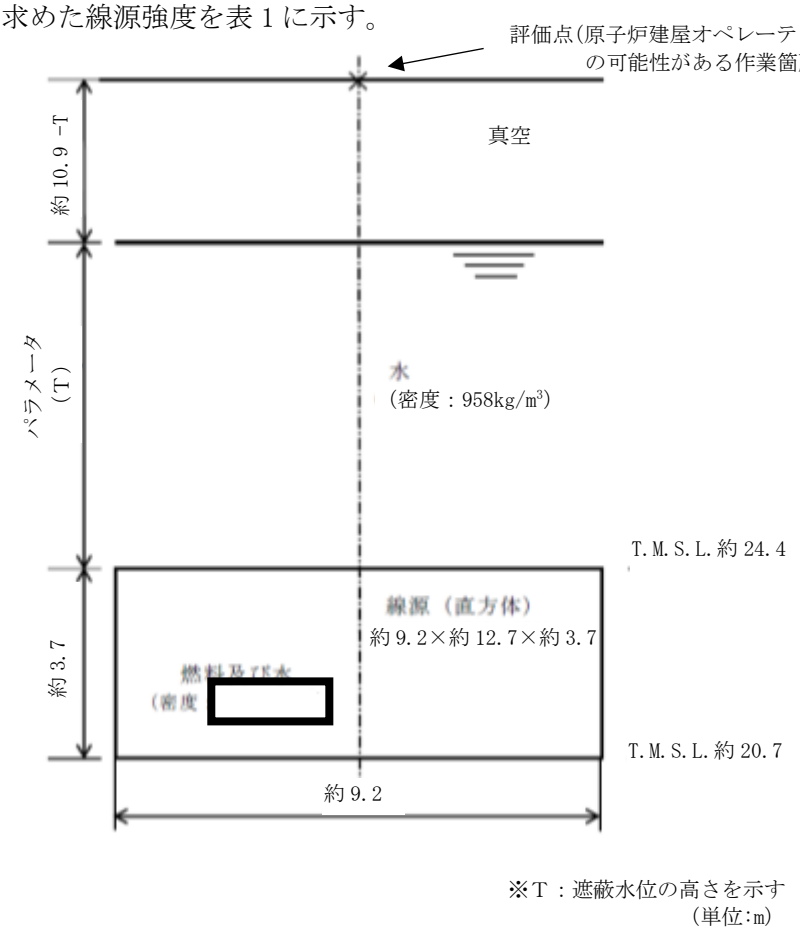


図 1 使用済燃料の線量率評価モデル

表 1　使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	2.66×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	6.07×10^{10}
3	3.75×10^{-2}	6.99×10^{10}
4	5.75×10^{-2}	4.56×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	5.40×10^{10}
6	1.25×10^{-1}	9.78×10^{10}
7	2.25×10^{-1}	5.65×10^{10}
8	3.75×10^{-1}	4.56×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	1.67×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	1.86×10^{11}
11	1.25×10^{0}	1.47×10^{10}
12	1.75×10^{0}	5.03×10^{10}
13	2.25×10^{0}	3.35×10^{9}
14	2.75×10^{0}	1.86×10^{9}
15	3.50×10^{0}	1.64×10^{7}
16	5.00×10^{0}	1.34×10^{2}
17	7.00×10^{0}	1.55×10^{1}
18	9.50×10^{0}	1.78×10^{0}
合計		1.12×10^{12}

2. 使用済制御棒の評価条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする評価条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内の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

○線源材質：水（密度 958kg/m$^{3※}$）

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

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

○線源強度：使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し，使用済制御棒上部は上部ローラを，使用済制御棒中間部は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，使用済制御棒下部は使用済制御棒上部と同じ線源強度とする。

また，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。

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

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

使用済制御棒の内訳は表 2 に示すとおり，現在（2014 年 9 月時点）貯蔵されている使用済制御棒から貯蔵数が最大になるように毎サイクル B4C 型と Hf 型制御棒がそれぞれ取り出されることを想定した。なお，取り出す制御棒は，今後 B4C 型制御棒の使用を計画していること，同一照射条件における B4C 型および Hf 型制御棒の主要核種の放射能量は取り出し後の時間が短い場合において Hf 型制御棒の方が僅かに大きくなること，過去に Hf 型制御棒の使用実績があること等を踏まえ，B4C 型制御棒だけでなく，Hf 型制御棒についても想定した。

○評価モデル：直方体線源

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

表 2　制御棒のタイプ別, 冷却期間別の貯蔵本数

タイプ	冷却期間 （サイクル）	冷却期間 （d）	本数 （本）
Ｈｆ型 制御棒	0	10	10
	1	506	10
	2	1002	10
	3	1498	10
	4	1994	10
	5	2490	7
	6	2986	25
	7	3482	21
	9	4474	4
	10	4970	21
Ｂ4Ｃ型 制御棒	0	10	9
	1	506	9
	2	1002	9
	3	1498	9
	4	1994	9
	5	2490	6
	7	3482	4
	10	4970	21

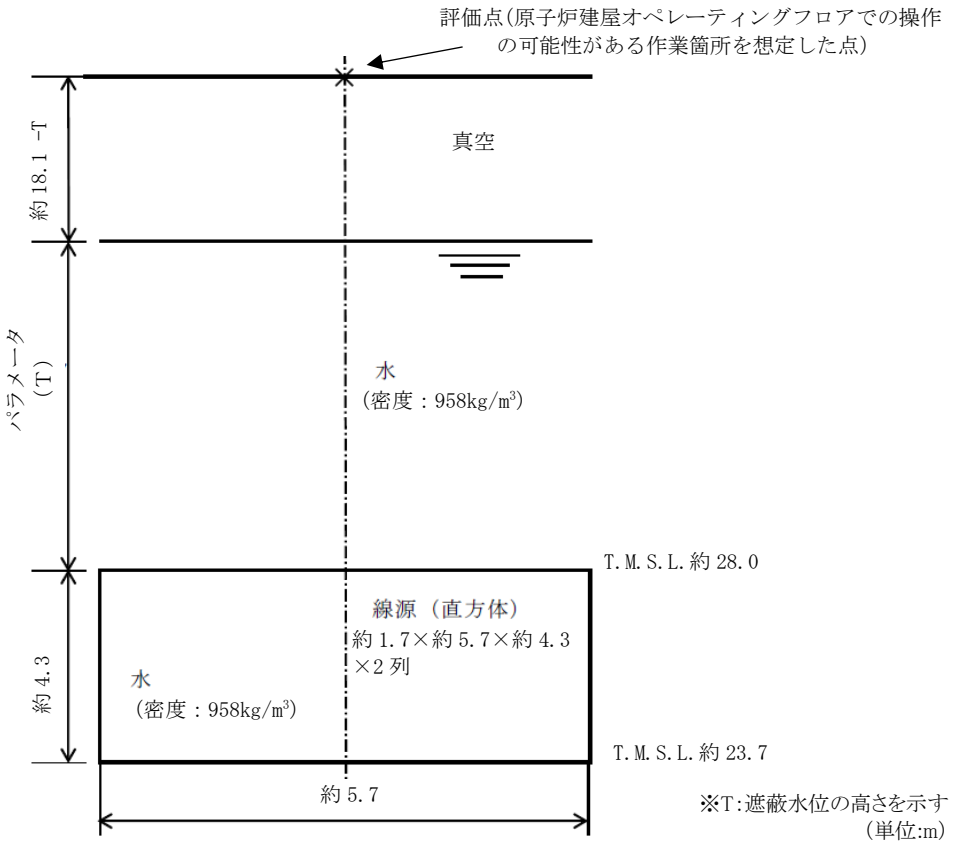


図 2 使用済制御棒の線量率評価モデル

表 3　使用済制御棒の線源強度

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

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの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。

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

こちらは露出時（③）において，使用済制御棒間等は気中であるが，使用済制御棒は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十分保守的なモデルとなっている。

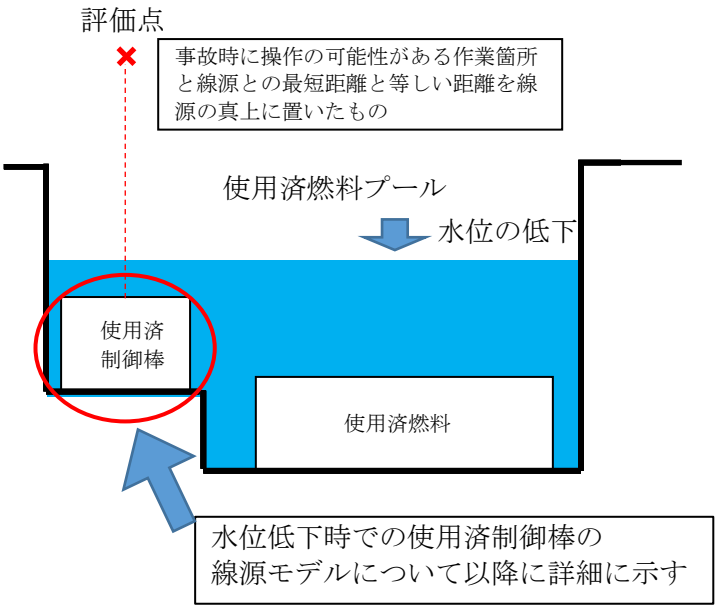
冠水時（①），一部露出時（②）の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間等の気中であった箇所に水が入る為，遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては露出時（③）と同様，水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

評価結果において，水位低下により使用済制御棒の露出が開始した際の現場の線量率と，完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは，評価で上記に示すとおり冠水時（①）と露出時（③）を等しく，線源を水として評価しているためである。

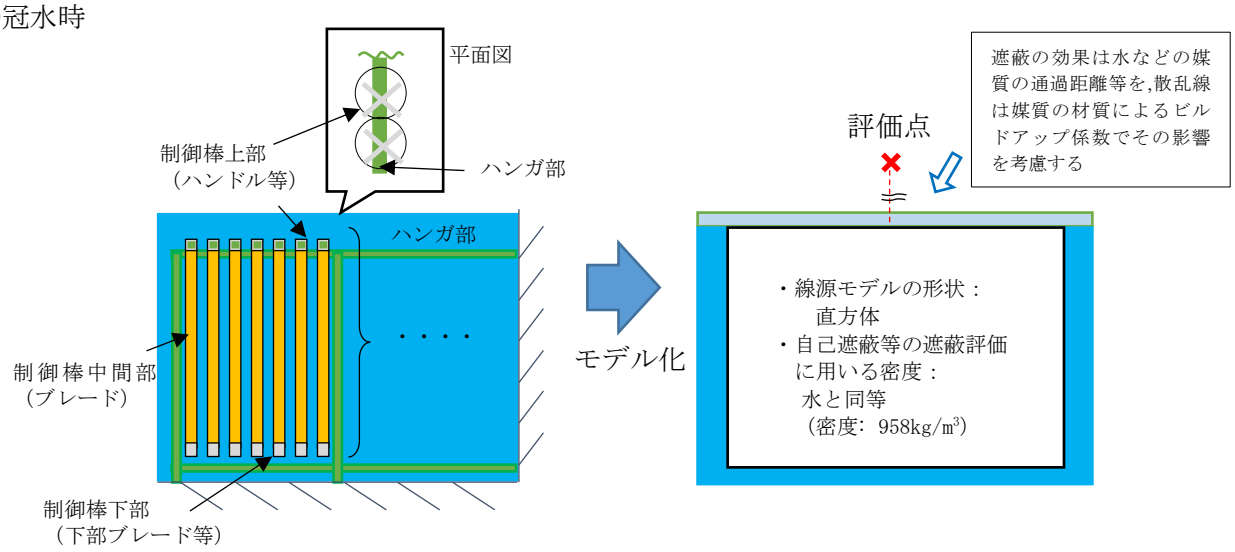
＜参考＞

一例として Co60 を線源とした時のガンマ線の実効線量透過率の 1/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して，鉄（密度：7.86kg/cm^3）であると約 9cm となり，これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

参考文献：アイソトープ手帳 11 版　公益社団法人日本アイソトープ協会



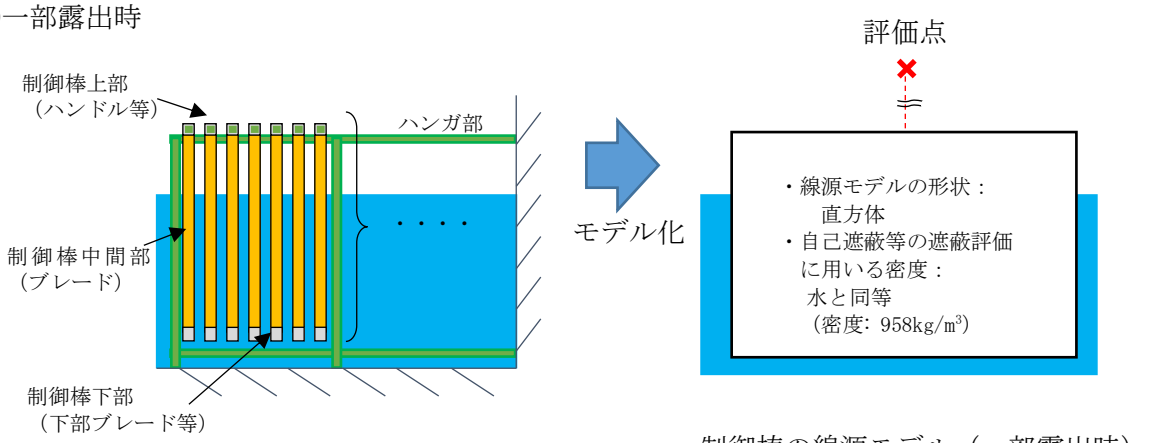
①冠水時



使用済制御棒の側面図

制御棒の線源モデル（冠水時）

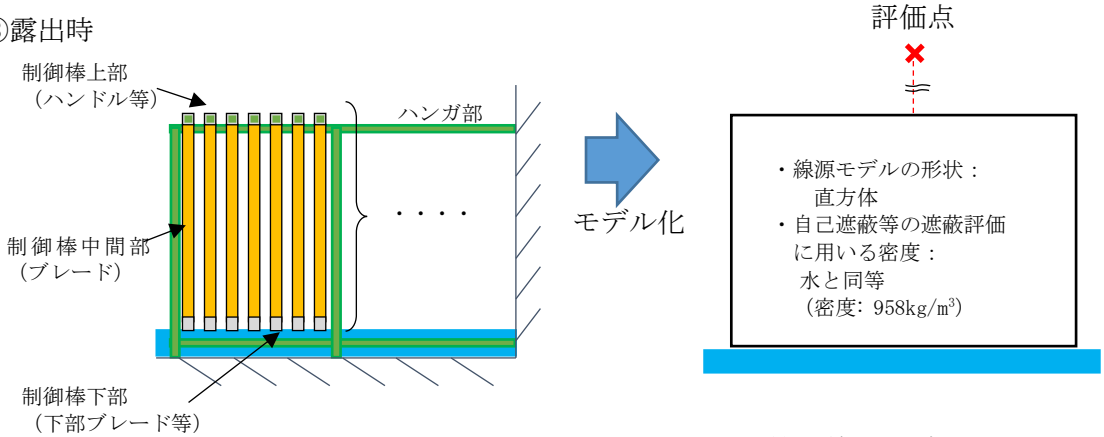
②一部露出時



使用済制御棒の側面図

制御棒の線源モデル（一部露出時）

③露出時



使用済制御棒の側面図

制御棒の線源モデル（露出時）

3. 線量率の評価

線量率は，QAD-CGGP2R コードを用いて評価している。

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

QAD-CGGP2R コードでは，式(2)を用い，線量率を評価している。図 3 に QAD-CGGP2R コードの評価体系を示す。

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

j　：エネルギ群番号（18 群）
i　：線源点番号
k　：領域番号（遮蔽領域）
F_j　：線量率換算係数
S_{ij}　：i 番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギ j 群の点線源強度
R_i　：i 番目の線源点と評価点の距離
B_{ij}　：ビルドアップ係数
μ_{jk}　：領域 k におけるエネルギ j 群のガンマ線に対する線吸収係数
t_k　：領域 k をガンマ線が透過する距離

これにより求まったエネルギ第 j 群の線量率 D_j から，全ての線源エネルギ群について加えることによって全線量率を評価している。

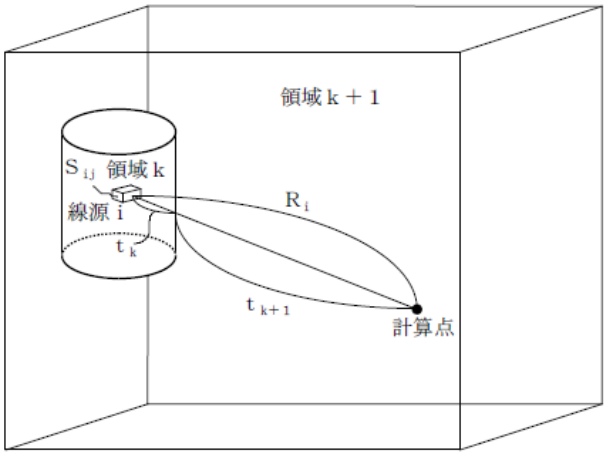


図 3　QAD-CGGP2R コードの評価体系

4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，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，原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近とした。なお，評価では図1及び図2の線量率評価モデルに示すようにプール躯体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1,2及び停止中の各有効性評価において，原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり，必要な放射線の遮蔽の目安を10mSv/hとすると作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕のある値である。目安とした線量率は後述する定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける現場線量率の実績値についても考慮した値である。(詳細については「＜補足＞必要な遮蔽の目安とした10mSv/hの設定について」を参照)。

想定事故1,2での必要な遮蔽水位は図4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。

なお，通常時であっても作業によって現場線量率が上昇することが考えられる。原子炉建屋オペレーティングフロアにおける作業の例として，蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業において，平成23年10月の柏崎刈羽原子力発電所7号炉での実績は，約1mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待した場合の値を示す，設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合は約11mSv/hとなる）であった。

前述のように,設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の線量率は必要な遮蔽の目安（10mSv/h）を超える場合もあるが，通常作業に対する作業員の放射線影響は，線源との離隔距離を確保する，作業時間を短くする，遮蔽を実施するなど，過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である（詳細については「＜補足＞必要な遮蔽の目安とした10mSv/hの設定について」を参照)。

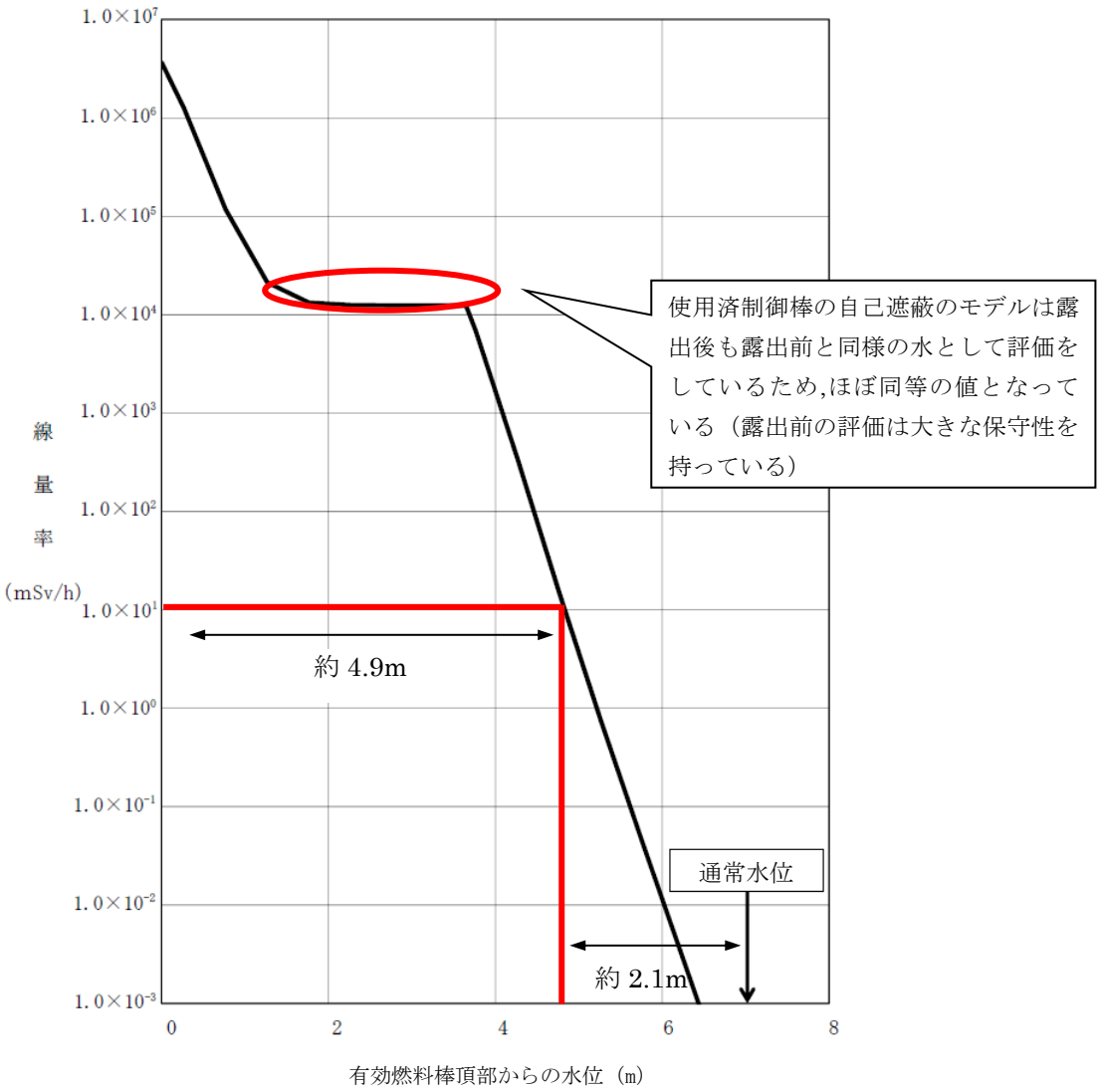


図 4　放射線の遮蔽が維持される水位

＜補足＞必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h の設定について

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

＜原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間＞

・有効性評価（使用済燃料プール及び停止中）において，基本的には原子炉建屋オペレーティングフロアでのアクセス又は現場操作に期待しておらず，また，作業を想定する場合※においても１時間を超えるものはない
・事象発生時に原子炉建屋オペレーティングフロアにいる一般作業員の退避については１時間以内で実施可能である

※想定事故１，２において燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用する場合の可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置作業においても，同様に現場へのアクセス及び現場操作を含めて１時間以内で実施可能である。
　また，想定事故２でサイフォンブレーク孔に期待せず，運転員の原子炉建屋２階での隔離操作が期待出来ない場合においては原子炉建屋オペレーティングフロアにある弁を操作することとなるが，その際でも現場へのアクセス及び現場操作を含めて１時間以内で実施可能である。

以上より，原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，必要な放射線の遮蔽の目安を 10mSv/h とすると作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100 mSv に対して余裕のある値である。

②定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける現場線量率の実績値

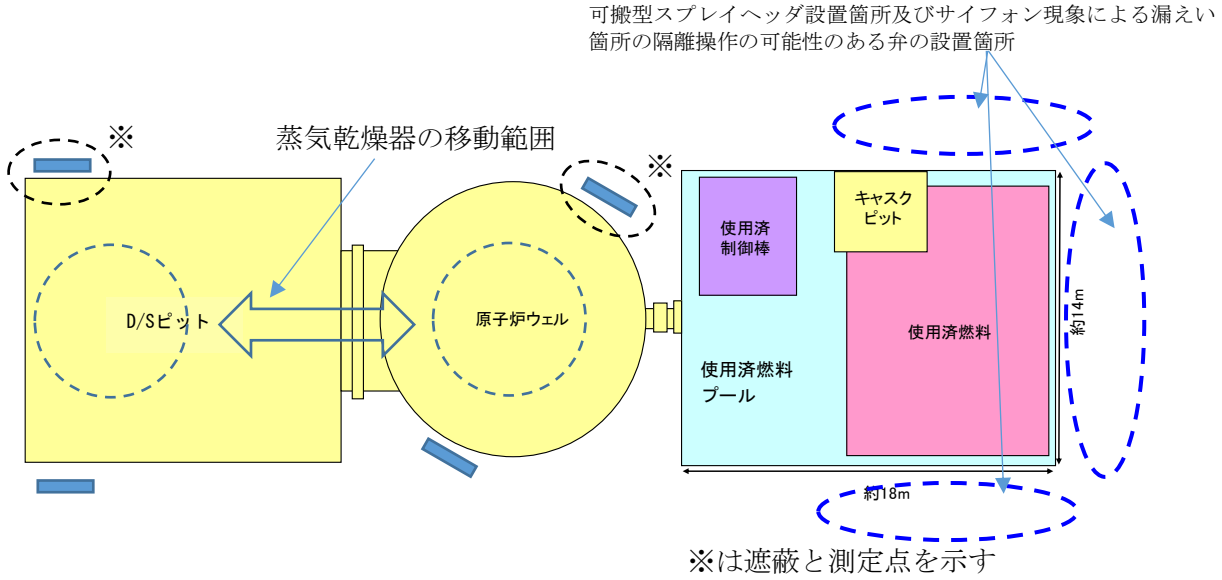
通常時であっても作業によって現場線量率が上昇することが考えられる。原子炉建屋オペレーティングフロアにおける作業の例として，蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業では，平成 23 年 10 月の柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の実績で約 11mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点）及び約 1mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点）であった。なお，蒸気乾燥器の移動範囲及び作業場所による線量率の測定点は図 5 に示す。

遮蔽に期待できない測定点での線量率は必要な遮蔽の目安（10mSv/h）を超えるものであるが，通常作業に対する作業員の放射線影響は，線源との離隔距離を確保する，作業時間を短くする，遮蔽を実施するなど，過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。

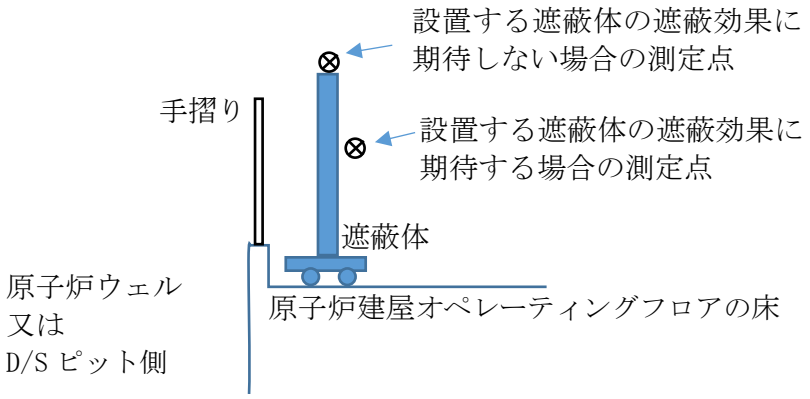
③蒸気乾燥器移動時に重大事故等が発生した場合の蒸気乾燥器からの影響について

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

なお，作業員の退避についても同様である。



（a）蒸気乾燥器の移動範囲



（b）遮蔽と測定点の位置（(a) の図の中で※で示す箇所の断面）

図 5　蒸気乾燥器の移動範囲及び作業場所による線量率の測定点

安定状態について

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

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水温が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 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が回復，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が確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【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，復旧後は復水補給水系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ている。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，ボロン添加率及びラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。

仮に使用済燃料プール水が沸騰や喪失した状態及び燃料プール代替注水系によるスプレイ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 1.0～0.0g/cm^3 と変化させて実効増倍率を評価したところ，中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により，実効増倍率を増加させる効果である隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから，水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため，水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることを確認した。

なお，解析には米国オークリッジ国立研究所（ORNL）により米国原子力規制委員会（NRC）の原子力関連許認可評価用に作成された 3 次元多群輸送評価コードであり，米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。

柏崎刈羽 6 号炉　角管型ラックの評価体系

柏崎刈羽 6 号炉　格子型ラックの評価体系

柏崎刈羽７号炉　角管型ラックの評価体系

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 2,093m^3	約 2,093m^3	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	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。
	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	約 10MW 以下 （実績値）	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と併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 を用いて算出して設定最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	使用済燃料プール水温	65℃	約 27℃～約 45℃ （実測値）	保安規定の運転上の制限値 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，自然蒸発，使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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 1 日以上（10mSv/h の場合　6 号及び 7 号炉 約 1.1 日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり，それにより操作開始が早くなるが，注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため，その起点より操作開始が遅くなることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，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^3，7 号炉 710m^3※1）。この場合，原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇する（1.0×10^3mSv/h 程度※2）ことから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プールが通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.3m下）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 1 日以上（10mSv/h の場合　6 号及び 7 号炉　約 1.2 日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，最大で約 3m の水位低下が発生する（スロッシング量：6 号炉 690m^3，7 号炉 710m^3※1）。この場合，原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇する（1.0×10^3mSv/h 程度※2）ことから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）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（常設スプレイヘッダ）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水位が原子炉建屋オペレーティングフロア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 1.1 日後（10mSv/h の場合，6 号炉では約 1.0 日後，7 号炉では約 1.1 日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約 1.9 日後（6 号炉では約 1.8 日後，7 号炉では約 1.9 日後）となる。また，使用済燃料プール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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	プールゲートの状態	プールゲート閉（原子炉ウェル及び 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（原子炉ウェル及び 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においてプールゲートは開放されていることが想定されるが，保守的に原子炉ウェル，D/S ピット及びキャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べ 2 倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べ 2 倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	約 18,000m^3	18,000m^3 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，使用済燃料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 1）（3/3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの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，復水補給水系等の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，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	最大 45m³/h で注水	45m³/h 以上※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定	燃料プール代替注水系による注水操作は，注水流量を起点に開始する操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している燃料プール代替注水系による注水流量は，燃料の崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 19m³/h）より大きく，注水操作開始以降の流量であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに 45m³/h 以上(4 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	条件設定の考え方					
操作条件	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から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	【認知】 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から12時間後であり，それまでに冷却機能喪失による異常を認知できる時間がある。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。 【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い。 【移動】 燃料プール代替注水系に用いる可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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い。 【操作所要時間】 燃料プール代替注水系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（A-2級）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360分を想定している。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，冷却機能喪失による異常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。 【他の並列操作有無】 燃料プール代替注水系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はない。 【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。	当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は360分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から12時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上（10mSv/hの場合6号及び7号炉 約1.4日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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，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時間後と設定しているため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水準備は，想定より早い約345分であることを確認した。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	条件設定の考え方					
操作条件	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ(A-2級)）	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 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号炉：各 4 台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分で実施可能なことを確認した。 また，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（A-2 級）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 98 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。

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^3

○水使用パターン
①可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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^3/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（約 19m^3/h）で注水を実施する。

○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約 15.7 時間後までは 45m^3/h で注水を行い，その後崩壊熱相当の流量（19m^3/h）で注水を実施するため，7 日間では合計約 3,100m^3 の水量が必要となり，十分に水量を確保しているため対応可能である。
（45m^3/h×（15.7h-12.0h）+19m^3/h×（168h-15.7h）≒3,100m^3）

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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，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 **約768kL**	7号炉軽油タンク容量は **約1,020kL**（※3）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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	使用済燃料プール注水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台＝14,112L		
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 **約768kL**	6号炉軽油タンク容量は **約1,020kL**（※3）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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	使用済燃料プール注水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台＝14,112L		
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 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は **約632kL**（※3）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 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は **約632kL**（※3）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 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は **約632kL**（※3）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 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は **約632kL**（※3）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 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は **約632kL**（※3）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 **約13kL**	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**約100kL**）の残容量（合計）は **約591kL**であり， 7日間対応可能。
	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日＝7,560L 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台であるが，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台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
※3　保安規定に基づく容量。

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

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

したがって，想定事故2では，使用済燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系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，サイフォンブレーク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系※1による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第4.2.1図に，手順の概要を第4.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.2.1表に示す。

想定事故2において，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，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第 4.2.3 図に示す。

※1 燃料プール代替注水系として，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）を想定する。なお，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）の注水手段が使用でき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ダ）による対応が可能である。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に，使用済燃料プールの冷却系の配管損傷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（SA）等である。

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

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

使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）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による使用済燃料プールへの注水

燃料プール代替注水系の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し， 開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧するとともに，燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2 を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度等である。

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

原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用する場合における可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置，及びサイフォン現象による使用済燃料プール水流出を原子炉建屋オペレーティングフロアで隔離する場合における弁の手動隔離が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

（添付資料4.1.2）

4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 2 で想定する事故は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお，使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマ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による損傷発生後，サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。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第4.2.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故2特有の評価条件を以下に示す。

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

あることから本評価に包絡される。

（添付資料4.1.1）

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間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，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^3/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，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管損傷の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管※3 の貫通クラックによる損傷を想定する。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 の長さと配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通ク

ラックによる損傷を想定する。

※3 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，配管内径及び損傷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^3/h となる。

なお,評価においてはディフューザ配管のサイフォンブレーク孔による漏えい停止効果には期待しないものとする。

(添付資料 4.2.2,4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系

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）4 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 45m³/h※4 にて注水する。

※4 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに45m³/h以上(4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による使用済燃料プールへの注水は，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。

なお，サイフォンブレーク孔の効果に期待する場合，事象発生から約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

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.2.4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2.5 図に示す。

a. 事象進展

残留熱除去系配管の貫通クラックによる損傷発生後，サイフォン現象に

よって，使用済燃料プール水は漏えいし，使用済燃料プール水位は低下する。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注水するため，補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約5℃/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機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系により，蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は，第4.2.4図に示すとおり，通常水位から約1.2m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。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，第4.2.5図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約1.2m下の水位となった場合の線量率は約1.0×10^{-1}mSv/h以下であり，必要な遮蔽の目安と考える10mSv/h[※2]と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オ

ペレーティングフロアの床付近としている。

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

事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

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

（添付資料 4.1.2，4.2.4）

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，第4.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最

確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は，屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから， 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点

とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は，損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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が，燃料プール代替注水系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漏えい量に応じた対応をとるものではなく，注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う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，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

また，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであ

り，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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※2の場合，6号及び7号炉は約16時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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）あり，事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.3m下）※5とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約20時間（10mSv/h※2の場合，6号及び7号炉は約20時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から約3日以上（6号及び7号炉は約3.3日）あり，事象発生12時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，この

ような使用済燃料プール水位の低下に対してもサイフォンブレーク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止，原子炉建屋オペレーティングフロア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（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）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水位が原子炉建屋オペレーティングフロア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1.1日後（10mSv/h※2の場合，6号炉では約1.0日後，7号炉では約1.1日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約1.9日後（6号炉では約1.8日後，7号炉では約1.9日後）となる。また，使用済燃料プール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号炉は約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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は，損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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，サイフォンブレー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。

※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

（添付資料4.2.2，4.2.5）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の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注水機能喪失確認までに余裕を含め1時間を考慮し，その後使用済燃料プール水位の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，実態の操作開始時間，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，注水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，実態の操作完了時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時

間に対する余裕は大きくなる。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，他の操作との重複はないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から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，当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は360分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から12時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の漏えい箇所の隔離操作及び燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作完了時間に対して，実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は，漏えい箇所の隔離操作に対して約7時間（10mSv/h※2の場合，6号及び7号炉は約7時間），注水操作に対して約23時間（10mSv/h※2の場合，6号及び7号炉は約23時間）と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料4.2.5）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約7時間（10mSv/h※2の場合，6号及び7号炉は約7時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約23時間（6号炉では約23時間，7号炉では約24時間）であり，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による使用済燃料プールへの注水操作は，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約23時間（10mSv/h※2の場合，6号及び7号炉は約23時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が3日以上（6号及び7号炉は約3.4日）であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間後と設定していることから，時間余裕がある。

（添付資料4.2.5）

(3) まとめ

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

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故2において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり22名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

なお，今回評価した原子炉運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，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^3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^3の水が必要である。水源として，淡水貯水池に約18,000m^3の水量を保有しており，水源を枯渇させること

なく7日間の注水継続実施が可能である。

（添付資料4.2.6）

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753kLの軽油が必要となる。燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,549kL）。

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による使用済燃料プールへの注水，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能

である。

4.2.5 結論

想定事故2では，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，サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで，やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故2について有効性評価を実施した。

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

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

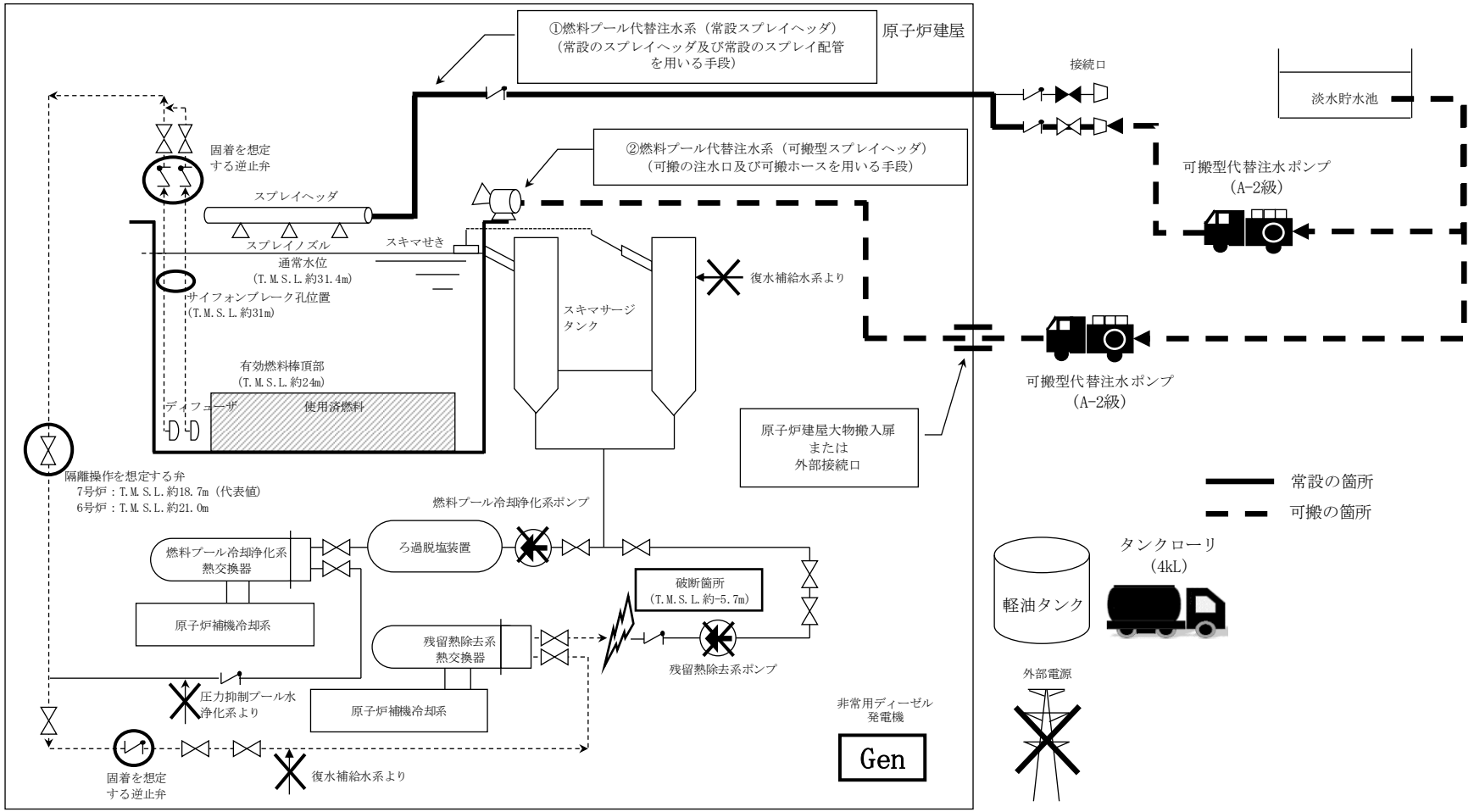
その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

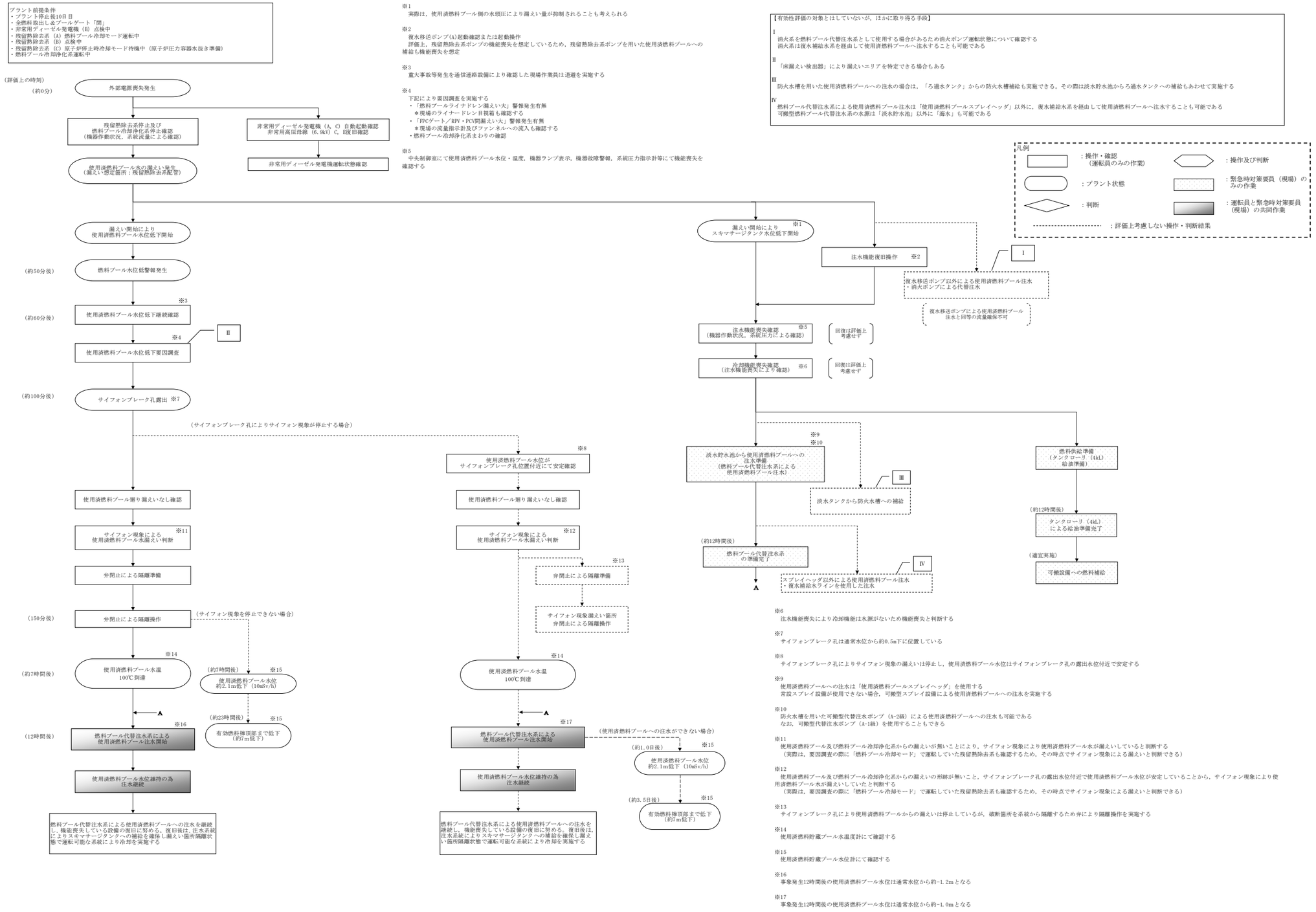
また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故2に対して有効である。



第 4.2.1 図　「想定事故 2」の重大事故等対策の概略系統図
（使用済燃料プールへの注水）



第 4.2.2 図　「想定事故 2」の対応手順の概要

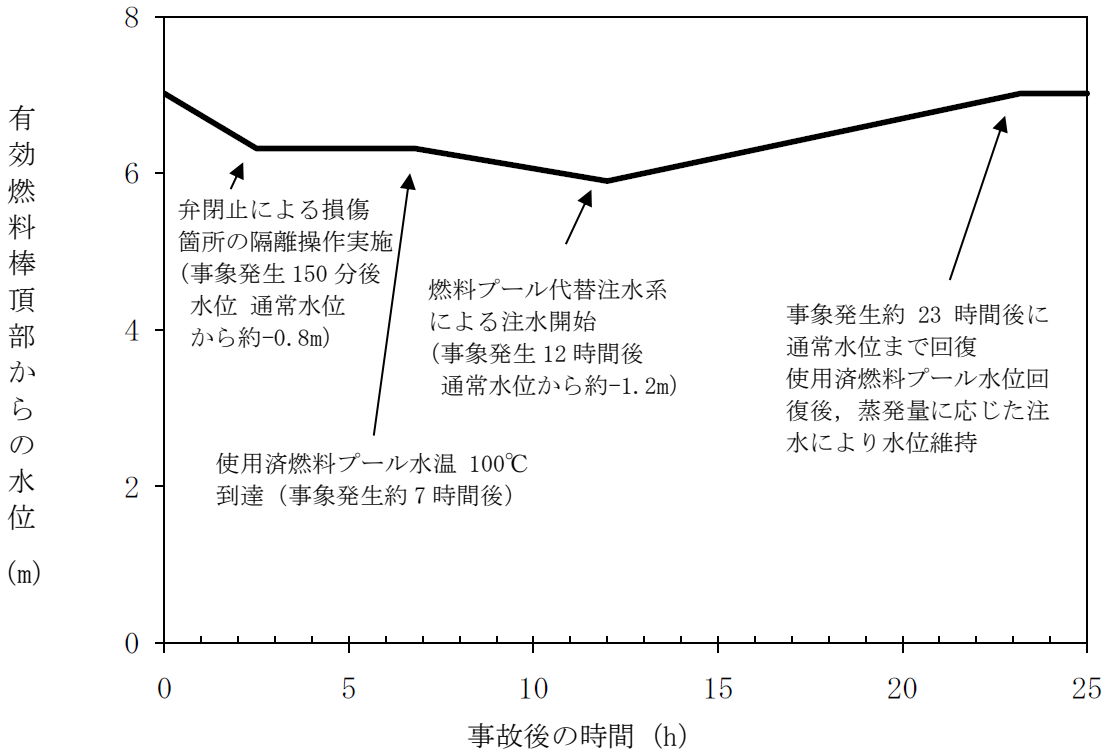
想定事故２

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間） 30 60 90 120 150 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 ▽事象発生 ▽約7時間　使用済燃料プール水温100℃到達 ▽プラント状況判断 ▽約50分　「燃料プール水位低」警報発生 ▽約60分　注水機能喪失確認 冷却機能喪失確認 150分　サイフォン現象による漏えい停止 ▽12時間　使用済燃料プール注水開始	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	各号炉運転操作指揮					
		7号 当直副長	1人						
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	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	
							・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		
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール注水系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・使用済燃料プール注水系　機能回復 （復水補給水系）		対応可能な要員により対応する
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	10分	
							・現場移動 ・現場確認	60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	10分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・原子炉建屋原子炉区域2階　弁室での弁操作	30分	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（常設スプレイヘッダ使用）	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（可搬型スプレイヘッダ使用） （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（建屋内ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）		常設スプレイヘッダ使用不可の場合要員を確保して対応する
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（建屋内ホース接続）		
			－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から建屋内ホース），ホース接続，ホース水張り）		
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水		
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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				

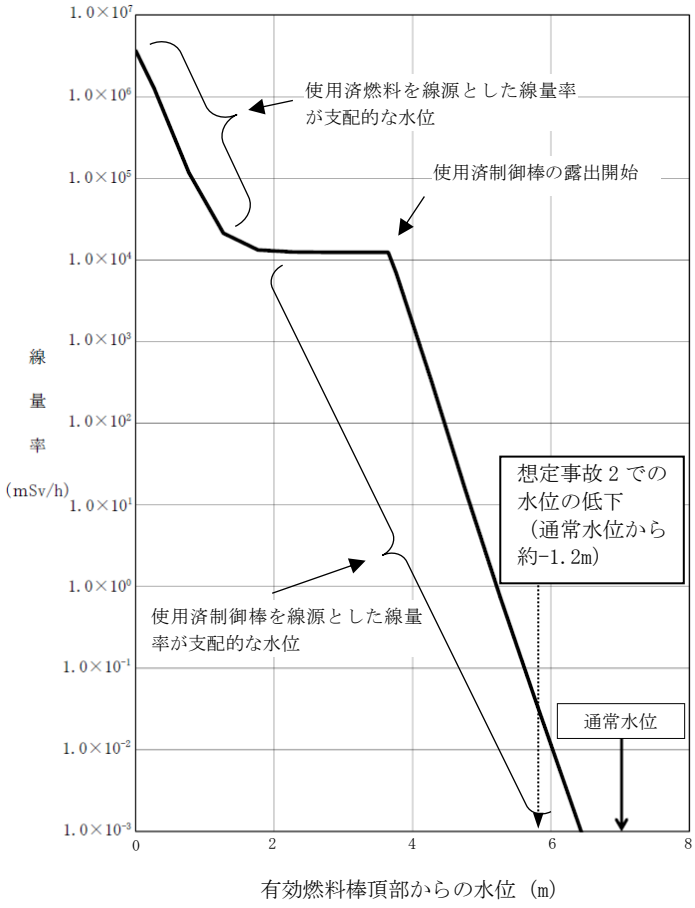
（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

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。

第 4.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間



第 4.2.4 図　使用済燃料プール水位の推移（想定事故 2）



第 4.2.5 図　使用済燃料プール水位と線量率（想定事故 2）

第 4.2.1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		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損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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注水機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下分を注水するため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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ないことから，サイフォン現象による漏えいであることを判断し，使用済燃料プールの冷却系の配管の手動弁を閉止することで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（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。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注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッダ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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による使用済燃料プールへの注水（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を用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。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注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイ設備 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（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

第 4.2.2 表　主要評価条件（想定事故 2）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,093m^3 ※1	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	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併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，解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 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。原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 4.2.2 表　主要評価条件（想定事故 2）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
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，復水補給水系等の機能喪失を設定
	配管損傷の想定	残留熱除去系の配管内径の 1/2 の長さと配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷	低圧配管であるため，全周破断の発生は考えづらいと考え貫通クラックによる損傷を想定
	サイフォン現象による漏えい量	約 70m^3/h	想定される異物の弁への噛み込みにより逆止弁が固着し，その機能が十分に働かない状態を想定。なお，サイフォン現象による漏えいを停止させる配管の孔（サイフォンブレーク孔）によるサイフォンブレークには期待しない
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
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	45m^3/h（4 台）※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から 150 分後	認知，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 （水位低下認知及び注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による使用済燃料プールへの注水	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 時間後までは，その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量は，ともに 45m^3/h 以上(4 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2個の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損傷を想定すると表1の条件より使用済燃料プールの保有水の漏えいの流出流量は 約68m^3/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25μm）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流出流量が小さくなることが考えられるが，漏えいが継続している間は損傷直後の流出流量が一定のまま続くことを想定した。

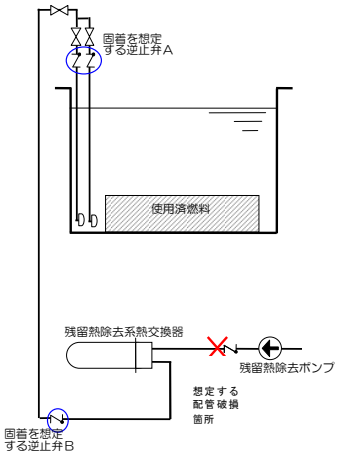


図1　想定事故2の想定

表1 使用済燃料プールの保有水の漏えいの流出流量算出条件

固着を想定する逆止弁	逆止弁の開口面積※1	貫通クラックの開口面積※2
逆止弁A	42.3cm^2	12.3cm^2
逆止弁B	15.6cm^2	

※1: 逆止弁Aの弁開度：[redacted] 逆止弁B の弁開度：[redacted]を想定
※2:1/4Dt（D：配管内径，t:配管肉厚）を想定

配管損傷が発生し，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^{3}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（通常水位から約2.1m下）まで低下する時間は，6号及び7号炉で事象発生から約23時間であり，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（A-2級）を用いた燃料プール代替注水系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の保有水の流出流量[m^3/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^3]	約 170	約 170
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m^3/h]	約 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 23

想定事故 2 において開固着及び貫通クラックによる損傷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），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による損傷を想定している。

想定の根拠は以下の通りである。

○ 逆止弁の閉失敗について

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損傷等が発生することで使用済燃料プールの保有水の漏えいが発生する。

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。逆止弁の閉失敗の国内一般故障率（21 カ年データ）は 2.2×10^{-5}（デマンド）である。過去に「1997 年 03 月　柏崎刈羽発電所 2 号　残留熱除去系（B）逆止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は起こらない。

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。

○ 配管の損傷について

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損傷は想定しにくい。

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損傷を想定した。

以上のように逆止弁の全開固着や配管の全周破断は発生する可能性が非常に小さいと考えられることから，逆止弁の開固着及び配管の貫通クラックによる損傷を想定した。

6 号及び 7 号炉　使用済燃料プールサイフォンブレーカについて

１．サイフォンブレーカの概要

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。使用済燃料プールの保有水がサイフォン現象により漏えいする場合は，ディフューザ配管に設置された逆止弁により使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止する設計となっている。仮に逆止弁が機能喪失し使用済燃料プールの保有水が漏えい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ーク孔のレベルまで水位が低下した時点で，サイフォンブレー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の保有水の漏えいを停止することが可能な設計となっている。

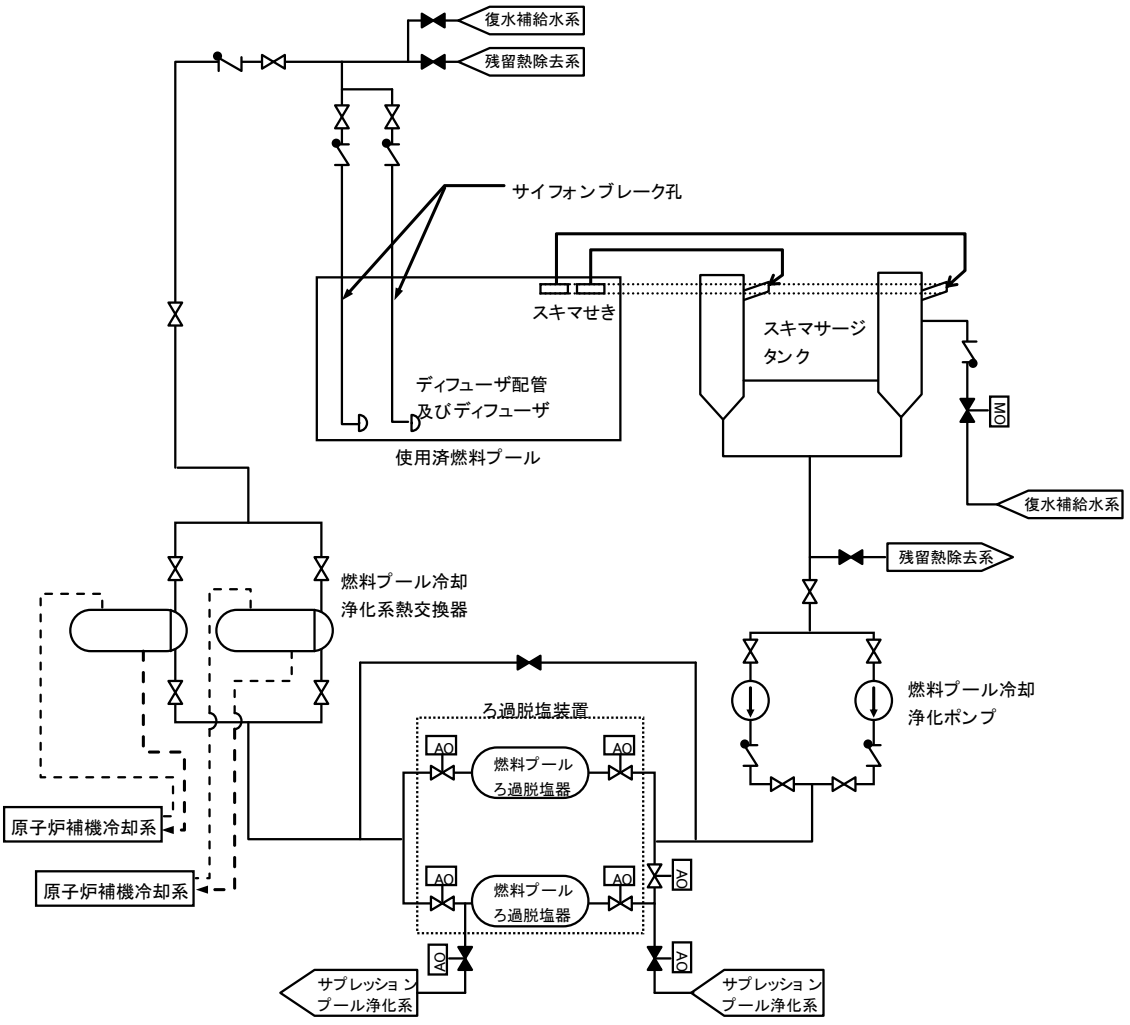


図１　燃料プール冷却浄化系　系統概略図

２．サイフォンブレーク孔の機器仕様

（１）サイフォンブレーク孔の寸法

サイフォンブレーク孔は，２本のディフューザ配管（200A）それぞれに 15㎜φの開口としている。

（２）サイフォンブレーク孔の設置レベル

サイフォンブレー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。サイフォンブレーク孔は通常水位より下方（6 号炉：412㎜，7 号炉：500㎜）に設置されており，使用済燃料プールの保有水がサイフォン現象で流出した場合においても，水位低下をサイフォンブレーク孔のレベルまでで留めることが可能である。

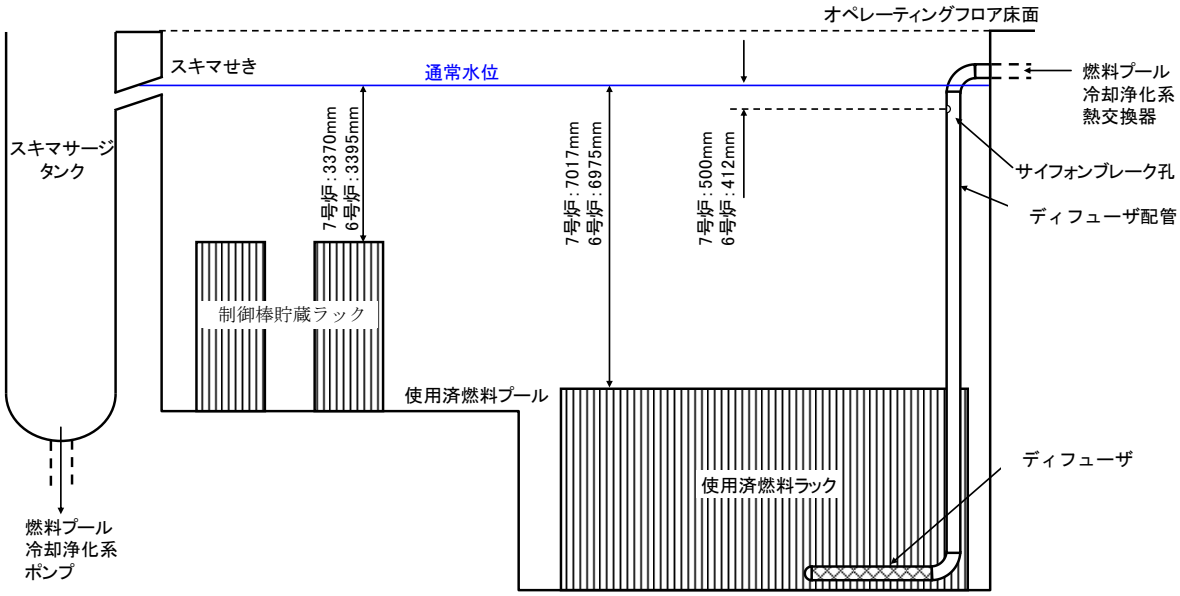


図２　使用済燃料プール内のレベル相関図

（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，サイフォンブレーク孔まで水位が低下すると，サイフォンブレー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を止めることができる。（図３参照）

サイフォンブレーク孔の寸法を保守的に最大ブレーク孔径 20mmφ，サイフォン現象が破れるまでの時間をサイフォンブレーク孔から吸込んだ空気が頂部を満たすまでとし，想定する配管損傷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。

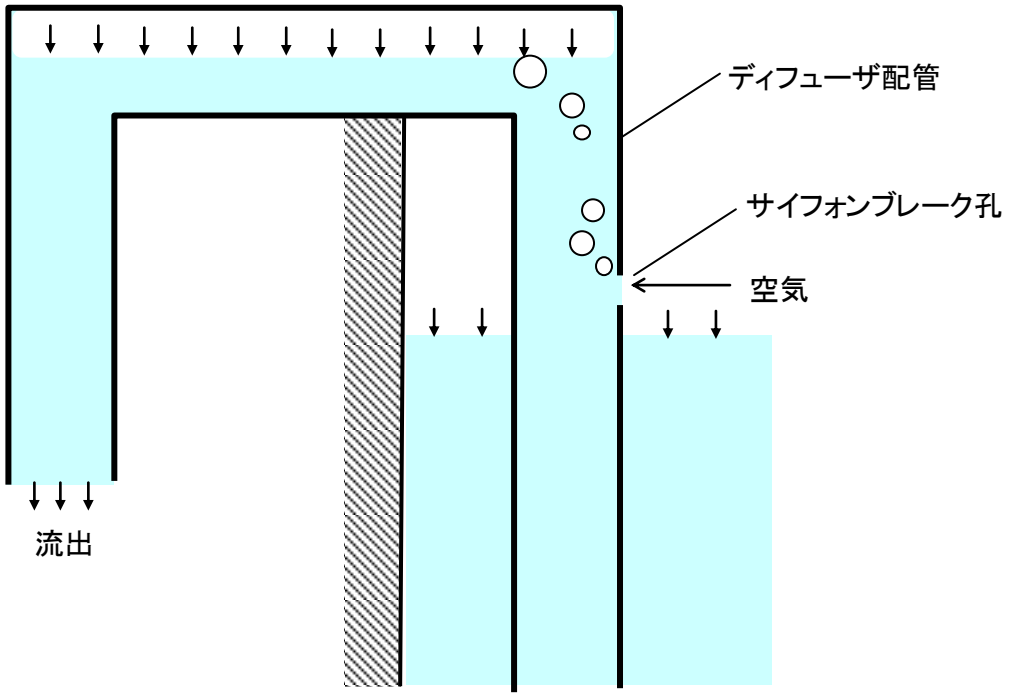


図３　サイフォン現象発生時の概念図

表１　サイフォン現象発生時の想定流出量

	流出量	ブレークまでの時間	ブレーク時の水位
6 号炉	797.7m^3/h	12.47sec	通常水位－423mm
7 号炉	765.6m^3/h	3.32sec	通常水位－503mm

（４）想定被ばく線量率

使用済燃料プールの保有水が流出した場合の，原子炉建屋オペレーティングフロアの被ばく線量評価結果を図４に示す。図４より，使用済燃料プールの保有水が通常水位より約１m 低下した場合においても原子炉建屋オペレーティングフロアの雰囲気線量率は 0.01mSv/h 程度となることから，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。

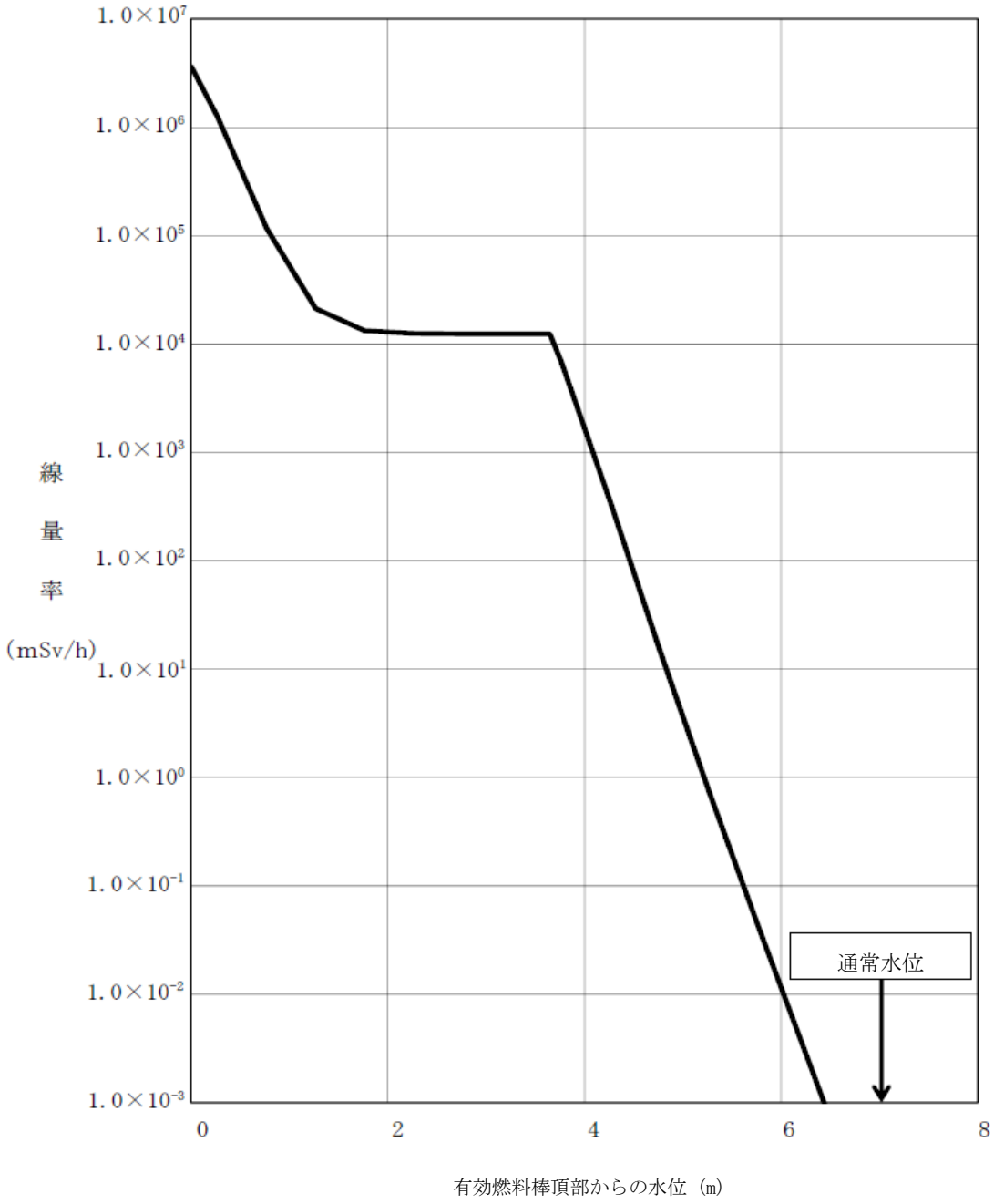


図４　原子炉建屋オペレーティングフロアでの被ばく線量率

３．サイフォンブレー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 NC1-2005 におけるクラス３配管に該当する。クラス３配管への穴補強の不要条件は PPD-3422 より，「(１)平板以外の管に設ける穴であって，穴の径が 61㎜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，設計上サイフォンブレー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

サイフォンブレーク孔は，操作や作動機構を有さない開口部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，使用済燃料プールの保有水のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても，操作や作業を実施することなく，サイフォンブレーク孔レベルまで水位低下することで自動的にサイフォン現象を止めることが可能である。

（３）異物による閉塞について

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ォンブレーク孔の閉塞を防止することが可能である。

・使用済燃料プール水面上の空気中からの混入物
・使用済燃料プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した異物
・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
・使用済燃料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，約 30㎜×100㎜ 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異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使用済燃料プールの保有水を浄化する設備である。

このろ過脱塩器のエレメントは約 25μｍ 程度であり，サイフォンブレーク孔の寸法 15㎜φを閉塞させるような異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，サイフォンブレー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

使用済燃料プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して,原則シート養生を実施しない運用としている（プール脇の手すり等についても同様)。ただし，定期検査時の汚染拡大防止及び作業エリア内での作業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オペレーティングフロアの線量率が上昇してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず，かつ浮遊物等によるサイフォンブレー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ー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ーク孔の閉塞は発生しないと考えられる。また，サイフォンブレーク孔が閉塞した場合であっても原子炉建屋オペレーティングフロア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

サイフォンブレーク孔は図５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，サイフォンブレーク孔が変形して閉塞することは考えにくい。

４．サイフォンブレーク孔の健全性確認方法について

サイフォンブレーク孔については，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。

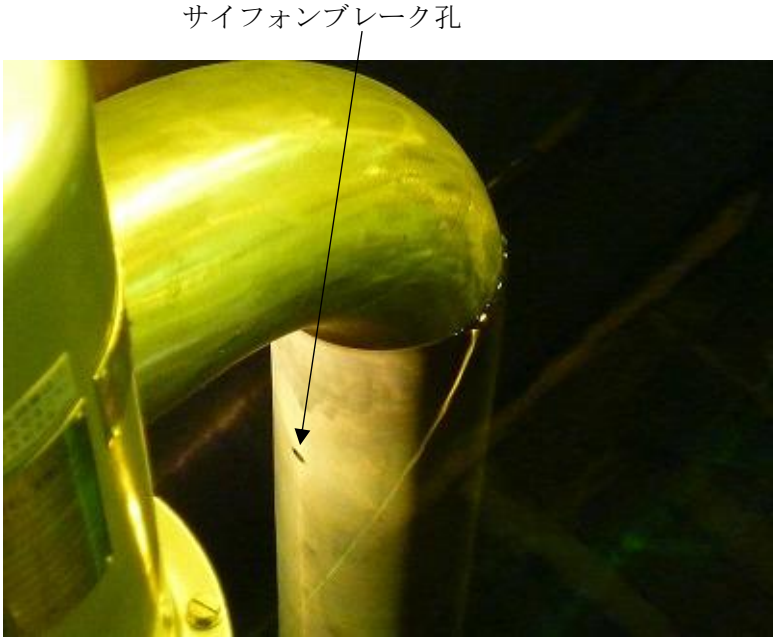


図５　サイフォンブレーク孔の設置状況

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内の水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

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及び使用済燃料プールの保有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，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が回復，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，復旧後は復水補給水系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）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故 2）

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

項目		評価条件（初期，事故及機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,093m^3	約 2,093m^3	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	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。
	燃料の崩壊熱	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	約 10MW 以下 （実績値）	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と併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 を用いて算出して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	使用済燃料プール水温	65℃	約 27℃～約 45℃ （実測値）	保安規定の運転上の制限値 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また，自然蒸発，使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，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 号及び 7 号炉は約 16 時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する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）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，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^3，7号炉710m^3）。この場合，原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇する（1.0×10^{3}mSv/h程度※2）ことから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.3m下）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約20時間（10mSv/hの場合，6号及び7号炉は約20時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から約3日以上(6号及び7号炉　約3.3日）あり，事象発生12時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉は690m^3，7号炉は710m^3※1）。この場合，原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇する（1.0×10^{3}mSv/h程度※2）ことから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，このような使用済燃料プール水位の低下に対してもサイフォンブレーク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止，原子炉建屋オペレーティングフロア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（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）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水位が原子炉建屋オペレーティングフロア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1.1日後（10mSv/hの場合，6号炉では約1.0日後，7号炉では約1.1日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約1.9日後（6号炉では約1.8日後，7号炉では約1.9日後）となる。また，使用済燃料プール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による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	プールゲートの状態	プールゲート閉（原子炉ウェル及び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（原子炉ウェル及び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においてプールゲートは開放されていることが想定されるが，保守的に原子炉ウェル及び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	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系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，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	約18,000m^3	18,000m^{3}以上（淡水貯水池水量）	淡水貯水池の水量を参考に設定	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ことから，運転員等操作時間与える影響はない。	—
	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，使用済燃料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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	配管損傷の想定	残留熱除去系の配管内径の1/2の長さと配管肉厚の1/2の幅を有する貫通クラックによる損傷	事故ごとに変化	低圧配管であるため，全周破断の発生は考えづらいと考え貫通クラックによる損傷を想定	損傷面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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が，燃料プール代替注水系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漏えい量に応じた対応をとるものではなく，注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う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。	損傷面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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，サイフォンブレー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。（添付資料 4.2.2）
	サイフォン現象による漏えい量(逆流防止用の逆止弁の状態)	約 70m^3/h(損傷を想定した箇所までの逆止弁の微開固着)	約　70m^3/h（事故ごとに変化）	想定される異物の弁への噛み込みにより逆止弁が固着し，その機能が十分に働かない状態を想定 なお，サイフォン現象による漏えいを停止させる配管の孔（サイフォンブレーク孔）によるサイフォンブレークには期待しない。	弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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が，燃料プール代替注水系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漏えい量に応じた対応をとるものではなく，注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有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，サイフォンブレー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。（添付資料 4.2.2）
	サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレーク孔の考慮	考慮しない	考慮する	逆止弁によるサイフォン現象の発生の防止を設計として考えていたため，考慮しないと設定	サイフォンブレーク孔を考慮した場合は使用済燃料プールの保有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。ただし，燃料プール代替注水系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，注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	サイフォンブレーク孔を考慮した場合は使用済燃料プールの保有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，使用済燃料プールの保有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。

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール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，復水補給水系等の機能喪失を設定	―	―
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，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	最大 45m^3/h で注水	45m^3/h 以上※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定	燃料プール代替注水系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。	評価条件で設定している燃料プール代替注水系による注水流量は，燃料の崩壊熱に相当する使用済燃料プールの保有水の蒸発速度（最大 19m^3/h）より大きく，注水操作開始以降の流量であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに 45m^3/h 以上(4 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	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	漏えい箇所の隔離操作	事象発生から150分後（操作完了時間）	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 漏えい箇所の隔離操作についての作業時間は中央制御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	【認知】 想定している約 70㎥/h の漏えい量であれば，事象発生から約 50 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，実態の警報確認の時間が早くなる場合が考えられる。 【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。 【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，アクセスは可能であることから操作開始時間に与える影響はない。 【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，残留熱除去系配管損傷を想定しているが，隔離操作は口径 250A の配管に設置されている手動弁 1 個の閉操作であり，時間余裕を含め 30 分で隔離可能である。 【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。 【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。	評価上の燃料プール水位低警報の確認後の注水機能喪失確認までに余裕を含め 1 時間を考慮し，その後使用済燃料プール水位の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，実態の操作開始時間，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，注水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，実態の操作完了時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。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，他の操作との重複はないことから，他の操作に与える影響はない。	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（10mSv/h の場合，6 号及び 7 号炉は約 7 時間），と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 7 時間(10mSv/h の場合，6 号及び 7 号炉は約 7 時間)，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 23 時間（6 号炉では約 23 時間，7 号炉では約 24 時間）であり，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。	訓練実績等より，漏えい箇所の隔離操作は，想定より早い約 15 分※1 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。

※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損傷がおきた場合でも使用済燃料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 分以内に実施可能である。

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	条件設定の考え方					
操作条件	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から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	【認知】 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から 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水位低下による異常を認知し，冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認する時間がある。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。 【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い。 【移動】 燃料プール代替注水系に用いる可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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い。 【操作所要時間】 燃料プール代替注水系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（A-2 級）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 360 分を想定している。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水位低下による異常を認知した時点で準備が可能である。なお，その場合は実態の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【他の並列操作有無】 燃料プール代替注水系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はない。 【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。	当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は 360 分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から 12 時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	評価上の操作完了時間に対して，実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は，注水操作に対して約 23 時間（10mSv/h の場合，６号及び７号炉は約 23 時間）と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 23 時間（10mSv/h の場合，６号及び７号炉は約 23 時間後），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が３日以上（６号及び７号炉は約 3.4 日）であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 12 時間後と設定していることから，時間余裕がある。	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水準備は，想定より早い約 345 分であることを確認した。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	条件設定の考え方					
操作条件	各機器への給油（可搬型注水ポンプ（A-2 級））	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 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号炉：各 4 台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分で実施可能なことを確認した。 また，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（A-2 級）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 98 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。

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^3

○水使用パターン
①可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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^3/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（約 19m^3/h）で注水を実施する。

○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 23.2 時間後までは 45m^3/h で注水を行い，その後崩壊熱相当の流量（19m^3/h）で注水を実施するため，7 日間では合計約 3,300m^3 の水量が必要となり，十分に水量を確保しているため対応可能である。
（45m^3/h×（23.2h-12h）+19m^3/h×（168h-23.2h）≒3,300m^3）

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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，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 **約768kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**（※3）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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	使用済燃料プール注水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台＝14,112L		
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 **約768kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**（※3）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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	使用済燃料プール注水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台＝14,112L		
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 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）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 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）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 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）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 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）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 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）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 **約13kL**	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**約100kL**）の残容量（合計）は**約591kL**であり，7日間対応可能。
	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日＝7,560L 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台であるが，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台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

※3　保安規定に基づく容量。

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1 崩壊熱除去機能喪失

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「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][※1]）＋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。

※1　原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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

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

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことに

よって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード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第5.1.1図及び第5.1.2図に，手順の概要を第5.1.3図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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第5.1.4図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。

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

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

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

b．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 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）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。

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

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する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，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケ

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

（添付資料 5.1.1，5.1.2）

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1.2表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a．初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

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

(b) 崩壊熱

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

なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m^3/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，原子炉圧力は大

気圧に維持されているものとする※2。

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

b．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 安全機能喪失に対する仮定

起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は954m^3/hとする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1.5図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1.6図に示す。

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）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※3。

※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原

子炉水温は低下する。

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

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.1.5 図に示すとおり，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，第 5.1.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※4 が維持される水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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。

※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが，燃料プール代

替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m上（通常水位から約2.4m下）の位置である。

（添付資料 4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

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

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第5.1.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評

価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

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

初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4 が維持される水位）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 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失によ

る異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約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は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなるこ

とから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h※4が維持される水位）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，有効燃料棒頂部到達まで約3時間となることから，評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h※4が維持される水位）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時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が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。

初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※5。

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

※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から2時間後を設定している。

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

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

（添付資料5.1.1，5.1.6，5.1.7）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）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，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約5時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料5.1.1，5.1.6，5.1.7）

(3) まとめ

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

この他，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ける必要な要員は，「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり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，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，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753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。

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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

5.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，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原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

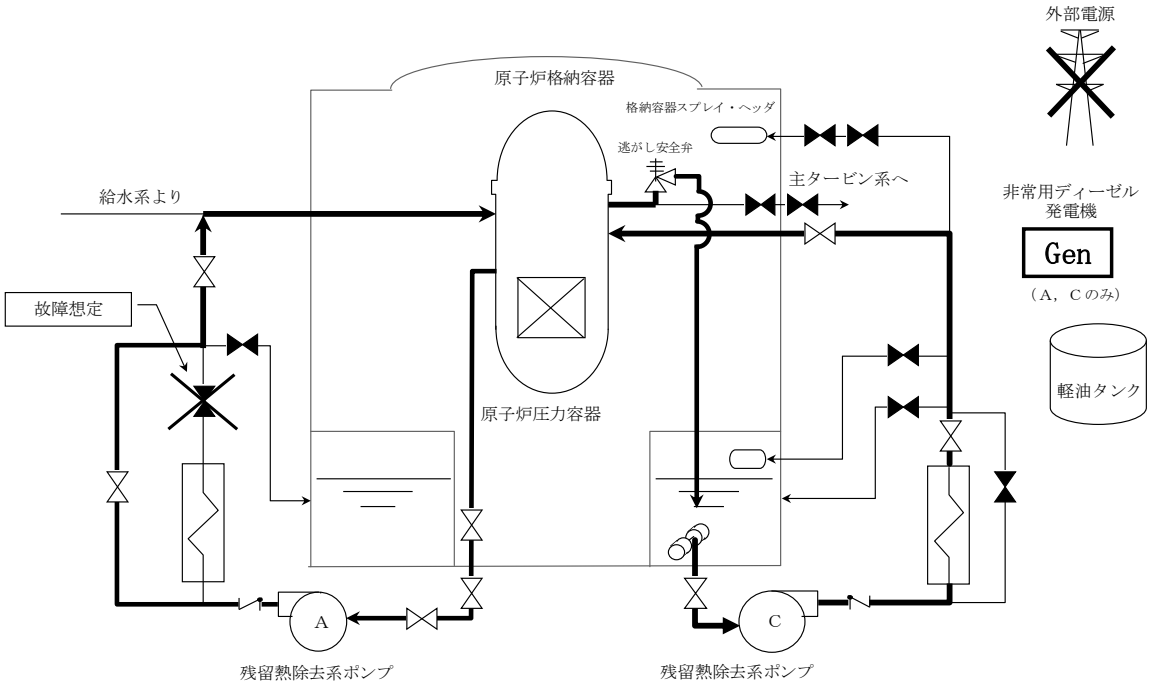
その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

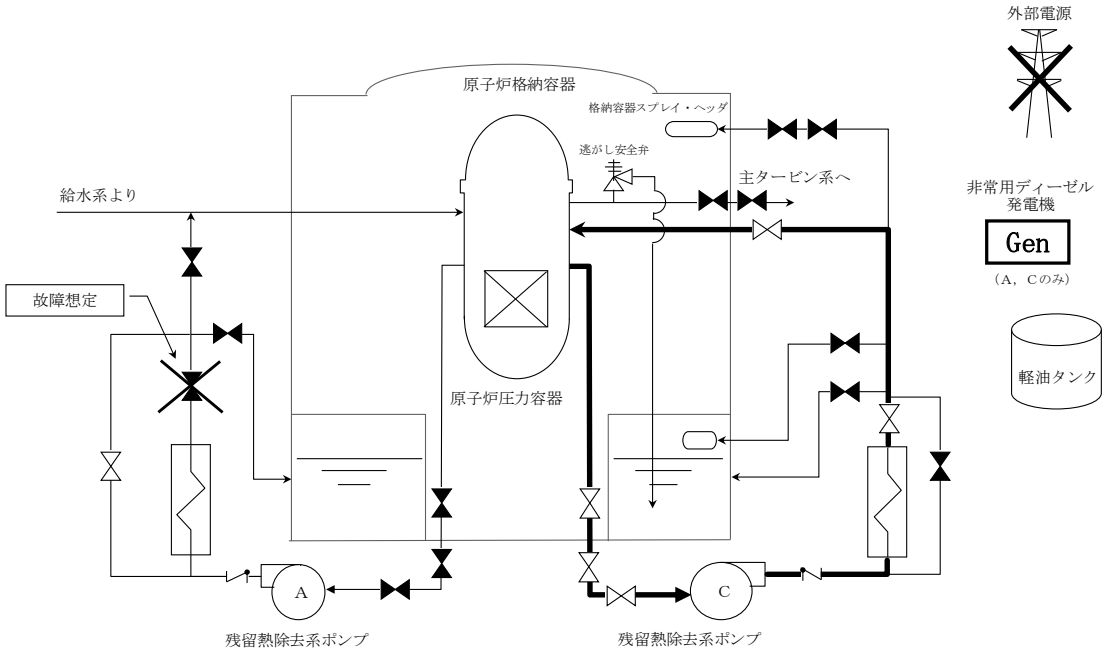
以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障

による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。



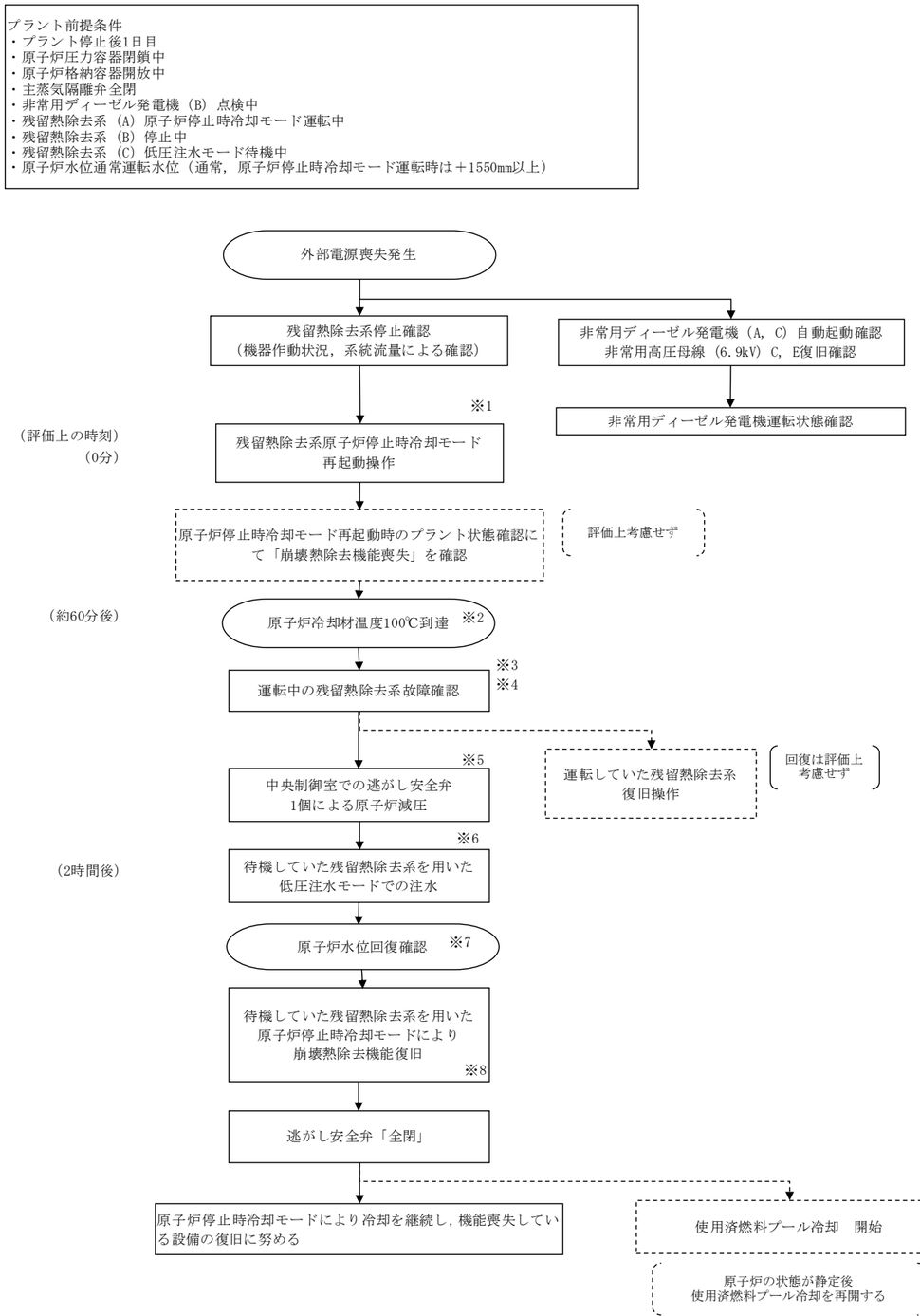
第 5.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）

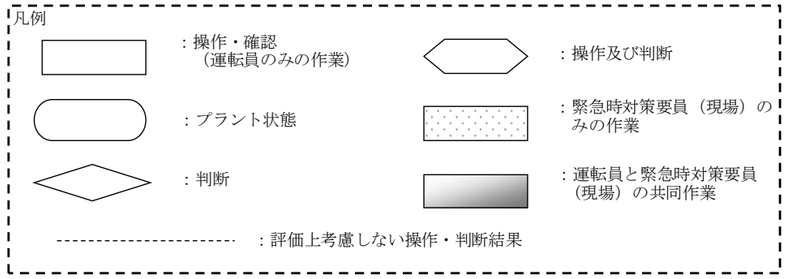
（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）



第 5.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）

（原子炉停止時冷却）





※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」を評価条件とする。実際は，原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材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時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する

※3
1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する

※4
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上，人的過誤等の認知を約60分後としているため，建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する

※5
評価上，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

※6
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

※7
原子炉水位計（広帯域）にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお，原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する

※8
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

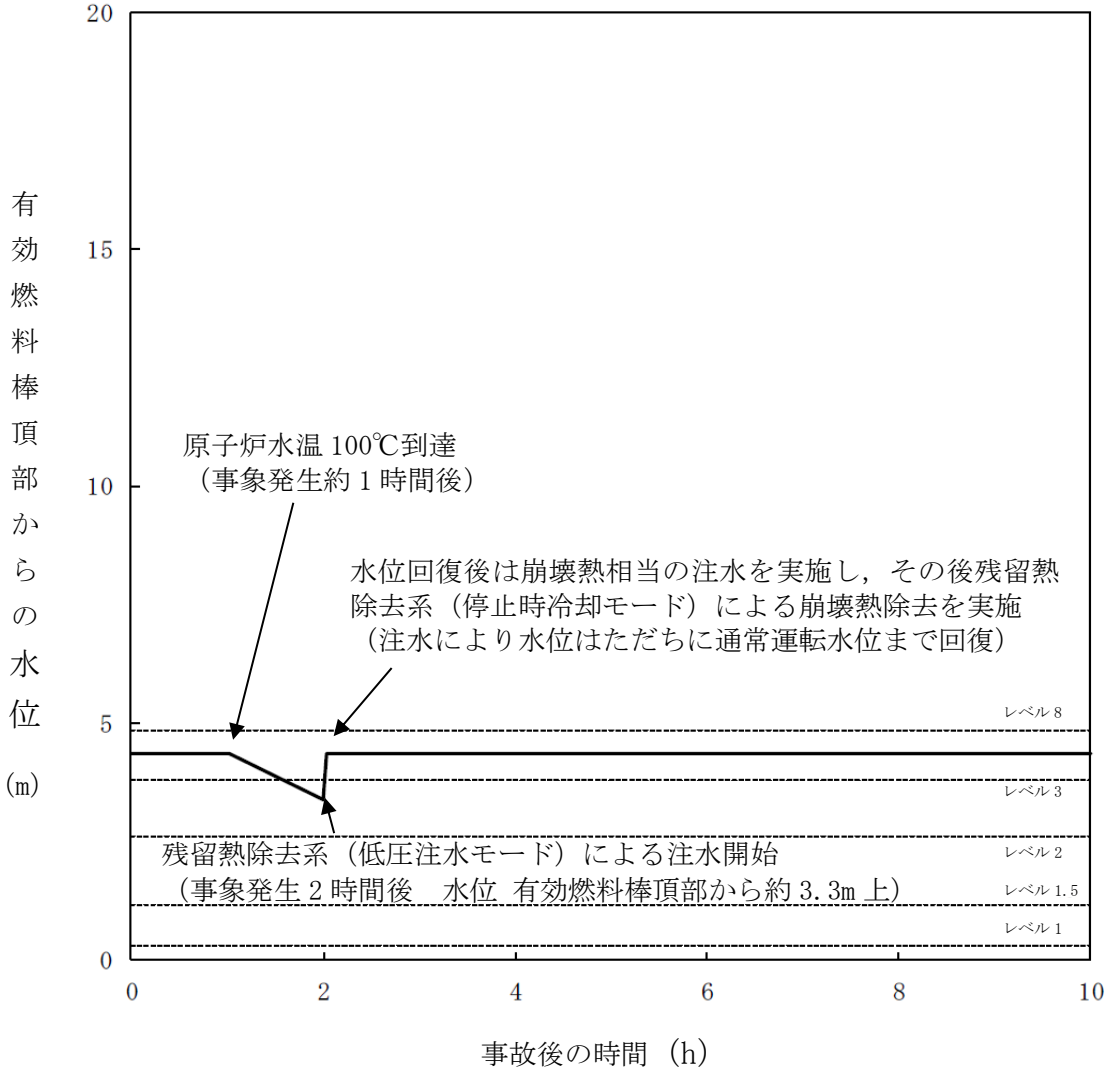
第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失

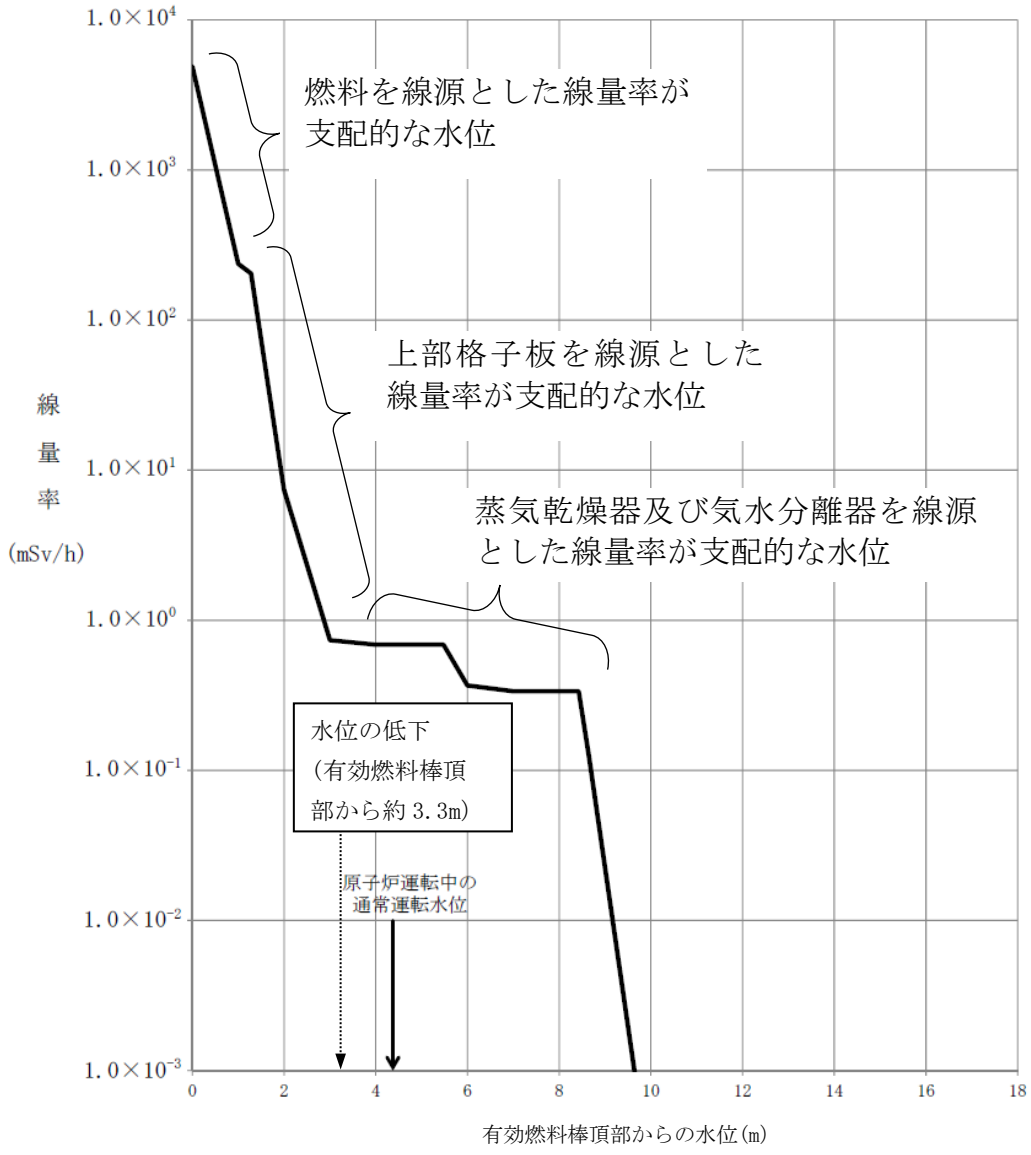
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	1人 **A**	1人 **a**	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
							・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　停止確認		残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・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		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） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・逃がし安全弁　1個 手動開放操作	5分	
原子炉水位回復作業	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード　起動／停止操作	通常運転水位まで回復後停止	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） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 **C，D**	2人 **c，d**	－	－	・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） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・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） **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	残留熱除去系ポンプ（C）
使用済燃料プール冷却　再開 （評価上考慮せず）	（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	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及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「77℃」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	
必要人員数　合計	1人 **A**	1人 **a**	2人 **C，D**	2人 **c，d**	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

第 5.1.4 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間



第 5.1.5 図　原子炉水位の推移



第 5.1.6 図　原子炉水位と線量率

第 5.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	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】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水モード)】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード)】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.1.2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	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）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系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
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	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。

※2　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮。

第 5.1.2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m^3/h で注水	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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は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」おいて，「１．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており，添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。

１．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算

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

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約1時間である。計算は次の式で行った。

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

t_1 ：100℃に至るまでの時間[h]
h_{100} ：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10
h_{52} ：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70
V_c ：保有水の体積[m³] ＝ [redacted]
ρ_{52} ：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987
Q ：崩壊熱[kW] = 2.24×10^4

(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

有効燃料棒頂部又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は，運転停

止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約5時間と約3時間である。計算は次の式で行った。

$t = t_1 + t_2$

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

t ：有効燃料棒頂部又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[h]

t_2 ：100℃到達から有効燃料棒頂部又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[h]

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

h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57

V_u ：保有水の体積[m³]

（有効燃料棒頂部までの保有水の体積 ）＝ □

（放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積）＝ □

ρ_{52} ：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987

Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4

また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに37[m³/h]である。計算は次の式で行った。

（注水前の蒸発量） $= (Q \times 3600) / (h_s - h_{100}) / \rho_{100}$

ρ_{100} ：100℃の水密度[kg/m³] ＝ 958

(3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約32[m³/h]，全交流動力電源喪失時において約33[m³/h]である。計算は次の式で行った。

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

f ：必要な注水量[m³/h]

ρ_f ：注水（飽和水）の密度[kg/m³]

（崩壊熱除去機能喪失時） ＝ 994（水温35℃）

（全交流動力電源喪失時） ＝ 988（水温50℃）

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]

