

## 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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」，②「小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」，③「中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため，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，併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 L O C A 又は中破断 L O C A 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場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止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）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、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（自動減圧機能）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（自動減圧機能）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、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）

による格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.6-1 図に，手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 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 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また，事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6-3 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，18 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，平均出力領域計装等である。

#### 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，原子炉水位異常低下（レ

ベル 2) で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動にも失敗し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常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁(残留熱除去系注入弁)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)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(自動減圧機能) 7 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(広帯域)、原子炉水位(燃料域)、低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用)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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 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）による格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置等による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、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）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・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、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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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）・対向流及び三次元効果、原子炉压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）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却及び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S A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A P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，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，輻射による影響が詳細に考慮されるC H A S T Eコードは使用しない。

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

破断箇所は再循環系配管(出口ノズル)(最大破断面積約 $2,900\text{ cm}^2$ )とし，破断面積を約 $3.7\text{ cm}^2$ 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スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水系)及び低圧炉心スプレイ系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等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約6%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（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大  $378\text{m}^3/\text{h}$  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。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $230\text{m}^3/\text{h}$  にて原子炉へ注水する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイする。

(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  $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$ における排出流量  $13.4\text{kg}/\text{s}$  に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。

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) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が  $0.279\text{MPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位 +  $6.5\text{m}$  に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が  $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価（非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に当たっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。

- a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約  $4.7 \times 10^{12} \text{Bq}$  となる。
- b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値※である  $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$  とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約  $6.0 \times 10^{15} \text{Bq}$ 、よう素については I-131 等価量で約  $3.9 \times 10^{14} \text{Bq}$  となる。

※ 過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合、熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値に当たる値は  $2.78 \times 10^{13} \text{Bq}$ （750Ci）であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ  $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$ （6,000Ci）を条件

としている。(1Ci=3.7×10<sup>10</sup>Bq)

#### 出典元

- ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」

(HLR-021)

- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。
- f. サプレッション・チェンバでのスクラビング等による核分裂生成物の除去効果については考慮しないものとする。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。
- g. 非居住区域境界及び敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。

$$H_{I_2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdots \cdots \cdots (1)$$

R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)

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

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

$$(1.6 \times 10^{-7} \text{ Sv/Bq})$$

χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)

Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)

(I-131 等価量-小児実効線量係数換算)

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

K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数

$$(K=1\text{Sv/Gy})$$

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)

(ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

h. 敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 8.2×10<sup>-5</sup> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) を 9.9×10<sup>-19</sup> (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10<sup>-6</sup> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) は 8.0×10<sup>-20</sup> (Gy/Bq) とする。また、非居住区域境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時

間の値として、相対濃度 ( $\chi/Q$ ) を  $2.9 \times 10^{-5}$  ( $s/m^3$ )、相対線量 ( $D/Q$ ) を  $4.0 \times 10^{-19}$  ( $Gy/Bq$ ) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 ( $\chi/Q$ ) は  $2.0 \times 10^{-6}$  ( $s/m^3$ )、相対線量 ( $D/Q$ ) は  $8.1 \times 10^{-20}$  ( $Gy/Bq$ ) とする。

- i. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50、無機よう素の除染係数を 100 とする。

(添付資料 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)

#### (4) 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）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から第 2.6-9 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、平均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 2.6-10 図から第 2.6-16 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-17 図から第 2.6-20 図に示す。

※ 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（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（広帯域）、原子炉水位（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、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）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。

再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）で全台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。

事象発生から 25 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（自動減圧機能）7 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、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始され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。

平均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格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）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 2.6-10 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 616℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 2.6-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[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 8.09MPa[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格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気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）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 143℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第 2.6-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による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。

格納容器圧力逃がし装置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約  $4.1 \times 10^{-1}$  mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系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約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約  $1.6 \times 10^{-1}$  mSv であり、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv であることから、5mSv を下回る。

(添付資料 2.6.2, 2.6.5)

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。

#### (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ると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の  $44.0\text{kW/m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW/m}$ ～約  $41\text{kW/m}$  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  $33\text{GWd/t}$  に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約  $31\text{GWd/t}$  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、格納容器圧力及び雰囲気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、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、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、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、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「L O C A 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である

約  $3.7 \text{ cm}^2$  を設定している。なお、第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、S A F E R 解析によれば、破断面積が約  $9.5 \text{ cm}^2$  までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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 2.6.1, 2.6.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の  $44.0 \text{ kW/m}$  に対して最確条件は約  $33 \text{ kW/m}$ ～約  $41 \text{ kW/m}$  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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器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、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、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、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、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である約  $3.7 \text{ cm}^2$  を設定している。なお、第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約  $9.5 \text{ cm}^2$  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  $842^\circ\text{C}$  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压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 2.6.1, 2.6.6）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（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25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、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るが、状況判断から原

子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、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 0.279MPa[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、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える

影響は小さいことから、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 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、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、並列して実施する可能性がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、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。

(添付資料 2.6.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（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、常設低圧代替注水系ポン 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は

小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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 75 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、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.6.6)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

第 2.6-25 図から第 2.6-27 図に示すとおり、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）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 706℃となり 1,200℃以下となることから、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、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は「2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (4)有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。事象発生から 50 分後（操作開始時間 25 分程度

の遅れ)までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 1,000°Cとなり 1,200°C以下となることから、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、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 4.4mSv、敷地境界での実効線量は約 4.4mSv であり、5mSv を下回る。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 16 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 28 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、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.243MPa[gage] から 0.310MPa[gage]到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa[gage]から 0.62MPa[gage]に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.7, 2.6.6, 2.6.7)

#### (4) まとめ

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

時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、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、重大事故等対策時における事象発生2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18名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72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、合計約5,320m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。

これにより、必要な水源は確保可能である。また、西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

(添付資料 2.6.8)

## b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置2台）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、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯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中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯槽への給水について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所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日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.6.9)

### c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約 1,141kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）は連続定格容量が約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.6.10)

### 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（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。

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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）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）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施することにより、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、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。

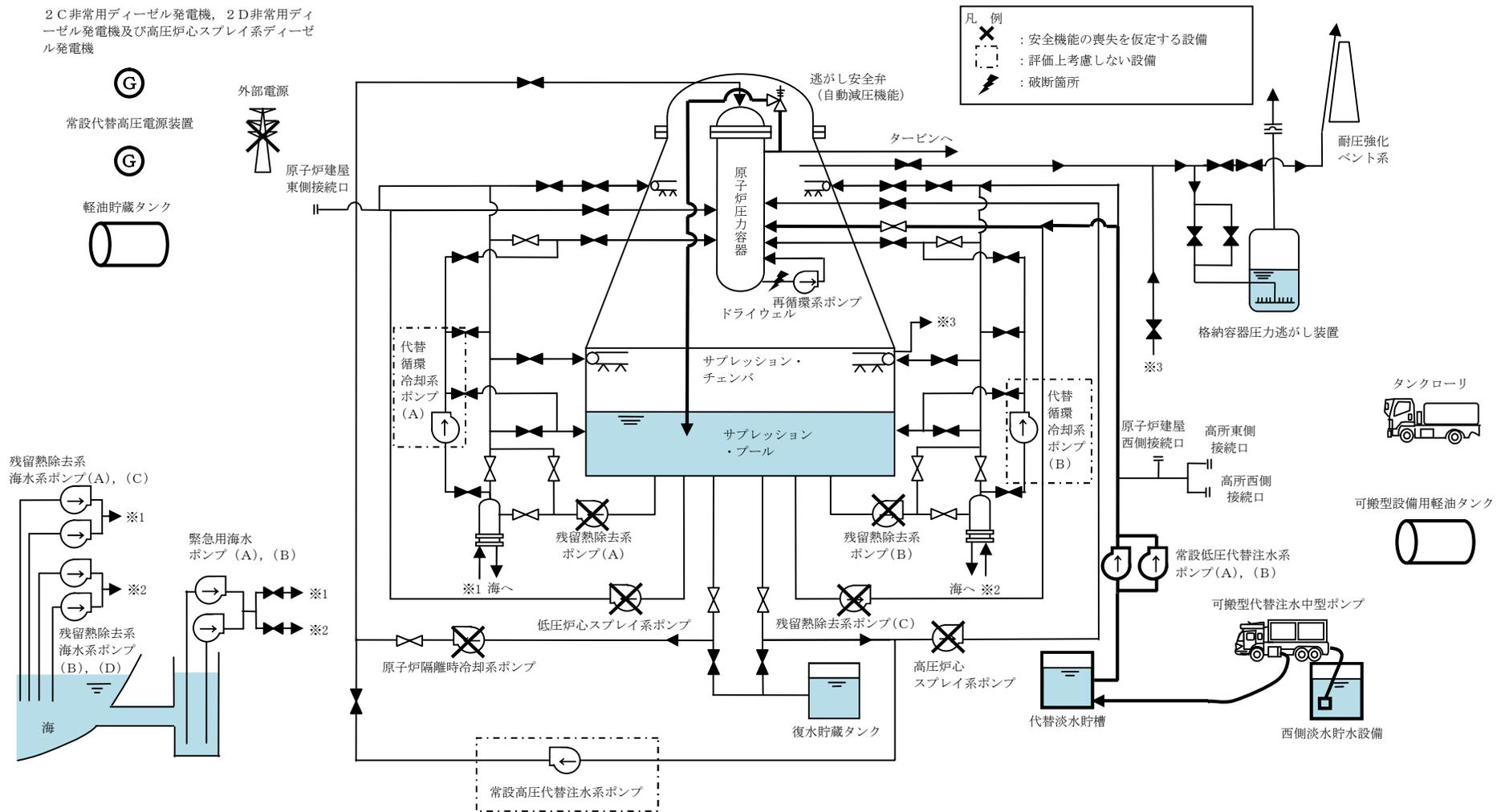
なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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。

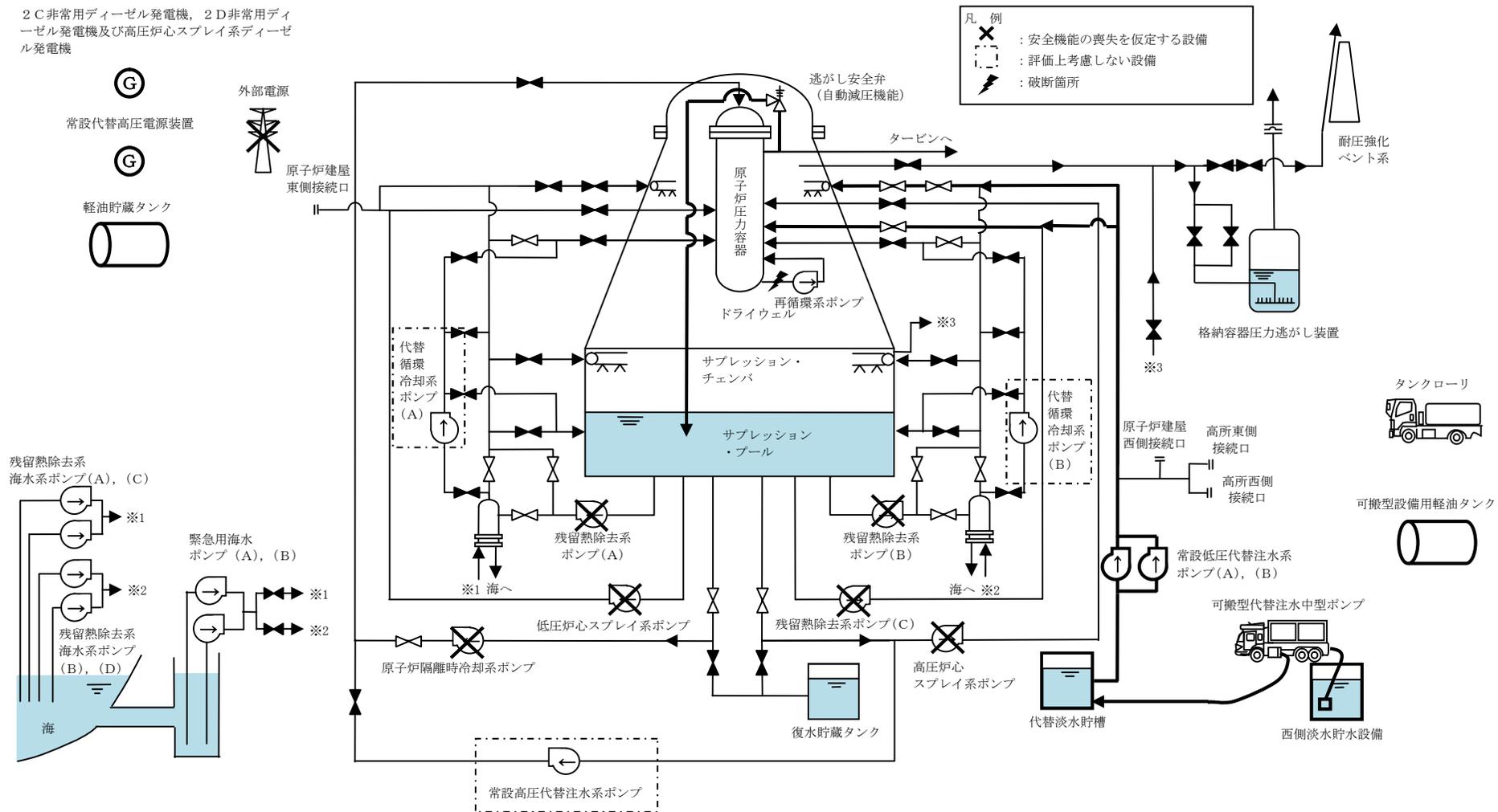
また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

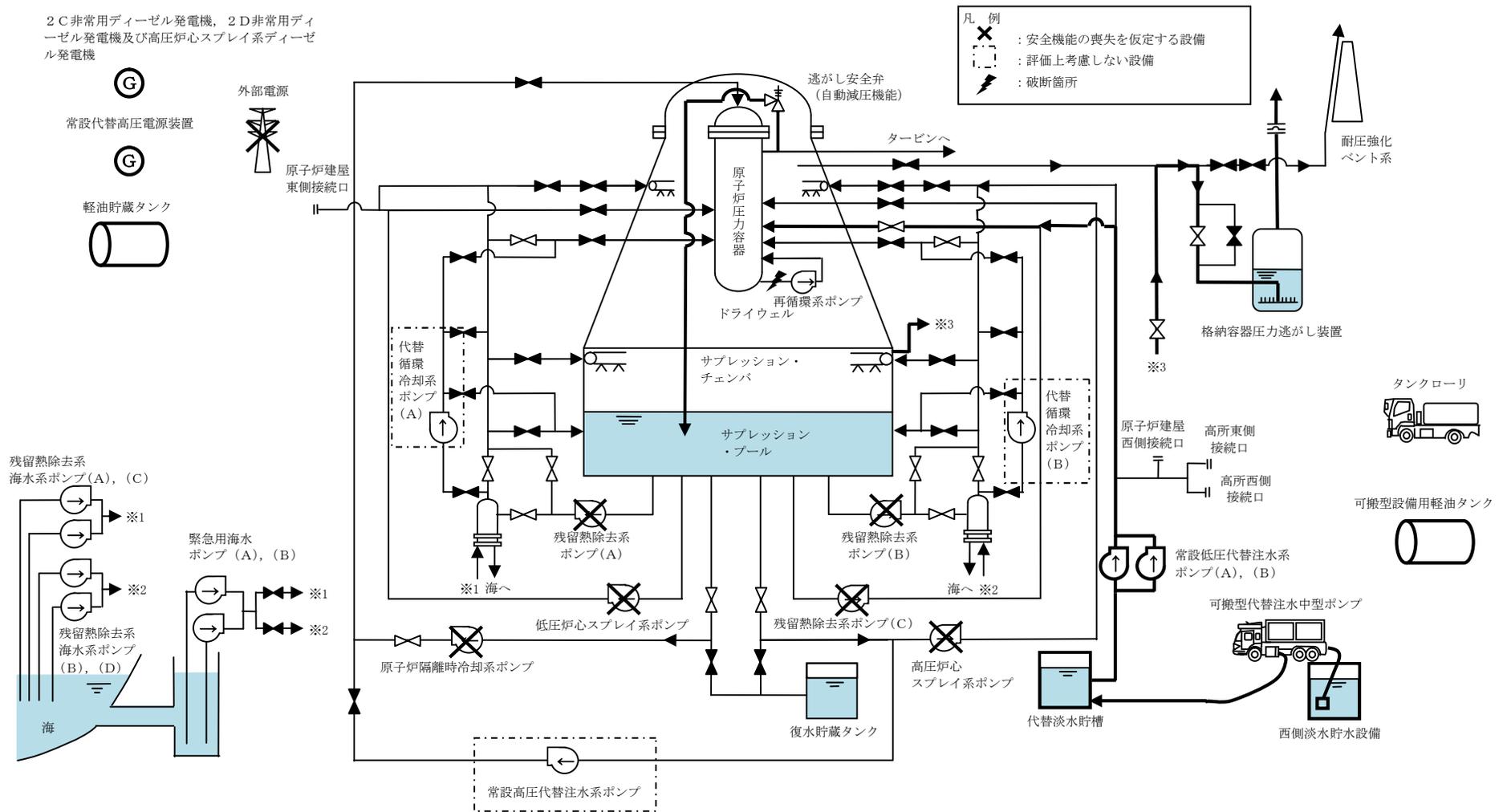
以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。



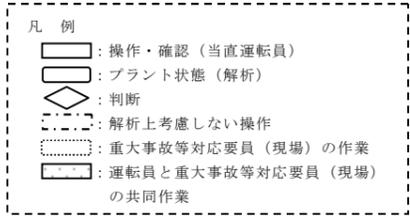
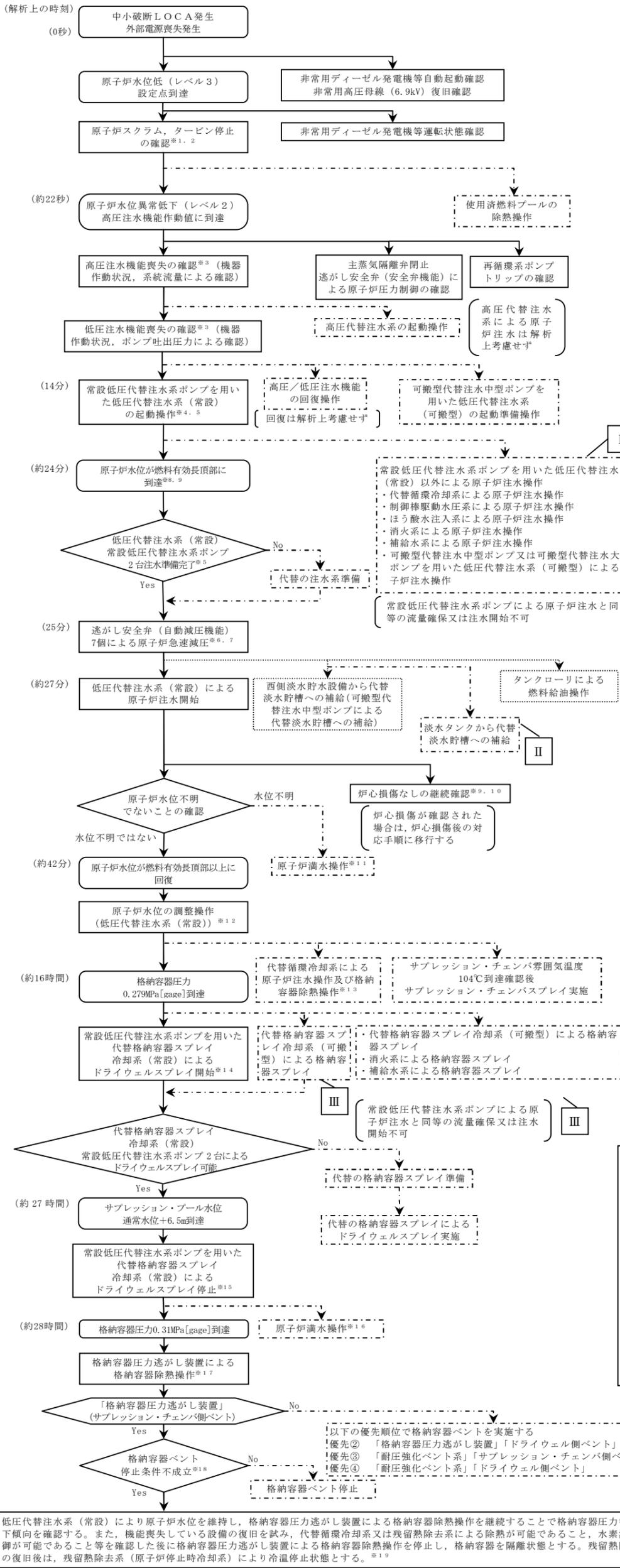
第 2.6-1 図 LOCAs時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.6-1 図 LOCAs時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)



第 2.6-1 図 LOCAs時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



- ※1 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※3 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※4 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作は、以下により判断する。
  - ・高圧・低圧注水機能喪失
- ※5 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。また、外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※6 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作は、以下により判断する。
  - ・低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた場合
- ※7 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
  - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
  - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
  - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※8 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。また、外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※9 破断面積が重要事故シークエンスでの設定より大きい場合は、原子炉水位の低下が早くなることで、燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。
- ※10 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
  - ・ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合
  - ・破断面積が重要事故シークエンスでの設定より大きい場合、原子炉水位の低下が早くなることで、燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。
- ※11 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ内の圧差を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※12 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※13 解析上考慮しない代替循環冷却系は、実際には以下の運用としている。
  - ・事象初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
  - ・格納容器圧力が0.245MPa[gage]に到達した時点で、代替循環冷却系による格納容器スプレーを実施する。また、代替循環冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレーの併用が可能な設計としている。
- ※14 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (常設) によるドライウェルスプレーは、解析上は130m<sup>3</sup>/h一定流量で、格納容器圧力を0.217MPa[gage]から0.279MPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を0.217MPa[gage]から0.279MPa[gage]の範囲に維持するよう102m<sup>3</sup>/h~130m<sup>3</sup>/hの範囲でスプレー流量を調整する。
- ※15 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (常設) によるドライウェルスプレーの停止は、以下により判断する。
  - ・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達
- ※16 格納容器除熱操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する (解析上考慮しない)。
- ※17 格納容器圧力0.31MPa[gage]到達 (格納容器最高使用圧力) により、炉心損傷がないことを格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベントを開始する。
- ※18 残留熱除去系等による除熱が可能であること、水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止する。格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の停止後は、格納容器及びフィルタ装置内の窒素置換を実施する。
- ※19 機能喪失している設備の復旧手段として、格納容器除熱手段である残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧手順を整備しており、残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保している。また、可搬型熱交換器、可搬ポンプ等を用いた可搬型の格納容器除熱系統による格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替循環冷却系、制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

II 「淡水タンク」から可搬型代替注水中型ポンプ可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。また、「海水」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。

III 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (常設) による格納容器スプレーを優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器スプレーも実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型)、消火系及び補給水系による格納容器スプレーも実施可能である。

第 2.6-2 図 LOCA時注水機能喪失 (中破断 LOCA) の対応手順の概要

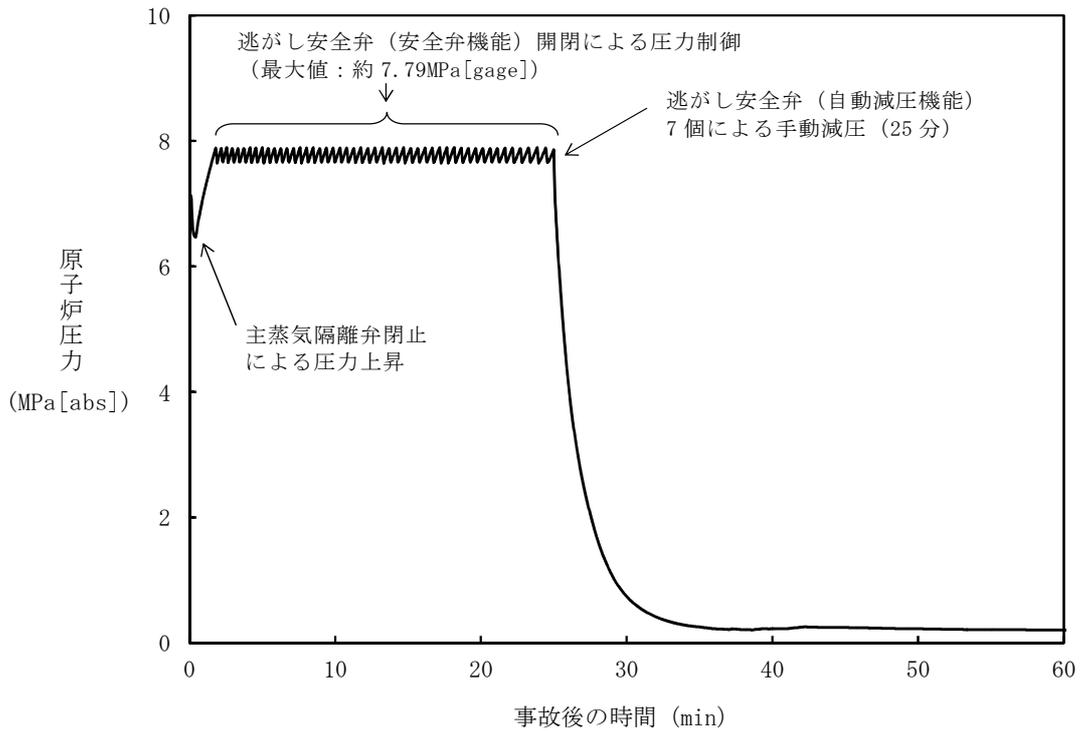
				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約22秒 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 ▼ 約40秒 ドライウエル圧力高設定点(13.7kPa[gage])到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約15分 原子炉水位異常低下(レベル1)到達 ▼ 約24分 燃料有効長頂部到達(※1) ▼ 25分 原子炉減圧開始 ▼ 約27分 低圧代替注水系(常設)原子炉注水開始 ▼ 約42分 燃料有効長頂部回復(※1)											※1 シュラウド内水位に基づく時間	
	責任者	当直発電長	1人														中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人														運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●LOCA発生の確認</li> <li>●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認</li> <li>●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起動失敗の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁(安全弁機能)による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量全喪失の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	2分												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する	
高圧代替注水系の起動操作※	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		4分										解析上考慮しない	
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起動失敗の確認			4分										
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作, 失敗原因調査												適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	【1人】 B	-	-	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2分												
	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		3分											
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 a~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動, ホース敷設等の操作												170分	解析上考慮しない
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作												1分	
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作													原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する

※・・・本事故シーケンスグループにおいては機能に期待しないこととする。

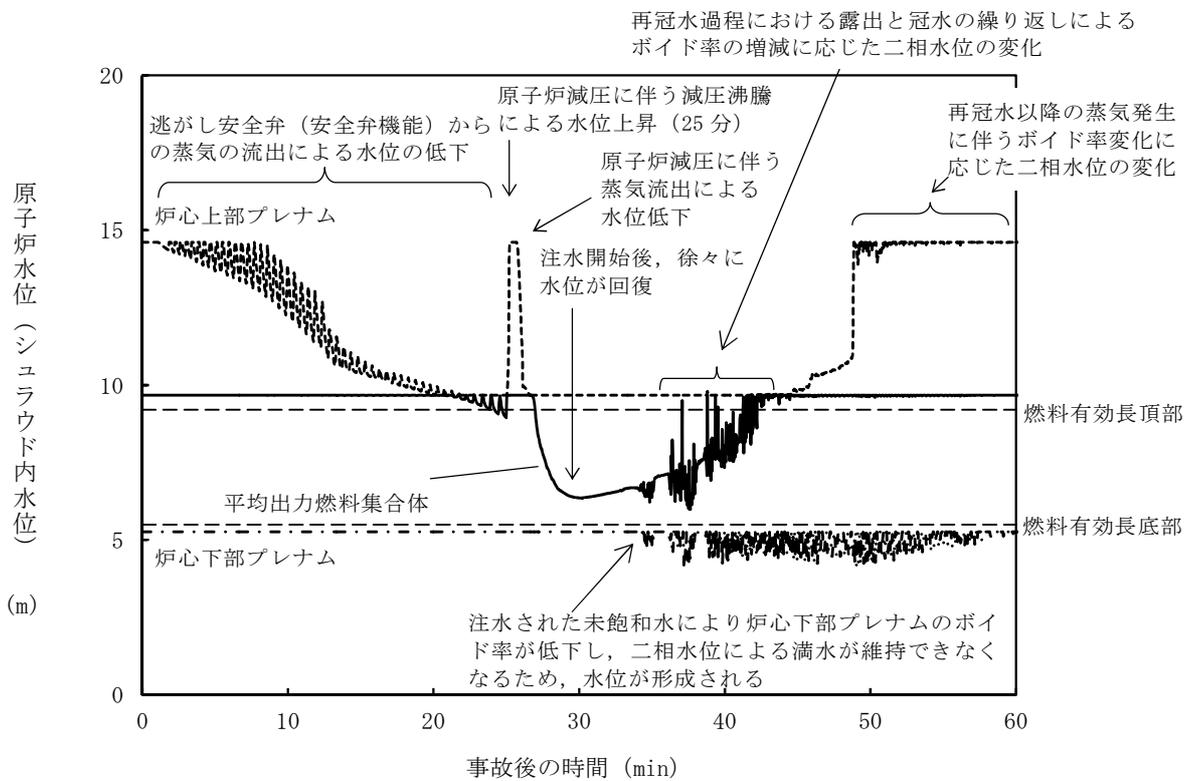
第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

操作項目	実施箇所・必要員数			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)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
					▽ 25分 原子炉減圧開始 ▽ 約27分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 ▽ 約16時間 格納容器圧力0.279MPa[gage]到達 ▽ 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▽ 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▽ 約28時間 格納容器圧力0.310MPa[gage]到達											
原子炉水位の調整 操作 (低圧代替注 水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する											
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイ操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視											
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作												解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系 (常設) による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持											解析上考慮しない
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20分											解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分											
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作 (中央制御室での第一弁操作)	5分											
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作	-	【2人】 +1人 C, D, E	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作 (現場での第一弁操作)	125分											解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 (中央制御室での第二弁操作)	75分											格納容器ベント実施後、適宜状態監視
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 (現場での第二弁操作)	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う 操作は、現場への移動を含め、約45分から開始可能である。(操作完了は約75分後) 具体的な操作方法は、遠隔人力操作機構により、原子炉建屋附属棟内の二次格納施設外から操作を行う											解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分											代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	適宜実施											代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (参集要員5人)													

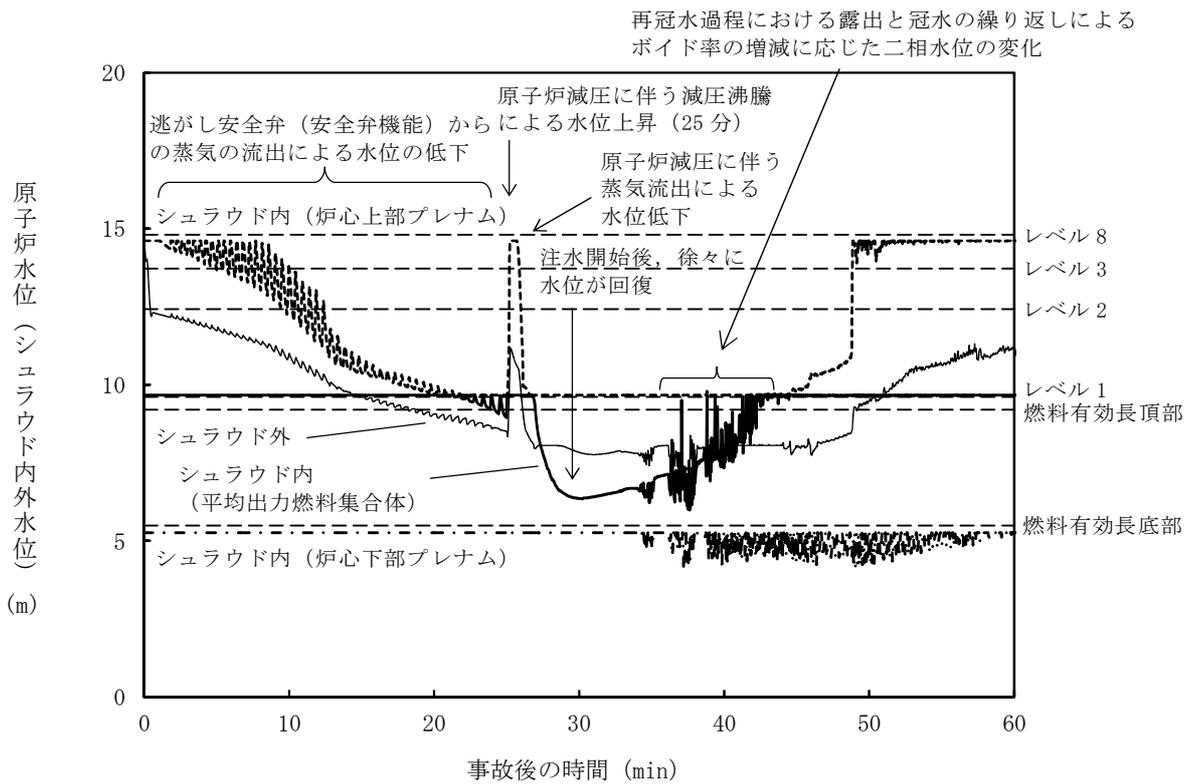
第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)



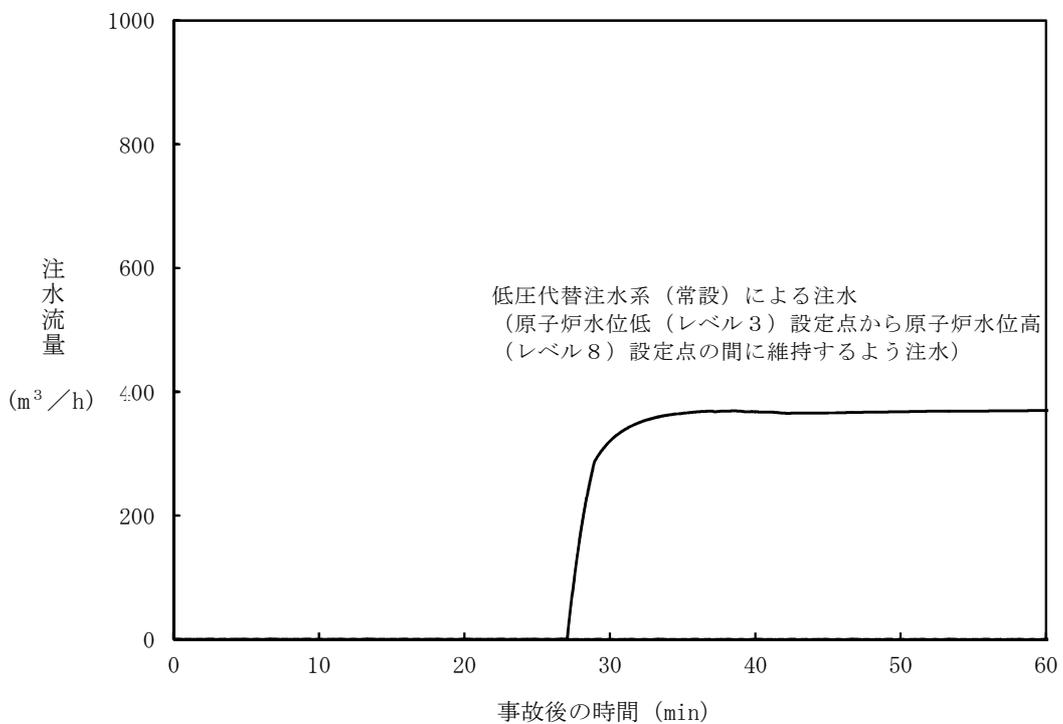
第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移



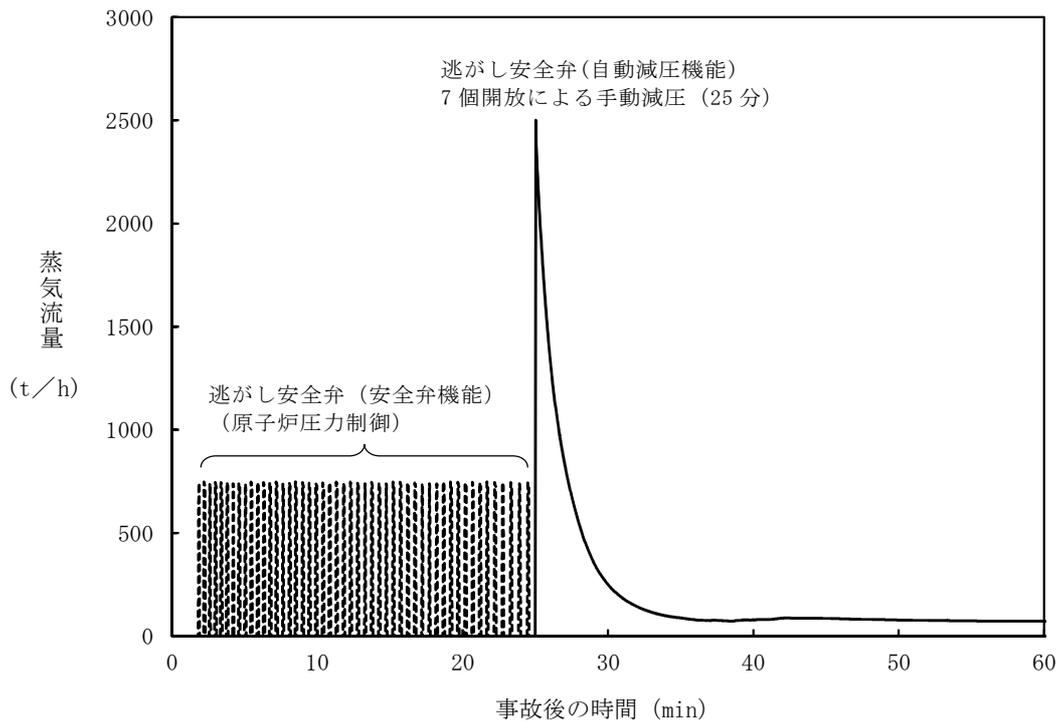
第 2.6-5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



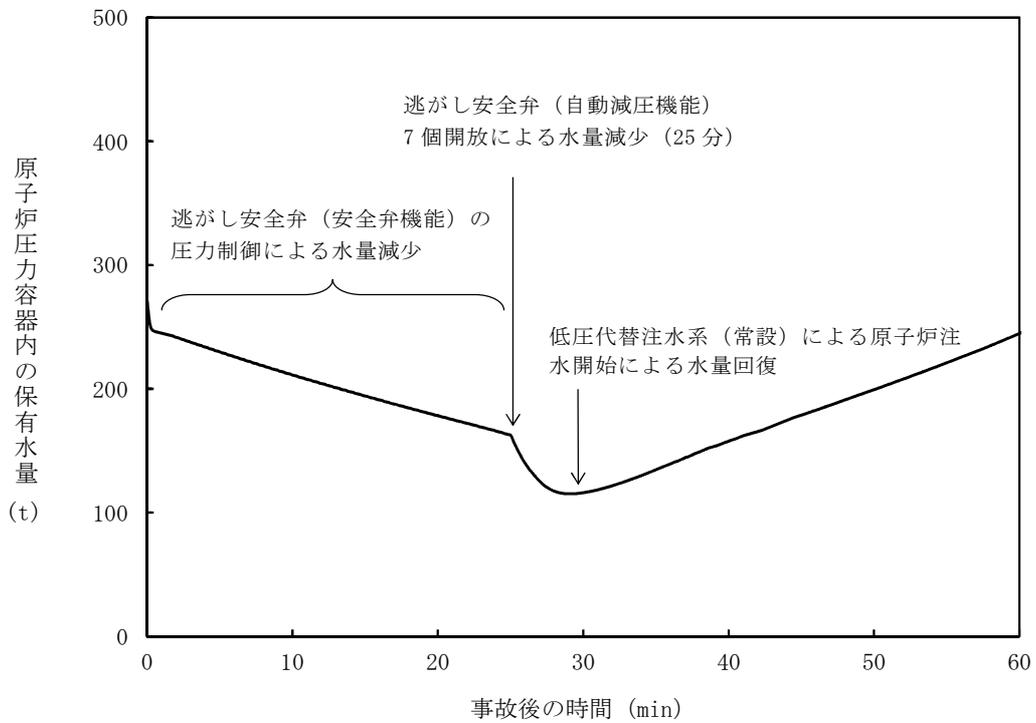
第2.6-6図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



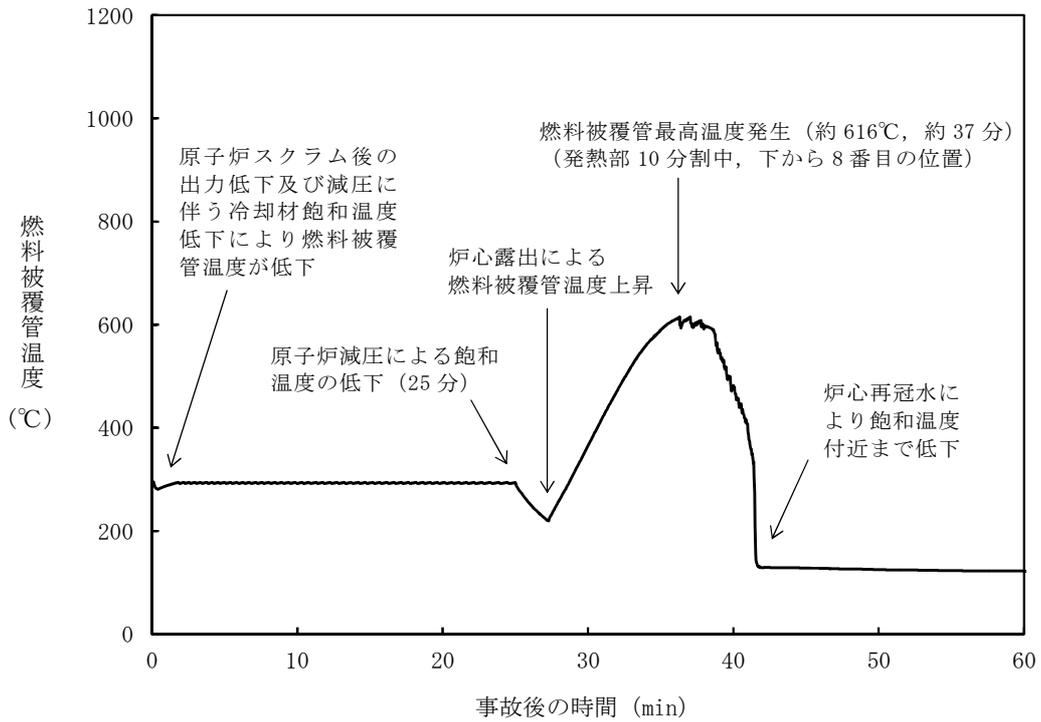
第2.6-7図 注水流量の推移



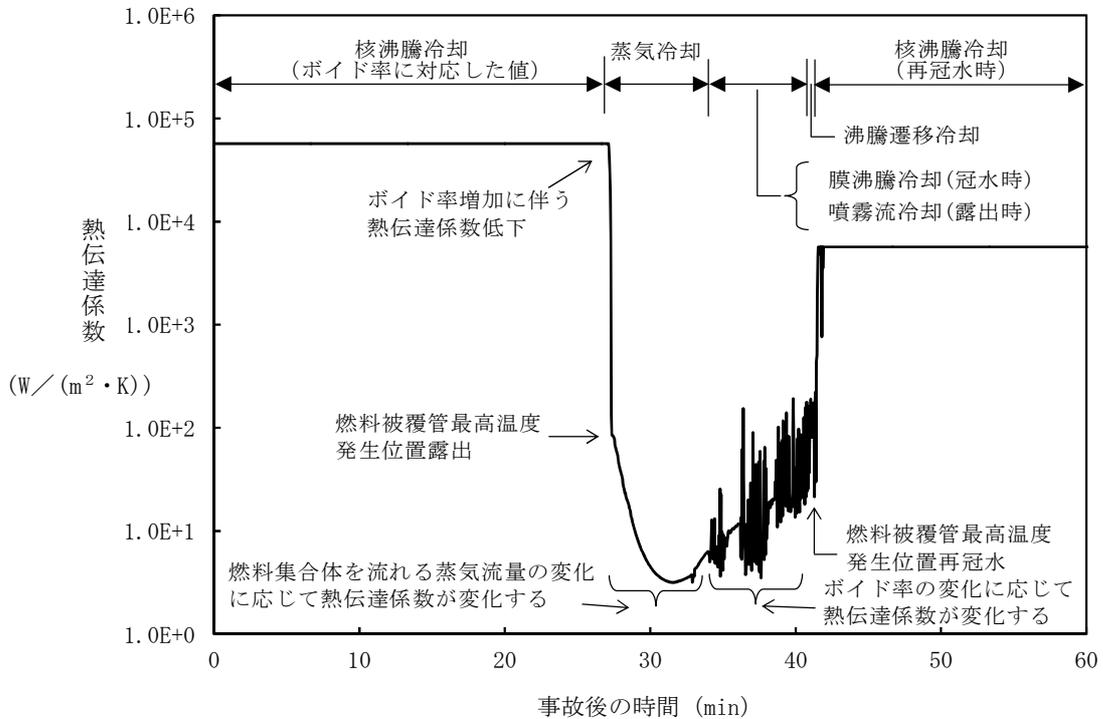
第2.6-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



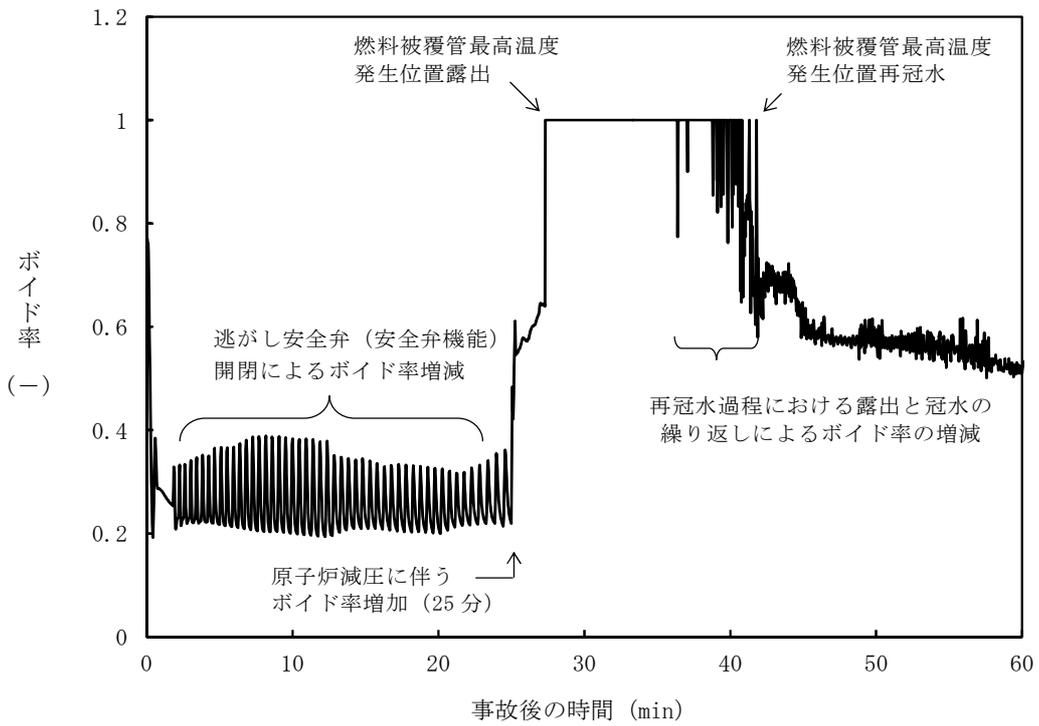
第2.6-9図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



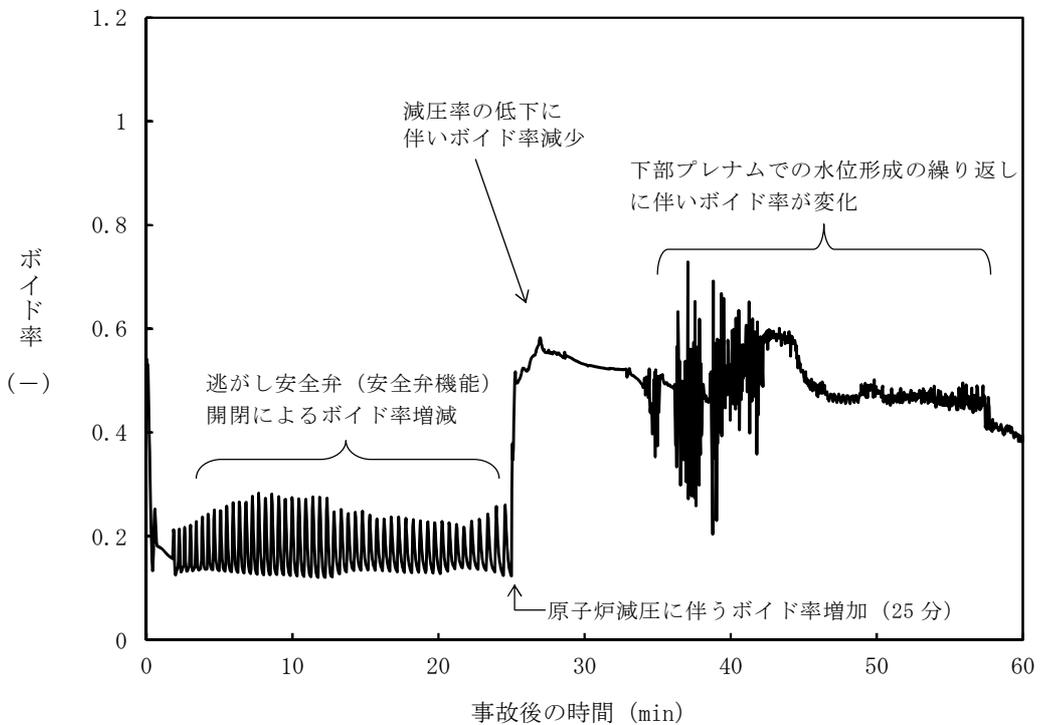
第 2.6-10 図 燃料被覆管温度の推移



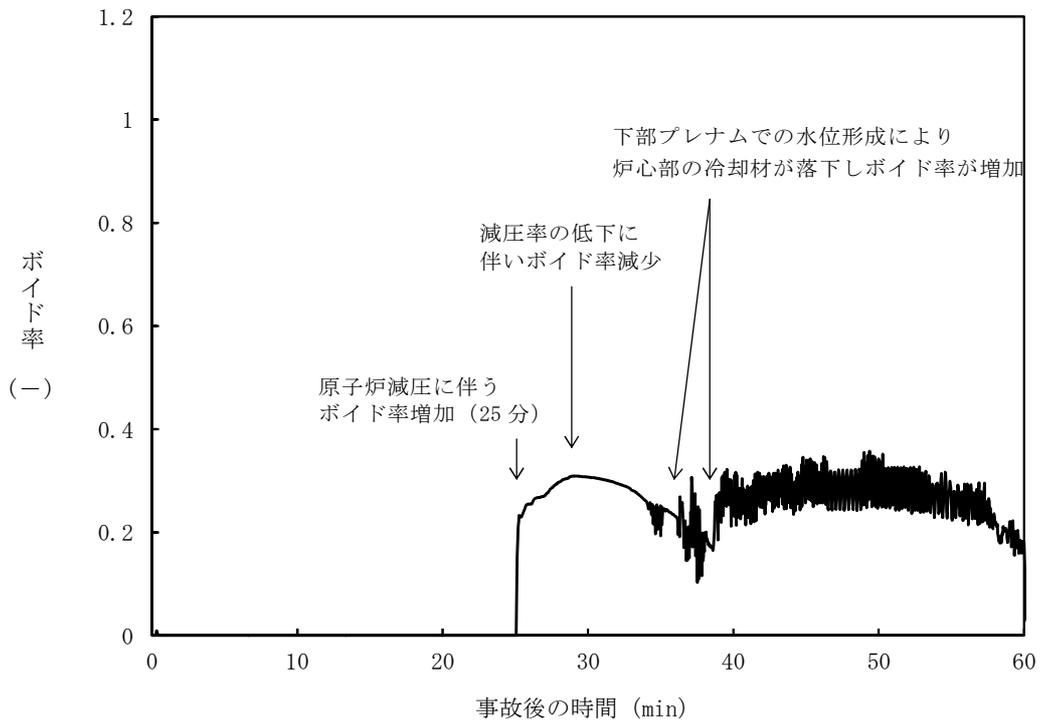
第 2.6-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



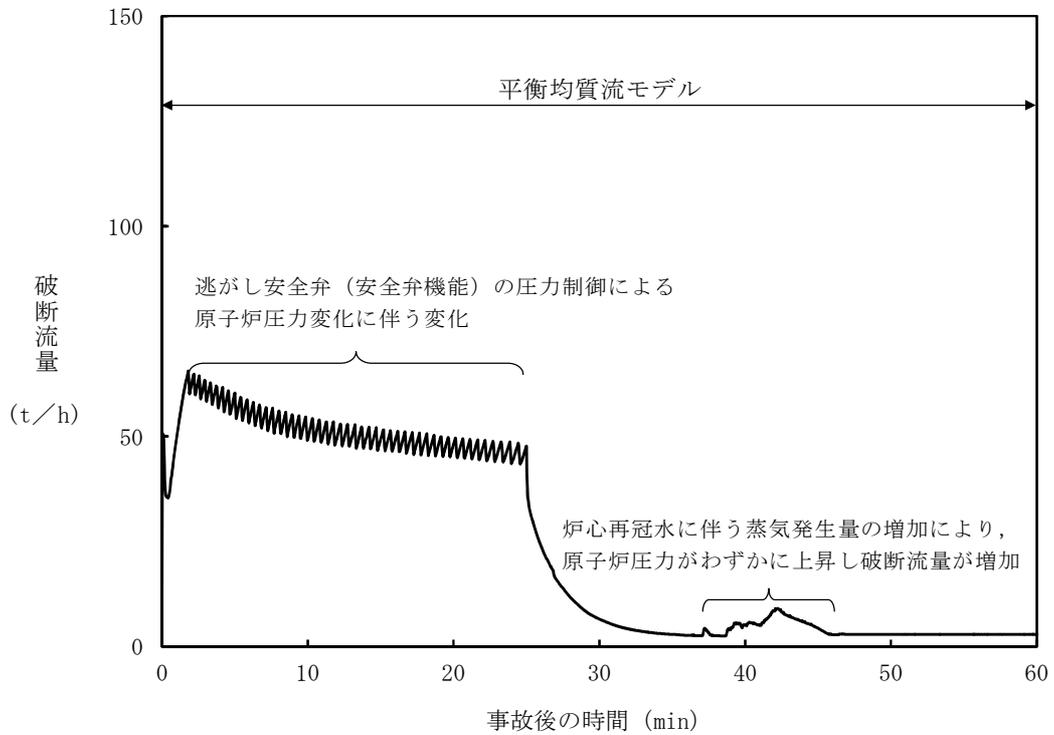
第2.6-12図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



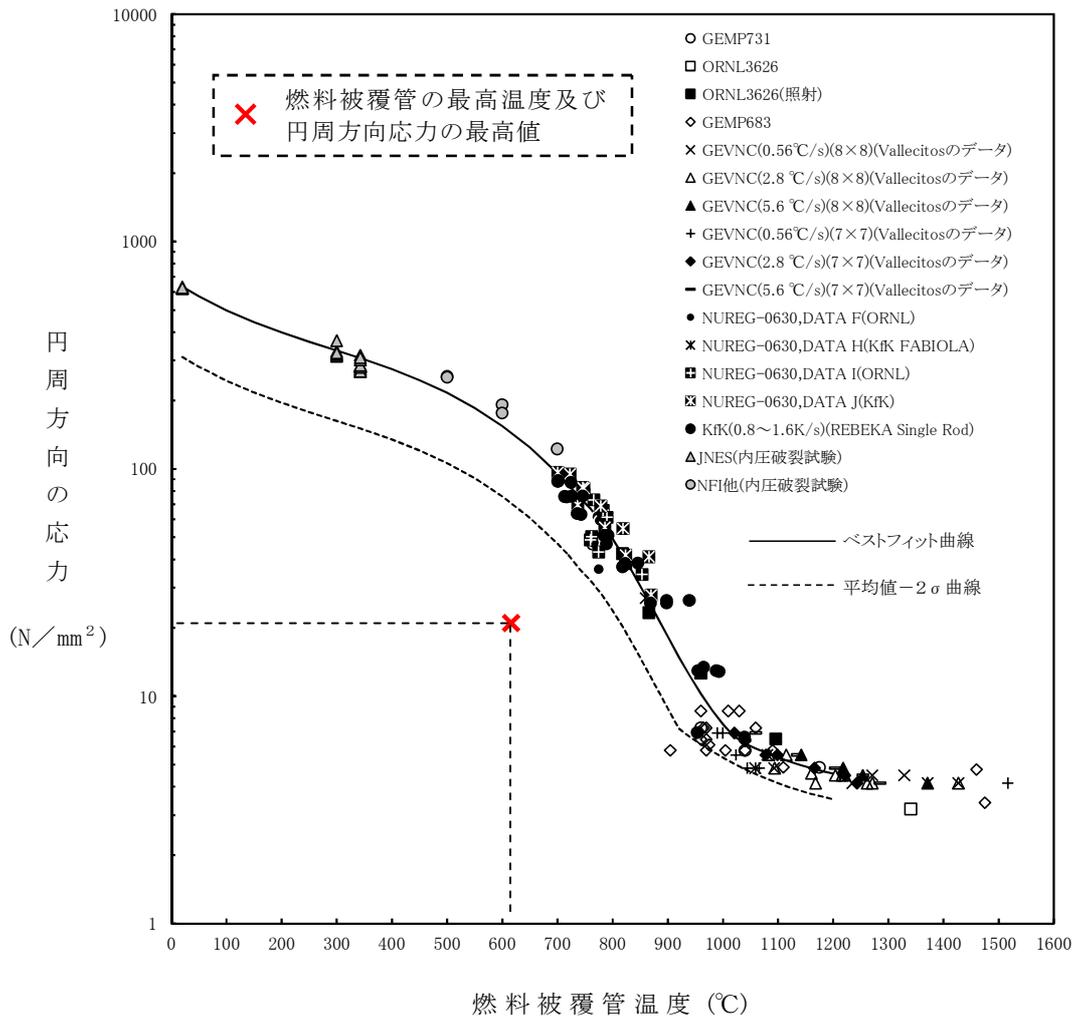
第2.6-13図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第2.6-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

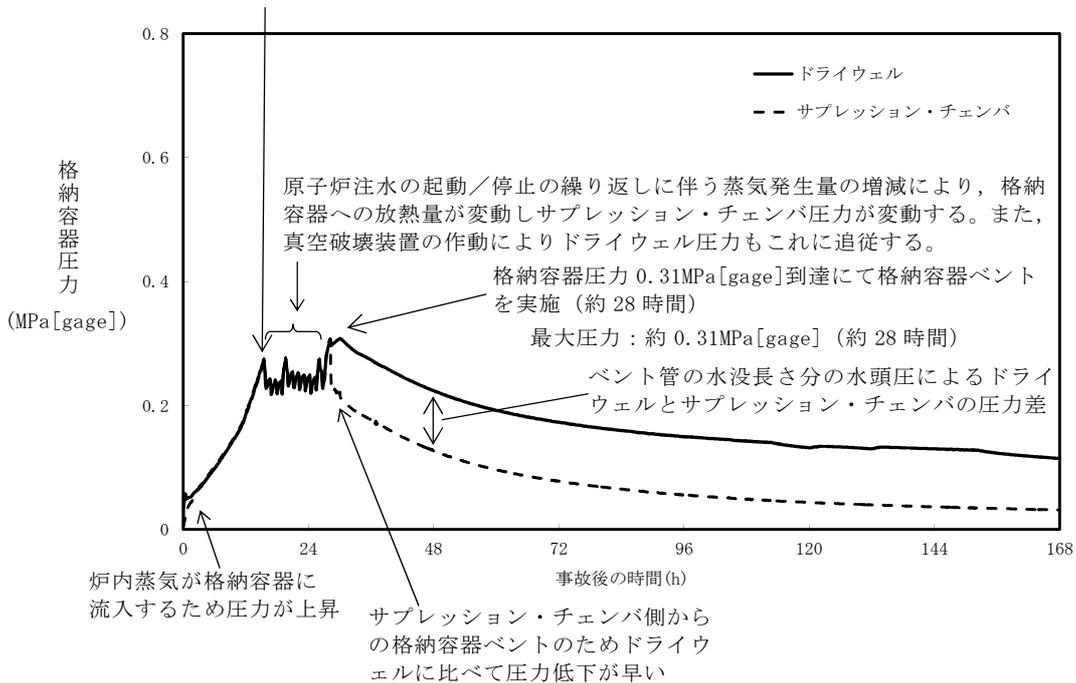


第 2.6-15 図 破断流量の推移

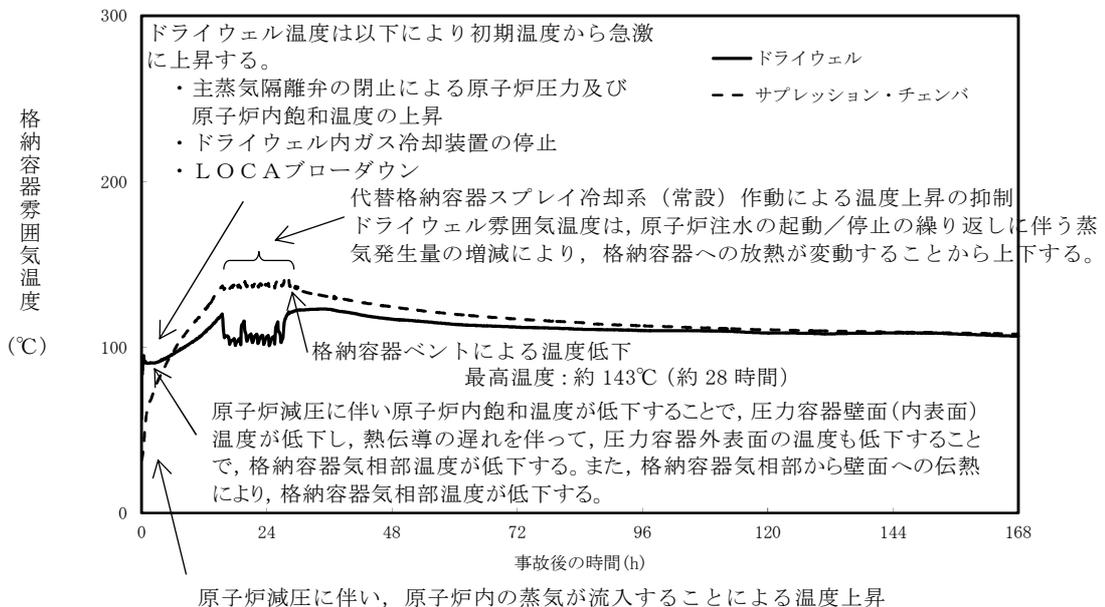


第2.6-16図 燃料被覆管破裂が発生する点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

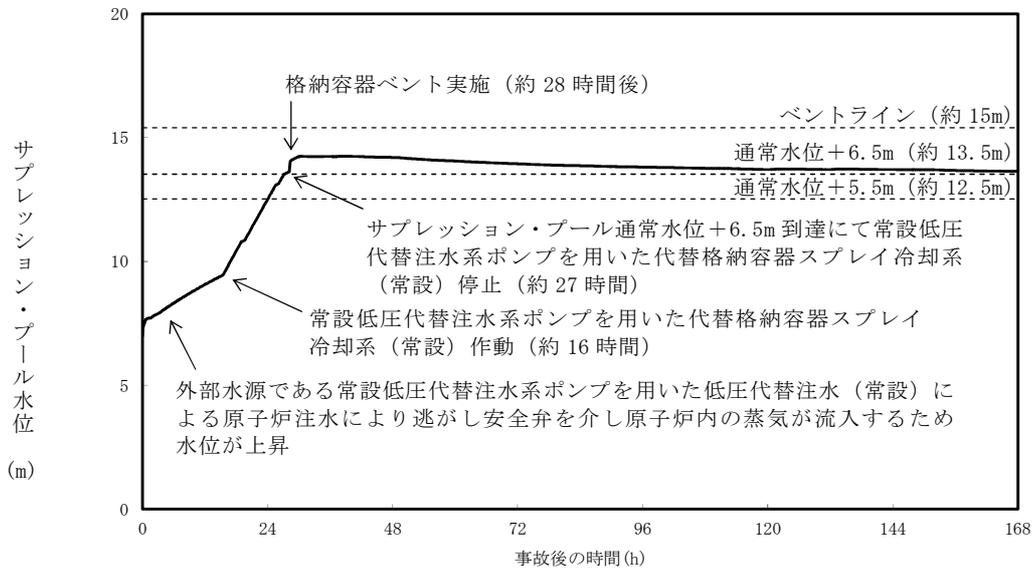
格納容器圧力 0.279MPa[gage]到達にて代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 16 時間）



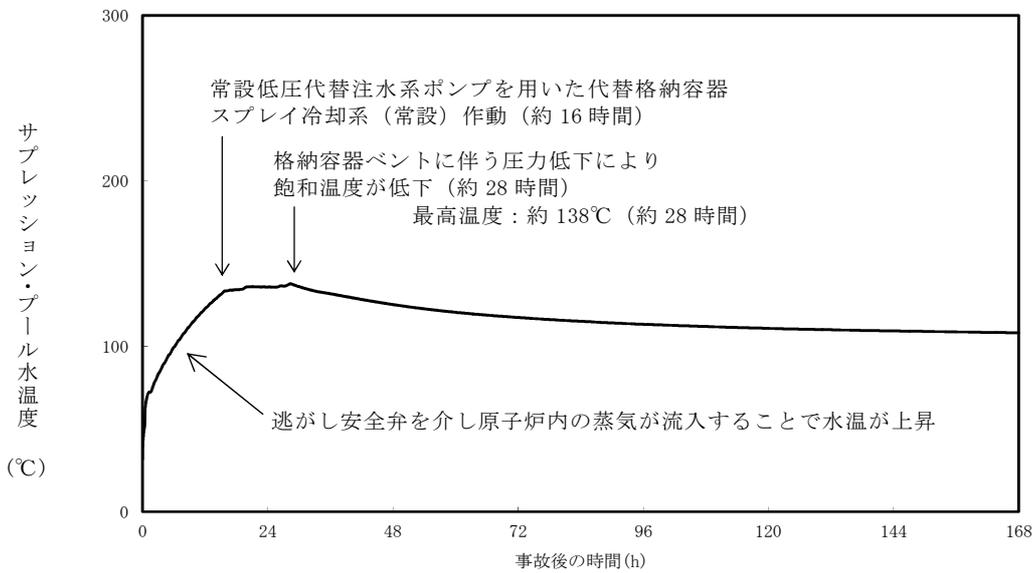
第 2.6-17 図 格納容器圧力の推移



第 2.6-18 図 格納容器雰囲気温度の推移

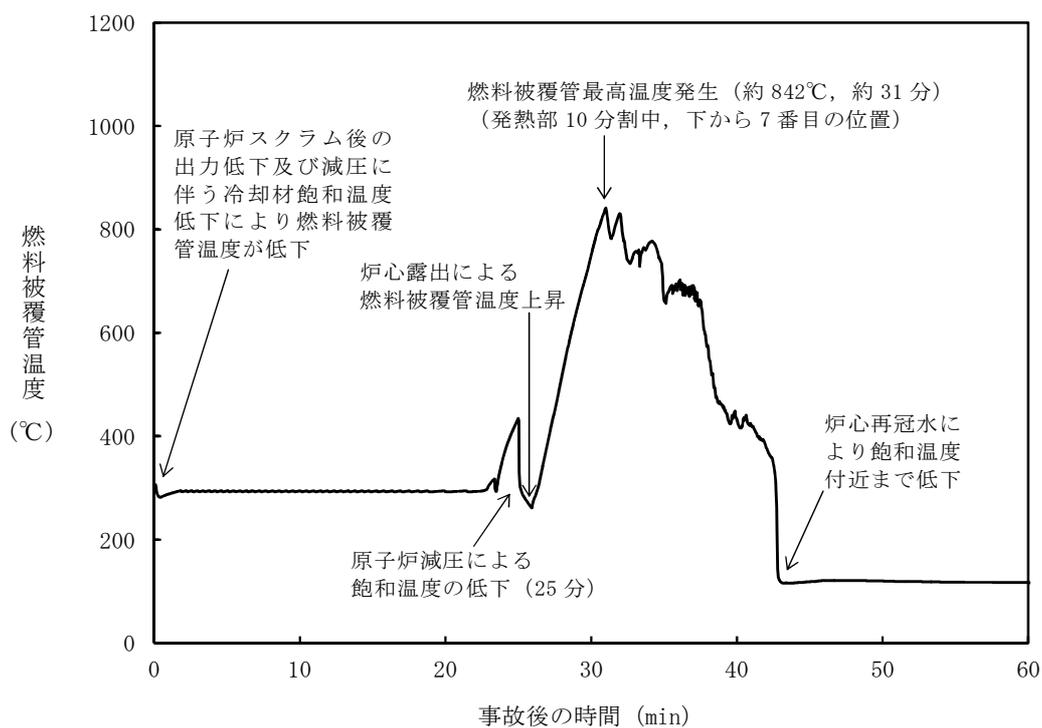


第 2.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移

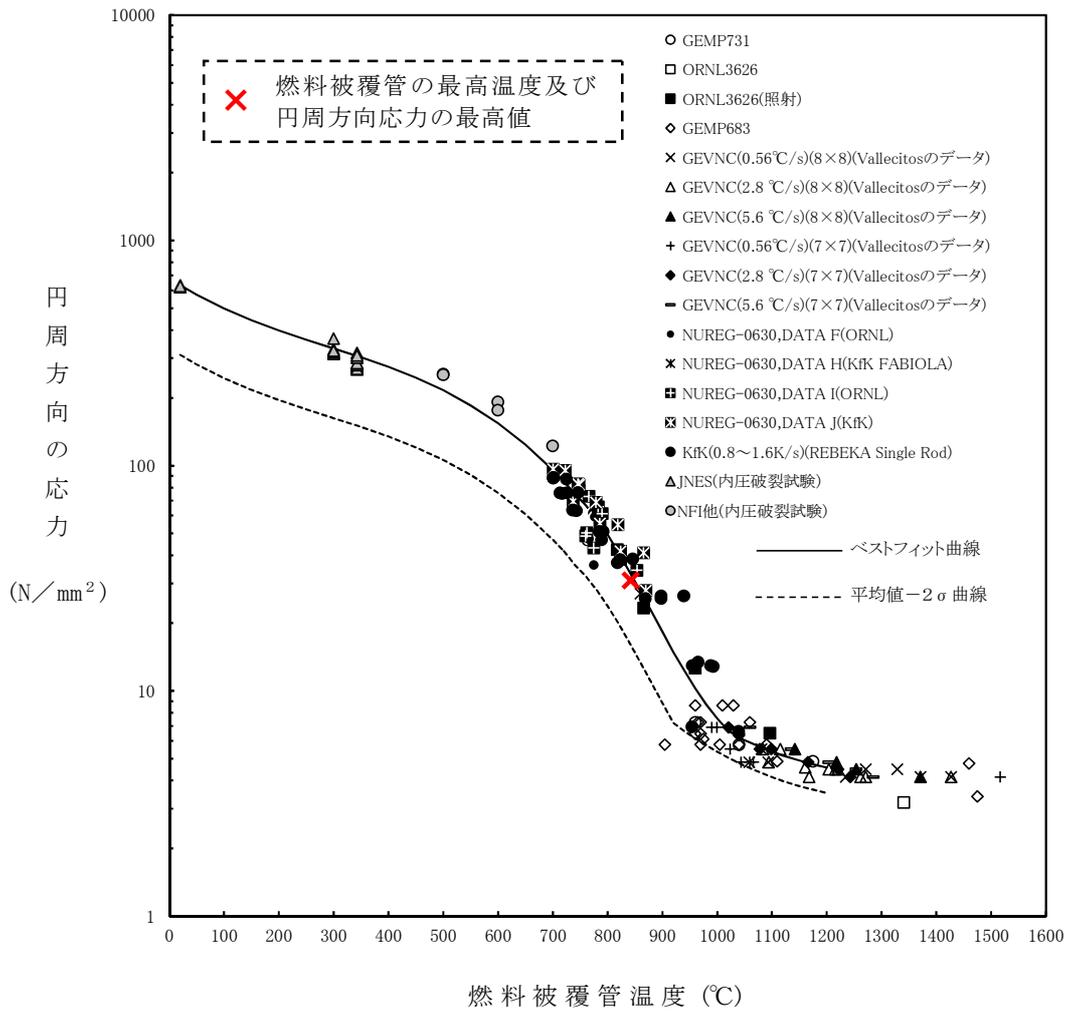


第 2.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移

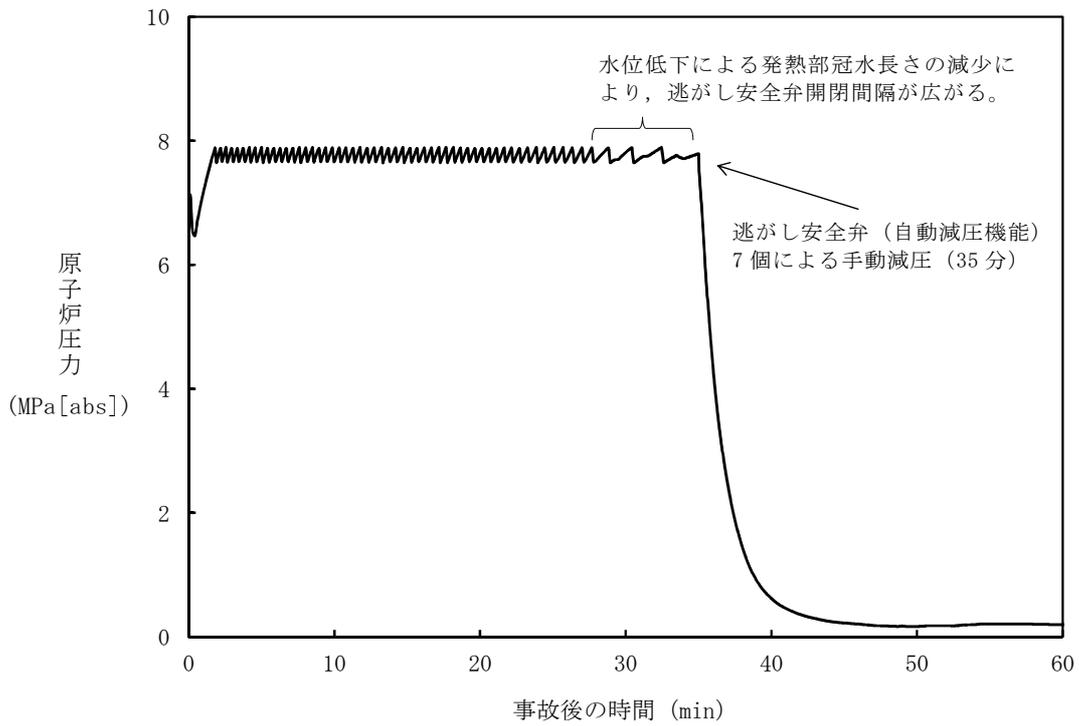




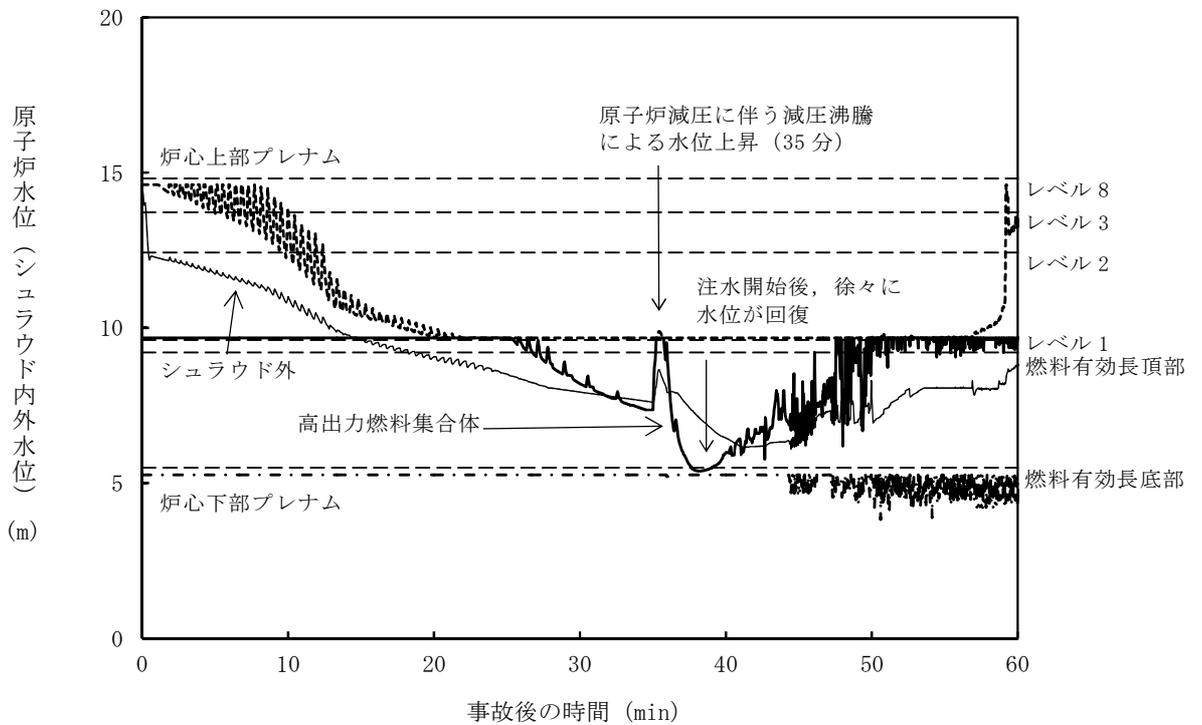
第 2.6-23 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)



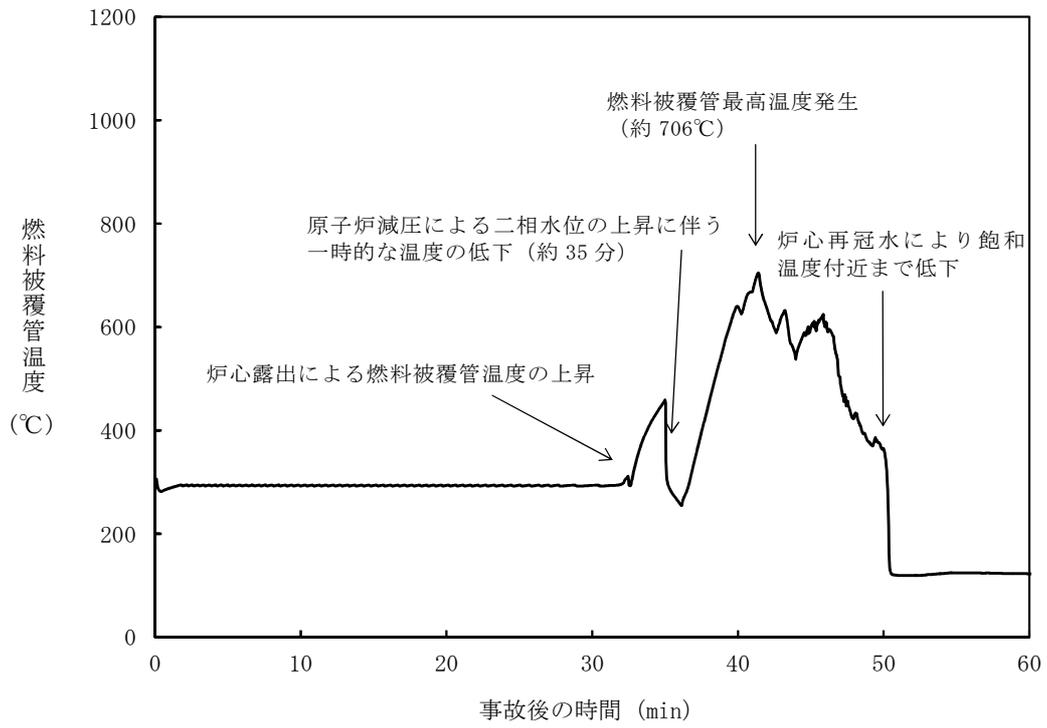
第 2.6-24 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約  $9.5cm^2$  の破断)



第 2.6-25 図 原子炉圧力の推移（遅れ時間 10 分）



第 2.6-26 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移（遅れ時間 10 分）



第 2.6-27 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (1/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
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或いは各ポンプの系統流量又は吐出圧力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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 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	—	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 高圧代替注水系系統流量
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，常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し，中央制御室にて逃がし安全弁(自動減圧機能)7 個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能) *	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*

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

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力（S A） 原子炉圧力* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し，原子炉注水を実施する。また，格納容器圧力が 0.245MPa [gage] に到達した場合は，格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系	-	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水温度 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

■ : 有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa[gage]に到達した場合, 代替格納容器スプレイ冷却系(常設)により格納容器冷却を実施する。また, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	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	—	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

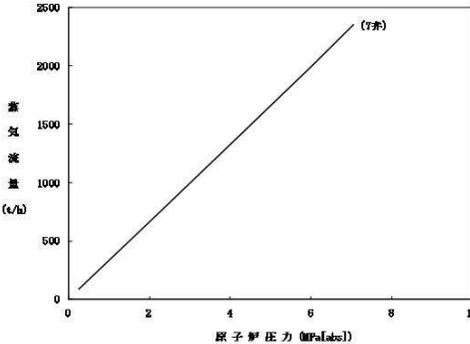
第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

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：S A F E R 格納容器側：M A A P	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [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 +126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料 (A型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運 転期間に対応する燃焼度として設定
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)	

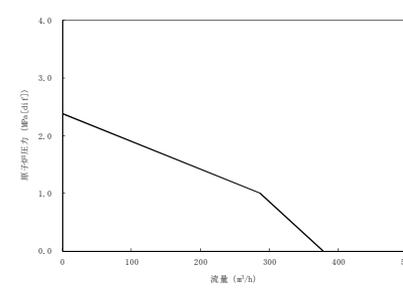
第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェル-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・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限值）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定
	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	再循環系配管の破断 破断面積は約 3.7cm <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、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定。</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約 3.7 cm<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	<p>高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定</p> <p>原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
	外部電源	外部電源なし	<p>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</p> <p>また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下（レベル2）にて発生するものとする</p>

第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（3/5）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 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 7 個の蒸気流量の関係> 	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 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/5)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系 (常設)	最大 378m <sup>3</sup> /h で注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  
		230m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき, 併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	130m <sup>3</sup> /h にて格納容器内へスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して, 第二弁を全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, 格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（5/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する 操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 25 分後	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（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）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	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 0.310MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

## 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について

## 1. 事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の特徴

「L O C A時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断L O C A又は中破断L O C Aが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「L O C A時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、代替循環冷却系に期待できない場合は、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

L O C A事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「L O C A時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について以下に示す。

## 2. 事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対する評価項目

「L O C A時注水機能喪失」は格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループであるため、「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「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。

①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十

分に冷却できるものであること

(a) 燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること

(b) 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

②格納容器圧力逃がし装置等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リスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね 5mSv 以下）

燃料被覆管温度の最高温度が 1,200℃以下で、①の評価項目を満足する場合でも、燃料被覆管の最高温度が約 900℃を超え、破裂が発生する燃料棒の割合が 1%を超えると、燃料棒ギャップ中に蓄積した放射性物質が原子炉冷却材中に放出され、破断口及び逃がし安全弁を介して格納容器内に蓄積し、格納容器ベント実施時に環境に放出されることで、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が 5mSv を超過し、②の評価項目を満足しない（添付資料 2.6.7 参照）。また、この場合には、格納容器内空間線量率がドライウエルで約  $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ 、サブプレッション・チェンバで約  $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$  を超えることから、炉心損傷後の運転手順へ移行する判断基準を上回る。

以上により、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安とする。

### 3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

#### 3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

##### (1) 破断位置の分類

LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管

は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉压力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を第1表及び第1図に示す。

a. 気相部配管

気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。

b. シュラウド外の液相部配管

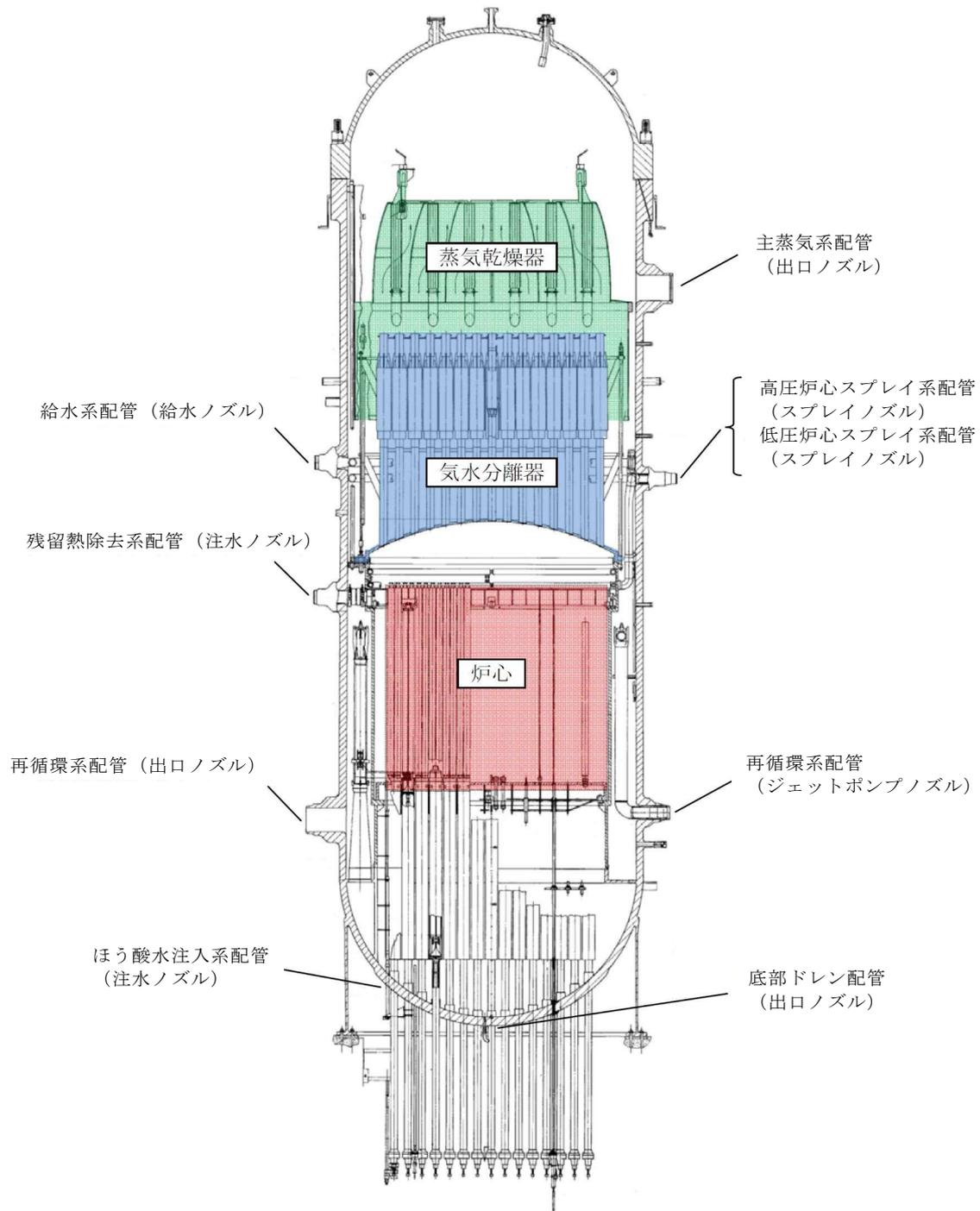
液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。

c. シュラウド内の液相部配管

シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。

第 1 表 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--



第 1 図 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気系配管（出口ノズル）及びシュラウド内の液相部配

