

注 1) EPRI 報告書についての補足

- ・ 文献名称：EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008
- ・ EPRI 報告書において調査したデータには、①NUMARC Survey Data（1994 年）、②NEI Survey Data(2001)、③Recent ILRT Data(2007)、④補足データ（NUREG-1493、LER 等）が含まれる。

注 2) NUREG/CR-4220 のリーク率の計算式は以下のとおり。

$$L=A/(2.55\times 10^{-8}\times V)$$

L : leakage, wt%/day,

A : leak area, sq. inch.

V : Containment Volume, cubic ft.

第 2 表 大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）

Reactor	Year	Event
不明 ^{※1}	1984 年 8 月	記載なく不明
不明 ^{※1}	1985 年 11 月	記載なく不明
Dresden2 (BWR Mark I)	1990 年 12 月	真空破壊弁の漏えい

※1：ユニット名を不明とした事例は、EPRI 報告書の ILRT 事例の出典である 1994 年の NEI（当時は NUMARC）の調査データでユニット名が不明とされており、EPRI 報告書にも記載されていない。

②最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

β モードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPRI 報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が 0

件として β モードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。

EPRI データは複数のデータを組み合わせており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから、正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数を ILRT 実施回数 (217 件)^{注3)} で割ることで隔離失敗確率を算出した。

その結果、算出した C F F は 1.5×10^{-7} (／炉年) となり、今回のレベル 1. 5 P R A の評価結果 (3.2×10^{-7} (／炉年)) と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

注 3) 217 件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても 400 件以上の ILRT が実施されている。

(算出式)

格納容器隔離失敗確率は発生実績 0 件 (計算上は 0.5 件として取扱う) を ILRT 実施回数で除して算出する。さらに、高浜 1 号炉及び 2 号炉の炉心損傷頻度 (6.6×10^{-5} (／炉年)) に格納容器隔離失敗確率を乗じて β モードによる格納容器破損頻度を算出した。

- ・ 原子炉格納容器の隔離失敗確率 : $0.5 / 217 = 0.0023$
- ・ β モードによる格納容器破損頻度 : $6.6 \times 10^{-5} \times 0.0023 = 1.5 \times 10^{-7}$ (／炉年)

α モード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の
格納容器破損モードからの除外理由について

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。

α モードについては学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ウエスチングハウス社プラントと構造の類似している国内 PWR でも、同様に α モード破損は無視し得ると考えられる。

○ 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 2 P S A 編）：2008」

【学会標準 解説 7.4.1 項(a)抜粋】

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリを破損する可能性がある。

WASH-1400 の評価においては、特に、後者が α モード破損として、早期格納容器破損モード破損として指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、 α モード破損

はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

○ NUREG

SERG-1(NUREG-1116)及び SERG-2(NUREG-1524)において、米国での専門家による評価では、 α モード破損はリスクの観点から無視するという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは次のとおりである。^{注)}

- ①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。
- ②低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。
- ③高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガーが起きにくい。
- ④原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。
- ⑤機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。

この結論は 1997 年の水蒸気爆発に係る専門家会議（OECD主催）においても、変更不要であることが確認されており、米国NRCは原子炉容器内でのFCIから水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象（ α モード破損）について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。

注) 日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成
13 年 3 月

また、レベル 1.5 PRA の定量化結果として C F F は 1.4×10^{-9} (／炉
年) と全 C F F への寄与は約 0.003% 程度と極めて小さいことから、当該
破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とする格納容器破
損モードとして追加する必要はないと判断した。

ライナーアタックについて

格納容器直接接触（シェルアタック）は、BWRマーク I 型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025 においては、ライナーアタックと言われている。

一方、高浜 1 号炉及び 2 号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

1. 原子炉容器圧力が高圧時

原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、1 次冷却系の強制減圧を図り溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

2. 原子炉容器圧力が低圧時

原子炉容器が低圧状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。

また、この事象に対しては、重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。

格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

レベル 1. 5 P R A の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第 1 ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（P D S）を選定し、第 2 ステップにて選定された P D S の中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しない P R A モデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、A E D が最も厳しい P D S となる。

- ・破断規模の大きい大中破断 L O C A（A**）が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。
- ・ウェット状態（**W）は E C C S 又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である A E D のうち、破断規模が大きいほうが事故進

展が早くなることから、①大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象 P D S : A E D

①大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ
注入失敗

②中破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ
注入失敗

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが、以下の点から、T E D が最も厳しい P D S となる。

- ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。
- ・R V 破損時に高圧で熔融炉心が原子炉格納容器内に分散し、熔融炉心の表面積が大きくなり熔融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断 L O C A（S**）、過渡事象（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。
- ・また、補助給水による冷却がない（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である T E D のうち、1 次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、

また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスを選定する。

全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで1次冷却系が高压になり、溶融炉心が原子炉格納容器内に分散しやすくなることから、①全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高压に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに、事故進展を早める観点から、補助給水失敗の重畳を考える。

評価対象PDS：TED

①外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

②外部電源喪失＋補助給水失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③手動停止＋補助給水失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

④過渡事象＋補助給水失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑥原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

⑦ATWS＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑧2次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑨2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高压注入失敗＋低压注入失敗＋

格納容器スプレイ注入失敗

⑩ D C 母線 1 系列喪失 + 補助給水失敗 + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 +
格納容器スプレイ注入失敗

< 補足説明 >

- ・ ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで 1 次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。
- ・ ②、③、④、⑤、⑧、⑨、⑩は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり 1 次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、②は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。
- ・ ⑥は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑥は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥が C D F で 6.8×10^{-9} （／炉年）で①が C D F で 1.8×10^{-6} （／炉年）であり、①の方が大きく、包絡されている。
- ・ A T W S が起因事象となる⑦について、A T W S により炉心出力が高く 1 次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が作動するため、R V 破損時の 1 次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑦が C D F で 3.8×10^{-13} （／炉年）となり、包絡されている。

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、T E D が最も厳しい P D S となる。

- ・ 1 次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため 1 次冷却材圧力に着目して抽出する。
- ・ 1 次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象 (T **) が厳しくなる。
- ・ (T **) のうち、最も 1 次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）は T E D に含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である T E D のうち、1 次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ①全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による 1 次冷却材高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても 1 次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考える。

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、A E W が最も厳しい P D S となる。

- ・ 溶融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早く R V 破損時の崩

壊熱が高い大中破断 L O C A (A**) が厳しくなる。

- ・ 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない (**W) が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象の P D S である A E W のうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。A E W のうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断 L O C A を抽出する。また、E C C S 注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑦大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

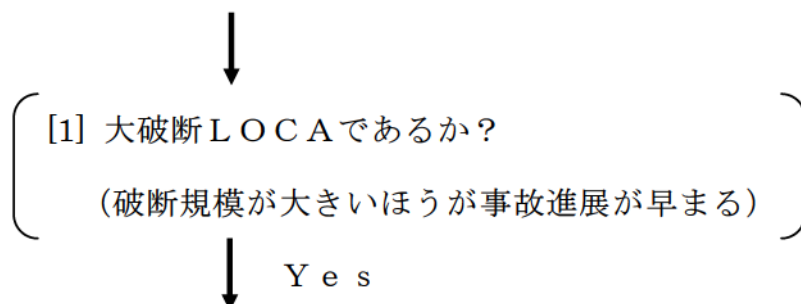
ただし、評価事故シーケンスは、格納容器スプレイ再循環失敗において、原子炉格納容器内に持ち込まれる水量が少なくなり、事象が厳しくなる重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入及び原子炉下部キャビティ直接注水成功を考える。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、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も考慮する。

評価事故シーケンス選定のフロー（参考）

評価対象PDS：AEW

- ①大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ②大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑧中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑨中破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑩中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑪中破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑫中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑬中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑭中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑮中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑯中破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗



- ①大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ②大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ③大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗



[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？

（E C C S 再循環失敗と E C C S 注水失敗では E C C S 注水失敗の方が事故進展が早まる）



Y e s ※1

評価対象とする事故シーケンス

- ⑦大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗

※1：

- ・ 「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（第 1 表 E C C S 注水失敗について）。
- ・ 第 1 表において、低圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功であるため、「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。
- ・ 第 1 表において、「[2] E C C S 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を

満たす事故シーケンスは③-4 及び⑦となる。③-4 と⑦を比較すると、⑦に蓄圧注入失敗が重なる③-4 の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑦が頻度の観点から事故シーケンスを代表している※2。

- ・ 以上のことから、「⑦大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※2：

- ・ 蓄圧注入系は他系統とインターフェイスを持たず、共通要因故障がないため、定量的には⑦の頻度に対して蓄圧注入系の非信頼度を乗じたものが③-4 の頻度となることから、③-4 の方が⑦よりも 3 桁以上頻度は低い。

第 1 表 E C C S 注水失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を 満たすか
①大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	—	+ 低圧注入成功	×
②大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	—	+ 低圧注入成功	×
③大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	+ 高圧注入成功	+ 低圧注入成功 ③-1	×
		+ 低圧注入失敗 ③-2	×
	+ 高圧注入失敗	+ 低圧注入成功 ③-3	×
		+ 低圧注入失敗 ③-4	○
④大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	+ 高圧注入成功	+ 低圧注入成功 ④-1	×
		+ 低圧注入失敗 ④-2	×
	+ 高圧注入失敗	+ 低圧注入成功 ④-3	×
⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	+ 高圧注入成功	—	×
⑥大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	+ 高圧注入成功	—	×
⑦大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	—	—	○

注) ○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、A E I が最も厳しい P D S となる。

- ・ 水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態（** I）の P D S が厳しくなる。
- ・ 炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応することを前提とすると、各 P D S で炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A **）が厳しくなる。
- ・ （** D）シーケンスについては、R V 破損後後期に M C C I が発生し、第 2 表のとおり水素が発生する。A ** で M C C I による水素発生量は A E D で最も大きく約 414.0kg である。M C C I が発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、水素濃度（75% 換算）の観点からは、A E D で約 3.3vol%、A E I で約 7.7vol% と、（** I）シーケンスが厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

- ・ 原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（P A R の処理能力「ジルコニウム－水反応による水素発生期間中の P A R による水素処理量」）から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。
- ・ 原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象の P D S である A E I では、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。
- ・ 「大破断 L O C A + E C C S 注水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗」において、M C C I 防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入及び原

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象のほうが、水素燃焼の観点ではより厳しい。

- ・放射線水分解による水素発生の観点から、原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。

以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断LOCA+ECCS注水失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから「④大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗」シーケンスを選定している。

評価対象PDS：AEI

- ①大破断LOCA+低圧再循環失敗
- ②大破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ③大破断LOCA+低圧注入失敗
- ④大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗
- ⑤中破断LOCA+高圧再循環失敗
- ⑥中破断LOCA+低圧再循環失敗
- ⑦中破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ⑧中破断LOCA+高圧注入失敗
- ⑨中破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗

