

安全設計評価事象の区分に関する研究

1997年5月

動力炉・核燃料開発事業団

大洗工学センター

複製又はこの資料の入手については、下記にお問い合わせ下さい。

〒311-13 茨城県東茨城郡大洗町成田町4002

動力炉・核燃料開発事業団

大洗工学センター

システム開発推進部・技術管理室

Inquiries about copyright and reproduction should be addressed to: Technology Management Section, O-arai Engineering Center, Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation 4002 Narita-machi, O-arai-machi, Higashi-Ibaraki, Ibaraki-Ken 311-13, Japan.

動力炉・核燃料開発事業団 (Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation) 1997

安全設計評価事象の区分に関する研究

栗坂 健一*
可児 吉男**

要旨

高速増殖炉の実用化に当たっては、合理的な安全設計評価事象の区分を策定することが重要である。本研究では、事象区分のために有益な情報を提供することを目的として、様々な異常事象について発生頻度データを整備するとともに、主として発生頻度に基づく事象区分案を提案してその有用性を検討した。

国内外の高速増殖炉プラントおよび国内の軽水炉発電所における異常事象事例を調査・分析した。この分析結果に基づいて、電気出力600MWおよび1,000MWの高速炉モデルプラントにおける異常発生防止系(PS)の故障発生頻度を定量化した。また、確率的な安全評価の研究成果を活用して異常影響緩和系(MS)の機能喪失確率を定量化するとともに、PSの故障とMSの機能喪失の重ね合わせ事象を幾つか選定して、その発生頻度を定量的に評価した。

現行の安全設計評価事象の区分の課題点を検討して、新たな事象の区分案を提案した。新たな区分案の主な特長は、現行の区分の「事故」を「小事故」と「希有事故」に細分化したこと、多重故障事象を単一故障の重ね合わせという付帯的解析条件としてでなく明示的に評価事象としてあつかうこと、そして設計基準を超える事象ではあるが深層防護の観点から安全設計の深みを評価するために想定すべきと考えられる事象のための区分を設けたことである。

幾つかの安全設計評価事象の候補を抽出して、新区分案を適用してみた。現行の区分と比較して、特に後備炉停止系、自然循環による崩壊熱除去機能といった安全設計の厚みの評価が行えること等のよりきめ細かで有効な安全設計評価が可能である見通しが得られた。

* 大洗工学センター 基盤技術開発部 リスク評価技術開発室
** 大洗工学センター 基盤技術開発部

Study on Categorization of the Safety Design Evaluation Event

Kenichi Kurisaka*

Yoshio Kani**

Abstract

In order to make a fast breeder reactor (FBR) practicable, it is important to make rational categorization of a safety design evaluation event. In this study, for the purpose of providing useful information into the event categorization, we developed the occurrence frequency data of various abnormal events, presented a proposal of the event categorization primarily based on the occurrence frequency and examined efficiency of the proposal.

We researched and analyzed abnormal event instances of foreign and domestic FBR plants and of domestic light water reactor power plants. On the basis of the analysis, the failure occurrence frequency of the protection system (PS) in the FBR model plants with electric power production of 600MW and 1,000MW was quantified. Making use of results of probabilistic safety assessment study, loss-of-function probability of the mitigation system (MS) was quantified. Some of combinations of PS failure and loss of MS function were selected and their occurrence frequencies were quantified.

We examined problems in the current categorization of the safety design evaluation event and presented a new proposal of the event categorization. Merits of the new proposal are to have divided the current category of "accident" into "small accident" and "rare accident", explicitly to treat a multiple failure event not as a collateral analysis condition of supposing "a single failure" but as an event to be evaluated, and to have added a category for the event which is beyond design base, but should be supposed to evaluate depth of the safety design in terms of defense-in-depth.

Some candidates of the safety design evaluation event were identified and applied to the new proposal. In comparison with the current categorization, we obtained perspective that it was possible to evaluate the safety design more in detail and effectively, especially depth of the safety design such as backup reactor shutdown system, decay heat removal function in a natural circulation mode etc.

* Nuclear System Safety and Reliability Research Section, Advanced Technology Division,
O-arai Engineering Center

** Advanced Technology Division, O-arai Engineering Center

目次

1. 緒言	1
2. 異常事象発生頻度の算定例	3
2.1 算定条件	3
2.2 制御棒関連の異常事象	9
2.3 主冷却系ポンプ関連の異常事象	12
2.4 1次・2次冷却系漏洩事象	15
2.5 蒸気発生器伝熱管の漏洩	24
2.6 水・蒸気系故障	36
2.7 外部電源喪失	52
2.8 原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象	54
2.9 原子炉停止系故障との重ね合わせ事象	63
2.10 崩壊熱除去系故障との重ね合わせ事象	66
2.11 原子炉停止直後の全動力電源喪失	77
2.12 発生頻度算定についての考察	79
3. 安全設計評価事象区分案の検討	81
3.1 事象区分案	81
3.2 新事象区分案の適用例	84
4. 結言	91
5. 参考文献	93
添付 A 原子炉施設と試験施設の比較	97
添付 B 制御棒落下故障率のばらつき評価	99
添付 C 希有故障の故障率の不確かさ評価についての考察	102
添付 D 蒸気発生器のナトリウム外部漏洩モードの故障率評価の検討	104
添付 E 制御棒1本の挿入失敗確率の評価	110
添付 F n out of m 系統の故障と κ ファクター	113
添付 G 制御棒挿入失敗の共通原因故障の定量評価	114
添付 H 原子炉トリップ遮断器の共通原因故障定量評価	117

図目次

図2.1-1	炉心からの放射性物質の放出に係わる事象のマスターロジックダイアグラム	7
図2.5-1	蒸気発生器の伝熱管漏洩	33
図2.5-2	蒸気発生器伝熱管小漏洩モードの故障率のばらつき分布の確率紙プロット	34
図2.5-3	蒸気発生器伝熱管破損モードの故障率ばらつき分布の確率紙プロット	35
図2.6-1	給水系・蒸気系異常に関わる原子炉自動停止事象の内訳	42
図2.6-2	給水流量異常に対する割合	42
図2.6-3	国内軽水炉の給水系・蒸気系異常による原子炉自動停止	43
図2.6-4	給水流量異常に伴う原子炉自動停止事象の発生頻度	44
図2.6-5	国内PWR送電線事故による原子炉自動停止頻度	44
図2.6-6	国内BWR送電線事故による原子炉自動停止頻度	45
図2.6-7	認可出力別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度	45
図2.6-8	運転開始年別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度	46
図2.6-9	運転年度別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度	46
図2.6-10	運転年度別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度	47
図2.6-11	国内軽水炉と新型転換炉の運転年度別送電線事故による原子炉自動停止頻度	47
図2.6-12	タービントリップの原因として同定された事象の内訳	50
図2.6-13	タービントリップの原因となりうる軽微な異常（原子炉手動停止を必要とする異常）の内訳	50
図2.6-14	運転年度別タービントリップによる原子炉自動停止頻度	51
図2.6-15	運転年度別タービントリップによる原子炉自動停止頻度（軽水炉全体）	51
図2.7-1	外部電源喪失頻度の確率紙プロット	53
図2.8-1	原子炉停止に関わる系統の構成	57
図2.10-1	崩壊熱除去系の概念	71
図2.10-2	DRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー	72
図2.10-3	PRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー	73
図2.10-4	IRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー	74
図2.10-5	強制循環崩壊熱除去失敗との重ね合わせ事象	76
図3.2-1	異常事象発生頻度の算定例	88
図3.2-2	原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象発生頻度の算定例	89
図3.2-3	その他の重ね合わせ事象発生頻度の算定例	90

表目次

表2.1-1	データソース一覧	8
表2.2-1	欧州高速炉の発電時間	11
表2.2-2	CORDSに登録された高速炉の運転時間	11
表2.2-3	制御棒関連異常事象頻度算出データ一覧	11
表2.3-1	ナトリウム機械式ポンプの高速炉における運転実績	14
表2.4-1	ナトリウム漏洩モード故障率算出のためのデータベース	19
表2.4-2	蒸気発生器外部漏洩モードの故障率	20
表2.4-3	中間熱交換器の漏洩	21
表2.4-4	中間熱交換器の故障率	21
表2.4-5	漏洩モードの故障率評価	22
表2.4-6	ナトリウム漏洩事象発生頻度	23
表2.5-1	国内PWR1995年度までの蒸気発生器の運転経験	30
表2.5-2	米国PWR蒸気発生器伝熱管の運転経験	31
表2.5-3	高速炉の蒸気発生器伝熱管漏洩の故障率	32
表2.5-4	蒸気発生器伝熱管漏洩発生頻度	32
表2.6-1	蒸気・給水流量の増減が直接原因となった原子炉自動停止事象	40
表2.6-2	給水流量喪失関連事象発生頻度	43
表2.6-3	タービントリップ関連原子炉自動停止事例	48
表2.6-4	タービントリップ関連の原子炉手動停止事例	49
表2.7-1	外部電源喪失発生頻度	53
表2.8-1	制御棒保持電源遮断に係わる機器のアンアベイラビリティ	58
表2.8-2	検出チャンネルのアンアベイラビリティ	59
表2.8-3	原子炉トリップ信号1信号故障確率	61
表2.8-4	原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象	62
表2.9-1	論理回路と遮断回路構成要素のアンアベイラビリティ	65
表2.9-2	主炉停止系故障との重ね合わせ事象	65
表2.10-1	2ループ強制循環崩壊熱除去失敗との重ね合わせ事象	75
表2.11-1	原子炉停止直後に発生する全動力電源喪失事象	78
表3.1-1	安全設計評価事象の区分案	83

1. 緒言

我が国の軽水炉と高速増殖原型炉の安全設計評価^{*1}においては、基本的に文献(1)中の「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」のⅡ. 安全設計評価に記された「運転時の異常な過渡変化」と「事故」の2区分で構成される事象区分が用いられている。このほかに高速増殖原型炉については、同文献の「高速増殖炉の安全性の考え方」の(別紙)液体金属冷却高速増殖炉(LMFBR)の安全設計と安全評価についてのⅡ. LMFBRの安全評価についての(5)に記された事象(これは、通称(5)項事象と呼ばれている)の評価がなされている。安全設計の評価に当たって想定されるこれらの代表事象を安全設計評価事象と呼ぶ。

事象区分を設定する意義は、安全性の確保を合理的にバランスよく達成するための手段を提供することにある。発生頻度と結果の大きさの積で表されるリスクを一定水準以下に制限するという考え方を導入すると、発生頻度の高い事象については、それによってもたらされる結果を厳しく制限し、結果が重大な影響を及ぼす事象の発生頻度は低く抑えることが必要となる。

「運転時の異常な過渡変化」は、原子炉施設の寿命期間中に予想される異常な事象を対象としている。「事故」は異常の程度が「運転時の異常な過渡変化」を超えるものと位置づけられており、発生頻度は「まれ」という表現で表されるように「運転時の異常な過渡変化」より低い範囲をカバーしていると考えられる。

我が国では原子炉について特に法定寿命が定められていない。原子炉の寿命を30年～50年と仮定すると、「運転時の異常な過渡変化」に含まれる事象の発生頻度は $2 \sim 3 \times 10^{-2}$ /炉年以上であり、「事故」はこれ以下であると考えられる。文献(66)を参考として、仮に設計基準事象(DBE)^{*2}として 10^{-7} /炉年までカバーすることを要求した場合、「事故」は概ね $10^{-2} \sim 10^{-7}$ /炉年の範囲の事象を対象とすることになる。上述のリスクの考え方を導入した場合、現行の2区分では「事故」のカバーする事象の範囲が発生頻度の観点から幅広くなり、きめ細かさに欠けて合理的とはいえないという問題点が生じる。これは、現行の事象区分を高速増殖炉の安全設計評価に適用する場合の課題点の一例であり、このほかにもより合理的な事象区分を設定するために考慮すべき点は存在すると考えられる(3章で述べる)。

上に述べた事象区分の設定について検討するためには、安全設計評価事象の候補となり得る異常事象の発生頻度を的確に把握しておく必要がある。本研究では合理的な安全性の確保に資することを目的として、国内外の高速増殖炉および軽水炉の事故・故障事

*1: 原子炉施設の安全設計の基本方針に関する評価(文献(1)中の「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」のⅠ. まえがきより)

*2: 「運転時の異常な過渡変化」及び「事故」のうちから、原子炉施設の安全設計とその評価に当たって考慮すべきものとして抽出されたもの(文献(1)中の「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」の解説 Ⅱ. 安全設計評価より)

例を調査するとともに、その結果に基づいて安全設計評価事象の候補となり得る異常事象の発生頻度を定量的に評価した。そして、これを踏まえて安全設計評価事象の区分の検討を行った。

高速増殖炉モデルプラントにおいて、安全設計評価事象の候補となり得る異常事象の発生頻度を評価した結果について2章で詳述する。次に、3章で現行の事象区分に対する検討および新たな安全設計評価事象の区分案の提案ならびに新区分案を適用した場合の検討結果について述べる。

2. 異常事象発生頻度の算定例

高速増殖炉モデルプラントにおいて安全設計評価事象の候補となり得る異常事象を選定して、その発生頻度を国内外の高速炉および国内軽水炉の運転・故障経験に基づいて定量的に算定した。算定の対象としたプラント、事象および算定に当たって参照したデータソースについて2.1節で述べる。個別の異常事象に対する発生頻度算定の詳細を2.2～2.11節で記述する。最後に、各異常事象の発生頻度算定についての考察を2.12節で行う。

2.1 算定条件

2.1.1 算定対象プラント

算定対象プラントとして基本的に次の2種類のループ型高速増殖炉発電プラントを想定した。主と後備の独立2系統の原子炉停止系を備えており、強制循環除熱モードと自然循環除熱モードの両モードによる除熱が可能な崩壊熱除去系を備えている。非常用電源は崩壊熱除去系をサポートするために十分な容量を有している。なお、プラント設計仕様の詳細な想定は、関連する異常事象発生頻度の節で補足説明する。

電気出力	主冷却系ループ数	制御棒本数 (主/後備)
600MW	3	19 (13 / 6)
1,000MW	4	24 (18 / 6)

2.1.2 算定対象事象

原子力施設の安全性の議論の焦点は放射性物質あるいは放射能の適切な管理にあると考えられる。従って、安全設計評価においては、「原子炉施設外に放射性物質を放出する可能性がある異常事象」に着目して、その中から包絡性のある代表的な事象を選定する必要がある。第3章において議論する安全設計評価事象の区分の検討に活用するために、「原子炉施設外に放射性物質を放出する可能性がある異常事象」を算定対象事象として選定した。

事象の選定に当たっては、数え落としを防止してできる限り完全性を確保することが重要である。このために、マスターロジックダイアグラム (MLD) を用いて系統的な選定と分類を行った。MLDは、図2.1-1に示すように頂上事象「原子炉施設外への放射性物質の放出」の原因を論理的に展開し、階層構造として論理図に表したものである。これはフォールトツリーの一種である。同図のレベル9まで展開したところで、その分類に従って設計情報に基づくプラントの総合的な工学的評価を行うことにより具体的な異常事象を選定した。さらに、先行PSA、安全解析書等を参照して完全性を期した。

本研究では、上述の方法で同定される全ての異常事象について発生頻度を算定するのではなく、主要なものに絞って発生頻度の算定を行った。発生頻度の算定対象として選定した事象をMLDのレベル8 (またはレベル9) の分類毎に以下に列挙する。

- ①炉心の反応度に影響する事象
 - 制御棒誤引抜き（通常速度）
 - 制御棒急速誤引抜き（最大速度）
 - 制御棒落下
- ②炉心/PHTSでの除熱に影響する事象（またはIHTS流量に影響する事象）
 - 1次（または2次）主冷却系循環ポンプトリップ
 - 1次（または2次）主冷却系流量増大/減少
 - 1次（または2次）主冷却系循環ポンプ軸固着
- ③炉心/PHTS（またはIHTS）のナトリウムインベントリに影響する事象
 - 1次主冷却系漏洩
 - 2次冷却系漏洩
- ④IHTS圧力に影響する事象
 - 蒸気発生器伝熱管小漏洩
 - 蒸気発生器伝熱管破損
- ⑤水・蒸気系流量に影響する事象
 - 給水流量増大
 - 給水流量喪失
 - 負荷の喪失
- ⑥電源喪失（サポートシステムに影響する起因事象発生）
 - 外部電源喪失

これらは、異常発生防止系（PS：Protection System）の故障に相当する。本研究の3章で提案する事象区分案では、単一故障の重ね合わせや多重故障を安全設計評価事象の選定の中で明示的に取り扱うことを考えている。これに対応して、以下に示すようなPSの故障と異常影響緩和系（MS：Mitigation System）の機能喪失の重ね合わせ事象の発生頻度についても定量化を行った。

- (a)原子炉トリップ信号機能喪失との重ね合わせ事象
- (b)原子炉停止系機能喪失との重ね合わせ事象
- (c)崩壊熱除去系機能喪失との重ね合わせ事象
- (d)外部電源喪失と非常用電源系統機能喪失との重ね合わせ事象

(a)と(b)は原子炉停止機能に関する設計の厚みの妥当性を評価するための候補として、そして(c)と(d)は崩壊熱除去機能に関する設計の厚みの妥当性を評価するための候補として選んだ。主要な安全機能を評価するための事象の検討としてはこれで十分である。

(a)～(d)の選定理由をさらに補足する。設計で原子炉トリップ第2信号を設けた場合、その設計の妥当性を評価するためには原子炉トリップ第1信号が発信しない場合を想定しなければならない。これに相当するのが(a)である。文献(1)の中の「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」は高速炉に対しても参考とされる。この中の、「指針

15原子炉停止系の独立性および試験可能性」には、「～少なくとも二つの独立した系を有するとともに、～」という記述がある。これに対応して、高速炉には主炉停止系と後備炉停止系が備えられる。後備炉停止系の設計の妥当性を評価するためには主炉停止系の機能喪失を想定しなければならない。これに相当するのが(b)である。同指針における「指針. 27 電源喪失に対する設計上の考慮」として、「原子炉施設は、短時間の全交流動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること」と記されている。これを評価するために想定する必要がある事象に対応するのが(d)である。原子炉停止後の崩壊熱除去機能について単一故障を想定して評価することに対応したのが(c)である。

2.1.3 データソース

高速炉プラントは世界でもまだ実用化段階に至っていないので、軽水炉プラントと比較して運転経験が少ない。母集団を大きくとるために、可能な限り幅広く世界中のナトリウム冷却型高速炉発電プラントの運転故障経験情報を調査収集して、これを基に統計的に2.1.2で選定された事象の発生頻度を定量化するようにつとめた。ナトリウム関連機器の故障事例の分析と故障発生頻度の算出に当たっては、動燃事業団で開発してきた高速炉機器信頼性データベースシステム CORDS (Component Reliability Database and Statistical Analysis System for an LMFBR)²⁾と公開文献に基づいて調査分析を行った。情報を収集した施設と機器の一覧を表2.1-1にまとめた。

CORDSに登録されている高速炉は我が国の高速実験炉常陽、アメリカの高速炉EBR-II (Experimental Breeder Reactor II) およびFFTF (Fast Flux Test Facility) の合計3基である。我が国の高速増殖原型炉もんじゅはデータの収集と登録が進行中であるが、まだ整備されていないため基本的に本評価では参照していない。CORDSにはこのほかに、日米のナトリウム試験施設の機器運転故障経験データが数多く登録されている。これらのデータは分析に使用したが、最終的に原子炉施設のデータのみを評価に適用することとした(添付A参照)。

一方の公開文献に基づく調査では、イギリスの高速炉PFR (Prototype Fast Reactor)、ドイツのナトリウム冷却炉KNK-I/II (Iは熱中性子炉心、IIは高速炉炉心)、フランスの高速炉Phenix、ロシアの高速炉BN600およびカザフスタンの高速炉BN350の情報を収集した。

高速炉発電プラントの3次冷却系に相当する蒸気発生器への給水系とタービンへ蒸気を供給する蒸気系、タービン・発電機系ならびに発電所へ接続している外部送電線は高速炉特有の設備でない。したがって、これらの設備の故障事例とその発生頻度の算出に当たっては国内軽水炉発電所の運転故障経験データを活用した。

MSの機能喪失確率の定量化に当たっては、これまで動燃事業団で実施してきた確率論的安全評価研究の成果を活用した(2.8～2.11節を参照)。使用した機器故障率はCORDSをはじめとする国内外のPSA用故障率データベースを幅広く調査分析した上で整備した

ものを使用した。検討対象としているMSはいずれも多重化された系統であるため共通原因故障の取扱いが重要となる。共通原因故障については、アメリカの軽水炉の運転故障経験データに基づく定量化パラメータの設定を行った。3台以上の機器を故障させるような高次の共通原因故障の発生確率を推定するための故障経験情報は十分に存在しないので、パラメトリック解析を通じた工学的判断に頼って高次の共通原因故障の定量化を行った。

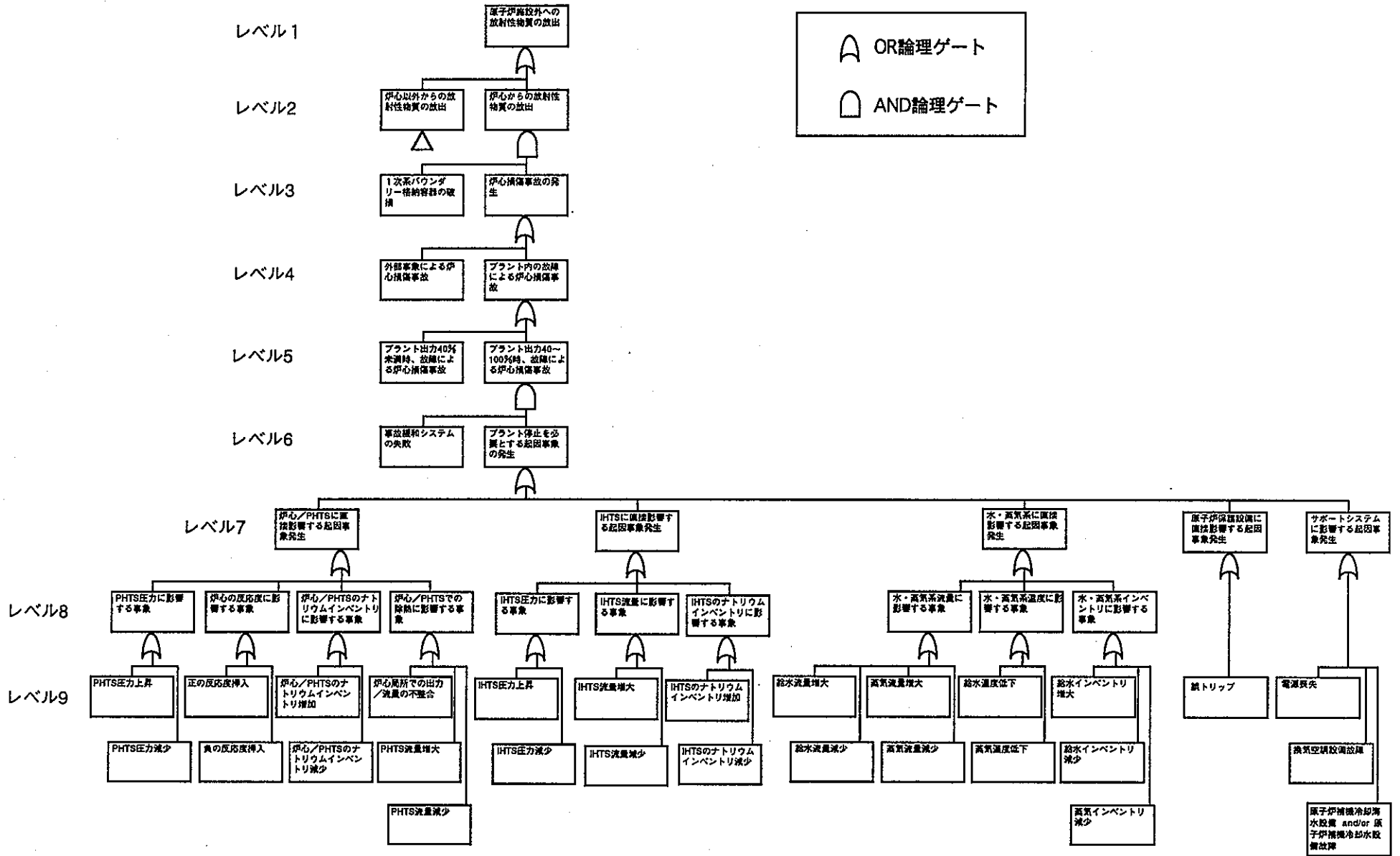


図2.1-1 炉心からの放射性物質の放出に係わる事象のマスターロジックダイアグラム

表2.1-1 データソース一覧

異常事象	対象機器	参照したデータソース									
		常陽	EBR-II	FFTF	PFR	KNK	Phenix	BN350	BN600	* 1	* 2
制御棒誤引き抜き	制御棒駆動機構	○	○	○	○1	○2	○				
制御棒落下	制御棒駆動機構	○	○	○	○1	○2	○				
ポンプトリップ	ナトリウム機械式ポンプ	○	○	○						△	
流量増大/流量減少	ナトリウム機械式ポンプ	○3		○3							
ポンプ軸固着	ナトリウム機械式ポンプ	○	○	○	○	○	○				
ナトリウム漏えい	ナトリウム機械式ポンプ	○		○	○4	○	○4			△	△
ナトリウム漏えい	ナトリウム弁	○	○	○						△	△
ナトリウム漏えい	ナトリウム配管	○	○	○						△	△
ナトリウム漏えい	中間熱交換器 (胴)	○		○		○				△	△
ナトリウム漏えい	蒸気発生器 (胴)		○		○				○		
ナトリウム漏えい	空気冷却器 (伝熱管)	○	○	○						△	
蒸気発生器伝熱管漏えい	蒸気発生器 (伝熱管)		○		○	○	○	○	○		

○ : 参照して評価に直接活用したもの

△ : データ分析の過程で参照したが、分析の結果、発生頻度評価に適用されなかったもの

Blank: 統計として利用できる情報が収集できなかったため、参照していないもの

* 1 : CORDSに登録されている日米のナトリウム試験施設

* 2 : 1969年以前の米国の高速炉とナトリウム試験施設の機器故障データハンドブック

○1 : 1985年以降のみ参照

○2 : 1979年以降 (KNK-II炉心: 高速中性子炉心) のみ参照

○3 : 2次故障のみ参照

○4 : 2次主冷却系のポンプのみ参照

2.2 制御棒関連の異常事象

制御棒関連の異常事象として、手動制御棒誤引き抜き、自動制御棒誤引き抜きおよび制御棒落下を検討した。CORDSおよび公開文献に基づいて、国内外の高速炉プラントの運転時間および前述の3種類の制御棒関連異常事象事例を調査し、その結果を分析することによって各事象の発生頻度を評価した。

2.2.1 運転時間

原子炉運転時間を調査整理して表2.2-1および表2.2-2にまとめた。表2.2-1は文献(3)～(21)に基づいて正味の発電時間を算出したものである。但し、PFRについては異常事象の記録が1985年以降しか報告されていないため、同期間の発電時間を見積もっている。表2.2-2についてはCORDSを用いて算出した。

2.2.2 故障事例

CORDSおよび公開文献に基づいて、国内外の高速炉プラントにおける手動制御棒誤引き抜き、自動制御棒誤引き抜きおよび制御棒落下事例を調査した。制御棒誤引き抜き頻度および制御棒落下頻度を算出するための基礎データとして運転時間、事例の件数等を表2.2-3に整理した。制御棒本数はCORDSおよび文献(22)から推定した。制御棒の累積運転時間は原子炉運転時間に制御棒本数を乗じてもとめた。以下に故障事例調査結果について述べる。

(1) CORDS

CORDSを用いて常陽、EBR-IIおよびFFTFの制御棒駆動機構の故障データを調査した結果、手動による制御棒誤引き抜き事象は1件も存在しなかった。また、制御棒自動誤引き抜きに関しては、「引き抜き時にプログラムされた以上に引き抜かれた」という事例が1件存在する。しかしながら、本事象はコントローラの機能により異常な引き抜きは途中で阻止されたために、原子炉をスクラムに至らしめるような正の反応度の添加には発展していない。従って、ここで検討する事象には該当しない。制御棒落下については常陽において2件、EBR-IIにおいて3件の事例が存在する。

(2) 公開文献

公開文献に基づいて欧州の高速炉3基KNK-II、PFRおよびPhenixの制御棒関連の異常事象事例を調査した。文献(23)および(24)によれば、KNK-IIにおいてはナトリウムエアロゾルにより制御棒の挿入および引き抜きが困難になった事例が多数存在する。誤引き抜きあるいは落下事例は記されていない。

文献(25)および文献(26)によれば、PFRにおいてはナトリウムコンパウンドが制御棒保持用磁石表面に蒸着したために生じたと考えられる制御棒落下事例が複数件存在する。文献(3)～(21)を調査したところ、PFRについては1985年以降についてのみ詳細なプラント停止記録が記載されており、この中に合計3件(1985年4月20日、1987年12月27日、1988年6月30日)の制御棒(shut off rod)落下事例が存在することがわかった。これら

の文献には制御棒誤引き抜き事例は報告されていない。

Phenixについて文献(3)～(21)および(27)～(29)を調査したが、制御棒誤引き抜きおよび制御棒落下のいずれの事例も存在しなかった。

2.2.3 発生頻度

(1) 制御棒誤引き抜き

制御棒誤引き抜き事象は、運転員が誤って制御棒を引き抜くか、あるいは制御棒制御回路の故障によって制御棒が誤って引き抜かれる事象である。故障事例調査の結果では、このような事象事例は存在しないため、ゼロ故障として50%信頼度の χ^2 片側推定により発生頻度を算定した⁽³⁰⁾。頻度算出にあたっての分母のとりかたについては次のように考えた。手動による誤引き抜きの場合、発生原因は運転員の誤操作であるため、事象の発生頻度は制御棒本数よりも原子炉制御の監視をしている運転員の数（炉心規模によらず一定と考えられる）に依存すると考えられる。自動による誤引き抜きの場合、制御棒全体を一括制御している一つの回路の故障により発生すると考えられるため、事象の発生頻度は制御棒本数に依らず一定と考えられる。従って制御棒誤引き抜き事象の頻度は、制御棒の本数に依らない原子炉運転時間で整理するのが適当と判断する。

評価対象プラントの稼働率を80%と想定すると、表2.2-3より制御棒誤引き抜き事象の発生頻度は $5.7 \times 10^{-7}/h \times 8,760 \times 0.8 = 4.0 \times 10^{-3}/\text{炉年}$ となる。不確かさ幅については、故障経験が存在しないことを考慮した上で、不確かさ分布に対数正規分布を仮定したときに与えられた点推定値（期待値）に対して95%信頼度値が最大になるように設定するのが良いと考えられる。この場合のエラーファクターは約15となる。

(2) 制御棒落下

制御棒落下は、制御棒間で独立に発生する事象であると考えられるため、その発生頻度は制御棒本数を考慮して評価するのが良い。制御棒1本当たりの落下事象発生頻度は、 $2.2 \times 10^{-6}/h \times 8760 \times 0.8 = 1.5 \times 10^{-2}/\text{本/年}$ である。大型炉設計例では、24本（1,000MWe）と19本（600MWe）が存在する。各々に対するプラント当たりの事象発生頻度は0.36/炉年、0.29/炉年となる。不確かさ幅については、故障経験が全部で8件存在することから統計的な不確かさ（エラーファクター1.9）よりも、個体間のばらつき（エラーファクター7）が支配的になる（添付B参照）。

(3) 制御棒急速誤引き抜き

制御棒急速誤引き抜き事象は、制御棒駆動装置の速度制御回路の故障と誤引き抜きとが重なった場合に発生すると考えられる。速度制御回路はアナログ信号の変換器または演算器と同等の信頼度を有すると考えて、文献(31)および(32)を参考に故障率を $8.0 \times 10^{-7}/h$ 、エラーファクターを3と評価した。速度制御回路の点検を1年に1回行うと想定するとアンパベイビリティは、 $0.5 \times 8.0 \times 10^{-7}/h \times 8,760 = 3.5 \times 10^{-3}$ となる。これを制御棒誤引き抜き事象発生頻度に乗じて $1.4 \times 10^{-3}/\text{炉年}$ という評価値を得た。エラーファクターは不確かさ伝播解析の結果約20となった。

表2.2-1 欧州高速炉の発電時間

年	Operating Factor (Percentage of annual time on line)		
	KNK-II	PFR	PHENIX
1975			67.7
1976			54.6
1977		44.3	24.2
1978		28.9	67.4
1979	22.7	33.2	83.9
1980	29.7	13.9	64.7
1981	42.2	36.8	71.0
1982	39.7	33.9	62.0
1983	19.5	40.4	63.0
1984	47.6	35.3	70.7
1985	45.3	50.1	77.4
1986	13.0	53.3	79.9
1987	20.5	54.8	80.6
1988	0.0	33.1	71.7
1989	0.0	63.1	30.6
1990	48.1	29.7	52.9
1991	17.7	41.1	0.0
1992			0.0
正味発電 時間(時間)	3.03E+04	2.85E+04*	8.96E+04

*:1985年以降のみを数えた。

表2.2-2 CORDSに登録された高速炉の運転時間

	EBR-II	FFTF	常陽
運転記録開始	1964/7/1	1978/9/1	1975/7/1
運転記録終了	1991/12/31	1991/12/31	1995/3/31
原子炉運転時間	1.50E+05	5.15E+04	5.28E+04
原子炉停止時間	9.11E+04	6.54E+04	1.20E+05

表2.2-3 制御棒関連異常事象頻度算出データ一覧

原子炉	制御棒 本数	原子炉運 転時間(h)	累積機器運 転時間(h)	制御棒誤 引き抜き	制御棒 落下	制御棒誤引き 抜き頻度(原子 炉運転時間)	制御棒落下 故障率(/h)
EBR-II	12	1.50E+05	1.80E+06	0	3	1.52E-06	1.67E-06
FFTF	9	5.15E+04	4.64E+05	0	0	4.42E-06	4.91E-07
JOYO	6	5.28E+04	3.17E+05	0	2	4.31E-06	6.31E-06
PFR	11	2.85E+04	3.14E+05	0	3	7.98E-06	9.57E-06
PHENIX	6	8.96E+04	5.38E+05	0	0	2.54E-06	4.23E-07
KNK-II	8	3.03E+04	2.42E+05	0	0	7.51E-06	9.38E-07
合計	52	4.03E+05	3.67E+06	0	8	5.65E-07	2.18E-06

2.3 主冷却系ポンプ関連の異常事象

主冷却系ポンプに関連する異常事象として、ポンプトリップ、流量増大／流量減少およびポンプ軸固着を検討した。ポンプトリップはポンプの機器境界内部の故障が原因でポンプが停止する事象として考える。ただし、後述のポンプ軸固着を除く。流量増大／流量減少はポンプの機器境界外部の故障が原因で流量が異常に増大または減少する事象と定義する。ポンプ軸固着は、ポンプが瞬時に回転を停止する事象と定義する。

2.3.1 ポンプトリップ

CORDS を用いてナトリウム機械式ポンプの故障率を分析した結果によれば⁽³³⁾、ポンプ本体、駆動装置およびその間のカップリング装置のいずれかの故障によりポンプが運転継続できなくなるモードの故障率はポンプの型式および年齢によらず $1.1 \times 10^{-5}/\text{h}$ である。そして、この場合のエラーファクターには個体間のばらつきとして5程度見込むのが良い。このことから、1次主冷却系あるいは2次主冷却系を構成する主循環ポンプ（電動の機械式ポンプ）のトリップ発生頻度は、3ループプラントの場合には $1.1 \times 10^{-5} \times 8,760 \times 0.8 \times 3 \text{ 台} = 0.23/\text{炉年}$ 、そして4ループプラントの場合には $0.31/\text{炉年}$ と推定される。

2.3.2 流量増大／流量減少

流量増大／流量減少の事例を調査するために有効なデータソースは、CORDSに登録されている常陽とFFTFのナトリウム機械式ポンプの2次故障データである。これを参照して、制御系（流量とポンプ回転速度の制御回路およびローカル電源を含む）の異常による運転継続失敗事例を検索したところ合計11件が抽出された。なお、事象の内訳は、流量増大が1件、流量減少が6件、不明が4件である。これらのナトリウム機械式ポンプの運転時間の累積値は、 $1.08 \times 10^6 \text{ h}$ である。これより、ポンプ1台当たりの本事象発生率は $1.0 \times 10^{-5}/\text{h}$ と推定される。エラーファクターは個体間のばらつきとしてポンプトリップと同じく5程度見込むのがよいと考えられる。

これをプラント当たりの年間発生頻度に換算すると、流量増大／減少事象の発生頻度は、3ループプラントの場合 $1.0 \times 10^{-5}/\text{h} \times 8,760 \times 0.8 \times 3 \text{ ループ} = 0.21/\text{炉年}$ となり、4ループの場合は $0.28/\text{炉年}$ となる。

2.3.3 ポンプ軸固着

CORDS および公開文献に基づいて、6基の高速炉プラント（常陽、EBR-II、FFTF、Phenix、PFR、KNK）におけるポンプ軸固着事象事例の有無を調査した。情報が不確かなため断定はできないものの、該当する可能性を有する事象がFFTFの1次系ポンプにおいて1件、PFRの2次系ポンプにおいて1件抽出された。

前者は1982年6月にポニーモータ運転中（原子炉は停止中）に発生した固着（binding）である。事象経緯としては、「流量がゼロになり、ポニーモータ電流計が高値に固定され、続いてブレーカがトリップした。分離するために通常75ft-lb ($2.0 \times 10^5 \text{ N}\cdot\text{m}$) のトルクで

十分であるところが125ft-lb ($3.4 \times 10^5 \text{N}\cdot\text{m}$) 以下では分離できなかった。」と記されている。原因は上部ポンプ軸へのナトリウムの蒸着であった。ポニーモータ運転時の故障は対象外であるため、本事象は故障として数えない。

後者は1984年4月に発生した事象であり、「下部ナトリウム下のベアリング部における spray-fused stellite coating が剥がれて、ポンプ固着 (seizure) が発生した」と記されている⁽³⁴⁾⁻⁽³⁶⁾。

文献(37)によれば、Phenix、PFR、KNK-I/IIのポンプの累積運転時間は表2.3-1のようにまとめられる。表2.3-1にはCORDSを用いて導出した常陽、EBR-IIおよびFFTFのナトリウム機械式ポンプの運転時間も示した。累積運転時間の総合計は $3.2 \times 10^6 \text{h}$ である。この運転時間は主モータ運転とポニーモータ運転の両運転モードを含んだ値である。主モータ運転時間を正確に見積もれないため、ここでは2分の1が主モータ運転であったと仮定して、ポンプ軸固着の疑いのある事象の発生率を推定した。点推定値は、 $6.4 \times 10^{-7} / \text{h}$ である。95%信頼度および5%信頼度の χ^2 片側推定値からもとめたエラーファクターは9.1である。

一方、国内高速炉実績として常陽の運転実績のみでポンプ軸固着モードの故障率を推定した場合、ゼロ故障の場合の推定式を用いて $1.1 \times 10^{-6} / \text{h}$ となる(原子炉停止時のポンプ運転時間を除いた場合)。この値は $6.4 \times 10^{-7} / \text{h}$ より大きく、故障経験がないため統計的な不確かさが増大する。ここでは不確かさの小さい前者の故障率を用いて評価を行う。3ループの場合のポンプ軸固着の発生頻度は、 $6.4 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8,760 \times 0.8 \times 3 \text{ループ} = 1.2 \times 10^{-2} / \text{炉年}$ となり、4ループの場合には $1.6 \times 10^{-2} / \text{炉年}$ となる。エラーファクターはいずれも9.1をまるめて10見込むのが良い。

表2.3-1 ナトリウム機械式ポンプの高速炉における運転実績

国	プラント	機器	台数	累積運転時間	故障経験に関するコメント
日本	常陽	1次冷却系ポンプ	2	2.05E+05	軸固着の経験なし
日本	常陽	2次冷却系ポンプ	2	2.15E+05	軸固着の経験なし
アメリカ	FFTF	1次冷却系ポンプ	3	3.30E+05	ポンプ軸固着1件
アメリカ	FFTF	2次冷却系ポンプ	3	3.30E+05	軸固着の経験なし
アメリカ	EBR-II	1次冷却系ポンプ	2	3.05E+05	軸固着の経験なし
フランス	Phenix	1次冷却系ポンプ (スペアを含む)	4	4.73E+05	ベアリングの軸からの分離を伴う振動3件 (固着ではない)
フランス	Phenix	2次冷却系ポンプ	3	3.90E+05	1987年1件 (1次冷却系ポンプと同様の故障)
イギリス	PFR	1次冷却系ポンプ	3	4.06E+05	建設中の故障 (軸変形) 1件
イギリス	PFR	2次冷却系ポンプ	3	2.32E+05	建設中の故障1件。1984年4月ベアリング固着1件
ロシア	BN600	2次冷却系ポンプ	3	2.43E+05	詳細不明
ドイツ	KNK-I/II	1次冷却系ポンプ	2	1.50E+05	ループ2の軸振動が1件。(軸固着ではない)
ドイツ	KNK-I/II	2次冷却系ポンプ	2	1.10E+05	なし

2.4 1次・2次冷却系漏洩事象

冷却材ナトリウムの漏洩事象として、1次主冷却系漏洩および2次冷却系（主冷却系＋補助冷却系）漏洩事象を検討した。事象発生頻度は、系統を構成する機器の種類と個数に依存するため、系統を構成する機器の故障率の総和をとることによって事象発生頻度を評価した。

2.4.1 系統構成機器

1次主冷却系は原子炉容器1基、そして1ループ当たり中間熱交換器（胴側が1次冷却材）1基、主循環ポンプ1台、逆止弁1個および配管約200フィート(61m)から構成されると想定した。2次主冷却系構成要素としては、1ループ当たり中間熱交換器（伝熱管）1基、蒸気発生器（胴）1基、主循環ポンプ1台、蒸気発生器出入口止め弁（電動）2台および配管約300フィート(91m)を想定し、補助冷却系構成要素としては、1ループ当たり空気冷却器出口止め弁（電動）1台、空気冷却器1台及び配管約140フィート(43m)を想定した。なお、蒸気発生器伝熱管の漏洩または破損については2.5節にて別途評価する。

機器の故障率評価に当たってはCORDSおよび公開文献ベースで参照可能な情報を全て利用した。最新の知見に基づく冷却材ナトリウムの外部漏洩モードに対する機器故障率評価を2.4.2以降に記す。

2.4.2 故障率評価のためのデータソース

冷却材の外部漏洩モードの故障率を評価するに当たって参照したデータソース（原子炉名）を表2.4-1と表2.4-2に示した。

(1)機械式ポンプ

機械式ポンプからの外部漏洩モードの評価に適用可能なポンプとは、冷却材バウンダリの外側が空気、不活性ガス等の気体であるようなポンプに限られる。このためタンク型高速炉の1次タンク内に浸っているポンプは除外した。具体的には、ループ型炉では常陽、FFTF、KNK-I/IIおよびBN350の1次・2次主冷却系ポンプを参照し、タンク型炉ではPhenix、PFRおよびBN600の2次主冷却系ポンプを参照した。なお、タンク型炉であるEBR IIの2次主冷却系は電磁ポンプにより循環されているためここでは参照していない。

(2)弁

電動弁、空気作動弁および手動弁については、CORDS（常陽、EBR-IIおよびFFTF）を参照した。これまでの分析から、ナトリウム外部漏洩モードの故障率は概ね1975年を境に設置年代依存性があることがわかっており、さらには駆動軸の動的シール（1次シール）がパッキンのみであるかベローズシールまたはフリーズシールを伴うものかによって故障率が異なることもわかっている。我が国では原型炉の例を見ても弁駆動軸部にはベローズシールを用いるのが通例であるため、1975年以降に設置された弁のうち1次シールがパッキンシールのみでない弁の運転故障経験に基づいて故障率を評価した。欧

州とロシアの高速炉プラントは機器母集団が不明であることから参照しなかった。

逆止弁についてもCORDSを参照した。逆止弁の運転実績は極めて少ない。そして、駆動源を有する弁と比べて駆動軸を持たないだけ漏洩の可能性が少ない。そこで、1975年以降に設置されたナトリウム弁（種類を問わない）の運転故障経験を参照することとし、故障事例については駆動軸の軸シールからの漏洩以外の漏洩事例のみを故障として数えた。欧州とロシアの高速炉プラントは機器母集団が不明であることから参照しなかった。

(3) 配管

配管については、配管長さが既知であるCORDSのみに基づいて評価した。

(4) 空気冷却器

空気冷却器については機器台数とそれらの運転時間が既知であるCORDSのみを参照した。欧州とロシアの高速炉プラントは機器母集団が不明であることから参照しなかった。

(5) 中間熱交換器

中間熱交換器の胴については、機械式ポンプと同様の考え方でデータ母集団を整理した。ループ型高速炉の中間熱交換器のみが液浸型でないと考えて、これらのみを参照した。伝熱管については液浸型も参照した。構造の違いについては故障率分析の過程で考慮する。

(6) 蒸気発生器

蒸気発生器の胴については、ループ型炉・タンク型炉に依らず高速炉プラントで使われているものが全て参照可能である。構造の違いについては故障率分析の過程で考慮する。

2.4.3 故障事例

(1) 機械式ポンプ、空気冷却器

機械式ポンプ、空気冷却器については漏洩事例が存在しない。

(2) 弁

弁の漏洩事例については「small leak」であることがわかっていることから、有意な漏洩とはみなさない。

(3) 配管

CORDSにデータが登録されている常陽、EBR-IIおよびFFTFにおいて漏洩事例は過去に存在しない。我が国の高速増殖原型炉もんじゅの運転故障データは現状ではまだCORDSに登録されていないが、1995年12月8日に2次主冷却系配管にて漏洩が1件発生したことがわかっている。この事例を他の国内外の高速炉におけるナトリウム漏洩事例と比較すると、漏洩規模が大きい（推定漏洩量はおよそ700kgと見積もられている）も

