

分 置

大型高速炉のレベルー1 PSA 概括評価

1993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ください。

〒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

Enquires about copyright and reproduction should be addressed to: Technology Management Section O-arai Engineering Center, Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation 4002 Narita-cho, 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)

大型高速炉のレベルー 1 P S A 概括評価

日置 一雅*

栗坂 健一*

三原 隆嗣*

要 旨

高速炉プラントを対象として確率論的安全評価（P S A）を実施した。本研究の目的は、概念設計段階のプラントにP S A手法を適用し、システムモデルを作成し、これに基づく定量解析により、系統的な評価・分析を行い、プラントの信頼性・安全性の向上に有効な知見を提供し、基本設計への反映に役立てることにある。

解析対象プラントは、プラント工学室が主体となって平成 2 年度から実施してきた「大型炉設計研究」の 6 0 万kWe級の大型高速炉とした。

本報告書では内的事象を対象としたレベルー 1 P S A の評価結果を示す。すなわち、フォールトツリー、イベントツリー手法によりシステムモデルを作成し、炉心損傷に至る事故シーケンスを同定し定量化した。炉心損傷発生頻度定量化結果、重要度解析結果、及び感度解析結果に基づき、安全確保上重要な系統・機器、支配的な事故シーケンスの整理を行い、系統的な分析を加えることによりプラントの信頼性・安全性の向上に有効な知見をまとめた。

概念設計に基づいた設計ベースの評価では、LORLとATWSの発生頻度は十分に低いレベルにあり、PLOHSの発生頻度が支配的であると評価された。想定される基本設計と最確値評価の成功基準に基づいた評価ベースでは、PLOHS発生頻度は設計ベースより約 2 桁低いことが示された。また、メンテナンス冷却系に補助冷却設備 1 ループと同等の除熱能力を持たせる設計として崩壊熱除去系の多重度を増すことによってPLOHS発生頻度はさらに約 1 桁減少することが感度解析によって示された。

*: 大洗工学センター 技術開発部 システム解析室

May, 1993

Level-1 PSA on Large Fast Breeder Reactor

Kazumasa Hioki*
Kenichi Kurisaka*
Takatsugu Mihara*

Abstract

The Systems Analysis Section has performed a probabilistic Safety Assessment (PSA) on a large fast breeder reactor (FBR). The objective of the study is to apply the PSA method to a plant in a conceptual design stage, develop system models, perform quantitative analyses and systematic evaluation, supply valuable insights to enhance reliability and safety, and reflect them to the basic design.

The plant analyzed is a 600MWe class large FBR designed by the Plant Engineering Section in the "Large FBR design study" that has been performed since JFY 1990.

The report presents the results of level-1 PSA on internal events. The system models were constructed using fault trees and event trees and accident sequences which lead to core damage were identified and quantified. The systems and the components that are important to safety and the dominant accident sequences were identified based on the results of importance analyses and sensitivity studies. Insights were obtained through the systematic analyses that are effective for the enhancement of reliability and safety of the plant.

As a result of the assessment based on the conceptual design the frequencies of LORL and ATWS are very low and the core damage frequency is dominated by PLOHS. The frequency of PLOHS is more than two orders of magnitude smaller based on the expected basic design and best estimate success criteria. The sensitivity study shows that the frequency decreases one more order if the Maintenance Cooling System has the same heat removal capability as one of the Auxiliary Cooling System loops.

* Systems Analysis Section, Technology Development Division,
O-arai Engineering Center

大型高速炉のレベルー 1 PSA概括評価

ページ

目 次

1	序	1
2	手法	5
3	プラント情報	9
3.1	プラント全体概要	9
3.2	原子炉停止に係わる系統	14
3.3	原子炉容器液位確保に係わる系統	19
3.4	崩壊熱除去に係わる系統	22
3.4.1	系統構成	22
3.4.2	除熱能力	22
4	システム解析	25
4.1	起因事象評価	25
4.1.1	起因事象の同定	25
4.1.2	起因事象の定量化	30
4.2	イベントツリー評価	34
4.2.1	機能イベントツリー	34
4.2.2	システムイベントツリー	38
4.3	原子炉停止に係わる系統の評価	61
4.3.1	フォールトツリーの作成と定性解析	61
4.3.2	制御棒挿入失敗確率	73
4.3.3	制御棒保持電源遮断失敗確率	80
4.4	原子炉容器液位確保に係わる系統の評価	102
4.4.1	ガードベッセル	103
4.4.2	1次主冷却系循環ポンプトリップ	103
4.4.3	1次アルゴンガス系隔離	105
4.5	崩壊熱除去に係わる系統の評価	114
4.5.1	成功基準	114
4.5.2	評価モデルの作成	116
4.5.3	猶予時間	143
4.5.4	解析手法と入力条件	146
4.5.5	評価結果	153
4.5.6	重要度評価	159
5	事故シーケンス評価	171
6	感度解析	191
6.1	原子炉停止系に係わる感度解析	191
6.2	崩壊熱除去系に係わる感度解析	199
6.2.1	自然循環除熱能力の増大	199
6.2.2	MCSの除熱能力の増大	206
7	考察	213
8	結論	217
9	参考文献	219

表リスト

表1-1	略語一覧表	3
表3.1-1	プラント主要目	11
表3.2-1	制御棒価値の評価(基底増殖炉心)	15
表3.2-2	原子炉トリップ信号	16
表3.2-3	原子炉格納容器隔離信号	17
表4.1.1-1	もんじゅ起因事象と大型炉起因事象の対比	29
表4.1.2-1	プラント固有データ	31
表4.1.2-2	起因事象の発生頻度	33
表4.2.2-1	崩壊熱除去系運転モードと起因事象の対応	44
表4.2.2-2	起因事象とフロントラインシステム一覧	45
表4.3.2-1	制御棒1本の挿入失敗確率に乗じる係数	77
表4.3.2-2	共通要因故障による制御棒挿入失敗確率	77
表4.3.3-1	起因事象と期待できる原子炉トリップ信号	90
表4.3.3-2	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	91
表4.3.3-3	検出チャンネルのアンアベイラビリティ	92
表4.3.3-4	論理回路と遮断回路構成要素のアンアベイラビリティ	95
表4.3.3-5	1信号期待時主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SM) のミニマルカットセット	96
表4.3.3-6	1信号期待時後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SB) のミニマルカットセット	97
表4.3.3-7	2信号期待時主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SM) のミニマルカットセット	98
表4.3.3-8	2信号期待時後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SB) のミニマルカットセット	99
表4.3.3-9	局所的燃料破損時主・後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SM・SB) のミニマルカットセット	101
表4.5.1-1	各除熱モードの失敗基準	115
表4.5.2-1	フロントラインシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ	123
表4.5.2-2	サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ	126
表4.5.2-3	マクロイベントの内容と定量値	131
表4.5.3-1	熱容量データ	145
表4.5.5-1	崩壊熱除去系の信頼度評価結果	157
表4.5.6-1	崩壊熱除去機能喪失確率に対するマクロイベントの重要度	162
表4.5.6-2	崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器単位の重要度	163
表5-1	炉心損傷発生頻度定量化結果(起因事象および事故カテゴリー別)	173
表5-2	炉心損傷発生頻度定量化結果(事故シーケンス別)	174
表5-3	炉心損傷発生頻度定量化結果(システム別)	175
表6.1-1	2次主冷却系循環ポンプトリップ失敗のミニマルカットセット	194
表6.1-2	IE・SM・RBシーケンスのIE・SMの発生頻度	195
表6.1-3	IE・RM・SBシーケンスのIE・SBの発生頻度	195
表6.1-4	IE・RM・RBシーケンスのIEの発生頻度	195
表6.1-5	IE・SM・SBシーケンスのIEの発生頻度	196
表6.2.1-1	2ループでも除熱可能とした場合(CASE2)の失敗基準	203
表6.2.1-2	1ループでも除熱可能とした場合(CASE3)の失敗基準	204
表6.2.1-3	CASE2, CASE3の信頼度評価結果	205
表6.2.2-1	MCSの除熱能力を増大させた場合(CASE4)の失敗基準	209
表6.2.2-2	CASE4の信頼度評価結果	210

図リスト

図2.1-1	システム安全解析の流れ	8
図3.1-1	プラントの基本概念	12
図3.1-2	ヘッドアクセス方式の基本概念	13
図3.2-1	原子炉停止に係わる系統の構成	18
図3.3-1	主冷却系高さ関係	20
図3.3-2	原子炉施設全体機器配置図 (A-A断面)	21
図3.4.1-1	崩壊熱除去系系統概略図	24
図4.2.1-1	機能イベントツリー	37
図4.2.2-1	正の反応度挿入システムイベントツリー	46
図4.2.2-2	欠番	
図4.2.2-3	1次主冷却系漏洩システムイベントツリー	47
図4.2.2-4	欠番	
図4.2.2-5	1次メンテナンス冷却系漏洩システムイベントツリー	48
図4.2.2-6	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップシステムイベントツリー	49
図4.2.2-7	1次主冷却系強制循環能力喪失システムイベントツリー	50
図4.2.2-8	1次主冷却系逆止弁閉システムイベントツリー	51
図4.2.2-9	2次主冷却系流量喪失システムイベントツリー	52
図4.2.2-10	2次主冷却系強制循環能力喪失システムイベントツリー	53
図4.2.2-11	2次主冷却系漏洩システムイベントツリー	54
図4.2.2-12	外部電源喪失システムイベントツリー	55
図4.2.2-13	給水流量喪失システムイベントツリー	56
図4.2.2-14	タービントリップシステムイベントツリー	57
図4.2.2-15	蒸気発生器伝熱管破損システムイベントツリー	58
図4.2.2-16	局所的燃料破損システムイベントツリー	59
図4.2.2-17	欠番	
図4.2.2-18	原子炉トリップシステムイベントツリー	60
図4.3.1-1	主炉停止系制御棒保持電源遮断フォールトツリー	66
図4.3.1-2	主炉停止系制御棒挿入フォールトツリー	69
図4.3.1-3	後備炉停止系制御棒保持電源遮断フォールトツリー	70
図4.3.1-4	後備炉停止系制御棒挿入フォールトツリー	72
図4.3.2-1	制御棒13本の系の κ ファクタ	78
図4.3.2-2	制御棒6本の系の κ ファクタ	79
図4.4-1	主冷却系高さ関係	107
図4.4.2-1	1次主冷却系循環ポンプトリップ失敗フォールトツリー	108
図4.4.3-1	1次アルゴンガス系隔離失敗フォールトツリー	111
図4.5.2-1	崩壊熱除去系サポートシステム機能依存関係	133
図4.5.2-2	サポートシステム系統図 (1)	134
図4.5.2-3	サポートシステム系統図 (2)	135
図4.5.2-4	サポートシステム系統図 (3)	136
図4.5.2-5	崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー	137
図4.5.2-6	1ループについてのミニマルカットセット	142
図4.5.4-1	フェイズドミッション解析コードフローチャート	151
図4.5.4-2	総ヒストリー数と非信頼度、F.S.D.との関係	152
図4.5.5-1	ランダム故障による崩壊熱除去機能喪失確率	158
図4.5.6-1	ACS 1ループ強制循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度	166
図4.5.6-2	ACS 1ループ自然循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度	167
図4.5.6-3	MCS強制循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度	168
図4.5.6-4	崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器の重要度	169

図リスト

図5-1	正の反応度挿入イベントツリー定量結果	176
図5-2	欠番	
図5-3	1次主冷却系漏洩イベントツリー定量結果	177
図5-4	欠番	
図5-5	1次メンテナンス冷却系漏洩イベントツリー定量結果	178
図5-6	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップイベントツリー定量結果	179
図5-7	1次主冷却系強制循環能力喪失イベントツリー定量結果	180
図5-8	1次主冷却系逆止弁閉イベントツリー定量結果	181
図5-9	2次主冷却系流量喪失イベントツリー定量結果	182
図5-10	2次主冷却系強制循環能力喪失イベントツリー定量結果	183
図5-11	2次主冷却系漏洩イベントツリー定量結果	184
図5-12	外部電源喪失イベントツリー定量結果	185
図5-13	給水流量喪失イベントツリー定量結果	186
図5-14	タービントリップイベントツリー定量結果	187
図5-15	蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー定量結果	188
図5-16	局所的燃料破損イベントツリー定量結果	189
図5-17	欠番	
図5-18	原子炉トリップイベントツリー定量結果	190
図6.1-1	2次主冷却系循環ポンプトリップ回路の構成	197
図6.1-2	給水流量喪失時の原子炉出力低下に係わるイベントツリー	198
図6.2.2-1	各評価ケースとPLOHS発生頻度の関係	211

1. 序

プラントの信頼性・安全性の向上に有効な知見を提供し、基本設計への反映に役立てることを目的として、概念設計段階の大型高速炉を対象として、確率論的安全評価（P S A）を実施した。P S Aの目的は一般的には以下のとおりである。

1. リスクに有意に寄与する起因事象及び事故シーケンスを摘出する。
2. リスクの寄与因子の発生可能性を定量的尺度をもって示す。
3. 事故シーケンスによりもたらされる影響を現実的に評価する。
4. プラントの設計・運転あるいは立地に関する意思決定のために、リスクに基づいた合理的な枠組みを提供する。

P S Aはプラントの設計及び運転の種々の要素、物理現象の進展、健康影響の発生等の様々な情報を体系的に統合していき、プラントのリスクを求めるための解析評価であり、多くのレベル、スコープが考えられるが、通常次の3つのレベルに分類される。

●レベルー1 P S A

プラントの設計・運転を分析し、炉心損傷に至るシーケンスを同定し、その発生確率（頻度）を求める。これをシステム解析ともいう。

●レベルー2 P S A

レベルー1 P S Aの結果を受けて、炉心損傷事故の物理過程および格納施設の応答を解析し、環境中へ放出される放射性物質の量と確率を求める。

●レベルー3 P S A

レベルー2 P S Aの結果を受けて、環境中での放射性物質の移行及び公衆への健康影響等の被害を評価し、リスクカーブを求める。

本報告書では、レベルー1 P S Aを実施した結果を示す。すなわち、プラントのシステムモデルを作成し、従属故障等の影響をも考慮して、炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度（確率）を同定、定量化した結果を、重要度解析、感度解析を実施した結果とあわせて示す。

起因事象の選定にあたっては、原子炉が出力運転中に内的事象によって炉心損傷に至る可能性のある事象を評価対象とした。内的事象とはプラントを構成する機器の誤動作・故障あるいは運転員の誤操作により引き起こされる事象で、プラントに直接的に影響を及ぼすものと定義される。一方、外的事象とは火災・地震・洪水などであり、これらの事象によって引き起こされる苛酷環境により機器故障が生じ、プラントに影響を及ぼすものである。尚、外部電源喪失はプラント外で発生する事象であるが、内的事象に分類

され、評価に含まれる。逆に、プラント内洪水は外的事象に分類され、これに対する評価は地震・火災と同様に、本報告書には含まれていない。また、燃料取り扱い設備等の炉心以外から放射性物質の放出に至る可能性のある事象に関する評価も本評価のスコープ外である。

本報告書は、本章に続き、第2章で手法、第3章でプラント情報、第4章でシステム解析、第5章で事故シーケンス評価、第6章で感度解析、第7章で考察、そして第8章で結論を述べる構成となっている。第4章システム解析は、4.1章起因事象評価、4.2章イベントツリー評価、4.3章原子炉停止に係わる系統の評価、4.4章原子炉容器液位確保に係わる系統の評価、4.3章崩壊熱除去に係わる系統の評価、と分れている。尚、不確定性解析、重要度解析、従属故障解析等は、各章の中で、必要に応じて触れることとする。本報告書で使用した略語の一覧を表1-1に示す。

表－１　略語一覧表

略語	原文	和訳
AC	Air Cooler	空気冷却器
ACS	Auxiliary Cooling System	補助冷却設備
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	反応度抑制機能喪失事象
BFR法	Binomial Failure Rate Method	
DRACS	Direct Reactor Auxiliary Cooling System	直接補助炉心冷却設備
FSD	Fractional Standard Deviation	変動係数
IRACS	Intermediate Reactor Auxiliary Cooling System	中間補助炉心冷却設備
LORL	Loss of Reactor Level	原子炉容器液位確保失敗事象
MCS	Maintenance Cooling System	メンテナンス冷却系
MGL法	Multiple Greek Letter Method	
PLOHS	Protected Loss of Heat Sink	除熱源喪失事象
PSA	Probabilistic Safety Assessment	確率論的安全評価
THERP	Technique for Human Error Rate Prediction	
ULOF	Unprotected Loss of Flow	炉心流量減少時、原子炉トリップ失敗事象
ULOHS	Unprotected Loss of Heat Sink	除熱源喪失時、原子炉トリップ失敗事象
ULOPI	Unprotected Loss of Piping Integrity	１次冷却材漏洩時、原子炉トリップ失敗事象
UTOP	Unprotected Transient Overpower	過出力時、原子炉トリップ失敗事象

2. 手法

2.1 レベルー1 P S A評価手順

レベルー1 P S Aの作業は、炉心損傷に至る事故シーケンスを同定し、その発生頻度を求めることである。評価手順はもんじゅプラントのレベルー1 P S A⁽¹⁾に従った。図2.1-1にその作業の流れ図を示す。図に示すように、レベルー1 P S Aでは以下のタスクを実施する。

(0) プラント設計情報の収集

プラントの設計・運転・保守等に関する情報を収集する。

(1) 起因事象の同定、分類

プラントの全システムを対象として、想定される機器の故障、運転員の誤操作、漏洩等の故障の原因を全て摘出し、これらの故障が生じたと仮定した場合に予想される事象の推移を分析する。これを基に、(2)以降の解析に当たって必要となる代表的な起因事象の選定を行う。

(2) イベントツリーの作成

炉心損傷に至る可能性のある種々の事象シーケンスを記述する。分類された起因事象カテゴリーの各々についてシステムの応答を明確にする。

(3) フォールトツリーの作成

対象とすべきシステムとその故障（機能喪失）との関連をイベントツリーとの対応に基づき明確にすると共に、システムの故障に至る原因を順次摘出し、イベントツリーでヘディングとして同定されたシステム及びそのサポートシステムについてフォールトツリーを作成する。この際、共通要因故障の寄与やシステム間相互干渉を考慮する。

(4) データベースの作成

対象プラントに適用可能なデータを、幅広く収集・評価し設定する。その場合、先行プラントの運転データ、すでに他のプラントのP S Aで使用されたデータ、現存する各種データソースが参考となる。機器故障率データのみではなく、機器の試験や修理の頻度や所要時間に関するデータも設定する必要がある。また、人的信頼度評価、従属故障解析をも行ない、データを準備する。

(5) 起因事象の定量化

(4)で作成したデータベースを用いて、(1)で同定した起因事象の1炉年あたりの発生頻度を算出する。

(6) フォールトツリー素事象の定量化、フォールトツリーの定量化

(4)で作成したデータベースを用いて、(3)で作成したフォールトツリーに現われる素事象の発生確率を求め、さらに、これを用いてフォールトツリーの頂上事象に対するミニマルカットセットを導出する。原子炉停止後の時間経過と共に、成功基準が変化する崩壊熱除去系に対しては、使命時間を複数のフェイズに区切り、各フェイズの成功基準に対応したミニマルカットセットを導出する。

(7) ユニークシステムコンビネーションの定量化

(4)で作成したデータベースを用いて、イベントツリーで求められたシステム故障の組合せ（ユニークシステムコンビネーション）に従ってフォールトツリーを結合し、シーケンスカットセットを導出する。崩壊熱除去系については、マルコフモデルを用いて、システムの遷移過程をモンテカルロシミュレーション法により追跡して非信頼度を評価する手法を用いる。

(8) 炉心損傷発生頻度の定量化

起因事象の発生頻度と、ユニークシステムコンビネーションの発生確率から、各事故シーケンスを定量化し、炉心損傷発生頻度を求める。

(9) 重要度評価

炉心損傷発生頻度に対する影響の大きな系統・機器を調べるために、重要度評価を行なう。

(10) 不確定性評価

データの不確かさの影響を把握するために、データの不確かさを伝播させ、炉心損傷発生頻度の不確かさを評価する。

(11) 感度解析

モデルやデータの不確かさが、炉心損傷発生頻度に与える影響を把握するために、感度解析を行なう。

(12) 結果の解釈と整理

種々の解析フェイズで得られたデータを統合整理し、結果を解釈する。特に、重要な事故シーケンスとその発生頻度に着目した整理を行なう。支配的因子に係わる事象や系統・機器を摘出して検討を加え、プラントのシステム設計、運転等にとって有効な情報を提供する。

(13) 技術的適合性の検討

上記タスクの各々について、技術的に適合していることを確認する。

各タスクは独立ではなく、互いのタスクの結果を受けて反復的に追加、集約等の修正が加えられる。

尚、本研究では、データベースの作成のうち、機器故障、試験、修理等のデータに関しては、もんじゅプラント用に作成したデータベースを使用した。また、不確定性、重要度、従属故障については、各システムの信頼度解析の中で必要に応じて評価した。

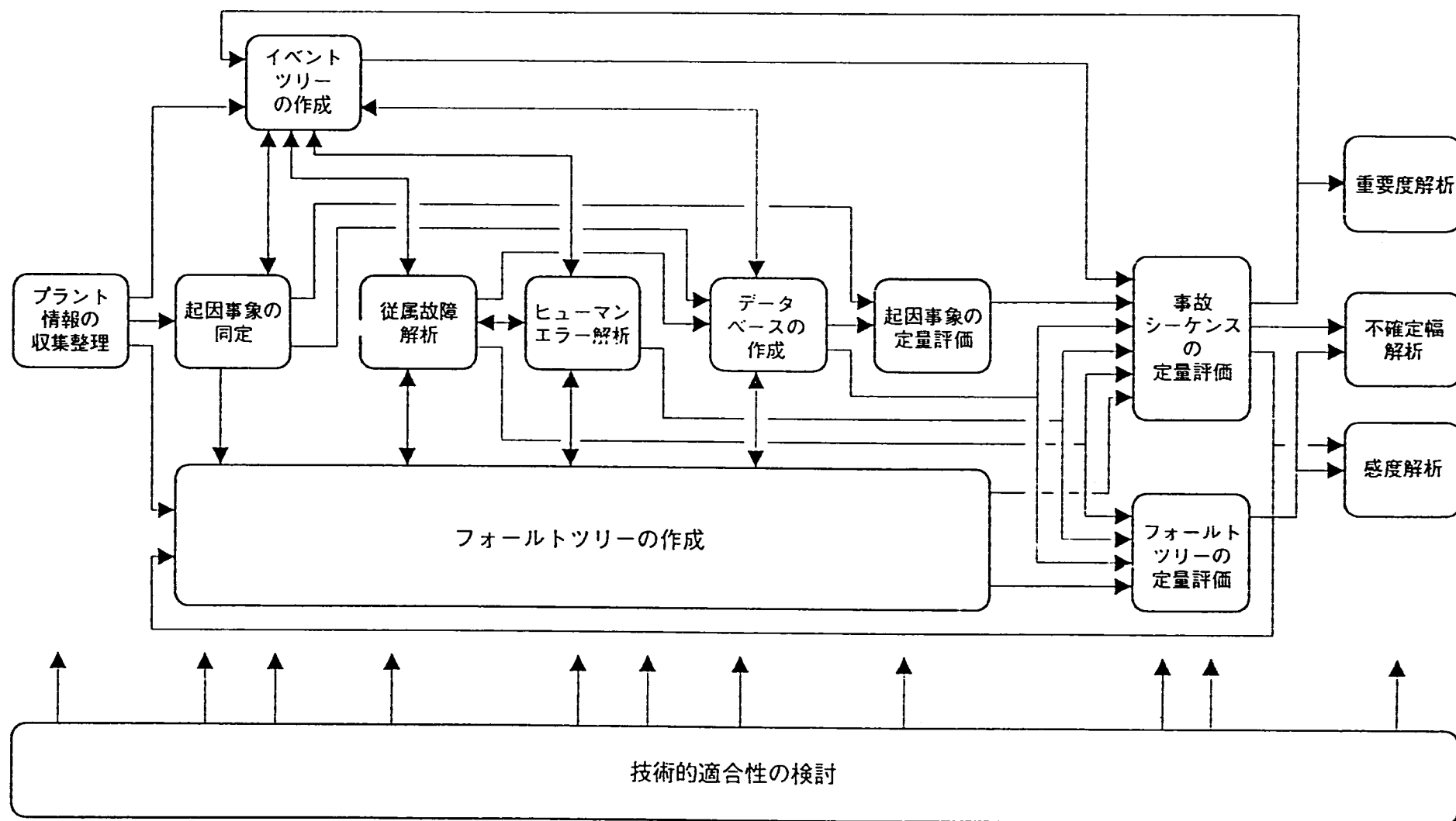


図 2.1-1 システム安全解析の流れ

3. プラント情報

3.1 プラント全体概要

解析対象プラントは、動力炉・核燃料開発事業団大洗工学センター技術開発部プラント工学室が主となって平成3年度に設計した熱出力1600MW、電気出力約640MWのループ型高速炉である⁽¹⁾。原子炉冷却系は3ループ構成で、それぞれ1次主冷却系、2次主冷却系、水・蒸気系を備えている。1次ホットレグ、コールドレグ温度がそれぞれ530℃、380℃、2次系がそれぞれ505℃、325℃である。炉心はプルトニウム・ウラン混合酸化物の中空燃料を使用した均質炉心である。プラント主要目を表3.1-1に示す。

プラントの基本概念図を図3.1-1に示す。1次主冷却系にはオーバフロー系は設けられておらず、起動時にのみ純化系を介して原子炉容器の液位を維持する方式を採用している。中間熱交換器は無液面であり、主循環ポンプはコールドレグ側に配置されている。蒸気発生器は一体貫流ヘリカルコイル型である。崩壊熱除去系は、2次主冷却系から分岐した中間補助炉心冷却系(IRACS)方式である。メンテナンス時のために直接補助炉心冷却系(DRACS)型のメンテナンス冷却系が設けられている。

炉容器はヘッドアクセス方式を採用し、ノズルのない単純な円筒容器となっている。ヘッドアクセス方式の基本概念を図3.1-2に示す。原子炉容器、中間熱交換器、1次主循環ポンプにはガードベッセルが設けられている。中間熱交換器と1次主循環ポンプのガードベッセルは、一体化されており、空隙は充填材で埋められている。

解析対象プラントをもんじゅと比較すると、出力は約2.2倍であるが、共にループ型の高速炉であり、ループ数や、IRACSタイプの崩壊熱除去系とDRACSタイプのメンテナンス冷却系を備えているなど、類似点が多く、もんじゅのレベル1 P S Aが利用できる。起因事象の同定・定量化、イベントツリーの作成、各系統の信頼性評価に影響する主な相違点としては、以下に示すようなものがある。

(1) 1次ナトリウムオーバフロー系が存在しない。

起動時の原子炉容器液位調整は純化系が受け持ち、原子炉停止時には液位確保のためのシステムは不要である。

(2) 原子炉容器が、ヘッドアクセス方式である。

原子炉容器はヘッドアクセス方式であるので、1次系コールドレグは比較的高所にある。このため、1次主冷却系コールドレグ破損時に逆流を防止するためにポンプトリップを遅延する必要がなく、1次主冷却系コールドレグ破損は、他の1次主冷却系配管破損と区別する必要がなくなる。

(3) 1次系、2次系の配管長さが短縮されている。

配管長さが短くなるため、1次主冷却系漏洩、2次主冷却系漏洩の起因事象の発生頻度が小さくなる。

(4) 過熱器が設けられていない。

蒸気発生器(SG)は、蒸発器(EV)と過熱器(SH)が一体化されており、過熱器は単独で存在しない。よって、蒸気発生器伝熱管破損の起因事象の発生頻度が小さくなる。

(5) 原子炉停止系の設計はもんじゅと異なる。

原子炉停止系の論理回路は3トレイン構成になっている。また、主炉停止系と後備炉停止系はそれぞれ別の原子炉トリップ信号によって作動する設計となっている。

(6) 崩壊熱除去系の成功基準がもんじゅと異なる。

原子炉停止後の経過時間によって、崩壊熱除去系の成功基準が変化するので、崩壊熱除去系の機能喪失確率の計算にあたってはフェイズド・ミッション解析が必要となる。

尚、電源や機器冷却系などのサポートシステムについては、まだ設計がなされておらず情報が無いので、原則としてもんじゅと同様な設計を想定する。

表3.1-1 プラント主要目

項 目	仕 様	備 考
原子炉出力	熱出力 160万kWt 電気出力 約60万kWe	実用炉出力規模: 60~150万kWe
炉型	ループ型、3ループ (原子炉容器ヘッドアクセス方式)	
原子炉出口温度	530°C 蒸気条件: 483°C、154kg/cm ²	
炉心	均質炉心、混合酸化物中空燃料 燃焼度(取出平均): 約9万MWd/t 材料: 改良オーステナイト鋼(PNC1520)	ラップ管材料としてフェライト鋼(PNC-FMS)をバックアップとする
運転期間	12ヵ月/サイクル プラント寿命 40年	
増殖比	約1.20 / 約1.05(基底増殖)	基底増殖炉心は径ブランケットなし
原子炉容器	材料: SUS316LCN鋼 炉壁保護: 起動時液位変動抑制システム + 熱遮蔽板	
炉心上部機構	単円筒型 燃料交換時引抜き	炉容器径の縮小、基本構造の単純化、サーマルストライビング対策構造の簡素化
1次主循環ポンプ	単段片吸込み、コールドレグ	
中間熱交換器	1次冷却材管側、無液面	
1次冷却材漏洩事故対策	長円形ガードベッセル (内部に充填材設置)	単純形状化
蒸気発生器	一体貫流ヘリカルコイル型 伝熱管材料: 改良9Cr-1Mo鋼	
原子炉停止系	主炉停止系、 後備炉停止系	(SASSの有効性の検討)
崩壊熱除去系	補助炉心冷却系(IRACS)	
燃料取扱設備	可変アームバンタグラフ、フィン付ボット、インセルクレーン	UIS引き抜き方式と整合する設備の簡素化
使用済燃料貯蔵設備 (減衰待ち貯蔵)	空冷保持筒内貯蔵 (通常時強制通風、事故時自然通風)	搬出待ち貯蔵の分離、 冷却の信頼性確保
原子炉格納施設	鋼製筒型アニュラス付 (下部補助建屋埋込み一体型)	二重格納施設を形成
耐震設計	「もんじゅ」サイト条件 深く埋設した耐震建屋	高地震地帯設置可能

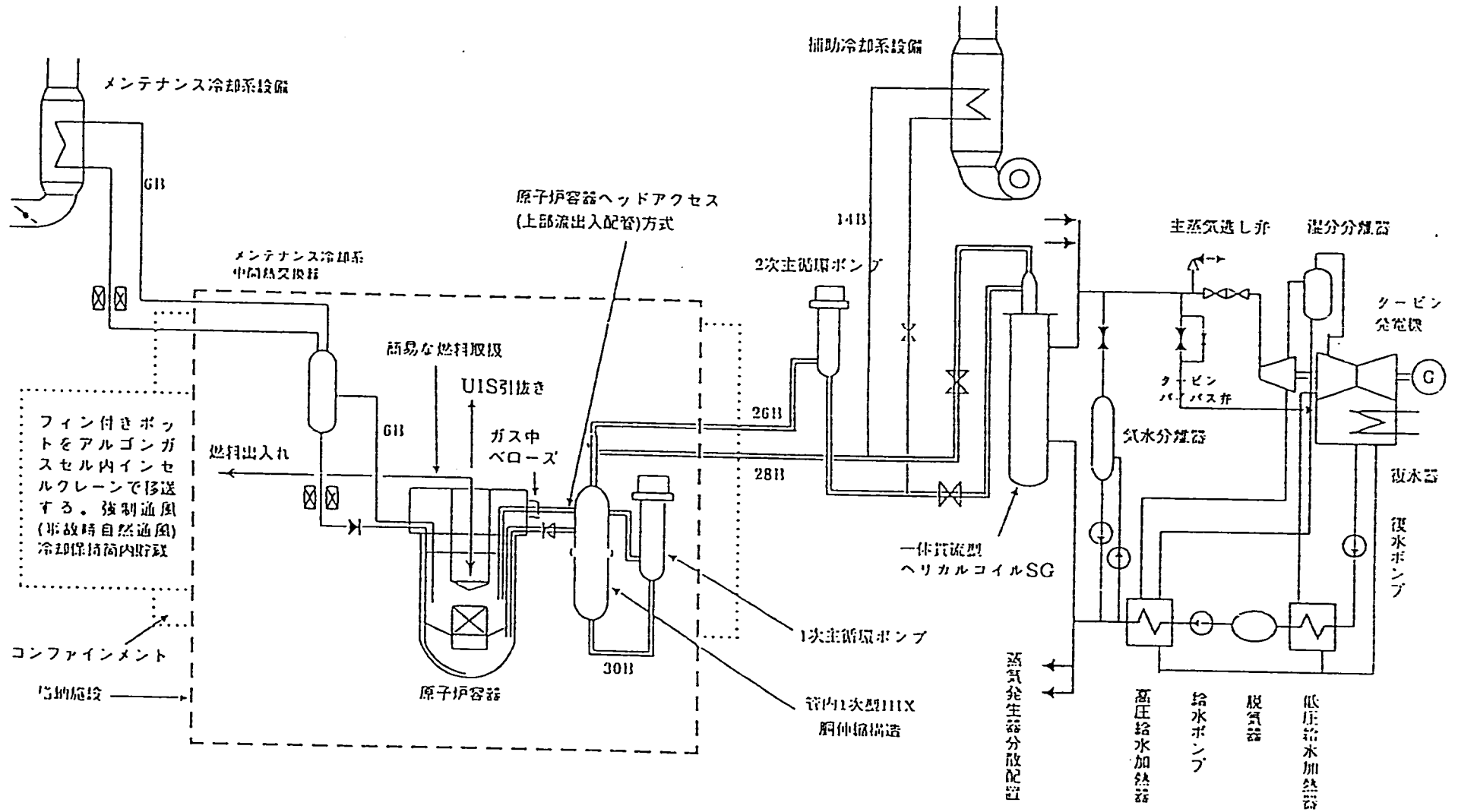


図3.1-1 プラントの基本概念

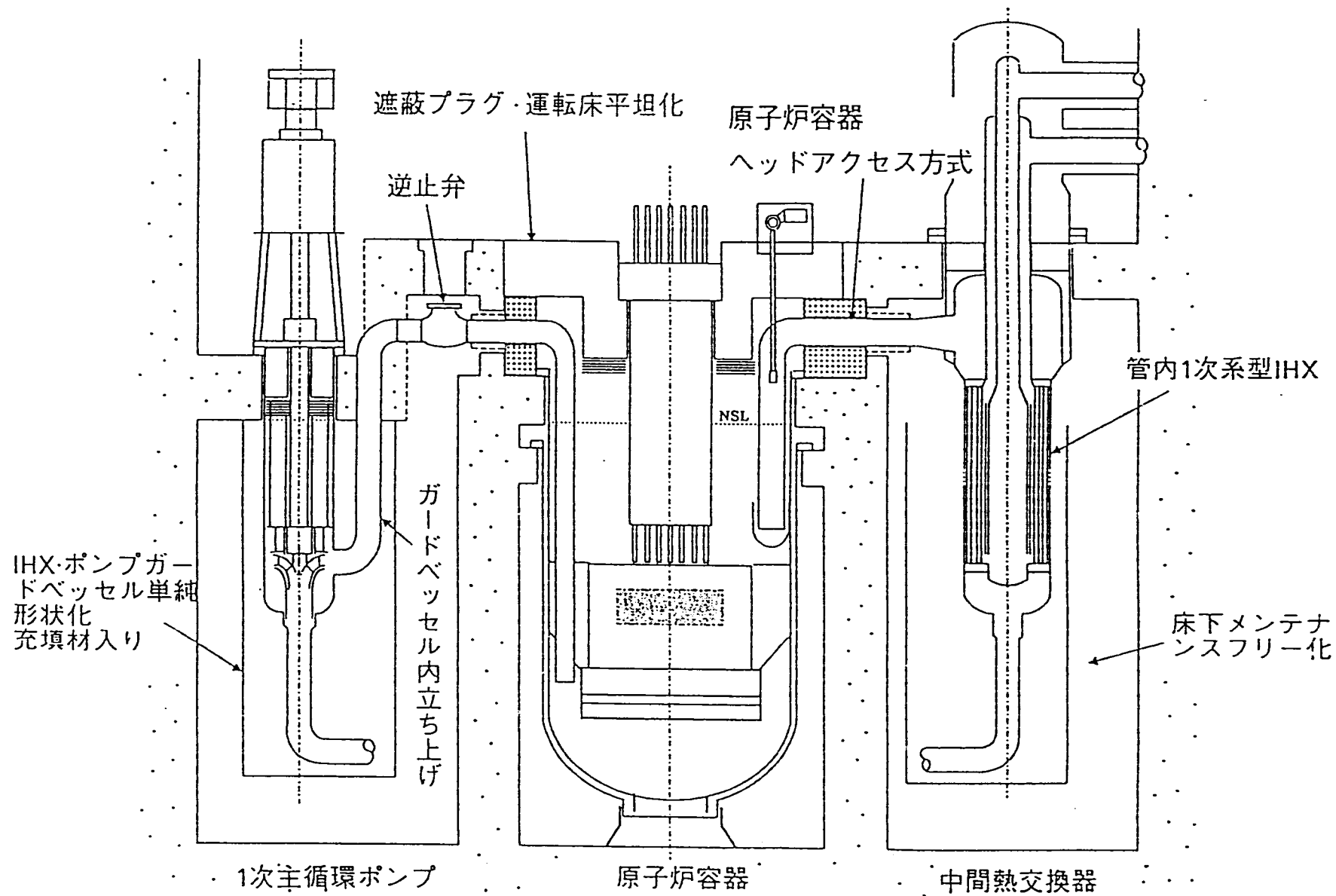


図3.1-2 ヘッドアクセス方式の基本概念

3.2 原子炉停止に係わる系統

原子炉停止に関わる系統の構成を図3.2-1に示す。本系統は主炉停止系と後備炉停止系の独立した2系統から構成される。主炉停止系及び後備炉停止系はともにプラントの異常を検知する検出チャンネル、検出チャンネルから発した信号を制御棒保持電源の遮断回路へ伝達するための論理回路、そして論理回路の信号を受けて制御棒保持電源を遮断するための遮断回路、並びに遮断回路の動作により一斉に制御棒を切り離し炉心内に加速挿入する制御棒切り離し機構と加速挿入機構から構成される。

主炉停止系及び後備炉停止系ともに検出チャンネルは3チャンネル、論理回路は3トレイン構成となっており、遮断回路は3トレインのうち2トレイン以上の入力信号により保持電源を遮断するように組まれている。また、遮断回路は主炉停止系、後備炉停止系の制御棒1本1本の保持電源を独立に遮断するのではなく、主炉停止系においては13本の制御棒の保持電源を一括遮断し、後備炉停止系においては6本の制御棒の保持電源を一括遮断するように設計されている。

表3.2-1に示す基底増殖炉心に対する制御棒価値の評価によれば、ワンロッドスタック時の炉停止余裕は、主炉停止系が $0.42\% \Delta k/kk'$ 、後備炉停止系が $0.39\% \Delta k/kk'$ となっている。

主要な原子炉トリップ信号を表3.2-2に示す。原子炉トリップ信号には、この他に中央制御盤上の原子炉トリップスイッチからの信号と格納容器隔離信号がある。格納容器隔離信号を表3.2-3に示す。

出力領域中性子束と広域中性子束を監視している検出器は各々6台ずつ炉外に均等配置され、制御棒1本の誤引き抜きにより中性子束が最も歪んだ場合にも各々6台の中の3台以上から原子炉トリップ信号が得られるように設計されている。

主炉停止系と後備炉停止系との間で共通要因故障を排除するための努力として可能な限り多様化が図られている。検出器については表3.2-2に示した通りであり、論理回路については図3.2-1に示すように回路構成を変えてあり、遮断回路については主炉停止系は遮断器、後備炉停止系は継電器により組まれている。

表3.2-1 制御棒価値の評価（基底増殖炉心）

項 目	主炉停止系 (% $\Delta k / k k'$)	後備炉停止系 (% $\Delta k / k k'$)
<u>全数挿入時</u>		
● 3次元拡散計算値	9.29	3.14
● ノミナル設計値 ^{*1}	7.85	2.65
● 最小値 ^{*2}	7.07	2.39
<u>ワンロッドスタック時</u>		
● 3次元拡散計算値	7.82	2.68
● ノミナル設計値 ^{*1}	6.61	2.26
● 最小値 ^{*2}	<u>5.95</u>	<u>2.03</u>
必要反応度最大値	<u>5.53</u>	<u>1.64</u>
炉停止余裕 ^{*3}	0.42	0.39

*1基準計算値×JUPITER実験解析に基づく各種補正（計0.845）

*2ノミナル計算値×設計予測誤差（±10%、2 σ レベル相当）

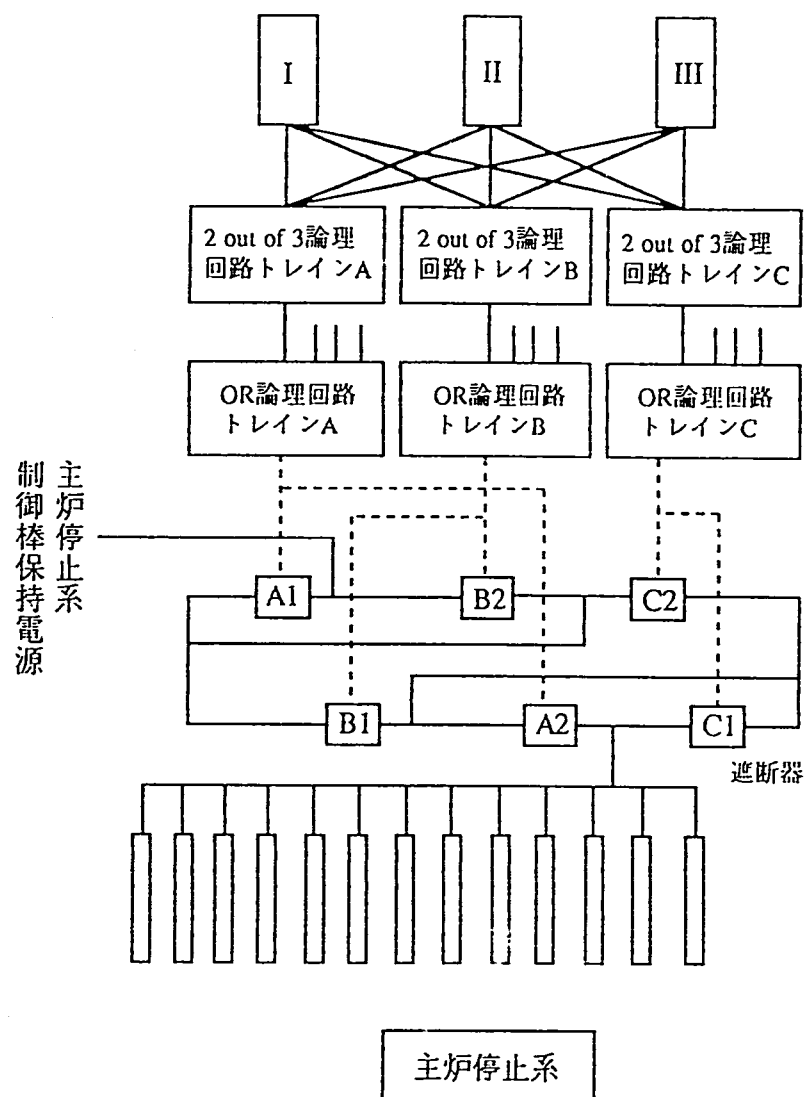
*3ワンロッドスタックに対する値である。

表3.2-2 原子炉トリップ信号

原子炉トリップ信号		検出器
主 炉 停 止 系 用	線源領域中性子束高	BF3比例計数管
	出力領域中性子束高	γ線補償型電離箱
	低設定	
	高設定	
	出力領域中性子束変化率高	同上
	1次主冷却系循環ポンプ回転数低	電磁ピックアップ
	1次主冷却系循環ポンプ回転数高	同上
	2次主冷却系循環ポンプ回転数低	同上
	原子炉容器出口Na温度高	K型シース熱電対
	常用母線電圧低	不足電圧リレー
	蒸気発生器出口Na温度高	K型シース熱電対
	タービントリップ	主蒸気止め弁位置検出器
	原子炉容器Na液位低	誘導連続式液位計
	地震加速度大	制御用地震計
後 備 炉 停 止 系 用	(燃料破損検出)	DND (BF3比例計数管)
	線源領域中性子束高	主と共用
	広域中性子束高	核分裂計数管
	低設定	
	高設定	
	広域中性子束変化率高	同上
	1次主冷却系流量低	渦電流式流量計
	1次主冷却系流量高	同上
	2次主冷却系流量低	同上
	IHX 1次側出口Na温度高	K型シース熱電対
	IHX 1次側出口Na温度低	同上
	常用母線電圧低	主と同種
	タービン第1段圧力低	
	原子炉容器Na液位低	主と同種
	地震加速度大	制御用地震計 主と同種
	(燃料破損検出)	主と同種

表3.2-3 原子炉格納容器隔離信号

原子炉容器ナトリウム液位低
原子炉格納容器床上雰囲気圧力高
原子炉格納容器床上雰囲気放射能高
原子炉格納容器床下雰囲気温度高
ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高
手動



検出チャンネル

論理回路

遮断回路

(制御棒加速挿入機構
制御棒切り離し機構)

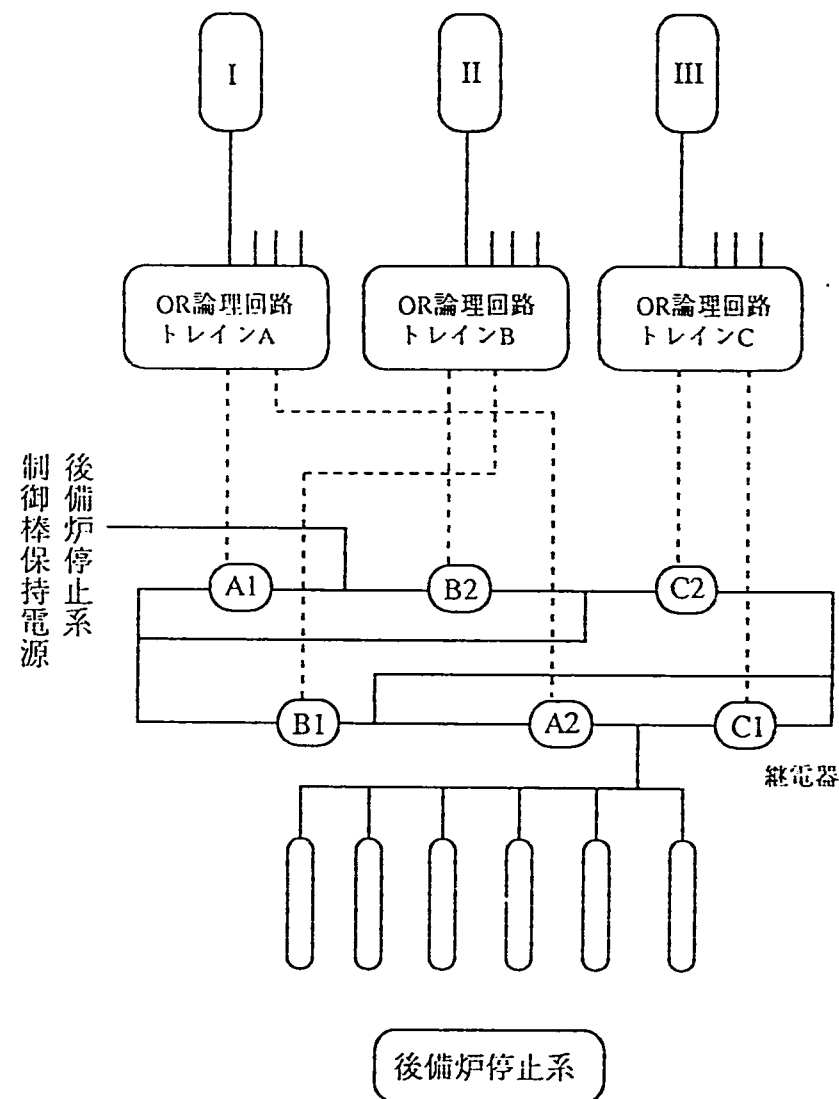


図3.2-1 原子炉停止に係わる系統の構成

3.3 原子炉容器液位確保に係わる系統のプラント情報

主冷却系の高さ関係を図 3.3 - 1 に示す。1 次主冷却系からの冷却材漏洩が発生した場合に、原子炉容器液位の確保に係わる系統としては、次の 3 系統がある。

(1) ガードベッセル

原子炉容器、中間熱交換器、1 次主冷却系循環ポンプにはガードベッセルが設けられている。中間熱交換器と 1 次主循環ポンプのガードベッセルは、一体化されており、空隙は充填材で埋められている。ガードベッセルの上端高さは NsL である。図 3.3 - 2 に原子炉建屋断面図を示す。

(2) 1 次主冷却系循環ポンプトリップ

1 次主冷却系循環ポンプトリップ回路に関する詳細な設計情報はまだ存在しないので、本評価ではもんじゅプラントと同様な設計を仮定した。すなわち、ポンプ制御装置は、誘導電動機、液体継手、交流発電機及び発電機励磁装置 (界磁遮断器を含む) 等で構成される可変周波数電源装置 (M-G セット) と回転数制御装置によって構成され、原子炉トリップ時に原子炉トリップ遮断器の開信号を受けて、ポンプ駆動用遮断器及び M-G セットの界磁遮断器を開とすることによって 1 次主冷却系循環ポンプがトリップする。

(3) 1 次アルゴンガス系隔離

原子炉容器にカバーガスを加圧供給する 1 次アルゴンガス系に関する詳細な設計情報はまだ存在しないので、本評価ではもんじゅプラントと同様な設計を仮定した。すなわち、格納容器の外側に高圧で体積の大きなアルゴンガスタンクがあり、そこから格納容器内側の原子炉容器及び 1 次主冷却系の機器にアルゴンガスが供給される。格納容器の内側と外側に隔離弁が設けられており、いずれも原子炉通常運転時には開であり、格納容器隔離信号のトレイン A 信号により格納容器入口内側隔離弁が閉、トレイン B 信号により格納容器入口外側隔離弁が閉となる。

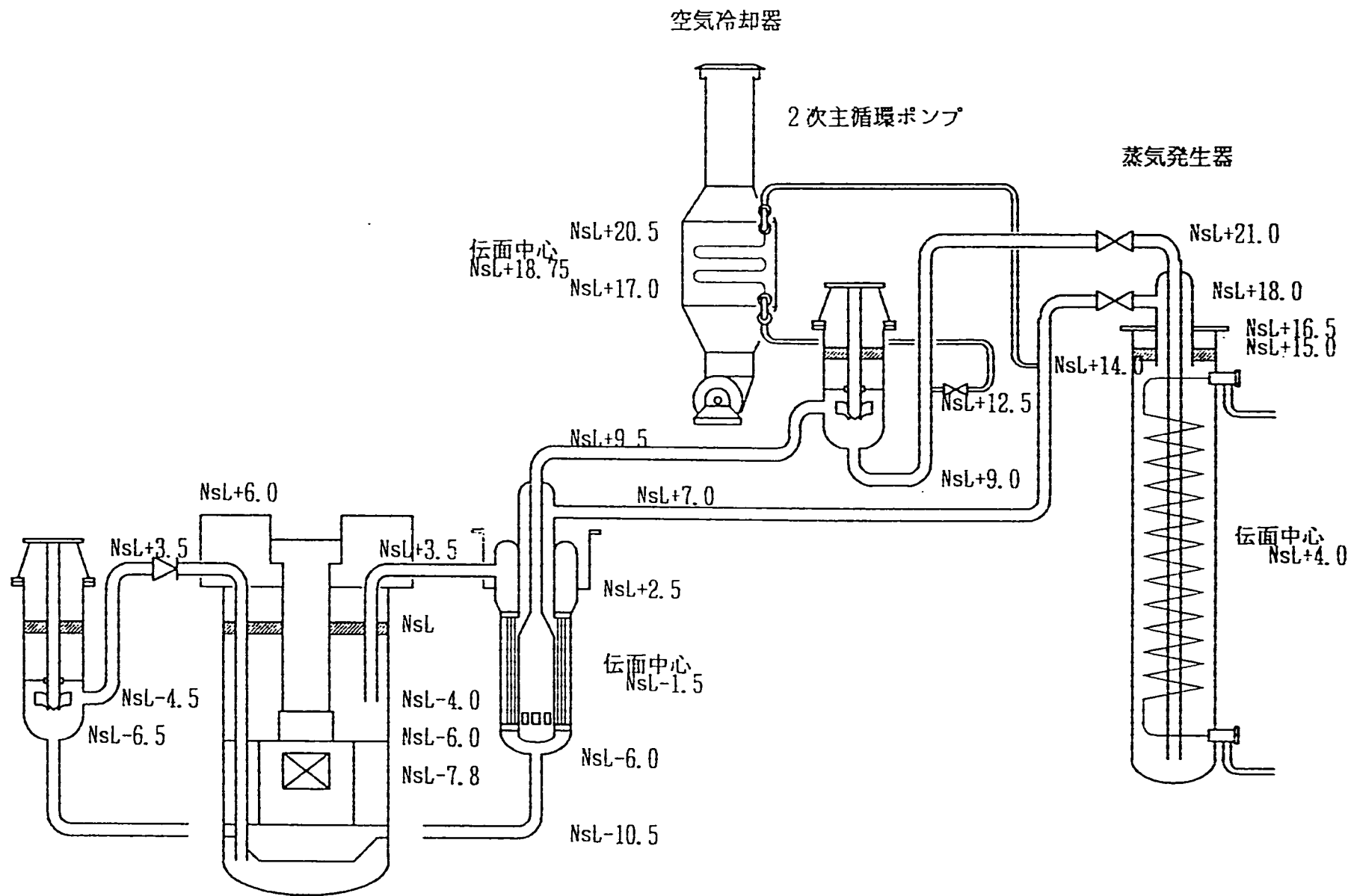
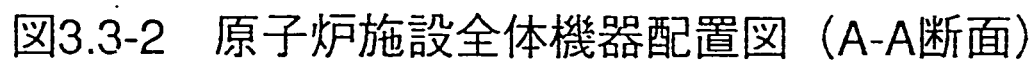


図3.3-1 主冷却系高さ関係



3.4 崩壊熱除去系

3.4.1 崩壊熱除去系の系統構成

崩壊熱除去系は、図 3.4.1-1 に示すように 2 次主冷却系の各ループから分岐した IRACS タイプの補助冷却系 (ACS) 3 系統と、主冷却系からは独立した DRACS タイプのメンテナンス冷却系 (MCS) 1 系統からなっている。

ACS は、炉心の崩壊熱を 1 次系ナトリウムから中間熱交換器を介して 2 次系ナトリウムへ伝達し、更に ACS 空気冷却器より大気中に放散する。ACS 起動時には、蒸気発生器入口止め弁を閉じ、ナトリウム流路を空気冷却器側に切り替える。ACS 運転時には主ポンプは、ポニーモータによって駆動される。外部電源喪失に対処するため非常用ディーゼル発電機を、ACS の各系統毎に独立して設ける設計となっているが、ACS は自然循環によっても炉心冷却が行なえる設計となっている。

MCS は、低温停止後のメンテナンス時において冷却機能の多重性を確保するために設ける設備であるが、後に述べるように、崩壊熱除去機能のバックアップとしての役割を果たす。MCS はナトリウムを炉容器から直接 1 次メンテナンス冷却系へ導き、MCS 中間熱交換器を介して 2 次メンテナンス冷却系へ熱を伝達し、最終的に MCS 空気冷却器より大気中へ放熱する。MCS の強制循環運転は電磁ポンプ駆動である。

運転時の異常な温度変化及び事故時に原子炉をトリップした後は、水・蒸気系（タービンバイパス系）と ACS で除熱しつつ、高温待機状態に移行する。水・蒸気系が期待できないときには、ACS のみを使用することになっている。

本評価では、水・蒸気系については、その除熱機能を考慮しないものとして評価を進めた。

3.4.2 崩壊熱除去系の除熱能力

崩壊熱除去系の除熱能力については、設計報告書⁽²⁾によれば以下の通りである。

ACS の強制循環冷却機能は、運転時の異常な過渡変化時にあって 2 系統の運転においても、燃料被覆管及び原子炉冷却材バウンダリの判断基準を超える昇温を生じさせないこと、事故時にあっては 1 系統のみの運転においても、燃料被覆管及び原子炉冷却材バウンダリの判断基準を超える昇温を生じさせないものとする。

ACS の自然循環冷却機能は次の通りとする。

(1) 運転時の短時間の全交流動力電源喪失の想定に対して、ACS 3 系統の自然循環除

熱により原子炉停止後の冷却を確保する。当面設計基準並に考え、事故時の判断基準を超える昇温を生じさせないものとする。

- (2)事故時において、原子炉停止後、崩壊熱除去系 1 系統のみの強制循環冷却を 1 時間行なった状態を起点として、同系統の自然循環冷却のみにより事故時の冷却材バウンダリの判断基準を超える昇温を生じさせないものとする。

MCSの強制循環冷却能力としては、異常時においても、原子炉停止後崩壊熱除去系 1 系統のみの強制循環冷却を 24 時間行なった状態を起点として、MCSの強制循環冷却のみにより、事故時の冷却材バウンダリの判断基準を超える昇温を生じさせないものとする。

上記の除熱容量に関する情報によれば、ACS自然循環冷却機能については、炉停止直後は 3 ループを必要とするが、炉停止 1 時間後からは 1 ループのみでよいことになっている。また、MCSについては、炉停止後 24 時間経過した後から使用可能となっている。よって、崩壊熱除去に最低限必要な除熱モードとそのループ数との組み合わせ（成功基準）は炉停止後の時間経過に伴い変化することになる。