第2表 水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）

P D S		A E D	A E W	A E I	S E D	T E D	T E W	T E I
時刻		10 時間 [CV 破 損時点]	12 時間 [CV 破 損時点]	72 時間 [CV 破 損なし]	14 時間 [CV 破 損時点]	18 時間 [CV 破 損時点]	18 時間 [CV 破 損時点]	72 時間 [CV 破 損なし]
MCCI	Z r	352.8kg (45.0%)	4.3kg (0.6%)	0.0kg (0.0%)	305.6kg (39.0%)	188.5kg (24.1%)	5.7kg (0.7%)	5.7kg (0.7%)
	ステン レス等	61.2kg (7.8%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	261.9kg (33.4%)	90.8kg (11.6%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)
	小計	414.0kg (52.8%)	4.3kg (0.6%)	0.0kg (0.0%)	567.5kg (72.4%)	279.3kg (35.6%)	5.7kg (0.7%)	5.7kg (0.7%)

*（ ）内は全炉心 Z r 量の 100%が反応した場合の水素発生量（約 783.6kg）に対する割合

* Z r 等の金属別の水素発生量については、直接 M A A P 解析結果から得ることができないため、未酸化 Z r 質量等から推定した。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷（溶融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から A E D が最も厳しい P D S となる。

- ・事故進展が早く R V 破損時の崩壊熱が高い大中破断 L O C A（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くする（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融炉心を冷却せず M C C I を抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価対象 P D S の選定方法

この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キ

ャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。

- ・評価対象PDSであるAEDのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。
 - ・このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断LOCAにECCS注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。
- 以上から、「①大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」シーケンスを選定する。

評価対象PDS：AED

①大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ
注入失敗

②中破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ
注入失敗

事故シーケンスの整理について

イベントツリーを作成する際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。

- ・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。

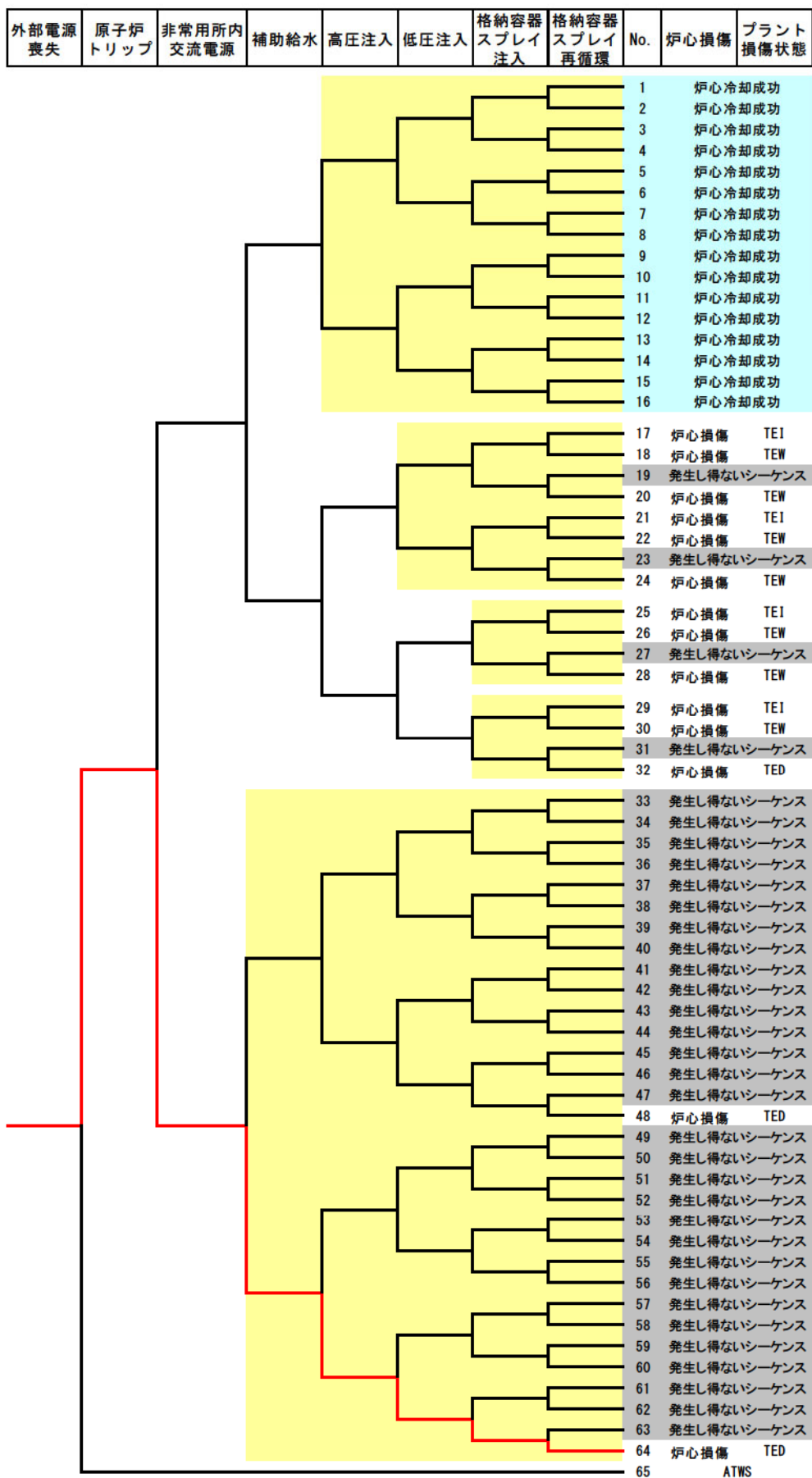
(例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗)

- ・評価結果（CDF、PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。

(例：大破断LOCA時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はPDSに影響しない)

このため、定量化に使用するイベントツリーは分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。

外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ATWSに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを第1図に示す。



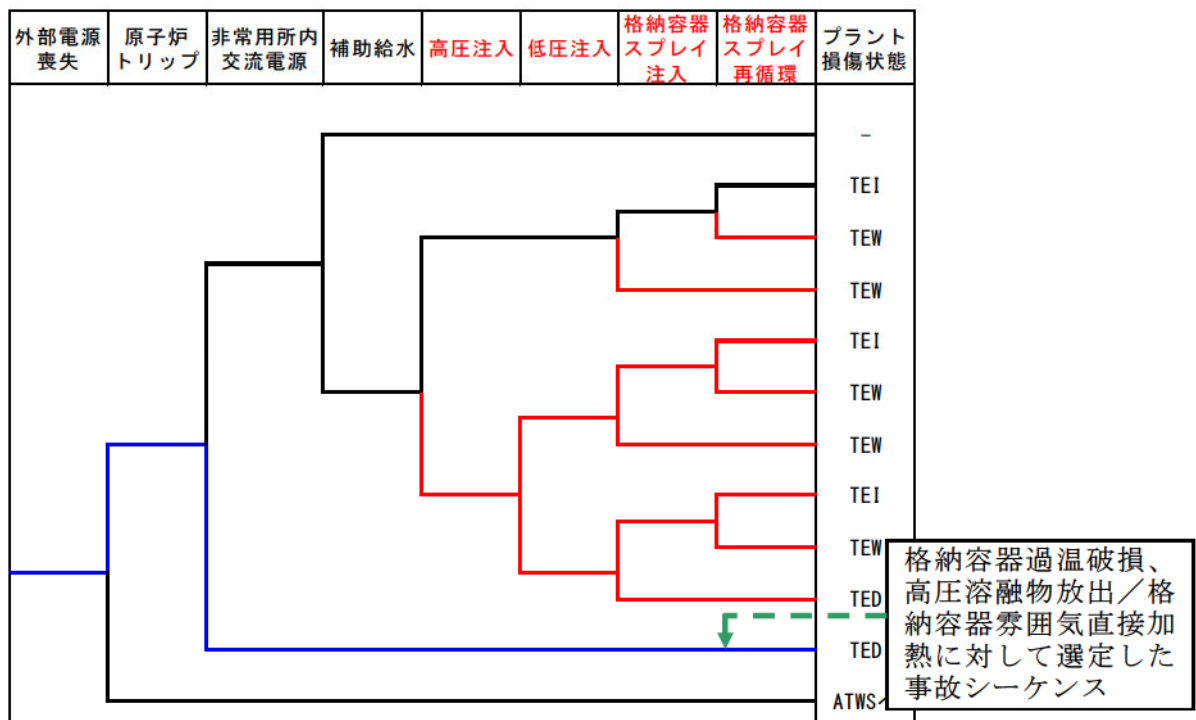
第 1 図 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

第 1 図において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、PDS を分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

- ・ No.1～16 は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・ 格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることから No.19、23、27、31 は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・ 高圧注入、低圧注入、格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、高圧注入、低圧注入、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.33～47、No.49～63 は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・ No.48 の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態は No.64 と同じであり、No.48 と No.64 を分岐させる必要はない。

よって No.48 と No.64 において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「2 次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが第 2 図であり、これを定量評価に用いている。



第 2 図 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

第 2 図のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

このように分岐の有無が炉心損傷や P D S に影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける
格納容器破損防止対策の有効性について

レベル 1 P R A から抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載に従い整理している。

＜参考：解釈の関連記載＞

1－2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

1－4 上記 1－2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「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」において、以下のとおり要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(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）

b. 主要解析条件

- (a) 評価事故シーケンスはP R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の高浜1号炉及び2号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の6つである。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
3. 大破断L O C A＋低圧注入失敗
4. 大破断L O C A＋蓄圧注入失敗
5. 中破断L O C A＋蓄圧注入失敗
6. 大破断L O C Aを上回る規模のL O C A（E x c e s s L O C A）

これらの事故シーケンスについては、上記ガイドに従い、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはT E DのP D Sに分類され、T E Dが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器

過温破損)」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件※1となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

※1：1次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、2次冷却系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害され、2次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、TEDのPDSに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事故進展は「過渡事象＋補助給水失敗」と同等である。TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

3. 大破断LOCA＋低圧注入失敗

4. 大破断LOCA＋蓄圧注入失敗

5. 中破断 L O C A + 蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスは A E W、A E I、A E D のいずれかの P D S に分類される。

(a) A E W に分類される場合

A E W の P D S が代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※2}となる「大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※2：A E W のうち、事象進展の早さの観点から、大破断 L O C A を選定し、また E C C S 再循環失敗よりも R V 破損までの事象進展の早い E C C S 注水失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、原子炉格納容器内に持ち込まれる水量が少なくなり、事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗（格納容器スプレイ注入成功）の条件を、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入及び原子炉下部キャビティ注水成功として評価条件を設定している。（6.においても同様）

