

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 56
提出年月日	平成 29 年 10 月 25 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 10 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 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
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力
 - 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）
 - 2.4 崩壊熱除去機能喪失

- 2.4.1 取水機能が喪失した場合
- 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
- 2.5 原子炉停止機能喪失
- 2.6 LOCA時注水機能喪失
- 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
- 2.8 津波浸水による注水機能喪失

- 3. 重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
 - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - 4.1 想定事故1
 - 4.2 想定事故2

- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失
 - 5.3 原子炉冷却材の流出

の影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており、これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

津波レベル1 P R Aでは、防潮堤高さを超える津波を対象に、非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象、原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象、防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており、これらは津波特有の事故シーケンスとして抽出する。

なお、L O C Aでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答、成功基準等が異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

a. 大破断 L O C A

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模のL O C Aである。

b. 中小破断 L O C A

大破断L O C Aと比較して破断口径が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模のL O C Aである。

c. E x c e s s i v e L O C A

大破断L O C Aを上回る規模のL O C Aであり、非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2) 事故シーケンスのグループ化

「2.6 LOCA時注水機能喪失」より抜粋

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断位置は、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及び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））では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配管（配管断面積約 $2,400 \text{ cm}^2$ ）の破断を想定することを考慮し、再循環配管とする。

破断面積は、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm^2 及び約 9.5 cm^2 とする。なお、約 9.5 cm^2 の破断面積は、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）の操作時間余裕を考慮しない場合に、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な範囲で最大となる破断面積を確認するために設定する。

（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高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。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

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは、

が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、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）設定点の範囲に維持する。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順における調整範囲の上限である $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力が $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において $13.4\text{kg}/\text{s}$ の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

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（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）は、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、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）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。

力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.6-9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，約 3.7cm^2 の破断の場合には，事象発生の約 37 分後に最高値の約 616°C に到達するが，評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また，約 9.5cm^2 の破断の場合には，第 2.6-25 図に示すとおり，事象発生の約 31 分後に約 842°C に到達するが，評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ を下回る。燃料被覆管の酸化量は，約 3.7cm^2 の破断の場合及び約 9.5cm^2 の破断の場合ともに，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1% 以下であり，評価項目である 15% を下回る。原子炉圧力は，第 2.6-4 図及び第 2.6-20 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 $7.79\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下に維持される。このため，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（ 0.3MPa 程度）を考慮しても，約 $8.09\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（ $10.34\text{MPa}[\text{gage}]$ ）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.6-16 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失し

ているため、原子炉压力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生後の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.6-17 図に示すとおり、事象発生後の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。また、格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となることから、約 9.5 cm²の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。

第 2.6-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.6-16 図及び第 2.6-17 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 1.6×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベントによるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-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、評価条件として L O C A 発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L O C A 時注水機能喪失 (3.7 cm²)」における格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の実施時刻（格納容器圧力 310kPa[gage]到達時）はおおむね同等（約 28 時間後）であることから、破断面積の違いが格納容器除

熱の実施時刻に与える影響は非常に小さい。このため、約 9.5 cm²の破断を想定する場合でも、格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となり、実効線量の評価結果に有意な違いはないと考えられる。

(添付資料 2.6.5)

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、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は、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスでは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断 L O C A が発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、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）の起動後に原子炉を手動減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）により格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、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。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータ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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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再循環配管に対して低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7cm^2 及び約 9.5cm^2 の破断面積を設定している。破断面積が小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

破断面積が約 9.5cm^2 を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）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、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、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）の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした

場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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。

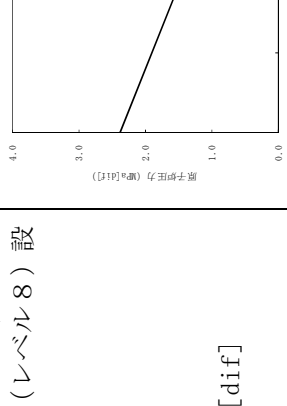
事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm^2 及び約 9.5 cm^2 の破断面積を設定している。破断面積が小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。破断面積が約 9.5 cm^2 を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