管として配管高さの低い底部ドレン配管（出口ノズル）にベースケースと同じ約  $3.7 \text{ cm}^2$  ( $0.004\text{ft}^2$ ) の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第 2 図に、評価結果の比較を第 2 表に示す。

この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管最高温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環系配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環系配管（出口ノズル）を設定した。

第 2 表 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 $3.7 \text{ cm}^2$	約 $338^\circ\text{C}$
b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 $616^\circ\text{C}$
c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）		約 $617^\circ\text{C}$

### 3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

#### (1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に

より燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環系配管（出口ノズル）に対して約  $9.5\text{cm}^2$  の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約  $3.7\text{cm}^2$ ）と感度解析ケース（約  $9.5\text{cm}^2$ ）との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第 3 図に、感度解析の結果を第 3 表に示す。

第 3 図に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作条件（事象発生の 25 分後）は、10 分間の状況判断の後に高圧炉心スプレイ系等の手動起動を試みる操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。

第 3 表 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 $9.5\text{cm}^2$	無
	約 $9.6\text{cm}^2$	有

(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）に対して評価上の操作時間余裕を確認している。

再循環系配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管の破裂発生防止が可能な限界である約  $9.5\text{cm}^2$  の破断を設定すると、評価上の操作余裕時間がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、

燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ 10 分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環系配管（出口ノズル）に対して約  $3.7\text{cm}^2$  の破断を事故条件として設定する。

また、約  $9.5\text{cm}^2$  の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

なお、実際に L O C A が発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、L O C A 発生の確認（ドライウェル圧力が  $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$  に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、L O C A 時に高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「L O C A 時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により小破断 L O C A から大破断 L O C A までの範囲を確認している。

### (3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を第 4 表並びに第 4 図及び第 5 図に示す。

この結果、低圧代替注水系（常設）による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。

- a. 主蒸気系配管（出口ノズル）（気相部配管）：約  $224\text{cm}^2$  以下
- b. 再循環系配管（出口ノズル）（シュラウド外の液相部配管）：  
約  $9.5\text{cm}^2$  以下

- c. 底部ドレン配管（出口ノズル）（シュラウド内の液相部配管）：  
約 9.2cm<sup>2</sup>以下

確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）では、NUREG-1150の定義と同様にLOCAを第5表のとおり分類しており、5inch（約127cm<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に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持される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。

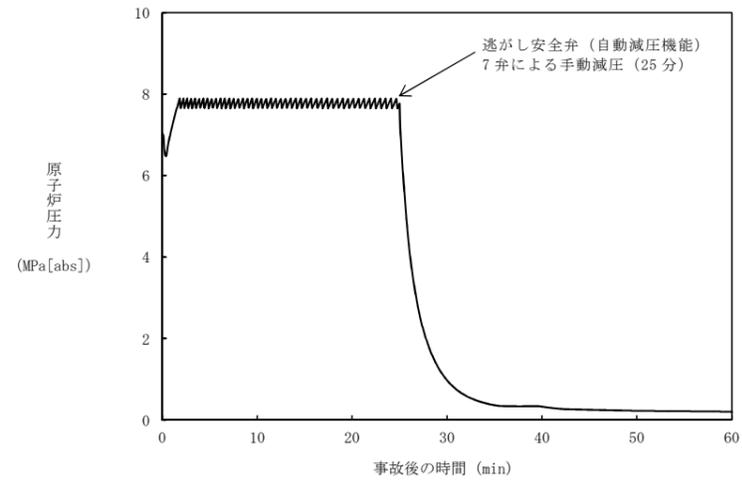
第4表 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 224 cm <sup>2</sup>	無
	約 225 cm <sup>2</sup>	有
b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 9.5 cm <sup>2</sup>	無
	約 9.6 cm <sup>2</sup>	有
c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）	約 9.2 cm <sup>2</sup>	無
	約 9.3 cm <sup>2</sup>	有

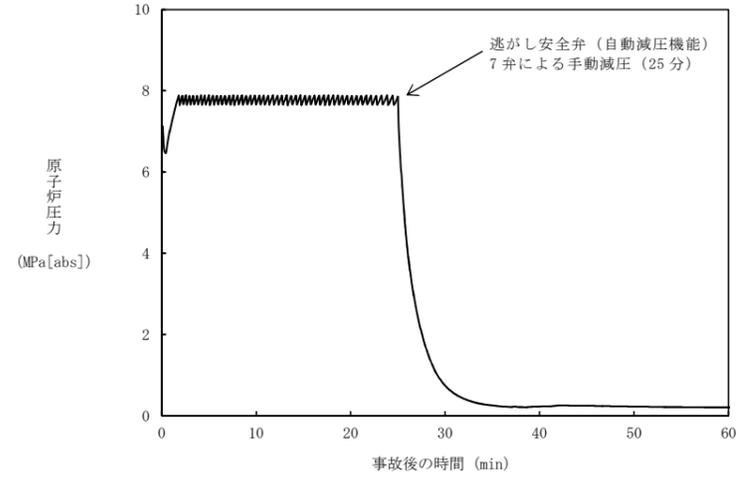
第5表 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	
漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲	
小破断LOCA	R C I Cで注水可能な範囲	
中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲	
大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲	

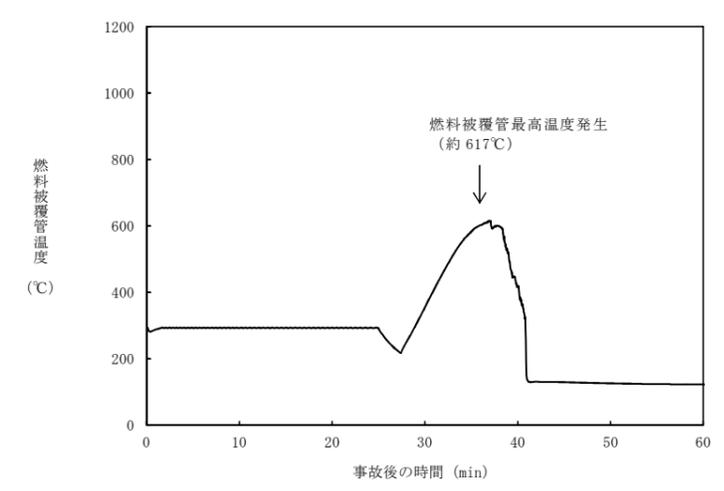
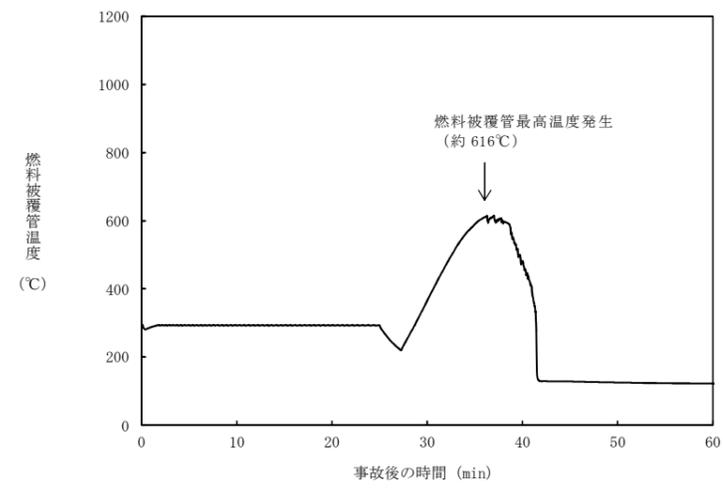
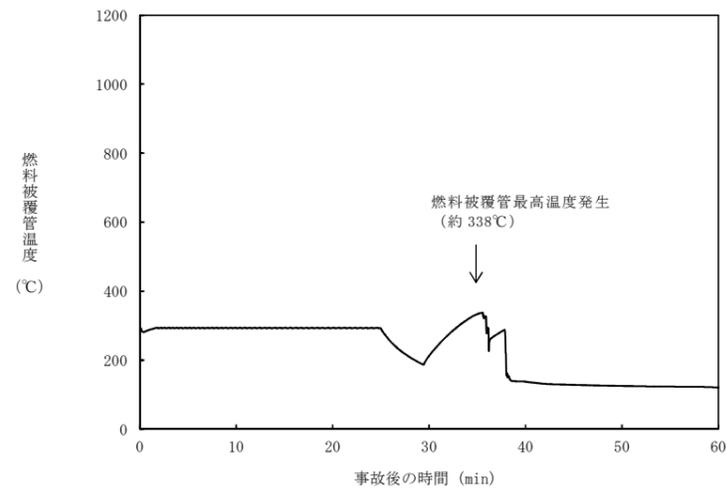
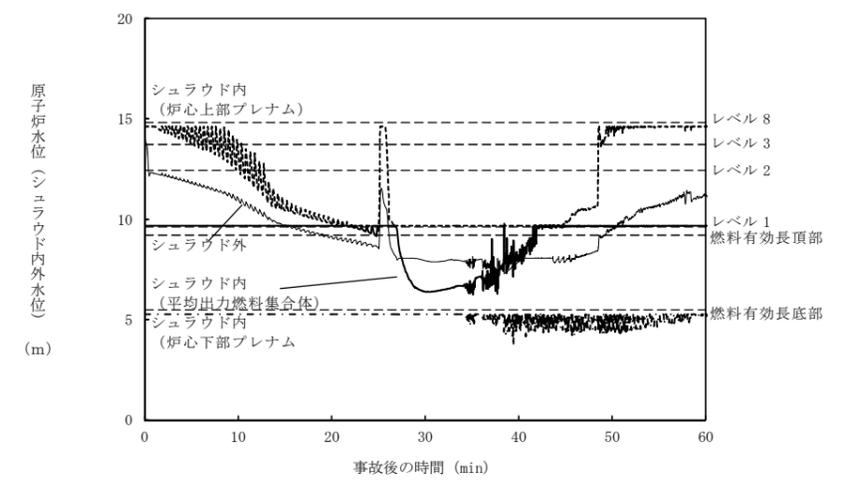
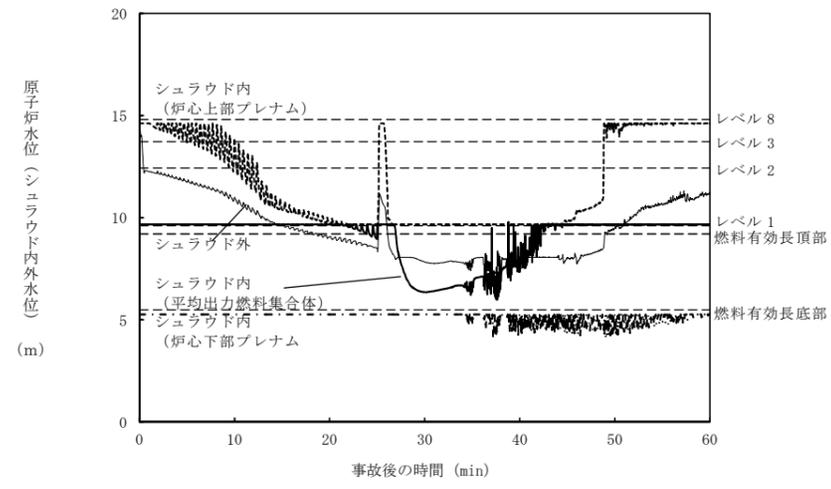
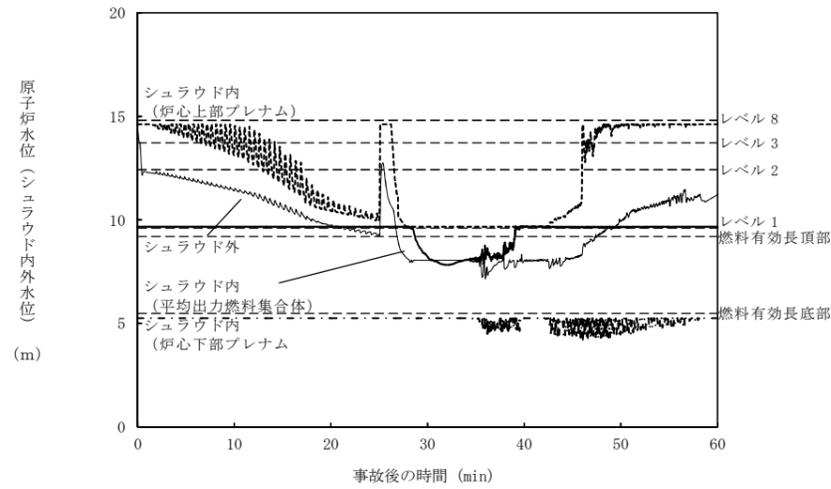
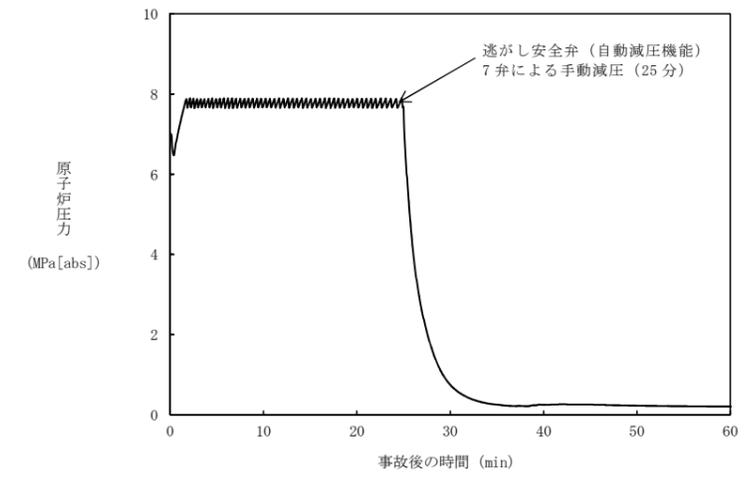
気相部配管（主蒸気系配管）



シュラウド外の液相部配管（再循環系配管）



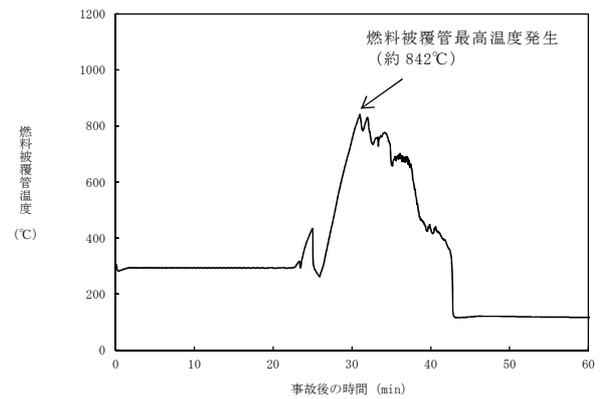
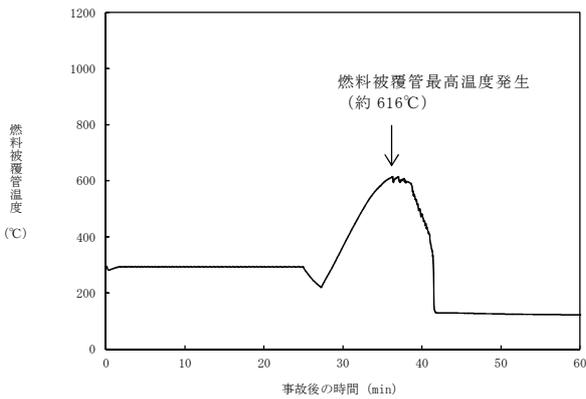
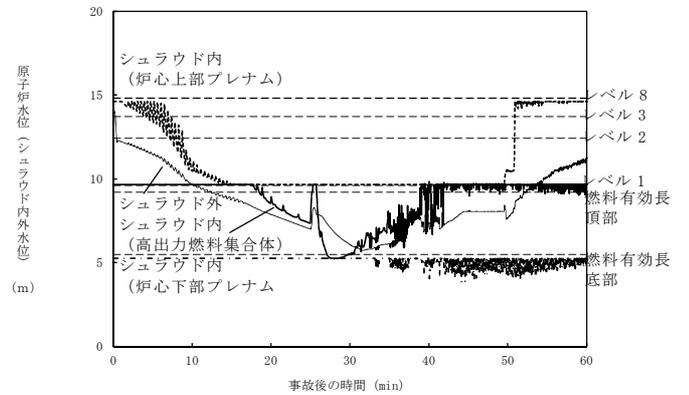
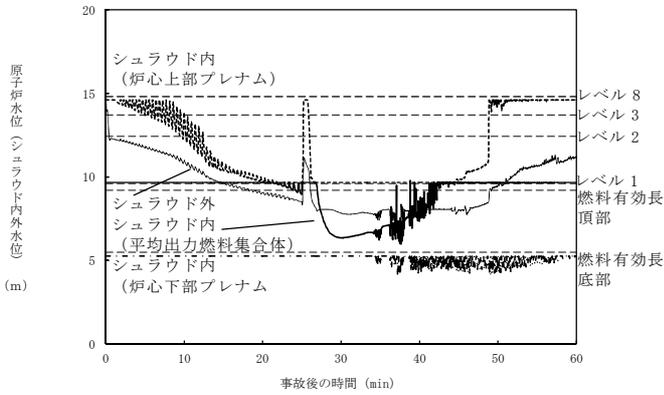
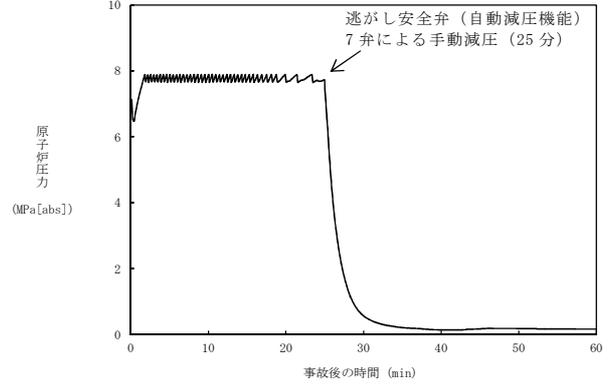
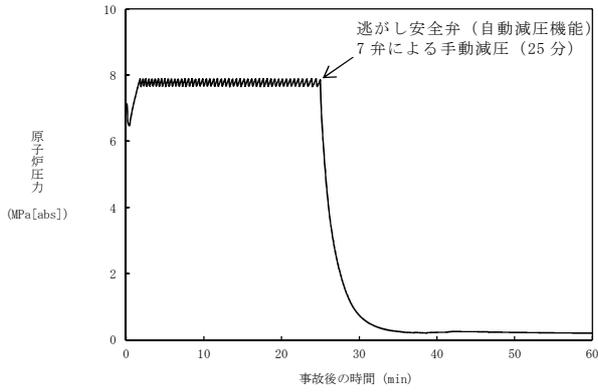
シュラウド内の液相部配管（底部ドレン配管）



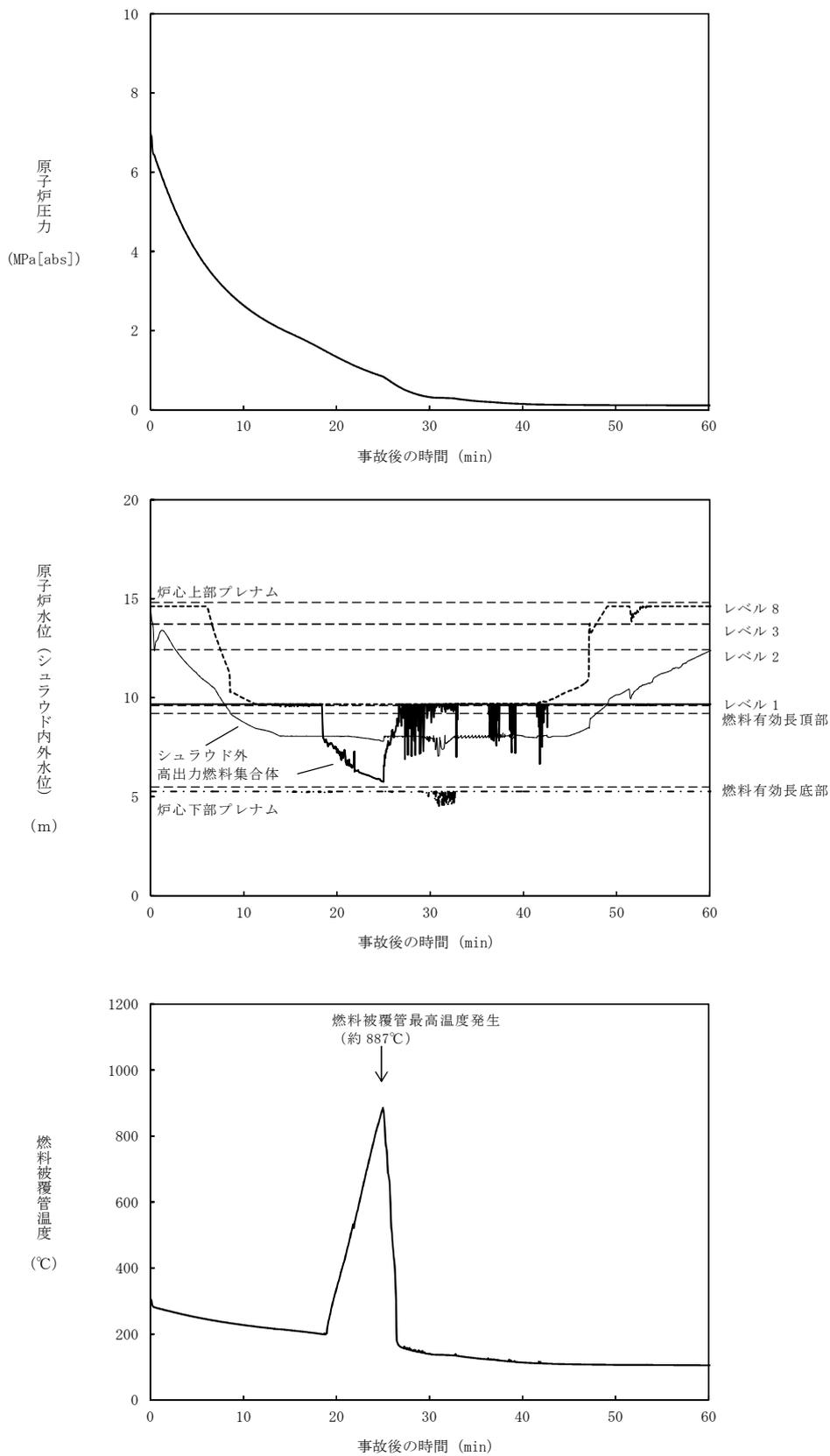
第2図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

破断面積：約 3.7cm<sup>2</sup>

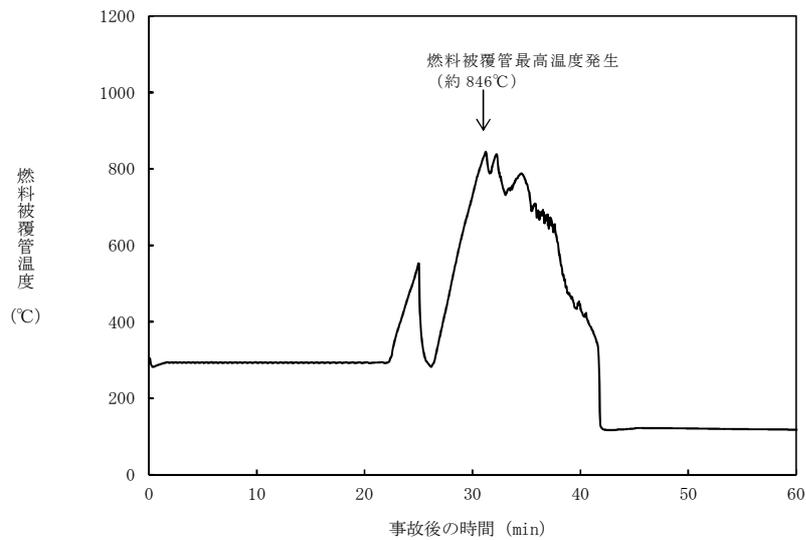
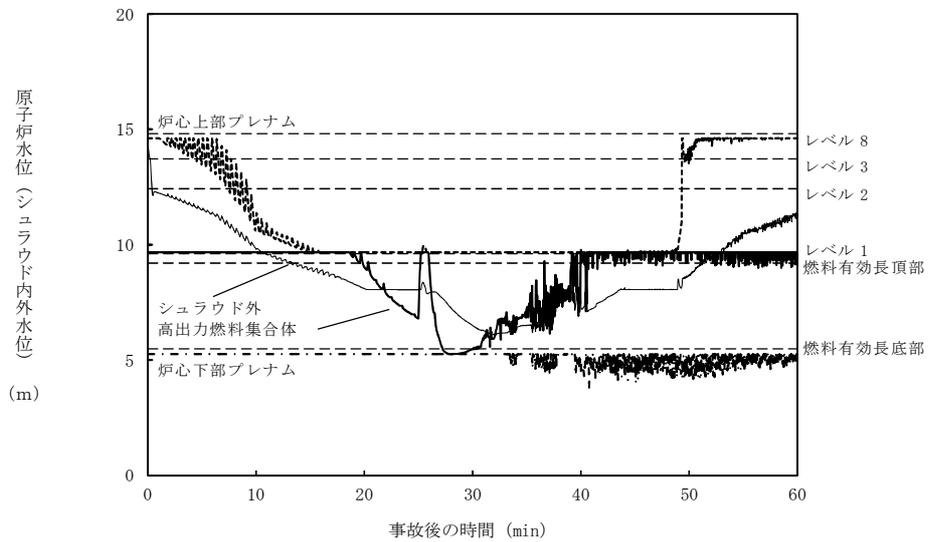
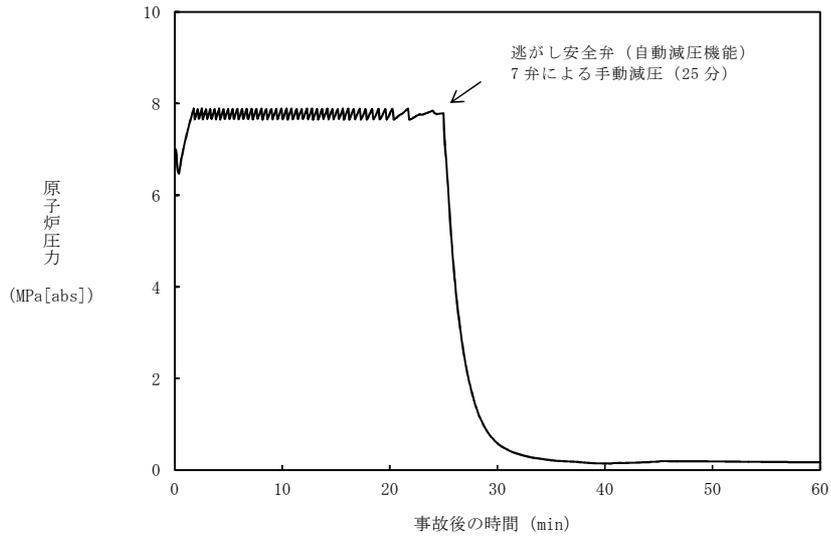
破断面積：約 9.5cm<sup>2</sup>



第3図 破断面積約 3.7cm<sup>2</sup>と約 9.5cm<sup>2</sup>とのパラメータ推移の比較



第 4 図 主蒸気系配管に約 224cm<sup>2</sup> の破断面積を設定した場合



第5図 原子炉圧力容器底部ドレン配管に約9.2cm<sup>2</sup>の破断面積を設定した場合

(4) 再循環系配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により，L O C Aが発生することを想定し，かつ非常用炉心冷却系によるL O C A発生後の事象緩和に期待できないものとして，以下の式により炉心損傷頻度を算出した。

配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉压力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を第5表に示す。なお，L O C A発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はP R Aで用いた値を使用した。

第5表 各系統における溶接線数とL O C A後炉心損傷頻度

系統	小破断L O C A				中破断L O C A			
	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度(／炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度(／炉年)	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度(／炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度(／炉年)
RCIC	33	$1.3 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	33	$8.4 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
HPCS	19	$7.2 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	19	$4.8 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
LPCS	19	$7.2 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	19	$4.8 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-A	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-B	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-C	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
PLR	193	$7.4 \times 10^{-5}$	$1.5 \times 10^{-4}$	$1.1 \times 10^{-8}$	193	$4.9 \times 10^{-5}$	$1.5 \times 10^{-4}$	$7.4 \times 10^{-9}$
底部トレ	118	$4.5 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	118	$3.0 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
その他の原子炉圧力バウンダリ	342	$1.3 \times 10^{-4}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	342	$8.7 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
合計	787	$3.0 \times 10^{-4}$			787	$2.0 \times 10^{-4}$		

※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：再循環系配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要であるため，記載を省略した。

再循環系配管の破断によりL O C A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 $1.8 \times 10^{-8}$ ／炉年である。なお，破断面積約 $9.5\text{cm}^2$ 以下のL O C Aは炉心損傷防止が可能であるため，実際に炉心損傷に至る頻度は $1.8 \times 10^{-8}$ ／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防止対策を有効に実施することが困難である大破断 L O C A については、P R A において、炉心損傷頻度を  $3.0 \times 10^{-9}$  / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積  $224\text{cm}^2$  以下の L O C A は、炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は  $3.0 \times 10^{-9}$  / 炉年より小さくなる。したがって、再循環系配管の破断により発生する L O C A 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。

#### (5) 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な破断面積以上の L O C A に対しては、炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難であることから、審査ガイドに基づき、「L O C A 時注水機能喪失」に対する重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）が国内外の先進的な対策と同等であることを確認する。

炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上の L O C A に対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには、L O C A 時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段が必要となる。東海第二発電所と国外のプラントで講じられている炉心損傷防止対策の比較を第 6 表に示す。

第 6 表に示すとおり、国外プラントにおいて L O C A 時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段については確認されなかった。

なお、東海第二発電所の重大事故等対策のうち高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは、国外では見られない対策であり、大破断 L O C A を除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。

第6表 「LOCA時注水機能喪失」に対する国外プラントと東海第二発電所における炉心損傷防止対策の比較

事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
		東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
LOCA時注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水系ポンプ</li> <li>常設高圧代替注水系ポンプ</li> <li>復水ポンプ</li> <li>電動消火ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>復水移送ポンプ</li> <li>制御棒駆動水圧系ポンプ</li> <li>ほう酸水注入系ポンプ</li> <li>代替循環冷却系ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR経由)</li> <li>高圧サービス水系(RHR経由)</li> <li>RHR SW (RHR経由)</li> <li>制御棒駆動機構ポンプ</li> <li>復水ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の中圧注入ポンプ</li> <li>サービス水系(RHR経由)</li> <li>復水ポンプ(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・シール水系ポンプ</li> <li>ほう酸水注入系ポンプ</li> <li>制御棒駆動水系ポンプ</li> <li>サブプレッションプールドレンポンプ(RHR経由)</li> <li>1次系満水ポンプ</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>火災用ポンプ, ブースターポンプ(専用電源あり)</li> </ul>	<p>欧米では、既設又は追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備している。</p> <p>これらの代替炉心冷却手段のポンプの吐出容量は、最大でも 300m<sup>3</sup>/h 程度であり、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段とは考えにくい。</p> <p>東海第二発電所においても、既設、追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を対策としている。</p> <p>これらの対策のうち、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは、国外では見られない対策であり、大破断LOCAを除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。</p>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型消火ポンプ(サービス水系-RHR経由)</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ</li> </ul>	

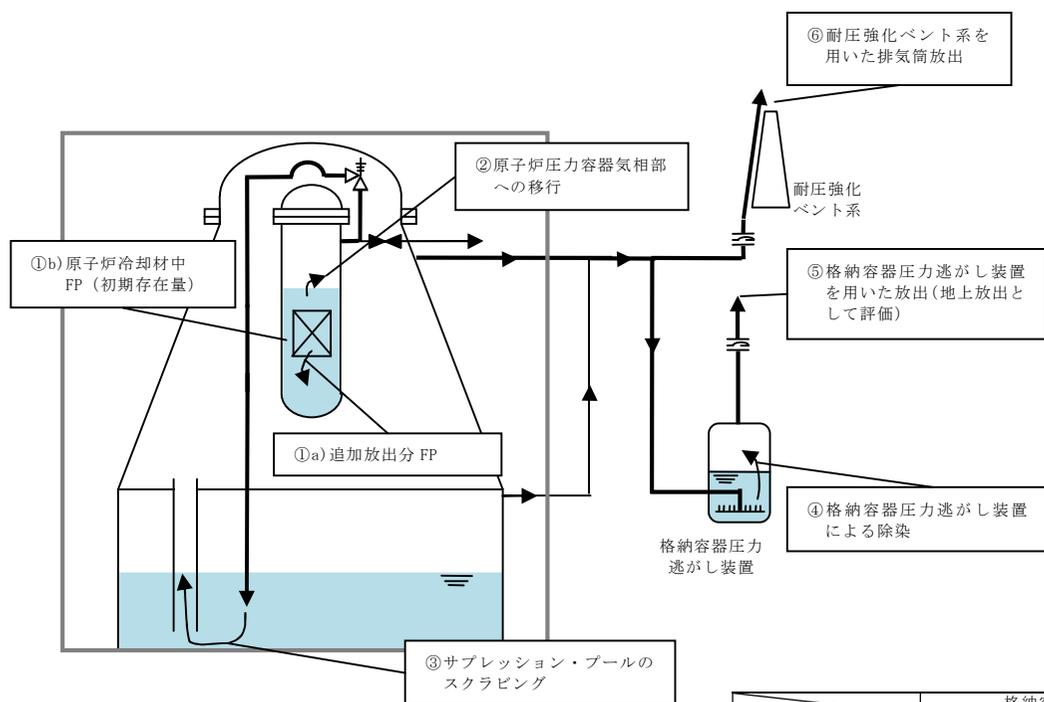
下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

## 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について

### 【事象の概要】

1. LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバに移行する。
2. 事象発生から約28時間後、格納容器圧力が0.310MPa[gage]到達することにより格納容器ベント操作を実施する。

【評価結果】非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は5mSvに対して十分小さい。



【格納容器圧力逃がし装置】

	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分FP量	約 $6.0 \times 10^{15}$ Bq	約 $1.6 \times 10^{13}$ Bq (よう素全体の4%)	約 $3.8 \times 10^{14}$ Bq (よう素全体の96%)
①b)原子炉冷却材中FP量(初期存在量)	-	-	約 $4.7 \times 10^{12}$ Bq
②原子炉压力容器気相部への移行割合	100%	10% (※1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの除染係数(D/F)	-	-	- (※2)
④格納容器圧力逃がし装置の除染係数(D/F)	-	50	100
⑤大気への放出量	約 $1.5 \times 10^{14}$ Bq (※3)	約 $2.0 \times 10^{10}$ Bq (※3)	約 $2.1 \times 10^{11}$ Bq (※3)

【耐圧強化ベント】

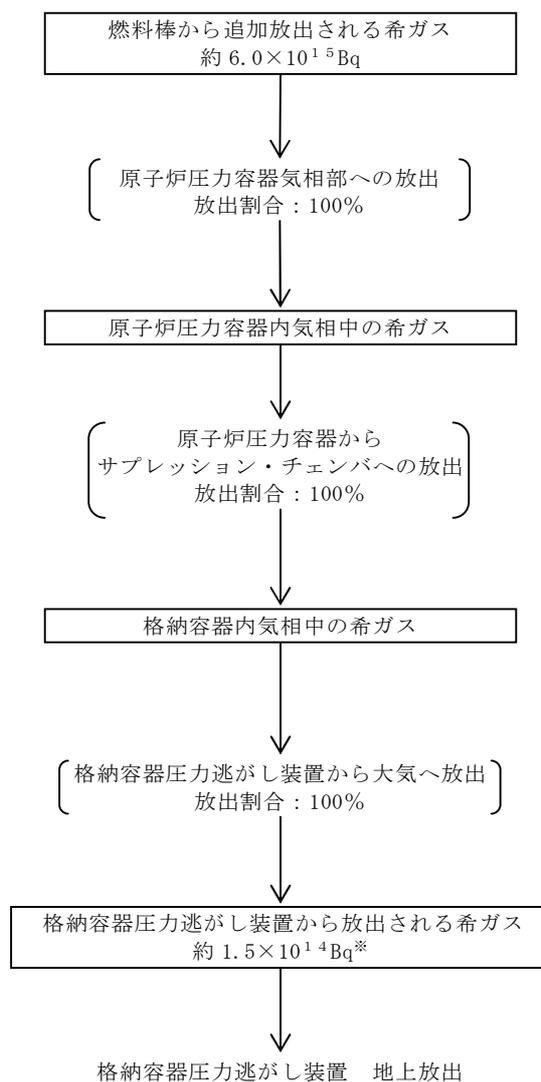
	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分FP量	約 $6.0 \times 10^{15}$ Bq	約 $1.6 \times 10^{13}$ Bq (よう素全体の4%)	約 $3.8 \times 10^{14}$ Bq (よう素全体の96%)
①b)原子炉冷却材中FP量(初期存在量)	-	-	約 $4.7 \times 10^{12}$ Bq
②原子炉压力容器気相部への移行割合	100%	10% (※1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの除染係数	-	-	- (※2)
⑥大気への放出量	約 $1.5 \times 10^{14}$ Bq (※3)	約 $1.0 \times 10^{12}$ Bq (※3)	約 $2.1 \times 10^{13}$ Bq (※3)

※1：残り90%の有機よう素は原子炉冷却材中で分解され、無機よう素と同様の割合で気相に移行する。

※2：ドライウェルからのベントを考慮し、保守的にサブプレッション・プールのD/Fを考慮しないものとする。

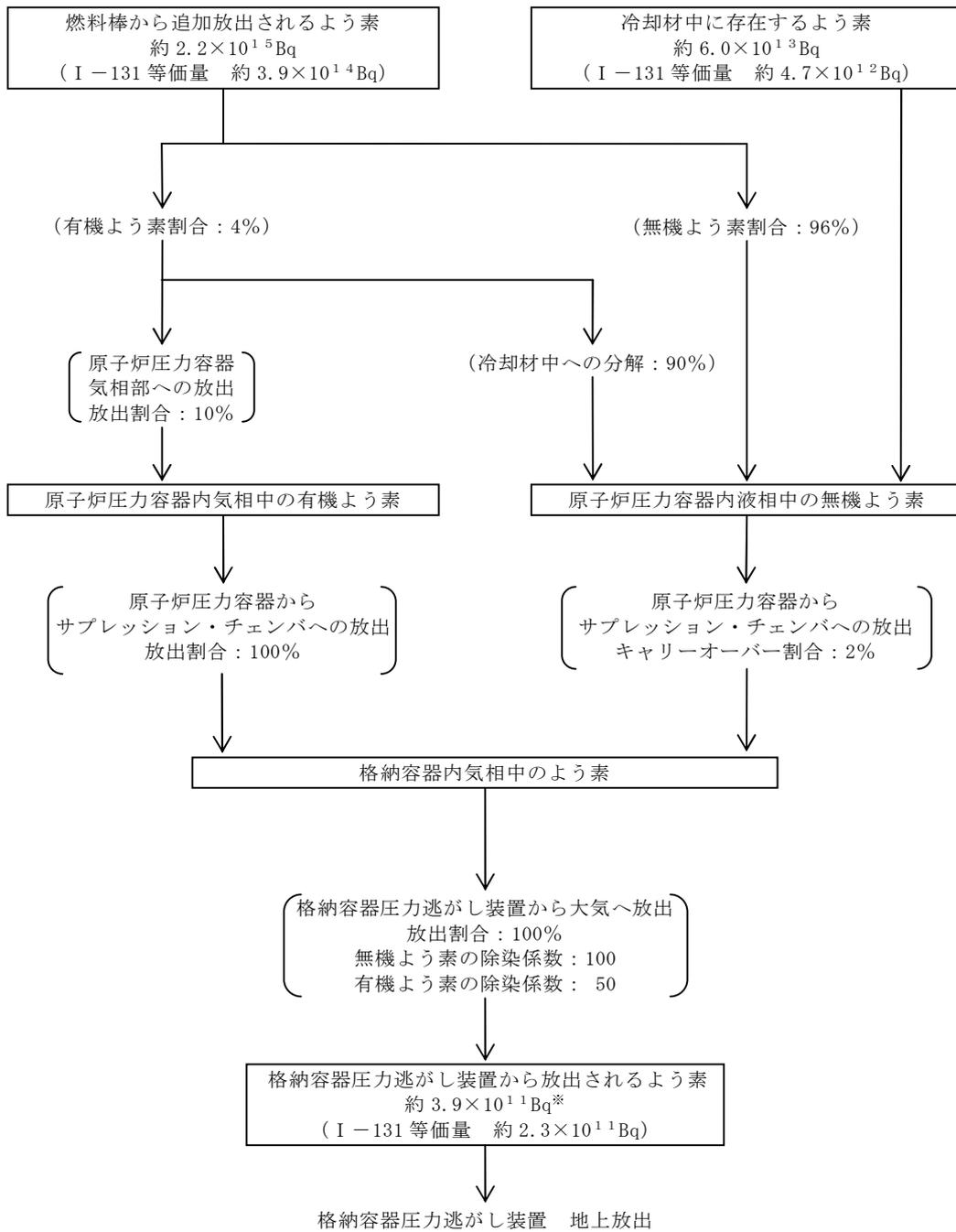
※3：ベント開始（事象発生28時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

気象条件	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）	耐圧強化ベント（排気筒放出）
		<b>【非居住区域境界】</b> 相対濃度 ( $\chi/Q$ ) $2.9 \times 10^{-5}$ s/m <sup>3</sup> 相対線量 (D/Q) $4.0 \times 10^{-10}$ Gy/Bq <b>【敷地境界】</b> 相対濃度 ( $\chi/Q$ ) $8.2 \times 10^{-5}$ s/m <sup>3</sup> 相対線量 (D/Q) $9.9 \times 10^{-10}$ Gy/Bq
実効線量	非居住区域境界：約 $1.6 \times 10^{-1}$ mSv 敷地境界：約 $4.1 \times 10^{-1}$ mSv	非居住区域境界：約 $6.2 \times 10^{-1}$ mSv 敷地境界：約 $6.2 \times 10^{-1}$ mSv



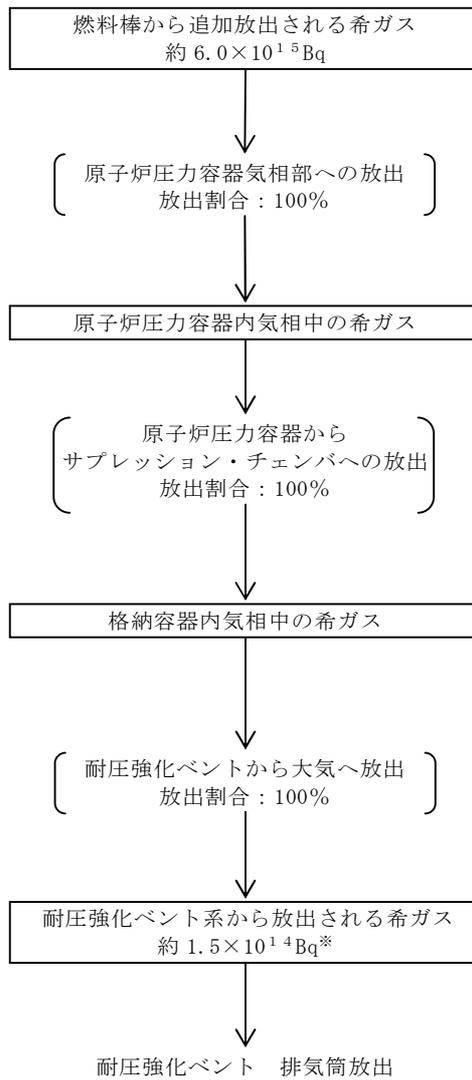
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の  
放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



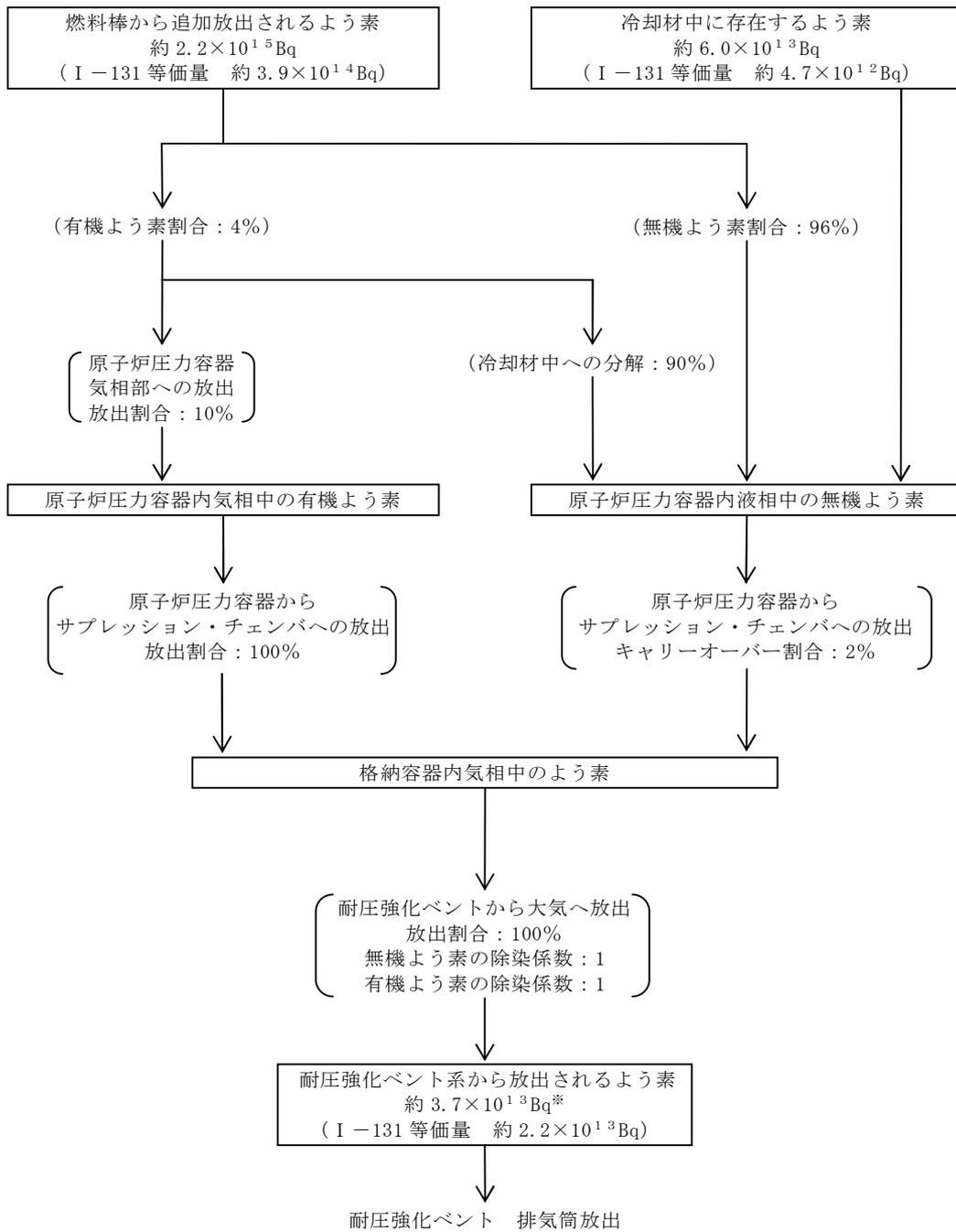
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の  
放射性よう素の大気放出過程



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図 耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の  
放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図 耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の  
放射性よう素の大気放出過程

## 「L O C A時注水機能喪失」における線量評価について

## 1. 「L O C A時注水機能喪失」の線量評価について

「L O C A時注水機能喪失」の線量評価では、周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね 5mSv 以下）を確認することとしており、これは、安全評価指針<sup>\*1</sup>に基づく設計基準事故の線量評価における判断基準と同様となっている。

安全評価指針に基づく事故時の線量評価は、周辺公衆への放射線の影響を評価する観点から、従来から非居住区域境界に線量評価点を設定し評価しており、「L O C A時注水機能喪失」の線量評価についても非居住区域境界における評価を行っている。

また、有効性評価ガイド<sup>\*2</sup>では、「敷地境界で実効線量を評価」しており、「L O C A時注水機能喪失」においては、東海第二発電所の敷地（東海発電所含む。）境界に線量評価点を設定し、線量評価を行っている。

## 2. 線量評価点の設定について

「L O C A時注水機能喪失」における格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器ベント実施時の非居住区域境界及び敷地境界の線量評価を行った。

放出源は、格納容器圧力逃がし装置によるベントにおいては原子炉建屋屋上にある格納容器圧力逃がし装置排気口、耐圧強化ベント系によるベントにおいては排気筒とし、放出源を中心とした 16 方位（海側方位を除く。）における非居住区域境界及び敷地境界に線量評価点を設定した。非居住区域境界

---

※ 1 発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針

※ 2 実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド

の線量評価点を第 5 図及び第 6 図に示す。また、敷地境界における線量評価点を第 7 図及び第 8 図に示す。

### 3. 線量評価結果について

非居住区域境界及び敷地境界における陸側方位の線量評価結果のうち、最大の線量となる方位の線量評価結果を第 1 表に示す。また、操作時間余裕を把握するために実施した原子炉注水が 25 分遅れた場合の線量評価結果を第 2 表に示す。

耐圧強化ベント系によるベントにおいては、最大の線量となる方位の評価距離に大きな違いがないため、線量評価結果に影響はない。また、格納容器逃がし装置によるベントにおいては、評価距離の短縮により、敷地境界における線量が増加するが、有効性評価ガイドに基づく周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくリスクに対する判断基準である 5mSv を満足している。

第 1 表 「LOCA時注水機能喪失時」の線量評価結果

放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
耐圧強化ベント系によるベント	非居住区域境界	W	530m	$6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	W	500m	$6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
格納容器圧力逃がし装置によるベント	非居住区域境界	NW	600m	$1.6 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$4.1 \times 10^{-1} \text{mSv}$

第2表 「LOCA時注水機能喪失時」の線量評価結果

(原子炉注水が25分遅れた場合)

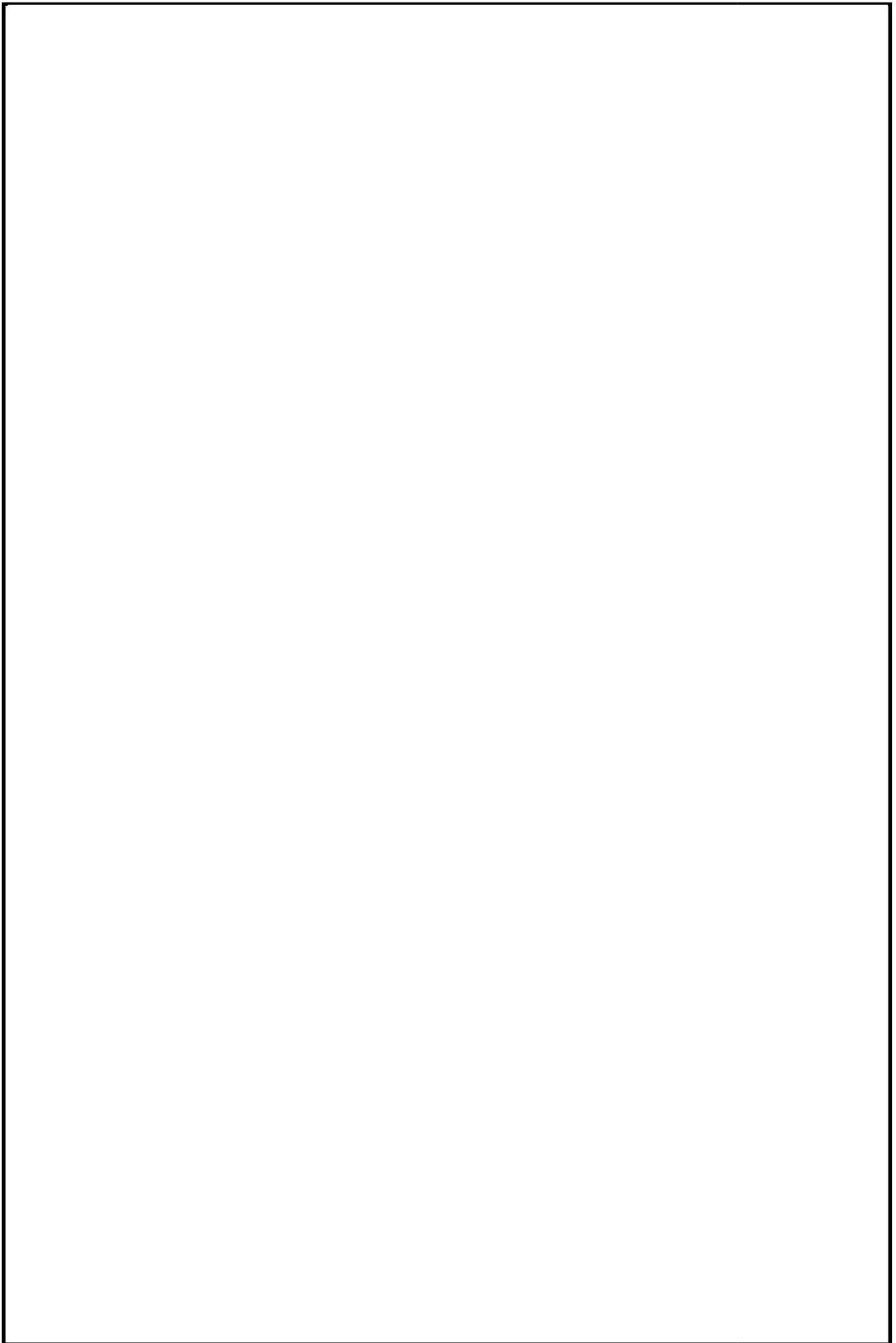
放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
耐圧強化ベント系によるベント	非居住区域境界	W	530m	$4.4 \times 10^0 \text{mSv}$
	敷地境界	W	500m	$4.4 \times 10^0 \text{mSv}$
格納容器圧力逃がし装置によるベント	非居住区域境界	NW	600m	$1.1 \times 10^0 \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$2.8 \times 10^0 \text{mSv}$

また、炉心損傷防止対策の有効性評価では、上記以外に「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「ISLOCA」という。）についても周辺公衆への放射線の影響を確認しており、非居住区域境界及び敷地境界における線量評価結果は第3表のとおりであり、判断基準である5mSvを満足している。

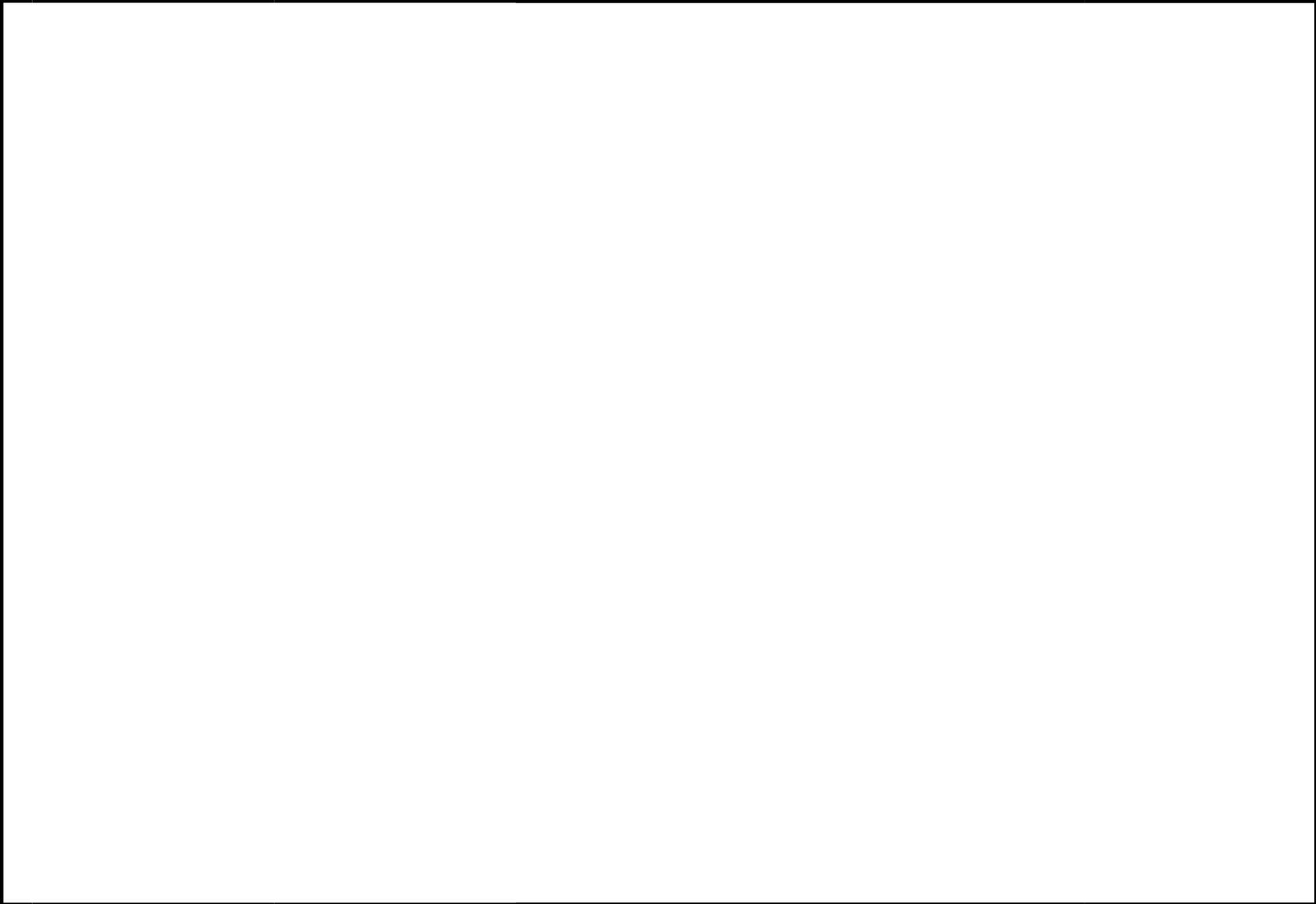
第3表 ISLOCA時の線量評価結果

放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
原子炉建屋	非居住区域境界	NW	600m	$1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$3.3 \times 10^{-1} \text{mSv}$

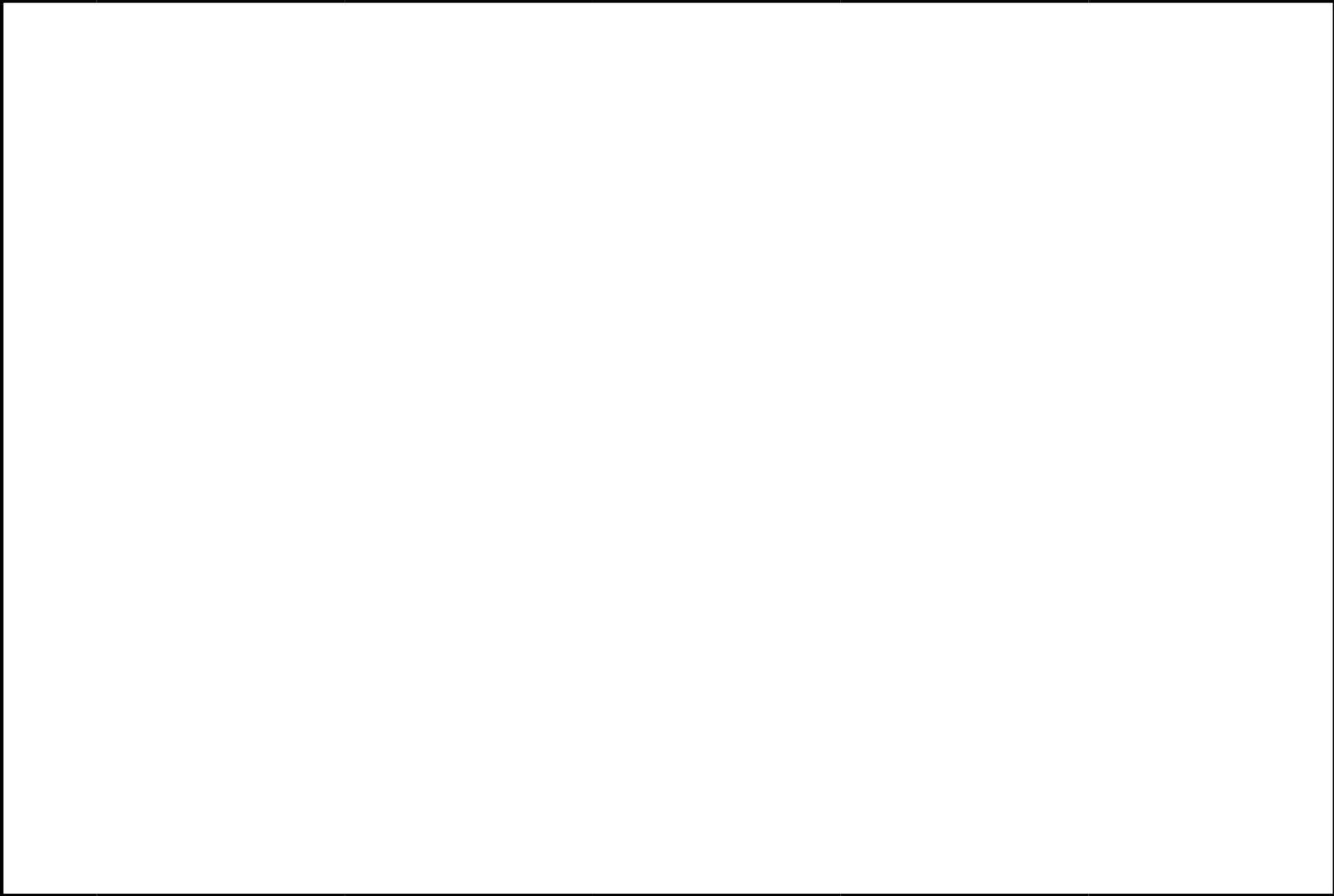
第 5 図 「耐圧強化ベント系によるベント」における非居住区域境界の線量  
添付 2.6.2-9



第6図 「格納容器圧力逃がし装置によるベント」の非居住区域境界の線量  
添付 2.6.2-10



第7図 「耐圧強化ベント系によるベント」における敷地境界の線量評価点



第 8 図 「格納容器圧力逃がし装置によるベント」における敷地境界の線量評価点

## 重大事故に至るおそれがある事故における 非居住区域境界の線量評価について

重大事故に至るおそれがある事故の線量評価において、隣接事業所（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構（以下「JAEA」という。）、国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域を含めた区域の境界に線量評価点を設定し、評価を行っている。

東海第二発電所では、既許可申請書における事故時の線量評価においては、従来から非居住区域境界に線量評価点を設定しており、新規制基準で求められている設計基準事故及び重大事故に至るおそれのある事故の線量評価においても以下の理由から非居住区域境界に線量評価点を設定し線量評価を行っている。

### 1. 既許可申請書における線量評価点について

当初申請においては、原子炉立地審査指針（以下「立地指針」という。）に基づく立地評価を行っており、立地評価では、周辺公衆の離隔に関する評価として、公衆が原則として居住しない区域（非居住区域）外で周辺の公衆に放射線障害を与えないことを確認するとしている。

周辺監視区域内は、法令により人の居住を禁止すること、業務上立ち入る者以外の者の立ち入りを制限することとなっていることから、東海第二発電所の敷地を取り囲むように設定されているJAEAの周辺監視区域内も含めた非居住区域に、線量評価点を設定し、事故時の線量評価を行っている。（参考2参照）

また、後に定められた「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）に基づく安全設計評価においては、事故時の周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを

確認するとしているが、周辺の公衆に与える放射線の影響を評価する観点では、立地評価の考え方と同等であり、東海第二発電所においては、安全設計評価における線量評価点についても非居住区域境界とした。

## 2. 新規制基準に係る変更申請における線量評価点について

現在も、線量評価点の考え方は当初申請から変わりがなかったことから、東海第二発電所の隣接事業所（JAEA、国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域（周辺監視区域）境界を線量評価点としている。

新規制基準で求められている評価である、設計基準事故及び重大事故に至るおそれのある事故においても周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを確認することとしており、周辺の公衆に与える放射線の影響を評価する観点では、従来からの考え方から変わりがなかったことから、非居住区域境界に線量評価点を設定し線量評価を行っている。（参考3参照）

## 3. JAEAとの整合性について

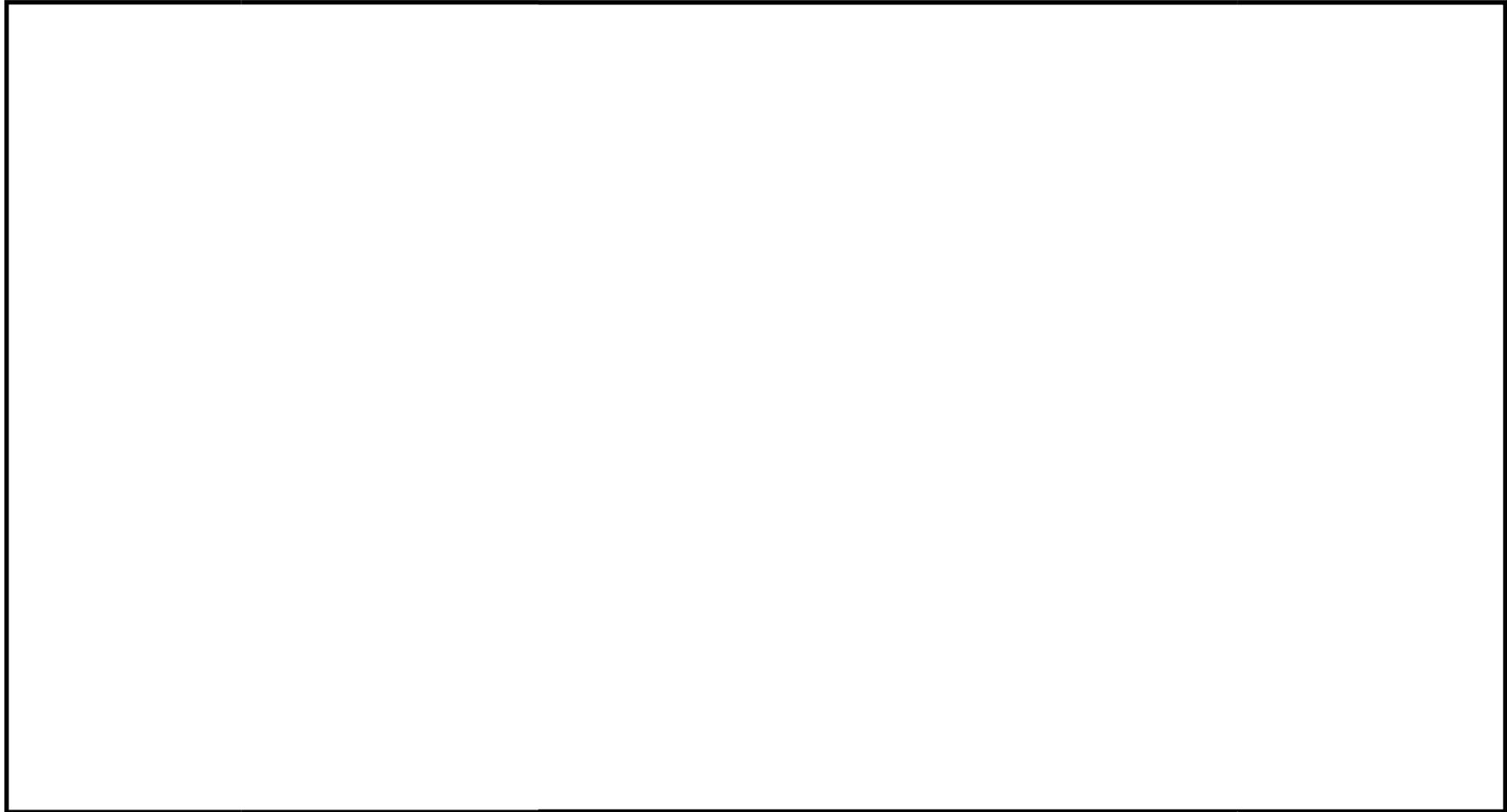
JAEAの試験研究炉等（NSRR、STACY、JRR-3等）の原子炉に係る原子炉設置許可申請書の事故時の評価においても、東海第二発電所の線量評価点の設定と同じ考え方から、東海第二発電所と同様に周辺施設を含めた、非居住区域境界に線量評価点を設定し評価を行っている。

## 東海第二発電所の敷地及び非居住区域について

昭和30年代に東海発電所は、現在の国立研究開発法人日本原子力研究開発機構（以下「JAEA」という。）の敷地内に当社が土地を取得し、建設が進められ、敷地境界に周辺監視区境界が設定された。（参考第2-1図参照）

昭和40年代に東海第二発電所は、東海発電所の敷地及び周辺監視区域内に設置することとし、建設資機材置場を設置する場所を確保するために、仮設用地として東海発電所から北側のJAEAの土地を借用することとした。この際に、建設資機材置場を含めた敷地を周辺監視区域とすることとし、東海発電所の周辺監視区域を北側に東海第二発電所から約540m地点、西側は国道245号線沿いまで拡大し、JAEAの周辺監視区域を含めて非居住区域とした。（参考第2-2図参照）

その後、東海発電所から北側の敷地については、一部を除き当社が土地を取得し、現在の敷地及び周辺監視区域となり、隣接事業所の周辺監視区域を含めて非居住区域とした。（参考第2-3図参照）



参考第 2-1 図 東海発電所  
申請許可時  
(昭和 30 年代)

参考第 2-2 図 東海第二発電所  
当初申請時  
(昭和 40 年代)

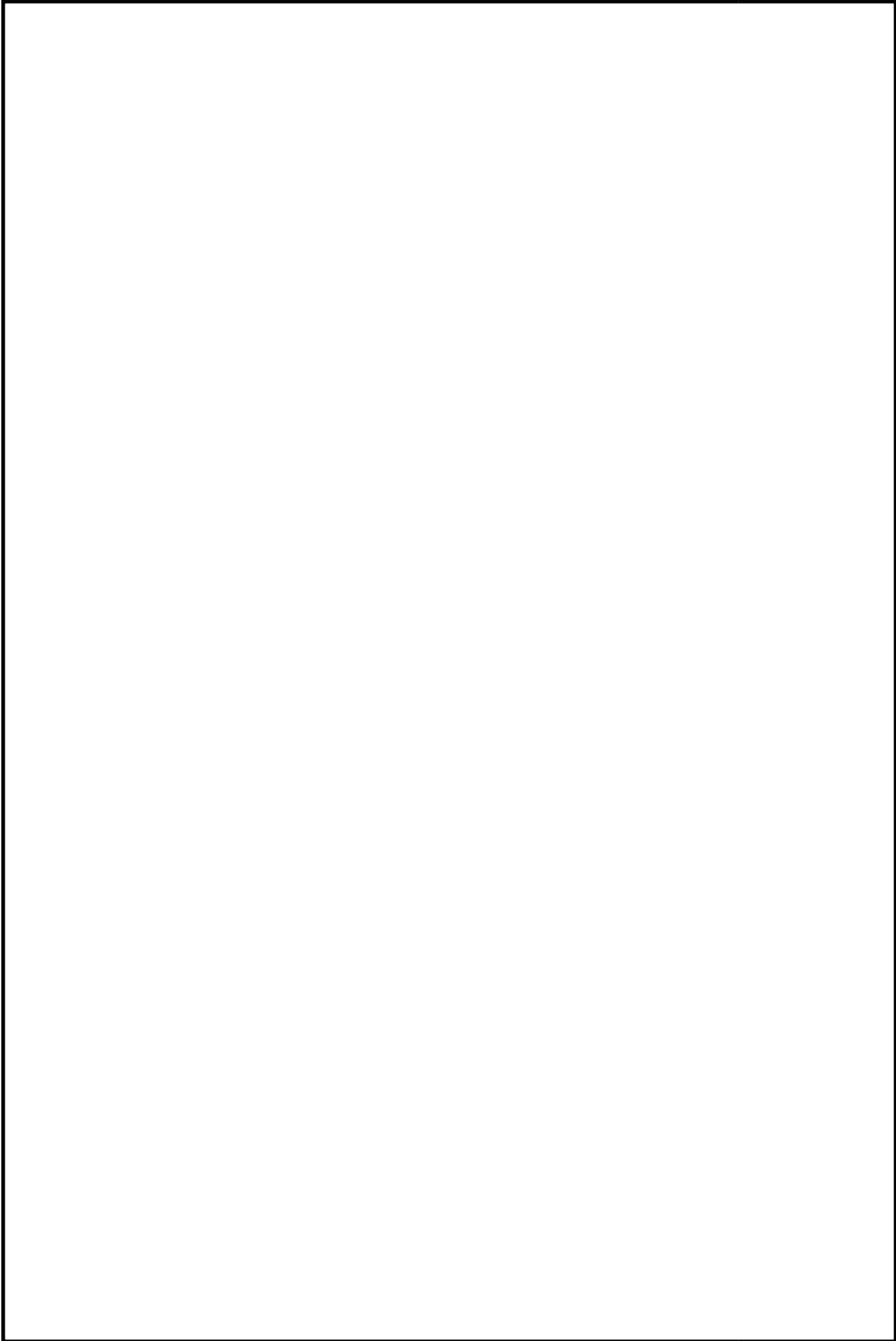
参考第 2-3 図 東海第二発電所  
新規制補正申請時  
(平成 29 年)

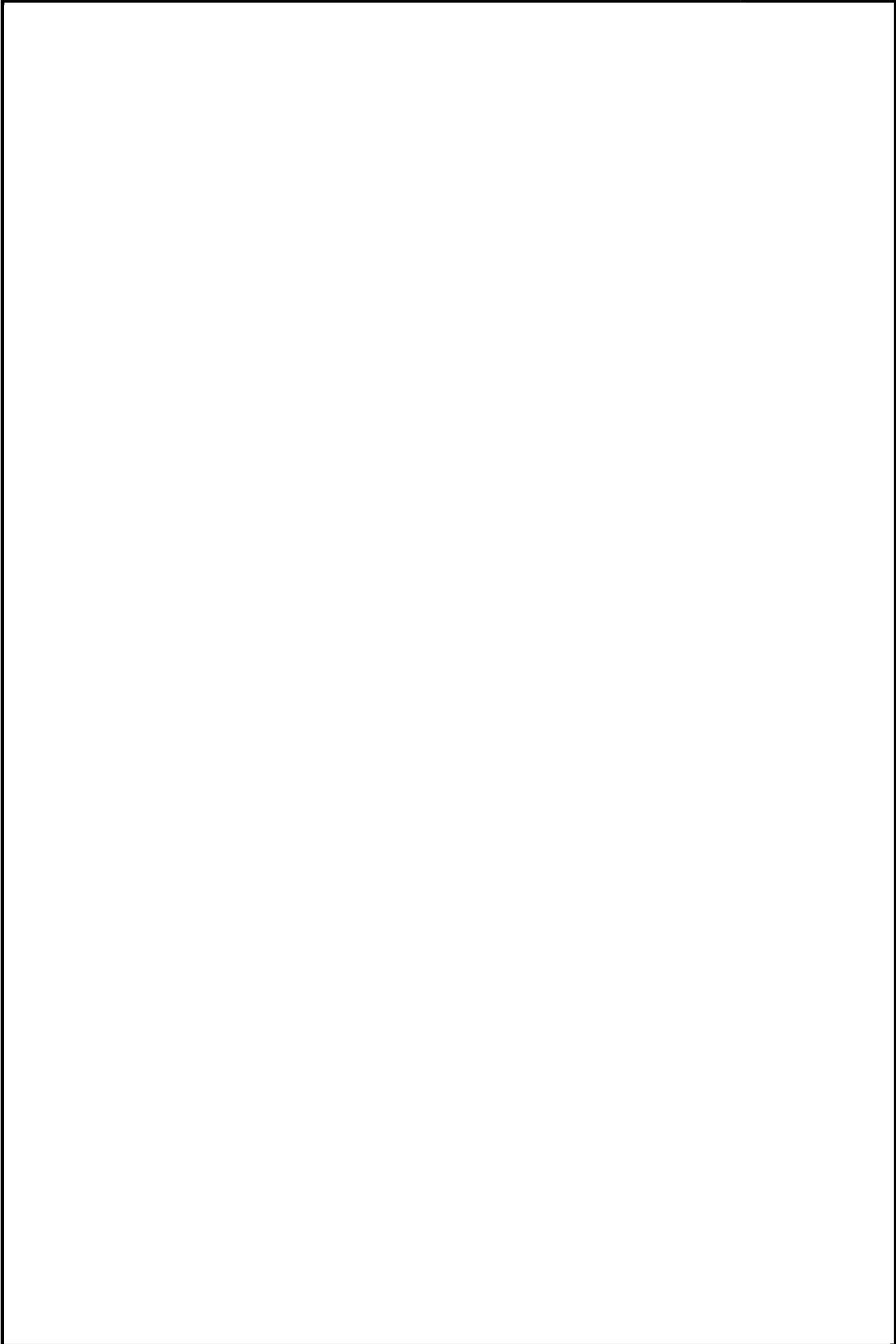
- 東海及び東海第二発電所の周辺監視区域境界
- 隣接事業所の周辺監視区域境界
- ..... 非居住区域境界

-  東海及び東海第二発電所敷地
-  隣接事業所敷地
-  東海第二発電所建設資機材仮設用地

### 既許可申請書の線量評価点について

東海第二発電所の既許可申請書における線量評価においては、東海発電所及び東海第二発電所に隣接する事業所（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域を含め、参考第3-1図及び参考第3-2図に線量評価点を示すとおり、その境界に線量計算点を設定し、放出された放射性物質による線量が最大となる地点を選定している。





## 非居住区域内の来訪者等について

東海第二発電所及び隣接事業者の非居住区域内には資機材運搬、会議等で立入る者がいるが、非居住区域（周辺監視区域）の入域に当たっては業務上立入ることを確認しており、立入者の人数、所在等を把握しており、事業者の指示に従い行動することになる。また、事故等の際には、非居住区域内の立入者の不要な被ばくを避けるために、非居住区域外への退避等の必要な対処を迅速に行うこととなる。

具体的な対応については、各事業所が原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）に基づき定めている、原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）に記載されており、防災業務計画には、発電所敷地内の原子力災害活動に従事しない者及び来訪者等の退避に当たっては、退避誘導員を配置し、退避場所への退避が迅速かつ適切に行えるように特に配慮することとしている。

なお、東海第二発電所と隣接事業所においては、緊急事態が発生した場合における各事業所の相互協力のための「原子力事業所安全協力協定（東海ノア協定）」を締結しており、事故等が発生した場合には相互に連絡を取り対応を行うこととしている。また、「東海ノア協定」に基づき、緊急事態を想定した総合訓練を定期的に行っており、通報連絡を迅速に行うことができることを確認している。

上記から、東海第二発電所の事故等の際には、隣接事業者への連絡通報を迅速に行うことができ、隣接事業所においても、非居住区域内の来訪者等について退避等の必要な対応を速やかに行うことができる。

また、事故等の際に原子力災害の発生、拡大防止に必要な施設維持等の業務を行う原子力防災要員等については、非居住区域内にとして留まる可能性があ

る。原子力防災要員等においては、放射線の環境状況により判断することとなるが、既設の放射線管理設備により放射線業務従事者の線量限度、緊急作業時の線量限度等に基づき放射線管理を行い対応することが可能である。

別紙 1 添付 1 原子力事業者安全協定（東海ノア協定）

別紙 1 添付 2 協定発足の経緯

別紙 1 添付 3 協定加盟事業者

## 原子力事業所安全協力協定

(平成12年1月20日締結)

改正 平成17年10月1日

改正 平成23年5月16日

改正 平成25年9月1日

改正 平成28年4月1日

(目的)

第1条 この協定は、東海村、大洗町、銚田市及び那珂市に所在する原子力事業所（以下「事業所」という。）が相互に協力し、各事業所の施設の安全確保と従業員の資質の向上を図るとともに、その施設において緊急事態が発生した場合に、各事業所が相互に協力して対応することを目的とする。

(信義誠実の原則)

第2条 各事業所は、この協定の履行にあたって信義に従い誠実にこれを行うものとし、前条の活動における各事業所の行為によって生じた損害等については、この協定において別に定めるものを除き、相互に賠償又は補償の責を負わないものとする。

(協力活動の範囲)

第3条 この協定に基づき行う協力活動は、次の各号に掲げる事項とする。

- (1) 各事業所が行う自主保安に係る点検協力活動
  - (2) 従業員等に対して行う安全教育に係る協力活動
  - (3) 安全管理に係る情報等の交換に係る協力活動
  - (4) 緊急事態を想定した協力活動訓練
  - (5) 緊急事態発生時における協力活動
- 2 前項第5号に掲げる協力活動は、次の各号に掲げるときに行うものとする。
- (1) 発災事業所から協力要請が第5条に規定する安全協力委員会の委員長にあったとき。
  - (2) 各事業所の所在する地方自治体から協力要請が安全協力委員会の委員長にあったとき。
  - (3) その他第4条第1号に規定する安全協力委員会において決定したとき。

(組織)

第4条 この協定の目的を達成するために、次の組織を置く。

- (1) 安全協力委員会
- (2) 活動推進幹事会
- (3) 緊急事態協力活動本部

(安全協力委員会)

第5条 安全協力委員会（以下この条において「委員会」という。）は、協力活動に係る意思決定機関とする。

- 2 委員会は、各事業所の代表者をもって構成するものとし、委員長1名、副委員長2

名を置く。

- 3 委員長及び副委員長は、各事業所の代表者の互選により選出する。
- 4 委員長及び副委員長の任期は2年とする。但し、再任を妨げないものとする。
- 5 委員会の事務局は、日本原子力研究開発機構原子力科学研究所（以下「原子力科学研究所」という。）に置く。

（活動推進幹事会）

第6条 活動推進幹事会（以下この条において「幹事会」という。）は、前条の委員会の決定に従い、協力活動推進に係る業務を行う。

- 2 幹事会は、別表に掲げる各事業所の代表者から推薦された者をもって構成するものとし、幹事長1名、副幹事長2名を置く。
- 3 幹事長及び副幹事長は、幹事の互選により選出する。
- 4 幹事長及び副幹事長の任期は2年とする。但し、再任を妨げないものとする。
- 5 幹事会の事務局は、原子力科学研究所に置く。

（地方自治体等への協力要請）

第7条 第5条の委員長は、その業務の遂行に関し、この協定の目的を達成するため必要と認めるときは、事業所の所在する地方自治体等に対し協力を求めることができる。

（緊急事態協力活動本部）

第8条 緊急事態協力活動本部（以下この条において「活動本部」という。）は、発災事業所若しくは地方自治体からの第5条に規定する委員長への協力要請又は同条の委員会の決定に基づき、緊急事態における協力活動に係る業務を行う。

- 2 前項の業務を行うため、東海地区及び大洗地区に活動本部を置く。
- 3 活動本部には、地区毎に本部長1名及び副本部長若干名を置く。

（協力活動に係る経費等）

第9条 第3条の協力活動に係る経費は、原則として各事業所が負担するものとする。但し、各事業所は、同条第1項第5号の活動に伴う経費及び第三者への補償については発災事業所へ求償することができるものとする。

（細 則）

第10条 この協定の運用に必要な細則については、別に定めるものとする。

（協 議）

第11条 この協定に定める事項を変更しようとするとき若しくはこの協定に関し疑義を生じたとき又はこの協定に定めのない事項については、安全協力委員会が協議して定めるものとする。

（効力の発生）

第12条 この協定は、平成28年4月1日から効力を生じるものとする。

## 協定の発足の経緯

ウラン加工工場の臨界事故を契機として、原子力施設の安全性向上には、原子力事業所の一層の自主努力と相互協力が必要との気運が高まったことに鑑み、東海村、大洗町、旭村（現銚田市）、那珂町（現那珂市）及びひたちなか市に所在する 21（現18）の原子力事業所が相互に協力し、各事業所の施設の安全確保と従業員の資質の向上を図るとともに、その施設において緊急事態が発生した場合に各事業所が相互に協力することを目的として平成12年1月20日付けで「原子力事業所安全協力協定」を締結しました。「原子力事業所安全協力協定」を締結した21（現18）の原子力事業所が所在する市町村名の東海村と那珂町（現那珂市）、大洗町、旭村（現銚田市）及びひたちなか市のアルファベットの頭文字「NOAH」から東海ノアと称し、この協定を「東海ノア協定」とも呼んでおります。

（原子力事業所安全協力協定HPより）

加盟事業所の一覧

(原子力事業所安全協力協定HPより (平成28年7月1日現在))