の、系統の有意なインベントリを減少させたわけではない。本事例について万一漏洩が止まらなかった場合を想定しても、2次主冷却系1ループ分の冷却材インベントリが喪失するまでには、かなり時間的に余裕のある事象であるといえる（平均漏出流量は、約50g/sと推定される）。

しかしながら、本事象の結果、グレーチング、空調ダクトおよび床ライナーに損傷を与える等の2次的な影響が発生した。プラント財産保護の観点からはナトリウムの漏洩燃焼を抑制するために、漏洩ループの運転停止および系統内ナトリウムの緊急ぬきとり（ドレン）を行うことが考えられる。このような運用のもとでは漏洩ループによる崩壊熱除去は期待できない。従って、本事例は故障母集団の中に1件として数えねばならない。

(4) 中間熱交換器

表2.4-3に記すように、Phenixの中間熱交換器2次側においてのみ5件の漏洩事例が報告されている。漏洩量については高々10リットルと推定される（「わずかな漏洩」と記された事例はこれ以下であると考えられる）。これらの事例は、原子炉停止後の崩壊熱除去への影響はないものと推定される。

(5) 蒸気発生器

蒸気発生器の漏洩事例は表2.4-2に示すようにKNK、Phenix、PFR、BN350およびBN600において存在する。6施設（7種類）の蒸気発生器に関して11件の漏洩事例が摘出されており、この中の7件を有意な漏洩規模であると判断した。漏洩事例は特定の種類の蒸気発生器に偏ることなくEBR-IIを除く全てに存在する。また、発生時期についても特別な偏りは見られない。

2.4.4 故障率とその不確かさ幅

(1) 故障率の点推定値評価

故障件数を機器運転時間で除してもとめられる故障率に漏洩規模の補正係数を乗じて有意な漏洩の故障率を算定した。漏洩規模の補正係数とは「全漏洩事例に対する有意な漏洩事例の割合」を表し、有意な漏洩とは安全評価で考慮すべきレベルの事象である。本研究では、過去に発生した事例の中で漏洩量が10kg程度以下の漏洩については有意でないと考えて故障率評価を行った。

漏洩規模の補正係数については、工学的判断により駆動軸を有する弁に対しては0.02 (1/50)、蒸気発生器胴については0.57 (4/7)、中間熱交換器2次側については0.4 (1/25)、その他の機器については0.05 (1/20)と評価した。また、故障がゼロ件の場合の故障率点推定値は $\chi^2_{(0.5,1)}/2T$ として評価した⁽³⁰⁾。ここで、Tは機器の運転時間である。

微小漏洩を含む全漏洩の故障率と漏洩規模に関する補正係数の二者間の不確かさ分布の相関性については、二つの不確かさ分布のパーセント点が高いに必ず一致するような関係を想定した。一方、直接統計処理によって有意な漏洩規模の故障率を別途もとめて

において、その結果と補正係数を用いてもとめた有意な漏洩規模の故障率を比較した。そして、有意な漏洩規模の故障経験を有する場合には、無条件に直接統計による評価を採用した。有意な漏洩規模の故障経験をもたないものについては、直接統計による点推定値は少なくとも過小評価していないと考えているので、この値よりも補正係数による評価値が大きい場合には直接統計の評価結果を採用した。これ以外については、補正係数による評価値を採用した（添付C参照）。

(2)機械式ポンプ

機械式ポンプ、空気冷却器、駆動軸を有する弁（電動、空気作動および手動）、逆止弁、および配管（口径>4インチ）については、表2.4-1に示した運転時間と故障件数に基づいて故障率を定量化して表2.4-5にまとめた。

機械式ポンプ、空気冷却器、逆止弁については調査した範囲で漏洩事例は存在しなかったため、工学的判断による漏洩規模の補正係数を乗じてもとめた故障率が評価値となる。機械式ポンプ、空気冷却器および逆止弁の点推定値は、各々 $8.7 \times 10^{-8}/h$ 、 $9.2 \times 10^{-8}/h$ 、 $1.6 \times 10^{-9}/h$ である。エラーファクターはいずれも225であり、結果として点推定値は95%信頼度値相当となっている。

(3)駆動軸を有する弁

弁駆動軸を有する電動弁、空気作動弁および手動弁については、故障率の点推定値は $4.8 \times 10^{-9}/h$ と評価された。エラーファクターは150である。これは微少漏洩を含む漏洩モードの故障率に漏洩規模の補正係数を乗じて得たものである。

(4)配管

配管（口径>4インチ）の故障率の点推定値は、 $7.4 \times 10^{-10}/h/ft$ ($2.4 \times 10^{-9}/h/m$)である。エラーファクターは10である。

(5)中間熱交換器

漏洩規模を考慮した中間熱交換器1次側漏洩の故障率の点推定値は、 $9.2 \times 10^{-8}/h$ である。エラーファクターは225である。2次側漏洩については微少漏洩事例が6件あるものの、これを除く有意な漏洩規模の故障経験は存在しないため、故障率の点推定値は $5.4 \times 10^{-8}/h$ となった。エラーファクターは工学的判断により15と評価される。

(6)蒸気発生器

基本的には、有意と認められる故障事例に基づいて外部漏洩モードの故障率を評価した。さまざまな種類の蒸気発生器の運転故障経験データを基にどのように故障率を評価すればよいかについては添付Dに記述している。その結論によれば、蛇状（連続したS字状）管型の蒸気発生器（KNK、Phenix、およびBN350のマイクロモジュラー型）とこれ以外の蒸気発生器（直管型、U字管型等）とに2分類して別々に故障率を定量化するのがよい。故障率の適用に当たっても別々に適用するのがよい。そして、蒸気発生器の大き

さ（あるいは出力規模）の違いを特別に考慮する必要はない。

我が国の高速増殖炉で採用しようとしているのは蛇状管型ではないため、後者の分類に対する故障率を評価して適用する。表2.4-2によれば、故障率の点推定値は $3.7 \times 10^{-7}/h$ である。エラーファクターは種類の違いによるばらつき幅を考慮して約10見込むのが適当と判断する。なお、蒸気発生器の故障率評価値は、ポンプ、弁等の他の機器と異なって海外高速炉における運転故障経験のみに基づいていることに注意しなければならない。

2.4.5 1次主冷却系漏洩発生頻度と2次冷却系漏洩発生頻度

1次主冷却系漏洩発生頻度および2次冷却系漏洩発生頻度はそれぞれ機器故障率を積み上げて評価した(表2.4-6)。1次主冷却系漏洩の発生頻度の点推定値は3ループプラントの場合は $6.9 \times 10^{-3}/\text{炉年}$ 、そして4ループプラントの場合 $9.2 \times 10^{-3}/\text{炉年}$ である。いずれに対しても配管の寄与が50%近く存在する。そして、不確かさ伝播解析によりエラーファクターを計算すると、両者とも約10である。

2次冷却系漏洩の発生頻度の点推定値は3ループプラントの場合 $2.0 \times 10^{-2}/\text{炉年}$ 、4ループプラントの場合 $2.6 \times 10^{-2}/\text{炉年}$ である。いずれに対しても蒸気発生器（計装ライン、ドレンライン等の付属配管を含む）が40%近くを占めており、35%を主配管が占めている。エラーファクターは同様に不確かさ伝播解析により約7と推定された。

表2.4-1 ナトリウム漏洩モード故障率算出のためのデータベース

機器	累積機器運転時間	故障件数	出典	故障事例に関するコメント
機械式ポンプ	2.20E+6 h	0	CORDS(FFTF, 常陽), Phenix(2次系), PFR(2次系), KNK-I/II, BN600(2次系)	
空気冷却器(ナトリウム/空気)	1.86E+6 h	0	CORDS(EBR-II, FFTF, 常陽)	
弁(電動, 空気作動, 手動)	4.17E+7 h	1	CORDS(1975年以降に設置された弁。ただし、1次シールがパッキンのみであるものを)	漏洩量に関する情報は「small leak」の記述のみ
逆止弁	4.17E+7 h	0	CORDS(1975年以降に設置された弁。ただし、1次シールがパッキンのみであるものを)	
配管(口径>4インチ)	1.35E+9 h	1	CORDS(EBR-II, FFTF, 常陽)	漏洩事例はCORDSからのものではなく、1995/12/8にもんじゅで発生した2次主冷却系配管漏洩の1件である。漏洩量は約700kg。

表2.4-2 蒸気発生器外部漏洩モードの故障率

施設	累積機器 運転時間	故障件 数	機器 数	故障率	熱出力*1 (MW)	電気出力*2 (MW)	伝熱管 本数	備考	参考文献
KNK	4.5E+6 h	2 (1)	56	2.2E-7/h	58	21	1	1972/9/23に65kgの漏洩。1982/9/1に10kg未満の漏洩。2件とも溶接欠陥が原因。	(38)
Phenix	1.0E+7 h	1 (1)	108	1.0E-7/h	568	250	7	1986/5/5に再熱器入口T字管の周溶接線の熱影響部に溶接線に沿って120mmのき裂が生じて数十kgが漏洩した。	(38)
BN350*3	1.4E+7 h	1 (1)	256	7.2E-8/h	333	117	19	1989/1/18に伝熱管破損後のナトリウム水反応ジェットによる容器壁浸食の結果、約1m ³ の漏洩。	(39),(40)
合計	2.8E+7 h	4 (3)		1.1E-7/h					

施設	累積機器 運転時間	故障件 数	機器 数	故障率	熱出力*1 (MW)	電気出力*2 (MW)	伝熱管 本数	備考	参考文献
EBR-II	2.2E+6 h	0 (0)	10	1.0E-7/h	63	20	73		(2)
BN600	5.8E+6 h	3 (2)	72	3.4E-7/h	1470	600	約230	1982/4/1に水素検出器ラインにて約2ℓの漏洩。1984/10/10に水・ナトリウム漏洩検出系の導波管溶接部にて漏洩(漏洩量不明)。1990/12/31に蒸気発生器とドレン配管接合部付近で漏洩。3日間で0.6m ³ 漏洩した。	(41)
PFR	7.0E+5 h	4 (2)	9	2.9E-6/h	600	250	約210 ~500	1987/4/28に漏洩発生(crack lengthが ³ 13~16cm)。1990/4/24に漏洩発生(亀裂修理長さが ³ 24cm)。1977/6/29に「slight leakage of sodium」が発生。1988/7/7に10kg未満の漏洩発生。	(25),(38)
BN350*4	2.2E+6 h	0 (0)	16	0.0E+0/h	667	233	約810		(39),(40)
合計	1.1E+7 h	7 (4)		3.7E-7/h					

* 1 : BN350は1000MWをループ数の比率 (2 : 4) に分割した値

* 2 : BN350は150MWの電力生産と5kt/hの淡水化を行うが、ここでは350MWeを想定してこれをループ数の比率 (2 : 4) に分割した値を記載した。

* 3 : チェコスロバキア製マイクロモジュラー型蒸気発生器

* 4 : シェル&チューブ型蒸発器およびU字管型過熱器

括弧内は漏洩規模が有意であると判断した故障件数。故障率は括弧内の件数でもとめている。

表2.4-3 中間熱交換器の漏洩

施設	炉型	機器数	累積機器運転時間	故障件数	備考	参考文献
常陽	ループ	3	4.22E+5 h	0		
FFTF	ループ	3	3.30E+5 h	0		
KNK	ループ	2	1.50E+5 h	0	運転時間は1次主循環ポンプから推定	
BN350	ループ	6	9.60E+5 h	0		
合計	ループ	14	1.86E+6 h	0		

施設	炉型	機器数	累積機器運転時間	故障件数	備考	参考文献
EBR-II	タンク	1	2.41E+5 h	0		
Phenix	タンク	6	7.80E+5 h	6	運転時間は2次主循環ポンプの実績から推定。1976/7/11、頂部に10ℓ漏洩。1976/10/3、頂部に10ℓ漏洩。1977/8/31、頂部にわずかな漏洩。1984/3/25、わずかな漏洩（2カ月運転継続可能）。1984/11/16、2ℓ/日の漏洩。1988/9/14、0.7ℓ漏洩。	(38)
PFR	タンク	6	8.12E+5 h	0	運転時間は1次主循環ポンプの実績から推定	
BN600	タンク	6	4.86E+5 h	0	12年間のプラント運転実績から推定	
合計	タンク	19	2.32E+6 h	6		

表2.4-4 中間熱交換器の故障率

機器	故障モード	累積機器運転時間	故障件数	故障率点推定値	故障率95%値
ループ型炉IHX	1次側の漏洩	1.86E+6 h	0	1.2E-07/h	1.6E-06/h
ループ型炉IHX	2次側の漏洩	1.86E+6 h	0	1.2E-07/h	1.6E-06/h
タンク型炉IHX	2次側の漏洩	2.32E+6 h	6	2.6E-06/h	5.1E-06/h
タンク型炉IHX	2次側の有意な漏洩	2.32E+6 h	0	9.8E-08/h	1.3E-06/h
IHX全母集団	2次側の漏洩	4.18E+6 h	6	1.4E-06/h	2.8E-06/h
IHX全母集団	2次側の有意な漏洩	4.18E+6 h	0	5.4E-08/h	7.2E-07/h

表2.4-5 漏洩モードの故障率評価

機器	運転時間 (h)	故障数 ^{*0}	故障率 ^{*1}					補正係数 ^{*2}				補正後故障率 ^{*3}				補正後故障率 ^{*4}			
			点推定値(h)	上限値 ^{*5} (h)	EF ^{*6}	95%値 ^{*7} (h)	50%値 ^{*7} (h)	点推定値	EF ^{*6}	95%値 ^{*7}	50%値 ^{*7}	点推定値(h)	EF	95%値 ^{*7} (h)	50%値 ^{*7} (h)	点推定値(h)	EF	95%値 ^{*7} (h)	50%値 ^{*7} (h)
機械式ポンプ	2.0E+6	0	1.2E-7	1.5E-6	15	4.5E-7	3.0E-8	0.05	15	1.9E-1	1.3E-2	8.7E-8	225	8.7E-8	3.9E-10	5.8E-9	46	1.8E-8	3.9E-10
空気冷却器	1.9E+6	0	1.2E-7	1.6E-6	15	4.7E-7	3.2E-8	0.05	15	1.9E-1	1.3E-2	9.2E-8	225	9.2E-8	4.1E-10	6.1E-9	46	1.9E-8	4.1E-10
弁 (一般)	4.2E+7	1	2.4E-8	1.1E-7	10	9.0E-8	9.0E-9	0.02	15	7.7E-2	5.2E-3	4.8E-9	150	7.0E-9	4.6E-11	4.8E-10	35	1.6E-9	4.6E-11
逆止弁	4.2E+7	0	5.5E-9	7.2E-8	15	2.1E-8	1.4E-9	0.02	15	7.7E-2	5.2E-3	1.6E-9	225	1.6E-9	7.3E-12	1.1E-10	46	3.3E-10	7.3E-12
配管(100ft) ^{*8}	1.4E+7	1	7.4E-8	3.5E-7	10	2.8E-7	2.8E-8	1	1	1.0E+0	1.0E+0	7.4E-8	10	2.8E-7	2.8E-8	7.4E-8	10	2.8E-7	2.8E-8
IHX(1次側)	1.9E+6	0	1.2E-7	1.6E-6	15	4.7E-7	3.2E-8	0.05	15	1.9E-1	1.3E-2	9.2E-8	225	9.2E-8	4.1E-10	6.1E-9	46	1.9E-8	4.1E-10
IHX(2次側)	4.2E+6	6	1.4E-6	2.8E-6	15	5.6E-6	3.7E-7	0.04	15	1.5E-1	1.0E-2	8.6E-7	225	8.6E-7	3.8E-9	5.7E-8	46	1.8E-7	3.8E-9
蒸気発生器胴 ^{*8}	1.1E+7	7	6.4E-7	1.2E-6	10	2.4E-6	2.4E-7	0.57	2	1.0E+0	5.2E-1	6.2E-7	19	2.4E-6	1.2E-7	3.6E-7	11	1.4E-6	1.2E-7

機器	運転時間 (h)	故障数 ^{*9}	故障率 ^{*10}				
			点推定値(h)	上限値 ^{*5} (h)	EF ^{*6}	95%値 ^{*7} (h)	50%値 ^{*7} (h)
機械式ポンプ	2.0E+6	0	1.2E-7	1.5E-6	15	4.5E-7	3.0E-8
空気冷却器	1.9E+6	0	1.2E-7	1.6E-6	15	4.7E-7	3.2E-8
弁 (一般)	4.2E+7	0	5.5E-9	7.2E-8	10	2.0E-8	2.0E-9
逆止弁	4.2E+7	0	5.5E-9	7.2E-8	15	2.1E-8	1.4E-9
配管(100ft) ^{*8}	1.4E+7	1	7.4E-8	3.5E-7	10	2.8E-7	2.8E-8
IHX(1次側)	1.9E+6	0	1.2E-7	1.6E-6	15	4.7E-7	3.2E-8
IHX(2次側)	4.2E+6	0	5.4E-8	7.2E-7	15	2.1E-7	1.4E-8
蒸気発生器胴 ^{*8}	1.1E+7	4	3.6E-7	8.3E-7	10	1.4E-6	1.4E-7

*0: 全漏洩件数

*1: 運転時間と故障数からもとめた全ての漏洩規模を含む漏洩モードの故障率

*2: 全漏洩に対する有意な漏洩規模の割合を表す補正係数 (工学的判断により決定した)

*3: 故障率と補正係数の不確かさ分布を合成する際に相関係数1で相関性を考慮した

*4: 故障率と補正係数の不確かさ分布を合成する際に無相関を仮定した

*5: カイ2乗片側推定法によりもとめられた95%信頼度上限値

*6: エラーファクター。工学的判断により決定した

*7: 不確かさ分布として対数正規分布を仮定した場合のパーセント点

*8: 故障数には有意な漏洩規模の故障のみ含まれる

*9: 有意な漏洩規模の漏洩モードの故障件数

*10: 運転時間と故障数からもとめた有意な漏洩規模の漏洩モードの故障率

表2.4-6 ナトリウム漏洩事象発生頻度

	推奨点推 定値(h)	EF	1次主冷却系(/loop/ 年)			2次主冷却系 (/loop/年)			補助冷却系(/loop/ 年)			2次冷却系(/loop/ 年)		
			点推定 値	EF	中央値	点推定 値	EF	中央値	点推定 値	EF	中央値	点推定 値	EF	中央値
機械式ポンプ	8.7E-08	225	6.1E-4	225	2.7E-6	6.1E-4	225	2.7E-6				6.1E-4	225	2.7E-6
空気冷却器	9.2E-08	225							6.4E-4	225	2.9E-6	6.4E-4	225	2.9E-6
弁(一般)	4.8E-09	150				6.7E-5	150	6.5E-7	3.4E-5	150	3.3E-7	1.0E-4	150	9.8E-7
逆止弁	1.6E-09	225	1.1E-5	225	5.0E-8									
配管(100ft)	7.4E-08	10	1.0E-3	10	3.9E-4	1.6E-3	10	5.8E-4	7.3E-4	10	2.7E-4	2.3E-3	10	8.6E-4
IHX(1次側)	9.2E-08	225	6.4E-4	225	2.9E-6									
IHX(2次側)	5.7E-08	46				4.0E-4	46	2.7E-5				4.0E-4	46	2.7E-5
蒸気発生器(胴)	3.6E-07	10				2.5E-3	10	9.5E-4				2.5E-3	10	9.5E-4
合計			2.3E-3	10	8.6E-4	5.2E-3	7	2.7E-3	1.4E-3	10	5.3E-4	6.6E-3	7	3.4E-3
			1次主冷却系(/炉年)			2次主冷却系(/炉年)			補助冷却系(/炉年)			2次冷却系(/炉年)		
3ループ			6.9E-3	10	2.6E-3	1.5E-2	7	8.1E-3	4.2E-3	10	1.6E-3	2.0E-2	7	1.0E-2
4ループ			9.2E-3	10	3.5E-3	2.1E-2	7	1.1E-2	5.6E-3	10	2.1E-3	2.6E-2	7	1.3E-2

原子炉容器の漏洩の可能性は無視できると判断した

事象	プラント	点推定 値(/ 年)	EF	中央値 (/年)	95%値 (/年)	5%値 (/年)
1次主冷却系漏洩	3ループ	6.9E-3	10	2.6E-3	2.6E-2	2.6E-4
1次主冷却系漏洩	4ループ	9.2E-3	10	3.5E-3	3.5E-2	3.5E-4
2次冷却系漏洩	3ループ	2.0E-2	7	1.0E-2	6.8E-2	1.5E-3
2次冷却系漏洩	4ループ	2.6E-2	7	1.3E-2	9.0E-2	2.0E-3

2.5 蒸気発生器伝熱管の漏洩

本節では、「蒸気発生器伝熱管小漏洩」と「蒸気発生器伝熱管破損事故」を考える。前者は、原子炉出力運転中に何らかの原因で蒸気発生器の伝熱管において水の小漏洩が生じる事象として考える。後者は、原子炉出力運転中に、何らかの原因で蒸気発生器の伝熱管が破損する事象として考える。ナトリウム・水反応による顕著な圧力上昇が生じないのが前者であり、生じるのが後者であると区別する。

2.5.1 運転実績と故障経験

(1) EBR-II

EBR-IIは電気出力20MWの発電プラントであり、ナトリウム/水・蒸気の蒸気発生器を備えている。蒸気発生器は蒸発器8基及び過熱器2基から構成されており、いずれも直管型の2重伝熱管を内包している^{(22),(42)~(44)}。

文献(42)~(44)からEBR-II初期(1965年2月)の蒸気発生器伝熱管(水・蒸気側管)の漏洩事象が1件摘出された。これら文献によれば、事象概要は次のようにまとめられる。「本件は、プラント停止期間中の蒸気発生器の定例点検(routine inspection)により蒸発器No.702のナトリウムおよび水の上部tube sheetsの間の空間における水の存在として発見され、その後のバブルテスト等を経て漏洩箇所が特定された。漏洩箇所は、管とtube sheetとの機械溶接部のweld craterに生じたピンホールであった。これは蒸発器を切り出すことなく、手動溶接によって修復された。」

CORDSには蒸気発生器が登録されているものの伝熱管の故障は1件も報告されていない。蒸気発生器の運転時間を見積もるためにCORDSを用いて原子炉運転時間を算出した。

(2)Phenix

文献(28)および(29)から4件のナトリウム・水反応事象例と蒸気発生器の累積運転時間が摘出された。文献(45)に4件の詳細が報告されている。同文献によれば、「Phenixには2次系をナトリウム・水反応時の圧力ピークから保護するために1MPa(10bar)で作動するように設定されたラプチャーディスクが備えられているが、これらは一度も作動したことがない。漏洩警報は発生しており、警報発生直後に運転員は即座にプラントを停止している。」

(3)KNK-I/II

文献(37)および(46)には1件の伝熱管漏洩が報告されている。それによれば、「1972年9月23日プラント起動中に蒸気発生器においてナトリウム水反応が発生した。このときの原子炉出力は25%に達しており、給水流量とナトリウム流量は30%であり、蒸気温度は420℃であった。事故開始においては2次系ループNo.2の膨張タンク内ナトリウム液位が上昇し始めるとともに系統の圧力が上昇した。それ故に、プラントは手動で即座に停止された。その後、ナトリウム出口において個別の蒸気発生器管を監視しているガス

バブル指示計もまた反応した。この事故の間ラプチャディスクは破裂しなかった。」と記されている。同文献によれば、このときのラプチャディスクの作動圧力は2 MPa (20bar) であり、この事故後、0.9MPa (9bar) で作動するラプチャディスクが追加された。文献(23)をはじめとして、非公開情報等の調査収集の結果を踏まえてもこれ以外の伝熱管漏洩事象はKNKにおいてはこれまでに発生していないと判断される。蒸気発生器の運転時間については文献(3)～(21)に基づき、プラントの発電時間を導出し、これに基づいて算定した。

(4)PFR

文献(26)によれば、「1974年以来(少なくとも論文の発行された1982年7月までに)35件の漏洩が管-管板溶接部において発生した。伝熱管のうちナトリウムに浸っている部分には溶接部が存在しない。そしてナトリウム中の漏洩は起きていない。全件とも管板下のガス空間の水素濃度モニターで認められた。漏洩発生時には即時プラントが手動で停止され、当該蒸気発生器は減圧された。一度だけナトリウムループ側の圧力上昇のために自動ボイラー圧力放出系が作動して手動シーケンスが早められた。」と記されている。

また文献(36)には、「蒸気発生器に関しては1974から1977年にかけては初期の漏洩が多発したが爆着プラグ法による修理の結果、1978年から1979年にかけては大きな問題がみられなかったこと、そして1980年に入って故障頻度が増加してきたため1984年初期に蒸気発生器3基のスリーブ加工を行ったこと、過熱器と再熱器については1974から1975年にかけて漏洩が発生したがこれ以降漏洩は起きていないこと、そして1984年10月にスリーブ加工が終了したこと、この結果プラント全体としては1984年7月までは部分ループ運転を余儀なくされていたがこれ以降3ループ運転に復帰したこと等」が記されている。

これら一連の故障は故障個所が共通している。そして爆着プラグ法による故障伝熱管のプラグといった応急処置ではなくスリーブ加工といった故障原因の除去を行うまでに約10年を費やしている。この間の複数の故障事例はいわば、一連の故障が解決するまでの間当該機器を使用したために起きたものであるという見方ができる。最初の故障が発生してから根本的な原因除去が完了するまで再起動しないことを前提におけば、PFRにおいて1974年から1984年に亘って多発した一連の故障事例は1件の事例として統計母集団に加えてもよいといえる。この場合、蒸気発生器運転時間の母集団に1974年～1984年間の運転時間を含めてはならない。

文献(25)によれば、1986年10月にループ3の過熱器のナトリウム入口部ガス空間において発生した漏洩1件(推定漏洩率=10⁻³g/s)と1987年2月にループ2過熱器において発生した伝熱管破損1件が報告されている。前者については安全保護装置が作動するような事態に至ったとは記されていない。後者は最終的に複数本の破損に拡大するとともに、ラプチャディスクの破裂を伴ってプラント安全保護系が作動した。文献(47)には、「ナトリウム中水素検出系が事象発生約1時間前から故障しており、使用できなかった」と記されている。これが、ラプチャディスク作動までに漏洩を検知できなかった理由と思

われる。また、文献(48)には、「ラプチャディスク作動までの小規模な漏洩 (0.1g/s) の時間はおよそ60分であったと推定される。現代のナトリウム中水素検出設備であればこの漏洩を検出し、漏洩拡大前にプラントを停止できたであろう。」と記述されている。初期漏洩の原因はフレットリングと推定されているが、原因事象とナトリウム中水素検出系の故障との間にはなんら従属性は認められない。そして検出系の故障が重ならなければ他の事例と同様にラプチャディスクの作動には至らずにプラントを停止することができたと考えられる。このため、本事例は伝熱管小漏洩1件として数えて検出系故障との重ね合わせ事象が伝熱管破損に至るものと評価すべきであるが、ここでは単純に伝熱管破損事例1件として数える。蒸気発生器の運転時間はKNKと同様にして推定した。

(5)BN600

文献(49)および(50)によればロシアBN600炉の蒸気発生器伝熱管漏洩事象は12件であると報告されている。これに対応するプラント運転時間は同文献からプラント稼働率に基づいて算出した。文献(51)および(52)によればこれらの原因は製造過程での欠陥と推定されている。文献(51)によれば1980年7～8月に発生した事例については、漏洩は水漏洩検出系によって漏洩初期に検知されていると記されている。

また、文献(40)によれば、伝熱管漏洩事象は1983年8月までに全部で8件発生したと記されている。この8件の中の一つである1982年1月19日に漏洩した事例については、プラント応答として大漏洩信号が発せられたと記されている。このほかに、1991年5月24日には蒸気発生器の管板と容器の溶接線に沿ってナトリウムが漏洩したために当該ループが隔離されたと報告されている。

故障情報にかなりの不確かさが残るが、漏洩は12件でそのうち1件が1本破断相当の規模であったとみなしてBN600炉の蒸気発生器の故障率を推定する。

(6)BN350

文献(39)に蒸気発生器の運転時間が報告されている。BN350の2次冷却系は全部で6ループあり、プラント運転開始初期には6ループとも同型の蒸気発生器を使用していた。この蒸気発生器は1ループ当たりシェル&チューブ型蒸発器2基とU字管型過熱器2基から構成されている。

蒸発器の伝熱管は、バイヨネット型と呼ばれる外管の先端にキャップのついた二重管構造（言い換えると、細長い伝熱ウエルの中に円管がウエルと平行に先端近傍まで挿入されたような構造）であり、このような構造をした複数の伝熱管が容器の中のナトリウム中に上から垂直に差し込まれた状態となっている。内管を上から通ってきた水が下端のキャップのところで折り返して外管と内管の間を通過して上側へ流れ、この途中で蒸気になる。

文献(40)によれば、「1973年4月～7月にNo.1で1件、1973年4月にNo.3で1件、1973

年5月にNo.2で1件の小さな漏洩があった。1973年10月にNo.2で小漏洩が検出された。1973年10月および1975年2月にNo.5で1件ずつ、そして1973年9月にNo.6で大漏洩が1件発生した。1992年11月26日にNo.3の蒸発器の1個に穴があいた。」ということが記されている。

文献(39)によれば、「1973年から1975年の期間に8件のナトリウム中への水漏洩が生じており、このうち3件は300～800kgの水がナトリウム中に侵入しており、その結果として伝熱管バンドルをかなり(40～120本)損傷させた」とのことである。また、「1983年～1984年にNo.6が2度伝熱管漏洩を起こし、1992年にはNo.3が一度伝熱管漏洩を起こした」とも記されている。

これらの情報に基づくと、この蒸発器の伝熱管は合計11件の伝熱管漏洩を経験しており、そのうち3件は大規模な漏洩であったと言える。伝熱管漏洩の場所は共通しており、伝熱管の下部球形部(キャップ部)の溶接線近傍であることから、同様な事象発生の可能性はかなり構造に依存していると考えられる。伝熱管の漏洩箇所の構造は他のプラントで使われている蒸気発生器と比較するとかなり特殊な構造である。本研究の評価対象プラントの蒸気発生器には、この型の伝熱管を想定していないため故障率評価においては統計母集団から除外する。

U字管型過熱器については前述の文献中には1件も伝熱管漏洩事例は報告されていない。

文献(39)と(40)によれば、「2次冷却系6ループ存在するうちの2ループの蒸気発生器、すなわちNo.4とNo.5は、各々1982年と1980年にチェコスロバキア製のマイクロモジュラー型蒸気発生器に取り替えられた。これらの蒸気発生器は、1989年1月18日にNo.4が、1989年1月19日にNo.5が伝熱管漏洩を起こした。No.4の伝熱管漏洩についてはさらに、容器に穴を開けてナトリウムの外部漏洩を伴った大規模なものであった。」と記されている。No.4の損害状況が詳細に記されているのに対してNo.5については損害状況について一切触れられていないので、No.5の伝熱管漏洩は蒸気発生器を損傷させるような大規模な漏洩ではなかったと判断する。以上の情報を整理すると、マイクロモジュラー型蒸気発生器では、2件の伝熱管漏洩を経験しており、このうち1件は、伝熱管1本の完全破断相当の大規模な漏洩であったとみなされる。

(7)日米の加圧水型軽水炉の蒸気発生器の運転故障経験

ここで、媒質は異なるものの既に多くの運転実績を有する加圧水型軽水炉(PWR)における蒸気発生器伝熱管の運転故障経験をサーベイしておく。文献(53)より国内PWRの蒸気発生器伝熱管漏洩事例と運転時間を抽出して表2.5-1にまとめた。文献(54)および(55)より米国PWRの蒸気発生器伝熱管漏洩事例と運転時間を抽出して表2.5-2にまとめた。米国の8件については「This transient occurs when excessive primary system to secondary leakage occurs in the steam generator.」と定義された過渡事象カテゴリーに分類されたものである。

さらに、ここでいう「transients」とは、スクラムを必要とする事象であると定義されている。国内でこれに該当するのは原子炉が自動停止した美浜2号の1件のみである。

2.5.2 故障率および発生頻度の評価

蒸気発生器伝熱管の故障率の整理の方法としては、伝熱管1本当たり、蒸発器、過熱器等の基本となるモジュール当たり、単位伝熱面積当たり、溶接線当たり等幾つか考えられる。適切な整理の方法は厳密に言えば故障モード別に異なるが、設計が異なる蒸気発生器を統一的に整理することを考えると、熱交換量で整理するのがよい。さらに、発電プラントの電気出力は蒸気発生器の熱出力に近似的に比例すると考えて、ここでは単位電気出力当たりの伝熱管漏洩頻度で整理することにした。

海外高速炉における蒸気発生器伝熱管の運転故障経験を整理したものを表2.5-3にまとめた。そして伝熱管小漏洩と伝熱管破損についての発生頻度を整理した。整理の方法は前節にて述べた通り、単位電気出力当たり、単位時間当たりとした。小漏洩と破損はラプチャディスクが作動する規模かどうかで区別した。

(1) 蒸気発生器伝熱管小漏洩

電気出力1,000MWプラントの蒸気発生器伝熱管小漏洩の故障率をEBR-II、KNK-II、Phenix、PFR、BN600およびBN350(U字管型過熱器とマイクロモジュール型蒸気発生器)それぞれの運転故障経験に基づいて1年当たりの故障件数として評価すると、点推定値では各々2.9、11、1.5、3.7、2.2、0.10および2.8となる(図2.5-1)。これらの算術平均は3.4であり、全母集団からもとめた故障率は1.8である。運転実績の母集団の大きさの差異を考慮しない算術平均は適当でないため、全母集団からもとめた故障率を評価値として選ぶ。ここで採用した故障率の整理方法に従う限り、例えば10MWeプラント100年当たり1回の故障頻度は1,000MWeプラント1年当たり1回の故障頻度と等価である。出力規模が小さい実験炉および原型炉級の蒸気発生器の限られた運転実績から実証炉あるいは実用炉級を推定評価すると、1,000MWe級プラントの評価値が1年当たり1.8回となるのは当然の結果である。点推定値のばらつき幅(故障経験を有するものの中での最大と最小の比)は10未満である。

上述の6施設(7種類)の点推定値のばらつきを確率紙プロット法を用いて検討した。出力×運転年数で表される運転実績の大きさに比例するように点推定値の相対頻度を評価した。図2.5-2に対数正規確率紙へのプロットを示す。プロット点に基づいて直線回帰を行う際に、相対頻度に比例した重みを考慮した。対数正規分布への回帰分析の結果、1,000MWeプラント1年間当たりの蒸気発生器伝熱管漏洩モードの故障率のエラーファクターは2と評価された。

上に述べた評価は、海外高速炉における運転故障経験を単純に整理した結果である。他の機器と異なって国内実機における経験がないため、これらの情報を用いて国内の高速炉用蒸気発生器伝熱管の信頼性を評価せねばならない。

国内及び米国のPWR蒸気発生器についてそれぞれ単位電気出力当たり、単位時間当たりの伝熱管漏洩頻度を比較すると、各々 $8.9 \times 10^{-10}/\text{h}/\text{MWe}$ 、 $6.5 \times 10^{-9}/\text{h}/\text{MWe}$ となる。プラント稼働率80%を想定すると1,000MWeの発電プラント1年当たり、 6.2×10^3 、 4.6×10^2 となる。ここから言えることは、我が国のPWR伝熱管非信頼度は米国のその約1/7であることである。国内の伝熱管破損事例数の有限性に起因する不確かさのみ考慮した場合、この比(1/7)のもつ不確かさ幅はエラーファクターにして約10である。PWRの蒸気発生器は、評価対象機器と類似していると考えられること、そして欧州・ロシアのPWRの蒸気発生器伝熱管の運転故障経験情報について入手していないことから、ここでは日米の比を用いて国内外の違いの効果を見積もることとした。

日米のPWR蒸気発生器伝熱管破損頻度の比を考慮して、上述の平均値1.8に乗じると国内の高速炉用蒸気発生器伝熱管小漏洩の頻度の点推定値は稼働率80%の1,000MWeプラント1基1年当たり0.21となる(表2.5-4)。ちなみに、280MWe級プラントでは0.059(平均17年に1回発生相当)となる。我が国の高速炉実機では原型炉で初めて蒸気発生器が使用されるため、原型炉において17年以上の蒸気発生器の運転を行った上で無故障実績を残せば、上述の評価値はさらに低減される。

評価値の95%値と5%値は不確かさ伝播解析を行うことによって得られる。この場合、不確かさ分布として対数正規分布を想定した。1,000MWeプラント80%稼働率1年当たりの95%値と5%値は各々0.81及び0.0056となる。同様にして600MWe相当の発生頻度の点推定値、95%値および5%値は各々0.13、0.48および0.0034である。

(2) 蒸気発生器伝熱管破損事故

海外高速炉の蒸気発生器伝熱管漏洩事例の中で大漏洩と分類されたものをここでは伝熱管破損相当とみなす。伝熱管破損の故障率は伝熱管小漏洩と同様に考えて評価する。全母集団からもとめた故障率の点推定値は1,000MWe級プラント1年当たり0.24である(表2.5-3)。

前述の6施設(7種類)の点推定値のばらつきについて確率紙プロット法を用いて検討した。出力×運転年数で表される運転実績に応じて点推定値の相対頻度を評価した。図2.5-3に対数正規確率紙へのプロットを示すが、プロット点に基づいて直線回帰を行い、分布パラメータを決定する際に、相対頻度に応じた重みを考慮した。対数正規分布への回帰分析の結果、1,000MWeプラント1年間当たりの蒸気発生器伝熱管漏洩モードの故障率のエラーファクターは12と評価された。

日米のPWR蒸気発生器伝熱管破損頻度の比を考慮して、上述の点推定値0.24に乗じると国内の高速炉用蒸気発生器伝熱管小漏洩の頻度の点推定値は稼働率80%の1,000MWeプラント1基1年当たり0.027となる(表2.5-4)。ちなみに、280MWe級プラントでは0.0077(平均130年に1回発生相当)となる。

評価値の95%値と5%値は不確かさ伝播解析を行うことによって得られる。この場合、不確かさ分布として対数正規分布を想定した。1,000MWeプラント80%稼働率1年当たりの95%値と5%値は各々0.097および0.00011となる。同様にして600MWe相当の発生頻度の点推定値、95%値および5%値は各々0.016、0.058および0.000065である。

表2.5-1 国内PWR1995年度までの蒸気発生器の運転経験

設置者	ユニット	認可出力 (MW)	発電時間	認可出力×発電時間	原子炉自動停止件数 (*1)	原子炉手動停止件数 (*2)	施栓率と発表日(*3)	
日本原子力発電	敦賀2号	1,160	66,801	77,489,160			0.01%	1990/10/2
北海道電力	泊1号	579	50,419	29,192,601				
	泊2号	579	36,643	21,216,297				
関西電力	美浜1号	340	96,599	32,843,660		7	21.36%	1993/6/29
	美浜2号	500	115,840	57,920,000	1	3	6.30%	1990/5/25
	美浜3号	826	124,041	102,457,866			13.26%	1995/5/12
	高浜1号	826	114,964	94,960,264		1	10.77%	1994/10/26
	高浜2号	826	109,049	90,074,474		2	15.84%	1992/11/25
	高浜3号	870	83,309	72,478,830			0.26%	1991/3/28
	高浜4号	870	80,062	69,653,940			0.21%	1990/3/13
	大飯1号	1,175	87,447	102,750,225		2	16.62%	1993/7/29
	大飯2号	1,175	102,382	120,298,850		1	11.11%	1995/10/25
	大飯3号	1,180	32,481	38,327,580				
	大飯4号	1,180	23,944	28,253,920				
四国電力	伊方1号	566	128,293	72,613,838			7.29%	1995/5/29
	伊方2号	566	104,512	59,153,792			0.06%	1992/5/21
	伊方3号	890	9,504	8,458,560				
九州電力	玄海1号	559	125,965	70,414,435		1	9.58%	1992/1/10
	玄海2号	559	110,556	61,800,804				
	玄海3号	1,180	15,510	18,301,800				
	川内1号	890	85,615	76,197,350			0.17%	1991/5/15
	川内2号	890	74,831	66,599,590			0.19%	1991/10/15
合計			1,778,767	1,371,457,836	1	17		

*1：蒸気発生器伝熱管破断による原子炉自動停止

*2：蒸気発生器伝熱管漏洩による原子炉手動停止

*3：定期検査中の渦電流探傷検査で有意な指示が認められたという最新の事象発表に基づく

表2.5-2 米国PWR蒸気発生器伝熱管の運転経験

発電所	運転時間	電気出力 (MWe)	電気出力×運 転時間	伝熱管 漏洩
Arkansas 1	47,231	850	40,146,350	1
Calvert Cliffs 1	43,070	845	36,394,150	
Calvert Cliffs 2	26,280	845	22,206,600	
Cook 1	46,866	1,054	49,396,764	
Cook 2	21,900	1,060	23,214,000	
Davis-Besse 1	27,229	906	24,669,474	
Farley 1	19,929	829	16,521,141	
Fort Calhoun	48,107	457	21,984,899	
H.B.Robinson	81,176	700	56,823,200	
Haddam Neck	108,770	575	62,542,750	
Indian Point 1	105,558	265	27,972,870	1
Indian Point 2	57,378	873	50,090,994	
Indian Point 3	2,993	873	2,612,889	
Kewaunee	57,670	535	30,853,450	
Maine Yankee	27,375	790	21,626,250	
Millstone 2	38,836	830	32,233,880	
North Anna 1	15,111	934	14,113,674	
Oconee 1	65,408	887	58,016,896	
Oconee 2	55,261	887	49,016,507	
Oconee 3	52,925	887	46,944,475	
Palisades	33,507	805	26,973,135	2
Point Beach 1	81,322	497	40,417,034	1
Point Beach 2	65,700	497	32,652,900	
Prairie Island 1	51,830	530	27,469,900	
Prairie Island 2	43,070	530	22,827,100	
R.E.Ginna	79,716	490	39,060,840	
Rancho Seco	50,005	917	45,854,585	
Salem 1	30,733	1,090	33,498,970	
San Onofre	107,894	430	46,394,420	
Surry 1	52,560	822	43,204,320	2
Surry 2	49,129	822	40,384,038	1
Three Mile Island 1	15,184	819	12,435,696	
Trojan	36,792	1,130	41,574,960	
Yankee Rowe	154,687	175	27,070,225	
Zion 1	37,522	1,040	39,022,880	
Zion 2	31,244	1,040	32,493,760	
	1,869,932		1,238,715,976	8

表2.5-3 高速炉の蒸気発生器伝熱管漏洩の故障率

プラント	電気出力	運転年数	漏洩件数	大漏洩件数	出力×運転年数	故障率の点推定値 (/1000MWe/年)	
						漏洩	大漏洩
KNK II	21MWe	4.4年	1	0	9.24E+1	10.82/年	2.46/年
PFR	250MWe	3.3年	3	1	8.13E+2	3.69/年	1.23/年
EBR-II	20MWe	17.1年	1	0	3.42E+2	2.92/年	0.66/年
BN350*1	117MWe	6.2年	2	1	7.26E+2	2.76/年	1.38/年
BN600	600MWe	9.2年	12	1	5.52E+3	2.18/年	0.18/年
Phenix	250MWe	10.6年	4	0	2.65E+3	1.51/年	0.09/年
BN350*2	175MWe	13.4年	0	0	2.35E+3	0.10/年	0.10/年
合計			23	3	1.25E+4	1.84/年	0.24/年
BN350*3	175MWe	13.0年	11	3	2.28E+3	4.82/年	1.31/年

*1：フェロスロハキ製マイクロモジュール型蒸気発生器（2ループ）

*2：U字管型過熱器（6ループ）

*3：シェル&チューブ型蒸気発生器（6ループ）

BN350で発生した熱エネルギーは一部だけ発電に利用しているが、ここでは電気出力350MWe相当のエネルギーを蒸気発生器で生成していると考えた。

伝熱管漏洩および大漏洩の故障率の機種間のばらつき幅を機器母集団に応じた重みを考慮して評価した結果、エラーファクターにして各々約2および12となった。

表2.5-4 蒸気発生器伝熱管漏洩発生頻度

事象	280MWe (/炉年)			600MWe (/炉年)			1000MWe (/炉年)		
	点推定値	95%値	5%値	点推定値	95%値	5%値	点推定値	95%値	5%値
伝熱管小漏洩	5.9E-2	2.3E-1	1.6E-3	1.3E-1	4.8E-1	3.4E-3	2.1E-1	8.1E-1	5.6E-3
伝熱管破損	7.7E-3	2.7E-2	3.0E-5	1.6E-2	5.8E-2	6.5E-5	2.7E-2	9.7E-2	1.1E-4