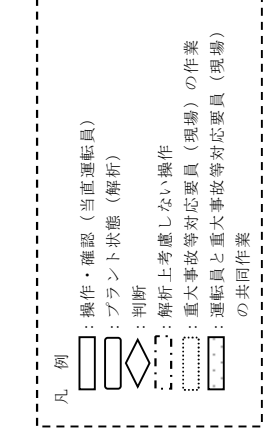
事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメ

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (2/5)

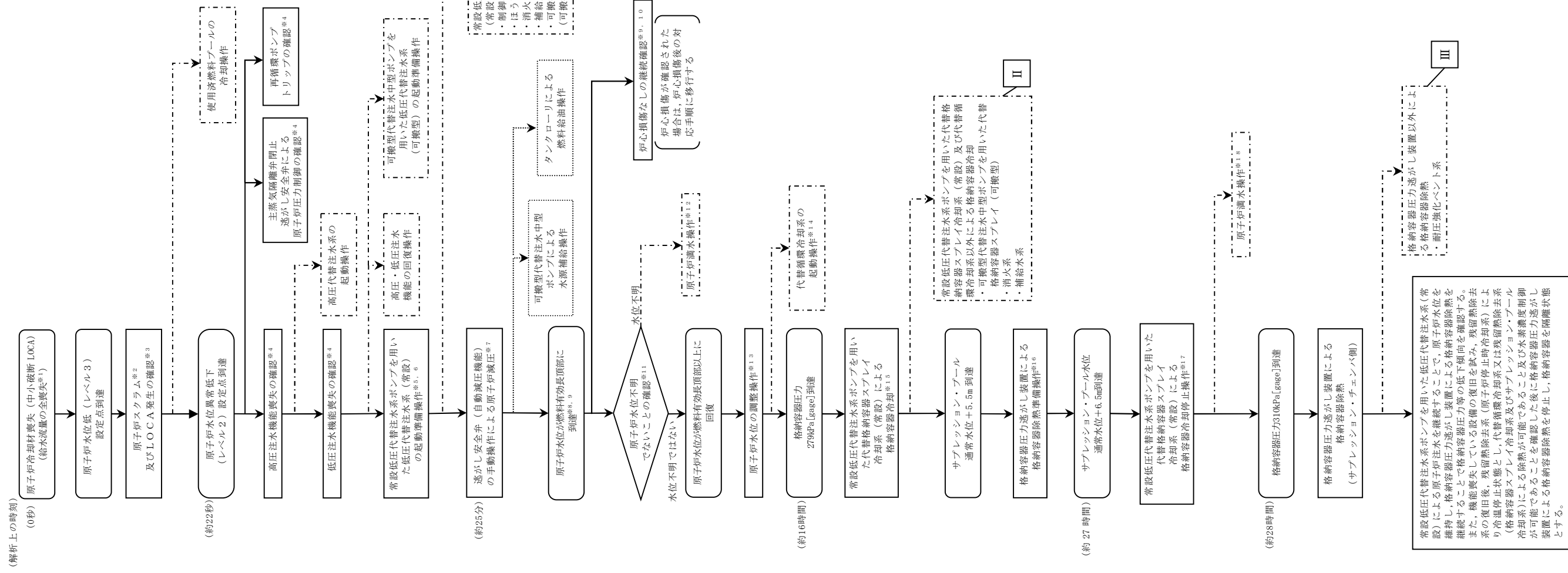
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定
格納容器体積 (ウエットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
サブレーション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
サブレーション・プール水温度	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	設計値を設定
外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽及び水源補給に用いる北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
起因事象	再循環配管に 約 3.7cm ² 及び約 9.5cm ² の 破断が発生	破断位置は、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、シェ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及び格納容器破損防止対策の有効性評価では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の破断を想定することを考慮し、再循環配管とする。 破断面積は、低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破断発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm ² 及び約 9.5 cm ² とする。
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定 また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するため、原子炉水位の低下が大きくなり、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

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
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は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) 設定点の範囲に維持</p> <p>(原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$</p>	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> <p><常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性></p> 
代替格納容器スプレー冷却系 (常設)	<p>(原子炉注水と格納容器スプレー併用時) ・注水流量: $230\text{m}^3/\text{h}$ (一定)</p> <p>格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合は停止し, $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開 スプレー流量: $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)</p>	<p>併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定</p> <p>サブレシジョン・プールの水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲における上限を設定</p>
格納容器圧力逃がし装置	<p>排気流量: $13.4\text{kg}/\text{s}$ (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)</p>	<p>格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p>