(b) A E I に分類される場合

A E I の P D S が代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※3}となる「大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※3：A E I のうち、事故進展の早さの観点から、大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗を選定している。

(c) A E Dに分類される場合

A E DのP D Sが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の 2 つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件※4 となる「大破断L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※4：A E Dのうち、事故進展の早さの観点から、大破断L O C Aを選定している。

(a)、(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており、これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや、機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス(3.～5.)と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

6. 大破断L O C Aを上回る規模のL O C A (E x c e s s L O C A)

この事故シーケンスについても、A E W、A E I 及びA E DのいずれかのP D Sに分類され、代表となる格納容器破損モードは「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」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の 4 つである。このシーケンスは、大破断L O C Aと比較すると以下の差異が考えられる。

- ・ 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断L O C Aと比べて早い。

- ・ 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。
- ・ 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力／温度の観点では、どちらの場合においても短期間に 1 次冷却材のエンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークは E x c e s s L O C A の方が高くなるものの大破断 L O C A 解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍及び 200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、E x c e s s L O C A によっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を超えないことから、E x c e s s L O C A と大破断 L O C A は同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。

別添

高浜発電所 1 号炉及び 2 号炉
確率論的リスク評価（P R A）について

目 次

1. レベル1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 出力運転時 P R A

1.1.2 停止時 P R A

1.2 外部事象 P R A

1.2.1 地震 P R A

1.2.2 津波 P R A

2. レベル1. 5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 出力運転時 P R A

表

出力運転時 P R A

第 1.1.1.a-1 表	レベル 1 P R A 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 1.1.1.a-2 表	系統設備概要
第 1.1.1.b-1 表	既往の P R A で選定している起因事象
第 1.1.1.b-2 表	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応
第 1.1.1.b-3 表	EPRI NP-2230 トランジェント分類と選定した起因事象の対応
第 1.1.1.b-4 表	選定した起因事象
第 1.1.1.b-5 表	選定した起因事象一覧表
第 1.1.1.b-6 表	1976 年 4 月以前における事象一覧
第 1.1.1.b-7 表	起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)
第 1.1.1.c-1 表	成功基準の一覧
第 1.1.1.c-2 表	炉心損傷防止に必要な条件 (成功基準) 設定のための解析について
第 1.1.1.e-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.1.1.e-2 表	サポート系同士の依存性
第 1.1.1.e-3 表	機器タイプ及び故障モード
第 1.1.1.e-4 表	システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第 1.1.1.f-1 表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 1.1.1.f-2 表	共通要因故障パラメータ (抜粋)
第 1.1.1.h-1 表	起因事象別炉心損傷頻度
第 1.1.1.h-2 表	炉心損傷シーケンスの分析結果
第 1.1.1.h-3 表	起因事象別重要度評価結果 (F V 重要度)
第 1.1.1.h-4 表	起因事象別重要度評価結果 (R A W)
第 1.1.1.h-5 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (F V 重要度上位)
第 1.1.1.h-6 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (R A W 上位)
第 1.1.1.h-7 表	全 C D F 及び事故シーケンス別不確実さ解析結果
第 1.1.1.h-8 表	起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-9 表	機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-10 表	全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

停止時 P R A

第 1.1.2.a-1 表	系統設備概要
第 1.1.2.a-2 表	高浜 1 号炉定検の工程継続時間の比較
第 1.1.2.a-3 表	各プラント状態の分類
第 1.1.2.a-4 表	緩和設備の使用可能性
第 1.1.2.b-1 表	考慮している起因事象の比較
第 1.1.2.b-2 表	起因事象発生頻度 (平成 23 年 3 月 31 日迄)
第 1.1.2.b-3 表	P O S 別起因事象発生頻度 (／炉年)
第 1.1.2.e-1 表	相互依存表(1/2)
第 1.1.2.e-2 表	相互依存表(2/2)
第 1.1.2.h-1 表	P O S 分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度 (／炉年)

第 1.1.2.h-2 表	主要カットセット（POS 5 における事故シーケンス： ディーゼル発電機 A、海水ポンプ A/B 待機除外）
第 1.1.2.h-3 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 1.1.2.h-4 表	FV 重要度評価結果
第 1.1.2.h-5 表	RAW 評価結果
第 1.1.2.h-6 表	不確実さ評価結果
第 1.1.2.h-7 表	感度解析結果（POS 分類ごとの炉心損傷頻度）

地震 PRA

第 1.2.1.a-1 表	地震 PRA を実施するために収集した情報及び主な情報源
第 1.2.1.a-2 表	地震による事故シナリオのスクリーニング
第 1.2.1.a-3 表	建屋・機器選定のステップ
第 1.2.1.a-4 表	建屋・機器リストとフラジリティデータ
第 1.2.1.b-1 表	主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元
第 1.2.1.b-2 表	主要活断層モデル(B)のロジックツリーの分岐ごとの諸元
第 1.2.1.c-1-1 表	考慮する不確実さ要因の例
第 1.2.1.c-1-2 表	損傷限界点の現実的な値（地震 PSA 学会標準）
第 1.2.1.c-1-3 表	地盤物性値（高浜サイト）
第 1.2.1.c-1-4 表	物性値（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-5 表	物性値（原子炉補助建屋）
第 1.2.1.c-1-6 表	現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-1-7 表	解析モデル諸元（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-8 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-9 表	ばね定数（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-10 表	解析モデル諸元（原子炉補助建屋 質点）
第 1.2.1.c-1-11 表	解析モデル諸元（原子炉補助建屋 鉛直部材）
第 1.2.1.c-1-12 表	解析モデル諸元（原子炉補助建屋 水平部材）
第 1.2.1.c-1-13 表	現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第 1.2.1.c-1-14 表	2 点推定法による解析ケース
第 1.2.1.c-2-1 表	現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-3-1 表	現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因の整理
第 1.2.1.c-3-2 表	建屋応答係数
第 1.2.1.d-1 表	起因事象の条件付発生確率
第 1.2.1.d-2 表	システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット
第 1.2.1.d-3 表	起因事象別炉心損傷頻度
第 1.2.1.d-4 表	加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第 1.2.1.d-5 表	全炉心損傷頻度に対する FV 重要度評価結果
第 1.2.1.d-6 表	炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対する FV 重要度 評価結果
第 1.2.1.d-7 表	不確実さ解析結果
第 1.2.1.d-8 表	高浜サイト地震ハザードデータ
第 1.2.1.d-9 表	全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有の事故シーケンスの炉心損傷 頻度の不確実さの比較

第 1.2.1.d-10 表 相関性を考慮した感度解析結果

津波 P R A

第 1.2.2.a-1 表	評価に必要な情報及び主な情報源
第 1.2.2.a-2 表	津波 P R A プラントウォークダウン結果
第 1.2.2.a-3 表	考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象 S S C の種類
第 1.2.2.a-4 表	津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
第 1.2.2.a-5 表	津波により発生する起因事象の選定
第 1.2.2.a-6 表	機器リスト（主要な機器）
第 1.2.2.a-7 表	重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
第 1.2.2.d-1 表	津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度
第 1.2.2.d-2 表	成功基準
第 1.2.2.d-3 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.2.2.d-4 表	津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット
第 1.2.2.d-5 表	起因事象別 C D F 結果
第 1.2.2.d-6 表	重要度整理結果
第 1.2.2.d-7 表	感度解析結果

レベル 1. 5 P R A

第 2.1.1.b-1 表	プラント損傷状態の分類記号
第 2.1.1.b-2 表	プラント損傷状態の定義
第 2.1.1.b-3 表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第 2.1.1.b-4 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
第 2.1.1.c-1 表	格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類抽出
第 2.1.1.c-2 表	プラント損傷状態と負荷の対応
第 2.1.1.c-3 表	格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 2.1.1.c-4 表	格納容器破損モードの選定
第 2.1.1.d-1 表	シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 2.1.1.d-2 表	ヘディングの選定及び定義
第 2.1.1.d-3 表	ヘディングの従属性
第 2.1.1.e-1 表	事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第 2.1.1.e-2 表	解析コードの基本解析条件
第 2.1.1.e-3 表	各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 2.1.1.e-4 表	事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 2.1.1.e-5 表	事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 2.1.1.e-6 表	事故進展解析を実施していない P D S の分岐確率の考え方
第 2.1.1.f-1 表	分岐確率のあてはめ方法
第 2.1.1.f-2 表	格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 2.1.1.f-3 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-4 表	格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-5 表	起因事象別格納容器破損頻度
第 2.1.1.g-1 表	プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析

第 2.1.1.g-2 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-3 表	格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-4 表	格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度

図

出力運転時P R A

- 第 1.1.1.1 図 内部事象レベル 1 P R A 評価フロー
- 第 1.1.1.a-1 図 1 次冷却設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-2 図 工学的安全設備の概要
- 第 1.1.1.a-3 図 原子炉保護系設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-4 図 化学体積制御設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-5 図 非常用炉心冷却設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備及びアニュラス空気浄化設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図
- 第 1.1.1.a-8 図 所内単線結線図(1)
- 第 1.1.1.a-9 図 所内単線結線図(2)
- 第 1.1.1.a-10 図 工学的安全施設作動設備説明図
- 第 1.1.1.a-11 図 余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-13 図 補助建屋換気空調設備系統説明図 (一般補機室及び安全補機室)
- 第 1.1.1.a-14 図 制御用空気設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-15 図 タービン系統説明図
- 第 1.1.1.a-16 図 原子炉格納施設の構造概要図
- 第 1.1.1.b-1 図 国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合
- 第 1.1.1.b-2 図 高浜 1 号炉及び 2 号炉 余熱除去系簡略図
- 第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L O C A の想定
- 第 1.1.1.d-1 (a) 図 大破断 L O C A イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (b) 図 中破断 L O C A イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (c) 図 小破断 L O C A イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (d) 図 極小 L O C A イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (e) 図 インターフェイスシステム L O C A イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (f) 図 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (g) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (h) 図 A T W S イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (i) 図 2 次冷却系の破断イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (j) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (k) 図 過渡事象イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (l) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (m) 図 手動停止イベントツリー
- 第 1.1.1.d-1 (n) 図 D C 母線 1 系列喪失イベントツリー
- 第 1.1.1.e-1 図 故障モードのスクリーニング手順
- 第 1.1.1.e-2 図 システム信頼性の評価例 (B 充てん／高圧注入機能喪失)
- 第 1.1.1.f-1 図 共通要因故障同定のフロー
- 第 1.1.1.g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
- 第 1.1.1.h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
- 第 1.1.1.h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (起因事象)

- 第 1.1.1.h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－F V 重要度）
- 第 1.1.1.h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－R A W）
- 第 1.1.1.h-5 図 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実
さ解析結果
- 第 1.1.1.h-6 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果（ドミナントシーケンスに対
する S A 対策の効果）
- 第 1.1.1.h-7 図 起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時 P R A