公益財団法人核物質管理センター 東海保障措置センター

原子燃料工業株式会社 東海事業所

株式会社 ジェー・シー・オー 東海事業所

住友金属鉱山株式会社 経営企画部 グループ事業管理室 技術センター

積水メディカル株式会社 創薬支援事業部 創薬支援センター

東京大学大学院 工学系研究科原子力専攻

東北大学金属材料研究所 附属量子エネルギー材料科学国際研究センター

日揮株式会社 技術研究所

日本核燃料開発株式会社

日本原子力研究開発機構 原子力科学研究所

日本原子力研究開発機構 核燃料サイクル工学研究所

日本原子力研究開発機構 大洗研究開発センター

量子科学技術研究開発機構 那珂核融合研究所

日本原子力発電株式会社 東海事業本部 東海発電所・東海第二発電所

日本照射サービス株式会社 東海センター

ニュークリア・デベロップメント株式会社

三菱原子燃料株式会社

三菱マテリアル株式会社 エネルギー事業センター 那珂エネルギー開発研究所

※下線の事業所が東海第二発電所隣接事業所

格納容器内の放射性物質による直接線・スカイシャイン線の影響について

設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」における格納容器内の線量率は、炉心損傷判定図から最も高い事象初期においても  $10\text{Sv/h}$  以下である。

また、格納容器を囲む  $190\text{cm}$  のコンクリートによる減衰を考慮すると、格納容器外表面における線量率は、最低でも 6 桁減衰され、 $0.01\text{mSv/h}$  以下である。

さらに、原子炉建屋等による減衰や格納容器外表面から線量評価点までの距離を考慮すると、その値はさらに小さくなり、耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量の約  $6.2 \times 10^{-1}\text{mSv}$  と比較しても、無視できるほど小さい。



第 9 図 炉心損傷判定図

非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に対する指針との対比について

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

下線：対応箇所

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>a. <u>事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。</u>これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 <math>4.7 \times 10^{12}</math> Bq となる。</p>	<p>「安全評価指針（付録 I）3.3.5 原子炉冷却材喪失（PWR，BWR）」                      (3) 事象発生前の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に仮定する。</p> <p>「安全評価指針（付録 I）3.3.2 主蒸気管破断（BWR）」                      (7) <u>事象発生前の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度に相当する濃度とし、その組成は拡散組成とする。</u>蒸気相中のハロゲン濃度は、液相の濃度の 2% とする。</p>
<p>b. <u>原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値<sup>*</sup>である <math>2.22 \times 10^{14}</math> Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。</u>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては <math>\gamma</math> 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 <math>6.0 \times 10^{15}</math> Bq、よう素については I-131 等価量で約 <math>3.9 \times 10^{14}</math> Bq となる。</p> <p><sup>*</sup>：過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合、熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値に当たる値は <math>2.78 \times 10^{13}</math> Bq（750Ci）であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ <math>2.22 \times 10^{14}</math> Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci = <math>3.7 \times 10^{10}</math> Bq）</p> <p>出典元                      ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）</p>	<p>「安全評価指針（付録 I）3.3.5 原子炉冷却材喪失（PWR，BWR）」                      (4) この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に評価する。</p> <p>「安全評価指針（付録 I）3.3.2 主蒸気管破断（BWR）」                      (8) <u>原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものと仮定する。</u>核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。</p>

表 評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>c. <u>燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</u></p>	<p>「安全評価指針（付録 I） 3.3.5 原子炉冷却材喪失（PWR， BWR）」                      (5) <u>この事象により、希ガス及びよう素は、原子炉格納容器内に放出されるものとする。燃料棒から原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。さらに、無機よう素が、原子炉格納容器スプレイ水によって除去され、あるいはサプレッションプール水に溶解する効果を考慮することができる。この場合、除染率、気液分配係数等は、実験に基づく値とするか、あるいは十分な安全余裕を見込んだ値とする。有機よう素及び希ガスについては、これらの効果を無視するものとする。</u></p>
<p>d. <u>燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。</u></p>	<p>「安全評価指針（付録 I） 3.3.5 原子炉冷却材喪失（PWR， BWR）」                      (4) この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に評価する。</p> <p>「安全評価指針（付録 I） 3.3.2 主蒸気管破断（BWR）」                      (9) 事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。<u>有機よう素のうち 10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキャリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。</u></p>

表 評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、<u>逃がし安全弁等を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。</u>この場合、<u>希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</u></p>	<p>・「逃がし安全弁を介し崩壊熱相当の蒸気に同伴」について 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (12) <u>主蒸気隔離弁閉止後は、残留熱除去系あるいは逃がし安全弁等を通して、崩壊熱相当の蒸気が、サプレッションプールに移行するものとする。</u></p> <p>・各核種の移行量について 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (9) <u>事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。有機よう素のうち10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキャリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。</u></p>
<p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェルからの格納容器ベントを踏まえ、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものとする。<u>核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</u></p>	<p>「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (8) <u>原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものと仮定する。核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。</u></p>

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする *。</p> <p>※ 核分裂生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる非居住区域境界及び敷地境界での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。</p>	
<p>h. 非居住区域境界及び敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。</p> $H_{1,2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_1 \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/h)  H<sub>∞</sub> : よう素を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)  χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)  Q<sub>1</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy)  D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)  Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p>	<p>「安全評価指針 付録Ⅱ」</p> <p>1. 「事故」における線量評価</p> <p>1.1 外部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>1.1.1 大気中に放出された放射性物質による実効線量</p> <p>大気中に放出された放射性物質に起因する放射性雲からのガンマ線による実効線量は、「気象指針」に従い、放射性物質による空気カーマを用いた相対線量に基づいて評価する。空気カーマから実効線量への換算係数は、1Sv/Gyとする。</p> <p>また、放射性物質が高温高圧の原子炉冷却材とともに大気中に放出される過程が想定され、放射性物質を含む蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合には、蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合には、蒸気雲の形成及び移動速度を安全側に評価するものとする。</p> <p>なお、ベータ線の外部被ばくによる実効線量は、ガンマ線による実効線量に比べ有意な値とはならないことから評価対象としない。</p> <p>1.2 内部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>大気中に放出されたよう素の吸入摂取による実効線量は、「気象指針」に従い、よう素の地表空気中の相対濃度及びよう素131等価量に基づいて次式により評価する。なお、計算に用いるパラメータ等は、第1表に示す小児(1才)の値とする。</p>

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針																		
<p>i. 非居住区域境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間<sup>*</sup>の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) を <math>2.9 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3</math>、相対線量 (<math>D/Q</math>) を <math>4.0 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}</math> とし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) は <math>2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3</math>、相対線量 (<math>D/Q</math>) は <math>8.1 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}</math> とする。また、敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間<sup>*</sup>の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) を <math>8.2 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3</math>、相対線量 (<math>D/Q</math>) を <math>9.9 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}</math> とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) は <math>2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3</math>、相対線量 (<math>D/Q</math>) は <math>8.0 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}</math> とする。</p> <p><sup>*</sup> 本評価では、実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である1時間を使用している。なお、実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり、短時間であるほど保守的な相対濃度、相対線量となる。</p>	<p>実効線量 = <math>K_{\text{He}} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi/Q)</math></p> <p><math>K_{\text{He}}</math> : I-131の吸入摂取による小児の実効線量係数  <math>M</math> : 小児の呼吸率  <math>Q_e</math> : よう素の放出量 (I-131等価量)  <math>(\chi/Q)</math> : 相対濃度</p> <p>なお、呼吸率については、よう素の放出の状況及び継続時間に応じて選択するものとする。</p> <p>また、この場合のI-131等価量 <math>Q_e</math> とはI-131の実効線量係数に対するよう素各同位体の実効線量係数の比を各同位体の量に応じて合算したものをいい、次式により計算する。</p> $Q_e = \sum (K_{i1}/K_{131}) Q_i$ <p><math>KH_i</math> : 各種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数  <math>Q_i</math> : 各種 i の放出量</p> <p>第1表 よう素による実効線量の評価に使用するパラメータ等</p> <table border="1" data-bbox="1104 874 2040 1171"> <thead> <tr> <th>パラメータ等</th> <th>記号</th> <th>単位</th> <th>数値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">核種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数</td> <td rowspan="5"><math>KH_i</math></td> <td rowspan="5">mSv/Bq</td> <td>I-131 : <math>1.6 \times 10^{-4}</math></td> </tr> <tr> <td>I-132 : <math>2.3 \times 10^{-6}</math></td> </tr> <tr> <td>I-133 : <math>4.1 \times 10^{-5}</math></td> </tr> <tr> <td>I-134 : <math>6.9 \times 10^{-7}</math></td> </tr> <tr> <td>I-135 : <math>8.5 \times 10^{-6}</math></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">小児の呼吸率</td> <td rowspan="2"><math>M</math></td> <td><math>\text{m}^3/\text{h}</math></td> <td>0.31 (活動時)</td> </tr> <tr> <td><math>\text{m}^3/\text{d}</math></td> <td>5.16 (1日平均)</td> </tr> </tbody> </table>	パラメータ等	記号	単位	数値	核種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数	$KH_i$	mSv/Bq	I-131 : $1.6 \times 10^{-4}$	I-132 : $2.3 \times 10^{-6}$	I-133 : $4.1 \times 10^{-5}$	I-134 : $6.9 \times 10^{-7}$	I-135 : $8.5 \times 10^{-6}$	小児の呼吸率	$M$	$\text{m}^3/\text{h}$	0.31 (活動時)	$\text{m}^3/\text{d}$	5.16 (1日平均)
パラメータ等	記号	単位	数値																
核種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数	$KH_i$	mSv/Bq	I-131 : $1.6 \times 10^{-4}$																
			I-132 : $2.3 \times 10^{-6}$																
			I-133 : $4.1 \times 10^{-5}$																
			I-134 : $6.9 \times 10^{-7}$																
			I-135 : $8.5 \times 10^{-6}$																
小児の呼吸率	$M$	$\text{m}^3/\text{h}$	0.31 (活動時)																
		$\text{m}^3/\text{d}$	5.16 (1日平均)																

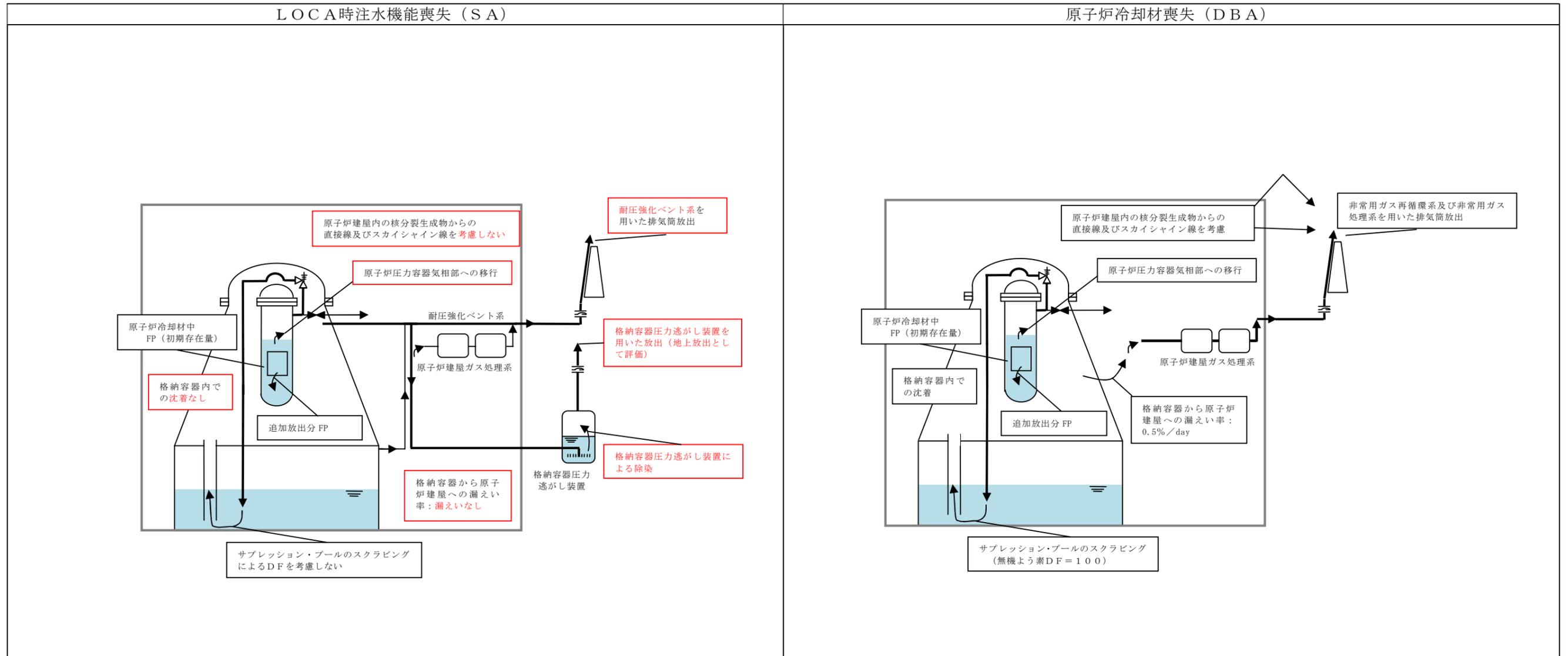
表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
	<p>「安全評価指針(付録I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失(PWR, BWR)」            (11) 環境に放出された核分裂生成物の拡散は、「気象指針」に従って評価するものとする。</p> <p>「気象指針VI. 想定事故時の大気拡散の解析方法」            想定事故時の線量計算に用いる放射性物質の地表空气中濃度は、単位放出率当たりの風下濃度(相対濃度と定義する)に事故期間中の放射性物質の放出率を乗じて算出する。</p> <p>1. 線量計算に用いる相対濃度</p> <p>(1) 相対濃度は、毎時刻の気象資料と実効的な放出継続期間(放射性物質の放出率の時間的変化を考慮して定めるもので、以下実効放出継続時間という)をもとに方位別の着目地点について求める。</p> <p>(2) 着目地点の相対濃度は、毎時刻の相対濃度を年間について小さい方から累積した場合、その累積出現頻度が97%に当たる相対濃度とする。</p> <p>(3) 線量計算に用いる相対濃度は、前記(2)で求めた相対濃度のうち最大の値を使用する。</p> <p>2. 相対濃度の計算            相対濃度(<math>\chi/Q</math>)は、(VI-1)式により計算する。</p> $\chi/Q = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (X/Q)_i \cdot \delta_{i,d} \dots\dots\dots (VI-1)$ <p><u>(<math>\chi/Q</math>)</u> : 実効放出継続時間中の相対濃度(<math>s/m^3</math>)  <u>T</u> : 実効放出継続時間(h)  <u>(<math>X/Q</math>)<sub>i</sub></u> : 時刻 i における相対濃度(<math>s/m^3</math>)  <u><math>\delta_{i,d}</math></u> : 時刻 i において風向が当該方位 d にあるとき <math>\delta_{i,d} = 1</math>            時刻 i において風向が他の方位にあるとき <math>\delta_{i,d} = 0</math></p>

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全審査指針
	<p>「気象指針 付記」</p> <p>指針は気体状の放射性物質が放出源から数 km に拡散される場合の地表空气中濃度の算出を中心に記述したものである。指針に明記していない事項については、指針の趣旨を踏まえ、当面次のように取り扱うこととする。</p> <p>1. 放射性雲からの<math>\gamma</math>線量は、地表空气中濃度を用いずに、放射性物質の空間濃度分布を算出し、これを<math>\gamma</math>線量計算モデルに適用して求める。  <u>想定事故時の<math>\gamma</math>線量については、相対濃度(<math>\chi/Q</math>)の代わりに、空間濃度分布と<math>\gamma</math>線量計算モデルを組み合わせた <math>D/Q</math>(相対線量と定義する)を使用して指針と同様な考え方により求める。</u></p>
<p>j. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50, 無機よう素の除染係数を 100 とする。</p>	

参考 原子炉冷却材喪失 (DBA) との比較



## 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

炉心損傷防止対策の有効性評価を確認する事故シーケンスグループのうち、格納容器ベントを実施する「高圧・低圧注水機能喪失」、「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」及び「LOCA時注水機能喪失（以下、「SA（LOCA）」という。）」においては、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を厳しく見積もる観点で、格納容器からの漏えいを考慮しない条件で評価を実施しており、非居住区域境界及び敷地境界における実効線量評価においてもこの条件を踏襲している。このため、格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出を考慮した場合の実効線量評価への影響について、非常用ガス処理系による系外放出を考慮している設計基準事故の「原子炉冷却材喪失（以下、「DBA（LOCA）」という。）」の非居住区域境界の実効線量の評価結果と比較することにより確認した。

DBA（LOCA）及びSA（LOCA）の評価条件の比較を第1表に、非居住区域境界の実効線量の評価結果の比較を第2表に示す。なお、非常用ガス処理系による系外放出を考慮しているDBA（LOCA）の評価結果がSA（LOCA）の評価結果と比較して十分に小さいことを確認する観点から、SA（LOCA）の評価結果としてサプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を考慮するため実効線量が小さめとなるサプレッション・チェンバベント時の実効線量を比較対象とする。

第1表に示すとおり、DBA（LOCA）の方が無機よう素及び有機よう素の格納容器気相部への移行割合は大きくなっているが、放射性物質の系外への放出は格納容器漏えい率及び非常用ガス処理系の換気率に基づく緩やかなものとなっている。このため、DBA（LOCA）における実効線量は、SA（LOCA）における実効線量よりも約2桁小さい値となっている。また、サプレ

ッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない評価としているSA（LOCA）のドライウェルベント時の実効線量の評価に対しては、格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出の影響はこれよりも小さくなる。

したがって、格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出の影響は、格納容器ベント時の実効線量評価に対して有意な影響を与えないことを確認した。

第1表 評価条件の比較

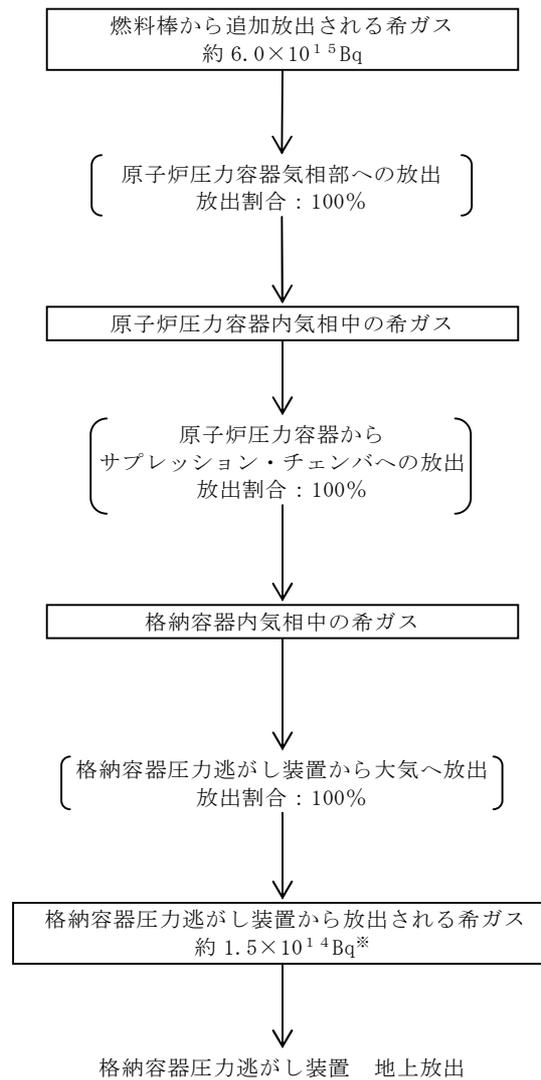
		L O C A時注水機能喪失		原子炉冷却材喪失 (設計基準事故)
格納容器への移行割合	炉内液相部から気相部への移行割合	希ガス	100%	100%
		有機よう素	10%	100%
		無機よう素	約 8.1%	100%
	炉内から格納容器への移行割合	希ガス	100%	
		有機よう素		
		無機よう素		
格納容器内での低減効果	サプレッション・プール除染係数	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	1/10 (D F 10)	1/101 (分配係数 100)
	格納容器内沈着	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	—	1/2
格納容器気相部への移行割合 <sup>※1</sup>	希ガス	1	1	
	有機よう素	1	10	
	無機よう素	1	約 1.7	
フィルタベント/非常用ガス処理系による低減効果	希ガス	—	—	
	有機よう素	1/50 (D F 50)	3/100 (除去効率 97%)	
	無機よう素	1/100 (D F 100)	3/100 (除去効率 97%)	
大気拡散条件	格納容器漏えい率等	格納容器漏えい率；漏えいなし 格納容器ベント；約 28 時間後に 100%放出	格納容器漏えい率：0.5%/day 非常用ガス処理系換気率； 1 回/day	
	$\chi/Q$	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）： $2.9 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3$	非常用ガス処理系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $8.0 \times 10^{-7} \text{ s/m}^3$	
	$D/Q$	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）： $4.0 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $8.1 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$	非常用ガス処理系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $4.5 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$	

※1 L O C A時注水機能喪失における格納容器気相部への移行割合を 1 として規格化した値

※2 同じ排気筒放出の場合でも、実効放出継続時間の違いにより  $\chi/Q$  及び  $D/Q$  の値は異なる。

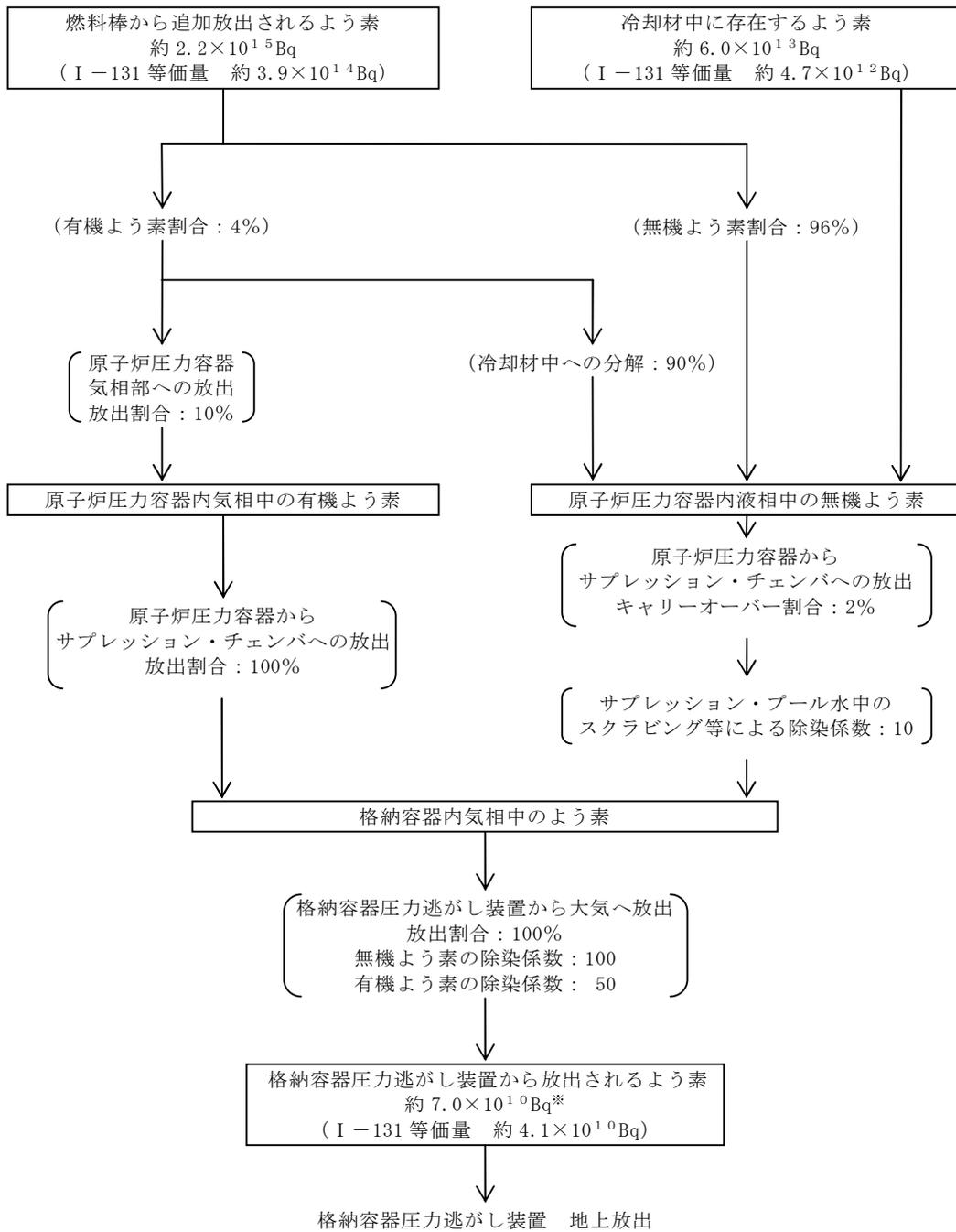
第2表 非居住区域境界での実効線量評価結果の比較

事故シーケンスグループ等	放出経路	実効線量 (mSv)
L O C A時注水機能喪失	格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント（ウェットウェルベント）	約 $7.6 \times 10^{-2}$
	耐圧強化ベント系による格納容器ベント（ウェットウェルベント）	約 $9.8 \times 10^{-2}$
原子炉冷却材喪失（設計基準事故）	非常用ガス処理系による放出	約 $2.7 \times 10^{-4}$



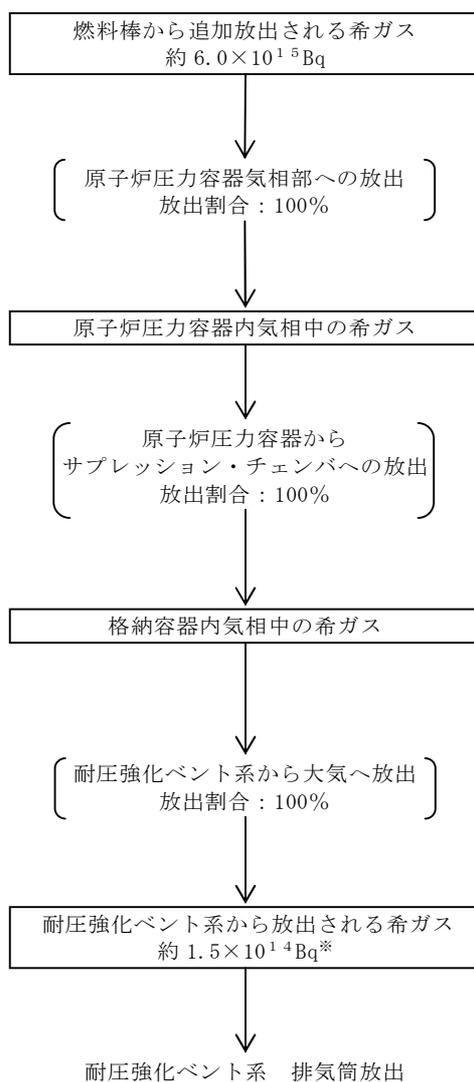
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図 LOCA 時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による  
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



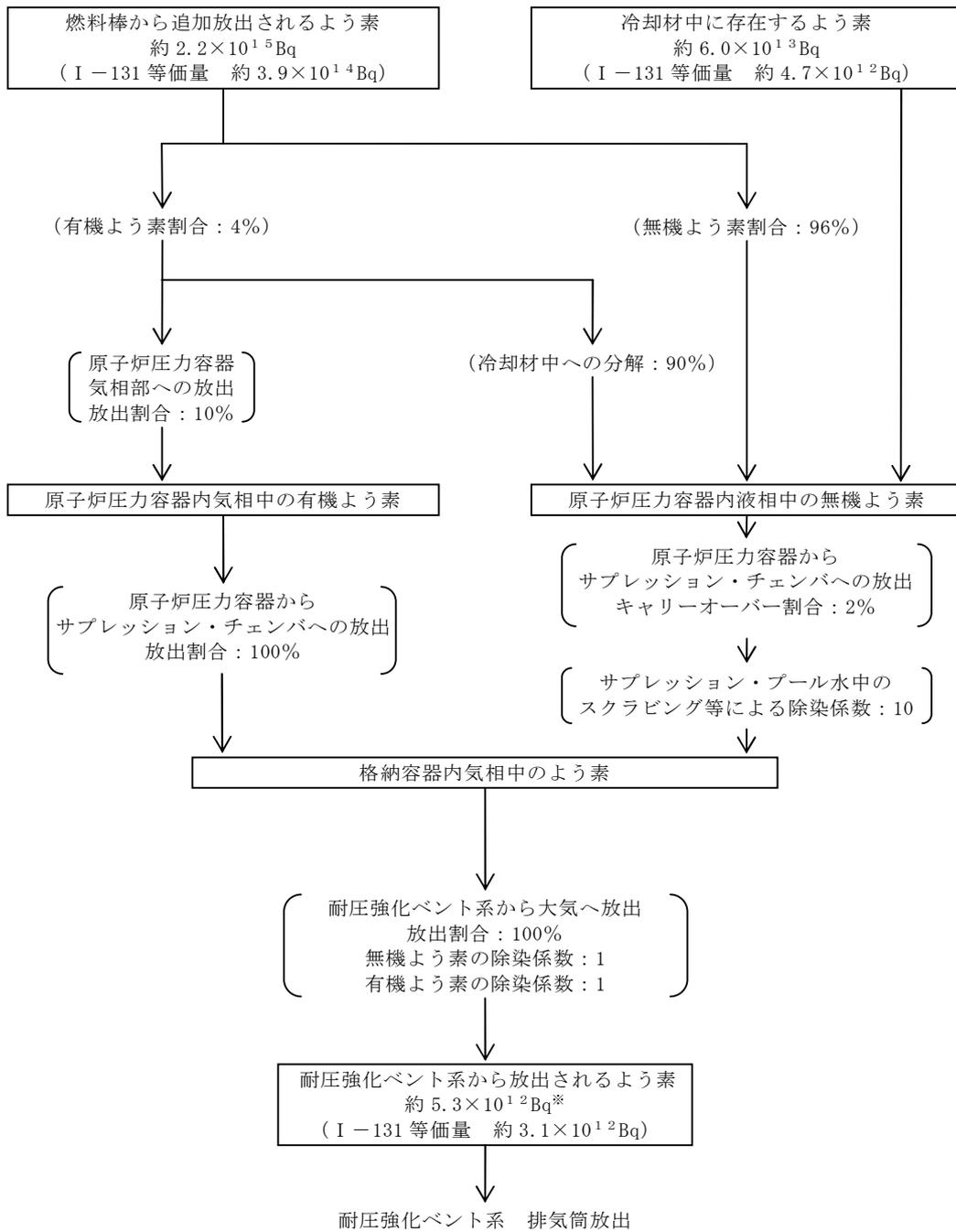
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 LOCA 時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による  
格納容器ベント時の放射性よう素の大気放出過程



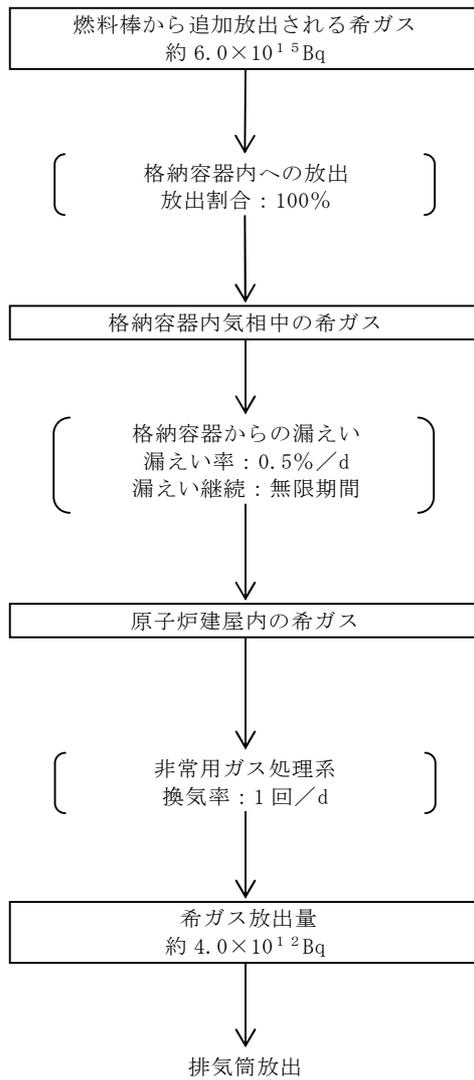
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図 L O C A 時注水機能喪失時の耐圧強化ベント系による  
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



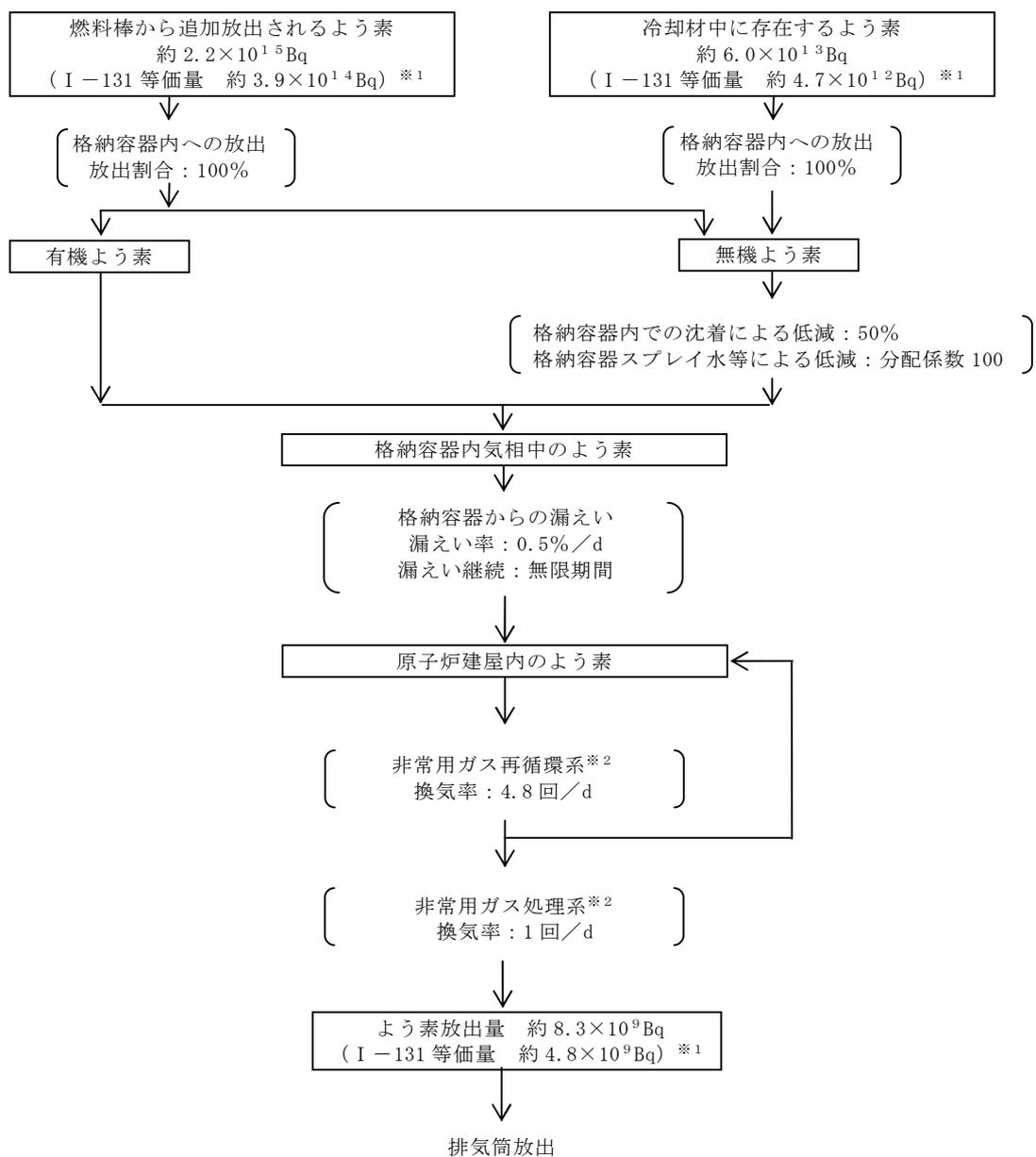
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図 LOCA 時注水機能喪失時の耐圧強化ベント系による  
格納容器ベント時の放射性よう素の大気放出過程



第5図 原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時の放射性希ガスの大気放出過程

（ $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



〔 ※ 1 : 小児実効線量係数換算  
 ※ 2 : よう素の除去効率：再循環 90%，外部放出 97% 〕

第6図 原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時の放射性よう素の大気放出過程

## 安定状態について（L O C A時注水機能喪失）

L O C A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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，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格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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℃を上回ることとはなく，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，敷地境界における実効線量の評価結果は約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺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。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，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 2.1.2 別紙 1）

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（LOCA時注水機能喪失）

第1-1表 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（SAFER）（1/2）

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、沸騰遷移、気液熱非平衡	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とあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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ることで、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において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、有効性評価解析において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。
	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、燃料被覆管温度を高めに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、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	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、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。したがって、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でもおおむね保守的な結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には、炉心損傷後の運転操作に移行し、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変更される。しかしながら、本解析において格納容器除熱操作を実施するのは事象発生約28時間後であり、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らない。	破裂発生前の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、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度に影響を与える。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。

添付 2.6.6-1

添付資料 2.6.6

第 1-1 表 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 (S A F E R) (2/2)

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	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 スプレイ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、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 616℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
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ト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。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位（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、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又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。	解析コードは、原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表 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 (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。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「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。
圧力容器 原子炉	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)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「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	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよ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、格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気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 実験解析において格納容器雰囲気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、格納容器圧力及び雰囲気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。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	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。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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (1/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には、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及び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 (压力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 約-4cm～約+6cm (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)設定点までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量として設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環系ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 33kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合には、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.6.6-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		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 31GWd/t (実績値)	1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、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。	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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器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。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力を包含する値として設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。但し、ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa程度と非常に小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。但し、ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa程度と非常に小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器 雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	通常運転時の格納容器雰囲気温度(ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度)として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎ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には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (サブプレッション・ チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,058 m <sup>3</sup> ～ 約 4,092m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ～ 約 3,342m <sup>3</sup> (実績値)	設計値(通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合には、格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・チェンバ液相部の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%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には、格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%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。

添付 2.6.6-5

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (3/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	サブプレッション・ブール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	通常運転時のサブプレッション・ブール水位の下限值として設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・ブール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・ブール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%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には、サブプレッション・ブール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・ブール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%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。
	サブプレッション・ブール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (実績値)	通常運転時のサブプレッション・ブール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・ブール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、32℃未満の場合は、サブプレッション・ブールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・ブール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、32℃未満の場合は、サブプレッション・ブールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	真空破壊装置	作動差圧：3.45kPa (ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエールサブプレッション・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等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、35℃未満の場合は、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・ブール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・ブール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、35℃未満の場合は、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施することに変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約8,600m <sup>3</sup>	約8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—

添付 2.6.6-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	再循環系配管の破断 破断面積は約 3.7cm <sup>2</sup>	—	破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナシグループ「L O C A 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約 3.7 cm <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、事故シナシグループ「L O C A 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である約 3.7 cm <sup>2</sup> を設定している。なお、S A F E R 解析によれば、破断面積が約 9.5cm <sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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。  (添付資料 2.6.1)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能及び減圧機能喪失	—	高圧注水機能として高圧炉心スプレィ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレィ系及び残留熱除去系（低圧注水系）、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 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下（レベル2）にて発生するものとする	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (5/6)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 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、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ～ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ～ 410.6t/h (1個当たり) (設計値)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (6/6)

項目	解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： OMPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： OMPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	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。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $230\text{m}^3/\text{h}$	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $230\text{m}^3/\text{h}$ 以上		
	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)	スプレイ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	スプレイ流量： $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。
格納容器圧力逃がし装置等	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ (格納容器圧力 0.310MPa[gage] において)	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ 以上 (格納容器圧力 0.310MPa[gage] において)	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気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、格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.6.6-9

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/4）

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から25分後	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、平均出力領域計装、系統流量等にて、原子炉スクラム等を確認する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し、余裕時間を含めて10分を設定している。よって、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間として余裕時間を含めて20分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧の操作時間として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後、原子炉の停止確認後は冷却材の確保としての原子炉注水を最優先に実施するため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、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るが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作ではなく、運転員等操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から35分後（操作開始時間10分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約706℃となり1,200℃以下となることから、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、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は重要事故シークエンスの評価結果と同等となり、5mSvを下回る。事象発生から50分後（操作開始時間25分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり1,200℃以下となることから、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、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約4.4mSv、敷地境界での実効線量は約4.4mSvであり、5mSvを下回る。  (添付資料2.6.7)	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）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25分を想定しているところ、訓練実績は約18分。想定で意図している運転操作が実施可能なこと確認した。

添付 2.6.6-10

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
<p>操作条件</p>	<p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p>	<p>格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到達時</p>	<p>格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (0.310MPa[gage]) に対する余裕を考慮して設定</p>	<p>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がありますが同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がありますが同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がありますが同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 16 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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、0.279MPa[gage] 到達時に、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施し、操作時間は約 4 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>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	
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 0.310MPa [gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・プール水位、格納容器圧力等を継続監視しており、格納容器ベント準備の操作実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+5.5m）に到達するのは事象発生約24時間後、格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.310MPa [gage]）に到達するのは事象発生約28時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、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】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して十分に短く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 並列して実施する場合がある操作は、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>なお、中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており、操作の信頼性を向上している。但し、この場合、現場操作に移動を含め約75分の操作開始時間遅れが発生する。</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、事象発生約28時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。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75分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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、並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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75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、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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28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。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、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.243MPa [gage]から0.310MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。 (添付資料 2.1.7)</p>	<p>中央制御室での操作は、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では、サブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視し、通常水位+5.5m到達時に格納容器ベント準備操作を実施し操作時間は約4分、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、0.310MPa [gage]到達時に格納容器ベント操作を実施し操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

添付 2.6.6-12

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4/4）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は、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作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、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作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分（タンクローリへの給油90分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油20分）を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について  
(LOCA時注水機能喪失)

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。

なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うSAFERコードを使用している。

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも10分及び25分遅れた場合の感度解析結果を第1表に示す。

また、燃料棒破裂発生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1図に、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が10分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第2図から第5図に示す。

第1図に示すとおり、10分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも10分程度の時間余裕は確保されている。

## 2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価

炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が評価項目である 5mSv 以下となることが考えられる。よって、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 25 分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の非居住区域境界及び敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な 9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した非居住区域境界及び敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を第 2 表及び第 3 表に示す。

評価の結果、25 分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約 36.1kW/m を超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約 0.2% となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の 1% に破裂が発生するものとする、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の最大値は約 4.4mSv となり、

評価項目である 5mSv を下回る。なお，この場合には，格納容器内空間線量率がドライウエルで最大約  $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ ，サブレーション・チェンバで最大約  $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$  となり，炉心損傷後の運転操作へ移行する判断基準を上回る。

第 1 表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの 減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
10 分	約 706℃	1% 以下
25 分	約 1,000℃	約 5%

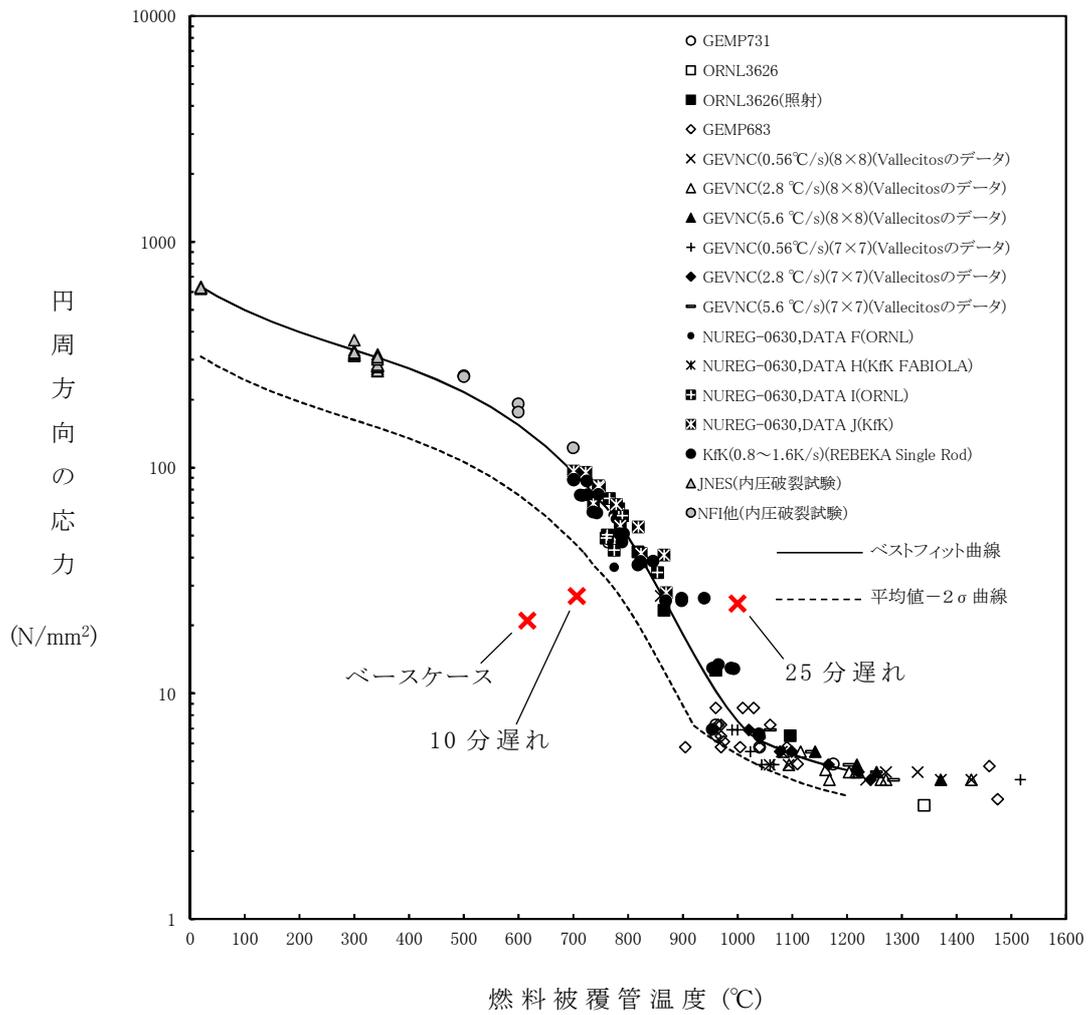
第 2 表 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合（遅れ時間 25 分）

--

第 3 表 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価結果

(遅れ時間 25 分)

使用するベント設備	実効線量
格納容器圧力逃がし装置による ドライウェルベント	非居住区域境界：約 1.1mSv 敷地境界：約 2.8mSv
耐圧強化ベント系による ドライウェルベント	非居住区域境界：約 4.4mSv 敷地境界：約 4.4mSv



第 1 図 燃料棒破裂発生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

※ 燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料被覆管の破裂については，S A F E R の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力  $\sigma$  については，次式により求められる。

$$\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$$

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

$P_{in}$  : 燃料被覆管内側にかかる圧力

$P_{out}$  : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (= 原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力  $P_{in}$  は，燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。

$$P_{in} = \left( \frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{N R T_P}{V_P}$$

ここで，

V : 体積                      添字<sub>P</sub> : 燃料プレナム部

T : 温度                      <sub>F</sub> : ギャップ部

N : ガスモル数

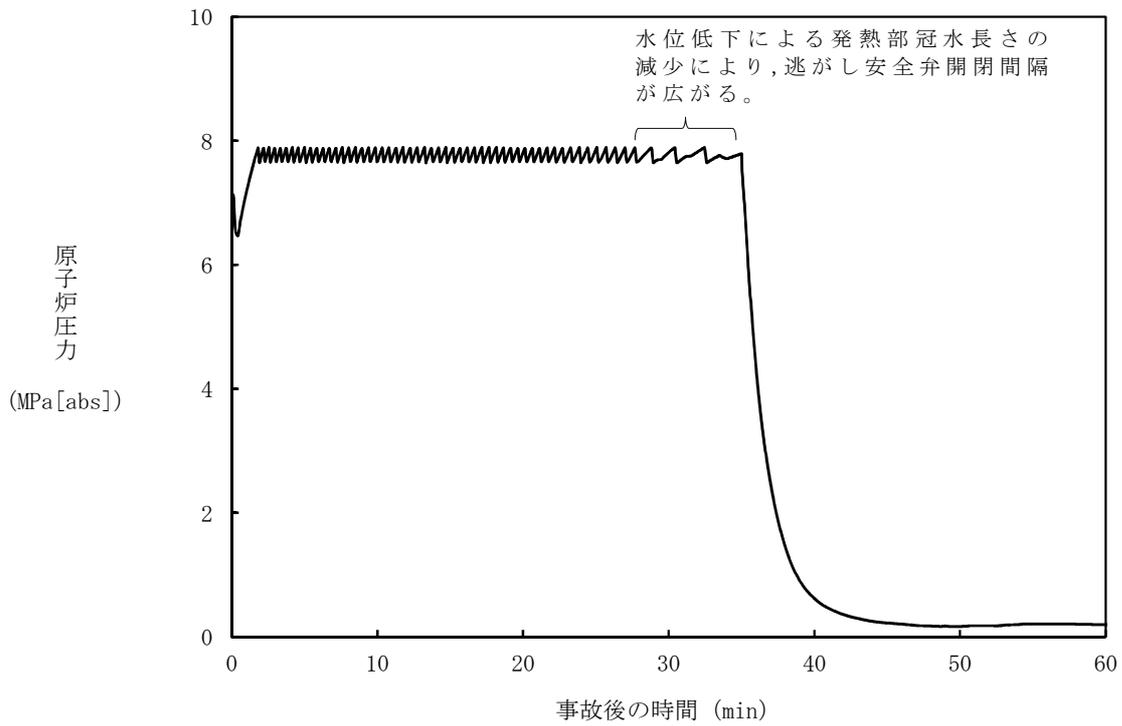
R : ガス定数

である。

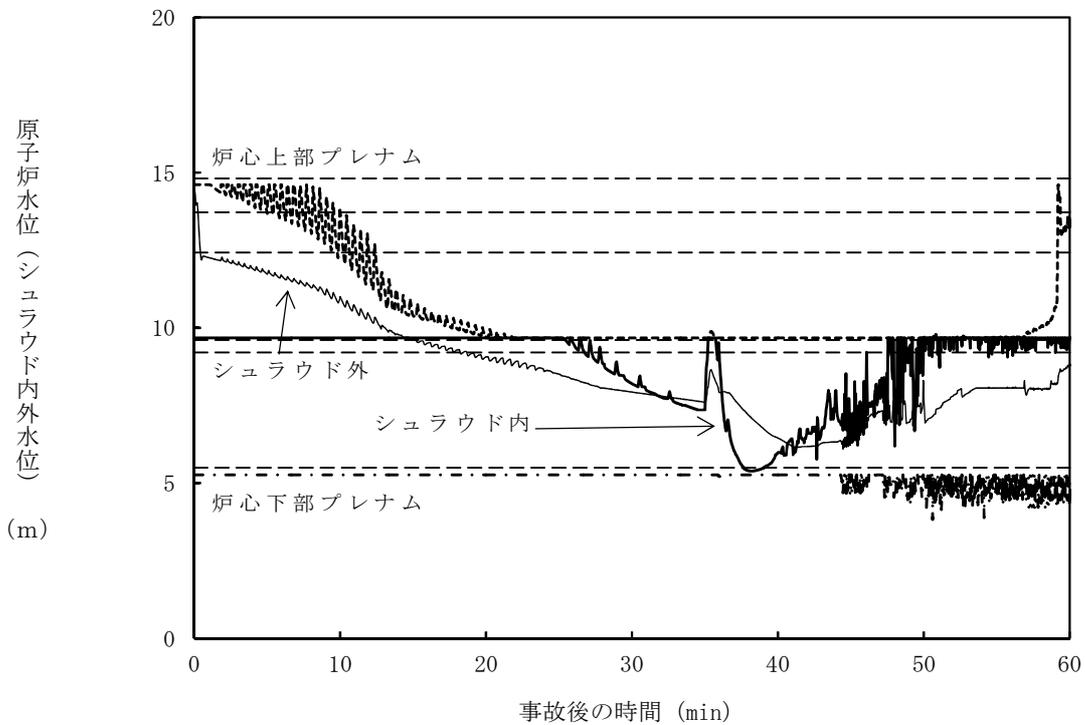
燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，L O C A 条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガ

スを封入して圧力をかけた状態で加熱することにより L O C A 条件を模擬している。このため、これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

また、燃料被覆管内側にかかる圧力のうち、ペレット-被覆管の接触圧は、設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度、すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの、スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため、燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。

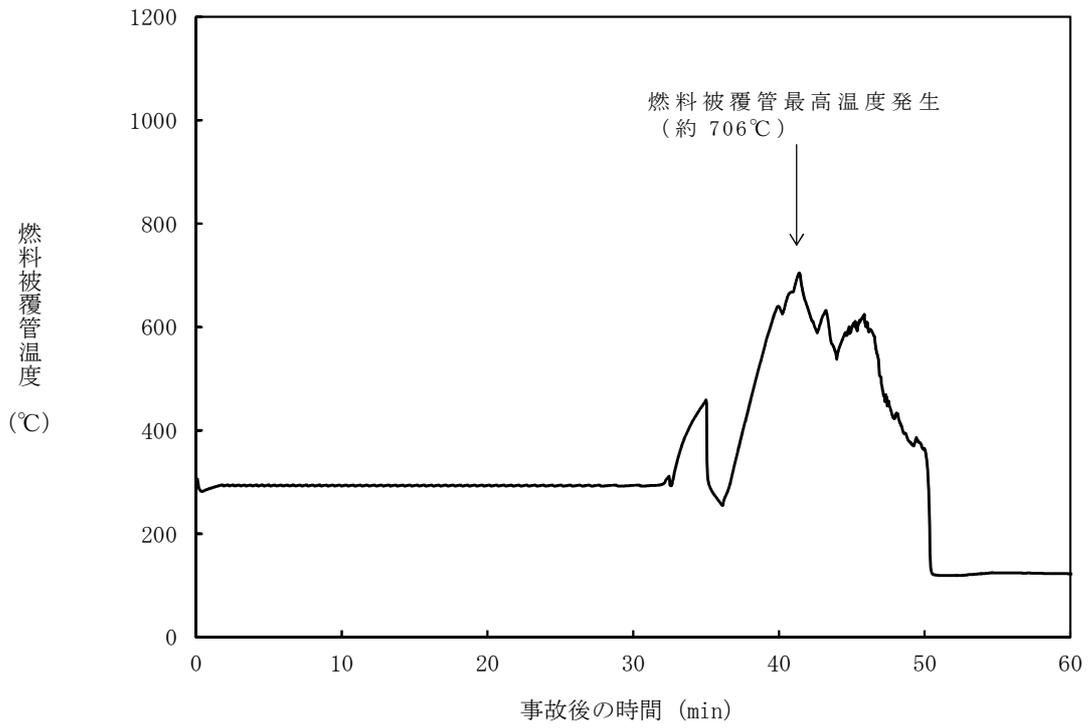


第 2 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)

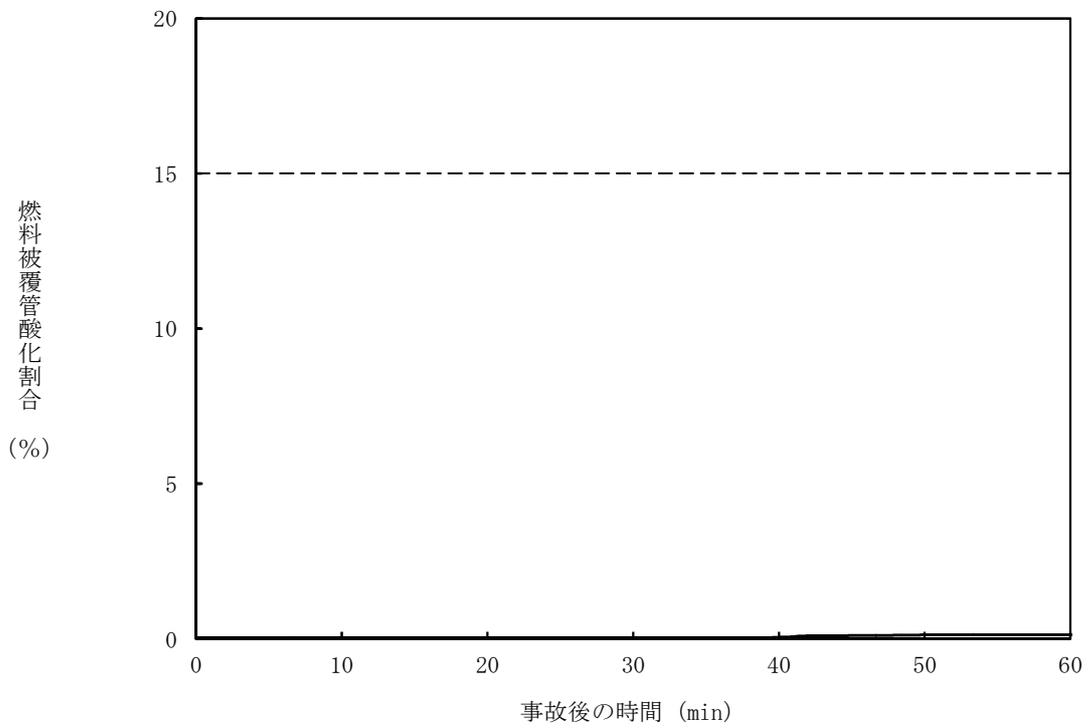


第 3 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は, 二相水位を示している。



第 4 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)



第 5 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 10 分)

7 日間における水源の対応について  
( L O C A 時注水機能喪失 )

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 西側淡水貯水設備 : 約 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 25 分後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却

格納容器圧力が 0.279MPa[gage] に到達する事象発生約 16 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。

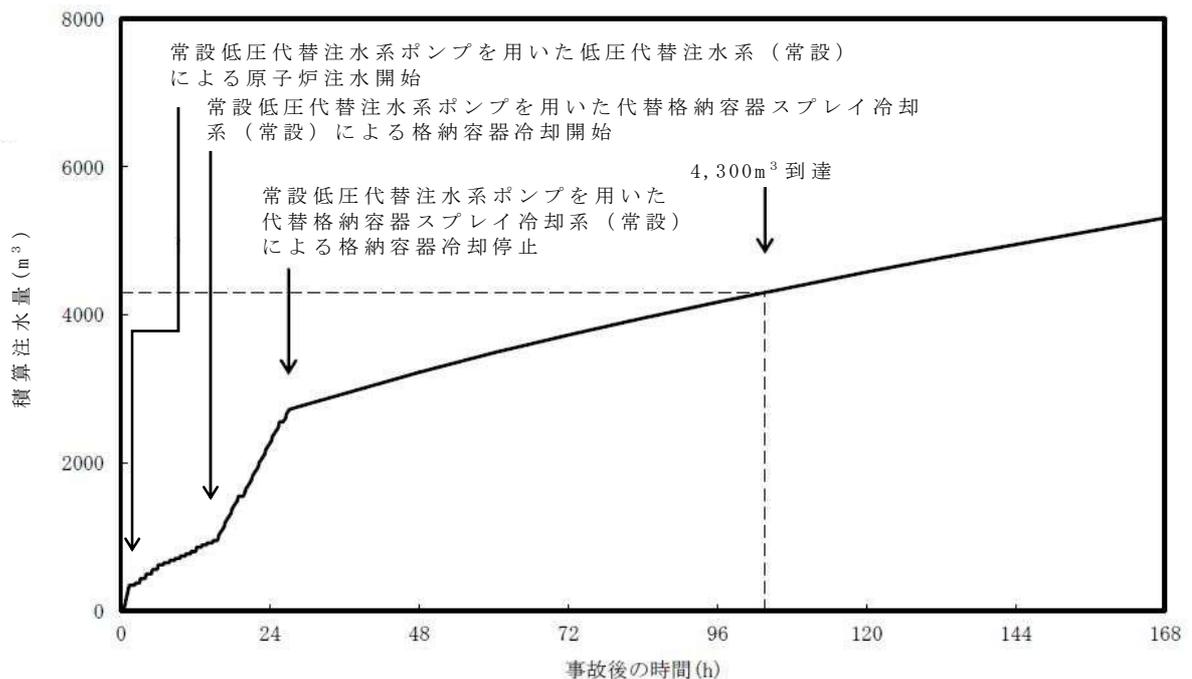
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約 360 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(LOCA時注水機能喪失)

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯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、合計約 5,320m<sup>3</sup>の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、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)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 484.0kL	7日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 6.0kL	7日間の 軽油消費量 約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

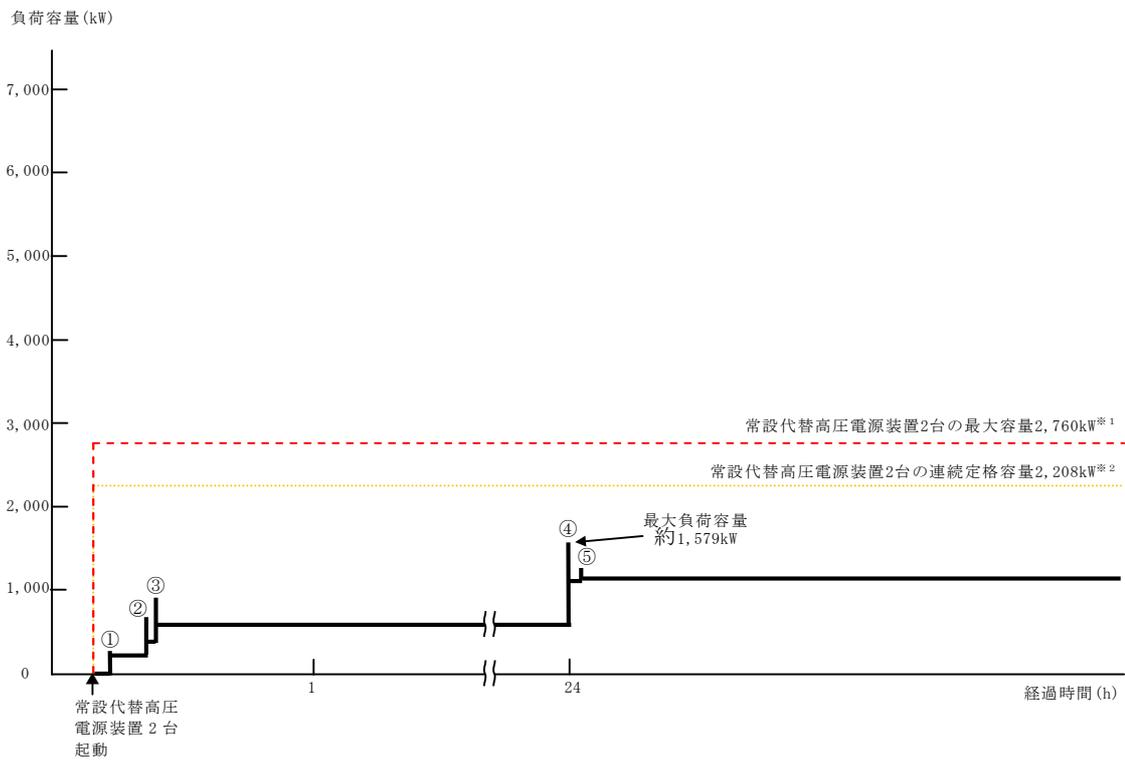
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(LOCA時注水機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

## 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）（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）」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，「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」（ISLOCA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（ISLOCA）」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，ISLOCA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，ISLOCAに対する重大事故等対処設備及びISLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却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

I S L O C A の発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。

また、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による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（I S L O C A）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）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、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、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・プール冷却系）による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 図に、手順の概要を第 2.7-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。

また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 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、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）12 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、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行うための当直運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行うための重大事故

等対応要員1名である。必要な要員と作業項目について第2.7-3図に示す。

a. I S L O C A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、I S L O C Aが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。

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、平均出力領域計装等である。

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、原子炉水位異常低下（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（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. I S L O C A発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりL O C A事象を確認し、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇（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、I S L O C Aが発生したことを確認する。

I S L O C A の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、ドライウェル圧力、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

なお、監視可能であれば原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等により原子炉建屋原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での残留熱除去系（低圧注水系）隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の閉操作に失敗する。

残留熱除去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（広帯域）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残留熱除去系の隔離が失敗するため、原子炉急速減圧の準備として、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

原子炉急速減圧の準備が完了後、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. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系（常設）を起動する。

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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水

系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。

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原子炉水位異常低下（レベル2）以上で低めに維持する。

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（広帯域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）である。

#### h. 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転

原子炉急速減圧によりサプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の運転を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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・プール水温度等である。

#### i. 現場操作での残留熱除去系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注入弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。

残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）である。

#### j. 残留熱除去系隔離後の水位維持

残留熱除去系の隔離が成功した後は、低圧炉心スプレイ系により、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（広帯域）及び低圧炉心スプレイ系系統流量である。

以降、炉心冷却は、低圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、

また、格納容器除熱は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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「ISLOCA」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）・対向流及び三次元効果並びに原子炉压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）及び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、開閉試験時に隔離弁1個にて隔離状態を維持する系統<sup>※1</sup>のうち、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所の中で最も大きなシール構造を有する残留熱除去系の熱交換器フランジ部とする。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、系統に破断が発生しないことを確認しているが、保守的に約21cm<sup>2</sup>とする。

※ 具体的には、低圧炉心スプレイ系並びに残留熱除去系A系、B系及びC系をいう。このうち、残留熱除去系A系及びB系が熱交換器を有する系統である。

(添付資料 2.7.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ISLOCAが発生した残留熱除去系B系が機能喪失するものとする。

また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系B系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系も事象発生と同時に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等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）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異常低下（レベル2）で自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.86\text{MPa}$  [gage] ～ $1.04\text{MPa}$ [gage]において）の流量で注水するものとする。

(c) 低圧炉心スプレイ系

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、 $1,419\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.84\text{MPa}$ [dif]において）（最大  $1,561\text{m}^3/\text{h}$ ）の流量で注水するものとする。I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による注水が開始し原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで回復した後に注水を停止するものとし、隔離成功後に注水を再開するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最大  $378\text{m}^3/\text{h}$  の流量で注水するものとする。I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において，漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持することから，評価上は，漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持するものとし，隔離成功後に注水を停止するものとする。

(e) 逃がし安全弁

原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし，容量として，1個当たり定格主蒸気流量の約6%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，I S L O C A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並びに低圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は，I S L O C A発生時の現場環境条件を考慮し，事象発生から約3時間後に開始するものとし，現場移動，操作等に要する時間を考慮して事象発生の5時間後に完了するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-9 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及び破断流量の推移を第 2.7-10 図から第 2.7-13 図に示す。

※ 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（広帯域）の水位並びに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（広帯域）及び原子炉水位（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，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムし，また，原子炉水位異常低下（レベル 2）で再循環系ポンプ全台がトリップするとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

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，原子炉水位異常低下（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 12 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、低圧炉心スプレイ系を起動し、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7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。また、低圧代替注水系（常設）を起動する。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、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。

事象発生5時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ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、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）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2.7-10図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃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2.7-4図に示すとおり、約7.79MPa [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8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）

を下回る。

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格納容器内への蒸気流入により上昇する。

一方、格納容器バウンダリにかかる圧力及び雰囲気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、I S L O C Aとは異なり、事象開始から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136℃にとどまる。

このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

(添付資料 2.7.3)

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系（低圧注水系）の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）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、低圧炉心スプレー系及び低圧代替注水系（常設）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、現場操作にて残留熱除去系（低圧注水系）の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレー系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.1.2 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。

I S L O C A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、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、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び残留熱除去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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。

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の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。

(添付資料 2.7.5)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)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、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)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 2.7.5)

### (2) 解析条件の不確かさの影響評価

#### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 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ると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の  $44.0\text{kW/m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW/m}$ ～ $41\text{kW/m}$  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の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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  $33\text{GWd/t}$  に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約  $31\text{GWd/t}$  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，低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（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 2.7.5）

(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  $44.0\text{kW/m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW/m}\sim 41\text{kW/m}$  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，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約  $309^{\circ}\text{C}$ ）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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度  $33\text{GWd/t}$  に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約  $31\text{GWd/t}$  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压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、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（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 2.7.5)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、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

却系による原子炉注水により、炉心はおおむね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。

操作条件の残留熱除去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約3時間後に開始し5時間後の完了を設定している。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 2.7.5)

(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急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、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の原子炉注水により、炉心はおおむね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。

操作条件の残留熱除去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、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね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 2.7.5)

(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原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.7.5）

#### （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（ISLOCA）」において、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 12 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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 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 (I S L O C A)」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

I S L O C A 発生後の隔離までの低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水に使用する水量は、約 490m<sup>3</sup>となる。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ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。

(添付資料 2.7.6)

### b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2台) 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、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2台) による電源供給について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.7.7)

### c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約 1,141kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）は連続定格容量が約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.7.8)

### 2.7.5 結 論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」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、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 (ISLOCA)」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、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）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（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」の重要事故シーケンス「I S L O C A」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による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。

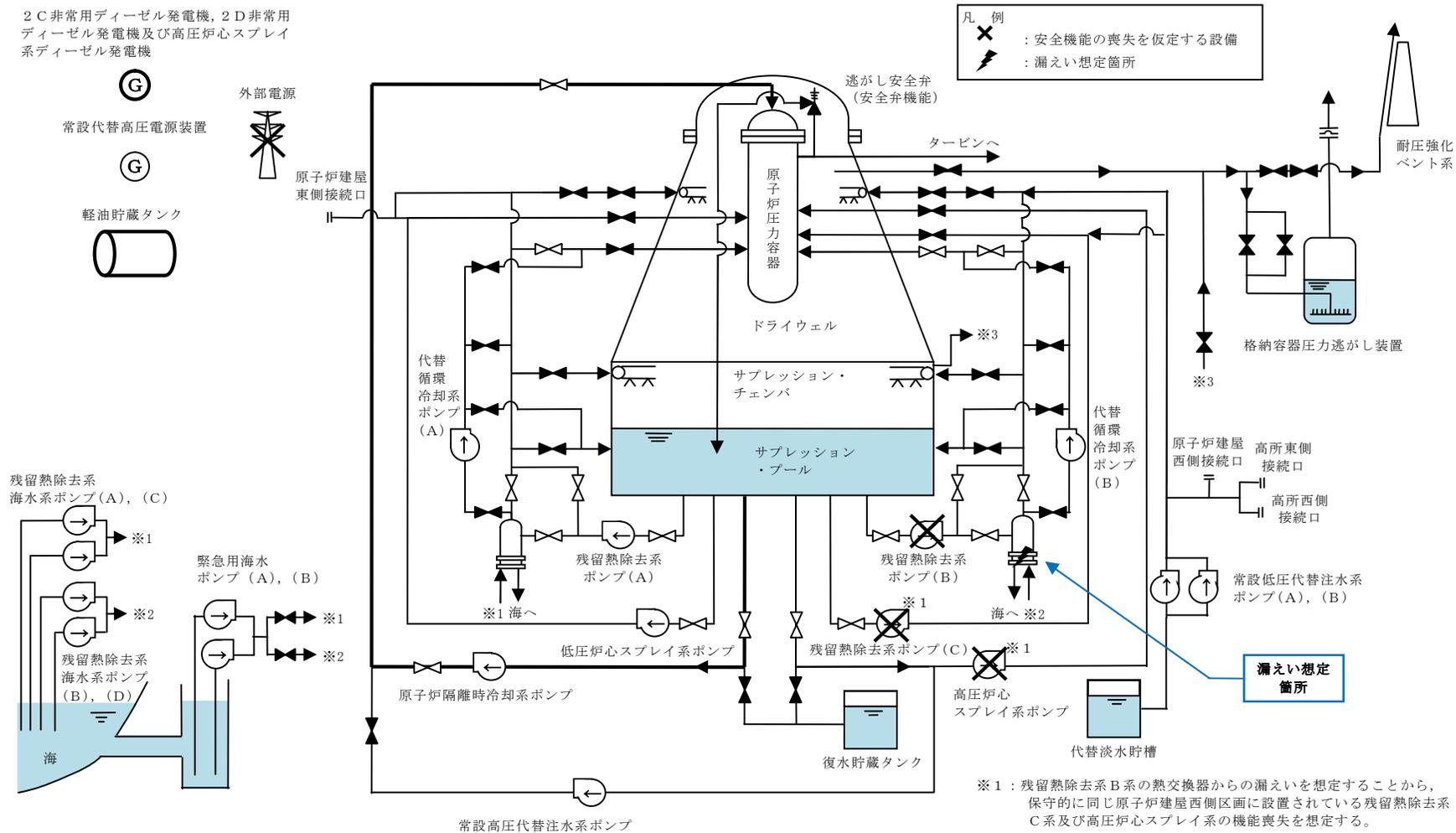
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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。

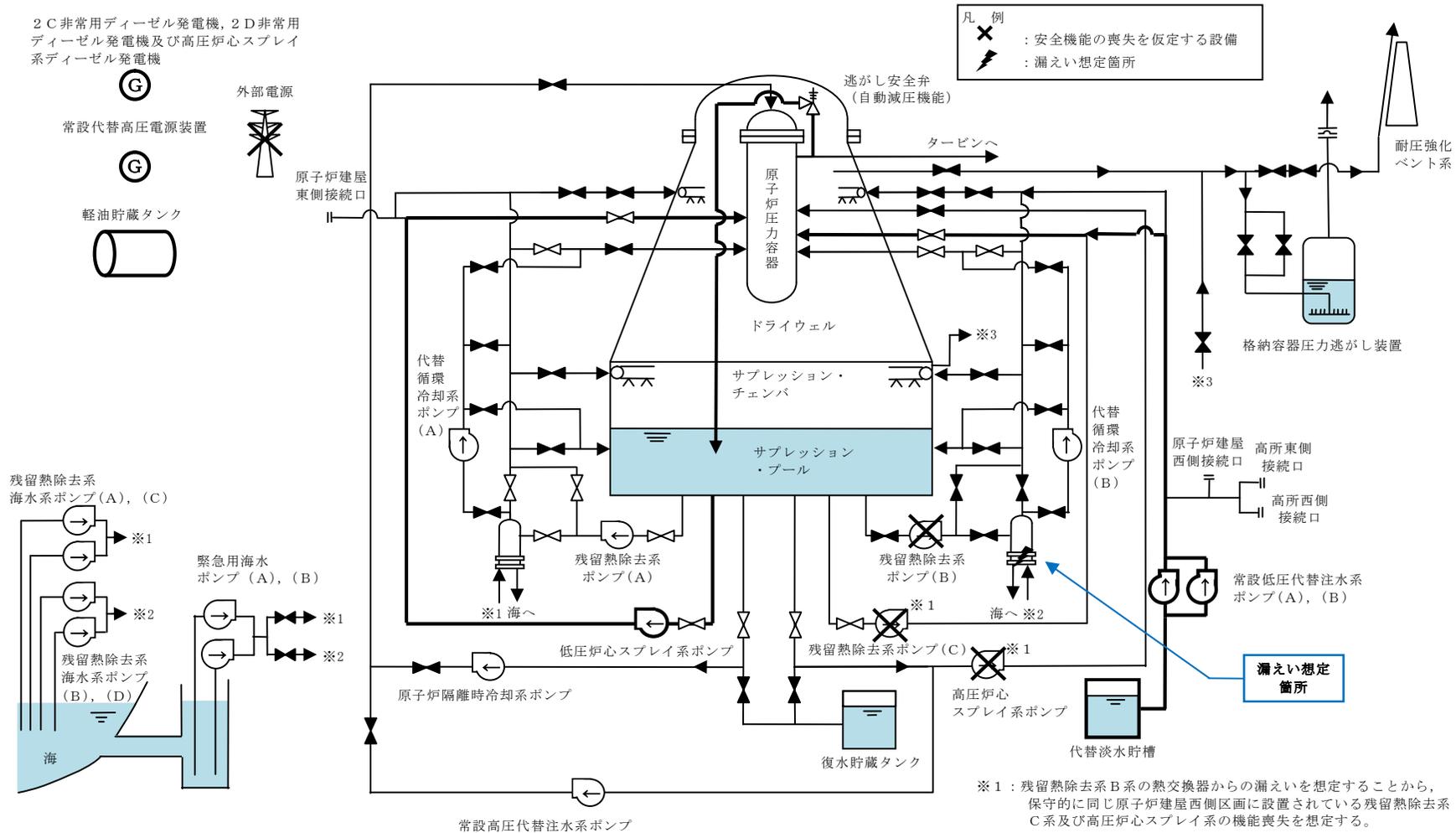
また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

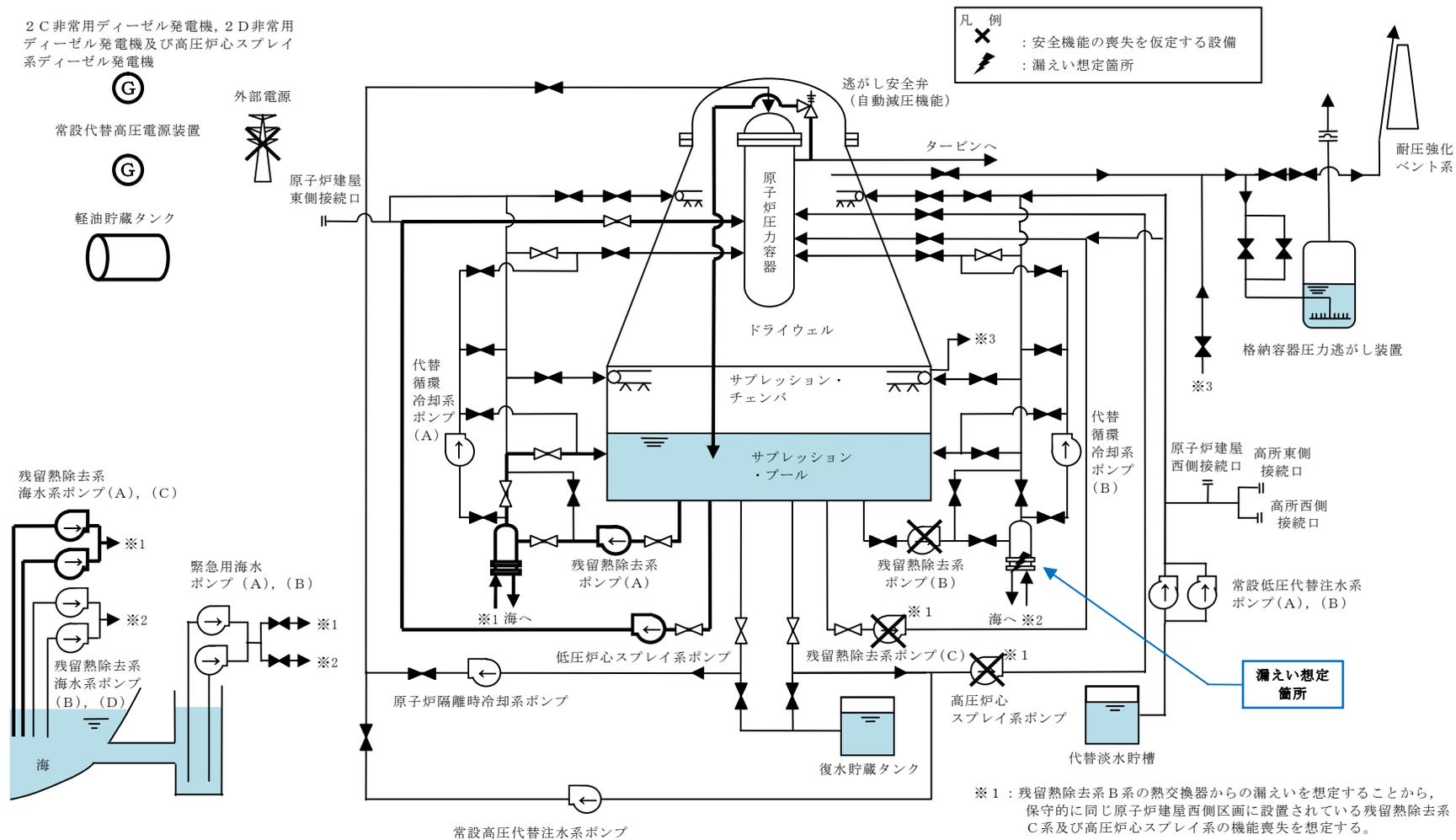
以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉急速減圧，運転員の破断箇所隔離による漏えい停止，残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」に対して有効である。



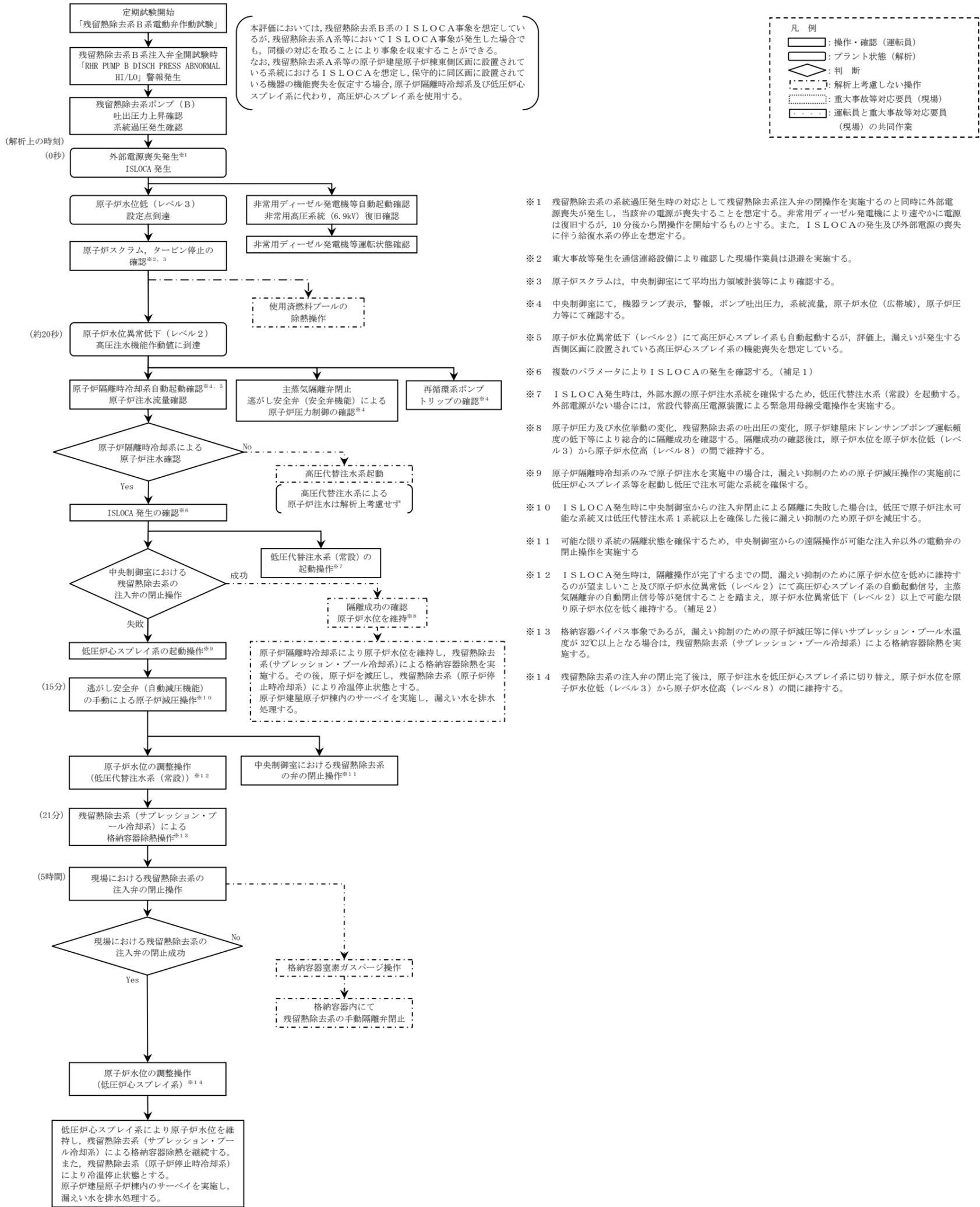
第 2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I SLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系  
 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I SLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)



- ※1 残留熱除去系の系統過圧発生時の対応として残留熱除去系注入弁の閉操作を実施すると同時に外部電源喪失が発生し、当該弁の電源が喪失することを想定する。非常用ディーゼル発電機により速やかに電源は復旧するが、10分後から閉操作を開始するものとする。また、ISLOCAの発生及び外部電源の喪失に伴う給復水系の停止を想定する。
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※3 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※5 原子炉水位異常低下 (レベル2) にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが、評価上、漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。
- ※6 複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する。(補足1)
- ※7 ISLOCA発生時は、外部水源の原子炉注水系統を確保するため、低圧代替注水系 (常設) を起動する。外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※8 原子炉圧力及び水位挙動の変化、残留熱除去系の吐出圧の変化、原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は、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) の間に維持する。
- ※9 原子炉隔離時冷却系のみで原子炉注水を実施中の場合は、漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。
- ※10 ISLOCA発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。
- ※11 可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。
- ※12 ISLOCA発生時は、隔離操作が完了するまでの間、漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低 (レベル2) にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号、主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。(補足2)
- ※13 格納容器バイパス事象であるが、漏えい抑制のための原子炉減圧に伴いサブプレッション・プール水温度が32℃以上となる場合は、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱を実施する。
- ※14 残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は、原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え、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) の間に維持する。

**補足1**  
 ISLOCAの発生は、隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。  
 ・弁操作を実施した系統の圧力変動 (残留熱除去系ポンプ吐出圧力)  
 ・主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が始まったにも関わらず原子炉圧力及び水位の低下が継続 (原子炉圧力、原子炉圧力 (SA)、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (SA広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA燃料域)、原子炉隔離時冷却系系統流量)  
 ・格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇がない又は小さい (ドライウエル圧力、ドライウエル雰囲気温度)

監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的に確認する。  
 ・原子炉建屋内空間線量率上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報  
 ・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報  
 ・原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等) 発報  
 ・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報  
 ・区画浸水警報 (RHR Hx AREA FLOODING 等) 発報  
 ・区画温度上昇警報 (RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等) 発報  
 ・火災警報発報  
 ・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生

