

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-9 改4
提出年月日	平成29年12月28日

# 東海第二発電所

## 重大事故等対策の有効性評価

### 比較表

平成29年12月  
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

## 目 次

### 重大事故等対策の有効性評価

#### 1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

#### 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

##### 2.1 高圧・低圧注水機能喪失

##### 2.2 高圧注水・減圧機能喪失

##### 2.3 全交流動力電源喪失

###### 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

###### 2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）

###### 2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

##### 2.4 崩壊熱除去機能喪失

###### 2.4.1 取水機能が喪失した場合

###### 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

##### 2.5 原子炉停止機能喪失

##### 2.6 L O C A時注水機能喪失

##### 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）

#### 3. 重大事故

##### 3.1 雰囲気気圧力・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

###### 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

- 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
    - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
    - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
    - 3.4 水素燃焼
    - 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
  - 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
    - 4.1 想定事故 1
    - 4.2 想定事故 2
  - 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
    - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
    - 5.2 全交流動力電源喪失
    - 5.3 原子炉冷却材の流出
    - 5.4 反応度の誤投入
  - 6. 必要な要員及び資源の評価
- 付録 1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>7.2.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>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、「6.2 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。</p> <p>(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</p> <p>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－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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。</p>	<p>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）</p> <p>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</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>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、長期TB、TBU、TBP、TBD 及びLOCAである。</p> <p>(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</p> <p>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異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失（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、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－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、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器破損に至る。</p> <p>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常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によって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。</p> <p>また、格納容器内における水素燃焼を防止するため、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに、格納容器内へ窒素を注入することによって、格納容器の破損を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードは、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・雰囲気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でき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。</p> <p>なお、「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の本格納容器破損モードに対する評価については、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認する。</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p> <p>・期待するSA設備の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策</p> <p>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。</p> <p>本格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7.2.1.2-1図から第7.2.1.2-4図に、対応手順の概要を第7.2.1.2-5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7.2.1.2-1表に示す。</p> <p>本格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。</p> <p>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7.2.1.2-6図に示す。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.2.1 格納容器破損防止対策</p> <p>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、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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段及び格納容器除熱手段、長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。対策の概略系統図を第3.1.2-1図に、対応手順の概要を第3.1.2-2図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第3.1.2-1表に示す。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.1）</p> <p>本格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、必要な要員は災害対策要員（初動）20名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員2名である。災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員4名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員2名である。必要な要員と作業項目について第3.1.2-3図に示す。</p> <p>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、代替循環冷却系を使用できない場合の災害対策要員（初動）21名及び参集要員5名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム、LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失（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。また、主蒸気隔離弁の閉止、再循環ポンプの停止及びLOCAが発生したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム、LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>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。</p>	<p>・期待するSA設備の違い</p> <p>・期待するSA設備の違い</p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される</p> <p>・東海第二では招集要員は2時間以内に参集可能なことを確認していることから、2時間以降に期待する評価としている</p> <p>・東海第二では格納容器頂部注水の着手判断に達しないため実施しない</p> <p>・記載箇所の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。            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。</p> <p>d. 水素濃度監視            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。</p> <p>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</p>	<p>b. 原子炉への注水機能喪失の確認            原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。            原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量である。</p> <p>c. 炉心損傷の確認            原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上となった場合とする。            炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。            （添付資料 3.1.3.2）</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認            全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・東海第二では代替格納容器スプレイ</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源供給を開始し、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。具体的には、格納容器スプレイ弁と原子炉注水弁を用いて中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイと原子炉注水に分配し、それぞれ連続で格納容器スプレイ及び原子炉注水を実施する。</p> <p>(a) 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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</p> <p>原子炉注水に伴い炉心部で発生する過熱蒸気により、格納容器圧力及び雰囲気温度が急激に上昇する。格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた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のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>(c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプ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で、原子炉圧力容器破損に至ることなく、ジェットポンプ上端（以下「原子炉水位L0」という。）以上まで原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>なお、LOCAにより格納容器雰囲気温度が上昇し、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ている場合は、水位不明と判断する。</p> <p>水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>水位不明と判断した場合、原子炉水位L0まで冠水させるために必要な水量を注水する。具体的には、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</p>	<p>と代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>・BWR 5 と ABWR の設計の相違</p> <p>・原子炉水位不明時の対応手順の相違</p>

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水素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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>原子炉水位LOまで冠水した後は，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始後に，サブプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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）による格納容器冷却を停止する。なお，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱ができない場合は，サブプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.2.2, 3.1.3.3)</p> <p>f. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</p> <p>h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている）</p> <p>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>g. 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、M/C 2 C 電圧及びM/C 2 D 電圧である。</p> <p>i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</p> <p>j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお、有効性評価においては、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。</p> <p>ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。</p> <p>k. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後、中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。</p> <p>緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作に必要な計装設備は、緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。</p> <p>l. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作</p> <p>緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。具体的には、原子炉注水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。</p> <p>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、代替循環冷却系原子炉注水流量等であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、代替循環冷却系による原子炉注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、代替循環冷却系により継続的に行う。</p>	<p>・緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>容器内酸素濃度等である。</p>	<p>m. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作        代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は、水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ熔融炉心・コンクリート相互作用の影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約 1m に調整することが目的であるため、格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認後、ペDESTAL（ドライウェル部）への注水を停止する。その後、ペDESTAL（ドライウェル部）水はサプレッション・プールに排水され、格納容器下部水位は約 1m に調整される。        常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。</p> <p>n. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作        炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作の実施後は、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。        水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作に必要な計装設備は、格納容器内水素濃度（SA）である。</p> <p>o. サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作        水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH 制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水の pH を 7 以上に制御することで、サプレッション・プール水中での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。</p> <p>p. 使用済燃料プールの冷却操作        代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>q. 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作        格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、「6.2 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。</p> <p>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、サブプレッション・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。</p> <p>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熔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。</p> <p>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、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。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>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7.2.1.2-2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。</p> <p>a. 事故条件</p>	<p>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作に必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度（SA）等である。</p> <p>r. タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。</p> <p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、LOCAに属する事故シーケンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が多いため、対応時の時間余裕、必要な設備容量の観点で厳しい大破断LOCAに加えて、ECCS注水機能が喪失する「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、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、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</p> <p>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、格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・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格納容器における格納容器内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熔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、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスに対する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。</p> <p>a. 事故条件</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p> <p>・東海第二では、有効性評価における考慮として全交流動力電源喪失の重畳を仮定</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(a) 起回事象 起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、<b>残留熱除去系の吸込配管</b>とする。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<b>事象の発生と同時に発生するものとする。</b></p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 <b>最大 300m<sup>3</sup>/h</b>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<b>弁の切替えにて実施する。</b></p> <p>(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、<b>140m<sup>3</sup>/h</b>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<b>弁の切替えにて実施する。</b></p>	<p>(a) 起回事象 起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、<b>再循環配管（出口ノズル）</b>とする。  (添付資料 1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし、さらに、<b>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。</b></p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものとする。 安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、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による水素及び酸素の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。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、<b>原子炉水位低（レベル3）</b>信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、<b>事象発生と同時に閉止するものとする。</b></p> <p>(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、<b>事象発生と同時に停止するものとする。</b></p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水は <b>230m<sup>3</sup>/h（一定）</b>を用いるものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて<b>流量分配することで実施する。</b>  (添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器冷却は、常設低圧代替注水系 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、<b>130m<sup>3</sup>/h（一定）</b>を用いるものとする。なお、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて<b>流量分配することで実施する。</b>  (添付資料 3.1.2.3)</p>	<p>・ BWR 5 と ABWR の設計の相違</p> <p>・ 東海第二では、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムを設定</p> <p>・ 設備設計及び運用の違い</p> <p>・ 設備設計及び運用の違い</p> <p>・ 設備設計及び運用の違い（東海第二）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>(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<sup>3</sup>/h の流量で原子炉注水を行う。</p> <p>(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<sup>3</sup>/h とし、原子炉注水へ約 90m<sup>3</sup>/h、格納容器スプレイへ約 100m<sup>3</sup>/h にて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。</p> <p>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、「6.3.5 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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(f) 格納容器下部注水系（常設）            格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウエル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作についても考慮しない。</p> <p>(g) 代替循環冷却系            代替循環冷却系の循環流量は、炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、全体で 250m<sup>3</sup>/h とし、ドライウエルへ 150m<sup>3</sup>/h、原子炉へ 100m<sup>3</sup>/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。</p> <p>(h) 緊急用海水系            代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき約 14MW（サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。</p> <p>(i) 可搬型窒素供給装置            可搬型窒素供給装置は、窒素 198m<sup>3</sup>/h 及び酸素 2m<sup>3</sup>/h の流量で格納容器内に注入するものとする。</p> <p>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。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 25 分後から開始する。なお、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替循環冷却系の起動により停止する。</p> <p>(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は、緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して、事象発生 90 分後から開始するものとする。</p> <p>(c) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始する。なお、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は格納容器圧力 310kPa [gage] 到達により停止する。</p>	<p>は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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 7.2.1.2-7 図から第 7.2.1.2-9 図に、燃料最高温度の推移を第 7.2.1.2-10 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 7.2.1.2-11 図から第 7.2.1.2-14 図に示す。</p> <p>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</p>	<p>(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件</p> <p>(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。</p> <p>(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出されるものとする。</p> <p>(c) 格納容器内に放出された Cs-137 は、格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>(d) 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>i) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及び AEC の式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>ii) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋の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。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を 1 回/日（設計値）とする。<b>なお、原子炉建屋ガス処理系の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。</b></p> <p>原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し、起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>iii) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。</p> <p>(添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5)</p> <p>(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 3.1.2-4 図から第 3.1.2-8 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.2-9 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第 3.1.2-10 図から第 3.1.2-15 図に示す。</p> <p>a. 事象進展          大破断 LOCA 時に高圧・低圧注水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 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</p>	<p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水素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。</p> <p>b. 評価項目等          格納容器圧力は、第7.2.1.2-11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。</p> <p>※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<math>8 \times 10^5 \text{mol}</math>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<math>8 \times 10^3 \text{mol}</math>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・</p>	<p>る。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約9分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約27分後に燃料温度は2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から25分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプ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、炉心は冠水する。</p> <p>(添付資料3.1.2.6)</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため、原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p> <p>事象発生から90分経過した時点で、代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系による原子炉注水により、冷却材の一部は破断口から流出するが、熔融炉心は原子炉水位L0位置相当で冠水維持される。また、格納容器除熱により、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下する。</p> <p>事象発生から約84時間後に格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達し、可搬型窒素供給装置によるサプレッション・チェンバへの窒素注入を実施するため格納容器圧力が徐々に上昇するが、事象発生から約164時間後に格納容器圧力が310kPa [gage]に到達し窒素注入を停止するため、格納容器圧力の上昇は停止する。</p> <p>b. 評価項目等          格納容器圧力は、第3.1.2-10図に示すとおり、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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による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、格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約0.31MPa [gage]となり、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）を下回る。なお、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164時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の3%未満であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>(添付資料3.1.2.7)</p>	<p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p> <p>・東海第二は評価の詳細を添付資料に記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>格納容器温度は、第7.2.1.2-12 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。</p> <p>第7.2.1.2-7 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7.2.1.2-11 図及び第7.2.1.2-12 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。</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 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。</p> <p>(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-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。</p> <p>また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「7.2.4 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>格納容器雰囲気温度は、第3.1.2-11 図に示すとおり、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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による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、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139℃となり、評価項目である200℃を下回る。なお、事象発生直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約202℃となるが、この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約137℃であり、評価項目である200℃を下回る。</p> <p>(添付資料3.1.2.8)</p> <p>第3.1.2-4 図及び第3.1.2-6 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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3.1.2-10 図及び第3.1.2-11 図に示すとおり、90 分後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱を行うことによって、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>大気中へのCs-137 放出量は約7.5TBq（事象発生7 日間）であり、評価項目である100TBq を下回る。また、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放出量評価を行った結果、約7.5TBq（30 日間）及び約7.5TBq（100 日間）であり、いずれの場合も100TBq を下回る。なお、放出量評価においては、原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず、これらの効果を考慮した場合、放出量は小さくなる。</p> <p>(添付資料3.1.2.4, 3.1.2.5)</p> <p>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)か</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>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熔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－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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>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、「6.7 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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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COR A 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、炉心熔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</p>	<p>ら(3)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－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、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。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料3.1.2.7, 3.1.2.9, 3.1.2.10, 3.1.3.13)</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム－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。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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COR A 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、炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、高圧・低圧注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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、常設低圧代替注</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>与える影響は小さい。</p> <p>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、速やかに低压代替注水系（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。</p> <p>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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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。</p> <p>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</p>	<p>水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>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S A F E R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、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E R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、高圧・低压注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（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。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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、リロケーション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。</p> <p>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</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>炉心損傷後の格納容器における格納容器内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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 3.1.2.11）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>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、注水操作による燃料有効長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。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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雰囲気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。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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熔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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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7.2.1.2-2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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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に対応したものとされており、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、<b>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）</b>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。</p> <p>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、サブプレッション・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</p>	<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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熔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。</p> <p>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、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。</p> <p>炉心損傷後の格納容器における格納容器内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。</p> <p>(添付資料3.1.2.11)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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、設計値を用いるか又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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は燃焼度約33GWd/t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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シーケンスでは、<b>格納容器圧力及び雰囲気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</b>、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、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</p>	<p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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 に対応したものであり、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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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（常設低圧代替注水系ポンプを用いた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。</p> <p>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。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位を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。</p> <p>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）、格納容器圧力及び雰囲気温度の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。</p> <p>機器条件の緊急用海水系は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して最確条件は燃焼度約 33Gwd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレイ冷却系及び代替循環冷却系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。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、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。</p>	<p>・設備設計及び運用の違い（東海第二は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない）</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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ーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 7.2.1.2-15 図及び第 7.2.1.2-16 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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</p>	<p>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、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2-16 図及び第 3.1.2-17 図に示すとおり、格納容器圧力及び温度は、それぞれ評価項目である最高使用圧力の 2 倍(0.62MPa[gage])及び 200℃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。</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度の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。</p> <p>機器条件の緊急用海水系は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11, 3.1.2.12)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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 25 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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作については認知に 10 分間、操作所要時間に 6 分間、常設低圧代替注水系ポンプを用</p>	<p>・設備設計及び運用の違い（東海第二は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない）</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については操作所要時間に9分間、合計25分間を想定しており、解析上の操作開始時間と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は、解析上の運転開始時間として事象発生から90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、代替循環冷却系運転は事象発生90分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運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり、緊急用海水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作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が、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.11）</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</li> <li>・緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>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7.2.1.3-14図から第7.2.1.3-16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。</p> <p>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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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、実際の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び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、緊急用海水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、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>(添付資料3.1.2.11)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>第3.1.3-16図から第3.1.3-18図に示すとおり、操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分程度の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（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り、時間余裕がある。</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</p> <p>・緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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ブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。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。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>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。</p> <p>7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、「7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり28名である。「7.5.2 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（原子炉ウエル注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。</p> <p>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。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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、「7.5.1(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。</p> <p>a. 水源</p> <p>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</p>	<p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作については、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び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90分であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生約14時間後であり、約12時間の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料3.1.2.11, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>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。</p> <p>3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり20名であり、災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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、以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p>	<p>・東海第二では、代替スプレイを考慮しない場合に対する時間余裕を記載</p> <p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,800m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、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。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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。</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、6号炉で約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。</p> <p>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。</p>	<p>及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約400m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはなく、7日間の対応が可能である。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7日間の対応が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.13）</p> <p>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入について、事象発生直後から7日間の可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、約18.5kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型窒素供給装置による7日間の格納容器内への窒素注入の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.14）</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要となる負荷は約2,413kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kW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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.15）</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2.5 結論</p> <p>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－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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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－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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>3.1.2.5 結論</p> <p>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、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－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、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段及び格納容器除熱手段、<b>長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入</b>手段を整備している。</p> <p>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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」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。</p> <p>上記の場合においても、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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）による格納容器冷却、並びに代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、格納容器冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、格納容器圧力逃がし装置を使用せず、ジルコニウム－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、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、安定状態を維持することができる。</p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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）による格納容器冷却、代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱、<b>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入</b>手段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。</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第 7.2.1.2-1 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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉炉心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】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【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れば、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、代替原子炉補給冷却系、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により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) による原子炉排水	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。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、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 燃料タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 復水供給水系統流量 (RR B 系代替注水系統流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) ドライウエル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

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) (1/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>運転時の異常な過渡変化、原子炉炉心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。</li> <li>主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。</li> <li>格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁*	-
原子炉への注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。</li> </ul>	-	-
炉心損傷の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上の場合とする。</li> </ul>	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 ドライウエル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>以上により、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

東海第二発電所

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第7.2.1.2-1 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100℃に到達した場合、推進手段により原子炉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。推進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 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2級) タンクローリ (4tL, 16tL)	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (0/MP) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水流量 (RRK 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、原子炉格納容器冷却	代替原子炉循環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る。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 (レベルン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には可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉注水を実施し、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、代替循環冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器冷却を開始する。代替循環冷却系からの循環流量は、原子炉注水人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監視する。	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 (4tL, 16tL)	格納容器内圧力 (0/MP) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位 復水補給水流量 (RRK A系代替注水流量) 復水補給水流量 (RRK B系代替注水流量) 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 格納容器内酸素濃度

【】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

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) (2/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室から緊急用母線を受電する。作業により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> <li>緊急用母線の受電を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。</li> <li>原子炉冷却材喪失により、ドライウエル雰囲気温度の指示が原子炉炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位LOまで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</li> <li>非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の機能回復操作を実施する。</li> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びボース敷設等を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	緊急用M/C電圧 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉炉圧力 * 原子炉炉圧力 (SA) ドライウエル雰囲気温度 * ドライウエル炉圧力 * サブプレッジョン・チェンバ圧力 * 代替淡水貯槽水位	
電源確保操作対応		—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作		西側淡水貯槽水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

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) (3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を介して非常用母線 2C 及び 2D を受電する。	常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を介して非常用母線 2C 及び 2D を受電する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	計装設備 M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧*
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	-
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系*	ほう酸水注入ポンプ 吐出圧力*
緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保操作	常設低圧代替海水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替海水系 (常設) による原子炉注水を開始後、中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。	緊急用海水ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器)

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

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) (4/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動すること、原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。</li> </ul>	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・プール* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A.広帯域) 原子炉水位 (S.A.燃料域) ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水 (常設) によるベデスタル (ドライウエル) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水 (常設) によるベデスタル (ドライウエル) への注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水 (常設) によるベデスタル (ドライウエル) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水 (常設) によるベデスタル (ドライウエル) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	格納容器内水素濃度 (S.A) 格納容器内酸素濃度 (S.A)
サプレッション・プール* H制御装置による薬液注入操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール* H制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。</li> </ul>	-	-	-

\* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
 □ : 有効性評価上考慮しない操作

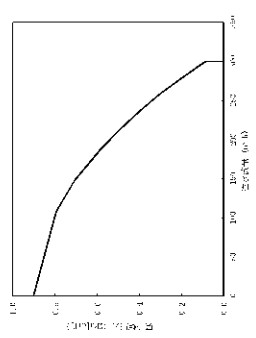
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																				
	<p>第 3.1.2-1 表 「雰囲気気圧力・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) (5/5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1329 1604 1638 1837">操作及び確認</th> <th data-bbox="1329 1062 1638 1604">手順</th> <th data-bbox="1329 856 1638 1062">常設設備</th> <th data-bbox="1329 695 1638 856">可搬型設備</th> <th data-bbox="1329 300 1638 695">重大事故等対処設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1389 1604 1578 1837">使用済燃料プールの冷却操作</td> <td data-bbox="1389 1062 1578 1604">                     ・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。                      ・格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。                      ・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。                 </td> <td data-bbox="1389 856 1578 1062">-</td> <td data-bbox="1389 695 1578 856">-</td> <td data-bbox="1389 300 1578 695">-</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1578 1604 1638 1837">可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作</td> <td data-bbox="1578 1062 1638 1604"></td> <td data-bbox="1578 856 1638 1062">-</td> <td data-bbox="1578 695 1638 856">可搬型窒素供給装置</td> <td data-bbox="1578 300 1638 695">格納容器内酸素濃度 (S.A)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1638 1604 1697 1837">タンクローリによる燃料給油操作</td> <td data-bbox="1638 1062 1697 1604"></td> <td data-bbox="1638 856 1697 1062">可搬型設備用軽油タンク</td> <td data-bbox="1638 695 1697 856">タンクローリ</td> <td data-bbox="1638 300 1697 695">-</td> </tr> </tbody> </table> <p>■：有効性評価上考慮しない操作</p>	操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	重大事故等対処設備	使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 ・格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 ・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	-	-	-	可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作		-	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度 (S.A)	タンクローリによる燃料給油操作		可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-	
操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	重大事故等対処設備																		
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 ・格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 ・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	-	-	-																		
可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作		-	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度 (S.A)																		
タンクローリによる燃料給油操作		可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-																		



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.2-2 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		
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-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		
事故条件				
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) (1/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
解析コード	MAAP	本評価事故シナケケンスの重要現象を評価できる解析コード		
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定		
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定		
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート下端から +126cm)	通常運転水位を設定		
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定		
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) は、熱水力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		
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定		
格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定		
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定		
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定		
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定		

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.2-2 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		
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を設定		
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水, その後は炉心を冠水維持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)	140m <sup>3</sup> /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)	90m <sup>3</sup> /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 190m <sup>3</sup> /h とし, 原子炉注水へ約 90m <sup>3</sup> /h, 格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h に流量を分配	代替循環冷却系の設計値として設定		
重大事故等対策に関連する機器条件				
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) (2/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
サブプレッション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として, 保安規定の運転上の制限における下限値を設定		
サブプレッション・プール水温度	32℃	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として, 保安規定の運転上の制限における上限値を設定		
ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	設計値を設定		
外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として, 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定		
ペデスタル (ドライウエル部) のプール水	考慮しない	ペデスタル (ドライウエル部) には通常運転時からプール水が存在するが, 格納容器の熱容量に寄与することから, 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として, ペデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮しない		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.2-2 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	項目	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
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) (3/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断		原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失		高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし		安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮		水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気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

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

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) (4/5)

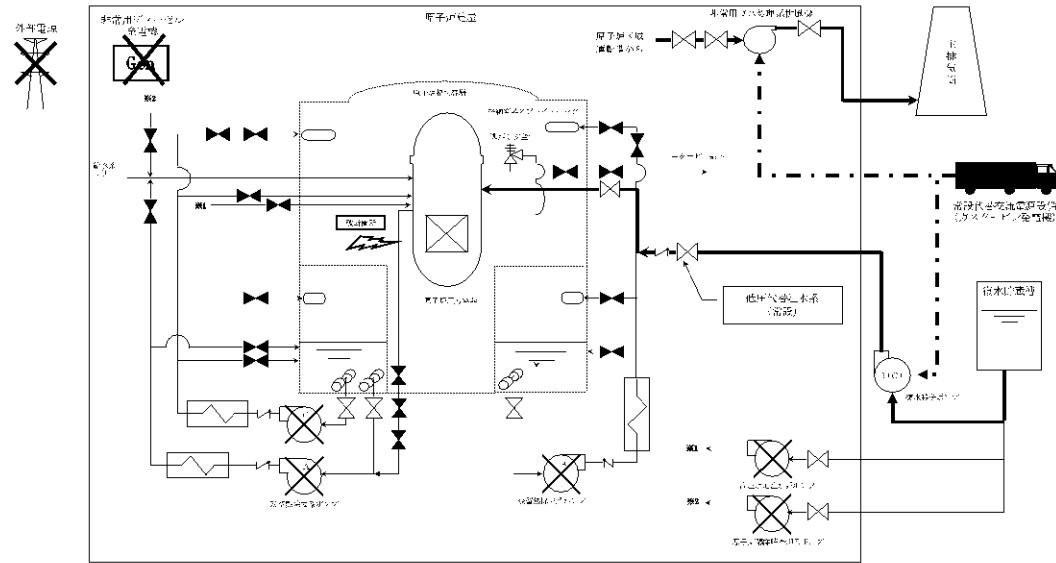
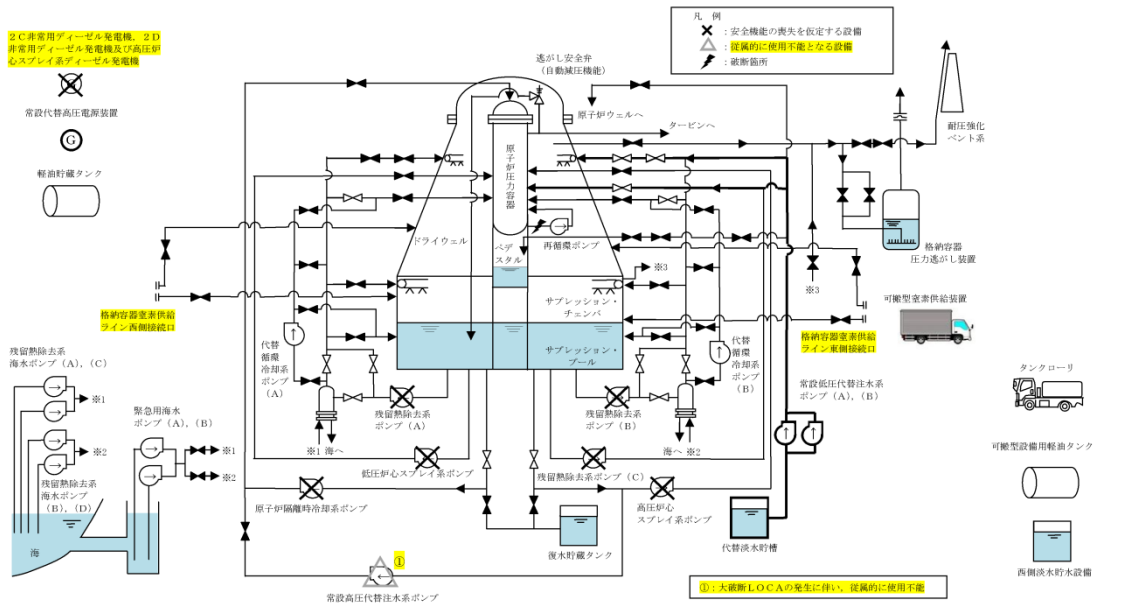
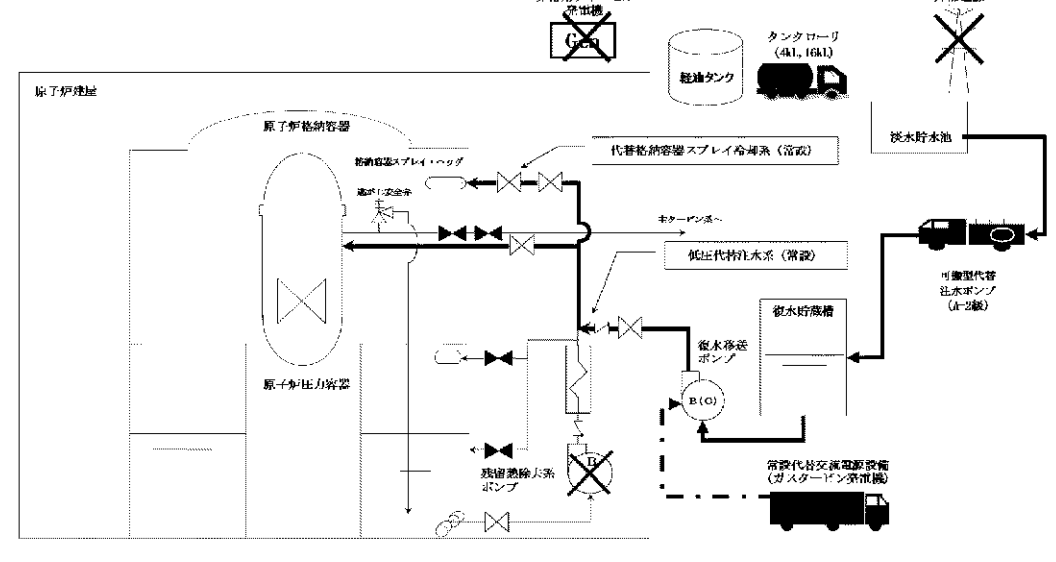
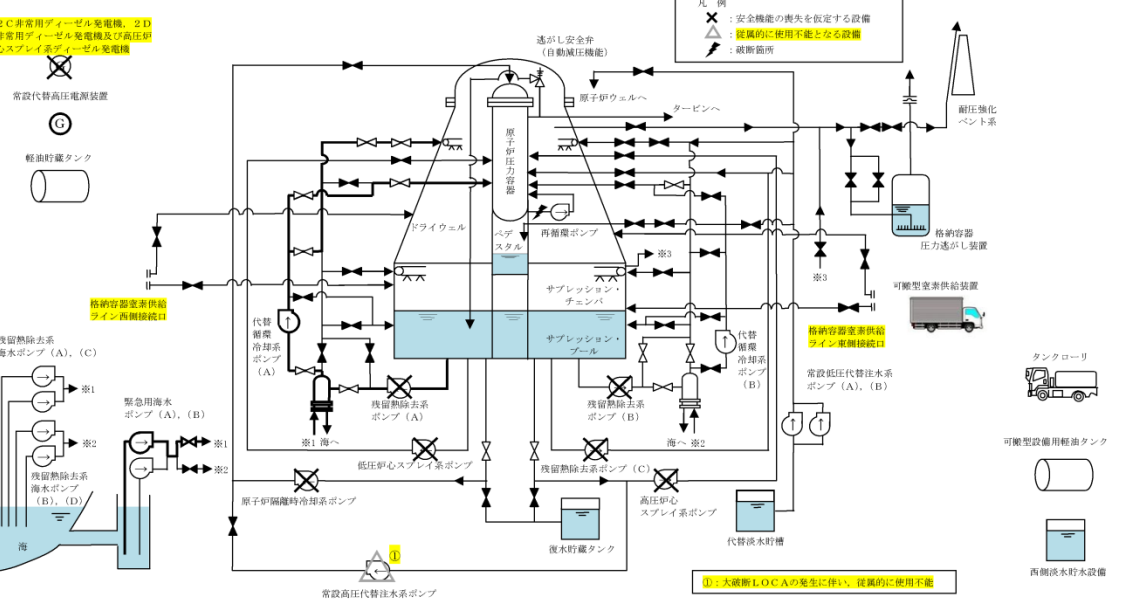
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) 信号にてスクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設)	注水流量：230m <sup>3</sup> /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h (一定)	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
格納容器下部注水系 (常設)	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペデスタル (ドライウェル部) のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウェル部) 水位の確保操作についても考慮しない。
代替循環冷却系	総循環流量：250m <sup>3</sup> /h ・150m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器へスプレイ及び100m <sup>3</sup> /hの流量で原子炉へ注水	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
可搬型窒素供給装置	窒素198m <sup>3</sup> /h及び酸素2m <sup>3</sup> /hの流量で窒素注入	格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考									
	<p>第3.1.1.2-2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) (5/5)</p>										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1231 2037 1394 2100">項目</th> <th data-bbox="1394 2037 1617 2100">主要解析条件</th> <th data-bbox="1617 2037 2003 2100">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1231 2037 1394 2100">                     常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作                       緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作                 </td> <td data-bbox="1394 2037 1617 2100">                     事象発生から25分後                       事象発生から90分後                 </td> <td data-bbox="1617 2037 2003 2100">                     常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定                       緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備期間を考慮して設定                 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1231 2037 1394 2100">                     可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作                 </td> <td data-bbox="1394 2037 1617 2100">                     格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達時                 </td> <td data-bbox="1617 2037 2003 2100">                     格納容器内酸素濃度が4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作  緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	事象発生から25分後  事象発生から90分後	常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定  緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備期間を考慮して設定	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達時	格納容器内酸素濃度が4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方									
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作  緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	事象発生から25分後  事象発生から90分後	常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定  緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備期間を考慮して設定									
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達時	格納容器内酸素濃度が4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定									

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.2.1.2-1 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)</p>	 <p>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) (1/3) (低下代替注水系 (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) による格納容器冷却段階)</p>	
 <p>第 7.2.1.2-2 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)</p> <p>※低下代替注水系 (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。</p>	 <p>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) (2/3) (代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</p>	

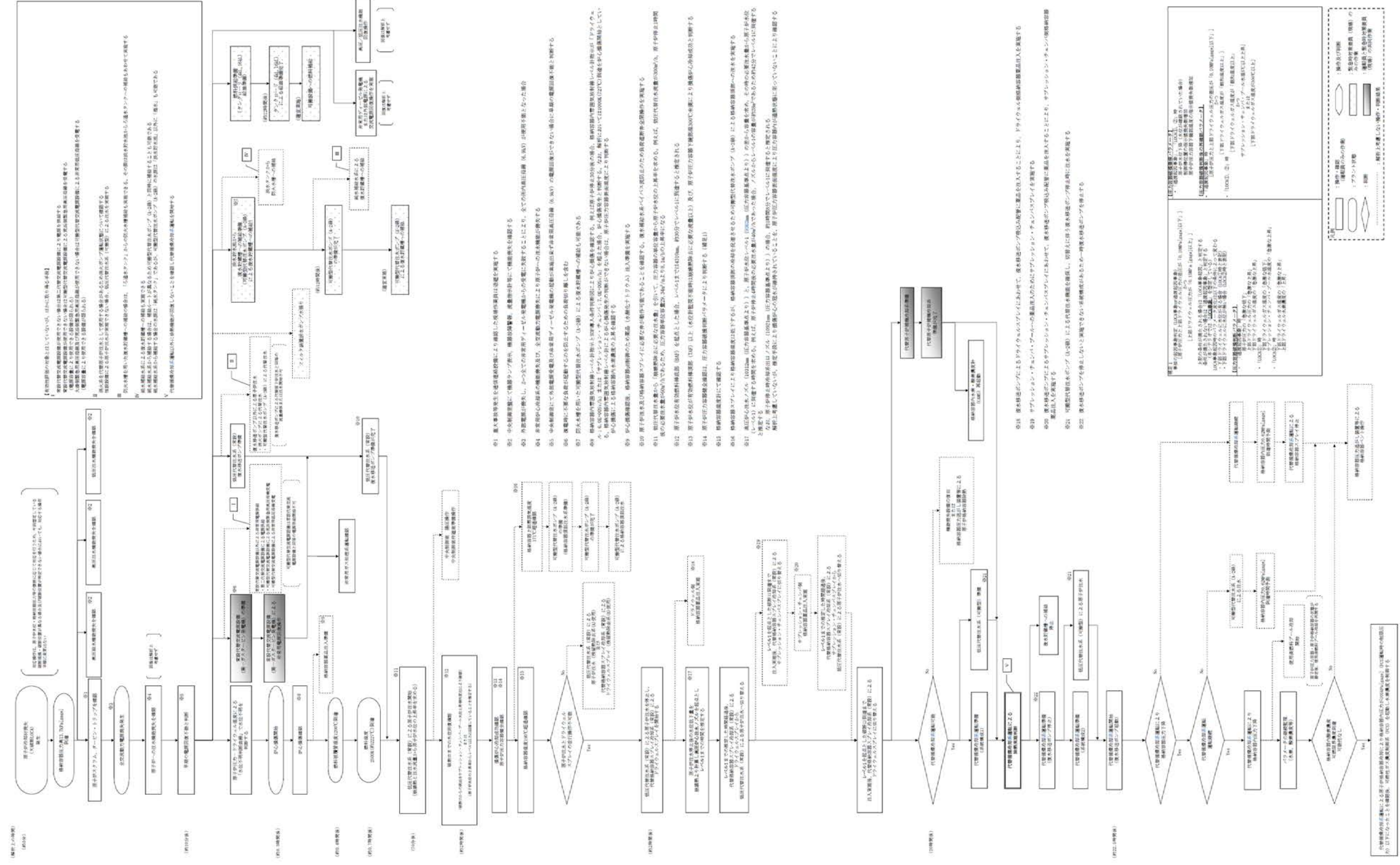
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.2-3 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)</p>	<p>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) (3/3)                  (代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱並びに可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階)</p>	
<p>第 7.2.1.2-4 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)</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.2.1.2-5 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)