軽水炉用蒸気発生器の同様事象の分析を参考に、国内外の違いとして1/7（エラーファクター-10）の補正を施して事象発生頻度を評価した。

不確かさ幅の伝播解析を行って95%値と5%値をもとめた。不確かさ分布には対数正規分布を想定した。

発生頻度は電気出力に比例すると考えた。

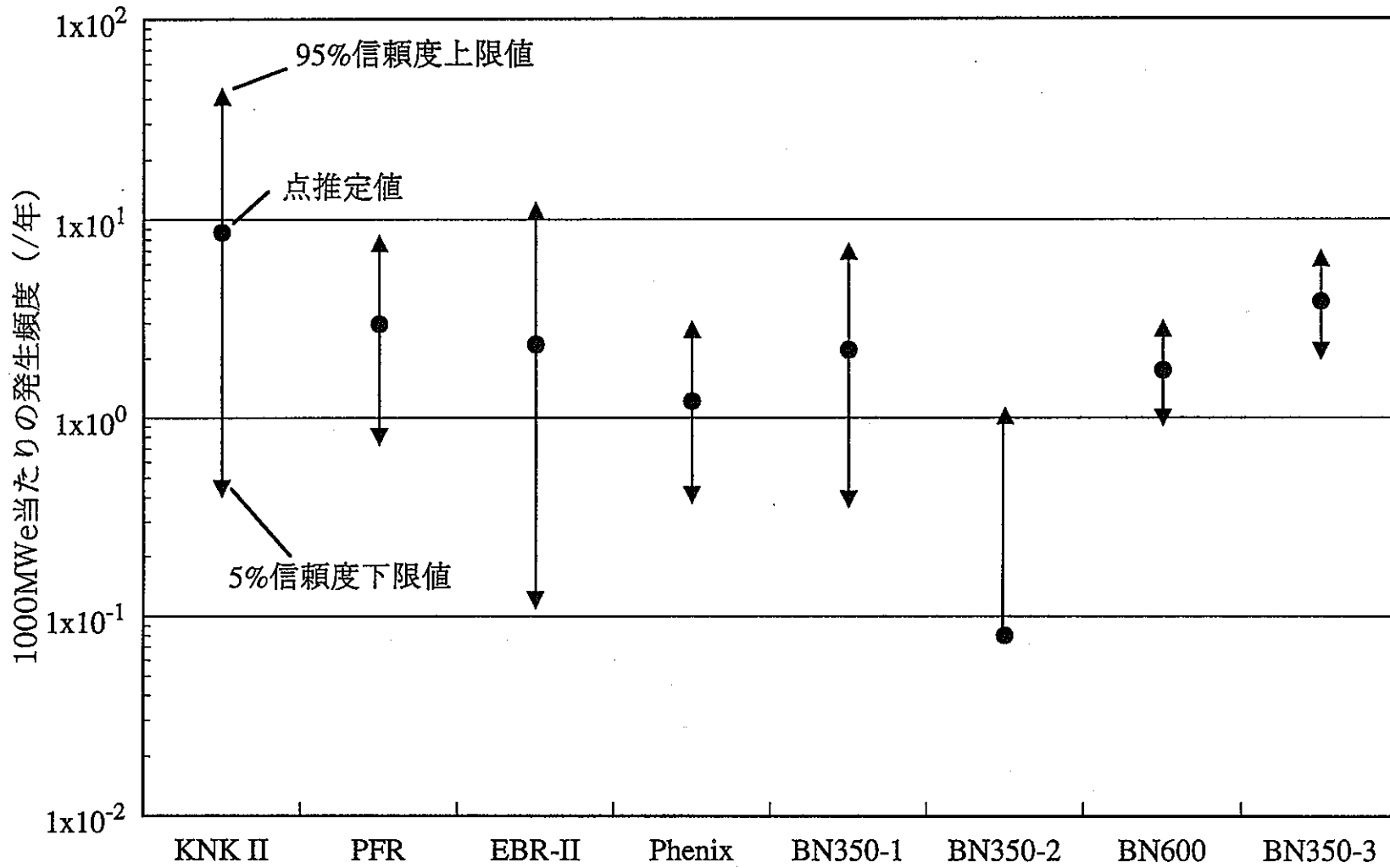


図2.5-1 蒸気発生器の伝熱管漏洩

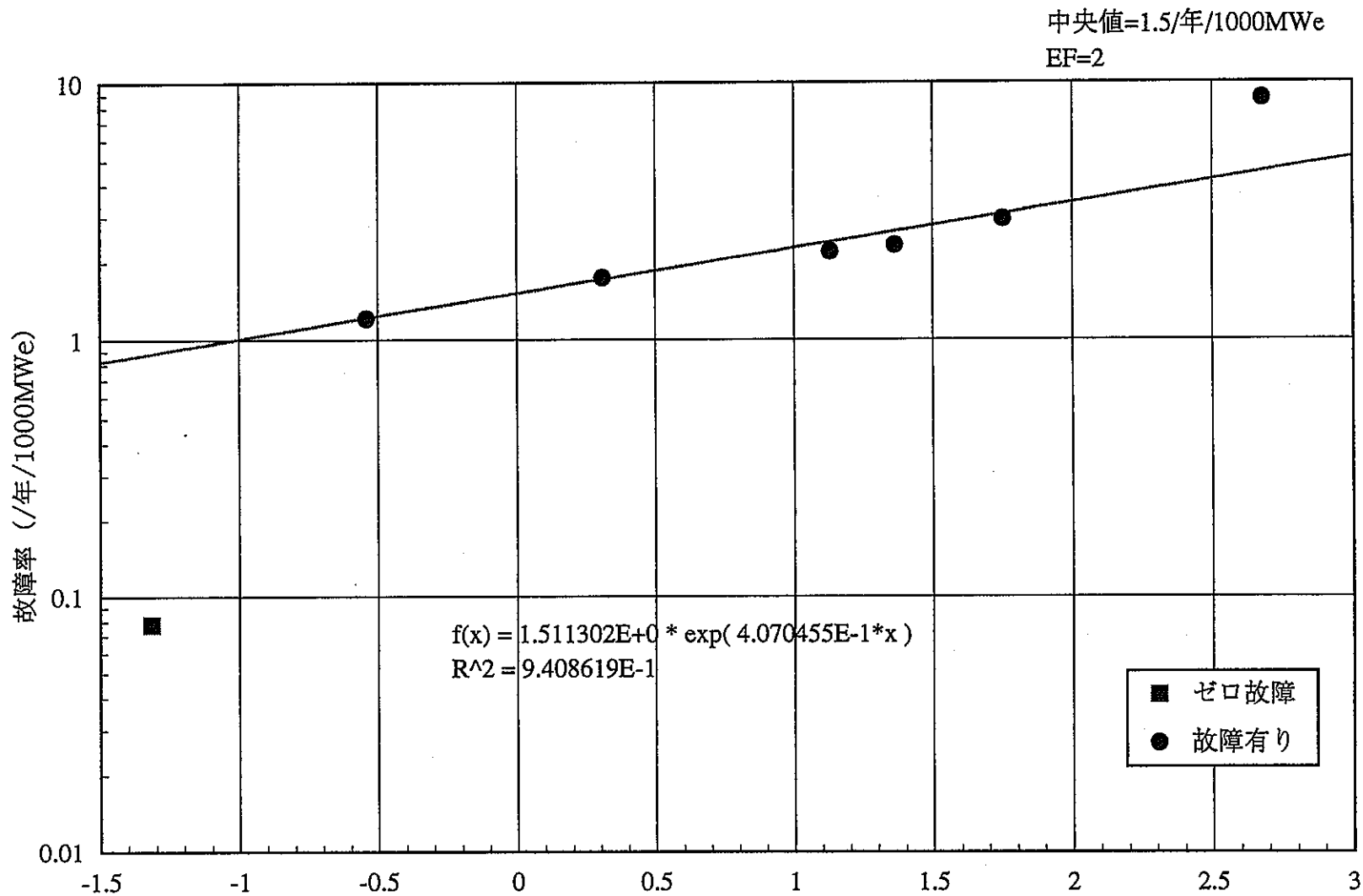


図2.5-2 蒸気発生器伝熱管小漏洩モードの故障率のばらつき分布の確率紙プロット
(BN350のシェル&チューブ型蒸発器を除く)

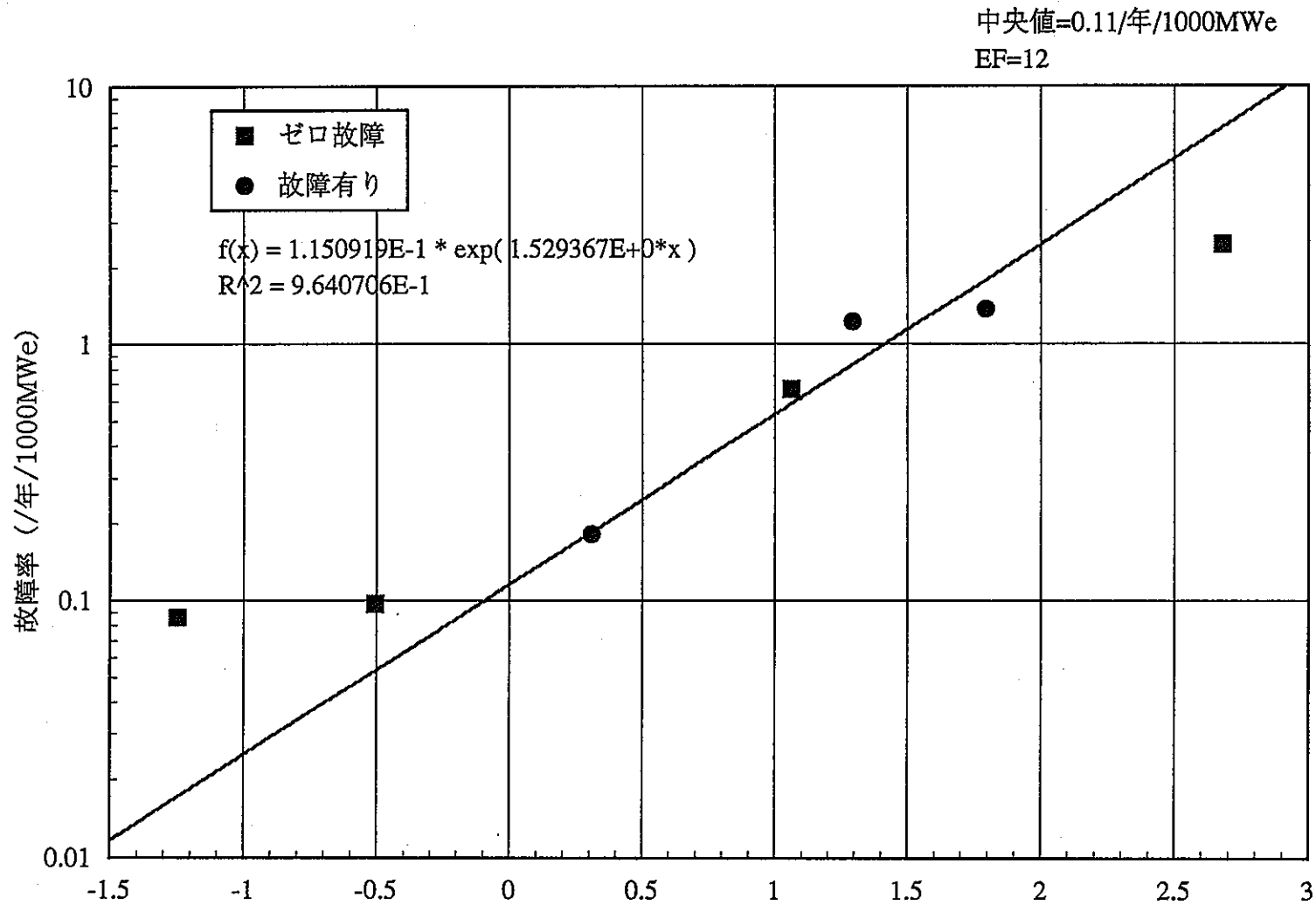


図2.5-3 蒸気発生器伝熱管破損モードの故障率ばらつき分布の確率紙プロット
(BN350のシェル&チューブ型蒸発器を除く)

2.6 水・蒸気系故障

水・蒸気系に関連する事故・故障としては、給水流量増大、給水流量喪失及び負荷の喪失について検討した。これらの事象の発生頻度を推定するためには高速炉の運転故障経験に基づくのが望ましい。しかしながら、国内の高速炉（高速増殖原型炉もんじゅ）については十分な統計母集団が存在しないことと、海外の高速炉については公開されている統計データが存在しないことから、事象の発生頻度を国内の軽水炉発電所の運転故障経験から直接統計によって推定することとした。

2.6.1 給水流量増大、給水流量喪失

(1) 事象の定義と運転故障経験

給水流量増大は、原子炉出力運転中に蒸気発生器給水設備の故障または誤操作により、蒸気発生器の給水流量が増大して蒸気発生器での除熱が過剰になる現象として考える。一方、給水流量喪失は、原子炉出力運転中に主給水ポンプなど蒸気発生器給水設備の故障または誤操作により、蒸気発生器の給水流量が喪失し、蒸気発生器での除熱が不足する現象として考える。国内軽水炉の運転実績に基づいて⁽⁵³⁾、原子炉自動停止に至った事象の中で給水系または蒸気系の異常が関係するものを抽出した。

給水系の異常により原子炉が自動停止したものは、流量を増加させる異常と減少させる異常への分類を試みた。一方、蒸気流量の増加は給水流量増大事象に包絡され、蒸気流量の減少は給水流量喪失事象に包絡されるので、蒸気流量の増減に着目して蒸気系の異常を分類整理した。表2.6-1に分類した事象一覧を示す。全部で51件が抽出された。

(2) 給水流量増大と給水流量喪失の割合

図2.6-1に示す内訳をみると、給水流量と蒸気流量のいずれも増加より減少の方が多く発生している。ここでは給水流量増加と蒸気流量増加を合わせたものを給水流量増大とみなす。そして給水流量減少と蒸気流量減少を合わせたものを給水流量喪失とみなす。給水流量増大と給水流量喪失を合わせたものが給水流量異常である。図2.6-1に示すように給水流量増大と給水流量喪失のどちらか不確かな事象が合計14件抽出されたため、各々の事象の発生頻度には情報不足に起因する事象分類の不確かさが含まれる。この不確かさを考慮して給水流量異常に対する給水流量増大の割合と給水流量喪失に対する割合をそれぞれ定量化して図2.6-2に示した。図の点推定値は分類不明事象を除いて定量化した結果である。そして、分類不明事象全てがその事象であるとした場合を上限值、逆に分類不明事象は一つもその事象でないとした場合を下限值としている。給水流量増大および給水流量喪失に対する点推定値は、0.22および0.78である。

(3) 給水流量異常事象の発生頻度

次に給水流量異常事象の発生頻度について検討する。稼働率を80%とした場合の発生頻度は、文献(53)より1995年度末までの国内軽水炉発電所の運転故障経験に基づく $51/3,706,882$ 時間 $\times 8,760$ 時間/年 $\times 0.8=0.096$ /炉年である。次に、運転年度を1970年から5年毎に区切って発生頻度を定量化して表2.6-2と図2.6-3にまとめた。統計的な不確かさ

幅を考慮しても発生頻度は運転年度につれて下がっていく傾向が表れている。図2.6-4に発電所別に定量化した発生頻度の比較を示す。半数以上の発電所では給水流量異常を経験していない。故障経験がゼロの場合の発生頻度の点推定値は運転時間をTとした場合、 $\chi^2(0.5,1)/2T$ としてもとめた。発生頻度の点推定値は発電所によって最大45倍の開きがある。発電所間のばらつき分布として対数正規分布を想定した場合のエラーファクターには概ね5を見込めば良い。

(4)高速炉プラントに対する評価

高速炉プラントの給水系・蒸気系の設計・製造・据え付け・運転の一連の技術は、基本的に軽水炉プラントの技術基盤の上に成り立っていると考えられる。今後設計する高速炉プラントの給水系・蒸気系の信頼性については最新の軽水炉の運転実績を参照するのが妥当と考えられる。しかしながら、高速炉には液体金属ナトリウムを用いていることから、例えば蒸気発生器におけるナトリウム凍結防止のためにプラントの起動時には過冷却を防止する必要性が生じる等の運転上異なる点も生じてくる。国内の高速炉プラント自体はまだ実用炉の手前の段階であることを考慮すると、最新の軽水炉の運転実績のみならず、軽水炉導入初期からの運転経験全てを参照した方が望ましいと判断する。

給水流量増大および給水流量喪失の発生頻度の点推定値は、 $0.096/\text{炉年} \times 0.22 = 0.021/\text{炉年}$ 、 $0.096/\text{炉年} \times 0.78 = 0.075/\text{炉年}$ である。給水流量増大のエラーファクターについては発電所間のばらつきと事象内容の不明なもの寄与を考慮して約10を見込むのが望ましい。給水流量喪失のエラーファクターも同様に考えて約5見込むのが良い。

2.6.2 負荷の喪失

(1)事象の定義

負荷の喪失は、外部送電システムの故障やタービン制御システムの誤動作あるいはタービン故障により、タービン負荷が喪失する現象として考える。高速増殖原型炉「もんじゅ」プラントのタービントリップのインターロック線図を参考にすると、外部送電システムの故障以外では、タービン関連設備の故障、発電機関連設備の故障、主変圧器および所内変圧器関連設備の故障、復水器真空度低下そして原子炉トリップをタービントリップの原因事象として考慮すれば良いと考えられる。

(2) 外部送電システムの故障

文献(53)から国内軽水炉の運転実績に基づいて、落雷等の外部送電システムの故障による原子炉自動停止（以下単純に送電線事故と略す）の発生頻度を統計的に算定した。

送電線事故は運転中の原子力発電所に対して発電機への負荷変動として直接的影響を与えると考えられる。送電線事故が落雷等の外的要因により発電所外で発生することを考えれば、原子炉自動停止に至るような負荷変動を与える送電線事故の発生頻度は発電所立地場所に依存すると考えるべきである。国内PWR（加圧水型軽水炉）とBWR（沸騰水型軽水炉）の送電線事故の発生頻度を発電所別に図2.6-5と図2.6-6に整理した。PWR

についてみると、発電所間の発生頻度の差異は個々の定量値のもつ不確かさ幅の範囲内に留まっている。一方、BWRの中では敦賀発電所が他よりも送電線事故の発生頻度が高い傾向を示している。立地地域を特定しない送電線事故の一般的な発生頻度を評価する場合、発電所間のばらつきを不確かさ要因として無視することはできないといえる。

送電線事故によって同一の負荷変動が発生する場合でもその結果が原子炉の自動停止に至るかどうかは、発電所の性能(何パーセントの負荷変動にまで発電プラントがトリップせずに追従できるか)に依存すると考えられる。古いプラントと比べると新設プラントはあらゆる面で性能が向上していると考えられる。また、新しいプラントほど出力規模が大きくなる傾向がある。そこで、発電所の特性を表す指標として認可出力と運転開始年を選び、これらと送電線事故の発生頻度との関係を図 2.6-7 と図 2.6-8 にまとめた。

認可出力については 50MW 単位で発電所を分類した。BWR、PWR ともに認可出力の最も小さなクラスに分類された発電所が他よりも高い頻度を呈している。これより大きな認可出力の発電所では認可出力と発生頻度の間に依存関係があると断定できない。運転開始年については 5 年毎に集計した。1985 年以降はゼロ故障なので 1970 年～1984 年の期間に着目すると、BWR、PWR ともに事象の発生頻度は点推定値も区間推定値も運転開始年とともに小さくなる傾向がみられるが、運転開始年が下るにつれて不確かさ幅が大きくなるためこの傾向は確定的なものではない。

最後に、図 2.6-9 から図 2.6-11 に送電線事故の発生頻度を運転年度について 5 年単位で集計した結果を示す。BWR、PWR ともに運転年度が増すにつれて発生頻度が減少する傾向が見られる。これは不確かさ幅を考慮しても明確に表れている傾向である。そして、軽水炉に新型転換炉「ふげん」の運転故障経験を加味してもこの傾向は変わらない。

高速炉 PSA に適用するための原子炉自動停止に至らしめる「送電線事故」の一般的な発生頻度は、可能な限りあらゆる立地場所およびプラント性能について考慮しておく必要がある。送電線事故の発生頻度の不確かさ要因としては発電所間のばらつきを十分考慮する必要がある。運転開始年と運転年度については将来炉の評価であることから、最近のデータに基づく評価が望ましい。しかしながら、発電システムとしての高速炉の運転実績は国内においては寡少であることに鑑みて、軽水炉発電所全体の運転経験から発生頻度をもとめるのが妥当と判断する。稼働率 80% を想定すると、年間発生頻度の点推定値は $24 / 3,848,940 \times 8,760 \times 0.8 = 0.044 / \text{炉年}$ である。不確かさ分布として対数正規分布を想定し、工学的判断によりエラーファクターを 10 見込むと、95% 値と 5% 値は各々 $0.17 / \text{炉年}$ 及び $0.0017 / \text{炉年}$ となる。

(3) タービントリップ事象

文献(53)より 1995 年度末までの国内軽水炉の計画外原子炉停止事象をサーベイして、この中からタービントリップ事象の定義で記述した原因事象による原子炉停止事象(自動停止の場合、タービントリップ信号による原子炉トリップかどうかは必ずしも判別で

きない) とその他の原因によるタービン自動停止を伴う原子炉停止事象を抽出した。抽出された事象を原因と原子炉運転への影響(自動停止/手動停止)の両観点から分類整理して表2.6-3と表2.6-4にまとめた。タービントリップの原因事象として抽出した事象は、タービン関連設備故障、発電機関連設備故障、タービン関連設備誤操作、主変圧器関連設備故障、復水器真空度低下、そして地震あるいは落雷によるタービントリップの6種類にまとめられる。

図2.6-12と図2.6-13に原因事象の内訳を示すが、原子炉自動停止に至った原因としてはタービン関連設備故障と発電機関連設備故障が各々1/4を占めており、タービン関連設備の誤操作という人的過誤が第3位として1/4近くを占めている。また、外部要因によるものが1/7を占めている。

図2.6-14と図2.6-15にはタービントリップに相当する原子炉自動停止頻度と運転年度との関係をまとめた。BWRでは1985年以降、PWRでは1970年代から徐々に頻度が低下してきている。軽水炉全体では1985年以降頻度が低下してきている。

高速炉の水・蒸気系の設備構成はPWRの2次系、BWRの蒸気・タービン・給水系と類似しているため、軽水炉全体のデータを統計処理して得たタービントリップ頻度の点推定値を高速炉に適用するのが良い。不確かさ幅としては、エラーファクターは10程度見込むのが良いと考えられる。点推定値は0.055/炉年、95%値と5%値は各々0.21/炉年及び0.0021/炉年である。

(4) 負荷の喪失の発生頻度

負荷の喪失は外部送電系の故障とそれ以外の原因によるタービントリップ事象の和事象であるから、負荷の喪失の発生頻度はこれら2事象の発生頻度の和としてもとめられる。点推定値は、 $0.044+0.055=0.099$ /炉年である。不確かさ幅については、高速炉発電所の運転故障経験に基づく評価でないこと、軽水炉の運転経験に基づく発生頻度の発電所間のばらつき幅等を勘案してエラーファクターを約10見込むのが良いと考えられる。この場合の95%値と5%値は各々0.37/炉年及び0.0037/炉年である。

表2.6-1 蒸気・給水流量の増減が直接原因となった原子炉自動停止事象(1/2)

発生日	発電所	概要
蒸気流量増加		
1983/11/19	福島第一1号	電気式原子炉圧力調整装置不具合により主蒸気加減弁が急閉し主蒸気管圧力が低下したため、主蒸気隔離弁が全閉し原子炉自動停止
1985/6/25	女川1号	調整運転中、蒸気加減弁開度位置検出器の不調により原子炉圧力が低下し、「原子炉水位高」により蒸気タービン自動停止し、引き続き原子炉自動停止
1986/8/22	高浜2号	調整運転のため発電機併入準備中、誤操作による主蒸気流量の増加のため、蒸気タービンの手動停止により原子炉自動停止
蒸気流量増加または減少		
1976/11/29	美浜2号	落雷による送電線遮断時に蒸気加減弁制御機構不調があり、原子炉自動停止
1972/4/10	福島第一1号	蒸気圧力調整器誤作動のため、原子炉自動停止
1972/4/28	福島第一1号	蒸気圧力調整器誤作動のため、原子炉自動停止
蒸気流量減少		
1985/8/21	福島第一1号	調整運転中、証明工事に係わる作業中に主蒸気管圧力検出器の誤作動、「主蒸気隔離弁閉」により原子炉自動停止
1985/8/23	福島第一1号	調整運転中、給水ポンプ最小流量配管の振動が主蒸気管圧力検出器に伝わったため、当該検出器の誤作動、「主蒸気隔離弁閉」により原子炉自動停止
1990/12/4	島根2号	発電再開準備中、設定値より低い主蒸気圧力において原子炉モードスイッチを「起動」から「運転」に切り替えたため、「主蒸気隔離弁閉」の信号により原子炉自動停止
1981/7/22	東海第二	タービン主塞止作動試験時、リミットスイッチの動作不良による誤信号により主蒸気加減弁が急閉したため原子炉自動停止
1981/12/20	東海第二	調整運転中、タービン組み合わせ中間弁開閉試験時、制御油圧系油圧低下により主蒸気加減弁が急速閉したため原子炉自動停止
1982/7/24	福島第一1号	電気式油圧調整装置不調により原子炉圧力低下したため、主蒸気隔離弁が全閉し、原子炉自動停止
1983/8/13	福島第一1号	主蒸気加減弁の制御油圧配管漏洩により主蒸気加減弁が閉じたため、原子炉圧力が上昇し「中性子束高高」により原子炉自動停止
1990/9/9	福島第一3号	定格出力運転中、「中性子束高」の信号により原子炉自動停止。原因は、1台の主蒸気隔離弁の弁体と弁棒との接合部に使用している回転止めピンの取付が不十分であったため、蒸気の振動によりピンが損傷し、弁体が主蒸気管を閉塞したため
1977/4/28	美浜3号	電磁弁の不具合により主蒸気隔離弁が閉じたため原子炉自動停止
1987/10/1	敦賀1号	定期検査中、タービン関係試験が就床し、出力降下後の圧力調整中、調整弁の操作が若干速かったため、中間領域中性子束検出器の「中性子束高高」信号により原子炉自動停止
1992/8/31	女川1号	定格出力運転中、「主蒸気隔離弁閉」の信号により原子炉自動停止。原因は、主蒸気圧力検出器のブルドン管に疲労による亀裂が生じ、実際の圧力より高い誤信号が発生し、タービンバイパス弁等が開いたため。
給水流量増加		
1978/1/13	高浜2号	E計器用電源喪失により、蒸気発生器給水流量が変動し水位上昇したため原子炉自動停止
1981/12/23	福島第一5号	原子炉水位記録計点検中、端子部の接触不良による給水系誤信号により原子炉水位が上昇したため原子炉自動停止
1982/7/20	大飯2号	蒸気発生器二次側ドレン配管取出部付近からの水漏れ修理のため原子炉停止操作中、蒸気発生器水位高によりタービン停止し、原子炉自動停止
1983/2/18	東海第二	落雷により給水制御系電源異常、原子炉水位高によりタービンが停止し、原子炉自動停止
1986/8/25	福島第一5号	調整運転中、給水制御系の不調により給水流量が増加したため、「原子炉水位高」により原子炉自動停止

表2.6-1 蒸気・給水流量の増減が直接原因となった原子炉自動停止事象(2/2)

発生日	発電所	概要
給水流量増加または減少		
1970/3/20	敦賀1号	給水系圧力スイッチ誤作動のため、原子炉自動停止
1971/8/17	敦賀1号	給水流量検出回路点検中、操作不適切のため原子炉自動停止
1972/2/1	敦賀1号	バイタル電源装置定期切替中、電源喪失のため原子炉自動停止
1974/1/31	美浜1号	給水制御装置故障のため原子炉自動停止
1976/5/24	福島第一2号	給水制御系マスターコントローラー回路不調のため原子炉自動停止
1980/3/16	美浜3号	タービン弁システムフリーテストのため出力降下中、C-給水制御器不調のため原子炉自動停止
1980/9/6	東海第二	停止操作中、給水流量の変動により給水制御系誤信号発生、原子炉自動停止
1980/9/22	福島第一2号	調整運転中、給水制御系切替スイッチ誤作動のため原子炉自動停止
1981/3/11	玄海2号	試運転中、二次側給水制御弁の弁開度調整装置の不調のため原子炉自動停止
1982/2/14	福島第一2号	調整運転中、給水制御系の主給水制御器不調のため原子炉自動停止
1983/8/26	福島第一5号	定格出力運転中、補修のためバイタル電源を予備変圧器に切替中、誤操作によりバイタル電源喪失したため給水流量が変動し原子炉自動停止
給水流量減少		
1982/12/20	福島第一5号	給水制御回路最大流量制限器故障のため給水流量減少、原子炉水位低の信号により原子炉自動停止
1983/12/2	川内1号	試運転中、50%負荷遮断試験時、タービンバイパス弁駆動用空気圧力計の不具合による弁動作遅れで、蒸気発生器の水位が低下したため原子炉自動停止
1984/10/4	東海第二	定格出力運転中、原子炉給水制御装置端子部の接触不良のため給水流量が減少し、「原子炉水位低」により原子炉自動停止
1984/11/6	高浜3号	試運転中、負荷減少試験の際、給水制御系リレーの不具合により給水流量が減少し、「蒸気発生器水位低と蒸気/給水流量不一致」により原子炉自動停止
1985/9/28	福島第二3号	定格出力運転中、蒸気タービン駆動原子炉給水ポンプ蒸気加減弁制御リンク機構の不調により、原子炉への給水流量が減少、「原子炉水位低」により原子炉自動停止
1991/4/4	浜岡3号	定格出力運転中、原子炉給水流量が低下し「原子炉水位低」の信号により原子炉自動停止。原因は流量制御基板に使われているコンデンサの故障により、タービン駆動給水ポンプ駆動用タービンの蒸気加減弁が急閉したため
1991/9/6	美浜1号	出力5.1キロワットで運転中、「B-蒸気発生器水位異常低」の信号により原子炉自動停止。原因は、B-蒸気発生器の主給水バイパス弁の駆動用空気を制御するプースターリレーの感度調整用絞り弁にシールテープ屑が残留していたことにより制御系の特性が変化したため
1992/10/31	福島第二3号	定格出力運転中、原子炉給水系の不具合により原子炉給水流量が低下し、「原子炉水位低」の信号により原子炉自動停止。原因は、原子炉給水ポンプの制御回路に使われている部品の故障のため
1974/8/8	敦賀1号	給水ポンプ出口弁モータ配線誤接続のため、原子炉自動停止
1971/1/12	敦賀1号	復水ポンプ水張り不十分による給水ポンプ停止のため、原子炉自動停止
1977/1/15	福島第一3号	タービン駆動給水ポンプ制御回路用弁電源ヒューズ誤開放のため、原子炉自動停止
1979/11/4	福島第一2号	復水流量変換器の故障により高圧復水ポンプが止まり、原子炉水位が低下したため原子炉自動停止
1980/4/3	敦賀1号	循環水ポンプ出口弁の制御用電源を誤開放したことにより出口弁が閉じ、給水ポンプが停止したため原子炉自動停止
1981/5/12	福島第一2号	高圧復水ポンプ吐出圧力警報設定器の電源回路遮断器の誤作動により、高圧復水ポンプ停止/原子炉水位低のため原子炉自動停止
1981/11/19	福島第二1号	試運転中、低圧復水ポンプ仮設濾過器清掃時、作業の不手際により給水系が停止したため原子炉自動停止
1986/11/4	福島第一6号	定期検査のため出力降下中、高圧復水ポンプ用遮断器の動作検出機構の不動作のため、誤信号で高圧復水ポンプが停止し、「原子炉水位低」により原子炉自動停止
1989/6/28	敦賀2号	発電再開準備中、「蒸気発生器水位異常低」の信号により原子炉自動停止。原因は、主給水系統の動作確認の際、電気回路の一部を短絡させたことにより、電動主給水ポンプが停止したため
1992/9/29	福島第一2号	定格出力運転中、「原子炉水位低」信号により原子炉自動停止。その後更に原子炉水位が低下したため高圧注水系及び原子炉隔離時冷却系が作動。原因は、高圧復水ポンプ電源盤点検作業後の復帰操作を誤ったことから高圧復水ポンプ及びタービン駆動給水ポンプが停止したため

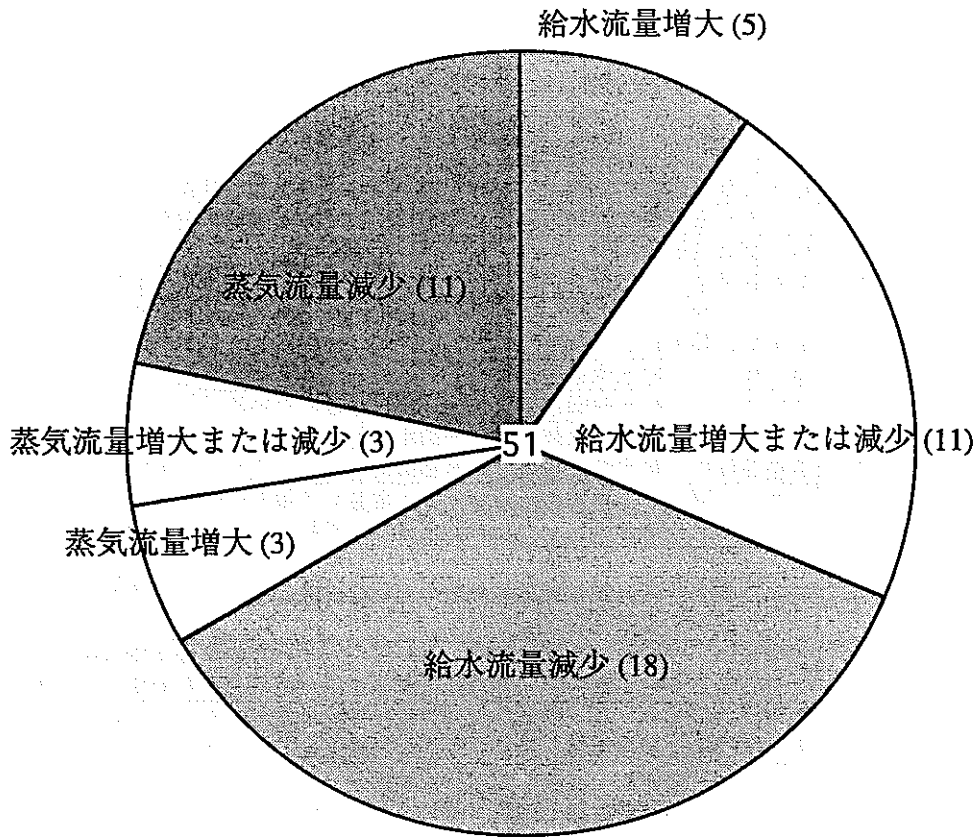


図2.6-1 給水系・蒸気系異常に関わる原子炉自動停止事象の内訳

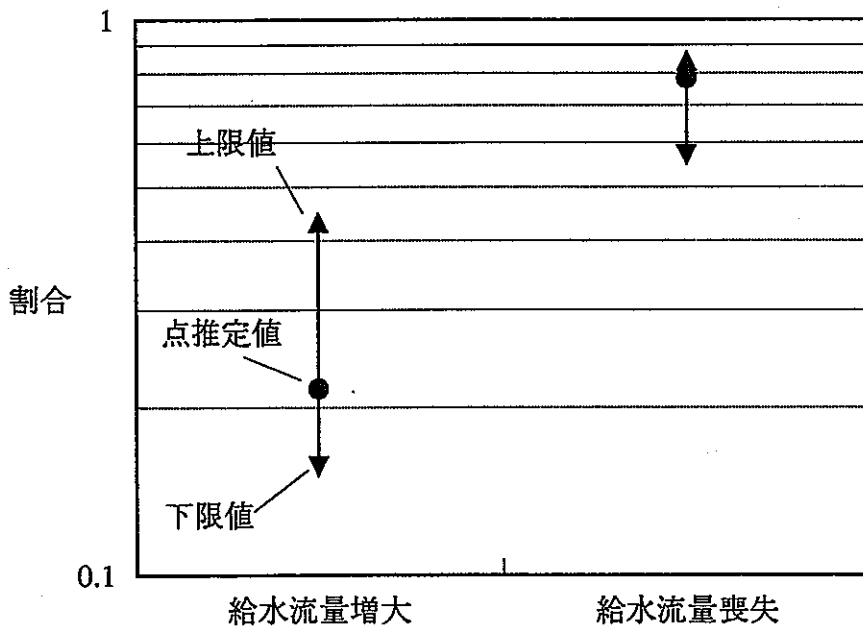


図2.6-2 給水流量異常に対する割合

表2.6-2 給水流量喪失関連事象発生頻度

運転年度	発電時間	事象 件数	95%上限値 (/炉年)	5%下限値 (/炉年)	発生頻度 (/炉年)
1970	9433	1	3.5243	0.0381	0.7429
1971	19258	2	2.2910	0.1293	0.7278
1972	21679	2	2.0352	0.1149	0.6465
1973	21838	1	1.5223	0.0165	0.3209
1974	29084	1	1.1431	0.0124	0.2410
1970-1974	101292	7	0.9097	0.2273	0.4843
1975	30343	0	0.6919		0.0525
1976	57569	3	0.9439	0.0995	0.3652
1977	47802	2	0.9230	0.0521	0.2932
1978	81960	0	0.2562		0.0194
1979	95597	2	0.4615	0.0261	0.1466
1975-1979	313271	7	0.2941	0.0735	0.1566
1980	115353	4	0.5561	0.0830	0.2430
1981	116753	6	0.7108	0.1568	0.3601
1982	136427	4	0.4702	0.0702	0.2055
1983	147615	4	0.4346	0.0649	0.1899
1984	171008	2	0.2580	0.0146	0.0820
1980-1984	687156	20	0.2964	0.1352	0.2040
1985	199374	4	0.3217	0.0480	0.1406
1986	209581	3	0.2593	0.0273	0.1003
1987	226702	1	0.1466	0.0016	0.0309
1988	217241	0	0.0966		0.0073
1989	224572	1	0.1480	0.0016	0.0312
1985-1989	1077470	9	0.1021	0.0305	0.0585
1990	237729	2	0.1856	0.0105	0.0590
1991	254033	2	0.1737	0.0098	0.0552
1992	259995	3	0.2090	0.0220	0.0809
1993	278861	0	0.0753		0.0057
1994	310999	0	0.0675		0.0051
1990-1994	1341617	7	0.0687	0.0172	0.0366
1970-1994	3520806	50	0.1260	0.0776	0.0995

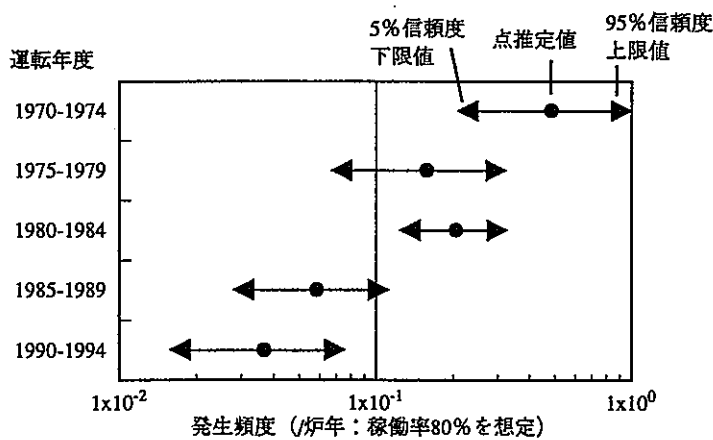
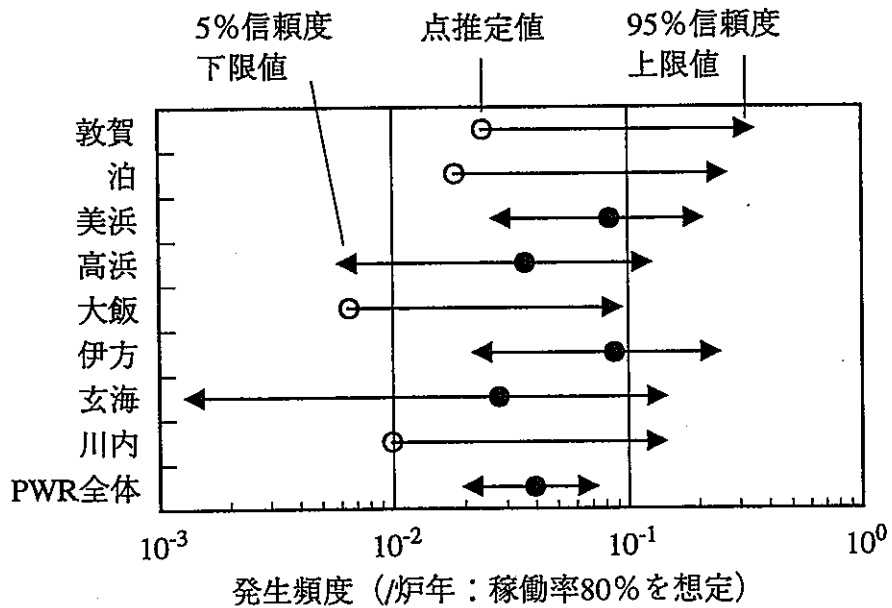
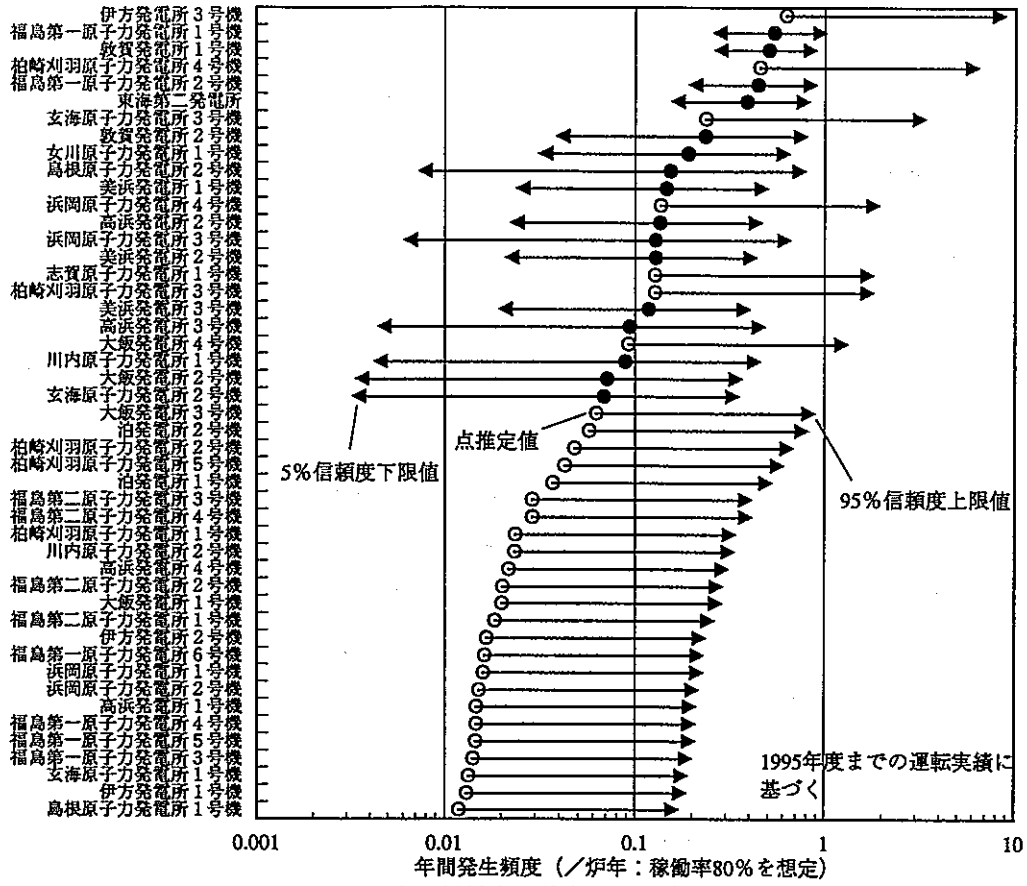


