

資料 1 - 2 - 1

## 女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

平成 27 年 3 月 10 日

東北電力株式会社

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 2.3 全交流動力電源喪失
  - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
  - 2.5 原子炉停止機能喪失
  - 2.6 LOCA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LOCA）
3. 重大事故
  - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
  - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
  - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
  - 3.4 水素燃焼
  - 3.5 格納容器直接接触（シェルアタック）
  - 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
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
6. 必要な要員及び資源の評価

下線部：今回のご説明範囲

## 添付資料 目次

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

(2.6 LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.1 敷地境界外の実効線量評価について

添付資料 2.6.2 安定停止状態について

添付資料 2.6.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

添付資料 2.7.1 安定停止状態について

添付資料 2.7.2 燃料評価結果について

(3. 重大事故)

(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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

添付資料 3.1.2 炉心の状態図について

添付資料 3.1.3 安定停止状態について

添付資料 3.1.4 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

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

(3.4 水素燃焼)

添付資料 3.4.1 水の放射線分解の評価について

添付資料 3.4.2 安定停止状態について

添付資料 3.4.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(3.5 格納容器直接接触（シェルアタック））

添付資料 3.5.1 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

(3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用)

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

添付資料 3.6.2 安定停止状態について

添付資料 3.6.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

下線部：今回のご説明範囲

## 2.6 LOCA時注水機能喪失

### 2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「中小破断LOCA時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」及び「中小破断LOCA時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」であり，LOCA時に崩壊熱除去機能喪失する事故を考慮して，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，崩壊熱除去機能喪失を重畳させた「中小破断LOCA時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

なお，大破断LOCAについては，炉心損傷防止対策を有効に実施することはできないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能，かつ，自動減圧機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，高圧代替注水系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，低圧代替注水系（常設）の準備が完了したところで，原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。

#### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 2.6.1 図及び第 2.6.2 図に、手順の概要を第 2.6.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.6.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.6.4 図に示す。

a. 原子炉スクラム確認

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の小規模な破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

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

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

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

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

d. L O C A 発生の確認

格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。

L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

e. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレー系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系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ポンプ出口圧力等である。

g. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

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

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補

給等の準備を開始する。

h. 高圧代替注水系手動起動による原子炉水位上昇確認

原子炉隔離時冷却系の喪失を確認後、高圧代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。

高圧代替注水系手動起動による原子炉水位上昇の確認に必要な計装設備は、高圧代替注水系ポンプ出口圧力等である。

i. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

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

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

j. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

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

k. 原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）で有効燃料棒頂部以下を確認する

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

1. 炉心損傷なしを判断

格納容器内 $\gamma$ 線線量率を確認し、炉心損傷が発生していないことを判断する。

炉心損傷なしの確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。



m. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

n. 原子炉水位判明確認

原子炉水位判明は水位不明判断曲線の水位不明領域でないことで判断する。

原子炉水位判明の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

o. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

原子炉の減圧後、1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

p. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動失敗

サプレッションプール水温度を確認し、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードを起動するが失敗する。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動失敗の確認に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

q. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）に必要な計

装設備は、ドライウェル圧力等である。

r. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m<sup>3</sup> に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイ停止に必要な計装設備は、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

s. 炉心損傷なしを判断

格納容器内  $\gamma$  線線量率を確認し、炉心損傷が発生していないことを判断する。

炉心損傷なしの判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

t. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

格納容器圧力 0.427MPa[gage] (1Pd) 到達により、原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントに必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

## 2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、事象進展の厳しさの観点から、事象進展が早い「中小破断 L O C A 時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、

原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等が重要な現象となる。

よって、これらの現象を熱水力評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、これらの現象による格納容器挙動を一貫して評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

## (2) 有効性評価（事象進展解析）の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6.2 表に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に破断面積約  $6 \text{ cm}^2$  の破断の発生を想定する。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、保守的に原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。

さらに L O C A 時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を想定する。

#### (c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時

にトリップせず，原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップするものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 高压代替注水系

高压代替注水系は手動起動により， $90.8\text{ m}^3/\text{h}$ （ $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし，容量として，1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(e) 低压代替注水系（常設）

原子炉の減圧後に， $108.5\text{ m}^3/\text{h}$ （ $0.427\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(f) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し， $88\text{ m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレーする。

(g) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により  $10.0\text{ kg/s}$ （ $0.427\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

- (a) 高压代替注水系による原子炉注水は、高压注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分とする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生 8 時間後から開始されるものとする。
- (c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達時に開始し、0.284MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m<sup>3</sup> に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。
- (d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料棒の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用しており、敷地境界外での実効線量評価に当たっては、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会、平成 2 年 8 月 30 日）」を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。（添付資料 2.6.1）

- a. 事象発生前の冷却材中のよう素濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度である  $1.8 \times 10^3 \text{Bq/g}$  に相当するものとし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約  $1.3 \times 10^{12} \text{Bq}$  となる。
- b. 事象発生後、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、I-131

については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値である  $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  とし、その他の核分裂生成物については、その組成を平衡組成として求め、希ガスについては、よう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスは  $\gamma$  線実効エネルギー  $0.5 \text{MeV}$  換算値で約  $1.0 \times 10^{15} \text{Bq}$ 、よう素は I-131 等価量で約  $6.6 \times 10^{13} \text{Bq}$  となる。

- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される希ガスは、すべて瞬時に気相部に移行するものとする。また、有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気と共に格納容器内へ移行するものとする。この時、希ガス及び有機よう素は全量が移行し、無機よう素はベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。
- f. サプレッションチェンバ内の無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが格納容器気相部に移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、ベント開始までの期間について考慮する。
- g. 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量  $H_{I2}$  は(1)式で、また、希ガスの外部被ばくによる実効線量  $H_{\gamma}$  は(2)式で、それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)

呼吸率 R は, 事故期間が比較的短いことを考慮し, 小児の活動時の呼吸率 0.31m<sup>3</sup>/h を秒当たりに換算して用いる。

H<sub>∞</sub> : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量  
(1.6 × 10<sup>-7</sup> Sv/Bq)

χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)

Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)  
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \quad \dots \dots \dots (2)$$

K : 空気カーマから実効線量への換算係数 (1 Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)  
(γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- h. 大気拡散条件については, 原子炉格納容器圧力逃がし装置排気管放出, 実効放出継続時間 1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は 5.6 × 10<sup>-4</sup> (s/m<sup>3</sup>), 相対線量 (D/Q) は 2.7 × 10<sup>-18</sup> (Gy/Bq) とする。
- i. サプレッションチェンバのラインを経由した場合, 無機よう素に対するサプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 5 とする。また, 原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数は, 無機よう素に対する除染係数は 500 とし, 有機よう素に対する除染係数は 50

とする。

- j. サプレッションチェンバ側のベントラインが水没し、利用できない場合は、ドライウエル側のベントラインを利用する。
- k. ドライウエルのラインを経由した場合、LOCA時には、放射性物質の一部はサプレッションチェンバを通らないため、サプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除染効果を期待しないこととする。

#### (4) 有効性評価の結果

手順の概要を第 2.6.3 図に示すとともに、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>\*</sup>、注水流量、蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第 2.6.5 図から第 2.6.10 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6.11 図から第 2.6.18 図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器気相部の温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温、ドライウエル水位及び真空破壊装置流量の推移を第 2.6.19 図から第 2.6.25 図に示す。

##### a. 事象進展

事象発生後に給水流量が喪失し、破断口から冷却材が流出するため、原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル3）」信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水



系及び低圧炉心スプレイ系の起動に失敗する。また、自動減圧系が作動に失敗する。

再循環ポンプは、原子炉水位低（レベル2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から15分後に、手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉注水を開始するが、炉心の上部が一時的に露出する。事象発生から8時間経過した時点で手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧し、原子炉の減圧後に、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炉心は冠水維持される。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉水位が低下し、燃料が露出することから1.0となる。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり、熱伝達係数は低下する。その後、高圧代替注水系による炉心注水により、炉心が再冠水するとボイド率は低下し、熱伝達係数は増加して、燃料被覆管温度は低下する。

平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉圧力変動に伴い増減する。また、炉心下部プレナム部のボイド率については、逃がし安全弁による原子炉減圧に伴い増加するが、その後低下する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱を行う。なお、格納容器除熱時のサブレーションプール水位は、約7.5mであり、ベントライン（約9.0m）に対して余裕がある。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過

程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.6.11 図に示すとおり、炉心の上部が一時的に露出することで燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約 397℃となるが 1,200℃以下である。燃料被覆管最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第 2.6.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による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及び温度の最大値は、約 0.427MPa [gage] 及び約 149℃に抑えられる。原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱は、事象発生から約 62 時間経過した時点で実施する。

炉心は安定して冷却されており、事象発生から約 62 時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示していることから、安定停止状態に至る。その後

も、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.6.2）

サプレッションチェンバのラインを経由した場合の原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は、約  $6.8 \times 10^{-2}$  mSv であり、5mSv を下回る。また、ドライウェルのラインを経由した場合の敷地境界外での実効線量の評価結果は、約  $1.3 \times 10^{-1}$  mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

#### 2.6.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

#### 2.6.4 必要な要員及び資源の確保

##### (1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 33 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源については、以下のとおりである。（添付資料 2.6.3）

##### a. 水源

高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，合計約7,477m<sup>3</sup>必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約11,192m<sup>3</sup>保有しており，事象発生約15時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで，復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから，7日間の継続実施が可能である。

#### b. 燃料

ガスタービン発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定し，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約272.2kLである。

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

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

以上を合計して，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約336.3kLであるが，2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから，7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

ガスタービン発電機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約3,960kW必要となるが，給電容量である7,200kW未満となることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

## 2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能又は自動減圧機能が喪失することで原子炉水位が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

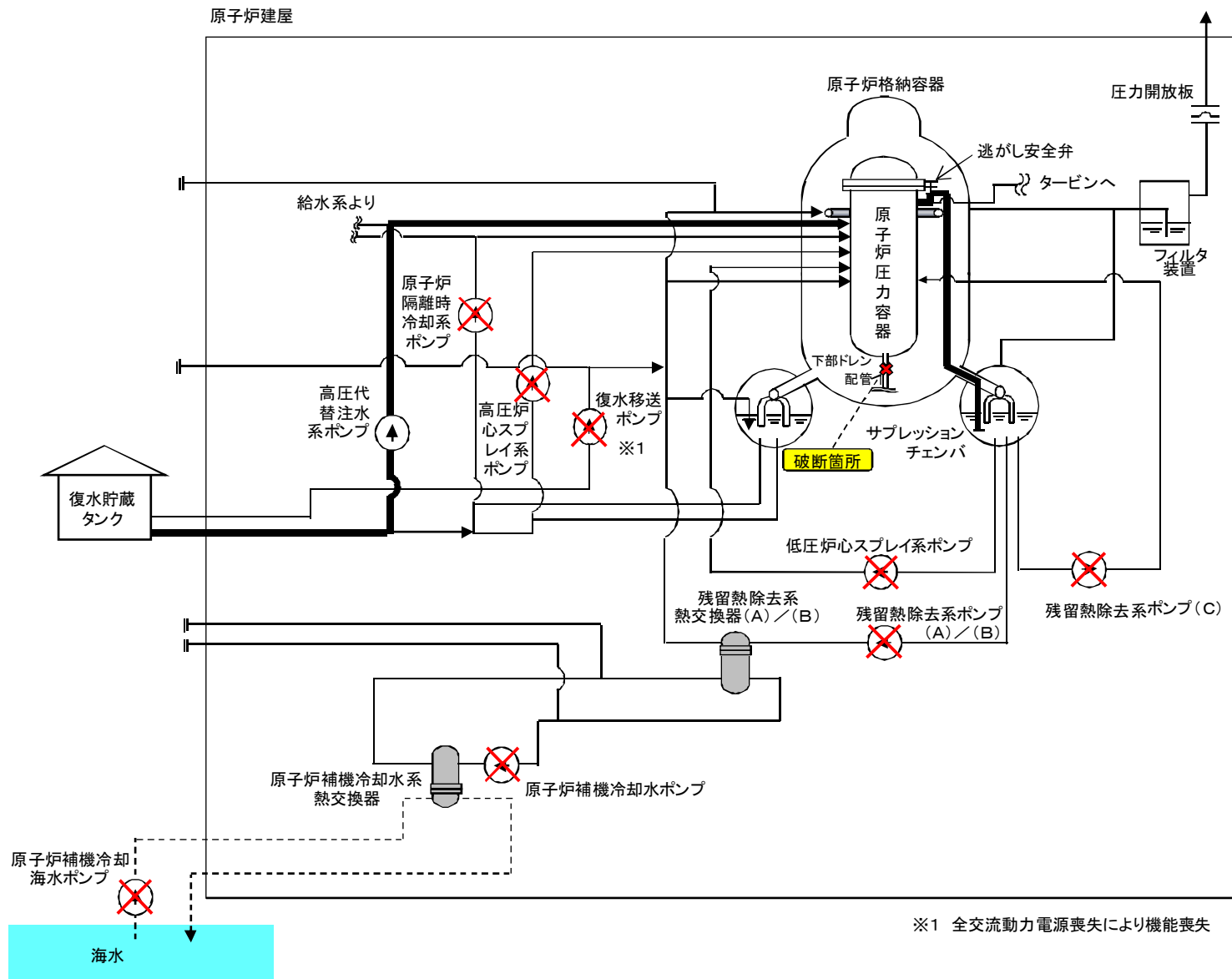
事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断LOCA時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、一時的に炉心は露出するが、高圧代替注水系による原子炉注水により、原子炉水位は回復し、その後は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は冠水維持される。

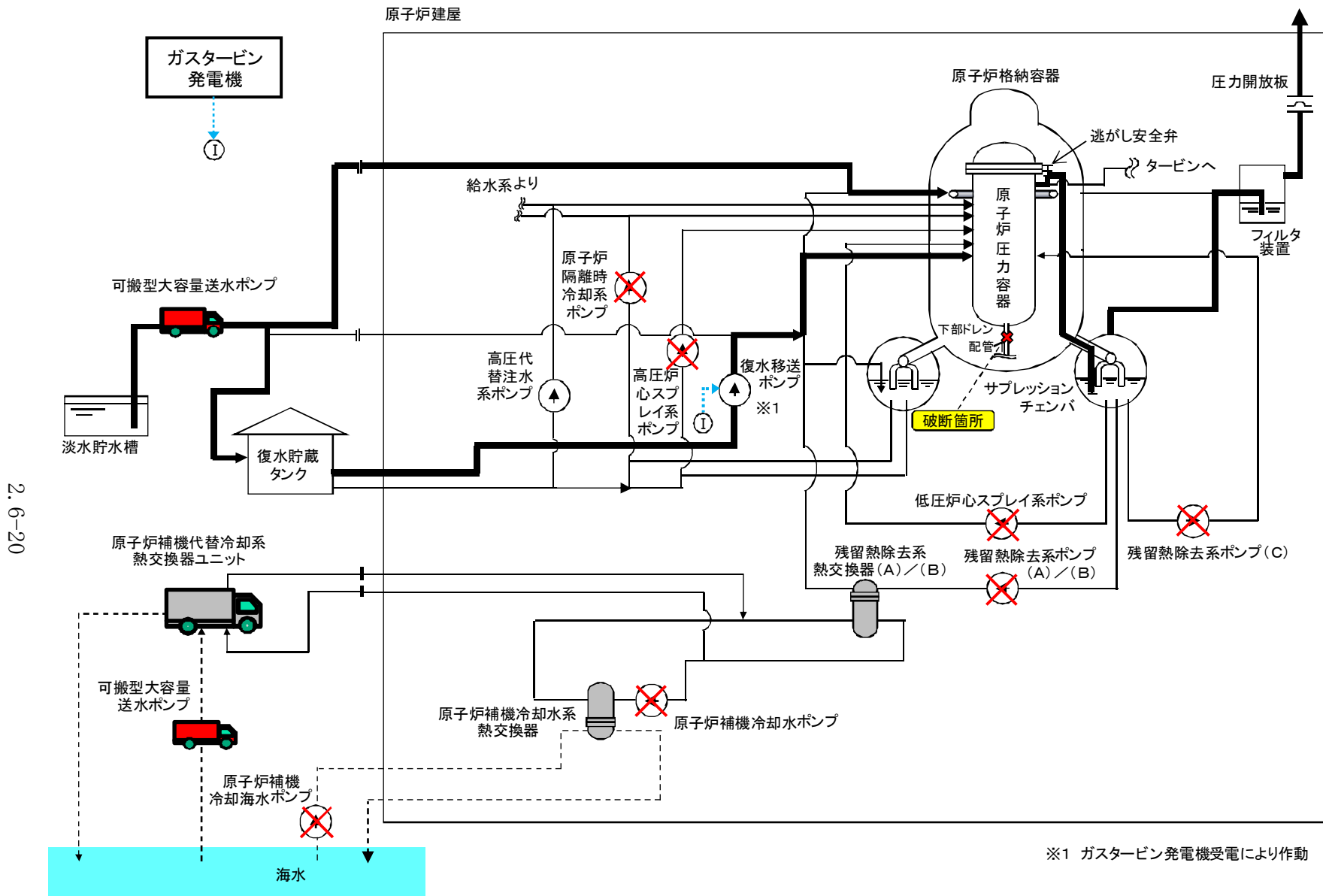
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」において，高圧代替注水系等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。



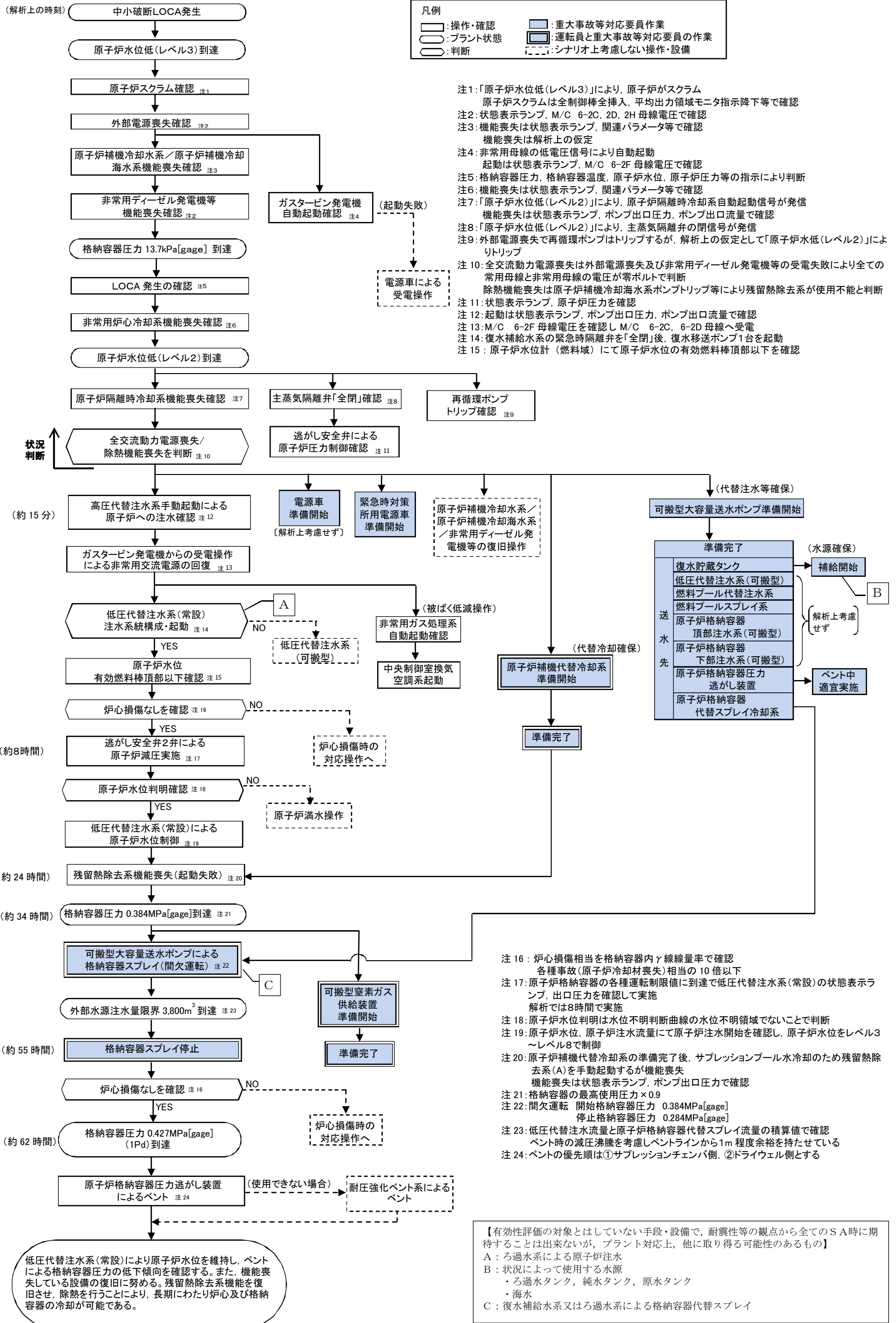
第 2.6.1 図 LOC 時注水機能喪失時の使用系統概要  
(高圧代替注水系)



2.6-20

第 2.6.2 図 LOC時注水機能喪失時の使用系統概要  
 (低圧代替注水系 (常設)・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系・原子炉格納容器圧力逃がし装置)

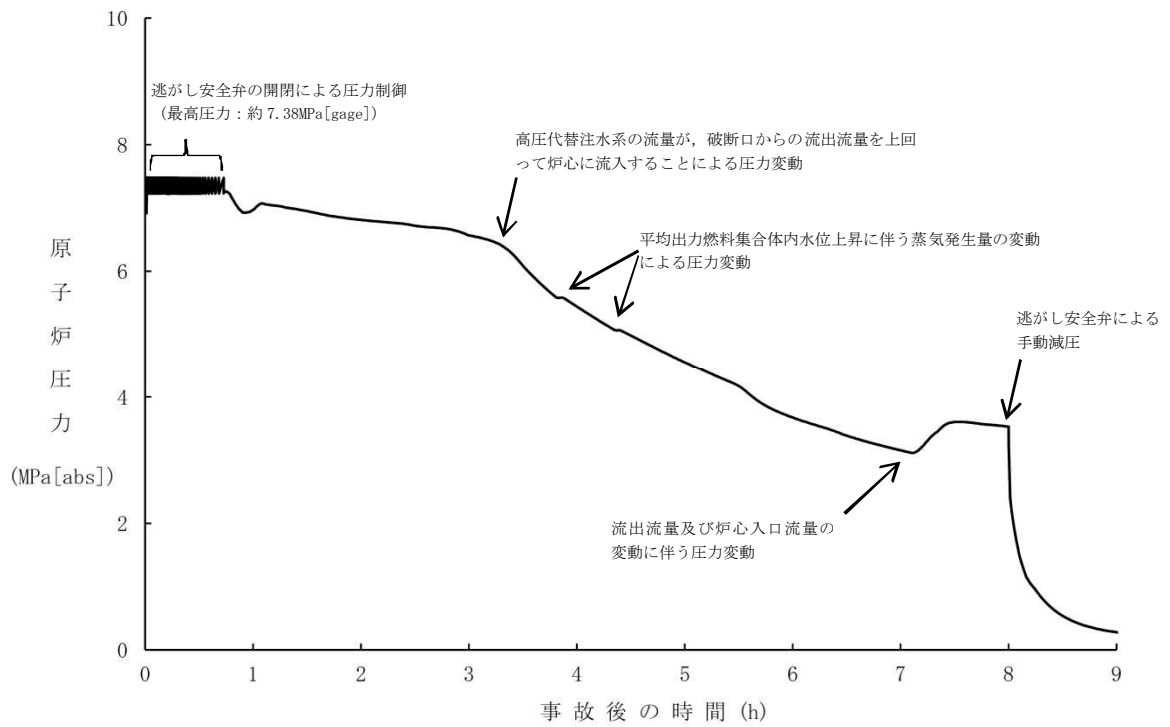




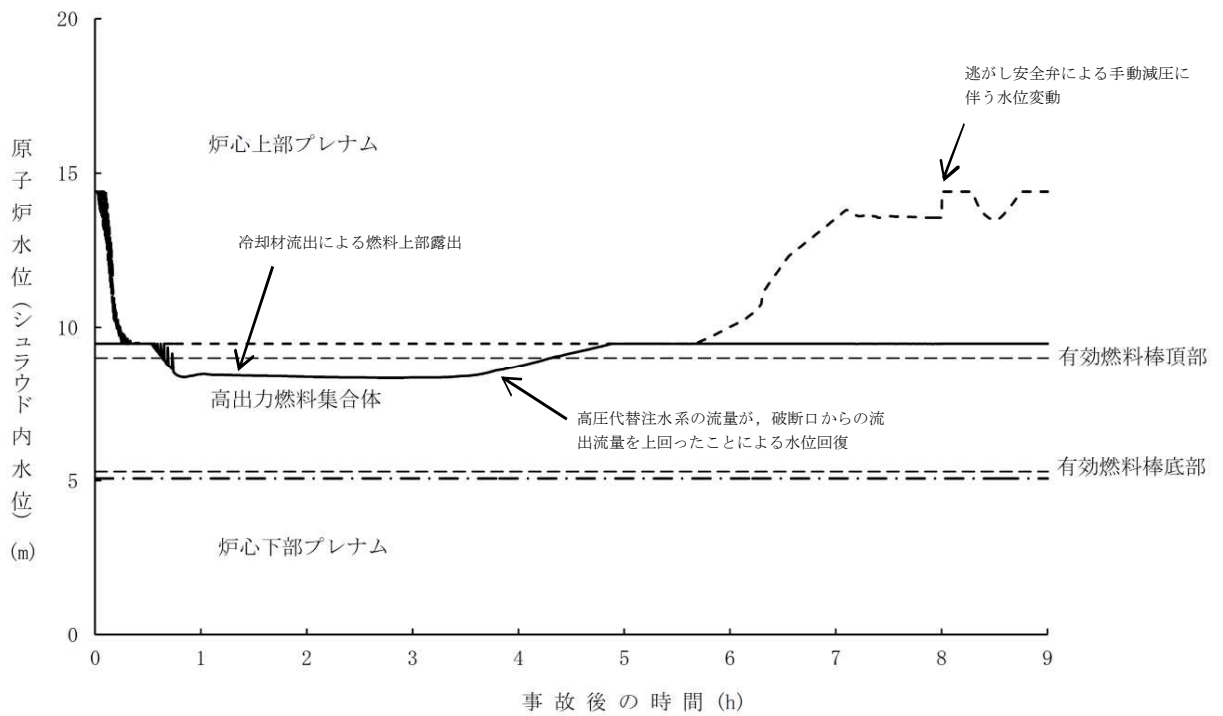
第 2.6.3 図 LOCA時注水機能喪失時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)																	経過時間(時間)							経過時間(日)							備考	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) ( )は他作業後移動してきた要員 ( )は解析上考慮していない操作を行う要員	手順の内容	現場作業の要員移動	10m	20m	30m	40m	50m	1h	3h	5h	7h	9h	11h	13h	15h	17h	19h	21h	23h	24h	30h	42h	54h	66h	78h	90h	4d	5d	6d	7d				
状況判断	運転員ABC	●運転操作の統括 ●運転操作の指揮・監視・指示 ●原子炉スクラム確認 ●外部電源喪失確認 ●原子炉補機冷却水/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認 ●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ●ガスタービン発電機自動起動確認 ●非常用炉心冷却系機能喪失確認 ●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認																																	
高圧代替注水	【運転員C】	●高圧代替注水手動起動 ●高圧代替注水による原子炉水位制御																																	
電源確保	【運転員A, B】 重J~重L	●ガスタービン発電機受電準備 受電 ●2号用電源車設置																																	
被ばく低減操作	【運転員A】	●非常用ガス処理系自動起動確認 ●中央制御室換気空調系手動起動																																	
原因調査	運転員D, E	●機能喪失機器の原因調査(解析上考慮しない)																																	
代替注水等確保	重A~重I 【重A~重C】 【重D~重I】 【重A~重I】 【重G】	●可搬型設備保管場所への移動 ●可搬型大容量送水ポンプの設置(水中ポンプの設置含む) ●ホース延長回収による送水用ホース敷設 ●分岐器の設置 外部接続口への送水用ホース敷設 ●可搬型大容量送水ポンプの起動 水張り ●可搬型大容量送水ポンプ監視																																	
低圧代替注水(常設)準備	運転員B	●低圧代替注水(常設)注水系統構成・起動																																	
流出箇所隔離	【運転員A】	●原子炉冷却材漏えい箇所の隔離(失敗)																																	
水源確保	【運転員D, E】 【重H, I】	●復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え ●復水貯蔵タンク補給																																	
低圧代替注水(常設)	【運転員C】	●逃がし安全弁2弁による原子炉減圧 ●低圧代替注水(常設)による原子炉水位制御																																	
代替冷却系確保	【運転員A】 【運転員D, E】 【重A~重F】 【重L, 重O, 重T】 【重D~重F】 【重A~重C】 【重A~重F】 【運転員D, E】	●原子炉補機冷却水系統構成(中央制御室) ●原子炉補機冷却水系統構成(現場) ●可搬型設備保管場所への移動 ●原子炉補機代替冷却系用電源車設置 ●ホース延長回収による海水送水ホース及び海水排水ホース敷設 ●可搬型大容量送水ポンプの設置(水中ポンプの設置含む) ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置及び通水ライン準備 ●原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント操作																																	
代替冷却系起動監視	【重A~重C】 【重L, 重O】	●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットおよび可搬型大容量送水ポンプの起動 監視 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用電源車起動 監視																																	
格納容器除熱	【運転員A】	●残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動(失敗)																																	
格納容器冷却	【運転員C】 【重H, 重I】	●可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ(確認) ●可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ(間欠運転)																																	
格納容器除熱準備	【重H, 重I】 【重D~重F】 【運転員D, E】	●原子炉格納容器圧力逃がし装置への水補給 ●可搬型窒素ガス供給装置の設置 ●窒素ガス供給準備																																	
格納容器除熱	【運転員B】 【運転員D, E】	●原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント ●原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント系統構成(中央制御室からの操作不可時) ●原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント(中央制御室からの操作不可時)																																	
燃料補給	重P~重S 【重P, 重O】 【重R, 重S】	●可搬型設備保管場所への移動 ●可搬型大容量送水ポンプ用タンクローリーへの移送 ●可搬型大容量送水ポンプ、緊急時対策用電源車へ給油 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用タンクローリーへの移送 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用重油車への給油 ●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用可搬型大容量送水ポンプへの給油																																	
緊急時対策所	重M~重O 3号運転員 【3号運転員】 本部要員	●緊急時対策用電源車設置・起動 ●緊急時対策用電源車接続準備 ●緊急時対策用電源車接続後の受電操作 ●準備(照明、可搬空調等起動)																																	
機能喪失機器復旧	参集要員等	●機能喪失した機器の復旧作業																																	
対応操作要員数	運転員 7 重大事故等対応要員 20 緊急時対策本部要員 6 合計 33																																		
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)	33																																		

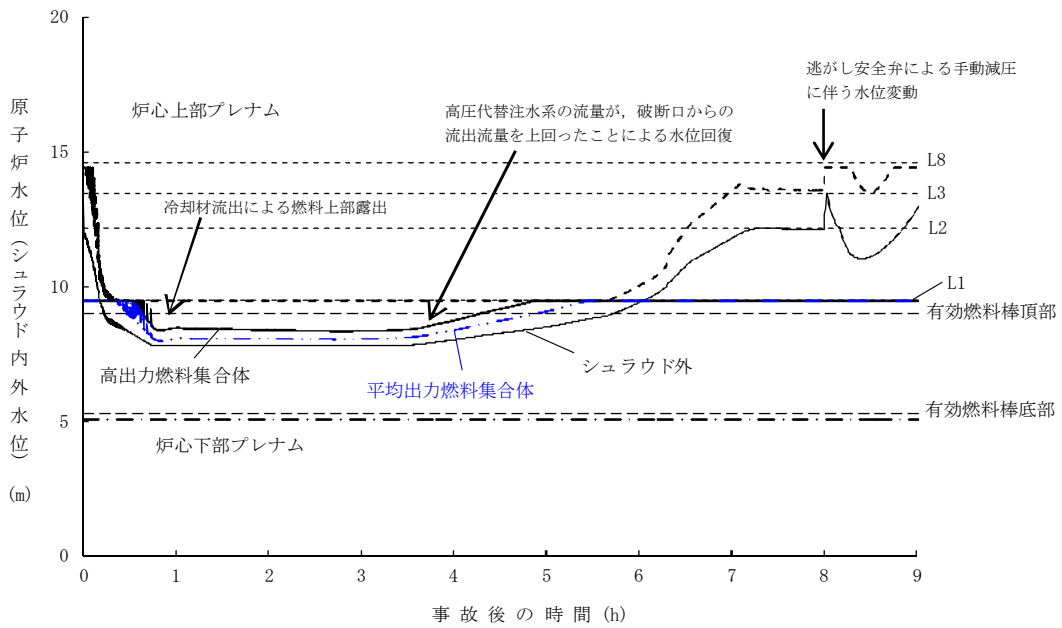
第 2.6.4 図 LOCA時注水機能喪失時の作業と所要時間



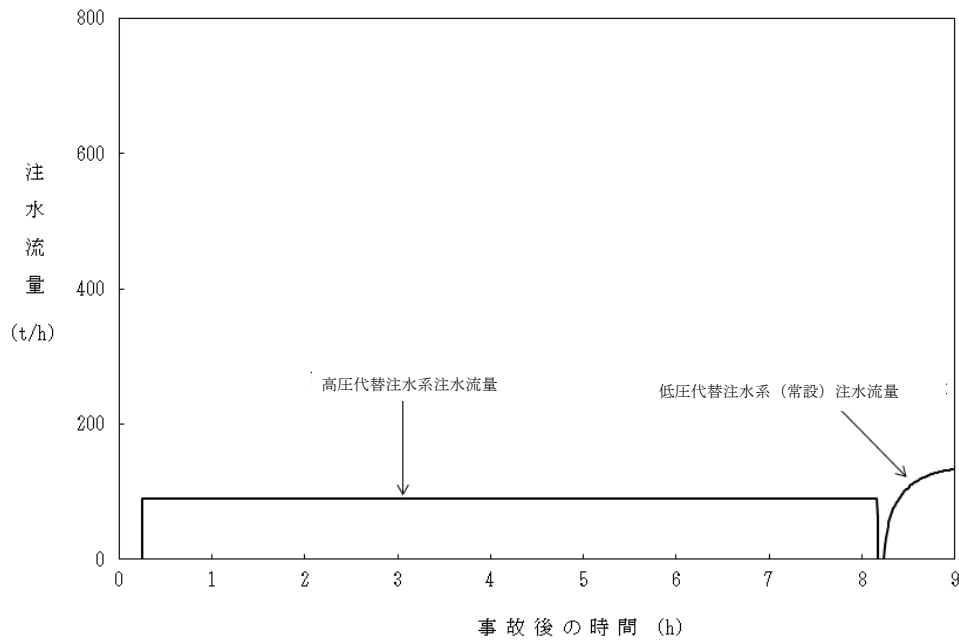
第 2.6.5 図 原子炉圧力の推移



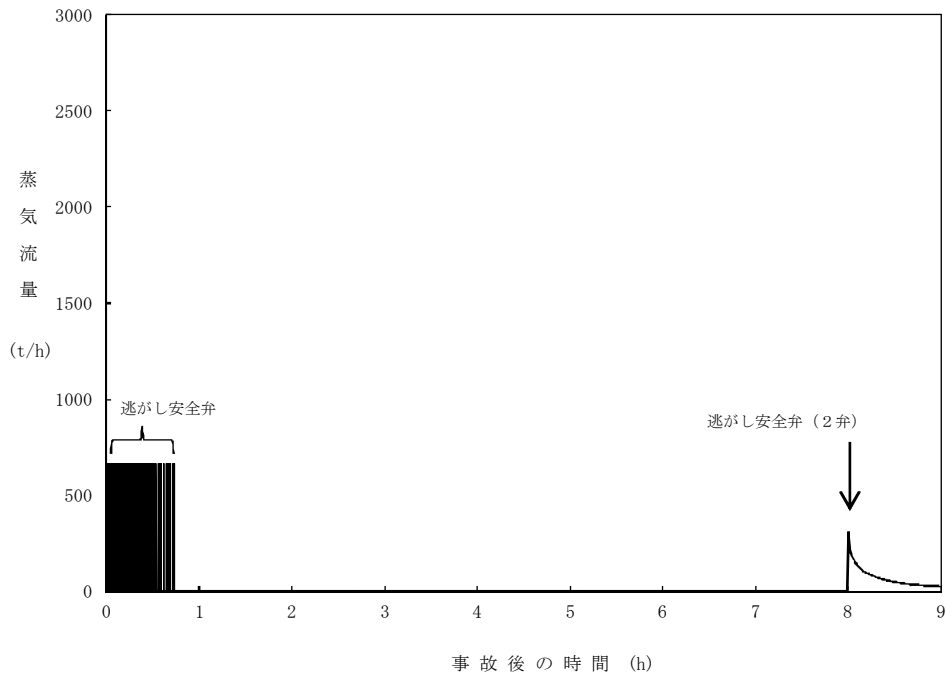
第 2.6.6 図 原子炉水位の推移



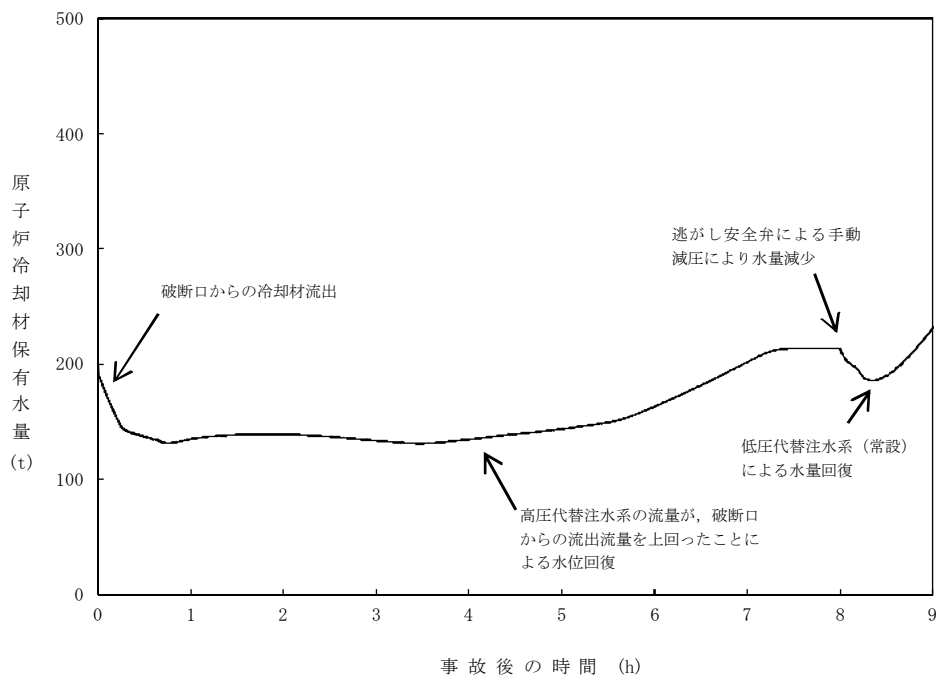
第 2.6.7 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



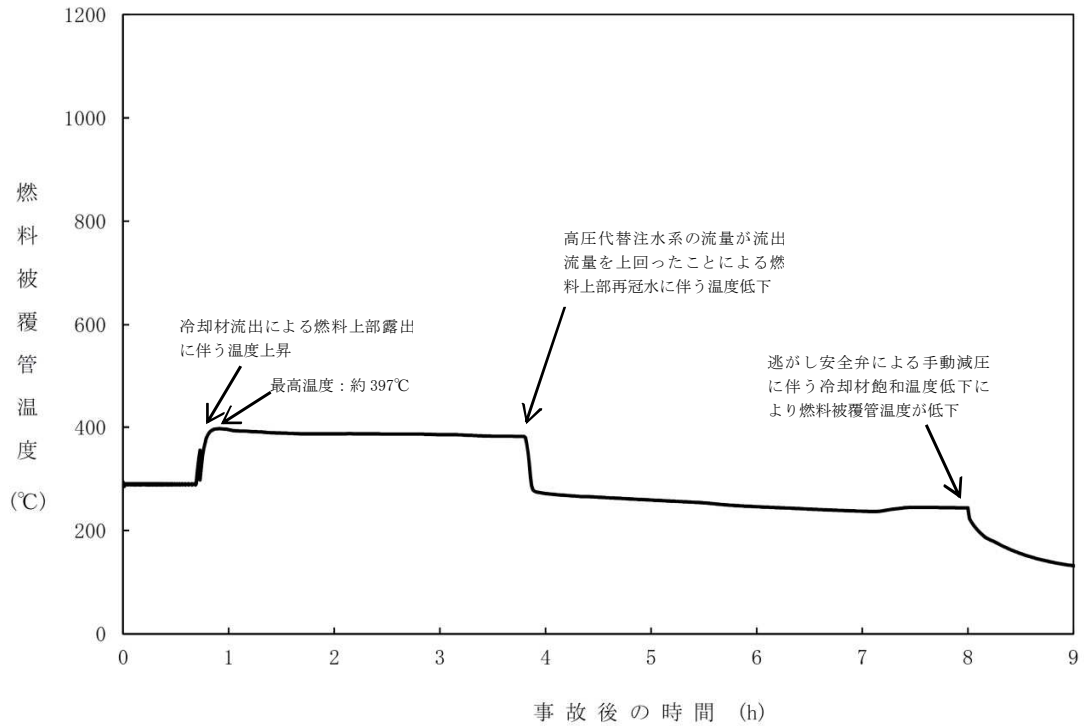
第 2.6.8 図 注水流量の推移



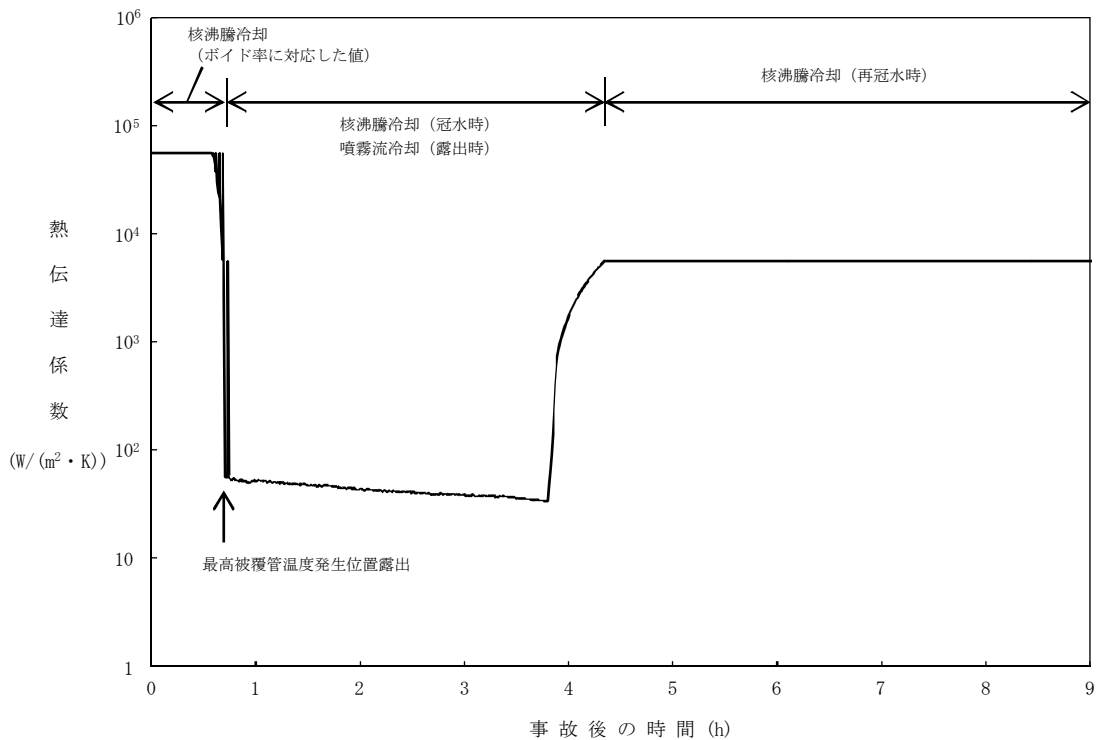
第 2.6.9 図 蒸気流出流量の推移



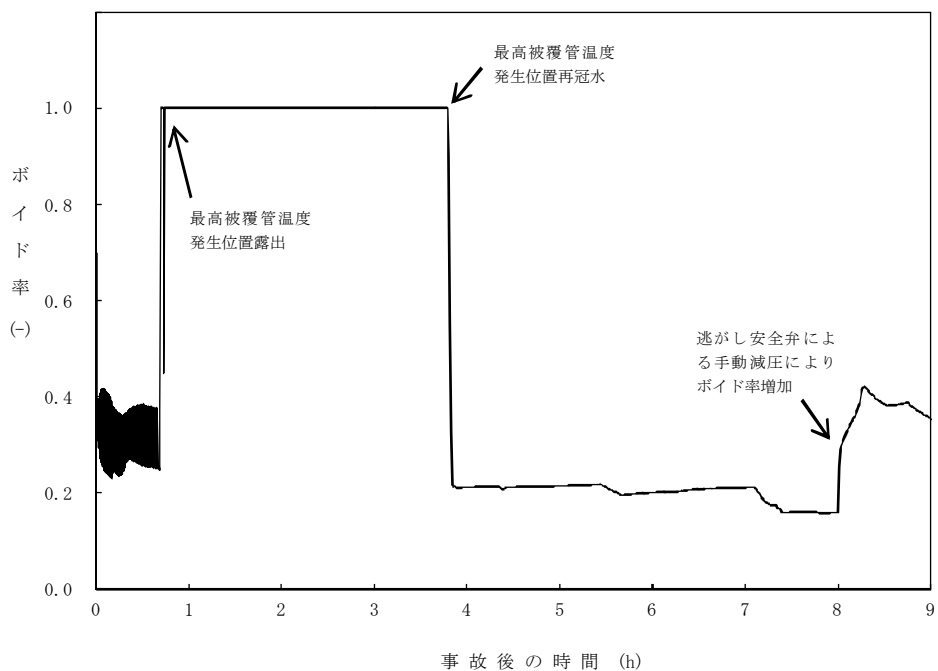
第 2.6.10 図 原子炉内保有水量の推移



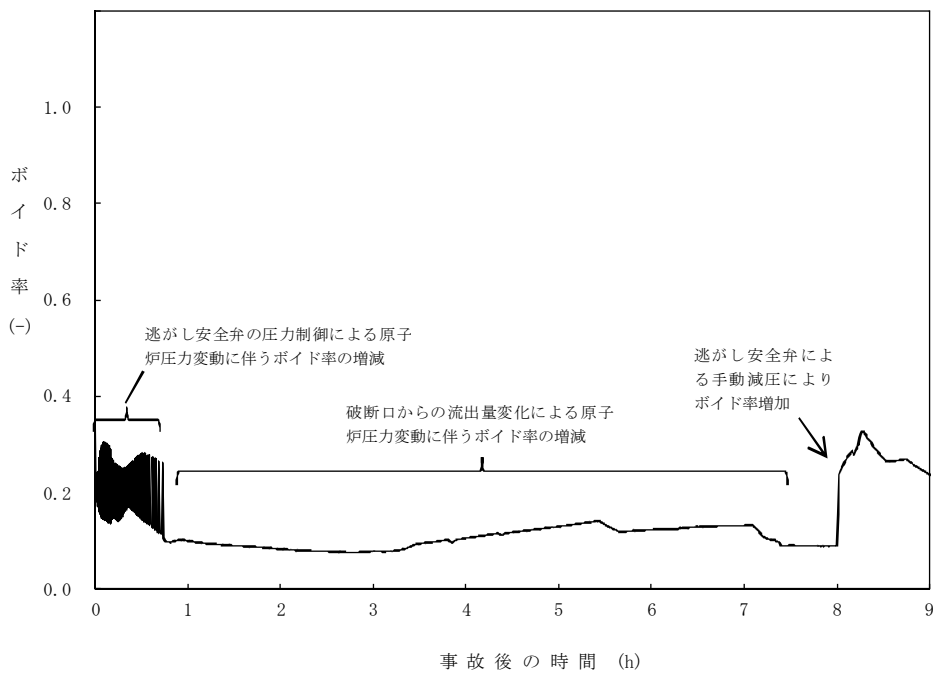
第 2.6.11 図 燃料被覆管温度（平均出力燃料集合体）の推移



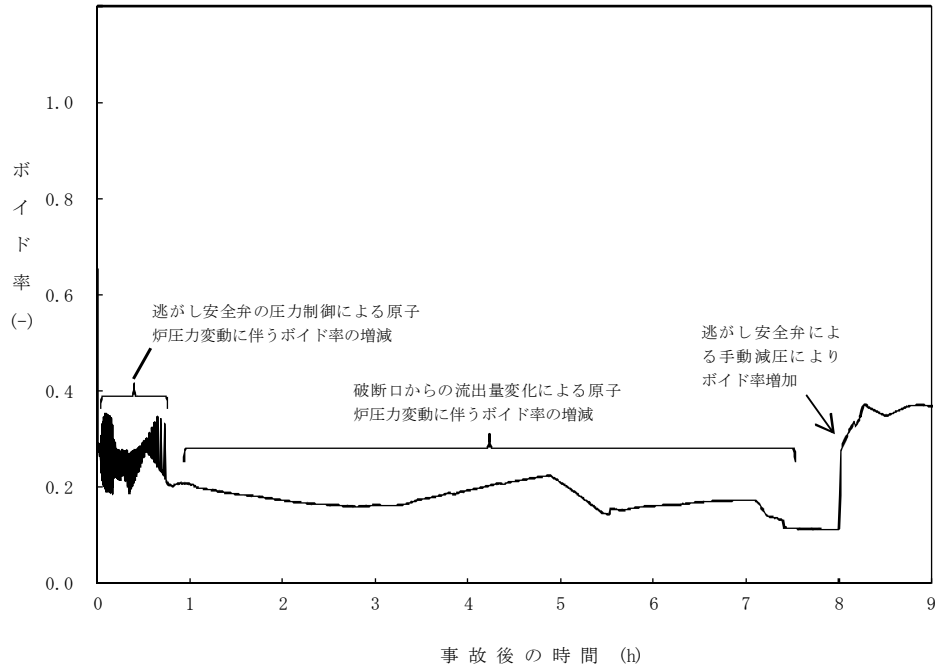
第 2.6.12 図 燃料被覆管最高温度発生位置（平均出力燃料集合体）の熱伝達係数の推移



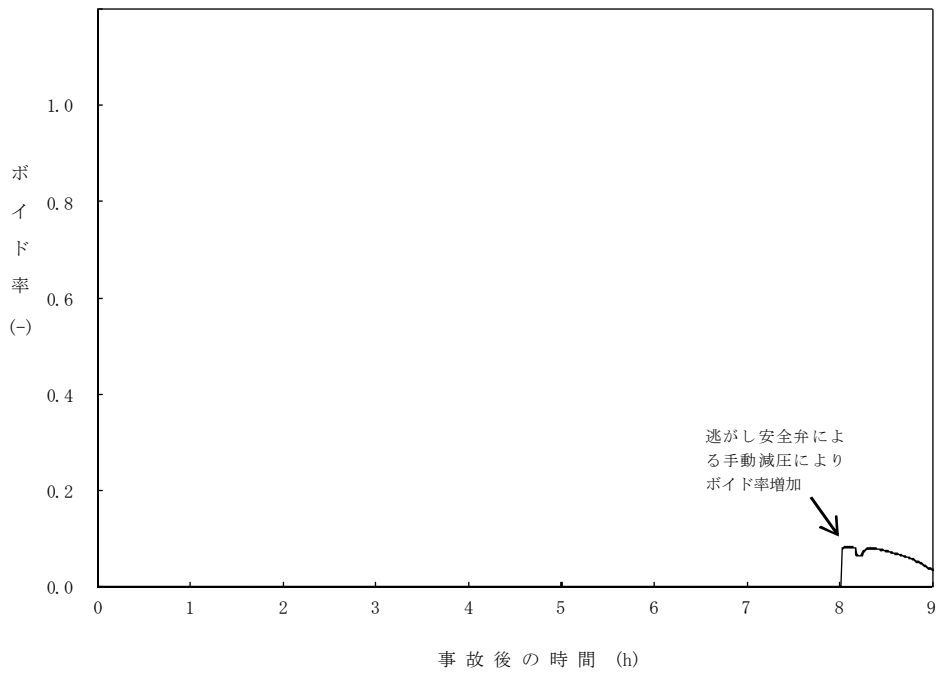
第 2.6.13 図 燃料被覆管最高温度発生位置（平均出力燃料集合体）のボイド率の推移



