

## 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」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「小破断 LOCA+ 高圧注水失敗+ 低圧注水失敗」，②「小破断 LOCA+ 高圧注水失敗+ 原子炉減圧失敗」，③「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+ 低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+ 原子炉減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして，⑤「小破断 LOCA+ 崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。

なお，大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては，炉心損傷を防止することができないため，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破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シー

ケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「LOCA 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、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略

系統図を第 2.6.1 図から第 2.6.3 図に、手順の概要を第 2.6.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6.5 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

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破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系、

原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を追加起動し、2 台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

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

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器

内雰囲気放射線レベル等である。

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

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

## 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

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」である。なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析

コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP, 炉心ヒートアップ解析コード CHASTE 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。

本重要事故シーケンスでは, 炉心露出時間が長く, 燃料被覆管の最高温度が高くなるため, 輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.6.2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管 (配管断面積約  $26\text{cm}^2$ ) とし, 破断面積を  $1\text{cm}^2$  とする。

(添付資料 2.6.1)

#### (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注水系, 低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能が喪失するものとする。また, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低圧代替注水系（常設）

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

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

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

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]におけ

る最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開<sup>※1</sup>）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。

#### c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約 18 分後に開始する。
- (c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。
- (d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>※2</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6.6 図から第 2.6.11 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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被覆管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 2.6.12 図から第 2.6.18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 2.6.19 図から第 2.6.22 図に示す。

※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，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，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動

起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

事象発生から約 18 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が始まると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 821°C に到達するが、1,200°C 以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高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 2.6.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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、約 7.82MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage] 及び約 144°C に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.6.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続によ

り炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.6.2)

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、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。なお、LOCA 時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレーによる除去に期待できるため、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係数（10）に対して遜色ない効果が得られるものとする。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び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について、対策の有効性を確認した。

### 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

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破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確か

さの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(添付資料 2.6.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.6.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時

間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積  $1\text{cm}^2$  を設定している。なお、第 2.6.23 図から第 2.6.25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が  $5.6\text{cm}^2$  までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が  $1\text{cm}^2$ ）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が

大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.6.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及

び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口徑配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 $1\text{cm}^2$ を設定している。なお、第2.6.23図から第2.6.25図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が $5.6\text{cm}^2$ までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 $886^\circ\text{C}$ となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、

実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.6.3, 2.6.4）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 18 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉注水の開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の

状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 17 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、操作開始時間の5分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の敷地境界線量は1.4mSvであり、5mSvを下回る。操作開始時間10分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベント時の敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage]に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約20時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.3, 2.6.3)

#### (4) まとめ

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

### 2.6.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。

また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

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、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却

系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約5,400m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約10,800m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるように設定しているものである。

（添付資料2.6.5）

#### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,549kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供

給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.6.6)

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

#### 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破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して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、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレー冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

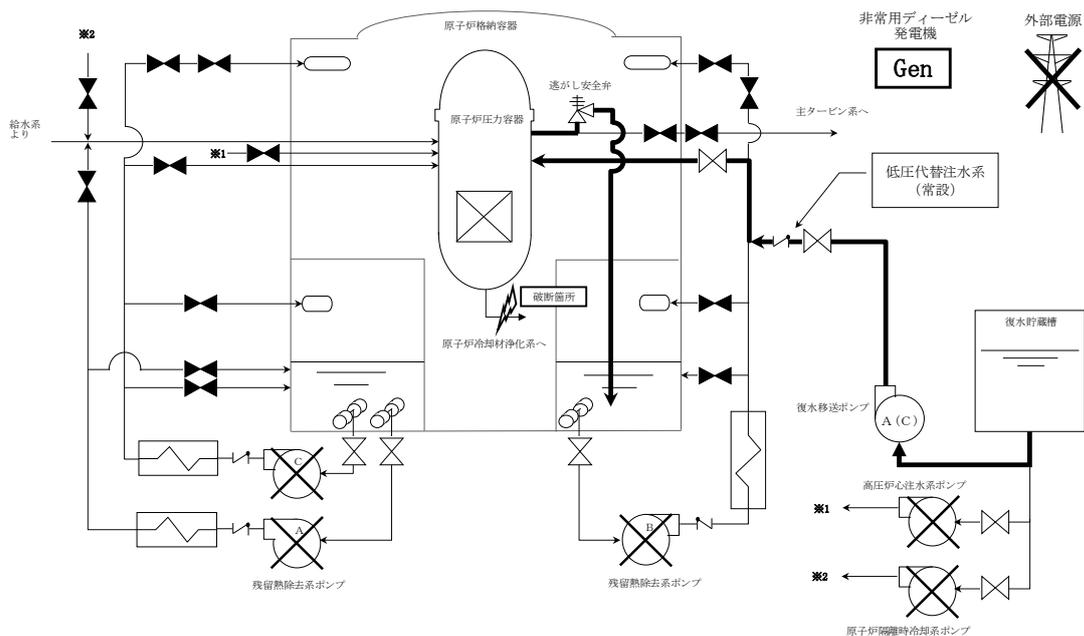
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、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。

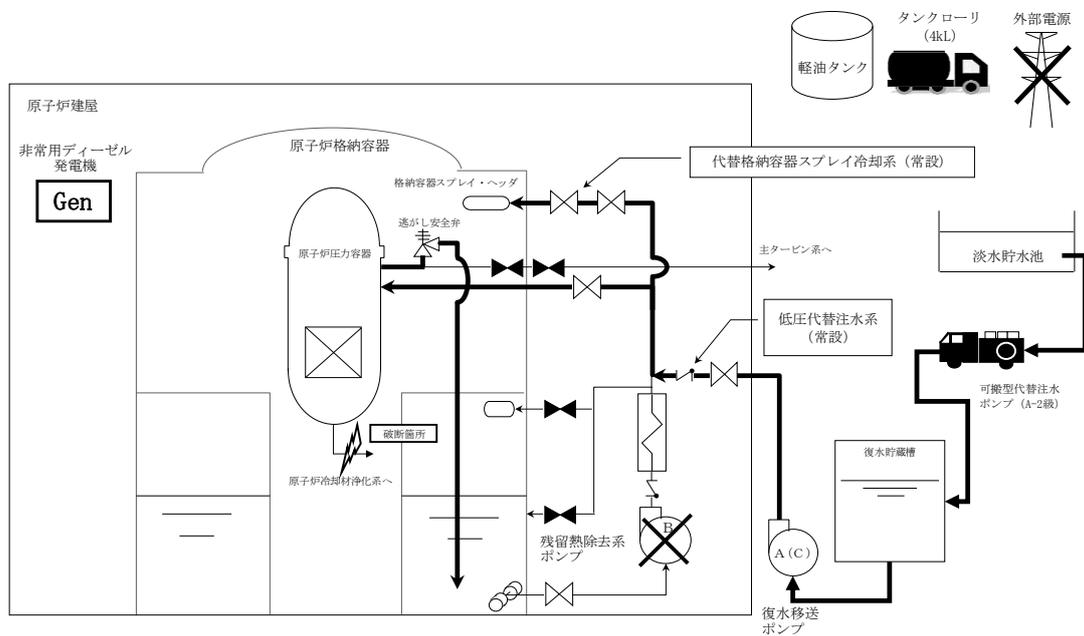
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱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「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。

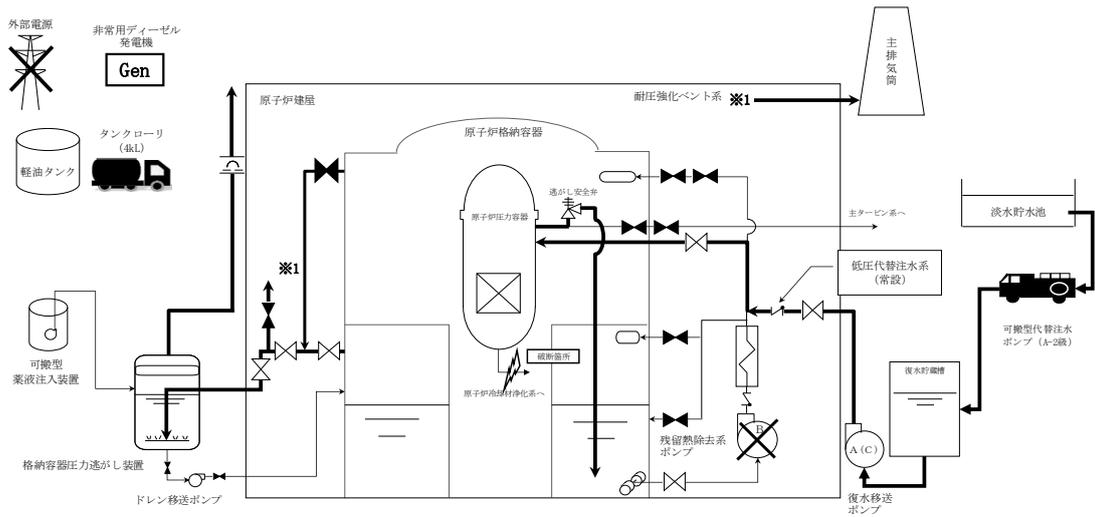


第 2.6.1 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)

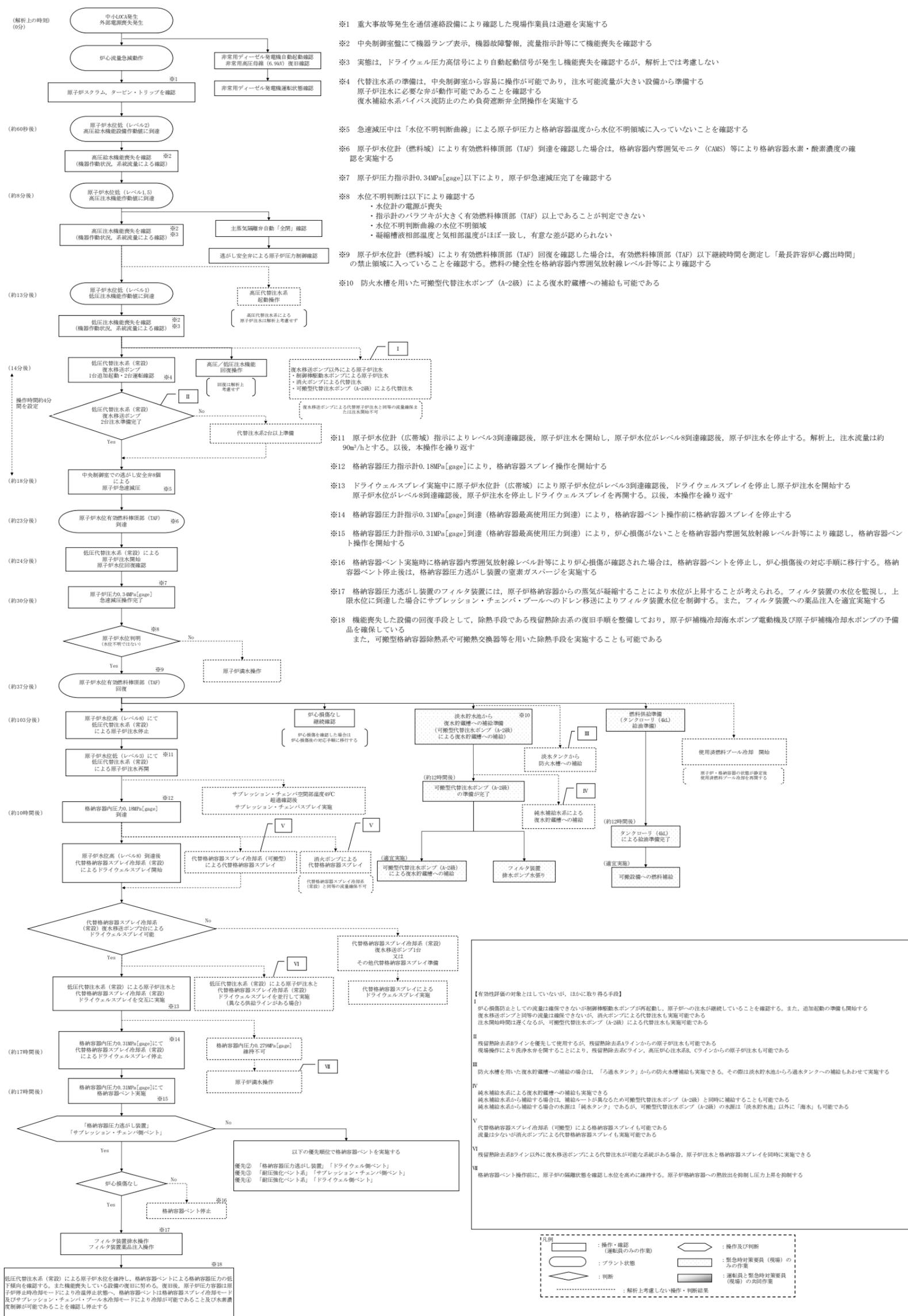


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

第 2.6.2 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

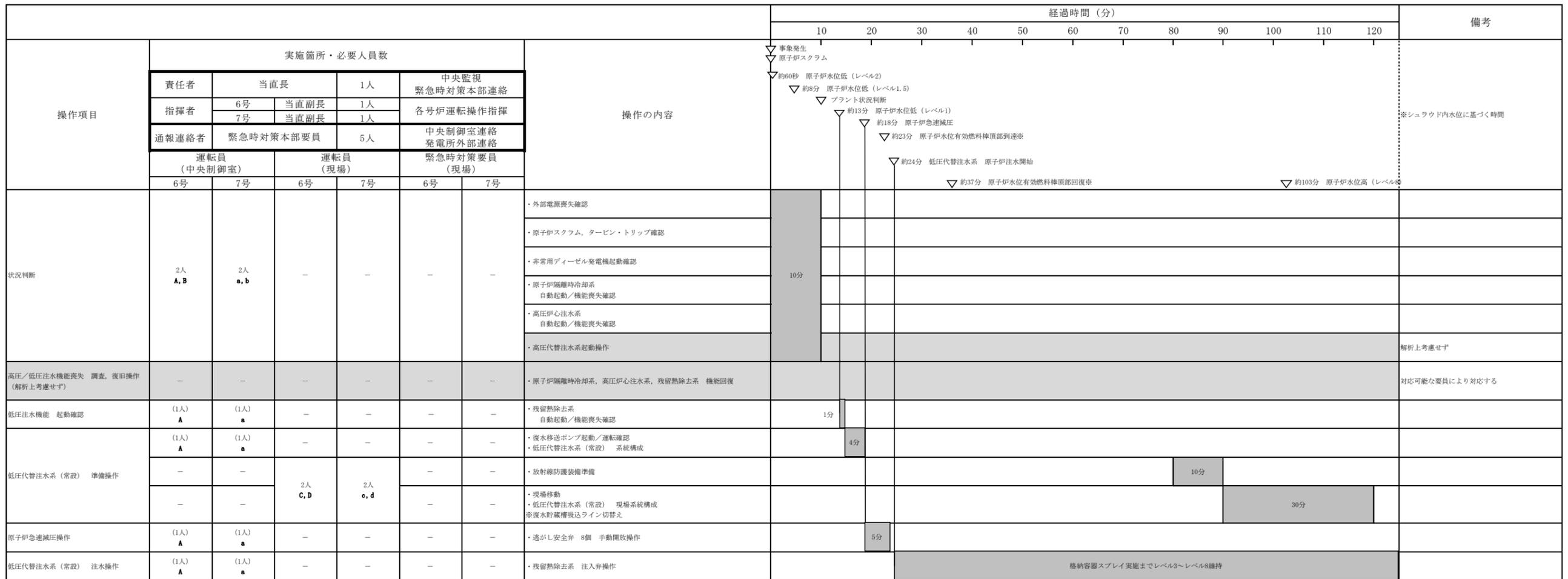


第 2.6.3 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第2.6.4図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

LOCA時注水機能喪失



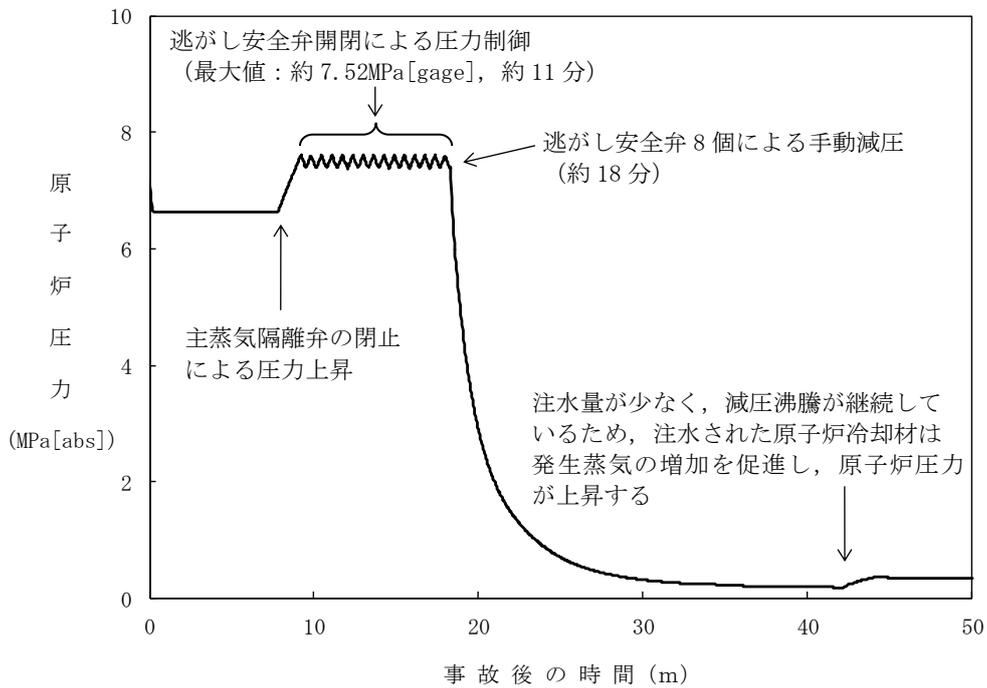
第 2.6.5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間 (1/2)

LOCA時注水機能喪失

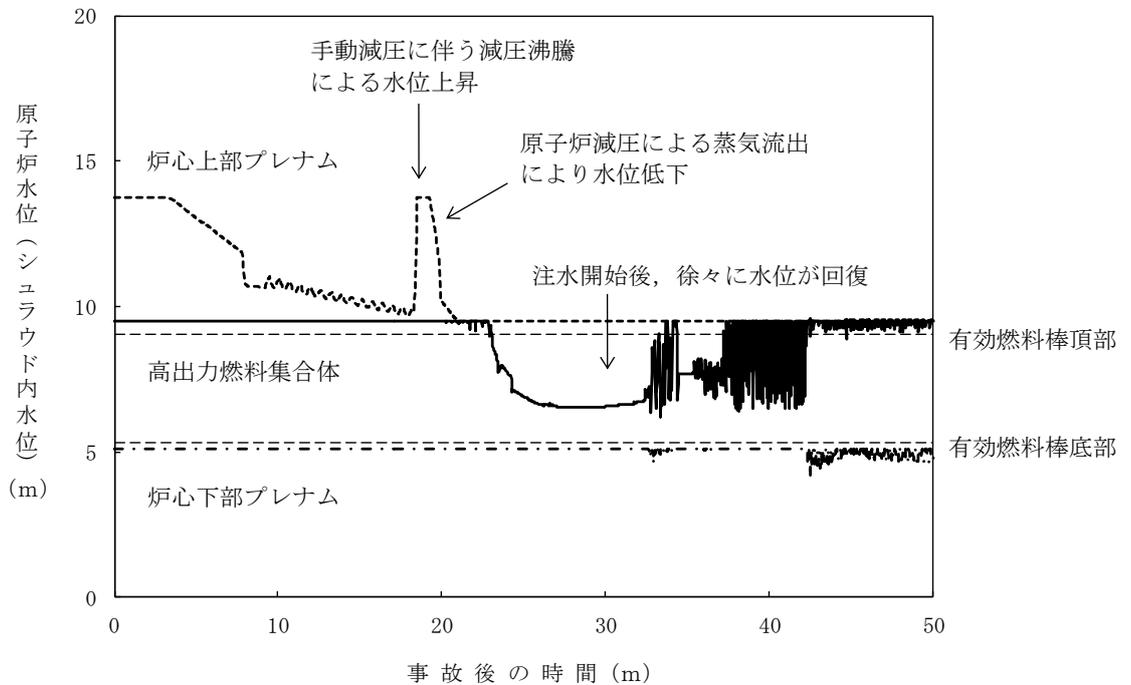
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考					
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24						
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																			
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	▽ 約24分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始																	
代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレィ弁操作	▽ 約10時間 格納容器圧力0.18MPa[gage]到達																	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系構成	30分	・再起動準備としての過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する												燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する				
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する																
原子炉注水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.279MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する													解析上考慮せず				
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	3人	3人	・放射線防護装備準備	10分																	
	-	-	-	-	(2人), ※1	(2人), ※2	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	360分																	
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (ハウダリ構成)													60分					
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備													10分					
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、ハウダリ構成)													90分					
	-	-	-	-	※1, ※2	※1, ※2	・6号フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)													60分					
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作) ・格納容器ベント状態監視													格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視					
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視													格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視	解析上考慮せず				
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である (操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置された遠隔手動弁操作設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う												20分	解析上考慮せず				
	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定 ・フィルタ装置薬液補給 ・ドレン移送ライン薬液パージ													適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する				
給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備	10分																	
給油作業	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給	140分													タンクローリ (4kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給				
給油作業	-	-	-	-	2人		・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	適宜実施												作業中断 (一時待避中)	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する				
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員20人)																				

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

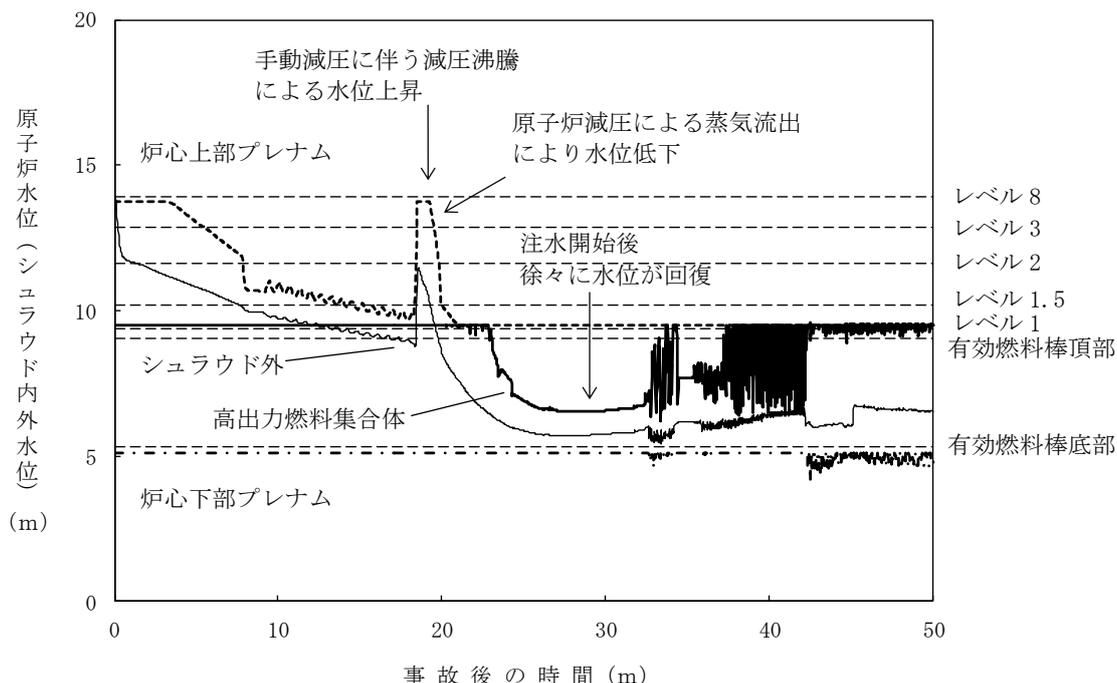
第 2.6.5 図 「LOCA 時注水機能喪失」 の作業と所要時間 (2/2)



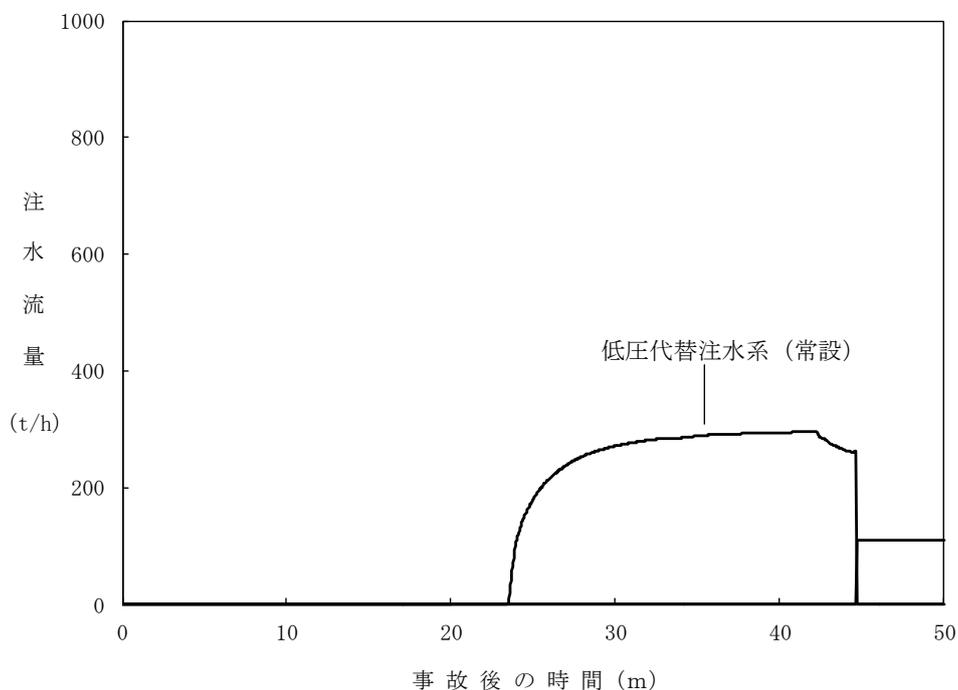
第 2.6.6 図 原子炉圧力の推移



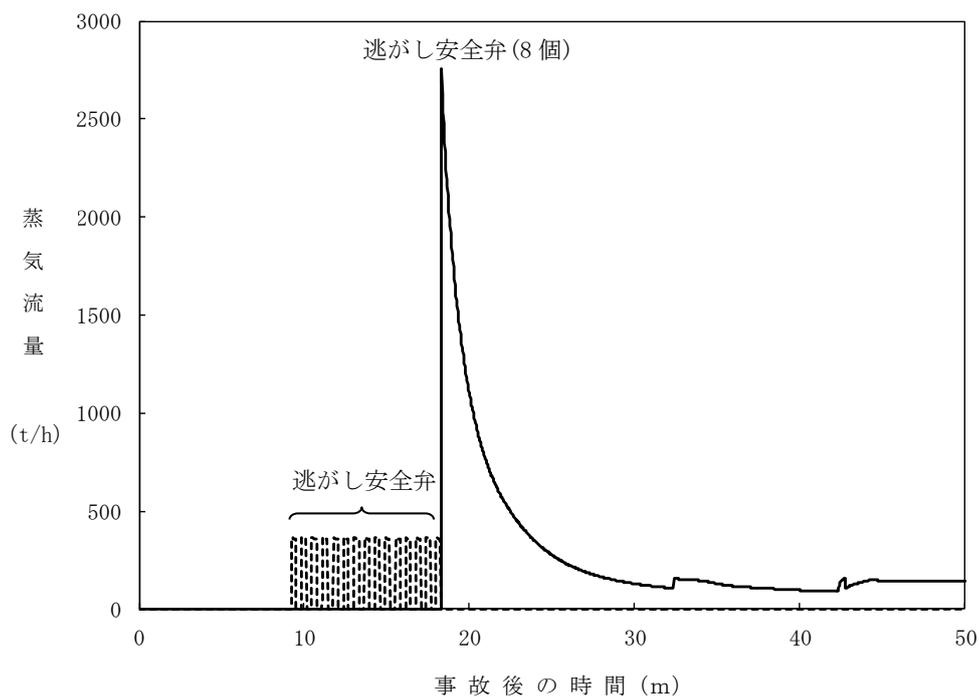
第 2.6.7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