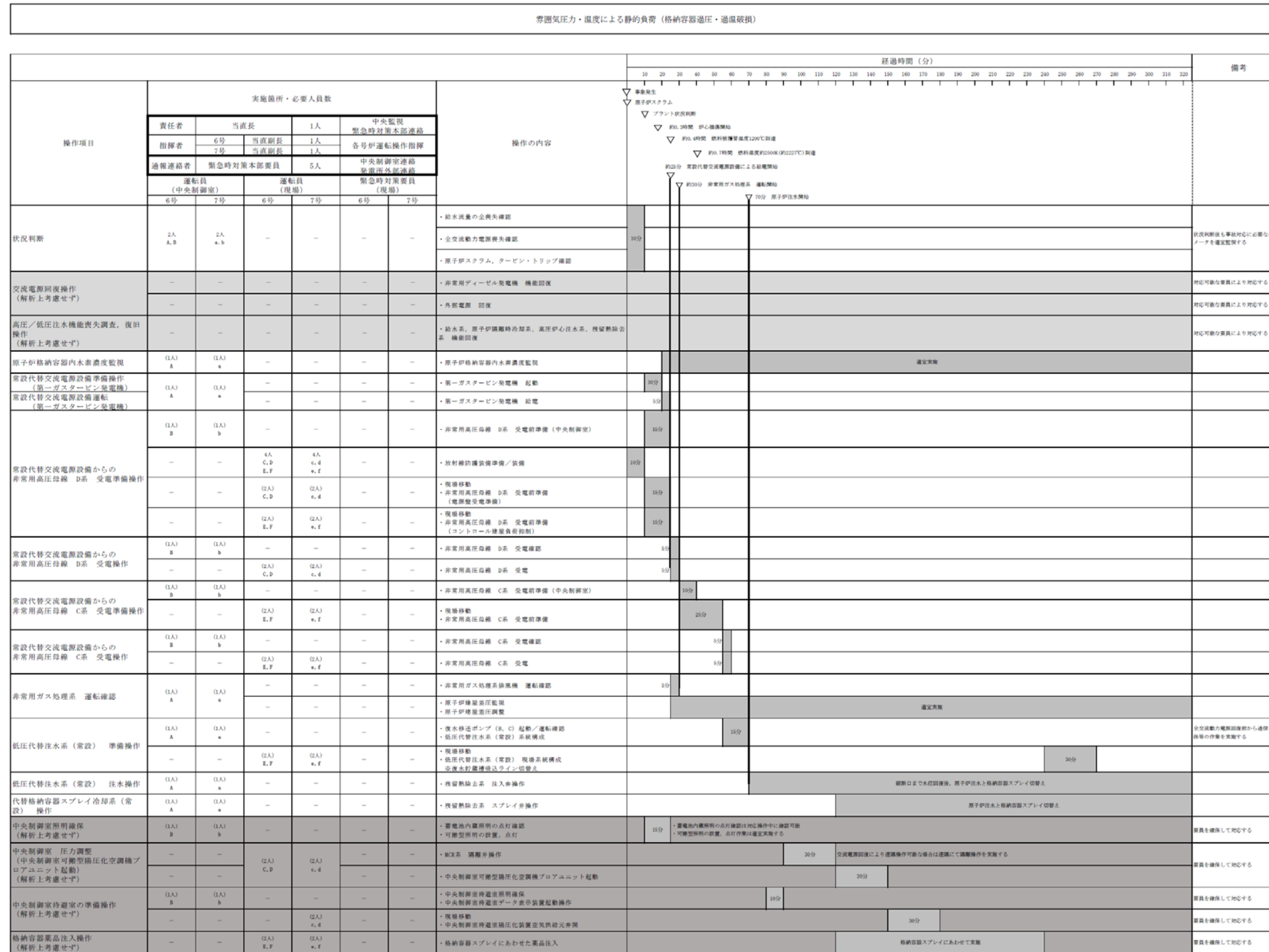




赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

備考



第 7. 2. 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)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所				備考														
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）																		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分）											備考		
	責任者	当直副発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120
操作項目	責任者	当直副発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム ▽約4分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K到達） ▽約9分 燃料被覆管温度1,200°C到達 ▽プラント状況判断 ▽25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽約27分 炉心溶融開始（燃料温度2,500K到達） ▽65分 原子炉水位LO到達判断 ▽2時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成													
指図書等	実務担当者 (指揮者等)	1人	1人	初動での指揮 運転所内外連絡														
当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	2人	2人	重大事故等 対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●LOCA発生の確認</li> <li>●再循環ポンプ停止の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及びび速がし安全弁（安全弁機構）による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●原子炉への注水機能喪失の確認</li> <li>●炉心損傷の確認</li> </ul>	10分													
早期の電源回復不能の確認	1人 A	-	-	●高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分													
	1人 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分													
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施											解析上考慮しない		
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	1人 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線受電操作	4分													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	1人 B	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	4分													
	1人 A	-	-	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2分													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	1人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	6分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視												
	1人 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作	4分													
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	1人 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20分	海水通水開始後、適宜状態監視												
	1人 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な負荷の電源切替操作	6分													
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	1人 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱の系統構成操作及び起動操作	35分	格納容器除熱開始後、適宜状態監視												
	1人 A	-	-	●格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）注水に必要な負荷の電源切替操作	4分													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	1人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）水位の調整操作	20分	水位調整後、適宜状態監視										解析上考慮しない		
	1人 A	-	-	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8分	適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視										通常運転時は外部電源で常時脱気状態であり、交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後、脱気が自動的に開始される		
サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入操作	1人 A	-	-	サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入操作	15分											解析上考慮しない		
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	1人 B	-	-	●非常用母線受電準備操作（中央制御室）	35分													
	-	2人 C, D	-	●非常用母線受電準備操作（現場）	75分													
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	1人 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分													
	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分													
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	1人 B	-	-	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5分	起動操作実施後、適宜状態監視												
	-	-	-	●中央制御室換気系の起動操作	6分	起動操作実施後、適宜状態監視												
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	1人 B	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作	2分											解析上考慮しない		
	-	-	-	●ほう酸水注入系の注入状態監視	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視													

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）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)							経過時間 (時間)												備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対応員 (現場)			0	4	8	12	16	20	24	28	32	36			
延任代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 運転員 1名 注水操作	[0-16] 注水開始												
代替循環冷却系 (常設) 操作	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 運転員 1名 スプレッド操作	[0-16] 運転員 1名 スプレッド操作												
非常用ガス処理系による原子炉建屋負荷操作	(1人) b	(1人) b	-	-	-	-	・ 原子炉建屋負荷操作	[0-16] 原子炉建屋負荷操作												
原子炉冷却水 (解明上考慮せず)	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 可動型代替注水ポンプ (A-1) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-1) による原子炉への注水												
可動型代替注水ポンプ (A-1) による注水	-	-	-	-	3人	3人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-1) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-1) による原子炉への注水												
可動型代替注水ポンプ (A-2) による注水	-	-	-	-	4人	4人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
抽出準備	-	-	-	-	1人	1人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
抽出作業	-	-	-	-	1人	1人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
格納容器ベント準備操作 (解明上考慮せず)	(1人) a	(1人) a	-	-	(2人)	(2人)	・ 格納容器ベント準備	[0-16] 格納容器ベント準備												
代替原子炉循環冷却系 準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ 代替原子炉循環冷却系 準備操作	[0-16] 代替原子炉循環冷却系 準備操作												
抽出準備	-	-	-	-	3人	3人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
抽出作業	-	-	-	-	3人	3人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
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) 再起動	[0-16] 原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 再起動												
延任代替注水系 (可動型) による原子炉注水 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・ 延任代替注水系 (可動型) による原子炉注水 準備操作	[0-16] 延任代替注水系 (可動型) による原子炉注水 準備操作												
代替循環冷却系 (系統構成)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 代替循環冷却系 (系統構成)	[0-16] 代替循環冷却系 (系統構成)												
代替循環冷却系 (系統構成)	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 代替循環冷却系 (系統構成)	[0-16] 代替循環冷却系 (系統構成)												
延任代替注水系 (可動型) による原子炉への注水	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 延任代替注水系 (可動型) による原子炉への注水	[0-16] 延任代替注水系 (可動型) による原子炉への注水												
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・ 代替循環冷却系 運転開始	[0-16] 代替循環冷却系 運転開始												
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 運転状態監視	[0-16] 代替循環冷却系 運転状態監視												
使用済燃料プール冷却 再開 (解明上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 使用済燃料プール冷却 再開	[0-16] 使用済燃料プール冷却 再開												
抽出準備	-	-	-	-	2人	2人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												
抽出作業	-	-	-	-	2人	2人	・ 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水	[0-16] 可動型代替注水ポンプ (A-2) による原子炉への注水												

第 7.2.1.2-6 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)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所				備考
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）				
				経過時間（時間）
				12 24 36 48 60 72 84 96 108 120 132 144 156 168 180
操作項目	実施場所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●高設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作</li> <li>●代替燃料プール冷却系の起動操作</li> </ul>
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	<ul style="list-style-type: none"> <li>●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作</li> </ul>
可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作	-	-	【6人】 c~h	<ul style="list-style-type: none"> <li>●可搬型窒素供給装置の移動、接続操作及び起動操作</li> </ul>
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	<ul style="list-style-type: none"> <li>●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作</li> <li>●可搬型窒素供給装置への給油操作</li> </ul>
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人、a~j 及び参集2人	

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）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水 (90m<sup>3</sup>/h) 開始によってシユラウド内水位が上昇</p> <p>シユラウド内水位</p> <p>破断口高さ</p> <p>シユラウド外水位</p> <p>レベル1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を90m<sup>3</sup>/hに低減し、破断口～レベル1水位で原子炉注水の開欠運転を実施</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により水位回復</p>	<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>LOCAにより低下したシユラウド内の原子炉水位が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (25分) により回復</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作 (90分) により水位維持</p> <p>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作 (約84時間) による格納容器圧力及び原子炉圧力の変動に伴う水位の変動</p> <p>炉心が一部溶融することで原子炉水位LO以上に損傷炉心はないため損傷炉心は冠水維持</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>シユラウド内 (二相水位)</p> <p>原子炉水位LO</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>シユラウド外 (コラプスト水位)</p>	
<p>第7.2.1.2-7図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>第3.1.2-4図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉注水開始 (低圧代替注水系 (常設) の最大流量)</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を90m<sup>3</sup>/hに低減</p> <p>格納容器スプレイは原子炉注水停止時に140m<sup>3</sup>/h注水</p> <p>原子炉注水</p> <p>格納容器スプレイ</p> <p>循環冷却 (原子炉注水)</p> <p>代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、低圧代替注水系 (常設) の最大流量にて注水を実施し、その後、格納容器スプレイの最大流量にてスプレイを実施。</p> <p>レベル1に到達10分後、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による注水 (90m<sup>3</sup>/h) を20分間実施</p> <p>格納容器スプレイ約100m<sup>3</sup>/h</p> <p>代替循環冷却系による、格納容器スプレイ及び原子炉注水</p> <p>原子炉注水約90m<sup>3</sup>/h</p>	<p>注水流量 (m<sup>3</sup>/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (230m<sup>3</sup>/h) (25分)</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた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 (130m<sup>3</sup>/h) (25分)</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作 (150m<sup>3</sup>/h) (90分)</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作 (100m<sup>3</sup>/h) (90分)</p>	
<p>第7.2.1.2-8図 注水流量の推移</p>	<p>第3.1.2-5図 注水流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	<div data-bbox="1291 294 2211 819" data-label="Figure"> <p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>LOCAにより低下したシュラウド内の原子炉水位が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (25分) により回復</p> <p>水位回復後、低温の外部水源によって冷却材温度が低下し、気相水位が低下してコラプスト水位相当で推移</p> <p>代替循環冷却系 (常設) による原子炉注水操作 (90分) によって冷却材温度が上昇し、二相水位を形成</p> <p>シュラウド内 (二相水位)</p> <p>原子炉水位L0</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>シュラウド外 (コラプスト水位)</p> </div> <div data-bbox="1276 882 2196 934" data-label="Caption"> <p>第 3.1.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)</p> </div> <div data-bbox="1276 1176 2211 1711" data-label="Figure"> <p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (230m³/h) (25分)</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (130m³/h) (25分)</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作 (150m³/h) (90分)</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作 (100m³/h) (90分)</p> </div> <div data-bbox="1439 1774 2033 1827" data-label="Caption"> <p>第 3.1.2-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)</p> </div>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7. 2. 1. 2-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 3. 1. 2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	
<p>第 7. 2. 1. 2-10 図 燃料最高温度の推移</p>	<p>第 3. 1. 2-9 図 燃料最高温度の推移</p>	



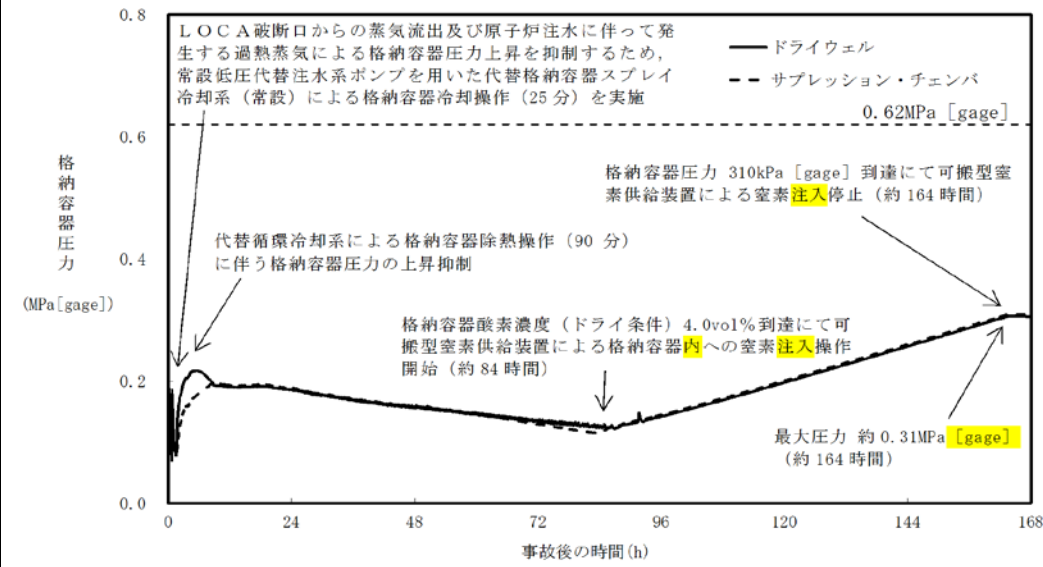
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.2-11 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.2-10 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.2.1.2-12 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 3.1.2-11 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

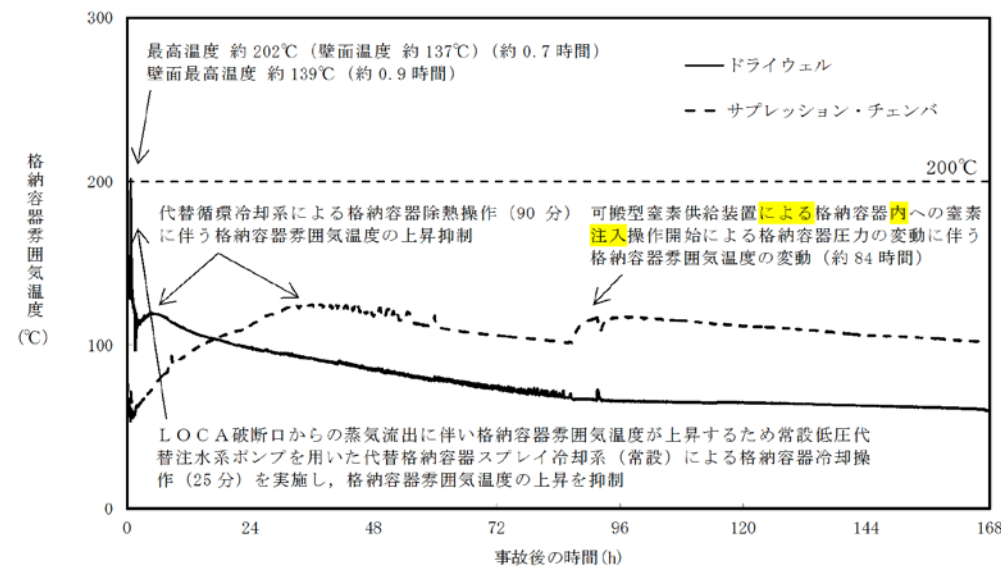
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 3.1.2-10 図 格納容器圧力の推移