第 2.6.14 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

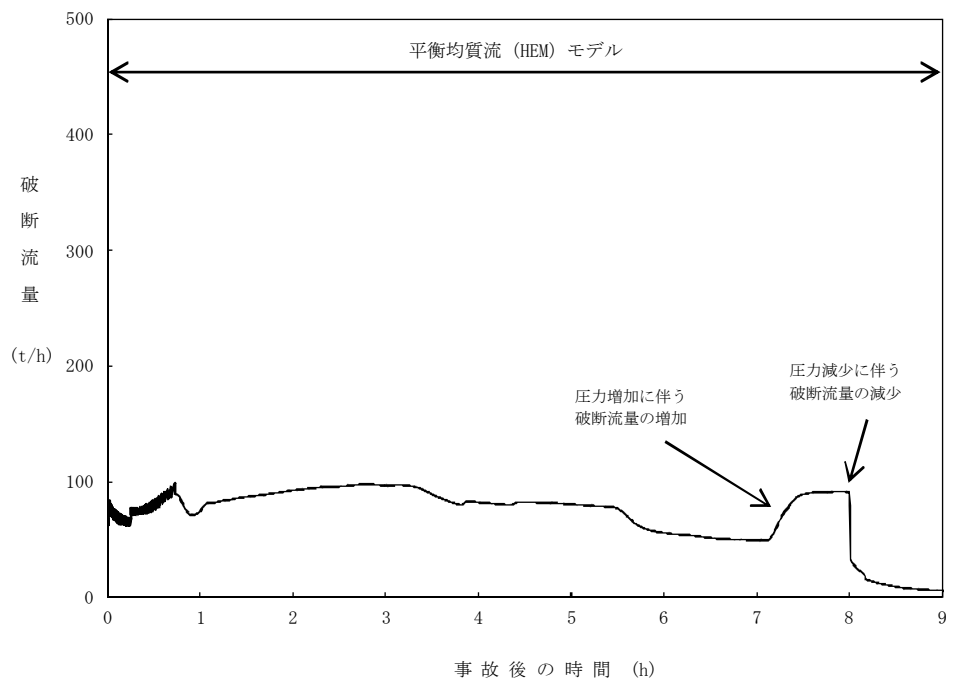


第 2.6.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

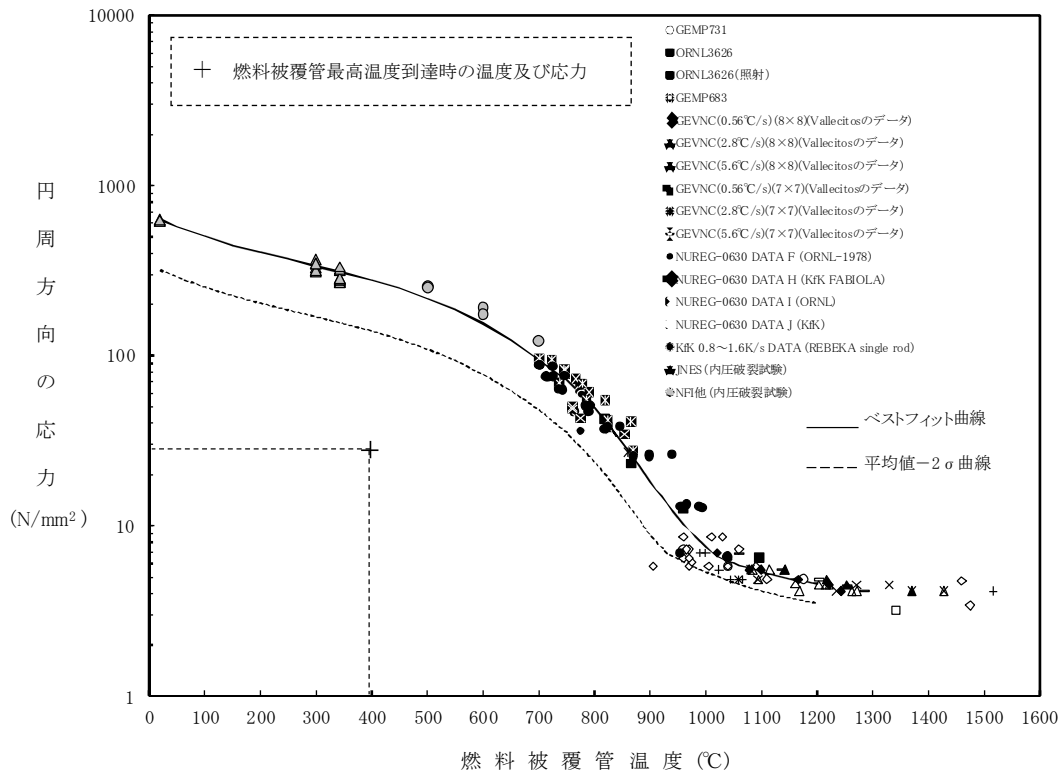


第 2.6.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

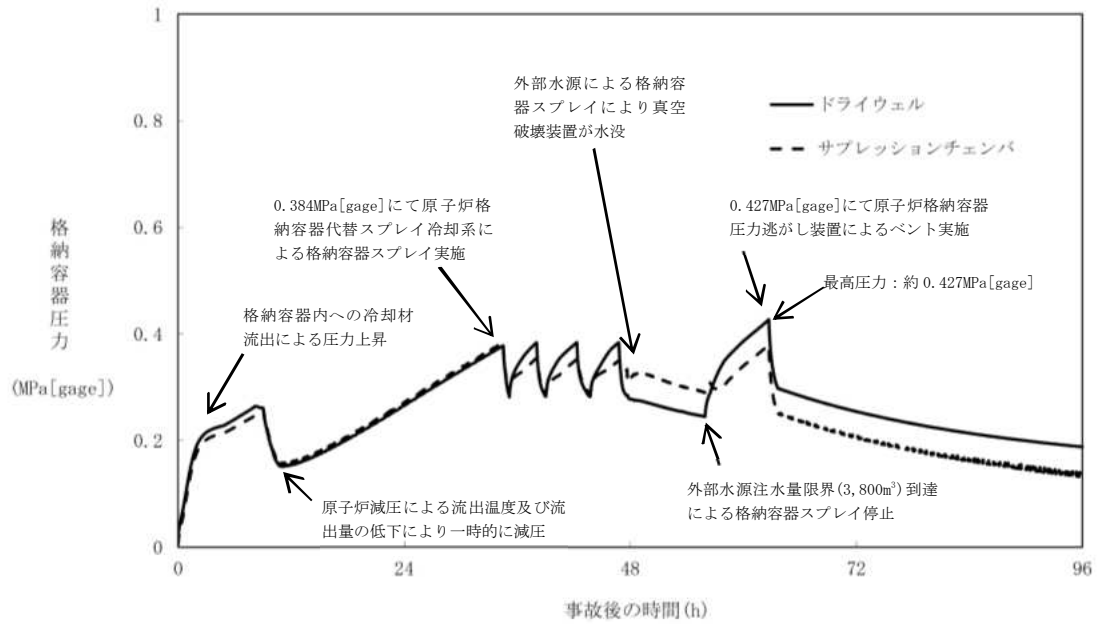




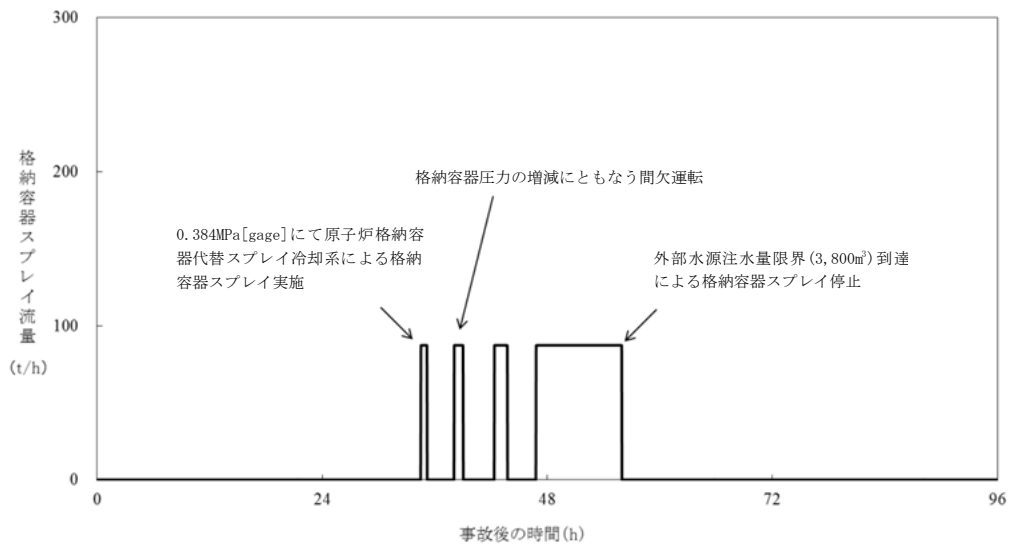
第 2.6.17 図 破断流量の推移



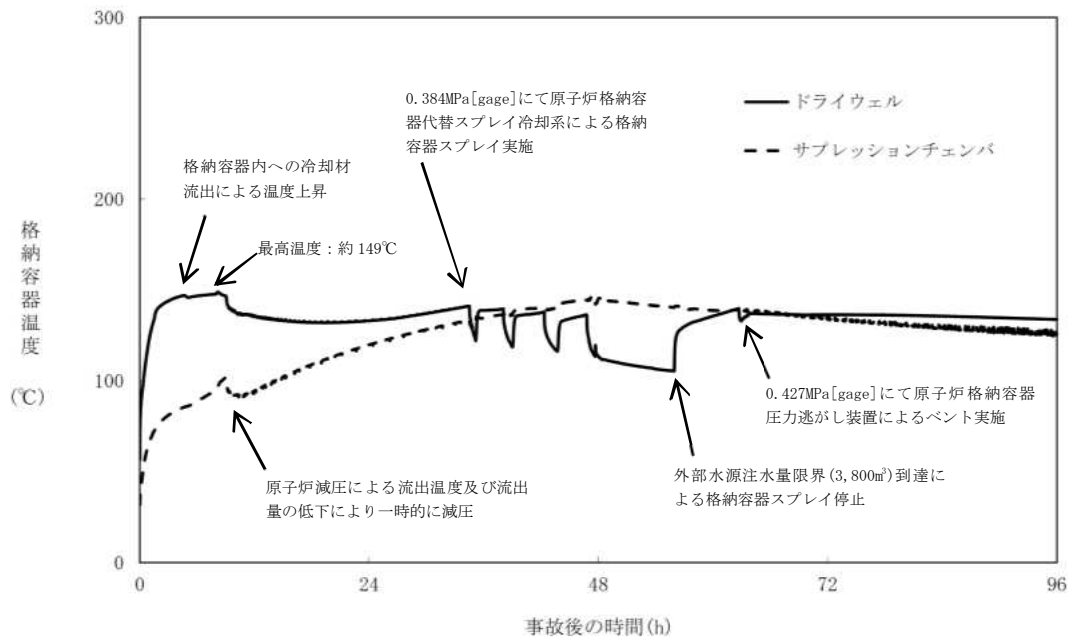
第 2.6.18 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



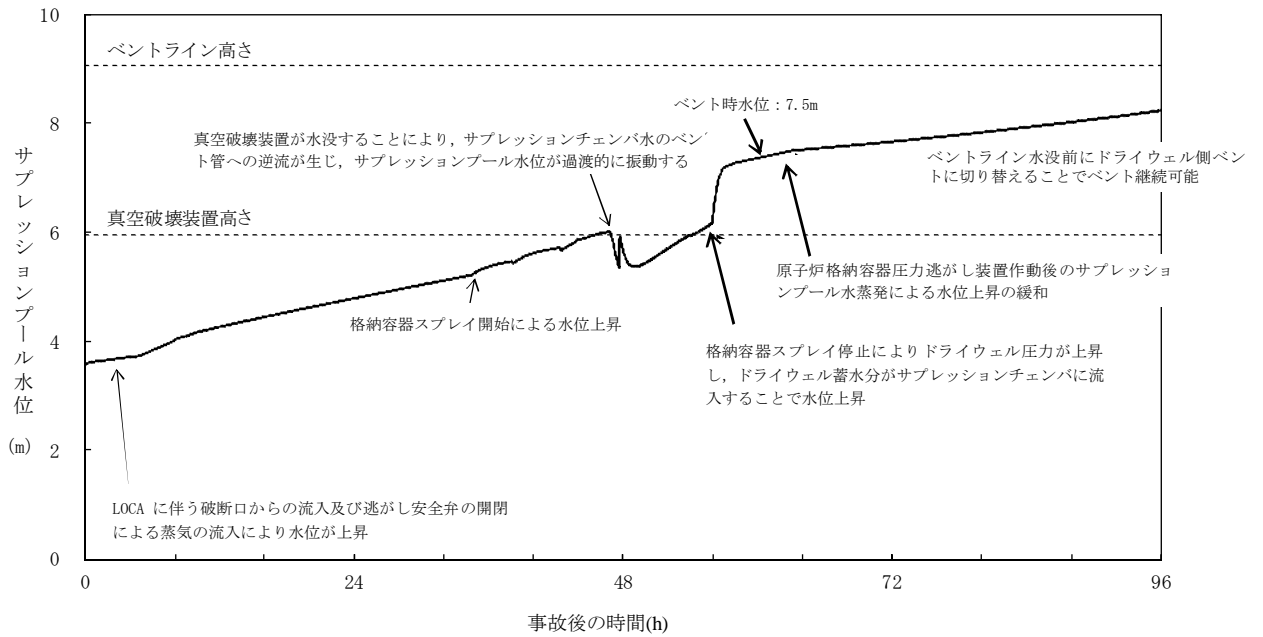
第 2.6.19 図 格納容器圧力の推移



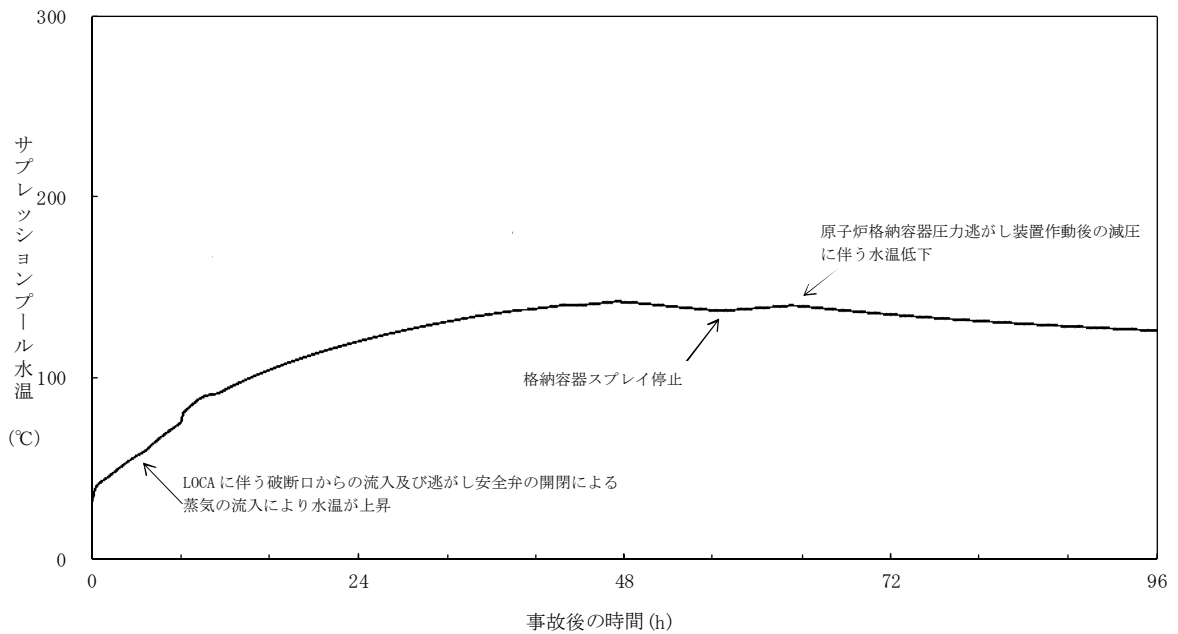
第 2.6.20 図 格納容器スプレイ流量の推移



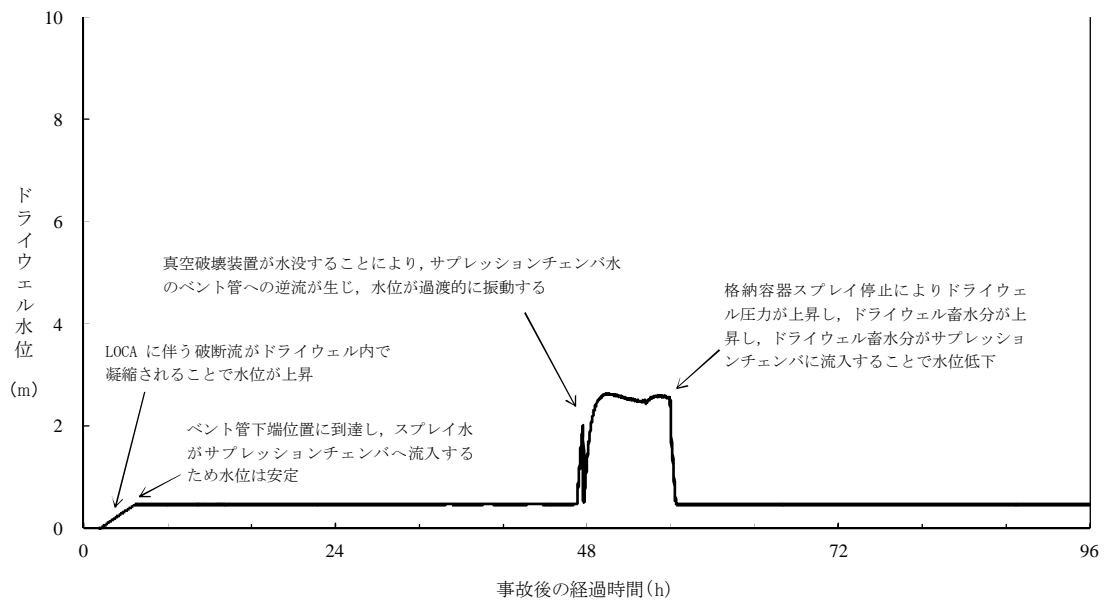
第 2.6.21 図 格納容器気相部の温度の推移



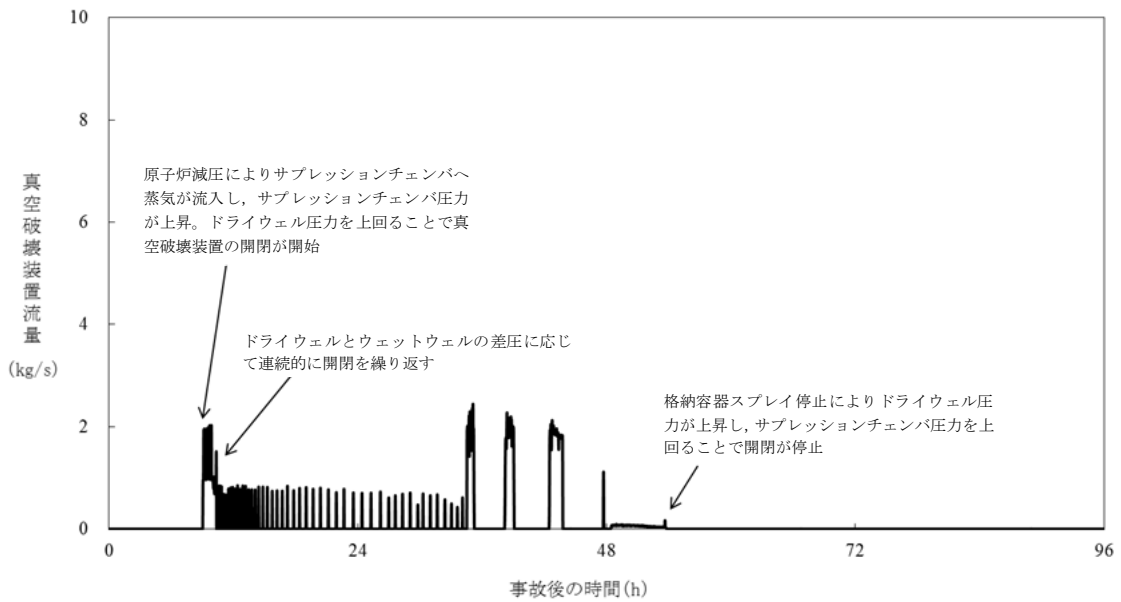
第 2.6.22 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.6.23 図 サプレッションプール水温の推移



第 2.6.24 図 ドライウエル水位の推移



第 2.6.25 図 真空破壊装置流量の推移

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の小規模な破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ 出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
L O C A 発生の確認	・格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。	—	—	格納容器圧力（SA） 格納容器温度（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について (2/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	・原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位（レベル 2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	・外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ・ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
高圧代替注水系手動起動による原子炉水位上昇確認	・原子炉隔離時冷却系の喪失を確認後、高圧代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。	高圧代替注水系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）



第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により，非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動	・低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。	復水移送ポンプ (SA)	—	復水移送ポンプ出口圧力
復水貯蔵タンク補給	・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。	復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	復水貯蔵タンク水位 (SA)
原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認	・原子炉水位計（燃料域）で有効燃料棒頂部以下を確認する	—	—	原子炉水位（燃料域） (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷なしを判断	・格納容器内 γ 線線量率を確認し，炉心損傷が発生していないことを判断する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧	・低圧代替注水系（常設）の準備完了後，逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉水位判明確認	・原子炉水位判明は水位不明判断曲線の水位不明領域でないことで判断。	—	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 原子炉水位（燃料域） (SA) 原子炉圧力 (SA)
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	・原子炉の減圧後，1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し，原子炉水位の制御を行う。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 2.6.1 表 LOC A時注水機能喪失（中小破断LOC A）時における重大事故等対策について(4/4)

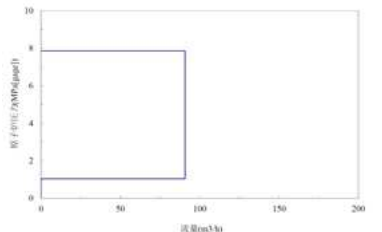
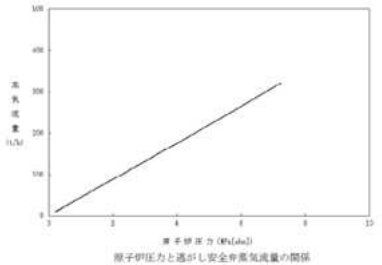
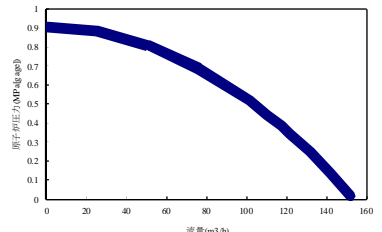
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッションプール水温度を確認する。</li> <li>原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードを起動するが失敗する。</li> </ul>	—	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA)	サブプレッションチェンバ圧力 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。</li> </ul>	淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	ドライウェル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA)
格納容器スプレイ停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源注水量が 3,800m<sup>3</sup>に到達したことを確認し，格納容器スプレイを停止する。</li> </ul>	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
炉心損傷なしを判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器内 <math>\gamma</math>線線量率を確認し，炉心損傷が発生していないことを判断する。</li> </ul>	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 0.427MPa[gage]（1Pd）到達により，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。</li> </ul>	原子炉格納容器圧力逃がし装置 (SA)	—	ドライウェル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) フィルタ装置入口圧力 (SA) フィルタ装置出口圧力 (SA) フィルタ装置出口放射線モニタ (SA)

第 2.6.2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側:SAFER 格納容器側:MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレシヨンプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレシヨンプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレシヨンプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40°C	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に破断面積約6cm <sup>2</sup> の破断の発生を想定	高圧代替注水系による原子炉注水により水位の維持が可能な破断面積を設定
		給水流量の全喪失	中小破断 LOCA 発生と同時に全給水の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失、低圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定 また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
		原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失	LOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して設定
外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップするものとする	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/2）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低(レベル2)	設計値として設定
	高圧代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	高圧代替注水系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁  7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低圧代替注水系(常設)	108.5m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	原子炉格納容器代替スプレィ冷却系	88m <sup>3</sup> /hにてスプレィ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し、設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧代替注水系 注水開始時間	事象発生 15 分後	高圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分として設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧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8時間後	高圧注水の維持時間として設定
	原子炉格納容器代替スプレィ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m <sup>3</sup>	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

## 敷地境界外の実効線量評価について

表 1 主要解析条件（放出放射線量評価条件）（1/2）

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
評価事象	中小破断 L O C A	原子炉格納容器圧力逃がし装置を介した放出時期が最も早い事故シナリオを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナリオグループの有効性評価では、敷地境界外の実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね 5mSv 以下）を確認する。	
原子炉熱出力	2,436MWt	「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下、「審査ガイド」という）に従い設定	2.2.2 (1) 原子炉は定格熱出力で運転されているものとする。	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	$1.11 \times 10^{10}$ Bq/s	運転上許容される最大値（運転実績に基づく値）	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	冷却材保有量	$2.0 \times 10^8$ g	設計値	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。作動設定点等について計装上の誤差は考慮しない。
	原子炉冷却材浄化系流量	$1.97 \times 10^4$ g/s	設計値	
	主蒸気流量	$1.32 \times 10^6$ g/s	設計値	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下、「線量目標値評価指針」という）に従い設定	—
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下、「安全評価審査指針」という）に従い設定	—

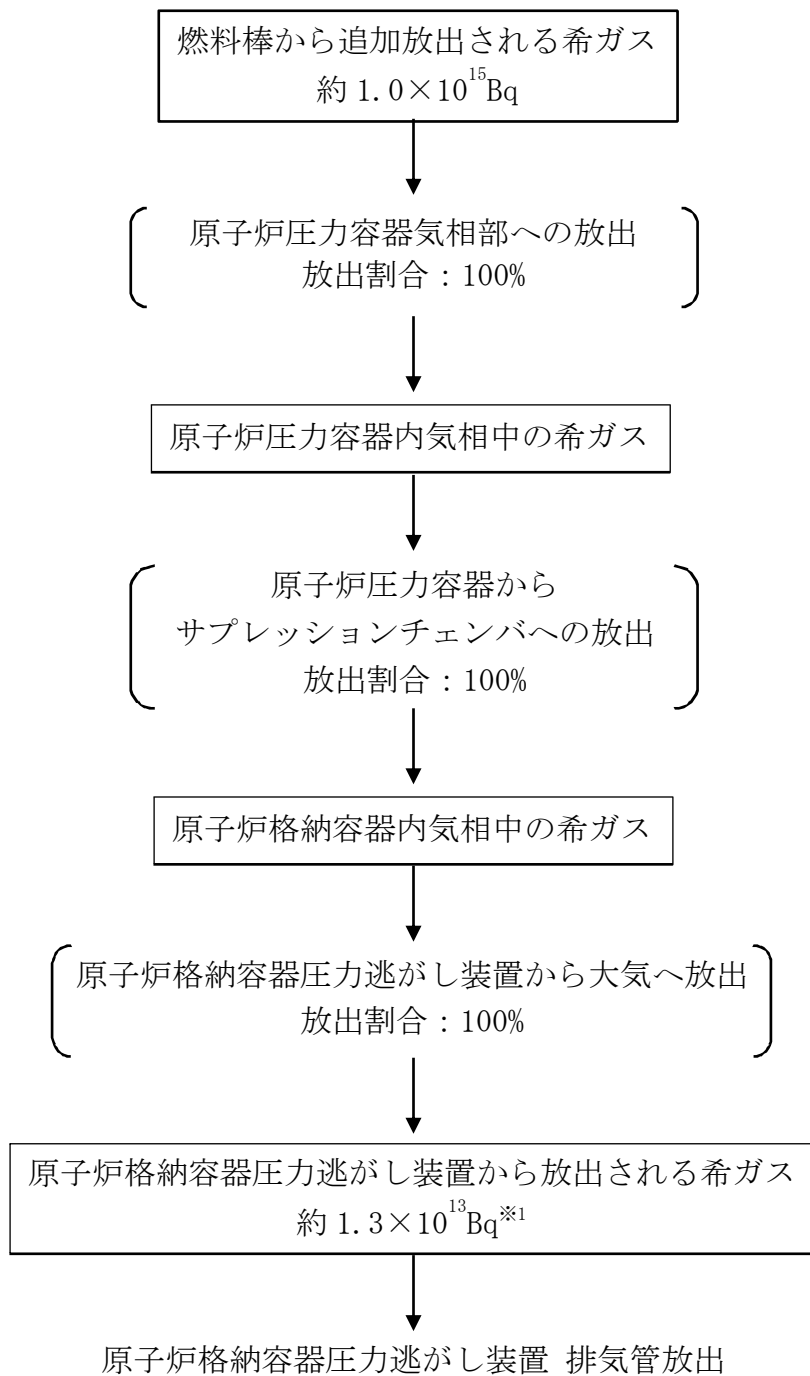
表 1 主要解析条件（放出放射エネルギー評価条件）（2/2）

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
燃料棒からの追加放出量	I-131 の追加放出量	$3.7 \times 10^{13}$ Bq	安全評価審査指針に従い設定	—
	その他よう素の放出量	I-131 の平衡組成として評価		
	希ガスの放出量	I-131 の平衡組成とし、よう素の2倍として評価		
	運転時間	2000 日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	よう素の化学形態	有機よう素：4% 無機よう素：96%	安全評価審査指針に従い設定	—
有機よう素が気相部に移行する割合	10%	安全評価審査指針に従い設定	—	
原子炉圧力容器からサブプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス：100% 有機よう素：100% 無機よう素：崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出			
サブプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数*	5	SRP6.5.5 に基づき設定	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。	
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	62 時間	有効性評価の結果	—	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	ベント開始までの自然減衰を考慮	—	

※ドライウエルのラインを経由する場合は除染効果を期待しない

表 2 大気拡散係数の評価条件

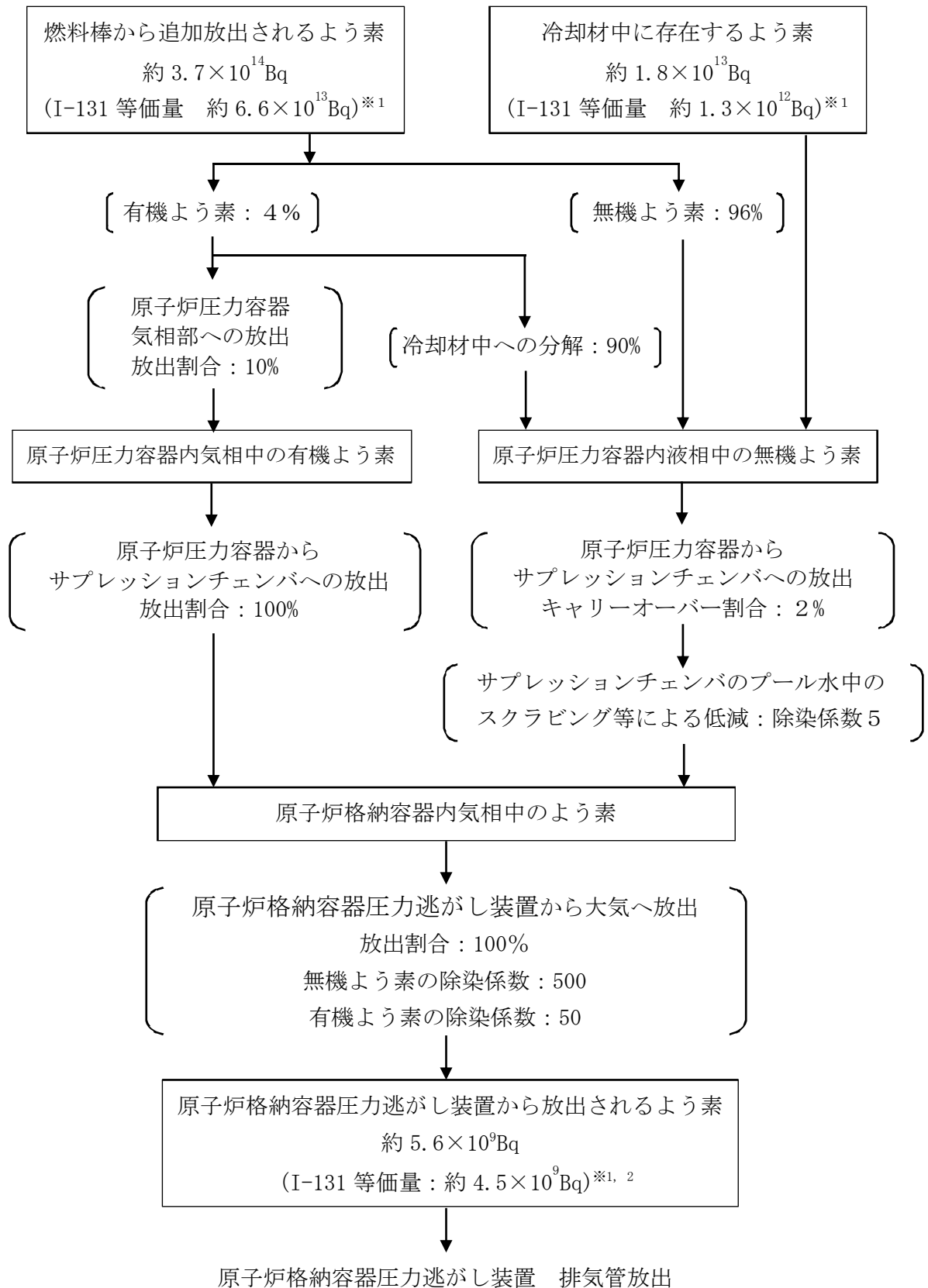
項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ(2012年1月～12月)	F分布検定により代表性が確認された気象データ	—
実効放出継続時間	1時間	保守的に設定	—
放出源高さ	地上放出(0m)		—



※1：ベント開始（事象発生 62 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 1 放射性希ガスの大気放出過程  
（ $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）

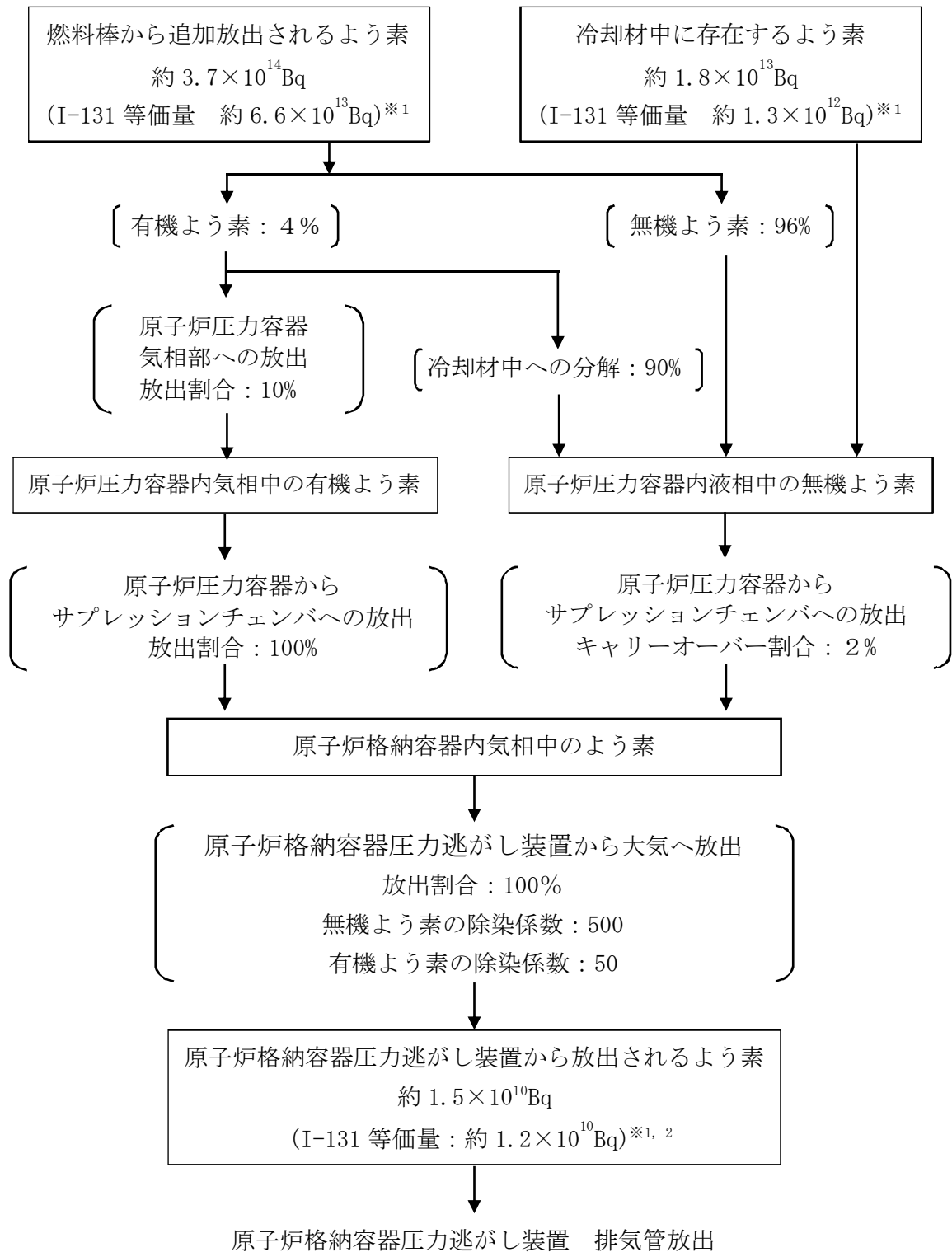




※1：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）

※2：ベント開始（事象発生 62 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 2-1 放射性よう素の大気放出過程（サブプレッションチェンバ経由）



※1：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）

※2：ベント開始（事象発生 62 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 2-2 放射性よう素の大気放出過程（ドライウェル経由）

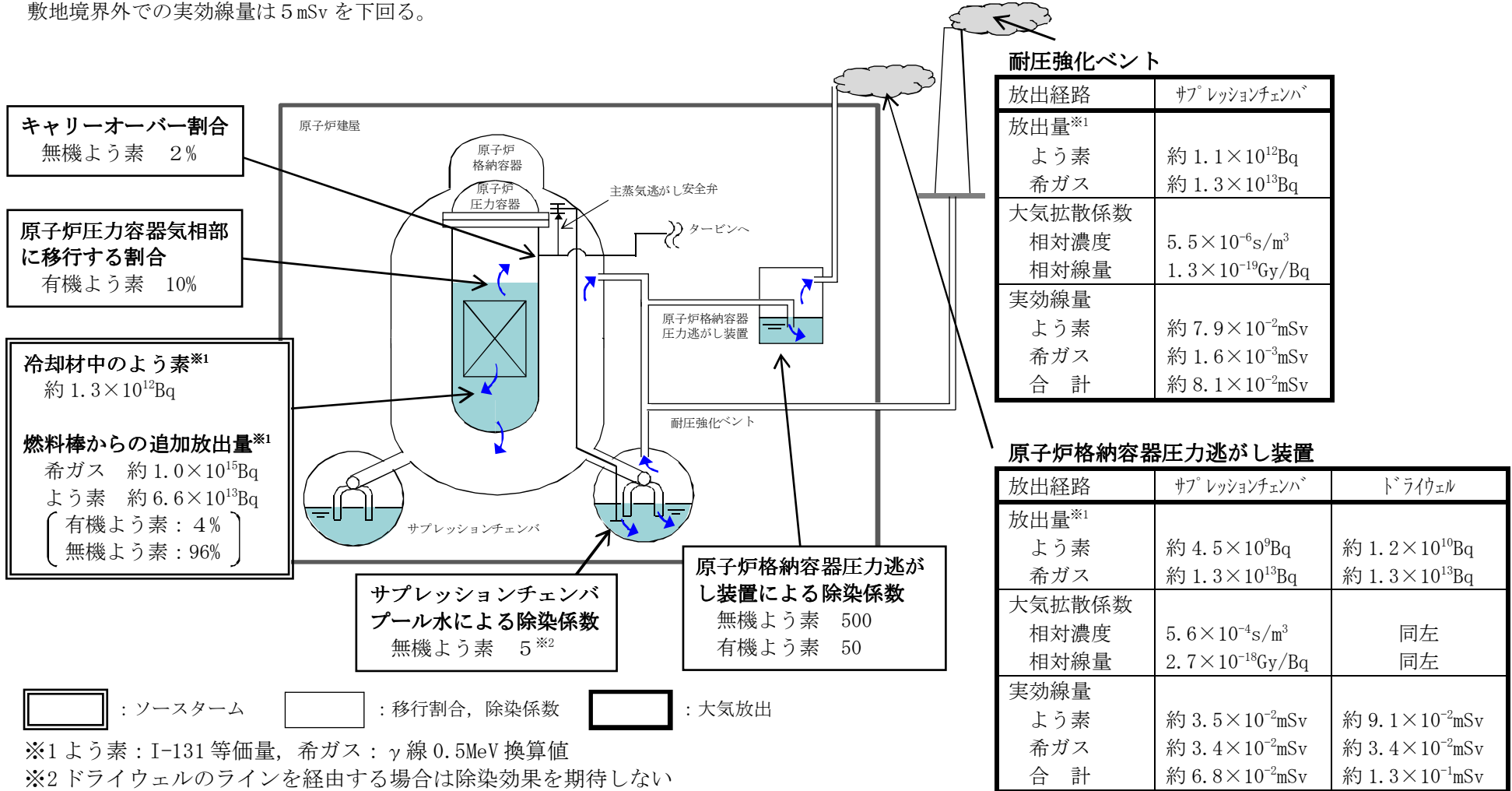
【事象の概要】

1. 中小破断LOCAが発生するが、低圧代替注水系（常設）等により原子炉への注水は継続され、炉心冠水を維持する。
2. 発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッションチェンバに移行する。
3. 中小破断LOCA発生から約62時間後、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達する前に格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界外での実効線量は5mSvを下回る。

添付 2.6.1-7



## 安定停止状態について

LOCA時注水機能喪失時の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

**【原子炉安定停止状態の確立について】**

第2.6.6図及び第2.6.7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

**【格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について】**

第2.6.19図及び第2.6.21図に示すとおり、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達後、原子炉格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約62時間後を原子炉格納容器安定状態とした。なお、サプレッションチェンバ側のベントライン水没前にドライウエル側に切り替えることでベント継続が可能である。

**【残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について】**

残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、長期にわたり炉心及び格納容器の冷却が可能である。また、冷却に必要な外部電源等のサポート系は使用可能であることから、原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

## 水源，燃料，電源負荷評価結果について

## 1. 水源に関する評価

## ○水源

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

## ○水使用パターン

## ① 高压代替注水系による原子炉注水

事象発生 15 分後から定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で水位制御する。)

## ② 低压代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 8 時間以降，原子炉水位をレベル 8 ~ レベル 3 の範囲で水位制御する。

## ③ 可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

復水貯蔵タンク水位が HPCS 水源切替レベルに到達する約 15 時間後，可搬型大容量送水ポンプにより 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給するものとする。

## ④ 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

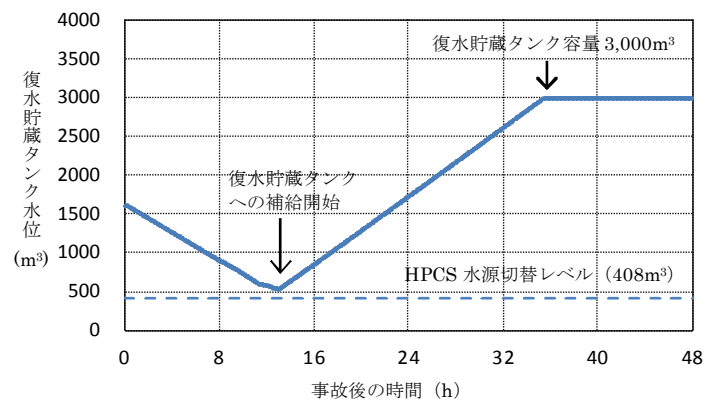
格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 34 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ (間欠運転) を行う。外部水源注水量限界 (3,800m<sup>3</sup>) 到達後，スプレイを停止する。

## ○時間評価

事象発生後約 15 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 15 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

## ○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，合計約 7,477m<sup>3</sup> 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

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

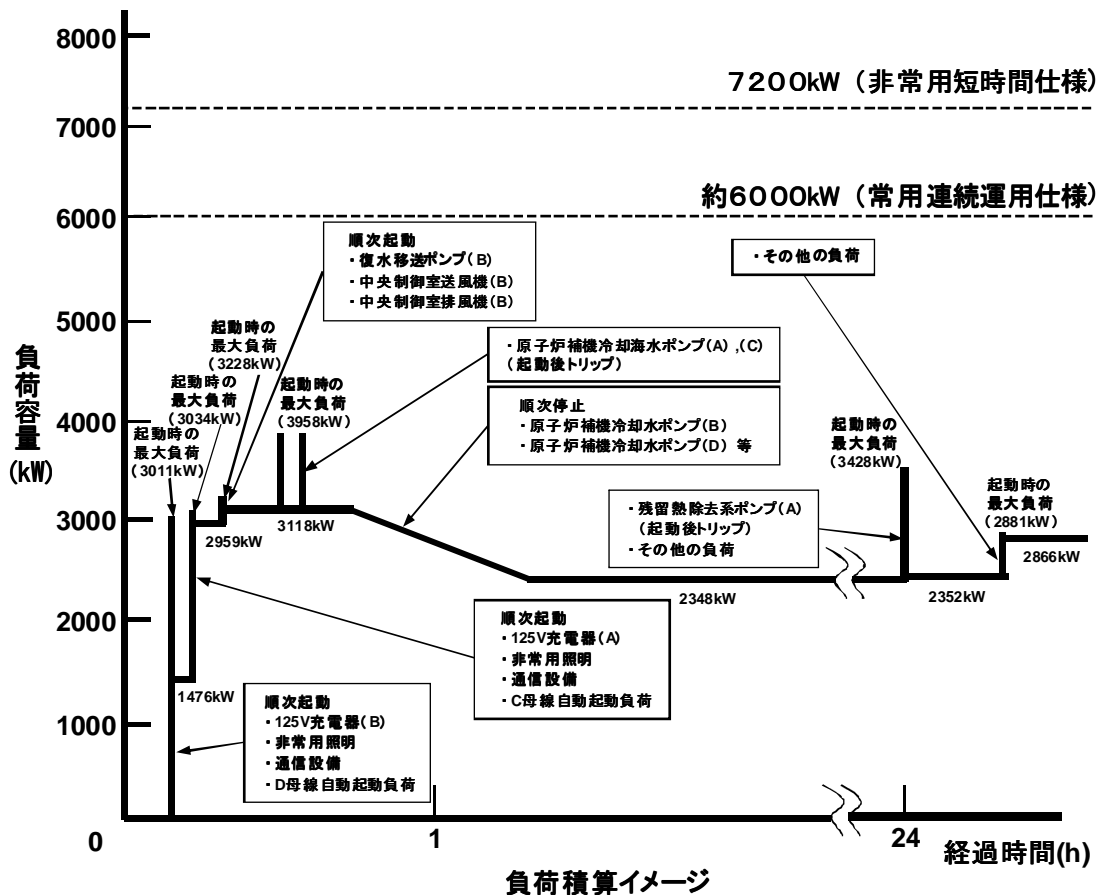
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動）  事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×2h=約3.4 kL 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×22h=約32.6 kL 事象発生24時間後～事象発生7日間後 燃費約820L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×144h=約236.2kL 計 約272.2 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×2台×168h = 約33.6 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約336.3 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2 kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

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

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
復水移送ポンプ (B)	45
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室排風機 (B)	4
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	517
合計 (kW)	2866



## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

### 2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「インターフェイスシステムLOCA」のみであるため，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において「インターフェイスシステムLOCA」を重要事故シーケンスとして抽出した。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では，原子炉の出力運転中に，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の内部リーク等により低圧設計部分が過圧され破断することにより原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいする。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉冷却材の格納容器外への漏えいが継続し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系，低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図り，また，インターフェイスシステムLOCAの発生箇所を隔離することによって，格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。



### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、原子炉隔離時冷却系、低圧注水系による原子炉注水手段並びに残留熱除去系による除熱手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 2.7.1 図及び第 2.7.2 図に、手順の概要を第 2.7.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.7.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 5 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.7.4 図に示す。

#### a. 原子炉スクラム確認

高圧炉心スプレイ系の弁開閉試験にて、インターフェイスシステム L O C A 及び全給水喪失が発生し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

#### b. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

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

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動の確認に必要な

計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

c. 原子炉隔離時冷却系自動起動確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動することを確認する。

原子炉隔離時冷却系自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

d. 低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系自動起動確認

原子炉水位低（レベル1）信号により低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系自動起動の確認に必要な計装設備は、低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAを判断

原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力等のパラメータ、「ダスト放射線モニタ」、「エリア放射線モニタ」、「床漏えい」等の警報発生状況により高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAと判断する。

高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAの判断に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

f. 高圧炉心スプレイ系隔離失敗（中央制御室）

中央制御室にて高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の隔離操作を実施するが、失敗する。

高圧炉心スプレイ系隔離失敗（中央制御室）の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

g. 代替自動減圧機能喪失

原子炉水位（レベル1）かつ低圧非常用炉心冷却系ポンプ運転で10分後

に代替自動減圧機能が作動するが機能喪失する。

代替自動減圧機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

h. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の運転状態を確認し，逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施の確認に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

i. 低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により原子炉水位をレベル 3 ～レベル 8 で制御する。

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

j. 高圧炉心スプレイ系の隔離成功

現場での作業環境（線量，温度等）を確認し隔離を実施する。隔離の成功は原子炉圧力，原子炉水位で確認する。

k. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替え

サプレッションプール水温度を確認し，残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードへ切り替える。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替えに必要な計装設備は，サプレッションプール水温度等である。

## 2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「インターフェイスシステム LOCA」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達並びに原子炉隔離時冷却系、低圧注水系による注水が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.7.2 表に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

破断箇所は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち機能喪失による影響をふまえて高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込み配管とする。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

冷却材流出の防止のための原子炉手動減圧操作の有効性を確認するため、自動減圧系の機能喪失を想定する。

#### (c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップするものとする。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル 3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$  ( $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において)の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(e) 低圧注水系

低圧注水系は、原子炉水位低（レベル1）により自動起動し、原子炉の減圧後に、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$  ( $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において)にて注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 冷却材流出の防止のための原子炉手動減圧操作は事象発生から30分後に実施するものとする。

(b) 低圧注水系による水位制御は原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で制御するものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第2.7.3図に示すとともに、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第2.7.5図から第2.7.10図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の

応力の関係を第 2.7.11 図から第 2.7.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後に給水流量が喪失し、破断口から冷却材が流出するため、原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル 3）」信号が発生して原子炉はスクラムする。また、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が起動する。

再循環ポンプは、原子炉水位低（レベル 2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

破断口から冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始すると回復し、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持される。

事象発生から約 30 分後に逃がし安全弁 2 弁の手動操作により原子炉圧力を低下させ、漏えい箇所からの漏えい量の低減を図る。原子炉の減圧に伴う冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧注水系による原子炉注水により原子炉水位は適切に維持される。

炉心を冠水維持しつつ、破断箇所の特定及び隔離を行う。破断箇所の隔離は、中央制御室又は格納容器外での破断系統の弁閉止の操作を実施する。

高出力燃料集合体のボイド率は、原子炉圧力変動に伴い増減し、破断口からの冷却材流出による原子炉減圧に伴う下部プレナムフラッシング開始により炉心入口流量が増加するとボイド率が減少する。その後、手動減圧によりボイド率は増加するが、低圧注水系による原子炉注水によりボイド率が減少する。

炉心下部プレナム部のボイド率は、破断口からの冷却材流出による原子炉減圧に伴い増加する。手動減圧以降、ボイド率は増加するが、低圧注水系に

よる原子炉注水によりボイド率が減少する。

炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.7.11 図に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$ 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第 2.7.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約  $7.38\text{MPa}$  [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約  $0.3\text{MPa}$ ）を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍（ $10.34\text{MPa}$  [gage]）を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、通常停止で経験する範囲と同程度であり、限界圧力及び限界温度に対して十分低く抑えられる。

低圧注水系による原子炉注水により炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.7.1）

### 2.7.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

## 追而

### 2.7.4 必要な要員及び資源の確保

#### (1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名であり，重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

#### (2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」において，必要な水源，燃料及び電源の資源について以下のとおりである。（添付資料 2.7.2）

##### a. 水源

インターフェイスシステム L O C A の発生後，隔離までの時間を約 4 時間とした場合，溢水量は約  $504\text{m}^3$  であり，原子炉隔離時冷却系，低圧注水系による原子炉注水については，サプレッションチェンバを水源とし，約  $2,800\text{m}^3$  の水を保有していることから注水によって水源が枯渇することなく，7 日間の継続実施が可能である。

##### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定し，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約  $616.8\text{kL}$  である。

ガスタービン発電機については，外部電源喪失により自動起動するもの



の、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1kLである。

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

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約672.5kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

#### 2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の内部リーク等により低圧設計部分が過圧され破断することにより原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいし、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、原子炉隔離時冷却系、低圧注水系による原子炉注水手段並びに残留熱除去系による除熱手段を整備している。