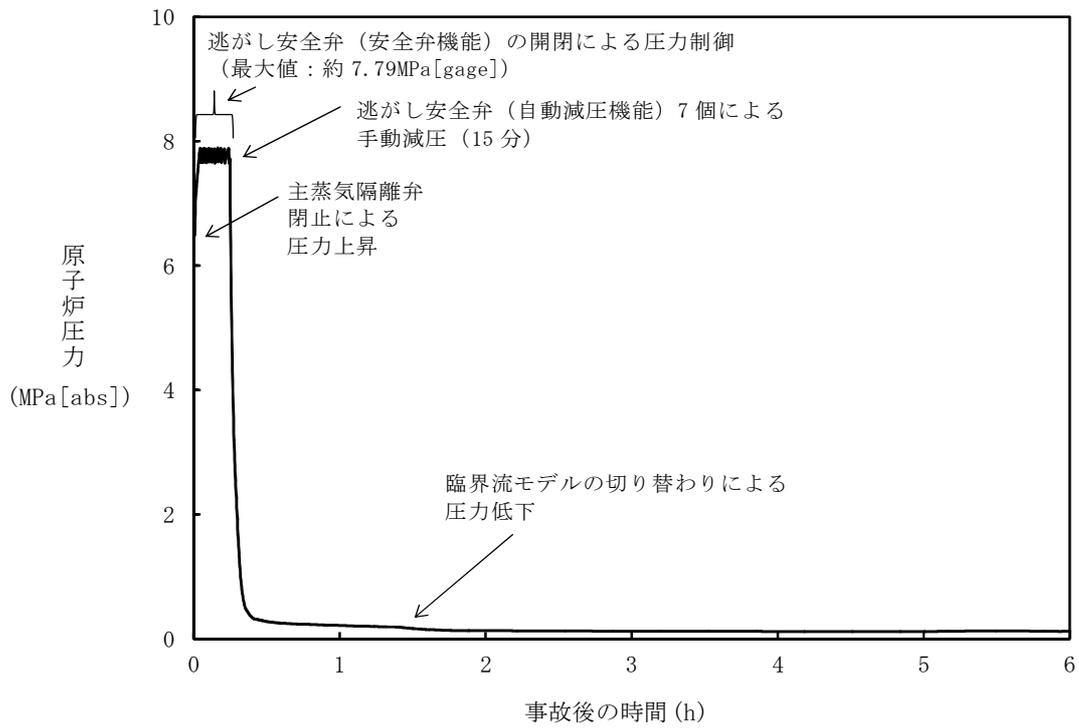
**補足2**  
 ISLOCAの発生時は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上を維持しつつ、漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。  
 ・原子炉水位低 (レベル3) . . . . . 約 1,372cm  
 ・原子炉水位異常低下 (レベル2) . . . . . 約 1,243cm  
 ・高圧炉心スプレイ系注水ノズル . . . . . 約 1,217cm  
 ・低圧炉心スプレイ系注水ノズル . . . . . 約 1,217cm  
 ・原子炉水位異常低下 (レベル1) . . . . . 約 961cm  
 ・残留熱除去系注水ノズル . . . . . 約 946cm  
 ・燃料有効長頂部 . . . . . 約 920cm  
 (原子炉圧力容器底部を0cmとした相対高さを示す)

第2.7-2 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要

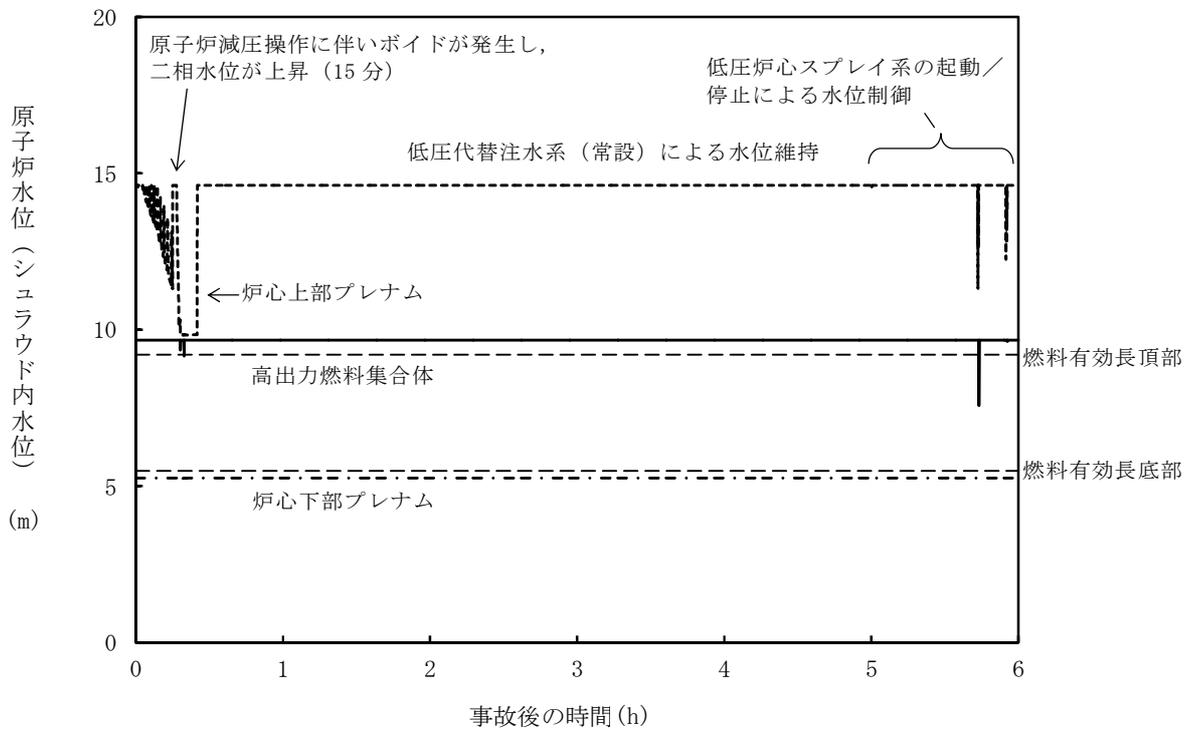
格納容器バイパス (ISLOCA)

操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間										備考				
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	0	10	20	30	40	50	60分	2	3		4	5	24	25時間
					▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約15分 原子炉減圧開始 ▼ 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達 ▼ 約5時間 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了														
状況確認	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 原子炉スクラムの確認</li> <li>● タービン停止の確認</li> <li>● 外部電源喪失の確認</li> <li>● 給水流量全喪失の確認</li> <li>● ISLOCA発生の確認</li> <li>● 再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認</li> <li>● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>● 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分														
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 残留熱除去系の注入弁の閉止操作 (失敗)</li> <li>● 残留熱除去系のレグシールポンプの停止操作</li> </ul>	2分														
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	● 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分														
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	-	-	● 低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分														
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	● 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開放操作	1分														
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分														
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	● 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作	6分														
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り低めに維持														
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	● 残留熱除去系熱交換器出入口等の閉止操作	適宜実施														
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, D, E	1人 a	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 保護具装備/装備補助</li> <li>● 残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動</li> <li>● 残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作</li> </ul>											115分			移動:67分 (放射線防護具着用含む) 現場隔離操作:48分	
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイ系)	【1人】 B	-	-	● 低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作														原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点に維持	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施														
				● 緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作															20分
				● 代替燃料プール冷却系の起動操作															
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a																

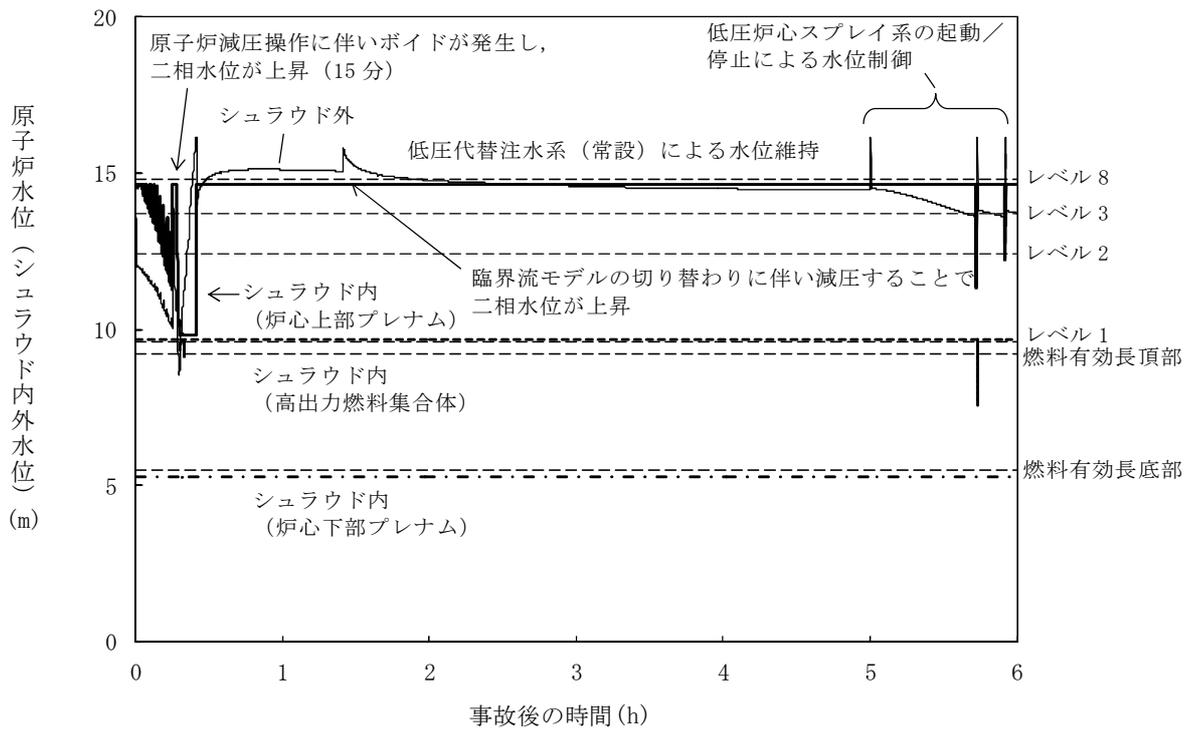
第 2.7-3 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の作業と所要時間



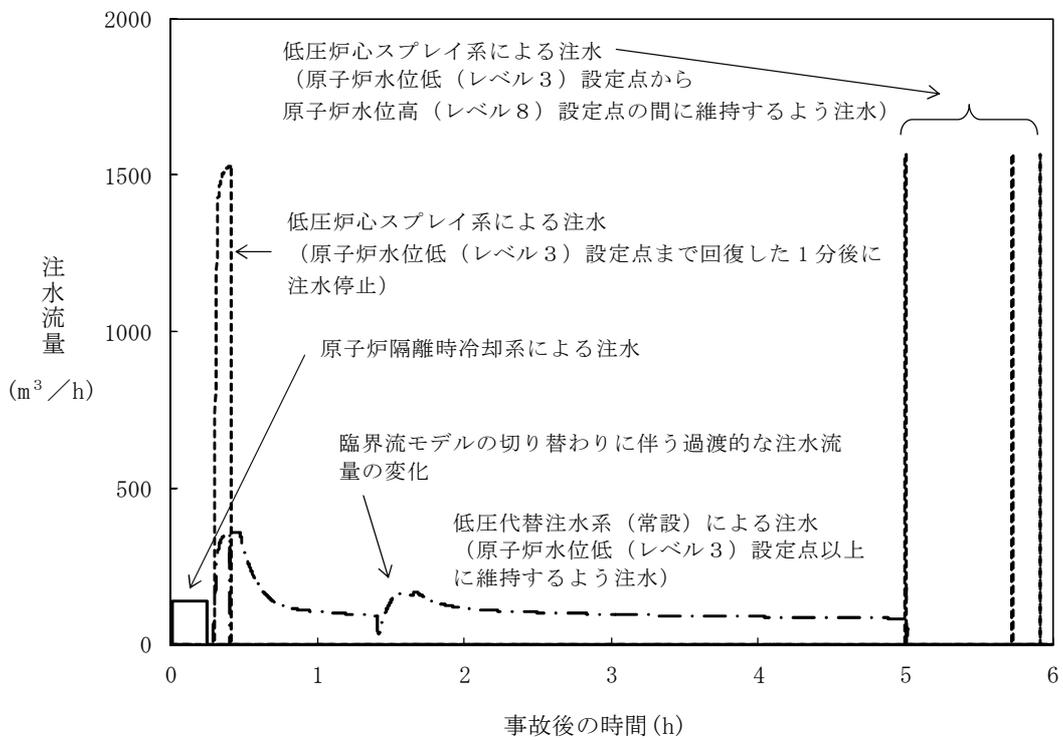
第2.7-4図 原子炉圧力の推移



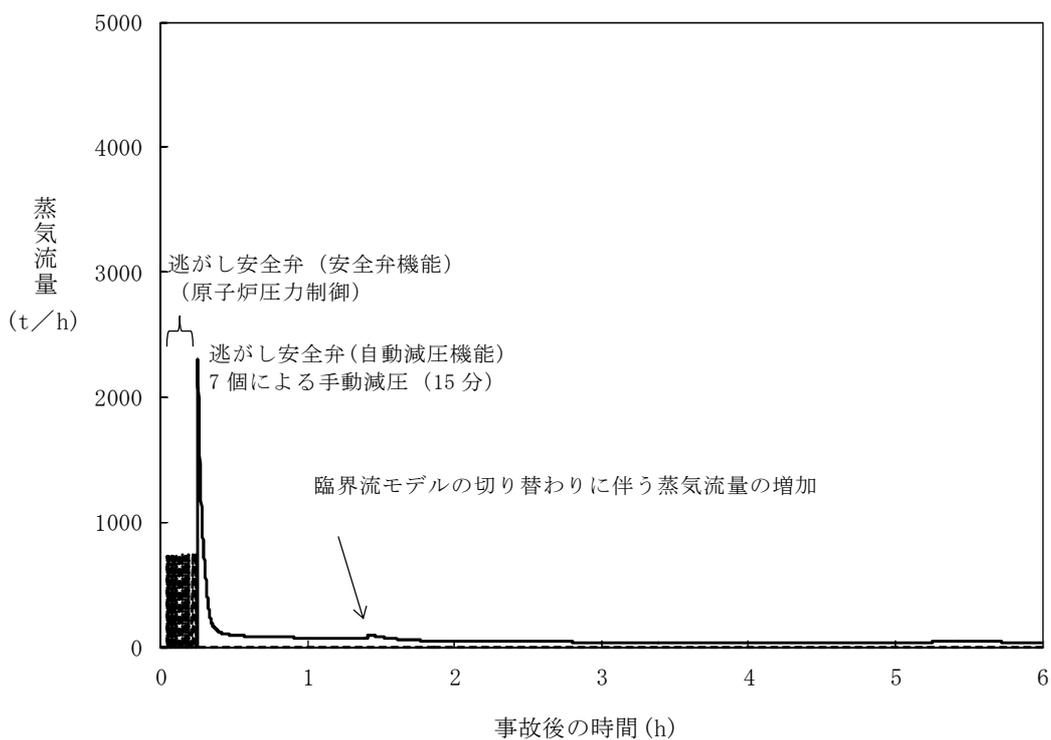
第 2.7-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



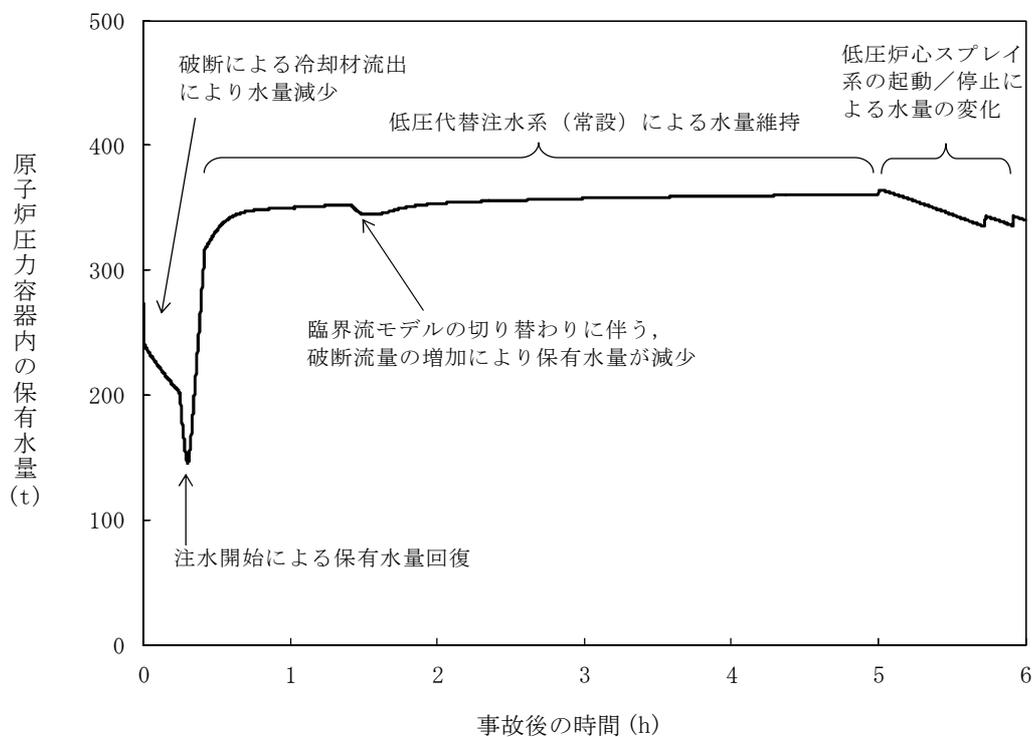
第2.7-6図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



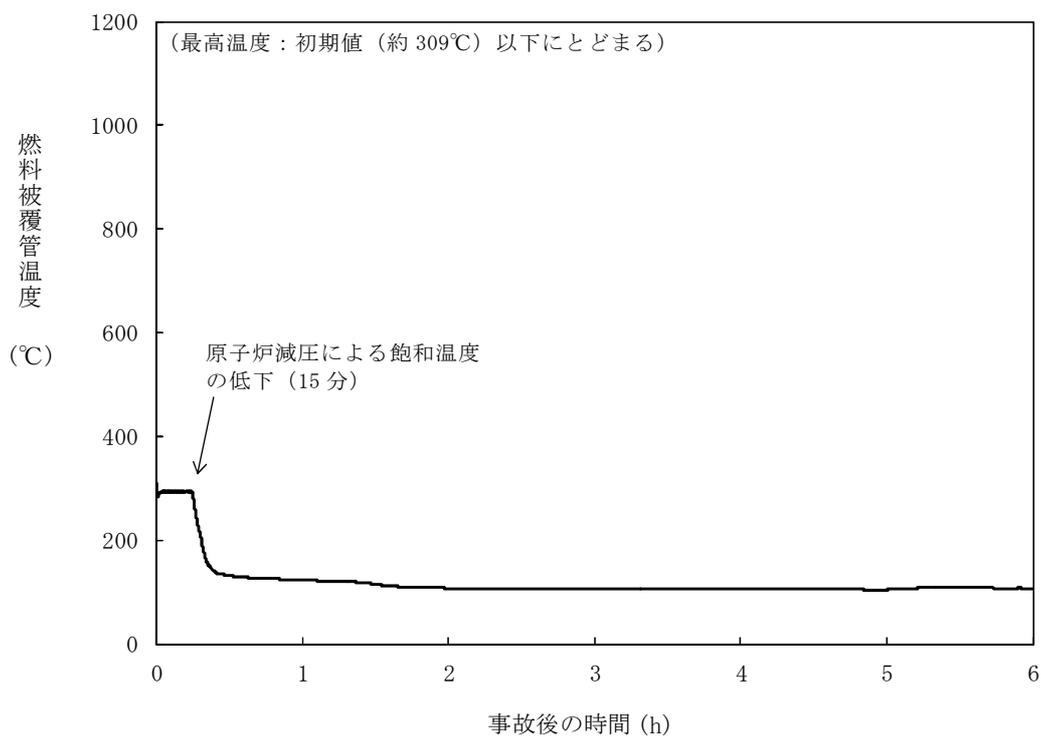
第2.7-7図 注水流量の推移



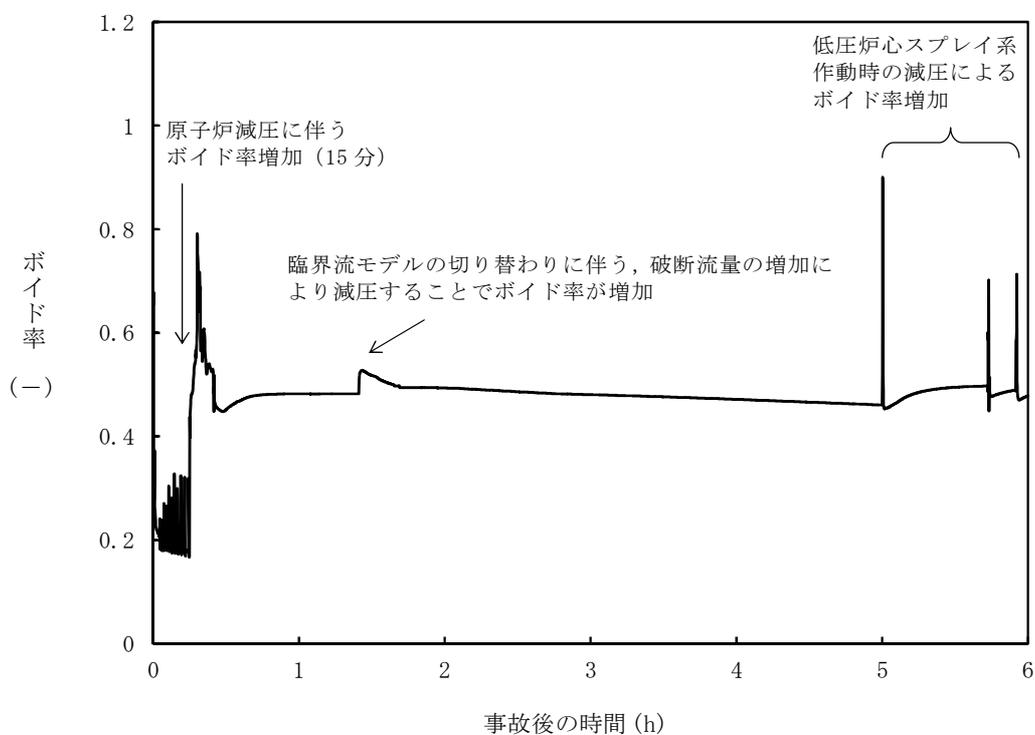
第2.7-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



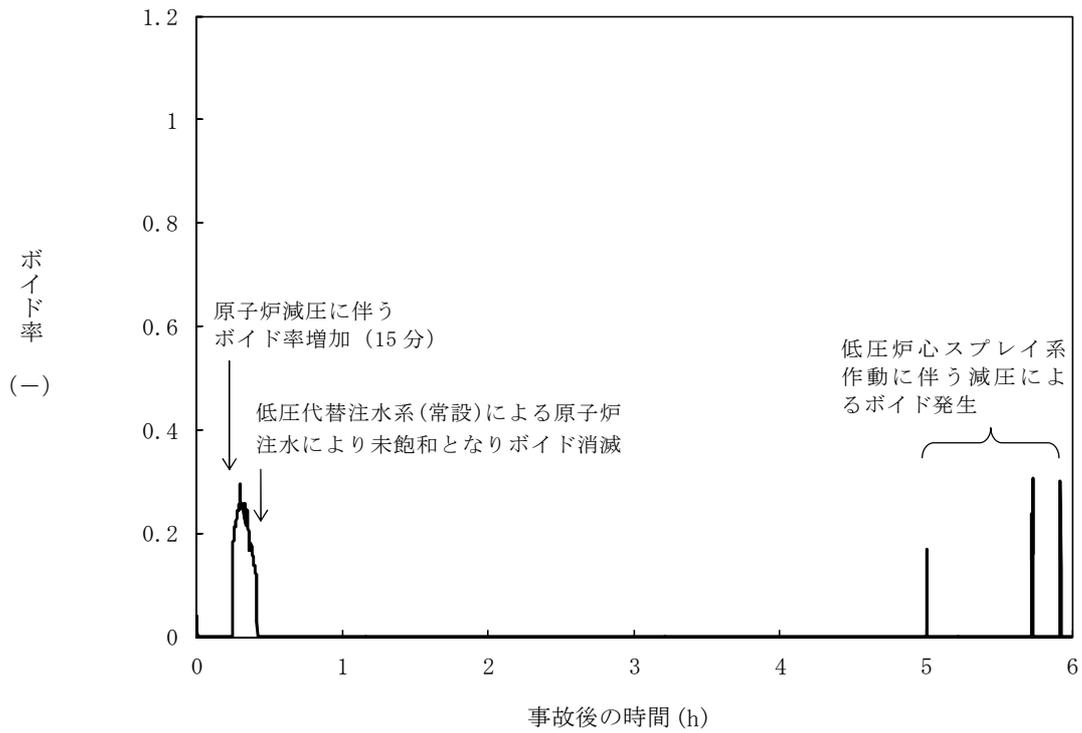
第 2.7-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



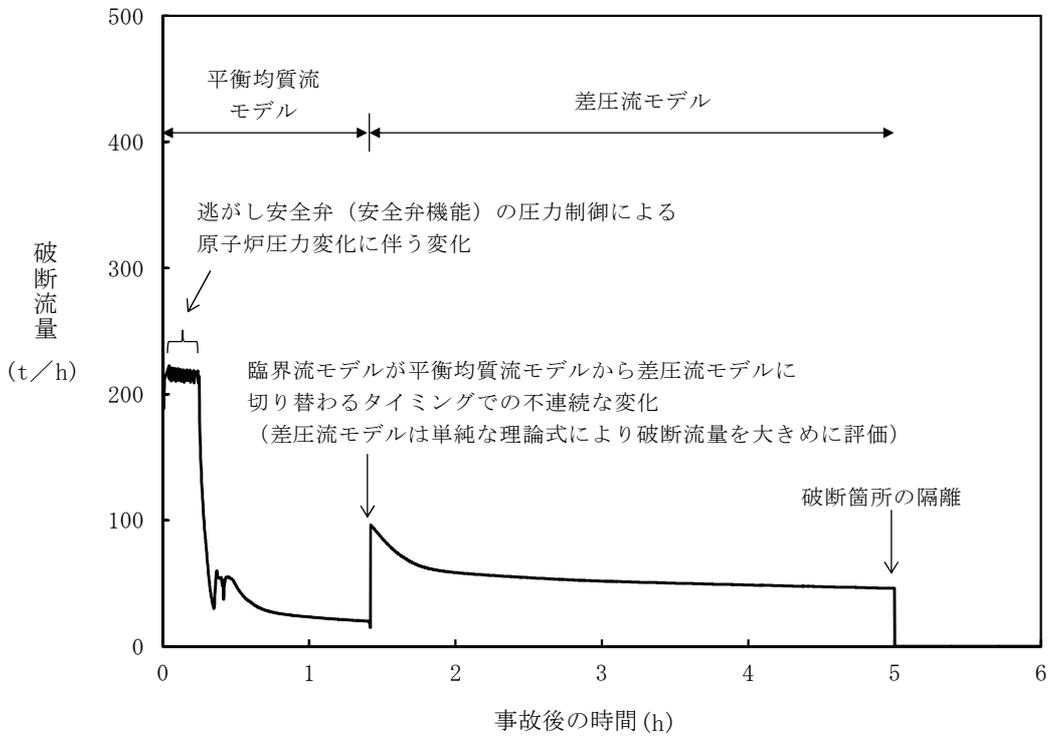
第 2.7-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7-13 図 破断流量の推移

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (1/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ISLOCA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、ISLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。	—	—	—
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* 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
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、原子炉水位異常低下(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*	—	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
ISLOCA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、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇(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、ISLOCA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広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (2/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の閉操作に失敗し、残留熱除去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広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) *
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動した後、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。	低圧炉心スプレイ系* 逃がし安全弁 (自動減圧機能) *	—	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	外部水源にて注水可能な系統として低圧代替注水系 (常設) を起動する。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。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で低めに維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ	—	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) 運転	原子炉急速減圧によりサプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) の運転を開始する。	残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) *	—	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量*
現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注入弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	—	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) *

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (3/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、低圧炉心スプレイ系により、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。	低圧炉心スプレイ系*	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧炉心スプレイ系流量*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

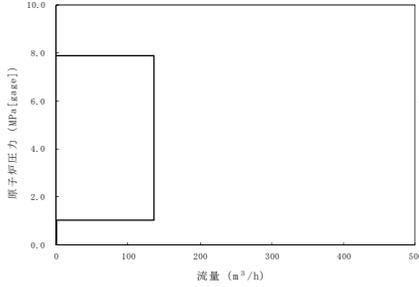
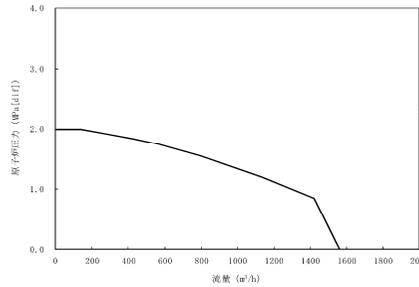
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (1/5)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		S A F E R	—
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [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+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	48, 300t/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 9℃	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	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運 転期間に対応する燃焼度として設定

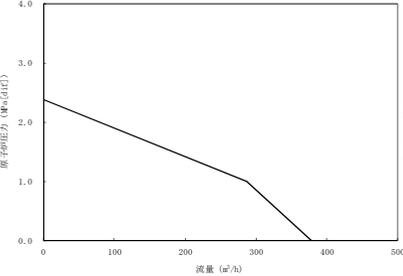
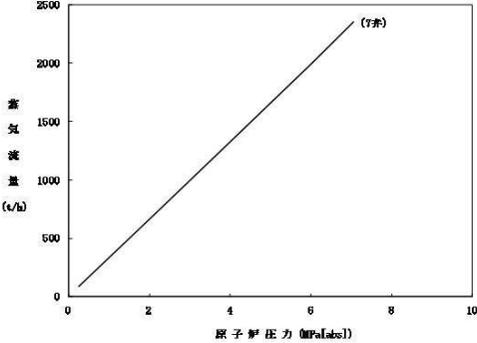
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/5)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部の破断 破断面積は約 21cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価した結果に十分に余裕をとった値として設定 (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統が機能喪失するものとして設定
		高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 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 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル 3)、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下 (レベル 2) にて発生するものとする

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	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	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定  低圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 低圧代替注水系 (常設)	最大 378m <sup>3</sup> /h で注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注水系 ポンプ 2 台による注水特性
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 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 7 個の蒸気流量の関係> 	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（I S L O C A））（5/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	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	I S L O C A 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並びに低圧炉心スプレイ系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
	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 5 時間後	破断面積約 21cm <sup>2</sup> の I S L O C A 発生時における原子炉建屋原子炉棟内の現場作業環境条件を考慮し、現場移動時間、操作時間等を踏まえて余裕時間を確認する観点で設定

インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について

残留熱除去系B系にてインターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）が発生した場合の対応操作について、以下に示す。

ISLOCAの発生を確認した場合には、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系B系注入弁の閉止操作を実施することで低圧設計部への加圧を停止する。これに失敗した場合には、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧することで漏えい量を抑制するとともに、可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施するとともに、現場操作により残留熱除去系B系注入弁を閉止する。

また、不要な系統加圧を防止する観点で、残留熱除去系ポンプ（B）のコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、残留熱除去系レグシールポンプを停止する。



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

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（以下「I S L O C A」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第 1 図に示す。

I S L O C A の評価対象となる系統は、第 1 表に示すとおり以下の条件を基に選定している。

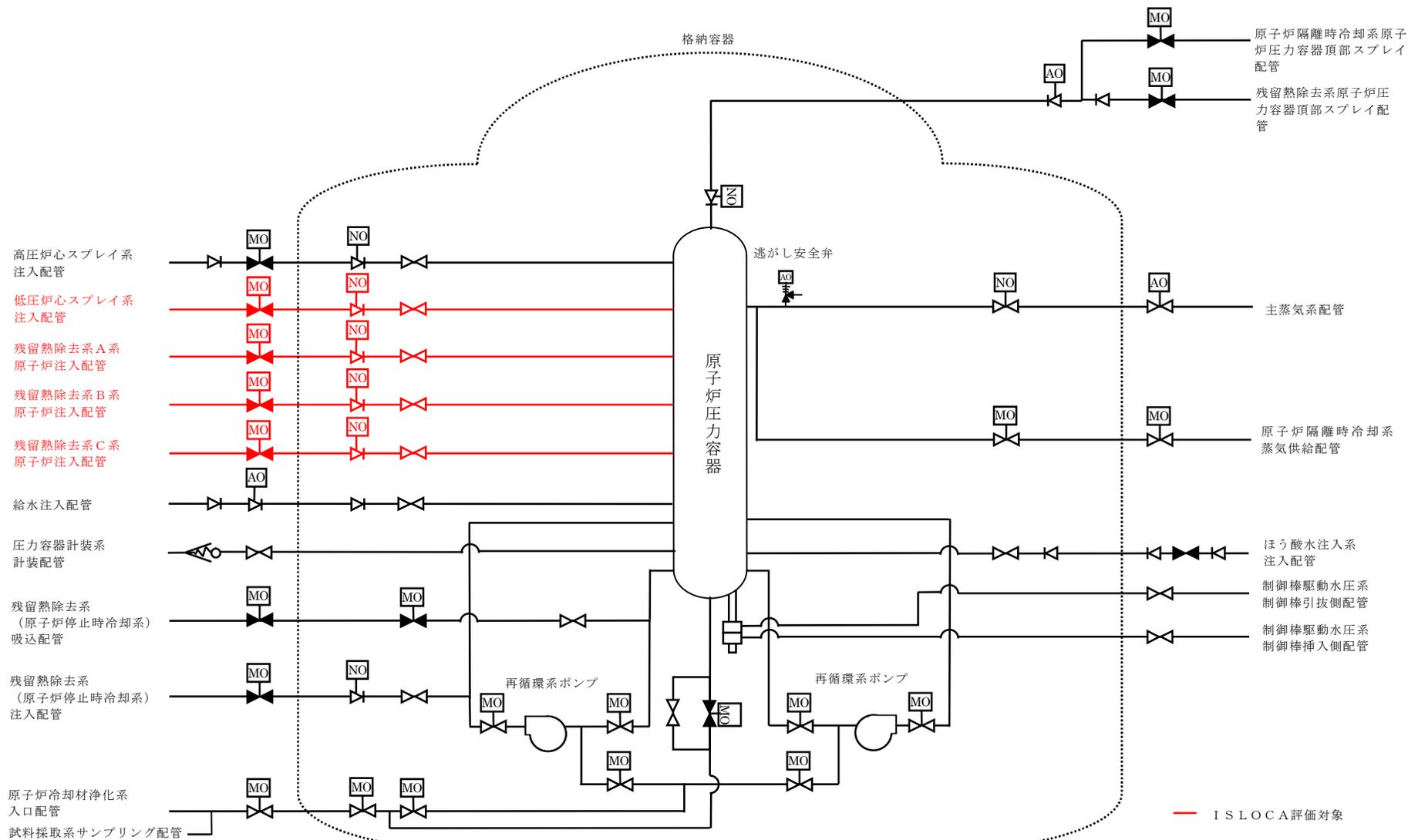
- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生の可能性のある系統
- ②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の開閉試験を実施する系統
- ③出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 個以下であり、開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する系統

以上により、I S L O C A の評価対象としては、以下が選定された。

- ・ 低圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）A系原子炉注入配管
- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）B系原子炉注入配管
- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）C系原子炉注入配管

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し、この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

なお、出力運転中に隔離弁の開閉試験を実施する系統としては、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系も該当するが、開閉試験時に隔離弁1個にて隔離機能を維持する範囲は高圧設計となっている。これらの系統にて低圧設計部の圧力上昇が確認された場合には、運転手順に従い注入弁の隔離状態を確認する等、圧力上昇時の対応操作を実施する。



第 1 図 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し，格納容器外に敷設されている配管

第1表 ISLOCAの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリ に接続されている配管	選定結果			
		結論	①隔離弁 閉止	②開閉 試験	③隔離弁 2個以下
給水系	給水系注入配管	対象外	×	—	—
高圧炉心スプレ イ系	高圧炉心スプレイ系注入配管	対象外	○	○	×
原子炉隔離時 冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力 容器頂部スプレイ配管	対象外	○	○	×
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配 管	対象外	×	—	—
低圧炉心スプレ イ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系 (低圧注水系)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系 (原子炉停止 時冷却系)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却 系)吸込配管	対象外	○	×	—
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却 系)原子炉圧力容器戻り配管	対象外	○	×	—
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉圧力容器頂 部スプレイ配管	対象外	○	×	—
制御棒駆動水 圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側 配管	対象外	×	—	—
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側 配管	対象外	×	—	—
ほう酸水注入 系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	○	×	—
原子炉冷却材 浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	×	—	—
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	×	—	—
原子炉圧力容 器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	×	—	—
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	×	—	—

## 2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C A の評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果、いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ、以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系 A 系に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テストブルチェック弁））及び外側隔離弁（電動弁）の 2 個により隔離している。外側隔離弁には、弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており、開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また、これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは、内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し、この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また、評価上は、保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部と低圧設計部が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部から低圧設計部に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する可能性があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動弁は、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激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また、電動での開放時間は約 10.6 秒であり、電氣的要因でも急開とならないことから、誤開放を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

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（T）が圧力波の管路内往復時間（ $\mu$ ）より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

T：弁の開放時間（s）

$\mu$ ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

$\alpha$ ：圧力波の伝搬速度（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、保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（ $\alpha$ ）を  $1,400\text{m/s}^{*2}$  とし、実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管

の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると、圧力波の管路内往復時間（ $\mu$ ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（T）は約 10.6 秒であることから、水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく、低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※1 水撃作用と圧力脈動[改定版]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）

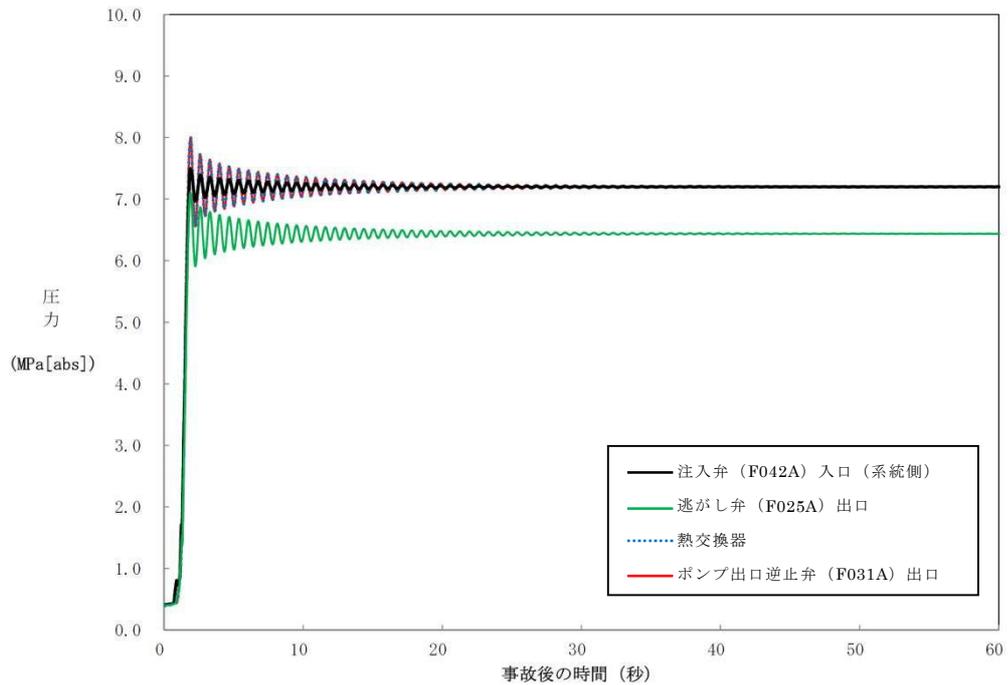
※2 圧力 0.01MPa[abs]，水温 0°C の場合，水の音速は約 1,412.3m/s となる。  
 なお，液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが，圧力については小さいほど，温度については約 70°C までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より，残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても，原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが，残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移を TRACG コードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第 2 表に，圧力推移図を第 2 図に示す。

第 2 表 残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位 置	圧力最大値 (MPa[abs])
注入弁 (F042A) 入口 (系統側)	約 7.50
逃がし弁 (F025A) 入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁 (F031A) 出口	約 8.01



第 2 図 残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉压力容器側）の圧力(7.2MPa[abs])に比べて最大約0.8MPa高い圧力(約8.01MPa[abs])まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し10秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に当たっては、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約8.01MPa[abs]に、加圧される範囲の最下端の水頭圧(0.24MPa)を加えた約8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は10秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である288℃となっている状態を想定する。

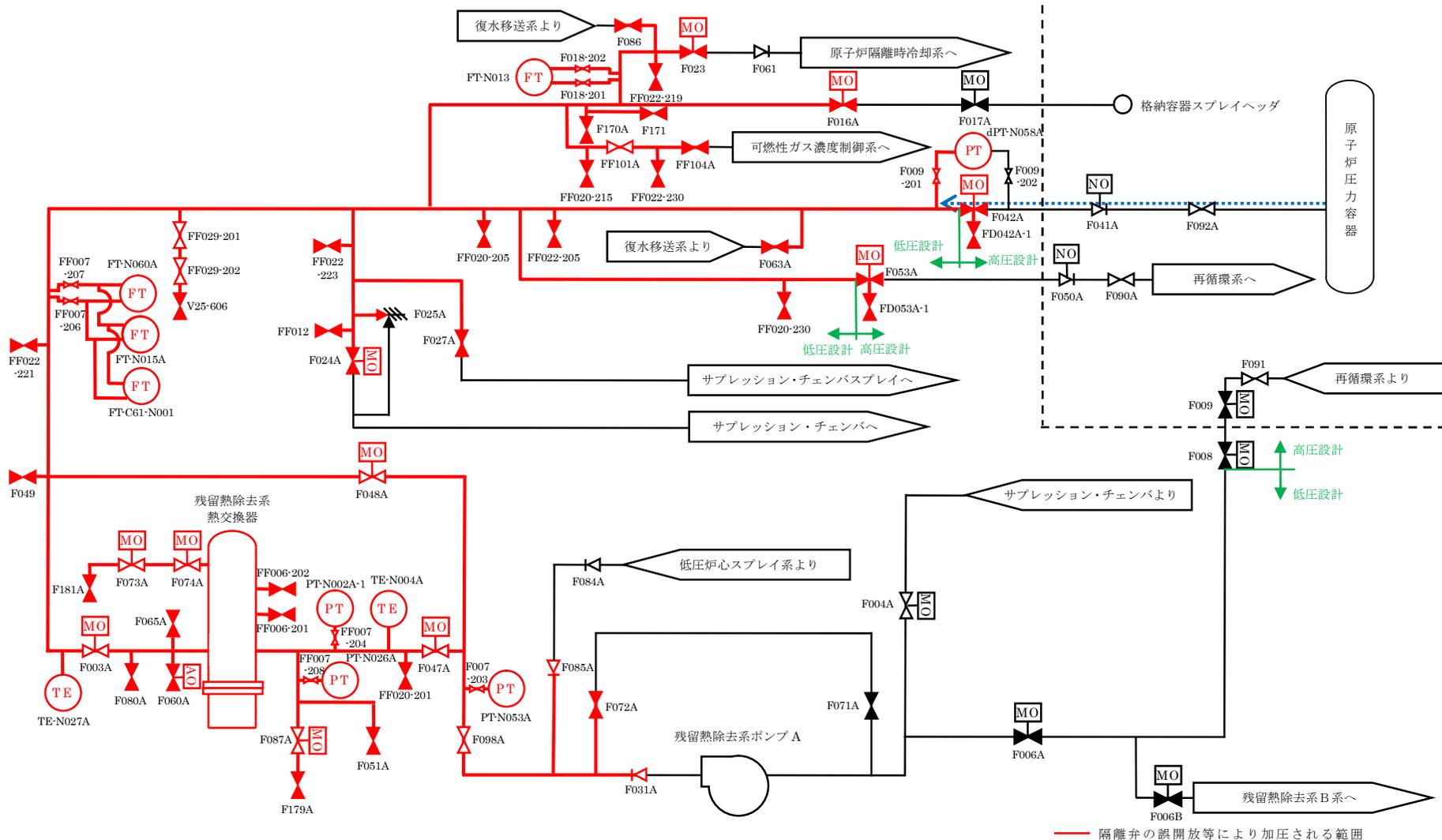
### 3. 構造健全性評価

#### 3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。



第3図 残留熱除去系A系の評価対象範囲

第 3 表 評価対象範囲に設置された機器

機 器		弁番号, 個数等	
① 熱交換器		1 個	
② 逃がし弁		1 個 F025A	
③ 弁	プロセス弁	20 個 F003A, F016A, F023, F024A, F027A, F031A, F047A, F048A, F049, F051A, F053A, F063A, F085A, F086, F087A, F098A, F170A, FF012, FF101A, FF104A	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	17 個 F065A, F072A, F073A, F074A, F080A, F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230
		計器 隔離弁	10 個 FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF009-201, FF018-201, FF018-202
		サンプル弁	4 個 F060A, FF029-201, FF029-202, V25-606
④ 計 器		10 個 TE-N004A, TE-N027A, PT-N002A-1, PT-N026A, PT-N053A, dPT-N058A, FT-N013, FT-N015A, FT-N060A, FT-C61-N001	
⑤ 配 管		1 式	

### 3.2 構造健全性評価の結果

#### (1) 熱交換器（別紙 3）

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「東海第二発電所 工事計画認可申請書」（以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し、裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である2.4より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板、胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

##### a. 胴側胴板（厚肉部、薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む））＜第I編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し、胴板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [t <sub>s</sub> ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定* (t <sub>s</sub> ≥ t)
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

##### b. 胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用し、胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [t <sub>s</sub> ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定* (t <sub>s</sub> ≥ t)
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c. 胴側入口・出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、胴側入口・出口管台の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定** ( $t_s \geq t$ )
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 ( $\text{mm}^2$ )	ボルトの 必要な断面積 ( $\text{mm}^2$ )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定**
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力が許容圧力以下であること

(2) 逃がし弁 (別紙 4)

a. 弁 座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定**
弁 座	2.8	0.7	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

## b. 弁 体

弁体下面にかかる圧力が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判 定*
弁 体	81	88	○

※ 発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

## c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判 定*
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

## d. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定*
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142	—

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力が許容圧力以下であること

上記の評価の結果、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容圧力以上であったため、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボン

ネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットナット締付部の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
弁耐圧部の接合部	67	152	○

※ 発生応力が許容応力以下であること

### (3) 弁（別紙5）

#### a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判定* ( $t_s \geq t$ )
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	9.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

#### b. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応

力を算出した。その結果、F086, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容圧力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
F003A	13,672	18,675	261	177	—
F016A	11,033	14,288	246	168	—
F024A	16,406	15,451	213	168	—
F027A	1,758	2,919	206	177	—
F031A	13,400	11,610	305	177	—
F047A	13,672	18,675	261	177	—
F048A	11,033	24,157	171	177	—
F049	2,770	3,818	189	177	—
F063A	1,803	2,061	206	177	—
F086	901	694	117	177	○
F098A	11,241	13,372	317	177	—
F170A	5,411	6,259	163	168	—
F065A	1,203	1,192	210	165	—
F072A	1,803	2,061	206	177	—
F080A	901	833	116	177	○
F060A	321	190	98	165	○
FF029-201	601	318	73	165	○
FF029-202	601	318	73	165	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力が許容圧力以下であること

また、上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット締付部の発生応力が材料の許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

弁番号	伸び量 (mm)	ガスケット 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
F003A	0.008	0.1	—	—	○
F016A	0.004	0.1	—	—	○
F024A	-0.023	—	ボンネットナット座面：128	ボンネットナット座面：427	○
F027A	0.015	0.1	—	—	○
F031A	-0.029	—	ボンネットナット座面：95	ボンネットナット座面：596	○
F047A	0.008	0.1	—	—	○
F048A	0.063	0.1	—	—	○
F049	0.001	0.1	—	—	○
F063A	0.011	0.2	—	—	○
F098A	0.032	0.2	—	—	○
F170A	0.016	0.2	—	—	○
F065A	-0.016	—	ボンネットナット座面：202 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：134	ボンネットナット座面：360 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：194	○
F072A	0.011	0.2	—	—	○

※ 伸び量がプラスの場合は、伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は、発生応力が許容応力以下であること

なお、以下の弁は加圧時の温度、圧力以上で設計していることから、  
破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃にお  
ける許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生せ  
ず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F087A, FF104A	14.97MPa
		FF012	13.30MPa
		F053A	10.58MPa
		F085A, FF101A	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
		F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
		FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁	V25-606	25.9MPa

#### (4) 計 器 (別紙 6)

##### a. 圧力計, 差圧計

以下の圧力計及び差圧計は、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時

の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判定
PT-E12-N002A-1	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N026A	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N053A	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
dPT-E12-N058A	約 13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N013	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N015A	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N060A	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-C61-N001	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○

#### b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し、同期振動発生の回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果、換算流速  $V_y$  が 1 より小さく、組み合わせ応力が許容値以下、かつ応力振幅が設計疲労限以下であることから、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

計器番号	流速 $V$ (m/s)	換算流速 $V_y$	換算係数率 $C_n$	判定*
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)

※ 「 $V_y < 1$ 」, 「 $C_n > 64$ 」又は「 $V_y < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$ 」のいずれかを満足すること

（流体振動に対する強度評価）

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の 許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の 設計疲労限 (MPa)	判定*
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

※ 組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること、かつ応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5) 配 管 (別紙 7)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411 直管(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
58	12.51	7.63	○	

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの初期圧縮量 (mm)	ガスケットの合計圧縮量 (mm) 【最大値】	ガスケットの許容圧縮量 (mm)	判定*
フランジ部	-0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	-0.04	2.40	2.44	2.60	○

※ 伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの合計圧縮量が許容圧縮量以下であること

4. 破断面積の設定について (別紙 8)

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分

が加圧されたとしても、破損は発生しないことを確認した。

そこで、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約21cm<sup>2</sup>の漏えいが発生することを想定する。

なお、評価対象のうち残留熱除去系（低圧注水系）A系及び残留熱除去系（低圧注水系）B系以外の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）C系には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

## 5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいすることで、建屋下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建屋内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C Aは残留熱除去系B系にて発生するものとする。

なお、I S L O C Aが残留熱除去系A系にて発生することを想定した場合、破断面積（約 21 cm<sup>2</sup>）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はB系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋原子炉棟の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系におけるI S L O C A発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系A系及び低圧代替注水系（常設）、逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙9, 10）

東海第二発電所の原子炉建屋原子炉棟は、地下2階から5階まで耐火壁を設置することで東側区分と西側区分を物理的に分離する方針である。

I S L O C Aによる原子炉冷却材の漏えいは、残留熱除去系B系が設置されている西側区画において発生するのに対して、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系A系は東側区画に位置していることから、溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は、ポンプが原子炉建屋原子炉棟から物理的に分離された区画に設置されているため、溢水の影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋原子炉棟内に設置されるものは原子炉建屋原子炉棟3階以上に位置しており、事象発生から評

価上、現場隔離操作の完了時間として設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は約300tであり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m以下であるため、溢水の影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙9, 10）

東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系A系への影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋原子炉棟内の電動弁は、西側区画に位置するものが2個あるが、これらはISLOCA発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、ISLOCA発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境において機能喪失することはない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

c. 放射線による影響（別紙11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、地上3階における吸収線量率は最大でも約15.2mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.7kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系における I S L O C A 発生時に必要な現場操作は、残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作である。

残留熱除去系B系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを図4に示す。残留熱除去系B系における I S L O C A 発生時は、原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮して、主に漏えいが発生している西側区画とは逆の東側区画を移動することとしている。

I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙9, 10）

東側区画は、I S L O C A による原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、注入弁は西側区画の3階に設置されており、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は約300tであり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m以下であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙9, 10）

東側区画における温度及び湿度については、初期値から有意な上昇がなく、アクセス性への影響はない。また、西側区画のうちアクセスルー

ト及び操作場所となる原子炉建屋原子炉棟 3 階西側において、原子炉減圧後に建屋内環境が静定する事象発生の約 2 時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間後までの温度及び湿度は、最大で約 44℃及び約 100%である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制にて交代で実施し、1 チーム当たりの原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約 36 分であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である\*。なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、放射線防護具（タイベック、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を着用する。

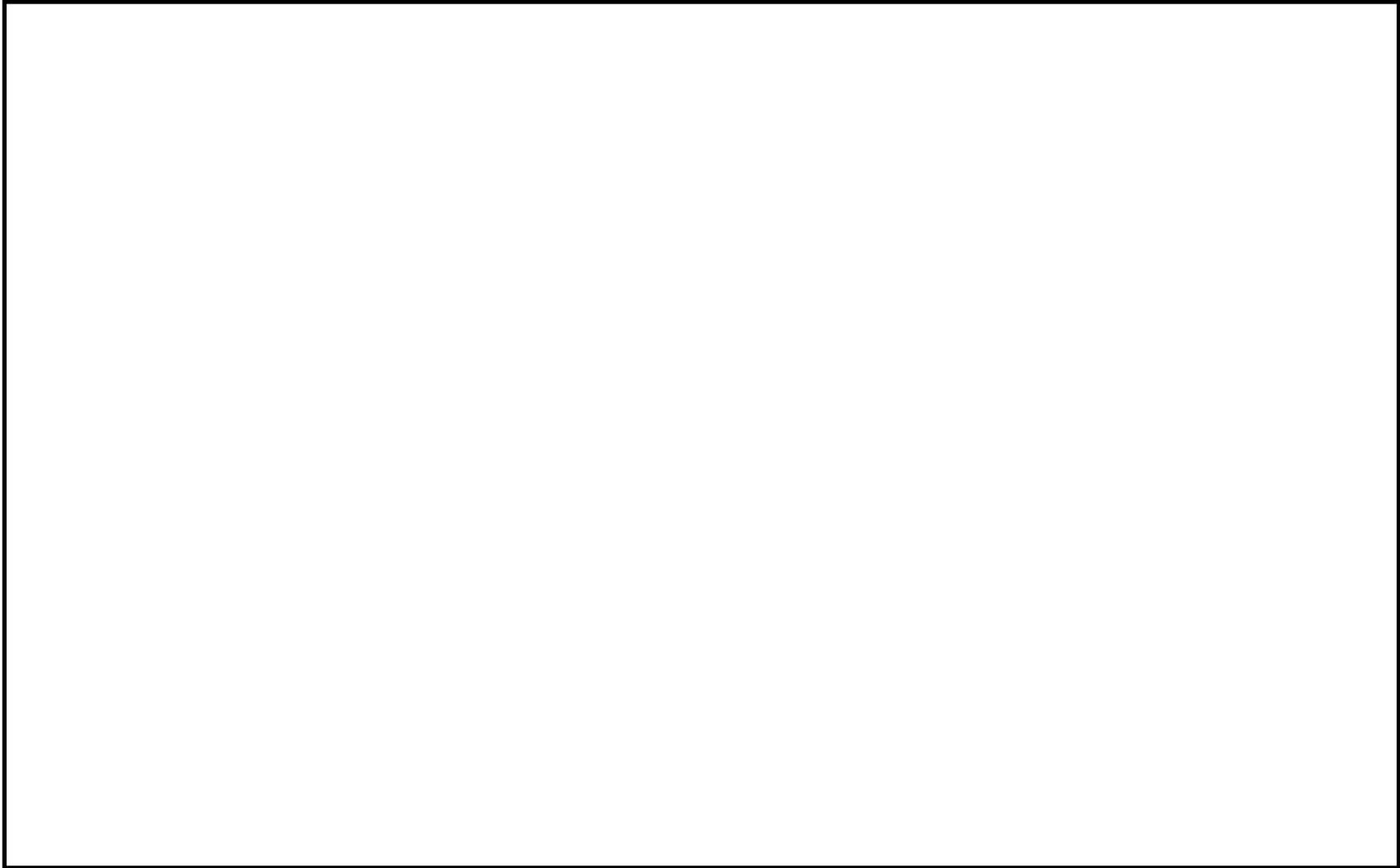
※ 想定している作業環境（最大約 44℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で 3 時間～4 時間として知られている。（出典：消費者庁 News Release（平成 25 年 2 月 27 日））

#### c. 放射線による影響（別紙 11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で約 15.2mSv/h である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制にて交代で実施し、1 チーム当たりの原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約 36 分であるため、作業時間を保守的に 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約 15.2mSv となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約 3 時間後における線量率は約 5.6mSv/h であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約 5.6mSv となる。

なお、事故時には原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一

部はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



第 4 図 操作場所へのアクセスルート

### (3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合でも、I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の隔離操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。

### 6. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

I S L O C Aの発生後、原子炉建屋原子炉棟が加圧されブローアウトパネルが開放された場合、原子炉建屋原子炉棟内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため、この場合における非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価した。

その結果、非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約  $1.2 \times 10^{-1}$  mSv 及び約  $3.3 \times 10^{-1}$  mSv となり、「2.6 L O C A時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（非居住区域境界：約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv、敷地境界：約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv）及び事故時線量限度の 5mSv を下回ることを確認した。

残留熱除去系 A, B 系電動弁作動試験について

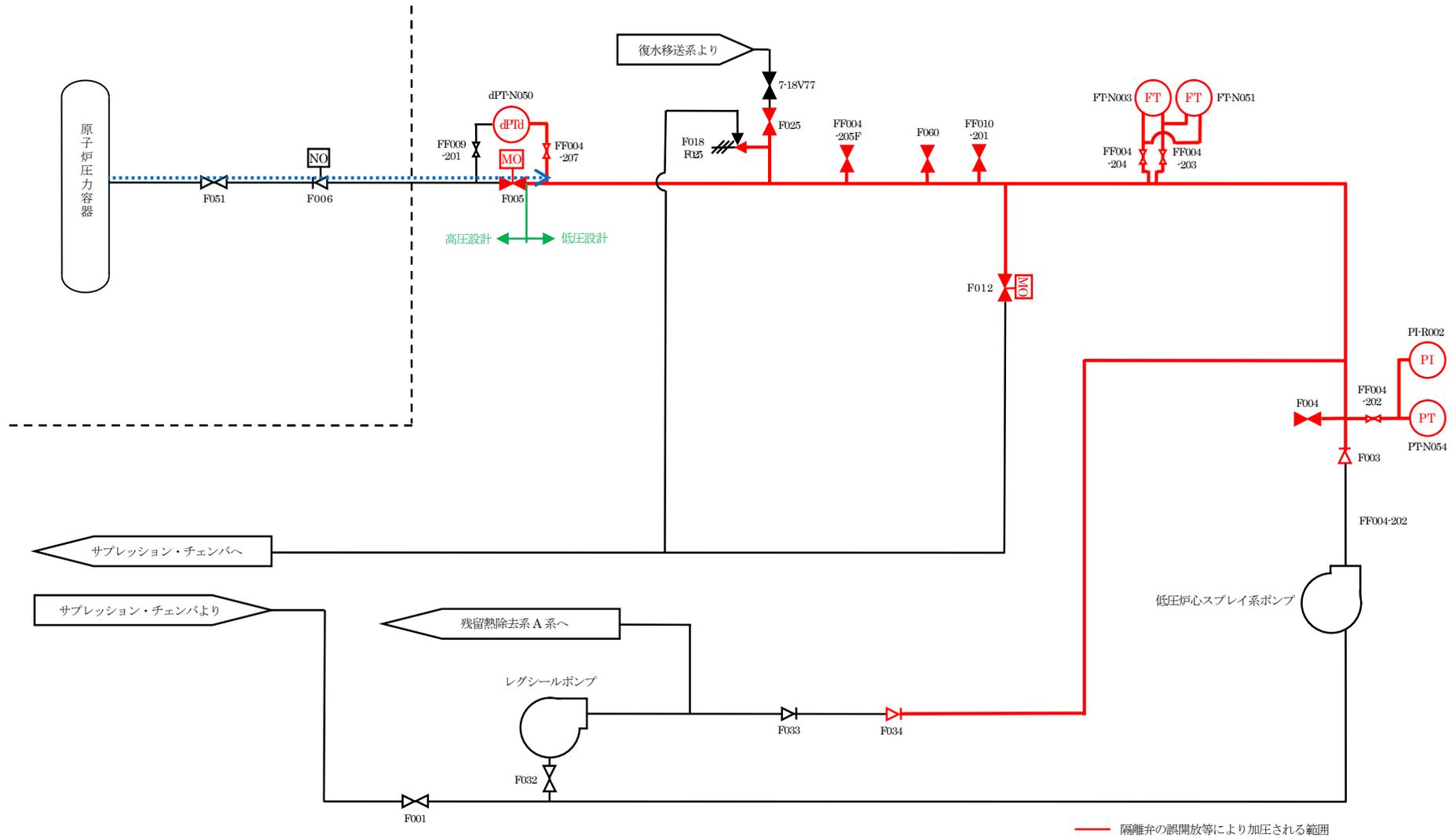
この試験は, 保安規定第 39 条に基づく試験であり, 原子炉の状態が運転, 起動又は高温停止において 1 ヶ月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第 39 条 (抜粋)

低圧注水系における注入弁, 試験可能逆止弁, 格納容器スプレイ弁, サプレッションプールスプレイ弁及び残留熱除去系テストバイパス弁が開することを確認する。また, 動作確認後, 動作確認に際して作動した弁の開閉状態及び主要配管が満水であることを確認する。

## 低圧炉心スプレイ系の構造健全性評価

低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲を別第 2-1 図，評価対象範囲に設置された機器を別第 2-1 表，評価結果を別第 2-2 表から別第 2-8 表に示す。



別第 2-1 図 低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲

別第 2-1 表 評価対象範囲に設置された機器（低圧炉心スプレイ系）

機 器		弁番号，個数等	
① 逃がし弁		1 個 F018	
② 弁	プロセス弁	7 個 F003, F004, F005, F012, F025, F034, F060	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	1 個 FF004-205
		計器 隔離弁	4 個 FF004-202, FF004-203, FF004-204, FF004-207
		サンプル弁	1 個 FF010-201
③ 計 器		5 個 PI-R002, PT-N054, dPT-N050, FT-N003, FT-N051	
④ 配 管		1 式	

別第 2-2 表 逃がし弁の評価結果（弁座）

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
弁 座	4.8	1.0	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-3 表 逃がし弁の評価結果（弁体）

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判 定*
弁 体	143	313	○

※ 発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

別第 2-4 表 逃がし弁の評価結果（弁耐圧部の接合部）（1/2）

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生 応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)	判 定*
弁耐圧部の接合部	641.7	749.8	322	142.5	—

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力が許容圧力以下であること

別第 2-4 表 逃がし弁の評価結果（弁耐圧部の接合部）（2/2）

評価部位	伸び量 (mm)	ガスケット 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定*
弁耐圧部の接合部	0.003	0.086	—	—	○

※ 伸び量がプラスの場合は、伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は、発生応力が許容応力以下であること。

別第 2-5 表 弁の評価結果（1/3）

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
F003	SCPH2	22.2	8.7	○
F012	SCPL1	21.0	7.7	○
F060	SCPH2	14.0	5.1	○
FF010-201	SUS304	12.5	1.5	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-5 表 弁の評価結果（2/3）

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F005	8.62MPa	302℃

別第 2-5 表 弁の評価結果（3/3）

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F004, F025, F034	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	FF004-205	9.97MPa
	計器隔離弁	FF004-202, FF004-203, FF004-204, FF004-207	9.97MPa

別第 2-6 表 計器の評価結果（圧力計，差圧計）

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判 定
PI-R002	約 10.3 (105kg/cm <sup>2</sup> )*	○
PT-N054	約 14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
dPT-N050	約 13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-N003	約 13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-N051	約 22.1 (225kg/cm <sup>2</sup> )	○

※ プルドン管の耐圧・漏えい試験圧力

別第 2-7 表 配管の評価結果（管）

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
管	3	11.20	6.24	○
	8	12.51	5.10	○
	10	11.11	6.51	○
	11	9.01	5.10	○
	15	7.17	3.62	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-8 表 配管の評価結果 (フランジ)

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定*
フランジ部	940	349	140	396	○
	11, 240	10, 130	252	393	○
	11, 240	10, 190	253	393	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力が許容圧力以下であること

## 熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 (隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 8.2MPa[gage]と最高使用圧力 3.45MPa[gage]の比)より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板, 胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

別第 3-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。

別第 3-1 表 既工認強度計算結果の設計裕度 (3.45MPa, 249°C)

評価部位	実機の値	判定基準	裕度
胴板 (厚肉部)	53.32mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.55</u>
胴板 (薄肉部)	37.05mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.08</u>
胴側鏡板	56.95mm 最小厚さ	≥ 33.64mm 必要厚さ	<u>1.69</u>
胴側出口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側液面計	6.15mm 最小厚さ	≥ 0.56mm 必要厚さ	10.98
胴側ドレン	62.50mm 最小厚さ	≥ 2.26mm 必要厚さ	27.65
胴側ベント (1)	5.50mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.54
胴側ベント (2)	10.00mm 最小厚さ	≥ 0.42mm 必要厚さ	23.80
胴側入口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側逃がし弁 (座)	5.45mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.48
胴側逃がし弁 (管)	3.20mm 最小厚さ	≥ 0.80mm 必要厚さ	4.00

## 1.2 評価方法

### (1) 胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P}$$

t : 胴側胴板の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>i</sub> : 胴の内径 (=2,000mm)

S : 胴板の設計引張強さ (Su=391MPa, at 288°C SB410)

η : 継手効率 (=1.0)

(2) 胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_i K}{2S\eta - 0.2P}$$

t : 胴側鏡板の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

$D_i$  : 鏡板の内面における長径 (=2,000mm)

K : 半だ円形鏡板の形状による係数 (=1.0)

S : 鏡板の設計引張強さ (Su=391MPa, at 288°C SB410)

$\eta$  : 継手効率 (=1.0)

(3) 胴側入口, 出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_o}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 胴側入口, 出口管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

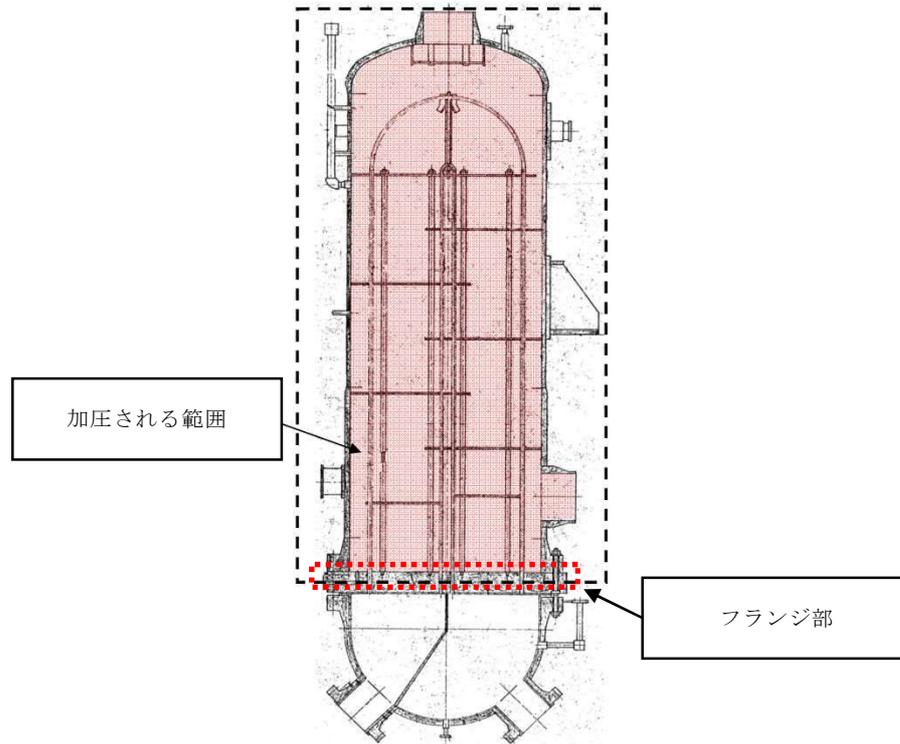
$D_o$  : 管台の外径 (=558.8mm)

S : 管台の設計引張強さ (Su=438MPa, at 288°C SF490A)

$\eta$  : 継手効率 (=1.0)

#### (4) フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。



別第 3-1 図 フランジ部

#### 1.3 評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果、別第 3-2 表及び別第 3-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-2 表 フランジ部以外の評価結果

評価部位	実機の値	判定基準
胴側胴板（厚肉部）	53.32mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側胴板（薄肉部）	37.05mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側鏡板	56.95mm (実機の最小厚さ)	35.08mm (計算上必要な厚さ)
胴側入口・出口管台	14.55mm (実機の最小厚さ)	8.62mm (計算上必要な厚さ)

別第 3-3 表 フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
フランジ部	106,961	74,184	239	262

## 逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。

## 1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa[gage]、288℃になるものとして評価する。

## (1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒形の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>0</sub> : 管台の外径 (mm)

S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)

η : 継手効率\*

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0を使用

## (2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力 (8.2MPa[gage]) がすべての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認した。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times P$$

σ : せん断応力 (MPa)

F : せん断力 (N)

A : 弁体最小断面積 (mm<sup>2</sup>)

D : 弁座口の径 (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

## (3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最

小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

d : 内径 (mm)

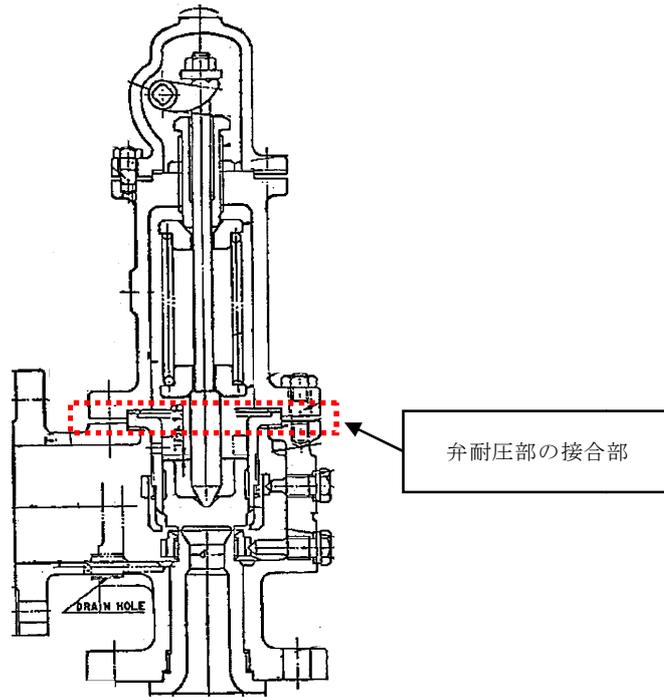
S : 設計降伏点 (MPa)

#### (4) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容応力以下であることを確認した。

別第 4-1 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142



別第 4-1 図 弁耐圧部の接合部

上記を満たさない場合は、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

- ・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量\*以下であることを確認した。

※ ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール

性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカー試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力以下であることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 8.2MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

- ・ ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^{\ast})$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

④ : ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧ : ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^{\ast})$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤ : ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥ : 弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨ : ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

(mm)

- ※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \text{⑦} + \text{⑧} - \text{⑨}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量  
(mm)

b. ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧' をボンネットナット座面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面丸面の場合)

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面平面の場合)

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧

$$d = \textcircled{8}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)

### c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された $\textcircled{8}'$ を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \textcircled{8}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

## 1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別第 4-2 表から別第 4-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 4-2 表 評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	$D_o$ ：外径 (mm)	S：使用温度におけ る許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁座	SUS304	8.2	19	110	2.8	0.7

別第 4-3 表 評価結果（弁体）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	A：弁体最小断面積 ( $\text{mm}^2$ )	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力 <sup>※</sup> (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※ ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 4-4 表 評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁本体の耐圧部	SCPH2	8.2	50	191	9.0	1.2

別第 4-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価部位	①ボンネットフランジ厚さ(ふた)(mm)	②弁箱フランジ厚さ(mm)	③縦弾性係数(ボンネットボルト)(MPa)	④線膨張係数(ボンネットボルト)(mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数(ボンネットフランジ)(mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	⑥線膨張係数(弁箱フランジ)(mm/mm°C)	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量(mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量(mm)	⑨ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量(mm)	⑩伸び量(mm)
弁耐圧部の接合部	16	16	183,960	1.29E-05	S45C	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.003	0.111	0.111	-0.003

別第 4-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

評価部位	①' 締付トルク値(N・m)	②' ボンネットボルト本数(本)	③' ボンネットボルト外径(mm)	④' ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重(N)	⑤' ガasket反力円の直径(mm)	⑥' ガasketの有効幅(mm)	⑦' ガasket係数	⑧' 8.2MPaの加圧に必要な最小荷重(N)	⑨' 不足する荷重(N)	⑩' ボンネットボルト1本あたりに発生する荷重(N)	⑪' ボンネットボルト径面積(mm <sup>2</sup> )	⑫' ボンネットボルトの発生応力(MPa)
弁耐圧部の接合部	25.01	6	12	62,525	62.5	3.25	2.75	53,937	8,588	-1,431	80.21	18

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

ここで、以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別第 5-1 表 弁の設計圧力・温度

機器等	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

別第 5-2 表 弁の許容圧力

機器等	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A, FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A, FF101A	9.97MPa
ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
	F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
	FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
	V25-606	25.9MPa

## 1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

### (1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ

P : I S L O C A発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計降伏点 (MPa)

### (2) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り、かつ発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

別第 5-3 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F086	901	694	117	177
F080A	901	833	116	177
F060A	321	190	98	165
FF029-201	601	318	73	165
FF029-202	601	318	73	165

上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

- ・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量<sup>※3</sup>を下回ることを確認した。

※3 ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

- ・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力を下回ること、ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面がメタルタッチする弁については合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

- ・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガasket反力円の直径 (mm)

⑥' : ガasket有効幅 (mm)

⑦' : ガasket係数

⑧' : 8.2MPaの加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト1本当たりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

- ・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \text{⑦} + \text{⑧} - \text{⑨}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量  
(mm)

b. ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧' をボンネットナット座面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面丸面の場合)

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面平面の場合)

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c：ボンネットボルト本数 (本)

d：ボンネットナット応力 (MPa)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧' を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

### 1.3 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第 5-4 表から別第 5-7 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 5-4 表 弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	d : 内径 (mm)	S : 設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	9.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5

別第 5-5 表 弁耐圧部の接合部評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

弁番号	①ボンネットフランジ厚さ(ふた)(mm)	②弁箱フランジ厚さ(mm)	③縦弾性係数(ボンネットボルト)(MPa)	④線膨張係数(ボンネットボルト)(mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数(ボンネットフランジ)(mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	⑥線膨張係数(弁箱フランジ)(mm/mm°C)	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量(mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量(mm)	⑨ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量(mm)	⑩伸び量(mm)	カスケットの復元量
F003A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F016A	62	62	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	-0.007	0.440	0.429	0.004	0.1
F024A	50	50	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	-0.032	0.355	0.346	-0.023	-
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	-0.029	0.422	0.422	-0.029	-
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2
F098A	50	54	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.032	0.360	0.360	0.032	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.016	0.346	0.346	0.016	0.2
F065A	27	0*	186,960	1.29E-05	SCM435	1.32E-05	S25C	-	-	-0.013	0.093	0.096	-0.016	-
F072A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2

※ 弁箱がフランジを持たない構造のため、値を0とした。

別第 5-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットナット座面の面圧評価結果）

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナット呼び径(mm)	ボンネットナット面外径(mm)	ボンネット穴径(mm)	ボンネットナット面直径(mm <sup>2</sup> )	ボンネット穴面積(mm <sup>2</sup> )	ボンネットナット座面の面積(mm <sup>2</sup> )	ボンネットボルト本数	ボンネットナット締付部の発生応力(MPa)	ボンネットナットの許容応力(MPa)
F024A	A197 B7	M33	48	36	-	1,017.9	792	24	128	427
F031A	SCM435	M33	52.5	36	-	1,017.9	1,147	20	95	596
F065A	S45C	M16	23	19	-	283.5	132	8	202	360

別第 5-7 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧）

弁番号	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	メタルタッチ部外径 (mm)	メタルタッチ部内径 (mm)	メタルタッチ部面積 (mm <sup>2</sup> )	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	弁箱フランジの許容応力 (MPa)
F065A	S25C	SCPH2	159	152.5	1,590.3	134	194	191

## 計器からの漏えいの可能性について

計器について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 圧力計，差圧計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の圧力計及び差圧計は、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

別第 6-1 表 圧力計，差圧計の設計圧力

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )

## 2. 温度計

## 2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）」に従い、同期振動

発生の回避又は抑制評価，一次応力評価並びに疲労評価を実施し，破損の有無を確認した。評価条件を別第 6-2 表に示す。

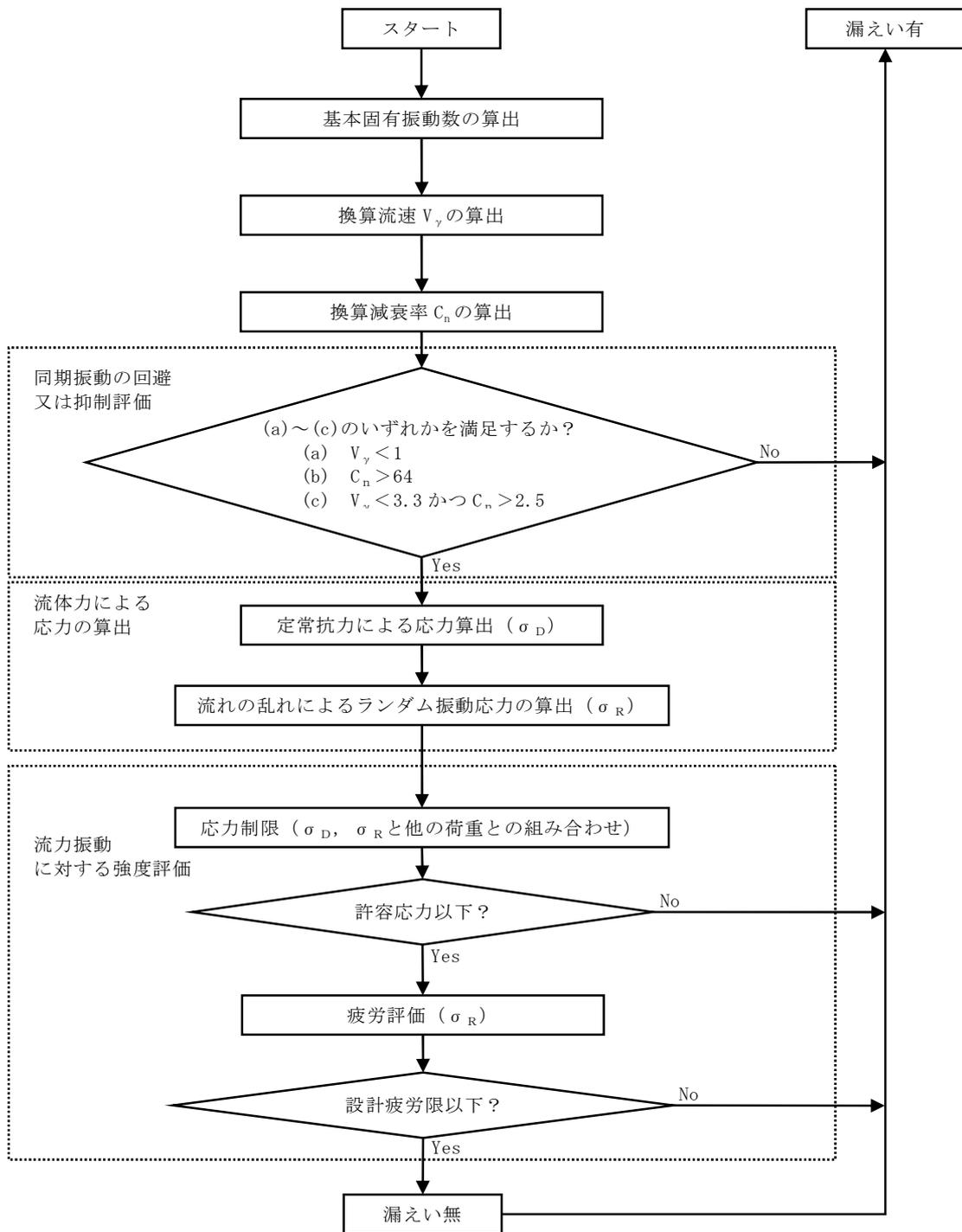
別第 6-2 表 評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288°C	200m <sup>3</sup> /h	736kg/m <sup>3</sup>	1.25×10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s

## 2.2 評価方法

### (1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 6-1 図に示す。



別第 6-1 図 配管内円柱状構造物の流力振動フロー

(2) 評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別第 6-3 表に示す。

別第 6-3 表 評価式 (その 1)

項 目	評価式							
1. 各種パラメータの算定	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 基本固有振動数 <math>f_0</math> <math display="block">f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}</math> <math display="block">I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_0^4 - d_i^4)</math> <math display="block">\lambda_0 = 1.875</math> <math display="block">m = \frac{\pi}{4} \{ \rho_s \cdot (d_0^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_0^2 \}</math> </li> <li>• 換算流速 <math>V_\gamma</math> <math display="block">V_\gamma = \frac{V}{f_0 \cdot d_0}</math> <p>流速 <math>V</math> には流速分布が非一様 (通常, 管中心部で管壁部よりも流速は大きい。) の場合は, 構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> を用いる。</p> <math display="block">\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n+1}} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n+2}} \right\} \cdot (n+1)(2 \cdot n+1) \cdot V_m}{1 - \left\{ 1 - \left( \frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2 \cdot 2 \cdot n^2}</math> <p>また, 流速 <math>V</math> はエルゴ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> に以下の割増係数を乗じた値とするが, 今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。</p> <table border="1" data-bbox="496 1200 1370 1312" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">割増係数</td> <td style="text-align: center;">—</td> <td rowspan="3" style="vertical-align: middle;">                     x : 偏流発生源から構造物までの距離                      D : 配管内径                 </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.5</td> <td style="text-align: center;"><math>x/D \leq 3</math></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.25</td> <td style="text-align: center;"><math>3 &lt; x/D \leq 5</math></td> </tr> </table> </li> <li>• 換算減衰率 <math>C_n</math> <math display="block">C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \sigma}{\rho \cdot d_0}</math> <math display="block">\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi</math> <math display="block">\xi = 0.002 \text{ (ねじ接合)}, 0.0005 \text{ (溶接接合)}</math> </li> </ul>	割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径	1.5	$x/D \leq 3$	1.25	$3 < x/D \leq 5$
割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径						
1.5	$x/D \leq 3$							
1.25	$3 < x/D \leq 5$							

別第 6-3 表 評価式 (その 2)

項 目	評価式
2. 流体力による応力の算出	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 定常抗力による応力 <math>\sigma_D</math></li> </ul> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0 \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi \cdot (d_0^4 - d_1^4)}{32 \cdot d_0}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• ランダム振動応力振幅 <math>\sigma_R</math></li> </ul> $\rho_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L})$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0)^2 \Phi(\bar{f}_0) \cdot \frac{d_0}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2}$ $\bar{f}_0 = \frac{f_0 \cdot d_0}{V}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• 外圧により円柱状構造物に発生する応力 <math>\rho_G</math>                      厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</li> </ul> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_2}{d_0^2 - d_1^2}$

## (3) 記号説明

$B_1, B_2$	応力係数 (—)
$C_0$	二乗平均値からピーク値への換算係数 (—)
$C_D$	定常抗力係数 (—)
$C_n$	換算減衰率
$C'$	ランダム励振力係数 (—)
$d_0$	構造物の代表外径 (—)
$d_i$	構造物の代表内径 (—)
$E$	構造物の縦弾性係数 (Pa)
$f_0$	円柱状構造物の基本固有振動数 (Pa)
$F_D$	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
$G$	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ( $N^2 \cdot S/m^2$ )
$I$	構造物の断面二次モーメント ( $m^2$ )
$K$	応力集中係数 (—)
$L$	構造物の長さ (m)
$L_e$	流体中に突き出た構造物長さ (m)
$m$	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 ( $kg/m$ )
$n$	Re 数に基づく係数 (—)
$P$	配管の最高使用圧力 (MPa)
$S_m$	設計応力強さ (MPa)
$V$	流速 ( $m/s$ )
$V_m$	断面平均流速 ( $m/s$ )
$\bar{V}$	構造物周辺平均流速 ( $m/s$ )
$V_r$	換算流速 (—)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
$Z$	構造物の断面係数 ( $m^3$ )
$\beta_0$	基本振動モードの刺激係数 (—)
$\delta$	空気中における構造物の対数減衰率 (—)
$\xi$	空気中における構造物の臨界減衰比 (—)
$\xi_f$	流体減衰 (—)
$\rho$	流体の密度 ( $kg/m^3$ )
$\rho_s$	構造物の密度 ( $kg/m^3$ )
$\sigma_D$	定常抗力による応力 (MPa)
$\sigma_F$	設計疲労限 (MPa)
$\sigma_R$	ランダム振動応力振幅 (MPa)
$\sigma_G$	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
$\Phi$	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (—)

(4) 判定基準

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別第6-4表に示す。

別第6-4表 判定基準

項目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	下記のいずれかを満足すること。 (a) $V_y < 1$ (b) $C_n > 64$ (c) $V_y < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$
2. 流力振動に対する強度評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>・応力制限                組合せ応力は、設計建設規格より PPB-3520 (クラス1) を適用した以下の条件を満足すること。                  (クラス1) ……<math>B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)</math>  <math>B_1 = 1.0</math> (ねじ接合), <math>0.75</math> (溶接接合)  <math>B_2 = 4.0</math> (ねじ接合), <math>1.5</math> (溶接接合)</li> <li>・疲労評価                応力集中係数 <math>K</math> を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。    <math>K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F</math>  <math>K = 4.0</math> (ねじ接合), <math>4.2</math> (溶接接合)</li> </ul>

2.3 評価結果

計器について評価した結果、別第6-5表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 6-5 表 評価結果