第 3.1.2-11 図 格納容器雰囲気温度の推移

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7. 2. 1. 2-13 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 3. 1. 2-14 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7. 2. 1. 2-14 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 3. 1. 2-15 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.2-15 図 格納容器圧力の推移 (Excessive LOCA の発生を考慮した場合)</p>	<p>第 3.1.2-16 図 Excessive LOCA の発生を考慮した場合の 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.2.1.2-16 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)</p>	<p>第 3.1.2-17 図 Excessive LOCA の発生を考慮した場合の 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合</p> <p>7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>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。</p> <p>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 7.2.1.3-1 図から第 7.2.1.3-3 図に，対応手順の概要を第 7.2.1.3-4 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 7.2.1.3-1 表に示す。</p> <p>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。</p> <p>また，事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は，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 7.2.1.3-5 図に示す。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p>	<p>3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合</p> <p>3.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では，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する場合を想定し，期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で，さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため，重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から，本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスにおいて代替循環冷却系が使用できない場合を想定し，格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。</p> <p>（添付資料 3.1.3.1）</p> <p>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，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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 3.1.3-1 図に，対応手順の概要を第 3.1.3-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 3.1.3-1 表に示す。</p> <p>（添付資料 3.1.2.1）</p> <p>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，必要な要員は災害対策要員（初動）21 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，指揮，通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</p> <p>参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 3.1.3-3 図に示す。</p> <p>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，災害対策要員（初動）21 名及び参集要員 5 名で対処可能である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>東海第二では，格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する考え方について記載</li> <li>東海第二では「代替循環冷却系を使用する場合」と同様に，対策手段を記載</li> <li>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される</li> <li>東海第二では招集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから，2 時間以降に期待する評価としている</li> <li>東海第二では格納容器頂部注水の着手判断に達しないため実施しない</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、「7.2.1.2.1 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。</p> <p>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、「7.2.1.2.1 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。</p> <p>c. 炉心損傷確認            炉心損傷確認については、「7.2.1.2.1 c. 炉心損傷確認」と同じ。</p> <p>d. 水素濃度監視            水素濃度監視については、「7.2.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。</p> <p>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、「7.2.1.2.1 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。</p>	<p>a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認            原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認については、「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認」と同じ。</p> <p>b. 原子炉への注水機能喪失の確認            原子炉への注水機能喪失の確認については、「3.1.2.1 b. 原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。</p> <p>c. 炉心損傷の確認            炉心損傷の確認については、「3.1.2.1 c. 炉心損傷の確認」と同じ。            （添付資料3.1.3.2）</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認            早期の電源回復不能の確認については、「3.1.2.1 d. 早期の電源回復不能の確認」と同じ。</p> <p>e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作            常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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、「3.1.2.1 e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作」と同じ。            （添付資料3.1.2.2, 3.1.3.3）</p> <p>f. 電源確保操作対応            電源確保操作対応については、「3.1.2.1 f. 電源確保操作対応」と同じ。</p> <p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作            可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作については、「3.1.2.1 g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作」と同じ。</p> <p>h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作            常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作については、「3.1.2.1 h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作」と同じ。</p> <p>i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作            原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作については、「3.1.2.1</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、            「7.2.1.2.1 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。</p> <p>格納容器スプレイを継続することによりサブプレッション・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ブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考            慮（約2m）し、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えない            ように格納容器スプレイを停止する。</p>	<p>i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作」と同じ。            j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作            ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作については、            「3.1.2.1 j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作」と            同じ。            k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデス            タル（ドライウエル部）水位の確保操作            常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデス            タル（ドライウエル部）水位の確保操作については、「3.1.2.1 m. 常設低圧代            替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライ            ウエル部）水位の確保操作」と同じ。            l. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作            水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作については、「3.1.2.1 n. 水素濃            度及び酸素濃度監視設備の起動操作」と同じ。            m. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作            サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作については、            「3.1.2.1 o. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作」と            同じ。            n. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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            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            容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。格納容器圧力が465kPa [gage]に到            達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用            いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し、格納容            器圧力が400kPa [gage] 到達により格納容器冷却を停止する。以降、常設低圧代            替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により、格            納容器圧力を400kPa [gage] から465kPa [gage] の範囲で制御する。これは、            格納容器圧力を400kPa [gage] から465kPa [gage] の高い領域で維持すること            でスプレイ効果を高め、サブプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器            圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部            への影響を軽減するための運用として設定している。            常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によ            る格納容器冷却に必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等            である。            常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によ            る格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。格納容            器ベントに伴うサブプレッション・プール水位の上昇（約2m）を考慮しても、サブ            プレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないようにサブプレッショ</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・対応手順の相違</p> <p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>g. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱</p> <p>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。</p> <p>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ブプレッション・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。</p> <p>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。</p> <p>サブプレッション・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、サブプレッション・チェンバ・プール水位等である。</p> <p>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。</p>	<p>ン・プール水位が通常水位+6.5mで格納容器冷却を停止する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた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停止を確認するために必要な計装設備はサブプレッション・プール水位である。</p> <p>o. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）</p> <p>サブプレッション・プール水位が通常水位+5.5mに到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置第一弁の開操作を実施する。</p> <p>さらに、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた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停止後、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置第二弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。</p> <p>サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に行い、また、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。</p> <p>p. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>使用済燃料プールの冷却操作については、「3.1.2.1 p. 使用済燃料プールの冷却操作」と同じ。</p> <p>q. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作</p> <p>水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。</p> <p>r. タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p>
<p>7.2.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、「6.2 評価対</p>	<p>3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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熔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。</p> <p>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。</p> <p>(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7.2.1.3-2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。</p> <p>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、<b>残留熱除去系の吸込配管</b>とする。</p> <p>(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。</p>	<p>価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCAに属する事故シーケンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が多いため、対応時の時間余裕、必要な設備容量の観点で厳しい大破断LOCAに加えて、ECCS注水機能が喪失する「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、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、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</p> <p>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挙動並びに<b>格納容器</b>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<b>格納容器</b>における格納容器内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熔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、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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。</p> <p>(2) 有効性評価の条件        本評価事故シーケンスに対する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。</p> <p>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、原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、<b>再循環配管（出口ノズル）</b>とする。</p> <p>(添付資料1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定        高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし、さらに、<b>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。</b>なお、代替循環冷却系は使</p>	<p>・東海第二では、有効性評価における考慮として全交流動力電源喪失の重畳を仮定</p> <p>・BWR5とABWRの設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<b>事象の発生と同時に発生する</b>ものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 <b>最大 300m<sup>3</sup>/h</b>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<b>弁の切替えにて実施する</b>。</p> <p>(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、<b>140m<sup>3</sup>/h</b>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<b>弁の切替えにて実施する</b>。</p>	<p>用できないものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものとする。 安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、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による水素及び酸素の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。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、<b>原子炉水位低（レベル3）</b>信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、<b>事象発生と同時に閉止する</b>ものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、<b>事象発生と同時に停止する</b>ものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水は <b>230m<sup>3</sup>/h（一定）</b>を用いるものとし、原子炉水位L0まで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量で注水するものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量配分することで実施する。 (添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器冷却は、常設低圧代替注水系 2 台を使用するものとし、事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として <b>130m<sup>3</sup>/h（一定）</b>を用いるものとする。また、465kPa [gage] 到達時の格納容器スプレイ流量は、サプレッション・プール水位の上昇による格納容器ベントを早くする観点から、<b>運転手順における調整範囲の上限である 130m<sup>3</sup>/h（一定）</b>を用いるものとする。なお、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて<b>流量分配することで実施する</b>。 (添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(f) 格納容器下部注水系（常設） 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による<b>ペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない</b>。</p>	<p>・東海第二では、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムを設定</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(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。</p> <p>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、「6.3.5 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。</p> <p>(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。</p> <p>(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ブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約 2m）を考慮し、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。</p> <p>(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。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件</p> <p>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。</p> <p>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、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。            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。</p> <p>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。  <math display="block">Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)</math> <math display="block">f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})</math>           f<sub>Cs</sub> : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合</p>	<p>(g) 格納容器圧力逃がし装置            格納容器圧力逃がし装置第二弁を全開とし、格納容器圧力が 310kPa [gage] において 13.4kg/s の排気流量にて格納容器減圧及び除熱を実施するものとする。</p> <p>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。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 25 分後から開始する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱ができないこと及び原子炉水位 LO まで回復したことを確認し、原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整するとともに、格納容器冷却を停止する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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は、格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合に開始し、400kPa [gage] に到達した場合は停止する。なお、格納容器スプレイはサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に格納容器冷却を停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱は、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達から 5 分後に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件</p> <p>(a) 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長期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。</p> <p>(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出されるものとする。</p>	<p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・東海第二は評価の詳細を添付資料に記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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：ヨウ素の初期重量 (kg)            M_Cs：セシウムの初期重量 (kg)            W_I：ヨウ素の分子量 (kg/kmol)            W_Cs：セシウムの分子量 (kg/kmol)            Bq_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</p> <p>d. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレィやサプレッション・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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p>	<p>(c) 格納容器内に放出されたCs-137は、格納容器スプレィやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置を介して大気中へ放出されるCs-137の放出量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>i) サプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出するものとする。</p> <p>ii) 格納容器内から原子炉建屋への漏えいはないものとする。</p> <p>iii) 格納容器圧力逃がし装置のフィルタによる除去係数は、1,000（設計値）とする。</p> <p>(e) 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>i) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及びAECの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>ii) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋の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。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を1回/日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系の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。</p> <p>原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生115分後に起動し、起動後5分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>iii) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。</p> <p>(添付資料3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>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7.2.1.3-6図から第7.2.1.3-8図に、燃料最高温度の推移を第7.2.1.3-9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7.2.1.3-10図から第7.2.1.3-13図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>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3.1.3-4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、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第3.1.3-10図から第3.1.3-15図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断LOCA時に高圧・低圧注水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。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約9分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約27分後に燃料温度は2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から25分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプ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、炉心は冠水する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.6）</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため、原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって、格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p> <p>原子炉水位が原子炉水位LOに回復後、サプレッション・プール水位の上昇を抑制するため、崩壊熱による蒸発量相当の原子炉注水流量とすることで原子炉水位LOを維持するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を一時停止する。</p> <p>その後、崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納容器内への放出により、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、再度、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p> <p>ベントラインの水没防止のために、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に伴うサプレッション・プール水位の上昇（約2m）を考慮し、サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。事象発生から約19時間経過した時点でサプレッション・プール水位が通常水位+</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p> <p>・設備設計及び運用の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>器除熱を実施し、格納容器圧力及び温度を低下させる。</p> <p>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、熔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。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第7.2.1.3-10 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。</p> <p>格納容器温度は、第7.2.1.3-11 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。</p> <p>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<math>1.4 \times 10^{-3}</math>TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約2.0TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>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、</p>	<p>6.5mに到達するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施し、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。格納容器雰囲気温度は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施後、熔融炉心からの放熱によって上昇傾向となる期間が生じるが、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減圧及び除熱操作の実施により低下する。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.3-10 図に示すとおり、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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約0.47MPa [gage] となり、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）を下回る。なお、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18時間後（最も遅く最大値に到達する時間）において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の約2%であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>格納容器雰囲気温度は、第3.1.3-11 図に示すとおり、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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、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157℃となり、評価項目である200℃を下回る。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雰囲気温度は約202℃となるが、この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約137℃であり、評価項目である200℃を下回る。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.8）</p> <p>大気中へのCs-137放出量について、ベントラインへの移行量においては保守的に格納容器からの漏えいがない場合を想定し評価しており、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の放出量は約<math>1.2 \times 10^{-4}</math>TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。また、ドライウエルのベントラインを経由した場合の放出量は約3.7TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、ドライウエ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。</p> <p>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<math>4.0 \times 10^{-3}</math> TBq(30日間)及び約<math>8.5 \times 10^{-3}</math> TBq(100日間)である。ドライウエ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エ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。</p> <p>第7.2.1.3-6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7.2.1.3-10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。</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 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。</p> <p>7.2.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>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-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。</p> <p>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。</p>	<p>回る。</p> <p>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量については、約14.3TBq（事象発生7日間）であり、格納容器からの漏えいがない場合の評価におけるサプレッション・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の放出量を加えた場合でも、約15TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。なお、ドライウエルのベントラインを経由した場合の放出量を加えた場合でも、約18TBq（事象発生7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果、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逃がし装置による放出量は、約<math>1.3 \times 10^{-4}</math> TBq（30日間）及び<math>1.4 \times 10^{-4}</math> TBq（100日間）であり、原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量を加えた場合でも、約15TBq（30日間）及び約15TBq（100日間）であり、いずれの場合も100TBqを下回る。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6）</p> <p>第3.1.3-4図及び第3.1.3-6図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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3.1.3-14図に示すとおり、約19時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び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。</p> <p>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)から(3)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料3.1.3.7）</p> <p>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</p> <p>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は、運転員等操作時間に与える影響、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。</p> <p>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できない場合）では、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-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。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>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、「6.7 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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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，炉心溶解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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>及び除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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，炉心溶解時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，高圧・低圧注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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，燃料被覆管温度等のパラメータ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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>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，注水操作による燃料有効長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，高圧・低圧注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析において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不確かさが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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を</p>	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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。</p> <p>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ことと推定される。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。</p> <p>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。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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、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。</p> <p>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</p>	<p>操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による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。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、C S T F 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よ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、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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、リロケーション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。</p> <p>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F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはPHEBUS-F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 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-F P 実験解析では燃料被覆管破裂後のF P 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ことと推定される。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F P 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。</p> <p>炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）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、炉心損傷後の格納容器内F P 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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 3. 1. 3. 8）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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確認されている。また、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、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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熔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。</p> <p>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ものと推定される。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 <math>1.4 \times 10^{-3}</math> TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある。</p>	<p>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、注水操作による燃料有効長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。</p> <p>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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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不確かさが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雰囲気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濃度の挙動は測定データとよ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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。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熔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。</p> <p>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 挙動及び炉心損傷後の格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内への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ものと推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内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 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、大気中へのCs-137 の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Cs-137 の放出量は、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 <math>1.2 \times 10^{-4}</math> TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq（7 日間）であり、評価項目である 100TBq に対して余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 3.1.3.8）</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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 7.2.1.3-2 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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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 に対応したものとされており、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。</p> <p>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、サブプレッション・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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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の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、設計値を用いるか又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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱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。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は、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。</p> <p>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（常設低圧代替注水系ポンプを用いた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。</p> <p>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）、原子炉水位の回復が早くなる可能性がある。熔融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う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。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m<sup>3</sup>/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m<sup>3</sup>/h～130m<sup>3</sup>/h）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を</p>	<p>・東海第二では代替格納容器スプレイ冷却系（常設）流量の不確かさを記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>(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 に対応したものであり、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。</p> <p>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、サブプレッション・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。</p> <p>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ーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 7.2.1.2-15 図及び第 7.2.1.2-16 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。</p> <p>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。</p>	<p>操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度の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。</p> <p>(添付資料 3.1.2.12, 3.1.3.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響          初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して最確条件は 33Gwd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱がおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は、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。</p> <p>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、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2-16 図及び第 3.1.2-17 図に示すとおり、格納容器圧力及び温度は、それぞれ評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) 及び 200℃ 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。</p> <p>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）は原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量 (130m<sup>3</sup>/h 一定) に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲 (102m<sup>3</sup>/h~130m<sup>3</sup>/h) となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値</p>	<p>• 東海第二では代替格納容器スプレイ冷却系（常設）流量の不確かさを記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、格納容器圧力及び雰囲気温度の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。</p> <p>(添付資料 3.1.2.12, 3.1.3.8)</p> <p>b. 操作条件          操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響          操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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25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、操作所要時間を踏まえて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。また、原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位L0まで回復した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。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。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた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は、格納容器圧力465kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5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、炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m）に到達するのは、事象発生の約19時間後である。また、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位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、サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m到達時に速やかに格納容器減圧及び除熱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くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.3.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた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は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器冷却操作の開始は原子炉水位L0まで水位回復し格納容器冷却を一時停止させた後、格納容器圧力465kPa [gage]到達時点となり、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。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、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。</p>	<p>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</p> <p>・対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ら、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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7.2.1.3-14図から第7.2.1.3-16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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>7.2.1.3.4 必要な要員及び資源の評価</p>	<p>(添付資料3.1.3.8)</p> <p>(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。          第3.1.3-16図から第3.1.3-18図に示すとおり、操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分程度の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（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り、時間余裕がある。</p> <p>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。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた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については、操作開始までの時間は事象発生から約3.9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>なお、操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び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19時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料3.1.3.8, 3.1.3.9)</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>・対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(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、「7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり28名である。「7.5.2 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（原子炉ウエル注水）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。</p> <p>(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、「7.5.1(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。</p> <p>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<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,800m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、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。</p> <p>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</p>	<p>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）」の重大事故等対策に必要な<b>災害対策要員（初動）</b>は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり<b>21名</b>であり、<b>災害対策要員（初動）</b>の39名で対処可能である。            また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。</p> <p>(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、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源            常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約5,490m<sup>3</sup>の水が必要となる。            水源として、代替淡水貯槽に4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に<b>4,300m<sup>3</sup></b>、<b>合計8,600m<sup>3</sup></b>の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7日間の対応が可能である。            （添付資料3.1.3.10）</p> <p>b. 燃 料            常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から<b>7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）</b>の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による<b>7日間の電源供給の継続が可能である。</b>            可搬型代替注水中型ポンプ<b>（1台）</b>による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から<b>7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）</b>の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ<b>（1台）</b>による<b>7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。</b></p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等の違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>c. 電源</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>7.2.1.3.5 結論</p> <p>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－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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>その結果，ジルコニウム－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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>(添付資料 3.1.3.11)</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約 2,653kW 必要であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW 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。</p> <p>(添付資料 3.1.3.12)</p> <p>3.1.3.5 結論</p> <p>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，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－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，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置は，多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり，重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用できない場合を想定し，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。</p> <p>上記の場合においても，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで，格納容器冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果，ジルコニウム－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，安定状態を維持することができる。</p> <p>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。</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び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。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第 7.2.1.3-1 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
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】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【熱交換器冷却系系統流量】
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うちに、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、依止代替注水系 (常設) の準備を開始する。	所内常設式直流電源設備	-
炉心損傷確認	入破断 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。この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、シムコニウム-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。 ドライウェル内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	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 復水補給水素流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) ドライウェル内雰囲気温度

【】：重大事故等対処設備 (設計基準並置)

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できない場合) (1/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。</li> <li>格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 ドライウェル圧力* サブレンジオン・チェンバ圧力* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉への注水機能喪失の確認	原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	-	-	-
炉心損傷の確認	原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上の場合とする。	-	-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>以上より、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	-	-	-

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第 7.2.1.3-1 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	
代替格納容器スプリング冷却系 (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、抑圧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、代替格納容器スプリング冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。 抑圧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リング冷却系を交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プールの水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントトライトライン以下を越えないように格納容器スプリング冷却系を停止する。	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 (3-2級) タンクローリ (4R1, 16R1)	計装設備 ドライウエール雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水流速 (RRR B 系代替注水流速) 復水貯蔵槽水位 (SU) サブプレッション・チェンバ・プール水位
格納容器止力差がし装置による原子炉格納容器加熱	格納容器止力差が 0.62MPa [eng] に接近した場合、格納容器止力差がし装置による原子炉格納容器加熱を実施する。	格納容器止力差がし装置	-	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッション・チェンバ・プール水位 フィードバック装置水位 フィードバック装置入口圧力 フィードバック装置出口圧力 フィードバック装置入口圧力

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

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できない場合) (2/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替格納容器スプリング冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室から遠隔操作により常設代替格納容器装置から緊急用母線を受電する。</li> <li>緊急用母線を受電を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込み弁の閉止操作を実施し、常設代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプリング冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。</li> <li>原子炉冷却材喪失により、ドライウエール雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位レベル 0 以上まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器装置 高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	緊急用 M/C 電圧 低圧代替注水系格納容器スプリング注水流速 低圧代替注水系原子炉注水流速 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉圧力 * 原子炉圧力 (SA) ドライウエール雰囲気温度 * ドライウエール圧力 * サブプレッション・チェンバ圧力 * 代替格納容器貯槽水位
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の機能回復操作を実施する。</li> </ul>	-	-	-
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替格納容器装置による緊急用母線を受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替格納容器装置による非常用母線を受電準備操作を実施する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により常設代替格納容器装置から緊急用母線を通じて非常用母線 2C 及び 2D を受電する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	M/C 2C 電圧 * M/C 2D 電圧 *

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																								
<p>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できない場合) (3/4)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1320 1585 1380 1827">操作及び確認</th> <th data-bbox="1320 976 1380 1585">手順</th> <th data-bbox="1320 514 1380 976">重大事故等対処設備</th> <th data-bbox="1320 241 1380 514">計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1380 1585 1498 1827">                     原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作                 </td> <td data-bbox="1380 976 1498 1585">                     ・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。                 </td> <td data-bbox="1380 514 1498 976">                     常設設備                      中央制御室換気系*                      非常用ガス処理系*                      非常用ガス再循環系*                 </td> <td data-bbox="1380 241 1498 514">                     -                 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1498 1585 1587 1827">                     ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作                 </td> <td data-bbox="1498 976 1587 1585">                     ・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。                 </td> <td data-bbox="1498 514 1587 976">                     ほう酸水注入系*                 </td> <td data-bbox="1498 241 1587 514">                     ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*                 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1587 1585 1765 1827">                     常設低圧代替注水系 (ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作)                 </td> <td data-bbox="1587 976 1765 1585">                     ・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。                 </td> <td data-bbox="1587 514 1765 976">                     常設低圧代替注水系ポンプ                      代替淡水貯槽                      常設代替高压電源装置                      軽油貯蔵タンク                 </td> <td data-bbox="1587 241 1765 514">                     低圧代替注水系格納容器下部注水系流量                      格納容器下部水位                      代替淡水貯槽水位                 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1765 1585 1884 1827">                     水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作                 </td> <td data-bbox="1765 976 1884 1585">                     ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。                 </td> <td data-bbox="1765 514 1884 976">                     常設代替高压電源装置                      軽油貯蔵タンク                 </td> <td data-bbox="1765 241 1884 514">                     格納容器内水素濃度 (SA)                      格納容器内酸素濃度 (SA)                 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1884 1585 2003 1827">                     サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作                 </td> <td data-bbox="1884 976 2003 1585">                     ・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。                 </td> <td data-bbox="1884 514 2003 976">                     -                 </td> <td data-bbox="1884 241 2003 514">                     -                 </td> </tr> </tbody> </table>	操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	計装設備	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	常設設備 中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	-	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系*	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*	常設低圧代替注水系 (ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作)	・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	低圧代替注水系格納容器下部注水系流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)	サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。	-	-	<p>■：有効性評価上考慮しない操作                  * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの</p>
操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	計装設備																							
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	常設設備 中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	-																							
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	・常設代替高压電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系*	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*																							
常設低圧代替注水系 (ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作)	・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	低圧代替注水系格納容器下部注水系流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位																							
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)																							
サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。	-	-																							