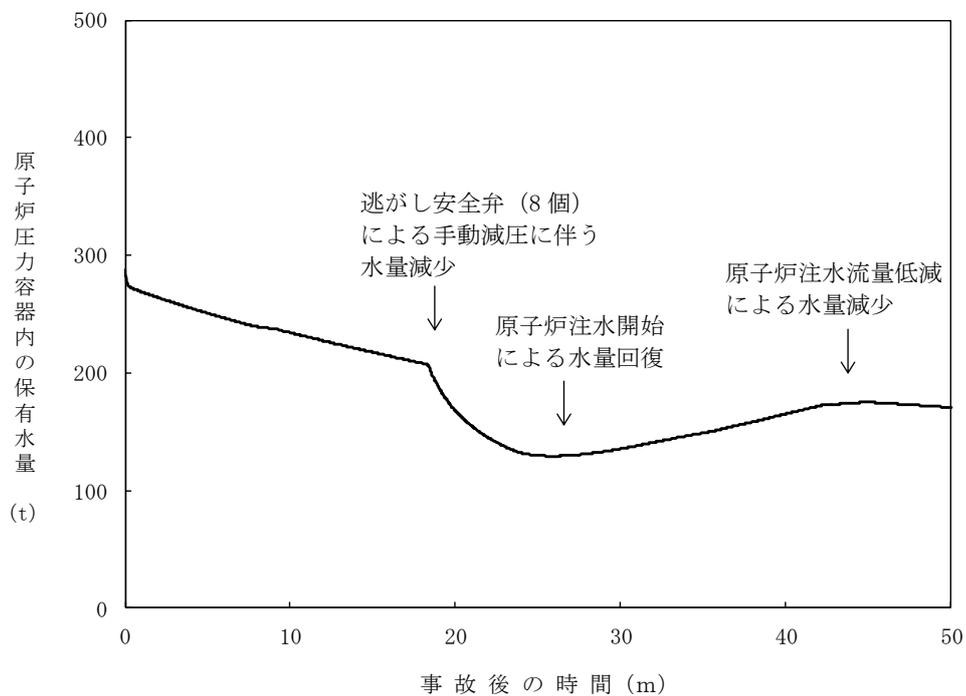
第 2.6.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



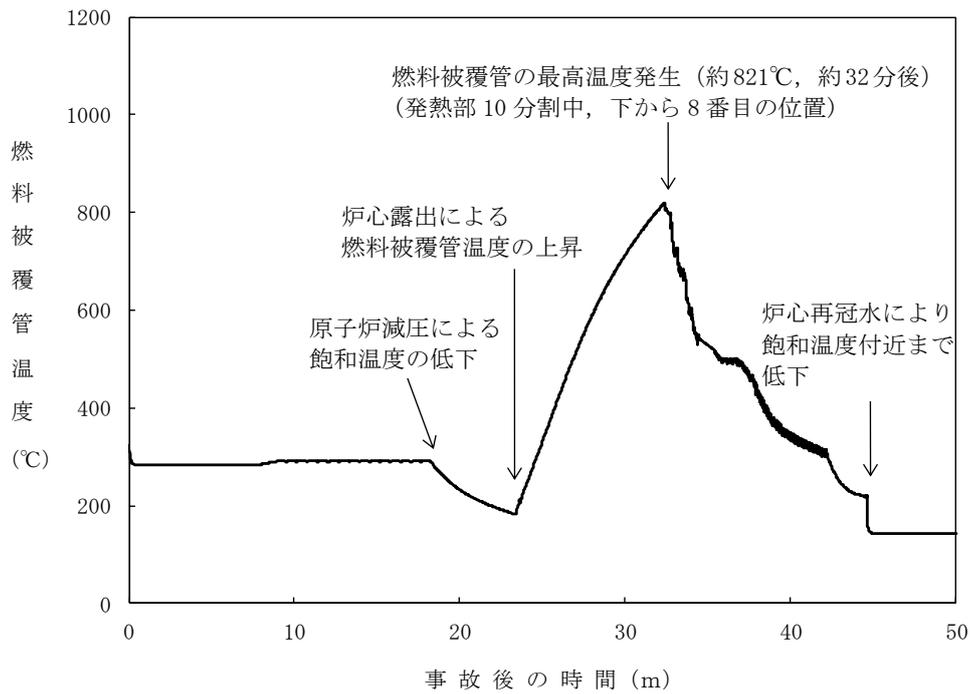
第 2.6.9 図 注水流量の推移



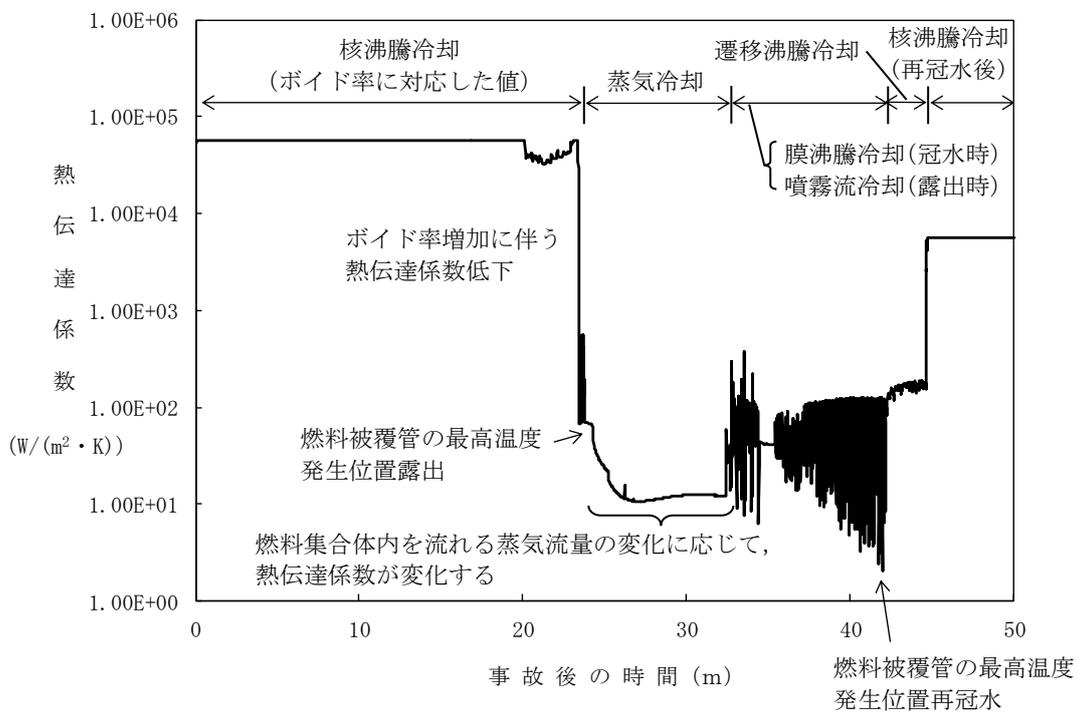
第 2.6.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



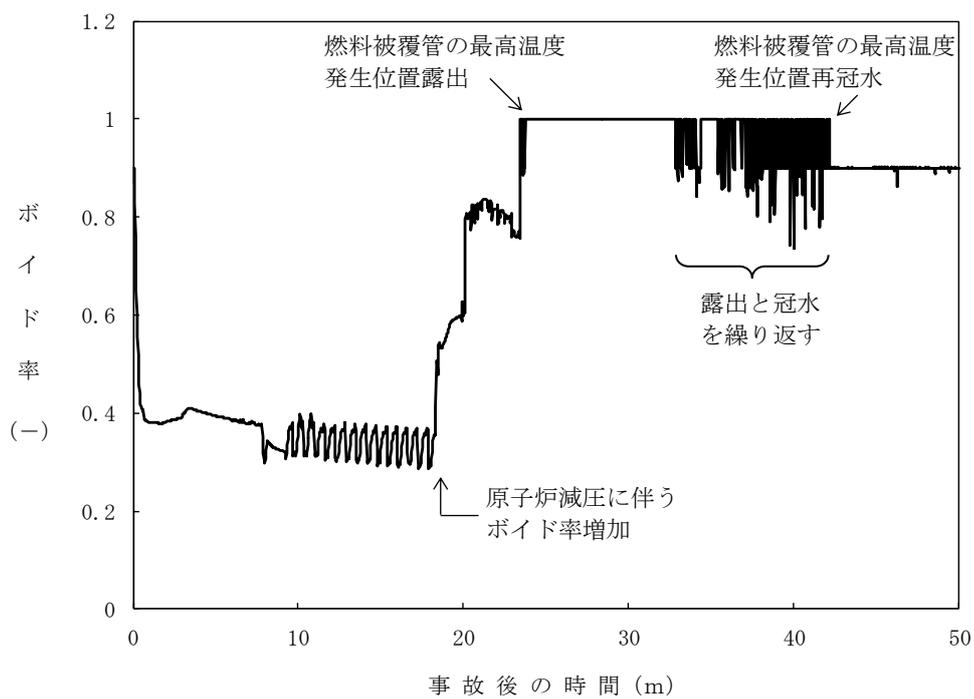
第 2.6.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



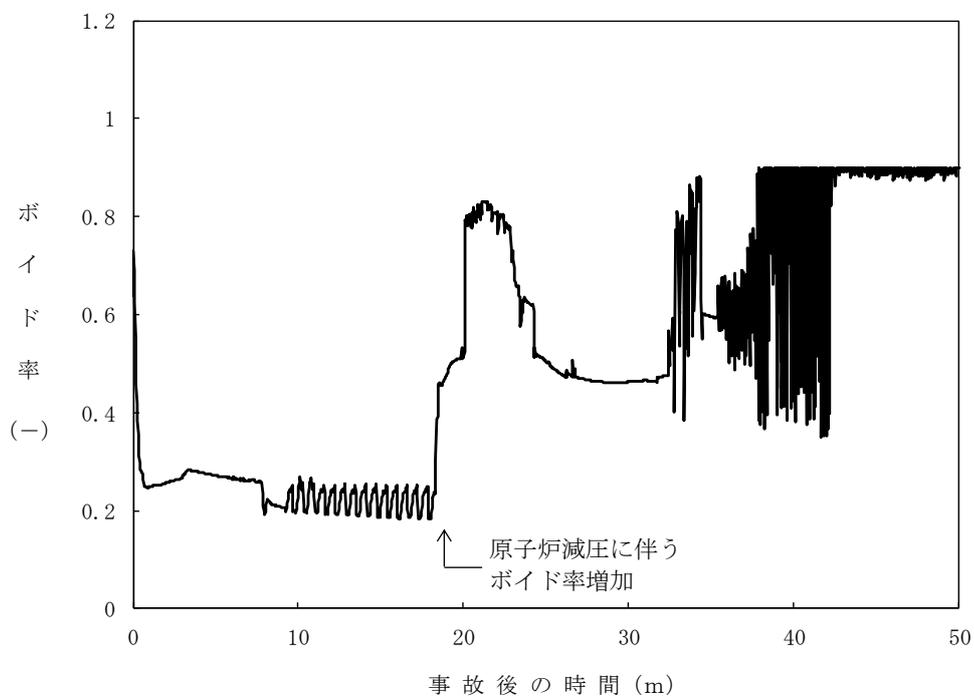
第 2.6.12 図 燃料被覆管温度の推移



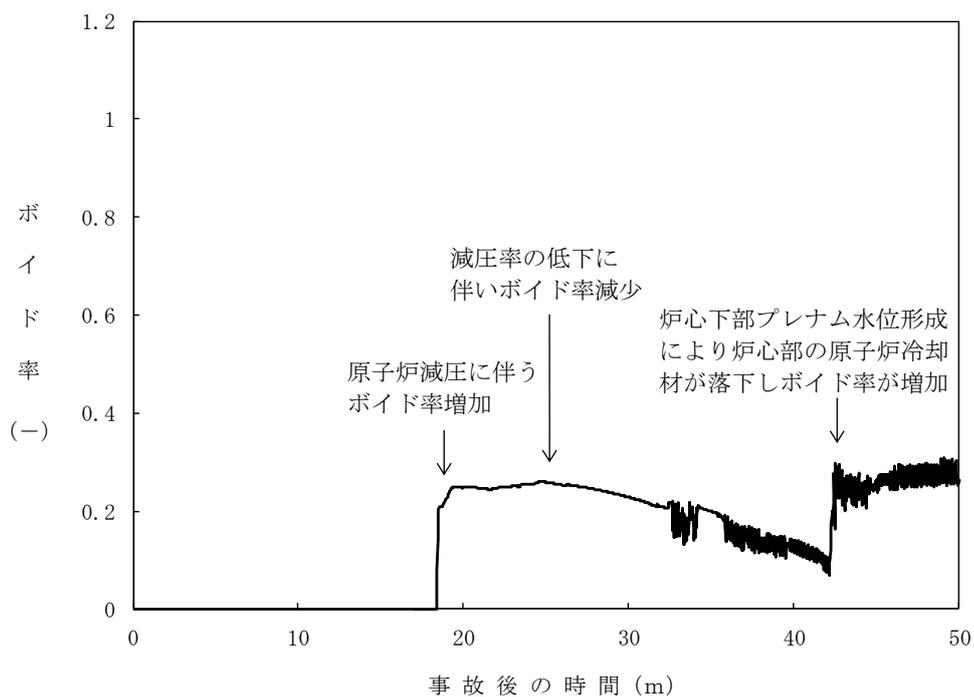
第 2.6.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



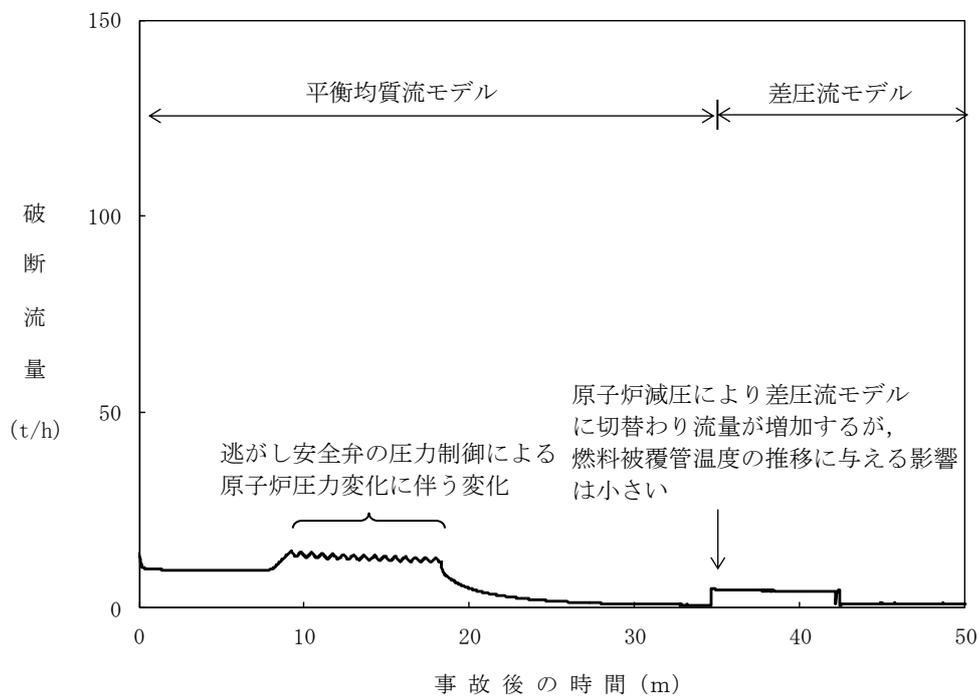
第 2.6.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



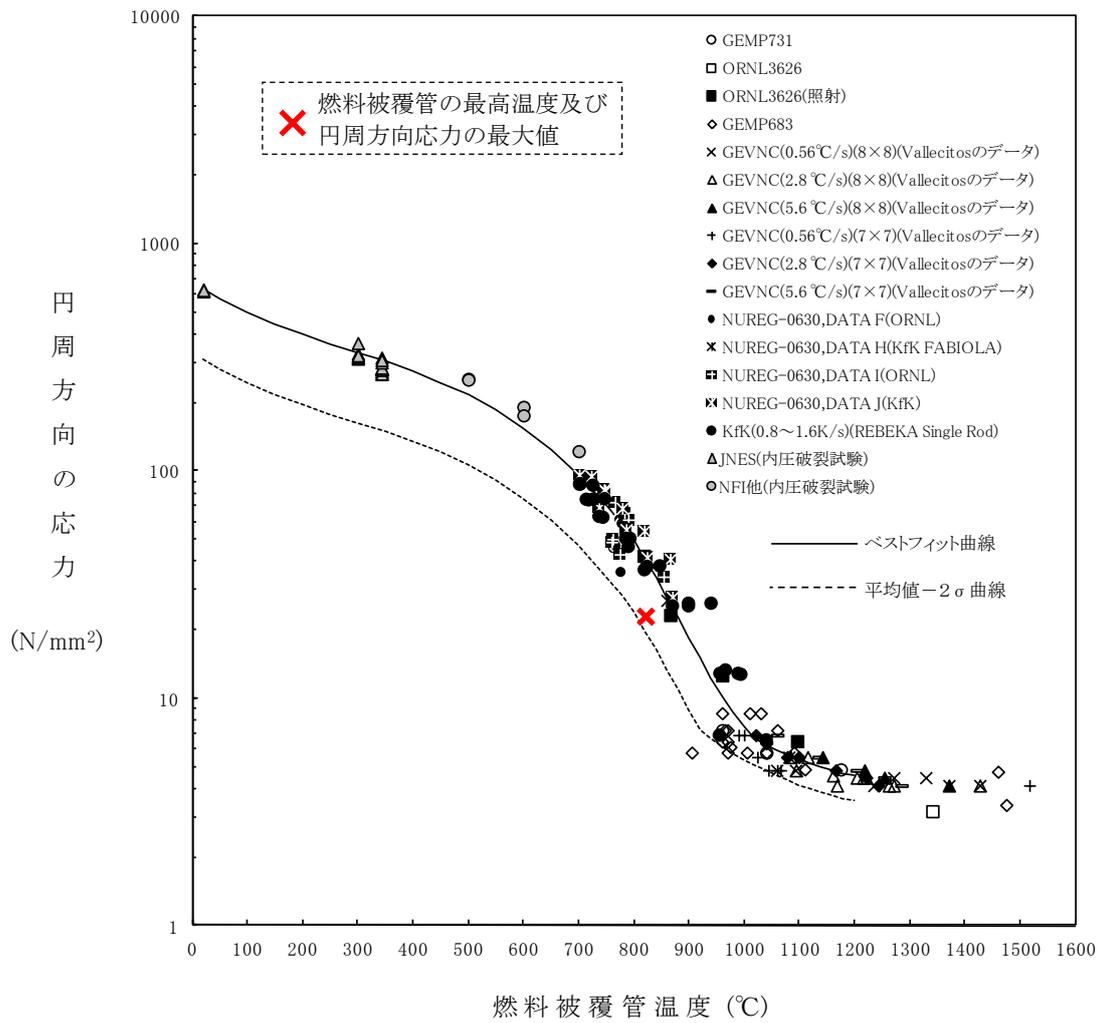
第 2.6.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



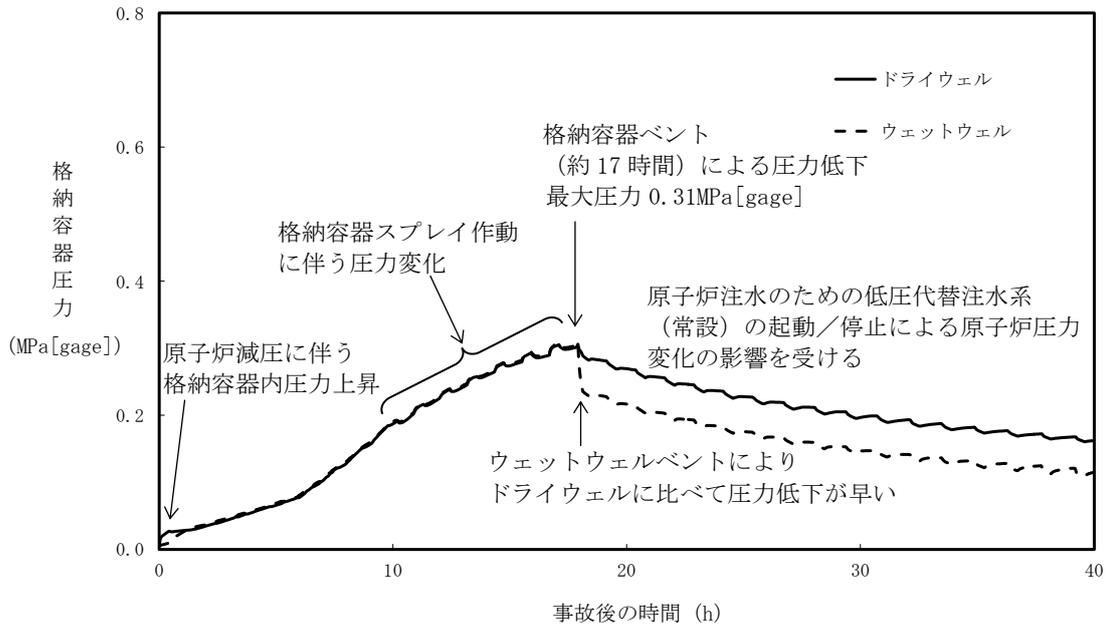
第 2.6.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



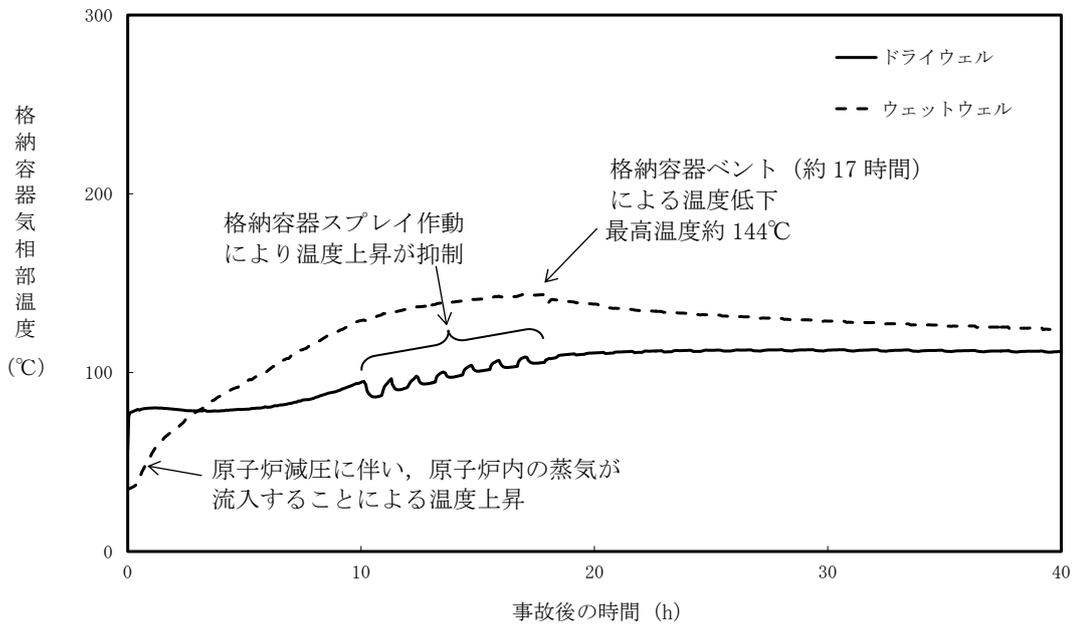
第 2.6.17 図 破断流量の推移



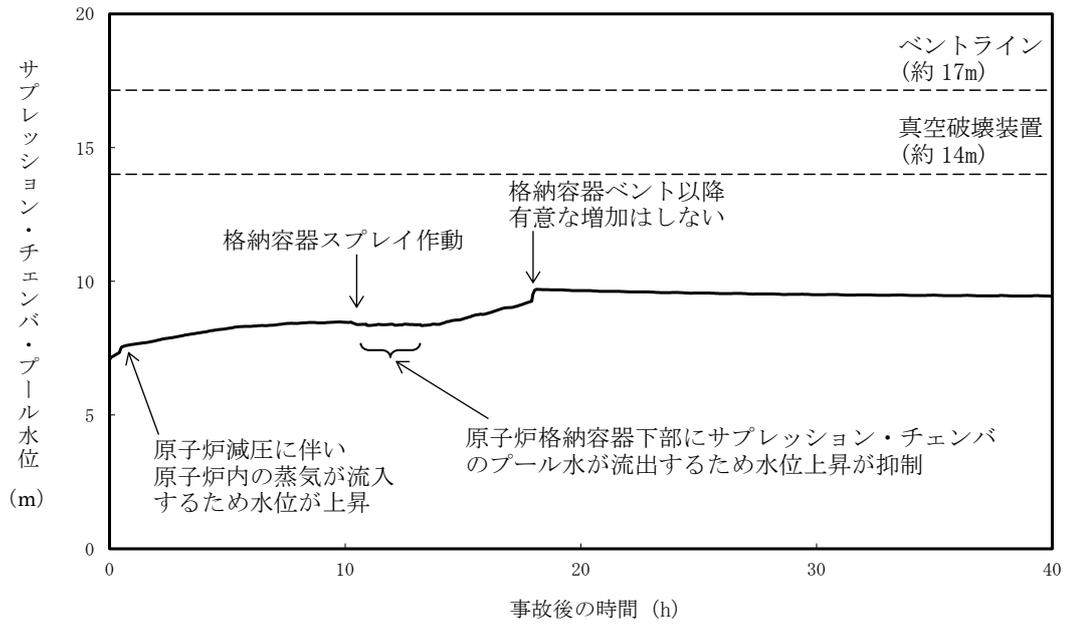
第 2.6.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



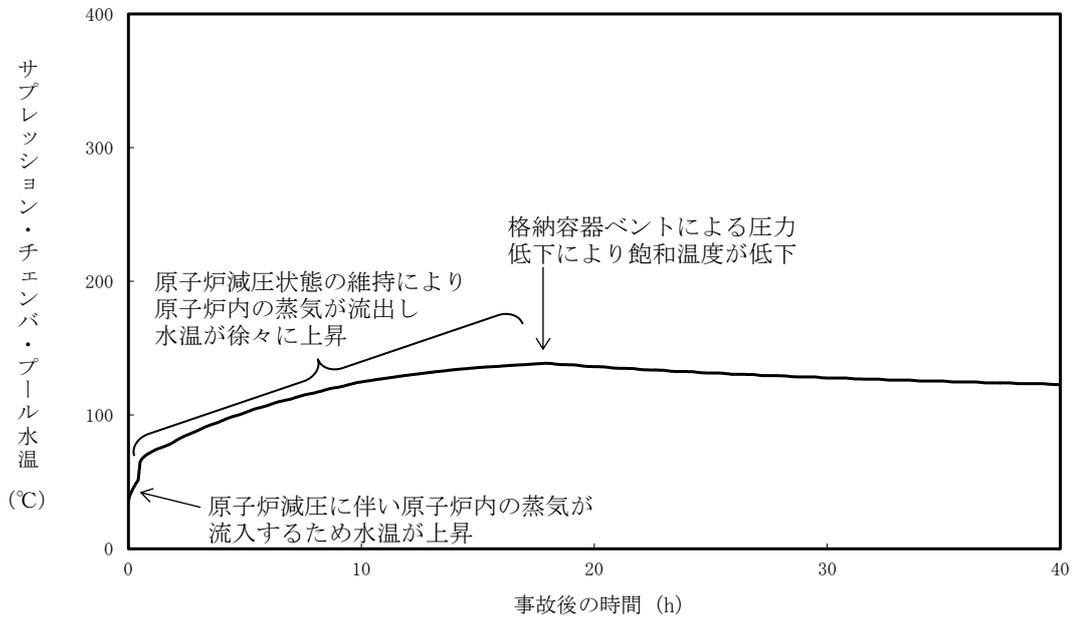
第 2.6.19 図 格納容器圧力の推移



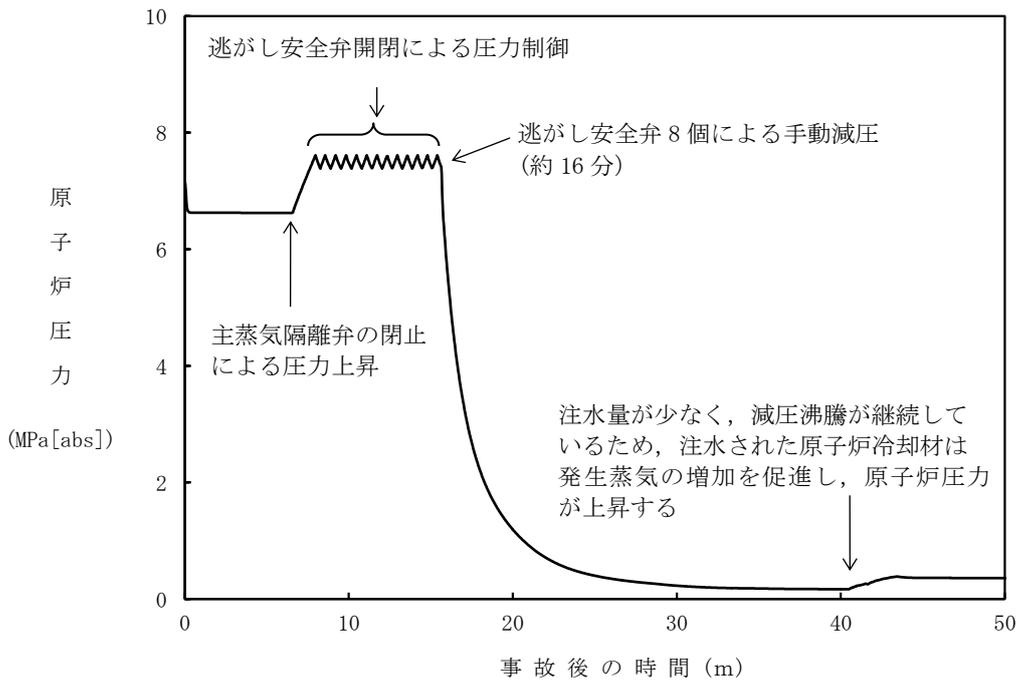
第 2.6.20 図 格納容器気相部温度の推移



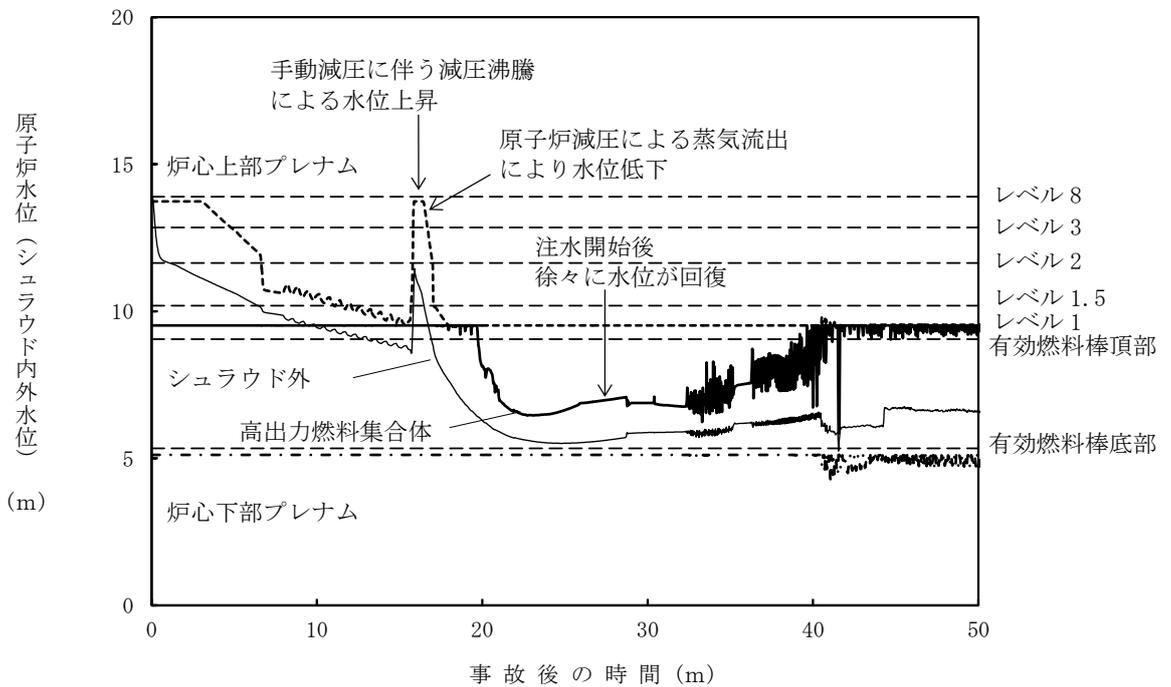
第 2.6.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 2.6.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