（崩壊熱除去機能喪失時） ＝ 146.64（水温 35℃）

（全交流動力電源喪失時） ＝ 209.34（水温 50℃）

Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4

(4) 注水中の蒸発量

注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は0[m³/h]，運転停止中の全交流動力電源喪失時は約22[m³/h]である。注入された水を100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから，計算は次の式で行った。

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

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

F ：注水量[m³/h]

（崩壊熱除去機能喪失時）= 954（残留熱除去系定格流量）

（全交流動力電源喪失時）= 150（低圧代替注水系（常設）設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定）

S ：注水中の蒸発量[m³/h]（ただし，S≧0）

ρ_f：注水（飽和水）の密度[kg/m³]

（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 994（水温35℃）

（全交流動力電源喪失時）＝ 988（水温50℃）

h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57

h_{100}：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10

h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg]

（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 146.64（水温 35℃）

（全交流動力電源喪失時）＝ 209.34（水温 50℃）

Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4

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」おいては原子炉圧力容器未開放であるが，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}＝ 約[redacted] kg（飽和蒸気圧），M_{l0}＝ 約[redacted] kg

M_{all}：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg]＝約[redacted] kg

ρ_s ，ρ_l ：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m^3]

初期（大気圧，原子炉水温 52℃）：ρ_{s0} ＝0.09121 kg/m^3，ρ_{l0}＝987 kg/m^3

SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）：

ρ_{s1} ＝40 kg/m^3 ，ρ_{l1}＝728.9 kg/m^3

V_s ，V_l ：気相部の体積，液相部の体積[m^3]

初期（大気圧，原子炉水温52℃）：V_{s0}＝約[redacted] m^3 ，V_{l0}＝ 約[redacted] m^3

V_{all} ：原子炉圧力容器の体積[m^3] ＝ 約[redacted] m^3

h_s ，h_l ：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg]

初期（大気圧，原子炉水温52℃）：

h_{s0} ＝約2594.8 kJ/kg ，h_{l0}＝約217.7 kJ/kg

SRV作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温291.6℃）：

h_{s1}＝約2764.3kJ/kg ，h_{l1}＝約1298.2kJ/kg

Q ：崩壊熱量[kJ/s] ＝約 2.24×10^4 kJ/s(原子炉停止１日後)

Δｔ ：事象発生後の時間[s]

上記式より

SRV作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温291.6℃）の液相部の水量[kg]

M_{l1}＝約 4.04×10^5 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^3]

V_{l1}＝約[redacted] m^3

事象発生後の時間[s]

Δｔ ＝約1.9×10^4［s］ → 5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^{3}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℃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，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」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。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圧力容器の開閉状態を表 1 に示す。崩壊熱の観点で最も厳しい POS は「S　原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「A　PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「B　原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性がある POS「S」，「A」，「C　PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」，「D　起動準備状態」が厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，POS「S」

及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。

なお，原子炉圧力容器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，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。

※　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」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。

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 ：（）内は日数）		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	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Aを想定した有効性評価の条件に包絡（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（LPFL，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	有効性評価においてPOS S と同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており、POS Aに比べ期待できる緩和設備が多いことからPOS Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される （添付資料5.1.6）	プラント状態POS Aに同じ
A	PCV／RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	－	・非常用炉心冷却系（LPFL，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→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （原子炉を開放中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる，又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6））	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 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）	「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※ ※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（LPFL，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）	開放	POS Sに比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和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、低圧代替注水系（常設）及び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	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 A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			・非常用炉心冷却系（LPFL） ・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）				
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）				
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（LPFL，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	開放→閉鎖	POS S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	原子炉を閉鎖中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる，又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	プラント状態POS Aに同じ
C2		POS　Aに包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，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 A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 Aに包絡される		
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系（LPFL，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		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）	

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

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

一般に定期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 10 時間程度前，2 時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。仮に，原子炉停止から 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」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注水開始までの対応は約 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考える。

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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 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り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の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，格納容器内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。格納容器内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十分確保される。

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

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

パーソナルエアロック等の開放により格納容器が開放されている場合，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。

原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，代替原子炉補機冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果

もあるため，有意なものとはならない。

原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され，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原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1,解析結果は表2及び表3となる。格納容器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	約55℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度 52℃を包絡する値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・チェンバのプール水温：約35℃ 気相部：約67℃ （通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
	復水貯蔵槽の水温	50℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系（常設）による注水開始
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	125m^3/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^3/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

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

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 約46時間	サプレッション・チェンバ・プール 水位上限到達
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

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	
	サプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・ チェンバ温度 (℃)	サプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・ チェンバ温度 (℃)
格納容器スプレイに期待するケース	0.07	94	0.19 (事象発生 約 46 時間後)	127 (事象発生 約 46 時間後)
格納容器スプレイに期待しないケース	0.08	103	0.31 (事象発生 約 32 時間後)	144 (事象発生 約 32 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウェルより値が大きいサプレッション・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及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，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，原子炉建屋オペレーティングフロア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，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。

※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある10mSv/hとした。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図 1 中の 1,2,3 及び 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原子炉圧力容器蓋取り外し（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，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 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）。

④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圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される（添付資料 5.1.2）。

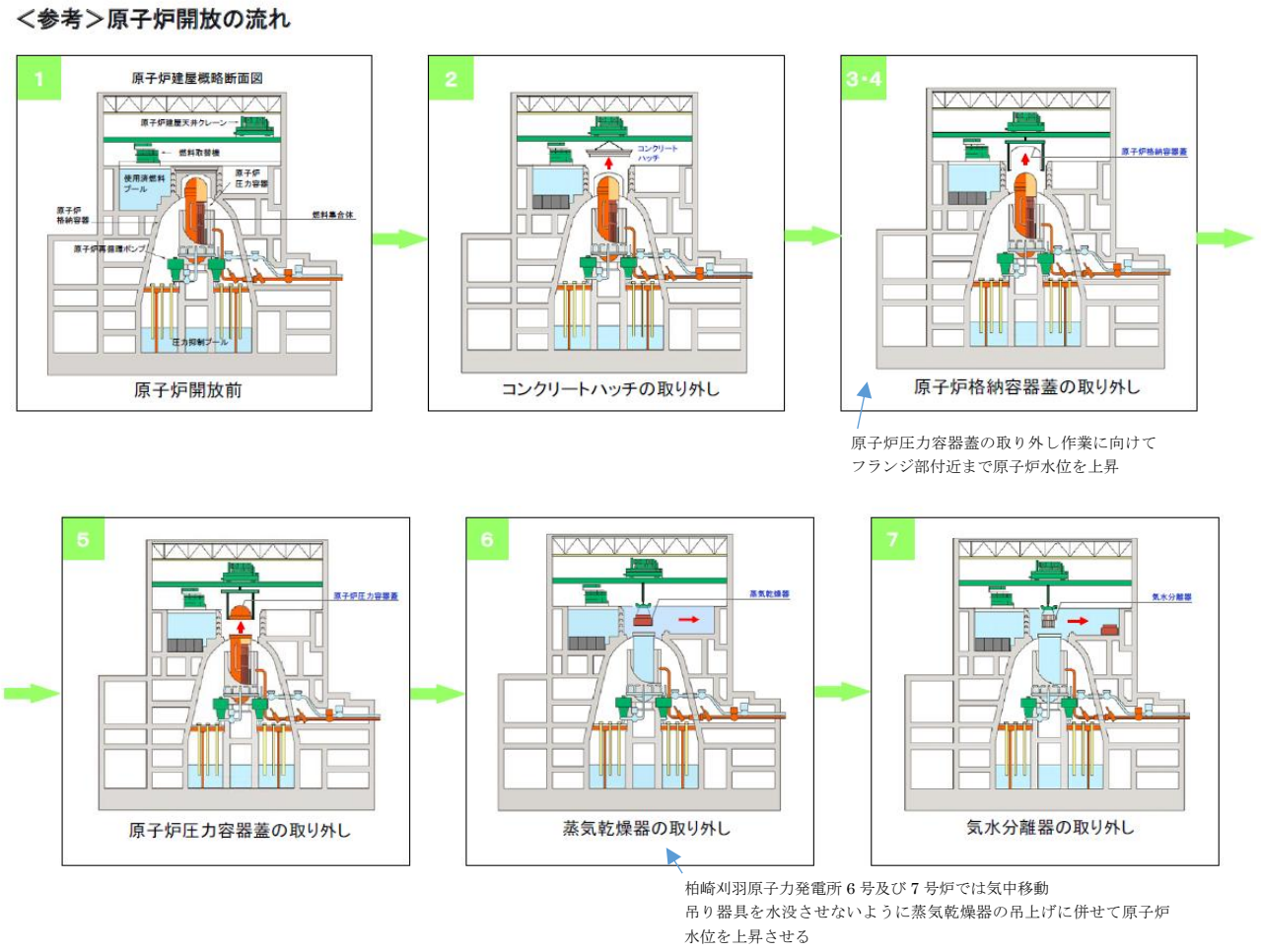


図 1　原子炉圧力容器開放作業の流れ

※　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

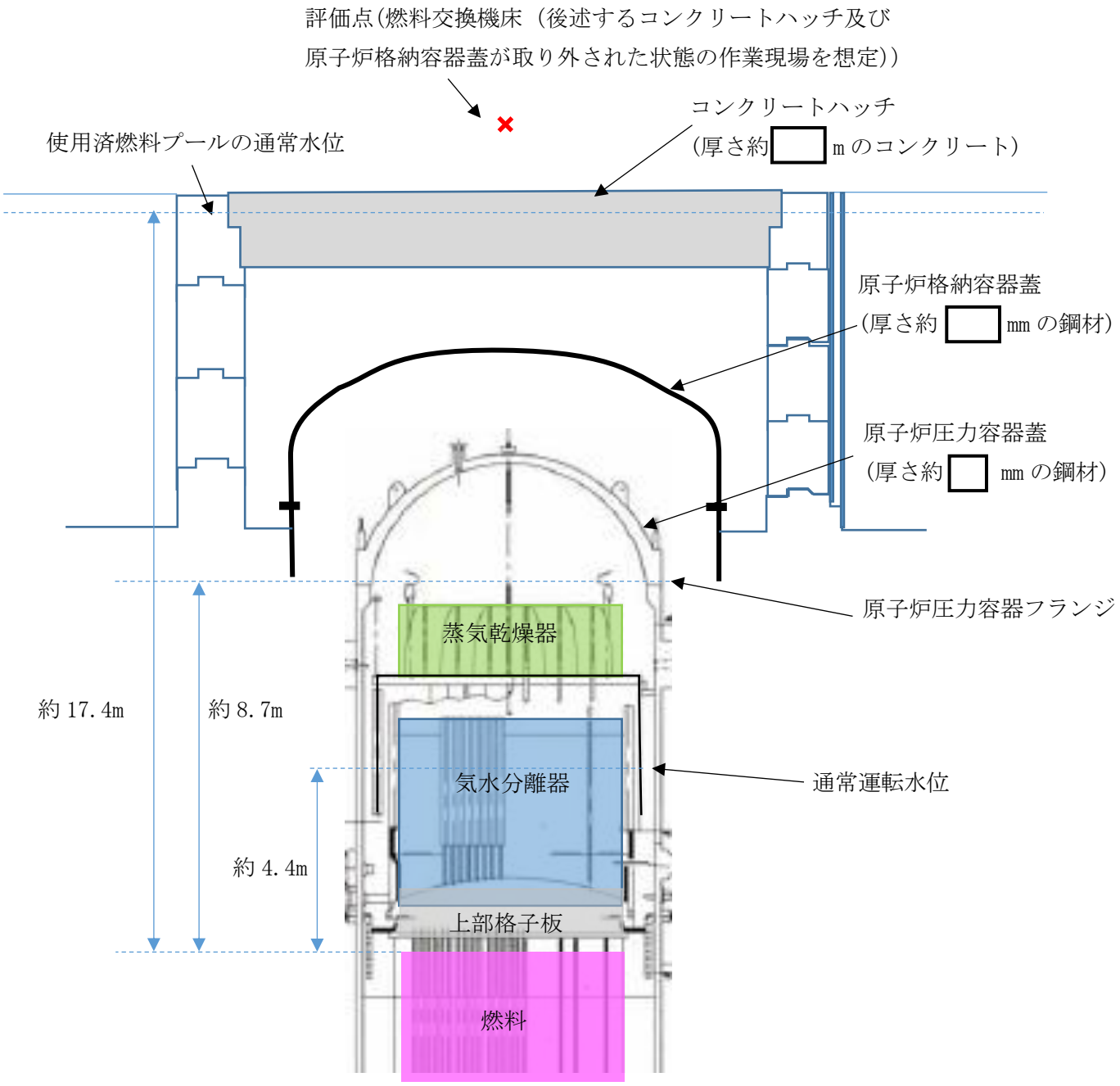


図 2　原子炉圧力容器等構造物の概要

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，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，原子炉建屋オペレーティングフロア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 8.2×10^{-2}，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-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 及び 4）

コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが， 原子炉圧力容器蓋， 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定検毎に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。この状態で原子炉建屋オペレーティングフロア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 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.4 時間）。

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

また、原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.5m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出　第 5.3.6 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。

なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.5m 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④水分離器取り外し（図１中の 7）

蒸気乾燥器の取り出しに併せ,水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても,沸騰開始及び水位低下まで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オペレーティングフロア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及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）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（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建屋オペレーティングフロア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

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態）

○ 燃料有効長（mm）：[redacted]

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

○ 線源材質:燃料及び水（密度 [redacted] g/cm^3）

○ 線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出

・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： [redacted] (wt%)

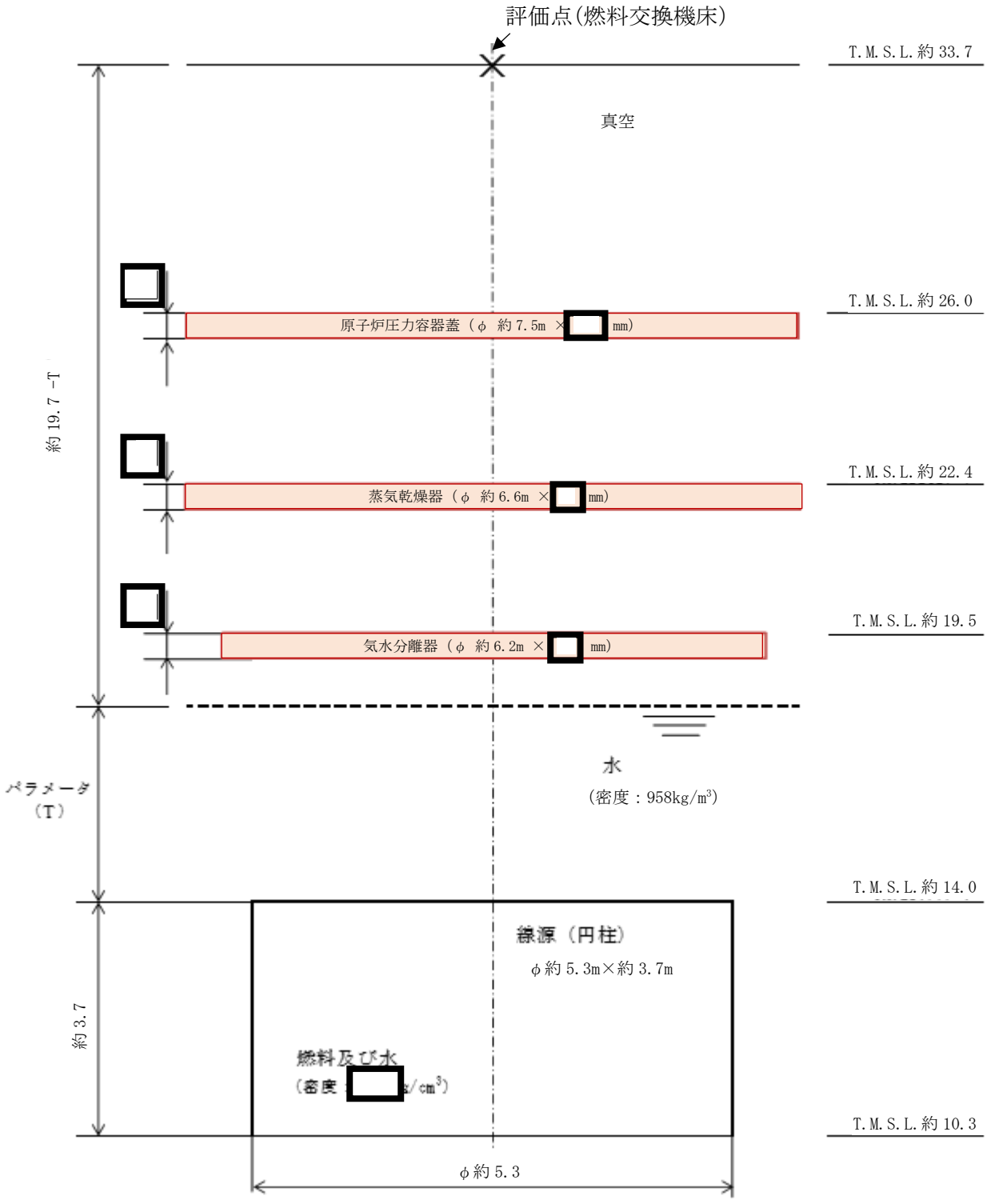
・U 重量：燃料一体あたり [redacted] (kg)

・停止後の期間※：停止後 12 時間(原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定)

※ 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評価条件となっている。

線量率評価モデルを図 3 に示す。また，評価により求めた線源強度を表 1 に示す。



注：　寸法は公称値を示す

（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図 3　燃料の線量率評価モデル

表 1　燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	1.26×10^{12}
2	2.50×10^{-2}	1.73×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.96×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	1.29×10^{11}
5	8.50×10^{-2}	2.40×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	5.78×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	4.81×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	1.30×10^{11}
9	5.75×10^{-1}	4.35×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	3.63×10^{11}
11	1.25×10^{0}	7.10×10^{10}
12	1.75×10^{0}	8.87×10^{10}
13	2.25×10^{0}	6.36×10^{9}
14	2.75×10^{0}	3.09×10^{9}
15	3.50×10^{0}	6.70×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.02×10^{6}
17	7.00×10^{0}	4.07×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.68×10^{-1}
合計		4.15×10^{12}

b.　上部格子板

評価条件を以下に示す。

○　線源形状：円柱線源としてモデル化

○　線源の高さ（mm）：□

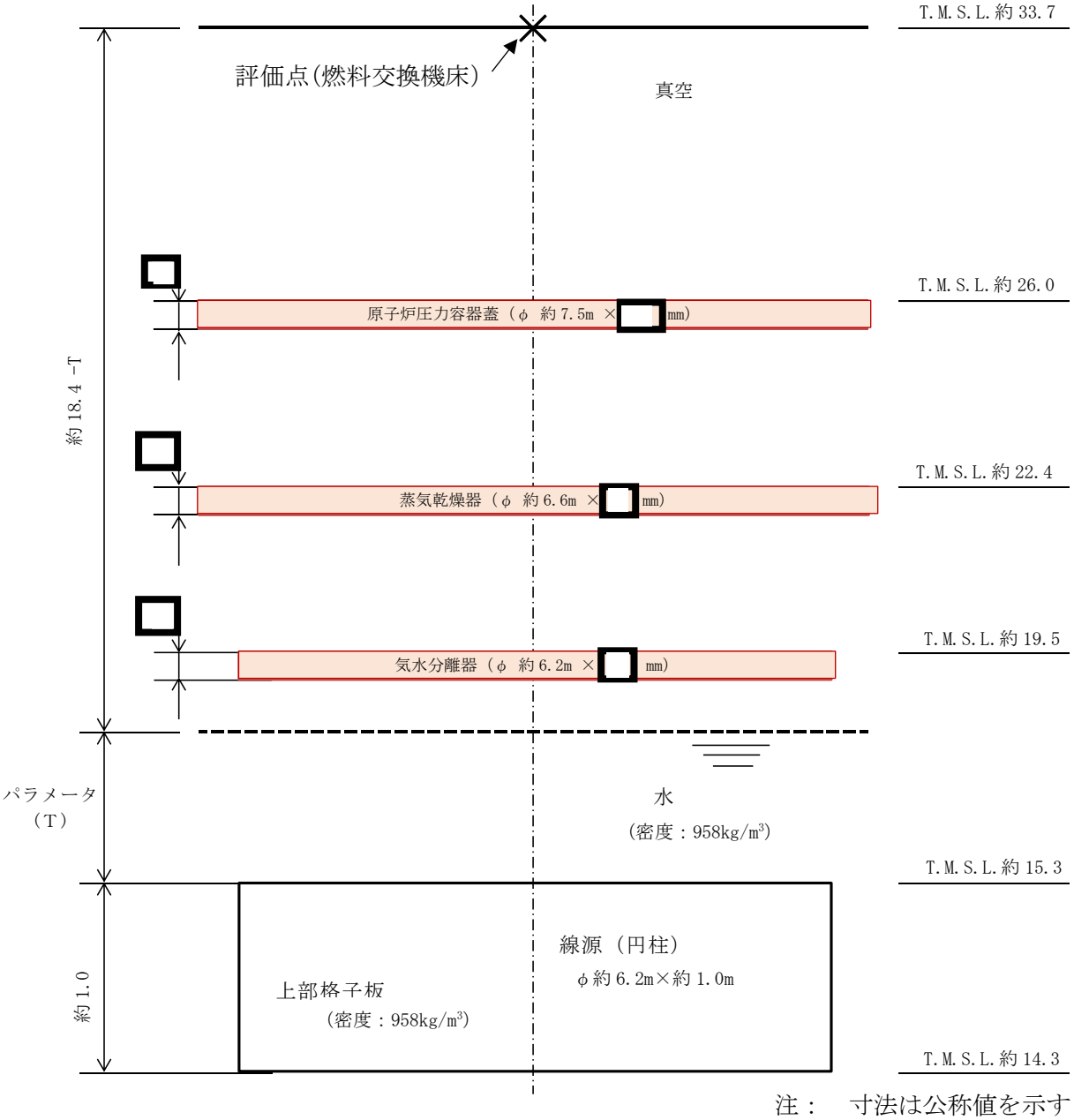
○　ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV

○　線源材質：　水と同等(密度 958kg/m^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 2.1×10^9(Bq/cm^3)と算出

線量率評価モデルを図４に示す。



注：　寸法は公称値を示す

（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図４　上部格子板の線量率評価モデル

c.　気水分離器

評価条件を以下に示す。

○　線源形状：円柱線源としてモデル化

○　線源の高さ（mm）：[redacted]

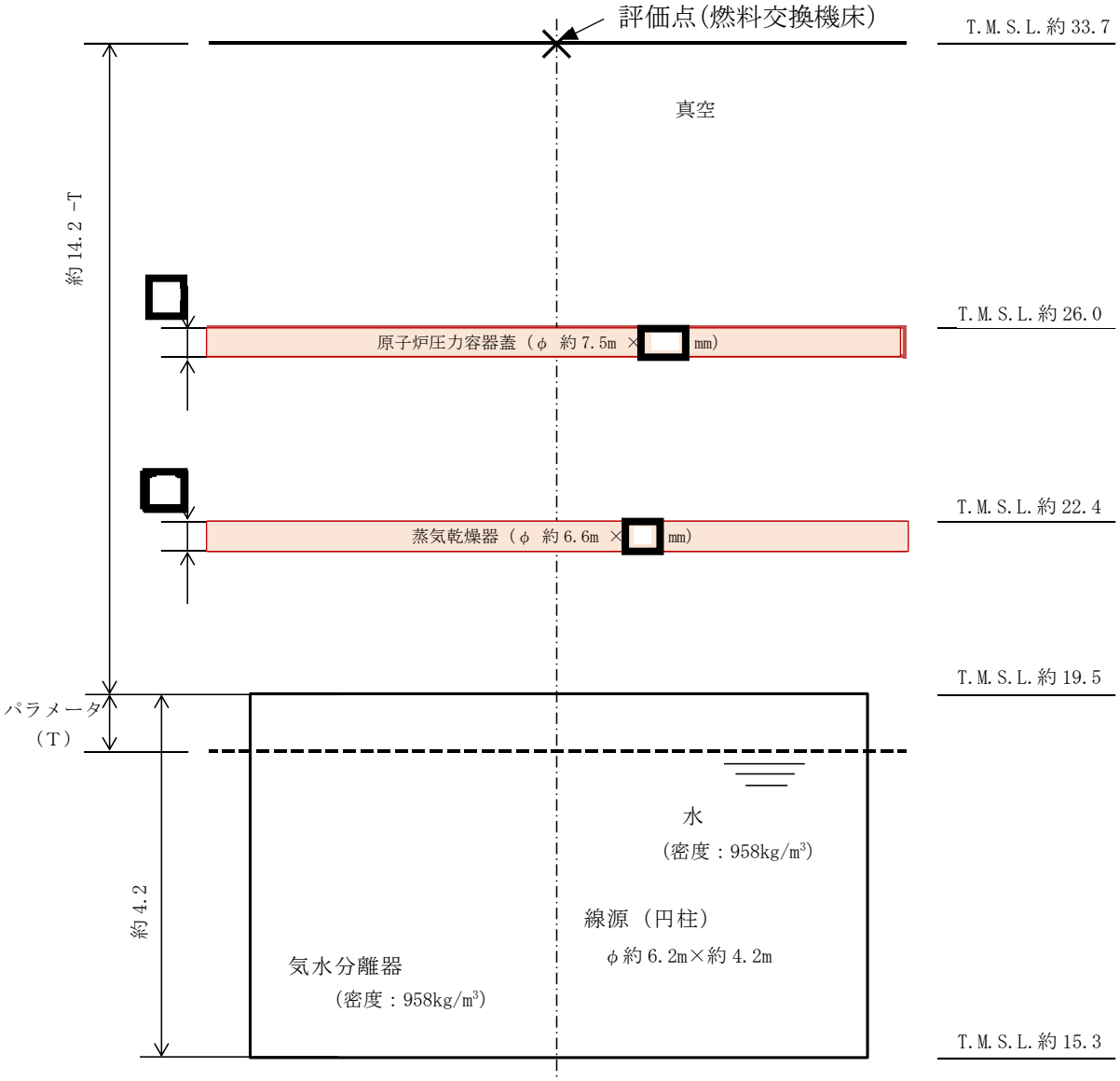
○　ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV

○　線源材質：　水と同等(密度 958kg/m^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（[redacted] Sv/h）より 5.2×10^5(Bq/cm^3)と算出

線量率評価モデルを図５に示す。



注：　寸法は公称値を示す

（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図５　気水分離器の線量率評価モデル

d.　蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

○　線源形状：円柱線源としてモデル化

○　線源の高さ（mm）：[redacted]

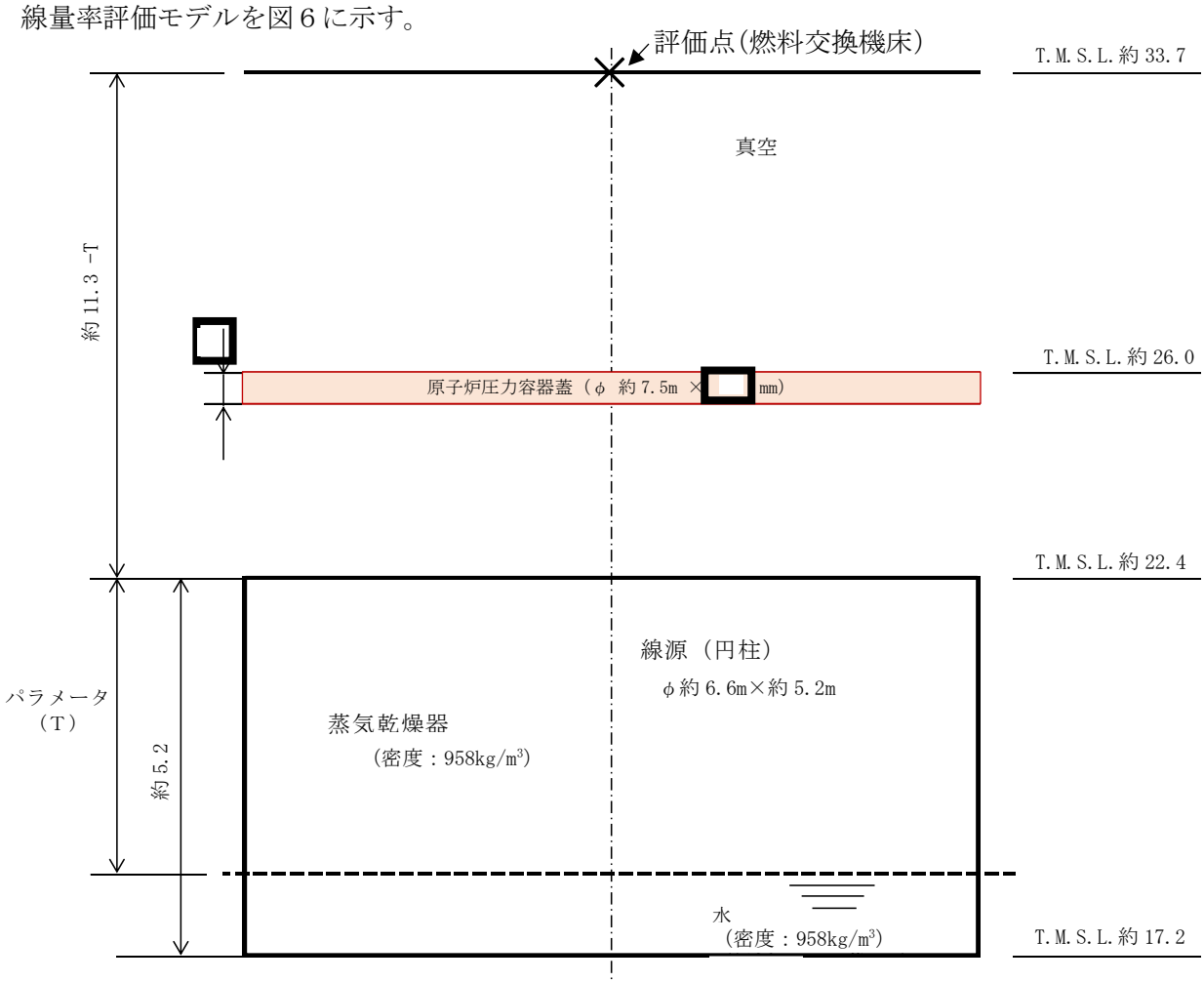
○　ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV

○　線源材質：　水と同等(密度 958kg/m^{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（[redacted]Sv/h）より 2.3×10^{5}(Bq/cm^{3})と算出

線量率評価モデルを図６に示す。



注：　寸法は公称値を示す

（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図６　蒸気乾燥器の線量率評価モデル

（２） 遮蔽物の評価モデル

原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

評価条件を以下に示す。

○ 遮蔽物形状　　：円柱線源としてモデル化
○ 遮蔽物の厚さ（mm）：[redacted]（圧力容器蓋の最薄部厚さ）
○ 線源材質　　：[redacted] 平板（密度 [redacted] g/cm^3）※

※圧力容器鋼板[redacted]の密度は，同等である[redacted]で代表した

線量率評価モデル（遮蔽）を図 3～7 に示す。

図 7　原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）

b. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

○ 遮蔽物形状　　：円柱線源としてモデル化
○ 遮蔽物の厚さ（mm）：[redacted]（フード部の最薄部厚さ）
○ 線源材質　　：[redacted] 平板（密度 [redacted] g/cm^3）※

※蒸気乾燥器の材質[redacted]の密度は，同等である[redacted]で代表した

線量率評価モデル（遮蔽）を図 3～5 及び 8 に示す。

図 8　蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）

c．気水分離器

評価条件を以下に示す。

○ 遮蔽物形状　　：円柱線源としてモデル化

○ 遮蔽物の厚さ（㎜）：[redacted]（シュラウドヘッドの厚さ（ベーンスワラによる遮蔽も考慮））

○ 線源材質　　：[redacted] 平板(密度 [redacted] g/cm^3) ※

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

線量率評価モデル(遮蔽)を図 3,4 及び 9 に示す。

図 9　気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）

（３） 現場の線量率の評価結果

（１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h※）は以下の仮定のもとで「有効燃料棒頂部の約 2.0m 上」と求めた。

※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。

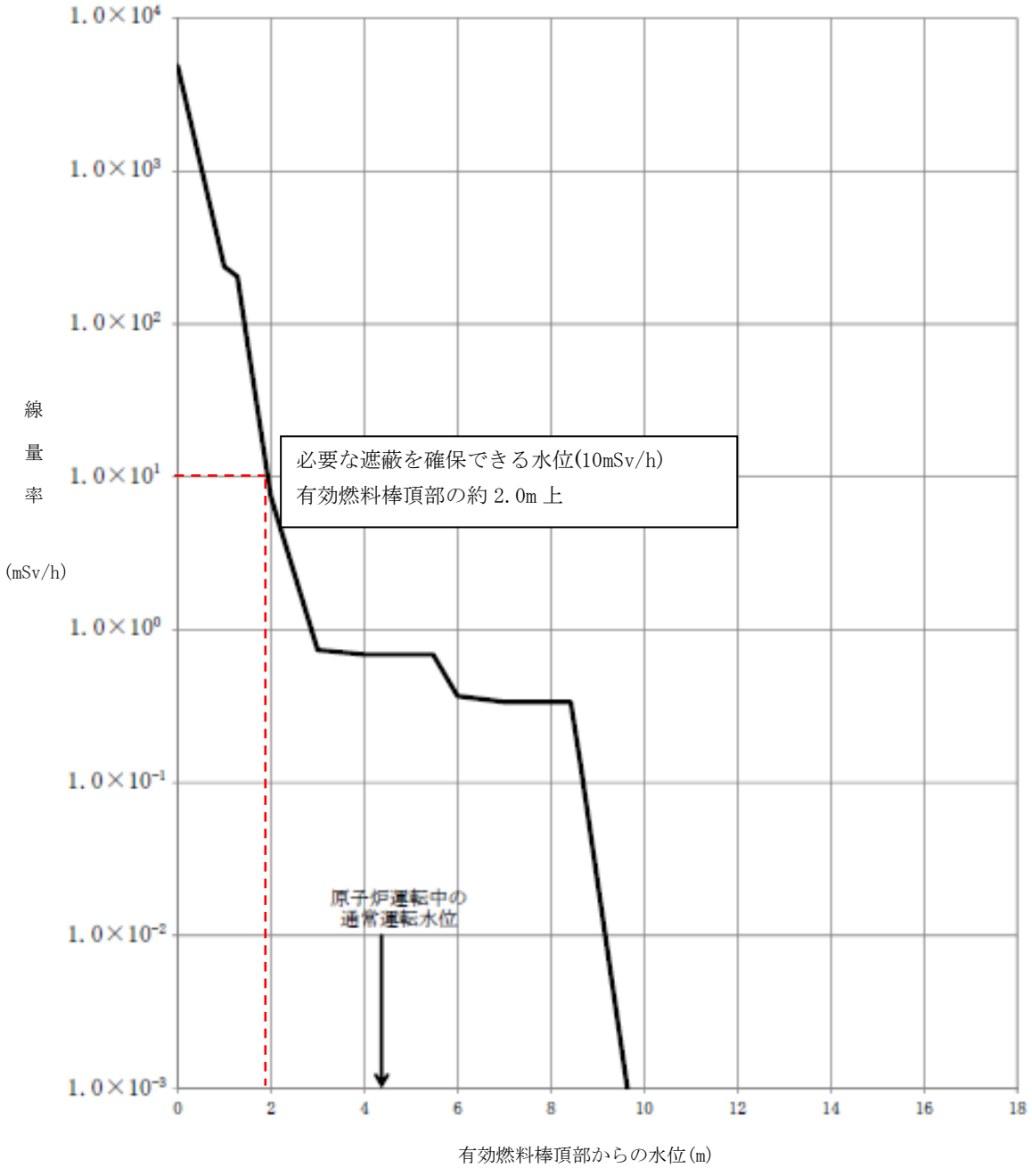


図 10　原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率

（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及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.1」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。

評価条件及び評価結果を表２に示す。

評価結果より，原子炉停止 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約 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評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	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（不確かさで確認するケース）	100	2.67×10^{4}	約 2.0 時間	約 3.7 時間	2 時間以内※2	約 2.5 時間（145 分）
24 時間（有効性評価で確認するケース）	52	2.24×10^{4}	約 3.4 時間	約 5.4 時間	2 時間	約 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た計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも 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オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，作業員は異常状態を認知し，1 時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。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，線量が上昇する前（4. より最短約 2 時間）の退避が十分可能である。

なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。

6.原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系の設計として，作動には 1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。

7.まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後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．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」のとおり，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。

以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中　崩壊熱除去機能喪失)

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

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 22.4MW（9×9 燃料(A 型)，原子炉停止 1 日後）	約 22MW 以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t（サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮）を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である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，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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※3。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。
	原子炉水温	52℃	約 40℃～約 53℃※1（実績値）	停止後 1 日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系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	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である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 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である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 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※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，必要な遮蔽を確保できる水位までには約 2 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等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	事故ごとに変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の容量	約 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設定	最確条件とした場合は，評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。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，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	－	運転中の残留熱除去系の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m^3/h で注水	954m^3/h 以上で注水	低圧注水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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 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。 【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なし。 【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なし。 【操作所要時間】 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。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）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。 【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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，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 分で操作可能である見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から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。

7日間における燃料の対応について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，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 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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	7日間の軽油消費量 **約753kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**（※3）であり，7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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） 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	7日間の軽油消費量 **約753kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**（※3）であり，7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
その他	事象発生直後から事象発生後7日間 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日＝7,560L 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	7日間の軽油消費量 **約13kL**	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**約100kL**）の残容量（合計）は**約621kL**であり，7日間対応可能。

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

※3　保安規定に基づく容量。

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋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により，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

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

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，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，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として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手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に，手順の概要を第 5.2.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 16 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，緊急時対策要員（現場）は2名である。

また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.4 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16 名で対処可能である。

a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認

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

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

b．早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，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。

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，原子炉圧力等である。

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，原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。

e．残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復

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等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋交流電源喪失＋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る。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。

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

（添付資料 5.1.1,5.1.2）

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

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

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，

また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。

なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37㎥/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，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。

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

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統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，外部電源を喪失するものとしている。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は150m^3/hとする。

(b) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度30℃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8MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)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)残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため，代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生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における原子炉水位の推移を第5.2.5図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.2.6図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1 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，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。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から 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除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.2.5 図に示すとおり，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，第 5.2.6 図に示すとおり，必要な遮蔽[※2] を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

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

事象発生 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圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。

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

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m上（通常水位から約2.4m下）の位置である。

（添付資料 4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）

5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

ものとする。

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

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第5.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから,その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)運転員等操作時間に与える影響

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

初期条件の原子炉水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とし

た場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h※2が維持される水位）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時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃，原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

(b)評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約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は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h[※2]が確保される水位）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，有効燃料棒頂部到達まで約3時間となることから，評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h※2が維持される水位）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時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。

ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※3。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の

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

※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から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は2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低

圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，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ことで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，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に実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料5.1.1，5.1.6，5.2.2）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）

による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約3時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約5時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が145分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生約20時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。

（添付資料5.1.1，5.1.6，5.2.2）

(3) まとめ

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

この他，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。

5.2.4 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ける事象発生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16名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要

員等の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は，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約700m^{3}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1,400m^{3}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^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}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させることなく，必要な水量が確保可能であり，7日間の継続実施が可能である。

（添付資料 5.2.3）

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504kL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。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生

直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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13kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計約613kL）

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 100kL）にて合計約 2,140kL 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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な負荷として，6 号炉で約 1,594kW，7 号炉で約 1,560kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料5.2.5）

5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代替注水系（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。

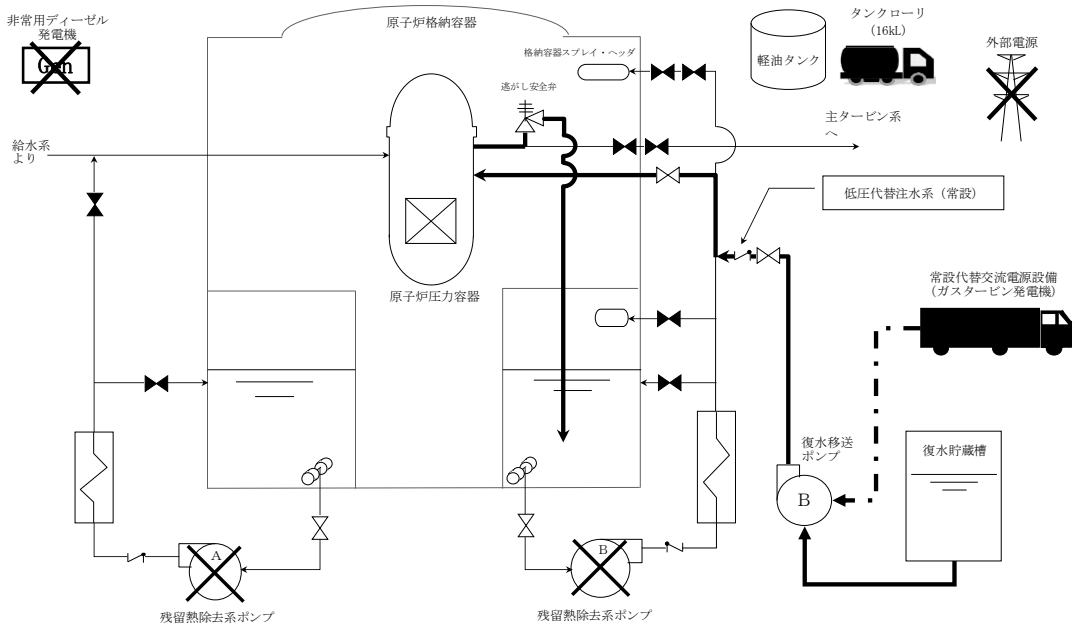
その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

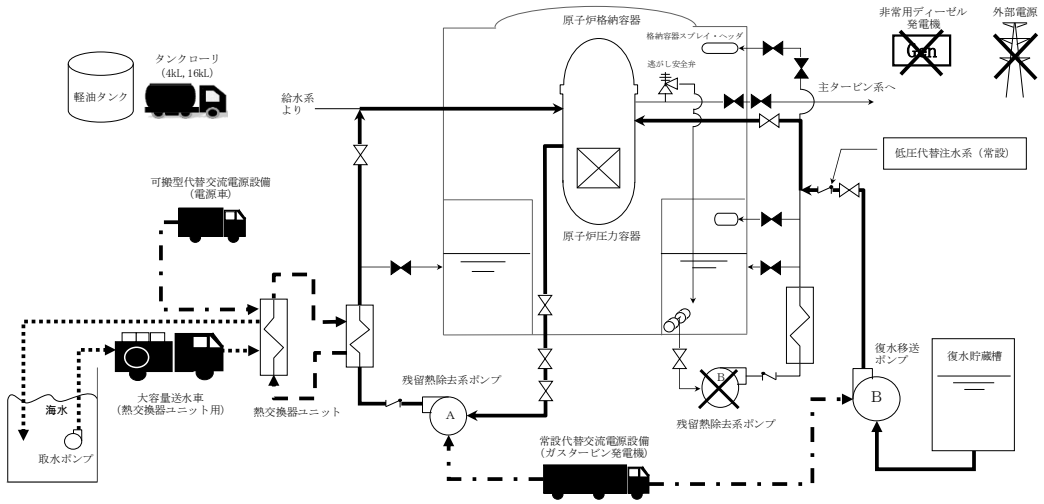
以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策

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。



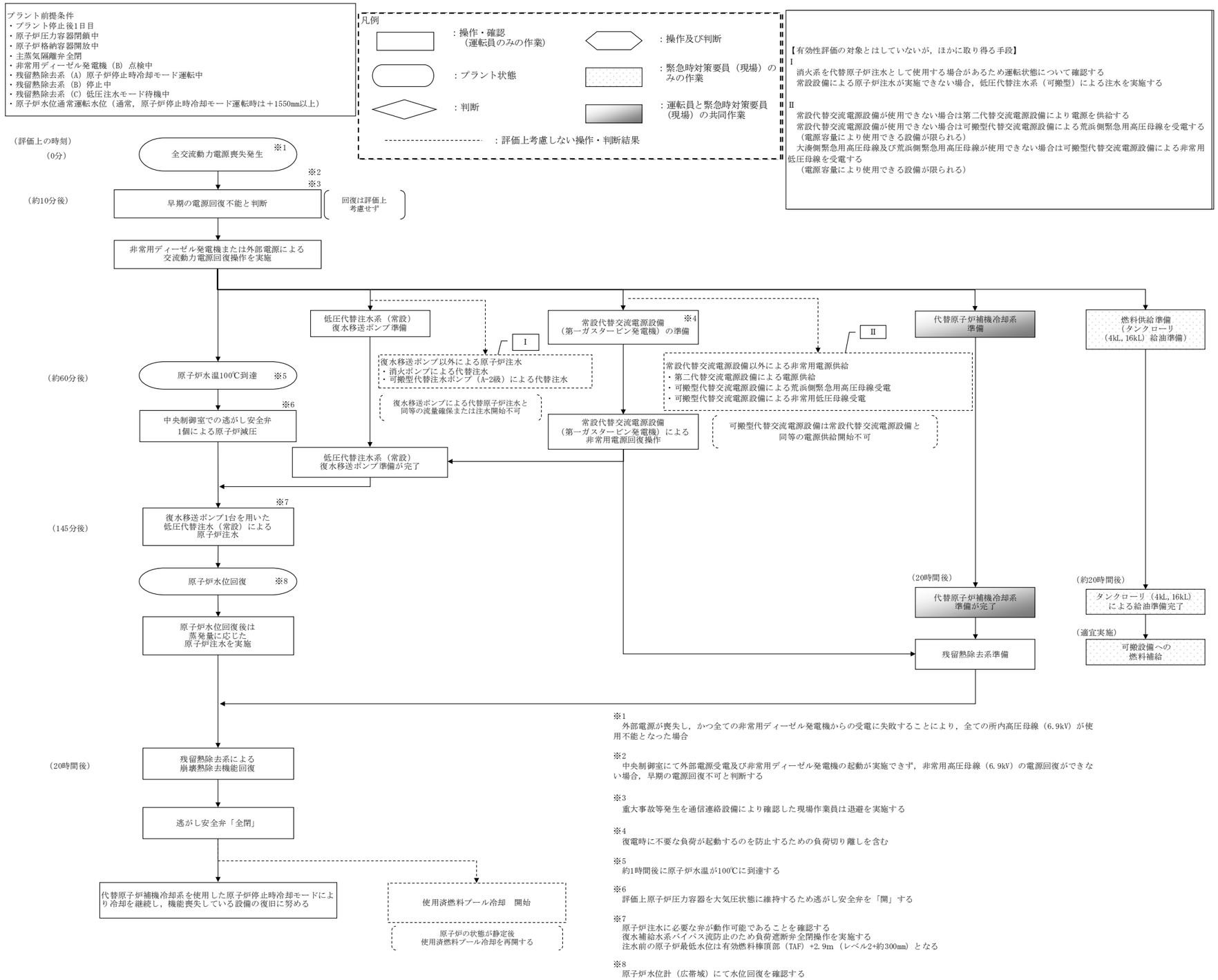
第 5.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）

（原子炉減圧及び原子炉注水）



第 5.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）

（原子炉停止時冷却及び原子炉注水）



第 5.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			▽事象発生 プラント状況確認 ▽ ▽約60分　原子炉冷却材温度100℃到達 約60分　常設代替交流電源設備による給電開始 ▽145分　原子炉注水開始	
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		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**	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分	
交流電源回復操作 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
原子炉減圧操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・逃がし安全弁 1個による手動減圧操作	5分	非常用高圧母線受電確認と 並行して実施する
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線D系　受電準備操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・非常用高圧母線D系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	2人 **C，D**	2人 **c，d**	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線D系　受電前準備	50分	
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）	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　起動	20分	
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	10分	
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線D系　受電操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・非常用高圧母線D系　受電確認	10分	
	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・非常用高圧母線D系　受電	10分	
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線C系　受電準備操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・非常用高圧母線C系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線C系　受電前準備	50分	
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線C系　受電操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・非常用高圧母線C系　受電確認	10分	
	－	－	（2人） **C，D**	（2人） **c，d**	－	－	・非常用高圧母線C系　受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	（1人） **A**	（1人） **a**	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　系統構成	15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	原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水	

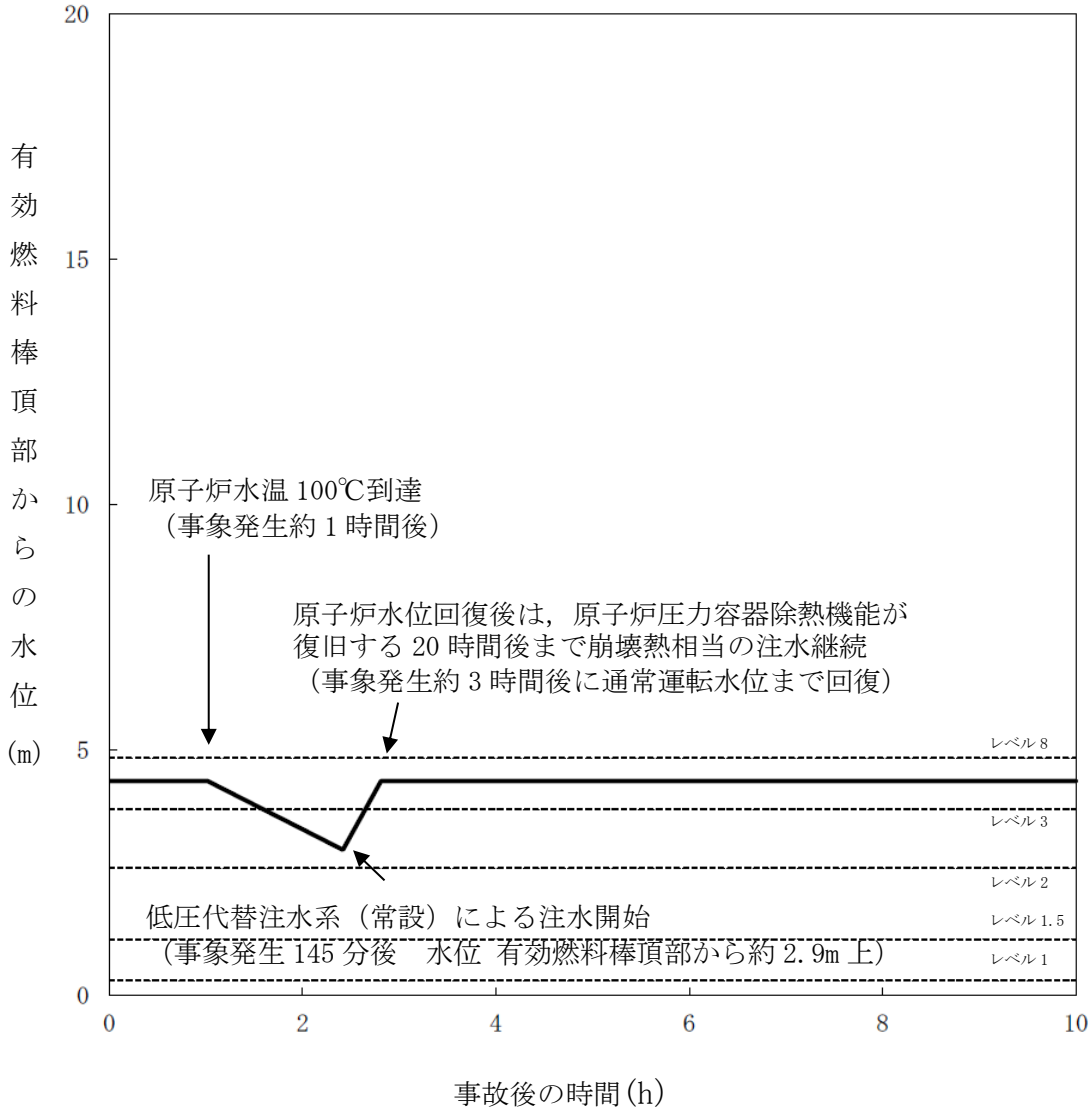
第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

全交流動力電源喪失

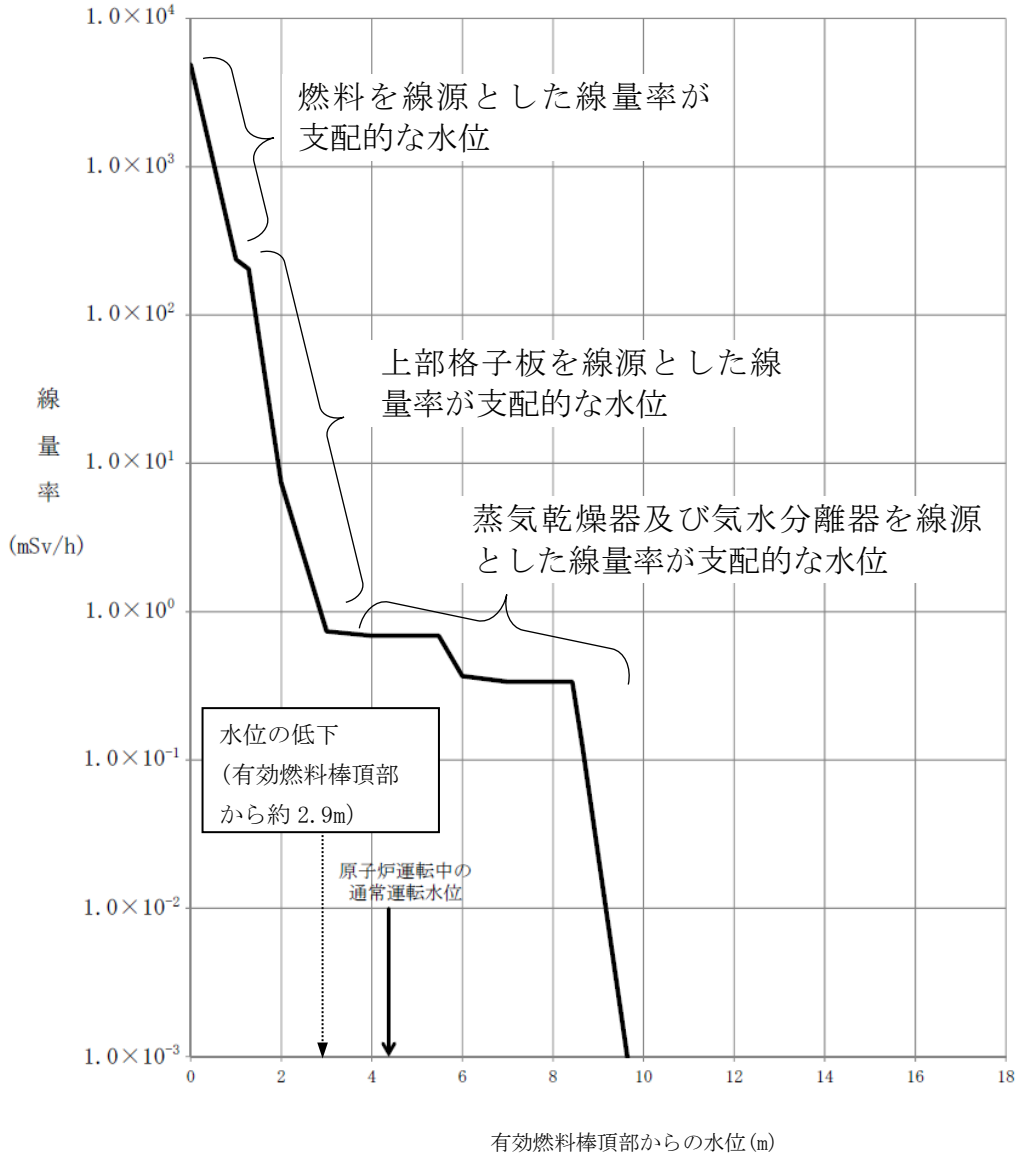
操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間） 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24	備考
								20時間　崩壊熱除去機能回復	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人）**A**	（1人）**a**	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水	
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備／装備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への補給	120分	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・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	
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　現場系統構成	300分	
	－	－	－	－	13人（参集）↓※1，※2	13人（参集）↓※1，※2	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	10時間	
給油準備	－	－	－	－	※1↓（2人）		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）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（原子炉停止時冷却モード）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（原子炉停止時冷却モード）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（評価上考慮せず）	－	－	（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	
	（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	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及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「77℃」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	
必要人員数　合計	1人 **A**	1人 **a**	2人 **C，D**	2人 **c，d**	2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。

第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)



第 5.2.5 図　原子炉水位の推移



第 5.2.6 図　原子炉水位と線量率

第 5.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	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残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電式直流電源設備	－	【残留熱除去系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁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（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度
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 軽油タンク	タンクローリ（16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA)
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	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 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2.2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料(A 型)，原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	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）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系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
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定

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

※2　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮。

第 5.2.2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	150m³/h で原子炉注水	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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	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）起動操作	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た操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定
	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を介した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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 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。 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原子炉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，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料（A 型)， 原子炉停止 1 日後)	約 22MW 以下 (実績値)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t（サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮）を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（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 上の高さ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 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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※3。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。
	原子炉水温	52℃	約 40℃～ 約 53℃※1 (実績値)	原子炉停止後 1 日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系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	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である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 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である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 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※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，原子炉水温が 80℃の場合であっても，必要な遮蔽を確保できる水位までには約 2 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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	事故ごとに変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	50℃	約 50℃以下	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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位低下速度が緩やかになるが，その顕熱分の影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	復水貯蔵槽: 約 1,700m³/ 号炉 淡水貯水池: 約 18,000m³	復水貯蔵槽: 約 460m³～ 約 2,000m³/号炉 （実績値） 淡水貯水池: 約 18,000m³以上	復水貯蔵槽を水源とする注水系が待機している場合の保安規定の最低水量から復水貯蔵槽の最大水量を設定 淡水貯水池の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，評価条件とほぼ同程度であるため，事象進展に与える影響はない。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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 2,140kL	2,140kL 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	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	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	事故ごとに変化	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水(常設)	150m³/h で注水	150m³/h 以上で注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定	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。
	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（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	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	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 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【認知】 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による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（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い。 【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の起動操作及び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及び受電操作を行う運転員(現場)が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備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，中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【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 階及びコントロール建屋地下 1 階までそれぞれ 5 分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【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，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)，非常用高圧母線の受電操作を行う運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で 120 分間となる。 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 20 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 20 分間を想定 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 30 分間］ ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に 20 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 50 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 10 分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 20 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 20 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 50 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 10 分間］ ● 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高圧母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 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）の閉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，それに時間余裕を含めて操作時間 15 分を想定する。 【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操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【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。	常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	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，約 60 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，訓練実績等より，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 分で操作可能である見込みを得た。 常設代替交流電源設備からの受電操作後に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。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　全交流動力電源喪失）(2/3)

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	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	【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母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより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い。 【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い。 【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い。 【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 30 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 5 時間の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【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い。 【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。	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ことで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生約 20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	訓練実績等より，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。また，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 9 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 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
		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を介した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 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	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。
	各機器への給油（電源車，大容量送水車（熱交換器ユニット用）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 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	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）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉：各 1 台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL, 16kL）への補給完了まで）は，所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 111 分で実施可能なことを確認した。 また，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。 電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）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 108 分，常設代替交流電源設備への給油作業は，許容時間 16 時間のところ訓練実績等では約 262 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。

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^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

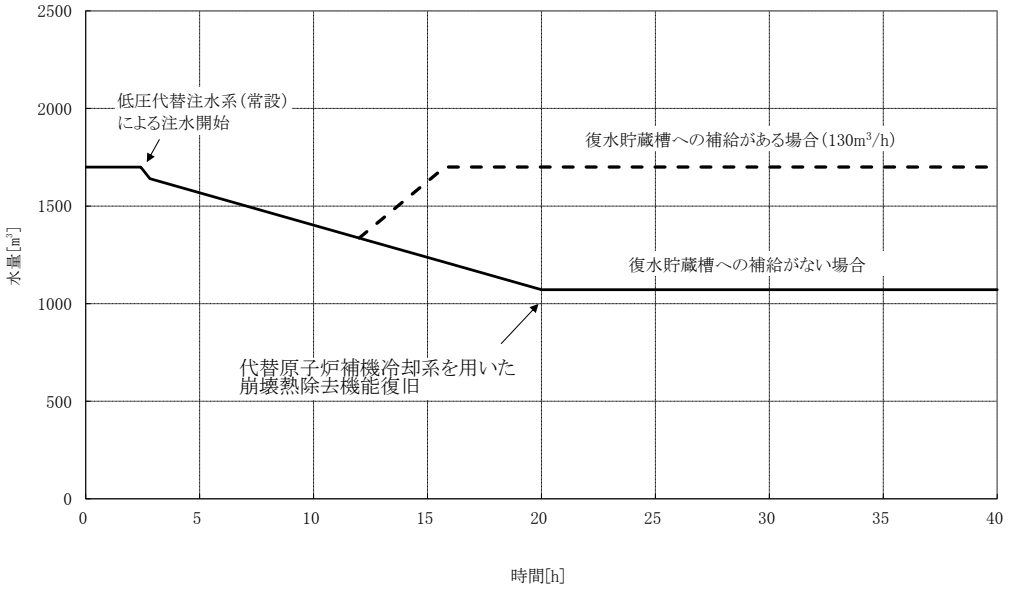
○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

最大流量 150m^3/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 33m^3/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^3/h で原子炉注水を行い，その後，約 33m^3/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 700m^3 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。

(150m^3/h ×((169min-145min)÷60) +33m^3/h×(20h-(169min÷60)) ≒700m^3)

※ 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 700m^3）の淡水は確保するため，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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

<table>
<tr><th>号炉</th><th>時系列</th><th>合計</th><th>判定</th></tr>
<tr><td>7号炉
6号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
常設代替交流電源設備　3台起動。　※1
1,000L/h×24h×7日×3台＝504,000L
代替原子炉補機冷却系専用の電源車　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
代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）　1台起動。
65L/h×24h×7日×1台＝10,920L
事象発生直後から事象発生後7日間
代替原子炉補機冷却系専用の電源車　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
代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）　1台起動。
65L/h×24h×7日×1台＝10,920L</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約600kL</u></td><td>6，7号炉軽油タンク各<u>約1,020kL（※3）</u>及びガスタービン発電機用燃料タンク<u>約100kL</u>の容量（合計）は
<u>約2,140kL</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>1号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>1号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL（※3）</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>2号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>2号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL（※3）</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>3号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>3号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL（※3）</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>4号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>4号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL（※3）</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>5号炉</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約632kL</u></td><td>5号炉軽油タンク容量は
<u>約632kL（※3）</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>その他</td><td>事象発生直後から事象発生後7日間
5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
45L/h×24h×7日＝7,560L
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</td><td>7日間の軽油消費量
<u>約13kL</u></td><td>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
<u>約1,527kL</u>であり，
7日間対応可能。</td></tr>
</table>

※1　事故収束に必要な常設代替交流電源設備は2台であるが，保守的に常設代替交流電源設備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台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

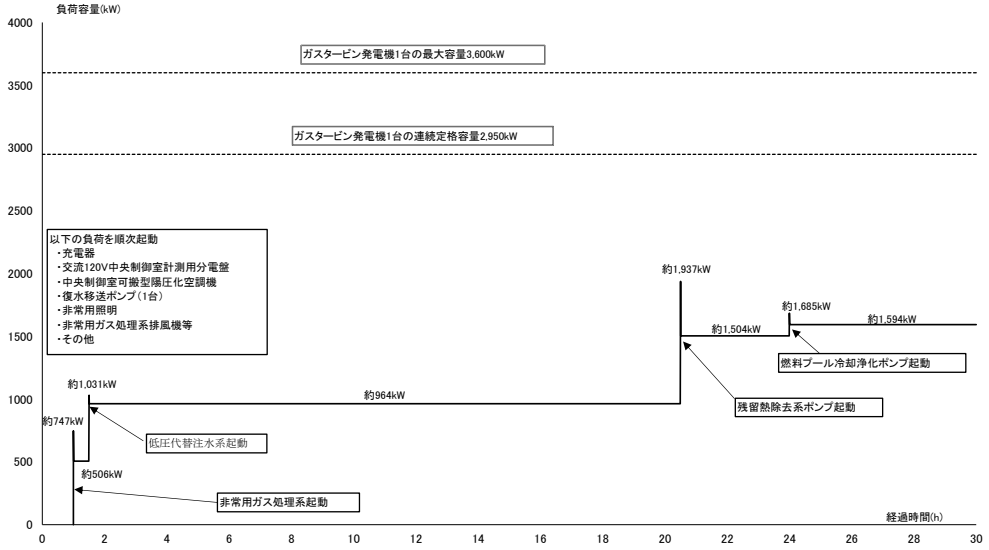
※3　保安規定に基づく容量。

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 号炉＞

	6 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 37kW
その他必要な設備	約 103kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1594kW （約 1937kW）

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

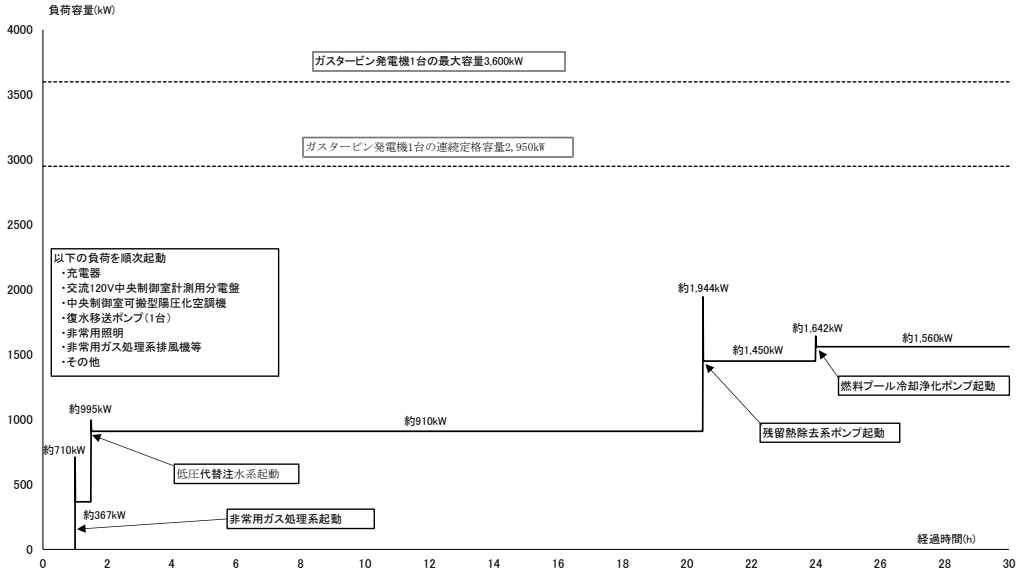


負荷積算イメージ

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）

＜7 号炉＞

	7 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他必要な設備	約 116kW
その他不要な設備	約 321kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1560kW （約 1944kW）



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材流出（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 系統切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，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，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することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉

注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3.1 図及び第 5.3.2 図に，手順の概要を第 5.3.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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第 5.3.4 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。

ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合，原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。

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，原子炉水位である。

b．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

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

隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。

c．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。

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

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，事象認知ま

でに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材流出（RHR 系統切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※1。

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えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR 系統切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り，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，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※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，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。

※1　RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.2.c-3　冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

※2　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 日後の崩壊熱を想定）

（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第 5.3.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a．初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。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，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉初期水温は 52℃とする。

b．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 87m³/h とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。

(c) 外部電源

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

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポン

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における原子炉水位の推移を第 5.3.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3.6図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から2 時間経過した時点で，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，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，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オペレーティングフロア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 1.0×10^{-3}mSv/h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.3.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。

第 5.3.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※3 が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約 3.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。

また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。

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

※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原

子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 3.0m 上（原子炉ウェル満水から約 14m 下）の位置である。

（添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから,その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉水温は評価条件の52℃に対して最確条件は約37℃～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は，評価条件で設定している原子炉水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，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ものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材

流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉水温について，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は,原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約 1 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止 1 日後）は 2 時間以上と長く，認

知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

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

（添付資料5.3.4）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

（添付資料 5.3.4）

(3) まとめ

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

この他，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。

5.3.4 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ける必要な要員は，「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 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，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，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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 13kL の軽油が必要となる。（6 号及び 7 号炉合計約 1,519kL）

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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備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。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，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。

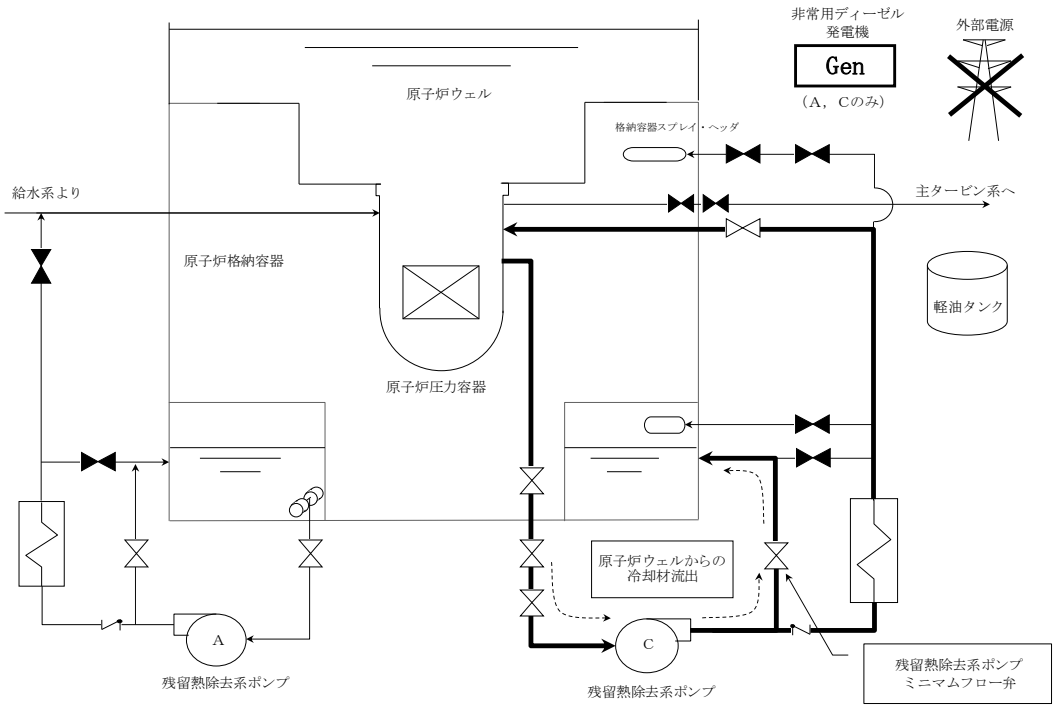
その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

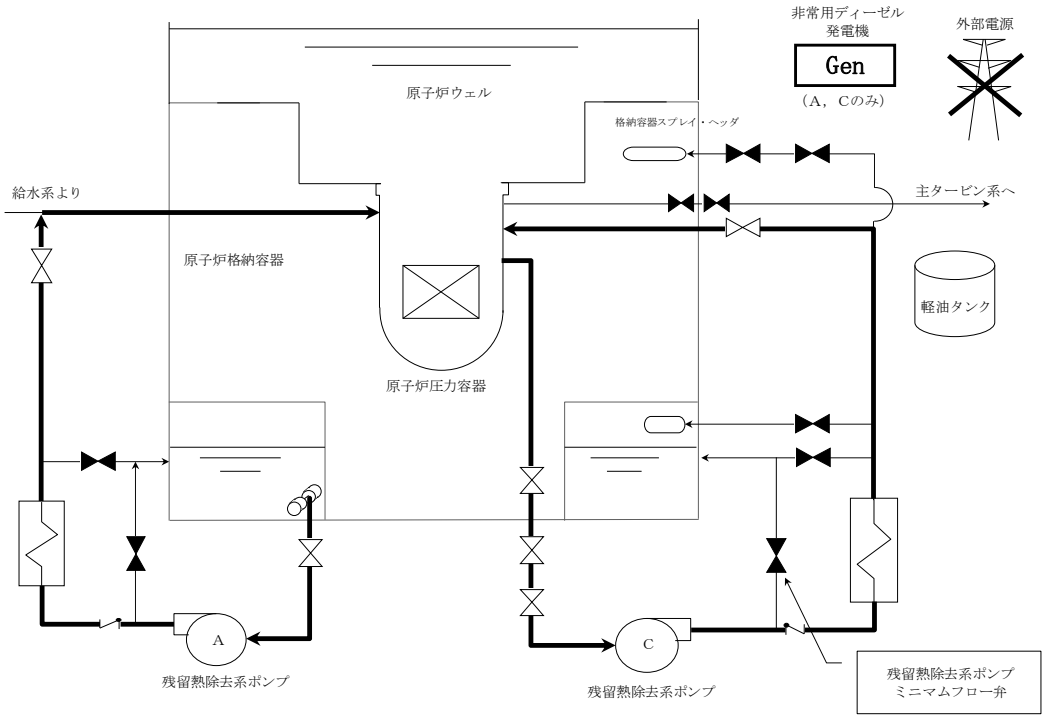
響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

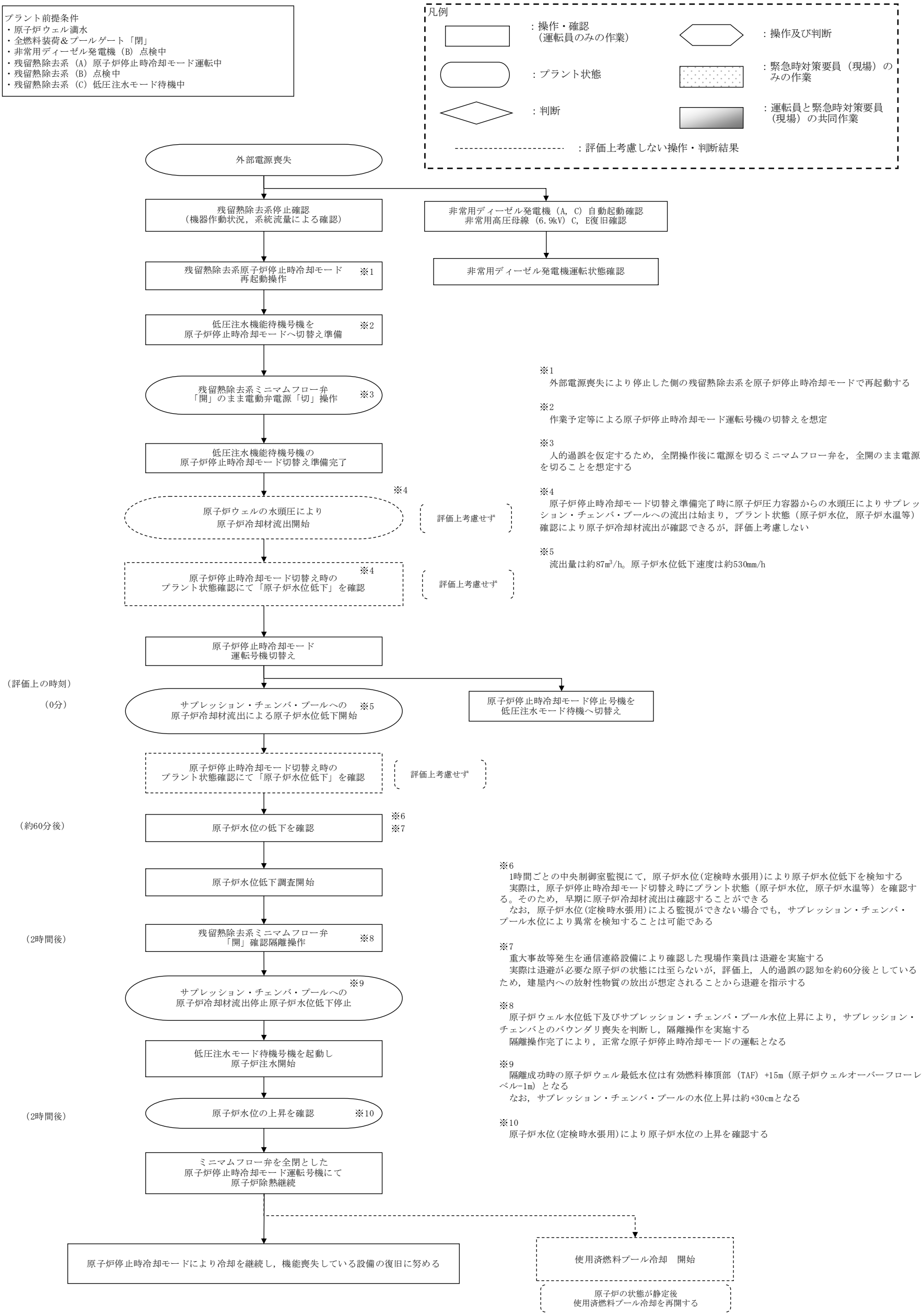
以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。



第 5.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」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)



第 5.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)
(原子炉注水及び原子炉停止時冷却)



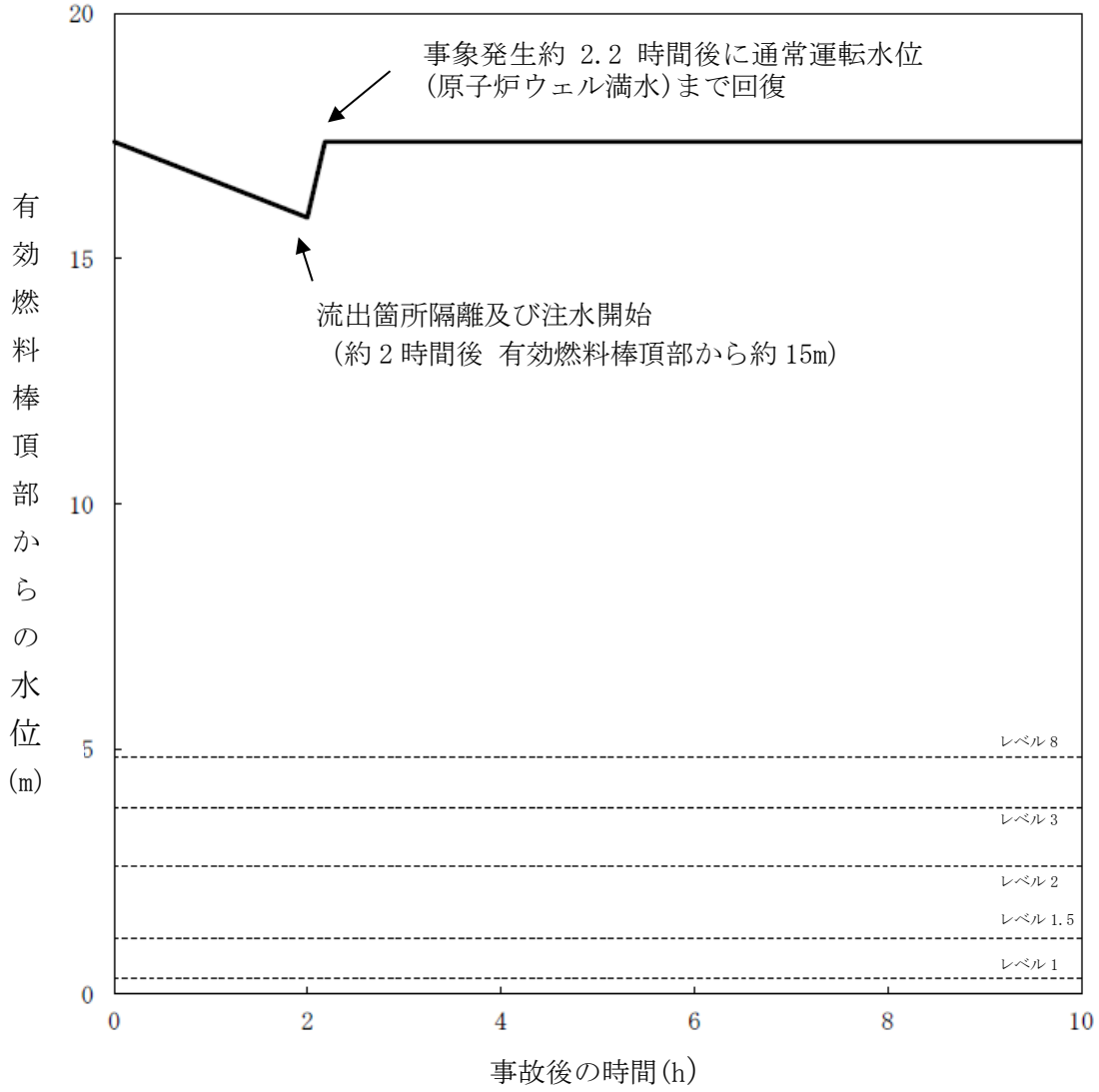
第 5.3.3 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

原子炉冷却材の流出

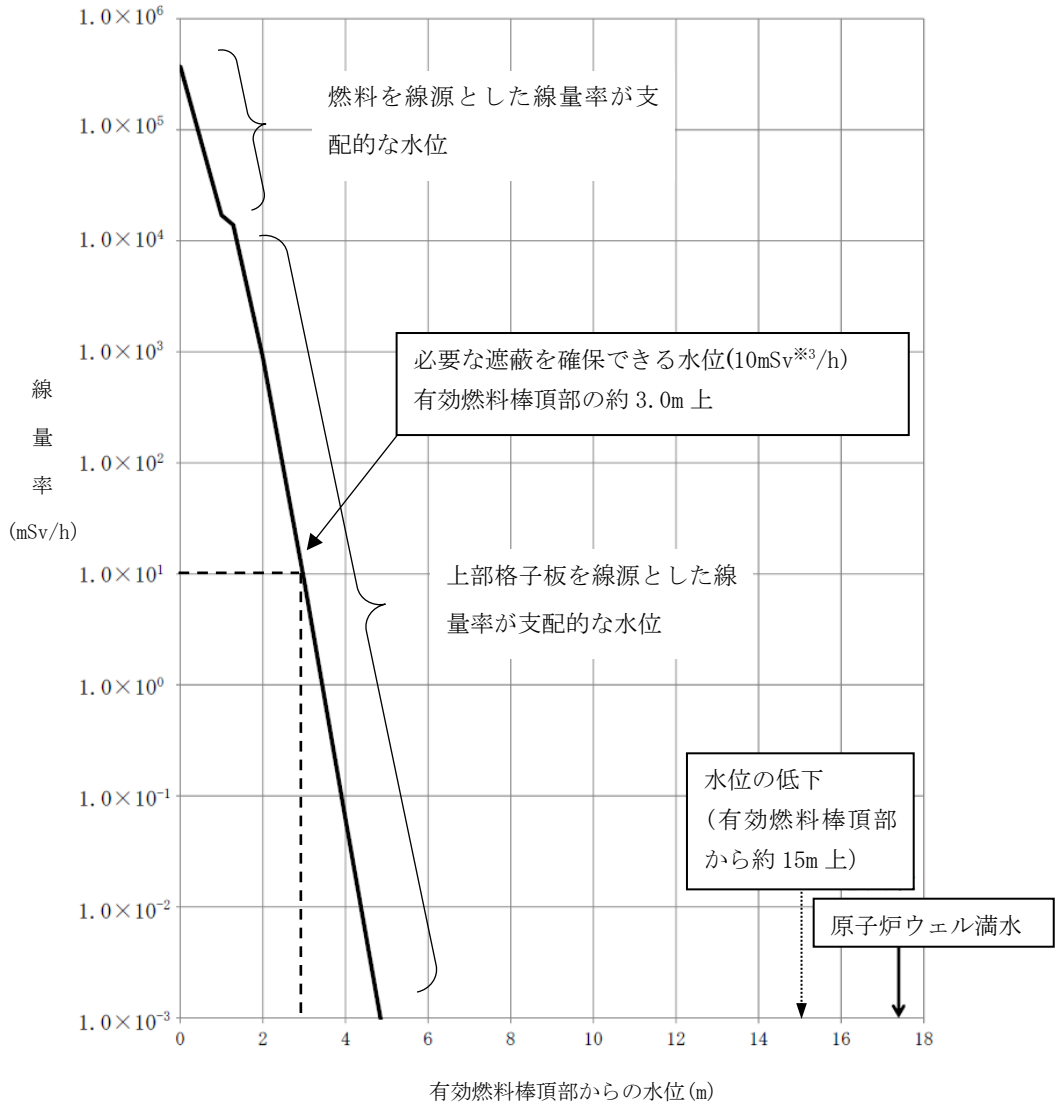
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間） 0　0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5　4　4.5　5 ▽事象発生 ▽約60分　原子炉水位低下検知 ▽2時間　サプレッション・チェンバ・プールへの原子炉冷却材流出停止 2時間　原子炉注水開始	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
		運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）			
		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		
								・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　停止確認	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
								・非常用ディーゼル発電機起動確認		
残留熱除去系　再起動		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
原子炉停止時冷却モード運転切替え		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）ミニマムフロー弁「開」で電源切を想定
		－	－	2人 C,D	2人 c,d	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　現場系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ（C）
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転側） 停止操作／低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
		－	－	（2人） C,D	（2人） c,d	－	－	・残留熱除去系（運転側） 低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
原子炉水位回復操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位，温度監視	適宜実施	
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位低下調査／隔離操作	60分	
		－	－	（2人） C,D	（2人） c,d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
		－	－			－	－	・原子炉水位低下調査／隔離操作	50分	原子炉冷却材流出停止により正常な原子炉停止時冷却モード運転が開始される
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（停止側） 低圧注水モード　起動操作	5分　原子炉水位回復後，低圧注水モード停止	残留熱除去系ポンプ（A）
使用済燃料プール冷却　再開 （評価上考慮せず）		（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	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及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「77℃」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	
必要人員数　合計		1人 A	1人 a	2人 C,D	2人 c,d	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。

第5.3.4図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間



第 5.3.5 図　原子炉水位の推移



第 5.3.6 図　原子炉水位と線量率

第 5.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		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流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
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（SA） 原子炉水位
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系（低圧注水モード)】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3.2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m^3/h	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は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

第 5.3.2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	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	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定（原子炉水位の低下を検知し，原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。 漏えい箇所の特定（放射線防護装備準備に 10 分，現場移動に 10 分，電源投入に 5 分，弁の状態確認に 1 分，計 26 分を想定）及び隔離操作（1 分を想定）については，時間余裕を考慮し 1 時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し，事象発生から 2 時間後とする。）
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後	

原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。

なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のD/Sピットへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。

（1） 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。

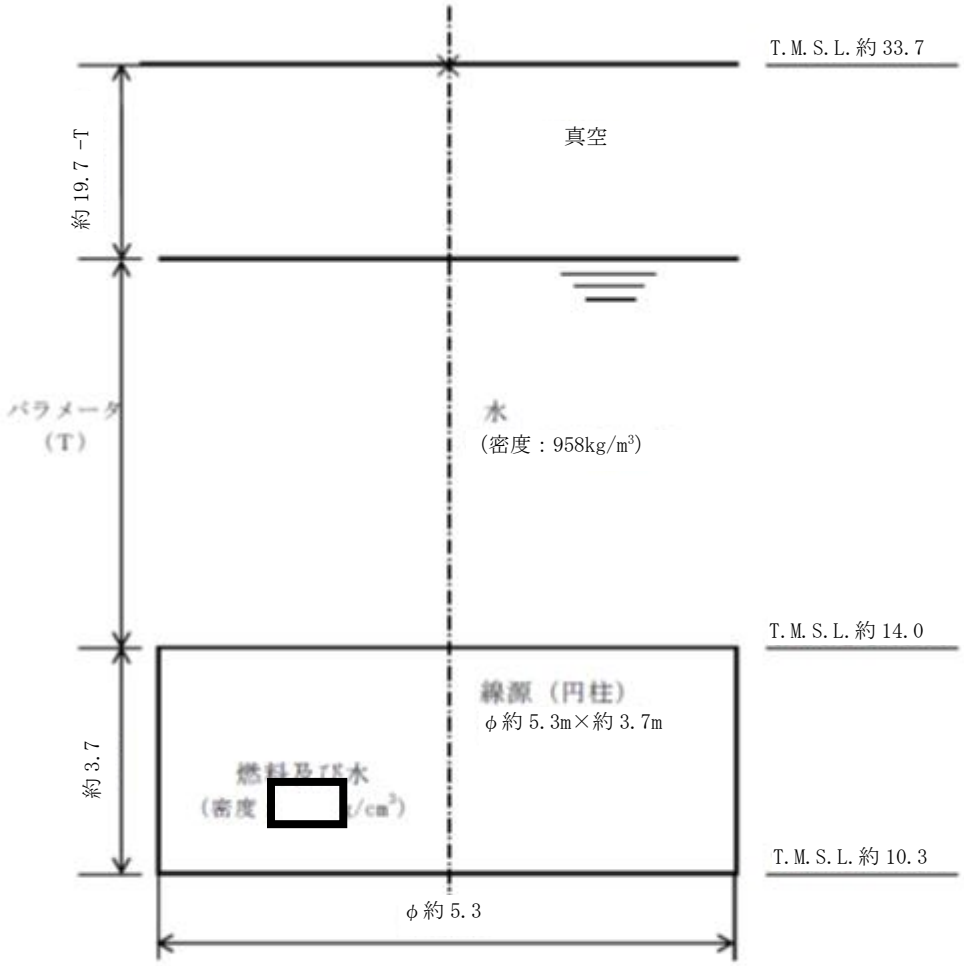
a. 炉心燃料

評価条件を以下に示す。

- ○ 線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態）
- ○ 燃料有効長（mm）：[redacted]
- ○ ガンマ線エネルギ:計算に使用するガンマ線は，エネルギ18群(ORIGEN 群構造)
- ○ 線源材質:燃料及び水（密度 [redacted] g/cm^3）
- ○ 線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出
  - ・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：[redacted] (wt.%)
  - ・U 重量：燃料一体あたり [redacted] (kg)
  - ・停止後の期間※：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)

※ 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。

線量率評価モデルを図 1 に示す。また，評価により求めた線源強度を表 1 に示す。



注：　寸法は公称値を示す（単位：m）
×　評価点(燃料交換機床)

図 1　燃料の線量率評価モデル

表 1　燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^{0}	2.19×10^{10}
12	1.75×10^{0}	7.28×10^{10}
13	2.25×10^{0}	3.44×10^{9}
14	2.75×10^{0}	2.71×10^{9}
15	3.50×10^{0}	2.30×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.65×10^{1}
17	7.00×10^{0}	4.05×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

b.　上部格子板

評価条件を以下に示す。

○　線源形状：円柱線源としてモデル化

○　線源の高さ（mm）：[redacted]

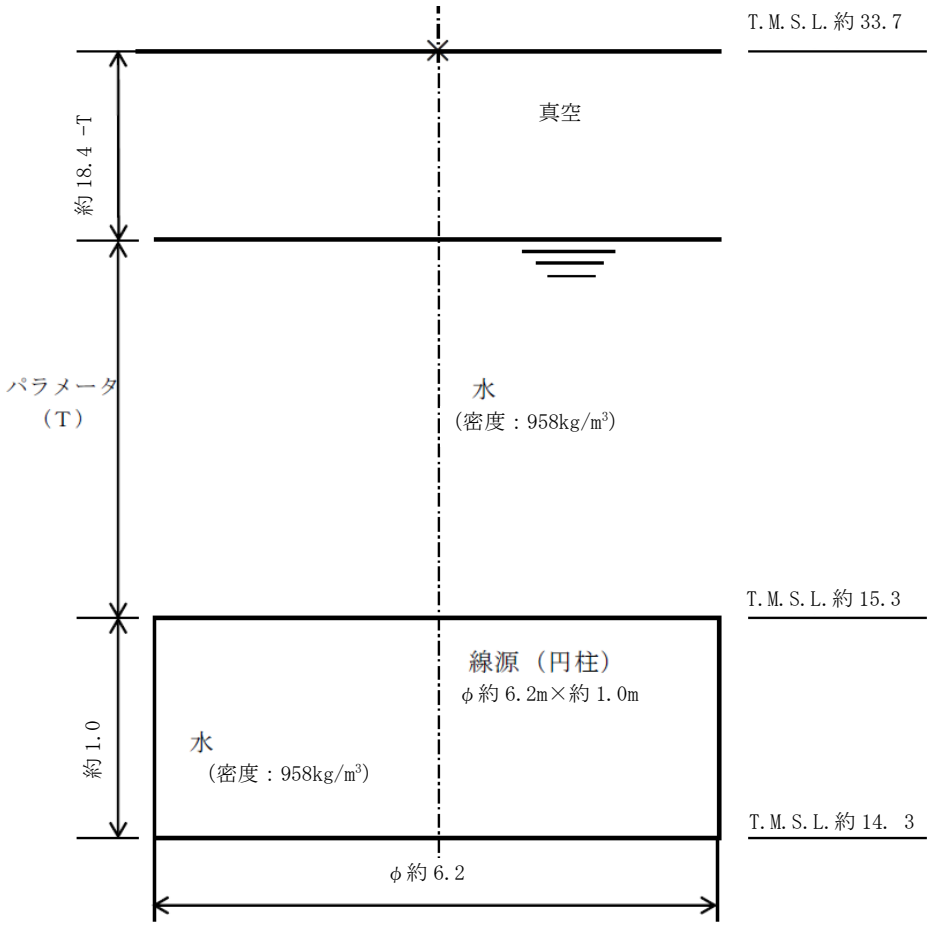
○　ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Coを想定して1.5MeV

○　線源材質：　水と同等(密度958kg/m^{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（[redacted] Sv/h）より 2.1×10^{9}(Bq/cm^{3})と算出

線量率評価モデルを図 2 に示す。



注：　寸法は公称値を示す（単位：m）
×　評価点(燃料交換機床)

図 2　上部格子板の線量率評価モデル

（2） 線量率の評価

線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の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。

（3） 現場の線量率の評価結果

（1），（2）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。

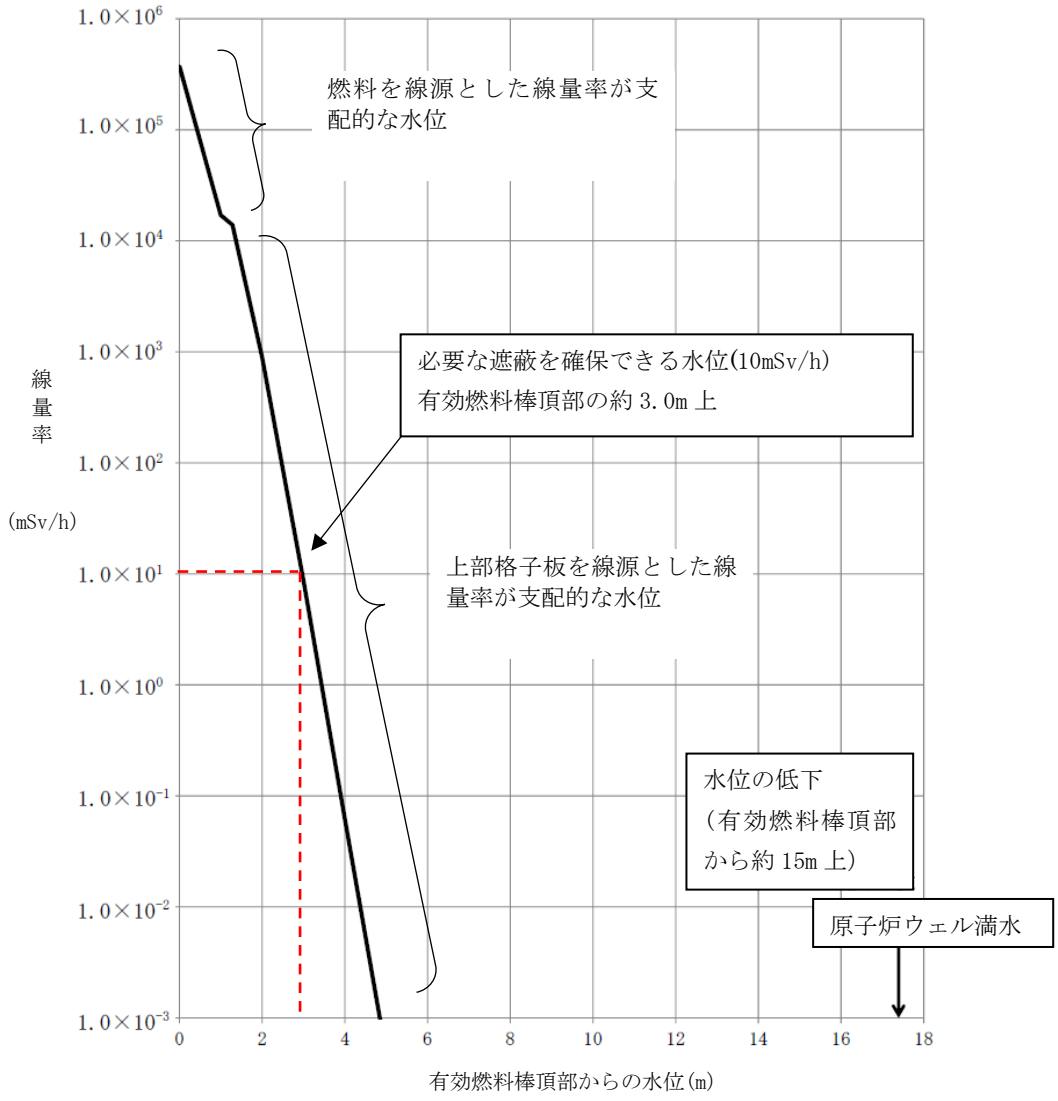


図 3　原子炉水位と線量率

原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方

1. 本評価における POS の決定

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

2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定にあたり，定期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 系統切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られる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 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り

※　RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所６号及び 7 号炉確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3　冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

＜RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出＞

流出量は [redacted] より算出した

[redacted]

[redacted]＝約 87m^3/h

3. POS を選定する上で考慮した点

定期検査中に RHR 系統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。ただし，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。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り，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。

