

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前で4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損直後では4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損後後期では4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。
- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット熔融貫通の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、格納容器破損の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]未満となっており、熔融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

リ プラント損傷状態:SLW

SLWに分類される事故シーケンスは、小破断LOCAが発生し、原子炉格納容器への燃料取替用水タンク水の移送はあるが、格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し、原子炉格納容器内が飽和状態で格納容器過圧破損に至る。事故発生後約2.5時間で格納容器スプレイ作動設定値に達し、約24時間で最高使用圧力の2倍に達する。このときの原子炉格納容器内温度は約169℃、ベースマット侵食はごくわずかである。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前で4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損直後では4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損後後期では4vol%(ウェット条件)未満であり、水素燃焼の可能性は低い。

- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。
- ・ 格納容器過温破損の可能性は低い。
- ・ 緩和操作を考慮していないが、原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]未満となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

ヌ プラント損傷状態:SLW+緩和策

リ項の事故シーケンスに対し、緩和操作として、加圧器逃がし弁開による1次系強制減圧、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水)を実施し、継続的な除熱が行われる。したがって、溶融炉心は冷却され、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマットの侵食はない。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前で4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損直後では4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損後後期では4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。
- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット溶融貫通の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、格納容器破損の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、原子炉容器破損前の1次系圧力は

2.0MPa[gage]未満となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

ル プラント損傷状態:SLI

SLIに分類される事故シーケンスは、小破断LOCAが発生し、原子炉格納容器への燃料取替用水タンク水の移送があり、格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われる。したがって、溶融炉心は冷却され、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマットの侵食はない。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前から原子炉容器破損後後期にかけて8vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。
- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット溶融貫通の可能性は低い。
- ・ 格納容器スプレイによる格納容器雰囲気の除熱に成功しており、格納容器破損の可能性は低い。但し、分岐確率の定量化に当たっては、格納容器スプレイ再循環には期待しない。
- ・ 緩和操作を考慮していないが、原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]未満となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

ヲ プラント損傷状態:TED

TEDに分類される事故シーケンスは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内への燃料取替用水タンク水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態となる。事故発生から約31時間で原子炉格納容器内温度は200℃に達し、約36時間で最高使用圧力の2倍に達する。そのため、TEDシーケンスでは格納容器過温破損が格納容器過圧破損より先

行する。原子炉格納容器内温度200℃到達時間でのベースマツト侵食深さは約1.4mである。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前から原子炉容器破損直後にかけて4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損後後期では4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。
- ・ 原子炉下部キャビティに水が流入しないため、水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマツト溶融貫通より格納容器過温破損が先行する可能性が高い。
- ・ 原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]以上となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を上回っている。

ワ プラント損傷状態:TED+緩和策

フ項の事故シーケンスに対し、緩和操作として、加圧器逃がし弁による1次系強制減圧、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却(海水通水)を実施し、継続的な除熱が行われる。したがって、溶融炉心は冷却され、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマツト侵食はない。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前で4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損直後では4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損後後期では4vol%(ウェット条件)以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。

- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット熔融貫通の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、格納容器破損の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]未満となっており、熔融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

カ プラント損傷状態:TEW

TEWに分類される事故シーケンスは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内への燃料取替用水タンク水の移送はあるが、格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し、原子炉格納容器内が飽和状態で格納容器過圧破損に至る。事故発生後約2.5時間で格納容器スプレイ作動設定圧に達し、約28時間で最高使用圧力の2倍に到達する。このときの原子炉格納容器内温度は約171℃、ベースマット侵食はごくわずかである。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前で4vol%(ウェット条件)以上となるが、水蒸気濃度が55vol%以上であり、水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損直後では8vol%以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。原子炉容器破損後後期では水素濃度は4vol%(ウェット条件)未満であり、水素燃焼の可能性は低い。
- ・ 原子炉容器破損時には原子炉下部キャビティに十分な水が流入していないため、水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット熔融貫通の可能性は低い。
- ・ 格納容器過温破損の可能性は低い。

- ・ 原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]以上となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を上回っている。

ヨ プラント損傷状態：TEW＋緩和策

カ項の事故シーケンスに対し、緩和操作として、加圧器逃がし弁開による1次系強制減圧、格納容器スプレイポンプ（手動）による格納容器スプレイ、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却（原子炉補機冷却水通水）を実施し、継続的な除熱が行われる。したがって、溶融炉心は冷却され、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマットの侵食はない。

分岐確率の定量化に参考となる知見を以下に示す。

- ・ 水素濃度は、原子炉容器破損前から原子炉容器破損後後期にかけて、4vol%（ウェット条件）以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。
- ・ 原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティに水が多量にたまっているものの、実機条件では水蒸気爆発の可能性は低い。
- ・ ベースマット溶融貫通の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、格納容器破損の可能性は低い。
- ・ 緩和操作に成功しており、原子炉容器破損前の1次系圧力は2.0MPa[gage]未満となっており、溶融炉心が分散放出しない目安値を下回っている。

（d）シビアアクシデント時の物理化学現象の発生及び負荷の分析

イ 格納容器負荷の分析

放射性物質閉じ込め機能に影響するSA時の物理化学現象の発生の有無及び発生に伴う格納容器への負荷を分析した。第3.1.3.1-53表に選定した事故シーケンスごとの格納容器負荷の解析結果を示す。

ロ 格納容器破損に関する検討

格納容器構造健全性の判断基準と事故進展解析結果とを比較し、格納容器破損の有無及びその後の事故進展への影響を分析した。格納容器破損の有無については(c)項に記載しており、緩和策のないシーケンスの多くにおいて、水素燃焼やベースマット溶融貫通等が発生しない場合でも、いずれ過圧破損又は過温破損に至る結果となった。

(e) 事故の緩和手段の時間余裕の解析

事故進展解析により求められた炉心損傷、原子炉容器破損の事象発生時期等を参照し、c.項で抽出した緩和手段に対して操作余裕時間である診断時間を設定した。各緩和手段の操作に対する診断項目及び診断時間の設定結果を参考資料に示す。

e. 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定

格納容器イベントツリーの各ヘディングの分岐確率は、MAAPコードによる事故進展解析結果及びSAの各物理化学現象に関する最新の技術的知見並びに安全設備及び事故緩和設備の特徴を反映して設定する。また、格納容器への負荷の同定及び格納容器構造健全性評価による格納容器構造健全性の判断基準、事故シーケンスの特徴分析及び従属性の整理、並びに事故シーケンスごとの事故進展解析結果及び物理化学現象による格納容器負荷に基づき、機器・システム及び人的過誤並びに物理化学現象を含む格納容器イベントツリーの各分岐の分岐確率の平均値及び不確実さ幅を評価することで、当該分岐の確率分布を設定する。なお、ここで評価した平均値は分岐確率の点推定値の評価に適用し、確率分布は、CFF及び放出カテゴリの発生頻度の不確実さ解析に用いる。

各ヘディングの分岐確率の設定の考え方を第3.1.3.1-55表に、詳細を参

考資料に示す。また、不確実さの分布設定の考え方を第3.1.3.1-56表に、本評価における格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の設定結果を参考資料に示す。以下に分岐確率の設定の概要を示す。

(a) 機器・システム及び操作

機器・システム及び操作の分岐確率は、機器・システムの故障と故障した機器・システムの回復操作、格納容器機能喪失の防止手段及び放射性物質放出量の緩和操作からなる緩和手段に関する分岐確率であり、操作に関係する機器・システムの故障確率及び人的過誤確率から評価する。レベル1PRAと同様に、機器・システムの故障確率はシステム信頼性解析に、人的過誤確率は人間信頼性解析にそれぞれ基づいて設定した。

なお、格納容器隔離失敗について、モデル化の範囲及び主な漏えい経路について参考資料に示す。

(b) 物理化学現象に関する分岐確率の設定

物理化学現象に関わるヘディングについては、SA現象に関する知見や事故進展解析結果を参考に設定した。これらの物理化学現象はまだ十分に解明されておらず、発生可能性を定量的に評価する手法も確立されていないため、NUREG/CR-4700で用いられた手法に代表される専門家の判断等の定性的評価を定量的な数値に置き換え、分岐確率を定量化する手法を採用した。具体的な評価で使用する分岐確率のあてはめ方法を参考資料に示す。また、一部の物理化学現象については分解イベントツリー(DET; Decomposition Event Tree)評価結果を適用し、分岐確率を算出した。

(c) 工学的判断

一部のヘディングについては、文献等を根拠とした工学的判断によって分岐確率を設定した。

(d) ヘディングの従属性

従属性があるヘディングについては、ヘディング間の従属性及び炉心損傷防止手段との従属性を考慮して分岐確率を設定する。例えば、前者については、ホットレグクリープ破損とTI-SGTRの従属性が該当し、後者については、事故の緩和手段やサポート系が該当する。

f. 格納容器機能喪失頻度の定量化

PDSごとに、PDSの発生頻度及び格納容器イベントツリーの各ヘディングの分岐確率から、CFFを算出する。全CFFは 9.9×10^{-7} (／炉年)、条件付き格納容器機能喪失確率(CCFP)は約0.40となった。

(a) プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器機能喪失頻度

PDS別の炉心損傷頻度及びCFFを第3.1.3.1-57表に示す。全CFFのうち、TEIの寄与が約27.4%、SLWの寄与が約27.3%、SEDの寄与が約16.3%、TEDの寄与が約12.6%であり、これら以外のPDSはそれぞれ数%程度であった。主な要因としては、TEIはRCP封水注入による水封失敗、SLWは移動式大容量ポンプ車の運転失敗及びCV内自然対流冷却(CCW)失敗、SEDは交流電源の全喪失、交流電源回復失敗及び代替CVスプレイ失敗、TEDは代替CVスプレイ失敗、直流電源喪失、交流電源回復失敗、移動式大容量ポンプ車の確立失敗及び全交流動力電源喪失発生診断失敗であった。

(b) 格納容器機能喪失モード別の格納容器機能喪失頻度

格納容器機能喪失モード別のCFFを第3.1.3.1-58表に示す。全CFFのうち、水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損(δ モード)の寄与が約45.1%、格納容器隔離失敗(β モード)の寄与が約36.6%、蒸気発生器伝熱管破損(gモード)の寄与が約6.8%、格納容器過温破損(τ モード)

の寄与が約6.4%、水蒸気蓄積による格納容器先行破損(θ モード)の寄与が約3.6%であった。これら以外の格納容器機能喪失モードの寄与は各々1%以下であった。

CFFの大部分を占めている格納容器機能喪失モードの主な要因としては、水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損(δ モード)は、原子炉格納容器の除熱機能が失われるシナリオが支配的であり、TEDを除くPDSにおいて格納容器過圧破損が先行すること、格納容器隔離失敗(β モード)は、RCP封水注入による水封失敗及びRCP封水戻りラインCV隔離弁の閉止に失敗するシナリオが支配的であり、炉心損傷に至る要因と従属性があること、蒸気発生器伝熱管破損(gモード)は、起因事象としてSGTRが発生し炉心損傷に至り、CVバイパスとして直接CV機能喪失に至るシナリオが支配的であり、全CDFに対するSGTRによる炉心損傷頻度の割合が比較的大きいことであった。

(c) 格納容器健全性が維持される頻度

炉心損傷事故時において、格納容器健全性が維持される頻度は、格納容器健全に至る事故シーケンスの頻度を積算することによって算出した。その頻度は、 1.4×10^{-6} (／炉年)である。

(d) 重要度解析

重要度解析として、CFFに有意な寄与を持つ機器故障及び人的過誤等を対象に、全CFFに対するFV重要度及びRAWを評価し、全CFFへの寄与の大きい因子を分析する。FV重要度とRAWの定義は次のとおりである。

- ・ FV重要度:格納容器機能喪失の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標

$$FV = \frac{F_A(CF)}{F(CF)}$$

$F_A(CF)$: 事象Aの発生が寄与して発生する格納容器機能喪失頻度

$F(CF)$: 格納容器機能喪失頻度

- ・ RAW: 対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、格納容器機能喪失頻度がどれだけ増加するかを示す指標

$$RAW = \frac{F(CF|A=1)}{F(CF)}$$

$F(CF|A=1)$: 対象とする事象Aの生起確率が1の場合の格納容器機能喪失頻度

基事象のFV重要度評価結果及びRAW評価結果を参考資料に示す。

g. 放出カテゴリの分類及び発生頻度の定量化

格納容器イベントツリーによって同定された全ての事故シーケンスを、環境へ放出される放射性物質の放出挙動が類似した放出カテゴリに分類し、PDSの発生頻度及び格納容器イベントツリーの分岐確率を用いて、放出カテゴリごとの発生頻度を求める。

(a) 放出カテゴリの分類

格納容器イベントツリーで同定されたすべての事故シーケンスを、環境へ放出される放射性物質の放出挙動が類似した放出カテゴリに分類する。ここで、環境へ放出される放射性物質の放出挙動が類似するとは、放出時期、それらに関係した移行経路等（放出量、放出抑制の緩和手段）が類似することである。

選定した放出カテゴリを第3.1.3.1-59表に示す。選定に当たっては、格

格納容器バイパス、エナジェティック現象（炉心損傷時に発生する物理化学現象の中で、原子炉容器内又は原子炉格納容器内で圧力又は温度が急激に上昇する事象）による破損及び格納容器先行破損は、独立した放出カテゴリとした。これらを踏まえて、第3.1.3.1-45図に示すように、格納容器イベントツリーで同定された全ての事故シーケンスを放出カテゴリに分類した。

また、事故シーケンスを放出カテゴリに分類するに当たって、格納容器機能喪失モードと放出カテゴリが必ずしも1対1で対応しない例外的な漏えい経路について次のような取り扱いとした。

- ・ 格納容器隔離失敗（ β モード）には格納容器バイパスとなる漏えい経路も存在する。例えば、1次冷却材ポンプ封水戻りラインの隔離失敗の場合は、放射性物質が1次系から1次冷却材ポンプ封水戻りラインを経由し格納容器外に漏えいする漏えい経路が考えられる。この場合は放射性物質が格納容器雰囲気を経由しないことから格納容器バイパスに該当する。しかし、Cs-137の放出量が100TBqを超過するというソースターム解析の結果に違いはないことから、格納容器隔離失敗（ β モード）の細分化は不要とし、格納容器隔離失敗（ β モード）に至る事故シーケンスは放出カテゴリの隔離失敗（内的及び外的）（F5）に分類した。
- ・ 格納容器隔離失敗（ β モード）には小規模な漏えい経路を含むため、小規模な格納容器隔離失敗と格納容器除熱機能の喪失が重畳しているような場合には格納容器隔離失敗後に格納容器過圧破損に至るようなことが考えられる。このように、小規模な格納容器隔離失敗と格納容器破損が重畳することが考えられる。しかし、Cs-137の放出量が100TBqを超過するというソースターム解析の結果に違いはないことから、格納容器隔離失敗（ β モード）の細分化は不要とし、格納容器隔離失

敗(βモード)に至る事故シーケンスは放出カテゴリの隔離失敗(内
及び外的)(F5)に分類した。

(b) 放出カテゴリごとの発生頻度

放出カテゴリに分類した全ての事故シーケンスの発生頻度を積算し、
放出カテゴリごとに発生頻度を算出した。評価結果を第3.1.3.1-60表に
示す。なお、本評価は内部事象を対象としているため、外部事象に係る
放出カテゴリである格納容器バイパス(外的)(F2)及び格納容器破損
(外的)(F4)に分類された事故シーケンスはない。

放出カテゴリのうち健全(設計漏えい)(内及び外的)(F6)の発生頻
度が最も大きく、 1.4×10^{-6} (/炉年)であった。これは、格納容器機能喪
失モード別の発生頻度が大きい「格納容器健全」(φモード)がこの放出
カテゴリに含まれているためである。次に格納容器破損(内)(その他)
(F3C)の発生頻度が大きく、 5.2×10^{-7} (/炉年)であった。これは、格納
容器機能喪失モード別の発生頻度が大きい「水蒸気・非凝縮性ガス蓄
積による過圧破損」(δモード)がこの放出カテゴリに含まれているため
である。

h. 不確実さ解析及び感度解析

(a) 不確実さ解析

CFF及び放出カテゴリの発生頻度の定量化を踏まえ、フォールトツリー
に含まれる機器故障、物理化学現象、人的過誤、共通原因故障等の基
事象の発生確率を確率変数とみなし、それぞれのパラメータ作成におい
て設定した確率分布を入力として、モンテカルロ手法を用いてCFF及び
放出カテゴリの発生頻度の平均値及びエラーファクタを評価した。エラー
ファクタの定義については、(2)g.(d)に示す。

PDS別の不確実さ解析結果を第3.1.3.1-61表及び第3.1.3.1-46図に、格納容器機能喪失モード別の不確実さ解析結果を第3.1.3.1-62表及び第3.1.3.1-47図に示す。また、放出カテゴリ別の不確実さ解析結果を第3.1.3.1-63表及び第3.1.3.1-48図に示す。