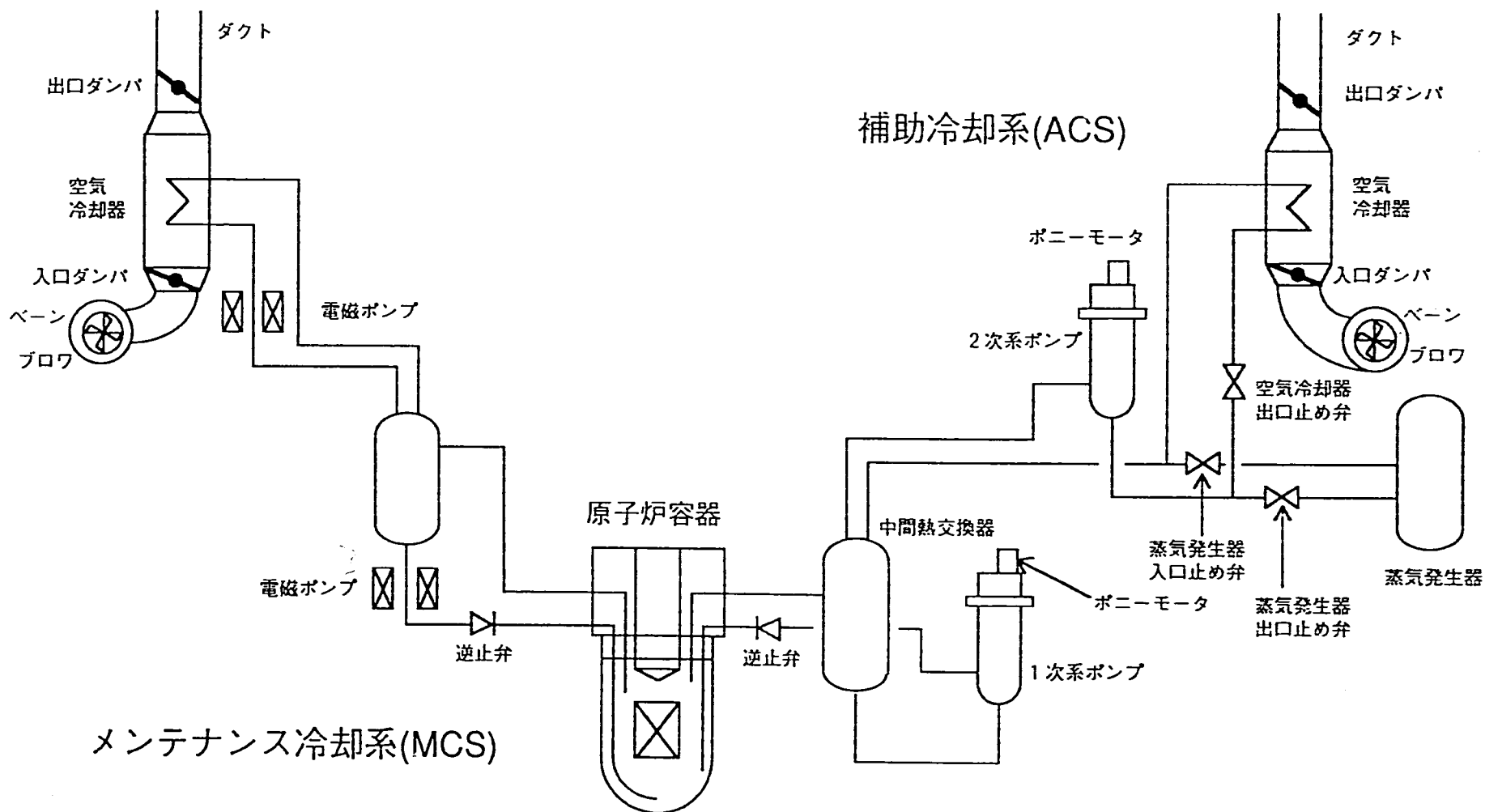


図3.4.1-1 崩壊熱除去系 系統概略図

4. システム解析

本章では、4.1 章で起回事象の同定と定量化、4.2 章でイベントツリー評価、そして4.3 章から4.5 章で各システムの信頼度評価結果を原子炉停止、原子炉容器液位確保、崩壊熱除去の3つの安全機能に大別して示す。

4.1 起回事象評価

本章では起回事象の同定とその発生頻度の定量化について述べる。起回事象とはその影響を緩和する安全設備の機能が喪失すると炉心損傷に至り、放射性物質の放出に至る可能性のある事象である。本評価では炉心に着目し、炉心以外からの放射性物質の放出に至る起回事象は対象外とする。また、地震、洪水、津波、破壊・妨害行為等の外的事象も対象外とする。ただし、外部電源喪失はプラント外で発生する事象であるが、内的事象に分類し評価に含める。また、定期点検や燃料交換時の運転計画情報もないことから、プラント出力運転中の事象のみを対象とする。

4.1.1 起回事象の同定

起回事象の同定手法としては、マスターロジックダイアグラムと呼ばれる演繹的なロジックツリーを作成し、解析対象プラントの設計・運転を考慮して、考えられる全ての起回事象を見つけた方法があり、もんじゅのレベル1 PSAを行った際にもこの手法に従った。今回の大型炉の評価に際しては、新たなマスターロジックダイアグラムを作成することはせず、もんじゅの起回事象と大型炉の設計情報を基に、起回事象を選定した。なぜならば、大型炉ともんじゅは、ともにループ型の高速炉であり、IRACSタイプの崩壊熱除去系とDRACSタイプのメンテナンス冷却系を有するなど、出力を除いては類似点が多いからである。

もんじゅ起回事象と大型炉起回事象を対比して表4.1.1-1に示す。大型炉ではもんじゅ起回事象の内、2番、4番、17番を削除し、3番の記述を変更した。以下にその理由を示す。

まず、起回事象2番「1次主冷却系コールドレグ破損」を削除した理由は、大型炉の原子炉容器が3章で述べたようにヘッドアクセス方式であり、コールドレグが高所であり、コールドレグ破損を他の1次主冷却系配管破損と区別する必要がないためである。

次に、起回事象3番「1次主冷却系漏洩（ガードベッセル内）」と起回事象4番「1次主冷却系漏洩（ガードベッセル外）」とは統合して1つの起回事象3番「1次主冷却系漏洩」とした。これは、中間熱交換器と循環ポンプが1つのガードベッセル内に納め

られているため、ミドルレグ配管もガードベッセル内にあることや、ガードベッセル上端（NsL）を超える高所配管が直線的に配置されていることから、ガードベッセル外に設けられた1次主冷却系の機器は1ループあたり逆止弁が1個と配管が約10mだけであり、ガードベッセル内の機器・配管に比べてはるかに少ないからである。

最後に、もんじゅ起回事象17番「ディーゼル建物電気設備室空調装置故障」は、もんじゅの設計に固有であることから削除した。すなわち、もんじゅでは3系統ある非常用電源設備がいずれもディーゼル建物電気設備室空調装置によって冷却される設計となっている。大型炉のサポートシステムの設計情報はないが、このような設計を行わないものとして本起回事象は削除した。

その結果、大型炉ではもんじゅより3個少ない15個の起回事象を同定した。各起回事象について以下に述べる。

起回事象1番「正の反応度挿入」

制御棒誤引き抜き等によって正の反応度が挿入され、中性子束高により原子炉トリップ信号が発せられる事象である。主冷却系統には異常はないので、崩壊熱除去には、補助冷却設備3ループとメンテナンス冷却系が使用できる。

起回事象2番「欠番」

起回事象3番「1次主冷却系漏洩」

1次主冷却系機器・配管から1次冷却材が漏洩する事象である。原子炉容器ナトリウム液位低、ガードベッセルナトリウム液位高信号が発せられ、原子炉トリップ信号が発せられる。漏洩の発生した当該ループは崩壊熱除去運転には使用できないものと想定する。

起回事象4番「欠番」

起回事象5番「1次メンテナンス冷却系漏洩」

本起回事象は1次メンテナンス冷却系から1次冷却材が漏洩する事象である。原子炉容器ナトリウム液位低、格納容器床下雰囲気温度高信号が発せられ、原子炉トリップ信号が発せられる。対象プラントの1次メンテナンス冷却系は高所配置となっているが、1次カバーガス圧が約 $1.9\text{kg/cm}^2\text{a}$ であるので、1次メンテナンス冷却系から漏洩が発生した場合には、1次アルゴンガス系を隔離する必要がある。隔離に失敗すると、原子炉容器液位は1次メンテナンス冷却系出口ノズルまで低下する可能性がある。また、崩壊熱除去にメンテナンス冷却系が使用できず、起回事象発生後のプラント応答が異なるため、起回事象3番「1次主冷却系漏洩」からは独立した起回事象としている。

起回事象 6 番「1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ」

1 次主冷却系循環ポンプの主モータが故障または何らかの信号によりトリップし、1 次主冷却系の流量が低下して原子炉トリップ信号が発せられる事象である。1 次主冷却系循環ポンプには、主モータとポニーモータが備えられており、崩壊熱除去運転時にはポニーモータによって駆動されるので、崩壊熱除去運転には補助冷却設備 3 ループとメンテナンス冷却系が使用できる。なお、ポンプ自体の故障等で強制循環能力が喪失するような事象は次の起回事象 7 番に含まれる。

起回事象 7 番「1 次主冷却系強制循環能力喪失」

1 次主冷却系循環ポンプ軸固着等によって 1 次主冷却系の流量が低下して原子炉トリップ信号が発せられる事象である。当該ループの強制循環能力は喪失するが、自然循環は可能である。

起回事象 8 番「1 次主冷却系逆止弁閉」

1 次主冷却系のあるループにおいて、逆止弁が誤閉し、1 次主冷却系の流量が低下して原子炉トリップ信号が発せられる事象である。当該ループは強制循環、自然循環とも不能となり、崩壊熱除去運転に使用できない。

起回事象 9 番「2 次主冷却系流量減少」

本起回事象は起回事象 6 番「1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ」と同様、2 次主冷却系循環ポンプの主モータが故障または蒸気発生器ナトリウム液位異常信号等によりトリップし、2 次主冷却系の流量が低下して原子炉トリップ信号が発せられる事象である。2 次主冷却系循環ポンプにも、主モータとポニーモータが備えられており、崩壊熱除去運転時にはポニーモータによって駆動されるので、崩壊熱除去運転には補助冷却設備 3 ループとメンテナンス冷却系が使用できる。なお、ポンプ自体の故障等で強制循環能力が喪失するような事象は次の起回事象 10 番に含まれる。

起回事象 10 番「2 次主冷却系強制循環能力喪失」

本起回事象は起回事象 7 番「1 次主冷却系強制循環能力喪失」と同様、2 次主冷却系循環ポンプ軸固着や蒸気発生器水漏洩誤信号等によって 2 次主冷却系の流量が低下して原子炉トリップ信号が発せられる事象である。当該ループの強制循環能力は喪失するが、自然循環は可能である。

起回事象 11 番「2 次主冷却系漏洩」

本起回事象には 2 次主冷却系機器・配管からの 2 次冷却材漏洩、及び 2 次冷却系誤ドレイン事象が含まれる。漏洩の発生した当該ループは崩壊熱除去運転には使用できないものと想定する。

起因事象 1 2 番「外部電源喪失」

外部電源が喪失すると常用母線電圧低信号が発せられ、原子炉トリップ信号が発せられる。ディーゼル発電機の起動に失敗すると、補助冷却設備並びにメンテナンス冷却系による強制循環除熱は不能となるが、補助冷却設備による自然循環除熱は可能である。

起因事象 1 3 番「給水流量喪失」

本起因事象は、給水の漏洩、各種止め弁の誤閉、各種蒸気逃し弁の誤開、給水ポンプトリップ等により、給水流量が減少し、蒸気発生器の除熱能力が減少する事象である。蒸気発生器出口ナトリウム温度高信号により、原子炉トリップ信号が発せられる。本評価では、水・蒸気系は崩壊熱除去には使用しないと想定しているので、本起因事象が発生しても、補助冷却設備及びメンテナンス冷却系による崩壊熱除去には影響はない。

起因事象 1 4 番「タービントリップ」

本起因事象は何らかの原因でタービンがトリップし、主蒸気止め弁閉信号により原子炉トリップ信号が発せられる事象である。起因事象 1 3 番「給水流量喪失」と同様、補助冷却設備及びメンテナンス冷却系による崩壊熱除去には影響はない。

起因事象 1 5 番「蒸気発生器伝熱管破損」

本起因事象が発生すると、当該蒸気発生器の水／蒸気系をドレンして、ナトリウム側を隔離し、ナトリウム・水反応の進展を抑制する機能が必要である。この機能に失敗すると、2次主冷却系の圧力が上昇し、中間熱交換器伝熱管の健全性が損なわれ、1次主冷却材が格納容器をバイパスして環境に放出される可能性がある。蒸気発生器伝熱管破損の発生したループは崩壊熱除去運転には使用できないものと想定する。

起因事象 1 6 番「局所的燃料破損」

本起因事象は燃料の過出力または冷却材流路閉塞等によって、燃料被覆管が破損する事象である。燃料破損の早期検出に失敗すると、燃料破損が炉心全体に波及し、炉心が冷却可能形状を維持できなくなる可能性がある。

起因事象 1 7 番「欠番」

起因事象 1 8 番「原子炉トリップ」

本起因事象は、誤信号による自動原子炉トリップ、運転員の誤操作による手動原子炉トリップ、また、直接は炉心に脅威を与えないが手動により原子炉トリップに至る事象である。

表4.1.1-1 もんじゅ起因事象と大型炉起因事象の対比

コード	もんじゅ起因事象	大型炉起因事象
I01	正の反応度挿入	正の反応度挿入
I02	1次主冷却系コールドレグ破損	
I03	1次主冷却系漏洩（ガードベッセル内）	1次主冷却系漏洩
I04	1次主冷却系漏洩（ガードベッセル外）	
I05	1次メンテナンス冷却系漏洩（ホットレグノズルより低所）	1次メンテナンス冷却系漏洩
I06	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ
I07	1次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）	1次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）
I08	1次主冷却系逆止弁閉（1ループ）	1次主冷却系逆止弁閉（1ループ）
I09	2次主冷却系流量減少	2次主冷却系流量減少
I10	2次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）	2次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）
I11	2次主冷却系漏洩	2次主冷却系漏洩
I12	外部電源喪失	外部電源喪失
I13	給水流量喪失	給水流量喪失
I14	タービントリップ	タービントリップ
I15	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
I16	局所的燃料破損	局所的燃料破損
I17	ディーゼル建物電気設備室空調装置故障＊	
I18	原子炉トリップ	原子炉トリップ

＊非常用電源設備冷却用

4.1.2 起因事象の定量化

第4.1.1章で同定した各起因事象の1炉年当りの発生頻度を定量化した。定量化に当たっては、次の2つの方法を用いた。第1の方法は一般的な方法で、機器故障率データとプラントの機器数、配管長さ、稼働率等から各起因事象の発生頻度を算出するものである。これらの定量化に使用したプラント固有のデータを表4.1.2-1にまとめて示す。これに対して第2の方法は、常陽や国内軽水炉の運転経験データを用いて起因事象をマクロに定量化する方法（グローバル法）である。一般に第2の方法で定量化した結果の方が、発生頻度が低く評価される場合が多く、当然のことながら日本の軽水炉の起因事象発生頻度の実績に近い。そこで、本評価では全起因事象をまず第1の方法で定量化し、第2の方法で定量化できる起因事象についてはその定量結果を採用することとした。

表4.1.2-2に起因事象の発生頻度を上記の2つの方法で定量化した結果を対比して示す。起因事象15個の内、6番「1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ」、7番「1次主冷却系循環能力喪失」、9番「2次主冷却系流量減少」、12番「外部電源喪失」、13番「給水流量喪失」、14番「タービントリップ」、18番「原子炉トリップ」の7つの起因事象については第2の方法で定量化した結果を用い、残り8個については第1の方法で定量化した結果を用いた。

その結果、起因事象発生頻度合計値は1炉年あたり約1.9回と評価された。発生頻度が0.1回／炉年以上と評価された起因事象は、起因事象18番「原子炉トリップ」（約0.57回／炉年）、起因事象9番「2次主冷却系流量減少」（約0.49回／炉年）、起因事象13番「給水流量喪失」（約0.31回／炉年）、起因事象14番「タービントリップ」（約0.19回／炉年）の4つである。

冷却材の漏洩事象は、起因事象11番「2次主冷却系漏洩」（約 5.3×10^{-3} ／炉年）、起因事象3番「1次主冷却系漏洩」（約 1.6×10^{-3} ／炉年）、起因事象5番「1次メンテナンス冷却系漏洩」（約 7.2×10^{-4} ／炉年）と、いずれも 10^{-2} ／炉年を下回る。

表4.1.2-1 プラント固有データ (1/2)

Code	Description	Value	Unit
001	GENERIC: plant operating rate per year	0.8	No Unit
002	PHTS: Number of PHTS loops	3	No Unit
003	PHTS: Cold leg piping length per loop	0	ft
004	PHTS: Piping length within GV per loop	200	ft
005	PHTS: Piping length outside of G/V per loop	30	ft
006	PHTS AUX: Pump overflow column piping length per loop	100	ft
007	PHTS AUX: PSOS piping length of overflow line	0	ft
008	PHTS AUX: PSOS number of manual valve in overflow line	0	No Unit
009	PHTS AUX: PSAS makeup line piping length within G/V	10	ft
010	PHTS AUX: PSAS overflow line piping length	10	ft
011	PHTS AUX: PSAS makeup line piping length outside of G/V	20	ft
012	PHTS AUX: No. of PHTS Drain & Vent line Manual Valves per Loop(Fst)	8	No Unit
013	PHTS AUX: PHTS Drain & Vent Line Piping Length within G/V per Loop	90	ft
014	PHTS AUX: PHTS Drain & Vent Line Piping length outside G/V per Loop	450	ft
015	IHTS: Piping length (Total ; include all 3 loops)	900	ft
016	IHTS: No. of IHX per loop	1	No Unit
017	IHTS: No. of Pumps per loop	1	No Unit
018	IHTS: No. of Rupture Disks per loop	2	No Unit
019	IHTS: Number of SG sodium inlet/outlet valves	2	No Unit
020	IHTS: No. of SGs per loop (EV, SH)	1	No Unit
021	IHTS: No. of Isolation MOVs per Loop	2	No Unit
022	IHTS: IHTS Isolation Valve Bypass Line Piping Length (.LT.4inch)	50	ft
023	IHTS: Isolation Valve Bypass Line, No. of Valves	1	No Unit
024	IHTS AUX: Number of CVs in SAGS	1	No Unit
025	IHTS AUX: Number of AOVs in SAGS	2	No Unit
026	IHTS AUX: Number of Pressurized Tanks in SAGS (pump,ovflw clm,EV,SV)	4	No Unit
027	IHTS AUX: Piping Length of SAGS (.GT.4inch)	200	ft
028	IHTS AUX: Pump Overflow Column System Piping Length (.GT.4inch)	100	ft
029	IHTS AUX: Pump Overflow Column System, No. of Overflow column per loop	1	No Unit
030	IHTS AUX: Pump Overflow Column System, No of Manual Valve per Loop	1	No Unit

表4.1.2-1 プラント固有データ (2/2)

Code	Description	Value	Unit
031	IHTS AUX: No of Drain Line in IHTS per Loop	10	No Unit
032	IHTS AUX: Drain/Vent Line , Piping Length per Loop	1300	ft
033	IHTS AUX: Drain/Vent Line , No of Manual Valves	18	No Unit
034	IHTS AUX: Secondary Auxiliary Sodium System Piping Length(Ovfl clm-CV)	50	ft
035	IHTS AUX: Sec Aux Sodium System, Piping Length(Makeup line,IHTS_CV)	9	ft
036	IHTS AUX: Sec Aux Sodium System, No. of Check Valve	1	No Unit
037	ACS : Piping Length per Loop (.GT.4inch)	200	ft
038	ACS : No of Air Cooler per Loop	1	No Unit
039	ACS : No of Control Valves(MOV) per Loop	1	No Unit
040	ACS : Piping Length of Control Valve Bypass Line	30	ft
041	ACS : No of Valves in Control Valve Bypass Line	1	No Unit
042	MCS : Piping length within G/V and outside of Reactor Vessel (4 inch)	0	ft
043	MCS : Piping length outside of G/V (btwn R/V G/V and Isolation Valve)	0	ft
044	MCS : Primary Loop Piping Length	200	ft
045	MCS : Number of MCS MOVs outside of G/V	0	No Unit
046	MCS : Number of EM Pumps in MCS Primary Loop	1	No Unit
047	MCS : MCS Vent Line Piping Length	56	ft
048	MCS : Number of Manual Valves in MCS Vent Line	3	No Unit
049	Water/Steam: No of SH Steam Stop Valves	2	No Unit
050	Water/Steam: No of Main Steam Control Valves	4	No Unit
051	Water/Steam: Loop Steam Line Piping Length per Loop	240	ft
052	Water/Steam: Loop Steam Line, No of Steam Drumn per Loop	1	No Unit
053	Water/Steam: Loop Steam Line, No of MOVs per Loop	31	No Unit
054	Water/Steam: Feedwater System, No of Manual Valves on Drain Lines	31	No Unit
055	Water/Steam: Extract Steam Line Piping Length (.GT.3inch ; all loops)	300	ft
056	Water/Steam: Extract Steam Line, No of MOVs (all loops)	3	No Unit
057	Water/Steam: Extract Steam Line, No of CVs (all loops)	3	No Unit
058	Electrical: No. of Emergency 6.6 kv AC Buses	3	No Unit
059	Electrical: No. of Emergency 110v AC/DC Buses	6	No Unit
060	IHTS AUX: Number of manual valves in SH inlet/outlet line	1	N/U
061	IHTS AUX: Number of vapor traps in SH inlet/outlet line	2	N/U

表4.1.2-2 大型炉起因事象発生頻度

コード	起因事象 記述	発生頻度/炉年		
		一般的な方法	グローバル法	採用値
I01	正の反応度挿入	2.8E-2		2.8E-2
I02				
I03	1 次主冷却系漏洩	1.6E-3		1.6E-3
I04				
I05	1 次メンテナンス冷却系漏洩	7.2E-4		7.2E-4
I06	1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ	6.7E-1	7.2E-2	7.2E-2
I07	1 次主冷却系強制循環能力喪失 (1 ループ)	1.8E-1	7.2E-2	7.2E-2
I08	1 次主冷却系逆止弁閉 (1 ループ)	3.2E-3		3.2E-3
I09	2 次主冷却系流量減少	2.7E+0	4.9E-1	4.9E-1
I10	2 次主冷却系強制循環能力喪失 (1 ループ)	5.1E-2		5.1E-2
I11	2 次主冷却系漏洩	5.3E-3		5.3E-3
I12	外部電源喪失	1.1E-1	5.2E-2	5.2E-2
I13	給水流量喪失	4.7E+0	3.1E-1	3.1E-1
I14	タービントリップ	2.0E+0	1.9E-1	1.9E-1
I15	蒸気発生器伝熱管破損	6.8E-3		6.8E-3
I16	局所的燃料破損	3.0E-4		3.0E-4
I17				
I18	原子炉トリップ	3.5E+0	5.7E-1	5.7E-1
	合計	1.4E+1	1.8E+0	1.9E+0

4. 2 イベントツリー評価

第4.1章で述べた各起因事象毎にイベントツリーを作成する。イベントツリーはある起因事象が発生した場合に、いかなる状態になりうるかを検討する帰納的手法であり、プラントの異常を緩和する機能またはシステムの成功・失敗を二分岐図で表す論理モデルである。イベントツリーの分岐は上が成功、下が失敗を表わす。分岐する点の機能またはシステムをイベントツリーのヘディングと呼ぶ。これらのヘディングは実際のプラント応答の順に従ってイベントツリーに出現する。分岐条件の決定に際しては起因事象とヘディング間及びヘディング相互の従属性が考慮される。

解析手法として、「小規模イベントツリー・大規模フォールトツリー手法」と「大規模イベントツリー・小規模フォールトツリー手法」とがあるが、本評価では、前者に基づいた評価手法を採用している。イベントツリー作成は2段階に分けて行う。まず初めに、機能に関するイベントツリー（機能イベントツリー）を作成し、次に、各機能を達成するシステムに関するイベントツリー（システムイベントツリー）を作成する。最終的に事故シーケンスを同定するのはシステムイベントツリーであるが、機能イベントツリーはシステムイベントツリーを系統的に作成するための中間産物である。

4. 2. 1 機能イベントツリー

イベントツリー作成の第一段階は、機能イベントツリーの作成である。機能イベントツリーは起因事象が発生した場合、プラントの異常を緩和する機能について、その成功・失敗を二分岐図で表すものである。これらのヘディングの出現順序は、実際のプラント応答の順を考慮して決定される。また、分岐条件の決定に際しては起因事象とヘディング間及びヘディング相互の従属性が考慮される。

高速炉の安全機能として要求されるのは、起因事象によって多少異なるが、主なものは時系列順に「原子炉出力低下」、「原子炉容器液位確保」、「崩壊熱除去」の3種類である。

1) 原子炉出力低下

すべての起因事象に対して必要な機能であり、これに失敗すると、崩壊熱除去や原子炉容器液位確保などの他の機能の成否に拘らず、炉心損傷に至る可能性がある。

2) 原子炉容器液位確保

機能起因事象が1次冷却材の漏洩の場合、崩壊熱除去系の機能が損なわれないようにするためには、原子炉容器の液位を確保することが必要である。原子炉出力低下に成功しても、原子炉容器液位が出口ノズル高さ配管レベル以下に低下すると崩壊熱除去が不能となり、炉心損傷に至る可能性がある。

3) 崩壊熱除去

すべての起因事象に対して必要な機能である。原子炉出力低下に成功し、原子炉容器液位確保に成功しても、崩壊熱除去に失敗すると、炉心損傷に至る可能性がある。

以上の1)から3)の機能は、他の機能が健全であっても、その機能の単独の喪失によって直接、炉心損傷に至る可能性があると考えられるプラント応答機能である。起因事象によっては、上記の機能の他にいくつかの機能が必要となるが、これについてはその機能を果たすシステムを挙げながら、第4. 2. 2章の「システムイベントツリー」で論じる。

起因事象を緩和するプラントの機能の成功・失敗の組み合わせによって、プラントが到達すると考えられる状態をレベル－2 P S Aとの関連を考慮して分類し、類似しているものをまとめて事故カテゴリーと呼ぶ。8つの事故カテゴリーを設けた。以下に各カテゴリーについて記す。1)の成功シーケンスのカテゴリー以外はすべて炉心損傷に至るシーケンスである。但し、ここで炉心損傷とは、「異常時に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心あるいは冷却材バウンダリーが設計上の基準を超えた状態」と定義しており、必ず炉心損傷に至るというものではない。

事故カテゴリー

1) 成功 (Success)

起因事象発生後、プラントの異常緩和機能の働きによって、炉心損傷に至らないシーケンス。

2) L O R L (Loss of Reactor Level)

1次冷却材漏洩事象時に、原子炉トリップには成功するが、原子炉容器内冷却材液位の確保に失敗する事象。この場合、原子炉容器液位が出口ノズル高さ以下に低下し、崩壊熱の除去に失敗する。

3) P L O H S (Protected Loss of Heat Sink)

原子炉がトリップした後に、除熱源が喪失し、崩壊熱除去に失敗する事象。

4) A T W S (Anticipated Transients Without Scram)

1 U L O F (Unprotected Loss of Flow)

炉心流量減少時に原子炉のトリップに失敗する事象。

2 U T O P (Unprotected Transient Over Power)

正の反応度が挿入され、原子炉出力が上昇した際に原子炉のトリップに失敗する事象。

3 U L O P I (Unprotected Loss of Piping Integrity)

1次冷却材漏洩時に原子炉トリップに失敗する事象。

4 U L O H S (Unprotected Loss of Heat Sink)

除熱源喪失時に原子炉トリップに失敗する事象。

5 UTOP/ULOF

前述 2 と 1 の重ね合わせ事象。すなわち、正の反応度挿入時に原子炉トリップ信号が発せられ、これにより 1 次主冷却系循環ポンプ主モータはトリップするが、制御棒の挿入による原子炉トリップに失敗する事象。

図 4. 2. 1-1 に、一般的な機能イベントツリーの例を示す。一般的な起因事象に対して必要な機能は、原子炉出力低下、原子炉容器液位確保、崩壊熱除去である。起因事象が 1 次冷却材の漏洩ではない場合は、原子炉容器液位確保機能は必要ない。1 番目のシーケンスは、原子炉出力低下、原子炉容器液位確保、崩壊熱除去の全てに成功して、炉心損傷には至らないシーケンスである。2 番目は、原子炉出力低下、原子炉容器液位確保に成功するが、崩壊熱除去に失敗するシーケンスであり、PLOHS に至る。3 番目のシーケンスは原子炉トリップには成功するが、原子炉容器液位確保に失敗するシーケンスである。原子炉容器液位確保に失敗すると、崩壊熱除去は不可能となるので、イベントツリーは崩壊熱除去のヘディングの下では分岐せず、LORL に至る。4 番目のシーケンスは原子炉トリップに失敗するシーケンスである。原子炉トリップに失敗すると、原子炉容器液位確保、崩壊熱除去の成功・失敗に拘らず、ATWS に至るのでイベントツリーは、原子炉容器液位確保、崩壊熱除去の下で分岐しない。

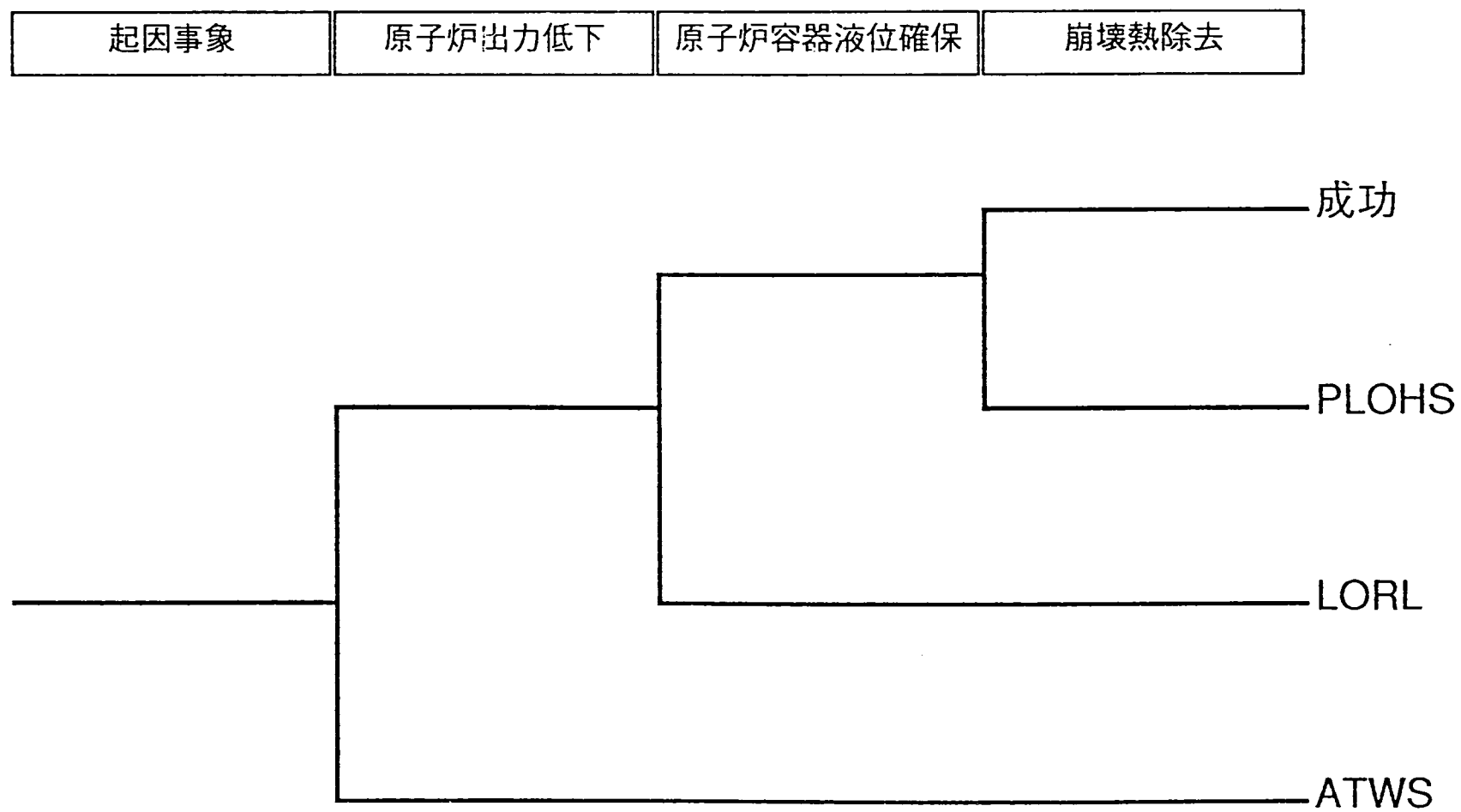


図 4.2.1 - 1 機能イベントツリー

4. 2. 2 システムイベントツリー

機能イベントツリーが作成されると、次にシステムイベントツリーを作成する。システムイベントツリーは機能イベントツリーのヘディングに現れる機能を、その機能を果たすシステムに置き換えたイベントツリーである。各機能を果たすシステムは以下のとおりである。

1) 原子炉出力低下

原子炉出力低下（原子炉トリップ）には、原子炉トリップ信号が発せられ、原子炉トリップ遮断器が作動し、制御棒が挿入される必要がある。原子炉停止系には主炉停止系と後備炉停止系があり、各々、別の原子炉トリップ信号によって作動し、一方の作動によって原子炉を停止することができる。主炉停止系と後備炉停止系の作動に、時間的な順番はないが、イベントツリー上では主炉停止系を先に、後備炉停止系を後に配置してある。原子炉トリップ信号は起因事象によって異なる。また、原子炉トリップ信号には、起因事象毎に考えられる猶予時間によって運転員による手動トリップ信号に期待する場合と、しない場合がある。具体的には、起因事象が I 0 5 「1 次メンテナンス冷却系漏洩」、I 1 6 「局所的燃料破損」の場合には、手動によるトリップ信号にも期待するが、他の起因事象については自動信号にのみ期待するものとする。原子炉トリップ信号が発生し、原子炉トリップ遮断器が開となると 1 次主冷却系循環ポンプがトリップされるので、制御棒が挿入されないと、起因事象が 2 次系以降に係わるものでも U L O F となるが、トリップ信号が発生しないと、U L O H S となるので、イベントツリー上では、原子炉トリップ信号発生と遮断器作動までを「原子炉トリップ信号発生」に含め、「制御棒挿入」は別のヘディングとしている。なお、起因事象が I 1 8 「原子炉トリップ」の場合には、トリップ信号の発生を前提としているのでそのヘディングは必要ない。

2) 原子炉容器液位確保

1 次冷却材漏洩時には、ガードベッセルが健全であることが要求される。また、漏洩量を抑制するために、1 次主冷却系循環ポンプを 3 ループともトリップする必要がある。さらに、原子炉通常運転時、原子炉容器カバーガスは約 $1.9\text{kg/cm}^2\text{a}$ に加圧されているため、漏洩量抑制のために 1 次アルゴンガス系を隔離する必要がある。

3) 崩壊熱除去

崩壊熱除去機能を果たすシステムは、補助冷却設備とメンテナンス冷却系である。補助冷却系の循環モードには強制循環と自然循環がある。メンテナンス冷却系の循環モードは強制循環のみである。なお、補助冷却設備及びメンテナンス冷却系の強制循環には、非常用電源が確立されている必要がある。

起因事象によって、崩壊熱除去系として使用できるループ数並びに循環モードが異なる。そこで、崩壊熱除去系の運転モードを 5 つに分類した。表 4.2.2 - 1 に運転モー

ドと起回事象の対応を示す。第1モードは補助冷却系3ループとも強制循環、自然循環とも可能で、メンテナンス冷却系も使用可能な場合。第2モードは補助冷却系3ループの内1ループが強制循環、自然循環とも不能で、メンテナンス冷却系が使用可能な場合（起回事象が主冷却系の漏洩等の場合）。第3モードは補助冷却系3ループの内1ループが強制循環は不能だが、自然循環は可能で、メンテナンス冷却系が使用可能な場合（起回事象が主冷却系ポンプ故障等の場合）。第4モードは補助冷却系3ループ、とも強制循環、自然循環とも可能で、メンテナンス冷却系も使用可能だが、ディーゼル発電機の運転が必要な場合（起回事象が外部電源喪失の場合）。そして第5モードは補助冷却設備は3ループとも強制循環、自然循環ともに可能だが、メンテナンス冷却系が使用できない場合（起回事象がメンテナンス冷却系からの漏洩の場合）である。各運転モードごとに崩壊熱除去機能を果たすフロントラインシステムが定められる。

次に、各起回事象に対するシステムイベントツリーについて以下に説明する。

1) 正の反応度挿入（図4. 2. 2-1）

正の反応度挿入の起回事象発生時に、原子炉出力低下の機能を果たすのは、主炉停止系と後備炉停止系である。シーケンス1は、主炉停止系のトリップ信号の発生・制御棒挿入、崩壊熱除去（D1）の全てが成功した場合で、炉心損傷には至らない（success）。シーケンス2は主炉停止系のトリップ信号発生・制御棒挿入には成功するが、崩壊熱除去に失敗し、P L O H S 至るシーケンスである。シーケンス3は主炉停止系の原子炉トリップ信号発生には成功し、主炉停止系の制御棒挿入に失敗、しかし、後備炉停止系が成功して崩壊熱除去にも成功して炉心損傷には至らない（success）。シーケンス4は原子炉停止はシーケンス3と同様に成功するが、崩壊熱除去に失敗してP L O H S 至るシーケンスである。シーケンス5は主炉停止系、後備炉停止系とも原子炉トリップ信号発生には成功するが、ともに制御棒挿入に失敗するシーケンスである。原子炉トリップ信号が発せられると、1次主冷却系循環ポンプ主モータはトリップする。一方、制御棒挿入に失敗しているので原子炉出力は低下せず、U T O P / U L O F に至る。シーケンス6は主炉停止系の信号発生成功、制御棒挿入失敗の後に、後備炉停止系が原子炉トリップ信号発生に失敗するシーケンスである。この場合も、シーケンス5と同じくU T O P / U L O F に至る。シーケンス7は主炉停止系が原子炉トリップ信号発生に失敗するが、後備炉停止系が成功して、崩壊熱除去にも成功し、炉心損傷には至らない（success）。シーケンス8は原子炉停止はシーケンス7と同様に成功するが、崩壊熱除去に失敗してP L O H S 至るシーケンスである。シーケンス9はシーケンス5と同様にU T O P / U L O F に至るシーケンスである。最後のシーケンス10は主炉停止系、後備炉停止系とも原子炉トリップ信号の発生に失敗するシーケンスである。原子炉トリップ信号が発せられていないので、1次主冷却系循環ポンプもトリップしていない。従って、事故カテゴリーはU T O P となる。

3) 1次主冷却系漏洩 (図4. 2. 2-3)

この起因事象に対して、原子炉出力低下の機能を果たすのは、主炉停止系と後備炉停止系である。原子炉容器液位確保の機能を果たすのは、1次主冷却系循環ポンプトリップ、1次アルゴンガス系隔離、ガードベッセル健全性である。起因事象が1次主冷却系漏洩であるので、補助冷却系3ループの内1ループは崩壊熱除去に使用できない。よって、崩壊熱除去モードは第2モード(D2)となる。

シーケンス1は、原子炉出力低下、原子炉容器液位確保を果たすシステムが全て成功し、崩壊熱除去にも成功して、炉心損傷には至らないシーケンスである。シーケンス2は、崩壊熱除去に失敗する以外はシーケンス1と同じであり、PLOHSに至る。シーケンス3は原子炉出力低下には成功するが、原子炉容器液位確保機能を果たすシステムのうち、1次アルゴンガス系隔離に失敗し、LORLに至るシーケンスである。原子炉容器液位の確保に失敗すると、崩壊熱除去は不可能となり、崩壊熱除去機能のヘディングの下では分岐しない。シーケンス4は原子炉出力低下には成功するが、1次主冷却系循環ポンプトリップに失敗し、LORLに至るシーケンスである。シーケンス5は、原子炉出力低下には成功するが、ガードベッセルの健全性が損なわれLORLに至る。シーケンス6からシーケンス10はそれぞれ主炉停止系が失敗するが、後備炉停止系が成功しており、シーケンス1からシーケンス5までと同様である。シーケンス11とシーケンス12は、主炉停止系も後備炉停止系も失敗し、起因事象が1次主冷却系漏洩であるのでULOPiに至る。シーケンス13からシーケンス19はシーケンス6からシーケンス12と同様である。

5) 1次メンテナンス冷却系漏洩 (図4. 2. 2-5)

本起因事象発生時に、原子炉出力低下の機能を果たすシステムは、主炉停止系と後備炉停止系である。1次メンテナンス冷却系には隔離弁が設けられていないので、原子炉容器液位確保の機能を果たすのは1次アルゴンガス系隔離だけである。起因事象が1次メンテナンス冷却系からの漏洩であるので、メンテナンス冷却系は崩壊熱除去に使用できない。よって崩壊熱除去モードは第5モード(D5)である。シーケンス1は主炉停止系の原子炉トリップ信号(手動信号あり)、制御棒挿入、崩壊熱除去の全てに成功して炉心損傷には至らないシーケンスである。シーケンス2は崩壊熱除去に失敗する以外はシーケンス1と同じであり、PLOHSに至る。シーケンス3は原子炉出力低下には成功するが、原子炉容器液位確保に失敗してLORLに至るシーケンスである。シーケンス4は、主炉停止系は失敗するが、後備炉停止系が成功し、崩壊熱除去にも成功して炉心損傷には至らないシーケンスである。シーケンス5は崩壊熱除去に失敗する以外はシーケンス3と同じであり、PLOHSに至る。シーケンス6はシーケンス3と同様にLORLに至る。シーケンス7は主・後備とも信号発生には成功するが、制御棒挿入に失敗するシーケンスである。この場合、原子炉トリップ信号が発せられているので、1次主冷却系循環ポンプはトリップしており、制御棒挿入に失敗しているのでULOFに至る。シーケンス8は、主炉停止系は信号発生成功、制御棒挿入失敗、後備炉停止系は信号の発生に失敗するシーケンスであり、シーケンス5と同様ULOFに至る。シーケ

ンス 9 からシーケンス 12 はシーケンス 4 からシーケンス 7 と同様である。最後のシーケンス 13 は、主・後備とも原子炉トリップ信号（手動信号あり）に失敗するシーケンスである。この場合、原子炉トリップ信号が発せられていないので、1 次主冷却系循環ポンプもトリップせず、原子炉出力及び 1 次主冷却系流量は起因事象発生前と変わらないが、1 次アルゴンガス系の隔離も行われないので、ULOP I に至る。

6) 1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ（図 4. 2. 2-6）

本起因事象のシステムイベントツリーは、1) の正の反応度挿入のシステムイベントツリーとヘディング、分岐とも同一である。しかし、起因事象が反応度挿入事象ではなく、流量減少事象であるので、シーケンス 5、6、9、10 の事故カテゴリーが UL OF となる点が異なる。

7) 1 次主冷却系強制循環能力喪失（図 4. 2. 2-7）

本起因事象のシステムイベントツリーは、6) の 1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップのシステムイベントツリーと類似するが、起因事象によって、補助冷却設備の 1 ループが強制循環不能になっているので、崩壊熱除去モードが第 3 モード（D 3）になっている点が異なる。

8) 1 次主冷却系逆止弁閉（1 ループ）（図 4. 2. 2-8）

本起因事象のシステムイベントツリーは、7) の 1 次主冷却系強制循環能力喪失のシステムイベントツリーと類似するが、起因事象によって、補助冷却設備の 1 ループが強制循環、自然循環とも不能になっているので、崩壊熱除去モードが第 2 モード（D 2）になっている点が異なる。

9) 2 次主冷却系流量喪失（図 4. 2. 2-9）

本起因事象のシステムイベントツリーは、6) の 1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップのシステムイベントツリーとヘディング、分岐とも同一である。しかし、起因事象が 1 次主冷却系ではなく、2 次主冷却系の流量減少事象であるので、シーケンス 10 の事故カテゴリーが UL OH S となる点が異なる。

10) 2 次主冷却系強制循環能力喪失（図 4. 2. 2-10）

本起因事象のシステムイベントツリーは、9) の 2 次主冷却系流量喪失のシステムイベントツリーと類似するが、起因事象によって、補助冷却設備の 1 ループが強制循環不能となっているので、崩壊熱除去モードが第 3 モード（D 3）になっている点が異なる。

11) 2 次主冷却系漏洩（図 4. 2. 2-11）

本起因事象のシステムイベントツリーは、10) の 2 次主冷却系強制循環能力喪失のシステムイベントツリーと類似するが、起因事象によって、補助冷却設備の 1 ループが強制循環、自然循環とも不能になっているので、崩壊熱除去モードが第 2 モード（D 2）

になっている点異なる。

12) 外部電源喪失 (図 4. 2. 2-12)

本起因事象発生後、外部電源復旧までの間にディーゼル発電機による非常用電源確立に失敗すると、補助冷却設備、メンテナンス冷却系による強制循環除熱は不可能となるので、崩壊熱除去モードが第 4 モード (D 4) になっている他は 6) 1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップのイベントツリーと同じである。

13) 給水流量喪失 (図 4. 2. 2-13)

本起因事象のイベントツリーは 9) の 2 次主冷却系流量喪失イベントツリーと同じであるが、原子炉トリップ信号の種類が異なるため、別のイベントツリーとなっている。

14) タービントリップ (図 4. 2. 2-14)

本起因事象のイベントツリーも 9) の 2 次主冷却系流量喪失イベントツリーと同じであるが、原子炉トリップ信号の種類が異なるため、別のイベントツリーとなっている。

15) 蒸気発生器伝熱管破損 (図 4. 2. 2-15)

起因事象が蒸気発生器伝熱管破損の場合には、原子炉トリップ信号より先に水漏洩信号が発せられ、ナトリウム・水反応生成物収納設備が作動する。水漏洩信号により 2 次主冷却系循環ポンプがトリップ信号が発せられ、これにより原子炉トリップ信号が発せられる。ナトリウム・水反応生成物収納設備が失敗すると、中間熱交換器伝熱管の健全性が問題になる。よって本起因事象のイベントツリーのヘディングには、これらの起因事象緩和、初期プラント応答のためのシステムが加えられている。起因事象緩和、初期プラント応答の後には、11) 2 次主冷却系漏洩のイベントツリーと類似しているが、中間熱交換器伝熱管の健全性が損なわれた場合には 1 次主冷却系循環ポンプトリップがヘディングとして、崩壊熱除去の前に加えられている点異なる。

16) 局所的燃料破損 (図 4. 2. 2-16)

本起因事象発生時に、原子炉出力低下の機能を果たすシステムは主炉停止系と後備炉停止系である。シーケンス 1、3、7 は原子炉出力低下に成功し崩壊熱除去にも成功して炉心損傷に至らないシーケンスである。シーケンス 2、4、8 は原子炉出力低下には成功するが、崩壊熱除去に失敗し、P L O H S に至る。

シーケンス 5、6、9 は主または後備炉停止系どちらかの原子炉トリップ信号が発せられているのに、制御棒挿入に失敗しており、U L O F に至る。シーケンス 10 は、原子炉トリップ信号発生に失敗し、原子炉出力は低下しないが、1 次主冷却系循環ポンプもトリップせず、炉心冷却形状が維持されて、炉心損傷には至らないシーケンスである。シーケンス 11 は、シーケンス 10 と同様だが、炉心冷却形状が維持されず、炉心流量が減少して U L O F に至る。

18) 原子炉トリップ (図 4. 2. 2-18)

本起因事象は、上記1)から17)までの起因事象以外の何らかの原因で原子炉トリップ信号が発せられる事象であるので、原子炉出力低下の機能を果たすのは主及び後備炉停止系の制御棒挿入のみである。崩壊熱除去モードは第1モード(D1)である。本起因事象のイベントツリーは6)1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップのイベントツリーと殆ど同じだが、原子炉トリップ信号は起因事象ですでに発せられているので、原子炉トリップ信号発生失敗のヘディングが不要である。

なお、イベントツリー理解の一助として、表 4. 2. 2-2 に起因事象とフロントラインシステム略号の一覧表を示す。

表 4.2.2-1 崩壊熱除去系運転モードと起因事象の対応

崩壊熱除去系運転モード			起因事象	
	補助冷却設備	メンテナンス冷却系		
D1	全ループ、強制循環可能、自然循環可能	使用可能	I01	正の反応度挿入
			I06	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ
			I09	2次主冷却系流量減少
			I13	給水流量喪失
			I14	タービントリップ
			I16	局所的燃料破損
			I18	原子炉トリップ
D2	1ループ、強制循環不能、自然循環不能	使用可能	I03	1次主冷却系漏洩
			I08	1次主冷却系逆止弁誤閉
			I11	2次主冷却系漏洩
			I15	蒸気発生器伝熱管破損
D3	1ループ、強制循環不能、自然循環可能	使用可能	I07	1次主冷却系強制循環能力喪失
			I10	2次主冷却系強制循環能力喪失
D4	全ループ、強制循環可能、自然循環可能	使用可能	I12	外部電源喪失
D5	全ループ、強制循環可能、自然循環可能	使用不能	I06	1次メンテナンス冷却系漏洩

表4.2.2-2 起因事象とフロントラインシステム一覧表

コード	起因事象記述
I01	正の反応度挿入
I02	
I03	1 次主冷却系漏洩
I04	
I05	1 次メンテナンス冷却系漏洩
I06	1 次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ
I07	1 次主冷却系強制循環能力喪失（1 ループ）
I08	1 次主冷却系逆止弁閉（1 ループ）
I09	2 次主冷却系流量減少
I10	2 次主冷却系強制循環能力喪失（1 ループ）
I11	2 次主冷却系漏洩
I12	外部電源喪失
I13	給水流量喪失
I14	タービントリップ
I15	蒸気発生器伝熱管破損
I16	局所的燃料破損
I17	
I18	原子炉トリップ

コード	フロントラインシステム名
A	1 次アルゴンガス系隔離
C	炉心冷却形状維持
D1	崩壊熱除去第 1 モード
D2	崩壊熱除去第 2 モード
D3	崩壊熱除去第 3 モード
D4	崩壊熱除去第 4 モード
D5	崩壊熱除去第 5 モード
G	ガードベッセル健全性
P	1 次主冷却系循環ポンプトリップ
RB	後備炉停止系制御棒挿入
RM	主炉停止系制御棒挿入
SB	後備炉停止系原子炉トリップ信号発生
SM	主炉停止系原子炉トリップ信号発生
T	中間熱交換器伝熱管健全性
W	ナトリウム・水反応生成物収納設備

図4.2.2-1 正の反応度挿入システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I01 : Positive Reactivity Insertion						Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		DH		
Code	SM	RM	SB	AB	D1		
						1	Success
						2	PLCHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	UTOPULOF
						6	UTOPULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	UTOPULOF
						10	UTOP

図4.2.2-3 1次主冷却系漏洩システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

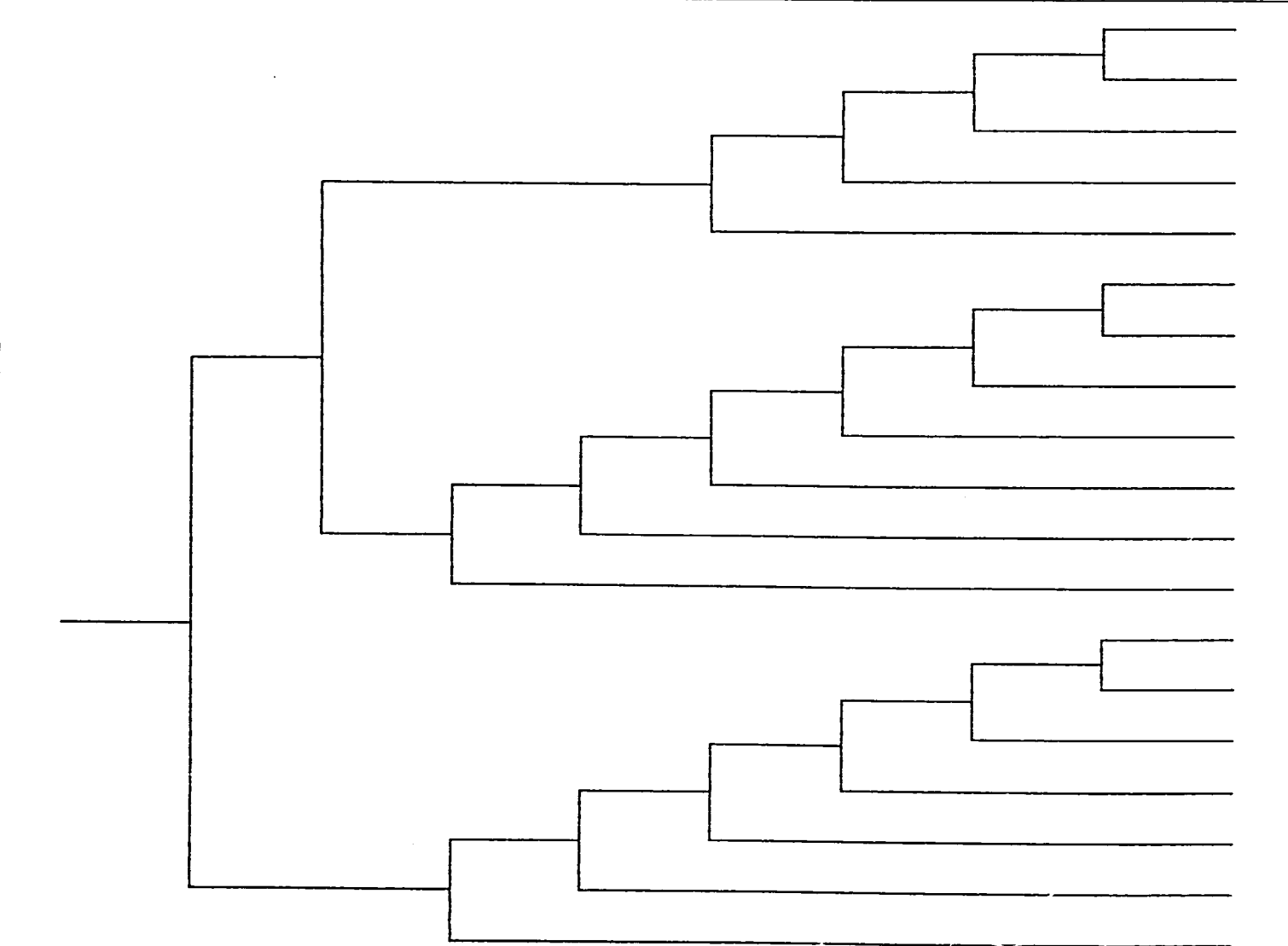
IE : I03 : PHTS Leakage									Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		MS			DH		
Code	SM	RM	SB	RB	G	P	A	D2		
									1	Success
									2	PLOHS
									3	LORL
									4	LORL
									5	LORL
									6	Success
									7	PLOHS
									8	LORL
									9	LORL
									10	LORL
									11	ULOPI
									12	ULOPI
									13	Success
									14	PLOHS
									15	LORL
									16	LORL
									17	LORL
									18	ULOPI
									19	ULOPI

図4.2.2-5 1次メンテナンス冷却系低所からの漏洩システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I05 : MCS Leakage							Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		MS	DH		
Code	SM	RM	SB	RB	A	D5		
							1	Success
							2	PLOHS
							3	LORL
							4	Success
							5	PLOHS
							6	LORL
							7	ULOF
							8	ULOF
							9	Success
							10	PLOHS
							11	LORL
							12	ULOF
							13	ULOPI

図4.2.2-6 1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップシステムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

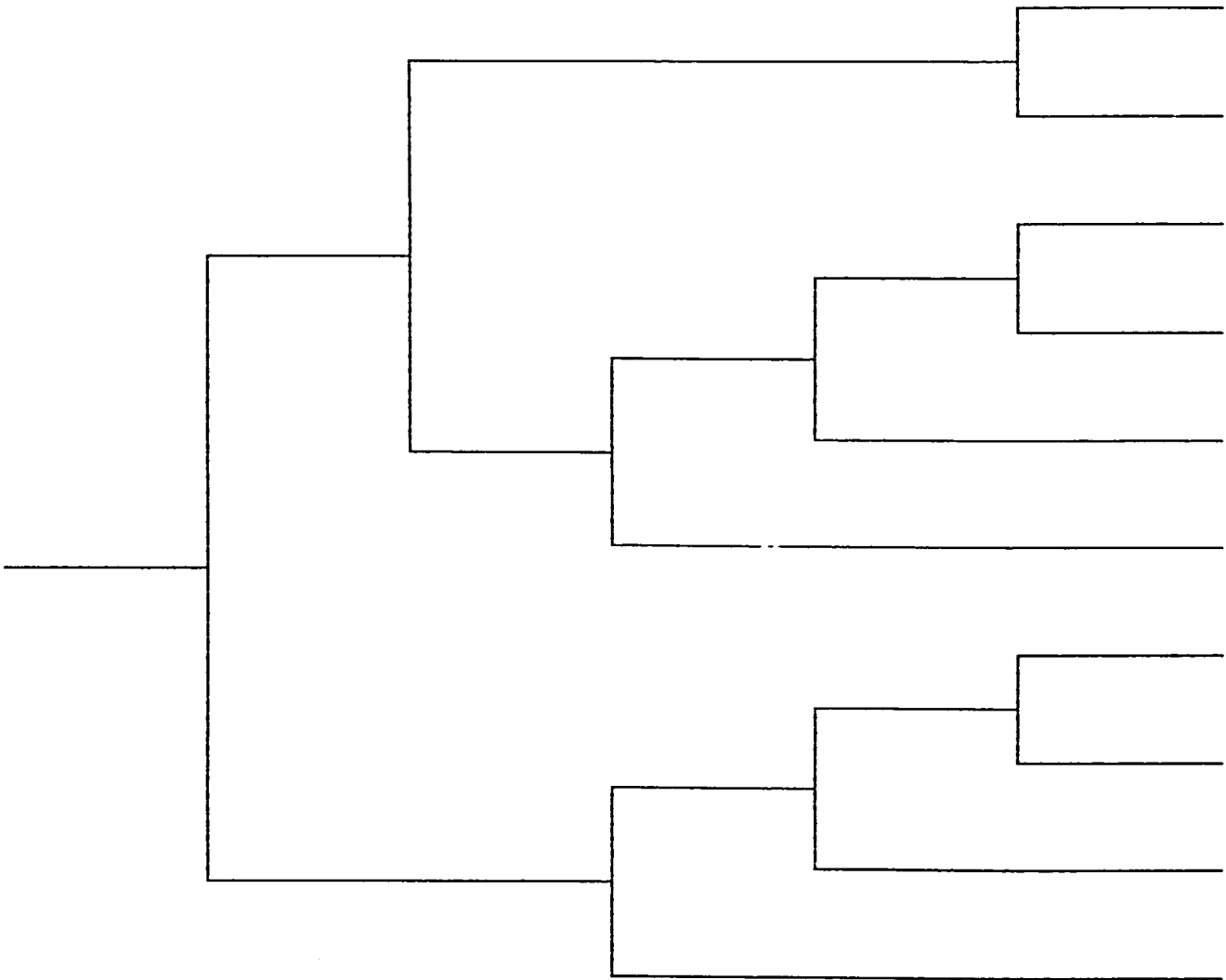
IE : I06 : PHTS Pump Fault/Trip in One or More Loops						Seq No.	Accident Category
F.Code	MR		BR	DH			
Code	SM	RM	SB	RB	D1		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOF

図4.2.2-7 1次主冷却系強制循環能力喪失システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I07 : Loss of Flow Capability in One PHTS Loop						Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		DH		
Code	SM	RM	SB	AB	D3		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOF

図4.2.2-8 1次主冷却系逆止弁閉システムイベントツリー

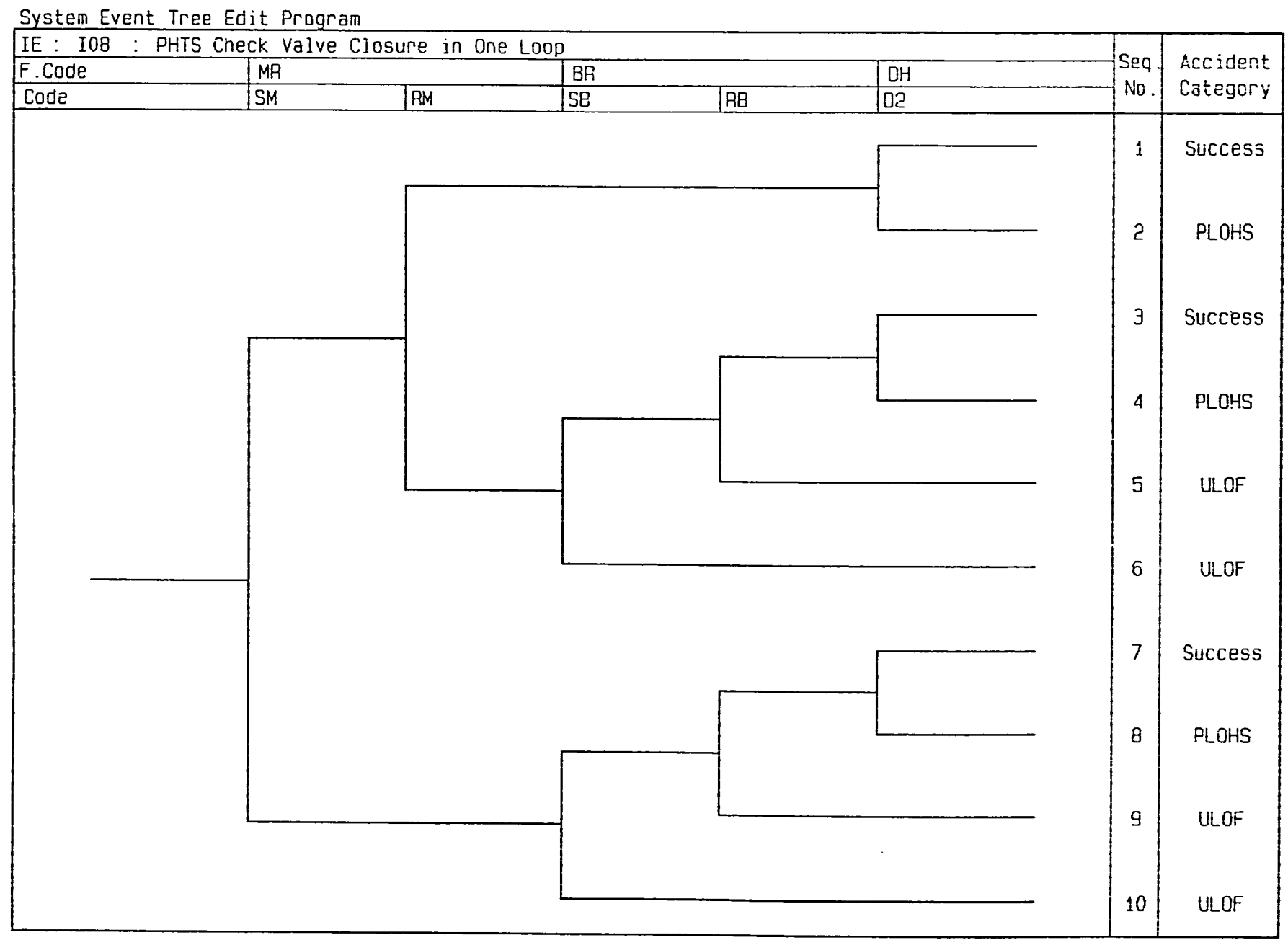


図4.2.2-9 2次主冷却系流量喪失システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I09 : Loss of Flow in One or More IHTS Loops						Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		DH		
Code	SM	RM	SB	RB	D1		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOHS

図4.2.2-10 2次主冷却系強制循環能力喪失システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I10 : Loss of Flow Capability in One IHTS Loop						Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		DH		
Code	SM	RM	SB	RB	D3		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOHS

図4.2.2-11 2次主冷却系漏洩システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I11 : IHTS Leakage in One Loop

F.Code	MR		BR		DH	Seq. No.	Accident Category
Code	SM	RM	SB	RB	D2		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOHS

図4.2.2-12 外部電源喪失システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

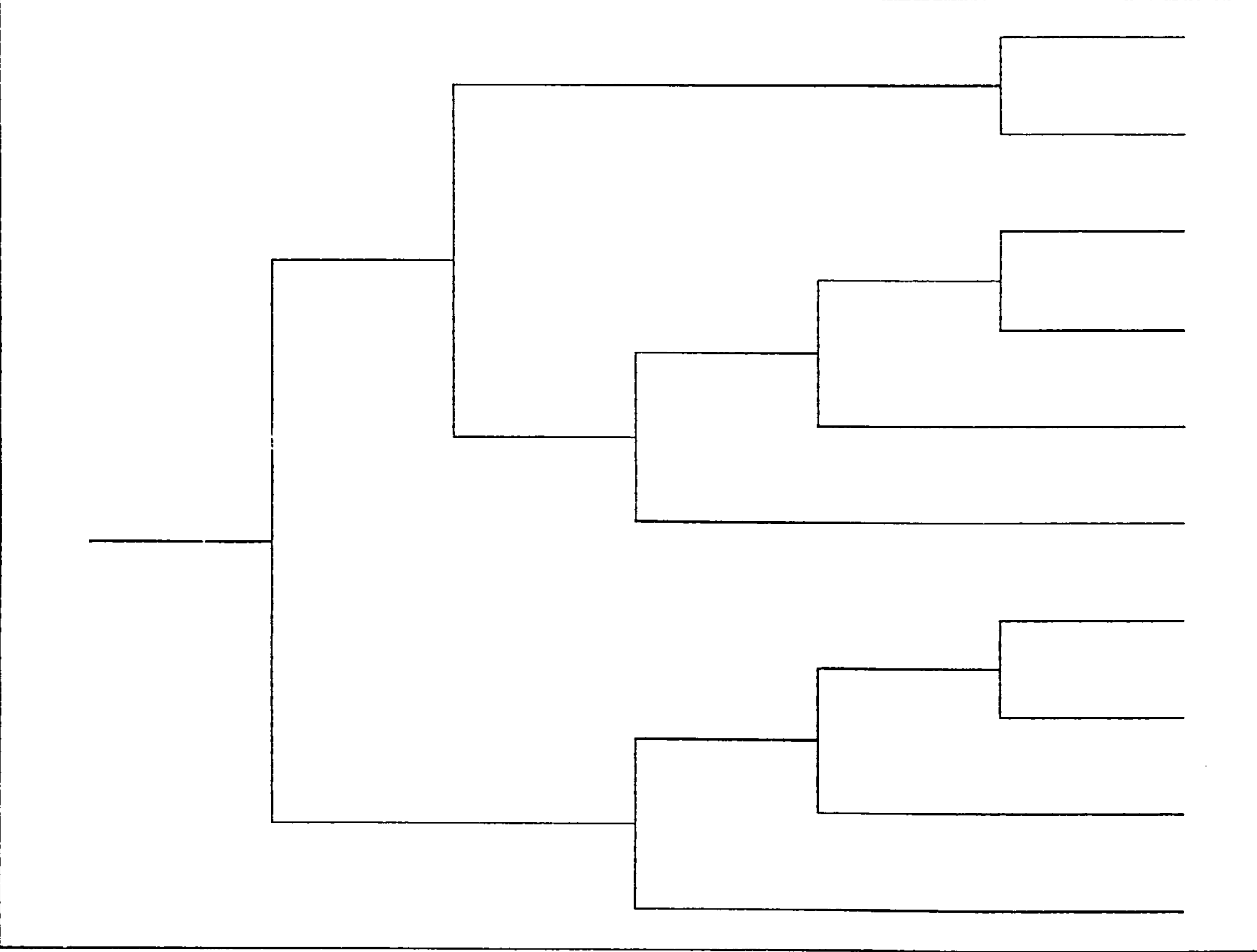
IE : I12 : Loss of Offsite Power						Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		DH		
Code	SM	RM	SB	RB	D4		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOF

図4.2.2-13 給水流量喪失システムイベントツリー

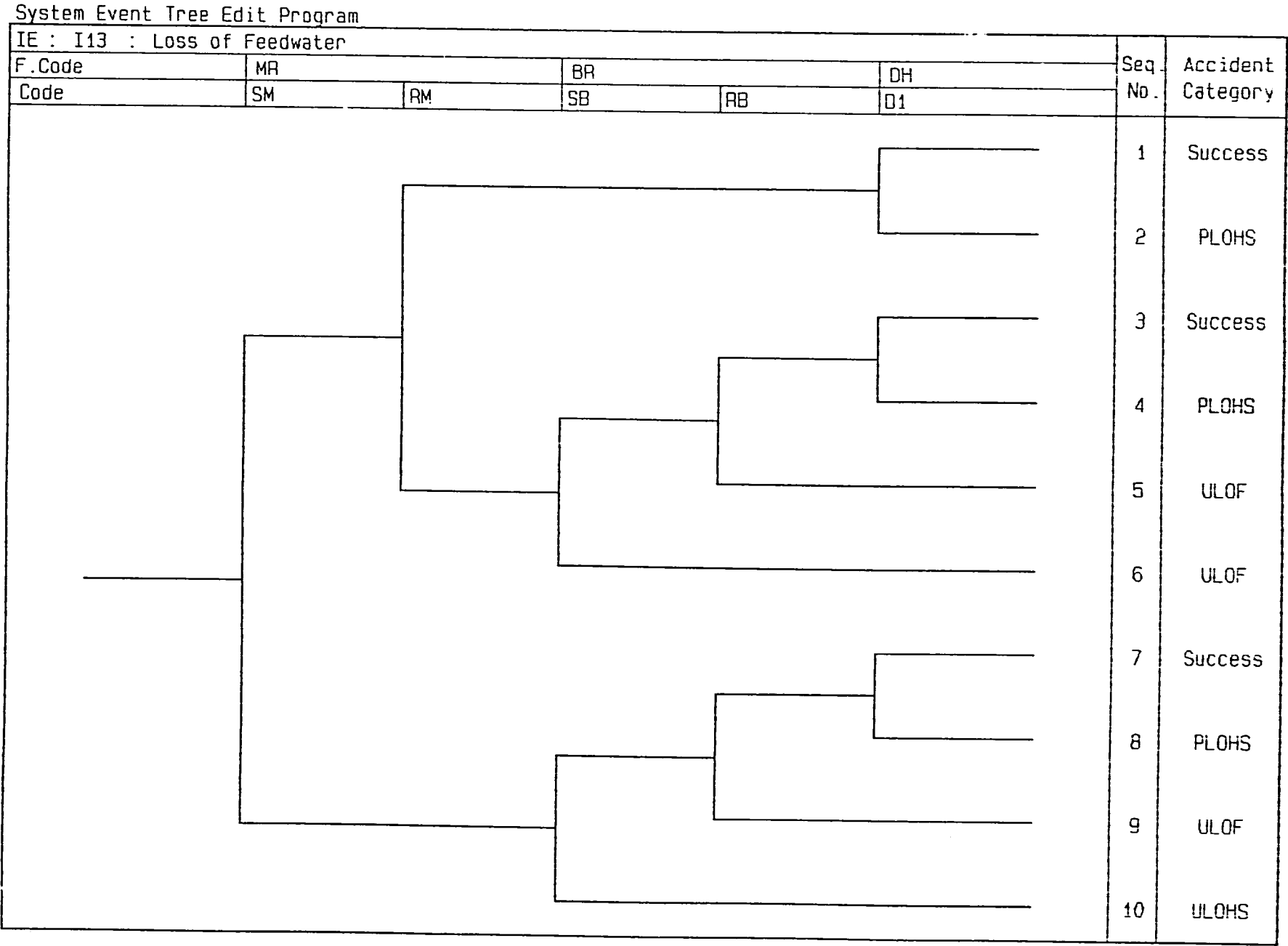


図4.2.2-14 タービントリップシステムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I14 : Turbine Trip

F.Code	MR		BP		DH	Seq. No.	Accident Category
Code	SM	RM	SB	RB	D1		
						1	Success
						2	PLOHS
						3	Success
						4	PLOHS
						5	ULOF
						6	ULOF
						7	Success
						8	PLOHS
						9	ULOF
						10	ULOHS

図4.2.2-15 蒸気発生器伝熱管破損システムイベントツリー

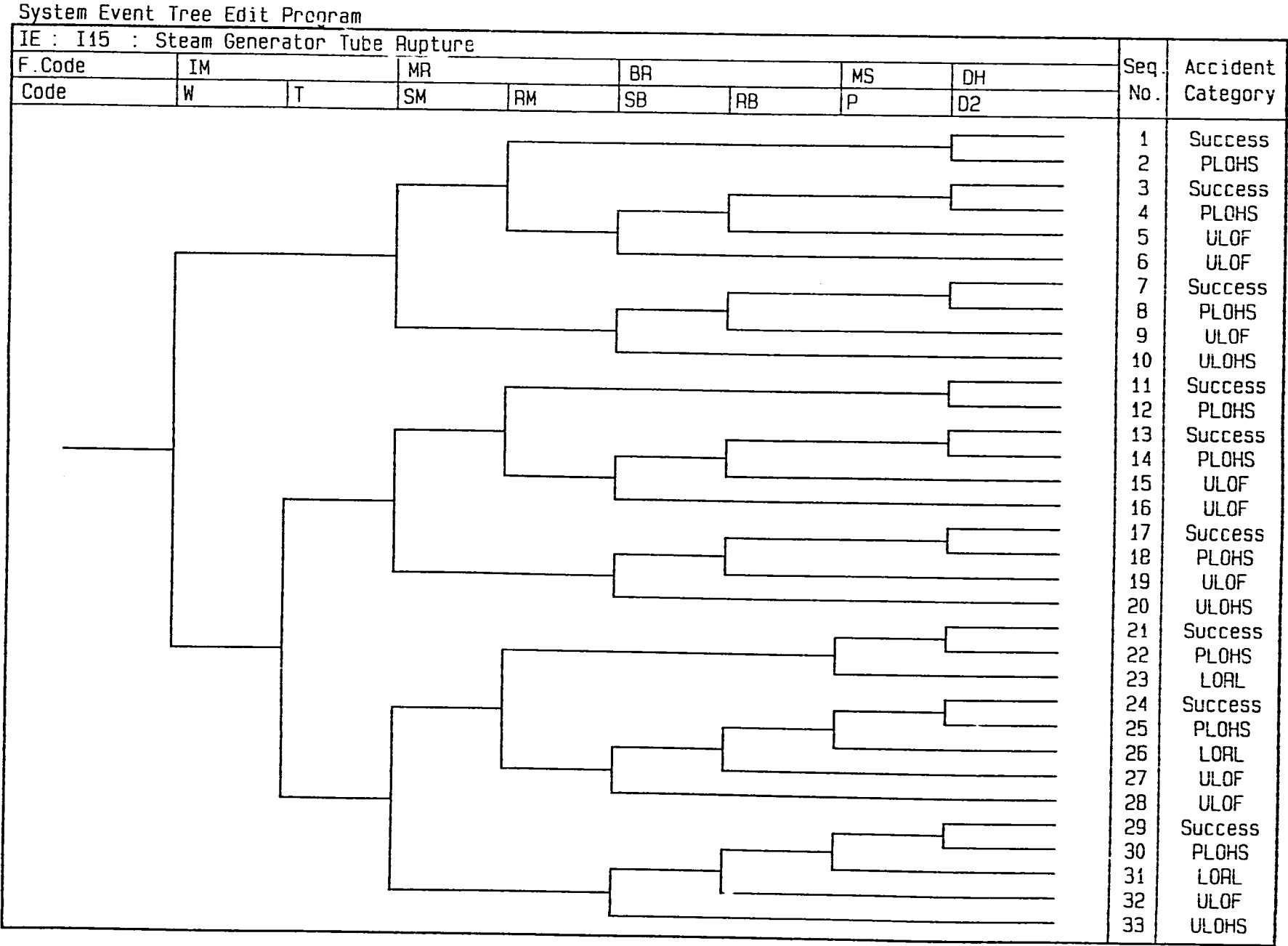
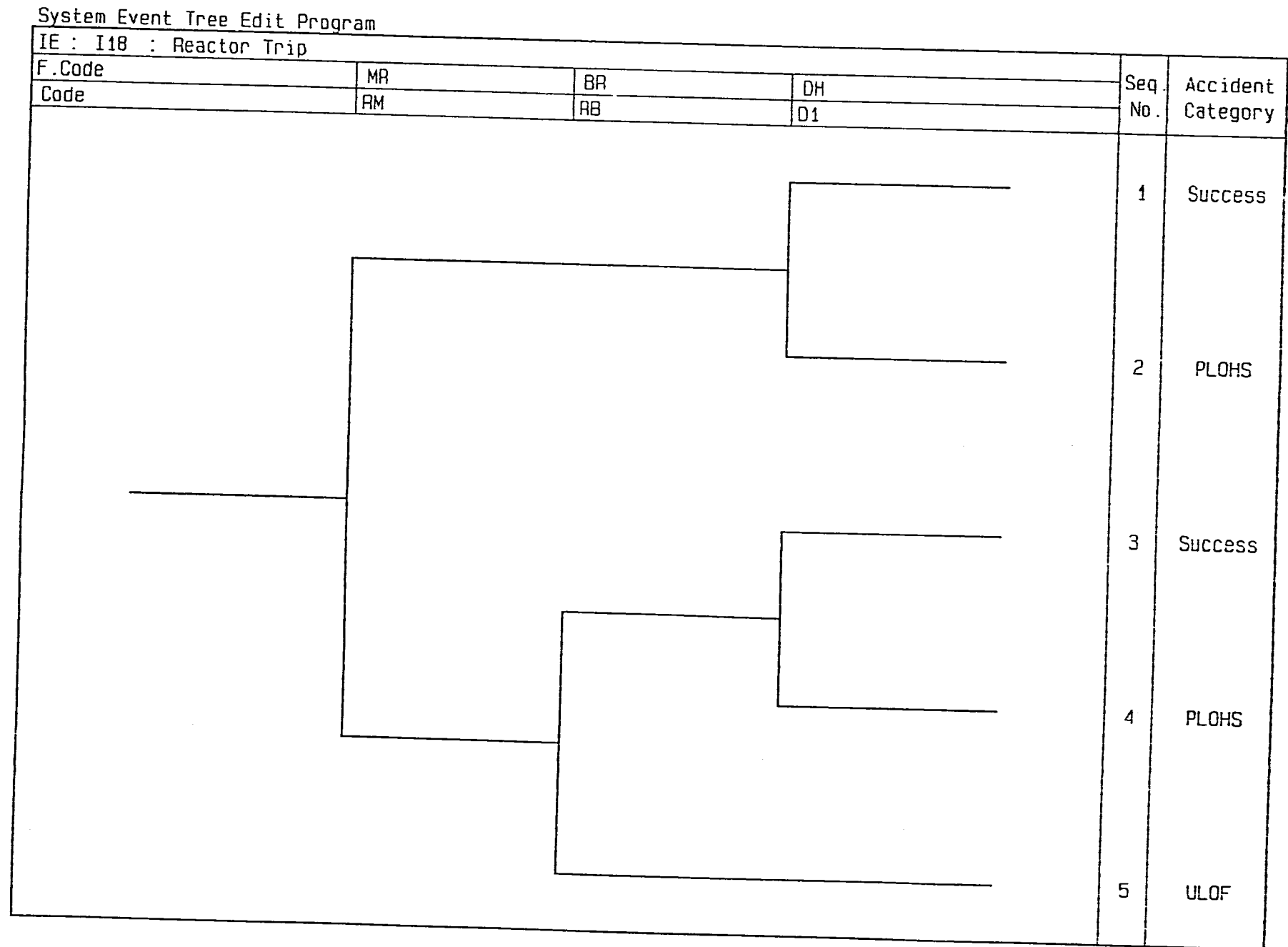


図4.2.2-16 局所的燃料破損システムイベントツリー

System Event Tree Edit Program

IE : I16 : Local Fault							Seq. No.	Accident Category
F.Code	MR		BR		AP	DH		
Code	SM	RM	SB	RB	C	D1		
							1	Success
							2	PLOHS
							3	Success
							4	PLOHS
							5	ULOF
							6	ULOF
							7	Success
							8	PLOHS
							9	ULOF
							10	Success
							11	ULOF

図4.2.2-18 原子炉トリップシステムイベントツリー



4.3 原子炉停止に係わる系統の評価

起因事象が発生した場合には、原子炉の出力を低下させるために次の4つのシステムの機能が必要である。それらは主炉停止系制御棒保持電源遮断(SM)、主炉停止系制御棒挿入(RM)、後備炉停止系制御棒保持電源遮断(SB)、後備炉停止系制御棒挿入(RB)である。原子炉停止に係わる系統の評価に当たり、これらのフォールトツリーを作成した。

4.3.1 フォールトツリーの作成と定性解析

(1) 主炉停止系制御棒保持電源遮断(SM)

機能

起因事象発生時に速やかに事象を検知し、原子炉トリップ信号を発生させることにより、主炉停止系制御棒保持電源を一括遮断する。

構成

検出チャンネルは、いかなる起因事象に対しても3チャンネル分の信号を送るように設計されており、検出パラメーターがトリップ設定点を越えた場合に原子炉トリップ信号を発信する。3チャンネルのうち万一1チャンネルが故障して信号を伝送できない場合でも、原子炉トリップ信号を発信するように論理回路入口に2 out of 3 論理回路が組み込まれている。論理回路は3トレイン構造となっており、各トレインの信号は各種原子炉トリップ信号を伝達するためOR論理回路を経て、遮断回路の入力信号となる。主炉停止系制御棒保持電源の遮断回路は6台の遮断器（ブレーカー）から構成されており、入力信号3トレインのうち任意の2トレイン以上の入力信号に対して、電源を遮断するように遮断回路が組み込まれている。

成功基準

起因事象発生時に、主炉停止系制御棒保持電源の遮断回路が作動して電源を遮断すること

頂上事象

起因事象発生時、主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗

条件

原子炉トリップ信号は最大2信号まで期待するものとした。フォールトツリーの展開は評価モデルの単純化のために次の事象までとした。

- 遮断回路を構成している遮断器1台の故障
- 検出チャンネル1チャンネルの故障
- OR 論理回路の故障
- 2 out of 3 論理回路の故障

仮定

手動トリップ信号の発信源である原子炉トリップスイッチは2個存在するものとし、どちらか一方が故障した場合でも主炉停止系と後備炉停止系の両者を作動させることができるように、主炉停止系と後備炉停止系で共有するものとする。即ち、原子炉トリップスイッチ2個のうちどちらか一方が作動すれば主炉停止系の論理回路へ3トレイン分、そして後備炉停止系の論理回路へ3トレイン分、合わせて6トレイン分の原子炉トリップ信号が発信されるものとする。

検出チャンネルのアナログ回路機能試験は1チャンネルずつ独立に行うものとし、試験中のチャンネルはトリップ状態になるように設計されているもの仮定する。論理回路機能試験は1トレインずつ独立に行うものとし、試験中のトレインはトリップ状態になるように設計されているものと仮定する。遮断回路を構成する遮断器と継電器の実動作試験は1台ずつ独立に行うものとし、試験中の遮断器又は継電器はトリップ状態になるように設計されているものと仮定する。また、検出チャンネル、論理回路及び遮断回路の構成機器は中性子検出器の高圧電源を除き全て電源喪失に関してフェイルセーフ機能を有しているものと仮定する。中性子検出器の電源は無停電電源から供給されるものと考え、無停電電源から検出器までの間の構成機器のみをモデル化した。

定性解析

図4.3.1-1に示すフォールトツリー頂上事象の発生確率（この場合はアンアベイラビリティ）を評価するに当り、遮断器1台のアンアベイラビリティを P_B 、原子炉トリップ信号を2信号期待する場合の第1信号の検出チャンネル1チャンネルのアンアベイラビリティを P_{C1} 、第2信号の検出チャンネル1チャンネルのアンアベイラビリティを P_{C2} 、OR論理回路1個のアンアベイラビリティを P_{OR} 、2 out of 3 論理回路1個のアンアベイラビリティを $P_{2/3}$ と表した。

原子炉トリップ信号として1種類の信号しか期待しない場合は、フォールトツリー頂上事象の発生確率は、

$$8 P_B^3 + 6 P_B (P_{OR} + P_{2/3}) + 3 (P_{OR} + P_{2/3})^2 + 3 P_{C1}^2$$

となり、原子炉トリップ信号に2種類の信号を期待する場合は、

$$8 P_B^3 + 6 P_B (P_{OR} + P_{2/3})^2 + 3 (P_{OR} + P_{2/3})^2 + (3 P_{C1}^2) (3 P_{C2}^2)$$

となる。

遮断器の故障に対しては3重、OR論理回路トレインの故障に対しては2重、検出チャンネルの故障に対しては1信号の場合2重の多重度を有しており2信号の場合4重の多重度を有していることがわかる。

(2) 主炉停止系制御棒挿入(RM)

機能

主炉停止系制御棒保持電源の一括遮断時に主炉停止系制御棒保持用電磁石を消磁し、その結果制御棒切り離し機構並びに加速挿入機構を作動させることによって制御棒を炉

心内の所定位置まで挿入させる。

構成

主炉停止系の制御棒は全部で13本存在し、それら1本1本に対して制御棒保持用電磁石、制御棒切り離し機構並びに加速挿入機構が備わっている。13個の制御棒保持用電磁石の電源は共通の1本の電源から分配されており、ここではこの共通の電源を主炉停止系制御棒保持電源と呼ぶ。

成功基準

主炉停止系制御棒保持電源遮断時に、主炉停止系制御棒13本のうち任意の12本以上が所定位置まで挿入されること

頂上事象

主炉停止系制御棒保持電源遮断時、主炉停止系制御棒13本のうち任意の2本以上挿入失敗

条件

フォールトツリーの展開は、制御棒1本の挿入失敗事象までとした。

定性解析

制御棒1本の挿入失敗確率を P_{CR} と表すと、図4.3.1-2フォールトツリーの頂上事象発生確率は ${}_{13}C_2 P_{CR}^2$ となる。

(3) 後備炉停止系制御棒保持電源(SB)

機能

起回事象発生時に速やかに事象を検知し、原子炉トリップ信号を発生させることにより後備炉停止系制御棒保持電源を一括遮断する。

構成

検出チャンネルはいかなる起回事象に対しても3チャンネル分の信号を送るように設計されており、検出パラメーターがトリップ設定点を越えた場合に原子炉トリップ信号を発信する。論理回路は3トレイン構造となっているが主炉停止系の論理回路と異なり、検出チャンネルとの入出力関係は、例えばチャンネル1がトレインAに、チャンネル2がトレインBに、チャンネル3がトレインCにという具合に1対1対応するように設計されている。従って、検出チャンネル1チャンネルの故障は、即ち、対応する論理回路トレインの故障につながる。論理回路の各トレインの信号は、各種原子炉トリップ信号を伝達するためのOR論理回路を経て、遮断回路の入力信号となる。後備炉停止系制御棒保持電源の遮断回路は6台の継電器（リレー）から構成されており、入力信号3トレインのうち任意の2トレイン以上の入力信号に対して電源を遮断するように遮断回路が

組まれている。

成功基準

起因事象発生時に後備炉停止系制御棒保持電源の遮断回路が作動して電源を遮断すること

頂上事象

起因事象発生時、後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗

条件

原子炉トリップ信号は最大2信号まで期待するものとした。

フォールトツリーの展開は、評価モデルの単純化のために次の事象までとした。

- 遮断回路を構成している継電器1台の故障
- 検出チャンネル1チャンネルの故障
- OR論理回路の故障

仮定

手動トリップ信号の発信源である原子炉トリップスイッチは2個存在するものとし、どちらか一方が故障した場合でも主炉停止系と後備炉停止系の両者を作動させることができるように、主炉停止系と後備炉停止系で共有するものとする。即ち、原子炉トリップスイッチ2個のうちどちらか一方が作動すれば主炉停止系の論理回路へ3トレイン分、そして後備炉停止系の論理回路へ3トレイン分、合わせて6トレイン分の原子炉トリップ信号が発信されるものとする。

検出チャンネルのアナログ回路機能試験は1チャンネルずつ独立に行うものとし、試験中のチャンネルはトリップ状態になるように設計されているもの仮定する。論理回路機能試験は1トレインずつ独立に行うものとし、試験中のトレインはトリップ状態になるように設計されているものと仮定する。遮断回路を構成する遮断器と継電器の実動作試験は1台ずつ独立に行うものとし、試験中の遮断器又は継電器はトリップ状態になるように設計されているものと仮定する。また、検出チャンネル、論理回路及び遮断回路の構成機器は中性子検出器の高圧電源を除き全て電源喪失に関してフェイルセーフ機能を有しているものと仮定する。中性子検出器の電源は無停電電源から供給されるものと考え、無停電電源から検出器までの間の構成機器のみをモデル化した。

定性解析

フォールトツリー頂上事象の発生確率（この場合はアンアベイラビリティ）を評価するに当り、継電器1台のアンアベイラビリティを P_R 、原子炉トリップ信号を2信号期待する場合の第1信号の検出チャンネル1チャンネルのアンアベイラビリティ P_{C1} 、第2信号の検出チャンネル1チャンネルのアンアベイラビリティを P_{C2} 、OR論理回路1個のアンアベイラビリティを P_{OR} と表した。

原子炉トリップ信号として1種類の信号しか期待しない場合は、フォールトツリー頂

上事象の発生確率は、

$$8 P_R^3 + 6 P_R (P_{OR} + P_{C1}) + 3 (P_{OR} + P_{C1})^2$$

となり、原子炉トリップ信号に2種類の信号を期待する場合は、

$$8 P_R^3 + 6 P_R (P_{OR} + P_{C1} P_{C2}) + 3 (P_{OR} + P_{C1} P_{C2})^2$$

となる。

継電器の故障に対しては3重、OR論理回路トレインの故障に対しては2重、検出チャンネルの故障に対しては1信号の場合2重の多重度を有しており2信号の場合4重の多重度を有していることがわかる。

(4) 後備炉停止系制御棒挿入(RB)

機能

後備炉停止系制御棒保持電源の一括遮断時に後備炉停止系制御棒保持用電磁石を消磁し、その結果制御棒切り離し機構並びに加速挿入機構を作動させることによって制御棒を炉心内の所定位置まで挿入させる。

構成

後備炉停止系の制御棒は全部で6本存在し、それら1本1本に対して制御棒保持用電磁石、制御棒切り離し機構並びに加速挿入機構が備わっている。6個の制御棒保持用電磁石の電源は共通の1本の電源から分配されており、ここではこの共通の電源を後備炉停止系制御棒保持電源と呼ぶ。

成功基準

後備炉停止系制御棒保持電源遮断時に、後備炉停止系制御棒6本のうち任意の5本以上が所定位置まで挿入されること

頂上事象

後備炉停止系制御棒保持電源遮断時、後備炉停止系制御棒6本のうち任意の2本以上挿入失敗

条件

フォールトツリーの展開は、制御棒1本の挿入失敗事象までとした。

定性解析

制御棒1本の挿入失敗確率を P_{CR} と表すと、図4.3.1-4に示すフォールトツリーの頂上事象発生確率は ${}_6C_2 P_{CR}^2$ となる。

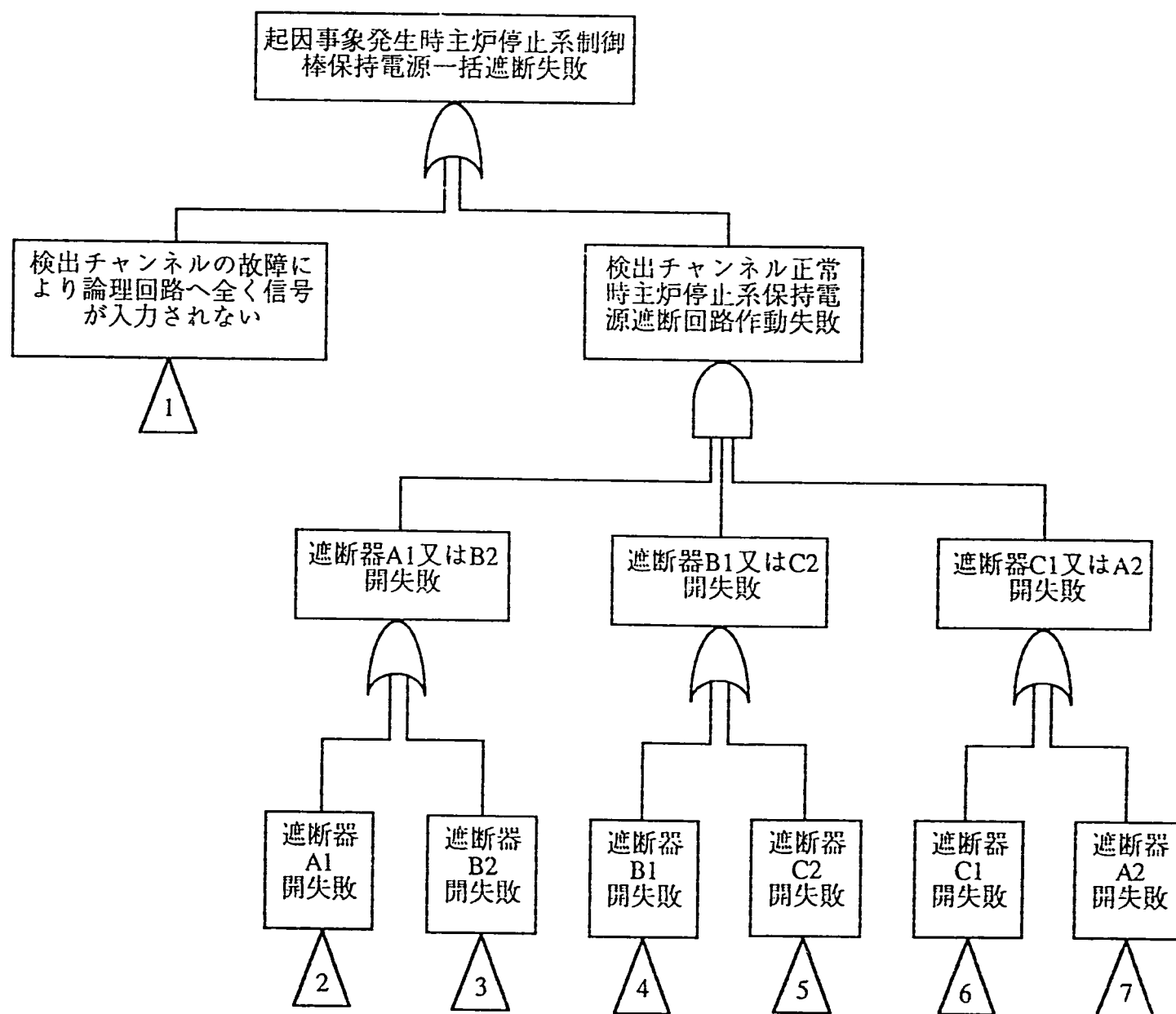


図4.3.1-1 主炉停止系制御棒保持電源遮断のフォールトツリー (1/3)

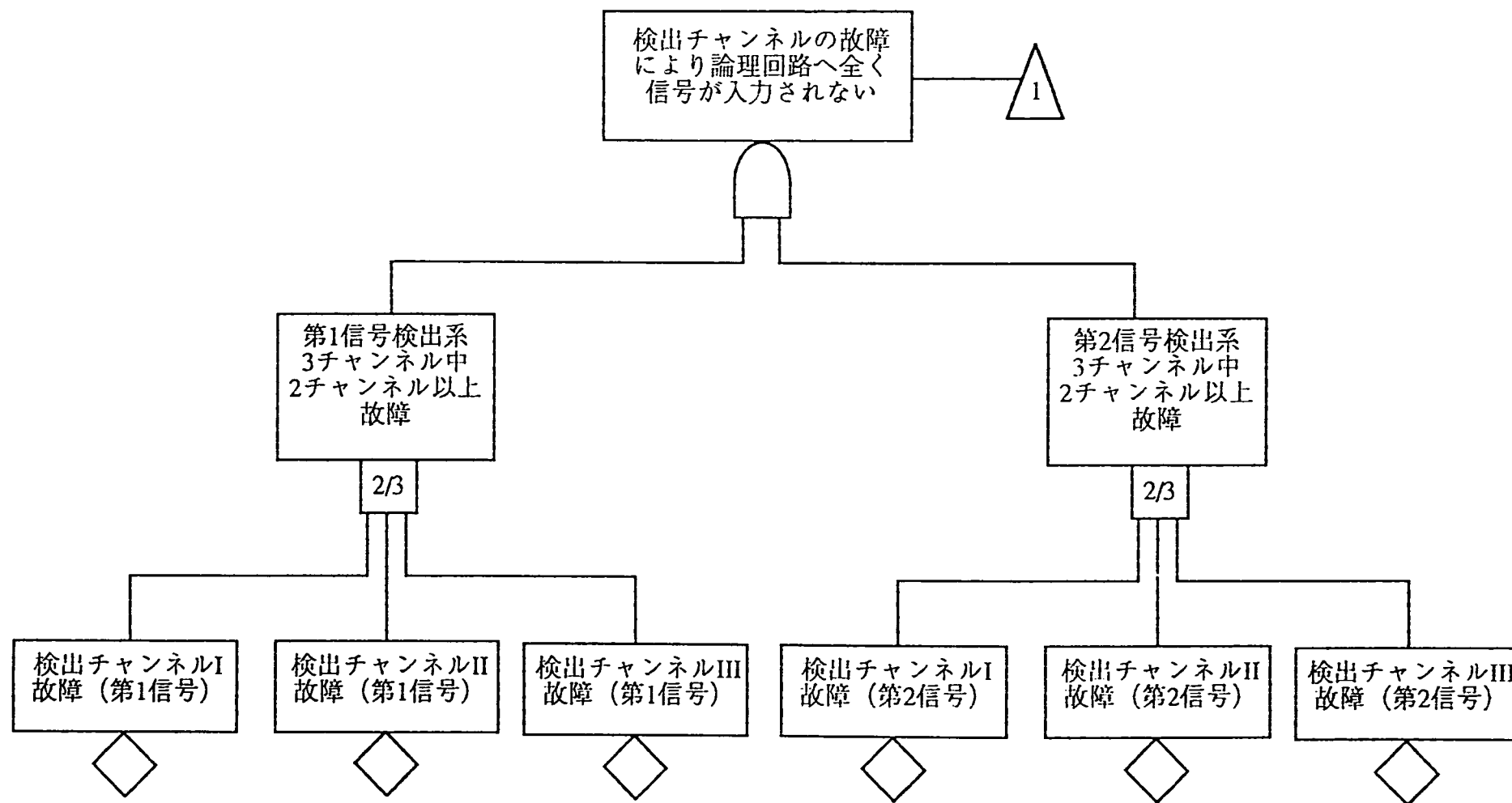


図4.3.1-1 主炉停止系制御棒保持電源遮断のフォールトツリー (2/3)

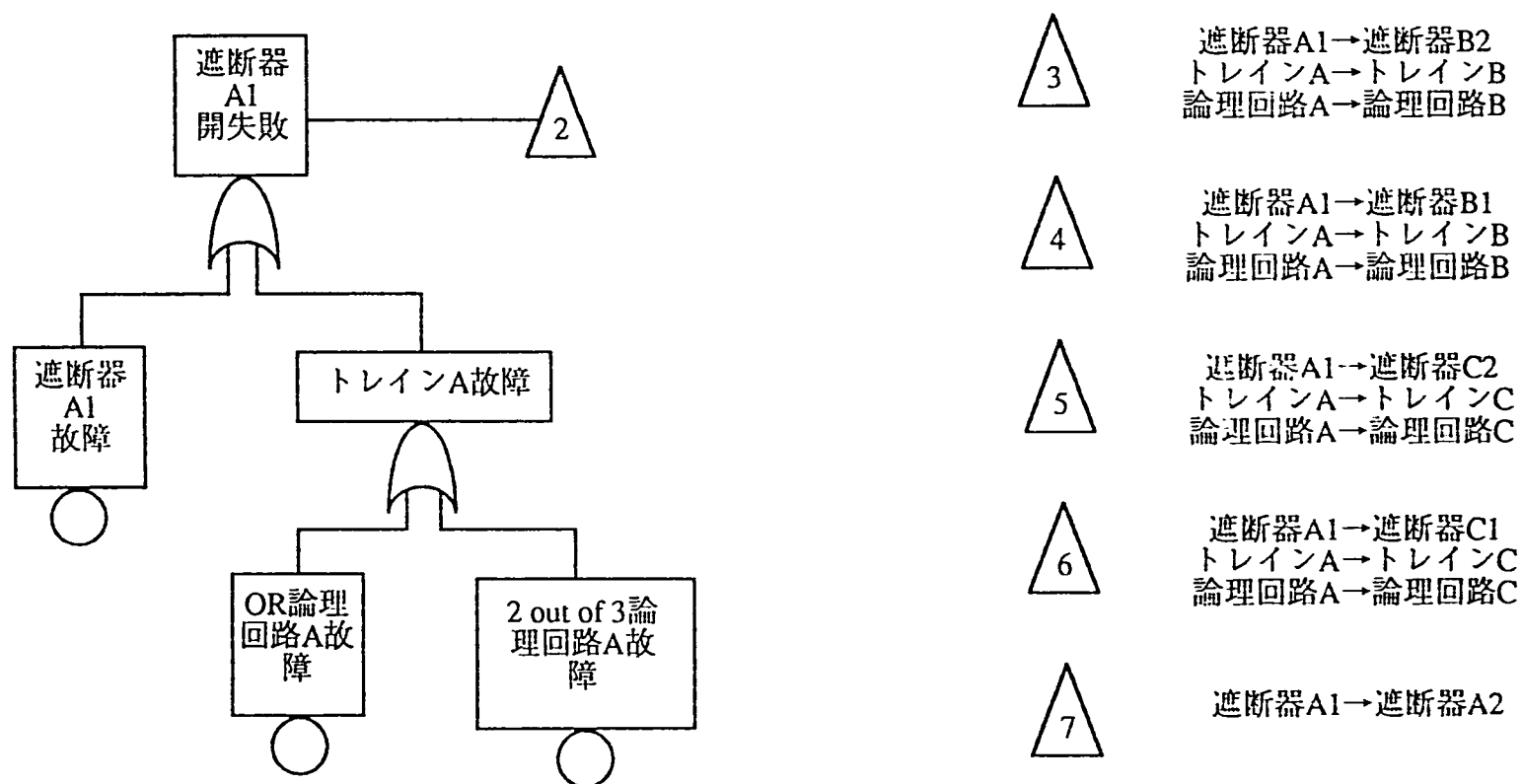


図4.3.1-1 主炉停止系制御棒保持電源遮断のフォールトツリー (3/3)

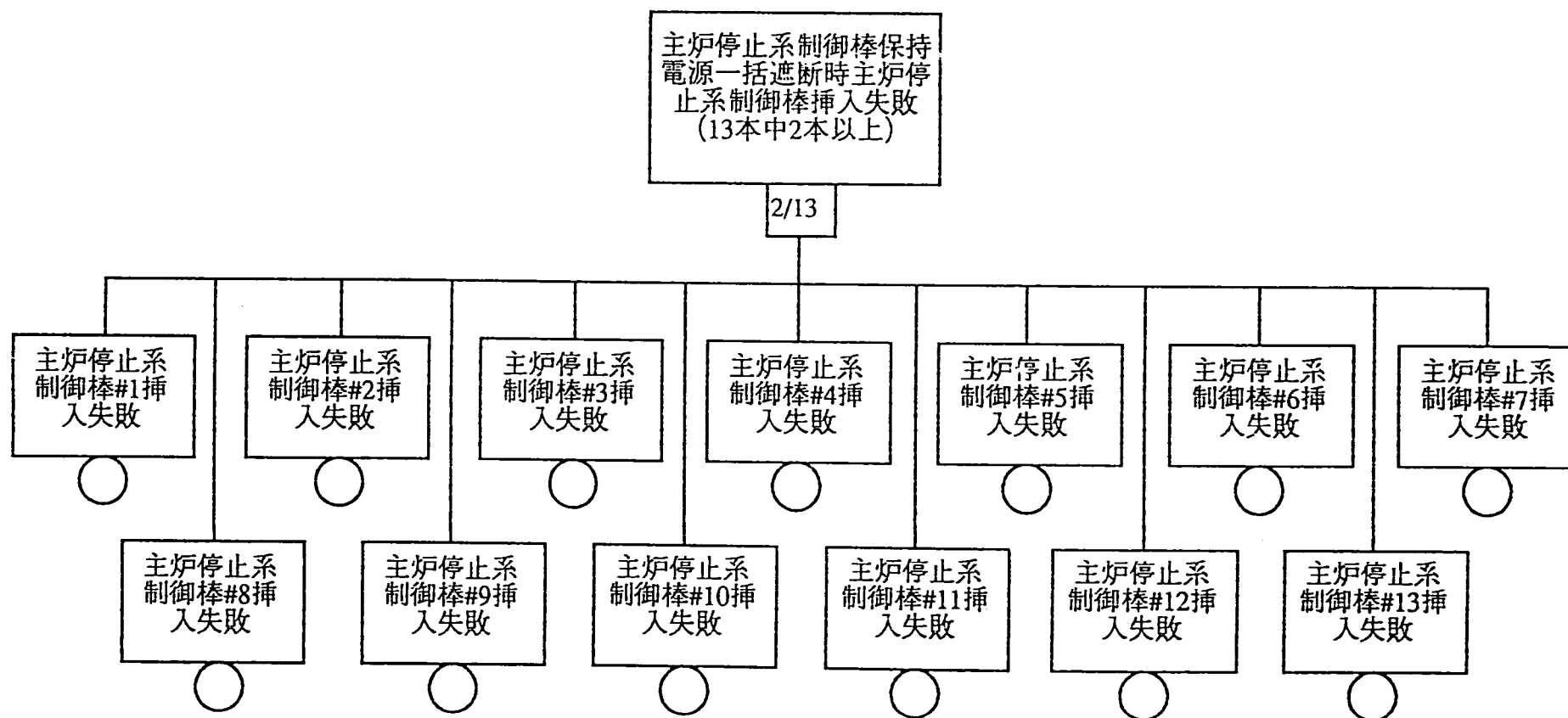


図4.3.1-2 主炉停止系制御棒挿入のフォールトツリー

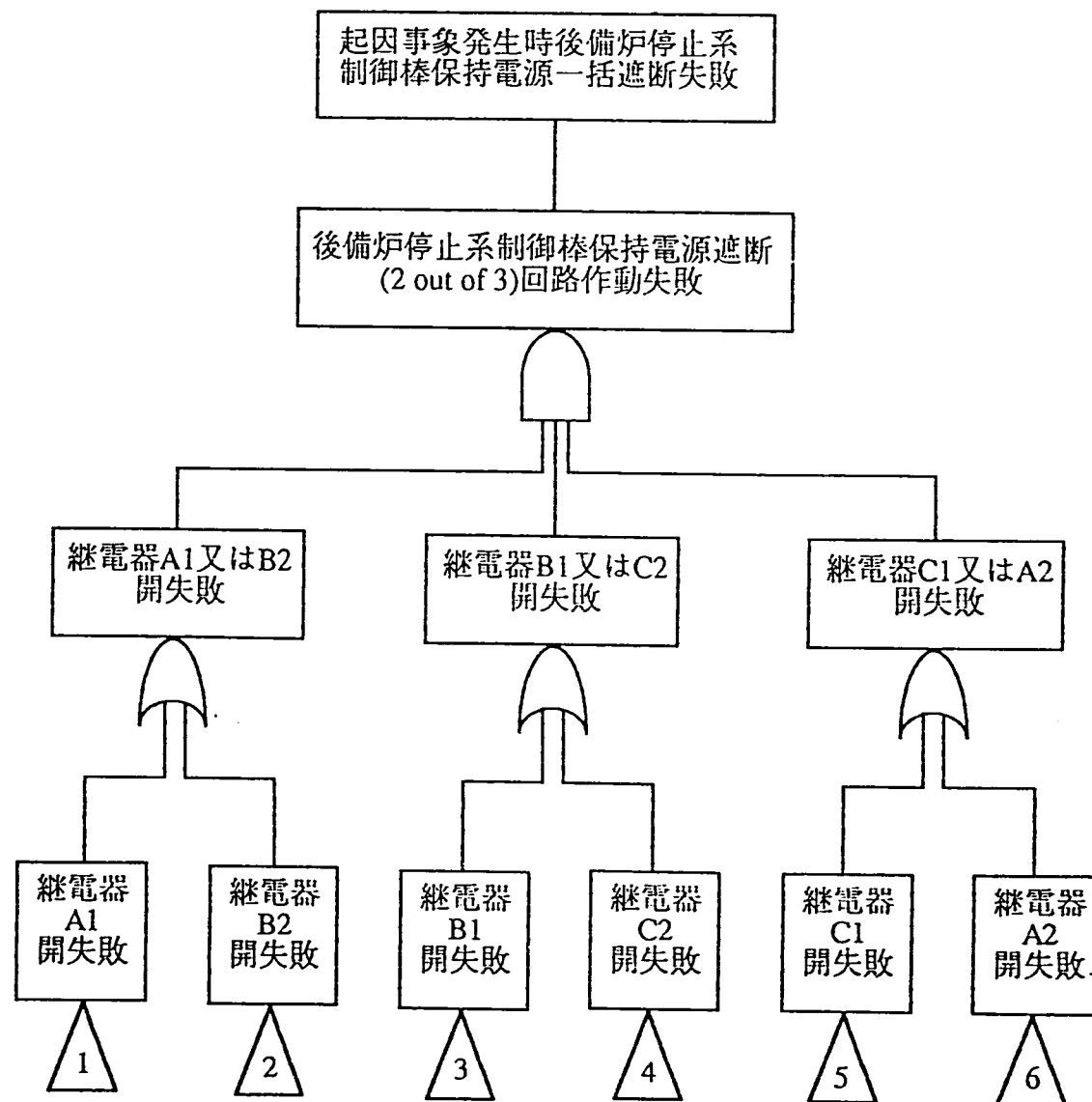


図4.3.1-3 後備炉停止系制御棒保持電源遮断のフォールトツリー (1/2)

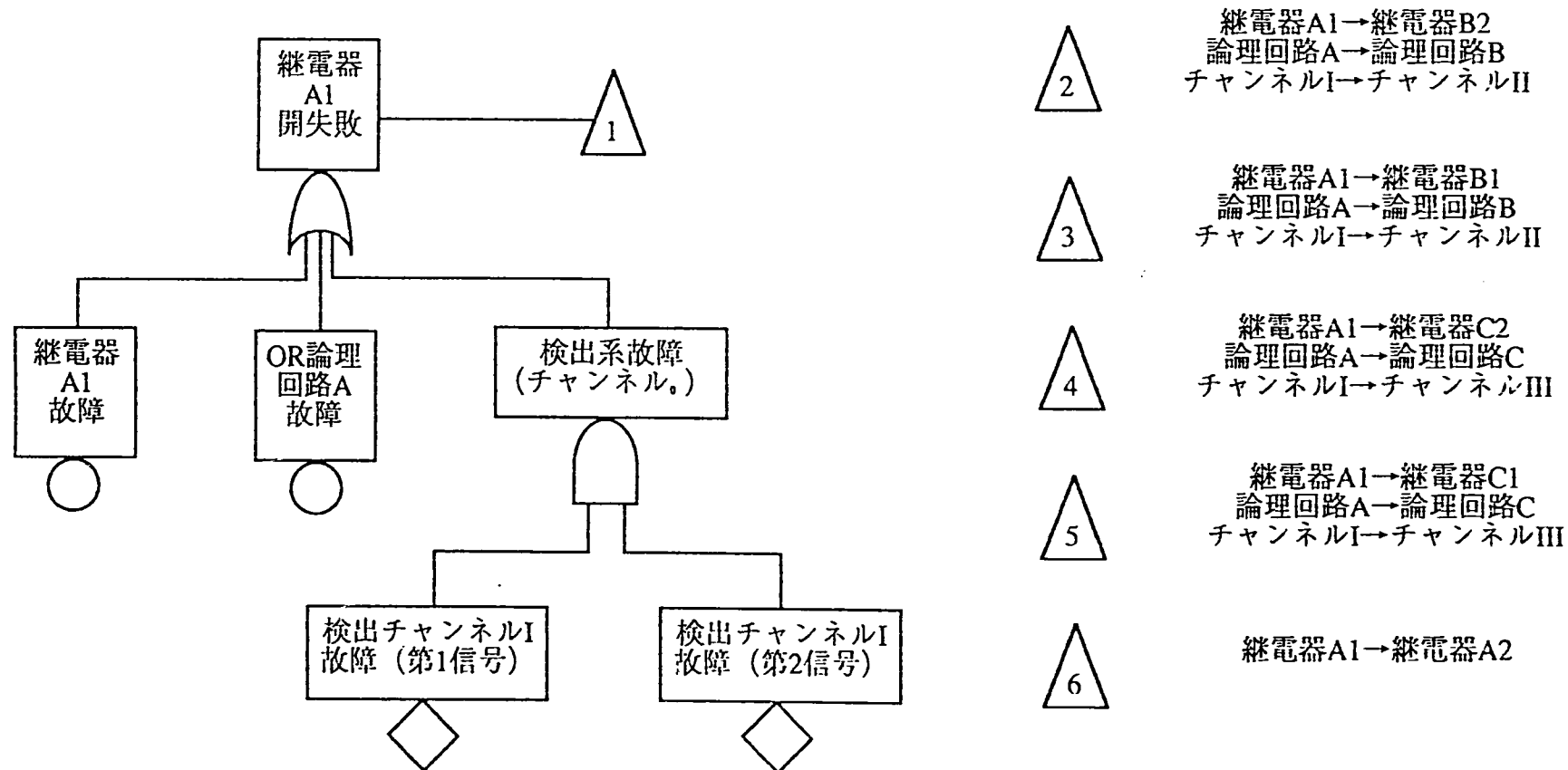


図4.3.1-3 後備炉停止系制御棒保持電源遮断のフォールトツリー (2/2)

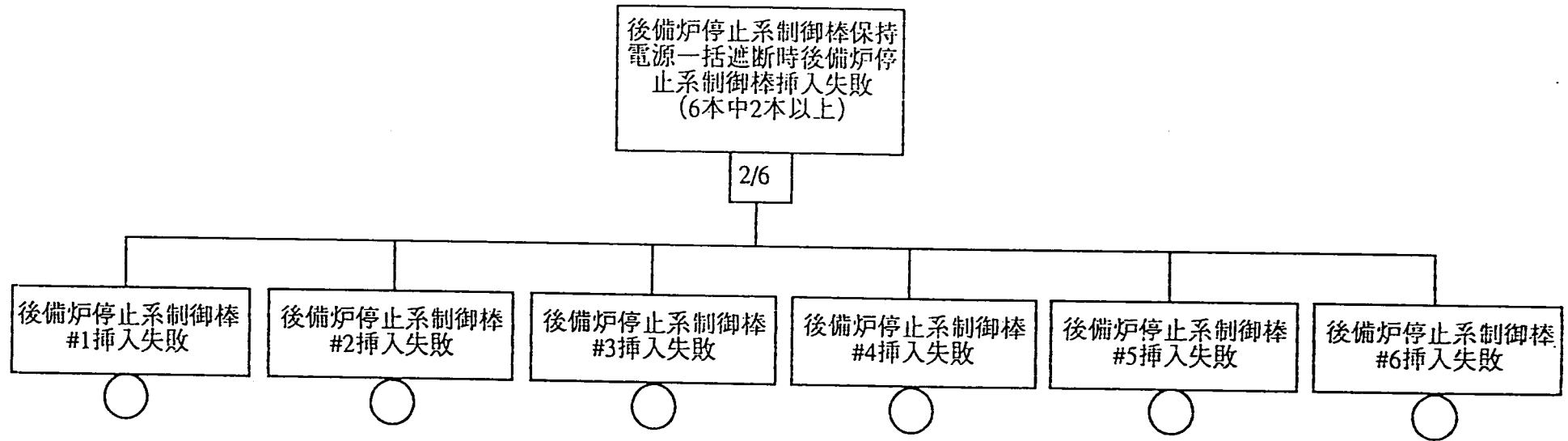


図4.3.1-4 後備炉停止系制御棒挿入のフォールトツリー

4.3.2 制御棒挿入失敗確率

(1) 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16243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2年版をもとに算出した国内加圧水型原子力発電プラントの制御棒集合体1クラスター当たりのスクラム動作要求総数は6369回である。一方、制御棒挿入失敗は発生していない。

米国のデータベースLER⁽³⁾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クラスター当たりのスクラム動作要求総数は36064回である。これに対して1クラスター当たりの96%挿入に失敗した事象3件報告されている。

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	エラー ファクター
加圧水型軽水発電プラント	43690回	3回	6.9×10^{-5} / 要求	3.1
制御棒駆動機構試験施設	16243回	0回	1.4×10^{-5} / 要求*	13.0

* ; 自由度1の50% χ^2 片側検定⁽⁴⁾

高速増殖原型炉のレベル1 PSAで用いた最適故障率導出法に基づき制御棒1本の挿入失敗確率を導出した。

平均値	中央値	エラーファクター
5.0×10^{-5} / 要求	1.5×10^{-5} / 要求	10

(2) n out of m故障と κ ファクター

ここで共通原因故障を定量化するための準備をしておく。まず、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。本システムは同時にn個以上の機器故

障が発生した時に系統故障となるものとする。

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。観測された j 個の機器の同時故障は n_j 回なので、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。

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

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 本中任意の n 本以上が故障する確率である。これは次式で表される。

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

(3) 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値として利用可能なのは米国 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又は13本の制御棒が存在するため、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 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。