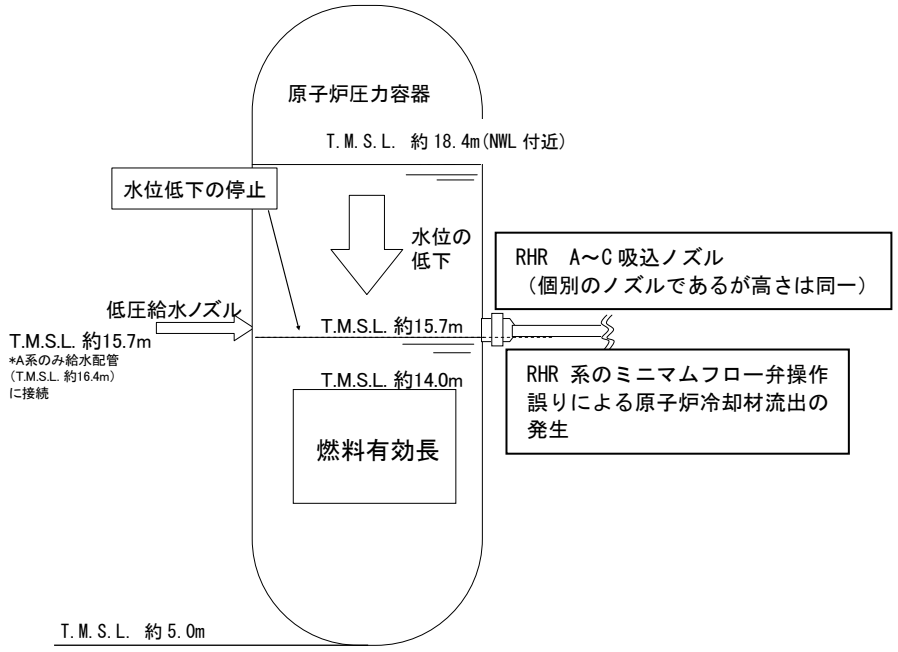


図 3　RHR 吸い込み配管のノズルの高さと燃料有効長頂部の高さ

(3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，これ

らの機能には期待できない。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では,原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合,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現れる。

4. POS の選定結果と考察

「RHR 系統切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. (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ェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖される POS であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われる POS であることから，本重要事故シーケンスでは，POS「B」を代表として選定することが適切と考える。

なお,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 系統切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	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・非常用炉心冷却系（LPFL，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	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，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→開放	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS Bに同じ 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）	－	・非常用炉心冷却系（LPFL，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）	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 （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			・非常用炉心冷却系（LPFL） ・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）				
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）				
B4							
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系の切替え操作」が考えられるが，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，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	開放→閉鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS Bに同じ 制御棒引き抜きに係る試験は「反応度誤投入」に包絡
C2			・非常用炉心冷却系（LPFL，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				
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系（LPFL，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			

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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 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（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水温	52℃	約 37℃～約 48℃ （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	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料頂部まで低下する時間は長くなり，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ものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため，原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系の系統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。 原子炉圧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，原子炉圧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（1 時間以内）に比べて，放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約 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。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器の開放を想定	最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置になるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約１時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止１日後）は2時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	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	原子炉冷却材の流出	—	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 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m^3/h	約 87m^3/h 以下			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	—	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m^3/h で注水	954m^3/h 以上で注水	低圧注水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　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	条件設定の考え方					
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	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1時間ごとの中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替え時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【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はない。 【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。 【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する。 運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【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。	実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	残留熱除去系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。

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	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から２時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 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。 【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い。 【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い。 【操作所要時間】 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。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【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。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，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 分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料の対応について(運転停止中　原子炉冷却材の流出)

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，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，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 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) 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	7日間の軽油消費量 **約753kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**(※3)であり，7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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) 1,493L/h×24h×7日×3台＝752,472L	7日間の軽油消費量 **約753kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**(※3)であり，7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 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	7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**（※3）であり，7日間対応可能。
その他	事象発生直後から事象発生後7日間 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日＝7,560L 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	7日間の軽油消費量 **約13kL**	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**約100kL**）の残容量(合計)は **約621kL**であり，7日間対応可能。

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

※3　保安規定に基づく容量。

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

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

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して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。

（添付資料 5.4.1）

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，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。手順の概要を第 5.4.1 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.4.1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。

なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において， 中央制御室の運転員１名で実施可能である。

a．誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。

制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は，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）による制御棒引抜阻止信号が発生し，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）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。

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，最大反応度価値を有する制御棒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引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する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取替位置として，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，誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，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，それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a．初期条件

(a) 炉心状態

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

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8}，原子炉圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO_2とする。

b．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，運転停止中の原子炉において，制御棒1本が全引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，投入される反応度を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.04%Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。

なお，通常，制御棒 1 本が全引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価値が核的制限値を超えないように管理※1 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定した。

※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下となるように管理。また，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抜阻止のインターロック，停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を実施。

(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ものとする。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は，引抜速度の上限値 33mm/s にて連続で引き抜かれ※2，起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号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第 5.4.2 図に示す。なお，制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動

領域モニタのバイパス状態は，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。

※2 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れる場合にのみ，制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は，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。

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における炉心平均中性子束の推移を第 5.4.4 図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，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:0.33%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（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して，原子炉がスクラムし，原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。

（添付資料 5.4.2，5.4.3）

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 5.4.4）

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により，自動的に制御棒の引き抜きを阻止し，原子炉をスクラムすることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等は不要である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，運転員操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして，実験により解析コードは 7～9%と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子の不確かさは約 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 5.4.5）

(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，第

5.4.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから,その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。

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

初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温

度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。

制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装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及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約 57 秒後となることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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 5.4.5）

(3) 感度解析

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

ドップラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.55 ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.56 ドル(+10%),0.53 ドル(−10%)，実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル(+10%),0.56 ドル(−10%)となる。以上より，これらの不確かさを考慮しても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ことから，評価項目を満足する。

（添付資料 5.4.5）

(4) 操作時間余裕の把握

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

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の 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 の価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，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合

初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がなく，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ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を

60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（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 5.4.5，5.4.6）

(6) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

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

a．水源

本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。

b．燃料

本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。

c．電源

本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒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引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

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

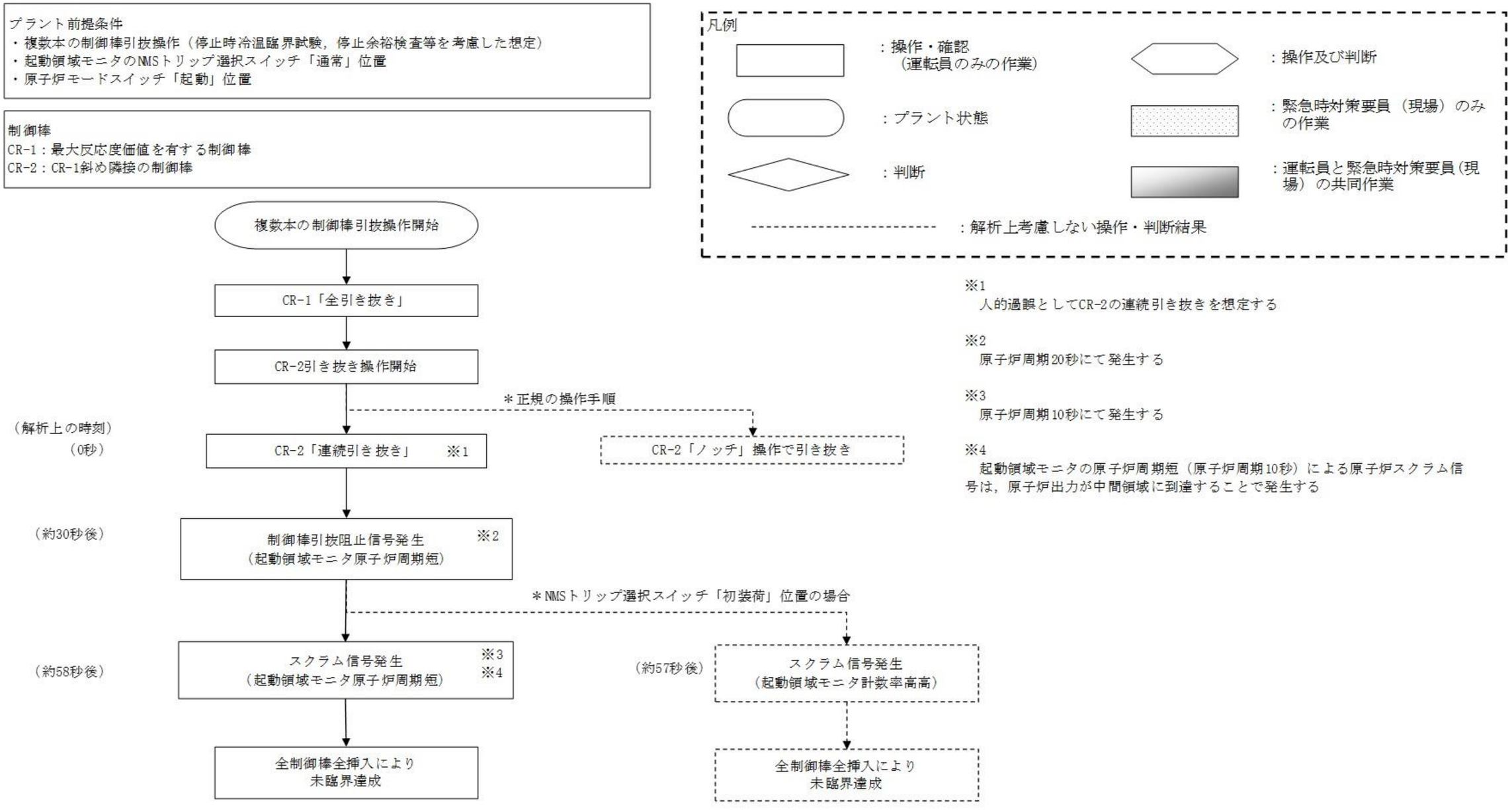
その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

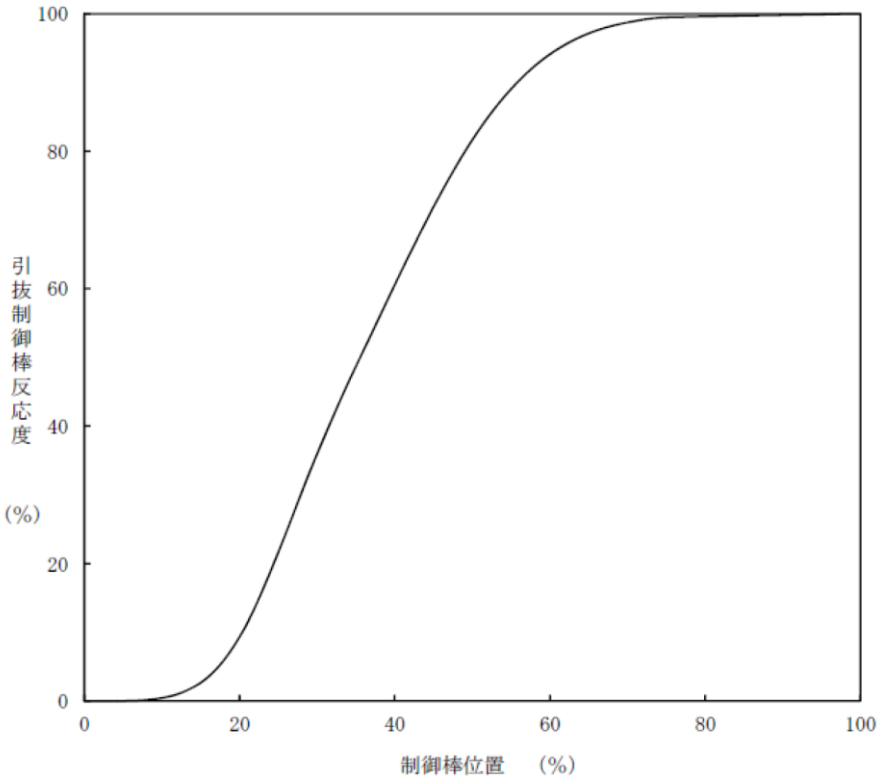
本事故シーケンスグループにおける6号及び7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員1名で実施可能である。

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

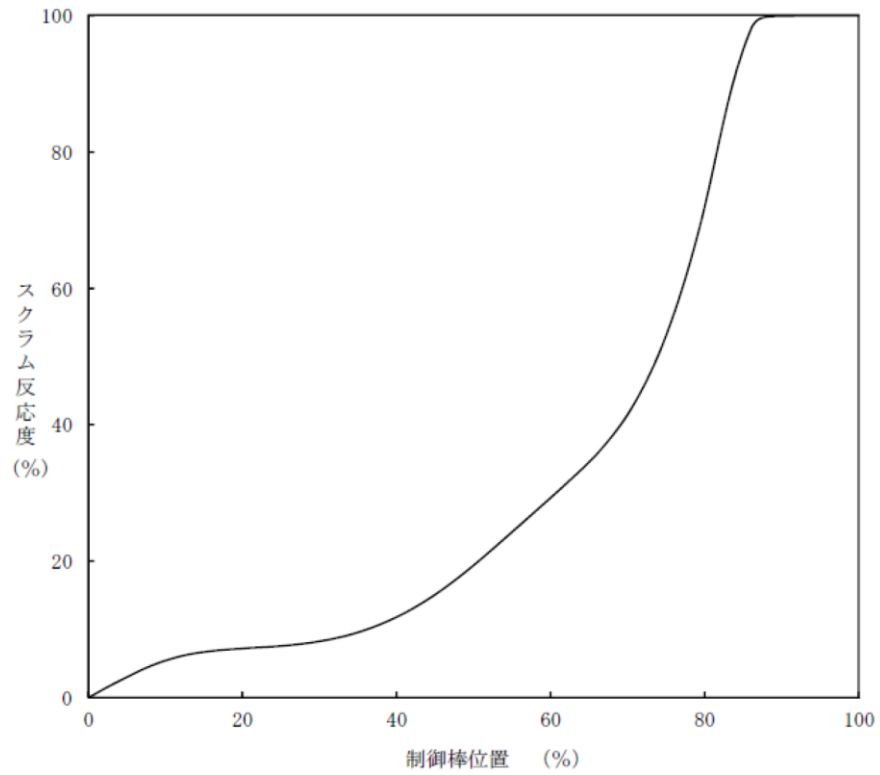
「反応度の誤投入」に対して有効である。



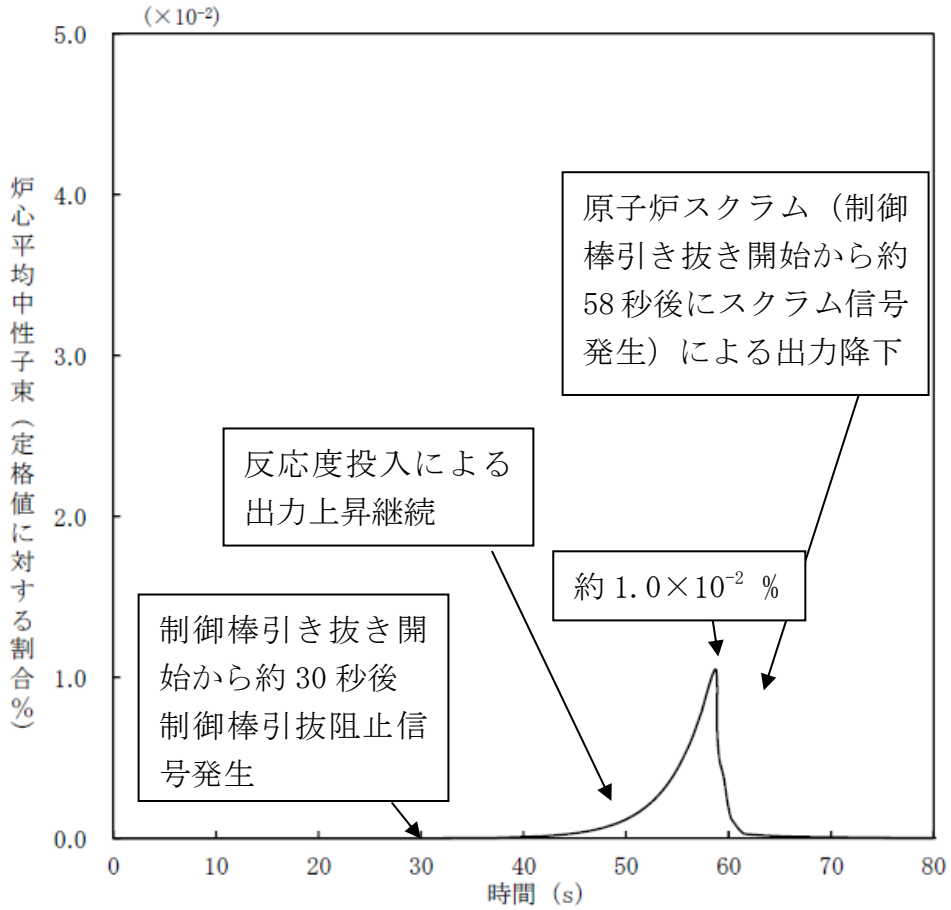
第 5.4.1 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4.2 図　引抜制御棒反応度曲線



第 5.4.3 図　スクラム反応度曲線



第 5.4.4 図　炉心平均中性子束の推移

第 5.4.1 表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	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）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉出力が中間領域に到達後，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域モニタ

第 5.4.2 表　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	9×9 燃料（A 型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，最も水密度が高くなる値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO_2	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，制御棒 1 本が全引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

第 5.4.2 表　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	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒 1 本が全引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価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価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ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抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を考慮し，斜め隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.04%Δk とする
	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

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

第 5.4.2 表　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）	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定※1
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）※2	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定※

※1　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緊急停止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。

※2　起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

反応度の誤投入事象の代表性について

有効性評価では反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 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引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは，運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり，その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。

1. 運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては，停止余裕（最大反応度価値を有する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，ペリオド等のデータを採取する。なお，臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては，1 ノッチ又は 1 ステップ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。

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

事故防止対策：制御棒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　：停止余裕の確認

試験内容　：①最大価値を有する制御棒（CR-1）の全引抜
②最大価値を有する制御棒（CR-1）と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒（CR-2）の全引抜
③最大価値を有する制御棒（CR-1）を補正位置 N まで挿入
④最大価値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-3）を補正位置 N まで引き抜き
⑤最大価値を有する制御棒（CR-1）を再度全引抜
この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお，制御棒の引き抜きに際しては，1 ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒　：最大反応度価値制御棒 1 組又は 1 本
最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本
引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な

価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択

事故防止対策：ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制（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，最大反応度価値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合，面隣接の制御棒を選択すると制御棒引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及び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，反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。

b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう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），運転員及び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

運転員及び検査員による制御棒及び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，これらの認知は運転員及び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※から，検討するべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって，以下に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

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

※「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，及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから，誤装荷単一の

過誤の発生確率でも十分低いと考えられ，他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。

・「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1　運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり，原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常，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。

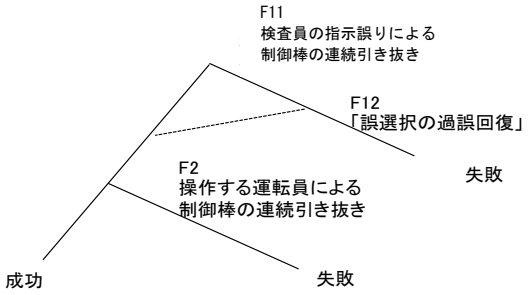
図1に「c.制御棒の連続引き抜き」，図2に「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRAツリー及び人的過誤の確率を示す。

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

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

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

※原子炉停止余裕検査時のロッドワースミニマイザ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ロッドワースミニマイザ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

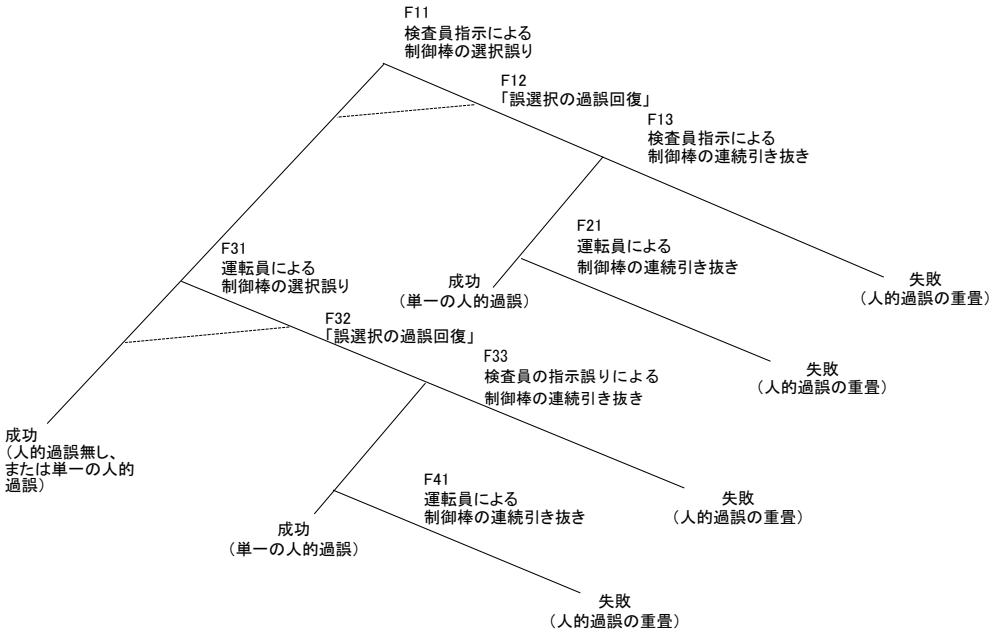


人的過誤の内容		過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2	操作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

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



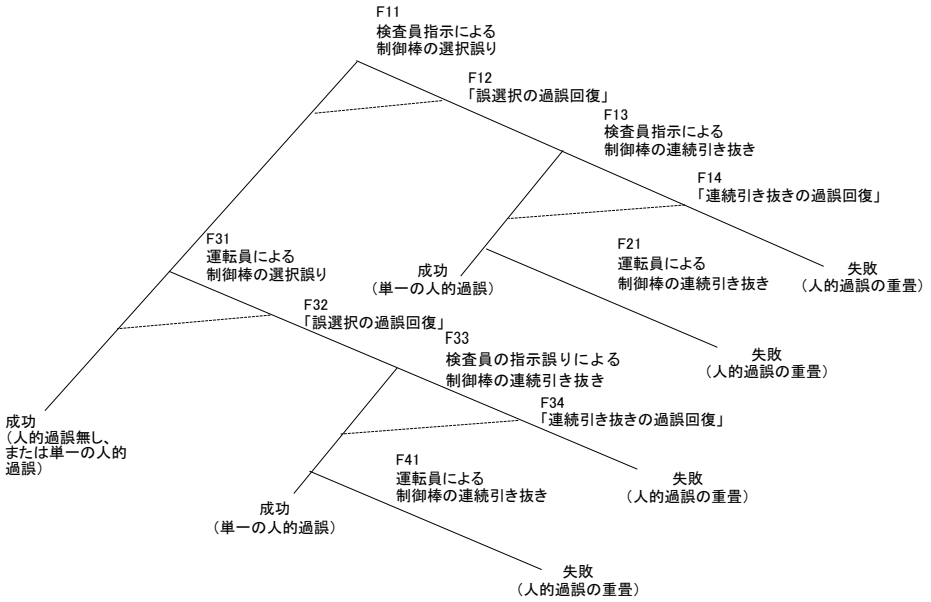
人的過誤の内容		過誤確率値（中央値）	EF	備考
F11	検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13	検査員指示に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ミッションエラー [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ミッションエラー [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ミッションエラー [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ミッションエラー [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ミッションエラー [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ミッションエラー [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] 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
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ミッションエラー [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
1.9E-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

Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why?_____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2nd, 3rd, or 4th checker If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**. If this error is the **4th error in the sequence**, then the dependency is at least **high.**
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5		nc	s	na	high	
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	
8				a	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12				a	moderate	
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16				a	low	
17					zero	

3　過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事象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 FMCRD 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なら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，アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで，直ちに制御棒が挿入されず，臨界に至った。

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（FMCRD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 FMCRD試運転時CR引き抜き事象（当社）

6号炉試運転中（建設段階）FMCRD制御盤改造及び試験の準備のため，FMCRD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る。また，この事象では安全保護系により監視・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及び停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

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

・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値※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 本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること
・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒 1 組又は 1 本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること

以上より，反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 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引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※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価値は 1.0%Δk 以下

反応度の誤投入における燃料エンタルピ

ABWR では起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号による制御棒引抜阻止機能と FMCRD の遅い制御棒引き抜き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の過渡応答を参考に示す。

燃料エンタルピは最大で約 9.43kJ/kgUO_2（約 2.25cal/g UO_2），ピーク出力部燃料エンタルピは最大で約 9.88kJ/kgUO_2（約 2.36cal/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（燃料棒内圧上昇を考慮しても 65cal/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（原子炉周期 10 秒）信号が発生して，原子炉はスクラムされ，原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。

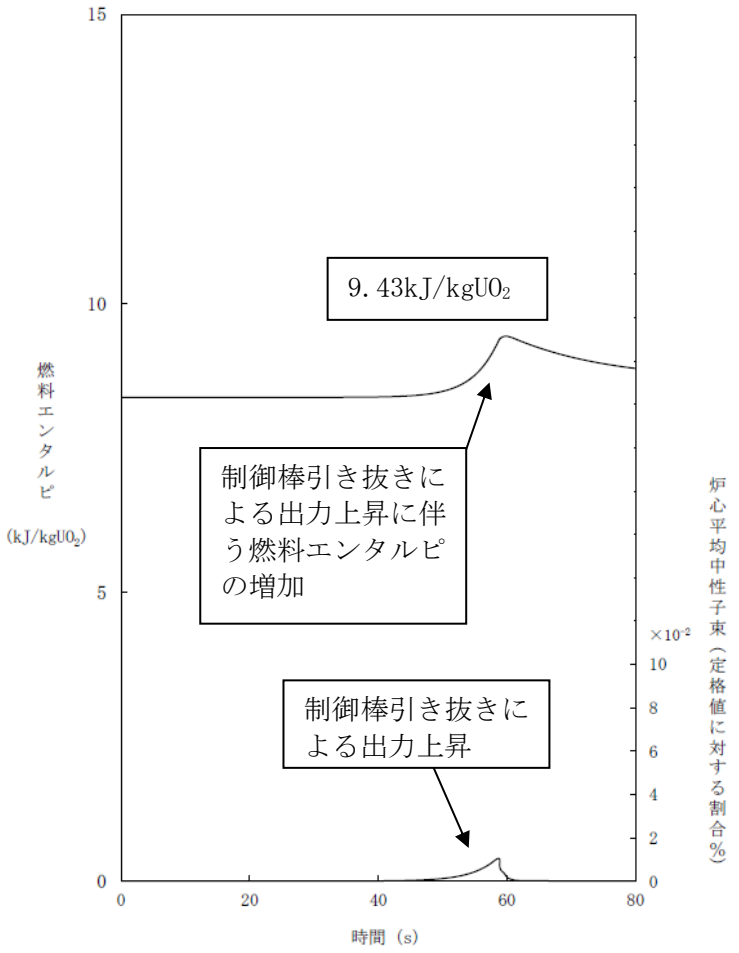


図 1　反応度の誤投入における燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の変化

反応度の誤投入における炉心平均中性子束の推移

5.4 反応度の誤投入にて掲載している図 5.4.4 炉心平均中性子束の推移について，低い値の変化も確認できるように片対数グラフで表示したものを掲載する。

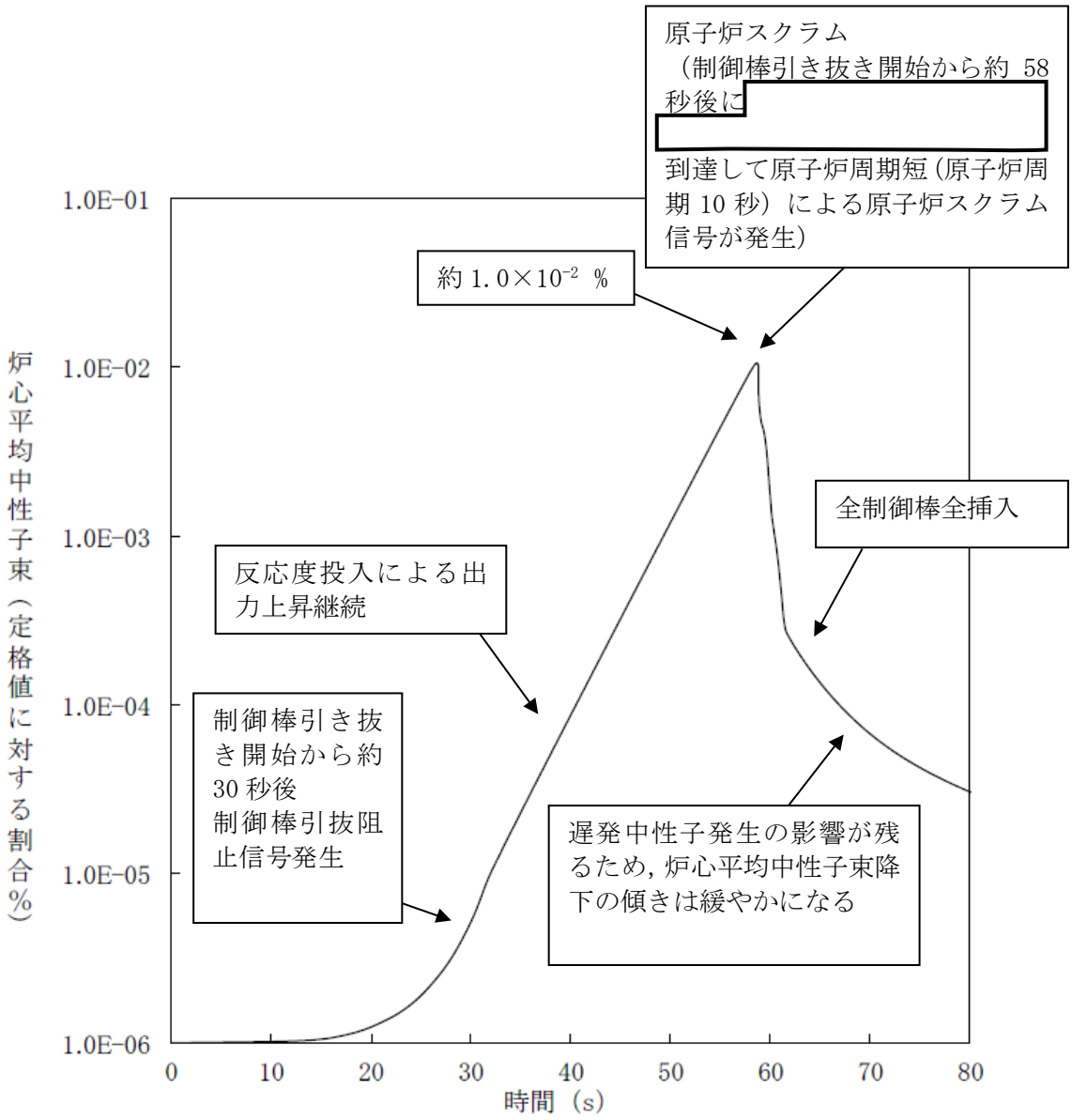


図１． 「5.4 反応度の誤投入」の炉心平均中性子束の推移（片対数グラフ）

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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 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。 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原子炉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，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運転停止中　反応度誤投入)

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	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	・一点近似動特性モデル（炉出力） ・出力分布は二次元拡散モデル ・核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは,起動領域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められるため、「反応度フィードバック効果」にて確認。
	出力分布変化	・RZ 二次元拡散モデル ・エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	考慮しない		解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0GWd/t での値）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評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	反応度フィードバック効果	・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 ・熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	・ドップラ反応度フィードバック効果:7～9% ・実効遅発中性子割合：4%		反応度フィードバック効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	制御棒反応度効果	・三次元拡散モデル ・動特性計算では外部入力	・制御棒反応度:9% ・実効遅発中性子割合：4%		制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	・熱伝導モデル ・燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	考慮しない		「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されていることから,類似の事象である本事故シーケンスについても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達	・単相強制対流：Dittus -Boelter の式 ・核沸騰状態：Jens -Lottes の式 ・膜沸騰状態（低温時）:NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	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。そのため，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow -Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して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く，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(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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	9×9 燃料（A 型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	装荷炉心ごと，燃焼度ごとに変化する	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	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ごと，燃焼度ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。 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 の価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，9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合（添付資料 5.4.6「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）未満	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。
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	定格出力の 10^{-8}～10^{-7} 程度	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定		初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（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。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，最も水密度が高くなる値として設定		初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（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。
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO_2	8kJ/kgUO_2 以上	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定		燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度の不確かさに含められる。

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（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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	－	運転停止中の原子炉において，制御棒 1 本が全引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	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。	解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	－	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒 1 本が全引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価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価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ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阻止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等を考慮し，斜め隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.04%Δk とする （添付資料 5.4.4）	－
	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		－
機器条件	制御棒引き抜き速度	33mm/s	33mm/s 以下	引き抜き速度の上限値として設定		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。
	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 グループとも引き抜き制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする		バイパス状態がない場合は制御棒引き抜き阻止の応答が早くなり，投入反応度が低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	事故事象ごと 原子炉周期短信号(原子炉周期 20 秒)	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	事故事象ごと 起動領域モニタ計数率高高※1 または 原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒)	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定		原子炉核計装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できる。こちらに期待した場合の原子炉スクラムまでの時間は約 57 秒となり，この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1　本有効性評価の解析において起動領域モニタ（原子炉核計装トリップ選択スイッチ「初装荷」）に期待する場合は原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）より早く原子炉スクラム信号が投入される。

反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし，「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり，引抜制御棒価値，引抜制御棒反応度曲線，スクラム反応度曲線，実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため,有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

１．感度解析の条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードの APEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」，「引抜制御棒反応度曲線」，「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の４つについて表１に示す感度解析を実施した。

なお，原子炉初期出力及び初期燃料温度については既に「解析コードの APEX」にて感度解析を実施していること，出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し,さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

・引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の 1.04%Δk を設定している。そのため,感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。

なお，制御棒反応度価値の影響については過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示されるように 3.5%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれた場合であっても反応度は１ドル未満（約 0.7 ドル）にとどまっていることから，今回の感度評価の影響確認の対象外とした。

・引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において表１に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。

不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包絡するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1，図

2 に示す。

・スクラム反応度曲線

有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

・実効遅発中性子割合

有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

２．感度解析の結果

解析結果を表２にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期の不確かさを考慮したケースにおいても１ドルを超えるケースとはならず，最大の投入反応度は不確かさ評価（サイクル末期）の 0.6144 ドルであった。そのため，これらの不確かさを考慮しても,燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず，事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。

表１． 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース （サイクル初期）	不確かさ評価 （サイクル初期）	ノミナルケース （サイクル末期）	不確かさ評価 （サイクル末期）
引抜制御棒価値	1.04%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0%Δk に規格化	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル初期）の 1.5 倍*1になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が 1.0%Δk を超える部分については，1.0%Δk で一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果（制御棒価値 1.0%Δk に規格化）	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル末期）の 1.2 倍*2になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が 1.0%Δk を超える部分については，1.0%Δk で一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期相当の値として 0.88 倍 （0.0053/0.0060=0.8833）*3	サイクル末期相当の値として 0.88 倍 （0.0053/0.0060=0.8833）*3

＊1：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにふり幅を設定。

＊2：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにふり幅を設定。

＊3：実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期 ：0.0060，ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053)より算出。

表 2.　反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース（サイクル初期）	不確かさ評価ケース（サイクル初期）	ノミナルケース（サイクル末期）	不確かさ評価ケース（サイクル末期）
引抜制御棒価値	%Δk	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00
引抜制御棒反応度曲線の 1 ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn *1	0.00052	0.00049	0.00073	0.00060	0.00072
実効遅発中性子割合*2	－	0.006083	0.006083	0.006083	0.005353	0.005353
最大投入反応度	%Δk	0.3342	0.3278	0.3568	0.3186	0.3289
	ドル	0.5493	0.5388	0.5866	0.5952	0.6144

注：値は保守側の切り上げ/切り下げ処理を行わず，全て四捨五入している。

＊1：制御棒を 1 ノッチ引き抜いた時の印加反応度

＊2：APEX により計算される実効遅発中性子割合

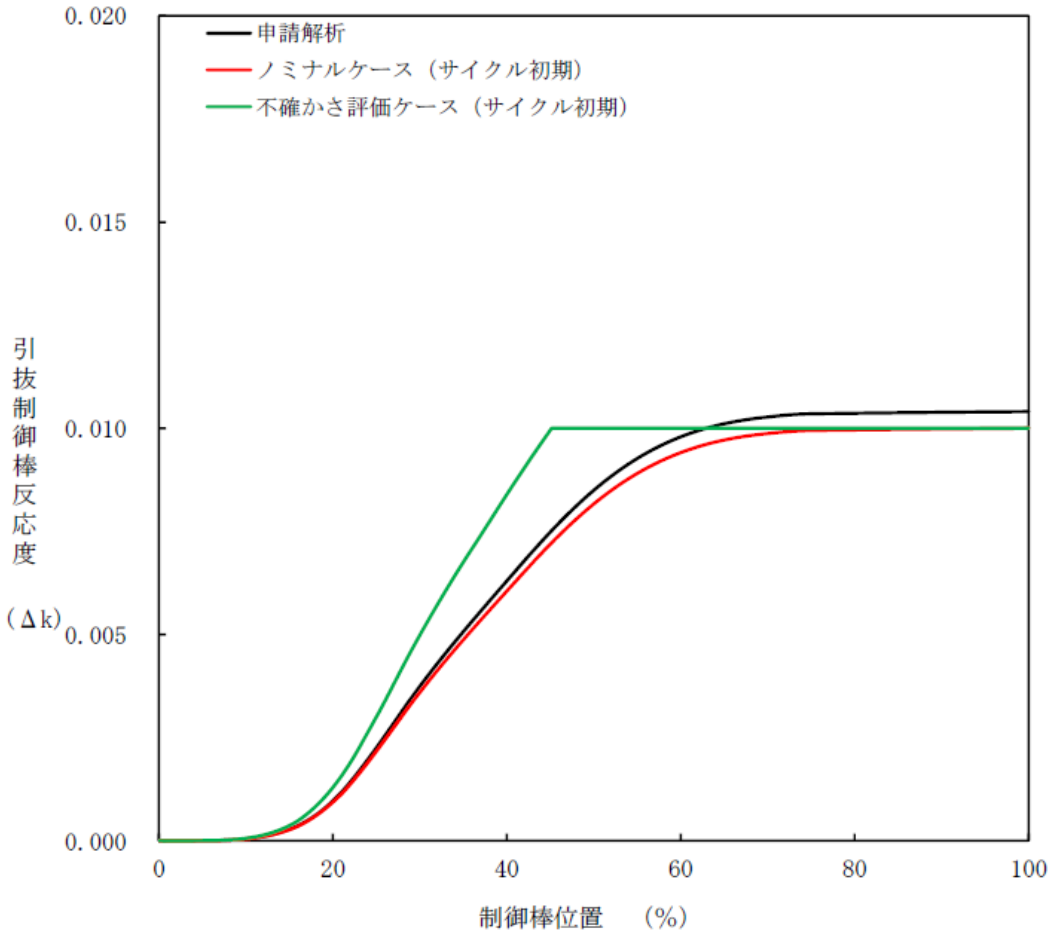


図１．　引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）

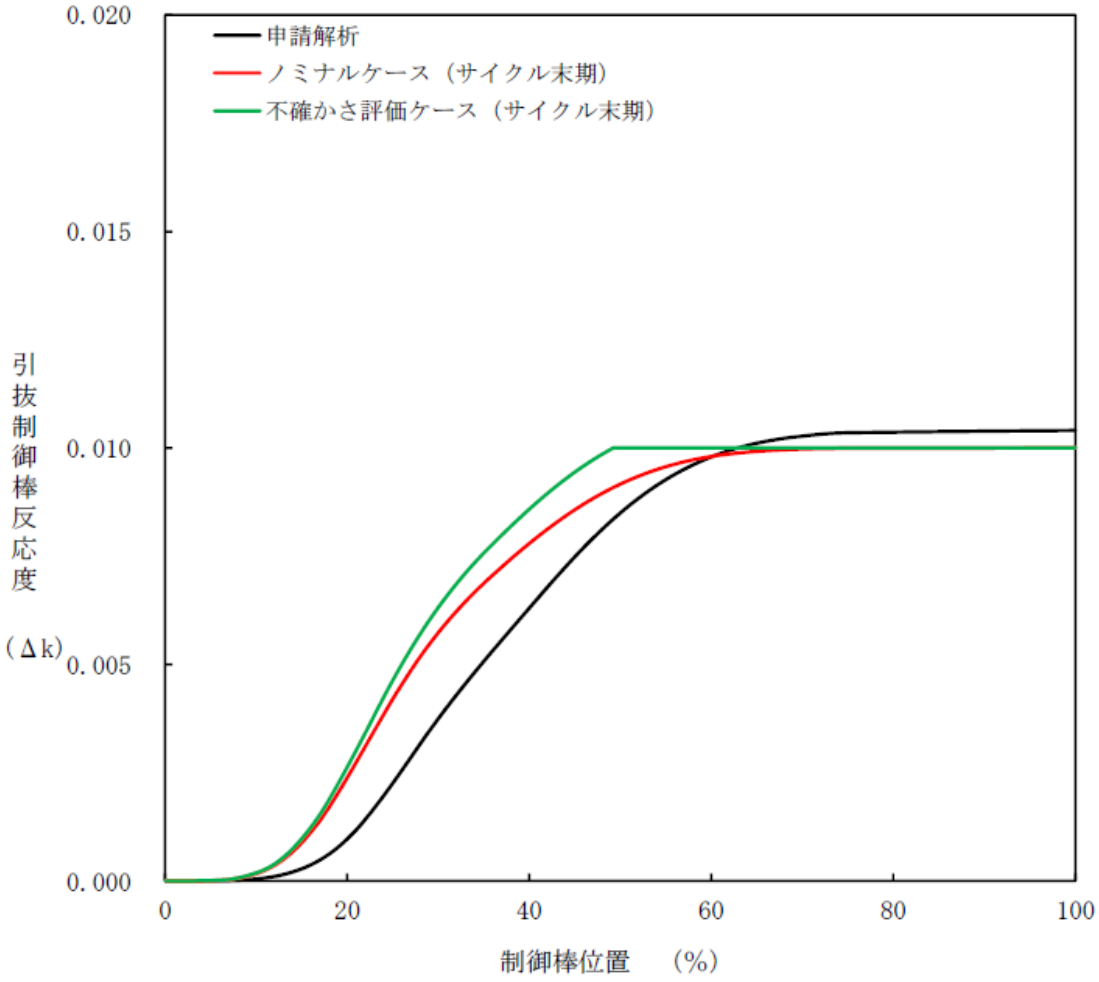


図２．引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

a. 各事故シーケンスにおける要員については，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召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，発電所構外から召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。ただし，要員の確保等速やかに対応可能な体制が整備されている場合を除く。

(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) 原子炉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^3：有効水量）が，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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（A-2 級）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，水源となる淡水貯水池の保有水量（約 18,000m^3）が枯渇しないことを評価する。

(d) 水源の評価については，事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として，厳しい評価となることから，重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃料

(a) 常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系専用の電源車，代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用），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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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 100kL）の合計容量約 2,140kL を考慮する。

(d) 常設代替交流電源設備は，2 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燃料を消費することを想定し算出する。

d. 電源

(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスに

おいては常設代替交流電源設備により，有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い，その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量（約 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評価し成立性を確認することで，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，「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)+SRV 再閉失敗」であり，事象発生後 10 時間に必要な要員は 32 名である。必要な作業対応は，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。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。ま

た，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 46 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 16 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。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。なお，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 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。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

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原子炉運転停止中の場合を想定した場合について示す。片号炉で原子炉運転中の必要な要員数が最も多い「2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）+SRV 再閉失敗」を，もう他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 13 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 67 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 23 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，「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」である。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系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 7,400m^3 の水が必要であり，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると合計約 14,800m^3 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^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 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（A-2 級）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^3 の水が必要であり，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると合計約 6,600m^3 の水が必要となる。

水源として，淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有しており，水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

（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 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 1,506kL（号炉あたり約 753kL）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 8 台（6 号及び 7 号炉それぞれ 4 台）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 30kL（号炉あたり約 15kL）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 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。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 22kL（号炉あたり約 11kL）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 816kL となり，同時被災を考慮すると合計約 1,632kL の軽油が必要となる。

さらに，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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 7 日間の運転継続に約 13kL 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 1,645kL 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，「2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」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 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 504kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ

（A-2 級）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後から 8 台（6 号及び 7 号炉それぞれ 4 台）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 42kL（号炉あたり約 21kL）の軽油が必要となる。また，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 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。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 22kL（号炉あたり約 11kL）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 642kL となる。

さらに，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・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 13kL 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 655kL 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 2,140kL 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，「2.4.1 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 号炉で約 1,649kW，7 号炉で約 1,615kW が必要となるが，常設代替交流電源設備の 1 台あたり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設備への切替えの実施により，事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料 6.3.1）

他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

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及び資源について整理する。

現在，1～5 号炉は停止状態にあり，各号炉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，6 号及び 7 号炉の重大事故等時対応への影響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。なお，1～5 号炉の使用済燃料プールにおいて，全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため※1，必要な要員及び資源を検討する本事象では，使用済燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。

また，不測の事態を想定し，1～5 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 1～5 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うち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。

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。

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

(2)必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員及び 7 日間の対応に必要となる資源について，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 号炉の対応操作,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） 代替循環冷却を使用しない場合」を想定すると，原子炉注水及び格納容器スプレイの実施のため,7 日間で号炉あたり約 7,400m^3 の水が必要となる（6 号及び 7 号炉で約 14,800m^3）。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 2,529m^3 の水が必要となる（6 号及び 7 号炉で合計約 17,329m^3）。

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^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 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^3）。

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 5,896m^3 となる。

1～5 号炉における水源として，表 3 に示す各号炉の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※2。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約 180m^3 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現象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ーク孔を設け，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，線量率が上昇し原子炉建屋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,常設代替交流電源設備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，原子炉建屋オペレーティングフロア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。常設代替交流電源設備は発電所全体で 4 台保有しており，6 号及び 7 号炉での重大事故等の対応に必要な台数は 2 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。

※2 使用済燃料プール（原子炉ウェル及び 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量と合わせ，合計約 10,792m^3 の水が必要となる（1～7 号炉で合計約 13,321m^3）。したがって，使用済燃料プールの通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると，1～7 号炉にて合計約 28,121m^3 の水が必要である。しかし，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^3 であり，1～5 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・プール等の確保される保有水量は約 5,800m^3 以上である（合計約 27,200m^3 以上）。これらの合計量は，6 号及び 7 号炉の重大事故等対応及び 1～5 号炉の内部火災（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（原子炉ウェル及び D/S ピットを含む）の水位を通常水位から約 0.5m 下の水位まで回復させ，その後，7 日間の水位維持が可能となる水量である。7 日間以降については十分時間余裕があるため，外部からの水源供給や支援等にも期待できることから，1～5 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/号炉）の7日間の運転継続に号炉あたり約753kL※3，復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（4台/号炉）の7日間の運転継続に号炉あたり約15kL，代替原子炉補機冷却系専用の電源車（2台/号炉）の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL※3，代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）の7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。また，6号及び7号炉の使用済燃料プールへの注水には，使用済燃料プール代替注水系の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉で8台）の7日間の運転継続に約30kLが必要となる※4。加えて，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機の7日間運転継続は約13kL※3の軽油が必要となる（6号及び7号炉での事故対応，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・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，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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機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，保守的に最大負荷で非常用ディーゼル発電機（2台/号炉）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（A-2級）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，内部火災が発生した号炉における消火活動に対して，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を想定すると約22kL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使用しなくても 7 日間の対応は可能である。

※3 保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃費は最大負荷時を想定。

※4 使用済燃料プールへの必要な補給量は小さく時間余裕も長いことから，復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて注水を実施することも可能であるが，軽油の消費量の計算においては保守的に復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）とは別の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を用いて使用済燃料プールへの補給を行うことを想定する。

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)6 号及び 7 号炉の重大事故等時対応への影響について

(3)評価結果に示すとおり，重大事故等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及び内部火災における 7 日間の対応が可能である。

以上のことから，1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも，6 号及び 7 号炉の重大事故等時の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．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性で想定する事故時の 1～5 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，以下の資料で示すとおり，6 号及び 7 号炉の重大事故等時の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

1．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性及び 2．他号炉における高線量場発生による 6 号及び 7 号炉対応への影響に示すとおり，高線量場の発生を含め，1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも，6 号及び 7 号炉の重大事故等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	・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故 2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」	・全交流動力電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生※3 ・内部火災※4
水源	・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 代替循環冷却系を使用しない場合」 ・「想定事故 2（使用済燃料プール漏えい）」※1	
燃料	・外部電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故 2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」	
電源	・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故 2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」	

※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ォンブレー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　使用済燃料プールへの注水が必要となるスロッシングの発生を想定する。

※4　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 号炉での内部火災の発生を想定する。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，全交流動力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 号炉（1～5 号炉）分の消費を想定する。

表 2　同時被災時の 1～5 号炉の対応操作，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及び直流電源の長時間供給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^3（36m^3/号炉×5（1～5 号炉）） ○燃料 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）：約 4kL（21L/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（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(A-2 級)）による使用済燃料プールへの注水	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 280m^3 2 号炉：約 1,401m^3 3 号炉：約 1,425m^3 4 号炉：約 1,366m^3 5 号炉：約 1,424m^3 6 号炉：約 8,654m^3 7 号炉：約 8,675m^3 ※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） 代替循環冷却系を使用しない場合」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（A-2 級）：約 18kL（21L/h×24h×7 日×5 台） 6 号及び 7 号炉 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）：約 30kL（21L/h×24h×7 日×4 台/号炉）
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 非常用ディーゼル発電機：約 3,160kL（1,879L/h×24h×7 日×10 台） ※全交流動力電源喪失のため，実際は常設代替交流電源設備で給電することになるが，燃料消費量を保守的に見積もる観点から，非常用ディーゼル発電機（2 台/号炉）の運転を想定
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（A-2 級）に給油を行う	緊急時対策要員	－

表 3　各号炉の必要な水量（平成 26 年 10 月時点での崩壊熱により計算）

	ＫＫ１ 停止中		ＫＫ２ 停止中		ＫＫ３ 停止中		ＫＫ４ 停止中		ＫＫ５ 停止中		ＫＫ６ 運転中		ＫＫ７ 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		各重要事故シーケンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失	各重要事故シーケンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失
スロッシング溢水量※1[m^3]	710		710		710		710		710			690		710
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		33			15		15
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		80			36		36
必要な注水量①※2[m^3@168h]	84		52		76		43		103			564		565
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	336		471		396		492		398			248		245
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※2[m]	4.0		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1
必要な注水量②※2[m^3@168h]	280		1, 401		1, 425		1, 366		1, 424			767		786
必要な注水量③※2[m^3@168h]	1, 956		2, 172		2, 196		2, 115		2, 173			1, 254		1, 275

※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」：必要な遮蔽水位（原子炉建屋オペレーティングフロアでの現場の線量率が 10mSv/h 以下となる水位（遮蔽水位の計算に用いた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常設代替交流電源設備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常設代替交流電源設備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常設代替交流電源設備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
	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	－	－	－	－	－	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	常設代替交流電源設備	－	－	－	－	－	4 台のうち，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	6 号及び 7 号炉の対応には第一ガスタービン発電機 2 台のみで対応可能であるため，残りの第二ガスタービン発電機 2 台を使用可能
	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

号炉	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室）※1	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）	自衛消防隊	操作項目	経過時間（時間）	備考
「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） 隣接プラントの火災時において応援が必要な際は1名となる	－	－	－	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※2	－	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※3 c，d	－	－	火災現場確認	30分	
	－	（2人）※3 c，d	－	－	自衛消防隊を現場誘導	10分	
	（1人）	（1～2人） c，（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※2	－	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 図中は参集要員のみに期待した場合を示す。なお，1～5号における現場の緊急時対策要員として夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても常駐要員が2名が確保されている。
※3 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。また号炉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。夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)において，初動体制として，中央制御室の運転員 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，発電所構外から召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 時間以降に必要となる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，「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗」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）12 名の合計 32 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 時間以降に必要となる参集要員は 46 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，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）2 名の合計 16 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 時間以降に必要となる参集要員は 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，「4.2 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，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，発電所構外から召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。

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			
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	－	24	20
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	2	8	11	5	0	5	－	16	0
2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）	1	2	12	15	5	8	13	－	28	46
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）+RCIC 失敗	1	2	12	15	5	8	13	－	28	46
2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）+直流電源喪失	1	2	12	15	5	8	13	－	28	46
2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）+SRV 再閉失敗	1	2	12	15	5	12	17	－	32	46
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	1	2	12	15	5	8	13	－	28	26
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	1	2	8	11	5	8	13	－	24	20
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	20
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

は，必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

表 1 運転中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員（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			
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 代替循環冷却系を使用する場合	1	2	12	15	5	8※1	13	—	28※1	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） 代替循環冷却系を使用しない場合	1	2	12	15	5	8※1	13	—	28※1	20
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 原子炉圧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	8※1	13	—	28※1	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（原子炉ウェル注水）に必要な要員「4 名」を含めると，緊急時対策要員（現場）が 12 名，必要要員合計が 32 名になる。

表 2 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及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員

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	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			
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	2	7	－	16	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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－

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

は，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及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故のそれぞれにおいて，必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループの有効性評価で，重要事故シーケンス等の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループ等のその他の事故シーケンスについては本資料にて，重要事故シーケンス等の作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおいて，重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し，各事故シーケンスグループ等の重要事故シーケンスと比較し，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 から表 3 及び別紙のとおりである。

なお，評価の結果，最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大 32 名（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※1。

※1 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大 46 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等以外の事故シーケンスの要員については，対応する重要事故シーケンスと比較し，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プラント損傷状態（PDS）及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

表１　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（1／5）

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
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	・「給水流量の全喪失」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁が開放される。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。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧のみ（逃がし安全弁再閉失敗による減圧の有無）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。	24	24
		2.1-② 通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・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。 ・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。 ・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。 ・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。	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	・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。 ・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。 ・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。 ・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。	24	
		2.1-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・サポート系１区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きく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。 ・「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）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・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。 ・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え操作が必要になるが，人数に増減なし。 ※「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：28名）。	24 (28) ※	24
		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	・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く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。 ・「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）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・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。 ・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。 ・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え操作が必要になるが，人数に増減なし。 ※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：32名）。	24 (32) ※	

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）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
高圧注水・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	・「給水流量の全喪失」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁が開放される。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。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉減圧の起点であり，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。	16	16
		2.2-② 通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	・通常停止による全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉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。 ・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。 ・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。	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	・通常停止による全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁が開放される。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。 ・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。 ・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。 ・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。	16	
		2.2-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	・サポート系 1 区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象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。 ・「交流電源故障（非常用 C 母線）」発生後，原子炉補機冷却水（A）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 ・重要事故シーケンスとの差異は，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。	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	・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。 ・「交流電源故障（非常用 C 母線）」発生後，原子炉補機冷却水（A）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉減圧の起点であり，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。	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
全交流動力電源喪失（長期 TB）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			28
全交流動力電源喪失（TBU）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			28
全交流動力電源喪失（TBP）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			32
全交流動力電源喪失（TBD）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし（津波 PRA により抽出されたシーケンスを除く）			28

表１　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（4／5）

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	・「給水流量の全喪失」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁が開放される。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。 ・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。	24	【残留熱除去系が故障した場合】 24 【取水機能が喪失した場合】 28
		2.4-② 通常停止＋崩壊熱除去失敗	・通常停止による全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉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。 ・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。 ・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。	24	
		2.4-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	・通常停止による全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁が開放される。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。 ・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。 ・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。	24	
		2.4-④ サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	・サポート系１区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きく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。 ・「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）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・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。 ・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え操作が必要になるが，人数に増減なし。 ※「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（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。	24	
		2.4-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	・サポート系１区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きく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。 ・「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）系が機能喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・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。 ・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。 ・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え操作が必要になるが，人数に増減なし。 ※「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（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。	24	
		2.4-⑥ 小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗	・「外部電源喪失＋小破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・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。 ・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。	24	
		2.4-⑦ 中破断 LOCA＋RHR 失敗	・「外部電源喪失＋中破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・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。 ・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。 ・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。	24	
		2.4-⑧ 大破断 LOCA＋RHR 失敗	・「外部電源喪失＋大破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・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。 ・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。 ・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。	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	・「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。 ・代替制御棒挿入機能の動作により，原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は，ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され，未臨界に至る。 ・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。 ・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。	12	12
		2.5-② 中破断 LOCA＋原子炉停止失敗	・「中破断 LOCA」発生後，格納容器圧力上昇により，原子炉スクラム信号が発生するが，原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により，原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は，ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され，未臨界に至る。 ・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。 ・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。	12	
		2.5-③ 大破断 LOCA＋原子炉停止失敗	・「大破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラム信号が発生するが，原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により，原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は，ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され，未臨界に至る。 ・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。 ・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。	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	・「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。 ・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。 ・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。	24	24
		2.6-② 小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	・「外部電源喪失＋小破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・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。 ・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。 ・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。	16	
		2.6-③ 中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗	・「外部電源喪失＋中破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を維持するが，LOCA 事象により原子炉圧力が低下するため機能喪失する。 　また，高圧炉心冷却系の注水及び原子炉の減圧を試みるが失敗する。 ・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。 ・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。	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	想定事故以外の事故シーケンスなし			18
想定事象 2	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	・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。 ・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。	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	・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。 ・全交流動力電源及び原子炉補機冷却系が機能喪失するため，「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」操作の替わりに，「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。	14	
		5.1-③ 外部電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	・「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。 ・外部電源喪失及び崩壊熱除去・注水系が機能喪失するため，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」操作の替わりに，「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。	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	・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。 ・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」及び「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水系（常設）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。	16	16
原子炉冷却材の流出	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	・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。 ・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。	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	・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。 ・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。	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	・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。 ・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。	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	・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。 ・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。	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			—

別紙

必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では，各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態（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現れると考えられる PDS を選定し，その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは，各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から，評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回の PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。また，設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果をもとに，各 PDS に至る原因となるプラント機能の喪失が発生した場合に炉心損傷を防止するために必要な要員数を合わせて示す。

なお，表 1 のうち，TW（崩壊熱除熱機能喪失），TC（原子炉停止機能喪失）は格納容器先行破損事象であり，ISLOCA（インターフェイスシステム LOCA）は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失する PDS であるため，評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。

本来，重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は，表 1 の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが，何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

この仮定の上でも，評価事故シーケンスの起点(事象発生時)において必要な要員数は，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 TBP の 32 名であり，続いて同じく全交流動力電源喪失を伴う長期 TB，TBU，TBD の 28 名が厳しい。

次に，重大事故等対処設備に期待しない場合，各格納容器破損モードに進展し得る PDS，その中で要員数の観点で厳しい PDS 及び評価事故シーケンスの起点として選定した PDS を表 2 に示す。

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

なお，炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や原子炉格納容器熱除去等を実施する必要があるが，これらの対応に必要となる要員数は PDS によらず同じであり，これに加えて電源復旧が必要となる場合が，必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから，今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考える。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH），原子炉圧力容器外の溶融燃料−冷却材相互作用（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部温度が 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。

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※1
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	28
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	28
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	32
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	28
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※2
TW※3	炉心損傷前	－	後期	28
TC※3	炉心損傷前	－	早期	12
ISLOCA※3	炉心損傷前	－	早期	20

※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に進展し得る 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	TBP	LOCA+SBO※1
	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		
	TBD		
水素燃焼	－	－	LOCA+SBO※1
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	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	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及び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及び燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

表 1 水源，燃料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 日間必要量/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 10,600m³（号炉あたり約 5,300m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,549kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
2.2 高圧注水・減圧機能喪失※1	—	—	約 1,519kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
2.3.1 全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋DG 喪失）	約 3,200m³（号炉あたり約 1,600m³） /約 19,700m³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設）	—	約 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,284kW/2,950kW ※2 7 号炉：約 1,294kW/2,950kW ※2
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失	約 3,200m³（号炉あたり約 1,600m³） /約 19,700m³ ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設）	—	約 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,284kW/2,950kW ※2 7 号炉：約 1,294kW/2,950kW ※2
2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗	約 4,200m³（号炉あたり約 2,100m³） /約 19,700m³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)	—	約 655kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 21kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,174kW/2,950kW ※2 7 号炉：約 1,184kW/2,950kW ※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，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

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

表 1 水源，燃料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 日間必要量/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 7,000m³（号炉あたり約 3,500m³） /約 19,700m³ ・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 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,649kW/2,950kW 7 号炉：約 1,615kW/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）※1	約 12,400m³（号炉あたり約 6,200m³） /約 19,700m³ ・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 1,549kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
2.5 原子炉停止機能喪失※1	—	—	約 1,519kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
2.6 LOCA 時注水機能喪失	約 10,800m³（号炉あたり約 5,400m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,549kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）	約 200m³（号炉あたり約 100m³） /約 19,700m³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系	—	約 1,519kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—

※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，非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

表 1 水源，燃料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 日間必要量/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） 代替循環冷却系を使用する場合	約 5,800m³（号炉あたり約 2,900m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型）	—	約 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,104kW/2,950kW 7 号炉：約 1,071kW/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） 代替循環冷却系を使用しない場合	約 14,800m³（号炉あたり約 7,400m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 547kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,104kW/2,950kW 7 号炉：約 1,071kW/2,950kW
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	約 5,400m³（号炉あたり約 2,700m³） /約 19,700m³ ・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 1,645kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	約 5,400m³（号炉あたり約 2,700m³） /約 19,700m³ ・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 1,645kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—

□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，非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

表 1 水源，燃料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 日間必要量/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 5,800m³（号炉あたり約 2,900m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型）	—	約 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,104kW/2,950kW 7 号炉：約 1,071kW/2,950kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 5,400m³（号炉あたり約 2,700m³） /約 19,700m³ ・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 1,645kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—

□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，非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

表 1 水源，燃料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 日間必要量/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 6,200m³（号炉あたり約 3,100m³） /約 18,000m³ ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	約 1,549kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
4.2 想定事故 2	—	約 6,600m³（号炉あたり約 3,300m³） /約 18,000m³ ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	約 1,549kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（約 15kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
5.1 崩壊熱除去機能喪失	—	—	約 1,519kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
5.2 全交流動力電源喪失	約 1,400m³（号炉あたり約 700m³） /約 19,700m³ ・低圧代替注水系（常設）	—	約 613kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備（約 504kL） ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車（約 37kL）×2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）（約 11kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	6 号炉：約 1,594kW/2,950kW 7 号炉：約 1,560kW/2,950kW
5.3 原子炉冷却材の流出	—	—	約 1,519kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機（約 753kL）×2 ・5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機（約 13kL）	—
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による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

付録１

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

目　次

はじめに

1　炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

1.1　事故シーケンスグループの分析について

1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理

1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理

1.1.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

1.1.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討

1.1.2.3　炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

1.3　重要事故シーケンスの選定について

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

2　格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

2.1　格納容器破損モードの分析について

2.1.1　格納容器破損モードの抽出，整理

2.1.2　レベル1.5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

2.2　評価事故シーケンスの選定について

2.2.1　評価対象とするPDSの選定

2.2.2　評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果

2.2.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

2.2.4　直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

3　運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

3.1　運転停止中事故シーケンスグループの分析について

3.1.1　燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

3.2　重要事故シーケンスの選定について

3.2.1　重要事故シーケンスの選定の考え方

3.2.2　重要事故シーケンスの選定結果

4　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用した PRA の実施プロセスについて

表

第 1-1 表　PRA の対象とした主な設備・系統

第 1-2 表　内部事象運転時レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

第 1-3 表　地震レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

第 1-4 表　津波高さ別の発生頻度

第 1-5 表　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

第 1-6 表　PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

第 1-7 表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度

第 1-8 表　重要事故シーケンス等の選定

第 2-1 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

第 2-2 表　PDS の定義

第 2-3 表　評価対象とする PDS の選定

第 2-4 表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

第 3-1 表　内部事象停止時レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

第 3-2 表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度

第 3-3 表　重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について

第 3-4 表　燃料損傷までの余裕時間について

図

第 1-1 図　事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第 1-2 図　内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー
第 1-3 図　地震レベル 1PRA 階層イベントツリー
第 1-4 図　地震レベル 1PRA イベントツリー
第 1-5 図　津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー
第 1-6 図　津波レベル 1PRA イベントツリー
第 1-7 図　プラント全体の炉心損傷頻度
第 1-8 図　各 PRA の結果と事故シーケンスグループごとの寄与割合

第 2-1 図　格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第 2-2 図　シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
第 2-3 図　内部事象運転時レベル 1.5PRA 格納容器イベントツリー
第 2-4 図　内部事象運転時レベル 1.5PRA の定量化結果

第 3-1 図　運転停止中の原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第 3-2 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第 3-3 図　POS の分類及び定期検査工程
第 3-4 図　運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化(停止時 PRA イベントツリー)

第 3-5 図　　起因事象別の寄与割合

第 3-6 図　　事故シーケンスグループ別の寄与割合

別紙

1　有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮について

2　外部事象(地震)に特有の事故シーケンスについて

3　重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果

4　内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

5　地震 PRA，津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

6　「水素燃焼」及び「格納容器直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由

7　格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応

8　原子炉圧力容器内の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理

9　柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について

10「PRA の説明における参照事項(平成 25 年 9 月　原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

別添

柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉 確率論的リスク評価(PRA)について

はじめに

「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」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき，重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては，個別プラントの確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル 1PRA（出力運転時，停止時），レベル 1.5PRA（出力運転時）を実施してきており，これらの PRA 手法を今回も適用した。また，外部事象としては，現段階で PRA 手法を適用可能な事象として，日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を対象とし，これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

今回実施する PRA の目的が重大事故等対処設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し，これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM 策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず，プラント運転開始時から備えている手段・設備に期待する仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

なお，今回の PRA の実施に際しては，原子力規制庁配布資料「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月）」を参照した。

＜今回の PRA の対象＞

対象	許認可	モデル化採否
設計基準対象施設及びプラント運転開始時から備えている手段・設備	対象	期待する（「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動操作」，「給復水系」，「外部電源復旧」等に期待する。）
AM 策（平成 4 年に計画・整備）	対象外	期待しない
緊急安全対策	対象外	期待しない
重大事故等対処設備	現在申請中	期待しない

1　炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第 1-1 図に示す。本プロセスに従い，各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

① 内部事象 PRA，外部事象 PRA(適用可能なものとして地震，津波を選定)及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。

② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。

③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて，国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは，格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。

④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，「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」（以下「審査ガイド」という。）に記載の観点(共通原因故障又は系統間の機能の依存性，余裕時間，設備容量，代表性)に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1　事故シーケンスグループの分析について

解釈には，炉心損傷防止対策の有効性評価に係わる事故シーケンスグループの，個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに示されている。

１－１

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

・高圧・低圧注水機能喪失

・高圧注水・減圧機能喪失

・全交流動力電源喪失

・崩壊熱除去機能喪失

・原子炉停止機能喪失

・LOCA 時注水機能喪失

・格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関する PRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、上記１－１(a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記１－１(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記１－１(b)①に関して，PRA の適用可能な外部事象については日本原子力学会における PRA 実施基準の標準化の状況，試評価実績の有無等を考慮し，地震及び津波とした。したがって，内部事象レベル 1PRA，地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し，事故シーケンスグループを評価した。

また，PRA の適用が困難と判断した地震，津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を 1.1.1 に示す。

1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1PRA では，各起因事象の発生後，炉心損傷を防止するための緩和手段等の組み合わせを評価し，第 1-2 図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。PRA の対象とした柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の主な設備系統を第 1-1 表に示す。また，選定した起因事象及びその発生頻度を第 1-2 表に示す。

外部事象に関しては，PRA が適用可能な事象として地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し，内部事象と同様にイベントツリー分析を行い，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第 1-3 図に地震 PRA の階層イベントツリーを，第 1-4 図に地震 PRA のイベントツリーを，第 1-5 図に津波 PRA の津波高さ別イベントツリーを，第 1-6 図に津波 PRA のイベントツリーを示す。地震によって生じる起因事象及びその発生頻度を第 1-3 表に，津波高さと発生するシナリオの観点から整理した津波高さ別の発生頻度を第 1-4 表に示す。

地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，起因事象が内部事象と同じであれば，炉心損傷を防止するための緩和手

段も同じであるため，事故シーケンスも内部事象と同様である。また，地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では，内部事象レベル 1PRA では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や，建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各 PRA により抽出した事故シーケンスを第 1-5 表に，評価結果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

PRA の適用が困難な地震，津波以外の外部事象(以下「その他の外部事象」という。)については，その他の外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では，外部電源喪失や全給水喪失等の起因事象の発生が想定される。また，洪水，風(台風)，竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災，人為事象等において想定される事象は，いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起因事象に包絡されるため，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。(別紙 1)

1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル 1PRA により抽出した各事故シーケンス(第 1-5 表参照)を，炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と，解釈の１－１(a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈の１－２に示されている要件との関係等を第 1-6 表に整理した。また，整理の内容を 1.1.2.1～1.1.2.3 に示す。

1.1.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス(第1-5表参照)について，炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の(a)～(g)及びこれ以外のシーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況，プラントの状態の観点で，(a)～(g)は，解釈１－１(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

運転時の異常な過渡変化等の発生後，高圧注水機能を喪失し，原子炉の減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失して，炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

(b) 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

運転時の異常な過渡変化等の発生後，高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し，炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

(c) 全交流動力電源喪失(長期TB，TBD，TBP，TBU)

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗する等，全交流動力電源喪失の発生後に，安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって，炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお，PRAでは電源喪失のシーケンスを長期TB，TBD，TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが，いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シー

ケンスグループであるため，解釈１－１(a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理した。

(d) 崩壊熱除去機能喪失(TW)

運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉圧力容器への注水等の炉心の冷却に成功するものの，原子炉格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧により破損，その後，炉心の著しい損傷に至るおそれのあるシーケンスを，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」として分類する。

(e) 原子炉停止機能喪失(TC)

運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失し，炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」として分類する。

(f) LOCA時注水機能喪失(AE, S1E, S2E)

大破断LOCAの発生後の高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失，又は，中小破断LOCAの発生後の「高圧注水機能及び低圧注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能」の喪失により，炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」として分類する。

なお，PRAではLOCA時の注水機能喪失シーケンスを，破断口の大きさに応じてAE(大破断LOCAを起因とする事故シーケンス)，S1E(中破断LOCAを起因とする事故シーケンス)及びS2E(小破断LOCAを起因とする事故シーケンス)に詳細化して抽出しているが，いずれもLOCA時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため，解釈１－１(a)に記載の事故シーケンスグループでは「LOCA時注水機能喪失」に該当するものとして整理した。

(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)(ISLOCA)

インターフェイスシステムLOCAの発生後，破断箇所の隔離に失敗し，非常用炉心冷却系(以下「ECCS」という。)による原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至るシーケンスを，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」に分類する。

1.1.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル 1PRA により抽出した各事故シーケンス(第 1-5 表参照)のうち，炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で解釈１－１(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスとしては，地震に伴い発生する地震特有の事象として以下の事故シーケンスグループを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリにおいて，大破断 LOCA を超える規模の損傷に伴う冷却材喪失(Excessive LOCA)が発生する可能性がある。具体的には，逃がし安全弁(以下「SRV」という。)の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。大規模な地震において LOCA が発生した場合であっても，破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，一方で，ECCS の注水機能の全喪失や，使用可能な ECCS の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能

性も考えられる。さらに，使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため，保守的に Excessive LOCA 相当の LOCA が発生するものとし，炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお，後述するシーケンス選定の結果，大破断 LOCA については国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして原子炉格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

(2) 計測・制御系喪失

大規模な地震の発生により，計測・制御機能が喪失することで，プラントの監視及び制御が不能な状態に陥る可能性がある。計測・制御機能を喪失した場合であっても，喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，一方で，ECCS が起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに，残留熱除去系が起動不能になること等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震による計測・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく，計測・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから，保守的に炉心損傷に直結する事

象として抽出した。

(3) 格納容器バイパス

大規模な地震では，原子炉格納容器外で配管破断等が発生し，原子炉格納容器をバイパスした原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム LOCA とバイパス破断に細分化され，バイパス破断は通常開等の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。原子炉冷却材の流出や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，一方で，破断箇所の隔離に失敗したことで原子炉建屋内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく，配管破断の程度や破断箇所の特定，影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷

大規模な地震では，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷が発生する可能性がある。この場合，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷により，原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷が発生した場合であっても，損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，一方で，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷に伴い ECCS の注水配管が破断し，炉心冷却が困難になる等の理由により，炉心損傷に至

る可能性も考えられる。また，原子炉圧力容器の損傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられるほか，大規模な地震により原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。

このように，大規模な地震発生後の原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では，原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷することで，建屋内の原子炉格納容器，原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。

大規模な地震において原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷が発生した場合であっても，損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが，一方で，原子炉停止や炉心冷却が困難となり，炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンスグループについて，解釈に従い，有効性評価における想定の要否を炉心損傷頻度又は影響度等の観点から分析した。

① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度には，必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでいる。別紙2のとおり，これらの事故シーケンスグループは評価方法にかなりの保守性を有している。また，地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから，現状，対象とする建屋や機器等の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが，実際には地震の程度に応じ，機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合，それを用いた対応に期待することにより，炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下のようになる。

a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが，損傷の程度が軽微であったり，機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。

b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが，緩和機能による炉心損傷の防止が可能な程度の損傷であり，機能喪失を免れた緩和機能があったものの，それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。

c) 緩和機能の有無に関わらず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し，炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理のとおり，a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため，評価を詳細化することで(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また，機能を維持した設計基準事故対処設備等

に期待した上で，そのランダム故障により炉心損傷に至る場合のシーケンスは，内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考える。これらの事故シーケンスグループに対して，炉心損傷頻度の観点では，地震 PRA の精度を上げることが望ましいと考える。

② 影響度(事象の厳しさ)の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループが発生した際の事象の厳しさについて，建屋や機器の損傷の程度や組み合わせによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ，定量的に分析することは難しいと考えるものの，地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状，対象とする建屋や機器等の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが，実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備，可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものと考える。このように，事象の厳しさの観点では，高圧・低圧注水機能喪失や全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また，損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には，大規模損壊対策を含め，使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状，対象とする建屋や機器等の損傷を以て炉心損傷直結として整理している(1)～(5)の各事故シーケンスグループについて，炉心損傷直結としていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると，①及び②で述べたとおり，(1)～(5)の事象が発生するものの，機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えら

れる。この場合，炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため，内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。また，炉心損傷を防止できる場合も考えられるため，炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には，大規模損壊対策を含め，建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，臨機応変に対応することによって，炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

上記のように，(1)～(5)の各事故シーケンスグループは，実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく，具体的なシーケンスを特定することが困難である。このため，外部事象に特有の事故シーケンスグループについては，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしてシーケンスを特定して評価するのではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ，電源，放水設備等等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものと考える。

以上の検討を踏まえ，(1)～(5)の各事故シーケンスグループは，一定の安全機能喪失時の対策の有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり，新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また，

(1)～(5)の各事故シーケンスグループを炉心損傷頻度及び影響度の観点から総合的に判断した結果，解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして，新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また，上記の検討及び別紙２のとおり，大規模な地震を受けた場合であっても，炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくく，大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものと考える。

1.1.2.3　炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象レベル 1PRA，PRA が適用可能な外部事象として地震及び津波レベル 1PRA を実施し，地震，津波以外の外部事象については PRA に代わる方法で概略評価を実施した結果，追加すべき新たな事故シーケンスグループはないことを確認した。

したがって，柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは，解釈１－１(a)の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて，以下に示す解釈１－２及び１－４の要件に基づいて整理し，各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

１－２　第１項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a)　想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策

が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあっては，炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

１－４　上記１－２(a)の「十分な対策が計画されており」とは，国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスグループ

・高圧・低圧注水機能喪失

・高圧注水・減圧機能喪失

・全交流動力電源喪失

・LOCA 時注水機能喪失

○解釈１－２(b)に分類される事故シーケンスグループ

・崩壊熱除去機能喪失

・原子炉停止機能喪失

・格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス，炉心損傷防止対策について整理した結果を第 1-7 表に示す。

解釈１－２(a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては，炉心の著しい損傷を防止するための対策として，国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で，事故シーケンスの中には，国内外の先進的な対策を考慮しても，炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスが存在する。具体的には以下の 2 つの事故シーケンスが該当する。なお，国内外の先進的な対策と柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

① 大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗

② 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは，原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり，大破断 LOCA 後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では，事象発生から極めて短時間に多量の注入が可能な対策(インターロックの追設等)は確認できなかったことから，このシーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても，炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

以上より，①の事故シーケンスについては，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし，炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した(重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する)。

①の事故シーケンスについても，炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイ等の実施により，事象の緩和に期待できる。また，今回整備し

た格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している(「2.2.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性」参照)。

②の事故シーケンスは，原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが，全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから，炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では，原子炉停止機能について，ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから，このシーケンスを，国内外の先進的な対策を考慮しても，炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

②の事故シーケンスは地震レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として，カットセットの分析結果(別紙 5)からは，地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル 1PRA では，事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが，事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて，実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷確率(5%損傷確率)であることが高い信頼度(95%信頼度)で推定できる地震加速度（以下「HCLPF」という。）は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり，実際に大規模な地震が発生した場合には，地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また，地震レベル 1PRA では機器の損傷を完全相関としていることから，例えば 1 本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳

細は別紙 2 に示す。

以上のとおり，②の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的な設定のもとに評価したものであるが，現実的に想定すると，本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから，本事故シーケンスは，炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するシーケンスに該当しないと判断した。

なお，第 1-7 表に示すとおり，これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく，全炉心損傷頻度の約 96.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

1.3　重要事故シーケンスの選定について

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点にもとづく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては，事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定している。重要事故シーケンスの選定に当たっては，審査ガイドに記載の 4 つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また，シーケンスグループごとに，シーケンスと各着眼点との関係を整理し，関係が強いと考えられるものから「高」，「中」，「低」と分類して整理した。

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し，炉心の著しい損傷に至る。

b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

c．炉心損傷防止に必要な設備容量(流量又は逃がし弁容量等)が大きい。

d．事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a．共通原因故障，系統間の機能の依存性の観点

本 PRA では，多重化された機器の共通原因故障を考慮しており，システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。このため，原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き，緩和機能の喪失によって炉心損傷に至るシーケンスでは，共通原因故障が炉心損傷の原因の１つとして抽出され得ることから，これらのシーケンスについては，炉心損傷頻度への寄与が大きい場合，共通原因故障の影響ありと判断する。

系統間の機能依存性については，ある安全機能の機能喪失によって必然的に別の系統も機能喪失に至る場合を系統間の機能依存性ありと判断する。例えば，2 つのフロントライン系(原子炉圧力容器への注水等，事故時の基本的な安全機能を直接果たす系統)に共通のサポート系(電源等，フロントライン系の機能維持をサポートする系統)が機能喪失し，それが炉心損傷頻度に大きく寄与する場合は機能依存性ありと判断する。

b．余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため，事象が早く進展し，炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定する。

【例１：LOCA 時注水機能喪失】

破断口径が大きい方が，原子炉冷却材の系外への流出量が多くなる

ため，炉心損傷防止対策の対応操作のための余裕時間が短くなる。

【例２：高圧・低圧注水機能喪失】

過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスの余裕時間が短い。

c．設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要となる注水量等，設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：LOCA 時注水機能喪失(中小破断 LOCA)】

中小破断 LOCA 後の緩和措置としては原子炉減圧及び低圧注水があるが，減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている一方，低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧 ECCS 失敗を含むシーケンスが厳しいと考える。

d．事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして，炉心損傷頻度が大きく，事故進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定する。ただし，「高」，「中」，「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

今回の内部事象レベル 1PRA，地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA の結果のうち，シーケンスを選定するに当たって同一に整理できると考えられるものについては，炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来，各 PRA は扱う事象が異なるため，結果の不確かさや評

価の精度が異なるものであり，結果を足し合わせて用いることの可否(比較可能性)については，PRA の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下のとおりとしていることから，結果の不確かさやPRA間の評価の精度の違いを考慮しても，炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

○ 今回抽出された事故シーケンスについては，第 1-8 表に示すとおり，結果的に，事故シーケンスグループ内において選定対象とした全ての事故シーケンス対して，概ね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため，重要事故シーケンスの選定に当たっては，その対応の厳しさに重きを置いて選定することが適切と考え，主に着眼点 b 及び c によって重要事故シーケンスを選定している。これは，決定論的な評価である有効性評価においては，対応が厳しい事故シーケンスを評価することで，選定対象とした全ての事故シーケンス対しても重大事故等対処設備の有効性を確認できると考えたためである。

○ 着眼点 d については，対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており，結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ，重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお，崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル 1PRA 及び地震レベル 1PRA から抽出されたシーケンスであったが，第 1-7 表に示すとおり，いずれの PRA においても，事故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となったシーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは，基本的に喪失した機能あるいはその組み合わせによって決定されるものであり，起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら，事故シーケンスへの対策の観点では，同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも，喪失した機能の機能喪失の原因が異なる場合，有効な対策が異なることがある。

具体的には，高圧・低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失がこれに該当すると考える。これらについては，内部事象又は地震を原因として各機能の喪失が生じる場合と，津波による浸水によって各機能の喪失が生じる場合がある。内部事象及び地震を原因とする場合は，重大事故等対処設備により，喪失した機能を代替することが有効と考えられる。一方，津波を原因とする場合について，今回評価対象としたプラント状態においては，地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると，浸水防止対策が最も有効であり，これにより機能喪失の原因自体を取り除くことができる。

これらの対策の観点での相違も踏まえ，今回は重大事故等対処設備の有効性を評価するに当たって適切と考えられるシーケンスを選定した。各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の 1.3.2 項に示す。

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ，同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，事故進展が早いもの等，より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおりに選定している。また，「(3)全交流動力電源喪失」では機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため，4 つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については第 1-8 表に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには津波に伴って生じる事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの⑦～⑩)が含まれている。いずれも炉心損傷頻度への寄与割合が高く，着眼点 d では「高」又は「中」に分類されるが，今回評価対象としたプラント状態においては，地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると，その対策は建屋内止水等の止水対策であり，事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため，これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスとして選定していない。

このため，ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)から，着眼点「高」が多

く，「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお，ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異がない。このため，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし，減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる，SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)は，ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものと考える。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・代替自動減圧ロジック

③ 選定理由

着眼点「高」が多く，「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお，本事故シーケンスグループは，各事故シーケンスに対して有効と考えられる対策に差異がない。このため，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし，減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる，SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)は，本事故シーケンスグループのほかの事故シーケンスに対して(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものと考える。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは，機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため，4 つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。4 つの事故シーケンスは，PRA から抽出された電源喪失の事故シーケンスである，長期 TB，TBD，TBP 及び TBU と一致することから，この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また，第 1-4 図に示すとおり，各重要事故シーケンスに対し，地震 PRA からは，全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが，全交流動力電源喪失時には，最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため，地震による損傷の有無に関わらず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については，電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが現れると考えられ，設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。ただし，設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり，交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には，これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し，重要事故シーケンスには，設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

a) 長期 TB

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)(蓄電池枯渇後 RCIC 停止)」

② 主な炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保)

・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

b) TBU

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋RCIC 失敗(RCIC 本体の機能喪失)」

② 主な炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)

・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

c) TBP

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋SRV 再閉失敗」

② 主な炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)

・低圧代替注水系(可搬型)

・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

d) TBD

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋直流電源喪失」

② 炉心損傷防止対策

・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)

・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには 2 つの事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①，②)が含まれている。

しかしながら，浸水による電源設備の機能喪失を含む事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②)は津波 PRA から抽出されたシーケンスであり，頻度の観点で支配的であるものの，今回評価対象としたプラント状態においては，地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると，その対策は建屋内止水等の止水対策であり，事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断した。

以上より，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋直流電源喪失」を重要事故シーケンスとして選定した。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」(炉心損傷防止対策の有効性を確認す

る際の残留熱除去系の機能喪失の理由については残留熱除去系の機能喪失又は原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮)

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

a. 残留熱除去系の機能喪失を考慮する場合

・格納容器圧力逃がし装置

b. 原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮する場合

・代替原子炉補機冷却系

③ 選定理由

本事故シーケンスグループにはLOCAに伴う事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの⑦～⑨)が含まれており，いずれも格納容器圧力の上昇が早く，圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいことから，着眼点b及びcでは「高」に分類されるが，これらはLOCA から派生したシーケンスである。LOCA を起因とするシーケンスについては，崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めてほかのシーケンスグループで評価することから，これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

このため，このほかの事故シーケンスから，着眼点「高」が多く，「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお，LOCA を起因としない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異がない。このため，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし，減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる，SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)は，LOCA を起因としない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンス

グループの①～⑥)に対して包絡性を有しているものと考える。

(5) 原子炉停止機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋原子炉停止失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

・ほう酸水注入系

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお，本事故シーケンスグループでは，過渡事象を起因とする事故シーケンスと LOCA を起因とする事故シーケンスが抽出されている。本事故シーケンスグループに対しては，重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており，これに期待する場合，LOCA を起因とする事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②～④)の事象進展は LOCA 時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。また，LOCA を起因とする場合，水位低下の観点では厳しいものの，水位低下及び LOCA に伴う減圧によってボイド率が上昇し，負の反応度が投入されると考えられることから，事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)が厳しいと考えられる。

また，本事故シーケンスグループでは，ECCS が確保されているシーケンスが抽出されていることから，水位低下に対しては一定の対応が可能と考えられるため，反応度制御の観点で厳しい事故シーケンスを選定することが妥当であると考える。更に，LOCA と原子炉停止機能喪

失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は 1×10^{-13}/炉年未満であり，ほかの事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。これらを踏まえると，反応度制御の観点で厳しい，過渡事象を起因とする事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)は，本事故シーケンスグループにおいて代表性を有しているものと考える。

(6) LOCA 時注水機能喪失

① 重要事故シーケンス

「中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・手動減圧

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの③)を選定した。

なお，LOCA に伴って生じる事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①～④)は，配管破断規模の大きさ及び重畳する機能喪失が原子炉減圧機能喪失又は低圧注水機能喪失である点で異なっている。配管破断規模の大きさの観点では，中破断 LOCA の方が水位の低下が早く，厳しい事象と考えられる。重畳する機能喪失の観点では，原子炉減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている一方，低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧注水機能喪失を含むシーケンスが厳しいと考える。これらのことから，配管破断規模が大きく，低圧注水機能喪失を含むシーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの③)は，本事

故シーケンスグループのほかの事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考える。

また，(4)の崩壊熱除去機能喪失においてもLOCAを含む事故シーケンス(第 1-8 表の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑦～⑨)が抽出されている。これについて，重要事故シーケンスによる包絡性を考えると，重要事故シーケンスに低圧 ECCS 注水失敗が含まれており，低圧 ECCS の機能喪失は残留熱除去系による原子炉格納容器からの除熱にも期待できないこととほぼ同義であることから，本重要事故シーケンスでは，原子炉格納容器除熱機能に関する重大事故等対処設備の有効性についても評価することとなる。このことから，本重要事故シーケンスは，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のLOCA を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考える。

(7) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

① 重要事故シーケンス

「ISLOCA」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・高圧炉心注水系

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

なお，各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて，炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し，炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷

防止対策の整備状況等を確認した。(別紙 4)

また，地震又は津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスは，地震又は津波によって起因事象が引き起こされるものの，起因事象の後のシーケンスは緩和系の成功・失敗(地震又は津波によって起因事象発生と同じタイミングで機能喪失している場合を含む)の分岐によって決定されることから，整理される事故シーケンスグループは内部事象 PRA で抽出される事故シーケンスグループと同等となる。内部事象では喪失時の炉心損傷頻度への影響の大きな機器・系統等の信頼性向上や系統機能を代替する設備の設置が対策となるが，外部事象では内部事象の対策に加えて外部事象への対策(津波に対する止水対策等)も挙げられる。外部事象自体による損傷(起因事象)の発生防止対策を実施することによっても当該事故シーケンスの発生頻度は低下すること，及び，地震又は津波によって起因事象が発生した場合であってもその後の対応は内部事象による事故シーケンスに対する有効性評価で代表できることから，地震又は津波レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定していない。(別紙 5)

第 1-1 表　PRA の対象とした主な設備・系統

系統設備		概要
原子炉停止に関する機能		
	スクラム系 原子炉緊急停止系 制御棒及び制御棒駆動系	 2 out of 4 論理回路 制御棒 205 本
	ほう酸水注入系	系統数 1　電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 11 m^3/h/台
炉心冷却に関する機能		
	高圧炉心注水系(HPCF)	系統数 2　電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 180 m^3/h/台～約 730 m^3/h/台
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	系統数 1　タービン駆動ポンプ 1 台 ポンプ容量約 190 m^3/h/台
	自動減圧系	自動減圧機能付逃がし安全弁(SRV)8 弁 容量約 380 t/h/個
	低圧注水系	系統数 3　電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m^3/h/台
放射性物質の閉じ込めに関する機能		
	残留熱除去系(RHR)	系統数 3　電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m^3/h/台
安全機能のサポートに関する機能		
	原子炉補機冷却水系	系統数 3　電動ポンプ 6 台(2 台/系統) ポンプ容量約 1,300 m^3/h/台(A/B 系) (C 系は 6 号炉約 1,100 m^3/h/台, 7 号炉約 800 m^3/h/台)
	原子炉補機冷却海水系	系統数 3　電動ポンプ 6 台(2 台/系統) ポンプ容量約 1,800 m^3/h/台(A/B/C 系)
	非常用ディーゼル発電機(D/G)	台数 3　発電容量約 6,250 kVA/台
	直流電源設備	系統数(125 V)4　蓄電池 4 組

第 1-2 表　内部事象運転時レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

起因事象		発生頻度(/炉年)	説明
過渡変化	非隔離事象※1	1.7×10^{-1}	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから，いずれも事象初期から継続して給復水系が利用可能。
	隔離事象※2	2.7×10^{-2}	主蒸気隔離弁等が閉鎖する事象であり，原子炉とタービン側が互いに隔離される事象。事象初期には給復水系が利用できるが，水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため，給復水系の運転継続に支障が生ずる。
	全給水喪失	1.0×10^{-2}	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり，原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象。事象初期には給復水系が利用できない。
	水位低下事象※3	2.7×10^{-2}	タービンからの給水流量が減少し，原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象。給水流量の全喪失までには至らないため，機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能。
	RPS 誤動作等	5.5×10^{-2}	原子炉緊急停止系(RPS)の誤動作が起因となっている事象や，制御棒の誤引き抜きに関する事象等出力の増加が軽微な事象。事象初期で原子炉が隔離されないため，給復水系が利用可能。
	外部電源喪失	4.2×10^{-3}	外部電源が喪失する事象であり，事象の発生により非常用電源の確保が必要になる。
	逃し安全弁誤開放	1.0×10^{-3}	原子炉運転中に SRV が誤開放する事象であり，原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴う。原子炉水位の低下等は給水系により収束可能であるが，これに失敗する場合等では，より厳しい過渡変化に移行する。
通常停止	通常停止	1.7	定期検査等前もって計画されているプラント停止のほか，機器からの漏えい等比較的軽微な故障による計画されないプラント停止。
従属性を有する起因事象	交流電源故障(非常用)	1.5×10^{-4}	当該設備が機能喪失した場合に，広範な緩和設備が合わせて機能喪失に至るサポート系故障等を，従属性を有する起因事象として摘出。
	直流電源故障	2.8×10^{-4}	
	原子炉補機冷却系故障	7.2×10^{-4}	
	タービン補機冷却系故障	7.2×10^{-4}	
原子炉冷却材喪失(LOCA)	・大破断 LOCA	2.0×10^{-5}	原子炉が減圧状態になる規模の LOCA であり，SRV による減圧操作なしに低圧注水系により，事象緩和が可能。
	・中破断 LOCA	2.0×10^{-4}	事象発生後短期間では原子炉の減圧に至らないが，長期間では減圧する規模の LOCA。
	・小破断 LOCA	3.0×10^{-4}	原子炉隔離時冷却系により事象緩和が可能な LOCA。
格納容器バイパス事象	ISLOCA	[redacted]	隔離弁の多重故障や弁試験時の隔離失敗等により原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し，原子炉冷却材が原子炉格納容器外で流出する事象。

※1　発電機負荷遮断等によりタービンがトリップする事象(原子炉圧力容器は隔離されない)
※2　主蒸気隔離弁閉信号等により主蒸気隔離弁が閉鎖する事象(原子炉圧力容器は隔離される)
※3　給水制御系の故障等によりタービンからの給水流量が減少し，原子炉水位が低下する事象

第 1-3 表　地震レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度(/年)	
	6 号炉	7 号炉
建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷 (原子炉建屋損傷)	3.6×10^{-6}	3.8×10^{-6}
建屋・構築物(原子炉圧力容器，原子炉格納容器)の損傷（原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷)	1.2×10^{-6}	8.9×10^{-7}
格納容器バイパス	9.6×10^{-7}	1.2×10^{-7}
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	1.0×10^{-6}	7.8×10^{-7}
計測・制御系喪失	1.9×10^{-7}	6.9×10^{-8}
直流電源喪失	1.3×10^{-7}	6.0×10^{-8}
全交流動力電源喪失(原子炉補機冷却水系， 原子炉補機冷却海水系損傷)	1.7×10^{-6}	3.8×10^{-6}
全交流動力電源喪失 (非常用ディーゼル発電機損傷)	2.0×10^{-7}	2.7×10^{-7}
外部電源喪失	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}
過渡事象	1.5×10^{-2}	1.5×10^{-2}

第 1-4 表　津波高さ別の発生頻度

津波高さ (T.M.S.L.)	発生頻度(/炉年)		備考
	6 号炉	7 号炉	
4.8m 未満	5.4×10^{-5}	8.8×10^{-5}	地下からの浸水により，6 号炉では津波高さ T.M.S.L. +4.4m，7 号炉では津波高さ T.M.S.L. +4.2m，原子炉補機冷却水系を喪失し，最終ヒートシンク喪失が発生する。
4.8m～6.5m	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	上記に加え，津波高さ T.M.S.L.+4.8m で非常用分電盤(交流)を喪失し，全交流動力電源喪失が発生する。
6.5m 以上	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	上記に加え，津波高さ T.M.S.L.+6.5m で直流電源盤が水没し直流電源喪失が発生する。

第 1-5 表　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波
過渡事象	高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	○	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	○	－
	高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	○	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	○	－
	崩壊熱除去失敗	○	○	－
	SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	○	○	－
	原子炉停止失敗	○	○	－
外部電源喪失	非常用交流電源喪失	○	○	－
	非常用交流電源喪失＋SRV 再閉失敗	○	○	－
	非常用交流電源喪失＋RCIC 失敗	○	○	－
	直流電源喪失	○	○※1	－
	非常用交流電源喪失＋原子炉停止失敗	－	○	－
通常停止	高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	－	－
	高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	崩壊熱除去失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－
サポート系喪失	高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	－	－
	高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	崩壊熱除去失敗	○	－	－
	SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－
大破断 LOCA	HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	○	－	－
	RHR 失敗	○	－	－
	原子炉停止失敗	○	－	－
中破断 LOCA	HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	○	－	－
	HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	RHR 失敗	○	－	－
	原子炉停止失敗	○	－	－
小破断 LOCA	高圧注水失敗＋低圧注水失敗	○	－	－
	高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－
	崩壊熱除去失敗	○	－	－
	原子炉停止失敗	○	－	－
格納容器バイパス(ISLOCA)	ISLOCA	○	－	－
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	－	○	－
	計測・制御系喪失	－	○	－
	格納容器バイパス	－	○	－
	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷	－	○	－
	原子炉建屋損傷	－	○	－
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	－	－	○
	最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗	－	－	○
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失＋RCIC 失敗	－	－	○
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失＋SRV 再閉失敗	－	－	○
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失＋直流電源喪失	－	－	○

※1 第 1-3 図の階層イベントツリーでは直流電源喪失を以て炉心損傷に至ると整理しているが，ヘディング「直流電源」の下流のヘディング「外部電源」についても機能喪失しているものと扱い，起因事象を「外部電源」とする事故シーケンスに整理した。

第 1-6 表　PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(6 号炉)