全CFFのエラーファクタは2.7となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限値と下限値の間に約7倍の不確実さ幅があることを意味する。

(b) 感度解析

炉心損傷頻度評価と同様に、以下の3項目について感度解析を実施した。

- ・ 人的過誤に係る感度解析
- ・ SA対策に係る感度解析
- ・ 多様性拡張設備等に係る感度解析

イ 人的過誤に係る感度解析

(イ) 解析条件

人的過誤確率を全て0(解析ケース1)又は1(解析ケース2)とし、人的過誤確率の最大の振れ幅を確認することで、人的過誤確率の感度を確認する。人的過誤を除いた評価を行うことで、人的過誤に依存しないプラント設計における脆弱性を確認し、インターロックの追設等の設計の観点から、将来の安全性向上に資する情報とする。また、運転員操作に全て失敗する評価を行うことで、仮に運転員の操作に期待できない場合のリスクを把握する。

(ロ) 解析結果

感度解析結果を第3.1.3.1-64表に示す。

I 解析ケース1

全CFFは 2.4×10^{-7} (／炉年)となり、ベースケース(9.9×10^{-7} (／炉年))の約0.24倍となった。解析ケース1では、蒸気発生器伝熱管破損が発生し、フィードアンドブリード運転を実施するが、破損蒸気発生器側の主蒸気安全弁開固着により炉心損傷し、同時に格納容器バイパスに至るシナリオが格納容器機能喪失の支配的要因となった。

この結果は、今後の継続的な安全性向上の取り組みの中で、人的過誤発生防止に係る対策(手順)の整備、設備の自動化あるいは訓練強化・運用変更等によるリスク低減効果について参考となる情報を示す。

II 解析ケース2

全CFFは 1.4×10^{-2} (／炉年)となり、ベースケース(9.9×10^{-7} (／炉年))から約 1.5×10^4 倍となった。解析ケース2では、運転員操作を必要とする起因事象が支配的であり、その順位は起因事象発生頻度に従っている。

ロ SA対策に係る感度解析

(イ) 解析条件

SA対策によるリスク低減効果を把握することを目的として、SA対策に期待しない場合のCFFを算出する。

(ロ) 解析結果

感度解析結果を第3.1.3.1-65表及び第3.1.3.1-49図に示す。本感度解析の全CFFは 3.5×10^{-5} (／炉年)であり、ベースケース(9.9×10^{-7} (／炉年))から約35倍となっており、SA対策の追加によるリスク低減効果を確認できた。また、格納容器機能喪失モード別では、水素燃焼(原子炉容器破損後後期)(γ ”モード)、ベースマツト溶融貫

通 (ε モード) 及び格納容器過温破損 (τ モード) を除き、SA対策によるCFFの低減効果を確認できた。

γ ”モードについては、SA対策ありの場合、格納容器内自然対流冷却成功時には原子炉格納容器内の水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器内が不活性化されないため、CFFが増加する。

ε モードについては、SA対策なしのケースでは炉心損傷前にP信号が発信しないPDSは前段の格納容器隔離が失敗となるため、P信号が発信するPDSのみがベースマツト溶融貫通の対象となる。よって、SA対策なしのケースでは、AEDを除き格納容器内に水が持ち込まれるため、ベースマツト溶融貫通のCFFが小さくなる。一方、SA対策ありのケースではP信号が発信しないPDSでも格納容器隔離に成功することから、格納容器内に水が持ち込まれない場合も考えられるため、SA対策なしのケースよりCFFが増大する。

τ モードについては、SA対策なしのケースでは炉心損傷前にP信号が発信しないPDSは前段の格納容器隔離が失敗となるため、P信号が発信するPDSのみが格納容器過温破損の対象となる。一方、SA対策ありのケースではP信号が発信しないPDSでも格納容器隔離に成功し、格納容器過温破損の対象となる。そのため、SA対策なしのケースよりCFFが増大する。

ハ 多様性拡張設備等に係る感度解析

(イ) 解析条件

多様性拡張設備等によるリスク低減効果を把握することを目的として、多様性拡張設備等に期待する場合のCFFを算出する。但し、多様性拡張設備等については、PRAで扱う全てのシナリオに対する有効性・成立性を確認してはいないため、本PRA評価条件下にお

いて有効性が期待できると推察される対策について、仮にモデル化した場合のリスク低減効果を概略評価により確認する。

評価対象とする対策については、有効性や結果への影響の観点から選定した。評価対象として選定した対策の概要を第3.1.3.1-66表に示す。なお、当該対策には必ず成功するという仮定で感度解析を行うものとし、全CFFの最大低減効果を確認する。

(ロ) 解析結果

感度解析結果を第3.1.3.1-67表に示す。本感度解析の全CFFは 9.3×10^{-7} (／炉年)となり、CFFの低減効果は約5.5%であった。

(4) ソースターム評価

a. 放出カテゴリのソースターム評価

放出カテゴリごとに評価の対象とする代表的な事故シーケンスを選定し、格納容器健全の放出カテゴリについてはソースターム解析を実施し、格納容器機能喪失の放出カテゴリについては定性的な評価を実施した。なお、本評価においては、安全性向上評価のリスク指標である「事故時のCs-137の放出量が100TBqを超えるような事故の発生頻度」に着目した評価を実施した。

(a) 評価対象事故シーケンスの選定

放射性物質の放出に至る放出カテゴリに対して、主に予想される放出量に基づいて、ソースターム評価の対象とする代表的な事故シーケンスを選定する。(3) g.で整理した放射性物質の放出に至る放出カテゴリに対して選定した代表的な事故シーケンスを以下に示す。

イ 格納容器バイパスの代表事故シーケンス

放出カテゴリ「格納容器バイパス」(第3.1.3.1-59表の①)に分類されるPDSとしてはG(SGTR(起因))、V(インターフェイスシステムLOCA)及びS**/T**(TI-SGTR)が挙げられる。いずれの事象も放出量が厳しいが、FP放出経路及び放出量の特徴を踏まえ、比較的放出量が大きいと考えられるG(SGTR(起因))のシーケンスを代表事故シーケンスとする。

ロ 内的格納容器破損(エナジェティック)の代表事故シーケンス

内的格納容器破損(エナジェティック)(第3.1.3.1-59表の③-a)に分類されるPDSは全てが含まれる。放出挙動の観点からは炉心溶融が早く、本設格納容器スプレイに失敗する場合は厳しいことから、代表事故シーケンスとしてはAEDの大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗とする。

ハ 内的格納容器破損(先行破損)の代表事故シーケンス

内的格納容器破損(先行破損)(第3.1.3.1-59表の③-b)に分類されるPDSはALC、SLCが含まれる。放出挙動の観点からは炉心溶融が早く、本設格納容器スプレイに失敗する場合が厳しいことから、代表事故シーケンスとしてはAEDの大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗とする。

ニ 内的格納容器破損(その他)の代表事故シーケンス

内的格納容器破損(その他)(第3.1.3.1-59表の③-c)に分類されるPDSは全てが含まれる。放出挙動の観点からは炉心溶融が早く、本設格納容器スプレイに失敗する場合が厳しいことから、代表事故シーケンスとしてはAEDの大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗とする。

ホ 格納容器隔離失敗の代表事故シーケンス

格納容器隔離失敗(第3.1.3.1-59表の⑤)に分類されるPDSは全てが含まれる。したがって、放出量の観点で厳しいAEDの大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗を代表事故シーケンスとする。

ヘ 格納容器健全の代表事故シーケンス

格納容器健全(第3.1.3.1-59表の⑥)に分類されるPDSはAED、AEW、AEI、SED、SEW、SEI、SLW、SLI、TED、TEW及びTEIとなる。したがって、放出量の観点で厳しいAEDの大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗を代表事故シーケンスとする。

なお、本代表事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却に期待する。

(b) ソースタームの評価

格納容器健全の放出カテゴリについては代表事故シーケンスに沿ってソースタームを解析し、格納容器機能喪失の放出カテゴリについては代表事故シーケンスの放出量を定性的に評価した。

イ 格納容器健全の放出量評価

格納容器健全時のソースターム解析は、シビアアクシデント解析コードであるMAAPコードを用いて行った。MAAPコードでは、炉心溶融に伴う燃料からのFPの放出及びFPの状態変化・輸送等がモデル化されており、燃料及び溶融炉心からの放射性物質の放出挙動（原子炉容器内での燃料からの放射性物質放出量の時間変化、MCCIにおける放射性物質放出量の時間変化等）、原子炉冷却系内の挙動（原子炉冷却系内の放射性物質の浮遊量、構造物表面への沈着量の時間変化等）、原子炉格納容器内の挙動（原子炉格納容器内の放射性物質の浮遊量、構造物表面への沈着量の時間変化等）を考慮した解析を行い、原子炉格納容器外への放射性物質の放出割合（炉心内蓄積量比）を事象進展に応じて評価することが可能である。

本評価では、FP等を第3.1.3.1-68表に示す12のグループに分け、原子炉格納容器外への放射性物質の放出割合を求め、原子炉格納容器外への放射性物質の放出割合に別途アニュラス空気浄化設備の効果を考慮して環境への放射性物質の放出量を求める。なお、アニュラス空気浄化設備が起動して、アニュラス部内の負圧が達成するまでの間は、アニュラス空気浄化設備のフィルタによる低減効果に期待できないため、評価では、原子炉格納容器からアニュラス部内に放出された放射性物質は、アニュラス部内に保持され、アニュラス空気浄化設備の設計流量と同じ流量で大気中に放出されるものとする。

Cs-137放出量の評価においては、12のグループのうち、グループ2 (CsI) 及びグループ6 (CsOH) の解析結果を使用する。

放出放射エネルギーの評価イメージを第3.1.3.1-50図に示す。第3.1.3.1-69表に示す放出放射エネルギー評価条件及び第3.1.3.1-70表に示す炉心内蓄積量を用い、それぞれの核種グループについて、事故発生から7日間の大気中への放射性物質の放出量を評価した結果を第3.1.3.1-71表及び第3.1.3.1-51図に示す。また、第3.1.3.1-71表のうち、評価対象としているCs類の核種の放出量の内訳を第3.1.3.1-72表に示す。事故後7日時点のCs-137放出量は約0.86TBqとなり、100TBqを下回っていることを確認した。

ロ 格納容器機能喪失の放出量評価

格納容器機能喪失に関するソースタームを既存の知見より定性的に評価した結果、いずれの放出カテゴリにおいても100TBqを超過することを確認した。

(c) 放出カテゴリごとのソースタームと発生頻度

全ての放出カテゴリに対して、ソースタームと発生頻度を評価する。また、Cs-137放出量が100TBqを超える事故シーケンスの合計発生頻度を求める。

放出カテゴリの発生頻度とソースタームとを対応させて結果をまとめたものを第3.1.3.1-73表に示す。事故時のCs-137の放出量が100TBqを超えるような事故の発生頻度は 9.9×10^{-7} (／炉年) となった。また、格納容器健全の放出量評価結果について、事故発生後約22分の炉心溶融に伴い放射性物質の放出が開始されるが、事故発生後62分のアニュラス負圧達成により放出率は大きく低下しており、格納容器健全の維持とあいまって放射性物質の大規模放出には至らないことから、当該放出カテ

ゴリの解析結果として整合していることを確認した。

b. 不確実さ解析及び感度解析

各放出カテゴリにおける不確実さの要因及び重要な解析条件を特定し、不確実さや感度も踏まえてCs-137放出量が100TBqを超えるか否かを確認することを目的に、不確実さ解析及び感度解析を実施する。なお、格納容器健全以外の放出カテゴリについては、既往の知見により定性的に評価した結果、いずれの放出カテゴリにおいても100TBqを超過することを確認していることから、格納容器健全の放出カテゴリを不確実さ解析及び感度解析の対象とする。

(a) 不確実さ解析

ソースタームの不確実さ解析においては、原子炉格納容器内のFP挙動に関する以下の5つの不確実さ因子による、a. (a) へで示した格納容器健全の放出カテゴリの代表事故シーケンスを対象としたCs-137放出量への影響について検討した。

- ・ FPの炉心から格納容器内雰囲気(気相部)への放出
- ・ スプレイ及び原子炉格納容器内壁面等への沈着による気相部からの除去
- ・ 沈着及び液相からのFPの再放出
- ・ 原子炉格納容器からのFPの漏えい
- ・ 1次系内及び原子炉格納容器内の熱的挙動

以上の不確実さ因子を考慮し、Cs-137放出量に影響を与えるMAAPコード内のパラメータを抽出し、それらの確率分布を入力として、モンテカルロ手法により60ケースのデータセットを作成して解析を実施した。確率分布については、参考資料に示す。なお、代表事故シーケンスでは、事

故発生から60分後にアニュラス空気浄化設備が起動し、フィルタによる除去を行うため、それ以降のCs-137の放出量は抑えられる。そのため、事故発生から約1.4時間後に発生する原子炉容器破損以降の物理化学現象であるMCCIに係るパラメータについては影響が小さいことから、ここでは除外した。

得られた各ケースのCs-137放出量について整理し、平均値、5%下限値、95%上限値及び不確実さ幅(最大値及び最小値)を評価した。ここで、平均値は各ケースのCs-137放出量の算術平均、5%下限値は低い方から数えて3番目のケース、95%上限値は低い方から数えて57番目のケースの値となる。なお、その他の入力条件はa.項で用いた条件と同じである。

不確実さ解析の結果、得られたCs-137の放出量を第3.1.3.1-74表、第3.1.3.1-52図及び第3.1.3.1-53図に示す。Cs-137放出量の最大値は約0.94TBq、最小値は約0.65TBqであり、不確実さを考慮しても100TBqを下回ることを確認した。また、Cs-137放出量の5%下限値は約0.73TBq、平均値は約0.83TBq、95%上限値は約0.92TBqであった。

(b) 感度解析

ソースターム解析結果に有意な影響を与える可能性がある条件として、既往の有効性評価の結果を参考にし、以下の4項目について感度解析を実施した。

- ・ MCCIの現象の不確かさに係る感度解析
- ・ Excess LOCAに係る感度解析
- ・ 代替格納容器スプレイの操作開始時間に係る感度解析
- ・ アニュラス空気浄化設備の操作開始時間に係る感度解析

イ MCCIの現象の不確かさに係る感度解析

(イ) 解析条件

MCCIの現象の不確かさに係る感度を確認するため、既往の重大事故等対策の有効性評価における不確かさの影響評価と同様に、エントレインメント係数を当該変数推奨範囲の最大値とし、溶融炉心の拡がり面積を原子炉下部キャビティ床面積の約1/10から落下量に応じて拡大するものとする。また、Kutateladze係数については、溶融物存在時には大気圧条件で 0.8MW/m^2 相当、全体固化時には大気圧条件で 0.5MW/m^2 相当、コンクリート15%混入時には大気圧条件で 0.125MW/m^2 相当を設定する。

(ロ) 感度解析結果

感度解析のCs-137放出量は約 0.86TBq となり、ベースケースにおける放出量(約 0.86TBq)と同程度となった。

ロ Excess LOCAに係る感度解析

(イ) 解析条件

炉心溶融が早まる場合の影響を確認するため、既往の重大事故等対策の有効性評価におけるExcess LOCAに係る不確かさの影響評価のうち、炉心溶融開始時間の最も早い1次冷却材低温側配管全ループ破断による感度を確認する。

(ロ) 感度解析結果

感度解析のCs-137放出量は約 1.4TBq となり、ベースケースにおける放出量(約 0.86TBq)の約1.6倍となった。

ハ 代替格納容器スプレイの操作開始時間に係る感度解析

(イ) 解析条件

代替格納容器スプレイの操作開始時間に対する感度を確認する

ため、既往の有効性評価における不確かさ影響評価と同様に、ベースケースよりも約8分遅い、事故発生から60分後に代替格納容器スプレイを操作開始する場合の解析を実施する。

(ロ) 感度解析結果

感度解析のCs-137放出量は約0.89TBqとなり、ベースケースにおける放出量(約0.86TBq)と同程度となった。

ニ アニュラス空気浄化設備の操作開始時間に係る感度解析

(イ) 解析条件

アニュラス空気浄化設備の操作開始時間に対する感度を確認するため、既往の有効性評価における不確かさ影響評価と同様に、ベースケースよりも20分遅い、事故発生から80分後にアニュラス空気浄化設備が起動する場合の解析を実施する。

(ロ) 感度解析結果

感度解析のCs-137放出量は約1.5TBqとなり、ベースケースにおける放出量(約0.86TBq)の約1.7倍となった。

第 3.1.3.1-1 表 内部事象出力運転時レベル 1PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (1/4)