- ※1：原子炉水位の低下を識し、給水流量の全喪失を想定する。
- ※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：LOCA発生は、以下により判断する。
 - ・格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達
- ※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：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) の起動準備操作は、以下により判断する。
 - ・高圧・低圧注水機能喪失
- ※6：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。



- ※7 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は、以下により判断する。
 - ・低圧で注水可能な系統 (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)) の準備完了
- ※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。
- ※9 破断面種が重要事故シナケ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)
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の10倍以上
 - ・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。
- ※11 原子炉減圧時には原子炉水位計感測管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き燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※12 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ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 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。
- ※14 代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用として行っている。
 - ・原子炉注水に当たっては、冷却水を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、冷却水が確保された後に切り替える。
 - ・格納容器除熱に当たっては、格納容器圧力が245kPa[gage]到達後、格納容器スプレィを実施する。また、原子炉注水は継続して実施する。
- ※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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却は、解析上は130m³/h一定運転と、格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[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217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102 ~ 130m³/hの範囲でスプレィ流量を調整する。
- ※16 サプレッション・プール水位が通常水位+5.5mに到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は、「サブプレッション・チェンバ側」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウェル側」の開操作を実施する。
- ※17 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止は、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
- ※18 格納容器ベント操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉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)。

【有効性評価の対象としていないが、他に取れ得る可能性のあるもの】

- I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが、制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。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) と同等の流量は確保できないが、ほう酸水注入系、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。注水開始時間は遅くなるが、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) による原子炉注水も実施可能である。
- II 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ (常設) による格納容器冷却を優先するが、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ィ (可搬型) による格納容器冷却量は少ないが、消火系及び補給水系による格納容器スプレィも実施可能である。
- III 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

第 2.6-2 図 L O C A 時注水機能喪失 (中小破断 LOCA) の対応手順の概要

「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中小破断L O C Aが発生した後に、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、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」の有効性評価においては、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しない場合は、格納容器圧力逃がし装置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付属施設の位置、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、敷地境界外での実効線量が 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. 「L O C A 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、原子炉圧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

--

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 cm^2 (0.004 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、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、液相部配管について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. 主蒸気配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 cm^2	約 338°C
b. 再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 616°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°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

循環配管（出口ノズル）に対して約 9.5cm^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 3.7cm^2 ）と感度解析ケース（約 9.5cm^2 ）との原子炉圧力、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）による原子炉減圧操作（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ー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
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 9.5cm^2	無
	約 9.6cm^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）による原子炉減圧操作（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 9.5cm^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、燃料被覆管の破裂防止が可能であり、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、再循環配管（出口ノズル）に対して 3.7cm^2 の破断

を事故条件として設定する。

また、約 9.5 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 の確認（ドライウェル圧力 $13.7 \text{ kPa}[\text{gage}]$ ）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）により中小破断 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. 主蒸気配管（出口ノズル）（気相部配管）：約 224 cm^2 以下
- b. 再循環配管（出口ノズル）（シュラウド外の液相部配管）：
約 9.5 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 9.2 cm^2 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、125A（約126cm²）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. 主蒸気配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 224 cm ²	無
	約 225 cm ²	有
b. 再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 9.5 cm ²	無
	約 9.6 cm ²	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 ²	無
	約 9.3 cm ²	有

第5表 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量
漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲		
小破断LOCA	RCIC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		

