

溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性もあるが、設計基準対象施設により波及拡大に起因する広範囲における重疊的な事象発生を防止できることを考えると、定量化に際しては別途評価が必要であるものの、これらは内部事象レベル1 PRAから得られる事故シーケンスと同様の事象になるものと推定される。

1.2 その他外部事象の影響

その他の外部事象としては解釈第6条第2項に自然現象として、第8項に人為事象として具体的に以下が記載されている。

<自然現象>

敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるもの。

<人為事象>

敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等。

これらの外部事象については一般社団法人 日本原子力学会リスク専門部会においてリスク評価に係る考え方の議論が開始されている一方、具体的なPRA手法に係る検討は現段階では行われていないが、相当程度の構造強度を有する安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響が主要な検討対象になるものと推定される（第3表、第4表及び添付参照）。

自然現象については、炉心損傷に至る可能性のある建屋外部の設備の機能喪失としては海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、これらはいずれも今回PRA実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

また、火山（火山灰の降下）では火山灰、森林火災ではばい煙の建屋開口部からの取り込みによる換気空調系機能への影響等は新たに考慮すべき可能性があるものと考えられるが、原子炉補機冷却機能喪失、全交流動力電源喪失発生時には同時に換気空調系機能喪失が想定されており、これらの事故シーケンスと類似した事象になるものと推定される。

自然現象の重畳を考慮した場合でも、建屋外部に設置された設備への影響の程度が変わるのみであり、起因事象としては変わらないことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

人為事象についても、原子炉施設へ与える影響について評価した。評価対象事象のうち、飛来物（航空機衝突）及び電磁的障害については、発生確率が十分に低いと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも大規模損壊対策による影響緩和が可能である。その他の人為事象については、高浜発電所の敷地及び敷地周辺の地域特性を考慮すると発生のおそれはないと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも自然現象と同様に、建屋外部に設置された設備への影響を考慮すれば良いことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

なお、今回定性的な評価とした各評価や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたPRAについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

2. 格納容器破損モード選定に係る検討（レベル1.5 PRA）

外部事象レベル1.5 PRAについては、地震レベル1.5 PRAのみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的なPRA手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないため以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震レベル1.5 PRAの評価に際しては、原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であり、現在PWR電力共同で実機適用検討を実施中である。

なお、地震特有の影響としては、地震動により原子炉格納容器本体あるいは原子炉建屋が損傷し直接的に原子炉格納容器が損傷する事象（ α モード）、格納容器隔離弁等が損傷し原子炉格納容器の隔離に失敗する事象（ β モード）、蒸気発生器伝熱管の複数本破損により原子炉格納容器をバイパスする事象（ g モード）が考えられるが、 β モードと g モードについては内部事象レベル1.5 PRAで抽出されている損傷モードである。また、 α モードについては地震動による直接的な原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失であり、地震レベル1 PRAにおいて抽出した「原子炉建屋損傷」及び「原子炉格納容器損傷」が該当するが、これらについては格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モードとして選定するのではなく、発生する事象の程度や組み合わせに応じて対応していくべきものである。具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、原子炉格納容器内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻

な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。

2.2 津波の影響

津波特有の影響として建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル1.5 PRAで想定するものと同等と考えられる。原子炉格納容器に直接影響を及ぼす物理的負荷としては津波による波力・漂流物の衝撃力等が考えられるが、原子炉格納容器の配置や周辺の建屋により直接破損することは想定し難く、格納容器破損モードの追加は必要ないものとする。

2.3 火災・溢水の影響

レベル1 PRAにおける発生可能性のある起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推定しており、原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損することも想定し難いことから、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル1.5 PRAで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないものとする。

2.4 その他外部事象の影響

レベル1 PRAにおける検討からも、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推定しており、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル1.5 PRAで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モ

ードとして追加すべきものは発生しないと考える。

3. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して、現段階でPRA適用可能と判断した地震レベル1 PRA、津波レベル1 PRA以外の外部事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今回定性的な分析とした各評価や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたPRAについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

第3表 自然現象が原子炉施設へ与える影響

自然事象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形及び表流水の状況から判断して、敷地が洪水による被害を受けることは考えられない。また、発生する影響は溢水又は津波の影響に包含される。
風（台風）	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、風による影響は考え難い。また、強風の影響としては竜巻の影響に包含される。
竜巻	過大な風荷重、気圧差荷重、飛来物により構築物等が破損し、構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが、日本で過去に発生した竜巻による最大風速及び国内最大規模の竜巻を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、送電鉄塔倒壊による外部電源喪失が想定される。一方、屋外設備の海水ポンプ、復水タンクは飛来物による破損が考えられ、海水ポンプ機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定される。なお、海水ポンプ、復水タンクについては、飛来物への防護対策を講ずることとしている。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行うものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため、安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられるが、可能性としては復水タンクの純水凍結による損傷が想定される。また、着氷による変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
降水	溢水又は津波による影響に包含される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが、過去に記録された最大積雪量を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。ただし、荷重による復水タンク損傷や変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉格納施設等への避雷針の設置、接地網の布設による接地抵抗の低減等を行うとともに、安全保護系への雷サージ侵入の抑制を図る回路設計とし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため、安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられるが、可能性としては海水ポンプモータ部への雷撃による損傷で、原子炉補機冷却機能喪失が想定される。また、変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
地滑り	構築物等が損壊する可能性があるが、安全施設の安全機能を損なうような地滑り等を生じさせるような地形・地質は認められない。ただし、発電所周辺では倒壊に伴う送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
火山の影響	火山灰による過大な積載荷重による構築物等の破損、火山灰による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降灰厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、荷重によるタービン建屋破損に伴う2次冷却系除熱機能喪失や送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
生物学的事象	海生生物については、大量の来襲を原因とした海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定される。なお、小動物については、屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短路、地絡事象の原因となり得るが、ケーブル貫通部等のシールにより防止可能であり、トレン分離した安全機能が共通要因で機能喪失することはない。
森林火災	森林火災については輻射熱による設備・建屋への影響が想定されるが、安全施設は、森林火災に対して、「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し、防火帯を設けていることから、安全性を損なうおそれはない。ただし、火災により森林内に設置された送電線の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
高潮	安全施設は高潮による影響のない敷地高さに設置されていることから、安全性を損なうおそれはない。

第4表 外部人為事象が原子炉施設へ与える影響

外部人為事象	原子炉施設へ与える影響
有毒ガス	幹線道路、鉄道路線、主要航路及び石油コンビナートは発電所から十分な離隔距離が確保されており、危険物を搭載した車両及び船舶を含む事故等による発電所への有毒ガスの影響はない。
飛来物 (航空機衝突)	航空機落下確率評価結果が防護設計の要否判断の基準である 10^{-7} (／年)を超えないため、航空機衝突による防護設計を必要としない。なお、当該事象が仮に発生した場合には、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを想定し、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
船舶の衝突 (船舶事故)	周辺海域の船舶の航路としては、高浜発電所と航路までの距離が離れていること、また発電所がその航路の針路上にないことから、仮に漂流したとしても取水口に船舶が漂着するおそれはない。さらに、取水口付近での漁業操業は行われていないことから、小型船舶が漂流し、港湾内に侵入する可能性は極めて低い。仮に取水口に侵入した場合でも、取水口カーテンウォール及びレーキ付バースクリーンにより侵入経路は阻害され、取水路へ侵入するおそれはない。
爆発 (プラント外での爆発)	発電所の近くには、爆発により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため、爆発による発電所への影響はない。
電磁的障害	原子炉保護系計器ラック及びケーブルは、ラインフィルタや絶縁回路の設置により、サージ・ノイズの侵入を防止するとともに、鋼製筐体や金属シールド付ケーブルの適用により電磁波の侵入を防止する設計としており、発生確率は小さいと考えられる。なお、仮に当該事象が発生した場合には、複数の信号系の損傷も想定されるが、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
ダムの崩壊	発電所の近くには、ダムは存在しないことから、安全性を損なうおそれはない。
火災 (近隣工場等の火災)	発電所の近くには、火災により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため、石油コンビナート施設等の火災による安全施設への影響はない。

外部事象（地震、津波、火災及び溢水を除く）の影響評価について

解釈第6条2項に記載されている自然現象については、現段階でのPRAの実施は困難であるため、「それに代わる方法」として事故シーケンスグループの抽出を行い、重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 評価対象事象

設計基準において想定される外部事象（自然現象及び人為事象）について、添付-1のとおり抽出しているが、人為事象については、発生のおそれがないこと等から、ここでは、自然現象（地震、津波、火災及び溢水を除く）に着目した評価を行った。

なお、自然現象の評価に当たっては、以下の事象を選定した。

- ・洪水
- ・風（台風）
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・地滑り
- ・火山の影響
- ・生物学的影響
- ・森林火災

- ・高潮

2. 想定範囲

事故シーケンスグループの抽出に当たっては、上記自然現象のそれぞれについて、過酷と考えられる条件を基にその影響について評価を行う。

3. まとめ

1. 項に示した各評価対象事象について、事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果（添付 - 2～7 参照）、内部事象レベル1 PRA、地震PRA 及び津波PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

表 事象の選定結果

No.	事象	備考	詳細説明
1	洪水	「津波」による影響評価に包含される。	—
2	風（台風）	「竜巻」による影響評価に包含される。	—
3	竜巻	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 2
4	凍結	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 3
5	降水	「津波」による影響評価に包含される。	—
6	積雪	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 4
7	落雷	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 5
8	地滑り	安全施設の安全機能を損なうような地滑り等を生じさせるような地形・地質は認められないことから、地滑りによる影響はない。	—
9	火山の影響	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 6
10	生物学的影響	海生生物襲来による海水ポンプ機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷を想定されるが、除塵装置及び小動物の侵入防止対策により、安全施設の機能が損なわれることはない。	—
11	森林火災	当該事象に関する影響評価を行う。	添付 - 7
12	高潮	「津波」による影響評価に包含される。	—

添付 - 1 設計基準において想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものの選定

設計基準において想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「外部人為事象」という。）について選定を行った。

(1) 自然現象及び外部人為事象に係る外部ハザードの抽出

設置許可基準規則の解釈第6条2項及び8項において、「設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「設計基準において想定される外部人為事象」として、以下のとおり例示されている。

第6条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 2 第1項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然現象を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

- 8 第3項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」としては、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダム の崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

高浜発電所での設計上考慮すべき事象の選定にあたっては、想定される自然現象

及び外部人為事象に係る外部ハザードを幅広く検討するために、以下の国内外の基準や文献等を参考に網羅的に自然現象及び外部人為事象に係る外部ハザードの抽出を行った。結果を第1.1表及び第1.2表に示す。

- ・資料1 : Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
- ・資料2 : Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003
- ・資料3 : NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
- ・資料4 : NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991
- ・資料5 : ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009
- ・資料6 : NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012
- ・資料7 : 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
- ・資料8 : 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
- ・資料9 : “日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年
- ・資料10 : “産業災害全史”, 日外アソシエーツ, 2010年1月
- ・資料11 : “日本災害史事典 1868-2009”, 日外アソシエーツ, 2010年9月
- ・資料12 : NEI 06-12 “B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline”, NEI, December 2006

第1.1表 外部ハザードの抽出結果（自然現象）（1/2）

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9
1	地震	○	○	○	○	○	○	○	○	○
2	陥没、地盤沈下、地割れ		○				○			○
3	地盤隆起	○	○							○
4	地滑り	○	○	○		○	○	○		○
5	地下水による地滑り	○								
6	岩湧出									○
7	山崩れ、崖崩れ									○
8	津波	○	○	○		○	○	○	○	○
9	静波		○	○		○	○			
10	高潮		○	○		○	○			○
11	波浪・高波		○	○		○	○			○
12	海面高（満潮）	○		○			○			○
13	海面低	○								
14	ハリケーン			○		○	○			
15	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○	○	○
16	竜巻	○	○	○	○	○	○	○	○	○
17	砂嵐	○	○	○	○	○	○			
18	極端的な気圧	○	○							
19	降水	○	○	○		○	○	○	○	○
20	洪水		○	○	○	○	○	○		○
21	土石流									○
22	降雪	○	○	○	○	○	○			○
23	落雷	○	○	○	○	○	○	○	○	○
24	森林火災			○	○	○	○	○	○	○
25	草原火災				○		○			
26	温室効果ガス			○		○	○			
27	高温	○	○	○	○	○	○			○

- 資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010
- 資料2: Safety Requirements No.NSR-3 "Site Evaluation for Nuclear Installations", IAEA, November 2008
- 資料3: NUREG/CR-2300 "PRA PROCEDURES GUIDE", NRC, January 1983
- 資料4: NUREG-1407 "Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities", NRC, June 1991
- 資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1 Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications", February 2009
- 資料6: NEI 12-06[Rev.0] "DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE", NEI, August 2012
- 資料7: 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
- 資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
- 資料9: "日本の自然災害" 国会資料編纂会、1998年

第1.1表 外部ハザードの抽出結果（自然現象）(2/2)

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9
28	低温、凍結	○	○	○	○	○	○	○	○	○
29	氷結	○		○		○	○			○
30	氷晶	○								
31	氷壁	○								
32	高水温	○	○							
33	低水温	○	○							
34	干ばつ	○		○		○	○			○
35	霧	○		○		○	○			○
36	霧、もや	○		○		○	○			
37	火山の影響	○	○	○	○	○	○	○	○	○
38	熱湯									○
39	積雪	○	○	○	○	○	○	○	○	○
40	雪崩	○	○	○		○	○			○
41	生物学的事象					○	○	○	○	
42	動物	○								
43	塩害	○								
44	隕石	○		○	○	○	○			
45	土壌の収縮・膨張（液状化現象）		○	○		○	○			○
46	海岸浸食			○		○	○			
47	地下水による浸食	○	○							
48	カルスト	○	○							
49	潮若しくは川の水位降下	○		○		○	○			
50	潮若しくは川の水位上昇	○		○						
51	水中の有機物	○								
52	太陽フレア、磁気嵐						○			
53	河川の迂回、閉塞		○	○		○	○			

- 資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010
- 資料2: Safety Requirements No.NS-R-3 "Site Evaluation for Nuclear Installations", IAEA, November 2008
- 資料3: NUREG/CR-2300 "PRA PROCEDURES GUIDE", NRC, January 1983
- 資料4: NUREG-1407 "Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities", NRC, June 1991
- 資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1 Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications", February 2009
- 資料6: NEI 12-06[Rev.0] "DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE", NEI, August 2012
- 資料7: 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
- 資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
- 資料9: "日本の自然災害" 国会資料編纂会、1998年

第1.2表 外部ハザードの抽出結果（外部人為事象）（1/2）

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9	資料10	資料11	資料12
1	人工衛星の落下	○			○	○	○						
2	飛来物（航空機落下）	○	○	○		○	○	○	○			○	○
3	工業施設又は軍事施設事故（爆発、化学物質放出）			○	○	○	○				○	○	
4	パイプライン事故（爆発、化学物質放出）	○		○		○	○						
5	自動車又は船舶の爆発	○					○				○	○	
6	掘削工事（鉱山事故）、土木建築現場の事故（爆発、化学物質放出）	○									○	○	
7	船舶の衝突	○	○				○	○	○			○	
8	船舶事故（固体液体流出）	○	○				○				○	○	
9	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○	○				○	○	
10	タービンミサイル（他のユニットからのミサイル）	○		○		○	○	○	○				
11	有毒ガス			○		○	○	○					
12	ダムの崩壊	○	○					○	○				
13	爆発（プラント外での爆発）	○						○					
14	火災（近隣工場等の火災）	○	○	○	○			○			○	○	

資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010

資料2: Safety Requirements No.NS-R-3 "Site Evaluation for Nuclear Installations", IAEA, November 2003

資料3: NUREG/CR-2300 "PRA PROCEDURES GUIDE", NRC, January 1983

資料4: NUREG-1407 "Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities", NRC, June 1991

資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications", February 2009

資料6: NEI 12-06[Rev.0] "DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE", NEI, August 2012

資料7: 実用発電用原子炉及びその附属施設的位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈

資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈

資料9: "日本の自然災害" 国会資料編纂会、1998年

資料10: "産業災害全史", 日外アソシエーツ、2010年1月

資料11: "日本災害史事典 1868-2009", 日外アソシエーツ、2010年9月

資料12: NEI 06-12 "B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline", NEI, December 2006

第1.2表 外部ハザードの抽出結果（外部人為事象）（2/2）

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9	資料10	資料11	資料12
15	軍事施設からのミサイル	○											
16	サイト内貯蔵の化学物質の放出	○		○		○	○						
17	プラント外での化学物質の放出	○	○										
18	電磁的障害	○						○	○				
19	内部火災	○			○			○	○				
20	内部溢水（他のユニットからの内部溢水）	○		○		○		○	○		○	○	
21	水中への化学物質放出	○											

- 資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010
 資料2: Safety Requirements No.NS-R-3 "Site Evaluation for Nuclear Installations", IAEA, November 2003
 資料3: NUREG/CR-2300 "PRA PROCEDURES GUIDE", NRC, January 1983
 資料4: NUREG-1407 "Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities", NRC, June 1991
 資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications", February 2009
 資料6: NEI 12-06[Rev.0] "DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE", NEI, August 2012
 資料7: 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
 資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
 資料9: "日本の自然災害" 国会資料編纂会、1998年
 資料10: "産業災害全史", 日外アソシエーツ、2010年1月
 資料11: "日本災害史事典 1868-2009", 日外アソシエーツ、2010年9月
 資料12: NEI 06-12 "B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline", NEI, December 2006

(2) 設計上考慮すべき自然現象（地震及び津波を除く。）及び外部人為事象の選定

(1)で網羅的に抽出した事象について、高浜発電所において設計上考慮すべき自然現象（地震及び津波を除く。）及び外部人為事象を選定するため、敷地の自然現象や敷地及び敷地周辺の状況を考慮し、海外での評価手法[※]を参考とした第1.3表の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

第 1.3 表 考慮すべき事象の除外基準（参考 1 参照）

基準 1	当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。
基準 2	ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。
基準 3	当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。
基準 4	影響が他の事象に包含される。
基準 5	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。
基準 6	外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

※ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象の選定結果

(2)で検討した除外基準に基づき、高浜発電所において設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象を選定した結果を第1.4表及び第1.5表に示す。

第6条に該当する「設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」として、以下の12事象を選定した。

- ・ 洪水
- ・ 風（台風）
- ・ 竜巻
- ・ 凍結
- ・ 降水
- ・ 積雪
- ・ 落雷
- ・ 地滑り
- ・ 火山の影響
- ・ 生物学的事象
- ・ 森林火災
- ・ 高潮

また、「設計基準において想定される外部人為事象」として、以下の7事象を選定した。

- ・ 飛来物（航空機落下）
- ・ ダムの崩壊
- ・ 爆発
- ・ 近隣工場等の火災
- ・ 有毒ガス

- ・ 船舶の衝突
- ・ 電磁的障害

第1.4表 設計基準において想定される自然現象の選定結果(1/4)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
1	地震*						✓	×	第四条（地震による損傷の防止）にて評価する。
2	陥没、地盤沈下、地割れ			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
3	地盤隆起			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
4	地滑り*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
5	地下水による地滑り			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
6	蒸湧出			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
7	山崩れ、崖崩れ			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
8	津波*						✓	×	第五条（津波による損傷の防止）にて評価する。
9	静振	✓			✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす湖等は近隣にないが、影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
10	高潮							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
11	波浪・高波				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
12	海水面高（満潮）				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
13	海水面低				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
14	ハリケーン				✓			×	台風と同一の気象現象であるため、「風（台風）」の影響評価に包含される。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所には発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表 設計基準において想定される自然現象の選定結果(2/4)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
15	風(台風)*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
16	雹害							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
17	砂嵐	✓						×	発電所周辺には砂嵐がないため発生しない。
18	極限的な気圧				✓			×	竜巻評価として気圧差による荷重を考慮するため、「竜巻」の影響評価に包含される。
19	降水							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
20	洪水*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
21	土石流				✓			×	土石流を地滑りの評価で考慮するため、「地滑り」の影響評価に包含される。
22	降雪			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、竜巻評価として想定される設計飛来物による衝撃荷重を考慮するため、「竜巻」の影響評価に包含される。
23	落雷							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
24	森林火災							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
25	草原火災				✓			×	外部火災評価として発電所周辺の植生を適切に考慮するため、「森林火災」の影響評価に包含される。
26	毒性ガス				✓			×	地層から湧出する天然ガス等は地盤の性状に由来するため、「地震」(地盤)による影響評価に包含される。
27	高温			✓				×	長期的には気温変化は緩慢であること、建屋内機器は海水をヒートシンクとして冷却することなどから、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は低いことから除外する。
28	低温、凍結*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象。「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表 設計基準において想定される自然現象の選定結果(3/4)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
29	氷結				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
30	氷晶				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
31	氷壁				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
32	高水温		✓					×	長期間継続することではなく、長期的には水温上昇は緩慢であることから、出力低下等の措置を講じることができるため、安全機能を損なうおそれはない。
33	低水温	✓						×	取水源(海水)が凍結することはない。
34	干ばつ			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。なお、取水源は海水であり、干ばつの影響を受けない。
35	霧			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
36	霧、もや			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
37	火山の影響							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
38	熱湯	✓					✓	×	火山事象により発生する事象であるため、「火山の影響」の評価に包含される。なお、発電所周辺では火山がないため、熱湯の影響はない。
39	積雪*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
40	雪崩	✓						×	周辺の地形から、積雪荷重以上の影響がある雪崩は発生しないことから除外する。
41	生物学的事象							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
42	動物			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、小動物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」の影響評価に包含される。
43	塩害		✓	✓				×	腐食の進展は遅く十分管理が可能なことから除外する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表 設計基準において想定される自然現象の選定結果(4/4)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
44	隕石					✓		×	安全施設の機能に影響を及ぼす隕石等の衝突は、極低頻度な事象であることから除外する。(参考2参照)
45	土壌の収縮・膨張(液状化現象)				✓			×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」(地盤)の影響評価に含まれる。
46	海岸浸食		✓					×	事象進展が遅く対応のための時間的余裕があり、安全施設の機能を損なうおそれはない。
47	地下水による浸食			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」(地盤)の影響評価に含まれる。
48	カルスト	✓						×	カルスト地形ではないことから除外する。
49	湖若しくは川の水位降下	✓						×	発電所に影響を及ぼす湖又は河川がないことから除外する。
50	湖若しくは川の水位上昇	✓						×	発電所に影響を及ぼす湖又は河川がないことから除外する。
51	水中の有機物			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い、クラゲ等の海生生物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」の影響評価に含まれる。
52	太陽フレア、磁気嵐			✓				×	太陽フレアによる磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、日本では、磁気緯度、大地抵抗率の条件から地磁気変動が電力系統に影響を及ぼす可能性は極めて小さく、その影響は吹米に比べて無視しうる程度であるため除外する。また、太陽フレアによる電磁的障害については、上記の通りわが国における影響は極めて小さいことを鑑みれば、安全保護回路等には、落雷や電磁波対策を行い、鋼製筐体に収納され、遮蔽されていることから、これらの対策に含まれる。なお、これまで国内で問題になったことはない。
53	河川の迂回、閉塞	✓						×	氾濫することにより、安全施設の機能に影響を及ぼすような河川はないことから除外する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に含まれる。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.5表 設計基準において想定される外部人為事象の選定結果(1/2)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
1	人工衛星の落下					✓		×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星の衝突は、極低頻度な事象であることから除外する。(参考2参照)
2	飛来物 (航空機落下*)							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。(ここでは航空機落下のみを評価する。)
3	工業施設又は軍事施設事故 (爆発、化学物質放出)	✓						×	爆発、化学物質放出により安全施設に影響を及ぼすような工業施設や軍事施設は近隣にはないことから除外する。
4	パイプライン事故 (爆発、化学物質放出)	✓						×	発電所周辺にパイプラインはないことから除外する。
5	自動車又は船舶の爆発				✓			×	影響は爆発と同じと考えられるため、「爆発」による影響評価に含まれる。
6	掘削工事 (鉱山事故)、土木建設現場の事故 (爆発、化学物質放出)	✓		✓				×	敷地内での掘削はガス濃度が管理されている。また、敷地外での掘削は距離距離が確保されており、プラントに影響を与えないことから除外する。
7	船舶の衝突							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
8	船舶事故 (固体液体流出)				✓			×	重油流出事故を船舶の衝突として考慮するため、「船舶の衝突」の影響評価に含まれる。
9	交通事故 (化学物質流出含む)				✓			×	影響は爆発又は有毒ガスと同じと考えられるため、「爆発」又は「有毒ガス」の影響評価に含まれる。
10	タービンミサイル (他のユニットからのミサイル)						✓	×	第十二条 (安全施設) にて評価する。

注1: 枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2: 選定基準は以下のとおり。

基準1: 当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2: ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3: 当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4: 影響が他の事象に含まれる。

基準5: 発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6: 外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3: 選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*: 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.5表 設計基準において想定される外部人為事象の選定結果(2/2)

No.	事象 ^{注1}	選定基準 ^{注2}						選定 ^{注3} 結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
11	有毒ガス							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
12	ダムの崩壊*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
13	爆発* (プラント外での爆発)							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
14	火災 (近隣工場等の火災)							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
15	軍事施設からのミサイル						✓	×	故意の人為事象であることから除外する。
16	サイト内貯蔵の化学物質流出			✓				×	化学薬品は適切に管理しているが、仮に流出した場合でも堰等により薬品の拡散防止が図られていることから除外する。
17	プラント外での化学物質流出				✓			×	影響は有毒ガスと同じと考えられるため、「有毒ガス」の影響評価に含まれる。
18	電磁的障害							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
19	内部火災						✓	×	第八条 (火災による損傷の防止) にて評価する。
20	内部溢水 (他のユニットからの内部溢水)						✓	×	第九条 (溢水による損傷の防止等) にて評価する。
21	水中への化学物質放出	✓						×	発電所周辺には化学プラントは立地していないことから除外する。