PRAの実施項目	収集すべき情報		主な情報源
1.プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報	設計情報	1) 原子炉設置変更許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図(1次系、2次系ほか) 4) 単線結線図 5) 展開接続図(EWD) 6) ファンクショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) プラント機器配置図 ・ 機器配置図 ・ 電気盤配置図 9) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 10) 機器設計仕様書
		運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転基準Ⅰ(総括編) 3) 運転基準Ⅱ(電気編) 4) 運転基準Ⅲ(タービン編) 5) 運転基準Ⅳ(原子炉編) 6) 運転基準Ⅴ(警報処置編) 7) 運転基準Ⅵ(緊急処置編) 8) 運転基準Ⅶ(定期試験編)

第 3.1.3.1-1 表 内部事象出力運転時レベル 1PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/4)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
2.起因事象の選定	原子炉冷却材の流出、外部電源喪失等に関する事例	1) 実施項目1.の情報源 2) 国内PWRプラント運転実績 ・ 原子力施設運転管理年報 ・ NRAホームページ ・ 原子力施設情報公開ライブラリ (NUCIA) 3) 米国PWRプラント運転実績 ・ NUREG-0020 "Licensed Operating Reactors – Status Summary Report" ・ NUREG-1187 "Performance Indicator for Operating Commercial Nuclear Power Reactors" ・ NRC ホームページ 4) 起因事象発生頻度に関する文献 ・ WASH-1400 "Reactor Safety Study: An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants" ・ NUREG-1150 "Severe Accident Risks: An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants" ・ NUREG-1829 "Estimating Loss-of-Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process" ・ NUREG/CR-3300 "Review and Evaluation of the Zion Probabilistic Safety Study" ・ NUREG/CR-4550 "Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events; Methodology Guidelines" ・ NUREG/CR-5750 "Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants" ・ NUREG/CR-6928 "Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants" ・ SPAR Initiating Event Data and Results 2015, Parameter Estimation Update ・ IAEA-TECDOC-719 "Defining initiating events for purposes of probabilistic safety assessment" 5) 伊方発電所3号プロジェクトに関する報告書 6) FMEAに用いる設計情報 ・ 系統機能整理表

第 3.1.3.1-1 表 内部事象出力運転時レベル 1PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (3/4)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
3.成功基準の設定	- 安全系等のシステム使用条件 - システムの現実的な性能 - 運転員による緩和操作	1) 実施項目1.の情報源 2) 先行PRA報告書及びそれに関連する報告書 3) 成功基準に関する文献 - SAFETY EVALUATION OF TOPICAL REPORT WCAP-15603, REVISION 1, May 20, 2003. "Development of General Criteria for Screening Loss of Room Cooling in PRA Modeling", Young G Jo and Taeyong Sung, ANS PSA 2013 International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment and Analysis, Columbia, SC, September 22-26, 2013 - EPRI 1021067 "Plant Support Engineering: Nuclear Power Plant Equipment Qualification Reference Manual, Revision 1".
4.事故シーケンスの分析		
5.システム信頼性解析	本プラントに即した機器故障モード、運転形態等	1) 実施項目1.の情報源 2) 実施項目3.、4.、6.、7.の実施結果 3) 健全性確認間隔の調査結果 4) 外部電源復旧確率に係る報告書
6.人間信頼性解析	- 運転員による緩和操作等 - 各種操作・作業等に係る体制	1) 実施項目1.の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 - NUREG/CR-1278 "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications" - NUREG/CR-6883 "The SPAR-H Human Reliability Analysis Method" - EPRI 3002003150,"A Process for HRA Dependency Analysis and Considerations on Use of Minimum Value for Joint Human Error Probabilities" - EPRI TR-100259,"An Approach to the analysis of Operator Actions in Probabilistic Risk Assessment" - The EPRI HRA Calculator® Software Manual 3) 起因事象発生前人的過誤に関わる調査結果

第 3.1.3.1-1 表 内部事象出力運転時レベル 1PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (4/4)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
7.パラメータの作成 1) 機器故障 2) アンアベイラビリティ	本プラントに即したデータ及びパラメータ	1) 実施項目1.の情報源 2) 国内機器故障率データ - 故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 (1982年度～2010年度29ヵ年56基データ) 2016年6月、原子力安全推進協会 - 原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出 (1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版) (2001年2月) 研究報告 P00001 (一財)電力中央研究所 3) 試験による待機除外の調査結果 4) 共通原因故障データ - NUREG CCF Parameter Estimations 2015 - NUREG/CR-5497 "Common-Cause Failure Parameter Estimations"

第3.1.3.1-2表 内部事象出力運転時レベル2PRA実施のために収集した情報及び主な情報源 (1/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
1.プラントの構成・特性の調査	設計情報	1) 原子炉設置変更許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 燃料体設計認可申請書 4) 系統図(1次系、2次系ほか) 5) 単線結線図 6) 展開接続図(EWD) 7) ファンクショナルダイアグラム 8) 計装ブロック図 9) プラント機器配置図 ・ 機器配置図 ・ 電気盤配置図 10) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 11) 機器設計仕様書 12) ポンプ成績表 13) 技術連絡書
	運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転基準Ⅰ(総括編) 3) 運転基準Ⅱ(電気編) 4) 運転基準Ⅲ(タービン編) 5) 運転基準Ⅳ(原子炉編) 6) 運転基準Ⅴ(警報処置編) 7) 運転基準Ⅵ(緊急処置編) 8) 運転基準Ⅶ(定期試験編)
	その他	1) 審査会合資料の調査 2) 設計技術者との議論

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
2.プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化	レベル 1PRA 結果	内部事象出力運転時レベル 1PRA 結果
3.格納容器機能喪失モードの設定	格納容器構造健全性	1) 先行 PRA 報告書 2) 文献 ・ 重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)に関する総括報告書、(財)原子力発電技術機構、平成 15 年 3 月 ・ 原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的リスク評価に関する実施基準:2016(レベル 2PRA 編)(AESJ-SC-P009:2016) ・ NUREG/CR-6025 "The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner" ・ NUREG/CR-6075 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment heating in Zion." ・ NUREG/CR-6109 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Surry" ・ NUREG/CR-6427 "Assessment of the DCH Issue for Plants with Ice Condenser Containments" ・ NUREG/CR-6995"SCDAP/RELAP5 Thermal-Hydraulic Evaluations of the Potential for Containment Bypass During Extended Station Blackout Severe Accident Sequences in a Westinghouse Four-Loop PWR"
	原子炉格納容器への負荷	
4.事故シーケンスの分析	プラント熱水力挙動	1) 先行 PRA 報告書 2) 文献 ・ 次世代型軽水炉の原子炉格納容器設計におけるシビアアクシデントの考慮に関するガイドライン、(財)原子力安全研究協会、1999 年 4 月
	緩和手段	
		3) 実施項目 1.の「プラント構成・特性の調査」の結果 4) 実施項目 3.の「格納容器機能喪失モードの設定」の結果

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (3/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
5.事故進展解析	プラント熱水力挙動	1) 先行 PRA 報告書 2) 文献 ・ PWR の安全解析用崩壊熱について (MHI-NES-1010 改 4)、2013 年 7 月 3) 実施項目 2.の「プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化」の結果 4) 実施項目 4.の「事故シーケンスの分析」の結果
	緩和手段	
6.格納容器機能喪失頻度の定量化	物理化学現象に関する分岐確率	1) 先行 PRA 報告書 2) 文献 ・ NUREG/CR-4700 "Containment Event Analysis for Postulated Severe Accidents" ・ NUREG/CR-4551 "Evaluation of Severe Accident Risks" ・ NUREG/CR-6995"SCDAP/RELAP5 Thermal-Hydraulic Evaluations of the Potential for Containment Bypass During Extended Station Blackout Severe Accident Sequences in a Westinghouse Four-Loop PWR" ・ EPRI 1006593 "Steam Generator Tube Integrity Risk Assessment: Volume 1: General Methodology, Revision 1 to TR-107623-V1" ・ NUREG-1150 "Severe Accident Risks:An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants" ・ NUREG-1116 "A Review of the Current Understanding of the Potential for Containment Failure From In-Vessel Steam Explosions" ・ NUREG-1524 "A Reassessment of the Potential for an Alpha-Mode Containment Failure and a Review of the Current Understanding of Broader Fuel-Coolant Interaction Issues" ・ 原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的リスク評価に関する実施基準:2016 (レベル 2PRA 編) (AESJ-SC-P009:2016)
	緩和手段に関する分岐確率	

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (4/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
6. 格納容器機能喪失頻度の定量化 (続き)	物理化学現象に関する分岐確率	2) 文献 ・ NUREG/CR-6075 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Zion." ・ NUREG/CR-6109 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Surry" ・ NUREG/CR-6338 "Resolution of the Direct Containment Heating Issue for All Westinghouse Plants With Large Dry Containments or Subatmospheric Containments"
	緩和手段に関する分岐確率	
	システム信頼性解析	3) 実施項目 2.の「プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化」の結果 4) 実施項目 3.の「格納容器機能喪失モードの設定」の結果 5) 実施項目 4.の「事故シーケンスの分析」の結果 6) 実施項目 5.の「事故進展解析」の結果
	人間信頼性解析	1) 実施項目 1.の情報源 2) 人間信頼性解析、パラメータの作成の結果 3) 健全性確認間隔の調査結果 4) 外部電源復旧確率に係る報告書 1) 実施項目 1.の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278 "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications" ・NUREG/CR-6883 "The SPAR-H Human Reliability Analysis Method" 3) 起因事象発生前人的過誤に関わる調査結果

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (5/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
6.格納容器機能喪失頻度の定量化 (続き)	パラメータの作成	1) 国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定(1982 年度～2010 年度29 ヵ年56 基データ) 2016年6月、原子力安全推進協会 ・原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出 (1982 年度～1997 年度16 ヵ年49 基データ改訂版)(2001 年2 月) 研究報告 P00001、(一財)電力中央研究所 2) 試験による待機除外の調査結果 3) 共通原因故障データ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2015 ・NUREG/CR-5497 "Common-Cause Failure Parameter Estimations" 4) 実施項目 1.の情報源
7.放出カテゴリの分類及び発生頻度の定量化	プラント損傷状態	1) 文献 ・平成 15 年度 レベル 2PSA 手法の整備(PWR)、原子力安全基盤機構(JNES/SAE04-040) ・平成 17 年度 レベル 2 地震 PSA 手法の整備(4 ループ PWR)、原子力安全基盤機構(JNES/SAE05-096) ・平成 18 年度 レベル 2 地震 PSA 手法の整備(4 ループ PWR)、原子力安全基盤機構(JNES/SAE06-087) ・平成 19 年度 地震時レベル 2PSA 手法の整備(4 ループ及び 2 ループ PWR)、原子力安全基盤機構(JNES/SAE07-055) 2) 実施項目 4.の「事故シーケンスの分析」の結果 3) 実施項目 6.の「格納容器機能喪失頻度の定量化」の結果
	格納容器機能喪失モード	
	放射性物質移行経路	
	物理・化学的特性	

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (6/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
8.ソースターム解析	放出カテゴリを代表するソースターム	1) 文献 - 平成 15 年度 レベル 2PSA 手法の整備(PWR)、原子力安全基盤機構 (JNES/SAE04-040) - 平成 17 年度 レベル 2 地震 PSA 手法の整備(4 ループ PWR)、原子力安全基盤機構 (JNES/SAE05-096) - 平成 18 年度 レベル 2 地震 PSA 手法の整備(4 ループ PWR)、原子力安全基盤機構 (JNES/SAE06-087) - 平成 19 年度 地震時レベル 2PSA 手法の整備(4 ループ及び 2 ループ PWR)、原子力安全基盤機構 (JNES/SAE07-055) 2) 実施項目 7.の「放出カテゴリの分類及び発生頻度の定量化」の結果
9.不確かさ解析及び感度解析	レベル 1PRA、事故進展解析及びソースターム解析結果	1) 先行 PRA 報告書 2) 文献 - NUREG/CR-4700 "Containment Event Analysis for Postulated Severe Accidents" - NUREG/CR-4551 "Evaluation of Severe Accident Risks" - NUREG/CR-6995 "SCDAP/RELAP5 Thermal-Hydraulic Evaluations of the Potential for Containment Bypass During Extended Station Blackout Severe Accident Sequences in a Westinghouse Four-Loop PWR"

第 3.1.3.1-2 表 内部事象出力運転時レベル 2PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (7/7)

PRAの実施項目	収集すべき情報	主な情報源
9.不確実さ解析及び感度解析(続き)	レベル 1PRA、事故進展解析及びソースターム解析結果	2) 文献 • EPRI 1006593 "Steam Generator Tube Integrity Risk Assessment: Volume 1: General Methodology, Revision 1 to TR-107623-V1" • NUREG-1150 "Severe Accident Risks:An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants" • NUREG-1116 "A Review of the Current Understanding of the Potential for Containment Failure From In-Vessel Steam Explosions" • NUREG-1524 "A Reassessment of the Potential for an Alpha-Mode Containment Failure and a Review of the Current Understanding of Broader Fuel-Coolant Interaction Issues" • 原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的リスク評価に関する実施基準:2016(レベル 2PRA 編)(AESJ-SC-P009:2016) • NUREG/CR-6075 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Zion." • NUREG/CR-6109 "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Surry" • NUREG/CR-6338 "Resolution of the Direct Containment Heating Issue for All Westinghouse Plants With Large Dry Containments or Subatmospheric Containments" 3) 実施項目 2.の「プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化」の結果 4) 実施項目 5.の「事故進展解析」の結果 5) 実施項目 6.の「格納容器機能喪失頻度の定量化」の結果 6) 実施項目 7.の「放出カテゴリの分類及び発生頻度の定量化」の結果

第 3.1.3.1-3 表 玄海原子力発電所 3 号機の基本仕様

項目	仕様
原子炉熱出力	3,423 (MWt)
電気出力	1,180 (MWe)
プラント型式	加圧水型 4 ループプラント
原子炉格納容器	上部半球円筒型 (PCCV)

第 3.1.3.1-4 表 評価対象とした対策のうち有効性評価で期待している対策 (1/2)
(内部事象出力運転時レベル 1PRA)

事故シーケンスグループ	有効性評価で期待している対策
2 次冷却系からの除熱機能喪失	・ フィードアンドブリード
全交流動力電源喪失	・ 2 次系強制冷却 ・ 大容量空冷式発電機 ・ 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 ・ 移動式大容量ポンプ車の確立による高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却 ・ 2 次系水源補給
原子炉補機冷却機能喪失	同上
原子炉格納容器の除熱機能喪失	・ 格納容器内自然対流冷却
原子炉停止機能喪失	・ ATWS 緩和設備 ・ 緊急ほう酸注入
ECCS 注水機能喪失	・ 2 次系強制冷却 ・ 低圧注入／低圧再循環
ECCS 再循環機能喪失	・ 代替再循環 (格納容器スプレイポンプ)
格納容器バイパス	・ クールダウンアンドリサーキュレーション

第 3.1.3.1-4 表 評価対象とした対策のうち有効性評価で期待している対策 (2/2)
(内部事象出力運転時レベル 2PRA)

格納容器破損モード	有効性評価で期待している対策
・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用	・ 常設電動注入ポンプ (水源補給前) による格納容器内注水 ・ 常設電動注入ポンプ (水源補給後) による格納容器内蓄熱 ・ 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却 ・ 大容量空冷式発電機による交流電源の復旧 ・ アニュラス空気浄化系 (窒素ポンベ) による被ばく防止
・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	・ 加圧器逃がし弁 (窒素ポンベ) による 1 次系強制減圧 ・ 常設電動注入ポンプ (水源補給前) による格納容器内注水 ・ 常設電動注入ポンプ (水源補給後) による格納容器内蓄熱 ・ 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却 ・ 大容量空冷式発電機による交流電源の復旧 ・ アニュラス空気浄化系 (窒素ポンベ) による被ばく防止
・ 水素燃焼	・ 静的触媒式水素再結合装置による水素濃度低減

第 3.1.3.1-5 表 評価対象とした対策のうち有効性評価で期待していない対策

レベル 1PRA	レベル 2PRA
・ 外部電源の復旧 ・ 代替給水(主給水回復) ・ 代替制御用空気供給(所内用空気系)	・ 格納容器隔離弁の手動閉止 ・ 加圧器逃がし弁(制御用空気系使用)による 1 次系強制減圧 ・ 格納容器スプレイポンプ(中央手動起動)による格納容器内注水 ・ 格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却 ・ 電気式水素燃焼装置による水素濃度低減 ・ 外部電源の復旧

第 3.1.3.1-6 表 系統設備概要 (1/2)