- 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による故障しか起こらないと考え、Multiple Greek Letter (MGL)法⁽⁵⁾の各パラメーターとして、 $\gamma = 1/4$ 、 $\delta = 1/3$ 、 $\epsilon = 1/2$ 、 $\zeta = 1$ 及び ζ 以上のMGLパラメーター=1を仮定した。
- 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。
- 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 $\beta_k = \prod \{ (2^{i-2} - 1 + \beta_2) / 2^{i-2} \}$ 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。
- 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なになる。

$$\begin{aligned} \kappa_{2/6} &= \beta (1 - \gamma) 、 \kappa_{3/6} = \beta \gamma (1 - \delta) 、 \kappa_{4/6} = \beta \gamma \delta (1 - \epsilon) 、 \\ \kappa_{5/6} &= \beta \gamma \delta \epsilon (1 - \zeta) 、 \kappa_{6/6} = \beta \gamma \delta \epsilon \zeta \end{aligned}$$

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4.3.2-1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4.3.2-1及び図4.3.2-2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4.3.2-1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4.3.2-1のa～d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共通原因故障による系統の故障確率を導出し表 4.3.2-2 にまとめた。

(4) 制御棒挿入失敗確率の評価

主炉停止系制御棒挿入失敗確率を評価する。2 つ以上の独立故障が偶然同時に発生したために制御棒 13 本のうちの任意の 2 本以上が挿入に失敗する確率は、

$${}_{13}C_2 \times P_R^2 = (13 \times 6) \times (5.0 \times 10^{-5})^2 = 2.0 \times 10^{-7}$$

である。一方、何らかの共通要因により制御棒 13 本のうちの任意の 2 本以上が挿入失敗する確率は、 3.6×10^{-5} である。故に、共通原因故障の寄与が 99% 以上を占める結果となり、主炉停止系制御棒保持電源遮断時の主炉停止系制御棒挿入失敗確率を 3.6×10^{-5} と評価した。この評価値に対する不確定幅を、エラーファクターで表すと 15 であり、確率分布を対数正規と仮定すると 95% 値は 1.4×10^{-4} となる。不確定要因として最も大きいのは制御棒 1 本が未挿入になる確率値に対する経験の不足によるものである。逆に共通原因故障に対する不確定性が小さい理由は、共通原因故障に加えて故障そのものの経験が乏しく不確定性が大きすぎる（正直に統計処理すれば下限値が零であるために、不確定幅は無限大となる）ため、故障が発生したと仮定した場合にその故障が共通原因故障である可能性を表す β ファクター値をここでは保守的に評価したためである。

後備炉停止系制御棒挿入失敗についても同様で、2 つ以上の独立故障が偶然同時に発生したために制御棒 6 本のうちの任意の 2 本以上が挿入に失敗する確率は、

$${}_6C_2 \times P_R^2 = (3 \times 5) \times (5.0 \times 10^{-5})^2 = 3.8 \times 10^{-8}$$

であり、共通要因故障による同挿入失敗確率は 2.0×10^{-5} で、独立故障の寄与は完全に無視できる。評価値に対する不確定幅をエラーファクターで表すと 13 となり、確率分布を対数正規と仮定した場合の 95% 値は 7.7×10^{-5} である。不確定要因は主炉停止系のそれと同じである。

表4.3.2-1 制御棒1本の挿入失敗確率に乗じる係数

	a	b	c	d	平均	a～dのばらつき
13本中1本以上の失敗	11.5	11.0	11.1	10.5	11.0	1.05
13本中2本以上の失敗	1.19	0.701	0.771	0.206	0.72	2.40
13本中3本以上の失敗	0.185	0.394	0.240	0.206	0.26	1.46
6本中1本以上の失敗	5.32	5.18	5.16	4.97	5.2	1.03
6本中2本以上の失敗	0.555	0.419	0.40	0.206	0.40	1.64
6本中3本以上の失敗	0.0901	0.206	0.155	0.206	0.16	1.51

表4.3.2-2 共通原因故障による制御棒挿入失敗確率

系統	成功基準	平均値	エラーファクター
主炉停止系	全数挿入	5.5×10^{-4}	13
主炉停止系	12本挿入	3.6×10^{-5}	15
主炉停止系	11本挿入	1.3×10^{-5}	13
後備炉停止系	全数挿入	2.6×10^{-4}	13
後備炉停止系	5本挿入	2.0×10^{-5}	14
後備炉停止系	4本挿入	8.0×10^{-6}	13

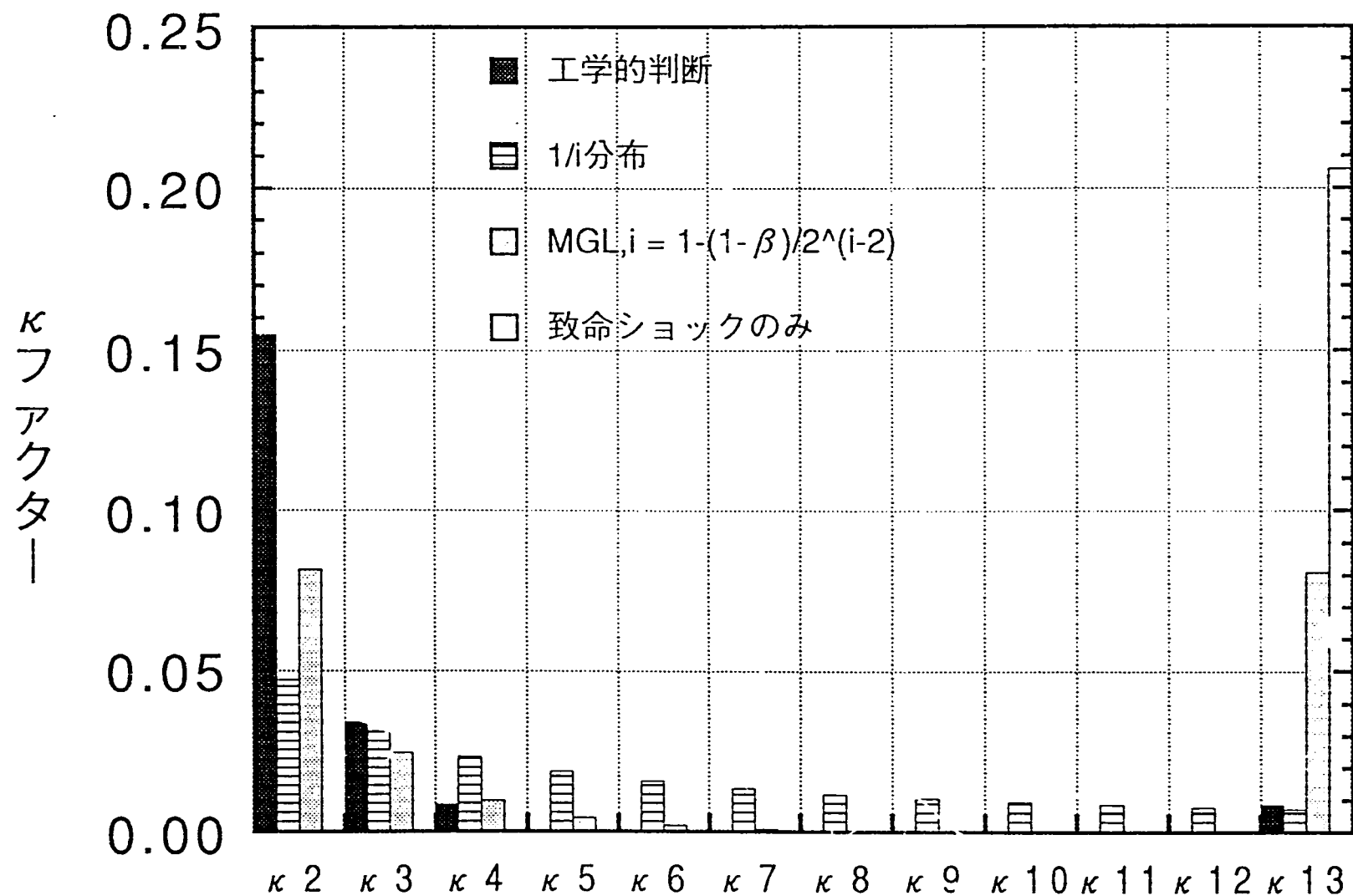


図4.3.2-1 制御棒 13 本の系の κ ファクター

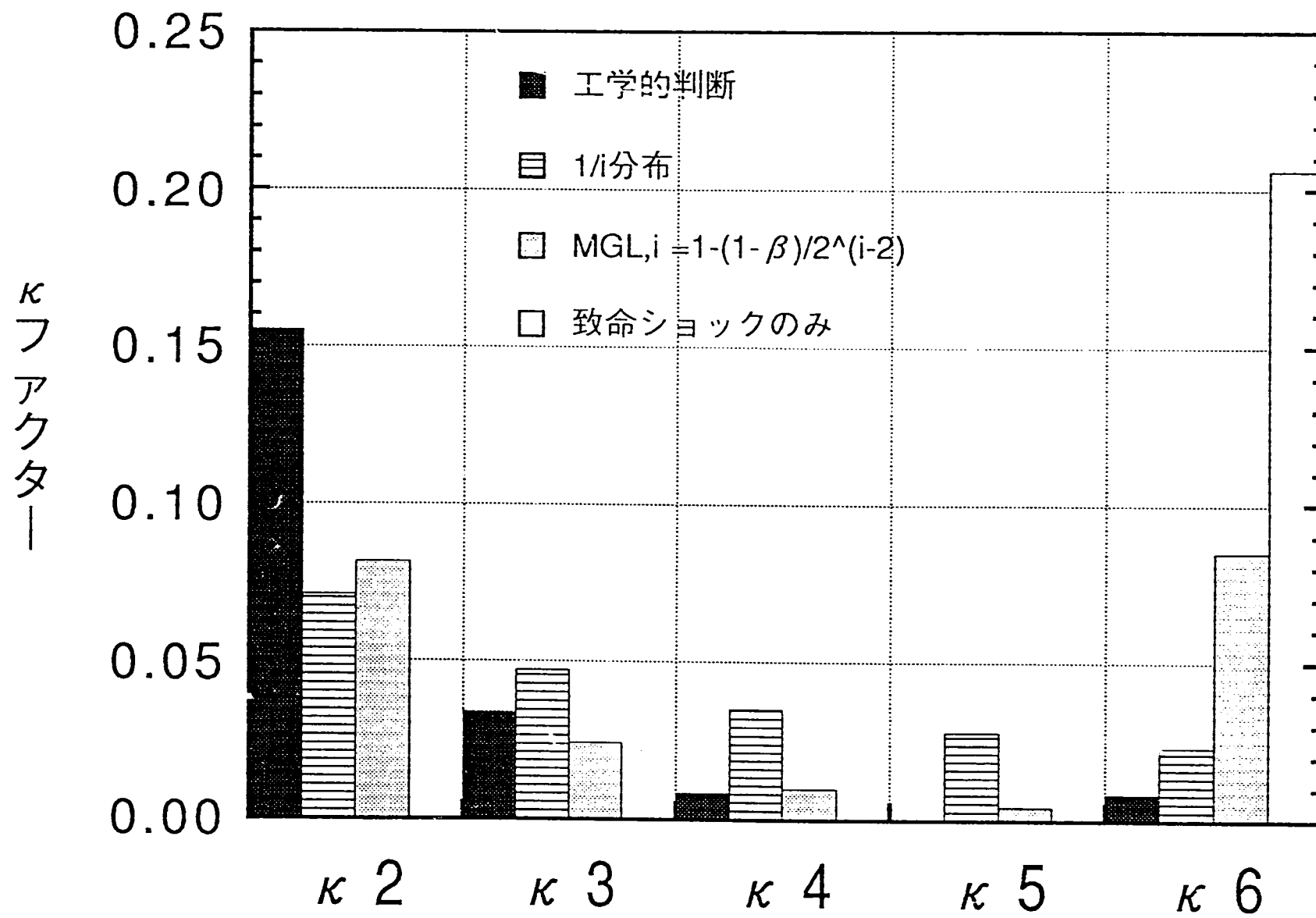


図4.3.2-2 制御棒 6 本の系の κ ファクター

4.3.3 制御棒保持電源遮断失敗確率

はじめに起因現象とそれに対応して期待できる原子炉トリップ信号について（１）で触れ、次に機器単体及び4.3.1でモデル化した基本事象の発生確率の定量化を（２）で述べ、検出チャンネルに係わる共通原因故障定量化を（３）で、論理回路の共通原因故障定量化を（４）で、遮断回路の遮断器の共通原因故障定量化を（５）で述べ、制御棒保持電源遮断失敗確率の定量化結果を（６）にまとめた。

（１） 起因事象と期待できる原子炉トリップ信号

起因事象発生時に期待できる原子炉トリップ信号を表4.3.3-1に示す。

起因事象１番の正の反応度挿入発生時には、原子炉の出力が上昇することにより、冷却材温度が上昇する前に炉心燃料温度が上昇すると考えられる。従って、原子炉トリップ信号としては、出力上昇を検知するための出力領域中性子束高と広域中性子束高にしか期待できないものとした。

起因事象３番の１次主冷却系漏洩発生時には、原子炉容器のナトリウム液位が低下し、漏洩ナトリウムはガードベッセル内に流入するため、原子炉容器ナトリウム液位低とガードベッセル漏洩ナトリウム液位高に期待できる。

起因事象５番の１次メンテナンス冷却系漏洩発生時には、１次冷却材が漏洩口を介して流出するために原子炉容器のナトリウム液位が低下する。また、漏洩ナトリウムはガードベッセル内に流入しないため、高温ナトリウムが流出した空間の雰囲気温度の上昇によりナトリウム漏洩が検出可能であると考ええる。従って、原子炉トリップ信号としては、原子炉容器ナトリウム液位低と原子炉格納容器床下雰囲気温度高に期待できる。

起因事象６～８番はいずれも１次主冷却系の流量低下に至る事象である。１次主冷却系流量低下時には当該グループの循環ポンプ回転数は正常値を保つことができず低下する。さらに、炉心流量が減少することにより、当該グループの原子炉容器出口ナトリウムの温度は上昇する。従って、原子炉トリップ信号としては、１次主冷却循環ポンプ回転数低、１次主冷却系流量低、原子炉容器出口ナトリウム温度高に期待できる。

起因事象９～１１番はいずれも２次主冷却系の流量低下に至る事象である。２次主冷却系流量低下時には、当該グループの２次主冷却系循環ポンプ回転数は正常値を保つことができず低下する。これにより、中間熱交換器を逆しての１次冷却材の除熱能力が低下することにより、１次主冷却系コールドレグの温度が上昇し、ひいては原子炉容器出口ナトリウムの温度上昇に至る。従って、原子炉トリップ信号としては、２次主冷却循環ポンプ回転数低、２次主冷却系流量低、IHX １次側出口ナトリウム温度高、原子炉容

器出口ナトリウム温度高に期待できる。

起因事象 1 2 番外部電源喪失時には、常用母線の電圧が低下する。これに続いて全ループの 1 次主冷却系と 2 次主冷却系の循環ポンプがトリップし、各冷却材流量が低下し、原子炉容器出口ナトリウム温度が上昇する。このため、原子炉トリップ信号としては、常用母線電圧低、1 次主冷却循環ポンプ回転数低、1 次主冷却系流量低、2 次主冷却系循環ポンプ回転数低、2 次主冷却系流量低、原子炉容器出口ナトリウム温度高が期待できるが、検出器が同種のもは共通要因故障評価において強い従属性でもって故障するものと評価されるため、本評価では期待すべき信号を異なる検出原理の信号のみに絞って主炉停止系に対しては 1 次主冷却循環ポンプ回転数低と原子炉容器出口温度高を選定し、後備炉停止系に対しては、常用母線電圧低と 1 次主冷却系流量低を選定した。

起因事象 1 3 番と 1 5 番はいずれも蒸気発生器による 2 次ナトリウムの除熱能力の低下を引き起こす事象である。蒸気発生器の除熱能力が低下すると、2 次主冷却系コールドレグの温度が上昇し、中間熱交換器を介して 1 次主冷却系コールドレグの温度上昇、さらには原子炉容器出口ナトリウム温度上昇に至る。主炉停止系の原子炉トリップ信号として、蒸気発生器出口ナトリウム温度高と原子炉容器出口ナトリウム温度高が一定時間差でもって発せられるが、2 信号間の検出器が同種であることと、校正タスクを同一メンバーで行うことを想定していることから故障に関する高い従属性が有すると判断される。中間熱交換器 1 次側出口ナトリウム温度高と蒸気発生器出口ナトリウム温度高の検出器は同種であるものの、校正タスクについては異なるメンバーで行うものと想定している。特に、温度検出器の共通原因故障は過去に認められておらず、潜在的な共通原因故障の因子としては校正時のヒューマンエラーによるものが支配的と考えられるため、この観点から共通原因故障の可能性を極力排除している中間熱交換器 1 次側出口ナトリウム温度高と蒸気発生器出口ナトリウム温度高を原子炉トリップ信号として期待することとした。

起因事象 1 4 番のタービントリップ時には、タービンへの主蒸気流路が主蒸気止め弁により断たれるため、タービンにおける蒸気圧が低下するとともに、水・蒸気系による 2 次ナトリウムの除熱能力が低下する。従って、主蒸気止め弁開度を検知して発せられるタービントリップ、これに加えて蒸気圧力低下によるタービン第 1 段圧力低、蒸気発生器出口ナトリウム温度高、中間熱交換器 1 次側出口ナトリウム温度高が原子炉トリップ信号として期待できる。

起因事象 1 6 番局所的燃料破損時には、1 次主冷却系当該ループに漏出した核分裂生成物による遅発中性子が遅発中性子検出器 (DND) により検出されと考えられるため、主・後備両方に設けられた燃料破損検出信号が原子炉トリップ信号として期待できる。また、手動によるトリップにも期待した。

起因事象18番の原子炉トリップは何らかの理由により原子炉トリップ信号が発生した事象であり、本起因事象は主炉停止系と後備炉停止系両者の制御棒保持電源遮断に成功したものとみなして評価を行う。

(2) 制御棒保持電源遮断に関連する機器のアンアベイラビリティの定量化

制御棒保持電源遮断に関連する機器のアンアベイラビリティを定量化した(表4.3.3-2)。できる限り数多くのデータソースを参照して最適な故障率又は故障確率を導出し、故障率として得られたものについては試験間隔1ヶ月を仮定してアンアベイラビリティを導出し、故障確率として得られたものはそれ自身をアンアベイラビリティとした。IEEE参照の際に故障率と故障確率の両者が記載されているもの(コンパレータとバイステーブル)については、試験間隔の効果を取り入れて評価するために故障率の方を採用した。

検出チャンネルではドリフトによる検出器信号故障を防ぐために校正が行われるため、校正エラーによる検出チャンネルの故障を考えねばならない。検出チャンネル1チャンネルの校正エラー確率の評価については、高速実験炉「常陽」の実績に基づいて導出した。

さらに、遮断回路を構成する遮断器の故障確率については、国内軽水炉使用実績に基づいて導出したので、各々(i)と(ii)で詳述する。

これらを用いてフォールトツリーの基本事象のアンアベイラビリティを定量化した(表4.3.3-3)。検出チャンネルは検出パラメーターによってチャンネル構成機器が異なるため、アンアベイラビリティも異なる。

(i) 検出チャンネル1チャンネルの校正エラー確率の評価

常陽の主要な検出チャンネルの校正記録によれば、1ヶ月間隔で校正を実施する検出チャンネル合計61チャンネルについて22ヶ月の経験が蓄積されており、校正エラーは0件であることがわかっている。即ち、1342回の校正に対して0回のエラーとなる。この経験値に基づいて、誤校正確率を推定する。

1342回の試行で0回の故障という結果が5%の確率で再現されるような母集団のもつ故障確率(95%信頼度上限値)を2項分布モデルにより推定し、誤校正確率の95%上限値とする。この値は 2.2×10^{-3} である。下限値が0であることは自明であるが、同じ結果が95%の確率で再現されるような母集団のもつ確率(5%信頼度上限値)を誤校正確率の5%下限値と設定する。この値は 3.8×10^{-5} である。不確かさ分布を対数正規分布と仮定して、5%値と95%値より中央値と期待値を求めると、各々 2.9×10^{-4} 及び 6.2×10^{-4} が得られる。

通常、0故障の経験データより故障確率の期待値を求める際には、デマンド数分の0と

はせずに、保守的に50%信頼度上限値が適用される。今の場合、50%信頼度上限値は 5.2×10^{-4} であり、上述の推定値はこれを上回っている。この推定値は常陽の校正経験データに基づくものとしては十分保守的であるといえる。不確かさ幅の95%値を95%信頼度上限値と等しくしてあるため、上限値の評価も妥当である。

THERP手法⁽⁶⁾により導出したヒューマンエラー確率を用いて簡易HRA-ET(Human Reliability Analysis - Event Tree)により1チャンネルの誤校正確率を導出すると、 2.8×10^{-3} が得られる。この値は、常陽の実測値に基づけば、ほぼ95%信頼度上限値に相当することがわかる。

THERP手法により導出したヒューマンエラー確率を用いて詳細なHRA-ETにより1チャンネルの誤校正確率を導出すると、 5.4×10^{-3} が得られる。この値は、常陽の実測値に基づく95%信頼度上限値を2.5倍程度上回ることがわかる。

同じTHERP手法を用いて誤校正確率を定量評価してもHRA-ETの展開の仕方によって評価値にばらつきが生じる。大型高速炉の信頼性評価に当たっては、より現実的な評価を行うために、高速炉の実測値に基づいた評価値を適用する。この場合でも簡易HRA-ETによる評価値は、不確定幅の範囲内で考慮されたことになる。

(ii) 遮断回路を構成する遮断器の故障確率の評価

主炉停止系制御棒保持電源の遮断回路には不足電圧作動式原子炉トリップ遮断器として使用実績の多いDB-50型あるいはDS-416型が採用されるものと想定した。この故障確率は、米国のデータに基づけば 4.0×10^{-3} である。一方、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4年版をもとに国内加圧水型原子力発電プラントの実績から類推すると、当該発電所の総発電時間は原子炉1基に換算すると1666ヶ月であり、原子炉トリップ遮断器の不作動がこの期間に対して1件報告されている。原子炉1基当たりこの遮断器は2台（バイパス遮断器を除く。）備わっていると考えられるため遮断器1台の延べ使用時間（待機時間）は、 $2 \times 1666 \text{ヶ月} \times 720 = 2.4 \times 10^6 \text{時間}$ となる。従って、遮断器の待機時故障率はこの逆数の $4.2 \times 10^{-7} / \text{時間}$ となり、試験間隔を1ヶ月としたときのアンアベイラビリティは、 1.5×10^{-4} となる。本評価では、国内での遮断器の使用実績から推定した値を採用することとし遮断器のアンアベイラビリティとして 1.5×10^{-4} を用いた。論理回路と遮断回路構成要素のアンアベイラビリティを表4.3.3-4に示す。

(3) 検出チャンネルの共通原因故障定量評価

検出系の共通原因故障経験データは得られていないが、ドリフトによる信号異常を防止するために定期的に校正タスクが実施されるので、ヒューマンエラーに基づく共通原因校正エラーの発生確率を評価することが重要である。

(i) 検出チャンネル校正の共通原因校正エラーの定量化

THERP手法によれば、正の従属性のみを5段階に分類し、各分類毎に割り当てられた従属度(0から1までの範囲内の数値)を適用して共通原因による人的過誤率を定量化することがデータの得られない場合の簡便な評価方法として推奨されている。

検出器故障について今評価しようとしているのは、原子炉運転中即ち検出器供用中に、検出パラメータの過渡的な変化が生じた場合に検出器が正しく応答しないような事象の発生確率である。この中に検出器の校正タスクの効果を考慮しようとするとな記のような、流れ図を考える必要がある。

校正タスク→校正エラーのチェック→供用状態への復帰→作動要求

校正タスクは検出器のドリフトを正す効果を持ち、校正エラーのチェックは校正タスク中のエラーを検出することにより作動要求時に検出器が作動しない状況を未然に防ぐ効果を持つ。

上の流れ図に従えば、校正エラーのチェック時に見落としのあったエラーは作動要求が入るまで検出されないと考えられる。逆に校正エラーのチェック時に確認されたエラーはその場で除去されるため作動要求時に故障として現われることはないと考えられる。

即ち今の場合、ある校正タスクをチェックも含めて2回連続で実行する場合に1つ目のタスク終了時点でタスクの結果が成功か失敗かを知ることはできない。あるタスクの結果(成功/失敗)が次のタスクの結果に影響するという通常ヒューマンエラーの従属性評価で用いられる考え方(評価モデル)では表現しづらい。むしろ校正エラーのチェックで検出されないようなエラーが一連の校正タスク中に潜んでいるかいないかの議論をすべきである。

校正タスクで発生するエラーを(1)偶発的に(不注意で)誤るエラーと(2)正しいと思い込んで誤るエラーの二つに分けて考える。同種のタスクを同じ人達が n 回繰り返して行った場合、前者のエラーは i 回目のタスクには潜んで $i+1$ 回目のタスクに潜まないという状況が起こりうるものであり、後者のエラーは n 回とも潜むか全く潜まないかのどちらか一方しかないというものである。ヒューマンエラーの従属性評価で重要なのは後者のタイプであると考えられる。

次にTHERP手法を適用して複数チャンネルの校正作業の従属性を評価する。この評価手法で得られるのは一つ前のタスクの結果が失敗であった場合の条件付き失敗確率であるが、ここでは一連の校正タスク中にエラーが潜む前提でそれが致命的エラーであるよ

うな条件付き確率にこれを適用する。

限られた人数で複数チャンネルの校正作業を行う場合、チャンネルが異なっても同一メンバーが校正作業を担当すると考えるのが妥当である。また、チャンネルが異なっても使用する手順書はチャンネルの検出パラメーター或いは検出原理等が異ならないかぎり同一であると考えられる。この場合、校正タスクに係わる人間の同一性と校正タスクの対象の同一性から、チャンネル間の校正作業には明白な従属性が存在すると判断する。二つのタスク間に明白な従属性が存在する場合には高位または中位の従属度を割り当てるのが評価の目安となっている。しかしながら、複数の訓練された人間が相互にチェックを行いながら進める校正作業環境、並びに時間的余裕のある通常のストレス状態のもとでの校正作業を考えるかぎり、極めて強い従属性を示す要因（思い込み）が存在することは考え難いので、複数チャンネルの校正作業間の従属度は中位の従属度であると評価する。従属度は5段階に分類されており、従属度の値は次のような値をとる。

ゼロ従属 $P=6.2 \times 10^{-4}$ 、（1チャンネルの校正エラー確率）

低位の従属 $L=0.05$ 、

中位の従属 $M=0.15$ 、

高位の従属 $H=0.5$ 、

完全従属 $C=1.0$

(ii) 検出チャンネルの校正エラーに係わる信号間従属性

主炉停止系と後備炉停止系の間の従属性を排除する観点からは、検出チャンネルの校正を担当するチームは主炉停止系の検出チャンネルに係わる者と後備炉停止系の検出チャンネルに係わる者の最低2チーム必要となる。校正作業で使用する手順書についてもこの2者間で類似性を極力排除する努力が必要である。本評価ではこれらの従属性要因が排除されているものとする。

一つの保護すべき異常事象に対して複数の信号を期待する場合は、信号の種類が異なると校正内容が異なると考えられるため、タスク側の従属性は排除される。しかしタスクを行う人間側は、同一系統内では同一チームのメンバーが校正を担当するものと考えられるため、低位の従属性（従属度0.05）が存在するものと判断する。

（4） 論理回路の共通原因故障評価

論理回路に係わる共通原因故障データは得られていないのが現状である。弁、ポンプ、遮断器等の β ファクターを参考に、本評価では論理回路の β ファクター値を0.1と設定し、 β ファクター分布を対数正規さらにそのレンジを10と仮定して評価を進めた。

(5) 遮断器の共通原因故障定量評価

遮断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。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。

(i) 拡張BFR法による評価

拡張2項故障率分布(拡張BFR)モデル⁽⁵⁾による共通原因故障の評価を試みる。拡張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。

拡張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。 $\omega d = 1$ 、 $2\mu d p (1 - p) = 31$ 、 $\mu d p^2 = 1$ 、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。 $2\mu d p (1 - p) = 31$ 、 $\mu d p^2 = 2$ 、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 $Q = \mu p$ なので、これらを解くと $\mu = 8.75Q$ 並びに $p = 4/35$ が得られる。

これらをまとめると拡張BFRモデルのパラメータはつぎのような値をとる。

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と以下の結果が得られる。

6個の中から回路遮断失敗となる遮断器故障3個を選ぶ組み合わせ	8通り
(6個の中から遮断器故障4個を選ぶ組み合わせ- 6個の中から回路遮断成功となる遮断器故障4個を選ぶ組み合わせ)	15-3通り
6個の中から遮断器故障5個を選ぶ組み合わせ	6通り
6個の中から遮断器故障6個を選ぶ組み合わせ	1通り

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

$$\text{ケース 1} \quad 0.114Q$$

$$\text{ケース 2} \quad 0.083Q$$

$$\text{ケース 3} \quad 0.088Q$$

(ii) 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。

$$\gamma = 1/3, \delta = 1/2, \epsilon = \zeta = 1$$

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。

$$\gamma = \delta = 1, \epsilon = \zeta = 0$$

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パラメーターを算出する。
 $\gamma = (1 + \beta) / 2$, $\delta = (3 + \beta) / 4$, $\epsilon = (7 + \beta) / 8$, $\zeta = (15 + \beta) / 16$

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。

$$(8(1 - \delta) / 10 + 12\delta(1 - \epsilon) / 10 + 6\delta\epsilon(1 - \zeta) / 5 + \delta\epsilon\zeta) \beta \gamma Q$$

$$= \beta \gamma (4 + \delta(2 - \epsilon\zeta)) Q / 5$$

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。ケース 1 ～ 6 までの係数のばら付き幅を最大値と最小値の比の平方根で表すと2となるが、ここでは、レンジファクターを大きめに5と設定して評価を進めた。

後備炉停止系の遮断回路の継電器の共通原因故障発生確率は主系統の遮断回路の遮断器と同程度を見込んでおり、 $0.09 \times P_R$ で評価している。

(6) 制御棒保持電源遮断失敗のアンアベイラビリティ

主炉停止棒保持電源遮断失敗と後備炉停止棒保持電源遮断失敗の発生確率は4.3.1で述べたように系統を構成する機器の故障確率即ち基本事象の発生確率によって表される。本節(1)～(4)の考え方に従って主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗確率と後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗確率を定量化した。主・後備ともに1信号期待時と2信号期待時に分けて定量化を行った。同じ1信号あるいは2信号でも期待すべき信号の種類が異なれば自ずと評価結果は変わるので、表4.3.3-1に示した起因事象と期待すべき原子炉トリップ信号との対応表に現われる信号の組み合わせに対して評価を行い、主・後備併せて14種類の定量結果を得た。

主・後備とも1系統に対して1種類の信号しか期待できない場合は、検出チャンネルの多重故障と検出チャンネル間の共通原因校正エラーの発生の可能性が最も高く且つ全体の80%以上を占めている(表4.3.3-5と表4.3.3-6)。系統のアンアベイラビリティは概ね $1.2 \times 10^{-4}/d \sim 2.0 \times 10^{-4}/d$ である。しかしながら、1系統に対して2種類の信号を期待することが可能であれば、検出信号の多様化が図られることを条件として、アンアベイラビリティを平均値で $2.0 \times 10^{-5}/d$ まで低減させることができる(表4.3.3-7と表4.3.3-8)。この場合、主炉停止系ではトリップ遮断器の共通原因故障が全体の90%近くを占めており、後備炉停止系では2種類の信号間の検出チャンネル共通原因校正エラーが全体の約

90%を占めている。

遮断器の共通原因故障発生確率に比べて継電器のそれの方が低く支配的なカットセットにならない理由は、機器1台の故障確率自身が低いためである。継電器の共通原因故障については経験データがなく、あくまでも遮断器と同等の割合(β ファクタ値)で共通原因故障が発生するものとみなして得た評価値にすぎないが、この場合でもその発生確率は十分に低いといえる。

起因事象16番の局所的燃料破損に対する原子炉トリップ信号には、手動トリップ信号が含まれており、原子炉トリップスイッチは主・後備で共有するため、主炉停止系と後備炉停止系との間には従属である。仮に原子炉トリップスイッチが主炉停止系用と後備炉停止系用とに系統分離されていたとしても、それら进行操作する運転員は同一人物と考えるのが妥当であるため、主後備間の従属性の関与は免れない。燃料破損検出器については、主炉停止系と後備炉停止系で共用はしないものの全く同種の機種を主炉停止系にも後備炉停止系にも用いる設計となっているため、検出チャンネルの校正エラーに関しては校正タスクに携わる人員の同一性を主後備間で排除することはできても、校正タスクの共通性は免れない。この観点からは主・後備間に校正エラーに関して低位の従属性が存在すると判断される。以上に挙げた諸々の従属性を考慮して局所的燃料破損時に主・後備共制御棒保持電源遮断に失敗する確率を定量化すると $2.8 \times 10^{-8}/d$ となった。対応するミニマルカットセットは表4.3.3-9に示す通りである

表4.3.3-1 起因事象と期待できる原子炉トリップ信号

起因事象分類		期待できる原子炉トリップ信号	
		主炉停止系	後備炉停止系
I01	正の反応度挿入	出力領域中性子束高	広域中性子束高
I03	1次主冷却系漏洩	原子炉容器ナトリウム液位低	ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高
I05	1次メンテナンス冷却系漏洩	原子炉容器ナトリウム液位低	原子炉格納容器床下雰囲気温度高
I06	1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップ	1次主冷却系循環ポンプ回転数低	1次主冷却系流量低
I07	1次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）	原子炉容器出口ナトリウム温度高	
I08	1次主冷却系逆止弁閉（1ループ）		
I09	2次主冷却系流量減少	2次主冷却系循環ポンプ回転数低	2次主冷却系流量低
I10	2次主冷却系強制循環能力喪失（1ループ）	原子炉容器出口ナトリウム温度高	IHX 1次側出口ナトリウム温度高
I11	2次主冷却系漏洩		
I12	外部電源喪失	常用母線電圧低 * 1次主冷却系循環ポンプ回転数低 原子炉容器出口ナトリウム温度高	常用母線電圧低 1次主冷却系流量低
I13	給水流量喪失	蒸気発生器出口ナトリウム温度高	IHX 1次側出口ナトリウム温度高
I15	蒸気発生器伝熱管破損		
I14	タービントリップ	タービントリップ 蒸気発生器出口ナトリウム温度高	タービン第1段圧力低 IHX 1次側出口ナトリウム温度高
I16	局所的燃料破損	燃料破損検出 手動トリップ	燃料破損検出 手動トリップ
I18	原子炉トリップ		

* 信頼性評価上は期待しないものとした

表4.3.3-2 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ヶ月)

機器	平均値	中央値	EF	データソース
温度検出器	7.70E-04	2.90E-04	10	IEEE,CREDO,NPRD-2,Lyon,LER-I&Cs
温度信号トランスミッタ	4.30E-04	2.90E-04	5	IEEE,Lyon,LER-I&Cs
温度信号コンパレータ	1.90E-04	1.50E-04	3	IEEE,NPRD-2
液面計	1.10E-03	4.30E-04	10	CREDO,NPRD-2,Lyon,LER-I&Cs
液位信号トランスミッタ	1.10E-03	9.00E-04	3	IEEE,Lyon,LER-I&Cs
液位信号コンパレータ	7.20E-04	5.80E-04	3	IEEE,NPRD-2
中性子検出器 (電離箱計数管)	8.30E-05	2.10E-05	15	CREDO
中性子検出器 (核分裂計数管)	1.00E-03	8.00E-04	3	CREDO
中性子検出器 (比例計数管)	2.00E-05	5.20E-06	15	CREDO
電源遮断器*	4.00E-07	2.50E-08	50	IEEE,NPRDS
電源ケーブル断線*	1.50E-07	1.00E-07	5	IEEE
電源ケーブル短絡*	3.00E-06	1.30E-06	10	IEEE
増幅器	2.90E-04	1.10E-04	10	IEEE,LER-I&Cs
アナログ信号処理器	2.90E-04	2.20E-04	3	IEEE,LER-I&Cs
圧力検出器	1.40E-03	5.40E-04	10	IEEE,CREDO,NPRD-2,Lyon,LER-I&Cs
圧力信号トランスミッタ	9.00E-04	7.20E-04	3	IEEE,Lyon,LER-I&Cs
圧力信号コンパレータ	1.40E-04	5.40E-05	10	IEEE,NPRD-2
流量計	1.10E-03	4.30E-04	10	IEEE,CREDO,NPRD-2,Lyon,LER-I&Cs
流量信号トランスミッタ	9.00E-04	7.20E-04	3	IEEE,Lyon,LER-I&Cs
流量信号コンパレータ	1.80E-04	1.10E-04	5	IEEE,NPRD-2
速度計 (トランスデューサ)	5.40E-04	3.60E-04	5	IEEE
リミットスイッチ	3.00E-03	2.50E-03	3	IEEE
押しボタンスイッチ	5.00E-05	3.00E-05	5	IEEE,NPRD-2
遮断器	1.50E-04	7.30E-05	10	原子力発電所運転管理年報
一般継電器	5.00E-06	2.00E-06	10	IEEE
論理回路基盤	9.00E-06	3.60E-06	10	NPRD-2
バイステープル	2.20E-04	1.40E-04	5	IEEE,LER-I&Cs

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4.3.3-3 検出チャンネルのアンアベイラビリティ(1/3)

		点推定値	EF
出力領域中性子束高1チャンネル		2.26E-03	3.3
内訳	中性子検出器故障（電離箱計数管）	8.30E-05	15
	電源遮断器	4.00E-07	50
	電源ケーブル断線	1.50E-07	5
	電源ケーブル短絡	1.30E-06	10
	前置増幅器故障	2.90E-04	10
	増幅器故障	2.90E-04	10
	関数発生器故障	2.90E-04	3
	アイソレータ故障	2.90E-04	3
	コンパレータ故障	1.80E-04	3
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
広域中性子束高信号1チャンネル		3.18E-03	2.6
内訳	中性子検出器故障（核分裂計数管）	1.00E-03	3
	電源遮断器	4.00E-07	50
	電源ケーブル断線	1.50E-07	5
	電源ケーブル短絡	1.30E-06	10
	前置増幅器故障	2.90E-04	10
	増幅器故障	2.90E-04	10
	関数発生器故障	2.90E-04	3
	アイソレータ故障	2.90E-04	3
	コンパレータ故障	1.80E-04	5
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
原子炉容器出口ナトリウム温度高1チャンネル IHX1次側出口ナトリウム温度高1チャンネル 蒸気発生器出口ナトリウム温度高1チャンネル 原子炉格納容器床下雰囲気温度高1チャンネル		2.23E-03	4.4
内訳	温度検出器故障	7.70E-04	10
	トランスミッタ故障	4.30E-04	5
	コンパレータ故障	1.90E-04	3
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10

EF: エラーファクター

表4.3.3-3 検出チャンネルのアンアベイラビリティ(2/3)

		点推定値	EF
1 次主冷却系循環ポンプ回転数低 1 チャンネル		3.70E-03	2.4
2 次主冷却系循環ポンプ回転数低 1 チャンネル			
内訳	中性子検出器故障 (電離箱計数管)	8.30E-05	15
	電源遮断器	4.00E-07	50
	電源ケーブル断線	1.50E-07	5
	電源ケーブル短絡	1.30E-06	10
	前置増幅器故障	2.90E-04	10
	増幅器故障	2.90E-04	10
	関数発生器故障	2.90E-04	3
	アイソレータ故障	2.90E-04	3
	電磁ピックアップ故障	5.40E-04	5
	トランスミッタ故障	9.00E-04	3
	コンパレータ故障	1.80E-04	5
	バイステータブル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
1 次主冷却系流量低 1 チャンネル		5.18E-03	2.7
2 次主冷却系流量低 1 チャンネル			
内訳	中性子検出器故障 (核分裂計数管)	1.00E-03	3
	電源遮断器	4.00E-07	50
	電源ケーブル断線	1.50E-07	5
	電源ケーブル短絡	1.30E-06	10
	前置増幅器故障	2.90E-04	10
	増幅器故障	2.90E-04	10
	関数発生器故障	2.90E-04	3
	アイソレータ故障	2.90E-04	3
	流量計故障	1.10E-03	10
	トランスミッタ故障	9.00E-04	3
	コンパレータ故障	1.80E-04	5
	バイステータブル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
原子炉容器ナトリウム液位低 1 チャンネル		3.76E-03	3.4
ガードベッセル内漏洩ナトリウム液位高 1 チャンネル			
内訳	液面計故障	1.10E-03	10
	トランスミッタ故障	1.10E-03	3
	コンパレータ故障	7.20E-04	3
	バイステータブル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
常用母線電圧低 1 チャンネル		8.45E-04	7.3
内訳	一般継電器	5.00E-06	10
	バイステータブル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10

表4.3.3-3 検出チャンネルのアンアベイラビリティ(3/3)

		点推定値	EF
タービントリップ1チャンネル		3.84E-03	2.8
内訳	リミットスイッチ故障	3.00E-03	3
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
タービン第一段圧力低1チャンネル		3.28E-03	4.6
内訳	圧力計故障	1.40E-03	10
	トランスミッタ故障	9.00E-04	3
	コンパレータ故障	1.40E-04	10
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
燃料破損検出1チャンネル		2.20E-03	3.4
内訳	遅発中性子検出器故障（比例計数管）	2.00E-05	15
	電源遮断器	4.00E-07	50
	電源ケーブル断線	1.50E-07	5
	電源ケーブル短絡	1.30E-06	10
	前置増幅器故障	2.90E-04	10
	増幅器故障	2.90E-04	10
	関数発生器故障	2.90E-04	3
	アイソレータ故障	2.90E-04	3
	コンパレータ故障	1.80E-04	5
	バイステープル故障	2.20E-04	5
	チャンネル校正エラー	6.20E-04	10
手動トリップ1チャンネル*		2.29E-04	4.8
内訳	バイステープル故障	2.20E-04	5
	OR論理回路基盤故障	9.00E-06	10
手動トリップ信号発信失敗**		5.01E-03	9.9
内訳	原子炉トリップスイッチ2個の作動失敗	9.00E-06	9.7
	運転員のスイッチ操作エラー***	5.00E-03	10

* 原子炉トリップスイッチ2個のうち一方が正常に作動した場合である

** 原子炉トリップスイッチ2個とも作動失敗

*** 中度のストレス環境におけるスキルベースエラー

表4.3.3-4 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		1.59E-04	9.4
内訳	遮断器故障	1.50E-04	10
	UVコイルドライバー故障	9.00E-06	10
継電器 1 台		5.00E-06	10
内訳	一般継電器故障	5.00E-06	10
OR論理回路 1 個		9.00E-06	10
内訳	論理回路基盤	9.00E-06	10
2 out of 3 論理回路 1 個		9.00E-06	10
内訳	論理回路基盤	9.00E-06	10

EF: エラーファクター

表4.3.3-5 1 信号期待時主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SM)のミニマルカットセット

対象信号	カットセット	発生確率	累積確率
出力領域中性子束高	検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
	検出チャンネル2チャンネルの独立故障×3通り	1.60E-05	1.09E-04
	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.23E-04
	論理回路2トレインの共通原因故障	1.80E-06	1.25E-04
	遮断器1台の故障×論理回路1トレインの故障×6通り	1.60E-08	1.25E-04
	論理回路2トレインの独立故障×3通り	9.70E-10	1.25E-04
	遮断器3台の独立故障×8通り	3.20E-11	1.25E-04
	合計	1.25E-04	1.25E-04
ナトリウム温度高 蒸気発生器出口	検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
	検出チャンネル2チャンネルの独立故障×3通り	3.10E-05	1.24E-04
	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.38E-04
	論理回路2トレインの共通原因故障	1.80E-06	1.40E-04
	遮断器1台の故障×論理回路1トレインの故障×6通り	1.60E-08	1.40E-04
	論理回路2トレインの独立故障×3通り	9.70E-10	1.40E-04
	遮断器3台の独立故障×8通り	3.20E-11	1.40E-04
	合計	1.40E-04	1.40E-04
原子炉容器ナトリウム液位低	検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
	検出チャンネル2チャンネルの独立故障×3通り	4.30E-05	1.36E-04
	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.50E-04
	論理回路2トレインの共通原因故障	1.80E-06	1.52E-04
	遮断器1台の故障×論理回路1トレインの故障×6通り	1.60E-08	1.52E-04
	論理回路2トレインの独立故障×3通り	9.70E-10	1.52E-04
	遮断器3台の独立故障×8通り	3.20E-11	1.52E-04
	合計	1.52E-04	1.52E-04

表4.3.3-6 1 信号期待時後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SB)のミニマルカットセット

対象信号			カットセット	発生確率	累積確率
原子炉格納容器床下雰囲気温度高	IHX1次側出口ナトリウム温度高	広域中性子束高	検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
			(検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × (検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × 3 通り	3.10E-05	1.24E-04
			論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	1.25E-04
			継電器の共通原因故障	4.50E-07	1.25E-04
			継電器1台の故障×論理回路1トレイン又は 検出チャンネル1チャンネルの故障×6 通り	1.80E-07	1.26E-04
			継電器3台の独立故障×8 通り	1.00E-15	1.26E-04
			合計	1.26E-04	1.26E-04
			検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
ナトリウム液位高	ガードベッセル内漏洩		(検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × (検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × 3 通り	4.30E-05	1.36E-04
			論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	1.37E-04
			継電器の共通原因故障	4.50E-07	1.37E-04
			継電器1台の故障×論理回路1トレイン又は 検出チャンネル1チャンネルの故障×6 通り	1.80E-07	1.38E-04
			継電器3台の独立故障×8 通り	1.00E-15	1.38E-04
			合計	1.38E-04	1.38E-04
			検出チャンネル間共通原因校正エラー	9.30E-05	9.30E-05
			(検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × (検出チャンネル1チャンネル又は論理回路1トレインの故障) × 3 通り	8.10E-05	1.74E-04
1次主冷却系流量低			論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	1.75E-04
			継電器の共通原因故障	4.50E-07	1.75E-04
			継電器1台の故障×論理回路1トレイン又は 検出チャンネル1チャンネルの故障×6 通り	1.80E-07	1.76E-04
			継電器3台の独立故障×8 通り	1.00E-15	1.76E-04
			合計	1.76E-04	1.76E-04

表4.3.3-7 2 信号期待時主炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SM)のミニマルカットセット

対象信号			カットセット	発生確率	累積確率
原子炉容器出口ナトリウム温度高	2 次主冷却系循環ポンプ回転数低	原子炉容器出口ナトリウム温度高	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.40E-05
			チャンネル間及び信号間共通原因校正エラー	4.70E-06	1.87E-05
			論理回路 2 トレインの共通原因故障	1.80E-06	2.05E-05
			遮断器 1 台の故障×論理回路 1 トレインの故障× 6 通り	1.60E-08	2.05E-05
			第 1 信号検出チャンネル 2 チャンネルの独立故障× 第 2 信号検出チャンネル 2 チャンネルの独立故障× 9 通り	1.30E-09	2.05E-05
			論理回路 2 トレインの独立故障× 3 通り	9.70E-10	2.05E-05
			遮断器 3 台の独立故障× 8 通り	3.20E-11	2.05E-05
			合計	2.05E-05	2.05E-05
蒸気発生器出口ナトリウム温度高	タービントリップ	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.40E-05	
		チャンネル間及び信号間共通原因校正エラー	4.70E-06	1.87E-05	
		論理回路 2 トレインの共通原因故障	1.80E-06	2.05E-05	
		遮断器 1 台の故障×論理回路 1 トレインの故障× 6 通り	1.60E-08	2.05E-05	
		第 1 信号検出チャンネル 2 チャンネルの独立故障× 第 2 信号検出チャンネル 2 チャンネルの独立故障× 9 通り	1.40E-09	2.05E-05	
		論理回路 2 トレインの独立故障× 3 通り	9.70E-10	2.05E-05	
		遮断器 3 台の独立故障× 8 通り	3.20E-11	2.05E-05	
		合計	2.05E-05	2.05E-05	
手動トリップ	燃料破損検出	遮断器の共通原因故障	1.40E-05	1.40E-05	
		論理回路 2 トレインの共通原因故障	1.80E-06	1.58E-05	
		主炉停止系燃料破損検出チャンネル間共通原因校正エラー ×手動トリップ信号発生失敗	4.70E-07	1.63E-05	
		合計	1.63E-05	1.63E-05	

表4.3.3-8 2信号期待時後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SB)

のミニマルカットセット (1/2)

対象信号	カットセット	発生確率	累積確率
1 次主冷却系流量低 常用母線電圧低	検出チャンネル及び信号間の共通原因校正エラー	4.70E-06	4.70E-06
	論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	5.60E-06
	継電器の共通原因故障	4.50E-07	6.05E-06
	継電器1台故障×論理回路1トレインの故障×6通り	2.70E-10	6.05E-06
	論理回路2トレインの故障×3通り	2.40E-10	6.05E-06
	論理回路1トレインの故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	2.40E-10	6.05E-06
	継電器1台の故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	1.30E-10	6.05E-06
	第1信号2チャンネル故障×第2信号2チャンネル故障×3通り	5.90E-11	6.05E-06
	継電器3台の独立故障×8通り	1.00E-15	6.05E-06
	合計	6.05E-06	6.05E-06
1HX1次側出口ナトリウム温度高 2次主冷却系流量低	検出チャンネル及び信号間の共通原因校正エラー	4.70E-06	4.70E-06
	論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	5.60E-06
	継電器の共通原因故障	4.50E-07	6.05E-06
	継電器1台故障×論理回路1トレインの故障×6通り	9.00E-10	6.05E-06
	論理回路2トレインの故障×3通り	8.30E-10	6.05E-06
	論理回路1トレインの故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	5.00E-10	6.05E-06
	継電器1台の故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	2.70E-10	6.05E-06
	第1信号2チャンネル故障×第2信号2チャンネル故障×3通り	2.40E-10	6.05E-06
	継電器3台の独立故障×8通り	1.00E-15	6.05E-06
	合計	6.05E-06	6.05E-06

表4.3.3-8 2 信号期待時後備炉停止系制御棒保持電源遮断失敗(SB)

のミニマルカットセット (2/2)

対象信号	カットセット	発生確率	累積確率
I H X 1 次側出口ナトリウム温度高 タービン第1段圧力低	検出チャンネル及び信号間の共通原因校正エラー	4.70E-06	4.70E-06
	論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	5.60E-06
	継電器の共通原因故障	4.50E-07	6.05E-06
	継電器1台故障×論理回路1トレインの故障×6通り	5.70E-10	6.05E-06
	論理回路2トレインの故障×3通り	3.30E-10	6.05E-06
	論理回路1トレインの故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	3.20E-10	6.05E-06
	継電器1台の故障×第1信号1チャンネル故障× 第2信号1チャンネル故障×6通り	2.70E-10	6.05E-06
	第1信号2チャンネル故障×第2信号2チャンネル故障×3通り	2.40E-10	6.05E-06
	継電器3台の独立故障×8通り	1.00E-15	6.05E-06
	合計	6.05E-06	6.05E-06
手動トリップ 燃料破損検出	論理回路2トレインの共通原因故障	9.00E-07	9.00E-07
	後備炉停止系燃料破損検出チャンネル間共通原因校正エラー× 手動トリップ信号発信失敗	4.70E-07	1.37E-06
	継電器の共通原因故障	4.50E-07	1.82E-06
	後備炉停止系燃料破損検出チャンネル2チャンネルの故障× 手動トリップ信号発生失敗×3通り	7.30E-08	1.89E-06
	合計	1.89E-06	1.89E-06

表4.3.3-9 局所的燃料破損時主・後備共制御棒保持電源遮断失敗 (SM・SB)

のミニマルカットセット

カットセット	発生確率	累積確率
主炉停止系燃料破損検出チャンネル及び後備炉停止系燃料破損 検出チャンネル間共通原因校正エラー×手動トリップ信号発生失敗	2.80E-08	2.80E-08
合計	2.80E-08	2.80E-08

4.4 液位確保に係わる系統

主冷却系の高さ関係を図4.4-1に示す。1次主冷却系から冷却材が漏洩し、原子炉容器液位が原子炉容器出口ノズル高さ以下に低下すると、サイフォンブレイクが生じ、主冷却系統は3ループとも崩壊熱除去に使用できなくなる。このような状態を原子炉容器液位確保失敗 (LORL: Loss of Reactor Level) と呼ぶ。

1次主冷却系から冷却材が漏洩した場合には、LORLに至るのを防止するために次の3つのシステムが機能を果たすことが必要である。

(1) ガードベッセル健全性 (G)

1次主冷却系低所 (NsL以下) から冷却材が漏洩した場合には、原子炉容器液位を確保するためにガードベッセルが健全であることが必要である。原子炉容器からの漏洩の場合には、ガードベッセルが健全でないと原子炉容器液位は漏洩箇所の高さまで低下すると考えられる。また、中間熱交換器、ポンプ、配管の低所からの漏洩の場合には、ガードベッセルが健全でないと、サイフォン効果によって原子炉容器内の冷却材ナトリウムが漏出し、原子炉容器液位は原子炉容器出口ノズル高さ (およそNsL-4000mm) まで低下すると考えられる。

一方、1次主冷却系高所 (NsL以上) から冷却材が漏洩した場合には原子炉容器液位確保の観点からはガードベッセルは必要ないが、本評価では漏洩箇所にかかわらずガードベッセルは必要として評価する。これは、1次主冷却系NsL以上にある機器・配管からの漏洩の発生頻度が、1次主冷却系NsL以下の機器・配管からの漏洩発生頻度と比較して無視できるほど小さいからである。

(2) 1次主冷却系循環ポンプトリップ (P)

1次主冷却系から冷却材が漏洩した場合には、漏洩箇所からのナトリウムの流出を抑制するために、1次主冷却系循環ポンプ主モータを3ループ共トリップすることが必要である。1次主冷却系循環ポンプトリップに失敗すると、LORLに至るとする。

(3) 1次アルゴンガス系隔離 (A)

図4.4-1からわかるように、1次主冷却系配管の高さは最も高い所でNsL+3500mmである。一方、カバーガス圧は約1.9kg/cm²aであるので、1次主冷却系から冷却材が漏洩した場合には、漏洩箇所にかかわらず、1次アルゴンガス系の隔離に失敗すれば、原子炉容器液位は原子炉容器出口ノズル高さまで低下すると考えられる。また、1次メンテナンス冷却系から漏洩が発生した場合にも、1次アルゴンガス系を隔離する必要がある。隔離に失敗すると、原子炉容器液位は1次メンテナンス冷却系出口ノズル高さ (およそNsL-4000mm) まで低下すると考えられる。

以下に各システム毎に、機能、構成、運用、成功基準、サポートシステム、評価にあたって用いた仮定等について説明し、機能喪失確率計算結果を示す。

4.4.1 ガードベッセル健全性

機能

1次主冷却系低所から冷却材が漏洩した場合に、原子炉容器液位を確保するために漏洩したナトリウムを保持する。

構成

1次主冷却系のガードベッセルは原子炉容器、中間熱交換器、1次主循環ポンプに設けられている。中間熱交換器と1次主循環ポンプのガードベッセルは一体化されており、空隙は充填材で埋められている。

運用

ガードベッセルは約14ヶ月毎の定検時にのみ検査されるとする。

サポートシステム

ガードベッセルが機能を果たすために必要なサポートシステムはない。

ガードベッセル健全性喪失確率の定量化にあたっては、フォールトツリーは作成せず、漏洩発生確率から算出した。

$$\begin{aligned}\text{ガードベッセル健全性喪失確率} &= 1/2 \times \text{漏洩発生確率} \times \text{試験間隔} \\ &= 1/2 * (5.0 \times 10^{-10}/\text{hr}) * 10000\text{hr} = 2.5 \times 10^{-6}\end{aligned}$$

これを丸めて 3×10^{-6} とし、ガードベッセル健全性喪失確率とした。

4.4.2 1次主冷却系循環ポンプトリップ

機能

起因事象が1次主冷却系ナトリウム漏洩の場合には、1次主冷却系循環ポンプ主モータをトリップすることによって漏洩箇所からのナトリウムの流出を抑制する。

構成

1次主冷却系循環ポンプトリップ装置は、6.6kV-M/Cに設置されているポンプ駆動用遮断器とポンプ制御装置から成り、ポンプ制御装置は、誘導電動機、液体継手、交流発電機及び発電機励磁装置(界磁遮断器を含む)等で構成される可変周波数電源装置(M-Gセット)と回転数制御装置によって構成される。

運用

原子炉トリップ時に原子炉トリップ遮断器の開信号を受けて、ポンプ駆動用遮断器及びM-Gセットの界磁遮断器を開とすることによって1次主冷却系循環ポンプがトリップする。

成功基準

原子炉トリップ時に1次主冷却系循環ポンプが3ループとも遅れなくトリップすること。

サポートシステム

電源

- 1) 安全保護系直流キ電盤 - 5A1
 - ・モータトリップGFB(シャント型遮断器)の開放電源(A,B,Cループ共通、トレインA)
- 2) 安全保護系直流キ電盤 - 5B1
 - ・モータトリップGFB(シャント型遮断器)の開放電源(A,B,Cループ共通、トレインB)
- 3) 一般系110V直流キ電盤 - 5D1
 - ・1Dと1E-M/Cの遮断器(シャント型)の開放電源(A,B,Cループ共通)

信号系

原子炉トリップ遮断器「開」信号

仮定

- 1) 遮断器などの機器のメンテナンスは運用上行わないのでフォールトツリーにはメンテナンスイベントを入れない。
- 2) 6.6kV M/Cのポンプ駆動用遮断器のトリップ信号には、原子炉トリップ信号のトレインAのみが用いられる。
- 3) M-Gセット界磁遮断器のうちバイパス界磁遮断器は通常運転時開となっているが、運転中に行う定期的な開閉動作確認試験の際これを投入する。この場合運転(保守)員による復旧エラーをモデル化する。
- 4) 1次主冷却系ポンプトリップの起因事象はナトリウム漏洩であるので、定量化にあたっては原子炉容器ナトリウム液位低信号はすでに発生しているものとして評価する。

1次主冷却系循環ポンプトリップ失敗のフォールトツリーを図4.4.2-1に示す。フォールトツリーからミニマルカットセットを求め、機器故障率をもとに定量化した結果、1次主冷却系循環ポンプトリップ失敗の確率は 3.0×10^{-5} と評価された。

支配的なミニマルカットセットは界磁遮断器2基のメンテナンスエラーとM/C遮断器

用電源異常の重ね合わせ (7.0×10^{-6} /ループ) と、同じメンテナンスエラーとM/C遮断器開失敗との重ね合わせ (9.5×10^{-7} /ループ) である。