注1: 枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2: 選定基準は以下のとおり。

基準1: 当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所には発生しない。

基準2: ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3: 当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4: 影響が他の事象に含まれる。

基準5: 発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6: 外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3: 選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文中で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

*: 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

<参考1>

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一様ではなく、発生する自然現象は地域性があるため、発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

事象発生時の発電所への影響の進展が緩慢であって、影響の緩和又は排除の対策が容易に講じることが出来る事象は対象外とする。例えば、発電所で海岸の浸食の事象が発生しても、進展が遅いため補強工事等により侵食を食い止めることができる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

事象が発生しても、プラントへの影響が極めて限定的で炉心損傷事故のような重大な事故には繋がらない事象は対象外とする。例えば、外気温が上昇しても、屋外設備でも故障に至る可能性は小さく、また、冷却海水の温度が直ちに上昇しないことから冷房は維持できるので、影響は限定的である。

基準4：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については、相対的に影響が大きいと判断される事象に包含して合理的に検討する。例えば、地滑り、山崩れ、崖崩れ等は程度の差はあれ同じ影響を与える事象であるので、ま

とめて検討できる。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

タービンミサイル、航空機落下の評価では発生頻度が低い事象（ 10^{-7} （/年）以下）は考慮すべき事象の対象外としており、同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等の外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

第4条（地震による損傷の防止）、第5条（津波による損傷の防止）、第8条（火災による損傷の防止）等の別の条項により評価を実施するもの、又は、故意の人為事象等の外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては対象外とする。

<参考2>

隕石が高浜発電所に衝突する確率については、概略計算で以下のとおり見積もられる。

地球近傍の天体が地球に衝突する確率及び衝突した際の被害状況を表す尺度として、トリノスケールがあるが、2012年現在において、NASAは、今後100年間に衝突が起こる可能性のある天体について、このトリノスケールのレベル1を超えるものはないとしている。このレベル1の小惑星として“2007VK184”が挙げられているが、当該惑星の衝突確率は「1750分の1」である。そこで、隕石が地球に落ちて地上に当たる確率を1/1750とする。

・地球の表面積：510,072,000[km²]

・高浜発電所の敷地面積：2.35[km²]

であることから、隕石が高浜発電所の敷地内に衝突する確率は概算で以下のとおりとなる。

$$1/1750 \times (2.35/510,072,000) = 2.63 \times 10^{-12}$$

人工衛星が落下した場合については、衛星の大部分が大気圏で燃え尽き、一部破片が落下する可能性があるものの原子炉施設に影響を与えることはないものと考えられる。

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

竜巻事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 竜巻荷重による建屋や設備の損傷
- ② 竜巻によりもたらされる飛来物による建屋や設備の損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

- ① 竜巻荷重による建屋・設備の損傷

【建屋】

- ・ 建屋倒壊

外周建屋、外部しゃへい建屋等の安全上重要な機器が設置されている建屋、廃棄物処理建屋、及びタービン建屋については、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による荷重を想定しても頑健性は維持できると判断される。

【屋外設備】

- ・ 復水タンク、海水ポンプ損傷

屋外に設置されている安全上重要な機器については、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による荷重を想定しても頑健性は維持できると判断される。

- ・ 送電鉄塔倒壊

竜巻荷重により、送電鉄塔の倒壊や送電線の切断等が発生し、外部電源が喪失する。

② 竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている各建屋（燃料取扱建屋を除く）については、飛来物衝突に対して十分な厚さの外壁を有するため、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による飛来物（以下「設計飛来物」という。）衝突を想定しても、建屋貫通による内包設備への影響はない。なお、燃料取扱建屋は一部鉄骨造であり、飛来物衝突により貫通する可能性があるが、使用済燃料ピットへの設計飛来物の侵入について影響評価を実施し問題ないことを確認している。また、タービン建屋については飛来物衝突による建屋貫通の可能性を否定できず、その場合 2 次系設備の損傷に起因する事象が発生する。

【屋外設備】

屋外に設置されている安全上重要な機器については、竜巻飛来物防護対策設備の設置や飛来物の固縛対策の実施により、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による飛来物衝突を想定しても、貫通による設備への影響はないものの、シナリオの選定に当たっては以下のとおり各機器が損傷することを想定した。

・復水タンク損傷

復水タンクの損傷により、起因事象が発生した場合に補助給水による冷却が不可能になる。復水タンクが損傷した場合、同時に

上記(2)①の外部電源喪失の発生を想定すると、2次冷却系からの除熱機能喪失となる。

・海水ポンプ損傷

海水ポンプ3台すべてが損傷することにより原子炉補機冷却機能が喪失し、従属的にディーゼル発電機も機能喪失する。ディーゼル発電機が機能喪失した場合、同時に上記(2)①の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える竜巻事象に対する裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 竜巻荷重による建屋・設備の損傷

【建屋】

・建屋倒壊

風速については、日本で過去に発生した竜巻の最大風速 92m/s を安全側に切り上げた風速 100m/s (年超過確率 1.7×10^{-7}) を想定する。第 2.1 表、第 2.2 表及び第 2.3 表に示すとおり、この程度の風速を想定しても、各建屋は評価基準に対して健全であることが確認されていることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断する。

第 2.1 表 各建屋の竜巻荷重に対する構造骨組の健全性評価結果
(鉄筋コンクリート造部分)

建屋	せん断ひずみ度 [※]	評価基準値	結果
外部しゃへい建屋	0.0250E-3	2.0E-3	○
外周建屋	0.0172E-3		○
原子炉補助建屋	0.0055E-3		○
ディーゼル発電機建屋	0.0611E-3		○
燃料取扱建屋	0.0148E-3		○
燃料取替用水タンク建屋	0.0223E-3		○
中間建屋	0.0236E-3		○
廃棄物処理建屋	0.0327E-3		○

※せん断ひずみ度は最もせん断ひずみ大きいケースを示している。

第 2.2 表 各建屋の竜巻荷重に対する構造骨組の健全性評価結果
(鉄骨造部分)

建屋	層間変形角 ^{※1}	評価基準値	結果
原子炉補助建屋	1/1695	1/120 ^{※2}	○
燃料取扱建屋	1/88		○
燃料取替用水タンク建屋	1/1131		○
中間建屋	1/54290		○

※1：層間変形角は最も層間変形角大きいケースを示している。

※2：FH/Bの層間変形角は、許容限界値1/120を上回るものの、層せん断力の復元力特性での第1折れ点には達しておらず、また、平成12年建設省告示第1457号第6号で安全限界変形角1/75が定義されており、これを満足しているため構造骨組の健全性が維持されるものと判断した。

第 2.3 表 各建屋の竜巻荷重に対する構造骨組の健全性評価結果

建屋	層せん断力(MN)*	保有水平耐力(MN)	結果
タービン建屋	37	105	○

※層せん断力は最も裕度が低く評価されたケースを示している。

【屋外設備】

・送電鉄塔倒壊

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える荷重に対して発生を否定できないため、送電鉄塔倒壊に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

・海水ポンプ、復水タンク損傷

風速については、過去に発生した最大風速 92m/s を安全側に切り上げた風速 100m/s (年超過確率 1.7×10^{-7}) を想定する。第 2.4 表に示すとおり、この程度の風速を想定しても、風荷重により発生する応力値は許容値を下回り、各機器は評価基準に対して健全であることが確認されていることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

第 2.4 表 設備の構造健全性評価結果

設備（評価部位）	応力値(MPa)*	裕度	結果
海水ポンプ (電動機支え台取付けボルト)	43	4.0	○
海水ポンプモータ (端子箱取付けボルト)	30	6.1	○
復水タンク(鋼板)	29	8.1	○

※応力値は最も裕度が低く評価されたケースを示している。

②竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている各建屋については、風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7} ）の竜巻による飛来物衝突を想定しても、第 2.5 表に示すとおり貫通は生じない。しかし、タービン建屋については、飛来物衝突による貫通を否定できないため、地震 P R A の検討を踏まえ、外部電源喪失、2 次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

第 2.5 表 各建屋の設計飛来物による貫通評価結果（飛来方向：鉛直）

建屋	貫通防止に必要な厚さ(cm)	最小厚さ (cm)	結果
外部しゃへい建屋	20.2	50	○
外周建屋	20.2	38	○
中間建屋	20.2	21	○
原子炉補助建屋	20.2	22	○
ディーゼル発電機建屋	20.2	44	○
燃料取替用水タンク建屋	20.2	22	○
燃料取扱建屋*	—	—	—
燃料油貯油そう基礎	20.4	70	○

※貫通を前提とし、使用済燃料ピットへの設計飛来物の侵入について影響評価を実施

【屋外設備】

・復水タンク損傷

風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7} ）の竜巻が発生し、かつ飛来物が対象設備に衝突する確率は小さいと考えられるが、その可能性は否定できないため、復水タンク損傷による補助給水機能喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。外部電源喪失があった場合に 2 次冷却系からの除熱機能喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル 1 PRA、地震 PRA 及び津波 PRA でも考慮しており、追加のシナリオではない。

・海水ポンプ損傷

風速 100m/s (年超過確率 1.7×10^{-7}) の竜巻が発生し、かつ飛来物が対象設備に衝突する確率は小さいと考えられるが、その可能性は否定できないため、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失、非常用所内交流電源喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。外部電源喪失があった場合に全交流動力電源喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル 1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A でも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、復水タンク及び海水ポンプに飛来物が同時に衝突し、設備が損傷することは極めて稀であると考えられ、また、資機材等の飛散防止のために固縛等による飛来物の発生防止対策や飛来物の衝突から対象設備を守る防護ネット等の飛来物防護対策に期待できることから、飛来物衝突による復水タンク及び海水ポンプの同時損傷は本評価の対象外とする。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・タービン建屋損傷による 2 次冷却系の破断
- ・タービン建屋損傷による主給水流量喪失
- ・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失
- ・海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは、内部事象レベル 1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A にて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、2次冷却系の破断、主給水流量喪失及び原子炉補機冷却機能喪失である。外部電源喪失、2次冷却系の破断あるいは主給水流量喪失と復水タンク損傷による補助給水機能喪失が同時に発生した場合には2次冷却系からの除熱機能喪失となる。また、外部電源喪失と海水ポンプ損傷による非常用所内交流電源喪失が同時に発生した場合には全交流動力電源喪失となるが、それ以上の組み合わせは考えにくく、竜巻事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断される。

なお、暴風事象については年超過確率 10^{-7} (／年) に当たる最大瞬間風速が 82.3m/s であるが、竜巻事象においては最大瞬間風速が 100m/s で評価していることから、竜巻事象の評価に包絡されると判断した。

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

凍結事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」
- ② ヒートシンク（海水）の「凍結」
- ③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

・燃料油貯油そうの重油凍結

低温によって燃料油貯油そう内の重油が凍結するとともに、以下③に示す外部電源喪失が発生している状況においては、ディーゼル発電機の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

・復水タンクの純水凍結

低温によって復水タンクの純水が凍結し、起因事象が発生した場合に補助給水による冷却が不可能になる。復水タンクが機能喪失した場合、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、2次冷却系からの除熱機能喪失となる。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

高浜発電所においては、河川／湖を冷却水源としておらず、高浜発電所の海水が凍結することは起こりえないと判断されるため、本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

送電線や碍子への着氷によって、相間短絡を起こし、外部電源が喪失する。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える凍結事象に対しての裕度評価(起回事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

・燃料油貯油そうの重油凍結

燃料油貯油そう内等の重油が凍結に至る温度は十分低く、また、凍結事象については事前の予測が十分に可能であり、温度管理が可能であることから、凍結事象による燃料油貯油そう等の凍結事象の発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはならない。

・復水タンクの純水凍結

復水タンクの純水凍結により、復水タンクが損傷した場合において、かつ同時に下記③で示される外部電源喪失を想定した場合、2次冷却系からの除熱機能が喪失するが、2次冷却系からの除熱機能喪失事象は内部事象レベル1 PRA、地震PRA及び津波PRAでも考慮して

おり、追加のシナリオではない。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

1.(2)②に記載のとおり、本損傷・機能喪失モードは考慮しないため、想定するシナリオはない。

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送電変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A にて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、補助給水機能の喪失が同時に発生した場合に2次冷却系からの除熱機能喪失となるが、非常用所内交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、凍結事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは生じないと判断する。

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

積雪事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞
- ② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ③ 「着雪」による送電変電設備の機能阻害

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

- ① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞

- ・ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

ディーゼル発電機の吸排気口閉塞により、結果、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機の吸排気口が閉塞により機能喪失した場合、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失に至る。

- ・海水ポンプモータの冷却口閉塞

積雪により、海水ポンプモータの冷却口が閉塞するため、ポンプトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

・復水タンク損傷

復水タンクが座屈で損傷した場合、補助給水による冷却が不可能になる。

・建屋崩落

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震PRAの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、2次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

③ 「着雪」による送変電設備の機能阻害

・ 外部送電系の機能喪失（着雪による絶縁不良、倒木による送電機能阻害）

送電線や碼子への着雪又は、積雪荷重による倒木によって、送電線が短絡し外部電源が喪失する。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える積雪事象に対しての裕度評価(起回事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞

第4.1表にディーゼル発電機の吸排気口及び海水ポンプモータの冷却口の高さと積雪高さの比較を示す。

・ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

ディーゼル発電機吸排気口閉塞によりディーゼル発電設備が機能喪失に至り、かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合、全交流動力電源喪失に至ることになるが、内部事象レベル1 P R A、地震P R A及び津波P R Aでも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、ディーゼル発電機吸排気口（吸排気口高さ：GL約19m）が閉塞にいたる積雪深さは、年超過確率 10^{-7} （/年）より大幅に小さくなること、また事前の予測が十分に可能であることから、吸排気口への付着、堆積についても除雪管理が可能であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

また、燃料油貯油そうへの影響について、地上面から約11.5mの位置にベント管の開口部があるが、影響を及ぼす積雪深さは年超過確率 10^{-7} （/年）より大幅に小さくなることから、同様に影響の考慮は不要である。

・海水ポンプモータの冷却口閉塞

海水ポンプモータの冷却口閉塞により原子炉補機冷却海水設備が機能喪失に至った場合には原子炉補機冷却機能喪失事象の発生が考えられるが、内部事象レベル1 P R A、地震P R A及び津波P R Aでも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、海水ポンプモータの冷却口閉塞についても起因事象の発生頻度が年超過確率 10^{-7} （/年）程度であり、また積雪は事前の予測が十分に可能であることから、除雪管理が可能であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考

えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

第 4.1 表 ディーゼル発電機の吸排気口及び海水ポンプモータの冷却口の高さと積雪高さの比較

給排気口	設置高さ	積雪深さ	結果
ディーゼル発電機の吸排気口	約 19.2m	2.37m : 1E-7/年	設置高さに対して 余裕がある
海水ポンプモータ冷却口	約 2.41m	(1.47m : 1E-4/年)	

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

・復水タンク損傷

積雪荷重による座屈で復水タンクが損傷した場合において、同時に外部電源喪失若しくは主給水流量喪失の発生を想定した場合、2次冷却系からの除熱機能が喪失するが、2次冷却系からの除熱機能喪失事象は内部事象レベル 1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A でも考慮しており、追加のシナリオではない。

・建屋崩落

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(2)項で選定したシナリオが発生する可能性はあるものの、タービン建屋の損傷による事故シーケンスについては地震 P R A においても考慮していることから追加のシナリオではない。

なお、タービン建屋以外の天井が崩落するような積雪事象は第 4.2 表に示すとおり、年超過確率 10^{-7} (/ 年) より十分に小さいこ

と及び、積雪事象の進展速度が遅く発生可能性は非常に小さいことから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

第 4.2 表 各建屋の積雪荷重と年超過頻度の比較

建屋	許容堆積荷重 (N/m ²)	堆積荷重(N/m ²)	結果
外部しゃへい建屋	10,000	7,110 : 1E-7/年 (4,410 : 1E-4/年)	堆積荷重に対して余裕がある
外周建屋	8,900		
燃料取扱建屋	11,800		
原子炉補助建屋	35,200		
中間建屋	69,300		
ディーゼル発電機建屋	14,800		
燃料取替用水タンク建屋	17,200		

③ 「着雪」による送電変電設備の機能障害

- 外部送電系の機能喪失（着雪による絶縁不良、倒木による送電機能障害）

着雪及び倒木に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、送電変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・ タービン建屋損傷による 2 次冷却系の破断
- ・ タービン建屋損傷による主給水流量喪失
- ・ タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル 1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A にて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、2 次冷却系の破断及び主給水流量喪失であり、復水タンクの機能喪失による補助給水機能喪失が同時に発生した場合に 2 次冷却系からの除熱機能喪失となるが、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

落雷事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 直撃雷による設備損傷
- ② 誘導雷サージによる電子回路損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

- ① 直撃雷による設備損傷
 - ・ 屋外設備（送電線、海水ポンプ等）への直撃雷により、当該設備の機能喪失に至る。
- ② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷
 - ・ 建屋避雷針から誘導雷サージが建屋内に侵入し、電気盤内の電子回路が損傷する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える落雷事象に対しての起因事象発生可能性を評価し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

- ① 直撃雷への設備損傷
 - ・ 屋外設備（送電線、海水ポンプ等）への直撃雷による当該設備損傷

送電線は架空地線で直撃雷の確率低減対策を実施しているが、受雷した場合は送電系損傷により外部電源喪失に至る。また、海水ポンプについては竜巻飛来物防護対策設備の一部による避雷効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては想定を超える雷撃によって機能喪失する可能性を否定できないため、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失及び非常用所内交流電源喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。

② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことが出来ない場合には、電気盤内の絶縁耐力が低い電子回路が損傷し、原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。ただし、安全保護系の電子回路に使用するケーブルはシールドケーブルを使用し、シールドを接地し、かつ、検出器から制御設備までのケーブルは、基本的に建屋内に設置されているため、電子回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないものと判断される。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・ 外部送電系への直撃雷による外部電源喪失
- ・ 海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは、内部事象レベル1 PRA、地震PRA及び津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失であり、外部電源喪失と

海水ポンプ損傷による非常用所内交流電源喪失が同時に発生した場合には、全交流動力電源喪失となるが、落雷事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

火山活動事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 降下火砕物（以下「火山灰」という。）の堆積荷重による静的負荷
- ② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞
- ③ 火山灰によるディーゼル発電機吸気系の閉塞
- ④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響
- ⑤ 開閉所の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋の機能不全

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震PRAの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、2次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

・復水タンク損傷

復水タンクが座屈で損傷した場合、補助給水による冷却が不可能になる。

② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞により冷却口が閉塞するため、海水ポンプがトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

③ 火山灰によるディーゼル発電機吸気系の閉塞

・ディーゼル発電機の吸気系の目詰まり

ディーゼル発電機の吸気系（吸気消音器フィルタ）の閉塞による機関吸気が機能喪失に至り、結果、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機吸気系が閉塞により機能喪失した場合、同時に下記⑤の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失に至る。

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

屋外設備については、海塩粒子等の腐食性有害物質が付着しやすく、厳しい腐食環境にさらされるため、エポキシ系やウレタン系の塗料が複数層で塗布されている。当該塗料は耐薬品性が強く、酸性物質を帯びた火山灰の抑制効果が考えられ、また腐食の進展速度が遅いことを考慮し、適切な保全管理によって火山灰による化学的腐食により直ちに機能への影響を及ぼすことがないと判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

また、海水ポンプ、取水設備、海水管等の海水が直接接触する部分についても、エポキシ系等の耐食性塗料（ライニングを含む。）が施工されており、火山灰が混入した海水を取水しても、腐食の進展には十分な時間があると判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤ 開閉所の絶縁影響

火山灰が送電網の碍子へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相间短絡を起こし、外部電源喪失に至る。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える火山活動事象に対しての裕度評価(起回事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起回事象の特定を行った。

①火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋の機能不全

火山灰による荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋の損傷を考慮し、地震PRAの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、2次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

なお、タービン建屋以外の天井が崩落するような事象については、火山灰堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが、第6.1表に示すとおり設計基準において考慮している火山灰による荷重と比較して十分に裕度があること、また火山灰が堆積した場合は、屋上での除去作業が可能であることから本評価の対象外とした。

第 6.1 表 各建屋の設計基準で考慮している火山灰堆積荷重と
許容荷重の比較

建屋	許容堆積荷重 (N/m ²)*	堆積荷重(N/m ²)	結果
外部しゃへい建屋	10,000	1,500	堆積荷重に対して 十分余裕がある
外周建屋	8,900		
燃料取扱建屋	11,800		
原子炉補助建屋	35,200		
中間建屋	69,300		
ディーゼル発電機建屋	14,800		
燃料取替用水タンク建屋	17,200		

※最も裕度が低く評価されたケースを示している。

・復水タンクの機能喪失

火山灰の荷重による復水タンクへの影響については、火山灰堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが、第 6.2 表に示すとおり設計基準において考慮している火山灰による荷重と比較して十分に裕度があること、また火山灰が堆積しても除去作業が可能であることから本評価の対象外とした。

第 6.2 表 屋外タンクの設計基準で考慮している火山灰堆積による
応力と許容応力の比較

機器	許容応力に相当する 堆積量(cm)*	設計基準で考慮 している堆積量 (cm)	結果
復水タンク (屋根板)	37	10	堆積荷重に対して 十分余裕がある

※最も裕度が低く評価されたケースを示している。

② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞が考えられ、想定する火山灰の粒径については、ハザードの年超過確率評価の想定が困難であるが、設計基準において考慮している粒径と閉塞を考慮する箇所のサイズを考慮し、十分に小さいと考えられるため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする（第 6.3 表参照）。

第 6.3 表 各屋外設備の設計基準で考慮している火山粒径と設備のサイズの比較

機器	閉塞を考慮する箇所	直径(mm)	想定粒径(mm)	結果
海水ポンプ	モータ冷却管	19.6	1 以下	十分に余裕がある
	軸受部異物逃がし溝	5.5		
取水設備	除塵装置	6		
海水ストレーナ	エレメント	8		

③ 火山灰によるディーゼル発電機の吸気系の閉塞

・ディーゼル発電機の外気取入部のフィルタの目詰まり

ディーゼル発電機フィルタへの火山灰の影響について、定量的な裕度評価は困難ではあるが、ガラリを介するため火山灰が進入し難い構造であり、仮に進入した場合でもフィルタの取替・清掃が可能である。よって、閉塞の可能性が十分に低減されると判断し、フィルタの閉塞を要因とする起因事象は考慮不要とする。

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

1.(2)④のとおり、考慮不要と判断される。

⑤ 開閉所の絶縁影響

火山灰の影響の可能性がある送変電設備は、発電所内外の広範囲に渡るため、全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失の発生可能性は否定できないものの、外部電源喪失は内部事象レベル1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A でも考慮しており追加のシナリオではない。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・タービン建屋の損傷による2次冷却系の破断
- ・タービン建屋の損傷による主給水流量喪失
- ・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A にて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、2次冷却系の破断、主給水流量喪失及び外部電源喪失であり、補助給水系、非常用所内交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、火山事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

外部火災事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 輻射熱による機器への影響
- ② ばい煙による吸気口の閉塞
- ③ 送電線の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 輻射熱による機器への影響

・建屋の損傷

外部火災の輻射熱により、原子炉補助建屋等のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し、損傷に至る事象

・海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱により、海水ポンプの冷却空気温度が限界値を超え、機能喪失する事象

・復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱により、復水タンク内の水温が過度に上昇し、補助給水系統の設計温度を大幅に超え、補助給水系統が機能喪失する事象

② ばい煙による吸気口の閉塞

ディーゼル発電機の吸気口閉塞により、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機が機能喪失し、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定した場合、全交流動力電源喪失に至る。

③ 送電線の絶縁影響

火災及び火災による倒木等によって、送電線が損傷し、外部電源喪失が発生する。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える外部火災事象に対するの裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 輻射熱による機器への影響

・建屋の損傷

外部火災の輻射熱による建屋影響について、外部火災の年超過頻度等の定量評価が困難であるが、事象進展を考慮すると、24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火体制確立が可能であり、外部火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。また、設計基準での非常に保守的な火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、実際に各建屋の機能が損傷するにはさらに余裕がある。なお、各建屋の損傷については、地震PRAにおいてもシナリオとして考慮しており、新たに追加するものではない。

・海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱による海水ポンプへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。なお、海水ポンプの損傷により、最終ヒートシンクが喪失し、原子炉補機冷却水系統及びディーゼル発電機の機能が喪失するが、本シナリオについては、内部事象レベル1PRA、地震PRA及び津波PRAでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱による復水タンクへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。なお、補助給水系の機能喪失と同時に下記③で示される、外部電源喪失があった場合に2次冷却系からの除熱機能喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル1PRA、地震PRA及び津波PRAでも考慮しており、追加のシナリオではない。

② ばい煙による吸気口の閉塞

外部火災で発生するばい煙の多くは、大規模な火災で発生する強い上昇気流によってプラントの遥か上空に運ばれるため、基本的に高濃度のばい煙が吸気口に直接到達する確率は非常に低いものと考えられる。また、吸気口までばい煙が到達したとしても、吸気口にある吸気フィルタにより粒径の大きいばい煙は捕捉され、通過したばい煙粒子は過給機等に進入するものの、機器の間隙は一般的なばい煙粒子より大きいと考えられるため、ディーゼル発電機の機能に影響を及ぼすことはない判断し、本評価の対象外とした。