系統	設備	設備仕様
原子炉保護系	制御棒クラスタ	本数 53
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ	型式 うず巻式 台数 2 容量 約 17m ³ /h/台
	充てんポンプ	型式 うず巻式 台数 3 容量 約 45m ³ /h/台 揚程 約 1,770m
蓄圧注入系	蓄圧タンク	型式 たて置円筒型 基数 4 容量 約 38m ³ /基
高圧注入系	高圧注入ポンプ	型式 うず巻式 台数 2 容量 約 320m ³ /h/台 揚程 約 960m
低圧注入系	余熱除去ポンプ	型式 うず巻式 台数 2 容量 約 1,020m ³ /h/台 揚程 約 91m
非常用炉心冷却設備 (代替炉心注入)	常設電動注入ポンプ	型式 うず巻式 台数 1 容量 約 150m ³ /h 揚程 約 150m
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ	型式 うず巻式 (蒸気加減弁付) 台数 1 容量 約 250m ³ /h 揚程 約 950m
	電動補助給水ポンプ	型式 うず巻式 台数 2 容量 約 140m ³ /h/台 揚程 約 950m

第 3.1.3.1-6 表 系統設備概要 (2/2)

系統	設備	設備仕様
非常用電源設備	ディーゼル発電機	型式 横置回転界磁・三相同期発電機 台数 2 容量 約 8,900kVA／台
直流電源設備	蓄電池 (安全防護系用)	組数 2 容量 約 1,600A・h／組
	蓄電池 (重大事故等対処用)	組数 2 容量 約 2,400 A・h／組
	常用系蓄電池	組数 2 容量 約 3,500A・h／組
代替電源設備	大容量空冷式発電機	型式 三相交流同期発電機 台数 1 容量 約 4,000kVA
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ	型式 うず巻式 台数 4 容量 約 1,700m ³ ／h／台 揚程 約 55m
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ	型式 斜流式 台数 4 容量 約 2,600m ³ ／h／台 揚程 約 49m
代替補機冷却設備	移動式大容量ポンプ車	型式 うず巻式 台数 4 容量 約 1,320m ³ ／h／台 揚程 約 140m
格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ	型式 うず巻式 台数 2 容量 約 1,200m ³ ／h／台 揚程 約 175m

第3.1.3.1-7表 燃料及び溶融炉心の移動経路

	原子炉容器破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	原子炉下部キャビティ	最下区画のため 移動なし	なし
1次系圧力による 分散放出	原子炉下部キャビティ	シールテーブル	下部一般部

第3.1.3.1-8表 炉心損傷時における放射性物質の放出経路

放出経路	概要
① 格納容器健全性が維持されている場合	格納容器健全性が維持されている場合は、炉心溶融が生じたとしても、溶融炉心から放出された核分裂生成物の大部分は原子炉格納容器内に閉じ込められる。原子炉格納容器内の圧力の上昇に伴い、格納容器気相部に浮遊している一部の核分裂生成物が原子炉格納容器から原子炉格納容器外（アニュラス又はアニュラス外）へ漏えいする。アニュラス空気浄化設備が起動している場合、アニュラス空気浄化設備のよう素及び粒子フィルタによって、アニュラスに漏えいした核分裂生成物のうち、よう素及び粒子状物質の大部分が除去される。よって、放射性物質の放出経路としては、原子炉格納容器からアニュラス外へ直接放出され、環境へ放出される経路又は原子炉格納容器からアニュラスへ放出され排気筒経由で環境へ放出される経路となる。
② 格納容器機能喪失が生じた場合（下記③、④以外）	SGTR及びインターフェイスシステムLOCAを除く格納容器機能喪失が生じた場合は、原子炉格納容器（機器搬入口等の原子炉格納容器本体に直接据え付けられている機器を含む）の損傷又は格納容器隔離失敗が生じており、格納容器気相部に浮遊している核分裂生成物の大部分が機能喪失を生じた箇所から環境へ放出される。
③ SGTRが生じた場合	SGTRの場合は、溶融炉心から放出された核分裂生成物が破損した蒸気発生器伝熱管を経由して2次冷却系に移行し、主蒸気安全弁、主蒸気逃がし弁経由で環境に放出される。また、溶融炉心から放出されたガスによって、1次冷却系がクリーブ破損によって破断した場合は、溶融炉心から放出された核分裂生成物が原子炉格納容器内部へも移行する。原子炉格納容器の損傷が生じる場合は上記②の経路も含まれる。
④ インターフェイスシステムLOCAが生じた場合	インターフェイスシステムLOCAの場合は、溶融炉心から放出された核分裂生成物が余熱除去系統の破損部及び出口逃がし弁を経由して、安全補機室に移行し、安全補機室経由で環境に放出される。また、余熱除去系統の入口逃がし弁から加圧器逃がしタンク経由で放出された核分裂生成物を含む蒸気によって、原子炉格納容器内部へも移行する。原子炉格納容器の損傷が生じる場合は上記②の経路も含まれる。

第3.1.3.1-9表 炉心内蓄積量(48GWd/t+1/4MOX 炉心) (1/4)

核種グループ	核種	炉心内蓄積量(Bq)
Xe 類	Kr-83m	約 3.9E+17
	Kr-85m	約 1.1E+18
	Kr-85	約 3.7E+16
	Kr-87	約 1.6E+18
	Kr-88	約 2.2E+18
	Kr-89	約 2.7E+18
	Kr-90	約 2.8E+18
	Xe-131m	約 3.4E+16
	Xe-133m	約 2.2E+17
	Xe-133	約 7.0E+18
	Xe-135m	約 1.6E+18
	Xe-135	約 2.6E+18
	Xe-137	約 6.3E+18
	Xe-138	約 5.8E+18
	Xe-139	約 4.3E+18
I 類	Br-83	約 3.9E+17
	Br-84m	約 2.5E+16
	Br-84	約 6.9E+17
	Br-85	約 1.1E+18
	Br-86	約 1.1E+18
	Br-87	約 1.2E+18
	I-129	約 1.1E+11
	I-131	約 3.5E+18
	I-132	約 5.0E+18
	I-133	約 7.0E+18
	I-134m	約 7.4E+17
	I-134	約 7.7E+18
	I-135	約 6.7E+18
	I-136m	約 2.1E+18
	I-136	約 2.3E+18

第3.1.3.1-9表 炉心内蓄積量(48GWd/t+1/4MOX 炉心) (2/4)

核種グループ	核種	炉心内蓄積量(Bq)
Cs 類	Rb-86	約 9.0E+15
	Rb-88	約 2.2E+18
	Rb-89	約 2.9E+18
	Rb-90	約 2.6E+18
	Cs-134	約 5.1E+17
	Cs-136	約 2.0E+17
	Cs-137	約 3.5E+17
	Cs-138	約 6.4E+18
Te 類	Sn-128	約 5.2E+17
	Sb-127	約 3.2E+17
	Sb-128m	約 5.6E+17
	Sb-129	約 1.1E+18
	Sb-131	約 2.7E+18
	Te-127m	約 2.5E+16
	Te-127	約 3.0E+17
	Te-129m	約 1.2E+17
	Te-129	約 1.1E+18
	Te-131m	約 8.6E+17
	Te-131	約 2.8E+18
	Te-132	約 4.9E+18
	Te-133m	約 3.3E+18
	Te-134	約 6.0E+18
Ba 類 (MACCS2 で は Sr 類と Ba 類に分割)	Sr-89	約 3.0E+18
	Sr-90	約 2.2E+17
	Sr-91	約 3.8E+18
	Sr-92	約 4.1E+18
	Ba-139	約 6.1E+18
	Ba-140	約 6.1E+18

第3.1.3.1-9表 炉心内蓄積量(48GWd/t+1/4MOX 炉心) (3/4)

核種グループ	核種	炉心内蓄積量(Bq)
Ru 類	Co-58	約 2.7E+16
	Co-60	約 7.0E+15
	Mo-99	約 6.3E+18
	Mo-101	約 5.9E+18
	Tc-99m	約 5.5E+18
	Tc-101	約 5.9E+18
	Ru-103	約 5.6E+18
	Ru-105	約 4.0E+18
	Ru-106	約 2.1E+18
	Rh-103m	約 5.6E+18
	Rh-105	約 3.7E+18
	Rh-106	約 2.3E+18
Ce 類	Ce-141	約 5.6E+18
	Ce-143	約 5.1E+18
	Ce-144	約 3.9E+18
	Ce-146	約 2.8E+18
	Np-239	約 6.7E+19
	Pu-238	約 3.4E+16
	Pu-239	約 2.7E+15
	Pu-240	約 5.0E+15
	Pu-241	約 1.3E+18

第3.1.3.1-9表 炉心内蓄積量(48GWd/t+1/4MOX 炉心) (4/4)

核種グループ	核種	炉心内蓄積量(Bq)
La 類	Y-90	約 2.3E+17
	Y-91m	約 2.2E+18
	Y-91	約 3.9E+18
	Y-92	約 4.2E+18
	Y-93	約 4.9E+18
	Y-94	約 5.1E+18
	Zr-95	約 5.8E+18
	Zr-97	約 5.9E+18
	Nb-95	約 5.8E+18
	Nb-97	約 6.0E+18
	La-140	約 6.3E+18
	La-141	約 5.6E+18
	La-142	約 5.4E+18
	Pr-143	約 5.0E+18
	Pr-144	約 4.0E+18
	Pr-146	約 2.8E+18
	Pr-147	約 2.2E+18
	Nd-147	約 2.2E+18
	Nd-149	約 1.3E+18
	Nd-151	約 7.0E+17
	Pm-147	約 5.6E+17
	Pm-149	約 1.7E+18
	Pm-151	約 7.0E+17
	Sm-151	約 1.9E+15
	Sm-153	約 1.3E+18
	Am-241	約 4.7E+15
	Cm-242	約 7.7E+17
	Cm-244	約 3.7E+16

第 3.1.3.1-10 表 玄海原子力発電所 3 号機 重要事故シーケンス選定用 PRA で
評価対象とした起回事象

No	起回事象
1	大破断 LOCA
2	中破断 LOCA
3	小破断 LOCA
4	インターフェイスシステム LOCA
5	主給水流量喪失
6	外部電源喪失
7	原子炉トリップ失敗事象(ATWS)
8	2 次冷却系の破断
9	蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)
10	過渡事象
11	原子炉補機冷却機能喪失
12	手動停止

第 3.1.3.1-11 表 海外の PRA で検討されている起因事象の調査結果 (1/5)

[illegible]

第 3.1.3.1-11 表 海外の PRA で検討されている起因事象の調査結果 (2/5)

分類	文献①	文献②	文献③	文献④	文献⑤	文献⑥	文献⑦	文献⑧	文献⑨	備考
過渡事象	- 主給水管破断 - 主蒸気管破断 (格納容器内) - 主蒸気管破断 (格納容器外)	—	- 主給水管破断 - 主蒸気管破断 (格納容器内) - 主蒸気管破断 (格納容器外)	過渡事象	—	高エネルギー配管の破断	—	- 主蒸気管破断 (格納容器内) - 主蒸気管破断 (格納容器外)	- 主給水管破断 - 主蒸気管破断 (格納容器内) - 主蒸気管破断 (格納容器外)	—
	制御用空気喪失	制御用空気喪失	制御用空気喪失		制御用空気喪失	制御用空気喪失	制御用空気喪失	—	制御用空気喪失	—
	主給水流量喪失	主給水流量喪失	主給水流量喪失		主給水流量喪失	主給水流量喪失	主給水流量喪失	主給水流量喪失	主給水流量喪失	—
	復水器機能喪失	復水器機能喪失	復水器機能喪失		—	—	—	主蒸気隔離弁の誤閉止	- 主蒸気隔離弁の誤閉止 - 復水器の真空機能喪失	—
	過渡事象	過渡事象	過渡事象		過渡事象 (初期に主給水が健全)	過渡事象 (初期に主給水が健全)	過渡事象 (初期に主給水が健全)	1 次冷却材の流量喪失 - 炉心出力の異常 - タービントリップ - ECCS の誤起動 - 原子炉トリップ	- タービントリップ - ECCS の誤起動 - 原子炉トリップ - 主給水流量の増加 - 主給水流量の部分喪失 - 加圧器圧力低信号の誤発信	主給水系による蒸気発生器への給水が可能な事象を過渡事象、不可な事象を主給水流量喪失に分類。
	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失		外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	—

第 3.1.3.1-11 表 海外の PRA で検討されている起因事象の調査結果(3/5)

分類	文献①	文献②	文献③	文献④	文献⑤	文献⑥	文献⑦	文献⑧	文献⑨	備考
特殊な 起因事象	・ 高圧交流母線の喪失 ・ 低圧交流母線の喪失	・ 交流母線の喪失	・ 高圧交流母線の喪失 ・ 低圧交流母線の喪失	・ 過渡事象	・ 交流母線の喪失	・ 低圧交流母線の喪失	・ 交流母線の喪失	—	—	—
	—	—	—		—	・ 計装用母線の喪失	—	・ 計装用母線の喪失	・ 計装用母線の喪失	—
	・ 直流母線の喪失	・ 直流母線の喪失	・ 直流母線の喪失		・ 直流母線の喪失	・ 直流母線の喪失	・ 直流母線の喪失		・ 直流母線の喪失	—
	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の全喪失		・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の全喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失	—
	・ 原子炉補機冷却海水系の部分喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の部分喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の部分喪失	・ 原子炉補機冷却海水系の部分喪失 ・ 原子炉補機冷却水系の部分喪失		—	—	—	—	—	—

第 3.1.3.1-11 表 海外の PRA で検討されている起因事象の調査結果 (4/5)

分類	文献①	文献②	文献③	文献④	文献⑤	文献⑥	文献⑦	文献⑧	文献⑨	備考
プラント固有の 起因事象	—	—	—	—	・ 空調喪失	—	—	—	—	
	—	—	—	—	—	・ Low intake canal level	—	—	—	海水を最終ヒートシンクとしているプラントにおいては稀有事象であり、当該事象の影響は原子炉補機冷却海水系の全喪失に包絡
	—	—	—	—	—	・ 充てんポンプの冷却機能喪失	—	—	—	1 次冷却材ポンプ封水リークに包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 抽出流量の増加／充てん流量の減少	—	小破断 LOCA に包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 抽出流量の減少／充てん流量の増加	—	過渡事象に包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 加圧熱衝撃	—	原子炉容器破損に包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 格納容器スプレイの誤作動	—	過渡事象に包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 格納容器の誤隔離	—	過渡事象に包絡
	—	—	—	—	—	—	—	・ 低温停止中の起因事象	—	内部事象出力運転時 PRA の対象外
	—	—	—	—	—	—	—	・ 1 次冷却材ポンプ及び他の内部ミサイル	—	内部事象出力運転時 PRA の対象外
	—	—	—	—	—	—	—	—	・ 加圧器からの漏えい	小破断 LOCA に包絡

第 3.1.3.1-11 表 海外の PRA で検討されている起因事象の調査結果 (5/5)

分類	文献①	文献②	文献③	文献④	文献⑤	文献⑥	文献⑦	文献⑧	文献⑨	備考
その他	・ 火災 ・ 溢水	—	—	—	—	—	—	—	・ 火災 ・ 内部溢水	内部事象出力運転時 PRA の対象外
備考	—	—	—	—	EPRI 2230 で挙げられている 41 の過渡事象も検討している	—	—	—	EPRI 2230 で挙げられている 41 の過渡事象も検討している	—

出典: ① NUREG/CR-5750

② NUREG/CR-6928

③ SPAR Initiating Event Data and Results 2015 Parameter Estimation Update

④ WASH-1400

⑤ NUREG-1150

⑥ NUREG-1150 (NUREG/CR-4550 vol.3)

⑦ NUREG-1150 (NUREG/CR-4550 vol.5)

⑧ NUREG-1150 (NUREG/CR-3300, NUREG/CR-4550 vol.7)

⑨ IAEA-TECDOC-719

第 3.1.3.1-12 表 伊方発電所 3 号プロジェクトによって選定された起因事象 (1/2)

No	選定された起因事象
1	原子炉容器破損
2	大破断 LOCA
3	中破断 LOCA
4	小破断 LOCA
5	極小 LOCA
6	加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA
7	インターフェイスシステム LOCA (余熱除去系)
8	インターフェイスシステム LOCA (充てん／抽出のアンバランス)
9	インターフェイスシステム LOCA (No.7 及び No.8 以外)
10	1 次冷却材ポンプ封水リーク
11	主給水流量喪失
12	負荷の喪失
13	主蒸気隔離弁の誤閉止 (1 又は 2 弁)
14	主蒸気隔離弁の誤閉止 (全弁)
15	過渡事象 1 (加圧器逃がし弁の作動無)
16	過渡事象 2 (加圧器逃がし弁の作動有)
17	主給水管破断
18	主蒸気管破断 (主蒸気隔離弁上流)
19	主蒸気管破断 (主蒸気隔離弁下流)
20	蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)
21	外部電源喪失
22	制御用空気系の部分喪失
23	制御用空気系の全喪失
24	原子炉補機冷却水系の部分喪失 (A 又は B ヘッド喪失)
25	原子炉補機冷却水系の部分喪失 (C ヘッド喪失)
26	原子炉補機冷却水系の全喪失
27	原子炉補機冷却海水系の部分喪失
28	原子炉補機冷却海水系の全喪失
29	安全系高圧交流母線の部分喪失
30	安全系高圧交流母線の全喪失