図2.6-3 国内軽水炉の給水系・蒸気系異常による原子炉自動停止



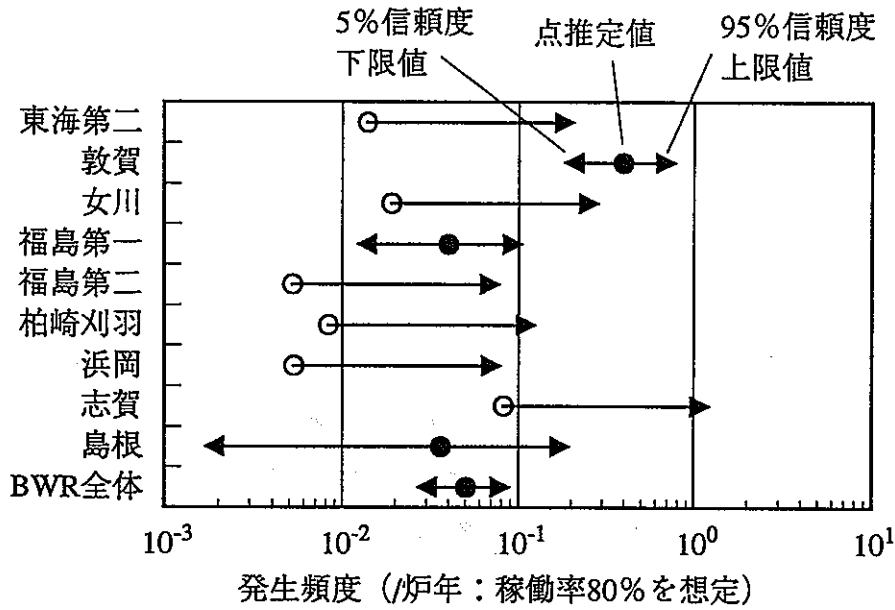


図2.6-6 国内BWR送電線事故による原子炉自動停止頻度

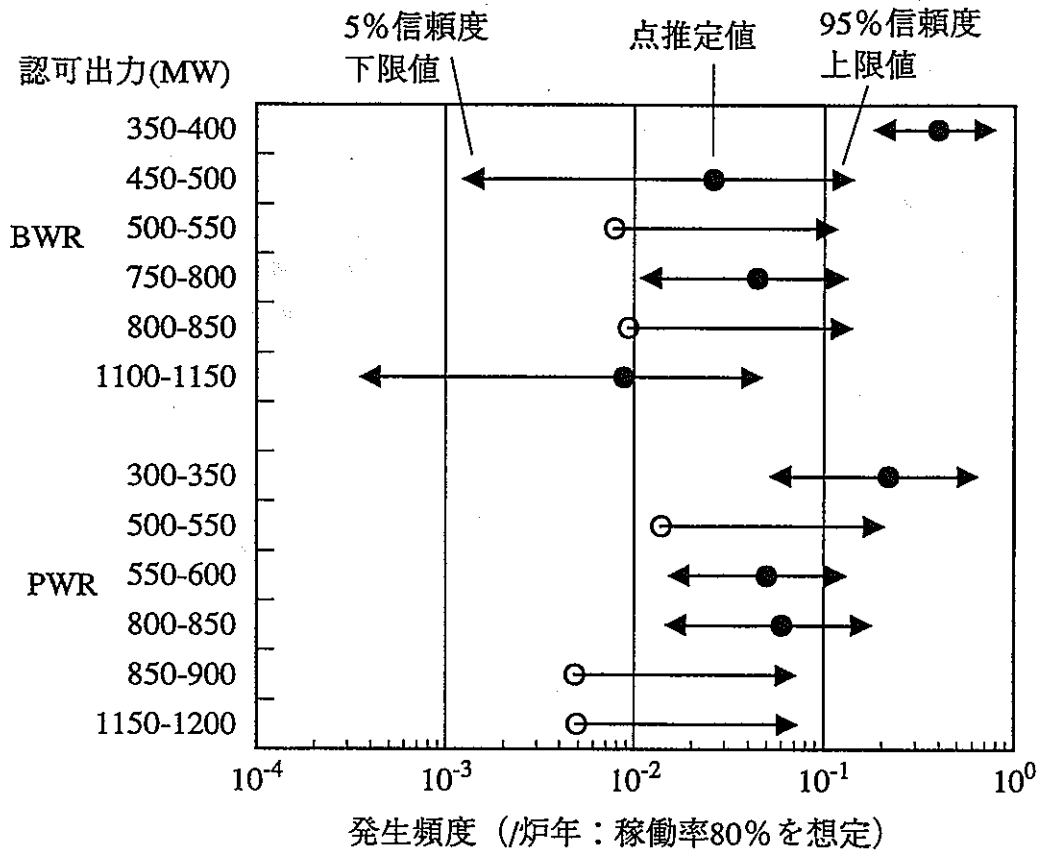


図2.6-7 認可出力別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度

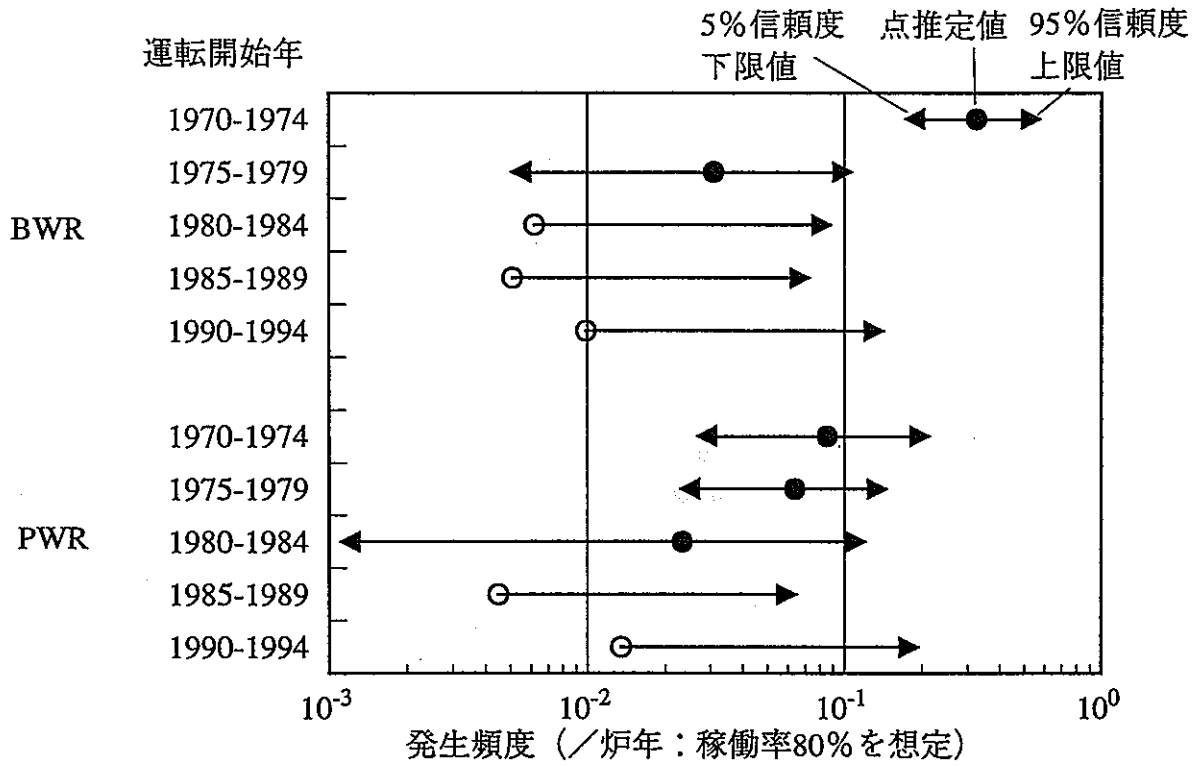


図2.6-8 運転開始年別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度

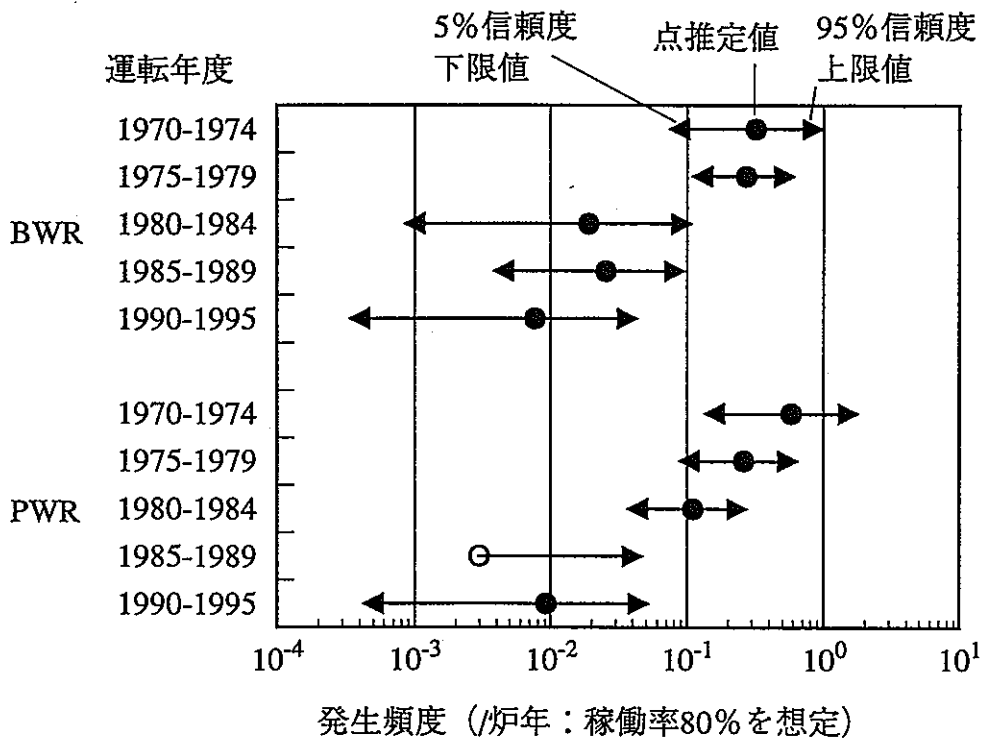


図2.6-9 運転年度別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度

運転年度

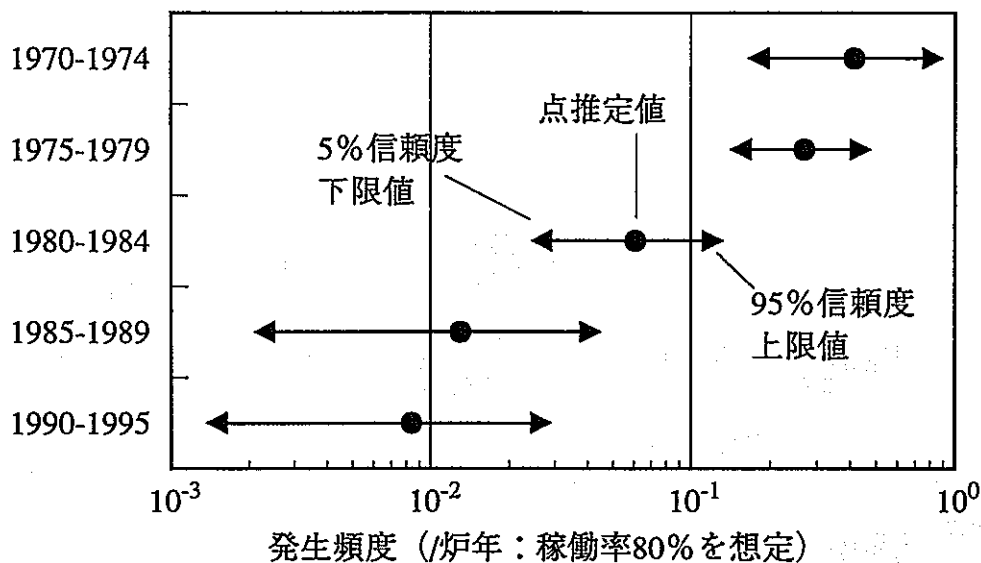


図2.6-10 運転年度別国内軽水炉の送電線事故による原子炉自動停止頻度

運転年度

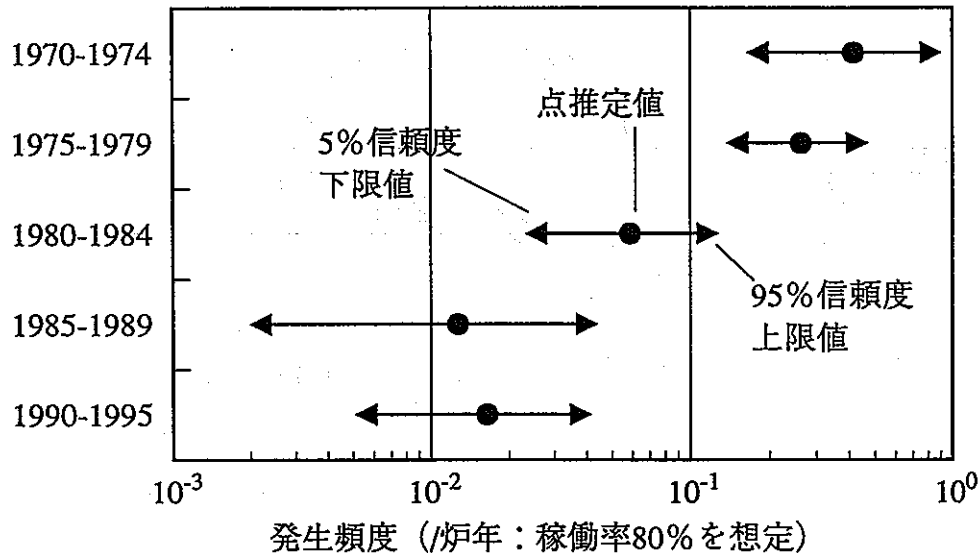


図2.6-11 国内軽水炉と新型転換炉の運転年度別送電線事故による原子炉自動停止頻度

表2.6-3 タービントリップ関連原子炉自動停止事例

炉型	事象発生日	原子炉	事象記述
主蒸気止め弁誤閉			
BWR	1976/3/15	敦賀1号	主蒸気止め弁の開閉テスト中、主蒸気止め弁のテスト用電磁弁に異物がかみ込み、主蒸気止め弁が誤作動したため原子炉自動停止
BWR	1976/8/27	島根1号	蒸気タービン主蒸気止め弁閉止テスト中、主蒸気止め弁テスト用電磁弁誤作動したため原子炉自動停止
タービン周り故障			
BWR	1976/5/23	浜岡1号	蒸気タービン湿分分離器レベルスイッチ不調
BWR	1980/4/3	東海第二	タービン軸受け磨耗検出装置試験中、試験用回路リレー不具合
BWR	1980/5/19	福島第一6号	タービン制御油圧系定期試験中、タービン油圧ポンプ起動時の油圧変動と振動により油圧検出器が誤作動。
BWR	1980/8/30	福島第一1号	調整運転中、タービン中間調節弁の試験時、湿分分離器水位検出器誤作動
BWR	1981/3/25	東海第二	タービンスピード検出回路周波数・電圧変換器不調
BWR	1982/6/25	福島第一6号	タービンバイパス弁閉表示コイルの故障により、タービン電気油圧式制御装置の電源喪失
PWR	1975/1/22	高浜1号	蒸気タービン軸受油圧系故障
発電機周り故障			
BWR	1976/2/10	福島第一1号	発電機界磁電圧自動電圧調整器不調
BWR	1976/8/12	福島第一1号	発電機励磁機回路故障
BWR	1980/4/28	福島第一4号	「発電機軸受振動大」誤信号
BWR	1980/6/6	福島第一3号	運転中の補修作業の際、発電機ロックアウトリレー誤作動
BWR	1983/10/29	福島第一6号	定格出力運転中、主発電機界磁遮断器誤作動により発電機自動停止
BWR	1984/5/5	福島第二1号	定格出力運転中、主発電機界磁喪失による主発電機のトリップ
BWR	1987/4/24	福島第一5号	出力上昇中、発電機保護装置用計器用CTの導線の腐食断線により、発電機自動停止
主変圧器周り故障			
PWR	1972/8/11	美浜2号	主変圧器巻線間短絡
PWR	1986/7/7	大飯1号	定格出力運転中、ケーブル点検作業において、主変圧器保護装置用ケーブルの誤損傷のため発電機が自動停止した。
復水器周り故障			
BWR	1971/6/28	福島第一1号	復水器真空度低下のため、原子炉自動停止
PWR	1983/4/10	大飯2号	調整運転中、復水器真空ポンプ(C)の不具合によりタービン復水器真空度低下、給水ポンプ停止し原子炉自動停止。
運転員の誤操作			
BWR	1971/3/28	敦賀1号	蒸気タービン非常調速装置試験操作不適切
BWR	1977/2/1	敦賀1号	タービン圧力制御系総点検作業中、誤操作のため原子炉自動停止
BWR	1978/5/29	福島第一2号	タービン湿分分離器ドレン水位計較正中、誤操作のため原子炉自動停止
BWR	1991/2/21	柏崎刈羽2号	定格出力運転中、「主油ポンプ吐出圧力低」の信号により蒸気タービンが自動停止。原因は主油タンクから油受けタンクへの連絡配管に設置されている弁を誤って開操作したため。
PWR	1983/11/1	大飯1号	定期検査のため解列後、タービン過速度試験を実施中、誤操作によりタービン回転速度が急上昇しタービン自動停止、同時に原子炉自動停止
PWR	1992/2/24	高浜1号	定格出力運転中、タービン保安装置の動作確認試験を実施したところ原子炉自動停止。原因はタービン保安装置の操作手順を誤ったため。
PWR	1996/3/15	高浜2号	定格出力運転中、昇圧変圧器の「内部故障リ」の動作により発電機、タービンがトリップして原子炉自動停止。定期検査中の1号機の昇圧変圧器の定期検査のために当該変圧器の保護継電器用変流器回路の隔離作業を行った際、作業員が誤って2号機の回路を隔離したため。
外的要因によるタービン自動停止			
BWR	1983/6/23	福島第一6号	地震発生に伴うタービン振動大による停止
BWR	1983/7/2	福島第一3号	地震発生に伴うタービン振動大による停止
PWR	1985/11/27	大飯1号	地震の影響によるタービントリップ
BWR	1987/8/12	島根1号	定格出力運転中、送電線への落雷により、タービン自動停止。引き続き原子炉自動停止。
BWR	1995/1/5	柏崎刈羽4号	定格出力運転中、主変圧器比率差動リレーの動作により発電機・タービンがトリップして自動停止。原因は落雷により主変圧器に加わった異常な電圧の周波数が主変圧器の一部の巻線部の固有の周波数と一致し、当該巻線部で高い電圧を発生したため絶縁が低下し、巻線が損傷したため。

表2.6-4 タービントリップ関連の原子炉手動停止事例

炉型	事象発生日	原子炉	事象記述
タービン周り故障			
BWR	1972/2/26	敦賀1号	蒸気タービン加減弁カムシャフト軸受台破損
BWR	1976/10/18	福島第一3号	タービン主蒸気閉止弁用制御弁油漏れ
BWR	1979/7/24	福島第一3号	タービン制御系制御油用小口径配管接続部油漏れ
BWR	1981/8/26	福島第一1号	主タービン制御油圧系配管の継手部からの油漏れ
BWR	1989/12/27	福島第二1号	調整運転中、タービン系統制御油の漏洩。原因はタービンバイパス弁用制御油の蓄圧槽と配管を接続しているフランジ部の取付不良
BWR	1990/11/19	女川1号	調整運転中、タービン発電機のタービン軸受メタル温度に上昇傾向が認められた。原因は軸受に潤滑油を供給する系統のオリフィスストレーナの取り付け不良により、潤滑油が不足したため。
BWR	1992/1/30	福島第一2号	調整運転中、タービン駆動給水ポンプのタービンの軸に振動が増加した。原因はタービン軸と軸封部パッキンの間隔が不十分であったため、軸とパッキンが接触したため。
PWR	1981/11/4	美浜1号	調整運転中、蒸気タービン軸振動急変。
PWR	1993/8/18	美浜1号	定期検査中、タービン回転上昇試験を実施したところ、タービン軸受油圧が通常値より低かった。原因は軸受油圧系統に異物（油等ふきとり紙）が詰まっていたため。
発電機周り故障			
BWR	1974/7/31	敦賀1号	発電機用空気遮断器損傷
BWR	1983/9/1	福島第一1号	定格出力運転中、巡視点検により発電機界磁摺動抵抗器損傷を発見
BWR	1990/10/17	福島第一1号	定格出力運転中、タービン発電機の「軸受振動大」の警報が発生した。原因は、タービン発電機の軸封部摺動面の面あれが進展しシールリングの動きが円滑でなくなったため。
BWR	1994/2/28	福島第一6号	定格出力で調整運転中、発電機の機内冷却用水素ガスの圧力が低下した。原因は発電機の短絡検出器用座フランジ部のパッキンの取り付けが不適切であったため。
主変圧器周り故障			
BWR	1972/12/4	敦賀1号	主変圧器用電圧調整器破損
BWR	1986/10/13	福島第二1号	定格出力運転中、相分離母線ダクト部に異音発生、点検・補修のため発電機解列。
BWR	1987/8/22	女川1号	定格出力運転中、主変圧器のタップ切替装置に操作故障が発生。原因は接触摺動面の面荒れ。
BWR	1992/1/14	福島第二1号	定格出力運転中、相分離母線ダクト部に異音の発生が認められた。原因はダクト端部に設置されている1枚の羽根板の取り付け部が冷却用空気の流れに伴う疲労により破損し、羽根板が外れたため。
主蒸気止め弁誤閉			
BWR	1982/7/6	福島第一5号	タービン主蒸気止め弁の動作試験時、テスト用電磁弁の不調により主蒸気止め弁が全閉。調査のため原子炉手動停止。
復水器周り故障			
BWR	1992/5/27	柏崎刈羽2号	送電線への落雷の影響により出力低下した後、出力上昇中復水器真空度低下のため原子炉手動停止。原因は気体廃棄物処理系の排水器が付着物の影響により動きが悪くなり、ドレンが十分に排出されなかったため。

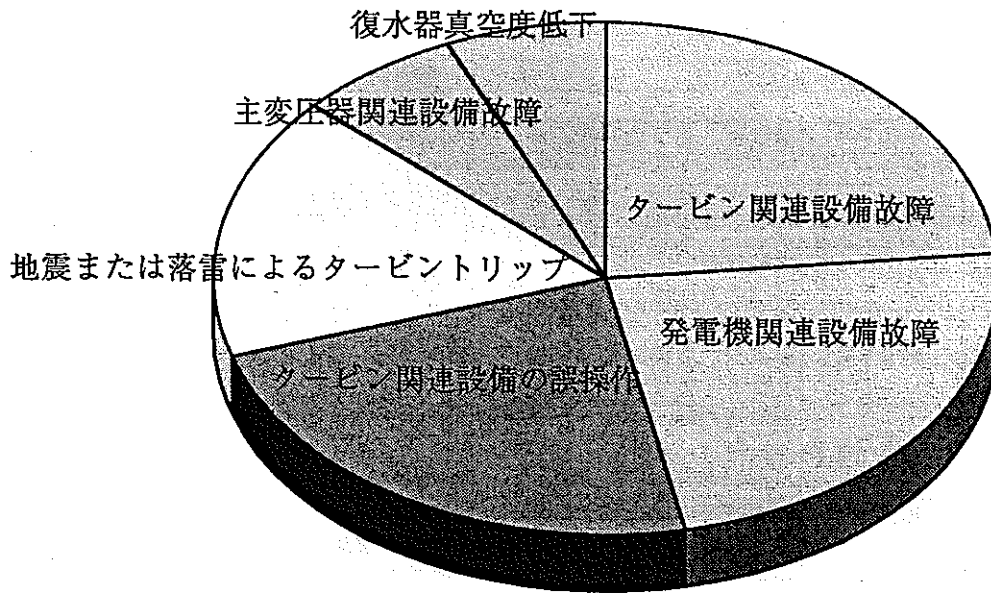


図2.6-12 タービントリップの原因として同定された事象の内訳

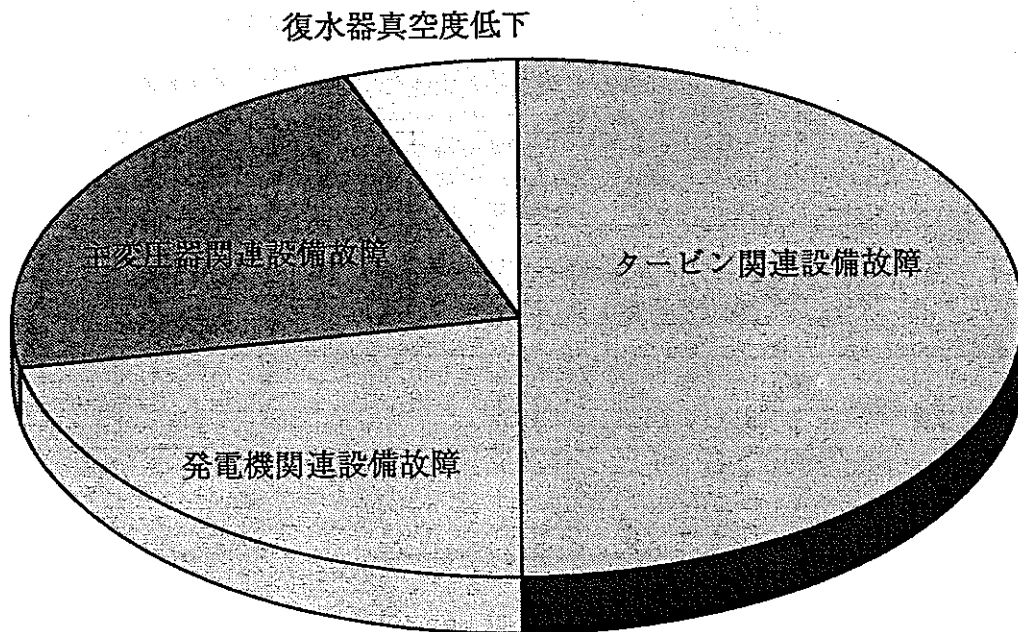


図2.6-13 タービントリップの原因となりうる軽微な異常(原子炉手動停止を必要とする異常)の内訳

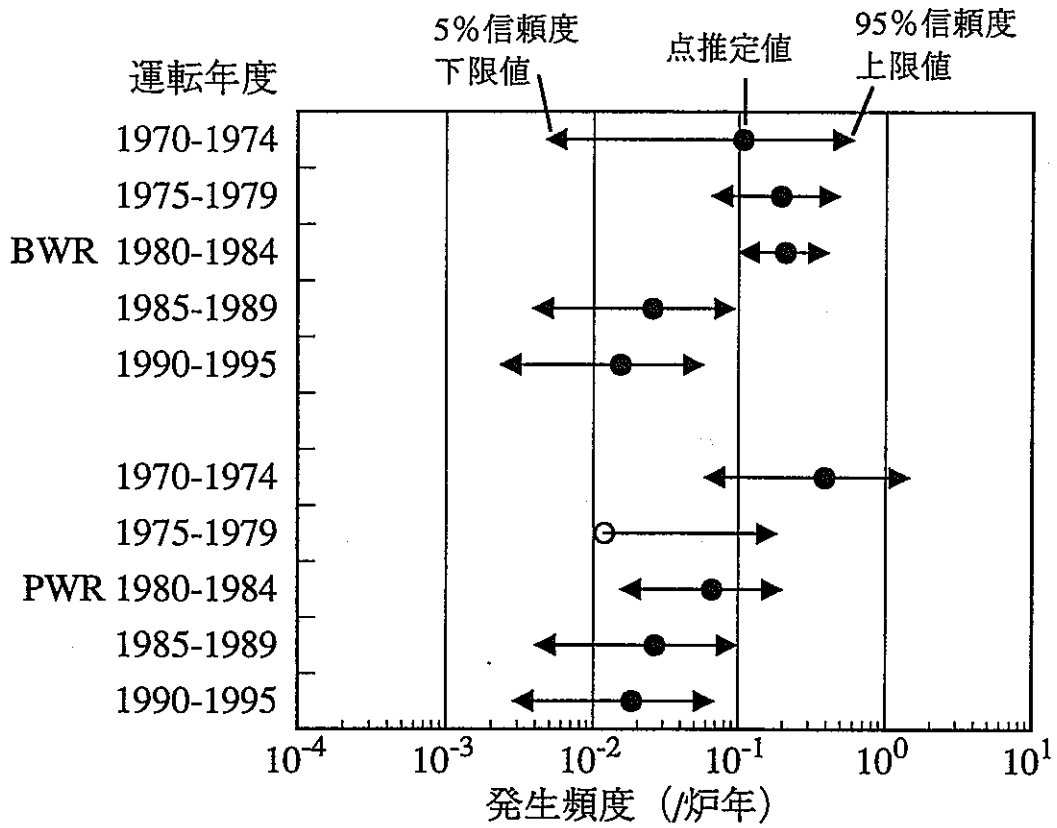


図2.6-14 運転年度別タービントリップによる原子炉自動停止頻度

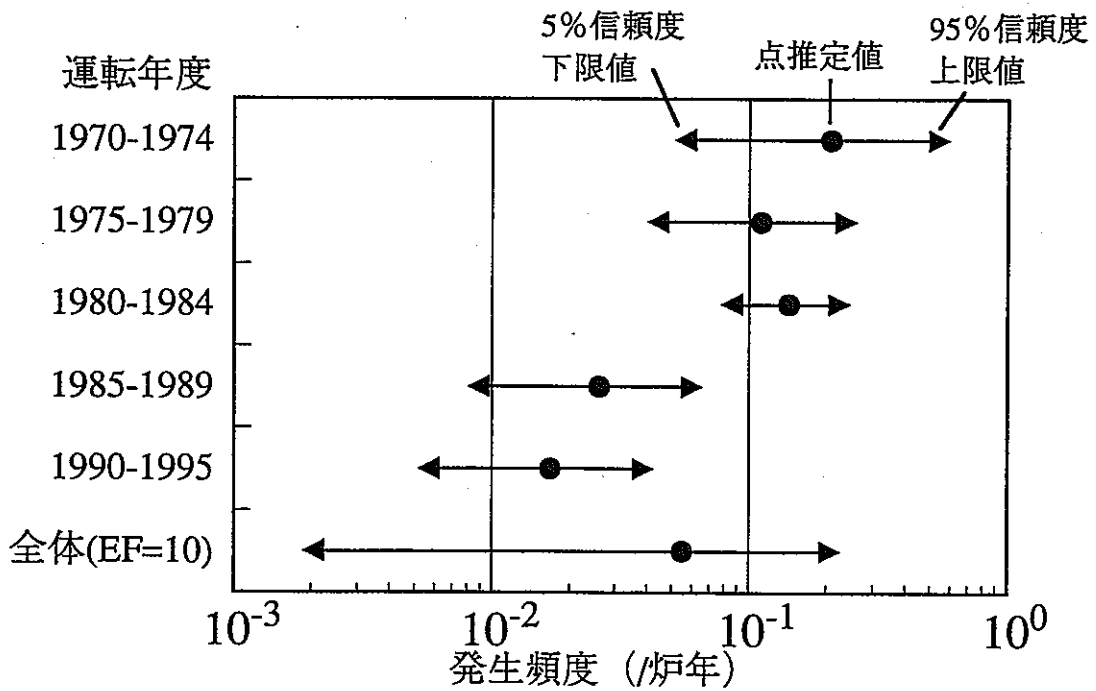


図2.6-15 運転年度別タービントリップによる原子炉自動停止頻度(軽水炉全体)

2.7 外部電源喪失

わが国の軽水炉発電所および新型転換炉発電所（以下ATRと略す）の過去の運転実績に基づいて高速炉プラントにおける外部電源喪失の発生頻度を推定した。

文献(53)によれば、1987年度末までに敦賀1号(BWR)で送電線2回線トリップを2度（1974年6月と1976年1月）経験しており、高浜1号と2号(PWR)で外部電源の喪失を各々1度（1975年1月と1978年12月）経験している。文献(56)から外部電源喪失の発生頻度評価の部分を抜粋すると次のようになる。

「外部電源喪失とは『何らかの原因で、非常用母線への給電が喪失し、安全設備への給電のための手段が非常用ディーゼル発電機以外にない事象』と定義する。我国の原子力発電所の所内電源喪失事例の調査の結果、運転開始から1987年度末までの上記定義に該当する外部電源喪失事象はPWRで1件、BWRで3件の発生が見られた。これらの外部電源喪失事例はいずれも非常用ディーゼル発電機の起動に成功しており、さらに数分以内に外部電源も復旧している。確率論的安全評価で外部電源喪失に起因するシーケンスを評価する際に使用する外部電源喪失の発生頻度については、過去に発生した事象を良く分析する必要がある。BWRの3件の内の1件については、当該プラントの特殊な設計・運用に基づくものであり、現在は設計・運用の変更により、我国のいかなるプラントにおいても再発する可能性のない事象となっている。したがって、PWRについて1件、BWRについて2件として発生頻度を求めると以下の通りとなる。

BWR：153.8 炉年で2件の発生 0.014 件／炉年

PWR：136.7 炉年で1件の発生 0.0073 件／炉年

BWR + PWR ：290.5 炉年で3件の発生 0.010 件／炉年」

文献(53)と(56)の情報は、1987年度末までに国内軽水炉で発生した外部電源喪失事象について整合性がとれていないと考えられる。ここでは文献(53)に基づき、上述の4件が外部電源喪失に相当するとみなす。

1988年度以降の国内軽水炉の外部電源喪失事象については文献(53)とATRふげんの運転経験から推定した。外部電源喪失が生じるためには送電線トリップが必要となる。送電線トリップによる原子炉自動停止は1988年以降敦賀1号と美浜1号において1991年9月5日に一度発生しただけであることが文献(53)よりわかっている。同日ATRふげんは外部電源喪失となっており、停電の範囲から判断すると、このとき美浜1号は外部電源を喪失しておらず、敦賀1号はふげんと同様に外部電源を喪失したと推定された。

ATRふげんの運転経験によれば、1991年9月5日には落雷により、そして1993年12月22日には積雪が原因の送電線事故により、ATRふげんが外部電源を喪失したことが明らかになった。ATRふげんで起きた外部電源喪失事象はこの2件のみである。

文献(53)およびATRふげんの運転経験に基づいてBWR、PWR及びATRの累積発電時

間を算出した。これらを総合して外部電源喪失発生頻度をもとめて表2.7-1に整理した。高速炉PSAに適用する外部電源喪失の発生頻度の推奨値として表2.7-1の合計の運転実績に基づく値を採用する。稼働率80%のプラントの外部電源喪失の年間発生頻度の点推定値は1炉当たり0.012である。また、発電所サイト別に同発生頻度を定量化して、確率紙プロットによりそのばらつきをもとめた。図2.7-1にその結果を示す。なお、図2.7-1では(株)日本原子力発電の敦賀発電所と動燃事業団の新型転換炉ふげん発電所を便宜的に一つのサイトとみなして定量化した。ばらつき分布に対数正規分布を想定して分布パラメータを外部電源喪失事例を有する発電所サイトのみに基づいて定量化すると、エラーファクターは18となる。工学的判断でこれを15にまらめると、発電所サイト間のばらつきを考慮した95%値と5%値は、各々0.046/炉年、0.00021/炉年となる。

表2.7-1 外部電源喪失発生頻度

炉型	累積発電時間(h)	件数	点推定値(/炉年)	95%信頼度上限値(/炉年)	5%信頼度下限値(/炉年)
ATR	98,253	2	1.4E-1	4.5E-1	2.5E-2
BWR	2,070,173	3	1.0E-2	2.6E-2	2.8E-3
PWR	1,778,767	2	7.9E-3	2.5E-2	1.4E-3
合計	3,947,193	7	1.2E-2	2.3E-2	5.8E-3

1995年度末までの国内軽水炉および新型転換炉運転実績に基づく稼働率を80%と想定した

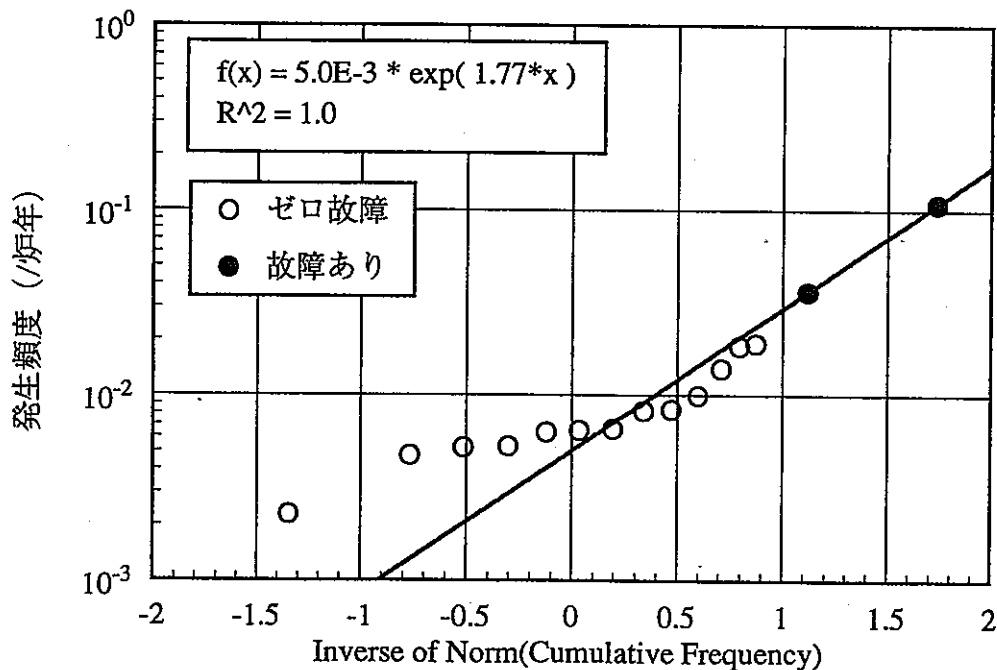


図2.7-1 外部電源喪失頻度の確率紙プロット

2.8 原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象

2.8.1 評価事象と設備の概要

異常事象発生時に原子炉トリップ信号の発信に失敗する事象の発生頻度を評価した。評価に当たっては、原子炉停止に係わる系統として図2.8-1に示すような系統構成を想定した。本図に示すように検出チャンネルは3チャンネルであり、論理回路は3トレインから構成される。そして「原子炉トリップ信号の発信に失敗する」とは、主または後備の3個のOR論理回路(入力信号のいずれか一つが回路に入力されると出力信号を発信する回路)のうち任意の2個以上に原子炉トリップ信号が届かないことと定義する。

2.8.2 原子炉トリップ信号

原子炉トリップ信号としては次の12種類について検討した。

- ①出力領域中性子束高
- ②広域中性子束高
- ③原子炉容器出口ナトリウム温度高
- ④ IHX (中間熱交換器) 出口ナトリウム温度高
- ⑤蒸気発生器出口ナトリウム温度高
- ⑥原子炉格納容器床下雰囲気温度高
- ⑦1次主冷却系循環ポンプ回転数低
- ⑧2次主冷却系循環ポンプ回転数低
- ⑨1次主冷却系流量低
- ⑩2次主冷却系流量低
- ⑪原子炉容器ナトリウム液位低
- ⑫ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高

2.8.3 原子炉トリップ信号1チャンネルの故障確率

原子炉トリップ信号の各検出チャンネルと論理回路を構成する機器の故障率を表2.8-1に示すデータソースを参考にして設定し、機器のアンアベイラビリティを定量化した結果を同表にまとめた。原子炉トリップ信号に対する検出系1チャンネル当たりのアンアベイラビリティをチャンネル構成機器のアンアベイラビリティの和として定量化した。その結果をチャンネル構成機器とあわせて表2.8-2に示す。機器故障によるアンアベイラビリティは故障率 λ (/h)と試験間隔 T (h)を用いて $\lambda T/2$ として定量化した。そして、エラーファクターは工学的判断により設定したものである。試験間隔は一律1カ月を想定している。チャンネル校正エラーの確率とそのエラーファクターは、高速実験炉「常陽」における計装チャンネル校正記録の分析結果に基づいて設定した値である。検出チャンネル1チャンネル当たりのアンアベイラビリティの点推定値は構成機器のアンアベイラビリティの合計として定量化した。エラーファクターは構成機器のアンアベイラビリティの不確かさ分布を入力としてモンテカルロ法による不確かさ伝播解析を行って評価した値である。構成機器間でアンアベイラビリティに相関性は存在しないものとして不確かさ伝播解析を行った。1チャンネル当たりのアンアベイラビリティは信号の種類によって異なるが、 $8 \times 10^{-4} \sim 5 \times 10^{-3}$ の範囲にあることがわかった。

検出チャンネルの信号は3チャンネルのうち任意の2チャンネルが故障すると原子炉トリップ信号として発信されない。この確率は、チャンネル間の故障が互いに独立に発生すると考えた場合は前述の1チャンネル当たりのアンアベイラビリティの2乗×3通りとしてもとめられる。チャンネル間で従属性をもって顕在化する故障については、その故障の単独発生で原子炉トリップ信号の発信は阻害される。このような阻害要因の代表として運転員による共通原因のチャンネル校正エラーを想定した。

2.8.4 共通原因故障

同一信号の検出チャンネルは、同一仕様の機器から構成されており、全て同じ運転員が校正タスクを行うことを前提とする。一方、主炉停止系と後備炉停止系の間では、検出チャンネルの校正タスクについて人的過誤の従属性を極力排除するために、別々の運転員が担当するか、あるいは同じ運転員が担当する場合には実施日を変えて行うものと想定する。

ある一つの検出チャンネルの校正タスクでエラーした場合に同一信号の他の検出チャンネルに対しても全て同時に同様のエラーを起こす条件付き確率は、THERP手法⁽⁶⁷⁾を参考に0.15（中位の従属性を有する場合に相当、1/7を丸めた値）と評価した。しかし、他の信号の検出チャンネルも同様のエラーを起こす条件付き確率は、独立に校正タスクエラーを起こす確率と同じである（従属性は無視できる）と評価する。運転員は皆同じ教育訓練を受けることから、校正タスクにおける人的過誤確率を決定するのは個人差ではなくて組織的な教育訓練の質であると考えられる。人的過誤確率の不確かさ分布の伝播解析においてこの点を考慮した。

チャンネル構成機器はチャンネル間で同一設計品を用いる。機器故障のアンアベイラビリティはチャンネル間で皆同じと考えるのが妥当である。信号間については表2.8-2において同じ範疇に分類しているものは同一のアンアベイラビリティをとると考える。アンアベイラビリティの不確かさ分布の伝播解析においてこの点を考慮した。

原子炉トリップ信号1の発信失敗をミニマルカットセットで表現すると、

$$T_1 = A_1 * B_1 + B_1 * C_1 + C_1 * A_1 + D_1$$

T_1 ：原子炉トリップ信号1の発信失敗

A_1 ：信号1のチャンネル1の独立故障

B_1 ：信号1のチャンネル2の独立故障

C_1 ：信号1のチャンネル3の独立故障

D_1 ：信号1のチャンネル間共通原因校正エラー

と表される。この発生確率は次のようになる。

$$P_1 = 3 * Q_1^2 + R$$

P_1 ：原子炉トリップ信号1の発信失敗の確率

Q_1 ：信号1の1チャンネルの独立故障によるアンアベイラビリティ

R ：信号1のチャンネル間共通原因校正エラーによるアンアベイラビリティ

確率変数 x の確率密度が対数正規分布で表されるとき、 $a \cdot x^2$ (a : 定数) の確率密度も対数正規分布となる。したがって、 $Q_1' = 3 \cdot Q_1^2$ を定義すると、原子炉トリップ信号 1 と原子炉トリップ信号 2 の同時発信失敗の確率は次のように表される。

$$P_1 = Q_1' + R$$

$$P_1 * P_2 = (Q_1' + R) * (Q_2' + R)$$

また、1 次系温度信号と 2 次系温度信号のように同一設計仕様の機器から構成される 2 信号の発信失敗確率は、 $P_1 * P_1 = (Q_1' + R)^2$ としてもとめられる。

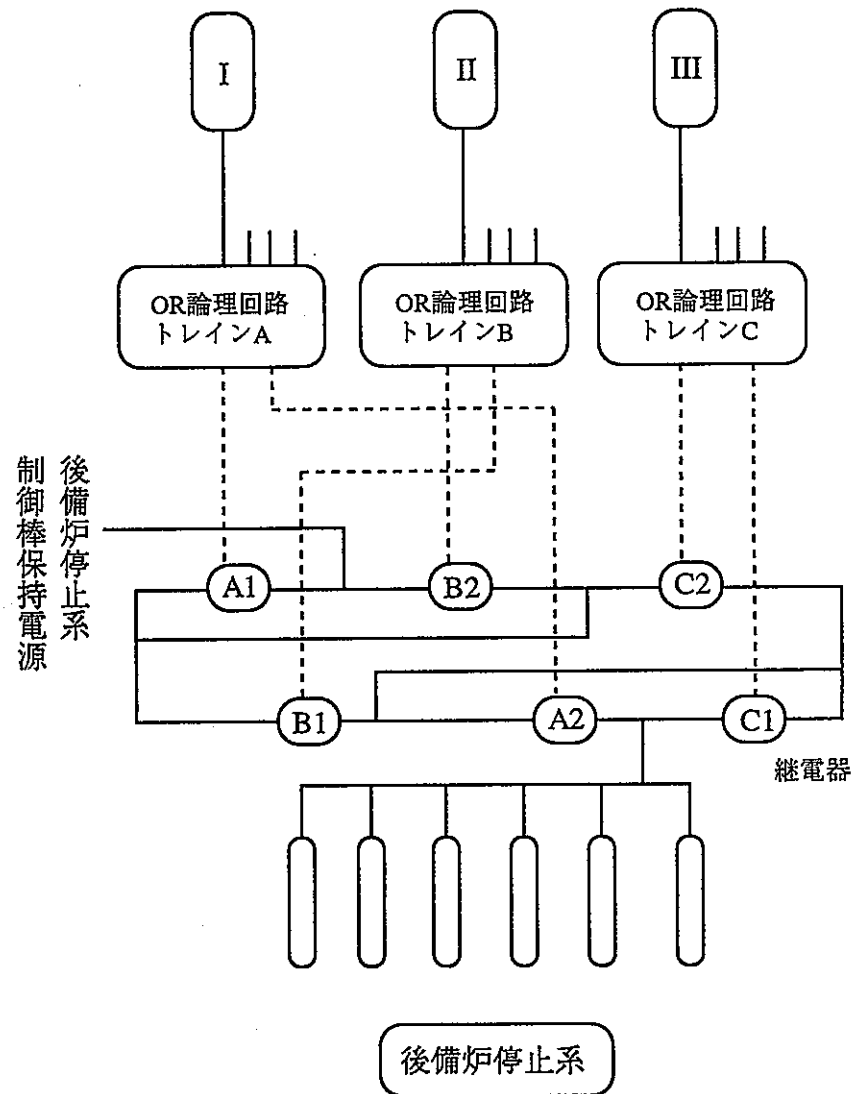
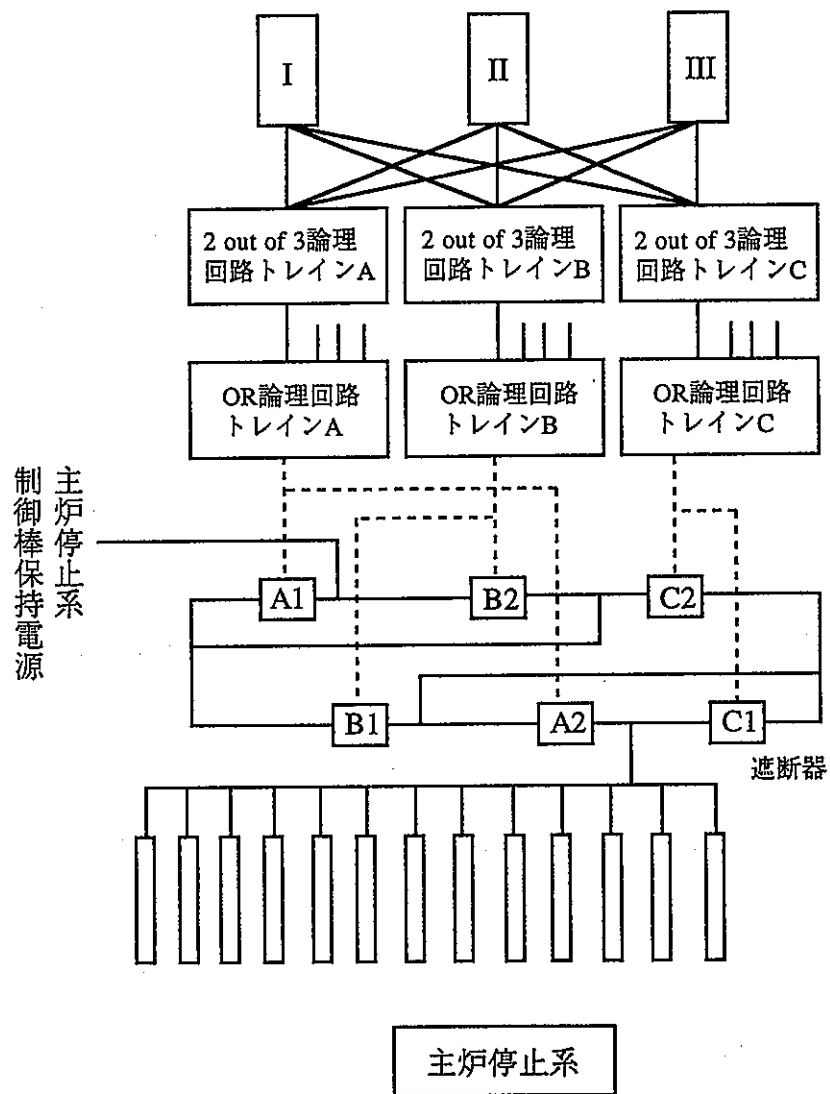
2.8.5 原子炉トリップ信号発信失敗確率