③ 送電線の絶縁影響

火災及び火災による倒木によって、送電線が損傷し、相間短絡を起こす事象については、設計上の考慮が十分になされているものの、森林の中の送電線の機能喪失については、否定できないため、送電システムの故障による、外部電源喪失を考慮する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル1 P R A、地震 P R A 及び津波 P R A にて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、非常用所内交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、外部（森林）火災事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル1 PRA、津波レベル1 PRAの実施結果から、内部事象レベル1 PRAでは抽出されなかった外部事象に特有な事故シーケンスとして、次の各事故シーケンスが抽出されている（第1表）。

1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
2. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)
3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
4. 原子炉建屋損傷
5. 原子炉格納容器損傷
6. 制御建屋損傷
7. 複数の信号系損傷

これらの事故シーケンスについては国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を回避することが困難な事故シーケンスであるもののそれぞれの発生頻度は低く、全炉心損傷頻度の約99.1%は炉心損傷防止対策でカバーされる。

これら事故シーケンスのうち、「1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」、「2. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)」については、原子炉格納容器の機能に期待できる事故シーケンスであり、その他の5つの事故シーケンスについては外部事象等による建屋、原子炉格納容器等の大規模な損傷を想定しており、損傷程度に不確かさが大きく、原子炉格納容器の機能に期待できない場合もある事故シーケンスと

考えられる。

これらに対しては大規模損壊対策として可搬型設備を活用した電源確保、炉心冷却、原子炉格納容器除熱、敷地外への放射性物質の拡散抑止等による影響緩和を図る。

1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

地震に起因する炉内構造物の変形・損傷により1次冷却系の流路が阻害されることで、原子炉トリップ後の蒸気発生器2次側への給水による自然循環を用いた炉心冷却に失敗する事故シーケンスである。

これは事故シーケンスとしては「過渡事象+補助給水失敗」と類似しており、「2次系の除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

「2次系の除熱機能喪失」事故シーケンスグループに対する炉心損傷防止対策としてはフィードアンドブリードによる炉心冷却を整備しているが、炉内構造物の変形・損傷の程度によっては、これに期待できない可能性もあることから、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

一方、炉心損傷に至った場合の状況は「過渡事象+補助給水失敗」でフィードアンドブリードを考慮しない場合と同じであり、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出来る。

2. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

地震によりRCPや原子炉容器、複数の原子炉冷却材管が損傷し、大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)が発生し、ECCS注水機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。

この事故シーケンスはLOCA時にECCS注水機能が喪失した場合と類似の状況となることから「ECCS注水機能喪失」の事故シーケンス

グループに整理できる。

大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA) が発生した場合には、「大破断LOCA+低圧注入失敗」事故シーケンスと同様に、1次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至るため、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

一方、炉心損傷後の原子炉格納容器健全性については、以下のとおり「大破断LOCA+低圧注入失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

(原子炉容器破損時間)

大破断LOCAとExcess LOCA (RV破損除く) の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり、炉心注入がない場合に原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じない。

(原子炉格納容器圧力/温度)

大破断LOCAとExcess LOCAの双方とも短期間に1次系保有のエネルギーが原子炉格納容器内に放出される点で類似である。破断規模の影響でExcess LOCAの方が初期圧力上昇幅が大きくなることが考えられるが、大破断LOCAの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℃に対し十分な余裕があることを確認していることから、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性に期待出来る。

以上の2つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難である一方、原子炉格納容器の機能に期待できるとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の

位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成 25 年 6 月 19 日)(以下「解釈」という。)で定める事故シーケンスグループのうち「2次系の除熱機能喪失」、「ECCS 注水機能喪失」の事故シーケンスとして整理した。

<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。

3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

地震により複数の蒸気発生器伝熱管が破損することで、制御できない大規模な LOCA が発生し、ECCS 注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、併せて格納容器バイパスが発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による蒸気発生器伝熱管の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

損傷する伝熱管の本数が数本程度であれば、クールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却材を確保した状態で1次系と2次系を均圧に導くことで炉心損傷を防止できる可能性がある。

<大規模な損傷の場合>

蒸気発生器が短時間で満水に至るような大規模な伝熱管破損の場合に

は、2次系配管等の損傷発生が考えられ、この場合1次系と2次系の差圧がさらに増大することで漏えい量が増加して炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器バイパス事象であるため原子炉格納容器の閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による蒸気発生器損傷時に伝熱管個別の損傷状態を特定することは困難であり、地震時の蒸気発生器の損傷状態として一定規模以上の地震に対しては大規模な損傷の可能性が高いとの想定から、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.2×10^{-8} (／炉年) であり、全炉心損傷頻度 (8.4×10^{-5} (／炉年)) に対して 0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷となった場合には原子炉格納容器の機能に期待できないバイパス事象となるものの、クールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えい抑制と炉心冷却の継続により、影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

4. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内のすべての機器、配管が損傷して、制御できない大規模なLOCAが発生し、ECCS注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、制御できない大規模なLOCAには至らない可能性があるものの、主給水流量喪失等の過渡事象が発生しており、一部のフロアの損傷においても補助給水系統と高圧注入系統が同時に機能喪失すること等により炉心損傷に至る。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内のECCS注水配管が構造損傷して、制御できない大規模なLOCAが発生すると同時に、ECCS注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋内の配管が建屋に押しつぶされるような状況の場合、原子炉格納容器内への接続配管が損傷することで、原子炉格納容器損傷も回避することが困難となる。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.0×10^{-11} （/炉年）未満であり、全炉心損傷頻度（ 8.4×10^{-5} （/炉年））に対しての寄与が極めて小さいことを確認している。また、損傷の程度によっては恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器機能への影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループと

して新たに追加することは不要と判断した。

5. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器、配管が損傷して、制御できない大規模なLOCAが発生し、ECCS注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、併せて格納容器先行破損が発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でLOCAが発生せず蒸気発生器除熱も有効である可能性があり、この場合には、主給水流量喪失等の過渡事象が発生するものの補助給水系による2次系除熱に係る設備が健全ならば炉心損傷を防止できる。(原子炉格納容器損傷の程度によってはフィードアンドブリードに期待できない場合もあり、補助給水が失敗した場合には炉心損傷に至る。なお、この場合、原子炉格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。)

<大規模な損傷の場合>

原子炉格納容器内の1次冷却材配管及びECCS注水配管が同時に構造損傷して、制御できない大規模なLOCAが発生すると同時に、ECCS注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、原子炉格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.2×10^{-8} (／炉年) であり、全炉心損傷頻度 (8.4×10^{-5} (／炉年)) に対して 0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷発生時には同時に原子炉格納容器機能に期待できない状況となるが、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

6. 制御建屋損傷

制御建屋が損傷することで、制御建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、主盤（原子炉盤）等が損傷することで各種制御が不能となり炉心損傷に至る。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による制御建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失として炉心損傷防止対策が可能な範囲の事故となる可能性もあるが、一部フロアの損傷においても単独の機器若しくは複数の機器で原子炉補機冷

却機能喪失や、監視機能・制御機能の喪失の組み合わせが発生することにより炉心損傷に至る。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には、メタルクラッドスイッチギアを含む電気盤の全損傷により、代替電源の接続・供給ができない全交流動力電源喪失が発生し炉心損傷に至る。この場合、代替電源が供給されない状況が継続して原子炉格納容器破損に至る。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 6.1×10^{-9} (／炉年) であり、全炉心損傷頻度 (8.4×10^{-5} (／炉年)) に対して 0.01%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の程度によっては原子炉補機冷却機能喪失や全交流動力電源喪失に対する炉心損傷防止対策を継続することにより影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

7. 複数の信号系損傷

原子炉盤等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次系

からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出している。

<小規模な損傷の場合>

原子炉盤（主盤、補助盤）やケーブルトレイが損傷した場合、原子炉トリップに至り過渡事象が発生する。信号系の盤やケーブルトレイの部分的な損傷を想定した場合、一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの、補助給水系統等炉心損傷の防止に必要な機能が健全ならば、炉心損傷を防止することに期待することができる。

<大規模な損傷の場合>

大規模な地震により信号系損傷として完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて補助給水系統機能が喪失することで、2次系からの除熱が不能となり炉心損傷に至る。津波の場合には 10.8m 以上の津波襲来時には屋外の海水ポンプ(3.85m)や主変圧器(4.0m)の没水により全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失となった状態で、制御建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア、パワーセンタ、原子炉コントロールセンタ、制御建屋直流分電盤、ドロップ盤、充電器盤、計器用分電盤、計器用電源装置等）及び関連機器（動力変圧器、蓄電池）が被水・没水により機能喪失し直接炉心損傷に至るとともに、監視機能や複数の操作機能が喪失した状態では原子炉格納容器破損に至る可能性も高い。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震・津波による複数の信号系の損傷程度を特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも地震・津波の合計で 3.7×10^{-8} (／炉年) であり、全炉心損傷頻度 (8.4×10^{-5} (／炉年)) に対して 0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の程度によっては補助給水系統等炉心損傷の防止に必要な機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

以上の 5 つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難であるとともに、損傷程度の不確かさが大きく、様々な損傷の程度・組み合わせの事故シーケンスを含んだ事故シーケンスグループと考えた場合、原子炉格納容器の機能にも必ずしも期待できないケースも多く含まれると考えられる。

地震 P R A 及び津波 P R A の結果からは、これらの事故シーケンスグループの発生頻度はいずれも非常に低いことが確認されている。一方、これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるものの、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、事象発生時にプラントに及ぼす影響についても大きな幅を有することとなる。

したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組み合わせに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建

屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全炉心損傷頻度に対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

<参考：解釈の関連記載>

1-1

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、規則で想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、規則で想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

第1表 地震、津波特有の事象として発生する事故シーケンス

事故シーケンス	シーケンス別CDF(/炉年)			
	内部事象	地震	津波	合計
小破断LOCA+補助給水失敗	1.1E-08	3.4E-08	—	4.5E-08
極小LOCA+補助給水失敗	8.6E-08	—	—	8.6E-08
主給水流量喪失+補助給水失敗	4.5E-07	6.5E-08	—	5.2E-07
過渡事象+補助給水失敗	4.0E-06	—	—	4.0E-06
手動停止+補助給水失敗	9.5E-06	—	—	9.5E-06
外部電源喪失+補助給水失敗	1.1E-07	3.8E-08	—	1.5E-07
2次冷却系の破断+補助給水失敗	1.2E-06	5.6E-08	—	1.3E-06
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.3E-11	9.4E-09	—	9.5E-09
蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	1.2E-07	—	—	1.2E-07
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	—	4.0E-07	—	4.0E-07
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	9.8E-07	1.6E-06	1.6E-05	1.9E-05
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	4.2E-05	7.9E-08	3.1E-06	4.5E-05
原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	9.8E-10	1.4E-08	9.1E-07
原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	8.0E-09	3.8E-10	1.2E-10	8.5E-09
中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	5.0E-09	1.5E-08	—	2.0E-08
中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	8.3E-09	3.0E-11	—	8.3E-09
小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.6E-08	2.3E-08	—	3.9E-08
小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	2.7E-08	4.4E-11	—	2.7E-08
原子炉トリップが必要な起回事象+原子炉トリップ失敗	2.7E-08	5.2E-09	—	3.2E-08
大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	—	1.1E-07	—	1.1E-07
大破断LOCA+低圧注入失敗	2.7E-09	2.2E-07	—	2.2E-07
大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.2E-09	7.8E-09	—	1.7E-08
中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	1.9E-08	—	1.9E-08
中破断LOCA+高圧注入失敗	3.7E-07	2.8E-07	—	6.5E-07
小破断LOCA+高圧注入失敗	1.2E-06	2.6E-07	—	1.5E-06
極小LOCA+充てん/高圧注入失敗	2.6E-07	—	—	2.6E-07
大破断LOCA+低圧再循環失敗	2.3E-09	1.6E-09	—	3.9E-09
中破断LOCA+低圧再循環失敗	7.9E-09	3.4E-09	—	1.1E-08
小破断LOCA+低圧再循環失敗	2.6E-08	5.4E-09	—	3.1E-08
中破断LOCA+高圧再循環失敗	1.4E-08	6.5E-11	—	1.4E-08
小破断LOCA+高圧再循環失敗	4.5E-08	9.6E-11	—	4.5E-08
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	—	3.0E-11
蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	1.7E-07	—	—	1.7E-07
原子炉建屋損傷	—	※	—	≒0
原子炉格納容器損傷	—	1.2E-08	—	1.2E-08
制御建屋損傷	—	6.1E-09	—	6.1E-09
複数の信号系損傷	—	2.1E-08	1.6E-08	3.7E-08
蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)	—	1.2E-08	—	1.2E-08
合計	6.1E-05	3.3E-06	1.9E-05	8.4E-05

ハッチング:地震、津波特有の事象として発生する事故シーケンス

※:1.0E-11未満

国内外の重大事故等対策に係る設備例について

(1) 国外での先進的な対策の調査方法

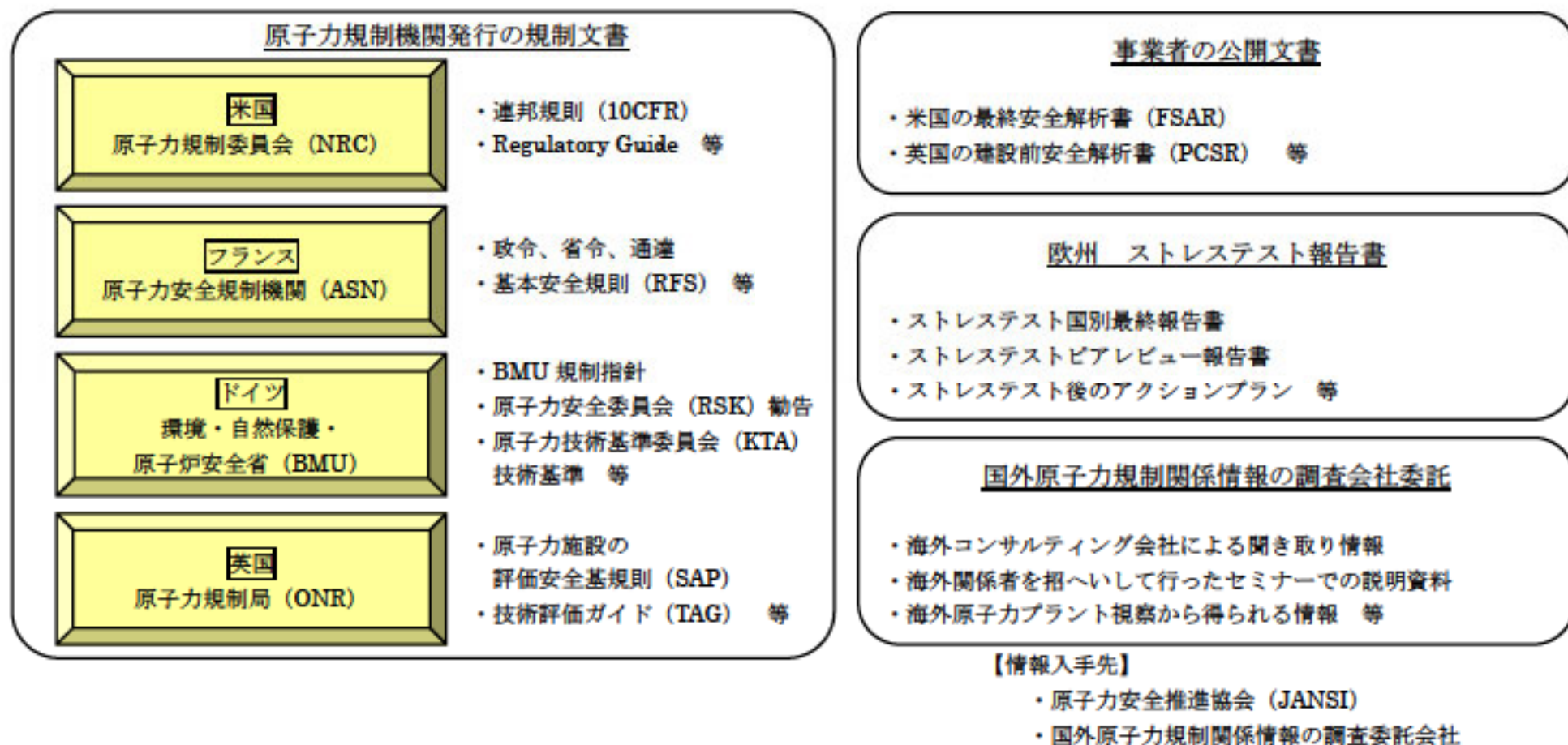
国外（米国及び欧州）において整備している先進的な対策について、国外の原子力規制機関である、米国原子力規制委員会（NRC）、フランス原子力安全規制機関（ASN）等の規制文書、米国の最終安全解析書（FSAR）等の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等の調査を実施した。また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外の原子力関係者を招いたセミナーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても合わせて調査を実施した（第1図参照）。

(2) 国外での先進的な対策について

調査可能な範囲内で得られた国外における炉心損傷防止対策の情報について、高浜3号炉及び4号炉で整備している対策と比較した結果を第1表に示す。

すべての事故シーケンスグループにおいて、国外の既設プラントで整備されている各機能の対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。また、事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる事象についても、調査可能な範囲内において関連する情報の調査を実施したが、事象発生確率が低い等の理由により国外でも手順面の対策のみで設備面の対策がとられていないことを確認した。

国外の炉心損傷防止対策情報



第1図 国外で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(1/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
1	2次冷却系からの除熱機能喪失	炉心冷却	・フィードアンドブリード*	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	—	欧米では安全注入及び加圧器逃がし弁の開放によるフィードアンドブリードを整備している。当社においても同様に高圧注入ポンプによる炉心注入及び加圧器逃がし弁開放によるフィードアンドブリードを整備している。
		蒸気発生器代替給水手段	・電動補助給水ポンプ(100%×2系統)、タービン動補助給水ポンプ(200%×1系統)合計400%	・電動補助給水ポンプ(100%×2系統)、タービン動補助給水ポンプ(100%×1系統)合計300% ・大容量ポンプ	・電動補助給水ポンプ(100%×2系統)、タービン駆動補助給水ポンプ(100%×2系統)合計400%	・独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ(ディーゼル駆動若しくは非常用ディーゼル発電機の給電による駆動)(50%×4系統)合計200%	・電動補助給水ポンプ(100%×2系統)、タービン動補助給水ポンプ(100%×2系統)	・電動補助給水ポンプ(100%×2系統)、タービン動主給水ポンプ(100%×1系統)合計300%	事故時の蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、合計で300~400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備しており、欧州においては、タービン動補助給水ポンプ、独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ等を設置している。 当社においては、当該事故時に、欧米と同様に、合計400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。
			・電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ	・高圧給水系(主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ、起動用給水ポンプ) ・低圧給水系(復水ポンプ、消火水ポンプ、サービス水ポンプ) ・加熱器ドレインポンプ	—	・給水タンクの主蒸気加圧による給水(蒸気発生器を減圧し、蓄圧タンクと同様に自動注水)	—	—	事故時の蒸気発生器への恒設ポンプによるバックアップの給水手段として、米国において、多様なポンプを複数台整備している。 当社では、欧米のように2次系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードにより1次系から炉心を冷却する手段を中心としており、加えて自主的に主給水ポンプによる手段も整備している。
			・消防ポンプ ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ ・接続口	・可搬式ディーゼル駆動ポンプ ・接続口	—	・可搬式ポンプ(+可搬式ディーゼル発電機)	・可搬式ポンプ ・補助給水系の接続口(消火系ポンプ、可搬式ポンプでの蒸気発生器給水)	可搬式ポンプ	全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として、米国では、可搬式ディーゼル駆動ポンプと接続口を配備しており、欧州においても、同様の手段を整備している。当社においては、消防ポンプに加え、より容量の大きい蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ及び接続口を整備している。
		(給水源)	・復水タンク ・2次系純水タンク ・淡水タンク ・海水	・復水タンク ・消火用水タンク ・原水貯水池 ・復水器ホットウェル ・河川、湖	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンク、軟水貯蔵タンク(重力注水による復水タンクへの補給、3日間可)	・脱塩水貯蔵タンク、冷却塔 ・河川、水タンク車 ・補助給水系各系統の専用貯水タンク	復水タンク	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給	欧米においては、淡水タンクのほか、河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては、複数の2次系純水タンクや淡水タンクの他、代替補給水源として海水の給水も可能である。
		(その他)	・可搬型バッテリー(タービン動補助給水ポンプ用)	—	・タービン動補助給水ポンプ制御装置の圧縮空気タンクによる遠隔又は現地操作(5時間)	—	—	—	全交流動力電源喪失等において、フランスでは、タービン動補助給水ポンプの遠隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。 当社においては、タービン動補助給水ポンプの起動信頼性向上対策として、可搬型バッテリーを用いた起動手順を整備している。
		蒸気発生器代替蒸気放出	・タービンバイパス系の活用	・タービンバイパス系の活用	—	—	—	—	主蒸気逃がし弁が開失敗した場合の蒸気発生器代替蒸気放出手段として、米国においては主蒸気隔離弁及びタービンバイパス弁の開放手段を整備している。 当社としては、当該事故時に、欧米のように2次系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードにより1次系から炉心を冷却する手段を中心としており、加えて自主的にタービンバイパス系を活用する手段を整備している。
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「過渡事象+補助給水失敗(炉内構造物の損傷)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。								

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(2/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
2-1	全交流動力電源喪失(1/3)	代替電源設備(交流)	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電装置* 空冷式非常用ディーゼル発電機(追設中) 	<ul style="list-style-type: none"> サイト内ガスタービン発電機 空冷式非常用ディーゼル発電機(既設) 	<ul style="list-style-type: none"> サイト共用ガスタービン発電機 (空冷式)非常用ディーゼル発電機 小型蒸気タービン駆動発電機(追設、RCPシール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用のディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 水冷式非常用発電機 サイト共用ガスタービン発電機 	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置しているほか、全交流動力電源喪失に伴いRCPシールLOCAが発生する場合は想定し、RCPシール注水用蒸気駆動発電機を設置している。</p> <p>当社においては、常設の交流代替電源として、ユニット毎に2台の空冷式非常用発電装置を設置している。また、恒設の非常用ディーゼル発電機の設置を計画している。</p> <p>欧米においては、可搬式の交流代替電源である可搬式ディーゼル発電機を配備している。当社でも同等の設備を配備しており、空冷式非常用発電装置が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p> <p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備しており、当社においても同等に手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 電源車 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機 	
			<ul style="list-style-type: none"> 号炉間電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線(地中埋設) 	—	—	
		(直流)	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 可搬代替整流器 可搬式バッテリー 蓄電池(重大事故等対処用)の追設 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 携帯型バッテリー充電器等による蓄電池充電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 空冷式小型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 可搬式ディーゼル発電機による蓄電池充電 独立非常用のディーゼル発電機による直流電源供給 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 バッテリー充電用小型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<p>欧米においては、既設蓄電池による給電手段を整備しているほか、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。</p> <p>米国においては、携帯型バッテリー充電器等による蓄電池充電を整備しており、欧州においては、発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においては、蓄電池を追設するとともに、可搬代替整流器及び可搬式バッテリーを整備している。</p>
		代替RCPシール注入	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却+恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水 	<ul style="list-style-type: none"> 静圧試験用ポンプによるシール注入 	<ul style="list-style-type: none"> 小型試験用ポンプを用いたシール注水(+小型蒸気タービン駆動発電機) standstillシール 	<ul style="list-style-type: none"> standstillシール 	<ul style="list-style-type: none"> 緊急充てんポンプ(蒸気タービン駆動容積式)によるシール水注水 	—	<p>全交流動力電源喪失に伴いRCPシールLOCAが発生する場合は想定し、欧米では試験用ポンプ等によるRCPシール水注水手段等を整備している。</p> <p>また、フランス及びドイツにおいては、standstillシールを整備している。</p> <p>当社においては、RCPシールLOCAが発生する可能性のある10分程度で代替ポンプ等によりシール冷却を確実に回復することは困難と考えられることから、RCPシールLOCAへの対策としては、LOCA発生後に2次系強制冷却により早期に1次系圧力を低下させ、恒設代替低圧注水ポンプにより炉心注水する手段を整備している。</p>

別紙3-4

※：有効性評価において評価対象とした対策 下線部：電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(3/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
2-1	全交流動力電源喪失(2/3)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却* (蒸気発生器への給水手段は、「2次系からの除熱機能喪失」と同様) 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 2次系強制冷却 	—	<p>全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し、欧米においては、2次系強制冷却による1次系冷却手段を整備しており、当社においても蒸気発生器への給水及び主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却手段を整備している。</p>
		(炉心注入)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを用いた恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水* 低圧再循環* (大容量ポンプによる余熱除去ポンプ冷却用海水通水*) 充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却) 	<ul style="list-style-type: none"> 非安全系充てんポンプ (+代替高圧交流電源) 	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統とは別系統の低圧注入系 低圧注入系と格納容器スプレイ系の連結スリーブを用いた炉心注入 (連絡スリーブ設置: 事故後3日) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の余熱除去系 (IRHR) 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による炉心注入 	—	<p>各国対策として、米国では非安全系充てんポンプによる炉心注入手段、フランスでは低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連結スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段、ドイツでは航空機落下等の外部事象又はテロ事象に対応するためのいわゆるパンカーシステムとしての、地下水等を水源とする独立非常用系の熱除去設備等による炉心注入手段等を整備している。</p> <p>当社においては、電動機の冷却水が不要な恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水手段 (格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを使用) を整備しており、さらに大容量ポンプによる低圧再循環手段等、様々な炉心注水手段を整備している。</p>
		(最終ヒートシンク)	<ul style="list-style-type: none"> 大容量ポンプによる冷却用海水通水 	—	<ul style="list-style-type: none"> PUI システム (可搬式ポンプ+可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的) 代替ヒートシンクとして EVU 及び SRU 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用サービス水系 (冷却水:河川水、地下水) 	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式熱除去設備 (乾式冷却塔) 	<ul style="list-style-type: none"> 放水トンネルからの取水 (取水部閉塞対策) 冷却水再循環 (排水部閉塞対策) 	<p>欧州においては、地下水等をヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用サービス系の余熱除去設備や空冷式熱除去設備 (乾式冷却塔) を整備している。</p> <p>当社においては、最終ヒートシンク喪失時の対策として、独立性があり、電源の不要な大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。</p>
		(給水源)	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク (ほう酸水補給:ほう酸タンク、使用済燃料ピット等) 復水タンク 2次系純水タンク 淡水タンク 海水 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク (ほう酸水補給:ほう酸ホールドアップタンク、使用済燃料ピット、クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク、大型水源と組み合わせたほう酸水貯蔵タンク) 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク (ほう酸水補給) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替ほう酸水貯蔵タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク 	<p>欧米においては、燃料取替用水タンクからの給水が可能であるほか、燃料取替用水タンクが枯渇した場合に、その他水源からほう酸水等を燃料取替用水タンクへ補給する手段を整備しており、当社においても燃料取替用水タンクからの給水手段、同タンクへのほう酸水給水手段のほか、淡水や海水の給水手段も整備している。</p>