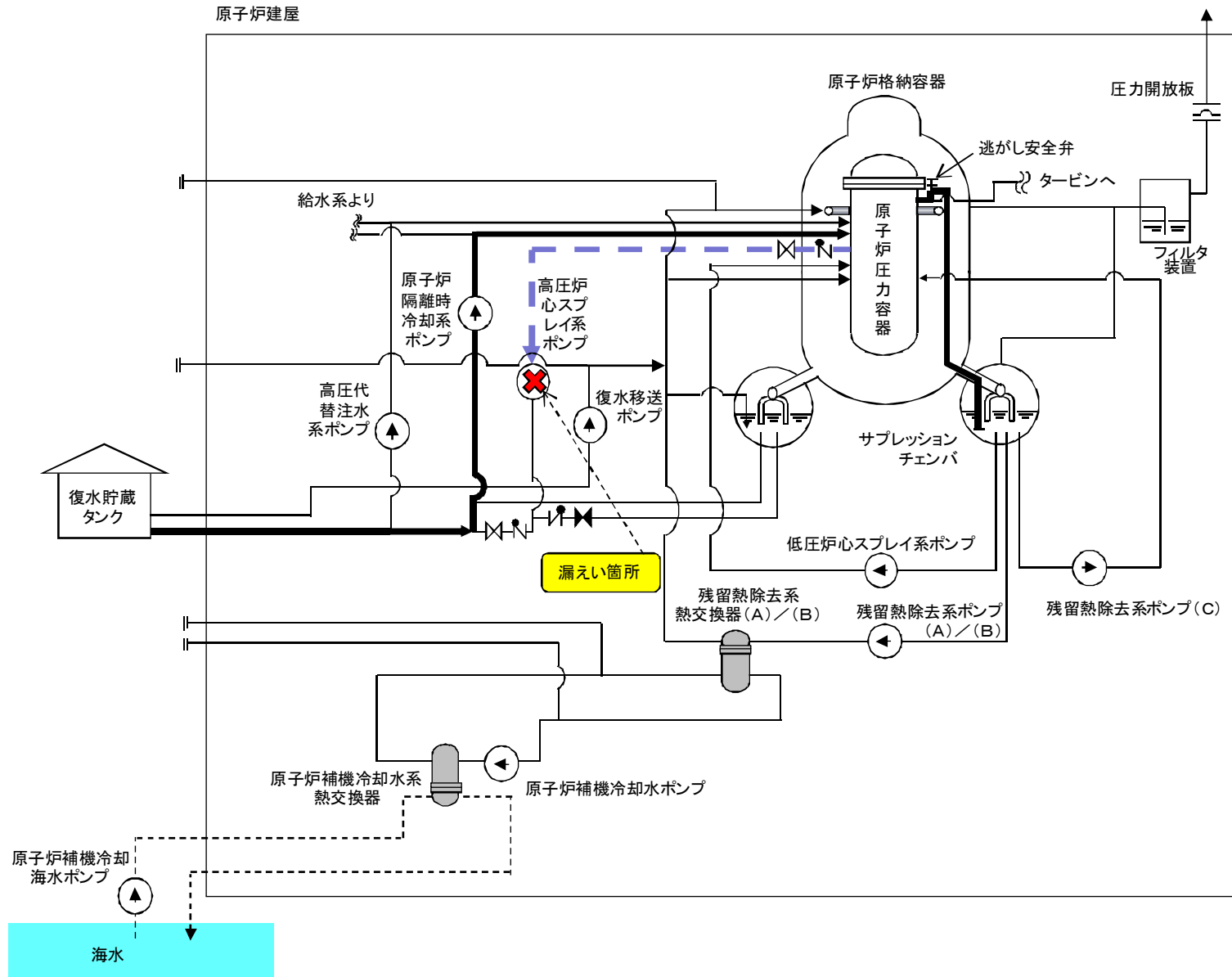
事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧注水系による原子炉注水並びに残留熱除去系による除熱により、原子炉水位は適切に維持される。

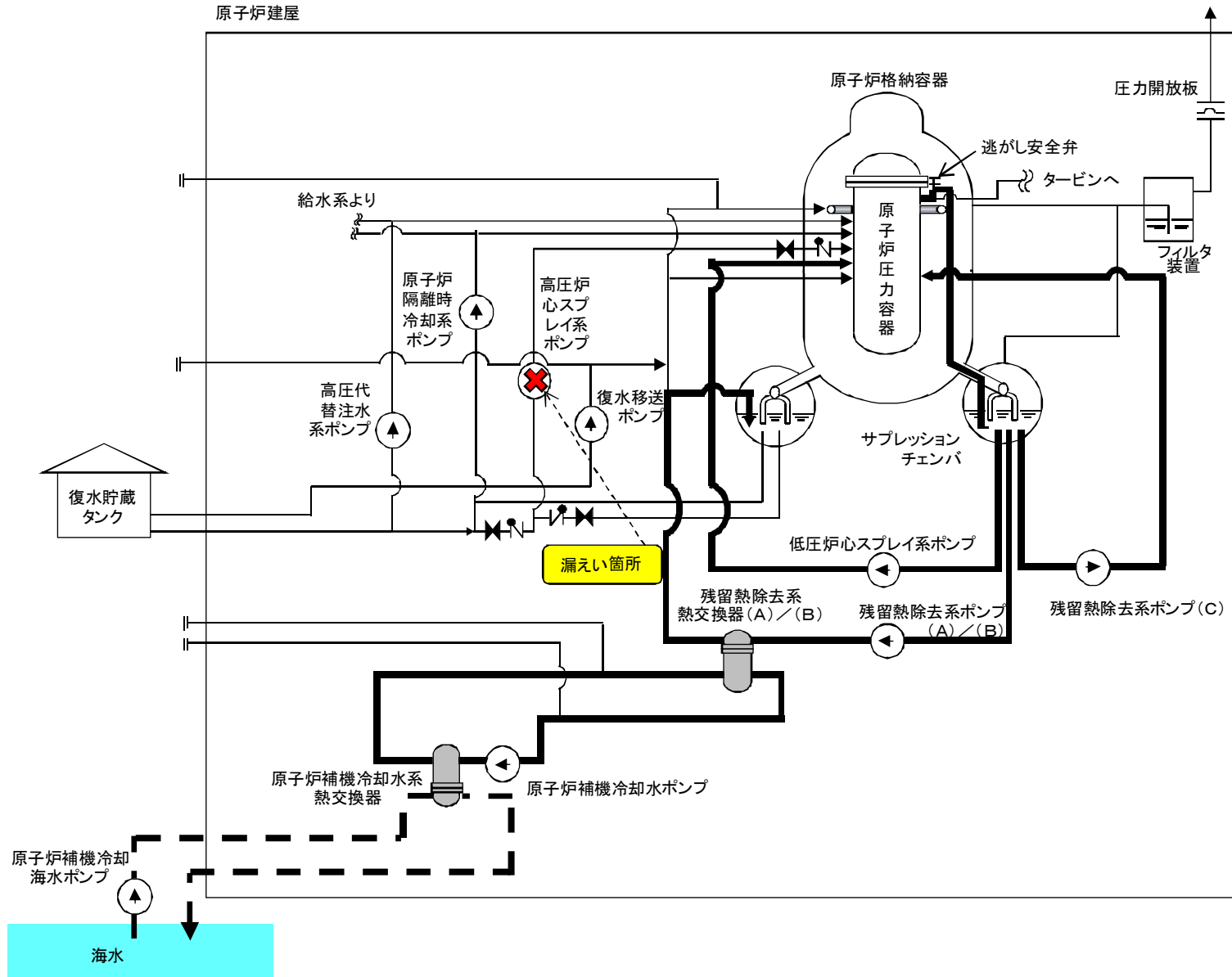
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、原子炉隔離時冷却系等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。

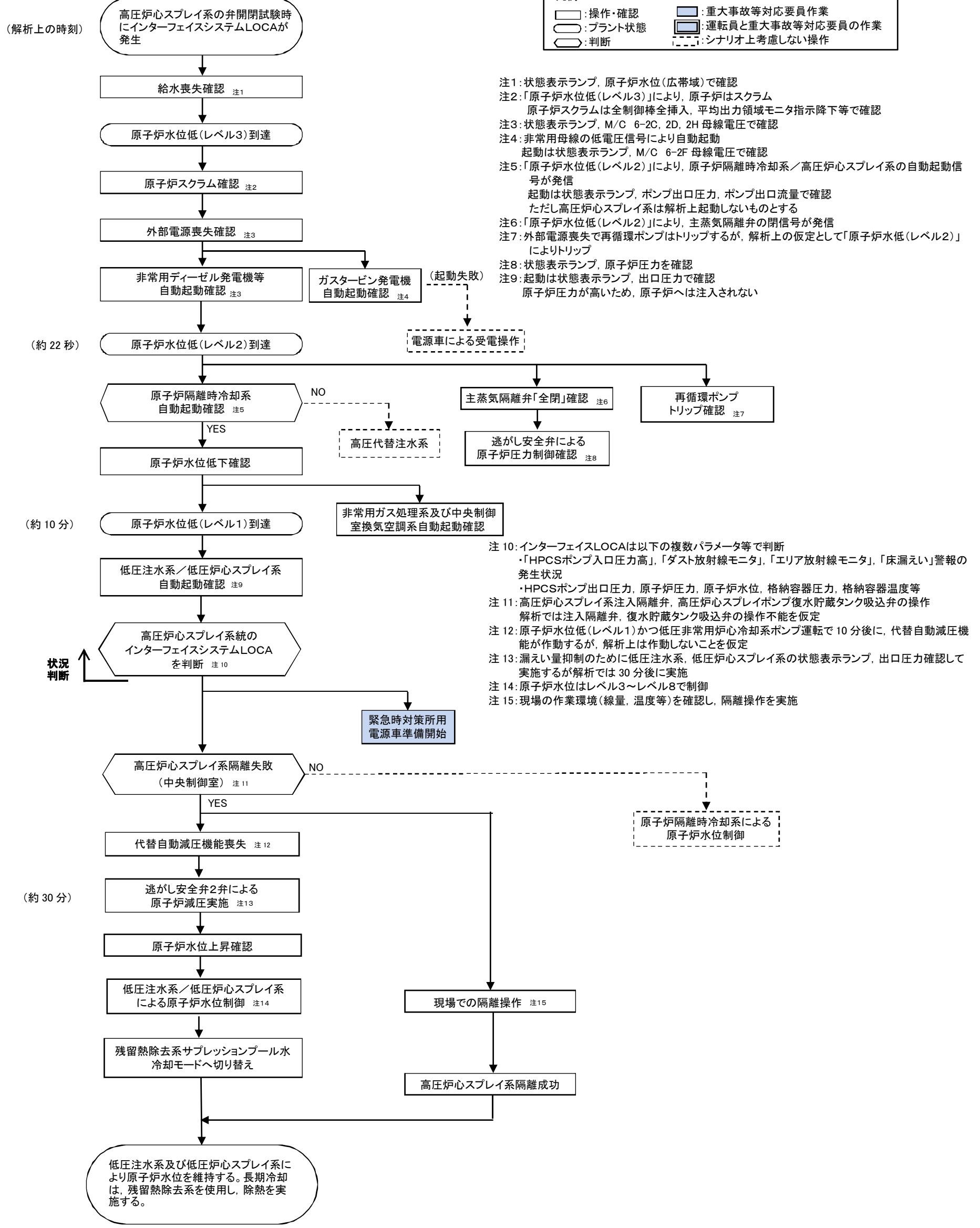
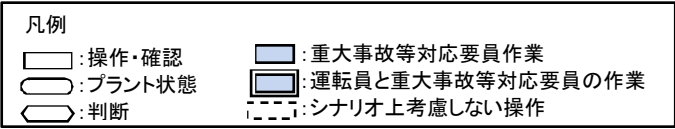


第 2.7.1 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の使用系統概要 (原子炉隔離時冷却系)



第 2.7.2 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の使用系統概要  
(低圧炉心スプレイ系・残留熱除去系 (低圧注水モード・サプレッションプール水冷却モード))

(解析上の時刻)

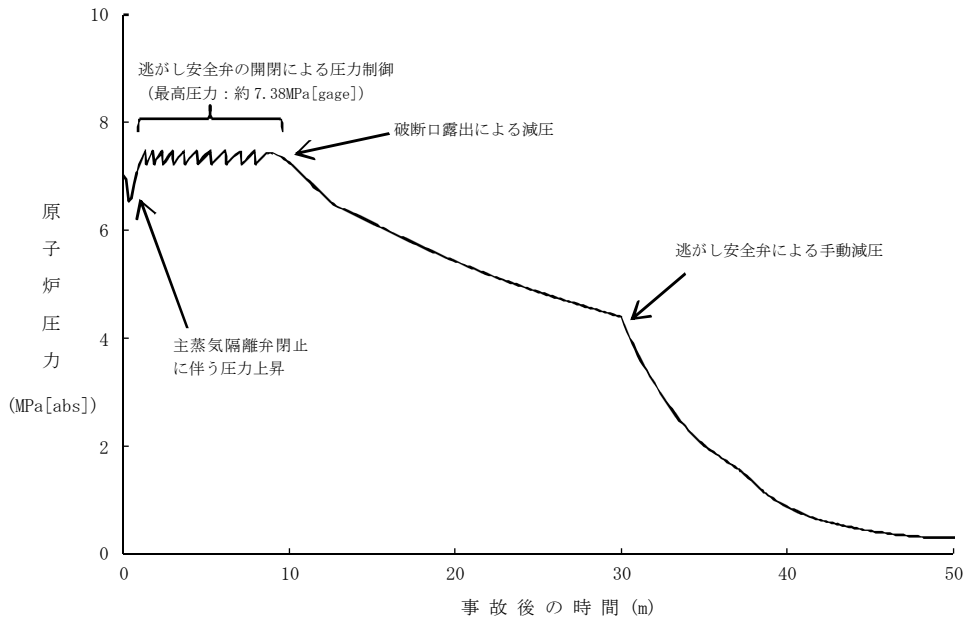


2.7-14

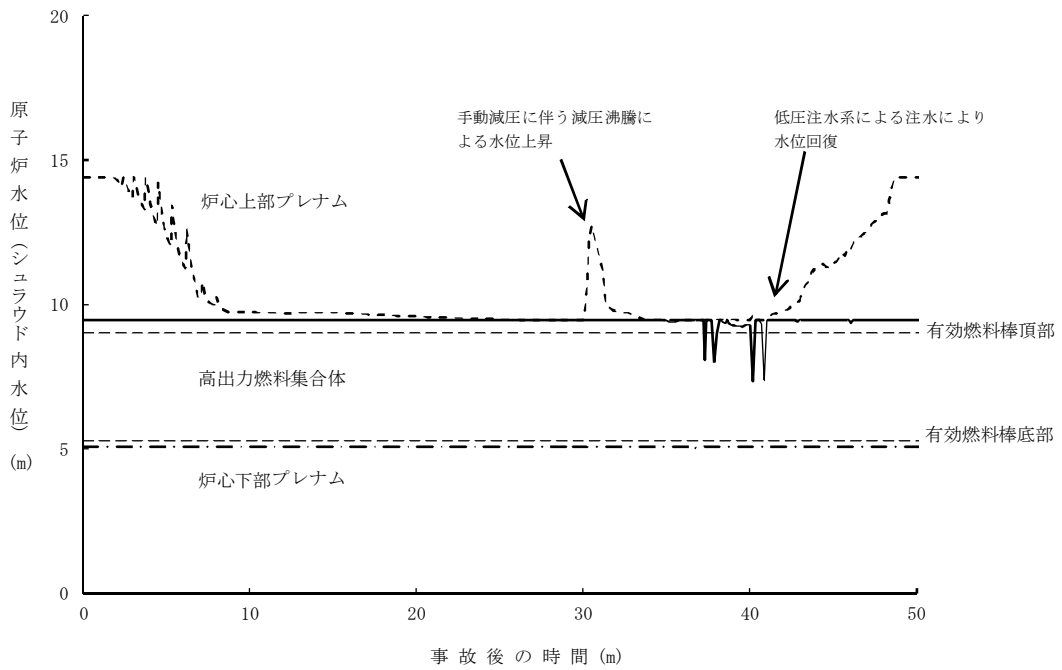
第2.7.3図 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)				備考
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員 《 》は解析上考慮していない操作を行う要員  記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約22秒 原子炉水位低(レベル2)到達 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ▽約10分 原子炉水位低(レベル1)到達 ▽約30分 原子炉減圧開始 ▽約37分 低圧注水系/低圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始									▽約4時間 高圧炉心スプレイ系隔離完了
	発電課長	1	●運転操作の統括										
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示										
状況判断	運転員 A,B,C	3	●原子炉スクラム確認										
			●外部電源喪失確認										
			●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認										
			●ガスタービン発電機自動起動確認										
			●原子炉隔離時冷却系自動起動確認										
			●高圧炉心スプレイ系機能喪失確認										
			●非常用ガス処理系及び中央制御室換気空調系自動起動確認										
			●低圧注水系/低圧炉心スプレイ系自動起動確認										
			●高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCA判断										
流出箇所隔離	【運転員C】	【1】	●高圧炉心スプレイ系隔離失敗(中央制御室)										
	運転員D, E	2	●高圧炉心スプレイ系の現場調査及び隔離操作(現場)										注入隔離弁, ポンプ吸入弁の隔離
高圧注水(原子炉隔離冷却系)	【運転員A】	【1】	●原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御										
低圧注水	【運転員C】	【1】	●逃がし安全弁2弁による原子炉減圧										
			●低圧注水系/低圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御										
格納容器除熱	【運転員A】	【1】	●残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替え										
緊急時対策所	重A~重C	3	●緊急時対策所用電源車設置										
	本部要員	6	●準備(照明, 可搬空調等起動)										
燃料補給	重D, E	2	●緊急時対策所用電源車へ給油										緊急時対策所電源車起動後, 150分毎に1回給油
要員数	運転員	7											
	重大事故等対応要員	5											
	緊急時対策本部要員	6											
	合計	18											
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33											

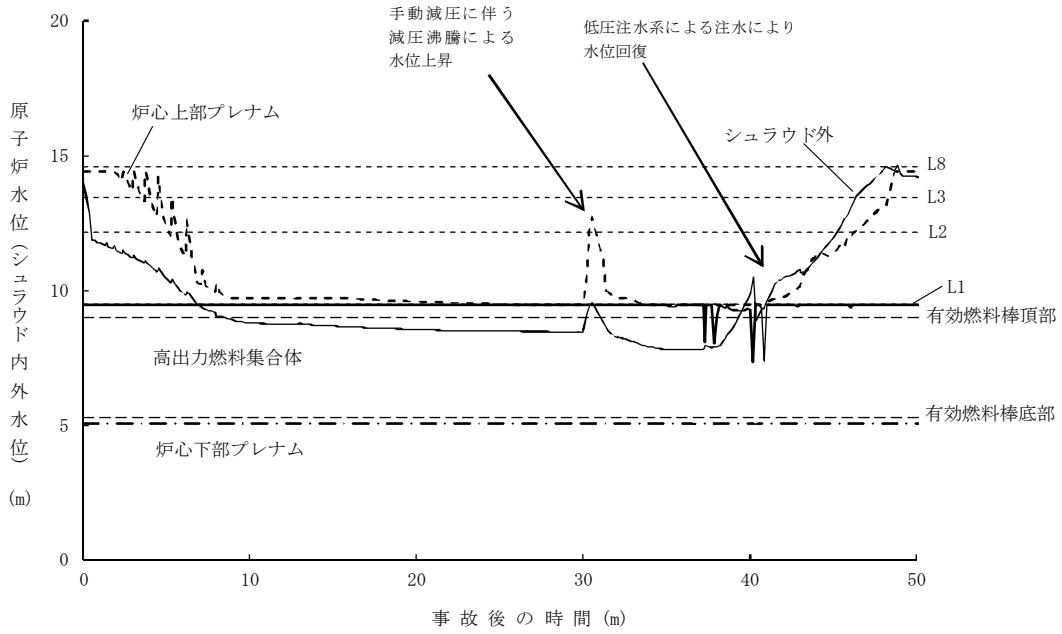
第 2.7.4 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) 時の作業と所要時間



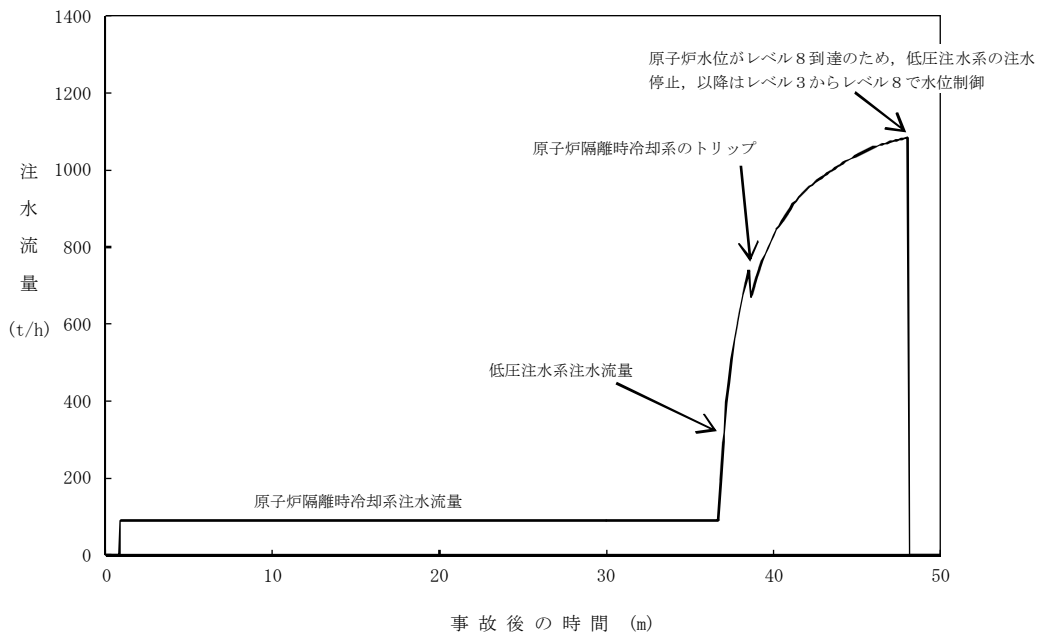
第 2.7.5 図 原子炉圧力の推移



第 2.7.6 図 原子炉水位の推移

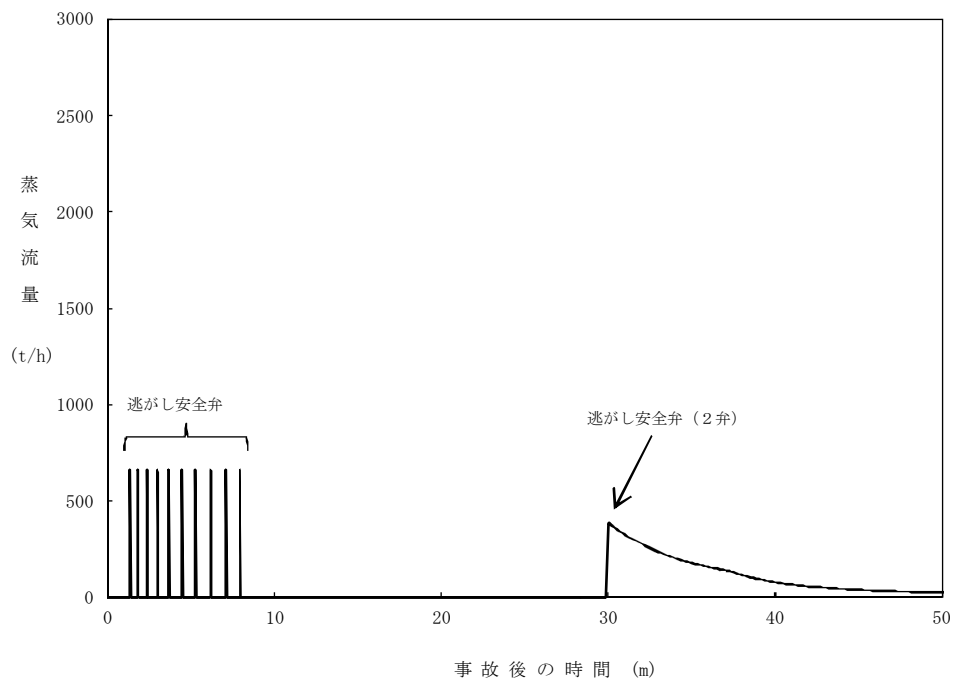


第 2.7.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

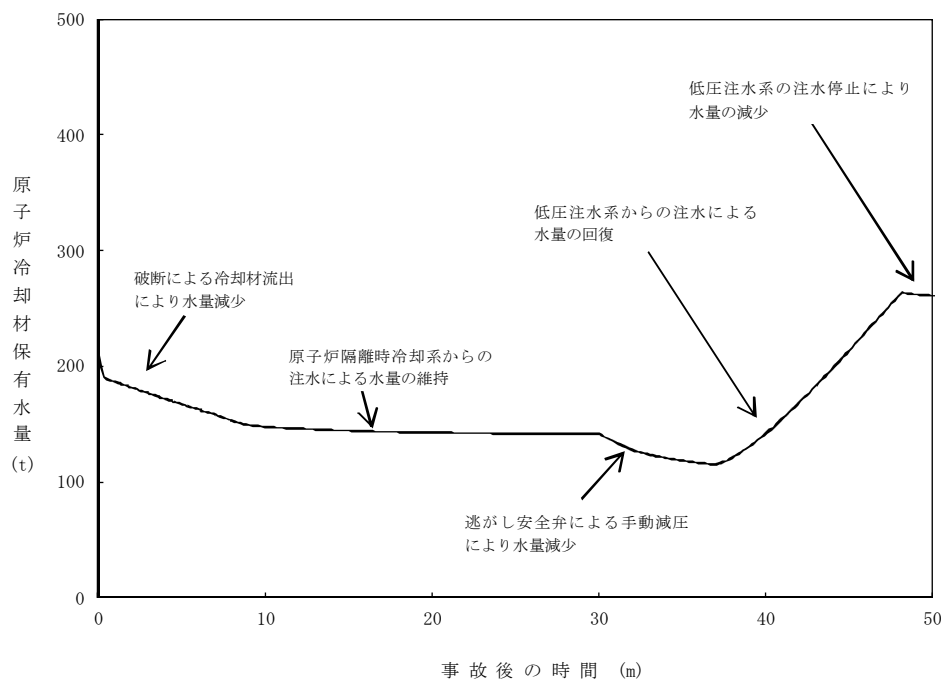


第 2.7.8 図 注水流量の推移

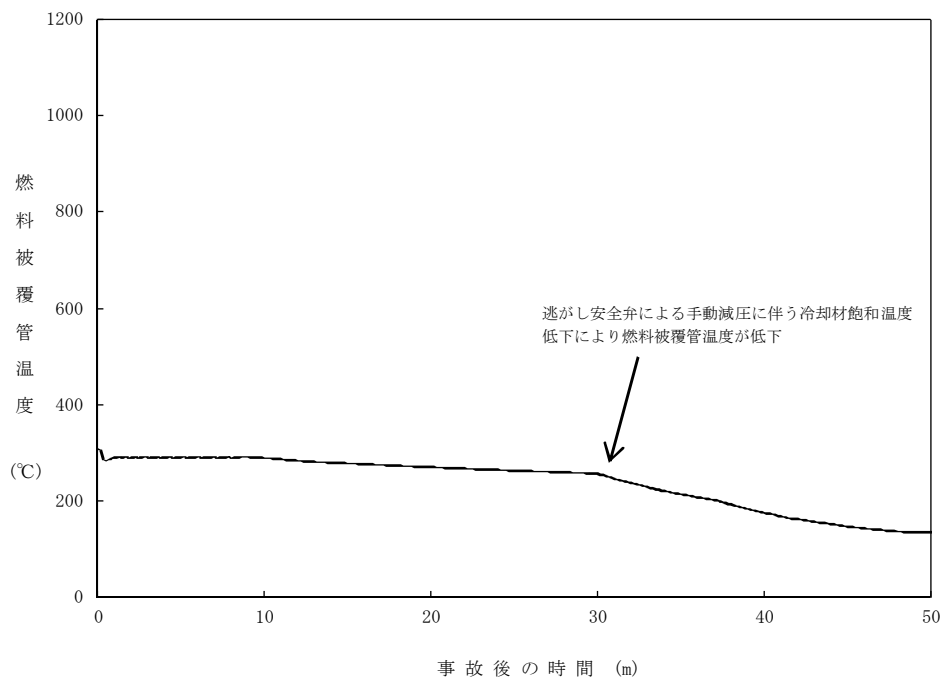




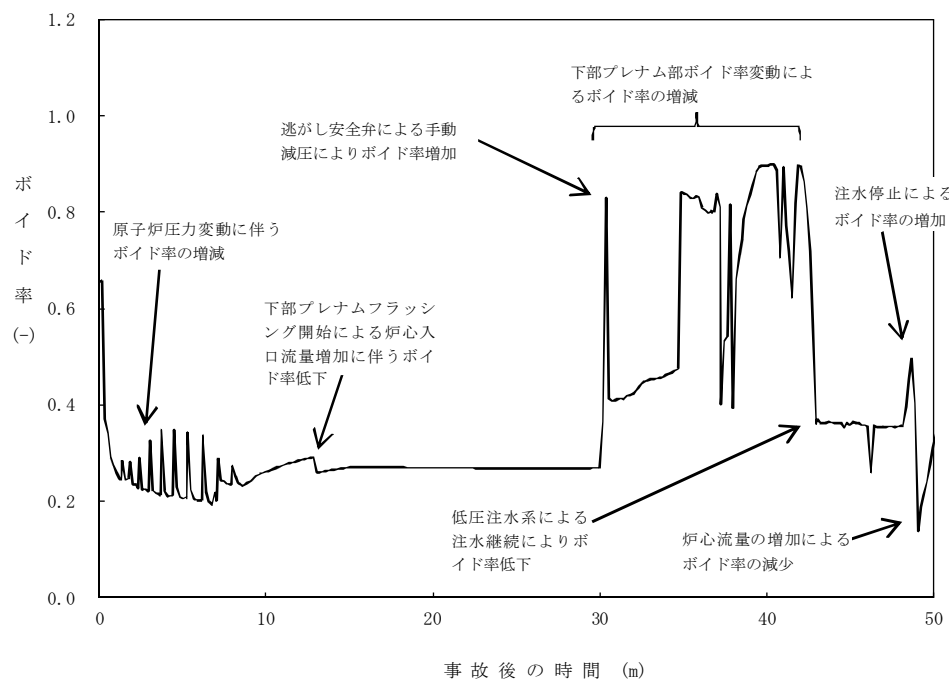
第 2.7.9 図 蒸気流出流量の推移



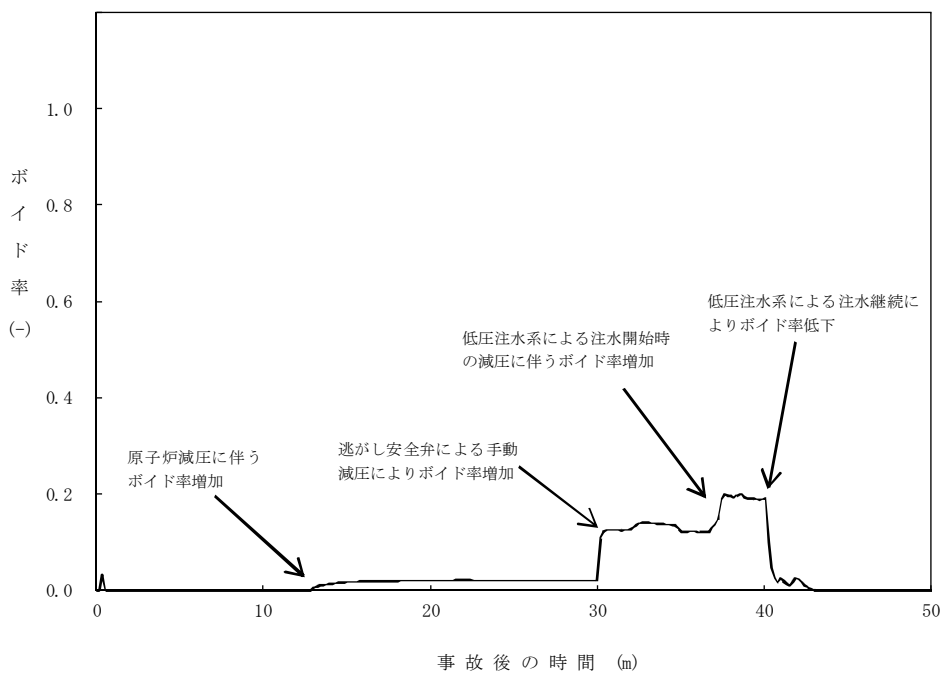
第 2.7.10 図 原子炉内保有水量の推移



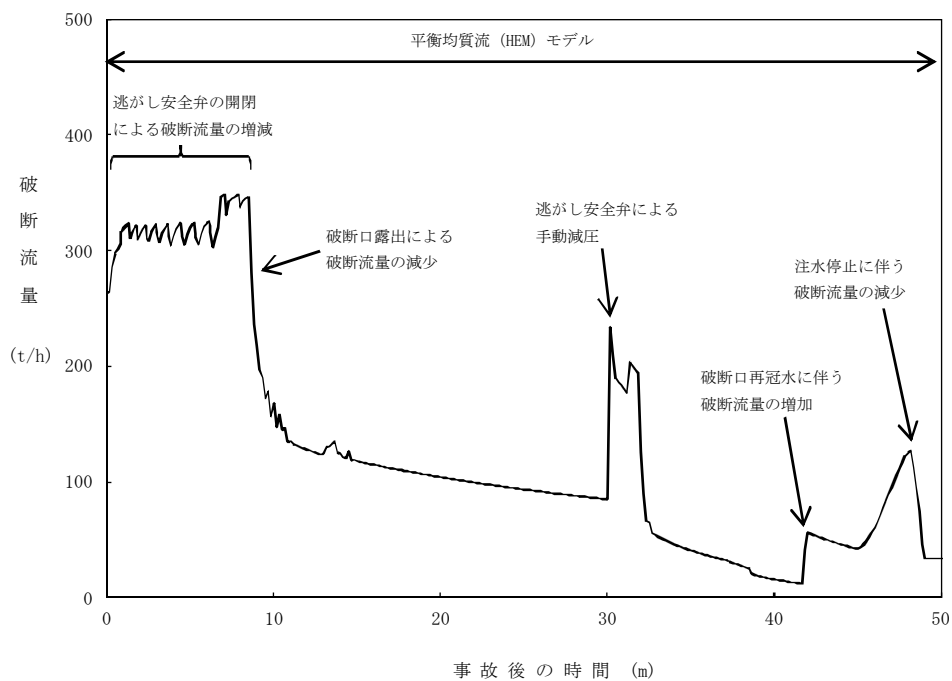
第 2.7.11 図 燃料被覆管温度（高出力燃料集合体）の推移



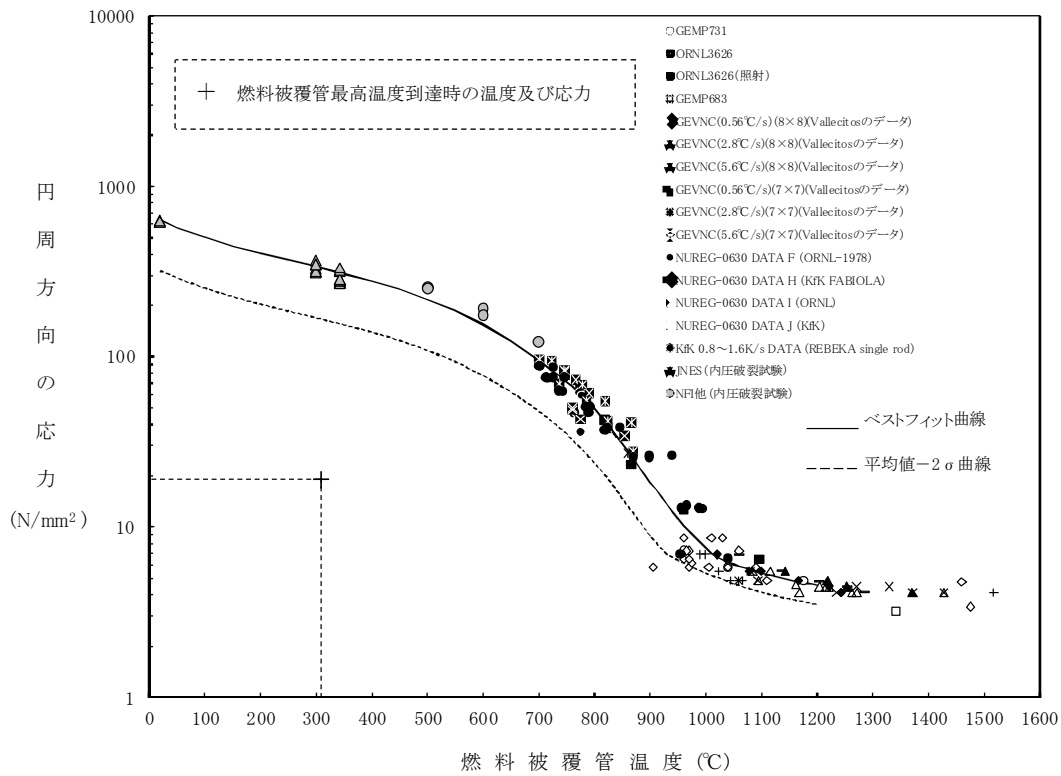
第 2.7.12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.14 図 破断流量の推移



第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）時における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・ 高圧炉心スプレイ系の弁開閉試験にて、インターフェイスシステム L O C A 及び全給水喪失が発生し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・ 非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・ 非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
原子炉隔離時冷却系自動起動確認	・ 原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動することを確認する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	・ 原子炉水位低（レベル 2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・ 主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
中央制御室換気空調系起動確認	・ 中央制御室換気空調系が起動することを確認する。	中央制御室換気空調系	—	—

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）時における重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧注水系及び低圧炉心スプレ イ系自動起動確認	・原子炉水位低（レベル1）信号により低圧注水系及び 低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。	残留熱除去系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
高圧炉心スプレイ系統のインタ ーフェイスシステム L O C A を 判断	・原子炉水位，原子炉圧力，格納容器圧力等のパラメー タ，「ダスト放射線モニタ」，「エリア放射線モニタ」， 「床漏えい」等の警報発生状況により高圧炉心スプレ イ系統のインターフェイスシステム L O C A と判断す る。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 格納容器圧力（SA） エリア放射線モニタ ダスト放射線モニタ
高圧炉心スプレイ系隔離失敗 （中央制御室）	・中央制御室にて高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の隔離 操作を実施するが，失敗する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位（SA）
代替自動減圧機能喪失	・原子炉水位（レベル1）かつ低圧非常用炉心冷却系ポ ンプ運転で10分後に代替自動減圧機能が作動するが機 能喪失する。	代替自動減圧機能	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
逃がし安全弁 2 弁による原子炉 減圧実施	・低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の運転状態を確認 し，逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
低圧注水系及び低圧炉心スプレ イ系による原子炉水位制御	・低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により原子炉水位 をレベル3～レベル8で制御する。	残留熱除去系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）時における重大事故等対策について (3/3)

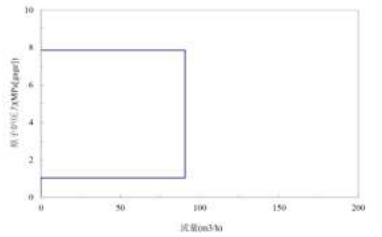
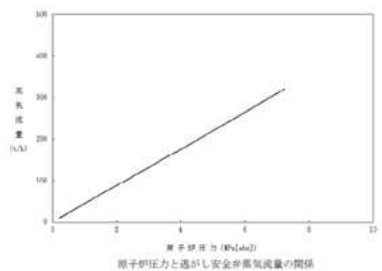
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の隔離成功	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場での作業環境（線量，温度等）を確認し隔離を実施する。</li> <li>隔離の成功は原子炉圧力，原子炉水位で確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位（SA）
残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード切り替え	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッションプール水温度を確認する。</li> <li>残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードへ切り替える。</li> </ul>	残留熱除去系ポンプ	—	サブプレッションチェンバ圧力（SA） サブプレッションプール水温度（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側: SAFER	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2.436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	外部水源の温度	40°C	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績 (月平均値)を踏まえて設定
	サブプレッションプール水源の温度	49°C	設計基準事故 (LOCA) 解析における解析条件である 49°Cを設定
事故条件	起因事象	高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込み配管の破断	運転中に開閉試験を実施する系統のうち機能喪失による影響をふまえて高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込み配管が破断することを想定
		給水流量の全喪失	ISLOCA の発生と同時に全給水の喪失が発生することを想定
	安全機能の喪失に対する仮定	減圧機能喪失	冷却材流出の防止のための原子炉手動減圧操作の有効性を確認するため、減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低 (レベル2) の信号でトリップするものとする



第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)) (2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3)	事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低 (レベル2)	設計値として設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h (ポンプ1台当たり, 7.86 ~ 1.04MPa [gage] において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	7.37MPa [gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa [gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa [gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低圧注水系	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 1,136m <sup>3</sup> /h (ポンプ1台当たり, 0.14MPa [dif] において)	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧	事象発生 30 分後に逃がし安全弁 2 弁を手動開放	運転操作に必要な操作時間等を考慮し設定
	低圧注水系による水位制御	原子炉水位をレベル3~レベル8 の範囲で制御	運転操作手順書等に基づき設定

## 安定停止状態について

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：漏えいが停止し、炉心の冠水及び冷却が維持されている状態

**【原子炉安定停止状態の確立について】**

第 2.7.6 図及び第 2.7.7 図に示すとおり、低圧注水系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ている状態を原子炉安定停止状態とした。

**【残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について】**

長期冷却は、残留熱除去系を使用し、除熱を実施する。

**【高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止について】**

破断箇所を隔離し、漏えいを停止する。漏えい停止確認は、原子炉水位と原子炉圧力の挙動から総合的に判断する。

## 燃料評価結果について

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

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

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機（(A)，(B)の2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 非常用ディーゼル発電機（A） 燃費約1,601L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機（B） 燃費約1,420L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 （外部電源喪失後に自動起動） 燃費約649.3L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約460L/h（無負荷） ×2台×24h＝約22.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×2台×168h＝約33.6 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約672.5 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能

### 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

#### 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は、TQUX、長期TB、TBD、TBU及びS2Eである。

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

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され、格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に格納容器圧力が上昇し、格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉圧力容器破損前までに手動操作にて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。

「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、厳しい事故シーケンスを想定した場合でも原子炉圧力容器破損に至ることなく事象収束することを示しているが、ここでは高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の評価のために、原子炉注水ができないことを仮定し、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定する。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的

な負荷が発生することを防止するため、逃がし安全弁を用いた手動操作による原子炉減圧を実施する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.2.1 図に、手順の概要を第 3.2.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.2.1 表に示す。なお、本節で示す原子炉圧力容器破損時以降の格納容器破損防止対策の手順の概要は「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.2.3 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

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

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

c. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

d. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。また、高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

e. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

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

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

f. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

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

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

g. 原子炉への全注水機能喪失確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

h. 原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

i. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 $\gamma$ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

j. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ、原子炉格納容器下部注水量で約90m<sup>3</sup>（水深3.4m相当）を初期水張りする。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。

1. 逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）+10%燃料有効長到達を確認し、逃がし安全弁2弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

m. 原子炉圧力容器下鏡温度確認

原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達したことを確認する。

原子炉圧力容器下鏡温度確認に必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡温度である。

n. 原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力 2.0MPa[gage]以下

原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力 2.0MPa[gage]以下の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

### 3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

格納容器破損モード「高圧熔融物放出／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のうち、長期 T B は原子炉隔離時冷却系による炉心冷却による時間余裕があるが、その他の事象に時間的な余裕に有意な違いはない。

対応時間が厳しいシナリオとして有効性を確認するため、T Q U X を代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 過渡事象時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、D C H が発生する事故
- ・ 手動停止時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉



減圧及び原子炉注水に失敗し，DCHが発生する事故

- ・サポート系喪失時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し，炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し，DCHが発生する事故

上記事故シーケンスのうち，原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする「過渡事象時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し，炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し，DCHが発生する事故」を評価事故シーケンスとした。また，本評価においては，原子炉圧力容器破損に至るまでの時間を厳しく見積もるため，重大事故等対策である原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものと仮定する。

なお，全交流動力電源喪失を加えることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし，また，格納容器への注水及び除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスは，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは，炉心からの崩壊熱，原子炉水位，原子炉圧力等が重要な現象となる。

よって，これらの現象を適切に評価することが可能である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。

## (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。

a. 事故条件

(a) 起因事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を想定する。なお、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。さらに、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁 1 弁を使用するものとし、容量として、1 弁あたり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

- (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとしても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の 10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧を行う。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 3.2.2 図に示すとともに、原子炉圧力及び原子炉水位の推移を第 3.2.4 図及び第 3.2.5 図に示す。

a. 事象進展

高圧注水・減圧機能喪失によって、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 0.9 時間後に炉心溶融に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料有効長の 10%高い位置に到達した時点（事象発生から約 0.9 時間後）で、手動操作により逃がし安全弁 1 弁を開き、原子炉を減圧する。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 3.5 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

原子炉圧力は第 3.2.4 図に示すとおり、原子炉圧力容器破損時における原

子炉圧力は約 0.5MPa[gage]であり，2.0MPa[gage]を下回っている。

本評価では，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」 第37条 2-3のうち，(d)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し，対策の有効性を確認した。

### 3.2.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

### 3.2.4 必要な要員及び資源の確保

#### (1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」に包絡される。

#### (2) 必要な資源の確保

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源は，「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」に包絡される。

### 3.2.5 結論

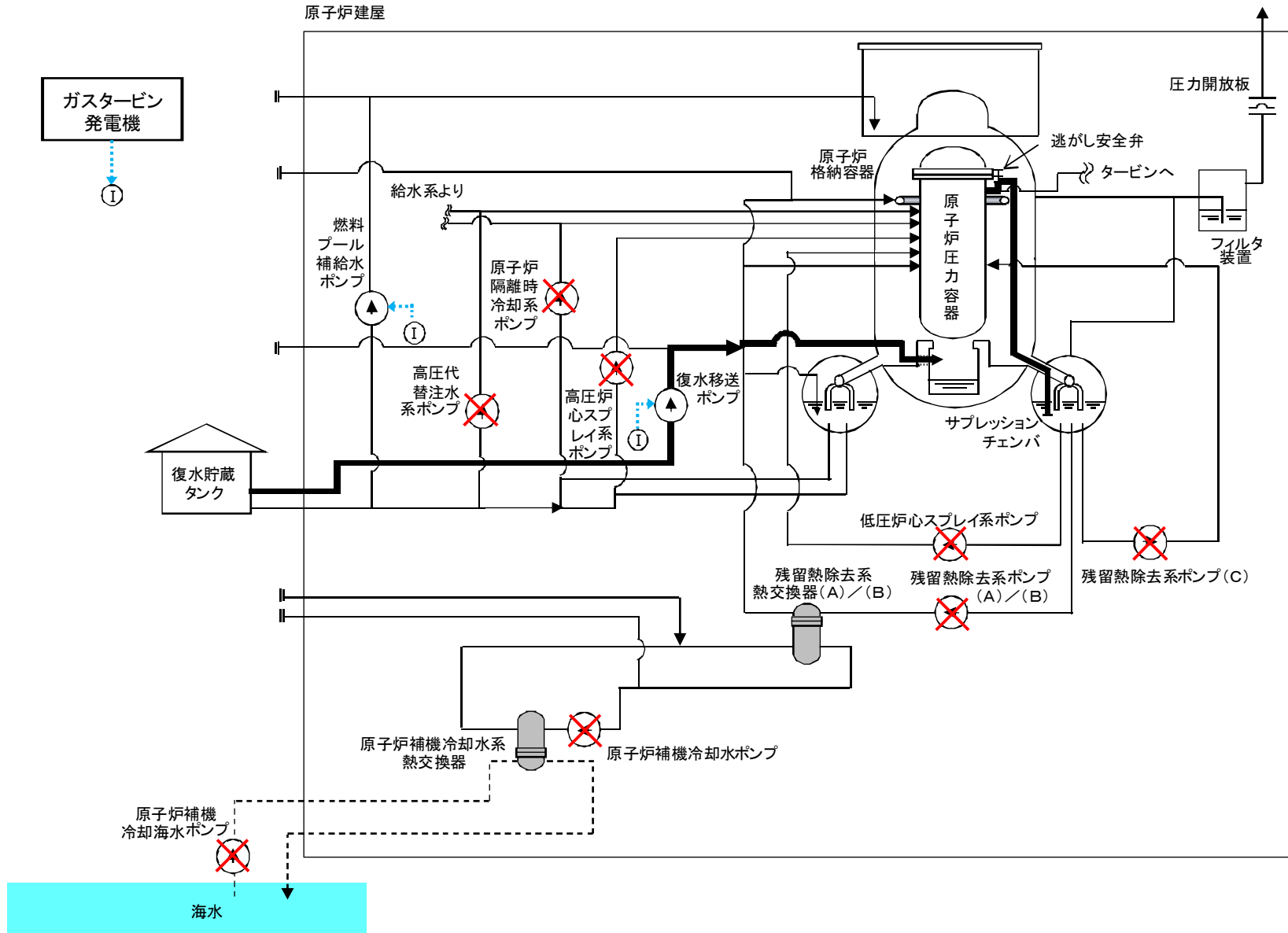
格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器が破損に至る場合を想定した。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象時に高圧注水機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、DCHが発生する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は2.0MPa[gage]を下回っている。

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

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



第 3.2.1 図 格納容器破損モード「高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の重大事故等対策の使用系統概要  
 (原子炉格納容器下部注水系 (常設))

(解析上の時刻)

全給水喪失

原子炉スクラム確認 注1

外部電源喪失確認 注2

非常用ディーゼル発電機等  
機能喪失確認 注2

ガスタービン発電機  
自動起動確認 注3

非常用炉心冷却系機能喪失確認 注4

原子炉隔離時冷却系機能喪失確認/  
高圧代替注水系機能喪失(起動失敗) 注5

状況  
判断

全交流動力電源喪失/  
除熱機能喪失を判断 注6

ガスタービン発電機からの受電操作  
による非常用交流電源の回復 注7

電源車準備開始  
〔解析上考慮せず〕

緊急時対策  
所用電源車  
準備開始

(代替注水等確保)

可搬型大容量送水  
ポンプ準備開始

準備完了

原子炉補機冷却水系/  
原子炉補機冷却海水系/  
非常用ディーゼル発  
電機等の復旧操作

(代替冷却確保)

原子炉補機代  
替冷却系準備  
開始

準備完了

原子炉への全注水機能喪失確認 注8

(被ばく低減操作)

非常用ガス処理系  
自動起動確認

中央制御室換気  
空調系起動

原子炉水位  
有効燃料棒頂部以下確認 注9

炉心損傷を確認 注10

損傷炉心冷却失敗確認 注11

(初期注水)  
制御棒駆動水圧系

原子炉格納容器下部注水系  
(常設)による格納容器下部注水 注12

(注水失敗)

原子炉格納容器  
下部注水系(可搬型)

格納容器除熱操作 注13

(約 0.9 時間)

炉心熔融

(約 1 時間)

原子炉水位有効燃料棒底部(BAF)  
+10%燃料有効長到達

逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施  
及び減圧状況確認 注14

原子炉圧力容器  
下鏡温度 300°C到達

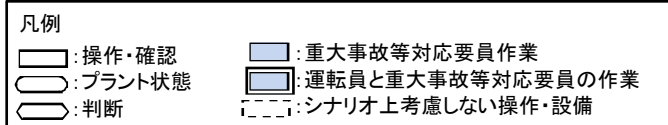
原子炉圧力容器下鏡温度確認

(約 3.5 時間)

原子炉圧力容器破損 注15

原子炉圧力容器破損時の  
原子炉圧力 2.0MPa[gage]以下

格納容器除熱操作及び原子炉ウェル注水操作について実施判断基準値を超えた場合は速やかに実施する。これらの手順の概要については「3.6 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて示す。



注1:「原子炉水位低(レベル3)」により原子炉がスクラム

原子炉スクラムは全制御棒全挿入、平均出力領域モニタ指示降下等で確認

注2:状態表示ランプ、M/C 6-2C、2D、2H 母線電圧で確認

注3:非常用母線の低電圧信号により自動起動

起動は状態表示ランプ、M/C 6-2F 母線電圧で確認

注4:機能喪失は状態表示ランプ、関連パラメータ等で確認

注5:「原子炉水位低(レベル2)」により、原子炉隔離時冷却系自動起動信号が発信

機能喪失は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認

高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失

機能喪失は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認

注6:全交流動力電源喪失は外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の受電失敗により全ての常用母線と非常用母線の電圧が零ボルトで判断

除熱機能喪失は原子炉補機冷却海水系ポンプトリップ等により残留熱除去系が使用不能と判断

注7:M/C 6-2F 母線電圧を確認しM/C 6-2C、6-2D 母線へ受電

注8:注水失敗は原子炉水位(燃料域)、原子炉注水流量で確認

注9:原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒頂部以下を確認

注10:炉心損傷相当を格納容器内γ線線量率で確認

各種事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍を超過

注11:原子炉水位「レベル0」未滿かつ注水系なし若しくは原子炉圧力容器下鏡温度300°C到達で冷却失敗確認

注12:ペDESTAL注水量で約90m<sup>3</sup>(水深約3.4m相当)の初期水張りを実施

ペDESTAL注水流量、ペDESTAL水位計で確認

注13:ドライウェル冷却系による代替除熱、格納容器スプレイ、原子炉格納容器圧力逃がし装置

注14:原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部(BAF)+10%燃料有効長を確認して減圧実施(解析では1弁)