	事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)	PRA における分類結果	解釈１－１(a)の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)	解釈１－２との対応
		内部	地震	津波	合計						
1	過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	1.1×10^{-10}	3.8×10^{-9}	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.6×10^{-4}	77.3	(a)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	7.4×10^{-11}	2.6×10^{-9}	－	2.7×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	4.3×10^{-10}	－	－	4.3×10^{-10}	＜ 0.1					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	3.1×10^{-10}	－	－	3.1×10^{-10}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	3.2×10^{-11}	－	－	3.2×10^{-11}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	4.3×10^{-12}	－	－	4.3×10^{-12}	＜ 0.1					
	最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	－	－	5.3×10^{-5}	5.3×10^{-5}	26.4					
	最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗	－	－	2.8×10^{-7}	2.8×10^{-7}	0.1					
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗	－	－	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	50.5					
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗	－	－	5.3×10^{-7}	5.3×10^{-7}	0.3					
2	過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	1.8×10^{-9}	2.8×10^{-8}	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	3.6×10^{-8}	＜ 0.1	(a)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	5.4×10^{-11}	2.9×10^{-9}	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.0×10^{-9}	－	－	2.0×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	1.2×10^{-10}	－	－	1.2×10^{-10}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.1×10^{-10}	－	－	2.1×10^{-10}	＜ 0.1					
	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	4.6×10^{-11}	－	－	4.6×10^{-11}	＜ 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	4.8×10^{-10}	1.9×10^{-6}	－	1.9×10^{-6}	0.9	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.7×10^{-5}	13.3	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗	1.2×10^{-10}	1.0×10^{-8}	－	1.0×10^{-8}	＜ 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	6.0×10^{-10}	5.4×10^{-8}	－	5.4×10^{-8}	＜ 0.1	TBU				
	外部電源喪失＋直流電源喪失	8.1×10^{-11}	1.3×10^{-7}	－	1.3×10^{-7}	0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水)	－	－	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	12.2					
4	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	5.0×10^{-6}	3.2×10^{-6}	－	8.2×10^{-6}	4.1	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.2×10^{-5}	5.9	(b)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8×10^{-7}	1.4×10^{-8}	－	3.9×10^{-7}	0.2					
	通常停止＋崩壊熱除去失敗	2.7×10^{-6}	－	－	2.7×10^{-6}	1.3					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	2.1×10^{-8}	－	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	5.2×10^{-7}	－	－	5.2×10^{-7}	0.3					
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	2.7×10^{-9}	－	－	2.7×10^{-9}	＜ 0.1					
	小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗	5.0×10^{-8}	－	－	5.0×10^{-8}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋RHR 失敗	3.0×10^{-8}	－	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋RHR 失敗	3.0×10^{-9}	－	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1					
5	過渡事象＋原子炉停止失敗	5.6×10^{-12}	9.2×10^{-9}	－	9.2×10^{-9}	＜ 0.1	TC	原子炉停止機能喪失	1.4×10^{-8}	＜ 0.1	(b)
	小破断 LOCA＋原子炉停止失敗	8.0×10^{-14}	－	－	8.0×10^{-14}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋原子炉停止失敗	5.3×10^{-14}	－	－	5.3×10^{-14}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋原子炉停止失敗	5.3×10^{-15}	－	－	5.3×10^{-15}	＜ 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗	－	4.7×10^{-9}	－	4.7×10^{-9}	＜ 0.1					
6	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	9.8×10^{-13}	－	－	9.8×10^{-13}	＜ 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	1.1×10^{-6}	0.6	(a)
	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	3.0×10^{-12}	－	－	3.0×10^{-12}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10^{-9}	－	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1	S1E				
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗	5.7×10^{-11}	－	－	5.7×10^{-11}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10^{-10}	－	－	5.0×10^{-10}	＜ 0.1	AE				
	Excessive LOCA※1	－	1.1×10^{-6}	－	1.1×10^{-6}	0.5	Excessive LOCA	該当なし			
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10^{-11}	－	－	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス(ISLOCA)	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失※1	－	1.9×10^{-7}	－	1.9×10^{-7}	0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	6.0×10^{-6}	3.0	該当なし
9	格納容器バイパス※1	－	9.6×10^{-7}	－	9.6×10^{-7}	0.5	格納容器バイパス破断				
10	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷※1	－	1.2×10^{-6}	－	1.2×10^{-6}	0.6	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷※1	－	3.6×10^{-6}	－	3.6×10^{-6}	1.8	原子炉建屋損傷				
	合計	8.7×10^{-6}	1.2×10^{-5}	1.8×10^{-4}	2.0×10^{-4}	100	－	－	2.0×10^{-4}	100	－

※1　解釈１－１(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが，安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し，新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-6 表　PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(7 号炉)

	事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)	PRA における分類結果	解釈 1－1(a)の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)	解釈 1－2 との対応
		内部	地震	津波	合計						
1	過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	1.1×10^{-10}	9.2×10^{-9}	－	9.3×10^{-9}	＜ 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.9×10^{-4}	79.6	(a)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	7.4×10^{-11}	4.0×10^{-9}	－	4.0×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	4.3×10^{-10}	－	－	4.3×10^{-10}	＜ 0.1					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	3.1×10^{-10}	－	－	3.1×10^{-10}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	3.5×10^{-11}	－	－	3.5×10^{-11}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	4.3×10^{-12}	－	－	4.3×10^{-12}	＜ 0.1					
	最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	－	－	8.7×10^{-5}	8.7×10^{-5}	36.5					
	最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗	－	－	4.6×10^{-7}	4.6×10^{-7}	0.2					
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗	－	－	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	42.6					
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗	－	－	5.3×10^{-7}	5.3×10^{-7}	0.2					
2	過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	1.8×10^{-9}	2.2×10^{-8}	－	2.4×10^{-8}	＜ 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	2.8×10^{-8}	＜ 0.1	(a)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	5.2×10^{-11}	1.0×10^{-9}	－	1.1×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.0×10^{-9}	－	－	2.0×10^{-9}	＜ 0.1					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	1.2×10^{-10}	－	－	1.2×10^{-10}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.9×10^{-10}	－	－	2.9×10^{-10}	＜ 0.1					
	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	4.1×10^{-11}	－	－	4.1×10^{-11}	＜ 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	4.8×10^{-10}	3.5×10^{-6}	－	3.5×10^{-6}	1.5	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.9×10^{-5}	12.0	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗	1.2×10^{-10}	2.0×10^{-8}	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	6.0×10^{-10}	3.7×10^{-7}	－	3.7×10^{-7}	0.2	TBU				
	外部電源喪失＋直流電源喪失	8.1×10^{-11}	6.0×10^{-8}	－	6.1×10^{-8}	＜ 0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水)	－	－	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	10.3					
4	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	5.0×10^{-6}	5.3×10^{-6}	－	1.0×10^{-5}	4.3	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.4×10^{-5}	5.9	(b)
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8×10^{-7}	2.3×10^{-8}	－	4.0×10^{-7}	0.2					
	通常停止＋崩壊熱除去失敗	2.7×10^{-6}	－	－	2.7×10^{-6}	1.1					
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	2.1×10^{-8}	－	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1					
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	5.5×10^{-7}	－	－	5.5×10^{-7}	0.2					
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗	2.9×10^{-9}	－	－	2.9×10^{-9}	＜ 0.1					
	小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗	5.0×10^{-8}	－	－	5.0×10^{-8}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋RHR 失敗	3.0×10^{-8}	－	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋RHR 失敗	3.0×10^{-9}	－	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1					
5	過渡事象＋原子炉停止失敗	5.0×10^{-12}	1.8×10^{-7}	－	1.8×10^{-7}	0.1	TC	原子炉停止機能喪失	3.6×10^{-7}	0.1	(b)
	小破断 LOCA＋原子炉停止失敗	7.9×10^{-14}	－	－	7.9×10^{-14}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋原子炉停止失敗	5.2×10^{-14}	－	－	5.2×10^{-14}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋原子炉停止失敗	5.2×10^{-15}	－	－	5.2×10^{-15}	＜ 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗	－	1.8×10^{-7}	－	1.8×10^{-7}	0.1					
6	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	9.9×10^{-13}	－	－	9.9×10^{-13}	＜ 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	8.2×10^{-7}	0.3	(a)
	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	3.0×10^{-12}	－	－	3.0×10^{-12}	＜ 0.1					
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10^{-9}	－	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1	S1E				
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗	5.7×10^{-11}	－	－	5.7×10^{-11}	＜ 0.1					
	大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10^{-10}	－	－	5.0×10^{-10}	＜ 0.1	AE				
	Excessive LOCA※1	－	8.2×10^{-7}	－	8.2×10^{-7}	0.3	Excessive LOCA	該当なし			
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10^{-11}	－	－	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス(ISLOCA)	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失※1	－	6.9×10^{-8}	－	6.9×10^{-8}	＜ 0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	4.9×10^{-6}	2.0	該当なし
9	格納容器バイパス※1	－	1.2×10^{-7}	－	1.2×10^{-7}	＜ 0.1	格納容器バイパス破断				
10	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷※1	－	8.9×10^{-7}	－	8.9×10^{-7}	0.4	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷※1	－	3.8×10^{-6}	－	3.8×10^{-6}	1.6	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10^{-6}	1.5×10^{-5}	2.1×10^{-4}	2.4×10^{-4}	100	－	－	2.4×10^{-4}	100	－

※1　解釈 1－1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが，安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し，新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-7 表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(6 号炉)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)※1	グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)※1	備考
			内部	地震	津波	合計				
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	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	1.1×10^{-10}	3.8×10^{-9}	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1	1.6×10^{-4}	77.3	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		7.4×10^{-11}	2.6×10^{-9}	－	2.7×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		4.3×10^{-10}	－	－	4.3×10^{-10}	＜ 0.1			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		3.1×10^{-10}	－	－	3.1×10^{-10}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		3.2×10^{-11}	－	－	3.2×10^{-11}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		4.3×10^{-12}	－	－	4.3×10^{-12}	＜ 0.1			
	最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	・津波による浸水防止※2	－	－	5.3×10^{-5}	5.3×10^{-5}	26.4			
	最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗		－	－	2.8×10^{-7}	2.8×10^{-7}	0.1			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗		－	－	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	50.5			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗		－	－	5.3×10^{-7}	5.3×10^{-7}	0.3			
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	・代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立＋原子炉水位低(レベル 1)＋600 秒経過で SRV4 弁開放) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・残留熱除去系(低圧注水，除熱)	1.8×10^{-9}	2.8×10^{-8}	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1	3.6×10^{-8}	＜ 0.1	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		5.4×10^{-11}	2.9×10^{-9}	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		2.0×10^{-9}	－	－	2.0×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		1.2×10^{-10}	－	－	1.2×10^{-10}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		2.1×10^{-10}	－	－	2.1×10^{-10}	＜ 0.1			
	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		4.6×10^{-11}	－	－	4.6×10^{-11}	＜ 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10^{-10}	1.9×10^{-6}	－	1.9×10^{-6}	0.9	2.7×10^{-5}	13.3	全炉心損傷頻度の約 96.5%を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗※3	・原子炉隔離時冷却系※4 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)※4 ・上記の点線枠内の対策※4	1.2×10^{-10}	1.0×10^{-8}	－	1.0×10^{-8}	＜ 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10^{-10}	5.4×10^{-8}	－	5.4×10^{-8}	＜ 0.1			
	外部電源喪失＋直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10^{-11}	1.3×10^{-7}	－	1.3×10^{-7}	0.1			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止※2	－	－	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	12.2			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・常設代替交流電源設備	5.0×10^{-6}	3.2×10^{-6}	－	8.2×10^{-6}	4.1	1.2×10^{-5}	5.9	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		3.8×10^{-7}	1.4×10^{-8}	－	3.9×10^{-7}	0.2			
	通常停止＋崩壊熱除去失敗		2.7×10^{-6}	－	－	2.7×10^{-6}	1.3			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		2.1×10^{-8}	－	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗		5.2×10^{-7}	－	－	5.2×10^{-7}	0.3			
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		2.7×10^{-9}	－	－	2.7×10^{-9}	＜ 0.1			
	小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗		5.0×10^{-8}	－	－	5.0×10^{-8}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋RHR 失敗		3.0×10^{-8}	－	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋RHR 失敗		3.0×10^{-9}	－	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.6×10^{-12}	9.2×10^{-9}	－	9.2×10^{-9}	＜ 0.1	1.4×10^{-8}	＜ 0.1	
	小破断 LOCA＋原子炉停止失敗		8.0×10^{-14}	－	－	8.0×10^{-14}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋原子炉停止失敗		5.3×10^{-14}	－	－	5.3×10^{-14}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋原子炉停止失敗		5.3×10^{-15}	－	－	5.3×10^{-15}	＜ 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗※5	－	－	4.7×10^{-9}	－	4.7×10^{-9}	＜ 0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	9.8×10^{-13}	－	－	9.8×10^{-13}	＜ 0.1	4.5×10^{-9}	＜ 0.1	
	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		3.0×10^{-12}	－	－	3.0×10^{-12}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗		3.9×10^{-9}	－	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗		5.7×10^{-11}	－	－	5.7×10^{-11}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧注水失敗※6	・上記の点線枠内の対策※4	5.0×10^{-10}	－	－	5.0×10^{-10}	＜ 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10^{-11}	－	－	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	
合計			8.7×10^{-6}	5.4×10^{-6}	1.8×10^{-4}	1.9×10^{-4}	96.5	1.9×10^{-4}	96.5	－

※1　100%には第 1-6 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。　※2　今回評価対象としたプラント状態においては，地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至るため。　※3　原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス　※4　事象進展の時間余裕の観点から，炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが，影響緩和に期待できる設備　※5 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが，地震時の挙動を現実的に想定すると，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され，炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的には発生し難いと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス　※6 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-7 表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(7 号炉)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)※1	グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)※1	備考
			内部	地震	津波	合計				
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	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	1.1×10^{-10}	9.2×10^{-9}	－	9.3×10^{-9}	＜ 0.1	1.9×10^{-4}	79.6	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		7.4×10^{-11}	4.0×10^{-9}	－	4.0×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		4.3×10^{-10}	－	－	4.3×10^{-10}	＜ 0.1			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		3.1×10^{-10}	－	－	3.1×10^{-10}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		3.5×10^{-11}	－	－	3.5×10^{-11}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗		4.3×10^{-12}	－	－	4.3×10^{-12}	＜ 0.1			
	最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	・津波による浸水防止※2	－	－	8.7×10^{-5}	8.7×10^{-5}	36.5			
	最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗		－	－	4.6×10^{-7}	4.6×10^{-7}	0.2			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗		－	－	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	42.6			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗		－	－	5.3×10^{-7}	5.3×10^{-7}	0.2			
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	・代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立＋原子炉水位低(レベル 1)＋600 秒経過で SRV4 弁開放) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・残留熱除去系(低圧注水，除熱)	1.8×10^{-9}	2.2×10^{-8}	－	2.4×10^{-8}	＜ 0.1	2.8×10^{-8}	＜ 0.1	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		5.2×10^{-11}	1.0×10^{-9}	－	1.1×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		2.0×10^{-9}	－	－	2.0×10^{-9}	＜ 0.1			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		1.2×10^{-10}	－	－	1.2×10^{-10}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		2.9×10^{-10}	－	－	2.9×10^{-10}	＜ 0.1			
	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		4.1×10^{-11}	－	－	4.1×10^{-11}	＜ 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10^{-10}	3.5×10^{-6}	－	3.5×10^{-6}	1.5	2.9×10^{-5}	12.0	全炉心損傷頻度の約 97.6%を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗※3	・原子炉隔離時冷却系※4 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)※4 ・上記の点線枠内の対策※4	1.2×10^{-10}	2.0×10^{-8}	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10^{-10}	3.7×10^{-7}	－	3.7×10^{-7}	0.2			
	外部電源喪失＋直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10^{-11}	6.0×10^{-8}	－	6.1×10^{-8}	＜ 0.1			
	最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止※2	－	－	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	10.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・常設代替交流電源設備	5.0×10^{-6}	5.3×10^{-6}	－	1.0×10^{-5}	4.3	1.4×10^{-5}	5.9	
	過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		3.8×10^{-7}	2.3×10^{-8}	－	4.0×10^{-7}	0.2			
	通常停止＋崩壊熱除去失敗		2.7×10^{-6}	－	－	2.7×10^{-6}	1.1			
	通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		2.1×10^{-8}	－	－	2.1×10^{-8}	＜ 0.1			
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗		5.5×10^{-7}	－	－	5.5×10^{-7}	0.2			
	サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		2.9×10^{-9}	－	－	2.9×10^{-9}	＜ 0.1			
	小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗		5.0×10^{-8}	－	－	5.0×10^{-8}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋RHR 失敗		3.0×10^{-8}	－	－	3.0×10^{-8}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋RHR 失敗		3.0×10^{-9}	－	－	3.0×10^{-9}	＜ 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.0×10^{-12}	1.8×10^{-7}	－	1.8×10^{-7}	0.1	3.6×10^{-7}	0.1	
	小破断 LOCA＋原子炉停止失敗		7.9×10^{-14}	－	－	7.9×10^{-14}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋原子炉停止失敗		5.2×10^{-14}	－	－	5.2×10^{-14}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋原子炉停止失敗		5.2×10^{-15}	－	－	5.2×10^{-15}	＜ 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗※5	－	－	1.8×10^{-7}	－	1.8×10^{-7}	0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	9.9×10^{-13}	－	－	9.9×10^{-13}	＜ 0.1	4.5×10^{-9}	＜ 0.1	
	小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗		3.0×10^{-12}	－	－	3.0×10^{-12}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗		3.9×10^{-9}	－	－	3.9×10^{-9}	＜ 0.1			
	中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗		5.7×10^{-11}	－	－	5.7×10^{-11}	＜ 0.1			
	大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧注水失敗※6	・上記の点線枠内の対策※4	5.0×10^{-10}	－	－	5.0×10^{-10}	＜ 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10^{-11}	－	－	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	
合計			8.7×10^{-6}	9.7×10^{-6}	2.1×10^{-4}	2.3×10^{-4}	97.6	2.3×10^{-4}	97.6	－

※1　100%には第 1-6 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。　※2　今回評価対象としたプラント状態においては，地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至るため。　※3　原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス　※4　事象進展の時間余裕の観点から，炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが，影響緩和に期待できる設備　※5 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが，地震時の挙動を現実的に想定すると，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され，炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的には発生し難いと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス　※6 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-8 表　重要事故シーケンス等の選定（1/3）

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 （下線は有効性を確認する主な対策）	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
					a	b	c	d	備考（a：共通原因故障※2又は系統間機能依存性， b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	
高圧・低圧注水機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・高圧代替注水系（常設代替直流電源設備） ・手動減圧 ・低圧代替注水系（常設）（復水補給水系） ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ（水源補給）	中	高	高	低	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失（1 系統）は，起因事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。また，最終ヒートシンク喪失に至るシーケンスでは，除熱を必要とする多くの機能が喪失するため「高」とした。 b. 過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（L3）が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止，サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため，また，津波によるシーケンスでは津波襲来までに原子炉停止しているため，水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため，減圧に必要な SRV の容量が少なく，再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき，低圧系での代替注水を開始できることから「低」とし，SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤，⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが，ほかの区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。⑦～⑩の最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり，対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため，重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。 b，c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では⑦，⑨が支配的であるが，起因となる最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり，浸水防止がその対策となるため，重大事故防止対策の有効性を確認するためのシーケンスには適さない。なお，⑦～⑩を除いた場合，①が支配的なシーケンスとなる。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定。
	—	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗			中	高	低	低		
	—	③通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗			中	低	高	低		
	—	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗			中	低	低	低		
	—	⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗			高	低	高	低		
	—	⑥サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗			高	低	低	低		
	—	⑦最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能 ・全交流動力電源（浸水又は最終ヒートシンク喪失に伴う喪失） ・除熱機能	・津波による浸水防止	高	低	高	高		
	—	⑧最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
	—	⑨最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失（電源盤浸水）＋RCIC 失敗			高	低	高	高		
	—	⑩最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失（電源盤浸水）＋SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
高圧注水・減圧機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	・高圧注水機能 ・原子炉減圧機能	・代替自動減圧ロジック（残留熱除去系ポンプ吐出圧確立＋原子炉水位低（レベル 1）＋600 秒経過で SRV4 弁開放） ・高圧代替注水系（常設代替直流電源設備） ・残留熱除去系（低圧注水，除熱）	中	高	高	高	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失（1 系統）は，起因事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（L3）が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止，サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため，水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため，バックアップ手段による減圧を実施した場合，減圧に必要な SRV の容量が少なく，再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき，低圧系での注水を開始できることから「低」とし，SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤，⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが，ほかの区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。 b，c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定。
	—	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
	—	③通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗			中	低	高	低		
	—	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	—	⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗			高	低	高	低		
	—	⑥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			高	低	低	低		

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。　※2　地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから，多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

第 1-8 表　重要事故シーケンス等の選定（2/3）

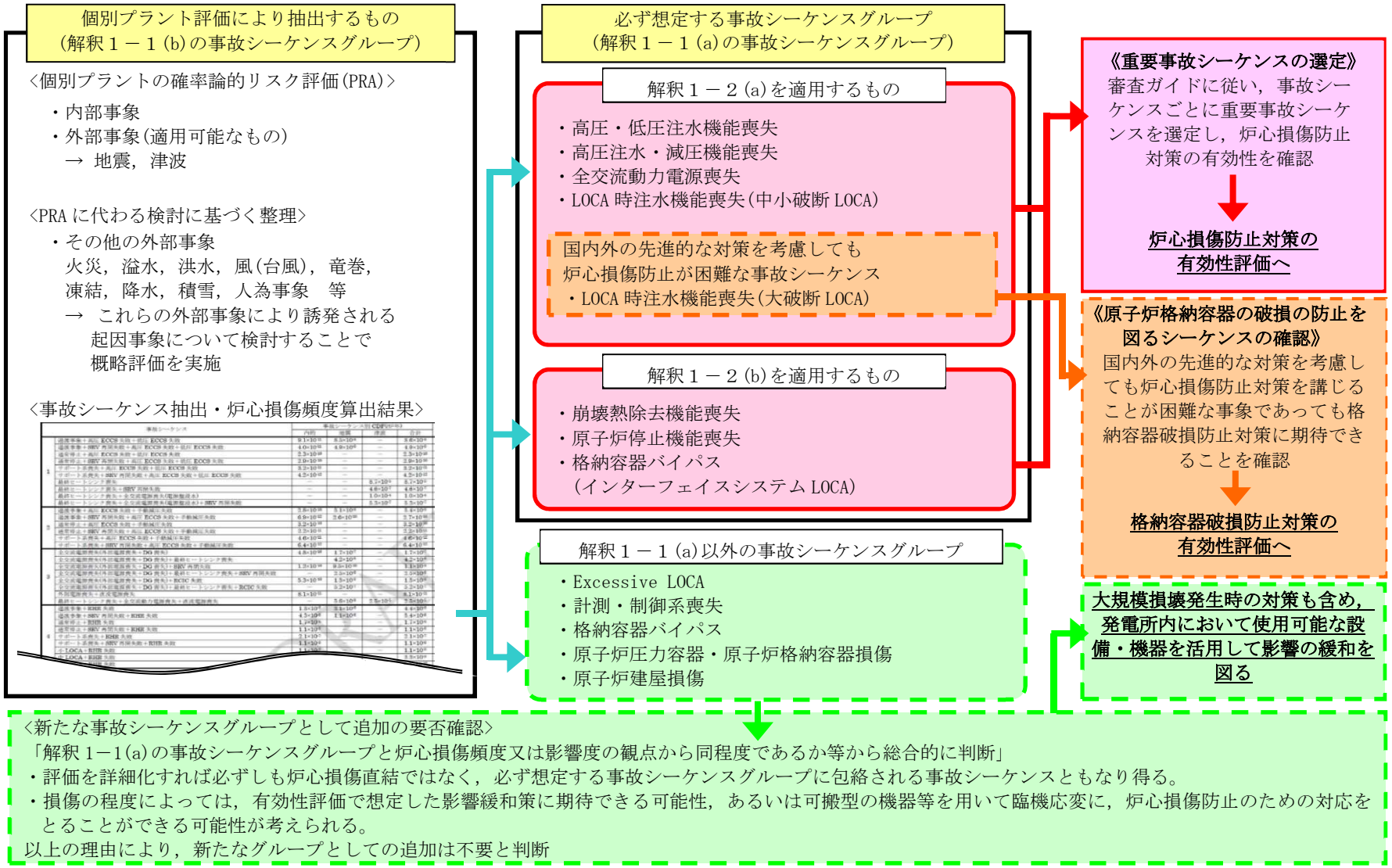
解釈の事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策（下線は有効性を確認する主な対策）	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由	
				電源	冷却機能		a	b	c	d	備考(a：共通原因故障※2又は系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性)		
全交流動力電源喪失	長期 TB	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系を除く注水・除熱機能	・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	－	－	－	－	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず，全ての着眼点について「－」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)(蓄電池枯渇後 RCIC 停止)」※5を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスに対し，地震 PRA からは，全交流動力電源と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが，全交流動力電源喪失時には，最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため，地震による損傷の有無に関わらず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については，電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが現れると考えられ，設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。ただし，設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり，交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には，これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し，重要事故シーケンスには，設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。
	TBU	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	全交流動力電源	全ての注水・除熱機能	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	－	－	－	－	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず，全ての着眼点について「－」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋RCIC 失敗(RCIC 本体の機能喪失)」※5を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBP	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗	全交流動力電源	全ての注水・除熱機能※3	・原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) ・高圧代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型) ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	－	－	－	－	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず，全ての着眼点について「－」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋SRV 再閉失敗」※5を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBD	◎	①外部電源喪失＋直流電源喪失	全交流動力電源※4 直流電源	全ての注水・除熱機能	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	高	－	－	低	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれていること及び，電源を必要とする多くの機能が喪失することから「高」とした。 b. 事象発生後，いずれの注水手段にも期待できない点は同等であり，余裕時間に差異はないと考えられることから「－」とした。 c. 原子炉圧力容器内が高圧状態で推移する点は同等であり，電源喪失後，少なくとも蒸気駆動の高圧注水及び制御用直流電源を確保すれば必要な設備容量は同等であることから「－」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は詳細化した事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	②は頻度の観点で支配的であるものの，その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり，対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため，重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。 以上より，より多くの対策の有効性を確認できる点で①が本事故シーケンスグループの事故シーケンスを代表していると考え，①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋直流電源喪失」※5を重要事故シーケンスとして選定。	
		－	②最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水)	全交流動力電源 直流電源	全ての注水・除熱機能	・津波による浸水防止	高	－	－	高			

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。　※2　地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから，多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。　※3　蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでは，原子炉隔離時冷却系を用いることで原子炉水位を維持することができる。　※4　全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，全交流動力電源喪失となる。　※5 PRA の結果抽出した事故シーケンスの名称に対し，機器の表記の変更，機能喪失の状態の付記等を行い，重要事故シーケンスの名称とした。

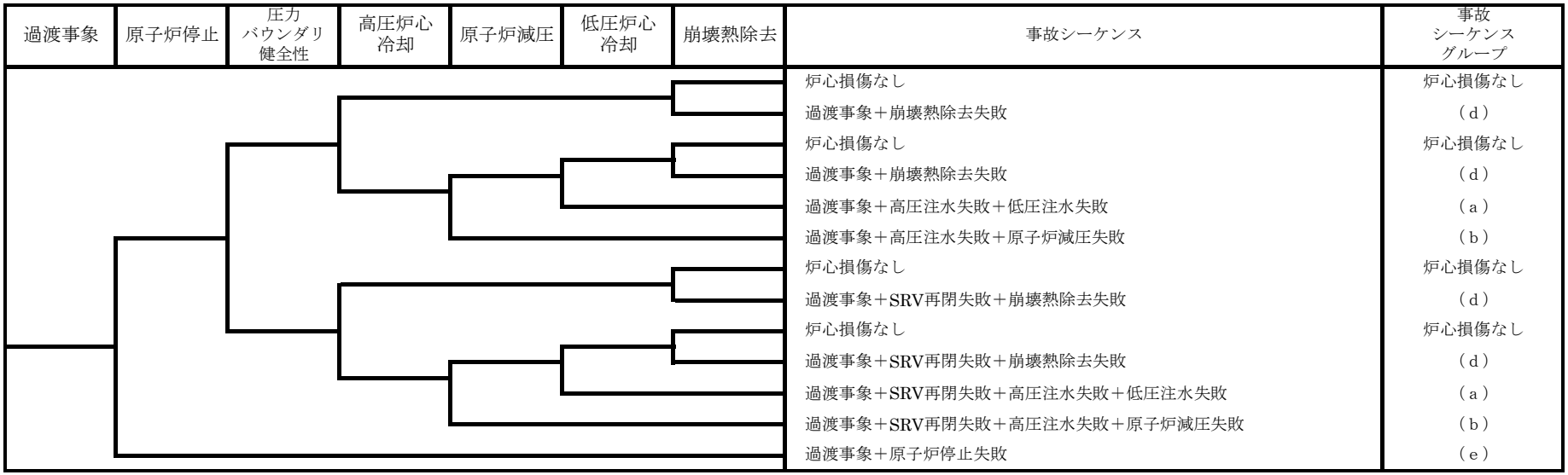
第 1-8 表　重要事故シーケンス等の選定（3/3）

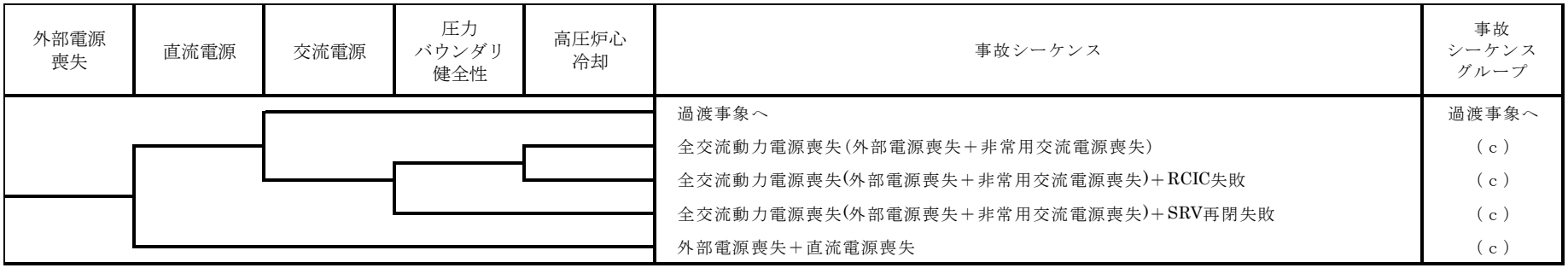
解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 （下線は有効性を確認する主な対策）	着眼点と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
					a	b	c	d	備考（a：共通原因故障※2 又は系統間機能依存性， b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	
崩壊熱除去機能喪失	◎	①過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・除熱機能※3	・代替格納容器スプレイ冷却系 ・<u>代替原子炉補機冷却系</u> ・<u>格納容器圧力逃がし装置</u> ・可搬型代替注水ポンプ（水源補給） ・手動減圧 ・低圧代替注水系（常設）（復水補給水系） ・常設代替交流電源設備	中	中	低	高	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失（1 系統）は，起因事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 過渡事象（全給水喪失事象）は手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早いことから「中」とした。また，LOCA は直接ドライウェルに蒸気が放出されるため，格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。 手動停止，サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため，水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. LOCA は直接ドライウェルに蒸気が放出されるため，サプレッション・チェンバでの蒸気凝縮に十分に期待できない分格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。ほかの起因事象については，崩壊熱除去に関する設備容量に差異はないと考え「低」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤，⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが，ほかの区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。 b，c. ⑦～⑨の両着眼点について LOCA を「高」としたが，これらは LOCA から派生したシーケンスであって，崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考える。LOCA を起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めてほかのシーケンスグループで評価する。よって，b の事象対応の余裕時間の観点で①，②が厳しい。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定。
	―	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗			中	中	低	中		
	―	③通常停止＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	中		
	―	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	―	⑤サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	中		
	―	⑥サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	―	⑦小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	―	⑧中破断 LOCA＋RHR 失敗			中	高	高	低		
	―	⑨大破断 LOCA＋RHR 失敗			中	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎	①過渡事象＋原子炉停止失敗	・原子炉停止機能	・代替制御棒挿入機能 ・<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> ・<u>ほう酸水注入系</u> ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	中	高	中	高	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。 b. 過渡事象（主蒸気隔離弁閉）は LOCA と比較して反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しく，大破断 LOCA は LOCA 後の水位低下の観点で厳しいと考えられることから「高」とし，中小破断 LOCA については「中」とした。 c. 停止機能の設備容量については事故シーケンス間に有意な差がないと考えられるが，原子炉内が中圧～高圧で維持されるシーケンスでは注水可能な系統が高圧に限定されることから，原子炉隔離時冷却系の使用可能性も考慮し，過渡事象及び小破断 LOCA を「中」とし，中破断 LOCA については「高」，大破断 LOCA については「低」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 b，c. 本事故シーケンスグループに対しては，重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており，これに期待する場合，②～④の事象進展は LOCA 時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする①が厳しい。 d. 炉心損傷頻度の観点では①が支配的となった。なお，LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は 1×10^{-13} /炉年未満であり，ほかの事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定。
	―	②小破断 LOCA＋原子炉停止失敗			中	中	中	低		
	―	③中破断 LOCA＋原子炉停止失敗			中	中	高	低		
	―	④大破断 LOCA＋原子炉停止失敗			中	高	低	低		
LOCA 時注水機能喪失	―	①小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・<u>手動減圧</u> ・<u>低圧代替注水系（常設）（復水補給水系）</u> ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ（水源補給）	中	低	高	低	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。 b. 中破断 LOCA の方が事象進展が早いことから「高」とし，小破断 LOCA を「低」とした。 c. 減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている一方，低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧 ECCS 失敗を含むシーケンスが厳しいと考え，「高」とし，原子炉減圧失敗を含むシーケンスを「低」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いシーケンスを「高」とした。また，全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 b，c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして③を抽出。 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より，③を重要事故シーケンスとして選定。
	―	②小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	◎	③中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗			中	高	高	高		
	―	④中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
格納容器バイパス（ISLOCA）	◎	①インターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）	―	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・<u>高圧炉心注水系</u> ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	―	―	―	―	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず，全ての着眼点について「―」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。　※2　地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから，多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。　※3　炉心損傷防止対策の有効性を確認する際の残留熱除去系の機能喪失の理由については残留熱除去系の機能喪失又は原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮する。



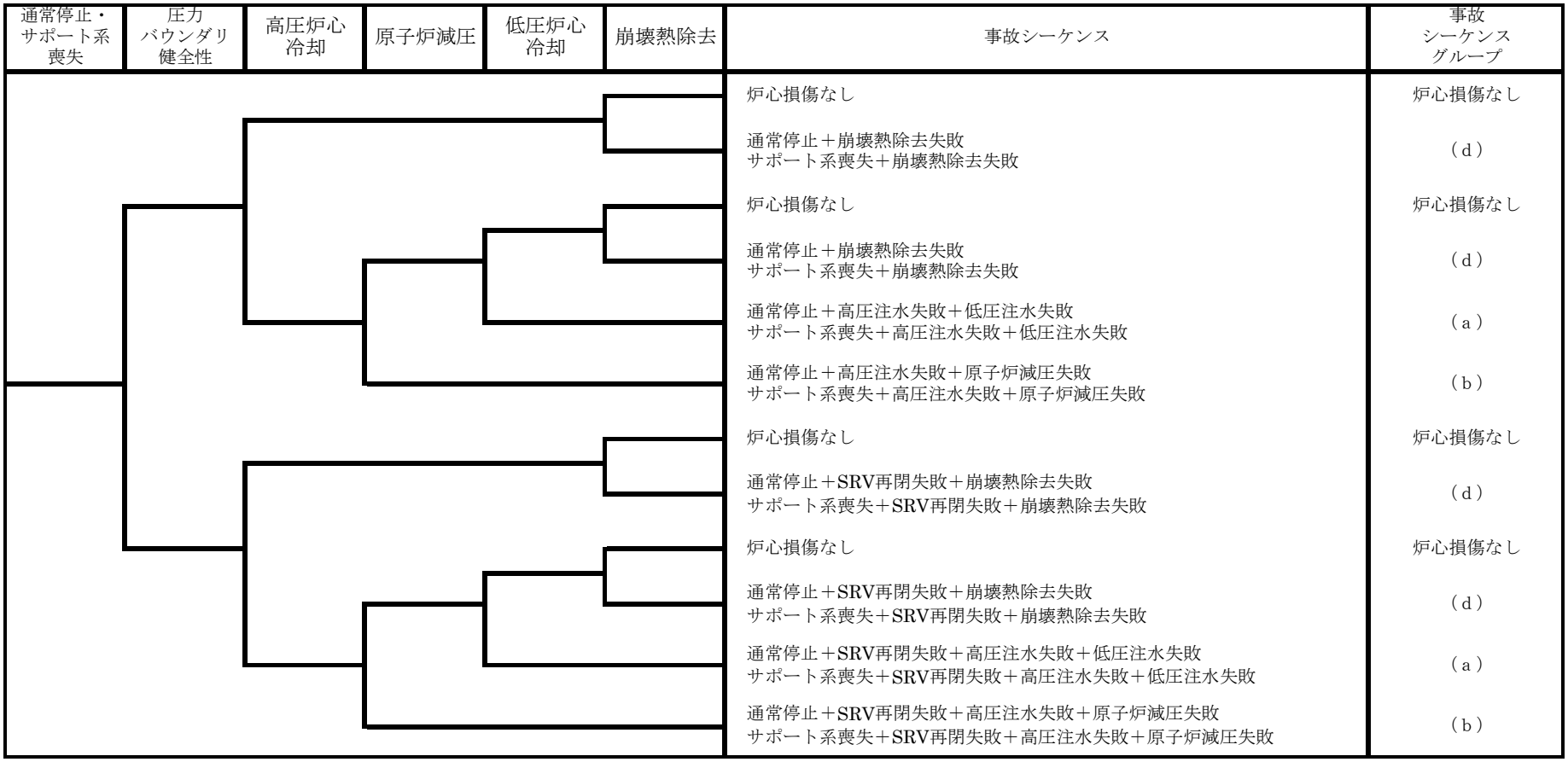
第 1-1 図　事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス





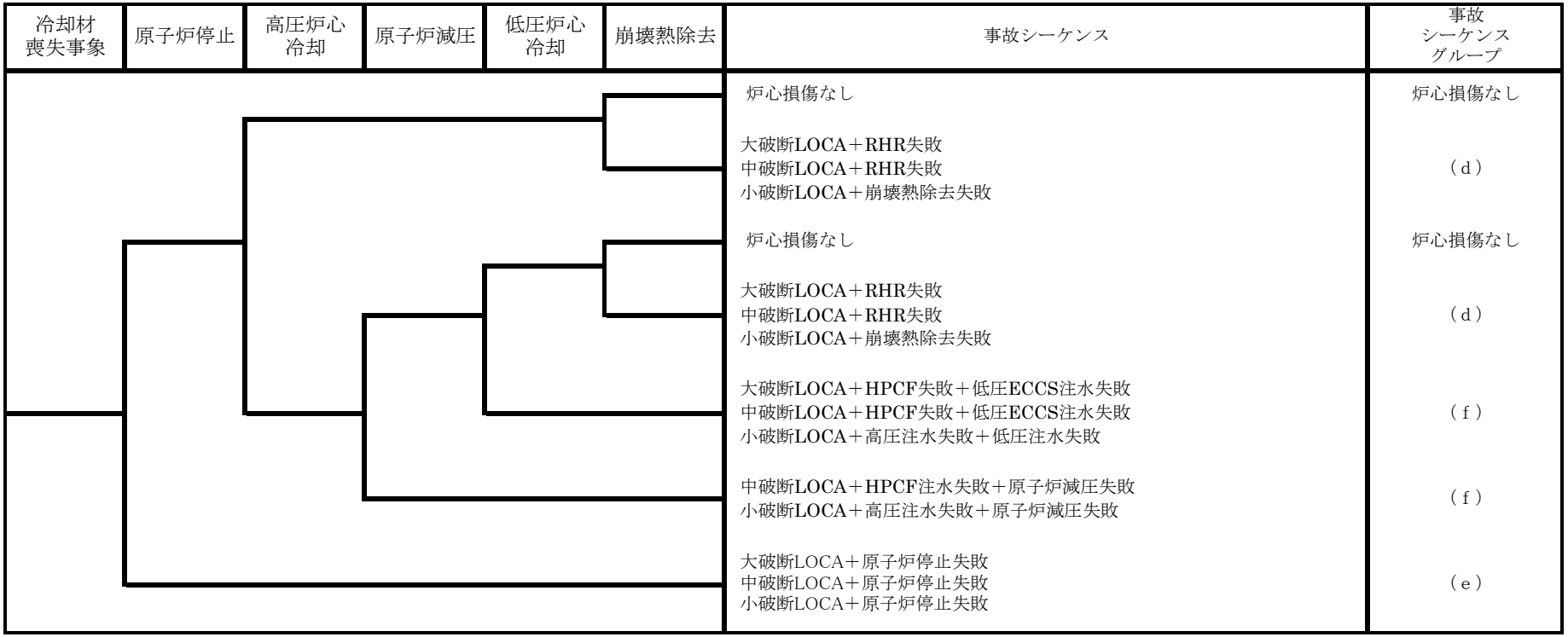
(a)　高圧・低圧注水機能喪失　　(b) 高圧注水・減圧機能喪失　　(c)　全交流動力電源喪失　　(d) 崩壊熱除去機能喪失　　(e)　原子炉停止機能喪失

第 1-2 図　内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー (1/3)



(a)　高圧・低圧注水機能喪失　　(b)　高圧注水・減圧機能喪失　　(d)　崩壊熱除去機能喪失

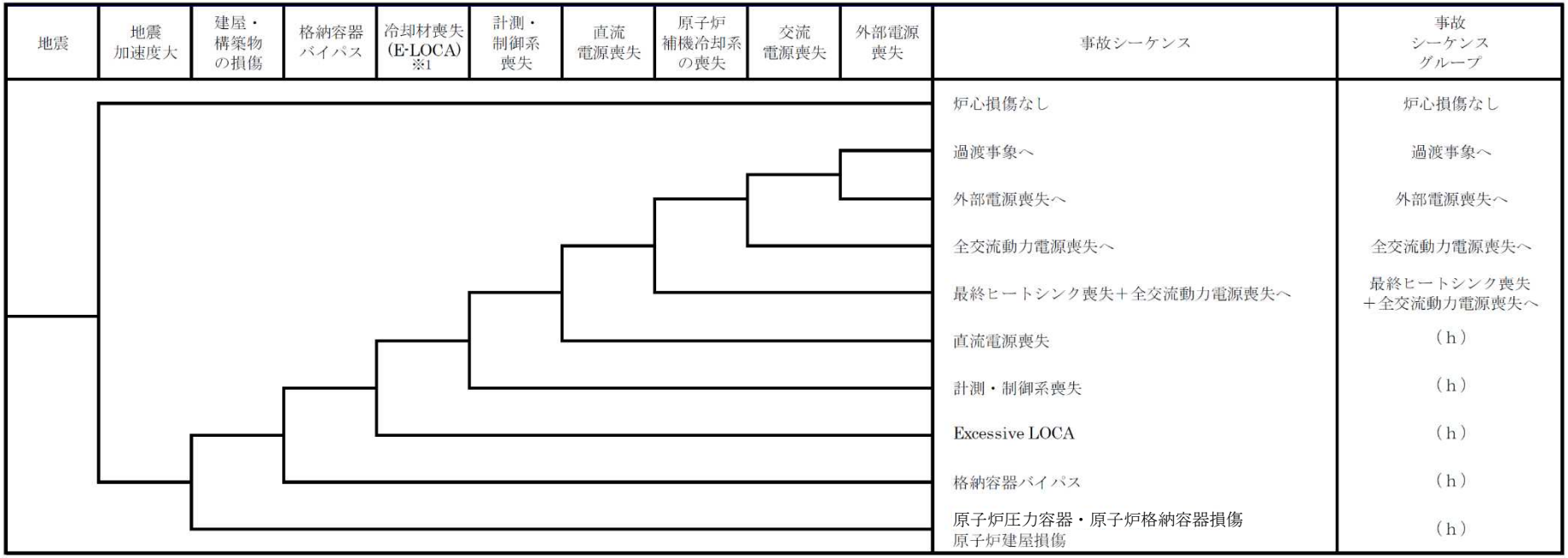
第 1-2 図　内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー (2/3)



インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
	ISLOCA	（g）

(d)　崩壊熱除去機能喪失　(e)　原子炉停止機能喪失　(f)　LOCA 時注水機能喪失　(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

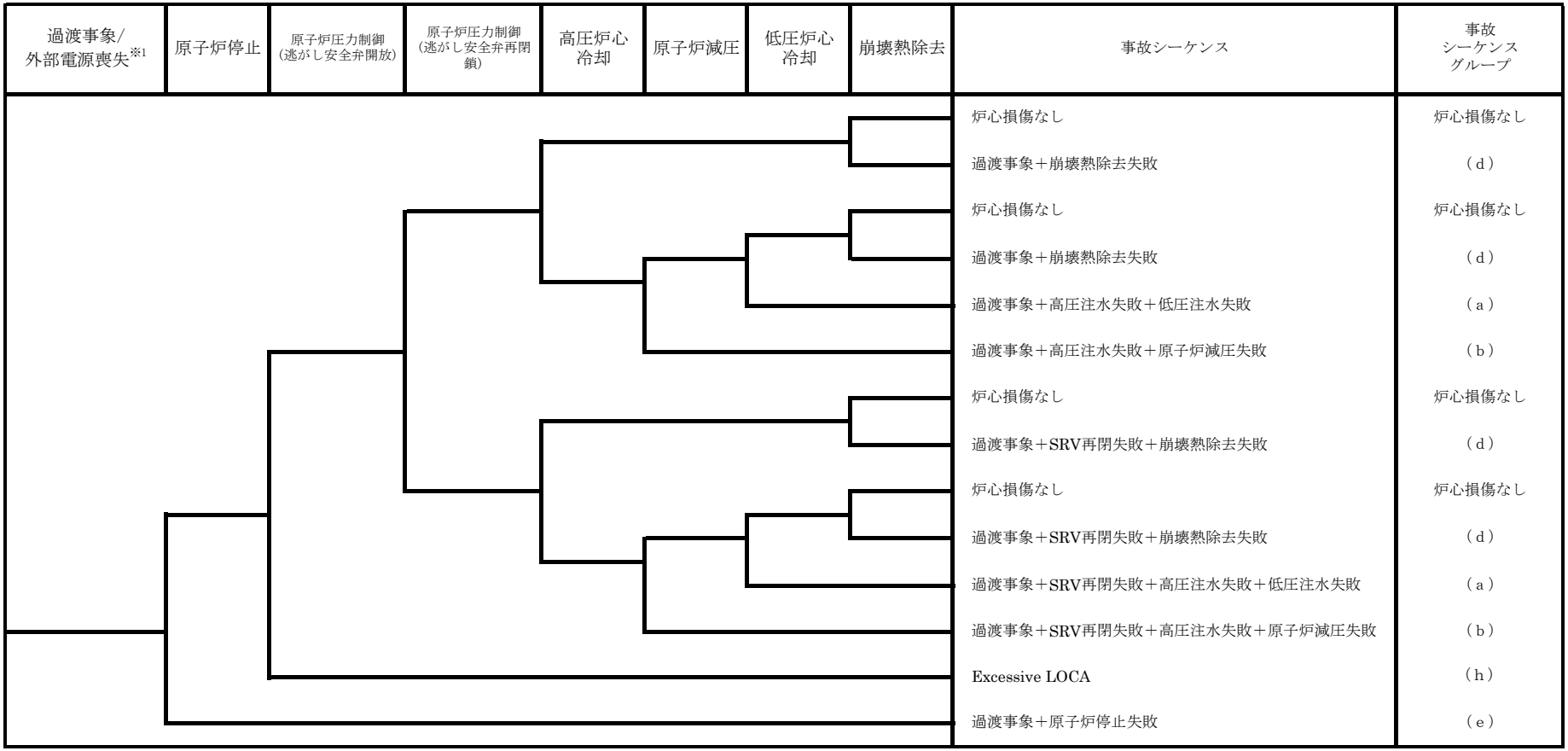
第 1-2 図　内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー (3/3)



※1 E-LOCA：Excessive -LOCA

(h)　炉心損傷直結シーケンス

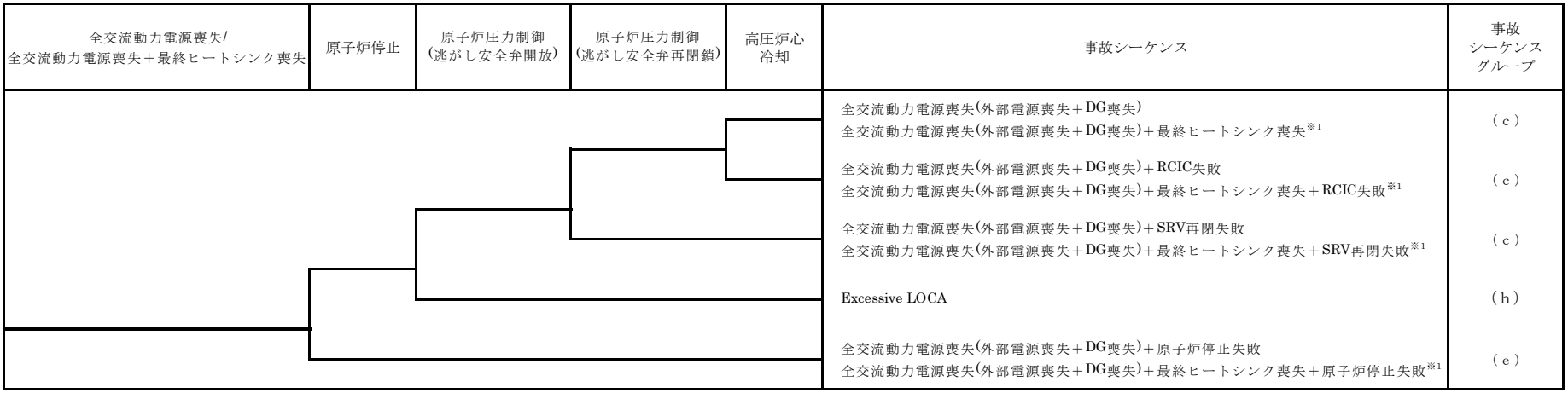
第 1-3 図　地震レベル 1PRA 階層イベントツリー



※1 非常用ディーゼル発電機全台機能喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。

(a)　高圧・低圧注水機能喪失　　(b)　高圧注水・減圧機能喪失　　(d) 崩壊熱除去機能喪失　(e)　原子炉停止機能喪失　(h)　炉心損傷直結シーケンス

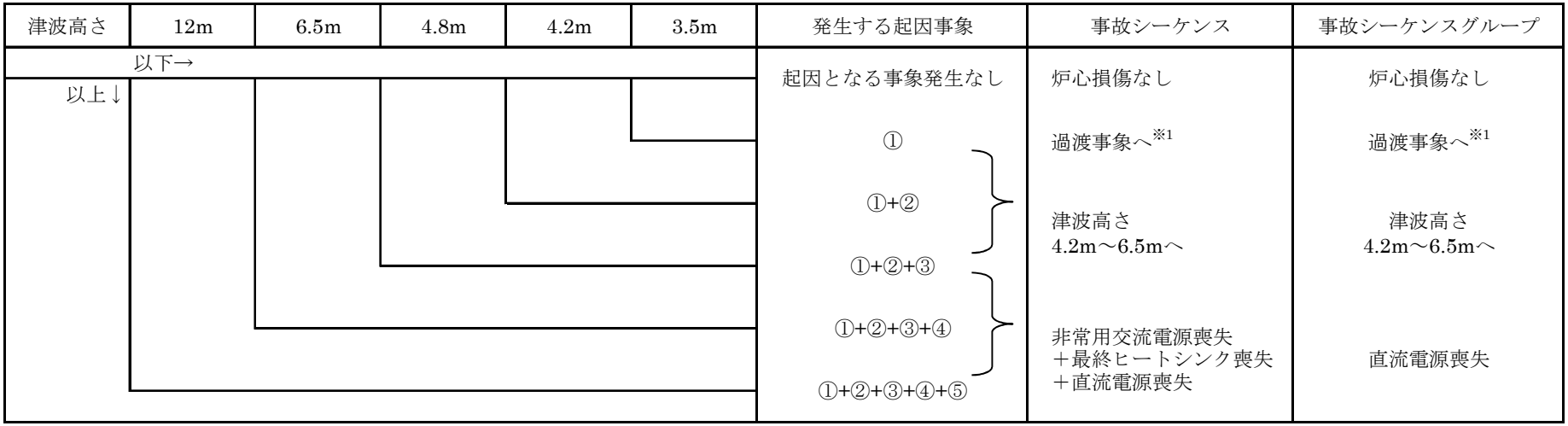
第 1-4 図　地震レベル 1PRA イベントツリー (1/2)



※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから，全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。

(c)　全交流動力電源喪失　(e)　原子炉停止機能喪失　(h)　炉心損傷直結シーケンス

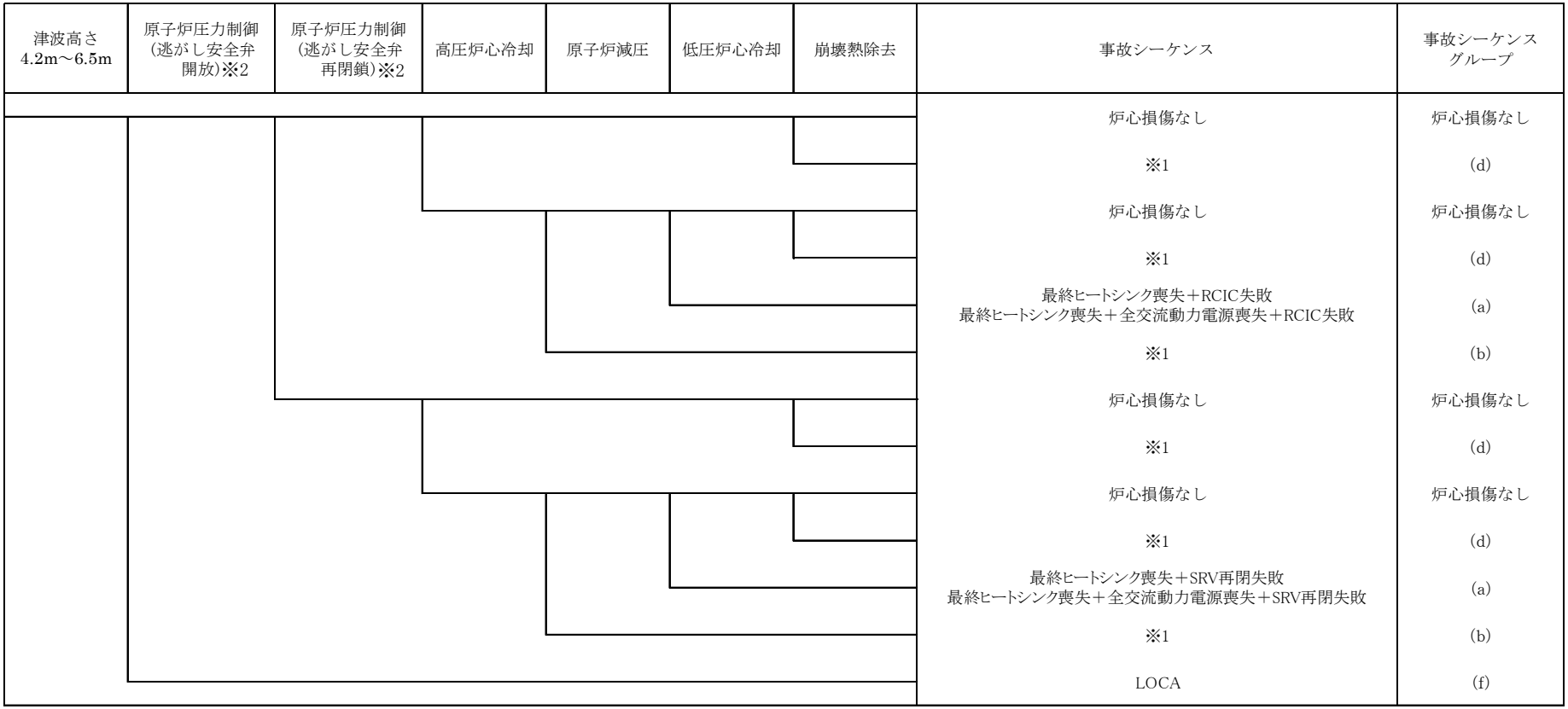
第 1-4 図　地震レベル 1PRA イベントツリー (2/2)



※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

① 過渡事象　② 最終ヒートシンク喪失(LUHS)　③ 全交流動力電源喪失(SBO)　④ 直流電源喪失　⑤ 外部電源喪失

第 1-5 図　津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

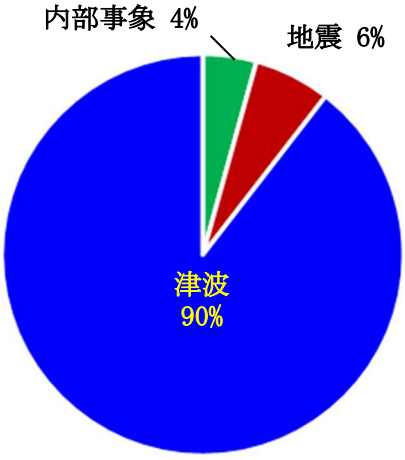


※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが，津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため，当該シーケンスは発生しない。

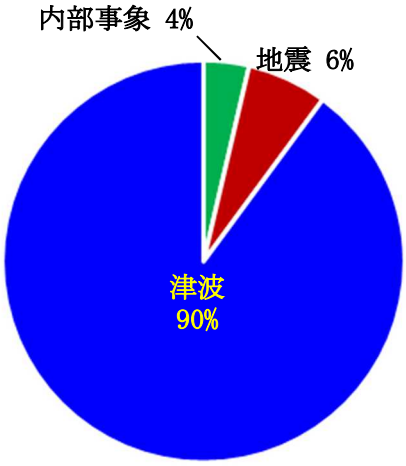
※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが，SRV の逃がし弁機能又は安全弁機能による，津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって，少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると，津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響はないが，全ての事故シーケンスを抽出する観点から，ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失　　(b) 高圧注水・減圧機能喪失　　(d) 崩壊熱除去機能喪失　　(f) LOCA 時注水機能喪失

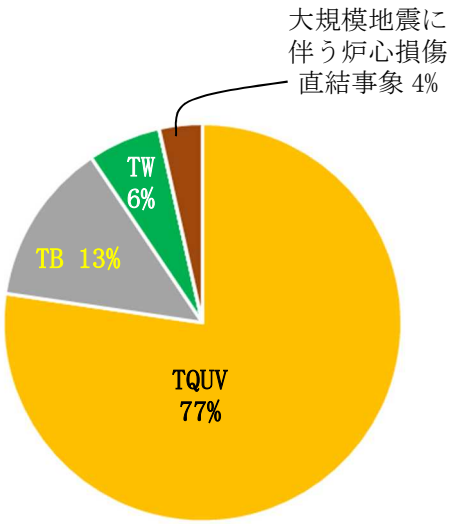
第 1-6 図　津波レベル 1PRA イベントツリー



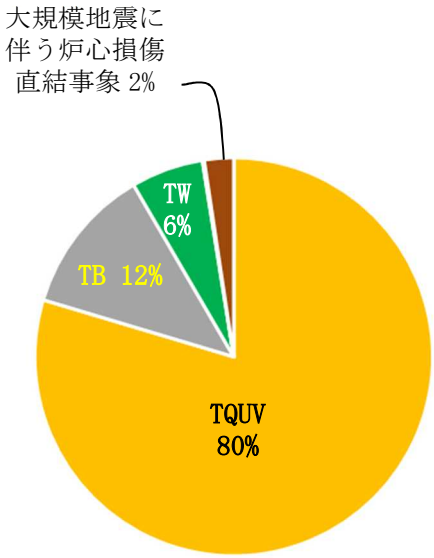
6 号炉事象別



7 号炉事象別



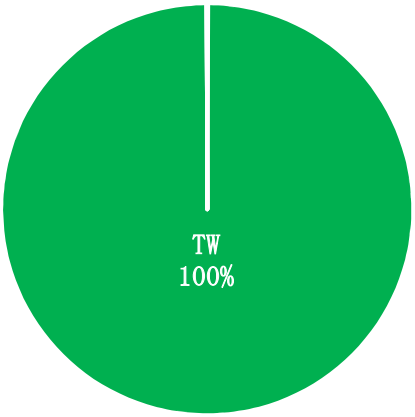
6 号炉事故シーケンスグループ別



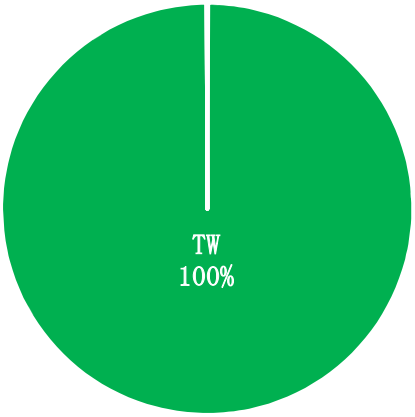
7 号炉事故シーケンスグループ別

6 号炉　全炉心損傷頻度：2.0×10^{-4} /炉年	7 号炉　全炉心損傷頻度：2.4×10^{-4} /炉年

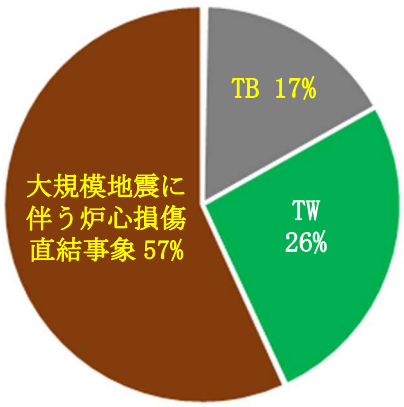
第 1-7 図　プラント全体の炉心損傷頻度



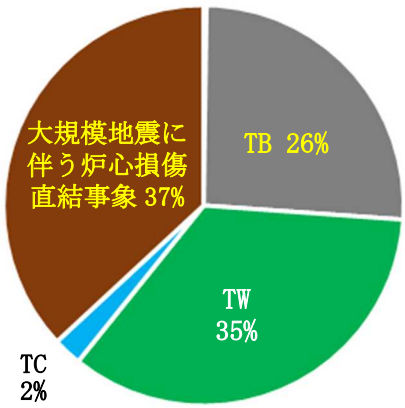
6 号炉内部事象運転時レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：8.7×10^{-6} /炉年)



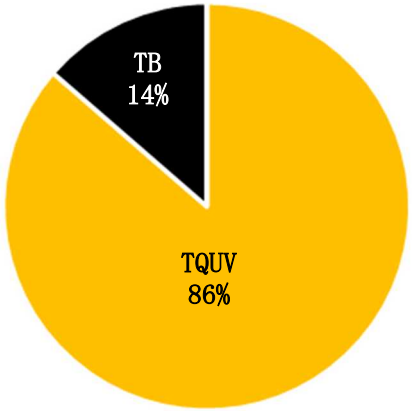
7 号炉内部事象運転時レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：8.7×10^{-6} /炉年)



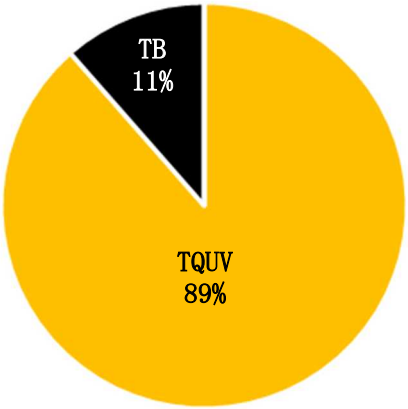
6 号炉地震レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：1.2×10^{-5} /炉年)



7 号炉地震レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：1.5×10^{-5} /炉年)



6 号炉津波レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：1.8×10^{-4} /炉年)



7 号炉津波レベル 1PRA
(炉心損傷頻度：2.1×10^{-4} /炉年)

第 1-8 図　各 PRA の結果と事故シーケンスグループごとの寄与割合

2　格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスを第 2-1 図に示す。また，以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

① 内部事象レベル 1.5PRA 及び PRA を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し，解釈の記載との比較検討・分類を実施した。

② 抽出された格納容器破損モードのうち，炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の機能に期待できない格納容器バイパス，格納容器先行破損に該当するものは，解釈１－２(b)に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。

③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い，新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。

④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態(以下「PDS」という。)を選定し，その中で厳しい事故シーケンスを検討し，格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1　格納容器破損モードの分析について

解釈には，格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し，以下のとおりに示されている。

２－１

(a) 必ず想定す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)

・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

・水素燃焼

・格納容器直接接触(シェルアタック)

・溶融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

① 個別プラントの内部事象に関する PRA 及び外部事象に関する PRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、上記２－１(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記２－１(b)①に基づき，内部事象レベル 1.5PRA を実施し，格納容器破損モードを評価した。外部事象について，地震レベル 1.5PRA は原子炉建屋，原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程の不確かさが大きく，定量評価結果の活用に際しては損傷箇所，損傷モード等の精緻化の検討が必要な段階であるため，現段階では事故シーケン

ス選定の検討に適用しないこととした。

また，PRA の適用が困難と判断した外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

2.1.1　格納容器破損モードの抽出，整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1.5PRA を実施し，事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，以下の①～⑫に示す格納容器破損モードの抽出を行った。

具体的には第 2-2 図のとおり，炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破損直後，原子炉圧力容器破損以降の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第 2-3 図に示す格納容器イベントツリーを作成し，原子炉格納容器の破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象レベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第 2-1 表に示す。また，格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度への寄与割合を第 2-4 図に示す。

① 原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

原子炉停止失敗時に，炉心で発生した大量の水蒸気が原子炉格納容器へ放出され，格納容器圧力が早期に上昇して，原子炉格納容器が過圧破損に至る事象として分類する。

② 水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷前)

炉心の冷却が達成される中で，水蒸気の蓄積による準静的加圧で

原子炉格納容器が炉心損傷前に破損する事象として分類する。

③ インターフェイスシステム LOCA

インターフェイスシステム LOCA の発生により，原子炉格納容器をバイパスして原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出される事象として分類する。

④ 格納容器隔離失敗

炉心が損傷した時点で，原子炉格納容器の隔離に失敗しており，原子炉格納容器の閉じ込め機能を喪失している事象として分類する。

⑤ 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発が発生し，その際の発生エネルギーによって原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器に衝突し，格納容器破損に至る事象として分類する。

⑥ 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器の雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果，格納容器圧力が上昇し原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑦ 原子炉圧力容器外での水蒸気爆発

高温の溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下し，水蒸気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性がある。このときに原子炉格納容器に付加される機械的エネルギーによって原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑧ 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心

が原子炉格納容器下部の床からその外側のドライウェルの床に広がり，高温の溶融炉心がドライウェルの壁(バウンダリ)に接触してドライウェル壁の一部が溶融貫通し，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑨ 水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷後)

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で，崩壊熱によって発生する水蒸気によって原子炉格納容器が過圧され，破損に至る事象，又は，溶融炉心が冷却されない場合に，溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し，原子炉格納容器内が過圧されて原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑩ 過温破損

原子炉圧力容器破損後，原子炉格納容器内で溶融炉心が冷却できない状態が継続した場合に，溶融炉心からの輻射及び対流によってが原子炉格納容器の雰囲気が加熱され，原子炉格納容器の貫通部等が熱的に損傷し，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑪ 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器の破損後，原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に，原子炉格納容器下部の側壁のコンクリートが浸食され，原子炉圧力容器支持機能が喪失する事象又は原子炉格納容器のベースマットが溶融貫通し，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑫ 水素燃焼

原子炉格納容器内に酸素ガス等の反応性のガスが混在していた場合にジルコニウムー水反応等によって発生した水素ガスと反応して激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類す

る。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

地震，津波及びその他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて，内部事象運転時レベル 1.5PRA の知見等を活用して検討した結果，地震，津波及びその他の外部事象等についても，炉心損傷後の原子炉格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，格納容器破損モードは内部事象と同等であり，今回，内部事象 PRA から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した。(別紙 1)

2.1.2　レベル 1.5PRA の定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて，2.1.1 項に示すレベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モードと解釈２－１(a)に示されている必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

確認の結果，上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない以下(1)～(4)の破損モードが抽出されたため，これを新たな格納容器破損モードとして追加することの要否について検討を実施した。

なお，必ず想定する格納容器破損モードのうち，格納容器直接接触(シェルアタック)は，原子炉格納容器下部の床面とその外側のドライウェルの床面とが同じ高さに設計されている BWR MARK-I 型の原子炉格納容器に特有の破損モードであり，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の鉄筋コンクリート製原子炉格納容器(RCCV 型格納容器)では，溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから，格納容器破損モ

ードとして考慮しない。(別紙 6)

また，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，運転中，原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し，酸素濃度を低く管理しているため，水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため，本破損モードはレベル 1.5PRA の定量化において想定する格納容器破損モードからは除外した。一方，原子炉格納容器内の窒素ガス置換が水素燃焼の発生防止対策であることを踏まえ，窒素ガス置換対策の有効性として炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時においても原子炉格納容器の雰囲気が水素ガスの可燃限界以下(水素濃度がドライ条件に換算して 4vol%以下又は酸素濃度 5vol%以下)に維持できることを確認する必要があると考える。よって，水素燃焼については，有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。(別紙 6)

(1) 原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス，格納容器バイパス等)にあっては，炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお，当該破損モードの格納容器破損頻度(5.1×10^{-12} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって，当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損(炉心損傷前)

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス，格納容器バイパス等)にあっては，炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお，当該破損モードの格納容器破損頻度(8.7×10^{-6} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は約99.9%である。

したがって，当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステム LOCA

これらの破損モードは，事象の発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能を喪失している事象であり，解釈の要求事項における「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス，格納容器バイパス等)にあっては，炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため，講じるべき対策は炉心損傷防止であり，これらの破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

以下に，格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステム LOCA で想定

した事象及び評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した理由を示す。

(3)-1 格納容器隔離失敗

本破損モードは炉心が損傷した時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している事象を想定したものである。

格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく，炉心損傷時点で原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象を示している。隔離機能喪失の原因として，ランダム要因による貫通部の機器の破損や人的過誤を考慮している。

現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか，格納容器圧力について 1 日 1 回記録を採取していることから，格納容器隔離失敗に伴う大規模な漏えいが生じた場合，速やかに検知できる可能性が高いと考える。(別紙 7)

今回実施したレベル 1.5PRA では，国内 BWR プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから，NUREG/CR-4220 で評価された隔離失敗確率を固定分岐確率として設定し当該破損モードの格納容器破損頻度(5.5×10^{-11} /炉年，全格納容器破損頻度に対する寄与割合 0.1%未満)を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば，当該破損モードの格納容器破損頻度はさらに小さくなると推定される。(別紙 7)

以上，本事象は発生と同時に原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象であり，原子炉格納容器内で発生する物理化学現象を重大事故等対処設備を用いて抑制し，原子炉格納容器の機能喪失を防止する対策とはならない。通常の運転管理において原子炉格納容器の状態を確認する運用とすることが対策であり，本事象の分岐に至る前の事故シーケンスによる炉心損傷を防止することが重要と考えることから，

格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

また，格納容器隔離失敗については地震レベル 1PRA においても抽出されており，地震レベル 1PRA では，地震によって原子炉格納容器を貫通する高圧及び低圧設計の配管が原子炉格納容器外で破断する事象を想定している。

破断箇所や破断の程度の組み合わせを特定することは困難であるため，定量的に分析することは難しいが，破断箇所及び喪失した機能に応じて炉心損傷防止を試みる対応が発生するものと考える。

炉心損傷の後に原子炉格納容器の破損に至る事象ではなく，地震により原子炉格納容器の隔離機能が先行して喪失する事象であるため，その対応は炉心損傷防止が重要となる。この観点から，地震レベル 1PRA で抽出された格納容器隔離失敗についても，評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3)-2 インターフェイスシステム LOCA

本破損モードは，発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能は喪失しているものの，炉心損傷までには時間余裕のある事象である。対策としては炉心損傷の防止又は炉心損傷までに原子炉格納容器の隔離機能を復旧することが挙げられる。炉心損傷防止の観点では内部事象運転時レベル 1PRA の結果から重要事故シーケンスとして抽出し，有効性評価の対象としている。

原子炉格納容器の隔離機能を復旧したものの，炉心損傷を防止できなかった場合，その後の事象進展は原子炉圧力容器内の状況に応じて，評価対象とした評価事故シーケンスに包絡されるものと考える。

したがって，当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。なお，当該破損モードの格納容器破損頻度(9.5×10^{-11} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

(4) 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

本破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており，国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。(別紙8)

したがって，当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

以上から，PRA の知見等を踏まえて，格納容器破損防止対策の有効性評価において，追加すべき新たな格納容器破損モードはないことを確認した。

2.2　評価事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定している。

評価事故シーケンス選定に当たっては，審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件に示されている，当該破損モードの観点で厳しいシーケンスの選定を考慮している。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から，過圧及び過温の観点で厳しいシーケンスを選定する。また，炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から，原子炉圧力が高く維持され，減圧の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点で厳しいシーケンスを選定する。柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，運転中，原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し，酸素濃度を低く管理しているため，水素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいことから，本破損モードはレベル 1.5PRA の定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが，評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシ

ーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき，レベル 1.5PRA の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では，先ず格納容器破損モードごとに原子炉格納容器の破損の際の結果が厳しくなると判断される PDS を選定し，その後，選定した PDS を含むシーケンスの中から結果が厳しくなると判断されるシーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。この選定プロセスにより，有効性評価に適した，厳しいシーケンスが選定されるものと考える。

2.2.1 評価対象とする PDS の選定

レベル 1.5PRA では，レベル 1PRA で炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから，さらに事象が進展して原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスを定量化している。その際，原子炉格納容器内の事故進展の特徴を把握するために「格納容器破損時期」，「原子炉圧力容器圧力」，「炉心損傷時期」及び「電源有無」の 4 つの属性に着目してレベル 1PRA から抽出された事故シーケンスグループを分類し，PDS として定義している。PDS の分類結果を第 2-2 表に示す。

ここで，AE，S1E，S2E は LOCA として 1 つの PDS とした。これは事故進展解析の結果，原子炉冷却材の流出口の大きさが炉心損傷後の事象の進展速度に大きな影響を及ぼすものではないと考えたためである。

この PDS の定義に従い，格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度，当

該破損モードに至る可能性のある全てのPDSを整理した。また，各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDSを検討し，評価対象とするPDSを選定した。選定結果を第2-3表に示す。

なお，第2-2表において，格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されているTW，TC，ISLOCAについては，格納容器先行破損の事故シーケンスであることから，解釈の要求事項を踏まえ，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」，「原子炉停止機能喪失」，「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって，これらのPDSは，第2-3表に示す評価対象とするPDSの選定では考慮していない。

2.2.2　評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果

2.2.1項で格納容器破損モードごとに選定したPDSに属する事故シーケンスを比較し，格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを検討し，評価事故シーケンスを選定した。選定結果を第2-4表に示す。

なお，重大事故等対処設備により，炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及び原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下を防止できるため，有効性評価では重大事故等対処設備に期待せず，炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及び原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に至る状況を仮定している。

また，各格納容器破損モードについて，格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの整理を実施し，格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。(別紙4)

2.2.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスグループのうち，格納容器破損防止対策に期待できるものについては，今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンス及び該当するPDSは以下のとおり。以下の事故シーケンスは，「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。(1.2項参照)

・大破断LOCA＋HPCF注水失敗＋低圧ECCS注水失敗

2.2.1項のPDS選定では，上記のPDSを含めて格納容器破損モードごとに厳しいPDSを選定している。したがって，炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等についても，今回整備した格納容器破損防止対策により，原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

2.2.4　直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2項において，炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては，炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で，プラントの損傷規模によっては，設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により原子炉格納容器の破損の防止が可能な場合も考えられる。

原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場

合は，可搬型設備(低圧代替注水系(可搬型)，可搬型代替交流電源設備等)による対応や放射性物質の拡散を防止する対策(大容量送水車，汚濁防止膜等)により敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い，事故の影響緩和を図る。

第 2-1 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度※1

PRA から抽出された格納容器破損モード	格納容器破損頻度(/炉年)	全格納容器破損頻度に占める割合(%)	解釈２－１(a)で想定する破損モード	備考
原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10^{-12}	＜ 0.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	解釈１－２(b)に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉未臨界確保失敗」
過圧破損(炉心損傷前)	8.7×10^{-6}	99.9		解釈１－２(b)に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
過圧破損(炉心損傷後)	3.9×10^{-10}	＜ 0.1		－
過温破損	8.4×10^{-9}	0.1		－
格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10^{-12}	＜ 0.1	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	－
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発※2	－	－	なし	各種研究により得られた知見から，原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し，原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価。(別紙 8)
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発	3.8×10^{-13}	＜ 0.1	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	－
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.2×10^{-11}	＜ 0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	－
インターフェイスシステム LOCA	9.5×10^{-11}	＜ 0.1	なし	解釈１－２(b)に基づき「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」
格納容器隔離失敗	5.5×10^{-11}	＜ 0.1	なし	通常の運転管理において原子炉格納容器の状態を確認する運用としていること，本破損モードの格納容器破損頻度及び全格納容器破損頻度に対する寄与割合が極めて小さいこと，格納容器隔離失敗を考慮すべき PDS の多くについて炉心損傷防止対策の有効性を確認しており，原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出防止が可能と考えられることから，格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断。
水素燃焼※2	－	－	水素燃焼	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，運転中，原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しており，酸素濃度を低く管理しているため，水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し，PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが，有効性評価においては窒素ガス置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。
溶融物直接接触※2	－	－	格納容器直接接触(シェルアタック)	RCCV 型格納容器である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では構造的に発生する可能性はない格納容器破損モードであることから，有効性評価の対象から除外した。
合計	8.7×10^{-6}	100	－	

※1　灰色の箇所は，格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを意味する。　※2　BWR において考えられる格納容器破損モードの 1 つとして抽出したものの，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では想定されないことから，定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

第 2-2 表　PDS の定義

PDS	格納容器 破損時期	原子炉 圧力	炉心損傷 時期	プラント損傷時点 での電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無※1 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無 交流電源無
LOCA (AE, S1E, S2E)	炉心損傷後	低圧※2	早期	交流/直流電源有
TW	炉心損傷前	－	後期	－
TC	炉心損傷前	－	早期	－
格納容器バイパス (ISLOCA)	炉心損傷前	－	早期	－

※1　蓄電池枯渇により事象発生から 8 時間で原子炉隔離時冷却系が停止し，炉心損傷に至るため，プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。
※2　S1E や S2E では，高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが，LOCA は速やかな原子炉冷却材流出の影響を確認する PDS として，大破断 LOCA をその代表として扱うこととし，高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。
注：網掛けは格納容器先行破損に至る事故シーケンスであることから，解釈１－２(b)に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

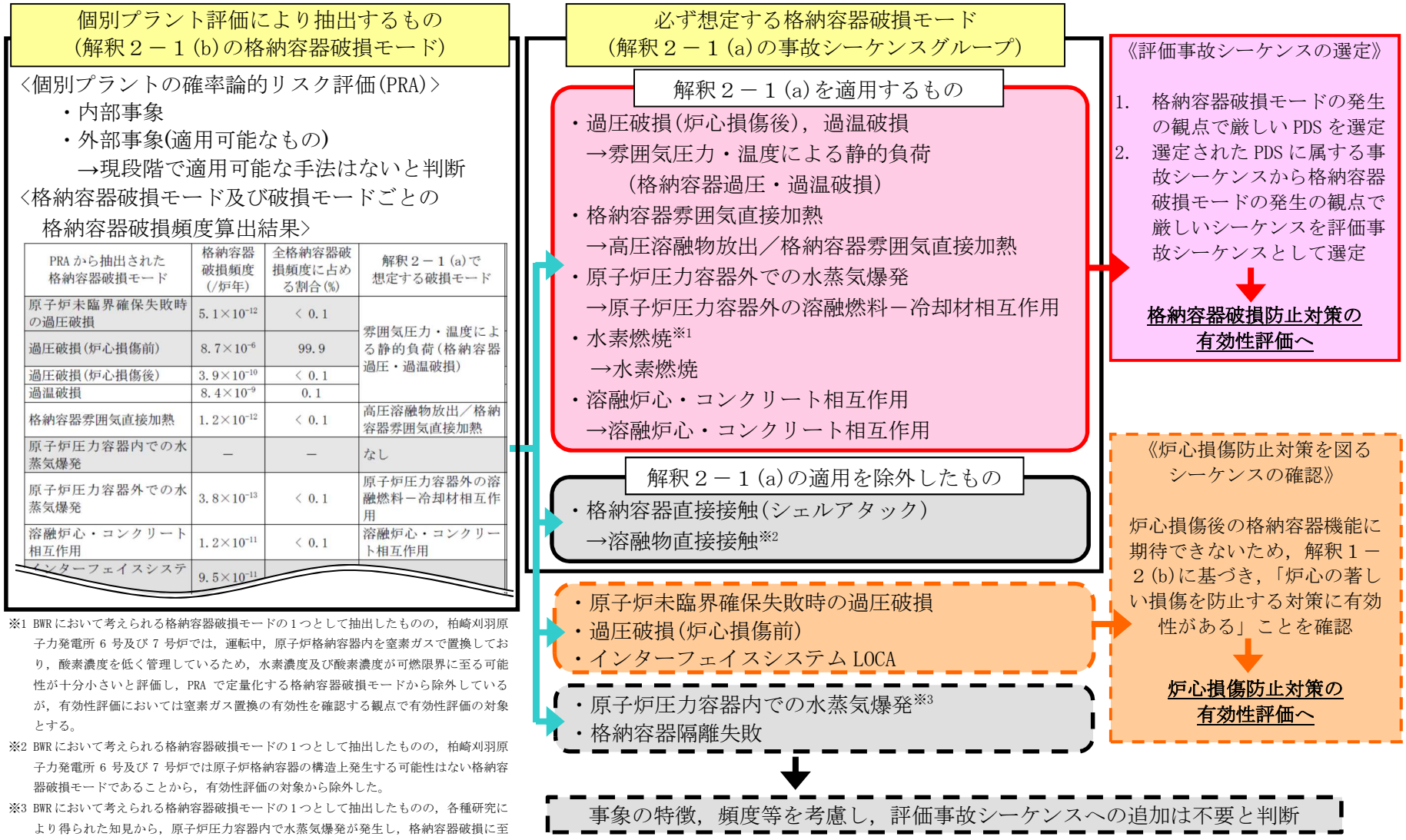
第 2-3 表　評価対象とする PDS の選定

解釈で想定する格納容器破損モード		破損モード別格納容器破損頻度(/炉年)	該当する PDS	PDS 別格納容器破損頻度(/炉年)	破損モードの格納容器破損頻度に占める割合(%)	最も厳しい PDS の考え方	選定した PDS
1	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	3.9×10^{-10}	TQUV	2.5×10^{-13}	0.1	【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・TQUX，TQUV，TB の各シナリオと比較し，LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展が早い。 ・過圧破損については長期 TB や TBU が支配的であることから，全交流動力電源喪失の寄与が高い。 ・過圧破損については対策として原子炉格納容器からの除熱が必要となる。 ・過温破損については LOCA の寄与が高い。 ・過温破損については対策として原子炉格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。 ・LOCA に ECCS 注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。これにより，原子炉格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。 以上より，LOCA に SBO を加え，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。	LOCA +SBO
			TQUX	1.8×10^{-10}	46.3		
			LOCA	3.0×10^{-18}	＜ 0.1		
			長期 TB	1.1×10^{-10}	29.0		
			TBU	8.0×10^{-11}	20.5		
			TBP	1.6×10^{-11}	4.2		
			TBD	－			
	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	8.4×10^{-9}	TQUV	9.5×10^{-10}	11.4		
			TQUX	2.2×10^{-9}	26.7		
			LOCA	4.5×10^{-9}	53.5		
			長期 TB	2.7×10^{-10}	3.2		
			TBU	2.9×10^{-10}	3.5		
			TBP	5.7×10^{-11}	0.7		
			TBD	8.0×10^{-11}	1.0		
2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10^{-12}	TQUV	－		【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】 ・長期 TB は事象初期において原子炉隔離時冷却系による冷却が有効な PDS であり，減圧までの時間余裕の観点では TQUX，TBD，TBU の方が厳しい。 ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX，TBD，TBU に PDS 選定上の有意な違いはない。 以上より，最も厳しい PDS から，TQUX を代表として選定した。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。	TQUX
			TQUX	3.5×10^{-14}	2.9		
			LOCA	－			
			長期 TB	1.1×10^{-12}	96.4		
			TBU	4.7×10^{-15}	0.4		
			TBP	－			
			TBD	3.3×10^{-15}	0.3		
3	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	3.8×10^{-13}	TQUV	1.1×10^{-16}	＜ 0.1	【事象(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・溶融炉心落下時の発生エネルギーは，原子炉格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く，溶融炉心の保有エネルギーが大きいほど大きくなる。この観点から，高圧の状態が維持される TQUX 及び TBU，長期 TB は選定対象から除外した。 ・LOCA は，原子炉内での蒸気の発生状況の差異から，酸化ジルコニウムの質量割合がほかの低圧破損シーケンス(TQUV，TBP)より小さくなり※，溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると考えられる。また，LOCA では破断口から高温の原子炉冷却材が流出し，原子炉格納容器下部に滞留する。原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから，LOCA を選定対象から除外した。 ・TBP について，事象初期の原子炉隔離時冷却系による一時的な注水を考慮すると，TQUV に比べて水位低下が遅く，事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち，原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 以上より，TQUV が最も厳しい PDS となる。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。 ※LOCA 事象は一次冷却材の流出を伴い，発生蒸気によるジルコニウム酸化割合がほかの低圧破損シーケンスよりも少ないため。	TQUV
			TQUX	1.3×10^{-13}	35.2		
			LOCA	2.1×10^{-13}	56.3		
			長期 TB	9.7×10^{-15}	2.5		
			TBU	1.9×10^{-14}	4.9		
			TBP	4.0×10^{-15}	1.1		
			TBD	－			
4	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.2×10^{-11}	TQUV	1.6×10^{-14}	0.1	【事象(溶融炉心・コンクリート相互作用に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，原子炉格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で，高圧の状態が維持される TQUX 及び TBU，長期 TB を選定対象から除外した。 ・LOCA は原子炉格納容器下部への原子炉冷却材の流入の可能性があり，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象ではないと考えられるため，選定対象から除外した。 ・過渡事象のうち，原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 以上より，TQUV が最も厳しい PDS となる。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。	TQUV
			TQUX	8.1×10^{-12}	69.9		
			LOCA	2.2×10^{-20}	＜ 0.1		
			長期 TB	1.5×10^{-12}	12.7		
			TBU	1.7×10^{-12}	14.4		
			TBP	3.2×10^{-13}	2.8		
			TBD	－			
5	水素燃焼	－	－	－		【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイド 3.2.3(4)b.(a)では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しているため，水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため，柏崎刈羽原子力発電所 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炉心損傷シーケンスを PDS として選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，原子炉格納容器内が窒素ガス置換され，初期酸素濃度が低く保たれている。また，炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に可燃限界を超えることから，水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。このため，水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において評価する事故シーケンス】 ・本格納容器破損モードは PRA から抽出されたものではないが，評価のために PDS を格納容器先行破損の事故シーケンス以外の PDS から選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度はほかの気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素ガスの発生に着目する。原子炉圧力容器への注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への原子炉冷却材の放出経路から，LOCA とほかの PDS とに大別できる。LOCA では事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，原子炉冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム－水反応に寄与する冷却材の量が小さくなり，これに伴う水素ガスの発生量が少なくなると考えられる。このため，LOCA では水の放射線分解によって増加する酸素濃度がほかの PDS よりも相対的に高くなる可能性が考えられる。更に，原子炉圧力容器の破損の有無の影響を考えると，原子炉圧力容器が破損する場合には，原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じ PDS でも原子炉圧力容器の破損に至らない場合を想定することが適切と考える。 ・柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において，炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，原子炉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としては，大破断 LOCA と ECCS 注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。 ・以上の理由から，PDS としては LOCA(大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失)を選定することが適切と考えられる。これに加え，「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，対応の厳しさの観点で SBO の重畳を設定していることを考慮し，LOCA(大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失)+SBO を PDS として選定する。	LOCA +SBO

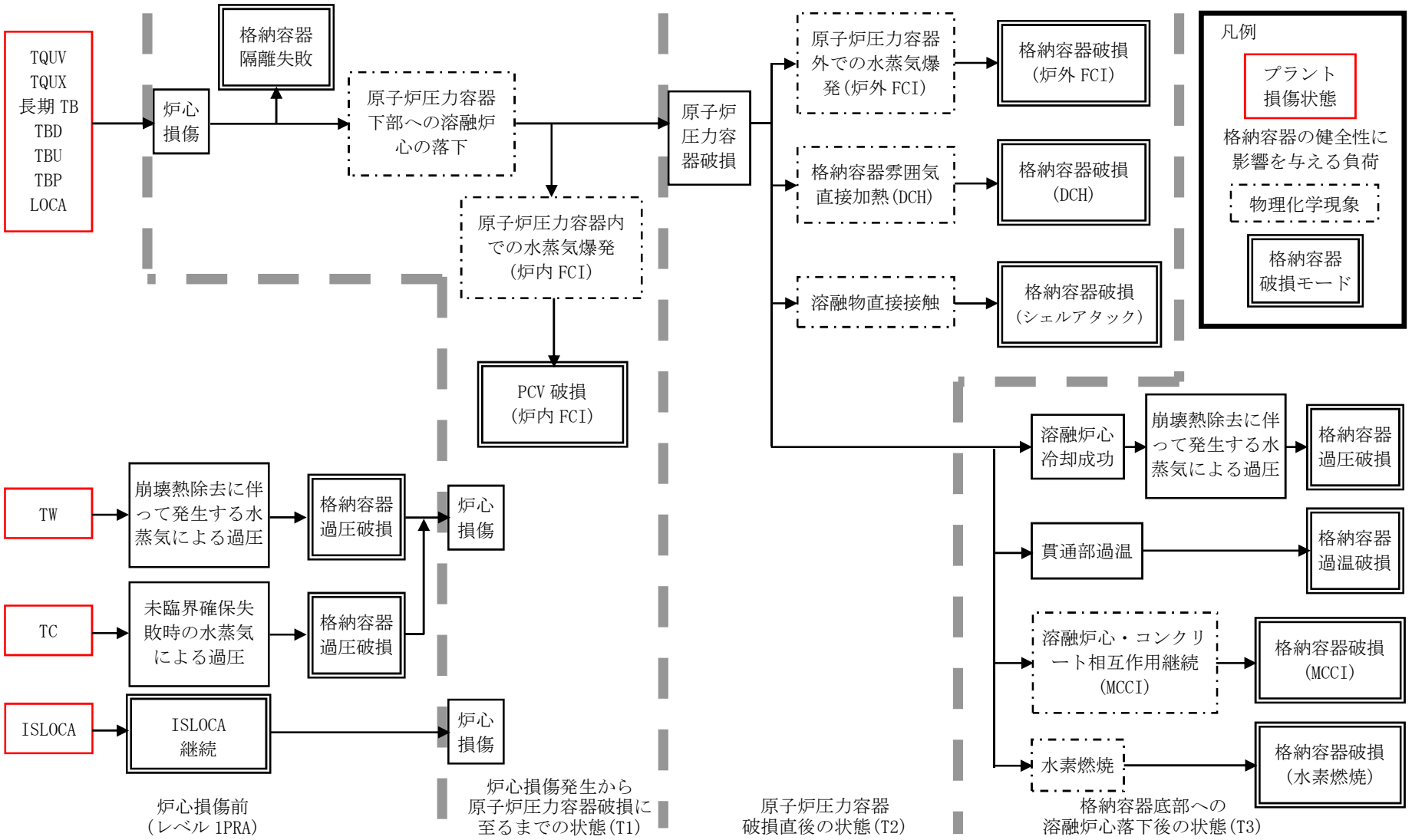
第 2-4 表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器 破損モード	評価対象 とした PDS		該当する事故シーケンス※1	格納容器破損 防止対策	評価事故シーケンス選定の考え方	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	LOCA+SBO	◎	①大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（溶融炉心冷却成功）＋RHR 失敗	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 ・代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器の圧力制御 ・格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・代替循環冷却（低圧代替注水系及び代替原子炉補機冷却系を用いた除熱）	【事象進展（過圧）緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・中小破断 LOCA と比較し，大破断 LOCA は原子炉水位の低下が早いため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 ・中小破断 LOCA と比較し，大破断 LOCA は水位回復に必要な流量が多いため，必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	左記のとおり，過圧・過温各々において，損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスが選定される。また，各評価事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから，有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。
		—	②中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（溶融炉心冷却成功）＋RHR 失敗			
		—	③中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（溶融炉心冷却成功）＋RHR 失敗			
		—	④小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（溶融炉心冷却成功）＋RHR 失敗			
		—	⑤小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（溶融炉心冷却成功）＋RHR 失敗			
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）		◎	①大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部ドライウェル注水失敗		【事象進展（過温）緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・中小破断 LOCA と比較し，大破断 LOCA は原子炉水位の低下が早いため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 ・中小破断 LOCA と比較し，大破断 LOCA は水位回復に必要な流量が多いため，必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		—	②中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部ドライウェル注水失敗			
		—	③中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部ドライウェル注水失敗			
		—	④小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部ドライウェル注水失敗			
		—	⑤小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部ドライウェル注水失敗			
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	TQUX	◎	①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	・原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉を減圧	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（L3）が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【事象（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱発生時の原子炉圧力）の厳しさ】 ・原子炉圧力容器破損時には原子炉圧力が高圧で維持されている場合の方が，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱発生の可能性及び発生時の影響の観点で厳しいと考えられる。このため，SRV 再閉失敗を含まないシーケンスの方が厳しい。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		—	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋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			
		—	③通常停止＋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			
		—	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋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			
		—	⑤サポート系喪失＋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			
		—	⑥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＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋DCH 発生			
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 FCI）	TQUV	◎	①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	・なし（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。なお，本事象では，発生時の厳しさの観点から原子炉格納容器下部への水張りを考慮して有効性評価を実施している。）	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（L3）が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【事象（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態で原子炉圧力容器破損に至ることから，定性的にも各シーケンスで原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より，発生頻度の観点で大きいと考えられる SRV 再閉失敗を含まない，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		—	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI 発生			
		—	③通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI 発生			
		—	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI 発生			
		—	⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI 発生			
		—	⑥サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI 発生			
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	◎	①過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗	・溶融炉心落下までに原子炉格納容器下部への水張り及び落下後の崩壊熱除去に必要な流量での注水	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（L3）が事象進展の起点となるため，通常水位から原子炉停止に至る手動停止，サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【事象（溶融炉心・コンクリート相互作用発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態で原子炉圧力容器破損に至ることから，定性的にも各シーケンスで溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より，発生頻度の観点で大きいと考えられる SRV 再閉失敗を含まない，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		—	②過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗			
		—	③通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗			
		—	④通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗			
		—	⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗			
		—	⑥サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部ドライウェル注水成功）＋溶融炉心冷却失敗			
水素燃焼	LOCA+SBO	—	—	・窒素ガス置換による原子炉格納容器の雰囲気の不活性化	【事象（酸素濃度上昇）の厳しさ】 ・ジルコニウム－水反応による水素ガスの過剰な発生を抑制する観点から，炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉圧力容器への注水を実施し，その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・原子炉格納容器のベントを実施する場合，原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスが大気中に放出され，原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから，原子炉格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・重大事故等対処設備によって炉心損傷を防止できる PDS についても，事象発生後の原子炉格納容器内の気体の流れ等，酸素濃度の上昇の観点で LOCA+SBO と大きく異なる PDS については，有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。	

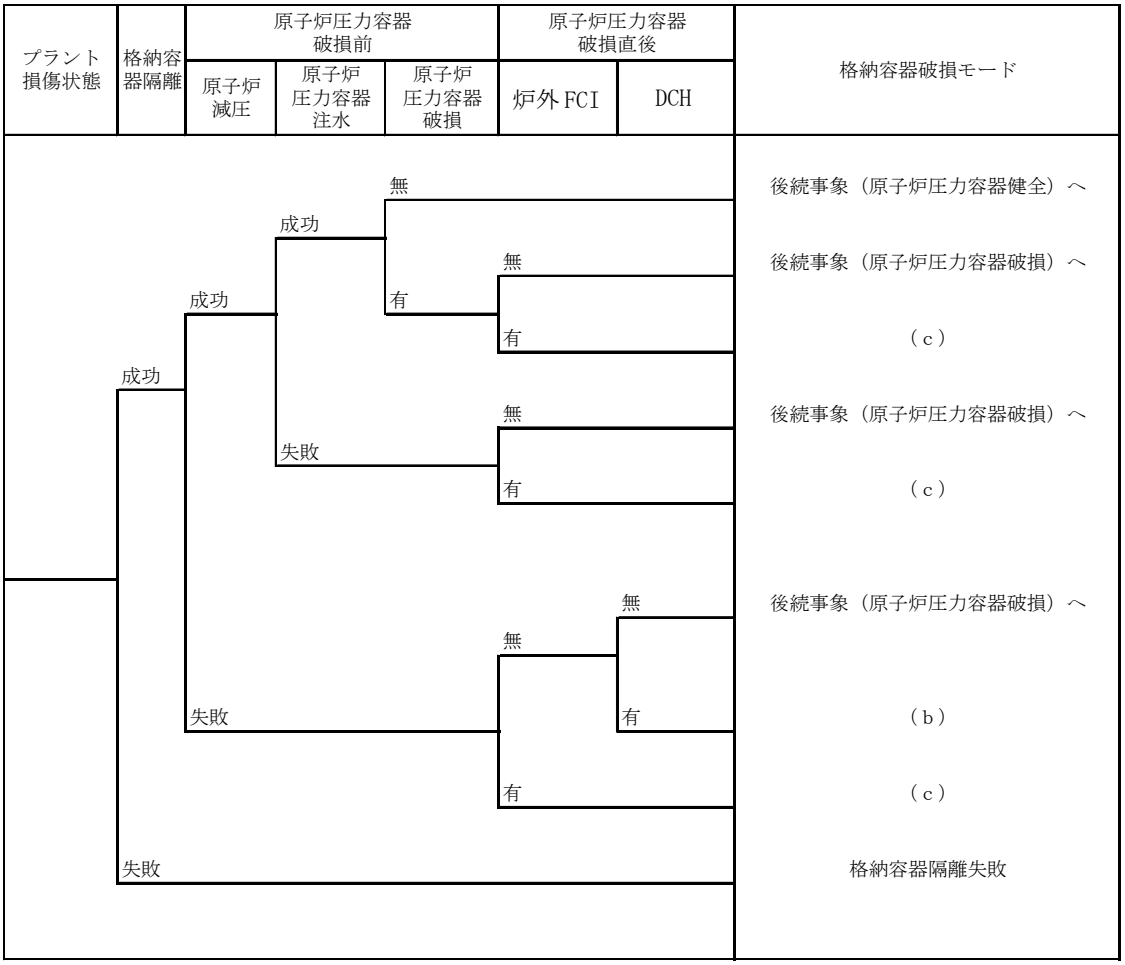
※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。また，各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで，青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。