構造物	計器番号	流体条件		配管仕様			構造物仕様							同期振動評価				
		流体種別	V (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (°C)	タイプ	材料	d <sub>o</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	d <sub>i</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	L (×10 <sup>-3</sup> m)	L <sub>e</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	$\rho_s$ (×10 <sup>3</sup> kg/m <sup>3</sup> )	I (×10 <sup>-8</sup> m <sup>4</sup> )	m (kg/m)	E <sup>*1</sup> (×10 <sup>11</sup> Pa)	f <sub>0</sub> (Hz)
温度計ウエル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器番号	同期振動評価					応力制限							疲労評価		
		V <sub>y</sub>	C <sub>n</sub>	(a) V <sub>y</sub> < 1	(b) C <sub>n</sub> > 64	(c) V <sub>y</sub> < 3.3 C <sub>n</sub> > 2.5	F <sub>D</sub> (N/m)	Z (×10 <sup>-6</sup> m <sup>3</sup> )	$\sigma_D$ (MPa)	y <sub>R</sub> (L) (×10 <sup>-8</sup> m)	$\sigma_R$ (MPa)	$\sigma_G$ (MPa)	組合せ 応力 (MPa)	1.5・S <sup>*2</sup> (MPa)	応力 振幅 (MPa)	$\sigma_F$ <sup>*3</sup> (MPa)
温度計ウエル	TE-N004A	0.08	0.05	○	—	—	6.24	1.30	0.10	54.8	0.10	19.2	14.7	184	0.43	76
	TE-N027A	0.08	0.05	○	—	—	6.08	1.30	0.09	52.1	0.10	19.2	14.7	184	0.41	76

※1 設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 における炭素量が 0.3%を超える炭素鋼の 288°Cの値

※2 S<sub>m</sub>は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における ASTM-A105 (SF490A) の 288°Cの値

※3 設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 1 における Su ≤ 550MPa 線図の繰返しピーク応力強さを 288°Cの縦弾性係数で補正した値

## 配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管を繋ぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。評価対象配管を別第 7-1 図に示す。

## 1.2 評価方法

## (1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (=8.2MPa)

D<sub>0</sub> : 管の外径 (mm)

S : 設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手効率

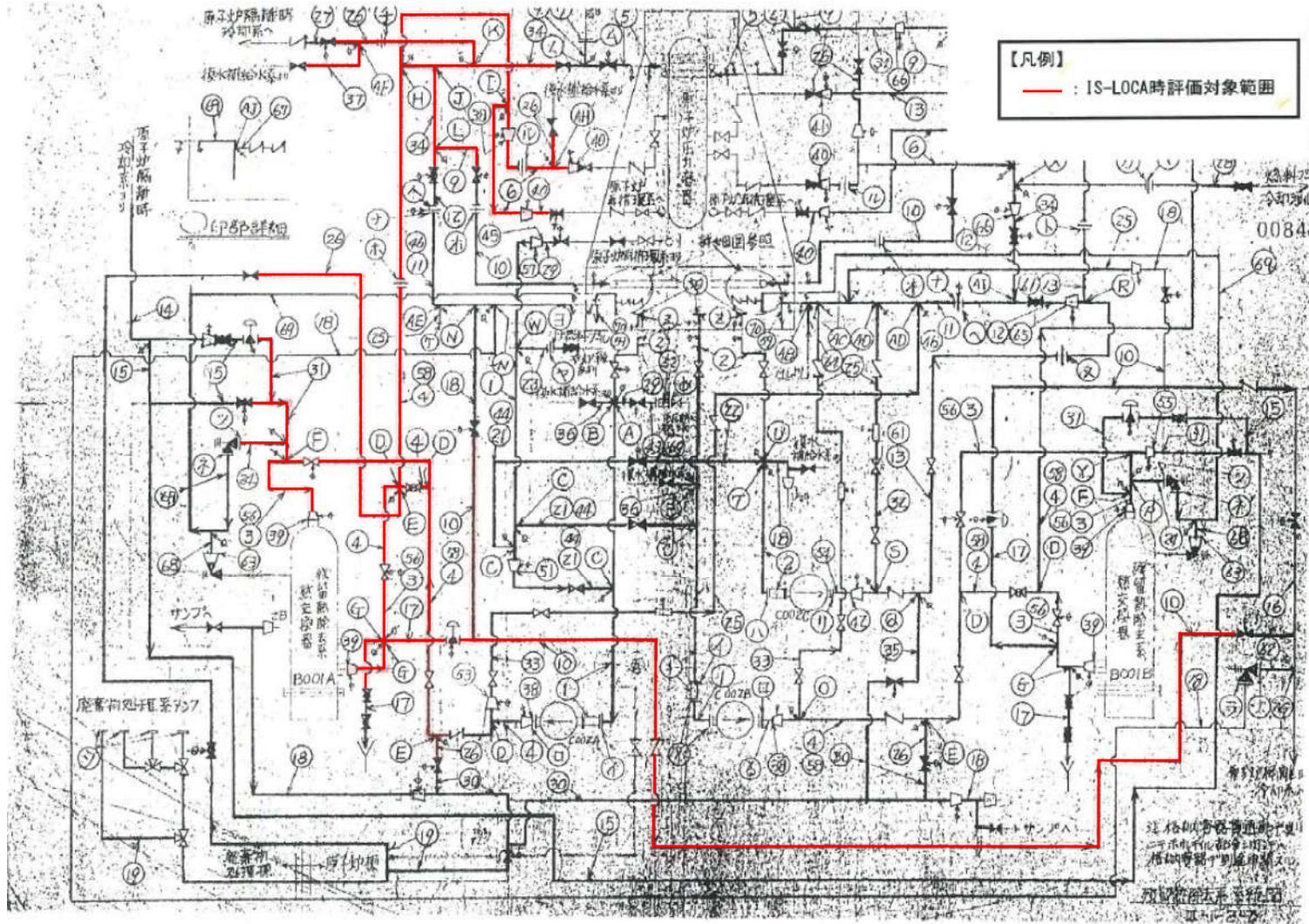
## (2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている(PPC-1.7)式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

### 1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別第 7-1 表及び別第 7-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 7-1 図 残熱除去系 A 系 必要板厚評価対象配管 (既工認系統図)

別第 7-1 表 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス 区分	D <sub>o</sub> : 外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η : 継手 効率	公差 (%)	最小厚さ (mm)	S:設計引張 強さ (MPa)	必要厚さ t (mm)
3	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
4	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
6	2	355.60	11.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.71	242.40	5.94
9	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
10	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
17	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
26	2	165.20	7.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	6.21	242.40	2.76
31	2	216.30	8.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	7.17	242.40	3.61
34	2	406.40	12.70	SM50B (SM490B)	8.20	288	1.00	1.5	11.20	264.60	6.23
37	2	76.30	5.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	4.55	242.40	1.28
39	2	558.80	15.90	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	14.40	223.80	10.09
40	2	318.50	10.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.01	242.40	5.32
56	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63
58	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63

別第 7-2 表 フランジ部評価結果 (1/2)

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ	
フランジ口径	150A	450A	350A	25A	40A	
評価温度(°C)	288	288	288	288	288	
常温(°C)	20	20	20	20	20	
評価温度Δt(°C)=ISLOCA発生時温度-常温	268	268	268	268	268	
評価圧力(MPa)	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	
ガスケット仕様	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×1	SUS304 4.5t×1	
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	
	ボルトサイズ	20	30	30	16	
	本数	12	24	20	4	4
	縦弾性係数 E(MPa)	186,960	186,960	186,960	186,960	186,960
内圧(MPa)	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	
フランジに作用する自重曲げモーメント <sup>※1</sup> M(N・mm)	3.90E+05	6.42E+06	9.20E+05	2.00E+04	1.00E+04	
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント <sup>※1</sup> M(N・mm)	3.37E+06	4.65E+07	2.81E+07	1.10E+05	2.40E+05	
曲げモーメントによる等価圧力 <sup>※2</sup> Peq(MPa)	2.52	2.05	2.46	10.50	4.14	
内圧 P+等価圧力 Peq(MPa)	10.72	10.25	10.66	18.70	12.34	
G(mm)	196.51	508.78	391.53	39.8	67.5	
有効断面積(mm <sup>2</sup> )A=π/4G <sup>2</sup>	3.03E+04	2.03E+05	1.20E+05	1.24E+03	3.58E+03	
発生荷重 F(N)=(P+Peq)×A	3.25E+05	2.08E+06	1.28E+06	2.33E+04	4.42E+04	
ボルト 1 本当たりの荷重 F/n(N)	2.71E+04	8.68E+04	6.42E+04	5.82E+03	1.10E+04	
ボルト断面積 A2(mm <sup>2</sup> )	234.9	562.09	562.09	150.33	234.9	
ボルト歪み ε	6.17E-04	8.26E-04	6.11E-04	2.07E-04	2.51E-04	
ボルト長さ L1(mm)	85.2	131.8	130	50	31	
荷重によるボルト伸び量ΔL1(mm)	0.05	0.11	0.08	0.01	0.01	
初期締付荷重(N)	43,691	83,464	49,450	11,960	25,062	
初期締付による応力(MPa)	186.0	148.5	88.0	79.6	106.7	
ボルト歪み ε <sub>0</sub>	9.95E-04	7.94E-04	4.71E-04	4.26E-04	5.71E-04	
初期締付によるボルト伸び量ΔL0(mm)	0.08	0.10	0.06	0.02	0.02	
ボルト熱膨張係数 α1(mm/mm°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	
フランジ熱膨張係数 α2(mm/mm°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	
オリフィス熱膨張係数 α3(mm/mm°C)	1.71E-05	1.71E-05	1.70E-05	—	—	
ガスケット内外輪熱膨張係数 α4(mm/mm°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	

※1 該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し、算出した値にて評価。

※2 設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式  $Peq=16M/(\pi G^3)$  により算出。今回は、熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

別第 7-2 表 フランジ部評価結果 (2/2)

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
ボルト熱伸び対象長さ L2 (mm)	85.2	131.8	130.0	50.0	31.0
フランジ熱伸び対象長さ L3 (mm)	76.2	120.8	108.8	47.0	28.0
オリフィス熱伸び対象長さ L4 (mm)	3.0	5.0	16.0	—	—
ガスケット内外輪熱伸び対象長さ L5 (mm)	6.0	6.0	6.0	3.0	3.0
ボルト熱伸び $\Delta L2 = \alpha 1 \cdot L2 \cdot \Delta T$ (mm)	0.29	0.46	0.45	0.17	0.11
フランジ熱伸び $\Delta L3 = \alpha 2 \cdot L3 \cdot \Delta T$ (mm)	0.26	0.42	0.38	0.16	0.10
オリフィス熱伸び $\Delta L4 = \alpha 3 \cdot L4 \cdot \Delta T$ (mm)	0.01	0.02	0.07	—	—
ガスケット内外輪熱伸び $\Delta L5 = \alpha 4 \cdot L5 \cdot \Delta T$ (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01
伸び量 $\Delta L1 - \Delta L0 + \Delta L2 - \Delta L3 - \Delta L4 - \Delta L5$ (mm)	-0.04	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
ガスケットの初期圧縮量：最大 (mm)	2.40	2.40	2.40	1.20	1.20
ガスケットの合計圧縮量 (mm)	2.44	2.41	2.41	1.21	1.21
ガスケットの許容圧縮量 (mm)	2.60	2.60	2.60	1.30	1.30

## 破断面積の設定について

## 1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 3～別紙 7 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても、破損が発生しないことを確認した。

そこで、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

## a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重  $\Delta W$

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \cdot (P_2 - P_1)$$

$G$  : ガスケット反力円の直径 ( $=D_0 - 2b = 2,153\text{mm}$ )

$$b = 2.5 \sqrt{\frac{1}{2} \times \left( \frac{D_0 - D_i}{2} - 2 \right)}$$

$D_0$  : ガスケット接触面の外径 ( $=2,170\text{mm}$ )

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 ( $=2,120\text{mm}$ )

$P_1$  : 設計条件における圧力 (5.18MPa)

$P_2$  : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ( $=8.2\text{MPa}$ )

- ・内圧による伸び量  $\Delta L_1$

$$\Delta L_1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

$H_b$  : ボルト長さ (ナット下面－ボルト留め部間) ( $=349.5\text{mm}$ )

$N_b$  : ボルト本数 (=68)

$A$  : ボルト有効径における断面積 ( $= \pi / 4 \times 46.051^2 = 1,665\text{mm}^2$ )

$E$  : ボルトのヤング率 ( $= 187,000\text{N/mm}^2$  at288°C [SNM8])

## b. 熱による伸び量

- ・ ボルトの熱による伸び量  $\Delta L2$

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数 ( $= 13.98 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at288°C [SNM8])

$N_b$  : ボルト長さ (=349.5mm)

- ・ 管板及びフランジの熱による伸び量  $\Delta L3$

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h_1 + h_2) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

$\alpha_2$  : 管板及び胴側フランジの熱膨張係数 ( $= 12.91 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at288°C [SF50, SFV1])

$h_1$  : 胴側フランジ厚さ (=150mm)

$h_2$  : 管板厚さ (=195mm)

## c. 破断面積 $A$

$$A = \pi \times D_i \times (\Delta L1 + \Delta L2 - \Delta L3)$$

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 (=2,120mm)

## 2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別第 8-1 表に示すとおり破断面積は約  $21\text{cm}^2$  となる。

別第 8-1 表 破断面積の評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

## I S L O C A発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建屋原子炉棟内環境評価

### 1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり，残留熱除去系B系における I S L O C A発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建屋原子炉棟内の環境(雰囲気温度，湿度及び圧力) を評価した。

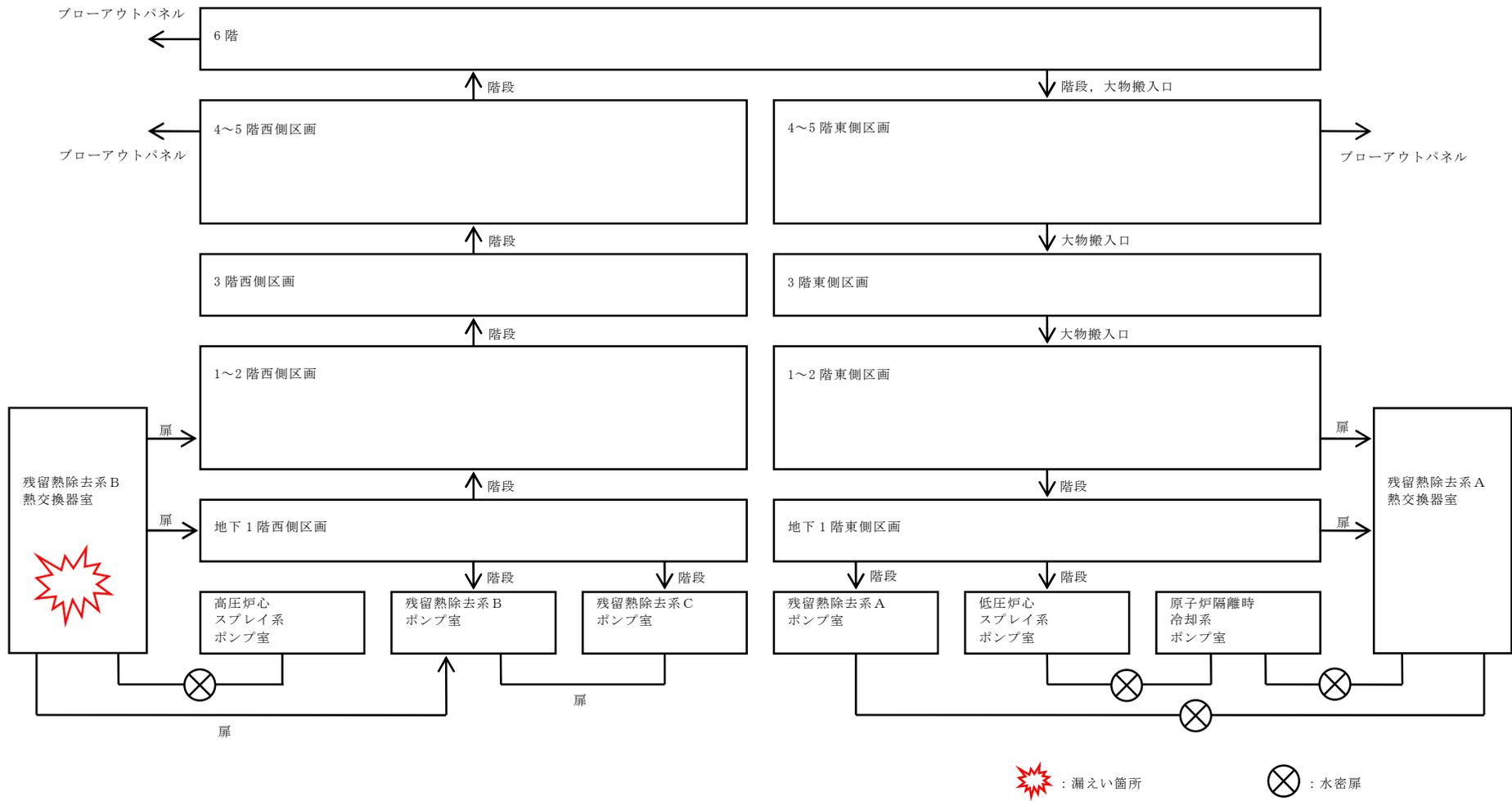
原子炉建屋原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別第 9-1 表に，原子炉建屋原子炉棟のノード分割図及び原子炉建屋平面図を別第 9-1 図及び別第 9-2 図に示す。

なお，高圧炉心スプレイ系ポンプ室及び原子炉隔離時冷却系ポンプ室は他室と水密扉で区切られており，蒸気の移動がほぼないため，解析においても蒸気の移動を考慮していない。

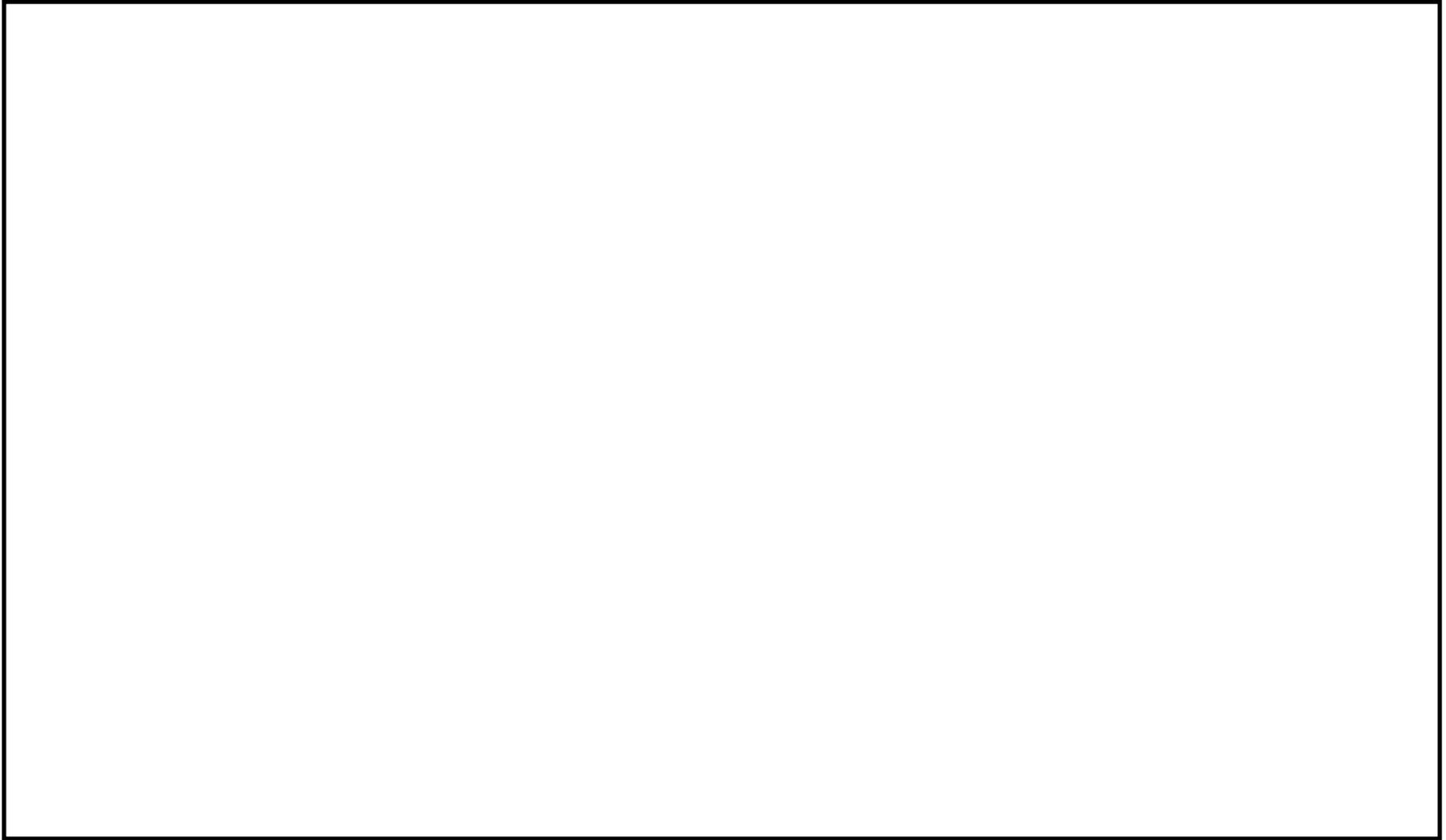
別第 9-1 表 原子炉建屋原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	格納容器及び原子炉建屋原子炉棟等の詳細ノードのモデル化が可能であり、隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系 B 系 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm <sup>2</sup>	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位異常低下（レベル 2）設定到達時に、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始</li> <li>・低圧炉心スプレイ系を起動し、事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉減圧</li> <li>・事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動</li> <li>・原子炉水位回復後、低圧炉心スプレイ系を停止し、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上に維持</li> <li>・事象発生 25 分後、サブプレッション・プール冷却開始</li> <li>・事象発生 5 時間後、残留熱除去系隔離完了</li> </ul>	有効性評価の解析と同様 ただし、本事故シーケンスグループは格納容器バイパス事象であることを踏まえ、有効性評価では格納容器の挙動が設計基準事故に含まれることを示していることから、サブプレッション・プール冷却の開始時間は、有効性評価における作業と所要時間の想定及び「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に基づき 25 分後と設定している。
原子炉建屋モデル	別第 9-1 図参照	原子炉建屋原子炉棟東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力※	6.9kPa[gage]	設計値を設定

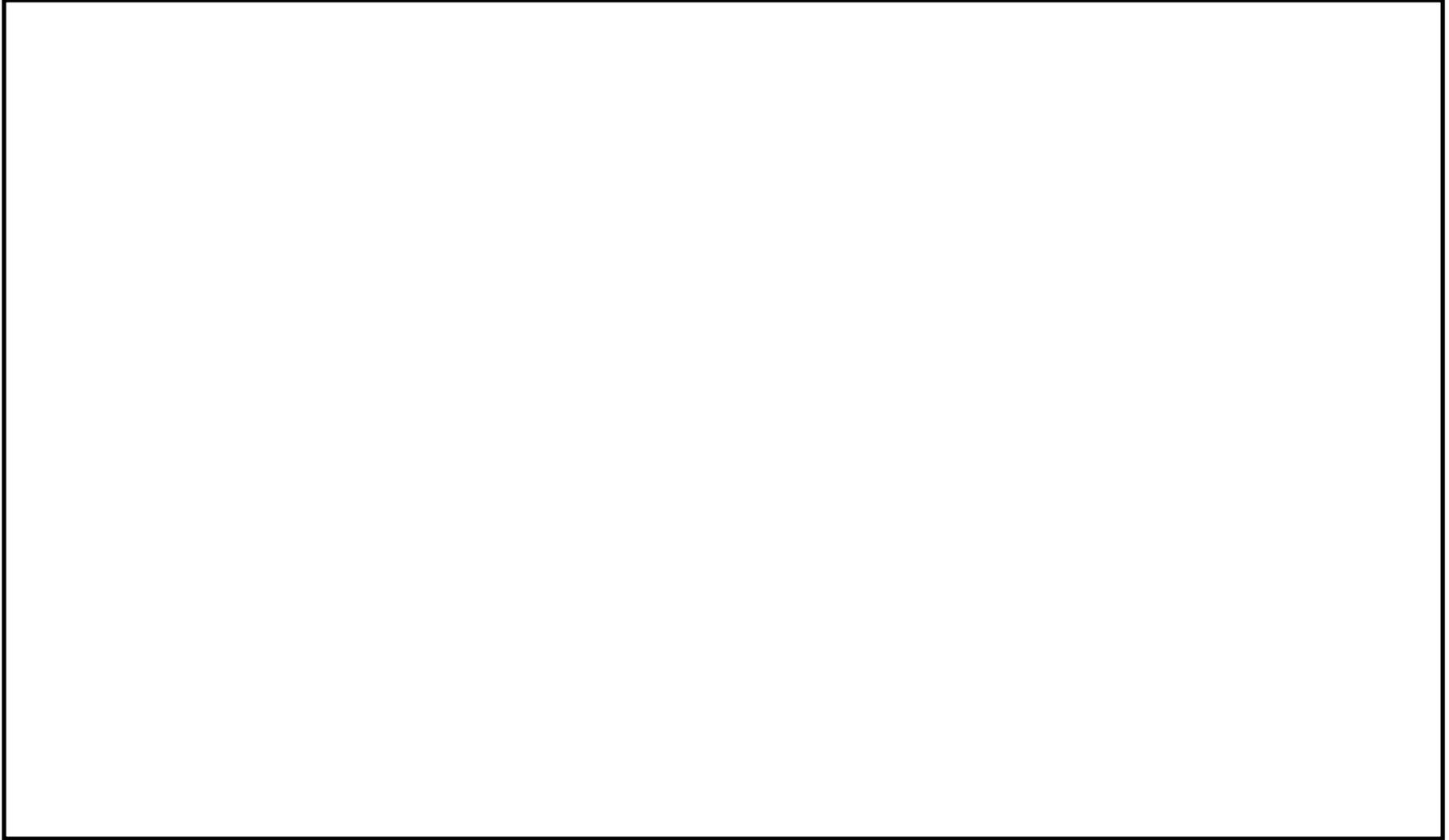
※：現在設置されているブローアウトパネル 12 枚のうち 2 枚を閉止する方針であるが、本評価では 12 枚全てに期待している。なお、全てのブローアウトパネルに期待しない場合の評価を別紙 10 に示している。



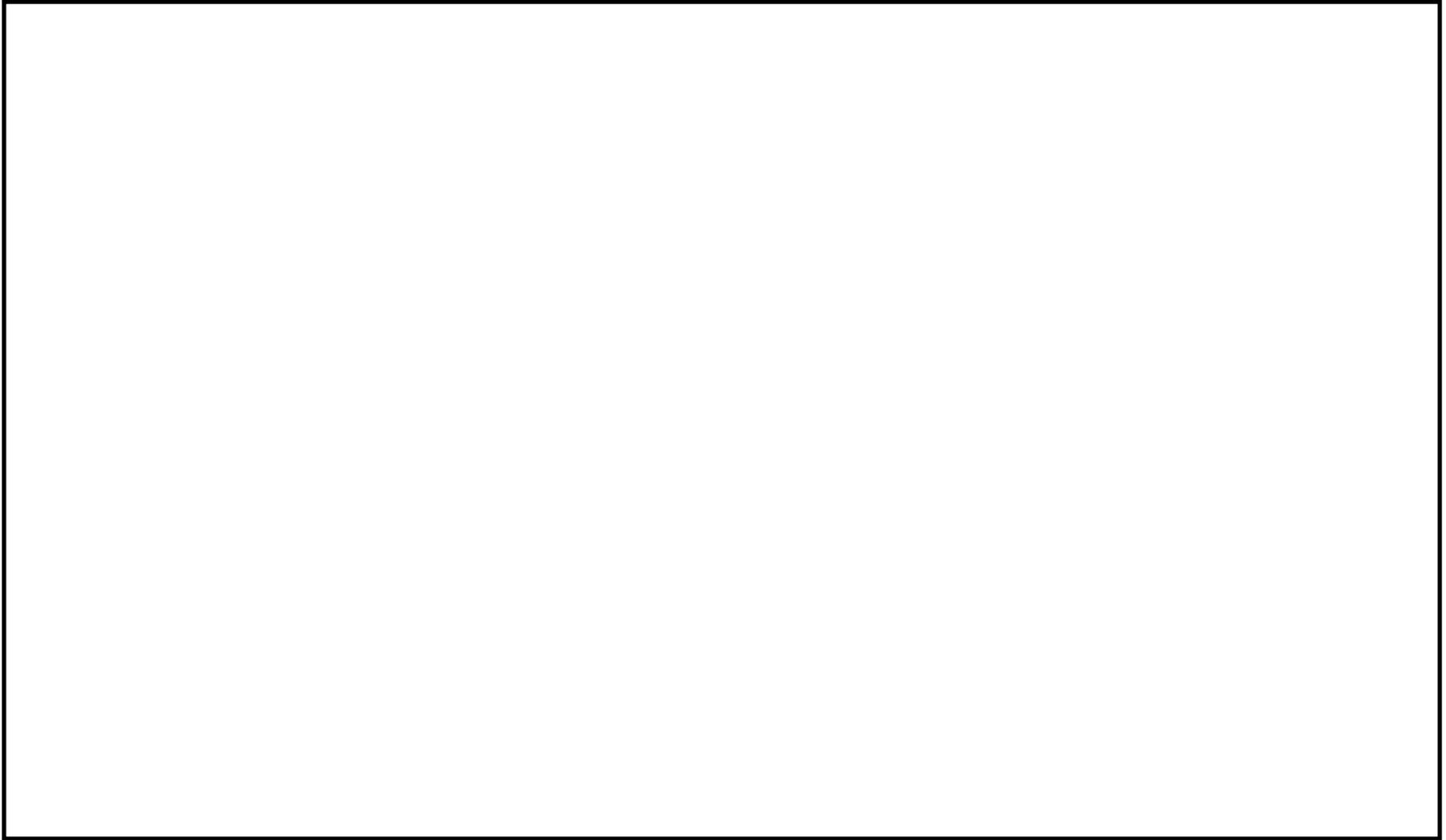
別第 9-1 図 原子炉建屋原子炉棟内ノード分割モデル



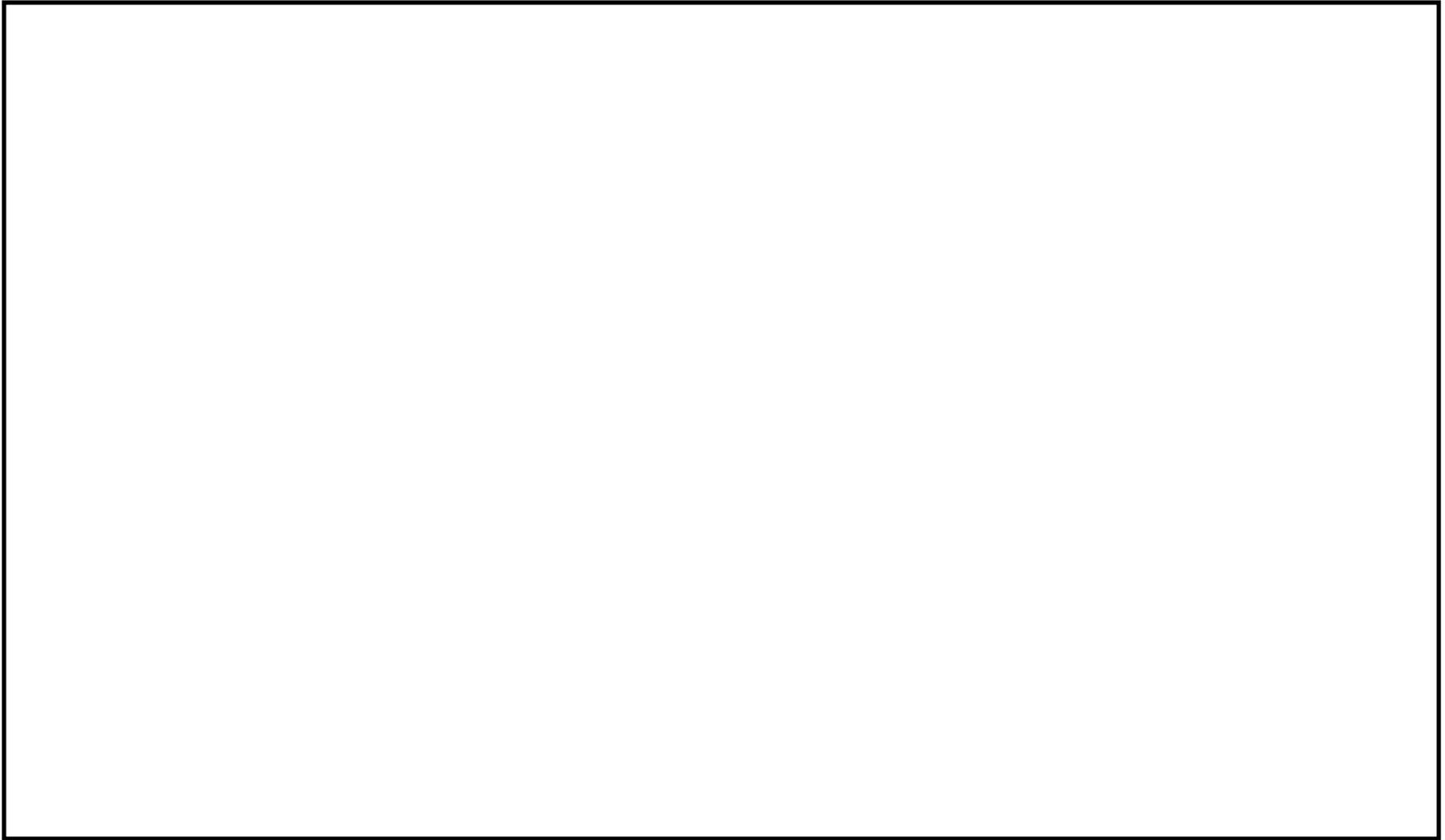
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図（地下 2 階）



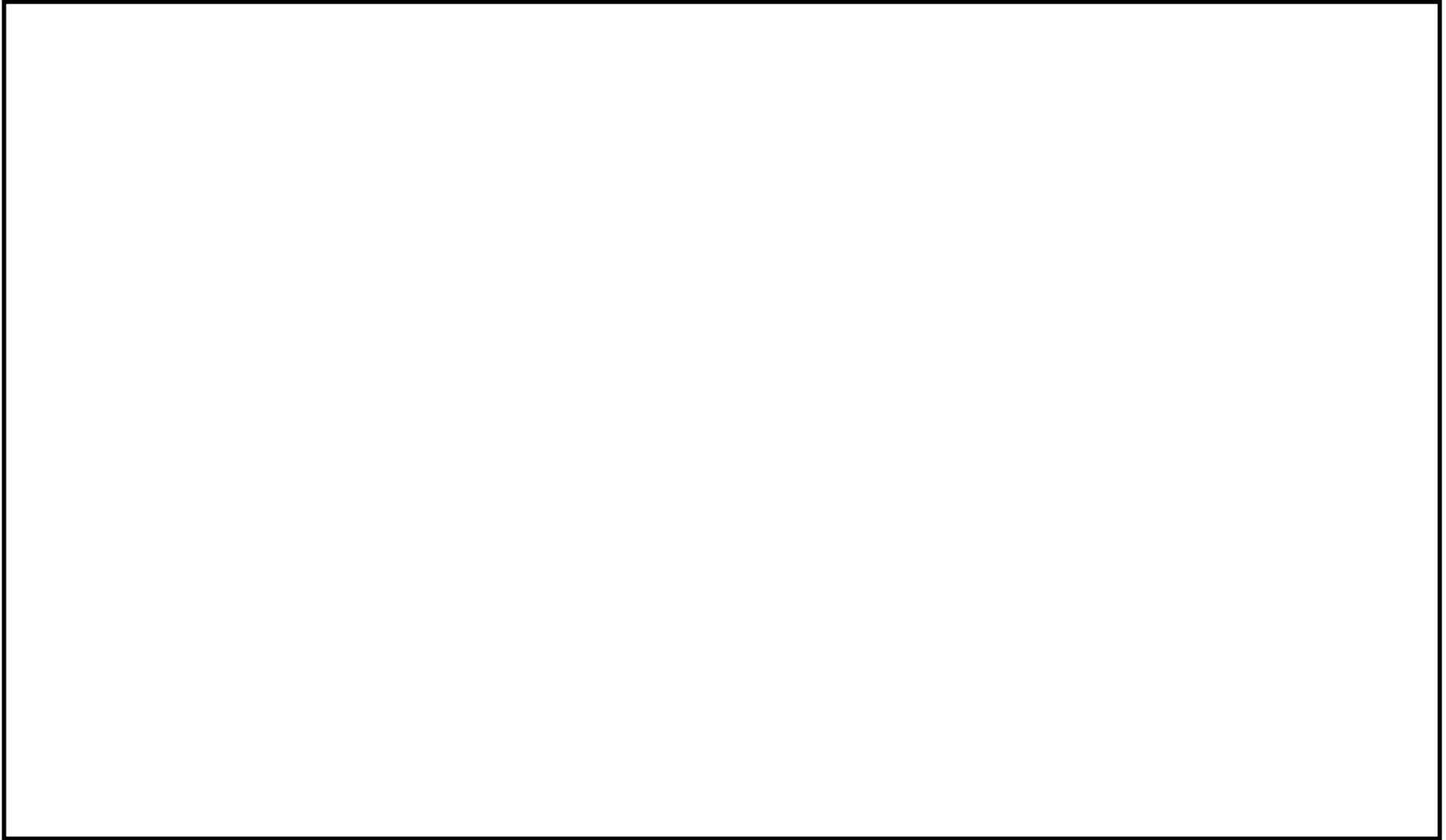
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図（地下 1 階）



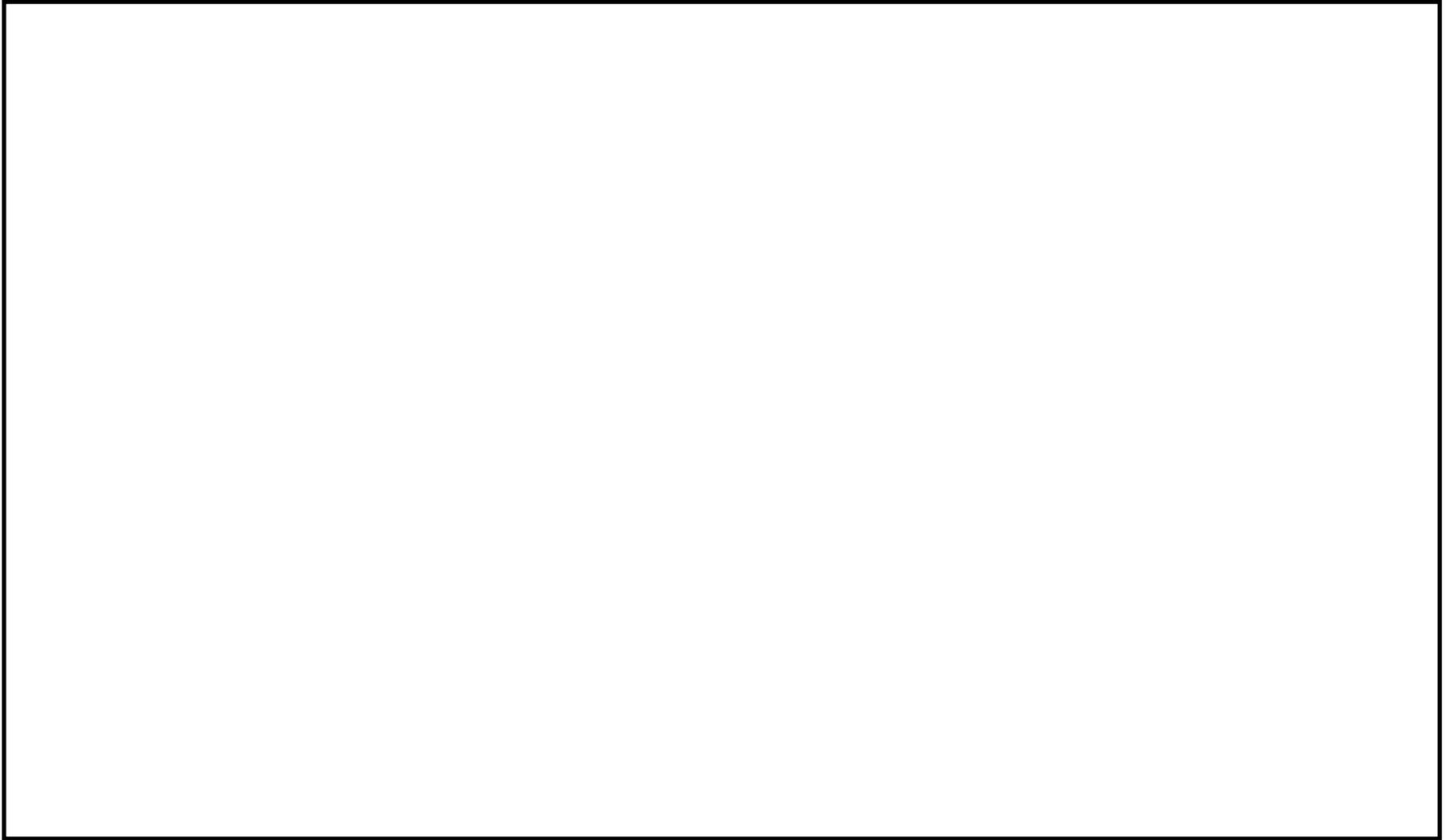
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (1 階)



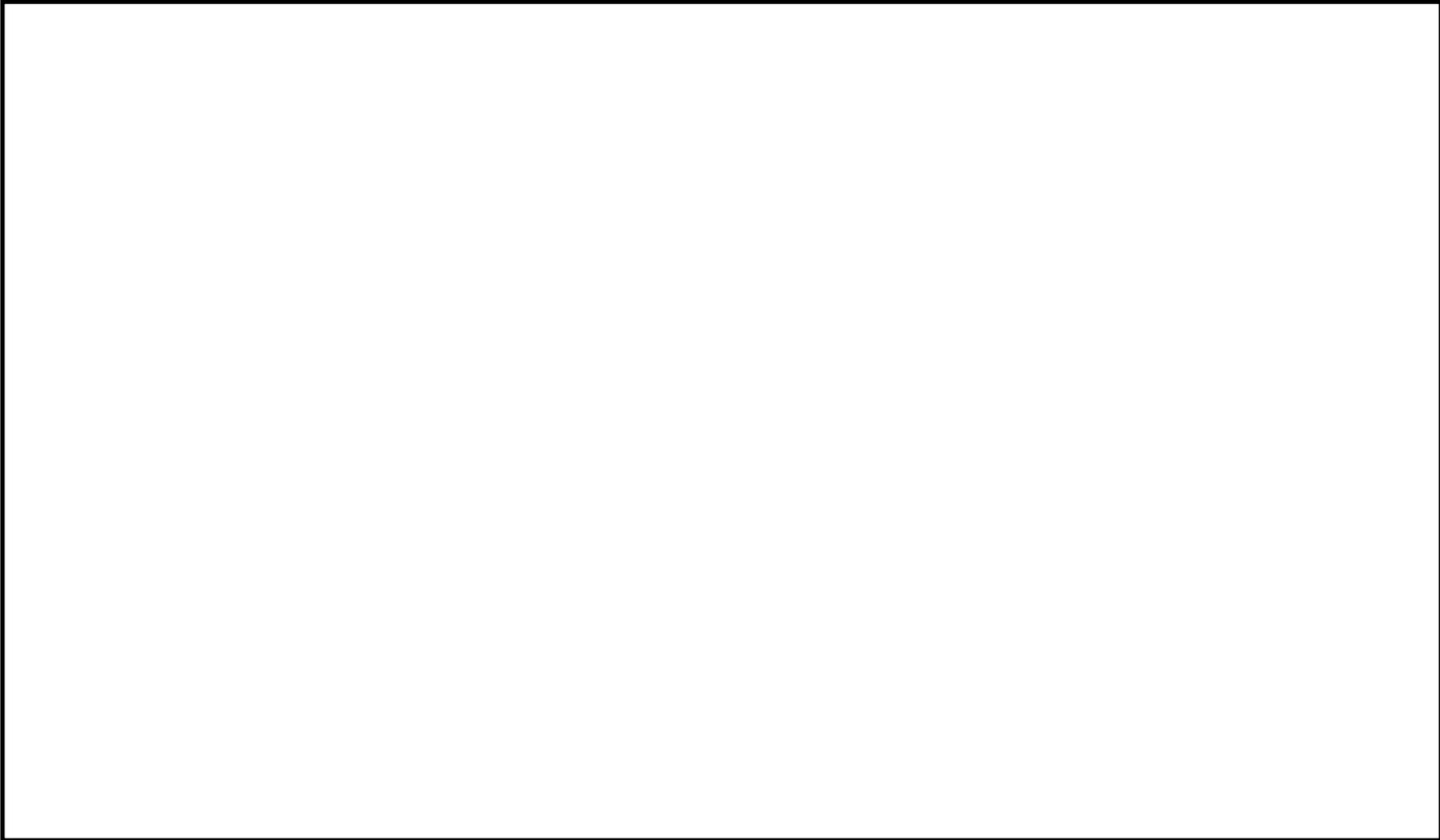
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (2 階)



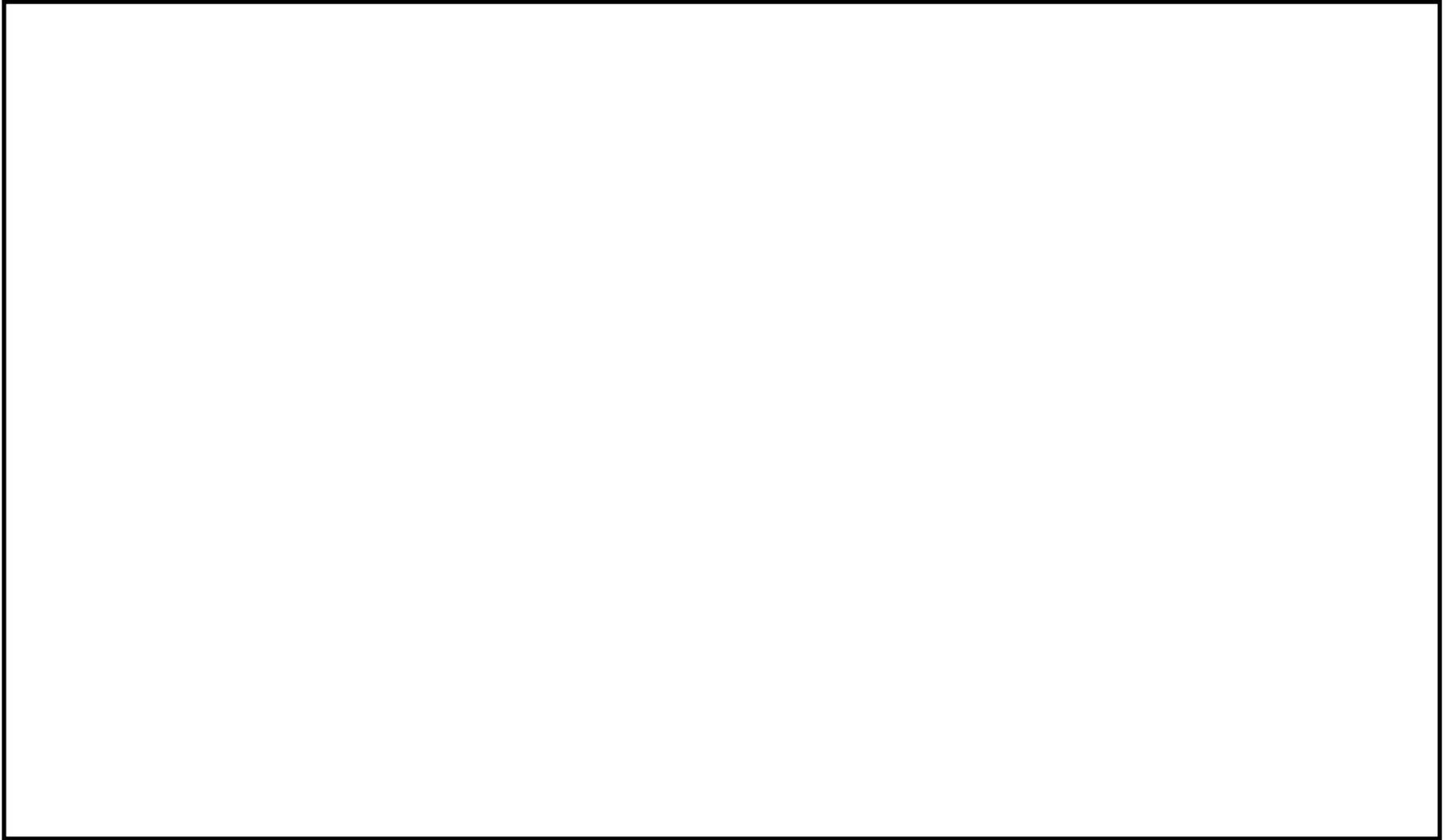
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (3 階)



別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (4 階)



別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (5 階)



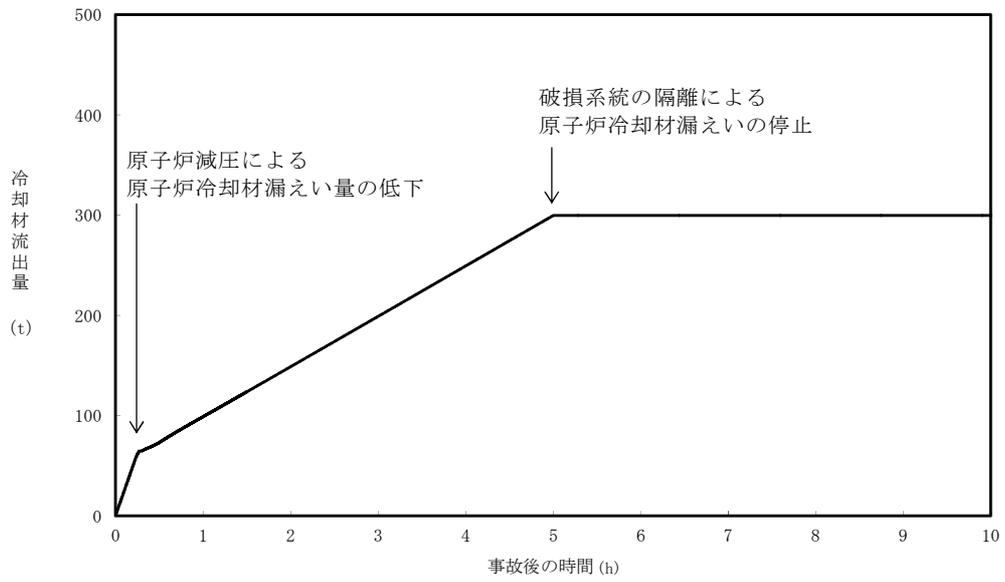
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (6 階)

## 2. 評価結果

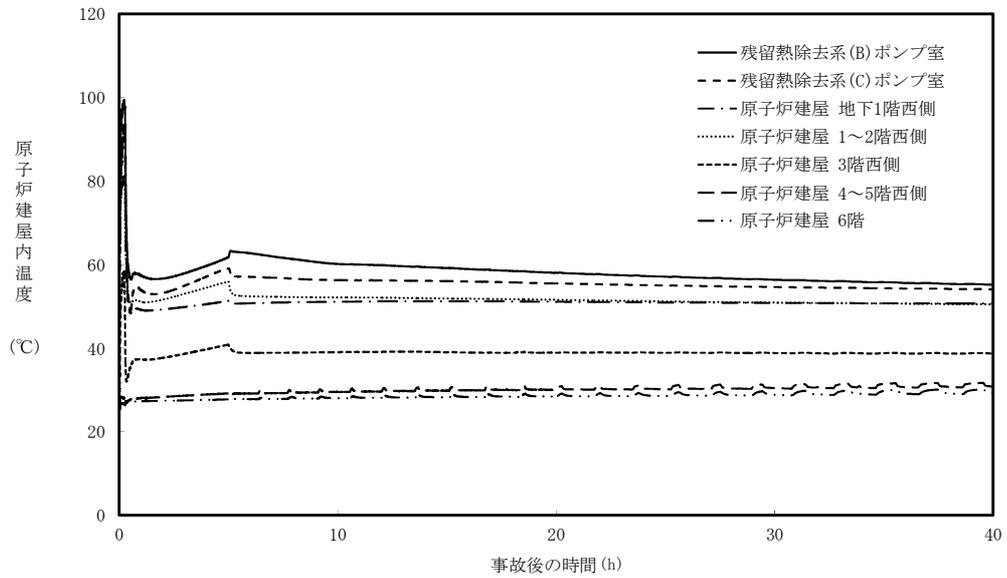
原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 9-3 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 9-4 図から別第 9-9 図に示す。

別第 9-3 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 9-4 図及び別第 9-5 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。

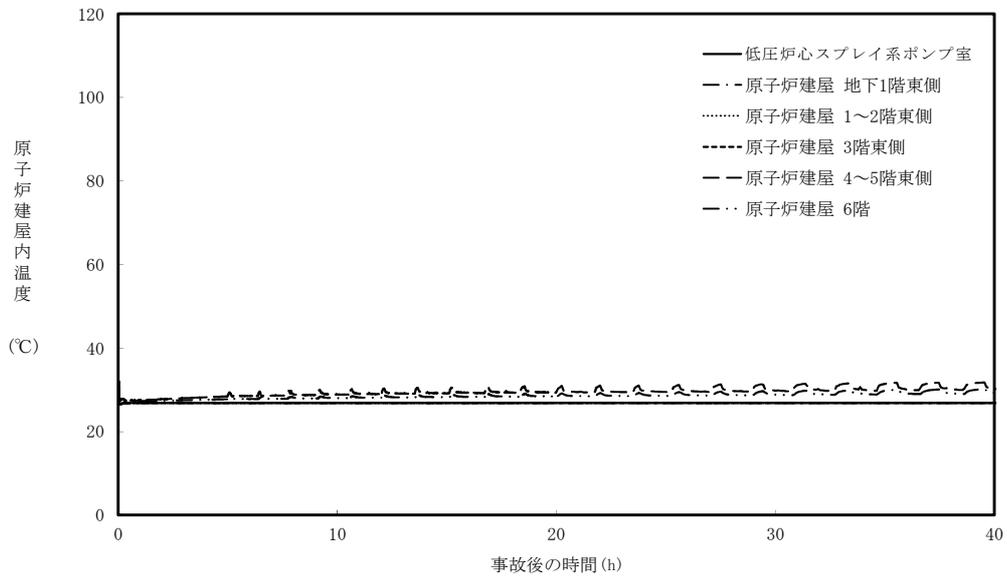
なお、ブローアウトパネルが設置されている 4～5 階西側区画、4～5 階東側区画及び 6 階全ての圧力はブローアウトパネルの設定圧力に到達し、ブローアウトパネルが開放している。



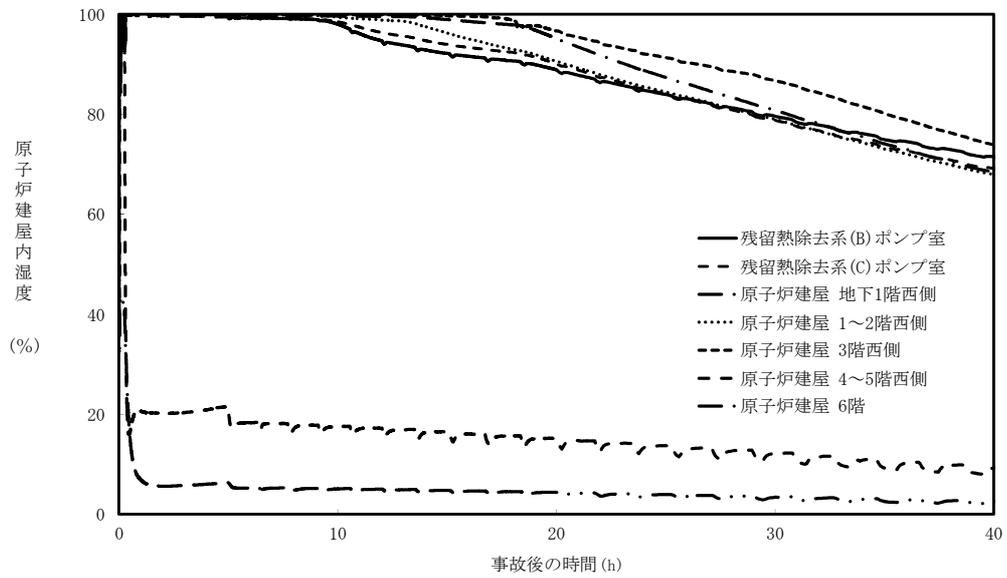
別第 9-3 図 原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



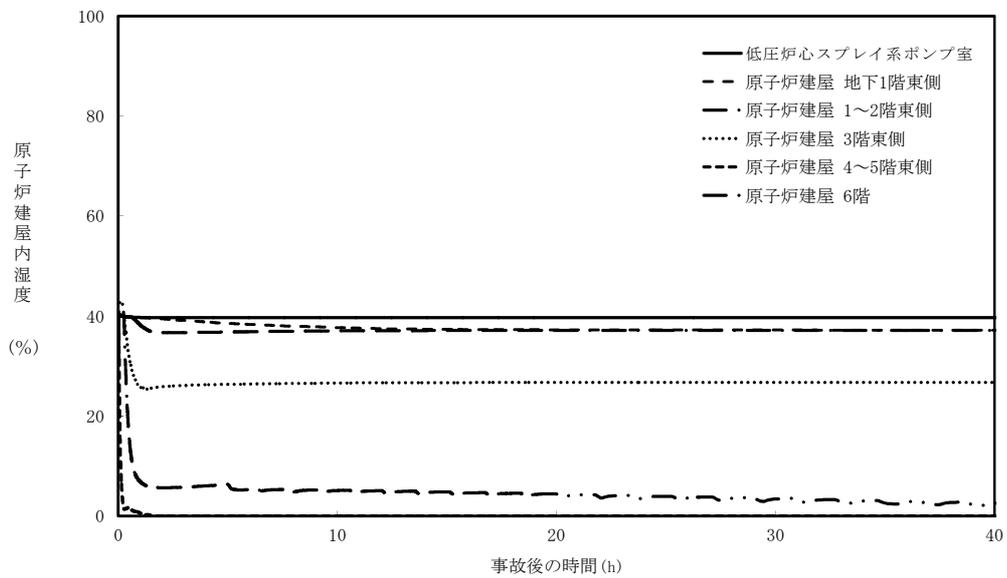
別第 9-4 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



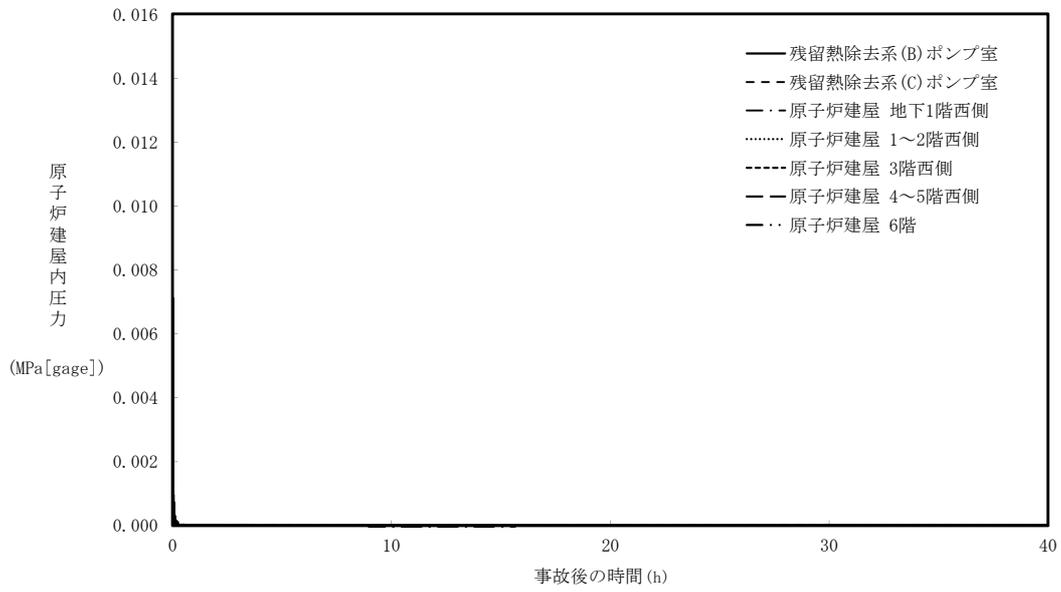
別第 9-5 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



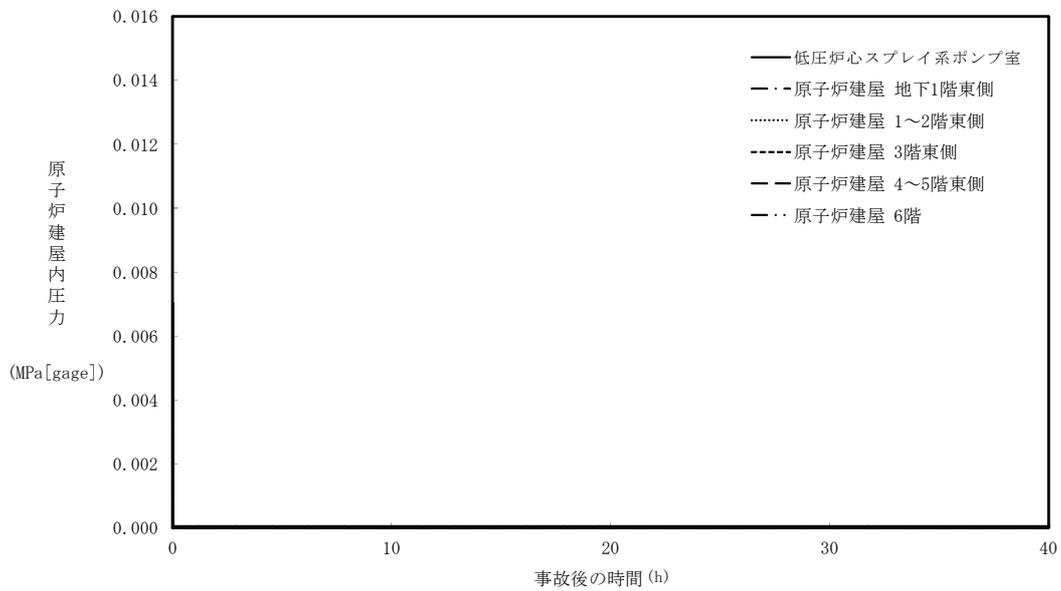
別第 9-6 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 9-7 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 9-8 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 9-9 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の  
I S L O C A 発生時の原子炉冷却材漏えい量評価  
及び原子炉建屋内環境評価

1. 評価条件

別紙 9 の評価条件のうち、ブローアウトパネルが開かない場合の条件で評価を実施した。

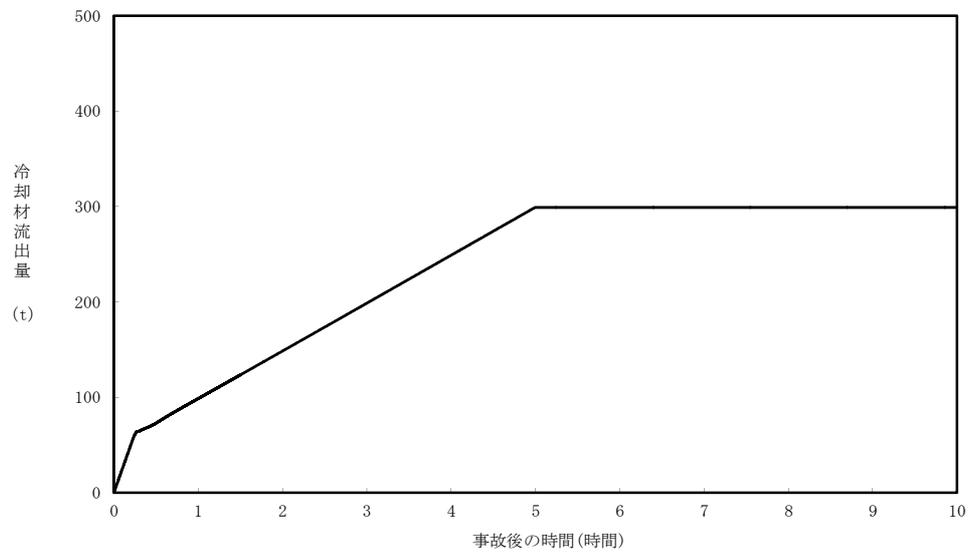
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 10-1 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 10-2 図から別第 10-7 図に示す。

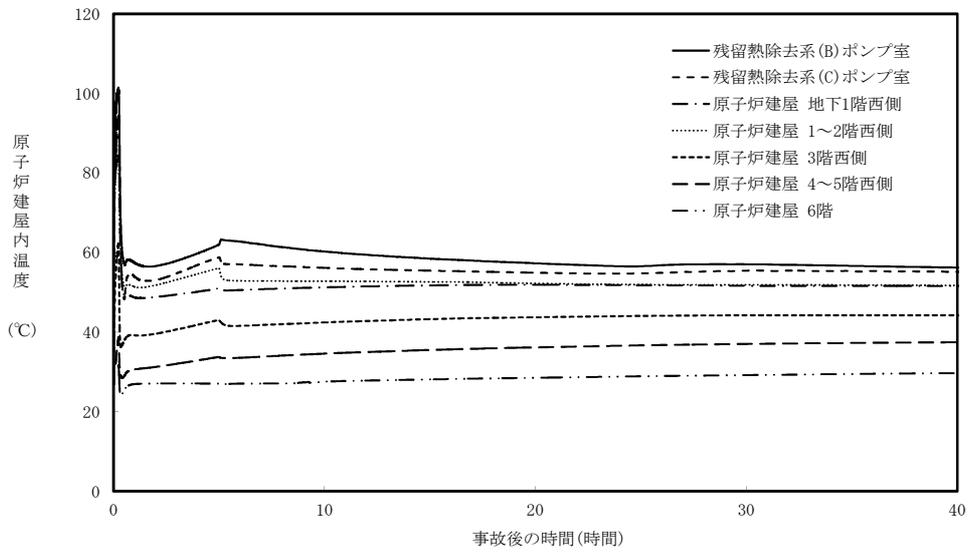
別第 10-1 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 10-2 図及び別第 10-3 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が安定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 10-1 表に示す。

第 10-1 表 ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の  
評価結果の比較

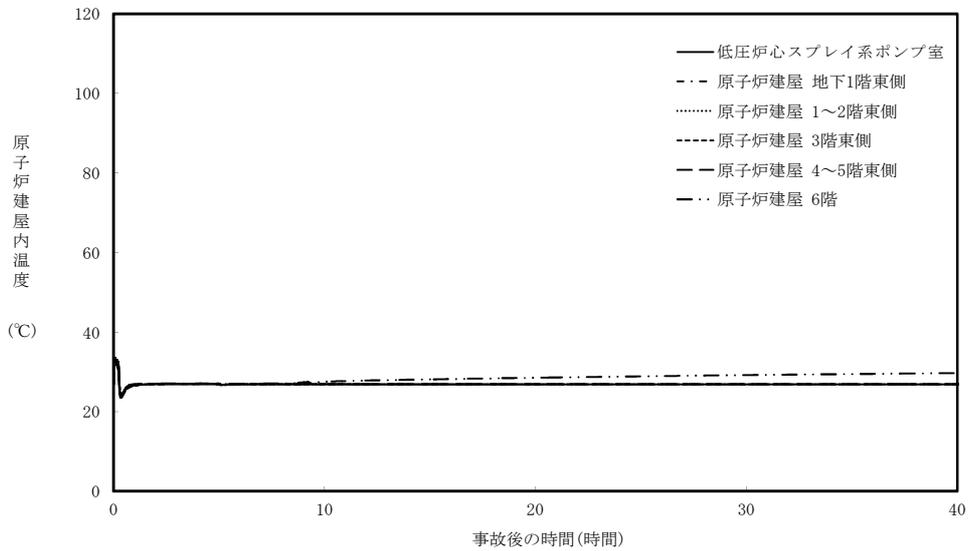
項目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



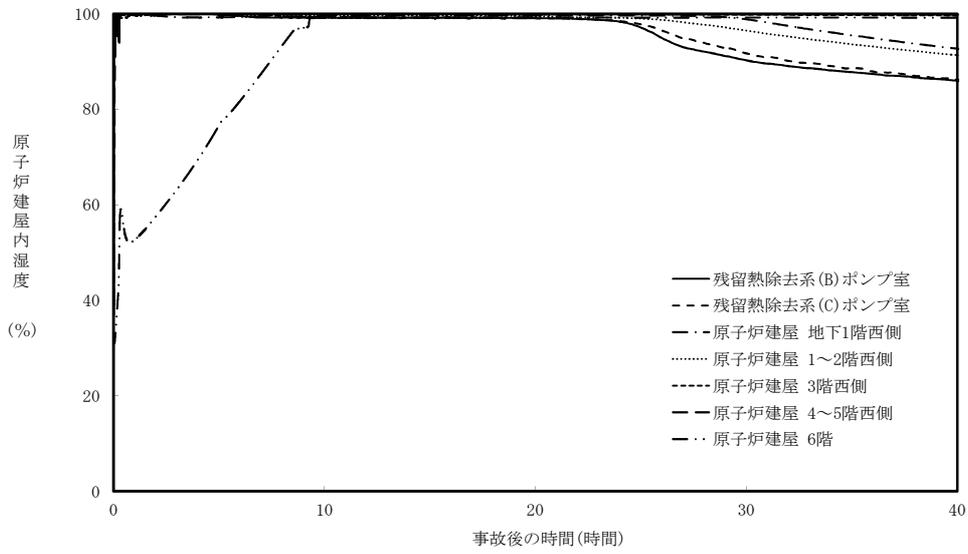
別第 10-1 図 原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



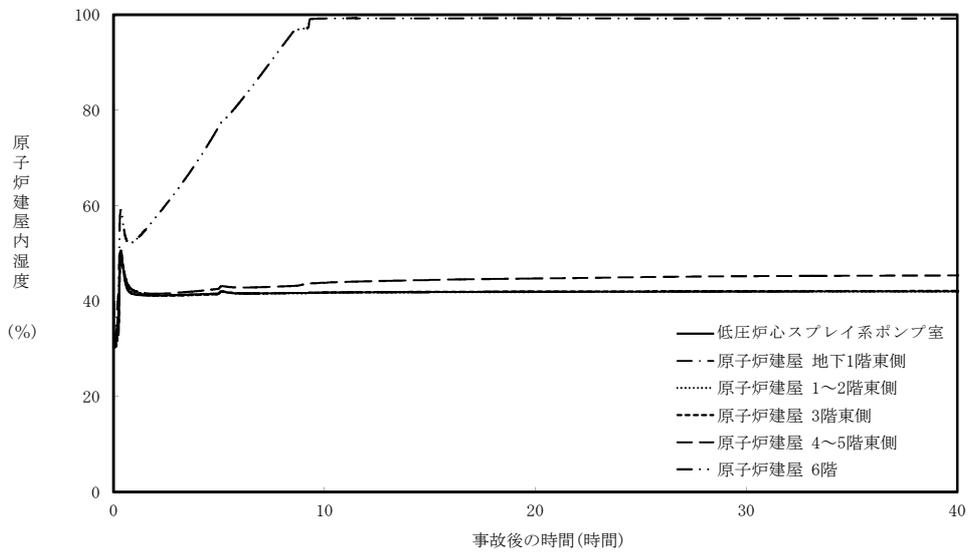
別第 10-2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



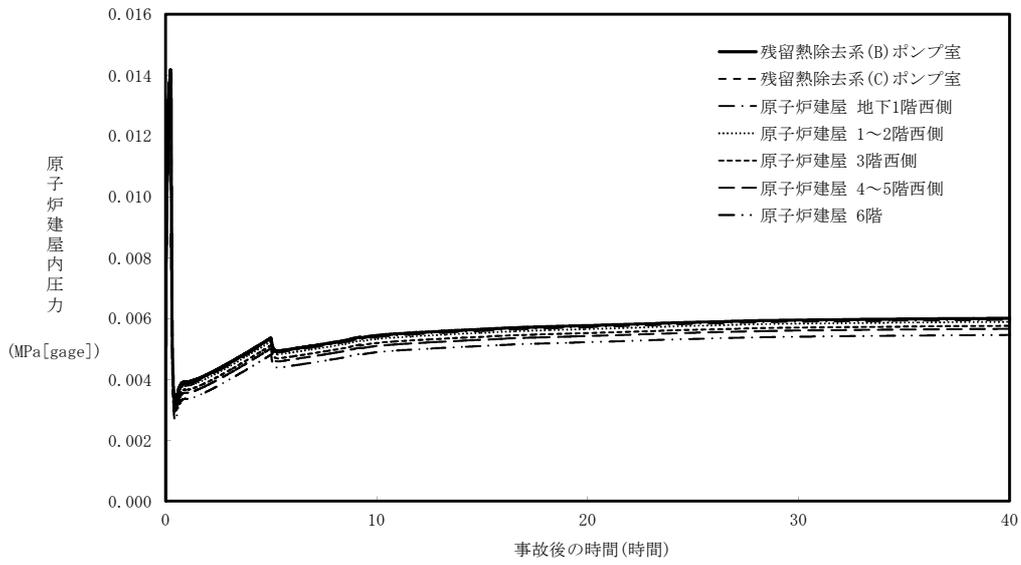
別第 10-3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



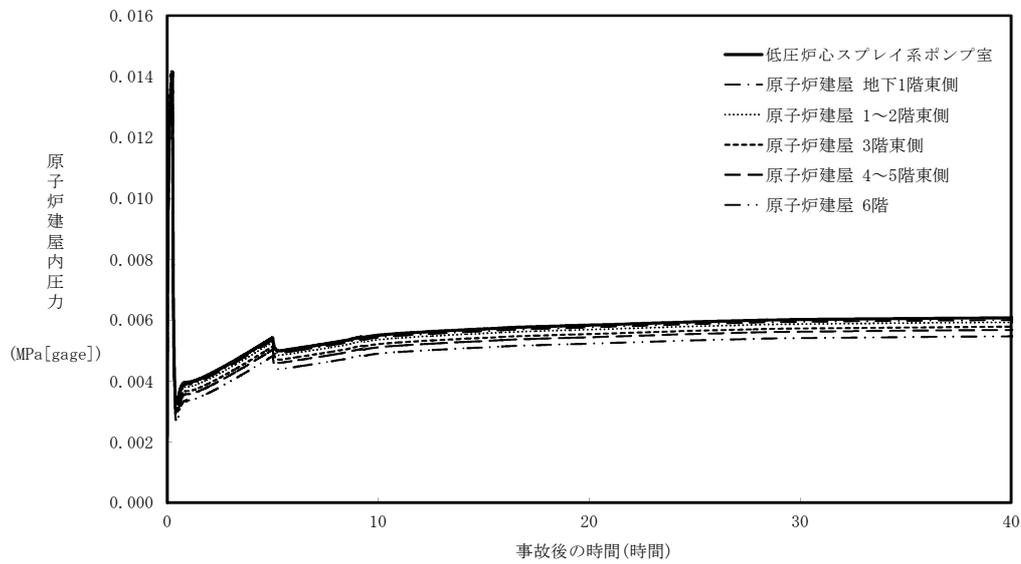
別第 10-4 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 10-5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 10-6 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 10-7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内線量率評価  
及び非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

破断口から原子炉建屋原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行す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原子炉棟から環境への漏えいは考慮せずに原子炉建屋原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉建屋原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci (約  $1.5 \times 10^{12}$  Bq) [昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査)] であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci ( $3.7 \times 10^{12}$  Bq) と設定した。

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉建屋原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(自給式呼吸用保護具等)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する。

別第 11-1 表 評価条件（追加放出量）

項 目	評価値	実績値（最大）
I-131 追加放出量 (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	約 $1.5 \times 10^{12}$ (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	$2.3 \times 10^{14}$	—

(2) 評価の方法

原子炉建屋原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別第 11-1 図に示す。

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

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  $\left( \frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}} \right)$

$Q_{\gamma}$  : 原子炉建屋原子炉棟内放射性物質質量

(Bq :  $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$  : 原子炉建屋原子炉棟空間体積 (85,000m<sup>3</sup>)

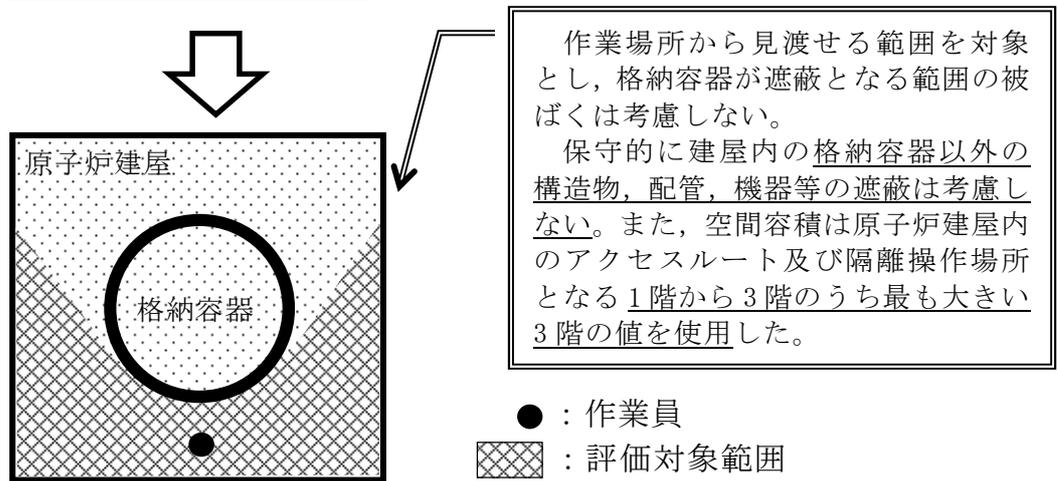
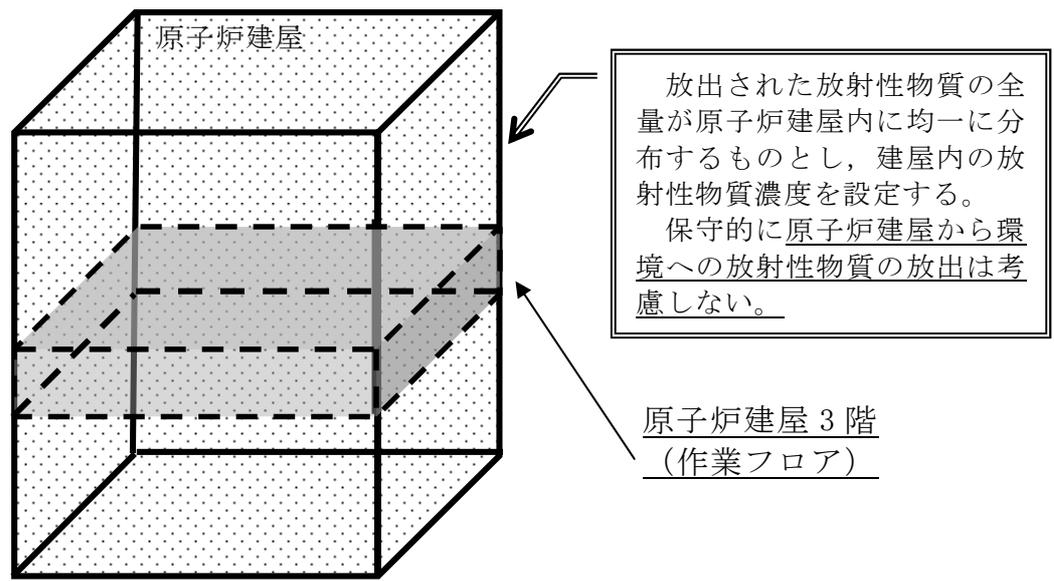
$E_{\gamma}$  :  $\gamma$ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

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

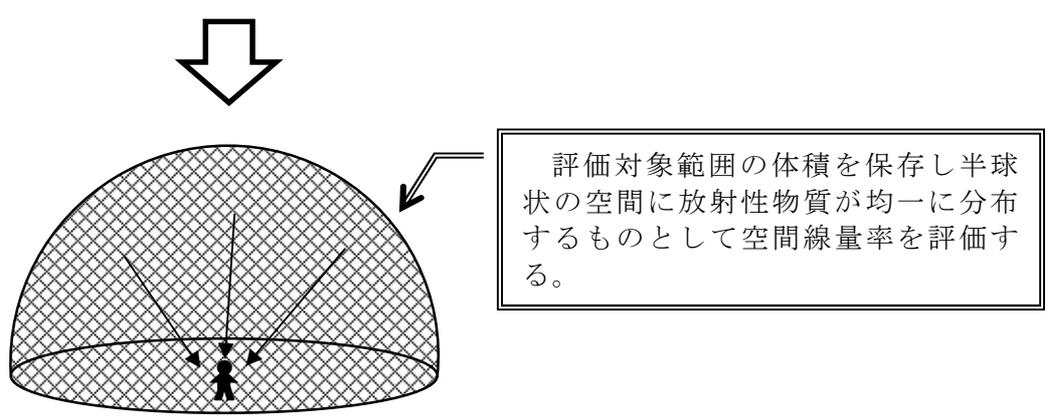
R : 評価対象エリア (原子炉建屋原子炉棟地上 3 階) の空間容積と等価な半球の半径 (m)

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

$V_{OF}$  : 評価対象エリア (原子炉建屋原子炉棟地上 3 階) の容積 (5,000m<sup>3</sup>)



原子炉建屋 3 階 (平面図)

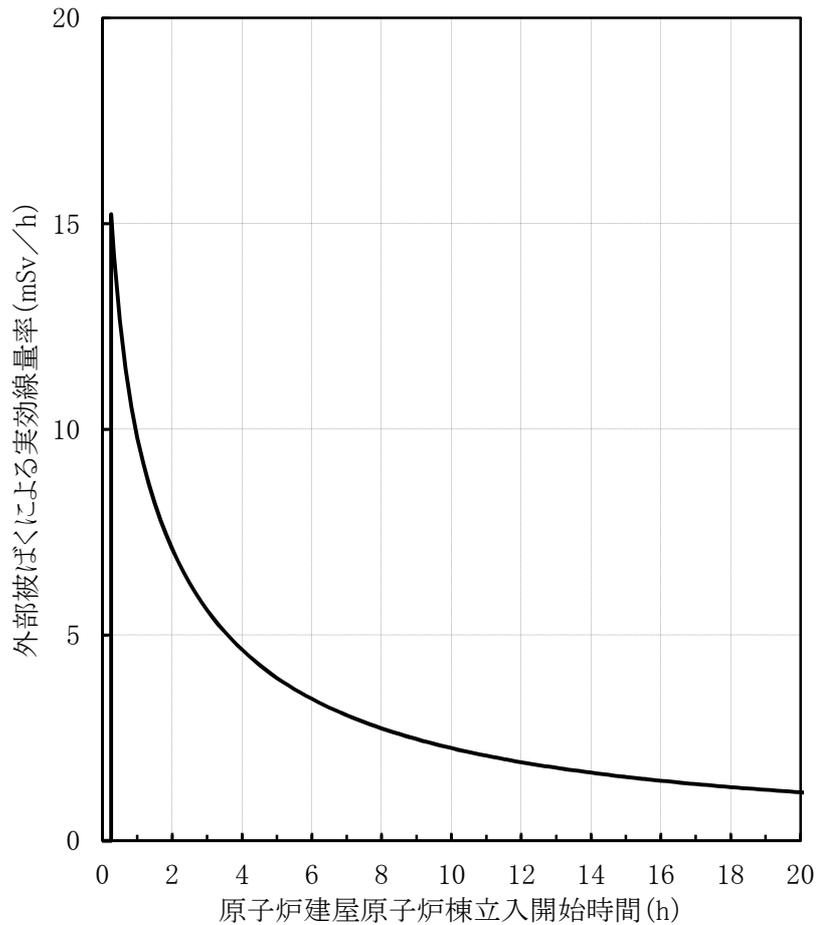


サブマージョンモデル概要図

別第 11-1 図 サブマージョンモデルの概要

(3) 評価の結果

評価結果を別第 11-2 図に示す。線量率の最大は約 15.2mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。



別第 11-2 図 原子炉建屋原子炉棟立入開始時間と線量率の関係

なお、事故時には原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別第 11-2 表 I S L O C A 時の放出量

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	5.4	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	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	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	0.250	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 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

## 2. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

### (1) 評価想定

非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉建屋原子炉棟内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 11-1 表から別第 11-5 表に従うものとする。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし、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する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量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する割合は、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、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別第 11-3 図及び別第 11-4 図参照)

その結果、放出量は別第 11-4 表に示すとおりとなった。

### (2) 評価結果

非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約  $1.2 \times 10^{-1}$  mSv, 約  $3.3 \times 10^{-1}$  mSv となり、「L O C A 時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量(非居住区域境界:約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv, 敷地境界:約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv)及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお、評価上は考慮していないものの、原子炉建屋原子炉棟に放出され

た放射性物質は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の原子炉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、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 11-3 表 放出評価条件