- 第 1.1.2.a-1 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 1.1.2.a-2 図 ミッドループ運転概要図
- 第 1.1.2.b-1 図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジック
ダイアグラム
- 第 1.1.2.c-1 図 崩壊熱曲線
- 第 1.1.2.d-1 (a) 図 原子炉冷却材バウンダリ機能喪失イベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (b) 図 水位維持失敗イベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (c) 図 オーバードレンイベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (d) 図 余熱除去機能喪失イベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (e) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (f) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 1.1.2.d-1 (g) 図 反応度の誤投入イベントツリー
- 第 1.1.2.e-1 図 システム信頼性の評価例
- 第 1.1.2.h-1 図 P O S 別炉心損傷頻度
- 第 1.1.2.h-2 図 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 1.1.2.h-3 図 P O S 別炉心損傷頻度(余熱除去機能喪失)
- 第 1.1.2.h-4 図 事故シーケンス別炉心損傷頻度

地震 P R A

- 第 1.2.1-1 図 地震 P R A の評価フロー
- 第 1.2.1.a-1 図 プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
- 第 1.2.1.a-2 図 プラントウォークダウン結果
- 第 1.2.1.b-1 図 敷地周辺の主な活断層
- 第 1.2.1.b-2 図 萩原(1991)及び垣見他(2003)による領域区分
- 第 1.2.1.b-3 図 主要活断層モデル(A)のロジックツリー
- 第 1.2.1.b-4 図 主要活断層モデル(B)のロジックツリー
- 第 1.2.1.b-5 図 平均地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
- 第 1.2.1.b-6 図 震源ごとの地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
- 第 1.2.1.b-7 図 フラクタイル地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
- 第 1.2.1.b-8 図 一様ハザードスペクトルと基準地震動 Ss-1 の応答スペクトルの
比較
- 第 1.2.1.b-9 図 周期ごとの平均地震ハザード曲線
- 第 1.2.1.b-10 図 年超過確率 10^{-5} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震動
- 第 1.2.1.c-1-1 図 原子炉建屋の概略平面図(E.L.24.0m)

- 第 1.2.1.c-1-2 図 原子炉建屋の概略断面図 (A-A 断面)
- 第 1.2.1.c-1-3 図 原子炉建屋の概略断面図 (B-B 断面)
- 第 1.2.1.c-1-4 図 原子炉補助建屋の概略平面図(E.L.17.0m)
- 第 1.2.1.c-1-5 図 原子炉補助建屋の概略断面図 (A-A 断面)
- 第 1.2.1.c-1-6 図 原子炉補助建屋の概略断面図 (B-B 断面)
- 第 1.2.1.c-1-7 図 原子炉補助建屋の概略断面図 (C-C 断面)
- 第 1.2.1.c-1-8 図 解析モデル (原子炉建屋)
- 第 1.2.1.c-1-9 図 解析モデル (原子炉補助建屋)
- 第 1.2.1.c-1-10 図 建屋フラジリティ曲線 (原子炉建屋 O/S EW方向)
- 第 1.2.1.c-1-11 図 建屋フラジリティ曲線 (原子炉補助建屋 A/B EW方向)
- 第 1.2.1.c-2-1 図 海水ポンプ室平面図
- 第 1.2.1.c-2-2 図 海水ポンプ室断面図
- 第 1.2.1.c-2-3 図 海水ポンプ室 フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-1 図 1次冷却材ポンプ 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-2 図 ほう酸注入タンク 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-3 図 メタルクラッドスイッチギア 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-4 図 内燃機関 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-5 図 炉内計装引出管 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.d-1 図 地震PRA階層イベントツリー
- 第 1.2.1.d-2 図 地震システム解析モデル (小イベントツリー)
- 第 1.2.1.d-3 図 過渡分類イベントツリー
- 第 1.2.1.d-4 図 大破断LOCAイベントツリー
- 第 1.2.1.d-5 図 中破断LOCAイベントツリー
- 第 1.2.1.d-6 図 小破断LOCAイベントツリー
- 第 1.2.1.d-7 図 2次冷却系の破断イベントツリー
- 第 1.2.1.d-8 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 1.2.1.d-9 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 1.2.1.d-10 図 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 1.2.1.d-11 図 起因事象別炉心損傷頻度 寄与割合
- 第 1.2.1.d-12 図 加速度区分別炉心損傷頻度 寄与割合
- 第 1.2.1.d-13 図 加速度区分別条件付炉心損傷頻度
- 第 1.2.1.d-14 図 地震特有の事故シーケンスの不確実さ解析結果

津波PRA

- 第 1.2.2-1 図 津波レベル1PRAの評価フロー
- 第 1.2.2.a-1 図 プラント概要
- 第 1.2.2.a-2 図 プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー
- 第 1.2.2.a-3 図 プラントウォークダウンチェックシート
- 第 1.2.2.a-4 図 現場機器 (例 海水ポンプ)
- 第 1.2.2.a-5 図 起因事象の抽出フロー
- 第 1.2.2.b-1 図 検討対象波源 (日本海東縁部)
- 第 1.2.2.b-2 図 検討対象波源 (海域活断層)
- 第 1.2.2.b-3 図 検討対象波源 (領域震源: 萩原 (1991))

- 第 1.2.2.b-4 図 検討対象波源（領域震源：垣見ほか（2003））
- 第 1.2.2.b-5 図 日本海東縁部のロジックツリー
- 第 1.2.2.b-6 図 海域活断層のロジックツリー
- 第 1.2.2.b-7 図 領域震源のロジックツリー
- 第 1.2.2.b-8 図 評価地点における水位と年超過確率の関係
- 第 1.2.2.c-1 図 被水・没水に関するフラジリティ曲線
- 第 1.2.2.d-1 図 津波 P R A 階層イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 (a) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 (b) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 (c) 図 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 (d) 図 過渡事象イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 (e) 図 直接炉心損傷に至る事象
- 第 1.2.2.d-3 図 起因事象別炉心損傷頻度 寄与割合
- 第 1.2.2.d-4 図 評価地点における 10% ほどの津波フラクタイルハザード
- 第 1.2.2.d-5 図 津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
- 第 1.2.2.d-6 図 対策を考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のシナリオの整理
- 第 1.2.2.d-7 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

レベル 1. 5 P R A

- 第 2.1.1.b-1 図 レベル 1. 5 P R A 用のレベル 1 P R A イベントツリー
- 第 2.1.1.c-1 図 P W R のシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第 2.1.1.d-1 図 格納容器イベントツリー
- 第 2.1.1.e-1 図 代表的な物理量の時間変化（A E D）
- 第 2.1.1.e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例（A E D）
- 第 2.1.1.e-3 図 代表的な物理量の時間変化（A E W）
- 第 2.1.1.e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例（A E W）
- 第 2.1.1.e-5 図 代表的な物理量の時間変化（A E I）
- 第 2.1.1.e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例（A E I）
- 第 2.1.1.e-7 図 代表的な物理量の時間変化（S E D）
- 第 2.1.1.e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例（S E D）
- 第 2.1.1.e-9 図 代表的な物理量の時間変化（T E D）
- 第 2.1.1.e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例（T E D）
- 第 2.1.1.e-11 図 代表的な物理量の時間変化（T E W）
- 第 2.1.1.e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例（T E W）
- 第 2.1.1.e-13 図 代表的な物理量の時間変化（T E I）
- 第 2.1.1.e-14 図 代表シーケンスにおける事故進展例（T E I）
- 第 2.1.1.f-1 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第 2.1.1.f-2 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度
- 第 2.1.1.f-3 図 主要な P D S における格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合
- 第 2.1.1.g-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
- 第 2.1.1.g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
- 第 2.1.1.g-3 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析

第 2.1.1.g-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

1. レベル1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 出力運転時 P R A

出力運転時 P R A は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 P S A 編）：2008（以下「レベル1 P S A 学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R A の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集及び分析

内部事象出力時レベル1 P R A 実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転管理、保守管理の情報を P R A の目的に応じて調査し、収集した。

- P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転管理情報、保守管理情報等）
- 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障率、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。

また、a.項にレベル1 P R A において重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b項にレベル1.5 P R A において重要となる原子炉格納施設の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・出力
 - 熱出力 2,432MWt
 - 電気出力 826MWe
- ・プラント型式 — 加圧水型3ループプラント

・原子炉格納容器型式　－　上部半球下部さら形鏡円筒型

a. 主要な設備の構成及び特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な1次冷却系及び安全系により構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの1次冷却設備を、第1.1.1.a-2図に工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図、第1.1.1.a-4図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

1) 蓄圧注入系（第1.1.1.a-5図）

蓄圧注入系は、アキュムレータと配管、弁類で構成され、各1次冷却材ループに1系統ずつ設置されている。1次冷却系の圧力がアキュムレータの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてあるアキュムレータから1次冷却材低温側配管を通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第1.1.1.a-5図）

高圧注入系は、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。充てん／高圧注入ポンプは、100%

容量のものが 3 台設置されている。

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

- ① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
- ② 原子炉圧力異常低
- ③ 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低
あるいは 1 次冷却材平均温度異常低の一致
- ④ 主蒸気ライン差圧高
- ⑤ 原子炉格納容器圧力高
- ⑥ 手動

非常用炉心冷却設備作動信号により、充てん／高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクのほう酸水を、1 次冷却材低温側配管を経て、原子炉に注水する。

充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に 1 次冷却設備への充てん水と 1 次冷却材ポンプへの封水を供給するため、水源を体積制御タンクとしているが、非常用炉心冷却設備作動信号により燃料取替用水タンクに水源を自動的に切り替える。燃料取替用水タンクの水位が低くなると、充てん／高圧注入ポンプの水源を格納容器サンプ B に切り替えて、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを経て高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

3) 低圧注入系（第 1.1.1.a-5 図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、100%容量のものを各々 2 台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水タンクのほう酸水を、余熱除去クーラを経て、1 次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器サンプ B に切り替えて、余熱除去クーラで冷却

した後、高圧注入配管及び低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第 1.1.1.a-6 図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。内部スプレポンプは 50%容量のものを 4 台、内部スプレクーラは 100%容量のものを 2 基、また、よう素除去薬品タンクは 100%容量のものを 1 基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

- 1) 電源系（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源）（第 1.1.1.a-7 図～第 1.1.1.a-9 図）
- 2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号作動設備、格納容器スプレイ信号作動設備）（第 1.1.1.a-10 図）
- 3) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）（第 1.1.1.a-11 図、第 1.1.1.a-12 図）
- 4) 換気空調設備（第 1.1.1.a-13 図）
- 5) 制御用空気設備（第 1.1.1.a-14 図）