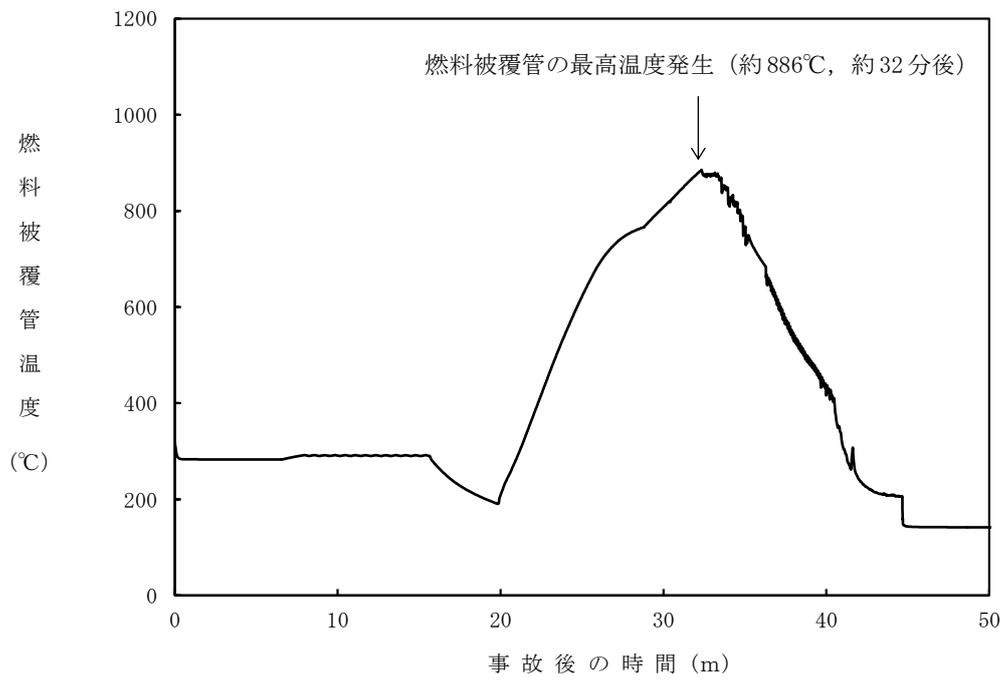


第 2.6.23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積 : 5.6cm<sup>2</sup>)



第 2.6.24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

(破断面積 : 5.6cm<sup>2</sup>)



第 2.6.25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積 : 5.6cm<sup>2</sup>)

第 2.6.1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	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破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系 (常設) を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル 8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)



有効性評価上考慮しない操作

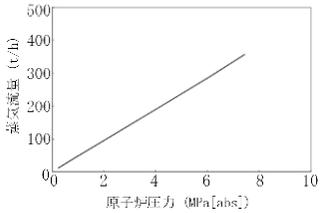
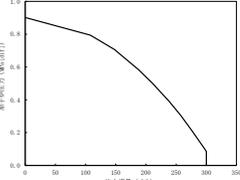
第 2.6.2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (1/4)

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, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	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 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

第 2.6.2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm <sup>2</sup>	<p>中小破断 LOCA に対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち, 流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 LOCA は, 液相の流出が長期的に継続し, 原子炉の高圧状態が維持されるため, 注水のための原子炉減圧が必要となり, 厳しい事象となる</li> <li>破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で, 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm<sup>2</sup> を設定</li> </ul>
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能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注水系の機能喪失を, 低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 外部電源なしを設定

第 2.6.2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開ることによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系 (常設)	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレー冷却系 (常設)	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレー	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して, 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して, 格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	

第 2.6.2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低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 14 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

## 中小破断 LOCA の事象想定について

## 1. 「LOCA 時注水機能喪失」(中小破断 LOCA) の事象進展

中小破断 LOCA では、シナリオの前提条件として全ての非常用炉心冷却系が機能喪失することから、事象直後から原子炉注水ができず原子炉水位の低下が早い<sup>※1</sup>。また、サプレッション・チェンバ・プールを介さずに原子炉格納容器内に冷却材が漏えいすることから、格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する<sup>※2</sup>ことになる。

※1 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は事象発生の約 24 分後から始まり、注水開始の 1 分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部(以下「TAF」という。)まで低下している。

※2 事象発生後、約 17 時間後に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。

## 2. 中小破断 LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方

中小破断 LOCA を評価するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき、以下の条件を満たす必要がある。

- ①燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。
- ②燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。
- ③格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと(発生事故当たりおおむね5mSv以下)。

中小破断LOCAの評価では、1. で述べた事象進展のとおり、①、②の要件を満たす破断(破断面積)であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、③の要件を満たすことができなくなるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安<sup>※3</sup>としている。

※3 炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベル計(CAMS)を用いて行う。ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度:300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

## 3. 中小破断 LOCA の評価

## (1) 中小破断 LOCA の解析条件設定について

2. で述べた評価の考え方に基づき、解析条件は低圧代替注水系(常設)の原子炉注水により燃料被覆管破裂を回避できる範囲を設定することとした。中小破断 LOCA の破断想定箇所としては、TAF を境に、上部配管と下部配管の二つに分けられるが、冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は水頭がかかり、かつ、液相部である下部配管となる。よって、原子炉圧力容器下部のドレン配管に1cm<sup>2</sup>の破断が生じることを解析条件として設定した。

なお、解析条件の設定に際しては SAFER の PCT 評価結果を参考に燃料被覆管破裂が発生する配管破断面積の目安を設定し (1cm<sup>2</sup>)、有効性評価結果は、これに基づく CHASTE の詳細な評価結果を示している。図 1 に破断面積 1cm<sup>2</sup> と 5.6cm<sup>2</sup> のパラメータ推移の比較を示す。なお、SAFER と比較し放射による詳細な影響が考慮され燃料被覆管温度が詳細に評価される CHASTE 評価によれば、多少大きめの破断面積 (5.6cm<sup>2</sup> まで) では、燃料被覆管破裂を回避することは可能であり、図 1 に示すように事象の進展について大きく差が生じるものではない。また、運転員操作である原子炉減圧の開始時間についてもほぼ同等であり、LOCA 時の運転員操作 (原子炉水位の低下を確認し、非常用炉心冷却系機能喪失を確認した上で、速やかに原子炉減圧及び低圧代替注水を開始すること) は変わることはなく、1cm<sup>2</sup> の破断面積は本事象の特徴を代表できる条件であると考えられる。

## (2) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

(1) に示すとおり、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断面積が 5.6cm<sup>2</sup> までは炉心損傷防止対策が有効であり、同様の注水設備で炉心損傷防止対策が有効という観点で、TAF 以上の位置に接続された配管 (RHR 配管) に適用するとその破断面積は 420cm<sup>2</sup> となる。この破断面積 (420cm<sup>2</sup>) 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)」で解析条件としている RHR 吸込配管完全破断の約半分の面積に相当するものであり、図 2 に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) により燃料被覆管破裂を回避できる。

PRA では NUREG-1150 の定義と同様に漏えいを表 1 LOCA 関連事象の分類定義のとおり分類しており、125A (約 126cm<sup>2</sup>) 以上の配管破断は大破断 LOCA と定義されることから、炉心損傷防止対策が有効である TAF 以上の位置に接続された配管の破断面積は、大破断 LOCA 相当となる。一方、TAF 以下の配管の LOCA は、破断面積が小さく、表 1 (NUREG-1150 の定義) では気相破断や液相破断の区別がないため、破断面積としては小破断 LOCA 相当となる。しかしながら、液相の流出が長期的に継続し、さらに TAF 以上の配管と異なり原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断 LOCA 相当となる。

上記より、炉心損傷防止対策が有効である破断面積 LOCA の範囲は、

- ・ TAF 以下の配管では 5.6cm<sup>2</sup> 以下の破断面積の LOCA
- ・ TAF 以上の配管では 420cm<sup>2</sup> 以下の破断面積の LOCA

となる。

また、破断面積が、炉心損傷防止対策が有効である破断面積より大きい場合、操作に要する時間を考慮すると、自動起動のインターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり、炉心損傷回避が困難なシナリオとして、大破断 LOCA での原子炉格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡する整理としている。

表1 LOCA関連事象の分類定義

--

原子炉圧力容器下部のドレン配管破断のような TAF 以下に存在する配管の破断は、液相破断 LOCA となり、RHR 配管のような TAF 以上に存在する配管の破断は最終的に気相破断 LOCA となる。両事象では起因事象が異なるため、プラントパラメータ（原子炉圧力、原子炉水位等）の推移が異なり、かつ、運転員による事象緩和のための操作の開始時間も異なることから、単純に両事象の厳しさを比較するのは困難である。

しかしながら、ここでは液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の事象の厳しさを比較するため、流出量による比較を行う。各破断 LOCA による流出量は次式により算出を行った。

- ・ RHR 配管破断 LOCA の流出量  
= 破断口からの液相流出（RHR 配管上部の保有水のみ）+ 崩壊熱による蒸発分
- ・ ドレン配管破断の流出量  
= 破断口からの液相流出（ボトムからの継続流出）+ 崩壊熱による蒸発分

図3に各破断LOCAの崩壊熱による蒸発分を含めた流出量の比較を示した。図3に示すとおり、ドレン配管破断LOCAは液相の流出が長期的に継続するため、合計の流出量はRHR配管破断LOCAより大きくなり、厳しい事象となる。

### (3) 原子炉压力容器下部のドレン配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉压力容器バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表2に各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度について示す。

原子炉压力容器下部のドレン配管の破断によりLOCAが発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は $3.1 \times 10^{-10}$ [/炉年]である。なお、破断面積 $5.6\text{cm}^2$ 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は $3.1 \times 10^{-10}$ [/炉年]より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は $5.0 \times 10^{-10}$ [/炉年]としている。なお、破断面積 $420\text{cm}^2$ 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は $5.0 \times 10^{-10}$ [/炉年]より小さくなる。したがって、原子炉压力容器下部のドレン配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・CUWボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \frac{\text{CUWボトムドレン配管の溶接線数}}{\text{原子炉压力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{全ECCS機能喪失確率} \dots\dots\dots (式1)$$

表 2 各系統における溶接線数と LOCA 後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度 [ / 炉年 ]	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度 <sup>※5</sup> [ / 炉年 ]	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度 [ / 炉年 ]	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度 <sup>※5</sup> [ / 炉年 ]
HPCF (B)	25 <sup>※2</sup>	$2.8 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	炉心損傷に至らない	25 <sup>※2</sup>	$1.9 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	炉心損傷に至らない
HPCF (C)	8	$8.8 \times 10^{-6}$	- <sup>※6</sup>		8	$6.0 \times 10^{-6}$	- <sup>※6</sup>	
RCIC	128 <sup>※3</sup>	$1.4 \times 10^{-4}$	- <sup>※6</sup>		128 <sup>※3</sup>	$9.6 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	
LPFL (A)	26 <sup>※4</sup>	$2.9 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>		26 <sup>※4</sup>	$2.0 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	
LPFL (B)	19	$2.1 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>		19	$1.5 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	
LPFL (C)	17	$1.9 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>		17	$1.3 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	
CUW ボトムドレン配管	21	$2.3 \times 10^{-5}$	$4.0 \times 10^{-7}$	$9.2 \times 10^{-12}$	20	$1.5 \times 10^{-5}$	$2.0 \times 10^{-5}$	$3.0 \times 10^{-10}$
その他の原子炉圧力バウンダリ	30	$3.3 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	炉心損傷に至らない	26	$2.0 \times 10^{-5}$	- <sup>※6</sup>	炉心損傷に至らない
合計	274	$3.0 \times 10^{-4}$			269	$2.0 \times 10^{-4}$		

※1 溶接線数はクラス 1 機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出

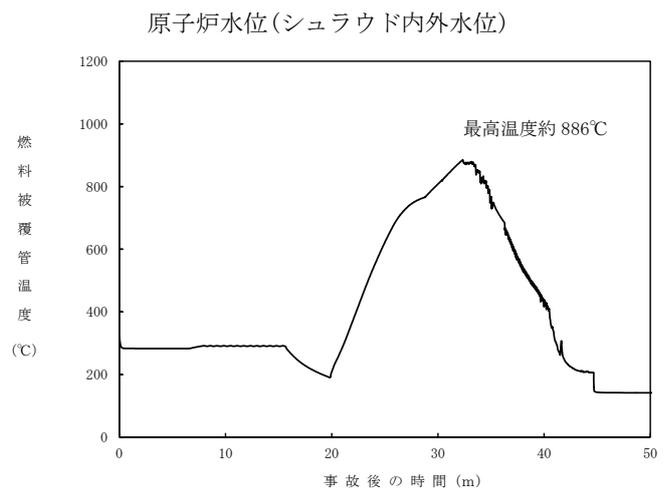
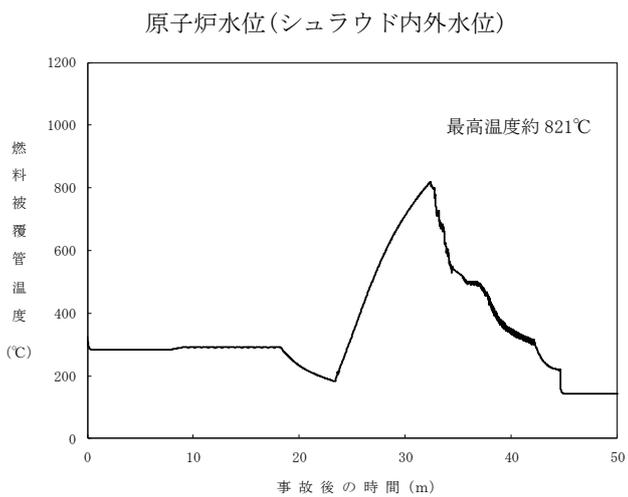
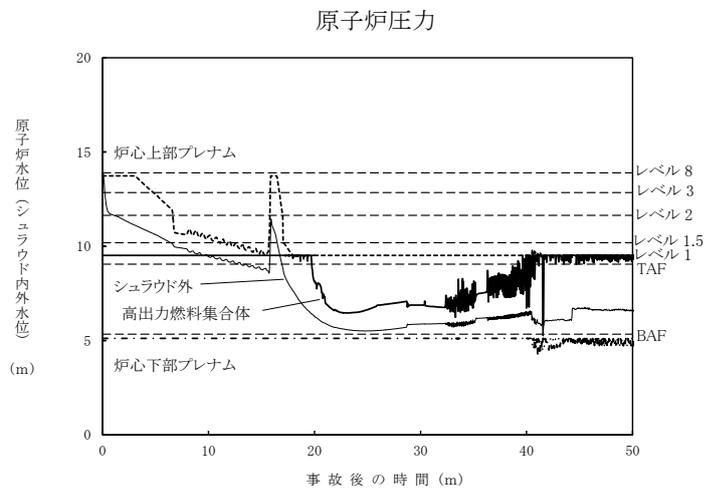
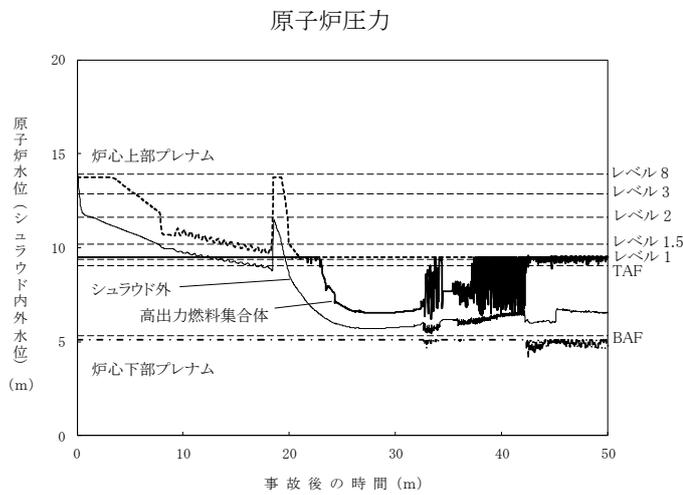
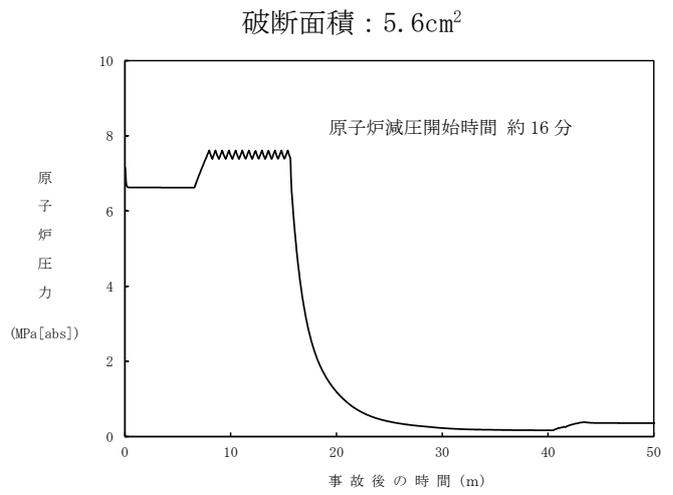
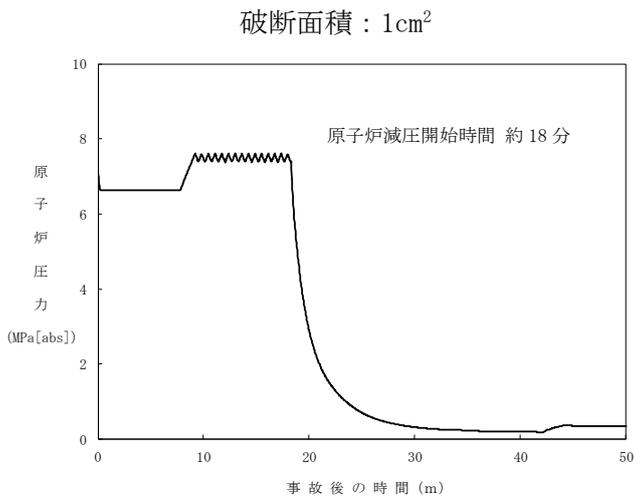
※2 HPCF (B) に合流する SLC の配管を考慮

※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮

※4 給水系の溶接部のうち、LPFL (A) の機能喪失に繋がる箇所を考慮

※5 全ての非常用炉心冷却系の機能喪失により、事象緩和ができずに炉心損傷に至る

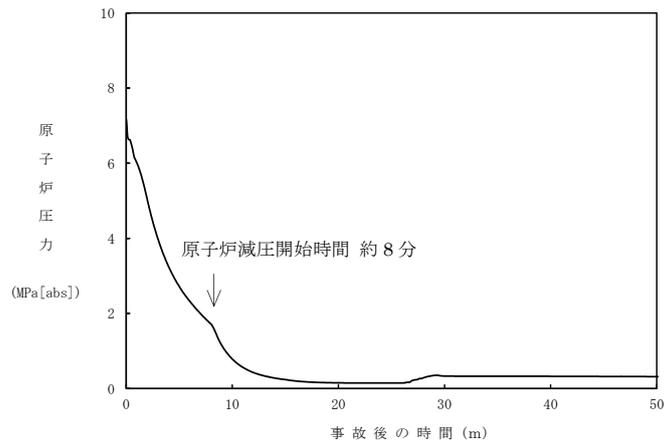
※6 CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため、記載せず



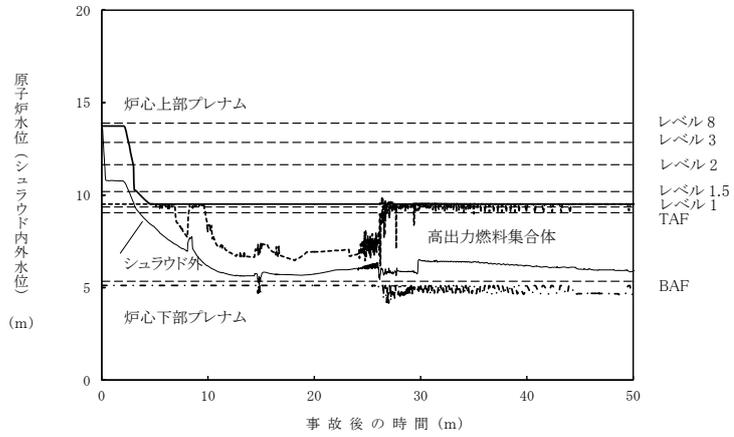
燃料被覆管温度

燃料被覆管温度

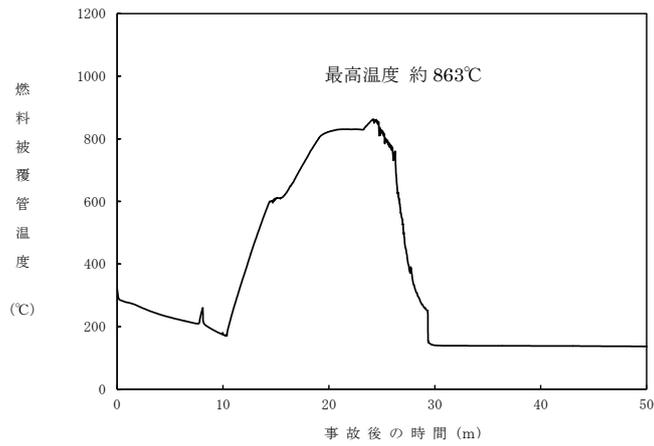
図1 破断面積 1cm<sup>2</sup>と 5.6cm<sup>2</sup>のパラメータ推移の比較



原子炉圧力



原子炉水位(シユラウド内外水位)



燃料被覆管温度

図 2 RHR 吸込配管が破断面積 420cm<sup>2</sup> で破断した場合のパラメータ推移

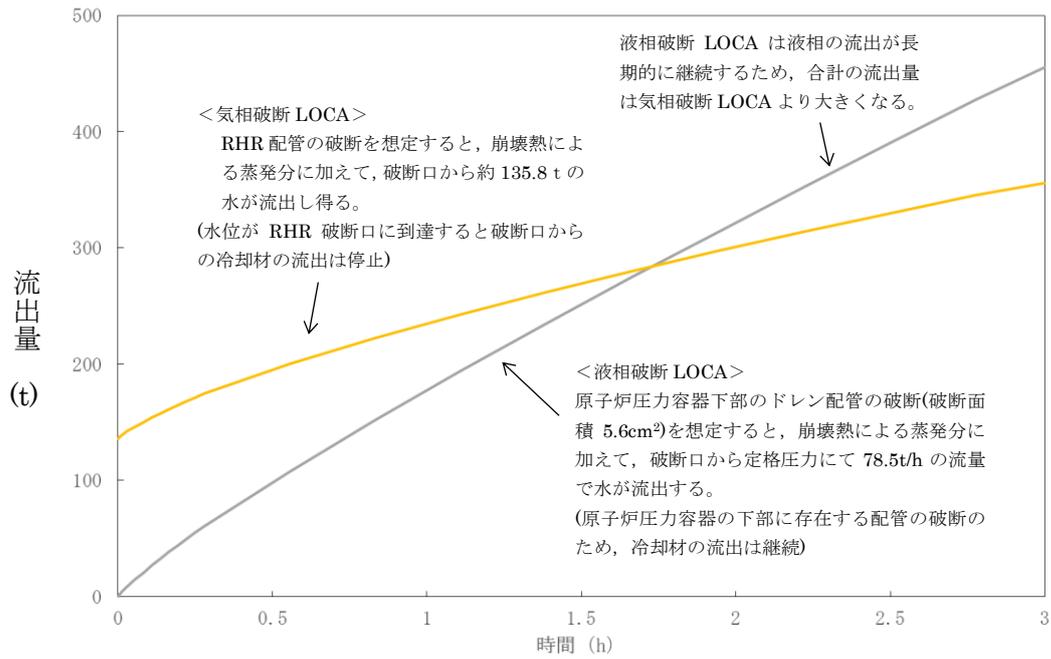


図3 崩壊熱による蒸発分を含めた液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の流出量の比較

#### 4. 国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上の LOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」（国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること）を確認する必要がある。

着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。

柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表-1 に示す。

別表-1 に示すとおり、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に、表 3 に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系（HPAC）は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら、LOCA が生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段（インターロックを備えている等）及び LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については、確認されなかった。

表3 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源		
		電動駆動	蒸気駆動	ディーゼル駆動
		SBO では給電された後に機能する	大規模な LOCA を除き事象初期から機能する	LOCA も含む各事象で機能する
原子炉が高圧	大破断 LOCA を除くと事象初期は高圧 → <u>時間余裕の小さい事象初期に重要</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HPCF×2</li> <li>• CRD</li> <li>• 給復水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• RCIC</li> <li>• HPAC（当社）</li> </ul>	—
原子炉が低圧	大破断 LOCA を除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LPFL×3</li> <li>• MUWC×3</li> <li>• 消防車</li> </ul>	（蒸気駆動は不適）	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 消火ポンプ</li> </ul>