(4) 再循環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

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

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 ^{※1}	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 ^{※1}	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	1.3×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}	33	8.4×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
HPCS	19	7.2×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
LPCS	19	7.2×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-A	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-B	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-C	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
PLR	193	7.4×10^{-5}	1.5×10^{-4}	1.1×10^{-8}	193	4.9×10^{-5}	1.5×10^{-4}	7.4×10^{-9}
底部トレン	118	4.5×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}	118	3.0×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}
その他の原子炉圧力バウンダリ	342	1.3×10^{-4}	— ^{※2}	— ^{※2}	342	8.7×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}
合計	787	3.0×10^{-4}			787	2.0×10^{-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 1.1×10^{-8} ／炉年である。なお，破断面積約 9.5cm^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 1.1×10^{-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 3.0×10^{-8} / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積 224cm^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 3.0×10^{-8} / 炉年より小さくなる。したがって、再循環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。東海第二発電所と欧米のプラントで講じられている諸対策の対比を第 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			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m ³	北側淡水池、高所淡水池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	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	起因事象	再循環配管に約 3.7cm ² 及び約 9.5cm ² の破断が発生	破断位置は、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、シユ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及び格納容器破損防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウナダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し、再循環配管とする。 破断面積は、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7cm ² 及び約 9.5cm ² とする。	破断面積が小さい場合、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間には影響はない。 破断面積が約 9.5cm ² を超え、炉心損傷が発生する場合は、13.1 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)	破断面積が小さい場合、原子炉水位の低下は遅くなり、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。 破断面積が約 9.5cm ² を超え、炉心損傷が発生する場合は、13.1 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	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の機能喪失を設定 また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは、それぞれ原子炉水位低(レベル3)信号及び原子炉水位異常低下(レベル2)信号となり、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用アイゼンル発電機等から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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となるパラメータと評価項目となるパラメータを与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響		
	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) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなること、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなること、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。		
		(原子炉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	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定	最確条件とした場合、サブレーション・プールの水位の上昇が緩和されることから、サブレーション・プールの水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを實施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値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。	スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを實施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値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。
		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： $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$	サブレーション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲における上限を設定	最確条件とした場合、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなることから、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實施するマネジメントはなくなり、格納容器ベントの最大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。	最確条件とした場合、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、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實施するマネジメントはなくなり、格納容器ベントの最大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。
格納容器圧力逃がし装置	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ 以上 (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、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實施するマネジメントはなくなり、格納容器ベントの最大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。	最確条件とした場合、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、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實施するマネジメントはなくなり、格納容器ベントの最大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。		

「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」より抜粋

とし、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、 $50\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、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）設定点の範囲に維持する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

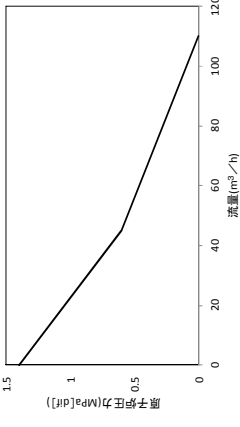
伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

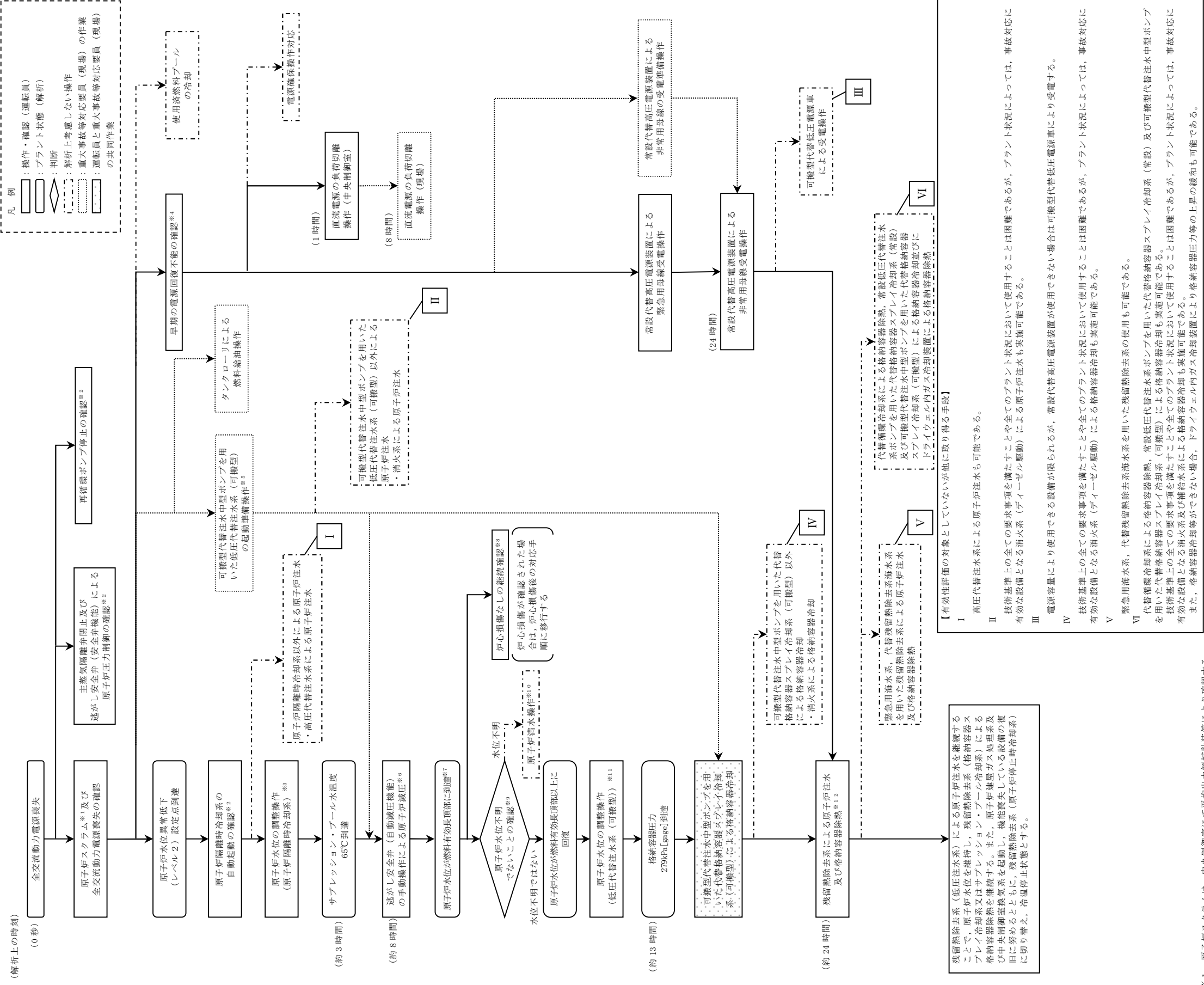
運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始す