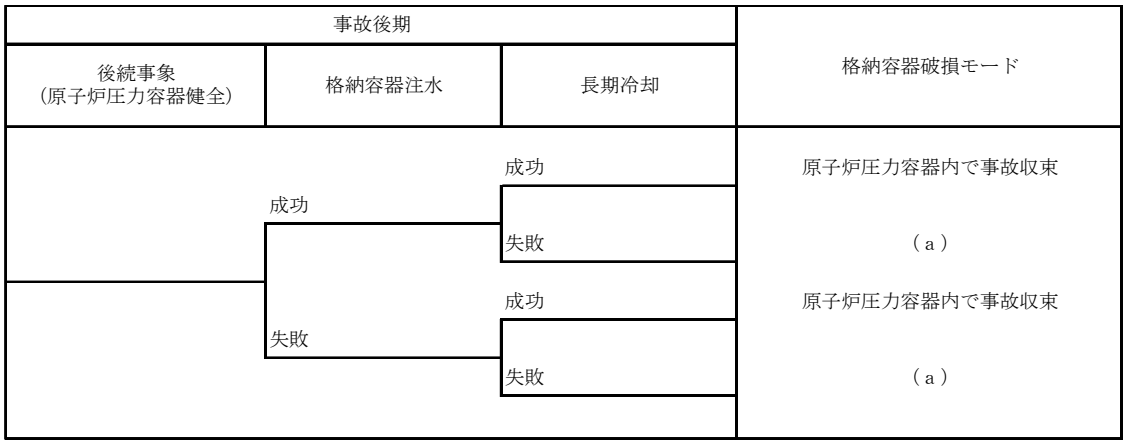


第 2-1 図　格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



第 2-2 図　シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード

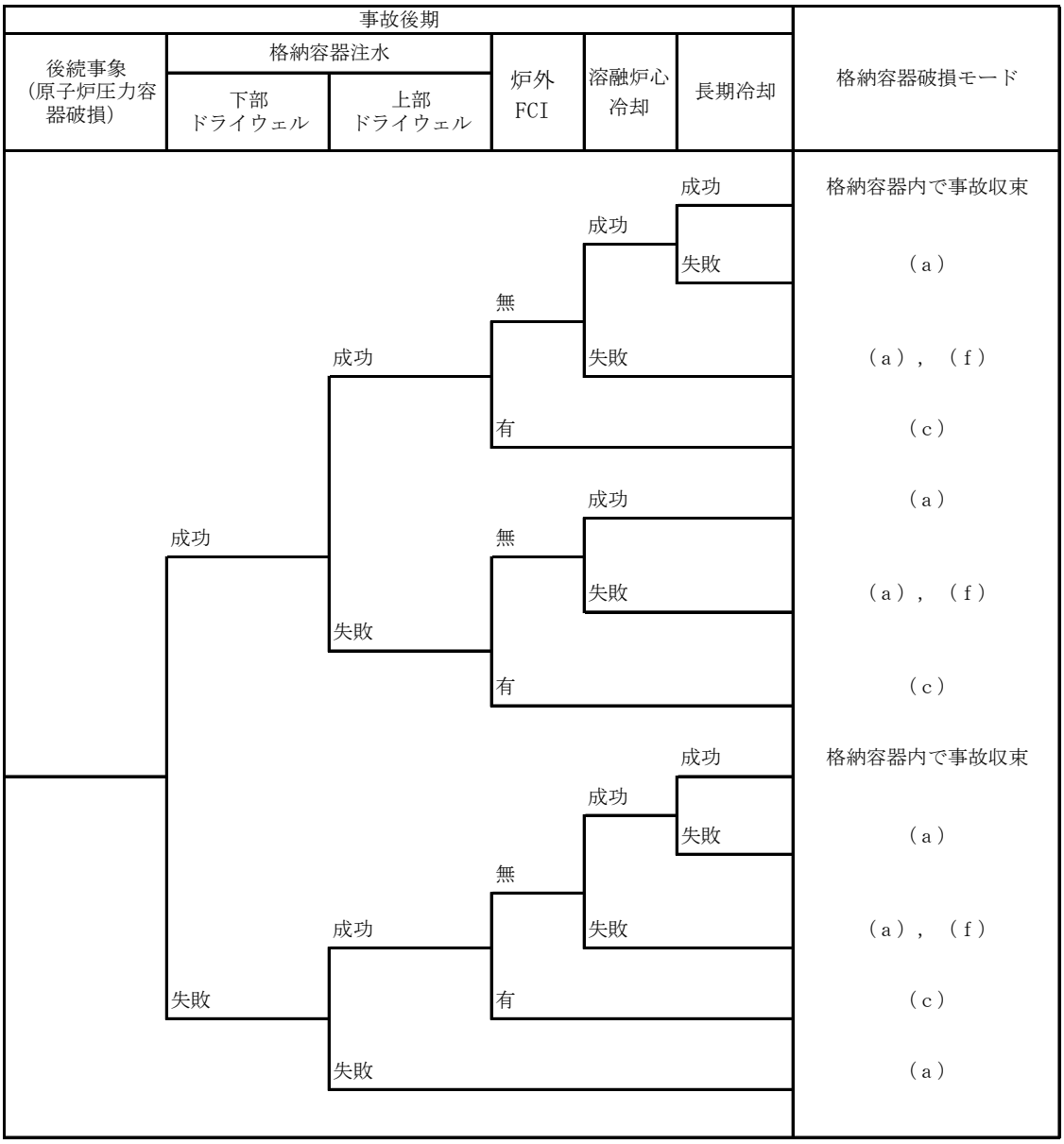




(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
(b) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接過加熱(DCH)
(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(炉外 FCI)

第 2-3 図　内部事象運転時レベル 1.5PRA 格納容器イベントツリー（1/2）※

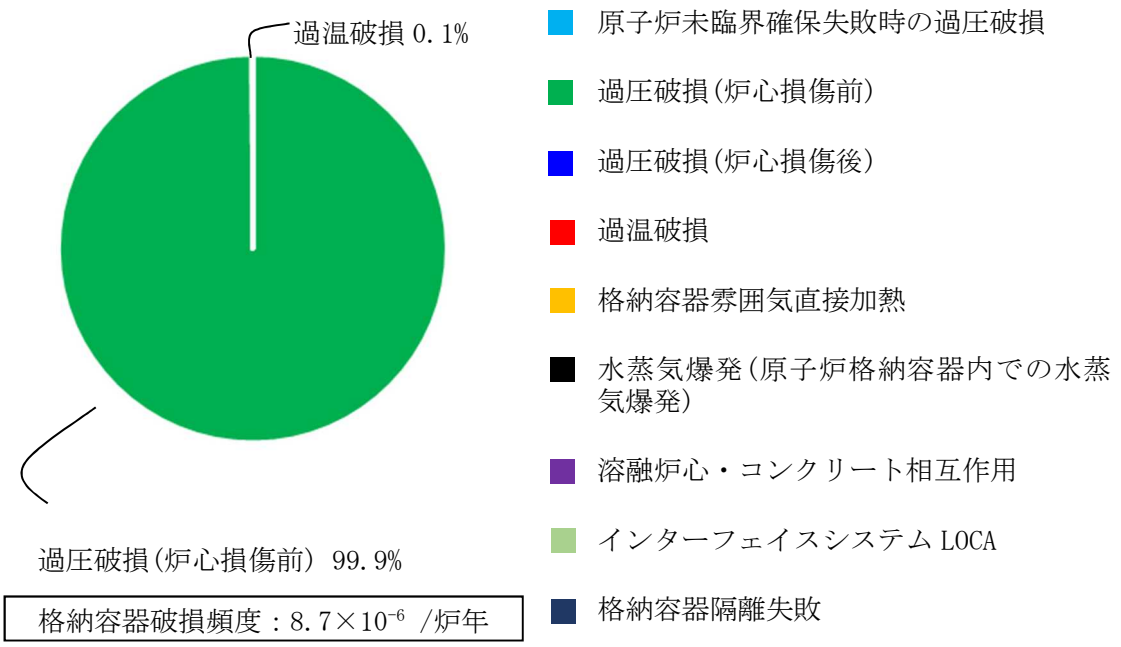
※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(炉外 FCI)
(f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-3 図　内部事象運転時レベル 1.5PRA 格納容器イベントツリー (2/2) ※

※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



第 2-4 図　内部事象運転時レベル 1.5PRA の定量化結果

3　運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第 3-1 図に示すとおりであり，本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

① 内部事象 PRA 及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。

② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。

③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，審査ガイドに記載の観点(余裕時間，設備容量，代表性)に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1　運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において，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係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し，以下のとおり記載されている。

４－１

(a)必ず想定する運転停止中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)

・全交流動力電源喪失

・原子炉冷却材の流出

・反応度の誤投入

(b)個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

①個別プラントの停止時に関する PRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

②その結果，上記４－１(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には，想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記４－１(b)を踏まえて， 6 号及び 7 号炉を対象とした内部事象停止時レベル 1PRA 評価を実施し，事故シーケンスグループの検討を行った。

なお，事故シーケンスグループの選定は，炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析と同様，従来の設置許可取得時の設計で考慮していた設備のみ期待できる条件※1 で評価した停止時 PRA の結果を用いた。

※1 従来から整備してきた AM 策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策，新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない条件

3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

定期検査中はプラントの状態が大きく変化することから，停止時レベル 1PRA においては，定期検査における評価対象期間を設定し，原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象，成功基準に関する類似性によって，評価

対象期間を幾つかのプラント状態(以下「POS」という。)に分類し評価を行う。分類したプラント状態を，状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第 3-2 図に示す。また，POS ごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第 3-3 図に示す。

停止時 PRA においては，原子炉停止後の運転停止中の各 POS において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について，マスターロジックダイヤグラム，過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し，ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組み合わせ等を第 3-4 図のイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。抽出した起因事象と発生頻度を第 3-1 表に示す。

抽出された事故シーケンス別の燃料損傷頻度を整理し，審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか，それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に，燃料損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度を第 3-2 表に示す。起因事象別の燃料損傷頻度への寄与割合を第 3-5 図に，事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度への寄与割合を第 3-6 図に示す。

＜選定した起因事象＞

a. 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系機能喪失[フロントライン]，代替除熱機能喪失[フロントライン]，補機冷却系機能喪失)

運転中の除熱・代替除熱設備が弁やポンプの故障により機能喪失する事象。

b. 外部電源喪失

送電系統のトラブル等により外部電源が喪失する事象。発生した場合には，非常用所内電源設備(非常用ディーゼル発電機)が起動して交

流電源を供給するが，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合に注水又は崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

c. 一次冷却材バウンダリ機能喪失(再循環ポンプ（以下「RIP」という。)・CRD・LPRM 点検時及び CUW ブロー時における作業・操作誤りによる冷却材流出)

配管破断や運転員の弁の誤操作，点検時の人的過誤等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。停止時には配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いため，弁の誤操作等による原子炉冷却材流出を対象とする。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては，3.1 で抽出した 3 つの運転停止中事故シーケンスグループに，必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループである「反応度の誤投入」※2 を追加した 4 つのグループについて重要事故シーケンスの選定を実施した。

※2 プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており，複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はない。万一，反応度事故が起こり臨界に至った場合でも局所的な事象で収束し，燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから停止時PRAの起因事象から除外した。

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

重要事故シーケンスの選定に当たっては，以下に示す審査ガイドに記載の着眼点に沿って実施しており，具体的な検討内容を以下に示す(第 3-3 表)。

【審査ガイドに記載の着眼点】

a．燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

b．燃料損傷回避に必要な設備容量(流量等)が大きい。

c．運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a．余裕時間

プラントの状態や起因事象等によって燃料損傷までの余裕時間は異なるものの，いずれも緩和措置の実施までに掛かる時間に比べて十分時間がある。反応度の誤投入については，事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため，それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である(第 3-3，3-4 表)。

b．設備容量

プラントの状態や起因事象等によって必要となる注水量は異なるものの，いずれも緩和措置の設備容量に比べて十分あり，反応度の誤投入については，事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため，それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である(第 3-3，3-4 表)。

c．代表シーケンス

第 3-2 表の主要シーケンスごとの燃料損傷頻度を比較し，事故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的なものを「高」，支配的ではないが 1%以上のものを「中」，1%に満たないものを「低」と 3 つに分類した。

3.2.2　重要事故シーケンスの選定結果

(1)　崩壊熱除去機能喪失

重要事故シーケンス：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：代表性の観点から，残留熱除去系機能喪失[フロントライン]を起因事象とする事故シーケンスを選定した。

有効性評価では外部電源喪失との重畳を考慮しており，外部電源喪失時に原子炉補機冷却水系(海水ポンプを含む)が故障した場合については事象進展が全交流動力電源喪失と同様となるため，「補機冷却系機能喪失」及び「外部電源喪失」を起因事象とする事故シーケンスの対策の有効性については全交流動力電源喪失の事故シーケンスにて確認する。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・待機中の残留熱除去系[低圧注水モード]

(2)全交流動力電源喪失

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

選定理由：代表性の観点から外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスを選定する。

「外部電源喪失＋直流電源喪失」は燃料損傷頻度が低く，常設代替交流電源設備や可搬型代替直流電源設備，常設代替直流電源設備による電源供給，隣接プラントからの電源供給，低圧代替注水系(可搬型)による注水等により燃料損傷が防止できることから選定しない。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・常設代替交流電源設備

・低圧代替注水系（常設）

・代替原子炉補機冷却系

(3)原子炉冷却材の流出：原子炉冷却材流出(残留熱除去系系統切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

選定理由：「残留熱除去系系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は，発生しても燃料の露出に至らないためにPRAで起因事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し，改めて重要事故シーケンスの選定対象として追加した。

「RIP 点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象は，運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり，作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため，認知が容易であること，また「残留熱除去系系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は流出流量が 87m^3/h とほかの漏洩事象より大きいことから，事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・待機中の残留熱除去系[低圧注水モード]

(4)反応度の誤投入

重要事故シーケンス：反応度の誤投入

選定理由：代表性の観点から停止余裕検査や停止時冷温臨界試験等の制御棒が2本以上引き抜ける試験時に，制御棒1本が全引き抜き

されている状態から，ほかの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象を想定する。

なお，各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて，燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し，燃料損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故等対策の整備状況等を確認している(別紙4)。

第 3-1 表　内部事象停止時レベル 1PRA における起因事象と発生頻度

起因事象		発生頻度	説明
崩壊熱除去機能喪失	RHR 機能喪失（フロントライン）	5.6×10^{-5}（/日）	プラント停止時の主要な除熱設備である RHR（SHC モードで運転中の系統）が故障した場合の除熱失敗を想定。
	代替除熱機能喪失（フロントライン）		RHR を待機設備として代替除熱設備（FPC，CUW）にて除熱する場合もあるため，これら設備の故障による除熱失敗を想定。
	補機冷却系機能喪失	7.1×10^{-6}（/日）	補機冷却系設備が故障した場合，これらを必要としている複数の設備全てが使用不能となり，フロントラインの故障と比べてもその影響が大きいことから，フロントラインの故障と分けて考慮し，補機冷却系の故障による除熱失敗を想定。
外部電源喪失			送電系統のトラブルにより駆動電源を喪失し除熱設備が運転停止する場合を想定。
一次冷却材バウンダリ機能喪失	CRD 点検(交換)		CRD の点検，LPRM 等の検出器の交換，RIP の点検の際に作業又は操作誤り等により，冷却材が原子炉冷却材バウンダリ外に漏えいする可能性があるため，各々を起因事象として選定。POS-B2 において生じる作業。
	LPRM 点検(交換)		
	RIP 点検		
	CUW ブロー		原子炉ウェル満水状態から通常水位へ水位を下げる際には，CUW による原子炉圧力容器の冷却材のブローが実施され，冷却材が系外である液体廃棄物処理系の LCW 収集槽に移送される。CUW ブローを終了させることを忘れた場合，燃料が露出する可能性があるため，起因事象として選定。POS-C1 において生じる作業。

第3-2表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度（6号炉）*1

	主要シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策（下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す） 燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	燃料損傷頻度(/定期検査)	全燃料損傷頻度に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループに対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度（/定期検査）	全燃料損傷頻度に対する寄与割合(%)	備考
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	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1%	1.0E-08	98%	全燃料損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
		原子炉への注水機能	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水モード]）*3 ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*4							
	崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.6E-12	<0.1%		<0.1%			
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
	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	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.0E-08	97%		98%			
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.5E-11	1%		1%			
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系							
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
2	外部電源喪失＋直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧電源融通 ・非常用ディーゼル発電機（直流電源の復旧後） ・常設代替交流電源設備	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	13%	1.4E-10	1%	
		原子炉への注水設備に必要な直流電源の復旧（D/G起動等の為）	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・FP，消防車*4							
	外部電源喪失＋交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%		87%			
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・消防車*4							
3	原子炉冷却材流出(CRD点検（交換）時の作業誤り)＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能（事象の認知を含めたもの）	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水モード]） ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*4	4.6E-15	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	<0.1%	4.7E-11	<0.5%	
	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			2.9E-14	<0.1%		<0.1%			
	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			8.8E-12	<0.1%		19%			
	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			3.8E-11	<0.5%		81%			
合計		—		1.1E-08	100%	—	—	1.1E-08	100%	—

*1　寄与割合は小数点以下を四捨五入
*2　停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても，原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる
　　（原子炉建屋（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する）
*3　PRA上，残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため，ガイド等を参照し，対策設備に追加
*4　使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが，シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-2表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度（7号炉）*1

主要シーケンス		対応する主要な燃料損傷防止対策（下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す）		燃料損傷頻度(/定期検査)	全燃料損傷頻度に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループに対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度（/定期検査）	全燃料損傷頻度に対する寄与割合(%)	備考
		燃料損傷防止に必要な機能	対策設備							
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	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1%	1.1E-08	98%	全燃料損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
		原子炉への注水機能	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水モード])*3 ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*4							
	崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.6E-12	<0.1%		<0.1%			
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
	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	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.1E-08	97%		98%			
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.7E-11	1%		1%			
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系							
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
2	外部電源喪失＋直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧電源融通 ・非常用ディーゼル発電機（直流電源の復旧後） ・常設代替交流電源設備	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	13%	1.4E-10	1%	
		原子炉への注水設備に必要な直流電源の復旧（D/G起動等の為）	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・FP，消防車*4							
	外部電源喪失＋交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%		87%			
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・消防車*4							
3	原子炉冷却材流出(CRD点検（交換）時の作業誤り)＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能（事象の認知を含めたもの）	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水モード]) ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*4	4.3E-15	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	<0.1%	4.6E-11	<0.5%	
	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			2.7E-14	<0.1%		<0.1%			
	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			8.3E-12	<0.1%		18%			
	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			3.8E-11	<0.5%		82%			
合計		—		1.1E-08	100%	—	—	1.1E-08	100%	—

*1　寄与割合は小数点以下を四捨五入
*2　停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても，原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる
（原子炉建屋（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する）
*3　PRA上，残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため，ガイド等を参照し，対策設備に追加
*4　使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが，シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-3表　重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について（1/2）

事故シーケンス	主要事故シーケンス*1			対応する主要な燃料損傷防止対策（下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す）		着眼点（a.余裕時間，b.設備容量，c.代表シーケンス）			着眼点と選定理由
				燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.	
崩壊熱除去機能喪失	◎	崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	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	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	中	a　異常の認知や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間（最大2時間）に比べて十分時間がある（最も短いPOS-Sで約3.9時間）ため「低」とした
				原子炉への注水機能	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水系]）*4 ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*5				
	—		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	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	低	b　待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量（HPCF 727m^3/h，LPFL 954m^3/h，MUWC(原子炉側注水）90m^3/h）に比べて十分小さいため（最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても51m^3/h）「低」とした
				原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
	—*2		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	崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系	低	低	高	c　事故シーケンスグループに対する寄与割合が98%と支配的である③の事故シーケンスを「高」とし，寄与割合が1%である①と④の事故シーケンスを「中」とした
				原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
	—*2	外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	④外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	中	・②の代替除熱機能喪失[フロントライン]はＣＵＷ等であり，これらの使用期間は①で想定しているRHRよりも崩壊熱が減少した場合であるため，「a.余裕時間」，「b.設備容量」が①の想定より厳しくなく，②の事故シーケンスは選定しない ・有効性評価では外部電源喪失の重畳を考慮しており，③の事故シーケンスに外部電源喪失の重畳を考慮すると「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンスと同様の事象進展及び対策となるため（全交流動力電源喪失の有効性評価では補機冷却系機能喪失も考慮しているため），③の事故シーケンスは選定しない ・④の事故シーケンスはD/Gに期待できるシナリオであり，「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンスと比べて事象進展や対策が厳しくなく選定しない ・以上から，①のRHR機能喪失[フロントライン]を起因事象とする事故シーケンスを選定
				崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系				
				原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
全交流動力電源喪失	—	外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	①外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧電源融通 ・非常用ディーゼル発電機（直流電源の復旧後） ・常設代替交流電源設備	低	低	中	a　GTGの起動，低圧代替注水系による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約145分）に比べて十分時間（最も短いPOS-Sで約3.9時間）があるため「低」とした
				原子炉への注水に必要な直流電源の復旧（D/G起動等の為）	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備				b　待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量（HPCF 727m^3/h，LPFL 954m^3/h，MUWC(原子炉側注水）90m^3/h）に比べて十分小さいため（最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても51m^3/h）「低」とした
				崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）				
				原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・FP，消防車*5				c　事故シーケンスグループに対する寄与割合が87%と支配的である②の事故シーケンスを「高」とした
	◎	外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	②外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	高	・①の「外部電源喪失＋直流電源喪失」を含む事故シーケンスは燃料損傷頻度が低く，常設代替交流電源設備や可搬型代替直流電源設備等による電源供給や消防車による注水により燃料損傷が防止できることから選定しない*6 ・以上を踏まえた上で，ガイドの主要解析条件も参照し，外部電源喪失時に原子炉補機冷却系の機能が喪失して全交流動力電源喪失に至るシーケンス（②の事故シーケンス）を重要事故シーケンスとして選定
				崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系（交流電源復旧後）				
				原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・消防車*5				

*1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す
*2　全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて，対策の有効性を確認
*3　停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても，原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる
　　（原子炉建屋（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する）
*4　PRA上，残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため，ガイド等を参照し，対策に追加
*5　使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが，シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備
*6　発生頻度が低く，主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については，PRA上は区分Ⅳのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池（区分Ⅰの増強（A,A-2）等）を考慮していないため，さらに発生の可能性は低くなると考えられる
*7　発生の可能性が低く，発生を仮定してもその影響が限定的であるため，リスク評価上重要性が低いと判断し，PRAの評価対象から除外したもの

第3-3表　重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について（2/2）

事故シーケンス	主要事故シーケンス*1			対応する主要な燃料損傷防止対策（下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す）		着眼点（a.余裕時間，b.設備容量，c.代表シーケンス）			着眼点と選定理由
				燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.	
原子炉冷却材の流出	－	原子炉冷却材流出＋崩壊熱除去・注水系失敗	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	原子炉への注水機能（事象の認知を含めたもの）	・待機中のECCS（残留熱除去系[低圧注水系]） ・低圧代替注水系（常設） ・MUWP，SPCU，FP，消防車*5	低	低	低	a　異常の認知，漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間（最大2時間）に比べて十分時間がある（２時間以上）ため「低」とした
	－		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			低	低	低	b　待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量（HPCF 727m3/h，LPFL 954m3/h，MUWC(原子炉側注水）90m3/h）に比べて十分小さいため（最も冷却材流出量の大きなRHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りにおいても87m3/h）「低」とした
	－		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			低	低	中	c　事故シーケンスグループに対する寄与割合が81%(7号炉では82%)と支配的である④の事故シーケンスを「高」とし，寄与割合が19%(7号炉では18%)である③の事故シーケンスを「中」とした
	－		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			低	低	高	・⑤の「RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は，燃料の露出に至らないためにPRAで起因事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し，改めて重大事故シーケンスの選定対象として追加した
	◎		⑤原子炉冷却材流出(RHR系統切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			低	低	－	・「RIP点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象（①，②，③の事故シーケンス）は，運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり，作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため，認知が容易であること，また「RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は流出流量が87m3/hと他の漏えい事象（①～④の事故シーケンス）より大きいことから，⑤の事故シーケンスを重大事故シーケンスとして選定した
反応度誤投入事象	◎	反応度の誤投入	①反応度の誤投入*7	安全保護機能及び原子炉停止機能	・安全保護系 ・原子炉停止機能	－	－	－	a，b　事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため，それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり，「－」とした c　PRA評価において選定していない起因事象*7による事故シーケンスであるため，「－」とした ・代表性の観点から停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近傍を認知できずに臨界に至る事象を想定

*1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す
*2　全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて，対策の有効性を確認
*3　停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても，原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる
　　（原子炉建屋（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する）
*4　PRA上，残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため，ガイド等を参照し，対策に追加
*5　使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが，シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備
*6　発生頻度が低く，主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については，PRA上は区分Ⅳのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池（区分Ⅰの増強（A,A-2）等）を考慮していないため，さらに発生の可能性は低くなると考えられる
*7　発生の可能性が低く，発生を仮定してもその影響が限定的であるため，リスク評価上重要性が低いと判断し，PRAの評価対象から除外したもの

第3-4表　燃料損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間(h)
S	3.9
A	5.6
B－1	130
B－2	202
B－3	142
B－4	278
C－1	27
C－2	28
D	31

(b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	RHR系統切替え時[*1]	CUWブロー	RHR系統切替え時[*1]
POS	B2			B[*1]	C1	A,C,D[*1]
炉心損傷に至る流出量(m^3)	2699				173	173
冷却材流出量(m^3/h)				87		84
炉心損傷までの余裕時間(h)						—(2時間以上)[*4]

*1 RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りについては冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するためPRA評価上、起因事象から除外しているが、原子炉停止直後を除き人的過誤自体は発生の可能性があるため、POS A～Dとする

*4 当該事象による冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するため「—」とした。その後に蒸発による水位低下を考慮しても2時間以上の余裕時間がある

個別プラント評価により抽出するもの
(規則解釈 4-1(b)の事故シーケンスグループ)

〈個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)〉

・内部事象

〈PRA に代わる方法による評価〉

・地震，津波
・その他の外部事象
火災，溢水，洪水，風(台風)，竜巻，
凍結，降水，積雪，人為事象　等
→これらの外部事象により誘発される
起因事象について検討することで
概略評価を実施

〈事故シーケンス抽出・燃料損傷頻度算出結果〉

主要シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備を示す)		炉心損傷頻度(/定期検査)	全炉心損傷頻度に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	発生シーケンスグループに対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度(/定期検査)	全炉心損傷頻度に対する寄与割合	備考
	炉心損傷防止に必要な機能	対策設備							
1	崩壊熱除去機能喪失(RHR故障)+外部電源喪失(フロントライン)+崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*1	—	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1%	1.6E-09	98%	全炉心損傷頻度の10%を寄与割合の小さいカットオフとした。
		原子炉への注水機能	格納容器フィルタベント (W/Vを使用) ・低圧代替注水系(常設) (MUWP, GFCV, FP, 消防車*2)							
2	崩壊熱除去機能喪失(RHR故障)+外部電源喪失(フロントライン)+崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*1	—	1.6E-12	<0.1%		<0.1%			
		原子炉への注水機能	・主蒸気逃がし弁による減圧							
3	崩壊熱除去機能喪失(格納容器破損喪失)+崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*1	・代替原子炉補機冷却系	1.6E-08	97%		98%			
		原子炉への注水機能	・主蒸気逃がし弁による減圧							
4	外部電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水及び蒸気 の放出機能の確保	・常設代替交流電源設備	6.5E-11	1%		1%			
		崩壊熱除去機能*1	・代替原子炉補機冷却系							
		原子炉への注水機能	・主蒸気逃がし弁による減圧							
5	外部電源喪失+直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の確保	格納ガスタンクの給水 ・電源車 ・常設ディーゼル発電機 ・(直流電源の確保後) ・各自由集団給電設備	1.6E-11	<0.2%	全交流動力電源喪失	13%	1.4E-10	1%	
		原子炉への注水及び蒸気 の放出機能の確保	・常設代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*1	・代替原子炉補機冷却系 ・(交流電源復旧後)							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (FP, 消防車*2)							
6	外部電源喪失+交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の確保	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%		87%			
		崩壊熱除去機能*1	・代替原子炉補機冷却系 ・(交流電源復旧後)							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (FP, 消防車*2)							
7	原子炉停止時冷却系の隔離失敗(V)+格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	原子炉への注水機能 (格納容器内に放出された冷却材の保持機能)	格納容器フィルタベント (W/Vを使用) ・低圧代替注水系(常設) (MUWP, GFCV, FP, 消防車*2)	4.6E-15	<0.1%	原子炉停止時冷却喪失	<0.1%	4.7E-11	<0.2%	
	原子炉停止時冷却系の隔離失敗(V)+格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)+崩壊熱除去・注水系失敗			2.9E-14	<0.1%		<0.1%			
	原子炉停止時冷却系の運転停止中隔離失敗(V)+格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)			8.4E-12	<0.1%		19%			
	原子炉停止時冷却系のフロントライン機能喪失+崩壊熱除去・注水系失敗			3.8E-11	<0.2%		81%			
	その他			1.1E-08	100%	—	—	1.1E-08	100%	—

*1：重要事故シーケンスを抽出する前提条件
*2：初心者にとって崩壊熱除去機能が機能喪失に当たるかどうか，原子炉注水を実施することが炉心損傷を防ぐことを
*3：「格納容器フィルタベント(W/Vを使用)」は，格納容器フィルタベントの使用を前提とした場合の事故シーケンスグループ(崩壊熱除去機能喪失)の発生頻度の低減効果を示すために崩壊熱除去機能喪失のみ等を抽出する)
*4：「格納容器フィルタベント(W/Vを使用)」は炉心損傷防止対策設備であり，「炉心損傷防止対策設備」と「格納容器フィルタベント(W/Vを使用)」は同じ意味

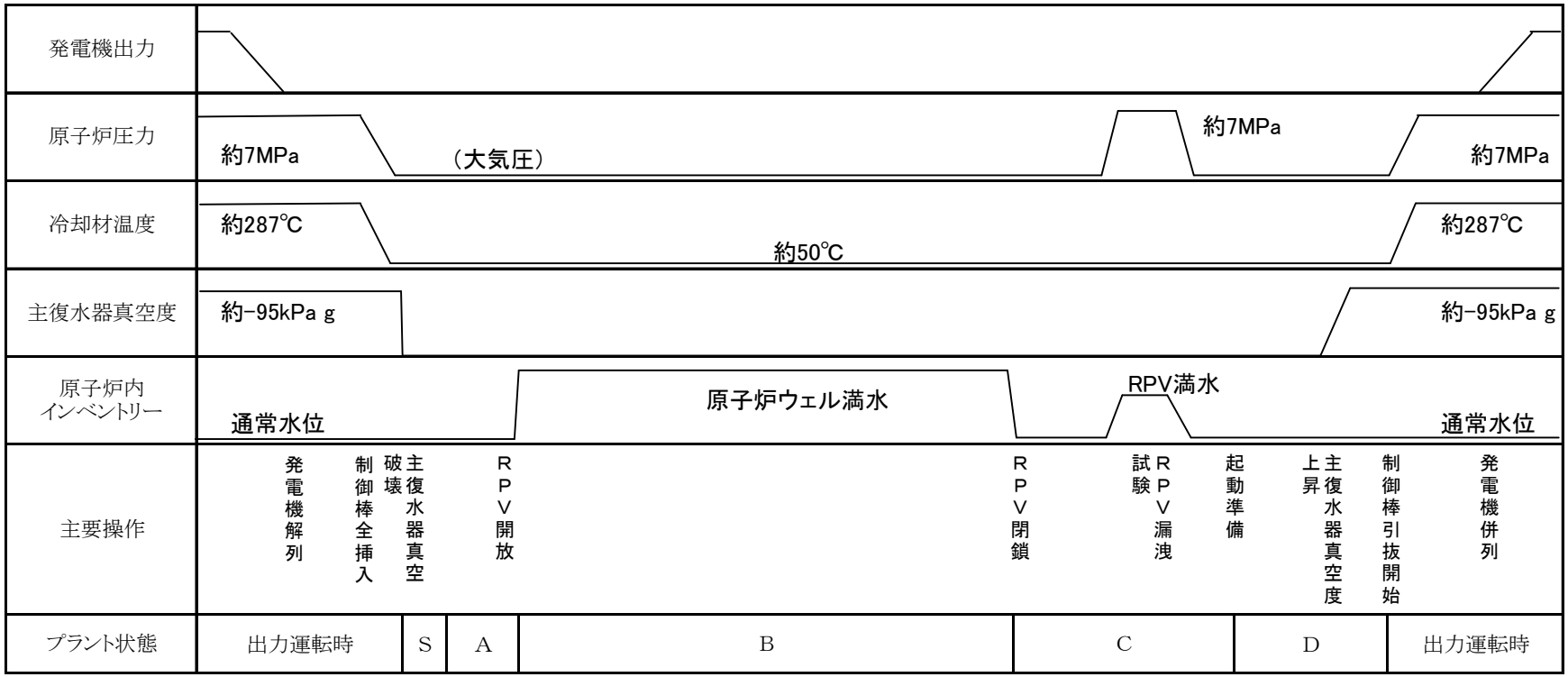
必ず想定する事故シーケンスグループ
(規則解釈 4-1(a)の事故シーケンスグループ)

・崩壊熱除去機能喪失
(RHR の故障による停止時冷却材機能喪失)
・全交流動力電源喪失
・原子炉冷却材の流出
・反応度の誤投入＊

＊PRA では評価対象外としている。

事故シーケンスごとに
審査ガイドに従い
重要事故シーケンスを
選定

第 3-1 図　運転停止中の原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



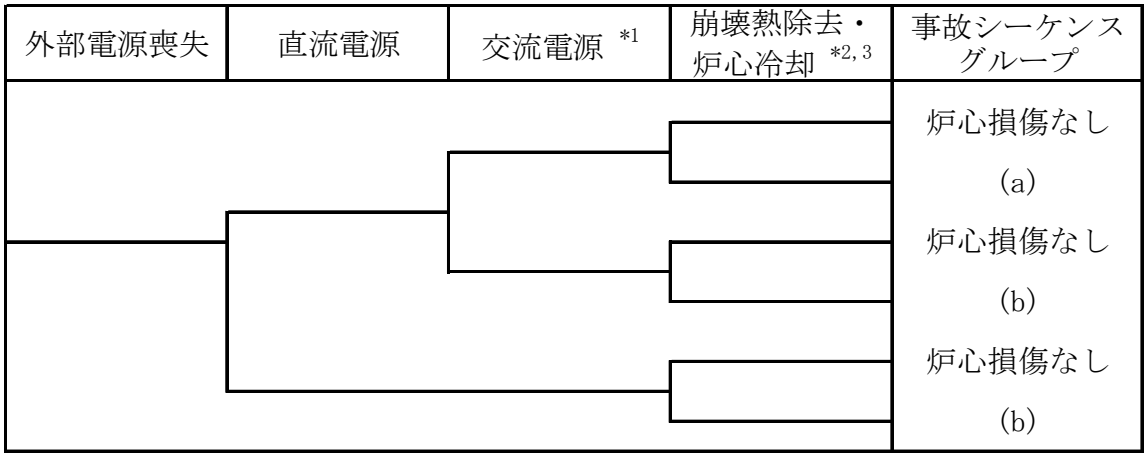
第 3-2 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

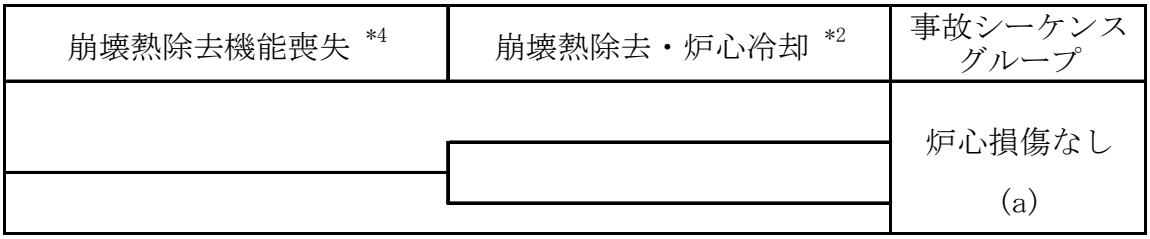
プラントの状態（POS）※		原子炉冷温停止への移行状態	PCV／RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV／RPV閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
		S（1）	A（4）	B1（12）	B2（11）	B3（12）	B4（13）	C1（5）	C2（10）	D（12）
崩壊熱の大きさ		高		中				低		
PRA上考慮が必要なイベント		—	—	全燃料取出	CRD，LPRM，RIP点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW 全台停止 RHR 系統切替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR 系統切替え	RHR 系統切替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線		—		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									

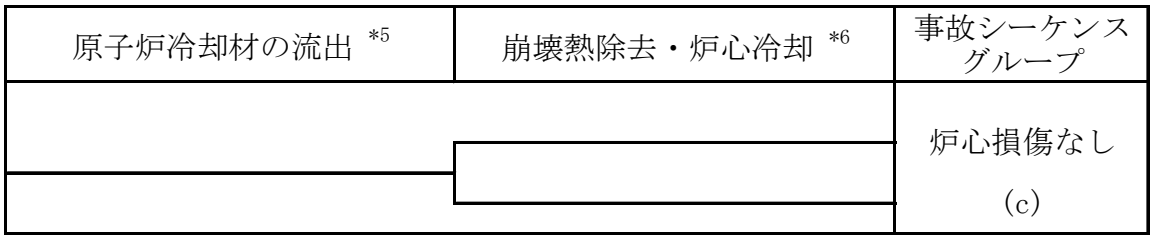
崩壊熱除去に用いている設備
機能を期待出来る設備

※（ ）は期間（日数）を示す

第 3-3 図　POS の分類及び定期検査工程



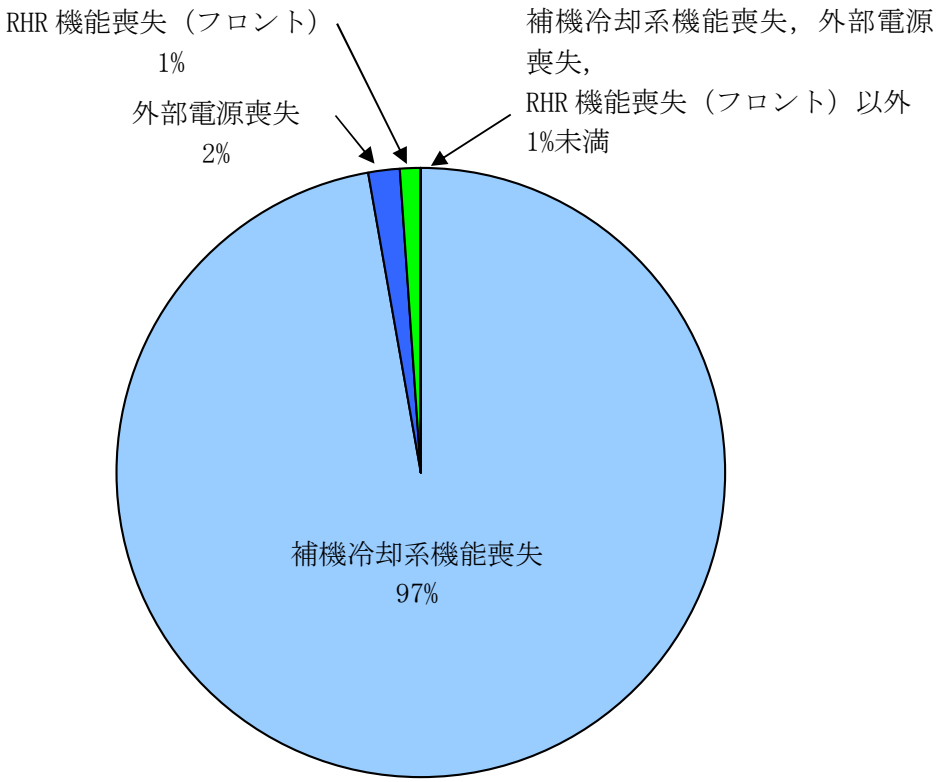




(a)　崩壊熱除去機能喪失　(b)　全交流動力電源喪失　(c)　原子炉冷却材の流出

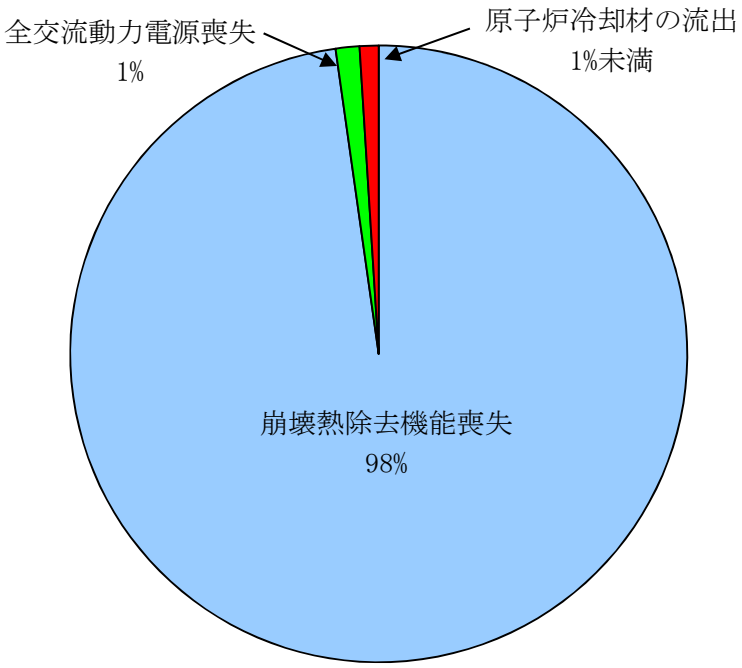
*1　非常用ディーゼル発電機全台が機能喪失し，かつ外部電源復旧等に失敗するかどうかを示すヘディング
*2　除熱機能(RHR，CUW)及び注水機能(HPCF，LPFL，MUWC，FP) の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
*3　直流電源喪失時又は全交流動力電源喪失時において，HPCF，LPFL，MUWC の注水機能は期待できないが，原子炉開放中(POS B)における消火系 (FP) のディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉ウェル・燃料プールへの注水についてのみ，エンジン駆動用蓄電池により制御電源が供給されるため，その機能を期待する
*4　RHR・代替除熱設備(CUW)機能喪失（フロントライン系故障）及び RHR 機能喪失（サポート系故障）
*5　RIP・CRD・LPRM 点検時，CUW ブロー時における作業・操作誤りにより冷却材流出
*6　事象を認知し，注水に成功するかどうかを示すヘディング(除熱機能(RHR，CUW)には期待しない)漏えい箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる

第3-4図　運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化
(停止時PRAイベントツリー)



全炉心損傷頻度：1.1×10^{-8}（/定検）

第 3-5 図 起因事象別の寄与割合



第 3-6 図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

4　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用した PRA の実施プロセスについて

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際して適用可能とした PRA は，一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に実施した。

これらの PRA について，PRA の実施プロセスの確認及び更なる品質向上を目的とし，一般社団法人 日本原子力学会の実施基準への対応状況及び PRA の手法の妥当性について，海外のレビュアーを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお，本ピアレビューでは，第三者機関から発行されている「PSA ピアレビューガイドライン」(平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会)を参考にした。ピアレビューの結果，実施した PRA において，事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。その結果を別紙 9 に示す。

また，各実施項目について「PRA の説明における参照事項」(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)において参照すべき事項として挙げられているレベル 1 PRA（内部事象，内部事象（停止時），外部事象（地震及び津波），レベル 1.5PRA（内部事象），外部事象（地震））の対応状況を確認した。その結果を別紙 10 に示す。

別紙 1

有効性評価の事故シーケンスグループ選定における
外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に関わる個別プラントの事故シーケンスグループ選定に際しては，「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。）に「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関する PRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

今回の申請書作成に当たって，外部事象に関しては PRA 手法が適用可能な段階にあると判断した地震，津波を対象に出力運転時レベル 1PRA を実施した。

内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関するレベル 1PRA 及び外部事象レベル 1.5PRA 並びに外部事象に関する停止時レベル 1PRA については，PRA 手法の確立に向けた検討が進められている段階であったり，現実的な定量評価の実施に向けて必要なデータ整備を進めていく段階であることから，現段階では「適用可能なもの」に含まれないと判断し，「それに代わる方法」として，これらの外部事象に誘発される起因事象について検討することで，これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について以下のとおり，整理した。

1.　炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に関わる検討

1.1　内部溢水，内部火災の影響

今回は PRA の適用を見合わせたが，内部溢水，内部火災についてはレベル 1PRA の手法確立・個別プラントへの展開に関わる検討作業がある程度進ん

でいる。このことを踏まえ，PRA を念頭にして，内部溢水，内部火災の発生によって誘発される可能性がある起因事象を，定性的な分析によって抽出した。抽出結果を第 1 表に示す。

第 1 表に示す起因事象が発生した場合，屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性があるが，これらを起因とする事故シーケンスは，同機器のランダム故障・誤操作を想定する内部事象出力運転時レベル 1PRA に用いた起因事象に含まれている。

また，設計基準対象施設によって，内部溢水，内部火災の影響拡大防止対策が図られることで，異なる区画等，広範囲における重畳的な安全機器の同時機能喪失発生を防止できると考える。

したがって，内部溢水，内部火災を起因とした炉心損傷頻度の定量化には上記の課題が残るものの，定性的な起因事象の抽出結果から想定される事故シーケンスは，内部事象出力運転時レベル 1PRA の検討から得られる事故シーケンスの一部として分類できるため，新たに追加が必要となる事故シーケンスグループが発生する可能性は低いと考える。

第 1 表　内部溢水／内部火災により誘発される起因事象の例

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	・内部溢水／内部火災による常用母線等の機能喪失等
非隔離事象	・内部溢水／内部火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作 ・内部溢水／内部火災による工学的安全施設制御系の誤動作　等
隔離事象	・内部溢水／内部火災による主蒸気隔離弁の誤閉止等
全給水喪失	・内部溢水／内部火災による給水ポンプの機能喪失等
原子炉冷却材喪失事故(大破断 LOCA)	・内部火災による自動減圧系作動回路の誤動作　等
原子炉緊急停止系誤動作	・内部溢水／内部火災による原子炉緊急停止系の故障等
原子炉補機冷却水系故障	・内部溢水／内部火災による原子炉補機冷却水系ポンプの機能喪失　等
手動停止	・内部溢水／内部火災の発生による安全機能への影響の可能性に伴う計画外停止

1.2　その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては，設置許可基準の解釈第 6 条第 2 項に具体的な自然現象として以下が記載されている。

敷地の自然環境を基に，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

また，設置許可基準の解釈第 6 条第 8 項に具体的な人為事象として以下が記載されている。

敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり，飛来物(航空機落下等)，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突又は電磁的障害等

これらの地震，津波以外の自然現象及び人為事象がプラントに与え得る影響について，設計基準及びそれを超える場合，現象等の重畳も含めて定性的に分析した結果を別紙 1(補足 1)に示す。

地震，津波以外の自然現象及び人為事象について，事故シーケンスの発生可能性を検討した結果，出力運転時を対象として実施した内部事象，地震及び津波レベル 1PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2. 格納容器破損モード選定に関わる検討

外部事象レベル 1.5PRA については，地震 PRA のみ学会標準に一部関連する記載があるものの，その他の事象については標準的な PRA 手法が確立されておらず，定量評価を実施できる状況ではないことから，以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震がプラントに与え得る特有の影響について，新たに有効性評価の対象として追加すべき格納容器破損モードの観点で定性的に分析した結果を別紙 1(補足 2)に示す。

また，出力運転時を対象として実施した地震時レベル 1PRA の結果からは，地震特有の炉心損傷モードとして原子炉建屋の破損や原子炉格納容器の破

損等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象では原子炉格納容器も破損に至るが，この場合の原子炉格納容器の破損は事象進展によって原子炉格納容器に負荷が加えられて破損に至るものではなく，地震による直接的な原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについて原子炉格納容器の破損防止の観点での対策は，緩和系による収束ではなく耐震補強等による発生防止によって達成されるものであり，有効性評価における評価事故シーケンスとしては適切でないと考える。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.2 津波の影響

津波がプラントに与え得る特有の影響について，建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの，原子炉格納容器が津波による物理的負荷(波力・漂流物の衝撃力)によって直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.3 内部溢水・内部火災の影響

1.1 に示したレベル 1PRA の観点での起因事象の検討からも，炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象出力運転時レベル 1PRA で用いた事象以外に追加すべきものは発生しないものと判断しており，原子炉

格納容器が直接破損することも想定し難い。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.4　その他の外部事象の影響

1.2 に示したプラントに与える影響の検討からは，屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの，炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象出力運転時レベル 1PRA の結果抽出されたシーケンスグループに追加すべきものは発生しないものと判断している。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

3.　運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に関わる検討

停止時レベル 1PRA については，地震，津波，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関するレベル 1PRA の標準的な PRA 手法が確立されておらず，定量評価を実施できる状況にない。このため，出力運転時の地震，津波レベル 1PRA の評価結果，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関する整理，第 1 図に示す内部事象停止時レベル 1PRA のマスターロジックダ

イヤグラムを参考に，地震，津波，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象によって発生する起因事象を以下のとおり定性的に分析し起因事象の抽出結果を第2表にまとめた。

さらに抽出した起因事象をもとに，内部事象停止時レベル 1PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に，新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無を確認した。

3.1　出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異

運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては，出力運転時を対象に実施した整理を参考に評価を行ったが，評価に当たってはその前提として，出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異を把握することが重要と考え，その整理を行った。整理にあたり，一般的な出力運転時と運転停止中の違いとして以下の観点に着目し，それぞれについて事故シーケンスグループの抽出において，考慮が必要であるか確認した。

・崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力

運転停止中の崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力は出力運転時と比べ，小さくなるため，事象進展は緩やかになるが，事故シーケンスグループの抽出においては影響しない。

・燃料損傷防止に必要となる機能

運転停止中の燃料損傷防止に必要となる機能は，出力運転時と異なり，原子炉停止機能，高圧注水機能等が不要となる。そのため，事故シーケンスグループの抽出においてはこれらの差異について考慮する

必要がある。

・原子炉水位，原子炉圧力容器・原子炉格納容器の状態

原子炉水位の変化は時間余裕へ影響するものの，事故シーケンスグループ抽出には影響しない。

運転停止中は原子炉圧力容器・原子炉格納容器が開放されている状態も考えられるが，これらの状態に依らず，必要な機能は崩壊熱除去又は注水機能であり変わらない。そのため，事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

・緩和設備・サポート系設備の状態

運転停止中において，一部の緩和設備及びサポート系設備の点検又は試験によりその機能に期待できない状態も想定される。ただし，期待できる設備は少なくなるものの，必要な機能は保安規定により担保されるものであり，また既に内部事象停止時レベル 1PRA でこれらの設備の点検又は試験により機能に期待できないことは考慮されている。そのため，本観点は事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

・停止時特有の作業の影響

運転停止中において，出力運転時と異なり，点検作業等に伴う開口箇所の発生等現場の状態が異なることが考えられる。そのため，事故シーケンスグループの抽出においてはこれらの差異について考慮する必要がある。

以上より，運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては，出力運転時を対象に実施した整理を参考にする際は「燃料損傷防止に必要となる機能」，「停止時特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

3.2　地震の影響

個々の機器が地震を受けた際に損傷する可能性は運転時と停止時で異なるものではないが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり，停止時には，燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり，フロント系としては残留熱除去系，サポート系としては原子炉補機冷却水系及び外部電源が該当する。

地震により原子炉補機冷却水系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し，また，碍子，所内電源設備等の送受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生する。これらの起因事象が発生した場合，屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て燃料損傷に至る可能性があるが，事故シーケンスは，同機器のランダム故障・誤操作を想定する内部事象運転停止時レベル 1PRA にて抽出されたものに含まれる。

地震特有の事象として，原子炉建屋，原子炉格納容器等の建屋・構築物の破損，格納容器バイパス，原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive-LOCA），計測制御電源喪失の発生が挙げられるが，これらについては出力運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様，損傷の規模に応じて，機能を維持した設計基準事故対

処設備や重大事故等対処設備，可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものと考える。一方，損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備に期待できない場合には，大規模損壊対策を含め，建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，影響緩和を図ることで対応するべきものと考える。

したがって，運転停止時の地震の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル 1PRA において抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

3.3　津波による影響

停止時には点検等に伴い，運転時にはない開口が生じている可能性が考えられるが，運転時の津波 PRA においても，地下開口部からの浸水を考慮していることから，浸水及びその伝播経路については運転時と停止時において相違はないものと考えるが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり，停止時には，燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり，フロント系としては残留熱除去系，サポート系としては原子炉補機冷却水系及び外部電源が該当する。外部電源について，運転時の津波 PRA では期待していないことから，停止時においても期待しないものとすると，そのバックアップとなる非常用電源が重要となる。

津波により海水が建屋内へ浸水すると，海水が機器の設置高さに到達した時点で，原子炉補機冷却水系の機能喪失が発生し，「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生する。以降，海水の浸水高さに応じて「全交流動力電源喪失」「直流電源喪失」が発生すると考えられる。浸水高さに応じて発生す

る起因事象が異なるという考え方は，出力運転時を対象とした津波 PRA と同様である。また，燃料損傷防止対策も出力運転時を対象とした津波 PRA と同様，津波による浸水防止である。したがって，運転停止時の津波の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル 1PRA において抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお，プラント停止時において，必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等，少なくとも 1 区分は機能維持可能な運用とする。

3.4　内部溢水，内部火災の影響

個々の機器が内部溢水又は内部火災の影響を受けた際に損傷する可能性は運転時と停止時で異なるものではないが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり，停止時には，燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり，フロント系としては残留熱除去系，サポート系としては原子炉補機冷却水系及び外部電源が該当する。

内部溢水，内部火災により原子炉補機冷却水系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し，外部電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが，これらを起因とする事故シーケンスは，同機器のランダム要因による同系統の機能喪失を想定する内部事象運転停止時レベル 1PRA にて抽出された事故シーケンスに含まれている。

したがって，運転停止時の内部溢水又は内部火災の発生を考慮しても，

内部事象停止時レベル 1PRA において抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお，停止時においても必要な内部溢水，内部火災の影響拡大防止対策を講じ，異なる区画等，広範囲における重畳的な安全機器の同時機能喪失の発生を防止する※。

※内部溢水：定期検査時等でのハッチ開放時の運用として異区分の安全機器の点検中に当該ハッチを開放しない等，内部溢水が複数の安全機能に影響しないよう対応を実施する

内部火災：原子炉停止時も必要な防護処置等は実施される

3.5　その他の外部事象の影響

地震，津波以外の自然現象及び人為事象について，出力運転時の整理（別紙 1（補足 1））を参考に起因事象が発生し得るかを確認した。確認の結果，出力運転時と運転停止中を比較し，プラント状態，必要な機能の違いが評価に影響しないことを確認した。

その他の自然現象の発生に伴う起因事象は，内部事象停止時レベル 1PRA において抽出される起因事象に包含されるため，内部事象停止時レベル 1PRA において抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

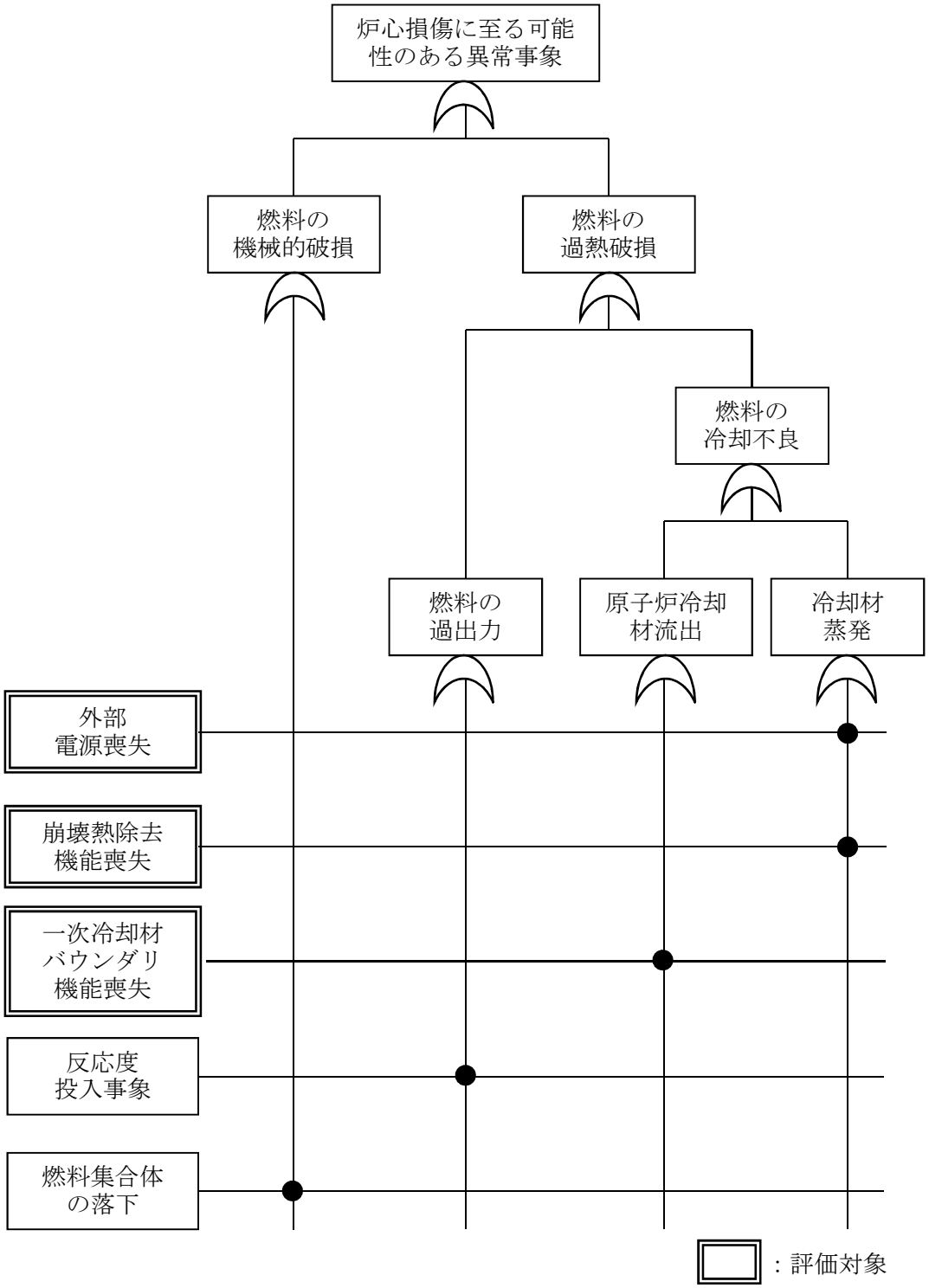
4.　まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して，現段階で PRA を適用可能と判断した出力運転時地震レベル 1PRA，出力運転時津波レベル 1PRA 以外の外部事象について，定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シー

ケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお，今回定性的な分析とした各 PRA や地震発生時に想定される地震随伴津波，地震随伴火災および地震随伴溢水を対象とした PRA については，手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

以　上



第１図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象

マスターロジックダイヤグラム

第 2 表　運転停止中原子炉における各外部事象で発生する起因事象及び事故シーケンスの抽出結果

想定される系統・機器の損傷				起因事象	主な炉心損傷防止対策
地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象		
・外部電源設備（送受電設備）の損傷※1	・外部電源設備（受電設備）の水没※1	・外部電源設備（送受電設備）の機能喪失	・外部電源設備（送受電設備）の機能喪失（積雪，低温，火山，風（台風），竜巻，地滑り）	外部電源喪失	・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・可搬型） ・津波による浸水防止※3
・原子炉補機冷却水系の損傷 ・残留熱除去系の損傷	・建屋内浸水による原子炉補機冷却水系・冷却海水系，残留熱除去系ポンプ等の水没	・原子炉補機冷却水系ポンプの機能喪失等	・海水系の閉塞（火山，生物学的事象，風（台風），竜巻）	崩壊熱除去機能喪失	
－※2	－	－	－	一次冷却材バウンダリ機能喪失	－
・建屋・構築物（原子炉建屋） ・建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器） ・格納容器バイパス ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA） ・計測制御電源喪失	－	－	－	直接炉心損傷に至る事象	・出力運転時の地震 PRA に基づき，直接炉心損傷に至る可能性のある起因事象を抽出しているが，別紙 2 に示すとおり，評価方法にはかなりの保守性を有し，かつ，大きな不確かさを有する。出力運転時の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備，及び炉心損傷防止対策を柔軟に活用し影響緩和を図ることで対応すべきものと考える。

※1：出力運転時 PRA では全交流動力電源喪失・直流電源喪失を起因事象として取り扱っているが，停止時 PRA では緩和系として取り扱っているため起因事象の抽出の対象としない（事故シーケンスとしては全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋全非常用ディーゼル発電機喪失），直流電源喪失を設定）。

※2：原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失は「Excessive LOCA」として直接炉心損傷に至る事象に整理する。

※3：プラント停止時において，必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等，少なくとも 1 区分は機能維持可能な運用とする。

有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震・津波以外の外部事象の考慮について

「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」（原規技発第1306193号（平成２５年６月１９日原子力規制委員会決定））第37条第1-1項では，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して原子炉の安全性を損なうことがないよう設計することを求められる構築物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスグループを抽出するため，個別プラントのPRA又はそれに代わる方法で評価を実施することが求められている。

外部事象の内，日本原子力学会標準として実施基準が定められておりPRAの適用実績がある地震及び津波については，それぞれPRAを実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。（ただし，地震随伴火災や津波随伴火災等，随伴事象の評価はまだ未確立であり，今回，評価はできていない。）

また，地震，津波以外の自然現象については現段階でのPRA評価は実施困難であるため，「それに代わる方法」として以下に示す方法にて定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

さらに人為事象についても定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 前提条件

(1) 評価対象事象

設計基準を設定する自然現象の選定は，一般的な事象に加え，国内外の規格基準から収集した様々な自然現象に対し，そもそも柏崎刈羽原子力発電所において発生する可能性があるか，非常に苛酷な状況を想定した場合，プラントの安全性が損なわれる可能性があるか，影響度の大きさから代表事象による評価が可能かといった観点でスクリーニングを実施している。

設計基準の設定を行っていないものについては，そもそもプラントの安全性が損なわれる可能性がないか（もしくは有意な頻度では発生しないか），影響度の大きさがほかの自然現象に包絡されるものである。

したがって，事故シーケンスの有無の確認は，設計基準を設定している以下の7事象を対象に実施するものとする。

＜設計基準設定事象＞

・風（台風）

・竜巻

・低温（凍結）

・降水

・積雪

・落雷

・火山

なお，設計基準設定事象以外については，上述のとおり，基本的には事故シーケンスに至ることはない（もしくは，有意な頻度では発生しない）と判断しているものの，各自然現象により想定される発電所への影

響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ，考え得る起因事象について整理しており，その結果からも上記7事象に加え詳細評価が必要な事象はないことを確認している。（添付資料1-1）

また，各人為事象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ，考え得る起因事象についても整理しており，その結果から新たな起因事象がないこと，事象の影響として設計基準設定自然現象に包絡されることを確認している。（添付資料1-2）

(2) 想定範囲

上記自然現象については，それぞれ考慮すべき最も苛酷と考えられる条件を設計基準として設定している。具体的には，既往最大や年超過確率10^{-4}～10^{-5}を目安としていることから，それよりも低頻度（10^{-7}/年）で発生する規模を仮定する。

2. 評価方法

2.1 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

1.にて示した風，積雪等の自然現象が既往最大や年超過確率 10^{-4}～10^{-5}といった設計基準よりも低頻度（10^{-7}/年）となる規模で発生した場合に，発電所に与える影響は地震，津波ほど十分な知見がない。そこで，ここでは国外の評価事例，国内のトラブル事例及び規格・基準にて示されている発電所の影響を収集し，対象とする自然現象が発生した場合に設備等へどのような影響を与えるか（設備等への損傷・機能喪失モード）の抽出を行う。

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性がある設備等の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対して，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定する。

シナリオの選定に当たっては，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象となり得るシナリオを選定する。

なお，起因事象の選定は，日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA編）：2008」（以下，学会標準）等に示される考え方等を参考に行う。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて発生可能性を評価し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行う。

なお，過去の観測実績や統計的な評価結果等をもとに発生可能性を評価可能なものについては，有意な頻度（10^{-7}/年）又は影響のある事故シーケンスの要因となる可能性について考察を行う。

2.2　事故シーケンスの特定

2.1(4)項にて特定した起因事象について，内部事象レベル1PRAや地震，津波レベル1PRAにて考慮しておらず，重大事故の有効性評価において追加すべき新たな事故シーケンスにつながる可能性のあるものの有無について

確認を行う。

また，新たな事故シーケンスにつながる可能性のある起因事象が確認された場合，事故シーケンスに至る可能性について評価の上，有意な影響のある事故シーケンスとなり得るかについて確認を行う。

事故シーケンスに至る可能性の評価については，旧原子力安全・保安院指示に基づき実施したストレステストでの評価方法等を参考に実施するものとする。

3. 個別事象評価のまとめ

1.に示した各評価対象事象について，事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果（添付資料2参照），内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

4. 設計基準を超える自然現象・人為事象の重畳の考慮について

(1)自然現象の重畳影響

自然現象の重畳評価においては，損傷・機能喪失モードの相違に応じて，以下に示す影響を考慮する必要がある。また，事象の想定範囲は，自然現象の重ね合わせが設計基準より低頻度（10^{-7}/年）で発生する規模を仮定する。

Ⅰ． 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース（例：積雪と降下火砕物による堆積荷重の重ね合わせ）

Ⅱ． ある自然現象の防護施設がほかの自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース（例：地震により止水機能が喪失して浸水量が増加）

Ⅲ-1. ほかの自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース（例：降水による降下火砕物密度の増加（降水時は，降下火砕物自体が発電所へ届きにくくなると考えられるため，堆積後の降水を想定））

Ⅲ-2. ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース（例：斜面に降下火砕物が堆積した後に大量の降水により滑り，プラント周辺まで降下火砕物を含んだ水が押し寄せる状態。単独事象としては想定していない。）

(2)自然現象の重畳によるシナリオの選定

設計基準を設定する自然現象の選定において収集した自然現象を対象に，2つの異なる事象が重畳した際の影響を，(1)に示すⅠ～Ⅲ-2に分類した（添付資料3参照）。ただし，以下の観点から明らかに事故シーケンスにはつながらないと考えられるものについては重畳の影響を考慮する必要がないものと判断し確認対象から除外した。

○柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺では発生しない（もしくは，発生が極めて稀）と判断した事象。

No.8：結氷板，流氷，氷壁，No.11：砂嵐，No.22：洪水，No.23：池・河川の水位低下，No.24：河川の迂回，No.25：干ばつ，No.39：隕石，衛星の落下，No.41：土石流

○単独事象での評価において設備等への影響が無い（もしくは，非常に小さい）と判断した事象で，他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象。

（No.7：霜，霜柱，No.12：霧，靄，No.16：低温水（海水温低）

重畳事象については，(1)に示すⅠ～Ⅲ-2の影響が考えられるものの，以下に示す理由から，単独事象での評価において抽出されたシナリオを超えるシナリオが生じることはなく，新たなシナリオは確認されない。

Ⅰ．各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり，元々，単独事象で設計基準を超える事象に対してシナリオの抽出を行っていることを踏まえると，新たなシナリオは生じない。

Ⅱ．ある自然現象の防護施設がほかの自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース

単独の自然現象に対するシナリオの選定において，設計基準を越える事象を評価対象としているということは，つまり設備耐力や防護対策に期待していないということであり，単独事象の評価において抽出された以外の新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-1．ほかの自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース

一方の自然現象の前提条件が，他方の自然現象により変化し，元の自然現象の影響度が大きくなったとしても，Ⅰ.と同様，単独事象で設計基準を超える事象に対してシナリオ抽出を行っているため，新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-2．ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

単独事象では影響が及ばない評価であったのに対し，事象が重畳することにより影響が及ぶようになるものは，降下火砕物と降水の組み合わせのみであったが，屋外設備（変圧器，軽油タンク等）の損傷を想定しても，起因事象としては外部電源喪失，全交

流動力電源喪失であり，新しいシナリオが生じるものではない。

(3)人為事象の重畳影響

外部人為事象の重畳影響については，添付資料4に示すとおり自然現象の重畳影響に包絡されると判断した。

(4)重畳事象評価のまとめ

事故シーケンスの抽出という観点においては，上述のとおり，自然現象・人為事象が重畳することにより，単独事象の評価で選定されたシナリオに対し新たなものが生じることはなく，自然現象・人為事象の重畳により追加すべき新たな事故シーケンスはないと判断した。

5. 全体まとめ

地震，津波以外の自然現象，人為事象について，事故シーケンスに至る可能性を検討した結果，内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないと判断した。

また，地震，津波を含む，各自然現象の重畳影響についても確認を実施した結果，単独事象での評価と同様に，内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないと判断した。

（添付資料）

添付資料1-1　各自然現象について考え得る起因事象の抽出

添付資料1-2　各人為事象について考え得る起因事象の抽出

添付資料2-1　設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-2　設計基準を超える低温（凍結）事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-3　設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-4　設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-5　設計基準を超える風（台風）事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-6　設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料2-7　設計基準を超える降水事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料3　　自然現象の重畳マトリックス

添付資料4　　外部人為事象に関わる重畳の影響について

以　上

＜各自然現象について考え得る起因事象の抽出＞

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
1	降水 ※別途，詳細評価	①浸水 敷地及び建屋内浸水による機器浸水	・ 降水の影響により屋外の送変電設備が機能喪失し，外部電源喪失が発生している状態で，燃料移送ポンプが没水により機能喪失し，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
		②荷重（堆積荷重） 建屋屋上での雨水排水不可（排水能力超過）による滞留	・ 原子炉建屋の天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 ・ タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。 ・ コントロール建屋の天井が崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水もしくは被水により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。 ・ 廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に，冷却材再循環水ポンプ MG セット（以下，RIP M/G セット）や換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し，プラントスクラムに至るシナリオ。
2	積雪 ※別途，詳細評価	①荷重（堆積荷重） 建屋及び屋外機器への堆積	・ 原子炉建屋の天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋の天井が崩落した場合に，タービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また，原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。 ・ コントロール建屋の天井が崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。 ・ 廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に，RIP M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，プラントスクラムに至るシナリオ。 ・ 軽油タンクの天井が積雪荷重により崩落した場合には，軽油タンク機能喪失に至り，以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		②相間短絡 送電・変電設備の屋外設備への着氷	・ 送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって，相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。
		③閉塞（空調） 給排気口の閉塞（堆積又は付着による給気口閉塞）	・ 非常用ディーゼル発電機（以下，D/G）室空調給気口の閉塞により，非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において，上記②の外部電源喪失が同時発生した場合に，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
3	雪崩	①荷重（衝突） 雪崩による建屋及び屋外機器への荷重	建屋周辺に急峻な斜面がないことから，プラントの安全性に影響を与えるような雪崩は発生せず，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
4	ひょう，あられ	①荷重（衝突） 建屋及び屋外機器へのひょう（又はあられ）の衝突	竜巻の影響に包絡される。(No.10 参照)
5	氷嵐，雨氷，みぞれ	①荷重（堆積） 建屋及び屋外機器への雨氷等の着氷	火山及び積雪の影響に包絡される。(火山は No.26，積雪は No.2 参照)
		②閉塞（空調） 建屋及び屋外機器への雨氷等の着氷	積雪の影響に包絡される。(No.2 参照)
6	氷晶	①荷重（堆積） 建屋及び屋外機器への付着	火山及び積雪の影響に包絡される。(火山は No.26，積雪は No.2 参照)
		②閉塞（空調） 建屋及び屋外機器への付着	積雪の影響に包絡される。(No.2 参照)
7	霜，霜柱	①－ 建屋及び屋外機器への霜の付着，敷地での霜柱生成	建物及び屋外機器への霜付着による影響はなく，霜柱についても発生範囲は土露出範囲であるため，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生せず，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
8	結氷板，流氷，氷壁	①閉塞（取水） 流氷等による取水口閉塞	柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生せず，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
9	風（台風） ※別途，詳細評価	①荷重（風圧，衝突） 風圧（又は飛来物衝突）による建屋，設備の損傷	・風荷重によりタービン建屋が損傷し，タービン，発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 ・風荷重による送変電設備の損傷により外部電源喪失に至るシナリオ。 ・風荷重にて軽油タンク等が損傷し，かつ同時に外部電源喪失が発生し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ※飛来物衝突影響については竜巻の影響に包絡される。
		②閉塞（取水） 台風による漂流物による取水口閉塞	台風による漂流物により取水口が閉塞した場合，原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
10	竜巻 ※別途，詳細評価	①荷重（風圧，気圧差及び衝突） 風圧，気圧差又は飛来物による建屋設備損傷	・風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷又は，飛来物が建屋外壁を貫通し，タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ。 ・送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ。 ・軽油タンク等が損傷，かつ外部電源喪失している状況下において，非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ・循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し，復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止に至るシナリオ。
		②閉塞（取水） 竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞	・竜巻により資機材，車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合，原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
11	砂嵐	①閉塞（空調） 空調フィルタの閉塞	砂嵐や黄砂は柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生していないこと，及び発生を仮定してもその影響は No.26 火山の降下火砕物による「③閉塞（空調）」事象に包絡されることから，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
12	霧，靄	①ー 発電所敷地内での霧，靄（もや）の発生による設備等への影響無し	安全施設の機能が損なわれることはなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
13	高温	①外気温度高 外気温度高による機器等の冷却能力低下	空調設計条件を超過する可能性はあるものの，1 日の中でも気温の変動があり高温状態が長時間にわたり継続しないこと，空調設備が余裕をもって設計されていること，また，外気温度高により即安全性が損なわれることはないことから，安全施設の機能が損なわれることはない。よって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
14	低温（凍結） ※別途，詳細評価	①外気温度低（凍結） 屋外配管・タンクの内部流体凍結	着氷による相間短絡によって外部電源喪失が発生し，さらに軽油タンク等内の軽油の凍結により非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料が枯渇し全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
15	高温水 （海水温高）	①海水温度高（冷却機能低下：海水系） 取水温度高に伴う冷却性能への影響	海水温度高に伴う復水器真空度低下により，タービントリップに至るシナリオ。
16	低温水 （海水温低）	①－ 取水温度低に伴う海水系機器への影響なし	取水温度低について冷却性能の劣化につながらず，影響ないため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
17	極限的な圧力（気圧高，気圧低）	①荷重（気圧差） 気圧差による空調設備等への影響	竜巻の影響に包絡される。（No.10 参照）
18	落雷 ※別途，詳細評価	①雷サージ及び誘導電流 過電圧による設備損傷	・落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により，プラントスクラムに至るシナリオ。 ・屋外設備への雷サージの影響により，外部電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ。 ・屋外設置のタンク類(軽油タンク，液化窒素貯槽)のうち，軽油タンクと屋内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失が外部電源喪失と同時に発生し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ・建屋内外への雷による誘導電流の影響により，各種設備が機能喪失となり，その他過渡事象に至るシナリオ。なお，その他過渡事象については，内部事象レベル 1PRA 等にて考慮されている。
19	高潮	①浸水 高潮による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
20	波浪	①浸水 波浪による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
21	風津波	①浸水 風津波による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
22	洪水	①浸水 発電所敷地の浸水による建屋や機器への影響（津波を除く）	津波以外の洪水としては，ダムの決壊や河川の氾濫等考えられるが，柏崎刈羽原子力発電所へ影響を及ぼす範囲にダムや河川はない。したがって，本事象によるプラントへの影響はないことから，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
23	池・河川の水位低下	①－ 河川等の水位低下による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから，河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
24	河川の迂回	①－ 河川の迂回による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから，河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
25	干ばつ	①－ 干ばつに伴う河川等からの取水不可による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから，河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
26	火山 ※別途，詳細評価	①荷重（堆積） 建築物やタンク等上部への降下火砕物の堆積による天井崩落	・原子炉建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に損傷，機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・タービン建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し，建屋最上階に設置しているタービン，発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。 ・コントロール建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し，建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。 ・軽油タンクが降下火砕物堆積荷重により天井崩落，破損に至り，以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
		②閉塞（取水） 降下火砕物の取水口及び海水系への取込みによる閉塞	海水中の降下火砕物が高濃度な場合に，熱交換器の伝熱管，海水ポンプ軸受の閉塞による異常磨耗や海水ストレーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により，海水系設備の機能喪失，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
		③閉塞及び摩耗 降下火砕物による換気空調系及び軽油タンクの閉塞並びに非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの軸受摩耗	非常用ディーゼル発電機室空調給気口又は軽油タンクの閉塞若しくは非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの軸受摩耗により，非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において，以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		④腐食 降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響	腐食の進行は時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		⑤相間短絡 降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡	降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着し，霧や降雨の水分を吸収することによって，相間短絡を起こし外部電源喪失に至るシナリオ。
27	地滑り	①荷重（衝突） 地滑りに伴う土砂等の建屋・屋外設備への衝突	・送電設備については，斜面に設置されているものもあり，地滑りにより送電設備が倒壊することで，外部電源喪失に至るシナリオ。 ・一方，周辺斜面と原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は十分な離隔距離を有しており，プラントの安全性に影響が及ぶことはないと判断。
28	海水中の地滑り	①閉塞（取水） 海水中の地滑りに伴う取水口閉塞	・港湾内については，海底に地滑りの発生しうる起伏がないため，発生可能性がない。 ・港湾外の地滑りに伴い発生可能性のある津波については，津波事象として考慮。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
29	地面隆起（相対的な水位低下）	①地盤安定性 地盤の隆起に伴う建屋や屋外設備の傾斜等による損壊	地面隆起は，地震の随伴事象である。原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は岩着や杭基礎で施工されており，地震時は一体となって震動することから，プラントの安全性に影響が及ぶような部分的な地面隆起は発生せず，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
30	土地の浸食，カルスト	①地盤安定性 土壌の流出による荒廃，地盤沈下に伴う建屋や屋外設備の周辺地面の浸食による設備等の損壊	土地の浸食は，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
31	土の伸縮	①地盤安定性 建屋・屋外設備の周辺地面の変状による設備等の損壊	原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は，岩着や杭基礎等の工法にて施工されており，土の伸縮による影響を受けにくい。また，土の伸縮は，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。 よって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
32	海岸浸食	①冷却機能低下：海水系 海岸線の後退，海底勾配の変化による取水設備性能への影響	海岸浸食は，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
33	地下水（多量，枯渇）	①浸水 地下水の建屋地下階への流入による設備等の浸水	土壌に地下水が浸透することにより，地滑りや建屋への浸水が考えられるが，地滑りについては，No.27「地滑り」にて考慮し，多量の地下水流入については，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②－ 地下水の枯渇	地下水は活用しておらず，安全施設の機能が損なわれることはないと判断。したがって，本事象によるプラントへの影響はなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
34	地下水による浸食	①地盤安定性 建屋・屋外構築物の地下部（地下階，基礎部）土壌浸食	安全上重要な建屋や屋外設備は，岩着や杭基礎等の工法にて施工されており，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②浸水 建屋地下部の浸食による建屋内への地下水の流入	基本的に設備等の機能に影響を及ぼすほどの地下水が建屋内へ流入する可能性は稀である。また，仮に浸食があっても，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
35	森林火災	①熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	森林火災が送電設備に延焼し，外部電源喪失に至るシナリオ。 発電所周辺監視区域の境界に沿って森林を伐採しており，構外から延焼する状況に対して一定の効果があると考えられること，敷地境界から出火した場合であっても，防火帯を設定しておりプラントまでの離隔距離が十分あること，防火帯内側への延焼を仮定した場合でも街路樹等が燃えるだけで火災の規模は限定的なため，消火が可能であると考えられること，プラント近傍は非植生であり，仮に危険物（軽油タンク）に延焼した場合であっても原子炉建屋外壁面が 200℃未満であることを評価で確認していることから，原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設への影響はなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		②外気取入機器及び人への影響 ばい煙等による閉塞（空調）影響および人への影響	ばい煙の換気空調系への取込みは，火山の影響に包絡される。(No.26 参照) ばい煙を取り込むことによる人への影響については，発電所敷地内の林縁とプラント間に十分な離隔距離があることから，影響はないと判断。ばい煙が中央制御室空調外気取入口まで達すると仮定した場合でも，再循環運転を行うことで影響を抑えられるため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
36	生物学的事象	①閉塞（取水） 海生生物（くらげ等）の襲来による取水口閉塞	大量発生したくらげ等の海生生物により，取水口が閉塞した場合に，原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
		②個別設備の機能喪失 齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷，電気機器接触による地絡等	ネズミ等齧歯類によるケーブル類の損傷，電気機器接触による地絡等は，個別機器の不具合というランダム事象に整理される。このようなランダム事象は，内部事象レベル 1PRA 等にて，その他過渡事象として考慮されている。
37	静振	①浸水 港湾内での潮位振動による取水への影響 ②冷却機能低下：海水系 港湾内での潮位振動による取水への影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。(浸水影響の最も大きい津波の評価においては，数値シミュレーションを実施しており，その中で静振の影響も考慮されている。)
38	塩害，塩雲	①塩害による屋外構築物・設備の腐食	腐食は，発電所の運転に支障をきたす時間スケールで事象進展しないことから，安全施設の機能が損なわれるおそれはなく，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
39	隕石，衛星の落下	①荷重（衝突） 隕石衝突に伴う建屋・屋外設備の損傷 ②荷重（衝突） 発電所敷地への隕石落下に伴う衝撃波 ③浸水 隕石の発電所近海への落下に伴う津波	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等の衝突については，有意な発生頻度とはならない。 したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
40	太陽フレア，磁気嵐	①誘導電流 太陽フレアの地磁気誘導電流による変圧器の損傷	磁気嵐により誘導電流が発生し，変圧器等の送電・変電設備の損傷により，外部電源喪失に至るシナリオ。 ただし，磁気嵐の影響を受けるのは，こう長の長い送電線であり，非常用ディーゼル発電機及び非常用電源母線への影響はなく，プラントの安全性への影響はないと判断。
41	土石流	①荷重（衝突） 土石流による建屋及び屋外機器への荷重	敷地内に渓流がなく，土石流危険区域に指定されていないことから土石流が敷地内に到達することはない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
42	泥湧出	①地盤安定性 地盤の脆弱化に伴う建屋や屋外設備の傾斜等による損壊	地震による液状化で損傷が想定される機器は，地震動による損傷も想定しており，地震の影響に包絡される。地震の事故シーケンスは，地震時レベル 1PRA に示すとおり。

＜各人為事象について考え得る起因事象の抽出＞

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
1	航空機落下（偶発的）	①荷重（衝突） 航空機が建屋等へ衝突	偶発的な事故による発電用原子炉施設への落下については，設計上の考慮の要否を「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率に対する評価基準について」（総合資源エネルギー調査会　原子力安全・保安部会　原子炉安全小委員会，平成 14 年 7 月 22 日，平成 21 年 6 月 30 日一部改正）に従い落下確率を求めて判断している。 その結果，落下確率は約 3.4×10^{-8}（回／炉・年）となり，設計上の考慮が必要な 1.0×10^{-7}（回／炉・年）を下回っていることから，発電用原子炉施設への落下の可能性は十分低く，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
		②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	発電用原子炉施設から一定の距離離れた場所（落下確率が 1.0×10^{-7}（回／炉・年）となる位置）に大型航空機が落下した場合であっても，原子炉建屋外壁や屋外設備の温度上昇が許容値以下であることを確認済みである。なお，ここで評価の前提となる航空機の大きさは発電所周辺における航空機の航行状況により決めていることから，想定を超える大きさの航空機が偶発的に落下することは考えにくい。
2	ダムの崩壊	①浸水 ダムの崩壊に伴う洪水による建屋や機器への浸水影響	発電所周辺にダムの崩壊により洪水となる河川はないため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
3	火災・爆発	①熱影響，爆風圧 発電所内に保管されている危険物の火災や爆発による影響	非常用ディーゼル発電設備の軽油タンクで火災が発生した場合であっても原子炉建屋の温度が許容値以上に上昇しないことを確認。 非常用ディーゼル発電設備の軽油タンク全数が焼損した場合は，ディタンクの枯渇により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るが，外部電源と同時に機能喪失することはないため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。

枠囲みの内容は核物質防護上の機密事項に属しますので公開できません。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
4	有毒ガス	①中央制御室居住性の低下 有毒ガスが中央制御室内に取り込まれることによる運転操作への影響	発電所周辺には有毒ガスの発生源となる危険物を貯蔵している石油コンビナートはない。発電所構内で貯蔵している物質（塩素，窒素）が漏えいした場合であっても，中央制御室の空調系を再循環モード運転へ移行することにより，有毒ガスの影響を遮断できるため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
5	船舶の衝突	①冷却機能低下：海水系 漂流船舶が取水設備を損傷させることによる冷却機能への影響	漂流船舶が発電所港湾内に侵入した場合であっても，カーテンウォールにより直接取水設備を損傷させることはないが，仮にさらに内部へ侵入し，取水設備を損傷させた場合は，最終ヒートシンクが喪失に至るシナリオとなる。
6	電磁的障害	①電磁波によるノイズ 電磁波を放出する機器による計測制御系へのノイズ発生で安全機能の誤動作，誤不動作	中央制御室や現場にある操作盤については，電波障害試験により耐性を確認しているが，想定を上回る影響が生じた場合は，計測制御系への外乱が想定される。事象影響としては落雷の影響に包絡される。
7	パイプライン事故	①熱影響，爆風圧 パイプラインの損傷・破裂による火災，爆風	パイプラインは道路下に埋設されており，埋設深度も法令で定められている。また，緊急時にはガスの遮断が行われるため，爆発が発生したとしても外部に対する影響は限定的である。仮に飛来物が発電所へ届く場合があったとしても，事象影響としては竜巻の影響に包絡される。
8	第三者の不法な接近	①－ 発電用原子炉施設内に悪意を持った第三者が侵入	発電用原子炉施設内への侵入だけでは起因事象の発生はない。（原子炉施設への影響はNo.10妨害破壊行為（内部脅威含）に包絡。）
9	航空機衝突（意図的）	①荷重（衝突） 航空機が建屋等へ衝突 ②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	

枠囲みの内容は核物質防護上の機密事項に属しますので公開できません。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
10	妨害破壊行為（内部脅威含）	①衝撃力 爆発物等による衝撃力 ②中央制御室の占拠等 悪意操作，サボタージュ	安全機能を有する複数機器の破壊，無力化，悪意操作による外乱の発生が想定される。事象影響としては，内部事象レベル 1PRA に包絡される。
11	サイバーテロ	①制御システムのハッキング 制御システムのハッキングによる悪意操作	外部回線と制御システムは接続されていないため，制御機能がハッキングされることはない。仮に発電所内部への侵入等により，直接制御システムがハッキングされた場合は悪意操作等による影響が考えられるが，事象影響としては，内部事象レベル 1PRA に包絡される。
12	産業施設の事故	①熱影響，爆風圧 発電所外の産業施設の事故による火災，爆発	発電所敷地周辺に石油コンビナート施設はないため，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
13	輸送事故	①熱影響，爆風圧 危険物輸送車両や船舶の発電所敷地周辺における事故による火災，爆風	危険物輸送車両や船舶にて火災，爆発が発生した場合でも危険限界距離以上離れている。爆風により飛来物を想定した場合であっても竜巻の影響に包絡される。
14	サイト内外での掘削	①物理的損傷 発電所内外において地面の掘削工事を行い，設備の一部を損傷	地面の掘削工事を行う場合は，埋設物の管理図面により事前調査を行い，あらかじめ埋設物の位置を確認する。仮に埋設物を損傷させた場合の影響として，埋設ケーブル切断による外部電源喪失に至るシナリオとなる。 また，発電所内外の送電鉄塔を掘削工事により倒壊させた場合も外部電源喪失に至るシナリオとなる。 いずれも事象影響としては，内部事象レベル 1PRA に包絡される。
15	内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の破損による保有水の漏えいの影響	第 1 表のとおり。 （外部電源喪失，非隔離事象，隔離事象，全給水喪失，原子炉緊急停止系誤動作，原子炉補機冷却水系故障，手動停止）

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
16	タービンミサイル	①荷重（衝突） タービンの一部が飛来物となって衝突	「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」第十二条（安全施設）5 の要求に従い，飛散物としてタービンミサイルの評価を行っている。「タービンミサイル評価について」（昭和 52 年 7 月 20 日原子力委員会原子炉安全専門審査会）に基づき評価した結果，基準である 10^{-7}／年を下回っているため，発生の可能性は十分低く，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
17	重量物輸送	①荷重（落下） 輸送中の燃料集合体の落下による破損	燃料取替機は燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策（フェイル・セイフ設計等）がとられているため，燃料集合体の落下事故の発生確率は非常に低く，さらにその発生を仮定した場合でも破損した燃料からの放射性物質の放出量は僅かであり，外部への影響は小さいことが評価されている。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象はないと判断。
		②荷重（衝突） 重量物輸送車両やクレーン等の重機の転倒による屋外設備の損壊	作業に重機を使用する場合は，転倒防止対策を行うため発生することは考えにくいが，仮に重機が転倒した場合は変圧器や軽油タンクの損壊が想定される。これにより，外部電源喪失とディタンク枯渇による非常用ディーゼル発電設備の機能喪失により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられるが，重機転倒による損傷範囲は重機の大きさに限定されるため，起因事象として考慮する必要はないと判断。（考慮した場合であっても追加の起因事象ではない。）
18	化学物質の放出による水質悪化	①冷却機能低下：海水系 発電所内で保管されている化学物質が港湾内へ放出され，又は船舶事故により化学物質が流出し，海水系の冷却機能へ影響	発電所内で保管している化学物質については，堰の設置や建屋内保管により漏えい拡大防止対策をしており，港湾内への流出は考えにくい。船舶事故にて流出する可能性は否定できないが，海水系に取水される段階では十分希釈されていると想定できる。したがって，本事象による影響を考慮する必要はないと考えるが，仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。
19	油流出	①冷却機能低下：海水系 船舶等から流出した油が海水系の冷却機能へ影響	海水の取水については，カーテンウォールを設置して深層取水を行っており，油が直接海水系に流入することは考えにくいが，仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。

設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①建屋天井や屋外設備に対する荷重

②送電変電設備の屋外設備への着氷

③空調給気口の閉塞

④積雪によるアクセス性や作業性の悪化

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置（屋外に面した設備含む）の設備等を評価対象設備として選定した。

＜建屋＞

・原子炉建屋

・コントロール建屋

・タービン建屋

・廃棄物処理建屋

＜屋外設備＞

・送変電設備

・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

・中央制御室換気空調設備

・非常用ディーゼル発電機非常用給気設備（6 号炉），非常用電気品区域空調設備（7 号炉）（以下，D/G 室空調）

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードごとに，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する荷重

建屋及び屋外設備に対する積雪荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に機能喪失することで，原子炉補機冷却水系が喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，積雪（雪融け水含む）の影響により，ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に，タービンや発電機に影響が及び，タービントリップに至るシナリオ。

また，タービン建屋熱交換器エリア屋上が積雪荷重により崩落した場合に，積雪（雪融け水含む）の影響により原子炉補器冷却系及び同海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。その後，中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ内部溢水が伝播し機能喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋

廃棄物処理建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に，冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，プラントスクラムに至るシナリオ。

＜屋外設備＞

○軽油タンク等

軽油タンク天井が積雪荷重により崩落した場合には，軽油タンク機能喪失に至る可能性があり，以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

② 送変電設備の屋外設備への着氷

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって，相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

③ 空調給気口の閉塞

中央制御室換気空調及びD/G室空調給気口閉塞により各空調設備が機能喪失に至る。（ただし，中央制御室換気空調については，外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。）

仮にD/G室空調給気口の閉塞により，非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において，上記②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至る。

④ 積雪によるアクセス性や作業性の悪化

積雪により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの，設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外の作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては，除雪を行うことから問題はない。

そのため上記①～③の影響評価の結果として，可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に，別途，詳細検討するものとする。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える積雪事象に対して

の裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重により発生可能性のあるシナリオ

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には，(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるものの，最終ヒートシンク喪失，タービントリップ及びプラントスクラムについては，運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していること，計測制御系機能喪失については，地震，津波のレベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。軽油タンクについても，天井の許容荷重を上回る積雪荷重によって破損に至る可能性はあるものの，外部電源喪失との重畳による全交流動力電源喪失は，運転時の内部事象や地震，津波のレベル 1PRA でも考慮しているものであり，追加のシナリオではない。

なお，各建屋や軽油タンクの天井が崩落するような積雪事象は，年超過確率評価上，10^{-7} より小さい事象であること（第 1 表参照），積雪事象の進展速度の遅さを踏まえると除雪管理が可能であることから，発生可能性は非常に稀であり，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

第1表 各建屋・タンクの積雪荷重と年超過確率の比較

建屋・タンク	積雪荷重	年超過確率	結果
原子炉建屋	6号炉 408cm 7号炉 408cm	306cm：10^{-7}未満 （10^{-4}：135.9cm 10^{-7}：213.3cm）	積雪荷重を超えるまでに大きな裕度がある
タービン建屋	6号炉 340cm 7号炉 340cm		
コントロール建屋	714cm		
廃棄物処理建屋	306cm		
軽油タンク	6号炉 442cm 7号炉 442cm		

② 送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため，送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべき起因事象として選定する。

③ 空調給気口の閉塞

仮にD/G室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至り，かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合，全交流動力電源喪失に至ることとなるが，全交流動力電源喪失については，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しており，追加のシナリオではない。

なお，基本的には除雪管理が可能であるが，D/G 室空調給気口が閉塞に至る積雪深さは，年超過確率評価上，10^{-7} より小さくなること，積雪の給気口への付着・堆積についても除雪管理が可能であること

から，積雪事象による給気口閉塞事象の発生可能性は非常に稀であり，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。（第2表にD/G室空調給気口高さを示す。）

第2表 各空調給排気口の高さと年超過確率の比較

空調給排気口	設置高さ	年超過確率	結果
D/G 室空調(A) 給気口	6 号炉：11.7 m 7 号炉：11.5 m	7.8 m：10^{-7} 未満 （10^{-4}：135.9cm 10^{-7}：213.3cm）	設置高さを超えるまでに大きな裕度がある
D/G 室空調(A) 排気口	7.8 m		
D/G 室空調(B) 給気口	6 号炉：11.7 m 7 号炉：11.5 m		
D/G 室空調(B) 排気口	7.8 m		
D/G 室空調(C) 給気口	6 号炉：11.7 m 7 号炉：11.5 m		
D/G 室空調(C) 排気口	7.8 m		

2. 事故シーケンスの特定

1.(3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○原子炉建屋の天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，非常用ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また，原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋の天井が崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下

階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に，RIP M/Gセットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し，プラントスクラムに至るシナリオ。

○軽油タンクの天井が崩落した場合で，かつ外部電源喪失が発生している状況下において，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○送電線や碍子へ雪が着氷することによって，相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

○D/G室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失，かつ外部電源喪失の同時発生により全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

上記シナリオについては，いずれも運転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しているものであり，追加すべき新たなものはない。

また，1.(4)項での起因事象の特定結果のとおり，上記シナリオのうち，建屋又は軽油タンクの天井崩落やD/G室空調給気口閉塞については，事象の発生頻度が第1表及び第2表に示したように非常に小さいこと，除雪管理により発生を防止可能なことから，発生自体が非常に稀な事象であり，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象として選定不要であると判断した。

よって，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，外部電源喪失のみとなるが，各建屋及び軽油タンク等の健全性が確保される限り，非常用交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため，

事故シーケンスに至ることはない。

したがって，積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以　上

設計基準を超える低温（凍結）事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

柏崎刈羽原子力発電所の立地環境，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例等から低温に対する発電所への影響を調査し，その結果，以下のとおり機能喪失モードを抽出した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

②ヒートシンク（海水）の凍結

③着氷による送電線の相間短絡

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

（屋外設備）

・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

・取水設備（海水）

・送変電設備

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温によって軽油タンク等内の軽油が凍結するとともに，以下③に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至る。

②ヒートシンク（海水）の凍結

低温によって柏崎刈羽原子力発電所周辺の海水が凍結することは起こり得ないと考えられるため，この損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③着氷による送電線の相間短絡

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって，相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える低温事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため，軽油タンク等内の軽油の凍結を想定した場合，外部電源喪失の同時発生時においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられる。

ただし，軽油タンク等内の軽油は，流動点の低い特3号軽油への交換を実施しており，年超過確率10^{-7}に対する温度の－16.0℃では凍結しないことから，起因事象としての発生頻度は十分に低い。

②ヒートシンク（海水）の凍結

上述のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，想定するシナリオはない。

③送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため，送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

1．にて設計基準を超える低温事象に対し発生可能性のある起因事象として全交流動力電源喪失と外部電源喪失を選定したが，いずれも運転時の内部事象や地震，津波レベル1PRAにて考慮していることから，追加すべき新しい事故シーケンスではない。