4.4.3 1次アルゴンガス系隔離

機能

1次冷却材漏洩時に、1次主冷却系カバーガス圧力による過度の漏洩を防止するため、格納容器隔離信号により1次アルゴンガス系の格納容器隔離弁を閉とする。

構成

格納容器の外側に高圧で体積の大きなアルゴンガスタンクがあり、そこから格納容器内側の原子炉容器及び1次主冷却系の機器にアルゴンガスが供給される。格納容器の内側と外側に隔離弁が設けられている。

運用

格納容器入口外側隔離弁、格納容器入口内側隔離弁のいずれも原子炉通常運転時には開。格納容器隔離信号のトレインA信号により格納容器入口内側隔離弁が閉、トレインB信号により格納容器入口外側隔離弁が閉となる。

成功基準

格納容器入口外側隔離弁、格納容器入口内側隔離弁の少なくともどちらか一方が閉となり、使命時間720時間の間、閉であり続けること。

サポートシステム

電源

格納容器入口外側隔離弁 — B系統コントロールセンタ

格納容器入口内側隔離弁 — A系統コントロールセンタ

仮定

1) 試験・メンテナンス

1次アルゴンガス系は原子炉出力運転時に常時運転されている系統であるので、メンテナンスは行われないものとした。しかし、隔離弁の微閉試験は月に1回行うものとした。

2) 1次アルゴンガス系の出口側には、圧力が高く体積の大きなタンク類がなく、1次冷却材漏洩時に隔離の必要はないものとした。

3) フォールトツリーの定量化に際しては、格納容器隔離信号はすでに発せられているものとし、信号発生失敗事象の発生確率はゼロとした。これは、原子炉トリップ信号が発せられなければ、ULOP Iに至ると考えられるためである。

1 次アルゴンガス系隔離失敗のフォールトツリーを図 4.4.3 - 1 に示す。
フォールトツリーからミニマルカットセットを求め、機器故障率をもとに定量化した結果、1 次アルゴンガス系隔離失敗の確率は 1.2×10^{-4} と評価された。

支配的なミニマルカットセットは格納容器の内側・外側に設けられている 2 つの隔離弁の共通要因故障による閉失敗 (1.0×10^{-4}) であり、この事象だけで 1 次アルゴンガス系隔離失敗の約 80% を占める。

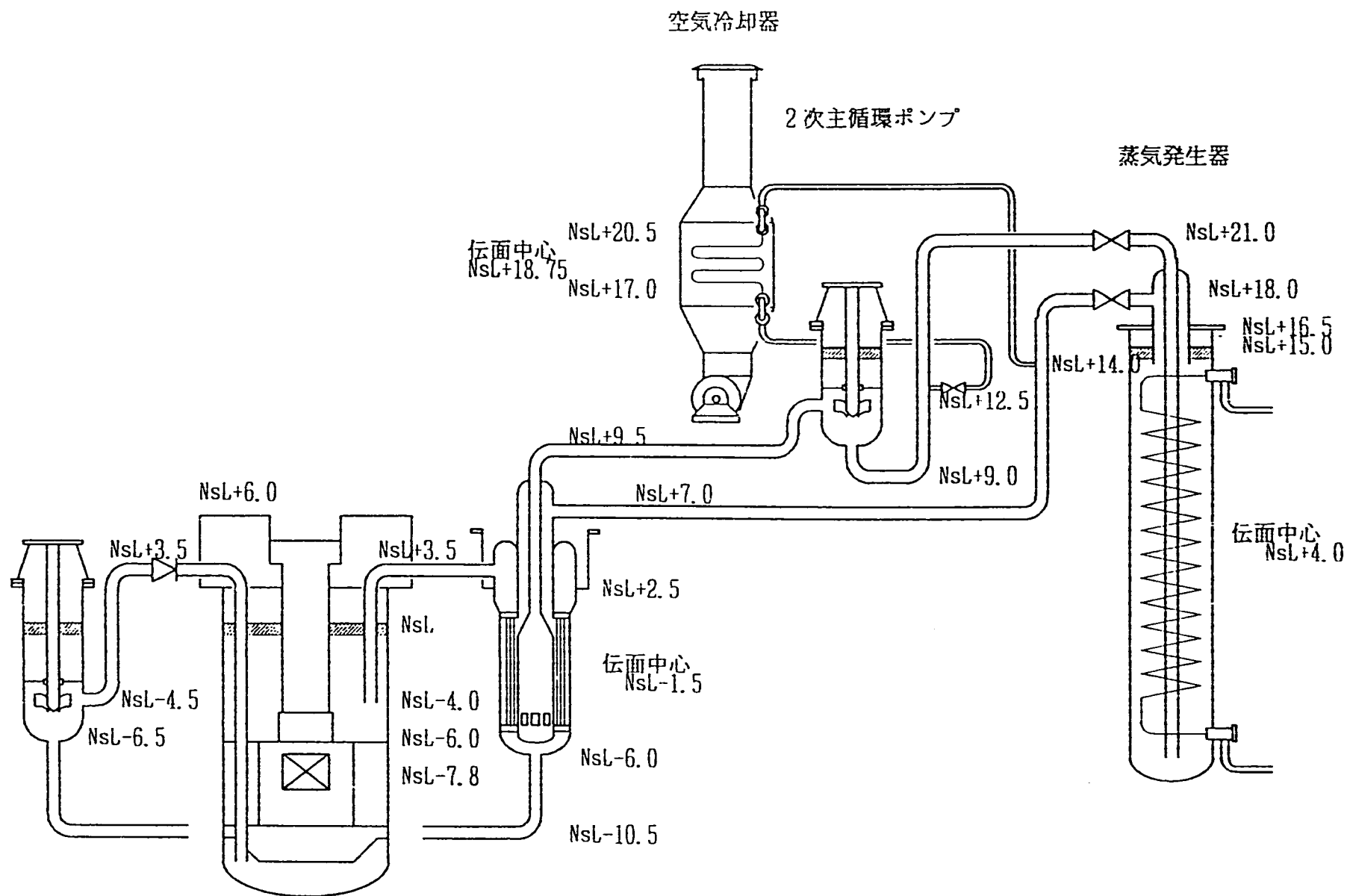


図4.4-1 主冷却系高さ関係

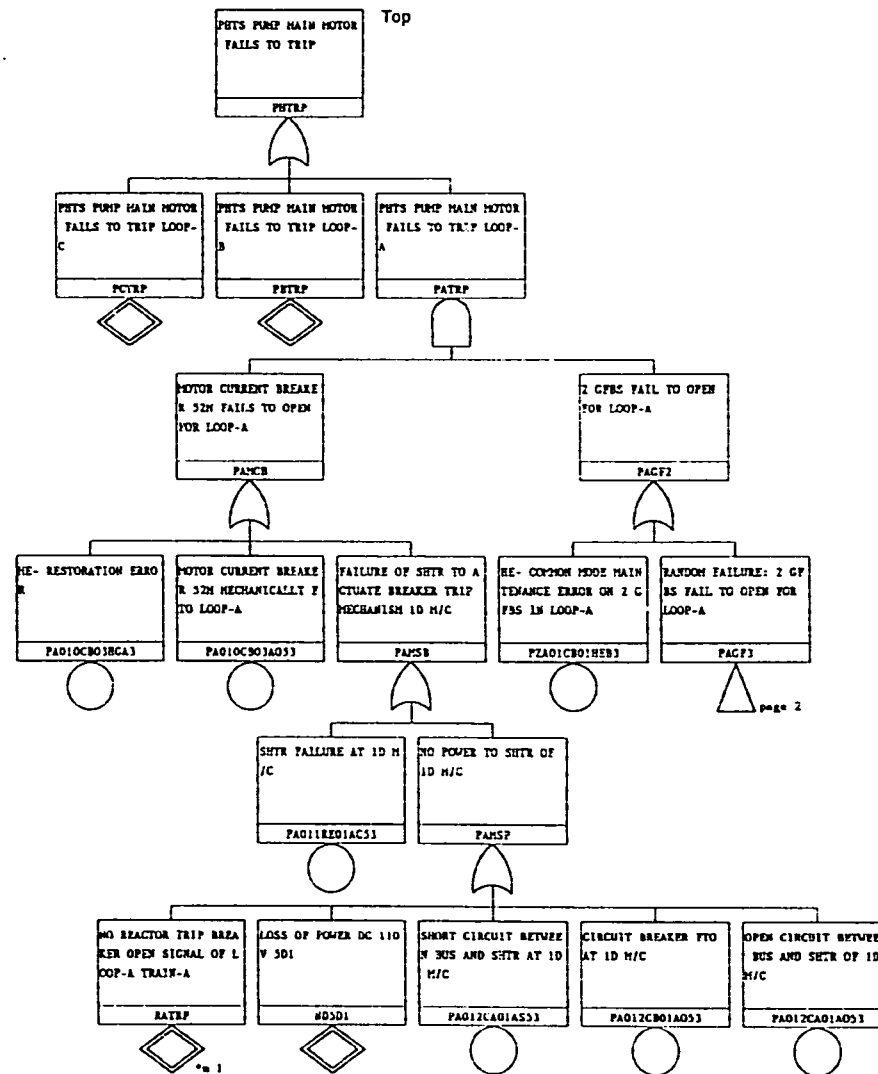


図4.4.2-1 1次主冷却系循環ポンプトリップフォールトツリー (1/3)

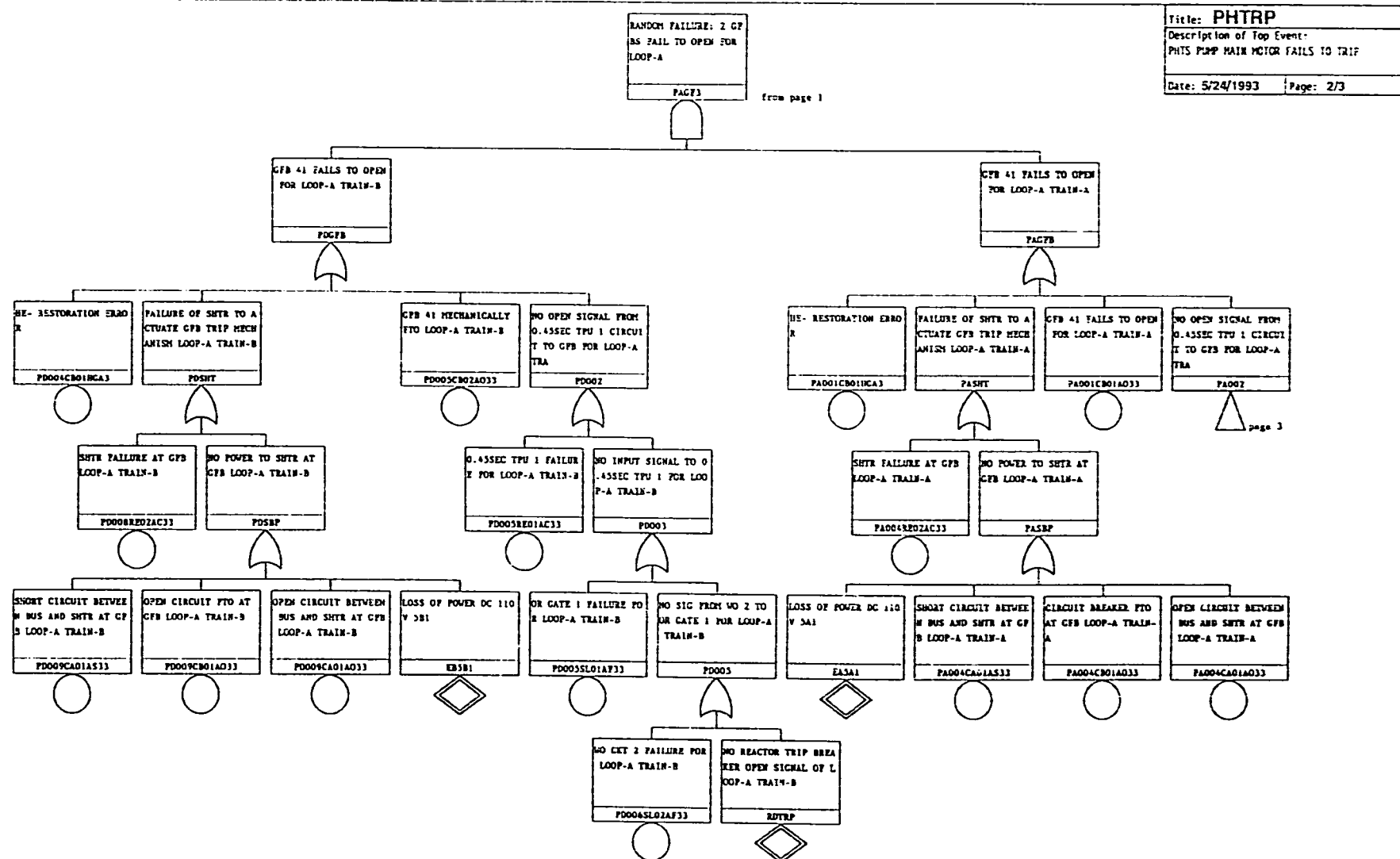


図4.4.2-1 1次主冷却系循環ポンプトリップフォールトツリー (2/3)

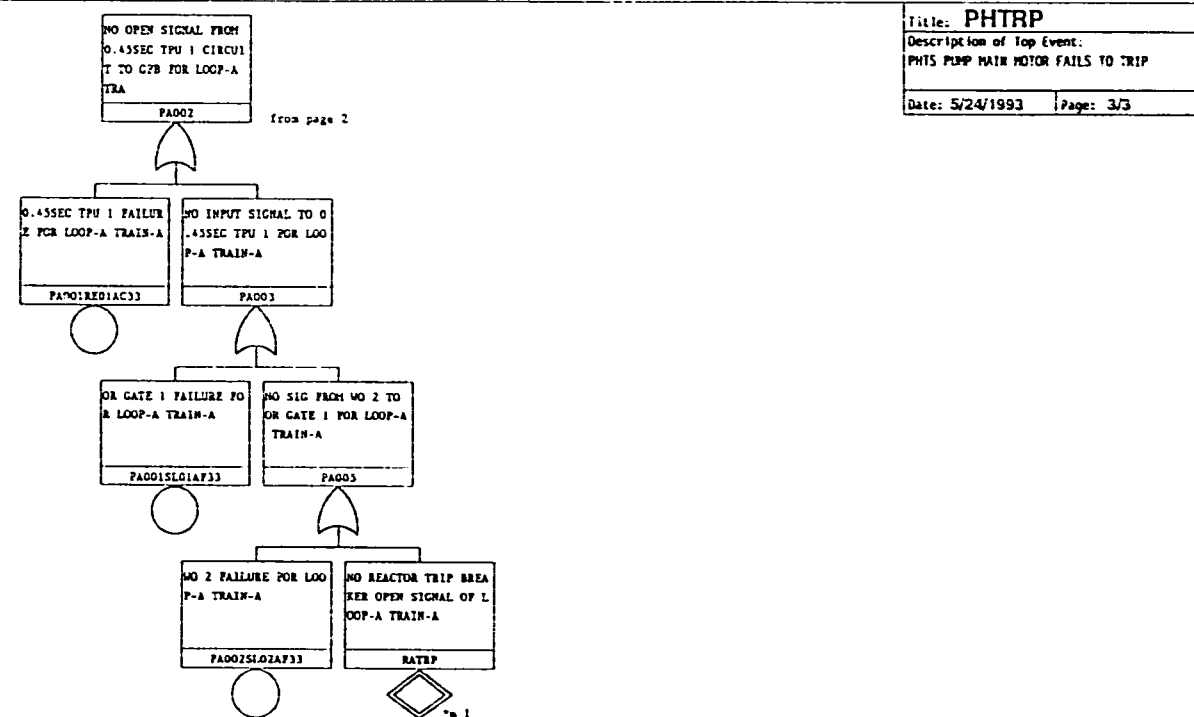


図4.4.2-1 1次主冷却系循環ポンプトリップフォールトツリー (3/3)

Title:	PAGSI
Description of Top Event:	FAILURE TO ISOLATE PRIMARY ARGON GAS SYSTEM
Date:	5/24/1993
Page:	1/3

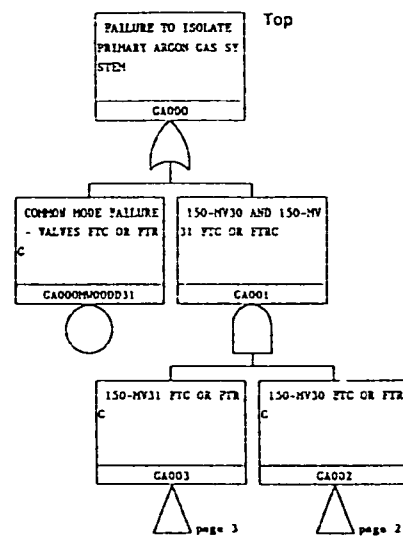


図4.4.3-1 1次アルゴンガス系隔離フォールトツリー (1 / 3)

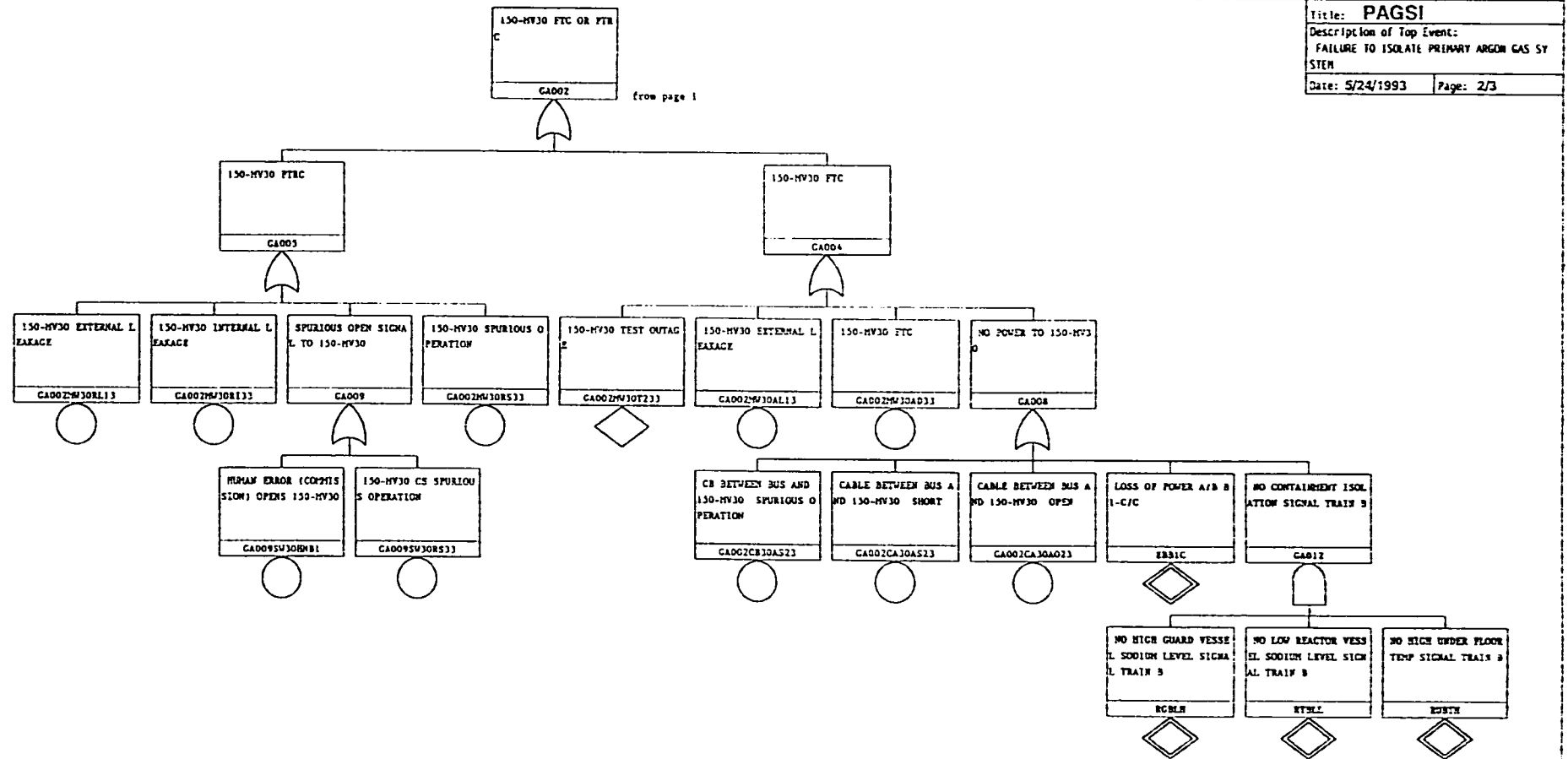


図4.4.3-1 1次アルゴンガス系隔離フォールトツリー (2/3)

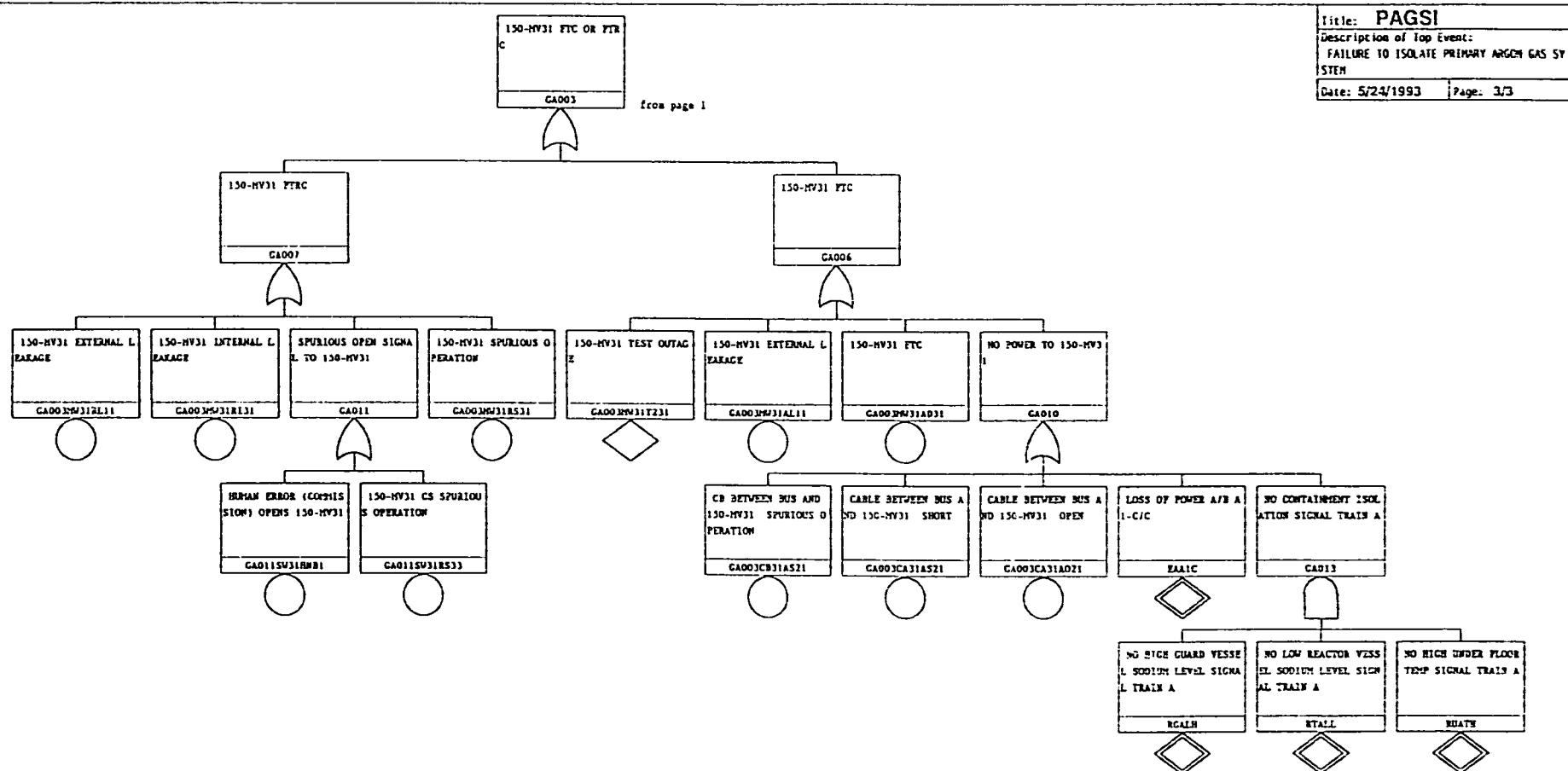


図4.4.3-1 1次アルゴンガス系隔離フォールトツリー (3/3)

4.5 崩壊熱除去に係わる系統の評価

本節では、崩壊熱除去機能に係わる系統、即ち補助冷却系（ACS）とメンテナンス冷却系（MCS）の信頼度評価について述べる。

最初に、設計情報を基にして、系統の成功基準、および系統に含まれる機器の種類、系統構成、システム間の従属関係等を同定する。次に、崩壊熱除去機能の喪失確率を導出するため、フォールトツリーモデルを作成するとともに、定量化用データを整備する。また、修復操作を考慮した信頼度解析のためには、修復操作に費やすことの可能な猶予時間が必要となるので、プラント情報を基に算定する。崩壊熱除去機能喪失確率の導出には、ランダム故障についてはフェイズドミッション解析コード：PHAMMON⁽⁷⁾を使用し、共通要因故障については、別途計算を行なった。

4.5.1 成功基準

「3.4.2 除熱能力」では、炉停止後時間の経過と共に成功基準が変化することを指摘した。除熱能力に関する設計情報から、崩壊熱除去系の成功基準をまとめると以下の表のようになる。

炉停止後時間（hr）	成功基準
0 ～ 1	ACS 1 ループ強制循環 または ACS 3 ループ自然循環
1 ～ 2 4	ACS 1 ループ自然循環
2 4 ～	ACS 1 ループ自然循環 または MCS強制循環

原子炉停止後、時間が経過するのに伴い崩壊熱発生量が減少していくため、崩壊熱除去に必要な運転条件はより緩やかになっていく。一方、起因事象によって崩壊熱除去系として使用できるループ数並びに循環モードが異なるので、崩壊熱除去系の運転モードは5つに分類してある（第4.2.2章参照）。各除熱モードの失敗基準を表4.5.1-1に示す。

崩壊熱除去系の使命時間に関する設計情報はないが、本評価では基本的に168時間と仮定した。ただし、ナトリウム漏洩事象等のために使用不可能なループが生じて系統からの放散熱量が減少する場合は720時間の使命時間を設定した。

表4.5.1-1 各除熱モードの失敗基準

○全ループ使用可能 (D 1)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○1 ループについて強制循環、自然循環両方とも利用不可能 (D 2)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 2 ループ強制循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 2 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 7 2 0 *	ACS 2 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

* 放散熱量が減ずることから使命時間を720時間としてある

○1 ループについて強制循環のみ使用不可能 (D 3)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 2 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○外部電源喪失事象 (D 4)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

外部電源は、修復されないかぎり利用不可能として評価する。

○MCS使用不可能 (D 5)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗

4.5.2 評価モデルの作成

(1) マクロイベントについて

フェイズドミッション解析コード（「4.5.4 (1) フェイズドミッション解析コードについて」参照。）では、評価対象システムの構成単位（成功→失敗、失敗→成功の遷移が行われる単位）の個数が多すぎると、モンテカルロ法によるサンプリングで、除熱失敗の条件であるミニマルカットセット条件が成立するまでには多数回のサンプリングを必要とするので、計算時間の効率が悪くなる。そこで、複数の機器の故障事象からなる和事象を一つにまとめ（マクロイベント）、これをシステムモデルの構成単位として取り扱っている。例えば、ある系統は、その系統内に含まれる複数の機器の故障事象のいずれかが生ずれば機能喪失に至るのであれば、これらの複数の機器故障事象を一つにまとめてマクロイベントとして取り扱う。フォールトツリーを作成する際には、このマクロイベントが素事象となる。

(2) 崩壊熱除去系の構成機器

崩壊熱除去系は、第3.4.1章で述べたように、3系統のACSと1系統のMCSとからなる。ACSとMCSを構成する機器に関する設計情報は、主冷却系統部分を除けば図3.2.1-1に示すような概略的な系統構成が示されているだけであり、詳細な情報はない。本評価では、図3.4.1-1の系統図ともんじゅプラントにおける系統設計例とを参考にして、機器をモデル化した。

ACSは、大きく分けて、1次系の機器、中間熱交換器、2次系の機器、空気冷却器（AC）関連の機器から構成される。1次系の機器には、配管、逆止弁、機械式ナトリウムポンプ、ポニーモータがあり、2次系の機器としては、配管、機械式ナトリウムポンプ、ポニーモータ、AC出口止め弁、蒸気発生器入口・出口止め弁がある。また、AC関連の機器には、ACブロワ、ACベーン、AC入口・出口ダンパ、ダクトが含まれる。

MCSは、ACSとは系統構成が異なること、機械式ポンプの代わりに電磁ポンプを用いていること以外はACSと同様な機器から構成される。

ACSの起動時には、蒸気発生器入口止め弁を閉じ、AC出口止め弁を開くことによってナトリウム流路を空気冷却器側に切り替える。更に、ポニーモータの起動、ブロワの起動、ACのベーン、ダンパの開操作等が必要となる。MCSの起動の際には、電磁ポンプの起動、ブロワの起動、ACのベーン、ダンパの開操作等が必要である。

ACSとMCSとのモデル化に際して考慮した機器とその故障モードについては表4.5.2-1にマクロイベント（AFC01、AFN01、AACMOV01、ASGMOV12、MCSFC01）毎に整理した。AFC01は、ACSのAループ強制循環除熱モードのみを阻害する事象である。AFN01は、ACSのAループ強制循環除熱と自然循環除熱との両モードを阻害する事象である。AACMOV01は、ACSのAループ出口止め弁の故障モードをまとめたものである。ASGMOV12は、蒸気発生器出口止め弁、入口止め弁の両方とも閉にすることができないという事象であり、2つの弁の開失敗の事象がANDゲートとなって展開することになる

が、一つのマクロイベントとしてまとめている。MCSFC01は、MCS強制循環除熱モードを阻害する事象である。

なお、崩壊熱除去系に係わる起動信号系統は、モデル化していない。強制循環モードが失敗したときに、自然循環除熱モードに移行する信号もモデル化していない。強制循環モードから自然循環モードへは自動的に切り替わるものと仮定している。

(3) サポートシステムの構成機器と従属関係

(2)に挙げた機器から構成される崩壊熱除去系が機能を果たすためには、電源設備や機器の冷却設備等のサポートシステムが必要となる。サポートシステムについては設計内容がはっきりしている段階ではないので、もんじゅプラントの設計例を参考にして、評価モデルを作成した。

a. サポートシステムの種類

ACSやMCSに対して以下のサポートシステムを仮定した。

- 非常用メタクラ／パワーセンタ電源系 (ボニーモータ、ブロワ等の駆動電源)
- 無停電電源系 (ダンパ、ベーン等の駆動電源)
- 機器冷却系 (1次冷却系ボニーモータ、1次メンテナンス冷却系電磁ポンプの冷却)

b. サポートシステムの従属関係と系統構成

a. で仮定したサポートシステムは、さらに下位のサポートシステムによってサポートされる。各サポートシステム間の機能依存関係を以下の様に設定した (図 4.5.2-1)。

- 非常用メタクラ／パワーセンタ電源系 ← 所外電源、DG電源、換気空調系
- 無停電電源系 ← 非常用コントロールセンタ電源系、バッテリー電源
- DG電源 ← 補機冷却海水系
- 機器冷却系 ← 補機冷却水系、非常用メタクラ／パワーセンタ電源系
- 補機冷却水系 ← 補機冷却海水系、非常用メタクラ／パワーセンタ電源系
- 補機冷却海水系 ← 非常用メタクラ／パワーセンタ電源系
- 非常用コントロールセンタ電源系 ← 非常用メタクラ／パワーセンタ電源系、換気空調系
- 換気空調系 ← 補機冷却海水系、非常用メタクラ／パワーセンタ電源系

各サポートシステムの系統構成は、ACSがA,B,Cの3系統構成であることに合わせて基本的に独立3系統とする。MCSの各々のサポートシステムは、メンテナンス時の系統構成を考慮してA、C系統の両方からサポートされているものとした。よって、MCSに対する、ある1つのサポートシステムはA、Cの両系統の機能が喪失して初めて機能が

喪失することになる。

ここで仮定した各々のサポートシステムに対して、もんじゅプラントで対応するシステム設計を参考にして、系統構成・構成機器を仮定した。作成した各サポートシステムの系統図を図4.5.2-2～図4.5.2-4に示す。サポートシステムのモデル化に際して考慮した機器とその故障モードを表4.5.2-2にマクロイベント毎にまとめた。

なお、サポートシステムのモデルの妥当性を評価するため、各サポートシステムについてフォールトツリーモデルを作成した段階で定量化を行ない、もんじゅレベルー1 PSA評価⁽¹⁾で作成された詳細システムフォールトツリーの定量評価値と比較することにより、信頼度評価上重要な機器等の見落としがない様に設定した。

(4) 評価用システムモデル（フォールトツリー）の作成

フロントラインシステムとサポートシステムの構成機器を基にして、システムモデルを作成した。手順は以下のとおりである。

- a. ACS、MCSについて、以下の事象に対するフォールトツリーをマクロイベントを基にして作成した。

- ACS 1 ループ強制循環失敗
- ACS 1 ループ自然循環失敗
- MCS 1 ループ強制循環失敗

ACSについては、A、B、Cの3系統に対するフォールトツリーを作成した。サポートシステムの機能喪失事象は、これらのツリーの中では展開せず、以下で作成するサポートシステムに対するフォールトツリーを結合する。

- b. サポートシステム間の従属関係を基に各サポートシステム毎にフォールトツリーを作成する。

作成したフォールトツリーを図4.5.2-5に示す。

- c. a.で作成したフロントラインシステムのフォールトツリーに、b.で作成したサポートシステムのフォールトツリーを結合する。論理ループが生ずる場合には適切に切断することが必要となる。結合したフォールトツリーを論理式表現とし、ブール代数処理により式を簡単化し、各系統の除熱モード毎のミニマルカットセットを作成する。この過程においても、和事象として1つにまとめられるマクロイベントは1つのマクロイベントとしてまとめ、ミニマルカットセットを構成する項数をできるだけ少なくするようにした。最終的に作成されたミニマルカットセットを、図4.5.2-6にまとめた。各マクロイベントの内容は、表4.5.2-3にまとめてある。それぞれのマクロイベントを

構成する機器・故障モードについては表4.5.2-2を参照のこと。

d. これらのミニマルカットセットを組み合わせて、それぞれの成功基準に対応したミニマルカットセットを作成し、フェイズドミッション解析コード:PHAMMONの入力データとする。

例えば、「ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗」に対応するミニマルカットセットは、以下のようにして作成される。

$$F3N1 = (AFCFAIL * BFCFAIL * CFCFAIL) * (ANCFAIL + BNCFAIL + CNCFAIL) \cdots \cdots (1)$$

ただし、

F3N : ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
 AFCFAIL : A ループ強制循環失敗
 BFCFAIL : B ループ強制循環失敗
 CFCFAIL : C ループ強制循環失敗
 ANCFAIL : A ループ自然循環失敗
 BNCFAIL : B ループ自然循環失敗
 CNCFAIL : C ループ自然循環失敗

式(1)を、ブール代数処理により簡略化し、ミニマルカットセットを作成する。

(5) 定量化用データ

a. 機器の故障率データ

各機器の故障率データは、基本的に、もんじゅレベル-1 PSA⁽¹⁾で作成されたデータセットを使用している。ただし、ディーゼル発電機については、国内データ⁽⁸⁾を参考として設定した。

各機器の起動時故障率について、ダイヤモンドあたりの故障確率データが得られていないものは、試験間隔、又は故障通報時間：Taを仮定し、待機時故障率：λを用いて以下の式に従い、起動時故障率：Qdを導出した。

$$Qd = (1/2) \times \lambda \times Ta$$

試験間隔、又は故障通報時間：Ta は以下のように定めた。

○通常運転時 運転中の機器： 故障通報時間を1時間とする。

○通常運転時 待機中の機器：試験間隔を720時間とする。但し、電源ケーブル、ブレーカについては、定期パトロールにより発見されるものと仮定して、故障通報時間を8時間として算出する。

定量化に際しては、メンテナンスアウトージ、テストアウトージは含めていない。各機器の故障モードおよび定量化データは、表4.5.1-1に記載してある。

b. マクロイベントに対する故障率と修復率

本評価では、マクロイベントを基にフォールトツリーを作成している。マクロイベントの、起動時故障率、運転時故障率は、マクロイベントを構成する複数の故障事象のそれぞれの値を合計すればよい。ダイヤモンド故障を除くマクロイベントの故障確率の時間分布は、それぞれの故障事象の確率分布と同じく指数分布となる。

次に、このマクロイベントの修復率を考える。このマクロイベントは、信頼性工学での「修理度1の修理を伴う直列系」と等価である。各々の故障事象の修復確率分布は、対応する修復率をパラメータに持つ指数分布となる。マクロイベントの修復確率分布は、各々の故障事象の修復確率分布関数を、対応する故障率で重み付けして加えたものとなり、全ての故障事象の修復率の値が等しくないかぎり、この分布は指数分布とはならない。

よって、マクロイベントの修復確率分布を指数分布として扱うための修復率パラメータの値を、一般的に決定することはできない。そこで、修復を考慮した場合の効果が大きい事象をマクロイベントから独立させて、新たなマクロイベントとし、修復率の値に応じて分類し保守的に修復率を当てはめて取り扱っていくことにした。

修復操作を考慮する機器・故障モードは以下のように設定した。

- 空気冷却器 (AC) 入口・出口ダンパ
- 空気冷却器 (AC) ベーン
- 空気冷却器 (AC) 出口止め弁
- 電源系
- 外部電源

もんじゅPSA定量化用データより、修復率は、故障モードに対応して以下の様になる。

機器	故障モード	修復率 (/hr)
ベーン、ダンパ	開閉失敗、誤動作	0.1
	関連電気系統故障	0.17
AC出口止め弁	開閉失敗	0.1
	外部、内部漏洩	0.0
	関連電気系統故障	0.17
電気系統	故障	0.17

これらの機器のうち、AC出口止め弁、ACベーン、AC器入口・出口ダンパに関する事象は全て、自然循環、強制循環両モード失敗 (AFN,BFN,CFN) のマクロイベントに含まれている。そこでこのマクロイベントを修復可能とした事象とそうでないものとで2種類に分割し、修復可能な事象群を独立なマクロイベント (AFNRC,BFNRC,CFNRC) とし、修復率を0.1/hrとした。

無停電電源系以外の電気系統についても修復率 0.1/hr を割り当てて評価を行った。

また、外部電源系統については、マクロイベントOSPに対して、修復率 0.2/hr を割り当てた。これは、マクロイベントOSPにふくまれる外部送電系統の平均修理時間が3時間（修復率0.3/hr）、その他の電力関連機器の修復率が 0.17/hr であることから設定したものである。

マクロイベントの定量値データを表4.5.2-3に示す。

c.入力データについての仮定

基本的には、表4.5.2-3に示す各マクロイベントのダイヤモンド故障確率、故障率、修復率と「3.2.2 崩壊熱除去系の成功基準」で述べた、各起因事象カテゴリー毎の成功基準に相当するミニマルカットセットを入力データとして、フェイズドミッション解析コードを用いて解析を行った。

入力データの作成にあたっては、いくつかの仮定をおこなったので以下に述べる。

(i) 外部電源

簡易モデルでは、外部電源系統は、マクロイベントOSPでモデル化されている。起因事象が、外部電源喪失の場合には、

ダイヤモンド故障確率 $Q_d = 1.0/\text{demand}$

故障率 $\lambda = 4 \times 10^{-5}/\text{hr}$

修復率 $\mu = 2 \times 10^{-1}/\text{hr}$

として評価を行なった。

外部電源喪失以外の起因事象では、

ダイヤモンド故障確率 $Q_d = 0.0/\text{demand}$

故障率 $\lambda = 4 \times 10^{-5}/\text{hr}$

修復率 $\mu = 2 \times 10^{-1}/\text{hr}$

とした。起因事象発生時点で、外部電源の喪失が生じていないことになるのでダイヤモンド故障確率を0.0としている。

(ii) DG電源系

DG（ディーゼル発電機）は、原子炉トリップ信号とともに起動するものとする。このとき、外部電源が健全であれば、DGの運転を取りやめ、崩壊熱除去運転の途中で、外部電源が喪失するようなことがあれば、その時点で再起動することになる。このような運転状態に会わせて、フェイズドミッション解析コードの入力を考えるのならば、DG電源に相当するマクロイベントDG(A)の故障率は、外部電源が喪失するまではゼロであり、外部電源（OSP）が故障状態となった時点から考慮していくことになる。しかし、あるマクロイベントの故障率の値を他のマクロイベントの状態に会わせて、ダイナミックに変化させていくことは、コードの機能上不可能である。よって、DGは24時間の運転が可能であるとし、第1フェイズ、第2フェイズに対してのみDG電源が利用可

能であり、第3フェイズでは、DG電源は利用できないものと保守的に仮定した。

(iii) バッテリー電源

バッテリー電源系に相当するマクロイベントは、BTPS(A)であり、バッテリー本体とバッテリーからの給電に必要とされる電気系統からなる。バッテリーの容量は1～2時間程度であるが、この電源は空気冷却器のベーン、ダンパ等の開閉操作時のみに必要であり、連続して給電を行う必要はないものと仮定した。よって、バッテリー電源は使命時間の間、故障状態に至らないかぎり使用可能であるとする。

(iv) 起因事象で使用不可能な系統が生ずる場合

IRACSタイプの崩壊熱除去系では、主冷却系統の1部を崩壊熱除去系として利用しているため、漏洩等の起因事象によっては、2系統のみの運用になる場合がある。この場合、ACSのみの運転であれば、各系統のサポートシステムが独立なため、どの2系統の組み合わせも信頼度上は同等となる。ACSとMCSを組み合わせた成功条件の場合（第3フェイズ）はMCSがA、C系統のサポート系によってサポートされていることから、ACSのB系統とMCSを組み合わせた運用よりも、ACSのA,C系統とMCSとの組み合わせの方が非信頼度が大きくなる。本評価では、主冷却系統の中の1系統について強制循環、自然循環の両除熱モードが不可能になる起因事象の場合、Bループが使用不可能になっているとして保守的に評価を行った。

また、主冷却系統の内の1系統が強制循環のみ使用不可能である起因事象の場合も、同様な理由からBループの強制循環が不可能であるとした。ただし、この起因事象ではBループは、自然循環除熱が可能である。

表4.5.2-1 フロントラインシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (1/3)

○各系統は基本的にA、B、Cの3系統からなる。

本表ではA、B、Cの3系統に共通なマクロイベントについてはA系統のみについて載せてある。

マクロイベント各中の(A)がA系統であることを示す。C系統であれば"C"の文字が入る。

※1 Qd:ダイヤモンド故障確率 [/demand]

※2 Ta:故障通報時間間隔、又は試験間隔

※3 λ:故障率 (/hr)

(Qdとなっている場合はダイヤモンド故障確率値をダイヤモンド故障データ [/demand] より引用したことを示す。)

※4 起回事象として評価される故障モードであるので、ダイヤモンド故障確率値はゼロとする。

マクロイベント名:(A)FC01

構成機器	故障モード	Qd (※1)	Ta (※2)	λ (※3)	備考
1次系ポンプ (ボニーマータ)	起動失敗(UA)	1.0E-3	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	4.0E-5	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
2次系ポンプ (ボニーマータ)	起動失敗(UA)	1.0E-3	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	4.0E-5	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
ACブロワ	起動失敗(UA)	2.0E-4	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	5.0E-6	
	外部漏洩	7.2E-6	720	2.0E-8	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AFC01		2.3E-3		1.1E-4	

マクロイベント名:(A)ACMOV01

構成機器	故障モード	Qd	Ta	λ	備考
AC出口止め弁	開閉失敗(UA)	8.0E-4	Qd	0.0E+0	電動弁1個
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	8.0E-7	
	閉塞	6.0E-8	8	1.5E-8	
	内部漏洩	起回事象に含まれる(※4)		8	4.0E-7
	外部漏洩	起回事象に含まれる		8	3.0E-9
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
ACMOV01		8.3E-4		8.3E-6	

マクロイベント名:(A)SGMOV12

ASGM0V12		6.9E-7		4.9E-8	
----------	--	--------	--	--------	--

表4.5.2-1 フロントラインシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (2/3)

マクロイベント名: MCSFC01					
構成機器	故障モード	Qd	Ta	λ	備考
1次系電磁ポンプ	起動失敗(UA)	4.0E-4	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	4.0E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
	外部漏洩	起回事象に含まれる	8	8.0E-8	
2次系電磁ポンプ	起動失敗(UA)	4.0E-4	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	4.0E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
	外部漏洩	3.2E-7	8	8.0E-8	
中間熱交換器	伝熱管閉塞	1.2E-5	8	3.0E-6	/unit
	伝熱管漏洩	6.0E-7	8	1.5E-7	/unit
	胴側 外部漏洩	起回事象に含まれる	8	1.2E-8	
1次系 逆止弁	閉塞	6.0E-7	8	1.5E-7	
	内部漏洩	0.0E+0	8	0.0E+0	
	外部漏洩	起回事象に含まれる	8	4.0E-9	
1次系 Na配管	漏洩	起回事象に含まれる	8	8.0E-10	200ft
	閉塞	1.6E-9	8	8.0E-8	200ft
2次系 Na配管	漏洩	4.8E-9	8	1.2E-9	300ft
	閉塞	4.8E-7	8	1.2E-7	300ft
AC-入口ダンパ	開閉失敗(UA)	2.5E-3	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.5E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AC-伝熱管	漏洩	6.0E-7	8	1.5E-7	/unit
	閉塞	1.2E-5	8	3.0E-6	/unit
ACブロワ	起動失敗(UA)	2.0E-4	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	5.0E-6	
	外部漏洩	7.2E-6	720	2.0E-8	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AC-ダクト、シェル	外部漏洩	8.6E-7	720	2.4E-9	30ft
AC-ベーン	開閉失敗(UA)	6.0E-4	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.0E-7	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AC-出口ダンパ	開閉失敗(UA)	2.5E-3	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.5E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
MCSFC01		6.8E-3		6.6E-5	

表4.5.2-1 フロントラインシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (3/3)

マクロイベント名: (A)FN01

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
1次系ポンプ(ボギーモータ)	外部漏洩	起回事象に含まれる	1	1.5E-8	
2次系ポンプ(ボギーモータ)	外部漏洩	起回事象に含まれる	1	1.5E-8	
中間熱交換器	伝熱管閉塞	起回事象に含まれる	1	3.0E-6	/unit
	伝熱管漏洩	起回事象に含まれる	1	1.5E-7	/unit
	胴側 外部漏洩	起回事象に含まれる	1	1.2E-8	
1次系 逆止弁	閉塞、外部漏洩	起回事象に含まれる	1	1.5E-7	
1次系 Na配管	閉塞、外部漏洩	起回事象に含まれる	1	8.1E-8	200ft (60m)
1次系 Na配管	閉塞、外部漏洩	起回事象に含まれる	1	1.2E-7	300ft (80m)
AC-入口ダンパ	開閉失敗(UA)	2.5E-3	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.5E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AC-伝熱管	漏洩	6.0E-7	8	1.5E-7	/unit
	閉塞	1.2E-5	8	3.0E-6	/unit
AC-ダクト・SHELL	外部漏洩	8.6E-7	720	2.4E-9	30ft
AC-ベーン	開閉失敗(UA)	6.0E-4	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.0E-7	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AC-出口ダンパ	開閉失敗(UA)	2.5E-3	Qd	0.0E+0	
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	1.5E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
AFN01		5.7E-3		3.1E-5	

表4.5.2-2 サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (1/5)

○各系統は基本的にA、B、Cの3系統からなる。

本表ではA、B、Cの3系統に共通なマクロイベントについてはA系統のみについて載せてある。

マクロイベント各中の(A)がA系統であることを示す。C系統であれば“C”の文字が入る。

※1 Qd:ダイヤモンド故障確率 [/demand]

※2 Ta:故障通報時間間隔、又は試験間隔

※3 λ:故障率 [/hr]

(Qdとなっている場合はダイヤモンド故障確率値をダイヤモンド故障データ [/demand] より引用したことを示す。)

※4 起回事象として評価される故障モードであるので、ダイヤモンド故障確率値はゼロとする。

マクロイベント名: PMCS(A)

構成機器	故障モード	Qd (※1)	Ta (※2)	λ (※3)	備考
冷媒熱交換器 (PM---CCS)	伝熱管漏洩	1.0E-6	8	2.5E-7	100本
	伝熱管閉塞	9.0E-4	720	2.5E-6	/unit
	外部胴漏洩*	4.3E-5	720	1.2E-7	
冷媒系統 弁 手動弁(N.O)	開閉失敗(UA)				手動弁2個
	誤作動	0.0E+0	720	0.0E+0	手動弁2個
	閉塞	2.2E-5	720	6.0E-8	手動弁2個
	内部漏洩	0.0E+0	720	0.0E+0	手動弁2個
	外部漏洩	9.6E-9	8	2.4E-9	手動弁2個
	ケーブル断線	0.0E+0	8	0.0E+0	1000ft
	ケーブル短絡	0.0E+0	8	0.0E+0	1000ft
	ブレーカ誤作動	0.0E+0	8	0.0E+0	手動弁2個
空気送風用ブロワ	起動失敗(UA)	2.0E-4	Qd	0.0E+0	
	運転失敗(UR)	0.0E+0	-	5.0E-6	
	外部漏洩	7.2E-6	720	2.0E-8	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
送風用ダクト	外部漏洩	2.9E-8	720	8.0E-11	1000ft (>3in.)
	内部閉塞	2.9E-8	720	8.0E-11	1000ft (>3in.)
空気送風ダクト手動ダンパ	誤動作	3.6E-5	720	1.0E-7	
PMCS制御系統(スイッチ)	誤動作	9.0E-4	720	2.5E-6	
PMCSA		2.1E-3		1.8E-5	

マクロイベント名: CHILLER

構成機器	故障モード	Qd	Ta	λ	備考
冷水ポンプ	運転失敗	1.0E-05	1	2.0E-05	
	外部漏洩	5.0E-07	1	1.0E-06	
	ケーブル断線	1.5E-07	1	3.0E-07	1000ft
	ケーブル短絡	3.0E-06	1	6.0E-06	1000ft
	ブレーカ誤作動	4.0E-07	1	8.0E-07	
空調用冷水系 配管	漏洩	9.6E-07	8	2.4E-07	1000ft (>3in.)
	閉塞	9.6E-07	8	2.4E-07	1000ft (>3in.)
冷水系 オリフィス (2個)	外部漏洩	8.0E-07	8	2.0E-07	
	内部閉塞	1.2E-05	8	3.0E-06	
空調用冷水 冷凍機 (CHILLER---CSSS)	運転失敗	1.0E-05	1	2.0E-05	
	ケーブル断線	1.5E-07	1	3.0E-07	1000ft
	ケーブル短絡	3.0E-06	1	6.0E-06	1000ft
	ブレーカ誤作動	4.0E-07	1	8.0E-07	
CHILLER		4.2E-05		5.9E-05	

表4.5.2-2 サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (2/5)

マクロイベント名: EMPCS

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
冷媒熱交換器 (EMP...CCS)	伝熱管漏洩	9.0E-5	720	2.5E-7	100本 /unit
	伝熱管閉塞	9.0E-4	720	2.5E-6	
	外部漏洩*	4.3E-5	720	1.2E-7	
冷媒系統 弁 (手動弁2個)	誤作動	0.0E+0	8	0.0E+0	
	閉塞	2.4E-7	8	6.0E-8	
	外部漏洩	9.6E-9	8	2.4E-9	
N2ガス プロワ	運転失敗	2.0E-5	8	5.0E-6	1000ft 1000ft
	外部漏洩	8.0E-8	8	2.0E-8	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
N2ガス系統 配管	漏洩	2.9E-5	720	8.0E-8	1000ft (>3in.)
	閉塞	2.9E-5	720	8.0E-8	1000ft (>3in.)
N2ガス系統 弁 電動弁2個	開閉失敗	5.0E-3	Qd	0.0E+0	電動弁1個
	誤作動(UR)	0.0E+0	-	3.0E-6	
	閉塞	8.6E-5	720	2.4E-7	
	内部漏洩	5.8E-5	720	1.6E-7	
	外部漏洩	5.8E-6	720	1.6E-8	
	ケーブル断線	2.4E-6	8	6.0E-7	
	ケーブル短絡	4.8E-5	8	1.2E-5	
	ブレーカ誤作動	6.4E-6	8	1.6E-6	
EMPCS		6.3E-3		3.3E-5	

マクロイベント名: CCS(A)

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
冷凍機 (CCS...CCWS)	運転失敗(UR)	8.0E-5	8	2.0E-5	1000ft 1000ft
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
冷媒 ポンプ	運転失敗(UR)	8.0E-5	8	2.0E-5	1000ft 1000ft
	外部漏洩	4.0E-6	8	1.0E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
冷媒系統 配管	漏洩	3.2E-7	8	8.0E-8	1000ft (>3in.)
	閉塞	3.2E-7	8	8.0E-8	1000ft (>3in.)
冷媒系統 弁 (電動弁2個)	誤作動	1.2E-5	8	3.0E-6	1000ft 1000ft
	閉塞	9.6E-7	8	2.4E-7	
	外部漏洩	6.4E-8	8	1.6E-8	
	ケーブル断線	2.4E-6	8	6.0E-7	
	ケーブル短絡	4.8E-5	8	1.2E-5	
	ブレーカ誤作動	6.4E-6	8	1.6E-6	
機器冷却系制御スイッチ リミットスイッチ	誤動作	8.0E-5	8	2.0E-5	2個
サージタンク(ヒータ) 配管用ヒータ	ヒータ故障	6.0E-6	8	1.5E-6	1000ft 1000ft
	スイッチ故障	1.0E-5	8	2.5E-6	
	ケーブル断線	1.2E-6	8	3.0E-7	
	ケーブル短絡	2.4E-5	8	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	3.2E-6	8	8.0E-7	
サージタンク液位計	検出器	2.0E-5	8	5.0E-6	
	変換器	1.2E-5	8	3.0E-6	
	プロセススイッチ	8.0E-6	8	2.0E-6	
CCSA		4.6E-4		1.1E-4	

表4.5.2-2 サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (3/5)

マクロイベント名: CCWS(A)

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
補機冷 冷却水ポンプ	起動失敗(UA)	1.0E-5	1	-	
	運転失敗(UR)	-	-	2.0E-5	
	外部漏洩	5.0E-7	1	1.0E-6	1000ft
	ケーブル断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	ケーブル短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	
	ブレーカ誤作動	4.0E-7	1	8.0E-7	
補機冷 冷却水配管	漏洩	3.2E-7	8	8.0E-8	1000ft (>3in.)
	閉塞	3.2E-7	8	8.0E-8	1000ft (>3in.)
補機冷 熱交換器 (CCWS---CSSS)	伝熱管漏洩	1.0E-6	8	2.5E-7	100本
	伝熱管閉塞	1.0E-5	8	2.5E-6	/unit
	外部胴漏洩*	4.8E-7	8	1.2E-7	
補機冷却水系統内弁 (手動弁4個)	開閉失敗(UA)	0.0E+0	1	-	
	誤作動(UR)	-	-	0.0E+0	
	閉塞	6.0E-8	1	1.2E-7	
	内部漏洩	0.0E+0	1	0.0E+0	
	外部漏洩	2.4E-9	1	4.8E-9	
	ケーブル断線	0.0E+0	1	0.0E+0	1000ft
	ケーブル短絡	0.0E+0	1	0.0E+0	1000ft
	ブレーカ誤作動	0.0E+0	1	0.0E+0	
CCWSA		2.6E-5		3.1E-5	

マクロイベント名: OSP

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
外部電源送電線	給電喪失	起回事象に含まれる(※4)	1	6.0E-6	λ はもんじャデータ
開閉所	故障	起回事象に含まれる	1	3.0E-6	遮断器(屋外)
変圧器	故障	2.5E-7	1	5.0E-7	
ケーブル	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
遮断器	誤動作	8.0E-7	1	1.6E-6	2個
遮断器関連リレー		5.0E-6	1	1.0E-5	20個
遮断器関連スイッチ		5.0E-6	1	1.0E-5	4個
OSP		1.4E-5		3.7E-5	外部電源喪失

マクロイベント名: DG(A)

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
ディーゼル発電機(DG)	起動失敗	1.2E-3	Qd	-	
	運転失敗	-	-	2.0E-4	
DGスピード計測器	誤動作	5.4E-4	720	1.5E-6	
DG制御系リレー	誤動作	5.4E-3	720	1.5E-5	
DG制御系スイッチ	誤動作	4.5E-3	720	1.3E-5	
ケーブル	断線	1.1E-4	720	3.0E-7	1000ft
	短絡	2.2E-3	720	6.0E-6	1000ft
遮断器	閉失敗	5.0E-4	Qd	-	
	誤動作	-	-	8.0E-7	
DGA		1.4E-2		2.4E-4	

表4.5.2-2 サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (4/5)

マクロイベント名: EPS(A)01

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
6.6kv M/C 母線	故障	7.5E-7	1	1.5E-6	
ケーブル(M/C~P/C)	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
遮断器 遮断器制御リレー 遮断器制御スイッチ	誤動作	8.0E-7	1	1.6E-6	2個
	誤動作	5.0E-7	1	1.0E-6	2個
	誤動作	2.5E-6	1	5.0E-6	2個
手動スイッチ	誤動作	2.5E-6	1	5.0E-6	2個
変圧器	故障	2.5E-7	1	5.0E-7	
440V P/C(母線)	故障	7.5E-7	1	1.5E-6	
EPSA01		1.1E-5		2.2E-5	

マクロイベント名: BTPS(A)

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
バッテリー	一次故障	1.5E-6	1	3.0E-6	
	二次故障	1.5E-6	1	3.0E-6	
遮断器 遮断器制御リレー 遮断器制御スイッチ	誤動作	1.6E-6	1	3.2E-6	4個
	誤動作	1.0E-6	1	2.0E-6	4個
	誤動作	5.0E-6	1	1.0E-5	4個
シリコンドロップパー S.D制御リレー S.D制御スイッチ	誤動作	5.0E-8	1	1.0E-7	4個
	誤動作	1.0E-6	1	2.0E-6	4個
	誤動作	5.0E-6	1	1.0E-5	4個
ケーブル	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
110V DC母線	故障	7.5E-7	1	1.5E-6	
BTPSA		2.1E-5		4.1E-5	バッテリー電源