(d) その他の系統

事故時に動作が必要な設備のうち、P R A で動作を考慮する設備は以下のものがある。

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁設備（第 1.1.1.a-1 図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に 1 次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。加圧器安全弁は、

ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1次冷却系の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。

2) 主蒸気大気放出弁、主蒸気安全弁、主蒸気ダンプ設備（第 1.1.1.a-15 図）

蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は 8 個設け、定格主蒸気流量の約 40%を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気大気放出弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。

主蒸気大気放出弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に、各 1 個設け、定格主蒸気流量の約 10%を処理できる。主蒸気大気放出弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ 7 個、合計 21 個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ（第 1.1.1.a-15 図）

補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に、蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動 1 台、電動 2 台を設ける。各ポンプとも水源は復水タンクを使用するが、後備用として 2 次系純水タンクも使用することができる。

4) 主蒸気隔離弁（第 1.1.1.a-15 図）

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。

b. 原子炉格納施設の構成及び特性

(a) 原子炉格納施設の構成及び特性（第 1.1.1.a-16 図）

原子炉格納施設は、円筒形の原子炉格納容器とその外周コンクリート壁を主体とする構造となっており、原子炉格納容器とその外周コンクリート壁との間は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管、電線等の大部分は、このアニュラス部を貫通するようにする。

原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。

(b) アニュラス空気浄化設備（第 1.1.1.a-6 図）

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス循環排気ファンとアニュラス循環排気フィルタユニットで構成し、100%容量のものが2系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。

② P R A に影響する特徴

本プラントにおいて、P R A に影響する主な特徴についての説明及び P R A での具体的な取扱いについて以下に示す。

(1) 充てん／高圧注入ポンプの採用

【設計思想】

充てん系と高圧系は同時に両機能が要求されることはないため、両機能を合わせ持った同ポンプを採用している。

【PRAへの影響】

充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントにおいて、小さなリークが生じた時の緩和手段が、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べて少ないため、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントに対して極小LOCAを起回事象の対象とする。

(2) 充てん／高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが必要

【設計思想】

高圧再循環と低圧再循環は同時に要求されないことから、高圧再循環に、充てん／高圧注入ポンプの有効吸込み水頭（NPSH）を確保するため、余熱除去ポンプを用いたブースティングを採用している。なお、余熱除去ポンプは、低圧注入と余熱除去の2つの機能を有している。

【PRAへの影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合、低圧再循環機能と高圧再循環機能の両機能が機能喪失することを考慮する。

(3) DC母線1系列喪失時に原子炉トリップに至る設計

【設計思想】

原子炉保護リレー盤の電源喪失時の安全動作として原子炉トリップに移行するが、トレン分離の観点から原子炉保護リレー盤の電源は当該トレンの直流電源から給電する設計を採用している。

【PRAへの影響】

DC母線1系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能に

なるため、独立した起因事象として考慮する。

1.1.1.b. 起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について以下の方法により検討し、選定を行った。

a. 国内外の評価事例の分析

(既往の P R A、安全評価審査指針、EPRI NP-2230)

既往の P R A、安全評価審査指針及び EPRI NP-2230 について分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既往の P R A（第 1.1.1.b-1 表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また、選定された起因事象と安全評価審査指針及び EPRI NP-2230 で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第 1.1.1.b-2 表～第 1.1.1.b-3 表に示す。

b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、高浜 1 号炉及び 2 号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ事象 分類	P R A 上の 起因事象分類
高圧タービンバランスホールカバーからの 蒸気漏れ、調査のための原子炉手動停止 (1 号炉、1974/12/13)	手動停止	手動停止
送電線事故による外部電源喪失と所内電源 系統攪乱のため、原子炉停止 (1 号炉、1975/1/17)	過渡事象	過渡事象 A T W S
蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）の ため、タービントリップし原子炉停止 (1 号炉、1975/1/22)	過渡事象	過渡事象 A T W S
ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗 浄装置取付による停止 (1 号炉、1975/4/1)	手動停止	手動停止
給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停 止 (1 号炉、1975/6/20)	手動停止	手動停止
クラゲ防止設備改造強化工事のため停止 (2 号炉、1976/2/19)	手動停止	手動停止
制御棒クラスタ駆動用電源故障（機器故障） のため原子炉停止 (1 号炉、1976/7/18)	過渡事象	過渡事象
各部点検作業のため停止 (1 号炉、1976/9/15)	手動停止	手動停止
B 蒸気発生器細管からの漏えい、調査のた め原子炉手動停止 (1 号炉、1977/1/24)	手動停止	手動停止
制御電源回路の操作（サーベイレランス外の 操作ミス）によりタービントリップし原子 炉停止 (2 号炉、1977/12/21)	過渡事象	過渡事象 A T W S
E 計器用電源の喪失（機器故障）により、 蒸気発生器給水流量が変動し、水位上昇の ため原子炉停止 (2 号炉、1978/1/13)	過渡事象	過渡事象

プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ事象 分類	P R A 上の 起因事象分類
原子炉保護系ロジック試験中の誤操作（サーベイランス中の操作ミス）のため原子炉停止 (1号炉、1978/6/22)	過渡事象	過渡事象
1次冷却材ポンプの振動増加、調査のため原子炉手動停止 (1号炉、1978/8/18)	手動停止	手動停止
送電線への落雷により外部電源が喪失したため原子炉停止 (2号炉、1978/12/23)	過渡事象	過渡事象 A T W S
格納容器貫通部からの漏えい（定検中） (2号炉、1979/2/22)	1次冷却材 漏えい	—
調整運転中、1次冷却材温度測定用配管から冷却材が漏えい、調査のため原子炉手動停止 (2号炉、1979/11/3)	1次冷却材 漏えい 手動停止	極小 L O C A 手動停止
C ループ蓄圧注入系空気抜き小配管溶接部近傍からの冷却材漏れを発見 (1号炉、1980/10/13)	手動停止	手動停止
中間点検による停止 (1号炉、1981/3/29)	手動停止	手動停止
計画停止後の原子炉起動中、蒸気発生器の水位低と蒸気流量、給水流量不一致信号により原子炉停止 (1号炉、1981/4/7)	主給水喪失	主給水喪失 A T W S
制御棒駆動装置の制御回路の不調（機器故障）により、制御棒が一部挿入したため原子炉停止 (2号炉、1981/10/2)	過渡事象	過渡事象
制御棒駆動装置制御回路電源の電源ユニットの故障修理中誤って電源を停止させたため、制御棒の一部が挿入され出力領域中性子束変化率高により原子炉停止 (2号炉、1982/12/24)	過渡事象	過渡事象

プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ事象 分類	P R A 上の 起因事象分類
巡視点検中湿分分離器ドレンタンクのバ ランス管からの蒸気漏れを発見、調査のため タービン停止 (2 号炉、1983/2/13)	手動停止	手動停止
制御棒駆動装置制御回路不調による自動停 止 (1 号炉、1983/7/27)	過渡事象	過渡事象
調整運転中、所内変圧器トリップにより、 発電機が自動停止し、同時に原子炉自動停 止 (1 号炉、1984/7/10)	過渡事象	過渡事象 A T W S
復水器空気抽出器ガスモニタの指示が上 昇、蒸気発生器内水を分析した結果、蒸気 発生器伝熱管からの漏えいと判断、補修の ため原子炉手動停止 (2 号炉、1985/2/18)	手動停止	手動停止
原子炉格納容器内床ドレン量に漸増傾向が 見られたので、点検のため原子炉手動停止 (1 号炉、1986/3/7)	手動停止	手動停止
発電機併入準備中、タービンの回転数を上 昇させる際の操作ミスで主蒸気流量が増加 し、タービン回転数が上昇したためタービ ンを手動停止させ原子炉自動停止 (2 号炉、1986/8/22)	過渡事象	過渡事象 A T W S
B－1 次冷却材ポンプの振動が大きくなっ たため原子炉手動停止 (1 号炉、1987/7/11)	手動停止	手動停止
C 蒸気発生器伝熱管からわずかな漏えいが 認められたため原子炉手動停止 (2 号炉、1988/8/17)	手動停止	手動停止
A V B 点検のため停止 (2 号炉、1991/3/21)	手動停止	手動停止
定格出力運転中、タービン保安装置の動作 確認試験を実施したところ原子炉自動停止 (1 号炉、1992/2/4)	過渡事象	過渡事象

プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ事象 分類	P R A 上の 起因事象分類
格納容器床ドレンサンプ水位が上昇傾向を示したため原子炉手動停止 (1 号炉、1993/7/17)	手動停止	手動停止
格納容器床ドレンサンプ水位が上昇傾向を示したため原子炉手動停止 (1 号炉、1993/8/18)	手動停止	手動停止
主給水管ドレン弁付近から蒸気の漏えいが認められたため原子炉手動停止 (2 号炉、1995/1/3)	手動停止	手動停止
主給水制御弁の弁開度に増加傾向が認められたため原子炉手動停止 (1 号炉、1996/1/6)	手動停止	手動停止
定格出力運転中、昇圧変圧器の内部故障リレーの動作により発電機、タービンがトリップし、原子炉自動停止 (2 号炉、1996/3/15)	過渡事象	過渡事象 A T W S
送電系統の周波数及び電圧が変動したことから原子炉自動停止 (1 号炉、1999/10/27)	過渡事象	過渡事象 A T W S
第 3 低圧タービン入口配管フランジ部からの蒸気漏れに伴う原子炉停止 (2 号炉、2003/10/23)	手動停止	手動停止
主変圧器負荷時タップ切替器点検のための中間点検実施 (2 号炉、2004/7/24)	手動停止	手動停止
美浜 3 号炉 2 次系配管破損事故に係る点検停止 (2 号炉、2004/8/13)	手動停止	手動停止
美浜 3 号炉 2 次系配管破損事故に係る点検停止 (1 号炉、2004/9/8)	手動停止	手動停止

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

b. 燃料集合体の落下事象

出力運転中では、使用済燃料集合体の移送作業中における落下事象が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

c. 原子炉容器破損

原子炉容器破損については、決定論的に既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられないため、レベル1 P R Aの起因事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、W A S H - 1 4 0 0 や確率論的破壊力学（P F M）により試算されており、それぞれ 10^{-7} （／炉年）、 10^{-8} （／炉年）以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-4表に示す。

a. L O C A

L O C A は、1 次冷却材流出によりプラントパラメータが

変動し、原子炉圧力低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては1次冷却系保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCAのカテゴリに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるECCS設備、2次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