また，上述のとおり，軽油タンク等内の軽油が凍結に至る低温事象は，年超過確率評価上，約10^{-7}未満と非常に稀な事象であることから，低温事象を要因とする全交流動力電源喪失についての詳細評価は不要と考えられる。

よって，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は，外部電源喪失のみとなるが，軽油タンク等内の軽油が凍結する可能性の小ささを踏まえると，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 落雷により屋外及び屋内計測制御設備に発生するノイズ

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

ただし，落雷については，建屋内外を含め全ての設備等に影響が及ぶ可能性が考えられるため，具体的な設備の特定は実施せず，次項の起因事象になり得るシナリオの選定に当たっては，影響範囲が同様である地震 PRA の評価を参照し行うこととする。

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，(2)項で選定した評価

対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

シナリオの作成に関しては，「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（(社)日本原子力学会）及び柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA の起因事象選定の考え方から，落雷での発生可能性のある起因事象となり得るシナリオについて検討した。

ただし，落雷の影響として構造損傷は発生しないことから，地震 PRA にて考慮している起因事象のうち，原子炉格納容器及び圧力容器の破損，LOCA 事象といった建屋・構造物の破損については除外した。

また，設計基準を上回る落雷では，ノイズにより計測制御設備が誤動作しスクラムする可能性がある。また，雷サージや誘導電位によりプラントが影響を受けた場合，その異常（タービントリップ等）を検知しスクラムすることから，プラントスクラム後を想定した。

落雷については単発雷を想定すると，複数の系統に期待できる設備については区分分離が実施されているので，機能喪失することはない。したがって，想定を超える落雷の複数発生により生じるシナリオを想定した。

① 落雷により屋内外計測制御設備に発生するノイズ

計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至るシナリオ。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外設備（送電線や送電鉄塔，変圧器，屋外設置タンク）への落雷により，当該設備の機能喪失に至るシナリオ。また，外部とのケーブルを融通している建屋内の制御盤・電源盤が機能喪失に至るシ

ナリオ。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

屋外及び屋内設備に発生する誘導電位により，建屋内設備が機能喪失するシナリオ。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を上回る落雷（雷撃電流値）に対する裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 落雷により計測制御設備に発生するノイズ

当該事象の発生時には，計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至る可能性はあるが，ノイズの影響は計測制御設備に限定され，仮に誤動作に至る場合でもプラントはスクラムし，以降の事象進展については内部事象PRAにおける過渡事象に含まれるため，起因事象としてはその他過渡事象として整理する。スクラム以外の誤動作（ポンプの誤起動等）については，設備の機能喪失には至らず，かつ復旧についても容易であることから，起因事象としては抽出しない。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外変圧器に過度な電流が発生した場合，機器には雷サージの影響を緩和するため保安器が設置されているが，設計を超える落雷が発生した場合，外部電源喪失に至る可能性がある。さらに，屋外設置のタンク類(軽油タンク，液化窒素貯槽)のうち，軽油タンクと屋

内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失に至る場合，全交流動力電源喪失となることから起因事象として抽出した。また，シナリオとして抽出されない各個別機器の機能喪失についてはその他過渡事象として考慮した。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

落雷による屋外及び屋内設備へ発生する誘導電位については，その影響が広範囲にわたるため，地震 PRA にて選定される起因事象のうち，建屋・構造物の損傷を除外した起因事象として下記を抽出した。ただし，スクラム後の状態を想定していることから，原子炉停止機能喪失については対象外とし，下記に含まれない事象についてはその他過渡事象とした。柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA での起因事象選定のフローを参考に落雷により発生し得る起因事象選定を実施した。（第 1 図参照）

・外部電源喪失
・全交流動力電源喪失
・原子炉補機冷却水系喪失
・直流電源喪失
・計測・制御系喪失に伴う制御不能
・その他過渡事象

上記起因事象のうち，安全上重要な設備の損傷を要因とするものについて，設計基準雷撃電流値 200kA を超える雷撃電流値に対する裕

度（起因事象発生可能性）を評価した。

評価は，過去に実施した雷インパルス試験結果をもとに，雷撃電流により発生する誘導電位が各設備の絶縁耐力値を上回る雷撃電流値を評価し，その雷撃電流値の発生可能性について評価を実施した。具体的には，印加電流とそれにより発生する誘導電位は比例関係にあることが知られていることから，過去の雷インパルス試験結果から印加電流（雷撃電流）に応じて発生する誘導電位を推定し，各設備の絶縁耐力値（計装設備：雷インパルス試験絶縁耐力値 1000V，制御設備：雷インパルス試験絶縁耐力値 2000V）との比較により機能喪失判断を実施した。6 号炉の場合，耐力値の低い計装設備で印加電流に対し発生し得る最大の誘導電圧は 200kA 換算で 709.3V であるが（第 1 表参照），この関係から絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 282kA（発生頻度は 8.7×10^{-6} 件／年）で設備損傷と判断する。7 号炉の場合，第 2 表より耐力値の低い計装設備で絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 789kA（発生頻度 3.1×10^{-8} 件／年）となる。したがって，安全上重要な設備が損傷に至る雷撃が発生する可能性は非常に小さく，かつ起因事象の発生には複数区分の設備が損傷することが必要となるため，落雷を要因とする上記起因事象の発生は極低頻度事象であるため考慮不要とした。

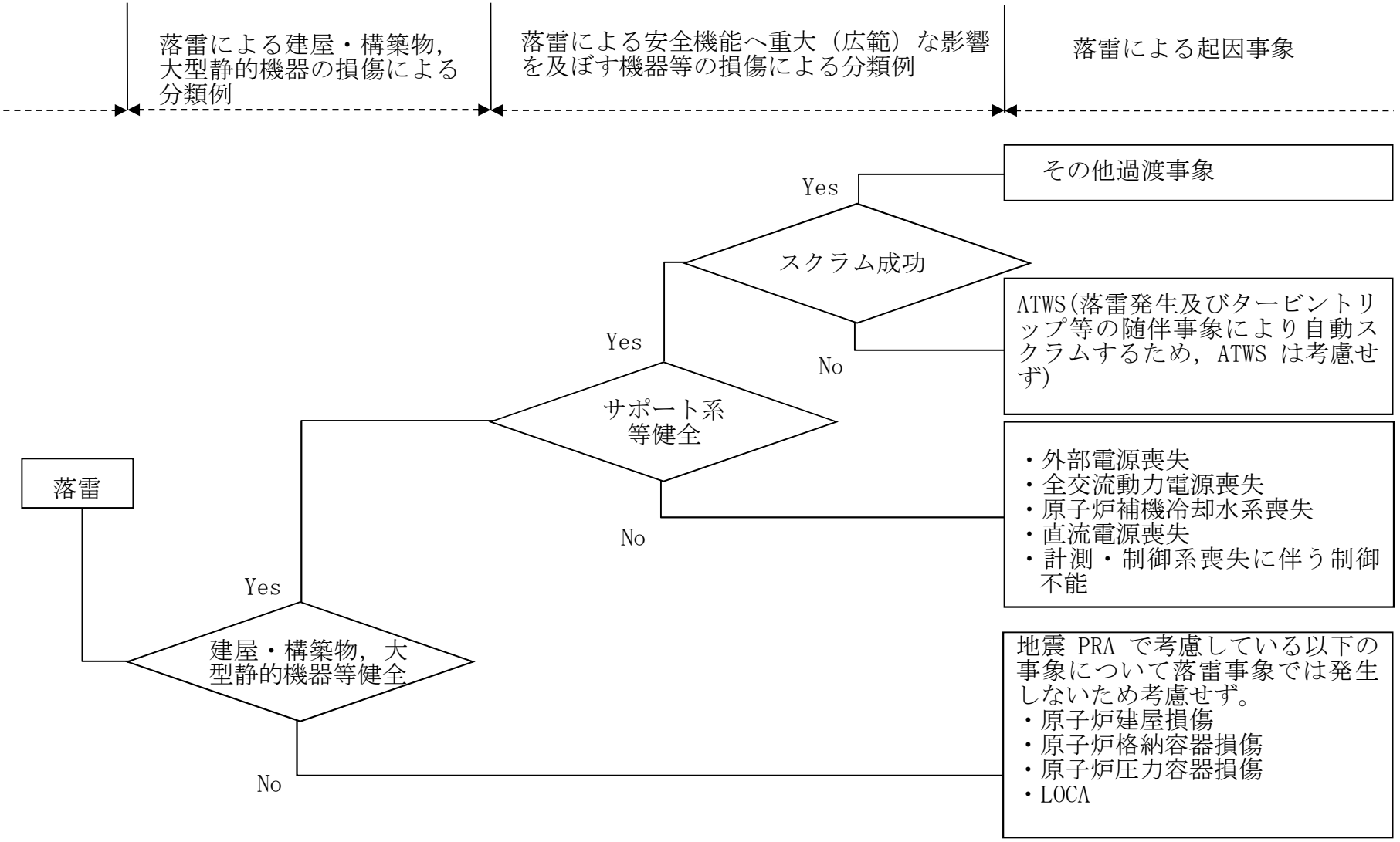
第 1 表 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(6 号炉)

発点－ 着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V)（（ ）内は印加電流(A)）		誘導電圧 200kA 換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
原子炉建屋(FMCRD)－コントロール建屋	計装	0.6(900)	1.06(888)	133.3	238.7
原子炉建屋(4F 東側)－タービン建屋	計装	3.22(908)	0.012(884)	709.3	2.7
原子炉建屋(B1F)－タービン建屋	制御	0.84(900)	0.042(900)	186.7	9.3
原子炉建屋 2F － B3F	計装	0.1(888)	0.24(896)	22.5	53.6
原子炉建屋(FMCRD)－コントロール建屋	制御	4.24(872)	5.0(904)	972.5	1106.2

第 2 表 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(7 号炉)

発点－ 着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V)（（ ）内は印加電流(A)）		誘導電圧 200kA 換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
原子炉建屋(FMCRD)－コントロール建屋	計装	1.1(868)	0.34(872)	253.5	78.0
原子炉建屋(4F 東側)－タービン建屋	計装	5.04(876)	0.32(868)	1150.7 ※	73.7
原子炉建屋(B1F)－タービン建屋	制御	1.04(904)	1.4(868)	230.1	322.6
原子炉建屋 2F － B3F	計装	0.12(864)	0.66(872)	27.8	151.4
原子炉建屋(FMCRD)－コントロール建屋	制御	4.32(872)	2.8(852)	990.8	657.3

※柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の場合，原子炉建屋(4F 東側)－ タービン建屋間で最大約 1150V/200kA の誘導電位が発生するが，当該区間を融通しているのは「R/A 外気差圧発信器」のみであり，差圧発信器にはアレスタ（雷インパルス試験耐電圧値：15kV）が内蔵されており，機器に影響を及ぼすことはない。



第 1 図　発電用原子炉の燃料の重大な損傷に至る起因事象選定フロー（落雷）

２．　事故シーケンスの特定

1．にて設計基準を超える落雷事象に対し発生可能性のあるシナリオ及び起因事象として以下のとおり抽出した。

○落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により，プラントスクラムに至るシナリオ

○屋外設備への雷サージの影響により，外部電源喪失，全交流動力電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ

○建屋内外への雷による誘導電流の影響により，各種設備が機能喪失に至るシナリオ

上記のシナリオにおける起因事象については，内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており，落雷により追加するべき事故シーケンスはないと判断した。

また，上記シナリオの発生頻度は，1.(4)に示したとおり極低頻度であること，又は発生した場合であっても緩和設備に期待できることから，有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスには至らないものと判断した。

以上

設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

火山事象のうち，火砕流や火山弾といった原子力発電所の火山影響評価ガイド（制定 平成25 年6 月19 日 原規技発第13061910 号 原子力規制委員会決定）（以下，「影響評価ガイド」という。）において設計対応不可とされている事象については，影響評価ガイドに基づく立地評価にて原子力発電所の運用期間中に影響を及ぼす可能性がないと判断されている。よって，個々の火山事象への設計対応及び運転対応の妥当性について評価を行うため抽出した降下火砕物を対象に原子力発電所への影響を検討するものとする。

降下火砕物により設備等に発生する可能性のある影響について，影響評価ガイドも参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①降下火砕物の堆積荷重による静的荷重

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

①降下火砕物の堆積荷重による静的荷重

（建屋）

・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

（屋外設備）

・軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

取水口及び海水系（原子炉補機冷却海水系）

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗

（屋外に面した設備）

・中央制御室換気空調

・非常用ディーゼル発電機室非常用給気設備（6 号炉），非常用電気品区域換気空調（7 号炉）（以下，D/G 室空調）

（屋外設備）

・軽油タンク等

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

軽油タンク等

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

送変電設備

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

－（アクセスルート）

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対して，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①降下火砕物の堆積荷重による建屋天井や屋外設備の崩落

建屋及び屋外設備に対する降下火砕物堆積荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に損傷，機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置しているタービン，発電機に影響が及び，タービントリップに至る。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した

場合に，建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し，計測制御系機能喪失に至る。

＜屋外設備＞

○軽油タンク

軽油タンクが降下火砕物堆積荷重により天井崩落，破損に至り，以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至る。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

海水中への降下火砕物による取水口や海水系への影響については，定量的な裕度評価は困難ではあるが，降下火砕物に対する取水量や取水設備構造等を考慮すると，取水口閉塞の発生は考えにくく，考慮すべきシナリオとしては抽出不要と考えられる。

海水系については，海水中の降下火砕物が高濃度な場合には，熱交換器の伝熱管，海水ポンプ軸受の閉塞による異常磨耗や海水ストレーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により，海水系設備の機能喪失，最終ヒートシンク喪失に至る。

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外機器の摩耗

（屋外に面した設備）

降下火砕物によって中央制御室換気空調及びD/G室空調給気口閉塞により各空調設備が機能喪失に至る。（ただし，中央制御室換気空調については，外気遮断による再循環運転が可能な設計とな

っているため，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。）

D/G 室空調給気口閉塞により，非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において，以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では，全交流動力電源喪失に至る。

（屋外設備）

軽油タンクのベント管の閉塞や非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの降下火砕物による軸受摩耗により，軽油タンク等が機能喪失し，以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至る。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については，屋外設備表面には耐食性の塗装（エポキシ等）が施されており腐食の抑制効果が考えられること，腐食の進展速度の遅さを考慮し，適切な保全管理が可能と判断，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着し，霧や降雨の水分を吸収することによって，相間短絡を起こし外部電源喪失に至る。

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

降下火砕物により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの，設計基準事故対処設備のみで対応

可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外の作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては，除灰を行うことから問題はない。

そのため上記①～⑤の影響評価の結果として，可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に，別途，詳細検討するものとする。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える降下火砕物に対しての裕度評価を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。（火山事象については，積雪や落雷のように年超過確率の評価が困難であるため，それに基づく起因事象発生可能性の考慮は実施しない。）

①降下火砕物の堆積荷重による建屋天井や屋外設備の崩落

設計として想定している降下火砕物堆積量35cmは，第1表に示す各建屋天井及び軽油タンクの許容荷重より小さく，裕度を有しているものの，各建屋及び軽油タンクの許容荷重以上に堆積した場合には，(3)項で選定した各シナリオに至る可能性がある。

ただし，最終ヒートシンク喪失，タービントリップ，計測制御系機能喪失，全交流動力電源喪失及びプラントスクラムについては，内部事象，地震及び津波のレベル1PRAでも考慮している事象であることから，追加のシナリオではない。

第1表 各建屋・タンクの降下火砕物堆積における許容荷重

建屋・タンク	許容荷重
原子炉建屋	6 号炉：81cm 7 号炉：81cm
タービン建屋	6 号炉：67cm 7 号炉：67cm
コントロール建屋	142cm
軽油タンク	6 号炉：88cm 7 号炉：88cm

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

海水中の降下火砕物による海水系への影響については，降下火砕物の性質である硬度を考慮すると，海水中の降下火砕物によって熱交換器の伝熱管や海水ポンプ軸受の異常磨耗は進展しにくく，また，海水ストレーナの自動洗浄機能によって，機能喪失することは考えにくい。しかし，何らかの理由で，海水中の降下火砕物が大量に流入した場合には，海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る可能性はある。ただし，最終ヒートシンク喪失は内部事象，地震及び津波のレベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗

D/G 室空調フィルタへの降下火砕物の影響については，設計基準を超える降下火砕物に対しても，フィルタ交換が可能な構造であることを考慮すると，換気空調系フィルタの閉塞発生可能性が十分に低減されると考えられるが，定量的な裕度評価が困難であり，何らか

の理由で大量の降下火砕物が流入した場合は，非常用ディーゼル発電機の機能喪失に至る。ただし，非常用ディーゼル発電機の機能喪失は内部事象，地震及び津波のレベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

軽油タンク等への降下火砕物の影響については，以下の理由で起因事象は発生しない。軽油タンクのベント管出口は地面側を向いていること，地上 10m の高さにあることから閉塞しない。また非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプは，軸貫通部に潤滑剤等の漏えいがないよう管理されており，電動機についても内部に降下火砕物が侵入しない構造となっていることから降下火砕物の影響を受けない。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については，屋外設備表面に耐食性の塗装（エポキシ等）が施されており腐食の抑制効果があること，及び腐食の進展速度が遅いことを考慮し，適切な保全管理により発生防止が可能であるため，腐食を要因とする起因事象は考慮不要である。

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

降下火砕物の影響を受ける可能性がある送変電設備は，発電所内外の広範囲にわたるため，全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失の発生可能性は否定できない。ただし，外部電源喪失は内部事象や地震，津波でも考慮しており追加のシナリオではない。

2.　事故シーケンスの特定

1.(3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定したが，いずれのシナリオについても，内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しているものであり，追加すべき新たなものはない。

・原子炉建屋天井崩落による最終ヒートシンク喪失

・タービン建屋天井崩落によるタービントリップ又はプラントスクラム

・コントロール建屋天井崩落による計測制御系機能喪失

・軽油タンク等の機能喪失及び外部電源喪失の重畳による全交流動力電源喪失

・海水系の閉塞による最終ヒートシンク喪失

・D/G室空調給気口閉塞及び外部電源喪失による全交流動力電源喪失

・送電網又は変圧器への相間短絡による外部電源喪失

また，上記シナリオのうち，各建屋及び軽油タンクの天井の崩落については，除灰により発生防止を図ることが可能であること，D/G室空調給気閉塞についてもフィルタ交換により発生防止を図ることが可能であることから，それぞれ発生自体が影響のある事故シーケンスとはならないものと判断した。

以上

設計基準を超える風（台風）事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

風（台風）事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①風荷重による建屋や設備等の損傷

②強風により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

③強風によるアクセス性や作業性の悪化

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

＜建屋＞

・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

＜屋外設備＞

・送変電設備

・軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タ

ンク等)

・取水口

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードごとに，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①風荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋外設備に対する風荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋

風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 55.7m/s（地上高 10m，10 分間平均風速）となるが，原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造のため，この程度の極めて発生することが稀な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○コントロール建屋

風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 55.7m/s（地上高 10m，10 分間平均風速）となるが，コントロール建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり，この程度の極めて発生することが稀な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○タービン建屋

タービン建屋については，建屋上層部が鉄骨造である。万が一，

風荷重により破損に至るような場合は，鉄骨造である建屋上層部が考えられる。その場合の影響範囲としては，タービンや発電機が想定され，シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

＜屋外設備＞

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合，外部電源が喪失する。

○軽油タンク等

風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 55.7m/s（地上高 10m，10 分間平均風速）となるが，この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることはないものの，仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷し，かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至る。

②強風により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

強風により資機材，車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水を閉塞させた場合，原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク喪失に至るシナリオが考えられるが，取水口を閉塞させる程の資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

③強風によるアクセス性や作業性の悪化

強風により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響が及ぶ可能性があるものの，設計基準事故対処設備のみで対応可能なシ

ナリオであれば基本的に屋外現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外作業へ影響が及んだ場合であっても問題はない。

そのため上記①の影響評価の結果として，可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要となるケースが確認された場合に，別途，詳細検討するものとする。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える風荷重に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①風荷重による建屋や設備等の損傷

＜建屋＞

タービン建屋上層部は鉄骨造であり風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を大幅に超える風荷重が建屋に作用した場合，建屋が損傷してタービン，発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため，タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定する。

なお，原子炉建屋及びコントロール建屋については，鉄筋コンクリート造であり，風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから，年超過確率 10^{-7} の風速 55.7m/s（地上高 10m，10 分間平均風速）を超える風荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないと考えられることから，風荷重による建屋損傷シナリオは考慮不要とした。

＜屋外設備＞

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える風荷重に対して送変電設備が損傷することは否定できないため，送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが，軽油タンク等は，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速 55.7m/s（地上高 10m，10 分間平均風速）の風荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから，起因事象としての発生頻度は十分低く詳細評価は不要と考えられる。

2. 事故シーケンスの特定

1.(3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○タービン建屋損傷に伴いタービントリップに至るシナリオ

○送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ

○軽油タンク等が損傷，かつ外部電源が喪失している状況下において，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ

上記シナリオについては，運転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており追加のシナリオはない。

また，上記シナリオのうち，全交流動力電源喪失シナリオは，軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率評価上，10^{-7}未満）を考慮すると，発生自体

が非常に稀な事象であり，起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを考慮すればよく，原子炉建屋及びコントロール建屋，軽油タンク等の損傷可能性を踏まえると，これら起因事象から有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

⑤竜巻襲来後のガレキ散乱によるアクセス性や作業性の悪化

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建屋外壁貫通を考慮すると屋内設備に影響が及ぶ可能性が考えられるが，個別機器としては特定せず，地上１階以上かつ原子炉格納容器外の機器については破損を前提とする。

＜建屋＞

・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋，廃棄物処理建屋

＜屋外設備＞

・送変電設備，軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

シナリオの作成に関しては，「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（(社)日本原子力学会）及び地震 PRA の結果から，地震により発生する起因事象を参照し，竜巻での発生可能性のある起因事象となり得るシナリオについて検討した。

竜巻の影響としては，飛来物の建屋外壁貫通が考えられるものの，原子炉建屋等の大規模破損に至ることは考えられないこと，さらには原子炉格納容器及び原子炉格納容器内の設備まで影響を及ぼすことは考えられないことから，地震 PRA にて考慮している起因事象のうち，原子炉格納容器の破損，原子炉圧力容器の破損，LOCA 事象といった建屋・構造物の破損については除外した。

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードごとに，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する風荷重及び気圧差荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋

竜巻の最大風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 90m/s 程度となるが，原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり，風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから，この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。また，風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても，風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は，原子炉建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持されると考えられる。ただし，ブローアウトパネルは，建屋内外の差圧により開放する。

○コントロール建屋及び廃棄物処理建屋

原子炉建屋同様，コントロール建屋及び廃棄物処理建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり，風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから，この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。また，風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても，風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は，コントロール建屋及び廃棄物処理建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○タービン建屋

竜巻の最大風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 90m/s 程度となり，タービン建屋はこの程度の風荷重及び気圧差荷重で損傷に至ることはないが，建屋上層部が鉄骨造のため，仮にこれを上回る風荷重及び気圧差荷重が生じた場合には破損に至

る可能性が高いと考えられる。その場合の影響範囲としては，タービンや発電機が想定され，シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

＜屋外設備＞

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合，外部電源が喪失する。

○軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等という。）

竜巻の最大風速については，年超過確率評価上，10^{-7} となる風速は 90m/s 程度となるが，この程度の風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることはないものの，仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷した場合で，かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。

＜屋内設備＞

・タービン建屋上層部が風荷重及び気圧差荷重により破損に至った場合，タービンや発電機への影響が想定され，シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

・非常用電気品区域換気空調設備は，原子炉建屋内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが，気圧差荷重によりダクト，ファン，ダンパ等の損傷が考えられる。それらの設備の損傷により，非常用ディーゼル発電機室の換気が困難になった場合，非常用デ

ィーゼル発電機室温度の上昇に伴い，非常用ディーゼル発電機が機能喪失，交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。また，その状況下において，送変電設備の損傷により外部電源喪失にも至っているとすると，全交流動力電源喪失となる。

・中央制御室換気空調設備は，コントロール建屋に設置されており，気圧差荷重によりダクト，ファン，ダンパ等への影響が考えられる。それら設備の損傷により中央制御室の換気が困難になった場合，中央制御室内の温度が上昇するが，即，中央制御室内の機器へ影響が及ぶことはなく，また，竜巻の影響は一時的であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリオは考慮不要とする。

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び建屋内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

飛来物が建屋外壁を貫通することにより，屋内設備に波及的影響を及ぼすことが考えられるが，発生可能性のあるシナリオについては，後述の屋内設備で考慮することとする。

＜屋外設備＞

○送変電設備

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

○軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

＜屋内設備＞

・原子炉建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合，原子炉補機冷却水系が喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る可能性があるが，原子炉補機冷却水系のサージタンクは，多重化されていることに加えて分散配置されているため原子炉補機冷却水系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失する確率は極低頻度であること，さらには，竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると，原子炉補機冷却水系が喪失するのは 10^{-7}/年より小さくなることから，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

・原子炉建屋3階に設置している非常用ディーゼル発電設備ディタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合で，かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられるが，原子炉建屋3階の非常用ディーゼル発電設備ディタンク室のコンクリート外壁の厚さは 70cm であり，飛来物の衝突に対して貫通を避けるための十分な厚さであるため，貫通することはないと考えられる。したがって，飛来物による非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の損傷は考慮不要とする。

・原子炉建屋1階に設置している非常用ディーゼル発電設備に建屋扉を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合や3階に設置し

ている非常用ディーゼル発電設備室空調給気口に飛来物が衝突して閉塞し，全数機能喪失した場合で，かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると，全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。しかし，非常用ディーゼル発電設備及び空調給気口は多重化されていることに加えて分散配置されているため，非常用ディーゼル発電設備が全数機能喪失する確率は極低頻度であること，さらには，竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると，非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失するのは 10^{-7}/年より小さくなることから，全交流動力電源喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

・コントロール建屋最上階に設置している中央制御室内の計測・制御設備に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して安全系設備の制御に関わる設備が全数機能喪失した場合，計測制御系機能喪失に至るシナリオが考えられるが，飛来物の衝突により安全系設備の制御に関わる設備が全数機能喪失するのは，極低頻度であると考えられることから飛来物による計測制御系機能喪失シナリオは考慮不要とする。

・タービン建屋2階に設置しているタービンや発電機に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合のシナリオとしては，タービントリップが考えられる。

・タービン建屋地下1階から1階にある循環水ポンプの1階部分に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合，復水器の真空度が低下し，出力低下又は手動停止に至る。

ただし，上記シナリオのうち，タービントリップ以外は，飛来物

発生の要因である大規模竜巻の発生頻度が極低頻度であり，さらに飛来物が発生し建屋へ衝突，壁を貫通する可能性，壁を貫通したとしてもそれにより屋内設備が機能喪失に至る可能性を考慮すると，発生可能性は極めて小さい。加えて，安全系に関わる設備（原子炉補機冷却水系，非常用ディーゼル発電設備ディタンク等）は多重化されており，複数区分の設備が同時に損傷に至らない限り上述の起因事象には至らないことから，極めて稀な事象であり詳細評価不要と判断した。

③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する組み合わせ荷重により発生可能性のあるシナリオについては，①，②に包絡される。

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材，車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水を閉塞させた場合，原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク喪失に至るシナリオが考えられるが，取水口を閉塞させる程の資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

⑤竜巻襲来後のガレキ散乱によるアクセス性や作業性の悪化

竜巻襲来後のガレキ散乱により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響が及ぶ可能性があるものの，設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外現場対応はなく，

仮にアクセス性や屋外作業へ影響がおよんだ場合であっても問題はない。

そのため上記①～④の影響評価の結果として，可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要となるケースが確認された場合に，別途，詳細検討するものとする。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

＜建屋＞

タービン建屋上層部は鉄骨造であり年超過確率評価上 10^{-7} となる風速 90m/s 程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が建屋に作用した場合，建屋が損傷してタービン，発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため，タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。なお，原子炉建屋及びコントロール建屋については，鉄筋コンクリート造であり，風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されており，年超過確率評価上 10^{-7} となる風速 90m/s 程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないことから風荷重及び気圧差荷重に

よる建屋損傷シナリオは考慮不要としている。

＜屋外設備＞

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える風荷重及び気圧差荷重に対して送変電設備の損傷を否定できないため，送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが，軽油タンク等は，年超過確率評価上10^{-7}となる風速90m/s程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから，起因事象としての発生頻度は十分小さく詳細評価は不要と判断した。

＜屋内設備＞

○タービン建屋の損傷によりタービンや発電機に影響を及ぼすことによるタービントリップ

先述のとおり，タービン建屋損傷によりタービンや発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため，タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○換気空調系損傷に伴う全交流動力電源喪失

換気空調系（非常用ディーゼル発電機電気品区域換気空調系，海水熱交換器区域換気空調系）のうち，気圧差の影響を受けやすいダクトについては，設計を超える荷重が作用した場合変形する可能性があり，一定の風量を確保することが困難になる可能性があるため，換気空調系の損傷に伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失（外部電源喪失状況下においては全交流動力電源喪失）がシナリオとしては考えられる。しかし，内部事象レベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

②建屋や建屋内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生する可能性のあるシナリオ

＜建屋＞

原子炉建屋，コントロール建屋及びタービン建屋は，飛来物が建屋外壁を貫通することにより，屋内設備に波及的影響を及ぼすが，発生可能性のあるシナリオは，後述の屋内設備で考慮することとする。

＜屋外設備＞

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

飛来物の衝撃荷重に対して発生を否定できないため，送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが，全交流動力電源喪失は運

転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAでも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

＜屋内設備＞

○飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップ

タービン建屋上層部は鉄骨造であり，外壁については，原子炉建屋やコントロール建屋に比べて強度が低い材質であるため飛来物の貫通リスクが高く，タービン建屋2階に設置しているタービンや発電機に飛来物が衝突する可能性は否定できないため，飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し，復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止

タービン建屋の循環水ポンプエリアの外壁には，開口部（ルーバ）があるため飛来物の侵入リスクが高く，循環水ポンプに飛来物が衝突し，循環水ポンプが損傷する可能性がある。その場合の影響としては，復水器真空度低下に伴う出力低下又は手動停止等の措置が考えられるが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

2.　炉心損傷事故シーケンスの特定

1.(3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷又は，飛来物が建屋外壁を貫通し，タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ

○送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ

○軽油タンク等が損傷，かつ外部電源喪失している状況下において，非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ

○循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し，復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止に至るシナリオ

上記シナリオについては，運転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており追加のシナリオはない。

また，上記シナリオのうち，全交流動力電源喪失シナリオは，軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率10^{-7}未満）を考慮すると，発生自体が非常に稀な事象であることから起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを考慮すればよく，原子炉建屋及びコントロール建屋，軽油タンク等の損傷可能性及び飛来物の建屋貫通による屋内設備の損傷可能性を踏まえると，これら起因事象から有意な影響のある炉心損傷事故シーケンスは生じないと判断した。

以　上

設計基準を超える降水事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1)構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

降水事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

①建屋天井に対する荷重

②敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水

③建屋内浸水による機器の没水又は被水

④降水によるアクセス性や作業性の悪化

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

＜建屋＞

・原子炉建屋

・コントロール建屋

・タービン建屋

・廃棄物処理建屋

＜屋外設備＞

・送変電設備

・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

(3)起因事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードごとに，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①雨水荷重による建屋天井の崩落

建屋に対する雨水荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

＜建屋＞

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に機能喪失することで，原子炉補機冷却水系が喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，雨水が下層階へ伝播し，非常用ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が没水又は被水により機能喪失し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に，タービンや発電機に影響が及び，タービントリップに至るシナリオ。また，タービン建屋熱交換器エリア屋上が雨水荷重により崩落した場合に，没水又は被水により原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し，

最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水若しくは被水により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。その後，中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ雨水が伝播し直流電源喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋

廃棄物処理建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に，冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し，プラントスクラムに至るシナリオ。

②敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水

敷地内で雨水が滞留した場合に，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系の燃料移送ポンプが没水し機能喪失する可能性があり，降水の影響により屋外の送変電設備の機能喪失と重畳し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

③建屋内浸水による機器の没水又は被水

本損傷・機能喪失モードにより発生する事故シーケンスは，発生原因が浸水によるものであり，対策は建屋周辺の止水対策となるた

め，重大事故防止対策の有効性の確認のためのシーケンスには適さない。よってこの損傷・機能喪失モードは考慮しない。

④降水によるアクセス性や作業性の悪化

降水により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの，設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外の作業性へ影響が及んだ場合であっても問題はない。

そのため上記①～③の影響評価の結果として，可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に，別途，詳細検討するものとする。

(4)起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える降水事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①雨水荷重による建屋天井の崩落

雨水荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には，(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるものの，最終ヒートシンク喪失，タービントリップ及びプラントスクラムについては，運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していること，計測制御系機能喪失及び直流電源機能喪失については，地震，津波のレベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。

なお，年超過発生確率 10^{-7} 相当の降水（159.2 ㎜/h）時には，一部の屋上において雨水の流入量が排水量を上回る。このうち原子炉建

屋とタービン建屋の間の 2m ギャップ（主蒸気トンネル室直上除く）及びタービン建屋東側換気空調系エリアの屋上では，建屋パラペット高さまで雨水が滞留する可能性があり，これらの箇所では天井が損傷する可能性が否定できない。仮にこれらの箇所の天井が崩落するもっとも厳しい状況を考えた場合には，雨水の伝播経路上にある原子炉補機冷却水系サージタンク水位計，ディーゼル発電設備，非常用電源盤及びタービン建屋の常用機器が没水又は被水し，機能喪失することで最終ヒートシンク喪失と全交流動力電源喪失が発生する可能性がある。この時，原子炉建屋最地下階において原子炉隔離時冷却系が没水により機能喪失する可能性もあることから，平成 4 年以降に整備したアクシデントマネジメント策に期待しない場合には，炉心損傷に至る。ただし，このような事故シーケンスは津波 PRA で考慮されていることから追加の事故シーケンスグループではない。

②敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水

全交流動力電源喪失については，運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。

なお，年超過発生確率 10^{-7} 相当の降水時においても一部滞留水が発生するものの，排水用フラップゲートから滞留水を速やかに海域に排水することが可能である。よって，敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水は，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○原子炉建屋の天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また，ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至る。

○タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至る。

○タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に，原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る。

○タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に，循環水ポンプが機能喪失し，復水器真空度低からプラントスクラムに至る。

○コントロール建屋の天井が崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水若しくは被水により機能喪失し，計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至る。

○廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に，冷却材再循環ポンプ M/Gセットや換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し，プラントスクラムに至る。

○降水の影響により屋外の送変電設備が機能喪失し外部電源喪失が発生している状態で，燃料移送ポンプが没水により機能喪失し，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至る。

上記シナリオについては，いずれも運転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAのいずれかにおいて考慮しているものであり，追加すべき新たなものはない。

また，1.(4)項での起因事象の特定結果のとおり，年超過発生確率10^{-7}相当の降水時においてはタービン建屋東側換気空調系エリアの天井崩落によりタービントリップが発生する可能性が否定できないものの，緩和設備に期待できることから有意な影響又は頻度を持つ事故シーケンスとはならない。

したがって，降水事象を要因として発生し得る有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

Ⅰ：各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース
Ⅱ：ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース
Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース
Ⅲ-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

＜自然現象の重畳マトリックス＞

主事象				i	ii					1		2			3	4	5		6		7	8	9		10			
				地震	津波					降水		積雪			雪崩	ひょう，あられ	氷嵐，雨水，みぞれ		氷晶		霜，霜柱	結氷板，流氷，氷壁	風(台風)		竜巻			
重畳事象			損傷・機能喪失モード	①荷重(地震荷重)	①浸水	②荷重(衝突) 襲来物・波力	③浮力	④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動	⑤冷却機能低下:海水系	①浸水	②荷重(堆積)	①荷重(堆積)	②相間短絡	③閉塞(空調)	①荷重(衝突)	①荷重(衝突)	①荷重(堆積)	②閉塞(空調)	①荷重(堆積)	②閉塞(空調)	①-	①閉塞(取水)	①荷重(風圧)	②閉塞(取水)	①荷重(風圧)	②荷重(気圧差)	③荷重(衝突)	④閉塞(取水)
自然現象		損傷・機能喪失モード	備考																			発生しない						
i	地震	①荷重(地震荷重)			Ⅱ	Ⅰ	－	Ⅲ-1	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ-1	Ⅲ-1
ii	津波	①浸水		－						Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	Ⅱ，Ⅲ-1	－
		②荷重(衝突) 襲来物・波力		Ⅰ						－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－
		③浮力		Ⅲ-1						－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動		－						－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1
		⑤冷却機能低下:海水系		－						－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
1	降水	①浸水		－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－			－	Ⅲ-1	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		②荷重(堆積)		Ⅱ，Ⅲ-1	－	－	－	－	－			Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－		－	－	－	－	－	－
2	積雪	①荷重(堆積)		Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅱ	Ⅰ，Ⅱ				Ⅲ-1	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－		－	－	－	－	－	－
		②相間短絡		－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		③閉塞(空調)		－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－		－	－	－	Ⅰ	－	－
3	雪崩	①荷重(衝突)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ，Ⅱ	－	－	－	－		Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－
4	ひょう，あられ	①荷重(衝突)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ				－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－
5	氷嵐，雨水，みぞれ	①荷重(堆積)		Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅱ	Ⅰ，Ⅱ	Ⅰ	Ⅲ-1	－	－	－			Ⅰ	－	－		Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	－	－
		②閉塞(空調)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－			－	Ⅰ	－		－	－	－	Ⅰ	－	－
6	氷晶	①荷重(堆積)		Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅱ	Ⅰ，Ⅱ	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－			－		Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	－	－
		②閉塞(空調)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－			－		－	－	－	Ⅰ	－	－
7	霜，霜柱	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－
8	結氷板，流氷，氷壁	①閉塞(取水)	発生しない																									
9	風(台風)	①荷重(風圧)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－					Ⅰ	－	Ⅰ	－
		②閉塞(取水)		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	Ⅰ
10	竜巻	①荷重(風圧)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－		Ⅰ	－					
		②荷重(気圧差)		Ⅰ	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－				
		③荷重(衝突)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	Ⅱ	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－				
		④閉塞(取水)		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ				
11	砂嵐	①閉塞(空調)	発生しない																									
12	霧，靄	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
13	高温	①外気温度高 (冷却機能低下:空調)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
14	低温(凍結)	①外気温度低(凍結)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
15	高温水(海水温高)	①海水温度高 (冷却機能低下:海水系)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
16	低温水(海水温低)	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
17	極限的な圧力 (気圧高/低)	①荷重(気圧差)		Ⅰ	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	－
18	落雷	①雷サージ＆誘導電流		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
19	高潮	①浸水		－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
20	波浪	①浸水		－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
21	風津波	①浸水		－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
22	洪水	①浸水	発生しない																									
23	池・河川の水位低下	①-	発生しない																									
24	河川の迂回	①-	発生しない																									
25	干ばつ	①-	発生しない																									
26	火山	①荷重(堆積)		Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅱ	Ⅰ，Ⅱ	Ⅰ	－	－	Ⅲ-1	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－		－	－	－	－	－	－
		②閉塞(取水)		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ
		③閉塞(空調)		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－		－	－	－	Ⅰ	－	－
		④腐食		Ⅱ	Ⅱ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		⑤相間短絡		－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
27	地滑り	①荷重(衝突)		Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅱ	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－
28	海水中の地滑り	①閉塞(取水)		－	－	－	－	Ⅰ	Ⅱ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
30	土地の浸食，カルスト	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
31	土の伸縮	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
33	地下水 (多量/枯渇)	①浸水		－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		②地下水の枯渇		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
34	地下水による浸食	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		②浸水		－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
35	森林火災	①熱影響		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		②外気取入機器及び人への影響		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
36	生物学的事象	①閉塞(取水)		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ
		②個別機器の損傷		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
37	静振	①浸水		－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		②冷却機能低下:海水系		－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
38	塩害，塩雲	①腐食		Ⅱ	Ⅱ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突)	発生しない																									
		②荷重(衝突)	発生しない																									
		③浸水	発生しない																									
40	太陽フレア，磁気嵐	①誘導電流		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
41	土石流	①荷重(衝突)	発生しない																									
42	泥湧出	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－

Ⅰ：各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース
Ⅱ：ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース
Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース
Ⅲ-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象				11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26					27	28	29	30	31
				砂嵐	霧，露	高温	低温(凍結)	高温水(海水温高)	低温水(海水温低)	極限的な圧力(気圧高/低)	落雷	高潮	波浪	風津波	洪水	池・河川の水位低下	河川の迂回	干ばつ	火山					地滑り	海水中の地滑り	地面隆起/低潮位	土地の浸食，カルスト	土の伸縮
重畳事象			損傷・機能喪失モード	①閉塞(空調)	①-	①外気温度高（冷却機能低下:空調）	①外気温度低(凍結)	①海水温度高（冷却機能低下:海水系）	①-	①荷重(気圧差)	①雷サージ＆誘導電流	①浸水	①浸水	①浸水	①浸水	①-	①-	①-	①荷重(堆積)	②閉塞(取水)	③閉塞(空調)	④腐食	⑤相間短絡	①荷重(衝突)	①閉塞(取水)	①地盤不安定	①地盤不安定	①地盤不安定
自然現象		損傷・機能喪失モード	備考	発生しない											発生しない	発生しない	発生しない	発生しない										
i	地震	①荷重(地震荷重)			－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ					－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅲ-1	Ⅰ，Ⅲ-1	Ⅰ，Ⅲ-1
ii	津波	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
		②荷重(衝突) 襲来物・波力			－	－	－	－	－	－	Ⅱ	－	－	－					－	－	－	－	－	Ⅲ-1	－	－	－	－
		③浮力			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
		⑤冷却機能低下:海水系			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
1	降水	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ					Ⅲ-1，Ⅲ-2	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
		②荷重(堆積)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－
2	積雪	①荷重(堆積)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					Ⅰ，Ⅲ-1	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－
		②相間短絡			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－
		③閉塞(空調)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
3	雪崩	①荷重(衝突)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－
4	ひょう，あられ	①荷重(衝突)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
5	氷嵐，雨氷，みぞれ	①荷重(堆積)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					Ⅰ	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－
		②閉塞(空調)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
6	氷晶	①荷重(堆積)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					Ⅰ	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－
		②閉塞(空調)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
7	霜，霜柱	①-			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
8	結氷板，流氷，氷壁	①閉塞(取水)	発生しない																									
9	風(台風)	①荷重(風圧)			－	－	Ⅲ-1	－	－	Ⅰ	Ⅱ	－	－	－					－	－	Ⅲ-1	－	－	－	－	－	－	－
		②閉塞(取水)			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
10	竜巻	①荷重(風圧)			－	－	－	－	－	－	Ⅱ	－	－	－					－	－	Ⅲ-1	－	－	－	－	－	－	－
		②荷重(気圧差)			－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
		③荷重(衝突)			－	－	－	－	－	－	Ⅱ	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		④閉塞(取水)			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
11	砂嵐	①閉塞(空調)	発生しない																									
12	霧，露	①-			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
13	高温	①外気温度高 （冷却機能低下:空調）			－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－	－	－	－	－	－					－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
14	低温(凍結)	①外気温度低(凍結)			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
15	高温水(海水温高)	①海水温度高 （冷却機能低下:海水系）			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
16	低温水(海水温低)	①-			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
17	極限的な圧力 (気圧高/低)	①荷重(気圧差)			－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－					Ⅰ	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－
18	落雷	①雷サージ＆誘導電流			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
19	高潮	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
20	波浪	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
21	風津波	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	－					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
22	洪水	①浸水	発生しない																									
23	池・河川の水位低下	①-	発生しない																									
24	河川の迂回	①-	発生しない																									
25	干ばつ	①-	発生しない																									
26	火山	①荷重(堆積)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	－	－	－	Ⅲ-1	－	－	－	－
		②閉塞(取水)			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
		③閉塞(空調)			－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		④腐食			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		⑤相間短絡			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
27	地滑り	①荷重(衝突)			－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
28	海水中の地滑り	①閉塞(取水)			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
30	土地の浸食，カルスト	①地盤不安定			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
31	土の伸縮	①地盤不安定			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
33	地下水 (多量/枯渇)	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	Ⅲ-1
		②地下水の枯渇			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅲ-1
34	地下水による浸食	①地盤不安定			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	Ⅲ-1	－	－	Ⅰ	Ⅰ
		②浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	Ⅲ-1
35	森林火災	①熱影響			－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		②外気取入機器及び人への影響			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
36	生物学的事象	①閉塞(取水)			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
		②個別機器の損傷			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
37	静振	①浸水			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ					－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－
		②冷却機能低下:海水系			－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－					－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－
38	塩害，塩雲	①腐食			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突)	発生しない																									
		②荷重(衝突)	発生しない																									
		③浸水	発生しない																									
40	太陽フレア，磁気嵐	①誘導電流			－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
41	土石流	①荷重(衝突)	発生しない																									
42	泥湧出	①地盤不安定			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－					－	－	－	－	－	－	－	－	－	－

Ⅰ：各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し，重ね合わさって増長するケース
Ⅱ：ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより，影響が増長するケース
Ⅲ-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し，影響が増長するケース
Ⅲ-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象				32	33		34		35		36		37		38	39			40	41	42
				海岸浸食	地下水（多量/枯渇）		地下水による浸食		森林火災		生物学的事象		静振		塩害，塩雲	隕石/衛星の落下			太陽フレア，磁気嵐	土石流	泥湧出
重畳事象			損傷・機能喪失モード	①冷却機能低下：海水系	①浸水	②地下水の枯渇	①地盤不安定	②浸水	①熱影響	②外気取入機器及び人への影響	①閉塞（取水）	②個別機器の損傷	①浸水	②冷却機能低下：海水系	①腐食	①荷重（衝突）	②荷重（衝突）	③浸水	①誘導電流	①荷重（衝突）	①地盤不安定
自然現象		損傷・機能喪失モード	備考													発生しない	発生しない	発生しない		発生しない	
i	地震	①荷重（地震荷重）		Ⅲ-1	Ⅱ，Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	Ⅱ，Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅱ	－				－		－
ii	津波	①浸水		Ⅲ-1	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
		②荷重（衝突） 漂来物・波力		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		③浮力		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		④閉塞（取水） 漂来物・海底砂移動		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
		⑤冷却機能低下：海水系		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
1	降水	①浸水		－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
		②荷重（堆積）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
2	積雪	①荷重（堆積）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		②相間短絡		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		③閉塞（空調）		－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－				－		－
3	雪崩	①荷重（衝突）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
4	ひょう，あられ	①荷重（衝突）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
5	氷嵐，雨氷，みぞれ	①荷重（堆積）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		②閉塞（空調）		－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－				－		－
6	氷晶	①荷重（堆積）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		②閉塞（空調）		－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－				－		－
7	霜，霜柱	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
8	結氷板，流氷，氷壁	①閉塞（取水）	発生しない																		
9	風（台風）	①荷重（風圧）		－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－	－				－		－
		②閉塞（取水）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
10	竜巻	①荷重（風圧）		－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－	－				－		－
		②荷重（気圧差）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		③荷重（衝突）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		④閉塞（取水）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
11	砂嵐	①閉塞（空調）	発生しない																		
12	霧，露	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
13	高温	①外気温度高 （冷却機能低下：空調）		－	－	－	－	－	Ⅰ，Ⅲ-1	－	－	－	－	－	－				－		－
14	低温（凍結）	①外気温度低（凍結）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
15	高温水（海水温高）	①海水温度高 （冷却機能低下：海水系）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－				－		－
16	低温水（海水温低）	①-		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
17	極限的な圧力 （気圧高/低）	①荷重（気圧差）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
18	落雷	①雷サージ＆誘導電流		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				Ⅰ		－
19	高潮	①浸水		－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
20	波浪	①浸水		－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
21	風津波	①浸水		－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
22	洪水	①浸水	発生しない																		
23	池・河川の水位低下	①-	発生しない																		
24	河川の迂回	①-	発生しない																		
25	干ばつ	①-	発生しない																		
26	火山	①荷重（堆積）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
		②閉塞（取水）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
		③閉塞（空調）		－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－				－		－
		④腐食		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ				－		－
		⑤相間短絡		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
27	地滑り	①荷重（衝突）		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
28	海水中の地滑り	①閉塞（取水）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
30	土地の浸食，カルスト	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
31	土の伸縮	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
32	海岸浸食	①冷却機能低下：海水系			－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－				－		－
33	地下水 （多量/枯渇）	①浸水		－		－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				－		－
		②地下水の枯渇		－			－	－	－	－	－	－	－	－	－					－		－
34	地下水による浸食	①地盤不安定		－	－	－			－	－	－	－	－	－	－				－		－
		②浸水		－	Ⅲ-1	－			－	－	－	－	－	Ⅰ	－				－		－
35	森林火災	①熱影響		－	－	－	－	－			－	－	－	－	－				－		－
		②外気取入機器及び人への影響		－	－	－	－	－			－	－	－	－	－				－		－
36	生物学的事象	①閉塞（取水）		Ⅰ	－	－	－	－	－	－			－	Ⅰ	－				－		－
		②個別機器の損傷		－	－	－	－	－	－	－			－	－	－				－		－
37	静振	①浸水		－	Ⅰ	－	－	Ⅰ	－	－	－	－			－				－		－
		②冷却機能低下：海水系		Ⅰ	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－			－				－		－
38	塩害，塩雲	①腐食		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
39	隕石/衛星の落下	①荷重（衝突）	発生しない																		
		②荷重（衝突）	発生しない																		
		③浸水	発生しない																		
40	太陽フレア，磁気嵐	①誘導電流		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		－
41	土石流	①荷重（衝突）	発生しない																		
42	泥湧出	①地盤不安定		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－		

添付資料 4

外部人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち，自然現象同士が重畳することによる影響については，添付資料 3 に示すように組み合わせを考慮し，単独事象とは異なる新たな影響が発生しないことを確認した。一方，外部人為事象については，以下に示す理由から個々の組み合わせについて確認する必要はなく，自然現象同士の重畳影響評価に包絡されると考える。

＜理由＞自然現象と比べて外部人為事象は影響範囲が限定的（狭い）である。

自然現象の影響は，原子炉施設全体に対して同時に作用する点が特徴である。一方，外部人為事象の場合は，人工物の事故等により引き起こされるものであり，影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決まる。したがって，外部人為事象の場合，低頻度事象を仮定しようとしても，実際に設置されている設備や立地状況等により制限され，際限なく事象影響範囲が拡がるということはない。

以上より，各外部人為事象により生じる影響の特徴を踏まえ，それぞれの影響を包絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで，外部人為事象についても重畳影響を確認したことと同等になる。（第 1 表参照）

第1表　自然現象と包絡される外部人為事象

自然現象	特徴	包絡される外部人為事象 (No.は添付資料1-2中の事象の番号)
地　震	原子炉施設全体に対して同時に外力が作用し，複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備の損傷が生じ得る。	No.9 航空機衝突（意図的） No.14 サイト内外での掘削
津　波	原子炉施設への浸水により，複数の機器が同時に機能喪失する場合がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No.5 船舶の衝突 No.15 内部溢水 No.18 化学物質の放出による水質悪化 No.19 油流出
落　雷	原子炉施設への落雷により，広範囲の計測系，制御系の損傷が生じる可能性がある。	No.6 電磁的障害 No.10 妨害破壊行為（内部脅威含） No.11 サイバーテロ
竜　巻	移動しながら広範囲にわたって風圧，気圧差，飛来物による影響を与える。特に飛来物については，屋外設備だけではなく，建屋内の設備を損傷させる場合もある。	No.7 パイプライン事故（飛来物） No.13 輸送事故（飛来物） No.17 重量物輸送（重機等の転倒）

なお，第1表のとおり自然現象に包絡される事象以外のその他の事象については以下のとおりである。

＜その他の事象＞

（1）外部人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については，自然現象では「森林火災」，外部人為事象では「No.1 航空機落下（偶発的）」，「No.3 火災・爆発」，「No.7 パイプライン事故」及び「No.13 輸送事故」が該当するが，原子炉施設に対して最も厳しい影響がある事象は「No.3 火災・爆発」にて想定

している軽油タンクの火災である。軽油タンク火災と原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては，「森林火災」と「No.1 航空機落下（偶発的)」が挙げられる。

軽油タンクの消火設備が機能せず，かつ「森林火災」が防火帯を越えて延焼する事象は低頻度事象と推定されること，軽油タンクへ偶発的に航空機が落下することによる重畳事象については，10^{-7}／年程度の低頻度事象ではあるものの外部火災評価の中で許容値以下の熱影響に止まることを確認済みであることを踏まえると，事象の重畳により新たな起因事象の追加はない。

爆発による影響については，「No.7 パイプライン事故」，「No.9 航空機衝突（意図的)」及び「No.13 輸送事故」で想定されるが，それぞれの事象の特徴を踏まえれば，個別の重畳影響評価をするまでもなく，自然現象同士の重畳事象を評価することで影響が包絡される。(「No.7 パイプライン事故」については，パイプラインが地中に埋設されているため単独事象として影響がないと判断。「No.13 輸送事故」については，発電所前面の海上航路約 30km の場所を航行する輸送船舶が漂流して発電所港湾内に侵入すること自体が非常に稀な事象であること，及び発電所港湾内に侵入し得る最大規模の高圧ガス輸送船舶の爆発事故を想定した場合であっても，爆風圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ，単独事象として影響がないと判断。また，「No.9 航空機衝突（意図的)」は，損傷規模が地震に包絡される。)

（2）事象の影響について考慮が不要な場合

以下に挙げる外部事象については，重畳影響を考慮するまでもなく，

単独事象として原子炉施設への影響を考慮する必要がないものとして整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象（10^{-7}／年以下）

No.1 航空機落下（偶発的）（原子炉施設への衝突）

No.16 タービンミサイル（原子炉施設への衝突）

○発生源となる施設が発電所へ影響を及ぼす範囲にない事象

No.2 ダムの崩壊

No.7 パイプライン事故（火災，爆発）

No.12 産業施設の事故

○発生しても影響が軽微な事象，影響を遮断できる事象

No.4 有毒ガス

No.8 第三者の不法な接近

No.17 重量物輸送（燃料集合体落下）

事象ごとの状況を以下の第2表にまとめる。

第２表　各外部人為事象が包絡される自然現象等

No.	外部人為事象	包絡される自然現象等	
1	航空機落下 （偶発的）	【 － 】	衝突は低頻度事象。（その他の事象（２）のとおり。） 熱影響は No.3 火災・爆発に包絡。（その他の事象（１）のとおり。）
2	ダムの崩壊	【 － 】	影響が及ぶ範囲に発生源となる施設なし。 （その他の事象（２）のとおり。）
3	火災・爆発	【 － 】	影響確認済み。 （その他の事象（１）のとおり。）
4	有毒ガス	【 － 】	影響を遮断可能。 （その他の事象（２）のとおり。）
5	船舶の衝突	【津波】	海水系機器の損傷
6	電磁的障害	【落雷】	計測系，制御系機器へのノイズ影響等
7	パイプライン 事故	【竜巻】	飛来物による影響。熱影響等はその他の事象（１），（２）のとおり。
8	第三者の不法な 接近	【 － 】	侵入行為では影響なし。（その他の事象（２）のとおり。）原子炉施設への影響は No.10 妨害破壊行為（内部脅威含）に包絡。
9	航空機衝突 （意図的）	【地震】	広範囲の機器等の同時損傷。
10	妨害破壊行為 （内部脅威含）	【落雷】	機器の破壊，無力化，悪意操作による外乱。
11	サイバーテロ	【落雷】	機器の悪意操作等による外乱。
12	産業施設の事故	【 － 】	影響が及ぶ範囲に発生源となる施設なし。 （その他の事象（２）のとおり。）
13	輸送事故	【竜巻】	飛来物による影響。熱影響等はその他の事象（１）のとおり。
14	サイト内外での 掘削	【地震】	敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷。
15	内部溢水	【津波】	広範囲の機器等の同時浸水。
16	タービン ミサイル	【 － 】	低頻度事象。（その他の事象（２）のとおり。）
17	重量物輸送	【竜巻】	重機の転倒等による屋外設備の損壊。燃料集合体落下はその他の事象（２）のとおり。
18	化学物質の放出 による水質悪化	【津波】	海水系機器の機能低下。
19	油流出	【津波】	海水系機器の機能低下。

凡例：【　】包絡される自然現象

以　上

地震レベル 1.5PRA について

１． はじめに

「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」第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている原子炉格納容器の破損の防止に関する有効性評価に関し，必ず想定すべき格納容器破損モード以外の破損モードの有無について，内部事象についてはレベル1.5PRAにより確認を実施済みであるが，地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

２． 地震事象特有の格納容器破損モードについて

炉心損傷後の原子炉格納容器の健全性に影響を与える物理現象による事象進展に関し内部事象と地震事象の差はなく，地震事象特有の影響としては，地震動により直接的に原子炉格納容器が破損する場合，原子炉格納容器の隔離機能又は圧力抑制機能に関わる設備が破損することで原子炉格納容器の破損に至る場合が考えられる。

(1) 原子炉格納容器本体の破損

地震動による原子炉建屋の破損影響により原子炉格納容器が破損に至る，又は原子炉格納容器本体が直接的に破損に至るケースは，地震事象特有の格納容器破損モードであり，日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準:2007」では，原子炉建屋破損のχモードとして分類されている。

このケースの場合，炉心損傷時に原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は既に喪失しており，内部事象レベル1.5PRAでは，格納容器

隔離失敗として考慮している。

(2) 原子炉格納容器隔離機能喪失

地震動により原子炉格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで，炉心損傷により発生した放射性物質が原子炉格納容器外へ直接放出される可能性がある。このケースについては，原子炉格納容器本体の破損と同様に炉心損傷時には原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり，内部事象レベル1.5PRAでは格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 原子炉格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)や格納容器ベント管，サプレッション・チェンバの損傷により原子炉格納容器圧力が抑制できなくなり，原子炉格納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては，内部事象レベル1.5PRAにおいて，水蒸気(崩壊熱)蓄積等による過圧によって原子炉格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮されている。

以上を踏まえると，地震事象特有の影響として原子炉格納容器本体や隔離弁等の破損が考えられるものの，地震事象特有の格納容器破損モードはなく，内部事象レベル1.5PRAと同様であるといえる。

3． 原子炉格納容器破損防止対策に関わる有効性評価事故シーケンスについて

上述のとおり，地震事象特有の影響として原子炉格納容器や隔離機能等の地震動による損傷が考えられるものの，格納容器破損モードとしては内部事象レベル1.5PRAと同様である。

また，地震動による直接的な原子炉格納容器や隔離機能等の損傷については，重大事故の事象進展により原子炉格納容器へ圧力荷重，熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため，原子炉格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと，重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく，対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて原子炉格納容器本体の破損については，内部事象レベル1.5PRAでも想定していない機器の損傷モードであるが，原子炉格納容器が破損に至るような大規模地震を想定した場合，その損傷の程度や緩和設備の使用可否の評価，事故シナリオを特定することは非常に困難である。したがって，そのような状況下においては，地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて，様々な原子炉格納容器の破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに，大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。

４． 地震レベル1.5PRAについて

内部事象PRAでは，レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようPDSを定義した上で，炉心損傷に至るまでのプラント状態等の観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損，水蒸気爆発等)を抽出しているが，地震レベル1.5PRAでは，地震事象特有の影響として原子炉建屋，原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至るシナリオを考慮する必要がある。

具体的には，地震レベル1PRAにおいて緩和系に期待することができず，炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷や原子炉冷却材圧力

バウンダリ喪失（Excessive-LOCA）といった事故シナリオが対象となるものの，現段階では，それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定を行うことは困難かつ不確実さが大きく，これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展(炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全性等)を定量化することが困難な状況にある。

そのため，今後，対象設備の損傷影響評価等の精緻化を進めるとともに，実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

以　上

外部事象（地震）に特有の事故シーケンスについて

１． はじめに

外部事象のうち，地震PRAを実施した結果，内部事象PRAでは抽出されていない建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷，建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷といった事故シーケンスが抽出されている点，内部事象PRAでは有意な頻度ではなかった原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失の全体に占める寄与割合が大きくなっている点が地震事象の特徴となっている。

また，これら事故シーケンスに加え，計測・制御系喪失，直流電源喪失，格納容器バイパスについては，事象進展の特定，詳細な事故シーケンスの定量化が困難であるため，保守的に炉心損傷直結事象として整理している点も地震事象評価特有の扱いである。

以下では，これら地震事象に特有の各事故シーケンス（炉心損傷直結事象）について，地震PRA評価におけるフラジリティ評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について再整理の上，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱うべきかの検討を実施した。

２． 炉心損傷直結事象について

炉心損傷直結事象として整理した各事故シーケンスに関連する建屋・構築物，機器のフラジリティ評価や事故シーケンスの評価条件や想定シナリオ等の詳細についてあらためて確認を行うとともに，評価の最適化につい

て検討を実施した。

2.1 建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷

(1)　想定事故シナリオ

原子炉建屋については，「原子炉建屋」又は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」の損傷を以て原子炉建屋損傷としており，このうち，寄与が大きい要因は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」である。

原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷に至ることで，建屋内の原子炉格納容器，原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性があり，緩和系による炉心損傷防止に期待できる可能性を厳密に考慮することが困難なため，直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】3.8×10^{-6}／炉年（点推定値）

・原子炉建屋基礎地盤すべり線：3.5×10^{-6}／炉年（点推定値）

・原子炉建屋　　：7.2×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約25%

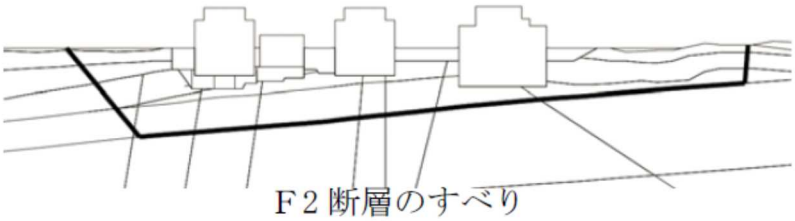
(2)　フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震PSA学会標準」という。）に従えば，建屋基礎地盤，周辺斜面等の地盤のすべり破壊，転動の可能性のある岩塊を評価対象として，すべり安全率の小さなすべり線上の土塊及び不安定な岩塊を選定することが求められる。

原子炉建屋基礎地盤の場合，基準地震動Ssを対象として実施した設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」に基づいて，

第1図に示す最小安全率を算定したすべり線を評価対象として選定している。



第１図 最小すべり安全率を示すすべり

（6 号及び 7 号炉原子炉建屋基礎地盤）

b.評価方法

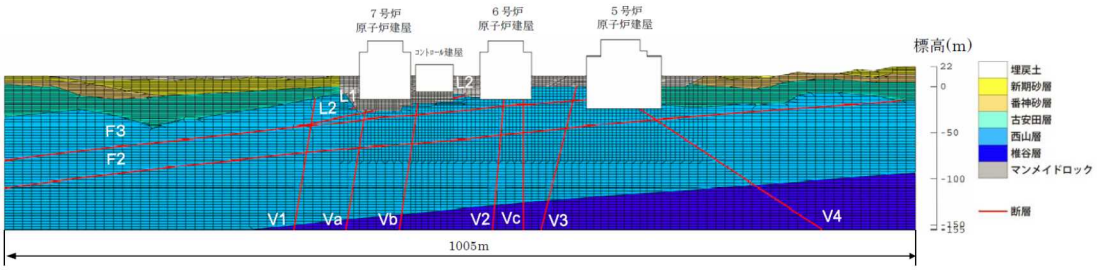
フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法)」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

現実的耐力に相当する地盤強度は，試験結果に基づき設定した。ばらつきについては，LHS法（Latin Hypercube Sampling，ラテン超方格法）によってサンプリングし，任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価した。

現実的応答については，試験結果に基づき設定した物性値を用いて，地震応答解析を実施することにより評価した。地震応答解析は，等価線形化法による周波数応答解析手法を用い，水平・鉛直動を同時入力している。

地盤のせん断剛性については，ばらつきを考慮した値を設定し，地震応答解析を実施することにより評価を行った。ばらつきは，LHS法によってサンプリングし，任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価する。

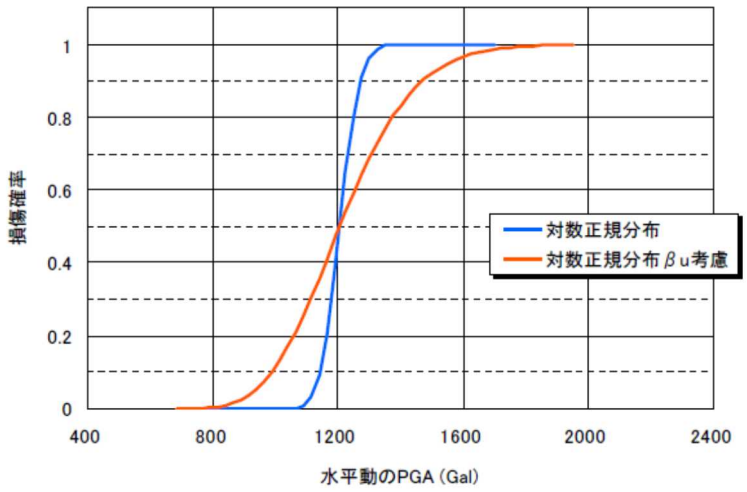
応答解析モデルは，設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」における地盤モデルを用いた。基礎地盤の解析モデルを第2図に示す。



第 2 図 解析用要素分割図（6 号及び 7 号炉汀線平行断面）

フラジリティ評価では，まず，模擬地震波と平均物性値を用いた地震応答解析を実施することで，すべり安全率が1.0となる限界加速度を算定する。地盤物性値のばらつきを評価するため，LHS法によってサンプリングしたデータセット30ケースを設定する。データセット30ケースを用いて，限界加速度に相当する模擬地震波を入力条件とした地震応答解析，すべり安全率の算定を行い，フラジリティ曲線を算出する。HCLPF（High confidence of low probability of failure）は信頼度95%フラジリティ曲線をもとに算出した。

原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を第3図に示す。



（中央値:1193Gal，β_R:0.043，β_U:0.15）

第3図 フラジリティ曲線

なお，最終的なHCLPF，中央値については，二次元基礎地盤安定解析における奥行き方向の側面抵抗効果を考慮して，上述の手法により得られた値に対して係数1.5を乗じている（HCLPF：1.33G，中央値：1.83G，β_R：0.043，β_U：0.15）。奥行き方向の側面抵抗効果とは，二次元解析では期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を考慮するものであり，設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」において，検討対象とした解析断面に対する効果を確認している。F2断層沿いのすべりを想定する安全率1.3のケース（第1図）に対して奥行き方向の側面抵抗を考慮する場合，すべり安全率は2.7（約2.1倍）となる。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」の中では，二次元解析において期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を検討している。奥行き方向の側面抵抗を考慮した結果，すべり

安全率の最小値は2.7であり，基準地震動Ssを用いた決定論的評価における基礎地盤の安定性には十分な裕度がある。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

a. 現行評価手法（すべり安全率）における保守性について

原子炉建屋基礎地盤の安定性は，すべり安全率を指標として評価を行う。しかし，実現象を考えれば，原子炉建屋の設置されている平坦な敷地に対して，地震動に起因したすべり線に沿った土塊の破壊・変形を想定することは困難である。

基礎地盤の耐震安定性評価に当たって採用されているすべり安全率評価には，以下の保守性が含まれていると考えることができる。

○力のつり合い条件に基づく評価をしていることによる保守性

土木工学の分野では，斜面の安定性を検討するに当たり，想定したすべり線上の力のつり合い条件に基づいた安全率により評価・設計を行う。斜面の場合，地震動の継続時間のうち極めてわずかな時間でも，地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回り，すべり線が破壊に至れば，安定性を失った斜面土塊が重力の作用により不安定な状態（崩壊）に至る懸念があり，すべり安全率を指標とした設計が一般的に実施されている。

一方で，基礎地盤の安定性について検討する場合，支持力と変形（沈下）を指標とした評価が一般的であり，原子力発電所の基礎地盤に要求されるすべり安全率評価は一般的ではない。平坦な基礎地盤を考える場合，地震動の継続時間の中で，すべり線が破壊に至った場合でも，不安定な土塊が形成されることはない。ま

た，地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回る（すべり安全率が1.0を下回り破壊に至る）のは微小な時間であり，大変形が生じることは考えられない。

基礎地盤のすべり安全率に対する考え方は，斜面設計の考え方と地盤の極限支持力の考え方を勘案して，保守的に導入されたものと推定される。なお，地盤安定性評価を実施する上で一般的な指標となる支持力については，申請書に記載したとおり，原位置試験等により得られた極限支持力と建物・構築物の荷重を評価することにより，十分な安全性を確認している。

○地盤モデルにおける断層の扱いにおける保守性

基礎地盤の解析モデルの作成に当たっては，主要な断層が直線的に連続するものであると仮定している。実際の断層では，走行・傾斜，破砕部形状・性状に変化があることから，一様な解析モデル上の断層と比較すれば，大きな抵抗力を有するものと推定される。

b. 基礎地盤に対する現実的評価

既往の審査指針，JEAG等の中では，基礎地盤の安定性を評価するに当たり，すべり安全率を指標とした評価を要求しているが，その評価には保守性が含まれると考えられる。地震PSA学会標準では，より現実的な地盤耐力の評価手法として，許容すべり量の評価についても言及していることから，非線形有限要素解析を適用した検討を行い，変形量について評価する。

UHS(10^{-6})相当地震波（2138Gal）を入力した場合，基礎地盤に変形が

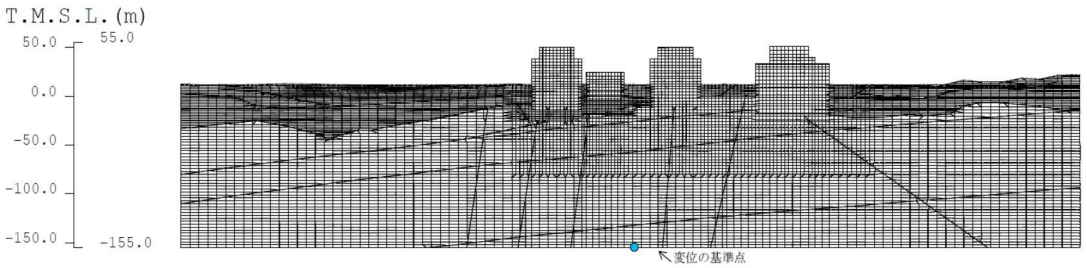
生じる可能性は否定できないものの，安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。以下に検討結果の概要を示す。

○非線形有限要素解析を適用した検討

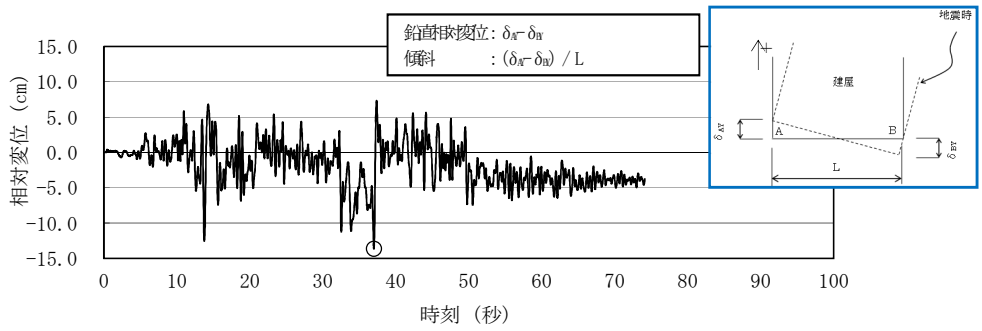
フラジリティ評価を実施した等価線形解析に替えて，地震後の残留変形量を評価することができる非線形有限要素解析により変形量評価を行った。UHS(10^{-6})相当地震波を入力し，変形量を評価する。なお，非線形有限要素解析に適用する地盤モデルは，フラジリティ評価に適用したモデルと共通とする。

非線形有限要素解析の結果を第4～6図及び第1表に示す。地震後の残留傾斜は，6号炉原子炉建屋で1/1500，7号炉原子炉建屋で1/2800と算定された。残留傾斜は1/1000以下であり，安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではない。

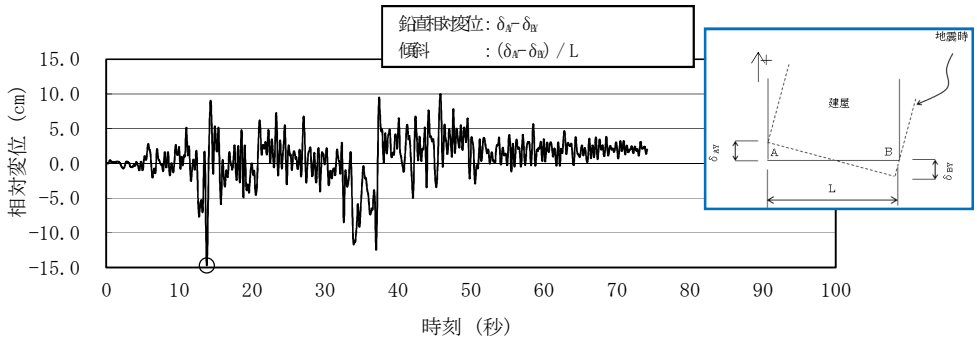
以上より，非線形有限要素解析を適用してUHS(10^{-6})相当地震波（2138Gal）を入力した結果，基礎地盤に変形が生じる可能性は否定できないものの，安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。



第 4 図 非線形有限要素解析　残留変形（UHS(10^{-6})相当地震波）



第 5 図 6 号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量（UHS(10^{-6})相当地震波）



第 6 図 7 号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量（UHS(10^{-6})相当地震波）

第 1 表 非線形有限要素解析による原子炉建屋の変位まとめ

	最大鉛直相対変位（cm）	最大傾斜	発生時刻（秒）	残留鉛直相対変位（cm）	残留傾斜
6 号炉	-13.6	-1/400	37.00	-3.8	-1/1500
7 号炉	-14.7	-1/300	13.78	2.0	1/2800

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷シーケンスの評価は，現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられ，このような高い加速度領域における基礎地盤変形が起きるということは現実的には考えにくい。

仮に基礎地盤変形が起きた場合に考え得るシナリオとしては，原子炉建屋自体の損傷に伴う建屋内機器の機能喪失ではなく，建屋間に生じる可能性のある相対変位による建屋間を貫通している機器等の損傷である。建屋間を貫通している機器としては，配管，電線管・ケーブルトレイがあるが，電線管・ケーブルトレイが損傷に至った場合であっても，ケーブルは，ある程度，余長をもった施工がなされていることから，(3)に示したような変位に対して断線に至る可能性は小さい。そのため，想定し得るのは配管の損傷であるが，緩和系に関係する配管で損傷が想定されるのは，原子炉建屋とタービン建屋（熱交換器エリア）を貫通している原子炉補機冷却水系配管，給水系配管及び消火系配管，また，コントロール建屋と原子炉建屋を貫通している純水補給水系配管等がある。原子炉補機冷却水系配管が破断するシナリオは既存の事故シーケンスグループである原子炉補機冷却水系喪失として整理されている。また，破断箇所からの溢水により，全ての水が原子炉建屋内へ流入することは現実的には考えられないものの，その場合の事故シナリオについても，高圧・低圧注水機能喪失として整理される。

以上を総合的に勘案した上で，本事象については新たな有効性評価の

事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした[1]。

2.2 建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷は，原子炉格納容器内の構造物や原子炉圧力容器等の損傷に続く事象の進展が複雑であり，緩和系による事象収束について厳密に考慮することは合理的ではないことから，直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】8.9×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約6%

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷を起因とする燃料損傷に対して最も大きな影響をもつ設備は，原子炉圧力容器ペデスタルである。原子炉圧力容器ペデスタルの概要図を第7図に示す。

原子炉圧力容器ペデスタル下層は内外にある2枚の円筒鋼板（内筒，外筒）から構成されている。これらの鋼板はたてリブ鋼板（隔壁）により一体化され，鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。

地震時には，ダイヤフラムフロアを介して，原子炉圧力容器ペデスタル頂部に原子炉建屋からせん断力が伝達される。

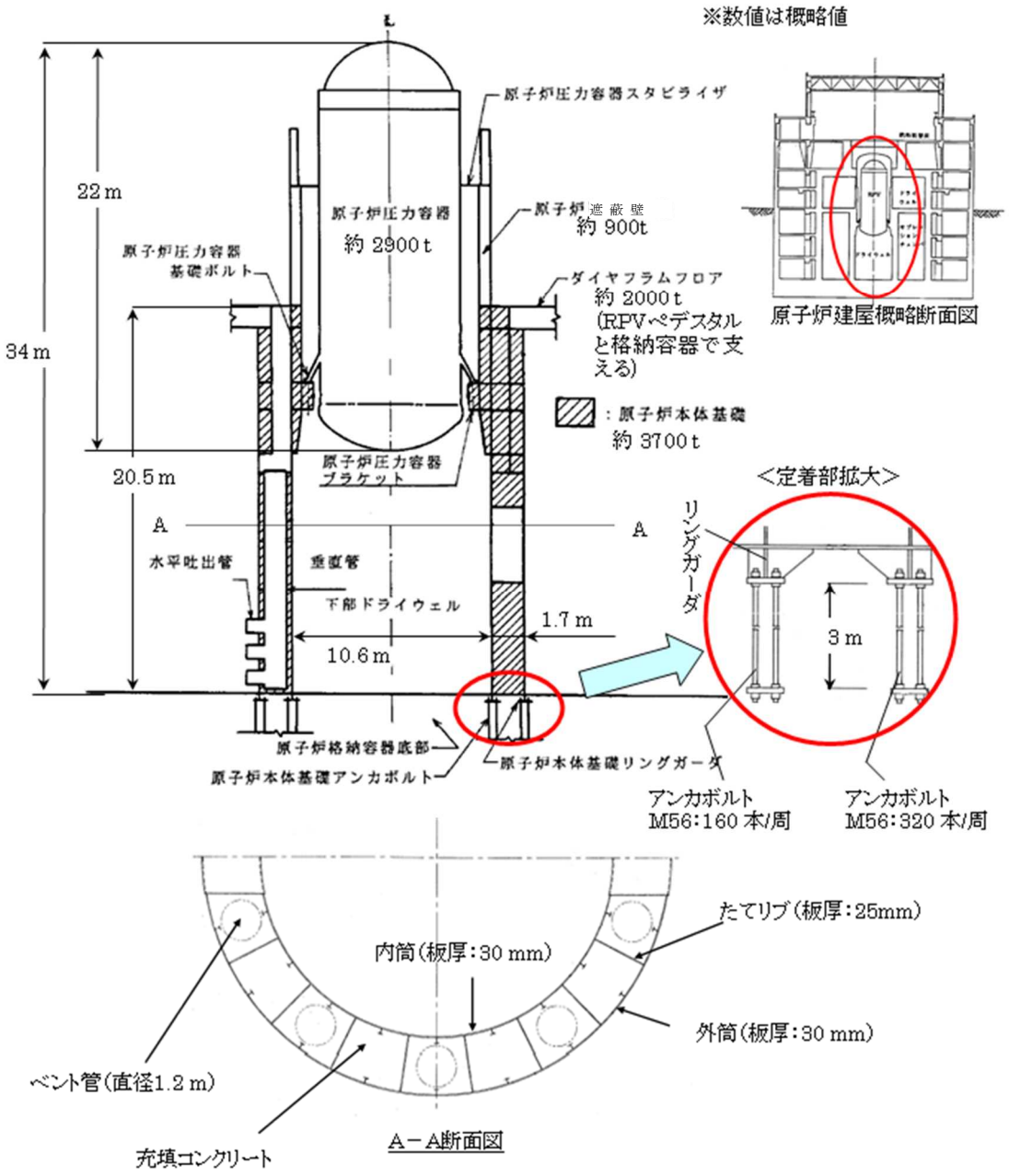
---

[1] 建屋間相対変位による配管の損傷にとどまらず，大規模な範囲での損傷を仮定した場合，地震による原子炉建屋の損傷程度や緩和系の健全性を評価の上，事故シーケンスを特定することは困難であり，炉心損傷対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしては適切ではない。

原子炉圧力容器のスカート状の支持脚が，原子炉圧力容器ペデスタルのブラケットに設置され，120本の基礎ボルトによって固定されており，地震時に原子炉圧力容器から原子炉圧力容器ペデスタルにせん断力・モーメントが伝達される。

原子炉圧力容器ペデスタル基部は，リングガーダを介してアンカボルト（内筒側160本，外筒側320本）により原子炉格納容器底部に定着されており，原子炉圧力容器ペデスタルに付加された荷重は，この基部に伝達される。

決定論による耐震評価結果において，地震荷重に対して裕度が小さい部位（アンカボルト，たてリブ）を，フラジリティの評価部位とした。



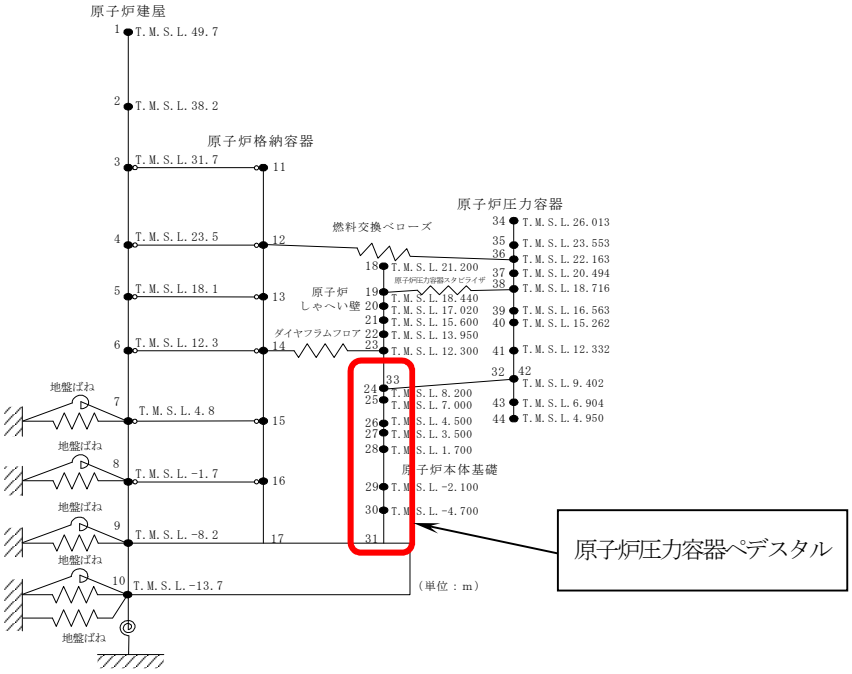
第 7 図 原子炉圧力容器ペデスタルの概要図

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では，決定論による耐震評価結果に基づき，耐力係数と応答係数を用いた簡易的な安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

原子炉建屋内の原子炉圧力容器，原子炉格納容器，原子炉圧力容器ペデスタル等の大型機器・構造物は，支持構造上から建屋との連成が無視できないため，地盤・建屋と連成し，コンクリート，鋼板の剛性を適切に考慮した解析モデルにより，基準地震動Ssによる地震応答解析を時刻歴解析で実施する（第8図）。



第 8 図 原子炉遮蔽壁，原子炉圧力容器ペデスタル及び
原子炉圧力容器　地震応答解析モデル（NS 方向）

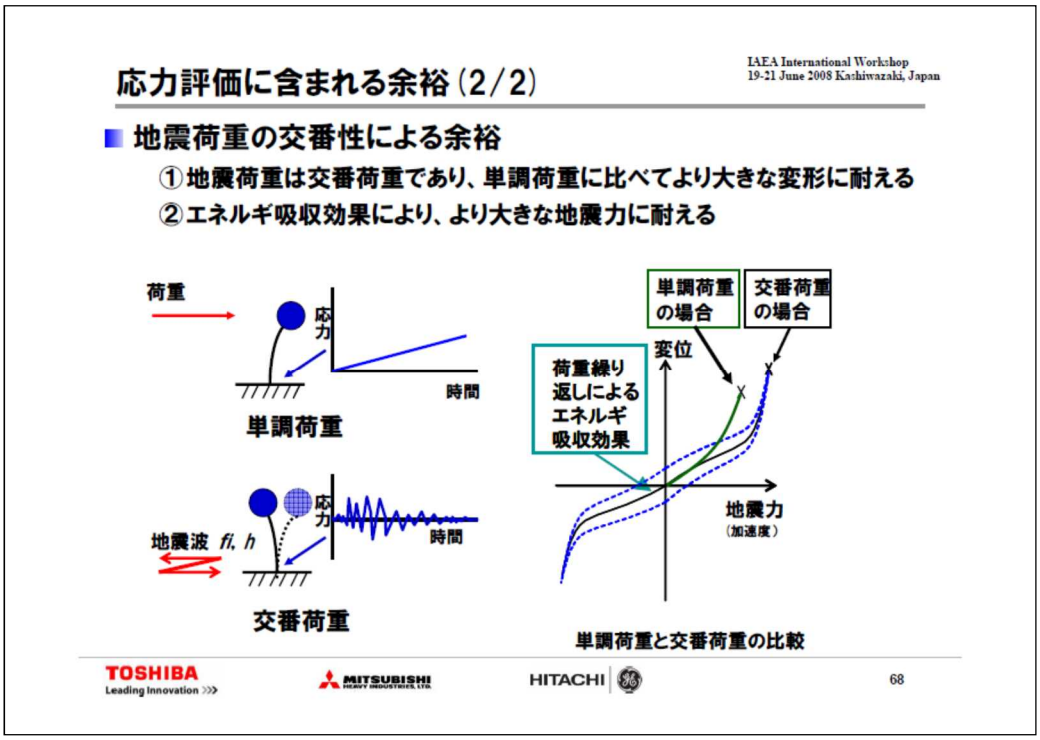
原子炉圧力容器ペデスタルのたてリブの構造強度評価においては，上記の地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重

を用いて有限要素法による解析を実施している（第9図）。このとき，コンクリートの強度を無視して，最大荷重を静的に扱い評価を行っている。

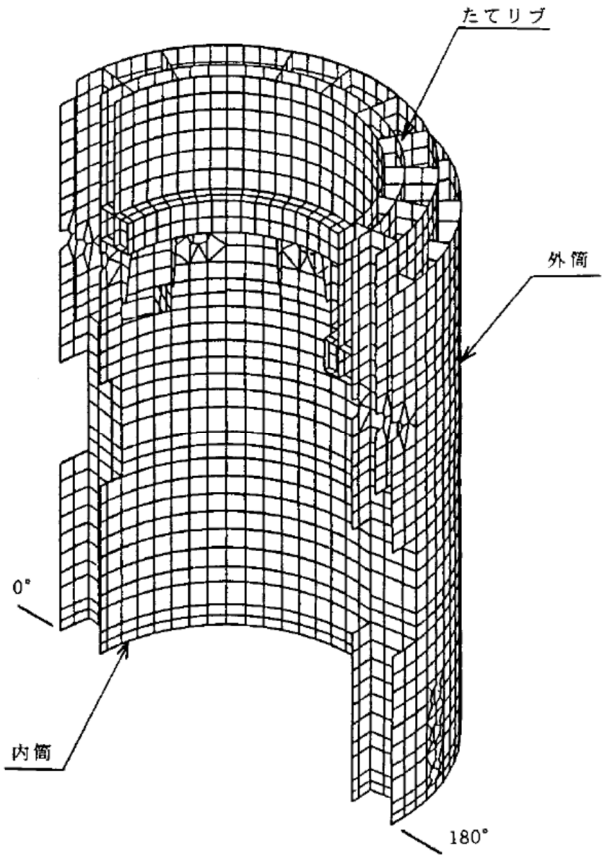
原子炉圧力容器ペデスタルのアンカボルトの構造強度評価においては，上記の地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的に扱い，応力のつり合い式の計算を行っている（第10図）。

たてリブ及びアンカボルトにおいては，ともに地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく，静的に負荷され続けている単調荷重を想定して評価を行っているところに保守性がある[2]。さらに，たてリブの構造強度評価ではコンクリート強度を無視しているところにも保守性がある。

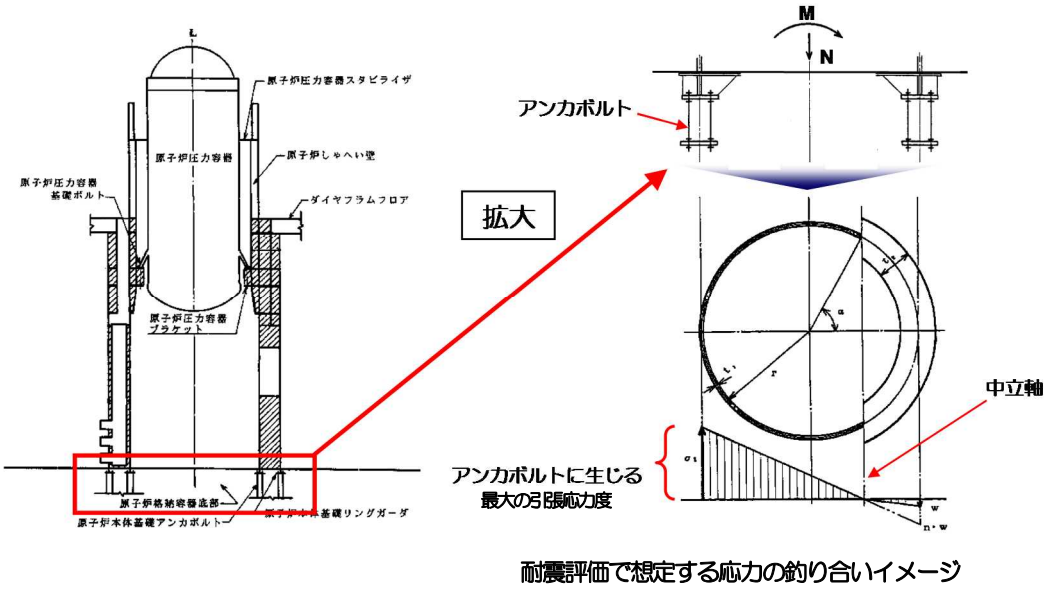
[2]交番荷重を単調荷重として扱うことによる耐震設計上の余裕が一般的に知られている。



東芝　電力システム社，三菱重工業，日立GEニュークリア・エナジー，　“Seismic Design Approach in Japanese NPPs”，　IAEA International Workshop 19-21 June 2008 Kashiwazaki，　Japan



第9図 原子炉圧力容器ペデスタル　解析モデル概要図



第 10 図 決定論による耐震評価のイメージ（アンカボルト）

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

現実的な損傷に対して評価を行うとすれば，鋼板，アンカ部，基礎マット及び充填コンクリート全体を詳細にモデル化して応答解析を行う詳細法が考えられるが，今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた簡易的な方法により評価しているため，原子炉圧力容器ペデスタルの支持性能が実際に失われる地震動の大きさは，耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。また，原子炉圧力容器ペデスタルが支持機能を喪失する地震動の大きさであっても，ダイヤフラムフロアや原子炉格納容器の壁が存在するため，原子炉圧力容器が大きく傾くスペースは存在せず，原子炉圧力容器に接続されている一次系配管の一部破断又は破損にとどまると考えられる。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷シーケンスの評価は，現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられ，現実的な耐性がPRAの結果に現れているものではない。

仮にペデスタルにおける支持機能の喪失が起きた場合に考え得るシナリオとして，(3)のとおり，一次系配管の一部破断又は破損が生じるにとどまり，想定し得る範囲においては，これによる冷却材喪失（LOCA）の発生が考えられるが，この場合の事象進展は，既存のLOCAシナリオと同様の進展となることが想定される。

以上を総合的に勘案した上で，本事象については新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

(1) 想定事故シナリオ

原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については，地震によるスクラム後，SRVの開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管が損傷に至るシナリオを想定している。いずれの場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため，保守的にExcessive LOCA相当とし，炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】8.2×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約5%

(2) フラジリティ評価

①SRV開失敗シナリオ

a. 評価対象機器/評価部位

事故シーケンスとしては，過渡事象や外部電源喪失，全交流動力電源喪失時の発生を想定しているが，いずれのケースにおいても，SRVの損傷に起因している。

b. 評価方法

SRVの構造上，最弱部の決定論的評価結果に基づき，フラジリティ評価を実施している。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉圧力容器に接続された配管で，原子炉格納容器内を通

る配管を有する系統について，配管本体及びその支持構造物のフラジリティを評価した。

b. 評価方法

配管の評価は，各系統で耐震評価上厳しい決定論の結果に基づき，フラジリティ評価を実施している。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

地震力をモーダル解析による応答スペクトル法により算出する配管系は，その配管系の振動性状を考慮したモデルを用い，適切な減衰定数により地震応答解析を行う。

配管系の地震応答解析に用いる減衰定数，評価基準値等は保守的に設定されており，裕度を確保している。

配管本体については設計に比べて大きな耐震裕度を有しており，既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。「平成15年配管系終局強度試験」においては，配管バウンダリが設計レベルの約12倍の耐震裕度を有していることが確認された。

平成18年に実施した電共研における配管系耐震試験では，配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管サポート系試験体の実規模加振試験を実施しており，配管及びサポートについて，設計で許容されるレベルに対して少なくとも9倍の耐震裕度があることを確認している。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

①SRV開失敗シナリオ

フラジリティ評価上，地震動による損傷は，全18台あるSRVの間で完全相関すると仮定している。これは保守的な取扱いであり，実際には機器配置の差等により応答に差があることを踏まえると，更に余裕があると言える。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

現実的な損傷に対して評価を行うとすれば，配管及び配管サポートを一体でモデル化した応答解析を行う詳細法が考えられるが，今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた簡易的な方法により評価しているため，配管系が損傷に至る地震動の大きさは，耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

①SRV開失敗シナリオ

PRA評価では，SRV開失敗によるLOCAシナリオとして，SRV全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し，原子炉冷却材圧力バウンダリが広範囲・大規模に破損に至ることを想定し，緩和系に期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え，炉心損傷直結としている。

ただし，(3)①のとおり，要因となっているSRVの現状のフラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており，現実的な事故シナリオとしては，合計18台あるSRVが同時損傷する可能性は極めて低いことから，Excessive LOCAには至ることなく緩和系による事象

収束が期待できる。そのため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした[3]。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

PRA評価では，原子炉格納容器内配管損傷によるLOCAシナリオとして，損傷程度（規模，範囲）を特定することは困難であるものの，(3)②のとおり，フラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており，現実的な事故シナリオとしては，Excessive LOCAには至ることなく緩和系による事象収束が期待できると考えられるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.4 計測・制御系喪失

(1)　想定事故シナリオ

計装・制御系が損傷した場合，プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性があること，発生時のプラント挙動に対する影響が現在の知見では明確ではないことから，保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】6.9×10^{-8}／炉年（点推定値）

[3] Excessive LOCA を仮定した場合でも，ECCS 系による注水流量では足りないほどの原子炉冷却材の流出が考えられることから，この事故シーケンスは，LOCA 時に ECCS 系による注水機能が喪失した場合と類似の状況となる可能性が高いと考えられ，「LOCA 時注水機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。また，Excessive LOCA 発生時には，大破断 LOCA＋SBO シーケンスと同様に，早い段階で炉心損傷に至ることから，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。そのため，本事故シーケンスについては，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして定義するのではなく，格納容器破損防止対策を講じることにより，格納容器閉じ込め機能を維持できるようにしておくことが重要であると考えられる。

【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満

(2)　フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は，制御盤，計装ラック及びバイタル交流電源設備である。

これらの電気計装機器について，基礎ボルトの構造損傷及び盤又は計装ラック全体における機能損傷について評価している。

b. 評価方法

制御盤及びバイタル交流電源設備は，盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから，水平方向の耐力評価については，過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧JNES」という。）の知見を用いて行った。

計装ラックについても水平方向の耐力評価については，旧JNESによる計装ラック全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから，この知見を用いて耐力評価を実施した。

鉛直方向については，既往の試験結果による機能確認済加速度値を適用することとした。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は，誤動作を起こすまでの結果である場合が多く，電気計装機器の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

今回の直立盤及び計装ラックの評価に適用した機能確認済加速度値は，盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行った結果ではないことから，仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な故障にとどまる可能性が高く，地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。

そのため，今回の評価においては炉心損傷直結事象と整理してはいるが，現実的に，直立盤又は計装ラックが倒壊するような復旧困難な損傷でない限りは事象収束措置が図られること及び上記理由により機能回復が見込めることからも，実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

仮に直立盤又は計装ラックが倒壊し，機能回復が見込めないような場合で，その範囲により事象収束の可能性が残されている場合であっても，損傷の程度や，影響の程度によって変化する事故シーケンスを個別に特定していくことは困難である。

ただし，(3)のとおり，現実的な事故シナリオとしては，一時的な機能喪失にとどまる機器が多く，地震収束後に再起動操作を適切に実施することで緩和系による事象収束が期待できるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.5 直流電源喪失

(1)　想定事故シナリオ

直流電源系が損傷に至ることで，ほぼ全ての安全機能の制御機能が喪失することから直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】6.0×10^{-8}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満

(2)　フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

直流電源喪失において評価対象となる電気計装機器は，蓄電池，充電器盤，直流主母線盤，ケーブルトレイ，電線管及び直流モータコントロールセンタである。

これらの電気計装機器について，蓄電池架台と盤の基礎部の構造損傷，ケーブルトレイ及び電線管のサポート類の構造損傷及び盤における機能損傷について評価している。

b. 評価方法

蓄電池については蓄電池架台の基礎部についての構造損傷評価を実施し，ケーブルトレイ及び電線管については，ケーブルトレイと電線管の本体及び各サポート類の構造損傷を評価した。

また，充電器盤及び直流主母線盤は，盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから，水平方向の耐力評価については，過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧JNESの知見を用いて行った。

直流モータコントロールセンタについても水平方向の耐力評価については，旧JNESによるモータコントロールセンタ全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから，この知見を用い