マクロイベント名: CCPS(A)01

構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
遮断器 遮断器制御リレー 遮断器制御スイッチ	誤動作	1.6E-6	1	3.2E-6	4個
	誤動作	1.0E-6	1	2.0E-6	4個
	誤動作	5.0E-6	1	1.0E-5	4個
440V C/C(母線)	故障	7.5E-7	1	1.5E-6	
変圧器	故障	2.5E-7	1	5.0E-7	
ケーブル(P/C~C/C)	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
ケーブル(C/C~P1)	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
CCPSA01		1.5E-5		3.0E-5	

表4.5.2-2 サポートシステムマクロイベントの構成機器と定量化データ (5/5)

マクロイベント名: UPS(A)01					
構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
インバータ	運転失敗	4.0E-6	1	8.0E-6	
無停電電源盤 ケーブル	故障	7.5E-7	1	1.5E-6	(母線)
	断線	1.5E-7	1	3.0E-7	1000ft
	短絡	3.0E-6	1	6.0E-6	1000ft
UPS(A)01		7.9E-6		1.6E-5	
マクロイベント名: HVAC					
構成機器	故障モード	Q d	Ta	λ	備考
空調用ファン	運転失敗	2.0E-05	8	5.0E-06	
	外部漏洩	8.0E-08	8	2.0E-08	
	ケーブル断線	1.2E-06	8	3.0E-07	1000ft
	ケーブル短絡	2.4E-05	8	6.0E-06	1000ft
	ブレーカ誤作動	3.2E-06	8	8.0E-07	
空調用ダクト	外部漏洩	1.6E-06	8	4.0E-07	1000ft (>3in.)
	内部閉塞	1.6E-06	8	4.0E-07	1000ft (>3in.)
空調系統 手動ダンパ (2 個)	誤作動	8.0E-07	8	2.0E-07	
	ケーブル断線	0.0E+00	8	0.0E+00	1000ft
	ケーブル短絡	0.0E+00	8	0.0E+00	1000ft
	ブレーカ誤作動	0.0E+00	8	0.0E+00	
制御弁	制御失敗	1.0E-04	8	2.5E-05	
	外部リーク	6.0E-08	8	1.5E-08	
空調系統 フィルタ	故障	2.4E-05	8	6.0E-06	2 個
空調系 熱交換器 (HVAC---CHILLER)	伝熱管漏洩	1.0E-06	8	2.5E-07	100本
	伝熱管閉塞	1.0E-05	8	2.5E-06	/unit
	外部漏洩	4.8E-07	8	1.2E-07	
HVAC		1.9E-04		4.7E-05	

表4.5.2-3 マクロイベントの内容と定量値 (1/2)

- ※1 「××(※2)の・・・機能喪失」と記している場合は「××」の系統内部に含まれる機器故障が原因で××の機能が喪失するという意味であって××をサポートする機能喪失は含まれない。
- ※2 「X」にはA、B、Cのいずれかの文字が入り、それぞれA、B、Cループ、またはA、B、C系統を表現する。
- ※3 網かけ () のしてあるマクロイベントは複数のマクロイベントを更にまとめたものであることを示す。
- ※4 XFNNRとXFNRCはマクロイベントXFNを修復可能か否かで分割したものであり、 $XFN = XFNNR + XFNRC$ である。
- ※5 CASE4の場合でのみ使用

マクロイベント名 (※2) (※3)	ダイヤモンド故障確率 [/demand]	故障率 [/hour]	マクロイベントの内容 (※1)
XFC01	2.3E-3	1.1E-4	ACS Xループ強制循環除熱モードのみを阻害する事象 (ACS関連機器のみ)
PMCSX	2.1E-3	1.8E-5	機器冷却系ボニーモータ冷却設備の機能喪失
XSGMOV12	6.9E-7	4.9E-8	ACS Xループ SG出口止め弁閉失敗、かつSG入口止め弁閉失敗
XFC	4E-3	1E-4	ACS Xループ強制循環除熱モードのみを阻害する事象(AFC+PMCSA+ASGMOV12)
XFN01	5.7E-3	3.1E-5	ACS Xループ強制循環除熱・自然循環除熱モードを阻害する事象 (ACS関連機器のみ)
XACMOV1	8.3E-4	8.3E-6	ACS XループAC 出口止め弁閉失敗
XFN	7E-3	4E-5	ACS Xループ強制循環・自然循環除熱モードを阻害する事象 (XFN01+XACMOV1)
XFNNR (※4)	1E-5	7E-6	ACS Xループ強制循環・自然循環除熱モードを阻害する事象 (修復可)
XFNRC (※4)	7E-3	3E-5	ACS Xループ強制循環・自然循環除熱モードを阻害する事象 (修復不可)
CCSX	4.6E-4	1.1E-4	機器冷却系の機能喪失 (X系統)
CCWSX	2.6E-5	3.1E-5	補機冷却水系の機能喪失 (X系統)
CCX	5E-4	1E-4	機器冷却系、補機冷却水系の機能喪失 (X系統) (CCSX+CCWSX)

表4.5.2-3 マクロイベントの内容と定量値 (2/2)

マクロイベント名 (※2) (※3)	ダイヤモンド故障確率 [/demand]	故障率 [/hour]	マクロイベントの内容 (※1)
EPS X01	1.1E-5	2.2E-5	非常用メタクラ／パワーセンター電源系の機能喪失 (X系統)
CSSSX	2.7E-5	3.1E-5	補機冷却海水系の機能喪失 (X系統)
HVACX	1.9E-4	4.7E-5	換気空調系の機能喪失 (X系統)
CHILLER X	4.2E-5	5.9E-5	空調用冷水系の機能喪失 (X系統)
HVACHIILX	2.3E-4	1.1E-4	換気空調系、空調用冷水系の機能喪失 (X系統)
EPSX	3E-4	2E-4	非常用メタクラ／パワーセンター電源系、補機冷却海水系、換気空調系の機能喪失 (1系統) (EPS X01+CSSSX+HVACX+CHILLER X+HVACHIILX)
MCSFC01	6.8E-3	6.6E-5	MCS冷却系、強制循環除熱モードを阻害する事象 (MCS関連機器のみ)
EMPCS	6.3E-3	3.3E-5	電磁ポンプ冷却設備の機能喪失
MCSEFC	1E-2	1E-4	MCS冷却系、強制循環除熱モードを阻害する事象
MCSEFC (※5)	7E-3	1E-4	MCS強制循環除熱モードのみを阻害する事象 (MCS関連機器+電磁ポンプ冷却設備の機能喪失)
MCSFNRR (※5)	3E-5	7E-6	MCS強制循環・自然循環除熱モードのみを阻害する事象 (MCS関連機器のみ) (修復可)
MCSFNRC (※5)	6E-3	2E-5	MCS強制循環・自然循環除熱モードのみを阻害する事象 (MCS関連機器のみ) (修復不可)
OSP	1E-5	4E-5	外部電源から非常用メタクラ電源系への給電機能喪失
DGX	1E-2	2E-4	ディーゼル発電機電源系機能 (X系統) からメタクラ電源系の給電機能喪失
BTPSX	2E-5	4E-5	バッテリー電源系 (X系統) から、無停電電源系 (X系統) への給電機能喪失
CCPSX01	1E-5	3E-5	440VC/C電源の給電機能喪失
UPS X01	8E-6	2E-5	無停電電源系の給電機能喪失 (1系統)

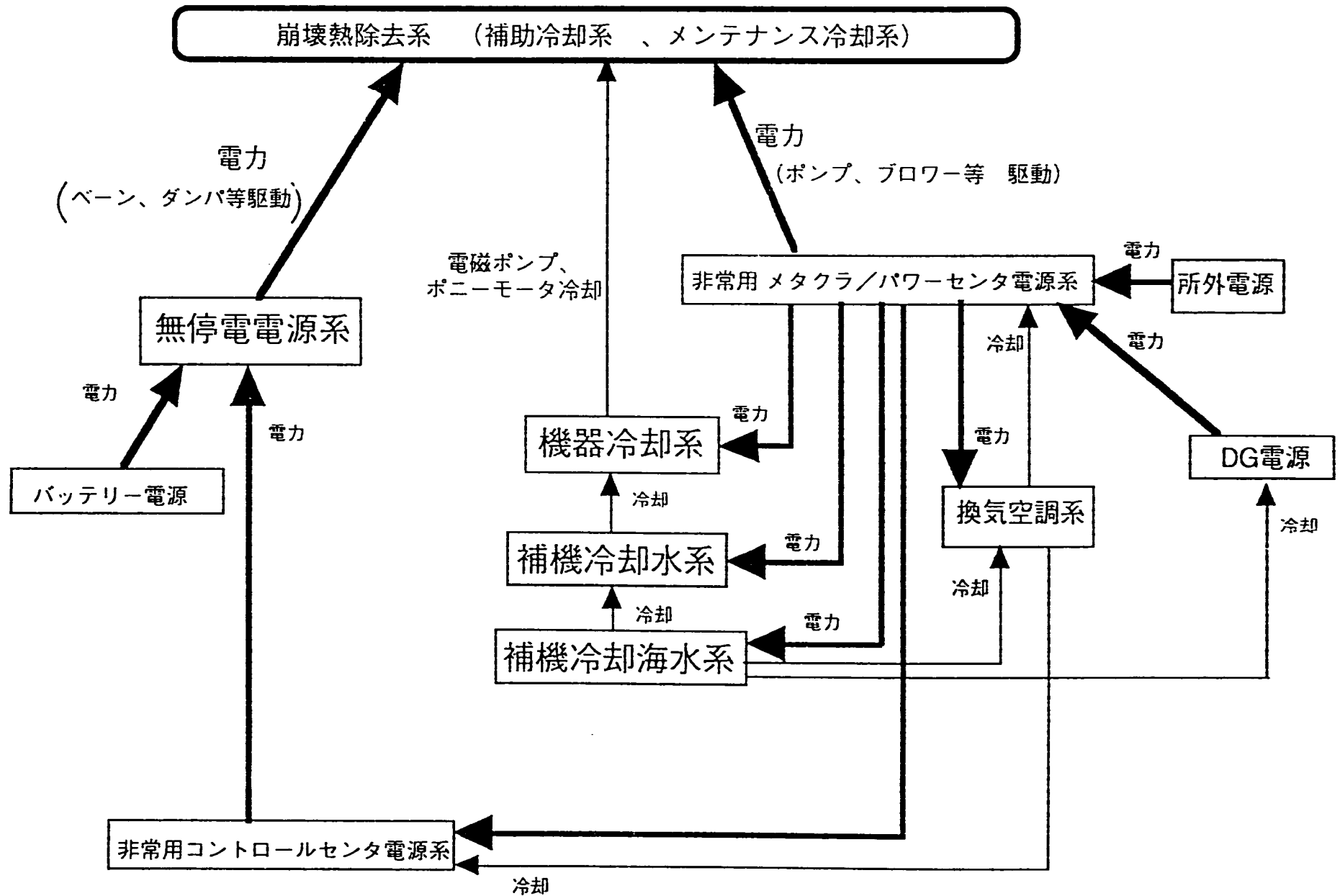


図4.5.2-1 崩壊熱除去系サポートシステム機能依存関係

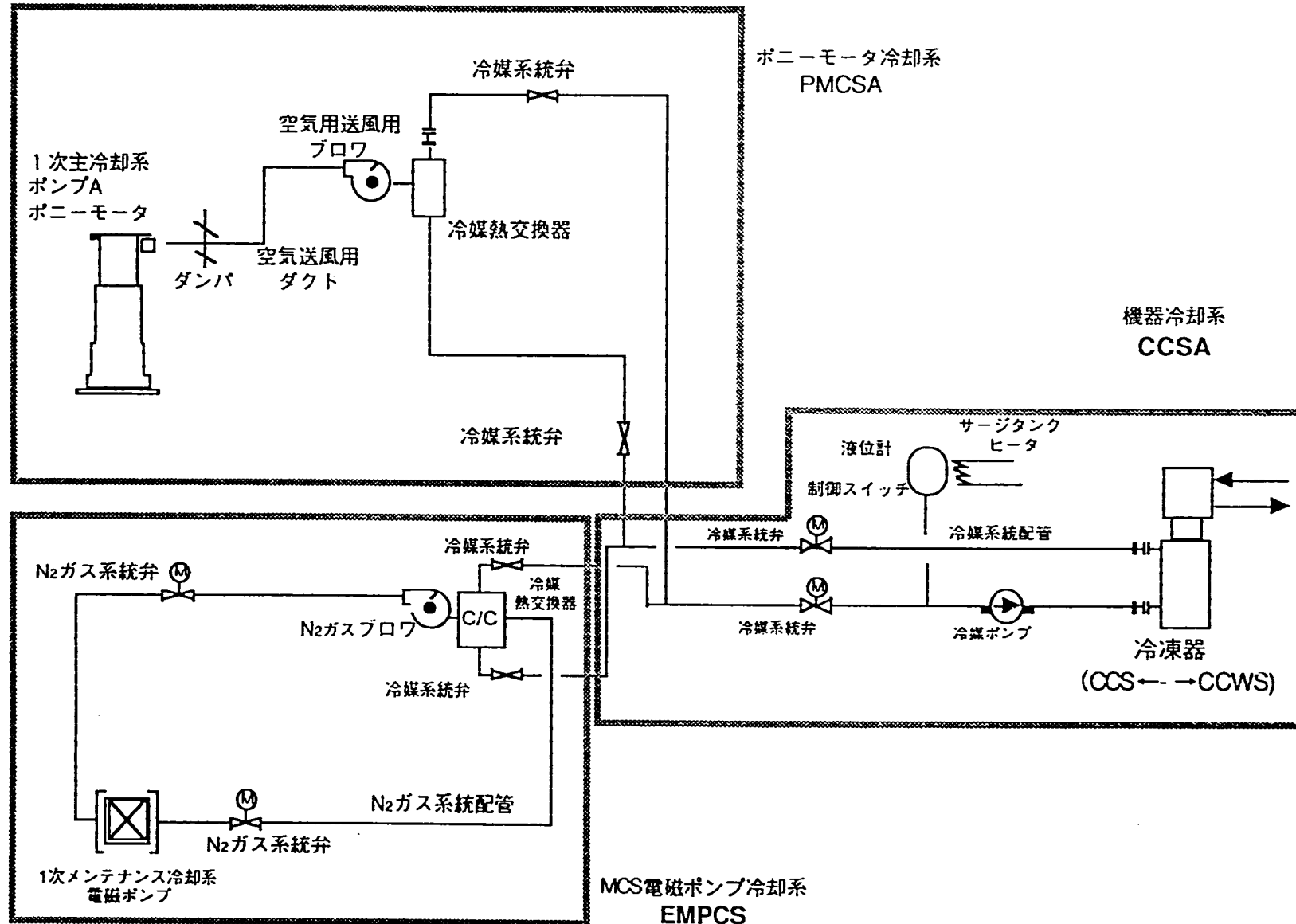


図4.5.2-2 サポートシステム系統図 (1)

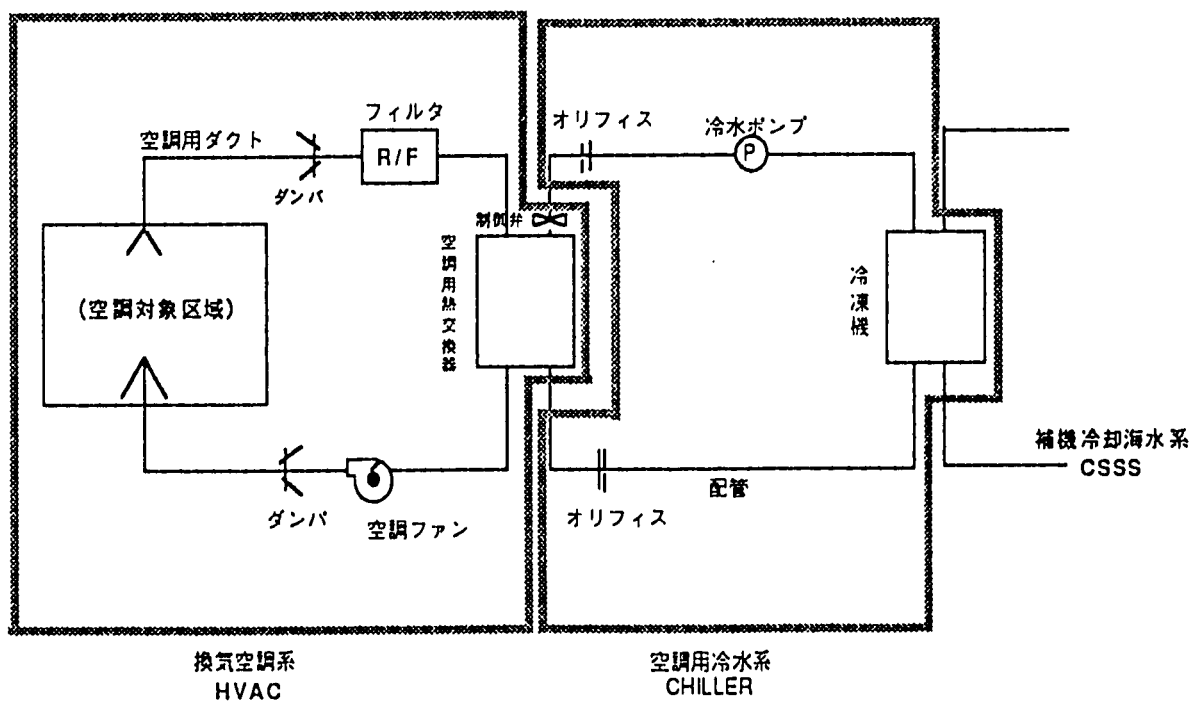
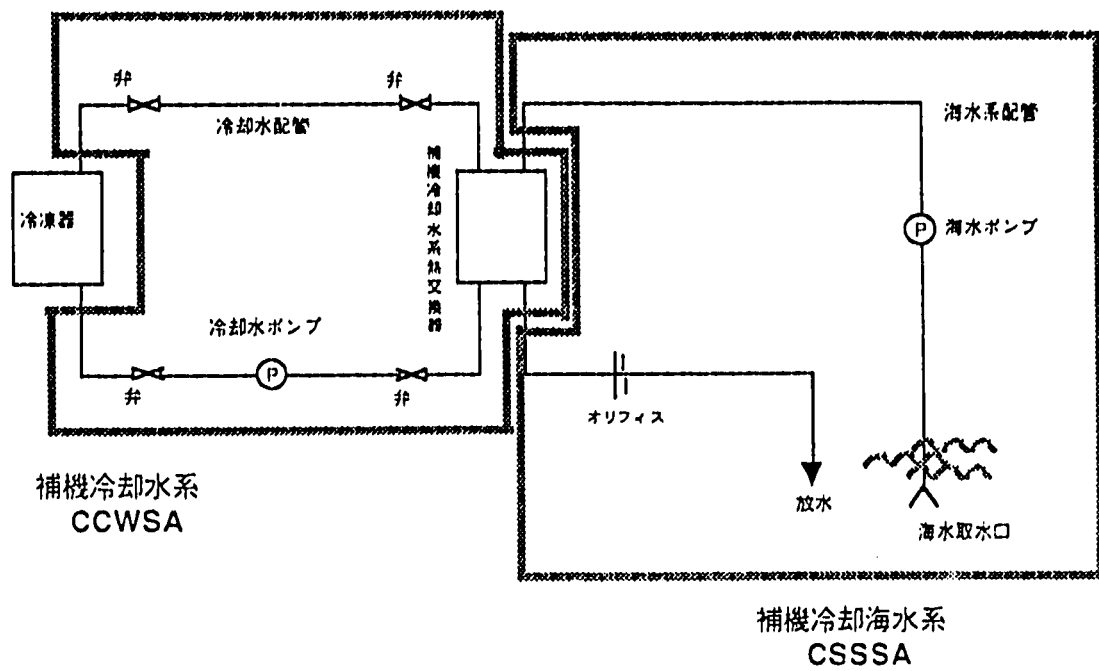


図4.5.2-3 サポートシステム系統図 (2)

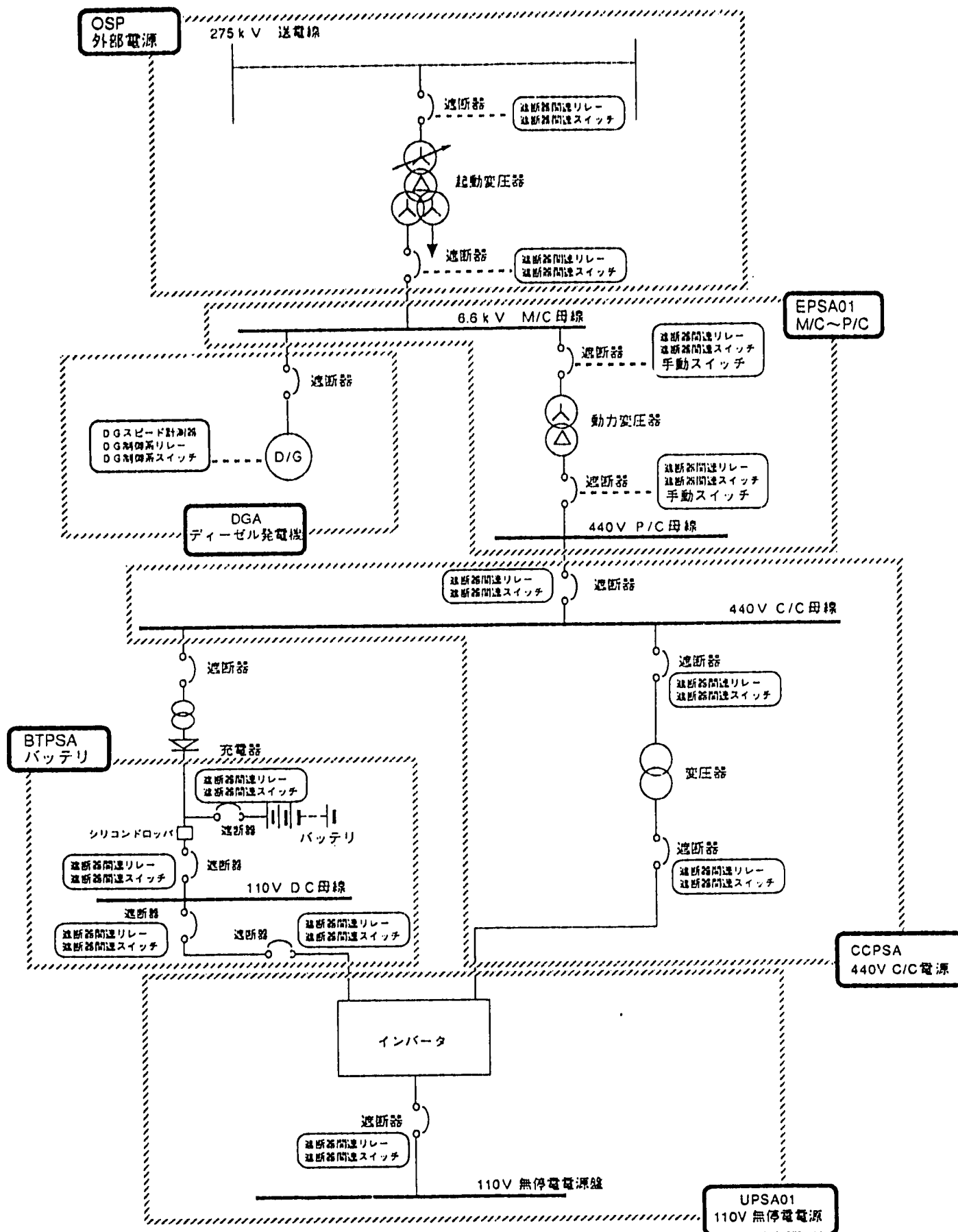
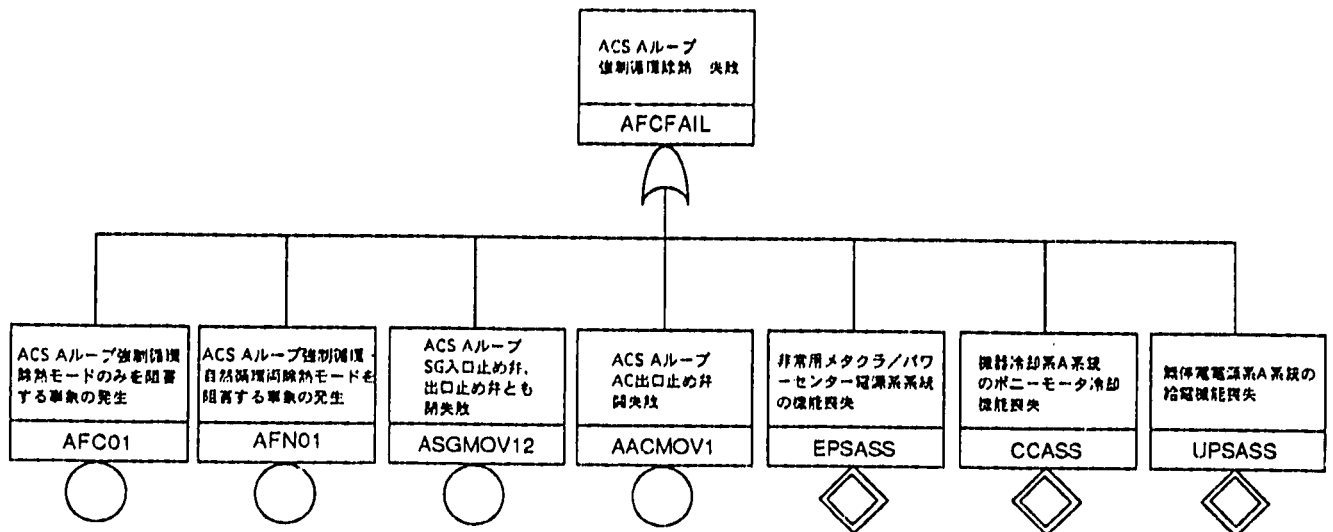
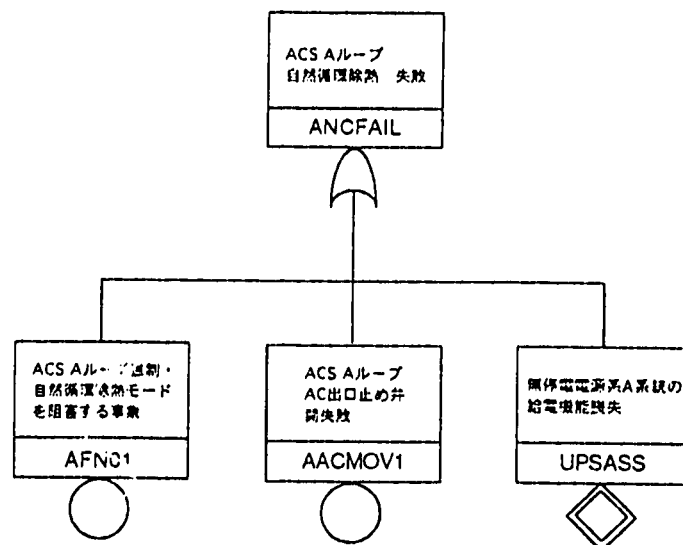


図4.5.2-4 サポートシステム系統図 (3)

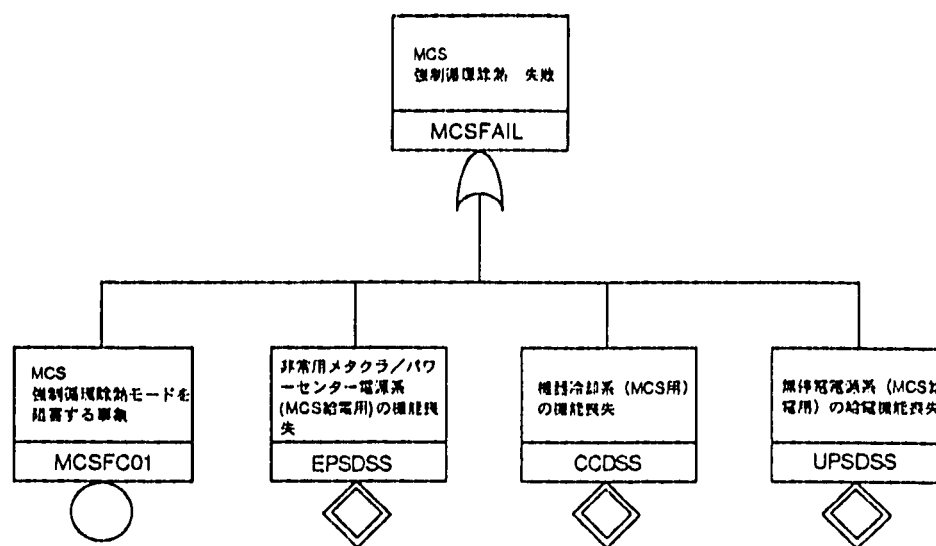


「補助冷却系（ACS）Aループ強制循環除熱失敗」のフォールトツリー

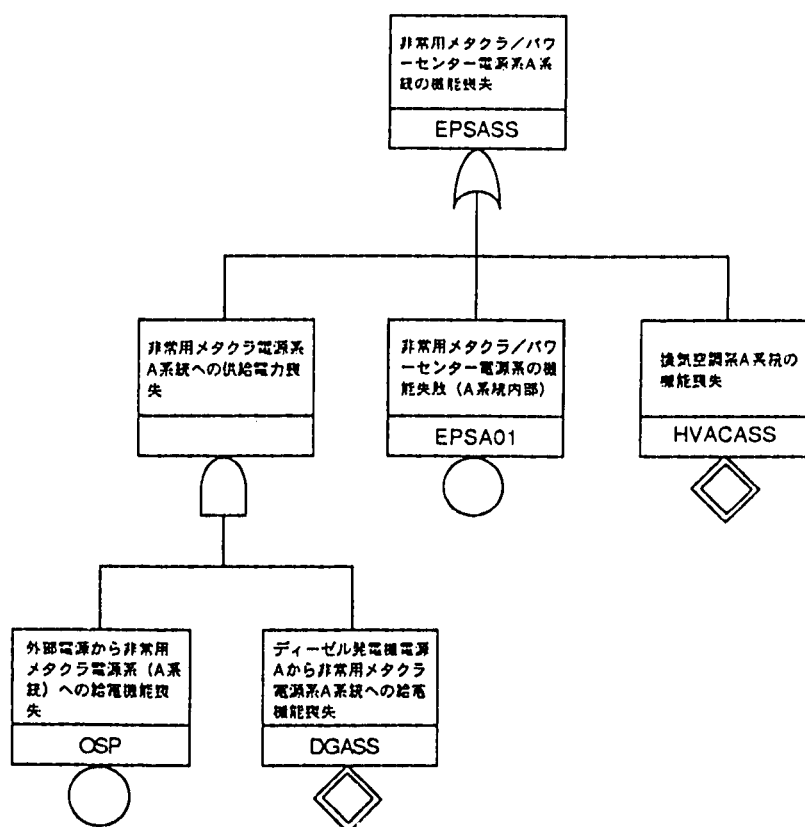


「補助冷却系（ACS）Aループ自然循環除熱失敗」のフォールトツリー

図4.5.2-5 崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー（1/5）

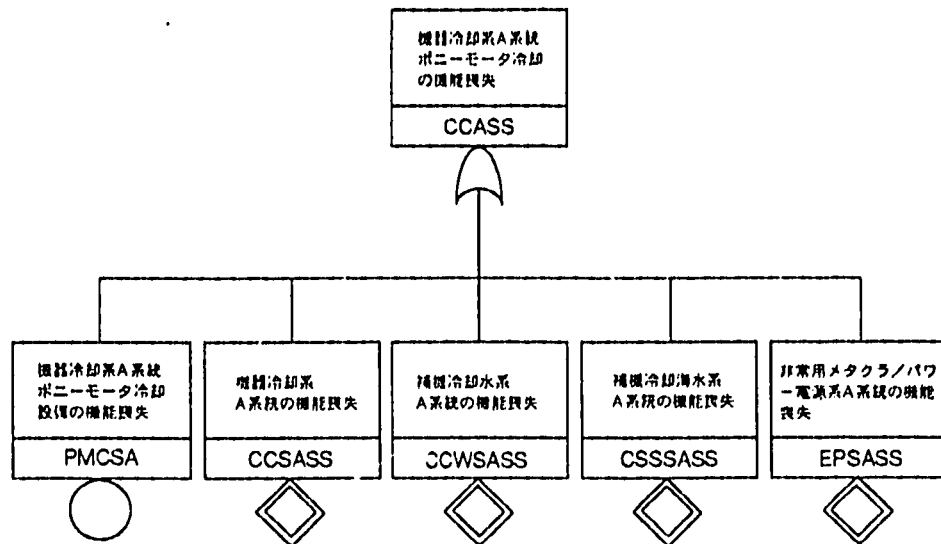


「メンテナンス冷却系 (MCS) 強制循環除熱失敗」のフォールトツリー

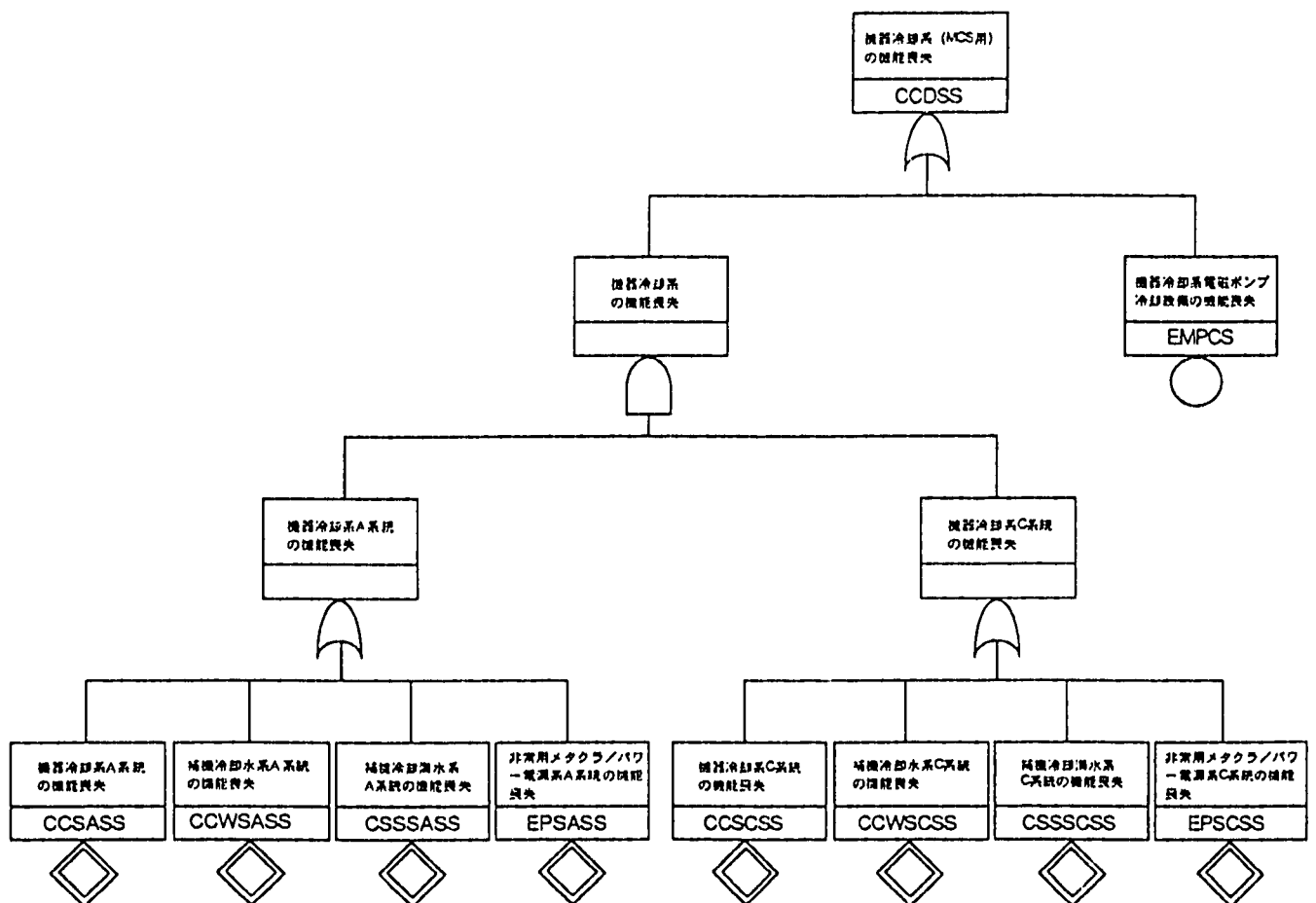


「非常用メタクラ/パワーセンター電源系A系統機能喪失」のフォールトツリー

図4.5.2-5 崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー (2/5)

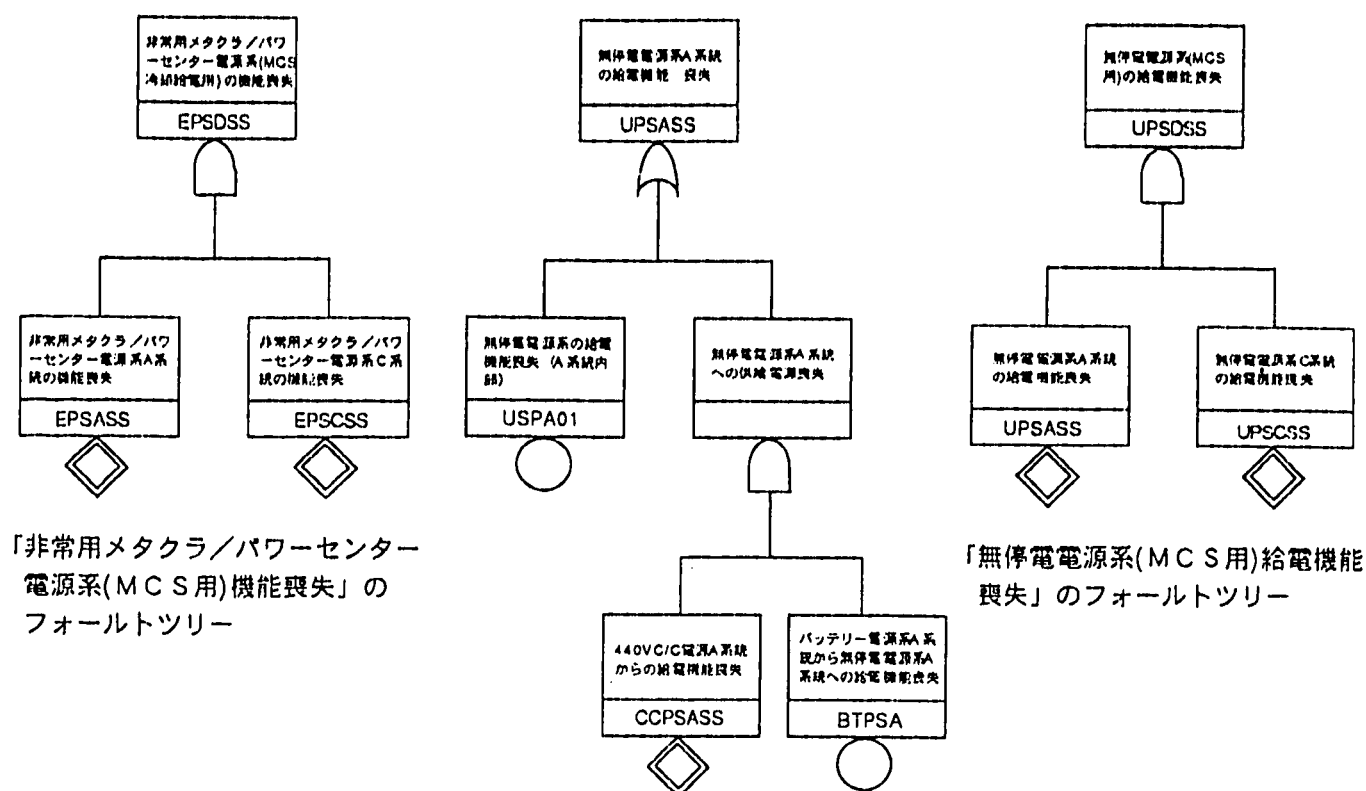


「機器冷却系A系統 ポニーモータ冷却機能喪失」のフォールトツリー



「機器冷却系 (MCS用) 機能喪失」のフォールトツリー

図4.5.2-5 崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー (3/5)



「無停電電源系A系統の給電機能喪失」のフォールトツリー

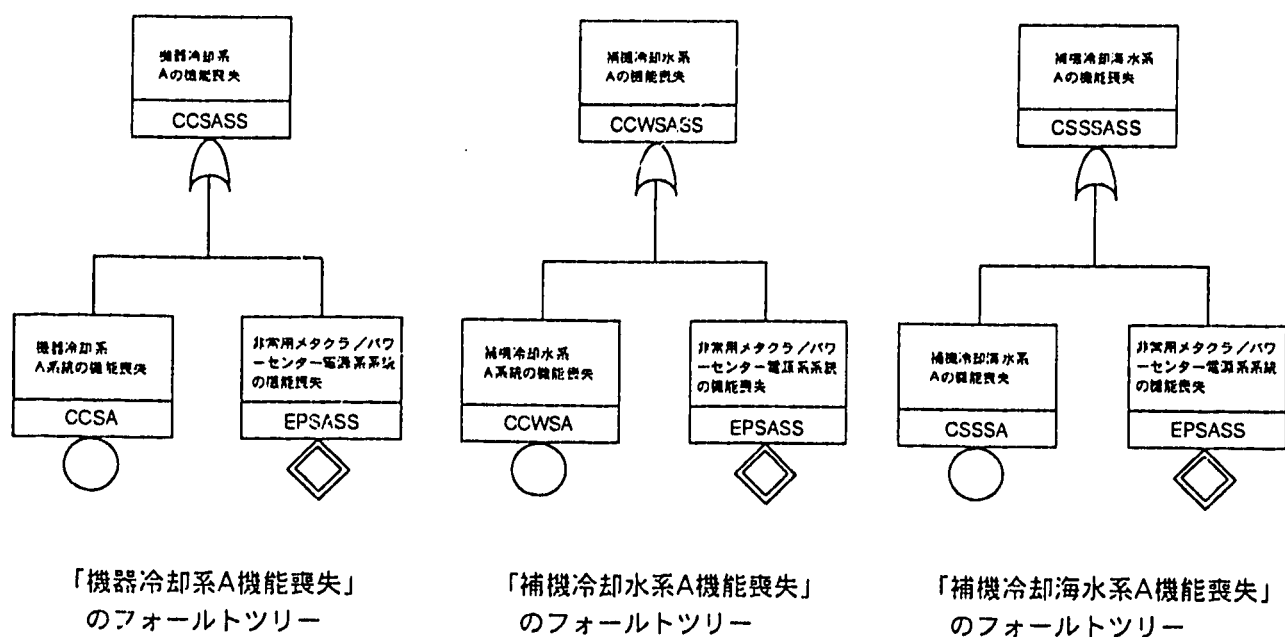
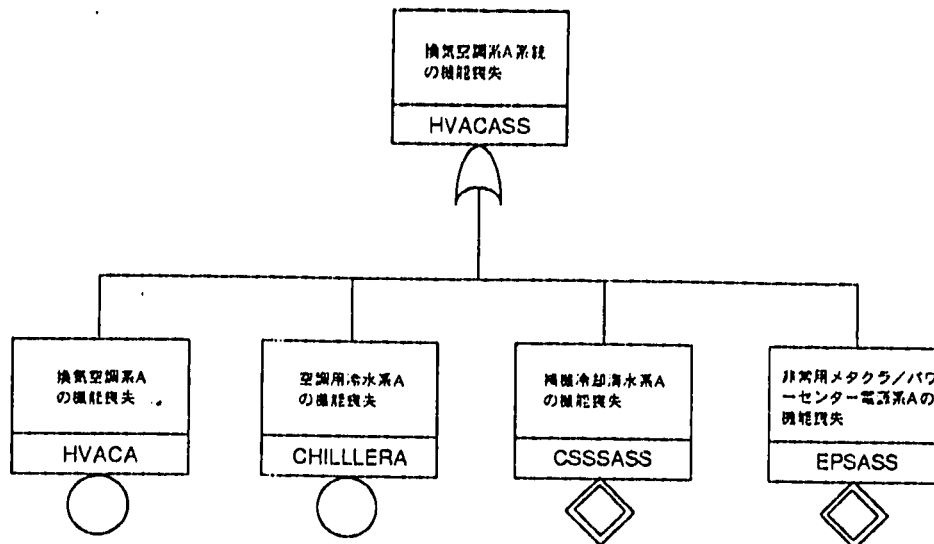
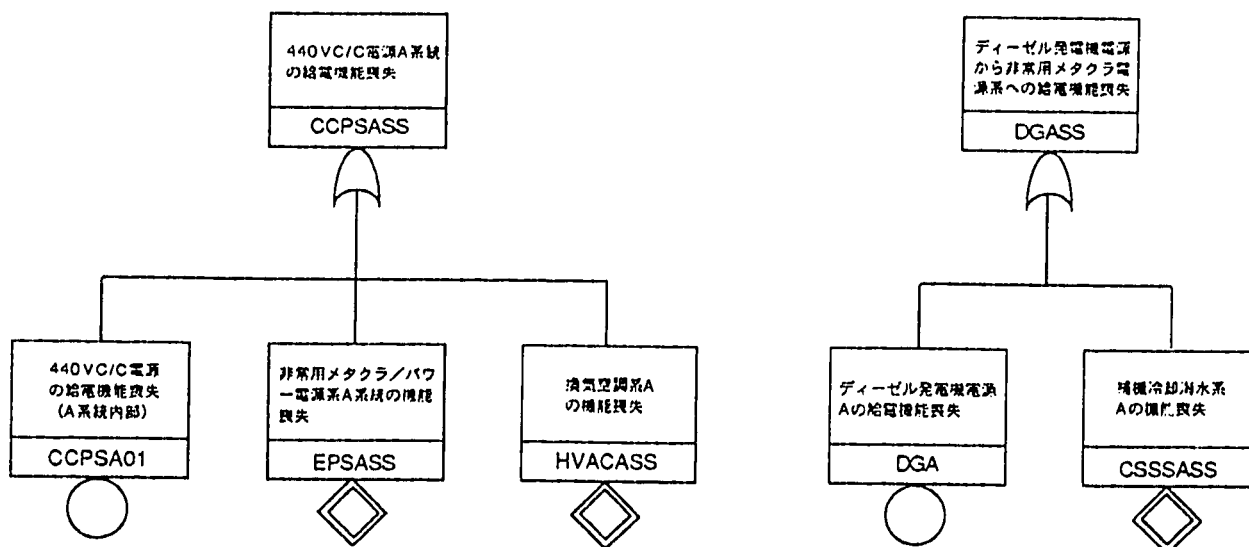


図4.5.2-5 崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー (4/5)



「換気空調系A系統の機能喪失」のフォールトツリー



「440V/C (コントロールセンタ) 電源A系統
給電機能喪失」のフォールトツリー

「ディーゼル発電機電源から非常用
メタクラ電源系へ給電機能喪失」
のフォールトツリー

図4.5.2-5 崩壊熱除去系に係わるフォールトツリー (5/5)

ACS－Aループ強制循環除熱失敗

$$\text{AFCFAIL} = \text{AFC} + \text{AFN} + \text{EPSA} + \text{CCA} + \text{OSP} \times \text{DGA} + \text{CCPSA01} \times \text{BTPSA} + \text{UPSA01} .$$

ACS－Bループ強制循環除熱失敗

$$\text{BFCFAIL} = \text{BFC} + \text{BFN} + \text{EPSB} + \text{CCB} + \text{OSP} \times \text{DGB} + \text{CCPSB01} \times \text{BTPSB} + \text{UPSB01} .$$

ACS－Cループ強制循環除熱失敗

$$\text{CFCFAIL} = \text{CFC} + \text{CFN} + \text{EPSC} + \text{CCC} + \text{OSP} \times \text{DGC} + \text{CCPSC01} \times \text{BTPSC} + \text{UPSC01} .$$

ACS－Aループ自然循環除熱失敗

$$\text{AFNFAIL} = \text{ANC} + \text{AFN} + \text{BTPSA} \times (\text{EPSA} + \text{CCPSA01} + \text{OSP} \times \text{DGA}) + \text{UPSA01} .$$

ACS－Bループ自然循環除熱失敗

$$\text{BFNFAIL} = \text{BNC} + \text{BFN} + \text{BTPSB} \times (\text{EPSB} + \text{CCPSB01} + \text{OSP} \times \text{DGB}) + \text{UPSB01} .$$

ACS－Cループ自然循環除熱失敗

$$\text{CFNFAIL} = \text{CNC} + \text{CFN} + \text{BTPSC} \times (\text{EPSC} + \text{CCPSC01} + \text{OSP} \times \text{DGC}) + \text{UPSC01} .$$

MCS強制循環除熱失敗

$$\begin{aligned} \text{MCSFAIL} = & \text{MCSFC} + (\text{OSP} \times \text{DGA} + \text{EPSA}) \times (\text{OSP} \times \text{DGC} + \text{EPSC}) + \\ & (\text{CCA} + \text{EPSA} + \text{OSP} \times \text{DGA}) \times (\text{CCC} + \text{EPSC} + \text{OSP} \times \text{DGC}) + \\ & (\text{BTPSA} \times (\text{CCPSA01} + \text{OSP} \times \text{DGA} + \text{EPSA}) + \text{UPSA01}) + \\ & (\text{BTPSC} \times (\text{CCPSC01} + \text{OSP} \times \text{DGC} + \text{EPSC}) + \text{UPSC01}) . \end{aligned}$$

図 4.5.2-6 1ループについてのミニマルカットセット

4.5.3 猶予時間

機器の故障、誤作動等により崩壊熱除去機能が喪失しても、ただちに炉心損傷が発生するわけではない。炉心の除熱機能が喪失して系統の温度が上昇し炉心損傷に至るまでの間に、運転員による機器の修理、手動復旧操作などが行なわれ、崩壊熱除去機能を復旧することができれば、炉心損傷は回避されることになる。このような修理・修復による信頼度の向上を評価していくには、機器単体の修復率データに加えて、修理に費やすことができる時間としての猶予時間を求める必要がある。ここでは、熱容量モデルによる簡易計算で崩壊熱除去機能喪失後の系統温度の上昇履歴を評価し、猶予時間を算定した。

(1) 簡易モデルによる猶予時間の計算

猶予時間を、崩壊熱除去機能が喪失してから系統温度が650℃に達するまでの時間であるとする。系統の初期温度としては、定格運転中のホットレグ温度530℃とコールドレグ温度380℃の平均を取って、455℃とした。

系統温度上昇の時間変化は、熱容量モデルによる簡易計算により見積った。崩壊熱除去機能喪失時点からある時刻までの累積崩壊熱量を、系統全体の熱容量で割った値がその時刻までの温度上昇変化量となる。熱容量としては、1次系内と、2次系の補助冷却系統に属する部分のナトリウム、炉内構造物や中間熱交換器等の構造物材（ステンレス）、および、炉内燃料（ UO_2 ）を考慮して計算した（表4.5.3-1）。

猶予時間は、崩壊熱レベルが最も大きい炉停止直後が最小になる。ここでは、炉停止直後の猶予時間を評価する。系統初期温度と温度制限値との差に熱容量を乗じた値に、累積崩壊熱量の値が等しくなるまでの炉停止後時間が、求める猶予時間 τ_g となる。

$$(T_L - T_0) \times C_p = \int_0^{\tau_g} P(t) dt$$

実際には、累積崩壊熱量は台形近似により計算した。

崩壊熱除去系の機能が喪失し成功基準を満たさない状態となっても、系統からの放散熱が存在すれば、系統温度上昇に寄与するのは崩壊熱から放散熱を差し引いた分であり、温度上昇変化はより緩やかなものとなって猶予時間が増大し、より現実的な評価となる。例えば、ACS 3 ループの運転中に 1 ループの崩壊熱除去機能喪失により、成功基準を満たさない状態となったとしても他の 2 ループの機能が健全であればその分の除熱量が放散熱量として期待できる。また、ACSの冷却材バウンダリが健全であれば、ダンパ、ベーンが閉状態であってもACS空気冷却器からの放散熱が考慮できる。このように系統からの放散熱量は、プラントの状態に依存して変化することになる。

ここでは、簡単化のため保守的に、ダンパ、ベーンが閉状態でのACS空気冷却器から

の放散熱のみを考慮するものとし、「平成2年度 FBR設計研究報告会資料IV 機器構造設計」中の値を参考にして、ACS空気冷却器から1ループあたり約1MWの放散熱があるものと仮定して、計算を行った。1ループ漏洩事象のように、崩壊熱除去を必要とする起因事象により、3ループあるACSの1ループが使用不能となる場合には、考慮できる熱容量と放散熱の大きさは2ループ分の大きさとなり、猶予時間の観点からは、3ループとも健全である場合に比較してより厳しくなる。猶予時間の評価は、3ループとも使用可能な場合と2ループのみ使用可能な場合との2通りの評価を実施した。

(2) 計算結果

簡易計算による評価結果によれば、炉停止直後に系統温度が455℃から650℃にまで上昇するのに要する時間は、3ループとも使用可能な場合で約6時間、2ループのみ使用可能な場合で約5時間となった。

炉停止後の時間経過に伴い崩壊熱の減衰と系統温度が低下することにより猶予時間が増加していくが、簡便のため、全ての解析ケースについて全使命時間の期間に亘って5時間として評価を行った。

ここで設定した猶予時間については、猶予時間を炉停止直後の値で一定としたこと、および放散熱量の設定で保守的な仮定を取り入れていることから、大きな保守性を有していると言える。

表4.5.3-1 熱容量データ

物性値データ	密度* (kg/m ³)	比熱 (MJ/℃/kg)	備考	
ナトリウム	820	1.3E-3	550℃の値	
ステンレス	7735	5.7E-4	550℃の値	
UO ₂		3.2E-4	550℃の値	
	体積 (m ³)	重量 (t)	熱容量 (MJ/℃)	
1次系ナトリウム				
炉容器				
上部プレナム	318.1	260.8	339.1	
炉心部	2.5	2.1	2.7	
中間プレナム	124.8	102.3	133.0	
下部プレナム	165.7	135.9	176.6	
小計	611.1	501.1	651.4	
中間熱交換器				
上部プレナム	66.6	54.6	71.0	
下部プレナム	11.0	9.0	11.7	
伝熱管 1次側	27.0	22.1	28.8	
伝熱管 2次側	38.2	31.3	40.7	
1次系ポンプ	53.0	43.5	56.5	
1次系配管	88.4	72.5	94.2	
小計	284.2	233.0	302.9	201.9
2次系ナトリウム				
2次系ポンプ	39.0	32.0	41.6	
2次系配管	108.3	88.8	115.4	
AC配管	9.5	7.8	10.1	
蒸気発生器	0.0	0.0	0.0	
小計	156.8	128.6	167.1	111.4
炉内構造物				
上部プレナム	21.3	164.9	94.0	
下部プレナム	46.4	359.0	204.6	
被覆管	1.1	8.5	4.8	
ラッパ管	0.9	6.8	3.9	
小計	69.7	539.2	307.3	
2次系構造物				
IHX伝熱管	5.8	45.0	25.7	
IHX上部プレナム	7.0	54.0	30.8	
IHX下部プレナム	3.5	27.3	15.6	
AC伝熱管	7.3	56.5	32.2	
小計	23.6	182.8	104.2	69.5
炉内燃料				
燃料		19.8	6.3	
ブランケット		15.0	4.8	
小計		34.8	11.1	
合計			1544.2	1352.7

*()は2ループ分のみの熱容量を考慮した場合

4.5.4 解析手法と入力条件

信頼度の評価、即ち崩壊熱除去系の機能喪失確率の計算にあたっては、ランダム故障に起因するものと共通要因故障に起因するものとを分離して計算を行なった。ランダム故障に起因する機能喪失確率の計算は、フェイズドミッション解析コード：PHAMMONを用いた。また、共通要因故障による機能喪失確率の評価は、ダイヤモンド故障についての共通要因故障を別に計算し、ランダム故障確率の結果に足し合わせることで評価を行なった。

(1) フェイズドミッション解析コード：PHAMMON⁽⁶⁾について

3.2.2で述べたように、炉心崩壊熱レベルの減衰に伴って崩壊熱除去に最低限必要な除熱モードとそのループ数の組合せが変化するため、崩壊熱除去系の評価では、使命時間を複数のフェイズに区切って異なる成功基準を対応させたフェイズドミッション評価が必要となる。本評価では、モンテカルロ法によるマルコフ過程のシミュレーション結果を基にしてシステムの信頼度を評価するフェイズドミッション解析コードを用いて評価を実施した。

フェイズドミッション解析コードでは、各フェイズの失敗基準であるミニマルカットセットの構成単位であるマクロイベント群に対して、その「成功」と「失敗」との間の遷移を、モンテカルロ法を用いたシミュレーションにより、時間軸に沿った形で追跡する。マクロイベントは、対応する起動時故障率や運転時故障率によって「失敗」の状態（マクロイベントに含まれる故障事象のいずれかが生じた状態）に遷移し、その後、対応した修復率にしたがって再び「成功」の状態に遷移する。遷移が生じて、マクロイベント群の失敗・故障の組み合わせが変化する毎に、システム全体（崩壊熱除去機能）の成功、失敗をミニマルカットセットが成立するか否かで判定する。使命時間が経過するまでにシステムが失敗の状態に至って、かつ猶予時間の間に修復によりシステムが成功の状態に復旧しなければ、その場合は「失敗」としてカウントする。このようなシミュレーションによる試行を計算機上で多数回実行し、「失敗」としてカウントされる試行の数を総試行回数で割ることによって、システムの信頼度を統計的に導出する。1回の試行を1ヒストリーと呼ぶ。PHAMMONコードのフローチャートを図4.5.3-1に示す。

このようにして導出した結果には、統計的なバラツキが含まれることになる。一般に、ヒストリー数が多いほど統計的バラツキは減少することになるが、評価の対象が高い信頼性を有しているときには、「失敗」としてカウントされる試行はめったに生じないため、バラツキを小さくするためには非常に多くのヒストリー数が必要となり、計算時間が膨大になってしまう。

計算時間を節約しつつバラツキの幅を小さくしていくために、種々のバイアス法を採用している。これは、例えば、ある事象Xが生ずる確率値を、シミュレーション上では

わざと100倍して（バイアスをかけて）扱うことにより、その事象がシミュレーションの中で発生する割合を増加させるが、これをカウントするときは、0.01の重み因子を乗じてカウントして行くというものである。その次に起こる事象Yが、本来の確率値の10倍で起こるときには、0.1の重み因子を乗ずることになり、このようなバイアスを考慮したシミュレーション上で事象X, Yが連続して生ずる場合は、 $0.01 \times 0.1 = 0.001$ の「重み」であるとしてその試行をカウントすることになる。システム全体が使命時間の間で失敗の状態に至れば、それまでのシミュレーション過程で考慮すべき重み因子を全て乗じた値を「重み」としてカウントしていく。システム全体が成功のまま、使命時間が経過すれば、その試行は、0の重みを与えてカウントすることになる。