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

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できない場合) (4/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設低圧代替注水ポンプを用いた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	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達したことを確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。</li> <li>格納容器圧力を 465kPa [gage] と 400kPa [gage] の間で制御する。</li> <li>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に伴うサブプレッション・プールの水位上昇を考慮しても、サブプレッション・プールの水位がベントライン下端を超えないように格納容器スプレイを停止する。</li> </ul>	常設低圧代替注水ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	サブプレッション・プール水位* ドライウェル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達後、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備を開始する。</li> <li>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達後、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を開始する。</li> </ul>	格納容器圧力逃がし装置	サブプレッション・プール水位* ドライウェル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力* ファイタル装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li> </ul>	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	代替淡水貯槽水位 可搬型代替注水中型ポンプ
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	— タンクローリ

■：有効性評価上考慮しない操作  
 \* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

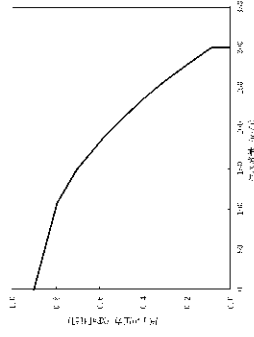
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.3-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	条件設定の考え方
初期条件				
原子炉熱出力	MAAP 3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉熱出力	定格熱出力を設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター 端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	原子炉水位	通常運転水位を設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	炉心流量	定格流量を設定
燃料	9×9 燃料 (A型)	—	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	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ固有差圧)	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ固有差圧)
サブプレッジョン・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水位として設定	サブプレッジョン・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)
サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水温の上限値として設定	サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	35℃
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	格納容器圧力	5.2kPa [gage]
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	格納容器温度	57℃
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	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℃)
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できない場合) (1/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	条件設定の考え方
初期条件				
原子炉熱出力	MAAP 3,293MW	本評価事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード	原子炉熱出力	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	—	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカーター下端から+126cm)	—	原子炉水位	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300t/h	—	炉心流量	定格流量を設定
燃料	9×9 燃料 (A型)	—	燃料	9×9 燃料 (A型) と 9×9 燃料 (B型) は、熱水力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
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)
格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	格納容器圧力	5kPa [gage]
格納容器雰囲気温度	57℃	—	格納容器雰囲気温度	57℃
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	—	格納容器体積 (ドライウエル)	設計値を設定
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	—	格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	サブプレッジョン・プールの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
<p>第 7.2.1.3-2 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)</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
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		
事故条件	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、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	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量することから、外部電源が喪失するものとして設定		
水素ガスの発生	外部電源なし ジルコニウム-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		
<p>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できない場合) (2/5)</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	
	サブプレッション・プール水温度	32℃	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温度として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバース間差圧)	設計値を設定	
	外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温度として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温度を設定	
	ペデスタル (ドライウエル部) のプール水	考慮しない	ペデスタル (ドライウエル部) には通常運転時からプール水が存在するが、格納容器の熱容量に寄与することから、格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として、ペデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮しない	



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.3-2 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		
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定		
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水, その後は炉心を冠水維持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)	140m <sup>3</sup> /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%閉) 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		
重大事故等対策に関連する機器条件				
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できない場合) (3/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
起因事象	大破断 LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) における両端破断を設定		
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定		
外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定		
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない		
事故条件				

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

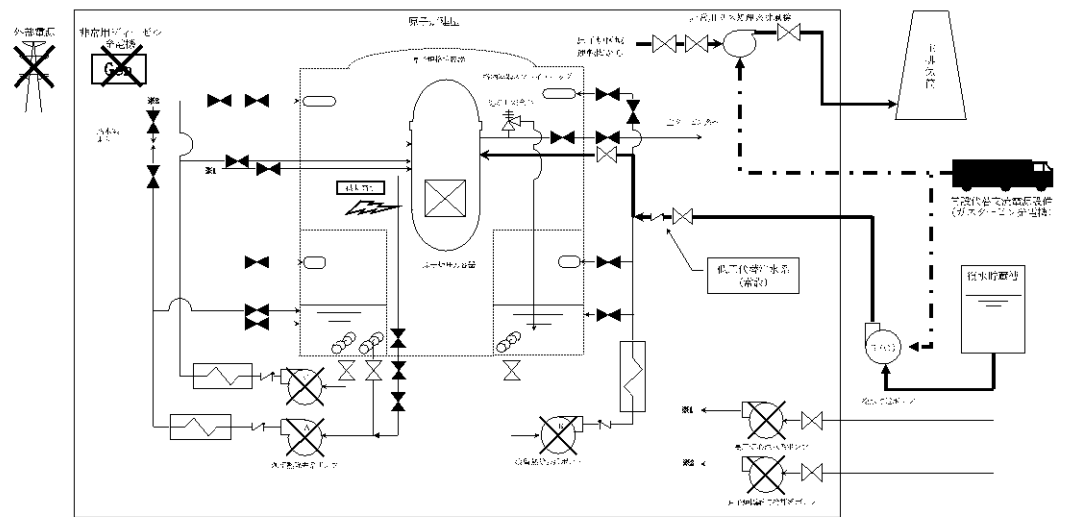
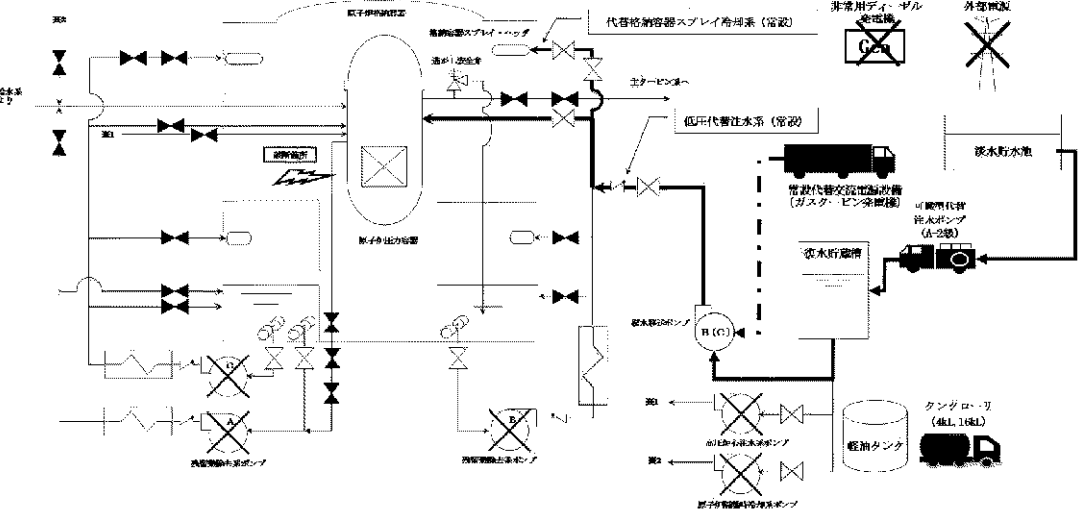
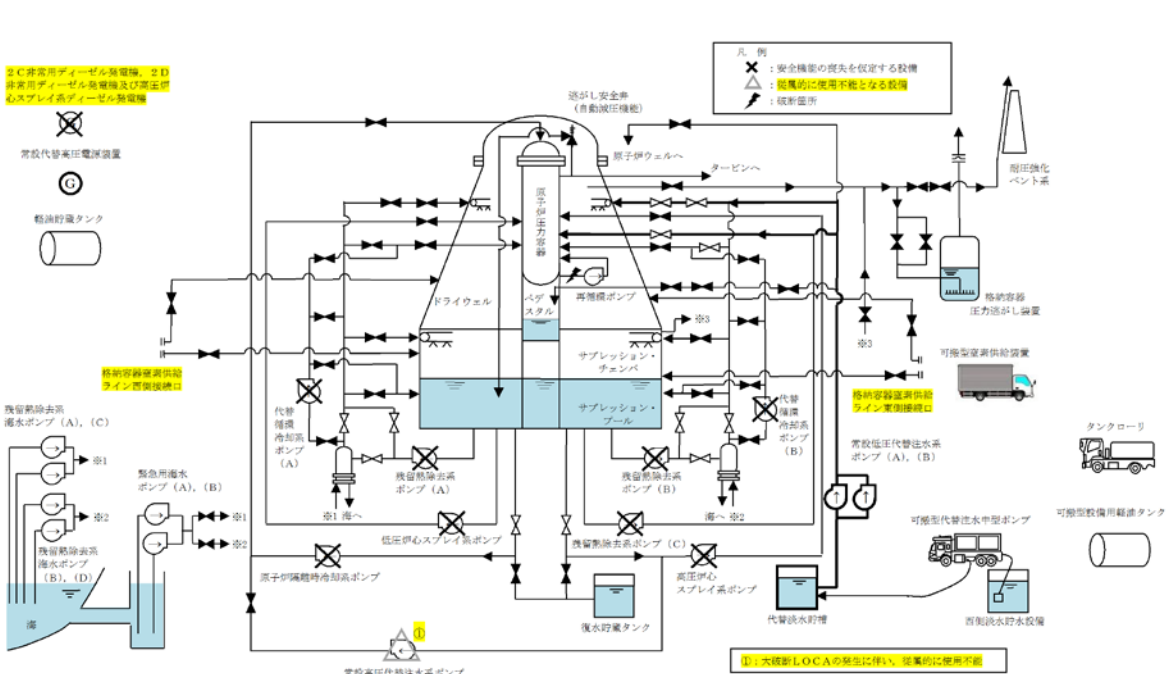
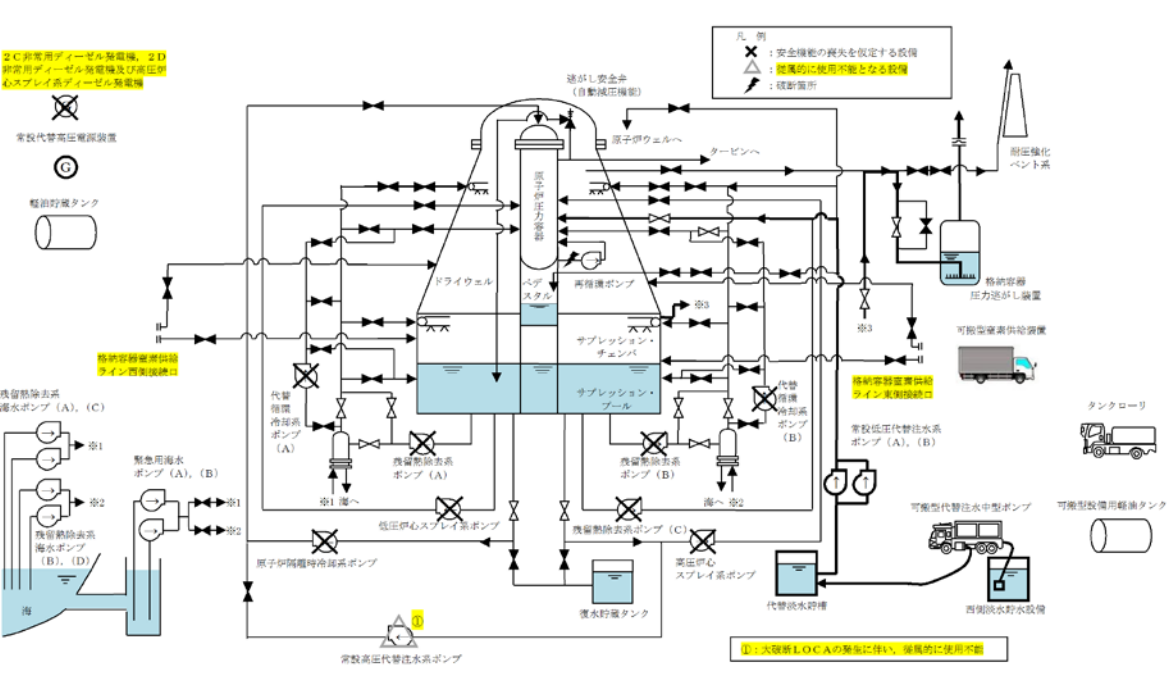
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第7.2.1.3-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用しない場合) (4/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃到達時	原子炉格納容器の限界温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	
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できない場合) (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	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) 信号にてててスクラムするものとして設定	
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定	
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	
	低圧代替注水系 (常設)	注水流量：230m <sup>3</sup> /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	事象初期の原子炉注水実施時スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h (一定)	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	
	格納容器下部注水系 (常設)	解析上考慮しない	サブレンジン・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲 (102m <sup>3</sup> /h~130m <sup>3</sup> /h) における上限を設定	
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg/s (格納容器圧力310kPa [gage] において)	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペダスタル (ドライウェル部) のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペダスタル (ドライウェル部) 水位の確保操作についても考慮しない。	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考									
<p>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できない場合) (5/5)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1320 1913 1380 2026">項目</th> <th data-bbox="1380 1913 1632 2026">主要解析条件</th> <th data-bbox="1632 1913 2018 2026">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1320 1764 1380 1913">                     常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (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) による格納容器冷却操作                       格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チエンバ側)                 </td> <td data-bbox="1380 1764 1632 1913">                     事象発生から25分後                        格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時                        サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後                 </td> <td data-bbox="1632 1764 2018 1913">                     常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定                        運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定                        評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定                 </td> </tr> <tr> <td colspan="3" data-bbox="1320 1638 2018 1764">                     重大事故等対策に関連する操作条件                 </td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (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) による格納容器冷却操作  格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チエンバ側)	事象発生から25分後   格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時   サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後	常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定   運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定   評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定	重大事故等対策に関連する操作条件			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方									
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (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) による格納容器冷却操作  格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チエンバ側)	事象発生から25分後   格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時   サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後	常設代替高圧電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定   運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定   評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定									
重大事故等対策に関連する操作条件											

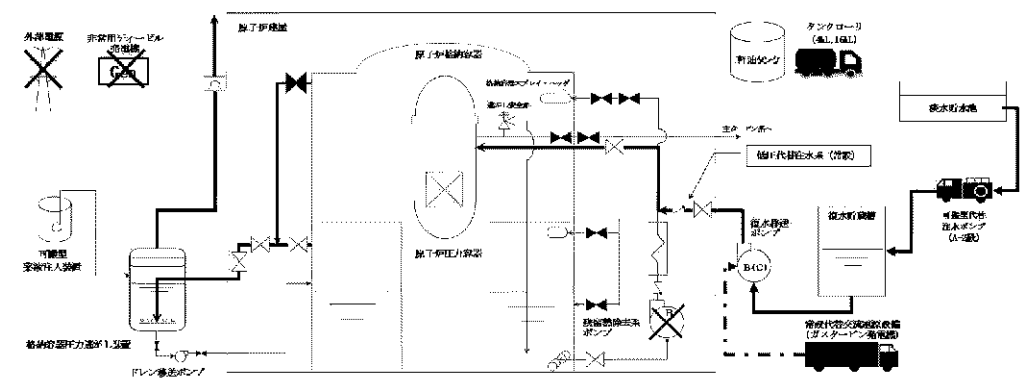
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

<p>柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p>  <p>第 7.2.1.3-1 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)</p>  <p>第 7.2.1.3-2 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)</p> <p>※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレィ冷却系 (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。</p>	<p>東海第二発電所</p>  <p>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できない場合) (1/2) (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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)</p>  <p>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できない場合) (2/2) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)</p>	<p>備 考</p>
--	--	------------

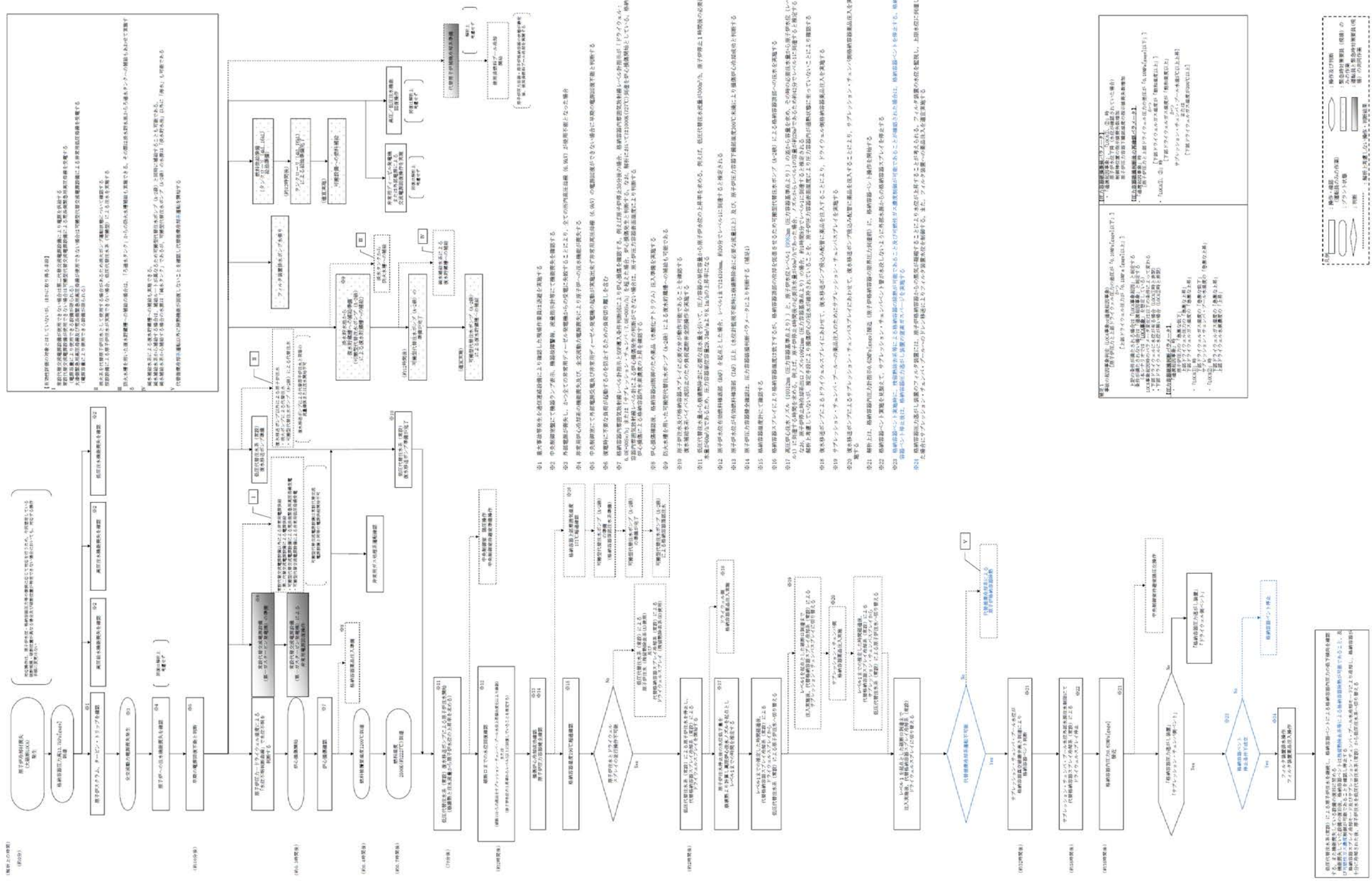
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第7.2.1.3-3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）</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