て耐力評価を実施した。

鉛直方向については，既往の試験結果による機能確認済加速度値を評価して適用することとした。

c.決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は，誤動作を起こすまでの結果である場合が多く，電気計装機器の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。

直流電源喪失において，特にHCLPFが低い電線管及びケーブルトレイは，多数のサポート類における決定論上の評価結果より，最も裕度の低かった部位（最弱部位）の評価結果を適用して得られた結果である。よって，部分的に損傷を開始する可能性は考えられるが，多数の電線管等が全て同時に損傷するものではないと考えられる。さらに，電線管及びケーブルトレイの評価部位は，最弱部位（サポート類）に対する評価結果であり，電線管やケーブルトレイに収納されているケーブルが断線等により直接的に機能喪失に至ることを評価したものではない。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

今回の直立盤，直流モータコントロールセンタの評価に適用した機能確認済加速度値は，盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行った結果ではないことから，仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な故障にとどまる可能性が高く，地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。

また，ケーブルトレイ及び電線管に適用した決定論上の評価結果につ

いても，最弱部位（サポート類）のうち，最も裕度の低い評価結果を適用した結果であることから，全てのサポートが同時に損傷するものではないと考えられること及びケーブル断線等の直接的な機能喪失を評価した結果を適用しているものではないことからも，実際のケーブル断線等の機能損傷に至るまでには裕度があると考えられる。

今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理してはいるが，現実的に，直立盤，直流モータコントロールセンタ又は蓄電池が倒壊するような復旧困難な損傷でない限り，事象収束措置が図られ，機能回復が見込めること及び電線管等についてもケーブル断線等の機能喪失に至るまでには裕度を有していることからも，実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

仮に一部の直流モータコントロールセンタや蓄電池が倒壊し復旧困難な場合においては，事象収束措置が困難となり炉心損傷に至るケースも想定されるものの，損傷の程度や影響の程度によって変化する事故シーケンスを個別に特定していくことは困難であり，大規模に機器が損傷に至る場合においては，更にその困難さや評価の不確実さが増すことから，PRA評価では，直流電源喪失シナリオは，保守的に炉心損傷直結としている。

ただし，(3)のとおり，現実的な事故シナリオとしては，一時的な機能喪失にとどまる機器に対し，地震収束後に適切に対応することで緩和系による事象収束が期待できるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.6 格納容器バイパス

(1)　想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は，インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）と，バイパス破断に細分化される。ISLOCAは，原子炉格納容器バウンダリ内外の高圧設計配管と低圧設計配管のインターフェイスの隔離機能が喪失することによって，原子炉格納容器外の低圧設計配管，弁等に原子炉冷却材の高圧負荷がかかり損傷が生じ，原子炉格納容器外へ原子炉冷却材流出を引き起こす事象である。バイパス破断は，通常開等の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで，原子炉冷却材が流出する事象である。

本事故シーケンスにおいて支配的なシナリオは原子炉冷却材浄化系（以下「CUW」という。）隔離弁の下流側配管（耐震Bクラス）の地震による損傷と，通常開状態である隔離弁の同時損傷による隔離失敗に至ることでバイパス破断が発生するものである。事故シナリオとしては，原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出することで，建屋内の広範な緩和系に係る機器（電気品，計装品等）が機能喪失するとし，直接炉心損傷に至るものと整理している。

【炉心損傷頻度】1.2×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満

(2)　フラジリティ評価

a.評価対象機器/評価部位

本事故シーケンスで支配的なシナリオである格納容器バイパス破断については，CUW配管の破損と，CUW隔離弁の閉失敗に関する機器（隔離弁，電源設備（D/G，電源盤等））である。

b.評価方法

隔離弁や電源設備については，本事故シーケンス特有の設備ではないため，特段，フラジリティ評価に変わりはないが，CUW配管については，耐震Bクラスであり，地震発生時の損傷確率を1.0としている。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

CUW配管については，耐震Bクラスであり，フラジリティ評価では地震に対する耐力を考慮していないものの，一定程度の耐力は有していると考えられる。また，隔離弁については，2重化されているものの，完全相関を仮定していることから，地震動の大きさによっては，同時破損確率は，現評価よりは低くなることが考えられる。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

PRA評価では，格納容器バイパスシナリオについて，配管損傷の程度やその発生位置に応じて変化する溢水量や溢水（又は蒸気）の伝播経路の特定，影響緩和措置の実現性や成立性の確認を含めた詳細な事象進展の特定は不確実さも大きく定量化が困難である。

ただし，(3)のとおり，現実的な事故シナリオとしては，損傷の程度や位置によっては，建屋内で影響が及ぶ機器は限定的なものとなり，原子

炉へ注水を継続することにより炉心損傷回避が図られる。また，(2)のとおり，地震動の大きさに限らずCUW配管（耐震Bクラス）について損傷確率を1.0と仮定した評価を実施しているものの，新潟県中越沖地震の際も，建屋での配管損傷事例は確認されておらず，実際には一定の裕度を有していることから，発生頻度は更に低くなると判断される。

すなわち，損傷の程度によっては既存の有効性評価の事故シーケンスグループに含まれること，加えて本事故シーケンスにより炉心損傷に至る頻度はかなり稀な事象であるといえることから，新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないものとした。

2.7 原子炉停止機能喪失

(1)　想定事故シナリオ

原子炉停止機能喪失事象（TC）は，スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし，本シナリオについては炉心損傷直結事象には分類されるものではない。

PRA評価ではヘディング「スクラム系」において，以下の設備の地震要因損傷により，制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- 炉内支持構造物
- 制御棒駆動系（以下「CRD」という。）
- 燃料集合体（過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定）

【炉心損傷頻度】3.6×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約2%

(2)　フラジリティ評価

本事故シーケンスに関連するフラジリティについては，現実的評価/最適評価は実施していないことから記載を省略する。

(3)　現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

本事故シーケンスに関連するフラジリティについては，現実的評価/最適評価は実施していない。

(4)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

原子炉停止機能喪失は内部事象において既に抽出された事故シーケンスグループではあるものの，地震PRAにおいては全交流動力電源喪失＋スクラム失敗といったシナリオも評価上抽出される。

ただし，(1)で挙げた設備（炉内支持構造物，CRD及び燃料集合体）については地震要因による損傷は否定できないものの，地震発生から損傷に至るまでには時間差があると考えられる。そのため，その間に地震加速度大（水平120Gal，鉛直100Gal）によるスクラム信号発信及び制御棒挿入（100%挿入で1.33秒，60%挿入で0.85秒（ともに平成21年定期検査時））は余裕をもって完了している可能性が高い。

例えば設計基準地震動ではP波によりスクラム信号が発信し，3～4秒程度で最大加速度に達する。また，新潟県中越沖地震では，震源が発電所から近い場所にあり厳しい地震であったが，その場合も燃料集合体の最大相対変位が生じる前に，制御棒の挿入は完了していた（7号炉）。

また，制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは，必ずしも臨界とはならないが，地震によるCRDの損傷は完全相関を想定しているため，

1本の制御棒でも挿入失敗した場合は保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。

以上より，現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，地震PRAとしてはあらためて有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱う必要はないものとした。

３．まとめ

炉心損傷直結事象として整理した6つの事故シーケンスについては，現実的な耐力や事故シナリオを考慮することにより，新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないものとした[4]。

本来はPRA評価においても，損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが，現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確実さが大きく，これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展，具体的には炉心損傷までの時間余裕，緩和系の健全性や炉心損傷防止への必要性能有無等について評価を行うことは現実的ではないことから，保守的に炉心損傷直結として取り扱っている。

以　上

[4] 大規模な地震を想定した場合の，多数の設備の損壊により炉心損傷回避が困難となるケースについても，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義する必要はなく，地震による損傷の程度や事象進展に応じて，さまざまな炉心損傷防止対策を臨機応変に組み合わせて活用可能なように準備しておくことが重要である。また，原子炉建屋全体が損壊し，建屋内部の安全系機器が機能喪失に至ってしまうような非常に苛酷な状況下においても，屋外の可搬型設備により注水，除熱，電源機能を確保するとともに，大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。

重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果

(1)諸外国における先進的な安全対策の調査方法

諸外国(米国及び欧州)において整備されている対策の状況については，国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会(NRC)等の規制文書，米国の事業者公開資料，欧州におけるストレステスト報告書等を調査した。また，原子力規制関係の調査委託会社から得られる情報等についても調査した。当社における海外情報収集の体系を第 1 図に示す。

(2)諸外国での先進的な対策について

諸外国における重大事故防止に関係する対策の情報について，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉で整備している対策と比較した結果を第 1 表に示す。

調査の結果，全ての事故シーケンスグループについて，諸外国の既設プラントで整備されている各機能の対策と同等の対策が，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉にも整備されていることを確認した。

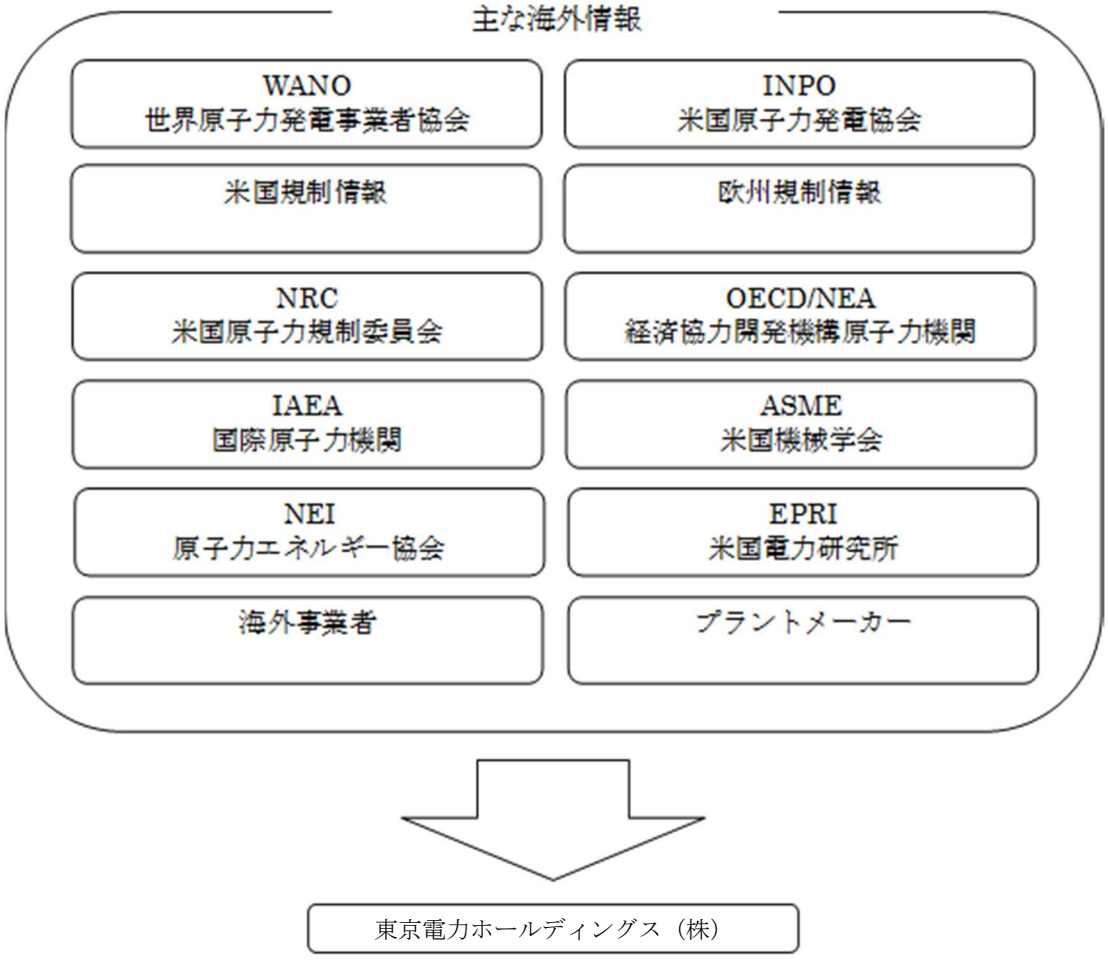
以　上

【主な情報入手先】

・各機関からの直接入手

・会議体・レビュー等

・原子力安全推進協会(JANSI)



第１図　当社における海外等の情報収集の仕組み

第１表　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【　】: 設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	・低圧代替注水系（常設）※ ・高圧代替注水系	・ディーゼル駆動消火ポンプ（燃料貯蔵タンク＋燃料供給系有。水源：防火用水タンク，飲料水系） ・高圧サービス水系（RHR経由）（水源：池，非常用冷却塔） ・CRDポンプ ・復水ポンプ ・RHRSW（RHR経由）	・独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有） ・サービス水系（水源：河川） ・復水系（給水ポンプバイパスライン追設） ・インターナルポンプ・シール水系	－	・火災用ポンプ＋ブースターポンプ（専用電源有）	欧米では，注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。 当社においては，復水移送ポンプによる低圧注水手段を整備している。また，蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。
			・低圧代替注水系（可搬型）	－	・可搬式消火ポンプ	－	・可搬ポンプ導入	欧州では，炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。 当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置※ ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系	・W/Wベント ・原子炉冷却材浄化系によるS/P除熱	・独立非常用系の専用ヒートシンク ・フィルタベント ・必須サービス水系による除熱（ヒートシンク：川，地下水，冷却塔）	・フィルタベント	・フィルタベント ・代替最終ヒートシンクの導入	米国においては，大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また，欧州においては，河川，地下水，大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。 当社においては，多重性及び独立性を考慮して，大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系，フィルタベント及び海を最終ヒートシンクとする代替循環冷却系を整備している。
			・代替原子炉補機冷却系	－	－	－	－	当社においては，海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および接続口を整備している。
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）※	・ディーゼル駆動消火ポンプ ・可搬型ポンプ（大規模損壊）	・サービス水系（D/W,W/Wスプレイ可） ・可搬型消火ポンプ（S/P注水）	・ディーゼル駆動バックアップポンプ ・消防車	・火災防護系によるスプレイ（専用電源有，外部水源使用可）	欧米では，注水ポンプの追設または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。 当社においては，復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。
		給水源	・復水貯蔵槽への水の補給※ -防火水槽 -淡水貯水池 -海水	・CSTへの水の補給 -処理水：脱塩水貯蔵タンク，復水器H/W，燃料プール，他ユニット貯蔵タンク -非処理水：消火用水系，公共の消火水，水道水等 -RWSTからの補給 -他ユニットCSTからの補給 ・防火用水タンク ・飲料水系	・CSTへの補給 -消火水系からの補給	・脱塩水タンクへの補給 -脱塩水系からの補給 -消火系からの補給 ・消火系への補給 -純水系からの補給（重力による移送）	・脱塩水タンク（既設設備の水源）への補給 -消火系からの補給 ・Korvensuo原水池（火災系の水源）	欧米においては，淡水タンクのほか，河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては，防火槽，淡水貯水池のほか，代替補給水源として海水の給水が可能である。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，ドイツの非常用独立系については，事故シーケンスの特定が困難な航空機衝突，毒ガスの放出，テロリストの攻撃等のような破滅的事象を想定した系統であり，国内では特定重大事故等対処施設に相当する設備であり，重大事故等対処設備に相当するものではない。					
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・低圧注水系】※ ・低圧代替注水系（常設） ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型）	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	・代替自動減圧ロジック※ ・減圧機能の信頼性向上 -予備高圧窒素ボンベ配備 -窒素供給圧の調整機能 -可搬型代替直流電源からの給電	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源（DC）の設置 -ADS作動のための窒素ボンベの設置 -ADS作動のためのケーブル性能の確保 注）	・多重化炉容器減圧系（SRV11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置）	・過渡時の減圧自動ロジック	・減圧機能の信頼性向上 -SRVへのバックアップ用窒素ボンベ -消火系からの水圧による開	欧米においては，過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに，SRV駆動用の予備窒素ボンベや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また，米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において，減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。 当社においても，過渡事象に伴う水位低下時等に備えた自動減圧機能の設置，SRV駆動用の予備窒素ボンベや可搬型直流電源の配備，重大事故時の格納容器圧力を考慮した窒素ガス供給圧力の設定，排気ポートからの窒素ガス供給等，減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また，シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては，SRVと同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認している。
		最終ヒートシンク	【・原子炉補機冷却水/海水系】※ ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系	－	－	－	－	
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					

注）　本件は，米国においてNRCの要請によって実施された，内的事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して，NRCより出されたGeneric Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したもの。

別紙 3-3

第１表　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【　】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	・原子炉隔離時冷却系（RCIC）（24時間後まで）※ ・低圧代替注水系（常設）（24時間後以降）※ ・高圧代替注水系	・ディーゼル駆動消火ポンプ（燃料貯蔵タンク＋燃料供給系有。水源：防火用水タンク，飲料水系） ・SBOの影響を受けないポンプによるサービス水系から給水系を通っての注水（水源：河川，湖，貯水池，海など） ・原子炉隔離時冷却系の手動起動（大規模損壊）	・独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有）	1と同様	1と同様	全交流動力電源喪失を想定し，欧米では，電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。 当社においては，空冷式ガスタービン発電機による復水移送ポンプへの給電手段を整備している。また，蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。この他，電源対策が達成できない場合に備えて，RCICの手動起動手順を整備している。
			・低圧代替注水系（可搬型）	－	・可搬式消火ポンプ	－	・可搬ポンプ導入	欧州では，炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。 当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。
		原子炉減圧	・減圧機能の信頼性向上 －予備高圧窒素ボンベ配備 －窒素供給圧の調整機能 －可搬型代替直流電源からの給電	・減圧機能の信頼性向上 －ADS作動のための追加電源（DC）の設置 －ADS作動のための窒素ボンベの設置 －ADS作動のためのケーブル性能の確保	2と同様	－	2と同様	欧米では，全交流動力電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として，SRV駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備等を実施している。 当社においても，全交流動力電源喪失を想定して，SRV駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置※ ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系※	－	－	－	－	
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備（交流電源）	・常設代替交流電源設備（空冷式ガスタービン発電機）※	・非常用ディーゼル発電機の追加設置 ・ガスタービン発電機の使用	・独立非常用系のディーゼル発電機	・ガスタービン発電機（4日分の燃料有）	・非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 －起動用バッテリー追設 －燃料タンクの購入 －非常用ディーゼル発電機更新に合わせて，除熱系2系統（海水，空冷）設置 ・非常用ディーゼル発電機の新設（独立建屋に設置） ・ガスタービン発電機（100%×2台，9日分の燃料有）	米国においては，ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また，欧州においては，非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に，既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化（水冷，空冷）を実施している。 当社においては，常設の代替交流電源として，空冷式ガスタービン発電機2台（6,7号炉で2台）を設置している。
			・可搬型代替交流電源設備（電源車）	・可搬型ディーゼル発電機	・可搬型ディーゼル発電機	・可搬型ディーゼル発電機	・SA用可搬型ディーゼル発電機（FP系→PCV注水への弁操作用）	欧米においては，可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。 当社においても同等の設備を配備しており，常設代替交流電源設備が機能しない場合にも，原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。
			・号炉間電源融通	・ユニット間での交流電源接続 ・水力発電所の使用	・ユニット間での交流電源接続 ・第3の送電線（地中埋設） ・余熱除去系1系統と外部電源を結線	・小型可搬DG×3台（サイト外保管）	・ユニット間の交流電源接続 ・近隣水力発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電（容量が限定的）	欧米においては，ユニット間での電源接続を整備している。 当社においても同等の手段を整備している。
		代替電源設備（直流電源）	・所内蓄電式直流電源設備（蓄電池切替により計24時間給電）※	・バッテリー容量増加 ・非安全関連バッテリーの設置（安全系バッテリーの負荷軽減のため）	・バッテリー容量の増強	・不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持	－	欧米においては，既設蓄電池容量の増加，給電時間延長対策として，負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。 当社においても同等の手段を整備している。
			・常設代替直流電源設備 ・可搬型直流電源設備	・携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電	・可搬型ディーゼル発電機による充電	・SA設備への給電バッテリー	・充電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器	米国においては，携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また，欧州においては，可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。 当社においては，重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに，可搬型バッテリーを整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋RCIC失敗(RCIC本体の機能喪失)」，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋SRV再閉失敗」，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失)＋直流電源喪失」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					

別紙 3-4

第１表　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【　】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4－1	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）（SBO重畳想定）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ ・低圧代替注水系（常設）※ ・高圧代替注水系	3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様
			・低圧代替注水系（可搬型）	－	3と同様	－	3と同様	
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系※	－	－	－	－	
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	1と同様	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備（交流電源）	・常設代替交流電源設備（空冷式ガスタービン発電機）※ ・可搬型代替交流電源設備（電源車） ・号炉間電源融通	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					
4－2	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・高圧炉心注水系】※ ・低圧代替注水系（常設） ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型）	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	1と同様	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」（残留熱除去系の機能喪失）における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
5	LOCA時注水機能喪失（外部電源喪失重畳）	炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失（Excessive LOCA）（地震起因）」，「大破断LOCA＋HPCF注水失敗＋低圧ECCS注水失敗（内部事象・地震起因）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替制御棒挿入機能（ARI） ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能（RPT）※ ・ほう酸水注入系（SLC）※	・代替制御棒挿入回路 ・SLCSのホウ酸濃度の増加 ・SLCSの自動起動 ・CRD系，原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・ATWS-RPTの設置 ・MSIV閉後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加 ・TAF以下での原子炉水位制御	・SLC（手動起動）	・バックアップ・スクラム回路（制御棒の電動挿入，再循環ポンプ減速） ・SLC手動起動 ・SLC自動起動	・SLC	欧米においては，代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。 当社においても，欧米と同等の設備を整備している。 米国で確認されているTAF以下で原子炉の水位を制御する対応は，当社では採用していない。これは，ATWSであっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお，TAFより上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であってもPCT等の判断基準を満たすことを確認している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，欧米の一部既設プラントにおいてSLCの自動起動を整備しているが，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では，手順書等においてSLCの手動起動の基準を明記することにより，SLCが必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており，自動起動と同等の手段が整備されていると言える。					
7	インターフェイスシステムLOCA	炉心冷却	4－2と同様	既存設備で対応	－ （情報なし）	－ （情報なし）	－ （情報なし）	米国においては，炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 当社においても，既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器バイパス防止	・インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉減圧・水位制御の手順整備	・インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉の減圧	・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保	－ （情報なし）	－ （情報なし）	米国においては，インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては，格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては，インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また，原子炉減圧及び水位制御により，流出量を低減する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					

別紙 3-5

内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて，炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し，炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し，主要なカットセットに対する重大事故等防止対策等の対応状況を確認した。

また，事故シーケンスグループ別に FV 重要度※を評価し，FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況を確認した。

※ Fussell-Vesely 重要度(FV 重要度)

炉心損傷の発生を仮定したときに，当該事象の発生が寄与している割合を表す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低減することにより，どの程度の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることもできる。プラントのリスクの低減を図る際に注目すべき機器等の候補を同定する際に有用な指標。

以下に，内部事象運転時レベル 1PRA，内部事象運転時レベル 1.5PRA，内部事象停止時レベル 1PRA それぞれのカットセットの分析結果及び内部事象運転時レベル 1PRA，内部事象停止時レベル 1PRA において FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況の確認結果を示す。

1.　内部事象運転時レベル 1PRA

1-1.　主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1)選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，主要な事故シーケンス※のうち，最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて，上位 3 位までのカットセットを抽出した。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況を第 1-1 表に示す。

※　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して分類したもの。

(2)主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表に示したとおり，一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの，大半の事故シーケンスに対しては，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。

一方，事故シーケンスグループのうち，「高圧注水・減圧機能喪失」，「全交流動力電源喪失」，「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて，故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。

(3)カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の有効性の確認

今回の分析では，各事故シーケンスグループのうち，主要な事故シーケンスごとに支配的なカットセットを確認し，対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても，事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もある。このため，今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループごとに異なり，約 27～76%の幅が生じた。

全炉心損傷頻度から見ると，除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約 99.9%を占めている。「崩壊熱除去機能喪失」については，その炉心損傷頻度の約 66%のカットセットを確認したことから，全炉心損傷頻度に対しても，約 66%のカットセットを確認し，対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

さらに，「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては，残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり，遠隔操作のほか手動による開放も可能である等，残留熱除去系と異なる動作原理を持ち，残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行う系統である耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設け，除熱機能を多様化している。この耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置の持つ独立性及び多様性を考慮すると，有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため，全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対して，有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について，「高圧注水・減圧機能喪失」，「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを

確認すると，人的過誤(注水失敗の認知失敗等)と計測制御系の故障(計器や自動起動ロジック故障)の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合，これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが，これらについては，訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに，計測制御系の故障時にも，正常に動作・計測されているほかの計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるよう訓練等による対応能力の向上に努めていく。また，「全交流動力電源喪失」におけるSRV 再閉鎖失敗を伴う事故シーケンスは，炉心損傷を防止できないと整理していたシーケンスであって，格納容器破損防止対策で対応する事故シーケンスとして整理していたものである。これについては，カットセットからも，有効性評価で考慮した対策での対応が困難であることが確認された。

上記のとおり，人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において，有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの，有効性評価で考慮した対策と設計基準事故対処設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴うようなカットセットは，支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は，基本的に設計基準事故対処設備に対して多様化された，独立な系統機能の追加であることから，これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上，有効性評価で考慮した対策は，ほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また，全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても，今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して，独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等が設けられていることから，全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮し

た対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10^{-10} /炉年)	過渡事象+高圧/低圧注水失敗 (1.1×10^{-10} /炉年)	非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	1.5	0.2	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	1.5	0.2		○
	過渡事象+SRV 再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗 (7.4×10^{-11} /炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10^{-12}	5.7	0.4		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.0×10^{-12}	4.1	0.3		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) +MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10^{-12}	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) +MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)	1.3×10^{-12}	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) +MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10^{-12}	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) +MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)	1.3×10^{-12}	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) +MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10^{-12}	1.8	0.1		○
	通常停止+高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-10} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	3.5	1.6		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7(続き))※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10^{-10} /炉年)	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (3.1×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	4.2×10^{-11}	14	4.4	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10^{-11}	14	4.4		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 (3.5×10^{-11} /炉年)	タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	7.2×10^{-12}	21	0.8		○
		タービン補機冷却系故障+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗+低圧注水系起動操作失敗	2.9×10^{-12}	8.3	0.3		○
		タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)+高圧注水系起動操作失敗	2.3×10^{-12}	6.6	0.2		○
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-12} /炉年)	タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-12}	44	0.2		○
		タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	33	0.1		○
		タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.8×10^{-14}	0.9	<0.1		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(高圧・低圧注水機能喪失(TQUV))

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 27%のカットセットを確認した。なお，「高圧・低圧注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「過渡事象＋高圧/低圧注水失敗」，「過渡事象＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」，「通常停止＋高圧/低圧注水失敗」，「通常停止＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」，「サポート系喪失＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」では，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障による電動の ECCS 注水ポンプの機能喪失と併せて，SRV の開固着又は起動失敗等による原子炉隔離時冷却系の機能喪失があげられている。炉心損傷防止対策としては，機能喪失した ECCS 注水系の代替となる，低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。

○ 「サポート系喪失＋高圧/低圧注水失敗」については，計測・制御機器の共通原因故障と併せて，高圧/低圧 ECCS の起動失敗があがっている。炉心損傷防止対策としては，機能喪失した ECCS 注水系の代替となる，低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。

○ いずれの事故シーケンスについても，注水による炉心冷却を確保した後は，代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお，上位のカットセットには含まれていないが，残留熱除去系が機能喪失している場合には，格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(2/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (4.2×10^{-9} /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-9} /炉年)	全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	4.6×10^{-10}	26	11	・代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放) ・高圧代替注水系 ・残留熱除去系(低圧注水．除熱)	—※3
		全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	2.1×10^{-10}	12	5.0		—※3
		全給水喪失+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	1.9×10^{-10}	11	4.5		○
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10^{-11} /炉年)	全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	2.4×10^{-12}	4.6	0.1		—※3
		全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	2.7	<0.1		○
		全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.2×10^{-12}	2.3	<0.1		—※3
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-9} /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+給水系操作失敗	3.9×10^{-10}	20	9.3		—※3
		通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗	1.8×10^{-10}	9.0	4.3		—※3
		通常停止+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号+給水系操作失敗	1.6×10^{-10}	8.0	3.8		○
	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.8×10^{-11}	23	0.7		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗	2.5×10^{-11}	21	0.6		—※3
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.1×10^{-11}	18	0.5		○
	サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10^{-10} /炉年)	直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	1.3×10^{-11}	4.5	0.3		—※3
		直流電源故障(区分 1)+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	7.3×10^{-12}	2.5	0.2		○
		直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	6.3×10^{-12}	2.2	0.2		—※3
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10^{-11} /炉年)	直流電源故障(区分 2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	5.1×10^{-12}	12	0.1		○
		直流電源故障(区分 2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	4.4×10^{-12}	11	0.1		—※3
		直流電源故障(区分 2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF(C 系)室空調機冷却水入口弁開忘れ	1.4×10^{-12}	3.4	<0.1		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。
※3　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については，訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。訓練等の運用面の対策は，確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが，当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考える。

【主要なカットセットに対する検討】(高圧注水・減圧機能喪失　(TQUX))

○　第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約 41%のカットセットを確認した。なお，「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも，原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤，原子炉減圧操作失敗の人的過誤が抽出され，「通常停止+SRV 再閉鎖失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を除く主要な事故シーケンスのカットセットからは，原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障も抽出された。このうち，原子炉注水自動起動不能の認知失敗と信号系の共通原因故障が重畳する場合，認知に失敗にしていることから，重大事故等対処設備である高圧代替注水系の手動起動に期待できず，故障の内容によるが，信号系の共通原因故障が生じている場合には代替自動減圧ロジックにも期待できないとすると，重大事故等防止対策に期待できず，炉心損傷を防止できない。この基事象の組み合わせ以外の場合には，高圧代替注水系による高圧注水のバックアップや代替自動減圧ロジックによる低圧状態への移行等により，注水による炉心冷却を確保できる。

○　注水による炉心冷却の確保に成功した後は，代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお，上位のカットセットには含まれていないが，残留熱除去系が機能喪失している場合には，格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。

○　全炉心損傷頻度から見た場合，炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考えるが，炉心損傷を防止で

きないカットセットに含まれている原子炉注水自動起動不能の認知失敗については，訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TW (崩壊熱除去機能喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	過渡事象+除熱失敗 (5.0×10^{-6} /炉年)	隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗	3.6×10^{-6}	72	41	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		隔離事象+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.0×10^{-7}	6.0	3.4		○
		隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10^{-8}	2.0	1.1		○
	過渡事象+SRV 再閉鎖失敗+除熱失敗 (3.8×10^{-7} /炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	1.2×10^{-7}	32	1.4		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10^{-9}	2.6	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.2×10^{-9}	0.8	<0.1		○
	通常停止+除熱失敗 (2.7×10^{-6} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10^{-7}	33	10		○
		通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-7}	24	7.4		○
		通常停止+外部電源喪失(使命時間中の機能喪失)+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	7.2×10^{-11}	<0.1	<0.1		△※3
	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+除熱失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗+残留熱除去系起動操作失敗	6.1×10^{-9}	29	0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗	5.0×10^{-10}	2.4	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動用グランド蒸気元弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
　　括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。
※3　長期 TB の対策で対応可能。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/7(続き))※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TW (崩壊熱除去機能喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	サポート系喪失+除熱失敗 (5.5×10^{-7} /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+残留熱除去系起動操作失敗	9.6×10^{-8}	17	1.1	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	1.5×10^{-8}	2.7	0.2		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	7.9×10^{-9}	1.4	0.1		○
	サポート系喪失+SRV 再閉鎖失敗+除熱失敗 (2.9×10^{-9} /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+SRV 再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	5.0×10^{-10}	17	<0.1		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	8.0×10^{-11}	2.8	<0.1		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	4.1×10^{-11}	1.4	<0.1		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(崩壊熱除去機能喪失(TW))

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については炉心損傷頻度の約 66%のカットセットを確認した。なお，「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 99.9%であり，全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。

○ いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも，残留熱除去系，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障が抽出されている。この基事象に対しては，代替原子炉補機冷却系による海水への熱除去機能の代替や，格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「過渡事象＋除熱失敗」，「過渡事象＋SRV 再閉鎖失敗＋除熱失敗」では，残留熱除去系起動操作失敗の人的過誤が抽出されている。この基事象に対しては，格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「通常停止＋除熱失敗」では，使命時間中の外部電源喪失等，電源喪失により炉心損傷(格納容器先行破損)に至るカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，長期 TB のシーケンスにおける対策により炉心損傷を防止できる。

○ 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系，原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系に対して独立な系統であり，共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから，全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(4/7)※1

事故シーケンスグループ		主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
TB (全交流動力電源喪失) (1.3×10^{-9} /炉年)	長期 TB	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.2×10^{-10}	46	17	・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) ・高圧代替注水系	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	1.5×10^{-10}	31	12	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・代替原子炉補機冷却系 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.1×10^{-11}	4.4	1.6		○
	TBP	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +SRV 再閉鎖失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	5.7×10^{-11}	48	4.4	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源) ・上記の点線枠内の対策	△※3
			外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)	4.0×10^{-11}	33	3.1		△※3
			外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)	5.3×10^{-12}	4.4	0.4		△※3
	TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	5.3	2.5	・高圧代替注水系(常設代替直流電源) ・上記の点線枠内の対策	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	5.3	2.5		○
	TBD	外部電源喪失 +直流電源喪失 (8.1×10^{-11} /炉年)	外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障)	8.1×10^{-11}	100	6.2	・高圧代替注水系(常設代替直流電源) ・上記の点線枠内の対策	○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
　　括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。
※3　SRV からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し，低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる。

【主要なカットセットに対する検討】(全交流動力電源喪失(TB))

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については炉心損傷頻度の約 56%のカットセットを確認した。なお，「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗」(長期 TB)では，外部電源，非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し，外部電源の復旧，高圧電源融通にも失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか，原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗＋SRV 再閉鎖失敗」(TBP)では，全交流動力電源喪失により電動駆動の ECCS 注水設備が機能喪失することに加え，SRV 再閉鎖失敗により，長時間の原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による注水には期待できない。このため，原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し，低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また，低圧注水への移行に失敗し，炉心損傷に至る場合については，LOCA 時に ECCS による注水ができず，炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ，炉心損傷に至るものの，電源復旧等の後，原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注水し，格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで，原子炉格納容器の破損を防止することができる。

○　主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗＋原子炉隔離時冷却系失敗」(TBU)では，外部電源，非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し，短時間での外部電源の復旧に失敗し，原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な復水貯蔵槽への補給に失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方，復水貯蔵槽への補給に失敗するため，原子炉隔離時冷却系が使命時間 24 時間の運転を継続することはできないものの，元々復水貯蔵槽に蓄えられている水量を注水に費やせると考えると，少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため，今回抽出されたカットセットに対しては，常設代替交流電源設備等による電源復旧によって低圧の注水機能の復旧を図ること等により，炉心損傷を防止することができると考えられる。また，今回のカットセットとしては抽出されなかったが，事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至る等，対応の時間余裕が短い場合は，高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる。

○　主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+直流電源喪失」(TBD)では，外部電源を喪失し，共通原因故障により全てのバッテリーからの給電に失敗するカットセットが抽出され，主要な事故シーケンスの 100%を占めた。このカットセットに対しては，常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより，炉心損傷を防止することができる。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(5/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策 有効性
TC (原子炉停止機能喪失) (5.1×10^{-12} /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	2.2×10^{-12}	44	43	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	－
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞	6.1×10^{-16}	<0.1	<0.1		－
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	2.1×10^{-16}	<0.1	<0.1		－

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
　　括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(原子炉停止機能喪失(TC))

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約 43%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○ 主要な事故シーケンスとして，「過渡事象+原子炉停止失敗」について評価したところ，制御棒挿入失敗(機械系故障)に加えて SLC の機能喪失に関する基事象のカットセットが抽出された。原子炉停止機能について，ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初より設置されていたことから，今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため，これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており，対策の有効性を確認することはできない。

○ 原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループは，グループの炉心損傷頻度が 5.1×10^{-12} /炉年であり，評価全体の炉心損傷頻度に占める割合は全シーケンスグループの中で最も小さい。主要なカットセットに今回重大事故等対処設備として位置づけた SLC が含まれていることからも，これらの今回重大事故等対処設備の寄与も含めて，非常に小さな炉心損傷頻度に抑えられていると考えられる。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(6/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
LOCA (LOCA 時注水機能喪失) (4.5×10^{-9} /炉年)	LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10^{-9} /炉年)	中破断 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-9}	59	51	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10^{-10}	19	17		○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	3.0×10^{-10}	7.7	6.7		○
	LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (6.0×10^{-11} /炉年)	中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	4.3×10^{-11}	72	1.0		–※3
		中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)	1.4×10^{-11}	23	0.3		–※3
		中破断 LOCA+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.9×10^{-13}	0.7	<0.1		–※3

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。
※3　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については，訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。訓練等の運用面の対策は，確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが，当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考える。

【主要なカットセットに対する検討】(LOCA 時注水機能喪失(LOCA))

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 76%のカットセットを確認した。なお，「LOCA 時注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 0.1%であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「LOCA+高圧/低圧注水失敗」では，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。中破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系に期待できず，原子炉補機冷却水系等の喪失により，駆動機構の冷却が必要な電動駆動の ECCS 注水系に期待できない状況であるため，このカットセットに対しては，SRV の手動作動により原子炉を減圧し，駆動機構の冷却を必要としない常設の低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により注水することで炉心損傷を防止できると考えられる。

○ 主要な事故シーケンスのうち，「LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」では，注水不能の認知に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障，又は多重故障によるカットセットが抽出されている。この場合，代替の注水手段への移行の必要性に気付けないことから，SRV の手動作動等の運転員操作に期待することができないため，これらの重大事故等防止対策に期待できず，炉心損傷を防止できない。また，高圧 ECCS 注水及び原子炉の減圧操作に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障による ECCS 系の自動起動に失敗するカットセットが抽出されている。この場合，原子炉を減圧できない一方で，LOCA により蒸気駆動の高圧代替注水設備にも期待できないことから，炉心損傷を防止できない。

○ LOCA が発生しているにも関わらず，認知に失敗したまま長時間気付かな

い場合や，操作に失敗したにも関わらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく，全炉心損傷頻度から見た場合，これらの炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられているが，原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については，訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(7/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	定例試験時 HPCF(B 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16	16	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	○
		定例試験時 HPCF(C 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16	16		○
		定例試験時 HPCF(B 系)注入隔離弁誤開+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)試験可能逆止弁閉失敗	1.4×10^{-11}	15	15		○
		定例試験時 HPCF(C 系)注入隔離弁誤開+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)試験可能逆止弁閉失敗	1.4×10^{-11}	15	15		○

※1　主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。
※2　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(ISLOCA)

○ 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「ISLOCA」については炉心損傷頻度の約 61%のカットセットを確認した。なお，「ISLOCA」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○ 主要な事故シーケンスである，「ISLOCA」では，高圧炉心注水系の定例試験時の弁リークや誤開放に伴うカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては，高圧炉心注水系又は原子炉を減圧した後に高圧又は低圧炉心注水系による炉心の水位維持によって炉心損傷を防ぐことができる。その後は，注入隔離弁の再閉操作等，破断箇所の隔離を試みるとともに，使用可能な緩和系で水位維持，除熱を行うことで，炉心を安定な状態とすることができる。

1-2. FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は，FV 重要度の高い基事象に対し，その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策の有効性を定性的に考察した。

なお，今回の整理は定量的に評価した FV 重要度に対し，対策の有効性の観点で定性的な考察を加えた分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では，新たに講じた対策をモデル化した上で PRA を実施し，その結果を比較することが望ましいが，今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の結果のみを定量的な検討材料として分析することとし，この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に FV 重要度を分析し，その値が 10^{-3} を超える基事象について，重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は，重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても，炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから，事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として，今回は 10^{-3} を基準とすることとし，10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」，「高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)」，「崩壊熱除去機能喪失(TW)」，「全交流動力電源喪失」に含まれる全ての事故シーケンスグループ(長期 TB， TPU， TBP， TBD)，「インタ

ーフェイスシステム LOCA(ISLOCA)」については，抽出された全ての基事象に対して，定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また，「LOCA 時注水機能喪失(S1E，S2E)」，「原子炉停止機能喪失(TC)」については，抽出された基事象の一部に対して，定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル 1PRA では，TW がその炉心損傷頻度のほぼ 100%を占めており，TW に対しては，FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には耐圧強化ベント系等による除熱機能の代替)が有効であることを確認した。このことから，重大事故等対処設備によって，プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全炉心損傷頻度は 10^{-3} 程度まで低減されるものと考えられる。このことから，重大事故等対処設備による，内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99%以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，原子炉補機冷却水系，原子炉補機冷却海水系の共通原因故障や水源である復水貯蔵槽への補給失敗が抽出されたが，これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水及び可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給によって対応することが可能である。

○高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，高圧注水不能の認知失敗及び高圧注水及び減圧機能の不動作につながる信号系の故障が抽出された。ドライウェル圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では，自動減圧系による原子炉の減圧機能に期待できないが，重大事故等対処設備として導入した代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)によって原子炉減圧されるため，その後の低圧注水に期待できる。また，原子炉減圧機能の不動作に対しては，高圧代替注水系による対応が可能である。

なお，高圧注水不能の認知に失敗(FV 重要度約 0.76)し，高圧注水及び原子炉減圧機能の不動作につながる信号系の故障(代替自動減圧ロジックにも期待できない状況)(内上位の基事象の FV 重要度約 0.34)が重畳する場合，有効な対策が見当たらない状況となる。これは TQUX のカットセットとしても抽出(TQUX の炉心損傷頻度の約 31%)されており，有効な対策が見当たらない場合として整理している。

○崩壊熱除去機能喪失(TW)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，残留熱除去系，原子炉補機冷却水系，原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出されたが，これらに対しては独立な系統である耐圧強化ベント系等によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失(長期 TB，TBP，TBU，TBD)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，長期 TB 及び TBP では交流電源の喪失，TBU ではこれに加えて原子炉隔離時冷却系の機器故障，TBD ではバッテリーの共通原因故障が抽出されたが，これらに対しては高圧代替注水系で対応が可能であり，その時間余裕の間に代替交流電源による電源復旧が可能である。

○LOCA 時注水機能喪失(S1E，S2E)

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象のうち，重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。

・ LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗

(FV 重要度： S1E 1.4×10^{-2}

S2E 7.4×10^{-1})

これは人的過誤による基事象であり，FV 重要度の高い S2E では主要なカットセットにも含まれている。この基事象については，訓練等による発生確率の低減に努めることが，今後も継続して取り組むべき対策の１つであると考える。

このほかに支配的な基事象として，原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。S1E に対しては破断口径の大きさによるが，これらに対しては低圧代替注水系による注水機能を確保することが可能であると整理した。

○原子炉停止機能喪失(TC)

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象のうち，重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。

・ ATWS 時の SLC 起動操作失敗(FV 重要度：9.4×10^{-1})

これは重大事故等防止対策に対する，人的過誤による基事象である。TC に対しては ABWR の設計上，プラント運転開始時点で今回重大事故等対処設備に位置づけた設備を備えていたことから，上記の基事象が抽出されたものである。この基事象については，訓練等による発生確率の低減に努めることが，今後も継続して取り組むべき対策の１つであると考える。

このほかに支配的な基事象として，原子炉緊急停止系の共通原因故障が抽出されたが，これらに対しては SLC 等による原子炉停止が可能である整理した。

○インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，高圧炉心注水系の配管破断が抽出されたが，これに対しては発生箇所の隔離並びに原子炉減圧及び低圧注水系等による対応が可能である。

２． 内部事象運転時レベル 1.5PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，各事故シーケンスについて以下の基準をもとに主要なカットセットを抽出した。また，格納容器先行破損シーケンスについては，炉心損傷防止対策の有効性を確認しているため，カットセットの分析対象から除外した。

・格納容器破損モードの中で最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて，上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等を第 2-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 2-1 表に示したとおり，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。

第 2-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果

格納容器破損モード	プラント損傷状態(PDS)※1	主要なカットセット	格納容器破損頻度 [/炉年]	格納容器破損モードへの寄与割合 [%]	主な対策	対策有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)(3.9×10^{-10} /炉年)※2	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	5.6×10^{-12}	1.4	・低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 ・代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器の圧力制御 ・格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	3.9×10^{-12}	1.0		○
		外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗+残留熱除去系操作失敗(外部電源復旧成功後)	5.6×10^{-13}	0.1		○
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(8.4×10^{-9} /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.6×10^{-9}	31		○
		LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	8.6×10^{-10}	10		○
		LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	3.6×10^{-10}	4.3		○
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(1.2×10^{-12} /炉年)	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	5.0×10^{-13}	41	・原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉圧力容器を減圧	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	3.4×10^{-13}	28		○
		外部電源喪失+非常用 D/G 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	4.4×10^{-14}	3.7		○
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(3.8×10^{-13} /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.2×10^{-13}	32	・なし。(溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。)	－
		LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	4.0×10^{-14}	11		－
		LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	1.7×10^{-14}	4.4		－
溶融炉心・コンクリート相互作用(1.2×10^{-11} /炉年)	TQUX	給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	6.6×10^{-13}	5.5	・溶融炉心落下までに原子炉格納容器下部への水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水	○
		給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	2.8×10^{-13}	2.3		○
		給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	2.2×10^{-13}	1.8		○

※1　最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを抽出しているため，有効性評価における PDS とは一致しない。
※2　格納容器先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)，原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

【主要なカットセットに対する検討】

○雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)

支配的な事故シーケンスは，長期 TB によって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスであり，主要なカットセットには全ての交流電源が失われるケースと，外部電源の復旧に成功するも，格納容器スプレイ(残留熱除去系)の起動に失敗する基事象の組み合わせが抽出されている。これらのカットセットに対しては，格納容器圧力逃がし装置が過圧破損防止に有効である。また，常設代替交流電源設備によって電源を復旧し，代替格納容器スプレイ冷却系によって格納容器圧力の上昇抑制を図ることも有効である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)

支配的な事故シーケンスは，LOCA によって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスであり，主要なカットセットには原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障（開失敗）の共通原因故障が抽出されている。これらのカットセットに対しては，低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水が有効である。

○高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

支配的な事故シーケンスは，長期 TB によって炉心損傷に至った後に高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスであり，主要なカットセットには全ての交流電源が失われる基事象の組み合わせが抽出されている。交流電源を喪失しても原子炉圧力容器の減圧操作は可能であることから，現状の対策である原子炉圧力容器の減圧操作によって，本モードによる格納容器破損を防止できる。

○原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

支配的な事故シーケンスは，LOCA によって炉心損傷に至った後に原子炉

圧力容器が破損し，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に至るシーケンスであり，主要なカットセットには原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障（開失敗）の共通原因故障が抽出されている。この事象については，仮に発生した場合であっても原子炉格納容器の破損に至らないことを確認しており，対策は講じていない。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

支配的な事故シーケンスは，TQUX によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し，ペデスタル床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスであり，主要なカットセットには原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤，原子炉減圧操作失敗の人的過誤，原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障が抽出されている。認知の失敗等により炉心損傷に至るものの，炉心損傷後にはその状況を認知するとともに，炉心損傷から圧力容器の破損までの間に低圧代替注水系等を用いて，ペデスタルへの水張りを行うことで，溶融炉心・コンクリート相互作用の継続を防止することができる。

３．　停止時レベル 1PRA

3-1.　主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが非常に多くなる。事故シーケンスグループごとに主要なシナリオを抽出した結果を第 3-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンス（第 3-1，3-2，3-3 図）においてミニマルカットセットの分析(MCS)を実施し（第 3-2，3-3，3-4 表），整備された炉心損傷防止対策が有効となることを確認した*。

＊実施した炉心損傷防止策は起因事象である外部電源喪失や崩壊熱除去機能喪失に対応した対策（代替交流電源の確保や注水・除熱機能の確保）であるため，MCS 分析をした事故シーケンス以外のシーケンスにも有効である。

第 3-1 表　事故シーケンスグループごとの主要シーケンス

事故シーケンスグループ	上位	全体順位	POS分類	起因事象	シーケンスNo.	頻度(/日)
崩壊熱除去機能喪失	1	1	C1	崩壊熱除去機能喪失 （補機冷却系機能喪失）	12	2.1E-09
	2	4	C1	崩壊熱除去機能喪失 （RHR機能喪失）	12	2.1E-11
	3	－	A	外部電源喪失	346	5.7E-12
全交流動力電源喪失	1	2	S	外部電源喪失	358	4.8E-11
	2	5	A	外部電源喪失	358	8.4E-12
	3	－	C1	外部電源喪失	358	7.7E-12
原子炉冷却材の流出	1	3	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 （CUWブロー）	9	3.8E-11
	2	－	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 （RIP点検）	8	8.1E-12
	3	－	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 （RIP点検）	16	2.2E-13

第 3-2 表　崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）の主要なカットセット
（POS C1 シーケンス No.12）

事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水失敗	2.1E-09	補機冷却系(B)機能喪失　＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁　手動弁閉失敗　＋　注水系復旧失敗	1.1E-09	52%	・代替補機冷却系 ・注水機能の信頼性向上・多様化	○
		補機冷却系(B)機能喪失　＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁　現場操作失敗（人的過誤）　＋　注水系復旧失敗	9.7E-10	46%		○
		補機冷却系(B)機能喪失　＋ MUWC系 R/B 供給ライン逆止弁　開失敗＋ 注水系復旧失敗	6.3E-11	3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○ POS C1 においては，保有水が少ないために炉心損傷までの時間が短く，また取水路点検等により A 及び C 系の補機冷却系に期待していないため，期待する注水機能が少ない状態である。この状態で補機冷却系(B 系)が機能喪失すると，運転中であった残留熱除去系(B 系)だけでなく，待機中の高圧炉心注水系(B 系)についても機能を喪失する。

そのため，期待できる注水機能は補機冷却系と系統間の従属性を持たない MUWC（A～C 系）のみとなり，MUWC の全系統が機能喪失する「タービン建屋復水積算流量計バイパス弁の手動弁閉失敗」等の共通の基事象を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。

○ 主要なカットセットに対する対策としては代替原子炉補機冷却系，注水機能の信頼性向上・多様化（低圧代替注水（常設）[MUWC タービン建屋 バイパス隔離弁の追設置等の信頼性向上を実施した MUWC 系]，可搬型代替注水ポンプ）であり，当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

第 3-3 表　全交流動力電源喪失の主要なカットセット
(POS S シーケンス No.358)

事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
外部電源喪失 ＋電源確保失敗	4.8E-11	外部電源喪失＋ 非常用 D/G (A),(B),(C)運転継続失敗（共通原因故障）＋ 外部電源（短期）復旧失敗＋ 外部電源（長期）復旧失敗＋ 非常用 D/G 復旧失敗	1.8E-11	38%	・常設代替交流電源設備 ・注水系の多様化	○
		外部電源喪失＋ 非常用 D/G (A),(B),(C)起動失敗（共通原因故障）＋ 外部電源（短期）復旧失敗＋ 外部電源（長期）復旧失敗＋ 非常用 D/G 復旧失敗	1.3E-11	27%		○
		外部電源喪失＋ 原子炉補機冷却海水ポンプ (A) ～ (F)起動失敗（共通原因故障）＋ 外部電源（短期）復旧失敗＋ 外部電源（長期）復旧失敗	5.0E-12	10%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○ POS S においては，除熱系や注水系は多くあるが，崩壊熱量が大きく保有水が少ないので余裕時間は短く，高圧電源融通に期待していない。外部電源が喪失し，D/G が全台起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため，D/G の運転継続失敗や起動失敗の CCF を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。

○ 対策として常設代替交流電源設備（GTG）や注水系の多様化（消火系による原子炉注水）であり，当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

第 3-4 表　一次冷却材バウンダリ喪失（CUW ブロー）の主要なカットセット
（POS C1 シーケンス No. 9）

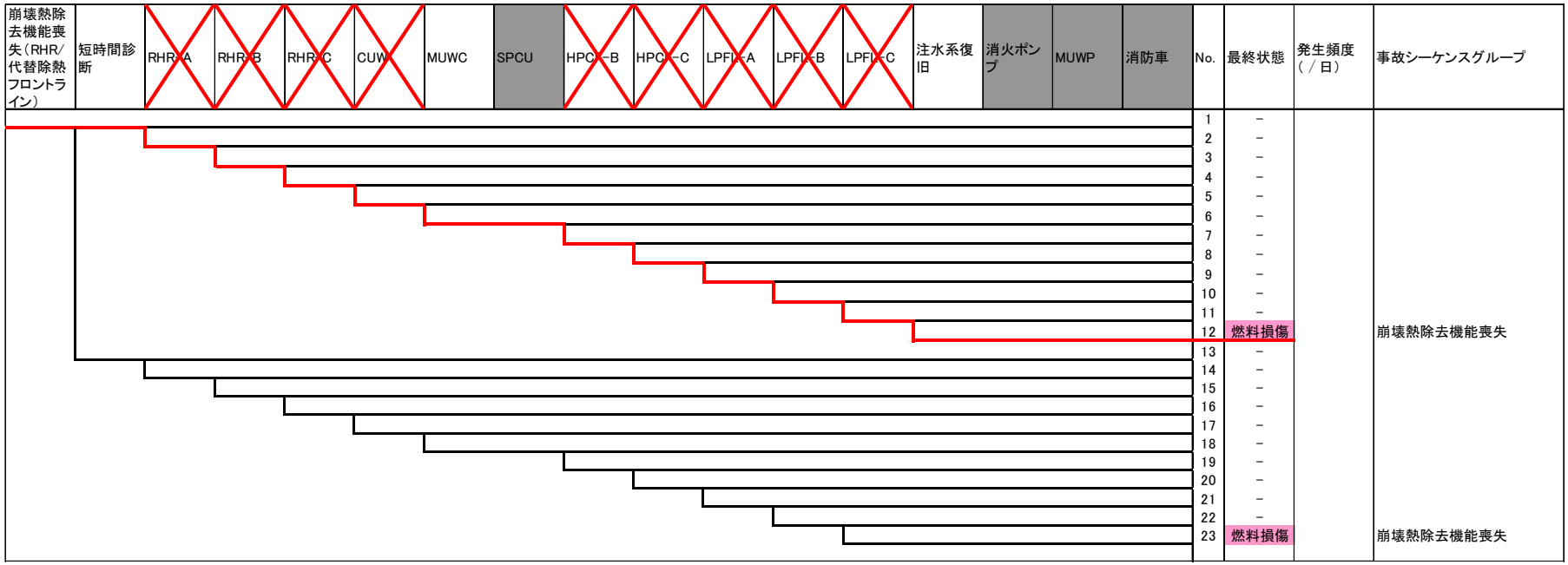
事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
冷却材流出 (CUW ブロー) + 認知失敗	3.8E-11	冷却材流出(CUW ブロー) + 運転員による水位低下の認知失敗	3.8E-11	100%	・運転員への注意喚起等	―※

※ 運転員への注意喚起等は人的過誤防止のための運用面の対策であり，確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが，当該カットセットの発生頻度の低下には期待できるものと考える。

【主要なカットセットに対する検討】

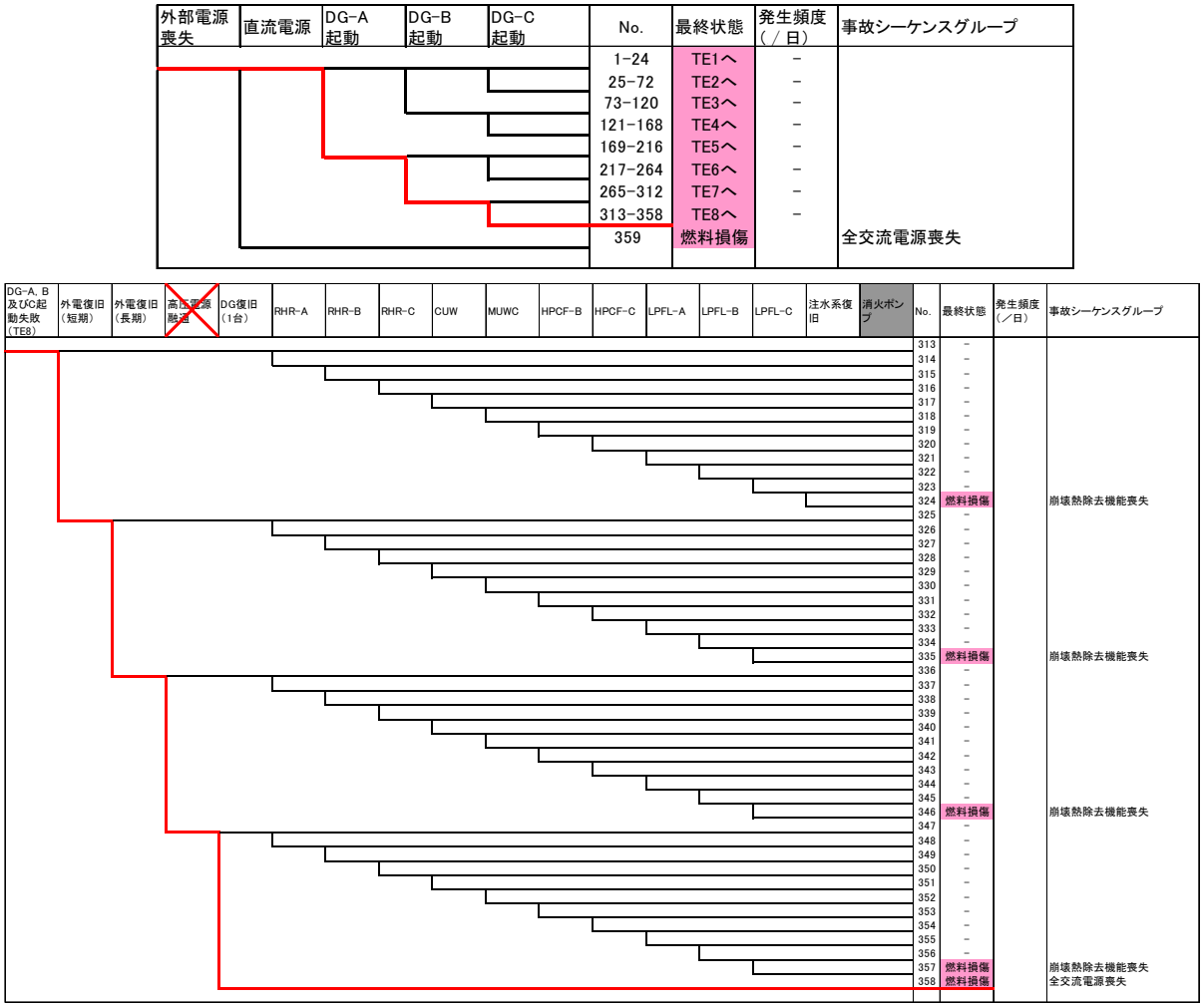
○ 本シーケンスでのカットセットは定期検査中の水位調整のために CUW ブローにより目標水位まで原子炉水位を低下させた後，ブローの停止し忘れにより冷却材の流出が継続し，その後，水位低下の認知に失敗することで発生するものである。
このリスクに対しては運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え，手順書等による作業時の注意喚起を実施している。また，急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間があること，通常原子炉水位計による警報機能にも期待できることから，PRA 上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

○ 対策は運転員への注意喚起等，運用面の対策を継続的に実施していくことと考える。

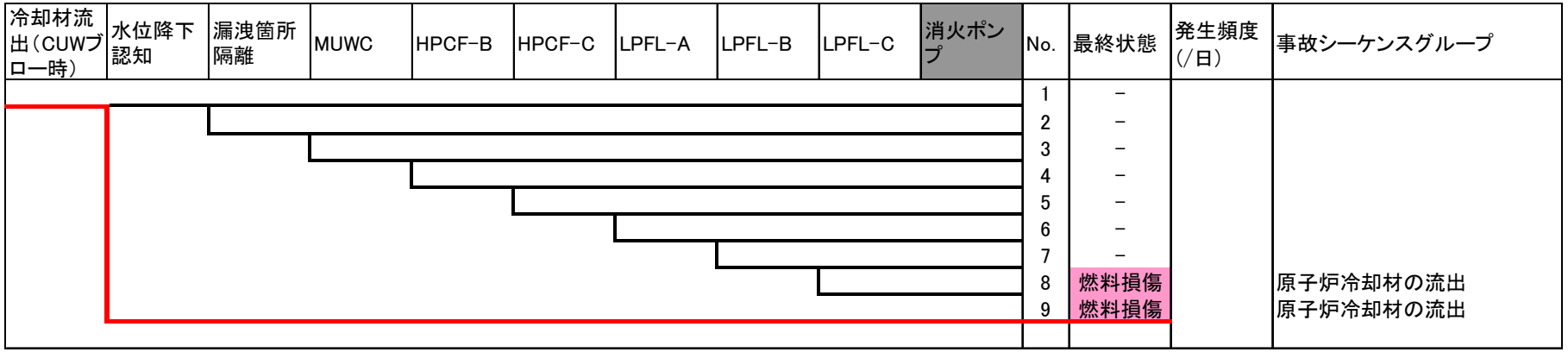


×：プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-1 図　崩壊熱除去機能喪失の主要なシーケンス
（POS C1 崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失））



第 3-2 図　全交流動力電源喪失の主要なシーケンス
（POS S 外部電源喪失）



×：プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-3 図　原子炉冷却材の流出の主要なシーケンス
（POS C1 一次冷却材バウンダリ喪失（CUW ブロー））

3-2.　FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

FV 重要度が 1.0×10^{-4} *1 を超える基事象に対して，有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し，その大部分について有効となることを確認した。

また，有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおりに抽出し，これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様，注水機能の信頼性向上・多様化（可搬型代替注水ポンプ，MUWP，SPCU，FP）や運転員への注意喚起等の継続的実施，区分Ⅰ～Ⅳの直流電源に期待しない GTG の給電等によって炉心損傷の発生頻度を更に低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル 1PRA においては時間余裕が十分長いことから重大事故等対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。そのためこの機能が喪失する基事象は有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第 3-5 表に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は，POS　C1 の補機冷却機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは MUWC 以外の注水設備がないことによるものだと考えられる。ただし，POS　C1 においては時間余裕が約 27 時間と長く，LPFL や MUWC（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（可搬型代替注水ポンプ，MUWP，　SPCU，FP）を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において LPFL，MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して，運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず，炉心損傷に至る（第 3-6 表)。

対策として運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え，マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している（例：社内で実施するリスク評価の際に抽出された「水位低下の操作」等に対して注意喚起の連絡の実施)。また，急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間余裕があること，ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の認知にも期待できることから，PRA 上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

c. 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象

有効性評価では交流電源の喪失に対して GTG から緊急用 M/C，非常用電源母線等を経由して各負荷までの給電を実施している。この対策は第 3-7 表に示すように非常用電源母線の遮断器故障や区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に関連した故障が発生した場合は有効とならない。ただし，この場合であっても，非常用電源母線や区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に期待しない GTG から緊急用 M/C，AM 用電源母線を経由した MUWC 等の負荷へ給電，隣接プラントからの電源融通，消火系や可搬型代替注水ポンプでの注水，可搬型代替直流電源設備を用いた直流電源の復旧等の手段を用いることで炉心損傷の防止が可能である。

*1 停止時における FV 重要度は，個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから，全炉心損傷頻度に対する分析

を実施した。その際，全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し，運転時レベル 1PRA より一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準としてそれを超える基事象について抽出を実施した。

第 3-5 表 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
① MUWC 供給ライン逆止弁開失敗	2.9×10^{-2}	供給ラインにある逆止弁は通常開であるが，外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり，その後の開動作に失敗する基事象
② HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)	2.6×10^{-3}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象
③ MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	1.8×10^{-3}	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象
④ MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	4.9×10^{-4}	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象
⑤ HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	4.0×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑥ HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	3.4×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑦ MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	1.8×10^{-4}	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象
⑧ RHR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	1.0×10^{-4}	MUWC の原子炉注水ラインである RHR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象
⑨ HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象
⑩ HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象

第 3-6 表 冷却材流出事象において LPFL，MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
① 冷却材流出時の水位低下認知失敗	3.5×10^{-3}	冷却材流出事象が発生して，運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず，炉心損傷に至る基事象

第 3-7 表 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
① 蓄電池給電失敗の共通原因故障	1.7×10^{-3}	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象
② 蓄電池(B)給電失敗	4.4×10^{-4}	蓄電池(B)の給電に失敗する基事象
③ P/C　7D-1-2B 遮断器誤開	1.5×10^{-4}	M/C　7D からの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され，給電できなくなる基事象
④ M/C　7D-2A 遮断器誤開	1.5×10^{-4}	P/C　7D への給電を行う際に遮断器が誤開放され，給電できなくなる基事象

地震 PRA，津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

内部事象 PRA から抽出される事故シーケンスには，一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象 PRA では，機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが，外部事象 PRA では，外部事象によっても機器の故障等が発生するため，例えばランダム要因では壊れにくいが地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等，同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが現れる。このため，地震レベル 1PRA，津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスについても，支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し，炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

１． 地震レベル 1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため，ここでは，各事故シーケンスについて以下の基準をもとに主要なカットセットを抽出した。

・事故シーケンスグループのうち，最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて，上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表に示したとおり，一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの，大半の事故シーケンスに対しては，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお，地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが，その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方，事故シーケンスグループのうち，「高圧注水・減圧機能喪失」，「全交流動力電源喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて，故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また，「LOCA 時注水機能喪失」，「計測・制御系喪失」，「格納容器バイパス」，「原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷」，「原子炉建屋損傷」の炉心損傷直結事象についても，地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから，現状，炉心損傷直結事象として整理しているものの，実際には損傷の程度に応じて使

用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより，炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/3)

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域における カットセットの分析結果※2				主な対策	対策有効性
		評価対象とした地震加速度領域 [gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合※4 [%]		
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (1.3×10^{-8} /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 (6.4×10^{-9} /炉年)	1200	地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障	1.1×10^{-9}	45	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	○
			地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障	3.0×10^{-10}	13		○
			地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷	3.0×10^{-10}	13		○
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (2.3×10^{-8} /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-8} /炉年)	150	原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	4.3×10^{-9}	46	・代替自動減圧ロジック ・高圧代替注水系	○
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	3.3×10^{-9}	35		–※5
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	9.3×10^{-10}	10		–※5
TW (崩壊熱除去機能喪失) (5.3×10^{-6} /炉年)	過渡事象+除熱失敗 (3.0×10^{-6} /炉年)	150	残留熱除去系系統操作失敗	1.1×10^{-6}	82	・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ	○
			原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.4×10^{-8}	7		○
			残留熱除去系ランダム故障(A, B, C 従属故障)	5.7×10^{-8}	4		○
TC (原子炉停止機能喪失) (3.6×10^{-7} /炉年)	全交流動力電源喪失 +原子炉停止失敗 (1.7×10^{-7} /炉年)	1650	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	9.5×10^{-9}	24	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系	–
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	8.6×10^{-9}	22		–
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷	3.4×10^{-9}	9		–

※1　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち，最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。
※3　地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため，多重化されたある機器が地震により損傷する場合，ほかの多重化された機器も全て損傷する。
※4　評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については，訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。訓練等の運用面の対策は，確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが，当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考える。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(2/3)

事故シーケンスグループ		主要な事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域[gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度[/炉年]	寄与割合※4[%]	主な対策	対策有効性
TB(全交流動力電源喪失)(4.0×10^{-6}/炉年)	長期TB	全交流動力電源喪失(3.3×10^{-6}/炉年)	1350	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	2.3×10^{-7}	64	・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷	6.3×10^{-8}	18		○
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷	4.4×10^{-8}	12		○
	TBP	全交流動力電源喪失+SRV 再閉鎖失敗(1.9×10^{-8}/炉年)	1400	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	1.3×10^{-9}	63	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器圧力逃がし装置	△※5
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	3.4×10^{-10}	17		△※5
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	2.7×10^{-10}	14		△※5
	TBU	全交流動力電源喪失+RCIC 失敗(3.5×10^{-7}/炉年)	1550	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	2.9×10^{-8}	48	・原子炉隔離時冷却系※6 ・高圧代替注水系※7 ・常設代替交流電源設備 ・格納容器圧力逃がし装置	△※6
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	8.6×10^{-9}	14		△※6
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	8.3×10^{-9}	14		△※6
	TBD	直流電源喪失(6.0×10^{-8}/炉年)	1550	地震による直流電源電線管の構造損傷	5.5×10^{-9}	84	・常設代替直流電源設備	○
				地震による直流電源主母線盤の機能損傷	5.6×10^{-10}	9		○
				地震による直流電源充電器盤の機能損傷	4.4×10^{-10}	7		○

※1　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち，最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。
※3　地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため，多重化されたある機器が地震により損傷する場合，ほかの多重化された機器も全て損傷する。
※4　評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　SRV からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し，低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる。
※6　復水貯蔵槽が機能喪失するカットセットに対しても，復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバへの水源切替に期待できる場合は原子炉隔離時冷却系による注水が可能。
※7　復水貯蔵槽が機能喪失するカットセットには有効でないため，今回抽出された主要なカットセットには対応できない。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/3)

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域[gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度[/炉年]	寄与割合※4[%]	主な対策	対策有効性
LOCA(LOCA 時注水機能喪失)(8.2×10^{-7} /炉年)	原子炉冷却材圧力バウンダリの喪失(7.8×10^{-7} /炉年)	1250	地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷	4.4×10^{-8}	100	－	－
計測・制御系喪失(6.9×10^{-8} /炉年)	計測・制御系の損傷(6.9×10^{-8} /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷	8.0×10^{-9}	63	－	－
			地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷	1.7×10^{-9}	14		－
			地震によるバイタル分電盤の機能損傷	1.2×10^{-9}	9		－
格納容器バイパス(1.2×10^{-7} /炉年)	低耐震クラス配管破断+格納容器隔離弁損傷(1.2×10^{-7} /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.4×10^{-9}	36	－	－
			地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.0×10^{-9}	33		－
			地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷+高圧交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失)	1.7×10^{-9}	14		－
原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷(8.9×10^{-7} /炉年)	原子炉圧力容器・原子炉格納容器の損傷(8.9×10^{-7} /炉年)	1500	地震による原子炉圧力容器ペデスタルの構造損傷	4.6×10^{-8}	66	－	－
			地震による制御棒駆動系ハウジング(制御棒駆動機構の外側支持部分)の構造損傷	9.9×10^{-9}	14		－
			地震による再循環ポンプモータケーシングの構造損傷	6.6×10^{-9}	10		－
原子炉建屋損傷(3.8×10^{-6} /炉年)	原子炉建屋・構築物の損傷(3.8×10^{-6} /炉年)	1750	地震により原子炉建屋が基礎地盤すべり線に沿って動くことによる損傷	1.9×10^{-7}	89	－	－
			地震による原子炉建屋の損傷	2.4×10^{-8}	11		－

※1　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。
括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち，最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。
※3　地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため，多重化されたある機器が地震により損傷する場合，ほかの多重化された機器も全て損傷する。
※4　評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

【主要なカットセットに対する検討】

○　高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

いずれのカットセットにも，地震による原子炉補機冷却水系の構造損傷と地震あるいはランダム故障による原子炉隔離時冷却系の機能喪失が含まれている。つまり，電動駆動の ECCS 注水系の機能喪失の原因については，原子炉補機冷却水系の機能喪失により空調及び駆動部の冷却機能を喪失し，注水不能となるカットセットが支配的となる。これらのカットセットに対しては，駆動部の冷却が不要な低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により，原子炉圧力容器に注水することにより炉心損傷を防止できる。

○　高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

本事故シーケンスグループで最も高い炉心損傷頻度となる加速度領域は 150 gal であり，いずれのカットセットにも，地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は，内部事象レベル 1PRA の結果抽出されたカットセットに対する対策と同様のものとなる。

○　崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも，残留熱除去系のランダム故障が含まれている。この基事象に対しては，代替原子炉補機冷却系ユニットによる海水への熱除去機能の代替には期待できないが，格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。

○　原子炉停止機能喪失(TC)

いずれのカットセットにも，原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の

構造損傷が含まれている。原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない場合，高圧炉心注水系による水位制御に期待できないことから炉心損傷に至る。

原子炉停止機能について，ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初から設置されていたことから，今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため，これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており，対策の有効性を確認することはできない。

○　全交流動力電源喪失

・ 全交流動力電源喪失(長期 TB)

主要な事故シーケンスのうち，「全交流動力電源喪失」(長期 TB)では，原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか，原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

・ 全交流動力電源喪失＋SRV 再閉鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち，「全交流動力電源喪失＋SRV 再閉鎖失敗」(TBP)では，原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより非常用ディーゼル発電機の冷却機能が失われ，外部電源喪失と併せて全交流動力電源喪失に至り，電動駆動の ECCS 注水設備が機能を喪失する。また，SRV 再閉鎖失敗により，

長時間の原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による注水には期待できない。このため，原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し，低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また，低圧注水への移行に失敗し，炉心損傷に至る場合については，LOCA 時に ECCS による注水ができず，炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ，炉心損傷に至るものの，電源復旧等の後，原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注水し，格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで，原子炉格納容器の破損を防止することができる。

・ 全交流動力電源喪失＋原子炉隔離時冷却系失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち，「全交流動力電源喪失＋原子炉隔離時冷却系失敗」(TBU)では，原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷及び原子炉隔離時冷却系の水源となる復水貯蔵槽周りの配管の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方，サプレッション・チェンバに水源を切り替えることができれば，一定時間，原子炉隔離時冷却系によって注水できると考えると，少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため，今回抽出されたカットセットに対しては，原子炉隔離時冷却系による注水及び低圧代替注水系(可搬型)によって，炉心損傷を防止することができると考えられる。また，今回のカットセットとしては抽出されなかったが，事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至るものの復水貯蔵槽は機能を維持する場合等，高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる場合も考えられる。

・ 直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち，「直流電源喪失」(TBD)では，地震により直流電源設備の構造損傷又は機能損傷に至るカットセットが抽出された。このカットセットに対しては，常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより，炉心損傷を防止することができる。

○ LOCA 時注水機能喪失(LOCA)

カットセットとしては，地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷が抽出された。地震動に応じた詳細な損傷の程度を評価することは困難なことから，原子炉格納容器内配管の構造損傷を以て炉心損傷直結としているものの，実際には配管損傷の規模に応じて炉心損傷を防止できる場合も考えられる。

○ その他の炉心損傷直結事象

計測・制御系喪失，格納容器バイパス，原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷，原子炉建屋損傷については，別紙 2 のとおり，評価方法にかなりの保守性を有しており，また，地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから，現状，炉心損傷直結事象として整理しているものの，実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより，炉心損傷を防止できる可能性があるものと考える。その場合は，損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考える。

例えば，別紙 2 の 2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷の(4)に示した

とおり，現実的には考えにくいものの，仮に基礎地盤の変形が生じ，建屋間での配管破断に至り，原子炉建屋内への水の流入によって高圧・低圧注水機能の喪失に至ったとしても，サプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による注水や低圧代替注水系(可搬型)によって対応できると考える。

また，別紙2の2.2 建屋・構築物(圧力容器・格納容器)の損傷の(4)に示したとおり，フラジリティの評価手法が有する保守性により，現実的には PRA の結果以上に起こりにくい事象と考えるものの，仮にペデスタルにおける支持機能の喪失が発生し，一次系の配管破断等が発生した場合は，LOCA と同等の対応として，使用可能な注水設備による注水及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱によって，プラントを安定な状態に導くことができると考える。

２．　津波レベル 1PRA

津波 PRA の結果，今回評価の対象としたプラント状態では，津波高さ 4.2 m 以上の場合，取水口からの浸水により炉心損傷に至る。津波高さと機能喪失する安全上重要な機器の組み合わせから，高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)，直流電源喪失(TBD)に事故シーケンスグループを区分しているものの，安全上重要な機器の機能喪失の原因はいずれも浸水であり，対策としては浸水防止対策が最も有効であると考える。

また，何らかの要因により浸水防止対策が機能せず，建屋内に浸水した場合には，喪失した機能に応じ，重大事故等対処設備等を用いて対応することで，炉心損傷を防止できるものと考える。何らかの要因による建屋内への浸水時に重大事故等対処設備等に期待できるか否かについては，建屋内への浸水の状況等による部分もあるが，建屋内部の浸水防止対策や高台に配備した設備等により対応することが可能であると考える。

以　上

「水素燃焼」及び「格納容器直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由

「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」(以下「審査ガイド」という。)では，必ず想定する格納容器破損モードの 1 つとして水素燃焼及び格納容器直接接触(シェルアタック)が挙げられている。

一方，審査ガイドに基づき，格納容器破損モード抽出のための個別プラント評価として実施した，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の内部事象運転時レベル 1.5PRA では，水素燃焼及び溶融物直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に，除外理由の詳細を示す。

○「水素燃焼」の除外理由

審査ガイドにおける，「水素燃焼」の現象の概要は以下のとおりである。

> 原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と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する場合がある。

・炉心損傷に伴う原子炉格納容器内の気体の組成及び存在割合の変化

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，運転中は原子炉格納容器内を常時窒素ガスで置換しており，酸素濃度は 3.5vol%以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は，水素濃度が 4vol%以上かつ酸素濃度が 5vol%以上の場合である。

ジルコニウムー水反応の程度や水蒸気等ほかの気体の存在割合にもよるが，燃料温度の著しい上昇に伴ってジルコニウムー水反応が生じる状況になれば，水素濃度は 4vol%をほぼ上回る。

一方酸素ガスは，事象発生前から原子炉格納容器内に存在している量のほかには水の放射線分解によって生じるのみである。このため，炉心損傷後の原子炉格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には，酸素濃度に着目する必要がある。なお，炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオで評価しても，事象発生から 7 日以内に酸素濃度が 5vol%を超えることはない。

・内部事象運転時レベル 1.5PRA の格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル 1.5PRA において，仮にイベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けたとしても，上記のとおり，7 日以内に酸素濃度が 5vol%を超えることは無く，また，7 日以上原子炉格納容器の機能を維持(破損を防止)しながら酸素濃度の上昇については何も対応しない状況は考え難いことを考えると，水素燃焼に関するヘディングの分岐確率は 0 となる。

内部事象運転時レベル 1.5PRA は，格納容器破損のシーケンスに加えて格納容器破損頻度を求める評価であることから，発生する状況が想定されない水素燃焼を評価対象とすることは適切でないと考える。

上記の理由により，水素燃焼は内部事象運転時レベル 1.5PRA の対象から除外した。ただし，有効性評価においては，炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオを考慮し，可燃限界に至らないことを示している。

なお，原子炉格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇

する場合については，既に格納容器の隔離機能が失われている状況であるため，内部事象運転時レベル 1.5PRA の対象外となる。

○「格納容器直接接触(シェルアタック)」の除外理由

審査ガイドにおける，「格納容器直接接触(シェルアタック)」の現象の概要は以下のとおりである。

> 原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

・シェルアタックについて

シェルアタックについては，NUREG/CR-6025[1]において，BWR MARK-I 型格納容器に対する検討が実施されている。BWR MARK-I 型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後，原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペデスタル部に落下する。この時，BWR MARK-I 型格納容器はペデスタル部の床面とその外側の床面が同じ高さに設計されており，ペデスタル部には切れ込み(第 1 図)があるため，溶融炉心がペデスタル床面に広がった場合，溶融炉心が切れ込みからペデスタル部の外側に流出して原子炉格納容器の壁面(金属製のライナー部分)に接触する可能性(第 2 図)がある。

この事象は，原子炉格納容器の構造上，BWR MARK-I 型格納容器特有である。

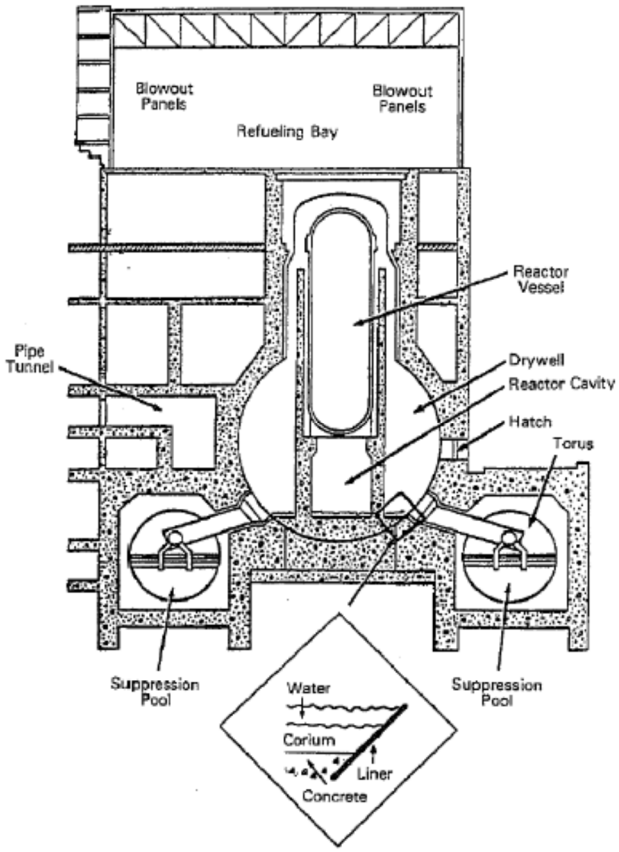
・内部事象運転時レベル 1.5PRA の格納容器破損モードから除外する理由

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の RCCV 型格納容器のペデスタルの側面は，二重の円筒鋼板内部にコンクリートを充填した壁で囲まれており，BWR MARK-I 型格納容器のような切れ込みを持たない構造(第 3 図，第 4 図)であるため，溶融炉心がペデスタル床面で広がった場合でも，ペデスタル外側へ溶融炉心が流れ出ることはない。このように，ABWR では構造的に発生しない格納容器破損モードであることから，内部事象運転時レベル 1.5PRA の対象から除外した。なお，同様の理由により，有効性評価の対象からも除外している。

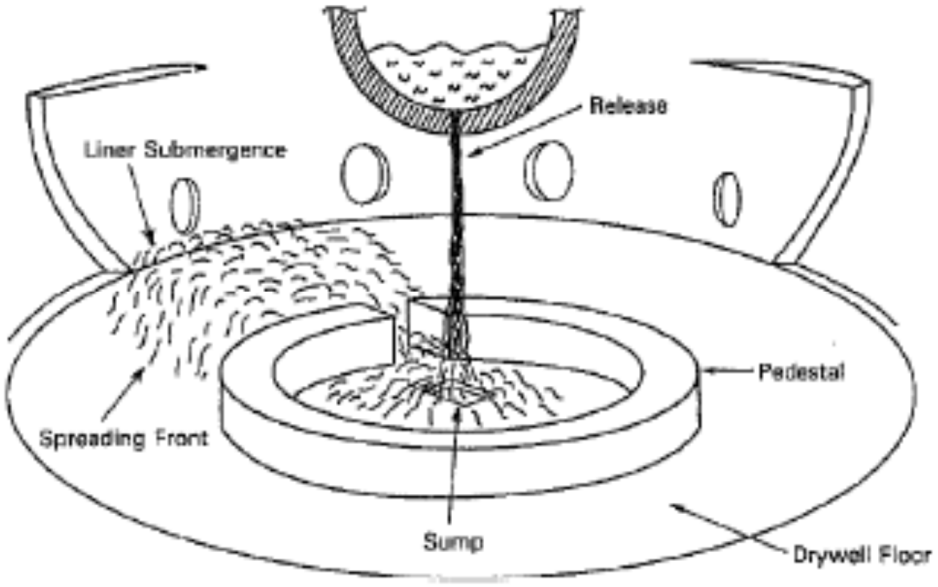
以　上

参考文献

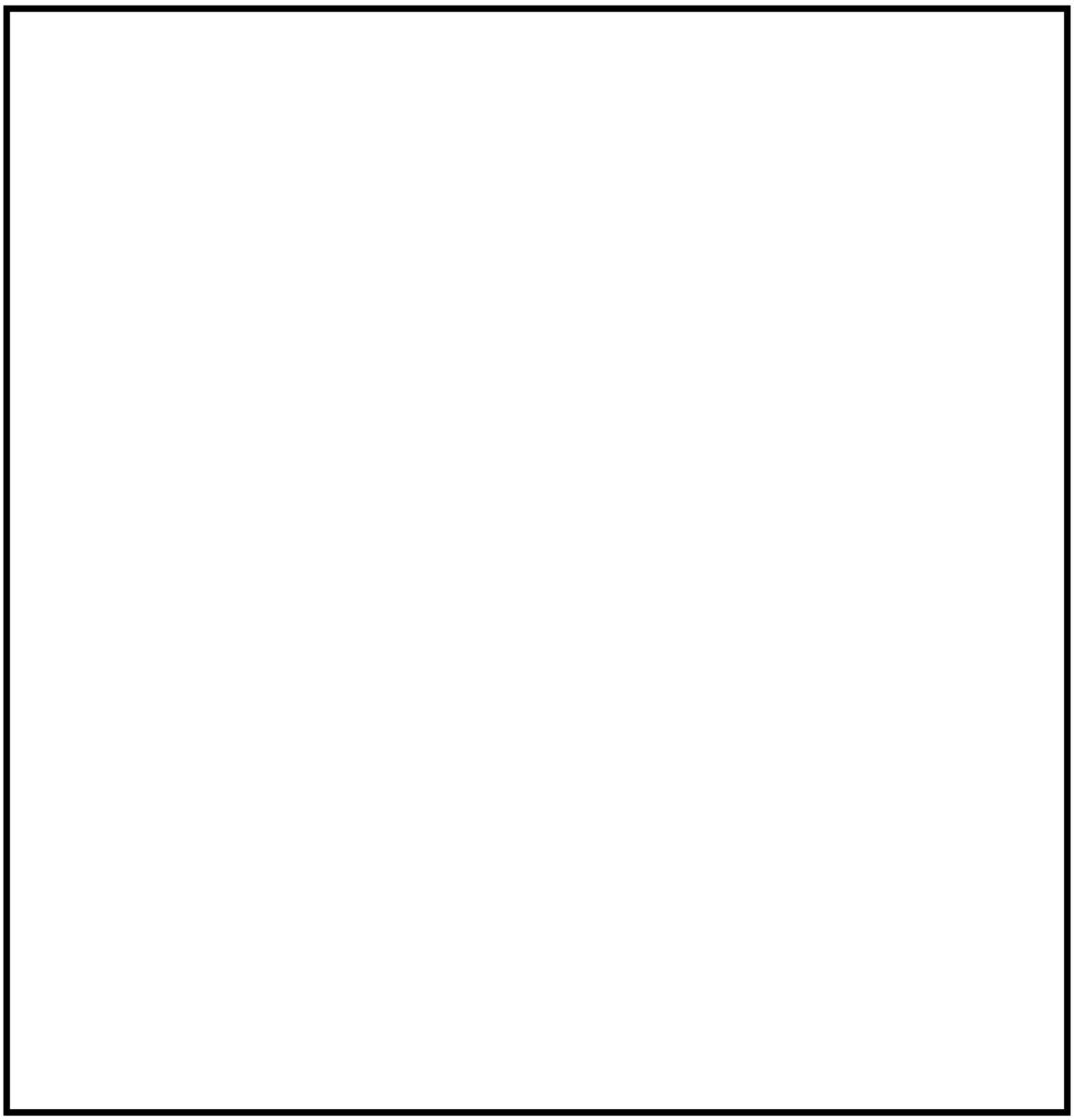
[1] NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)



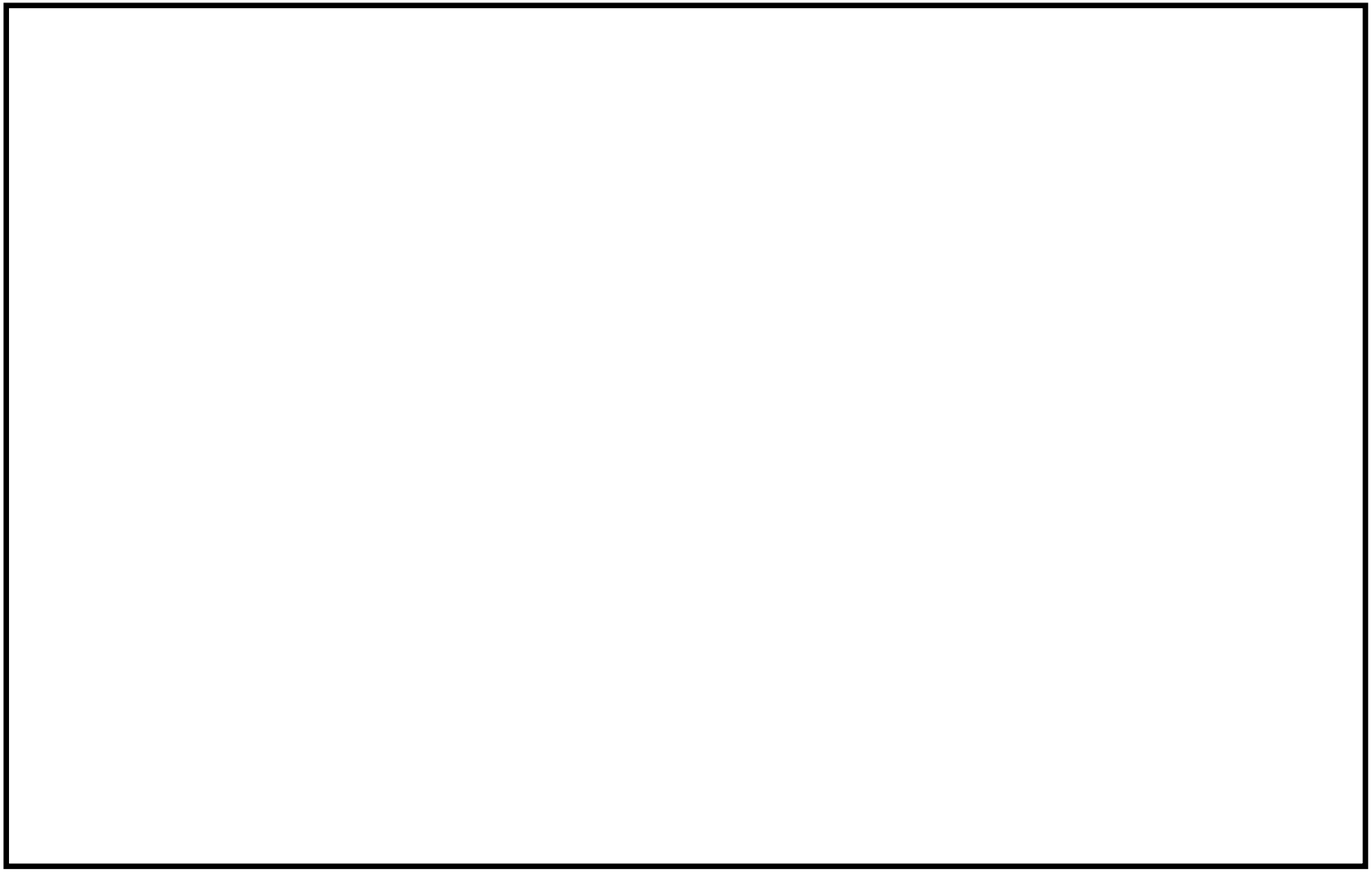
第 1 図　BWR MARK-I 型格納容器におけるシェルアタックのイメージ(側面図)[1]



第 2 図　BWR MARK-I 型格納容器における溶融炉心のペデスタル外側への流出のイメージ[1]



第 3 図　RCCV 型格納容器の構造



第 4 図　RCCV 型格納容器のペデスタル部内筒展開図(ペデスタルの内側から見た図)

格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応

【分岐確率の根拠】

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており，これを「格納容器隔離」のヘディング(分岐確率 5.0×10^{-3})として設定している。

この分岐確率は，原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価しているNUREG/CR-4220[1]をもとに設定している。NUREG/CR-4220では，米国NRCのLER(Licensee Event Report)(1965年～1984年分)を分析しており，原子炉格納容器からの大規模な漏えいが生じた事象4件を抽出し，これを評価時点での運転炉年(740 炉年)で割ることにより，格納容器隔離失敗の発生頻度(5.0×10^{-3}/炉年)を算出している。更に，格納容器隔離失敗の継続時間の情報がないことから，工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を1年とし，上記の発生頻度に1年を掛けることにより，「格納容器隔離」の失敗確率としている。

本評価においても，原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも1年に1回程度は確認されるもの(1サイクルに1回程度)と考え，上記の発生頻度に1年を掛けることにより，「格納容器隔離」の失敗確率としている。

なお，NUREG/CR-4220では，潜在的な漏えいが発生する経路として，ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。

【旧 JNES による検討事例】

原子炉格納容器の隔離失敗については，旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧 JNES」という。）による評価結果[2]が報告されている。国内 BWR-5MARKⅡ型格納容器プラントを対象に，フォールトツリーを用いて格納容器隔離の失敗確率を評価しており，格納容器隔離の失敗確率は平均値で 8.3×10^{-4}(エラーファクタ = 2.4)と示されている。

原子炉格納容器の貫通部を抽出した上で，貫通部の弁の構成等を考慮し，リークのパターンをフォールトツリーでモデル化している。また，フォールトツリーの基事象には国内機器故障率データを使用している。

【分岐確率の設定について】

NUREG/CR-4220 では米国の運転実績から，旧 JNES による評価では，フォールトツリーによる分析から格納容器隔離失敗の頻度又は確率が評価されている。用いているデータ及び評価方法は異なるものの，いずれも 1.0×10^{-3} 前後の値である。

本評価において，ヘディング「格納容器隔離」はほかのヘディングとの従属関係を持たない独立のヘディングであることから，プラント損傷(炉心損傷)状態の発生頻度とヘディング「格納容器隔離」の確率の積がそのまま格納容器破損モード「格納容器隔離失敗」による格納容器破損頻度となる。また，原子炉格納容器の隔離に成功している確率はほぼ 1 であることから，ヘディング「格納容器隔離」以降の格納容器破損頻度にはほとんど影響しない。これらのことから，参照可能と考える評価結果のうち，大きめの値を示している NUREG/CR-4220 の評価結果をもとに，工学的判断によって分岐確率 5.0×10^{-3} を採用した。

なお，現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視して

いるほか，原子炉格納容器圧力について1日1回記録を採取している。仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合，速やかに検知できる可能性が高いと考える。

【格納容器隔離失敗事象への対応】

格納容器隔離失敗事象には，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や，原子炉冷却材浄化系配管等の原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合，低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合(ISLOCA)が含まれている。

PRA では，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA 上，具体的な隔離失敗(漏えい)箇所を設定しているものではないが，万一，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には，隔離失敗(漏えい)箇所の隔離を試みることとなる。

このため，本事象への対応としては，炉心損傷頻度の低減を図るとともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。

また，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には，破断箇所の隔離を試みることとなる。

原子炉冷却材浄化系配管等，原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については，配管破断の発生頻度が十分に低いため，ISLOCA を除いて PRA 上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には，破断箇所の隔離，原子炉圧力容器の急速減圧，炉水位をバイパス破断が生じた配管の原子炉圧力容器への接続位置の高さ以下に保

つ等，ISLOCA の場合と同様の対応をとることとなる。

以　上

参考文献

[1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)

[2]「JNES/SAE06-031, 06 解部報-0031 格納容器健全性に関する機器の重要度評価」独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006)

原子炉圧力容器内の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理

1. 現象の概要

原子炉圧力容器内での水蒸気爆発による原子炉格納容器の破損は α モード破損と呼ばれ，WASH-1400 から研究が続けられてきた。この現象は，溶融炉心が原子炉圧力容器の炉心下部プレナムに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し，それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し，原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し，上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至るという現象である。

原子炉内での現象は，以下のようなメカニズムであると考えられている。

①原子炉内の原子炉冷却材が喪失し，炉心が溶融して，その溶融炉心が炉心下部プレナムの水中に落下する。水と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により，溶融炉心の一部もしくは大部分が分裂し，膜沸騰を伴う水との混合状態となる(粗混合)。更に，自発的もしくは外部からの圧力パルスにより，膜沸騰が不安定化し(トリガリング)，二液が直接接触する。

②炉心下部プレナムにおける二液の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化によって，更に液体どうしの接触を促進し (伝播)，蒸気発生を促進する。この蒸気発生により，圧力波が発生する。

③発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域(元々は粗混合領域)の膨張により運動エネルギーが発生し，それにより水塊がミサイルとなっ

て炉内構造物を破壊し，原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し，上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至る。

2. 過去の実験結果の整理[1]

原子炉圧力容器内の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉内 FCI」という。）について，過去に実施された比較的大規模な実験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，炉内 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，原子炉圧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。

第 2.1 図に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にるつぼと保温容器で構成されている。るつぼ内で溶融させた溶融物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物を水プールに落下させる。溶融物の落下速度は，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，酸化物の溶融物(80wt% UO_2+20wt% ZrO_2)又は金属 Zr を含む溶融物(77wt% UO_2+19wt% ZrO_2+4wt% Zr)を用いて実施された。

第 2.1 表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。

溶融物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 1 m の場合で溶融物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，全ての溶融物は粒子化した。

さらに，粒子の質量中央径は 3.2 mm～4.8 mm であり，試験パラメータ(初期圧力，水深，溶融物の落下速度，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，旧(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり，原子炉圧力容器底部が溶融破損して溶融物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の有無を調べることを目的に実施された。第 2.2 図に実験装置の概要図を示す。実験は，シビアアクシデント時の溶融物の成分を模擬するため，比較的多くの金属成分を含む模擬溶融物(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 40 cm，飽和水温度で実施されている

第 2.2 表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物はほとんどが粒子化し，落下速度が大きいケースでは，全ての溶融物が粒子化するとの結果が得られている。

また，溶融物の落下速度が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されている。

第 2.3 図に実験装置の概要図を示す。本実験では摸擬溶融物として UO_2 混合物(80wt% UO_2+20wt% ZrO_2)又は酸化アルミニウム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。

第 2.3 表に実験条件及び結果を示す。

酸化アルミニウムを用いた実験では，サブクール水(ケース 38， 40， 42，43，49)の場合，外部トリガな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 4～102 K の場合，外部トリガな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，粒子径は酸化アルミニウムの 8～17 mm に対し UO_2 混合物は 1～1.7 mm 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ため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，酸化アルミニウムは比重が小さいことから水面近傍でブレークアップし，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　ALPHA 実験

旧原子力研究所(JAERI)で実施された実験であり，シビアアクシデント時の原子炉格納容器内の諸現象を明らかにし，原子炉格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的に，1988 年から事故時原子炉格納容器挙動試験の一環で実施されている。

第 2.4 図に実験装置の概要図を示す。実験では，溶融ステンレス鋼又は酸化アルミニウムと鉄からなる溶融物を実験装置の摸擬原子炉格納容器内に設置した水プールに落下させるもので，摸擬原子炉格納容器の寸法は，内径約 4 m，高さ約 5 m，内容積約 50 m^3 である。

第 2.4 表に実験条件及び結果を示す。

酸化アルミニウムと鉄の溶融物の実験では，溶融物の重量が 20kg，雰囲気圧力が 0.1 MPa で，サブクール度が 73～90 K において実施されたケース(ケース 2，3，5，9，17，18)において水蒸気爆発が発生している。溶融物量を半減させたケース 1，10，13 では，ケース 10 のみ水蒸気爆発が確認された。この 3 ケースの条件には有意な差がないことから，この 3 ケースの条件がこの実験体系における水蒸気爆発の発生の有無の境界近傍であること及びこの結果からは，溶融物の落下量が多い場合に水蒸気爆発が発生し易いことが示されている。水プールを飽和水としたケース 14 では水蒸気爆発は観測されなかった。一方，ケース 8，12，15，25 は雰囲気圧力を 0.5～1.6 MPa の範囲で変化させているが，最も低い 0.5 MPa のケースのみ水蒸気爆発が観測された。

以上の結果から，高雰囲気圧力あるいは低サブクール水の場合に水蒸気爆発発生が抑制される傾向があることが示されている。

ケース 6，11，19，20，21 は，溶融物を分散させ複数のジェットを形成させたケースであり，ケース 6，20 を除く 3 ケースで水蒸気爆発が観測され

た。水蒸気爆発の規模については抑制される場合と増大する場合があり，溶融物と冷却水の粗混合状態が溶融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）の進展に大きな影響を及ぼすことを示していると結論付けられている。

3. 知見のまとめ

上記で示した主な実験結果をまとめると以下のとおりとなる。

- UO_2 混合物を用いた実験では，水蒸気爆発は確認されていない。(FARO 実験，COTELS 実験)
- 高圧力条件，又は，低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある。(ALPHA 試験)
- 粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。(FARO 実験)
- 粒子化割合は，溶融物の落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される。(COTELS 実験)
- 溶融物落下後の水プールが高ボイド率状態になると，トリガの伝播を阻害する可能性がある。(KROTOS 実験)
- 溶融物と水の粗混合状態が，FCI の進展に大きな影響を及ぼす。(ALPHA 実験)

BWR 体系に対して，上記の実験結果を踏まえた分析結果を第 3.1 表に示す。実験結果からは，水蒸気爆発の発生は不確実さが大きいと考えられるものの，BWR 体系では原子炉内における水蒸気爆発は発生しにくいと考えられることが分かる。

また，BWR において原子炉内での自発的水蒸気爆発(外部トリガなしの状

態での水蒸気爆発)が発生しにくい理由として，BWR の原子炉内の水が低サブクール(飽和水に近い状態)であり，低サブクールであれば溶融炉心を覆う蒸気膜が凝縮効果によって崩壊する可能性が低いことから，蒸気膜の安定性が高く，蒸気膜の崩壊(トリガリング)が生じにくいことが挙げられている。[1]

炉内 FCI の発生確率低減に対する炉心下部の構造物の効果として考慮される事項としては，以下の事項が考えられる。また，溶融炉心の流路を第 3.1 図に示す。

・水蒸気爆発に寄与する溶融炉心の質量が限られること。

炉心下部の構造物によって，溶融炉心の流路が阻害され，一度に水中に落下する溶融炉心の質量が限定(水中に移行する溶融炉心のエネルギーが抑制される。)されることにより，水蒸気爆発を仮定してもそのエネルギーが低く抑えられると考えられる。

・溶融炉心の落下速度が抑えられること。

溶融炉心の落下速度が大きい場合，粗混合時の粒径が小さくなることが報告されている。炉心下部の構造物によって，溶融炉心の落下速度が抑制されれば，粗混合時の粒径が大きくなり，溶融炉心の表面積が小さくなることから，蒸気膜の表面積も小さくなり，トリガリング発生の可能性が小さくなると考えられる。

4. 専門家会議等の知見[1, 2]

BWR の炉内 FCI の発生確率に関して，専門家の間で議論がなされており，その結果を第 4.1 表に示す。

専門家の間での議論の結果として，BWR 体系では炉心下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており，これらは溶融炉心落下時の粗混合を制限

すると考えられるため，水蒸気爆発の発生確率はプラント全体で見た際にほかの要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

5. まとめ

これまでに実施された各種実験結果および専門家による工学的判断の結果から，BWR 体系における炉内 FCI 発生の可能性は十分小さいと考えられる。

したがって，BWR における原子炉格納容器破損モードとして，炉内 FCI の考慮は不要である。

6. 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] 財団法人原子力安全研究協会「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」平成 13 年 7 月

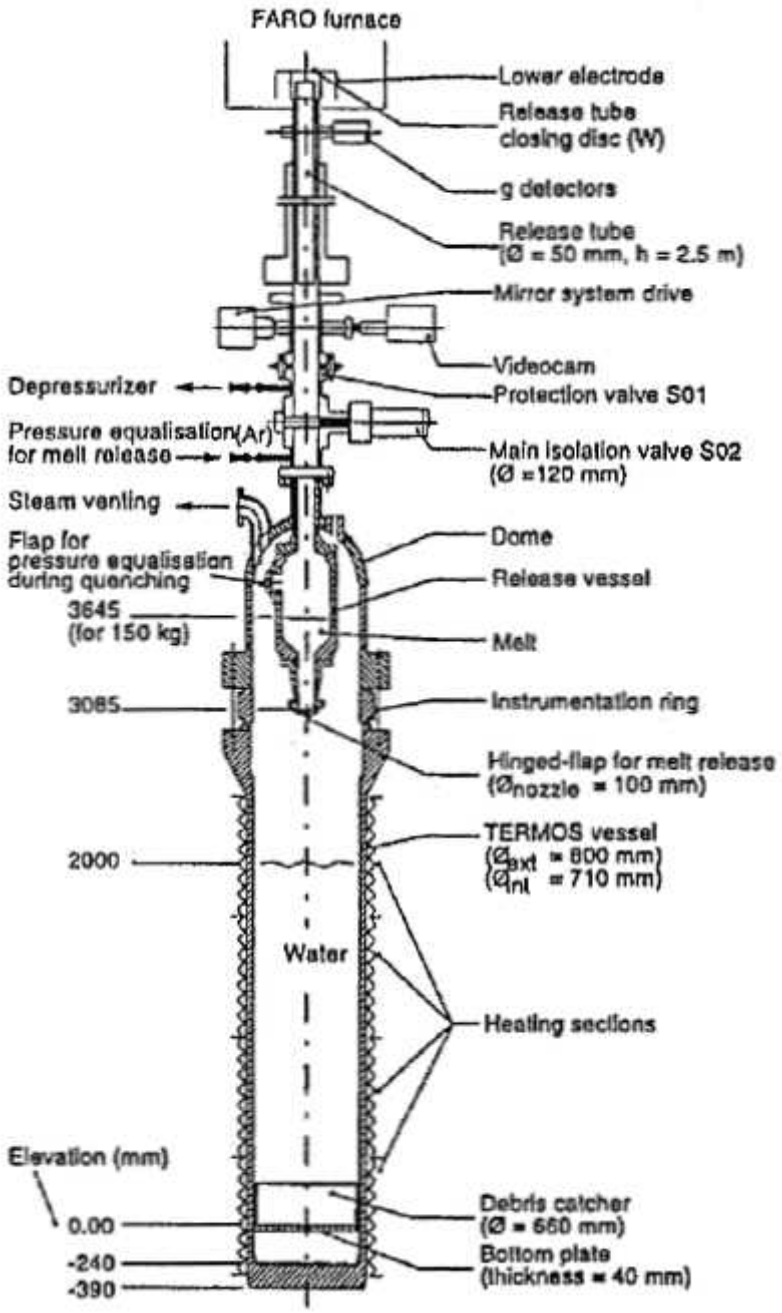
[3] I.Huhtiniemi et al., "Results of Recent KROTOS FCI Tests: Alumina vs. Corium Metls", JAERI-Conf 97-011, 1997.