以上

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低圧代替注水系（常設）※</li> <li>・高圧代替注水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディーゼル駆動消火ポンプ（燃料貯蔵タンク＋燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系）</li> <li>・高圧サービス水系（RHR経由）</li> <li>（水源：池、非常用冷却塔）</li> <li>・CRDポンプ</li> <li>・復水ポンプ</li> <li>・RHRSW（RHR経由）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有）</li> <li>・サービス水系（水源：河川）</li> <li>・復水系（給水ポンプバイパスライン追設）</li> <li>・インターナルポンプ・シール水系</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・火災用ポンプ＋ブースターポンプ（専用電源有）</li> </ul>	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。当社においては、復水移送ポンプによる低圧注水手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を配置している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・低圧代替注水系（可搬型）</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・可搬式消火ポンプ</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・可搬ポンプ導入</li> </ul>	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・格納容器圧力逃がし装置※</li> <li>・耐圧強化ベント系</li> <li>・代替循環冷却系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・W/Wベント</li> <li>・原子炉冷却材浄化系によるS/P除熱</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・独立非常用系の専用ヒートシンク</li> <li>・フィルタベント</li> <li>・必須サービス水系による除熱（ヒートシンク：川、地下水、冷却塔）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・フィルタベント</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・フィルタベント</li> <li>・代替最終ヒートシンクの導入</li> </ul>	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。当社においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系、フィルタベント及び大海を最終ヒートシンクとする代替循環冷却系を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替原子炉補機冷却系</li> </ul>	—	—	—	—	<p>当社においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および接続口を整備している。</p>
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>・可搬型ポンプ（大規模損壊）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サービス水系（D/W, W/Wスプレイ可）</li> <li>・可搬型消火ポンプ（S/P注水）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディーゼル駆動バックアップポンプ</li> <li>・消防車</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・火災防護系によるスプレイ（専用電源有、外部水源使用可）</li> </ul>	<p>欧米では、注水ポンプの追設または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。当社においては、復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。</p>
給水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・復水貯蔵槽への水の補給※</li> <li>-防火水槽</li> <li>-淡水貯水池</li> <li>-海水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CSTへの水の補給</li> <li>-処理水：脱塩水貯蔵タンク、復水器H/W、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク</li> <li>-非処理水：消火用水系、公共の消火水、水道水等</li> <li>-RWSTからの補給</li> <li>-他ユニットCSTからの補給</li> <li>・防火用水タンク</li> <li>・飲料水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CSTへの補給</li> <li>-消火水系からの補給</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・脱塩水タンクへの補給</li> <li>-脱塩水系からの補給</li> <li>-消火系からの補給</li> <li>・消火系への補給</li> <li>-純水系からの補給（重力による移送）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・脱塩水タンク（既設設備の水源）への補給</li> <li>-消火系からの補給</li> <li>・Korvensuo原水池（大災害の水源）</li> </ul>	<p>欧米においては、海水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。当社においては、防火槽、淡水貯水池のほか、代替補給水源として海水の給水が可能である。</p>		
まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、ドイツの非常用独立系については、事故シナリオの特定が困難な航空機衝突、毒ガスの放出、テロリストの攻撃等のような破壊的事象を想定したシステムであり、国内では特定重大事故等対処施設に相当する設備であり、重大事故等対処設備に相当するものではない。</p>							
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・低圧注水系】※	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・低圧代替注水系（常設）</li> <li>・高圧代替注水系</li> <li>・低圧代替注水系（可搬型）</li> </ul>					
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替自動減圧ロジック※</li> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-予備高圧窒素ボンベ配備</li> <li>-窒素供給圧の調整機能</li> <li>-可搬型代替直流電源からの給電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・過渡時減圧自動化ロジック</li> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-ADS作動のための追加電源（DC）の設置</li> <li>-ADS作動のための窒素ボンベの設置</li> <li>-ADS作動のためのケーブル性能の確保（注）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・多重化炉容室減圧系（SRV11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・過渡時の減圧自動ロジック</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-SRVへのバックアップ用窒素ボンベ</li> <li>-消火系からの水圧による開</li> </ul>	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SRV駆動用の予備窒素ボンベや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。当社においても、過渡事象に伴う水位低下時に備えた自動減圧機能の設置、SRV駆動用の予備窒素ボンベや可搬型直流電源の配備、重大事故時の格納容器圧力を考慮した窒素ガス供給圧力の設定、排気ポートからの窒素ガス供給等、減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては、SRVと同様に過酷な条件下で機能を維持が可能であることを確認している。</p>
		最終ヒートシンク	【・原子炉補機冷却水/海水系】※	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・耐圧強化ベント系</li> <li>・代替循環冷却系</li> <li>・代替原子炉補機冷却系</li> </ul>						
給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。</p>							

注) 本件は、米国においてNRCの要請によって実施された、内的事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して、NRCより出されたGeneric Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したものです。

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【 】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要	
			柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系 (RCIC) (24時間後まで) ※</li> <li>低圧代替注水系 (常設) (24時間後以降) ※</li> <li>高圧代替注水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ (燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源: 防火用水タンク、飲料水系)</li> <li>SBOの影響を受けないポンプによるサービス水系から給水系を通っての注水 (水源: 河川、湖、貯水池、海など)</li> <li>原子炉隔離時冷却系の手動起動 (大規模損壊)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の中圧ポンプ (専用電源・専用ヒートシンク有)</li> </ul>	1と同様		1と同様	<p>全交流動力電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。</p> <p>当社においては、空冷式ガスタービン発電機による復水移送ポンプへの給電手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。この他、電源対策が達成できない場合に備えて、RCICの手動起動手順を整備している。</p>
			低圧代替注水系 (可搬型)	—	可搬型消火ポンプ	—	可搬ポンプ導入	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。</p>	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧機能の信頼性向上</li> <li>予備高圧窒素ポンペ配備</li> <li>窒素供給圧の調整機能</li> <li>可搬型代替直流電源からの給電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧機能の信頼性向上</li> <li>-ADS作動のための追加電源 (DC) の設置</li> <li>-ADS作動のための窒素ポンペの設置</li> <li>-ADS作動のためのケーブル性能の確保</li> </ul>		2と同様	—	2と同様	<p>欧米では、全交流動力電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として、SRV駆動用の予備窒素ポンペおよび電源の整備等を実施している。当社においても、全交流動力電源喪失を想定して、SRV駆動用の予備窒素ポンペおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力逃がし装置※</li> <li>耐圧強化ベント系</li> <li>代替循環冷却系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備 (交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備 (空冷式ガスタービン発電機) ※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機の追加設置</li> <li>ガスタービン発電機の使用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系のディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービン発電機 (4日分の燃料有)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機の信頼性向上</li> <li>-起動用バッテリー追設</li> <li>-燃料タンクの購入</li> <li>-非常用ディーゼル発電機更新に合わせて、除熱系2系統 (海水、空冷) 設置</li> <li>非常用ディーゼル発電機の新設 (独立建屋に設置)</li> <li>ガスタービン発電機 (100%×2台、9日分の燃料有)</li> </ul>	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化 (水冷、空冷) を実施している。</p> <p>当社においては、常設の代替交流電源として、空冷式ガスタービン発電機2台 (6,7号炉で2台) を設置している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替交流電源設備 (電源車)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SA用可搬型ディーゼル発電機 (FP系→PCV注水への弁換作用)</li> </ul>	<p>欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。</p> <p>当社においても同等の設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>号炉間電源融通</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間での交流電源接続</li> <li>水力発電所の使用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間での交流電源接続</li> <li>第3の送電線 (地中埋設)</li> <li>余熱除去系1系統と外部電源を結線</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>小型可搬DG×3台 (サイト外保管)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間の交流電源接続</li> <li>近隣水力発電所からの受電</li> <li>地域電力会社からの受電 (容量が限定的)</li> </ul>	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。当社においても同等の手段を整備している。</p>	
		代替電源設備 (直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> <li>所内蓄電式直流電源設備 (蓄電池切替により計24時間給電) ※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バッテリー容量増加</li> <li>非安全関連バッテリーの設置 (安全系バッテリーの負荷軽減のため)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バッテリー容量の増強</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持</li> </ul>	—	<p>欧米においては、既設蓄電池容量の増加、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。</p> <p>当社においても同等の手段を整備している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替直流電源設備</li> <li>可搬型直流電源設備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機による充電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SA設備への給電バッテリー</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>充電用可搬型発電機</li> <li>充電用可搬型整流器</li> </ul>	<p>米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においては、重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに、可搬型バッテリーを整備している。</p>	
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+RCIC失敗 (RCIC本体の機能喪失)」、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+SRV再開失敗」、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+直流電源喪失」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。</p>						

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要		
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド			
4-1	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (SBO重量想定)	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※	3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様		
			・低圧代替注水系(常設)※ ・高圧代替注水系							
		原子炉減圧	・低圧代替注水系(可搬型)	3と同様	3と同様	—	3と同様		3と同様	
			3と同様	3と同様	2と同様	—	2と同様			
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系※	—	—	—	—		—	
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	1と同様	1と同様	1と同様	—	—		1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		1と同様	1と同様
代替電源設備 (交流電源)	・常設代替交流電源設備(空冷式ガスタービン発電機)※ ・可搬型代替交流電源設備(電源車) ・号炉間電源融通	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様			
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。									
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失)	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・高圧炉心注水系】※	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様		
			・低圧代替注水系(常設) ・高圧代替注水系							
		原子炉減圧	・低圧代替注水系(可搬型)	3と同様	2と同様	—	2と同様		3と同様	
			3と同様	3と同様	2と同様	—	2と同様			
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		1と同様	1と同様
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	1と同様	1と同様	1と同様	—	—		1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(残留熱除去系の機能喪失)における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。							
5	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失重量)	炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様		
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、「大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失(Excessive LOCA)(地震起因)」、「大破断LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗(内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。							
		6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替制御棒挿入回路 ・SLCSのホウ酸濃度の増加 ・SLCSの自動起動 ・CRD系、原子炉冷却材浄化系による ほう酸水注入 ・ATWS-RPTの設置 ・MSIV閉後のATWS時の炉圧高で給水 ポンプトリップロジックを追加 ・TAF以下の原子炉水位制御	・SLC(自動起動)	・バックアップ・スクラム回路(制御 棒の電動挿入、再循環ポンプ減速) ・SLC自動起動 ・SLC自動起動	・SLC	欧米においては、代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。 当社においても、欧米と同等の設備を整備している。 米国で確認されているTAF以下で原子炉の水位を制御する対応は、当社では採用していない。これは、ATWSであっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお、TAFより上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であってもPCT等の判断基準を満たすことを確認している。	
				まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、欧米の一部既設プラントにおいてSLCの自動起動を整備しているが、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、手順書等においてSLCの自動起動の基準を明記することにより、SLCが必要な場合の確実な自動起動操作が行われるようにしており、自動起動と同等の手段が整備されていると言える。					
7	インターフェイスシステムLOCA	炉心冷却	4-2と同様	既存設備で対応	— (情報なし)	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 当社においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。		
		格納容器バイパス防止	・インターフェイスシステムLOCAの 検知・隔離(既設の計装・設備から 兆候を検知) ・原子炉減圧・水位制御の手順整備	・インターフェイスシステムLOCAの 早期検出・隔離(既設の計装・設備 から兆候を検知) ・原子炉の減圧	・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離 弁の閉止による格納容器隔離の確保	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手段を整備している。		
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。							

## 安定状態について

LOCA 時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

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

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量約  $4.9 \times 10^{-2}$  mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，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く，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，さらに原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（LOCA 時注水機能喪失）（1/2）

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、スプレー冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は、1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて 0.67 を用いることで、輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、輻射率 0.67 を用いた場合の PCT は、輻射率 0.75 を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。	解析コードは燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料の最大線出力密度等の解析条件により、全体として燃料被覆管温度を高く評価するが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料の最大線出力密度等の解析条件により、全体として燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達係数及び燃料の最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料被覆管温度は高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約 17 時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものとする。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレーの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生せず、かつ、燃料被覆管の破裂を著しく増加させない燃料被覆管温度に対して、約 120℃の余裕があることからその影響は小さい。 （添付資料 2.1.3）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (LOCA 時注水機能喪失) (2/2)

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き, ダウンカマの二相水位 (シュラウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については, 燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく, 質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため, 特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は, 給水喪失に伴う原子炉水位 (シュラウド外水位) の低下開始を起点として, 非常用炉心冷却系注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり, 水位低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお, 解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において, 圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており, 臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが, 注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり, 原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は, 設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し, 原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は, 压力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し, 平衡均質流に達するのに十分な長さであることから, 管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ, 平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており, 実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え, 燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (LOCA 時注水機能喪失)

【MAAP】						
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
原子炉压力容器	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	気液界面の熱伝達					
	スプレイ冷却		安全系モデル (格納容器スプレイ) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（LOCA 時注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05MPa[gage]～ 約 7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+116cm ～約+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+116cm ～約+119cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%) )	定格流量の約 91%～ 約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42kW/m 以下 (実績値)	設計限界値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 30Gwd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	空間部： 約 5,980m <sup>3</sup> ～約 5,945m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,560 m <sup>3</sup> ～約 3,595m <sup>3</sup> (実測値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約 3,600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m <sup>3</sup> 相当分であり、その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約 3,600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m <sup>3</sup> 相当分であり、その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	約 7.01m～約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約 3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m 分)の熱容量は約 20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約 3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m 分)の熱容量は約 20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるがその影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（LOCA 時注水機能喪失）(2/3)

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage]～ 約 7kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 18kPa であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり、格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 18kPa であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり、格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 43℃～約 62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 35℃～約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（LOCA時注水機能喪失）（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（1cm <sup>2</sup> ）	—	破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる 破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm <sup>2</sup> を設定	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm <sup>2</sup> を設定している。なお、CHASTE解析によれば、破断面積が5.6cm <sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約16分後となる。本解析（破断面積が1cm <sup>2</sup> ）における原子炉急速減圧の開始時間は約18分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm <sup>2</sup> を設定している。なお、CHASTE解析によれば、破断面積が5.6cm <sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能喪失及び減圧機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定	事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大300m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	140m <sup>3</sup> /h以上で原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり、ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	<p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）</p>	<p>事象発生から約18分後</p>	<p>高圧・低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14分後に低圧代替注水系（常設）の追加起動を行い、その操作終了後（約4分後）に原子炉急速減圧操作を開始することを設定</p>	<p>高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>操作開始時間の5分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の敷地境界線量は1.4mSvであり、5mSvを下回る。操作開始時間10分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベント時の敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage]に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。 (添付資料 2.1.3)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。解析上においては、起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで約18分を想定しているところ、訓練実績は約9分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (LOCA 時注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 0.18MPa [gage]) に到達するのは事象発生約 10 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>低圧代替注水系 (常設) から格納容器スプレイ冷却系 (常設) への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作においては, 原子炉注水を優先するため, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) へ切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが, 操作開始時間に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが, 格納容器圧力の上昇は緩やかであり, 格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合のいずれにおいても, 事象進展はほぼ変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し, 格納容器圧力 0.18MPa [gage] に到達する前に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) へ切替操作を実施, 切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	<p>復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。</p>	-	-	-	<p>復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配置, 淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間 360 分想定のところ, 訓練実績等により約 345 分であり, 想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級))	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	<p>各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。</p>	-	-	-	<p>有効性評価では, 復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (6 号及び 7 号炉: 各 4 台) への給油を期待している。各機器への給油準備作業について, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) への給油準備 (現場移動開始からタンクローリ (4kL) への補給完了まで) は, 所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 98 分で実施可能なことを確認した。また, 各機器への給油作業は, 各機器の燃料が枯渇しない時間間隔 (許容時間) 以内で実施することとしている。可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) への給油作業は, 許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 98 分であり, 許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (LOCA 時注水機能喪失) (3/3)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p><b>【認知】</b> 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生の約 17 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【要員配置】</b> 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生の 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【移動】</b> 運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ徒歩にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, 可搬設備を使用しないため徒歩によりアクセスは可能であり, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【操作所要時間】</b> 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間と 8 弁の開閉状態確認を含めて 60 分を想定し, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。現場における運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 90 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する。</p>	<p>実態の運転操作においては, 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生の約 17 時間後であり, 格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また, 格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが, 原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]のため, 原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても, 現場操作にて対応することから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため, 評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]であることから, 原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇は緩やかであるため, 原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間後であり, 約 20 時間以上の準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 9 分の操作時間を, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を要した。運転員 (現場) の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 移動時間を含め約 31 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが, 移動時間を含め約 12 分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

## LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について

LOCA 事象の破断面積によって流出量は変化し、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与えうることから、LOCA 事象の破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料被覆管破裂に関する感度解析を実施した。

感度解析の結果、下表に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は  $5.6\text{cm}^2$  となった。また、気相破断については高圧炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において、破断面積がそれぞれ  $100\text{cm}^2$  及び  $420\text{cm}^2$  の場合でも燃料被覆管破裂が発生しないことを確認した。

表 燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管の最高温度	破裂の有無
液相破断	$5.3\text{cm}^2$	約 $860^\circ\text{C}$	無
	$5.4\text{cm}^2$	約 $867^\circ\text{C}$	無
	$5.5\text{cm}^2$	約 $873^\circ\text{C}$	無
	$5.6\text{cm}^2$	約 $886^\circ\text{C}$	無
	$5.7\text{cm}^2$	約 $895^\circ\text{C}$	有
気相破断	HPCF 配管 $100\text{cm}^2$ (完全破断の約 80%)	約 $879^\circ\text{C}$	無
	RHR 吸込配管 $420\text{cm}^2$ (完全破断の約 53%)	約 $863^\circ\text{C}$	無

## 7日間における水源の対応について（LOCA時注水機能喪失）

## ○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約18,000m<sup>3</sup>

## ○水使用パターン

## ①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。冠水後は、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m<sup>3</sup>/h）。

## ②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替格納容器スプレイ

格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間、代替格納容器スプレイを実施する（140m<sup>3</sup>/h）。

## ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

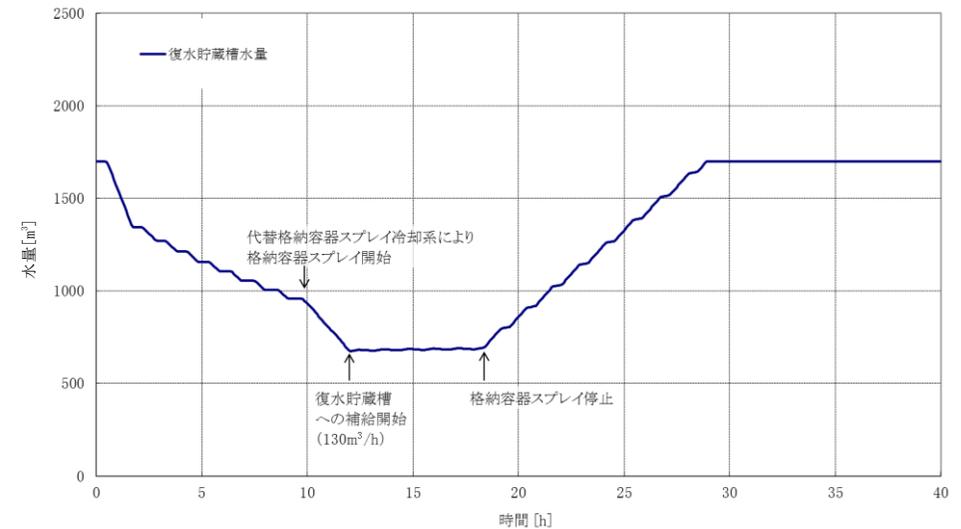
事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台を用いて130m<sup>3</sup>/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。

## ○時間評価（右上図）

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

## ○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約5,400m<sup>3</sup>必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約10,800m<sup>3</sup>必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（LOCA時注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：LOCA時注水機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約768kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約768kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <b>約13kL</b>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンク（容量 <b>約 100kL</b> ）の 残容量（合計）は <b>約591kL</b> であり、 7日間対応可能。
	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

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

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

## 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，

「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステム LOCA」（インターフェイスシステム LOCA の発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

#### (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「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，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステム LOCA が発生したことによって，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステム LOCA に対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，インターフェイスシステム LOCA が生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧注水機能による原子

炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

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及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

### (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 LOCA）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.7.1 図から第 2.7.3 図に、手順の概要を第 2.7.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.7.1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策

要員で構成され、合計 20 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.7.5 図に示す。

a. インターフェイスシステム LOCA 発生

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、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. インターフェイスシステム LOCA 発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（破断面

積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。

インターフェイスシステム LOCA の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、格納容器内圧力、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注水隔離弁の閉操作に失敗する。

高圧炉心注水系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉圧力である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

g. 高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。

高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量である。

原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。

h. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

i. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により高圧炉心注水隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。

高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位である。

j. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持

高圧炉心注水系の隔離が成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

## 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

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、

「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「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、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である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。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.7.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧

力容器から低圧設計配管までの弁数が 2 個であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする（原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が 3 個であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、 $1\text{cm}^2$  を超えないことを確認しているが、保守的に  $10\text{cm}^2$  とする。

(添付資料 2.7.1)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、

182m<sup>3</sup>/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低 (レベル 1.5) で自動起動し, 727m<sup>3</sup>/h (0.69MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (8 個) を使用するものとし, 容量として, 1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は, インターフェイスシステムLOCAの発生を確認した後, 中央制御室において隔離操作を行うが, その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から15分後に開始するものとする。

(b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は, インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し, 事象発生から3時間後に開始するものとし, 操作時間は60分間とする。

(添付資料2.7.1)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) <sup>※1</sup>, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7.6 図から第 2.7.11 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，破断流量の推移を第 2.7.12 図から第 2.7.15 図に示す。

※1 シュラウド内は，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，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。

事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉を減圧し，原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により，原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの，原子炉水位低（レベル 1.5）で

健全側の高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル 1.5)で全閉する。

事象発生 4 時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.12 図に示すとおり、初期値(約 310°C)を上回ることなく、1,200°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 2.7.6 図に示すとおり、約 7.07MPa[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、約 7.37MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも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 0.25MPa[gage]及び約 138°Cにとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.7.2)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

### 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では、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、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注

水系の破断箇所隔離操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝

達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価するが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被

覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料2.7.3)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とし

た場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約310℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.7.3)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(添付資料2.7.3)

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉

減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料2.7.3)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料2.7.3)

### (4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメ

ータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

#### 2.7.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「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、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約 100m<sup>3</sup>となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約 200m<sup>3</sup>となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサプレッション・チェンバに約 3,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。

## b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.7.4)

## c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

## 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、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉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「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及び高圧炉心注水系による原子炉注水、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

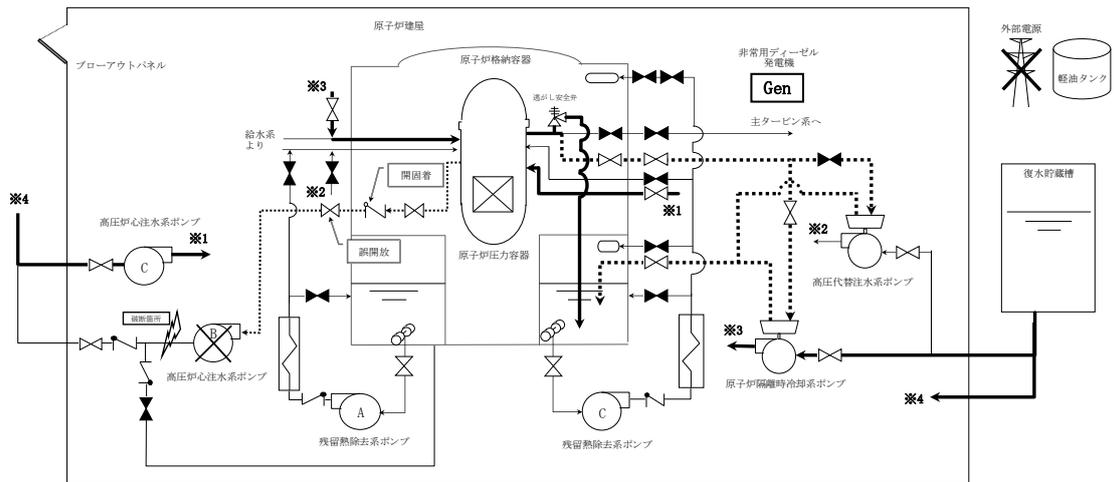
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

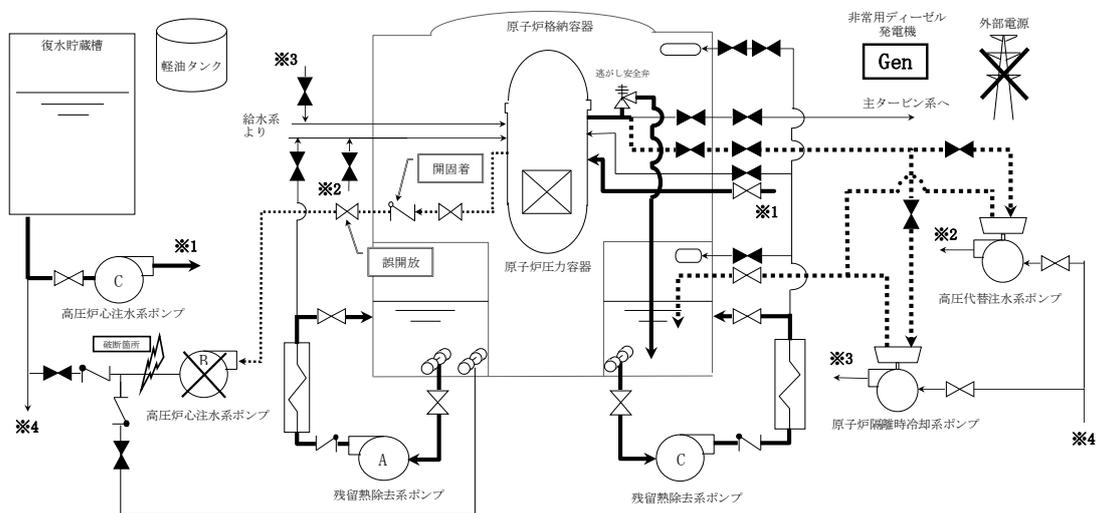
重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可

能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

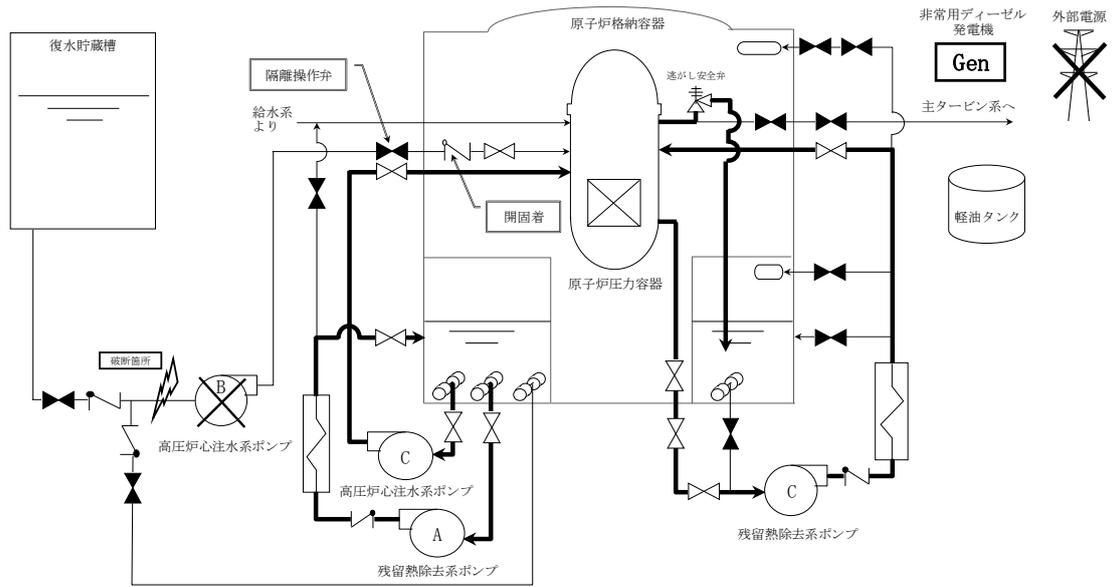
以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。



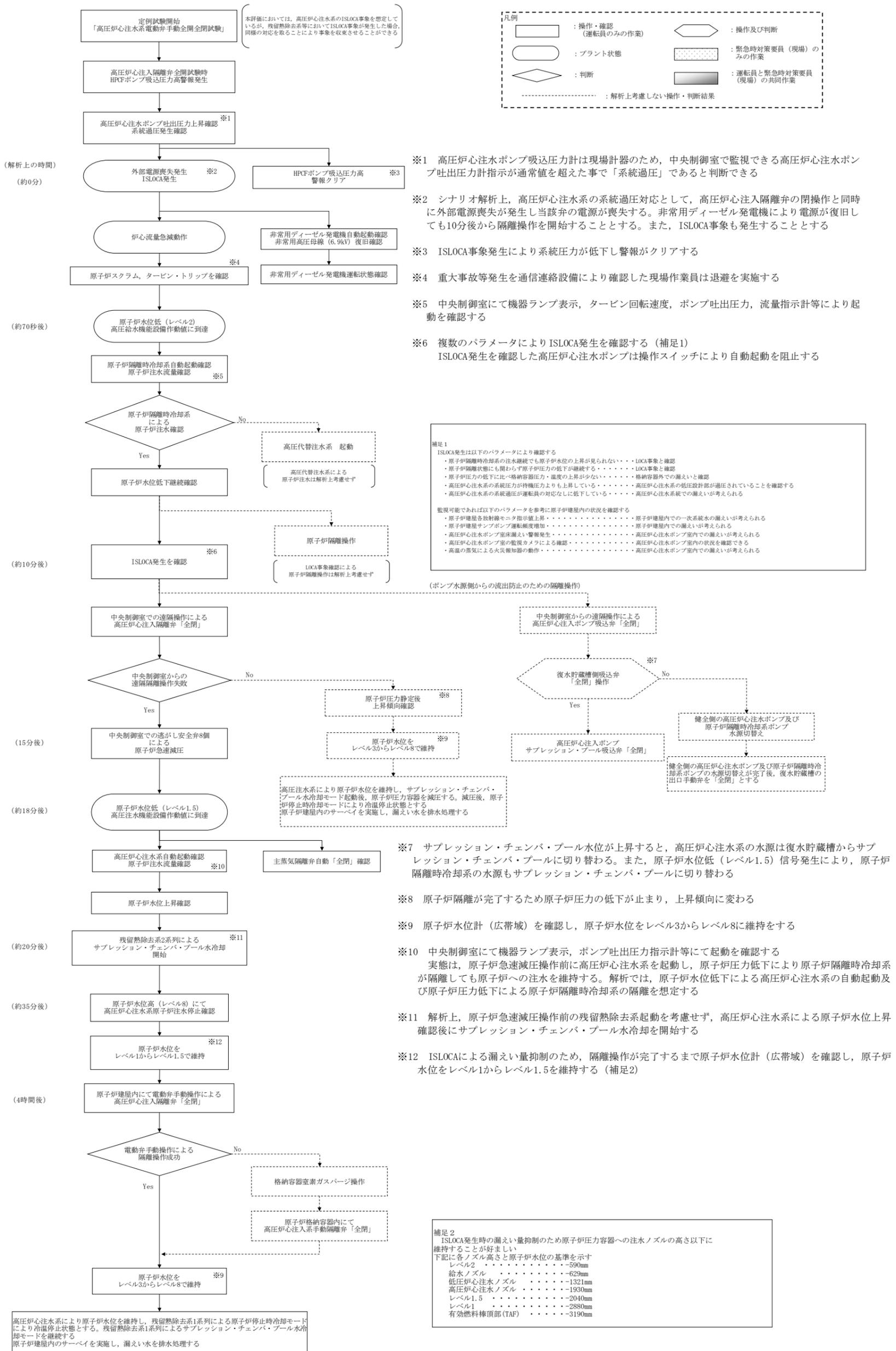
第 2.7.1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の  
重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