上記 3 式を用いて原子炉トリップ信号 1 信号発信失敗確率と 2 信号発信失敗確率の不確かさ伝播解析をモンテカルロ法により行った。いずれも上式右辺の確率変数の確率密度は対数正規分布と仮定した。評価結果を表 2.8-3 に示す。

原子炉トリップ信号 1 信号発信失敗の確率は信号の種類によって異なるものの、点推定値で概ね $1 \sim 2 \times 10^{-4}$ であり、個々のエラーファクターは 6 ~ 14 の範囲である。原子炉トリップ信号 2 信号 (信号の種類が異なる場合) 発信失敗の確率の点推定値は概ね 1.5×10^{-7} である。不確かさ分布を対数正規分布で近似して、95% 値と平均値からエラーファクターを決定すると約 140 である。

2.8.6 重ね合わせ事象の発生頻度

これに基づいて起因事象が発生して原子炉トリップ第 1 信号の発信に失敗する事象またはさらに第 2 信号の発信にも失敗する事象の年間発生頻度を表 2.8-4 にまとめた。起因事象発生時に原子炉トリップ第 1 信号の発信に失敗する事象の発生頻度の点推定値は概ね $10^{-4} \sim 10^{-7}$ / 炉年の範囲にあり、2 信号の発信に失敗する事象の点推定値は 10^{-7} / 炉年未満である。



(制御棒加速挿入機構
制御棒切り離し機構)

図2.8-1 原子炉停止に係わる系統の構成

表2.8-1 制御棒保持電源遮断に係わる機器のアンアベイラビリティ (試験間隔は1カ月)

機器	平均値	中央値	EF	データソース (参考文献)
温度検出器	7.7E-4	2.9E-4	10	(31),(2),(58),(32)
温度信号トランスミッタ	4.3E-4	2.9E-4	5	(31),(58),(32)
温度信号コンパレータ	1.9E-4	1.5E-4	3	(31)
液面計	1.1E-3	4.3E-4	10	(2),(58),(32)
液位信号トランスミッタ	1.1E-3	9.0E-4	3	(31),(58),(32)
液位信号コンパレータ	7.2E-4	5.8E-4	3	(31)
中性子検出器 (電離箱計数管)	8.3E-5	2.1E-5	15	(2)
中性子検出器 (核分裂計数管)	1.0E-3	8.0E-4	3	(2)
中性子検出器 (比例計数管)	2.0E-5	5.2E-6	15	(2)
電源遮断器*	4.0E-7	2.5E-8	50	(31),(59)
電源ケーブル断線*	1.5E-7	1.0E-7	5	(31)
電源ケーブル短絡*	3.0E-6	1.3E-6	10	(31)
増幅器	2.9E-4	1.1E-4	10	(31),(32)
アナログ信号処理器	2.9E-4	2.2E-4	3	(31),(32)
圧力検出器	1.4E-3	5.4E-4	10	(31),(2),(58),(32)
圧力信号トランスミッタ	9.0E-4	7.2E-4	3	(31),(58),(32)
圧力信号コンパレータ	1.4E-4	5.4E-5	10	(31)
流量計	1.1E-3	4.3E-4	10	(31),(2),(58),(32)
流量信号トランスミッタ	9.0E-4	7.2E-4	3	(31),(58),(32)
流量信号コンパレータ	1.8E-4	1.1E-4	5	(31)
速度計 (トランスデューサ)	5.4E-4	3.6E-4	5	(31)
リミットスイッチ	3.0E-3	2.5E-3	3	(31)
押しボタンスイッチ	5.0E-5	3.0E-5	5	(31)
遮断器	1.5E-4	7.3E-5	10	(53)
一般継電器	5.0E-6	2.0E-6	10	(31)
論理回路基盤	9.0E-6	3.6E-6	10	工学的判断
バイステープル	2.2E-4	1.4E-4	5	(31),(32)

平均値および中央値はデータソース欄に記したデータベースまたは文献を参考に設定したものである。

EF: エラーファクター

* ; 故障通報時間として1時間を見込んでアンアベイラビリティを算出した。

表2.8-2 検出チャンネルのアンアベイラビリティ (1/2)

原子炉トリップ信号の種類		点推定値	EF ¹⁾
出力領域中性子束高		2.3E-3	3.3
内訳 ²⁾	中性子検出器故障 (電離箱計数管)	8.3E-5	15
	電源遮断器故障	4.0E-7	50
	電源ケーブル断線	1.5E-7	5
	電源ケーブル短絡	1.3E-6	10
	前置増幅器故障	2.9E-4	10
	増幅器故障	2.9E-4	10
	関数発生器故障	2.9E-4	3
	アイソレータ故障	2.9E-4	3
	コンパレータ故障	1.8E-4	3
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10
広域中性子束高		3.2E-3	2.6
内訳	中性子検出器故障 (核分裂計数管)	1.0E-3	3
	電源遮断器故障	4.0E-7	50
	電源ケーブル断線	1.5E-7	5
	電源ケーブル短絡	1.3E-6	10
	前置増幅器故障	2.9E-4	10
	増幅器故障	2.9E-4	10
	関数発生器故障	2.9E-4	3
	アイソレータ故障	2.9E-4	3
	コンパレータ故障	1.8E-4	5
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10
原子炉容器出口ナトリウム温度高		2.2E-3	4.4
IHX 1次側出口ナトリウム温度高			
蒸気発生器出口ナトリウム温度高			
原子炉格納容器床下雰囲気温度高			
内訳	温度検出器故障	7.7E-4	10
	トランスミッタ故障	4.3E-4	5
	コンパレータ故障	1.9E-4	3
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10

1) : エラーファクター

2) : 検出チャンネル故障の内訳

表2.8-2 検出チャンネルのアンアベイラビリティ (2/2)

原子炉トリップ信号の種類		点推定値	EF ¹⁾
1次主冷却系循環ポンプ回転数低		3.7E-3	2.4
2次主冷却系循環ポンプ回転数低			
内訳 ²⁾	中性子検出器故障 (電離箱計数管)	8.3E-5	15
	電源遮断器故障	4.0E-7	50
	電源ケーブル断線	1.5E-7	5
	電源ケーブル短絡	1.3E-6	10
	前置増幅器故障	2.9E-4	10
	増幅器故障	2.9E-4	10
	関数発生器故障	2.9E-4	3
	アイソレータ故障	2.9E-4	3
	電磁ピックアップ故障	5.4E-4	5
	トランスミッタ故障	9.0E-4	3
	コンパレータ故障	1.8E-4	5
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10
	1次主冷却系流量低		5.2E-3
2次主冷却系流量低			
内訳	中性子検出器故障 (核分裂計数管)	1.0E-3	3
	電源遮断器故障	4.0E-7	50
	電源ケーブル断線	1.5E-7	5
	電源ケーブル短絡	1.3E-6	10
	前置増幅器故障	2.9E-4	10
	増幅器故障	2.9E-4	10
	関数発生器故障	2.9E-4	3
	アイソレータ故障	2.9E-4	3
	流量計故障	1.1E-3	10
	トランスミッタ故障	9.0E-4	3
	コンパレータ故障	1.8E-4	5
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10
	原子炉容器ナトリウム液位低		3.8E-3
ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高			
内訳	液面計故障	1.1E-3	10
	トランスミッタ故障	1.1E-3	3
	コンパレータ故障	7.2E-4	3
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10
常用母線電圧低		8.5E-4	7.3
内訳	一般継電器故障	5.0E-6	10
	バイステーブル故障	2.2E-4	5
	チャンネル校正エラー	6.2E-4	10

1) : エラーファクター

2) : 検出チャンネル故障の内訳

表2.8-3 原子炉トリップ信号1信号故障確率

	1ファン故障				2ファン独立故障3通り*				ファン間共通原因校正エラー				原子炉トリップ信号1信号故障**			
	点推定値	EF	median	95%値	点推定値	EF	median	95%値	点推定値	EF	median	95%値	点推定値	EF	median	95%値
出力領域中性子束高	2.3E-3	3.3	1.7E-3	5.7E-3	2.6E-5	10.9	9.0E-6	9.9E-5	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.2E-4	9.0	4.9E-5	4.4E-4
広域中性子束高	3.2E-3	2.6	2.7E-3	7.0E-3	4.3E-5	6.8	2.2E-5	1.5E-4	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.4E-4	7.3	6.6E-5	4.8E-4
原子炉容器出口ナトリウム温度高	2.2E-3	4.4	1.5E-3	6.5E-3	3.4E-5	19.4	6.6E-6	1.3E-4	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.3E-4	10.0	4.7E-5	4.8E-4
中間熱交換器1次側出口ナトリウム温度高																
蒸気発生器出口ナトリウム温度高																
原子炉格納容器床下雰囲気温度高																
1次主冷却系循環ポンプ回転数低	3.7E-3	2.4	3.2E-3	7.7E-3	5.5E-5	5.8	3.1E-5	1.8E-4	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.5E-4	6.3	7.9E-5	5.0E-4
2次主冷却系循環ポンプ回転数低																
1次主冷却系流量低	5.2E-3	2.7	4.3E-3	1.2E-2	1.2E-4	7.3	5.6E-5	4.1E-4	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	2.1E-4	6.2	1.1E-4	7.0E-4
2次主冷却系流量低																
原子炉容器ナトリウム液位低	3.8E-3	3.4	2.9E-3	9.7E-3	7.4E-5	11.6	2.4E-5	2.8E-4	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.7E-4	7.8	7.7E-5	6.0E-4
ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高																
常用母線電圧低	8.5E-4	7.3	4.1E-4	3.0E-3	9.2E-6	53.3	5.0E-7	2.7E-5	9.3E-5	15	2.4E-5	3.6E-4	1.0E-4	14.0	2.8E-5	4.0E-4

*：不確かさの従属性を考慮した。

**：モンテカルロ法による不確かさ伝播解析を行い、95%値と50%値の比をエラーファクターとした。

原子炉トリップ2信号	原子炉トリップ信号2信号故障				
	点推定値	EF*	median	95%値	5%値
温度信号&流量信号	1.5E-7	132	4.6E-9	2.4E-7	1.8E-10
温度信号&ポンプ回転数信号	1.4E-7	138	3.1E-9	2.2E-7	1.2E-10
ポンプ回転数信号&流量信号	1.5E-7	134	7.7E-9	2.4E-7	5.6E-10
1次系温度信号&2次系温度信号	4.0E-7	384	2.2E-9	2.2E-7	3.2E-11

*3：95%値と点推定値の比から対数正規分布を仮定してとめた。

表2.8-4 原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象

起回事象	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
給水流量喪失	2.3E-1	9.3E-3	7.5E-2	5.0	4.6E-2
主冷却系循環ポンプトリップ(3ループ)	7.1E-1	2.9E-2	2.3E-1	5.0	1.4E-1
主冷却系循環ポンプトリップ(4ループ)	9.6E-1	3.8E-2	3.1E-1	5.0	1.9E-1
制御棒落下(600MWe)	9.0E-1	3.6E-2	2.9E-1	5.0	1.8E-1
制御棒落下(1000MWe)	1.1E+0	4.5E-2	3.6E-1	5.0	2.2E-1
外部電源喪失	4.6E-2	2.1E-4	1.2E-2	15.0	3.1E-3
制御棒誤引き抜き	1.5E-2	6.9E-5	4.0E-3	15.0	1.0E-3
ポンプ軸固着(3ループ)	4.5E-2	4.5E-4	1.2E-2	10.0	4.5E-3
ポンプ軸固着(4ループ)	6.0E-2	6.0E-4	1.6E-2	10.0	6.0E-3

原子炉トリップ信号	95%値 (/要求)	5%値 (/要求)	点推定値 (/要求)	EF	中央値 (/要求)
蒸気発生器出口ナトリウム温度高	4.7E-4	4.7E-6	1.3E-4	10.0	4.7E-5
ポンプ回転数低	5.0E-4	1.3E-5	1.5E-4	6.3	7.9E-5
出力領域中性子束高(または変化率高)	4.4E-4	5.4E-6	1.2E-4	9.0	4.9E-5
常用母線電圧低	3.9E-4	2.0E-6	1.0E-4	14.0	2.8E-5
SG温度高&2次系流量低	2.6E-6	1.5E-10	1.5E-7	132	2.0E-8
ポンプ回転数低&流量低	3.0E-6	1.7E-10	1.5E-7	134	2.2E-8

起回事象&原子炉トリップ信号発信失敗	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
給水流量喪失&蒸気発生器出口ナトリウム温度高	3.7E-5	1.3E-7	9.5E-6	16.6	2.2E-6
主冷却系循環ポンプトリップ(3ループ) & ポンプ回転数低	1.3E-4	9.8E-7	3.4E-5	11.5	1.1E-5
主冷却系循環ポンプトリップ(4ループ) & ポンプ回転数低	1.5E-4	5.5E-7	3.9E-5	16.6	9.2E-6
制御棒落下(600MWe)&出力領域中性子束変化率高	1.3E-4	5.8E-7	3.5E-5	15.2	8.8E-6
制御棒落下(1000MWe)&出力領域中性子束変化率高	1.7E-4	7.1E-7	4.3E-5	15.2	1.1E-5
外部電源喪失&常用母線電圧低	3.8E-6	2.0E-9	1.2E-6	43.9	8.7E-8
制御棒誤引き抜き&出力領域中性子束高	1.6E-6	1.5E-9	4.8E-7	32.7	5.0E-8
ポンプ軸固着(3ループ)&ポンプ回転数低	6.8E-6	1.9E-8	1.8E-6	19.1	3.6E-7
ポンプ軸固着(4ループ)&ポンプ回転数低	9.1E-6	2.5E-8	2.4E-6	19.1	4.8E-7
給水流量喪失&SG温度高&2次系流量低	1.4E-8	4.9E-13	1.1E-8	171	8.3E-11
ポンプ軸固着(3ループ)&ポンプ回転数低&流量低	1.8E-9	3.7E-14	1.8E-9	224	8.2E-12
ポンプ軸固着(4ループ)&ポンプ回転数低&流量低	2.4E-9	4.9E-14	2.4E-9	224	1.1E-11

2.9 原子炉停止系故障との重ね合わせ事象

起因事象発生時に原子炉トリップ信号が正常に発信されるという前提条件のもとでの原子炉停止系の故障を考える。図2.8-1を分析すると、原子炉停止系の故障は、①制御棒保持電源の遮断に失敗することと②制御棒保持電源遮断時に制御棒が必要本数適切な位置に挿入されないことに分けられる。主炉停止系と後備炉停止系に原子炉トリップ信号を各々1信号ずつ期待する場合の制御棒保持電源遮断失敗確率は次式のように表すことができる。

$$\begin{aligned} \text{主炉停止系} & : f \cdot P_B + 8 \cdot P_B^3 + 6 \cdot P_B \cdot (P_{OR} + P_{2/3}) + 3 \cdot (P_{OR} + P_{2/3})^2 \\ \text{後備炉停止系} & : f \cdot P_R + 8 \cdot P_R^3 + 6 \cdot P_R \cdot (P_{OR} + P_{Cl}) + 3 \cdot (P_{OR}^2 + 2 \cdot P_{OR} \cdot P_{Cl}) \end{aligned}$$

P_B : 原子炉トリップ遮断器1台の故障によるアンアベイラビリティ
 P_{OR} : OR論理回路1台の故障によるアンアベイラビリティ
 $P_{2/3}$: 2 out of 3論理回路1台の故障によるアンアベイラビリティ
 P_{Cl} : 原子炉トリップ信号1チャンネルの故障によるアンアベイラビリティ
 P_R : 原子炉トリップ継電器1台の故障によるアンアベイラビリティ
 f : 遮断器(または継電器)6台中3台以上が共通原因によって故障する確率を1台の故障によるアンアベイラビリティで除したもの

式の中に表れる構成機器のアンアベイラビリティは表2.9-1に示す通りである。また、係数fは、DB-50型およびDS-416型の原子炉トリップ遮断器の米国における故障経験を分析することにより推定した(添付H参照)。係数fの点推定値は0.09である。高次の共通原因故障の発生確率を評価するための経験情報は得られていない。感度解析的に高次に対する考え方を変えた場合の影響を考慮してエラーファクターを約5と評価した。

制御棒保持電源遮断失敗確率を定量化すると、遮断回路の共通原因故障による失敗確率以外の項の寄与は無視できるほど小さいことがわかった。

制御棒挿入に関しては最大反応度値を有する1本が挿入されない場合でも原子炉を安全に停止することができるものと想定した。制御棒挿入必要本数は次の通り。

電気出力	600MWe	1,000MWe
主炉停止系	13本中12本以上	18本中17本以上
後備炉停止系	6本中5本以上	6本中5本以上

独立故障と共通原因故障の成分に分けて表現すると、制御棒挿入失敗の確率は次のように表される。

$$\begin{aligned} \text{主炉停止系(600MWe)} & : {}_{13}C_2 \cdot P_{rod}^2 + g_{2/13} \cdot \beta \cdot P_{rod} \\ \text{主炉停止系(1,000MWe)} & : {}_{18}C_2 \cdot P_{rod}^2 + g_{2/18} \cdot \beta \cdot P_{rod} \\ \text{後備炉停止系} & : {}_6C_2 \cdot P_{rod}^2 + g_{2/6} \cdot \beta \cdot P_{rod} \end{aligned}$$

${}_m C_n$: m個の中からn個を選ぶ組み合わせ数
 P_{rod} : 制御棒1本の挿入失敗確率

- $g_{n/m}$: m本の制御棒の中の任意のn本以上が挿入に失敗する確率を $\beta * P_{rod}$ で除した
もの
- β : 制御棒挿入 1 失敗当たりの共通原因故障の割合

日米の加圧水型軽水炉発電プラントにおける制御棒挿入失敗事例および動燃事業団大洗工学センターにおける制御棒駆動機構試験施設における制御棒挿入試験の実績を分析した。その結果、高速炉の P_{rod} の点推定値は 2.7×10^{-5} / 要求 (エラーファクターが約 10) と評価され (添付 E 参照)、 β の点推定値は 0.21 (エラーファクターは約 5) であると評価された。係数 $g_{n/m}$ は高次の共通原因故障の発生確率についての考え方によって異なる。感度解析的に様々な考え方に基づいて係数 $g_{n/m}$ を評価して平均値を最終的な点推定値とした (添付 G 参照)。そして、考え方の違いによる係数のばらつきを考慮してエラーファクターを次のように定めた。

	点推定値	エラーファクター
$g_{2/13}$	3.5	3
$g_{2/18}$	4.6	3
$g_{2/6}$	1.9	3

制御棒挿入失敗確率を定量化すると、独立故障の寄与は無視できるほど小さいことがわかった。

表 2.9-2 に主炉停止系故障確率のための定量化データと定量化結果をまとめた。600MWe プラントに対する主炉停止系の故障確率は、近似的に $f * P_B + g_{2/13} * \beta * P_{rod}$ で与えられる。点推定値は、 3.4×10^{-5} / 要求でエラーファクターは約 11 である。同様に 1,000MWe プラントの主炉停止系の故障確率の点推定値は 4.0×10^{-5} / 要求でエラーファクターは約 11 である。

起回事象として発生頻度の比較的高い 1 次主冷却系ポンプトリップと、発生頻度の低い制御棒誤引き抜きの 2 種類を選んで、主炉停止系故障との重ね合わせ事象の発生頻度を評価した。結果を表 2.9-2 にまとめた。1 次主冷却系ポンプトリップとの重ね合わせ事象の発生頻度は点推定値が $0.8 \sim 1.3 \times 10^{-5}$ / 炉年 (エラーファクターが約 18) となった。制御棒誤引き抜きとの重ね合わせ事象の発生頻度は点推定値が約 1.5×10^{-7} / 炉年 (エラーファクターが約 37) となった。

表2.9-1 論理回路と遮断回路構成要素のアンアベイラビリティ

	点推定値	EF	
遮断器 1 台	1.6E-4	9.4	
内訳	遮断器故障	1.5E-4	10
	UVコイルドライバー故障	9.0E-6	10
継電器 1 台	5.0E-6	10	
内訳	一般継電器故障	5.0E-6	10
OR論理回路 1 個	9.0E-6	10	
内訳	論理回路基盤故障	9.0E-6	10
2 out of 3 論理回路 1 個	9.0E-6	10	
内訳	論理回路基盤故障	9.0E-6	10

EF: エラーファクター

表2.9-2 主炉停止系故障との重ね合わせ事象

制御棒 1 本挿入失敗確率	95%値 (/要求)	5%値 (/要求)	点推定値 (/要求)	EF	中央値 (/要求)
軽水炉運転故障経験	9.1E-5	9.5E-6	3.7E-5	3	2.9E-5
高速炉運転故障経験	5.4E-5	2.4E-7	1.4E-5	15	3.6E-6
推奨値	1.0E-4	1.0E-6	2.7E-5	10	1.0E-5

共通原因故障定量化パラメータ	95%値	5%値	点推定値	EF	中央値
制御棒の β	6.4E-1	2.6E-2	2.1E-1	5	1.3E-1
13本中 2 本以上の故障確率/1 本故障確率/ β	8.4E+0	9.3E-1	3.5E+0	3	2.8E+0
18本中 2 本以上の故障確率/1 本故障確率/ β	1.1E+1	1.2E+0	4.6E+0	3	3.7E+0

主炉停止系故障	95%値 (/要求)	5%値 (/要求)	点推定値 (/要求)	EF	中央値 (/要求)
主炉停止系遮断器回路	5.6E-5	2.0E-7	1.4E-5	17	3.4E-6
主炉停止系制御棒故障*1	7.5E-5	1.8E-7	2.0E-5	20	3.7E-6
主炉停止系制御棒故障*2	9.8E-5	2.4E-7	2.6E-5	20	4.8E-6
13本制御棒の場合	1.3E-4	1.1E-6	3.4E-5	11	1.2E-5
18本制御棒の場合	1.5E-4	1.3E-6	4.0E-5	11	1.4E-5

*1: 13本中2本以上の制御棒挿入失敗確率

*2: 18本中2本以上の制御棒挿入失敗確率

起回事象	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
1 次主冷却系ポンプトリップ (3ループ)	7.1E-1	2.9E-2	2.3E-1	5	1.4E-1
1 次主冷却系ポンプトリップ (4ループ)	9.6E-1	3.8E-2	3.1E-1	5	1.9E-1
制御棒誤引き抜き	1.5E-2	6.9E-5	4.0E-3	15	1.0E-3

起回事象&主炉停止系故障	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
1 次主冷却系ポンプトリップ (3ループ) & 主炉停止系故障	3.0E-5	9.4E-8	7.9E-6	18	1.7E-6
1 次主冷却系ポンプトリップ (4ループ) & 主炉停止系故障	4.8E-5	1.5E-7	1.2E-5	18	2.7E-6
制御棒誤引き抜き&主炉停止 系故障 (13本体系)	4.5E-7	3.3E-10	1.4E-7	37	1.2E-8
制御棒誤引き抜き&主炉停止 系故障 (18本体系)	5.3E-7	3.9E-10	1.6E-7	37	1.4E-8

2.10 崩壊熱除去系故障との重ね合わせ故障

2.10.1 崩壊熱除去系の概要

崩壊熱除去系は、図 2.10-1 に示すように主に次の 3 種類の方式に分類される。

- (a) 原子炉主冷却系を介さずに、原子炉炉心から直接崩壊熱を除去する DRACS
- (b) 1 次主冷却系を介して原子炉炉心の崩壊熱を除去する PRACS
- (c) 1 次主冷却系の全部および 2 次主冷却系の一部を介して原子炉炉心の崩壊熱を除去する IRACS

崩壊熱除去系と原子炉主冷却系のループ数の関係は、ループの対称性を考慮すると次のように表される。

主冷却系		崩壊熱除去系		
1 次系	2 次系	DRACS	PRACS	IRACS
n	m=n*i	j	n*k	m*l

i,j,k,l,m,n は任意の自然数

ここでは、 $n=m=3$ および 4 、 $j=n$ 、 $k=l=1$ を想定した。本研究において原子炉主冷却系の 3 ループは電気出力 600MW プラントに対応し、4 ループは同 1,000MW を意味している。また、崩壊熱除去系の 3 ループは強制循環能力として $100\% \times 3 = 300\%$ 容量を有することを意味しており、同 4 ループは $50\% \times 4 = 200\%$ 容量であることを意味している。

2.10.2 3 方式と系統構成

系の信頼度にとってこれら 3 方式の違いは、図 2.10-2 ~ 図 2.10-4 のフォールトツリーに示すように構成機器の違いとして影響する。同図は動的な機器の動的故障モードのみに焦点を当てて作成したものである。いずれの方式においても 1 ループ当たり最終除熱源として空気冷却器が 1 台ずつ存在する。そして、空気冷却器 1 台には、送風機の入口にベーンが 1 台と空冷却器の出入口にダンパが 1 台ずつ存在する。原子炉の通常運転中これらは全て全閉状態とした。原子炉停止時には、空気流路を確保するためにこれら全てを開かねばならない。

DRACS および PRACS 方式において崩壊熱除去系は熱交換器伝熱管を隔てて 1 次冷却材と接しており、崩壊熱除去系の中では電磁ポンプが冷却材循環の役割を果たすものとした。PRACS 方式では 1 次主冷却系の循環ポンプを崩壊熱除去時にポニーモータ運転モードで使用する。IRACS 方式でも同様に 1 次主冷却系および 2 次主冷却系の循環ポンプを使用する。さらに、IRACS 方式では 2 次主冷却系のナトリウム流路を原子炉停止時に蒸気発生器ラインから空気冷却器ラインへ切り替える必要がある。このためには、蒸気発生器出入口に 1 台ずつある隔離弁のどちらか一方を閉じなければならず、さらに空気冷却器出口止め弁を開かねばならない。

2.10.3 評価すべき事象

原子炉停止直後に崩壊熱除去系が 100% 容量しか使えなくなる事象を検討した。上で述べた強制循環能力とループ数の範囲では、どのプラントについても崩壊熱除去系の任意の 2 ループだけを機能喪失させる事象がこれに相当する。特に、PRACS と IRACS におい

ては起因事象として1次主冷却系循環ポンプ軸固着が発生した場合には残り1ループの崩壊熱除去系の機能喪失でこの状態に至る。

このような事象の具体例のとして1次主冷却系循環ポンプトリップ時に強制循環除熱2ループが機能喪失する場合、1次主冷却系循環ポンプ軸固着時に強制循環除熱1ループが機能喪失する場合の発生頻度を評価した。また、参考までに1次主冷却系循環ポンプ軸固着時に強制循環除熱2ループが機能喪失する場合の発生頻度も評価した。原子炉停止直後の評価が必要であるため、崩壊熱除去系機能喪失確率の計算に当たってアンリライアビリティを無視してよい。図2.10-2～図2.10-4によれば、2ループの機能喪失は複数の機器の故障の同時発生として表現される。発生確率の観点からこの中で支配的なものは共通原因故障である。

2.10.4 共通原因故障の評価

系を構成する機器の中で共通原因故障データについての収集および分析例が得られた電動弁について共通原因故障の発生の可能性を検討した。電動弁の共通原因故障データについて文献(60)～(62)を調査した。これらは米国軽水炉発電所における電動弁の使用実績を分析してまとめたものである。

(1) 発生確率に関する研究例

文献(60)は、拡張2項分布モデルを用いて、電動弁の開失敗、閉失敗または操作失敗モードの共通原因故障データ分析を行い、その分布パラメータを求めている。拡張2項分布モデルの特徴は、故障の過程をショックと呼ばれる共通原因の発生とショックの機器への作用の2段階に分けて捉えている点である。ショックには致命ショックと非致命ショックの2種類がある。非致命ショックは系の中の複数台の弁を必ずしも全部を故障させるとは限らないショックであり、致命ショックは必ず全部故障させるショックである。

設計エラーによる故障は同時性が低いため、独立故障の可能性が高いと考えられる。一方、複数の機器に作用する人的過誤は顕在化の過程で同時性が高い。たとえその事例が1台だけの故障であっても仮に別の場所で同じ人的過誤を起こせば複数の同時故障を引き起こすと考えられるため、1台だけ故障させた人的過誤事例には非致命ショックに分類されるものもある。誤解あるいは忘却によって意図的に繰り返し運転員が誤った行動をとることは十分あり得る。このような場合が致命ショックの一例と考えられる。

故障事例の分析結果をみると、独立故障が253件、非致命ショックによる共通原因故障が19事象(26台故障)、致命ショックによる共通原因故障が0件である。非致命ショック19件のうちの7件は1台だけの故障である。つまり、複数の同時故障は正味19台故障となる。

ここで、独立故障と共通原因故障の合計である全故障に対する共通原因故障の割合

(以後、これを β ファクターと呼ぶ)をもとめると、 $\beta = 19/(19+253+7) = 0.068$ となる。しかしながら、文献(60)では弁の全台数と運転時間を考慮して拡張2項分布パラメータを定量化している。すなわち、独立故障の発生率、非致命ショックの発生率および電動弁への作用確率並びに致命ショックの発生率である。これらのパラメータを用いると、任意の m 台中の n 台の電動弁が共通原因故障によって故障する発生確率が m と n の関数として定量化される。

定量化結果に基づけば、2台の系において全故障に対する2台故障の割合は0.023、3台の系において全故障に対する3台故障の割合は0.018および任意の2台故障の割合は0.013となる。さらに、4台の系において任意の2台故障の割合は0.014、任意の3台故障の割合は0.0003、4台故障の割合は0.020である。これを β ファクターとして整理し直すと、2台の系の場合0.023、3台では0.031、4台では0.034である。系を構成する台数とともに増加する傾向がある。

電動弁の開失敗または閉失敗モードの共通原因故障についての知見として、文献(60)から次のことが言える。過去の事例の中に致命ショックが観測されなかったにもかかわらず、致命ショックは共通原因故障の発生確率の中で非致命ショックに比べて無視できないという評価になっている。その結果、弁の台数(冗長度)を2から3または4に増加しても、全台数を故障させるような故障の割合はほとんど変わらない(上に述べた通り0.02前後である)。これは、保守的な評価であると文献(60)の中で述べられている。

文献(61)と(62)では共通原因故障事例に基づき、原因と結果の関係を詳細に整理した上で β ファクターが定量化されている。両文献とも電動弁の全故障モードに対する β ファクターがもとめられており、その点推定値は各々0.08および0.042である。しかしながら、2台故障する割合、3台故障する割合といった故障台数と発生確率の関係については明示されていない。

(2) 本研究における共通原因故障の評価

文献(60)～(62)をレビューした結果、電動弁の β ファクターは0.04～0.08であり、拡張2項分布モデルを用いてこれを評価すると0.023～0.034であるといえる。分析対象とした故障モードが文献の間で等しくないこと、そして β ファクターは系統を構成する台数に本来依存すべき量であることを考慮すると、これらの評価値は対等に比較できるものではない。

文献(60)は(61)に比べて2～3年古い経験情報に基づくものである。しかしながら、故障モードを詳細に分類した上での分析であることと、系統を構成する電動弁の台数をも考慮した拡張2項分布モデルによる評価であることから、文献(60)の拡張2項分布モデルによる評価結果を重視する。

電動弁について多重化が信頼度を有意に向上させるのは2重までと考えられる。3重

以上は致命ショックモデルを想定した場合に統計的母集団が十分でないため信頼度向上に寄与しているか不確かである。この観点から、共通原因故障の定量的な評価は2重故障にとどめる。評価対象である崩壊熱除去系においてはIRACS方式の電動弁は設計を異なるものにするかまたは駆動源の方式を異なるものにする等の設計配慮が施されることを前提として評価を進める。

文献(60)において2台から構成される系においての β は0.023である。文献(61)と(62)から得られる β は0.042と0.008である。ここではこれらの幾何平均値0.04を β の点推定値の評価値とする。不確かさ分布としては対数正規分布を想定してそのエラーファクターを10見込むものとする。また、電動ベーンおよび電動ダンパについては参考となる共通原因故障データが得られていないものの、機能が電動弁に類似していると考えられることから、電動弁と同じ値を適用した。

2.10.5 崩壊熱除去系の信頼度

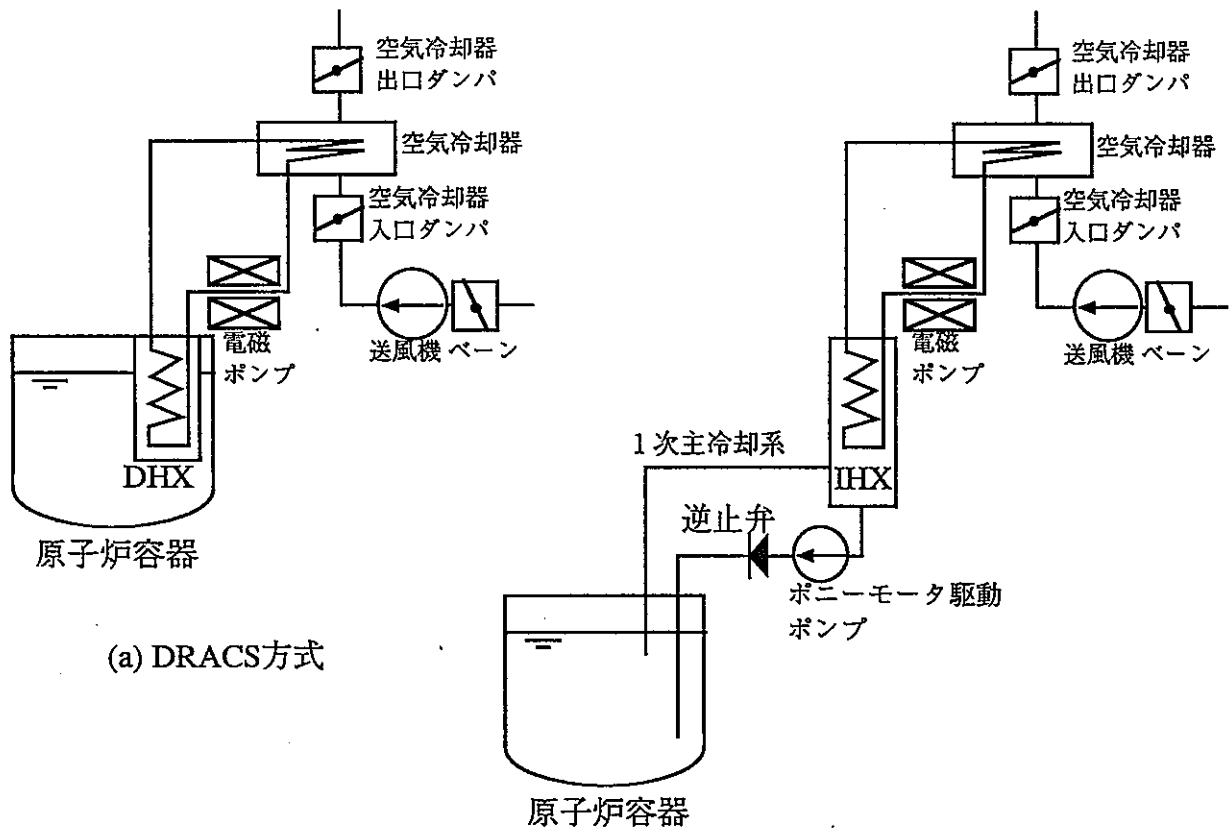
原子炉停止直後に崩壊熱除去系2ループの強制循環に失敗するフォールトツリーを作成した。図2.10-2～図2.10-4は崩壊熱除去の3方式の各々について作成したフォールトツリーである。電磁ポンプの起動失敗要因として、電磁ポンプの故障と電磁ポンプのコイル電圧を調節する誘導電圧調整装置(IVR: Induced Voltage Regulator)の故障をモデル化した。IVRにはモータ等の可動部品が含まれており、電圧一定のときにこれら可動部品は待機している。電磁ポンプは矩形流路リニアインダクション型が使用されていると想定した。機械式ポンプの主モータ運転からポニーモータ運転への引継失敗については、ポニーモータの起動失敗とモータ切り替え用クラッチ接続失敗をモデル化した。このほかに電動弁、送風機、送風機入口電動ベーンおよび空気冷却器出入口ダンパの故障をモデル化した。これらを定量化するための機器のアンアベイラビリティを表2.10-1にまとめた。点推定値は $0.6 \sim 8 \times 10^{-4}$ /要求である。崩壊熱除去系の中の特定の1ループの原子炉停止直後の強制循環除熱失敗のアンアベイラビリティは、点推定値が $1 \sim 3 \times 10^{-3}$ /要求であり、90%信頼度幅の区間推定値は $10^{-2} \sim 10^{-4}$ /要求の範囲内である。また、特定の2ループの強制循環除熱失敗のアンアベイラビリティは、点推定値が $2 \sim 6 \times 10^{-5}$ /要求であり、90%信頼度幅の区間推定値は概ね $2 \times 10^{-4} \sim 2 \times 10^{-7}$ /要求の範囲内である。

2.10.6 重ね合わせ事象の発生頻度

起回事象として選んだ1次主冷却系ポンプの任意の1台のトリップおよび軸固着の年間発生頻度は、3ループプラントについては点推定値が0.23および0.012、そして4ループプラントについては0.31および0.016である。エラーファクターはトリップに対しては5、軸固着に対しては10である。

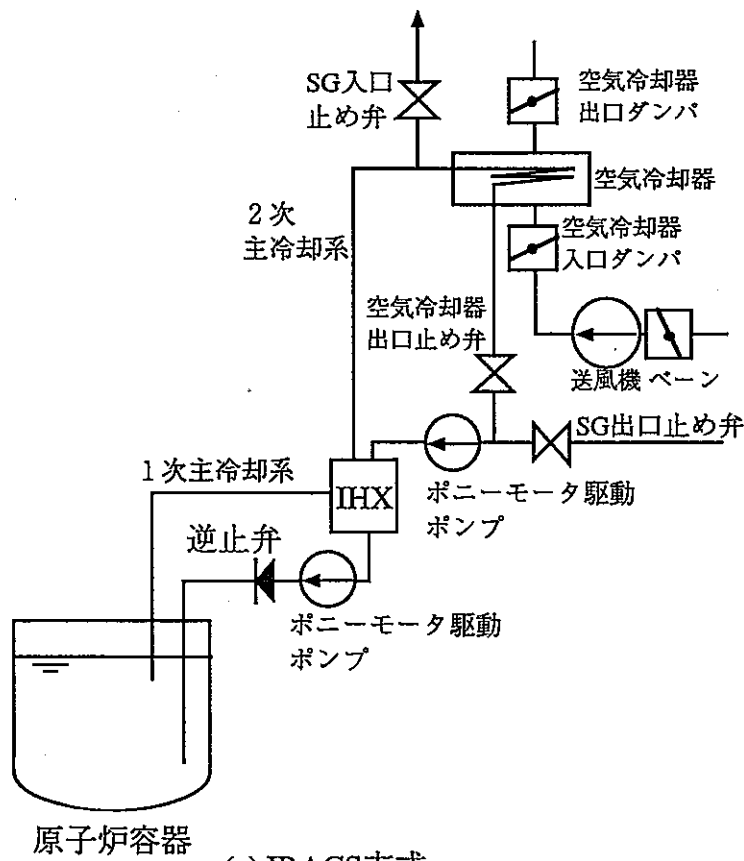
図2.10-5に起回事象と崩壊熱除去系強制循環除熱失敗との重ね合わせ事象の年間発生頻度をまとめた。1次主冷却系ポンプトリップに伴う原子炉停止直後に任意の2ループの強制循環除熱が機能喪失する年間発生頻度は、点推定値にして $0.5 \sim 7 \times 10^{-5}$ /炉年である。3方式の中ではDRACS、PRACS、IRACSの順にこれらの発生頻度が大きくなる。ま

た、ループ数が少ない方が発生頻度は小さい。1次主冷却系ポンプ軸固着に伴う原子炉停止直後に任意の1ループの強制循環除熱が機能喪失する年間発生頻度を PRACS と IRACS についてもとめた。これらの点推定値は、 $0.5 \sim 1.4 \times 10^{-4}$ / 炉年である。さらに同方式について1次主冷却系ポンプ軸固着に伴う原子炉停止直後に任意の2ループの強制循環除熱が機能喪失する年間発生頻度を定量化した。これらの点推定値は、 $0.28 \sim 1.8 \times 10^{-6}$ / 炉年となった。