[4] H.S. Park et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional Large Scale Geometry With Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999.

[5] D.F.Fletcher, "A Review of the Available Information on the Triggering Stage of a Steam Explosion", Nuclear Safety, Vol.35, No.1, 1994.

[6] N.Yamano et al., "Large-scale Steam Explosion Experiments", Proceedings of the Seminar on the Vapor Explosions In Nulear Power Safety, Kanzanji 1995.

[7] N.Yamano et al., "Consideration of molten core coolability in containment from a viewpoint of severe accident management", Proceedings of NUTHOS-5, April 1997, Beijing, China.



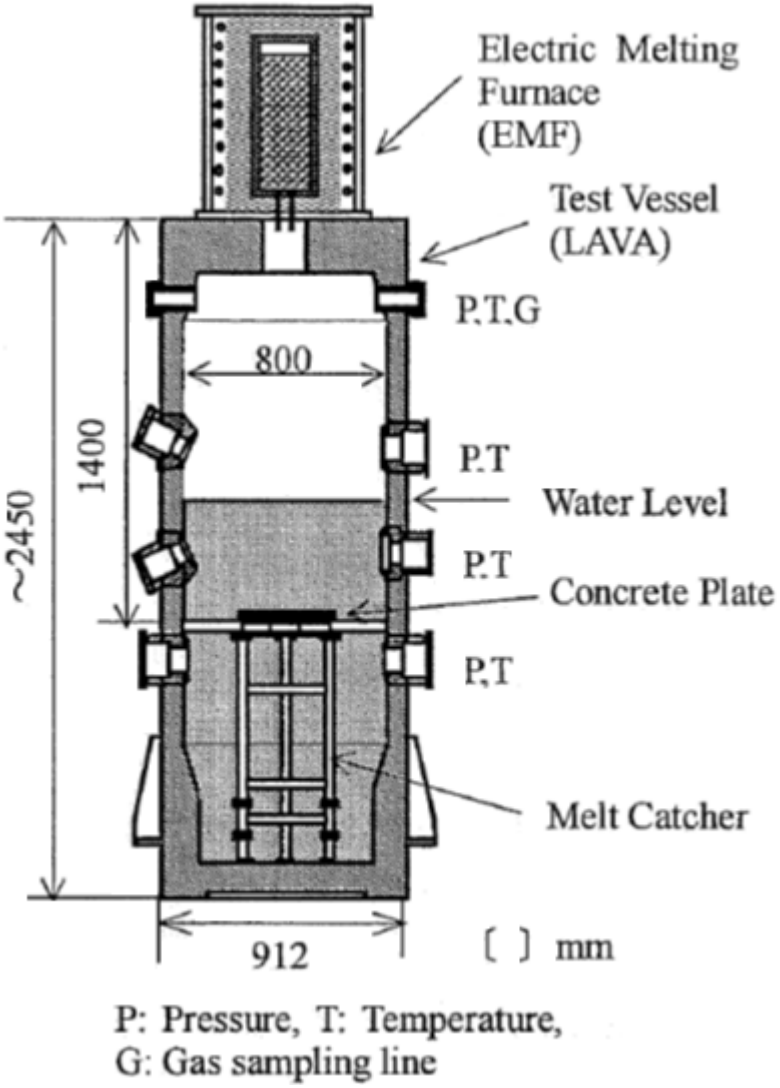
第 2.1 図　FARO 試験装置

第 2.1 表　FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融物の組成※	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	117	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	50	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	50	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	50	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	50	0.4	1.60	124	無

※ A：80wt% UO2+20wt% ZrO2

B：77wt% UO2+19wt% ZrO2+4wt% Zr

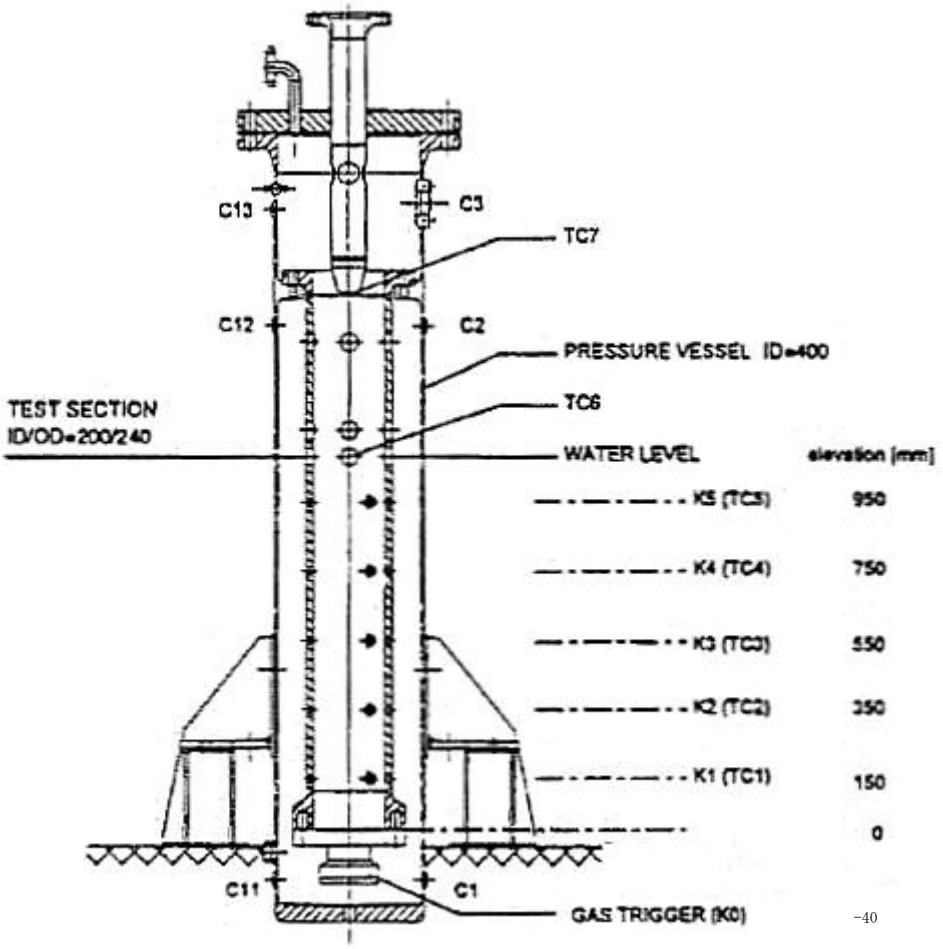


第 2.2 図　COTELS 試験装置

第 2.2 表　COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融物の組成※	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% UO2+5wt% ZrO2+25wt% Zr+15wt% SUS

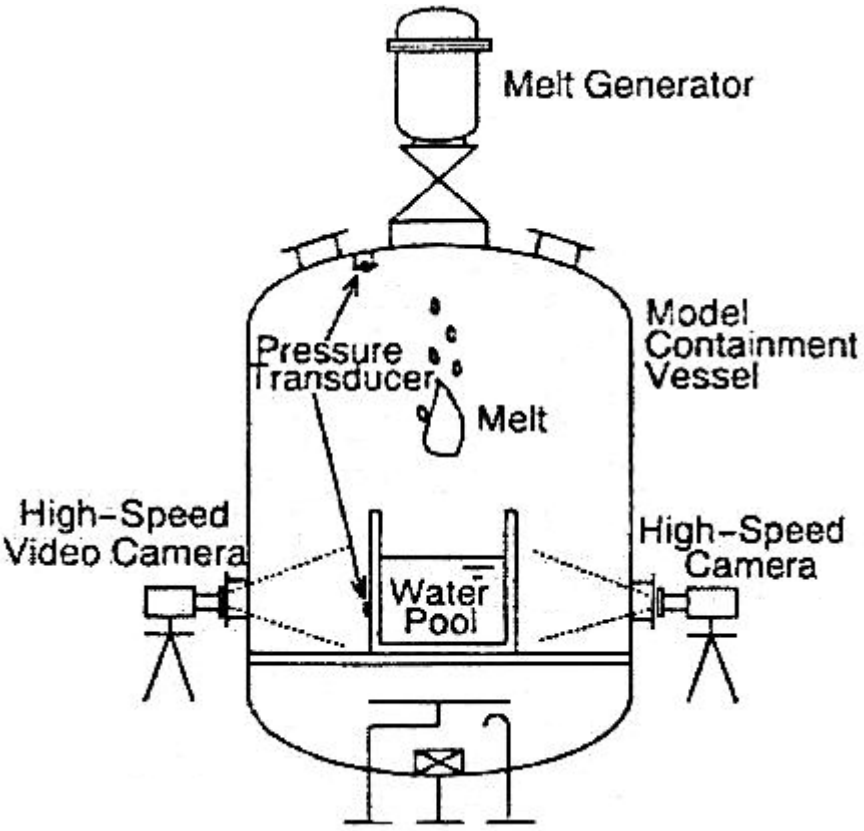


第 2.3 図　KROTOS 試験装置

第 2.3 表　KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無[3, 4]

No.	溶融物の組成	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	酸化アルミニウム	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40		1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41		1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42		1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43		1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44		1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49		1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50		1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51		1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37	UO_2混合物※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有	無
45		3.09	3106	0.10	1.14	4	有	無
47		5.43	3023	0.10	1.11	82	有	無
52		2.62	3023	0.20	1.11	102	有	有

※ UO_2混合物：80wt% UO_2+20wt% ZrO_2



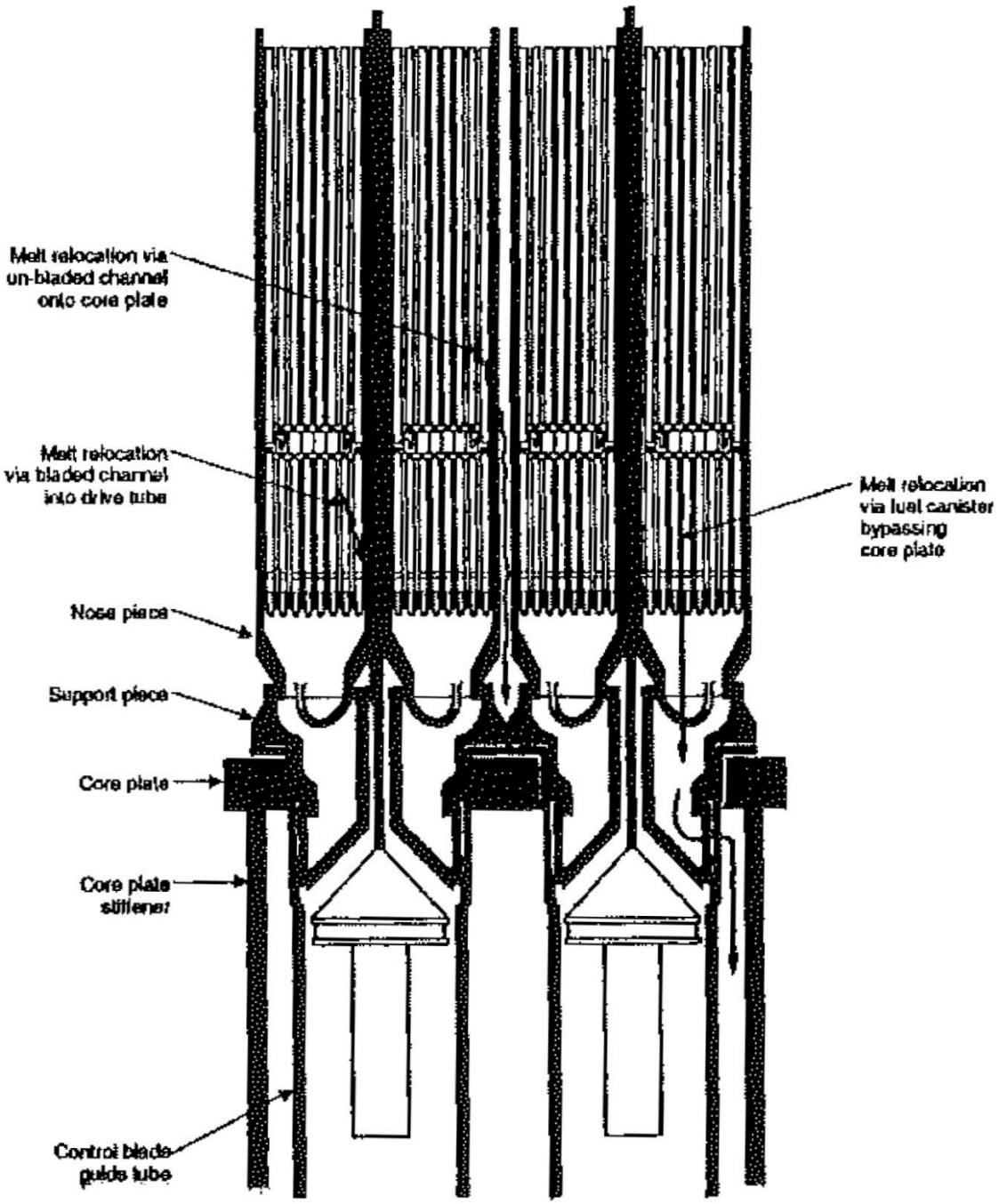
第 2.4 図　ALPHA 試験装置

第 2.4 表　ALPHA 試験の試験条件及び FCI 発生の有無[3, 5- 7]

No.	溶融物の組成	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]	FCI発生の有無
1	Fe+酸化アルミニウム	10	2723	0.1	1.0	80	無
2		20	2723	0.1	1.0	84	有
3		20	2723	0.1	1.0	81	有
5		20	2723	0.1	1.0	73	有
6		20	2723	0.1	1.0	75	無
8		20	2723	1.6	1.0	186	無
9		20	2723	0.1	1.0	84	有
10		10	2723	0.1	1.0	76	有
11		20	2723	0.1	1.0	83	有
12		20	2723	1.6	1.0	184	無
13		10	2723	0.1	1.0	89	無
14		20	2723	0.1	1.0	1	無
15		20	2723	1.0	1.0	171	無
16		20	2723	0.1	0.9	78	有
17		20	2723	0.1	0.9	87	有
18		20	2723	0.1	0.9	90	有
19		20	2723	0.1	0.9	92	有
20		20	2723	0.1	1.0	92	無
21		20	2723	0.1	0.9	92	有
25		20	2723	0.5	0.9	145	有

第 3.1 表　BWR 体系を踏まえた炉内 FCI 発生に関する知見の整理

BWR 体系	FCI 発生への影響	備考
炉心下部プレナムの原子炉冷却材はおおよそ飽和温度	・飽和温度に近いため粒子化割合が少なくなることから，初期粗混合が抑制されることが推測され，FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 ・飽和温度に近いことから溶融物落下時のボイド発生量が多くなり，トリガが発生した場合の伝播が妨げられ，FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。	・FARO 実験 ・KROTOS 実験
炉心下部プレナムに残存する原子炉冷却材の量は少量	・原子炉冷却材の量が少ないことから熱容量が小さく，溶融物落下時のボイド発生が多くなり，トリガが発生した場合の伝播が妨げられ，FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。	・KROTOS 実験
プール水面衝突時の溶融物の落下速度は比較的遅い	・落下速度が遅いため溶融物の粒子化割合が少なくなり，初期粗混合が抑制されることが推測され，FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。	・COTELS 実験
溶融物の落下は単一ジェットではなく，複数ジェット	・複数ジェットのため初期の溶融物の落下量が多く，ボイド発生が多くなり，トリガが発生した場合の伝播が妨げられ，FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 ・複数ジェットにより粗混合状態が促進される状態となった場合は，FCI の発生が促進される可能性が考えられる。	・KROTOS 実験 ・ALPHA 実験



第 3.1 図　BWR における溶融炉心の流路[1]

第 4.1 表　BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

著者	会議/文献	議論
Okkonen 等(1993)	OECD/CSNI FCI 専門家会議(1993) NUREG/CP-0127	BWR の炉心下部プレナムは，制御棒案内管で密に占められている。そして，炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは，炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は，燃料－冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し，水蒸気爆発に起因する水－溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって，スラグにより破壊された原子炉圧力容器ヘッドのミサイルに伴う原子炉格納容器の破損は，PWR を対象とした研究にもとづく評価よりも BWR では起こりにくいと評価される。
Theofanous 等(1994)	NUREG/CR-5960	炉心下部プレナムには，密に詰められた制御棒案内管があるため，BWR は原子炉圧力容器内での水蒸気爆発の問題の対象とならない。
Corradini (1996)	SERG-2 ワークショップ(1996) NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため，BWR の α モード原子炉格納容器の破損確率は，おそらく PWR より小さい。
Zuchuat 等 (1997)	OECD/CSNI FCI 専門家会議(1997) JAERI-Conf 97-011	炉心下部プレナム構造物の存在は，水蒸気爆発の影響を緩和する。 一般に，BWR の現在の知見は，原子炉圧力容器内での水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならないということである。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉PRAピアレビュー実施結果について

1. 目的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的として，国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。

2. 実施内容

今回実施した以下の各PRAを対象に，日本原子力学会標準(以下「学会標準」という。)との整合性，及び，国内外の知見を踏まえた上でのPRAの手法の妥当性について確認を実施した。

本ピアレビューでは，第三者機関から発行されているガイドライン(「PSAピアレビューガイドライン(平成21年6月 一般社団法人日本原子力技術協会)」(以下「ガイドライン」という。))を参考にレビューを実施した。

2.1 レビュー対象としたPRA

内部事象：

・出力運転時レベル1 PRA

・出力運転時レベル1.5 PRA

・停止時レベル1 PRA

外部事象：

・地震レベル1 PRA

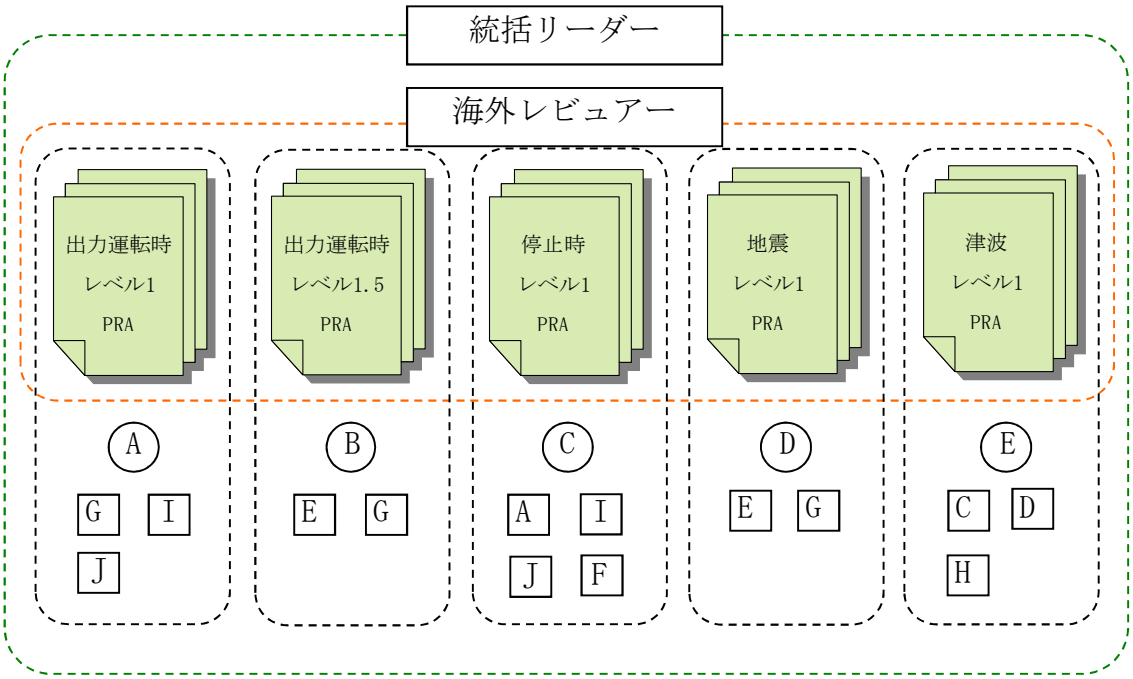
・津波レベル1 PRA

2.2　レビュー体制(第1図参照)

レビュアーの選定に当たっては，ガイドラインに従い，専門性，経験，独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおりに選定した。また，レビューに当たっては多面的な視点で評価する観点から，各PRAをレビューチームの複数のメンバー(主担当，副担当)がレビューすることとした。また，今回実施したレビュー方法を含め，PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため，PRAについて経験豊富な海外レビュアーを招聘し，米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。

○国内レビュアー：11名

○海外レビュアー：1名



○：主担当　　□：副担当

第1図：レビュー体制のイメージ

2.3　レビュー方法及び内容

(1) 事前準備(情報収集及び分析)：約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため，オンサイトレビュー前に，各レビュアーにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき，各レビュアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。

(2) オンサイトレビュー：1週間

事前準備の際に提出した概要説明資料やPRA実施に際して作成した文書，根拠等を記載した関連文書をもとに，学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては，適宜PRA実施者とレビュアーとの質疑応答を行い，評価の詳細や具体的な課題を共有した。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約2週間

オンサイトレビューにおけるレビュアーとPRA実施者との質疑応答を含む，レビュアーの確認結果を文書化するとともに，レビュー結果の整理に際して生じた追加質問事項についての確認を行い，PRAのピアレビュー結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認，対応方針検討：約1週間

ピアレビュー結果報告書に記載された推奨事項等の内容を確認するとともに，各項目に対する今後の方向性を検討した。

3. 結果の概要

3.1 国内レビュアーからのコメント

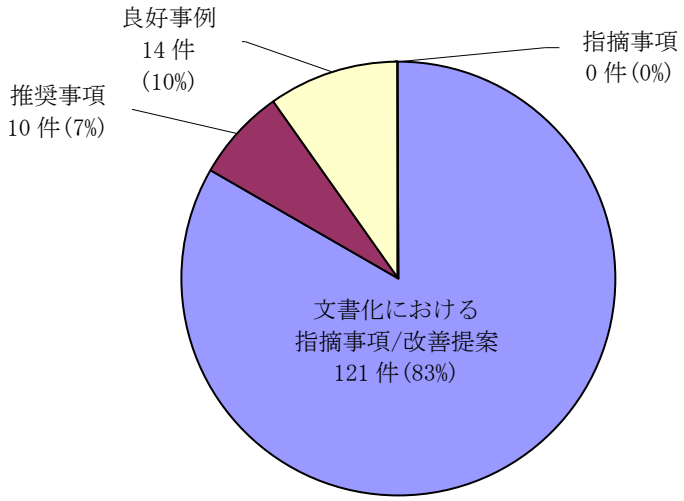
学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり，今回実施したPRAの結果に影響を及ぼすと考えられるような技術的な問題点はないことが確認された。

一方，今回実施したPRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として，人間信頼性解析，パラメータの作成，建屋・機器のフラジリティ評価，事故シーケンスの定量化等について10件の推奨事項が抽出され，文書化については合計121件の指摘事項/改善提案が抽出された。

国内レビュアーからのコメントの内訳を第1表及び第2図に示す。また，分類別の主な内容を次に示す。

第1表　国内レビュアーによるコメントの内訳

分類		出力運転時レベル1	出力運転時レベル1.5	運転停止時レベル1	地震レベル1	津波レベル1	合計	
評価手法等	指摘事項	0	0	0	0	0	0	10
	推奨事項	4	1	1	4	0	10	
文書化	指摘事項	0	0	3	16	2	21	121
	改善提案	19	7	37	30	7	100	
良好事例		8	1	3	1	1	14	
合計		31	9	44	51	10	145	



第2図　全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1　評価手法等に対する指摘事項

今回実施した各PRAは，それぞれの学会標準を参考に実施したものであるが，レビューの結果，学会標準への不適合やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点は無く，指摘事項は0件であった。

3.1.2　評価手法等に対する推奨事項

学会標準への適合性とは別に，更なる品質向上に資するものとして，10件の推奨事項が挙げられた。

推奨事項の詳細は以下のとおり。

〈推奨事項〉

①【コメント対象】

・出力運転時レベル1PRA　人間信頼性解析(事象発生前作業の同定)

【コメント内容】

事象発生前の人的過誤としてどのようなものが当初抽出され，それがどの除外ルールによってモデル化の対象外となったのか，そのプロセスを示すことが望ましい。また，どの情報源をもとに抽出・除外が行われたのかを表形式等で示すことが望ましい。(原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編)：2008(以下「出力運転時レベル 1PRA 学会標準」という。)9.1.1)

(対応方針)

現在は除外ルール及びその適用方法を示しているが，これに加え，各除外ルールによって除外された人的過誤の例を追記する。一方，モデル化している機器全てについて，情報源と事象発生前の人的過誤に関する抽出・除外の分析結果を表形式で示すことについては，事象発生前の人的過誤の抽出プロセスの示し方を再度検討する形で今後の対応とする。

②【コメント対象】

・出力運転時レベル1PRA及び停止時レベル1PRA　人間信頼性解析(人的過誤確率の評価)　2件

【コメント内容】

平均値を[redacted]で求めており，エラーファクタを[redacted]により求めている。ここで，本来平均値は[redacted]による値とは違ってくる。この違いの妥当性を確認するか，NUREG/CR-1278 の Appendix-A を用いるか，平均値をモンテカルロ法により求めるか，のいずれかを推奨する。(出力運転時レベル 1 PRA 学会標準 9.3.3 及び原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編)：2010(以下「停止時レベル 1PRA 学会標準」という。)10.2.3.3)

(対応方針)

推奨事項に挙げられた3つの方法のうちNUREG/CR-1278のAppendix-Aを用いた方法で人的過誤確率を評価し，その影響を確認する。なお，現状の評価方法と，NUREG/CR-1278のAppendix-Aを用いた方法では，[redacted]その算出方法の違いにより，結果に多少の違いが現れるが，その違いは不確実さ幅を超えるような大きな違いにはならない。このため，現状の評価方法についても概ね妥当であると考える。

③【コメント対象】

・出力運転時レベル 1PRA　人間信頼性解析(回復操作のモデル化)

【コメント内容】

タスク間の従属性については，事故シーケンス解析をする中で複数の人的過誤(タスク)が重なるシナリオを同定して，それらのタスクの間に従属性があるかどうか確認することを推奨する。(同じ HRA イベン

トツリーで評価したある人的過誤確率を持つ人的過誤が同じ事故シーケンスの同一のカットセットに何度も現れる場合等)(出力運転時レベル 1PRA 学会標準 9.7.2)

(対応方針)

ミニマルカットセットの分析時に人的過誤の組合せのカットセットがある場合には，それらに人的過誤の従属性が考えられるか検討する。今回の評価においては，全交流動力電源喪失のシーケンスにおいて，以下の人的過誤の組合せを含むカットセットが現れるが，外部電源の修理と弁の現場操作又は高圧電源融通操作は[redacted]であることから，回復操作において従属性を考慮する必要はないものとして扱っている。

・外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と弁の現場操作失敗

・外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と高圧電源融通失敗(回復操作失敗)

④【コメント対象】

・出力運転時レベル1PRA　パラメータの作成(収集したデータに基づくパラメータの評価)

【コメント内容】

平均保守時間にWASH-1400の値を用いているが，実際と大きく変わらないこと等の妥当性を検討することを推奨する。(出力運転時レベル1PRA学会標準 10.3.1)

(対応方針)

平均保守時間をもとに算出される待機除外確率について，国内での実績と比較することで妥当性を確認する。

⑤【コメント対象】

・地震レベル1PRA　建屋・機器フラジリティ評価(現実的応答評価における基本事項)　2件

【コメント内容】

機器の評価において建屋応答係数である F2 と F3 の中央値として F2×F3=1 としているが，より詳細に評価を行うためには，建屋解析によって応答係数を設定することが推奨される。(原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007(以下「地震 PRA 学会標準)という。)6.5.1 及び 6.6.3.3)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価においてF2およびF3の中央値の設定は地震PRA学会標準【解説118】と同様の設定となっている。今後も地震PRA学会標準に準じた中央値の設定を考えている。

⑥【コメント対象】

・地震レベル1PRA　事故シーケンス評価(システムのモデル化)

【コメント内容】

人的過誤確率の感度解析(人的過誤確率の上下限値の適用)は実施されていることを確認したが，学会標準では，地震後のストレスレベルに対する感度の確認を要求しており，その感度解析，或いは，その考察を行うことが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.4.2.4 b) 2))

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

地震時には，例えば照明の有無等，運転員のストレス増加要因となる不確定性要素が多いことから，今回の評価では，地震発生後10分～数時間以内での運転員操作を対象とし，人的過誤確率の5%確率値及び

95%確率値を用いた場合の感度解析を実施した。その結果，全炉心損傷頻度について，ベースケースの1.5×10^{-5} /炉年に対し，5%確率値を用いた場合が1.5×10^{-5} /炉年，95%確率値を用いた場合が1.6×10^{-5} /炉年となった。また，ベースケースではストレスファクタを5として設定しているが，ストレスファクタを2及び10とした場合であっても，その人的過誤確率はベースケース(ストレスファクタ5)の5%～95%の間に含まれる。このため，ストレスファクタを2及び10とした場合の全炉心損傷頻度は$1.5\sim1.6\times10^{-5}$ /炉年の間に含まれることとなる。このことから，ストレスレベル(ストレスファクタ)が全炉心損傷頻度に与える影響は小さいことを確認している。

今後の評価では学会標準の改訂動向等を踏まえ，人的過誤確率の感度解析を検討する。

⑦【コメント対象】

・地震レベル1PRA　事故シーケンス評価(事故シーケンスの定量化)

【コメント内容】

現状は，冗長系統間の同種機器及び同一系統内の同種機器の損傷が完全相関するとして炉心損傷頻度を算出したうえで，冗長系統間の同種の機器が独立とした場合の感度解析を行っている。相関が結果に及ぼす影響をより詳細に把握するために，例えば同一系統内の機器間や異種系統間の機器間の相関の影響についても検討していくことが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.5.6)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価では「冗長系統間の同種の機器」だけでなく，「同一系統内の同種の機器」についても完全独立とした場合の感度解析を実施し

ている。感度解析において完全独立を仮定した機器(第2表参照)は，リスク上重要な建物・構築物，機器(FV重要度値0.01(=1%)以上)であるため，今回の評価で全炉心損傷頻度に対して有意な感度を持つ機器の相関性の影響は確認できている。

ただし，FV重要度値0.01以上の機器のうち格納容器内配管については，完全独立を仮定した場合，まず個々の配管の地震による損傷の程度(ギロチン破断，き裂等)に応じた冷却材漏えい規模を同定もしくは仮定して成功基準を設定する必要がある。さらに，同一の地震動によって複数の配管損傷が重畳する組合せを考慮し，配管損傷の規模に応じて起因事象を適切に分類する必要がある。これらの工学的判断は，事象が複雑であり判断基準が不明瞭であるため判断の正当性や妥当性を確認することが技術的に困難である。このため，格納容器内配管については対象から除外した。

相関係数の設定や感度解析の手法について，今後の評価技術の成熟度に応じ，対応について検討を実施する。

第 2 表　感度解析対象機器(損傷の完全独立想定機器)

(柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉)

FV 重要度	対象機器
1.4×10^{-1}	RCW 熱交換器
4.1×10^{-2}	RCW 配管
3.8×10^{-2}	RHR 弁
3.8×10^{-2}	RHR/LPFL 共通弁
3.5×10^{-2}	RHR 配管
2.0×10^{-2}	非常用取水路
1.4×10^{-2}	RHR ポンプ

⑧【コメント対象】

・出力運転時レベル1.5PRA　事故シーケンスの分析(格納容器イベントツリーの構築)

【コメント内容】

従属性の評価において，レベル 1 PRA のドミナントシーケンスのみを結合対象として扱うことで，どのような影響があるか分析することを推奨する。(原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 2PSA 編)：2008(以下「レベル 2PRA 学会標準」という。)7.2.1)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

評価では条件付き格納容器破損確率への影響を考慮した上で結合対象を選定しており，本評価では炉心損傷頻度が最も大きなシーケンス(ドミナントシーケンス)と他のシーケンスで喪失した系統の違い等が格納容器の健全性維持に必要な緩和手段に及ぼす影響を分析し，結果としてレベル1PRAのドミナントシーケンスを結合対象としている。

3.1.3　文書化における指摘事項/改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は21件，改善提案は100件であり，評価条件の検討に用いた資料が参考文献として十分に記載されていない事例等が挙げられた。文書化に対するコメントについて，PRAの品質向上に資すると考えられるものについては，今後の文書化において反映する。以下に文書化に関するコメントの例を示す。

〈文書化における指摘事項〉

フラジリティ評価を行うにあたり，フラジリティ評価関連情報の収集・分析がされているかどうかについて，建屋，構築物，機器及び地盤とも文

書化されておらず，文書化することが必要である。（地震PRA学会標準 4.2.2）

〈文書化における改善提案〉

それぞれ評価した人的過誤について，どのシステム又は機器に影響するのか示した一覧表等を報告書に記載することが望ましい。（出力運転時レベル1PRA学会標準 9.2.1）

3.1.4　良好事例

今回のピアレビューでは14件の良好事例が抽出され，システム解析及び文書化から多く抽出された。良好事例として挙げられた項目については，今後も引き続き実施する。以下に主な良好事例を示す。

〈主な良好事例〉

①システム解析

人的過誤確率の定量結果について過小評価となっていないか具体的な確認項目を設けている。（出力運転時レベル 1PRA 学会標準　9.3.6 及び 9.6.5）

②文書化

人間信頼性評価で，緩和操作について，体系的な同定過程が示されている。（出力運転時レベル 1PRA 学会標準 9.4.1）

3.2　海外レビュアーからのコメント

海外レビュアーからは，主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえた提案・気づき事項が示された。海外レビュ

アーから示されたコメントは54件であり，起因事象発生頻度に関して多くのコメントが示された。今回得られた海外でのPRA実施状況を踏まえたコメントについても精査し，PRAの品質向上に資すると考えられるものについては，反映していく。主なコメントは以下のとおり。また，その他のコメントについては別表に示す。

〈主なコメント〉

①出力運転時レベル1 PRAの起因事象抽出にマスターロジックダイアグラムを使用することを推奨する。（コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA）

（対応方針）

マスターロジックダイアグラムを用いることも含め，起因事象抽出プロセスについての説明性向上について今後検討する。

②共通原因故障の要因は様々な情報源から得られている。単一の情報源，例えばNUCIAデータベースや米国NRCの共通原因故障パラメータ推定値報告書等を使う方法を推奨する。（コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA）

（対応方針）

現在，電中研にてNUCIAベースの共通原因故障パラメータを整備中である。使用可能なデータベースが整備され次第，国内データにもとづくパラメータを適用する。このため，今後，単一の情報源に統一する予定である。

③それぞれのミニマルカットセットにおける複数の運転員操作を調べる

ことにより，運転員操作間の従属性を考慮することが重要である。(コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA，内部事象停止時レベル1PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2推奨事項③で示す対応を実施する。

④機器に関連する共通原因故障を含まないリスク増加価値(RAW)の結果を提示することが望ましい(米国では一般的にRAWの評価の際，共通原因故障を含まないため)。(コメント対象：内部事象出力運転時レベル1PRA)

(対応方針)

現状，RAWの上位は共通原因故障がそのほとんどを占めていることから，今後は共通原因故障を除いた結果についても整理する又は，より下位までのRAWを確認し，共通原因故障以外にRAWの高い基事象についても確認する。

⑤出力運転状態から停止状態への移行は，出力運転時レベル1PRA報告書又は停止時レベル1PRA報告書のいずれかにおいて考察しなければならない。この移行期間におけるプラントの状態は特異なもので，出力運転時あるいは停止時の状態と全く同じではない。出力運転時あるいは停止時のレベル1PRAにおいてプラントリスク(炉心損傷頻度)の評価が考慮されているならば，PRAにおいて移行リスクがどのように考慮されたかを説明するための考察を提示すべきである。(コメント対象：内部事象運転停止時レベル1PRA)

(対応方針)

出力降下開始から全制御棒全挿入までの期間については，緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同等であること及び当該期間が運転期間に比べて極めて短いことから，出力運転時レベル1PRAに包括している。

⑥NUREG/CR-1278に記述される方法は地震以外の事象に関して作成されたものなので，NUREG/CR-1278の人的過誤確率に関する高ストレスファクタを使用することは十分ではないかもしれない。地震事象時の運転員操作に対する人的過誤確率は指示値の利用可能性，操作に関連する機器の状況等多くの様々な要因にも依存する。地震時の人間信頼性解析における適切なアプローチを追求する必要がある。(コメント対象：地震時レベル1PRA)

(対応方針)

現状の評価では，地震PRA学会標準 7.4.2.4 b) 2)において推奨されているTHERP手法(NUREG/CR-1278)を用いている。また，ストレスファクタについても地震PRA学会標準 解説139を参考に，地震発生後比較的短時間(地震発生後10分～数時間以内)での人的過誤確率については，内的事象より大きいストレスファクタを仮定している。また，感度解析として人的過誤確率の上下限値を適用した場合の評価を別途実施しており，評価モデルにおける仮定が解析結果にどの程度影響しうるかを確認している。(3.1.2 ⑥参照)

一方，現在，地震時用に確立された人間信頼性の解析手法は無く，今後の技術的課題である。

⑦複数の機器で構成されるあるトレイン・系統の地震損傷確率のモデル

化及び計算において，そのトレイン・系統における同種の機器の損傷間の完全従属性・相関は通常，そのトレイン・系統における冗長機器に対して仮定する。つまり，ある系統のポンプ(ポンプA)が地震事象によって損傷すると，その系統の冗長ポンプ(ポンプB)は必ず損傷する(損傷の確率は1.0)ものと通常仮定する。この仮定は保守的である。(コメント対象：地震時レベル1PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2推奨事項⑦で示す対応を実施する。

⑧出力運転時レベル1PRAと出力運転時レベル1.5PRAとの間の境界のモデル化について十分に検討することが重要である。その中には，出力運転時レベル1PRAと出力運転時レベル1.5PRAの結果を連結する際には以下の問題を取り扱うべきである。

・出力運転時レベル1PRAにおいてモデル化される運転員操作と，出力運転時レベル1.5PRAにおいてモデル化される運転員操作との従属性について。

この問題に対処するための一つの方法が，出力運転時レベル1PRAモデルを出力運転時レベル1.5PRAモデルに連結する方法である。出力運転時レベル1PRAモデルと出力運転時レベル1.5PRAモデルの連結は，出力運転時レベル1事故シーケンスモデルからのいくつかの重要なカットセットに関するものだけではなく，できる限り完全なものにする必要がある。(コメント対象：内部事象運転時レベル1.5PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては

3.1.2推奨事項⑧で示す対応を実施する。

4. まとめ

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果，PRA実施に関する指摘事項は抽出されなかったものの，今後のPRAの品質向上に向けた推奨事項，文書化に関する指摘事項及び数多くの改善提案を得ることができた。また，海外レビュアーからも，海外でのPRA実施状況を踏まえた多くのコメントを得ることができた。これらについては精査の上，PRAの品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。

以　上

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
内的運転時L1	起因事象	起因事象の網羅性	過渡事象のカテゴリーにはどのような起因事象が含まれるのか？計装用空気の喪失，給水制御の喪失，計装用電源の喪失なども考慮すべき事象として含めるべきである。最終的な起因事象のグループに，これらの事象が含まれていない理由について説明する必要がある。	【対応済】 計装用空気の喪失，給水制御の喪失，計装用電源の喪失については考慮した上，いずれかの起因事象グループに含めている。 ・給水制御の喪失→非隔離事象 ・計装用空気の喪失→タービン・サポート系故障 ・計装用電源の喪失→過渡変化 【中長期的な課題】 ・起因事象の詳細化については海外の動向を参考に，詳細化を検討する。
			特異な起因事象に関するプラントのデータ・経験を体系的に探索しているか（例えば，すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど）。例えば，安全関連機器室の換気空調系の喪失は関連系統の喪失につながるため起因事象となりうる。	【対応済】 従属性を有する起因事象同定のため，FMEA（故障モードと影響の解析）を実施している。 安全関連機器室の換気空調系の喪失については，スクラムには至らない事象であり，通常停止において，各系統のFT内でアンアベイラビリティを考慮しているため，通常停止のETに当該シナリオは含まれている。
			起因事象の特定にマスターロジックダイアグラムを使用する。	【中長期的な課題】 学会標準においてマスターロジックダイアグラムは必ずしも実施が要求されているわけではない。今後より説明性を向上させるための長期的な課題であると考える。
			他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。	【対応済】 学会標準において，国内外の評価事例として例示されている既往のPSA，安全評価審査指針，EPRI NP-2230のレビューを実施している。そのほかにもNUREG/CR-5750の起因事象グループとの対応を確認している。
		起因事象（IE）の選定またはIEのグループ化	・IEのグループ分けを設定する。 ・すべてのIEについての説明と，IEグループから除外したIEについての根拠を提示する。 ・あるIEのIEグループへの割り当てが適切でなければならない。	【対応済】 過渡事象の起因事象としてEPRI NP-2230から抽出しており，それらを起因事象グループに分類しているとともに各起因事象グループの説明を記載している。また，起因事象として考慮しなかった事象は，学会標準の記載を確認した上で除外した事象である。
		LOCA事象の破断箇所	大LOCA事象については，破断位置も考慮する必要がある。例えば，HPCF注水ラインのある箇所で破断が生じると，そのHPCFトレンは冷却材注入に使用できなくなる。またLPFL/RHRラインにおける破断は，そのラインと関連するLPFL/RHRラインを使用不可能にする。	【中長期的な課題】 ご指摘の通り，LOCA時の破断箇所で系統が使用不能となることをモデル化していない。ただし，評価結果としてLOCAの寄与割合は小さいこと，また最小カットセットがフロントラインの喪失ではなく，サポート系喪失が支配的であることから，結果への影響は大きくないものと考える。
		系統故障の起因事象の定量化	これまで事象を経験したことのない系統について系統損傷の起因事象頻度を計算するために，“Jeffery Non-Informative Prior”手法を用いるのは適切ではない。	【中長期的な課題】 学会標準で示された手法（発生件数0.5件）を用いている。 なお，FTを使って起因事象発生頻度を定量化することは可能であり，過去に評価を試みたが，FTでモデル化するにあたり人的過誤による系統故障の特定及びその定量化（実績を使うのか，THERPなど使うのか）並びに故障発生箇所のAOT間での修復の取り扱いなど技術的な課題があり，FTでモデル化する場合は個々の課題への調査・検討が必要と考える。
			過去に事象が発生したことのないすべての系統に，同じ起因事象頻度を割り当てている。	
			設計及び構成が異なる系統のIE頻度は違うはずである。	
			系統故障のIE頻度を推定するために，系統のフォルトツリーモデルを使用する。	
		通常停止	起因事象として通常停止（カテゴリーN）を含めることについて討論する。	【対応済】 現在はプラント状態の移行に伴うリスクを考慮するため，通常停止を起因事象として抽出している。また，その発生頻度の大きさ等からも，起因事象に含めることは適切と考える。
		ISLOCA	今後の参考のために，ISLOCA頻度の計算プロセスを提示すべきである。	【対応済】 報告書等に各系統におけるISLOCAの発生シナリオを記載している。
			低圧配管の配管破断頻度に，溶接部やその他の配管接続部のフラジリティが含まれることを確認すること。	【対応済】 溶接部に製造時欠陥等が存在する可能性を考え，本評価ではNUREG/CR-5862の腐食代が考慮されたテーブルを用いている。その他の配管接続部とは，具体的にはフランジが考えられるが，NUREG/CR-5862によると，フランジ部でボルトが延びて漏えいしたとしても，漏えい量は最大でも数100mg/secと小さいことから，炉心損傷への影響は無視できると考えられる。
			他の調査から，低圧ライン全体でポンプシールが最も弱い箇所であることが示されている。	【対応済】 フランジ部と同様に，ポンプのシール部でスプリングが伸びて漏えいしても漏えい量は小さく，炉心損傷への影響は無視できると考えられる。

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
内的運転時L1	データの分析とシステム解析	機器の境界	機器の境界は使用する機器故障率と一致しなければならない。これを報告書で確認すること。	【対応済】 JANSIによって公開されている機器バウンダリと同等の扱いとしている。
		共通原因故障	システム解析では，3基以上の機器の共通原因故障のモデル化を考慮している。一部の系統（RCW系統など）には4基以上のポンプがあるため，4基以上の機器の共通原因故障について考察する必要があるかもしれない。（RCWポンプの共通原因故障がCDFの主要因子であることに留意されたい。）	【対応済】 全炉心損傷頻度に対して，TWシーケンスがドミナントであり，TWシーケンスにおいては，RCW，RSWポンプのCCFがMCSの上位となっている。TWシーケンスにおいて，RCW，RSWポンプの成功基準は2/2（1系統）であり，ポンプ3台のCCFで3系統が使用不能となることから，ポンプ3台以上のCCFのモデル化で問題はなく，ポンプ4台以上に対するCCFは考慮する必要がないものと考える。
	事故シーケンスの分析	機能別イベントツリー	今回のPRAのスコープ，つまりアクシデントマネジメント策を考慮しない設計基準のモデルであることを規定する必要がある。事故シーケンスモデル（機能別イベントツリー）におけるどのトップイベント（系統・運転員操作）が「アクシデントマネジメント」策として考慮されているもので，分析においては期待されていないことを示すこと。	【対応済】 「アクシデントマネジメント」策のモデル化については，PRA文書でヘディング名をグレーに色分けをして，今回のPRAのスコープでは期待していないアクシデントマネジメント策であることを明確にしている。
			移行先の機能別イベントツリーにおける一部のトップイベントに紛らわしいものがある。例えば，D/G Bが故障した（そしてそのため，トレンBの交流電源が利用できない）LOSP事象ツリー（T6）における事象シーケンスについては，トレンBの交流電源から供給を受ける系統・トレンを含めないということを，移行先のイベントツリーに反映すべきである。移行先の機能別イベントツリー（TE3）は，LPFL-B及びRHR-Bに関するトップイベントを除外すべきである。	【対応済】 Safety Watcher内でトップイベントに従属して機能喪失したヘディングの状態を反映している。たとえばTE3ではLPFL-Bのトップイベントを除外したイベントツリーとしている。ただし，RHR-Bについては，格納容器除熱機能に期待するタイミングとして時間余裕があるので，外電復旧に期待しているため，RHR-Bにも期待している。
	人間信頼性解析	起因事象発生前の運転員操作の過誤	起因事象発生前の運転員操作の過誤については，PRA解析者は試験及び保守の手順書や記録を体系的にレビューして，それらの過誤を特定する，あるいはそれらの過誤をPRAモデルから除外する。	【中長期的な課題（一部対応済）】 起因事象発生前の運転員操作の過誤については国内レビューアからも同様に「プロセスの工程を明確に文章化するべき」や「除外ルールを適用して絞っていくことを表形式で示す」というコメントを受けている。これらの内，文章化のコメントやNUREG/CR-1278 Appendix-Aに関するコメントは国内レビューアの章で述べた通り対応済みである。また，除外ルールの1本化についてはモデル化している機器は千程度あり，それらすべてを示すことは現実的ではないため，抽出プロセスの示し方について今後検討する。
		起因事象発生後の運転員操作の過誤	起因事象発生後の運転員操作の過誤については，人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため，運転員操作のHEPを計算する上でプラント運転員からの情報を含めることが重要である。PRAにおいてはHEPの評価は NUREG/CR-1278 とMAAP解析に基づく時間の情報に基づいて行う。	【対応済】 操作時間については運転手順書や運転員へのインタビューによる情報を基にプラント特有の値を使用している。HEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析の時間に基づいて実施している。
	感度解析	感度解析	感度解析は以下に基づいて実施する。 - PRAの結果 - モデルの仮定 - 成功基準（系統及び事故シーケンス）	【対応済】 PRAの結果やモデルの仮定を考慮して，「個別パラメータ」や「デジタル制御系のCCF」を実施している。 また，評価ポイント(A)など期待するAM策の違いで異なる成功基準での評価も実施している。
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - 通常停止は，最も大きい起因事象の寄与因子なので，寄与因子として考慮しない。	【対応済】 通常停止を起因事象とするものだけでなく，隔離事象等のその他の起因事象によるシーケンスについても検討している。
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - RCW系統及びRSW系統の4基以上のポンプの共通原因故障を考慮する。 - 4基以上のポンプの起動失敗および継続運転失敗に対するデルタ係数を仮定する。	【対応済】 共通原因故障の考慮に対するコメントと同様。
停止時レベル1 PRA	起因事象	起因事象の網羅性	起因事象の特定において体系的手法を用いているか。例えば，すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど。	【対応済】 起因事象の同定は，停止時レベル1PRA学会標準6.2において示されているマスタロジックダイアグラムなどの体系的な分析方法を用いている。
			RHRポンプ室の換気空調系喪失がRHRポンプの運転に及ぼす影響を確認する必要がある。もし直接的な影響があるなら，RHRポンプ室の換気空調系喪失をRHRトレン喪失の起因事象に含めるか，あるいはRHRポンプ室の換気空調系喪失を別の起因事象としてモデル化する。 他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。	【対応済】 RHRポンプ及び補機冷却系が健全であれば，原子炉から流入する炉水温度は低く，軸冷却も問題ないため，高温炉水を冷却可能な設計であることを考えると，ポンプ室換気空調系が停止したとしてもポンプに及ぼす影響は極めて小さいものと想定され，起因事象としては同定していない。 他分野のPRA等の分析は行っていないものの，既往のPRA，他プラントのPRA等における起因事象も分析している。

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
停止時レベル1 PRA	POS	POSの設定	原子炉の条件（水位及び温度），RPV及びPCVの状況（燃料の位置），そして事故の緩和に必要な安全関連機器の状況を考慮する。	【対応済】 POSの分類は，停止時レベル1PRA学会標準5.3に基づき，水位，崩壊熱レベル，燃料の状態，使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮して分類している。
			過去のプラントの経験に基づいてPOSの期間を設定（各POSの平均期間を設定）	【対応済】 過去のプラントの定期検査実績から標準的な工程を設定し，その工程における水位や使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮してPOSの期間を設定している。
			設定されたPOSは妥当である。	上記のPOSに関する設定について説明を実施し，海外レビューアに設定が妥当であることを確認いただいた。
	人間信頼性解析	人間信頼性解析	プラント運転停止時には運転員操作が重要であり，以下の点について確認する必要がある。 － 事故緩和系統・トレン・機器の自動起動のための信号がない。 － PRAにおいてモデル化される運転員操作（事故の緩和と「復旧」のための）を明確に示すべきである。 － 人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため，HEPの評価にはプラント運転員からの情報が必要である。	【対応済】 停止時ではD/Gの自動起動を除く機器の自動起動には期待しておらず，運転員の手動起動（人的過誤を含む）をモデル化している。
				【対応済】 国内のレビューアからも同様の文章化に対する改善提案が挙げられており，モデル化している運転員操作が明確となる様に文書化した。
				【対応済】 HEPを算出する上での人間信頼性モデル化においては手順書等のプラント特有の情報やサイトのインタビューを踏まえて個別に検討しており，操作毎に従属性を設定している。
津波PRA	評価モデル	浸水以外の影響	浸水による影響のほかに，津波によるその他の影響も考慮しなければならない。例えば，津波によって運ばれてきた流木が取水口を塞いでRSWポンプの吸い込み喪失に至る可能性などである。サイトにおいてこのような現象の発生が考えにくい，あるいは発生確率が非常に低い場合には，そのような結論を裏付ける評価や解析結果と共に結論を文書化しなければならない。	【中長期的な課題】 浸水以外の影響として，引き波についての感度解析を実施している。また，漂流物により取水機能喪失が発生した場合は最終ヒートシンク喪失に至るが，これについては発電所付近に取水口すべてを閉塞させるほどの漂流物の漂着は考えにくいこと，また少量であればスクリーン等により除去可能であることから現在はモデル化の対象から除外している。
		運転員操作のモデル化	津波による事故シーケンスの中には，プラントの過渡事象につながるものがある。過渡事象の事故シーケンスモデルにおける運転員操作は，これらの操作及びそれらのHEP値に対する津波事象の影響を考慮すべきである。一部のケース・シナリオでは，過渡事象事故シーケンスにおいてモデル化された運転員操作は，津波事象に対して期待できない。	【対応済】 今回の評価では，浸水後の緩和措置に期待できないため，いずれの事故シーケンスにおいても炉心損傷に直結し，運転員による緩和には期待できないモデルとなっている。 福島第一原子力発電所事故後の津波対策や各種安全対策実施後の評価では，人的過誤に対するモデル化も必要となるため，適宜津波PRAモデルに組み込んでいく。
		浸水のモデル化	以下の点から，津波による浸水のモデル化は概ね保守的であることを確認した。このモデル化上の仮定の影響を評価するために，感度解析を実施すべきである。 ・モデルは，RSWポンプ室のマンホールを経由してタービン建屋に流れ込む水の量を考慮していない。タービン建屋並びに原子炉建屋内の溢水による機器損傷を評価するために，浸水高さのみを用いている。 ・モデルは，タービン建屋から原子炉建屋への配管貫通部のシールを考慮していない。	【対応済】 今回評価では水密扉等の浸水後の対策に期待しない状態であり，それらのリスクについて抽出するという観点での評価を実施しているため，また，福島第一原子力発電所事故後の津波対策実施前のマンホールカバーの耐久性等について詳細に解析することに意義は小さいため，今回の保守的なモデルを採用している。
			・モデルはRSWポンプ室のマンホールのカバーに期待しておらず，RSWポンプ室から通常閉じているRSWポンプ室の扉を通って，タービン建屋の他の領域へと浸水すると仮定している。この仮定によれば水はポンプ室には蓄積せずに，RSWポンプ室のドアから流れ出ることになる。実際にはRSWポンプ室内に水がたまるとすべてのRSWポンプ室のRSWポンプが浸水して最終ヒートシンクの喪失に至る可能性があるため，この仮定は楽観的である。	【対応済】 前提条件として，本評価では津波の高さと同じエレベーションの機器は没水すると判断としている。 RSWポンプエレベーション＞RCWポンプエレベーションであることから，RCWポンプ没水による最終ヒートシンク喪失(LUHS)が先に発生し，その後にRSWポンプが没水するという評価となっていることから，楽観的な扱いというわけではないと考える。
出力運転時レベル1.5 PRA	文章化の改善提案	文章化の改善提案	ピアレビューアからの当初のコメントのほとんどは，報告書にある種の情報が欠如しているということに関連していた。追加の詳細情報が要求され，レビューアはそれらを後に受け取った。文書化に関する問題と考えられるこれらのコメントは，すでに解決された。	【対応済】 確認いただく報告書の範囲について，ピアレビュー実施当初，当社とレビューア間で差異があり（文書化の改善提案），情報が不足しているというコメントをいただいた。これらについては文書化に関する問題として整理し，改めて内容について確認いただいた。 文章化に対する問題については報告書の記載にて改善を実施した。

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
（はじめに） 本書は，「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置，構造及び設備に関する規則の解釈」（平成２５年６月１９日）（以下「解釈」という。）第３章第３７条に基づき，原子炉設置（変更）許可申請者が，確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）に関し，審査のための説明に際し，参照すべき事項を示すものである。なお，申請者は，本書の整理によらない構成で説明することもできるが，その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について，申請者の説明責任として示す必要がある。	「別添　柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し，その対応箇所の項目を（）で記載する。
１．新規制基準適合性の審査において提示すべきＰＲＡの実施内容に係る資料について 新規制基準では，「解釈第３章第３７条（重大事故等の拡大の防止等）「１－１（ａ）及び（ｂ)」,「２－１（ａ）及び（ｂ)」及び「４－１（ａ）及び（ｂ)」における事故シーケンスグループ等の抽出においてＰＲＡ を活用することが規定されており，その実施状況を確認する必要があるため，原子炉設置（変更）許可申請者においては，審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるＰＲＡの実施状況を説明する必要がある。 本解釈における（ｂ）には，「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており，外部事象に関しては，ＰＲＡの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について，評価条件や評価方法，評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む），評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。 そのため，ここでは，日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるＰＲＡの実施内容を踏まえて，説明に最低限必要な項目を列記した。なお，説明に当たっては，実施したＰＲＡの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し，説明性の観点から再構成するなど，申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。	従来から定期安全レビュー（PSR）等の機会に内部事象レベル 1PRA（出力運転時，停止時）及びレベル 1.5PRA の評価を実施してきており，これらの PRA 手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を適用対象とし，建物，構築物，大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について　1.はじめに) なお，PRA が適用可能でないと判断した外部事象については定性的な方法で分析を実施した。(事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別紙 1 有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮について)
２．ＰＲＡの評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては，これまでの許認可実績を踏まえて，規制上の担保が得られている対策を基にＰＲＡを実施するものであり，ＰＲＡの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり，評価対象を明示すること（例：下図の（Ｂ）までの設備について，既許可 ECCS の機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが，許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)。	評価の対象とするプラント状態は，通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成 4 年 7 月）（以下「AM 要請」という。）以前の状態とした。 なお，給復水系による冷却や，外部電源の復旧等，AM 要請以前より運用されている通常の操作・対応や，ECCS の手動起動等の AM 要請以前より設備の設計方針の前提として考慮され，手順があるものについては，重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから，評価対象として含めることとした。 （事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について　1.はじめに）
３．　レベル１ＰＲＡ ３．１ 内部事象（出力運転時） ａ．対象プラント ① 対象とするプラントの説明 ●設計基準事故対処設備であり，重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明	①PRA において考慮する緩和機能，系統設備及び系統構成の概要を示した。(1.1.1.a　対象プラント)

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
② 停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ） ③ プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ） ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果	②停止時 PRA で記載。 ③停止時 PRA で記載。
b．起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度 ●起因事象リスト，説明及び発生頻度 ●起因事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	① ●国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の評価事例（EPRI NP-2230）を分析し，評価対象とした起因事象をリスト化した。(1.1.1.b ①（1）起因事象の選定 及び 1.1.1.b ①（1）起因事象の選定) ●同定された起因事象において，プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり，同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。(1.1.1.b ①（3）起因事象のグループ化) ●主に国内の運転経験データから得られた起因事象の発生件数と運転実績から発生頻度を評価した。(1.1.1.b ①（4）起因事象発生頻度の評価) ●同定した起因事象の内，発生の可能性が極めて低い場合，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。(1.1.1.b ①（2）対象外とした起因事象)
c．成功基準 ① 成功基準の一覧表 ●炉心損傷の定義 ●起因事象ごとの成功基準の一覧表 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性	① ●炉心損傷は燃料被覆管の最高温度が 1200℃を超える状態に至ることと定義した。(1.1.1.c ①（1）炉心損傷の定義) ●成功基準の検討に当たっては，プラントの構成・特性（設計情報）や，先行 PRA，既往の安全解析（設置許可申請書）等を参考に，起因事象グループごとにそれぞれの安全機能に対し，成功基準を検討した。(1.1.1.c ①（2）起因事象ごとの成功基準の一覧表) ●MAAP による事故進展解析結果を用いて，各事故シーケンスにおける運転員操作のための時間余裕を設定した。また，緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として，24 時間を適用した。(1.1.1.c ①（3）対処設備作動までの許容時間 及び 1.1.1.c ①（4）対処設備の使命時間) ●今回の評価では，概ね既往の設計情報から成功基準を設定しているが，一部の成功基準設定のために実施した事故進展解析には MAAP コードを使用した。MAAP は格納容器を含めたシビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり，重大事故等防止対策の有効性評価においても MAAP を使用している。(1.1.1.c ①（5）熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性)
d．事故シーケンス ① イベントツリー ●イベントツリー図	① ●選定した起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成す

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
●ヘディング，事故進展及び最終状態の説明 ●イベントツリー作成上の主要な仮定	るために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷に至る事故シーケンスを明らかにするために，イベントツリー手法を用いた。(1.1.1.d ①（1）イベントツリー図) ●選定した各起因事象の特徴を踏まえ，ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(1.1.1.d ①（3）事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明)) ●イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは，炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び緩和系に与える影響によって分類した。(1.1.1.d ①（2）ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定)
ｅ．システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●システムの概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合） ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	①評価対象としたシステムを，各系統間の従属性も含めて一覧に整理し，システムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を示した。（1.1.1.a ①（1）プラントの構成・特性の調査 及び 1.1.1.e ① 評価対象としたシステムとその説明) ②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき，システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として，フォールトツリー法を用いた。(1.1.1.e ② システム信頼性評価手法) ③システムの信頼性解析モデルをもとに，頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価した。 (1.1.1.e ③ システム信頼性評価の結果) ④原子炉停止及び圧力制御に関する故障については，システム信頼性評価を実施せずに設定し，設定した非信頼度とその根拠を示した。(1.1.1.e ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)
ｆ．信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 ●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等） ●機器故障率パラメータの一覧（故障モード，故障率等） ●機器故障率パラメータの不確実さ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 ④ 待機除外確率	①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象（要素）として，動的機器，静的機器，電源関係の機器，信号系の機器の故障，保守，人的過誤等を用い，故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。(1.1.1.f ① 非信頼度を構成する要素と評価式) ②機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）については，原子力安全推進協会（旧：日本原子力技術協会）が整備した，「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年）49 基データ」（21 ヵ年データ）を，機器バウンダリについては 21 ヵ年データが参照している「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版)」を用いた。(1.1.1.f ② 機器故障率パラメータの一覧) ③今回の評価では外部電源の復旧のみを考慮し，その失敗確率を評価した。(1.1.1.f ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)

別紙 10-3

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	④点検等により発見された故障機器の保守作業に伴う系統の非信頼度（待機除外確率）を考慮した。（1.1.1.f ④ 待機除外確率） ⑤同一又は異なる区分の系統で，多重性を持たせるために用いられる機器については，機器の形式，運用モード，試験・保守の手順等を考慮して，モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。(1.1.1.f ⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ)
g．人的過誤 ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類， 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価に用いた主要な仮定	① ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）の THERP 手法を用いた。(1.1.1.g ① (1) 人的過誤の評価に用いた手法) ●分析対象とする人的過誤の抽出に当たっては，評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し，それぞれに対して，プラントの運転，保守，点検等，炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し，タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し，人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は，通常状態であり，十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間は MAAP による事故進展解析の結果等を考慮して決定し，THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また，過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し，過誤回復に期待できるか否かを判断の上，設定した。(1.1.1.g ① (2) 人的過誤の分類及び評価結果 及び 1.1.1.g ① (3) 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い) ●人的過誤は THERP 手法に基づいて実施しており，これに加える形での主要な仮定は設定していない。(1.1.1.g ① (4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定)
h．炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 ③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	①本評価では小イベントツリー／大フォールトツリーのモデルを作成し，計算コードには Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法による定量化を行った。(1.1.1.h ① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法) ②全炉心損傷頻度，起因事象別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。(1.1.1.h ② 炉心損傷頻度) ③炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。(1.1.1.h ③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析)
３． レベル１ＰＲＡ ３．１ 内部事象（停止時） a．対象プラント	

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
① 対象とするプラントの説明 ●設計基準事故対処設備であり，重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明	①PRA において考慮する緩和機能，系統設備及び系統構成の概要を示した。(1.1.2.a 対象プラント① 対象とするプラントの説明)
② 停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ）	②評価対象期間における停止時のプラント状態の推移をプラント状態(以下 POS という)ごとに整理した。(1.1.2.a 対象プラント②停止時のプラント状態の推移)
③ プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ） ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果	③原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象及び成功基準に関する類似性によって，評価対象期間を複数の POS に分類した。(1.1.2.a 対象プラント③プラント状態分類)
b．起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度 ●起因事象リスト，説明及び発生頻度 ●起因事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法	① ●評価対象期間において発生し得る異常事象のうち，人的過誤による事象を含めて炉心損傷（燃料損傷）に至る可能性のある異常事象を分析し，POS ごとに起因事象を同定した。同定した炉心損傷（燃料損傷）に至る可能性のある起因事象のうち除外できない事象を評価する起因事象として選定した。(1.1.2.b. 起因事象 ① (1) 起因事象の選定方法 及び(3) 選定した起因事象) ●体系的な分析の方法として，マスターロジックダイヤグラム，先行停止時レベル 1PRA 及び国内のプラント運転経験等（原子力施設運転管理年報等をもとに調査したトラブル情報）を用いた。事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされる起因事象をグループ化した。(1.1.2.b. 起因事象 ①(2) 起因事象のグループ化)
●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	●国内の運転経験データから得られた起因事象の発生件数と運転実績及び論理モデルによる信頼性解析から発生頻度を評価した。(1.1.2.b. 起因事象 ① (5) 起因事象の発生頻度) ●同定した起因事象の内，発生の可能性が極めて低い場合，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。(1.1.2.b. 起因事象①(4) 起因事象選定の除外)

別紙 10-5

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
c．成功基準 ① 成功基準の一覧表 ●炉心損傷の定義 ●起因事象ごとの成功基準の一覧表 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性	① ●炉心損傷（燃料損傷）の判定条件を“燃料集合体の露出”とした。(1.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件) ●炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要な安全機能を同定し，当該機能として期待できる緩和設備に対して，各起因事象における成功基準を設定し，一覧表に整理した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(2) 各安全機能の成功基準) ●炉心損傷（燃料損傷）防止のために必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間について，除熱機能を喪失した場合の余裕時間である短期余裕時間と長期余裕時間，冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間をそれぞれ設定した。また，緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として，24 時間を適用した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間) ●本評価において，熱水力学解析等は実施していない。(1.1.2.c. 成功基準 ①(4) 熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性)
d．事故シーケンス ① イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング，事故進展及び最終状態の説明 ●イベントツリー作成上の主要な仮定	① ●選定した起因事象に対して，炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シーケンスを明らかにするために，イベントツリー手法を用いた。(1.1.2.d. 事故シーケンス) ●選定した各起因事象の特徴を踏まえ，ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(1.1.2.d. 事故シーケンス) ●展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷（燃料損傷）状態又は成功状態のいずれかに分類した。(1.1.2.d. 事故シーケンス)

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
ｅ．システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●システムの概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合） ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	①評価対象としたシステムを，各系統間の従属性も含めて一覧に整理し，システムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を示した。（1.1.2.e. システム信頼性① 評価対象としたシステムとその説明） ②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき，システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として，フォールトツリー法を用いた。(1.1.2.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法) ③システムの信頼性解析モデルをもとに，頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価した。(1.1.2.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果) ④イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で，CRD 点検（交換），LPRM 点検（交換）及び RIP 点検時における冷却材流出の認知失敗については，システム信頼性評価を実施せずに設定したが，非信頼度とその根拠を示した。(1.1.2.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)
ｆ．信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 ●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等） ●機器故障率パラメータの一覧（故障モード，故障率等） ●機器故障率パラメータの不確実さ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 ④ 待機除外確率 ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象（要素）として，動的機器，静的機器，電源関係の機器，信号系の機器の故障，保守，人的過誤等を用い，故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ① 非信頼度を構成する要素と評価式) ②機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）については，原子力安全推進協会（旧：日本原子力技術協会）が整備した，「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年）49 基データ」（21 ヵ年データ）を，機器バウンダリについては 21 ヵ年データが参照している「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版)」を用いた。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ②機器故障率パラメータの一覧) ③今回の評価では外部電源，非常用ディーゼル発電機及び注水系統復旧を考慮し，その失敗確率を評価した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ③ 機器復帰(復旧)の取扱い方法及び機器復帰(復旧)失敗確率) ④定期検査期間中は計画的に機器を点検することから，機器の待機除外状態は，プラント状態の分類の中で直接考慮した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ④ 待機除外確率) ⑤同一又は異なる区分の系統で，多重性を持たせるために用いられる機器については，機器の形式，運用モード，試験・保守の手順等を考慮して，モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)

別紙 10-7

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
g．人的過誤 ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類， 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価に用いた主要な仮定	① ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)の THERP 手法を用いた。(1.1.2.g. 人的過誤① (1) 人的過誤の評価に用いた手法) ●分析対象とする人的過誤の抽出に当たっては，評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し，それぞれに対して，プラントの運転，保守，点検等，炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し，タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し，人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は，通常状態であり，十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間は余裕時間から決定し，THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また，過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し，過誤回復に期待できるか否かを判断の上，設定した。（1.1.2.g. 人的過誤① (2) 人的過誤の分類及び評価結果 及び (3) 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い） ●イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で，人的過誤評価に用いた主要な仮定として，CRD 点検（交換），LPRM 点検（交換）及び RIP 点検時における冷却材流出の認知失敗確率に極めて小さい値を設定した。(1.1.2.g. 人的過誤①(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定)
h．炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 ③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	①本評価では小イベントツリー／大フォールトツリーのモデルを作成し，計算コードには Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法による定量化を行った。(1.1.2.h 炉心損傷頻度① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法) ②全炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度は停止時 PRA では不要であるため，評価を省略した。（1.1.2.h 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度） ③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。炉心損傷（燃料損傷）に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。(1.1.2.h 炉心損傷頻度③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析)
３．２ 外部事象（地震） a．対象プラントと事故シナリオ ① 対象とするプラントの説明 ●地震ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果	①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）に加え，地震レベル 1PRA を実施するために，プラントの耐震設計や機器配置といった地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。 また，机上検討において十分確認ができないプラント情報を取得すること，及び地震時の事故シ

別紙 10-8

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果	ーケンスの妥当性を確認することを目的として，地震 PRA の観点からリスク上重要な建屋・構築物，機器を対象にプラントウォークダウンを実施し，主に以下の観点にてフラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことの確認を実施した。 ・耐震安全性の確認 ・地震による二次的影響の確認 （1.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ①対象とするプラントの説明） ②重要な建屋・構築物，機器の損傷により炉心損傷に直結する事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的な影響による事故シナリオも広範囲に分析した。選定した事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った結果から，事故シーケンス評価の対象となる起因事象を以下のとおり抽出した。 ・建屋・構築物の損傷（原子炉建屋（R/B）） ・建屋・構築物の損傷（原子炉圧力容器・格納容器（RPV・PCV）） ・格納容器バイパス事象 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 ・計測・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・原子炉補機冷却系喪失 ・交流電源喪失 ・外部電源喪失 ・過渡事象 また，起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物，機器を抽出し，地震 PRA で対象となる建屋・機器リストを作成した。 （1.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析）
b．地震ハザード ① 地震ハザード評価の方法 ●新規制基準（地震，津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ●震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明	①「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全性評価実施基準：2007」の方法に基づき評価した。（1.2.1.b 確率論的地震ハザード①確率論的地震ハザード評価の方法） ②サイトから 30km 程度の範囲内の活断層は，地質調査結果による見解に基づく基準地震動の策定上の評価に準じてモデル化を行った。サイトから 30km 程度以遠の活断層については，地震調査研究推進本部（2012）に基づいてモデル化を行った。また，敷地への影響が大きい活断層については，ロジックツリーにおいて連動を考慮した。日本海東縁部の特定震源モデルについては，地震調査研究推進本部（2009）に基づいてモデル化を行った。また，津波評価で考慮している地震についても考慮した。領域震源モデルについては，垣見・他（2003）の領域区分を参照して，サイトから半径 150km 以内の領域を対象とした。敷地に近い領域については，地震動特性を踏まえ，海域と陸域で領域分けを行った。さらに，基準地震動策定における地質調査の内容を考慮して，敷地から半径

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
③ 地震ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明	30km 以内の領域を設定した。各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定することを基本とし，ロジックツリーにおいて島崎（2009）の知見を考慮した。 地震動伝播モデルとしては Noda et al.(2002)による距離減衰式を用いた。また，ロジックツリーにおいて観測記録に基づく補正の有無を考慮した。 ロジックツリーの作成では，震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において，選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層の連動については，詳細なロジックツリーに展開し評価した。 （1.2.1.b 確率論的地震ハザード②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定） ③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また，基準地震動の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。フラジリティ評価用地震動は，平均値評価による 10^{-4}，10^{-5} の一様ハザードスペクトル形状を比較し，相似形になることを確認した上で，それらを包絡するスペクトルを目標スペクトルとして模擬地震波を作成した。 経時特性を基準地震動の策定と同様に Noda et al.(2002)に基づき地震規模 M=8.1，等価震源距離 Xeq=25km として設定した。(1.2.1.b 確率論的地震ハザード③確率論的地震ハザード評価結果)
c．建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果	①～⑥ 以下の手順でフラジリティ評価を実施した。 ・評価対象と損傷モードの設定 ・評価方法の選択 ・現実的耐力の評価 ・現実的応答の評価 ・フラジリティの評価 建屋フラジリティは現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法），機器フラジリティは耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）を評価手法として採用した。 また，各機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等をもとに，現実的耐力・応答を評価してフラジリティを算出した。なお，構造損傷に関する評価では，各部位及び各評価応力の種類の中から，耐震性評価上厳しいものに着目しフラジリティ評価を実施した。(1.2.1.c-1 建屋のフラジリティ，c-2 建屋・構築物の損傷に係わる基礎地盤のフラジリティ，及び c-3 機器のフラジリティ)
d．事故シーケンス （1）起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度 ●地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	（1） ①地震時特有の要因による分類を踏まえた地震 PRA における起因事象は以下のとおりである。 ・建屋・構築物の損傷（R/B） ・建屋・構築物の損傷（RPV・PCV） ・格納容器バイパス事象

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
●地震固有の事象とその取扱い	・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 ・計測・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・原子炉補機冷却系喪失（全交流動力電源喪失（RCW・RSW 損傷）） ・交流電源喪失（全交流動力電源喪失（非常用ディーゼル発電機損傷）） ・外部電源喪失 ・過渡事象
② 階層イベントツリーとその説明 ●起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明	②階層イベントツリーは，起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ，これらをヘディングとした。(1.2.1.d 事故シーケンス①起因事象)
（2）成功基準 ① 成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性	（2） ①起因事象の発生原因（内的要因か地震要因か）が成功基準の設定に直接関係しないと考えられることから，内的事象レベル 1PRA をベースに成功基準を設定した。 使命時間については，内的事象レベル 1PRA では 24 時間と設定しているのに対し，地震 PRA では，機能喪失した設備の修復，及びサイト内，サイト外からの支援に時間を要することが想定され，これらの修復，支援が可能となるまでの時間として 72 時間を設定した。(1.2.1.d 事故シーケンス②成功基準)
（3）事故シーケンス ① イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング，事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定	（3） ①起因事象の階層イベントツリーと炉心損傷直結事象以外の起因事象に対して，緩和系の状態を表すイベントツリーを作成した。イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用いた。(1.2.1.d 事故シーケンス③事故シーケンス)
（4）システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ●Ｂ及びＣクラス機器の取扱い	（4） ①評価対象システムの各系統の情報や依存性については内的事象レベル 1PRA と同等であるが，それぞれについて地震における故障の分析を行い，起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化に当たっては，内的事象レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとし，既に考慮されている機器故障，人的過誤等に加えて，地震による動的機器や電気的機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加した。さらに地震時特有の建屋・構築物，大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加した。 常用系の耐震クラスが低い給水系，復水系及び PCS は緩和系として期待しない。また，地震動に対する現実的耐力が極端に小さい給水建屋，純水タンク及びろ過水タンクについてフラジリティ評価を実施していないため，地震時には使用不可能と想定した。
② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	②相関性が考えられる全ての構造物，系統，又は機器に対する本評価モデルにおける相関性の取扱いは，同一系統での同種の機器間において損傷の完全相関（完全従属）を仮定する方法を採用した。
③ システム信頼性評価結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合）	③フォールトツリーごとにミニマルカットセットを抽出する方法ではなく，全てのフォールトツリーに対する論理及び基事象のチェックや主要な事故シーケンスにおけるミニマルカットセット抽出に

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 （５）人的過誤 ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ●人的過誤評価用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果 （６）炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 ③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	よる従属性を考慮した俯瞰的なレビュー等により，フォールトツリーの論理モデルの妥当性を確認した。 ④本評価では，システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。 (1.2.1.d 事故シーケンス④システム信頼性) （５） ①地震発生後の運転員操作に対する人間信頼性解析手法には，内的事象レベル 1PRA で採用している THERP 手法（NUREG/CR-1278）を採用した。中央制御室操作について，地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態は，運転員操作の阻害要因となることから，地震発生後の比較的短時間（地震発生後数時間以内）での運転員操作の定量化においては，地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態を仮定した。現場操作については，本評価では，AM 策で実施した各対策については評価対象外としているため，地震発生後の AM 策に係る現場操作は期待していない。(1.2.1.d 事故シーケンス⑤人的過誤) （６） ①事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。計算コードは，内部事象と同様のコード（Safety Watcher）を用いた。 ②起因事象別の炉心損傷頻度，炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度及び加速度区分別の炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。 なお，地震レベル 1.5PRA は今回実施しないため，プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。 ③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。 (1.2.1.d 事故シーケンス⑥炉心損傷頻度)
３．２ 外部事象（津波） a．対象プラントと事故シナリオ ① 対象とするプラントの説明 ●津波ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果	①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）に加え，津波レベル 1PRA を実施するために，プラントの耐津波設計や機器配置といった津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。 また，机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため，主に以下の観点でプラントウォークダウンを実施し，対象機器及び開口部（貫通部）等について，図面との相違や過不足等がないことを確認した。 ・津波影響 ・間接的影響の有無

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果	・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） （1.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ①対象とするプラントの説明） ②津波 PRA 学会標準を参考に津波による影響を，直接的な被災による事故シナリオと間接的な被災による事故シナリオに区別して分析し，津波により誘発される起因事象を分析し，以下のとおり選定した。 ・外部電源喪失 ・直流電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・最終ヒートシンク喪失（原子炉補機冷却系機能喪失） ・過渡事象（全給水機能喪失等） また，津波による損傷によりプラントに影響を及ぼす機器を考慮し，建屋・機器リストを作成した。 （1.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析）
b．津波ハザード ① 津波ハザード評価の方法 ●新規制基準（地震，津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 ② 津波ハザード評価に当たっての主要な仮定 ●津波発生モデル，津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③ 津波ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と，各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明	①確率論的津波ハザードの検討に当たっては，地震による津波を検討対象とし，解析手順については「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」及び「確率論的津波ハザード解析の方法(土木学会，2011)」に基づき評価した。(1.2.2.b 確率論的津波ハザード①確率論的津波ハザード評価の方法) ②認識論的不確かさとして，地震規模，平均発生間隔，波源のモデル化等を考慮した。偶然的不確かさとして，津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリー及び分岐の重みについては，2011 年東北地方太平洋沖地震後の知見を反映して設定した。津波伝播の数値シミュレーションは，基準津波の評価と同じ手法を用いて検討を実施した。（1.2.2.b 確率論的津波ハザード①確率論的津波ハザード評価の方法 及び②確率論的津波水位評価の概要） ③ロジックツリーをもとに津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。最高水位・最低水位の年超過確率はいずれも 10^{-4}～10^{-5}程度である。(1.2.2.b 確率論的津波ハザード③津波ハザード曲線の評価結果)
c．建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等）	①プラント情報の収集・分析で得られた建屋・機器フラジリティ評価関連情報と事故シナリオの検討において抽出された建屋・機器リストに基づき，起因事象及び緩和系に着目して評価対象とする建屋・機器を設定した。次に，対象とする建屋・機器が津波によって機能喪失に至る影響モードを検討した。その結果，動的・電気的な機器の「被水・没水」による損傷を評価対象として抽出した。 （1.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ①評価対象と損傷モードの設定） ②～⑥ 動的・電気的な機器に対する「被水・没水」の損傷モードでは，海水が各機器の設置高さに到達

別紙 10-13

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
④ フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果	した時点で，当該機器が確率 1 で損傷すると仮定した。津波の高さが，建屋の浸水口高さと機器の設置高さのいずれよりも高い場合に「被水・没水」するとした。(1.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ②フラジリティ評価について)
d．事故シーケンス （1）起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度 ●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と，対象外とした理由 ●津波固有の事象とその取扱い ② 階層イベントツリーとその説明 ●起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 （2）成功基準 ① 成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 （3）事故シーケンス ① イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング，事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定	（1） ①津波 PRA では以下の起因事象を抽出した。 ・外部電源喪失（12m≦x）(12m は低起動変圧器の設置高さ) ・直流電源喪失（6.5m≦x） ・全交流動力電源喪失（4.8m≦x） ・最終ヒートシンク喪失（原子炉補機冷却系機能喪失）（4.2m≦x(7 号炉)，4.4m≦x(6 号炉)） ・過渡事象（全給水機能喪失等）(3.5m≦x) なお，上記の起因事象を発生させる各機器は，各々の損傷高さまで浸水した時点で，確率 1 で機能喪失すると評価していることから，起因事象発生頻度は各機器の損傷が起因事象となる津波が発生する範囲の年超過頻度と同じとなる。 ②本評価では，津波高さに応じて発生する起因事象が変化することから，津波高さの順に起因事象を並べたイベントツリーを作成した。 (1.2.2.d 事故シーケンス(1)起因事象) （2） ①炉心損傷防止の成功基準は，内部事象 PRA と津波 PRA での相違がないため，基本的に内部事象 PRA で設定した成功基準（過渡事象・手動停止）を用いた。 また，福島第一及び第二原子力発電所における被災直後の対応も踏まえて，被災直後はプラント周辺のアクセス性が悪化すること等を考慮し，外部支援等に期待可能となるまでの時間として，使命時間は 72 時間とした。(1.2.2.d 事故シーケンス(2)成功基準) （3） ①起因事象の発生要因は津波と内的事象では異なるが，起因事象発生後の緩和設備は内部事象と同様の設備に期待した。そのため，内部事象のイベントツリーをもとに，前述の成功基準を考慮してイベントツリーを作成した。(1.2.2.d 事故シーケンス(3)事故シーケンス)

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
（4）システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ●Ｂ及びＣクラス機器の取扱い ② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③ システム信頼性評価結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合） ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	（4） ①内部事象 PRA に際してまとめた情報や，津波による機器ごとの損傷モードとプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを用い，評価対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性は内部事象 PRA と同じである。 ②機器間の相関について，系統間の従属性の取り扱いは内部事象レベル 1PRA と同様とした。また，津波の影響については，建物内に浸水した場合，フロア全体が一様な深さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失するとした。 ③システムの非信頼度は，内部事象レベル 1PRA と同様の評価を用いた。 本評価では，機器の機能喪失の原因のほとんどが「被水・没水」である。仮にミニマルカットセットを抽出しても，各機器の機能喪失の原因は建屋への浸水経路に依存することとなる。即ち，建屋への浸水経路に止水等の対策を施すことによって炉心損傷を防止できることが明らかである。このため，MCS は抽出しない。 ④最終ヒートシンク喪失時の高圧注水（RCIC）については，水没又はタービン排気圧高あるいは，直流電源の枯渇による RCIC タービントリップによって機能喪失に至るものと考え，当該ヘディングの失敗確率を 1 として評価した。(1.2.2.d 事故シーケンス(4)システム信頼性)
（5）人的過誤 ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い ●人的過誤評価用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果	（5） ①本評価においては，人的過誤の要素を考慮するヘディングが存在しない。(1.2.2.d 事故シーケンス(5)人的過誤)
（6）炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	（6） ①事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。計算コードは，内部事象と同様のコード（Safety Watcher）を用いた。 ②津波シナリオ区分ごとの炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。 なお，津波レベル 1.5PRA は今回実施しないため，プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。 ③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。 重要度解析は，各基事象の炉心損傷頻度やシステムの非信頼度への寄与を評価する手法であるが，緩和系の機能喪失の原因は T/B のマンホールから津波が浸水することによる「被水・没水」であり，有効な対策はマンホールの止水対策となるため，機器の重要度に関係ないものとなる。そのた

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
	め重要度解析は実施しない。 (1.2.2.d 事故シーケンス(6)炉心損傷頻度)
４．レベル１．５ＰＲＡ ４．１ 内部事象 ａ．プラントの構成・特性 ① 対象プラントに関する説明 ●機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など	①対象プラントの機器･系統の配置，形状･設備容量，事故の緩和操作，燃料及び溶融炉心(デブリ)の移動経路を整理した。(2.1.1.a プラントの構成・特性)
ｂ．プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度 ●プラント損傷状態ごとの発生頻度	①② 内部事象出力運転時レベル 1PRA で得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて，事象の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態(PDS)を定義し，PDS の分類及び発生頻度を評価した。(2.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度)
ｃ．格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明	① ●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することによって格納容器破損モードを抽出した。(2.1.1.c 格納容器破損モード) ●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し，事故進展に応じて想定される，格納容器の健全性に影響を与える負荷を，発生時期に沿って示した。(2.1.1.c 格納容器破損モード) ●抽出した負荷，負荷の概要及び格納容器破損モードの説明を示した。(2.1.1.c 格納容器破損モード)
ｄ．事故シーケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した，重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動，運転員操作（レベル１との整合性を含む)，ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果	①② PDS ごとに事故進展フェーズを考慮して，緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状況を分析し，格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を選定した。また，選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮して順序付けして，格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーの最終状態へ格納容器破損モードを割り付けた結果をあわせて示した。(2.1.1.d 事故シーケンス)

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
ｅ．事故進展解析 ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ●事故シーケンス選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シーケンス一覧 ●対象事故シーケンスの説明 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シーケンスの解析結果	①解析対象事故シーケンスの選定に当たっては，操作時間余裕が厳しくなる観点，発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス及び基本解析条件を示した。(2.1.1.ｅ ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明) ②選定した各事故シーケンスについて，プラントの熱水力挙動の解析を実施した結果を記載した。(2.1.1.ｅ ② 事故シーケンスの解析結果)
ｆ．格納容器破損頻度 ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ③ 格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率を設定，又はフォールトツリーをリンキングし，PDS ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードには Safety Watcher を用いた。(2.1.1.ｆ ① 格納容器破損頻度の評価方法) ②シビアアクシデント現象のヘディングにおいて，不確実さが大きい現象に対しては，当該現象の支配要因，不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし，分解イベントツリー(DET)手法等を用いて，分岐確率を設定した。事故の緩和手段に関するヘディングについては，レベル 1PRA のフォールトツリーをもとに，フォールトツリーを作成することにより，緩和手段の非信頼度（分岐確率）をモデル化した。(2.1.1.ｆ ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率) ③評価結果を整理し，全格納容器破損頻度，PDS 別の格納容器破損頻度，格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を整理し，主要な事故シーケンスの分析を実施した。さらに，レベル 1PRA にて実施した基事象別の重要度評価結果から，レベル 1.5PRA で支配的な因子を分析した。(2.1.1.ｆ ③ 格納容器破損頻度の評価結果 及び 2.1.1.ｆ ④ 重要度評価について)
ｇ．不確実さ解析及び感度解析 ① 不確実さ解析結果 ② 感度解析結果	①PRA 結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係る格納容器破損頻度の寄与割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を実施した。(2.1.1.ｇ ① 不確実さ解析) ②格納容器破損頻度を解析するモデル上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。(2.1.1.ｇ ② 感度解析)
４．２ 外部事象（地震） ａ．プラントの構成・特性 ① 対象プラントに関する説明 ●機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ ●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果	地震レベル 1.5PRA については，以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり，標準的な PRA 手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが，これらの損傷評価に関して，現時点では損傷箇所，損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから，地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は，地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ，格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
●建物・機器リストの作成結果	
b．地震ハザード ① 地震ハザード評価の方法 ●新規制基準（地震，津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ●震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③ 地震ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明	同上
c．建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果	同上

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
d．プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度	同上
e．格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明	同上
f．事故シーケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した，重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動（レベル１との整合性を含む)，運転員操作，ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け	同上
g．事故進展解析 ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ●事故シーケンス選定の考え方 ●選定した事故シーケンスと説明 ●事故進展解析の解析条件 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シーケンスの解析結果	同上
h．格納容器破損頻度 ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●使用した分岐確率 ③ 格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	同上

「ＰＲＡの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	
ｉ．不確実さ解析及び感度解析 ① 不確実さ解析結果 ② 感度解析結果	同上
５．その他 ａ．専門家判断 ① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ② 専門家判断の導出のプロセス	 ①評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合，専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し，専門家判断を実施した。
ｂ．ピアレビュー ① ピアレビューチーム及びメンバー構成 ●海外の専門家も含めたメンバーであること ② ピアレビューの手順 ③ ピアレビューの結果 ④ ピアレビュー結果のＰＲＡへの反映状況	 ①レビュアーの選定に当たっては，専門性，経験，独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して選定した。 ●今回実施したレビュー方法を含め，PRA 全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため，PRA について経験豊富な海外レビュアーを招聘し，米国での PRA 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため，オンサイトレビュー前に，各レビュアーに PRA の概要説明資料を提出した。これに基づき，各レビュアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。レビューに際しては，適宜 PRA 実施者とレビュアーとの質疑応答を行い，評価の詳細や具体的な課題を共有した。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は 0 件であり，今回実施した PRA の結果に影響を及ぼすと考えられるような技術的な問題点はないことが確認された。また，システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。 ④人間信頼性解析については，人的過誤確率の算出方法に関する推奨事項が抽出されたため，PRA の見直しを実施した。その他，今後の PRA の品質向上に向けた推奨事項については精査の上，PRA の品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。
ｃ．品質保証 ① ＰＲＡを実施するに当たって行った品質保証活動 ●ＰＲＡの実施体制 ●更新，記録管理体制	 ①品質保証活動に基づく社内基準に従って PRA を実施した。 ●実施に当たっては PRA を含む関連分野に深い知識，経験を有する者を選定した。また，解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。 ●文書化，記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。

別紙 10-20