原子炉圧力、原子炉水位計(燃料域)を確認

注15:原子炉圧力容器破損前に「原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が0.25MPa以下」かつ「ドライウェル圧力が0.15MPa以上」の条件が成立していないため、過渡起因事象と判断し原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で確認

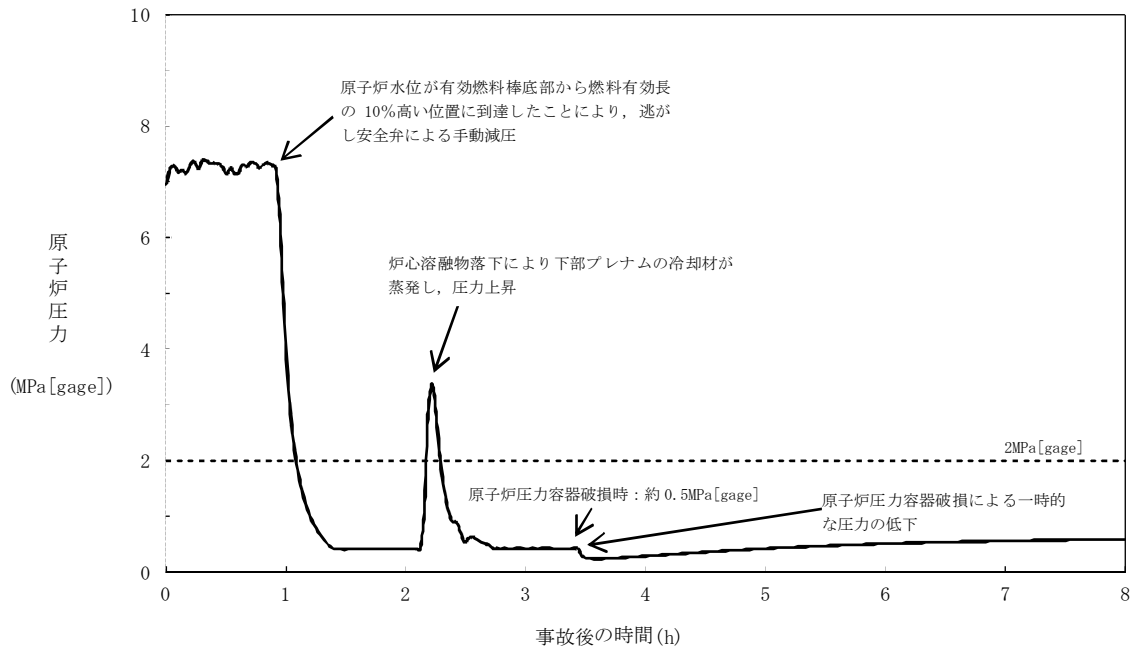
【有効性評価の対象とはしていない手段・設備で、耐震性等の観点から全てのSA時に期待することは出来ないが、プラント対応上、他に取得可能な可能性のあるもの】  
A:復水補給水系又はろ過水系による格納容器代替スプレイラインからの原子炉格納容器下部への注水

第 3.2.2 図 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」時の対応手順の概要

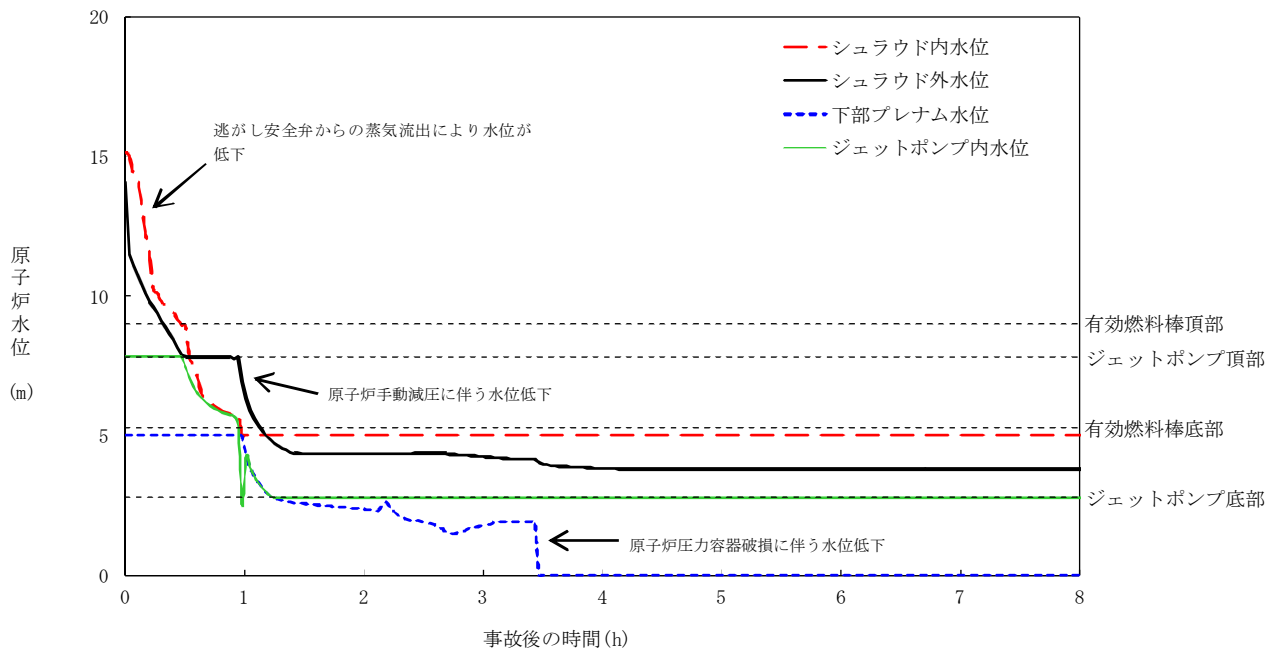
必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)				備考		
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h				
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員 《 》は解析上考慮していない操作を行う要員  記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動	▽事象発生 原子炉スクラム ▽約18秒 原子炉水位低(レベル2)到達	▽約15分 ガスタービン発電機より受電 ▽原子炉への全注水機能喪失	▽約30分 原子炉水位「レベル0」到達	▽原子炉水位有効燃料棒底部(BAF)+10%燃料有効長到達	▽約2.3時間原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達	▽約3.5時間原子炉圧力容器破損						
	発電課長	1													
	発電副長	1													
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認												
			●原子炉スクラム確認												
			●外部電源喪失確認												
			●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認			10分									
			●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認												
			●非常用炉心冷却系機能喪失確認												
			●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認												
高圧代替注水	【運転員C】	[1]	●高圧代替注水系手動起動(失敗)		5分										
電源確保	【運転員A,B】	[2]	●ガスタービン発電機受電準備,受電		5分										
	重J~重L	3	●2号用電源車設置			1.5時間									
被ばく低減操作	【運転員C】	[1]	●非常用ガス処理系起動確認		5分										
			●中央制御室換気空調系手動起動			10分									
原子炉注水機能	【運転員B】	[1]	●原子炉への全注水機能喪失確認		5分										
格納容器下部注水	【運転員A】	[1]	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ初期水張り			1.8時間							90m <sup>3</sup> (水深3.4m相当)		
原子炉減圧	【運転員C】	[1]	●逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施および原子炉圧力確認						5分						
原子炉圧力容器破損	【運転員C】	[1]	●原子炉圧力容器下鏡温度確認						5分						
	【運転員A】	[1]	●原子炉圧力容器破損確認							5分					
原因調査	《運転員D,E》	[2]	●機能喪失機器の原因調査										解析上考慮しない		
代替注水等確保	重A~重I	9	●可搬型大容量送水ポンプ設置			事象発生6.5時間までに設置完了									
代替冷却確保	【重A~重F,重L,重O,重T】	[8]	●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置							可搬型大容量送水ポンプ設置完了後に開始して事象発生15時間後に設置完了					
	運転員D,E	2	●原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント操作							設置完了後実施し約15.5時間 原子炉補機代替冷却系準備完了					
緊急時対策所	重M~重O	3	●緊急時対策用電源車設置												
	本部要員	6	●準備(照明,可搬空調等起動)												
燃料補給	重P~重S	4	●燃料補給(可搬型大容量送水ポンプ,緊急時対策用電源車,原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用)			電源車は150分毎に1回給油,可搬型大容量送水ポンプは4時間40分毎に1回給油									
要員数	運転員	7													
	重大事故等対応要員	20													
	緊急時対策本部要員	6													
	合計	33													
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33													

第 3.2.3 図 格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間





第 3. 2. 4 図 原子炉圧力の推移



第 3. 2. 5 図 原子炉水位の推移

第 3.2.1 表 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル3)信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 平均出力領域モニタ(SA) 起動領域モニタ(SA) 制御棒位置
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機(SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ 出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ 出口圧力
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認／ 高圧代替注水系機能喪失(起動失敗)	・原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 ・高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系ポンプ 出口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン 回転数 高圧代替注水系ポンプ出口 圧力

第 3.2.1 表 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。</li> <li>ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA) 可搬型大容量送水ポンプ (SA)	—
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室換気空調系を手動起動する。</li> </ul>	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷相当を格納容器内 <math>\gamma</math> 線線量率にて確認する。</li> </ul>	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位「レベル 0」未満かつ注水系なしを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)

第 3.2.1 表 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時における重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水	・ 損傷炉心冷却失敗を確認し，原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ，原子炉格納容器下部注水量で約 90m <sup>3</sup> （水深 3.4m 相当）の初期水張りを実施する。	復水移送ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉格納容器下部注水量（SA） 格納容器下部水位（SA） 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位（SA）
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・ 原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）+10%燃料有効長到達を確認し，逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（燃料域）（SA） 原子炉圧力（SA）
原子炉圧力容器下鏡温度確認	・ 原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達したことを確認する。	—	—	原子炉圧力容器下鏡温度（SA）
原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力 2.0MPa [gage] 以下	・ 原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力（SA） 格納容器圧力（SA） 格納容器温度（SA）

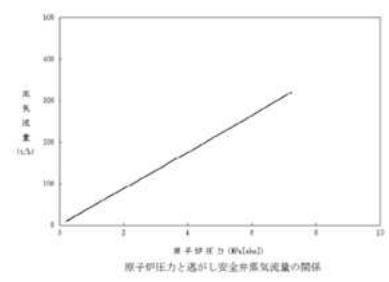
第 3.2.2 表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		設計値として設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を想定する。
		高圧代替注水系、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
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	考慮しない	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は、原子炉圧力を厳しく評価するため、考慮しないものとする。	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低(レベル2)
	逃がし安全弁	逃がし安全弁の設計値として設定  7.37MPa[gage]×2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 弁, 367t/h/個
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の 10% 高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧  運転操作手順書等を踏まえて設定  弁数については、最小弁数である 1 弁での減圧を設定



### 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

#### 3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

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

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる可能性があり，このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定する。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の中の水蒸気爆発事象については，これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は，溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が，何らかの外乱によって崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギーを発生させる事象である。但し，外部からの強制的なトリガーを与えた場合又は実機と異なり融点を大きく上回る過熱度を溶融物に与えた場合を除いては水蒸気爆発が発生しないという結果が得られている。格納容器下部に張られた水は準静的であり，外部トリガーが与えられる状況は考えにくい。また，外部トリガーを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく，大規模な水蒸気爆発には至っていない。よって，実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。（添付資

### 料 3.3.1)

但し、熔融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇（圧力スパイク）の可能性があることから、その影響を評価し、格納容器破損に至ることがないことを確認する。

「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、厳しい事故シーケンスを想定した場合でも原子炉圧力容器破損に至ることなく事象収束することを示しているが、ここでは原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用の評価のために、原子炉注水ができないことを仮定し、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定する。

### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは、格納容器下部への熔融炉心落下を想定するが、この状況では、格納容器下部における「熔融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、格納容器下部注水系（常設）によって格納容器下部に水張りが行われている。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」への対策ではないものの、格納容器下部に水が張られた状態に対して熔融炉心が落下する場合を想定する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.3.1 図に、手順の概要を第 3.3.2 図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.3.1 表に示す。なお、本節で示す原子炉圧力容器破損時以降の格納容器破損防止対策の手順の概要は「3.6 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御



室の運転員，緊急時対策本部要員，重大事故等対応要員で構成され，合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作の統括を行う発電課長 1 名，運転操作の指揮，監視及び指示を行う発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名，重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.3.3 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

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

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

c. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は，高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

d. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが，機能喪失することを確認する。また，高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

e. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

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

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

f. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

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

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

g. 原子炉への全注水機能喪失確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

h. 原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

i. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 $\gamma$ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

j. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ、原子炉格納容器下部注水量で約90m<sup>3</sup>（水深3.4m相当）の初期水張りを実施する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。

l. 逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）+10%燃料有効長到達を確認し、逃がし安全弁2弁による原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施の判断及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

m. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

n. 格納容器健全性確認

格納容器圧力、格納容器下部雰囲気温度等により格納容器健全性を確認す

る。

格納容器健全性の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

### 3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」は、ペDESTALに落下する溶融炉心の割合が大きくなる、原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスで厳しくなるため、TQUX、長期TB、TBU、TBD及びS2Eを除外する。また、FCIは低水温でより厳しくなるため、破断水（飽和水）が滞留するAE及びS1Eは対象外とする。

以上より、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への対策の有効性を確認するため、TQUVを代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・ 過渡事象時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・ 手動停止時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・ 手動停止時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・ サポート系喪失時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷

後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故

- ・ サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故

本評価においては、原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものとして、原子炉圧力容器破損前の原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張りが実施されていることによりペDESTAL床面に水が存在する状態で圧力容器破損に至る事象を仮定し、評価を行う。

以上より、「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗する事故（ペDESTAL水張り有り）」を評価事故シーケンスとする。

なお、全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし、また、格納容器への注水及び除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇（圧力スパイク）等が重要な現象となる。

よって、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力

等の過渡応答を求める。

(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 3.3.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。さらに、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 原子炉圧力容器の破損径

原子炉圧力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径約 0.2m とする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル 3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁1弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとしても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧を行う。

(b) 熔融炉心・コンクリート相互作用の緩和策である原子炉压力容器破損前の原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張りによって、格納容器下部には3.4mの水位が確保されているものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第3.3.2図に示すとともに、原子炉圧力、原子炉水位及び格納容器圧力の推移を第3.3.4図から第3.3.6図に示す。

a. 事象進展

高圧・低圧注水機能喪失によって、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0.9時間後に炉心熔融に至り、事象発生から約3.5時間後に原子炉压力容器破損に至る。

原子炉压力容器が破損して熔融炉心が格納容器下部の水深3.4mの水中に落下する際に、熔融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う圧力上

昇（圧カスパイク）が生じる。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

格納容器圧力は第 3.3.6 図に示すように、水蒸気発生に伴う圧力上昇（圧カスパイク）が生じた場合においても、格納容器の限界圧力に対しては低く、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

本評価では、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」 第 37 条 2-3 のうち、(e) の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.3.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

**追而**

3.3.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」に包絡される。

(2) 必要な資源の確保

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源は、「3.6 溶融炉心・



コンクリート相互作用」に包絡される。

### 3.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる可能性があり、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定した。

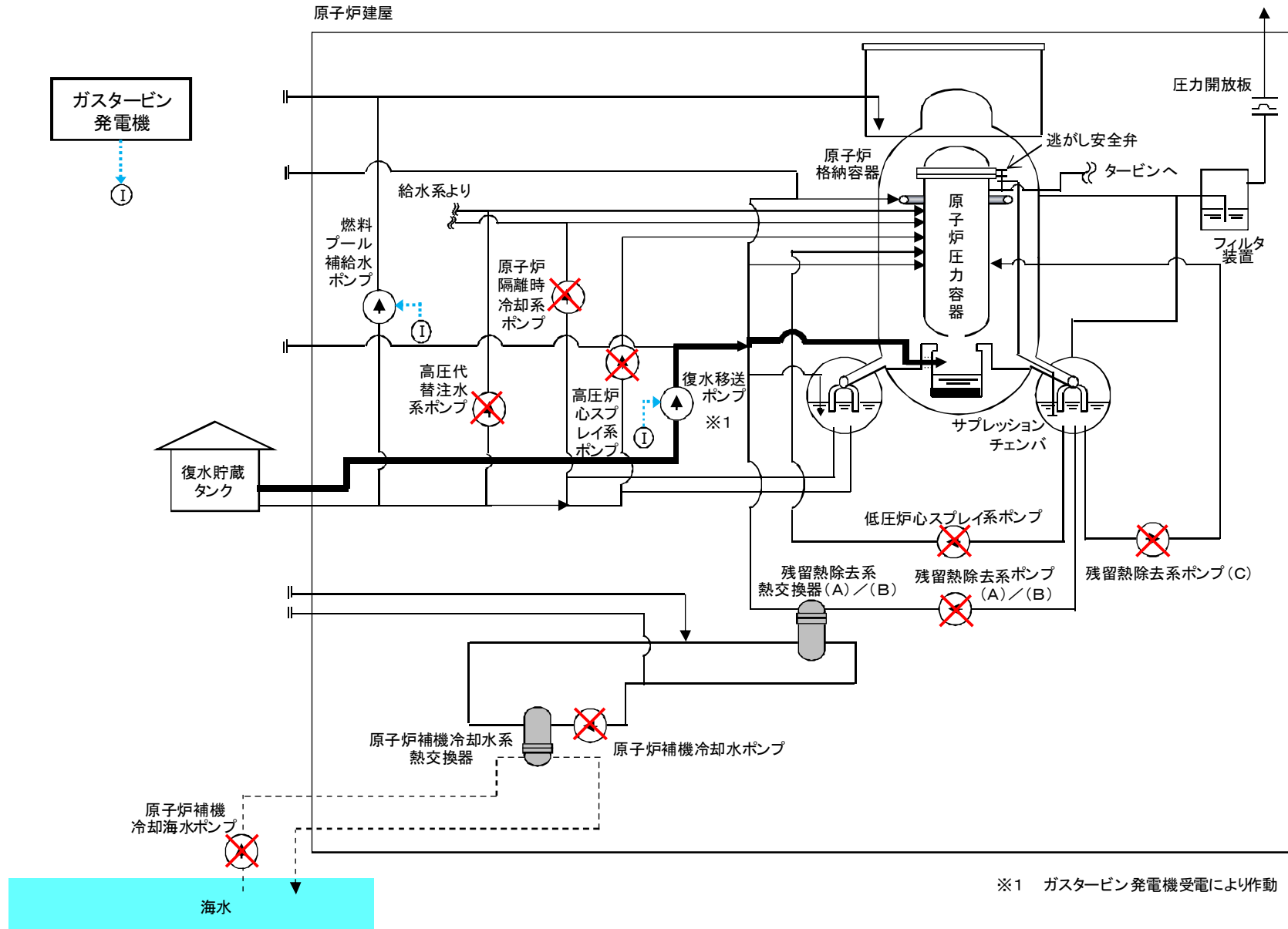
格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗するが、原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張りに成功する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

上記の場合では、水蒸気発生に伴う圧力上昇（圧カスパイク）が生じるが、格納容器の限界圧力に対しては低く、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

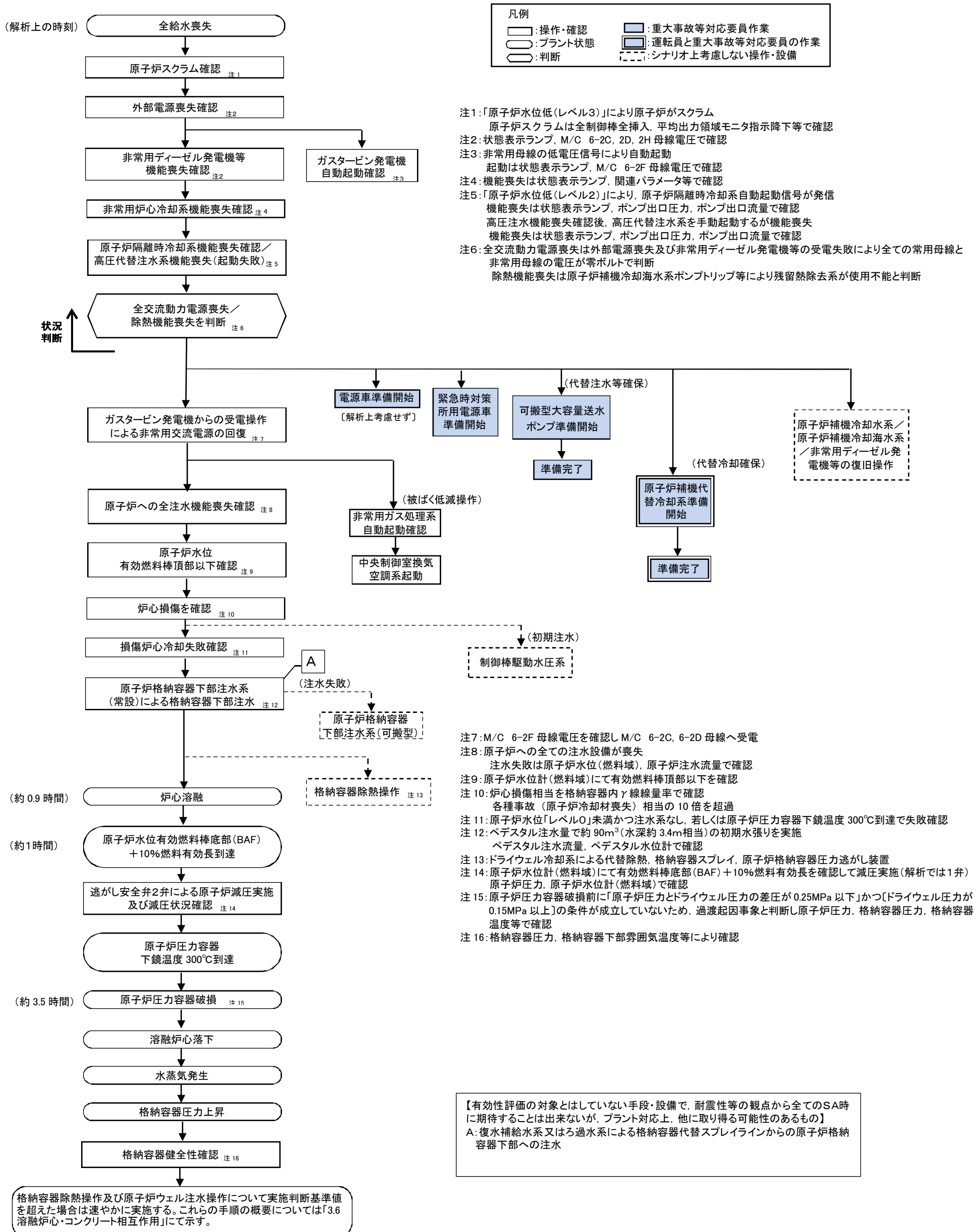
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「原子炉圧

力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



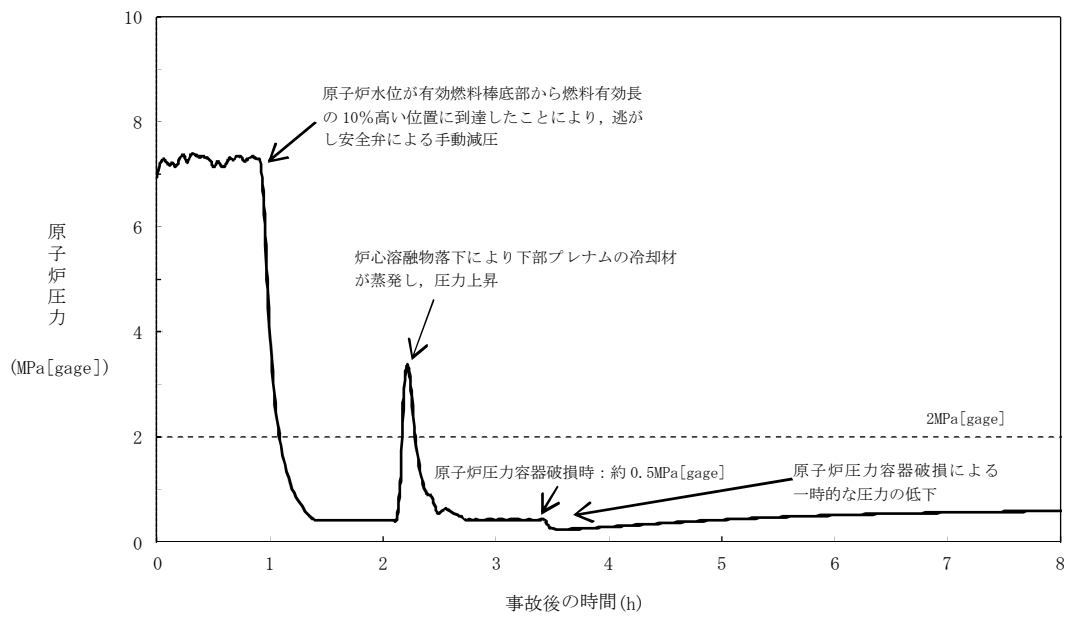
第 3.3.1 図 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」時の重大事故等対策の使用系統概要  
 (原子炉格納容器下部注水系 (常設))



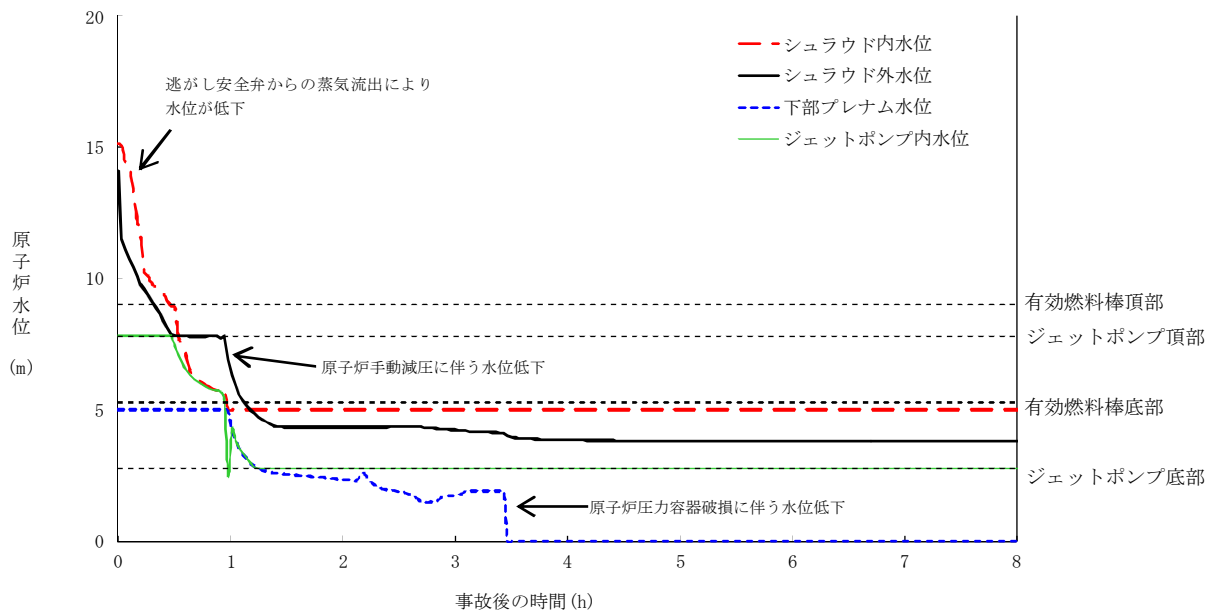
第 3.3.2 図 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)							経過時間(時間)				備考
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h			
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後 移動してきた要員 《》は解析上考慮してしな い操作を行う要員  記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	▽事象発生 原子炉スクラム ▽約18秒 原子炉水位低(レベル2)到達  現場作業 の要員 移動		▽約15分 ガスタービン発電機より受電 ▽原子炉への全注水機能喪失	▽約30分 原子炉水位「レベル0」到達			▽原子炉水位有効燃料棒底部(BAF)+10%燃料有効長到達				▽約2.3時間原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達 ▽約3.5時間原子炉圧力容器破損	
	発電課長	1	●運転操作の統括											
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示											
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認											
			●原子炉スクラム確認											
			●外部電源喪失確認											
			●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認			10分								
			●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認											
			●非常用炉心冷却系機能喪失確認											
			●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認											
高圧代替注水	【運転員C】	【1】	●高圧代替注水系手動起動(失敗)		5分									
電源確保	【運転員A, B】	【2】	●ガスタービン発電機受電準備, 受電		5分									
	重J~重L	3	●2号用電源車設置			1.5時間								
被ばく低減操作	【運転員C】	【1】	●非常用ガス処理系起動確認		5分									
			●中央制御室換気空調系手動起動			10分								
原子炉注水機能	【運転員B】	【1】	●原子炉への全注水機能喪失確認		5分									
格納容器下部注水	【運転員A】	【1】	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ初期水張り			1.8時間							90m <sup>3</sup> (水深3.4m相当)	
原子炉減圧	【運転員C】	【1】	●逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施および原子炉圧力確認						5分					
原子炉圧力容器 破損	【運転員C】	【1】	●原子炉圧力容器下鏡温度確認							5分				
	【運転員A】	【1】	●原子炉圧力容器破損確認									5分		
原因調査	《運転員D, 重E》	【2】	●機能喪失機器の原因調査										解析上考慮しない	
代替注水等確保	重A~重I	9	●可搬型大容量送水ポンプ設置			事象発生6.5時間までに設置完了								
代替冷却確保	【重A~重F, 重L, 重O, 重T】	【8】	●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置			可搬型大容量送水ポンプ設置完了後に開始して事象発生15時間後に設置完了								
	運転員D, E	2	●原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント操作			設置完了後実施し約15.5時間 原子炉補機代替冷却系準備完了								
緊急時対策所	重M~重O	3	●緊急時対策用電源車設置											
	本部要員	6	●準備(照明, 可搬空調等起動)											
燃料補給	重P~重S	4	●燃料補給(可搬型大容量送水ポンプ, 緊急時対策用電源車, 原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用)		電源車は150分毎に1回給油, 可搬型大容量送水ポンプは4時間40分毎に1回給油									
要員数	運転員	7												
	重大事故等対応要員	20												
	緊急時対策本部要員	6												
	合計	33												
発電所常駐要員(初期消火要員6人除く)		33												

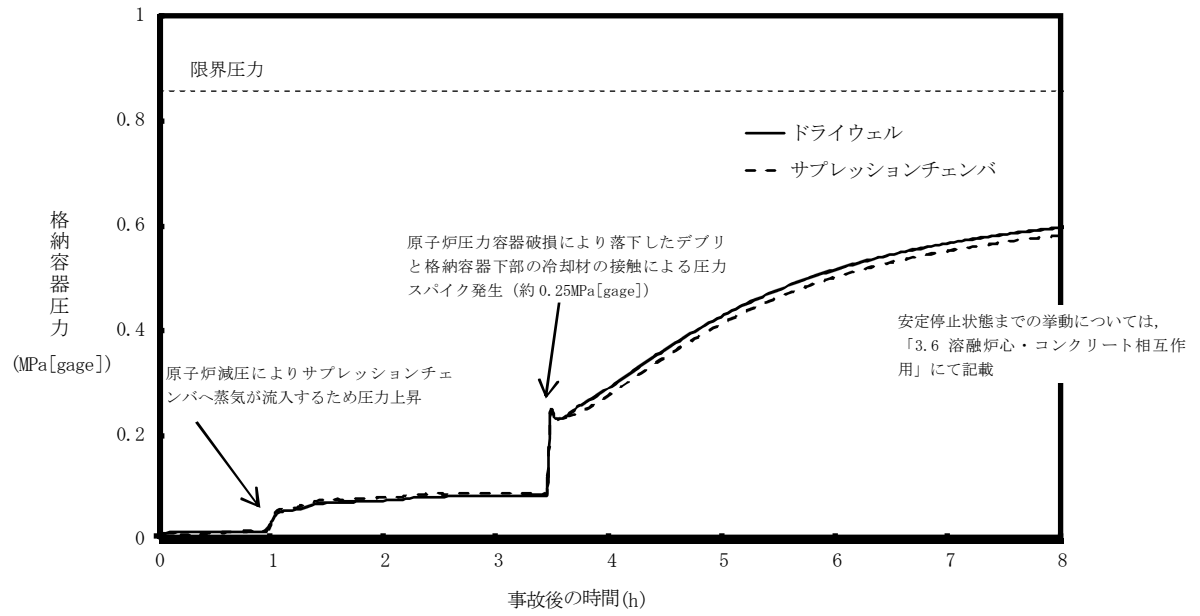
第3.3.3図 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」時の作業と所要時間



第 3.3.4 図 原子炉圧力の推移



第 3.3.5 図 原子炉水位の推移



第 3.3.6 図 格納容器圧力の推移

第 3.3.1 表 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」時における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル3)信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 平均出力領域モニタ(SA) 起動領域モニタ(SA) 制御棒位置
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機(SA)	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ 出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ 出口圧力
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認／ 高圧代替注水系機能喪失(起動失敗)	・原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 ・高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系ポンプ 出口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン 回転数 高圧代替注水系ポンプ出口 圧力



第 3.3.1 表 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」時における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。</li> <li>ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA) 可搬型大容量送水ポンプ (SA)	—
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室換気空調系を手動起動する。</li> </ul>	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷相当を格納容器内 <math>\gamma</math> 線線量率にて確認する。</li> </ul>	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位「レベル 0」未滿かつ注水系なしを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ、原子炉格納容器下部注水量で約 90m<sup>3</sup> (水深 3.4m 相当) の初期水張りを実施する。</li> </ul>	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉格納容器下部注水量 (SA) 格納容器下部水位 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 3.3.1 表 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」時における重大事故等対策について(3/3)

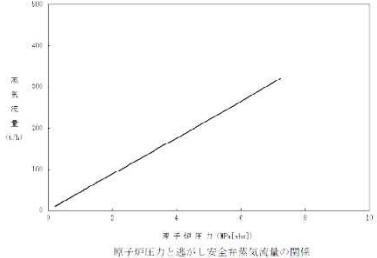
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・原子炉水位有効燃料棒底部 (BAF) +10%燃料有効長到達を確認し、逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉圧力容器破損確認	・原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)
格納容器健全性確認	・格納容器圧力、格納容器下部雰囲気温度等により格納容器健全性を確認する。	—	—	格納容器圧力 (SA) ペデスタル周囲温度 (SA)

第 3.3.2 表 主要解析条件（原子炉压力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定。また、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定。
		高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉压力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
原子炉压力容器の破損径	外径約 0.2m	原子炉压力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング1本の外径とする。	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 3.3.2 表 主要解析条件（原子炉压力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用）（2/2）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低(レベル2)	設計値として設定
	逃がし安全弁	7.37MPa[gage]×2弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定  
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧	運転操作手順書等を踏まえて設定  弁数については、最小弁数である1弁での減圧を設定
	溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部注水系(常設)による水張り	格納容器下部には3.4mの水位が確保されている	格納容器下部には3.4mの水位が確保されているものとする。

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

## 1. 炉外 FCI において想定される現象

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 FCI）は、高温の溶融炉心が原子炉圧力容器の破損口から放出された際に、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却材が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギーが大きいと原子炉支持構造材が破損され、原子炉格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気発生による場合（圧力スパイク）に加え、水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが、これまでの知見から、水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。FCI に関するこれまでの知見の概要を以下に整理し、BWR の炉外 FCI において想定される実機条件との比較について考察する。

## 2. 既存の FCI 試験の整理

FCI について、過去に実施された代表的な実験研究として、JRC イスプラ研究所で実施された FARO 計画、KROTOS 計画、(旧) 日本原子力研究所で実施された ALPHA 計画及び (財) 原子力発電技術機構で実施された COTELS 計画がある。また、最近の試験として韓国原子力研究所 (KAERI) で実施された TROI 試験がある。これらの試験では模擬溶融物として  $UO_2$  混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。以下では、各試験の試験条件及び試験結果について示す。

### 2.1 ALPHA 計画

ALPHA 計画<sup>[1]</sup> では、テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬溶融物を用いた実験が実施されている。ALPHA 試験装置を図 1 に示す。試験容器は、内径 3.9m、高さ 5.7m、容積  $50m^3$  である。模擬格納容器に設置した冷却水プールに高温溶融物を落下させ、水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。表 1 に ALPHA 計画の試験結果のまとめを示す。高雰囲気圧力

(STX008, STX012, STX015)、低サブクール水 (STX014) の場合は水蒸気爆発の発生が抑制される試験結果が知見として得られている。また、水蒸気爆発のエネルギー変換効率は 1～6%程度となっている。なお、比較的大きなエネルギーが観測されている試験 (STX019, STX021) は、溶融物分散板を用いた試験ケースである。

## 2.2 KROTOS 計画

KROTOS 計画<sup>[2][3][4]</sup>では、FARO 計画が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが、低圧・サブクール水を主として試験を実施している（図 2）。KROTOS 計画では模擬コリウムとして UO<sub>2</sub> 混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。表 2 に KROTOS 計画の試験結果のまとめを示す。アルミナ試験では、サブクール度が高い試験ケース（K38, K40, K42, K43, K49）では、外部トリガー無しで水蒸気爆発が発生しているが、サブクール度が低い試験ケース（K41, K44, K50, K51）では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方、UO<sub>2</sub> 混合物試験では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。また、UO<sub>2</sub> 混合物試験でも外部トリガー有りでは水蒸気爆発が発生している（K52, K53）が、これらのケースはサブクール度が高い試験ケースである。また、UO<sub>2</sub> 混合物試験の水蒸気爆発のエネルギー変換効率は、アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験と UO<sub>2</sub> 混合物の相違については以下のように考察されている。

- ・ アルミナはプール水面近傍でブレイクアップし、粗混合時に粒子が半径方向に広がり、水蒸気爆発の伝播がし易くなった可能性がある。
- ・ UO<sub>2</sub> 混合物の方が一般的に過熱度は小さく、UO<sub>2</sub> 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易く、これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO<sub>2</sub> 混合物試験では水素が発生し、これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

## 2.3 FARO 計画

FARO 計画<sup>[3]</sup>では、酸化物コリウム及び金属 Zr を含むコリウムが用いられ、多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが、低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。FARO 試験装置の概要を図 3 に示す。表 3 に FARO 計画の試験結果のまとめを示す。FARO 計画のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発は発生していない。FARO 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ 高圧・飽和水試験、低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し、一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属 Zr 成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。
- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが、試験条件（初期圧力、水深、コ

リウム落下速度，サブクール度）に依存していない。

## 2.4 COTELS 計画

COTELS 計画<sup>[5]</sup>では、模擬溶融物として UO<sub>2</sub>-Zr-ZrO<sub>2</sub>-SS 混合物を用いており、コリウムに金属成分が含まれている。COTELS 試験装置の概要を図 4 に示す。表 4 に COTELS 計画の試験結果のまとめを示す。COTELS 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め、全ての試験で水蒸気爆発は発生していない。
- ・ プールに落下した溶融コリウムは、ほとんどがプール水中で粒子化した。
- ・ 粒子径は、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

## 2.5 TROI 試験

TROI 試験<sup>[6]</sup>は、韓国原子力研究所 (KAERI) で実施されている試験であり、2007 年から 2012 年までは、KROTOS 試験とともに OECD/NEA の SERENA プロジェクトとして実施された試験である。試験装置の概要図を図 5 に示す。また、試験条件及び試験結果を表 5、表 6 に示す。ZrO<sub>2</sub> を用いた試験では外部トリガリングを与えていないが、圧カスパイクや水蒸気爆発が発生した試験がある。一方、UO<sub>2</sub>-ZrO<sub>2</sub> の混合物を用いた試験では、異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギーを変えるため、混合物の割合、水深及び混合物量等の様々な条件により試験を実施し、数ケースでは水蒸気爆発が発生している。TROI 試験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・ 自発的な水蒸気爆発が生じた試験は、融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の試験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。

## 2.6 知見のまとめ

上記で示した実験結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・ 高圧力条件、または低サブクール水条件は、水蒸気爆発を抑制する傾向がある。(ALPHA 試験, KROTOS 試験)

- ・ UO<sub>2</sub> 混合物を用いた代表的な FCI 実験（外部トリガー無し）では、水蒸気爆発は確認されていない。（FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験）
- ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される。（FARO 試験）
- ・ 粒子化割合は、デブリ落下速度に依存し、落下速度が大きいと粒子化が促進される。（COTELS 試験）
- ・ UO<sub>2</sub> 混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される。（KROTOS 試験の考察）
- ・ デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガーの伝播を阻害する可能性がある。（KROTOS 試験の考察）
- ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される。（KROTOS 試験の考察）
- ・ 自発的な水蒸気爆発が生じた試験は、融点を大きく上回る過熱度を熔融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の試験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。（TROI 試験の考察）

### 3. 実機条件との比較

実機の原子炉圧力容器外 FCI で想定される条件と実験条件との比較から、水蒸気爆発の発生可能性について考察する。

#### ① 熔融物組成

実機条件では、燃料 (UO<sub>2</sub>)、被覆管及びチャンネルボックス (Zr) 及びその酸化物 (ZrO<sub>2</sub>)、構造材（主にステンレススチール等）の金属成分が含まれる。金属成分が増加すると、粒子化が促進される可能性がある。また、アルミナ試験では、UO<sub>2</sub> 試験に比較して水蒸気爆発が発生しやすいことから、金属成分が増加すると、水蒸気爆発が発生しやすくなる可能性がある。しかし、BWR の原子炉圧力容器外 FCI を模擬した COTELS 試験では、BWR 実機条件を考慮した熔融物組成 (UO<sub>2</sub>-Zr-ZrO<sub>2</sub>-SS 混合物) を用いているが、この場合でも水蒸気爆発は発生していない。

#### ② 熔融物温度

事故解析コード (MAAP) による原子炉圧力容器破損時の熔融物の温度（コリウムの平均温度）では～2300K 程度である。FARO 試験では 2800K～3200K 程度の



溶融物温度である。したがって、実機条件よりも溶融物温度が高いが、この場合でも水蒸気爆発は発生していない。また、TROI 試験では  $UO_2$  混合物を用いた場合でもトリガーなしで水蒸気爆発が発生している例 (TROI-10, 12, 13, 14) が報告されている。TROI-10, 12 は、溶融物温度が 3800K 程度の高い温度での試験条件である。また、TROI-13, 14 の溶融物温度は、それぞれ 2600K, 3000K であるが、TROI-13 では、温度計測に問題があり実際には 3500K 以上と推測されている。また、TROI-14 では、二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、温度計測の不確かさが大きいとされている。以上を踏まえると、実機条件における溶融物温度では、水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。

### ③溶融ジェット径

BWR の原子炉圧力容器外 FCI 試験を模擬した COTELS 試験では、溶融物流出口の口径として、代表的な計装配管口径程度の 5cm としている。また、FARO 試験では 10cm (高圧試験装置)、5cm (低圧試験装置) である。実機条件では貫通部のうち口径が大きい制御棒駆動機構ハウジングが逸出しその口径で溶融物が流出すると想定する場合、溶融物ジェットの径は～20cm 程度である。しかし、制御棒駆動機構ハウジングの原子炉圧力容器溶接部が損傷したとしても、実際には制御棒一本が逸出することはないと、溶接部の損傷による破損口は貫通口とハウジングのギャップ程度になると考えられる。

したがって、現実的な破損口径は計装配管口径程度と想定されることから、水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられるが、水蒸気爆発の評価では制御棒ハウジング 1 本逸出を想定した厳しい条件の評価を行う。

### ④サブクール度

実機のプール水のサブクール度は、ペDESTAL への注水温度に影響される。外部水源の温度には不確かさがあるが、最低でも 10°C 程度と想定される。また、LOCA シーケンスの場合は飽和水に近い冷却材がペDESTAL 部に流入する。以上を考慮するとプール水のサブクール度は 0 (飽和水)～90K の範囲となる。高サブクール条件では、水蒸気爆発が発生しやすくなるが、BWR 実機条件を模擬した COTELS 試験では、飽和水及び高サブクール水 (86K) の試験条件でも水蒸気爆発は発生していない。したがって、実機でのプール水温度が高サブクール条件となった場合でも、水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。

### ⑤プール水深

実機では、ペDESTAL 注水によりペDESTAL 底部に蓄水し水位が形成される

ため、原子炉圧力容器破損時におけるプール水深には不確かさがある。しかし、プール水位がペDESTAL開口部下端 (3.4m) に到達するとプール水はドライウェル側に流出するため、プール水深は最大でも 3.4m となる。既存の  $UO_2$  混合物を用いた FCI 試験では、水深が深い試験でも最大 2m 程度 (FARO 試験) であり、実機条件と同様な比較的深い水深での知見に乏しい。水深が深くなることで粗混合が促進されることから水蒸気爆発が発生しやすくなる可能性がある。また、プール水深は、粗混合量が増加することや発生水蒸気が気相部へ抜けやすくなる効果により、万が一水蒸気爆発が発生した場合の爆発規模に影響する要因と考える。

以上より、粗混合が促進することで水蒸気爆発の規模が大きくなる可能性があるため、水上気爆発の評価では、プール水深 3.4m を想定した厳しい条件の評価を行う。

#### ⑥ 雰囲気圧力

高雰囲気圧の試験条件では、水蒸気爆発が抑制される効果が報告されている。系の圧力は、流体の物性値及び熱水力的な挙動に影響を及ぼすと考えられるが、BWR の原子炉圧力容器外 FCI を模擬した COTELS 試験の圧力条件は、0.2MPa～0.47MPa[abs]程度であり、BWR の原子炉圧力容器外 FCI の実機条件 (～0.3MPa[abs]程度) と同様の低圧状態の試験であるが、水蒸気爆発は発生していない。したがって、炉外 FCI において想定される低圧条件でも、水蒸気爆発が発生する可能性は十分小さいと考えられる。

#### ⑦ 実機体系におけるトリガー要因

FCI 試験では、水蒸気爆発のトリガーを発生させるために、高圧ガスを封入した装置 (KROTOS 試験では最大 20MPa のガスを封入可能な装置) を用いている。水蒸気爆発のトリガーは粗混合粒子の周囲に形成される蒸気膜の崩壊に起因すると考えられており、トリガー装置により圧力パルスを発生させ蒸気膜を不安定化させる効果があると考えられる。実機条件では、このようなトリガー装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられない。また、溶融物がプール底部に接触することでトリガー要因となることが考えられるが、BWR の原子炉圧力容器外 FCI を模擬した COTELS 試験の試験装置では、BWR のペDESTAL底部と同様に平板コンクリートを模擬した試験装置としており、実機条件と同様であるが水蒸気爆発は観測されていない。以上より、BWR の実機条件において水蒸気爆発のトリガーとなる特段の要因は考えられないため、実記条件でも水蒸気爆発の発生リスクは十分小さいと考えられる。

#### ⑧原子炉圧力容器下部領域の構造物の影響

原子炉圧力容器下部のRPVペデスタル領域の底部には、制御棒自動交換機が配置されている(図6)。溶融燃料が落下し、この制御棒自動交換機の構造材(プラットフォーム等)に落下した場合、溶融ジェットの影響となる可能性がある。このような場合でも、高温の溶融物により構造材は融解し、溶融物はプール水中に落下すると考えられる。溶融ジェットが構造物で阻害されてジェット状に流入しない場合は、溶融物の粗混合化を阻害するため、水蒸気爆発は抑制されると考えられる。

ALPHA試験では、溶融物分散板(直径2mm, 間隔25mmのワイヤメッシュ)を用いた試験を実施している。プール水上面に溶融物分散板を配置した容積の大きい試験体系の試験では、溶融物が分散し水蒸気爆発が抑制されている知見がある(STX019, STX020)。以上を踏まえると、RPVペデスタル底部の構造物が存在するが、水蒸気爆発の発生リスクが小さくなると考えられる。

以上より、実機条件と比較しても、代表的な $UO_2$ 混合物によるFCI試験の結果と同様に大規模な水蒸気爆発の発生の可能性は十分に小さいと考えられる。表7に実機条件との比較結果を示す。 $UO_2$ 混合物では一般的に過熱度が小さいため、粗混合粒子表面が早期に固化し、蒸気膜が崩壊しても溶融物の微細化が起きにくく、水蒸気爆発の発生が抑制される。

#### 4. まとめ

上記の実験結果から、実機と同様の $UO_2$ を用いた実験(KROTOS試験, FARO試験, COTELS試験)では、外部トリガーを与えた一部の試験ケースを除いて炉外FCIにおける水蒸気爆発は確認されていない。 $UO_2$ 混合物では一般的に過熱度が小さいため、粗混合粒子表面が早期に固化し、蒸気膜が崩壊しても溶融物の微細化が起きにくく、水蒸気爆発の発生が抑制されるためと考えられる。

これに対してTROI試験では、 $UO_2$ 混合物を用いた場合でもトリガーなしで水蒸気爆発が発生したと報告されているが、この試験では溶融物温度が高く過熱度が大きい条件で実施されており、現実的な条件では自発的水蒸気爆発は生じないと考えられる。

KROTOS試験からは、アルミナを用いた試験において、高サブクール条件下では外部トリガー無しで水蒸気爆発が観測されたが、低サブクール条件下では外部トリガー無しでは水蒸気爆発が観測されなかった。これは、サブクール度が大きい場合には、粗混合粒子の蒸気膜の安定度が低下し、蒸気膜の崩壊が発生しやすいことが要因と考えられる。

一方、より実機条件の混合物量に近い FARO 試験では、サブクール度が高い場合であっても水蒸気爆発が発生していない。また、BWR の原子炉压力容器外 FCI を模擬した試験である COTELS 試験でも、水蒸気爆発は発生していない。これらの試験条件と実機条件を考察しても、水蒸気爆発の発生が顕著に大きくなる要因は考えられない。

## 5. 参考文献

- [1] N. Yamano, Y. Maruyama, T. Kudo, A. Hidaka, J. Sugimoto, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995
- [2] I. Huhtiniemi, D. Mgallon, H. Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999
- [3] D. Magallon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006
- [4] H. S. Park, R. Chapman, M. L. Corradini, Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999
- [5] M. Kato, H. Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [6] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012

表 1 ALPHA 試験の主要な試験条件及び試験結果<sup>[1]</sup>

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率(%)	水プール容器	備考
ALPHA	STX002	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	289	1.0	No	Yes	-	鉄	-
	STX003	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	292	1.0	No	Yes	-	鉄	-
	STX005	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	300	1.0	No	Yes	-	アクリル(大)	-
	STX009	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	289	1.0	No	Yes	-	アクリル(大)	窒素雰囲気
	STX016	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86	アクリル(小)	-
	STX017	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66	アクリル(小)	-
	STX018	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33	アクリル(小)	-
	STX001	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	10	2723	0.10	293	1.0	No	No	-	鉄	-
	STX010	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	10	2723	0.10	297	1.0	No	Yes	-	アクリル(大)	-
	STX013	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	10	2723	0.10	284	1.0	No	No	-	アクリル(大)	-
	STX014	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	372	1.0	No	No	-	鉄	飽和水
	STX008	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	1.60	288	1.0	No	No	-	アクリル(大)	高圧
	STX012	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	1.60	290	1.0	No	No	-	アクリル(大)	高圧
	STX015	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	1.00	282	1.0	No	No	-	アクリル(大)	高圧
	STX006	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	298	1.0	No	No	-	アクリル(大)	分散装置
	STX011	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	290	1.0	No	Yes	-	アクリル(大)	分散装置(破損)
	STX019	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67	アクリル(中)	分散装置
	STX020	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	281	1.0	No	No	-	アクリル(大)	分散装置
	STX021	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05	アクリル(大)	分散装置(水中)
	STX022	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	286	0.8	No	No	-	アクリル(大)	-
	STX023	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	285	0.3	No	Yes	-	アクリル(大)	-
	STX024	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.10	280	0.8	No	Yes	-	アクリル(大)	-
	STX025	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20	2723	0.50	280	0.9	No	Yes	-	アクリル(大)	-

表 2 KROTOS 試験の主要な試験条件及び試験結果<sup>[2][3][4]</sup>

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3073	0.1	5	1.11	No	No	-
	K42	Alumina	1.5	2465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2473	0.1	13	1.11	No	No	-
	K51	Alumina	1.7	2748	0.1	5	1.11	No	No	-
	K32	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.0	3063	0.1	22	1.08	No	No	-
	K33	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.2	3063	0.1	75	1.08	No	No	-
	K35	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.1	3023	0.1	10	1.08	Yes	No	-
	K36	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.0	3025	0.1	79	1.08	Yes	No	-
	K37	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.2	3018	0.1	77	1.11	Yes	No	-
	K45	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.1	3106	0.1	4	1.14	Yes	No	-
	K46	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	5.4	3086	0.1	83	1.11	Yes	No	-
	K47	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	5.4	3023	0.1	82	1.11	Yes	No	-
	K52	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	2.6	3133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02
K53	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	3.6	3129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05	