(a) DRACS方式

(b) PRACS方式



(c) IRACS方式

図2.10-1 崩壊熱除去系の概念

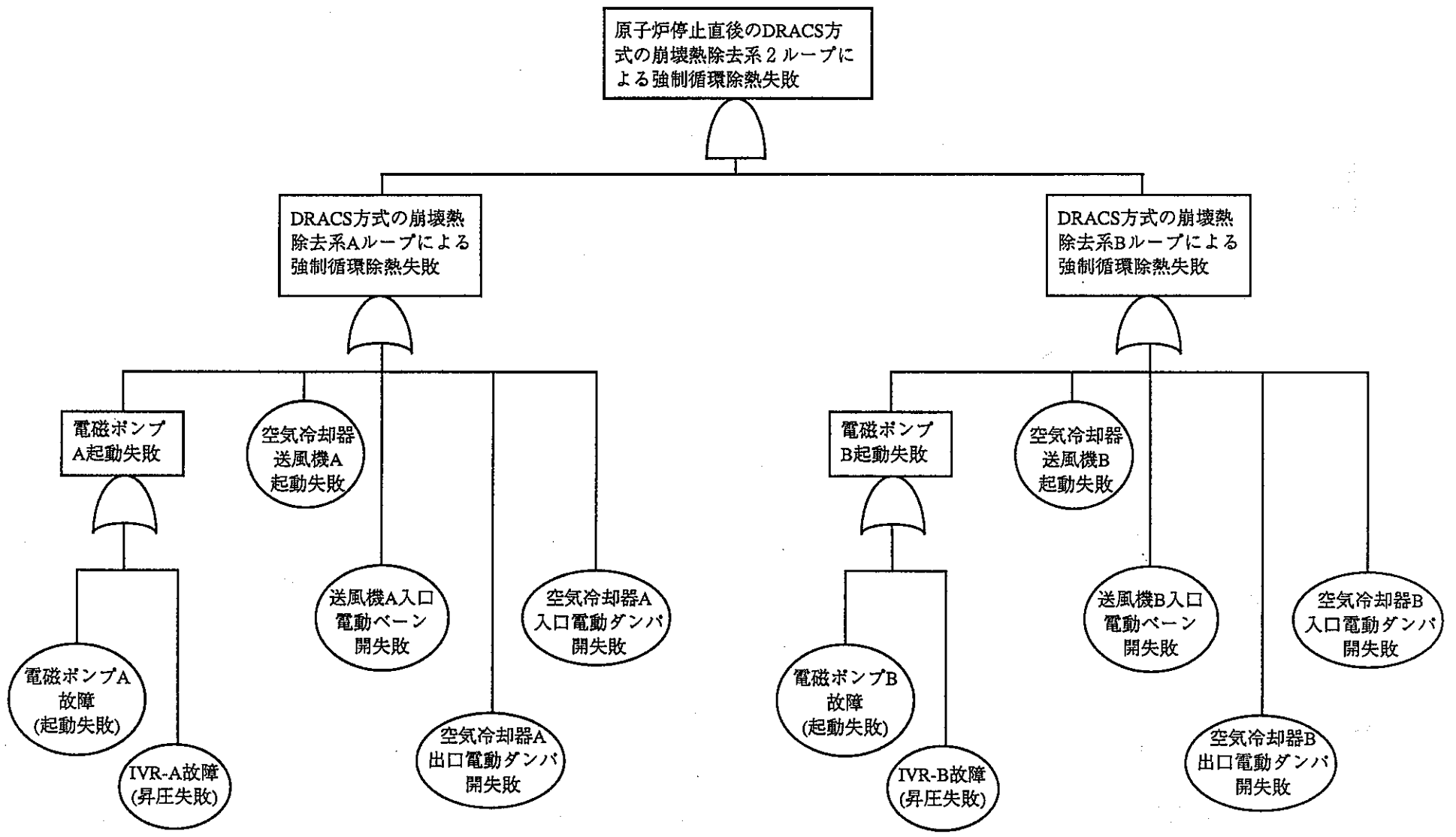


図2.10-2 DRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー

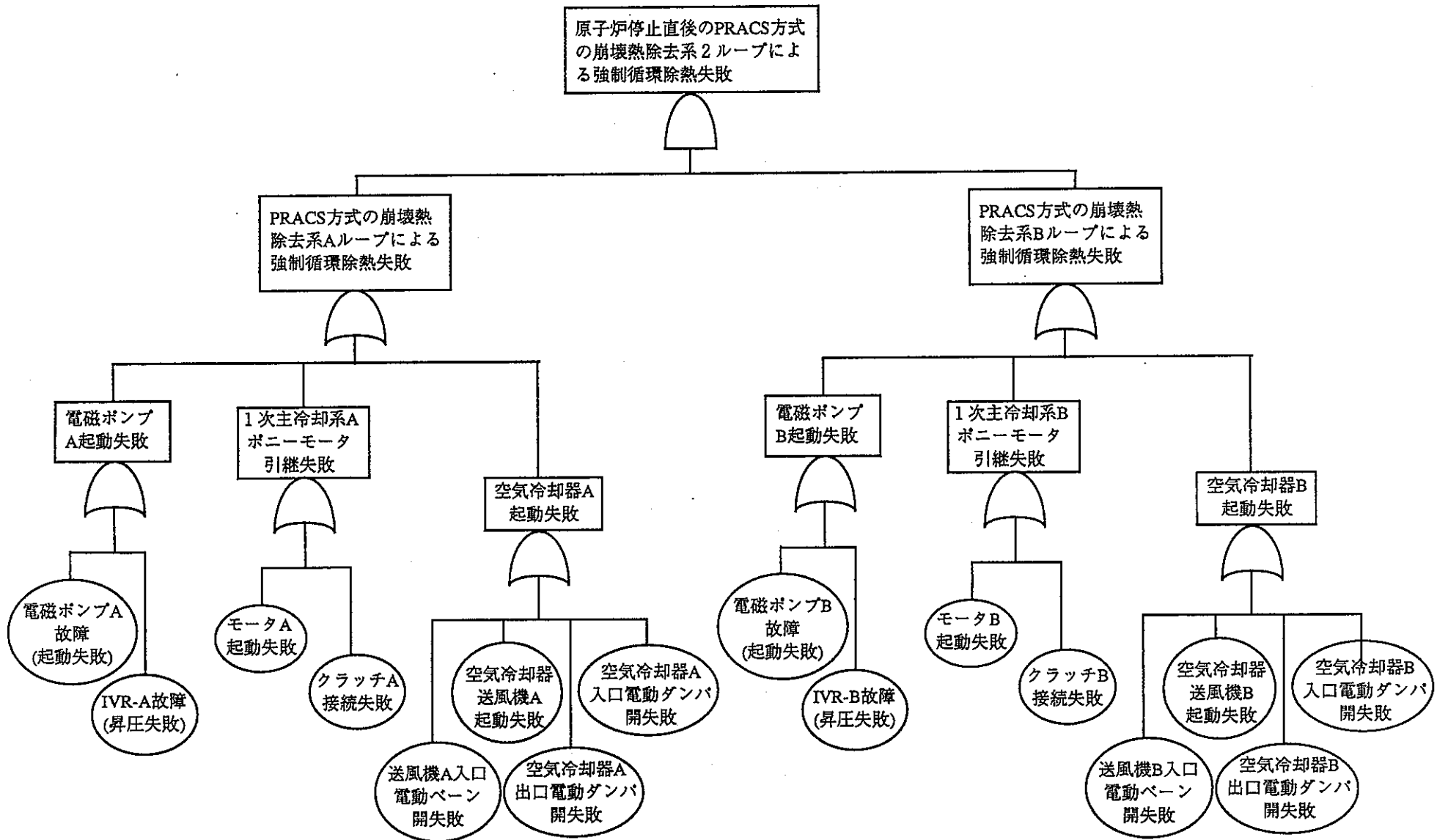


図2.10-3 PRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー

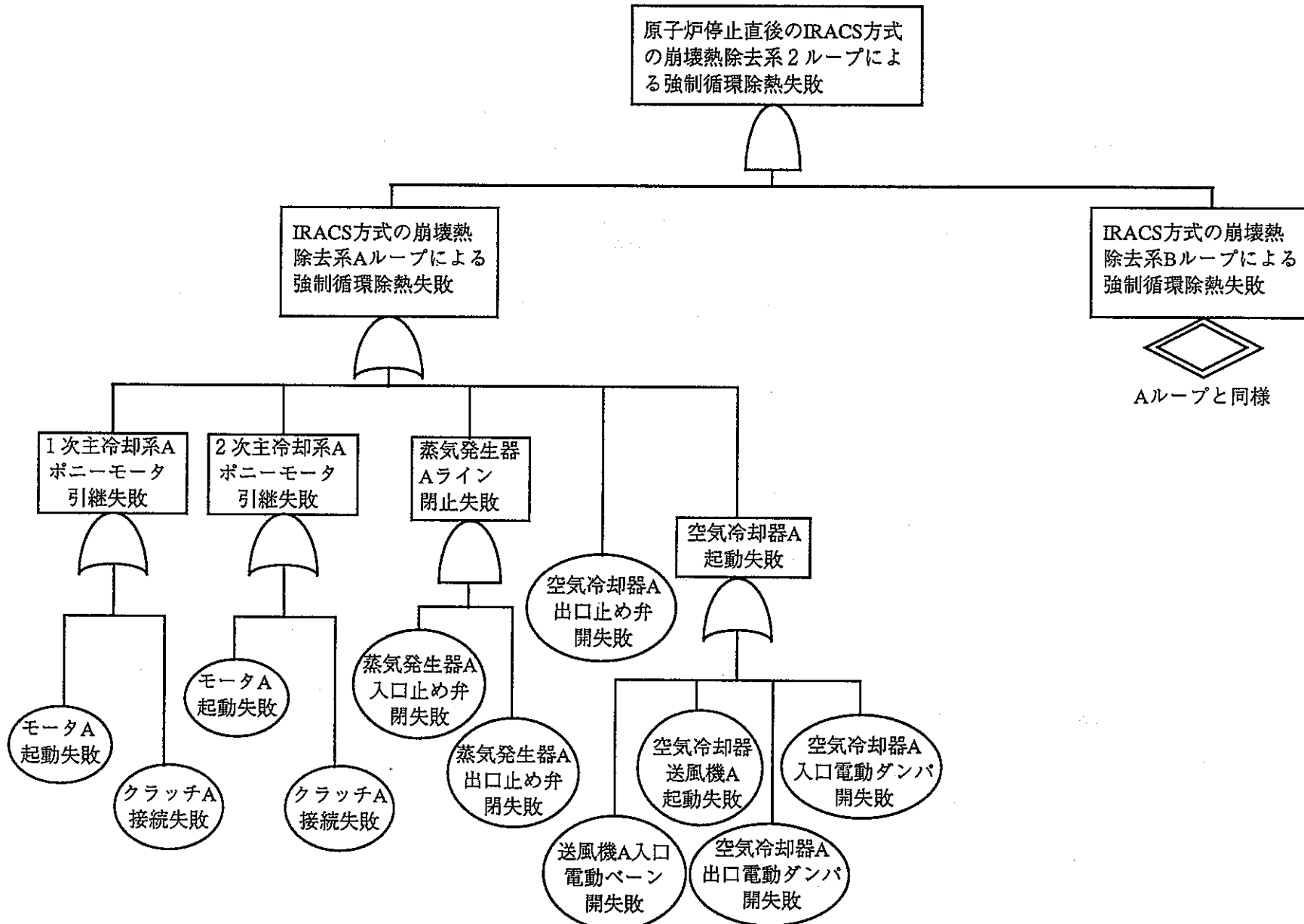


図2.10-4 IRACS方式の2ループ強制循環除熱失敗のフォールトツリー

表2.10-1 2ループ強制循環崩壊熱除去失敗との重ね合わせ事象

原子炉停止直後に強制循環除熱2ループ失敗*	95%値 (/要求)	5%値 (/要求)	点推定値 (/要求)	EF	中央値 (/要求)
電動弁1個の開失敗	2.0E-3	5.6E-5	6.1E-4	6	3.4E-4
電動弁または電動ポンプ1台の開失敗	4.5E-4	2.0E-6	1.2E-4	15	3.0E-5
電磁ポンプ(矩形ニアインダクション形)起動失敗1次故障	2.6E-4	1.2E-6	6.8E-5	15	1.8E-5
電磁ポンプ2次故障(IVR制御失敗)	1.5E-3	5.9E-5	4.8E-4	5	3.0E-4
送風機起動失敗	7.0E-4	2.8E-5	2.3E-4	5	1.4E-4
ボニーモータ起動失敗	1.9E-4	7.4E-6	6.0E-5	5	3.7E-5
クラッチ接続失敗	3.0E-3	3.0E-5	8.0E-4	10	3.0E-4
DRACS特定の1ループ故障	3.0E-3	2.3E-4	1.1E-3	3.6	8.3E-4
PRACS特定の1ループ故障	5.3E-3	3.9E-4	2.0E-3	3.7	1.4E-3
IRACS特定の1ループ故障	8.4E-3	4.6E-4	2.9E-3	4.3	2.0E-3
電動弁または電動ポンプ特定の2台のCCF割合	1.5E-1	1.5E-3	4.0E-2	10	1.5E-2
電動弁特定の2台のCCF割合	1.2E-1	5.0E-3	4.0E-2	5	2.5E-2
DRACS特定の2ループ故障	6.4E-5	1.6E-7	1.7E-5	20	3.2E-6
PRACS特定の2ループ故障	8.9E-5	3.5E-7	2.3E-5	16	5.6E-6
IRACS特定の2ループ故障	2.4E-4	2.6E-6	6.3E-5	10	2.5E-5

*:ポンプ/イビ/リテのみ評価する

EF:エラーファクター

起回事象	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
1次主冷却系ポンプトリップ(3ループ)	7.1E-1	2.9E-2	2.3E-1	5	1.4E-1
1次主冷却系ポンプトリップ(4ループ)	9.6E-1	3.8E-2	3.1E-1	5	1.9E-1
1次主冷却系ポンプ軸固着(3ループ)	4.5E-2	4.5E-4	1.2E-2	10	4.5E-3
1次主冷却系ポンプ軸固着(4ループ)	6.0E-2	6.0E-4	1.6E-2	10	6.0E-3
1次主冷却系漏洩(3ループ)	2.6E-2	2.6E-4	6.9E-3	10	2.6E-3
1次主冷却系漏洩(4ループ)	3.5E-2	3.5E-4	9.2E-3	10	3.5E-3

強制循環除熱1~2ループ失敗との重ね合わせ事象	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
ポンプトリップ(3)&DRACS強制循環2ループ失敗	1.8E-5	2.0E-8	5.2E-6	30	6.1E-7
ポンプトリップ(4)&DRACS強制循環2ループ失敗	4.9E-5	5.5E-8	1.4E-5	30	1.6E-6
ポンプトリップ(3)&PRACS強制循環2ループ失敗	3.5E-5	5.8E-8	9.6E-6	25	1.4E-6
ポンプトリップ(4)&PRACS強制循環2ループ失敗	9.5E-5	1.6E-7	2.6E-5	25	3.9E-6
ポンプトリップ(3)&IRACS強制循環2ループ失敗	1.0E-4	3.9E-7	2.6E-5	16	6.3E-6
ポンプトリップ(4)&IRACS強制循環2ループ失敗	2.7E-4	1.1E-6	7.0E-5	16	1.7E-5
ポンプ軸固着(3)&PRACS強制循環1ループ失敗	1.8E-4	9.2E-7	4.8E-5	14	1.3E-5
ポンプ軸固着(4)&PRACS強制循環1ループ失敗	3.7E-4	1.8E-6	9.5E-5	14	2.6E-5
ポンプ軸固着(3)&IRACS強制循環1ループ失敗	2.7E-4	1.2E-6	7.0E-5	15	1.8E-5
ポンプ軸固着(4)&IRACS強制循環1ループ失敗	5.4E-4	2.3E-6	1.4E-4	15	3.5E-5
ポンプ軸固着(3)&PRACS強制循環2ループ失敗	9.2E-7	6.8E-10	2.8E-7	37	2.5E-8
ポンプ軸固着(4)&PRACS強制循環2ループ失敗	2.2E-6	1.6E-9	6.7E-7	37	6.0E-8
ポンプ軸固着(3)&IRACS強制循環2ループ失敗	2.8E-6	4.4E-9	7.6E-7	25	1.1E-7
ポンプ軸固着(4)&IRACS強制循環2ループ失敗	6.7E-6	1.0E-8	1.8E-6	25	2.6E-7
1次主冷却系漏洩(3)&PRACS強制循環1ループ失敗	1.1E-4	5.3E-7	2.7E-5	14	7.5E-6
1次主冷却系漏洩(4)&PRACS強制循環1ループ失敗	2.1E-4	1.1E-6	5.5E-5	14	1.5E-5
1次主冷却系漏洩(3)&IRACS強制循環1ループ失敗	1.6E-4	6.7E-7	4.0E-5	15	1.0E-5
1次主冷却系漏洩(4)&IRACS強制循環1ループ失敗	3.1E-4	1.3E-6	8.0E-5	15	2.0E-5
1次主冷却系漏洩(3)&DRACS強制循環2ループ失敗	3.6E-7	1.9E-10	1.2E-7	44	8.2E-9
1次主冷却系漏洩(4)&DRACS強制循環2ループ失敗	6.5E-7	3.4E-10	2.1E-7	44	1.5E-8

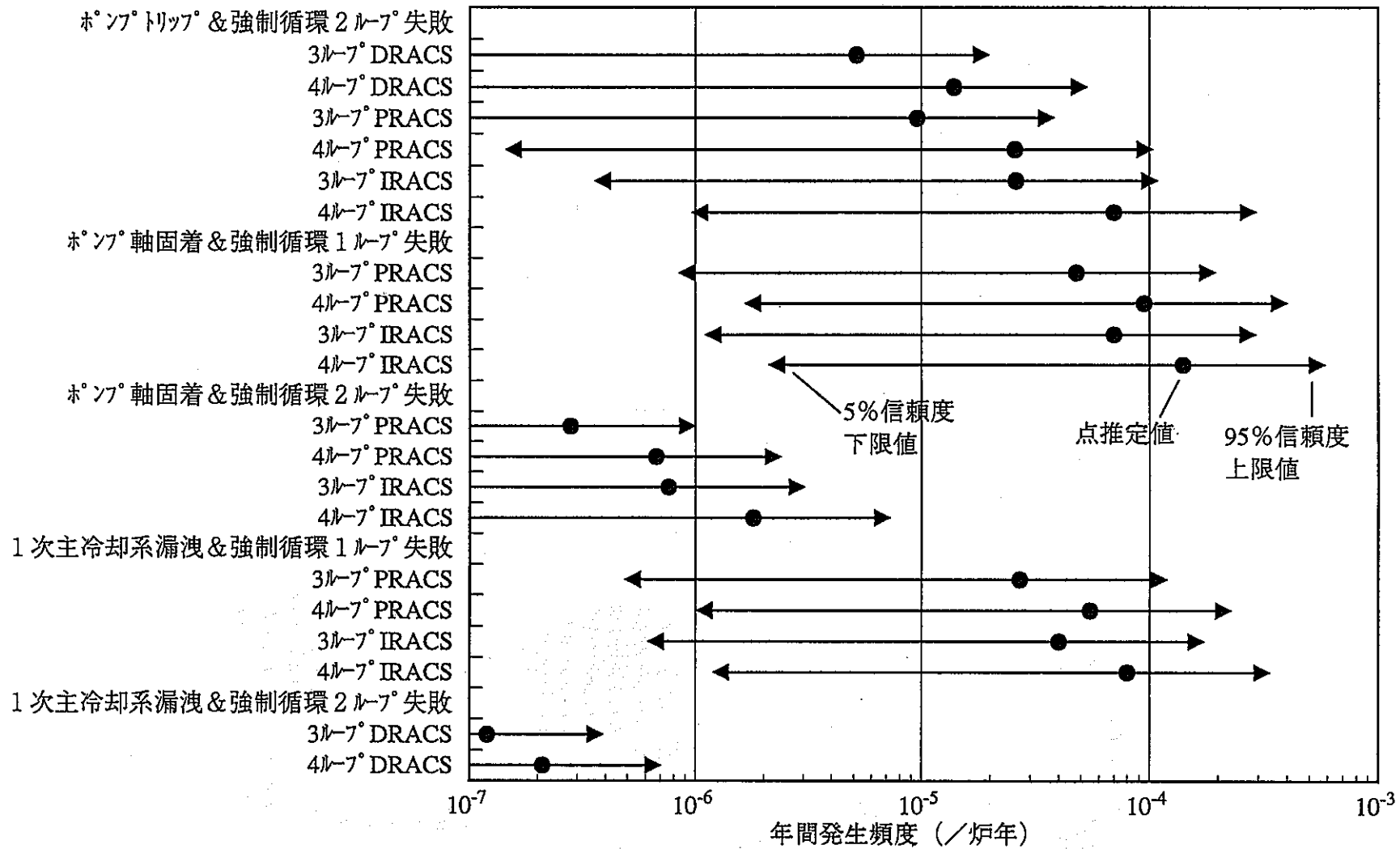


図2.10-5 強制循環崩壊熱除去失敗との重ね合わせ事象

2.11 原子炉停止直後の全動力電源喪失

2.11.1 評価条件

外部電源の喪失により原子炉が停止して、その直後に所内の非常用ディーゼル発電機による非常用電源の確保に失敗する事象を全動力電源喪失事象として考える。2.7節の評価結果より、稼働率が80%のプラントにおいて、外部電源喪失事象の年間発生頻度は点推定値で0.012/炉年である。原子炉停止直後に非常用ディーゼル発電機系統の機能が喪失する確率を評価する。非常用ディーゼル発電機系統は、300%容量の崩壊熱除去系を有するプラントについては独立3系統であると想定し、200%容量の崩壊熱除去系を有するプラントについては独立2系統であると想定した。多重化されたディーゼル発電機の起動失敗においてはディーゼル発電機とその制御電源であるバッテリーの共通原因故障の寄与が相対的に大きいと考えられる。ここでは、これを定量化したものを評価値とする。

2.11.2 機器故障確率

文献(56)によれば、国内軽水炉発電所の運転実績に基づく非常用ディーゼル発電機の起動失敗確率は 1.1×10^{-3} /要求である。また、バッテリーの故障率（出力不十分モード）は文献(63)によると、米国の Licensee Event Report をレビューした結果、バッテリーの累積使用年数996バッテリー・年の間に8件（9台）の故障を経験しており、この中の1件は2台のバッテリーの同時故障であったと分析されている。これを参考に 1.0×10^{-6} /h を評価用データとして設定した。バッテリーの待機中のサーベイランス試験間隔を1カ月と想定してアンアベイラビリティをもとめると、 3.7×10^{-4} /要求となる。

2.11.3 共通原因故障

(1) ディーゼル発電機

文献(61)によれば、非常用ディーゼル発電機の全故障モードの β ファクターは0.05である。文献(62)によれば、同発電機の起動失敗と運転継続失敗の β ファクターは各々0.0146および0.0325である。一方、文献(64)によれば、拡張2項分布モデルによる2台中2台の共通原因故障の割合の評価値は0.02であり、3台中3台の共通原因故障の割合は0.011である。これらの文献では起動失敗と運転継続失敗の故障モードが明確でない。このため、故障モードについては区別せず、2台中2台の故障の割合と β ファクターを幾何平均することにより、2台中2台とも故障させるような故障の全故障に対する割合をもとめた。また、3台中3台とも故障させるような故障の全故障に対する割合は文献(64)の比を乗じてもとめた。各評価値は、0.03および0.015である。

(2) バッテリー

バッテリーの共通原因故障の β ファクターは文献(63)によれば、996バッテリー・年に1件の共通原因故障が発生していること、そして各バッテリーの系統は2台のバッテリーから構成されることから、故障率を $2/996=2 \times 10^{-3}$ /年と計算している。さらに χ^2 分布を用いて median 故障率を 3.4×10^{-3} /年 $=3.9 \times 10^{-7}$ /h と評価している。これを上述の故障率と比較して、 $\beta=0.4$ としたものを文献(65)では worst case 値として紹介している。本評価では、共通原因故障2件の全故障9件に対する比2/9をまるめた0.25を2台中2台の故

障に対応する β ファクターとして用いる。3台中3台の故障に対する β は文献(65)に紹介されている数学的方法により設定する。

$$\beta_{3/3} = \beta_{2/2} \times (1 + \beta_{2/2}) / 2 = 0.15$$

$\beta_{3/3}$: 3台中3台の故障に対応する β ファクター

$\beta_{2/2}$: 2台中2台の故障に対応する β ファクター

2.11.4 評価結果

ディーゼル発電機およびバッテリーのアンアベイラビリティと β ファクターを表2.11-1にまとめた。いずれの不確かさ分布も対数正規分布を想定して、エラーファクターを5見込んだ。2系統および3系統から構成される非常用電源系統の機能喪失確率の点推定値は、表2.11-1に示すように 1.3×10^{-4} / 要求および 7.2×10^{-5} / 要求となった。モンテカルロ法による不確かさ伝播解析の結果、エラーファクターは、各々6.5および6.6となった。これに外部電源喪失発生頻度を乗じることにより動力電源喪失頻度をもとめた。点推定値は、2系統の場合 1.6×10^{-6} / 炉年、3系統の場合 9.2×10^{-7} / 炉年である。エラーファクターは両者とも約15である。本評価では、外部電源喪失時にバッテリーの共通原因故障が発生するという事故シーケンスが支配的となっている。

文献(56)によれば、送電線2回線故障は30分以内で復旧されるものが90%以上である。本評価では明示的に外部電源の復旧についての評価を行わないが、その大部分が短期間復旧が期待されることから、本評価で得られる事象の発生頻度は短期間の全動力電源喪失に対応するものと考えて良い。

表2.11-1 原子炉停止直後に発生する全動力電源喪失事象

	95%値	5%値	点推定値	EF	中央値
ディーゼル発電機1台起動失敗	3.4E-3	1.4E-4	1.1E-3	5	6.8E-4
β (2 out of 2 DGs)	9.3E-2	3.7E-3	3.0E-2	5	1.9E-2
β (3 out of 3 DGs)	4.6E-2	1.9E-3	1.5E-2	5	9.3E-3
バッテリー1台アンアベイラビリティ	1.1E-3	4.6E-5	3.7E-4	5	2.3E-4
β (2 out of 2 Batteries)	7.7E-1	3.1E-2	2.5E-1	5	1.5E-1
β (3 out of 3 Batteries)	4.6E-1	1.9E-2	1.5E-1	5	9.3E-2
非常用電源喪失 (2系統)	4.3E-4	1.0E-5	1.3E-4	6.5	6.6E-5
非常用電源喪失 (3系統)	2.5E-4	5.6E-6	7.2E-5	6.6	3.7E-5

	95%値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	点推定値 (/炉年)	EF	中央値 (/炉年)
外部電源喪失	4.5E-2	8.4E-4	1.3E-2	7.3	6.2E-3
外部電源喪失&非常用電源喪失 (2系統)	6.2E-6	2.6E-8	1.6E-6	15.3	4.1E-7
外部電源喪失&非常用電源喪失 (3系統)	3.6E-6	1.5E-8	9.2E-7	15.5	2.3E-7

2.12 発生頻度算定についての考察

2.12.1 単一異常事象

単一異常事象の発生頻度の定量化結果は、動燃事業団が開発したCORDSのデータを除いて全て公開文献に基づくものである。必要に応じて分析を行い判断を加えているものの、基本的に参照可能なデータソース全てを統計母集団として異常事象の発生頻度を定量化した。過去の研究成果およびさまざまな実機の運転経験を全て活用する観点から、定量化の結果は妥当であると考えられる。しかしながら、欧州とロシア高速炉の運転故障経験情報については統計的データベースに基づくものではないため、定量化結果には完全性に関する不確かさが含まれる。

制御棒、ポンプおよびナトリウム冷却材バウンダリについては、国内外の高速炉の運転・故障経験に基づく定量値が得られた。これに対してナトリウム加熱型蒸気発生器の伝熱管漏洩については海外高速炉においてしか実機における運転故障経験が得られていないため、必然的に海外炉の運転経験に国内外の差異を表す補正を工学的判断により加味して我が国におけるナトリウム加熱型蒸気発生器の伝熱管漏洩の発生頻度を推定した。直接国内の高速炉における運転故障経験に基づかない点で、制御棒等の異常事象と比べて発生頻度の算定結果に含まれる不確かさが大きいといえる。

蒸気発生器伝熱管破損については、PFRの事例のように漏洩検出系が作動しておれば、ラプチャーディスクが作動するような規模の事象に発展していなかったものも破損として数えている。今後は、事象シナリオを分析して整理するとともに、シナリオに応じて漏洩検出系の信頼度を考慮しつつ異常事象発生頻度を定量化する必要がある。

タービン発電機を含む水・蒸気系の異常については国内軽水炉発電所の運転故障経験に基づいて定量化を行っている。海外高速炉の同系統の運転故障経験を参考にすることも考えられるが、これらの公開統計データベースがないことと基本的に高速炉発電所の水・蒸気系については軽水炉発電所の給水系および蒸気タービン系と設計が類似していることを考えると、国内軽水炉に基づく定量値は現状で妥当なものであると考えられる。

外部電源喪失は、発電所外部の送電線の信頼性に直接依存するものであるため高速炉特有のものではない。我が国の原子力発電所が対象であるため、国内原子力発電所のすべての立地場所を考慮した外部電源喪失発生頻度の算定値を適用するのが望ましい。この観点で本研究における定量値は妥当である。

2.12.2 MS機能喪失との重ね合わせ事象

原子炉トリップ信号の機能喪失確率の定量化は、運転員の過誤による検出チャンネルの共通原因校正エラー（またはトリップ設定点の調整エラー）の確率の評価に大きく支配される。本定量化では、1991年までの高速実験炉「常陽」における検出チャンネル校正記録を参考に1チャンネル当たりの校正エラー確率を設定している。しかしながら、検出チャンネルの信頼性については、今後最新のデータに基づいて詳細な分析を行う必要

がある。また、主炉停止系用信号と後備炉停止系用信号の間では、運転員による共通原因校正エラーを極力排除するために、同一の運転員がこれらの信号の校正タスクを担当しないといたプラント運用面での配慮があることを前提としている。

原子炉停止系の機能喪失確率の定量化においては、トリップ遮断器と制御棒の共通原因故障の発生割合の定量化が支配的となっている。いずれも2台の故障確率をもとめなければならないが、これは3台以上の故障確率との相対割合で決定される。3台以上の共通原因故障の発生割合に関する経験情報が得られないので、パラメトリックサーベイを踏まえた工学的判断に頼らねばならない。未知数が多いため、多くの専門家の議論が必要であろう。一方、主と後備の間では異なる設計を採用することを想定しており、この間に共通原因故障は発生しないと判断した。但し、制御棒1本1本の挿入失敗確率は皆同じであるとして、不確かさ伝播解析における相関性を適切に考慮している。すなわち、炉停止系の故障確率が高いときは後備炉停止系の故障確率も同じように高くなると考えた。

崩壊熱除去系の機能喪失確率の定量化においては、電動ベーンと電動ダンパの共通原因故障確率が支配的である。もともとこれらの共通原因故障事例に関するデータは得られていない。しかし、機能と駆動部の構造が類似しているという判断から、電動弁と同等の割合で共通原因故障が発生すると仮定した。電動弁の共通源故障の発生割合は米国軽水炉における1970年代と1980年代初期の運転故障経験に基づくものである。 β ファクター法および拡張2項分布モデルによる詳細な分析結果に基づく定量値であるが、3台以上が故障する割合については十分な統計母集団が存在しないことから、拡張2項分布モデルを用いた統計的手法に基づけば結果的に保守的な値となっている。すなわち、2台故障するときは高い確率で3台以上が故障するという評価である。ベーンとダンパは自然循環除熱にも必要な機器であることから、高い信頼度が要求される。したがって、本定量化にあたっては、弁、ベーンおよびダンパについての多重化は2重までとして、それ以上は設計を異なるタイプのものにする等の多様化を図ることを前提とした。

外部電源喪失時の非常用電源系の機能喪失確率の定量化においては、バッテリーの共通原因故障確率が支配的である。バッテリーの故障率と共通原因故障発生割合については米国軽水炉のデータしか得られなかった。ディーゼル発電機の起動失敗確率については国内軽水炉における運転故障実績に基づく定量値を適用した。これらは高速炉特有の機器ではないので、現状においては妥当であるといえる。

3. 安全設計評価事象区分案の検討

第1章の冒頭において、安全設計評価事象とはどのようなものかについて述べた。また、第2章において、安全設計評価事象の候補となり得る異常事象を対象とした発生頻度の算定について述べた。

文献(1)の高速増殖炉の安全性の評価の考え方の(別紙)の「Ⅱ. LMFBRの安全評価について」において、(1)項に記された「運転時の異常な過渡変化」および「事故」ならびに「(5)項に記された事象」が、現行のLMFBRの安全設計評価の対象である。すなわち、現行のLMFBRの安全設計評価事象はこの3種類に区分されている。以下に、安全設計評価事象の区分についての検討結果を述べる。

3.1 事象区分案

安全設計評価事象の区分を設定する意義は、安全性の確保を適切にバランス良く達成するための手段を提供することにある。発生頻度の高い事象についてはそれによりもたらされる結果を厳しく制限し、重大な結果をもたらすおそれのある事象についてはその発生頻度を十分低く抑える必要がある。

3.1.1 現行区分の課題点

これまでに実施した異常事象の発生頻度等の検討および現行の安全設計評価事象区分の分析評価等を整理すると、現行の区分に関して以下の知見や課題が挙げられる。

- ①設計基準事象 (DBE) を「運転時の異常な過渡変化」および「事故」のように2区分としている例は海外ではほとんど見られず、3区分としている例が多い^{(67),(68)}。
- ②DBEとして、仮に 10^{-7} /炉年程度までの事象を包絡するとした場合⁽⁶⁹⁾、現行の「事故」が 10^{-2} ～ 10^{-7} /炉年の範囲の事象を対象とすることになり、幅が広すぎて、きめ細かさに欠けるといえる。
- ③2.8～2.10節の試算結果によると、主炉停止系や強制循環除熱系により達成する信頼度レベルは概ね 10^{-4} ～ 10^{-6} /炉年程度であり、高速炉の安全設計の深み(後備炉停止系、自然循環除熱、受動的な安全特性等)を確認するような評価体系が望まれる。
- ④過渡変化にプロセス系の故障を重ね合わせた事象および運転経験等から見て「事故」の中でも比較的発生頻度が高いと考えられる事象(蒸気発生器伝熱管破損、ポンプ軸固着等)が存在する。これらについては、発生頻度と結果の厳しさの積で表されるリスクを制限する観点から、新たな区分として「運転時の異常な過渡変化」を少し超えた領域を別に設定し、結果を「事故」より厳しく制限することが必要と考えられる。
- ⑤安全機能 (PS、MS) の重要度分類との整合性をより高めることが重要である。

3.1.2 区分案の提案

これらを踏まえて新たな安全設計評価事象の区分案を設定し表3.1-1に示した。本案の特徴は、

- (a) 4区分であること、
- (b) 区分の境界を基本的に事象の発生頻度を用いて設定していること、
- (c) 現行の安全設計評価の中では解析条件として単一故障の想定や外部電源喪失の想定を行うことによって多重故障を考慮するのに対して、本案においては故障や誤操作等の異常が同時に発生するような事象を、具体的な事象を選定する段階で明示的に考慮するようにしたこと

である。事象の区分は、表3.1-1に示した頻度のめやすを用いて行う。ただし、故障、誤操作等の重ね合わせを考えると、異常事象の数は低頻度になるほど増大する。安全設計評価にあたって想定する必要のない事象まで区分に当てはめるべきでないことを取って示すために、低頻度の区分であるEC-3およびEC-4について、事象の結果の観点からの説明を加えている。

PSの故障は安全設計評価事象の候補となる。DBEに相当する区分(EC-1～3)が3区分になったことにより、安全機能の重要度分類、特にPSの分類(3つのクラス)との整合性がより高まると期待される。

(1) 区分境界の設定根拠

EC-1は寿命期間中に発生が予想される事象である。これは、推定発生頻度が寿命期間中に1回以上である事象と言い換えることができる。原子炉施設の寿命は我が国では特に法定寿命としては定められていない。原子炉施設の寿命を30年と想定すると寿命期間中に1回の頻度は0.033/炉年となり、50年とすると0.02/炉年となり、100年の場合には0.01/炉年である。これは、原子炉施設の寿命をいくらとするかに依存する。このように、EC-1とEC-2の区分の境界を厳密に定めることはできない。本研究では、原子炉施設の推定寿命を30～50年として寿命期間中に1回の発生頻度をもとめ、これを丸めて 10^{-2} /炉年とした。

EC-2とEC-3は、後述する評価目的等の特徴を考慮してその境界を設定した。すなわち、3.1.1の③に述べたように主炉停止系や強制循環除熱系により達成する信頼度レベルが概ね 10^{-4} ～ 10^{-6} /炉年程度であることを考慮して、後備炉停止系や自然循環除熱機能を評価するための事象の候補がEC-3に含まれるように、丸め値として 10^{-4} /炉年を境界に設定した。

EC-4は、前述の「(5)項に記された事象」に対応するものとして設けた区分である。すなわち、本区分は設計基準外事象の範疇に属する。EC-3とEC-4の境界を定める発生頻度については、3.1.1の②に述べたように確固たる根拠はない。但し、たとえば表2.8-4に示したような給水流量喪失時に2種類の原子炉トリップ信号の発信に失敗するような事象は、原子炉トリップ第3信号または信号を必要としない炉停止装置を設計で考慮しない

限り炉心損傷の一つのシーケンスになる。この事象の発生頻度は概ね 10^{-8} /炉年である。これよりも大きい発生頻度をEC-4の上限と定めるのは妥当であると考えられる。

(2)各区分の特徴

各区分の評価目的、解析条件等の特徴を以下に整理した。全体としてよりきめ細かで合理的な安全評価が可能になる。

- (EC-1)「運転時の異常な過渡変化」はプラント寿命中に発生することが予想される事象であることから、事象推移をあるがままに評価する、すなわち最確評価を行うことにより、安全設計の妥当性を確認することはもとより、プラントの実際的な特性を正確に把握し、異常時の運転手順の検討等の運転安全の確保にも広く資すること
- (EC-2)運転経験からみて比較的発生頻度が高いと考えられる事故事象の枠を設け結果をより厳しく制限するとともに原子炉停止系、崩壊熱除去系等のMSの設計の妥当性を確認すること
- (EC-3)原子炉液位確保系等の工学的安全施設の設計の妥当性を単一故障および外部電源喪失の想定の下に確認するとともに多重故障を含むシーケンスを適切に想定することにより重要度の特に高い安全機能（停止、崩壊熱除去）の設計の（厚みの）妥当性を評価すること
- (EC-4)プラントの耐性、特に格納機能に係わる設備設計が適切な頑健性（裕度）を有していることを評価すること

表3.1-1 安全設計評価事象の区分案

区分	区分名	頻度のめやす	説明
EC-1	運転時の異常な過渡変化	$>10^{-2}$ /炉年	原子炉施設の寿命期間中に発生が予想される異常事象
EC-2	小事故	$10^{-2} \sim 10^{-4}$ /炉年	原子炉施設の寿命期間中に発生するとは考えられないが、これまでの類似事象の発生事例等に鑑み比較的発生頻度が高いと考えられる（多数基の場合発生すると予想される）異常事象
EC-3	希有事故	$10^{-4} \sim 10^{-7}$ /炉年	原子炉施設の寿命期間中に発生するとは到底考えられない（多数基の場合でも考えられない）が、発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性がある、安全設計の妥当性を評価する観点から想定する必要のある事象
EC-4	付加的限界事象	$10^{-7} \sim 10^{-8}$ (10^{-9})/炉年	EC-3の事象より発生頻度が低く、結果が重大な事象（炉心損傷を含む）であって、深層防護の観点から安全設計の深みを評価するために想定する必要のある事象

注) EC : Event Category

3.2 新事象区分案の適用例

2章において国内外の高速炉および軽水炉の最新の運転実績及び事故経験情報に基づき、出力600MWe（3ループ）および1,000MWe（4ループ）の高速炉モデルプラントを対象として、PSの機能喪失頻度及びMSの故障確率を幾つか定量化した。さらに、PSとMSの機能喪失の重ね合わせ事象について発生頻度の試算を行った。この結果に基づいて発生頻度の観点から事象分類を行い、具体的な安全設計評価事象の候補を例示した(図3.2-1～図3.2-3)。

3.2.1 EC-1に分類される事象

発生頻度が 10^2 /炉年以上である事象がEC-1に分類される。以下の事象は、不確かさ幅の下限値を考慮しても概ねEC-1に分類してよいと判断できる。

- ①制御棒の落下
- ②1次主冷却系循環ポンプトリップ
- ③2次主冷却系循環ポンプトリップ
- ④1次主冷却系異常による流量増大または減少
- ⑤2次主冷却系異常による流量増大または減少
- ⑥蒸気発生器伝熱管小漏洩
- ⑦給水流量喪失
- ⑧負荷の喪失

発生頻度の不確かさ幅の中には、機器の設計の違いによるばらつきおよび故障母集団の有限性に起因する不確かさが含まれている。また、制御棒については本数の差、冷却系についてはループ数の違い、そして蒸気発生器伝熱管については出力規模の差がモデルプラントの違いとして考慮されている。

3.2.2 EC-1の低頻度事象

発生頻度の95%信頼度上限値が 10^1 /炉年以下でかつ点推定値が 10^2 /炉年以上である事象を以下に列挙する。

- ①1次主冷却系循環ポンプ軸固着
- ②2次主冷却系循環ポンプ軸固着
- ③2次冷却系漏洩
- ④蒸気発生器伝熱管破損
- ⑤給水流量増大
- ⑥外部電源喪失

ここに列挙された事象はいずれも図3.2-1に示されている。不確かさを考慮すると2次冷却系漏洩以外は50%信頼度値(Median)が 10^2 /炉年以下である。特に、蒸気発生器伝熱管破損は不確かさ幅の5%信頼度下限値を考慮すると、EC-2の範囲と完全に重なっている。ナトリウム加熱型蒸気発生器は、国内高速炉における使用実績がゼロであること、海外高速炉における使用実績も設計が皆異なるために個々の設計については少ない

ことから、評価上不確かさ要因が他の事象と比べて多く含まれる。図3.2-1の発生頻度が開発段階の高速炉施設及び試験施設の運転故障経験に基づく評価値であることを考慮すると、発生頻度の不確かさ幅が大きな事象については高速増殖原型炉における運転実績の蓄積と今後の研究の進展による不確かさ幅の低減が期待される。

3.2.3 EC-2 に分類される事象

EC-2は発生頻度が $10^2 \sim 10^4$ / 炉年の範囲にある事象である。これを満たす事象として次の3事象が抽出された。

- ① 手動または制御系異常による制御棒誤引き抜き
- ② 1次主冷却系漏洩
- ③ 1次主冷却系循環ポンプ軸固着時にIRACS強制循環1ループに失敗(1,000MWe)

③は崩壊熱除去系の100%容量に対する強制循環除熱の妥当性を評価するための事象の候補である。図3.2-3によると、発生頻度の点推定値が 10^4 / 炉年を上回っているのは、原子炉主冷却系と崩壊熱除去系が4ループからなるIRACS方式のプラントの場合のみである。点推定値に基づいて③をEC-2に分類したが、同図を見る限り崩壊熱除去系の方式の違いおよびループ数の差異（1桁程度）よりも個々の事象発生頻度の不確かさ幅（2桁以上）の方が大きい。本事象のように不確かさが大きく、しかも区分の境界に位置するものについては、どの区分に分類されるかを最終判断する前に、事象発生頻度の定量化を特に詳細に行う必要がある。

3.2.4 EC-3 に分類される事象

EC-3は発生頻度が $10^4 \sim 10^7$ / 炉年の範囲にある事象である。EC-3に分類される事象として以下が抽出された。

- ① 制御棒誤急速引き抜き
- ② 給水流量喪失時に蒸気発生器出口ナトリウム温度高信号の発信に失敗
- ③ 1次主冷却系循環ポンプトリップ時にポンプ回転数低信号の発信に失敗
- ④ 制御棒落下時に出力領域中性子束変化率高信号の発信に失敗
- ⑤ 外部電源喪失時に常用母線電圧低信号の発信に失敗
- ⑥ 制御棒誤引き抜き時に出力領域中性子束高信号の発信に失敗
- ⑦ 1次主冷却系循環ポンプ軸固着時にポンプ回転数低信号の発信に失敗
- ⑧ 1次主冷却系ポンプトリップ時に主炉停止系が故障
- ⑨ 制御棒誤引き抜き時の主炉停止系故障
- ⑩ 1次主冷却系ポンプトリップ時に2ループの強制循環除熱が機能喪失
- ⑪ 1次主冷却系ポンプ軸固着時に1ループの強制循環除熱が機能喪失(PRACS、IRACS)
- ⑫ 1次主冷却系漏洩時に1ループの強制循環除熱が機能喪失(PRACS、IRACS)
- ⑬ 1次主冷却系漏洩時に2ループの強制循環除熱が機能喪失(DRACS)
- ⑭ 原子炉停止直後の短期間の全動力電源喪失

①は最大速度での制御棒1本の誤引き抜きであり、主炉停止系や原子炉トリップ第一信号としての出力領域中性子束高信号の設計の妥当性を評価するための事象の候補である。②～⑦は原子炉トリップ第2信号の設計の妥当性を評価するための事象の候補であり、⑧と⑨は後備炉停止系の設計の妥当性を評価するための事象の候補である。⑩～⑬は原子炉停止後の崩壊熱除去系(100%容量分)の設計の妥当性を評価するための事象の候補となる。⑭は短時間の外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機系統の故障が重なった場合の全動力電源喪失である。これは、崩壊熱除去系の自然循環除熱能力の妥当性を評価する場合の候補となる。

なお、⑨と⑬は、EC-3に区分される中では低頻度(95%信頼度上限値が 10^{-6} /炉年未満)の事象である。

3.2.5 まとめ

安全設計評価事象の候補として異常事象を幾つか選定して、その発生頻度を試算した。そして、新たな事象区分案を導入して個々の候補事象がどの区分に含まれるかを分類整理した。発生頻度の試算結果には不確かさが伴う。不確かさ幅を考慮しても事象の発生頻度がある一つの区分の中に収まる事象とそうでない事象が存在することが確かめられた。

(1) 新区分案の特徴

炉心の反応度に影響する事象として、次の3事象を安全設計評価事象の候補として抽出した。

事象	新区分案	原型炉の評価区分
制御棒落下	EC-1	運転時の異常な過渡変化
制御棒誤引き抜き	EC-2	運転時の異常な過渡変化
制御棒急速誤引き抜き	EC-3	事故

これらは、EC-1、EC-2およびEC-3の各々の区分において、例えば原子炉トリップ第一信号としての出力領域中性子束信号の設計の妥当性を評価するための事象の候補となり得る。高速増殖原型炉の安全設計評価において制御棒落下と制御棒誤引き抜きは、「運転時の異常な過渡変化」として評価が行われている。新区分案において制御棒誤引き抜きはEC-2(小事故)に区分されるため、制御棒落下と異なる判断基準で安全設計評価が行われる。さらに、より厳しい結果を与える制御棒急速誤引き抜きはEC-3(希有事故)に分類されるため、これとも異なる判断基準で評価される。このように新区分案を適用すると、高速増殖原型炉の評価に適用された現行の2区分と比較してきめ細かな安全設計評価が可能となる。

EC-3(希有事故)という区分を設けたことと多重故障事象を安全設計評価事象として明示的に取り扱うことにした結果、現行の2区分では評価できなかった原子炉トリップ信号の第2信号の設計の妥当性、後備炉停止系の設計の妥当性、崩壊熱除去系における自然循環除熱の設計の妥当性の評価が適切に行えるものと考えられる。

1次主冷却系漏洩は現行の2区分の事象区分においては「事故」に分類される。新区分案において1次主冷却系漏洩は、EC-2（小事故）に区分される。この事象は、崩壊熱除去系の強制循環除熱の設計の妥当性を評価するための事象の候補となる。同じ1次主冷却系漏洩でも、一部の崩壊熱除去系強制循環除熱機能の喪失を伴う（100%容量だけ機能する）場合は、EC-3（希有事故）に区分される。この事象は100%容量の崩壊熱除去系強制循環除熱機能の設計の妥当性を評価する事象の候補となる。このように、新区分案においては、多重故障を明示的に取り扱うとともに、「事故」に相当する区分をEC-2（小事故）とEC-3（希有事故）に細分化したことにより、崩壊熱除去系の容量の余裕を合理的に評価することができると考えられる。

(2) 課題点

EC-1の低頻度事象として例示した事象の中のポンプ軸固着、2次主冷却系漏洩および蒸気発生器伝熱管破損は、高速増殖原型炉の評価においては「事故」に分類されている。原子炉の寿命を30年と想定すると、寿命中に1回の頻度は0.033/炉年となる。仮にEC-1とEC-2の境界を0.033/炉年として事象発生頻度の点推定値で事象区分を行うと、上述の3事象は全てEC-2に分類される。このような発生頻度の評価値が区分境界近傍となる事象の区分にあたっては、特に区分を分ける発生頻度が目安であることを考えると、複数の専門家による議論を通じて決定するのが望ましい。