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)」の  
重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



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）」の  
 重大事故等対策の概略系統図（3/3）  
 （原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



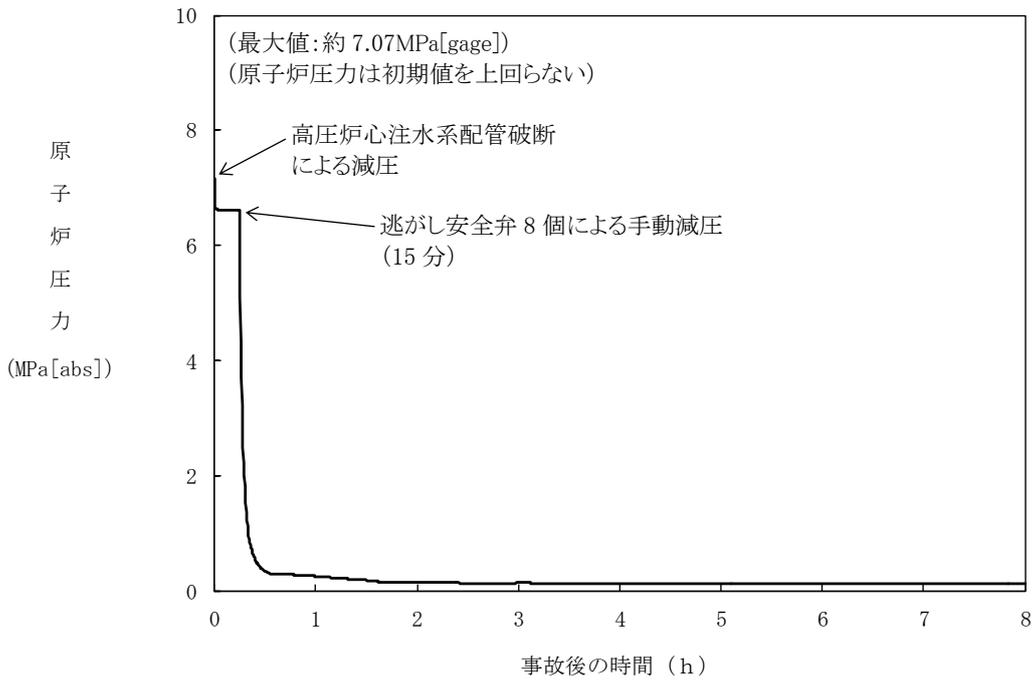
第 2.7.4 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

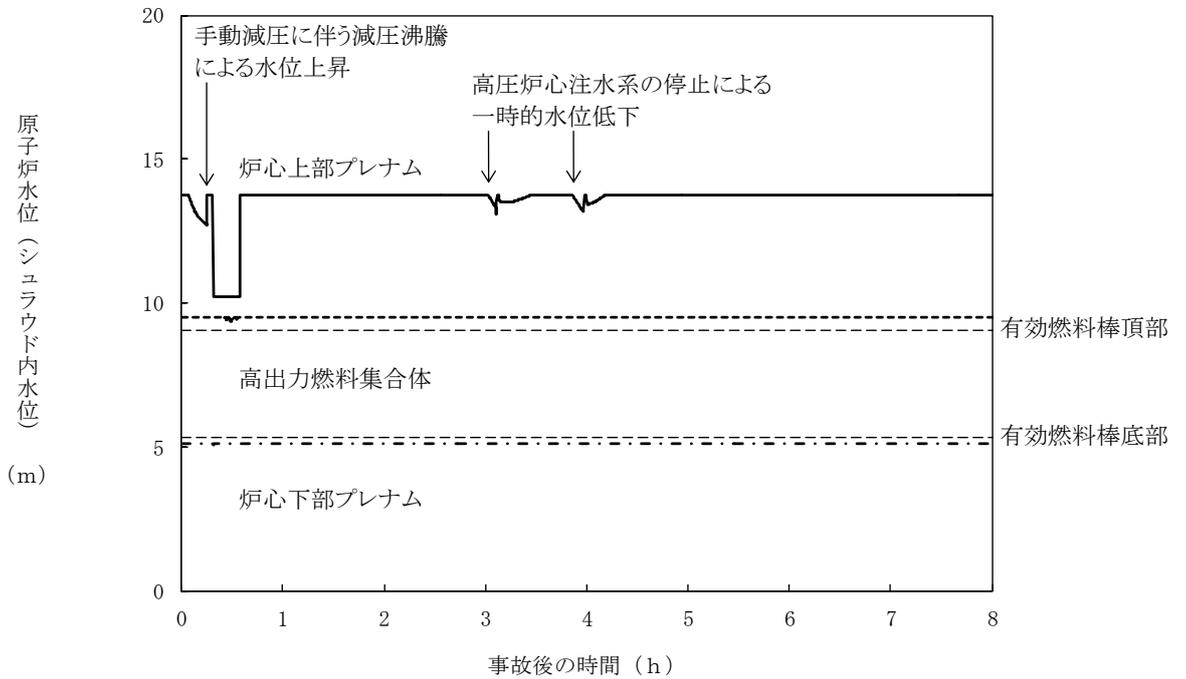
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)										経過時間 (時間)										備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	2	3	4	5	6	7	8	9		10
		指揮者	6号	当直副長	1人			7号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮																		
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡		緊急時対策要員 (現場)																						
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																								
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																							
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高压炉心注水系吸込配管破断確認</li> <li>・ 外部電源喪失確認</li> <li>・ 原子炉スクラム、タービン・トリップ確認</li> <li>・ 非常用ディーゼル発電機 自動起動確認</li> <li>・ 原子炉隔離時冷却系 自動起動確認</li> </ul>	10分																					
高压炉心注水系からの漏えい停止操作 (中央制御室操作)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 高压炉心冷却系 注入隔離弁閉操作		5分	注入隔離弁全閉失敗を想定																			
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 逃がし安全弁 8個 手動開放操作			5分																			
高压炉心注水系(健全側) 自動起動確認	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 高压炉心注水系(健全側) 自動起動確認			5分																			
			-	-	-	-	・ 高压炉心注水系(健全側) 注入弁操作				レベル8到達後 レベル1~レベル1.5 維持																		
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ プール水冷却モード操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 残留熱除去系ポンプ 手動起動			5分																			
			-	-	-	-	・ 残留熱除去系 試験用調節弁操作				サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続																		
高压炉心注水系からの漏えい停止操作 (現場操作)	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・ 現場移動 ・ 保護具装着/装着補助				30分																		
			(2人) C, D	(2人) c, d			・ 現場移動 ・ 高压炉心冷却系 注入隔離弁閉操作				60分																		
原子炉水位調整操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 高压炉心注水系(健全側)																			レベル3~レベル8維持			
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	0人																								

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

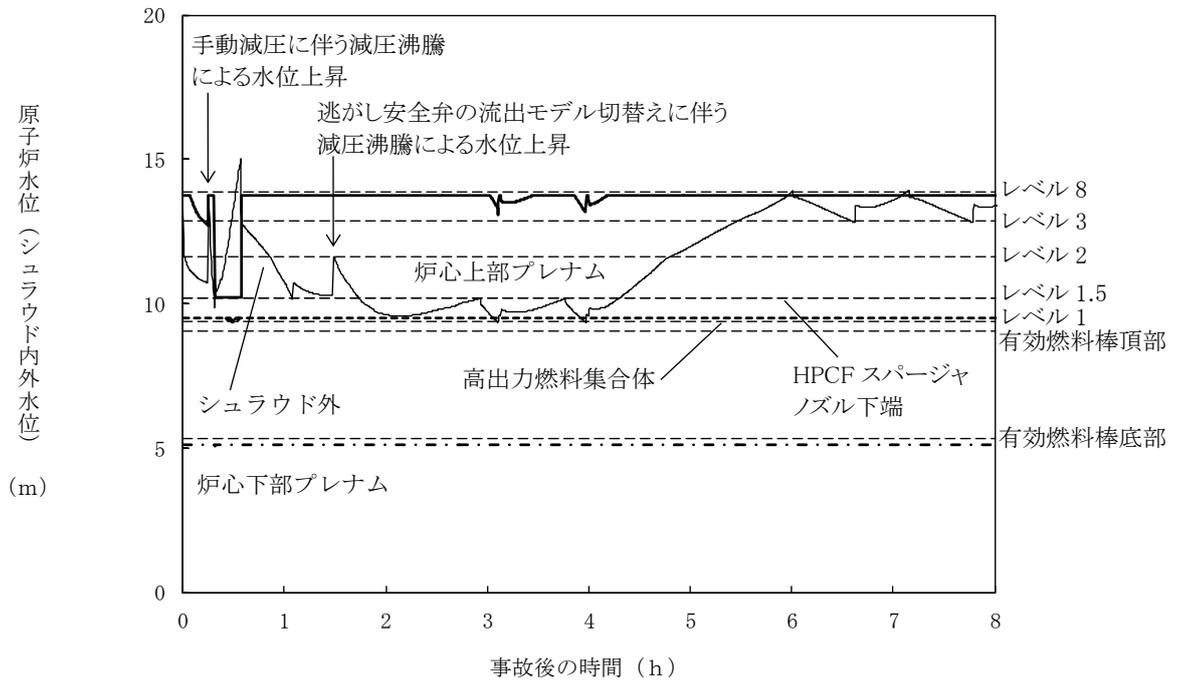
第 2.7.5 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の作業と所要時間



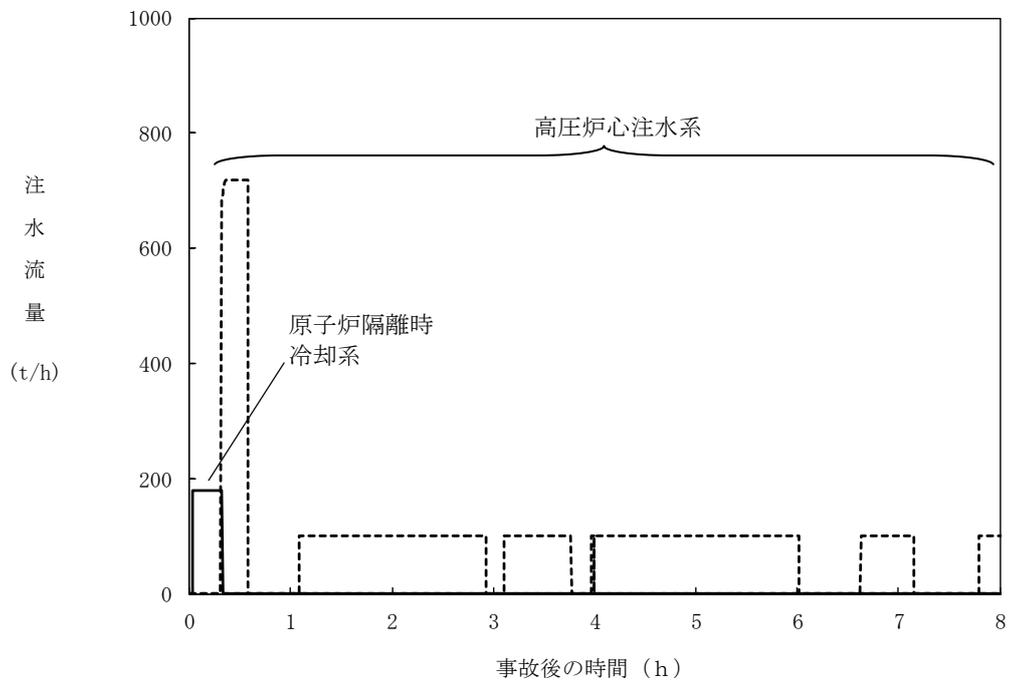
第 2.7.6 図 原子炉圧力の推移



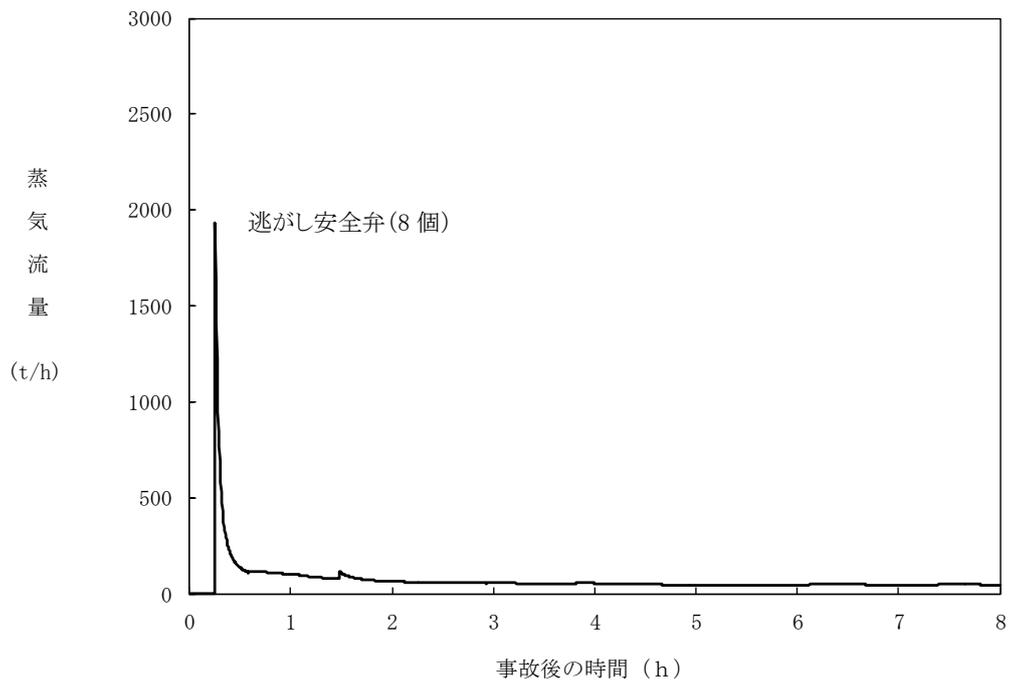
第 2.7.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



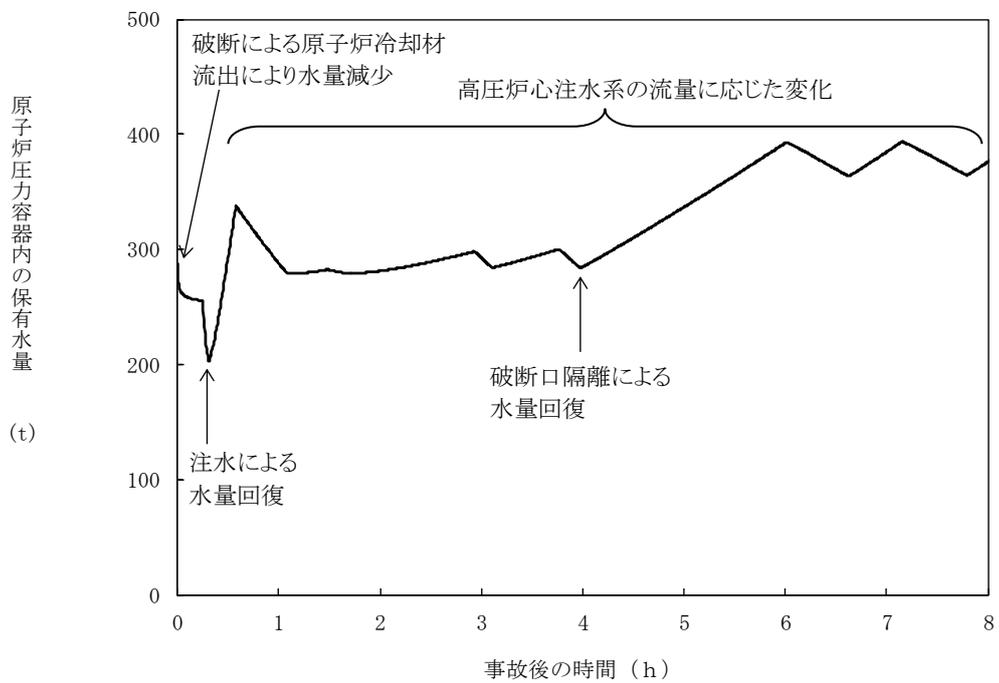
第 2.7.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



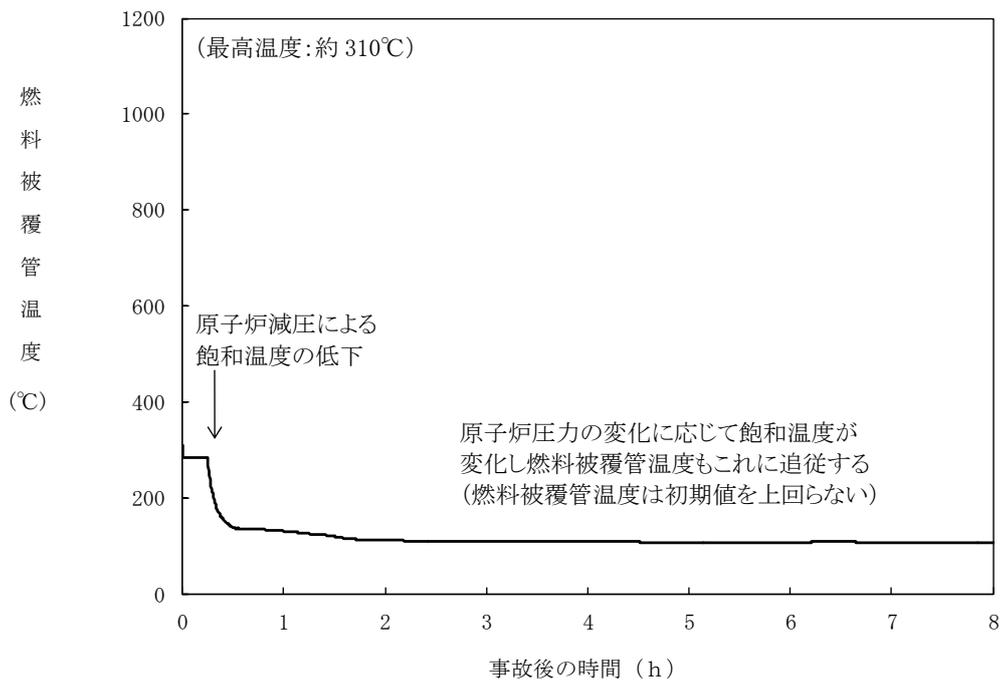
第 2.7.9 図 注水流量の推移



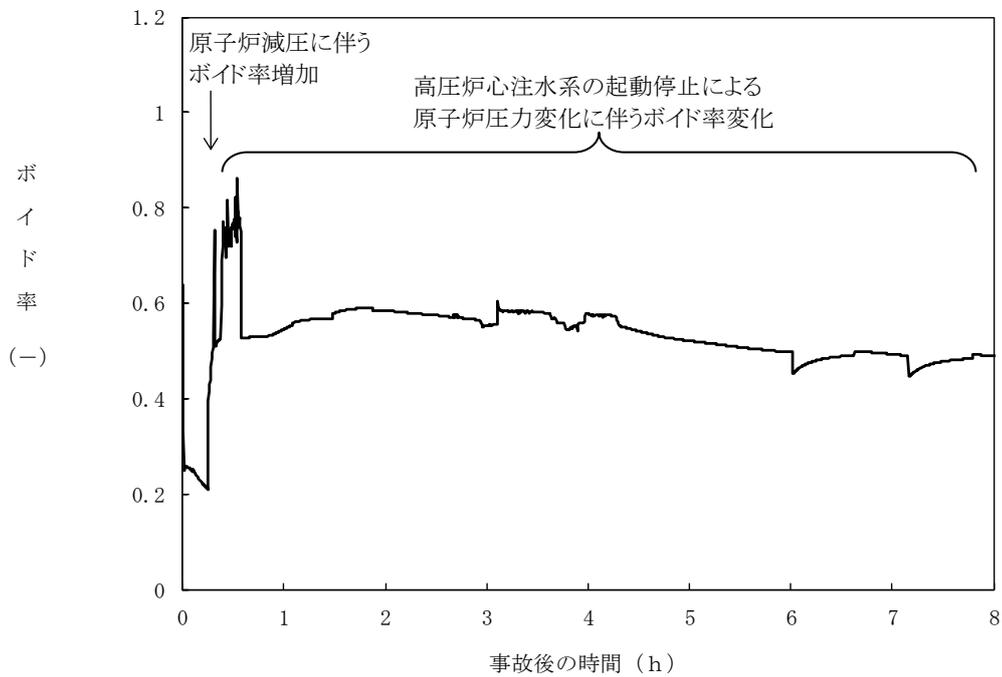
第 2.7.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



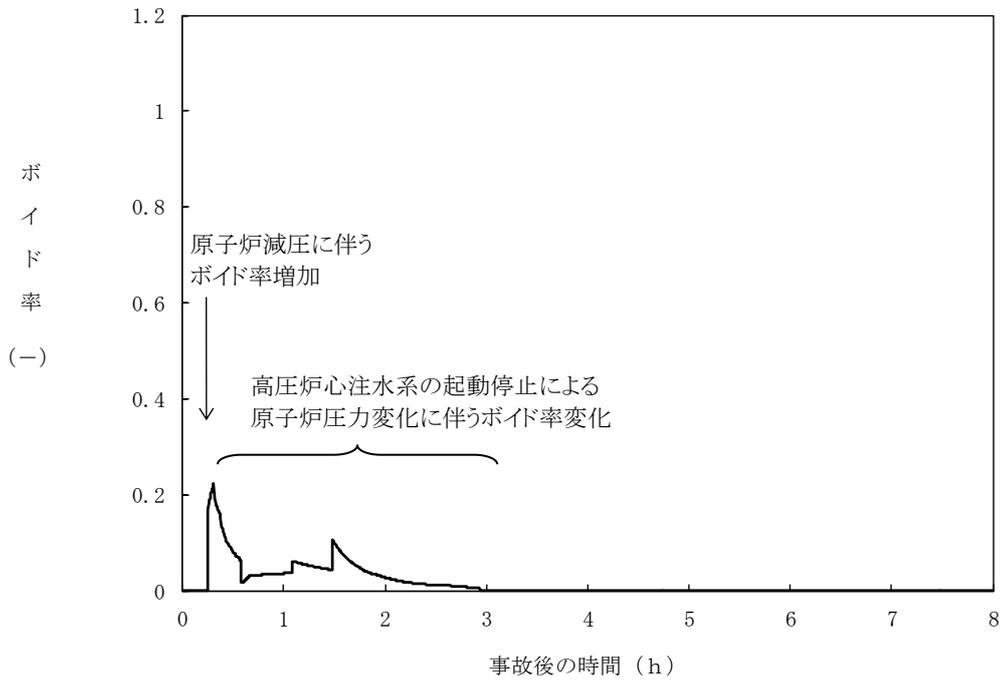
第 2.7.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



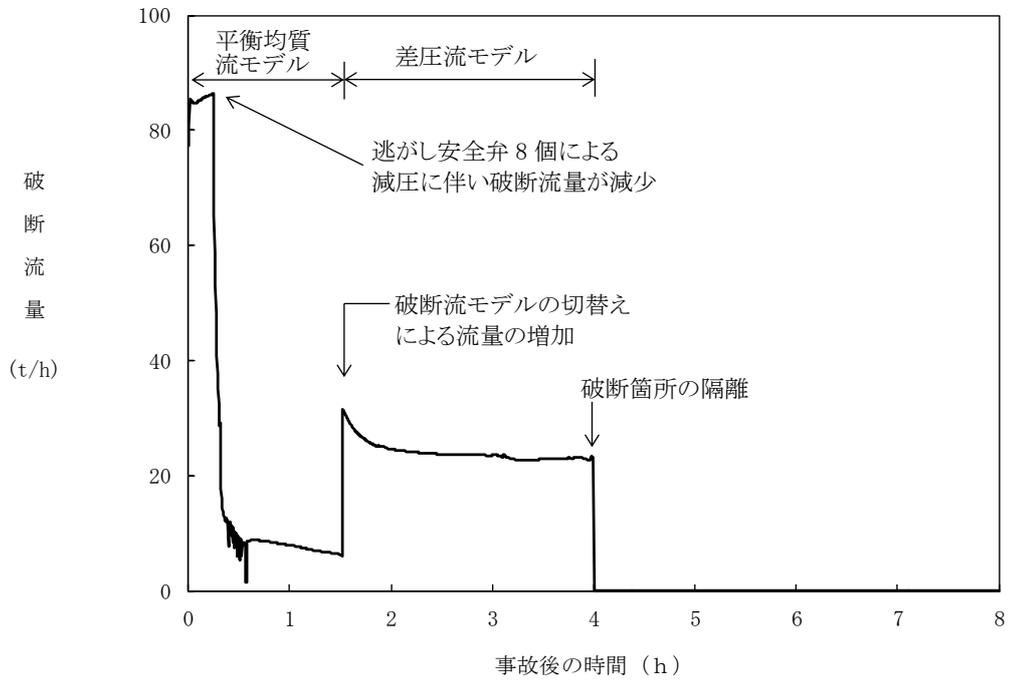
第 2.7.12 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.15 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 LOCA）」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	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、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。	—	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
インターフェイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力（D/W） 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.7.1 表 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35°C を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【高圧炉心注入隔離弁】	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水位

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

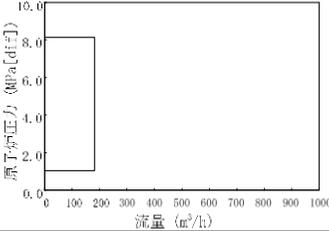
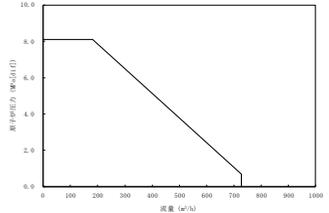
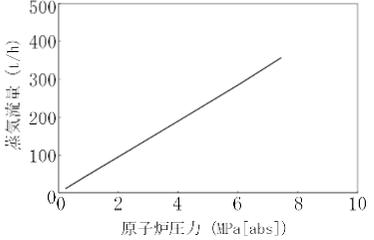
第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SAFER	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	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 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第 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））（2/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は 10cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定

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) (3/4))

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	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 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系による注水特性
	高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h (0.69MPa[dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 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)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後，中央制御室において隔離操作を行うが，その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後	破断面積 10cm <sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し，運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

## インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管としている。ここでは、高圧炉心注水系の低圧設計部となっている配管、弁及び計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

また、低圧注水系についても、運転中に弁の開閉試験を実施するものの、原子炉圧力容器から低圧設計部までに3弁が存在するため、インターフェイスシステム LOCA の発生頻度は高圧炉心注水系に比較して低いと考えられる。しかし、3弁目は中圧設計の配管上に存在するため、添付資料 1.5.2 において、過圧時でもその機能が確保されることを確認していることを示した。本資料においては、低圧注水系の中圧設計部についても実耐力評価を行った結果も合わせて示す。

## 1. 想定するインターフェイスシステム LOCA 及び低圧設計部における過圧条件について

申請解析と同様に、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており、原子炉注入電動弁が誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計部であるポンプ吸込配管の過圧を想定する。

低圧設計部の配管等に対しては、運転中の原子炉圧力（約 7.2MPa）及び水頭による圧力を考慮し、7.5MPa の圧力が伝播するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から、隔離弁が開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的にはほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合、最終的な配管内の圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下「急開」という。）を想定した場合、高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により、配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる<sup>\*1</sup>。しかし、隔離弁が緩やかな開動作をする場合、水撃作用による圧力変化は小さく、配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約 6 秒となっており、電氣的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

文献<sup>※1</sup>によると、配管端に設置された弁の急開、急閉により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉止時間 (T) において、圧力波が長さ (L) の管路内を往復するのに要する時間 ( $\mu$ ) より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$
$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

$\theta$ : 弁の時間定数

T: 弁の開放時間もしくは閉止時間 (s)