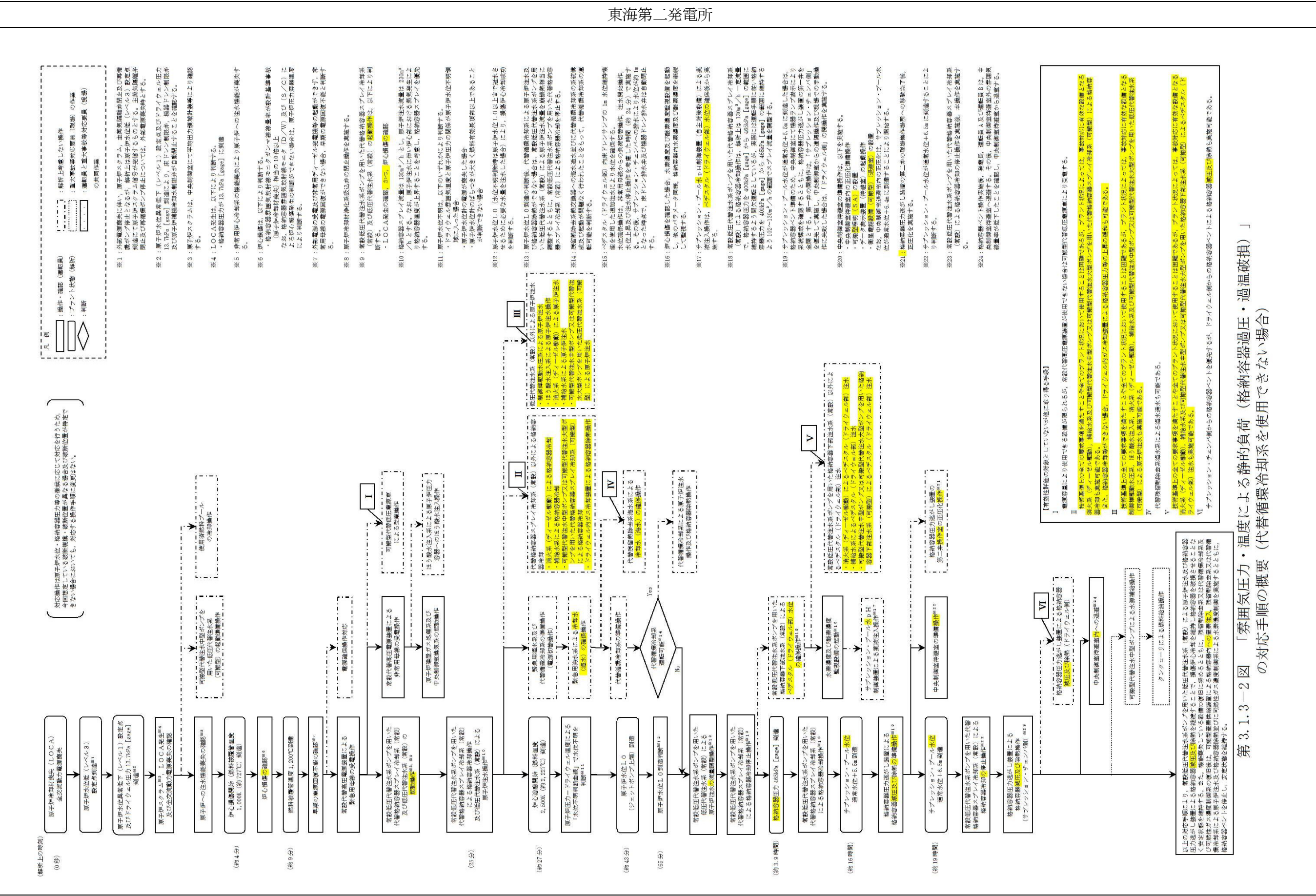


第 7.2.1.3-4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用しない場合)

備考

# 東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

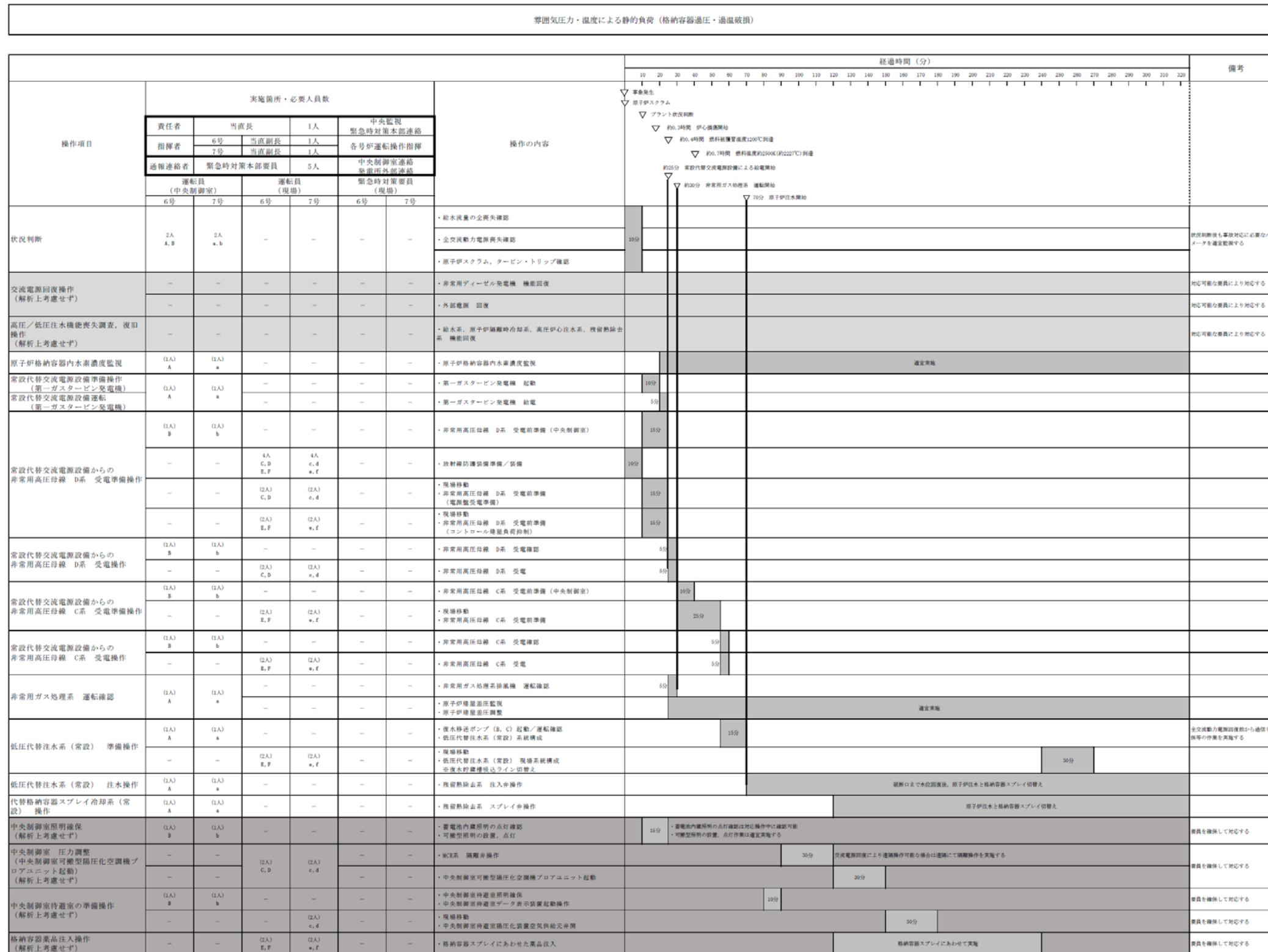


備考
※1: 外部電源喪失に伴い、原子炉スクラム、主要系隔離弁閉止及び循環ポンプ停止となる。炉心冷却系は原子炉圧力低下によって設定圧力低下に伴って停止する。また、原子炉スクラムは、原子炉スクラム閉止及び再循環ポンプ停止による、外部電源喪失時とする。
※2: 原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点及びドライアウト検出点 (13.76Pa [set]) 到達により、原子炉圧力調整弁閉止が自動閉止することを確認する。
※3: 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力調整弁調整等により確認する。
※4: LOEC発生は、以下により判断する。 ・格納容器圧力が13.76Pa [set] に到達
※5: 非常用炉心冷却系の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。
※6: 炉心冷却系は、以下により判断する。 ・炉心冷却系機能喪失が確認されること。 ・炉心冷却系機能喪失が確認されること。 ・炉心冷却系機能喪失が確認されること。
※7: 外部電源の喪失及び非常用デマンドポンプの起動が完了する。非常用電源の電源回復がされない場合、原子炉の電源回復不能と判断する。
※8: 原子炉圧力調整弁調整等の停止操作を実施する。
※9: 常設圧力調整弁調整弁を用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (高設) 及び低圧注水水素 (高設) の起動操作等。以下により判断する。 ・LOEC発生による格納容器スプレイ冷却系 (高設) の起動操作等。 ・LOEC発生による格納容器スプレイ冷却系 (高設) の起動操作等。
※10: 格納容器スプレイ冷却系は100m <sup>3</sup> /h以下、原子炉注水装置は200m <sup>3</sup> /hとする。なお、原子炉注水装置が炉心冷却系に注水できる状態にある場合、原子炉注水装置の上昇することを考慮し、格納容器スプレイを優先する。
※11: 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・ドライアウト発生。 ・格納容器圧力調整弁調整が確認されない場合。 ・原子炉水位調整が確認されない場合。 ・原子炉水位調整が確認されない場合。
※12: 原子炉水位1.0 (水位不明) 到達時は原子炉水位1.0以上まで注水をするために必要となる注水水量を注水した時点で、調整弁を閉鎖して注水を停止する。
※13: 原子炉水位1.0到達の判断は、代替格納容器調整弁による注水及び格納容器圧力調整弁による注水との注水状態を考慮し、格納容器圧力調整弁による注水状態を用いた判断とする。格納容器圧力調整弁による注水状態を判断する場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水状態を判断する。格納容器圧力調整弁調整弁の注水状態を判断する場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水状態を判断する。格納容器圧力調整弁調整弁の注水状態を判断する場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水状態を判断する。
※14: 代替格納容器調整弁調整弁への注水水量が不足した場合、代替格納容器調整弁調整弁の注水水量を増加させる。代替格納容器調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、代替格納容器調整弁調整弁の注水水量を増加させる。代替格納容器調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、代替格納容器調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※15: ベンチマーク (ドライアウト) 発生は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※16: 炉心冷却系機能喪失した場合、炉心冷却系機能喪失に伴って発生する静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) を抑制し、他のベント同様に、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※17: サブプレッシャ・プール水位 (ドライアウト) 発生は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※18: 常設圧力調整弁調整弁を用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (高設) による格納容器圧力調整は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※19: サブプレッシャ・プール水位 (ドライアウト) 発生は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※20: 中央制御室にて格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※21: 格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※22: サブプレッシャ・プール水位 (ドライアウト) 発生は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※23: 常設圧力調整弁調整弁を用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (高設) による格納容器圧力調整は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。
※24: 格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる場合は、格納容器圧力調整弁調整弁の注水水量を増加させる。

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.2.1.3-5 図 「雰囲気気圧力・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)



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所				備考			
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できない場合)							
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (分)	備考	
	責任者	当直発電長	1人				中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡			
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)				
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●LOCA発生の確認</li> <li>●再循環ポンプ停止の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び送給安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●原子炉への注水機能喪失の確認</li> <li>●炉心損傷の確認</li> </ul>	10分	事象発生 原子炉スクラム ▽約4分 炉心損傷開始 (燃料被覆管温度1,000K到達) ▽約9分 燃料被覆管温度1,200℃到達 ▽プラント状況判断 ▽25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽約27分 炉心溶融開始 (燃料温度2,500K到達) ▽65分 原子炉水位LO到達判断 ▽2時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成	
早期の電源回復不能の確認	[1]人 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分		
	[1]人 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分		
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	[1]人 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分		
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の起動操作	[1]人 B	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (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) による格納容器冷却 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	4分 2分		
常設低圧代替注水ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	[1]人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分		
常設低圧代替注水ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	[1]人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量調整操作	6分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視	
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 水位の確認操作	[1]人 A	-	-	●格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 水位の調整操作	4分	流量調整後 (崩壊熱相当)、適宜状態監視	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	[1]人 A	-	-	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作		20分 水位調整後、適宜状態監視	
サブプレッション・プール水位制御装置による薬液注入操作	[1]人 A	-	-	●サブプレッション・プール水位制御装置による薬液注入操作		8分 適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	[1]人 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	35分		
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作 (現場)	75分		
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	[1]人 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分		
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	[1]人 B	-	-	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ●中央制御室換気系の起動操作	5分	起動操作実施後、適宜状態監視	
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	[1]人 B	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	6分 2分	起動操作実施後、適宜状態監視 ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	

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)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/2)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考

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						経過時間 (時間)	備考
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時作業員 (現場)			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	10分	・既設設備から注入操作
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	10分	・既設設備からスプレッド冷却系操作
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	-	-	-	-	10分	・原子炉建屋負圧監視 ・原子炉建屋負圧調整
原子炉ウエル注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	10分	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による原子炉ウエル注水
	-	-	-	-	2人	2人	10分	・放射線防護準備/負傷 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による原子炉ウエルへの注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2機) 移動、ホース敷設 (可搬型代替注水ポンプ (A-2機) から接続口)、ホース接続)
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	10分	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による原子炉ウエルへの注水
代替原子炉補給冷却系 準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	30分	・既設移動 ・代替原子炉補給冷却系 現場系統構成
	-	-	-	-	13人 (参加)	13人 (参加)	10分	・放射線防護準備/負傷 ・既設移動 ・設備配置及びホース敷設、移動及び注水準備
代替原子炉補給冷却系 運転 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人)	(3人)	10分	・代替原子炉補給冷却系 運転状態監視
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	(2人)	(2人)	10分	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による使用済燃料プールへの給水
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	30分	・燃料プール冷却浄化系系統構成
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	30分	・燃料プール冷却浄化系再起動
可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への給水	-	-	-	-	6人	6人	10分	・放射線防護準備/負傷 ・既設移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) 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機) 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機)、可搬型代替注水ポンプ (A-2機) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)
	-	-	-	-	(4人) ※1	(4人) ※1	10分	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による復水貯蔵槽への給水
給油準備	-	-	-	-	※1	※1	10分	・軽油タンクからタンクローリー (16L) への給油
給油作業	-	-	-	-	(2人)	(2人)	10分	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油
中央制御室待避室の隔圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) e, 4	-	-	10分	・中央制御室待避室隔圧化装置空気供給準備 ・中央制御室待避室隔圧調整
中央制御室待避室の隔圧化維持	-	-	-	(2人) e, 4	-	-	10分	・中央制御室待避室隔圧調整 ・中央制御室待避室隔圧調整
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	60分	・格納容器ベント準備 (格納容器二次隔離準備、バウンダリ構成、非常用ガス処理系停止)
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	10分	・放射線防護準備/負傷
	-	-	-	-	2人 (参加) ※2	2人 (参加) ※3	10分	・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成)
格納容器ベント操作	-	-	-	-	2人 (参加) ※2	2人 (参加) ※3	10分	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分	・格納容器ベント状態監視
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	60分	・格納容器ベント操作 (格納容器一次隔離準備)
給油準備	(1人) B	(1人) b	-	-	8人, ※2 (参加)	8人, ※3 (参加)	10分	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位調整補助 ・ドレン移送ライン調整準備
	-	-	-	-	2人	2人	140分	・放射線防護準備/負傷 ・軽油タンクからタンクローリー (44L) への給油
	-	-	-	-	-	-	10分	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) への給水

第 7.2.1.3-5 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)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