第 3.1.3.1-12 表 伊方発電所 3 号プロジェクトによって選定された起回事象 (2/2)

No	選定された起回事象
31	安全系低圧交流母線の部分喪失
32	安全系低圧交流母線の全喪失
33	安全系直流母線の部分喪失
34	安全系直流母線の全喪失
35	安全系計装用母線の部分喪失
36	安全系計装用母線の全喪失
37	中央制御室空調系の喪失
38	安全補機開閉器室空調系の部分喪失
39	安全補機開閉器室空調系の全喪失
40	空調用冷水系の部分喪失
41	空調用冷水系の全喪失
42	手動停止
43	ATWS1 (タービントリップが必要な事象)
44	ATWS2 (タービントリップが不要な事象)

第 3.1.3.1-13 表 FMEA によって同定された起因事象

同定された起因事象	備考
LOCA	破断サイズ／場所により以下に分類される。 ・ 原子炉容器破損 ・ 大破断 LOCA ・ 中破断 LOCA ・ 小破断 LOCA ・ 極小 LOCA ・ 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA ・ インターフェイスシステム LOCA ・ 1次冷却材ポンプ封水リーク ・ SGTR
過渡事象	故障要因によって、加圧器逃がし弁が作動するような圧力上昇が発生する事象／発生しない事象が想定される。
主給水流量喪失	—
不可の喪失	—
主給水管破断	—
主蒸気管破断	主蒸気隔離弁上流／下流の破断が想定される。
安全系交流母線の喪失	高圧／低圧母線の部分喪失と全喪失が想定される。
安全系直流母線の喪失	部分喪失と全喪失が想定される。
安全系計装用母線の喪失	同上
常用系交流母線の喪失	高圧／低圧母線の部分喪失と全喪失が想定される。
常用系直流母線の喪失	部分喪失と全喪失が想定される。
常用系計装用母線の喪失	同上
原子炉補機冷却水系の喪失	同上
原子炉補機冷却海水系の喪失	同上
制御用空気系統の喪失	同上
空調用冷水系の喪失	同上
中央制御室空調系の喪失	—
安全補機開閉器室空調系の喪失	部分喪失と全喪失が想定される。
中間補機棟空調系の喪失	同上
手動停止	—

第 3.1.3.1-14 表 玄海原子力発電所 3 号機及び 4 号機の予兆事象の調査結果

発生年月日	発電所名	概要	想定され得る起因事象
1993/9/24	玄海 3 号機	蒸気タービン軸振動増加に伴う原子炉手動停止	負荷の喪失
1999/1/20	玄海 3 号機	燃料集合体からの漏えい	計画外停止
2011/10/4	玄海 4 号機	復水器真空低下に伴う原子炉自動停止（タービンの自動停止）	負荷の喪失
2011/12/16	玄海 3 号機	C 充てんポンプ主軸の折損	過渡事象

第 3.1.3.1-15 表 起因事象候補と除外基準の適用結果 (1/3)

No	起因事象候補	重要事故 シーケンス 選定用PRA	海外文献※1	伊方3号 プロジェクト	FMEA	本評価	適用される 除外基準※2	本評価で除外した根拠
1	原子炉容器破損	×	○ (c,d)	○	○	○	—	—
2	大破断 LOCA	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
3	中破断 LOCA	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
4	小破断 LOCA	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
5	加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA		○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
6	極小 LOCA	×	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
7	インターフェイスシステム LOCA (余熱除去系)	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	発生頻度及び緩和系への影響の観点から、余熱除去系からのインターフェイスシステム LOCA で代表させる。
8	インターフェイスシステム LOCA (充てん／抽出のアンバランス)		○ (a,b,c,d)	○				
9	インターフェイスシステム LOCA (余熱除去系と充てん／抽出のアンバランス以外)		○ (a,b,c,d)	○				
10	1 次冷却材ポンプ封水リーク	×	×	○	○	×	③	1 次冷却材ポンプ 1 台当たりのリーク量は 1.5m³/h である。このリーク量は、極小 LOCA の漏えい量として想定する充てんポンプ 1 台当たりの設計流量 (約 45m³/h) と比較して十分に小さい。したがって、当該事象は極小 LOCA よりも漏えい規模が小さく、事象進展は緩やかであることから、原子炉トリップまでに十分な時間余裕がある。その間に、当該事象の発生を検知することが可能であり、プラント停止操作に期行することができることから、当該事象の発生によって炉心損傷に至る可能性は小さいと判断できるため、評価対象の起因事象から除外する。
11	主給水流量喪失	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
12	負荷の喪失	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
13	主蒸気隔離弁の誤閉止 (1 or 2 or 3 弁) ※3		○ (a,d)	○	×	○	—	—
14	主蒸気隔離弁の誤閉止 (全弁)		○ (a,d)	○	×	○	—	—
15	過渡事象 1 (加圧器逃がし弁の作動無)		○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
16	過渡事象 2 (加圧器逃がし弁の作動有)			○	○	○	—	—
17	主給水管破断	○	○ (a,c,d)	○	○	○	—	—
18	主蒸気管破断 (主蒸気隔離弁上流)		○ (a,c,d)	○	○	○	—	—
19	主蒸気管破断 (主蒸気隔離弁下流)		○ (a,c,d)	○	○	○	—	—

第 3.1.3.1-15 表 起因事象候補と除外基準の適用結果 (2/3)

No	起因事象候補	重要事故 シーケンス 選定用PRA	海外文献 ^{*1}	伊方3号 プロジェクト	FMEA	本評価	適用される 除外基準 ^{*2}	本評価で除外した根拠
20	蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)	○	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
21	外部電源喪失	○	○ (a,b,c,d)	○	×	○	—	—
22	制御用空気系の部分喪失	×	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
23	制御用空気系の全喪失			○	○	○	—	—
24	原子炉補機冷却水系の部分喪失 (A or B ヘッダ)	○	○ (b,c)	○	○	○	—	—
25	原子炉補機冷却水系の部分喪失 (C ヘッダ)			○	○	○	—	—
26	原子炉補機冷却水系の全喪失		○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
27	原子炉補機冷却海水系の部分喪失		○ (b,c)	○	○	○	—	—
28	原子炉補機冷却海水系の全喪失		○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
29	安全系高圧交流母線の部分喪失	×	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
30	安全系高圧交流母線の全喪失	×	×	○	○	○	—	—
31	安全系低圧交流母線の部分喪失	×	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
32	安全系低圧交流母線の全喪失	×	×	○	○	○	—	—
33	安全系直流母線の部分喪失	×	○ (a,b,c,d)	○	○	○	—	—
34	安全系直流母線の全喪失	×	×	○	○	○	—	—
35	安全系計装用母線の部分喪失	×	×	○	○	×	②	計測制御用電源系は電気盤又は計器に電源を供給している。当該母線より上流の電源系は、補機や弁の機能のサポート系としてモデル化していることから、このような上流の母線の故障による影響は安全系高圧 (又は、低圧) 交流母線の喪失、安全系直流母線の喪失で評価される。また、計装電源盤や計装分電盤は多重性を有している。起因事象発生頻度は 10^{-6} /炉年未満であり、2 系統以上の緩和設備 (2 次系冷却、フィードアンドブリード) が機能喪失しない限り炉心損傷に至らない事象であるため、評価対象の起因事象から除外する。
36	安全系計装用母線の全喪失	×	×	○	○	×	①	起因事象発生頻度が 10^{-7} /炉年未満であるため、評価対象の起因事象から除外する。
37	常用系高圧交流母線の喪失	×	×	○	○	×	③	常用系母線から給電される 1 次冷却材ポンプや主給水系設備の喪失時は事象進展が比較的早く、原子炉トリップに至るが、これは「主給水流量の全喪失」に含めて評価することとし、常用系母線喪失の起因事象では事象進展が緩やかな場合を想定し、評価対象から除外する。
38	常用系低圧交流母線の喪失	×	×	○	○	×	③	
39	常用系直流母線の喪失	×	×	○	○	×	③	
40	常用系計装用母線の喪失	×	×	○	○	×	③	

第 3.1.3.1-15 表 起因事象候補と除外基準の適用結果 (3/3)

No	起因事象候補	重要事故 シーケンス 選定用PRA	海外文献 ^{*1}	伊方3号 プロジェクト	FMEA	本評価	適用される 除外基準 ^{*2}	本評価で除外した根拠
41	中央制御室空調系の喪失	×	×	○	○	×	③	空調喪失が発生してもプラント停止までには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができるため、評価対象の起因事象から除外する。
42	安全補機開閉器室空調系の部分喪失	×	×	○	○	×	③	
43	安全補機開閉器室空調系の全喪失	×	×	○	○	×	③	
44	中間補機棟空調系の部分喪失	×	×	×	○	×	③	中間補機空調系をサポート系とする制御用空気圧縮機の喪失は比較的事象進展が早い、その影響は「制御用空気系の喪失」に含めて評価することとし、中間補機空調系喪失では事象進展が緩やかな場合を想定し、評価対象から除外する。
45	中間補機棟空調系の全喪失	×	×	×	○	×	③	
46	空調用冷水系の部分喪失	×	×	○	○	×	③	空調用冷水系は中央制御室空調系、安全補機開閉器室空調系、中間補機棟空調系のサポート系である。中央制御室空調系、安全補機開閉器室空調系喪失時には事象進展が緩やかであるが、中間補機棟空調系喪失時には事象進展が比較的早い(24 時間以内に補機の許容温度を超過)。空調用冷水系喪失の影響は中間補機棟空調系をサポート系とする補機(制御用空気圧縮機)に限定されるため、その影響は起因事象「制御用空気系の部分喪失」、「制御用空気系の全喪失」にて評価する。空調用冷水系喪失の起因事象では事象進展が緩やかな場合を想定し、評価対象の起因事象から除外する。
47	空調用冷水系の全喪失	×	×	○	○	×	③	
48	手動停止	○	×	○	○	○	—	—
49	ATWS1 (タービントリップが必要な事象)	○	×	○	×	○	—	—
50	ATWS2 (タービントリップが不要な事象)		×	○	×	○	—	—

*1 海外文献については以下のとおり。

- a. NUREG/CR-5750
- b. NUREG/CR-6928
- c. NRC SPAR Initiating Event Data and Results 2015
- d. IAEA-TECDOC-719

*2 除外基準については以下のとおり。

- ① 起因事象発生頻度が 10^{-7} (／炉年) 未満の事象 (但し、インターフェイスシステム LOCA、格納容器バイパス及び原子炉容器破損は除く。)
- ② 起因事象発生頻度が 10^{-6} (／炉年) 未満で、少なくとも独立した 2 系統以上の緩和設備が機能喪失しない限り炉心損傷に至らない事象
- ③ 事象が発生してもプラント停止までには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

*3 玄海 3 号機は 4 ループプラントのため、3 弁の誤閉止も起因事象の候補に加える。

第 3.1.3.1-16 表 起因事象発生頻度の推定方法 (1/2)

起因事象	評価方法	補足説明
原子炉容器破損	④※1	SPAR Initiating Event Data and Results 2015 Parameter Estimation Update と同様に NUREG-1829 の考え方に基づき発生頻度を推定
大破断 LOCA	④※1	
中破断 LOCA	④※1	
小破断 LOCA	③※1	SPAR Initiating Event Data and Results 2015 Parameter Estimation Update と同様に NUREG-1829 の考え方に基づき、①の方法を用いて発生頻度を推定
加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	③	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
極小 LOCA	①	—
インターフェイスシステム LOCA	③	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
主給水流量喪失	①	—
負荷の喪失	①、②	—
過渡事象	①	—
主給水管破断	③	SPAR Initiating Event Data and Results 2015 Parameter Estimation Update と同様の考え方に基づき、①の方法を用いて発生頻度を推定
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	③	
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	③	
蒸気発生器伝熱管破損	①	—
外部電源喪失	①、②	—
制御用空気の部分喪失	②※2	—
制御用空気の全喪失	②※2	—

第 3.1.3.1-16 表 起因事象発生頻度の推定方法 (2/2)

起因事象	評価方法	補足説明
原子炉補器冷却水系の部分喪失(A ヘッド喪失)	②※2	—
原子炉補器冷却水系の部分喪失(B ヘッド喪失)	②※2	—
原子炉補器冷却水系の部分喪失(C ヘッド喪失)	②※2	—
原子炉補器冷却水系の全喪失	③※2	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
原子炉補器冷却海水系の部分喪失	②※2	—
原子炉補器冷却海水系の全喪失	③※2	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
安全系高圧交流母線の部分喪失	②※2	—
安全系高圧交流母線の全喪失	③※2	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
安全系低圧交流母線の部分喪失	②※2	—
安全系低圧交流母線の全喪失	③※2	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
安全系直流母線の部分喪失	②※2	—
安全系直流母線の全喪失	③※2	プラントごとに設計が異なるため、②の方法を用いて発生頻度を推定
手動停止	①	—
ATWS1 (タービントリップが必要な事象)	①、②	AT 事象の発生頻度は①、原子炉トリップ失敗確率は②の手法を適用
ATWS2 (タービントリップが不要な事象)	①、②	

評価方法については以下のとおり。

①評価対象プラントの運転経験から起因事象の発生件数及び運転期間を収集し、適切な事象発生の確率モデルを選定し、ベイズ統計による推定手法を用いて起因事象発生頻度の確率分布及び平均値を推定する。ベイズ推定には評価対象プラントの特性に適合する一般パラメータを事前知識として用いる。

②フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により起因事象発生頻度を推定する。

③評価対象プラントにおいて実績データが極めて少ない起因事象等、評価対象プラントの実績データのみでは起因事象発生頻度が適切に推定できない場合は、一般データソースから評価対象プラントの特性に適合する他プラントのデータを選定し、①又は②の手法を用いて起因事象発生頻度を推定する。

④国内外でも実績データがない起因事象であり、起因事象発生頻度をデータから推定することが困難な場合は、起因事象発生頻度の評価条件を明確にして推定する。一般パラメータを引用する場合は、評価対象プラントの特性を考慮して適切なパラメータを用いる。

※1 LOCA 事象について、重要事故シーケンス選定用 PRA 等の過去に実施した PRA の評価方法を踏まえ、小破断 LOCA を③に分類し、原子炉容器破損、大破断 LOCA、中破断 LOCA を④に分類する。

※2 システム信頼性解析で発生頻度を算出している起因事象については、国内及び米国における当該事象の発生有無を参考に、発生実績のある起因事象を②に分類し、発生実績のない起因事象を③に分類する。

第 3.1.3.1-17 表 起因事象発生頻度

No	起因事象	発生頻度(／炉年)
1	原子炉容器破損	7.1E-08
2	大破断 LOCA	2.2E-06
3	中破断 LOCA	9.9E-05
4	小破断 LOCA	2.3E-04
5	加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	7.6E-07
6	極小 LOCA	2.6E-03
7	インターフェイスシステム LOCA	1.3E-08
8	主給水流量喪失	9.5E-03
9	負荷の喪失	2.6E-02
10	過渡事象	5.8E-02
11	主給水管破断	1.6E-04
12	主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	1.6E-04
13	主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	5.9E-04
14	蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)	4.1E-03
15	外部電源喪失	3.9E-03
16	制御用空気系の部分喪失	6.3E-05
17	制御用空気系の全喪失	1.2E-03
18	原子炉補機冷却水系の部分喪失(A ヘッダ喪失)	3.1E-03
19	原子炉補機冷却水系の部分喪失(B ヘッダ喪失)	4.9E-05
20	原子炉補機冷却水系の部分喪失(C ヘッダ喪失)	1.0E-04
21	原子炉補機冷却水系の全喪失	5.6E-07
22	原子炉補機冷却海水系の部分喪失	3.4E-05
23	原子炉補機冷却海水系の全喪失	5.7E-06
24	安全系高圧交流母線の部分喪失	6.1E-04
25	安全系高圧交流母線の全喪失	3.0E-10
26	安全系低圧交流母線の部分喪失	1.2E-02
27	安全系低圧交流母線の全喪失	ε
28	安全系直流母線の部分喪失	8.0E-04
29	安全系直流母線の全喪失	6.5E-10
30	手動停止	1.9E-01
31	ATWS1(タービントリップが必要な事象)	1.6E-08
32	ATWS2(タービントリップが不要な事象)	1.2E-08