※:有効性評価において評価対象とした対策 下線部:電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(4/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
2-1	全交流動力電源喪失(3/3)	原子炉格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内自然対流冷却* (大容量ポンプによる冷却用海水通水*。格納容器再循環ユニット2台) 	<ul style="list-style-type: none"> ファンクーラー×5台 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> ファンクーラー(空冷式熱除去設備(乾式冷却塔)によるユニットの冷却)×4台 	—	<p>米国、英国ともファンクーラーを用いた冷却手段を整備しているが、英国では、格納容器冷却ファン熱交換器の冷却手段として空冷式熱除去設備(乾式冷却塔)整備している。</p> <p>当社においては、格納容器再循環ユニットに大容量ポンプにより海水を通水することで、全交流動力電源喪失等により格納容器再循環ファンが停止している場合においても、自然対流冷却により格納容器内雰囲気冷却する手段を整備している。</p> <p>米国においては、ディーゼル駆動消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイ手段を整備している。</p> <p>フランスにおいては、格納容器スプレイ系が全喪失した場合においても、低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系による代替格納容器スプレイ手段を整備している。</p> <p>当社においては、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に加え、ディーゼル/電動消火ポンプより格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 恒設代替低圧注水ポンプ 格納容器スプレイポンプ(自己冷却) ディーゼル/電動消火ポンプによる格納容器内注水 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル駆動消火用ポンプによる代替格納容器スプレイ 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器除熱(連絡スリーブ設置：事故後3日) PUIシステム(可搬式ポンプ+可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15日以降の崩壊熱除去が目的) 	—	—	—	
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「外部電源喪失+非常用所内電源喪失(複数の電気盤破損)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。</p>						

※：有効性評価において評価対象とした対策 下線部：電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(5/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	大容量ポンプによる冷却用海水通水	—	・代替ヒートシンクとして EVU 及び SRU	・非常用サービス水系(冷却水:河川水、地下水)	・空冷式予備熱除去設備(乾式冷却塔による代替補機冷却)	—	最終ヒートシンク喪失が発生した場合、ドイツでは、河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サービス水系が設置されているほか、イギリスでは、耐震性を備え冷温停止時における原子炉補機冷却系統負荷の除熱が可能な、乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。 当社においては、大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		海水系の代替手段	・大容量ポンプ ・消防ポンプ(可搬式エンジン駆動ポンプ)	・補助海水ポンプ	—	—	—	・放水トンネルからの取水(取水部閉塞対策) ・冷却水再循環(排水部閉塞対策)	原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合、米国では補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。また、スウェーデンでは海面の凍結等の影響による冷却水取水部、排水部の閉塞時における冷却水確保手段として、冷却水を冷却系の入口又は冷却水取水部へ再循環させる手段を整備している。 当社においては、補機冷却系の機能が健全な状態で、津波等により海水ポンプが使用不能となった場合においても、電源が不要であり、取水口と別の箇所から取水可能な大容量ポンプによる海水供給又は海水ポンプの復旧により、補機冷却系による最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗(内部事象・津波起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。</p> <p>○米国 米国 IPE (NUREG-1560, Vol.1-6) における「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」の脆弱性と対策事例について調査したが、当該シナリオに対する対策に関する記載は確認できなかった。</p> <p>○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書(PCSR)を確認した。 補機冷却系については、いくつかの補機冷却系喪失との複合事象が考慮されているが、当該シナリオに関する情報は確認できなかった。</p>						

※：有効性評価において評価対象とした対策 下線部：電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(6/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要		
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器自然対流冷却* (原子炉補機冷却水*又は大容量ポンプによる冷却用海水通水) 恒設代替低圧注水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様 	<p>欧米における原子炉格納容器の冷却手段は、2-1と同様である。</p> <p>当社においては、自然対流冷却における冷却水として、原子炉補機冷却水又は海水が使用可能である以外は、2-1と同様である。</p>	
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。							
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和設備* (タービントリップ、主蒸気隔離及び補助給水ポンプの起動) 緊急ほう酸注入(安全注入系) 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 緊急ほう酸注入系・大容量ポンプ(ディーゼル駆動) 	<ul style="list-style-type: none"> ATWS緩和系自動回路 緊急ほう酸注入系 					<p>ATWS対策設備として、欧米においては、ATWS緩和系自動回路(AMSAC*)を整備している。</p> <p>当社プラントについても、自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに、補助給水ポンプを自動起動することで、原子炉固有の負の反応度フィードバック特性により原子炉出力を抑制し、炉心の熱除去を行う、ATWS緩和設備を設置している。</p> <p>*1:ATWS mitigation system actuation circuitry ATWS発生時に補助給水系を自動起動し、タービンをトリップさせる(当社は主蒸気隔離も合わせて整備)</p> <p>欧米においては、ATWS発生時に原子炉を未臨界に移行するためのほう酸水の炉心注入手段を整備している。</p> <p>当社においては、手動で安全注入系による緊急ほう酸注入手段を整備している。</p>
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。							

※：有効性評価において評価対象とした対策 下線部：電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(7/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
5	ECCS注水機能喪失	炉心注入	・2次系強制冷却 [※] (蒸気発生器への給水手段は、「2次系からの除熱機能喪失」と同様) ・余熱除去ポンプ [※] ・格納容器スプレイ系-余熱除去系タイラインを用いた恒設代替低圧注水ポンプ等による炉心注入 [※]	・2-1における、炉心冷却」と同様	・2-1における、炉心冷却」と同様	・2-1における、炉心冷却」と同様	・2-1における、炉心冷却」と同様	—	欧米における炉心注入手段は、2-1の<炉心冷却>における炉心注入手段と同様である。 当社においては、「中小破断LOCA+高圧注入失敗」を想定し、蒸気発生器を用いた2次系強制冷却により1次系を減温減圧し、低圧注入を促進する手段を整備している。
		(給水源)	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	—	
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA (地震起因))」、「大破断LOCA+低圧注入失敗 (内部事象・地震起因)」、「大・中LOCA+蓄圧注入失敗 (内部事象)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。</p> <p>○米国 米国 IPE (NUREG-1560, Vol1-6) において、「シビアアクシデントマネージメントガイドライン (SAMG) で対処する」と言及されているのみで、具体的な炉心損傷防止対策は無い。</p> <p>○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書 (PCSR) を確認した。 LOCA についてはいくつかの複合事象が考慮されており、「大LOCA+低圧注入失敗 (短期間)+外部電源喪失」のシナリオが存在するが、対策は無い。</p>						
6	ECCS再循環機能喪失	代替再循環	・格納容器スプレイ系-余熱除去系タイラインを用いた代替再循環 [※]	・充てんポンプ、安全注入ポンプ、余熱除去ポンプによる代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた代替再循環 (連絡スリーブ設置: 事故後3日)	・独立非常用系のほう酸水高圧注入系による代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による代替再循環	—	欧米においては、米国では、低圧注入系による代替再循環手段を整備しており、フランスでは、低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段を整備している。ドイツでは、独立非常用系のほう酸水高圧注入系による代替再循環手段を整備している。 当社においては、ECCS注水系の喪失時は、格納容器スプレイ系-余熱除去系タイラインを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。						

※: 有効性評価において評価対象とした対策 下線部: 電力自主手段

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備例との比較(8/8)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			高浜3号炉及び4号炉	米国	フランス	ドイツ	英国		スウェーデン
7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損)	格納容器バイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> ・クールダウンアンドリサーキュレーション* ・インターフェイスシステムLOCAの検知、隔離(既設の計装・設備から兆候を検知) 	<ul style="list-style-type: none"> ・1次系フィードアンドブリード+2次系強制冷却 ・インターフェイスシステムLOCAの早期検知、隔離(既設の計装・設備から兆候を検知) 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード 	<ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁(空気作動)開による1次系の除熱 	—	<p>欧米においては、1次系及び2次系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか、インターフェイスシステムLOCAの早期検知手段(既設の計装・設備から兆候を検知)を整備している。</p> <p>当社においては、既設の計装・設備を用いてインターフェイスシステムLOCAの兆候を検知・隔離する手段及びECCS等により1次系への注水を確保しつつ、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏洩を抑制し、余熱除去系により炉心を冷却する手段(クールダウンアンドリサーキュレーション)を整備している。</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、高浜3号炉及び4号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○米国 WH-PWRにおいて、いくつかのFSAR(Beaver Valley, Callaway, Catawa等)を調査したが、SGTR評価における想定破損は、完全両端破断1本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。 						

※：有効性評価において評価対象とした対策 下線部：電力自主手段

事故（SGTR、IS-LOCA）時の
原子炉トリップ失敗の取扱いについて

内部事象レベル1 PRAでは、イベントツリー作成に際して炉心損傷回避の成功基準として原子炉トリップに期待している起因事象について、ヘディング「原子炉トリップ」を設定し、トリップ遮断器の故障等により原子炉トリップに失敗した場合をそれぞれ1つの事故シーケンスとして抽出している。

原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスについてはイベントツリー上で「ATWSのイベントツリーで整理」と記載しているが、ATWSの炉心損傷頻度の評価対象となる起因事象について具体的には以下2つの観点で整理している。

①「運転時の異常な過渡変化」への該当

「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（以下「規則」という。）」第44条の記載からもATWSの対象とする起因事象は「運転時の異常な過渡変化」とされており、これにより整理した。

【規則抜粋】

（緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備）

第44条 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生する

おそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

② ATWS緩和設備作動に期待する事象

炉心損傷頻度算出に際して、ATWSの起因事象発生頻度として1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象を評価対象として整理した。

具体的には、安全評価指針における「運転時の異常な過渡変化」のうち、ATWS発生時に蒸気発生器2次側保有水が減少することにより補助給水が必要となる事象(ATWS緩和設備が作動する事象)としては、以下の5事象であり、そのうち発生実績のある3事象(外部電源喪失、主給水流量喪失、負荷の喪失)を対象として評価した。

事象	発生件数 (1976/4/1～2011/3/31)
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	実績なし
原子炉冷却材流量の部分喪失	実績なし
外部電源喪失(送電系の故障を含む)	9件
主給水流量喪失	5件
負荷の喪失	20件

前述の観点により今回の内部事象レベル1PRAのイベントツリーから抽出される原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いを整理した結果は以下のとおりである。SGTRやIS-LOCA等、観点①、②により対象外と整理した起因事象については、ATWSの観点では比較的厳しくない^{※1}事象であると考えられるため、ATWSの起

因事象発生頻度の評価対象外としている。なお、観点①、②により対象外とした事故シーケンスの発生頻度は対象起因事象 3 事象から算出された ATWS の発生頻度 (2.7×10^{-8} (／炉年)^{※2}) と比較して十分低いことを確認している。

さらに、このように低頻度ではあるものの、SGTRやIS-LOCA時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、参考に示すように、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作、M-Gセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

起因事象	観点① 「運転時の異常な過渡変化」に該当	観点② ATWS緩和設備が必要で 起因事象発生実績有	備考 (原子炉トリップ失敗 確率 3.8E-7)
小破断 LOCA	×	×	発生頻度: 8.4E-11(／炉年)
極小 LOCA	×	×	発生頻度: 8.0E-10(／炉年)
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度: 7.6E-11(／炉年)
外部電源喪失	○	○	ATWS対象
2次冷却系の破断	×	×	発生頻度: 1.6E-10(／炉年)
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度: 9.1E-10(／炉年)
主給水流量喪失・ 過渡事象	○	○	ATWS対象 (過渡事象は負荷喪失)
インターフェイス システム LOCA	×	×	発生頻度: 1.1E-17(／炉年)

※1：LOCA事象の場合、安全注入信号により高濃度のほう酸が炉心に注入され、ATWS時の挙動の緩和に期待できる。また、蒸気発生器による冷却が健全であれば、1次系を減圧することが可能である。

※2：原子炉トリップ失敗確率はフォールトツリー解析により評価しているため、数値はプラントの原子炉保護系設備構成に依存するが、国内PWRプラントの原子炉保護系の基本的な設計の考え方は同等であり、ここでの評価に有意に影響するような差異ではない。

<参考：SGTR、IS-LOCA時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について>

低頻度ではあるものの、外部電源喪失や主給水流量喪失、負荷喪失以外の起回事象発生時に原子炉トリップ失敗となった場合には、現在想定しているATWS事象よりも1次系に対して厳しい条件となることが想定される。

特にSGTRやIS-LOCAといった原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパスシーケンスとなる可能性のある事象については、本来の炉心損傷防止対策である系外への冷却材の放出抑制のための漏えい箇所の隔離やクールダウンアンドリサーキュレーションに対して負の反応度投入を目的とした手動トリップやほう酸水注入が必要となる等、事象進展や対策が大きく異なるが、このような場合には「止める、冷やす、閉じ込める」の優先順位で対応するよう定められた安全機能ベースの運転手順に基づき、順次対応を実施することとしている（別添参照）。

具体的にSGTRやIS-LOCAが発生した場合に原子炉トリップが必要となるのは、破損伝熱管が1本程度のSGTRや、規模が小さく隔離が早めに成功したIS-LOCA等であり、原子炉トリップまで数分、仮に炉心への注入機能が喪失した場合でも、炉心損傷まではさらに数時間程度の時間を有する比較的緩やかな事象進展となる。

一方、ATWSは、発生後数分間に急峻な事象進展挙動を示し、対応として手動トリップによる制御棒挿入あるいはほう酸の添加により事象が終結する、長くても数十分の短期間の事象である。

また、重大事故等対策として整備しているATWS緩和設備は、補助

給水起動、タービントリップ及び主蒸気隔離を作動させるものであり、SGTR時やIS-LOCA時に必要な安全機能の動作を阻害するものではない。また、ATWS時の挙動緩和としては重要であるが、SGTRやIS-LOCAの比較的緩やかな挙動に対する影響は軽微なことから、SGTR時やIS-LOCA時にATWS緩和設備が作動したとしても、これらの事象への対応に有意な悪影響を及ぼすものではない。

したがって、SGTR、IS-LOCA時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作やM-Gセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

別添：「高浜3号炉及び4号炉重大事故等の発生及び拡大の防止に必要な手順書・体制・教育の整備について」（抜粋）

5. 運転員および発電所対策本部(緊急安全対策要員)が使用する 手順書間のつながりについて(3/10)

<安全機能パラメータ一覧>

●事故時操作所則(第2部)の手順書には適用条件が定められていることは前述してある通りであるが、複数の適用条件が同時に成り立った場合には、使用するための優先順位が必要になる。

各手順書間における適用の優先順位の考え方

<事象ベース手順書同士の優先順位>

基本的には、事象ベースであるため手順書間の重畳はないため優先順位はない。

<安全機能ベース手順書同士の優先順位>

「止める」「冷やす」「閉じ込める」の安全機能に従った優先順位を決定している。

<安全機能ベースと事象ベースの相互間の優先順位>

事象ベース手順書対応時に、安全機能ベース手順書の条件が満たされた場合は、基本的に安全機能ベース手順書に移行する。なお、事象ベース手順書「全交流電源喪失」のようなサポート系の機能喪失等については基本的に事象ベース手順書内で安全機能ベース手順書の主となる運転操作を実施するため、その観点からも安全機能ベースが優先となっている。

優先順位	適用条件	安全機能ベースの操作所則	監視パラメータおよび適用条件
1	高	未臨界の維持(1)	①原子炉出力 \geq □または ②中間領域(IR)起動率が□
2		炉心冷却の維持(1)	炉心出口温度 \geq □℃
3		S/G除熱機能の維持	①健全S/G狭域水位□および合計補助給水流量□ μ /hまたは ②いずれかのS/Gが主蒸気安全弁作動圧力(□MPa)以上で上昇継続
4		格納容器健全性の維持	格納容器圧力 \geq □kPaおよび格納容器スプレイ系不動作
5		放射能放出防止	格納容器内高レンジモニタ指示値 \geq □mSv/hおよび格納容器スプレイ系不動作
6	低	未臨界の維持(2) 注1	①中性子遅領域(SR)起動率が□または ②P-6以上で中間領域(IR)起動率が□PFM 注1 未臨界状態を確保する上で緊急性は要しない「注意レベル」として設定。 他の安全機能確保を優先するが、健全な機能維持の観点から適用条件として設定
7		炉心冷却の維持(2) 注2	サブクール度 \geq □℃および炉心出口温度 \geq □℃ 注2 炉心冷却状態を確保する上で緊急性は要しない「注意レベル」として設定。 他の安全機能確保を優先するが、健全な機能維持の観点から適用条件として設定
8		1次系保有水の維持	加圧器水位 \leq □%
—	—	事故時操作所則(第3部)へ移行	炉心出口温度 \geq 350℃および格納容器内高レンジエアモニタ(高レンジ)指示 \geq 1 \times 10 ³ mSv/h

●安全機能ベース操作所則導入条件の連続監視

→事象判別や事象判別後の収束までの間、原子炉停止機能、炉心冷却機能および蒸気発生器除熱機能等の安全機能を監視

→安全機能が喪失した場合、事故時操作所則(第2部)に移行し、安全機能ベースの操作所則により対応を実施

●安全機能/パラメータの連続監視

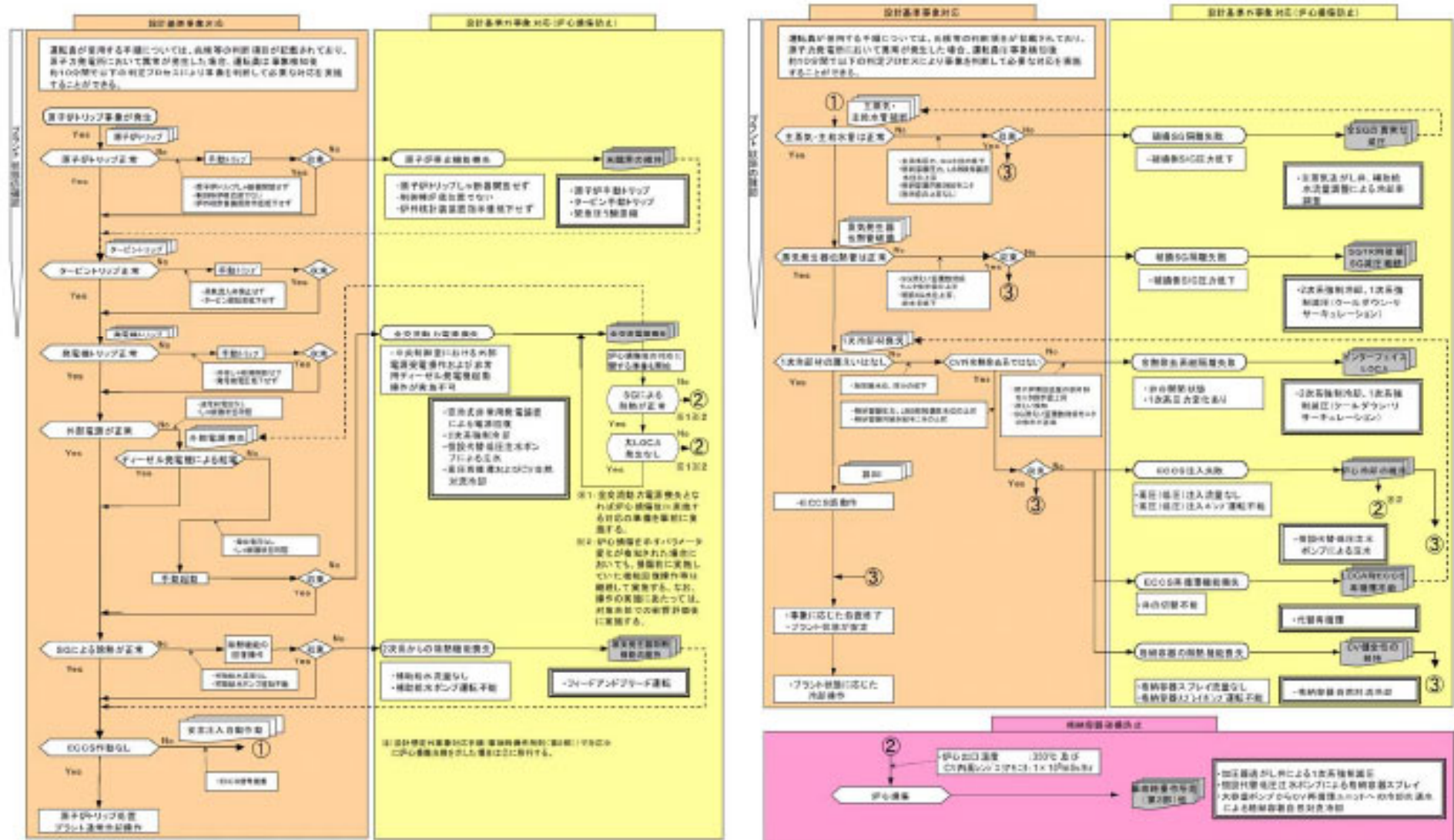
→安全機能ベース操作所則導入判断に用いる計器類については、中央制御室内に設置されており、容易に監視が可能である。計器配置については、補足資料5にて説明

(□内は機密に係る事項ですので公開することはできません。)

5. 運転員および発電所対策本部(緊急安全対策要員)が使用する 手順書間のつながりについて(4/10)

原子力発電所における異常発生時のプラント状態の確認と使用マニュアルの例

別紙4-7



凡例: 白枠: 設計基準事故対応(運転員操作用) 黄枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止) 赤枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止) 青枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止)

凡例: 白枠: 設計基準事故対応(運転員操作用) 黄枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止) 赤枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止) 青枠: 設計基準事故対応(炉心保護防止)

P R Aにおける主要なカットセットについて

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する重大事故等対処設備の整備状況等を確認した。

各事故シーケンスをカットセットレベルまで展開した結果、発生頻度の高いカットセットに対しては多重に対策を講じる等、今後のさらなる安全性向上に資することができると考えられる。

なお、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に対しては、全炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認しており、さらにこれらの事故シーケンスに対しては、炉心損傷を防止することは困難であるが、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できるカットセットが存在することを確認した。

また、格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについても同様に、格納容器破損頻度がドミナントとなるプラント損傷状態（PDS）と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点でドミナントなカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

以下に、内部事象レベル1、内部事象レベル1.5、停止時レベル1 P R Aそれぞれにおけるカットセット分析結果を示す。

1. 内部事象レベル1 PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が 1×10^{-7} (／炉年) 以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等について第1-1表～第1-7表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1-1表～第1-7表に示したとおり、一部に「大破断LOCA+低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合において、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能であることを確認した。

一方、PRAでは様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、その事故シーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて1つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在する。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「ECCS注水機能喪失」及び「ECCS再循環機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があ

ることを確認した。

○ECCS注水機能喪失（第1-5表参照）

この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧注入や低圧注入等に失敗することで、炉心からの除熱に失敗する事故シーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策として、2次系強制冷却による低圧注入又は代替低圧注水ポンプによる炉心注入としているが、燃料取替用水タンクが閉塞した場合、これらの有効性評価で考慮した対策では対応できない。しかしながら、この場合でも、1次系純水タンク及びほう酸タンクを用いた充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性があると考えられる。

○ECCS再循環機能喪失（第1-6表参照）

この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧再循環又は低圧再循環に失敗することで、炉心からの除熱に失敗するシーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策は、2次系強制冷却による代替再循環等としているが、再循環切替信号の共通要因故障により自動での再循環切替に失敗する場合や、再循環サンプスクリーンが閉塞することにより再循環機能喪失となる場合がある。これらが発生した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できない。しかしながら、自動による再循環切替に失敗した場合は、手動による再循環切替が実施可能であり、また、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においても燃料取替用水タンクに水を補給しつつ注入継続を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性があると考えられる。

第1-1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（2次冷却系からの除熱機能喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
手動停止 +補助給水失敗	①復水タンク閉塞	2.8E-6	30%	9.5E-6	フィード アンド ブリード	○
	②補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障	2.4E-6	25%			○
	③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-7	3%			○
過渡事象 +補助給水失敗	手動停止と同様			4.0E-6	手動停止と同様	
2次冷却系の破断 +補助給水失敗	①2次系破断事象診断過誤による 破断SGループへの給水停止失敗	1.2E-6	97%	1.2E-6	フィード アンド ブリード	○
	②復水タンク閉塞	5.3E-9	0.4%			○
	③補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障	4.3E-9	0.4%			○
主給水流量喪失 +補助給水失敗	手動停止と同様			4.5E-7	手動停止と同様	
SGTR +補助給水喪失	手動停止と同様			1.2E-7	手動停止と同様	
外部電源喪失 +補助給水失敗	①復水タンク閉塞	5.9E-8	52%	1.1E-7	フィード アンド ブリード	○
	②補助給水系各機器の外部リーク	5.5E-9	5%			○
極小LOCA +補助給水失敗	手動停止と同様			8.6E-8	手動停止と同様	
小破断LOCA +補助給水失敗	手動停止と同様			1.1E-8	手動停止と同様	
2次冷却系の破断 +主蒸気隔離失敗	①「運転員による破断ループ側 T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁 575A閉止操作失敗(HE)」+「破断 ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライ ン逆止弁576A閉失敗」により健全 側ループの蒸気が破断側ループへ 流出	3.4E-11	78%	4.3E-11	フィード アンド ブリード	○
	②健全ループ主蒸気隔離弁533B(C) 閉失敗+破断ループ主蒸気隔離逆 止弁536A閉失敗	6.1E-12	14%			○
	③健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁 3625(3635)内部リーク+破断ループ 主蒸気隔離逆止弁536B閉失敗	1.7E-12	4%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本グループに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、ここでは、復水タンク閉塞による水源喪失、及び、共通要因の補助給水ポンプ起動信号失敗によるポンプ故障が支配的となっているが、炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」の事故シーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗（HE）が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