表 3 FARO 試験の主要な試験条件及び試験結果<sup>[3]</sup>

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
FARO	L-06	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	18	2923	5	0	0.87	No	No	-
	L-08	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	44	3023	5.8	12	1.00	No	No	-
	L-11	77wt.%UO <sub>2</sub> -19wt.%ZrO <sub>2</sub> -4wt.%Zr	151	2823	5	2	2.00	No	No	-
	L-14	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	125	3123	5	0	2.05	No	No	-
	L-19	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	157	3073	5	1	1.10	No	No	-
	L-20	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	96	3173	2	0	1.97	No	No	-
	L-24	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	177	3023	0.5	0	2.02	No	No	-
	L-27	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	117	3023	0.5	1	1.47	No	No	-
	L-28	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	175	3052	0.5	1	1.44	No	No	-
	L-29	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	39	3070	0.2	97	1.48	No	No	-
	L-31	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	92	2990	0.2	104	1.45	No	No	-
L-33	80wt.%UO <sub>2</sub> -20wt.%ZrO <sub>2</sub>	100	3070	0.4	124	1.60	Yes	No	-	

表 4 COTELS 試験の主要な試験条件及び試験結果<sup>[5]</sup>

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
COTELS	A1	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	-
	A4	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	-
	A5	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	-
	A6	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	-
	A8	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	-
	A9	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	-
	A10	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	-
	A11	55wt.%UO <sub>2</sub> -25wt.%Zr-5wt.%ZrO <sub>2</sub> -15wt.%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	-

表 5 TROI 試験の主要な試験条件及び試験結果(1/2)<sup>[6]</sup>

試験名	試験ケース	溶融物組成 (%)	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生
TROI	1	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5	>3373	0.1	365	0.67	-	Steam Spike
	2	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5.5	>3373	0.1	365	0.67	-	No
	3	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.88	>3373	0.1	323	0.67	-	No
	4	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.2	>3373	0.1	292	0.67	-	Yes
	5	ZrO <sub>2</sub> /Zr (98.5/1.5)	2.9	3373	0.1	337	0.67	-	Yes
	9	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	4.3	3200	0.1	296	0.90	-	No
	10	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.7	3800	0.117	298	0.67	-	Yes
	11	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	9.2	>3800	0.111	296	0.67	-	No
	12	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.4	3800	0.11	293	0.67	-	Yes
	13	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	7.7	2600 <sup>(注1)</sup>	0.108	292	0.67	-	Yes
	14	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	6.5	3000 <sup>(注2)</sup>	0.105	285	0.67	-	Yes

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

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

文献: J. H. Song, et al, Fuel coolant interaction experiments in TROI using a UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub> mixture, Nucl. Eng. Des. 222 1-15, 2003

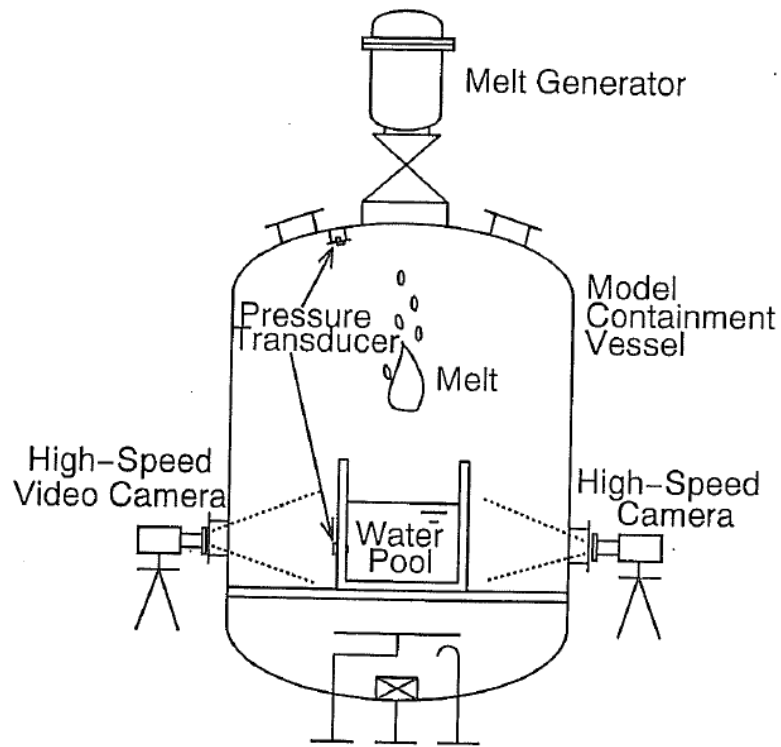


表 6 TROI 試験の主要な試験条件及び試験結果(2/2) [6]

試験名	試験ケース	溶融物組成 (%)	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	
TROI	17	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)						-	No	
	18	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	9.1					-		
	23	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)						-	No	
	29	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (50/50)	11.5					-	No	
	32	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (87/13)						-	No	
	34	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	10.5	~3000			341	0.67	Yes	Yes
	35	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8	~3000	0.110		334	1.30	Yes	Yes
	36	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	5.3	~3000			305	0.95	Yes	Yes
	37	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	8.1	~3000	0.104		313	0.95	Yes	Yes
	38	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	5.3	~3000	0.105		288	1.30	-	No
	39	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	3.4	~3000	0.106		285	1.30	-	No
	40	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	11.1	~3000	0.312		287	1.30	-	No
	49	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (62.3/15/11.7/11)	15.96	2730(3360)					-	-
	50	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (59.5/18/11.9/10.6)	14.46						-	-
	51	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (60.5/16.7/12.1/10.7)	6.3 (14.2 load)	2695(3420)	0.115		294	1.30		Yes
52	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (61/16/12/11)	8.6 (14.1 load)	2650	0.116		285	1.30		Steam Spike	

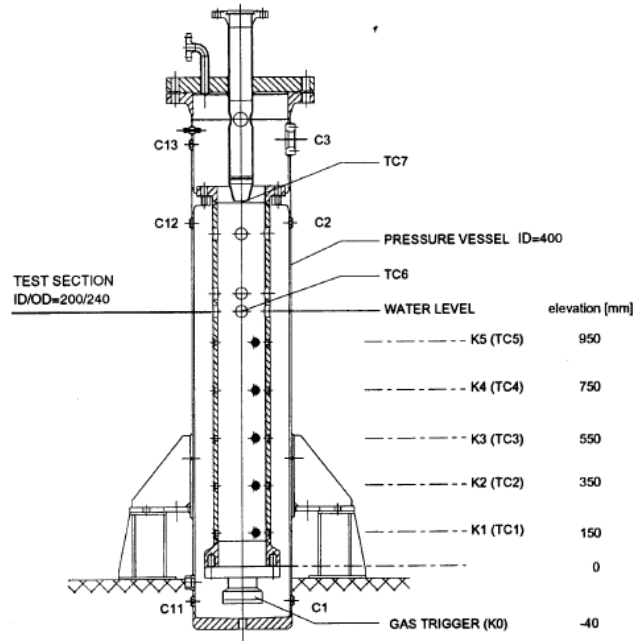
表 7 実機条件との比較のまとめ

項目	ALPHA	KROTOS	FARO	TROI	COTELS	実機条件	試験条件の実機適用性
溶融物組成	Fe-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Alumina UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub>	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr	ZrO <sub>2</sub> /Zr UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> UO <sub>2</sub> /Zr/Fe	UO <sub>2</sub> /Zr/ZrO <sub>2</sub> /SS	燃料(UO <sub>2</sub> ), 被覆管 (Zr, ZrO <sub>2</sub> )の他に構造 材のSSが含まれる。	・アルミナ等の金属を用いた試験ではトリガーなし で水蒸気爆発が発生しているが, UO <sub>2</sub> 混合物試験 では, 溶融物温度が高いTROI試験を除きトリガー 無しでは水蒸気爆発は発生していない。 ・BWR実機条件の溶融物組成を模擬したCOTELS 試験では, 水蒸気爆発は発生していない。
溶融物温度	2723K	2465~3133K	2823~3173K	2650~3800K	-	2300K程度 (MAAP解析結果による 圧力容器外流出時のコ リウム平均温度)	・TROI試験のUO <sub>2</sub> 混合物試験では, 溶融物温度が 高いケース(3800K)でトリガー無しで水蒸気爆発が 発生しているが, 実機条件の溶融物温度では水蒸 気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。
溶融ジェット径	20cm	3cm	10cm, 5cm	8cm	5cm	~20cm程度	・実機では計装配管口径(5cm)程度の破損口径と 想定されるが, 水蒸気爆発の評価では制御棒ハウ ジング1本逸出を想定した厳しい条件の評価を行 う。
プール水深	0.3~1.0m	1.08~1.14m	0.87~2.05m	0.67~1.30m	0.4~0.9m	~3.4m	・実機条件では, 試験条件より水深が深くなる。水 深が深くなった場合の影響についての知見は乏し いが, 粗混合が促進することで水蒸気爆発の規模 が大きくなる可能性があるため, 水上気爆発の評 価では, プール水深3.4mを想定した厳しい条件の 評価を行う。
雰囲気圧力	0.1~1.6MPa	0.1~0.37MPa	0.2~5.8MPa	0.1~0.31MPa	0.20~0.47MPa	~0.3MPa程度	・BWR実機の低圧条件を模擬したCOTELS試験で も, 水蒸気爆発は発生していない。
サブクール度	0~145K	4~122K	0~124K	-	0~86K	0~90K程度	・BWR実機の高サブクール条件を模擬したCOTELS 試験でも, 水蒸気爆発は発生していない。
トリガー要因	-	外部トリガー 試験有り	外部トリガー 試験有り	外部トリガー 試験有り	-	BWR実機では試験のトリ ガー装置で発生させ ているような圧力外乱 となる要因はない。	・溶融物温度が高いケースを除き, トリガー無しで 水蒸気爆発は発生していない。
原子炉圧力容器下 部構造物の影響	分散板を配置し た試験有り	-	-	-	-	制御棒自動交換機等 の構造物有り(図6参 照)	・実機では制御棒自動交換機の構造物があるが, ジェットの障害物となり, 粗混合促進が阻害され た場合, 水蒸気爆発は抑制される可能性があると思 えられる。



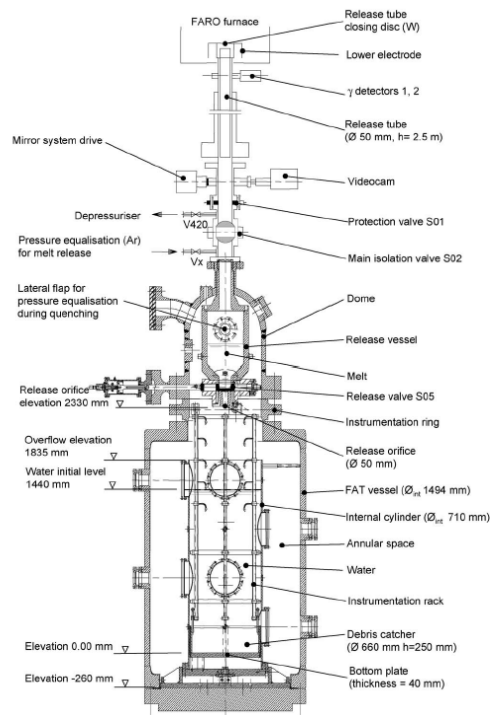
出典：参考文献[1] p. 371 Fig. 1

図 1 ALPHA 試験装置の概要



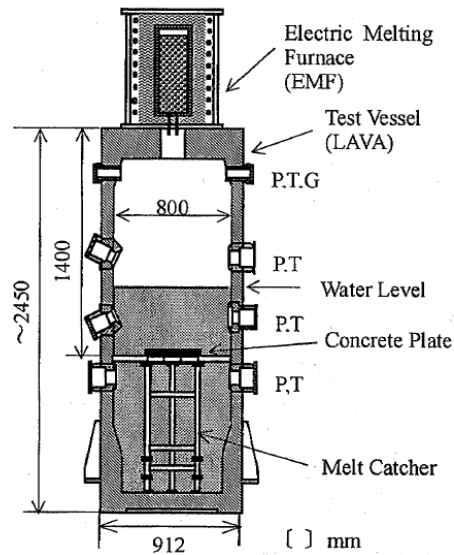
出典：参考文献[2] p. 380 Fig. 1

図 2 KROTOS 試験装置の概要



出典：参考文献[3] p.1999 Fig.1

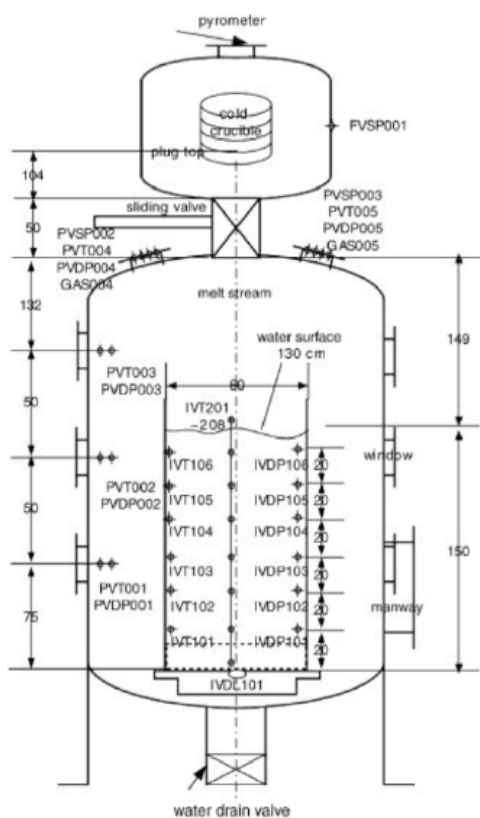
図3 FARO 試験装置の概要



P: Pressure, T: Temperature,  
G: Gas sampling line

出典：参考文献[5] p.37 Fig.1

図4 COTELS 試験装置の概要



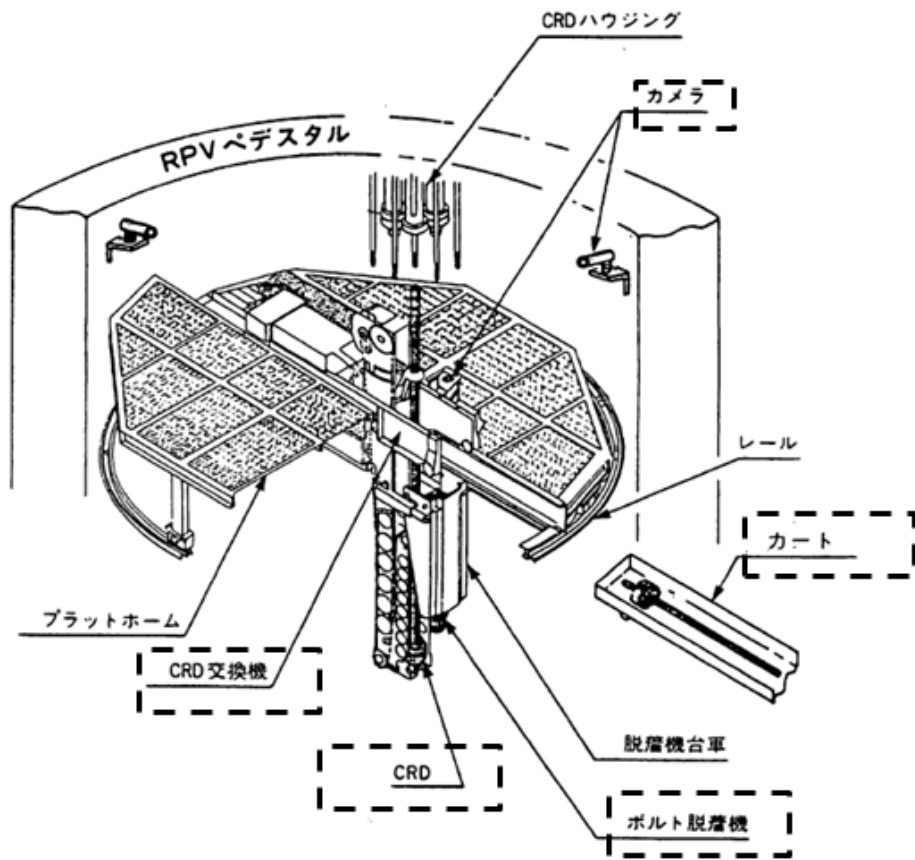
Expl.:

- IVDP - water dynamic pressure
- PVT - pressure vessel temperature
- PVDP - pressure vessel dyn. pressure
- PVSP - pressure vessel static press.
- IVDL - bottom dynamic load
- IVT - water temperature

2. set up  
(surely from TROI-50  
experiment)

出典：参考文献[6] Appendix B. p. 202

図 5 TROI 試験装置の概要



 
運転中は搬出されている構造物。

図 6 ペデスタル内構造物 (CRD 交換器) の概要図

### 3.4 水素燃焼

#### 3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

BWRプラントでは，通常運転時に，窒素置換により格納容器内が不活性化されているため，「水素燃焼」による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため，本格納容器破損モードそのものが回避可能であることを示す観点から評価を行う。

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

格納容器破損モード「水素燃焼」では，格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると，金属－水反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器が破損する可能性がある。

したがって，本格納容器破損モードに対しては，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって，格納容器破損の防止を図る。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して，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，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化を行う。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.4.1 図及び第 3.4.2 図に，手順の概要を第 3.4.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.4.1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.4.4 図に示す。

a. 原子炉スクラム確認

再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

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

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

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

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

d. L O C A 発生の確認

格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。

L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。



e. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系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ポンプ出口圧力等である。

g. 原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

h. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 $\gamma$ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

i. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

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

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補

給等の準備を開始する。

j. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

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

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

k. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

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

l. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水確認

2 台の復水移送ポンプにより原子炉への注水が開始されたことを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

m. 損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしを確認

原子炉への注水により、損傷炉心の冷却に成功したことを確認する。損傷炉心冷却成功後、原子炉圧力容器破損がないことを確認する。

損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしの確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

n. 原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水

格納容器温度が 171°C に到達後、原子炉格納容器頂部注水系（常設）により原子炉ウェルへの注水を開始する。

原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水の確認に必要な

な計装設備は、原子炉ウェル水位等である。

- o. 低圧代替注水系（常設）により崩壊熱相当の注水量を注水

原子炉水位「レベル0」まで回復後、原子炉への注水量は崩壊熱相当とする。

低圧代替注水系（常設）による崩壊熱相当の注水量の注水に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

- p. 残留熱除去系機能喪失（起動失敗）

原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系（A）を手動起動するが機能喪失する。

残留熱除去系機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

- q. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）に必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

- r. 格納容器健全性を確認

格納容器が健全であることを確認する。

格納容器健全性の確認に必要な計装設備は、格納容器温度等である。

- s. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m<sup>3</sup>に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイの停止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。

t. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施に必要な計装設備は，フィルタ装置出口放射線モニタ等である。

### 3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

格納容器が窒素置換により不活性化されているBWRでは，水素燃焼防止の観点で，酸素濃度が重要となる。評価事故シーケンスとしては，水素発生量が少なく，相対的に酸素濃度が大きくなるシーケンスであり，かつ，炉心損傷防止対策が有効とならないシーケンスである「大破断LOCA時にHPCS機能，低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を選定する。

本評価事故シーケンスは，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは，炉心からの崩壊熱，低圧代替注水系（常設）による注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気温度及び圧力抑制，原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱，格納容器内水素及び酸素濃度等が重要な事象となる。

よって，これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより水素濃度，酸素濃度等の過渡応答を求める。

#### (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 3.4.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、原子炉内の保有水量の減少が早く、炉心のヒートアップを厳しく評価するため、原子炉圧力容器の下部に接続され、かつ配管口径が大きい再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断が発生することを想定する。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 炉心内の金属－水反応による水素発生量

炉心内の金属－水反応による水素発生量は、MAAP による評価結果を用いる場合と全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応する場合を比較し、水素燃焼の観点から厳しい値を用いる。

(e) 酸素濃度

格納容器の初期酸素濃度、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。格納容器の初期酸素濃度は、保安規定上、運転上許容されている値の上限である 4.0vol%とする。

(f) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、MAAP で得られる崩壊熱を用いて評価する。水素ガス及び酸素ガスの発生割合(G 値)は、それぞれ

れ 0.06 分子/100eV, 0.03 分子/100eV とする。(添付資料 3.4.1)

(g) 溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス等の発生

原子炉圧力容器が破損しない事故シーケンスであるため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガス等の発生については、考慮しない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）は、108.5 m<sup>3</sup>/h (0.427MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水し、再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水をするものとする。

(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88 m<sup>3</sup>/hにて格納容器へスプレイする。

(e) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0kg/s (0.427MPa[gage]において)の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生1時間後から開

始されるものとする。

(b) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達時に開始し、0.540MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m<sup>3</sup> に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。

(c) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時に開始されるものとする。

### (3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 3.4.3 図に示すとともに、原子炉水位（シュラウド内外）及び注水流量の推移を第 3.4.5 図及び第 3.4.6 図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器気相部の温度、サブプレッションプールの水位及びドライウェル水位の推移を第 3.4.7 図から第 3.4.11 図に、ドライウェルの気相濃度及びサブプレッションチェンバの気相濃度の推移を第 3.4.12 図及び第 3.4.13 図に示す。

#### a. 事象進展

炉心溶融に伴い、全炉心のジルコニウムの約 18%が水と反応して水素が発生するとともに、水の放射線分解によって水素及び酸素が発生する。

ドライウェルの酸素濃度は、破断口からの冷却材の流出により水蒸気雰囲気となり十分低い値を維持する。一方、サブプレッションチェンバの酸素濃度は、事象発生直後はドライウェルの酸素が流入しわずかに上昇するが、その後は水蒸気等の割合の増加とともに減少する。事象発生から約 78 時間後に原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施して以降は、サブプレッションチェンバ、ドライウェルともに水蒸気雰囲気となり、水素濃度、

酸素濃度ともに十分低く抑えられる。

b. 評価項目等

ドライウエルの気相及びサプレッションチェンバの気相における酸素濃度は第 3.4.12 図及び第 3.4.13 図に示すとおり、酸素濃度の最大値は、事象発生直後におけるサプレッションチェンバの酸素濃度約 4.0vol%であり、5vol%以下に維持されるため、水素の爆轟に至ることはない。また、水素及び酸素の可燃限界は、水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上であり、可燃限界に至ることはなく、可燃性ガスの燃焼が生じることはない。(添付資料 3.4.2)

本評価では、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」 第 37 条 2-3 のうち、(f)及び(g)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.4.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.4.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策に必要な要員は、「3.4.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 33 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名のうち初期消火要員 6 名を除く 33 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保



格納容器破損モード「水素燃焼」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 3.4.3)

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 4,848m<sup>3</sup> 必要となる。また、原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として7日間の対応を考慮すると約 126m<sup>3</sup> 必要となる。

以上を合計して、事象発生後7日間の注水量は、約 4,974m<sup>3</sup> であるが、復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192 m<sup>3</sup> 保有しており、事象発生約 30 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

ガスタービン発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 273.1 kL である。

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

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

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

である。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約379.0 kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

ガスタービン発電機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約4,020kW必要となるが、給電容量である7,200kW未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在し、金属-水反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、格納容器が破損する場合を想定した。

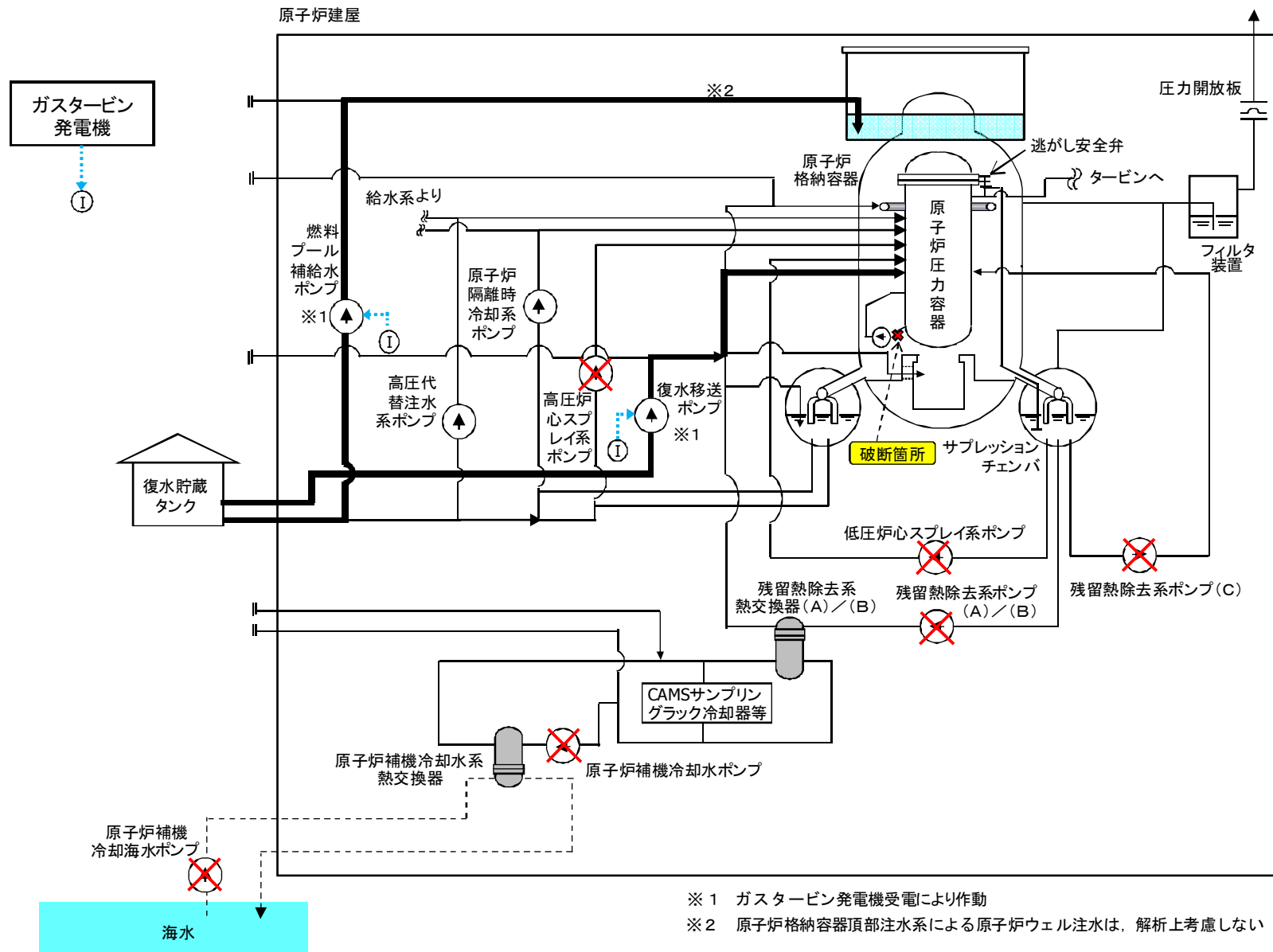
したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時にHPCS機能、低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」について有効性評価を行った。

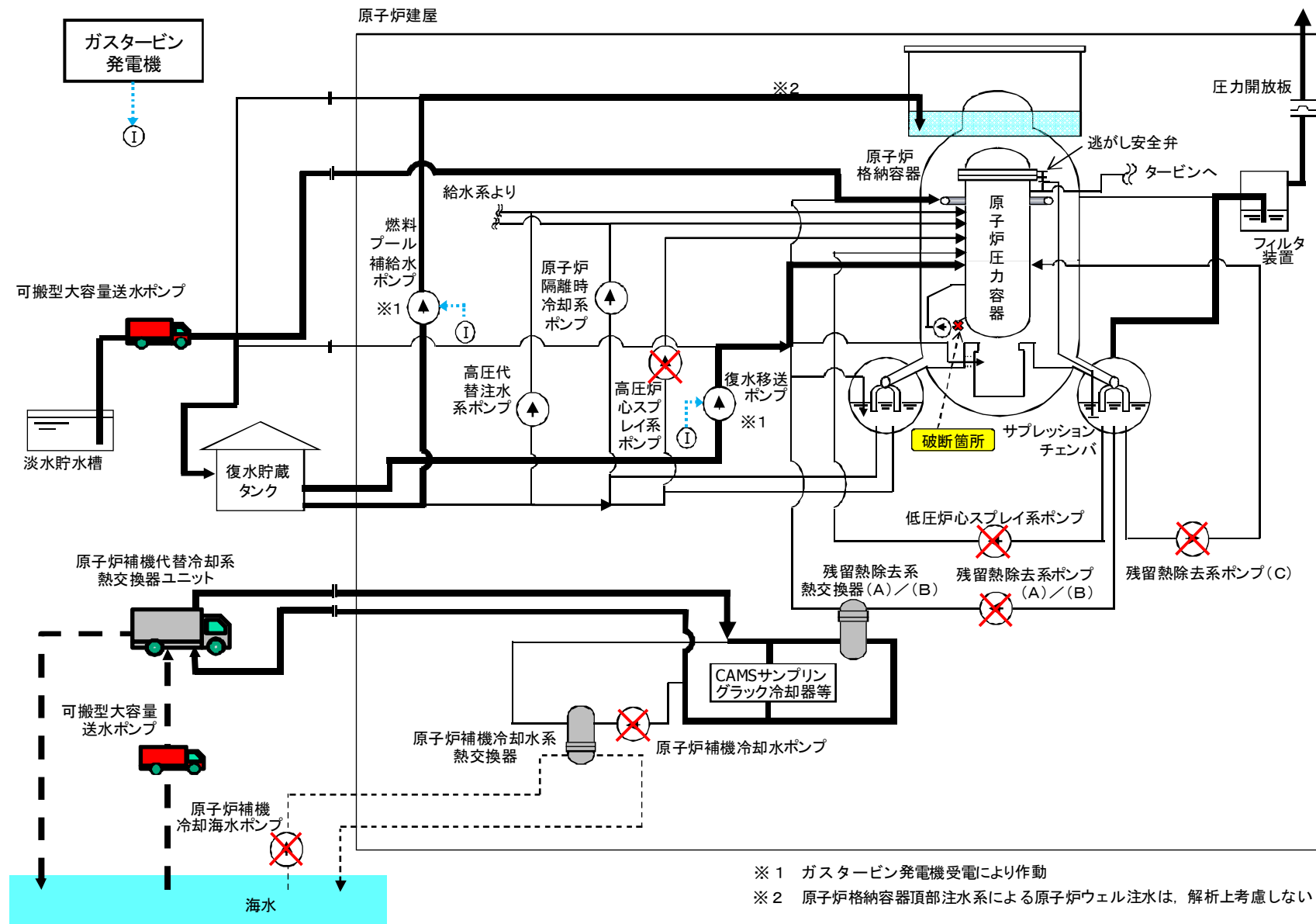
上記の場合においても、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により酸素濃度が可燃限界である5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはない。

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

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「水素燃焼」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



第 3.4.1 図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要  
 (低圧代替注水系 (常設), 原子炉格納容器頂部注水系 (常設))



第3.4.2図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要

(低圧代替注水系 (常設), 原子炉格納容器頂部注水系 (常設), 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系, 原子炉格納容器圧力逃がし装置)

(解析上の時刻) 大破断LOCA発生(再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断)

原子炉水位低(レベル3)到達

原子炉スクラム確認 注1

外部電源喪失確認 注2

原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認 注3

非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 注2

ガスタービン発電機自動起動確認 注4 (起動失敗)

格納容器圧力 13.7kPa[gage] 到達

LOCA発生の確認 注5

非常用炉心冷却系機能喪失確認 注6

原子炉水位低(レベル2)到達

原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 注7 (起動失敗)

主蒸気隔離弁「全閉」確認 注8

再循環ポンプトリップ確認 注9

原子炉水位(燃料域)有効燃料棒頂部以下確認 注10

電源車による受電操作

炉心損傷を確認 注11

状況判断

全交流動力電源喪失/除熱機能喪失を判断 注12

(約 15分)

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復 注13

電源車準備開始

緊急時対策用電源車準備開始

可搬型大容量送水ポンプ準備開始 (代替注水等確保)

低压代替注水系(常設)注水系構成・起動 注14

電源車準備開始 [解析上考慮せず]

緊急時対策用電源車準備開始

準備完了 (水源確保)

(約 0.5時間)

炉心溶融

非常用ガス処理系自動起動確認 注15 (被ばく低減操作)

原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系/非常用ディーゼル発電機等の復旧操作 (代替冷却確保)

準備完了 (水源確保)

(約 1時間)

低压代替注水系(常設)による原子炉注水確認 注16

中央制御室換気空調系起動

準備完了 (水源確保)

損傷炉心の冷却成功を確認 注17

原子炉格納容器下部注水系(常設)

原子炉補機代替冷却系準備開始

準備完了 (水源確保)

原子炉圧力容器破損なしを確認 注18

原子炉格納容器下部注水系(常設)

準備完了

準備完了 (水源確保)

(約 1.1時間)

格納容器温度 171℃到達

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

原子炉格納容器頂部注水系(常設)による原子炉ウエル注水 注19

原子炉格納容器頂部注水系(可搬型)

準備完了

準備完了 (水源確保)

原子炉水位「レベル0」回復

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

低压代替注水系(常設)により崩壊熱相当の注水量を注水 注21

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

(約 24時間)

残留熱除去系機能喪失(起動失敗) 注22

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

(約 30時間)

格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達 注23

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ(間欠運転) 注24

可搬型窒素ガス供給装置準備開始

準備完了

準備完了 (水源確保)

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了

準備完了 (水源確保)

(約 73時間)

外部水源注水量限界 3,800m<sup>3</sup> 到達 注25

格納容器健全性を確認 注20

準備完了

準備完了 (水源確保)

格納容器スプレイ停止

現場作業員への退避指示

準備完了

準備完了 (水源確保)

格納容器圧力 0.854MPa[gage] (2Pd) 到達

現場作業員への退避指示

準備完了

準備完了 (水源確保)

(約 78時間)

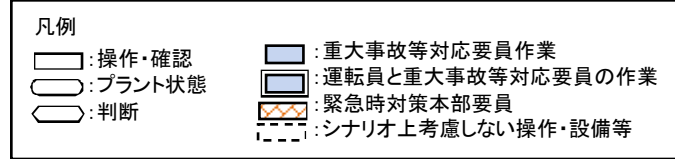
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント 注26

現場作業員への退避指示

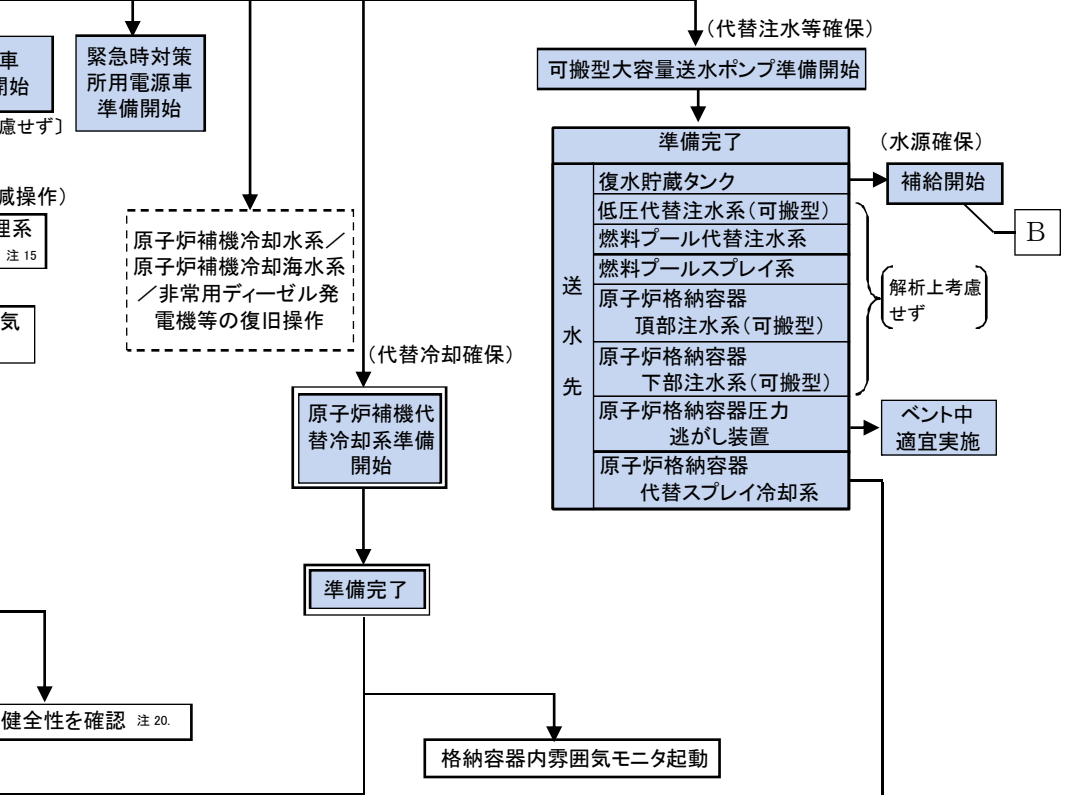
準備完了

準備完了 (水源確保)

低压代替注水系(常設)により原子炉水位を維持し、ベントによる格納容器圧力の低下傾向を確認する。また、機能喪失している設備の復旧に努める。残留熱除去系の復旧等により原子炉及び格納容の安定状態を長期にわたり維持可能である。



- 注1: 「原子炉水位低(レベル3)」により、原子炉がスクラム
注2: 状態表示ランプ、M/C 6-2C、2D、2H 母線電圧で確認
注3: 機能喪失は状態表示ランプ、関連パラメータ等で確認
注4: 非常用母線の低電圧信号により自動起動
注5: 格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により判断
注6: 機能喪失は状態表示ランプ、関連パラメータ等で確認
注7: 「原子炉水位低(レベル2)」により、原子炉隔離時冷却系自動起動信号が発信
注8: 「原子炉水位低(レベル2)」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信
注9: 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上の仮定として「原子炉水位低(レベル2)」によりトリップ
注10: 原子炉水位計(燃料域)にて原子炉水位の有効燃料棒頂部以下を確認
注11: 炉心損傷相当を格納容器内γ線線量率で確認
注12: 全交流動力電源喪失は外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の受電失敗により全ての常用母線と非常用母線の電圧が零ボルトで判断
注13: M/C 6-2F 母線電圧を確認し M/C 6-2C、6-2D 母線へ受電
注14: 復水補給水系の緊急時隔離弁を「全閉」後、復水移送ポンプ2台を起動(解析上は1台)
注15: 非常用ガス処理系は原子炉建屋水素濃度の有意な上昇を確認後停止
注16: 原子炉注水を開始(解析上の仮定)
注17: 炉心冷却の成功は原子炉水位(燃料域)、原子炉圧力容器下鏡部表面温度で確認
注18: 原子炉圧力容器の破損なしはペダスタル内温度で確認
注19: 格納容器温度171℃を確認後、原子炉格納容器頂部注水系(常設)により原子炉格納容器頂部へ注水するが、解析上考慮しない
注20: 格納容器温度、格納容器圧力で確認



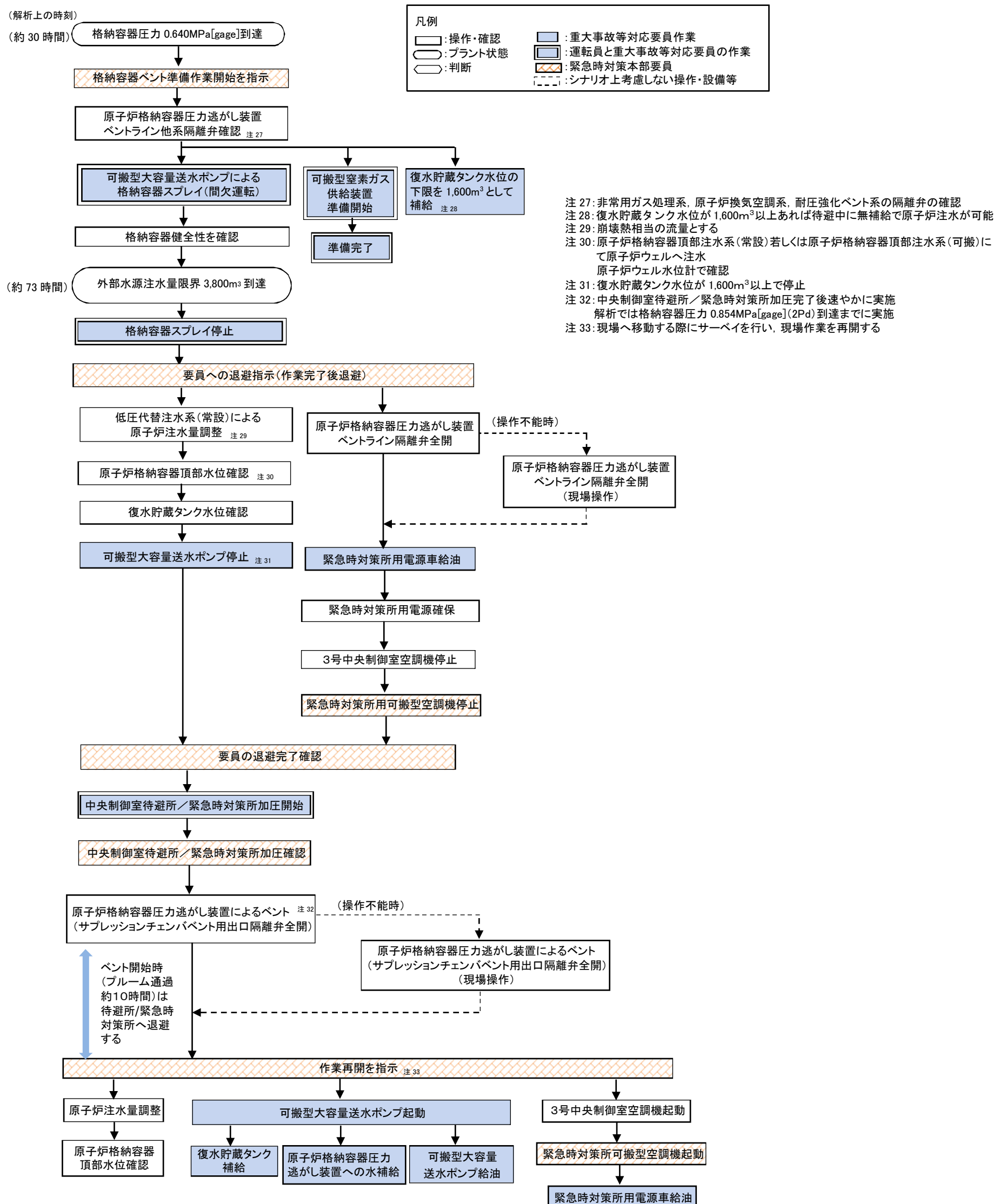
注21: 原子炉水位「レベル0」回復後、原子炉への注水量は崩壊熱相当とする注水は原子炉水位(燃料域)、原子炉注水流量で確認崩壊熱の除去に必要な注水量

- 注22: 原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系(A)を手動起動するが機能喪失
注23: 格納容の最高使用圧力×1.5
注24: 間欠運転 開始格納容器圧力 0.640MPa[gage] 停止格納容器圧力 0.540MPa[gage]
注25: 低压代替注水流量と原子炉格納容器代替スプレイ流量の積算値で確認
注26: 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントは、格納容器圧力が0.854MPa[gage]に到達するまでに実施

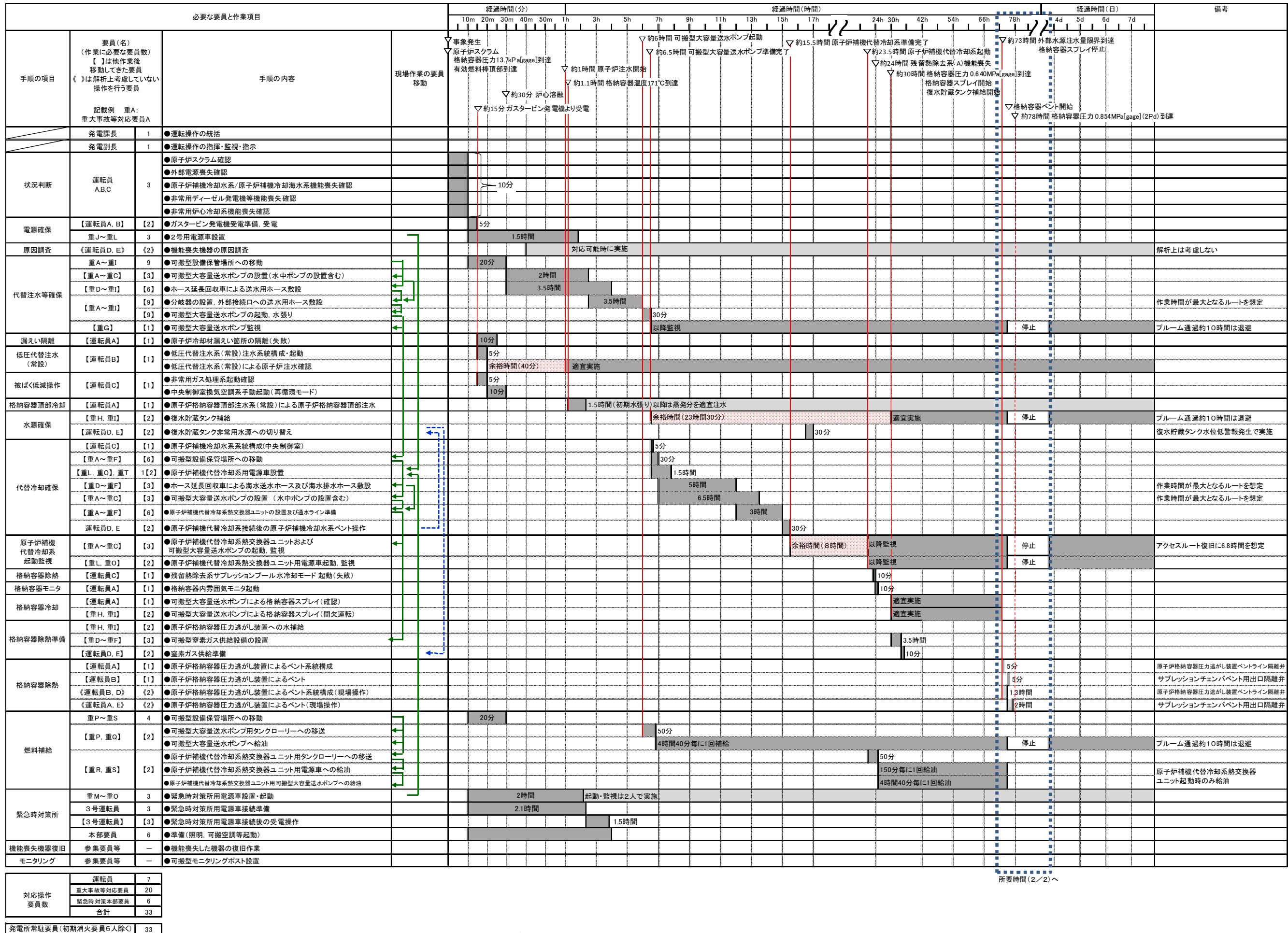
【有効性評価の対象とはしていない手段・設備で、耐震性等の観点から全てのSA時に期待することは出来ないが、プラント対応上、他に取り得る可能性のあるもの】
A: ろ過水系による原子炉注水
B: 状況によって使用する水源
C: 復水補給水系又はろ過水による格納容器代替スプレイ、格納容器代替除熱(ドライウエル冷却系)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 3. 4. 3 図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の対応手順の概要(1/2)

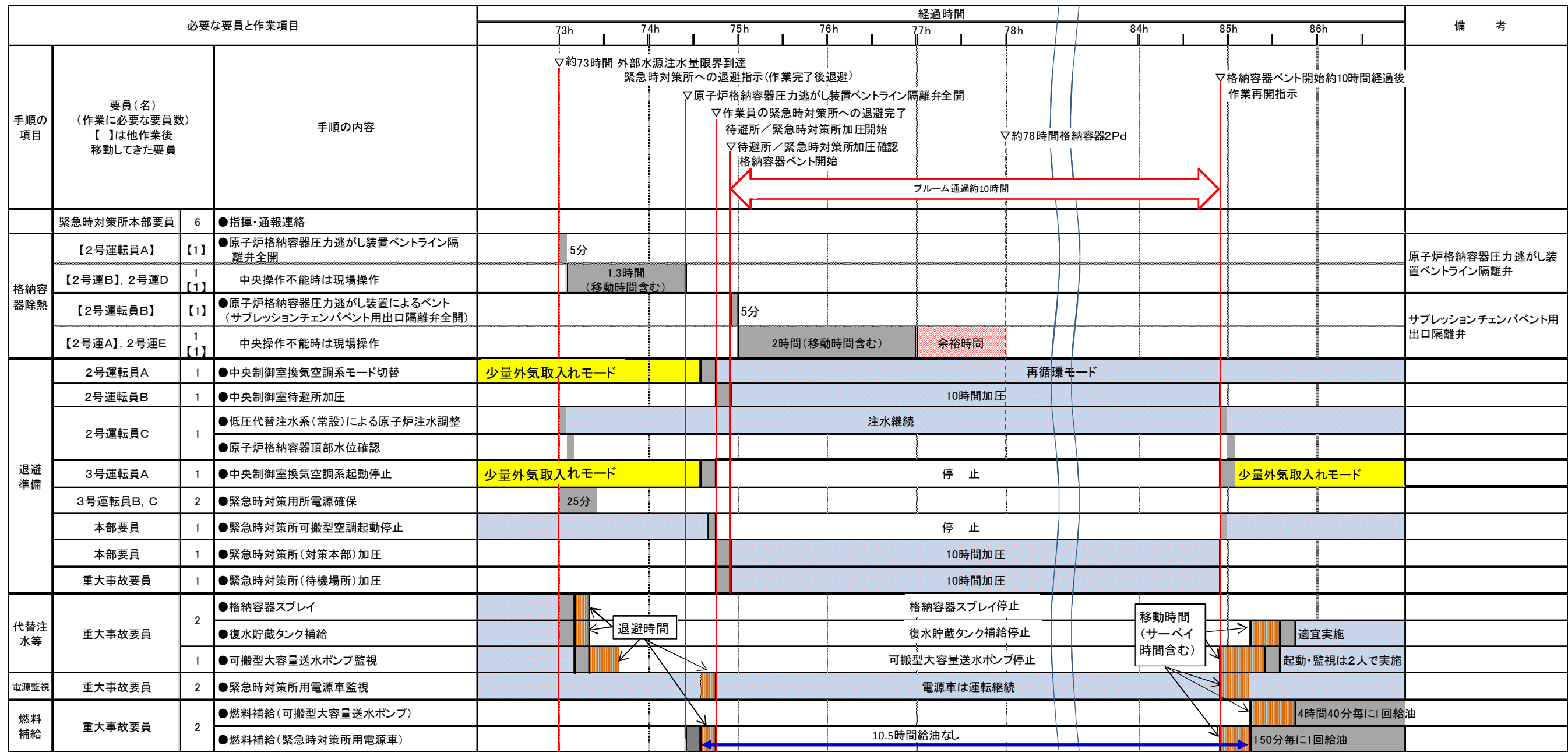


第 3.4.3 図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の対応手順の概要(2/2)

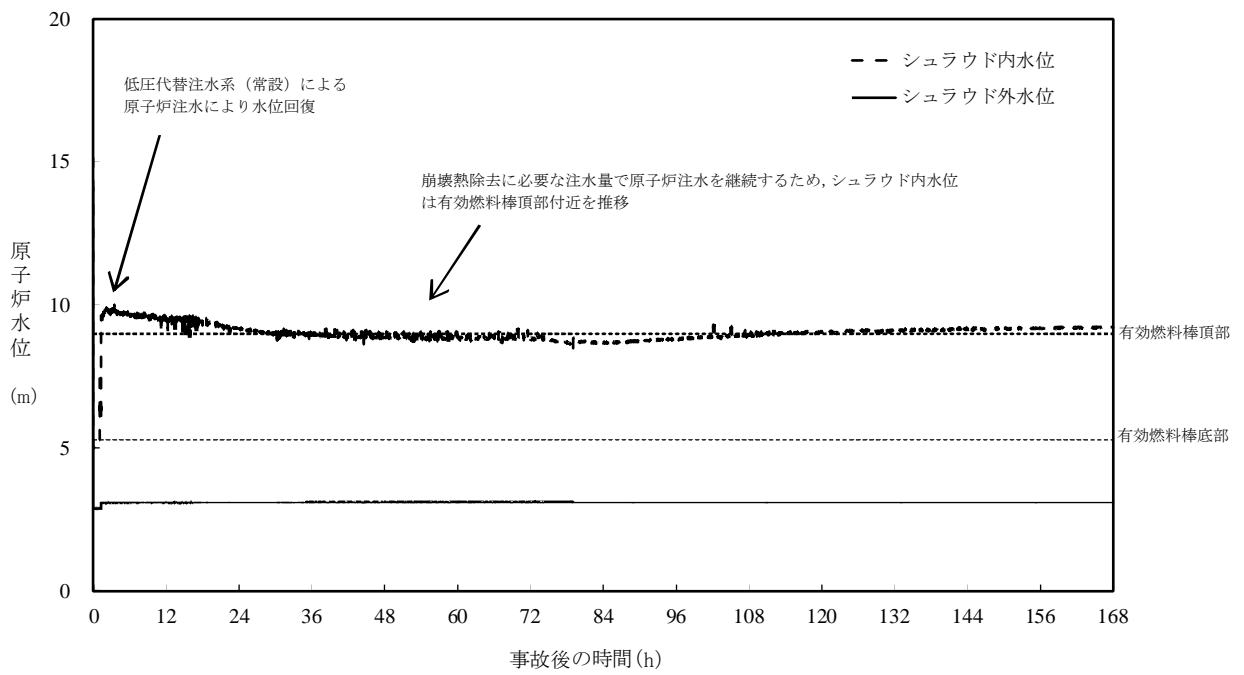


第 3. 4. 4 図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の作業と所要時間(1/2)