ε: カットオフ値(1.0E-12(／炉年))未満

第3.1.3.1-18表 事故のタイプと1次系圧力の分類記号

分類記号	説 明
A	1次系の破断口径が大きく、1次系の減圧が速いため低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては、大中破断LOCAで代表されるが、事象の類似性及び1次系から原子炉格納容器への流出の観点から、ATWSから従属的にLOCAに至った事故シーケンス及び原子炉容器破損が起因事象である事故シーケンスも含む。(低圧)
S	1次系の破断口径が小さく、1次系の減圧が遅く、中圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては小破断LOCAで代表されるが、事象の類似性及び1次系から原子炉格納容器への流出の観点から、トランジェントが起因事象であるが従属的に小破断LOCA (RCPシールLOCA及び加圧器逃がし弁／安全弁LOCA) に至った事故シーケンスも含む。(中圧)
T	トランジェントが起因となる事故シーケンスである。なお、従属的に小破断LOCAに至った事故シーケンスは、Sの「事故のタイプ」に指定する。(高圧)
G	放射性物質の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、2次系から環境中に放射性物質が直接放出されるSGTRシーケンスである。(中圧)
V	放射性物質の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、補助建屋から大気中に放射性物質が補助建屋から環境に直接放出されるインターフェイスシステムLOCAシーケンスである。(低圧)

第3.1.3.1-19表 炉心損傷時期の分類記号

分類記号	説 明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至る。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至る。

第3.1.3.1-20表 原子炉格納容器内事故進展の分類記号

分類記号	説 明
D	燃料取替用水タンク水が非常用炉心冷却設備及び格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれないため、熔融炉心の冷却が達成されない可能性がある。炉心損傷後に格納容器機能喪失に至る可能性がある。格納容器スプレイ系の再循環運転が使用不可能で原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態である。
W	燃料取替用水タンク水が非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれるため、熔融炉心の冷却が達成される可能性がある。炉心損傷後に格納容器機能喪失に至る可能性がある。格納容器スプレイ系の再循環運転が使用不可能で原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態である。
I	燃料取替用水タンク水が非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系により原子炉格納容器内に持ち込まれるため、熔融炉心の冷却が達成される可能性がある。炉心損傷後に格納容器機能喪失に至る可能性がある。格納容器スプレイ系の再循環運転が使用可能で原子炉格納容器内熱除去が行われている状態である。
C	燃料取替用水タンク水が非常用炉心冷却設備により原子炉格納容器内に持ち込まれるため、熔融炉心の冷却が達成される可能性がある。格納容器機能喪失後に炉心損傷に至る可能性がある。格納容器スプレイ系の再循環運転が使用不可能で原子炉格納容器内熱除去が行われていない状態である。

第3.1.3.1-21表 プラント損傷状態の定義

No	PDS	事故のタイプ	1次冷却材 圧力	炉心 損傷 時期	原子炉格納容器内事象進展		
					燃料取替用水 タンク水の 原子炉格納容 器への移送	原子炉格納 容器の機能 喪失時期	原子炉格納 容器内熱除 去手段
1	AED	大中破断LOCA	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	AEW	大中破断LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	AEI	大中破断LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ALC	大中破断LOCA	低圧	後期	○	炉心損傷前	×
5	SED	小破断LOCA	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	SEW	小破断LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	SEI	小破断LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	SLW	小破断LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	×
9	SLI	小破断LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	○
10	SLC	小破断LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷前	×
11	TED	トランジェント	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	TEW	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	TEI	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	V	インターフェイス システムLOCA	低圧	—			
15	G	SGTR	中圧	—			

第 3.1.3.1-22 表 システム間の従属性マトリックス(低圧注入系(注入時))

機器					原子炉補機冷却水系		電源系																信号系								
機器番号	機器名	機器タイプ	作動要求前の状態	作動要求後の状態	供給母管 A	供給母管 B	6.6kV母線 C	6.6kV母線 D	パワーセンタ 440V母線 C1	パワーセンタ 440V母線 C2	パワーセンタ 440V母線 D1	パワーセンタ 440V母線 D2	原子炉コントロールセンタ C1	原子炉コントロールセンタ C2	原子炉コントロールセンタ C3	原子炉コントロールセンタ D1	原子炉コントロールセンタ D2	原子炉コントロールセンタ D3	125V直流電源 A	125V直流電源 B	125V直流電源 N	非常用炉心冷却設備作動信号 A	非常用炉心冷却設備作動信号 B	格納容器スプレイ作動信号 A	格納容器スプレイ作動信号 B	BOシーケンス信号 A	BOシーケンス信号 B	UV信号 A	UV信号 B	多様化自動作動設備／CCF対策設備	
3A-RHRP	3A 余熱除去ポンプ	電動ポンプ(純水)	Standby	Run	○		○																○								
3A-RHRP	3A 余熱除去ポンプ遮断器	遮断器	Open	Close																○											
3FCV-601	電動弁(純水) 601	電動弁(純水)	Close	Open											○																
3B-RHRP	3B 余熱除去ポンプ	電動ポンプ(純水)	Standby	Run		○		○																○							
3B-RHRP	3B 余熱除去ポンプ遮断器	遮断器	Open	Close																	○										
3FCV-611	電動弁(純水) 611	電動弁(純水)	Close	Open															○												

○: 上側のサポート系(原子炉補機冷却水系、電源系及び信号系)の故障により、左側の機器の事故時要求機能に影響する場合

第 3.1.3.1-23 表 システム・運転モードと共用設備の従属性マトリックス

システム間の共用機器 システム・運転モード	燃料 取 替 用 水 タンク	低 温 側 注 入 ラ イン 逆 止 弁 136A ＼ 136D	格 納 容 器 再 循 環 サ ンプ A ／ B
高圧注入系(注入時)	○	○	
低圧注入系(注入時)	○	○	
格納容器スプレイ系(注入時)	○		
高圧注入系(再循環時)		○	○
低圧注入系(再循環時)		○	○
格納容器スプレイ系(再循環時)			○
代替再循環		○	○
常設電動注入ポンプ	○	○	
RHR 運転		○	

○:上側の共用機器の故障により、左記のシステムが影響を受ける場合

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (1/10)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ(純水)	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
空調用冷凍機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
空気圧縮機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
電動ポンプ(海水)	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル駆動ポンプ	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
移動式大容量ポンプ車	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (2/10)

機器タイプ	故障モード
大容量空冷式発電機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
ファン/ブロー	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
	継続運転失敗(異常時)
電動弁(純水)	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
電動弁(海水)	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (3/10)

機器タイプ	故障モード
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	外部リーク
真空逃がし弁	内部リーク
	外部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	外部リーク
機器搬入口	蓋内部リーク
	貫通部破損
	閉失敗

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (4/10)

機器タイプ	故障モード
エアロック	内側／外側扉内部リーク
	貫通部破損
安全弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	誤開
	外部リーク
真空逃し弁	作動失敗
電磁弁	開閉失敗(作動失敗)
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
配管(3 インチ未満)	閉塞
	リーク
スプレイリング	閉塞
	リーク
配管(3 インチ以上)	閉塞
	リーク
格納容器貫通部	貫通部破損
液体熱交換器	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク
空気熱交換器(流体式)	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (5/10)

機器タイプ	故障モード
空気除湿装置 (熱交換無)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
オリフィス	閉塞
	内部破損
	外部リーク
ストレーナ (純水等)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ (純水等)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ (空気)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
吐出サイレンサ	閉塞
	内部破損
	外部リーク
サンプスクリーン	閉塞
ストレーナ(海水)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ(海水)	閉塞
	内部破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (6/10)

機器タイプ	故障モード
手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	外部リーク
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	外部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
防火ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (7/10)

機器タイプ	故障モード
タンク	閉塞
	破損
制御用空気だめ	閉塞
	破損
ピット／サンプ	閉塞
窒素ポンペ	閉塞
	破損
中間受槽	閉塞
	破損
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー	不動作
	誤動作
コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器	開失敗
	閉失敗
	制御回路作動失敗
	誤閉
	誤開

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (8/10)

機器タイプ	故障モード
ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
NFB	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
断路器	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ(バイタル)	機能喪失

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (9/10)

機器タイプ	故障モード
ヒューズ	誤断線
配線／電線	短絡
	地絡
	断線
制御ケーブル	短絡
	地絡
	断線
MG セット(RPS,CRDM)	機能喪失
演算器	不動作
	高出力／低出力
電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力／低出力
カード(半導体ロジック回路)	不動作
	誤動作
バイステータブル	不動作
	誤動作
DC コントローラ	不動作
	誤動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
温度検出器	不動作
	高出力／低出力

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(10/10)

機器タイプ	故障モード
放射線検出器	不動作
	高出力／低出力
コントローラ	不動作
	高出力／低出力
ヒーター	機能喪失
イグナイタ	機能喪失
	制御回路の作動失敗
アナンシエータ	機能喪失
水中ポンプ	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
水中ポンプ用発電機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
高温焼却炉	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-25 表 非信頼度評価結果の例(低圧注入系(注入時))

起因事象	成功基準	内容	非信頼度
大破断 LOCA	2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで燃料取替用水タンクのほう酸水を健全な低温側配管 3 ループのうち 3 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、健全ループ 3/3、大破断 LOCA 時)	5.1E-04
中破断 LOCA 小破断 LOCA 極小 LOCA	高圧注入系(注入時)に失敗している時、2 次系強制冷却による 1 次系の減温/減圧を実施し、2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで、燃料取替用水タンクのほう酸水を健全な低温側配管 3 ループのうち 1 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、健全ループ 1/3、2 次系強制冷却時)	2.2E-04
上記以外	高圧注入系(注入時)による注入に失敗している時、2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで、燃料取替用水タンクのほう酸水を低温側配管 4 ループのうち 1 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (健全ポンプ 1/1、ループ 1/4、S 信号手動発信、6.6kV 4-3C 母線喪失時)	1.7E-02
		低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、ループ 1/4、S 信号自動発信)	2.2E-04
		低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、ループ 1/4、S 信号手動発信)	3.7E-03

第 3.1.3.1-26 表 評価対象機種

No.	機種
1	電動ポンプ(純水)
2	電動ポンプ(海水)
3	タービン駆動ポンプ
4	ディーゼル駆動ポンプ
5	ディーゼル発電機
6	ファン／ブロー
7	電動弁(純水)
8	電動弁(海水)
9	空気作動弁
10	油圧作動弁
11	逆止弁
12	手動弁
13	安全弁
14	真空逃し弁
15	電磁弁
16	配管(3 インチ未満)
17	配管(3 インチ以上)
18	熱交換器
19	オリフィス
20	ストレーナ／フィルタ (純水等)
21	ストレーナ／フィルタ(海水)
22	ダンパ
23	タンク
24	制御棒駆動装置
25	リレー
26	遅延リレー
27	遮断器

No.	機種
28	圧力スイッチ
29	リミットスイッチ
30	手動スイッチ
31	流量スイッチ
32	水位スイッチ
33	温度スイッチ
34	充電器
35	蓄電池
36	変圧器
37	母線
38	インバータ(バイタル)
39	ヒューズ
40	配線／電線
41	制御ケーブル
42	MG セット(RPS、CRDM)
43	演算器
44	カード(半導体ロジック回路)
45	警報設定器
46	流量トランスミッタ
47	圧力トランスミッタ
48	水位トランスミッタ
49	温度検出器
50	放射線検出器
51	コントローラ
52	ヒーター
53	アナライザ

第 3.1.3.1-27 表 内部事象出力運転時 PRA の人的過誤確率の設定方針

項目	設定方針
診断失敗確率	運転基準緊急処置編:下限値 ^{*1} 運転基準緊急処置編(第二部):ノミナル値 ^{*1} 運転基準緊急処置編(第三部):ノミナル値 ^{*1}
操作・読取失敗における ストレスレベル	Moderately high

*1:ヒューマンエラーハンドブックの時間信頼性曲線を参照して設定

第 3.1.3.1-28 表 従属レベルごとの人的過誤確率

従属性レベル			従属性レベルを考慮した 人的過誤確率
低従属	LD	Low Dependency	5.0E-02
中従属	MD	Moderate Dependency	1.5E-01
高従属	HD	High Dependency	5.0E-01
完全従属	CD	Complete Dependency	1.0

第 3.1.3.1-29 表 起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
原子炉容器破損	7.1E-08	2.9
大破断 LOCA	9.4E-09	0.4
中破断 LOCA	3.3E-07	13.6
小破断 LOCA	4.5E-07	18.5
加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	1.2E-09	<0.1
極小 LOCA	1.2E-08	0.5
インターフェイスシステム LOCA	3.8E-09	0.2
主給水流量喪失	1.7E-09	<0.1
負荷の喪失	6.5E-09	0.3
過渡事象	1.1E-08	0.4
外部電源喪失	2.1E-07	8.7
制御用空気系の部分喪失	6.1E-10	<0.1
制御用空気系の全喪失	4.1E-08	1.7
主給水管破断	3.1E-08	1.2
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	3.0E-08	1.2
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	1.2E-09	<0.1
蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)	6.7E-08	2.7
原子炉補機冷却水系の部分喪失(A ヘッダ喪失)	4.5E-09	0.2
原子炉補機冷却水系の部分喪失(B ヘッダ喪失)	3.3E-11	<0.1
原子炉補機冷却水系の部分喪失(C ヘッダ喪失)	2.1E-12	<0.1
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	3.3E-10	<0.1
原子炉補機冷却水系の全喪失	4.5E-08	1.8
原子炉補機冷却海水系の全喪失	6.1E-07	24.9
安全系高圧交流母線の部分喪失	1.5E-07	6.1
安全系高圧交流母線の全喪失	3.0E-10	<0.1
安全系低圧交流母線の部分喪失	3.1E-07	12.6
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	<0.1
安全系直流電源の部分喪失	1.6E-08	0.7
安全系直流電源の全喪失	1.5E-11	<0.1
手動停止	3.1E-08	1.2
ATWS1(タービントリップが必要な事象)	7.4E-10	<0.1
ATWS2(タービントリップが不要な事象)	5.0E-10	<0.1
合計	2.5E-06	100

ε: カットオフ値 (1.0E-12 (／炉年)) 未満

第 3.1.3.1-30 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
2 次冷却系からの除熱機能喪失	5.1E-07	20.6
全交流動力電源喪失	1.9E-07	7.6
原子炉補機冷却機能喪失	7.6E-07	30.7
原子炉格納容器の除熱機能喪失	1.6E-08	0.7
原子炉停止機能喪失	1.2E-09	<0.1
ECCS 注水機能喪失	4.0E-07	16.4
ECCS 再循環機能喪失	5.4E-07	22.0
格納容器バイパス	4.9E-08	2.0
合計	2.5E-06	100

第3.1.3.1-31表 プラント損傷状態別の発生頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
AED	1.7E-09	<0.1
AEW	1.6E-07	6.3
AEI	2.5E-07	10.3
ALC	3.9E-09	0.2
SED	3.0E-07	12.3
SEW	6.8E-10	<0.1
SEI	7.7E-08	3.1
SLW	7.3E-07	29.5
SLI	3.6E-08	1.5
SLC	3.2E-08	1.3
TED	3.4E-07	13.7
TEW	1.6E-08	0.6
TEI	4.5E-07	18.2
V	3.8E-09	0.2
G	6.7E-08	2.7
合計	2.5E-06	100

第 3.1.3.1-32 表 不確実さ解析結果

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度(／炉年)					エラーファクタ
	点推定値	5%下限値	中央値	平均値	95%上限値	
2 次冷却系からの除熱機能喪失	5.1E-07	9.5E-08	2.8E-07	4.8E-07	1.3E-06	3.7
全交流動力電源喪失	1.9E-07	1.9E-09	1.3E-08	4.9E-08	1.9E-07	10.1
原子炉補機冷却機能喪失	7.6E-07	1.3E-07	4.1E-07	6.2E-07	1.7E-06	3.6
原子炉格納容器の除熱機能喪失	1.6E-08	5.5E-10	4.8E-09	1.6E-08	6.0E-08	10.5
原子炉停止機能喪失	1.2E-09	5.5E-11	3.8E-10	9.6E-10	3.5E-09	8.0
ECCS 注水機能喪失	4.0E-07	3.2E-08	1.9E-07	3.6E-07	1.2E-06	6.0
ECCS 再循環機能喪失	5.4E-07	1.3E-08	2.1E-07	5.6E-07	2.1E-06	12.6
格納容器バイパス	4.9E-08	2.1E-09	1.2E-08	3.1E-08	1.0E-07	7.0
全炉心損傷頻度	2.5E-06	6.2E-07	1.6E-06	2.1E-06	5.0E-06	2.9

第 3.1.3.1-33 表 人的過誤に係る感度解析結果

解析ケース	ベースケースからの変更点	炉心損傷頻度 (／炉年)	ベースケース との比
ベースケース	—	2.5E-06	—
解析ケース 1	全ての人的過誤確率(独立) = 0	5.3E-07	2.2E-01
解析ケース 2	全ての人的過誤確率(独立) = 1	1.4E-02	5.8E+03
解析ケース 3	HRA Calculator 手法を適用	4.4E-06	1.8E+00