第1-2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット
(全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
外部電源喪失 +非常用所内交流電源喪失	①DG-A(B)試験による待機除外 +DG-B(A)継続運転失敗	1.3E-7	13%	9.8E-7	2次系強制冷却 +恒設代替低圧注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
	②DG-A(B)試験による待機除外 +DG-B(A)起動失敗	8.5E-8	9%			○
	③DG-A,B起動失敗共通要因故障	7.8E-8	8%			○
	④DG-A試験による待機除外 +SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(HE)	4.6E-8	5%			○
原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	RCPシールLOCA発生	4.2E-5	100%	4.2E-5	2次系強制冷却 +恒設代替低圧注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	9.0E-7	100%	9.0E-7		○
原子炉補機冷却機能喪失 +補助給水失敗	①復水タンク閉塞	2.5E-9	31%	8.0E-9	無し	※2
	②補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障	2.1E-9	26%			※2
	③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	3%			※2

※1: ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

※2: 炉心損傷防止対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が厳しい

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機1台が試験による待機除外中に別の1台が継続運転に失敗する等して非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である空冷式非常用発電装置により電源を確保し2次系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することにより炉心損傷防止が可能である。
- 原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、RCPシールLOCAや加圧器逃がし弁/安全弁LOCAが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」においても2次冷却系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な事故シーケンスであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第1-3表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉格納容器の除熱機能喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
小破断 LOCA +格納容器スプレ イ再循環失敗	①CVスプレイクーラCCW通水弁 248A,B開失敗共通要因故障	4.5E-9	17%	2.7E-8	格納容器内 自然対流冷却	○
	②よう素除去薬品タンク隔離弁 054A,B開失敗共通要因故障	1.2E-9	4%			○
	③CVスプレイポンプA試験による 待機除外+海水ポンプC出口手動弁 503Cの試験後の戻し忘れ(HE)	1.1E-9	4%			○
小破断 LOCA +格納容器スプレ イ注入失敗	①CVスプレイ信号A,B両トレン 共通要因故障	6.3E-9	39%	1.6E-8	格納容器内 自然対流冷却	○
	②CVスプレイポンプA,B起動失敗 共通要因故障	2.1E-9	13%			○
	③CVスプレイポンプクーラ出口弁 024A,B開失敗共通要因故障	3.7E-10	2%			○
中破断 LOCA +格納容器スプレ イ再循環失敗	小破断 LOCA と同様			8.3E-9	小破断LOCAと同様	
中破断 LOCA +格納容器スプレ イ注入失敗	小破断LOCAと同様			5.0E-9	小破断LOCAと同様	

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、格納容器スプレイクーラに原子炉補機冷却水を通水する弁の開失敗や格納容器スプレイ信号の発信失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイシステムを使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1-4 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
ATWS	①原子炉トリップ遮断器開失敗 共通要因故障	2.0E-8	74%	2.7E-8	ATWS 緩和設備	○
	②基本ソフトウェア共通要因故障	7.1E-9	26%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本グループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、共通要因故障による遮断器の開失敗が支配的な要因となっている。この場合においても ATWS 緩和設備により炉心損傷防止が可能である。

第 1-5 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (ECCS 注水機能喪失)

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
小破断 LOCA + 高圧注入失敗	①低温側注入ライン手動弁047B(C)閉塞	6.5E-7	55%	1.2E-6	2次系強制冷却 + 低圧注入 又は恒設代替 低圧注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
	②低温側注入ラインオリフィス 02B(C)閉塞	2.5E-7	21%			○
	③低温側注入ラインオリフィス 980B(C)閉塞	2.5E-7	21%			○
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	小破断 LOCA と同様			3.7E-7	2次系強制冷却 + 低圧注入	○
極小 LOCA + 充てん/ 高圧注入失敗	①充てん/高圧注入ポンプ燃料取替 用水補給弁 121D,E 開失敗共通 要因故障	4.3E-8	17%	2.6E-7	2次系強制冷却 + 低圧注入 又は恒設代替 低圧注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
	②充てん/高圧注入ポンプ入口ベント 隔離弁 173,174 開失敗共通要因故障	3.6E-8	14%			○
	③燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-8	10%			○ ^{※2}
	④充てん/高圧注入ポンプ燃料取替 用水補給逆止弁 001 開失敗	2.0E-8	8%			○
大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-9	68%	9.2E-9	無し	-
	②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-9	20%			-
	③注入ライン逆止弁134B(C)開失敗	4.2E-10	5%			-
大破断 LOCA + 低圧注入失敗	①S信号A,B両トレン共通要因故障	4.6E-10	17%	2.7E-9	無し	-
	②RHRポンプ出口流量高信号A,B 両トレン共通要因故障によるミニフロー ライン弁601,611の開止失敗	4.6E-10	17%			-
	③燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	10%			-
中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	①蓄圧タンク出口逆止弁134B,C 開失敗共通要因故障	1.1E-11	44%	2.5E-11	無し	-
	②蓄圧タンク出口逆止弁136B,C 開失敗共通要因故障	1.1E-11	44%			-
	③蓄圧タンクB,C同時閉塞	1.4E-12	5%			-

※1: ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

※2: 1次系純水タンク及びほう酸タンクを用いた充てん/高圧注入ポンプによる炉心注入を実施することにより炉心損傷防止できる可能性がある。

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断LOCA+高圧注入失敗」が支配的となっており、これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、注入ラインの手動弁やオリフィスが閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも、炉心損傷防止対策として2次系強制冷却による1次系の減圧後、閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。

○一方、「大破断LOCA+低圧注入失敗」、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、高圧注入や代替低圧注入ポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待で

きる可能性がある。

- 「極小LOCA+充てん/高圧注入失敗」において、燃料取替用水タンクが閉塞することにより炉心損傷に至るカットセットが抽出された。この事象が仮に発生した場合、整備している対策でも炉心損傷を防ぐことは困難である。一方で、燃料取替用水タンクの健全性は毎月実施するECCS系ポンプの起動試験等で確認しており、この事象の発生頻度は非常に小さい。

第 1-6 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (ECCS 再循環機能喪失)

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
小破断 LOCA +高圧再循環失敗	①RHRクーラ出口充てん/高圧注入ポンプ入口連絡弁601,611開失敗共通要因故障	4.5E-9	10%	4.5E-8	2次系強制冷却 +低圧再循環 又は代替再循環	○
	②RHRポンプB試験による待機除外+低温側注入ライン手動弁098B(C)閉塞	2.0E-9	4%			○
	③充てん/高圧注入系の配管リーク	1.3E-9	3%			○
	④充てん/高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗共通要因故障	1.2E-9	3%			○
小破断 LOCA +低圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレン共通要因故障	9.5E-9	37%	2.6E-8	2次系強制冷却 +代替再循環	○ ^{#1}
	②RHRクーラCCW通水弁228A,B開失敗共通要因故障	4.5E-9	18%			○
	③RHRポンプA試験による待機除外+海水ポンプC出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(HE)	1.1E-9	4%			○
	④再循環サンプスクリーンA,B閉塞共通要因故障	8.5E-10	3%			○ ^{#2}
中破断 LOCA +高圧再循環失敗	小破断 LOCA と同様			1.4E-8	小破断 LOCA と同様	
中破断 LOCA +低圧再循環失敗	小破断 LOCA と同様			7.9E-9	小破断 LOCA と同様	
大破断 LOCA +低圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレン共通要因故障	9.5E-10	41%	2.3E-9	代替再循環	○ ^{#1}
	②RHRクーラCCW通水弁228A,B開失敗共通要因故障	4.5E-10	20%			○
	③RHRポンプA試験による待機除外+海水ポンプC出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(HE)	1.1E-10	5%			○
	④再循環サンプスクリーンA,B閉塞共通要因故障	8.5E-11	4%			○ ^{#2}

※1：手動による再循環切替を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性がある。

※2：RWS T補給による注入継続等により炉心損傷が防止できる可能性がある。

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスである。高浜3号炉及び4号炉では、高圧再循環を実施する際には低圧再循環によるプースティングが必要となり低圧再循環に失敗した場合、高圧再循環も自動的に失敗となる。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失等が考えられるが、ここでは切替信号の発信に失敗する再循環切替失敗及びRHRクーラ周りの弁の開失敗による注入配管閉塞が支配的となっているが、その場合でも手動での再循環切替や2次系強制冷却による低圧再循環等（プースティング弁(601,611)開失敗時は低圧再循環、RHRクーラCCW通水弁(228A,B)の開失敗時は代替再循環）を実施することにより炉心損傷を防止することが可能である。

第 1-7 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	①SGTR事象診断遅延による破損SGへの給水停止失敗+主蒸気管破断	6.5E-8	39%	1.7E-7	クールダウン アンド リサーキュレーション	○
	②破損SGタービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A閉止失敗	2.3E-8	14%			○
	③破損SGタービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A閉止操作（中央制御室及び現場）失敗	1.1E-8	7%			○
インターフェイスシステムLOCA	—	3.0E-11	100%	3.0E-11	クールダウン アンド リサーキュレーション	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗やインターフェイスシステムLOCAが発生するものであるが、いずれの場合もECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

2. 内部事象レベル1. 5 PRA

(1) 選定条件

レベル1. 5 PRAでは炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、各PDSから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

各格納容器破損モードには複数のPDSが属しており、評価事故シーケンス選定に際しては代表的なPDSを選定の後、当該PDSに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に、上位3位までのカットセットを抽出することとし、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等について第2表に整理した。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の有効性評価を行う各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第2表 格納容器破損モードごとの主要なカットセット（レベル1、5 PRA）

格納容器破損モード	PDS	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	全CFF (/炉年)	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧)	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.1E-5	85.7%	4.8E-5	代替低圧注水ポンプ ^{※1} 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(海水直接注入)	○
	TEW	②手動停止 +補助給水起動信号失敗 共通要因故障	2.1E-6	4.4%			○
	TEW	③過渡事象 +補助給水起動信号失敗 共通要因故障	8.9E-7	1.9%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温)	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.1E-7	96.7%	4.2E-7	加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧	○
	SED	②原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁056 閉失敗	2.9E-9	0.7%			○
	SED	③原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁057 閉失敗	2.9E-9	0.7%			○
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.2E-7	88.5%	4.7E-7	(原子炉格納容器耐力にて健全性を維持可能)	○
	TEI	②手動停止 +復水タンク閉塞	8.0E-9	1.7%			○
	TEW	③手動停止 +補助給水起動信号失敗 共通要因故障	6.6E-9	1.4%			○
原子炉圧力容器外の溶融燃料- 冷却材相互作用	AEI	①中破断LOCA +手動弁047C閉塞	9.9E-10	23.2%	4.3E-9	静的触媒式水素再結合装置	○
	AEI	②中破断LOCA +手動弁047B閉塞	9.9E-10	23.2%			○
	AEI	③中破断LOCA +オリフィス02C閉塞	3.7E-10	8.7%			○
水素燃焼	TEI	①手動停止 +復水タンク閉塞	1.5E-8	28.8%	5.1E-8	恒設代替低圧注水ポンプ ^{※2} による代替格納容器スプレイ	○
	TEI	②過渡事象 +復水タンク閉塞	6.2E-9	12.1%			○
	TEI	③2次冷却系の破断 +2次冷却系の破断発生に係る 診断失敗(運転員)	6.1E-9	11.8%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	TEI	①手動停止 +復水タンク閉塞	1.9E-7	16.1%	1.2E-6		○
	TEW	②手動停止 +補助給水起動信号失敗 共通要因故障	1.6E-7	14.2%			○
	TEI	③過渡事象 +復水タンク閉塞	7.9E-8	6.8%			○

※1：恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプ並びにそれぞれの電源（空冷式非常用発電装置及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用））を含む。

※2：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む。

【主要なカットセットに対する検討】

- 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）」は、主要なカットセットが原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA、2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水起動失敗の共通要因

故障である。原子炉補機冷却機能喪失ではECCS、制御用空気系（IAS）等安全系の各種機器が不作動となり、2次冷却系の除熱機能喪失では原子炉トリップに成功するものの補助給水による冷却機能が喪失し、1次系からの除熱ができずに炉心温度・圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。これらに対して格納容器破損防止対策として整備している恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水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（海水直接通水）は、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

- 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」については同様に原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA、2次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗が支配的であるが、格納容器破損防止対策として整備している加圧器逃がし弁解放による1次系強制減圧は主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。
- 「原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用」については主要なカットセットは中破断LOCA時における注入ラインの閉塞であるが、水蒸気の発生に必要となる格納容器への注水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には格納容器の耐力にて水蒸気による圧力スパイクの際にも格納容器健全性を確保できる。
- 「水素燃焼」に対して主要なカットセットとなる2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水タンク閉塞）、2次冷却系の破断（診断失敗）について、格納容器破損防止対策として整備している静的触媒式水素再結合装置の機能を妨げるものではなく、その機能に期待できる。
- 「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して主要なカットセットとなる2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水タンク閉塞、補助給水ポンプ起動信号の共通要因故障）について、格納容器破損防止対策として整備している恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

3. 停止時レベル1 PRA

各事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する燃料損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスの中で上位5位までのカットセット

なお、停止時PRAにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは“外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗”及び“外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失”であり、それぞれのカットセットについて、POS5（ミッドループ運転状態）の評価値を示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び燃料損傷防止対策の整備状況等について第3-1表～第3-4表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第3-1表～第3-4表に示したとおりすべての事故シーケンスに対して、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された燃料損傷防止対策が可能となることを確認した。

第 3-1 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策の 有効性
反応度の誤投入	—	5.3E-8	100%	5.3E-8	純水注入 停止操作	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、反応度の誤投入によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止操作等の反応度制御を行う燃料損傷防止対策が可能である。

第 3-2 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策の 有効性
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	—	5.0E-04	100%	5.0E-04	充てん/ 高圧注入ポンプ	○
水位維持失敗	—	8.2E-06	100%	8.2E-06		○
オーバードレン	—	8.2E-06	100%	8.2E-06		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失、水位維持失敗又はオーバードレンによって燃料損傷に至る事故シーケンスである。充てん/高圧注入ポンプ等によってRCS保有水確保を行う燃料損傷防止対策が可能である。

第3-3表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性
余熱除去機能喪失	—	7.6E-05	100%	7.6E-05	蓄圧タンク +恒設代替低圧注水ポンプ ^{※3} による炉心注入	○
外部電源喪失 +余熱除去系 による冷却失敗 ^{※1}	①診断失敗	1.4E-06	92.7%	1.5E-06 (3.5E-06) ^{※2}		○
	②余熱除去-A系統起動 操作失敗	9.1E-08	5.9%			○
	③A-余熱除去ポンプ 起動失敗	4.3E-09	0.3%			○
	④A-余熱除去ポンプ 遮断器閉失敗	2.6E-09	0.2%			○
	⑤A-余熱除去ポンプ 継続運転失敗	1.4E-09	0.1%			○
原子炉補機 冷却機能喪失	—	1.4E-05	100%	1.4E-05	○	

※1：POS5における評価値

※2：全POSの炉心損傷頻度

※3：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗、又は原子炉補機冷却機能喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しても、蓄圧タンクによる炉心注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入によって、燃料損傷防止が可能である。

第 3-4 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失 ^{※1}	①DG-A 継続運転失敗	1.2E-07	45.6%	2.7E-7 (1.4E-06) ^{※2}	蓄圧タンク +空冷式非常用 発電装置 +恒設代替 低圧注水ポンプ による炉心注入	○
	②DG-A 起動失敗	8.1E-08	30.0%			○
	③A バッテリー機能喪失	6.7E-09	2.5%			○
	④海水ポンプ A 起動失敗	4.3E-09	1.6%			○
	④空調用冷凍機 A 起動失敗	4.3E-09	1.6%			○
	④空調用冷水ポンプ A 起動失敗	4.3E-09	1.6%			○

※1：POS5 における評価値

※2：全 POS の炉心損傷頻度

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。事故シーケンスの主要なカットセットに対して空冷式非常用発電装置の起動後、蓄圧タンクによる炉心注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入によって、燃料損傷防止が可能である。

地震PRA、津波PRAにおける主要な事故シーケンスの対策等について

1. 主要な事故シーケンスの対策について

地震PRA、津波PRAにおける主要な事故シーケンスのカットセットと炉心損傷防止対策の整備状況等をそれぞれ第1表及び第2表に示す。

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、事故シーケンスの中の主要なカットセットを抽出した。

(1) 地震レベル1PRA

第1表において、地震の全炉心損傷頻度 (3.3×10^{-6} (／炉年)) に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」(1.6×10^{-6} (／炉年))

本事故シーケンスは、海水ストレーナ損傷によりディーゼル発電機の冷却機能が喪失し全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスとメタルクラッドスイッチギア損傷により 6.6kV 母線が機能喪失し全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスが支配的であるが、海水ストレーナの損傷については、代替電源である空冷式非常用発電装置等により電源を確保し、2次系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することにより炉心損傷防止が可能である。メタルクラッドスイッチギア損傷については、空冷式非常用発電装置から代替所内電気設備を介して恒設代替低圧注水ポンプ等の機器に給電することで短期的には炉心損傷防止が可能である。

○「1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」(4.0×10^{-7} (／炉年))

本事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。

○「中破断LOCA+高圧注入失敗」(2.8×10^{-7} (／炉年))

本事故シーケンスでは海水ストレーナ損傷による高圧注入機能喪失が支配的である。本事故シーケンスの主な炉心損傷防止対策は2次系強制冷却による低圧注入であるが、低圧注入機能のサポート系である海水系が損傷しており、大容量ポンプによる海水系の復旧後に低圧注入を実施することで炉心損傷防止が可能な場合もある。本事故シーケンスは時間余裕の観点から厳しいが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。

○「小破断LOCA+高圧注入失敗」(2.6×10^{-7} (／炉年))

本事故シーケンスでは海水ストレーナ損傷による高圧注入機能喪失が支配的である。この場合、2次系強制冷却と恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入により炉心損傷防止が可能である。

(2) 津波レベル1PRA

第2表において、津波の全炉心損傷頻度 (1.9×10^{-5} (／炉年)) に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」(1.6×10^{-5} (／炉年))

本事故シーケンスは、海水ポンプの水没により従属的にディーゼル発電機が機能喪失し、さらに主変圧器の水没により外部電源が喪失して全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至るシーケンスであるが、代替電源である空冷式非常用発電装置により電源を確保し2次系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

○「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」

(3.1×10^{-6} (／炉年))

「原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」

(1.4×10^{-8} (／炉年))

本事故シーケンスでは、RCPシールLOCAや加圧器逃がし弁／安全弁LOCAが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することで炉心損傷防止が可能である。

○「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」(1.2×10^{-10} (／炉年))

本事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、大容量ポンプによる海水系の復旧により補機冷却水系を復旧させた後フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な場合もある。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

○「複数の信号系損傷」(1.6×10^{-8} (／炉年))

本事故シーケンスは、複数の電気盤水没により、各種制御が不能となり補助給水流量調整の失敗及び主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を仮定して2次冷却系からの除熱機能喪失により炉心損傷に至ることを想定している。本事故シーケンスは、有効な炉心損傷防止対策はないものの、全炉心損傷頻度への寄与は小さい事象である。

2. 地震PRA、津波PRAにおける重複シーケンスの考慮について

地震PRAでは、地動最大加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため、学会標準に従い、重畳による影響を包含できるように階層化処理を行っている。具体的には、先行

するヘディングにある起因事象が発生した時は後続のヘディングにある起因事象が重疊している可能性があるものとして考え、先行する起因事象で想定している緩和系により「後続の起因事象の事象進展の抑制が可能」又は「後続の起因事象に係る緩和操作に期待する必要がない」ことを考慮した上で起因事象階層イベントツリーを作成している。

サポート系（電源系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等）については、当該機能が喪失すると複数の安全機能に影響を与えることから、従属性を有する緩和系機能喪失の原因として考慮するとともに、例えば原子炉補機冷却水系が機能喪失することでRCPシールLOCAが発生するように、従属的に発生する事象についても考慮している。

さらに異なる組み合わせや複数の安全機能が喪失する事象が重疊する場合も想定されるが、すべての重疊の組み合わせを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。

なお、津波PRAでは今回フラジリティをステップ状で考慮したことから、事象の組み合わせは複雑になることはなかったが、同様に学会標準に基づき、起因事象階層イベントツリーを作成している。

実際に複数の事象が重疊した場合は、発生した事象に対してそれぞれ有効な対策を実施していくことになるが、今回のPRAでは、対策を検討する対象とすべき事故シーケンスを選定することに主眼をおいて評価を実施しており、対策を考慮した評価は実施していない。また、原子炉建屋損傷のように損傷程度の不確かさが大きく、シナリオの想定が困難なケースは炉心損傷直結事象として整理している。

第1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	加 速 度 区 分	主要なカットセット	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 +非常用所内交 流電源喪失	1.6E-6	48.5%	3	① 外部電源喪失 +海水ストレーナの構造損傷	空冷式非常用 発電装置 +2次系強制冷却	○
			3	② 外部電源喪失 +メタルクラッドスイッチギア の機能損傷		○
1次系流路閉塞 による2次系除 熱機能喪失	4.0E-7	12.1%	3	① 外部電源喪失 +炉内構造物の構造損傷	無し	-
			4	② 外部電源喪失 +炉内構造物の構造損傷		-
中破断 LOCA +高圧注入失敗	2.8E-7	8.5%	4	① 1次冷却材管の構造損傷 +外部電源喪失 +海水ストレーナの構造損傷	2次系強制冷却 +低圧注入	×
			3	② 1次冷却材管の構造損傷 +外部電源喪失 +海水ストレーナの構造損傷		×
小破断 LOCA +高圧注入失敗	2.6E-7	7.9%	4	① 原子炉容器の構造損傷 +外部電源喪失 +海水ストレーナの構造損傷	2次系強制冷却 +低圧注入 又は恒設代替 低圧注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
			3	② 原子炉容器の構造損傷 +外部電源喪失 +海水ストレーナの構造損傷		○

※1：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

第2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	主要な カットセット	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 +非常用所内交流 電源喪失	1.6E-5	83.6%	津波による 全交流動力電源喪失	2次系強制冷却 +空冷式非常用 発電装置 +恒設代替低圧 注水ポンプによる 炉心注入	○
原子炉補機冷却 機能喪失 +RCPシフトLOCA	3.1E-6	16.2%	RCPシフトLOCA発生	2次系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプ ^{※1} による炉心注入	○
原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器逃がし弁 /安全弁LOCA	1.4E-8	<0.1%	加圧器安全弁055 (056,057)再閉止失敗		○
原子炉補機冷却 機能喪失 +補助給水失敗	1.2E-10	<0.1%	①復水タンク閉塞 ②補助給水ポンプ 起動信号 失敗共通要因故障 ③復水タンク破損	無し	-
複数の信号系損傷	1.6E-8	<0.1%	津波による 複数の信号系損傷	無し	-

※1：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

各事故シーケンスに対応した炉心損傷防止対策の
地震・津波発生時の適用可能性について

今回、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスグループの検討に際しては、内部事象レベル1 P R Aに加えて、適用可能な外部事象 P R Aとして地震レベル1 P R A、津波レベル1 P R Aを実施している。

外部事象 P R Aでは内部事象 P R Aでは抽出されない外部事象に特有の事故シーケンスの確認を目的としており、原子炉格納容器損傷や蒸気発生器伝熱管の複数本破損、原子炉建屋損傷といった建屋、設備の大規模な損傷を伴う事故シーケンスが抽出されている。

また、地震、津波 P R Aにおいてもランダム故障の重畳は考慮しており、内部事象 P R Aと同じ事故シーケンス（例：外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失）も同様に抽出されるが、各安全機能喪失に至るプロセスは異なるものの当該機能喪失によるプラントへの影響は同じであるため、事故シーケンスグループ等の検討に際しては同一の事故シーケンスとして取扱うこととしている。

上記の考え方に基づき、同一の事故シーケンスに対しては発生要因が地震、津波の場合も含めて炉心損傷を防止できる対策を検討、整備しており、各種重大事故等対処設備に対しても、例えば、基準地震動に対する耐震性や必要な設備を敷地高さの高いエリアに配置する等の設計上の対応を実施している。

一方、確率論的地震ハザード、確率論的津波ハザードには基準地震動や基準津波高さを超過する大規模な地震や津波も含まれており、低頻度であるものの極めて大規模な事象を想定した場合には重大事故等対処設備の健全性を確保することが困難な事態も可能性としては存在する。

これに対しても基本的には各重大事故等対処設備は耐震性や配置高さの面で一定の余裕を確保して設計、整備しており、設計基準を超過するような事象に対しても直ちに対応が困難になることはない（具体例を添付1に示す）。

仮に、重大事故等対処設備の健全性が確保できない規模の地震、津波が発生した場合には、大規模損壊が発生している状況であることが想定され、発電所内において使用可能な設備、機器の活用を適宜判断しながら対応を実施していく。