- ・大破断LOCA
- ・中破断LOCA
- ・小破断LOCA
- ・極小LOCA※（※：極小LOCAは、充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定。緩和手段として高浜1号炉及び2号炉は充てん／高圧注入ポンプによる注水があり、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べ、極小LOCAに対する緩和手段が少ないため、起因事象として選定する。）

b. ATWS

ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。

c. インターフェイスシステムLOCA

インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に、1次冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。

d. 手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、独立した起因事象として取り扱う。

e. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、R C P シール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による 1 次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。

f. D C 母線 1 系列喪失

高浜 1 号炉及び 2 号炉は、本事象の発生により原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る設計となっている。また、D C 母線 1 系列喪失により、安全防护設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として取り扱う。

g. 2 次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器 1 基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2 次冷却系の破断」として分類し、独立した起因事象として取り扱う。

h. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管 1 本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、独立した起因事象として取り扱う。

i. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

・ 主給水流量喪失

(給水に係る緩和設備の信頼性が異なる)

- ・ 外部電源喪失

(非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす)

- ・ 過渡事象

(外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化)

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として14事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-5表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、以下の手法 (a.又はb.) を用いて算出した。

a. プラントの運転経験*から得られた起因事象の発生件数と運転期間 (運転時間又は暦日) を用いる。(※: 2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開 (1970年11月28日) 以降1976年3月31日までの期間は、第1.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1PSA学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。)

b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステムLOCA及びATWS以外の起因事象は、a.の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方にに基づき検討及び評価した。

ー 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。

ー 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な評

価を実施するとの観点から、P R Aに係る基本設計である1次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

一方、インターフェイスシステムL O C Aは、b.の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、A T W Sは、a.の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b.の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、以下の表に示す。

起 因 事 象	運 転 実 績（評価時間）	考 え 方
・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A ・ 2 次 冷 却 系 の 破 断 ・ D C 母 線 1 系 列 喪 失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（481 炉 年）） ・ 米 国 P W R プ ラ ン ト 臨 界 時 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（1,839 炉 年））	日本及び米国で発生経験がなく、R C S バウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・ 原子炉補機 冷却機能喪失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 運 転 期 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（632 炉 年）） ・ 米 国 P W R プ ラ ン ト 臨 界 時 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（1,839 炉 年））	日本及び米国で発生経験がなく、R C S バウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ 主給水流量喪失 ・ 蒸気発生器伝熱管 破損 ・ 過渡事象 ・ 手動停止 ・ 極小 L O C A	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（475 炉 年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・ 外部電源喪失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 運 転 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（621 炉 年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ A T W S	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（475 炉 年））	1 次 冷 却 材 圧 力 及 び 温 度 の 観 点 で 厳 しく、A T W S 緩 和 設 備 に 期 待 する 必 要 の あ る 「 運 転 時 の 異 常 な 過 渡 変 化 」 の う ち 実 績 の あ る 事 象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
・ インターフェイス システム L O C A	—	日本及び米国で発生経験がないため、原子炉格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステム L O C A になり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) L O C A の発生頻度

L O C A は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断 L O C A の発生頻度を算定した。

W A S H - 1 4 0 0 の考え方にに基づき大破断 L O C A の発生頻度は小破断 L O C A の発生頻度の 1/10 として算出し、中破断 L O C A の発生頻度は小破断 L O C A の発生頻度と大破断 L O C A の発生頻度の相乗平均として算出した。

○ 小破断 L O C A の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 P W R プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間 (年)

○ 大破断 L O C A の発生頻度

$$= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

○ 中破断 L O C A の発生頻度

$$\begin{aligned} &= (\text{大破断 L O C A の発生頻度} \\ &\quad \times \text{小破断 L O C A の発生頻度})^{1/2} \\ &= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

(b) 2 次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失、D C 母線 1 系列喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○ 2 次冷却系の破断の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 P W R プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間 (年)

× 2 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて

評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632 + 1839) = 2.0 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

632 : 運転開始からの国内 PWR プラント運転期間※
(年)

1839: 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間(年)

※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する(運転期間＝発電期間＋運転停止中期間)。なお、米国の停止時間については、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性があり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げることは非保守側と考え、含めない扱いとした。

○DC母線1系列喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間(年)

1839: 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間(年)

(c) 極小 LOCA、主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、過渡事象、手動停止の発生頻度

これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○極小 LOCA の発生頻度

$$= 1 / 475 = 2.1 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績※1(件)

※1 高浜2号(1979/11/3)

475 : 国内 PWR プラント発電期間(年)

○主給水流量喪失の発生頻度

$$= 5 / 475 = 1.1 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

5 : 発生実績^{※2} (件)

※2 美浜 1 号(1978/12/6)、高浜 1 号(1981/4/7)、大飯 2 号
(1983/4/10)、敦賀 2 号(1989/6/28)、美浜 3 号(2004/8/9)

475 : 国内 PWR プラント発電期間 (年)

○外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 621 = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

3 : 発生実績^{※3} (件)

※3 伊方 1 号(1980/8/27)、敦賀 2 号(1999/12/15)、泊 2 号
(2000/5/19)

621 : 国内 PWR プラント運転期間^{※4} (年)

※4 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する (運転期間 = 発電期間 + 運転停止期間)。

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3382 \times 3) \times 8760$$

$$= 2.4 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績^{※5} (件)

※5 美浜 2 号(1991/2/9)

4.1×10^{10} : 国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値 (本・時間)

0.1 : 伝熱管施栓率

3382×3 : 当該プラントの伝熱管本数 (本)

8760 : 時間から年への換算係数 ($8760 = 365 \times 24$)
(時間／年)

○過渡事象の発生頻度

$$= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

46 : 発生実績^{※6} (件)

※6 玄海 4 号(2008/6/20)、美浜 1 号(2008/11/20)等

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

○手動停止の発生頻度

$$= 110 / 475 = 2.3 \times 10^{-1} \text{ (／炉年)}$$

110 : 発生実績^{※7} (件)

※7 大飯 2 号(2007/12/16)、敦賀 2 号(2008/9/16)等

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

(d) A T W S の発生頻度

A T W S は、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。なお、小破断 L O C A 等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、A T W S として考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{A T W S の発生頻度} &= (34 / 475) \times 2.8 \times 10^{-7} \\ &= 2.0 \times 10^{-8} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

34 : A T の発生実績 (件)。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象 (例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等) を除く。

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

2.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステム L O C A の発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステム L O C A に至るシーケンス

として以下の3つのシナリオが考えられる。

- ①低温側注入ラインにある3つの逆止弁の同時故障
- ②高温側注入ラインにある2つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障
- ③余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障

L O C Aの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が動作すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、L O C Aには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、

- ・逆止弁リーク： $7.1 \times 10^{-9}/h$
- ・電動弁リーク： $4.1 \times 10^{-9}/h$

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（J A N S I）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーN U C I A（<http://www.nucia.jp/>）のデータベースにはないため、リークのデータに 10^{-1} を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、

- ・逆止弁破損： $7.1 \times 10^{-10}/h$
- ・電動弁破損： $4.1 \times 10^{-10}/h$

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の1年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、

- ・逆止弁リーク P(V1)： 6.2×10^{-5} ($=7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・電動弁リーク P(V2)： 3.6×10^{-5} ($=4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・逆止弁破損 P(V3)： 6.2×10^{-6} ($=7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)
- ・電動弁破損 P(V4)： 3.6×10^{-6} ($=4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)

となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、

- ・逃がし弁開失敗 P(V5)： $1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{*8}$

※8 1/demand = 回／要求
を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは6通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステム L O C A の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P1 &= 6 \times (P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)) \\ &= 4.1 \times 10^{-15} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^3$: 3つの直列な逆止弁の破損

$P(V1)^3 \times P(V5)$: 3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5)$: 2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、2つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは2通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステム L O C A の発生頻

度は、

$$\begin{aligned} P2 &= 2 \times (P(V3)^2 \times P(V4) + P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V5)) \\ &\quad + 2 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &\quad + P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 2 \times P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)) \\ &= 8.0 \times 10^{-16} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^2 \times P(V4)$: 2つの直列な逆止弁が破損し、1つの電動弁が破損

$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V5)$: 2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$: 1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5)$: 2つの逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$: 1つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③ 余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは2通りあり、第 1.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステム L O C A の発生頻度は、

$$\begin{aligned}
 P3 &= 2 \times (P(V4)^2 + P(V2)^2 \times P(V5)) \\
 &\quad + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5)) \\
 &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

$P(V4)^2$: 2つの電動弁が破損

$P(V2)^2 \times P(V5)$: 2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$: 1つの電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステム L O C A は上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$$\begin{aligned}
 P &= P1 + P2 + P3 \\
 &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

となる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-7表に示す。

1.1.1.c. 成功基準

既往の P R A や熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組み合わせや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

【炉心損傷判定条件】

○ 一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1200℃ を超えると評価される状態。

○ L O C A 時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が 100℃ 以上と評価される状態。

○ 2 次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件 (L O C A 時を

除く)

2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について以下のとおり示す。

(1) L O C A (大破断 L O C A) 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

大破断 L O C A が発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器サンプ B に切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間： 20 分

設定根拠：事象発生後、発生した事象が L O C A であると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{*1}を算出し、20 分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプがすべて^{*2}起動し、定格流量で注水されると仮

定して算出した。

$$\text{※1 } 1,297\text{m}^3 / (148\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 855\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 423\text{m}^3/\text{h} \times 4 \text{ 台}) = \text{約 } 20 \text{ 分}$$

【計算条件】

- ・燃料取替用水タンク水量：1,297m³
(通常水位(91%)⇒水位異常低(4%))

- ・ポンプ仕様

○充てん／高圧注入ポンプ：148m³/h×2 台

※2 充てん／高圧注入ポンプは、E C C S 信号発信時は 3 台中 2 台起動

○余熱除去ポンプ：855m³/h×2 台

○内部スプレポンプ：423m³/h×4 台

(2) L O C A (大破断 L O C A 以外) 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

中破断又は小破断 L O C A が発生すると、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源の燃料取替用水タンクから格納容器サンプ B に切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間： 30 分

設定根拠：(1) L O C A (大破断 L O C A) 発生時の算出条件から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出し、30 分と設定した。

(3) 2 次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

2 次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主

蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による２次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20 分

設定根拠：２次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、２次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(4) 蒸気発生器伝熱管破損（S G T R）発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

S G T R時には、１次冷却材が２次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、１次冷却系と２次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30 分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。

(5) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

L O C A時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30分

設定根拠：L O C A後のE C C S再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にE C C S再循環が不能となる場合を想定するものであり、E C C S再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。

○使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

- ・24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- ・補助給水系やE C C S注入系等、実際の使命時間が24時間より短いものもあるが、保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

1.1.1.d. 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組み合わせのことである。

① イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(n)図に示す。

1.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功、失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功、失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御回路
4. 制御用空気系
5. 換気空調系
6. 原子炉補機冷却海水系

7. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系

9. 充てん／高圧注入系（注入時）

10. 高圧注入系（再循環時）

11. 蓄圧注入系

12. 低圧注入系（注入時）

13. 低圧注入系（再循環時）

14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）

15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）

16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系

17. 破損側蒸気発生器隔離

18. 主蒸気隔離

19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. R C P シール L O C A

21. 加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A

②システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき1.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき

故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第1.1.1.e-2図に示す。

なお、内部事象レベル1 P R Aでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（L O C A等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第1.1.1.e-4表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

ウェスチングハウス社製の耐熱Oリングを使用した場合のR C PシールL O C A発生確率については、下記文献値に基づき非信頼度を0.21と設定した。

【出典】WCAP-15603(WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRs)

1.1.1.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価し

た。

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「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（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「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）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリにしたがっている。

なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式によりフォールトツリーで定義した基事象について、その発生確率を算出した。

- ・状態変更失敗確率

$$Q = Q_d \text{ (} Q_d \text{ : デマンド故障率)}$$

- ・機能維持失敗確率

$$Q = 1 - \exp(-\lambda_r T_m)$$

(λ_r : 機能維持失敗の故障率、
 T_m : 時間パラメータ※)

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル1 PSA学会標準

本評価ではAM策を考慮しないPRAモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

(1) 試験による待機除外データ

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表される。

MUT、MDTはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。

試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試

験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧 注入系	余熱除去ポンプ 起動試験	1ヶ月	0.6時間	7.6E-04	7.6E-04

(2) 保守作業による待機除外データ

P R A 評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、M U T（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保守時間と同義のM D T（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（待機除外許容時間：A O T）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned}
 q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
 &= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)} \\
 &= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
 &\doteq \lambda \cdot AOT (\because 1 \gg \lambda \cdot AOT) \cdots \cdots (3)
 \end{aligned}$$

保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が 要求される 条件	復旧まで の完了時 間 (AOT)	対象機器	故障 モード	故障率	待機除外 確率	系統の待機 除外確率
低圧 注入系	低圧注入系 1系統が動作 不能である 場合	240時間	余熱除去 ポンプ	起動失敗	2.6E-07	6.2E-05 ①	7.9E-5 (①+②+③)
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	2.0E-08	4.8E-06 ③	

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

多重性を持たせるために用いられる機器について、型式、機能、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通要因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図にしたがい、以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

- (1) 同一系統
- (2) 冗長の機能を有する同種機器
- (3) 起因事象発生前の運転状態が同一
- (4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図にしたがって同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。

共通要因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示す
NUREG/CR -5497 (レベル1 P S A 学会標準推奨データベース)

の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。

1.1.1.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP (Technique for Human Error Rate Prediction)手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1) 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。

運転操作エラー	操作場所	H E P	E F
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

H E P : 人的過誤確率 E F : エラーファクター

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は事故時運転手順書（事故時操作所則）に記載されている手順にしたがって、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。P R Aにおいては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。

事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。

- ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。
- ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。
- ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。
- ④ ③の確認結果に基づき事故時運転手順書の操作を行う。
- ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

事故時運転手順書へのエントリ失敗を、診断失敗として取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率はT H E R Pの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを得られた診断失敗確率とあわせて下表に示す。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を

特定することから、時間的な余裕を考慮する。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該事故時運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ※
1次冷却材の喪失 (大破断LOCA)	注入モードから再循環モードへの切替え	20分	2.7E-03	下限値
1次冷却材の喪失 (大破断LOCA以外)	注入モードから再循環モードへの切替え	30分	2.7E-04	下限値
2次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-03	中央値

※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。

- ・ 下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観

点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

(c) 読取失敗

事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー	操作場所	H E P	E F	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

H E P : 人的過誤確率 E F : エラーファクター

1.1.1.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、解析コードRiskSpectrumを用

いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。

② 炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度は 6.6×10^{-5} (／炉年) となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h-1 表に示す。また、各事故シーケンスに対する分析結果を第 1.1.1.h-2 表に示す。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的に L O C A 事象の寄与は小さくなっている。

(1) 評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合を示すパイチャートを第 1.1.1.h-1 図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷却機能喪失」、「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

- a. 原子炉補機冷却機能喪失 (C D F : 4.3×10^{-5} (／炉年)、寄与割合 : 65.1%)

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却設備 (E C C S) の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による 2 次冷却系除熱で炉心冷却する必要があるが、一定の確率 (分岐確率として 0.21 を設定) で R C P シール L O C A が発生し、さらに緩和手段がないことから、これによる炉心損傷頻度が大きくなっている。

- b. 手動停止 (C D F : 8.2×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 12.5%)
- c. 過渡事象 (C D F : 3.5×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 5.3%)

常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、

条件付炉心損傷確率（CCDP）が 10^{-5} 乗のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「復水タンク閉塞」「補助給水系各機器の外部リーク」となっており、補助給水系を使用した2次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(2) 高浜1号炉及び2号炉の特徴による影響

高浜1号炉及び2号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの採用、ブースティング）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

- a. 充てん／高圧注入ポンプの採用（起因事象として極小LOCAを考慮）
 - ・全炉心損傷頻度に対する極小LOCAの寄与割合：0.4%程度
 - ・他の過渡事象と比較して極小LOCAの発生件数が少なく（1件）、起因事象発生頻度は比較的小さい。
 - ・充てん／高圧注入ポンプの採用により起因事象として極小LOCAを追加したが、極小LOCAでは高圧注入モードに加え、充てんモードによる注水も有効であり、充てん／高圧注入の信頼度は高いため、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。
- b. ブースティング
 - ・全炉心損傷頻度に対するブースティング失敗の寄与割合：1.5%程度
 - ・中破断LOCA及び小破断LOCAの起因事象発生頻度は

比較的小さい。

- ・中破断 L O C A 及び小破断 L O C A 時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。

c. D C 母線 1 系列喪失によるトリップ

- ・全炉心損傷頻度に対する D C 母線 1 系列喪失の寄与割合：3.2%程度
- ・D C 母線 1 系列喪失事象の発生実績はなく、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- ・D C 母線 1 系列喪失により E C C S 注入系等が片系列喪失するが、片系列使用できない場合でも適切な信頼性は確保しているため、他の過渡事象と比較して炉心損傷頻度は小さい。

以上のとおり、P R A に影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの採用」、「ブースティング」及び「D C 母線 1 系列喪失によるトリップ」は炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えないことを確認した。

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

P R A 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度や格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考資料として、不確実さ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度や格納容器破損頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely (F V) 重要度及びリスク増加価値 (R A W) を評価した。

a. F V 重要度：

炉心損傷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示す指標。

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

FA(CD)：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

F(CD)：炉心損傷頻度

b. RAW：

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

CDF(A=1)：対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

評価する項目として、以下の2つに対して重要度解析を実施した。

- ・ 起因事象
- ・ 緩和系の基事象

【起因事象】

起因事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。FV重要度はCDFの支配的要因であり、起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でRCPシールLOCAとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-4表に示す。RAWは起因事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステムLOCA」及び「ATWS」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でRCPシールLOCAとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」は、FV重要度とRAW共に高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のF V重要度評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。R C PシールL O C A発生が突出（0.64）し、それ以外では復水タンクの閉塞や電動弁562A制御回路の作動失敗が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失＋R C PシールL O C Aが全C D Fの大半を占めていること、R C PシールL O C Aシーケンスに次いでN o n－L O C A事象＋補助給水失敗シーケンスが全C D Fで大きな割合を占めることによる。

緩和系の基事象のR A W評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいL O C A以外の事象に対して、今回のP R Aで必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

緩和系の基事象のF V重要度とR A Wの相関を第1.1.1.h-3図～第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても、「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており、同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には、2次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限值（5%）、中央値（50%）、平均値、及び上限値（95%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度の不確実さ幅を示すエラーファクター（E F）は3.7となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約15倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$EF = \sqrt{\frac{95\% \text{上限値}}{5\% \text{下限値}}}$$

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のE Fは、N o n－L

ＯＣＡ事象＋補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10～20程度となった。

今回のPRAを事故シーケンスの選定に適用する際には、CDFの絶対値よりも相対値に注目しているが、EFがこの程度であること及び突出して不確実さ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確実さが事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効な炉心損傷防止対策の無い事故シーケンスの上限値はいずれも 10^{-7} 乗オーダーを下回る結果であり、不確実さを考慮しても十分に低い値であることを確認した。

- ・大破断LOCA＋低圧注入失敗

上限値： 4.5×10^{-9} （／炉年）（EF15.2）

- ・大破断LOCA＋蓄圧注入失敗

上限値： 3.2×10^{-8} （／炉年）（EF18.1）

- ・中破断LOCA＋蓄圧注入失敗

上限値： 6.1×10^{-11} （／炉年）（EF28.2）

- ・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

上限値： 2.6×10^{-8} （／炉年）（EF15.5）

(3) 感度解析

【①ドミナントシーケンスへのSA対策反映】

今回実施したPRA（基本ケース）では、各種SA対策を考慮しないPRAモデルで評価している。感度解析ケースでは、ドミナントシーケンス（原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA）に対してSA対策をモデル化して感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-6図に示す。なお、感度解析を実施するに当たりモデル化したSA対策は以下の2つであり、それぞれの非信頼度を0.1と仮定して評価を実施した。

a. CCWの回復

機能喪失した原子炉補機冷却水系の機能回復を行う。

b. 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水

主蒸気大気放出弁の開放による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減圧し、当該ポンプによる原子炉への注水を行う。

感度解析の結果、全 C D F は 6 割以上低減 (6.6×10^{-5} (／炉年) $\rightarrow 2.4 \times 10^{-5}$ (／炉年)) した。この結果から、現在整備している恒設代替低圧注水ポンプ等の各種 S A 対策による C D F 低減に期待できる。本検討を踏まえ、これら S A 対策を含めた P R A を実施し、C D F 低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象及び機器故障率について、①頻度論統計（高浜 1 号炉及び 2 号炉の運転実績から算出）②ベイズ統計（高浜 1 号炉及び 2 号炉の発生実績を除いた値を事前分布とし、高浜 1 号炉及び 2 号炉の発生実績で事後分布を更新）の 2 通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第 1.1.1.h-8 表に、機器故障率に関する感度解析結果を第 1.1.1.h-9 表に示す。

対象とする起因事象は、国内 P W R 全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。また、対象とする機器故障は内部事象出力時レベル 1 P R A でモデル化している機器の内、2003 年以降当該プラントにて発生実績のある「ディーゼル発電機起動失敗」と、F V 重要度が高く、かつ国内機器故障率でデータベースが整備されている「復水タンクの閉塞」及び「復水タンクの破損」を選定した。