$\mu$ : 管路内を圧力が往復する時間 (s)

L: 配管長 (m)

$\alpha$ : 圧力波の伝播速度 (m/s)

ここで ( $\alpha$ ) は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長 (L) を実機の高圧炉心注水系の注水配管の配管長<sup>※2</sup>を元に保守的に 100m<sup>※3</sup>とし、水の音速 ( $\alpha$ ) を 1,500m/s<sup>※4</sup>とすると、管路内を圧力波が往復する時間 ( $\mu$ ) は約 0.14 秒となる。即ち、弁開放時間 (T) を高圧炉心注水系の電動仕切弁の約 6 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、仮に高圧炉心注水系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても、極めて短時間 (数秒間) に起きる現象であり、かつ、大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は、一次冷却材 (288℃) の水が低圧部まで到達せず低温の状態であると推測され、温度による影響 (熱伸び等) を受けることはない。

また、次項以降、強度評価において、例えば配管について最も厳しい No. ①の管の最小厚さ (ts) 8.31mm での許容圧力は約 10MPa (1 次一般膜応力 0.6Su 適用値) であり十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ (Su) までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

よって、この影響は無視し得る程小さいものと考え、構造健全性評価としては考慮しないこととする。

※1: 水撃作用と圧力脈動 [改訂版] 第2編「水撃作用」((財)電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

※2: 高圧炉心注水系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 70m

※3: 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。

※4: 圧力 7.2MPa [abs], 水温 38℃の場合、水の音速は約 1,540m/s となる。

## 2. 構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心注水系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記対象範囲について評価を行った。

- a) 配管（ドレン／ベント，計装配管等の小口径配管も対象に含む）
- b) 計装設備（ポンプ吸込側に設置されている圧力計）
- c) 弁（圧力バウンダリとなる弁）
- d) フランジ部（ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施）
- e) ポンプ（ポンプ吸込側の低圧設計部）

具体的な対象箇所については図 1-1 から図 1-5 に示す。

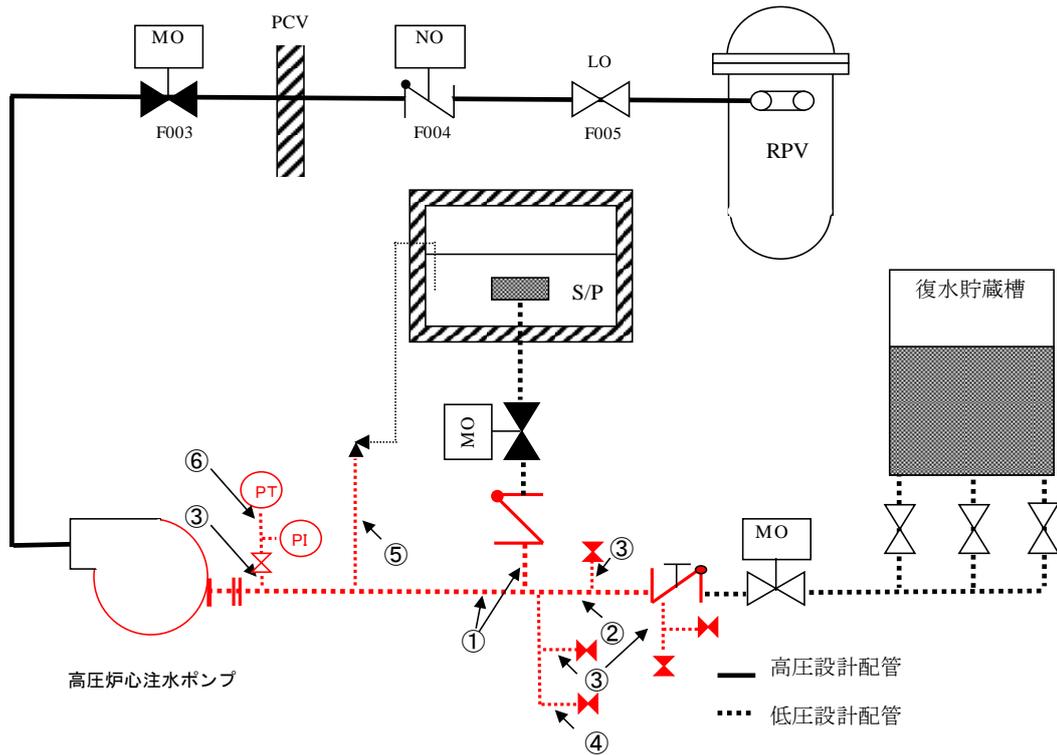


図 1-1 評価対象の配管範囲

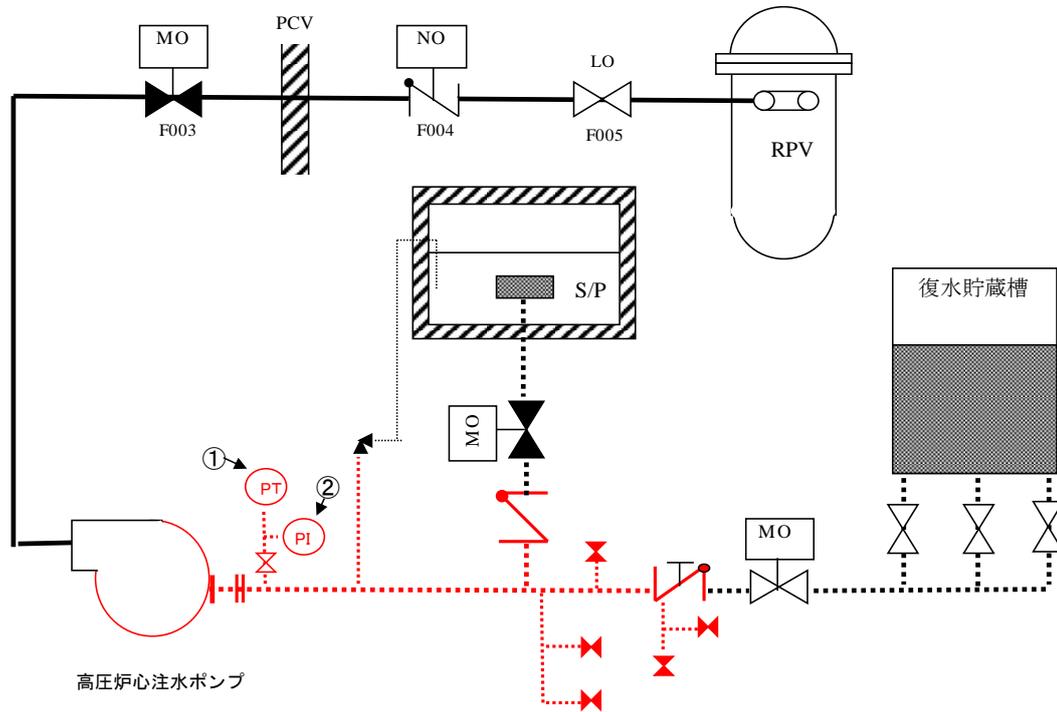


図 1-2 評価対象の計装設備

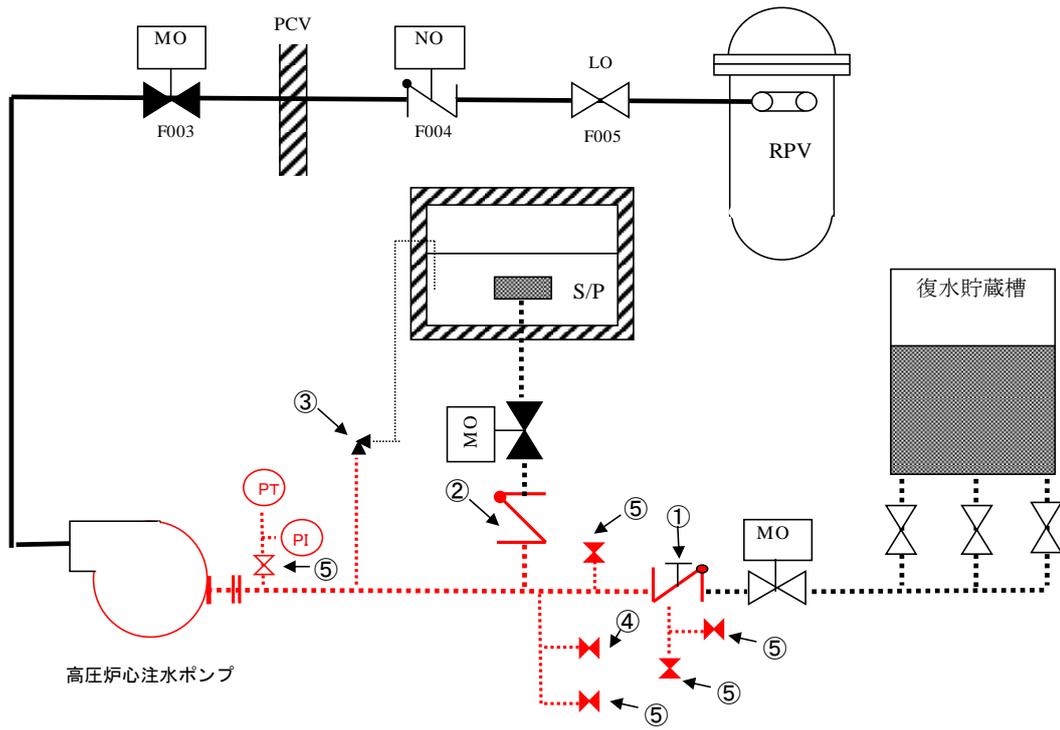


図 1-3 評価対象の弁

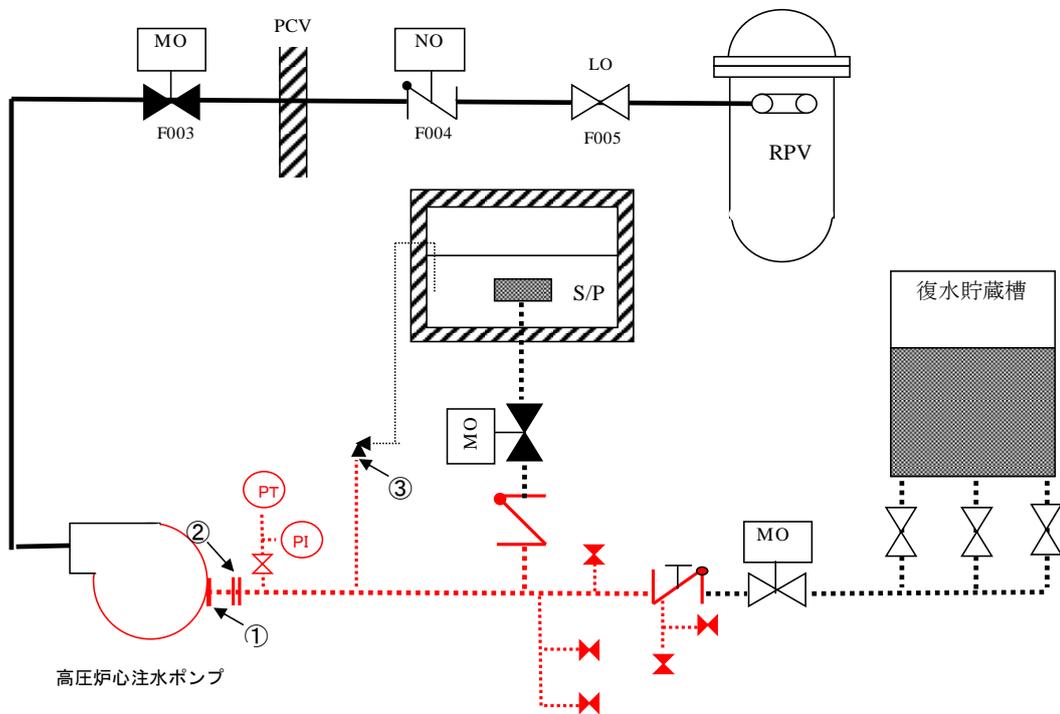


図 1-4 評価対象のフランジ

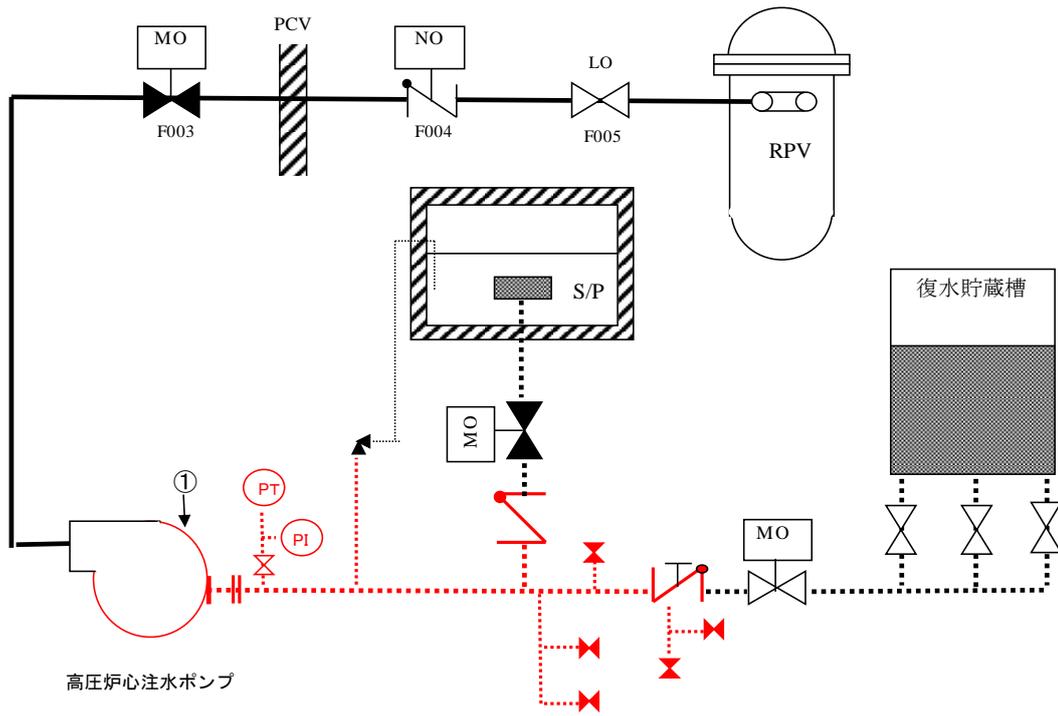


図 1-5 評価対象のポンプ

### 3. 構造健全性評価の結果

各機器に対する評価結果について以下に示す。

破断が想定される箇所としては計装設備であり、また、フランジ部についてもボルトの伸びによる漏えいが想定されるものの、合計でも漏えい面積は 1cm<sup>2</sup> を超えることはないとの結果となった。

#### a) 配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t <sup>※1</sup> (mm)	判定 <sup>※2</sup> (ts ≥ t)
①	7.5	288	406.4	9.5	STPT42 (STPT410)	8.31	6.22 <sup>※3</sup>	○
②			406.4	12.7	STPT42 (STPT410)	11.11	6.22 <sup>※3</sup>	○
③			27.2	3.9	STPT42 (STPT410)	3.40	0.97	○
④			60.5	5.5	STPT42 (STPT410)	4.81	2.14	○
⑤			34.0	4.5	STPT42 (STPT410)	3.93	1.21	○
⑥			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
	9.52	2.0	2.0	0.4				
	9.52	1.3	1.3	0.4				

※1 :  $t = PD_0 / (2S\eta + 0.8P)$

※2 : 管の最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※3 : 1次一般膜応力 0.6Su 適用値

#### b) 計装設備

No.	圧力 (MPa)	計装設備耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
① (E22-PT-001)	7.5	3.67	×	漏えい なし <sup>※1</sup>	—
② (E22-PI-002)		1.65	×	破断 (Φ5 導圧)	約 0.2

※1 : 計装設備内部のダイヤフラムは破損する可能性はあるものの、その外側の高圧フランジ面は約 15MPa までの耐圧構造であるため、外部への漏えいはないと判断した

c) 弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	ts (mm)	t <sup>※1</sup> (mm)	判定 <sup>※2</sup> (ts ≥ t)
①	E22-F002	7.5	288	400	TCH	SCPL1	22.0	7.8 <sup>※3</sup>	○
②	E22-F007			400	CH	SCPL1	20.0	7.8 <sup>※3</sup>	○
③	E22-F020			20/50	RV. VS	SCPH2	9.0	4.8	○
④	E22-F012			50	GL	S28C	8.5	5.4	○
⑤	E22-F027			20	GL	S28C	6.7	4.5	○
	E22-F500								
	E22-F515								
	E22-F516								
	E22-F700								

※1 :  $t = t_1 + ((P - P_1)(t_2 - t_1)) / (P_2 - P_1)$

※2 : 弁箱, 弁ふたの最小厚さ (ts) が計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※3 :  $t = Pd / (2S - 1.2P)$  を適用

d) フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
①	7.5	∠L1	∠L0	∠L2	∠L3	∠L4	∠L5	432	0.03	約 0.7
②		0.10	0.07	0.31	0.30	-	0.01	432	0.02	
③		0.11	0.08	0.36	0.30	0.04	0.03	49	-0.01	

∠L1 : 荷重によるボルト伸び量

∠L0 : 初期締付によるボルト伸び量

∠L2 : ボルト熱伸び量

∠L3 : フランジ熱伸び量

∠L4 : オリフィス熱伸び量

∠L5 : ガスケット内外輪熱伸び量

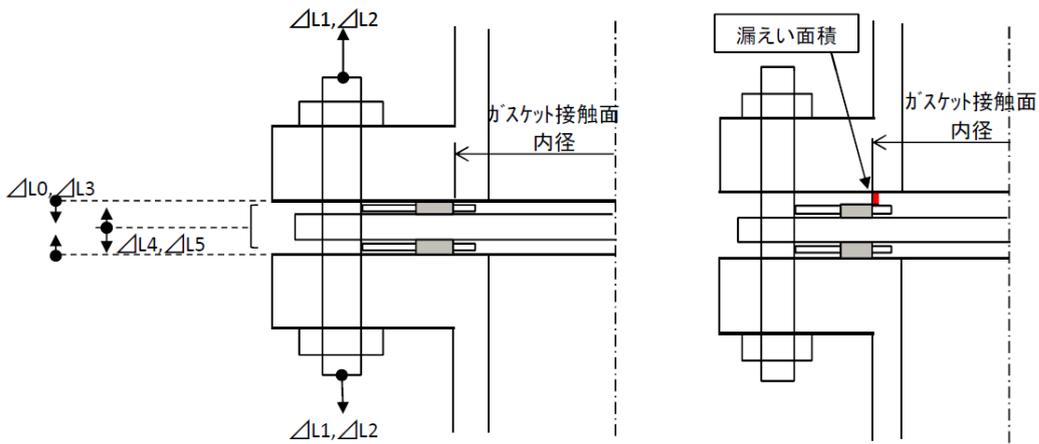


図 1-6 各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

e) ポンプ

No.	計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定 <sup>※1</sup> (ts ≥ t)
①	ディスク チャージ ケーシング	7.5	288	38.0	SFVC2B/ SGV410	34.5	15.7 <sup>※2</sup>	○
	アウター ケーシング			19.0	SGV410	14.0	13.2 <sup>※2</sup>	○
	吸込み口			38.0	SFVC2B	36.9	15.7 <sup>※2</sup>	○
	ケーシング カバー			165.0	SFVC2B	158.7	138.8 <sup>※2</sup>	○
	管台			3.9	STPT410	3.4	1.0	○

※1：最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※2：1次一般膜応力 Su 適用値

計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	引張応力 (MPa)	材料	許容引張応力 (MPa)	判定
耐圧ボルト	7.5	288	277	SCM435	508 <sup>※1</sup>	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

計算 部位	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
フラン ジ部	7.5	△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5	1636	0.08	約 0.00 <sup>※1</sup>

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

※1：Oリングのつぶししろを確保しているため漏えいには至らない

※2：各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置は図 1-6 を参照

#### 4. インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

3. で述べたとおり、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低压設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は 1cm<sup>2</sup> を超えることはない。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における破断面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に 10cm<sup>2</sup> を想定することとする。

#### 5. 現場の想定

##### ・評価の想定と事象進展解析

破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA による炉心内の挙動は、「2.7.2(3) 有効性評価の結果」に示したとおりである。

ここでは、破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境（原子炉建屋内）に着眼し評価を行った。評価条件を表 1 に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図 1 に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム、  
インターフェイスシステム LOCA 時破断面積 10cm<sup>2</sup>、  
健全側高圧炉心注水系による注入

事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）  
（この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開））

・状況判断の開始（弁の開閉状態確認、HPCF 室漏えい検出、ポンプ吐出圧力、エリアモニタ指示値上昇）

原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動

事象発生約 15 分後：急速減圧

原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動

事象発生約 4 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

#### ・評価の結果

##### ○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は、事象発生直後は上昇するものの 15 分後に原子炉減圧した後は低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に、原子炉減圧操作後に低下した後、約 38℃程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで、事象発生約 4 時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。

##### ○冷却材漏えいによる影響

破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA に伴う原子炉建屋内への原子炉内及び復水貯蔵槽からの漏えい量は、原子炉圧力容器及び復水貯蔵槽からの流出量を考慮しても最大で約 200m<sup>3</sup>/h であり、高圧炉心注入ポンプ吸込弁または復水貯蔵槽側吸込弁の閉止や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至る約 1,800m<sup>3</sup> (浸水高さ約 2.5m) に到達するには 9 時間以上の十分な時間余裕がある。

##### ○現場の線量率の想定について

#### ・評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し (詳細は表 2, 3 参照), 全希ガス漏えい率 (f 値) については、近年の運転実績データの最大値である  $3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$  を採用して評価する。なお、現行許認可ベースの f 値はこの値にさらに一桁余裕を見た 10 倍の値である。これに伴い、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、許認可評価の MSLBA (主蒸気管破断事故) 時に追加放出される放射性物質量の 1/10 となる。なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場作業の被ばくにおいては、放射線防護具 (酸素呼吸器等) を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

## ・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

$6.2 \times 10^{-14}$  : サブマージョンモデルによる換算係数  $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$

$Q_{\gamma}$  : 原子炉区域内放射エネルギー (Bq) :  $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$  : 原子炉区域内気相部容積 (86,000m<sup>3</sup>)

$E_{\gamma}$  :  $\gamma$  線エネルギー (0.5MeV/dis)

$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$  線のエネルギー吸収係数 ( $3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$ )

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

$V_{OF}$  : 評価対象エリア (原子炉建屋地上1階) の容積 (2,500m<sup>3</sup>)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

## ・評価の結果

評価結果を図5に示す。外部被ばくは最大でも約15mSv/h程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部がブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが、中央制御室換気空調系の換気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる(図6)。さらに、これらの事故時には原子炉区域排気放射能高の信号により中央制御室換気空調系が非常時運転モード(循環運転)となるため、中操にいる運転員は過度な被ばくを受けることはない。

### 6. 現場の隔離操作

現場での高圧炉心注水隔離弁の隔離操作が必要となった場合、運転員は床漏えい検知器やサンプポンプの起動頻度増加等により現場状態を把握するとともに、換気空調系による換気や破断からの蒸気の漏えいの低減(原子炉減圧や原子炉停止時冷却(実施可能な際において))等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は3時間程度で約38℃程度まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

### 7. 公衆被ばくについて

インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルの開放により大気中に放出される。この場合における敷地境界で

の実効線量を評価した。評価条件は表 1～3（但し、表 1 の「原子炉建屋への流出経路条件」は除く）に従うものとし、その他の条件として、破断口から漏えいする冷却材が減圧沸騰によって気体となる分が建屋内気相部へ移行されるものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行される割合は、運転時冷却材量と減圧沸騰による蒸発分の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行される割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時冷却材量と減圧沸騰による蒸発分の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から流出する蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした（詳細は図 7 参照）。

評価の結果、敷地境界における実効線量は約  $4.7 \times 10^{-2} \text{mSv}$  となり、「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」における耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量（約  $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ ）及び  $5 \text{mSv}$  を下回った。

なお、評価上は考慮していないものの、原子炉建屋内に放出された放射性物質はブローアウトパネルから外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること、及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時冷却材量に応じた濃度を用いているが実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより、更に実効線量が低くなると考えられる。

## 8. まとめ

5. 及び 6. で示した評価結果より、破断面積  $10 \text{cm}^2$  のインターフェイスシステム LOCA 発生による現場の温度上昇は小さく（3 時間程度で約  $38^\circ\text{C}$  程度）、また、現場線量率についても  $15 \text{mSv/h}$  以下であることから現場操作の妨げとはならず、また設備の機能も維持される。したがって、炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系による炉心冷却、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の機能も維持可能である。

表1 破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 時における評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所	高压炉心注水 (B) ポンプ室	漏えいを想定した高压炉心注水系の低压設計部 (計装設備やフランジ部等) の設置場所
漏えい面積	高压炉心冷却系配管 : 10cm <sup>2</sup> (1.0×10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> )	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位 L2 到達時点で、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始	インターロック設定値
	事象発生 15 分後に手動減圧 (逃がし安全弁 8 個)	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は急速減圧後に実施 (事象発生 20 分後)	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 4 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝播経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生とともにスクラム	事象発生とともに外部電源喪失し、原子炉スクラムすることを想定
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高压炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高压炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0～12 時間 : 50℃ 12～24 時間 : 45℃ 24 時間以降 : 40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値

表2 評価条件 (f 値, 追加放出量)

項目	評価ケース	現行許認可ベース (参考)
f 値	$3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$ (現行許認可の 1/10)	$3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$
追加放出量 (Bq) ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値)	$2.28 \times 10^{14}$	$2.28 \times 10^{15}$

表3 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.95	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.04	5.82E-02	0.02	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.25	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