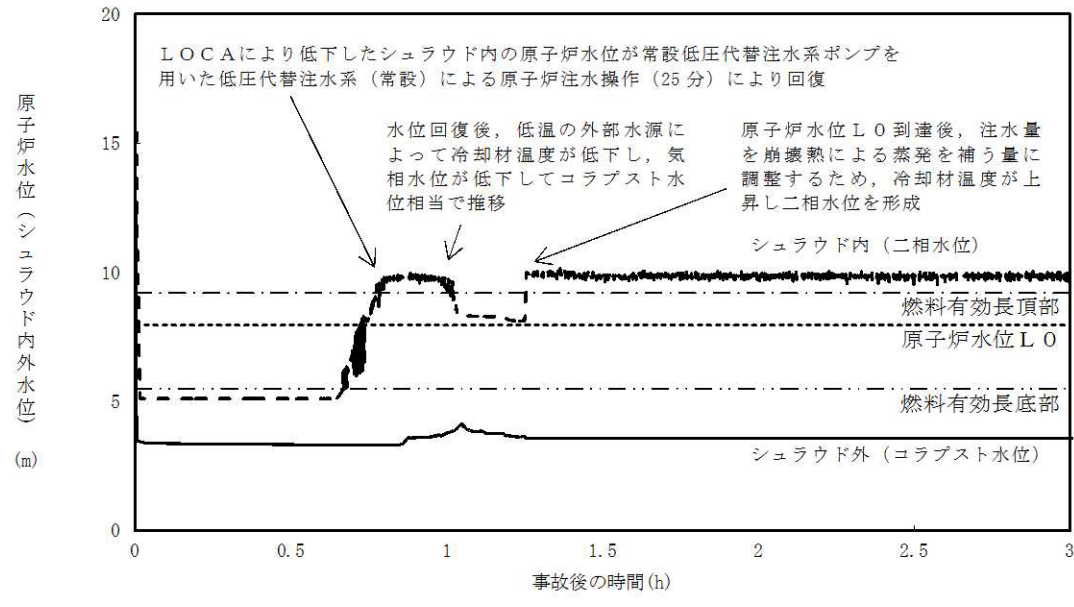
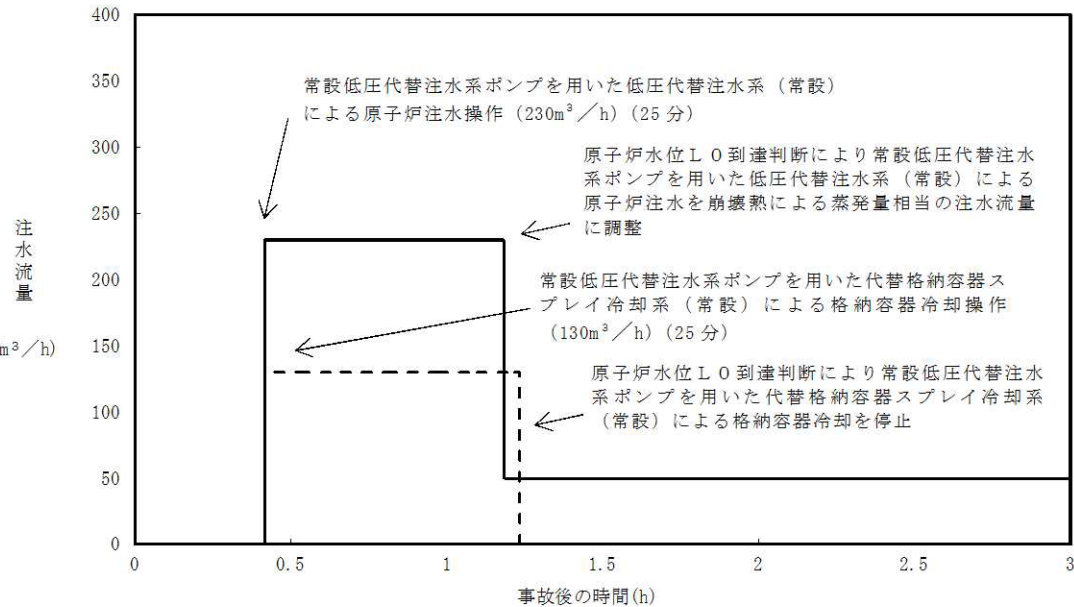
東海第二発電所				備考	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）					
操作項目	実施箇所・必要要員数			経過時間（時間）	備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		
				約 3.9 時間 格納容器圧力 465kPa [gage] 到達 約 16 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m 到達 約 19 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達 約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m <sup>3</sup> 到達	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	[1人] A	-	-	流量調整後（燃焼熱相当）、適宜状態監視	解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた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	[1人] A	-	-	間欠スプレイにより格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の間に維持	解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	[1人] A	-	-	6分	
	-	[2人] + 1人 C, D, E	-	125分	解析上考慮しない
	1人 副発電長	[3人] C, D, E	-	35分	第一非操作完了後、緊急時対策所に退避する
中央制御室待避室の準備操作	[1人] B	-	-	45分	
	-	-	3人（参集）	20分	
	-	-	-	15分	
格納容器圧力がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバール）	[1人] A	-	-	3分	
	-	-	[3人]（参集）	2分	
	-	-	-	10分	格納容器ベント実施後、適宜状態監視
	[1人] B	-	-	30分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
	1人+ [2人] 発電長, A, B	-	-	45分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
使用済燃料プールの冷却操作	[1人] A	-	-	300分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の駆動まで実施する
	-	-	-	20分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	170分	解析上考慮しない 中心傾倒により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	[8人] c~j	-	水源枯渇までは十分余裕がある
	-	-	[2人] c, d	-	適宜実施
タンクローリーによる燃料給油操作	-	-	2人（参集）	-	タンクローリー残量に応じて適宜給油タンクから給油する
	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a~j 及び参集5人	90分	適宜実施

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）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2/2）

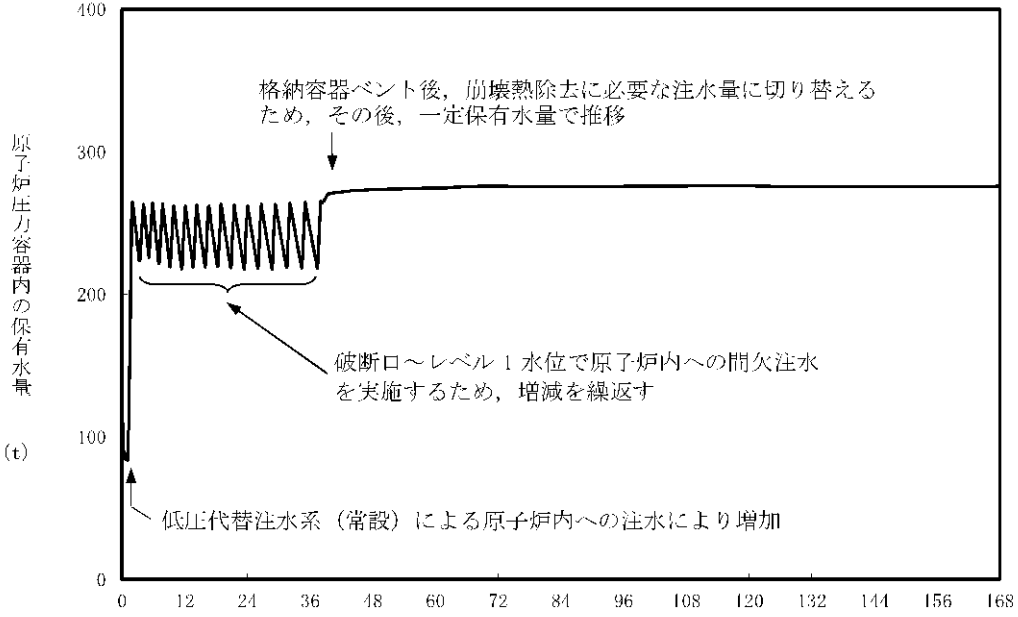
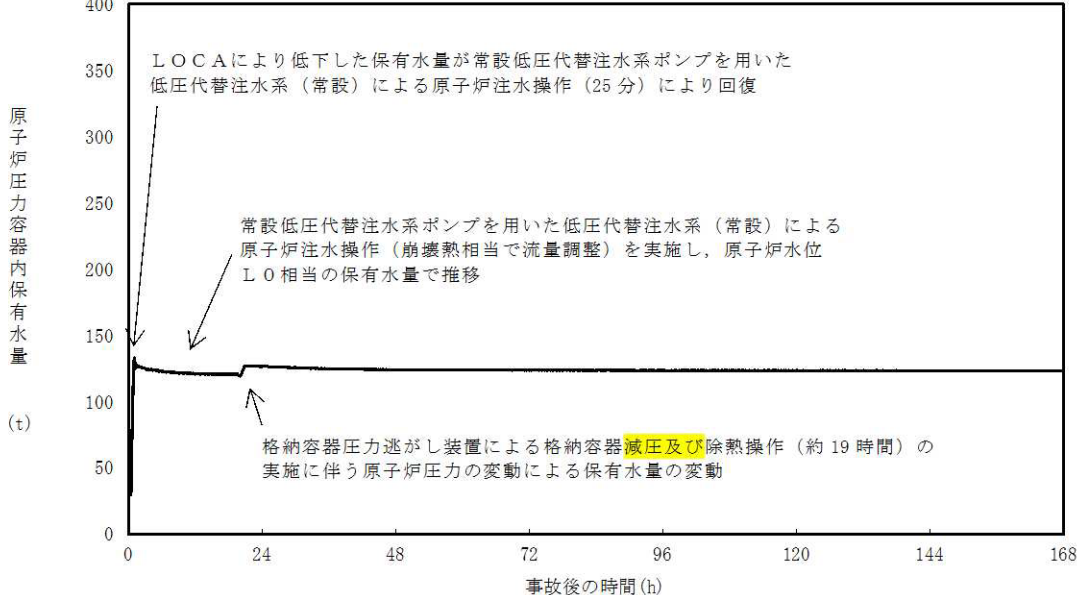
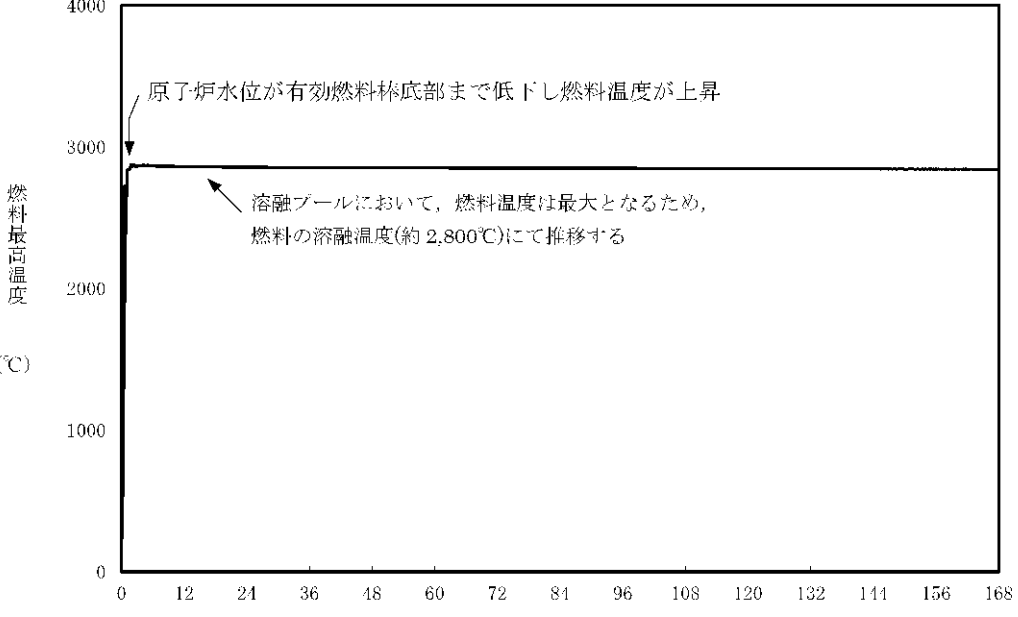
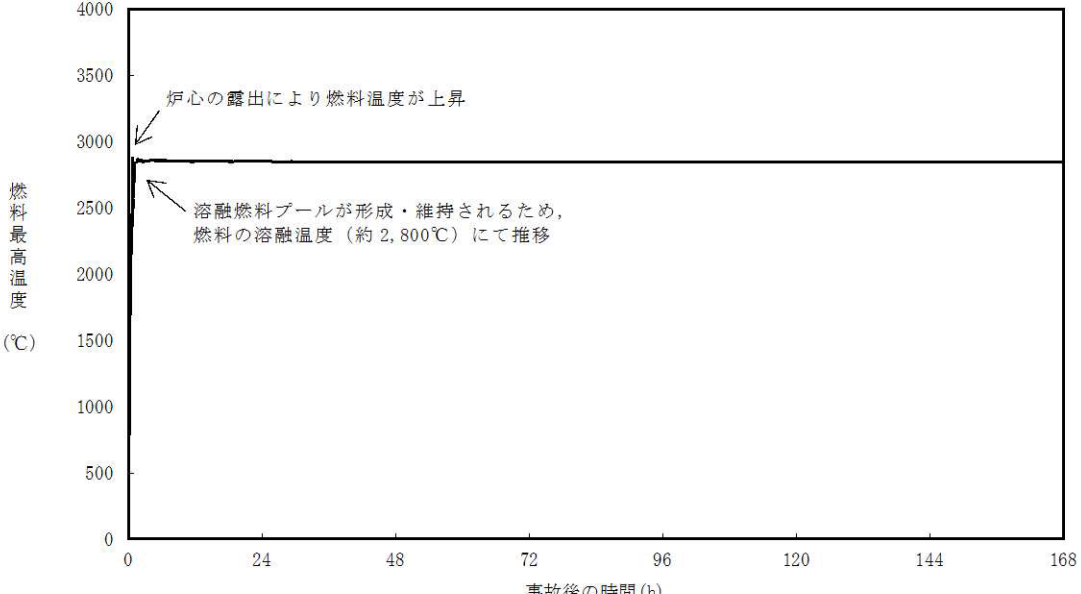
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>格納容器ベントにより原子炉減圧が生じシユラウド内水位が上昇</p> <p>シユラウド内水位</p> <p>シユラウド外水位</p> <p>破断口高さ</p> <p>レベル1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を <math>90\text{m}^3/\text{h}</math> に低減し、破断口～レベル1水位で原子炉内への間欠注水を実施</p> <p>格納容器ベント後、原子炉注水を崩壊熱除去に必要な量に低減するため破断口高さで一定となる</p> <p>低下代替注水系 (常設) による原子炉内への注水により水位回復</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>LOCAにより低下したシユラウド内水位が常設低下代替注水系ポンプを用いた低下代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (25分) により回復</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (約19時間) の実施に伴い、原子炉圧力が低下しシユラウド内水位が上昇</p> <p>シユラウド内 (二相水位)</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>原子炉水位LO</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>シユラウド外 (コラプスト水位)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 3.1.3-4 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>原子炉注水開始 (低下代替注水系 (常設) 最大流量)</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を <math>90\text{m}^3/\text{h}</math> に低減 代替格納容器スプレィは原子炉注水停止時に <math>140\text{m}^3/\text{h}</math> 注水</p> <p>格納容器ベント後は、崩壊熱除去に必要な注水量を原子炉へ注水</p> <p><math>25\text{m}^3/\text{h}</math></p> <p><math>20\text{m}^3/\text{h}</math></p> <p><math>15\text{m}^3/\text{h}</math></p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>注水流量 (<math>\text{m}^3/\text{h}</math>)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた低下代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (<math>230\text{m}^3/\text{h}</math>) (25分)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (<math>130\text{m}^3/\text{h}</math>) (25分)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (<math>130\text{m}^3/\text{h}</math>) (約3.9時間)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた低下代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (崩壊熱相当で流量調整)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-7 図 注水流量の推移</p>	<p>第 3.2.1.3-5 図 注水流量の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第 3.1.3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)</p>	
	 <p>第 3.1.3-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 2. 1. 3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第 3. 1. 3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	
 <p>第 7. 2. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移</p>	 <p>第 3. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-10 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.3-10 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.2.1.3-11 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 3.1.3-11 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 3.1.3-12 図 格納容器圧力の推移 (～3 時間)</p>	
	<p>第 3.1.3-13 図 格納容器雰囲気温度の推移 (～3 時間)</p>	