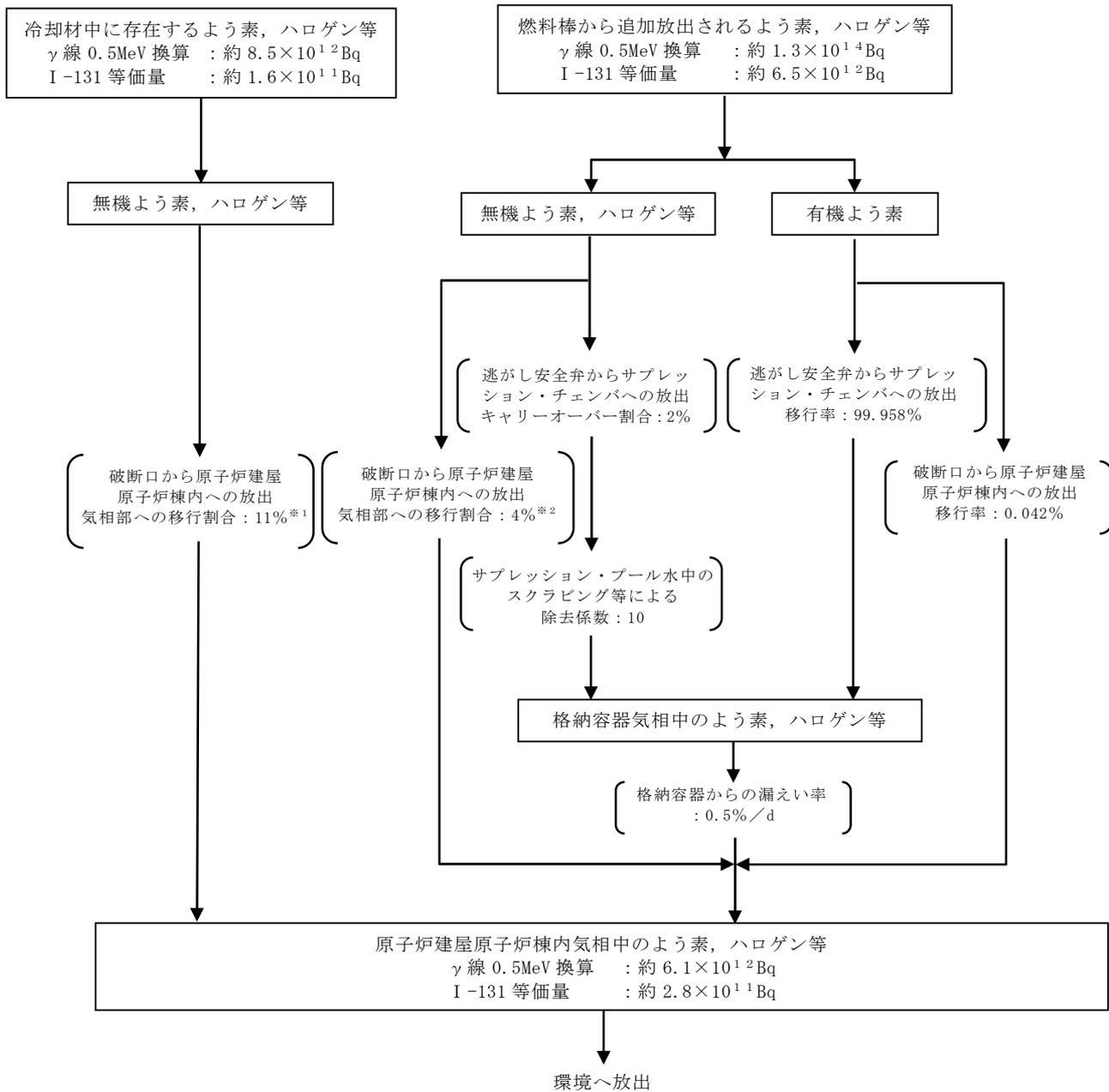
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$1.5 \times 10^2$	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 (運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 ( $5.6 \times 10^{-1}$ Bq/g) を十分に包絡する値である。)
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96 有機よう素 : 4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 99.958	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサプレッション・チェンバ及び破断口から原子炉建屋原子炉棟のそれぞれに移行するものとするものとして設定 有機よう素については SAFER 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉建屋原子炉棟への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	10	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 11-4 表 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	$9.5 \times 10^{12}$
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	$2.8 \times 10^{11}$

別第 11-5 表 大気拡散条件（地上放出）

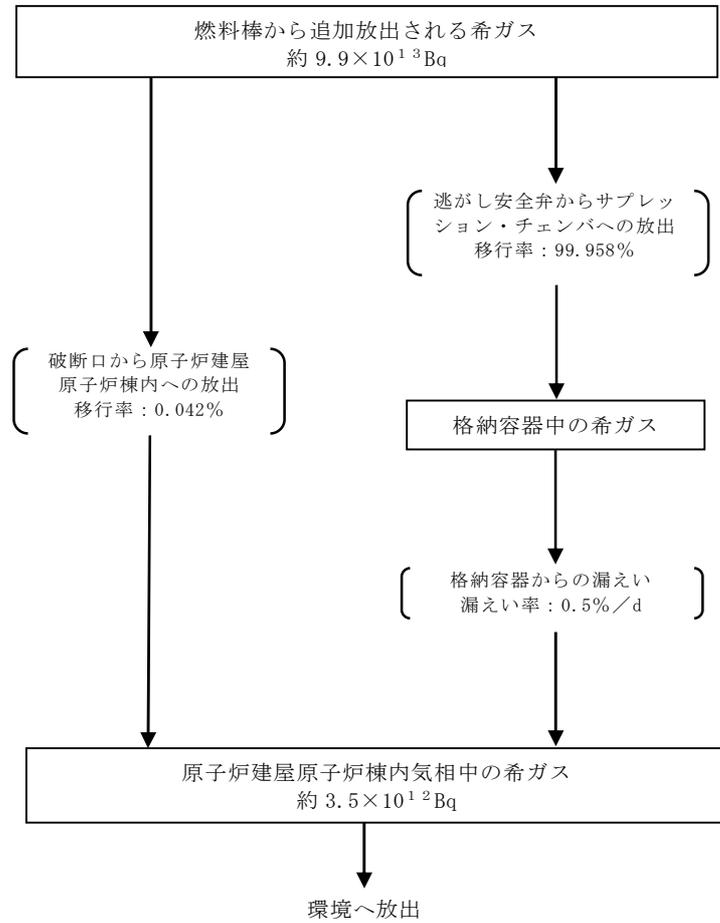
核 種	放出量 (Bq)
相対濃度 ( $\chi / Q$ ) (s/m <sup>3</sup> )	非居住区域境界 : $2.9 \times 10^{-5}$ 敷地境界 : $8.2 \times 10^{-5}$
相対線量 (D/Q) (Gy/Bq)	非居住区域境界 : $4.0 \times 10^{-19}$ 敷地境界 : $9.9 \times 10^{-19}$



※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

※2 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量の割合として算定。

別第 11-3 図 よう素, ハロゲン等の環境への放出過程



別第 11-4 図 希ガスの環境への放出過程

(ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

I - 131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I - 131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

中間停止	(昭和 54 年 6 月 2 日)	0.0Ci
第 1 回定検	(昭和 54 年 9 月 7 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 55 年 4 月 29 日)	0.0Ci
第 2 回定検	(昭和 55 年 9 月 6 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 56 年 6 月 16 日)	0.0Ci
第 3 回定検	(昭和 56 年 9 月 12 日)	0.01Ci
第 4 回定検	(昭和 57 年 6 月 11 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 58 年 1 月 31 日)	0.01Ci
第 5 回定検	(昭和 58 年 9 月 17 日)	0.01Ci
第 6 回定検	(昭和 59 年 12 月 12 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 60 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 7 回定検	(昭和 61 年 1 月 20 日)	0.01Ci
第 8 回定検	(昭和 62 年 4 月 9 日)	40.9Ci
第 9 回定検	(昭和 63 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 10 回定検	(平成 元年 11 月 30 日)	$4.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 2 年 11 月 29 日)	$4.7 \times 10^8$ Bq
第 11 回定検	(平成 3 年 4 月 20 日)	$4.4 \times 10^8$ Bq
第 12 回定検	(平成 4 年 9 月 6 日)	$1.9 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 5 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 13 回定検	(平成 6 年 2 月 19 日)	$1.6 \times 10^8$ Bq
第 14 回定検	(平成 7 年 4 月 14 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 8 年 8 月 10 日)	$9.8 \times 10^7$ Bq
第 15 回定検	(平成 8 年 9 月 10 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 9 年 7 月 12 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
第 16 回定検	(平成 10 年 1 月 8 日)	$1.6 \times 10^8$ Bq
第 17 回定検	(平成 11 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 12 年 12 月 26 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 18 回定検	(平成 13 年 3 月 26 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 19 回定検	(平成 14 年 9 月 15 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 15 年 3 月 20 日)	$8.9 \times 10^7$ Bq
第 20 回定検	(平成 16 年 2 月 2 日)	$1.3 \times 10^8$ Bq
第 21 回定検	(平成 17 年 4 月 24 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
第 22 回定検	(平成 18 年 11 月 20 日)	$8.9 \times 10^7$ Bq
	(平成 19 年 3 月 17 日)	$1.1 \times 10^8$ Bq
第 23 回定検	(平成 20 年 3 月 19 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 21 年 7 月 21 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
第 24 回定検	(平成 21 年 9 月 9 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 22 年 6 月 28 日)	$9.7 \times 10^7$ Bq
第 25 回定検	—	—

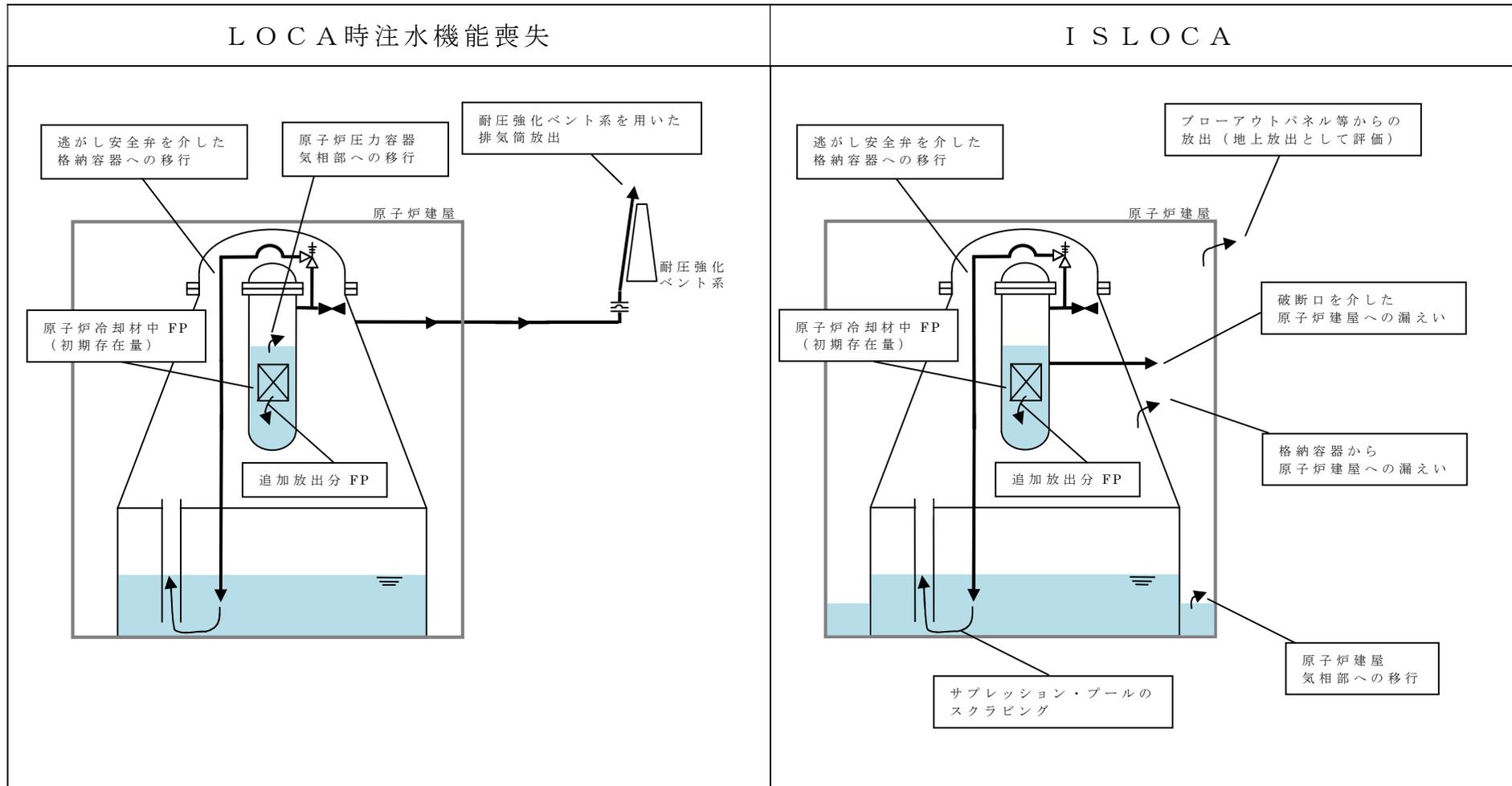
(※1Ci =  $3.7 \times 10^{10}$  Bq)

「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムL O C A」の  
非居住区域境界及び敷地境界線量評価の条件の差について

「L O C A時注水機能喪失」では、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価しているのに対し、「インターフェイスシステムL O C A」（以下「I S L O C A」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋原子炉棟に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて別第 12-1 表に、評価条件の差異について別第 12-2 表に示す。

別第 12-1 表 放出経路の違いについて



別第 12-2 表 評価条件の差異について (1/2)

項目	主要解析条件		差異の理由
	LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
原子炉運転日数 (日)	2,000	2,000	—
追加放出量 (I-131) (Bq)	$2.2 \times 10^{14}$	$3.7 \times 10^{12}$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$4.6 \times 10^3$	$1.5 \times 10^2$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン) (%)	よう素：2 よう素以外：—	2	LOCA時注水機能喪失では、よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン以外) (%)	—	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合 (%)	無期よう素：96 有機よう素：4	無期よう素：96 有機よう素：4	—
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	100	無期よう素, ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋原子炉棟への放出経路を考慮しているため、逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋原子炉棟への移行率分だけ100%より小さくなる。
破断口から原子炉建屋原子炉棟への移行率 (%)	—	無期よう素, ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	なお、無機よう素、ハロゲン等は保守的に原子炉建屋原子炉棟とサブプレッション・チェンバとともに100%移行するものとしている。
サブプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	LOCA時注水機能喪失では、核分裂生成物がサブプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉压力容器からドライウエルへ移行し、そのままドライウエルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して、保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	—
破断口から原子炉建屋原子炉棟へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合 (%)	—	11	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋原子炉棟への放出経路を考慮しており、原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋原子炉棟へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合 (%)	—	4	

別第 12-2 表 評価条件の差異について (2/2)

項 目		主要解析条件		差異の理由
		LOCA時 注水機能喪失	I S L O C A	
格納容器からの漏えい率 (%/d)		考慮しない	0.5	LOCA時注水機能喪失では、格納容器から原子炉建屋原子炉棟に移行した放射性物質による実効線量の寄与割合が小さいため、考慮していない。
大気拡散条件	$\chi / Q$ (s/m <sup>3</sup> )	$2.0 \times 10^{-6}$ (排気筒放出)	$2.9 \times 10^{-5}$ (地上放出)	放出経路を考慮して、LOCA時注水機能喪失では、耐圧強化ベント系による排気筒放出を考慮している。
	$D / Q$ (Gy/Bq)	$8.1 \times 10^{-20}$ (排気筒放出)	$4.0 \times 10^{-19}$ (地上放出)	

インターフェイスシステム L O C A 時の  
格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する  
設計基準事故の代表性について

インターフェイスシステム L O C A (以下「I S L O C A」という。) 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、設計基準事故「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」(以下「L O C A (D B A)」という。) の解析結果を参考に評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) 及び 200°C を下回るとしており、以下のとおり代表性を確認している。

(1) 格納容器内に蓄積する熱量について

格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_{PCV}$ ) は、崩壊熱 ( $Q_d$ )、格納容器内の液相部の初期熱量 ( $Q_w$ ) 及び格納容器気相部の初期熱量 ( $Q_g$ ) の合計の熱量から残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ ) 及び格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ ) を引いた熱量となる。熱移行の概要図を第 1 図に示す。

よって、I S L O C A 及び L O C A (D B A) における格納容器内に蓄積する熱量  $Q_{PCV}$  は、それぞれ以下のとおり表される。

- ・ I S L O C A :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR} - Q_e$
- ・ L O C A (D B A) :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR}$

(2) I S L O C A と L O C A (D B A) の熱量比較

I S L O C A と L O C A (D B A) の解析条件等を比較することで、(1) で設定した各熱量の大小関係を比較し、I S L O C A の

格納容器圧力及び雰囲気温度の評価が L O C A ( D B A ) の評価に包含されることを以下に示す。 I S L O C A と L O C A ( D B A ) の評価条件の比較を第 1 表に示す。

#### 【入熱量】

##### ① 崩壊熱 ( $Q_d$ )

L O C A ( D B A ) では、原子炉熱出力として 105% 出力を想定しており、また崩壊熱評価には保守的な M a y - W i t t の式を使用していることから、 $Q_d$  は L O C A ( D B A ) の方が大きくなる。

##### ② 格納容器内の液相部及び気相部の初期熱量 ( $Q_w$ 及び $Q_g$ )

ドライウェル雰囲気温度の初期条件は、 I S L O C A 及び L O C A ( D B A ) で同じである。サプレッション・プール水温度は、L O C A ( D B A ) の方が若干高めの設定となっている。よって、 $Q_w$  及び  $Q_g$  の合計値は L O C A ( D B A ) の方が若干大きくなる。

#### 【除熱量】

##### ③ 格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ )

I S L O C A 時に格納容器外に流出する熱量は、原子炉減圧操作を実施する事象発生後の 15 分後までに格納容器外へ流出する冷却材量 (約  $50\text{m}^3$  : S A F E R 解析結果より) 及び冷却材温度 ( $288^\circ\text{C}$ ) から概算すると約 60GJ となる。L O C A ( D B A ) は格納容器外に流出する熱量がないため、 $Q_e$  は I S L O C A の方が約 60GJ 大きくなる。

##### ④ 残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ )

L O C A ( D B A ) では、事象発生後の 15 分後から残留熱除去系による格納容器除熱に期待している。仮に I S L O C A では格納

容器除熱の開始が L O C A よりも 10 分遅れたとしても，その間の除熱量の減少分は約 26GJ となる（保守的に除熱量が大きくなるように，サプレッション・プール水温度 100℃における残留熱除去系の除熱量 43MW を想定）。よって，I S L O C A における残留熱除去系による格納容器除熱操作の開始を事象発生の 25 分後とした場合には， $Q_{RHR}$  は L O C A (D B A) の方が約 26GJ 大きくなるが，有効性評価においては，事象発生の 21 分後までに操作が開始できることを確認している。

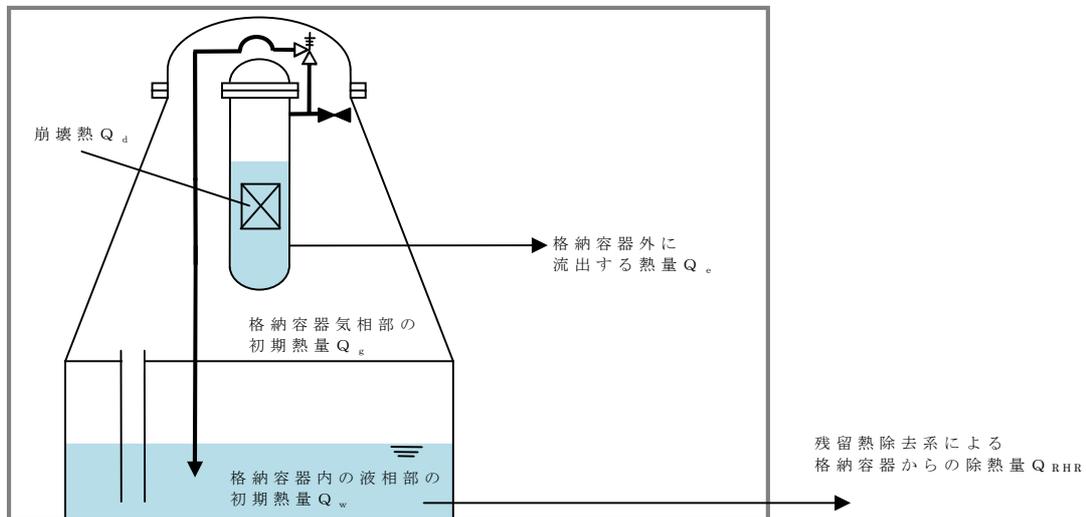
### (3) まとめ

L O C A (D B A) における格納容器への入熱量は I S L O C A と比較して大きく，また除熱量については，仮に I S L O C A における残留熱除去系による格納容器除熱操作の開始を事象発生の 25 分後とした場合でも，I S L O C A 時の格納容器外に流出する熱量の方が大きくなる。

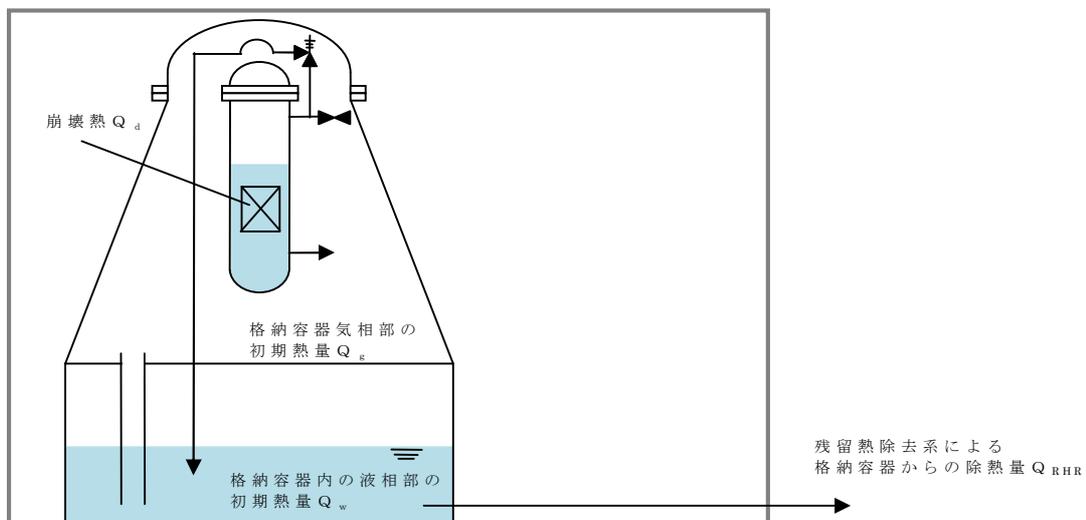
以上により，L O C A (D B A) における格納容器への熱負荷は I S L O C A より大きく，I S L O C A 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は L O C A (D B A) の評価結果に含まれるものと考えられる。

なお，L O C A (D B A) の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，破断流が液相流から二相流となるブローダウンエネルギーが減少した時点で発生する。

【 I S L O C A 】



【 L O C A ( D B A ) 】



第 1 図 熱移行の概要図

第 1 表 I S L O C A と L O C A ( D B A ) の評価条件の比較

項 目		I S L O C A	L O C A ( D B A )
初期条件	原子炉熱出力	3,293MWt (100%)	3,440MWt (約 105%)
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI-ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	May-Witt の式
	格納容器圧力	5kPa [gage]	約 5kPa [gage] (0.05kg/cm <sup>2</sup> g)
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	57℃
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup>
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部 : 4,100m <sup>3</sup> 液相部 : 3,300m <sup>3</sup>	空間部 : 4,100m <sup>3</sup> 液相部 : 3,300m <sup>3</sup>
	サブプレッション・プール 水位	6.983m (通常水位 - 4.7cm)	通常運転水位
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	35℃
操作条件	格納容器除熱	事象発生 25 分後に 残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プール冷却系) による 格納容器除熱開始	事象発生 15 分後に 残留熱除去系 (格納容器スプ レイ冷却系) による 格納容器除熱開始

## 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 L O C A))

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) 時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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，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格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

事象発生後の5時間後に残留熱除去系の破断箇所を現場操作にて隔離することで漏えいが停止し，逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による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，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，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.2 別紙 1)

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（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

第1表 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（1/2）

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、沸騰遷移、気液熱非平衡	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とあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心がおおむね冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	解析コードは、炉心がおおむね冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）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。
	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、燃料被覆管温度を高めに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るが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	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、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）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。
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。したがって、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でもおおむね保守的な結果を与えるものと考え。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には、炉心損傷後の運転操作に移行し、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変更される。しかしながら、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、運転員等の判断・操作に対して問題とならない。	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。なお、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）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。	

第1表 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 (2/2)

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	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字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 スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナリオ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、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	有効性評価解析では原子炉水位がおおむね燃料有効長頂部を下回ることがなく、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がなく、解析コードは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ト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。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位（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、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又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。	解析コードは、原子炉圧力変化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。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又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・代替注水系含む。）	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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (1/4)

項目	解析条件の不確かさ		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			
原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合に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及び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。	最確条件とした場合に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及び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 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、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+126cm)	通常運転水位 約-4 cm～約+6 cm (セパレータスカート下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎ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、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、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	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量として設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環系ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環系ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	通常運転時の熱的制限値として設定	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(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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が、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値の約309℃以下となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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 31GWd/t (実績値)	1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	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、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パ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。

添付 2. 7. 5-3

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (2/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	約 8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備 + 代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+ 可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	残留熱除去系B系の熱交換器フランジ部の破断 破断面積は約 21cm <sup>2</sup>	—	圧力応答評価に基づき評価した結果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	残留熱除去系B系の機能喪失	—	I S L O C Aが発生した系統が機能喪失するものとして設定		
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系の機能喪失	—	残留熱除去系B系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C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 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低(レベル3)、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下(レベル2)にて発生するものとする	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (3/4)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 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、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ～ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ～ 410.6t/h (1個当たり) (設計値)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa[gage]～ 1.04MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa[gage]～ 1.04MPa[gage]において)にて注水	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/4)

項目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧炉心 スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル1)にて自動 起動 1,419m <sup>3</sup> /h (0.84MPa [dif]において)(最 大 1,561m <sup>3</sup> /h)にて 注水	原子炉水位異常低下 (レベル1)にて自動 起動 1,419m <sup>3</sup> /h (0.84MPa [dif]において)(最 大 1,561m <sup>3</sup> /h)にて 注水	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。
	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h  ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	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。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/2）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
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	<p>【認知】 ISLOCA は定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり、隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため、ISLOCA 発生時の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるため、ISLOCA 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、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】 残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗）及び残留熱除去系レグシールポンプの停止操作として 2 分、低圧炉心スプレイ系の起動操作として 2 分並びに逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作として 1 分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として 5 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 並列操作とは異なる要員による対応が可能であることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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による原子炉注水により、炉心はおおむね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の原子炉注水により、炉心はおおむね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の原子炉注水により、炉心はおおむね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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては、起因事象の ISLOCA 及び給水流量の全喪失の発生から残留熱除去系の注入弁の閉止操作、残留熱除去系レグシールポンプの停止、低圧炉心スプレイ系の起動及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作まで 15 分としていたところ、訓練実績は約 12 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

添付 2.7.5-7

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2/2）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生5時間後	<p>破断面積約 21cm<sup>2</sup> の ISLOCA 発生時における原子炉建屋原子炉棟内の現場作業環境条件を考慮し、現場移動時間、操作時間等を踏まえて余裕時間を確認する観点で設定</p>	<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。</p>	<p>隔離操作の有無に関わらず、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね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。</p>	<p>隔離操作の有無に関わらず、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p>	<p>現場における破損システムの注入弁の閉止操作は、移動も含め所要時間を115分想定としており、訓練実績等では約108分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

7 日間における水源の対応について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・代替淡水貯槽：約 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 17 分後，原子炉水位低 (レベル 3) 設定点を維持するよう代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

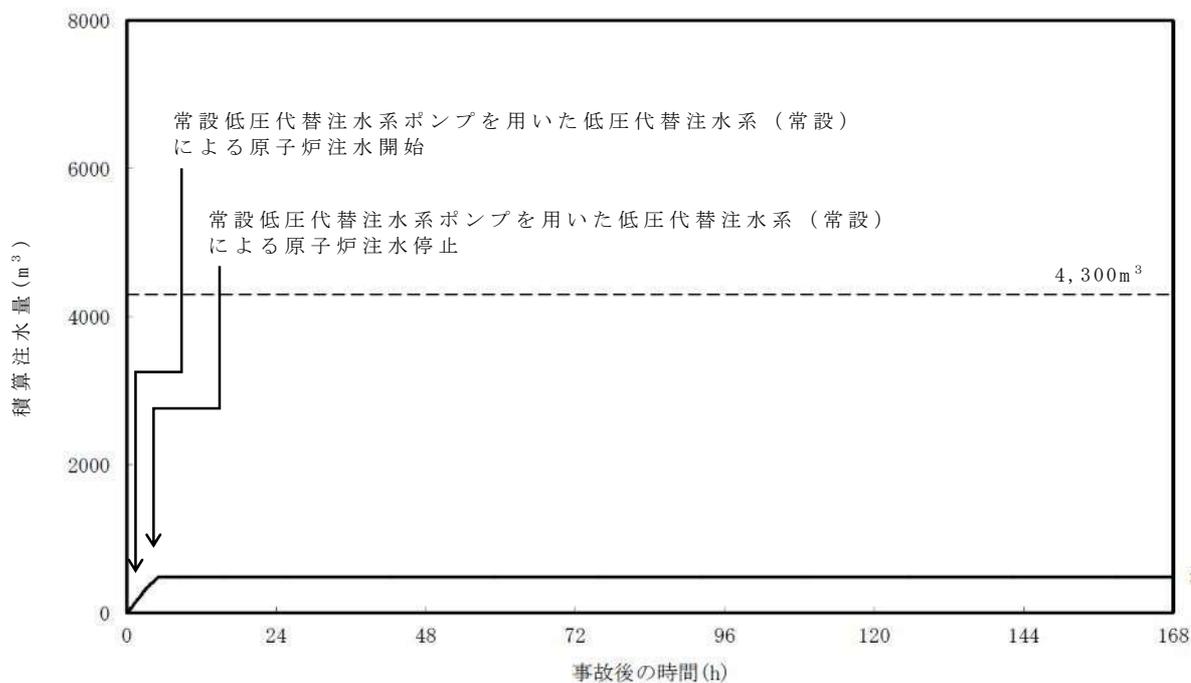
破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間 1 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間から低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 490m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量  
(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 490 $m^3$  の水が必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300 $m^3$  の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

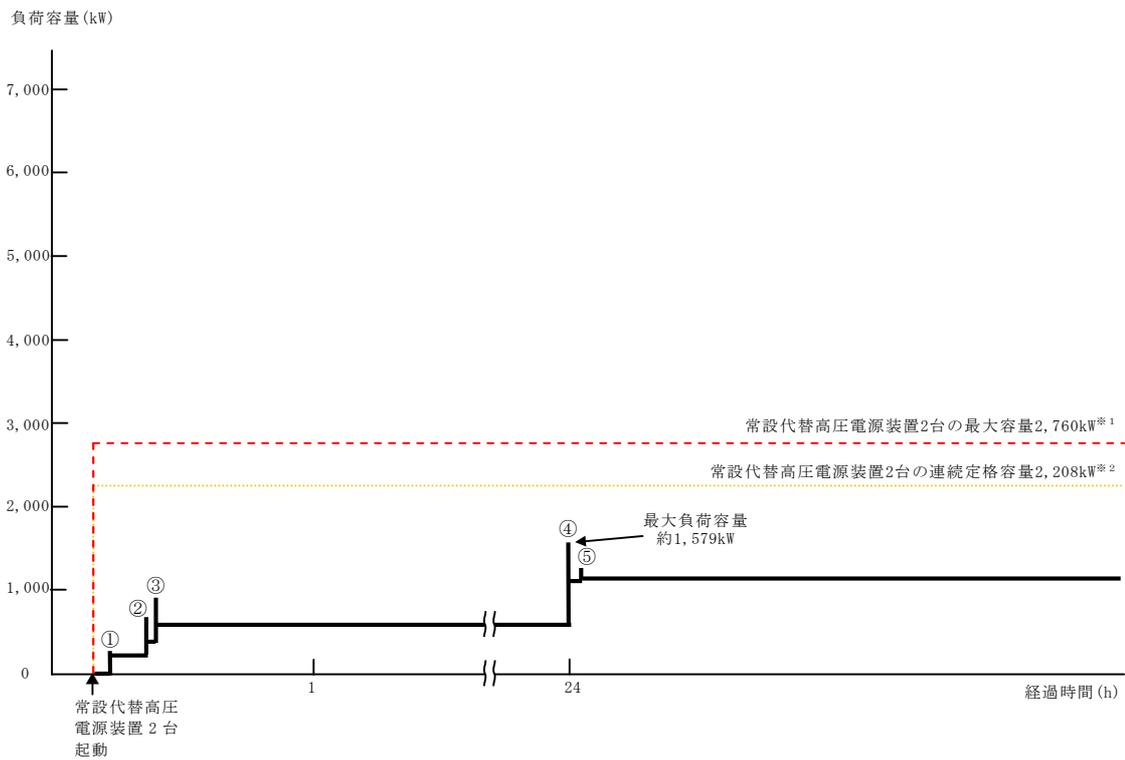
常設代替交流電源設備の負荷

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

## 2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が  $4.0 \times 10^{-6}$  / 炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

### 2.8.1 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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」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「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）<sup>※1</sup>」、②「最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後R C I C 停止）<sup>※2</sup>」、③「最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗<sup>※2</sup>」及び④「最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗<sup>※2</sup>」である。

※1 防潮堤前面において T.P. +22m～T.P. +24m の津波高さを想定。

なお、津波高さは、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

※2 防潮堤前面において T.P. +20m～T.P. +22m の津波高さを想定。

津波高さ設定の考え方は※1と同じ。

#### (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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」では、

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により海水取水設備及び原子炉建屋内設備への浸水が発生し，崩壊熱除去機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，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，敷地に遡上する津波により複数の緩和機能が喪失する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，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備による原子炉注水によって炉心を冷却することで炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器冷却及び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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」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とともに，格納容器の健全性を維持するため，原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能），残留熱除去系（低圧注水系），残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系），所内常設直流電源設備，常設代替直流電源設備等を内包），低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替格納容器スプレー冷却系（可搬型），緊急用海水系，常設代替交流電源設備に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実

施する。

(添付資料 2.8.1, 2.8.2)

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した設備により、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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（自動減圧機能）を開維持することで、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による炉心冷却を継続する。また、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（可搬型）による格納容器冷却手段並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に、これらの対策の概略系統図を第 2.8-2 図に、手順の概要を第 2.8-3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.8-1 表に示す。

(添付資料 2.8.1, 2.8.3)

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 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）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、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行うための当直運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 13 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員

2名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第2.8-4図に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認については、「2.3.1.1(3) a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認」と同じ。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、「2.3.1.1(3) b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水」と同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3) c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

d. 直流電源負荷切離し

直流電源負荷切離しについては、「2.3.1.1(3) d. 直流電源負荷切離し」と同じ。

e. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、「2.3.1.1(3) e. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3) f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

g. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3) g. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。

h. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、「2.3.1.1(3) h. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却」と同じ。

i. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。残留熱除去系（低圧注水系）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緊急用海水系を手動起動する。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）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（広帯域）、残留熱除去系系統流量である。

#### j. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱

原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）運転から残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転に切り替える。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転時に，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残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を停止し，残留熱除去系（低圧注水系）による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，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。

また，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に，格納容器圧力が 13.7kPa[gage]まで低下した場合は，残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。

以降，炉心冷却及び格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

### 2.8.2 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，敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」

失)」である。

本重要事故シーケンスでは、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施し、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い外部水源を用いた低圧注水に移行する。敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した可搬型設備及び接続口を含めた重大事故等対策の有効性を評価する観点から、交流動力電源は 24 時間使用できないものとする。

よって、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して、「外部電源喪失+原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」を重要事故シーケンスとする。

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）・対向流及び三次元効果，原子炉压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）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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，スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。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及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気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は、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「全交流動力電源喪失」と同じ。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第 2.8-2 表及び以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

起因事象として、敷地に遡上する津波による敷地への津波浸水が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定し、崩壊熱除去機能及び全交流動力電源が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「全交流動力電源喪失」と同じ。

#### (a) 緊急用海水系

伝熱容量は約 24MW（サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

### c. 重大事故等対策に関連する操作条件

残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「全交流動力電源喪失」と同じ。

(a) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 25 分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「全交流動力電源喪失」と同様となる。「全交流動力電源喪失」では、非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施するが、格納容器圧力及び雰囲気温度が最高となるのは 24 時間以前であることから、本重要事故シーケンスにおいて緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最高値は同じとなり、評価項目を満足する。また、緊急用海水系を用いた場合、残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の約 13 時間後において、同じく緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を有していることを確認していることから、緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さく、安定状態の確立が可能であり、また、安定状態を維持できる。

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)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

### 2.8.3 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の余裕を評価するものとする。

津波浸水による最終ヒートシンク喪失では、交流動力電源は 24 時間使用できないものとしていることから、事故シーケンスグループの特徴及び対応操作は、緊急用海水系に期待している点を除き事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」と同様になる。このため、不確かさの影響評価の観点では、緊急用海水系の機器条件の不確かさの影響を除き「全交流動力電源喪失」と同じである。また、緊急用海水系の機器条件の不確かさの影響については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」と同じである。

### 2.8.4 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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「2.8.1 (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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」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

件にて評価している。その結果を以下に示す。

#### a. 水 源

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となる。水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバ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。

(添付資料 2.8.4)

#### b. 燃 料

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.8.5)

### c. 電 源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約2,836kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）は連続定格容量が約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 2.8.6)

## 2.8.5 結 論

事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」では、敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重

大事故等対処設備により、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

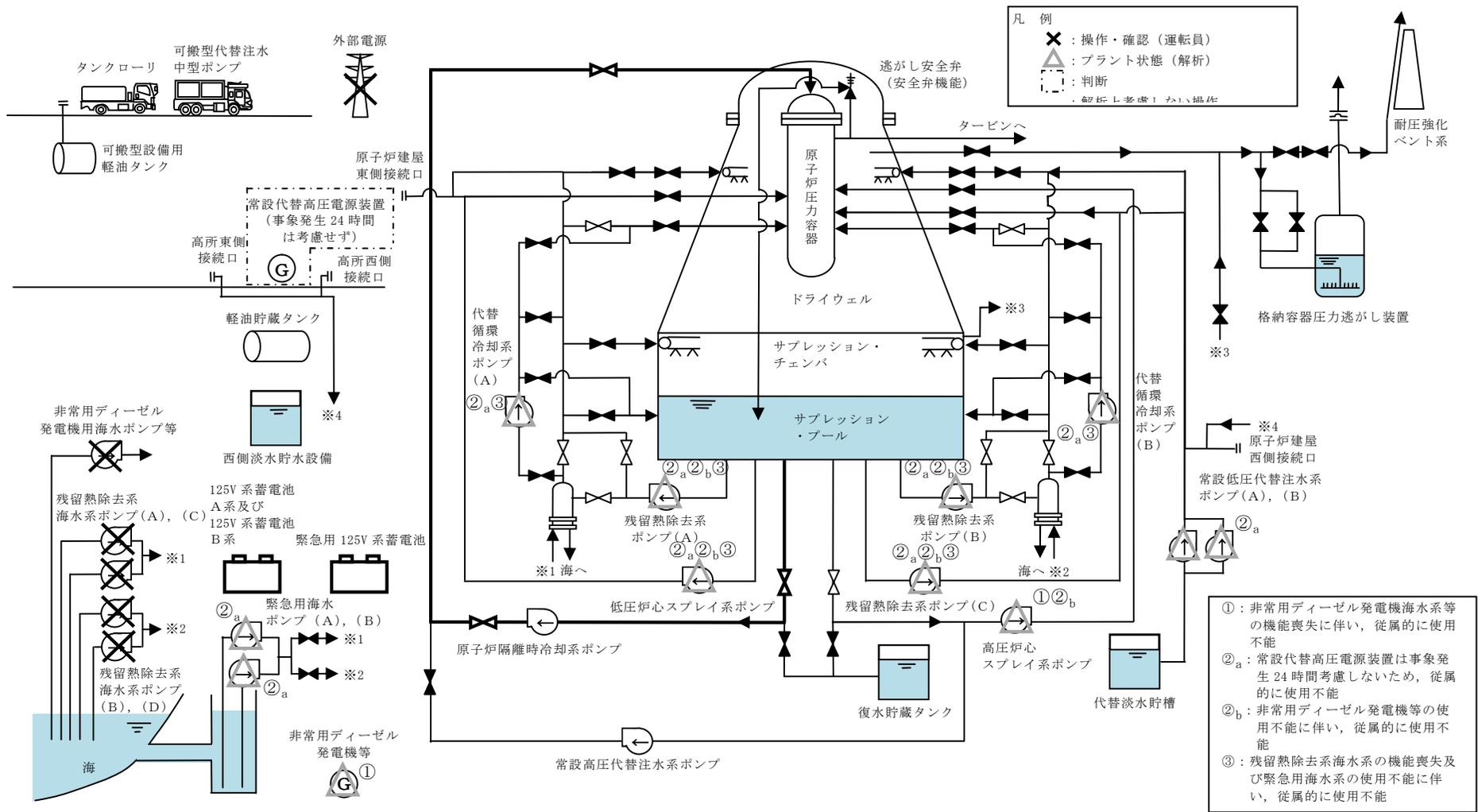
事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」について、有効性評価を実施した。

この場合の有効性評価は「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様となり、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並びに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。

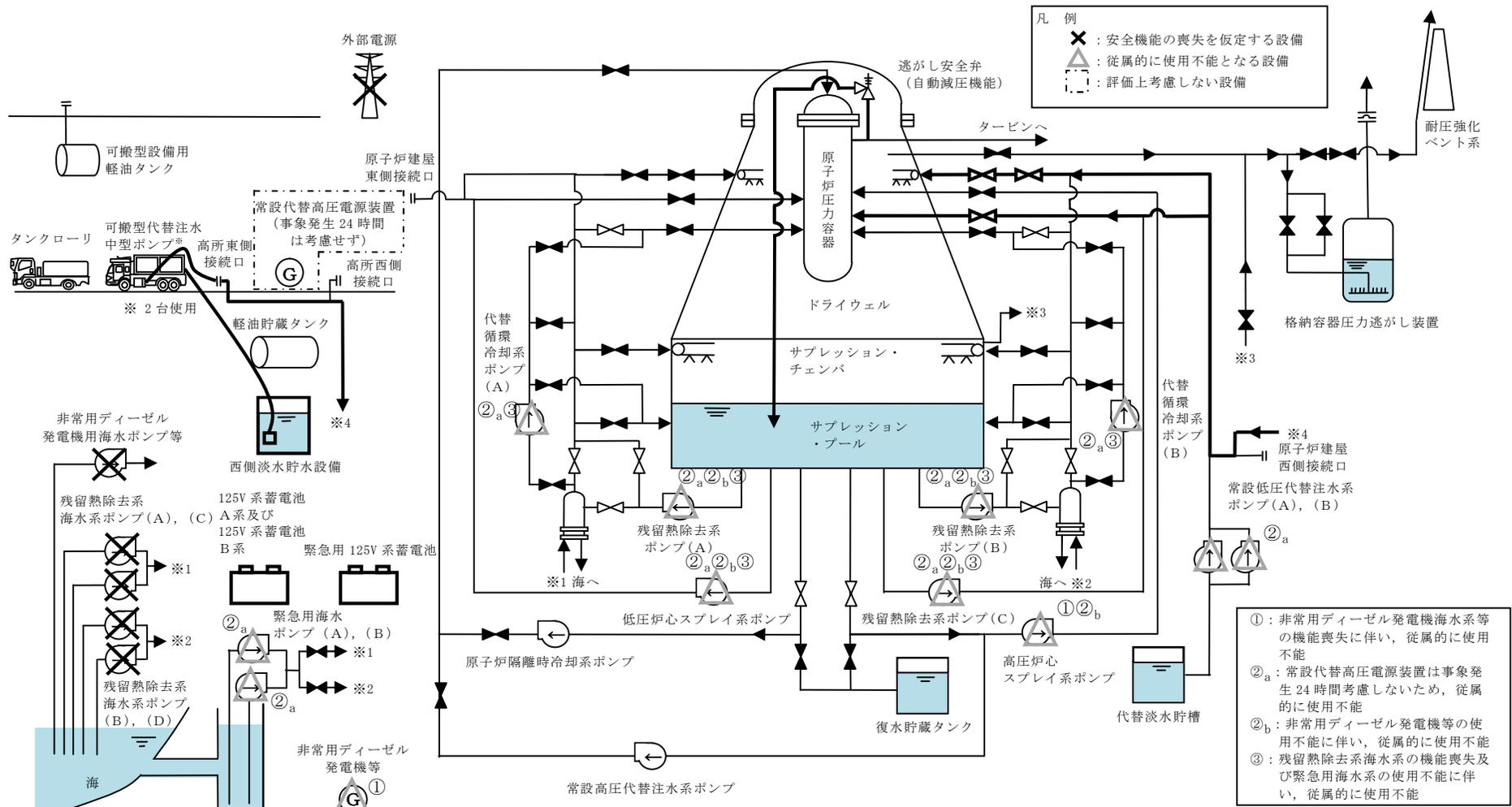
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」において、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による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「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」に対して有効である。

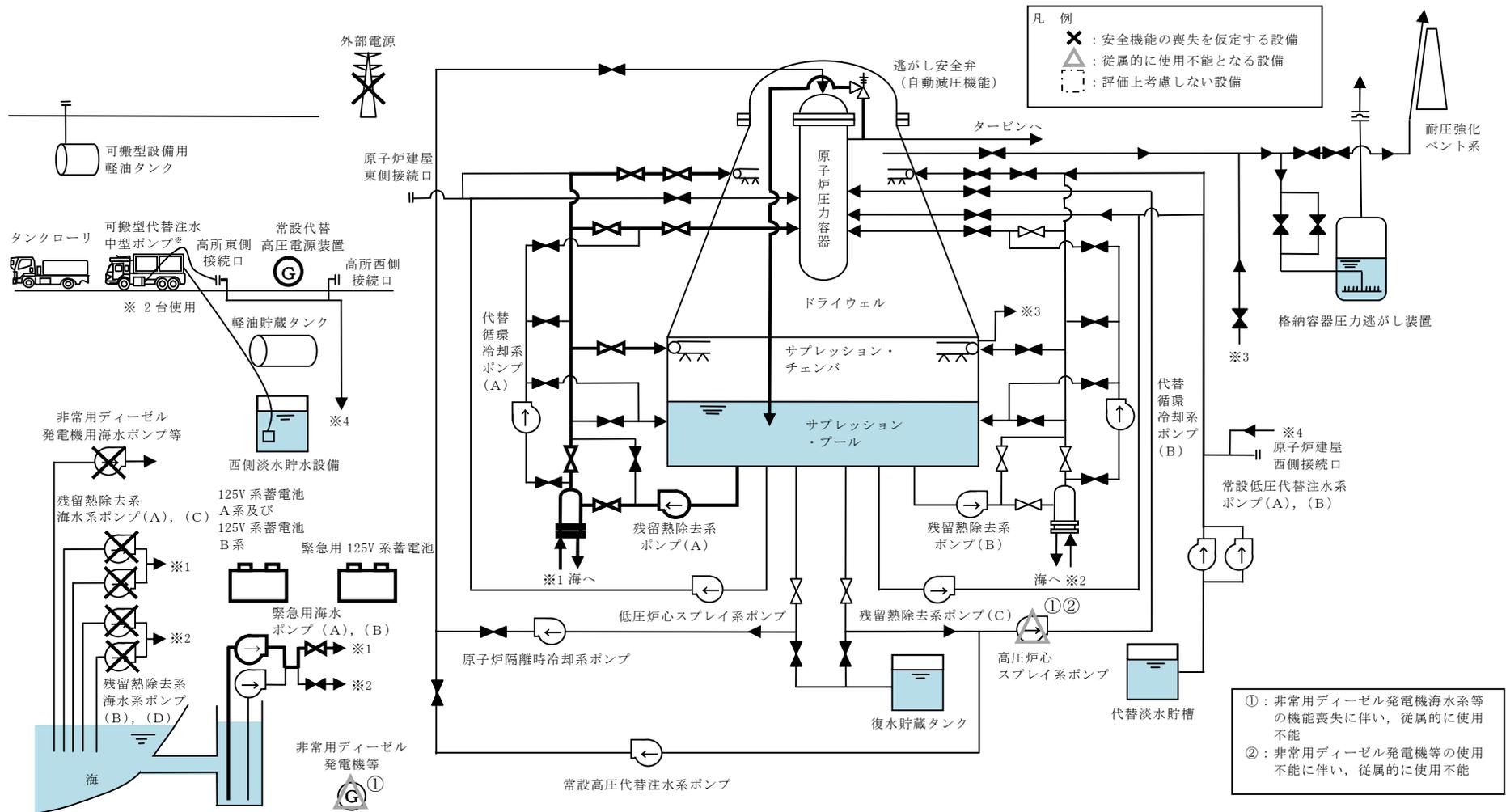




第2.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

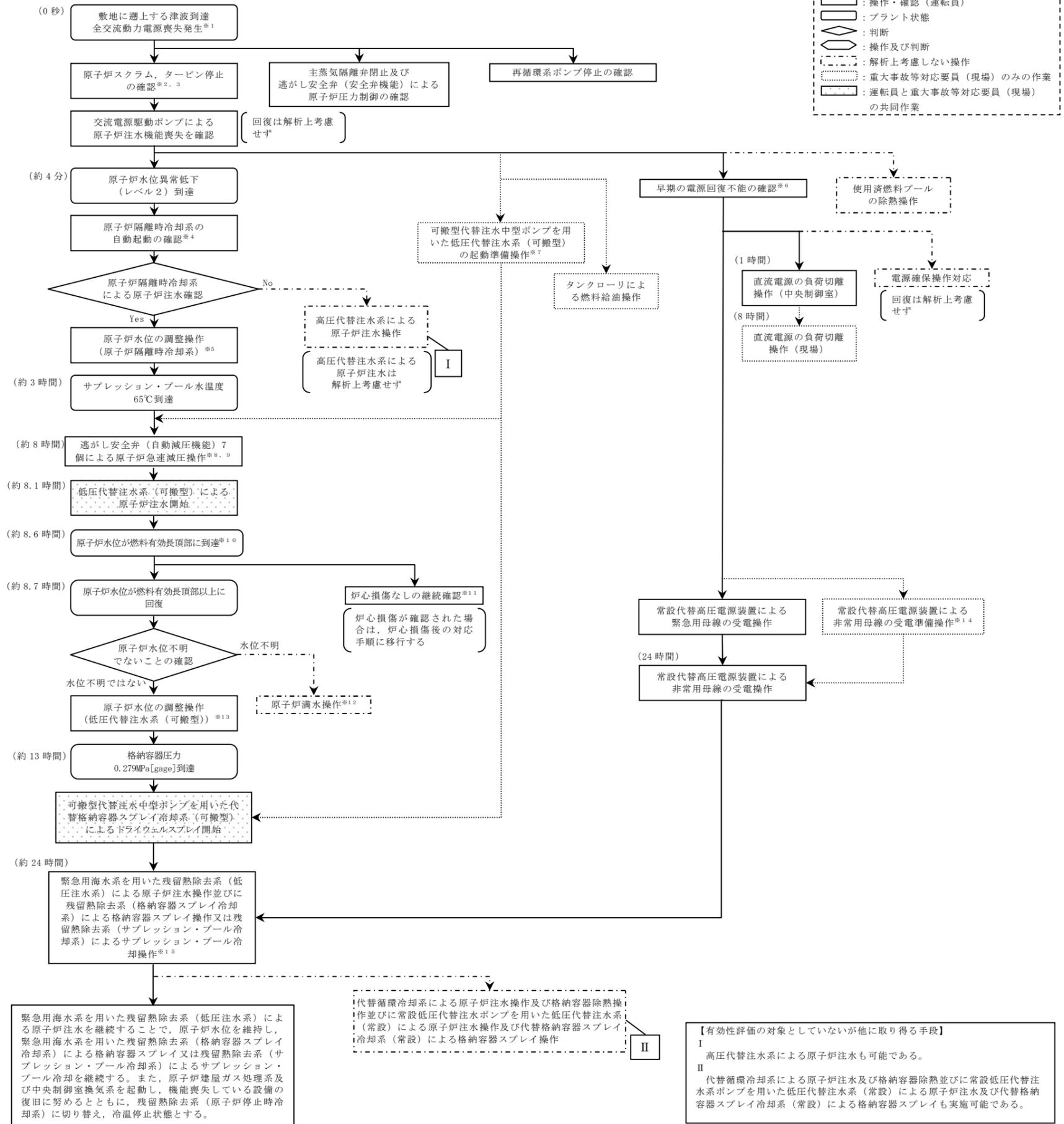


第 2.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階)

(解析上の時刻)



- ※1 敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また、重要事故シナリオにおいては、「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」との従属性を考慮して、外部電源喪失を想定し、かつ、全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合、全交流動力電源喪失が発生する。
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※3 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。なお、原子炉スクラムは、解析上、原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
- ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、系統流量等にて確認する。
- ※5 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※6 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※7 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備（原子炉注水に必要な弁の手动開操作等）を開始する。なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
- ※8 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※9 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
  - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
  - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
  - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※10 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※11 炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
  - ・ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合
 なお、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※12 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ内圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※13 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※14 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※15 残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第2.8-3図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失の対応手順の概要

津波浸水による最終ヒートシンク喪失

				経過時間 (分)								備考						
				0	10	20	30	40	50	60	70		80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 敷地内への津波浸水発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ プラント状況判断 ▼ 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室)													
	責任者	当直発電長	1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人															運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人															初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●全交流動力電源喪失確認</li> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●再循環系ポンプ停止の確認</li> <li>●交流電源駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施する		
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持													
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分											外部電源がない場合に実施する		
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分													
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施												解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する	
所内常設直流電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作 (不要負 荷の切離操作)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)	6分											外部電源がない場合に実施する		
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) の起動 準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分													
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作	125分													

第 2.8-4 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失の作業と所要時間 (1/2)

津波浸水による最終ヒートシンク喪失

操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間(時間)																備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40							
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作																	※1 シュラウド内水位に基づく時間
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分	起動後、適宜監視															
タンクローリによる燃料給油操作	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作	125分	適宜実施															タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作	90分	適宜実施															
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))	—	【2人】 C, D	2人 (参集) ※	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作	1分	系統構成後、適宜流量調整															
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作(不要負荷の切離操作)	—	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作(現場)	50分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	35分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレ冷却系(可搬型)による格納容器スプレ冷却系(可搬型)による格納容器スプレ冷却系	—	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレ冷却系(可搬型)による格納容器スプレ冷却系(可搬型)による格納容器スプレ冷却系	75分	175分	系統構成後、適宜流量調整														外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレ冷却系)による格納容器除熱操作又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱の交互運転操作	20分 2分	適宜実施															原子炉水位高(レベル8)設定点にて格納容器スプレ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)設定点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの除熱操作	—	【1人】 C	※ 【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施																解析上考慮しない
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 u~m (参集要員6人)	●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施																解析上考慮しない 約25時間後までに実施する

第 2.8-4 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失の作業と所要時間 (2/2)

第 2.8-1 表 津波浸水による最終ヒートシンク喪失における重大事故等対策について (1/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラムの確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V 系 蓄電池 A 系 125V 系 蓄電池 B 系	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により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。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 125V 系 蓄電池 A 系	—	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
直流電源負荷切離し	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の不要な負荷の切離しを実施し 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。	125V 系 蓄電池 A 系 125V 系 蓄電池 B 系	—	—
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による原子炉急速減圧を実施する。	125V 系 蓄電池 A 系 125V 系 蓄電池 B 系 逃がし安全弁 (自動減圧機能)*	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*

※ 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.8-1 表 津波浸水による最終ヒートシンク喪失における重大事故等対策について (2/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	可搬型設備用 軽油タンク	可搬型代替注 水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力（S A） 原子炉圧力* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	可搬型設備用 軽油タンク	可搬型代替注 水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流 電源設備 残留熱除去系 （低圧注水系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 残留熱除去系系統流量*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.8-1 表 津波浸水による最終ヒートシンク喪失における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.8-2 表 主要解析条件（津波浸水による最終ヒートシンク喪失）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	敷地に遡上する津波発生	敷地に遡上する津波による敷地への津波浸水が発生する事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失 全交流動力電源喪失	残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定し、崩壊熱除去機能及び全交流動力電源が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した可搬型設備及び接続口を含めた重大事故等対策の有効性を評価する観点から、交流動力電源は 24 時間使用できないものとして設定
関連する機器条件に	緊急用海水系	伝熱容量：約 24MW (サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
関連する操作条件に	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 25 分後	常設代替高圧電源設備からの受電後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が  $4.0 \times 10^{-6}$  / 炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成25年6月19日)に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

上記を踏まえ、東海第二発電所において想定する津波高さとして、それらで想定する事故等は、第1表のとおり整理している。

第1表 津波高さと事故等の関係

防潮堤前面での津波高さ	想定する事故等
～ T. P. +17.1m : 基準津波	・ 設計基準事象
～ T. P. +20.0m : 防潮堤高さ	－ (設計基準事象と同様)
～ T. P. +24.0m : 防潮堤耐力	・ 重大事故等 (事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」)
T. P. +24.0m ～	・ 大規模損壊 (防潮堤損傷)

以下に、第1表に示した想定する事故等のうち、事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」において、想定する津波高さ、敷地浸水状況及び対応する防護対策の概要について示す。

## 1. 津波P R Aの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いについて

### (1) 津波P R A

津波P R Aの評価結果を第2表に示す。また，津波P R Aの評価に用いた津波ハザード曲線を第1図に示す。

津波P R Aでは，防潮堤高さ（T.P. +20m）を超える津波高さを評価対象としており，津波区分1（津波高さT.P. +20m～T.P. +22m）については，津波により非常用海水ポンプ\*が機能喪失するため，最終ヒートシンク喪失が発生する。なお，本津波区分では，起動変圧器及び予備変圧器は津波による影響を受けないため，津波により外部電源は喪失しない。

津波区分2（津波高さT.P. +22m～T.P. +24m）については，津波により非常用海水ポンプが機能喪失することに加え，敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL. +8.2mまで到達するため，原子炉建屋内への浸水が発生し，複数の緩和機能が喪失する。

津波区分3（津波高さT.P. +24m～）については，防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水するため，直接炉心損傷に至る事故シーケンスとしている。

※:残留熱除去系海水系ポンプ, 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ,

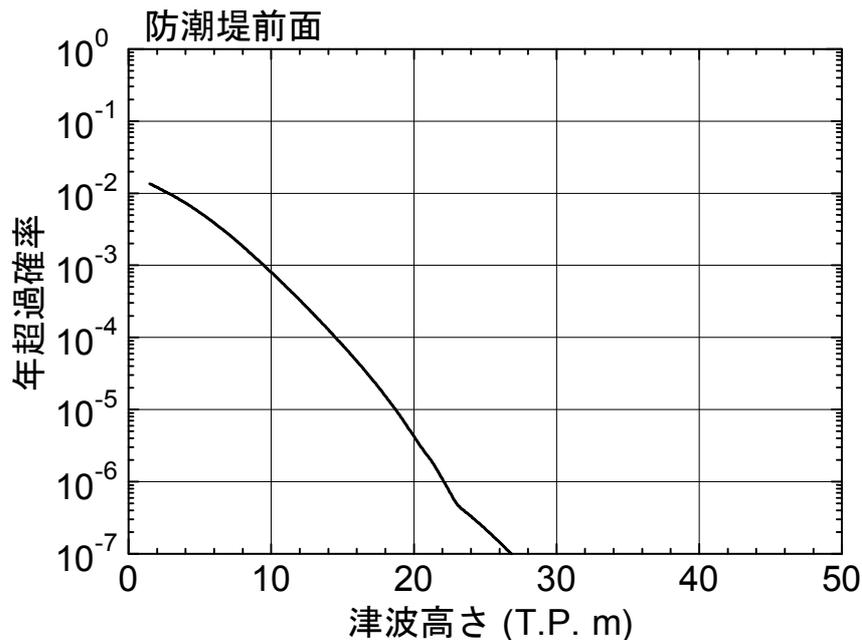
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

第2表 津波PRAの評価結果

津波区分 (津波高さ)	事故シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合※1	事故シーケンスの取扱い
津波区分 1 (T.P. +20m～ T.P. +22m)	最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	3.2E-06	4.2%	「事故シーケンスグループ 「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」 重要事故シーケンス 「全交流動力電源喪失（長期TB）」との従属性を考慮※2
	最終ヒートシンク喪失 +高圧炉心冷却失敗	1.1E-08	<0.1%	
	最終ヒートシンク喪失 +逃がし安全弁再閉鎖 失敗	1.7E-08	<0.1%	
津波区分 2 (T.P. +22m～ T.P. +24m)	原子炉建屋内浸水による 複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)	7.6E-07	1.0%	「全交流動力電源喪失（長期TB）」との従属性を考慮※2
津波区分 3 (T.P. +24m ～)	防潮堤損傷	3.3E-07	0.4%	大規模損壊対策による対応に含まれる
合計		4.3E-06	5.7%	

※1 津波PRAの炉心損傷頻度（CDF）に加えて、内部事象PRAのCDF，地震PRAのCDFを含めた全CDF（7.5E-05/炉年）に対する寄与割合

※2 津波PRAより抽出される事故シーケンスに対して、「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し、外部電源喪失の重量を想定



第1図 津波ハザード曲線(防潮堤前面)

## (2) 事故シーケンス選定での取扱い

津波 P R A より抽出される事故シーケンスのうち、津波区分 3 に分類される「防潮堤損傷」の事故シーケンスについては、内部事象 P R A 及び地震 P R A の評価結果を含めた全炉心損傷頻度 ( $7.5E-05$  / 炉年) に対する寄与割合が 0.4% と小さいこと、及び防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することは困難であることから、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、大規模損壊対策による対応に含まれるものとして整理している。

津波区分 1 及び津波区分 2 に分類される「防潮堤損傷」以外の事故シーケンスについては、全炉心損傷頻度に対する寄与割合が 5.3% と有意であること、及び防潮堤の健全性が維持され津波による影響の程度が特定できることから、「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」を重要事故シーケンスとして選定している。

## 2. 有効性評価において想定する津波高さ、敷地への浸水状況について

### (1) 敷地に遡上する津波高さの想定

有効性評価において想定する津波については、重要事故シーケンスとして選定した「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」における最大の津波高さである、防潮堤位置において T.P. +24m<sup>※1※2</sup> の津波を想定する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示し、津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

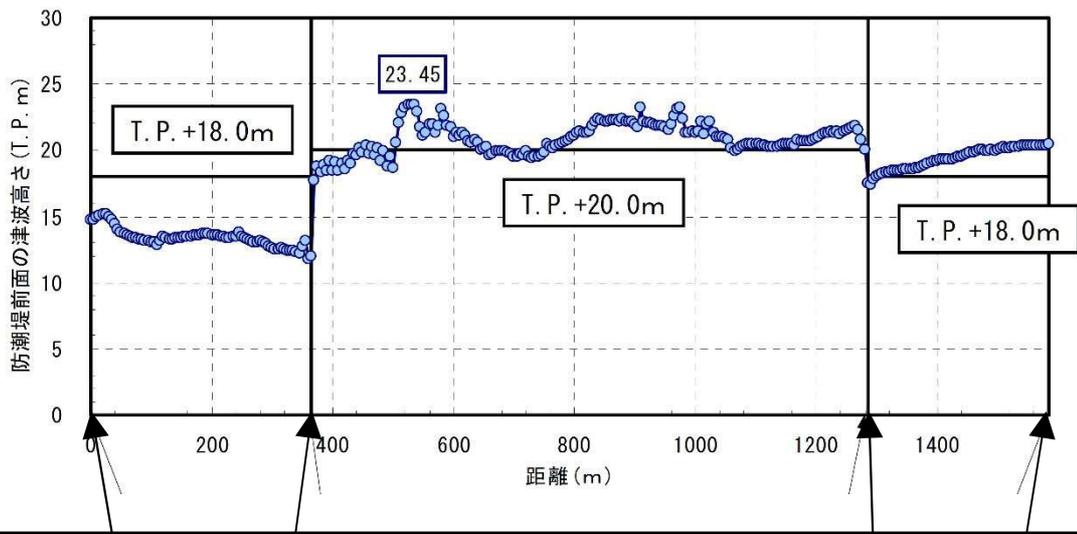
※2 防潮堤耐力である津波高さを設定しており、津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約  $3 \times 10^{-7}$  / 炉年に相当する。

## (2) 敷地内浸水評価

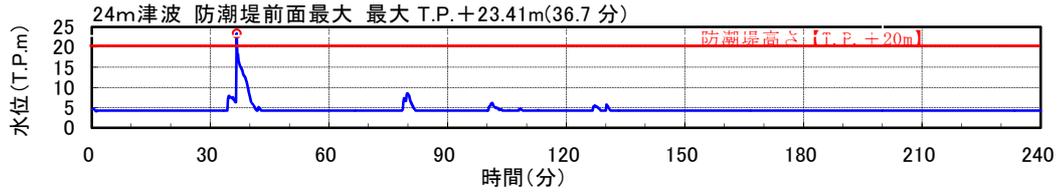
第2図に敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布、第3図に防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形、第4図に各施設の浸水深の時刻歴波形を示す。なお、津波高さの設定に当たっては、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）が T.P. +24m となるように、基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定している。

敷地内浸水評価の結果、敷地に遡上する津波時の影響としては、以下の特徴がある。

- ・ 敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり、T.P. +8m の敷地は浸水するが、T.P. +11m 以上の敷地への浸水は確認されない。(第2図)
- ・ 防潮堤前面からの越流による敷地内への流入は限定的である。(第3図)
- ・ T.P. +8m に位置する施設における最大浸水深は、防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「D/C」という。）前面を除き、0.5m ~1.0m である。(第2図, 第4図)

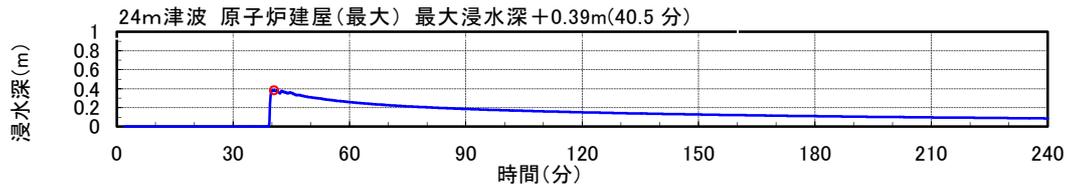


第 2 図 敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布

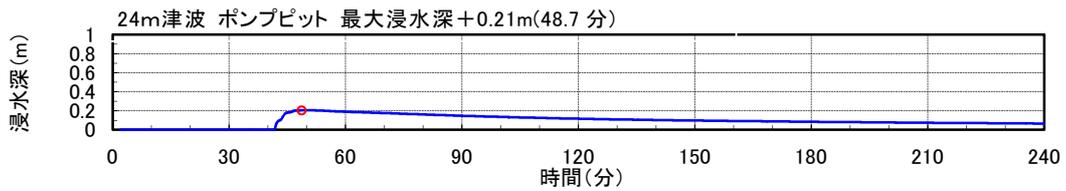


第3図 防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形

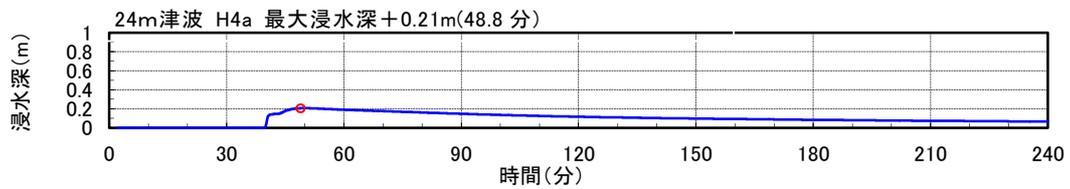
注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。



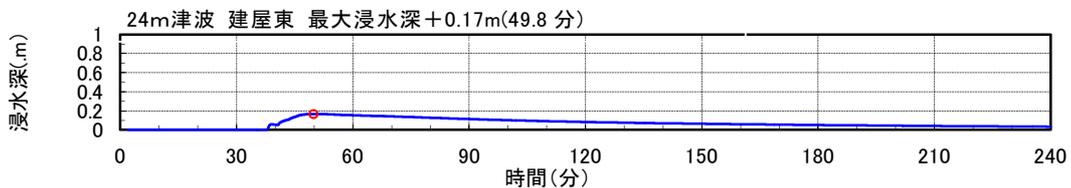
(①原子炉建屋)



(②緊急用海水ポンプピット上部)



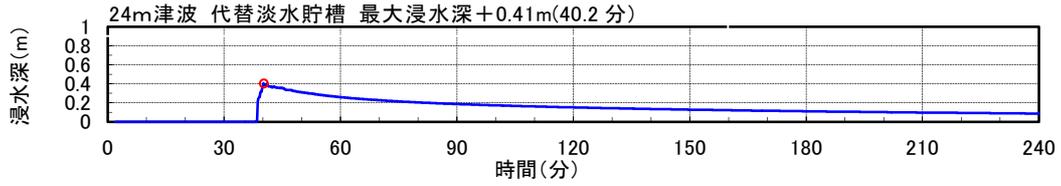
(③排気筒南東)



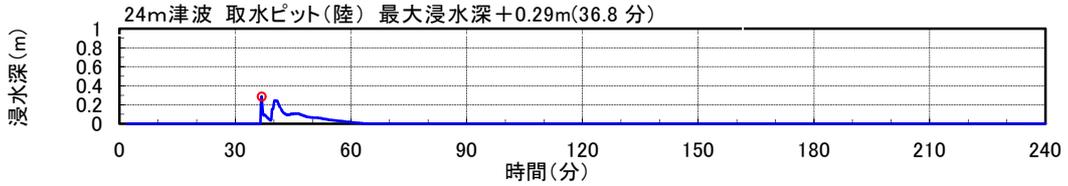
(④原子炉建屋東)

第4図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (1/2)

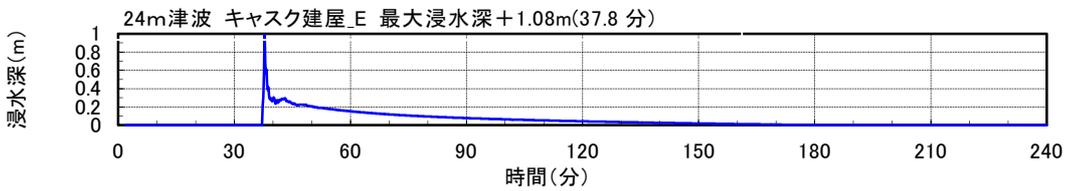
注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。



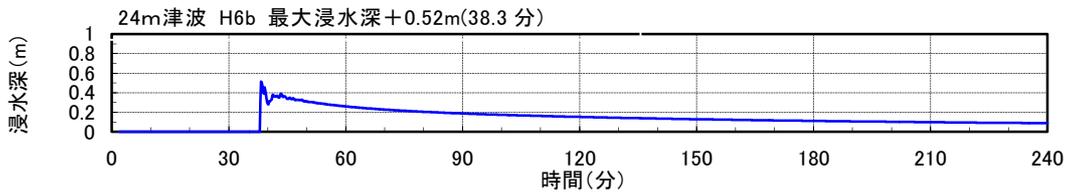
(⑤代替淡水貯槽上部)



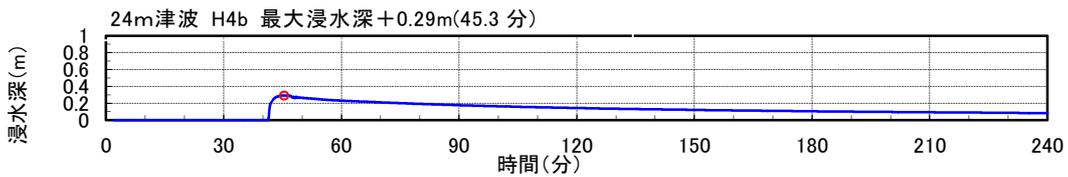
(⑥S A用海水ピット)



(⑦D / C 前面)



(⑧緊急時対策室建屋西)



(⑨原子炉建屋西)

第4図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (2/2)

注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。

### 3. 敷地に遡上する津波に対する防護対策について

#### (1) 敷地に遡上する津波に対する施設防護

敷地に遡上する津波への防護対策の概要を第5図に示す。

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては、防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で、以下の対策を実施する。

##### a. 建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては、これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

##### 【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット
- ③ 格納容器圧力逃がし装置格納槽
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽

##### b. 建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（S A用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

##### 【対象】

- ⑤ 緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）
- ⑥ 格納容器圧力逃がし装置格納槽（地上敷設部）
- ⑦ 原子炉建屋東側接続口
- ⑧ 原子炉建屋西側接続口
- ⑨ S A用海水ピット取水塔

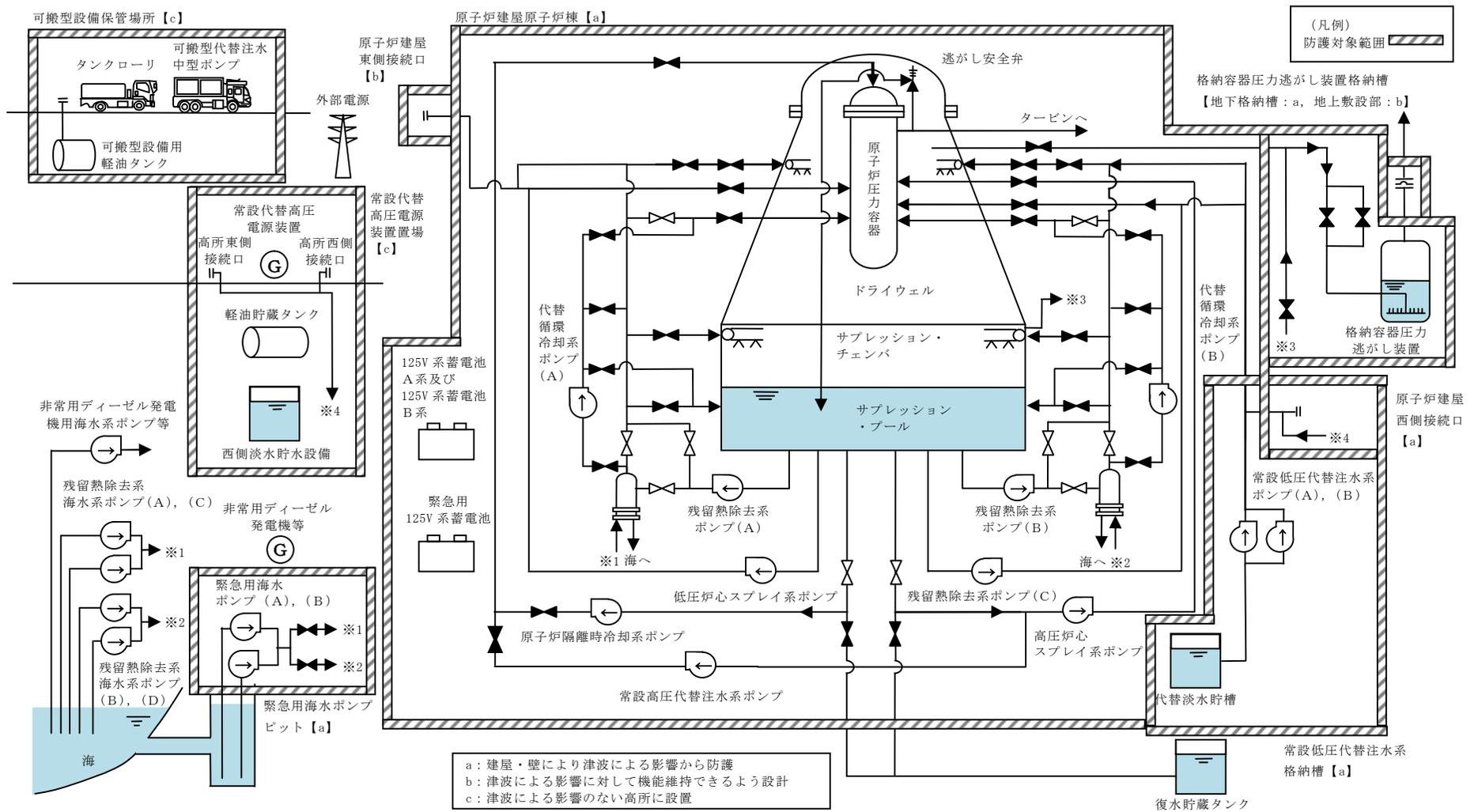
c. 高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては、敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し、最大津波高さが各施設・設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

**【対象】**

- ⑩ 緊急時対策所建屋
- ⑪ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑫ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑬ 西側保管場所及び南側保管場所
- ⑭ 高所東側接続口及び高所西側接続口

また、津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって、津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう、排気筒、屋外大型タンク等について、漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。



第5図 敷地に遡上する津波への防護対策概要

(2) 敷地に遡上する津波に対するアクセスルートの設定

2. の評価結果より、敷地に遡上する津波による敷地内浸水量は少ないことから、津波が引いた後に T.P. +8m 盤に位置する接続口（原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口）へのアクセスルートの復旧を行うことにより、事故対応が可能であると考えるが、津波の浸水範囲における復旧作業には不確かさがあることを考慮し、以下の対応策を講ずることにより、敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを設定する。

① 淡水源の高所設置

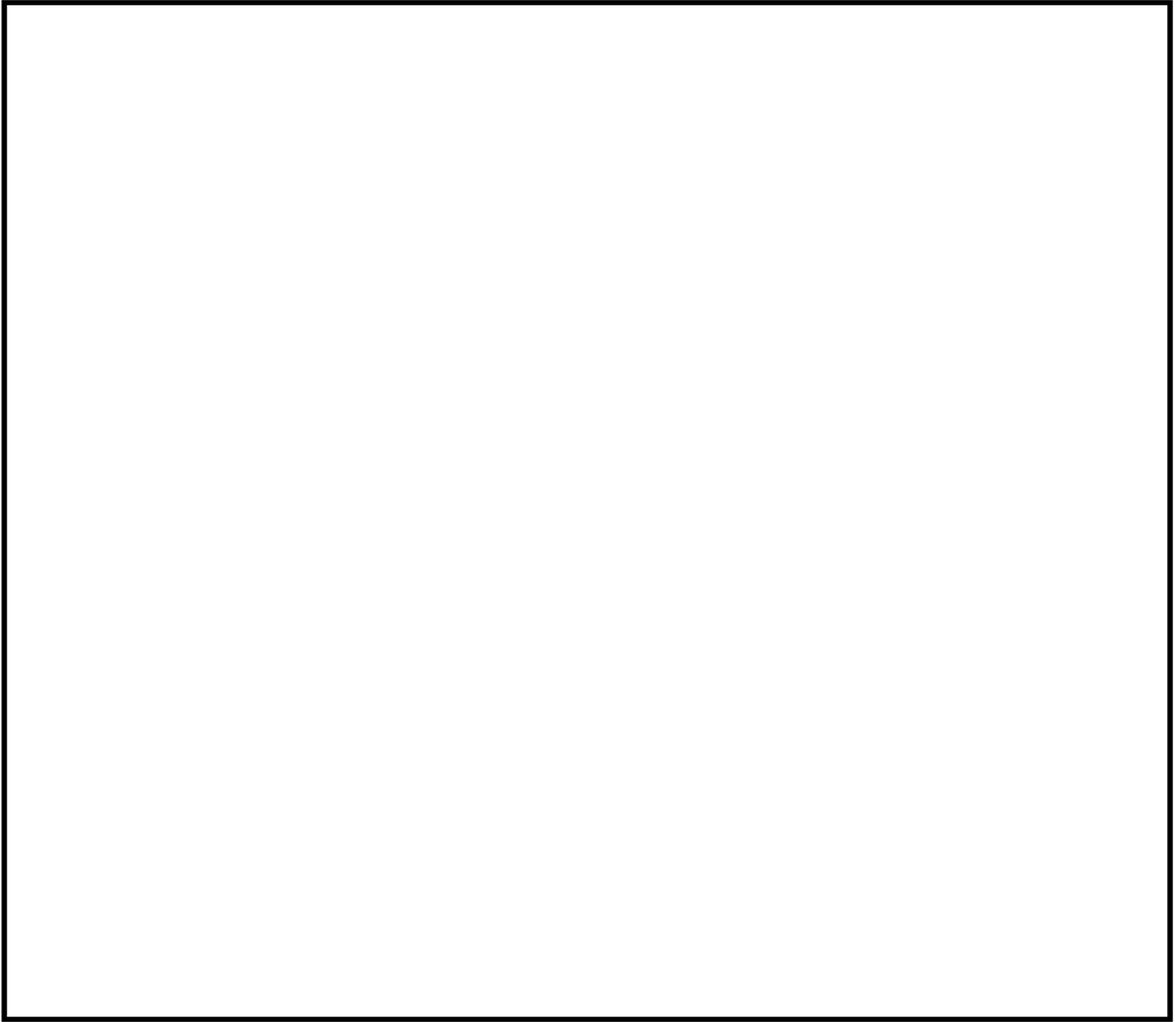
淡水源の 1 箇所を、敷地に遡上する津波の影響を受けない発電所西側造成エリアの高所（T.P. +11m）に設置。

② 淡水系接続口の高所設置

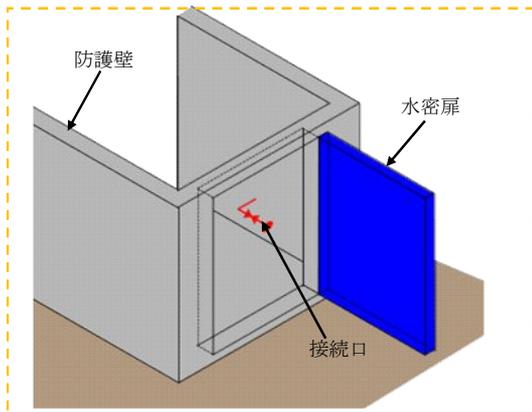
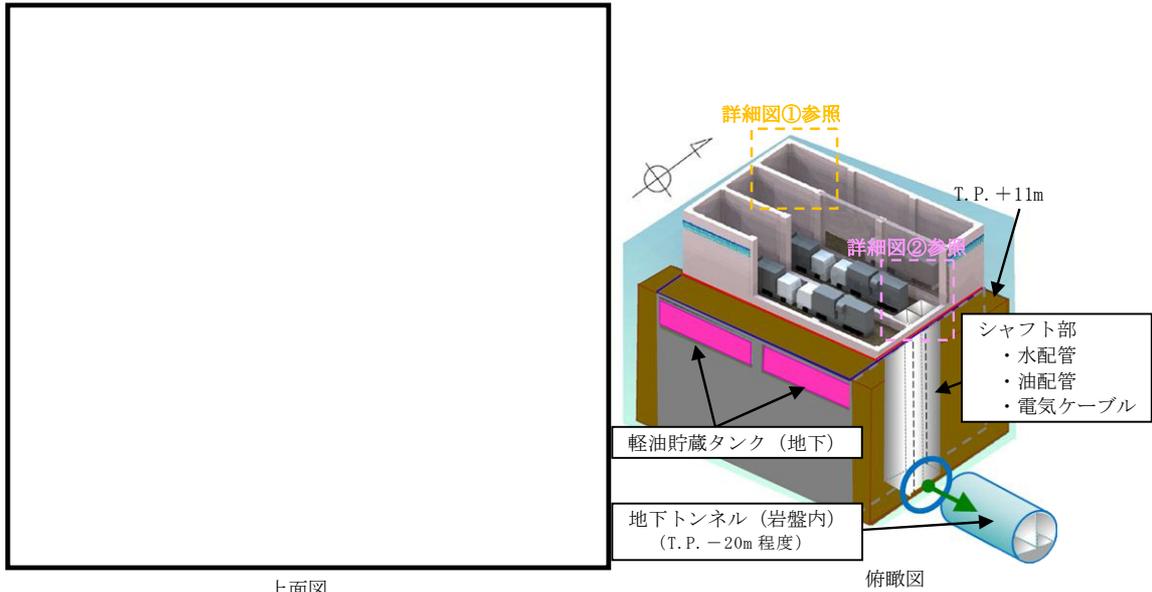
可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を、敷地に遡上する津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置付近（T.P. +11m）に設置。

本接続口は、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に 2 箇所設置。

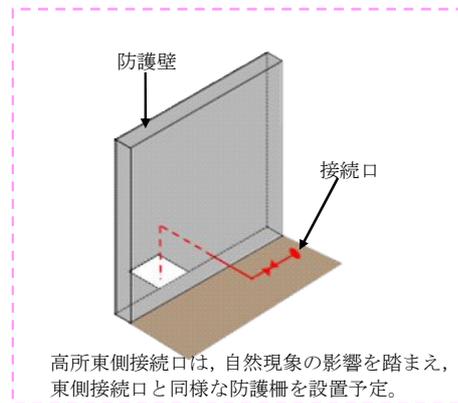
上記の処置について第 6 図及び第 7 図に示す。また、設定した敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートについて第 8 図に示す。



第 6 図 敷地に遡上する津波に対する対応策の概要図

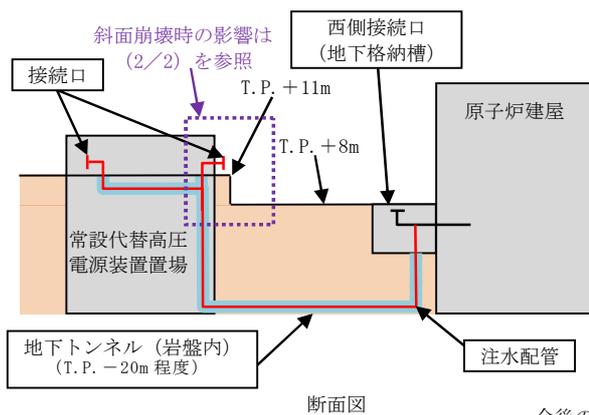


詳細図① (高所西側接続口)



高所東側接続口は、自然現象の影響を踏まえ、東側接続口と同様な防護柵を設置予定。

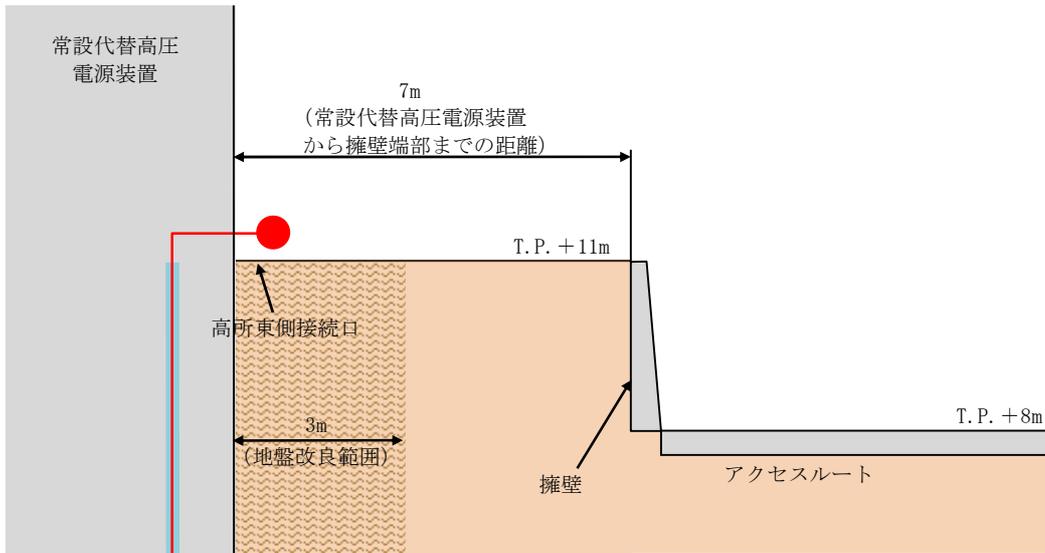
詳細図② (高所東側接続口)