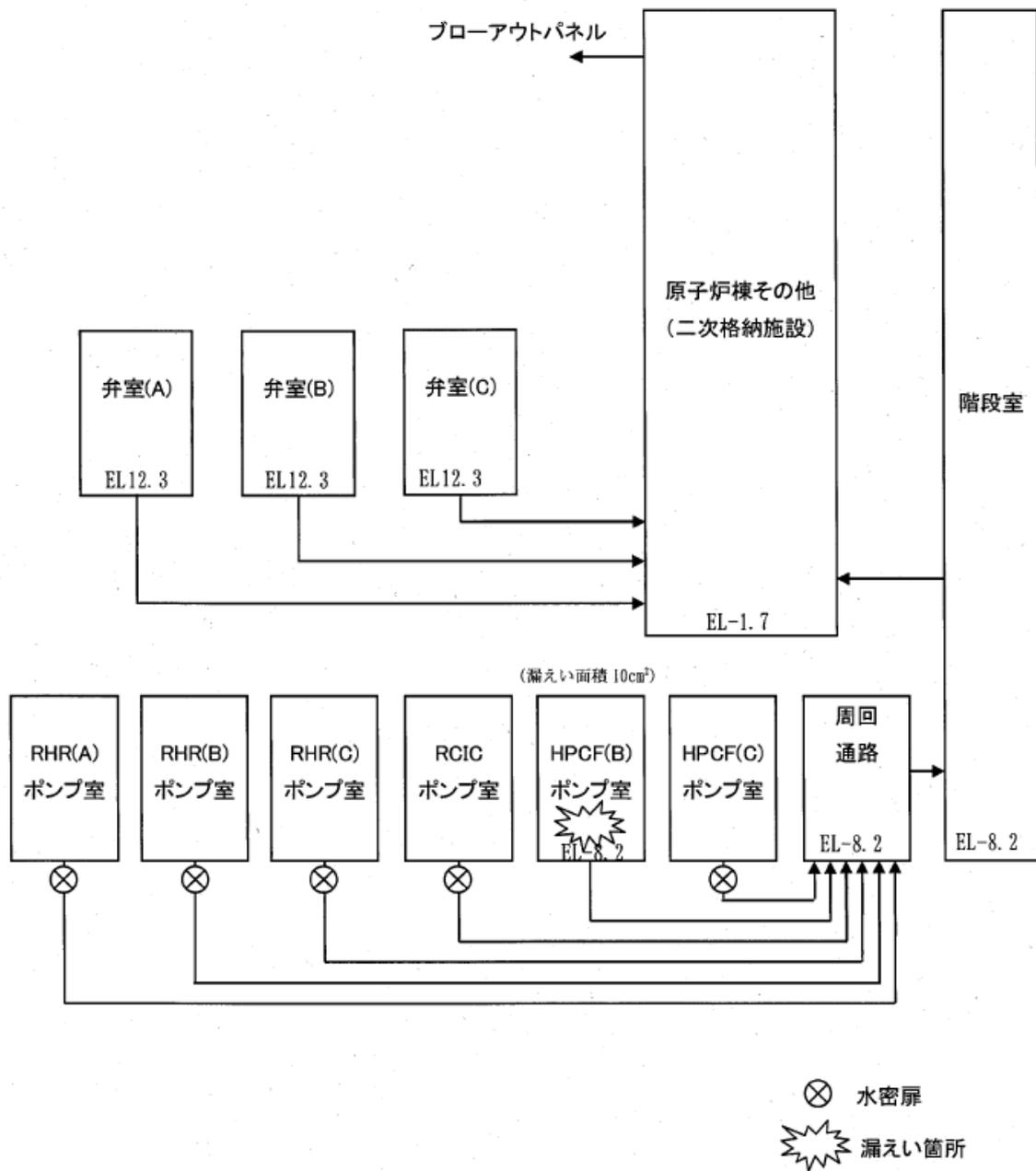


図1 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル

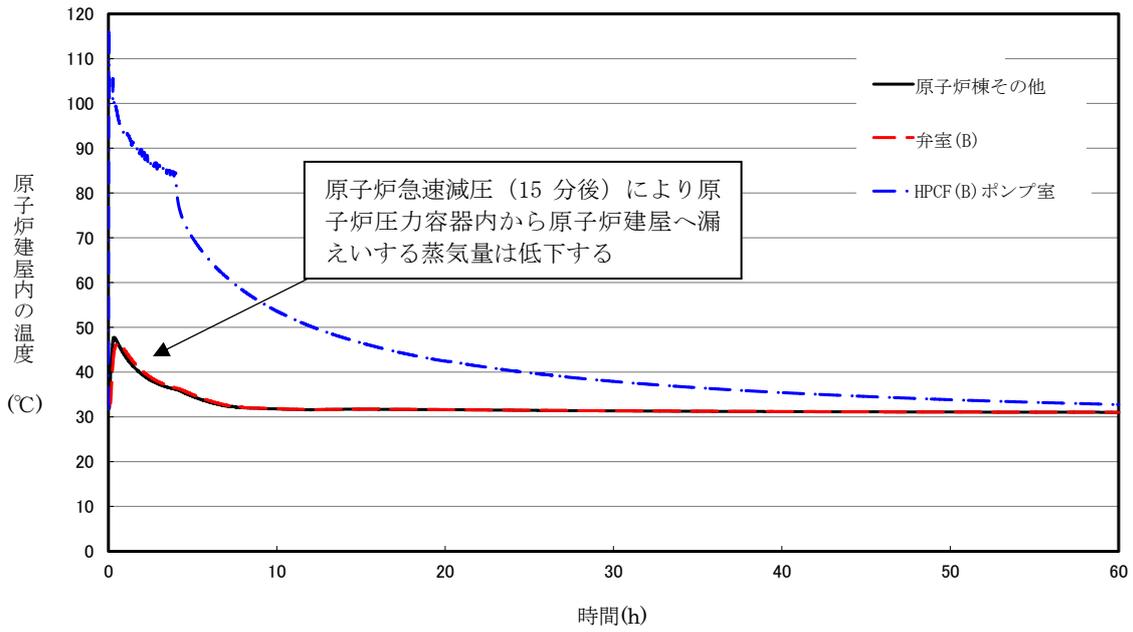


図2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

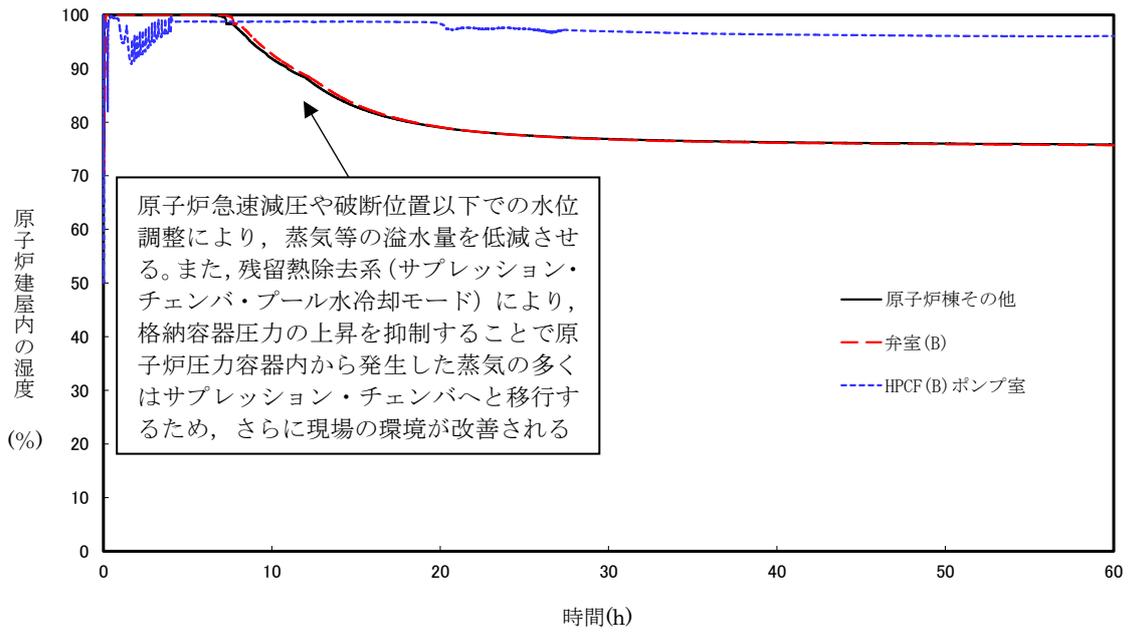


図3 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

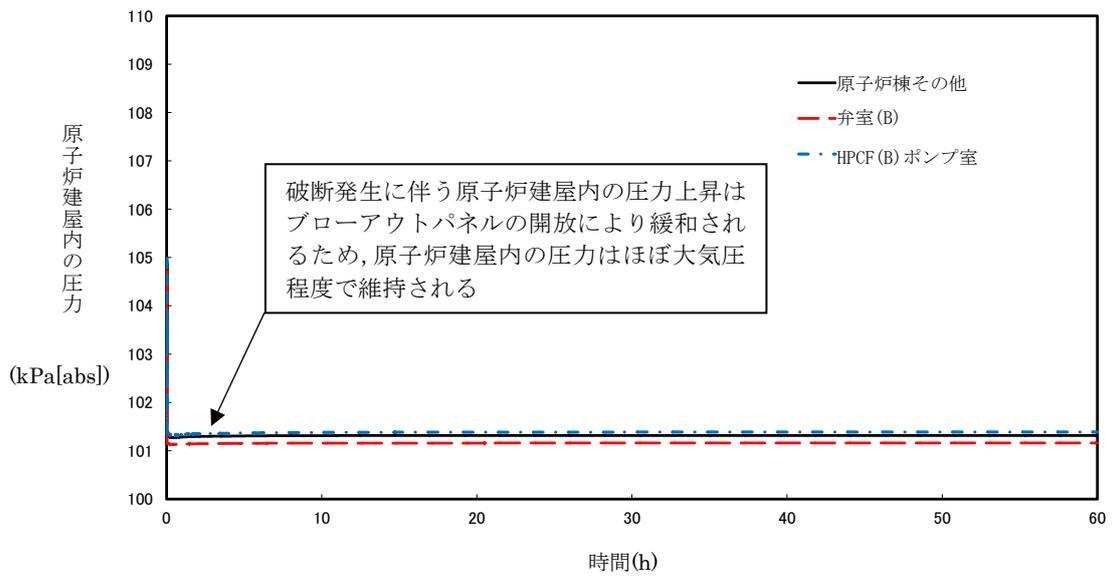


図4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

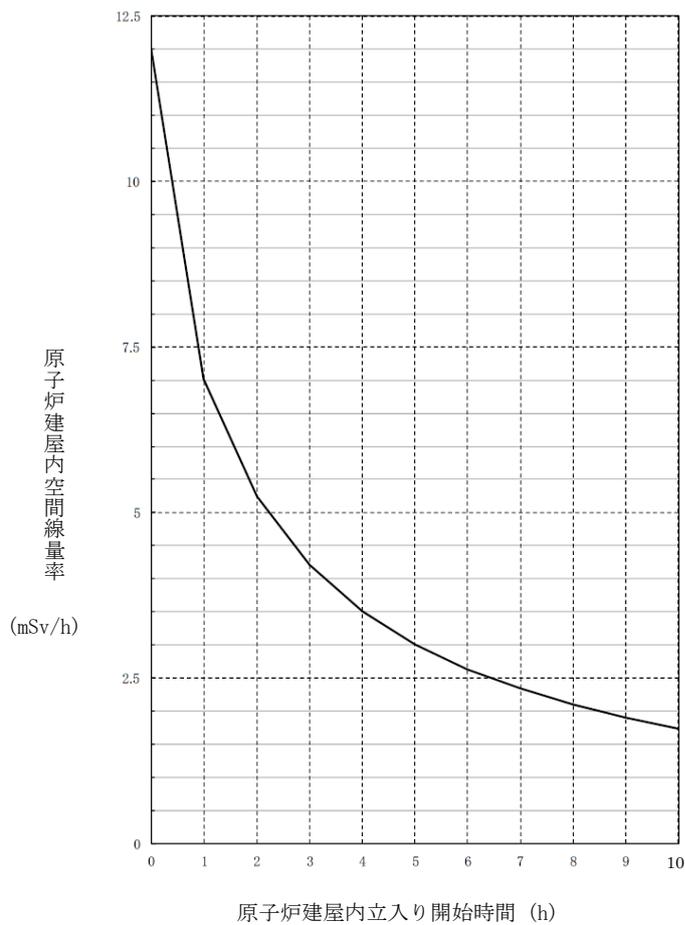
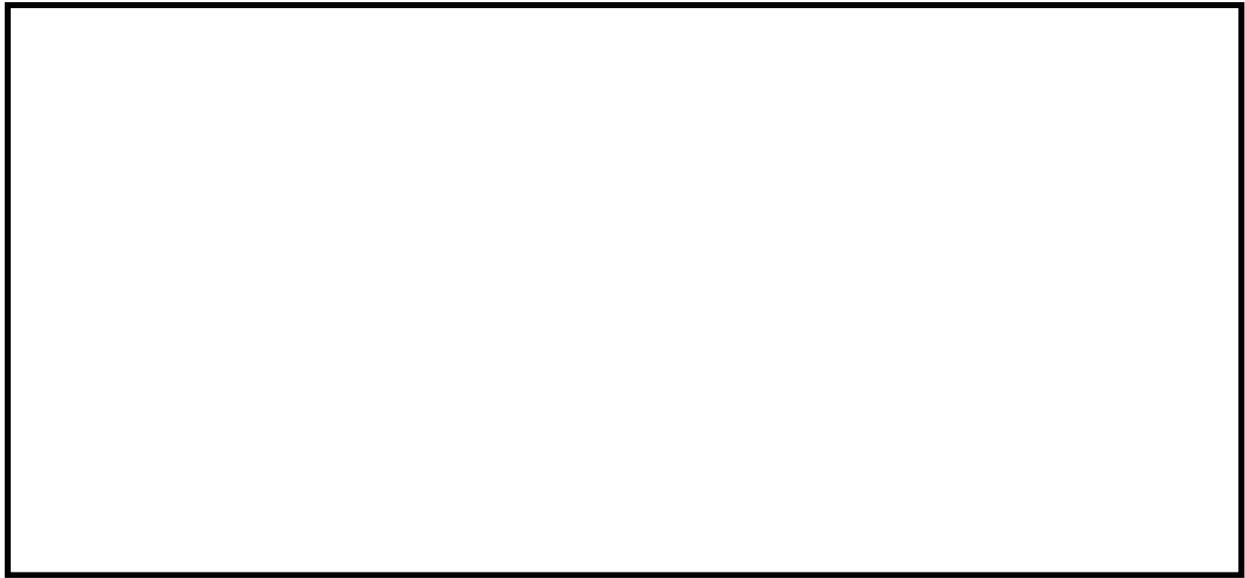


図5 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)

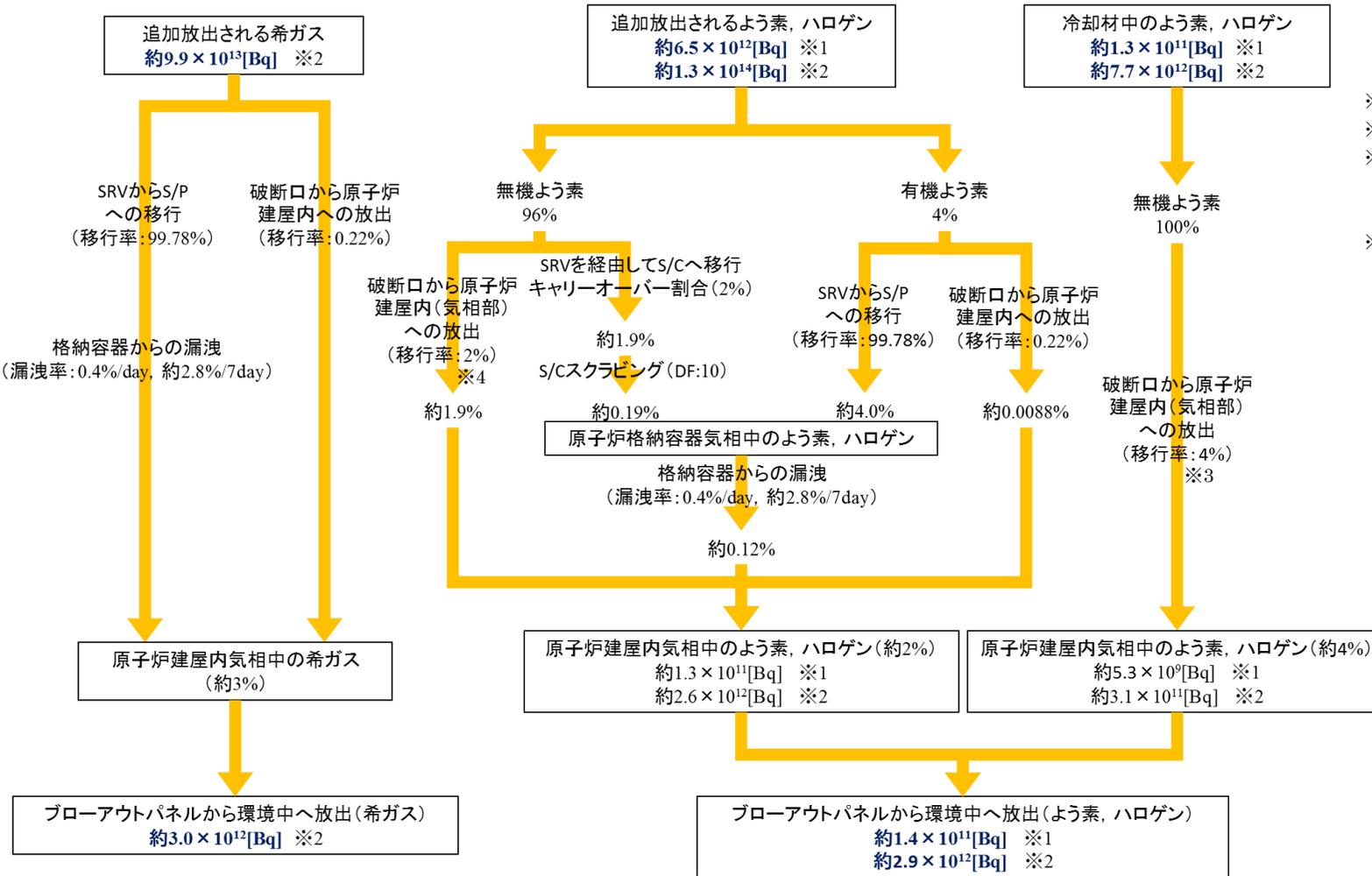


(a) 平面図



(b) 断面図

図6 原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・ブローアウトパネルの位置関係  
(インターフェイスシステム LOCA)



※1 I-131 等価量  
 ※2 ガンマ線 0.5MeV 換算値  
 ※3 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。  
 ※4 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の放射性物質の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。

図 7 核分裂生成物の環境中への放出について (インターフェイスシステム LOCA 時)

(参考) 高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定した場合の現場環境について

インターフェイスシステム LOCA 発生箇所は、高圧炉心注水系の吸込配管としており、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、破断面積は  $1\text{cm}^2$  を超えないことを確認している。したがって、インターフェイスシステム LOCA により、高圧炉心注水系の吸込配管に全周破断(破断面積約  $127\text{cm}^2$ ※)が発生する可能性は極めて小さいと考えられるが、ここでは、全周破断の発生を想定した場合の現場環境について示す。

※高圧炉心注水系スパーージャから破断口に至る経路のうち、高圧炉心注水系ノズル部において臨界流が生じるとし、破断面積を約  $127\text{cm}^2$  とする

#### ・評価条件

MAAP 解析の主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム、  
インターフェイスシステム LOCA の発生箇所は、高圧炉心注水系吸込配管  
(破断面積約  $127\text{cm}^2$ (全周破断))

事故シナリオ：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）  
(この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開）)  
・状況判断の開始（弁の開閉状態確認，HPCF 室漏えい検出，ポンプ吐出圧力，エリアモニタ指示値上昇）  
原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動  
約 15 分後：急速減圧  
原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動  
約 3 時間後：原子炉区域・タービン区域換気空調系を復旧

その他の評価条件は 5. で示したものと同一とする。また、図 8 に本評価における原子炉建屋のノード分割モデルを示す。

#### ・評価結果

図 9～11 に全周破断時の原子炉建屋の環境条件を示す。図 9～11 に示すとおり、原子炉建屋の環境条件は、電動弁の耐環境設計(温度  $100^\circ\text{C}$ 、蒸気環境、6 時間継続)を下回ることから、仮に全周破断が発生し、かつ、隔離操作が遅れた場合においても、電動弁は機能喪失することではなく、中央制御室での隔離操作は可能である。

また、事象発生 3 時間後に原子炉区域・タービン区域換気空調系を復旧し使用開始を想定した場合、原子炉建屋の温度は約  $32^\circ\text{C}$  まで低下することから、酸素呼吸器、耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離作業は可能である。

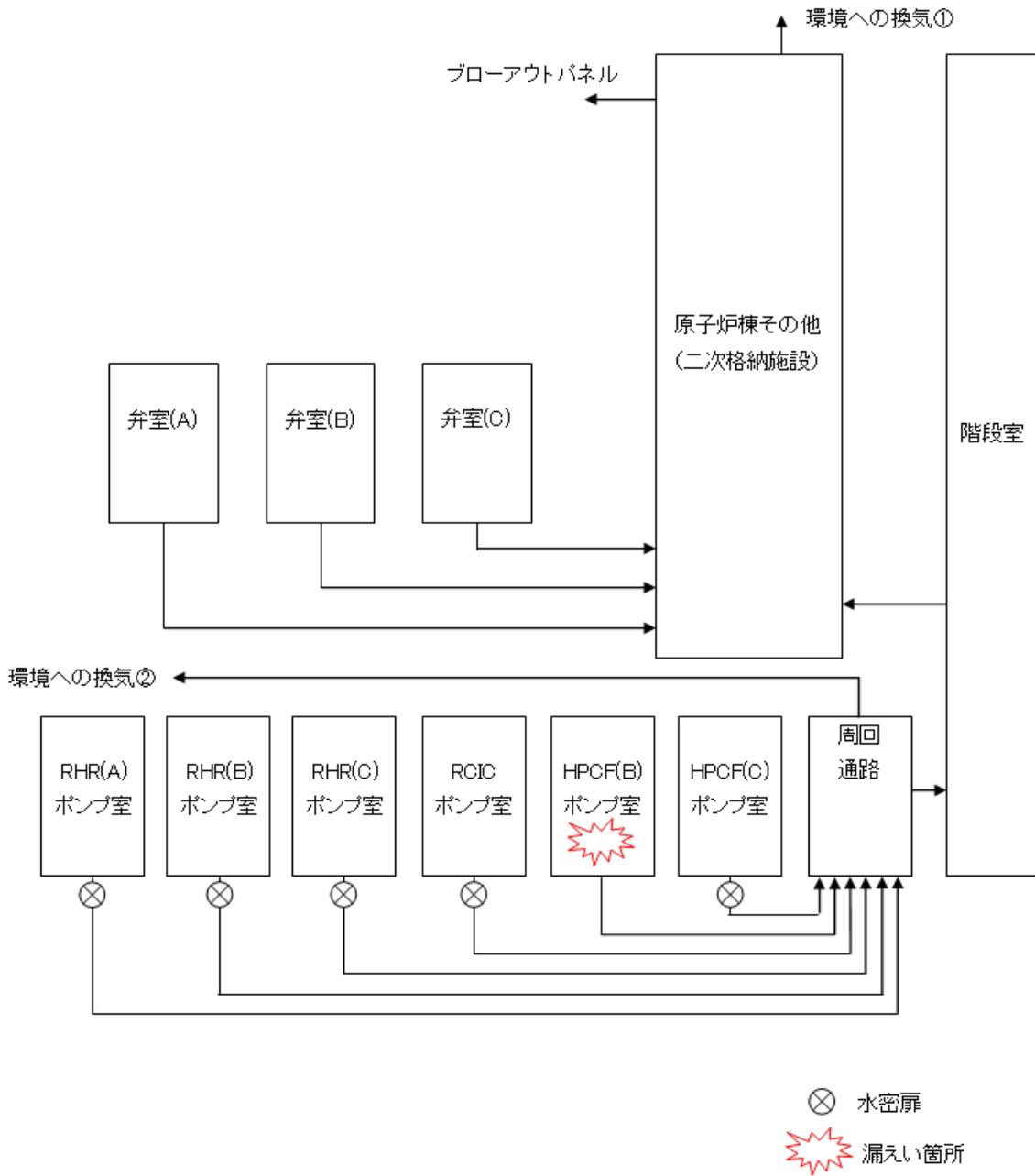


図8 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル  
(全周破断, 原子炉区域・タービン区域換気空調系の復旧を考慮)

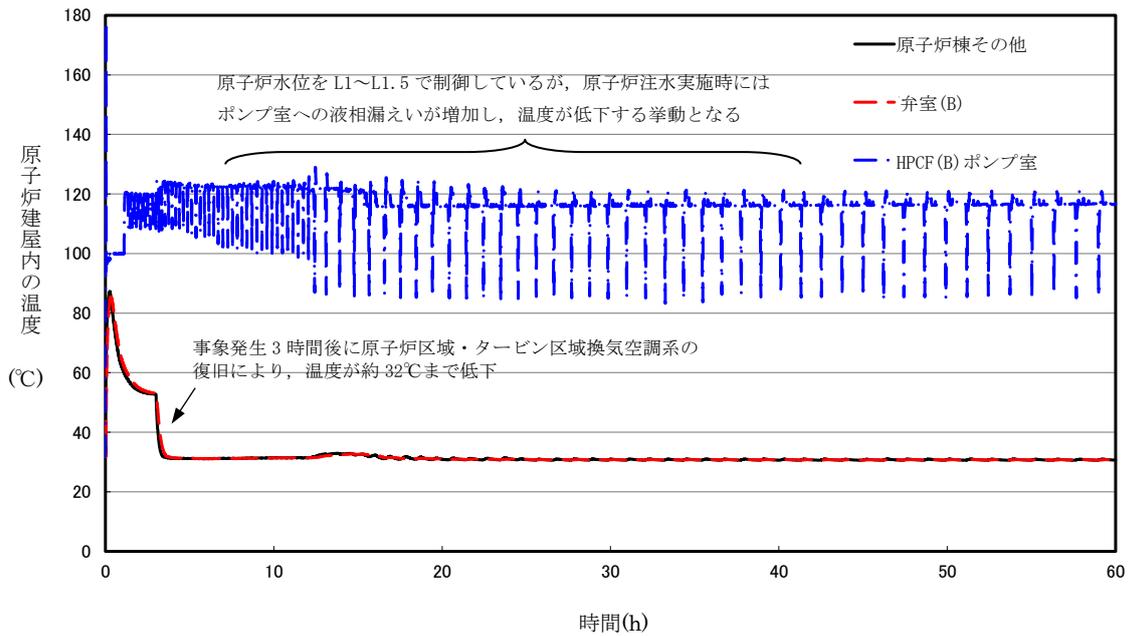


図9 原子炉建屋内の温度の時間変化  
(全周破断，原子炉区域・タービン区域換気空調系の復旧を考慮)

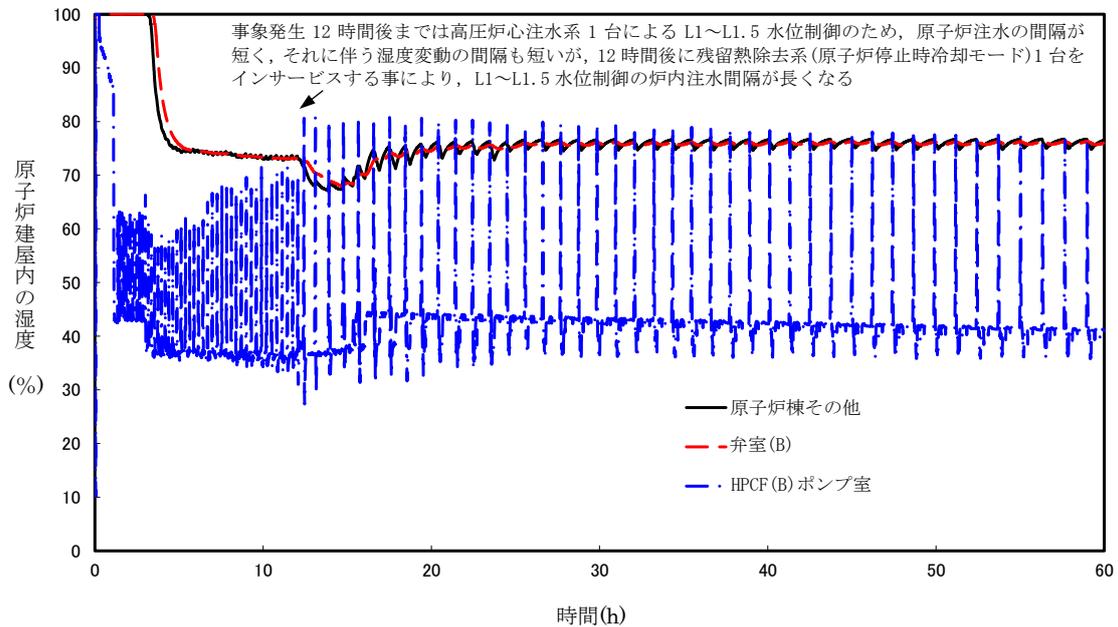


図10 原子炉建屋内の湿度の時間変化  
(全周破断，原子炉区域・タービン区域換気空調系の復旧を考慮)

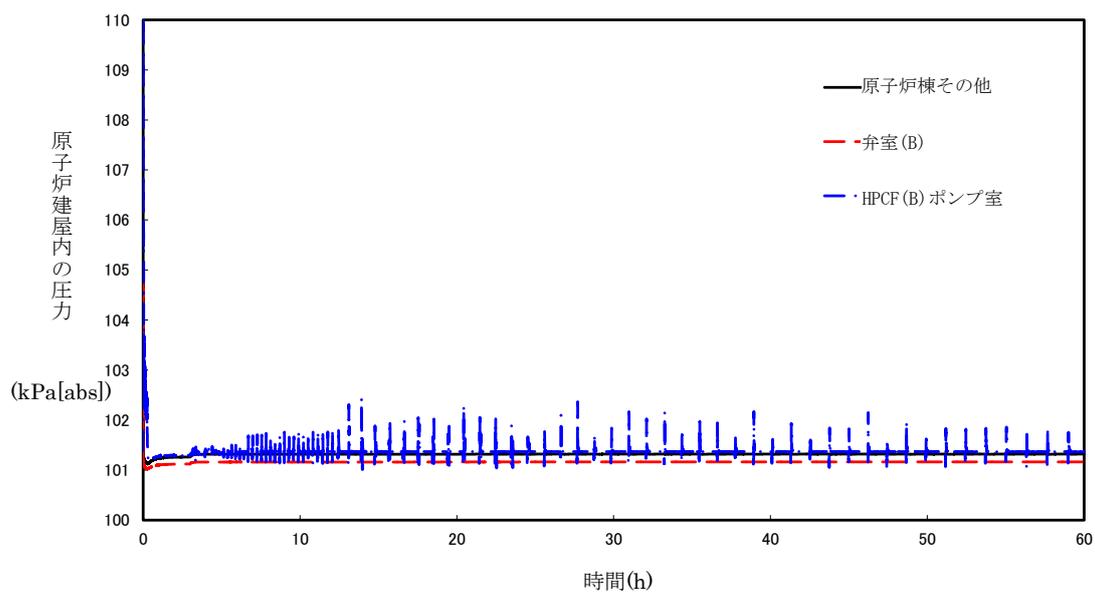


図 11 原子炉建屋内の圧力の時間変化  
 (全周破断, 原子炉区域・タービン区域換気空調系の復旧を考慮)

(補足) 低圧注水系の中圧設計部における実耐力評価について

低圧注水系の注入ラインは、隔離弁として高圧設計の弁 2 弁に加え、中圧設計の弁 1 弁に期待できることから、高圧設計の弁 2 弁の高圧炉心注水系に比較して ISLOCA の発生頻度は十分低いとして除外している。

ここでは、低圧注水系の配管、弁及び計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行った結果を示す。

(1) 過圧条件について

ISLOCA による低圧注水系の中圧設計部の過圧条件については、高圧炉心注水系における ISLOCA 発生時の漏えい評価と同じとし、以下のとおりとした。

- ・ 圧力 : 7.5MPa
- ・ 温度 : 288°C

(2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

低圧注水系の中圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記の対象範囲について評価を行った。

- a) 配管 (ドレン/ベント, 計装配管等の小口径配管も対象に含む)
- b) 計装設備 (圧力バウンダリ内に接続されている計器)
- c) 弁 (圧力バウンダリとなる弁)
- d) フランジ部 (ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施)
- e) 熱交換器