第 3.1.3.1-34 表 感度解析における SA 対策の条件

No	内部事象出力運転時 レベル1PRAで 評価対象としている 緩和設備	SA対策の解析条件*		
		①解析ケース1 (SA対策設備無し)	②解析ケース2 (新設SA対策設備無し)	③ベースケース (SA対策設備有り)
1	フィードアンドブリード	×	○	○
2	2次系強制冷却	×	○	○
3	大容量空冷式発電機	×	×	○
4	常設電動注入ポンプに よる代替炉心注入	×	×	○
5	移動式大容量ポンプ車 の確立による高圧再循 環及び格納容器内自然 対流冷却	×	×	○
6	2次系水源補給	×	○	○
7	格納容器内自然対流冷 却	×	○	○
8	多様化自動作動設備	×	×	○
9	緊急ほう酸注入	×	○	○
10	2次系強制冷却による低 圧注入／低圧再循環	×	○	○
11	代替再循環(格納容器 スプレイポンプ)	×	×	○
12	クールダウンアンドリサ ーキュレーション	×	○	○
13	代替給水(主給水回復)	×	○	○
14	電源系の復旧(外部電 源の復旧)	×	○	○
15	代替制御用空気供給 (所内用空気系)	×	○	○

*:○:有効、×:無効

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果(1/3)

起因事象	①解析ケース 1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース 2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	
原子炉容器破損	7.1E-08	0.2	7.1E-08	1.4	7.1E-08	2.9	—
大破断 LOCA	9.8E-09	<0.1	9.6E-09	0.2	9.4E-09	0.4	・ 代替再循環
中破断 LOCA	2.4E-06	6.9	3.4E-07	7.0	3.3E-07	13.6	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
小破断 LOCA	5.6E-06	16.1	4.8E-07	9.7	4.5E-07	18.5	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	2.6E-09	<0.1	1.3E-09	<0.1	1.2E-09	<0.1	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
極小 LOCA	7.6E-07	2.2	1.3E-08	0.3	1.2E-08	0.5	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
インターフェイスシステム LOCA	1.3E-08	<0.1	3.8E-09	<0.1	3.8E-09	0.2	・ クールダウンアンドリサーキュレーション
主給水流量喪失	1.1E-07	0.3	1.7E-09	<0.1	1.7E-09	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
負荷の喪失	3.0E-07	0.9	6.7E-09	0.1	6.5E-09	0.3	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
過渡事象	6.8E-07	2.0	1.1E-08	0.2	1.1E-08	0.4	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
外部電源喪失	5.9E-06	17.0	8.4E-07	17.2	2.1E-07	8.7	・ フィードアンドブリード ・ 大容量空冷式発電機 ・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 外部電源の復旧

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果 (2/3)

起因事象	①解析ケース 1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース 2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	
制御用空気系の部分喪失	7.0E-10	<0.1	6.1E-10	<0.1	6.1E-10	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
制御用空気系の全喪失	7.1E-06	20.4	4.1E-08	0.8	4.1E-08	1.7	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
主給水管破断	5.1E-07	1.5	3.1E-08	0.6	3.1E-08	1.2	・ フィードアンドブリード ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	5.1E-07	1.5	3.0E-08	0.6	3.0E-08	1.2	・ フィードアンドブリード
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	5.9E-08	0.2	1.2E-09	<0.1	1.2E-09	<0.1	・ フィードアンドブリード
蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)	6.2E-07	1.8	6.7E-08	1.4	6.7E-08	2.7	・ クールダウンアンドリサーキュレーション ・ フィードアンドブリード
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (A ヘッド喪失)	5.7E-08	0.2	5.4E-09	0.1	4.5E-09	0.2	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 代替再循環
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (B ヘッド喪失)	5.4E-10	<0.1	3.7E-11	<0.1	3.3E-11	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 代替再循環
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (C ヘッド喪失)	1.1E-09	<0.1	2.1E-12	<0.1	2.1E-12	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	6.1E-09	<0.1	3.4E-10	<0.1	3.3E-10	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
原子炉補機冷却水系の全喪失	5.8E-07	1.7	1.7E-07	3.4	4.5E-08	1.8	・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車
原子炉補機冷却海水系の全喪失	5.9E-06	17.0	1.7E-06	35.0	6.1E-07	24.9	・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果 (3/3)

起因事象	①解析ケース1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	
安全系高圧交流母線の部分喪失	7.0E-07	2.0	7.0E-07	14.2	1.5E-07	6.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 代替再循環
安全系高圧交流母線の全喪失	3.0E-10	<0.1	3.0E-10	<0.1	3.0E-10	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
安全系低圧交流母線の部分喪失	5.5E-07	1.6	3.1E-07	6.3	3.1E-07	12.6	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	<0.1	ε	<0.1	ε	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
安全系直流電源の部分喪失	1.6E-08	<0.1	1.6E-08	0.3	1.6E-08	0.7	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
安全系直流電源の全喪失	1.5E-11	<0.1	1.5E-11	<0.1	1.5E-11	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
手動停止	2.2E-06	6.5	3.1E-08	0.6	3.1E-08	1.2	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
ATWS1 (タービントリップが必要な事象)	1.6E-08	<0.1	1.6E-08	0.3	7.4E-10	<0.1	・ 多様化自動作動設備 ・ 緊急ほう酸注入
ATWS2 (タービントリップが不要な事象)	1.2E-08	<0.1	5.0E-10	<0.1	5.0E-10	<0.1	・ 多様化自動作動設備 ・ 緊急ほう酸注入
合計	3.5E-05	100	4.9E-06	100	2.5E-06	100	

ε: カットオフ値 (1.0E-12 (／炉年)) 未満

第 3.1.3.1-36 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析で評価対象とした対策 (1/2)

手順	概要
手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、まず現場でタービン動補助給水ポンプ注油器により軸受けへ潤滑油を供給する。そして、タービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。
大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	全交流動力電源が喪失した場合に、大容量空冷式発電機により非常用高圧母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。
電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水ポンプが使用出来ない場合に、常用系設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。
タービンバイパス弁による蒸気放出	主蒸気逃がし弁による蒸気発生器の蒸気放出ができない場合に、常用系設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、2 次冷却系からの除熱機能による 1 次冷却材の冷却及び 1 次冷却系統の減圧を行う。
加圧器補助スプレイ弁による減圧	加圧器逃がし弁の故障により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合に、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室にて開操作し、1 次冷却系統を減圧する。
AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環	再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失する。さらに、高圧注入ポンプによる炉心への注水が実施できない場合、系統構成を行い、AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。

第 3.1.3.1-36 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析で評価対象とした対策 (2/2)

手順	概要
B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	1 次冷却材喪失事象(漏えい規模が大きい LOCA)と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、系統構成を行い、B 充てんポンプ(自己冷却)により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。
A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)による代替再循環	1 次冷却材喪失事象(RCP シール LOCA 又は漏えい規模が大きい LOCA)と原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)を用いた代替再循環による原子炉冷却及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。 空調用冷水が健全な場合、系統構成を行い、空調用冷水系により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水を A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内を冷却する。
予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電源(交流)からの給電	全交流動力電源喪失時に、大容量空冷式発電機による代替電源(交流)からの給電ができない場合において、他号炉の交流電源が健全であることが確認できた場合に、予備変圧器 2 次側電路を用いて他号炉から非常用高圧母線へ給電する。
直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源(直流)からの給電	全交流動力電源喪失時に、蓄電池(重大事故等対処用)からの給電にて非常用直流母線電圧が低下する前(事象発生後 24 時間)に、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を起動し、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による非常用直流母線への給電を行う。

第 3.1.3.1-37 表 評価対象設備の炉心損傷頻度低減値

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/炉年) ①	対策	対策が有効となる事象	FV 重要度 上位の合計* ②	炉心損傷頻度 低減値 (/炉年) ①×②
2 次冷却系からの 除熱機能喪失	5.1E-07	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源喪失	1.3E-02	6.7E-09
		大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	ディーゼル発電機故障	-	-
全交流動力電源 喪失	1.9E-07	B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	常設電動注入ポンプの故障及び操作失敗	5.3E-02	1.0E-08
		予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電 源(交流)からの給電	大容量空冷式発電機の故障及び操作失敗	1.4E-01	2.6E-08
		直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源 (直流)からの給電	蓄電池(重大事故等対処用)の故障	1.3E-02	2.5E-09
原子炉補機冷却 機能喪失	7.6E-07	B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	常設電動注入ポンプの故障及び操作失敗	6.5E-02	4.9E-08
		A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)による代替再循環	高圧再循環(海水)の故障及び操作失敗	1.8E-02	1.4E-08
		予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電 源(交流)からの給電	大容量空冷式発電機の故障及び操作失敗	1.2E-02	9.2E-09
		電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水系の故障	2.2E-01	1.7E-07
		タービンバイパス弁による蒸気放出	主蒸気逃がし弁による蒸気発生器の蒸気放出失敗	7.9E-02	6.0E-08
原子炉格納容器 の除熱機能	1.7E-08	-	-	-	-
原子炉停止機能	1.4E-09	-	-	-	-
ECCS 注水機能 喪失	4.1E-07	-	-	-	-
ECCS 再循環機 能喪失	5.4E-07	AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環	再循環系の機能喪失及び代替再循環の操作失敗	3.9E-03	2.1E-09
格納容器バイパス	5.0E-08	電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水系の故障	8.4E-02	4.2E-09
		タービンバイパス弁による蒸気放出	主蒸気逃がし弁による蒸気発生器の蒸気放出失敗	4.1E-02	2.0E-09
		加圧器補助スプレイ弁による減圧	加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧失敗	1.3E-02	6.4E-10
		手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源喪失	-	-
		大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	ディーゼル発電機故障	-	-
合計	2.5E-06	合計			3.5E-07

*:FV 重要度上位の合計値が 0.005 未満の場合は「-」と表記。

第 3.1.3.1-38 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析結果

解析ケース	炉心損傷頻度(／炉年)
ベースケース	2.5E-06
感度解析ケース(多様性拡張設備等考慮)	2.1E-06

第3.1.3.1-39表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷による破損形態の抽出

機能喪失状態	破損形態	記号	破損形態の解説
格納容器破損	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が破損
	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損
	ベースマツト溶融貫通	ε	MCCIでベースマツトが溶融貫通
	格納容器過温破損	τ	原子炉格納容器の貫通部が過温で破損
	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損
	原子炉容器外水蒸気爆発	η	原子炉容器外での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損前)	γ	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損前)によって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損直後)	γ'	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損直後)によって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損後後期)	γ''	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損後後期)によって原子炉格納容器が破損
	格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損
	格納容器直接接触	μ	原子炉格納容器の構造物へ溶融炉心が直接接触して原子炉格納容器が破損

第3.1.3.1-40表 事故のタイプと発生時期及び負荷による破損形態の整理結果

事故のタイプ	炉心損傷まで	原子炉容器破損まで	原子炉容器破損直後	原子炉容器破損以降
大破断LOCA (A) 小破断LOCA (S) トランジェント (T)	格納容器先行破損 (θ) (A又はSのみ可能性あり)	水素燃焼 (γ) 原子炉容器内水蒸気 爆発 (α)	水素燃焼 (γ') 原子炉容器外水蒸気爆発 (η) 格納容器直接接触 (μ) (S又はTのみ可能性あり) 格納容器零閉気直接加熱 (σ) (S又はTのみ可能性あり)	水素燃焼 (γ'') 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積 による過圧破損 (δ) 格納容器過温破損 (τ) ベースマット溶融貫通 (ε)

第3.1.3.1-41表 負荷の同定(1/2)

	負荷(部位)	負荷に対する知見	備考
静的圧力荷重	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	鋼製格納容器:BWR Mark II の1/10縮尺モデルの空素ガス加圧による実証試験で、常温での漏えい耐力は、機器ハッチフランジ部耐力とほぼ同じ約6Pd(Pd:原子炉格納容器の最高使用圧力)あることを確認し、試験結果をほぼ模擬可能な解析モデルが構築された。PWR実炉スケールでは、構築された解析モデル化技術を適用した有限要素法解析を実施した結果、最高温度200℃時で2Pd程度までは十分な耐力があると判断されている。 PCCV:縮尺モデル試験結果に基づく実炉スケール解析評価によって、200℃でも2.5Pd以上の気密漏えい耐力が確認されている。	日米共同事業「格納容器信頼性実証試験構造挙動計画」
動的圧力荷重、局所的動的圧力荷重、ミサイル	水素燃焼 (爆燃:格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁、爆轟:原子炉格納容器内一般部)	水素爆燃については、既存の研究により、ドライ型格納容器に対しては重大な影響を及ぼすことはないと考えられている。水素爆轟については、NUPEC大規模燃焼試験では、水素濃度15vol%(ドライ条件)でも爆轟に至らないことが確認されている。また、NUPEC/NRC/BNLの高温燃焼試験では、水素濃度15vol%以下の領域において水蒸気濃度25vol%以上では650K(約377℃)の高温でも爆轟に至らないことなどが確認されている。	NUPEC大規模燃焼試験、NUPEC/NRC/BNL高温燃焼試験
	水蒸気爆発 (原子炉容器内:ドーム部、原子炉容器外:原子炉下部キャビティ)	大規模な水蒸気爆発は起きにくいとされている。NUPECのUO ₂ 混合物を用いた水蒸気爆発実験では、水蒸気爆発の発生は確認されていない。イスプラ研究所のKROTOS実験、韓国原子力研究所のTROI実験では、UO ₂ 混合物を用いて水蒸気爆発の発生が確認されたが、外部トリガにより水蒸気爆発を誘発させている又は実機で想定されるより高過熱度の溶融物を用いており実機の条件と異なる。日本原子力研究所の水蒸気爆発実験では、高雰囲気圧力又は高冷却水温度の場合に水蒸気爆発の発生が抑制されることが確認されている。一方、UO ₂ 混合物を用いないが、近年のPULiMS試験においては水深が浅いプール水中に溶融物を落させた場合における水蒸気爆発の発生が確認されている。	NUPECの水蒸気爆発実験、イスプラ研究所のKROTOS実験、韓国原子力研究所のTROI実験、日本原子力研究所の水蒸気爆発実験、PULiMS試験
	格納容器雰囲気直接加熱 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	格納容器雰囲気直接加熱の起こる確率は極めて小さいとされている。SNLのWCプロジェクトでは、テルミット反応による溶融物を用いた試験が行われ、格納容器の温度上昇、圧力上昇は設計基準内に抑えられたことが確認されている。COREXIT試験では、実炉溶融物を用いて試験を行いテルミット反応による試験と比較して格納容器の最大圧力上昇が低く加圧効率も低いことが確認されている。	米国SNLのWCプロジェクト、COREXIT試験

第3.1.3.1-41表 負荷の同定(2/2)

	負荷(部位)	負荷に対する知見	備考
熱荷重、局所的な熱荷重	格納容器過温破損 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	NUPEC試験では、電気配線貫通部で266～324℃、フランジガasketの場合には279～349℃で微少漏えいが観測されている。高電圧モジュールの場合には、400℃までに漏えいの発生は観測されていない。SNLの試験では圧力0.92MPaで371℃でも漏えいが生じていない。	NUPEC試験 SNLの試験
	格納容器直接接触 (原子炉下部キャビティ出口近傍格納容器壁)	この現象はBWR Mark I特有の問題として捉えられていたものであり、米国PWRでの格納容器雰囲気直接加熱評価でも溶融炉心分散量は少ないという評価結果が得られていることから、この現象により格納容器破損に至る確率は極めて小さいと考えられている。	
	ベースマツト溶融貫通 (原子炉下部キャビティ床)	実験的研究においても不確実さが高く負荷評価は難しいが、実際の溶融燃料を用いたCOTELS B/C-5試験では、粒子状デブリベッドに浸透した冷却水により、MCCIが抑制された。また、MCCIに関する実験及び研究から、クラストが形成されても自重あるいは熱応力によって破砕されることやコンクリートと溶融炉心の境界のギャップの発生により冷却が促進されることが考えられる。	米国MACE実験 NUPEC : COTELS 実験 CCI実験 クラスト強度のJNES解析研究

第3.1.3.1-42表 原子炉格納容器の構造健全性に影響を与える負荷に対する耐性及び判断基準

格納容器機能喪失カテゴリ	対応する格納容器機能喪失モード*	判断基準
水蒸気(崩壊熱)による過圧	δ, θ	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
コンクリート侵食	ε	熔融炉心によるコンクリート侵食深さがベースマット厚さを上回ること
貫通部過温	τ	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が200℃を上回ること
水蒸気爆発 (水蒸気スパイク)	α, η	原子炉容器内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉容器上ふたのエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること 原子炉容器外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが1次遮蔽壁スリーブ若しくは原子炉下部キャビティ壁の破損エネルギーを上回ること 水蒸気スパイクによって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
可燃性ガスの高濃度での燃焼	$\gamma, \gamma', \gamma''$	可燃性ガスの高濃度での燃焼によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること、又は爆轟が発生し原子炉格納容器に動的な荷重がかかり原子炉格納容器が破損すること
格納容器への直接接触	μ	原子炉容器破損時に分散放出した熔融炉心が原子炉格納容器本体に付着して原子炉格納容器が破損すること