本報告書に示した様々な異常事象の発生頻度はあくまでも試算値である。明白にEC-1と区分された以外の事象について、発生頻度の評価値は2桁以上の不確かさ幅を有している。その大部分は評価のための情報が統計的に少ないことに起因する不確かさである。発生頻度の評価値は、評価に用いるデータと評価方法に依存する。例えば、ポンプ軸固着、冷却材バウンダリの破損および伝熱管破損について、故障メカニズムを分析して一つ一つの故障シナリオが成立する条件を確率論的にモデル化して評価する方法が開発されれば、材料や構造等の設計を適切に考慮した評価値が得られると期待される。

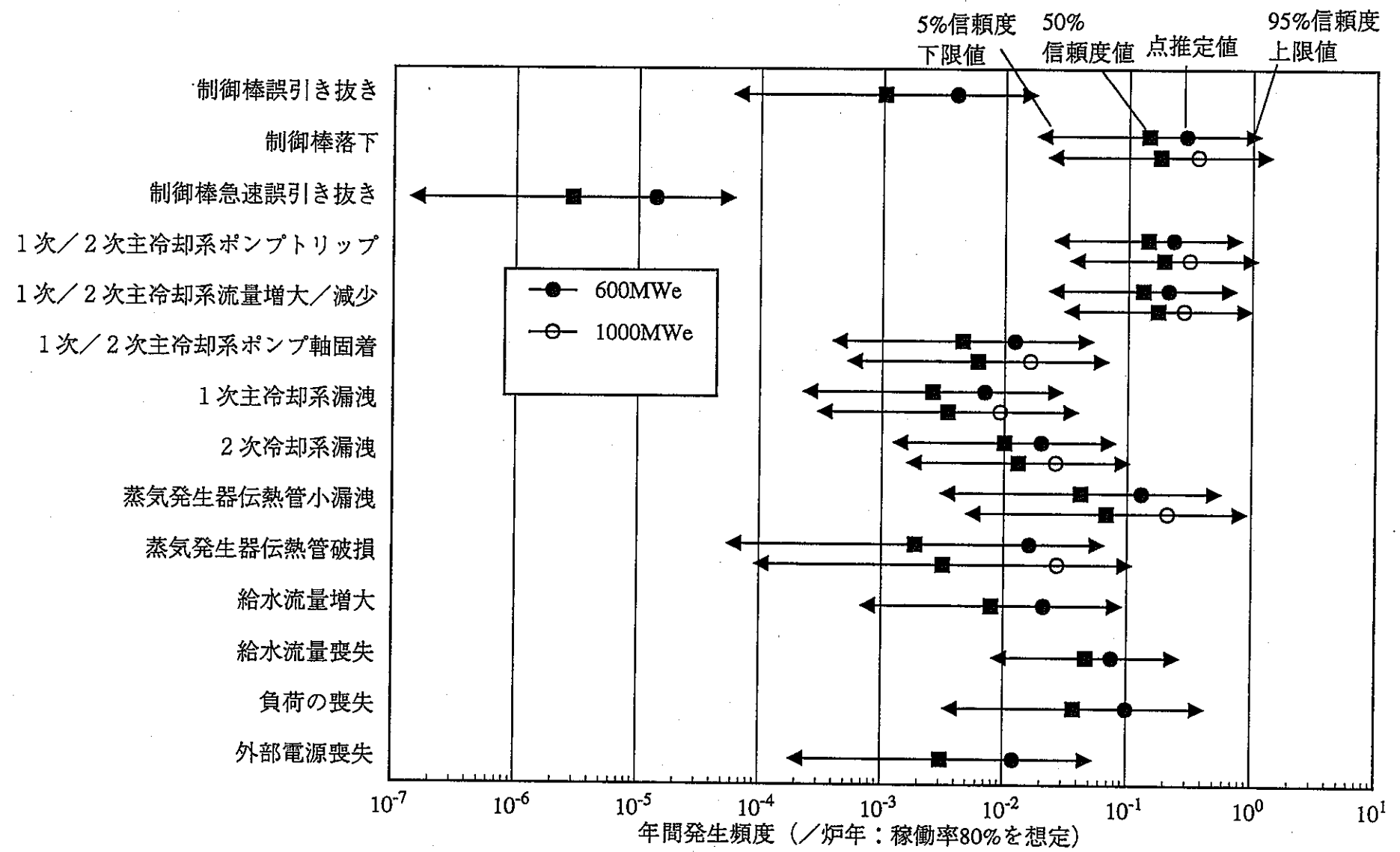


図3.2-1 異常事象発生頻度の算定例

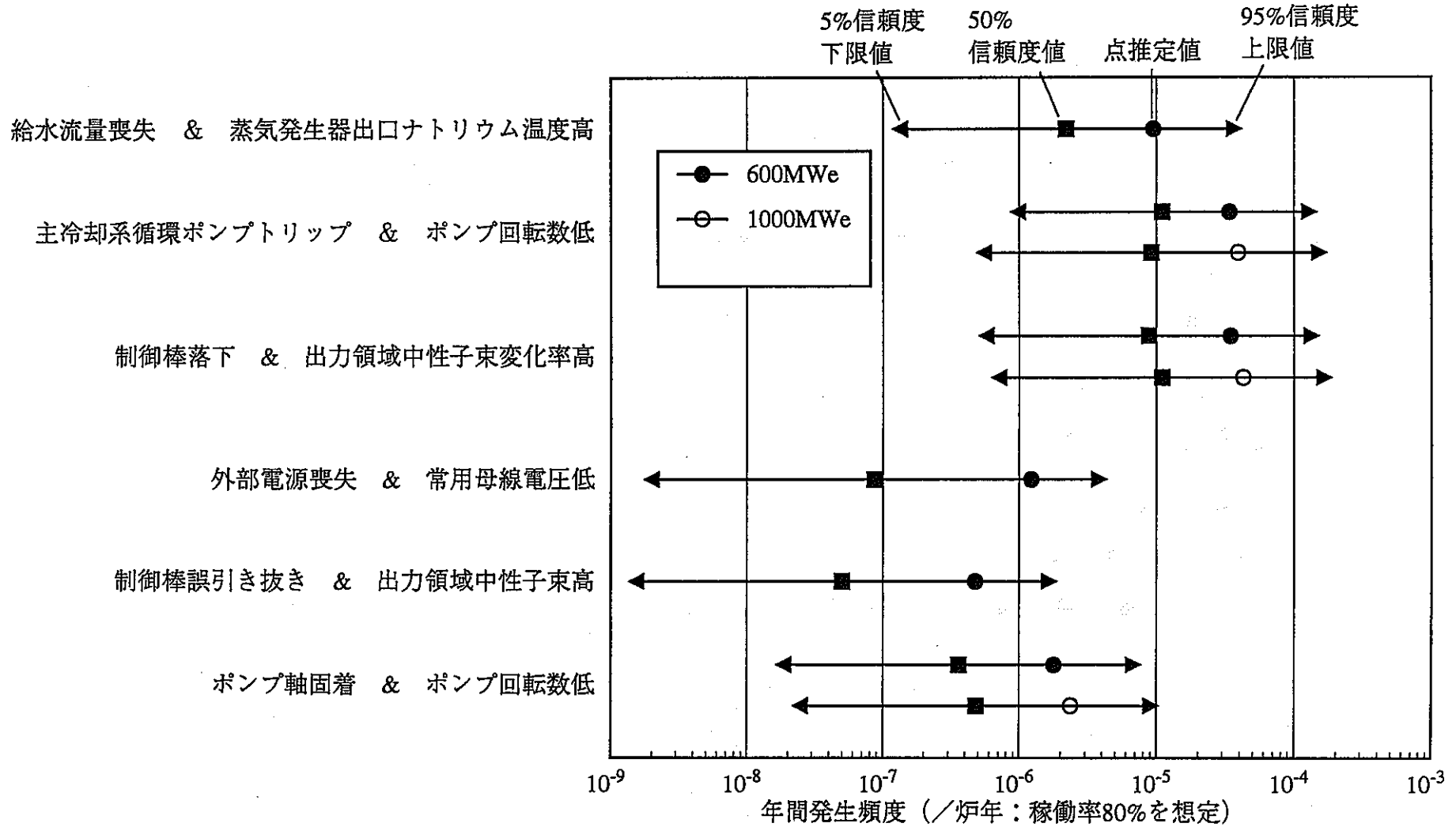


図3.2-2 原子炉トリップ信号故障との重ね合わせ事象発生頻度の算定例

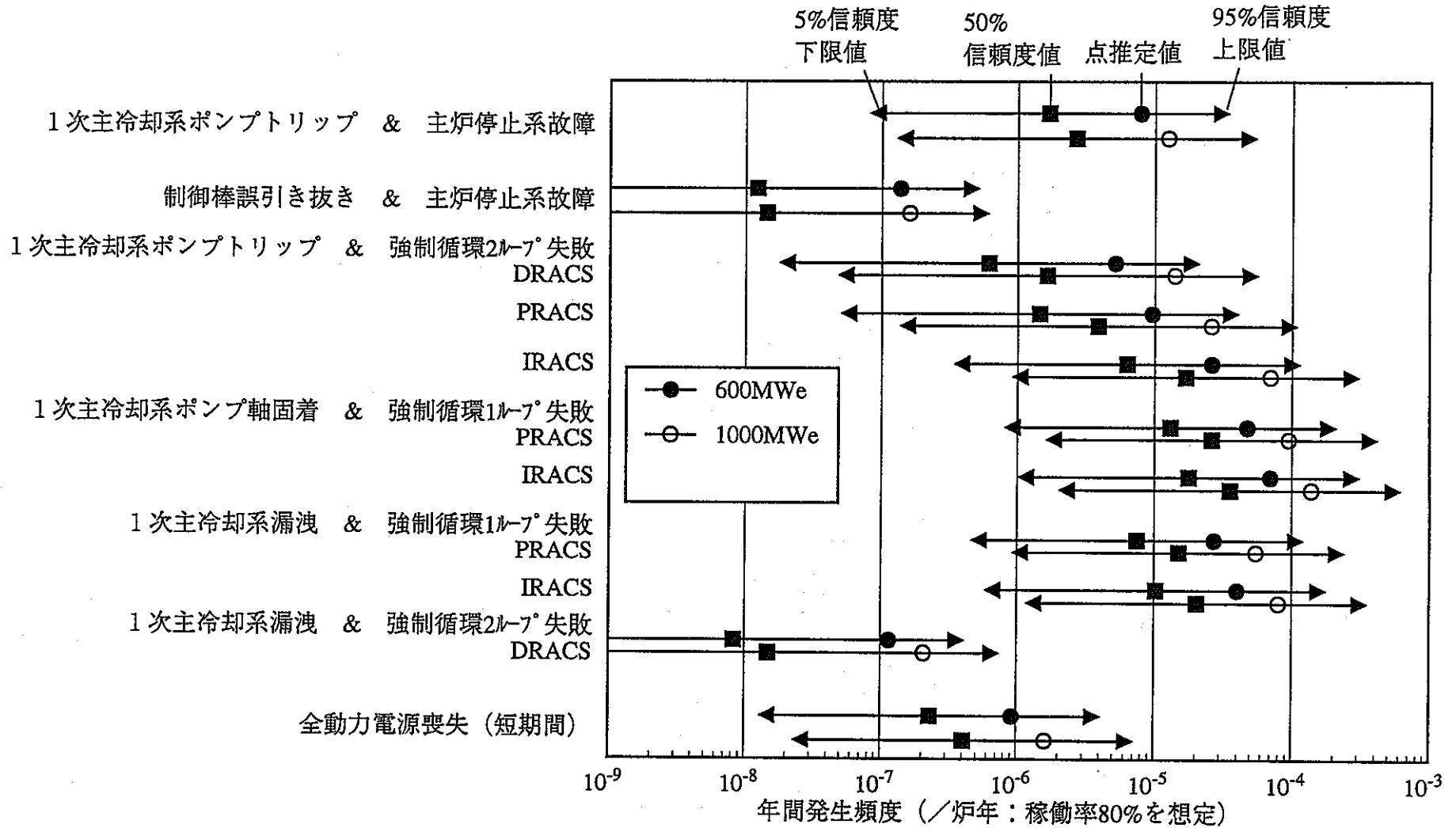


図3.2-3 その他の重ね合わせ事象発生頻度の算定例

4. 結言

高速増殖炉の実用化に向けて、合理的な安全設計評価事象の区分の策定に資するために以下の研究を実施した。

国内外の高速増殖炉プラントおよび国内の軽水炉発電所における異常事象事例を調査・分析するとともに、分析結果に基づいて電気出力600MWおよび1,000MWの高速炉モデルプラントにおける下記の異常事象について発生頻度を評価した。

- ①炉心における反応度異常の原因事象として、
 - 制御棒誤引き抜き（通常速度）、
 - 制御棒急速誤引き抜き（最大速度）
 - 制御棒落下
- ②1次・2次主冷却系の流量異常の原因事象として、
 - 1次・2次主冷却系循環ポンプトリップ
 - 1次・2次主冷却系循環ポンプ軸固着
 - 1次・2次主冷却系流量増大／減少
- ③冷却材喪失の原因事象として、
 - 1次主冷却系漏洩
 - 2次冷却系漏洩
- ④ナトリウム・水反応の原因事象として、
 - 蒸気発生器伝熱管小漏洩
 - 蒸気発生器伝熱管破損
- ⑤水・蒸気系、タービン発電機系および外部送電線系統の異常として
 - 給水流量増大
 - 給水流量喪失
 - 負荷の喪失
 - 外部電源喪失

また、確率論的安全評価の研究成果を活用してMSの機能喪失確率を定量化するとともに、下記のPSの故障とMSの機能喪失の重ね合わせ事象の発生頻度を定量的に評価した。

- ⑥起因事象と原子炉トリップ信号故障
- ⑦起因事象と原子炉停止系故障
- ⑧起因事象と崩壊熱除去系故障
- ⑨外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機系故障

これらの成果として、大型の高速増殖炉発電プラントの主要な異常事象について最新の知見に基づく発生頻度データが整備された。

現行の安全設計評価事象の区分の課題点を検討して、新たな事象の区分案を提案した。新たな区分案の特徴は、現行の区分の「事故」を「小事故」と「希有事故」に細分化したこと、多重故障事象を単一故障の重ね合わせという付帯的解析条件としてでなく明示的に評価事象としてとりあつかうこと、そして(5)項事象に言及されるような設計基準外であっても深層防護の観点から安全設計の深みを評価するために想定すべきと考えられる事象のために「付加的限界事象」という区分を設けたことである。

幾つかの安全設計評価事象の候補を抽出して、前述の異常事象発生頻度定量化結果を用いることによってそれらを新区分案に適用してみた。現行の区分と比較して、原子炉トリップ第2信号、後備炉停止系、自然循環による崩壊熱除去機能といった安全設計の厚みの評価が行えること等のよりきめ細かで合理的な安全設計評価が可能である見通しが得られた。

5. 参考文献

- (1) 科学技術庁原子力安全局原子力安全調査室監修、「原子力安全委員会安全審査指針集」、改訂7版、大成出版社、1993
- (2) 栗坂健一、「高速炉機器信頼性データベースの開発」、動燃技報、No.98 (1996)
- (3) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1974"
- (4) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1975"
- (5) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1976"
- (6) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1977"
- (7) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1978"
- (8) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1979"
- (9) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1980"
- (10) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1981"
- (11) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1982"
- (12) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1983"
- (13) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1984"
- (14) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1985"
- (15) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1986"
- (16) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1987"
- (17) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1988"
- (18) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1989"
- (19) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1990"
- (20) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1991"
- (21) IAEA, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 1992"
- (22) Alan E.Waltar and Albert B.Reynolds, "Fast Breeder Reactors," Pergamon Press, p.768-782, 1981
- (23) W.Steiger and J.Schreibmaier, "Some Experiences with Sodium Exposed Components in KNK," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 - November 1, 1991
- (24) J.Hochel, W.Marsh and G.Brudermuller, "Operational Safety Experience Gained with KNK II," The L.M.F.B.R. Safety Topical Meeting, Lyon-Ecully, France, 19-23, July 1982
- (25) C.V. Gregory, "Operating Experience with the Prototype Fast Reactor at Dounreay," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 - November 1, 1991
- (26) A.M.Broomfield, "Safety Related Experience from the Operation of PFR," The L.M.F.B.R. Safety Topical Meeting, Lyon-Ecully, France, 19-23, July 1982
- (27) M.Gelee, J.Guidiez and J.Moreau, "Safety-Related Aspects of Phenix Nuclear Plant after Ten Years of Industrial Operation (from 14 July 1974 to 14 July 1984)," International Topical Meeting on Fast Reactor Safety, Knoxville, Tennessee, U.S.A., April 21-25, 1985
- (28) X.Elise and J-M.Chaumont, "Operation Experience with the Phenix Prototype Fast Reactor," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 -

November 1, 1991

- (29) R.Ferry and M.Bourrieres, "Phenix Nuclear Power Plant Experience of Operation," ENC'86, Geneva, June 1-6, 1986
- (30) Ronald E.Wright, Judy A.Steverson and William F.Zuroff, "Pipe Break Frequency Estimation for Nuclear Power Plants," NUREG/CR-4407, 1987
- (31) "IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic, Sensing Component and Mechanical Equipment Reliability Data for Nuclear-Power Generating Stations," IEEE Std 500-1984
- (32) "Data Summaries of Licensee Event Reports of Selected Instrumentation and Control Components at U.S. Commercial Nuclear Power Plants," NUREG/CR-1740
- (33) Kenichi Kurisaka, "Analysis of Operating Experience of LMFBR Components Using the CREDO Database," International Topical Meeting on Sodium Cooled Fast Reactor Safety, Obninsk, Russia, October 3-7, 1994
- (34) M.Sauvage, A.M.Broomfield and W.Marh, "Overview on European Fast Reactor Operating Experience," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 - November 1, 1991
- (35) A.D.Evans and C.V.Gregory, "A Review of PFR Operation," ENC'86, Geneva, June 1-6, 1986
- (36) A.M.Broomfield, "Operating Experience on the Prototype Fast Reactor," Nuclear Energy, 25, No.2, p73-84, April, 1986
- (37) G.Brundermüller, G.Finke, E.Guthmann, G.Hendl and W.Marh, "Operating experience with the KNK reactor and preparations for a fast mixed oxide core (KNK II)," BNES International Conference on Fast Reactor Power Stations, London, March 11-14, 1974
- (38) L.Martin, J.Dubouis, J.D.C.Henderson and W.Kathol, "Leak before Break Operating Experience from European Fast Reactors," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 - November 1, 1991
- (39) Yu.K.Buksha, I.A.Kuznetsov, V.I.Anikin, A.N.Baldov, "BN-350 Reactor Operating Experience," Japanese-Russian meeting on fast reactors, Ibaraki, Japan, December 11-13, 1995
- (40) 「特別企画 旧ソ連邦及びロシアに於ける高速発電炉の事故と対策」、株式会社日本原子力情報センター、資料 No.9610707、1996
- (41) N.N.Oshkanov, V.V.Vylomov and O.A.Potapov "Sodium Leaks at the BN-600 Power Unit," International Topical Meeting on Sodium Cooled Fast Reactor Safety, Obninsk, Russia, October 3-7, 1994
- (42) M.Novick, F.D.McGinnis and G.K.Whitham, "EBR-I and EBR-II Operating Experience," ANS-100, April, 1965
- (43) R.N.Smith, D.W.Cissel and R.R.Smith, "EBR-II Operating Experience," CONF-770822-4, the 8th Concerence on Reactor Operating Experience, Chattanooga, Tennessee, USA, August 8-10, 1977
- (44) H.W.Buschman, W.H.Penney and K.J.Longua, "The EBR-II Steam Generating System - Operation, Maintenance, and Inspection," IAEA-IWGFR Specialists' Meeting on Maintenance

- and Repair of LMFBR Steam Generators, Oarai, Japan, June 4-8, 1984
- (45) Commissariat A L ENERGIE ATOMIQUE- NOVATOME (French), Philippe VERRIERE - Jacques ALANCHE - Jean-Luc MINGUET, "Phenix Steam Generators NaH₂O Reaction Incidents," IAEA-IWGFR Specialists' Meeting on Maintenance and Repair of LMFBR Steam Generators, Oarai, Japan, June 4-8, 1984
- (46) H. Lorenz and G. Herberg, "KNK Steam Generator Damage," Trans ANS, 20, April, 1975
- (47) P.R. Gallie, D. Glass and D.F. Shipley, "The PFR Superheater under Sodium Leak," Fourth International Conference on Liquid Metal Engineering and Technology, vol.3, p701, Avignon, 17-21, October, 1988
- (48) C.M. Robertson and J.D. Walford, "The Leak in Superheater 2 - PFR February 1987," Fourth International Conference on Liquid Metal Engineering and Technology, vol.3, p712, Avignon, 17-21, October, 1988
- (49) O.M. Saraev, N.N. Oshkanov and V.V. Vylomov, "14-year Operating Experience from BN-600 Power Unit," International Topical Meeting on Sodium Cooled Fast Reactor Safety, Obninsk, Russia, October 3-7, 1994
- (50) N.N. Oshkanov, V.V. Vylomov, "Operating Experience from BN 600," Japanese-Russian meeting on fast reactors, Ibaraki, Japan, December 11-13, 1995
- (51) 原子力文化振興財団、「FBR 広報素材資料集 (初版)」昭和 63 年 3 月
- (52) L.A. Kochetkov, V.M. Poplavskii, A.A. Rineiskii, A.I. Kirjushin, O.M. Saraev and V.L. Levitin, "Operating Experience of Fast Breeder Reactors in the USSR," International Conference on Fast Reactor and Related Fuel Cycles, Kyoto, Japan, October 28 - November 1, 1991
- (53) 通商産業省資源エネルギー庁編、「平成8年版原子力発電所運転管理年報」、社団法人火力原子力発電技術協会、9月、平成8年
- (54) A.S. McClymont and B.W. Poehlman, "ATWS: A Reappraisal -Part 3: Frequency of Anticipated Transients," EPRI NP-2230, January, 1982
- (55) W.H. Hubble and C.F. Miller, "Data Summaries of Licensee Event Reports of Control Rods and Drive Mechanisms at U.S. Commercial Nuclear Power Plants-January 1, 1972 to April 30, 1978," NUREG/CR-1331, February, 1980
- (56) 矢作公利、「国内非常用ディーゼル発電機及び外部電源の信頼性」、第6回確率論的安全評価(PSA)に関する国内シンポジウム論文集、IAE-9206、1993
- (57) A. D. Swain, H.E. Guttmann, "Handbook of Human-Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications Final Report," NUREG/CR-1278, Chapter 10, 1983
- (58) J. Boisseau, J. Dorey, F. Hedin and C. Floch, "Failure Rate Evaluation for Different Components Operating in Sodium, Based on Operating Experience of the Rapsodie and the Phenix Reactors and the Test Loops," The LMFBR Safety Topical Meeting, Lyon-Ecully, France, July 19-23, 1982
- (59) "Nuclear Plant Reliability Data System 1979 Annual Reports of Cumulative System and Component Reliability," NUREG/CR-1635, September, 1980
- (60) J.A. Steverson, C.L. Atwood, "Common-Cause Fault Rates for Valves," NUREG/CR-2770, p.73, 1983

- (61) K.N.Fleming, A.Mosleh, "Classification and Analysis of Reactor Operating Experience Involving Dependent Events," EPRI NP-3967 Interim Report, p.3-157, 1985
- (62) B.John Garrick, "Seabrook Station Probabilistic Safety Assessment Main Report," PLG-0300 Vol. 2, Section 6.3, 1983
- (63) P.W. Baranowsky, et al, "A Probabilistic Safety Analysis of DC Power Supply Requirements for Nuclear Power Plants," NUREG-0666, pp. E-6 ~ E-8, April, 1981
- (64) C.L.Atwood, J.A.Steverson, "Common Cause Fault Rates for Diesel Generators: Estimates Based on Licensee Event Reports at U.S. Commercial Nuclear Power Plants. 1976-1978," NUREG/CR-2099, June, 1982
- (65) D.M.Ericson, Jr., et al, "Analysis of Core Damage Frequency: Internal Events Methodology," NUREG/CR-4550 Vol.1, Rev.1, pp.6-1 ~ 6-14, January, 1990
- (66) U.S. NRC, "Standard Review Plans"
- (67) "Clinch River Breeder Reactor Plant Preliminary Safety Analysis Report"
- (68) R.R. Landry, T.L. King, J.N. Wilson, "Draft Preapplication Safety Analysis Report for Power Reactor Inherently Safe Module Liquid Metal Reactor," NUREG-1368, 1989

添付資料

●添付 A 原子炉施設と試験施設の比較

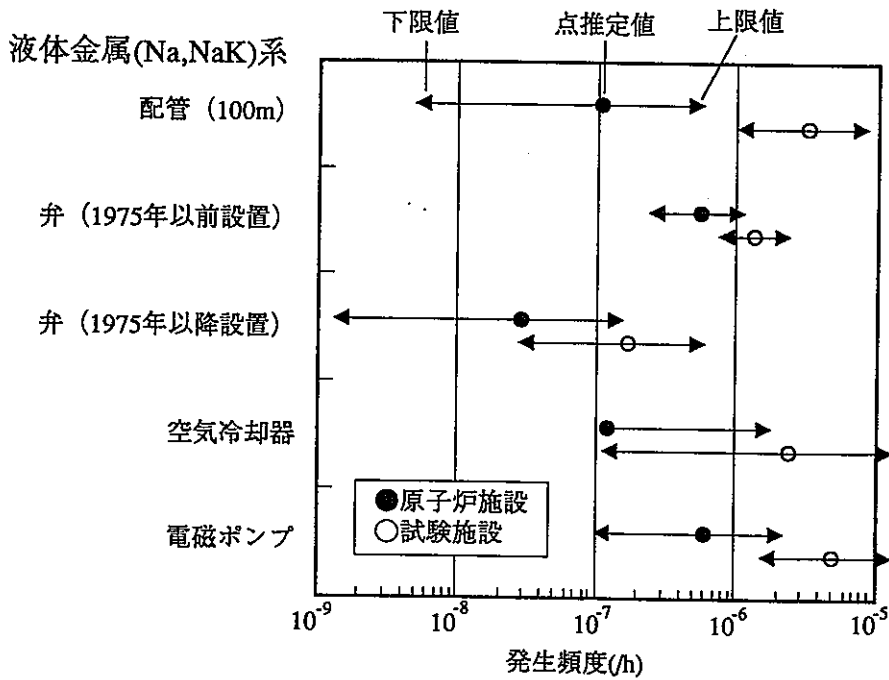
CORDSには原子炉施設における機器運転実績のほかに、試験施設における機器運転実績のデータも登録されている。特に冷却材バウンダリに対しては、原子炉施設と試験施設では使用している機器に対して要求される信頼度が異なると考えられる。そこで、データの採否判断を行うためにCORDSを用いて液体金属 (Na、NaK) 系の機器のうち流体の外部漏洩事例が存在する機器について機器運転実績に基づいて外部漏洩モードの故障率を定量化して、原子炉施設と試験施設間の比較を行った (表 A-1、図 A-1)。

どの機器についても点推定値を比較すると、原子炉施設における故障率は試験施設のそれより下回っている。故障母集団の有限性に起因する不確かさの95%信頼度上限値と5%信頼度下限値を χ^2 片側推定法によって評価した結果を図 A-1 に各々上限値及び下限値として示している。配管については区間推定値 (上限値と下限値で定められる区間) が原子炉施設と試験施設の間で重ならない。それ以外の機器については重なるものの、一方の点推定値は他方の区間推定値の範囲の外に位置している。このことから、不確かさを考慮しても原子炉施設の機器故障率は試験施設のそれよりも小さい傾向があるといえる。

表A-1 原子炉と試験施設の比較

CORDS検索結果

	運転時間	漏洩件数	95%値	5%値	点推定値	
配管原子炉>4in	1.35E+09	1	3.51E-09	3.80E-11	7.41E-10	もんじゅの1件を含む
配管原子炉=4in	1.45E+08	0	2.07E-08		0.00E+00	
配管原子炉<4in	1.59E+09	0	1.88E-09		0.00E+00	
配管試験施設>4in	1.50E+08	1	3.16E-08	3.42E-10	6.67E-09	
配管試験施設=4in	5.21E+07	1	9.11E-08	9.85E-10	1.92E-08	
配管試験施設<4in	1.89E+08	2	3.33E-08	1.88E-09	1.06E-08	
配管原子炉(1ft)	3.09E+09	1	1.54E-09	1.66E-11	3.24E-10	
配管試験施設(1ft)	3.91E+08	4	2.34E-08	3.49E-09	1.02E-08	
配管原子炉(100m)	9.40E+06	1	5.05E-07	5.45E-09	1.06E-07	
配管試験施設(100m)	1.19E+06	4	7.68E-06	1.15E-06	3.36E-06	
弁原子炉1975年以前	1.43E+07	8	1.01E-06	2.78E-07	5.59E-07	
弁原子炉1975年以降	3.38E+07	1	1.40E-07	1.52E-09	2.96E-08	
弁試験施設1975年以前	1.01E+07	14	2.17E-06	8.38E-07	1.39E-06	
弁試験施設1975年以降	1.15E+07	2	5.47E-07	3.09E-08	1.74E-07	
空気冷却器原子炉	1.84E+06	0	1.63E-06		1.24E-07	
空気冷却器試験施設	4.02E+05	1	1.18E-05	1.28E-07	2.49E-06	
電磁ポンプ原子炉	3.22E+06	2	1.96E-06	1.10E-07	6.21E-07	
電磁ポンプ試験施設	7.76E+05	4	1.18E-05	1.76E-06	5.15E-06	



図A-1 外部漏洩モードの機器故障率の比較

●添付B 制御棒落下故障率のばらつき評価

原子炉6基についての制御棒落下故障率のばらつきを確率紙プロット法により評価した。プロットに使用したデータを表B-1および表B-2示す。各原子炉について累積機器運転時間を度数として原子炉間のばらつき分布を調べる。表B-1および表B-2の重みとは相対度数のことである。故障経験のない施設については点推定値を直接知ることができないため、確率紙プロットにおけるデータの順位が確定しない。ここでは、ゼロ故障の場合の点推定値を(a) $\chi^2_{(0.5,1)}/2T$ とした場合と(b) $\chi^2_{(0.5,2)}/2T$ とした場合 (Tは運転時間) の2種類の評価を行い、確率紙プロット分析結果のばらつきを調べた。

分布パラメータを推定するために使用したプロット点は故障経験を有するもののみである。すなわち、ゼロ故障の評価の違いは故障経験を有する故障率の順位に対する影響としてのみ考慮した。分布パラメータ推定のための直線回帰においては累積機器運転時間に比例した重みを考慮した。図B-1に対数正規確率紙上へのプロット結果を示す。相関係数 R^2 の比較ではプロット点の直線への近似度は(a)も(b)も大差ない。推定した分布のmean値は表B-1および表B-2より(a) $2.8 \times 10^{-6}/h$ 、(b) $2.9 \times 10^{-6}/h$ である。エラーファクターは(a)7、(b)6である。本文の表2.2-3に示した全母集団から導出した点推定値は $2.2 \times 10^{-6}/h$ である。

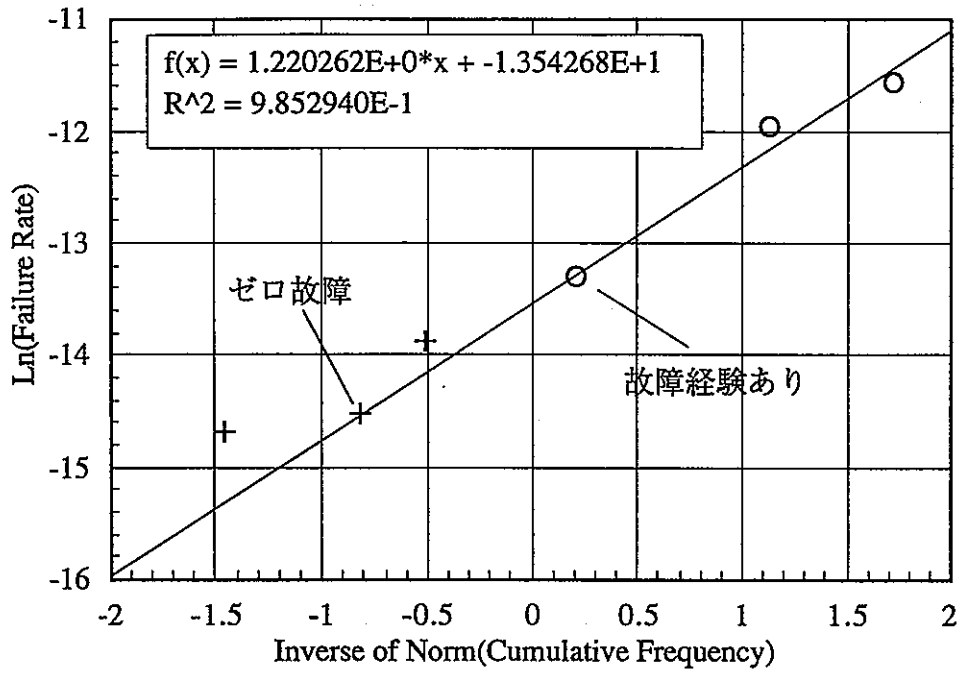
点推定値としては $2.2 \times 10^{-6}/h$ を推奨する。エラーファクターには7を推奨する。

表B-1 確率紙プロットデータ(a)

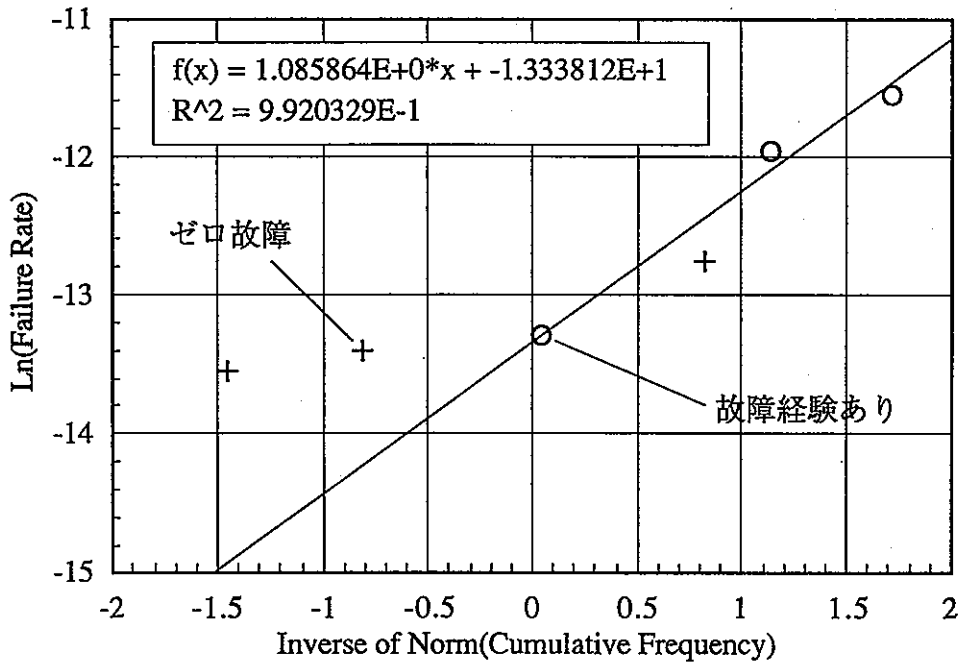
	制御棒落下 故障率(λ)	$\ln(\lambda)$	累積 度数	累積標準正規 関数の逆関数	累積機器 運転時間	制御棒 落下数	重み
PFR	9.55E-06	-11.56	0.957	1.720	3.14E+05	3	9%
JOYO	6.31E-06	-11.97	0.871	1.133	3.17E+05	2	9%
EBR-II	1.67E-06	-13.30	0.583	0.211	1.80E+06	3	49%
KNK II	9.40E-07	-13.88	0.306	-0.508	2.42E+05	0	7%
FFTF	4.90E-07	-14.53	0.210	-0.808	4.64E+05	0	13%
Phenix	4.23E-07	-14.68	0.073	-1.452	5.38E+05	0	15%
					3.68E+06		
median	1.32E-06						
EF	7.44E+00						
mean	2.77E-06						
95%値	9.80E-06						
5%値	1.77E-07						

表B-2 確率紙プロットデータ(b)

	制御棒落下 故障率(λ)	$\ln(\lambda)$	累積 度数	累積標準正規 関数の逆関数	累積機器 運転時間	制御棒 落下数	重み
PFR	9.55E-06	-11.56	0.957	1.720	3.14E+05	3	9%
JOYO	6.31E-06	-11.97	0.871	1.133	3.17E+05	2	9%
KNK II	2.86E-06	-12.76	0.795	0.825	2.42E+05	0	7%
EBR-II	1.67E-06	-13.30	0.518	0.044	1.80E+06	3	49%
FFTF	1.49E-06	-13.41	0.210	-0.808	4.64E+05	0	13%
Phenix	1.29E-06	-13.56	0.073	-1.452	5.38E+05	0	15%
					3.68E+06		
median	1.61E-06						
EF	6.01E+00						
mean	2.91E-06						
95%値	9.67E-06						
5%値	2.68E-07						



(a)ゼロ故障の点推定値を $\chi^2(0.5,1)/2T$ で評価した場合 T: 運転時間



(b)ゼロ故障の点推定値を $\chi^2(0.5,2)/2T$ で評価した場合 T: 運転時間

図B-1 制御棒落下故障率の確率紙プロット

●添付 C 希有故障の故障率の不確かさ評価についての考察

いま、機器の運転時間と故障件数から構成される一つの標本を統計処理することによって故障率の点推定値をもとめる。これに何らかの分析と判断を加えて n 分の 1 倍の係数を乗じた結果を点推定値の評価値とする。同じ標本を統計処理することによって得られる 95% 信頼度上限値は、故障率がこの値以下である確率が 95% であることを表している。

n 分の 1 の係数を考慮する具体例は漏洩モードの故障率評価である。工学的には発生率が極めて小さくなるように設計・製作されていると考えられる機器であっても、統計的には使用実績が少ない場面に遭遇するからである。故障経験がゼロのときの「95% 信頼度上限値」は、 χ^2 片側推定法を用いて $\chi^2_{(0.95,2)}/2T=3/T$ と評価される。ここで、 T は機器の運転時間である。故障経験がゼロの場合、故障率の点推定値は統計的に決定できない。しかし、仮にこれを $\chi^2_{(0.5,1)}/2T$ として評価すると、点推定値と「95% 信頼度上限値」の比は $\chi^2_{(0.95,2)}/\chi^2_{(0.5,1)}=13.1$ となる。故障が 0 件の場合の点推定値評価方法として $\chi^2_{(0.5,1)}/2T$ を例に挙げた理由は、故障数を表す n が 1 以上の場合に $\chi^2_{(0.5,2n+1)}/2T$ が n/T に近いからである。ここで、評価の対象としている規模の漏洩の発生する割合として n 分の 1 倍を点推定値に乘じるとすれば、点推定値と「95% 信頼度上限値」の比はさらに大きくなる。

複数の機器故障の和として表される事象の発生率の不確かさ幅を知るためには、通常故障率を確率変数とみなして個々の故障率の確率密度を合成することによって事象発生率の確率密度がもとめられる。この場合、点推定値の評価と整合性をとるために、点推定値を確率変数の期待値とみなす。確率密度関数には対数正規分布を用いることが多い。そして分布パラメータであるエラーファクターにより考慮される区間、すなわち分布の 5% 値から 95% 値までを有効な不確かさ幅とするのが通例である。しかしながら、どのようなエラーファクターを選んでもこの 95% 値は理論的に期待値の 3.9 倍を超えることはない。言い換えると、故障率の 95% 値が点推定値の 3.9 倍を超えるような場合には、この方法により適切なエラーファクターを選ぶことができない。

95% 値は「95% 信頼度上限値」と同じく「故障率が 95% 値以下である確率が 95% である」という意味を持つ。点推定値を期待値とみなす評価においては、95% 値が統計的に χ^2 乗片側推定法を用いて得られる 95% 信頼度上限値に最も近づくべきである。故障経験が 0 の場合、95% 値の点推定値に対する比が最大となるようにエラーファクターを 15 と設定すると、95% 値は χ^2 片側推定法からもとめられる「95% 信頼度上限値」に近づく。

上述の議論によれば、故障経験がゼロの場合の故障率評価で特に点推定値に n 分の 1 倍という係数を考慮する場合は、適切なエラーファクターを選ばないことになる。これが真実かどうかを確かめるために、 n 分の 1 を乗ずることの意味について考察する。 n 分の 1 という係数は、上述の例では「全漏洩に対する有意な規模の漏洩の割合」を表す故障率に対する補正係数である。故障率を確率変数とみなすときには、点推定値に対する

補正というよりは不確かさ分布の各パーセント点に対応する故障率に乘じる係数である。つまりこの係数は、不確かさ分布全体に作用する。係数自身も分析と判断に裏付けられた量であるから、不確かさを含むことになる。つまり係数は確率変数とみなされる。二つの確率変数の積に対する確率密度がもとめるべき不確かさ分布である。これはもとの故障率の不確かさ分布とは異なる。従って、 n 分の1という係数は故障率の点推定値のみならず区間推定値に対しても作用するといえる。そして不確かさ分布は n 分の1係数によって故障率の小さな方向に補正されるので、最初にもとめた故障率の「95%信頼度上限値」に相当する値のもつ意味は、 n 分の1を乗じた後では「少なくとも95%を越える信頼度上限値」に変わってくる。すなわち、 n 分の1という係数を乗じた後では、故障率が「95%信頼度上限値」以下である確率は、もはや95%より大きいのである。繰り返すと、 n 分の1を乗じた点推定値の不確かさ分布（確率密度分布）は、乗じるまえの故障率の不確かさ分布と n 分の1という係数に対する不確かさ分布を合成することで導出される。不確かさ分布が得られるとエラーファクターがもとめられる。

統計のみに頼れば、運転・故障経験の少ない機器の故障率は常に高い値を示す。これを避けるための手段として分析と判断を加味して故障率を評価するのがこれまで述べた評価の考え方である。従って、この考え方は統計的な裏付けに極めて乏しいのが特徴である。具体例として漏洩モードの故障率評価で考えねばならないのは、有意な規模の漏洩事例が一件追加情報として得られた場合の故障率評価への影響である。この影響は、単に n 分の1倍する前の故障率を増加させる効果だけでなく、 n 分の1の係数自身を増加させる効果の二つの相乗効果として評価結果に作用する。この影響を故障率評価の中で適切に考慮するためには、故障率を n 分の1倍するときの不確かさ分布の合成時に、 n 分の1倍する前の故障率が有する不確かさと n 分の1の係数の不確かさの間に正の相関性を考慮すればよい。相関性の強さをどの程度に見積もるかは評価者に委ねられる。

以上の考察は次の3つの提案にまとめられる。

- ①故障経験がゼロの場合の故障率の点推定値を統計的にもとめることはできないが、一つの推定方法として $\chi^2_{(0.5,1)}/2T$ で与えること。これは、 n が1以上の場合に $\chi^2_{(0.5,2*n+1)}/2T$ が n/T に近いということが唯一の理由である。
- ②対数正規分布を故障率の不確かさ分布として、その95%値の期待値に対する比を最大とするようにエラーファクターを15と見積もること。点推定値を期待値とみなす評価においては、95%値が統計的に χ^2 片側推定法を用いて得られる95%信頼度上限値に最も近づくからである。
- ③漏洩規模の補正係数(n 分の1)についても分析と判断の不確かさを対数正規分布で考慮すること。そしてこの不確かさ分布と故障率の不確かさ分布を合成して推奨すべき故障率の不確かさ分布をもとめること。さらに、この過程で合成される二つの不確かさ分布の間に正の相関性を考慮すること。このようにすることによって評価に対する統計的な裏付けと分析・判断の考慮の折衷が図られる。二者のどちらに重きを置くかは相関性の強さによって定まる。

●添付D 蒸気発生器のナトリウム外部漏洩モードの故障率評価の検討

表D-1に蒸気発生器の外部漏洩モードの運転故障経験と故障率をまとめた。故障率は蒸気発生器外部胴の材質、構造（形状）、大きさに依存すると思われる。ここでは、検討が比較的容易な、形状と大きさについてのみ考慮して故障率を定量化する。蒸気発生器を外見で分類した構造上の種類には、直管型、ホッケースティック型、U字管型/V字管型、蛇状（連続したS字状）管型（ヘアピン型）等の様々なものがある。さらに、蒸気発生器の外部形状は長さ（あるいは高さ）と口径の比率によって管とみなせるものから容器のようなものまで存在する。