- ・トンネル内にはケーブル接続部を設けない。
- ・軽油配管にはフランジ部を設けない。
- ・水配管、軽油配管はケーブル類より下位置に配置する。
- ・ケーブル敷設部と水配管敷設部の間には点検通路スペースを設ける。

今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

第7図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (1/2)

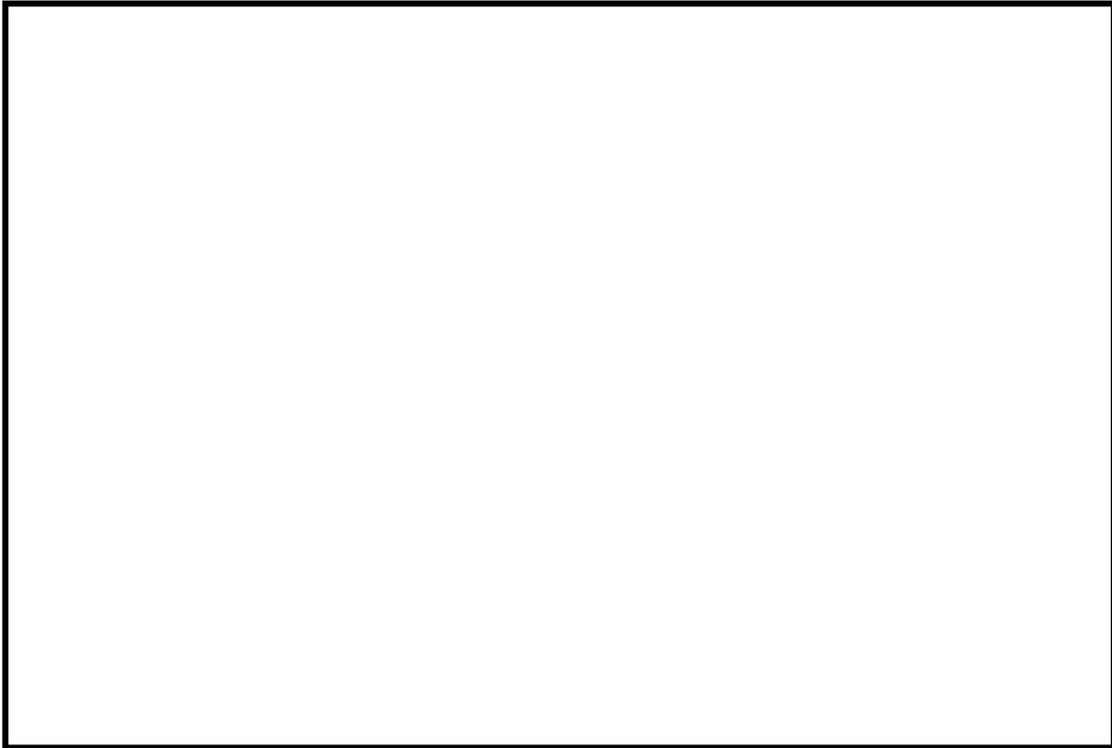


常設代替高圧電源装置から約 3m の範囲は地盤改良を行うことから、高所東側接続口は斜面崩壊の影響を受けない。

また、高所東側接続口へのホース接続は、地盤改良範囲（約 3m）で作業が可能である。

地盤改良範囲等は今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

第 7 図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造（2/2）



作業名	アクセスルート 復旧時間①	作業時間 ②	有効性評価 要求時間	評価結果	
				①+②	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動操作（南側保管場所～西側淡水貯水設備～高所西側接続口）	0分	160分 <sup>※1</sup>	3時間 <sup>※2</sup>	160分 <sup>※3</sup>	○

※1：評価ルートにおいて可搬型設備を使用する作業時間で考慮する項目は以下のとおり。

- ・ 出動準備時間（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
- ・ 保管場所から水源までの移動時間（アクセスルート復旧と並行にて実施）
- ・ 水中ポンプ設置時間
- ・ ホース敷設及び接続時間
- ・ 事務本館又は緊急時対策室建屋から緊急時対策所までの徒歩時間及び状況把握時間

※2：事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」における事故シーケンスのうち「最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗」について，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」での操作所要時間内に完了することを確認する。

※3：高所東側接続口を使用する場合の合計時間は170分

## 第8図 敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルート (評価用ルート)

防潮堤設置ルートの変更による敷地に遡上する津波への対応  
に対する影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（第9図）を踏まえ、敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析への影響について確認する。



第9図 敷地北側における防潮堤設置ルートの変更

## 2. 確認方法

防潮堤設置ルートの変更を踏まえた敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析について、既往の基準津波の遡上解析（防潮堤設置ルート変更前）と既往の基準津波の遡上解析（暫定の防潮堤設置ルート変更後）（試解析）を比較することにより、敷地に遡上する津波に対する影響について確認を行った。

## 3. 既往の基準津波による防潮堤設置ルート変更の影響検討

既往の基準津波の遡上解析結果を第10図（防潮堤設置ルート変更前／暫定の防潮堤設置ルート変更後）に示す。遡上解析への影響を確認した結果は以下のとおり。

### (1) 既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位

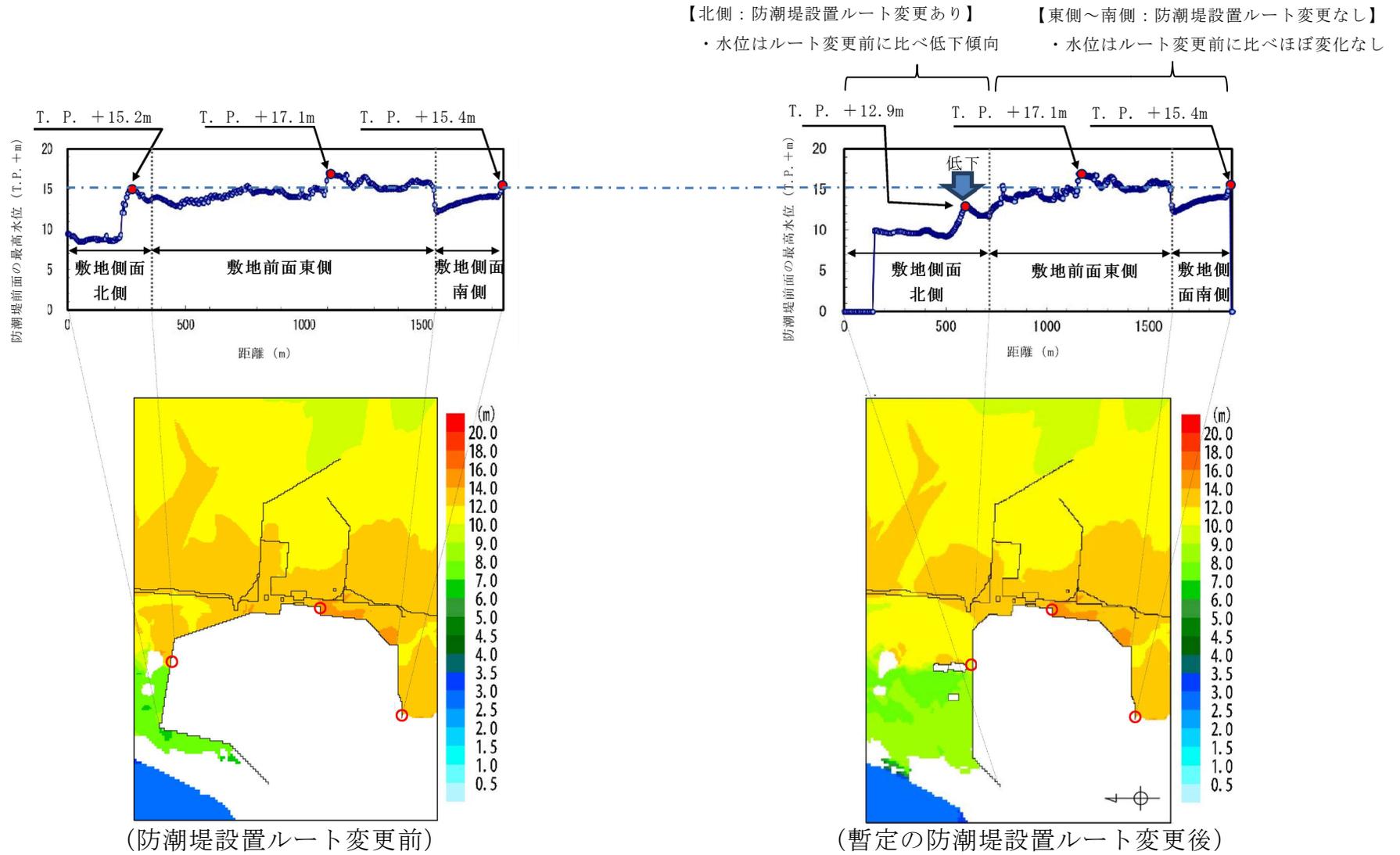
既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位は、防潮堤設置ルートの変更前後において、いずれもT.P. +17.1mであり変化はなく、その最高水位を示す位置も同一である。

### (2) 既往の基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

第10図に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は、防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲を含んでいる。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前後でほぼ変化が見られない。

### (3) 既往の基準津波による敷地側面北側の水位

第10図に示す「敷地側面北側」は、防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前のT.P. +15.2mからルート変更後のT.P. +12.9mへ低下している。



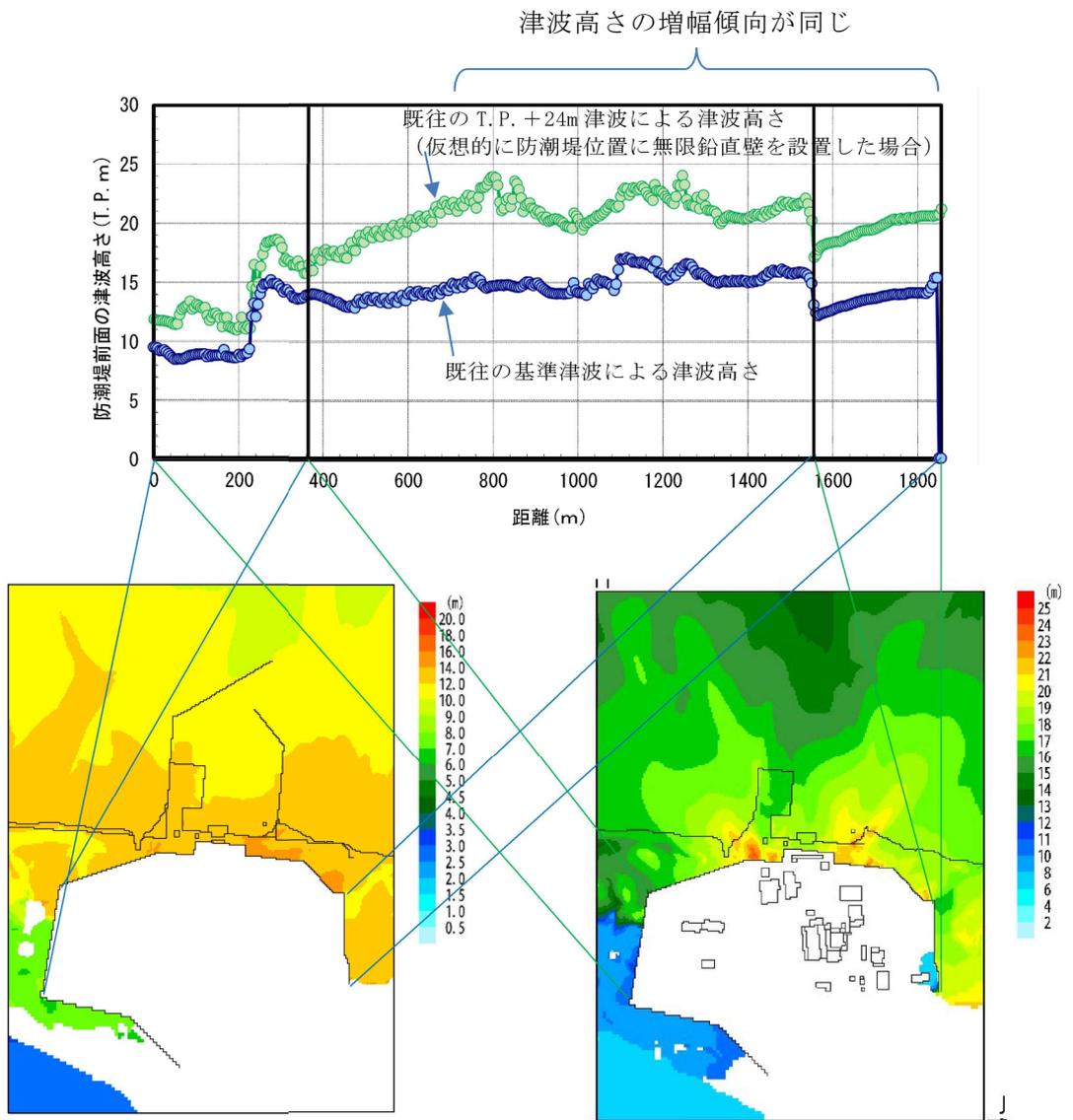
第 10 図 既往の基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

#### 4. 敷地に遡上する津波の防潮堤設置ルート変更の影響

前述したとおり、防潮堤設置ルートの変更前後において最高水位地点を含む敷地側面南側～敷地前面東側の水位分布については、ほぼ変化がないことを確認した。ここでは、防潮堤設置ルートの変更前後において既往の敷地に遡上する津波（T.P. +24m津波）による津波高さへの影響を検討した。なお、ここで、敷地に遡上する津波は、基準津波と同一の波源とし、防潮堤前面の最高水位がT.P. +24mとなるように、津波波源のパラメータであるすべり量を増大させたものである。

防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さの比較を第11図に示す。防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さを比較した結果、T.P. +20mを上回る大きな水位を示す敷地前面東側から敷地側面南側にかけて、津波高さの増幅傾向はほぼ同じと考えられる。

以上のことから、防潮堤設置ルートの変更前後においてT.P. +24m津波による防潮堤前面での津波水位分布は大きく変わらないことが予想される。



既往の基準津波による最大水位上昇量分布図

既往の T.P. + 24m 津波による最大水位上昇量分布図  
(防潮堤位置に無限鉛直壁を設定)

第 11 図 既往の基準津波と既往の T.P. + 24m 津波との比較

以下に、防潮堤ルート変更が敷地に遡上する津波に及ぼす影響として、「津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響」，「有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響」，「敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響」について検討した結果を示す。

(1) 津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響

防潮堤ルート変更に伴う津波ハザードの変更により，津波 P R A の炉心損傷頻度に対して若干の影響が生じる可能性が考えられるものの，事故シナリオの分析に対して防潮堤ルート変更の影響はないことから，津波 P R A から抽出される事故シーケンスについては同様となる。

また，防潮堤ルート変更後においても，防潮堤耐力を津波高さ T. P. + 24m とすることから，「防潮堤損傷」として大規模損壊での対応に含まれることとなる津波高さ（津波区分 3 : T. P. + 24m～）及び事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」として有効性評価において取り扱うこととなる津波高さ（津波区分 1， 2 : T. P. + 20m～T. P. + 24m）についても同様となる。

(2) 有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響

a. 想定する津波高さ

(1) で述べたとおり，防潮堤ルート変更後においても，事故シーケンスでの取扱いが変わらないことから，有効性評価において想定する津波高さは，防潮堤ルート変更前と同様に重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」における最大の津波高さであり，防潮堤が健全な範囲において最大の津波高さ

なる防潮堤位置においてT. P. +24mの津波となる。

b. 敷地への浸水状況

防潮堤設置ルート変更後の敷地への浸水状況を予想するに当たって、敷地側面南側，敷地前面東側，敷地側面北側の3つに分けて整理したものを第3表に示す。

敷地内への流入が支配的となる，ルートを変更していない敷地側面南側～敷地前面東側の水位，敷地への流入量（第10図参照）については，ほぼ変わらない結果となることが予想される。（第3表①）

また，防潮堤設置ルート変更前で敷地内への流入がほぼなかった敷地側面北側の水位，敷地への流入量（第2図参照）についても，大きく増加することはないことが予想される。（第3表②）

以上のことから，防潮堤設置ルート変更後における敷地内浸水評価については，ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。

第3表 既往の基準津波による敷地に遡上する津波の推定

防潮堤	南	東 (取水口側)	北
ルート変更有無	なし	一部あり	あり
既往の基準津波の最大水位上昇量分布	変化なし	同程度	低下
ルート変更前 T. P. +24m津波の 流入量	大 (終端からの回込みによる流入が支配的)	中 (越流による流入は限定的)	小 (終端からの回込みなし)
ルート変更後 T. P. +24m津波の 流入量変化 (推定)	ほぼ変わらない (①)	ほぼ変わらない (①)	大きく増加することはない (②)

(3) 敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響

(2)で述べたとおり、敷地内浸水評価については、防潮堤ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。そのため、防潮堤ルート変更前の敷地浸水評価を基に検討を行った敷地に遡上する津波に対する施設防護及びアクセスルートの設定については、防潮堤ルート変更後においても有効に機能するものと考えられる。

なお、防潮堤ルート変更後の敷地に遡上する津波の遡上解析については、今後実施し影響を確認する予定である。

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針  
及び施設の防護方針について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから、敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。

なお、詳細は耐津波設計方針等において説明する。

1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については、事故シーケンス選定の評価結果に基づき、防潮堤位置において T.P. +24m<sup>※1※2</sup>の津波を想定する。

なお、敷地に遡上する津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約  $3 \times 10^{-7}$  / 炉年に相当する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2 津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

2. 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針

敷地に遡上する津波襲来時については、敷地内への浸水により屋外作業が制限されることが考えられることから、重大事故等対処設備の有効性の確認においては、以下の対応を基本方針とする。

- 津波防護を考慮した常設設備による対応を基本とする
- ただし、可搬型設備による対応を行う場合は、津波影響のない高所に限定した対応とする

### 3. 敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については、敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において、事故対応を行うために必要な設備として、以下の設備を選定する。

- 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針に基づいた重大事故の防止及び緩和に必要な重大事故等対処設備<sup>※3</sup>
- 設備要求に係る設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備<sup>※3</sup>

※3 「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口，保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため，可搬型設備保管場所（西側及び南側），東側接続口，西側接続口（地下格納槽），高所接続口についても津波防護の対象とする。

なお，高所接続口については，事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」の有効性評価において，期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を確保できる設計とする。

なお，ここで「設置許可基準規則第 44 条 発電用原子炉を未臨界にする設備」については，大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから，防護対象としていない。

また，以下設備については，機能を代替する重大事故等対処設備により設置許可基準規則に対する基準適合性を満たすため，防護対象としていない。

系統機能	除外理由
高圧炉心スプレイ系	津波により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系にて代替可能。
残留熱除去系海水系	津波により残留熱除去系海水系ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は、緊急用海水系にて代替可能。
非常用交流電源設備	津波により非常用ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は、常設代替交流電源設備にて代替可能。

選定した津波防護対象について、第1表に示す。

第1表 津波防護対象 (1/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第45条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧代替注水系</li> <li>・ 原子炉隔離時冷却系</li> <li>・ ほう酸水注入系</li> <li>・ 逃がし安全弁 (安全弁機能)</li> </ul>
<p>第46条 (原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)</li> <li>・ 逃がし安全弁 (逃がし弁機能)</li> <li>・ 過渡時自動減圧機能</li> <li>・ 逃がし安全弁機能回復 (代替直流電源及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池供給)</li> <li>・ 非常用窒素供給系</li> <li>・ 非常用逃がし安全弁駆動系</li> </ul>
<p>第47条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・ 低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・ 代替循環冷却系</li> <li>・ 残留熱除去系 (低圧注水系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</li> <li>・ 低圧炉心スプレー系</li> </ul>
<p>第48条 (最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 緊急用海水系</li> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 耐圧強化ベント系</li> <li>・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系)</li> </ul>
<p>第49条 (原子炉格納容器内の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替循環冷却系</li> <li>・ 代替格納容器スプレー冷却系 (常設)</li> <li>・ 代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型)</li> <li>・ 残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</li> </ul>
<p>第50条 (原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 代替循環冷却系</li> </ul>
<p>第51条 (原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器下部注水系 (常設)</li> <li>・ 格納容器下部注水系 (可搬型)</li> </ul>
<p>第52条 (水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 可搬型窒素供給装置</li> <li>・ 格納容器内水素濃度 (SA)</li> <li>・ 格納容器内酸素濃度 (SA)</li> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> </ul>
<p>第53条 (水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉建屋ガス処理系</li> <li>・ 静的触媒式水素再結合器</li> <li>・ 原子炉建屋水素濃度</li> </ul>

第1表 津波防護対象 (2/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第54条 (使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン)</li> <li>・ 可搬型代替注水中型ポンプ, 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン)</li> <li>・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (可搬型スプレイノズル)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への放射性物質の拡散抑制)</li> <li>・ 代替燃料プール冷却系</li> <li>・ 使用済燃料プールの状態監視設備</li> </ul>
<p>第55条 (工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への放射性物質の拡散抑制, 航空機燃料火災への泡消火)</li> <li>・ 汚濁防止膜 (海洋への放射性物質の拡散抑制)</li> </ul>
<p>第56条 (重大事故等の収束に必要な水の供給設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等収束のための水源 (西側淡水貯水設備, 代替淡水貯槽, サプレッション・チェンバ, ほう酸水貯蔵タンク)</li> <li>・ 水の供給 (可搬型代替注水中型ポンプ, 可搬型代替注水大型ポンプ, ホース等)</li> </ul>
<p>第57条 (電源設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常設代替交流電源設備</li> <li>・ 可搬型代替交流電源設備</li> <li>・ 非常用所内電気設備</li> <li>・ 所内常設直流電源設備</li> <li>・ 常設代替直流電源設備</li> <li>・ 可搬型代替直流電源設備</li> <li>・ 代替所内電気設備</li> <li>・ 燃料給油設備</li> </ul>
<p>第58条 (計装設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備</li> <li>・ 代替パラメータを計測する設備</li> <li>・ パラメータ記録時に使用する設備</li> </ul>
<p>第59条 (原子炉制御室)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備 (可搬型照明 (SA))</li> <li>・ 居住性を確保するための設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 遮蔽及び換気設備 (中央制御室換気系, 原子炉建屋ガス処理系, ブローアウトパネル閉止装置, 中央制御室待避室, 中央制御室待避室ボンベユニット (空気ボンベ))</li> <li>－ 衛星電話設備 (可搬型) (待避室) 及びデータ表示装置 (待避室)</li> <li>－ 酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計</li> </ul> </li> </ul>
<p>第60条 (監視測定設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 可搬型モニタリング・ポスト</li> <li>－ 可搬型放射能測定装置</li> </ul> </li> <li>・ 風向, 風速その他の気象条件の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 可搬型気象観測設備</li> </ul> </li> </ul>

第 1 表 津波防護対象 (3/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第 6 1 条 (緊急時対策所)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 緊急時対策所</li> <li>• 必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－安全パラメータ表示システム</li> <li>－通信設備 (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型), 携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X), データ伝送設備)</li> </ul> </li> <li>• 代替電源設備 (緊急時対策所用発電機, 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク, 緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用M/C)</li> <li>• 居住性を確保するための設備 (緊急時対策所遮蔽, 緊急時対策所非常用送風機, 緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計, 可搬型モニタリング・ポスト, 緊急時対策所エリアモニタ)</li> </ul>
<p>第 6 2 条 (通信連絡を行うために必要な設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 発電所内の通信連絡を行うための設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－通信設備 (発電所内) (携行型有線通話装置, 衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び無線連絡設備 (携帯型))</li> <li>－安全パラメータ表示システム</li> </ul> </li> <li>• 発電所外との通信連絡を行うための設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－通信設備 (発電所外) (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X))</li> <li>－データ伝送設備</li> </ul> </li> </ul>

#### 4. 津波防護対象の基準適合内容

##### 【設置許可基準規則】

(重大事故等対処設備)

第四十三条 重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

- 一 想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮すること。
  - 二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。
  - 三 健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。
  - 四 本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。
  - 五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。
  - 六 想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
- 2 重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。と接続するものにあつては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
  - 二 二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であつて、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。
  - 三 常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。
- 3 可搬型重大事故等対処設備に関しては、第一項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え、十分に余裕のある容量を有するものであること。
  - 二 常設設備（発電用原子炉施設と接続されている設備又は短時間に発電用原子炉施設と接続することができる常設の設備をいう。以下同じ。）と接続するものにあつては、当該常設設備と容易かつ確実に接続することができ、かつ、二以上の系統又は発電用原子炉施設が相互に使用することができるよう、接続部の規格の統一その他の適切な措置を講じたものであること。
  - 三 常設設備と接続するものにあつては、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続口をそれぞれ互いに異なる複数の場所に設けるものであること。

四 想定される重大事故等が発生した場合において可搬型重大事故等対処設備を設置場所に据え付け、及び常設設備と接続することができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

五 地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。

六 想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、適切な措置を講じたものであること。

七 重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

3. 項で選定した津波防護対象とする重大事故等対処設備に対する基準適合性を確認するに当たり、設置許可基準規則第 43 条により要求されている項目のうち、敷地に遡上する津波に関連する項目の基本設計方針について整理した。敷地に遡上する津波を考慮した基準適合のための基本設計方針を第 2 表に示す。

第 2 表に示すとおり、津波防護対象とする重大事故等対処設備に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することにより、基準に適合する設計とする。

また、敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所東側接続口及び高所西側接続口についても、設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に設置することにより、共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計とする。

第2表 基準適合のための基本設計方針 (1/2)

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に 遡上する 津波	第1項第1号 (重大事故等時の環境条件)	<p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない設計とする又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。</p>
	第2項第3号 (常設重大事故防止設備の共通要因故障)	<p><b>位置的分散</b></p> <p>設計基準事故対処設備等と同時にその機能が損なわれないよう、可能な限り多様性を有し、位置的分散を図ることを考慮する。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。</p>
	第3項第3号 (複数の接続箇所 の確保)	<p><b>複数箇所</b></p> <p>可搬型重大事故等対処設備のうち、原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と、常設設備との接続口は、共通要因によって接続できなくことを防止するため、それぞれ互いに異なる複数の場所に設置する設計とする。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる。</p> <p>敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる可搬型設備の接続口<sup>※4</sup>については、津波影響の受けない敷地高さに設置する設計とする。また、当該接続口は常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより、共通要因によって接続することができなくなることを防止する。</p>
	第3項第5号 (保管場所)	<p><b>位置的分散</b></p> <p>可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう、位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。</p>

※4：事故シーケンスグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」の有効性評価において、期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を有する高所接続口を指す。

第2表 基準適合のための基本設計方針 (2/2)

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に 遡上する 津波	第3項第6号 (アクセス ルート)	<p><b>【屋内アクセスルート】</b></p> <p><b>アクセスルートの確保</b> 迂回路も考慮したアクセスルートを確保する設計とする。</p> <p><b>敷地に遡上する津波の考慮</b> 敷地に遡上する津波に対しては、敷地に遡上する津波による浸水の ないよう設計する施設内に確保する設計とする。</p> <p><b>【屋外アクセスルート】</b></p> <p><b>アクセスルートの確保</b> 複数のアクセスルートを確保する設計とする。</p> <p><b>敷地に遡上する津波の考慮</b> 敷地に遡上する津波に対しては、ホイールローダによる漂流物撤 去作業を行うことで、通行性を確保できるよう考慮する。 また、敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要とな る屋外アクセスルート<sup>※5</sup>については、津波影響の受けない敷地高さ に確保する設計とする。</p>
	第3項第7号 (可搬型重大事故 防止設備の 共通要因故障)	<p><b>位置的分散</b> 可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備等及び常設 重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう、位置 的分散を図り複数箇所に分散して保管する。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b> 敷地に遡上する津波に対しては、津波影響の受けない敷地高さ に分散して保管する。</p>

※5：事故シナリオグループ「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」の有効性評価において、事故対応として実施する可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～西側淡水貯水設備～高所東側接続口）のためのアクセスルートを指す。

## 5. 敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象施設・設備（第1表）のうち，原子炉建屋に内包される津波防護対象施設・設備を津波対策の観点から「原子炉建屋」として整理した上で，以下の施設・設備を敷地に遡上する津波から防護する対象とする。

- ・ 原子炉建屋
- ・ 緊急用海水ポンプピット及び地上敷設部
- ・ S A用海水ピット取水塔
- ・ 格納容器圧力逃がし装置格納槽及び地上敷設部
- ・ 常設低圧代替注水系格納槽
- ・ 原子炉建屋東側接続口
- ・ 原子炉建屋西側接続口
- ・ 常設代替高圧電源装置置場
- ・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ・ 緊急時対策所建屋
- ・ 高所東側接続口及び高所西側接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で，以下の対策を実施する。

### (1) 建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては，これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する

津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また、津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

**【対象】**

- ① 原子炉建屋
  - ② 緊急用海水ポンプピット
  - ③ 格納容器圧力逃がし装置格納槽
  - ④ 常設低圧代替注水系格納槽
  - ⑤ 原子炉建屋西側接続口
- (2) 建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（S A用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

**【対象】**

- ⑥ 緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）
  - ⑦ 格納容器圧力逃がし装置地上敷設部（出口配管）
  - ⑧ 原子炉建屋東側接続口
  - ⑨ S A用海水ピット取水塔
- (3) 高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設・設備

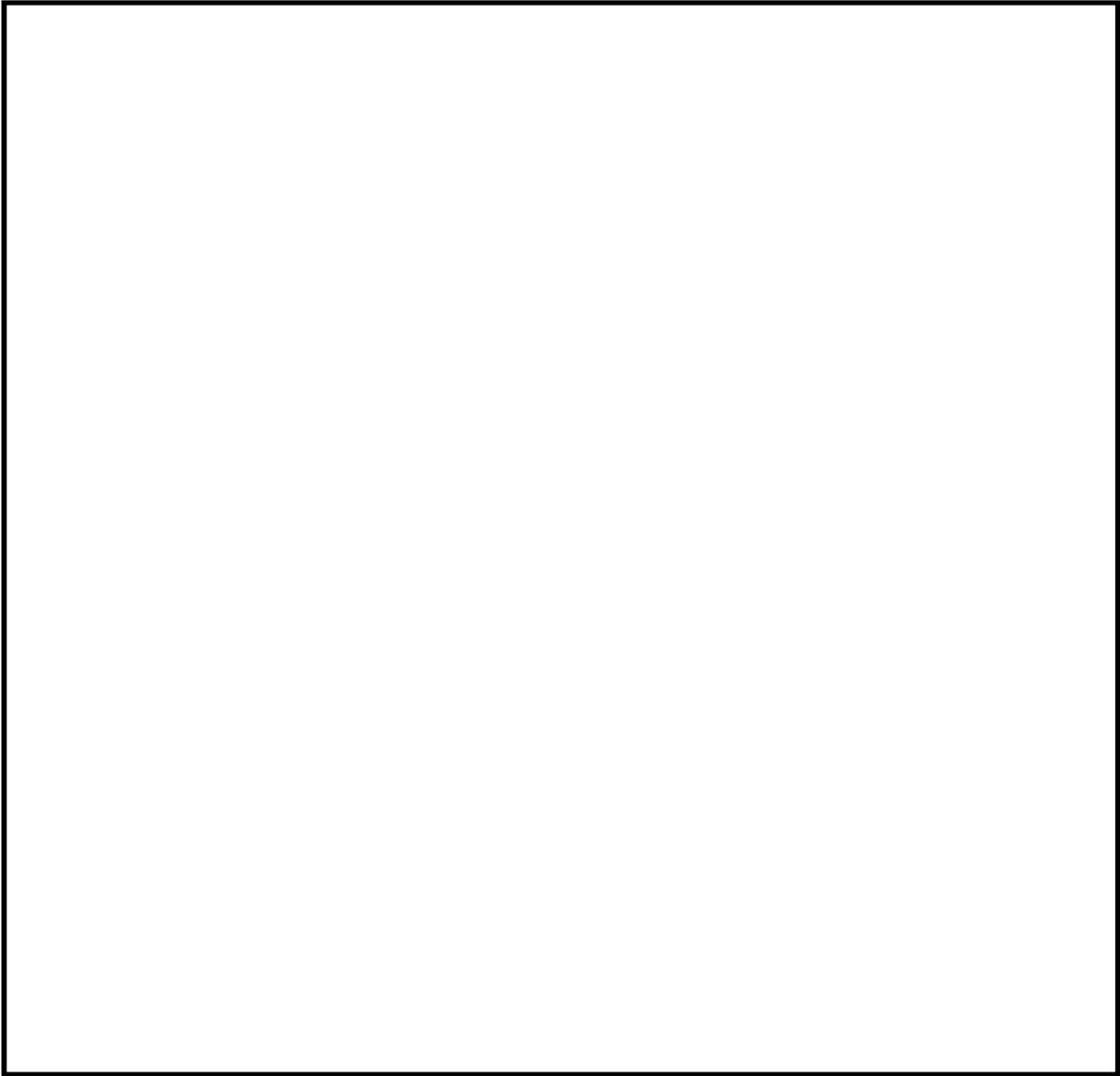
の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

**【対 象】**

- ⑩ 緊急時対策所建屋
- ⑪ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑫ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑬ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ⑭ 高所東側接続口及び高所西側接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。

敷地に遡上する津波から防護する⑩～⑭の施設等の配置を第1図に示す。



第 1 図 津波防護対象の配置図

## 高所接続口の複数箇所設置による共通要因故障の防止について

敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所東側接続口及び高所西側接続口については、設置許可基準規則第43条第3項第3号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所設置することにより（第2図参照）、共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計方針としている。

ここでは、敷地に遡上する津波時において考慮する必要がある共通要因を抽出し、抽出した共通要因により複数箇所設置した高所東側接続口及び高所西側接続口の機能が喪失しないことの確認を行った。

## (1) 共通要因の抽出及び共通要因を考慮した設計方針

敷地に遡上する津波時に考慮する必要がある共通要因並びに共通要因を考慮した高所東側接続口及び高所西側接続口の設計方針について、第3表に示す。

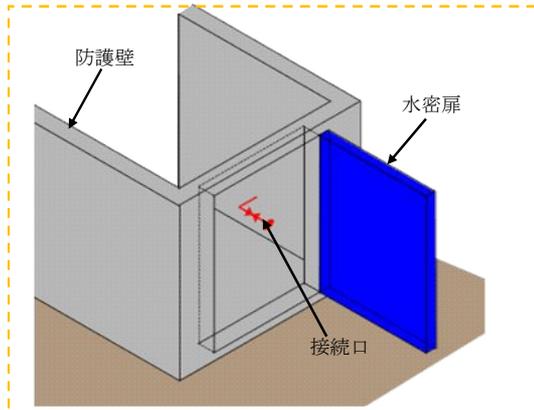
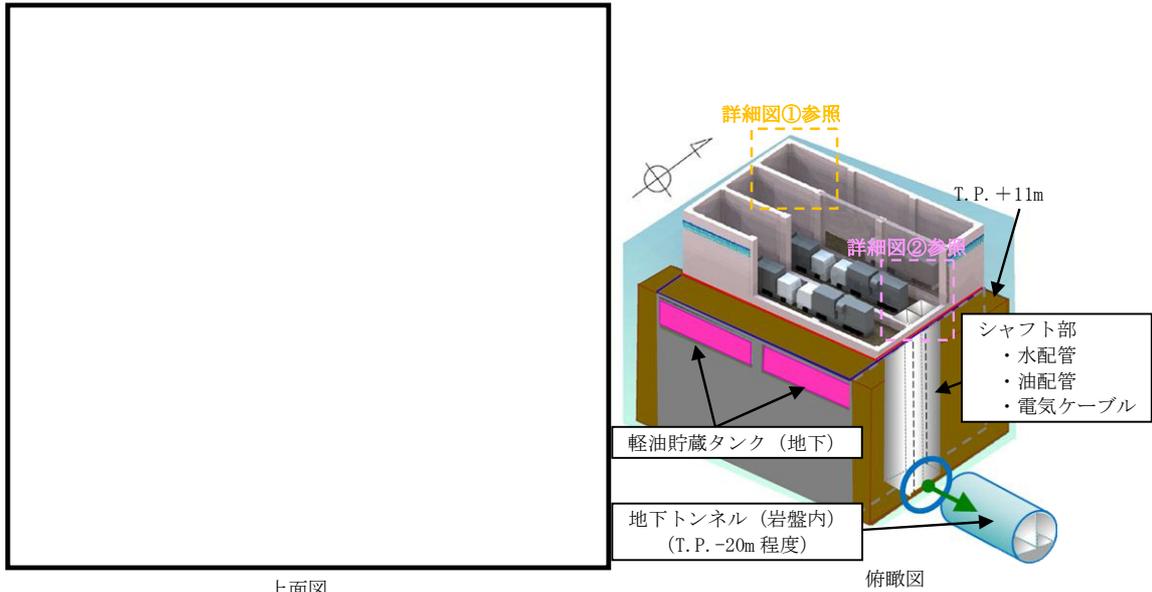
考慮する必要があるものとして整理した共通要因のうち、複数箇所の接続口設置による措置のみで機能喪失することを防止するものは、以下のものに整理される。

- ・風（台風）（飛来物）
- ・竜巻（飛来物）

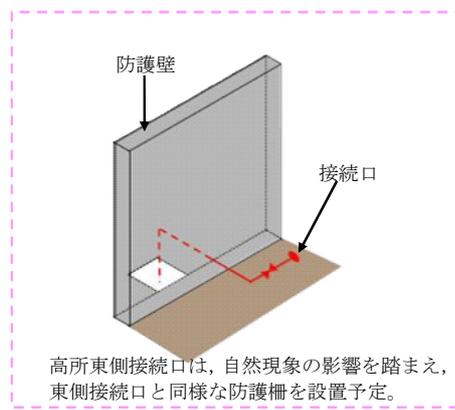
風（台風）及び竜巻による飛来物に対しては、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより、複数の接

続口の同時損傷が発生する確率を低減させることで、必要な機能が喪失することを防止することが可能であると考えられる。

以上のことから、高所東側接続口及び高所西側接続口を常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所設置することで、敷地に遡上する津波時に考慮する必要がある共通要因により、複数の接続口が全て機能喪失することを防止することが可能であることを確認した。

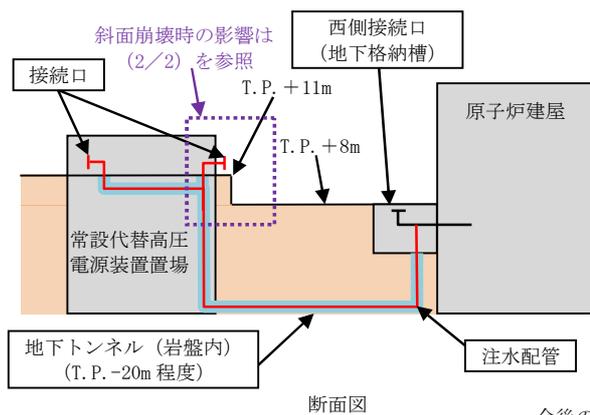


詳細図① (高所西側接続口)



詳細図② (高所東側接続口)

高所東側接続口は、自然現象の影響を踏まえ、東側接続口と同様な防護柵を設置予定。

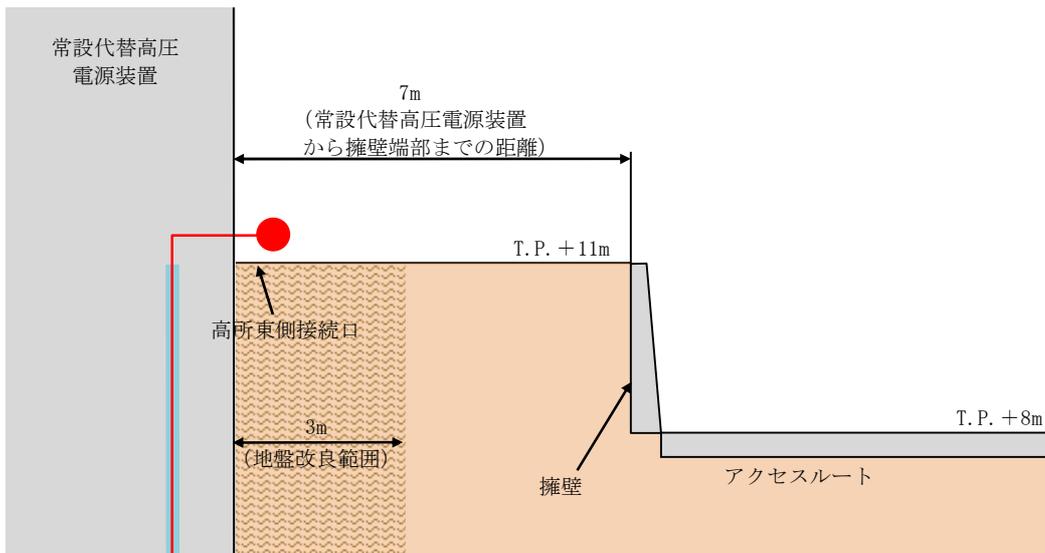


断面図

- ・トンネル内にはケーブル接続部を設けない。
- ・軽油配管にはフランジ部を設けない。
- ・水配管、軽油配管はケーブル類より下位置に配置する。
- ・ケーブル敷設部と水配管敷設部の間には点検通路スペースを設ける。

今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第2図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (1/2)



常設代替高圧電源装置から約 3m の範囲は地盤改良を行うことから、高所東側接続口は斜面崩壊の影響を受けない。

また、高所東側接続口へのホース接続は、地盤改良範囲（約 3m）で作業が可能である。

地盤改良範囲等は今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 2 図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (2/2)

第3表 高所接続口に対して考慮する共通要因及び設計方針

共通要因		考慮の可否	共通要因を考慮した設計方針
環境条件（温度，放射線，荷重，その他使用条件）		○	・環境条件を考慮した設計 ・複数箇所
地盤		○	・第38条（重大事故等対処設備の地盤）に基づく地盤上に設置
自然災害	地震	○	・第39条（地震による損傷の防止）に基づく設計
	津波	○	・敷地に遡上する津波の影響を受けない敷地高さに設置
	洪水		（立地的要因により考慮不要）
	風（台風）	○	・風（台風）による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	竜巻	○	・竜巻による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	凍結	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	降水	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	積雪	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	落雷	○	・避雷設備を設置する常設代替高圧電源装置置場に設置 ・複数箇所
	地滑り		（立地的要因により考慮不要）
	火山の影響	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	生物学的事象	○	・ネズミ等の小動物に対して，開口部の閉止により必要な機能が損なわれるおそれのない設計 ・複数箇所
	森林火災	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	高潮	○	・高潮の影響を受けない敷地高さに設置
外部人為事象	航空機落下		（原子炉施設への航空機落下確率が，防護設計の基準である $10^{-7}$ 回/炉・年を超えないため考慮不要）
	ダムの崩壊		（立地的要因により考慮不要）
	爆発 近隣工場等の火災 有毒ガス	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	船舶の衝突	○	・船舶の衝突の影響を受けない敷地高さに設置
	電磁的障害	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	故意による大型航空機衝突その他テロリズム		（敷地に遡上する津波と重畳して発生することは考慮しない）
溢水		○	・想定される溢水水位に対して機能を喪失しない設計 ・複数箇所
火災		○	・第41条（火災による損傷の防止）に基づく設計 ・複数箇所

地震発生と同時に津波が到達するとした  
評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には、最初に地震が発生し、その後に津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては、地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では、地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また、給水・復水系が停止した場合には、原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は、インターロックによる自動作動であるため、運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は、サプレッション・プール水温度等を確認し、必要に応じて残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

## (2) 敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため、高圧炉心スプレイ系は停止するが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また、外部電源が喪失している場合は、高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに、常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し、サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は、緊急用海水系並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により確保する。これらの対応操作は、地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

## 2. 津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1. で述べたとおり、地震が発生してから津波到達までは、自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の状況を確認するとともに、サブプレッション・プール水温度が上昇した場合には、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。ここで、原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベ

ル 2) 設定点に到達する直前に津波が到達し、高圧炉心スプレイ系が自動起動しなかった場合でも、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され、炉心冷却は維持される。また、評価上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については、サブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し、残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも、格納容器雰囲気温度 200℃又は格納容器圧力 0.62MPa[gage] に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始すれば良く、十分な時間余裕が確保されている

### 3. まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合、地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて、敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため、運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また、津波到達の時間遅れを考慮した場合でも、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、格納容器除熱は事象後期に実施することから、評価項目に与える影響はない。以上により、評価上、地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考えられる。

7 日間における水源の対応について  
(津波浸水による最終ヒートシンク喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：約 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後，定格流量で西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル 8）設定点から原子炉水位低（レベル 3）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却

系（可搬型）による格納容器冷却

格納容器圧力が 0.279MPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を

停止する。

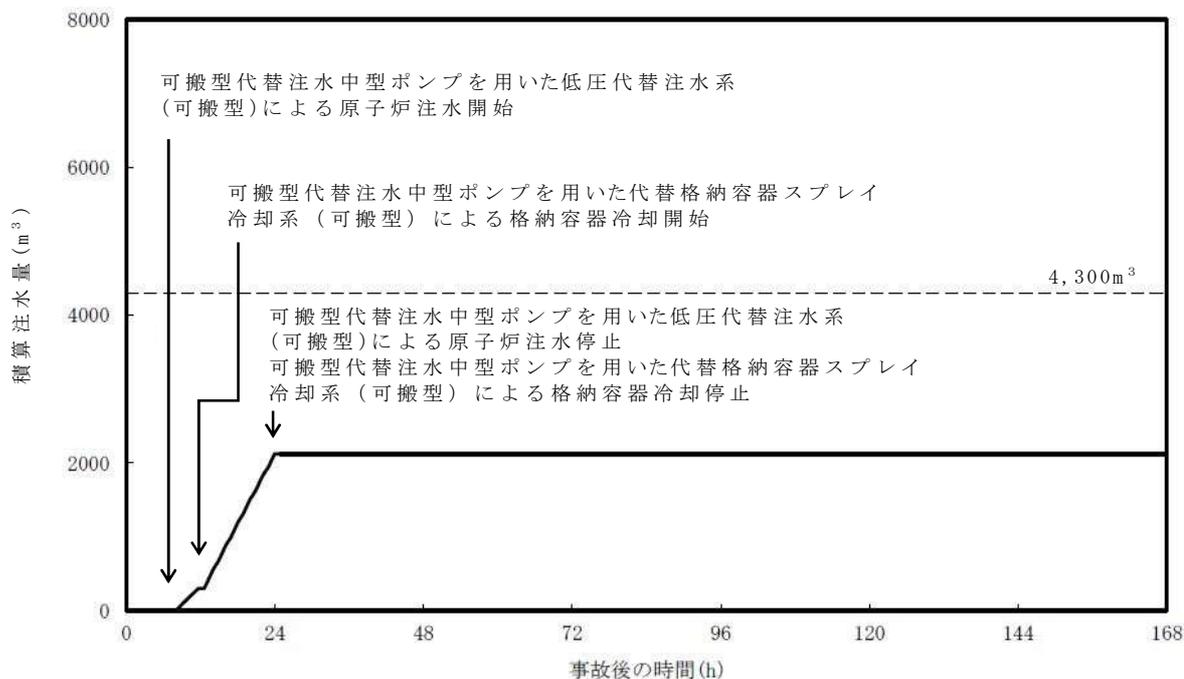
### 3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量  
(津波浸水による最終ヒートシンク喪失)

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、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  
(津波浸水による最終ヒートシンク喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして  
評価する。

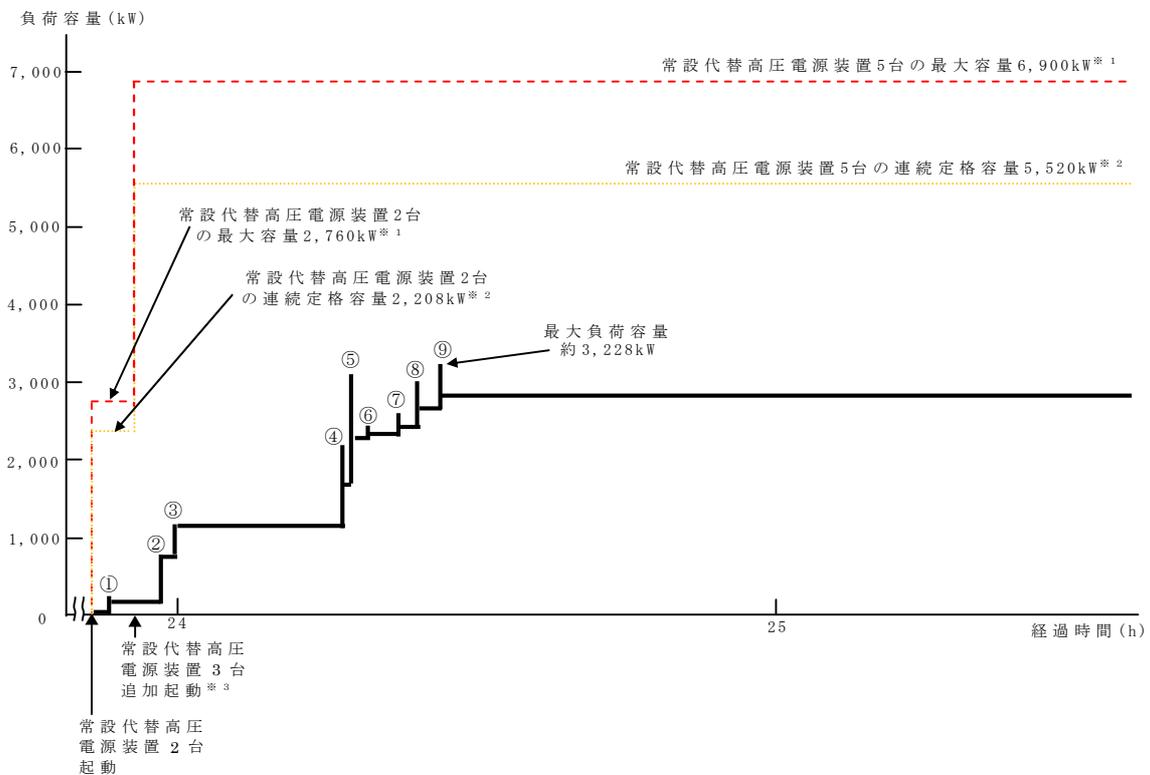
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 5 \text{台 (運転台数)}$ =約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 2 \text{台 (運転台数)}$ =約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 1 \text{台 (運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

## 常設代替交流電源設備の負荷 (津波浸水による最終ヒートシンク喪失)

### 主要負荷リスト

### 【電源設備：常設代替高压電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷 <sup>※4</sup>	約79 約108 約134 約14 約234	約799	約786
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷 <sup>※4</sup>	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約2,183	約1,715
⑤	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約3,140	約2,302
⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,411	約2,332
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約2,626	約2,438
⑧	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他不要な負荷	約45 約8 約183	約3,015	約2,674
⑨	蓄電池室排気ファン その他不要な負荷	約8 約154	約3,228	約2,836



- ※1 常設代替高压電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
- ※2 常設代替高压電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
- ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する
- ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

全交流動力電源喪失（長期 T B）との事故対応の  
相違点について

「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」では、海水系として緊急用海水系を用いている点以外に、第 1 表に示すとおり敷地に遡上する津波の影響により有効性評価において期待しないが他に取り得る手段の一部が「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）」と相違がある。

第 1 表 事故対応の相違点

事故対応	相違理由
可搬型代替低圧電源車による受電操作	高所以外の可搬型設備を用いた事故対応には期待しないこととしている
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
消火系による原子炉注水及び格納容器冷却	消火系が設置されているタービン建屋への浸水による機能喪失の可能性を考慮し期待しない

## 4.1 想定事故 1

### 4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故 1 として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。

#### (2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，想定事故 1 では，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）により使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

### (3) 燃料損傷防止対策

想定事故 1 における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、代替燃料プール注水系<sup>※1</sup>による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に、手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故 1 において、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17 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、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名、現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）による対応が可能である。

#### a. 使用済燃料プールの冷却機能喪失確認

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

使用済燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

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

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

(添付資料 4.1.1)

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位は回復する。その後、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行

うことで、必要な遮蔽<sup>※2</sup>を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故1における原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも22mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟6階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約0.86m下の位置である。

#### 4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

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

低下する事故」である。

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが、使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。

未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 1 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.2, 4.1.3)

## (2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 1 特有の評価条件を以下に示す。

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

(添付資料 4.1.2)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約  $16\text{m}^3/\text{h}$  である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る  $50\text{m}^3/\text{h}^*$ にて注水する。

※ 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は全て  $50\text{m}^3/\text{h}$  以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.1-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約  $6.9^\circ\text{C}/\text{h}$  で上昇し、事象発生から約 5.1 時間後に  $100^\circ\text{C}$  に到達する。

その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると、使用済燃料プール水位が回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

#### b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.1-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.38m 下まで低下するに留まり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し、その後 100℃付近で維持される。

また、第 4.1-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.38m 下の水位になった場合の線量率は、約 1.1mSv/h であり、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

#### 4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故1では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

###### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、

事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 9 時間後（10mSv/h の場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 下<sup>\*1</sup>）とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間（10mSv/h の場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時

間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 9 時間後 (10mSv/h の場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位－142mm

## 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

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインノズル等の設置作業<sup>※2</sup>終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレいの準備操作

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.1.9)

## (2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約 11 時間 (10mSv/h の場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から 2 日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.1.9)

## (3) ま と め

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

### 4.1.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

想定事故 1 において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 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」で説明している災害対

策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故 1 の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも 1 日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。

## (2) 必要な資源の評価

想定事故 1 において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

### a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,120m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.1.10)

### b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給については、事象発生後 7 日間これらを

最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所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 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

（添付資料 4.1.11）

#### c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 407kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電

源装置 2 台) の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.1.12)

#### 4.1.5 結 論

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却系が機能喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 1 に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故 1 について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

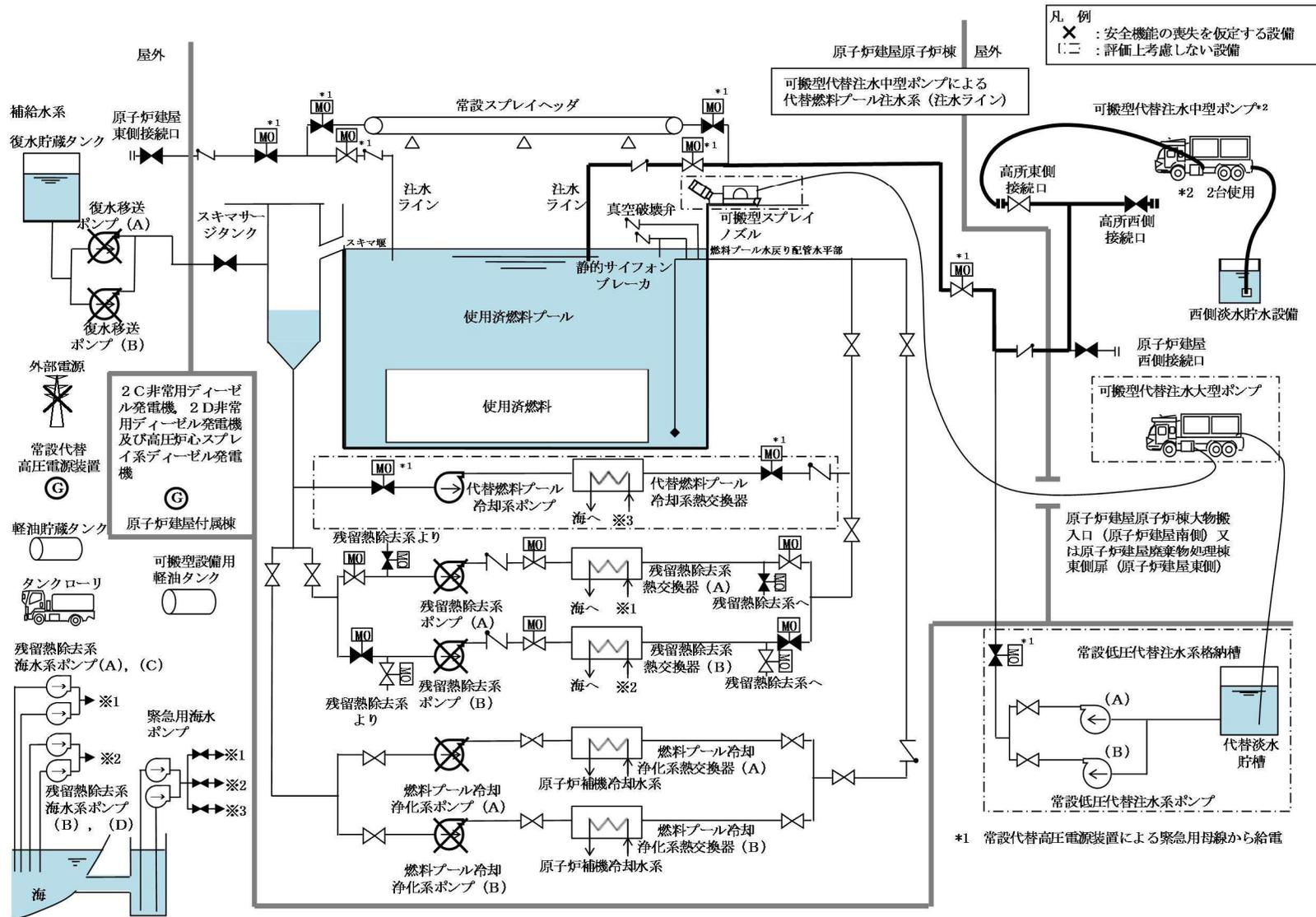
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の

有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

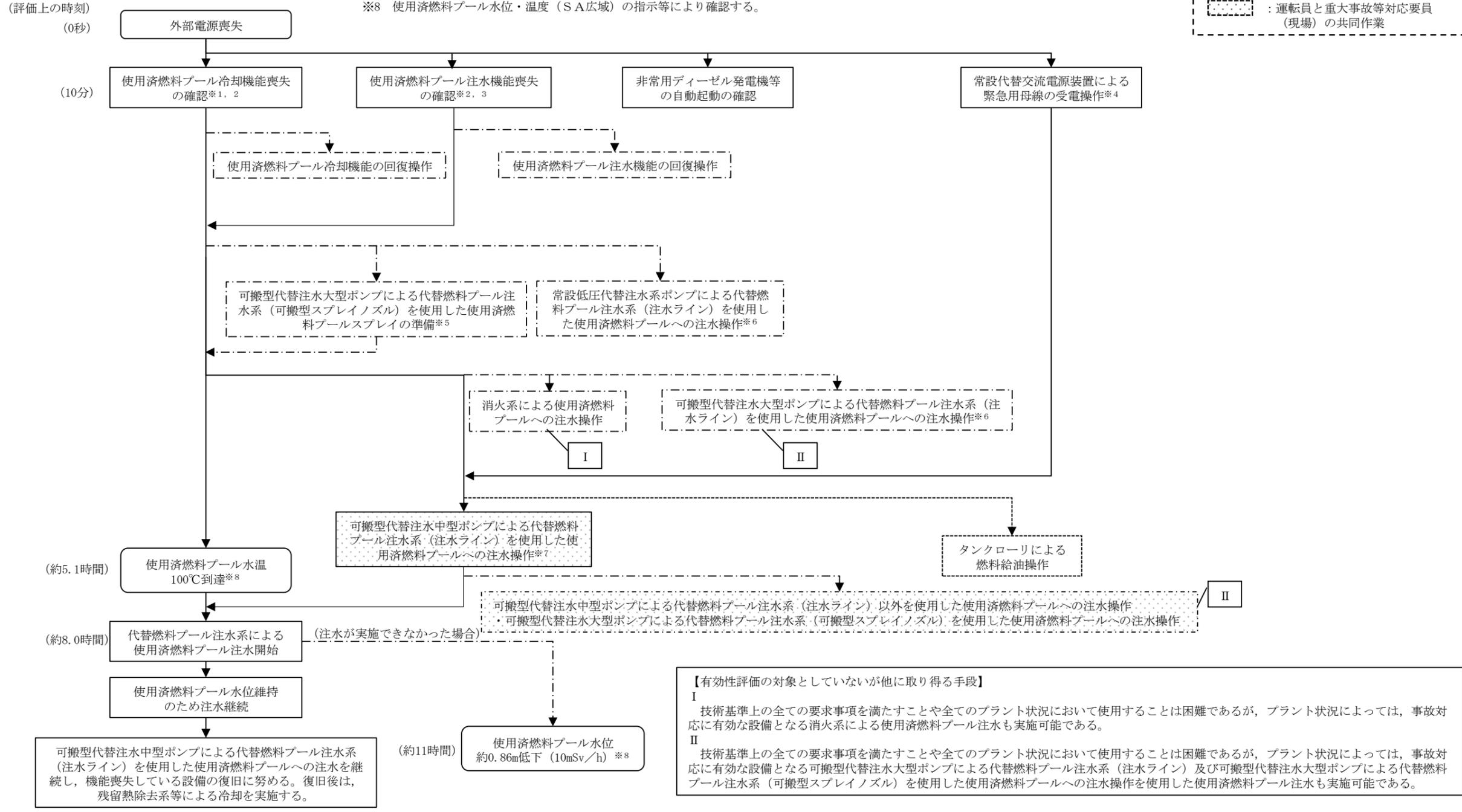
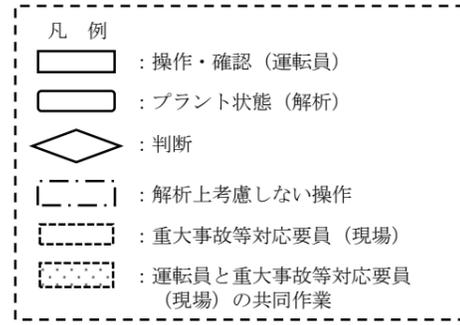
以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故 1 に対して有効である。



第 4.1-1 図 想定事故 1 の重大事故等対策の概略系統図

プラント前提条件  
 ・プラント停止9日目  
 ・全燃料取出時、プールゲート閉  
 ・残留熱除去系（A）点検中  
 ・残留熱除去系（B）運転中  
 ・残留熱除去系（C）点検中  
 ・燃料プール冷却浄化系運転中

- ※1 残留熱除去系及び燃料プール冷却浄化系の再起動が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は、使用済燃料プール水位・温度、機器ランプ表示、機器故障警報、及び系統流量計指示等により確認する。
- ※2 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※3 補給水系の再起動を行うが、補給水系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は、使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
- ※4 外部電源喪失が発生した場合は常設低圧代替注水系ポンプ、代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）の負荷に給電するため、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線の受電操作を実施する。
- ※5 原子炉建屋原子炉棟6階にアクセス可能な場合に実施する。
- ※6 使用済燃料プールへの注水は注水ラインを使用する。注水ラインが使用できない場合、常設スプレイヘッドによる使用済燃料プールへの注水を実施する。
- ※7 事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は、通常水位から約0.38m下となる。
- ※8 使用済燃料プール水位・温度（S A広域）の指示等により確認する。

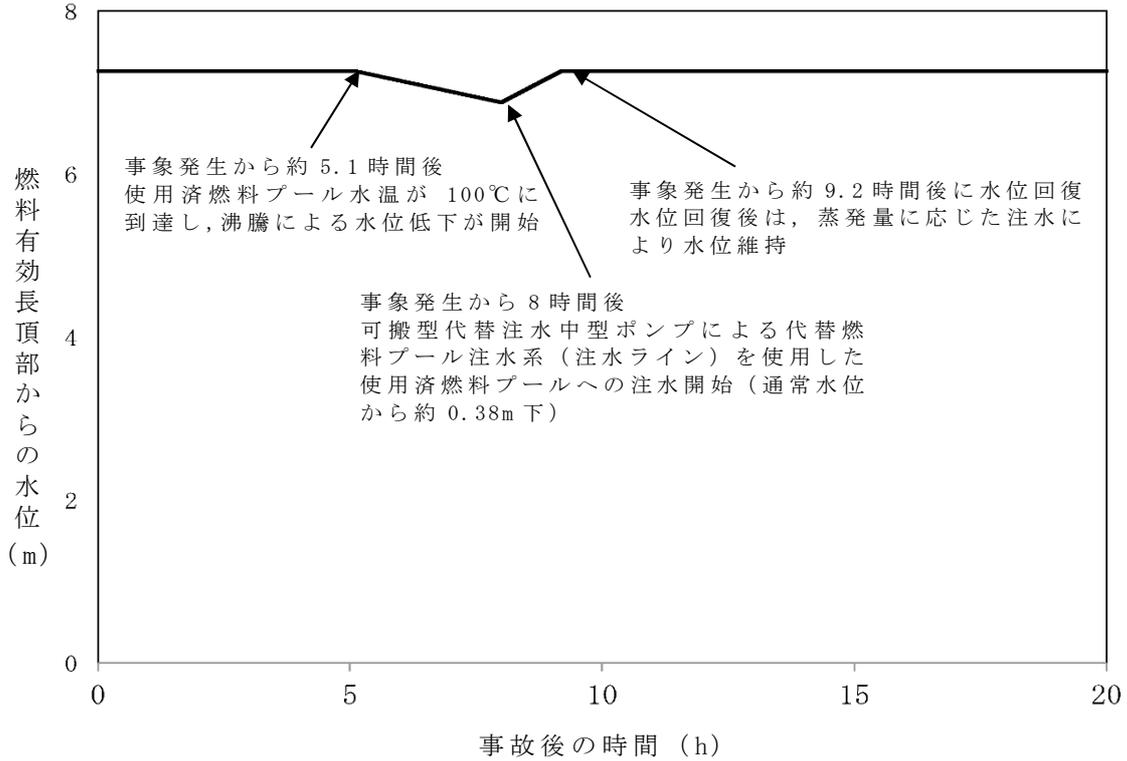


第 4.1-2 図 想定事故 1 の対応手順の概要

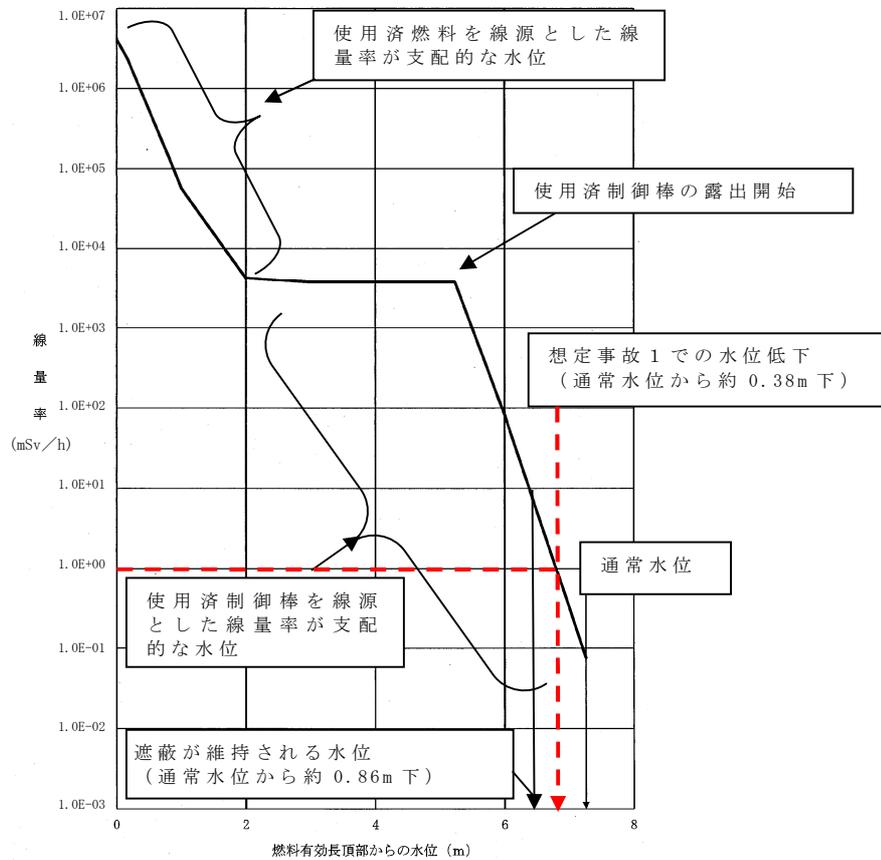
想定事故 1

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考				
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11			
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▼ 事象発生 ▼ プラント状況判断  ▼ 約 5.1 時間 使用済燃料プール 水温 100℃到達  ▼ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール への注水開始															
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐																
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡																
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)																
状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認 (残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系)</li> <li>●使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系)</li> </ul>	10分															
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施															
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール冷却機能 (燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系) の回復操作、失敗原因調査	適宜実施															
使用済燃料プール注水機能の回復操作	-	【2人】 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能 (補給水系) の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない				
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分															
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15分											解析上考慮しない				
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインノズル) を使用した使用済燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動	40分											解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階 にアクセス可能な場合に 実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む				
	-	-		●ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置*	130分															
	-	-		●可搬型設備の保管場所への移動	30分															
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作							170分									
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作 (電動弁の開操作)							4分									
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	起動後適宜状態監視															
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90分											タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油				
	-	-		●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施															
必要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集2人	原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長く (原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで 1 日以上)、原子炉側の事故対応が取東に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員 (初動) や参集要員により対応可能である。																

第 4.1-3 図 想定事故 1 の作業と所要時間



第 4.1-4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 1)



第 4.1-5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 1)

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。	非常用ディーゼル発電機 軽油タンク	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧

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

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プールの準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プールの準備	—	可搬型スプレインズル	—
代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水	中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。代替燃料プール注水系の準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニター (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧

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

第 4.1-2 表 主要評価条件（想定事故 1）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m <sup>3</sup>	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日） <sup>※1</sup> で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失としての燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，及び補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，緊急用母線への交流電源供給が必要となることから，要員，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に 関連する機器条件	代替燃料プール注水系	50m <sup>3</sup> /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等 操作対策に 関連する条件	代替燃料プール注水系	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は，重大事故等対応要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生 8 時間後から開始する

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

## 使用済燃料プールの監視について

### 1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/水位低時の警報発報時 (スキマサージタンク水位)	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位 ・使用済燃料プール水位・温度(SA広域) ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認  現場状態確認	1回/時間  現場巡視点検時	・水位高/低/低低の警報発報時 (使用済燃料プール水位計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
燃料プール水温	・使用済燃料プール温度 ・使用済燃料プール水位・温度計(SA広域) ・使用済燃料プール温度(SA)	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 (使用済燃料プール温度計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
燃料プール冷却系の運転状態	・燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	—
漏えいの有無	・フローグラス (使用済燃料プールライナードレン漏えい検知)	現場状態確認	現場巡視点検時	・使用済燃料プールライナードレン漏えい検知の警報発生時	—
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回/時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	—

## 2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

### (1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は，各系統の故障警報の発生又は，外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが，中央制御室内の警報の故障を想定した場合又は，警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

### (2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事象においては，第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「使用済燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報，並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により，中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 2 では，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており，静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より約 0.23m 下までの低下にとどまるが，「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」，「使用済燃料プール水位」，「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認しているこ

とから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

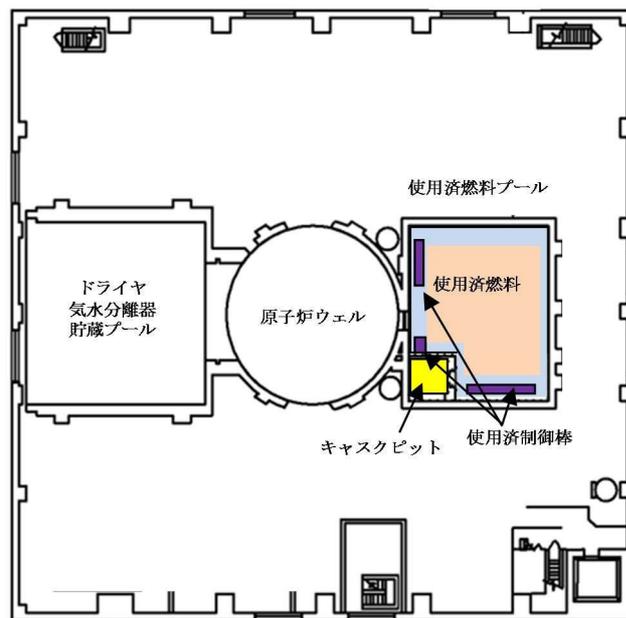
以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。

## 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

## 1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第 1 図に示す。

施設定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウエル，ドライヤ気水分離器貯蔵プール，キャスクピットとつながっているが，有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し，原子炉ウエル，ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



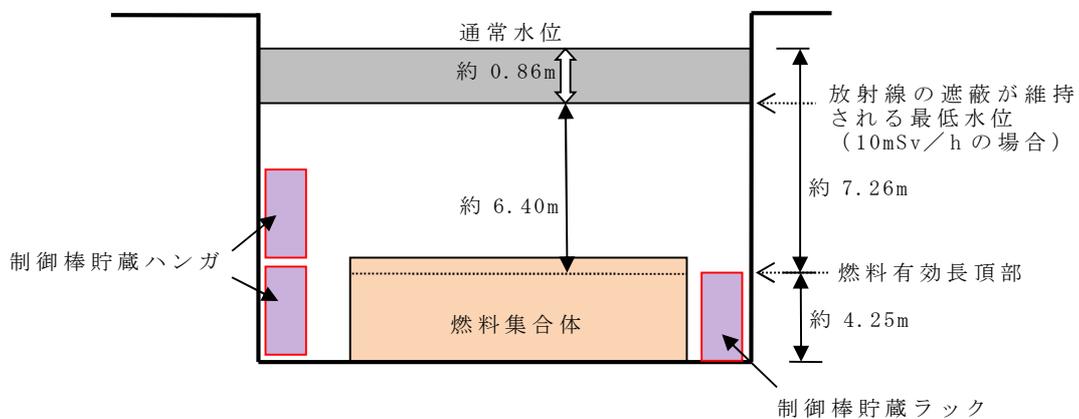
第 1 図 使用済燃料プール周辺の概要図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第 2 図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば原子炉建屋原子炉棟 6 階において  $10\text{mSv/h}$  の場合は、通常水位から約  $0.86\text{m}^*$  下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

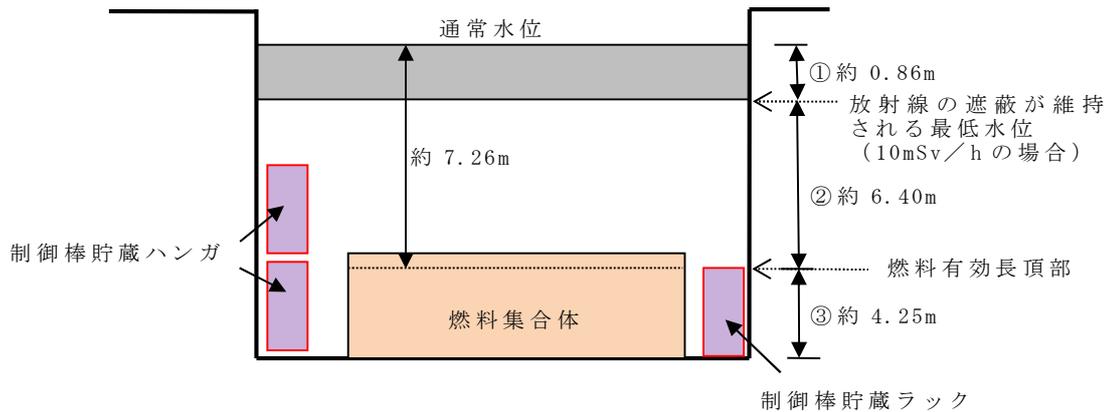
※ 放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

### 3. 使用済燃料プールの高さと同面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に、使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積 (m <sup>2</sup> )	保有水の容積 (m <sup>3</sup> )
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し、各領域の断面積については、①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し、②、③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、断面積については各領域での平均的な値を示しているが、プール内に設置されている機器の多くは②、③の底部又は壁面下部にあるため、平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから、保守的な評価となっている。

#### 4. 想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間、沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について、以下の式を用いて算定した。事象を保守的に評価するため、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限値である 65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。

(1) 算定方法，算定条件

a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間}(h) = \frac{(100^{\circ}\text{C}) - 65^{\circ}\text{C}) \times \text{水の比熱}(kJ/kg/^{\circ}\text{C})^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$1\text{時間当たりの沸騰による蒸発量}(m^3/h) = \frac{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間}(h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

c. 沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度}(m/h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差}(m)}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間}(h)}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており、保有水が少ないため、使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く、使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは、「3. 使用済燃料プールの高さと断面積について」のとおり、下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め、一律適用する。これは、遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

水の比熱 <sup>※1</sup> (kJ/kg/°C)	使用済燃料プールの 水量 (m <sup>3</sup> )	水の密度 <sup>※2</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	燃料の崩壊熱 (MW)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 <sup>※3</sup> (kJ/kg)	通常水位から燃料有 効長頂部までの水量 (m <sup>3</sup> )	通常水位から燃料有 効長頂部までの高低 差 (m)	通常水位から約 0.86m 下までの水 量 (m <sup>3</sup> )
2,256.47	837.6	7.26	100

※1 65°Cから100°Cまでの飽和水の比熱のうち、最小となる65°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※2 65°Cから100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる100°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※3 100°Cの飽和水の比エンタルピと100°C飽和蒸気の比エンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

なお、a.～c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ、保守的な評価になっていると考えられる。

#### 【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

#### 【非保守的な仮定】

- ・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、プール全体が100°Cに到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことから、これらの評価の仮定による影響は無視できる程度であると考えられる。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 15.1
必要注水流量 (m <sup>3</sup> /h) ※4	約 13.0
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (h) ※5	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 (h) ※5	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※4 必要注水流量は次の式で求める

$$\text{必要注水流量} = (\text{崩壊熱} \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$$h_s : \text{飽和蒸気の比エンタルピ} (\text{kJ/kg}) = 2,675.57$$

$$h_f : \text{注水 (35℃飽和水) の比エンタルピ} (\text{kJ/kg}) = 146.64$$

$$\rho_f : \text{注水 (35℃飽和水) の密度} (\text{kg/m}^3) = 994$$

※5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 5.1 時間後に沸騰開始となり，蒸発により水位低下が始まる。このときの蒸発量は約 15.1m<sup>3</sup>/h である。

よって，使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下する時間は約 11.7 時間後であり，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

< 参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り出されている想定であり，通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使

用済燃料プール温度が上昇し、約 37.8 時間後に沸騰開始となり、その後、放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 (MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 (°C) ※ <sup>6</sup>	40
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (h)	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (h) ※ <sup>7</sup>	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 (h) ※ <sup>7</sup>	約 277.8
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03

※<sup>6</sup> 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※<sup>7</sup> 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

## 5. 燃料取出スキーム

### (1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料集合体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
施設定期検査時取出燃料集合体数	764 体	原子炉内装荷全燃料集合体
燃料集合体取替体数	168 体	9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の燃料集合体取替体数
冷却期間	13 ヶ月	9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績 (65 日) よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間 (冷却期間) は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数
施設定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd / t	9×9 燃料 (A 型) 燃料集合体取出平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd / t	崩壊熱が高い方が厳しい設定となるため、13 ヶ月運転に 1 ヶ月の調整運転期間を考慮した運転期間におけるサイクル末期の平均燃焼度

### (2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プール内に燃料集合体が貯蔵容量 (2,250 体) が貯蔵されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料集合体は原子炉内に装荷されている全燃料集合体 (764 体)、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料集合体は 9×9 燃料 (A 型) の平衡炉心における燃料集合体取替体数 (168 体) ずつ取り出されたものと仮定して ORIGEN2 で算定した。

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料集合 体体数	取出平均燃 焼度 (Gwd/t)	崩壊熱 (MW)
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	約 0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.086
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.112
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.165
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.293
施設定検検査時 取出燃料	9 日	764 体	33	約 8.104
合計	—	2,250 体	—	約 9.058

注 1 使用済燃料プールの燃料貯蔵容量 2,250 体の燃料集合体が貯蔵されているものとする。

注 2 炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

### 1. 使用済燃料からの線量率の計算条件

使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線源材質：使用済燃料及び水を考慮（密度  g/cm<sup>3</sup>）

○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、エネルギー4群とする。

○線源強度：文献<sup>※1</sup>に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は10<sup>6</sup>時間（約114年）であり、東海第二発電所の燃料照射期間を十分に包絡している。

- ・燃料照射期間：10<sup>6</sup>時間
- ・原子炉停止後の期間<sup>※2</sup>：停止後9日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約7.2E+04cm<sup>3</sup>（9×9燃料（A型））

※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

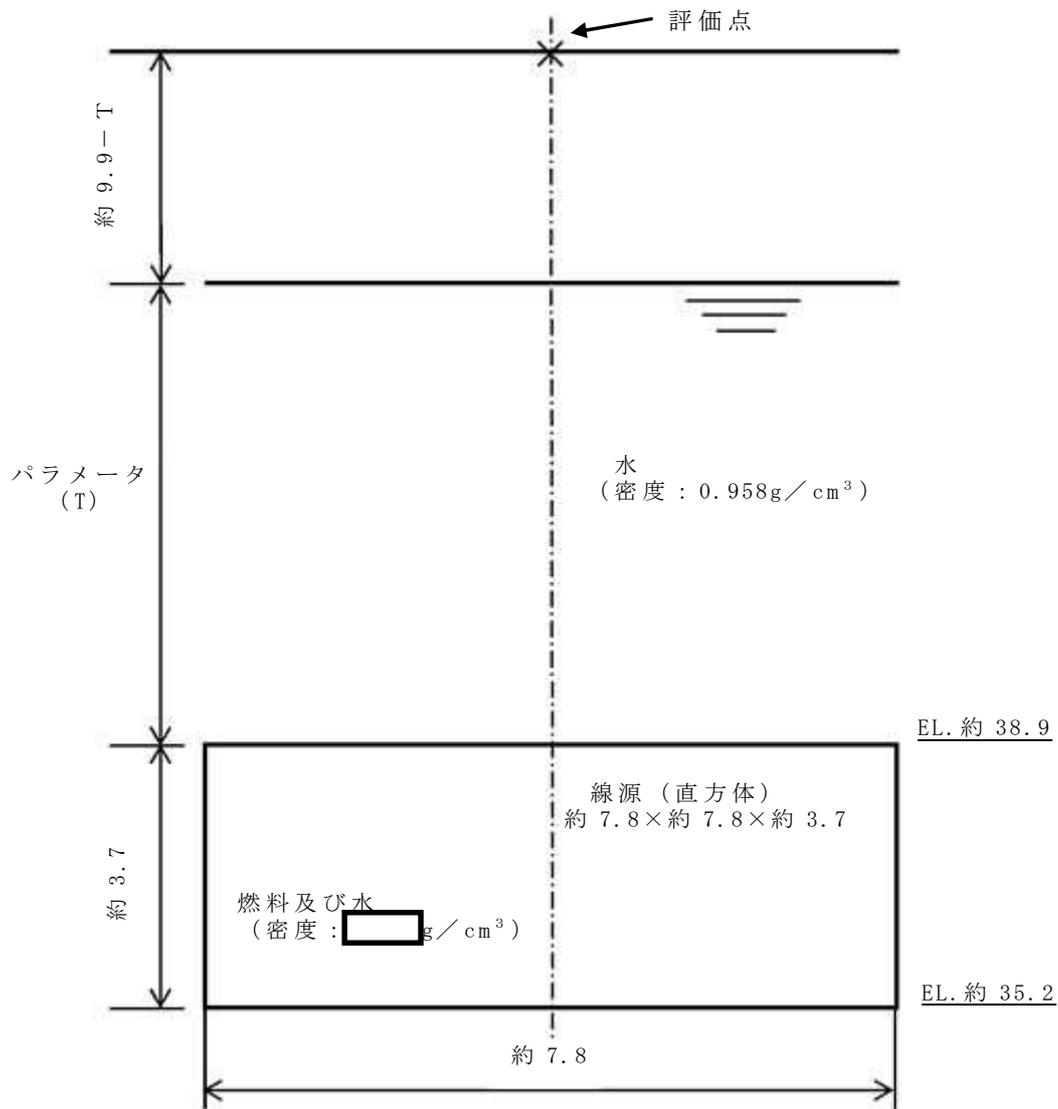
※2 原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下さ

せるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

#### ○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第1図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。なお、評価モデルにおいては、燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが、実際の使用済燃料では、燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても、放射化等により線源を有している。しかしながら、燃料有効長以外の構造体の線源強度は、 $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ<sup>※3</sup>、燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は、使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり、放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては、使用済燃料由来の線量率は小さく（第7図参照）、線量率全体の0.01%未満の寄与であるため、評価結果に対する燃料有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第2表参照）



※ T 遮蔽水位の高さを示す  
(単位: m)

第 1 図 使用済燃料の線量率計算モデル

第 1 表 使用済燃料の線源強度

群	$\gamma$ 線エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07
合計		5.2E+11

## 2. 使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を設定

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー18群（ORIGEN群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に3領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（B<sub>4</sub>C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