*: 第3.1.3.1-43表に示す格納容器機能喪失モード

第3.1.3.1-43表 格納容器機能喪失モードの選定

項目	放出	原子炉格納容器の状態		格納容器機能喪失モード	記号	概要
格納容器機能喪失モード分類	漏えい	格納容器健全		格納容器健全	ψ	原子炉格納容器が健全に維持されて事故が収束
	早期放出	格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
				TI-SGTR		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリップ破損による格納容器バイパス
				インターフェイスシステムLOCA	v	インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
		格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	事故後に原子炉格納容器の隔離に失敗
		格納容器破損		原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼(原子炉容器破損前)	γ	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損前)によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼(原子炉容器破損直後)	γ'	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損直後)によって原子炉格納容器が破損
				原子炉容器外水蒸気爆発	η	原子炉容器外での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって原子炉格納容器が破損
				格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損
				格納容器直接接触	μ	原子炉格納容器の構造物へ溶融炉心が直接接触して原子炉格納容器が破損
	後期放出	後期格納容器破損		水素燃焼(原子炉容器破損後後期)	γ''	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損後後期)によって原子炉格納容器が破損
				ベースマツト溶融貫通	ε	MCCIでベースマツトが溶融貫通
				格納容器過温破損	τ	原子炉格納容器の貫通部が過温で破損
				水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が破損
				水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損

第3.1.3.1-44表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
炉心損傷	—	格納容器機能喪失の可能性
蒸気発生器伝熱管破損	・プラント損傷状態で定義される蒸気発生器伝熱管破損	gモードによる格納容器機能喪失
インターフェイスシステム LOCA	・プラント損傷状態で定義されるインターフェイスシステムLOCA	vモードによる格納容器機能喪失
格納容器先行破損	・プラント損傷状態で定義される格納容器先行破損	θモードによる格納容器機能喪失
配管クリープ破損	・1次系高圧(高温側配管、サージライン破損)	1次系減圧
TI-SGTR	・1次系高圧(TI-SGTR)	gモードによる格納容器機能喪失
原子炉容器内水蒸気爆発	・溶融炉心が原子炉容器下部ヘッドへ落下 ・1次系低圧	αモードによる格納容器機能喪失の可能性
水素燃焼	・水素濃度4vol%上方、6vol%側方、8vol%下方伝ば ・水蒸気濃度55vol%以下	γ、γ'、γ''モードによる格納容器機能喪失の可能性
原子炉容器破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	溶融炉心の原子炉容器外への放出
溶融物分散放出	・原子炉容器破損時に1次系高圧	溶融炉心の原子炉下部キャビティ外への放出
原子炉下部キャビティ内 水量	・燃料取替用水が原子炉格納容器内に持ち込まれるプラント損傷状態	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の接触
原子炉容器外水蒸気爆発	・原子炉容器破損時に溶融炉心が重力落下 ・溶融炉心落下質量大	ηモードによる格納容器機能喪失の可能性
格納容器雰囲気直接加熱	・溶融物分散放出あり	σモードによる格納容器機能喪失の可能性
格納容器直接接触	・溶融物分散放出あり	μモードによる格納容器機能喪失の可能性
溶融炉心冷却	・原子炉容器破損 ・原子炉下部キャビティ内に溶融炉心落下	MCCIの継続
ベースマット溶融貫通	・原子炉容器破損 ・原子炉下部キャビティ内の溶融炉心冷却に失敗	εモードによる格納容器機能喪失
格納容器過温破損	・原子炉容器破損 ・原子炉格納容器内への注水なし	τモードによる格納容器機能喪失
格納容器過圧破損	・崩壊熱による水蒸気生成 ・非凝縮性ガス生成	δ、θモードによる格納容器機能喪失

第3.1.3.1-45表 緩和手段の分析

主要な緩和手段	関連設備	主要な目的	運転操作タイミング	熱水力・放射能雰囲気条件下での運転操作可能性
格納容器隔離	格納容器隔離弁	放射性物質放出防止	・各種信号による自動作動 ・炉心損傷検知前に実施	可能
作業環境維持	アニュラス空気浄化系	放射性物質放出緩和	・各種信号による自動起動 ・所内電源及び外部電源喪失判断後実施	可能
	中央制御室非常用循環系(外気との隔離に係るバウンダリのみ)		—	なし
1次系強制減圧	加圧器逃がし弁 (制御用空気系使用)	・蒸気発生器伝熱管の健全性維持 ・溶融炉心の分散放出防止	炉心損傷検知後実施	可能
	加圧器逃がし弁 (窒素ポンプ使用)			
炉心への注水	非常用炉心冷却設備	・未臨界の維持 ・炉心損傷の進展防止と緩和 ・原子炉容器破損の防止及び遅延	非常用炉心冷却設備作動信号(S 信号)による自動起動	可能
格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器スプレイポンプ (中央制御室における手動起動)	・溶融炉心冷却 ・原子炉格納容器圧力上昇抑制 ・放射性物質放出緩和	炉心損傷検知後実施	可能
	常設電動注入ポンプ (水源補給前)			
格納容器内自然対流冷却 (原子炉補機冷却水通水)	格納容器再循環ユニット (原子炉補機冷却水通水)	格納容器破損防止	最高使用圧力到達後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
格納容器内注水(格納容器内液相部への蓄熱)	常設電動注入ポンプ (水源補給後)	原子炉格納容器圧力上昇抑制	燃料取替用水枯渇後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
格納容器内自然対流冷却 (海水通水)	格納容器再循環ユニット (海水通水)	格納容器破損防止	事故後24時間後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
水素濃度制御	電気式水素燃焼装置	水素濃度低減(短期)	炉心損傷検知前に実施	可能
	静的触媒式水素再結合装置	水素濃度低減(長期)	—(受動的な安全設備)	なし
電源の確保	外部電源の回復	交流電源の復旧	所内電源及び外部電源喪失判断後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
	大容量空冷式発電機			可能

第3.1.3.1-46表 物理化学現象と関連する緩和手段の整理 (1/2)

物理化学現象	関連する緩和手段	備考
炉心損傷	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	—	—
インターフェイスシステム LOCA	—	—
格納容器先行破損	格納容器隔離	格納容器隔離に失敗した場合、格納容器先行破損に至らない。
配管クリープ破損	1次系強制減圧	1次系強制減圧により配管クリープ破損発生を防止する。
TI-SGTR	1次系強制減圧	1次系強制減圧によりTI-SGTR発生を防止する。
原子炉容器内水蒸気爆発	1次系強制減圧	配管クリープ破損又は1次系強制減圧により原子炉容器内水蒸気爆発の発生可能性が増大する。
水素燃焼	炉心への注水	過熱炉心への注水により水素が追加発生する。
	電気式水素燃焼装置	電気式水素燃焼装置により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。
	静的触媒式水素再結合装置	静的触媒式水素再結合装置により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)により、原子炉下部キャビティ内溶融炉心冷却による追加水素発生を抑制する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却による格納容器減圧に伴い、水素燃焼の発生可能性が増大する。
原子炉容器破損	炉心への注水	炉心への注水により原子炉容器破損を防止する。但し、本評価では炉心損傷後の再循環運転に期待しないため原子炉容器破損防止は考慮しない。
溶融物分散放出	1次系強制減圧	1次系強制減圧により溶融物分散放出の発生を防止する。
原子炉下部キャビティ内水量	炉心への注水	炉心への注水により、原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティ水量が増大する可能性がある。
原子炉容器外水蒸気爆発	1次系強制減圧	1次系強制減圧によって溶融炉心が重力落下することで水蒸気爆発の発生可能性が増大する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	原子炉下部キャビティに水がたまる場合、原子炉容器外水蒸気爆発の発生可能性が増大する。

第3.1.3.1-46表 物理化学現象と関連する緩和手段の整理 (2/2)

物理化学現象	関連する緩和手段	備考
格納容器雰囲気直接加熱	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、溶融炉心を重力落下させることで格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	原子炉下部キャビティに水がたまる場合、格納容器雰囲気直接加熱の発生可能性が低減する。
格納容器直接接触	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、溶融炉心を重力落下させることで格納容器直接接触の発生を防止する。
溶融炉心冷却	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、溶融炉心を重力落下させることで溶融炉心の冷却失敗可能性が増大する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)により原子炉下部キャビティ内水量が増大し、溶融炉心冷却を促進する。
ベースマツト溶融貫通	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、溶融炉心を重力落下させることで溶融炉心の冷却ができず、ベースマツト溶融貫通の可能性増大。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水により原子炉下部キャビティ内水量が増大し、溶融炉心の冷却が促進されることで、ベースマツト溶融貫通を抑制する。
格納容器過温破損	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り、格納容器内液相部への蓄熱)	格納容器内注水により格納容器過温破損を防止する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却により格納容器過温破損を防止する。
格納容器過圧破損	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り、格納容器内液相部への蓄熱)	格納容器内注水により格納容器過圧破損を防止する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却により格納容器過温破損を防止する。

第3.1.3.1-47表 ヘディングの選定及び定義 (1/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの定義
原子炉容器破損前 (T1)	1 バイパス	BP	格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損、インターフェースシステムLOCA)の場合、失敗とする。
	2 CV隔離	CI	事故後の格納容器隔離が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	3 先行破損	PF	格納容器先行破損の場合、失敗とする。
	4 1次系強制減圧	FD	炉心損傷後、加圧器逃がし弁(制御用空気系、窒素ポンプ)による1次系強制減圧に失敗した場合、失敗とする。
	5 配管クリープ破損	HCF	配管クリープ破損が発生せず1次系が高圧である場合、失敗とする。
	6 TI-SGTR	ITR	TI-SGTRが発生した場合、失敗とする。
	7 炉心への注水	LR	過熱炉心に注水したときの水素生成量増大の観点から、炉心損傷後に高圧注入又は低圧注入が継続していない場合、失敗とする。
	8 炉内水蒸気爆発	ISX	原子炉容器内水蒸気爆発によって原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
	9 イグナイタ	IG	電気式水素燃焼装置(イグナイタ)の起動に失敗した場合、失敗とする。
	10 水素燃焼	HP1	原子炉容器破損前に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。
原子炉容器破損直後 (T2)	11 溶融物分散放出	RPV	原子炉容器破損の時点で1次系圧力が2.0MPa(gage)未満であった場合、失敗(溶融炉心が重力落下する)とする。
	12 キャビティ内水量	DC	原子炉容器破損の時点で、原子炉下部キャビティに十分に水がたまっておらず溶融炉心が冠水しない場合、失敗とする。
	13 CV内注水(キャビティ水張り)	CF	格納容器スプレイ(中央制御室における手動起動)による格納容器内注水又は常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ(水源補給前)に失敗した場合、失敗とする。
	14 炉外水蒸気爆発	ESX	原子炉容器破損直後に、原子炉容器外水蒸気爆発による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	15 CV雰囲気直接加熱	DCH	原子炉容器破損直後に、格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	16 CV直接接触	MA	原子炉容器破損直後に、格納容器直接接触による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	17 水素燃焼	HP2	原子炉容器破損直後に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。

第3.1.3.1-47表 ヘディングの選定及び定義 (2/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの定義
原子炉容器破損後後期 (T3)	18 CV内自然対流冷却 (CCW通水)	NCC1	格納容器再循環ユニット(原子炉補機冷却水通水)による格納容器内自然対流冷却により格納容器除熱が行えない場合、失敗とする。
	19 CV内注水(液相蓄熱)	HSL	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ(水源補給後)に失敗した場合、失敗とする。
	20 CV内自然対流冷却 (海水通水)	NCC2	格納容器再循環ユニット(海水通水)による格納容器内自然対流冷却により格納容器除熱が行えない場合、失敗とする。
	21 デブリ冷却	EVC	溶融炉心の冷却に失敗し、MCCIが継続する場合、失敗とする。
	22 水素燃焼	HP3	原子炉容器破損後後期に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。
	23 ベースマット溶融貫通	BM	溶融炉心冷却に失敗した場合に、CV過圧破損、CV過温破損より先行してベースマットが溶融貫通に至る場合、失敗とする。
	24 CV過温破損	OT	原子炉格納容器内温度が上昇し、原子炉格納容器が過温破損する場合、失敗とする。

第3.1.3.1-48表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を受ける側)		ヘディング (影響を与える側)																							備考
CV過温破損 (OT)	ベースマツト溶融貫通 (BM)	水素燃焼 (HP3)	デブリ冷却 (EVC)	CV内注水(液相蓄熱) (HSL)	CV内自然対流冷却(海水通水) (NCC2)	CV内自然対流冷却(CCW通水) (NCC1)	水素燃焼 (HP2)	CV直接接触 (MA)	CV外部気直接加熱 (DCH)	炉外水蒸気爆発 (ESX)	CV内注水(キャビティ水張り) (CF)	溶融物分散放出 (RPV)	水素燃焼 (HP1)	イグナイタ (IG)	炉内水蒸気爆発 (ISX)	炉心への注水 (LR)	TI-SGTR (ITR)	配管クリープ破損 (HICF)	1次系強制減圧 (FD)	先行破損 (PF)	CV隔離 (CI)	パイパス (BP)			
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
×	×	◎	◎	◎	◎																				

- ：影響を与える側が成功した場合に影響を受ける側が従属
- ：影響を与える側が失敗した場合に影響を受ける側が従属
- ◎：影響を与える側が成功、失敗により影響を受ける側が従属
- ×：影響を与える側が失敗した場合に格納容器機能喪失

* 過去に水素燃焼が発生したがCV破損に至らなかった場合、従属

第3.1.3.1-49表 事故進展解析の対象とした事故シーケンス

No.	PDS	PDSごとに選定した 事故シーケンス	緩和操作
1	AED	大破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ注入失敗	なし
2	AED+AM		常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
3	AEW	大破断LOCA + ECCS再循環失敗 + CVスプレイ再循環失敗	なし
4	AEW+AM		CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	AEI	大破断LOCA + ECCS注入失敗	—
5	SED	小破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ注入失敗	なし
6	SED+AM		1次系強制減圧 常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
7	SEW	小破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ再循環失敗	なし
8	SEW+AM		1次系強制減圧 CVスプレイポンプ(手動) CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	SEI	小破断LOCA + ECCS注入失敗	—
9	SLW	小破断LOCA + ECCS再循環失敗 + CVスプレイ再循環失敗	なし
10	SLW+AM		1次系強制減圧 CV内自然対流冷却(CCW通水)
11	SLI	小破断LOCA + ECCS再循環失敗	なし
12	TED	全交流動力電源喪失 + 補助給水系作 動失敗	なし
13	TED+AM		1次系強制減圧 常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
14	TEW	全給水喪失 + CVスプレイ再循環失敗	なし
15	TEW+AM		1次系強制減圧 CVスプレイポンプ(手動) CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	TEI	全給水喪失	—

注) ハッチング箇所のAEI、SEI、TEIについては、本評価では炉心損傷後の格納容器スプレイ再循環に期待しておらず、それぞれAEW、SEW、TEWと格納容器内雰囲気条件が類似することになるため、これらについては事故進展解析を行っていない。

第3.1.3.1-50表 解析コードの基本解析条件

項 目	条件	備考
燃料(UO ₂)重量	1.02×10^5 kg	
被覆管(ジルカロイ)重量	2.45×10^4 kg	
炉心崩壊熱	炉心平均評価用	日本原子力学会推奨の崩壊熱曲線*
炉心熱出力	$3,411 \times 1.02$ MWt	102%出力運転
1次冷却材圧力	$15.41 + 0.21$ MPa[gage]	設計値+計測誤差
1次冷却材平均温度	$307.1 + 2.2$ °C	設計値+計測誤差
ループ全流量	60.1×10^6 kg/h	100% T.D.F.ベース
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	
原子炉格納容器区画室分割	4分割	
原子炉格納容器区画全自由体積	72,900 m ³	最小評価値
原子炉格納容器初期圧力	9.8 kPa[gage]	最大値(保安規定値考慮)
原子炉格納容器初期温度	49°C	通常運転時格納容器内最高温度
原子炉格納容器ヒートシンク温度	49°C	通常運転時格納容器内最高温度
蓄圧タンク作動基数	4基	
蓄圧タンク保持圧力	4.04 MPa[gage]	最小値
蓄圧タンク保有水量	26.9 m ³ /基	最小値

*:「PWRの安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010改4(平成25年7月)