①の結果、故障率の変更により電源系の非信頼度が低くなったが、補助給水系の非信頼度は高くなり、かつ手動停止、過渡

事象及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったため、第1.1.1.h-10表に示すように基本ケースと比較して全CDFは高くなった。ただし、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が低くなったものの、電源系の非信頼度が高くなり、過渡事象及び手動停止の起因事象発生頻度が高くなったことで、基本ケースと比較して全CDFは高くなった。ただし、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③インターフェイスシステムLOCAの発生頻度】

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状のPRAの評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

【①ドミナントシーケンスへのSA対策反映】及び【③インターフェイスシステムLOCAの発生頻度】について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第1.1.1.h-7図に示す。恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水等のSA対策によるCDF低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約65.1%から約5.4%まで低減した。その結果、手動停止や過渡事象が全CDFに占める割合が大きくなったが、これらの事象に対してもSA対策（フィードアンドブリード）を整備済みであり、SA対策の効果を考慮するとさらなるCDFの低減に期待できる。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステムLOCAの発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステムLOCAのCDFの絶対値は増加したものの、全炉心損傷に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいま

までであった。

以上のように、代表的なパラメータについて高浜 1 号炉及び 2 号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④まとめ

重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、高浜 1 号炉及び 2 号炉の出力運転時レベル 1 P R A を実施した。炉心損傷頻度の平均値は 5.1×10^{-5} (／炉年) となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクター(EF)は 3.7 であった。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

重要度解析においては、F V 及び R A W の 2 つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「復水タンクの閉塞」については、2 次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして、ドミナントシーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋R C P シール L O C A」に対して S A 対策を考慮した結果、炉心損傷頻度は 2.4×10^{-5} (／炉年) となり、基本ケースと比較すると 6 割以上低減した。この結果から、S A 対策による炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。

第 1.1.1.a-1 表 レベル 1 P R A実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

P R Aの作業	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	P R A実施に 当たり必要と される基本的 な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集（1次系、2次系、他） 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
		b) 運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書 ・運転操作所則 ・運転操作所則（定検操作関係） ・事故時操作所則（第 1 部、第 2 部、第 3 部） ・警報時操作所則（中央制御室） ・警報時操作所則（現地盤） 3) 定期検査要領書 ・運転定期点検所則 4) 試験・保守点検手順書 ・業務所則（巡回点検）

第 1.1.1.a-1 表 レベル 1 P R A 実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

P R A の作業	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) 上記1の情報源 2) 国内 P W R プラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・ J N E S ホームページ 3) 米国 P W R プラント運転実績 ・ N U R E G - 0 0 2 0 ・ N U R E G - 1 1 8 7 ・ N R C ホームページ
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) 上記1の情報源
4. 事故シーケンスの分析		2) 先行 P R A 報告書及びそれに関連する報告書 3) 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
5. システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態等	1) 上記1の情報源 2) 下記6、7の情報源 3) 健全性確認間隔
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) 上記1の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・ N U R E G / C R - 1 2 7 8 3) 事故前人的過誤に関わる調査結果
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	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1) 上記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(2009年5月 日本原子力技術協会) 3) 試験による待機除外の調査結果 4) 共通要因故障パラメータ ・ N U R E G C C F P a r a m e t e r E s t i m a t i o n s 2 0 1 0 ・ N U R E G / C R - 5 4 9 7

第 1.1.1.a-2 表 系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン リレー方式 制御棒 48 本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 14 m ³ /h/台 充てん/高圧注入ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 34 m ³ /h/台
蓄圧注入系	アキュムレータ 堅円筒型 3 基 容量 約 41 m ³ /基
充てん/高圧注入系	充てん/高圧注入ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 150m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 850 m ³ /h/台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 1 台 (横置多段タービン式) ポンプ容量 約 148 m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 (横置多段遠心式) ポンプ容量 約 75 m ³ /h/台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機 2 台 発電容量 約 4,875kVA/台
直流電源設備	蓄電池 2 組 容量 約 2,200A・h
原子炉補機冷却水系	1 次系冷却水ポンプ 4 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 1,100 m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ 4 台 (縦置斜流式) ポンプ容量 約 3,200 m ³ /h/台
格納容器スプレイ注入系	内部スプレポンプ 4 台 (横置遠心式) ポンプ容量 約 423 m ³ /h/台

第 1.1.1.b-1 表 既往の P R A で選定している起因事象

	Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的 4 ループ プラント（共通懇 P S A レビュー検討WG）	既往の P R A より 選定した起因事象
L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A ・極小 L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A ・極小 L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A	・大破断 L O C A ・中破断 L O C A ・小破断 L O C A ・極小 L O C A
	・原子炉容器破損 L O C A ・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	・インターフェイス システム L O C A	-----	・インターフェイス システム L O C A
過 渡 事 象	・過渡事象	・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
		・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
		・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S
		-----	-----	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断
		・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R
		・ 初期に主給水が健全 なトランジェント	・ 初期に主給水が健全 なトランジェント	・ タービントリップ ・ 炉心出力の異常 ・ E C C S の誤起動 ・ 原子炉トリップ	・ 過渡事象	・ 過渡事象
		-----	-----	・ サービス水の喪失 ・ 補機冷却水の喪失	-----	・ 補機冷却水の喪失
		・ D C 母線 1 系列喪失	・ D C 母線 1 系列喪失	-----	-----	・ D C 母線 1 系列喪失

第 1.1.1.b-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」
との対応(1/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
2次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第 1.1.1.b-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」
との対応 (2/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断、中破断、小破断 L O C A
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	2 次冷却系の破断
主蒸気管破断	2 次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断 L O C A
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断、中破断、小破断 L O C A

第 1.1.1.b-3 表 EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(1/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
1	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)	過渡事象
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
3	制御棒駆動装置の異常又は制御棒 クラスタバンクの落下	過渡事象
4	制御棒からの漏えい	極小 L O C A、過渡事象
5	1 次冷却系での漏えい	極小 L O C A、過渡事象
6	加圧器圧力低	過渡事象
7	加圧器からの漏えい	極小 L O C A、過渡事象
8	加圧器圧力高	過渡事象
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	過渡事象
10	格納容器圧力の異常	内部事象レベル 1 P R A では対象外
11	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象
12	圧力／温度／出力の不整合	過渡事象
13	1 次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象
14	1 次冷却材流量の喪失 (全ループ)	過渡事象
15	主給水流量の部分喪失	過渡事象
16	主給水流量の喪失 (全ループ)	過渡事象
17	主蒸気隔離弁の閉止 (1 ループ)	過渡事象
18	主蒸気隔離弁の閉止 (全ループ)	過渡事象
19	主給水流量の増加 (1 ループ)	過渡事象
20	主給水流量の増加 (全ループ)	過渡事象

第 1.1.1.b-3 表 EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(2/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
21	主給水流量の異常－誤操作	過渡事象
22	主給水流量の異常－誤動作	過渡事象
23	復水ポンプの停止（1 ループ）	過渡事象
24	復水ポンプの停止（全ループ）	過渡事象
25	復水器真空度の喪失	過渡事象
26	蒸気発生器の漏えい	過渡事象
27	復水器の漏えい	主給水流量喪失、過渡事象
28	2 次系での漏えい	過渡事象
29	主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
30	循環水の喪失	過渡事象
31	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
32	補機冷却海水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止	過渡事象
34	発電機トリップ	過渡事象
35	所内電源喪失	外部電源喪失
36	加圧器スプレイの故障	過渡事象
37	所内補機電源の喪失	外部電源喪失
38	原子炉トリップ－誤動作	過渡事象
39	原子炉トリップ－機器の故障	過渡事象
40	原子炉トリップ－誤操作	過渡事象
41	所内火災	内部事象レベル 1 P R A では対象外

第 1.1.1.b-4 表 選定した起回事象

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既往 P R A 等の起回事象含む)	選定した起回事象(グループ化含む)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象 ^{※1} ※1: 炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	主給水管破断	2 次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	2 次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し	小破断 L O C A
その他の起回事象	原子炉冷却材喪失	大、中、小破断 L O C A
	可燃性ガスの発生	
	A T W S	A T W S
	インターフェイスシステム L O C A	インターフェイスシステム L O C A
	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止
	極小 L O C A	極小 L O C A
	D C 母線 1 系列喪失	D C 母線 1 系列喪失

第 1.1.1.b-5 表 選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説明
大破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 6 インチから 1 次冷却材主配管の両端破断相当（配管断面積の 2 倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／再循環に期待している。
中破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 2 インチから 6 インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 3/8 インチから 2 インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
極小 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の格納容器内の流出事故のうち、充てんポンプで補填できる程度（破断口面積が等価口径 3/8 インチ未満）のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、充てん／高圧注入に期待している。
インターフェイスシステム L O C A	1 次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、1 次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により 1 次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
A T W S	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
2 次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管 1 本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	補機冷却水系、海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A、R C P シール L O C A の発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。
D C 母線 1 系列喪失	D C 母線が 1 系列喪失した場合、原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る事象を想定しており、加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A の発生がある場合は小破断 L O C A、ない場合は過渡事象の緩和機能に期待している。ただし、緩和機能は 1 系列使用不可である。

第 1.1.1.b-6 表 1976 年 4 月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グラウンドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ボンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、RCP遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の攪乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラゲ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第 1.1.1.b-7 表 起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日迄）

起 因 事 象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績（年）					発生 件数
			国内 PWR				海外 PWR	
			(1976.4.1以降)		(運転日から)		(運転日から)	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
大破断 L O C A	2.2E-05	・ 小破断 L O C A の発生頻度の 1/10						
中破断 L O C A	6.8E-05	・ 大破断 L O C A と小破断 L O C A の相乗平均						
小破断 L O C A	2.2E-04	・ 発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}
極小 L O C A	2.1E-03	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	1
インターフェイス システム L O C A	3.0E-11	・ フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度						
主給水流量喪失	1.1E-02	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	5
外部電源喪失	4.8E-03	・ 発生件数／運転期間	—	621 ^{※2}	—	—	—	3
A T W S	2.0E-08	・ A T 発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	34 ^{※3}
2 次冷却系の破断	4.3E-04	・ 発生件数／発電期間×2 ^{※4}	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・ 発生件数×（当該プラントの伝熱管本数/Σ（プラント i の伝熱管本数（1－伝熱管施栓率）×プラント i の運転期間））	—	—	—	—	—	1
過渡事象	9.7E-02	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	46
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・ 発生件数／運転期間	—	—	—	632 ^{※2}	1839	0.5 ^{※1}
手動停止	2.3E-01	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	110
D C 母線 1 系列喪失	2.2E-04	・ 発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}

※ 1：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始（1970年11月28日）からの期間、発生件数を0.5件とした

※ 2：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした

※ 3：運転時の異常な過渡変化の国内 PWR の発生件数

※ 4：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価