(2) フェイズドミッション解析コードの出力結果のバラツキについて

フェイズドミッション解析コードは、モンテカルロ法による統計的处理により非信頼度を導出するもので、この統計的手法に由来するバラツキを含んだ結果となっている。

非信頼度の計算は、各々のヒストリーに対応した「重み」の平均値を求めることに相当する。非信頼度の統計的バラツキの指標として、F.S.D. (Fractional Standard Deviation) の値が非信頼度と共に出力される。これは、「重み」の値の標準偏差を基にして、非信頼度値の標準偏差を標本推定により求め、非信頼度自身の値で除したものであり、一般的には、ある統計量に対する変動係数に相当する。このF.S.Dの値が小さいほど、得られた非信頼度の値のバラツキは小さいということになる。図4.5.3-2に、総ヒストリー数と非信頼度及びF.S.D.との関係の1例を示す。この例では、総ヒストリー数が10万回では、F.S.D.の値が約4%程度となり、非信頼度の値の変動も十分小さくなっていることがわかる。F.S.D.の値は、総ヒストリー数が等しくても評価条件によって変化するものであり、本評価では、約5～15%の値となっている。

(3) フェイズドミッション解析コードによる重要度評価について

フェイズドミッション解析コードの実行の結果得られるサンプリングデータを基にしてFussell Vesely重要度を算出する方法を以下に述べる。

評価の対象とするマクロイベントをXとする。マクロイベントXの故障確率がゼロであったとした場合の非信頼度： $R(x=0)$ を求めることを考える。

ミニマルカットセットが成立したヒストリーについて、成立しているミニマルカットセットと対応する「重み」をフェイズドミッション解析コードの実行と同時にテキストファイル上に書き出す。上記のテキストファイルに記録された各々の有効ヒストリーについて、対応するミニマルカットセットが、マクロイベントXの故障確率がゼロである場合でも、ミニマルカットセットが成立するか否かを判定するため、 $X=\phi$ を代入していく。 ϕ は、ブール代数での空集合に相当する。

ミニマルカットセットは、一般的に多項式の形を取るが、 $X=\phi$ を代入した場合に1項でも成立していればミニマルカットセットは成立したものとみなす。 $X=\phi$ を代入して

も成立しているヒストリについてのみ「重み」を抜き出して和を取り、総ヒストリ数でこの値を除することにより、非信頼度 $R(x=0)$ を計算する。

R を非信頼度、 P_x をマクロイベント X の故障確率とする。マクロイベント X のFussell Vesely 重要度 FV_x は、

$$\begin{aligned} FV_x &= P_x (\partial R / \partial P_x) / R \\ &= P_x \{ (R - R(x=0)) / (P_x - 0) \} / R \\ &= (R - R(x=0)) / R \\ &= 1 - (R(x=0) / R) \end{aligned}$$

となる。以上で求めた値は複数の機器の故障事象の和事象であるマクロイベントの重要度である。この値から、マクロイベントを構成する各機器のFussell Vesely 重要度を算出する方法について検討する。

機器 i のFussell Vesely 重要度 FV_i は、機器 i の故障確率を P_i とすれば、

$$FV_i = P_i (\partial R / \partial P_i) / R$$

であって、さらに

$$\begin{aligned} FV_i &= P_i (\partial R / \partial P_i) / R \\ &= ((P_i / P_x) (P_x (\partial R / \partial P_x) (\partial P_x / \partial P_i))) / R \end{aligned}$$

と書くことができる。 $P_x = P_i + P_j + P_k + \dots$ だから

$$\partial P_x / \partial P_i = 1$$

よって

$$\begin{aligned} FV_i &= (P_i / P_x) (P_x (\partial R / \partial P_x)) / R \\ &= (P_i / P_x) FV_x \end{aligned}$$

となる。ここで P_i / P_x を機器 i とマクロイベント X との累積故障確率の比として求め機器 i のFussell Vesely 重要度 FV_i を算出する。

(4) 共通要因故障の評価方法

ここでの共通要因故障とは、複数の系統構成による多重性にもかかわらず、各系統に含まれる同一タイプの機器が何らかの共通の原因により同時に故障するような事象とする。共通要因故障としては、ダイヤモンド故障について考慮する。したがって、崩壊熱除去系作動要求時に利用可能な複数の系統に共通に存在する機器について、共通要因故障を考えることになる。

共通要因故障を考慮する機器としては、もんじゅレベル-1 PSA⁽¹⁾での評価例を参考とし、補助冷却系(ACS)に関わる以下の機器を選定した。

- 空気冷却器(AC) 出口止め弁
- SG出入口止め弁
- 空気冷却器(AC) 入口ダンパ

○空気冷却器 (AC) 出口ダンパ

○空気冷却器 (AC) ベーン

AC出口止め弁、SG出口・入口止め弁は、ACSを構成する機器であり、メンテナンス冷却系 (MCS) には含まれない機器である。ダンパ、ベーンは、ACS、MCSの両方に含まれる機器である。

崩壊熱除去系の作動要求時に利用可能な系統は、ACSの3系統であるから、これらの系統間の機器についての共通要因故障を考える。上記の機器の共通要因故障が関与して崩壊熱除去機能喪失に至る場合は、3重の共通要因故障によるものと、2重の共通要因故障と残る1系統のランダム故障の組み合わせによるものとの2種類が考えられるが、前者の場合に比べて後者の生ずる確率は、約10分の1程度であるので、3重の共通要因故障についてのみ考慮した。

共通要因故障事象の確率は、以下の式に従って算出した。

$$\begin{aligned} & (\text{対象機器1台のダイヤモンド故障確率}) \times (\text{共通要因故障パラメータ: } \beta \text{ ファクタ}) \\ & \times (\text{共通要因故障機器の非修復確率}) \end{aligned}$$

共通要因故障パラメータである β ファクタの値は、もんじゅレベル1 PSAで使用した値を参考にして以下のように設定した。

機器名	ダイヤモンド故障確率	同時故障系統数	β ファクタ
AC出口止め弁 (電動弁)	8.0×10^{-4}	2	4.0×10^{-2}
		3	3.0×10^{-2}
SG出口・入口止め弁 (電動弁)	7.0×10^{-7}	2	4.0×10^{-2}
		3	3.0×10^{-2}
ダンパ	2.5×10^{-3}	2	4.0×10^{-2}
		3	3.0×10^{-2}
		4	3.0×10^{-2}
ベーン	6.0×10^{-4}	2	4.0×10^{-2}
		3	3.0×10^{-2}
		4	3.0×10^{-2}

ただし、ダンパ、ベーンについては、 β ファクタの情報がない。よって β ファクタはゼロとみなすこともできるが、ここでは、これらの機器の共通容易故障を考慮した場合の影響を検討するため、機構的に類似であると考えられる電動弁の β ファクタをそのまま引用した。得られた結果にはこのような仮定が含まれており、不確定幅が大きいこと

に留意する必要がある。また、4重故障の β ファクタは3重故障の β ファクタと等しいものと仮定している。

非修復確率は、機器の修復率： μ と猶予時間： τ_g とを基にして、指数分布モデルによる値を利用して、

$$\exp(-\mu \times \tau_g)$$

により算出した。

以上のようにして導出した共通要因故障事象の確率値を、ランダムイベントのみについての評価結果に加えることによって、共通要因故障を考慮した評価値とする。

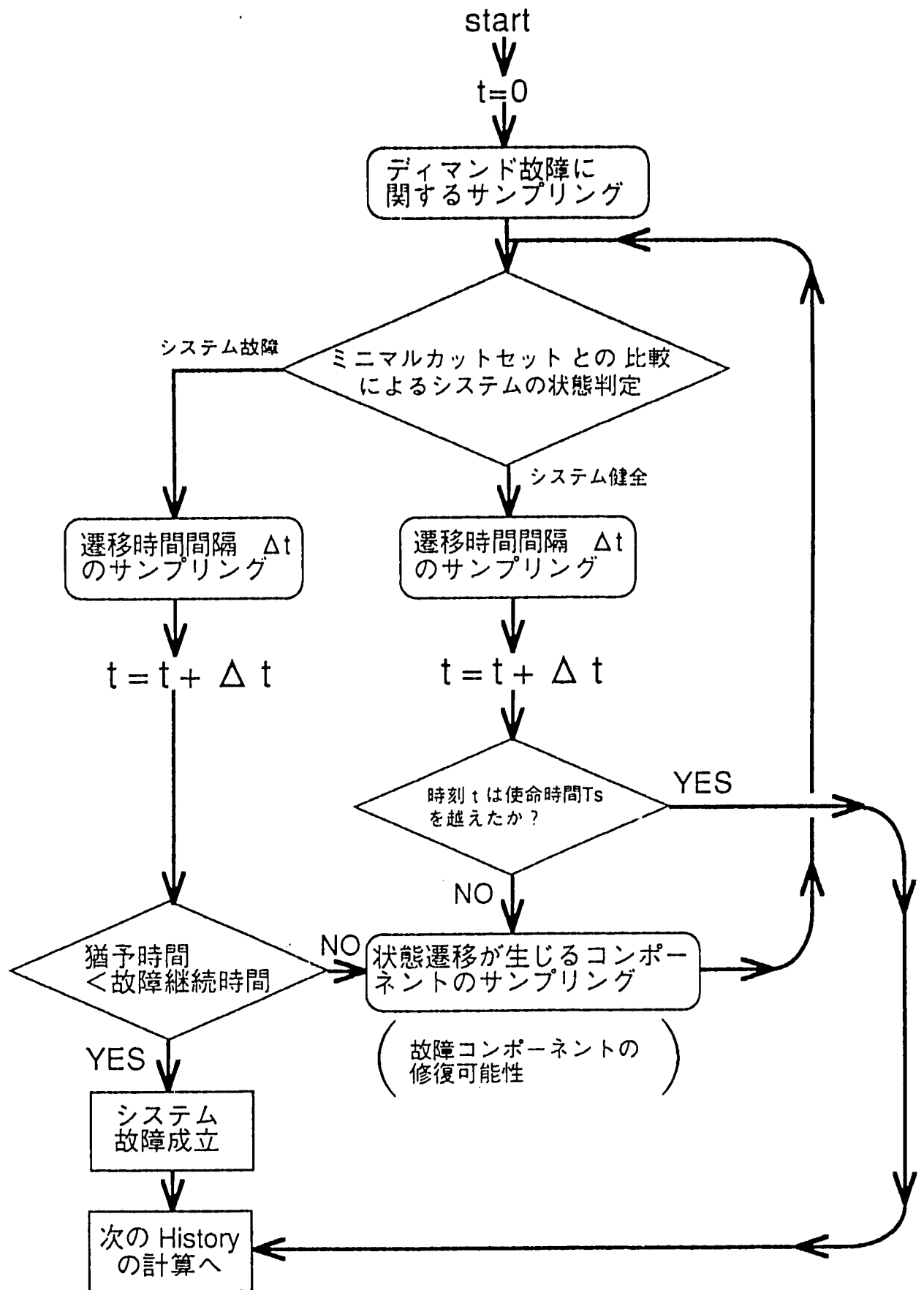


図4.5.4-1 フェイズドミッション解析コード フローチャート

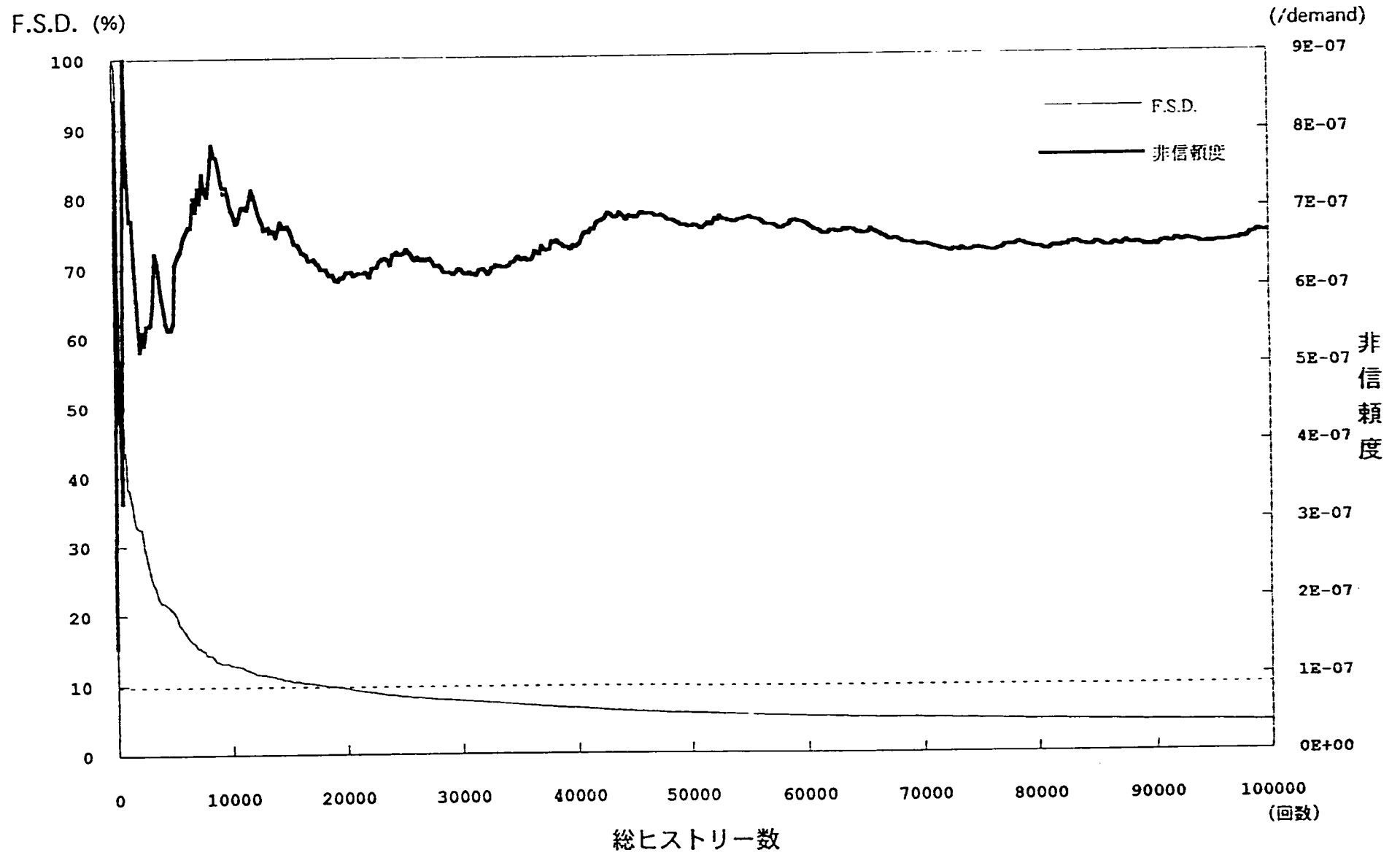


図4.5.4-2 総ヒストリー数と非信頼度、F.S.D.との関係

4.5.5 評価結果

崩壊熱除去機能喪失確率の値は、ランダム故障についてはフェイズドミッション解析コード：PHAMMONを使用し、共通要因故障については、別途計算を行なって導出した。

4.2.2節で述べたように起因事象によって崩壊熱除去系として使用できるループ数並びに循環モードが異なるので、崩壊熱除去系の運転モードを5つに分類した。以下、各運転モード毎に、その内容、失敗基準を述べ、機能喪失確率は、ランダム故障によるものと共通要因故障によるものとを分けて記した。

なお、ランダム故障による機能喪失確率の値はモンテカルロ法を用いたフェイズドミッション解析コードにより計算を行なったものであり、統計的处理に基づくバラツキを有している。このバラツキの程度を示す指標として、第4.5.4章(2)で説明したF.S.D. (Fractional Standard Deviation) の値を得られた結果と共に示した。2つの確率値の大小関係をバラツキを含めて検討する場合には、F.S.D.の値を考慮することが必要となる。

D1

起因事象により利用不可能なループが生ずることなく、全てのループが利用可能である。失敗基準は、以下の表のようになる。

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ～ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ～ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

使命時間は168時間とした。

ランダム故障による機能喪失確率は、 $6.0 \times 10^{-7}/\text{demand}$ でF.S.D.は4%となった。共通要因故障は、A、B、Cの3系統間の3重故障であり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ である。D1の定量値は、両者を合計したものであり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となる。

D2

起因事象により1ループについて強制循環、自然循環ともに利用不可能となる。したがって、炉停止直後は3ループの自然循環運転が不可能となり、自然循環除熱モードが可能となるのは、炉停止1時間後からとなる。失敗基準は、以下の表のようになる。

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 2 ループ強制循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 2 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 7 2 0 *	ACS 2 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

1 ループが使用不可能となり放散熱量が減ずることから使命時間を 7 2 0 時間としてある。

ランダム故障による機能喪失確率は、 $9.5 \times 10^{-5}/\text{demand}$ で F.S.D. は 2% となった。
 共通要因故障は、2 系統間の 2 重故障であり、 $1.5 \times 10^{-4}/\text{demand}$ である。
 D2 の定量値は、両者を合計したものであり、 $2.4 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となる。

D3

起因事象により 1 ループについての強制循環運転のみが利用不可能となる。失敗基準は、以下の表のようになる。

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 2 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

使命時間は 168 時間とした。

ランダム故障による機能喪失確率は、 $8.0 \times 10^{-5}/\text{demand}$ で F.S.D. は 4% となった。
 共通要因故障は、3 系統間の 3 重故障であり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ である。
 D3 の定量値は、両者を合計したものであり、 $2.0 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となる。

D4

起因事象は、外部電源喪失事象である。外部電源については修復されないかぎり使用不能となる。失敗基準は、以下の表のようになる。

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

使命時間は168時間とした。

ランダム故障による機能喪失確率は、 $1.8 \times 10^{-6}/\text{demand}$ でF.S.D.は5%となった。
 共通要因故障は、3系統間の3重故障であり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ である。
 D4の定量値は、両者を合計したものであり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となる。

D5

起回事象によってメンテナンス冷却系が使用不能となる。失敗基準は、以下の表のようになる。

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗

使命時間は168時間とした。

ランダム故障による機能喪失確率は、 $7.9 \times 10^{-7}/\text{demand}$ でF.S.D.は13%となった。
 共通要因故障は、3系統間の3重故障であり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ である。
 D4の定量値は、両者を合計したものであり、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となる。

以上に述べた崩壊熱機能喪失確率を表4.5.5-1にまとめた。表4.5.4-1では、各々のモード毎の崩壊熱除去機能喪失確率（/demand）について、冷却時間0hrに対応するもの（即ち崩壊熱除去系の起動時失敗確率）と、累積故障確率（起動時失敗確率+運転継続失敗確率）とが載っている。各フロンラインシステムの定量値は、対応する除熱モードの累積故障確率に相当する。

D1からD5までの各フロンラインシステムの定量値については、共通要因故障の寄与が大きな割合を占めている。起回事象によって除熱能力の一部が阻害されるようなD2、D3では、ランダム故障の割合が約40%程あるが、その他のD1、D4、D5では、ランダム故障の割合は、それぞれ0.6、1.5、0.7%であり、ほとんどが共通要因故障の寄与となっ

ている。

ランダム故障による崩壊熱除去機能喪失確率について、起動時故障と運転継続失敗確率との関係をグラフにしたのが図4.5.5-1である。どのフロントラインシステムにおいても、起動時失敗確率の寄与が支配的で崩壊熱除去機能喪失確率に対して70%以上の寄与を持つ。これは、マルコフ過程のモデルに対して修復を考慮した結果であると考えられる。機器故障が生じてフェイズに対応したミニマルカットセットが成立していないかぎり、その機器故障に対しては猶予時間が無限大で修復される可能性があり、運転時にミニマルカットセットを満たすような機器故障の組み合わせがなかなか生じにくいことになるからである。

D1とD5の機能喪失確率の結果を比較すると、MCSが炉停止24時間後から途中投入可能であることで、崩壊熱除去機能喪失確率は約85%にまでしか減少せず、MCSの途中投入の信頼度向上の効果は小さい。

表4.5.5-1 崩壊熱除去系の信頼度評価結果

除熱モード		冷却時間 [hr]	ランダム故障の寄与		CCFの寄与	ランダム故障+CCFの寄与
			崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	FSD※ (%)	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]
第1モード	全ループ利用可能	0	6.0E-7	4	1.2E-4	1.2E-4
		168	6.7E-7	4	1.2E-4	1.2E-4 (D1)
第2モード	1ループについて強制循環、自然循環 ともに利用不可能	0	8.1E-5	2	1.5E-4	2.4E-4
		720	9.5E-5	2	1.5E-4	2.5E-4 (D2)
第3モード	1ループについて強制循環のみ 利用不可能	0	7.6E-5	4	1.2E-4	1.9E-4
		168	8.0E-5	4	1.2E-4	2.0E-4 (D3)
第4モード	外部電源喪失	0	1.7E-6	5	1.2E-4	1.2E-4
		168	1.8E-6	5	1.2E-4	1.2E-4 (D4)
第5モード	メンテナンス冷却系 使用不可能	0	6.1E-7	4	1.2E-4	1.2E-4
		168	7.9E-7	13	1.2E-4	1.2E-4 (D5)

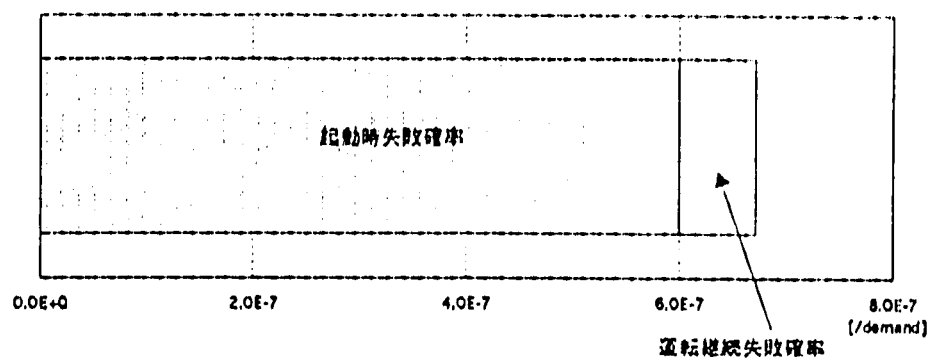
※ F.S.D.……Fractional Standard Deviation

モンテカルロ法による統計誤差を示す指標で、崩壊熱除去機能喪失確率：Uの標準偏差をXとするとF.S.D = X/Uである。

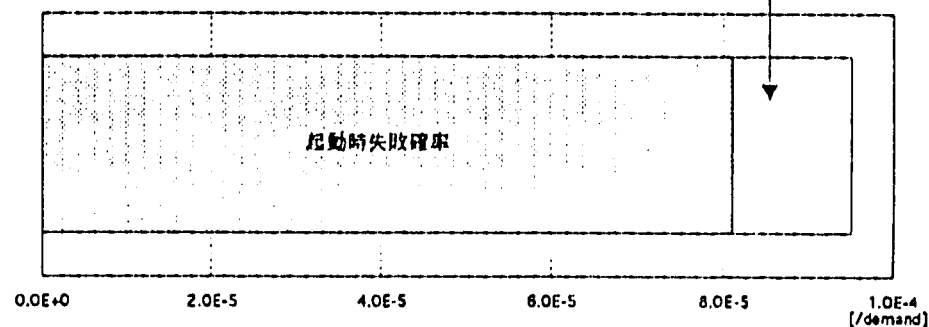
 で囲まれた値がフロントラインシステムの定量値に相当する。

D 1 (第1除熱モード)

全ループ利用可能

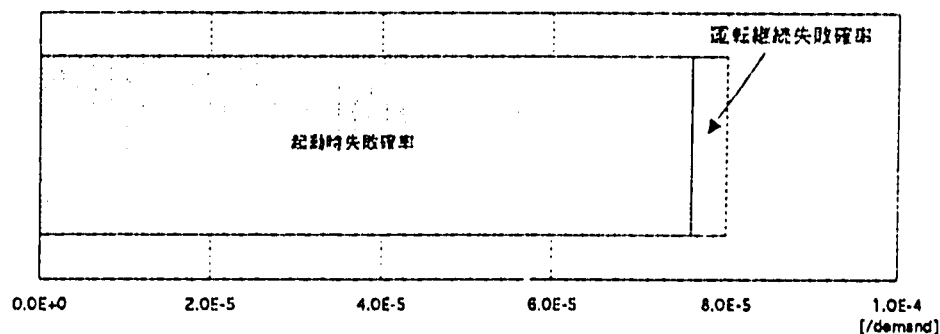


D 2 (第2除熱モード)

強制循環、自然循環
ともに利用不可能

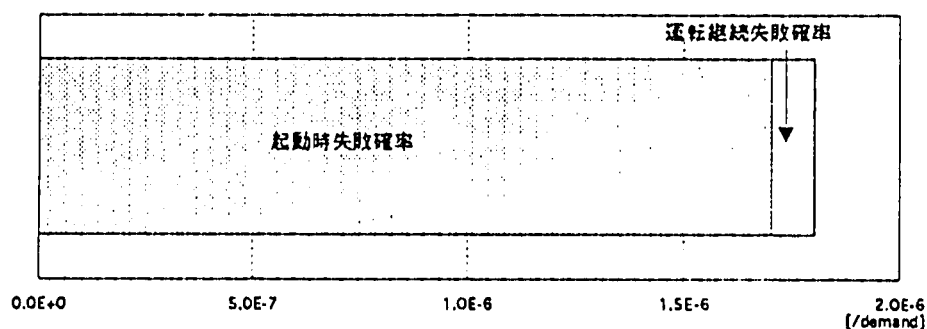
D 3 (第3除熱モード)

強制循環のみ利用不可能



D 4 (第4除熱モード)

外部電源喪失



D 5 (第5除熱モード)

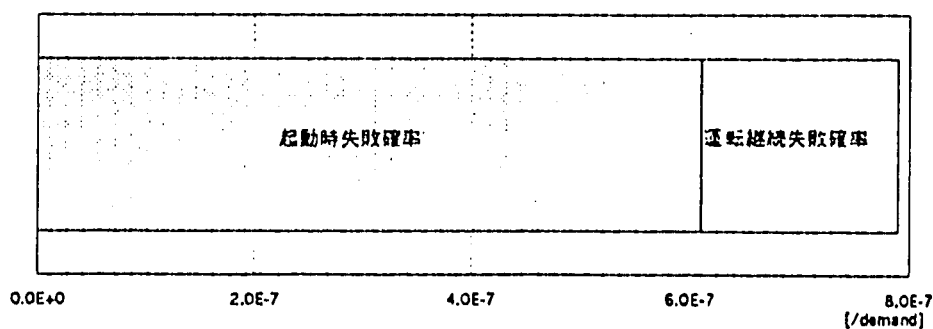
メンテナンス冷却系
使用不可能

図4.5.5-1 ランダム故障による崩壊熱除去機能喪失確率

4.5.6 重要度評価

信頼度上支配的な因子について検討するため、重要度評価を行なった。重要度の指標として、Fussell Vesely重要度を計算した。Fussell Vesely重要度は、システムを構成する1つの機器やシステムの故障確率がゼロであった場合にシステム全体の非信頼度が現状の値に対してどの程度低下することになるかを表した指標である。Fussell Vesely重要度の値が大きい程、信頼度改善の効果が大きいということになる。

最初に、崩壊熱除去系の1ループ当たりの失敗確率に対して導出した各構成機器の重要度について述べる。次に崩壊熱除去機能喪失確率に対する重要度について述べる。

(1) 崩壊熱除去系の1ループ当たりの重要度

基本ケースの成功基準では、崩壊熱除去系の除熱モードとしては、ACS強制循環モード、ACS自然循環モード、そしてMCS強制循環の3種類がある。各除熱モードに必要な機器の重要度の傾向を把握するため、1系統のみの運転について求めた失敗確率に対する重要度評価を実施した。各系統について、使命時間を168時間とした場合の失敗確率を求め、システムを構成する機器の故障確率と比較することにより、Fussell Vesely重要度を求めた。ここでの非信頼度の計算では、運転員による修復操作は考慮していない。重要度の計算結果は、各除熱モード毎に、相対的に重要度の大きな機器についてグラフにまとめた。

a. ACS強制循環モード（図4.5.6-1）

強制循環モードでは、1次系と2次系のポンプモータが約10%の重要度を持つが、他の機器は全て6%以下であり、ポンプモータを除けば特に大きな重要度を持つ機器はない。使命時間内における累積故障確率を、起動時の故障と運転時の故障とに分けて考えると概略以下のようなになる。

起動時の故障については、崩壊熱除去系の作動時に起動を必要とするAC出口・入口ダンパ、ACベーン、ポンプモータの寄与が大きい。ポンプモータ冷却設備の制御系統やフロン熱交換器伝熱管の寄与が大きくなるのは、一ヶ月と仮定した試験間隔によるものであると考えられる。逆に、定格運転時に必要なシステムをサポートするため、常時運転中であると仮定したサポート系の寄与は小さくなっている。

運転時故障からの寄与で見るとポンプモータ、サポートシステムのポンプ類、そして冷凍機のような運転継続を必要とする機器の重要度が高い。制御弁、電動弁の様に、駆動機構を備えた弁は、誤動作の可能性があるため、重要度が大きくなる。

b. ACS自然循環モード（図4.5.6-2）

強制循環モードと比較すると、必要な機器の数、特に動的機器の数が減少する。AC入口・出口ダンパの重要度が約25%と最も大きく、続いて、AC出口止め弁、ACベーンがそれぞれ約10%強であり、無停電電源関連のインバータやケーブルそして、AC伝熱管がそれぞれ約8%、6%、4%となっている。

起動時の故障では、AC関連の出口・入口ダンパ、ACベーン、AC出口止め弁が支配的となる。運転時故障では、AC関連の動的機器に加えて、無停電電源関連のケーブル、インバータの寄与が増加してくる。無停電電源系が故障しても、ダンパ、ベーン、弁の起動失敗や誤操作については、接近が容易であることから、猶予時間の大きさによっては運転員による修復操作が可能である。このように、動的機器が少ないこと、修復の可能性が高いことにより、自然循環除熱モードは強制循環除熱モードに比較して信頼度がより向上することになる。

c. MCS 強制循環モード (図4.5.6-3)

AC出口・入口ダンパと機器冷却系の電動弁の寄与が最も大きい、約12%程度の重要度である。それ以外は全て8%以下である。

起動時の故障では、AC出口・入口ダンパと機器冷却系の電動弁の寄与が大きい。運転時の故障では、運転継続が要求される、電磁ポンプや、ブロワ、そして駆動機構を備えたAC出口・入口ダンパと機器冷却系の電動弁の寄与が大きくなっている。

(2) 崩壊熱除去機能喪失確率に対する重要度評価

前項4.5.5でも述べたように、崩壊熱除去機能喪失確率に対しては、共通要因故障の寄与が大きい。共通要因故障事象全体の重要度は、起因事象によって除熱能力の一部が阻害されるD2、D3では約60%、その他のD1、D4、D5では約99%となっている。共通要因故障の原因となる機器の重要度は、D2、D3では、AC入口ダンパ、AC出口ダンパがそれぞれ約20%で最も大きい。AC出口止め弁、ACベーンはどちらも10%未満である。

共通要因故障が排除できたとしたならば、崩壊熱除去機能喪失確率は全てランダム故障からの寄与となる。この場合の重要度について以下で検討する。

ランダム故障による崩壊熱除去機能喪失確率は、フェイズドミッション解析コードにより導出したものである。導出過程で得られるモンテカルロ法のサンプリングデータを基にして、機能喪失確率に対する各マクロイベントのFussell Vesely重要度を算出した。結果を表4.5.6-1に示す。なお、マクロイベントの重要度は、モンテカルロ法による統計的結果を基に算出したものであり、A、B、C系統間で対称なマクロイベントであっても、各々の重要度の値は統計的なバラツキを有する結果となる。表4.5.5-1では、このような対称なマクロイベントの重要度については平均値を記載し、マクロイベントの表示からは、系統を示すA、B、Cの文字を省略した。

どの除熱モードの場合も、マクロイベントFNRC (ACS 1 ループ強制循環、自然循環両モードを阻害する事象のうち、修復可能な機器故障の和事象) が40%~50%程度の重要度を持ち、FC (ACS 1 ループ強制循環除熱機能のみを阻害する機器故障の和事象) が20%~40%となっている。外部電源喪失事象であるD 4では、DG電源のマクロイベントであるDGが38%と大きな重要度を持つが、それ以外では一般的にサポートシステムの寄与は小さい。自然循環により崩壊熱除去が可能であるので、フロントラインシステム、特に自然循環除熱を阻害する事象の重要度が高い。

FNRCに含まれる機器は、ACに関連した、AC入口ダンパ、AC出口ダンパ、ACベーン、AC出口止め弁等である。これらの機器の開閉失敗や誤動作といった故障モードに対しては、機器の平均修理時間より導出した修復率0.1/hrの値を採用し、マルコフモデルに組み入れて信頼度評価を行っており、重要度評価の結果はこの修復を考慮した評価結果を基にしている。

ここまでは、ランダム故障に対する各々のマクロイベントについての重要度について述べたが、以下では、機器単位での重要度評価結果について説明する。機器単位での重要度の導出方法については、4.5.4(3)で述べた。結果を表4.5.6-2と図4.5.6-4に示す。

D1、D3、D5では、最も重要度の高い機器は、AC出口ダンパ、入口ダンパで、15%から18%の重要度を持つ。その次には、1次系、2次系のポニーモータで約10%前後、ACのベーンが7～8%、そしてACのプロワやサポートシステムである機器冷却系ポニーモータ冷却設備のプロワが約3%の値を持つ。

D2では、起因事象により1ループが利用不可能なために、炉停止後1時間が経過するまでは、自然循環除熱モードが利用不可能であり、強制循環除熱に依存する必要がある。最も重要度の高い機器としては、1次系、2次系のポニーモータが第1位となり約16%の値となった。以下、AC出口ダンパ（13%）、入口ダンパ（13%）、ACのベーン（9%）、そしてACのプロワや機器冷却系ポニーモータ冷却用プロワが約3%となっていることは、D1、D3、D5の場合と同じである。

D4は外部電源喪失事象を起因事象とする。重要な機器としては、D1、D3、D5の場合に加えて、DG電源系の発電機本体（約10%）や発電機制御系のリレーやスイッチ（8から9%）が加わる。

表4.5.6-1 崩壊熱除去機能喪失確率に対するマクロイベントの重要度

モード	マクロイベント						
	FC	FNRC	FNNR	CC	EPS	UPS	DG
D1	36%	55%	0.3%	5%	2%	0.3%	-
D2	41%	44%	0.7%	3%	0.4%	4%	-
D3	27%	44%	0.1%	4%	2%	2%	-
D4	20%	43%	0.2%	3%	1%	0.8%	31%
D5	35%	56%	0.4%	5%	3%	0.7%	-

FC : ACS1 ループ強制循環除熱モードのみを阻害する事象
(ポンプボニーモータ、ブロワ故障等)

FNRC : ACS1 ループ強制循環・自然循環除熱モードを阻害する事象 (修復可)
(ベーン、ダンパの故障等)

FNNR : ACS1 ループ強制循環・自然循環除熱モードを阻害する事象 (修復不可)
(ナトリウム機器の漏洩、閉塞等)

CC : 機器冷却系、補機冷却水系の機能喪失 (1 系統)

EPS : 非常用 メタクラ/パワーセンター電源系、補機冷却海水系、換気空調系の
機能喪失 (1 系統)

UPS : 無停電電源系の機能喪失 (1 系統)

DG : DG 電源の機能喪失 (1 系統)

表4.5.6-2 崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器単位での重要度 (1/3)

マクロイベント 構成機器	Fussel Vesely 重要度				
	モード				
	D1	D2	D3	D4	D5
FC	36.4%	41.2%	26.7%	20.2%	34.6%
AFC01(FCのみ失敗、外部漏洩は除く)					
1次系ポンプボニーモータ	12.9%	15.7%	9.5%	7.2%	12.3%
2次系ポンプボニーモータ	12.9%	15.7%	9.5%	7.2%	12.3%
ACブロワ	3.3%	4.1%	2.4%	1.8%	3.1%
PMCSA					
フ里昂熱交換器A	2.1%	1.4%	1.5%	1.2%	2.0%
フ里昂系統 弁C, 弁D	ε	ε	ε	ε	ε
空気送風用ブロワ	3.3%	4.1%	2.4%	1.8%	3.1%
空気系統配管(ダクト)	ε	ε	ε	ε	ε
空気系統ダンパ	0.1%	ε	0.1%	ε	0.1%
PMCS制御系統(スイッチ)	1.9%	1.2%	1.4%	1.1%	1.8%
ASGMOV12					
SG 入口、出口弁	ε	ε	ε	ε	ε
FNRC	55.0%	44.2%	44.0%	43.4%	56.1%
AFN01					
AC-入口ダンパ	18.3%	13.0%	14.7%	14.5%	18.7%
AC-ベーン	8.5%	8.7%	6.8%	6.7%	8.6%
AC-出口ダンパ	18.3%	13.0%	14.7%	14.5%	18.7%
AACMOV1					
AC出口止め弁	4.8%	2.5%	3.8%	3.8%	4.8%
FNNR	0.3%	0.7%	0.1%	0.2%	0.4%
AFN01					
1次系ポンプボニーモータ (外部漏洩)	ε	ε	ε	ε	ε
2次系ポンプボニーモータ (外部漏洩)	ε	ε	ε	ε	ε
中間熱交換器	0.1%	0.3%	ε	0.1%	0.2%
1次系 逆止弁	ε	ε	ε	ε	ε
1次系 Na配管	ε	ε	ε	ε	ε
2次系 Na配管	ε	ε	ε	ε	ε
AC-伝熱管	0.1%	0.3%	ε	0.1%	0.2%
AC-ダクト・SHELL	ε	ε	ε	ε	ε
AACMOV1					
AC出口止め弁	ε	ε	ε	ε	ε
CC	5.2%	3.2%	4.2%	2.7%	5.1%
CCSA (機器冷却系)					
フ里昂冷凍機	1.0%	0.7%	0.8%	0.5%	1.0%
フ里昂 ポンプ	1.1%	0.7%	0.9%	0.6%	1.0%
フ里昂系統 配管	ε	ε	ε	ε	ε
フ里昂系統 弁 (電動弁2個)	0.7%	0.4%	0.5%	0.3%	0.6%
機器冷却制御スイッチ (2個)	0.8%	0.5%	0.6%	0.4%	0.7%
サージタンク(ヒータ)	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.4%
サージタンク液位計	0.4%	0.2%	0.3%	0.2%	0.4%
CCWSA (補機冷却水系)					
補機冷 冷却水ポンプ	0.9%	0.5%	0.7%	0.4%	0.8%
補機冷 冷却水配管	ε	ε	ε	ε	ε
補機冷 熱交換器	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
補機冷却水系統内弁	ε	ε	ε	ε	ε

表4.5.6-2 崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器単位での重要度 (2/3)

マクロイベント 構成機器	Fussler Vesely 重要度				
	モード				
	D1	D2	D3	D4	D5
EPSA	2.4%	0.4%	2.4%	0.9%	2.7%
EPSA01					
6.6kV M/C(母線)	ε	ε	ε	ε	ε
ケーブル(M/C→P/C) 断線	ε	ε	ε	ε	ε
ケーブル(M/C→P/C) 故障	0.1%	ε	0.1%	ε	0.1%
遮断器 (誤動作2個)	0.1%	ε	0.1%	ε	0.1%
手動スイッチ (誤動作2個)	0.1%	ε	0.1%	ε	0.1%
変圧器	ε	ε	ε	ε	ε
440V P/C(母線)	ε	ε	ε	ε	ε
HVAC (換気空調系)					
空調用ファン	0.2%	ε	0.2%	0.1%	0.2%
空調用ダクト	ε	ε	ε	ε	ε
空調系統 ダンパ	ε	ε	ε	ε	ε
制御弁	0.4%	0.1%	0.4%	0.1%	0.4%
空調系統 フィルタ	0.1%	ε	0.1%	ε	0.1%
空調系 熱交換器	ε	ε	ε	ε	ε
CHILLER (空調用冷水系)					
冷水ポンプ	0.4%	0.1%	0.4%	0.2%	0.5%
空調用冷水系 配管	ε	ε	ε	ε	ε
冷水系 オリフィス	ε	ε	0.1%	ε	0.1%
空調用冷水 冷凍機	0.4%	0.1%	0.4%	0.2%	0.5%
CSSSA (補機冷却海水系)					
補機冷却海水系 ポンプ	0.4%	0.1%	0.4%	0.2%	0.5%
補機冷却海水系 配管	ε	ε	ε	ε	ε
海水系 オリフィス	ε	ε	ε	ε	ε
UPS	0.3%	4.2%	0.5%	0.8%	0.7%
UPS01					
インバータ	0.1%	2.2%	0.3%	0.4%	0.3%
無停電電源板	ε	0.4%	ε	0.1%	0.1%
ケーブル(P1→UPS) 断線	ε	0.1%	ε	ε	ε
ケーブル(P1→UPS) 短絡	0.1%	1.6%	0.2%	0.3%	0.3%
DG	ε	ε	ε	31.4%	ε
ディーゼル発電機 起動失敗	ε	ε	ε	1.9%	ε
ディーゼル発電機 運転失敗	ε	ε	ε	7.5%	ε
DGスピード計測器	ε	ε	ε	0.9%	ε
DG制御系リレー	ε	ε	ε	9.0%	ε
DG制御系スイッチ	ε	ε	ε	7.5%	ε
ケーブル断線	ε	ε	ε	0.2%	ε
ケーブル短絡	ε	ε	ε	3.6%	ε
遮断器 開失敗	ε	ε	ε	0.8%	ε
遮断器 誤動作	ε	ε	ε	0.0%	ε
BIPS	ε	ε	ε	ε	ε
バッテリー電源					
バッテリー (1次故障)	ε	ε	ε	ε	ε
バッテリー (2次故障)	ε	ε	ε	ε	ε
遮断器	ε	ε	ε	ε	ε
シリコンドロップバー	ε	ε	ε	ε	ε
ケーブル断線	ε	ε	ε	ε	ε
ケーブル短絡	ε	ε	ε	ε	ε
110V DC母線	ε	ε	ε	ε	ε

表4.5.6-2 崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器単位での重要度 (3/3)

マクロイベント 構成機器	Fussel Vesely 重要度				
	モード				
	D 1	D2	D3	D4	D 5
OSP	ε	ε	ε	-	ε
外部電源送電線 (給電喪失)	ε	ε	ε	-	ε
開閉所	ε	ε	ε	-	ε
変圧器	ε	ε	ε	-	ε
ケーブル断線	ε	ε	ε	-	ε
ケーブル短絡	ε	ε	ε	-	ε
遮断器	ε	ε	ε	-	ε
遮断器関連リレー	ε	ε	ε	-	ε
遮断器関連スイッチ	ε	ε	ε	-	ε
MCSFC	ε	ε	ε	ε	-
MCSFC01					
1次系電磁ポンプ	ε	ε	ε	ε	-
2次系電磁ポンプ	ε	ε	ε	ε	-
中間熱交換器	ε	ε	ε	ε	-
1次系 逆止弁	ε	ε	ε	ε	-
1次系 Na配管	ε	ε	ε	ε	-
2次系 Na配管	ε	ε	ε	ε	-
AC-入口ダンパ	ε	ε	ε	ε	-
AC-伝熱管	ε	ε	ε	ε	-
ACブロワ	ε	ε	ε	ε	-
AC-ダクト、シェル	ε	ε	ε	ε	-
AC-ベーン	ε	ε	ε	ε	-
AC-出口ダンパ	ε	ε	ε	ε	-
EMPCS (MCS電磁ポンプ冷却系)					
フ里昂熱交換器	ε	ε	ε	ε	-
フ里昂系統 弁 (手動弁2個)	ε	ε	ε	ε	-
N2ガス ブロワ	ε	ε	ε	ε	-
N2ガス系統 配管	ε	ε	ε	ε	-
N2ガス系統 弁 (電動弁2個)	ε	ε	ε	ε	-

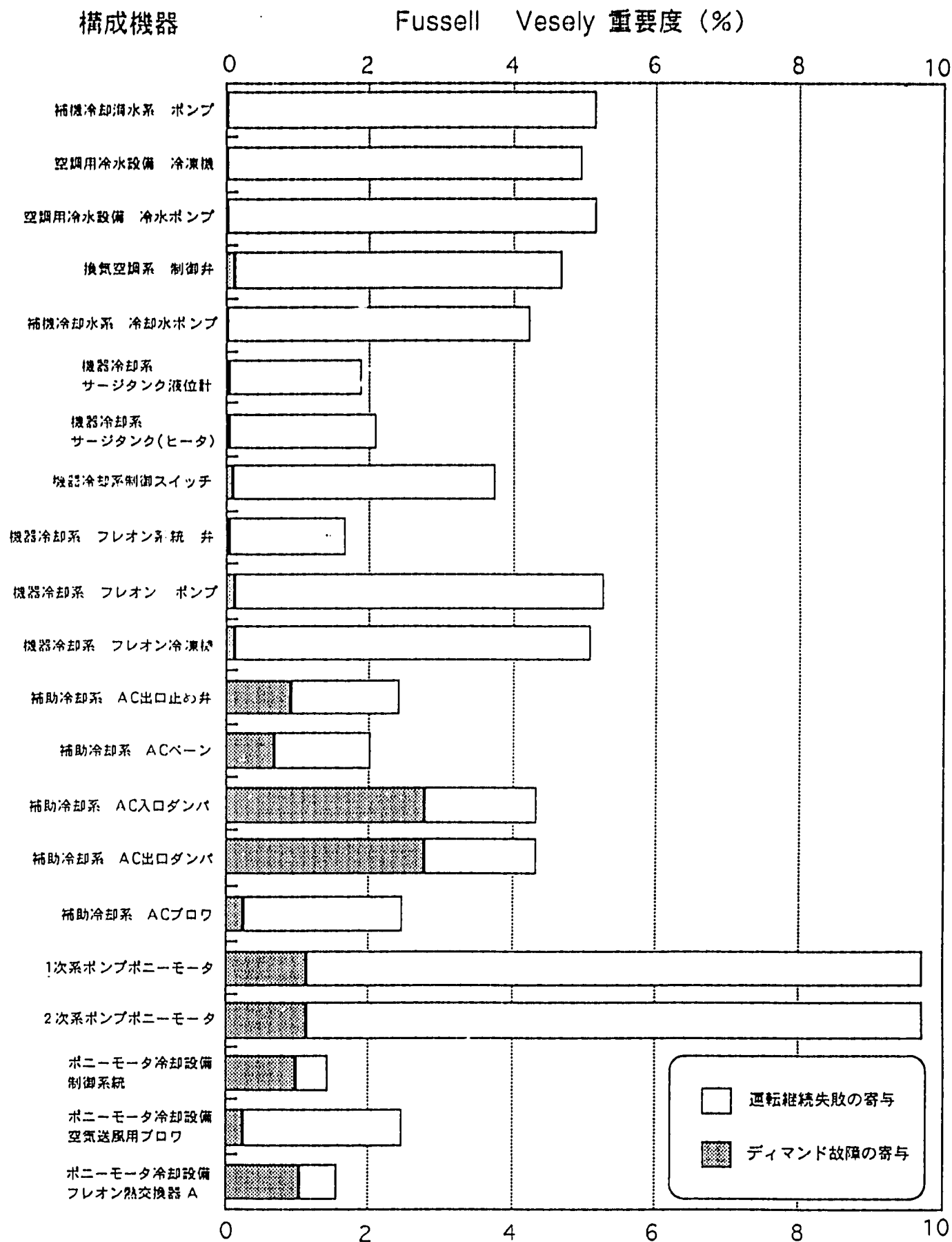


図4.5.6-1 ACS1ループ強制循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度 (使命時間168時間)

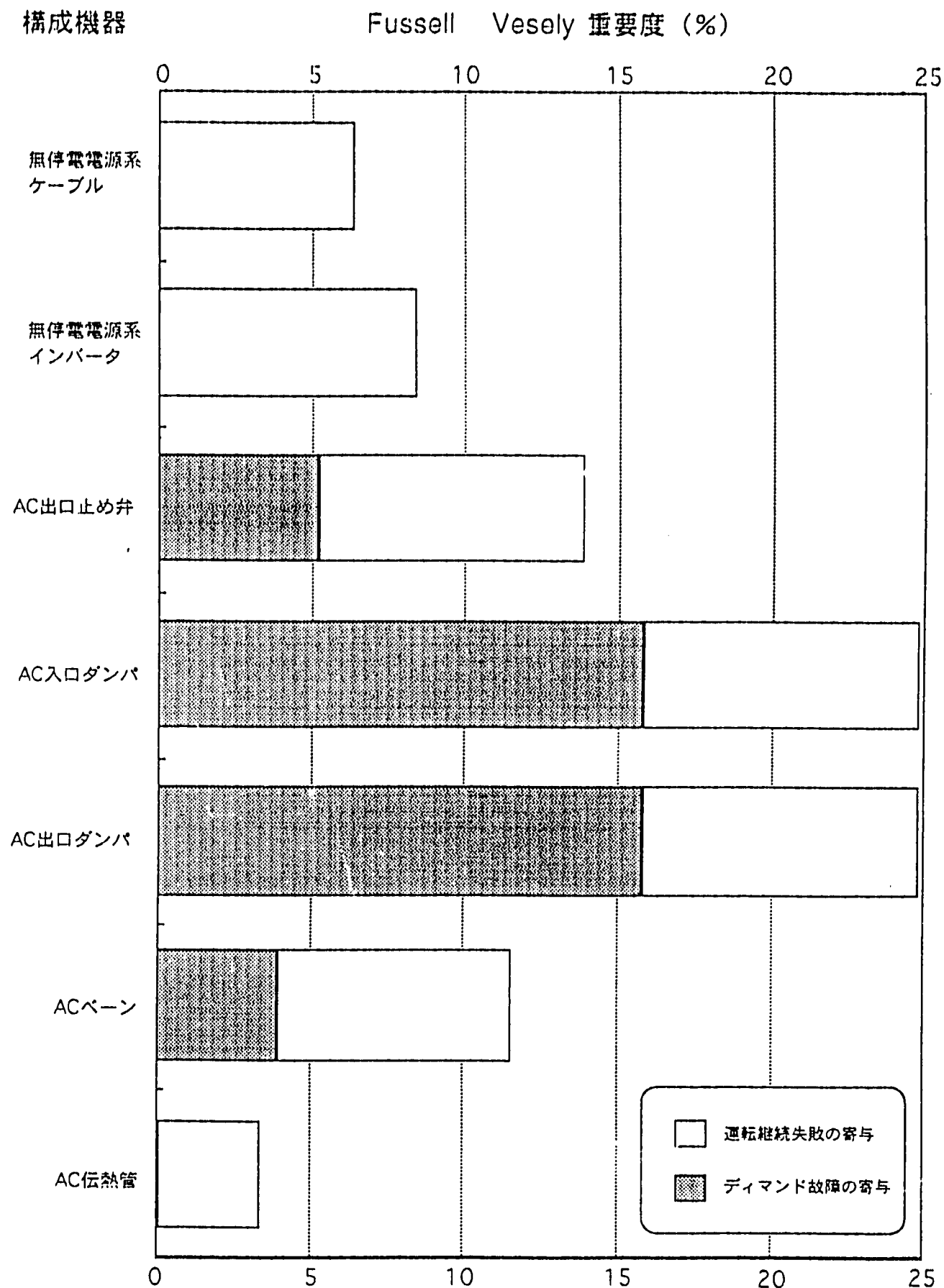


図4.5.6-2 AC S1ループ自然循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度(使命時間168時間)

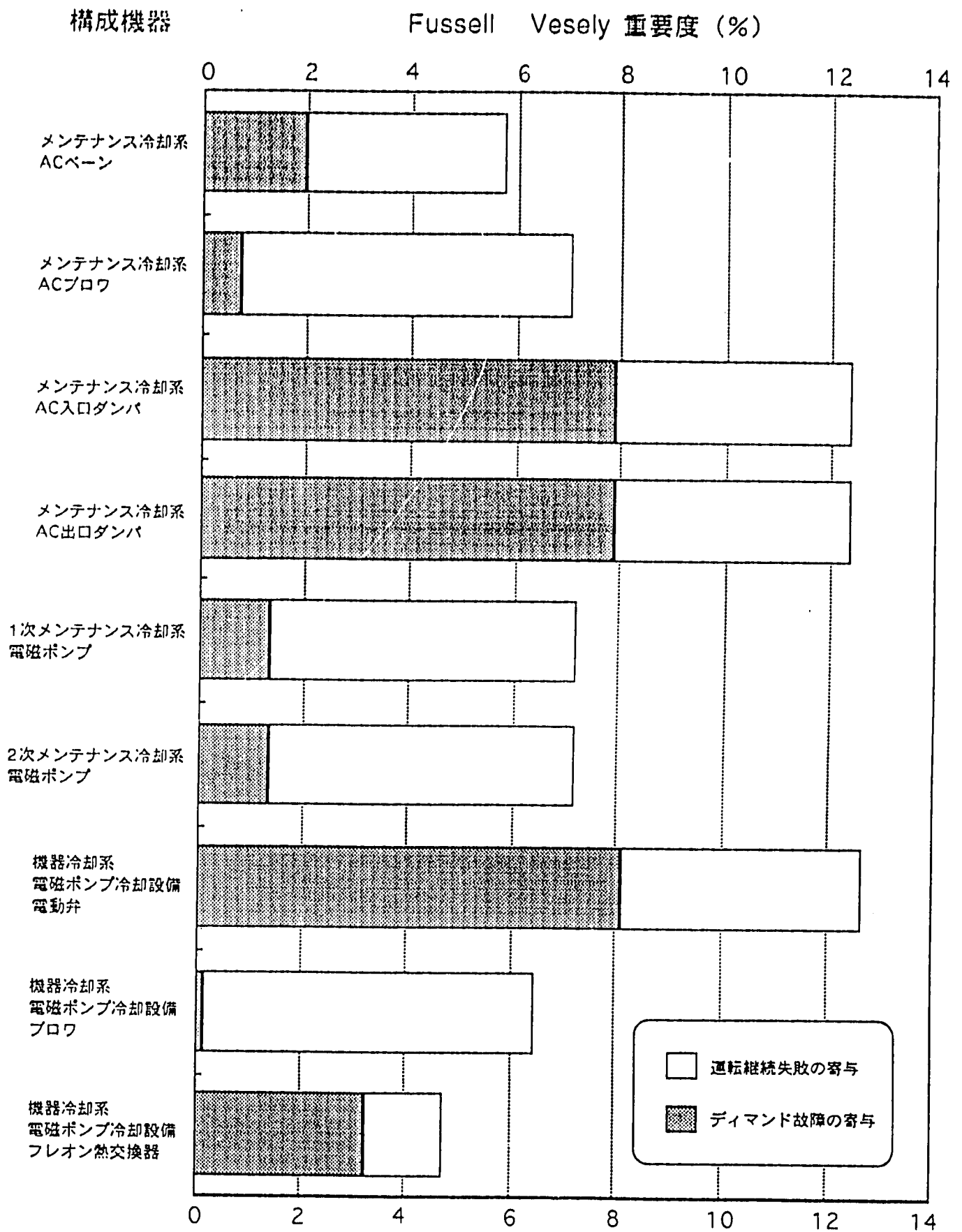


図4.5.6-3 メンテナンス冷却系強制循環除熱モード失敗確率に対する構成機器の重要度（使命時間168時間）

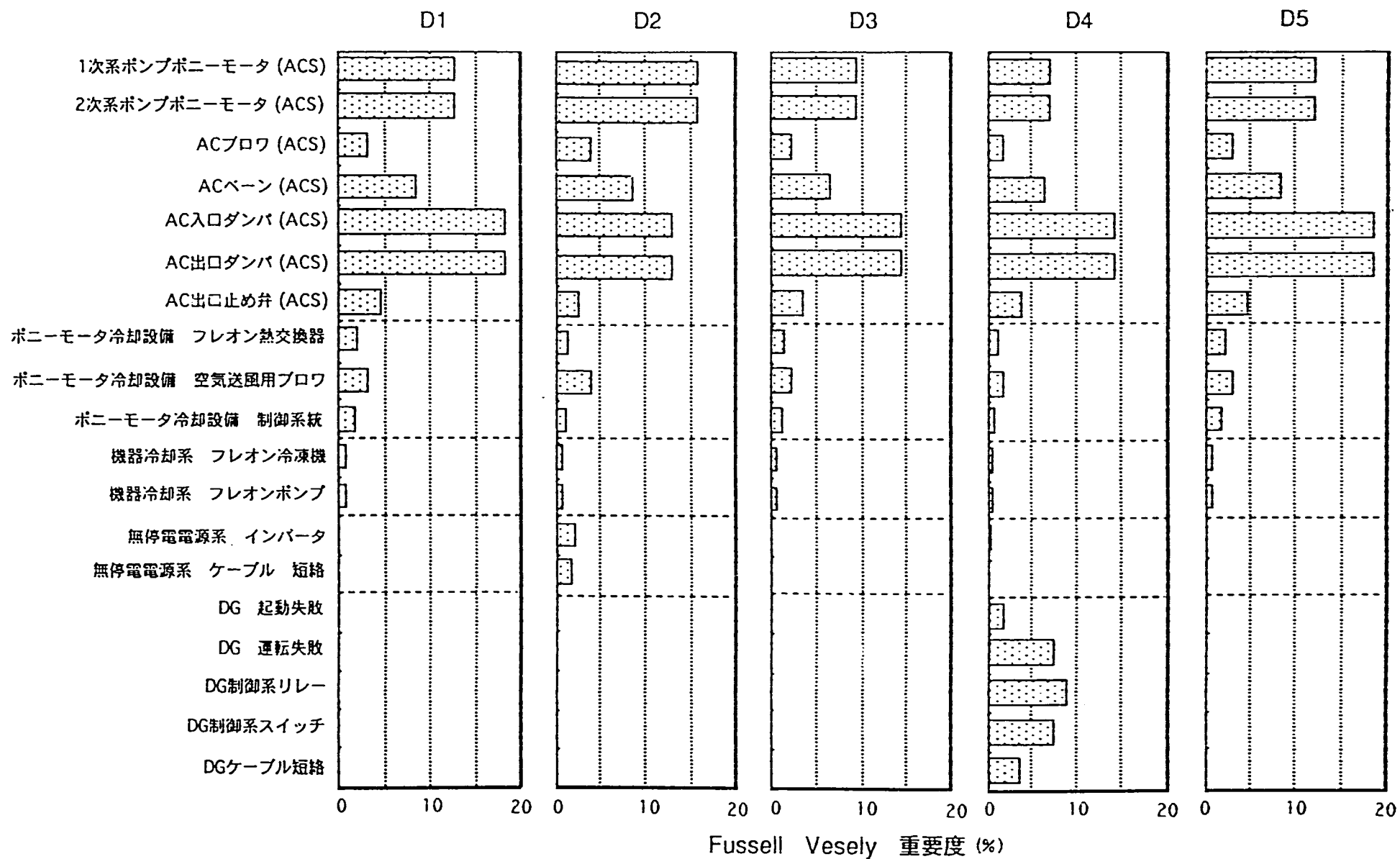


図4.5.6-4 崩壊熱除去機能喪失確率に対する機器の重要度※

(※: 値が1%以上の機器を記載)