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-12 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 3.1.3-14 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.2.1.3-13 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 3.1.3-15 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<p>格納容器ベントにより原子炉減圧が生じ シュラウド内水位が上昇</p> <p>シュラウド内水位 シュラウド外水位 破断口高さ 原子炉水位(レベル1) 有効燃料棒頂部 有効燃料棒底部</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を 90m<sup>3</sup>/h に低減し、 破断口～レベル 1 水位で原子炉内への間欠注水を実施</p> <p>事象発生後から 90 分後に低圧代替注水系 (常設) による原子炉内への注水により水位回復 損傷炉心は炉心位置に保持 (溶融炉心の下部プレナムへの移行は発生しない)</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>LOCAにより低下したシュラウド内水位が常設低圧代替注水系ポンプを用いた 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (50 分) により回復</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (約 21 時間) の実施に伴い、原子炉圧力が低下しシュラウド内水位が上昇</p> <p>シュラウド内 (二相水位) 燃料有効長頂部 原子炉水位 LO 燃料有効長底部 シュラウド外 (コラプスト水位)</p> <p>事故後の時間(h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-14 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</p>	<p>第 3.1.3-16 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>格納容器ベント (約 38 時間) による圧力低下 最大圧力約 0.62MPa [gage]</p> <p>ドライウエル サブプレッション・チェンバ</p> <p>原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage]</p> <p>格納容器スプレイ作動に伴う圧力変化、格納容器スプレイは原子炉注水 (レベル 1～破断口にて制御) 以外で実施</p> <p>格納容器スプレイ (約 2.3 時間後)</p> <p>残留熱除去系配管破断により原子炉内から流出する蒸気による格納容器圧力上昇</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントにより、ドライウエルに比べて圧力低下が早い</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>LOCA破断口からの蒸気流出に伴い格納容器圧力が上昇するため常設低圧代替注水系ポンプを用いた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 (50 分) を実施し格納容器圧力の上昇を抑制</p> <p>ドライウエル サブプレッション・チェンバ</p> <p>0.62MPa [gage]</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた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 (約 5.1 時間) に伴う圧力変化 最大圧力 約 0.47MPa [gage] (約 5.1 時間)</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (約 21 時間) の実施に伴う格納容器圧力の低下 格納容器圧力低下後、サブプレッション・プールの沸騰に伴い、一時的に圧力上昇するが、崩壊熱の減少により徐々に圧力低下</p> <p>ベント管の水没長さ分の水頭圧によるドライウエルとサブプレッション・チェンバの圧力差</p> <p>事故後の時間(h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-15 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</p>	<p>第 3.1.3-17 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の 格納容器圧力の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-16 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</p>	<p>第 3.1.3-18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>備 考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>7.2.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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、「6.2 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。</p> <p>(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</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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態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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>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</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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。</p> <p>(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</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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態で原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、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、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、溶融炉心、水蒸気、水素等の急速な放出に伴い格納容器に熱的・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原子炉を減圧することによって、格納容器の破損を防止する。</p> <p>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、ペDESTAL（ドライウェル部）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、長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、格納容器の破損を防止する。</p> <p>さらに、格納容器内における水素燃焼を防止するため、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに、格納容器内へ窒素を注入することによって、格納容器の破損を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードに対する有効性を評価するためには、原子炉圧力容器が破損した時点及びその後のプラント状態を評価する必要があることから、原子炉圧力容器破損までは原子炉への注水を考慮しないものとする。一方、本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため、原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって、本評価では原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから、これを考慮した有効性評価を実施することとする。また、原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について評価することとする。</p>	<p>・文章表現に多少の相違はあるが、実態として相違点はない</p> <p>・期待するSA設備の相違</p> <p>・東海第二では、シナリオの想定としてRPV破損までは原子炉注水しないが、RPV破損後はRPV内を冷却するための原子炉注水を実施する手順とするため、RPV破損後は代替循環冷却系による原子炉注水を実施する想定としている。</p> <p>・東海第二では、原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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。</p> <p>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「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。</p> <p>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 7.2.2-1 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。</p> <p>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 7.2.2-1 図から第 7.2.2-4 図に、対応手順の概要を第 7.2.2-5 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 7.2.2-1 図及び第 7.2.2-3 図である。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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 7.2.2-6 図に示す。</p> <p>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</p>	<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／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、格納容器雰囲気が直接加熱されることを防止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧手段を整備する。</p> <p>また、原子炉圧力容器の下部から落下する溶融炉心の冷却の観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水手段を整備する。</p> <p>さらに、原子炉圧力容器破損前における格納容器からの除熱のため、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段を整備する。なお、この格納容器除熱手段には逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段及び代替循環冷却系による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格納容器減圧及び除熱手段を整備する。</p> <p>また、長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びその他の対応も含めた一連の重大事故等対策の概要を以下に示す。対策の概略系統図を第 3.2-1 図に、対応手順の概要を第 3.2-2 図に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第 3.2-1 表に示す。</p> <p>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、必要な要員は災害対策要員（初動）20 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 3.2-3 図に示す。</p> <p>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、災害対策要員（初動）20 名及び参集要員 2 名で対処可能である。</p>	<p>・東海第二では格納容器除熱手段の効果について記載</p> <p>・期待する SA 設備の相違</p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の相違により必要要員数は異なるが、タイムチャートに要員の充足性を確認している。</p> <p>・東海第二では招集要員は 2 時間以降に期待する評価としている</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>一ケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。</p> <p>※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。</p> <p>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。</p> <p>b. 高压・低压注水機能喪失確認          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。</p> <p>※2 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高压炉心注水系及び低压注水系の機能喪失が重畳する場合や高压炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低压注水系による原子炉注水ができない場合を想定。</p>	<p>a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認          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。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。          原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 原子炉への注水機能喪失の確認          原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。          原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能の確認          全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線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、常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>d. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作          早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を受電する。          常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>e. 電源確保操作対応          早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作          全交流動力電源喪失に伴う低压注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</p> <p>g. 高压注水機能喪失の確認          原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉隔離時冷却系の手動起動を試みるが失敗したことを確認する。          高压注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量等</p>	<p>・東海第二では、運転員の対応を厳しく評価する観点から、SBOを想定</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
	<p>である。</p> <p>h. 高压代替注水系の起動操作          高压注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により高压代替注水系を起動する。なお、有効性評価においては、高压代替注水系による原子炉注水操作には期待しない。          高压代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は、高压代替注水系系統流量である。</p> <p>i. 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作          常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。          常設代替高压電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C電圧及びM/C 2D電圧である。</p> <p>j. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作          常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</p> <p>k. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作          常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお、有効性評価においては、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。          ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。</p> <p>l. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作          常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後、中央制御室にて、非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。          緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作に必要な計装設備は、緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。</p> <p>m. 代替循環冷却系による格納容器除熱操作          緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで、格納容器スプレイを実施し、格納容器除熱を実施する。          代替循環冷却系による格納容器除熱操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・記載箇所の相違</li>   <li>・東海第二では、運転員の対応を厳しく評価する観点から、SBOを想定</li>   <li>・緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の相違による対応手順の相違</li>   <li>・記載箇所の相違</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>c. 炉心損傷確認</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>d. 水素濃度監視</p> <p>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を確認する。</p> <p>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。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>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</p>	<p>n. 炉心損傷の確認</p> <p>原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上となった場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)等である。</p> <p>o. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>原子炉水位の低下が継続し、燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。なお、この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が燃料有効長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-水反応が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>原子炉減圧後は、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.2.1）</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>・東海第二では、原子炉減圧タイミングの考え方について記載</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p> <p>g. 原子炉格納容器下部への注水</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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<sup>3</sup> 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>p. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は、水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ溶融炉心・コンクリートの影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約 1.0m に調整することが目的であるため、格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認後、ペDESTAL（ドライウェル部）への注水を停止する。その後、ペDESTAL（ドライウェル部）水はサプレッション・プールに排水され、格納容器下部水位は約 1.0m に調整される。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作に必要な計装設備は、格納容器下部水位等である。</p> <p>q. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>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、格納容器内水素濃度（SA）等である。</p> <p>r. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作</p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水の pHを7以上に制御することで、サプレッション・プール水中での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</p>	<p>・設備、運用の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>・設備、運用の相違</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、ドライウエ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エルの圧力の差圧が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。</p> <p>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                      ドライウエ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。</p>	<p>しない。</p> <p>s. 格納容器下部水温の継続監視                      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の喪失数増加、原子炉圧力容器温度（下鏡部）の300℃到達といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達した場合には、原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温を継続監視する。                      格納容器下部水温の継続監視の開始に必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度等である。</p> <p>t. 原子炉圧力容器破損の判断                      格納容器下部水温の指示上昇又はダウンスケール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。                      原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は、格納容器下部水温である。                      （添付資料3.2.2）</p> <p>u. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉圧力容器破損後）                      原子炉圧力容器破損の判断後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。                      常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉圧力容器破損後）のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>v. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作                      常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉圧力容器破損後）を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位2.75mまでペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施する。以降は、ペDESTAL（ドライウエル部）満水付近で溶融炉心の冠水状態を維持するとともに、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、約2.25mから約2.75mの範囲に水位を維持する。ただし、高さ0.2mまでの溶融炉心堆積が検知されない場合は、断続的に溶融炉心が落下した際の水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制する観点から、約0.5mから約1mの範囲に水位を維持する。                      常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作に必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器</p>	<p>・設備、運用の相違</p> <p>・設備、運用の相違</p> <p>・設備、運用の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p>	<p>下部注水流量等である。</p> <p>格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることは、格納容器下部水位計によって確認することができる。高さ 0.2m までの溶融炉心堆積を検知した場合は、原子炉圧力容器破損時の影響を受けないペダスタル外側のボックス内の格納容器下部水位計（2.25m 及び 2.75m 位置にそれぞれ複数設置）によって格納容器下部水位を監視し、溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。また、高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は、格納容器下部水位計（0.5m 及び 1m 位置にそれぞれ複数設置）によって、溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。なお、格納容器下部雰囲気温度により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を確認することによっても、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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 3.2.3）</p> <p>w. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作        「m. 代替循環冷却系による格納容器除熱操作」以降、代替循環冷却系による格納容器除熱を継続するが、原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は、原子炉圧力容器内の冷却及び格納容器の除熱のため、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系の注水先を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と格納容器スプレイを実施する。サプレッション・プールを水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施し、緊急用海水系により格納容器内の熱を海に逃がすことで、格納容器外からの注水によるサプレッション・プール水位の上昇抑制を図る。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系原子炉注水流量等である。</p> <p>x. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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        代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作を実施後、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、「u. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉圧力容器破損後）」を一旦停止し、格納容器への水の持ち込みを制限する。ただし、格納容器圧力が上昇し、465kPa [gage] に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた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を実施し、格納容器圧力が 400kPa [gage] 到達により格納容器冷却を停止する。以降、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により、格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の範囲で制御する。これは、格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の高い領域で維持す</p>	<p>・東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>7.2.2.2 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、「6.2 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压状態が維持される「過渡事象＋高压注水失敗＋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「高压溶融物放出／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、高压溶融物放出／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。</p> <p>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</p>	<p>ることでスプレイ効果を高め、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。            常設低压代替注水系ポンプを用いた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に必要な計装設備は、低压代替注水系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>y. 使用済燃料プールの冷却操作            代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>z. 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作            格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。            可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作に必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度（SA）である。</p> <p>a a. タンクローリによる燃料給油操作            タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。</p> <p>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、TQUXに属する事故シーケンスの内、事象進展が早く、時間余裕及び設備容量の観点で厳しい「過渡事象＋高压炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋DCH」である。            本評価事故シーケンスでは「高压溶融物放出／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評価として、原子炉圧力容器破損時の原子炉冷却材圧力を確認する観点より、原子炉圧力容器破損までは事象を進展させることを前提とする必要があり、原子炉への注水失敗により原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。具体的には、炉心損傷前の段階で設計基準事故対処設備の非常用炉心冷却系である高压炉心スプレイ系、低压炉心スプレイ系及び低压注水系並びに原子炉隔離時冷却系のみならず、重大事故等対処設備である低压代替注水系（常設）等を含む全ての低压注水機能が失われることで「2.2 高压注水・減圧機能喪失」に示した過渡時自動減圧回路が作動せず、低压注水機能を含む全ての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が損傷し、その後、原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。</p> <p>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</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>・設備、運用の相違</p> <p>・東海第二では、シナリオの想定としてRPV破損までは原子炉注水しないが、RPV破損後はRPV内を冷却するための原子炉注水を実施する手順とするため、RPV破損後は代替循環冷却系による原子炉注水を実施する想定としている。</p>

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>なお，格納容器過圧・過温破損の観点については，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」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 によるドライウエ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破損に至る事故シーケンスを選定することから，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。</p> <p>本格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「7.1.2 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。</p> <p>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-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。</p> <p>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。</p> <p>なお，この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「7.2.5 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。</p> <p>本格格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUX とし，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「7.2.5 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</p>	<p>までの時間の遅れやペDESTAL（ドライウエル部）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。</p> <p>さらに，本評価事故シーケンスにおいては，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，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</p> <p>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によるドライウエ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破損に至る事故シーケンスを選定することから，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。</p> <p>本格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，異なるプラント損傷状態を選定している。</p> <p>TQUVでは，安全機能の喪失に対する仮定として，減圧機能は喪失していないが，低圧注水機能が喪失していることから原子炉注水ができないため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉を減圧し，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。</p> <p>TQUXでは，安全機能の喪失に対する仮定として，減圧機能が喪失しているため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で，重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉を減圧し，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。</p>	<p>・東海第二では，シナリオの想定としてRPV破損までは原子注水しないが，RPV破損後はRPV内を冷却するたの原子炉注水を実施する手順とするため，RPV破損後は代替循環冷却系による原子炉注水を実施する想定としている。</p> <p>・運用の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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 は高压溶融物放出／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、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。</p> <p>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「高压溶融物放出／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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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7.2.2-2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。</p>	<p>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、本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。よって、格納容器破損モード「高压溶融物放出／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、同じシーケンス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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 有効性評価の条件        本評価事故シーケンスに対する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。</p>	<p>・記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>a. 事故条件</p> <p>(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。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定 高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系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）制御不能による低压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。</p> <p>(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压母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定する。</p> <p>(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。</p> <p>(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-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「7.2.4 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「7.2.5 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。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低压注水機能として低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水系）が機能喪失するものとし、さらに、<b>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。</b></p> <p>(c) 重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定 原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとする。なお、常設低压代替注水系ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能となる代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器下部注水系（常設）は考慮する。原子炉圧力容器破損後は、原子炉圧力容器内の冷却を考慮し、代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。 また、原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響を「3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」において評価するものとする。</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できないものとする。 <b>安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。</b></p> <p>(e) 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。  (添付資料 3.2.4)</p> <p>(f) 水素及び酸素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-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及び酸素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及び酸素の発生量は「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。<b>初期条件の初期酸素濃度並びに事故条件の水素及び酸素の発生については、「3.4 水素燃焼」と同じである。</b></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p>	<p>・東海第二では、運転員の対応を厳しく評価する観点から、SBOを想定</p> <p>・東海第二では、RPV破損後に原子炉注水に期待しない場合の感度解析を実施</p> <p>・マネジメントの観点でSBOを想定。資源の観点では常設代替高压電源装置5台が事象発生から7日間継続起動した場合でも軽油貯蔵タンクの容量以下の消費であることを別途評価している。</p> <p>・東海第二では、本評価事故シーケンスにおいて水素及び酸素の発生の影響を確認</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>原子炉スクラムは、<b>事象の発生と同時に発生するものとする。</b></p> <p>(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<b>自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）</b>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<b>約5%</b>を処理するものとする。</p> <p>(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<b>90m<sup>3</sup>/h</b>で原子炉格納容器下部に注水し、水位が<b>2m</b>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、<b>格納容器下部注水系（常設）</b>により崩壊熱相当の注水を行うものとする。</p> <p>(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<b>70m<sup>3</sup>/h</b>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、<b>130m<sup>3</sup>/h</b>以上で原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(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<b>190m<sup>3</sup>/h</b>とし、<b>ドライウェルへ約140m<sup>3</sup>/h</b>、<b>原子炉格納容器下部へ約50m<sup>3</sup>/h</b>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。</p>	<p>原子炉スクラムは、<b>原子炉水位低（レベル3）</b>信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁          主蒸気隔離弁は、<b>事象発生と同時に閉止するものとする。</b></p> <p>(c) 再循環ポンプ          再循環ポンプは、<b>事象発生と同時に停止するものとする。</b></p> <p>(d) 逃がし安全弁          逃がし安全弁（<b>安全弁機能</b>）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制するものとする。また、原子炉減圧には、<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁</b>を使用するものとし、容量として、<b>1弁あたり定格主蒸気流量の約6%</b>を処理するものとする。</p> <p>(e) 代替循環冷却系          代替循環冷却系の循環流量は、<b>炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、全体で250m<sup>3</sup>/hとし、原子炉圧力容器破損前及び原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウェルへ250m<sup>3</sup>/hで連続スプレイを実施する。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向に転じた後は、ドライウェルへ150m<sup>3</sup>/h、原子炉へ100m<sup>3</sup>/hにて流量配分し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。</b></p> <p>(f) 緊急用海水系          代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は、<b>熱交換器の設計性能に基づき約14MW（サプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）</b>とする。</p> <p>(g) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）          原子炉圧力容器破損の判断後に、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、<b>300m<sup>3</sup>/h</b>にて格納容器内にスプレイするものとする。格納容器圧力が低下傾向となれば、一旦格納容器スプレイを停止するが、再度格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力<b>465kPa [gage]</b>に到達した場合は、運転員の操作頻度を厳しめに高くする観点から、<b>130m<sup>3</sup>/h</b>にて格納容器内にスプレイするものとする。</p> <p>(h) 格納容器下部注水系（常設）          原子炉圧力容器破損の判断後に、溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、<b>80m<sup>3</sup>/h</b>にてペDESTAL（ドライウェル部）に注水するものとする。</p> <p>(i) 可搬型窒素供給装置</p>	<p>・解析における原子炉水位低下を厳しく見積もる観点から、原子炉水位低（レベル3）信号によりスクラムするものとしている。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。</p> <p>・設備、運用の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>・東海第二ではR P V破損後の溶融炉心クエンチまでの発生蒸気抑制のためスプレイ流量を増加させるマネジメントとしている。</p> <p>・運用の相違</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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、「6.3.5 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。</p> <p>(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。</p> <p>(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（原子炉压力容器破損前の原子炉格納容器冷却）は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉压力容器破損を確認した場合に停止する。</p> <p>(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（原子炉压力容器破損前の先行水張り）は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉格納容器下部の水位が2m（注水量180m<sup>3</sup>相当）に到達したことを確認した場合に停止する。</p> <p>(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（原子炉压力容器破損後の注水）は、原子炉压力容器破損を確認した場合に開始する。</p> <p>(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（原子炉压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。</p> <p>(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。</p> <p>※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。</p>	<p>可搬型窒素供給装置は、窒素198m<sup>3</sup>/h及び酸素2m<sup>3</sup>/hの流量で格納容器内に注入するものとする。</p> <p>(j) コリウムシールド耐熱材の種類            コンクリートの侵食を抑制する観点から、ジルコニア耐熱材を設定する。</p> <p>(k) コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度            ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき、2,100℃を設定する。            （添付資料3.5.1）</p> <p>(l) ペDESTAL（ドライウェル部）床面積            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ことから、コリウムシールドを考慮した床面積を設定する。</p> <p>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。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）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、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で開始するものとする。</p> <p>(b) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生90分後から開始するものとする。その後、原子炉压力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて30分後に、ドライウェルと原子炉へ流量配分し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施することで、代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施するものとする。</p> <p>(c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作は、炉心損傷後に代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施した後に開始し、格納容器下部水位が1mを超えて上昇したことを確認した場合に停止するが、ペDESTAL（ドライウェル部）には事象初期から約1mの水位を形成していることから、有効性評価上は本操作を考慮しないものとする。</p> <p>(d) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉压力容器破損後）は、原子炉压力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮し、原子炉压力容器破損の6分後に開始するものとする。また、原子炉压力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて30分後に停止するものとする。その後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた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は、</p>	<p>・設備の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>・東海第二では、緊急用海水系及び代替循環冷却系による格納容器除熱を実施</p> <p>・運用の相違</p> <p>・東海第二では溶融炉心クエンチまでの発生蒸気抑制のため原子炉压力容器破損時点で格納容器スプレイを実施する。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合に開始し、格納容器圧力が 400kPa [gage] まで低下した場合に停止する間欠注水を行うものとする。</p> <p>(e) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水操作は、操作実施に必要な時間を考慮し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた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（原子炉圧力容器破損後）の 1 分後に開始するものとする。また、格納容器下部水位が 2.75m に到達した場合に停止するものとする。その後は、格納容器下部水位が 2.25m まで低下した場合に注水を開始し、2.75m に到達した場合に停止する間欠注水を行うものとする。</p> <p>(f) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件</p> <p>(a) 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長期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。</p> <p>(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出されるものとする。</p> <p>(c) 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・プール水でのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>(d) 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>i) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及び A E C の式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>ii) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス再循環系及び非常用ガス処理系で構成）により原子炉建屋の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。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を 1 回/日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系の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。</p> <p>原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高压電源装置からの交流電源の供給を</p>	<p>・運用の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>・東海第二では、準備時間等を考慮して、事象発生 2 時間後から原子炉建屋ガス処理系の効果に期待しており、起動前後で評価方法を変更している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>(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7.2.2-7図から第7.2.2-12図に示す。</p> <p>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<sup>3</sup>/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。</p> <p>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</p>	<p>受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生115分後に起動し、起動後5分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>iii) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。          (添付資料3.2.5)</p> <p>(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）及び原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移を第3.2-4図から第3.2-6図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位、サプレッション・プール水温度及び注水流量の推移を第3.2-7図から第3.2-16図に、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位、ペDESTAL（ドライウエル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量並びにドライウエ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3.2-17図から第3.2-27図にそれぞれ示す。</p> <p>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（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）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35分後に炉心損傷が開始する。原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点（事象発生から約38分後）で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁を手動で開放することで、原子炉急速減圧を実施する。          事象発生から90分後に代替循環冷却系による格納容器除熱を行う。また、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施し、格納容器下部水位を約1.0mに調整する。          原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）又は代替循環冷却系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4.5時間後に原子炉圧力容器破損に至る。          原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）の水位約1mの水中に落下する際に、溶融炉心からペDESTAL（ドライウエル部）プール水への伝熱が起り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。          溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下した後は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によりペDESTAL（ドライウエル部）に80m<sup>3</sup>/hの注水を行い、溶融炉心を冠水維持することで、継続的に溶融炉心の冷却を実施する。          崩壊熱が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。原子炉圧力容器破損前から代替循環冷却系による格納容器除熱操作により</p>	<p>・運用の相違</p> <p>・設備、運用による相違</p> <p>・運用（手順）による相違</p>