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (6/7)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (可搬型)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は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) 設定点の範囲に維持 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: $50\text{m}^3/\text{h}$ (一定) 格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合は停止し, $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開 スプレイ流量: $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	併用時の系統評価に基づき, 保守的な流量を設定 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として, 運転手順に基づき設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量: $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%: ドライウエル, 5%: サプレッション・チェンバ)	設計値を設定
	伝熱容量: 約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C , 海水温度 32°C において)	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

重大事故等対策に関連する機器条件



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。
 ※1 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。
 ※2 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。
 ※3 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の起動ができず、非常用母線の電源回復できない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※4 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機械喪失を確認した場合、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（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水（可搬型）のみによる原子炉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。
 ※5 サブプレッション・プール温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高温の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉減圧操作が完了した時点で、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。
 ※6 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気モニタにより燃料の健全性を確認する。また、格納容器雰囲気モニタにより燃料の健全性を確認する。
 ※7 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気モニタにより燃料の健全性を確認する。また、格納容器雰囲気モニタにより燃料の健全性を確認する。
 ※8 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 ・格納容器雰囲気放射線モニタによる燃料健全性確認（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
 ・ドライウエ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
 ・燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
 ※9 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。
 ※10 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水（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。
 ※11 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水（可搬型）による原子炉注水は、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 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（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）の対応手順の概要

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間とした場合のパラメータとなる影響 (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			
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 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04MPa [gauge] ~ 7.86MPa [gauge]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04MPa [gauge] ~ 7.86MPa [gauge]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転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は与える影響はない。	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。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量： 0m ³ /h ~ 1.676m ³ /h ・注水圧力： 0MPa [dif] ~ 1.55MPa [dif]	・注水流量： 0m ³ /h ~ 1.676m ³ /h ・注水圧力： 0MPa [dif] ~ 1.55MPa [dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の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 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m ³ /h ~ 110m ³ /h ・注水圧力： 0MPa [dif] ~ 1.4MPa [dif]	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m ³ /h ~ 110m ³ /h ・注水圧力： 0MPa [dif] ~ 1.4MPa [dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
残留熱除去系 (格納容器スプレイ併用時)	スプレイ流量： 130m ³ /h (一定)	スプレイ流量： 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	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、評価項目となるパラメータ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。
残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h (95%：ドライウェル、5%：サブレーション・チェンバ)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h (95%：ドライウェル、5%：サブレーション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。	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い。
残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系)	熱交換器1基当たり約43MW (サブレーション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基当たり約43MW (サブレーション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	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沸水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

重大事故対策に関する機器条件