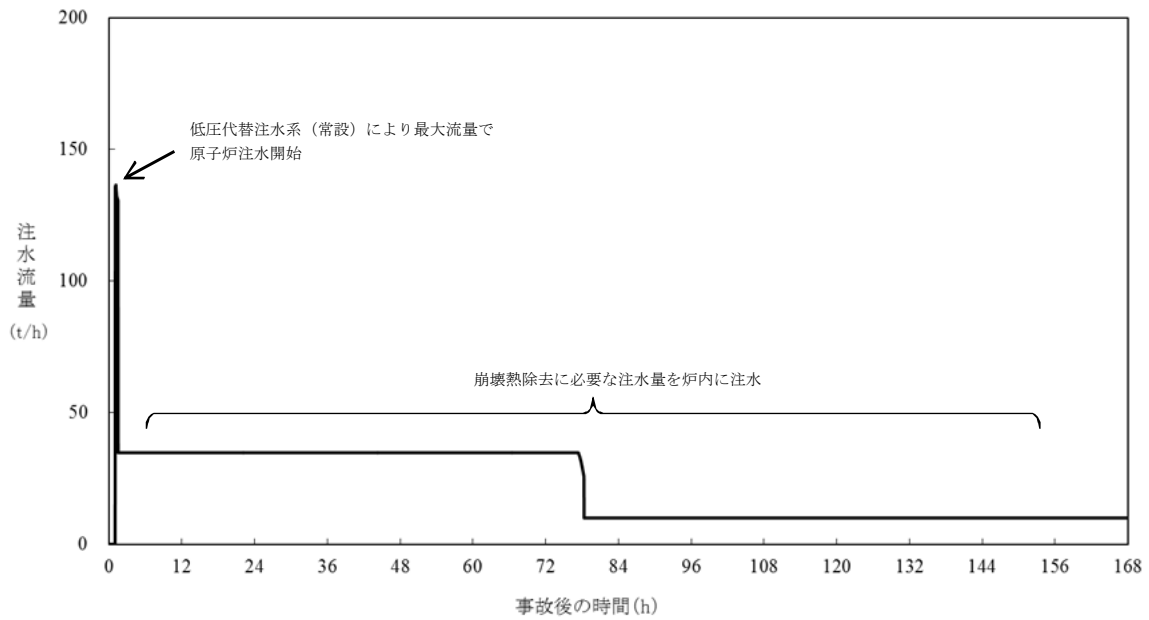




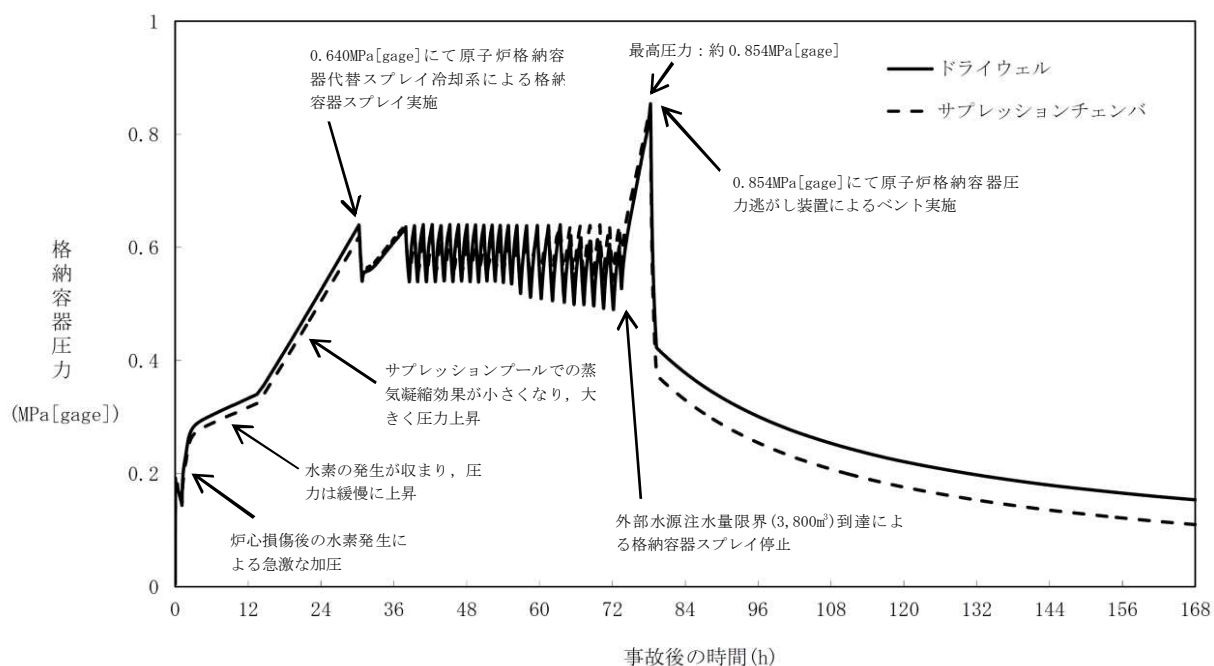
第 3.4.4 図 格納容器破損モード「水素燃焼」時の作業と所要時間(2/2)



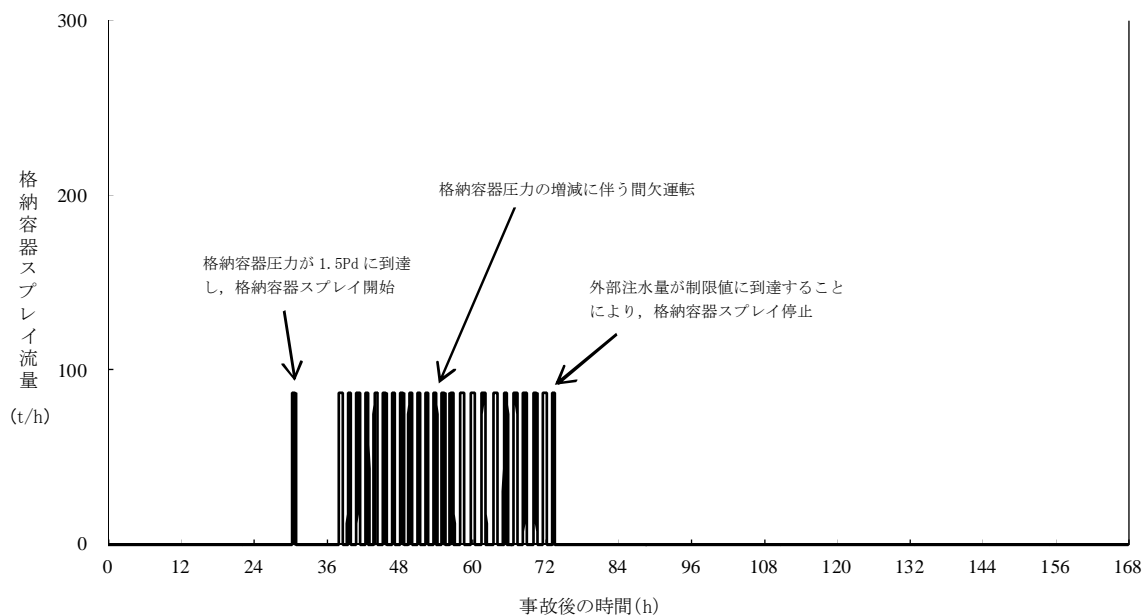
第 3. 4. 5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



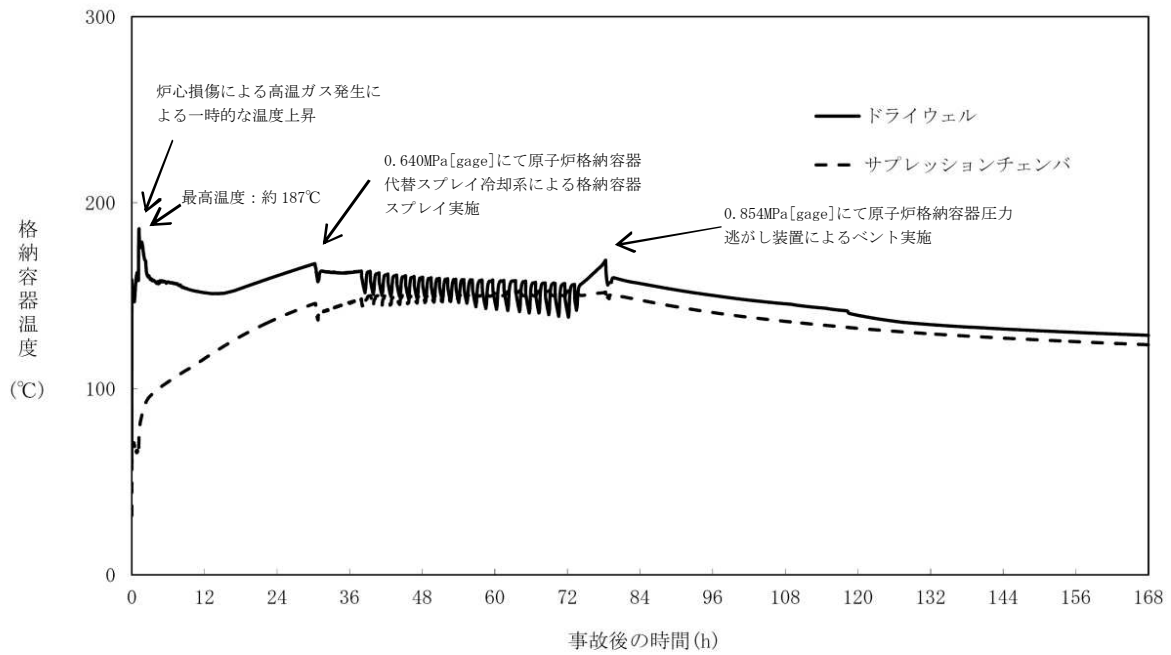
第 3. 4. 6 図 注水流量の推移



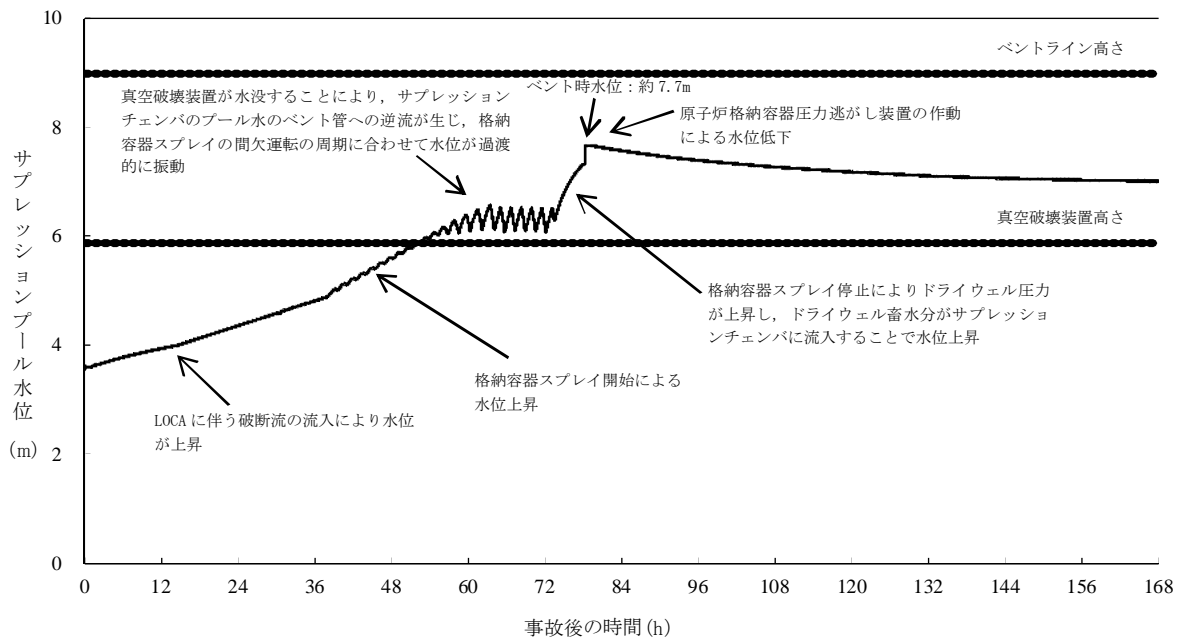
第 3. 4. 7 図 格納容器圧力の推移



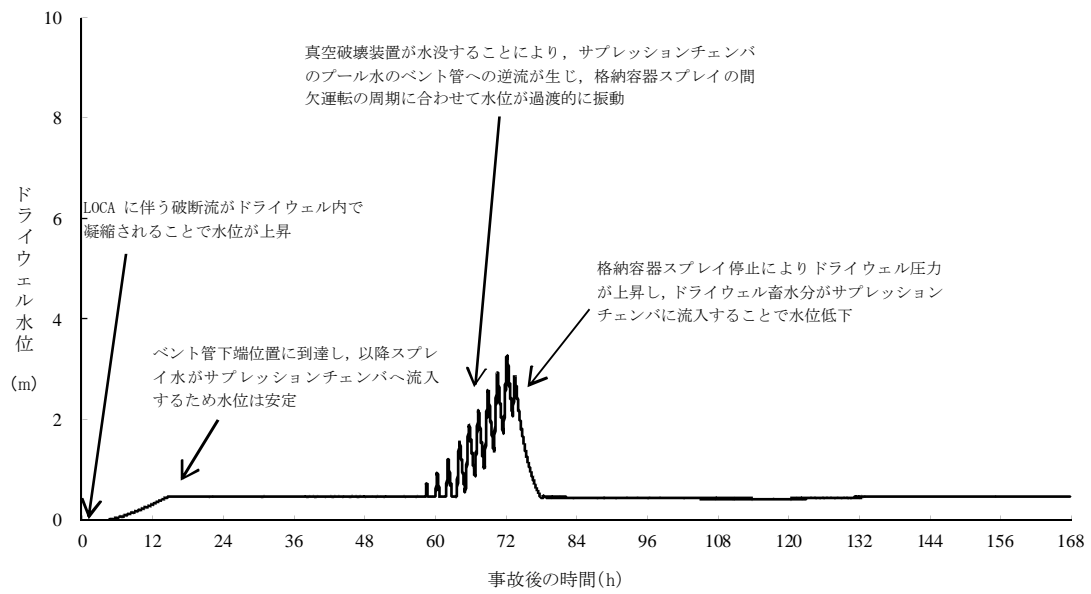
第 3. 4. 8 図 格納容器スプレイ流量の推移



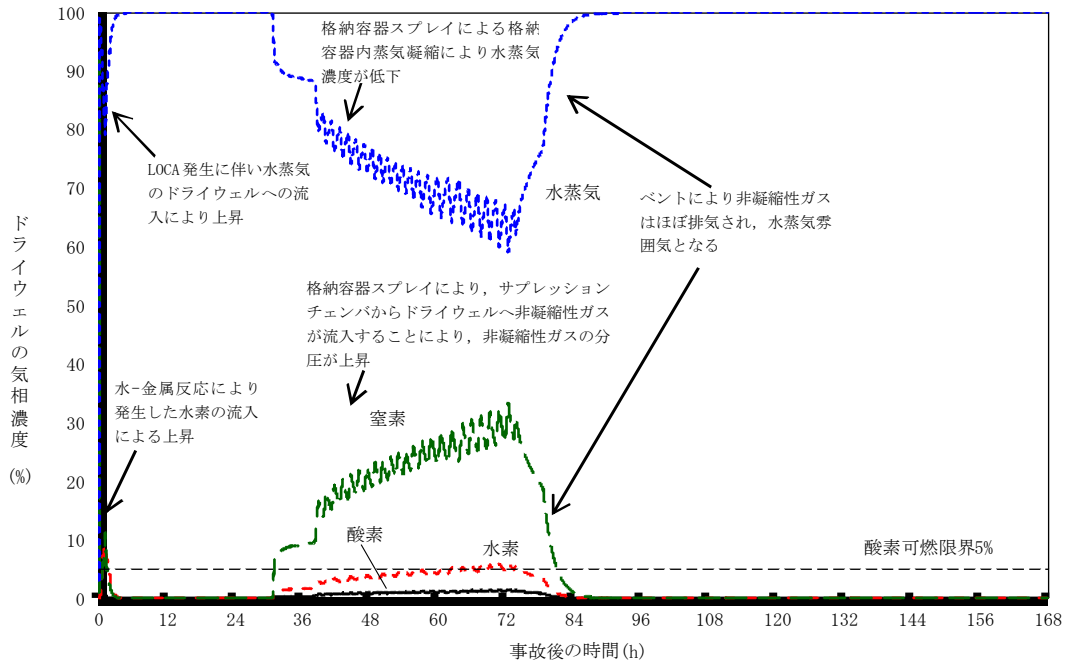
第 3.4.9 図 格納容器気相部の温度の推移



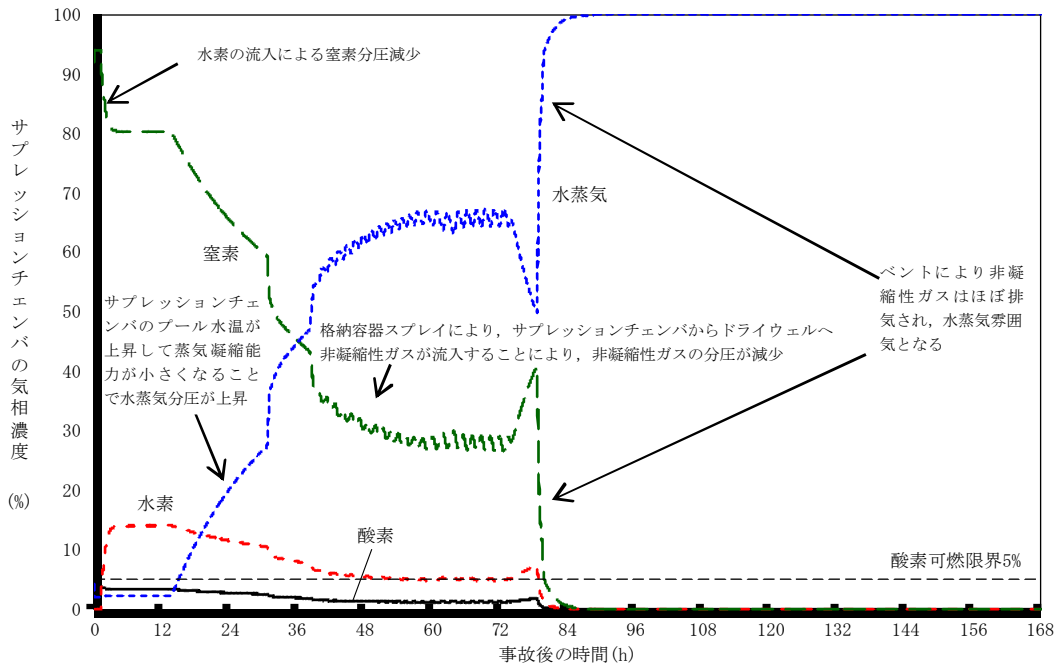
第 3.4.10 図 サプレッションプールの水位の推移



第 3. 4. 11 図 ドライウエル水位の推移



第 3.4.12 図 ドライウエルの気相濃度の推移



第 3.4.13 図 サプレッションチェンバの気相濃度の推移

第 3.4.1 表 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	—	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
LOCA発生の確認	・格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示によりLOCAの発生を確認する。	—	—	格納容器圧力（SA） 格納容器温度（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 3.4.1 表 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	・原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転数
原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認	・原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。	—	—	原子炉水位（燃料域）（SA） 原子炉圧力（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
炉心損傷を確認	・炉心損傷相当を格納容器内γ線線量率にて確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ（SA）
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。</li> <li>ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。</li> </ul>	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—



第 3.4.1 表 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
低圧代替注水系 (常設) 注水系統構成・起動	・低圧代替注水系 (常設) の系統構成及び起動を行う。	復水移送ポンプ (SA)	—	復水移送ポンプ出口圧力
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水確認	・2 台の復水移送ポンプにより原子炉への注水が開始されたことを確認する。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)
損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしを確認	・原子炉への注水により、損傷炉心の冷却に成功したことを確認する。 ・損傷炉心冷却成功後、原子炉圧力容器破損がないことを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力容器下鏡部温度 (SA) ペDESTAL内周囲温度 (SA)
原子炉格納容器頂部注水系 (常設) による原子炉ウェル注水	・格納容器温度が 171°C に到達確認後、原子炉格納容器頂部注水系 (常設) により原子炉ウェルへの注水を開始する。	燃料プール補給水ポンプ (SA)	—	格納容器温度 (SA) 原子炉ウェル水位 燃料プール補給水ポンプ出口圧力 燃料プール補給水ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 (SA)
低圧代替注水系 (常設) により崩壊熱相当の注水量を注水	・原子炉水位「レベル 0」まで回復後、原子炉への注水量は崩壊熱相当とする。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 3.4.1 表 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について(4/4)

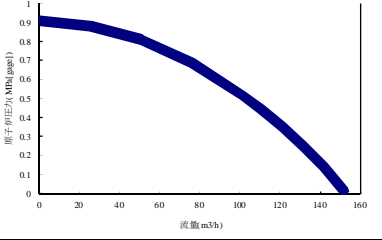
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
復水貯蔵タンク補給	・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。	復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	復水貯蔵タンク水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失 (起動失敗)	・原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系 (A) を手動起動するが機能喪失する。	—	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA)	サブプレッションチェンバ圧力 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ (間欠運転)	・格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。	淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA)
格納容器健全性を確認	・格納容器が健全であることを確認する。	—	—	格納容器温度 (SA) 格納容器圧力 (SA)
格納容器スプレイ停止	・外部水源注水量が 3,800m <sup>3</sup> に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	・中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後、原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。	原子炉格納容器圧力逃がし装置 (SA)	—	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) フィルタ装置入口圧力 (SA) フィルタ装置出口圧力 (SA) フィルタ装置出口放射線モニタ (SA)

第 3.4.2 表 主要解析条件 (水素燃焼) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断の発生を想定	原子炉内の保有水量の減少が早く、炉心のヒートアップを厳しく評価するため、原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用炉心冷却系機能喪失	非常用炉心冷却系として、高圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心のジルコニウムの約 18% が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	酸素濃度	初期酸素濃度 (4.0vol%)と水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮	格納容器の初期酸素濃度は、保安規定上、運転上許容されている値の上限である 4.0vol%とする。
	水素ガス及び酸素ガスの発生割合	0.06 分子/100eV(水素ガス) 0.03 分子/100eV(酸素ガス)	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定
熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス等の発生	考慮しない	原子炉圧力容器が破損しない事故シーケンスであるため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガス等の発生については、考慮しない。	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 3.4.2 表 主要解析条件（水素燃烧）（2/2）

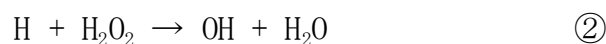
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低(レベル2)	設計値として設定
	低圧代替注水系(常設)	108.5m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり、0.427MPa[dif]において)  再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m <sup>3</sup> /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値解析では、設計値相当の開口部を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生1時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.540MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m <sup>3</sup>	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

## 水の放射線分解の評価について

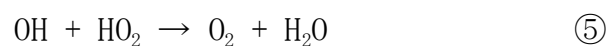
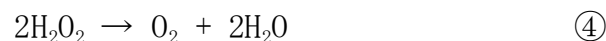
## 1. 水の放射線分解の考慮

水が $\gamma$ 線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H（水素原子）、OH ラジカル、 $e_{aq}^-$ （水和電子）、 $HO_2$  ラジカル、 $H^+$ （水素イオン）及び分子生成物の $H_2$ 、 $H_2O_2$ （過酸化水素）を生じる。また、これら反応と並行して $H_2$ がOHラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。尚、酸素は過酸化水素の分解等によって生成される。

## ・再結合反応の例



## ・酸素の生成反応の例



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素及び酸素の生成をモデル化している。

女川原子力発電所2号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の圧力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応が生じた場合比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

## 2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素及び酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下のとおり。

$\Delta n$	: 水の放射線分解による水素（酸素）発生量[mol]
$Q_{\text{decay}}$	: 崩壊熱[W]
$E$	: 放射線吸収割合[-]
—炉内	: $\beta$ 線, $\gamma$ 線共に 10%
—FP	: $\beta$ 線, $\gamma$ 線共に 100%
$G$	: 実効 G 値[分子/100eV]
—水素	: $G(\text{H}_2) = 0.06$
—酸素	: $G(\text{O}_2) = 0.03$
$\Delta t$	: タイムステップ[sec]

放射線吸収割合は、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果を保守的に考慮して 10%とした。また、FP については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100%が水の放射線分解に寄与するものとした。

放射線の吸収エネルギー100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る効果を考慮した実効 G 値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素・酸素濃度と水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素や酸素の濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素や酸素の濃度の上昇が徐々に抑制されていく形での曲線となる。本評価では最終生成物による格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価するため、実効 G 値を用いる。また、実効 G 値については電力共同研究の実験結果<sup>[1]</sup>に基づく値を用いている。これについては次項に示す。

### 3. 実効 G 値の設定について

#### 3.1 実効 G 値の設定根拠とした実験結果

本評価における実効 G 値の設定根拠とした実験結果を図 1 に示す。参照した実験ケースでは、非沸騰条件において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 50%に相当する濃度、水-ジルコニウム反応割合は 5.5%に相当する。後述のように、よう素濃度は大きい方が、水-ジルコニウム反応割合は小さい方が G 値にとって厳しい条件であり、有効性評価における炉心損傷状態と比較して厳しい設定となっている。

また、実効 G 値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなるが、事象発生後におけるサブレーションプールでの吸収線量は、参照した実験における線量を短時間で上回っている。

### 3.2 実効 G 値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OH ラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このとき OH ラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効 G 値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度（沸騰、非沸騰の違い）といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した実験結果を次に示す。また、実験と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

#### (1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、OH ラジカルを消費する。



このため、OH ラジカルを介した①式の再結合反応を阻害し、水素原子の生成が減少する。また、水素原子の減少により②式の反応が減少することで過酸化水素の分解(④式)が促進され、酸素の生成量が增大するものと考えられる。

水中のよう素濃度を变化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 のとおり、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。しかし、大量の水-Zr 反応により、液相中の水素濃度が高い今回の評価条件下(水素濃度約 18%)においては、よう素濃度の影響は小さいと考えられる。このため、代表的な値として 50%を設定した。

なお、よう素以外の不純物 (Fe, Cu, B) による酸素の発生割合への影響は小さい。

#### (2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、そ

の結果、水素と酸素の生成量が減少する。

水中の水素濃度を变化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 3 のとおり、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々に減少する。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少する。

従って、炉心損傷事故の状況としては比較的少ない水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは保守的であり妥当である。

### (3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を变化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。図 4 のとおり、初期酸素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が増加する傾向であるが、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の発生割合に大きく影響しない。本評価においては、初期酸素濃度を保安規定上限値である 4.0%と設定し、評価を行った。

### (4) 沸騰、非沸騰状態の影響

液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素が気泡中に移行し短時間で気相に放出されるため、再結合反応が起こりにくく、実効的な水素と酸素の生成量が増加する効果がある。一方で、系の温度が高いために、再結合反応が促進される効果もある。液相が非沸騰の場合は、それぞれの効果とも緩慢になるが、いずれの場合も両効果の競合の結果により実効的な G 値が定まる。この実効 G 値を把握するため、再結合阻害物質であるよう素濃度を大規模炉心損傷に相当する濃度とし、液相中の初期水素濃度は（再結合効果が小さめとなる）水-ジルコニウム反応割合が小さい場合の気液平衡濃度とした試験では、次のような結果が得られている。

沸騰状態では図 5 に示す通り、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低く、結果として実効 G 値( $G(O_2)$ )は実質 0 となっている。非沸騰状態では図 1 に示す通り、実効的な G 値( $G(O_2)$ )は極めて小さいものの有意な値を示している。

従って、沸騰状態を含めて考慮しても、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは保守的であり妥当である。

## 4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法



放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次のとおり。  
また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図6に示す。

- MAA Pコードによる解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を4.0%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- 各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- 上記で評価された各気体のモル数を加えることにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

## 5. 参考文献

- [1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR電力共同研究 昭和63年3月

以 上

表1 各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響

パラメータ	過去の実験	今回申請における評価	実効G値への影響と保守性
線量率	~1×10 <sup>4</sup> Gy	サプレッションプールでの吸収線量は事象発生から数時間で1×10 <sup>4</sup> Gyを超える。	吸収線量が多いほど実効G値は小さくなる傾向がある。長期(7日間)の推移を見る観点では、事象発生から数時間以降の吸収線量(1×10 <sup>4</sup> Gy)に相当する実効G値を用いることは、保守的であり妥当である。
よう素放出割合	50%	約84%	よう素濃度が高いほど実効G値は大きくなる傾向があるが、大量の水-Zr反応により、液相中の水素濃度が高い今回の評価条件下(水素濃度約18%)においては、よう素濃度の影響は小さいと考えられる。
不純物の有無	(Fe, Cu, B)を添加	—	よう素存在条件下において、他の不純物(Fe, Cu, B)が添加された場合、酸素の実効G値は僅かに大きくなるものの、顕著な影響は見られないことを確認している。
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約18%	水-ジルコニウム反応割合が大きいほど実効G値は小さくなる傾向がある。このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当である。
初期酸素濃度	1.5%	4.0%	初期酸素濃度が高いほど実効G値は小さくなる傾向がある。ただし、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではない。
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰/非沸騰状態 サプレッションプール：非沸騰状態	沸騰状態では実効G値はほぼ0となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当である。
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、水素とOHラジカルとの再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には、温度は室温を上回るため、室温での過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当である。

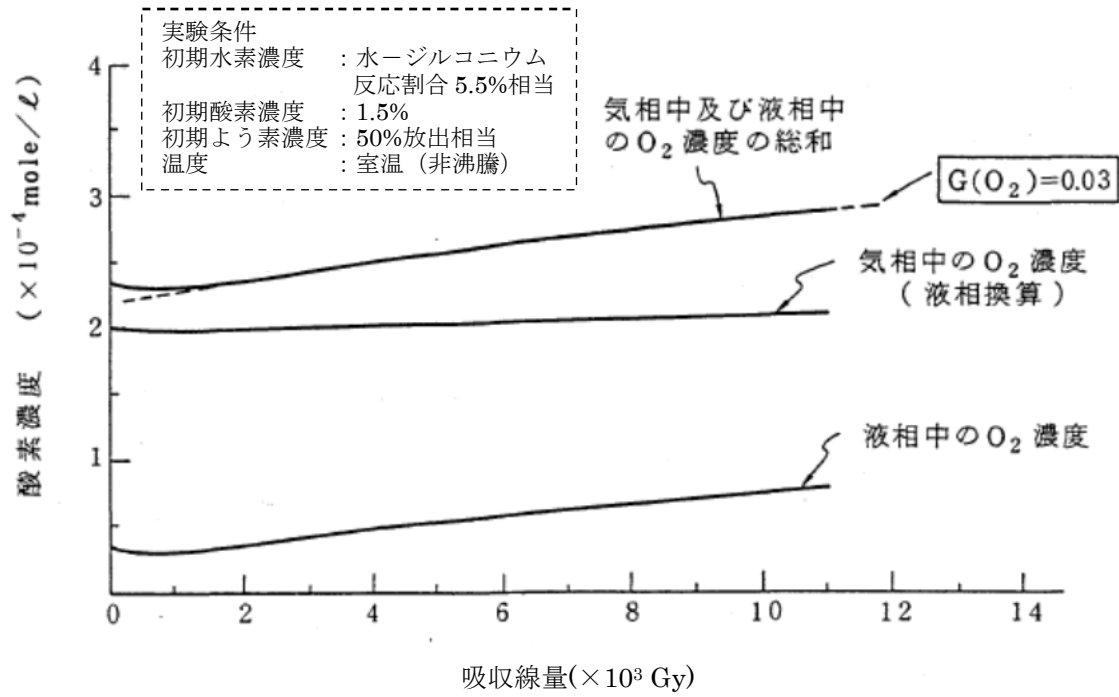


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした過去の実験結果

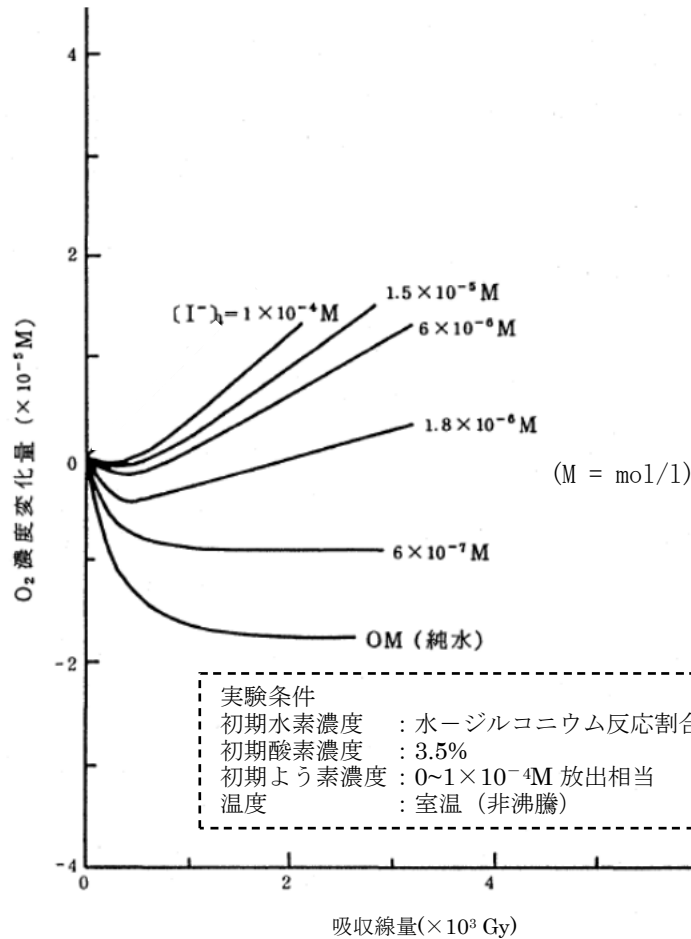


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (よう素濃度を変化させた場合)

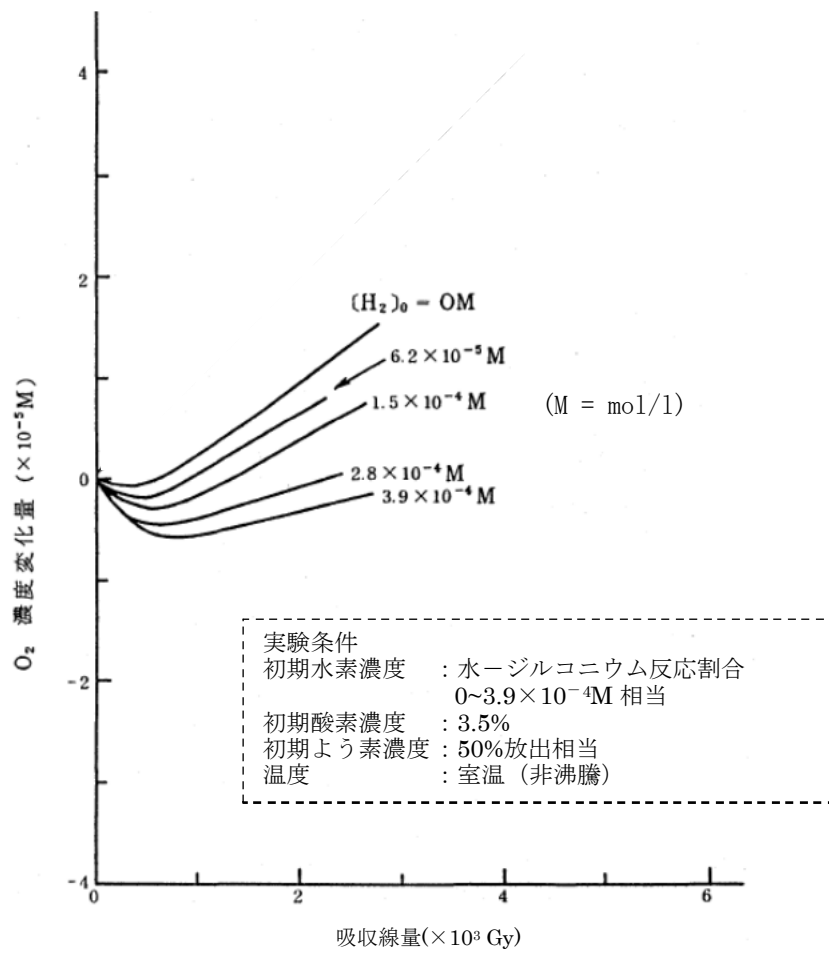


図3 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (溶存水素濃度を変化させた場合)

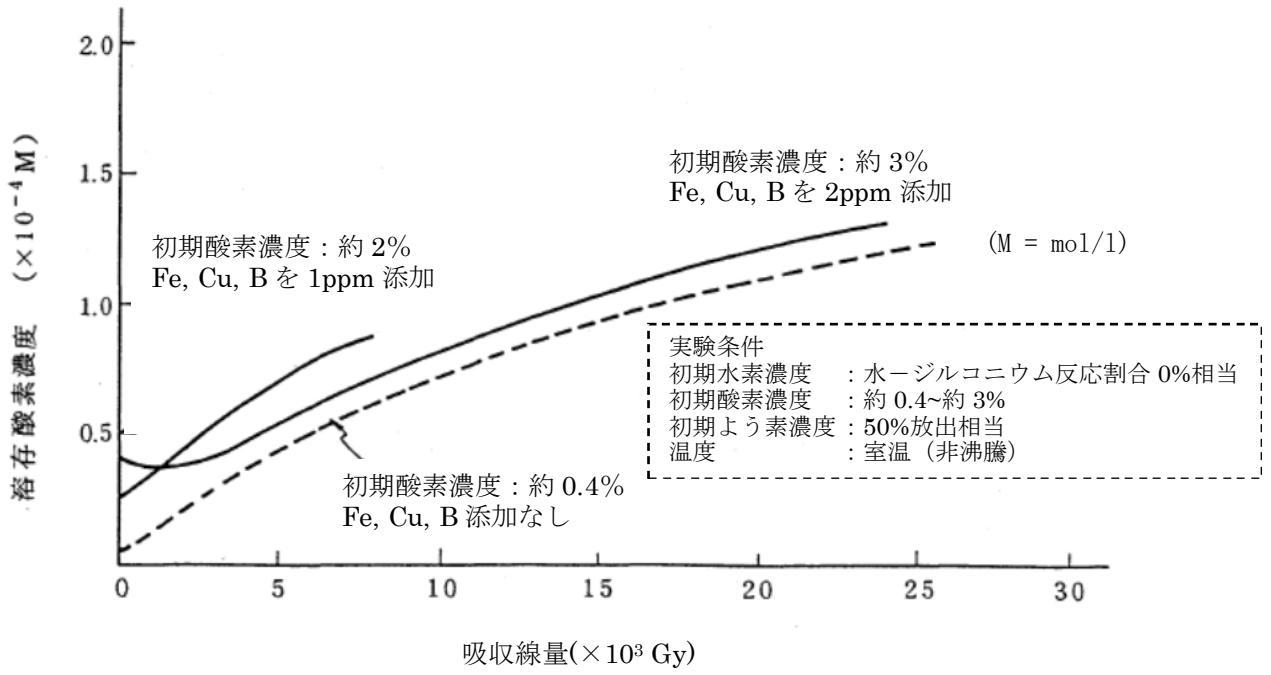


図4 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係 (酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

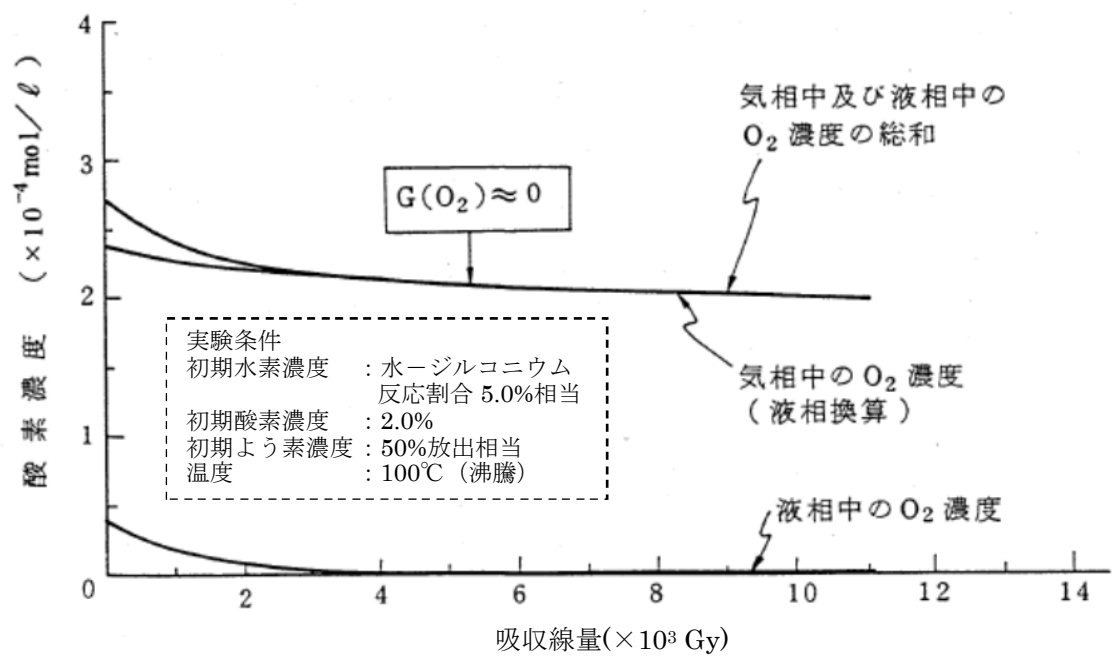


図5 酸素濃度と吸収線量の関係 (沸騰状態)

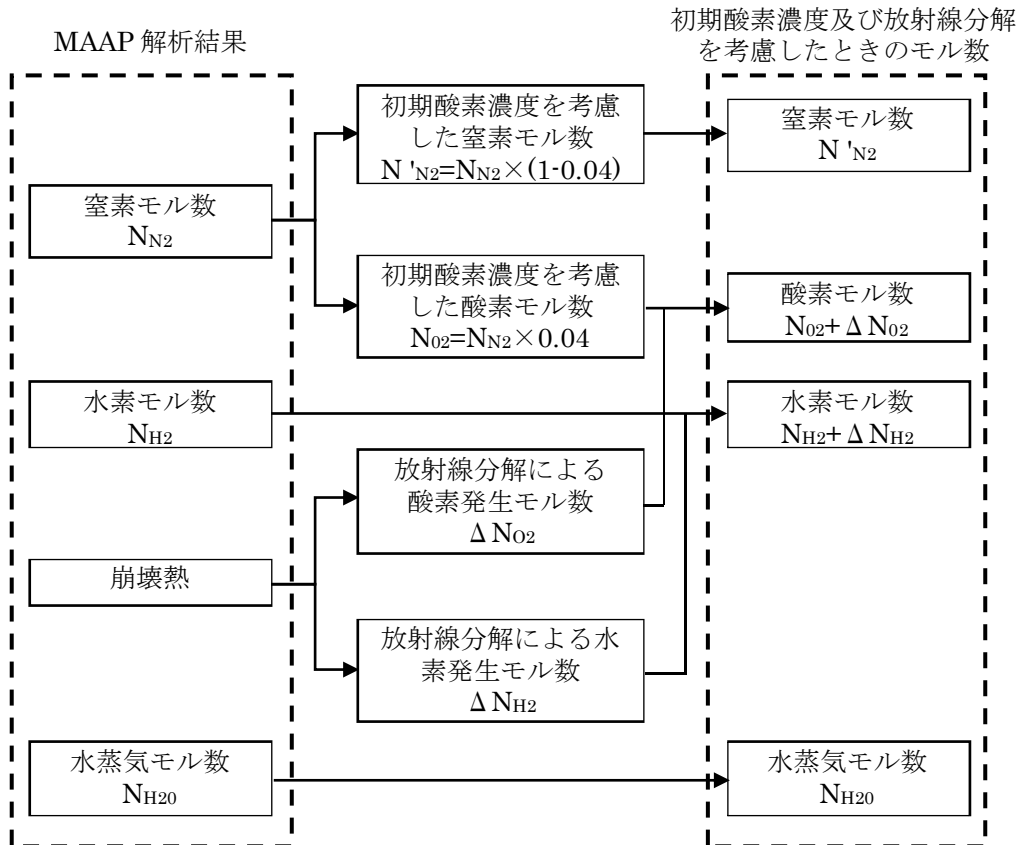


図6 水素・酸素濃度の評価フロー図

## 安定停止状態について

格納容器破損モード「水素燃焼」時の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：炉心の冠水状態が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

**【原子炉安定停止状態の確立について】**

第 3.4.5 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の冠水状態が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

**【格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について】**

第 3.4.7 図及び第 3.4.9 図に示すとおり、格納容器圧力 0.854MPa[gage]に到達後、原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 78 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

**【長期安定状態の維持について】**

長期安定状態の維持として挙げられる要件は以下のとおりであり、これらにより原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱から、残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保による冷却への移行
- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等の閉止後の格納容器内水素・酸素濃度を制御するため、可燃性ガス濃度制御系の復旧又は格納容器への窒素封入
- ・これら安全機能の維持に必要な電源等のサポート系（外部電源）の復旧
- ・上記によって長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保

## 水源，燃料，電源負荷評価結果について

## 1. 水源に関する評価

## ○水源

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

## ○水使用パターン

## ① 低圧代替注水系（常設）による

## 原子炉注水

事象発生 1 時間後から定格流量で注水し，炉心冠水後，崩壊熱相当の注水を継続する。

## ② 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.640MPa[gage] に到達する事象発生約 30 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ（間欠運転）を行う。外部注水量限界値（3,800m<sup>3</sup>）到達後，スプレイを停止する。

## ③ 可搬型大容量送水ポンプによる淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

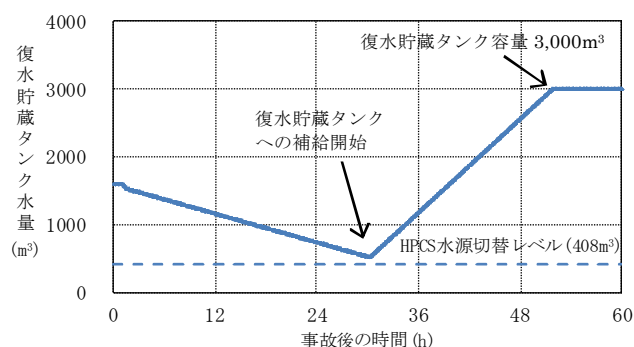
事象発生約 30 時間以降，可搬型大容量送水ポンプにより 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給するものとする。

## ○時間評価

事象発生後約 30 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 30 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

## ○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源が枯渇することはない。また，上記の水使用パターンにおいて，7 日間の対応を考慮すると，約 4,848m<sup>3</sup> 必要となる。また，原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として 7 日間の対応を考慮すると約 126m<sup>3</sup> 必要となり，合計約 4,974m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。





## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

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

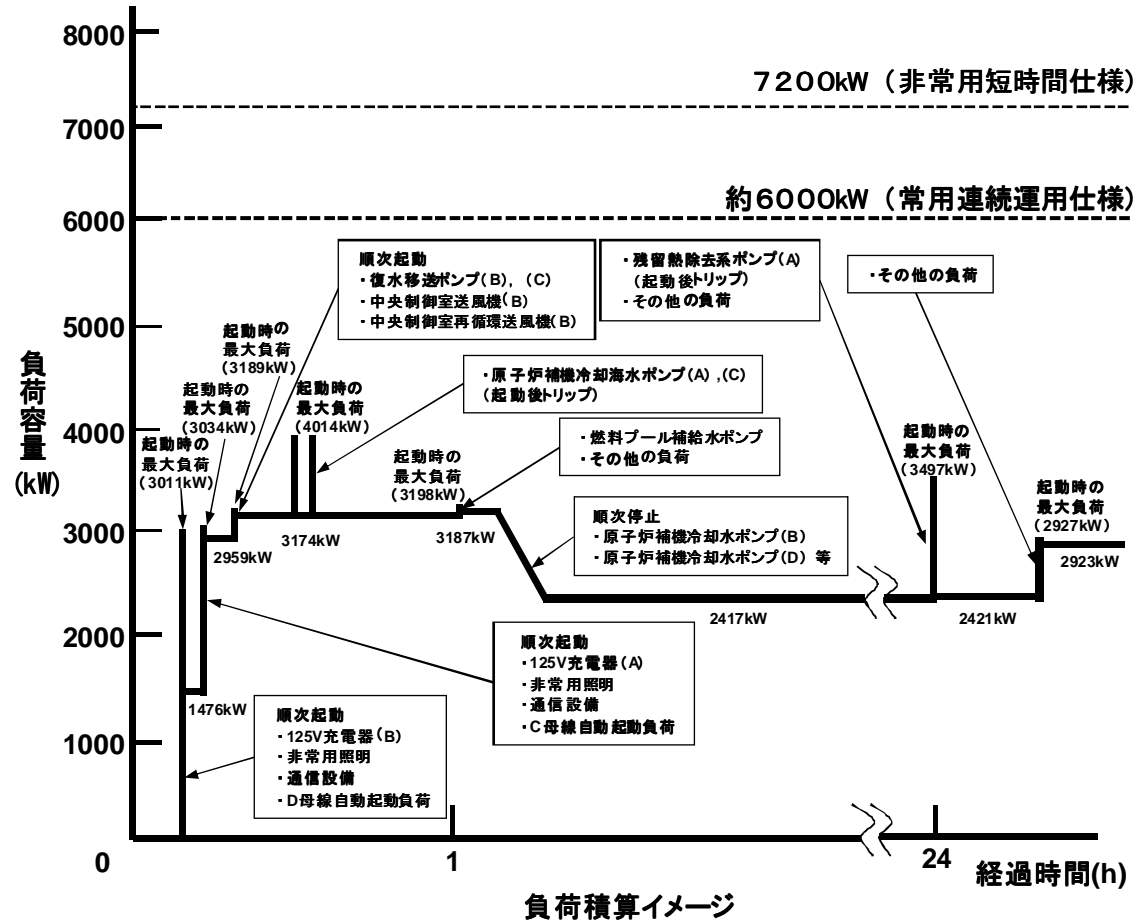
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動）  事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 2\text{h} = \text{約} 3.4 \text{ kL}$ 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約760L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 22\text{h} = \text{約} 33.4 \text{ kL}$ 事象発生24時間後～事象発生7日間後 燃費約820L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 144\text{h} = \text{約} 236.2 \text{ kL}$ 計 約 273.1 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給， 格納容器スプレイ>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 162\text{h} = \text{約} 30.5 \text{ kL}$
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系） （1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 145\text{h} = \text{約} 27.3 \text{ kL}$
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットポンプ 駆動用）（1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 145\text{h} = \text{約} 14.5 \text{ kL}$
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） $\times 2 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 33.6 \text{ kL}$
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 379.0 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2 kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

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

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
復水移送ポンプ (B), (C)	45
	45
燃料プール補給水ポンプ	11
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室再循環送風機 (B)	15
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	507
合計 (kW)	2923



### 3.5 格納容器直接接触（シェルアタック）

#### 3.5.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「格納容器直接接触（シェルアタック）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は抽出されない。これは，格納容器直接接触（シェルアタック）については，ペDESTAL床とドライウェル床とが同一レベルに構成される BWR Mark-I 型格納容器に特有の事象とみなされており，女川原子力発電所 2 号炉のような Mark-I 改良型格納容器においては，デブリは原子炉格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であるためである。（添付資料 3.5.1）

##### (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

3.5.1(1) のとおり，格納容器破損モード「格納容器直接接触（シェルアタック）」は，格納容器の構造的に発生するおそれは無いと考えられるため，本格納容器破損モードによって格納容器が破損する場合は想定しない。

なお，原子炉圧力容器から落下した溶融炉心による格納容器下部壁面及び格納容器下部床面のコンクリートの侵食については，「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」において，格納容器破損防止対策の有効性を確認する。

本評価では，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」 第 37 条 2-3 のうち，(h) の評価項目について，格納容器の構造が有効な対策となっていることを確認した。

## 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして格納容器直接接触（シェルアタック）を指定しており，現象の概要は以下のとおりである。

## 【審査ガイドの記載】

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に，溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって，原子炉格納容器が破損する場合がある。

## 1. シェルアタックを格納容器破損モードから除外した理由

本破損モードはペDESTAL床とドライウェル床が同一レベルに構成されるBWRのMark-I型格納容器に特有のものであり，女川2号炉の格納容器(Mark-I改良型)は，下図に示すとおり，ペDESTAL床に落下したデブリが，ドライウェル床へ拡がらない構造である。

従って，必ず想定する格納容器破損モードであるが，BWRのMark-I改良型格納容器の構造上，発生の可能性がないため，女川2号炉において想定する格納容器破損モードから除外した。