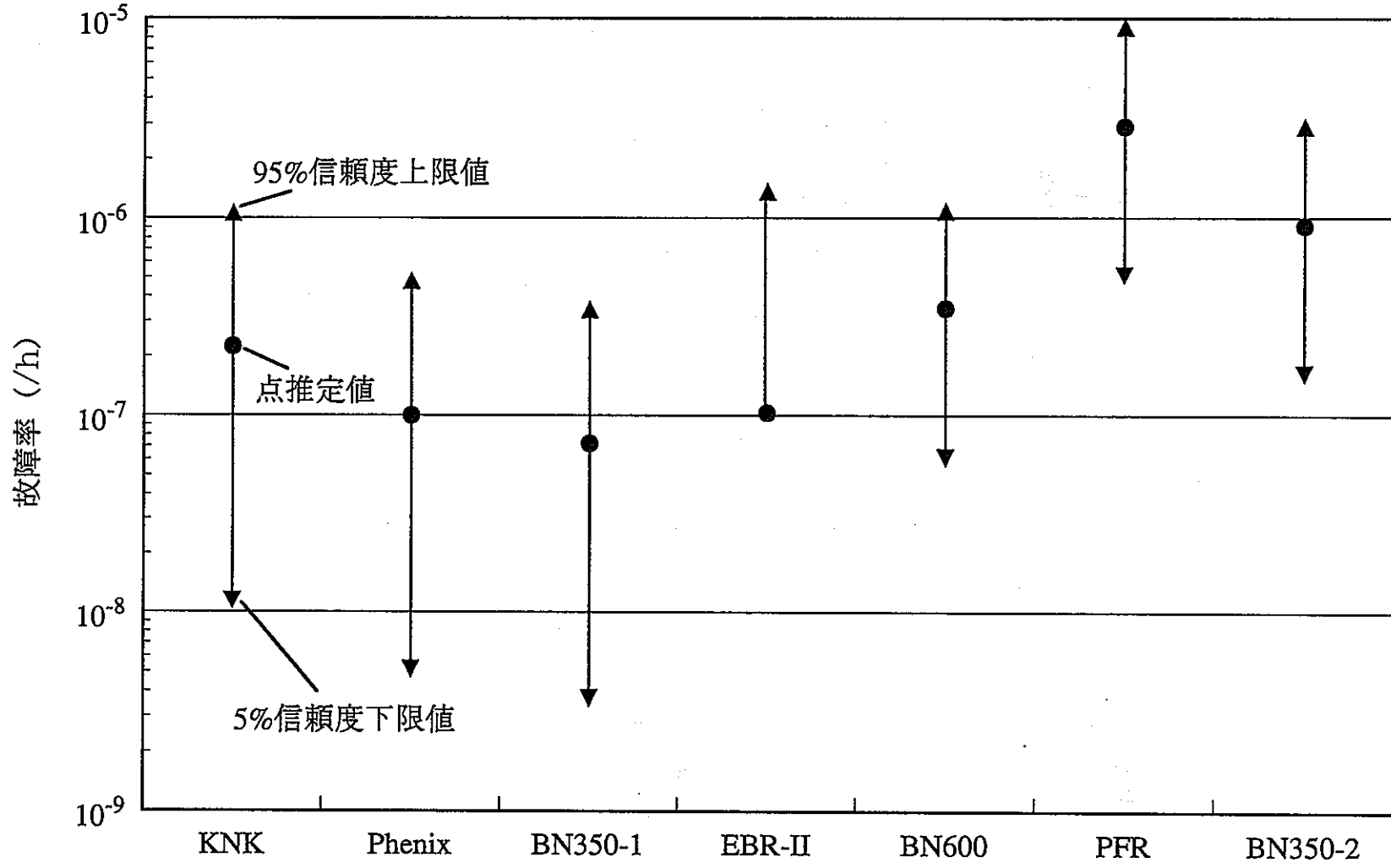
このような種類の違いは、機器の数え方に影響を及ぼす。モジュール型の場合は蒸気発生器を構成する最小単位を一つの機器として数えることとした。表D-1に挙げた各蒸気発生器の数え方について以下に記述する。KNK-I/IIの2次冷却系は2ループ存在し、蛇状（連続したS字状）管の中に蒸気管1本を納めた蒸気発生器（管）が1ループ当たり28本ある。この場合、蒸気発生器は $2 \times 28 = 56$ 台と数えた。同様にPhenixについては2次冷却系は3ループから構成されており、1ループ当たり3セクション（蒸発器、過熱器、再熱器）存在する。1セクションの中には、蛇状管の中に蒸気管7本を内包する蒸気発生器（管）が12本含まれている。したがって、Phenixの蒸気発生器は $3 \times 3 \times 12 = 108$ 台であるとした。さらに、V字状管の中に蒸気管19本を納めたBN350のマイクロモジュール型蒸気発生器は6ループある2次冷却系の中の2ループに使われている。1ループの中に蒸発器と過熱器の2セクションが存在し、さらに各セクションは64本のV字状蒸気発生器（管）から構成されている。この蒸気発生器は $2 \times 2 \times 64 = 256$ 台と数えた。これに対して、直管型の伝熱管約70本を収納したEBR IIの蒸気発生器は1ループしかない2次冷却系に10台存在する。同じく直管型の伝熱管を230本程度収納したBN600の蒸気発生器の個々のモジュールは、3ループ \times 3セクション（蒸発器、過熱器、再熱器） \times 8モジュール=72台存在する。U字状伝熱管250本から500本程度を納めたPFRの蒸気発生器は3ループ \times 3セクション（蒸発器、過熱器、再熱器）=9台である。BN350の4ループに使われているシェル&チューブ型蒸気発生器は、1ループ当たり蒸発器2基と過熱器2基から構成されているため、合計16台と数えた。

運転故障経験の調査（表D-1）によれば、蒸気発生器1台の運転時間は概ね50,000～150,000時間であること、そして有意な漏洩規模と判断された漏洩件数は0～2件であることが明らかとなっている。故障率を定量化した結果、点推定値は、 $0.7 \sim 30 \times 10^{-7}/h$ となった。

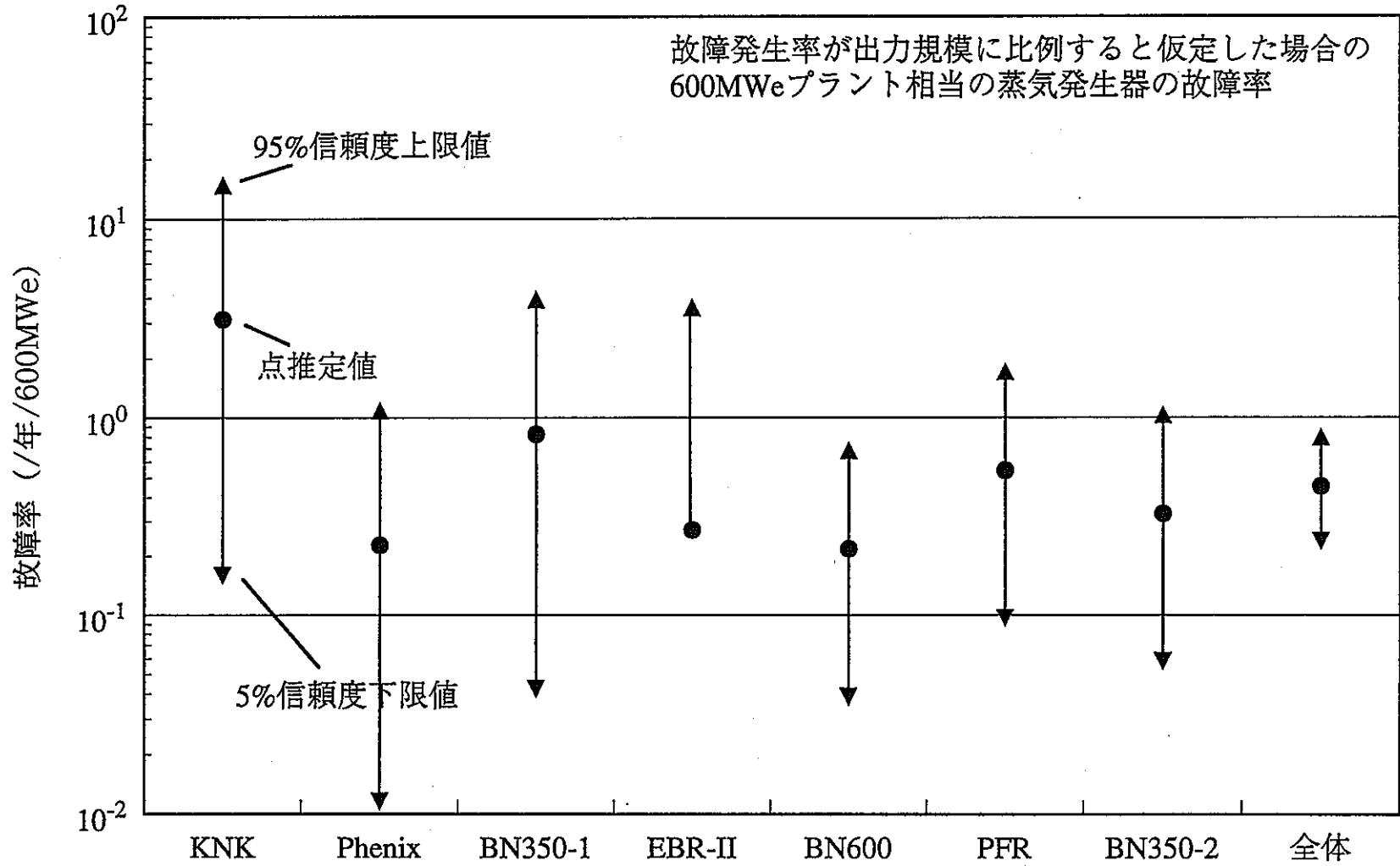
蒸気発生器胴の大きさの影響（スケール効果）について検討した。胴の大きさを表す指標として一つの管（または容器）の中に収納された伝熱管本数に着目して故障率を分類すると（表D-1、図D-1）、伝熱管本数が200以上の蒸気発生器の故障率の点推定値は伝熱管本数が200未満と比べて大きい傾向を得た。しかしながら、不確かさ幅を考慮した区間推定値で比較すると、伝熱管本数と故障率の間に明白な相関性があるとは断定できない。

蒸気発生器を円柱とみなしてスケール効果を検討した。外部漏洩モードの故障発生率は表面積に比例すると考えられる。伝熱管の熱交換性能が一定であると仮定すると、蒸気発生器の中に収納する伝熱管の量に出力が比例すると考えられる。このとき、出力を n 倍にすることは円柱状蒸気発生器の体積を n 倍にすることに置き換えられる。円柱の高さを調節して体積を n 倍に変更すると、円柱側面の表面積は n 倍になる。円柱の直径を調節して体積を n 倍に変更すると、円柱の上端/下端面の表面積は n 倍になるが、側面は $n^{1/2}$ 倍になる。そこで、故障率が電気出力に比例する場合と電気出力の平方根に比例する場合の両者について、電気出力600MW相当に換算した故障率を1年当たりの故障数として図D-2と図D-3にまとめた。スケール効果を見無視して故障率を整理した場合(図D-1)と比べて故障率は電気出力に比例するとした方(図D-2)がばらつき幅が小さく、さらに故障率が電気出力の平方根に比例するとした場合(図D-3)には最もばらつき幅が小さい。運転・故障経験を単純に統計処理した範囲では、蒸気発生器の外部漏洩モードの故障率は、出力の平方根に比例するものと考えて定量化すると、材質および構造設計に依らずに一定値(エラーファクター3以下のばらつき)で表される。

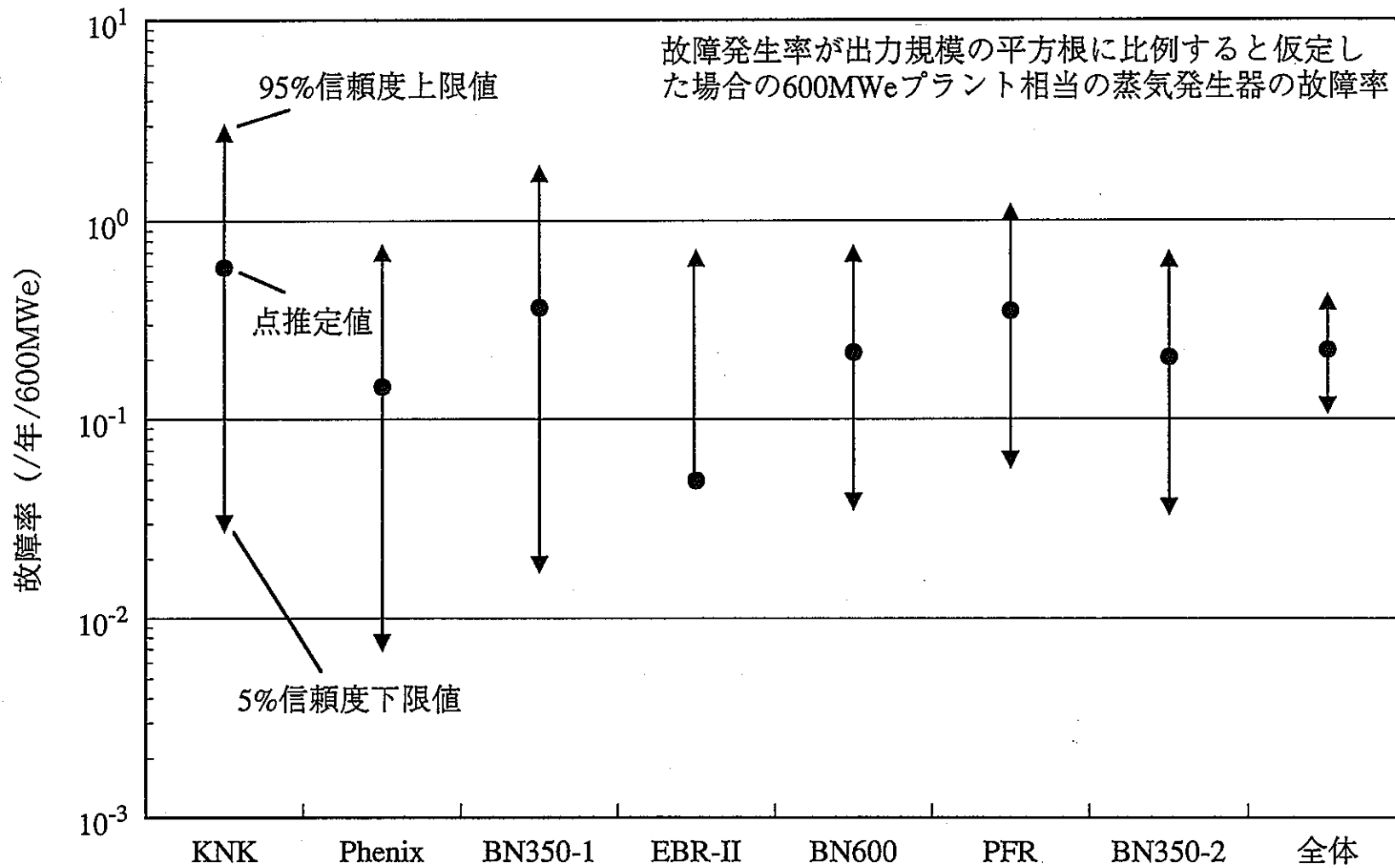
一方、故障事例を見ると、PFRに見られるように蒸気発生器胴の溶接線からの漏洩やBN350の伝熱管破損に伴うナトリウム漏洩の故障率は蒸気発生器の大小に影響されると考えられる。しかしながら、これ以外の入口配管、連絡配管、計装用配管あるいはドレン配管近傍での漏洩については、これらの付属機器の数量が蒸気発生器の大小にされるとは考えにくい。断定はできないが、このような様々な故障を含む故障率を出力の関数として整理した結果が、表面的にスケール効果をうまく説明できたとしても、偶然性を否定できない。ここで検討したスケール効果は、蒸気発生器の寸法を測定して比較検討した結果ではないし、材料や構造の違いを考慮したものではないため、単純にスケール効果の有無を結論づけられない。しかしながら、これらの検討結果を総合的に勘案すると、蒸気発生器の外部漏洩モードの故障率は、少なくとも蛇状管型蒸気発生器(KNK、Phenix、およびBN350のマイクロモジュラー型)とそれ以外(直管またはU字管型)に分けて導出しかつ適用するのが望ましいと結論づけられる。



図D-1 蒸気発生器のナトリウム外部漏洩モードの故障率
(微小漏洩を除く)



図D-2 蒸気発生器のナトリウム外部漏洩モードの故障率
(微小漏洩を除く)



図D-3 蒸気発生器のナトリウム外部漏洩モードの故障率
(微小漏洩を除く)

表D-1 蒸気発生器外部漏洩モードの故障率

施設	累積機器 運転時間	故障件 数	機器 数	故障率	熱出力* ¹ (MW)	電気出力* ² (MW)	伝熱管 本数	備考
KNK	4.5E+6 h	2 (1)	56	2.2E-7/h	58	21	1	1972/9/23に65kgの漏洩。1982/9/1に10kg未満の漏洩。2件とも溶接欠陥が原因。
Phenix	1.0E+7 h	1 (1)	108	1.0E-7/h	568	250	7	1986/5/5に再熱器入口T字管の周溶接線の熱影響部に溶接線に沿って120mmのき裂が生じて数十kgが漏洩した。
BN350* ¹	1.4E+7 h	1 (1)	256	7.2E-8/h	333		19	1989/1/18に伝熱管破損後のナトリウム水反応ジェットによる容器壁浸食の結果、約1m ³ の漏洩。
EBR-II	2.2E+6 h	0 (0)	10	1.0E-7/h	63	20	73	
BN600	5.8E+6 h	3 (2)	72	3.4E-7/h	1470	600	約230	1982/4/1に水素検出器ラインにて約2ℓの漏洩。1984/10/10に水・ナトリウム漏洩検出系の導波管溶接部にて漏洩(漏洩量不明)。1990/12/31に蒸気発生器とドレン配管接合部付近で漏洩。3日間で0.6m ³ 漏洩した。
PFR	7.0E+5 h	4 (2)	9	2.9E-6/h	600	250	約210~ 500	1987/4/28に漏洩発生(crack lengthが ³ 13~16cm)。1990/4/24に漏洩発生(亀裂修理長さが ³ 24cm)。1977/6/29に「slight leakage of sodium」が ³ 発生。1988/7/7に10kg未満の漏洩発生。
BN350* ²	2.2E+6 h	2 (2)	16	9.1E-7/h	667		約810	1977/10/15にSG液位計から約30ℓの漏洩。1992/1/19に再熱器と蒸発器を接続する小口径blowing off配管溶接部の漏洩(漏洩量不明、漏洩口=2×6mm)。
合計	3.9E+7 h	13 (9)		2.3E-7/h				

* 1 : BN350は1000MWをループ数の比率 (2 : 4) に分割した値

* 2 : BN350は150MWの電力と5kt/hの淡水化を行うが、ここでは350MWeを想定してこれをループ数の比率 (2 : 4) に分割した値を記載した。

* 3 : チェコスロバキア製マイクロモジュラー型蒸気発生器

* 4 : シェル&チューブ型蒸発器及びU字管型過熱器

括弧内は漏洩規模が有意であると判断した故障件数。故障率は括弧内の件数でもとめている。

添付 E 制御棒 1 本の挿入失敗確率の評価

日米の利用可能なデータベースを用いてスクラム要求回数と制御棒挿入失敗事象に係わる経験データを整理し、液体金属冷却型の高速炉プラントの制御棒 1 本の挿入失敗確率を定量化した。

動燃事業団大洗工学センターの制御棒駆動機構試験施設での高速増殖原型炉制御棒駆動機構モックアップ試験による 1 制御棒当たりのスクラム動作要求総数は 16,243 回である。この中で制御棒挿入失敗は発生していない。

社団法人火力原子力発電技術協会発行の原子力発電所運転管理年報平成 8 年版をもとに、国内加圧水型原子力発電プラントの制御棒集合体 1 クラスタあたりのスクラム動作要求数を推定した (表 E.1)。定期検査 1 回毎にスクラム試験を 1 度実施すると想定した。原子炉に備わっている制御棒クラスタ数は米国のウェスチングハウス社製のプラントと同等と仮定して見積もった。調整棒を除いた制御棒集合体クラスタ 1 体当たりの累積スクラム要求数の推定値は 10,071 回である。対応する期間に、制御棒挿入失敗は報告されていない。

米国のデータベース LER をもとに 1972 年から 1978 年までの米国加圧水型原子力発電プラントの運転実績より算出した制御棒集合体 1 クラスタあたりのスクラム動作要求総数は 74,429 回である。対応する期間に「96%挿入に失敗した事象」は 3 件報告されている。いずれも 1 体の挿入失敗である。(表 E.2)

日米の加圧水型原子力発電プラント運転実績値と高速炉用の制御棒駆動機構の試験値とについて別々に集計し、制御棒挿入失敗確率を算出した。

	スクラム 動作回数	挿入失敗 回数	挿入失敗確率	
			平均値	EF*
加圧水型軽水炉発電プラント	84,500 回	3 回	3.6×10^{-5} / 要求	3.1
制御棒駆動機構試験施設	16,243 回	0 回	1.4×10^{-5} / 要求**	15

* : エラーファクター

** : 自由度 1 の 50% χ^2 片側推定

これらの不確かさ分布に対数正規分布を想定して中央値を各々算出し、それらの幾何平均をとってまるめた値を推奨すべき中央値とした。推奨すべきエラーファクターとして 10 を設定した。さらに不確かさ分布に対数正規分布を想定して推奨すべき平均値を算出した。このようにして導出した制御棒 1 本の挿入失敗確率は以下の通りである。

平均値	中央値	エラーファクター
3.0×10^{-5} / 要求	1.0×10^{-5} / 要求	10

表E.1 国内軽水炉の制御棒挿入に関する運転故障経験（1995年度実績）

設置者名	発電所名 (設備番号)	定格電 気出力 (MW)	調整棒以外 のクラスター数 *	調整棒 のクラス ター数*	計画 停止 回数	原子炉 自動停 止回数	原子炉 手動停 止回数	スクラム要求 数(試験 を含む)
日本原子力発電(株)	敦賀(2号)	1,160	53	8	7	2		477
北海道電力(株)	泊(1号)	579	29	4	5			145
	泊(2号)	579	29	4	3			87
関西電力(株)	美浜(1号)	340	29	4	14	5	11	551
	美浜(2号)	500	29	4	14	4	7	522
	美浜(3号)	826	48	5	14	2	3	768
	高浜(1号)	826	48	5	16	6	8	1,056
	高浜(2号)	826	48	5	15	7	4	1,056
	高浜(3号)	870	48	5	9	2		528
	高浜(4号)	870	48	5	8			384
	大飯(1号)	1,175	53	8	12	4	7	848
	大飯(2号)	1,175	53	8	12	3	3	795
	大飯(3号)	1,180	53	8	3			159
大飯(4号)	1,180	53	8	2			106	
四国電力(株)	伊方(1号)	566	29	4	15		1	435
	伊方(2号)	566	29	4	10			290
	伊方(3号)	890	48	5	1			48
九州電力(株)	玄海(1号)	559	29	4	16	2	2	522
	玄海(2号)	559	29	4	12	1		377
	玄海(3号)	1,180	53	8	1			53
	川内(1号)	890	48	5	9	1	1	480
	川内(2号)	890	48	5	8			384
合計			934	120	206	39	47	10,071

* ; ウェスチングハウス型の軽水炉と仮定した

表E.2 米国軽水炉の制御棒挿入に関する運転故障経験

製造者	施設 コード	制御棒クラス数		臨界時間 ¹⁾		スクラム要求数 ²⁾		故障数		機器運転時間 ³⁾		スクラム要求数 ⁴⁾	
		全種類	調整棒 以外	'72 -'78	'76 -'78	'72 -'78	'76 -'78	'72 -'78	'76 -'78	'72 -'78	'76 -'78	'72 -'78	'76 -'78
BW ⁵⁾	AR1	69		20,009	12,946	15	8			1,380,621	893,274	1,035	552
	CR3	69		7,430	7,430	15	15			512,670	512,670	1,035	1,035
	DB1	57		4,129	4,129	7	7			235,353	235,353	399	399
	OE1	69		30,392	13,620	64	17			2,097,048	939,780	4,416	1,173
	OE2	69		21,755	13,196	17	6			1,501,095	910,524	1,173	414
	OE3	69		22,921	15,777	18	10			1,581,549	1,088,613	1,242	690
	RS1	69		14,543	12,642	12	10			1,003,467	872,298	828	690
	TI1	69		24,929	14,916	7	2			1,720,101	1,029,204	483	138
	TI2	69		342	342	4	4			23,598	23,598	276	276
	合計	609		146,450	94,998	159	79			10,055,502	6,505,314	10,887	5,367
CE ⁶⁾	CC1	85		20,739	15,903	28	18			1,762,815	1,351,755	2,380	1,530
	CC2	85		9,162	9,162	11	11			778,770	778,770	935	935
	FC1	49		32,123	16,130	29	10			1,574,027	790,370	1,421	490
	M12	81		14,906	13,567	41	41			1,207,386	1,098,927	3,321	3,321
	MY1	85		40,408	18,606	31	9			3,434,680	1,581,510	2,635	765
	SL1	81		9,903	9,903	23	23			802,143	802,143	1,863	1,863
	合計	466		127,241	83,271	163	112			9,559,821	6,403,475	12,555	8,904
WH ⁷⁾	BV1	53	48	9,106	9,106	82	82			437,088	437,088	3,936	3,936
	DC	53	53	22,795	16,401	33	20			1,208,135	869,253	1,749	1,060
	DC2	53	53	770	770	7	7			40,810	40,810	371	371
	HN1	45	45	45,574	18,030	23	12			2,050,830	811,350	1,035	540
	IP2	61	53	21,387	10,995	128	35			1,133,511	582,735	6,784	1,855
	IP3	61	53	11,694	11,694	19	19			619,782	619,782	1,007	1,007
	JF1	53	48	3,079	3,079	13	13			147,792	147,792	624	624
	KE1	33	29	28,727	16,994	66	17			833,083	492,826	1,914	493
	NA1	53	48	410	410	6	6			19,680	19,680	288	288
	PR1	37	37	28,913	16,859	45	13			1,069,781	623,783	1,665	481
	PR2	37	37	25,020	17,531	36	13			925,740	648,647	1,332	481
	PT1	37	37	44,738	18,041	17	5			1,655,306	667,517	629	185
	PT2	37	37	45,215	17,964	25	6			1,672,955	664,668	925	222
	RG1	33	29	40,932	14,639	20	3			1,187,028	424,531	580	87
	RO2	41	41	43,928	16,245	80	22	1	1	1,801,048	666,045	3,280	902
	SA1	53	53	4,368	4,368	17	17			231,504	231,504	901	901
	SO1	45	45	41,777	14,325	24	13			1,879,965	644,625	1,080	585
	SU1	53	48	31,984	15,487	84	19			1,535,232	743,376	4,032	912
	SU2	53	48	28,790	13,160	62	15			1,381,920	631,680	2,976	720
	TR1	61	53	12,539	12,539	28	28			664,567	664,567	1,484	1,484
	TU3	53	45	36,992	15,712	81	19	2		1,664,640	707,040	3,645	855
	TU4	53	45	29,791	14,145	74	28			1,340,595	636,525	3,330	1,260
	ZI1	53	53	26,612	15,178	51	19			1,410,436	804,434	2,703	1,007
ZI2	53	53	21,735	13,657	89	29			1,151,955	723,821	4,717	1,537	
合計	1,164	1,091	606,876	307,329	1,110	460	3	1	26,063,383	13,504,079	50,987	21,793	
合計	2,239	1,091	880,567	485,598	1,432	651	3	1	45,678,706	26,412,868	74,429	36,064	

- 1) : 原子炉が臨界状態にあった累積時間
- 2) : 原子炉当たりのスクラム要求数 (計画的スクラム試験によるものと計画外の実際の要求の両者を含む)
- 3) : 制御棒クラス1 体当たりの累積運転時間
- 4) : 制御棒クラス1 体当たりの累積スクラム要求数
- 5) : Babcock & Wilcox
- 6) : Combustion Engineering
- 7) : Westinghouse

故障モード : Fail to insert to at least 96% during scram

出典 : NUREG/CR-1331, Table 1

添付F n out of m 系統の故障と κ ファクター

m個の同一仕様機器からなる系においてd回の機器作動要求を経験し、このうちj個の機器が同時に故障 (m-j個は成功) した場合は n_j 回含まれていたとする。本系統は同時にn個以上の機器故障が発生した時に系統故障になるものとする。

m個の機器とも機器作動要求をd回経験したのであるから、合計すると $m \times d$ 回の機器作動を行ったことになる。これに対して観測された機器故障数は、1個の単独故障を n_1 回、2個の同時故障を n_2 回、j個の同時故障を n_j 回であるから、これらを延べ機器数に直すと、 $1 \times n_1 + 2 \times n_2 + \dots + m \times n_m$ となる。従って、単独故障も複数機器の同時故障も含んだ機器1個当たりの故障確率Qは、

$$Q = (1 \times n_1 + 2 \times n_2 + \dots + m \times n_m) / (m \times d)$$

で与えられる。全機器故障数に対する任意のj個の同時故障機器数の割合を $\kappa_{j/m}$ と定義すると、これは次式で与えられる。

$$\kappa_{j/m} = (j \times n_j) / (1 \times n_1 + 2 \times n_2 + \dots + m \times n_m)$$

一方、系統の故障確率であるが、任意のj個だけが故障する系統の故障確率 $p_{j/m}$ は n_j/d で与えられる。これを $\kappa_{j/m} \times Q$ で表すと、

$$p_{j/m} = \kappa_{j/m} \times Q \times (m/j)$$

となる。j=1の場合、これは独立故障によって系統中の任意の1個が故障する確率を表し、 $p_{1/m} = m \times \kappa_{1/m} \times Q$ となる。逆にj=mの場合は致命ショックによって全機器が同時に故障する確率を表し、 $p_{m/m} = \kappa_{m/m} \times Q$ となる。通常興味の対象となるのは、m個の中の任意のn個以上が故障する確率である。これは次式で表される。

$$\sum_{j=n}^m p_{j/m} = m \times Q \times \sum_{j=n}^m \frac{\kappa_{j/m}}{j}$$

添付 G 制御棒挿入失敗の共通原因故障の定量評価

制御棒挿入失敗に関する経験情報として活用可能なのは米国PWRの制御棒挿入失敗事象記録のみである。これによれば、単一挿入失敗3回の経験を有するのに対して従属失敗事象は0回である。

観測値から推定可能なのは従属故障と独立故障の割合である。例えば2重故障と3重故障の発生割合のような高次の従属故障の起こる割合は推定不可能なため、従属故障の全故障に対する割合を表す β ファクターを経験値に基づいて推定し、高次の従属故障の起こる割合は別途検討する。また、観測対象の原子炉には数十の制御棒クラスターが存在するのに対して、評価対象の原子炉には6、13あるいは18本の制御棒が存在する。ここでは、系統に含まれる制御棒本数が異なっても従属故障と独立故障の割合は変わらないとした。

2項分布を用いて従属故障の全故障に対する割合(β)を導出すると、50%上限値と95%上限値はそれぞれ0.206及び0.631となる。50%上限値を平均値とみなし、95%上限値と50%上限値の比3.1を β に対するエラーファクターとする。

制御棒挿入失敗の共通原因故障を添付Fで定義した κ ファクターを導入して定量評価した。次の4つの考え方に基づいて高次の共通原因故障評価を試みた。

- ①高次の共通原因故障ほど起こりにくく、5次以上は致命ショック(そこに存在する同一仕様機器を全て同時に故障させるような故障要因)による故障しか起こらないと考え、Multiple Greek Letter (MGL) 法*の各パラメーターとして、 $\gamma=1/4$ 、 $\delta=1/3$ 、 $\varepsilon=1/2$ 、 $\zeta=1$ および ζ 以上のMGLパラメーター=1を仮定した。
- ②高次の共通原因故障ほど起こりにくいと考え、 $\kappa_{j/m}$ ファクターは $j>1$ の範囲で $1/j$ 分布をとると仮定した。
- ③NUREG/CR-4550においてバッテリーの高次の共通原因故障確率の算出に適用された評価式 $\beta_k = \Pi \{(2^{i-2}-1 + \beta_2) / 2^{i-2}\}$ を用い、 $MGL_k = \beta_k / \beta_{k-1}$ ($k>2$: $MGL_3=\gamma$, $MGL_4=\delta$, $MGL_5=\varepsilon$, ...) によりMGLパラメーターを算出した。この式に基づけば、高次の共通原因故障ほど起こりにくく、但し致命ショックだけは低次の共通原因故障と同程度の割合で発生するという評価になる。
- ④高次の共通原因故障ほど起こりやすい顕著な場合として致命ショックしか起こらないと仮定した。

MGLパラメーターと $\kappa_{j/m}$ ファクターとの関係を6重系を例に示すと下記のようになる。

$$\kappa_{2/6} = \beta (1-\gamma), \kappa_{3/6} = \beta\gamma (1-\delta), \kappa_{4/6} = \beta\gamma\delta (1-\varepsilon), \kappa_{5/6} = \beta\gamma\delta\varepsilon (1-\zeta), \kappa_{6/6} = \beta\gamma\delta\varepsilon\zeta$$

系統の故障確率を制御棒1本の挿入失敗確率で除したものを表G-1に示す。高次の共通原因故障の捉え方により系統の故障確率は変わるがその変動幅はファクターにして3以

内である。図G-1をみると、各考え方がそれぞれ想定している共通原因故障のプロファイルを適切に表していることを確認できる。低次の共通原因故障が支配的な場合は系統の成功基準が厳しい領域で信頼性を大きく低下させる傾向にあり、高次の共通原因故障が支配的な場合は成功基準に寄らず信頼性はほぼ一定となる傾向を持つ。未経験の共通原因制御棒挿入失敗事象に対して高次/低次のどちらが支配的かは判断できないため、平均的な値を評価値として採用し、不確かさはエラーファクターとして考慮する。表G-1の平均値は β を平均値と設定した場合の値であり、 β のエラーファクター3.1と表G-1の①～④のばらつきを合成したものが真のエラーファクターである。制御棒1本の挿入失敗確率を乗じることにより系統の故障確率を導出し表G-2にまとめた。

* : A. Mosleh, et al., "Procedures for Treating Common Cause Failures in Safety and Reliability Studies," NUREG/CR-4780, EPRI NP-5613, 1988

表G-1 制御棒1本の挿入失敗確率に乗じる係数

状態	①	②	③	④	平均	EF
18本中1本以上の失敗	1.6E+1	1.5E+1	1.5E+1	1.4E+1	1.5E+1	1.0
18本中2本以上の失敗	1.6E+0	8.8E-1	1.0E+0	2.1E-1	9.4E-1	2.8
18本中3本以上の失敗	2.5E-1	5.1E-1	3.0E-1	2.1E-1	3.2E-1	1.6
13本中1本以上の失敗	1.2E+1	1.1E+1	1.1E+1	1.1E+1	1.1E+1	1.0
13本中2本以上の失敗	1.2E+0	7.0E-1	7.7E-1	2.1E-1	7.2E-1	2.4
13本中3本以上の失敗	1.9E-1	3.9E-1	2.4E-1	2.1E-1	2.6E-1	1.5
6本中1本以上の失敗	5.3E+0	5.2E+0	5.2E+0	5.0E+0	5.2E+0	1.0
6本中2本以上の失敗	5.6E-1	4.2E-1	4.0E-1	2.1E-1	4.0E-1	1.6
6本中3本以上の失敗	9.0E-2	2.1E-1	1.6E-1	2.1E-1	1.6E-1	1.5

EF：エラーファクター

表G-2 原子炉停止系のアンアベイラビリティ

系統	成功基準	平均値	EF
主炉停止系 (18本体系)	全数挿入	4.6E-4	13
	17本挿入	2.8E-5	24
	16本挿入	9.5E-6	16
主炉停止系 (13本体系)	全数挿入	3.3E-4	13
	12本挿入	2.2E-5	21
	11本挿入	7.7E-6	16
後備炉停止系	全数挿入	1.5E-4	13
	5本挿入	1.2E-5	17
	4本挿入	4.9E-6	16

EF：エラーファクター

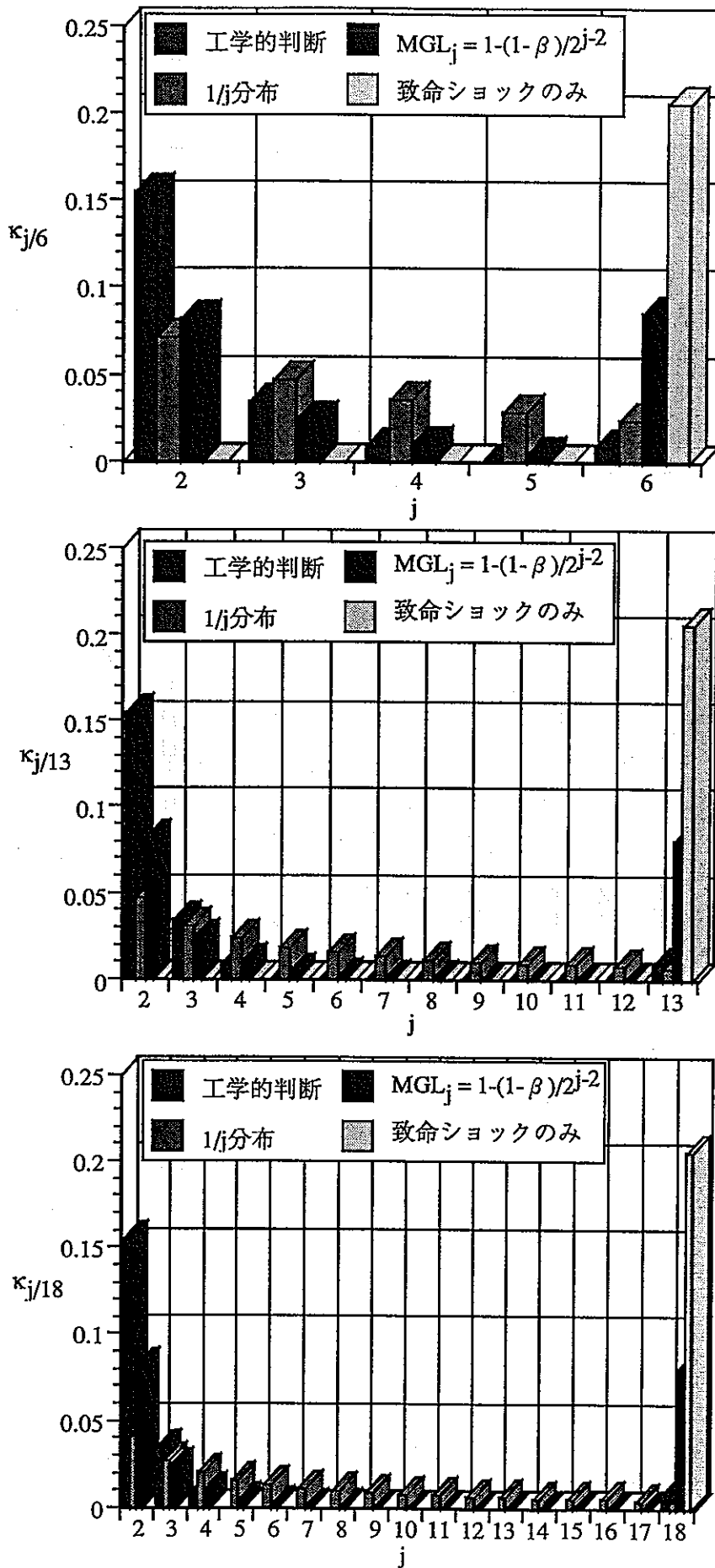


図 G-1 κファクター計算例

添付 H 原子炉トリップ遮断器の共通原因故障定量評価

原子炉トリップ回路の共通原因故障評価に当たっては、回路の主構成要素であり、且つ使用実績と共通原因故障経験データを有するトリップ遮断器の評価で代表させることとする。高速増殖原型炉の原子炉トリップ回路構成機器として使用されるDB-50、DS-416型の原子炉トリップ遮断器の非信頼度は、NUREG-1000を参考にLERをサーベイして導出した結果によれば 4.0×10^{-3} /要求と推定されている。この非信頼度導出に当たっては、シャントトリップコイルの故障は含まれておらず、UVコイルのみ考慮されている。一方、NUREG-1000とNPEのサーベイによりDB-50、DS-416型の原子炉トリップ遮断器の故障数として単独故障が31件、従属故障が2件（4故障）確認されている。

(1) BFR 法による評価

2項故障率分布（BFR）モデルによる共通原因故障の評価を試みる。BFRモデルの適用に当たっては、モデルの性質上3重以上の多重度を有する系統における観測値が得られねば評価に必要なパラメータを得ることが困難である。

BFRモデルでは通常故障を独立故障によるもの、非致命ショックによるもの、そして致命ショックによるものに分けて取り扱う。従属故障として観測された2重系の2重故障が致命ショックによるものか非致命ショックによるものかの判断、また単独故障として観測された2重系の1故障が非致命ショックによるものかそれとも独立故障によるものかの判断は難しく、評価者によって評価値がばらつくことが予測される。ここでは、そのばらつきと平均的な評価値を調べる。

共通原因故障定量化パラメータとして独立故障確率を λ 、致命ショック発生確率を ω 、非致命ショック発生確率を μ 、観測期間に投入されたデマンド数を d 、非致命ショックがある機器に伝播して故障として検出される確率を p とする。

- ケース1 従属故障2件（4故障）を致命ショックと判断すると、非致命ショックによる2重故障が零となるため、非致命ショックによる単一故障も零となる。 $\omega d = 2$ 、 $2\lambda d = 31$ 、特定の機器1台に着目した際の機器の全故障確率（ $Q = 4.0 \times 10^{-3}$ ）は $Q = \omega + \lambda$ なので、これらを解くと $\lambda = 31Q/35$ 、及び $\omega = 4Q/35$ が得られる。
- ケース2 致命ショックを1件（2故障）、非致命ショックを1件（2故障）とする。単独故障31件は全て非致命ショックによるものとする。 $\omega d = 1$ 、 $2\mu dp(1-p) = 31$ 、 $\mu dp^2 = 1$ 、並びに特定の機器1台に着目した際の機器の全故障確率は $Q = \omega + \mu p$ なので、これらを解くと $\omega = 0.0571Q$ 、 $\mu = 15.56Q$ 、並びに $p = 2/33$ が得られる。
- ケース3 従属故障2件（4故障）を非致命ショックとし、単独故障31件は全て非致命ショックによるものとする。 $2\mu dp(1-p) = 31$ 、 $\mu dp^2 = 2$ 、ならびに特定の機器1台に着目した際の機器の全故障確率は $Q = \mu p$ なので、これらを解くと $\mu =$

8.75Q ならびに $p = 4/35$ が得られる。

これらをまとめると BFR パラメータは表 H-1 のような値をとる。

表 H-1 拡張 2 項分布モデルパラメータ

ケース	λ	μ	p	ω	$q = 1 - p$
1	31Q/35	0.0	0.0	4Q/35	1.0
2	0.0	15.56Q	2/33	0.0571Q	31/33
3	0.0	8.75Q	4/35	0.0	31/35

これらを使って遮断器故障のみによる 2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗確率を導出する。まず、遮断器故障の組み合わせ数を計算する。回路遮断失敗となるように 6 個の中から遮断器故障 n 個を選ぶ組み合わせを C_n と表す。6 個の遮断器うち 4 個以上作動すれば回路遮断に必ず成功するので、 n が 3 以上の場合の C_n を計算する (下記①~⑥)。

- ① $C_3 = 2^3$ 8 通り
- ② 6 個の中から遮断器故障 4 個を選ぶ組み合わせ = ${}_6C_4$ 15 通り
- ③ 回路遮断成功となるように 6 個の中から遮断器故障 4 個を選ぶ組み合わせ 3 通り
- ④ $C_4 = ② - ③ = 15 - 3$ 12 通り
- ⑤ $C_5 = {}_6C_5$ 6 通り
- ⑥ $C_6 = {}_6C_6$ 1 通り

これらを用いると以下のような計算式が得られる。

$$8(\lambda^3(1-\lambda)^3 + \mu p^3 q^3) + 12(\lambda^4(1-\lambda)^2 + \mu p^4 q^2) + 6(\lambda^5(1-\lambda) + \mu p^5 q) + (\lambda^6 + \mu p^6 + \omega)$$

そして、この式に表 H-1 のパラメータを代入すると、2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗確率は Q を用いてつぎのように表される。

ケース 1	0.114Q
ケース 2	0.083Q
ケース 3	0.088Q

(2) MGL 法による評価

MGL 法による共通原因故障の評価を試みる。この方法の適用に当たっては、遮断器 2 個から構成されるデータ観測システムと遮断器 6 個から構成される評価対象システムの間で、全故障に対する 2 機器以上の従属故障の割合が保存されるという仮定を用いている。即ち、 $\beta = 4/35$ (0.114) である。高次の従属性を表す MGL パラメータを、以下のように与えた。

ケース 4 機器 2 個以上が従属性をもって故障する場合の 1/3 が 3 個以上の従属故障である。機器 3 個以上が従属性をもって故障する場合の 1/2 が 4 個以上の従属故障である。機器 4 個以上が従属性をもって故障する場合は、そこにある機器の全てが従属性をもって故障する。

$$\gamma = 1/3, \delta = 1/2, \varepsilon = \zeta = \eta = \theta = 1$$

ケース5 従属遮断器故障による2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗確率が最大となるようにする。

$$\gamma = \delta = 1, \varepsilon = \zeta = \eta = \theta = 0$$

ケース6 NUREG/CR-4550のバッテリーの高次共通原因故障確率の算出に適用された評価式 $\beta_k = \Pi \{(2^{i-2} - 1 + \beta_2) / 2^{i-2}\}$ を用い、 $MGL_k = \beta_k / \beta_{k-1}$ により MGL パラメータを算出する。

$$\gamma = (1+\beta)/2, \delta = (3+\beta)/4, \varepsilon = (7+\beta)/8, \zeta = (15+\beta)/16, \eta = (31+\beta)/32, \theta = 1$$

遮断器故障のみによる2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗確率は以下のように表される。

$$\{8(1 - \delta)/10 + 12\delta(1 - \varepsilon)/10 + 6\delta\varepsilon(1 - \zeta)/5 + \delta\varepsilon\zeta\}\beta\gamma Q = \beta\gamma\{4 + \delta(2 - \varepsilon\zeta)\}Q/5$$

これに上述のパラメータ値を代入すると、2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗確率は、Qを用いて次のように表される。

ケース4	0.034Q
ケース5	0.137Q
ケース6	0.064Q

ここではケース1～6の平均値を推奨すべき評価値とする。即ち、遮断器故障のみによる2 out of 3 遮断器回路の回路遮断失敗に対しては0.09Qが得られる。