なお、今回の地震PRAで対象とする機器のうち、使用済燃料ピット冷却器、よう素除去薬品タンク、安全補機開閉器室空調ファン、中間建屋給気ファンについてはこれまで耐震裕度向上の観点から改造工事を実施しており、今回の地震PRAではこの耐震性を向上させた結果が反映されている。AM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等については今回の評価対象に含めていないが、今後実施する安全性向上評価等においてサポート系も含めたこれら設備の耐震性が相対的に低いことが確認された場合は、必要に応じて耐震補強等の対策を検討する。

地震・津波発生時の炉心損傷防止対策の適用性（具体例）

1. 事故シーケンス：

外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

2. 対応する炉心損傷防止対策

<対応>

- ① 2次系強制冷却
- ② 空冷式非常用発電装置
- ③ 恒設代替低圧注水ポンプ

3. 地震時

- 「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」により全交流動力電源喪失に至る場合、タービン動補助給水ポンプと主蒸気逃がし弁による① 2次系強制冷却（代表的な機器の裕度[※]：復水タンク 1.95）を実施する。また、②空冷式非常用発電装置（代表的な機器の裕度[※]：メタクラ 1.77）による給電を行うと共に、③恒設代替低圧注水ポンプ（代表的な機器の裕度[※]：燃料取替用水タンク 1.75）により炉心への注入を行う。
- 以上のとおり、上記設備は基準地震動に対して決定論的には一定の余裕を確保しており設計基準を超過しても直ちに対応が困難になるものではなく、また、機器の実際の耐力は不確かさを有しており許容値に達すると必ず損傷するものではなく一定の分布を有することを考慮すると、設計基準を超えるある程度の地震動まではSBO（外部電源喪

失+非常用所内交流電源喪失)における炉心損傷防止対策は有効と考えられる。

※) 裕度とは評価値 (Ss を入力とした応答) に対する許容値の比をいう。

4. 津波時

- SBO (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失) は津波高さ 3.85m、4.0m でそれぞれ海水ポンプ及び主変圧器の没水により発生する、津波高さ区分 4.0m 以上~10.8m 未満のドミナントシーケンスである。なお、建屋外郭の開口部については 10.8m まで止水対策を実施しているため建屋内への浸水はない。
- 重大事故等対処設備を活用した炉心損傷防止対策の有効性評価結果を下表に示す。結果、各設備の損傷高さは 10.8m であるため、SBO (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失) における炉心損傷防止対策は有効である。

重大事故等対処設備		機器損傷高さ	評価
2次系強制冷却 (①主蒸気逃がし弁 ②タービン動補助給水ポンプ)	①	EL.10.8m ^{*1}	○
	②	EL.10.8m	
空冷式非常用発電装置		EL.10.8m ^{*2}	○
恒設代替低圧注水ポンプ		EL.10.8m	○

*1: 主蒸気逃がし弁は 24.5m に設置されているが、電気盤水没による誤動作を考慮すると端子台収納盤の損傷高さ 10.8m が主蒸気逃がし弁の損傷高さとなる。

*2: 空冷式非常用発電装置は約 32m に設置されているが、受電しゃ断器盤であるメタルクラッドスイッチギアが水没する高さ 10.8m が空冷式非常用発電装置の損傷高さとなる。

地震レベル 1. 5 PRA に対する考え方について

1. 概要

地震特有の影響により、内部事象レベル 1. 5 PRA において設定した格納容器破損モードに追加が必要な破損モードの有無の確認を行った。

また、現時点における地震レベル 1. 5 PRA を実施するための課題を整理した。

2. 地震特有の格納容器破損モードに対する検討

炉心損傷発生後の物理現象による事故進展については内部事象と地震事象で同じであり、ここでは地震による影響が直接的に原子炉格納容器本体の損傷につながる事象、原子炉格納容器の隔離機能を有する設備への影響及び事故の進展への影響について、地震による損傷箇所を原子炉格納容器とその内外に分けて以下のように検討した。ここで、原子炉格納容器としては、原子炉格納容器本体の他に、原子炉建屋、格納容器貫通部、格納容器隔離弁等及び蒸気発生器伝熱管を対象とした。

(1) 損傷箇所が原子炉格納容器外部の場合

原子炉格納容器外部での地震による機器損傷が原子炉格納容器内事象に与える影響は、フロントライン系であれば ECCS 機能や格納容器スプレイ機能の喪失、サポート系であれば電源機能や原子炉補機冷却機能の喪失等に包絡される。これらの機能喪失は内部事象 PRA においても考慮されており、それらの機能喪失あるいはその組み合わせが事象進展に与える影響についても内部事象 PRA で考慮されている。

したがって、原子炉格納容器外部での地震による機器損傷については、内部事象PRAと同様の格納容器破損モードが適用可能である。

(2) 原子炉格納容器が損傷する場合

地震による力で格納容器貫通部、格納容器隔離弁等、原子炉建屋、原子炉格納容器本体あるいは蒸気発生器伝熱管が破損することが考えられ、この場合は地震発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能が喪失する。

格納容器貫通部、格納容器隔離弁等の破損であれば、内部事象PRAでも機械的な故障や人的過誤による格納容器隔離失敗を想定しており「格納容器隔離失敗の β モード」に分類される。原子炉建屋及び原子炉格納容器本体の破損は地震時特有の格納容器破損モードであり、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」において「原子炉建屋破損の α モード」として分類されている。蒸気発生器伝熱管の破損については、格納容器バイパス（ g モード）に分類される。

したがって、原子炉格納容器が損傷する場合、地震特有の格納容器破損モードとして「原子炉建屋破損の α モード」が考えられる。

(3) 損傷箇所が原子炉格納容器内部の場合

1次冷却系での破断は大破断・中破断・小破断LOCAのいずれかに包絡できる。これらのLOCAについては内部事象PRAにおいても考慮されており、事故進展に与える影響についても内部事象PRAで考慮されている。

従って、原子炉格納容器内部での機器損傷については、内部事象PRAと同様の格納容器破損モードが適用可能である。

上記のとおり、地震特有の格納容器破損モードとして α モードの発生が

考えられるものの、重大事故の事故進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することで放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではないことから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に記載される有効性評価の判断基準に照らすと、格納容器破損防止対策というよりも当該機器の耐震補強等により発生そのものを防止する対策が有効であると考えられる。また、格納容器貫通部、格納容器隔離弁等の破損による β モードについても、同様の考えから格納容器破損防止対策というよりも当該機器の耐震補強等により発生そのものを防止する対策が有効である。蒸気発生器伝熱管破損による g モードは格納容器バイパスに該当し、炉心損傷防止対策の有効性を確認する破損モードであるが、地震時には伝熱管の複数本破損を想定しており、必ずしも炉心損傷防止を確保できない事故シーケンスである。しかしながら g モードの発生頻度は 1.2×10^{-8} （/炉年）程度であり、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるかを総合的に判断した結果、新たな事故シーケンスグループとして追加の必要がないとした。

また、 α モード及び β モードを発生させる機器である原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器貫通部、格納容器隔離弁の損傷頻度については、地震レベル1 PRA結果から、原子炉建屋損傷は 1.0×10^{-11} （/炉年）未満、原子炉格納容器損傷は 1.2×10^{-8} （/炉年）程度であり、内部事象レベル1.5 PRA結果である格納容器破損頻度 5.1×10^{-6} （/炉年）に対して十分小さい。一方、格納容器貫通部、格納容器隔離弁については現時点で評価した結果はないものの、評価結果が有意な値となる場合は必要に応じて耐震補強等の対策を検討する。

また、これらの機器が損傷する場合は、基準地震動 S_s を超過する大規模

な地震が発生し複数の設備が同時に損傷している可能性が高く、シナリオを特定できない大規模損壊が発生している状況が想定され、その際は発電所内において使用可能な設備・機器の活用を適宜判断しながら対応を実施する。

したがって、 α モード、 β モード及び g モードについては、格納容器破損防止対策の有効性を確認するために想定する格納容器破損モードとして新たに追加が必要な破損モードにあたらぬ。

3. 現時点における地震レベル1.5 PRAの課題

地震レベル1.5 PRAについて基本的には地震レベル1 PRAや内部事象レベル1.5 PRAの知見を用いて評価が可能であるが、地震レベル1 PRAで緩和系に期待せず直接炉心損傷に至ると判断した事象については、格納容器破損頻度の定量化の際に過度に保守的な評価となることを避けるため、損傷による影響の程度を精緻化する必要がある。

具体的に地震レベル1 PRAでは建屋損傷及び電気盤損傷時は建屋内又は盤内のすべての機能が喪失するものとして取扱っているが、建屋等の損傷程度に応じた機能喪失の範囲の限定、建屋損傷が建屋内機器に与える影響等、損傷箇所、損傷部位、損傷モードの分析及び精緻化の検討を行い、事故シナリオを同定する必要がある。また、格納容器隔離弁等については、該当する機器の抽出、機器損傷が格納容器閉じ込め機能に与える影響の程度等の分析及び精緻化の検討が必要である。

上記については、現在、課題解決のための検討及び実機適用性の検討を実施しているところであり、今後の安全性向上評価におけるPRAにおいて結果を示すことができるよう取り組んでいる。

レベル 1. 5 PRA から抽出される格納容器破損モードの取扱いについて

レベル 1. 5 PRA から得られるすべての格納容器破損モードについて、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（以下「解釈」という。）に基づき想定する格納容器破損モードとの対応を整理し、直接的に対応しない格納容器破損モードについて新たな格納容器破損モードとして追加要否の検討を実施した。

検討に際しては解釈に基づき、有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードであるかどうかの確認を実施するが、同解釈では原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）は炉心損傷防止対策の有効性を確認することとされている。

○規則解釈抜粋

解釈 1-2 (b)

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することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

解釈 2-1 (b)

その結果、上記 2-1 (a) の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

追加要否の検討においては、頻度の観点ではレベル 1. 5 PRA で定量化した格納容器破損頻度（CFF）の大きさを確認した。また、影響の観点では炉心損傷後に原子炉格納容器機能が喪失している状況を想定した場合、定量的に影響度の大小を比較することは困難であるが、国内外における各種研究や専門家による評価事例、解釈に記載の判断基準に照らして重

大事故の進展により原子炉格納容器へ発生する物理的な負荷等を参考に検討を実施した。

その結果、第 1 表に示すとおり、レベル 1. 5 P R A から得られる格納容器破損モードのうち、解釈に基づき想定する格納容器破損モードと直接的に対応しない格納容器破損モードについて、解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はないものと判断した。

第1表 レベル1、5 PRAの知見から得られる
格納容器破損モードの追加要否の検討結果

格納容器破損モード	破損モード別 CFF (炉年)	全 CFF*への寄与 (%)	追加要否	判断理由	
g	蒸気発生器伝熱管破損	2.9E-07	0.6%	不要	・格納容器バイパス事象 【炉心損傷防止対策で対応】 (添付1参照)
	温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR)	3.7E-08	< 0.1%		
v	インターフェイスシステム LOCA	3.0E-11	< 0.1%	不要	・格納容器バイパス事象 【炉心損傷防止対策で対応】
B	格納容器隔離失敗	3.1E-07	0.6%	不要	・実機での運用管理状況、CFFから発生可能性が極めて低い ・重大事故により原子炉格納容器へ物理的負荷が発生するものではない。 (添付2参照)
a	原子炉容器内での水蒸気爆発	1.2E-09	< 0.1%	不要	・国内外の各種研究例や CFF から発生可能性が極めて低い (添付3参照)
θ	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	5.1E-08	0.1%	不要	・格納容器先行破損事象 【炉心損傷防止対策で対応】

※ プラント全体の CFF : 5.1E-05 (炉年)

gモード：温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（T I - S G T R）**に係る追加要否の検討について**

gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル 1. 5 P R A上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

一方、当該破損モードの 1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（T I - S G T R）が想定される。

T I - S G T Rは炉心損傷後に 1次系が高圧かつ 2次系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、ウェスチングハウス社製 4ループ P W Rプラントを検討対象とした N U R E G / C R - 6 9 9 5 においても以下の内容が記載されている。

【N U R E G / C R - 6 9 9 5 の記載概要】

- ・ 1次系が高圧で 2次系がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリープ破損による S G 伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及び R C S 圧力の低減、2次系の低圧条件の排除によって防止できる。
- ・ high-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。
- ・ 2次系減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、2次系圧力が維持されて S G 伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、

サージ配管、RVより先にSG伝熱管が破損することはない。

- ・ RCPシール漏えいによりRCS圧力が低下し、SG伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、RVより先にSG伝熱管破損に至ることは防げる。
- ・ タービン動補助給水作動の場合、SG伝熱管外面がウェット状態に維持され、RCS除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

今回、レベル1、5PRAの定量化結果ではTI-SGTRによる格納容器破損頻度(CFF)は 3.7×10^{-8} (／炉年)であり全CFFへの寄与も0.07%程度である。

レベル1PRAの結果からは、1次系が高圧で2次系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の99%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、TI-SGTRが発生する可能性は非常に小さい。

【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

- (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失
- (b) 全交流動力電源喪失
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失

以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により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。

なお、低頻度ではあるものの、1次系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応

と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による 1 次系の減圧操作を実施することにより、T I - S G T R の発生回避を図ることが可能である。仮に、T I - S G T R が発生した場合には破損 S G の隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

β モード：格納容器隔離失敗に係る追加要否の検討について

1. 格納容器隔離失敗に係る追加要否の検討

β モードは炉心損傷発生時点で格納容器隔離に失敗するモードであり、具体的には以下のような漏えい経路が想定されている。

○ 実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

<機械的な故障による隔離機能喪失>

- ・格納容器貫通部スリーブからの漏えい
原子炉格納容器内から原子炉格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、破損により格納容器内界囲気が漏えいする可能性がある。
- ・アクセス部からの漏えい
機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック等のアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール部及び溶接部が破損すると格納容器内界囲気が漏えいする可能性がある。
- ・格納容器空調系統からの漏えい
格納容器給気系統等のバウンダリの破損により原子炉格納容器内界囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に原子炉格納容器内界囲気が漏えいする。
- ・原子炉格納容器外バウンダリからの漏えい
格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管は原子炉格納容器界囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損すると原子炉格納容器内界囲気が漏えいする可能性がある。

<人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ>

- ・漏えい試験配管からの漏えい
定期点検後格納容器漏えい試験が実施され、原子炉格納容器の健全性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。
- ・燃料移送管からの漏えい
燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁が解放される。その際、ヒューマンエラーとしてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。

一方、実機では定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作により人的過誤を防止するとともに、通常運転中及び事故時においても運用による格納容器隔離失敗の発生可能性は極めて低い。

○ 格納容器隔離失敗の発生確率低減が見込まれる運用

<起動時>

- ・格納容器耐圧漏えい検査、格納容器隔離弁機能検査
- ・起動前弁点検

<通常運転中>

- ・格納容器圧力の確認（保安規定に基づき、12時間に1回）
- ・エアロック開放時の警報発信

<事故時>

- ・格納容器隔離信号発信時の各弁の閉止確認（事故時操作所則第1部）
- ・格納容器隔離弁が閉止されていない場合の手動閉止・代替隔離実施（事故時操作所則第2部）

また、格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードとしては、解釈に記載される有効性評価の判断基準からも、重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器機能が喪失に至るものを対象としている。

○ 規則解釈抜粋

2-3 上記2-2の「有効性があることを確認する」とは、以下の評価項目を概ね満足することを確認することをいう。

- 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力又は限界圧力を下回ること。
- 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度又は限界温度を下回ること。
- 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。
- 原子炉圧力容器の破損までに原子炉冷却材圧力は 2.0MPa 以下に低減されていること。
- 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。
- 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(a)の要件を満足すること。
- 原子炉格納容器の床面上に落下した熔融炉心が床面を抜がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。
- 熔融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。

レベル1.5 PRAではNUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているがCFFは 3.1×10^{-7} （/炉年）と全CFFへの寄

与は約 0.6%程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断した。

当該破損モードに対しては、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作による人的過誤の防止、事故時に隔離失敗が発生した場合の代替隔離手順等、すでに整備されている運用面の対策を徹底するとともに、重大事故に至るおそれのある事故発生時の炉心損傷防止対策を確実に実施することにより原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能と考える。

2. 格納容器の隔離失敗確率で参照した米国文献(NUREG/CR-4220)

今回のレベル 1. 5 PRAでは、NUREG/CR-4220 (1985 年) に記載のある大規模漏えいに至る事象の発生確率(5.0×10^{-5})を用いている。この確率は LER(Licensee Event Report)データベース(データ集計期間: 1965 年～1983 年)から大規模漏えいに至る事象(4 件)を抽出し、その時の運転炉年(740 炉年)で除して求めた値である。

LER ではエアロック関連事象が 302 件、うちエアロックドア開が 75 件あったが、これらの殆どは数秒から数時間という短時間であった。

4 時間継続したものとして第 1 表に示す 4 件が抽出され、うち 2 件は原子炉格納容器に穴が開いたもの、1 件は隔離弁開、1 件はバイパス弁開であった。

第1表 大規模漏えいに至る事象

Reactor	Year	Event
Oconee1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry1	1980	Holes in Containment

出典：NUREG/CR-4220(Reliability Analysis of Containment Isolation System)

(参考) 米国における最近の隔離失敗実績について

①最近の隔離失敗実績調査

今回のレベル1.5 PRAでは、NUREG/CR-4220 (1985年) に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の格納容器隔離失敗実績について調査した。調査対象としては、EPRIによる総合漏えい率試験(ILRT: Integrated Leak Rate Test)の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書²¹⁾ (以下「EPRI 報告書」という。)を選定した。

EPRI 報告書は、NUREG-1493(1995年)のデータ、2007年までのILRTデータ及びLER等の調査結果も含まれることから最近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお、米国原子力規制委員会のNUREG シリーズにはNUREG-1493 (1995年) 以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。

このEPRI 報告書では、2007年までの米国での217件のILRT事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として75件(プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。)の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい71件、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ4件となっている。

ただし、75 件の ILRT 事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は 0 件と記載している。

なお、第 2 表に示す 3 件については設計漏えい率の 10 倍以上の事例として抽出されているが、EPRI 報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率(0.1%/day)の 35 倍、現実的には設計漏えい率の 600～6000 倍としており、抽出された 3 件は大規模漏えいの対象外としている。

また、今回の PRA で参照した NUREG/CR-4220 における大規模漏えいとした 4 件は小規模のドリルホールから 6 インチ破断までと記載され保守的に 6 インチに想定するとしている。NUREG/CR-4220 のリーク率の計算^{注 2)}に基づくと、この 6 インチ開口では設計漏えい率の数倍以上となるため、EPRI 報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

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 1.4×10^{-7} (／炉年) となり、今回のレベル 1.5 P R A の評価結果 (3.1×10^{-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 3 号炉及び 4 号炉の炉心損傷頻度（ 6.1×10^{-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： $6.1 \times 10^{-5} \times 0.0023 = 1.4 \times 10^{-7}$ （/炉年）

α モード：原子炉容器内水蒸気爆発に係る追加要否の検討について

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。

当該破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価されており(NUREG-1116,

NUREG-1524)、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。

- 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」

【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）容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリが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-1116 (SERG-1)、NUREG-1524 (SERG-2)

SERG-1 及び SERG-2 における米国での専門家によるレビュー結果として纏められたものであり「格納容器内水蒸気爆発はリスクの観点から無視できる」と結論付けられている。その根拠として挙げられたものは次のとおりである。^{注)}

- ・水蒸気爆発に関与する熔融燃料の質量が限られる（熔融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。
- ・低圧で熔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熔融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。
- ・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。
- ・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。
- ・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CFRは 1.2×10^{-9} （/炉

年) と全 C F F への寄与は約 0.002%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されている。

一方、高浜3号炉及び4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。

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、審査ガイドでは次のように記載されている。

(5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

a. 現象の概要

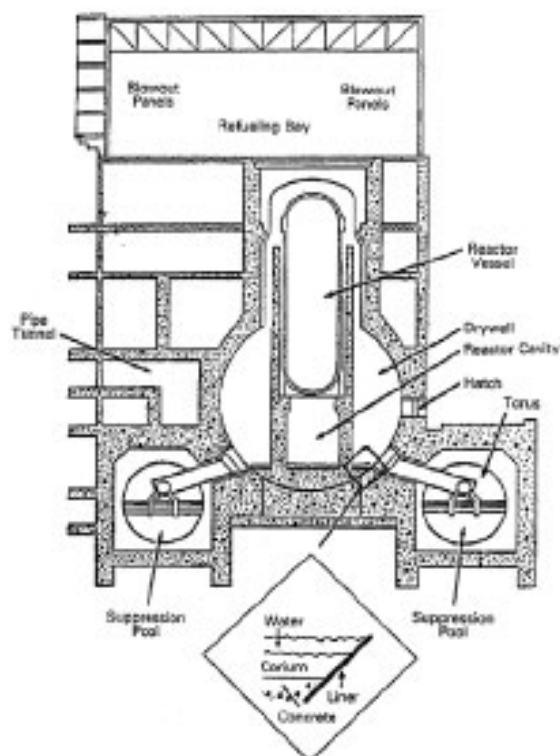
原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する可能性がある。

この格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025にて知見がまとめられている。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）について、NUREG/CR-6025では、メルトアタック及びライナーアタックと呼ばれている。

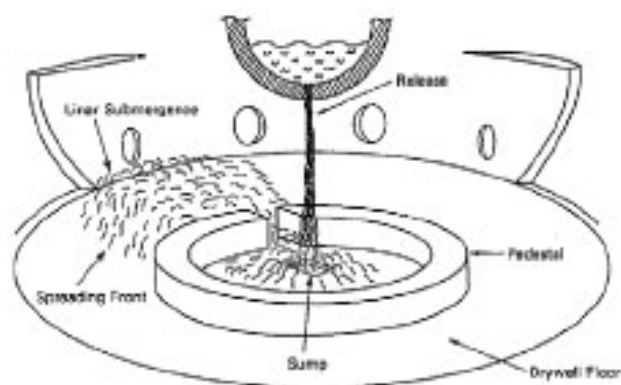
NUREG/CR-6025では格納容器直接接触（シェルアタック）について、BWRマークI型プラントに対する検討が行われている。BWRマークI型のドライウェル及びサブプレッションプールの模式図を第1図及び第2図に示す。BWRマークI型では原子炉容器から流出した溶融炉心がペDESTALと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが、ペDESTALに開口部があり、溶融炉心が広がった際に原子炉格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。

このような事象が発生しやすいプラント構造は、マーク I 型 BWR 特有であり、PWR では原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（第 3 図参照）。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。

よって、必ず想定する格納容器破損モードであるが、PWR プラントの原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないため想定する格納容器破損モードから除外した。



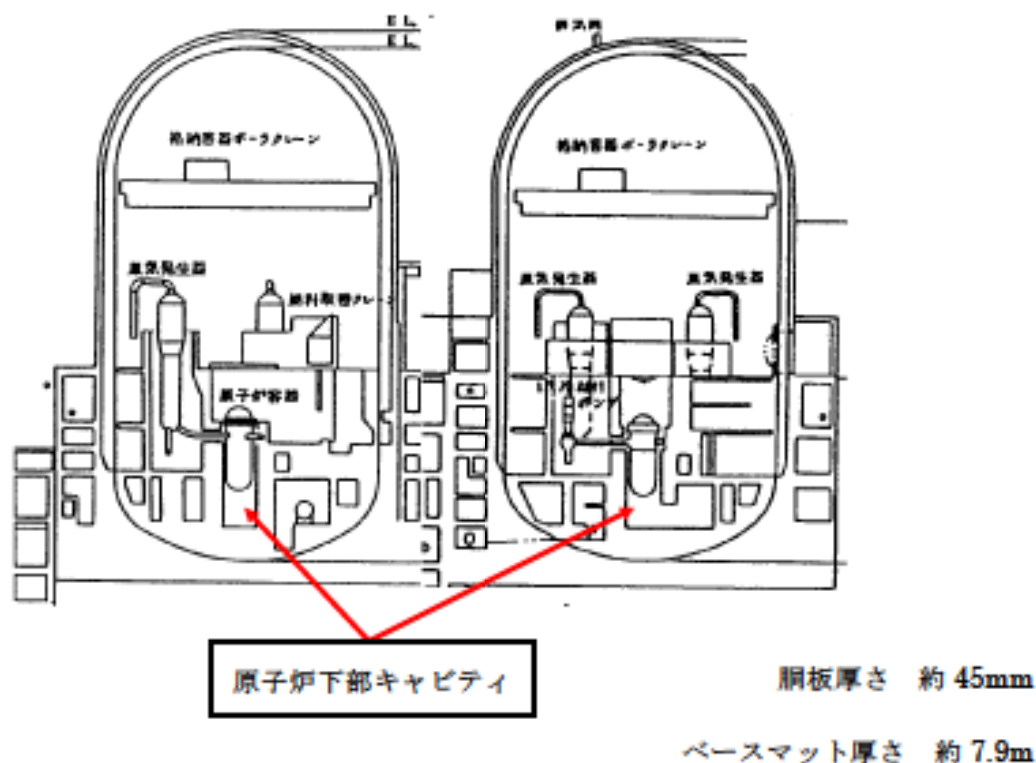
第1図 BWRマークI型プラントにおける格納容器直接接触



第2図 BWRマークI型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図

出典：NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993

出典：NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993



第3図 高浜3号炉及び4号炉の原子炉下部キャビティ

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 PRA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（PDS）を選定し、第2ステップにて選定されたPDS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PRA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PDS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、AEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・破断規模の大きい大中破断LOCA（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ECCS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PDSであるAED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LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+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PDS：AED

①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ

注入失敗

②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+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PDS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、TEDが最も厳しいPDS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。
- ・RV破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶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LOCA（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PDSであるTEDのうち、1次系圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶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次系が高圧になり、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次系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。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手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗