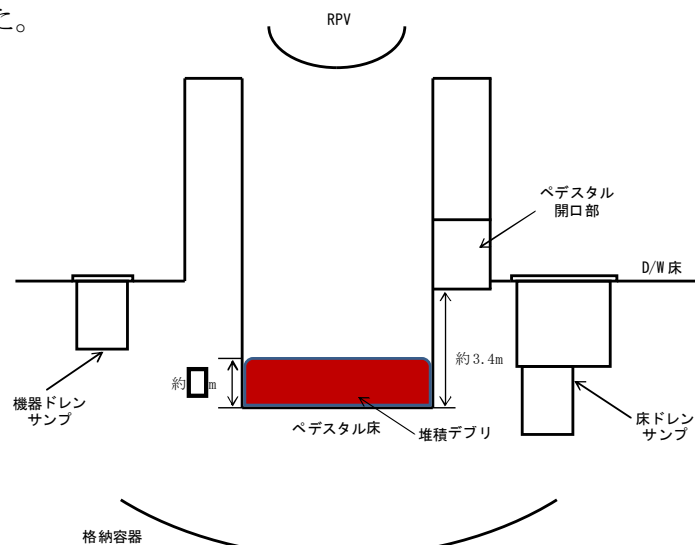


図 ペDESTAL内堆積デブリ状況

ペDESTAL床上に堆積する溶融デブリ体積は100%炉心落下を想定しても約  $\square$   $\text{m}^3$  であり，ペDESTAL床面積約  $\square$   $\text{m}^2$  からデブリ堆積高さは約  $\square$   $\text{m}$  であるが，ペDESTAL床からペDESTAL開口部下端までの高さは約  $\square$   $\text{m}$  あるため，ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない。なお，溶融炉心の流動性は高いため，ペDESTAL開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 2. 溶融デブリの堆積高さの不確かさについて

### (1) ペDESTAL内の構造物の影響

ペDESTAL内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当の  $UO_2$  及び  $Zr$  等のデブリ容積に加えて、ペDESTAL内の構造物が溶融した場合のデブリ増加分を考慮した場合、ペDESTAL内の構造物として、CRDハウジング、中性子束計測ハウジング、CRD自動交換機等を想定した場合においても、デブリ堆積高さは約  m となり、増加分は約  m であることから、ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない。

### (2) デブリ粒子化に伴う影響

シビアアクシデント対策であるペDESTAL内の初期水張りを実施した際、落下してくる溶融デブリの一部は粒子化すると考えられる。この粒子化したデブリを考慮するとその分堆積デブリの高さは増加する。

もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。このとき粒子化したデブリが、六方最密充填として堆積すると仮定すると、ポロシティは 0.26 であり、堆積高さは (1) で考慮した堆積高さ約  m に対し、デブリ堆積高さは約  m となるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部までの高さ約  m 以下であることから、保守的な仮定においてもドライウェル床にデブリが拡がることはない。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

### 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

#### 3.6.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

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

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，格納容器下部のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合を想定する。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対しては，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で溶融炉心の冷却に寄与する十分な格納容器下部の水量及び水位を確保し，かつ，溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水を行うことによって，格納容器破損の防止を図る。

「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，厳しい事故シーケンスを想定した場合でも原子炉圧力容器破損に至ることなく事象収束することを示しているが，ここでは溶融炉心・コンクリート相互作用の評価のために，原子炉注水ができないことを仮定し，原子炉圧力容器破損に至る事象を想定する。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、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、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位を確保し、かつ、溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水を行う。また、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器頂部注水系（常設）による格納容器冷却手段並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.6.1 図及び第 3.6.2 図に、手順の概要を第 3.6.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.6.1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.6.4 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域

モニタ等である。

b. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

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

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

c. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

d. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。また、高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失及び高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

e. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

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

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

f. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復



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

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

g. 原子炉への全注水機能喪失確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

h. 原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

i. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 $\gamma$ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

j. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ、原子炉格納容器下部注水量で約 $90\text{m}^3$ （水深3.4m相当）の初

期水張りを実施する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。

1. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）+10%燃料有効長到達を確認し、逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施の判断及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

m. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

n. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部へ崩壊熱相当を注水

原子炉格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行う。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部へ崩壊熱相当の注水に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。

o. デブリ冷却の成功確認

デブリ冷却が成功したことをペDESTAL温度等で確認する。

デブリ冷却の成功の確認に必要な計装設備は、ペDESTAL雰囲気温度である。

p. 格納容器健全性を確認

格納容器が健全であることを確認する。

格納容器健全性の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

q. 原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水

格納容器温度が 171℃に到達確認後，原子炉格納容器頂部注水系（常設）により原子炉ウェルへの注水を開始する。

原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水に必要な計装設備は，原子炉ウェル水位等である。

r. 残留熱除去系機能喪失（起動失敗）

原子炉補機代替冷却系の準備完了後，残留熱除去系を起動するが失敗する。

残留熱除去系機能喪失（起動失敗）の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

s. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）実施の判断に必要な計装設備は，ドライウェル圧力等である。

t. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m<sup>3</sup>に到達したことを確認し，格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイの停止の判断に必要な計装設備は，サプレッションプール水位等である。

u. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施に必要な計装設備は，フィルタ装置出口放射線モニタ等である。

### 3.6.2 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

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」は、ペDESTALに落下する溶融炉心の割合が大きくなる、原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスで厳しくなるため、TQUX、長期TB、TBD、TBU及びS2Eを除外する。また、AE及びS1Eは破断口から流出した冷却材がペDESTALに流入する可能性があり、この場合は「溶融炉心・コンクリート相互作用」の観点では厳しくならないと考えられるため除外する。

以上より、「溶融炉心・コンクリート相互作用」への対策の有効性を確認するため、TQUVを代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故
- ・過渡事象時に逃がし安全弁の再開に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故
- ・手動停止時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故
- ・手動停止時に逃がし安全弁の再開に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故
- ・サポート系喪失時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故

- ・サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，炉心損傷後の原子炉注水に失敗し，溶融炉心の冷却に失敗する事故

本評価においては，原子炉圧力容器下部注水系（常設）によるペDESTALへの水張りの効果を確認するため，原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし，重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものとして，ペDESTALへの水張りにより，ペDESTALの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至る事象を仮定する。

以上より，「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）に失敗し，溶融炉心の冷却に失敗する事故」を評価事故シーケンスとする。

なお，全交流動力電源喪失を加えることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし，また，格納容器への注水及び除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは，炉心からの崩壊熱，格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水，溶融炉心の格納容器下部への拡がり，溶融炉心と冷却水の熱伝達，溶融炉心とコンクリートの熱伝達，格納容器下部壁面及び床面の侵食量等が重要な現象となる。

よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデ

ント総合解析コード MAAP により格納容器下部壁面及び床面の侵食量等の推移を求める。

(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 3.6.2 表に示す。(添付資料 3.6.1)

a. 事故条件

(a) 起因事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能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スプレイ系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、原子炉压力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。

さらに、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 落下する溶融炉心の量

落下する溶融炉心の量は、保守的に全炉心に相当する量とする。

(e) 溶融炉心から格納容器下部冷却水への熱流束の上限

0.8MW/m<sup>2</sup>相当とする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁閉信号

「原子炉水位低（レベル2）」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁1弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88 m<sup>3</sup>/hにて格納容器へスプレイする。

(e) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0kg/s (0.427MPa[gage]において)の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとし

ても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧を行う。

(b) 原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張り

りによって、格納容器下部には2mの水位が確保されているものとする。

(c) 原子炉圧力容器が破損して熔融炉心が格納容器下部に落下した後は、原

子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水

を行うものとする。

(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達時に開始し、0.540MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m<sup>3</sup>に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。

(e) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時に開始されるものとする。

### (3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 3.6.3 図に示すとともに、原子炉水位 (シュラウド内外)、格納容器下部注水流量及び原子炉内保有水量の推移を第 3.6.5 図から第 3.6.7 図に、燃料最高温度の推移を第 3.6.8 図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器気相部の温度、サブレーションプール水位及び水温、ドライウエル水位、真空破壊装置流量並びに格納容器下部水位の推移を第 3.6.9 図から第 3.6.16 図に、ドライウエルの気相濃度及びサブレーションチェンバの気相濃度の推移を第 3.6.17 図及び第 3.6.18 図に示す。また、格納容器下部壁面及び格納容器下部床面のコンクリート侵食量を第 3.6.19 図に示す。

#### a. 事象進展

高圧・低圧注水機能喪失によって、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 0.9 時間後に炉心溶融に至り、事象発生から約 3.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部注水系 (常設) による水張りによって、格納容器下部には 2 m の水位が確保されており、また、原子炉圧



力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続的に行うことによって、溶融炉心は適切に冷却される。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。（添付資料 3.6.2）

#### b. 評価項目等

溶融炉心による侵食量は第 3.6.19 図に示すとおり、格納容器下部への事前水張りとは原子炉圧力容器破損後の注水の継続により、コンクリートの侵食量は壁面、床面ともに約 0.2m 以下に抑えられる。

格納容器下部壁面のコンクリートの侵食については、約 1.7m 厚さの内側鋼板及びコンクリート部を貫通して、外側鋼板まで到達することはなく、原子炉圧力容器の支持機能は保たれる。また、床面の侵食については、格納容器下部の床面のコンクリート厚さ約 4.3m に対して、十分に小さい。

本評価では、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」 第 37 条 2-3 のうち、(i) の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

### 3.6.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

**追而**

### 3.6.4 必要な要員及び資源の確保

#### (1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」における重大事

故等対策に必要な要員は、「3.6.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり33名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員39名のうち初期消火要員6名を除く33名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の確保

格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料3.6.3)

### a. 水源

格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,049m<sup>3</sup>必要となる。さらに、原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として7日間の対応を考慮すると約83m<sup>3</sup>必要となる。

以上を合計して、事象発生後7日間の注水量は、約5,132m<sup>3</sup>であるが、復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約11,192 m<sup>3</sup>保有しており、事象発生約13時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

### b. 燃料

ガスタービン発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約272.2 kLである。

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

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

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

以上を合計して、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 378.1 kL であるが、2 号炉に備蓄している軽油量は約 841.2kL であることから、7 日間の軽油の供給継続が可能である。

#### c. 電源

ガスタービン発電機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約 3,970kW 必要となるが、給電容量である 7,200kW 未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 3.6.5 結論

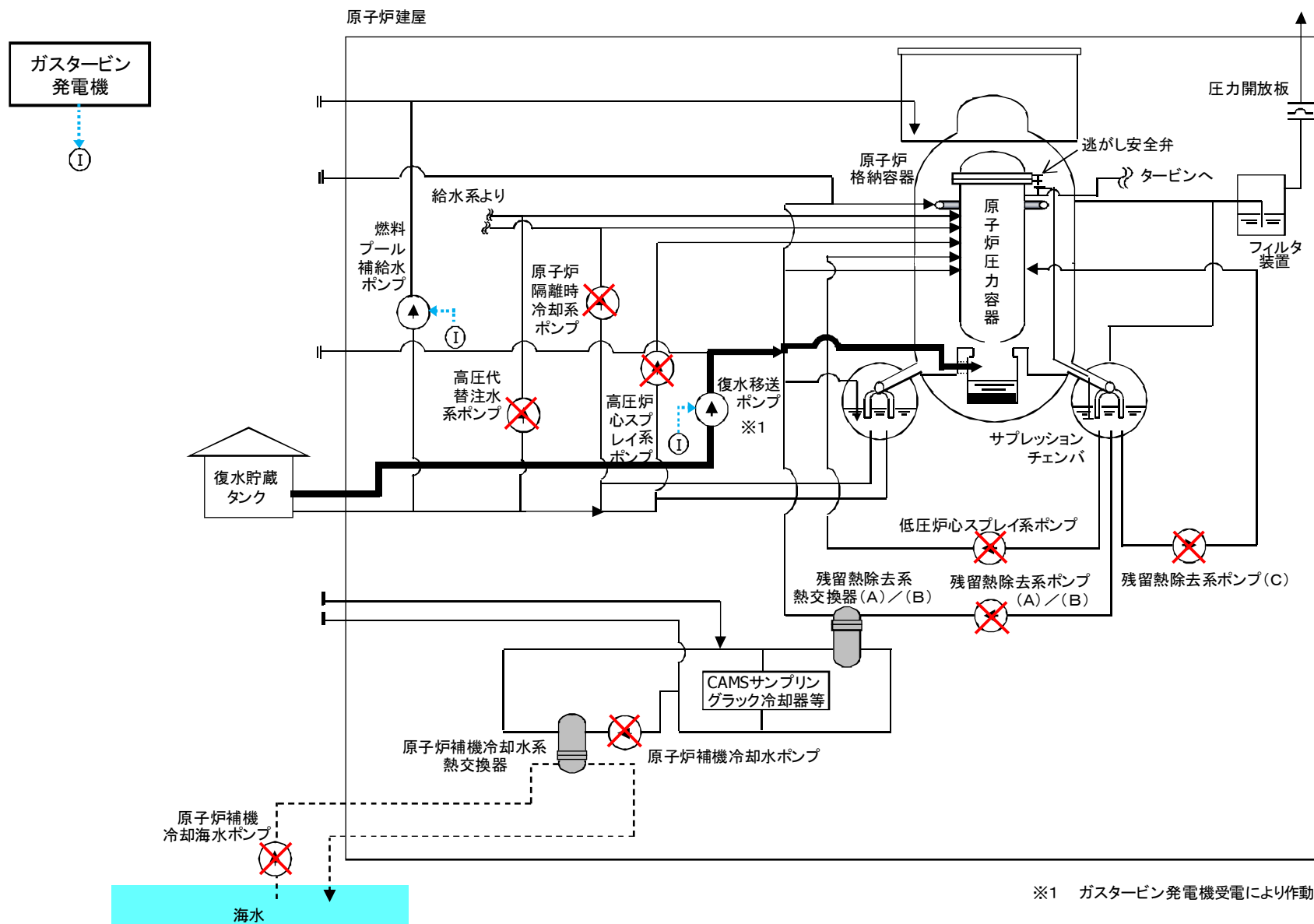
格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」では、原子炉圧力容器内の熔融炉心が格納容器内へ流れ出し、熔融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、格納容器下部のコンクリートが侵食され、格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合を想定した。

格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水(重大事故等対策を含む)に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

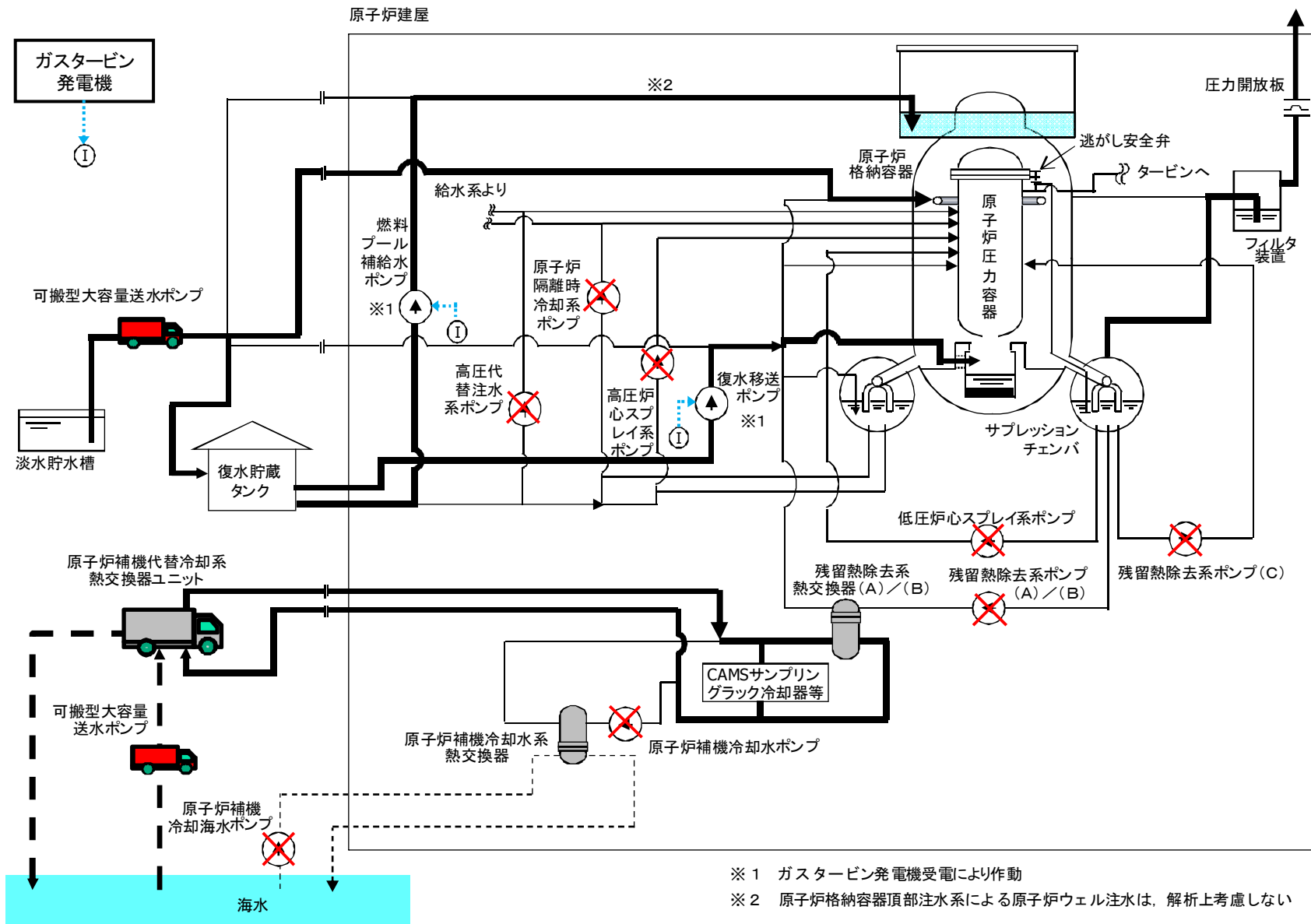
上記の場合においても、原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を実施することにより、熔融炉心の冷却が可能である。その結果、コンクリートの侵食量は壁面、床面ともに約 0.2m 以下に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能は保たれる。

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

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

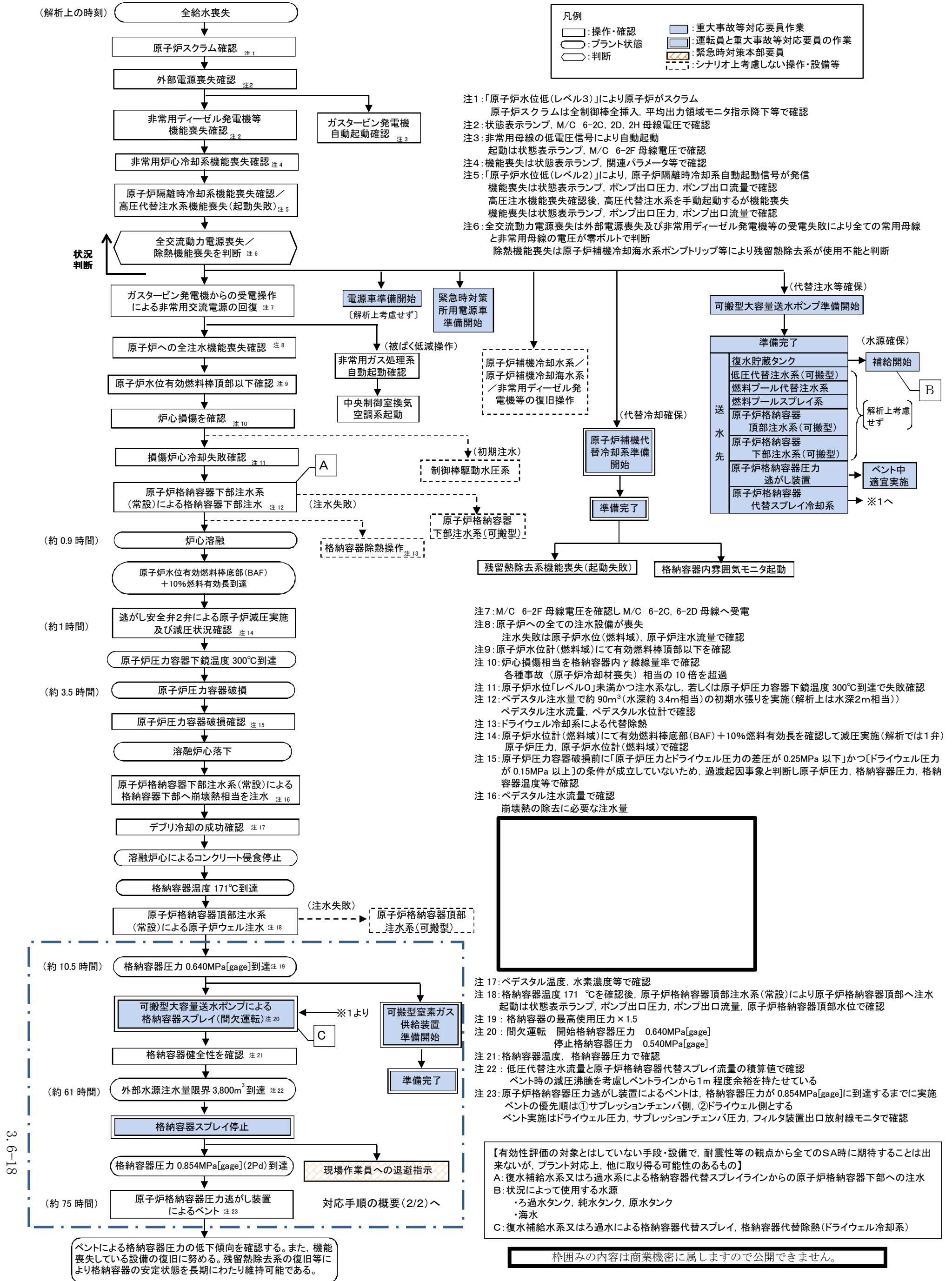


第 3.6.1 図 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時の重大事故等対策の使用系統概要  
(原子炉格納容器下部注水系 (常設))

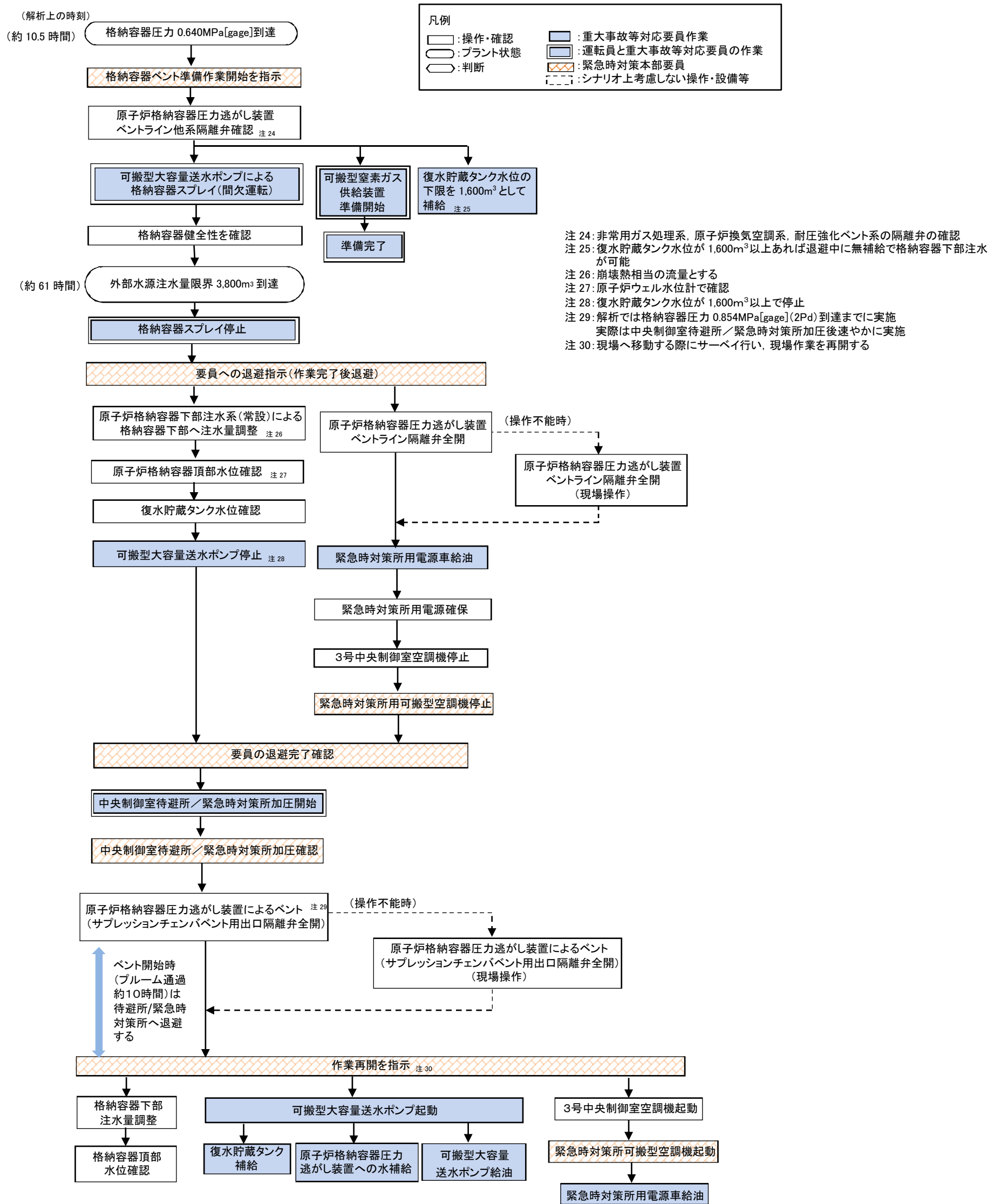


第 3.6.2 図 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時の重大事故等対策の使用系統概要

(原子炉格納容器下部注水系 (常設)・原子炉格納容器頂部注水系 (常設)・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系・原子炉格納容器圧力逃がし装置)



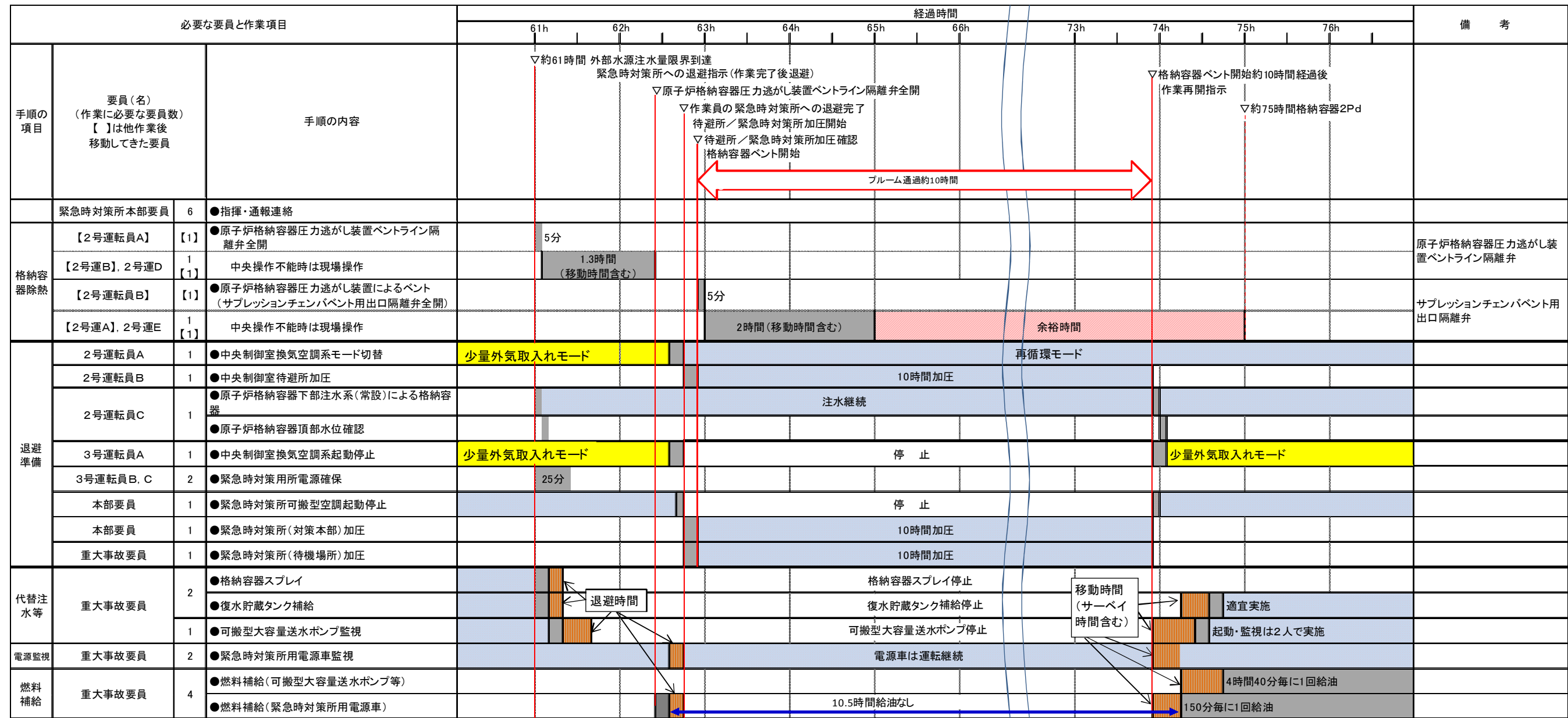
第3.6.3図 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時の対応手順の概要(1/2)



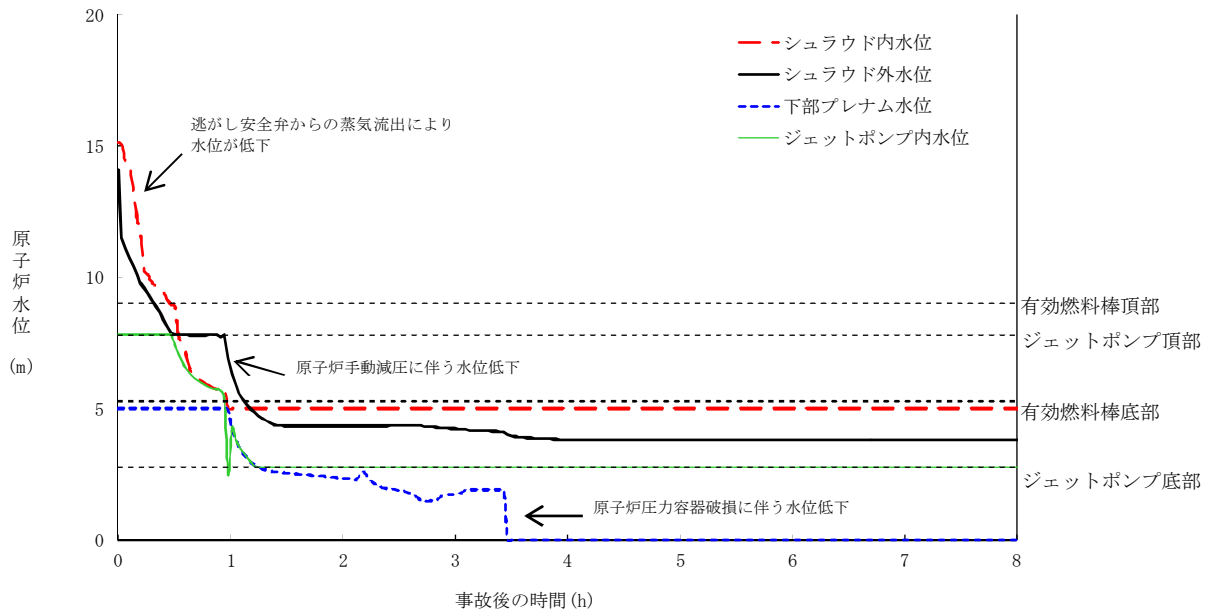
第 3.6.3 図 格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」時の対応手順の概要(2/2)



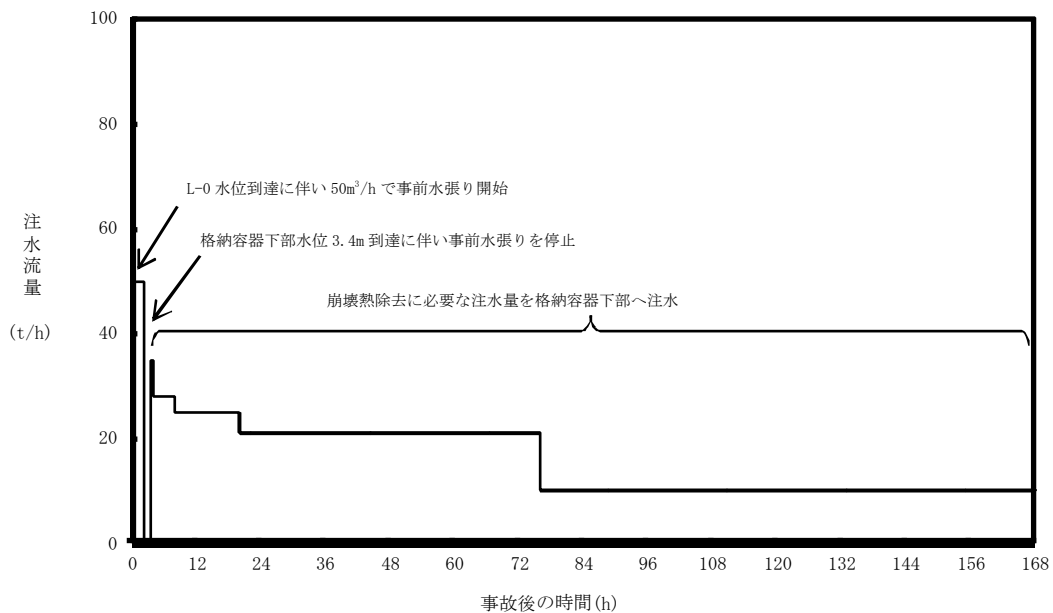




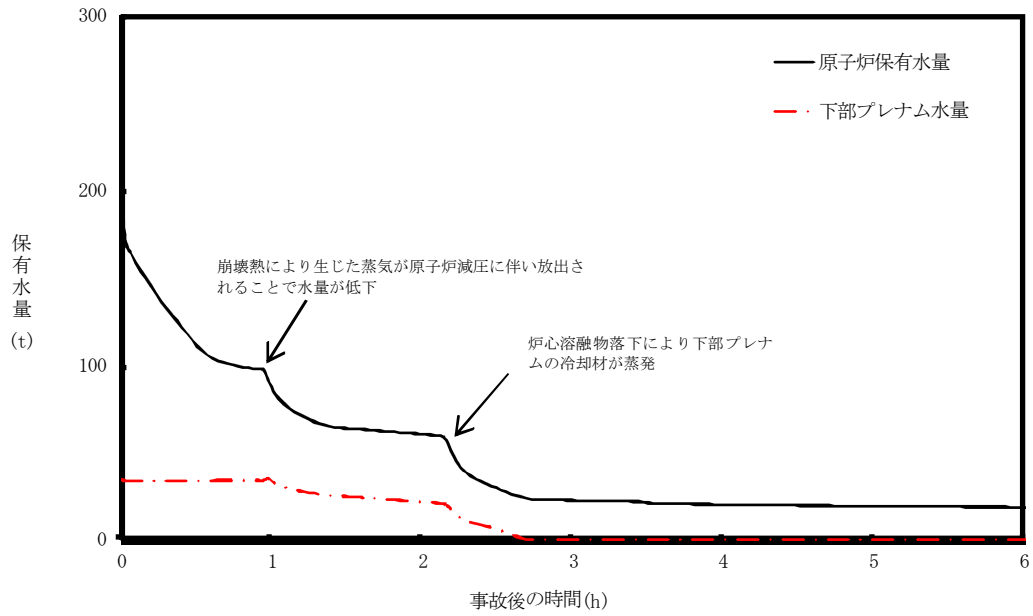
第 3. 6. 4 図 格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」時の作業と所要時間(2/2)