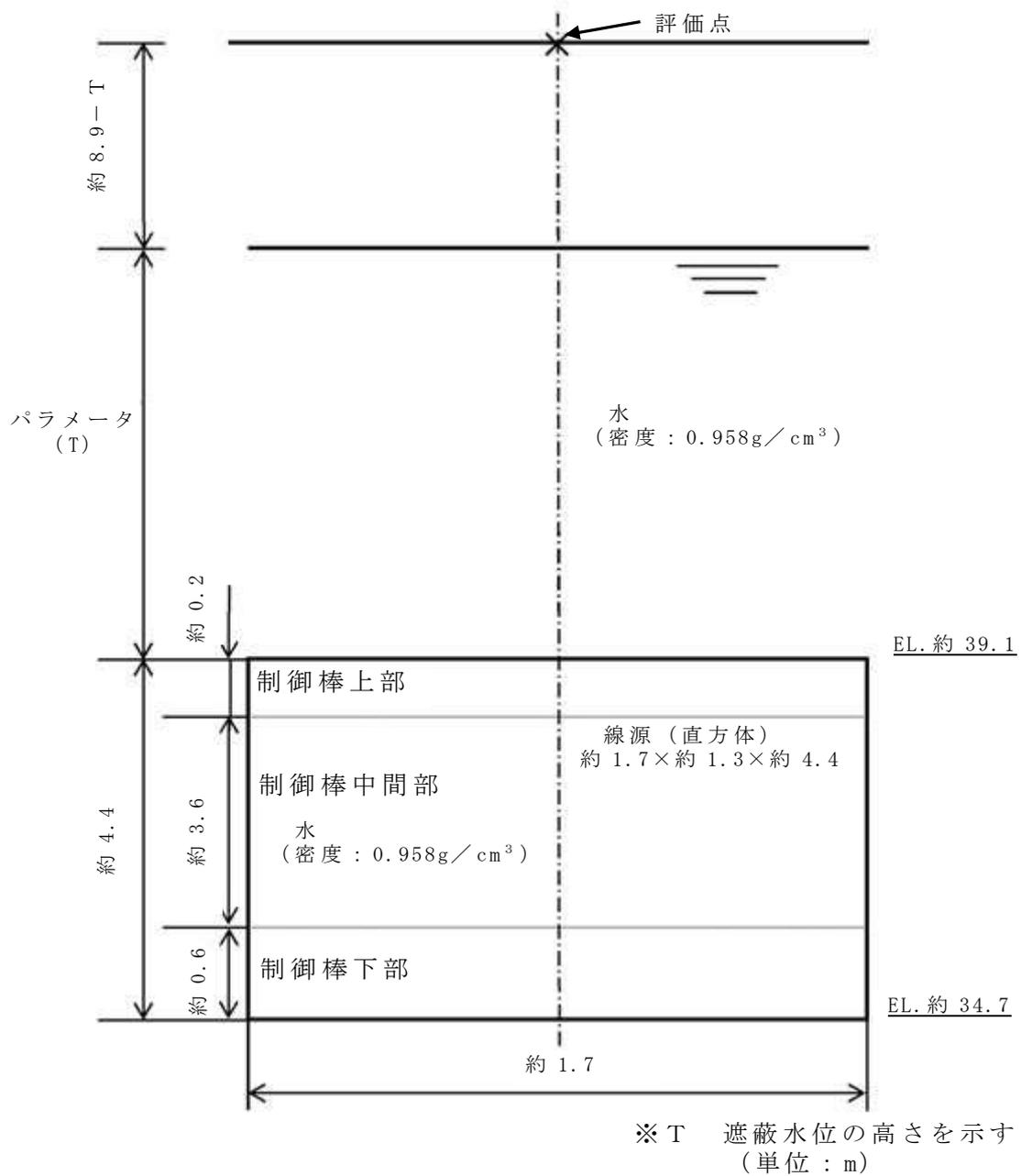
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒を3領域毎に分割の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \dots \text{②}$$

制御棒のタイプはB<sub>4</sub>C型の1タイプ、冷却期間は0～1サイクルの2種類、全貯蔵本数は24本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコードを用いており，その評価モデルを第2図に示す。また，計算により求めた線源強度を第2表に示す。



第2図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 2 表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

	$\gamma$ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒中間部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒下部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$3.6 \times 10^7$	$4.9 \times 10^8$	$1.3 \times 10^9$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^6$	$5.1 \times 10^6$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^5$	$8.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^7$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$1.5 \times 10^5$	$9.0 \times 10^5$	$8.9 \times 10^8$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$9.1 \times 10^4$	$5.1 \times 10^5$	$8.3 \times 10^7$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.7 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$1.8 \times 10^8$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$1.8 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$9.7 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$	$5.9 \times 10^8$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$3.4 \times 10^7$	$1.6 \times 10^8$	$2.7 \times 10^8$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^8$	$8.4 \times 10^8$	$1.6 \times 10^9$
11	$1.25 \times 10^0$	$7.9 \times 10^7$	$6.9 \times 10^8$	$5.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$6.3 \times 10^5$	$2.9 \times 10^6$	$5.0 \times 10^6$
13	$2.25 \times 10^0$	$4.2 \times 10^2$	$3.7 \times 10^3$	$2.4 \times 10^4$
14	$2.75 \times 10^0$	$9.9 \times 10^0$	$1.1 \times 10^1$	$7.5 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$5.9 \times 10^{-3}$	$2.1 \times 10^{-10}$	$1.0 \times 10^{-9}$
16	$5.00 \times 10^0$	$6.1 \times 10^{-5}$	$2.2 \times 10^{-12}$	$1.1 \times 10^{-11}$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$2.8 \times 10^8$	$2.4 \times 10^9$	$1.1 \times 10^{10}$

### 3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる  
100℃の値を設定

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（Hf 型：4snvt、B<sub>4</sub>C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Hf 型：1,160 日、B<sub>4</sub>C 型：435 日）。

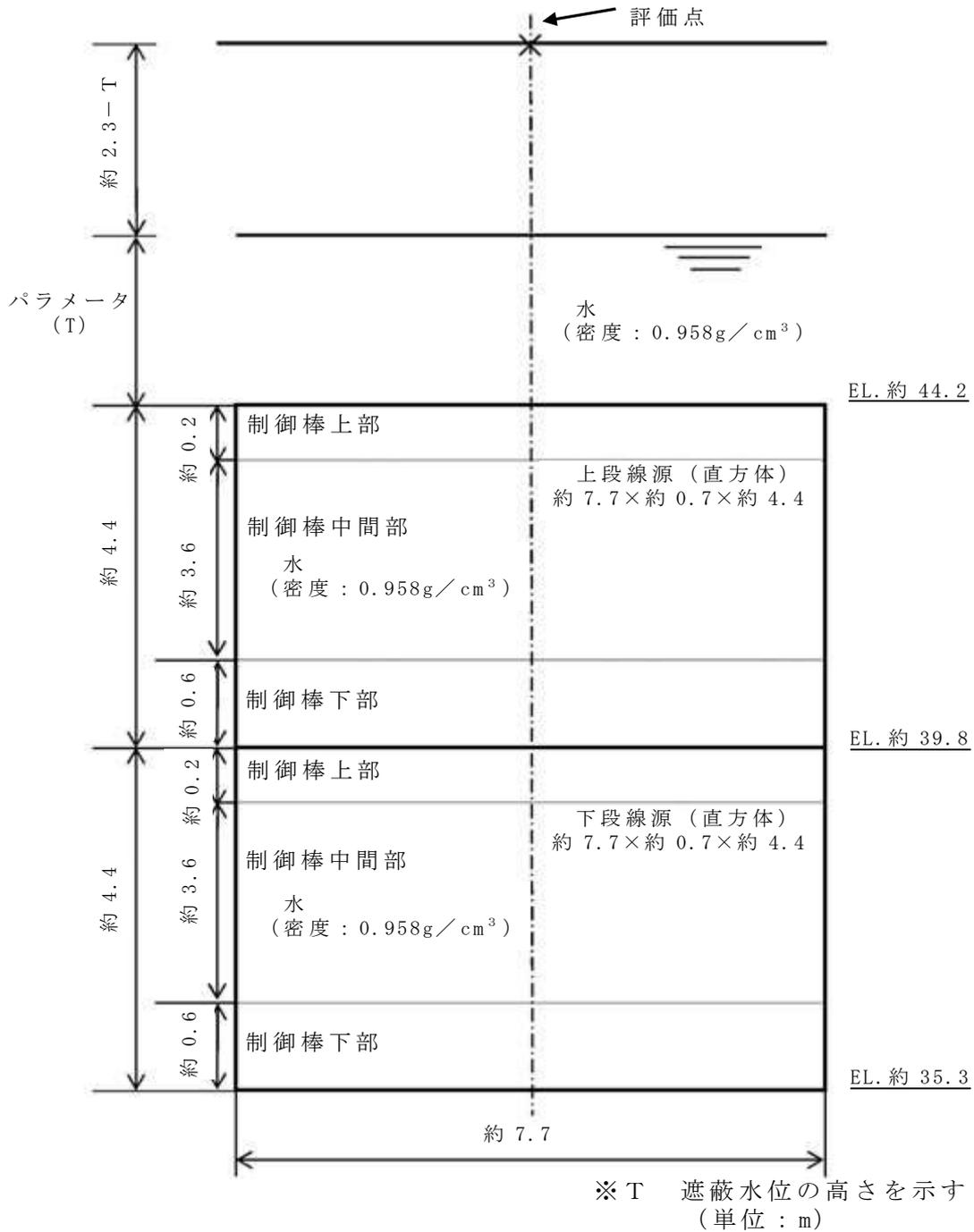
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に使用済制御棒全体の放射能を保存した平均線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは Hf、B<sub>4</sub>C の 2 タイプ、冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類、全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第3図に示す。また、計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第3図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 3 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

	$\gamma$ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒中間部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒下部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^4$	$1.5 \times 10^6$	$5.5 \times 10^6$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^4$	$8.7 \times 10^4$	$5.3 \times 10^5$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$7.1 \times 10^3$	$5.0 \times 10^4$	$3.1 \times 10^5$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^3$	$5.6 \times 10^4$	$1.7 \times 10^6$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$3.2 \times 10^3$	$2.2 \times 10^4$	$2.6 \times 10^5$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$3.3 \times 10^5$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$4.5 \times 10^2$	$3.1 \times 10^3$	$4.1 \times 10^5$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$5.3 \times 10^4$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$6.5 \times 10^3$	$3.0 \times 10^4$	$5.3 \times 10^4$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$2.5 \times 10^4$	$7.3 \times 10^6$	$1.5 \times 10^7$
11	$1.25 \times 10^0$	$3.5 \times 10^7$	$2.4 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$1.2 \times 10^2$	$5.5 \times 10^2$	$9.7 \times 10^2$
13	$2.25 \times 10^0$	$1.8 \times 10^2$	$1.3 \times 10^3$	$7.8 \times 10^3$
14	$2.75 \times 10^0$	$5.7 \times 10^{-1}$	$3.9 \times 10^0$	$2.4 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$4.1 \times 10^{-16}$	$1.9 \times 10^{-15}$	$2.7 \times 10^{-15}$
16	$5.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$3.5 \times 10^7$	$2.5 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$

## ○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価では制御棒が①冠水時、②一部露出時、③露出時のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

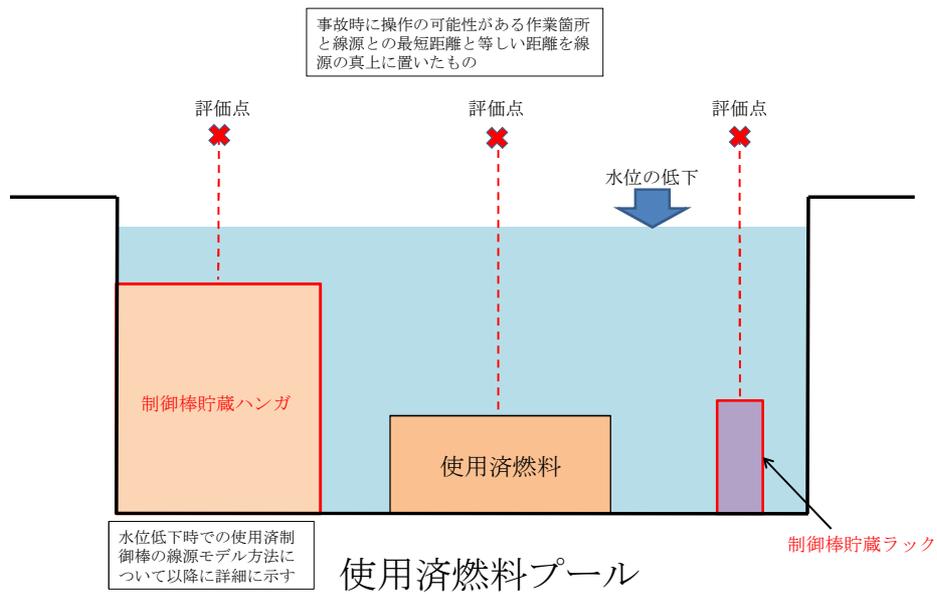
こちらは③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや $B_4C$ （又はHf）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時、②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間等、気中であった箇所に水が入るため、遮蔽効果は更に高まるが、評価においては③露出時と同様、水と設定して評価をすることで更に保守的なモデルとなっている。

評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第5図）。

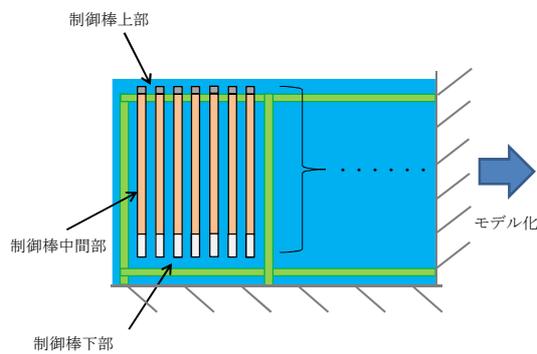
## < 参考 >

一例としてCo-60を線源としたときの1/10価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87\text{g}/\text{cm}^3$ ）であると約7.4cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

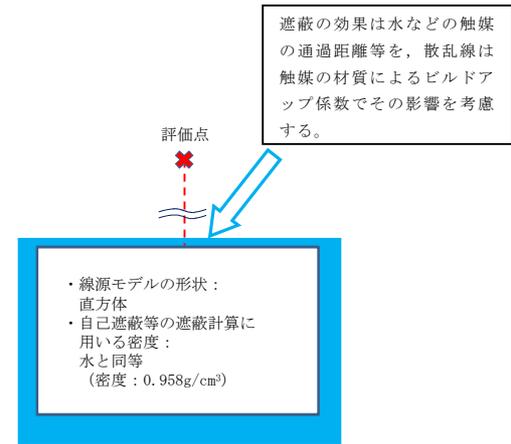


第 4 図 使用済燃料プール概要図

① 冠水時

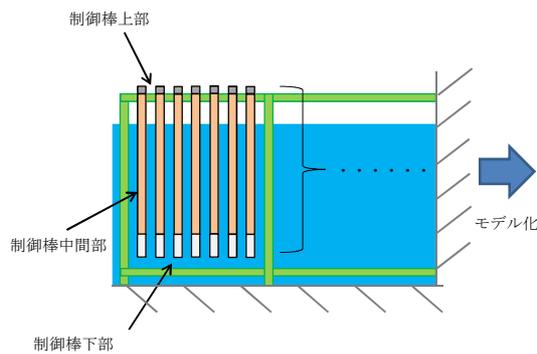


使用済制御棒の側面図

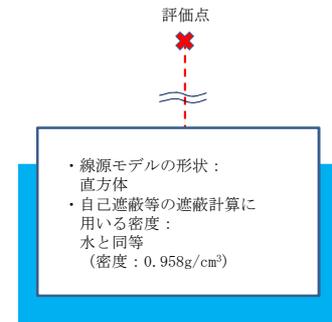


制御棒の線源モデル (冠水時)

② 一部露出時

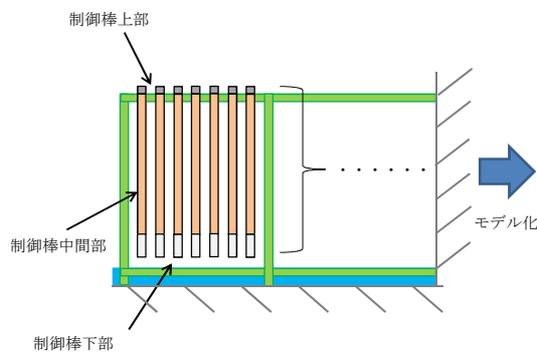


使用済制御棒の側面図

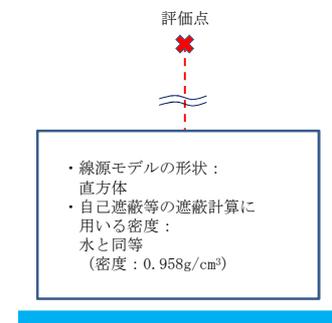


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③ 露出時



使用済制御棒の側面図



制御棒の線源モデル (露出時)

第 5 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデル

#### 4. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱 $\gamma$ 線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数をかけることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2Rコードでは、式④を用い、線量率を計算している。第6図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \cdots \textcircled{4}$$

j : エネルギー群番号

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

$F_j$  : 線量率換算係数

$S_{ij}$  : i番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギーj群の点線源強度

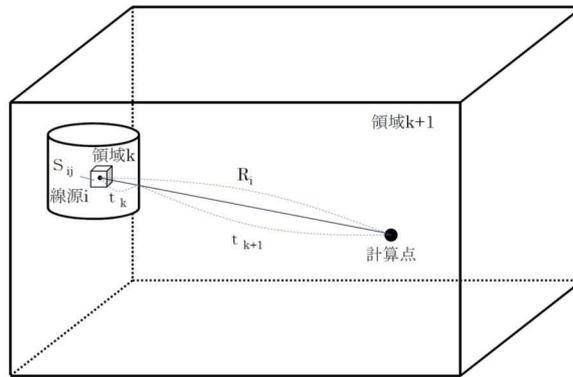
$R_i$  : i番目の線源点と計算点の距離

$B_{ij}$  : ビルドアップ係数

$\mu_{jk}$  : 領域kにおけるエネルギーj群の $\gamma$ 線に対する線吸収係数

$t_k$  : 領域kを $\gamma$ 線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第j群の線量率 $D_j$ から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図 QAD-CGGP2R コードの計算

5. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、第 4 図に示すように制御棒貯蔵ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源，使用済燃料ラック線源の各線源毎に，それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

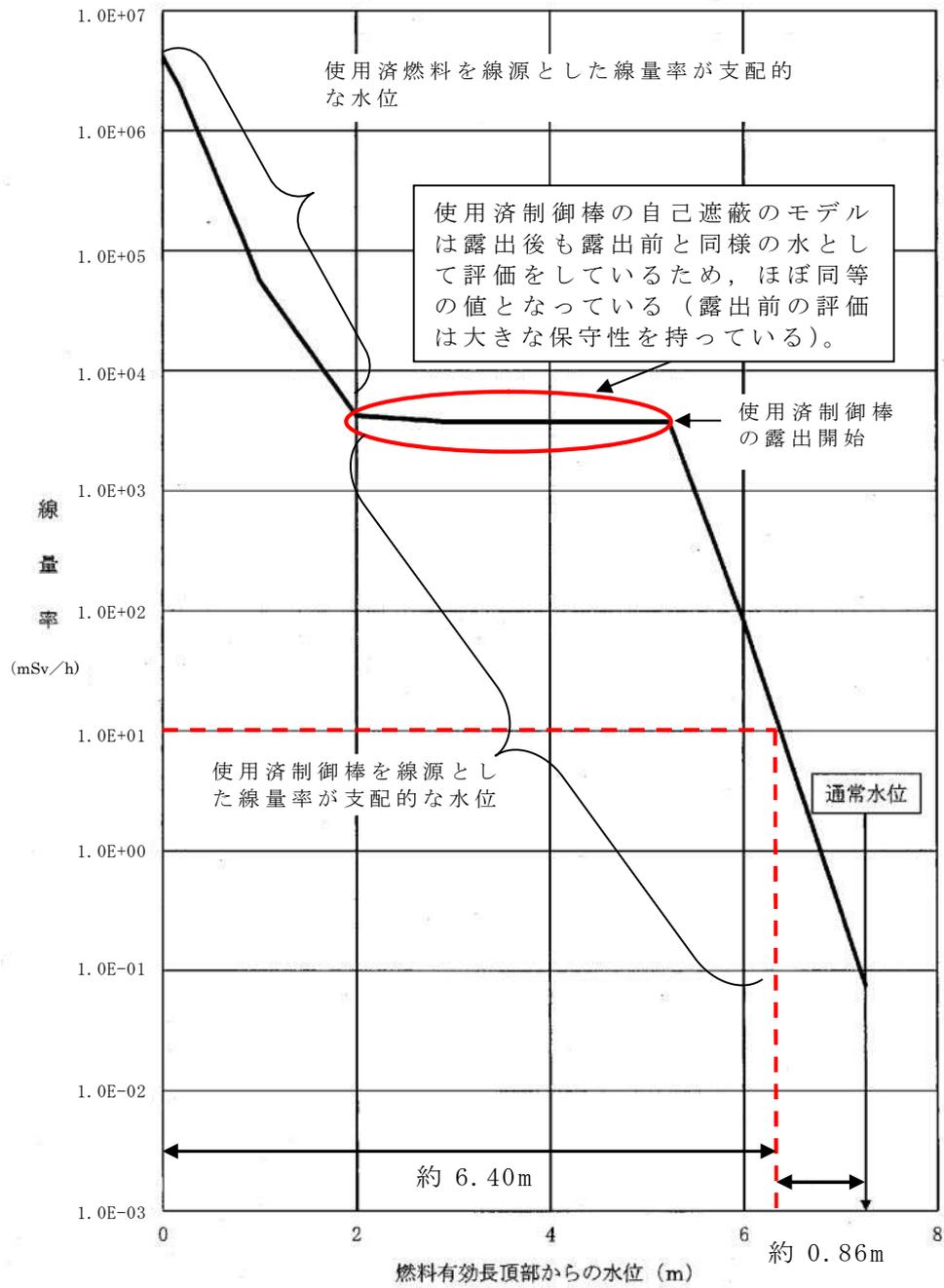
想定事故 1，2 及び運転停止中の各有効性評価における必要な遮蔽の目安とした線量率は，10mSv/h と設定した。想定事故 1，2 及び運転停止中の各有効性評価における原子炉建屋原子炉棟 6

階での作業時間及び作業員の退避時間は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも  $22\text{mSv/h}$  となるため、緊急作業時における被ばく限度の  $100\text{mSv}$  に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホース敷設が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率  $10\text{mSv/h}$  は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は、第 7 図より、通常水位から約  $0.86\text{m}$  下の位置である。なお、本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが、原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約  $0.05\text{mSv/h}$  未満と小さく、本評価の通常水位時の線量率を下回っており、バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡される。



第 7 図 放射線の遮蔽が維持される水位

## 安定状態について（想定事故 1）

想定事故 1（使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のお知らせ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

## 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率 ( $k_{\infty}$ ) が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となった場合には、使用済燃料プールの水密度が減少することにより、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果が生じる。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組合せによっては通常の状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一樣に  $1.0 \sim 0.0 \text{ g/cm}^3$  と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制

されることから、第 2 図に示すとおり、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

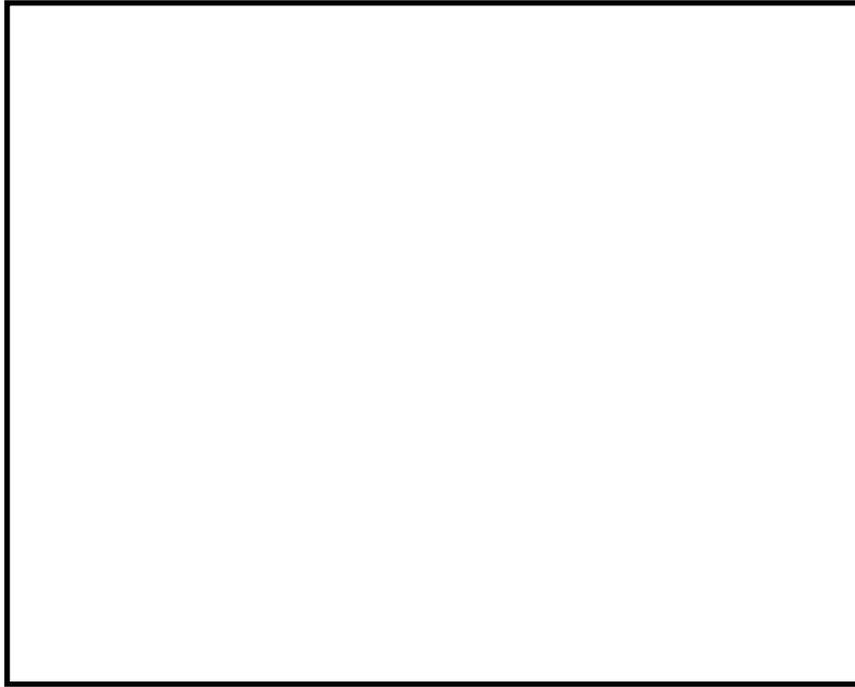
なお、解析には、米国オークリッジ国立研究所（ORNL）が米国原子力規制委員会（NRC）の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカルロ法に基づく 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

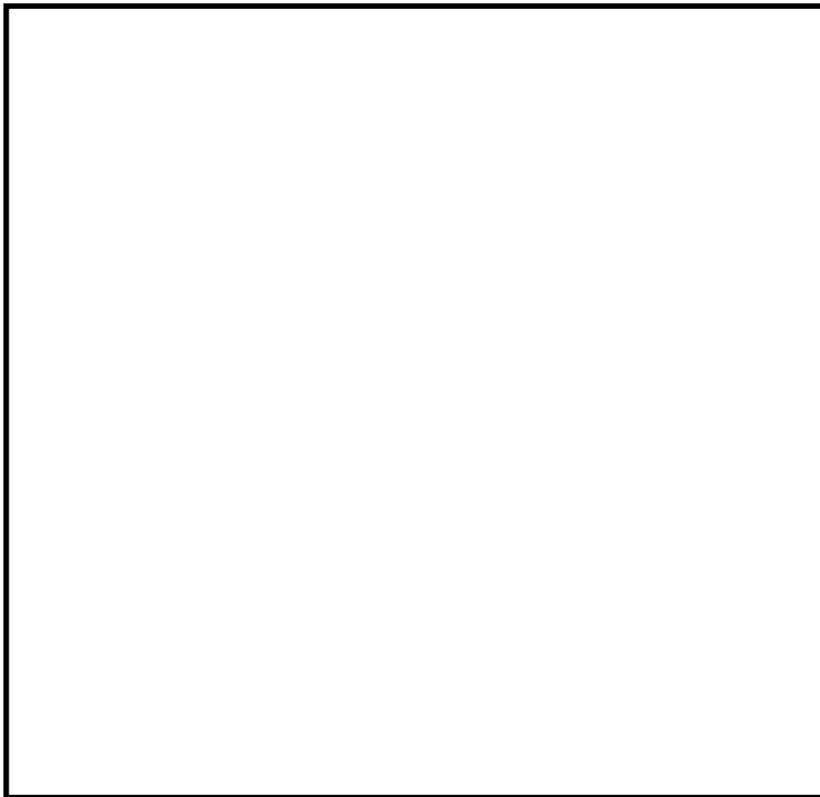
	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	<sup>235</sup> U 濃縮度	約 <input type="text"/> wt% ※ 1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	約 0.96cm
	被覆管外径	約 1.12cm
	被覆管厚さ	0.71mm
	燃料有効長	約 3.71m
	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※ 2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1 未臨界性評価用燃料集合体 ( $k_{\infty} = 1.3$  未燃焼組成, G d なし)

※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第 1 図 角管型ラックの計算体系



第 2 図 実効増倍率の水密度依存性

## 使用済燃料プール水温の管理について

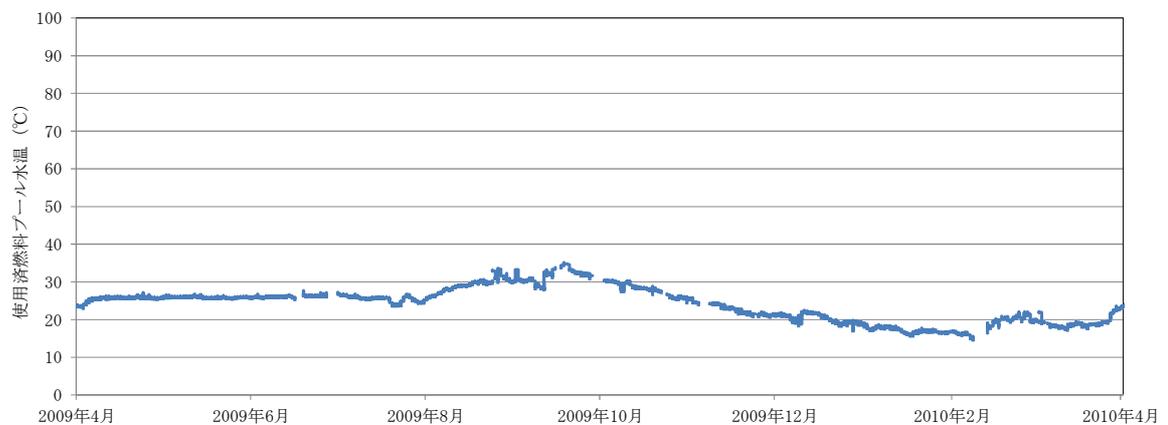
使用済燃料プールの水温は、海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また、使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が第1表のとおり定められており、発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は、使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く、評価項目に対して厳しい条件として、保安規定の運転上の制限である65℃を設定している。

第1図に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように、使用済燃料プールの水温は、保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており、10年程度の期間での最大値は約40℃、最小値は約12℃となっている。

第1表 使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



※図中の空白箇所は点検等により正常な測定結果が得られなかった期間

第1図 使用済燃料プール水温の推移の例

## 自然蒸発による水位低下速度について

## 1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果<sup>[1]</sup>

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{①}$$

ここで、 $w$  は単位時間を通して物質の質量、 $D$  は拡散係数、 $d\rho/dx$  は濃度勾配であり、この関係式はフィック (Fick) の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度  $\rho$  とその分圧  $e$  との関係から、 $\rho$  は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{②}$$

ここで、 $Mv$  は水蒸気のもル質量、 $R$  は気体定数、 $T$  は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配  $de/dx$  を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DMv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{③}$$

③式の比例定数  $DMv/RT$  を  $K$  と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{④}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{⑤}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left( \frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \text{⑥}$$

⑥式の  $Mv/RT$  は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量  $w$  と、水蒸気圧勾配  $de/dx$  との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15℃付近の温度で測定した  $w$  と  $de/dx$  との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数  $D$  は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left( \frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left( \frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 $t$  は温度、 $P_0$  は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 $P$  は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数  $K$  は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ( $t=0\sim 50^\circ\text{C}$ ) と比例定数  $K$  の関係を図1に示す。なお、温度が  $95^\circ\text{C}$ 、空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数  $K$  は  $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$  となり、1時間当たりの拡散による自然蒸発量は約  $6.64\text{kg}/\text{m}^2$  と評価される。

想定事故1における沸騰開始までの時間は約5.1時間であるが、保守的にこの期間中に  $95^\circ\text{C}$  で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約  $4.1\text{m}^3$  となる。事象開始時に  $4.1\text{m}^3$  が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は、 $4.1\text{m}^3$  の蒸発を仮定しない場合と同じく約11.7時間であり有意な変化は生じない。

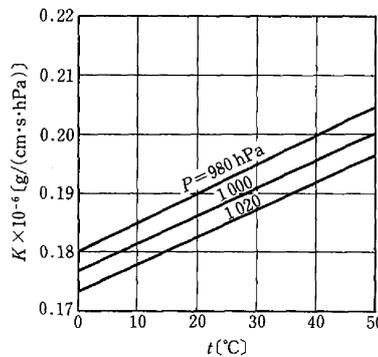


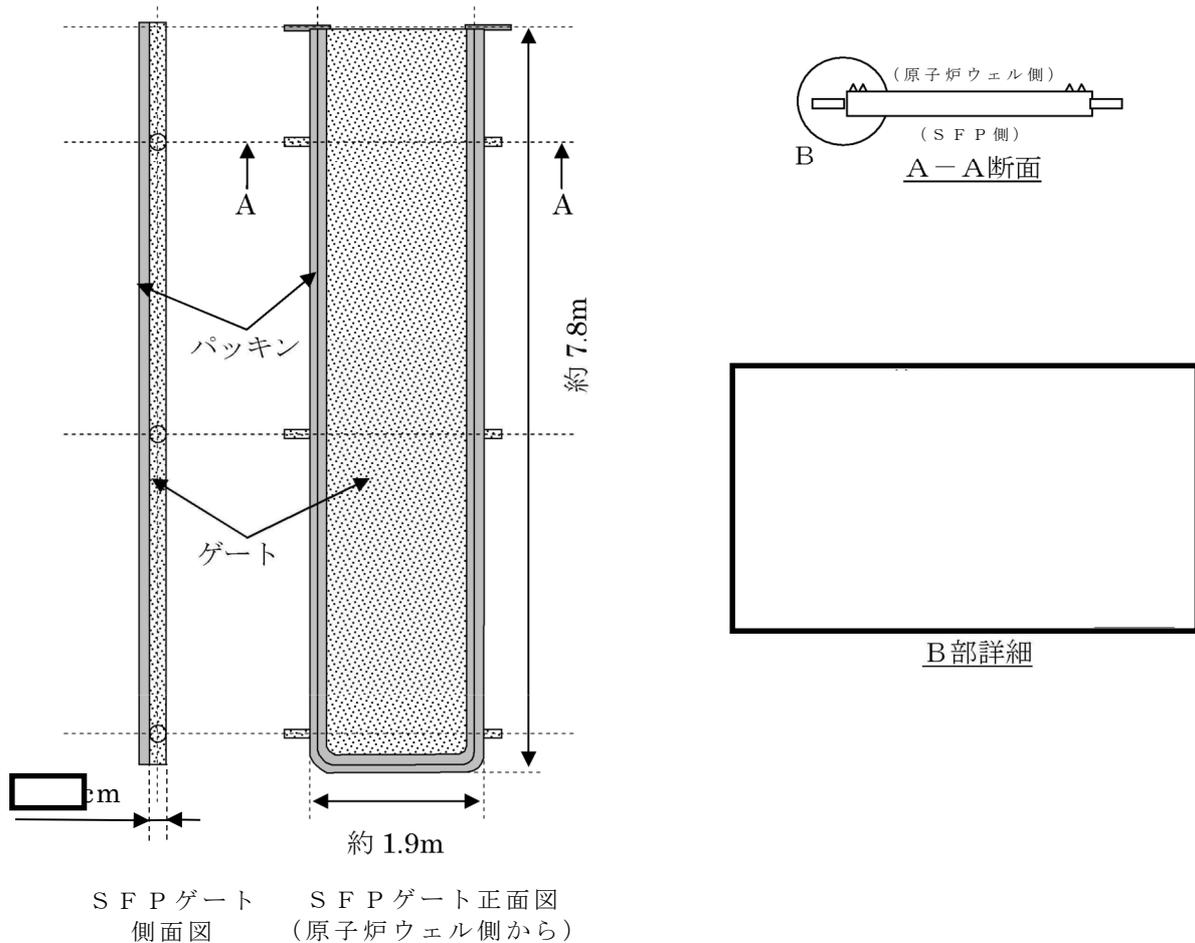
図1 温度と比例定数の関係図

【1】 「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」(コロナ社)

## 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

○SFPゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 $S_s$ による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 $S_s$ による地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃－70h，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－70h）により材料健全性を確認しており，SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



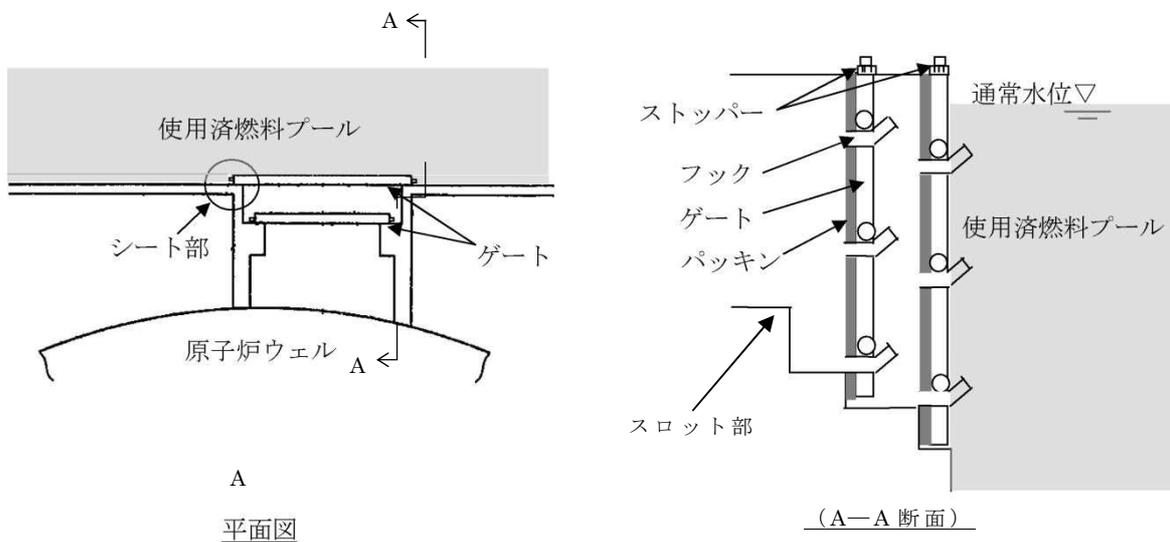
第1図 SFPゲートの構造図（内側ゲートの例）

○ SFPゲートのシール機能について以下に示す。

- (1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシール性能を確保可能。
- (2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシール性能を確保可能。（パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持）



シート部の詳細



第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) SFPゲートが外れた場合

SFPゲートが外れることによりSFP水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・ SFPゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、SFPゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）までSFP水位が低下した場合を想定し、その後使

用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

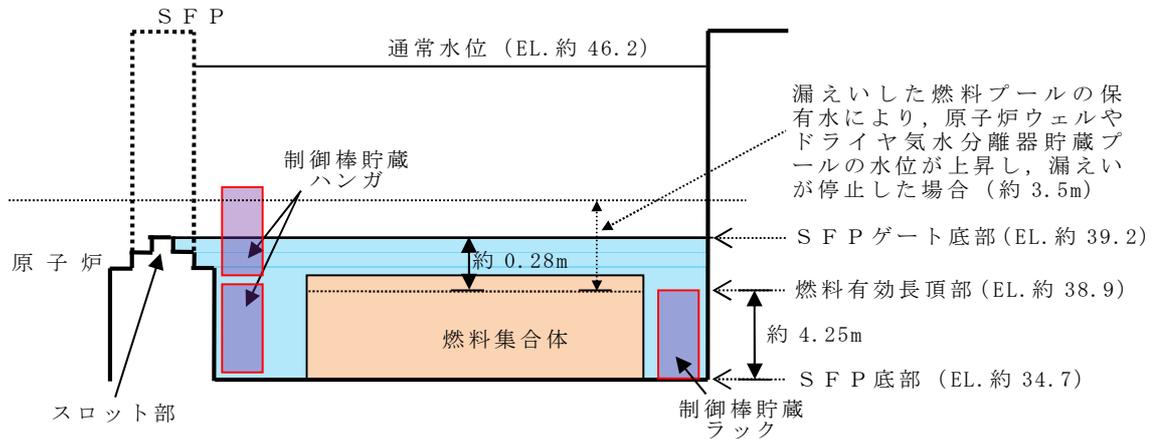
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m <sup>3</sup>
原子炉ウェル等への流出量	約 813m <sup>3</sup>
プール保有水量（流出後）	約 376m <sup>3</sup>
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

#### ○評価結果

事象発生から S F P 保有水の沸騰開始までの時間余裕は約 1.6 時間であった。また、沸騰により S F P 水位が低下し、S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 3.2 時間であった。

S F P 水位の低下により原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率は上昇するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部まで S F P 水位が低下する時間余裕は約 3.2 時間あるため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））により S F P における燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後， SFP水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が 低下するまでの時間	約 3.2 時間



### ○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり，かつ万一SFPゲート部からリークがあった場合でも，SFP水位が約 7.0m 低下するが，燃料が露出することはなく，SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約 3.2 時間後までに原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業が不要である注水手段(代替燃料プール注水系(注水ライン))により注水を開始することでSFP内燃料の損傷を防止することが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/4)

項目		評価条件(初期,事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.14m下※1)とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間(10mSv/hの場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約9時間後(10mSv/hの場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約12時間後となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約12℃～40℃ (実績値)	通常運転中の最大値として、保安規定の設定値である65℃を設定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約6時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約9時間後(10mSv/hの場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約12時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の崩壊熱	約9.1MW (原子炉停止後9日)	9.1MW以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い9日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2を用いて評価	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなるのが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなるのが考えられるが、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。
	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備 + 代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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 1,010kL	1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク + 可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4/4)

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関する機器条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	50m <sup>3</sup> /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量な注水量(約16m <sup>3</sup> /h)より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，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（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間を考慮して、事象発生8時間後から開始する。	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知した時点での準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインゾル）を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインゾル設置）の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応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い。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインゾル等の設置作業※2終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約11時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

添付4.1.9-5

第2表 運転員等操作時間に与える影響，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（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	<p>事象発生から8時間後</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p>	<p>【認知】 「代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する招集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間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操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。</p>	<p>各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、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おり、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。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>

7 日間における水源の対応について  
(想定事故 1)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 約 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 (注水ライン) による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は, 蒸発量に相当する流量で注水する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって, 西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m<sup>3</sup> である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から, 7 日間の対応において合計約 2,120m<sup>3</sup> の水が必要となるが, 西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保している。このため, 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

(想定事故 1)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

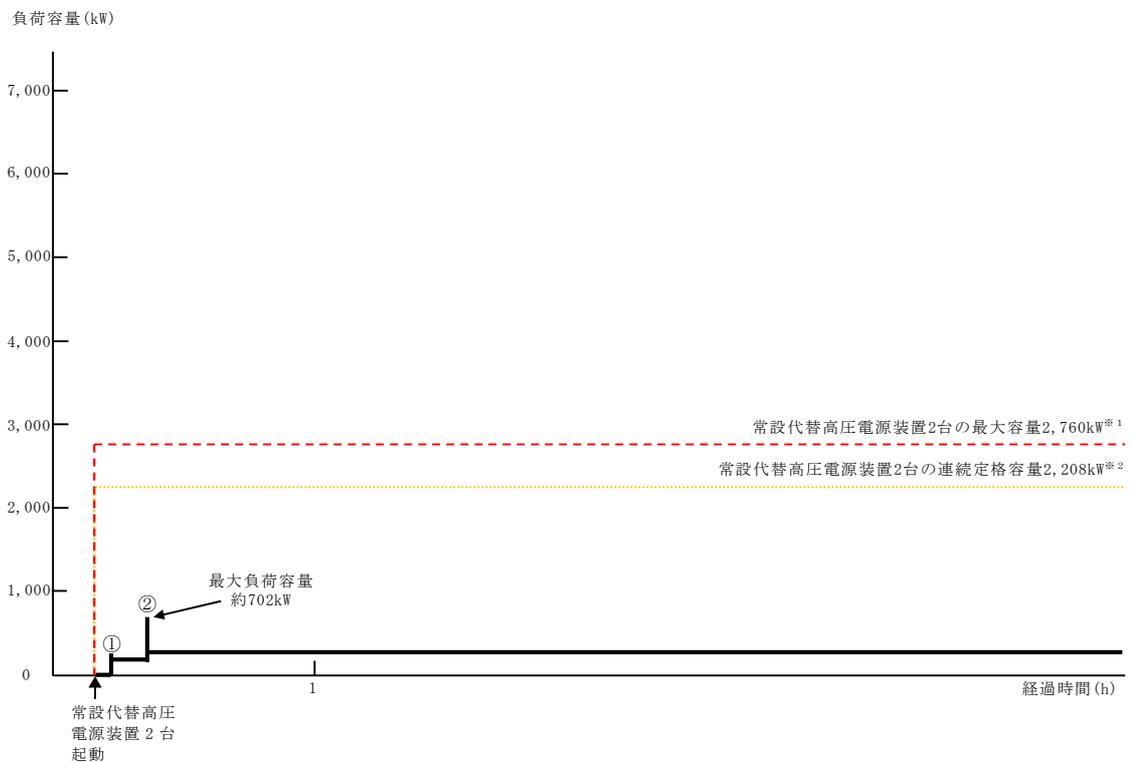
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(想定事故 1)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

## 使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の 鉄筋コンクリートへの熱影響について

### 1. はじめに

想定事故 1 及び想定事故 2 においては、事象発生後、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって、使用済燃料プールの水位は回復・維持される。

その後、残留熱除去系等の使用済燃料プールの冷却機能を復旧することにより、使用済燃料プール水温を低下させるが、それまでの間は、使用済燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが、使用済燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は、一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため、使用済燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

### 2. 使用済燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

使用済燃料プールは、ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており、重大事故等時に使用済燃料プール水が沸騰状態となった場合でも、代替注水設備により使用済燃料プールへの注水が行われるため、使用済燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。表 1 に示す文献によると、シール状態が維持されている場合は加熱温度 110℃で加熱期間 3.5 年間（又は 2 年間）の場合でも、圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また、加熱による剛性についても、シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また、鉄筋については、強度及び剛性はおおむね 200℃から 300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より、使用済燃料プール水の沸騰状態が 3.5 年間継続した場合にも、コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

第 1 表 高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

文献名（出典）	試験条件		結果
	温度	期間	
熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究 （第 48 回セメント技術大会講演集 1994）	110℃ 一定加熱※ <sup>1</sup>	1 日～ 3.5 年間※ <sup>1</sup>	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 1 実験計画と結果概要） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）	110℃ 一定加熱※ <sup>1</sup>	1 日～ 24 ヶ月※ <sup>1</sup>	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 2 普通コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 3 耐熱コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			

※<sup>1</sup> 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している

## 4.2 想定事故 2

### 4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故 2 として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

#### (2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 2 では，使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，想定事故 2 では，使用済燃料プール水の漏えいの停止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）による使用済燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

### (3) 燃料損傷防止対策

想定事故 2 における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えいを停止させる静的サイフォンブレーカ及び代替燃料プール注水系<sup>※1</sup>による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.2-1 図に、手順の概要を第 4.2-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.2-1 表に示す。

想定事故 2 において、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17 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、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名、現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 4.5.2-3 図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイ

ノズル) による対応が可能である。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。

使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

(添付資料 4. 1. 1)

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。

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

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プール

の冷却系を復旧するとともに、代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽<sup>※2</sup>を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故 2 における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.86m 下の位置である。

#### 4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。

想定事故2では、燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。静的サイフォンブレーカによる漏えい停止及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)

## (2) 有効性評価の条件

想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に

示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。

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

(添付資料 4.2.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 16m<sup>3</sup>/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、原子炉建屋原子炉棟3階の燃料プール冷却浄化系配管<sup>※1</sup>の破断を想定する。

※1 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系の配管破断を想定。

(c) サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、真空破壊弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下するが、静的サイフォンブレーカの効果により、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）までの低下にとどまる。

なお、評価においては使用済燃料プールの水位は、燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下するものとする。

(添付資料 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る  $50\text{m}^3/\text{h}^{*2}$  にて注水する。

※2 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は全て  $50\text{m}^3/\text{h}$  以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.2-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2-5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端まで低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等により、使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレーカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約  $7.0^{\circ}\text{C}/\text{h}$  で上昇し、事象発生から約 5.0 時間後に  $100^{\circ}\text{C}$  に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

#### b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.2-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.62m 下まで低下するに留まり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約 5.0 時間で沸騰し、その後  $100^{\circ}\text{C}$  付近で維持される。

また、第 4.2-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.62m 下の水位となった場合の線量率は約  $3.1\text{mSv}/\text{h}$  であり、必要

な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.2, 4.2.4)

#### 4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故 2 では、サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

###### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 4.2

ー2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与え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

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して

最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後 (10mSv/h の場合) となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするも

のであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.7, 4.1.8)

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下

開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 10 時間後（10mSv/h の場合）となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位

低警報レベル（通常水位から約 0.14m 下）<sup>※1</sup>とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレーカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 9 時間後（10mSv/h の場合）となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プ

ール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位－142mm

(添付資料 4.2.5)

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレイノズル等の設置作業<sup>\*2</sup>終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、

実態の操作開始時間は想定している事象発生から 8 時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約 9 時間(10mSv/h の場合)と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.2.4)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 9 時間(10mSv/h の場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が 2 日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間後と設定していることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.2.4)

(3) まとめ

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

#### 4.2.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

想定事故2において、重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり17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」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約 2,120m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.2.6)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給については、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約 70.0kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 4.2.7)

#### c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 407kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.2.8)

#### 4.2.5 結 論

想定事故 2 では、使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 2 に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備して

いる。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

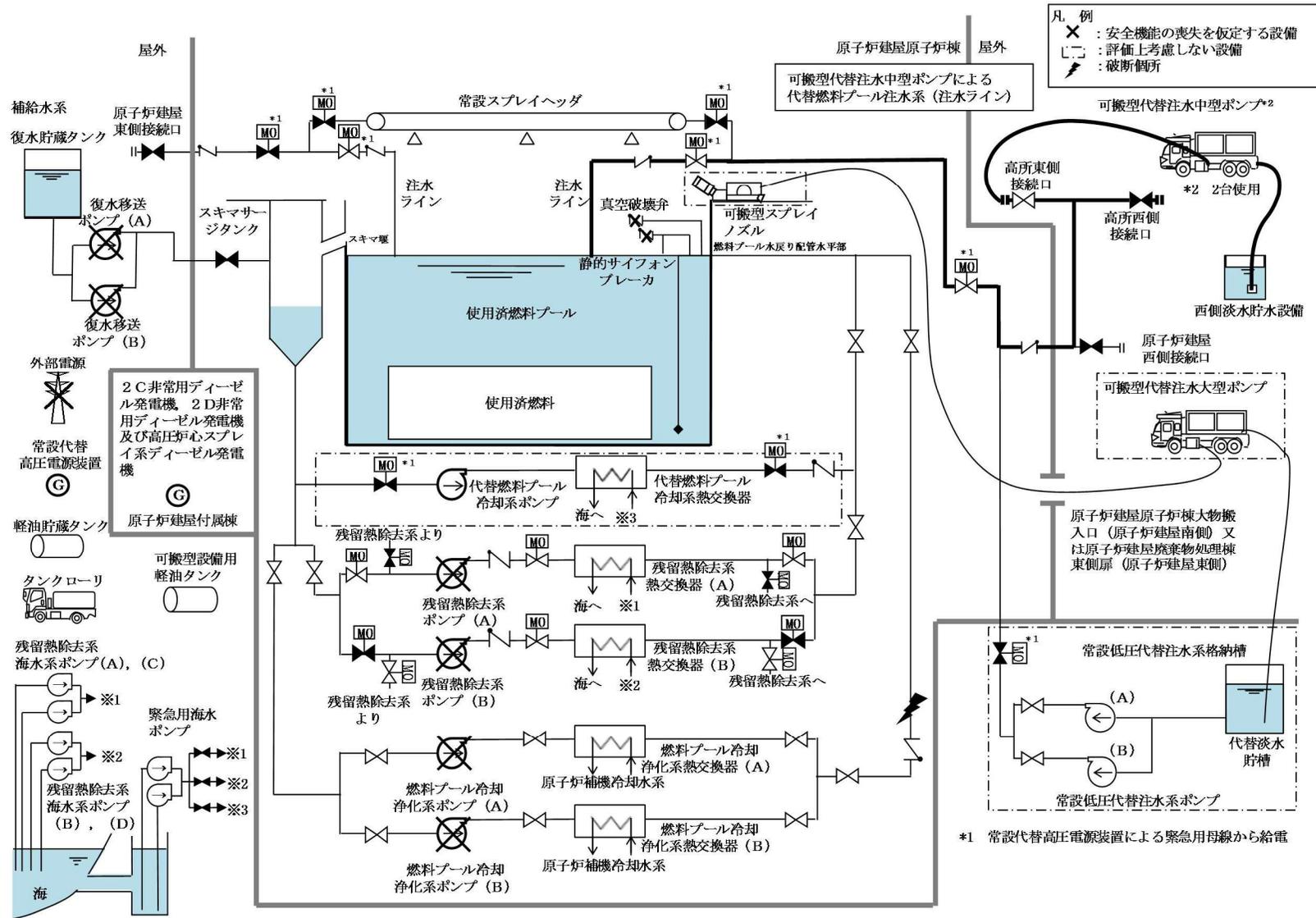
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

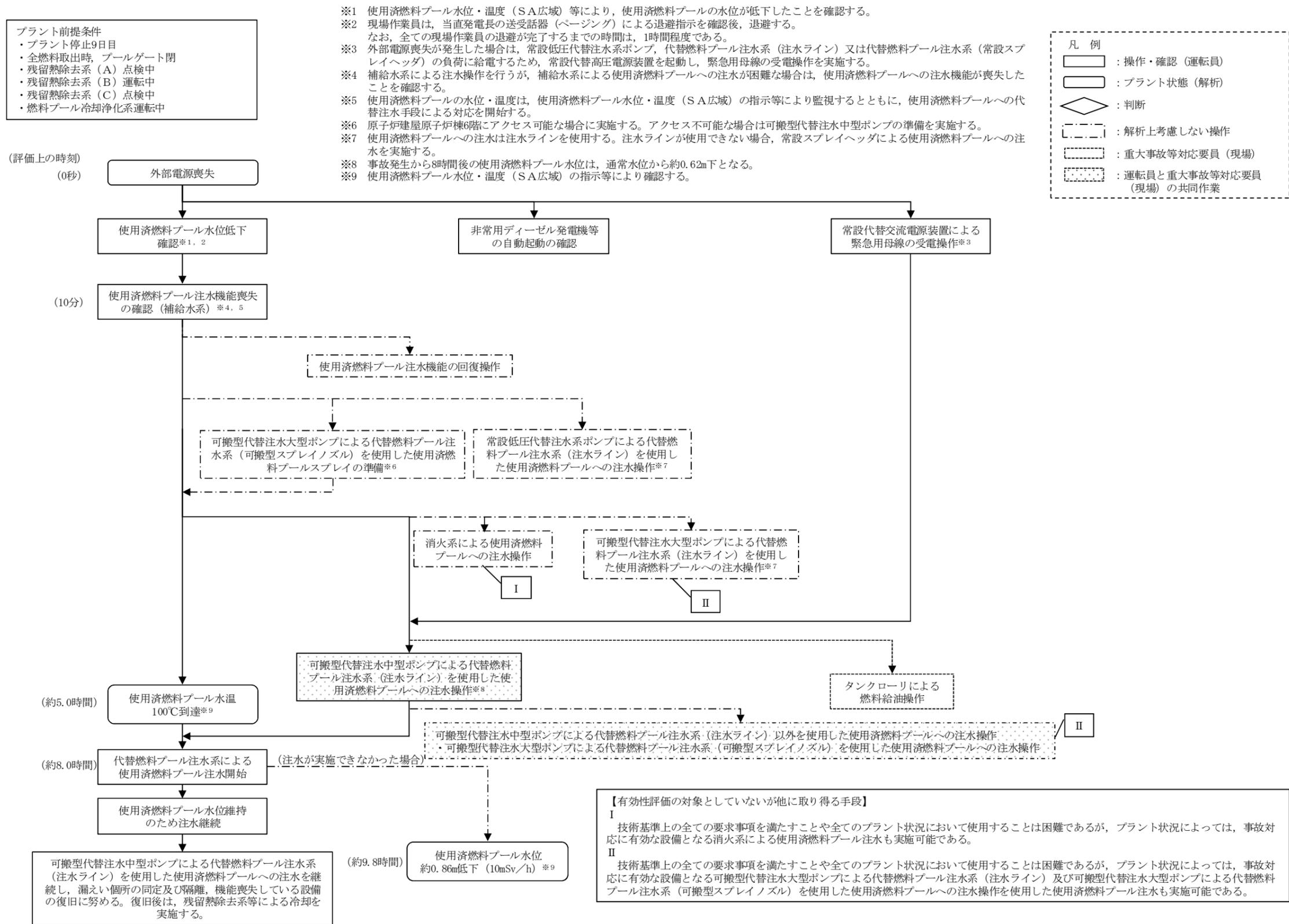
また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



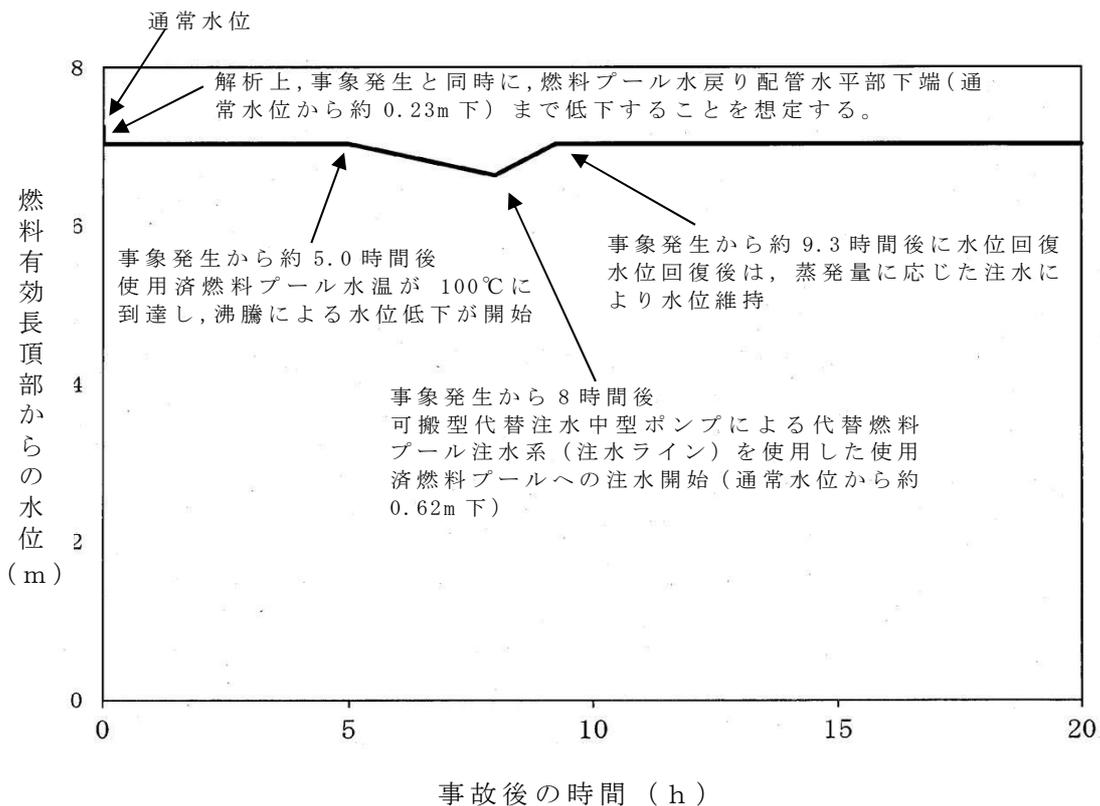
第 4.2-1 図 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図



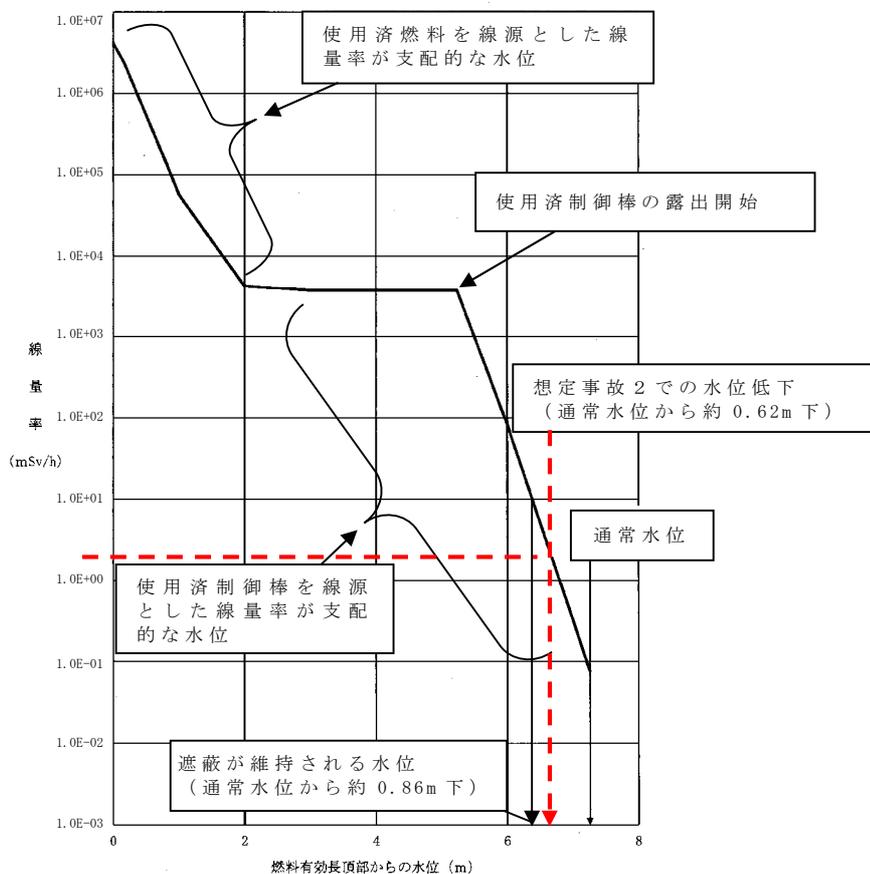
第 4.2-2 図 想定事故 2 の対応手順の概要

					経過時間（時間）											備考		
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽事象発生 ▽プラント状況判断	▽約 5.0 時間 使用済燃料プール水温 100℃到達  ▽ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始												
	責任者	当直発電長	1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人															運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人															初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系）	10分													
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視														
使用済燃料プール注水機能の回復操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能（補給水系）の回復操作、失敗原因調査														
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分													
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15分													
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインゾル）を使用した使用済燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動	40分													
				●ホース敷設操作及び可搬型スプレインゾルの設置 <sup>※</sup>		130分												
				●可搬型設備の保管場所への移動				30分										
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作										170分				
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作（電動弁の開操作）											4分			
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作														
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作										90分				
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作														
漏えい箇所の同定及び隔離操作	【1人】 A	-	-	●警報確認による原因調査														
	-	【2人】 B, C	-	●現場での系統隔離操作														
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集 2人	原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長く（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで1日以上）、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。														

第 4.2-3 図 想定事故 2 の作業と所要時間



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 2)



第 4.2-5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 軽油タンク	—	使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水。その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (SA) 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインゾル) を使用した使用済燃料プールスプレインゾルの準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインゾル) を使用した使用済燃料プールスプレインゾル実施のための準備操作として、可搬型スプレインゾル等を設置する。	—	可搬型スプレインゾル	—

：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水によって使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位より維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニター（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

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

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m <sup>3</sup>	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）※ <sup>1</sup> で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失としての燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，及び補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については，閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。なお，この水位まで瞬時に低下するものとする。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，緊急用母線への交流電源供給が必要となることから，要員，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（2/2）

	項 目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	代替燃料プール注水系	50m <sup>3</sup> /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件	代替燃料プール注水系	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

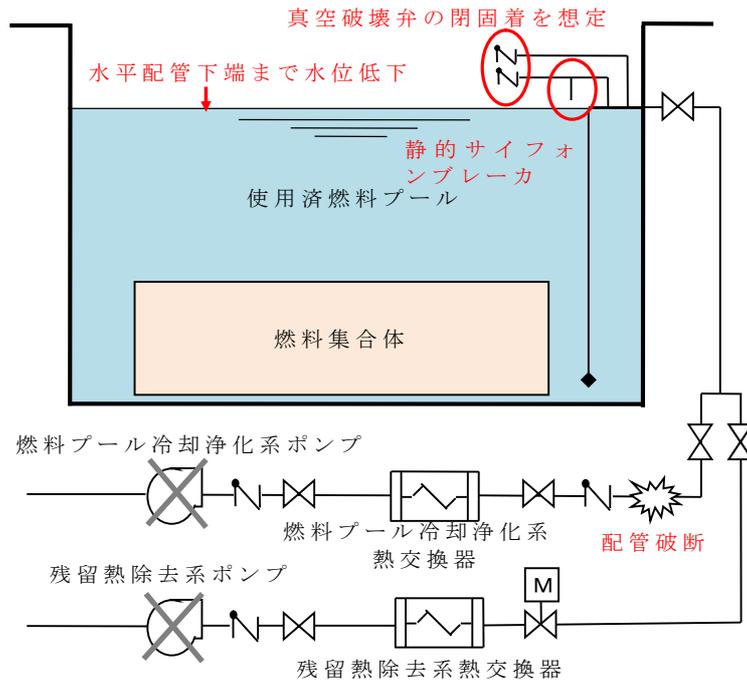
添付資料 4.1.2 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4.1.2 と同様である。

3. 想定事故 2 における時間余裕

第 1 図に示すように、想定事故 2 では燃料プール水戻り配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。静的サイフォンブレイカにより、サイフォン現象による流出を防止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。



第 1 図 想定事故 2 の想定

配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間(h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量(m <sup>3</sup> /h)	約 15.1
必要注水流量(m <sup>3</sup> /h)	約 13.0
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間* (h)	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (h)	約 58.7
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

## 想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について

## 1. はじめに

想定事故 2 においては、使用済燃料プール（以下「SFP」という。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故 2 の評価対象とした理由について示す。

## 2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

## 3. 各事象の整理

## ①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 $S_0$ を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、補給水系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

## ② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 $S_0$ によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

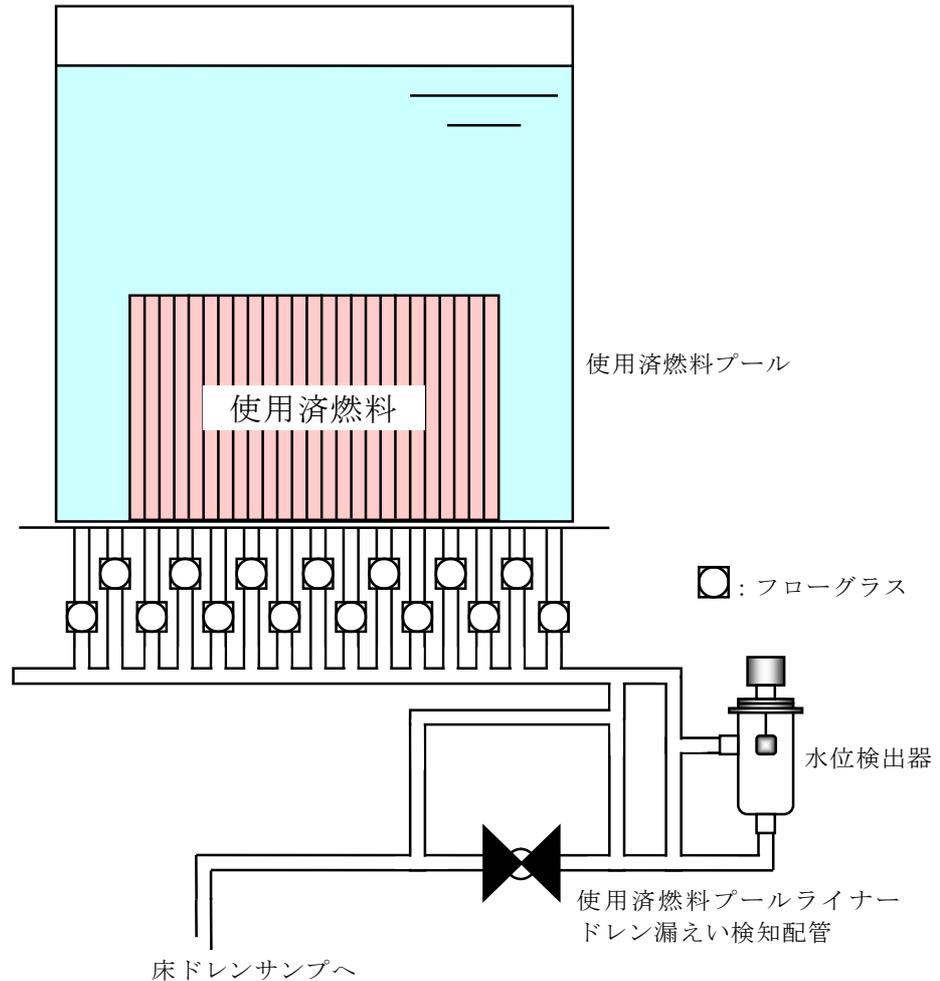
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水は使用済燃料プールライナードレン漏えい検知系配管内に流れ込み、水位検出器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や復水移送系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも約  $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

### ③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 $S_0$ に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下

等により事象を認知できるため、認知は容易である。

原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことでSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ④ SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

SFPゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下にはSFP水位は低下せず、使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損によるSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水

の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、この時、通常運転水位から約 0.70m まで S F P 水位が低下するが、使用済燃料の有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によりスプレイを行うことも可能である。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールスプレイを行うことで燃料の健全性は確保される。

### 3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② S F P ライナー部の損傷」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

#### 4. 結論

SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

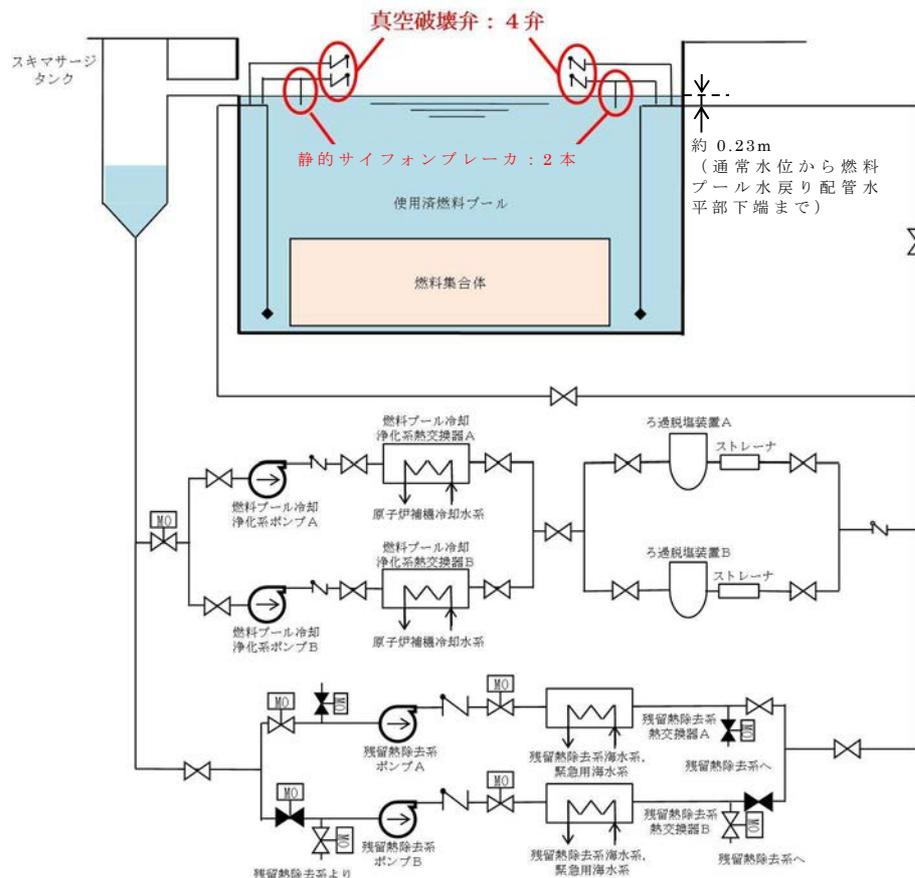
使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動 $S_0$ の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は、真空破壊弁が機能しないことを想定すると、SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから、漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また、注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから、有効性評価において選定している。

使用済燃料プールの静的サイフォンブレーカについて

1. 静的サイフォンブレーカの概要

使用済燃料プールは、第1図に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレークすることで、使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に真空破壊弁が閉固着した場合においても、静的サイフォンブレーカから空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。



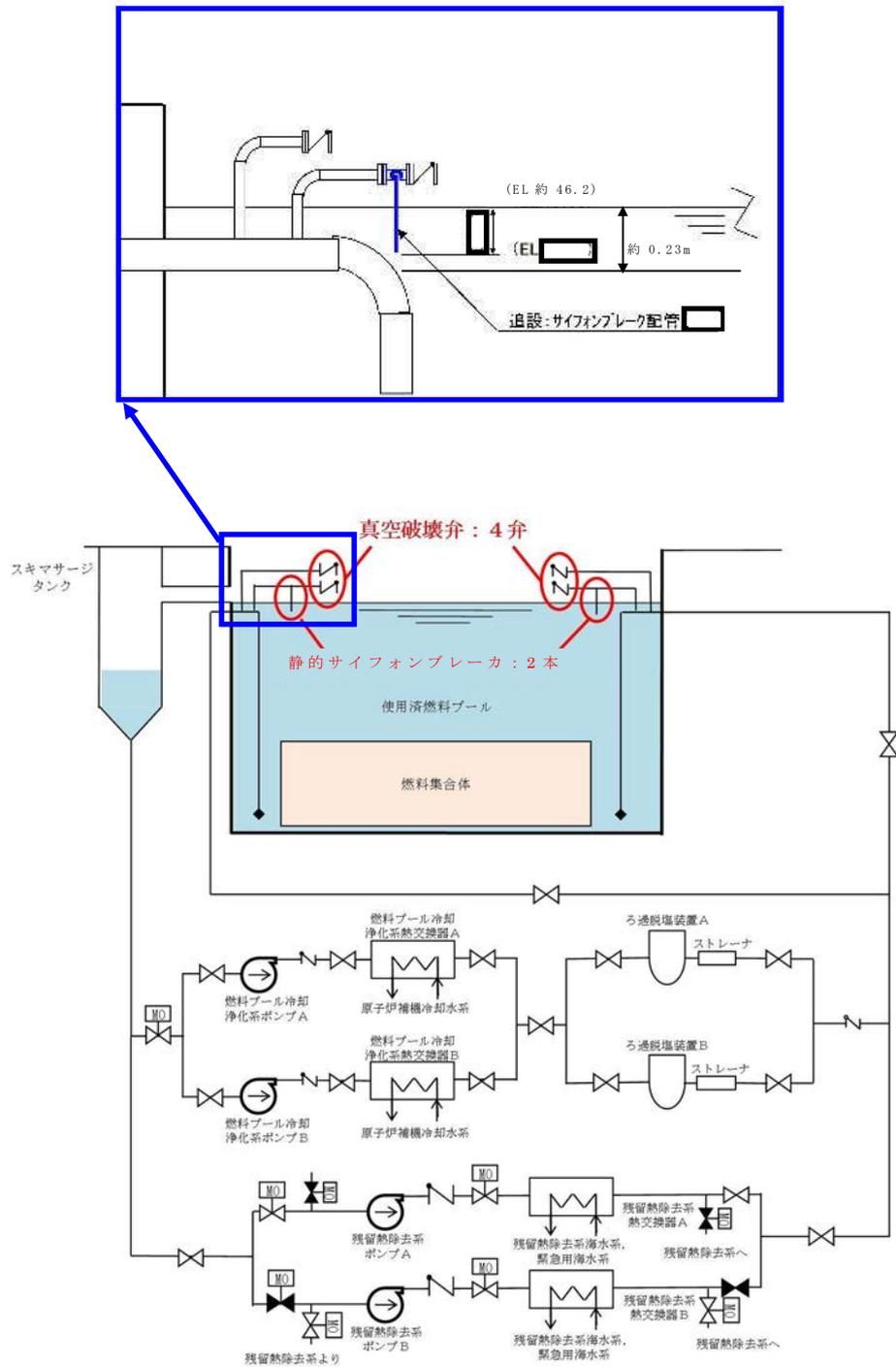
第1図 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 系統概略図

2. 静的サイフォンブレーカの機器仕様

(1) 静的サイフォンブレーカの寸法・設置箇所

静的サイフォンブレーカは、2本のディフューザ配管にそれぞれ設置されており、弁等の機器がない口径  の配管である。

第2図に示すとおり、ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり、静的サイフォンブレーカの下端が通常水位より約  mm下となるよう設置されている。



第 2 図 静的サイフォンブレイカ設置概要図

(2) サイフォン現象発生時の水位低下

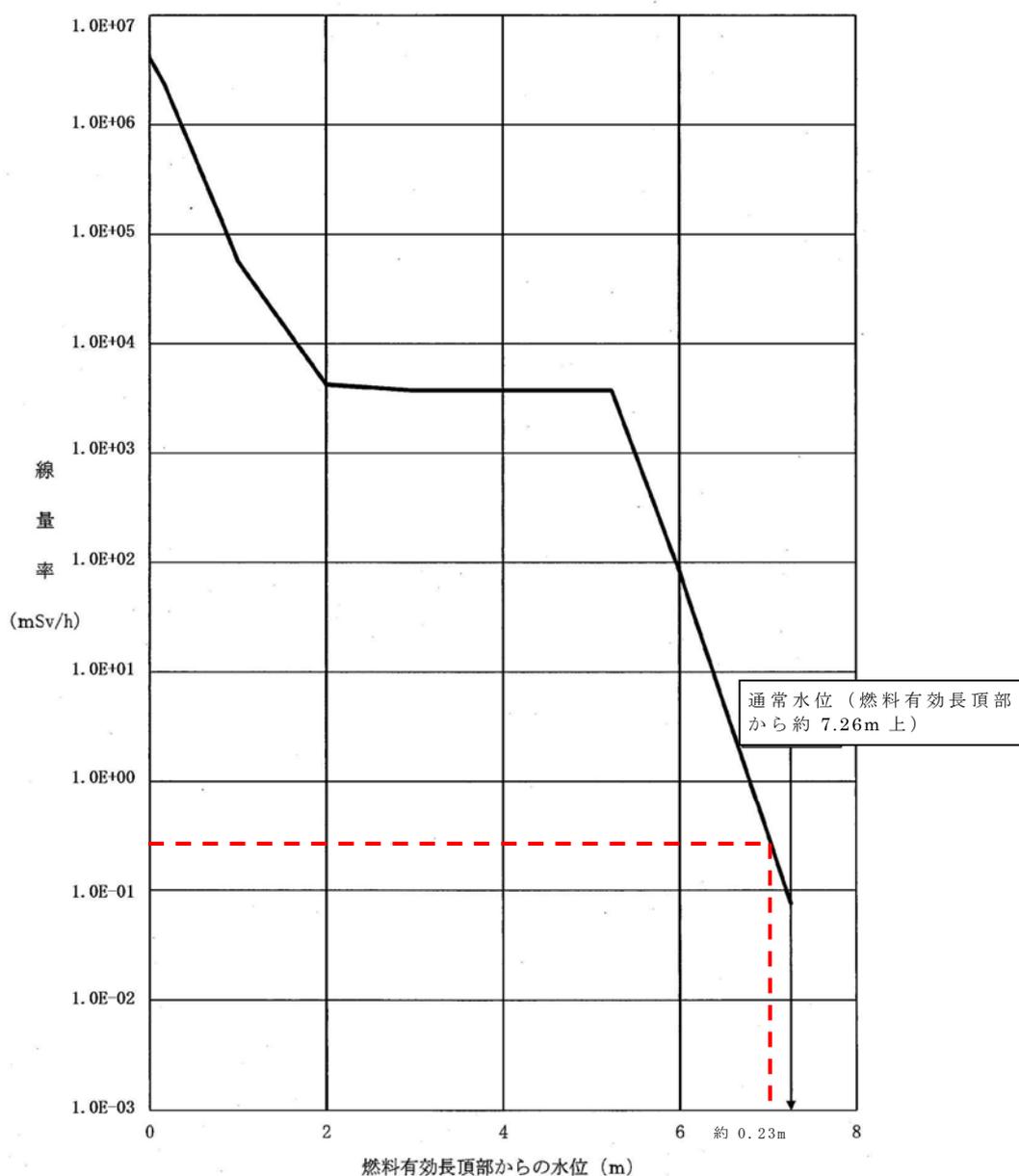
真空破壊弁の閉固着を想定した場合，サイフォン現象が発生し，通常水位より約   mm 下まで水位が低下すると，静的サイフォンブ

レーカから空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり始め、配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 3 図に示す。第 3 図より、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した場合においても、原子炉建屋原子炉棟 6 階の雰囲気線量率は約 1.0mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第 3 図 使用済燃料プール水位と線量率

### 3. 静的サイフォンブレーカの健全性について

#### (1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震 S クラスで設計されており，その配管に静的サイフォンブレーカを接続するため，耐震性については問題ない。

(2) 人的要因による機能阻害について

静的サイフォンブレーカは操作や作動機構を有さない単管のみであることから、誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、静的サイフォンブレーカ開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。

(3) 異物による閉塞について

静的サイフォンブレーカ（内径φ $\square$ mm）は、燃料プール冷却浄化系出口配管より、燃料プール冷却浄化系ポンプ、燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して、使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており、ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約 1.016 mm×横約 0.23 mm）が設置されていることから、異物による静的サイフォンブレーカの閉塞の懸念はない。

(4) 落下物干渉による変形について

静的サイフォンブレーカの落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として、原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁、原子炉建屋クレーン、燃料取替機等の重量物があるが、これらは基準地震動 S<sub>0</sub> に対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため、静的サイフォンブレーカの落下物干渉による変形は考えられない。

その他手摺等の軽量物については、ボルト固定、固縛による運用としている。

よって、落下物として静的サイフォンブレーカに干渉すると考えられる設備は軽量物であり、仮に静的サイフォンブレーカに変形が生じたとしても、本配管は剛性の高いステンレス鋼であり、完全閉塞に至る変形は考えにくいことから、サイフォン効果の除去機能は確保される。

#### 4. 静的サイフォンブレーカの健全性確認方法について

静的サイフォンブレーカについては、定期的な巡視点検（1回／週）を実施し、目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。

## 安定状態について（想定事故2）

想定事故2（サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/4)

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.14m下)※1とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレイカにより燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で停止するとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレイカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約9時間後(10mSv/hの場合)となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 12℃～40℃ (実績値)	保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃を設定	最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約10時間後(10mSv/hの場合)となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW (原子炉停止後9日)	9.1MW 以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い9日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2を用いて評価	最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件) の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高め水温として、年間の気象条件変化を包含する高め水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなるものが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなるものが考えられるが、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。
	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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 1,010kL	1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	破断箇所・状態の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断 真空破壊弁の閉固着	事故ごとに異なる	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断、及び真空破壊弁の閉固着を想定	注水操作は、破断箇所及び漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破断箇所・状態の想定によっては漏えい量が変化するが、静的サイフォンブレーカにより燃料プール燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で漏えいが停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4/4)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から0.23m下まで低下	事象発生後, 通常水位から約0.23m下まで徐々に低下	静的サイフォンブレーカにより, サイフォン現象による流出が停止するため, 使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまり, 保守的にこの水位まで瞬時に低下することを想定	使用済燃料プール水位の低下は, 破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが, 本評価では, 静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており, 使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから, 事象進展に影響はなく, また, 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく, 水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため, 運転員等操作時間に与える影響はない。	配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は, 破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが, 本評価では, 静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており, 使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール注水機能喪失として, 残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であるが, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策機器条件に関連する	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	50m <sup>3</sup> /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへ注水操作は, 注水流量を起点に開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量な注水量(約16m <sup>3</sup> /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，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（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方						
操作条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	<p>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間を考慮して、事象発生8時間後から開始する。</p>	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの水位低下に伴う異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの水位低下による異常を認知し補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失を確認した時点での準備が可能である。なお、その場合、実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインゾル）を使用した使用済燃料プールスプレインゾルの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインゾル設置）の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応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い。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインゾル等の設置作業※2終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実際の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約9時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約9時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定していることから、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

添付4.2.5-5

第2表 運転員等操作時間に与える影響，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（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油	事象発生から8時間後	<p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は，評価条件ではないが，評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間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操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。</p>	<p>各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また，以降，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おり，許容時間210分のところ，訓練実績等により約25分。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>

7日間における水源の対応について  
(想定事故2)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：約 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は，蒸発量に相当する流量で実施する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m<sup>3</sup>である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約 2,120m<sup>3</sup>の水が必要となるが，西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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

## (想定事故 2)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

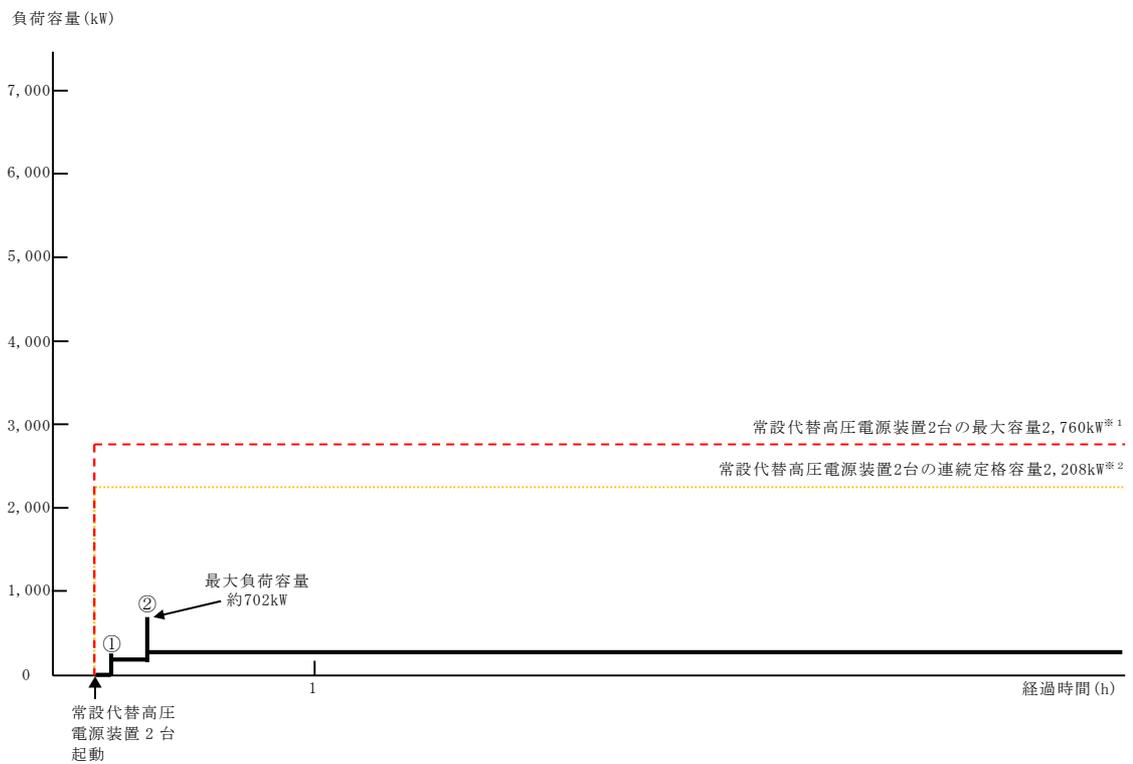
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(想定事故2)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)