③過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗

④主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗

⑤原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

⑥ATWS+格納容器スプレイ注入失敗

⑦2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗

⑧外部電源喪失+補助給水失敗+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+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次系圧力が高圧となる。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、⑦、⑧、⑨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次系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、⑧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。
- ・ ⑤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、⑤は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑤がCDFで $8.0E-09$ （/炉年）で①がCDFで $9.8E-07$ （/炉年）であり、①の方が大きく、包絡されている。
- ・ ATWSが起因事象となる⑥について、ATWSにより炉心出力が高く1次系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、RV破損時の1次系圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がCDFで $7.1E-09$ （/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PDS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、TEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・ 1次系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次系圧力に着目して抽出する。
- ・ 1次系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次系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TEDに含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象PDSであるTEDのうち、1次系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次系高圧)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次系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PDS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、AEWが最も厳しいPDS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RV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA(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PDSであるAEW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。AEWのうち、破断規模が

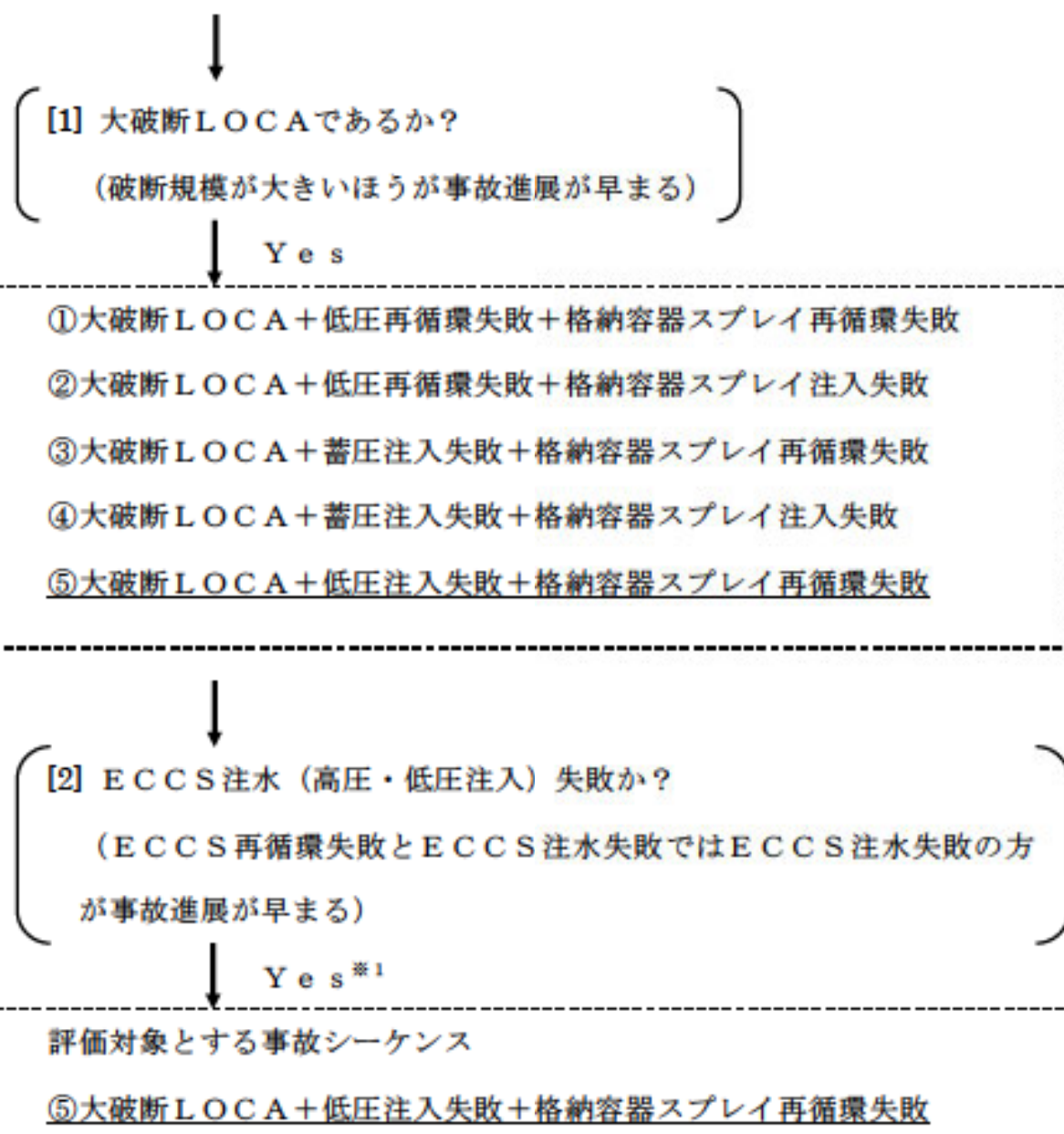
大きいほうが事故進展が早まることから、大破断LOCAを抽出する。
また、ECCS注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

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、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。

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中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑦中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑧中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑨中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑩中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑪中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑫中破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑬中破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗



※1:

- ・ 「[2]ECCS注水(高圧・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 ECCS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]ECCS注水(高圧・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]ECCS注水(高圧・低圧注入)失敗か？」を満

たす事故シーケンスは③-4、⑤-2となる。③-4と⑤-2を比較すると、⑤-2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、⑤-2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、「⑤大破断LOCA+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⑤-2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⑤-2よりも3桁以上頻度は低い。

第1表 ECCS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LOCA+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LOCA+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LOCA+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LOCA+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LOCA+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 ⑤-1	—	×
	+高圧注入失敗 ⑤-2	—	○

注) ○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象PDS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% が水と反応するものとするを前提とすると、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。M C C I による水素発生量は A E D で最も大きく約 289.1kg である。また、ジルコニウムに起因するものであることを確認している。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 2.9vol%、A E I で約 9.0vol% 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「Z r-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⑥大破断LOCA+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中破断LOCA+高圧注入失敗
- ②中破断LOCA+高圧再循環失敗
- ③大破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ④中破断LOCA+低圧再循環失敗
- ⑤大破断LOCA+低圧再循環失敗
- ⑥大破断LOCA+低圧注入失敗^{*3}
- ⑦中破断LOCA+蓄圧注入失敗

※3：高圧注入失敗を重畳して扱う。

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）

PDS		AED	AEW	AEI	SED	TED	TEW	TEI
時刻		9.5時間 [CV破損 時点]	14時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	13時間 [CV破損 時点]	16時間 [CV破損 時点]	19時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]
MCCI	Zr	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)
	ステン レス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)
	小計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)

*（）内は全炉心Zr量の100%が反応した場合の水素発生量（約882.6kg）に対する割合

* Zr等の金属別の水素発生量については、直接MAAP解析結果から得ることができないため、未酸化Zr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PDS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AEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（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MCCIを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価対象PDS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+低圧注入失敗+高圧注入失敗+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+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ
注入失敗

②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ
注入失敗

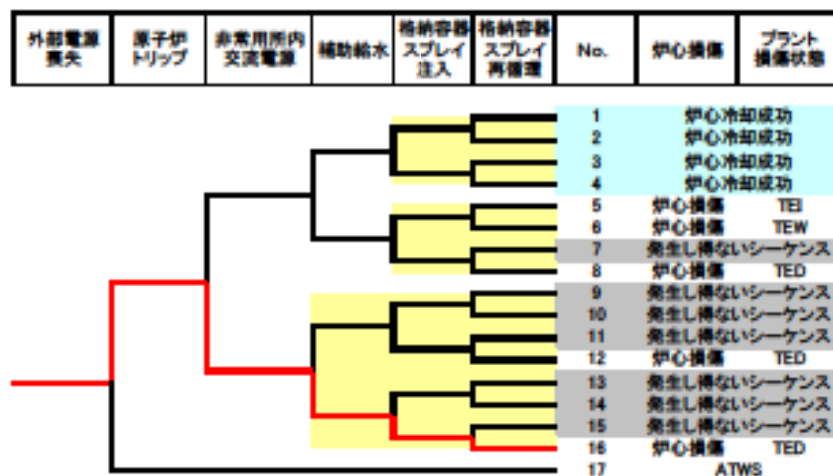
事故シーケンスの整理について

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）

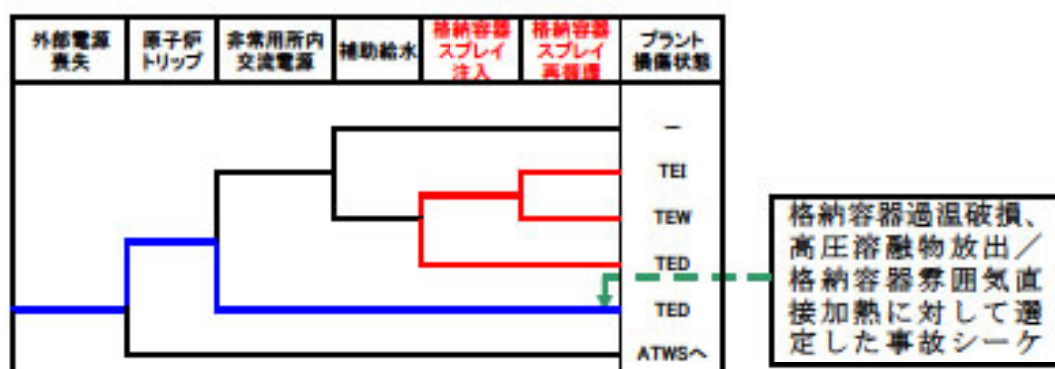
第 1 図において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、PDSを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

- ・ No.1～4 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.7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。
- ・ 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、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.9～11、No.13～15 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.12 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.16 と同じであり、No.12 と No.16 を分岐させる必要はない。

よって No.12 と No.16 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。



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）

このように分岐の有無が炉心損傷やPDS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 PRA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PRA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3号炉及び4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LOCA+低圧注入失敗
4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗
5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗
6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

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TEDのPDSに分類され、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LOCA+蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはAEW、AEI、AEDのいずれかのPDSに分類される。

(a) AEWに分類される場合

AEWのPDS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LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+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：AEWのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事象進展の早いECCS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、冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい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) AEIに分類される場合

AEIのPDS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LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」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：AEIのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗を選定している。

(c) AEDに分類される場合

AEDのPDS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」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：AEDのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCA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LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

この事故シーケンスについても、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDS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LOCA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LOCA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次系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Excess LOCAの方が高くなるものの大破断LOCA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、Excess LOCA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、Excess LOCAと大破断LOCA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。

停止時PRAにおいて評価対象外としたPOSの除外理由について

停止時PRAにおいて、高圧状態のPOS（POS3、POS11及びPOS13）については、重要事故シーケンス選定の観点からは、運転モードの違いによる待機機器の状態を考慮した上であっても、出力運転時PRAに包絡できるとし、評価対象外としている。

また原子炉キャビティが満水状態のPOS（POS6及びPOS8）については、十分な時間余裕があることから評価対象外としている。以下に各々の考え方について示す。

1. 高圧POS（POS3、POS11及びPOS13）を評価対象外とした理由

高圧状態のPOSにおける事故進展について、非常用炉心冷却設備の自動作動が要求されるLOCA以外の事象は、非常用炉心冷却設備自動作動以外の非常用炉心冷却設備等の緩和設備は出力運転時PRAと同じ状態であり、また原子炉が停止しているため起因事象発生時の発熱量が小さく事象進展が緩やかである点を考慮すると、出力運転時PRAで包絡できると判断される（第1表参照）。

一方、LOCAについては、非常用炉心冷却設備の自動起動に期待できず、発熱量は小さいものの手動起動する必要があるため、時間余裕及び人的過誤の観点で評価は厳しくなる可能性があるが、非常用炉心冷却設備自動作動信号ブロック前後で使用できる設備に相違がない（第2表参照）ことから非常用炉心冷却設備の起動方法（自動又は手動）に関わらず抽出される事故シーケンスとしては出力運転時PRAと同じものとなるため、

重要事故シーケンスの抽出を目的としたPRAとしては、出力運転時PRAで包絡できる。

また、燃料損傷防止対策の有効性評価の観点では、ECCS注水機能喪失に分類される事故シーケンスは非常用炉心冷却設備による注入失敗を前提としているため、非常用炉心冷却設備自動作動信号のブロックの有無の影響はない。

以上より重要事故シーケンスの抽出の観点で高圧状態のPOSであるPOS3、POS11、POS13については、出力運転時PRAに含めることができると判断し、停止時PRAにおいては定量評価の対象外とした。

第1表 起因事象ごとの高圧POSの包絡性

高圧POSにおいて 評価対象候補となる起因事象	高圧POSと出力運転時との違い	停止時PRAにおける扱い
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	非常用炉心冷却設備自動作動信号が ブロックされ、非常用炉心冷却設備の 自動起動に期待できず、手動起動する 必要が生じる。	○非常用炉心冷却設備の起動方法に関わらず、抽出される事故シー ケンスとしては出力運転時と同じものとなる。 ○炉心損傷防止対策の有効性評価の観点では、ECCS注水機能 喪失に分類される事故シーケンスは非常用炉心冷却設備による 注入失敗を前提としているため、非常用炉心冷却設備自動作動信 号がブロックされているか否かは問題とならない。 以上より、重要事故シーケンスの抽出の観点では、出力運転時に含 めることができると判断し、停止時の評価から除外した。
インターフェイスシステムLOCA	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
2次冷却系の破断	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
蒸気発生器伝熱管破損	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
原子炉補機冷却機能喪失	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
主給水流量喪失	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
外部電源喪失	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。
過渡事象	基本的に同じ(※1)	出力運転時で包絡される。

(※1) 事象進展としては温度、圧力、崩壊熱等の観点から出力時より緩やかとなる。

第2表 非常用炉心冷却設備自動作動信号ブロック前後での

緩和設備の待機状況

系統	プラント状態		原子炉施設保安規定要求 (平成25年3月25日 認可)
	モード1	モード3	
	定格出力運転 状態	高温停止状態(余熱 除去運転開始まで) POS3	
ディーゼル発電機	2基が動作可能		第74条 モード1、2、3及び4 (1) ディーゼル発電機2基が動作可能であること (2) 燃料油サービスタンクの貯油量が制限値内に あること
原子炉補機冷却 海水系	2系統が動作可能		第68条 モード1、2、3及び4 2系統が動作可能であること
原子炉補機冷却 水系	2系統が動作可能		第67条 モード1、2、3及び4 2系統が動作可能であること
非常用炉心冷却系 (高圧注入系)	2系統が動作可能		第52条 モード1、2及び3 (1) 高圧注入系の2系統が動作可能であること (2) 低圧注入系の2系統が動作可能であること
非常用炉心冷却系 (低圧注入系)	2系統が動作可能		
補助給水系	電動補助給水ポンプによる2系統及 びタービン動補助給水ポンプによる 1系統が動作可能であること		第65条 モード1、2、3及び4(蒸気発生器 が熱除去のために使用されている場合) (1) モード1、2及び3において、電動補助給水ポ ンプによる2系統及びタービン動補助給水ポン プによる1系統が動作可能であること
原子炉格納容器 スプレイ系	2系統が動作可能		第58条 モード1、2、3及び4 (1) 2系統が動作可能であること (2) よう素除去薬品タンクの苛性ソーダ濃度及び 苛性ソーダ溶液量が制限値内にあること

2. 原子炉キャビティ満水状態(POS 6 及びPOS 8)を評価対象除外とした理由

原子炉キャビティ満水時において余熱除去系の故障又は電源等のサポート系の故障により冷却が停止した場合、原子炉キャビティ水の蒸発により通常水位からフランジレベルまで水位が低下するのに要する時間は、70 時間以上であり、PRAで用いている使命時間(24 時間)よりも十分に長い。また、機器の復旧や待機側の系統(※2)に期待する等のリカバリー操作にも期待できるため、燃料損傷に至る可能性は十分に小さい。

1 次冷却材流出事象においても、原子炉キャビティ満水時はミッドループ運転時と比較して1 次冷却材水量が多く、余熱除去系の運転が阻害される1 次系水位に至るまでの時間余裕が24 時間より十分に長く(※3)、余熱除去機能が阻害される水位(ミッドループ水位以下)に至るまでに漏えい箇所を隔離し、余熱除去運転の継続に期待できる。

なお、原子炉キャビティ満水時に特有な1 次冷却材流出事象としては、原子炉キャビティからの漏えい又はキャビティシール漏えいが考えられるが、これらの事象では原子炉容器フランジ面より下に1 次系冷却材水位が低下することがないため、余熱除去機能喪失には至らない。

以上より原子炉キャビティ満水状態のPOS であるPOS 6 及びPOS 8 については、燃料損傷に至るまでの時間余裕が十分であり、ミッドループ運転時の評価に包絡されることから、停止時PRAの評価から除外している。

※2 原子炉施設保安規定では、原子炉キャビティ高水位状態では原子炉キャビティ水の残留熱除去への寄与を考慮して余熱除去系統の要求が「1 系統以上が運転中であること」となっているが、実運用では原子炉キャビティ高水位状態においても余熱除去系統2 系統が動作

可能な状態になっている。

- ※3 原子炉キャビティ満水時において流出の可能性が想定され、最も配管径が大きく流出流量が大きいと考えられる充てん抽出ラインを通じた漏えいについて、最大抽出流量(30m³/h)で冷却材が漏えいすると仮定しても、原子炉キャビティ水量は原子炉容器フランジ面より上部でも約 1,000m³あるので、使命時間に対して十分な時間余裕がある。

停止時PRAにおける反応度の誤投入の想定について

プラント停止中は1次冷却材のほう素濃度及び制御棒の挿入によって未臨界が維持されている。停止時の反応度の誤投入事象の要因としては、これら未臨界維持機能を低下させる制御棒の誤操作及びほう素の異常な希釈が考えられ、停止時PRAでは以下の3つの事象を想定している。

- (1) 制御棒の誤引き抜き
- (2) 原子炉起動時におけるほう素希釈時の外部電源喪失
- (3) 原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗

このうち、定量化の実施に際しては(1)、(2)をスクリーニングすることで、結果的に(3)の事象のみを対象として考慮しており、以下にその理由を示す。

(1) 制御棒の誤引き抜き

①原子炉起動時を除く定期検査時

PWRの制御棒は炉心上部から自重で炉心に挿入される設計となっており、定期検査時においては制御棒が燃料に挿入された状態で維持されており、原子炉起動の数日前を除いて制御棒駆動装置がロックされているため、制御棒を駆動できる状態にはないことから、制御棒が炉心から引き抜かれることは考えにくい。

また、仮に全制御棒を引き抜いたとしても、実効増倍率が1を超えることはなく、臨界に至らない(※1)ことから、本評価の対象外とした。

※1 プラント停止中のほう素濃度は2,800ppm以上で維持される運用であるのに対し、原子炉設置許可申請書の評価対象炉心を基に包絡的に設定される冷温時の制御棒全引き抜き時の臨界ほう素濃度(LO

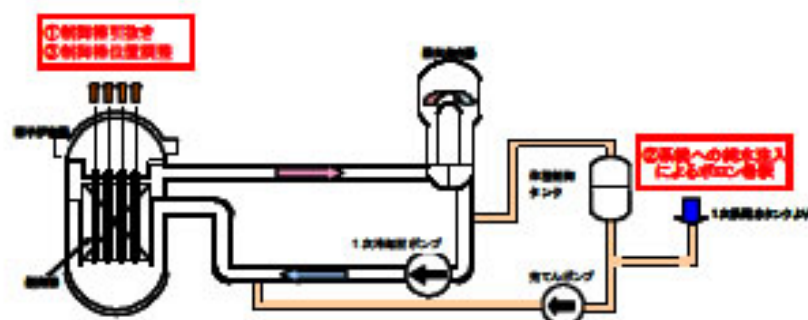
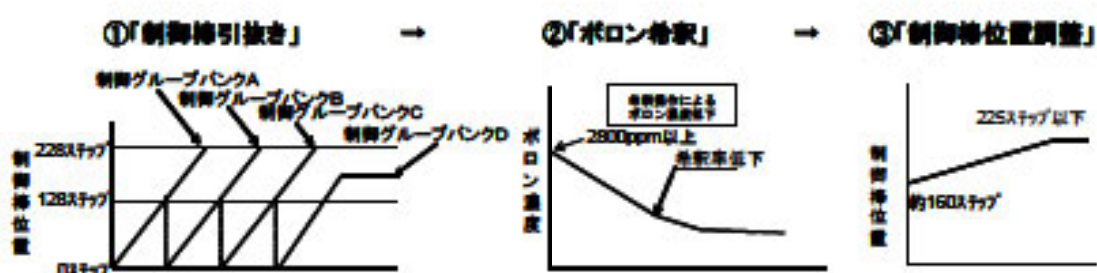
C A時未臨界性評価用ほう素濃度)は2,700ppmであることから、臨界に至らないことが確認できる。

②原子炉起動時

原子炉起動操作は、事前に手順を検討した上で、十分な教育を受けた運転員が実施する。さらに、核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が作業とは独立に設けられているため、制御棒の誤引き抜きにより、起因事象が発生することは考えにくい。

また、起動時の臨界操作は、燃料取替え時のほう素濃度を維持した状態で制御バンクDを除く制御棒を全引き抜きとした後に希釈操作を行い、最後に制御バンクDの調整により臨界とする手順(第1図参照)である。制御バンクDの操作については、制御棒の引き抜きを行うたびに、中性子束を確認のうえ次のステップを開始する手順となっており、「中間領域中性子束高」信号により、制御棒の引き抜きを自動的に阻止するインターロックも設置されていることから、制御棒の誤操作により、大きな反応度が添加されることはない。また、仮に誤操作により、中性子束が上昇した場合でも、複数の領域に設定された中性子束監視装置(NIS)からの原子炉トリップ信号により自動的に制御棒が落下し、燃料の健全性に影響を与えない範囲で十分な未臨界状態を達成できることから、本事象は停止時PRAの対象外と判断した。

なお、通常時の定期検査操作において臨界を達成した制御棒位置から制御バンクDを全引き抜きしたとしても、その反応度添加量はフィードバックを考慮しなくても、200pcm程度であり、反応度事故となる反応度添加量(1ドル)の約500pcmと比較して十分に小さい。



第1図 起動操作手順

(2) 原子炉起動時におけるほう素希釈時の外部電源喪失

起動時に原子炉冷却系のほう素濃度の希釈を実施している際に外部電源喪失が発生した場合、1次冷却材ポンプ、充てん/高圧注入ポンプ、1次系補給水ポンプの電源が失われ、ほう素の希釈は一時停止する。この際に外部電源喪失に伴い希釈信号がリセットされることで1次系補給水ポンプが停止し、希釈ラインが自動閉止される設備となっており、ディーゼル発電機が起動し電源が復旧しても自動的に希釈は再開されない。

仮に、希釈信号のリセットに失敗して希釈が継続した場合は、1次冷却材ポンプが停止し十分なミキシングが行われないうちで、ブラックアウト信号で自動起動した充てん/高圧注入ポンプにより原子炉冷却系配管内に純水塊（ほう素濃度の低い水塊）が形成され、外部電源復旧後、運転員が1次冷却材ポンプを再起動した際にこの純水塊が炉

心に送り込まれることで反応度の投入が想定されるが、1次冷却材ポンプが停止している状態でも、原子炉冷却系内ではある程度のミキシングに期待できる可能性があり、現実的な事象進展は厳しくないものと考えられる。

また、希釈時の外部電源喪失による反応度の誤投入については、希釈中の外部電源喪失事象の発生に加え、希釈信号のリセット失敗、さらに外部電源復旧後の1次冷却材ポンプの起動が重なった極めて稀な条件でのみ発生の可能性があり、発生確率は十分小さくなる(1×10^{-10} (／炉年)未満)と考えられることから、本事象は本評価の対象外と判断した。

(3) 原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗

原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗について、THERP手法を用いて評価した結果を以下に示す。

○手順書内操作

1. 要求する反応度変化を達成するために必要な冷却材ほう素濃度低下の大きさを決定する。
2. そのときの冷却材ほう素濃度と手順1. で決定された変化を用いて希釈曲線からの純水の量を求める。
3. 原子炉補給水補給流量積算制御器を要求する量に設定する。
4. 希釈中及び希釈終了後に、制御棒動作（未臨界のときは計数率）及び1次冷却材平均温度を監視する。

1～4に対してTHERP解析による評価を実施した結果、起因事象発生頻度は 5.3×10^{-8} (／demand) となった。

別添

高浜発電所3号炉及び4号炉
確率論的リスク評価（PRA）について

目 次

1. レベル1 PRA
 - 1.1 内部事象PRA
 - 1.1.1 出力運転時PRA
 - 1.1.2 停止時PRA
 - 1.2 外部事象PRA
 - 1.2.1 地震PRA
 - 1.2.2 津波PRA

2. レベル1.5 PRA
 - 2.1 内部事象PRA
 - 2.1.1 出力運転時PRA

表

出力運転時PRA

第 1.1.1.a-1 表	レベル1 PRA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PRA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 (FV重要度)
第 1.1.1.h-4 表	起因事象別重要度評価結果 (RAW)
第 1.1.1.h-5 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV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 (RAW上位)
第 1.1.1.h-7 表	全CDF及び事故シーケンス別不確かさ解析結果
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PRA

第 1.1.2.a-1 表	系統設備概要
第 1.1.2.a-2 表	高浜3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	POS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	POS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： B ディーゼル発電機、海水ポンプ B/C 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	不確かさ評価結果
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	主要な活断層（FO-A～FO-B断層、上林川断層）の震源モデル の諸元
第 1.2.1.c-1-1 表	考慮する不確かさ要因の例
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（制御建屋）
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 水平）
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	I/C-S/G間のばね定数（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-10 表	解析モデル諸元（制御建屋 水平）
第 1.2.1.c-1-11 表	地盤ばね定数と減衰係数（制御建屋）
第 1.2.1.c-1-12 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-1-13 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かさ要因の整理
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	不確かさ解析結果
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かさと地震特有の事故シーケンスの炉心損傷 頻度の不確かさの比較
第 1.2.1.d-10 表	相関性を考慮した感度解析結果