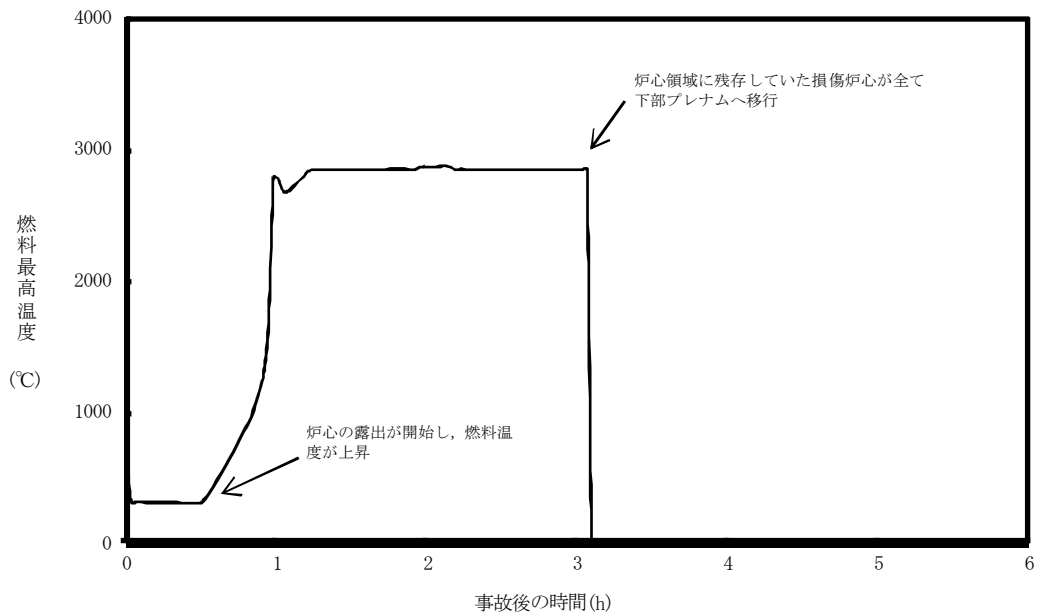
第 3.6.5 図 原子炉水位（シュラウド内外）の推移



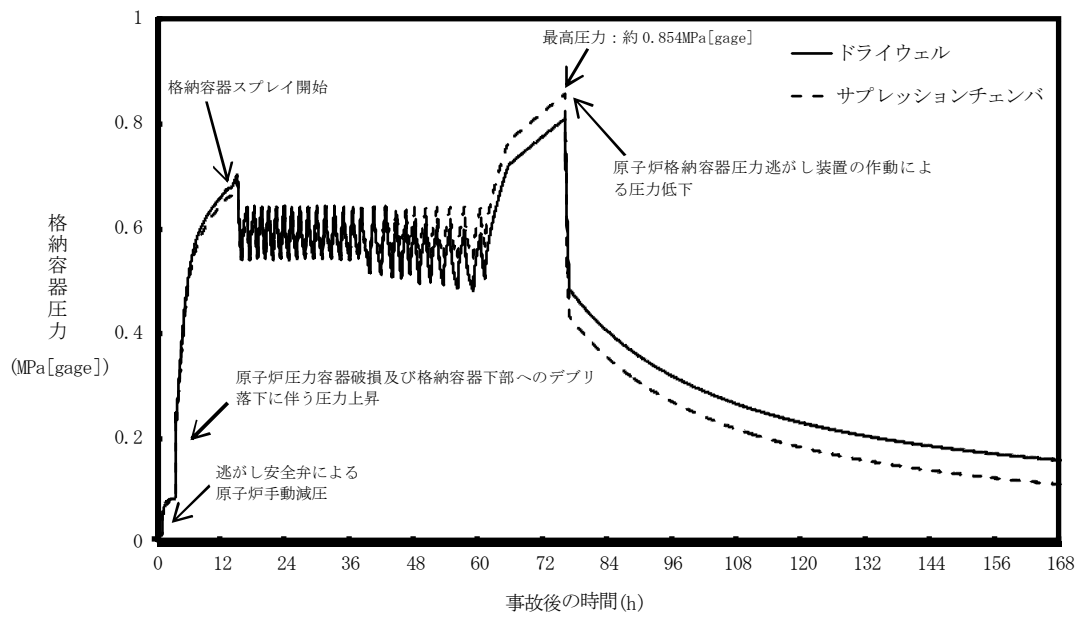
第 3.6.6 図 格納容器下部注水流量の推移



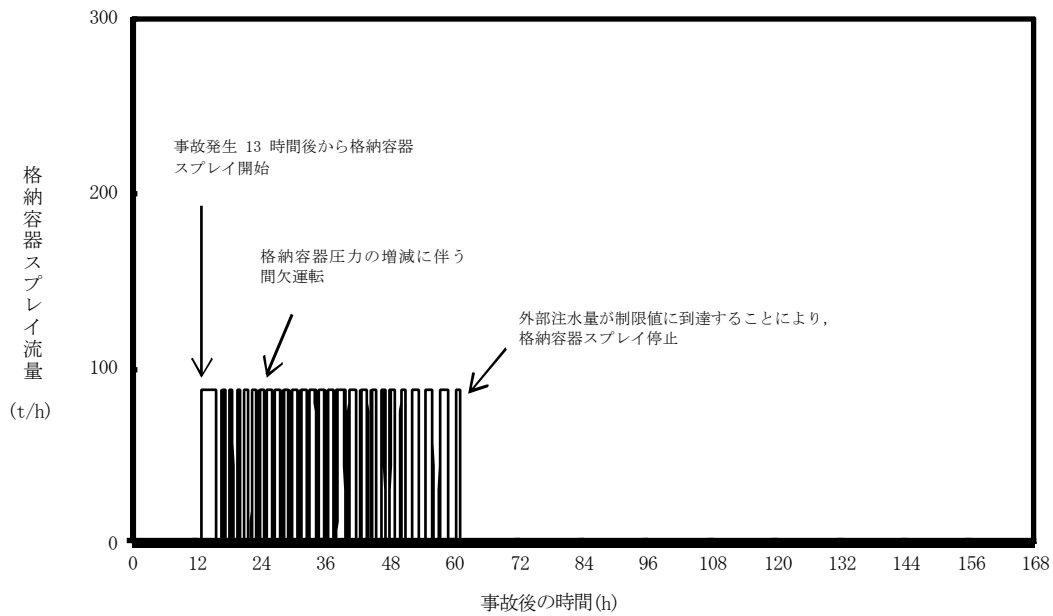
第 3.6.7 図 原子炉保有水量の推移



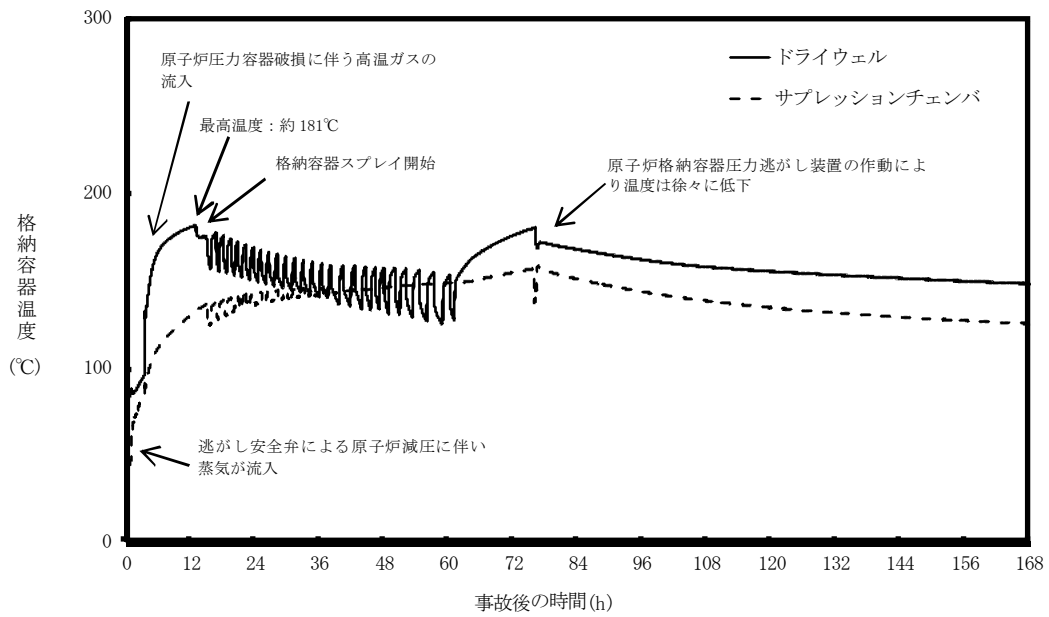
第 3.6.8 図 燃料最高温度の推移



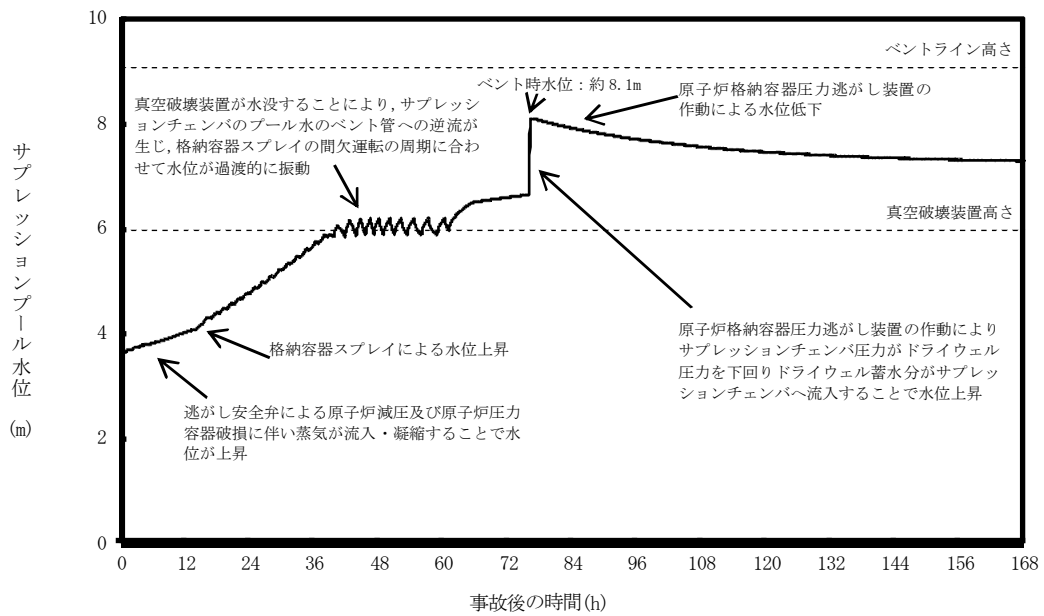
第 3.6.9 図 格納容器圧力の推移



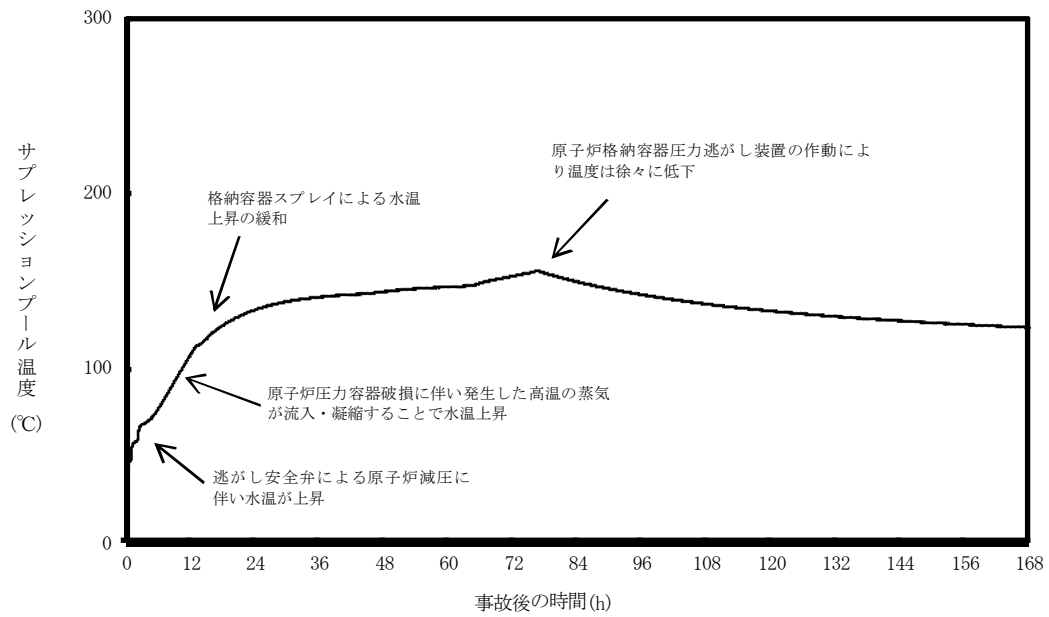
第 3.6.10 図 格納容器スプレイ流量の推移



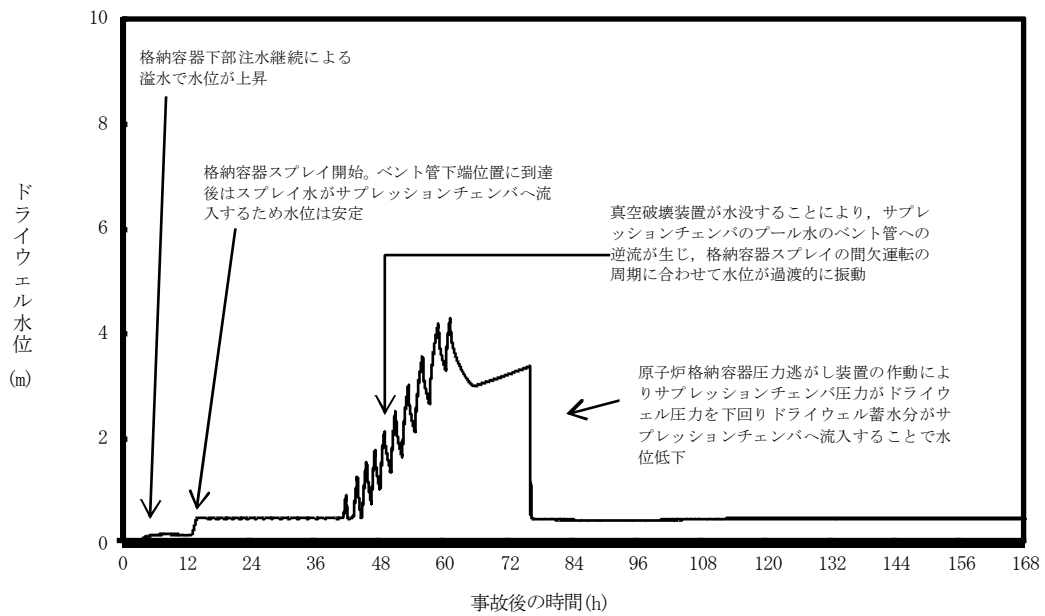
第 3.6.11 図 格納容器気相部の温度の推移



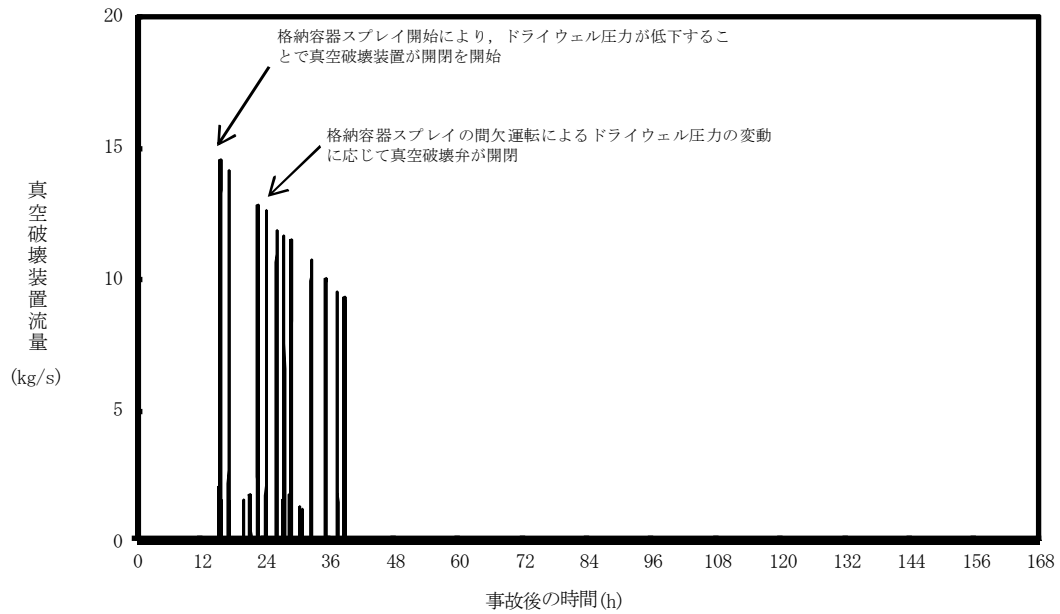
第 3.6.12 図 サプレッションプール水位の推移



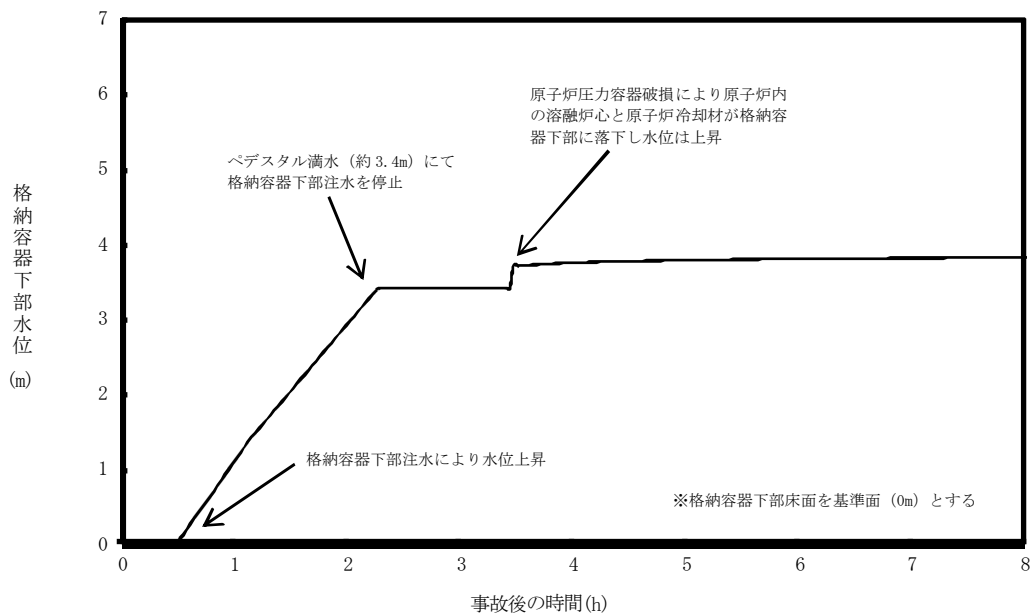
第 3.6.13 図 サプレッションプール水温の推移



第 3.6.14 図 ドライウェル水位の推移

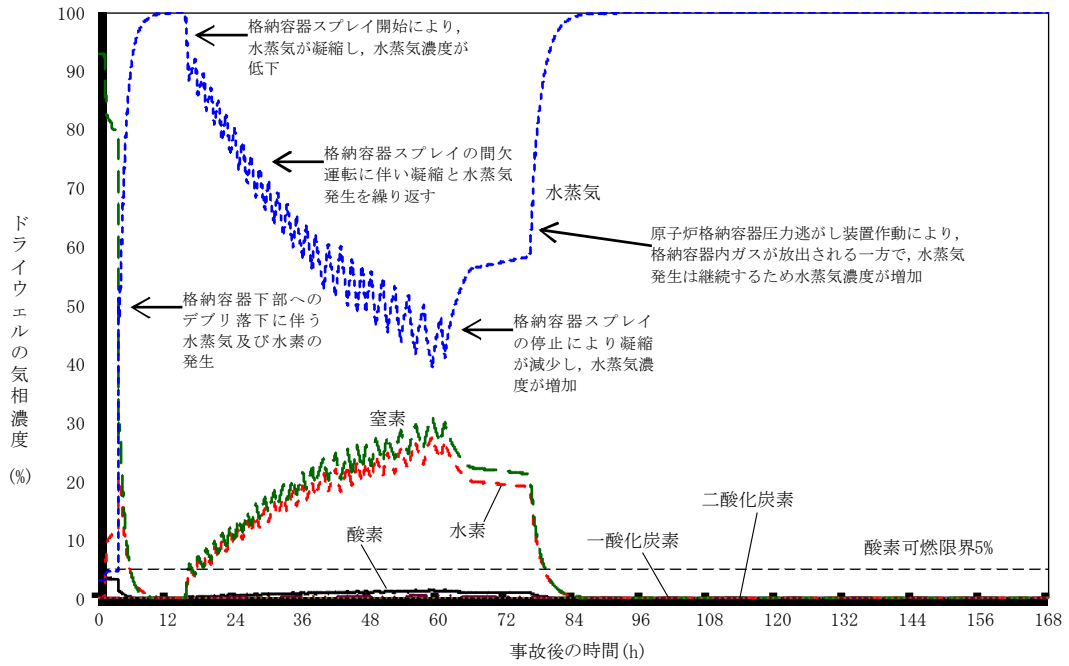


第 3.6.15 図 真空破壊装置流量の推移

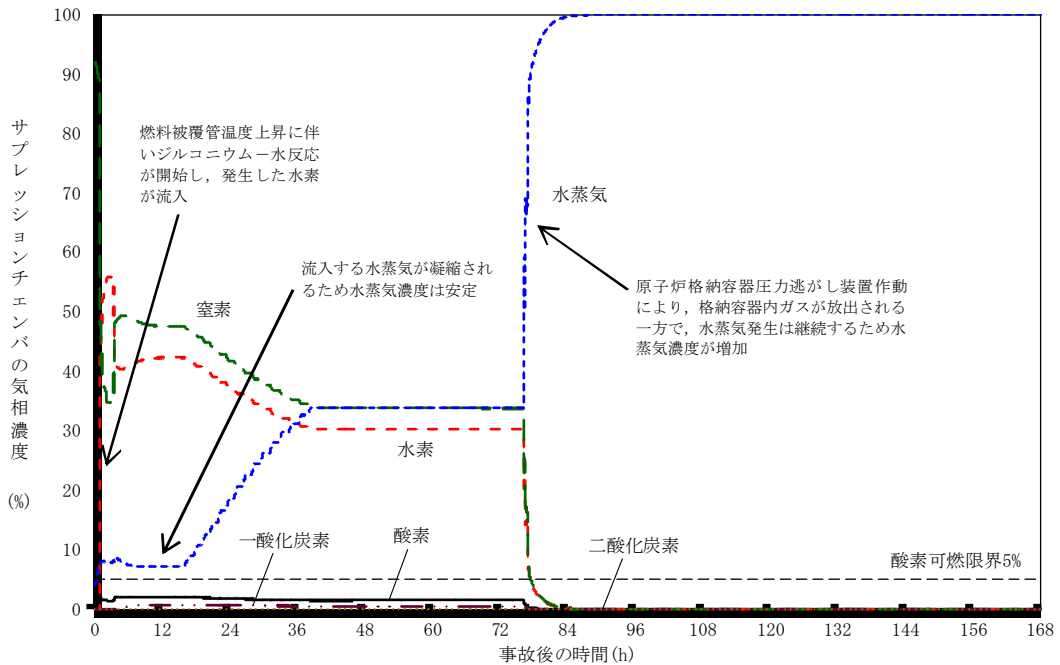


第 3.6.16 図 格納容器下部水位の推移

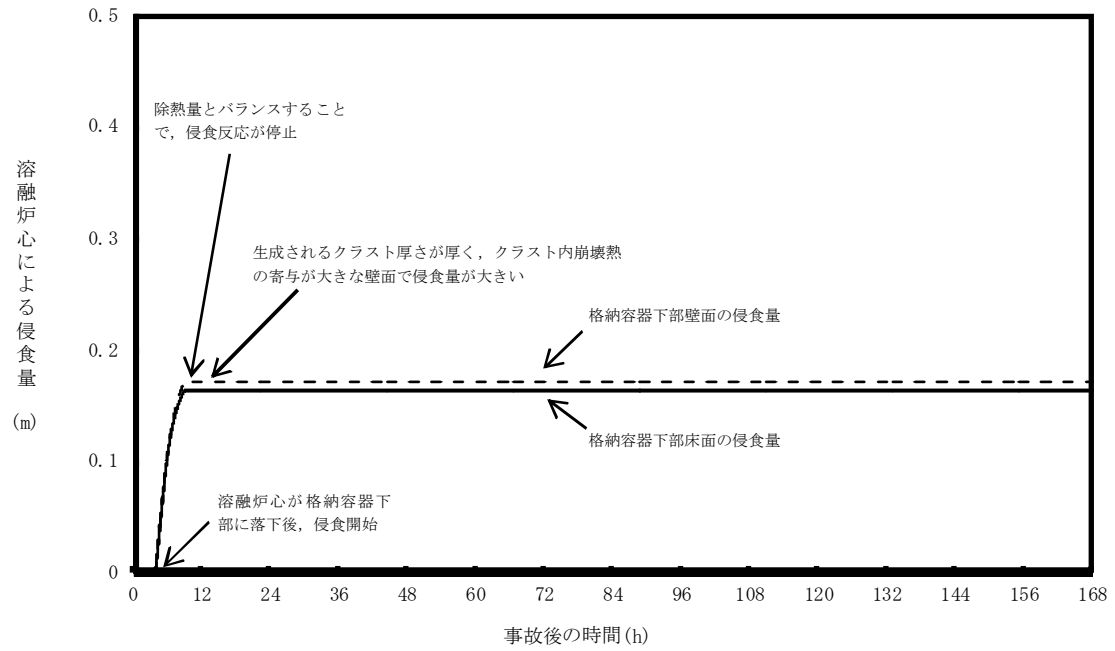




第 3.6.17 図 ドライウエルの気相濃度の推移



第 3.6.18 図 サプレッションチェンバの気相濃度の推移



第 3.6.19 図 溶融炉心による侵食量の推移

第 3.6.1 表 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し，原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが，起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，ガスタービン発電機の起動信号が発信され，自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認／高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）	・原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが，機能喪失することを確認する。 ・高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 高圧代替注水系ポンプ出口圧力

第 3.6.1 表 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての常用母線及び非常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。</li> <li>ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA) 可搬型大容量送水ポンプ (SA)	—
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。</li> </ul>	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室換気空調系を手動起動する。</li> </ul>	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉水位有効燃料棒頂部以下確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷相当を格納容器内 <math>\gamma</math> 線線量率にて確認する。</li> </ul>	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位「レベル0」未滿かつ注水系なしを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部へ、原子炉格納容器下部注水量で約 90m<sup>3</sup> (水深 3.4m 相当) の初期水張りを実施する。</li> </ul>	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉格納容器下部注水流量 (SA) 格納容器下部水位 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 3.6.1 表 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時における重大事故等対策について(3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・原子炉水位有効燃料棒底部 (BAF) +10%燃料有効長到達を確認し、逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉圧力容器破損確認	・原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)
原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ崩壊熱相当を注水	・原子炉格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行う。	—	—	原子炉格納容器下部注水流量 (SA) 格納容器下部水位 (SA)
デブリ冷却の成功確認	・デブリ冷却が成功したことをベDESTAL温度等で確認する。	—	—	ベDESTAL雰囲気温度 (SA)
格納容器健全性を確認	・格納容器が健全であることを確認する。	—	—	格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)
原子炉格納容器頂部注水系(常設)による原子炉ウエル注水	・格納容器温度が 171℃に到達確認後、原子炉格納容器頂部注水系 (常設) により原子炉ウエルへの注水を開始する。	燃料プール補給水ポンプ (SA)	—	格納容器温度 (SA) 原子炉ウエル水位 燃料プール補給水ポンプ出口圧力 燃料プール補給水ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失 (起動失敗)	・原子炉補機代替冷却系の準備完了後、残留熱除去系を起動するが失敗する。	—	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA)	残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量

第 3.6.1 表 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時における重大事故等対策について(4/4)

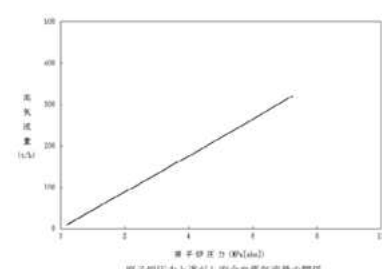
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）	・格納容器圧力 0.640MPa[gage] 到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。	淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	ドライウェル圧力（SA） サプレッションチェンバ圧力（SA） 原子炉格納容器代替スプレイ流量（SA） サプレッションプール水温度（SA）
格納容器スプレイ停止	・外部水源注水量が 3,800m <sup>3</sup> に到達したことを確認し，格納容器スプレイを停止する。	—	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	原子炉格納容器代替スプレイ流量（SA） 残留熱除去系洗浄ライン流量（SA） サプレッションプール水位（SA）
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	・中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。	原子炉格納容器圧力逃がし装置（SA）	—	ドライウェル圧力（SA） サプレッションチェンバ圧力（SA） フィルタ装置入口圧力（SA） フィルタ装置出口圧力（SA） フィルタ装置出口放射線モニタ（SA）

第 3.6.2 表 主要解析条件 (溶融炉心・コンクリート相互作用) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)について、燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.65m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。
		高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
	落下する溶融炉心の量	全炉心に相当する量	落下する溶融炉心の量は、保守的に全炉心に相当する量とする。
溶融炉心から格納容器下部冷却水への熱流束の上限	0.8MW/m <sup>2</sup> 相当	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 3.6.2 表 主要解析条件 (溶融炉心・コンクリート相互作用) (2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	主蒸気隔離弁閉信号	原子炉水位低(レベル2)	設計値として設定
	逃がし安全弁	7.37MPa[gage]×2弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m <sup>3</sup> /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値解析では、設計値相当の開口部を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧	運転操作手順書等を踏まえて設定 弁数については、最小弁数である1弁での減圧を設定
	溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部注水系(常設)による水張り	格納容器下部には2mの水位が確保されている	過去の知見に基づき事前水張りの効果(溶融炉心から格納容器下部冷却水への熱流束が0.8MW/m <sup>2</sup> 相当)を考慮して2mの水位を設定
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水量	崩壊熱相当の注水	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.540MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m <sup>3</sup>	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定



## 溶融炉心-コンクリート相互作用の評価に関わる条件の考え方について

## 1. まえがき

溶融炉心-コンクリート相互作用 (MCCI) は、炉心溶融が進展し、溶融炉心が原子炉圧力容器底部を溶融貫通し、格納容器下部のペDESTAL床に落下した場合に発生する現象である。

MCCI が継続すると、格納容器構造の侵食や非凝縮性ガス（水素等）発生による格納容器過圧により格納容器破損に至る可能性があり、重要な格納容器破損モードと考えられてきており、これまで種々の実験や解析モデルの開発が行われてきている。これまでは、注水が無いドライ条件での MCCI 挙動や溶融炉心上に注水した場合 (Top Flooding) の MCCI 抑制効果を調べる研究が主に行われてきた。

MCCI の緩和対策として、溶融炉心落下後に注水する以外に、溶融炉心落下前にペDESTALに事前水張りするマネジメントが効果的とされており<sup>[20] [23]</sup>、本有効性評価ではこの対策を前提としている。事前水張りにより、溶融炉心が落下時に水中で粒子化され、溶融炉心が粒子状ベッドとして堆積し、デブリ冷却性の向上が期待されるためである(図1 参照)。

本資料では、MCCI の評価の中で重要と考えられる溶融炉心からの除熱の考え方を整理し、本評価においてデブリ上面からプール水への熱流束を  $800\text{kW/m}^2$  としていることの妥当性について確認した。

## 2. 現象の概要

MCCI は、炉心溶融物が原子炉容器下部を溶融貫通して格納容器床面に落下し、床面のコンクリートと接触した場合に発生し、高温の溶融炉心によりコンクリートが熱せられ熱分解し溶融侵食される現象である。侵食が継続した場合、格納容器バウンダリの破損や格納容器内支持構造の強度低下に至る可能性がある。また、コンクリートの熱分解により発生する水蒸気および二酸化炭素が溶融炉心内を通過する間に未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生し、格納容器内の加圧や燃焼に至る可能性がある。このような要因により格納容器破損に至る可能性があり、MCCI は重要な格納容器破損モードと考えられている。MCCI を停止するためには、

落下した溶融物（コリウム）を冷却することにより，侵食限界に至る前にコリウムと接しているコンクリート温度を侵食温度（約 1500 K）以下にすることが必要となる。

国内 BWR では，炉心損傷後に圧力容器下部ヘッ드의温度上昇を検知した後にペDESTALへ水張りをを行い，下部ヘッドが破損し溶融炉心が落下した際の溶融炉心の冷却を促進することにより，MCCI を緩和する対策を採っている。ペDESTALに落下した溶融炉心は，水プール中を落下する際に，一部は粒子化して水中にエントレインされ，残りは床面に落下して堆積し溶融プールを形成する。エントレインされたデブリ粒子は，水中を沈降しながら水へ膜沸騰による熱伝達が行われて冷却され，クエンチし，溶融プール上に堆積し，粒子状ベッドを形成する。

ペDESTAL床に堆積した溶融炉心は，崩壊熱や化学反応熱により発熱しているが，水やコンクリートへの伝熱により徐々に冷却され，溶融炉心温度が固化温度を下回ると固化する。溶融炉心の冷却の過程では，中心に溶融プール（液相），外周部にクラスト（固相）が形成される。溶融炉心上のプール水との伝熱は粒子状ベッドを介して行われるため，冷却効果は，粒子状ベッドの冷却性に依存する。

ペDESTALの溶融炉心と接触しているコンクリートは，溶融炉心からの熱伝達により加熱され，その温度が融点を上回ると溶融し侵食される。この際にガス（水蒸気及び二酸化炭素）及びコンクリートスラグが発生し，溶融炉心に混入されて化学反応（未酸化 Zr による還元反応）し，水素や一酸化炭素が発生する。

### 3. 知見の整理

MCCI に関する実験としては，水による冷却を伴わない実験として米国アルゴン国立研究所（ANL）で実施された ACE 実験<sup>[5]</sup>及び米国サンディア国立研究所（SNL）で実施された SURC 実験<sup>[3]</sup>（国際標準問題 ISP-24<sup>[4]</sup>）がある。水による冷却を伴う実験（溶融物上に冷却水を注水した実験）としては，SNL で実施された SWISS 実験<sup>[6]</sup>及び WETCOR 実験<sup>[7]</sup>，米国電力研究所（EPRI）の主催で実施された MACE 実験<sup>[5][8][12]</sup>，我が国の原子力発電技術機構（NUPEC）により実施された COTELS 実験<sup>[11][22][23]</sup>，OECD プロジェクトとして ANL にて行われた MCCI 実験<sup>[9][10][12]</sup>がある。

また、水中に溶融デブリを落下させ溶融物の粒子化を調べた実験としては、イスプラにて実施した KROTOS 試験<sup>[13]</sup>や FARO 試験<sup>[13]</sup>、NUPEC にて実施した COTELS-FCI 試験<sup>[14]</sup>、KTH で実施された DEFOR 実験<sup>[15]</sup>がある。

原子炉キャビティでの溶融物の拡がり実験としては、水による冷却を伴わないドライ条件での実験として、国内 BWR を対象とした実験<sup>[22][28]</sup>（一部ウェット条件）、EPR を対象とした実験<sup>[22][29][32][33]</sup>が複数実施されており、ウェット条件での実験については実施例が少ないが、ANL にて不均質に堆積させたデブリベッドの拡がりを確認したセルフレベルリング実験<sup>[16]</sup>や KTH にて水中での溶融物の拡がりを確認した PULiMS 試験<sup>[30]</sup>が行われている。

以下に、実機評価に関連する知見の概要をまとめる。

#### ・注水が無い場合のコンクリート侵食

溶融炉心に注水が行われない場合の侵食速度は、ACE 実験<sup>[5]</sup>や SURC 実験<sup>[3]</sup>で確認されている。また、MAAP コードによる SURC-4 実験解析<sup>[2][4]</sup>が行われており、解析で得られた侵食速度は実験結果と良く一致している。（1 時間あたり 20cm 程度）

#### ・デブリ上に注水した場合のコンクリート侵食

SWISS 実験<sup>[6]</sup>、WETCOR 実験<sup>[7]</sup>、MACE 実験<sup>[5][8][12]</sup>では、溶融デブリ上面へ注水をした場合（Top Flooding）のコンクリート侵食実験が行われたが、結果として、デブリ上面に安定なハードクラストが形成されてデブリ内への水の侵入を妨げ、コンクリート侵食が継続する結果が得られた。コンクリート侵食が停止しなかった主な原因は、デブリ模擬物上面に形成されたクラストが側壁（側壁に耐火物を採用した 1 次元侵食実験）あるいは電極と側壁の両者に固着し、クラストとその下のデブリ模擬物とが分離したことにより、デブリ模擬物の効果的な除熱がなされなかったためであるとされている。

COTELS 試験<sup>[11][22][23]</sup>では、溶融物の落下過程を含めて模擬した MCCI 試験が実施され、結果として、側壁侵食部に水が侵入し、コンクリート侵食が停止する結果が得られた。

実機規模で安定化クラストが形成されるか否かを解明するため、OECD/MCCI プロジェクト<sup>[9][10][12]</sup>が行われ、クラスト強度、クラスト浸水、二次元コンクリート侵食挙動等を分離効果的に調べる試験が実施された。その結果、実炉

スケールでは、安定クラストは形成されず、ハードクラストは割れて水が内部に侵入し、MCCIにより発生したガスにより溶融物がクラストの割れ目から噴出する火山型のクラストが形成されるとの結果が得られている。また、コンクリート侵食が著しく発生する前の早期に注水を行った試験（MCCI-2）<sup>[10]</sup>が行われ、ガス発生が少ないケイ酸系コンクリートでデブリは顕著に冷却される結果が得られている。

これらの知見は、MCCI 評価のためにはデブリから水プールへの熱伝達の扱いが重要であることを示唆している。

#### ・水張りによる溶融物の粒子化

溶融物ジェットが水中へ落下する場合の粒子化挙動については、FCI 試験等により確認されている。粒子化割合は、主に水深やジェット径に依存し、粒径（質量中央径）は、比較的大きく、試験条件（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に対する依存性は低いと報告されている。各 UO<sub>2</sub> 混合物試験の平均的な粒子径は、溶融物量の多い FARO 試験<sup>[13]</sup>では 2.6~4.8mm、COTELS 試験<sup>[14]</sup>では 6mm 程度である。また、粒子化割合を評価する解析モデルが提案されている。（Rico-Spalding 式<sup>[17]</sup>や Saito 式<sup>[18]</sup>等）

#### ・溶融物の拡がり

Mark-I のシェルアタックに関わる実験や評価<sup>[27][28][31]</sup>により、初期水張りによるシェルアタック防止の有効性が確認されるとともに、溶融物の拡がりには、デブリ落下流量、デブリ成分、デブリ過熱度が主に影響することが示されている。KTH では、水中での溶融物の拡がり挙動と固化性状を調べる PULiMS 試験<sup>[30]</sup>が実施され、溶融物の拡がる過程は、流体力学と固化の 2 つの競合プロセスに支配されるとして、流体力学には重力、慣性力、粘性力および表面張力が影響し、固化には溶融物から周囲への熱伝達、崩壊熱発生および溶融物の相変化が影響するとして、実験と実機条件とを関連づけるスケーリング則の提案<sup>[29][30]</sup>が行われている。また、ドイツ・カールスルーエ研究センター（FZK）において KATS 実験<sup>[32]</sup>が実施され、溶融物の放出速度が比較的高い場合は、冷却材の有無によらず同様な拡がり挙動になることが示されている。溶融物の拡がり挙動の解析のために、種々の解析コードが提案されており、実験データを元に検証が行われている。

また、ANLにおけるセルフレベルリング実験<sup>[16]</sup>により、水プール中に不均質に堆積させた粒子状ベッドが、内部沸騰により短時間にベッドの厚さが均一化されることが示されている。

#### ・粒子状ベッドの冷却性

粒子状ベッドの冷却性については、ドライアウト熱流束が種々の実験で確認されており、主に粒子径やポロシティに依存するとの結果が得られている。また、ドライアウト熱流束を評価する解析モデルがいくつか提案されているが、Lipinski-0D モデル<sup>[19]</sup>が広く使われている。

### 4. 溶融プールから格納容器下部冷却水への熱流束

溶融炉心等で発生した熱は壁・床面のコンクリート及びプール水に伝達される。コンクリートの温度上昇が進み、侵食温度に至ると MCCI が発生する。したがって、デブリ上面からプール水への伝熱速度が MCCI 進展の有無を決める主要なパラメータとなる。

MAAP<sup>[2]</sup>では伝熱が図 2 の様にモデル化されており、デブリ上面からプール水への熱流束は Kutateladze 型の平板限界熱流束相関式を用いてモデル化されているが、実機においてはクラスト内部への浸水、粒子状ベッドの堆積による伝熱等の様々な要因の影響が考えられるため、評価に用いる熱流束はこれらの影響も考慮した値となるように設定している。

#### (1) 上部クラストからプール水への伝熱

事前水張りを実施せず、落下後の溶融炉心に注水した試験では、溶融炉心に安定クラストが形成され、水の侵入を阻害するとともに、安定クラストと下部溶融炉心が分離し下部溶融炉心から水への伝熱が阻害されたという報告がある。一方、事前水張りを行った場合の試験では安定クラストの形成は報告されていない。このため事前水張りを行う本評価では、安定クラストによる冷却の阻害は考慮する必要がない（溶融プールとクラスト間是对流伝熱により熱伝達される）と考えられる。

また、MACE 試験<sup>[5][8][12]</sup>における、安定クラストが形成される前の注水直後の熱流束や SWISS 試験<sup>[6]</sup>の安定クラストによる冷却の阻害がない状態での熱流束は、800kW/m<sup>2</sup>以上の値が得られており、安定クラストが形成されない場合は、同程度の熱流束に期待できるものと考えられる。

## (2) 粒子状ベッドからプール水への伝熱

事前水張りによりエントレインされたデブリ粒子は粒子状ベッドを形成し、発熱する粒子状ベッドの内を流下する冷却水と上昇する蒸気の対向二相流が形成される（図3参照）。崩壊熱がある値より高いと、粒子状ベッドの中で局所的にドライアウトが生じ、粒子状ベッドの温度が急激に高くなる。この時の熱流束がドライアウト熱流束となる<sup>[21]</sup>。

粒子状ベッドのドライアウト熱流束については、種々の試験によって、いくつかの相関式が提案されている。その中でも Lipinski 0-D モデル<sup>[19][21]</sup>は、粒径の小さな場合から大きな場合まで適用可能とされており、MAAP コードでも圧力容器下部プレナムの粒子状ベッドの冷却の評価に使用されている。Lipinski 0-D モデルでは、ドライアウト熱流束は、主に粒径、ポロシティ、堆積高さ、圧力に依存する（図4、図5参照）。

粒径が小さいほどドライアウト熱流束は小さくなるが、各試験等で水プールに落下したデブリの粒径は3~7mm程度<sup>[25]</sup>であった。ポロシティについては、値が大きいほどドライアウト熱流束は大きくなり、DEFOR 試験<sup>[15]</sup>により0.55~0.7程度の値が得られている。また、堆積高さ30cm以上になるとドライアウト熱流束はほとんど変化しないことが分かる（図6参照）。

Lipinski 0-D モデル<sup>[19][21]</sup>を用い、原子炉格納容器圧力として実機で想定される0.4MPa(abs)を想定し、粒径3mm、ポロシティ0.26の保守側の条件におけるドライアウト熱流束を算出すると、その値は800kW/m<sup>2</sup>以上となる。

今回の評価では溶融プールからプール水への熱流束を800kW/m<sup>2</sup>として評価しているが、これは上記の各項の影響を考慮しても妥当な値であると考えられる。

## 5. 参考文献

- [1] EPRI, Technical Foundation of Reactor Safety, Knowledge Base for Resolving Severe Accident Issues, Rev.1,1022186 (2010).
- [2] EPRI/FAI, MAAP4 Computer Code Manual (2007).
- [3] Copus, E. R., et al., “ Sustained Uranium-Concrete Interactions (SURC) ”, Reactor Safety Research Semiannual Report, NUREG/CR-4805, (1986).
- [4] G. A. Greene, R. A. Bari, ” ISP-24 SURC-4 Experiment On Core-Concrete Interactions - Final Workshop Summary

- Report,” CSNI89-155-vol.2(1989).
- [5] B. R. Sehgal, et al., “ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests” , NUREG/CR-0119, Vol.2 (1991).
- [6] R. E. Blose, J. E. Gronager, A. J. Suo-Anttila, and J. E. Brockman, “SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools,” NUREG/CR-4727 (1987).
- [7] R. E. Blose, D. A. Powers, E. R. Copus, J. E. Brockmann, R. B. Simpson, and D. A. Lucero, “Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test,” NUREG/CR-5907 (1993).
- [8] M. T. Farmer, et al., “Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments”, Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [9] M. T. Farmer, et al., “OECD MCCI Project Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR06 (2006).
- [10] M. T. Farmer, et al., “OECD MCCI-2 Project Final Report,” OECD/MCCI-2010-TR07 (2010).
- [11] H. Nagasaka, et al., “COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests,” Proc. of OECD/CSNI Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [12] M. T. Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5 (2009).
- [13] D. Magallon, “Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments,” Nucl. Eng. Design, 236 1998-2009 (2006)
- [14] M. Kato, H. Nagasaka, “COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions,” JAERI-Conf 2000-015 (2000)
- [15] A. Karbojian, et al., “A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility,” Nucl. Eng. Design 239 1653-1659, (2009)
- [16] J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), “Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris,” SAND76-9008 (1976).
- [17] F. B. Ricou, D. B. Spalding, “Measurements of Entrainment by

- Axisymmetrical Turbulent Jets,” *Journal of Fluid Mechanics*, Vol.11, pp.21-32 (1961).
- [18] M.Saito, K.Sato, S.Imahori, ” Experimental Study on Penetration Behaviors of Water Jet into Freon-11 and Liquid Nitrogen,” *ANS Proc. of National Heat Transfer Conference*, Houston, Texas, USA, (1988).
- [19] R.J.Lipinski, ” A Model for Boiling and Dryout in Particle Bed, “NUREG/CR-2646, SAND82-0765 (1982).
- [20] I.Lindholm, “A Review of Dryout Heat Fluxes and Coolability of Particle Beds,” SKI Project Number 00046 Report, (2002)
- [21] 日本機械学会編, 「沸騰熱伝達と冷却: 第8章 デブリベッドの冷却」, 日本工業出版, 平成元年
- [22] 原子力学会, シビアアクシデント熱流動現象評価 (2001)
- [23] 原子力発電技術機構 (NUPEC) , 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証試験) に関する 総括報告書」 (2003)
- [24] JNES, 平成17年度 原子炉施設のAMに係る知識ベースの整備に関する報告書: 環境への影響緩和 (デブリ冷却), 06 基シ報-0003 (2006)
- [25] (財) 原子力安全研究協会, 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」, 平成13年7月
- 付録7-4 熔融炉心の粒子化割合, 付録7-5 粒子状物質ベッドの冷却性  
付録7-6 粒子状物質の粒子径
- [26] 受託研究報告書「格納容器イベントツリーの再評価に関する研究 (フェーズII), 平成15年度 (最終報告書) 平成16年3月
- [27] T.G.Theofanous, et al., ” The Probability of Liner Failure in a Mark-I Containment,” NUREG/CR-5423, (1991)
- [28] H.Suzuki, et al., ” Fundamental Experiment and Analysis for Melt Spreading on Concrete Floor,” *Proceedings of 2nd ASME/JSME Nuclear Engineering Conference*, Vol. 1, pp. 403-407, (1993).
- [29] T.N.Dinh, et al., ” Core Melt Spreading on a Reactor Containment Floor,” *Progress in Nuclear Energy*, Vol. 36, No.4, pp.405-468, (2000)
- [30] Pavel Kudinov, et al., ” Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction,” NUTHOS-9, N9P030, Taiwan (2012)



- [31] G.A.Greene, et al., "Experimental Studies on Melt Spreading, Bubbling Heat Transfer and Coolant Layer Boiling," Proceedings of 16th Water Reactor Safety Meeting, NUREG/CP-0096, pp.341-358, (1988)
- [32] G. Fieg et al., " Simulation Experiments on the Spreading Behavior of Molten Core Debris," Proceedings of the 1996 National Heat Transfer Conference, in the session "Fundamental Phenomena in Severe Accidents", HTC-Vol.9, pp.121-129 Houston, Texas, August 3-6, (1996)
- [33] J.M.Vetea J.M. and Wittmaack R. , "CORINE Experiments and Theoretical Modeling", FISA-95 Proceedings, Luxemburg EUR 16896 EN, pp.271-285 (1996)

表1 国内外のMCCI試験に関するまとめ

試験名	実施者	目的	試験方法	試験条件	デブリの組成	デブリの過熱	コンクリート	結果
FARO試験 <sup>[13]</sup> (2006)	イタリア JRC-ISPRA	圧力容器内を対象に溶融物が水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生を調べるのが目的だが低圧でも実施	高圧条件と低圧条件でUO <sub>2</sub> 混合物を溶融させ、水プールに落下させる	初期水張り有り	UO <sub>2</sub> 混合物 (ZrO <sub>2</sub> 含)	—	—	・粒子割合は、ほとんどの試験でプール水深に依存し、高圧飽和水試験の水深1m程度で落下コリウムの約50%が粒子化した。コリウムに少量の金属Zr(4.1wt%)を含む場合と低圧サブクール水の試験では100%近くが粒子化した。 ・粒子の質量中央径は比較的大きく、3.2~4.8mmの範囲であり、試験パラメータ(初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度)に依存していない。
DEFOR試験 <sup>[15]</sup> (2009)	スウェーデン KTH	溶融物の粒子化に関わり、水サブクール、水深、メルト成分、過熱度等の影響を調べる目的	試験装置は誘導加熱炉、メルト容器、冷却タンクより成り、冷却タンクはガラス張りで粒子化の観察が可能となっている。溶融物はメルト容器下部のノズルから重力落下により水中に落下させる	初期水張り有り	CaO-B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> の酸化物やWO <sub>3</sub> -CaO	誘導加熱	—	平均ポロシティは0.55~0.7程度の値が得られた
COTELS試験 <sup>[11]</sup> <sup>[22]</sup> <sup>[23]</sup> (1999)	日本(財) 原子力発電 技術機構 (NUPEC)	プール水中にUO <sub>2</sub> 混合物を落下させるFCIの調査	試験装置は、UO <sub>2</sub> 混合物を溶融させる電気炉とその下に溶融物と水との相互作用を調べるメルトレシーバより構成されている。溶融コリウム/水/コンクリート間の相互作用を調べることが可能	初期水張り有り	実機組成のUO <sub>2</sub> コリウム	誘導加熱	玄武岩系	プールに落下した溶融コリウムジェットは水深0.4mにおいても、ほとんど(90%以上)が粒子化した
		コンクリート上に落下したUO <sub>2</sub> コリウムに注水するMCCI調査	過熱溶融したUO <sub>2</sub> コリウムをコンクリート上に落下させ、その後、注水・スプレイをする	初期はドライ(注水有)	実機組成のUO <sub>2</sub> コリウム	誘導加熱	玄武岩系	・侵食深さは2cm程度であり、侵食は停止した。その要因として塊状デブリに形成された流路や側壁侵食部からの浸水等が考えられている。 ・溶融物から水プールへの熱流束は100~650kW/m <sup>2</sup> 程度であったが、これらの熱流束は限界熱流束よりも低く、水が更に高い除熱能力を有する可能性があることが示唆されている。
WETCOR試験 <sup>[7]</sup> (1993)	米国 サンディア 研究所(SNL)	MCCI時に注水し溶融物の冷却性を調べる	コンクリートと過熱した溶融物(Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , CaO, SiO <sub>2</sub> )を反応させ、その後、注水する	初期はドライ(注水有)	溶融物(Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , CaO, SiO <sub>2</sub> の酸化混合溶融物)	タングステン製セプターからの加熱	石灰岩系	・SWISS試験と同様に、溶融物上面に強固なクラストが形成され溶融物の内部に水が浸入しにくくなっていったことにより、コンクリート侵食は継続した。 ・溶融物から水プールへの熱流束は、溶融時には520kW/m <sup>2</sup> 程度、凝固時には200kW/m <sup>2</sup> 程度であった。
MACE試験 <sup>[5]</sup> <sup>[8]</sup> <sup>[12]</sup> (2001)	米国 アルゴンヌ 国立研究所 (ANL)	格納容器内溶融炉心冷却性に関する調査	コンクリートと過熱した溶融物を反応させ、その後、注水する	初期はドライ(注水有)	模擬デブリ(実機相当のUO <sub>2</sub> 及びZrO <sub>2</sub> )	直接通電による加熱	石灰岩系、ケイ酸系	・安定クラストが形成されデブリの冷却が阻害される結果となった。 ・デブリの長期的な冷却に関与しうるメカニズムとして、クラストに生じる亀裂等への浸水及びコンクリート分解ガスによるクラスト開口部からのデブリの噴出が確認されている。
OECD/MCCI試験 <sup>[9]</sup> <sup>[10]</sup> <sup>[12]</sup> (2010)	米国 アルゴンヌ 国立研究所 (ANL)	個々のデブリ冷却メカニズムを定量的に解明すること(MCCI-1)複合効果、デブリ冷却設備の効果、2-D侵食挙動及び早期注水の効果を調べる(MCCI-2)	デブリ模擬溶融物を生成しその上に注水する コンクリート下部からの注水や、早期注水する	初期はドライ(注水有)	デブリ模擬溶融物(UO <sub>2</sub> , ZrO <sub>2</sub> , コンクリート成分)	直接通電による加熱	石灰岩系、ケイ酸系	・ガス噴出は、安定なクラストの形成を阻害し、熱伝達を促進する。 ・クラストの亀裂により冷却水が侵入しうる。 ・溶融物の噴出により、多孔質の粒子状ベッドが形成される。 ・過渡的にクラストは粉碎し、水の内部への侵入が起こる。 ・早期注水により、ケイ酸系コンクリートでデブリは顕著に冷却された。
SWISS試験 <sup>[6]</sup> (1987)	米国 サンディア 研究所(SNL)	溶融物の冷却性を調べる	コンクリートと過熱した溶融物(ステンレス)を反応させ、その後、注水する	初期はドライ(注水有)	溶融したステンレス	誘導加熱	石灰岩系	・メルト上面に安定なクラストが形成されてメルト内部に冷却水が侵入しにくくなり、溶融メルトによりコンクリート侵食が継続した。ただし、本試験はメルトの発熱が実機で想定される値よりも大きいことや溶融物(ステンレス)の金属-水反応による発熱の影響もその一因と分析されている。また、コリウムより上方の水プールへの熱流束は約800kW/m <sup>2</sup> 程度であった。
ACE試験 <sup>[5]</sup> (1991)	米国 アルゴンヌ 国立研究所 (ANL)	MCCIにおける熱水力学的及び化学的プロセスを検証し関連コードのデータベースを拡充すること	コンクリートと加熱した模擬デブリを反応させる	ドライ(注水無)	模擬デブリ(UO <sub>2</sub> コリウム)の組成を変えて実施	直接通電による加熱	種類(石灰岩、ケイ素系)を変えて実施	・時間経過とともに模擬デブリとコンクリートが反応し、侵食が進む。
SURC試験 <sup>[3]</sup> (1986)	米国 サンディア 研究所(SNL)	MCCI時の伝熱、化学反応、ガス及びエアロゾルの放出等を調べ、CORCON等の解析コードを検証・改良すること	円筒中でコンクリートと加熱した模擬デブリを反応させる	ドライ(注水無)	模擬デブリ(UO <sub>2</sub> , ZrO <sub>2</sub> , Zr, ステンレス)	誘導加熱	石灰岩、玄武岩系	・時間経過とともに模擬デブリとコンクリートが反応し、侵食が進む。

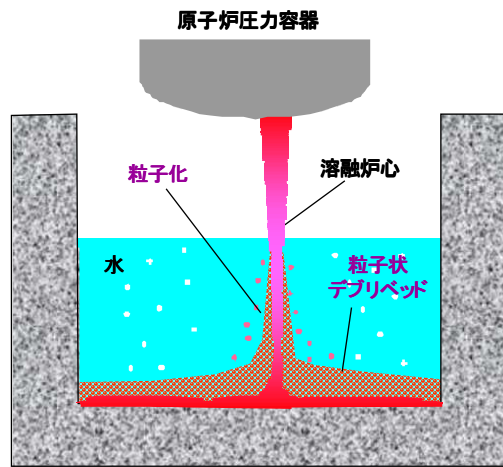


図1 ペDESTAL初期水張りによるデブリ粒子化の概念図

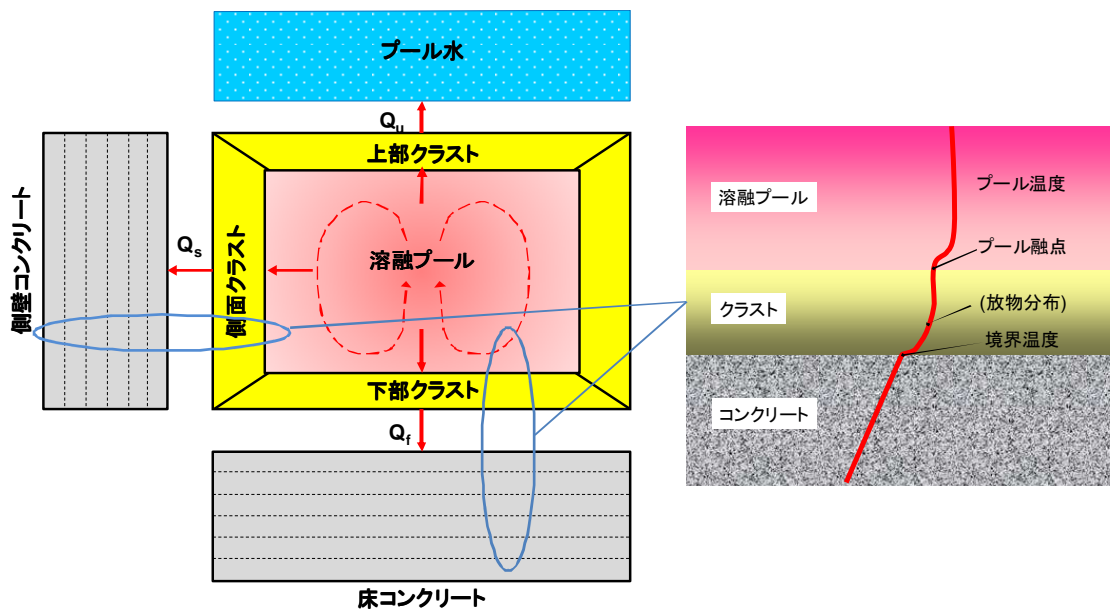


図2 MAAP 4 コードのMCC I 伝熱モデル概要図

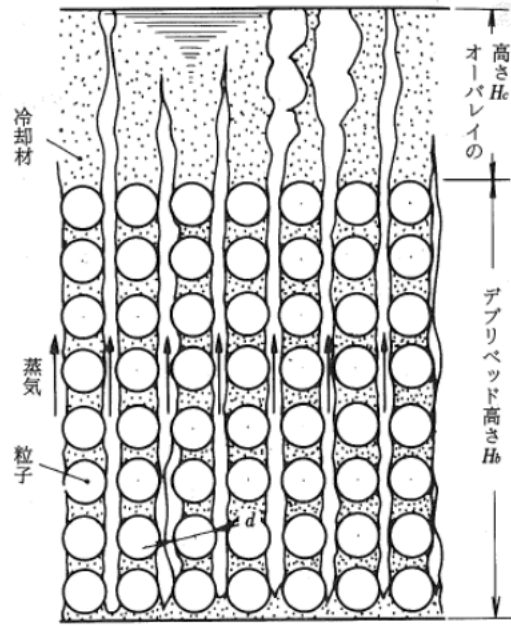


図3 粒子状デブリベットの流動状態の模式図<sup>[21]</sup>

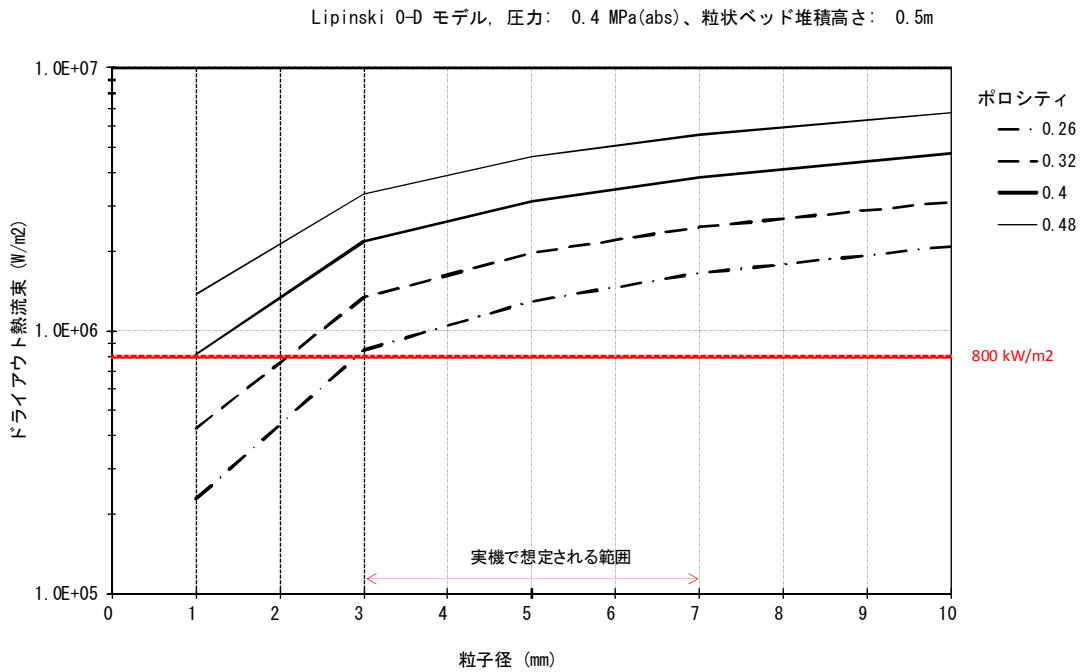


図4 粒子径とドライアウト熱流束の関係(Lipinski 0-D モデル)

Lipinski 0-D モデル, 粒子径: 3mm, 粒状ベッド堆積高さ: 0.5m

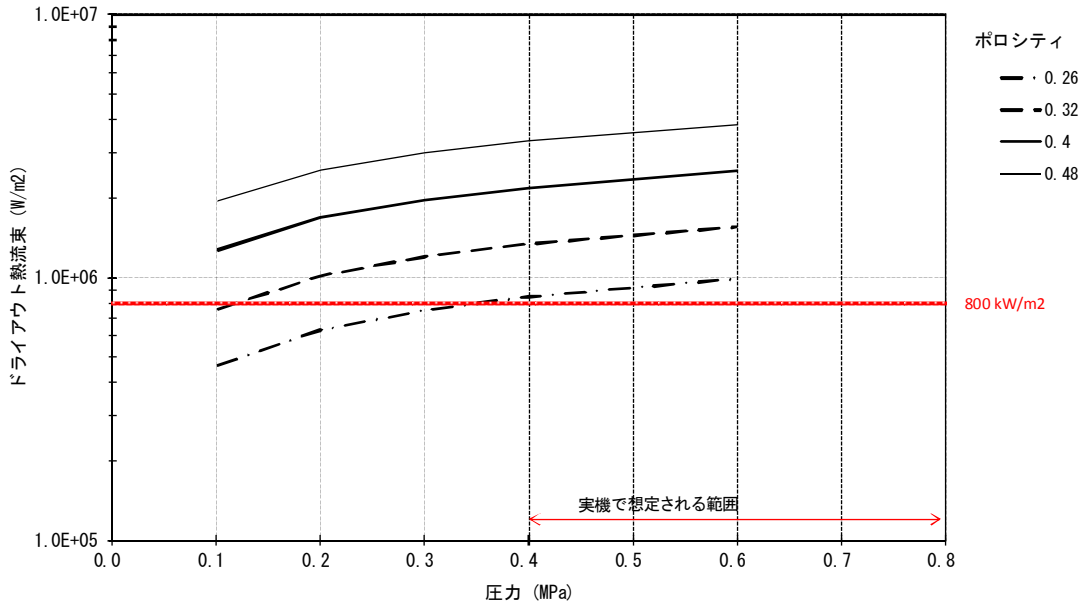


図5 圧力とドライアウト熱流束の関係 (Lipinski 0-D モデル)

Lipinski 0-D モデル, 圧力: 0.4 MPa (abs), 粒子径: 3 mm

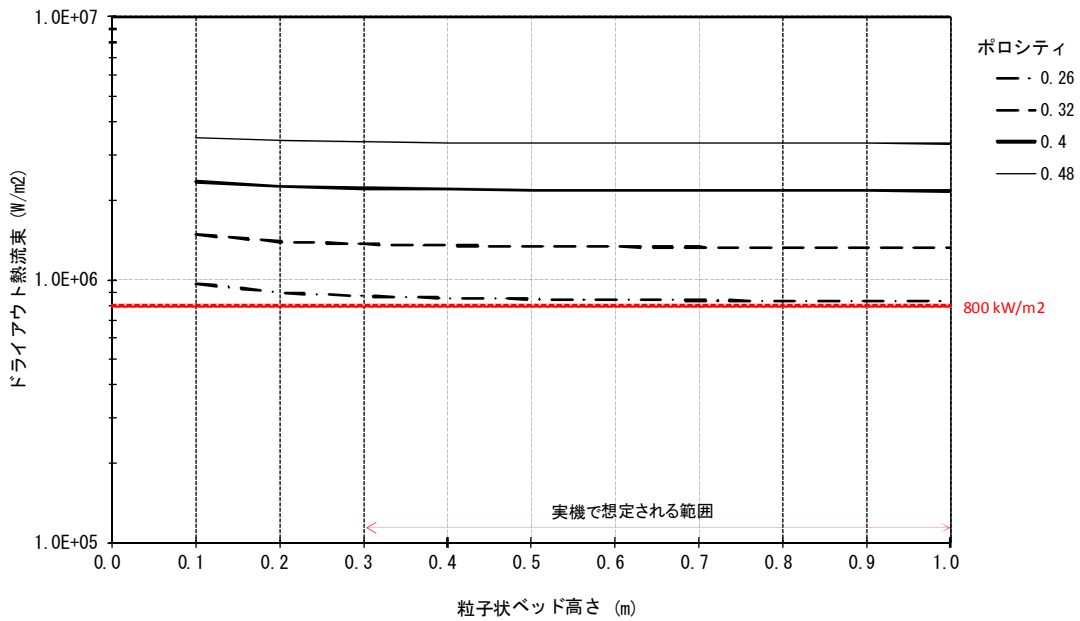


図6 粒子状ベッド高さ とドライアウト熱流束の関係 (Lipinski 0-D モデル)

## 安定停止状態について

格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」時における安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

**【格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について】**

第 3.6.9 図及び第 3.6.11 図に示すとおり，格納容器圧力 0.854MPa[gage]に到達後，原子炉格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより，格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で，かつ，低下に転じる約 75 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

**【長期安定状態の維持について】**

長期安定状態の維持として挙げられる要件は以下のとおりであり，これらにより格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

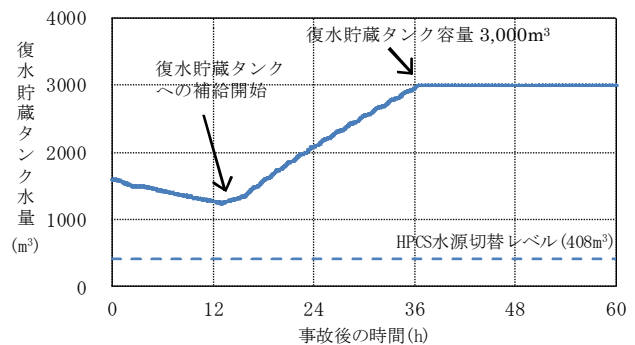
- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱から，残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保による冷却への移行
- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等の閉止後の格納容器内水素・酸素濃度を制御するため，可燃性ガス濃度制御系の復旧又は格納容器への窒素封入
- ・これら安全機能の維持に必要な電源等のサポート系（外部電源）の復旧
- ・上記によって長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保

## 水源，燃料，電源負荷評価結果について

## 1. 水源に関する評価

## ○水源

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



## ○水使用パターン

## ①溶融炉心落下前の格納容器下部

注水系（常設）による格納容器下部への注水

損傷炉心冷却失敗を確認後，溶融炉心落下前の格納容器下部への水張りを実施する。

## ②格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水

溶融炉心落下後，格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続する。

## ③可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.640MPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ（間欠運転）を行う。外部注水量限界値（3,800m<sup>3</sup>）到達後，スプレイを停止する。

## ④可搬型大容量送水ポンプによる淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

事象発生約 13 時間以降，可搬型大容量送水ポンプにより 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給するものとする。

## ○時間評価

事象発生後約 13 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 13 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

## ○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源が枯渇することはない。また，上記の水使用パターンにおいて，7 日間の対応を考慮すると，約 5,049m<sup>3</sup> 必要となる。また，原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として 7 日間の対応を考慮すると約 83m<sup>3</sup> 必要となり，合計約 5,132m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

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

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動）  事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 2\text{h} = \text{約} 3.4 \text{ kL}$ 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 22\text{h} = \text{約} 32.6 \text{ kL}$ 事象発生24時間後～事象発生7日後 燃費約820L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 144\text{h} = \text{約} 236.2 \text{ kL}$ 計 約 272.2 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給， 格納容器スプレイ>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 162\text{h} = \text{約} 30.5 \text{ kL}$
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系） （1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 145\text{h} = \text{約} 27.3 \text{ kL}$
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットポンプ 駆動用）（1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 145\text{h} = \text{約} 14.5 \text{ kL}$
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車（緊急時対策所用）（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） $\times 2 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 33.6 \text{ kL}$
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 378.1 kL	
結果	2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2 kLであることから，7日間は十分に対応可能	



### 3. 電源に関する評価

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

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
復水移送ポンプ (B)	45
燃料プール補給水ポンプ	11
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室再循環送風機 (B)	15
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機(A) ・無停電交流電源用 CVCF(A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機(B) ・無停電交流電源用 CVCF(B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	507
合計 (kW)	2878