具体的な対象箇所については図-補 1 から図-補 5 に示す。

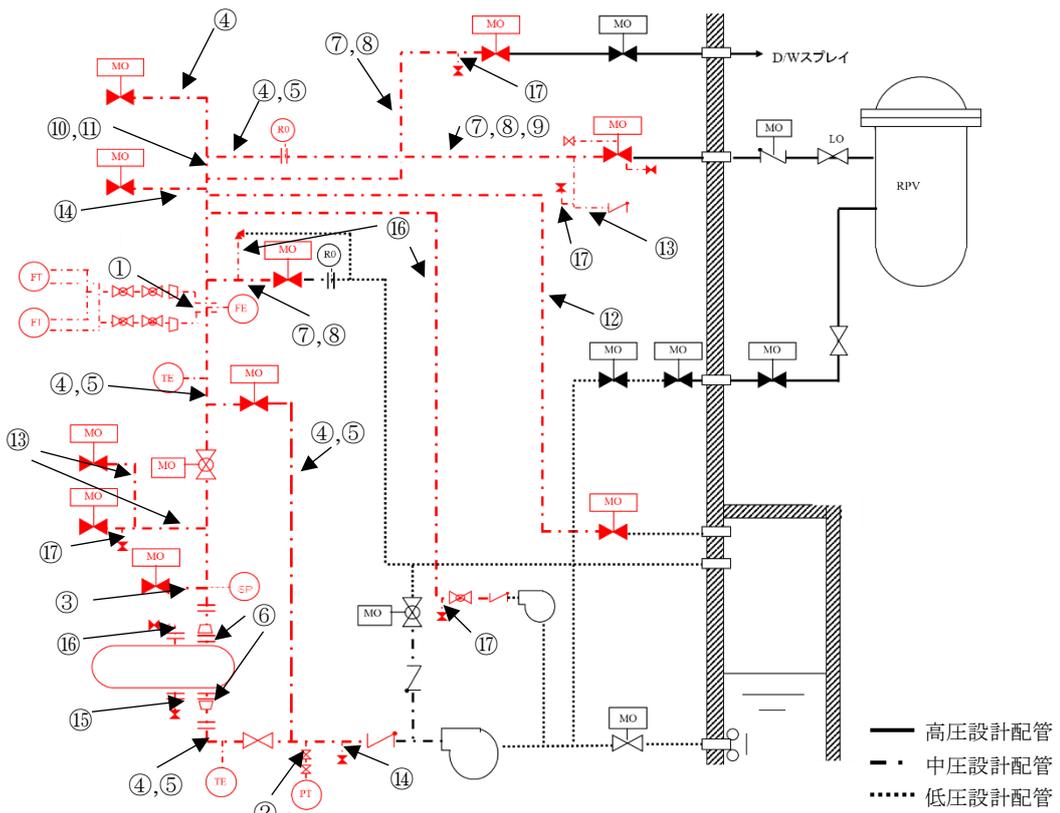


図-補1：評価対象の配管範囲

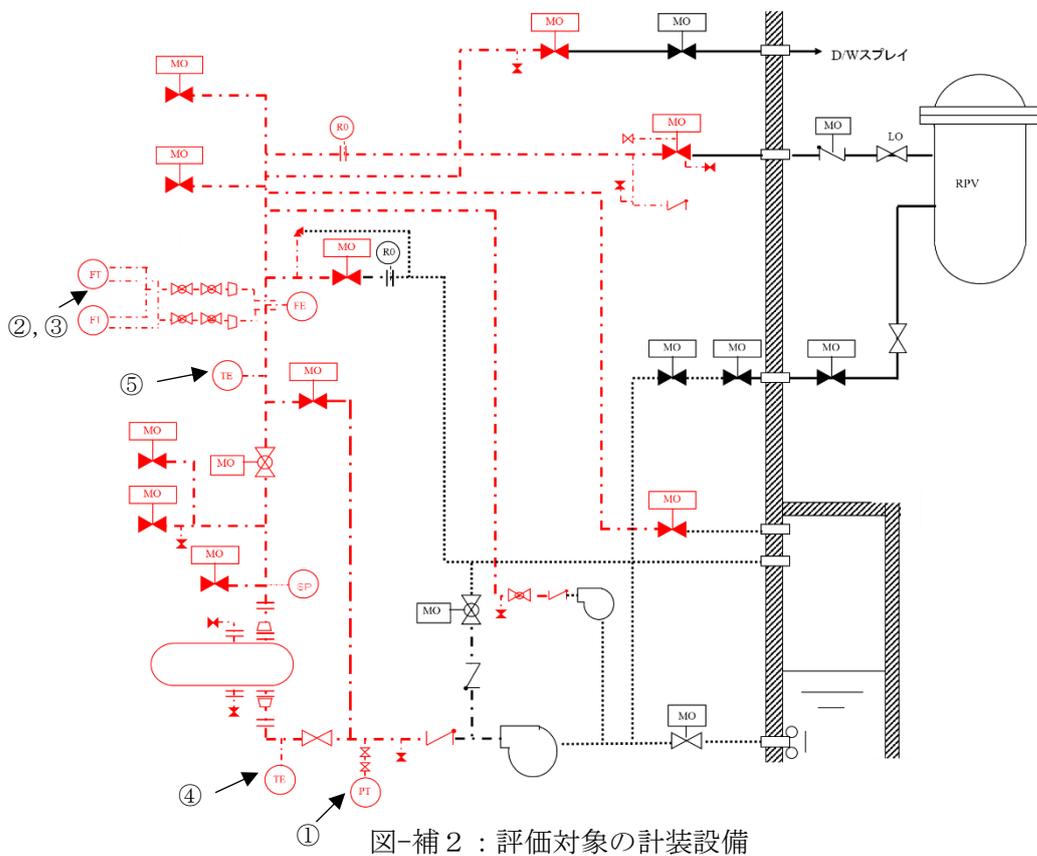


図-補2：評価対象の計装設備

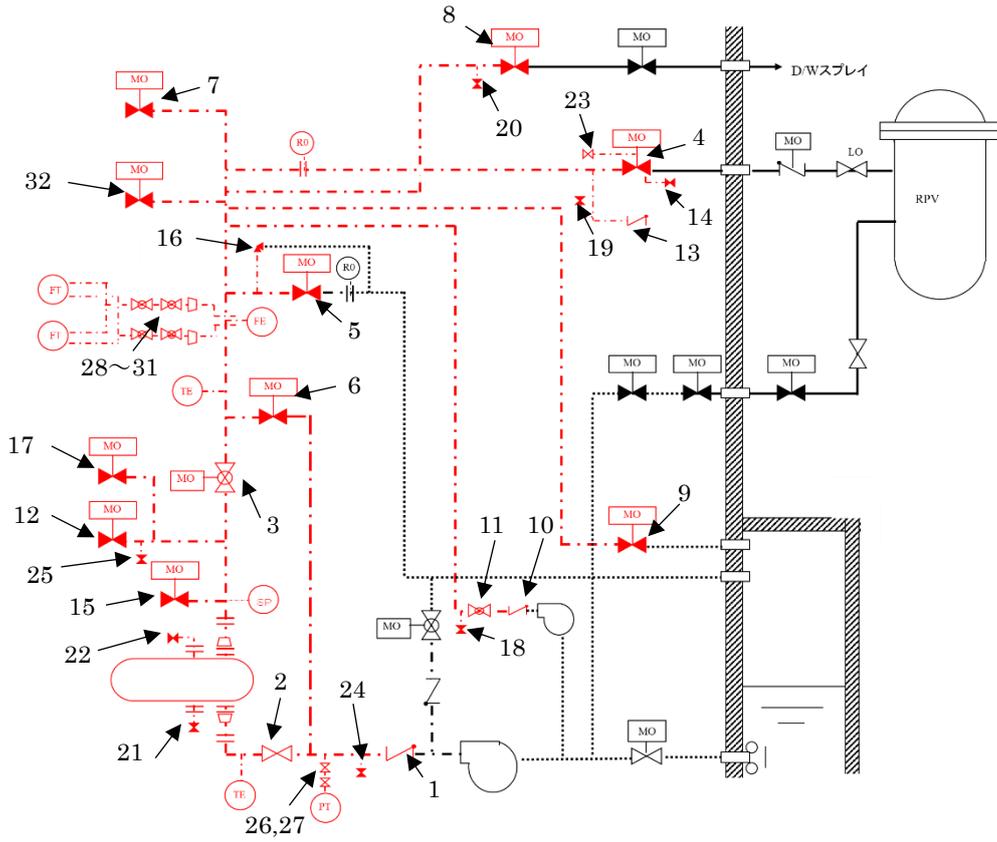


図-補3：評価対象の弁

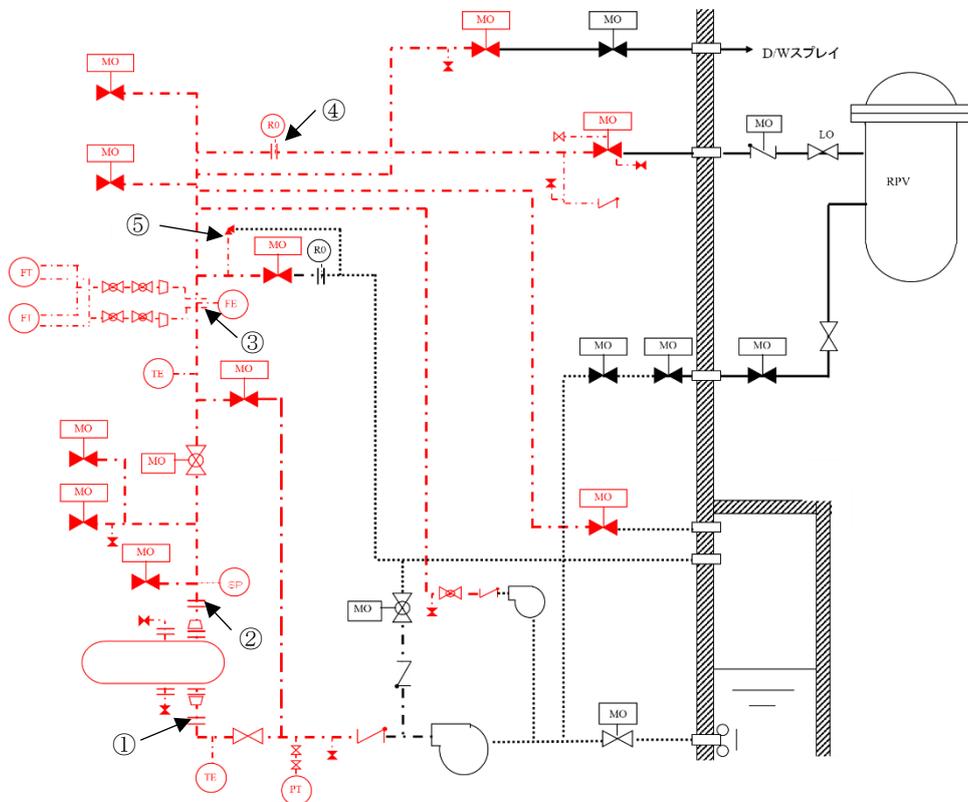


図-補4：評価対象のフランジ

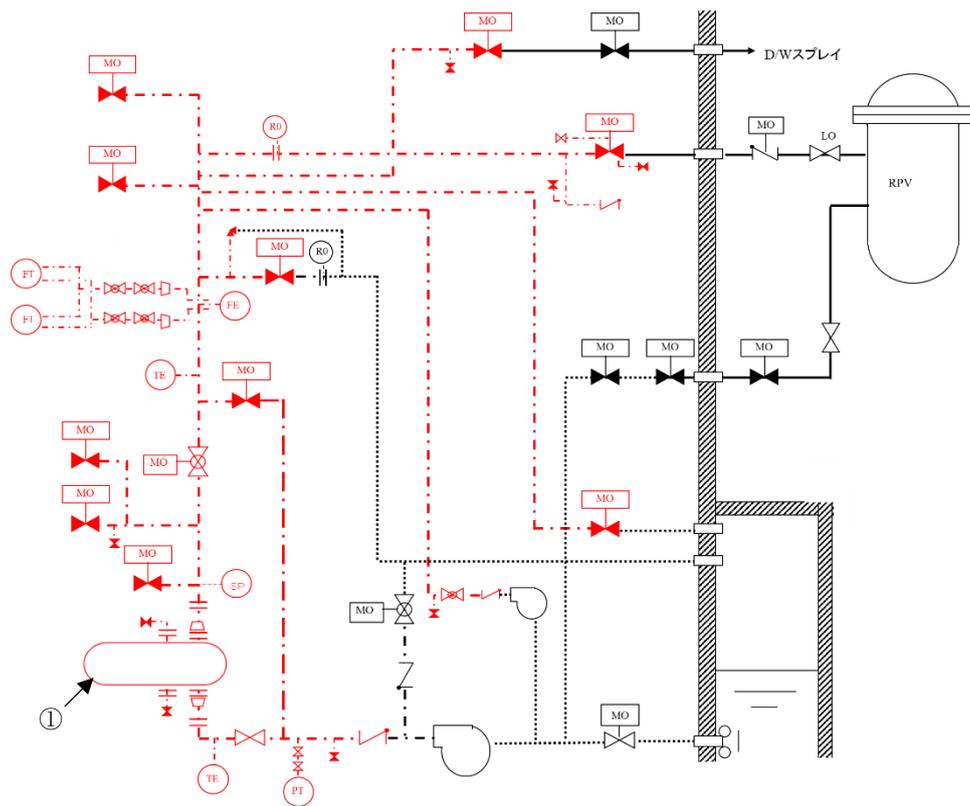


図-補5：評価対象の熱交換器

(3) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。各機器等において、漏えいは発生しない結果となった。

a) 配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t <sup>※1</sup> (mm)	判定 <sup>※2</sup> (ts ≥ t)
①	7.5	288	21.7	3.7	STPT410	3.3	0.8	○
			27.2	3.9	STPT410	3.5	1.0	○
			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
			9.52	2.0	SUS304TP	2.0	0.4	○
			9.52	1.3	SUS304TP	1.3	0.4	○
②			27.2	3.9	STPT410	3.5	1.0	○
			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
			9.52	2.0	SUS304TP	2.0	0.4	○
			9.52	1.3	SUS304TP	1.3	0.4	○
③			27.2	2.9	SUS316LTP	2.6	1.1	○
			27.2	3.9	SUS316LTP	3.5	1.1	○
④			318.5	14.3	STPT410	12.51	11.27	○
⑤			318.5	17.4	STS410	15.22	11.27	○
⑥			508.0	26.2	STS410	22.92	17.98	○
⑦			267.4	15.1	STS410	13.21	9.46	○
⑧			267.4	12.7	STPT410	11.11	9.46	○
⑨			267.4	15.1	STPT410	13.21	9.46	○
⑩	125.5	11.6	SFVC2B	10.00	3.83	○		
⑪	114.3	6.0	SFVC2B	4.40	3.49	○		
⑫	114.3	6.0	STPT410	5.25	4.05	○		
⑬	165.2	7.1	STPT410	6.21	5.85	○		
⑭	60.5	5.5	STPT410	4.81	2.14	○		
⑮	48.6	5.1	STPT410	4.46	1.72	○		
⑯	34.0	4.5	STPT410	3.93	1.21	○		
⑰	27.2	3.9	STPT410	3.41	0.97	○		

※1 :  $t = PD_0 / (2S \eta + 0.8P)$

※2 : 管の最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

b) 計装設備

No.	圧力 (MPa)	計装設備耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
① (E11-PT-005)	7.5	14.7	○	破断箇所なし	—
②, ③ (E11-FT-008-1, 2)		22.1	○	破断箇所なし	—

温度計については、耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	材料	応力許容値 (MPa) <sup>※1</sup>	外圧による 応力(MPa) <sup>※2</sup>	破断想 定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
④ (E11-TE-006)	7.5	288	SUS316L	144.66	16.92	破断箇 所なし	—
⑤ (E11-TE-007)			SUS316L	144.66	16.92	破断箇 所なし	—

※1：許容応力 1.5S

※2：厚肉円筒に外圧が掛かった場合の円周方向の応力

c) 弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	弁の許容圧力 (MPa) (300°C)	判定※1	ts (mm)	t <sup>※2</sup> (mm)	判定※3 (ts ≥ t)
1	E11-F002	7.5	288	300	CH	SCPL1	4.79	×	20.0	19.5	○
2	E11-F003			300	WG	SCPL1	4.79	×	19.0	6.82 <sup>※4</sup>	○
3	E11-F004			300	GL	SCPL1	4.79	×	18.5	7.86 <sup>※4</sup>	○
4	E11-F005			250	WG	SCPL1	14.38	○	—	—	—
5	E11-F008			250	GL	SCPL1	4.79	×	22.0	11.16 <sup>※4</sup>	○
6	E11-F013			300	GL	SCPL1	4.79	×	18.5	7.86 <sup>※4</sup>	○
7	E11-F014			300	WG	SCPL1	4.79	×	19.0	6.82 <sup>※4</sup>	○
8	E11-F017			250	GL	SCPL1	4.79	×	17.0	6.62 <sup>※4</sup>	○
9	E11-F019			100	WG	SCPH2	5.00	×	14.0	9.5	○
10	E11-F023			25	CL	S28C	9.97	○	—	—	—
11	E11-F024			25	STCH	S28C	9.97	○	—	—	—
12	E11-F029			150	WG	SCPH2	5.00	×	16.0	11.6	○
13	E11-F033			150	CH	SCPH2	5.00	×	14.0	11.4	○
14	E11-F034			20	GL. BS	S28C	14.97	○	—	—	—
15	E11-F043			20	GL	SUSF316L	5.64	×	9.0	6.3	○

※1：弁の許容圧力が評価条件以上であること

※2： $t = t_1 + ((P - P_1)(t_2 - t_1)) / (P_2 - P_1)$

※3：弁箱，弁ふたの最小厚さ（ts）が計算上必要な厚さ（t）以上であること

※4： $t = Pd / (2S - 1.2P)$ を適用

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	弁の許容圧力 (MPa) (300°C)	判定※1	ts (mm)	t (mm)	判定※2 (ts≥t)
16	E11-F051	7.5	288	25×50	RV. BS	SCPH2	5.70	×	9.0	4.8	○
17	E11-F061			150	WG	SCPH2	5.00	×	16.0	11.6	○
18	E11-F502			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
19	E11-F504			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
20	E11-F511			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
21	E11-F519			40	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
22	E11-F521			25	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
23	E11-F524			20	GL	S28C	14.97	○	—	—	—
24	E11-F527			50	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
25	E11-F539			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
26	E11-F706			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
27	E11-F707			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
28	E11-F708			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
29	E11-F709			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
30	E11-F710			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
31	E11-F711			20	GL	S28C	9.97	○	—	—	—
32	T49-F010	50	GL	S25C	5.00	×	19.0	5.9	○		

※1：弁の許容圧力が評価条件以上であること

※2：弁箱，弁ふたの最小厚さ（ts）が計算上必要な厚さ（t）以上であること

d) フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
		△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5			
①	7.5	0.06	0.07	0.37	0.36	-	0.01	320	-0.01	0.00
②		0.06	0.07	0.37	0.36	-	0.01	320	-0.01	
③		0.08	0.07	0.39	0.36	0.01	0.03	320	0.00	
④		0.08	0.07	0.42	0.36	0.05	0.03	320	-0.01	
⑤		0.01	0.04	0.16	0.15	-	0.01	49	-0.03	

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

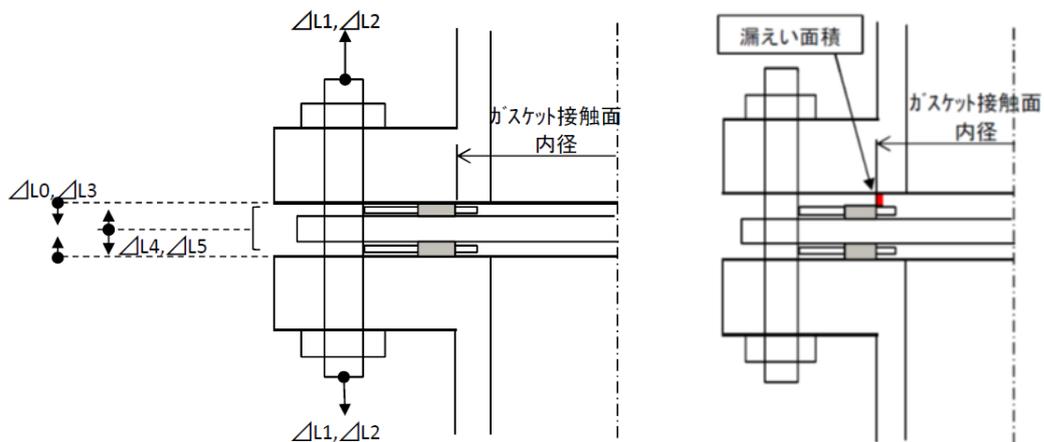


図-補6 各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

e) 熱交換器

No.	計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	実機の値	判断基準	判定
①	管側鏡板	7.5	288	24.63mm(最小厚さ)	13.44mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管板			218.00mm(最小厚さ)	190.35mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台			29.10mm(最小厚さ)	7.50mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側ベント管台			13.50mm(最小厚さ)	2.70mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側ドレン管台			6.20mm(最小厚さ)	2.70mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	伝熱管			1.02mm(最小厚さ)	0.67mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台 (補強計算)			$8.323 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (補強に有効な面積)	$6.307 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (補強に必要な面積) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台 フランジ(ボルト)			$1.349 \times 10^4 \text{ mm}^2$ (総断面積)	$6.593 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (所要総断面積) <sup>※2</sup>	○
	管側出入口管台 フランジ			204MPa (発生応力)	262MPa (許容応力) <sup>※1</sup>	○

※1: 1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2: 許容応力 F/1.5 を適用

計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	伸び量 (mm)		ガスケット部 GAP (mm)	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )
			△L	△LT		
ガスケット部	7.5	288	0.026	-0.044	-0.018	0.00

△L: 荷重によるボルト伸び量

△LT: 温度影響を考慮したガスケット部の伸び量

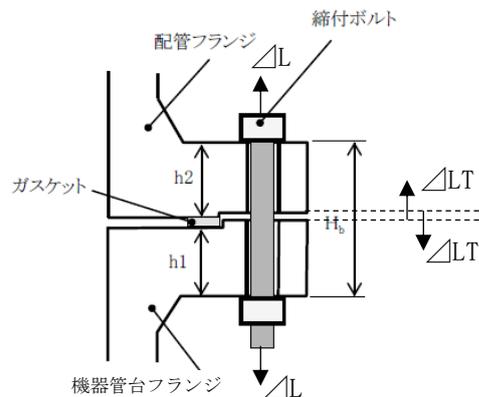


図-補7: フランジ部外形

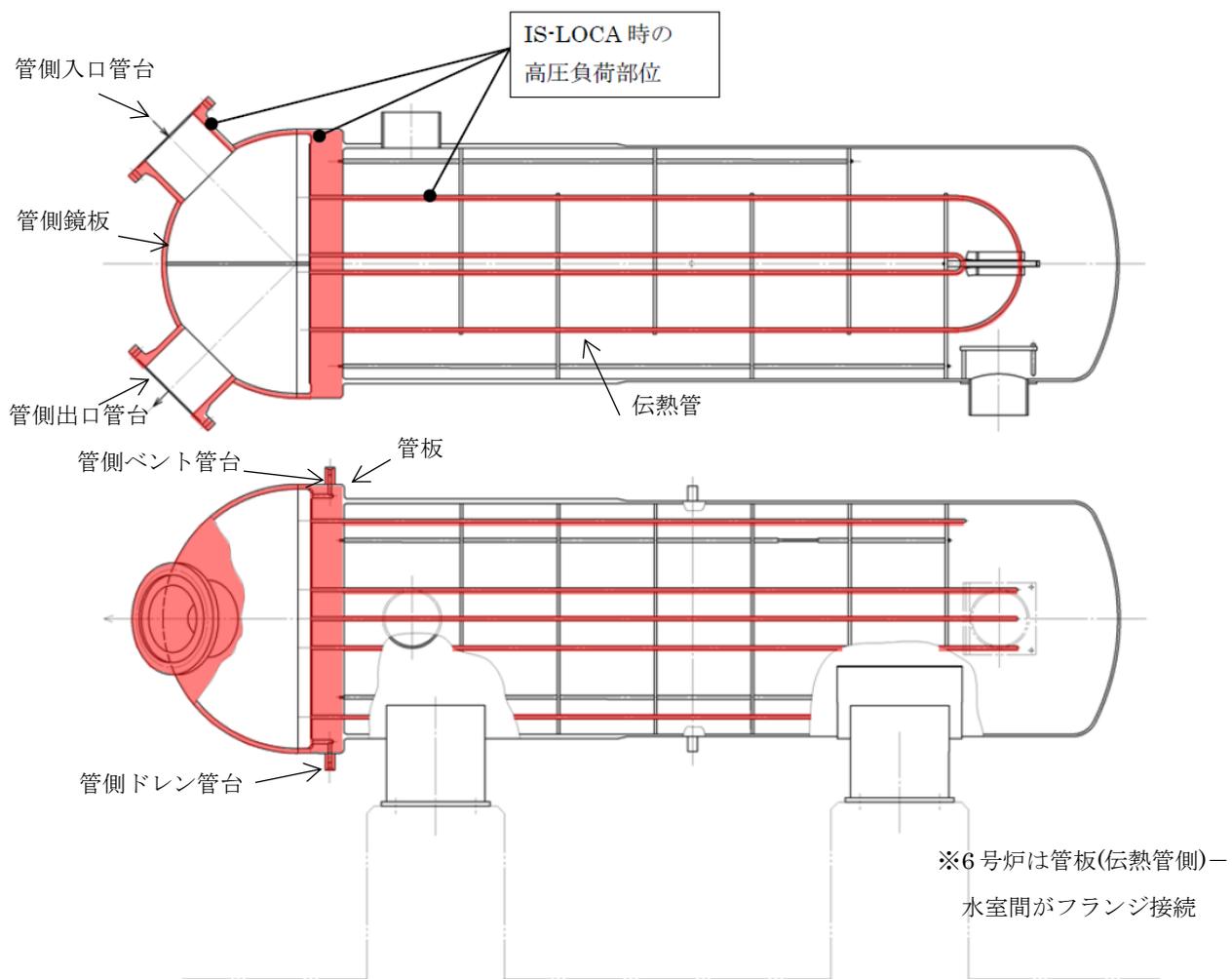


図-補 8 : 残留熱除去系の熱交換器 外形図(7号炉)

なお、6号炉においては残留熱除去系の熱交換器の管板(伝熱管側)-水室間がフランジでの接続である。当該のフランジ接続部の評価結果を示す。

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
		△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5			
①	7.5	0.57	0.60	1.47	1.43	-	0.01	1660	0.00	0.00

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

※ 各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置は図-補6を参照

#### (4)まとめ

(3)で示したとおり、低圧注水系において中圧設計部が過圧された場合も、漏えいは発生しないと考えられる。また、低圧注水系については、原子炉压力容器から低圧設計部の間に存在する3弁に期待できる。したがって、低圧設計部までの隔離弁数が2弁の高圧炉心注水系に比較してISLOCAの発生頻度は低くなると考えられる。

よって、有効性評価においては、ISLOCA発生時の破断箇所として、ISLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系を選定し、重大事故等対策の有効性を確認している。

以上

## 安定状態について

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

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

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

事象発生 4 時間後に高圧炉心注水系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，健全側の高圧炉心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，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（インターフェイスシステム LOCA）

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）

添付資料 2.7.3

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価するが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉水位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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）（1/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05MPa[gage]～ 約 7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 +116cm～約 +119cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%) )	定格流量の約 91%～ 約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42kW/m 以下 (実績値)	設計限界値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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ため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 35℃～約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順（炉心を冠水維持する操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断（破断面積10cm <sup>2</sup> ）	—	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	—	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定		
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（インターフェイスシステム LOCA）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 15 分後	インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定	<p>【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり、認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉減圧操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。	実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後に隔離完了（事象発生 3 時間後に操作開始）	破断面積 10cm <sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定	<p>【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所を認知することは容易であり、認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置している。運転員（現場）は、高圧炉心注水系の破断箇所の隔離操作を行っている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 運転員（現場）は中央制御室から操作現場である原子炉建屋 1 階までのアクセスルートは通常 20 分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 誤操作した電動弁を閉める操作であり、簡単な操作であるため操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【他の並列操作有無】 隔離操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。	隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。	訓練実績等より、高圧炉心注入隔離弁の電動弁手動閉操作に、状況確認及び移動時間を含め約 1 時間で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料の対応について（インターフェイスシステム LOCA）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：インターフェイスシステム LOCAは6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 753kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 753kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 13kL</b>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンク（容量 <b>約 100kL</b> ）の 残容量（合計）は <b>約 621kL</b> であり、 7日間対応可能。
	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

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

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