津波PRA

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PRA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SSC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CDF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1.5PRA

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PDS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かさ解析
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かさ解析

- 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PRA

- 第 1.1.1-1 図 内部事象レベル1 PRA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の系統図
- 第 1.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統図
- 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
- 第 1.1.1.a-9 図 直流単線結線図
- 第 1.1.1.a-10 図 計測制御用電源単線結線図
- 第 1.1.1.a-11 図 工学的安全施設作動設備説明図
- 第 1.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却水設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-13 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-14 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-15 図 制御用空気設備系統説明図
- 第 1.1.1.a-16 図 タービン系統説明図
- 第 1.1.1.a-17 図 原子炉格納施設の構造概要図
- 第 1.1.1.a-18 図 アニュラス空気浄化設備の系統図
- 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3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LOCAの想定
- 第 1.1.1.d-1(a) 図 大破断LOCAイベントツリー
- 第 1.1.1.d-1(b) 図 中破断LOCAイベントツリー
- 第 1.1.1.d-1(c) 図 小破断LOCAイベントツリー
- 第 1.1.1.d-1(d) 図 極小LOCA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LOCA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 ATWS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.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 (C-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-FV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-RAW)
- 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SA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PRA

- 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
ダイヤグラム
- 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 POS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 POS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PRA

- 第 1.2.1-1 図 地震PRA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 設定したロジックツリー
- 第 1.2.1.b-4 図 ロジックツリーを設定した主要な活断層 (FO-A~FO-B断層、
上林川断層)
- 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 主要な活断層ごとのハザード曲線(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 周期ごとの平均ハザード曲線 (左:水平、右:鉛直)
- 第 1.2.1.b-10 図 年超過確率 10^{-4} 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(EL.24.5m)
- 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 制御建屋の概略平面図(EL.17.5m)
- 第 1.2.1.c-1-5 図 制御建屋の概略断面図(A-A断面)
- 第 1.2.1.c-1-6 図 制御建屋の概略断面図(B-B断面)
- 第 1.2.1.c-1-7 図 解析モデル (原子炉建屋 水平)
- 第 1.2.1.c-1-8 図 解析モデル (制御建屋 水平)
- 第 1.2.1.c-1-9 図 建屋フラジリティ曲線 (原子炉建屋 I/C NS方向)
- 第 1.2.1.c-1-10 図 建屋フラジリティ曲線 (制御建屋 A/B NS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次冷却材管充てん管台 平均フラジリティ曲線
- 第 1.2.1.c-3-2 図 海水ストレーナ 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 加圧器スプレイライン配管 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かさ解析結果

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 PRA 階層イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 図(a) 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 図(b) 外部電源喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 図(c) 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 図(d) 過渡事象イベントツリー
- 第 1.2.2.d-2 図(e) 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% ごと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 PRA

- 第 2.1.1.b-1 図 レベル 1. 5 PRA 用のレベル 1 PRA イベントツリー
- 第 2.1.1.c-1 図 PWR 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（AED）
- 第 2.1.1.e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AED）
- 第 2.1.1.e-3 図 代表的な物理量の時間変化（AEW）
- 第 2.1.1.e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AEW）
- 第 2.1.1.e-5 図 代表的な物理量の時間変化（AEI）
- 第 2.1.1.e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AEI）
- 第 2.1.1.e-7 図 代表的な物理量の時間変化（SED）
- 第 2.1.1.e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例（SED）
- 第 2.1.1.e-9 図 代表的な物理量の時間変化（TED）
- 第 2.1.1.e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例（TED）
- 第 2.1.1.e-11 図 代表的な物理量の時間変化（TEW）
- 第 2.1.1.e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例（TEW）
- 第 2.1.1.e-13 図 代表的な物理量の時間変化（TEI）
- 第 2.1.1.e-14 図 代表シーケンスにおける事故進展例（TEI）
- 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 PDS 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かさ解析
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・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・保守管理の情報を P R Aの目的に応じて調査・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・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 2,660MWt

- － 電気出力 870MWe
- ・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・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次冷却系統及び安全系統により構成される。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（原子炉トリップ系統）とほう酸を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系統から構成される。

(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系統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、蓄圧タンクと配管、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次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから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入して、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、炉心に注入する。

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、格納容器再循環サンプに自動的に切り替えて、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を経て高圧注入配管から炉心に注入する再循環モードに移行する。

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、余熱除去冷却器、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冷却器は、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、余熱除去冷却器を経て、1次冷却材低温側配管から炉心に注入する。

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再循環サンプに自動的に切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、高圧注入配管及び低圧注入配管から炉心に注入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、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは100%容量のものを2台、格納容器スプレイ冷却器は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) 電源系統（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-10 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-11 図）

3) 原子炉補機冷却系統（原子炉補機冷却水系統、原子炉補機冷却海水系統）（第 1.1.1.a-12 図、第 1.1.1.a-13 図）

4) 換気空調設備（第 1.1.1.a-14 図）

5) 制御用空気設備（第 1.1.1.a-15 図）

(d) その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち、PRAで作動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 次冷却設備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。加圧器安全弁により、1 次冷却系の圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、主蒸気ダンプ設備（第 1.1.1.a-16 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 15 個設け、定格主蒸気流量の約 70%を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし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。

主蒸気逃がし弁は、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。主蒸気逃がし弁は、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。

主蒸気系統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-16 図)

補助給水ポンプは、主給水管破断事故時等により通常の給水系統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-16 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作動する。

b. 原子炉格納施設の構成・特性

(a) 原子炉格納施設の構成・特性 (第 1.1.1.a-17 図)

原子炉格納施設は、鋼板製の原子炉格納容器の外側を外部遮へい建屋で囲み、原子炉格納容器と外部遮へい建屋の間は空間構造とし、そ

の円筒部にアニュラスシールを設け、アニュラスシールの下に密閉された空間（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-18 図）

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス空気浄化ファンとアニュラス空気浄化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 PRA に影響する特徴

本プラントにおいて、PRA に影響する主な特徴についての説明及び PRA 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を起因事象の対象とする。

(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。

1.1.1.b. 起回事象

起回事象とは、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評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回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PRA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230)

既往のPRA、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回事象の選定を行った。既往のPRA（第1.1.1.b-1表）で選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。また、選定された起回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回事象を選定した。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回事象に含まれることを確認している。なお、高浜3号炉及び4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	PRA上の 起回事象分類
制御棒駆動装置の制御カードの不具合による 自動停止 (3号炉、1988/12/6)	過渡事象	過渡事象
炉内中性子束監視装置導管のシール部近傍での ほう酸析出による停止 (4号炉、1999/7/5)	手動停止	手動停止
送電系統の周波数及び電圧変動による自動停止 (3号及び4号炉、1999/10/27)	過渡事象	過渡事象 ATWS
美浜3号機 2次系配管破損事故に係る点検停止 (3号炉、2004/8/19)	手動停止	手動停止
「B-SG水位異常低」警報発信により自動停止 (3号炉、2006/8/18)	過渡事象	過渡事象
発電機ガスクーラー冷却水入口弁フランジ部から 冷却水の漏れによる停止 (4号炉、2010/5/12)	手動停止	手動停止

(2) 対象外とする起回事象

以下に示す起回事象については、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

原子力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 PRAの起回事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学（PFM）により試算されており、それぞれ $1E-7$ （/炉年）、 $1E-8$ （/炉年）以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起回事象のグループ化

起回事象については、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、事象の類似した起回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。起回事象をグループ化するには、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回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. LOCA

LOCA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、起回事象としては1次冷却材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3号炉及び4号

炉は充てん／高圧注入ポンプによる注入があり、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、原子炉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。

c. 手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水・給水系にトラブルが生じた際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。

d. 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、RCPシール機能の喪失や加圧器逃がし弁・安全弁開固着による1次冷却材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。

e. 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。

f. 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。

g. 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13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基づき検討及び評価した。

- － 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。
- － 国内及び米国とも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、PRAに係る基本設計である1次冷却材系統や安全系統の構成・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LOCA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、ATWS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。

起回事象	運転実績（評価時間）	考え方
<ul style="list-style-type: none"> ・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断 	<ul style="list-style-type: none"> ・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日（481炉年）） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	<p>日本及び米国で発生経験がなく、RCS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。</p> <p>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。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機冷却機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> ・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日（632炉年）） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	<p>日本及び米国で発生経験がなく、RCS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。</p> <p>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。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・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LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> ・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	<p>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。</p> <p>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。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 	<ul style="list-style-type: none"> ・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日（621炉年）） 	<p>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。</p> <p>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。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・ATWS 	<ul style="list-style-type: none"> ・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	<p>1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要がある「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。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・インターフェイスシステムLOCA 	<p>—</p>	<p>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LOCA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。</p>

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) LOCAの発生頻度

LOCA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LOCAの発生頻度を算定した。

WASH-1400の考え方にに基づき、大破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度の1/10として算出し、中破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度と大破断LOCAの発生頻度の相乗平均として算出した。

○小破断LOCA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)

○大破断LOCAの発生頻度

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

○中破断LOCAの発生頻度

$$= (\text{大破断LOCAの発生頻度} \times \text{小破断LOCAの発生頻度})^{1/2}$$

$$= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

(b) 2次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

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)

×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。

(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PWR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PWRプラント発電期間 (年)

(d) ATWSの発生頻度

ATWS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LOCA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次系圧力の観点で厳しくないことから、ATWSとして考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{ATWSの発生頻度} &= (34 / 475) \times 3.8 \times 10^{-7} \\ &= 2.7 \times 10^{-8} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

34 : AT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PWRプラント発電期間 (年)

3.8×10^{-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LOCA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LOCA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

LOCA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作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCA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： $7.1 \times 10^{-9}/\text{h}$
- ・ 電動弁リーク： $4.1 \times 10^{-9}/\text{h}$

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（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<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： $7.1 \times 10^{-10}/\text{h}$
- ・ 電動弁破損： $4.1 \times 10^{-10}/\text{h}$

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

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 $P(V5) : 1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{\#}$

※ $1/\text{demand} = \text{回}/\text{要求}$

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LOCA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LOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至る経路は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LOCAの発生頻度は、

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

$P(V3)^3$: 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し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LOCA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LOCAが発生すると考える。弁故障に

よってLOCA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LOCAの発生頻度は、

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

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

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

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$: 逆止弁がリークし、電動弁リークし、逆止弁破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 電動弁リーク、2つの逆止弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5)$: 2つの逆止弁リーク、電動弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$: 逆止弁リーク、逆止弁破損、電動弁破損、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LOCA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LOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCA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LOCAの発生

頻度は、

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

$P(V4)^2$: 2つの電動弁の破損

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

$P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$: 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LOCA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-6表に示す。

1.1.1.c. 成功基準

既往のPRA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。

○LOCA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（LOCA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。

【起回事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起回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並びにその設定根拠について以下のとおり示す。

(1) LOCA（大破断LOCA）発生時

対象操作：再循環自動切換後の系統分離操作（弁の開閉操作）

大破断LOCA事象発生初期には高圧注入系による高濃度ほう酸水注入のため、ほう酸注入タンクを經由する共通ラインを通じて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入される。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再循環サンプへの自動切替により再循環モードに移行し、その後、トレン分離操作を実施する。

余裕時間：20分

設定根拠：事象発生後、発生した事象がLOCA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、保守的に 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格納容器スプレイポンプがすべて^{*2}起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※1 $1,548\text{m}^3 / (147\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 852\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台}) = \text{約 } 24 \text{ 分}$

【計算条件】

・燃料取替用水タンク水量：1,548m³

(通常水位(93%)⇒水位異常低(3%))

・ポンプ仕様

○充てん/高圧注入ポンプ：147m³/h×2台

※2 充てん/高圧注入ポンプは、ECCS信号発信時は3台中2台起動

○余熱除去ポンプ：852m³/h×2台

○格納容器スプレイポンプ：940m³/h×2台

(2) LOCA (大破断LOCA以外) 発生時

対象操作：再循環自動切換後の系統分離操作 (弁の開閉操作)

中破断又は小破断LOCA事象発生初期には高圧注入系による高濃度ほう酸水注入のため、ほう酸注入タンクを經由する共通ラインを通じて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入される。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再

循環サンプへの自動切替により再循環モードに移行し、その後、トレン分離操作を実施する。

余裕時間：30分

設定根拠：(1)LOCA（大破断LOCA）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、保守的に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（SGTR）発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

SGTR時には、1次冷却材が2次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次系と2次系を均圧にする。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

LOCA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：LOCA後のECCS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ECCS再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS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ECCS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、起因事象の発生並びに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(m)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

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. 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. RCPシールLOCA
21. 加圧器逃がし弁／安全弁LOCA

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1PRA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（LOCA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RCPシールLOCA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、保守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従っている。

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 P S A学会標準

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

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。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

PRA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可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

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。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$$

ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time)

MDT：供用不能時間 (mean down time)

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)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T + t)} \\ &= \frac{t}{T(1 + \frac{t}{T})} \\ &\approx \frac{t}{T} (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2) \end{aligned}$$

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	1時間	1.39E-03 ①	2.8E-03 (①+②)
	安全注入系統弁作動試験	1ヶ月	1時間	1.39E-03 ②	

(2) 保守作業による待機除外データ

PRA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可否について検討し、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、MUT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MDT（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：AOT）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。

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

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
非常用炉心冷却系 (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-7	6.2E-5 ①	7.6E-5 (①+②+③)
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-8	1.2E-5 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	7.8E-9	1.9E-6 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。フロー図に従い、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られることから、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M G Lパラメータを使用する。M G Lモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子カ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T H E R P (Technique for Human Error Rate Prediction)手法を使用し評価した。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、更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	HEP	EF
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4

HEP：人的過誤確率 EF：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。PRA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THERP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)	再循環モードへの自動切替後のトレン分離操作	20分	2.7E-3	下限値
1次冷却材の喪失 (大破断LOCA以外)		30分	2.7E-4	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-3	下限値
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	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-3	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

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	HEP	EF	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示
		8.3E-4	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	
	現場	5.5E-3	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	

HEP：人的過誤確率 EF：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 6.1×10^{-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 : 69.7%)

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系統 (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RCPシールLOCAが発生し、更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 (CDF : 9.5×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 15.4%)

c. 過渡事象 (CDF : 4.0×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 6.5%)

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」「補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障」「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3号炉及び4号炉の特徴による影響

高浜3号炉及び4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 : 0.6%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)、

起回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回事象として極小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入も有効であり、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：0.06%程度
- ・ 中破断LOCA及び小破断LOCAの起回事象発生頻度は比較的小さい。
- ・ 中破断LOCA及び小破断LOCA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。

以上のとおり、PRA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」及び「ブースティング」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、不確かさ解析及び感度解析

PRA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、不確かさ解析を実施した。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 (FV) 重要度及びリスク増加価値 (RAW) 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。

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

$F_A(CD)$ ：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. R A W：

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 F V 重要度評価結果を第 1.1.1.h-3 表に示す。F V 重要度は C D F 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 R C P シール L O C A 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 R A W 評価結果を第 1.1.1.h-4 表に示す。R A W 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ともに高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のFV重要度評価結果を第 1.1.1.h-5 表に示す。RCPシールLOCA発生が突出 (0.69) し、それ以外では復水タンクの閉塞や信号系の機器の故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCAが全CDFの大半を占めていること、復水タンクの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起因事象から炉心損傷に至る基事象となること及び信号系の影響は広範囲に渡ることによる。

緩和系の基事象のRAW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LOCA以外の事象に対して、今回のPRA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FV重要度とRAW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、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) 不確かさ解析

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値 (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かさ幅を示すエラーファクター(EF)は 4.4 となった。これは、各パラメータの不確かさの影響により、上限と下限の間に約 19 倍の不確か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 EF は、Non-LOCA 事象+補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね 10~30 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かさ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確か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、不確か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： 9.2×10^{-9} (／炉年) (EF15.8)

- ・大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗

上限値： 3.4×10^{-8} (／炉年) (EF18.3)

- ・中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗

上限値： 6.4×10^{-11} (／炉年) (EF29.2)

- ・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

上限値： 2.7×10^{-8} (／炉年) (EF15.8)

(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入

主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減圧し、当該ポンプによる炉心への注水を行う。

感度解析の結果、全CDFは6割以上低減（ 6.1×10^{-5} （/炉年） $\rightarrow 2.0 \times 10^{-5}$ （/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SA対策によるCDF低減に期待できる。本検討を踏まえ、これらSA対策を含めたPRAを実施し、CDF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3，4号炉の運転実績から算出）②ベイズ統計（高浜3，4号炉の発生実績を除いた値を事前分布とし、高浜3，4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 PWR 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 PRA でモデル化している機器の内、2005 年に高浜 4 号炉、2007 年に高浜 3 号炉にて発生実績のある「ディーゼル発電機の起動失敗」と、FV 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」と「充てん/高圧注入系の手動弁の閉塞」を選定した。

①の結果、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が高くなり、かつ主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの、過渡事象及び手動停止の起因事象発生頻度が低くなったため、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 に有意な変化はなく、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、ディーゼル発電機の機器故障率が高くなったが、起因事象発生頻度が低くなったため、基本ケースと比較して全 CDF は低くなったが有意な差はなく、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入等の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 69.7%から約 6.7%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あった。

以上のように、代表的なパラメータについて高浜3号炉及び4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3号炉及び4号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度の平均値は 5.0×10^{-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4.4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、FV及びRAW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、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+RCPシールLOCA」に対してSA対策を考慮した結果、炉心損傷頻度は 2.0×10^{-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、SA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 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

PRA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 PRA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 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源
2. 起回事象の選定	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PWRプラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・JNESホームページ 3) 米国PWRプラント運転実績 ・NUREG-0020 ・NUREG-1187 ・NRC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	1) 上記1の情報源
4. 事故シーケンスの分析	・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	2) 先行PRA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 ・NUREG/CR-1278 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 ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・NUREG/CR-5497

第 1.1.1.a-2 表 系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン SSPS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 17 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 45 m ³ /h/台
蓄圧注入系	蓄圧タンク たて置円筒型 3基 容量 約 41 m ³ /基
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 147m 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 852 m ³ /h/台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 1台 (うず巻式) ポンプ容量 約 210 m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2台 (うず巻式) ポンプ容量 約 90 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 6,750kVA/台
直流電源設備	安全系蓄電池 2組 容量 約 1,200A・h/組 常用系蓄電池 1組 容量 約 4,000A・h/組
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ 5台 (うず巻式) ポンプ容量 約 1,400 m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ 3台 (斜流式) ポンプ容量 約 5,100 m ³ /h/台
格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ 2台 (うず巻式) ポンプ容量 約 940 m ³ /h/台

第 1.1.1.b-1 表 既往の PRA 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 (共通懸 P S A レビ ュー検討WG)	既往の PRA より 選定した起因事象
L O C A	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA ・極小 LOCA	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA ・極小 LOCA	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA	・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA ・極小 LOCA
	・原子炉容器破損 LOC A ・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	・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	-----	・インターフェイス システム LOCA
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
		・ ATWS	・ ATWS	・ ATWS	・ ATWS	・ ATWS
		-----	-----	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断
		・ SGTR	・ SGTR	・ SGTR	・ SGTR	・ SGTR
		・ 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 ・ ECCS 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
・ DC 母線 1 系列喪失	・ DC 母線 1 系列喪失	-----	-----	・ DC 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LOCA、過渡事象
5	1次冷却系での漏えい	極小LOCA、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LOCA、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IPRA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 PRA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(既存PRA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)	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LOCA
原子炉冷却材喪失	大、中、小破断LOCA	
可燃性ガスの発生		
その他の起回事象	ATWS	ATWS
	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
	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LOCA	極小LOCA
	DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失 ※2

※2:当該事象発生により自動で原子炉トリップするプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

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 LOCA	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 LOCA	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 LOCA	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 LOCA	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 LOCA	1 次冷却系と余熱除去系と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。
ATWS	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 LOCA、RCP シール LOCA 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

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漏れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管漏れによる停止
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	安全注入器作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/5/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/5/15	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	原子炉休憩
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駆動によるトリップ
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	加圧給水側漏れ点検による停止
1972/5/25	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。
1972/7/25	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抽気罐戻しポンプネット漏れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/5	美浜2号機	HFP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	BCP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。 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。
1973/8/28	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グラウンド漏れ、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	送電機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）と所内電源系統の擾乱のため、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。
1975/2/19	高浜2号機	クラグ防止設備改造強化工事のため停止
1975/2/20	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 LOCA	2.2E-05	・小破断 LOCA の発生頻度の 1/10	/	/	/	/	/	/
中破断 LOCA	6.8E-05	・大破断 LOCA と小破断 LOCA の相乗平均	/	/	/	/	/	/
小破断 LOCA	2.2E-04	・発生件数 / 発電期間	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}
極小 LOCA	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 LOCA	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
ATWS	2.7E-08	・AT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 - 伝熱管検出率) × 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

※ 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

第 1.1.1.c-1 表 成功基準の一覧

機能	原子炉トリップ	低圧注入		蓄圧注入	高圧注入		格納容器スプレイ注入		低圧再循環			高圧再循環			格納容器スプレイ再循環			補助給水			非常用炉内交流電源	主蒸気隔離	破損側 SG の隔離	加圧器送し弁/安全弁 LOCA なし	RCP システム LOCA なし
		ポンプ	ホプ		蓄圧弁	ポンプ	ホプ	ポンプ	スプレイ/X'*	ポンプ	熱交換器	ホプ	ポンプ	ホプ	ポンプ	熱交換器	スプレイ/X'*	ポンプ	SG への給水	主蒸気安全弁による蒸気放出					
大破断 LOCA	-	1/2 ①	健全 1/2 ①	健全 2/2 ①	-	-	-	-	1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中破断 LOCA	-	-	-	健全 1/2 ②	1/2 ③	健全 2/2 ③	1/2 ④	3/4 ④	1/2 ④	1/2 ④	-	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	1/2 ④	3/4 ④	-	-	-	-	-	-	-	-	-
小破断 LOCA	○	-	-	-	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	3/4 ④	1/2 ④	1/2 ④	-	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	1/2 ④	3/4 ④	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1SG ④	-	-	-	-	-	-
微小 LOCA	○	-	-	-	1/2 ④	充てん ライン 健全 2/2 ④	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1SG ④	-	-	-	-	-	-
冷却系破断 LOCA ^{※1}	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
主給水 流量喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2 弁/1SG ⑤	-	-	-	-	-	-
外部電源 喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2 弁/1SG ⑤	1/2 ⑤	-	-	-	-	-
ATWS ^{※2}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 次冷却系 の破断	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全 1/2 ⑥	2 弁/1SG ⑥	-	○	-	-	-	-
蒸気発生器 白熱管破損	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全 1/2 ⑥	2 弁/1SG ⑥	-	-	○	-	-	-
過渡事象	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1SG ⑥	-	-	-	-	-	-
原子炉補機 冷却機能喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1SG ⑥	-	-	-	○	○	
手動停止	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1SG ⑥	-	-	-	-	-	-

1.1.1-62

※1 起因事象発生後の緩和手段（AM策）に期待していないため、原子炉トリップに成功しても RCS の流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。

※2 起因事象発生後の緩和手段（AM策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。

注) 成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。

- ①大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ②大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ④小破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ⑤主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑦設計基準事象解析等

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

1.1.1-63

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に必要な低圧注入ポンプの台数の注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	<ul style="list-style-type: none"> ・ SATAN-M ・ WREFLOOD ・ BASH-M ・ COCO ・ LOCTA-M 	使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。 なお、MAAP コードは MHI-NES-1056 「三菱 PWR 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナシスへの MAAP コードへの適用性について」にて検証されている。
大破断 LOCA 時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	<ul style="list-style-type: none"> ・ MAAP 	
中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 LOCA 時に必要な蓄圧タンクの基数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	<ul style="list-style-type: none"> ・ SATAN-M (Small LOCA) ・ LOCTA-IV 	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることを確認できた。	<ul style="list-style-type: none"> ・ BLKOUT 	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることを確認できた。	<ul style="list-style-type: none"> ・ MARVEL 	

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

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
高圧注入系	○	○				○
蓄圧注入系						
低圧注入系 ※1	○	○				○
格納容器スプレイ注入系	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系 ※2	○	○		○		
破損SG隔離 ※3	○	○	○			
主蒸気隔離 ※4	○	○				

※1：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※2：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。

※3：主蒸気逃がし弁、タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要。

※4：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 1.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
サポート系 (影響を受ける側)						
電源系 ※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系 ※2,3	○	○		○		○
換気空調系 ※2,4,5	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系 ※2	○	○				
原子炉補機冷却水系 ※2	○	○			○	

※1：ディーゼル発電機の起動・継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却水海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。

※4：空調用冷水系には原子炉補機冷却水海水系が必要。

※5：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ (純水) 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ (海水)	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ ガスタービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン/プロア	起動失敗
	継続運転失敗 (正常雰囲気)
	継続運転失敗 (異常雰囲気)
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁 (純水)	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁 (海水)	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁 (PWR)	作動失敗
電磁弁	開閉失敗 (作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 (3inch 未満) スプレイヘッド	リーク
	閉塞
配管 (3inch 以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器 (流体式) 空気除湿装置 (熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ(純水等) フィルタ (空気) 吐出消音器 空気除温装置(熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ(海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ビット/サンプ	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクト	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	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) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

機器タイプ	故障モード
配線/電線	断線
	地路
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地路
	断線
MGセット (RPS, CRDM)	機能喪失
演算器	不動作
電流/電圧・電圧変換器	高出力/低出力
カード(半導体ロジック回路) バイステープル	不動作
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
放射能検出器	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 ヒートトレース 空気熱交換器 (電気式)	機能喪失
アナンシエータ	機能喪失