5. 事故シーケンス評価

事故シーケンスの定量化は、イベントツリー解析で同定された事故シーケンスに、起因事象で求めた起因事象の発生頻度と、各設備の機能喪失確率を適用して行う。定量化結果を起因事象及び事故カテゴリー別にまとめた結果を表5-1に示す。その結果、炉心損傷発生頻度は 2.3×10^{-4} /炉年と評価された。

事故カテゴリー別炉心損傷発生頻度

炉心損傷発生頻度を事故カテゴリー別にみると、PLOHSの発生頻度が約 2.3×10^{-4} /炉年で全体の約99.9%を占めている。LORLは約 3.3×10^{-7} /炉年で全体の約0.1%である。ATWSの発生頻度は合計 1.2×10^{-8} /炉年である。

ATWSシーケンスの発生頻度は 1.3×10^{-8} /炉年と極めて低い評価となった。ATWSの内訳をみると、ULOFが約 5.7×10^{-9} 、ULOHSが約 5.6×10^{-9} 、UTOPが約 4.3×10^{-10} 、UTOPULOFが約 2.2×10^{-10} 、そしてULOPIが約 6.1×10^{-11} /炉年となっている。原子炉停止系は、主炉停止系と後備炉停止系との独立2系統より構成され、主・後備間は共通原因故障が排除されるような設計になっているため系統全体の信頼度は高く維持されている。一方1系統の信頼性についてみると主炉停止系並びに後備炉停止系の各々においては、検出チャンネル、論理回路、遮断回路、制御棒のいずれをとっても2重以上の多重化が図られており、系統内機器の独立故障の寄与を低く抑えることにより高信頼度を達成している。主・後備に1信号しか期待できない場合には、検出チャンネル故障の寄与が系統の故障に対して支配的となる。

起因事象別炉心損傷発生頻度

起因事象別に見ると、表5-1に示すように、「原子炉トリップ」、「2次主冷却系流量喪失」、「給水流量喪失」、「タービントリップ」、といった発生頻度の大きな起因事象に対する炉心損傷発生頻度がやはり大きい。これは、どの起因事象の発生時にも崩壊熱除去系の機能喪失確率が、共通要因故障のためにほぼ一律であり、原子炉停止、原子炉容器液位確保に係わる系統の機能喪失確率に比べて相対的に大きいためである。

事故シーケンス別炉心損傷発生頻度

表5-2に炉心損傷発生頻度を事故シーケンスで整理した結果を示す。

上位1位から13位までは全てPLOHSに至るシーケンスで占められており、その中でも上位4個は、発生頻度の相対的に大きな起因事象（18番「原子炉トリップ」、9番「2次主冷却系流量減少」、13番「給水流量喪失」、14番「タービントリップ」等）が発生した際に、崩壊熱除去系が機能を喪失するシーケンスI18-D1, I09-D1, I13-D1, I14-D1であり、これら4つのシーケンスでPLOHS発生頻度の約80%を占めている。これら4つの起因事象の発生頻度合計値は1.56/炉年である。一方、D1は補助冷却設備の3ループとも強制循環・自然循環ともに使用可能で、なおかつメンテナンス冷却系も使用可能な

状態で、崩壊熱除去に失敗するもので、その発生確率は 1.2×10^{-4} である。D1に対して最も寄与の大きい因子は、3 ループある補助冷却設備の空気冷却器のダンパまたは出口止め弁（電動弁）または入口ベーンの共通要因故障による開失敗であり、その発生確率合計は約 1.2×10^{-4} である。

システム別炉心損傷発生頻度

表 5 - 3 に炉心損傷発生頻度をシステム別に整理した結果を示す。システム別では、崩壊熱除去機能喪失のD1, D3, D4, D2 が上位を占め、1 次アルゴンガス系隔離失敗（A）がその次に続く。

表5-1 炉心損傷発生頻度定量化結果（起因事象および事故カテゴリー別）

Event Tree Quantification Result

Accident Category Init Event	UTOP (/Yr)	UTOPULOF (/Yr)	PLOHS (/Yr)	ULOPI (/Yr)	LORL (/Yr)	ULOF (/Yr)	ULOHS (/Yr)	IE Total (/Yr)	%
I01	4.3E-10	2.2E-10	3.4E-6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4E-6	1.5
I03	0.0	0.0	4.0E-7	4.7E-11	2.4E-7	0.0	0.0	6.4E-7	0.3
I05	0.0	0.0	8.6E-8	1.4E-11	8.4E-8	5.9E-12	0.0	1.7E-7	0.1
I06	0.0	0.0	8.6E-6	0.0	0.0	7.9E-10	0.0	8.6E-6	3.7
I07	0.0	0.0	1.4E-5	0.0	0.0	7.9E-10	0.0	1.4E-5	5.0
I08	0.0	0.0	8.0E-7	0.0	0.0	3.5E-11	0.0	8.0E-7	0.3
I09	0.0	0.0	5.9E-5	0.0	0.0	6.6E-10	6.1E-11	5.9E-5	25.2
I10	0.0	0.0	1.0E-5	0.0	0.0	6.9E-11	6.3E-12	1.0E-5	4.3
I11	0.0	0.0	1.3E-6	0.0	0.0	7.2E-12	6.6E-13	1.3E-6	0.6
I12	0.0	0.0	6.2E-6	0.0	0.0	7.5E-11	0.0	6.2E-6	2.7
I13	0.0	0.0	3.7E-5	0.0	0.0	2.5E-9	5.4E-9	3.7E-5	15.6
I14	0.0	0.0	2.3E-5	0.0	0.0	2.6E-10	2.4E-11	2.3E-5	9.8
I15	0.0	0.0	1.7E-6	0.0	2.9E-13	5.5E-11	1.2E-10	1.7E-6	0.7
I16	0.0	0.0	3.6E-8	0.0	0.0	2.3E-12	0.0	3.6E-8	0.0
I18	0.0	0.0	6.8E-5	0.0	0.0	4.1E-10	0.0	6.8E-5	29.1
Category Total (/Yr)	4.3E-10	2.2E-10	2.3E-4	6.1E-11	3.3E-7	5.7E-9	5.6E-9	2.3E-4	
Percentage (%)	0.0	0.0	99.9	0.0	0.1	0.0	0.0		

表5-2 炉心損傷発生頻度定量化結果（事故シーケンス別）

Accident Sequence Ranking Table. (Total Core Melt Frequency = $2.3\text{E-}4$ / Yr)

No.	Sequence Designation	Accident Category	Frequency (/Yr)	Percentage of Total Core Melt Frequency (%)	Cumulative Frequency (/Yr)	Percentage of Cumulative Frequency (%)
1	I18-D1	PLOHS	$6.8\text{E-}5$	29.1	$6.8\text{E-}5$	29.1
2	I09-D1	PLOHS	$5.9\text{E-}5$	25.2	$1.3\text{E-}4$	54.3
3	I13-D1	PLOHS	$3.7\text{E-}5$	15.8	$1.6\text{E-}4$	70.1
4	I14-D1	PLOHS	$2.3\text{E-}5$	9.8	$1.9\text{E-}4$	80.0
5	I07-D3	PLOHS	$1.4\text{E-}5$	6.0	$2.0\text{E-}4$	85.9
6	I10-D3	PLOHS	$1.0\text{E-}5$	4.3	$2.1\text{E-}4$	90.2
7	I06-D1	PLOHS	$8.6\text{E-}6$	3.7	$2.2\text{E-}4$	93.9
8	I12-D4	PLOHS	$6.2\text{E-}6$	2.7	$2.3\text{E-}4$	96.5
9	I01-D1	PLOHS	$3.4\text{E-}6$	1.5	$2.3\text{E-}4$	98.0
10	I15-D2	PLOHS	$1.7\text{E-}6$	0.7	$2.3\text{E-}4$	98.7
11	I11-D2	PLOHS	$1.3\text{E-}6$	0.6	$2.3\text{E-}4$	99.3
12	I08-D2	PLOHS	$6.0\text{E-}7$	0.3	$2.3\text{E-}4$	99.6
13	I03-D2	PLOHS	$4.0\text{E-}7$	0.2	$2.3\text{E-}4$	99.8
14	I03-A	LORL	$1.9\text{E-}7$	0.1	$2.3\text{E-}4$	99.9
15	I05-D5	PLOHS	$6.6\text{E-}8$	0.0	$2.3\text{E-}4$	99.9
16	I05-A	LORL	$8.4\text{E-}8$	0.0	$2.3\text{E-}4$	99.9
17	I03-P	LORL	$4.8\text{E-}8$	0.0	$2.3\text{E-}4$	100.0
18	I16-D1	PLOHS	$3.6\text{E-}8$	0.0	$2.3\text{E-}4$	100.0
19	I13-SM-SB	ULOHS	$5.4\text{E-}9$	0.0	$2.3\text{E-}4$	100.0
20	I13-SM-D1	PLOHS	$5.2\text{E-}9$	0.0	$2.3\text{E-}4$	100.0

表5-3 炉心損傷発生頻度定量化結果 (システム別)

USC Ranking Table. (Total Core Melt Frequency = 2.3E-4 / Yr)

No.	USC Designation	Probability of USC (before recovery)	Probability of USC (after recovery)	Frequency of Core Melt (/Yr)	Percentage of Total Core Melt Frequency (%)
1	D1	1.2E-4	1.2E-4	2.0E-4	85.1
2	D3	2.0E-4	2.0E-4	2.4E-5	10.3
3	D4	1.2E-4	1.2E-4	6.2E-6	2.7
4	D2	2.5E-4	2.5E-4	4.2E-6	1.8
5	A	1.2E-4	1.2E-4	2.7E-7	0.1
6	D5	1.2E-4	1.2E-4	8.6E-8	0.0
7	P	3.0E-5	3.0E-5	4.8E-8	0.0
8	SM	1.5E-4	2.0E-5	1.6E-8	0.0
9	/SM RM	3.6E-5	3.6E-5	9.5E-9	0.0
10	SB	1.7E-4	6.1E-6	9.3E-9	0.0
11	G	3.0E-6	3.0E-6	4.8E-9	0.0
12	RM	3.6E-5	3.6E-5	2.9E-9	0.0
13	/SB RB	2.0E-5	2.0E-5	2.3E-9	0.0
14	RB	2.0E-5	2.0E-5	4.1E-10	0.0
15	W	1.4E-4	1.4E-4	2.4E-10	0.0
16	T	1.0E-2	1.0E-2	2.7E-12	0.0
17	C	1.0E-2	1.0E-2	9.2E-15	0.0

図5-1 正の反応度挿入イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I01 : Positive Reactivity Insertion						Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D1					
2.8E-2 (/Yr)										
						1		Success		
						2	D1	PLOHS		3.4E-6
						3		Success		
						4	/SM RM-D1	PLOHS		1.2E-10
						5	/SM RM-/SB RB	UTOPULOF		<1.0E-10
						6	/SM RM-SB	UTOPULOF		1.3E-10
						7		Success		
						8	SM-D1	PLOHS		4.2E-10
						9	SM-/SB RB	UTOPULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	UTOP		4.3E-10

図5-3 1次主冷却系漏洩イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I03 : PHTS Leakage

F.Code	MR		BR		MS			DH	Seq No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
Code	SM	RM	SB	RB	G	P	A	D2				
1.6E-3 (/Yr)												
									1		Success	
									2	D2	PLOHS	4.0E-7
									3	A	LORL	1.9E-7
									4	P	LORL	4.8E-8
									5	G	LORL	4.8E-9
									6		Success	
									7	/SM RM-D2	PLOHS	<1.0E-10
									8	/SM RM-A	LORL	<1.0E-10
									9	/SM RM-P	LORL	<1.0E-10
									10	/SM RM-G	LORL	<1.0E-10
									11	/SM RM-/SB RB	ULOPI	<1.0E-10
									12	/SM RM-SB	ULOPI	<1.0E-10
									13		Success	
									14	SM-D2	PLOHS	<1.0E-10
									15	SM-A	LORL	<1.0E-10
									16	SM-P	LORL	<1.0E-10
									17	SM-G	LORL	<1.0E-10
									18	SM-/SB RB	ULOPI	<1.0E-10
									19	SM-SB	ULOPI	<1.0E-10

図5-5 1次メンテナンス冷却系低所からの漏洩イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I05 : MCS Leakage

F.Code	MR	BR	MS	DH	Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
Code	SM	RM	SB	RB	A	D5		
7.2E-4 (/Yr)					1		Success	
					2	D5	PLOHS	8.6E-8
					3	A	LORL	8.4E-8
					4		Success	
					5	/SM RM-D5	PLOHS	<1.0E-10
					6	/SM RM-A	LORL	<1.0E-10
					7	/SM RM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
					8	/SM RM-SB	ULOF	<1.0E-10
					9		Success	
					10	SM-D5	PLOHS	<1.0E-10
					11	SM-A	LORL	<1.0E-10
					12	SM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
					13	SM-SB	ULOPI	<1.0E-10

図5-6 1次主冷却系循環ポンプ故障／トリップイベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I06 : PHTS Pump Fault/Trip in One or More Loops

F.Code MR BR DH

Code SM PM SB RB D1

7.2E-2 (/Yr)

Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
1		Success	
2	D1	PLOHS	8.6E-6
3		Success	
4	/SM RM-D1	PLOHS	3.1E-10
5	/SM RM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
6	/SM RM-SB	ULOF	4.5E-10
7		Success	
8	SM-D1	PLOHS	1.8E-10
9	SM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
10	SM-SB	ULOF	2.6E-10

図5-7 1次主冷却系強制循環能力喪失イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I07 : Loss of Flow Capability in One PHTS Loop						Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D3					
7.2E-2 (/Yr)										
						1		Success		
						2	D3	PLOHS		1.4E-5
						3		Success		
						4	/SM RM-D3	PLOHS		5.2E-10
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		4.5E-10
						7		Success		
						8	SM-D3	PLOHS		3.0E-10
						9	SM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	ULOF		2.6E-10

図5-8 1次主冷却系逆止弁閉イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I08 : PHTS Check Valve Closure in One Loop						Seq No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D2					
3.2E-3 (/Yr)						1		Success		
						2	D2	PLOHS		8.0E-7
						3		Success		
						4	/SM RM-D2	PLOHS		<1.0E-10
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		<1.0E-10
						7		Success		
						8	SM-D2	PLOHS		<1.0E-10
						9	SM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	ULOF		<1.0E-10

図5-9 2次主冷却系流量喪失イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I09 : Loss of Flow in One or More IHTS Loops						Seq No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D1					
4.9E-1 (/Yr)						1		Success		
						2	D1	PLOHS		5.9E-5
						3		Success		
						4	/SM RM-D1	PLOHS		2.1E-9
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		3.5E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		1.1E-10
						7		Success		
						8	SM-D1	PLOHS		1.2E-9
						9	SM-/SB RB	ULOF		2.0E-10
						10	SM-SB	ULOHS		<1.0E-10

図5-10 2次主冷却系強制循環能力喪失イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

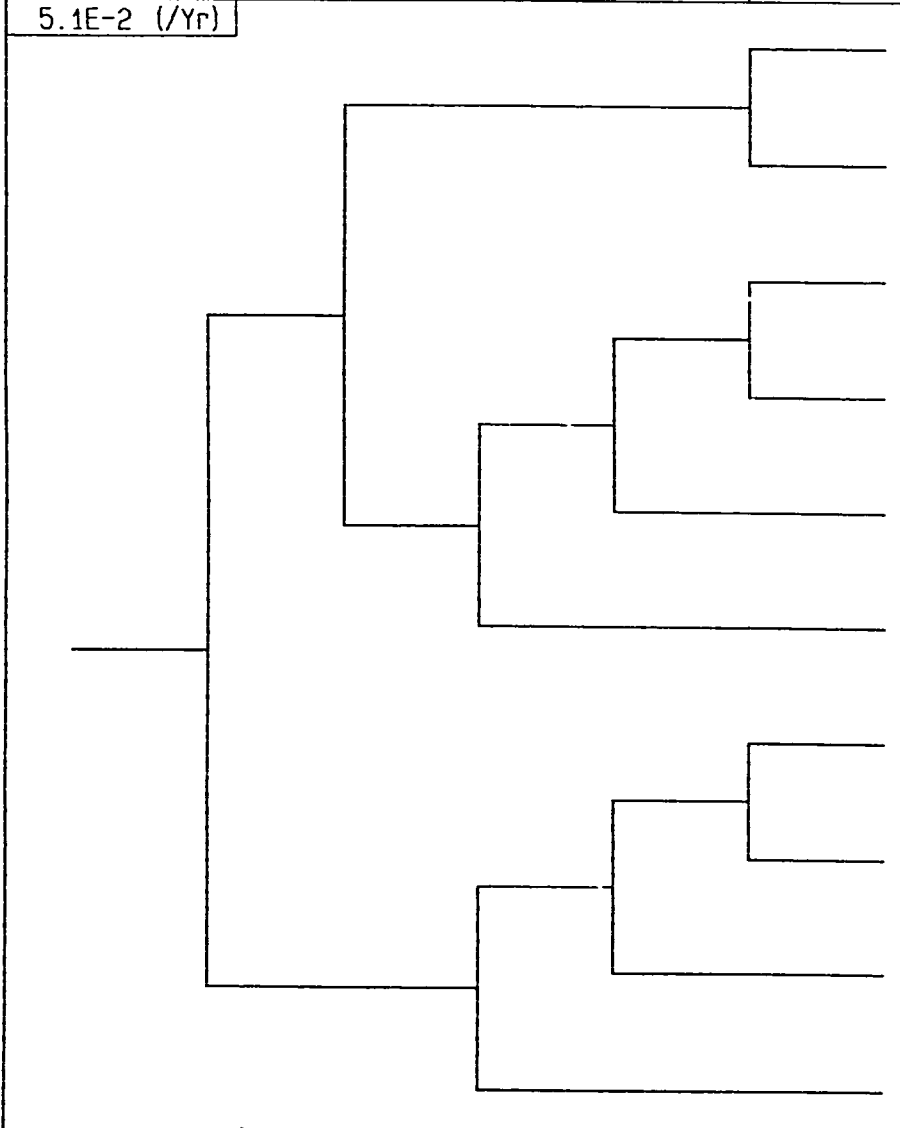
IE : I10 : Loss of Flow Capability in One IHTS Loop						Seq No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D3					
5.1E-2 (/Yr)										
						1		Success		
						2	D3	PLOHS		1.0E-5
						3		Success		
						4	/SM RM-D3	PLOHS		3.7E-10
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		<1.0E-10
						7		Success		
						8	SM-D3	PLOHS		2.1E-10
						9	SM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	ULOHS		<1.0E-10

図5-11 2次主冷却系漏洩イベントツリー定量結果

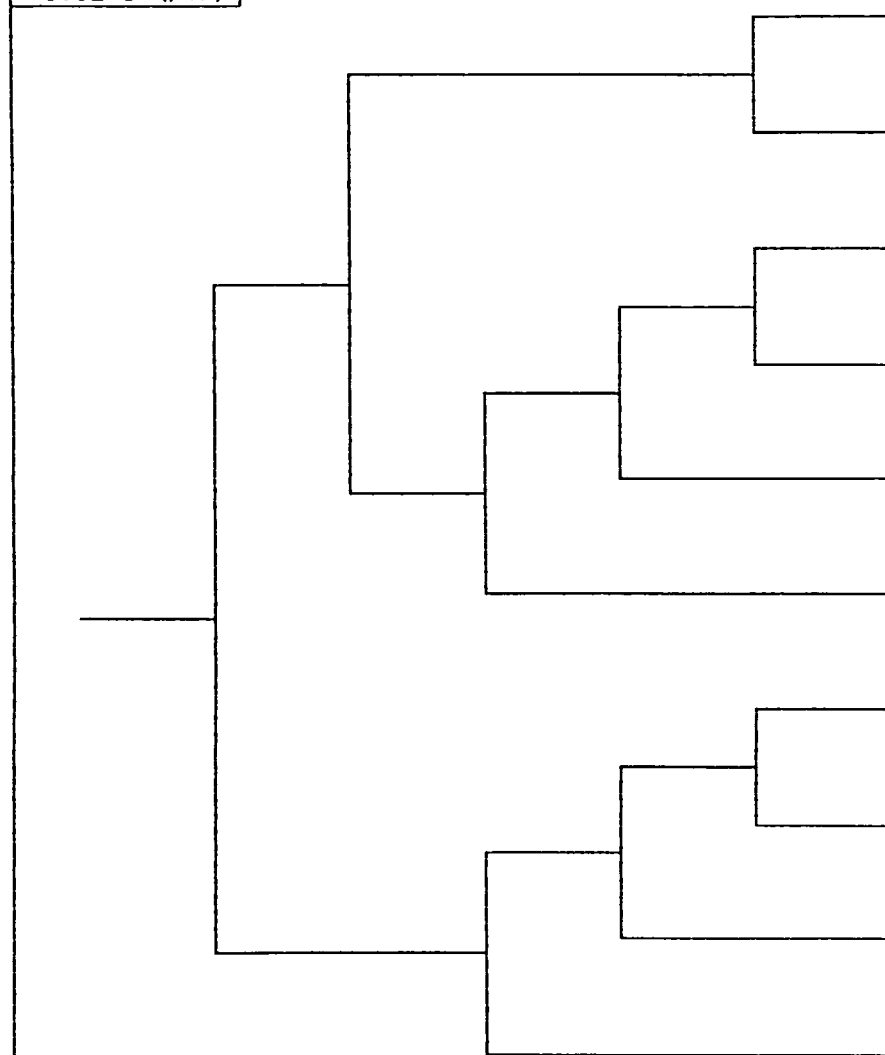
Event Tree Analysis Program

IE : I11 : IHTS Leakage in One Loop

F.Code	MR	BR	DH
--------	----	----	----

Code	SM	RM	SB	RB	D2
------	----	----	----	----	----

5.3E-3 (/Yr)



Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
1		Success	
2	D2	PLOHS	1.3E-6
3		Success	
4	/SM RM-D2	PLOHS	<1.0E-10
5	/SM RM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
6	/SM RM-SB	ULOF	<1.0E-10
7		Success	
8	SM-D2	PLOHS	<1.0E-10
9	SM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
10	SM-SB	ULOHS	<1.0E-10

図5-12 外部電源喪失イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

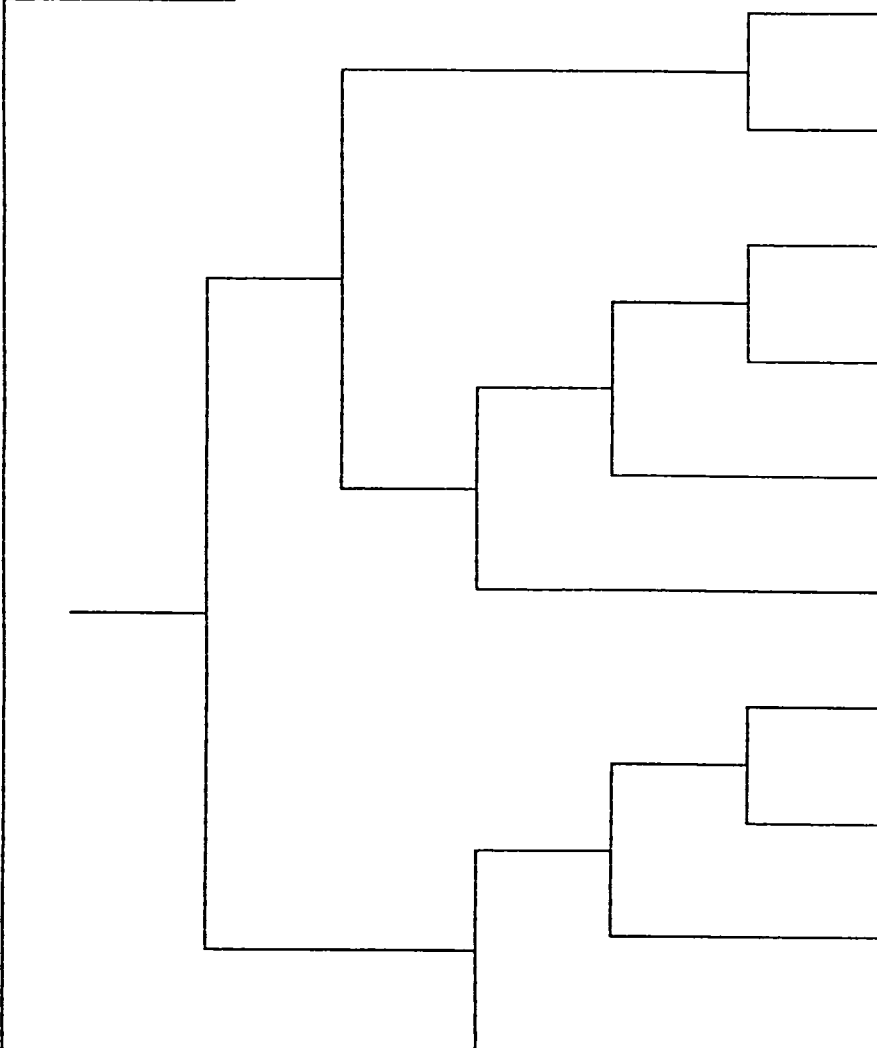
IE : I12 : Loss of Offsite Power						Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D4					
5.2E-2 (/Yr)										
						1		Success		
						2	D4	PLOHS		6.2E-6
						3		Success		
						4	/SM RM-D4	PLOHS		2.2E-10
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		<1.0E-10
						7		Success		
						8	SM-D4	PLOHS		1.3E-10
						9	SM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	ULOF		<1.0E-10

図5-13 給水流量喪失イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I13 : Loss of Feedwater						Seq No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D1					
3.1E-1 (/Yr)						1		Success		
						2	D1	PLOHS		3.7E-5
						3		Success		
						4	/SM RM-D1	PLOHS		1.3E-9
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		2.2E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		1.4E-9
						7		Success		
						8	SM-D1	PLOHS		5.2E-9
						9	SM-/SB RB	ULOF		8.7E-10
						10	SM-SB	ULOHS		5.4E-9

図5-14 タービントリップイベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I14 : Turbine Trip						Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category		MSFAR (/Yr)
F.Code	MR		BR		DH					
Code	SM	RM	SB	RB	D1					
1.9E-1 (/Yr)						1		Success		
						2	D1	PLOHS		2.3E-5
						3		Success		
						4	/SM RM-D1	PLOHS		8.2E-10
						5	/SM RM-/SB RB	ULOF		1.4E-10
						6	/SM RM-SB	ULOF		<1.0E-10
						7		Success		
						8	SM-D1	PLOHS		4.7E-10
						9	SM-/SB RB	ULOF		<1.0E-10
						10	SM-SB	ULOHS		<1.0E-10

図5-15 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー一定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I15 : Steam Generator Tube Rupture

F.Code	IM	MR	BR	MS	DH	Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
Code	W	T	SM	RM	SB	RB	P	D2	
6.8E-3 (/Yr)									
							1	Success	
							2	PLOHS	1.7E-6
							3	Success	
							4	/SM RM-D2	<1.0E-10
							5	/SM RM-/SB RB	<1.0E-10
							6	/SM RM-SB	<1.0E-10
							7	Success	
							8	SM-D2	2.4E-10
							9	SM-/SB RB	<1.0E-10
							10	SM-SB	1.2E-10
							11	Success	
							12	W-D2	2.4E-10
							13	Success	
							14	W-/SM RM-D2	<1.0E-10
							15	W-/SM RM-/SB RB	<1.0E-10
							16	W-/SM RM-SB	<1.0E-10
							17	Success	
							18	W-SM-D2	<1.0E-10
							19	W-SM-/SB RB	<1.0E-10
							20	W-SM-SB	<1.0E-10
							21	Success	
							22	W-T-D2	<1.0E-10
							23	W-T-P	<1.0E-10
							24	Success	
							25	W-T-/SM RM-D2	<1.0E-10
							26	W-T-/SM RM-P	<1.0E-10
							27	W-T-/SM RM-/SB RB	<1.0E-10
							28	W-T-/SM RM-SB	<1.0E-10
							29	Success	
							30	W-T-SM-D2	<1.0E-10
							31	W-T-SM-P	<1.0E-10
							32	W-T-SM-/SB RB	<1.0E-10
							33	W-T-SM-SB	<1.0E-10

図5-16 局所的燃料破損イベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I16 : Local Fault

F.Code	MR	BR	AP	DH	Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
Code	SM	RM	SB	RB	C	D1		
3.0E-4 (/Yr)								
					1		Success	
					2	D1	PLOHS	3.6E-8
					3		Success	
					4	/SM RM-D1	PLOHS	<1.0E-10
					5	/SM RM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
					6	/SM RM-SB	ULOF	<1.0E-10
					7		Success	
					8	SM-D1	PLOHS	<1.0E-10
					9	SM-/SB RB	ULOF	<1.0E-10
					10		Success	
					11	SM-SB-C	ULOF	<1.0E-10

図5-18 原子炉トリップイベントツリー定量結果

Event Tree Analysis Program

IE : I18 : Reactor Trip

F.Code	MR	BR	DH	Seq. No.	Sequence Designation	Accident Category	MSFAR (/Yr)
Code	RM	RB	D1				
5.7E-1 (/Yr)							
				1		Success	
				2	D1	PLOHS	6.8E-5
				3		Success	
				4	RM-D1	PLOHS	2.5E-9
				5	RM-RB	ULOF	4.1E-10

6. 感度解析

6.1 原子炉停止系に係わる感度解析

(1) 給水流量喪失 (I 1 3) 時の2次主冷却系循環ポンプトリップ

全炉心損傷発生頻度のうちATWS事故カテゴリーの上位64%を占めているのは起因事象13番「給水流量喪失」時の原子炉出力低下失敗事象である。事故シーケンス別にみると1位は給水流量喪失時に主炉停止系の制御棒保持電源遮断に失敗し且つ後備炉停止系の制御棒保持電源遮断に失敗するシーケンスがATWS発生頻度の約45%を占めている。第2位は同じく給水流量喪失時に主炉停止系制御棒保持電源遮断後に制御棒挿入に失敗し且つ後備炉停止系の制御棒保持電源遮断に失敗するシーケンスで同11.7%、第3位は給水流量喪失時に主炉停止系制御棒保持電源遮断に失敗し且つ後備炉停止系制御棒保持電源遮断後に制御棒挿入に失敗するシーケンスで同7.3%を占めている。これら3シーケンスが上位の約64%を占めるに至っている理由は、主炉停止系、後備炉停止系共に給水流量喪失に対する制御棒保持電源遮断失敗 (SM及びSB) 確率が高いためである。SM及びSBの中で支配的なカットセットは共に検出チャンネル間共通原因校正エラーと検出チャンネルの独立故障であり、SMでは全発生確率の88%をこれらが占め、SBでは全発生確率の98%をこれらが占めている。

ATWS発生頻度をさらに低減するには給水流量喪失時に主炉停止系、後備炉停止系の各々に2信号ずつ原子炉トリップ信号が得られるようにするのが効果的であろうと推察される。現在、主炉停止系には蒸気発生器出口ナトリウム温度高、後備炉停止系には中間熱交換器1次側出口ナトリウム温度高に期待しているため、共通原因校正エラーの寄与を低く抑さえるためには追加期待すべき原子炉トリップ信号として同種の温度に関する信号を選ぶのではなくて、ポンプ回転数、流量などを選択できるように設計するのが望ましい。以上の観点から、給水流量喪失時には当該ループの2次主冷却系循環ポンプをトリップさせるインターロック回路を設けることがATWS発生頻度低減化にとって有効であると考えられる。

仮に図6.1-1に示すように2チャンネル2トレイン構成で主給水流量低信号を拾ってAND論理回路を経て2次主冷却系循環ポンプをトリップさせるインターロック回路を設けたとすると、給水流量喪失時当該ループの2次主冷却系循環ポンプトリップ失敗のミニマルカットセットは表6.1-1に示した通りであり、発生確率は約 1.1×10^{-2} となる。図6.1-2にこのポンプトリップインターロック回路が存在する場合の給水流量喪失時の原子炉出力低下に係わるイベントツリーをまとめた。このイベントツリーに現われるATWSシーケンス全体の発生頻度は約 5.4×10^{-10} /炉年であり、インターロックを設ける前の約15分の1に低減される。これにより、全ATWS発生頻度は 1.2×10^{-8} /炉年から 4.6×10^{-9} /炉年に低減される。

(2) 制御棒挿入本数に関する成功基準の感度解析

ATWS事故シーケンスは次の4種類に分けることができる。第一は起因事象発生後、主炉停止系制御棒保持電源遮断に失敗し、且つ後備炉停止系制御棒保持電源遮断に失敗するシーケンス (IE・SM・SB)、第二は起因事象発生後、主炉停止系制御棒保持電源遮断に成功したが制御棒挿入に失敗し、且つ後備炉停止系制御棒保持電源遮断に失敗するシーケンス (IE・RM・SB)、第三は起因事象発生後、主炉停止系制御棒保持電源遮断に失敗し、且つ後備炉停止系制御棒保持電源遮断に成功したが制御棒挿入に失敗するシーケンス (IE・SM・RB)、第四は起因事象発生後、主炉停止系制御棒保持電源遮断に成功したが制御棒挿入に失敗し、且つ後備炉停止系制御棒保持電源遮断に成功したが制御棒挿入に失敗するシーケンス (IE・RM・RB) である。即ちATWS発生頻度は、

$$IE \cdot SM \cdot SB + IE \cdot RM \cdot SB + IE \cdot SM \cdot RB + IE \cdot RM \cdot RB$$

で表される。従って、RMに対するATWS発生頻度の感度を調べるには、

$$(IE \cdot SM \cdot SB + IE \cdot SM \cdot RB) + (IE \cdot SB + IE \cdot RB) \times RM$$

とまとめて括弧内の発生頻度を計算すれば良いし、RBに対するATWS発生頻度の感度を調べるには、

$$(IE \cdot SM \cdot SB + IE \cdot RM \cdot SB) + (IE \cdot SB + IE \cdot RM) \times RB$$

とまとめて括弧内の発生頻度を計算すれば良い。これらを計算するために予め4種類のATWSシーケンスの各々についてRMとRBを除いた発生頻度を導出しておき表にまとめた。IE・SM・RBシーケンスのIE・SMの発生頻度を表6.1-2に、IE・RM・SBシーケンスのIE・SBの発生頻度を表6.1-3に、IE・RM・RBシーケンスのIEの発生頻度を表6.1-4に、そしてIE・SM・SBシーケンスの発生頻度を表6.1-5に示す。ATWS発生頻度をRMの関数またはRBの関数として表現すると次のようになる。

$$(1.38 \times 10^4 \times RM + 1) \times 8.06 \times 10^{-9} / \text{炉年}$$

$$(1.43 \times 10^4 \times RB + 1) \times 9.39 \times 10^{-9} / \text{炉年}$$

また、(1) で想定した給水流量喪失時の2次主冷却系循環ポンプトリップインターロック回路を設けた場合には次のような結果が得られる。

$$(3.81 \times 10^4 \times RM + 1) \times 1.96 \times 10^{-9} / \text{炉年}$$

$$(3.61 \times 10^4 \times RB + 1) \times 2.70 \times 10^{-9} / \text{炉年}$$

本評価では制御棒挿入本数に対する成功基準を主炉停止系については13本中任意の12

本以上とし、後備炉停止系では6本中任意の5本以上としている。何れの系統にしても全数挿入しなければならない場合が成功基準として最も厳しいといえる。全数挿入しなければならない場合に主炉停止系の制御棒挿入失敗確率は 5.5×10^{-4} であり、後備炉停止系のそれは 2.6×10^{-4} である。この場合、上式の括弧内第1項の値は2次主冷却系循環ポンプトリップ回路のない場合で各々7.6及び3.7となり、ポンプトリップ回路のある場合で各々2.1及び9.4となる。

一方、主炉停止系、後備炉停止系共に1本まで挿入失敗を許すことにした場合には全数挿入しなければならないときと比べて系統の失敗確率即ちRM, RBの値は1桁余り低減されることを第4.3節で示した。このことから主炉停止系についてはポンプトリップ回路の有無に関係なく制御棒挿入失敗の重要度が高く、制御棒挿入本数に関する成功基準が13本の全数挿入と12本挿入ではATWS発生頻度が1桁近く変わることが分かり、後備炉停止系についてはポンプトリップ回路を設けた場合には同じく成功基準が全数の6本挿入と5本挿入ではATWS発生頻度が約1桁変わることが分かった。

さらに主炉停止系、後備炉停止系共に2本まで制御棒挿入失敗を許すことにした場合にはATWS発生頻度は 2.3×10^{-9} /炉年となり、1本まで挿入失敗を許す場合の2分の1に低減されることがわかった。制御棒挿入失敗確率を仮に0と仮定した場合のATWS発生頻度が 1.3×10^{-9} /炉年であることを考えると、制御棒挿入失敗本数に関する成功基準を1本分ゆるめることによるATWS発生頻度低減率は0本から1本への変更が約1桁、1本から2本への変更が約2倍、2本から3本以上への変更は高々2倍程度と言える。

主炉停止系に対しては設計条件として1ロッドスタック条件を課するのが通例となっているがATWS発生頻度低減化の観点からもこの条件は大きな意味を持つことが示された。また、後備炉停止系についても主炉停止系と同じく最大の制御棒価値を有する制御棒が1本挿入されなくても原子炉を安全に停止できるように設計することは、ATWS発生頻度低減化の観点から極めて重要であることが示された。

表6.1-1 2次主冷却系循環ポンプトリップ失敗のミニマルカットセット

カットセット	発生確率	累積確率
検出チャンネル1チャンネル故障×2	1.04×10^{-2}	1.04×10^{-2}
遮断器故障×2	3.18×10^{-4}	1.07×10^{-2}
2 out of 2 論理回路故障×2	1.80×10^{-5}	1.07×10^{-2}
OR論理回路故障×2	1.80×10^{-5}	1.08×10^{-2}
合計	1.08×10^{-2}	1.08×10^{-2}

表6.1-2 IE・SM・RBシーケンスのIE・SMの発生頻度

IE・SM・RBシーケンス	ポンプトリップ回路なし		ポンプトリップ回路あり
I1×SM	$2.80\text{E-}02 \times 1.25\text{E-}04$	3.50E-06	3.50E-06
(I3+I5)×SM	$2.32\text{E-}03 \times 1.52\text{E-}04$	3.53E-07	3.53E-07
(I6+I7+I8+I9+I10+I11+I12+I14)×SM	$0.9355 \times 2.05\text{E-}05$	1.92E-05	1.92E-05
(I13+I15)×SM	$0.3168 \times 1.40\text{E-}04$	4.44E-05	6.82E-06
			7.52E-07
I16×SM	$3.00\text{E-}04 \times 1.63\text{E-}05$	4.89E-09	4.89E-09
合計		6.74E-05	3.08E-05

表6.1-3 IE・RM・SBシーケンスのIE・SBの発生頻度

IE・RM・SBシーケンス	ポンプトリップ回路なし		ポンプトリップ回路あり
(I1+I5+I13+I15)×SB	$0.34552 \times 1.26\text{E-}04$	4.35E-05	4.48E-06
			2.30E-06
I3×SB	$1.60\text{E-}03 \times 1.38\text{E-}04$	2.21E-07	2.21E-07
(I6+I7+I8)×SB	$0.1472 \times 1.76\text{E-}04$	2.59E-05	2.59E-05
(I9+I10+I11+I12+I14)×SB	$0.7883 \times 6.05\text{E-}06$	4.77E-06	4.77E-06
I16×SB	$3.00\text{E-}04 \times 1.89\text{E-}06$	5.67E-10	5.67E-10
合計		7.44E-05	3.77E-05

表6.1-4 IE・RM・RBシーケンスのIEの発生頻度

IE・RM・RBシーケンス	ポンプトリップ回路なし	ポンプトリップ回路あり
I1～I18の合計	1.85	1.85

表6.1-5 IE・SM・SBシーケンスの発生頻度

IE・SM・SBシーケンス	ポンプトリップ回路なし		ポンプトリップ回路あり
I1×SM×SB	$0.028 \times 1.25\text{E-}04 \times 1.26\text{E-}04$	4.41E-10	4.41E-10
I3×SM×SB	$1.60\text{E-}03 \times 1.52\text{E-}04 \times 1.38\text{E-}04$	3.36E-11	3.36E-11
I5×SM×SB	$7.20\text{E-}04 \times 1.52\text{E-}04 \times 1.26\text{E-}04$	1.38E-11	1.38E-11
(I6+I7+I8)×SM×SB	$0.1472 \times 2.05\text{E-}05 \times 1.76\text{E-}4$	5.31E-10	5.31E-10
(I9+I10+I11+I12+I14)×SM×SB	$0.7883 \times 2.05\text{E-}05 \times 6.05\text{E-}06$	9.78E-11	9.78E-11
(I13+I15)×SM×SB	$0.3168 \times 1.40\text{E-}04 \times 1.26\text{E-}04$	5.59E-09	9.75E-11
			1.20E-10
I16×SM×SB	$3.00\text{E-}4 \times 2.80\text{E-}8$	8.40E-12	8.40E-12
合計		6.71E-09	1.34E-09

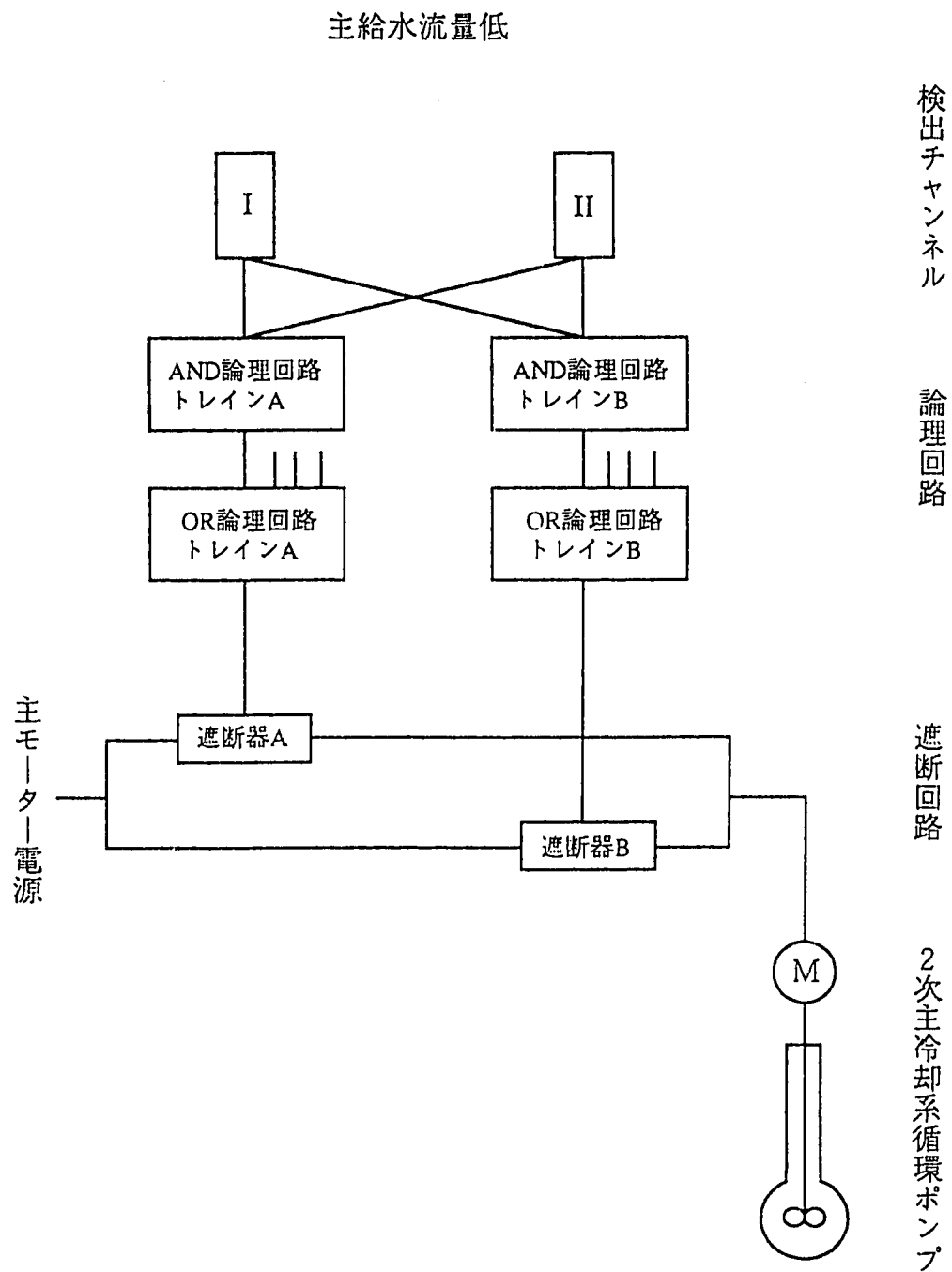


図6.1-1 2次主冷却系循環ポンプトリップ回路の構成

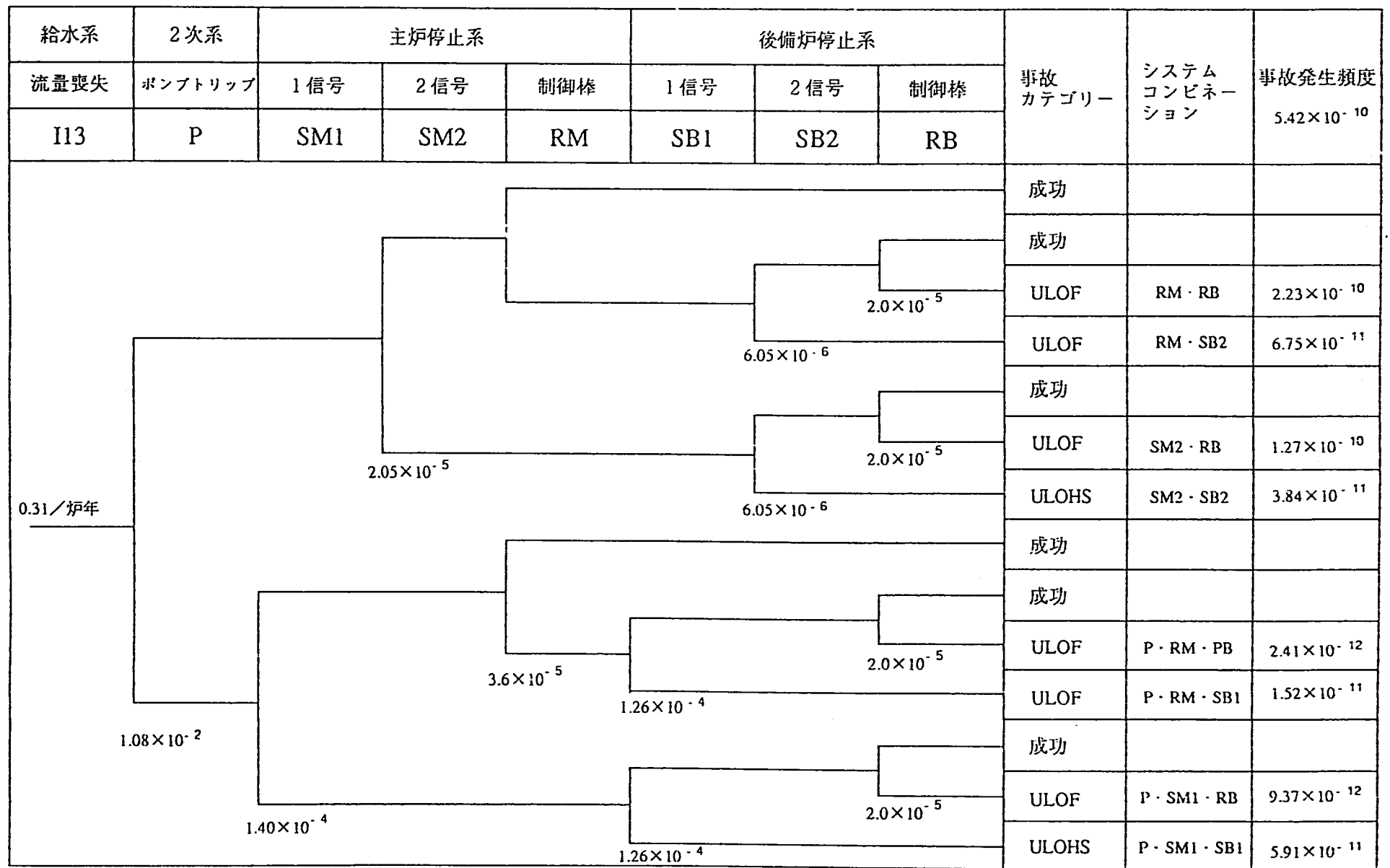


図6.1-2 給水流量喪失時の原子炉出力低下に係わるイベントツリー

6.2 崩壊熱除去系に係わる感度解析

「5. 事故シーケンスの評価結果」でも述べたように、炉心損傷発生頻度の内訳は PLOHS シーケンスの寄与が最も大きく、全炉心損傷発生頻度の 99% 以上を占める。よって炉心損傷発生頻度を低減するためには、PLOHS シーケンスの発生頻度を低減していくことが必要となる。PLOHS シーケンスは、崩壊熱除去失敗により炉心損傷に至るシーケンスであり、崩壊熱除去系の信頼度をより高めていくことが重要である。

プラントの設計情報⁽²⁾を基に設定した基準ケースでの PLOHS 発生頻度 $2.3 \times 10^{-4}/\text{ry}$ の値の内、約 94% が共通要因故障によるものである。基準ケースの評価において、適切な多様性を備えた設備とすることにより共通要因故障が排除できるものとした場合を CASE1 とする。この場合、PLOHS 発生頻度はランダム故障の寄与のみとなり $1.3 \times 10^{-5}/\text{ry}$ となって、約 6% にまで低減する。しかし、CASE1 のランダム故障のみの評価結果でも $10^{-5}/\text{ry}$ のオーダーであり、炉心損傷発生頻度を $10^{-7}/\text{ry}$ のオーダーとするには、更に信頼度の向上が必要である。

崩壊熱除去系の信頼度は、系統を構成する個々の機器の信頼度の大きさだけではなく、崩壊熱除去に最低限必要な「除熱モードとそのループ数との組み合わせ」で言い表せる成功基準によっても変化する。

さて、CASE1 の成功基準では、補助冷却系 (ACS) の強制循環除熱モードによって除熱を行なう場合には炉停止直後から 3 ループの ACS の内の 1 ループのみの運転でも除熱可能となっているが、自然循環モードによって除熱を行なう場合には 3 ループを必要とするので、プラントとしての自然循環除熱容量は $100/3 \times 3 = 100\%$ である。1 ループ当たりの自然循環除熱容量を増大させることにより、プラントの自然循環除熱容量を $100/2 \times 3 = 150\%$ 、または $100/1 \times 3 = 300\%$ とすることが可能であるならば、自然循環除熱ループについての多重性が増すことになるので、信頼度の向上につながると考えられる。

また、第 4.5.5 章で述べたように、崩壊熱除去系の機能喪失確率に対しては、起動時失敗の確率が支配的である。よって、炉停止 24 時間後から強制循環モードで利用可能となっているメンテナンス冷却系 (MCS) を炉停止直後から利用可能とすることも、信頼度の向上に有効であると考えられる。

以下では、ACS 1 ループ当たりの自然循環除熱能力を増大させて成功基準を変更した場合と MCS の除熱能力を増大させて成功基準を変更した場合とについて、PLOHS 発生頻度の低減効果を評価した結果について述べる。

6.2.1 自然循環除熱能力の増大

本節では、共通要因故障は排除されているものとしてランダム故障による機能喪失の

みについて考える。CASE1では、炉停止直後に自然循環除熱を行うためには3ループを必要とする。ここでは、1ループ当りの自然循環除熱容量を増大させて、第1フェイズの成功条件を変更し、炉停止直後からも2ループで除熱可能とした場合（CASE2）、さらに1ループでも除熱可能とした場合（CASE3）の信頼度の向上について評価を行なった。なお、炉停止1時間後から1ループの自然循環でも除熱可能であるとする条件は、そのままとした。

(1) 起回事象と成功基準

CASE1の場合と同様に、D1からD5までの5種類の運転モードに対応して異なる成功基準を設定する。成功基準の裏返しとして定まる失敗基準を、CASE2、CASE3について、それぞれ表6.2.1-1、表6.2.1-2に示す。

CASE3は、炉停止直後からも1ループの自然循環のみで除熱可能とした場合であって、MCSが使命時間途中から使用可能となって成功基準が変化するだけであり、ACSの成功基準は使命時間全体にわたって一定となる（強制循環1ループまたは自然循環1ループで除熱可能）。

(2) CASE2、CASE3 の評価結果

各々の評価ケース毎に、崩壊熱除去機能喪失確率を求め、対応する起回事象カテゴリの発生頻度を乗じて、PLOHS発生頻度を導出した。結果を表6.2.1-3に示す。

CASE2

崩壊熱除去機能喪失確率 (/demand) は、起回事象によって除熱能力が減ずることになるD2、D3がそれぞれ 7.3×10^{-5} 、 2.0×10^{-5} と 10^{-5} のオーダーであり、他のD1、D4、D5では、それぞれ、 3.4×10^{-7} 、 5.3×10^{-7} 、 3.8×10^{-7} であり、 10^{-7} のオーダーとなっている。

CASE1の場合に比較して、どの運転モードについても利用可能な自然循環除熱ループが1だけ増加することになる。D2以外のモードでは、第1フェイズにおいて自然循環除熱について2重の多重性を持つことになり、崩壊熱除去機能喪失確率はCASE1の値に対し約30～50%の大きさとなる。D2は、CASE1の評価では、第1フェイズにおいては自然循環除熱不可能としていたのが、自然循環除熱能力の能力増強により、利用可能な2ループによる自然循環除熱が可能となった場合である。しかし、2つのループのどちらか一方の自然循環能力が喪失すれば、自然循環モードによる熱除去に失敗することになり、他のモードに比較すると信頼度の向上の効果が小さく、CASE1の場合に比べると約80%の大きさである。

外部電源喪失事象であるD4の崩壊熱除去機能喪失確率は、D1と比較して1.6倍程度である。CASE1ではこの比が2.7倍程度であるので、自然循環能力の増大によって、外部電源喪失による崩壊熱除去系の信頼度低下がより小さくなっていることがわかる。

また、D1とD5との崩壊熱除去機能喪失確率の比較から、MCSの途中投入の効果はほとんど見られない。MCSの途中投入は、運転継続失敗による崩壊熱除去機能喪失確率を低減することになるが、修復操作による信頼度の向上が大きい自然循環除熱モードの除

熱容量を増加させることにより、運転継続に失敗する確率がより小さくなるため、MCS途中投入による信頼度向上の効果が大きくは現われない結果となっている。

CASE2についてPLOHS発生頻度(/ry)を求めると 4.3×10^{-6} /ryとなった。CASE1と比較すると、約0.4倍となった。

PLOHS発生頻度に対する支配的シーケンスは、除熱ループの多重性が低下しているD2とD3を含むシーケンスで、それぞれ、約25%、約60%の寄与を持つ。

CASE3

CASE3のD1、D2、D4、D5の各々の崩壊熱除去系の機能喪失確率の値は、モンテカルロ法に由来するバラツキを考慮すると有意な差はなく、ほとんど同じ値であり、おおよそ 1×10^{-7} /demand前後の値となっている。これらのモード間では、利用可能な強制循環ループ数や外部電源系の利用可能性、途中投入が可能なMCSの利用可能性についての差異があるが、ACSの自然循環除熱モードの除熱容量が共に300%であり、この条件で信頼度の大きさがほぼ決まっていると言える。

D3だけ、自然循環除熱容量が200%であり、崩壊熱除去機能喪失確率は 4.3×10^{-5} と 10^{-5} のオーダーとなっている。

CASE3のPLOHS発生頻度は 9.0×10^{-7} /ryとなり、CASE2と比較して約0.2倍にまで減少する結果となった。PLOHS発生頻度に対する支配的シーケンスは、1ループが使用不可能となるD2を含むシーケンスで、約80%の寄与を持つ。

(3) 考察

CASE1の成功基準は、第1フェイズの区間で、ACS強制循環モードについては、起因事象に依存して3重または2重の多重性を持つが、ACS自然循環除熱モードを達成するには3ループを必要とし、自然循環ループについての多重性がない。第1フェイズは時間間隔が1時間であり、使命時間168時間に比較して短い。修復を考慮した信頼度評価の結果を見ると、この第1フェイズにおける崩壊熱除去機能喪失確率が支配的となり、特に起動時の故障が大きな寄与を持つことになった。自然循環除熱能力について100% ($100/3\% \times 3$)の除熱容量しか備えていないのでは、3系統のACSのみでPLOHS発生頻度を 10^{-7} /ryのオーダーとすることは、困難であると考えらる。

CASE2、CASE3の結果における低減効果からも、信頼度を向上させるための一つの方策として、起動時における自然循環ループの多重度がより向上するようにしていくことが考えられる。CASE1の成功基準は設計ベースでの基準である。評価ベースで1ループ当たりの自然循環除熱容量についての評価を行なうことで、現実的な自然循環ループの多重度を確認することが必要であろう。

CASE1では、MCSは炉停止24時間後から利用可能となっているが、CASE1、CASE2、CASE3の各ケースのD1とD5とを比較していくと、機器の修復を考慮し、さらに自然循環

ループについての多重度を増加させるにしたがって、MCSの途中投入の信頼度上の効果は小さくなっていくことがわかる。信頼度向上の観点からは、MCSの機能が、崩壊熱除去機能喪失確率に対する割合が大きい起動時失敗確率の低減に役立つように、炉停止直後から利用可能とすることが望ましい。以下6.6.2項で、MCSが炉停止直後からも利用可能とした場合の評価について述べる。

表6.2.1-1 2 ループ自然循環でも除熱可能とした場合(CASE2)の失敗基準

○全ループ使用可能 (D 1)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 2 ループ自然循環失敗
1 ～ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ～ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○1 ループについて強制循環、自然循環両方とも利用不可能 (D 2)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 2 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ～ 2 4	ACS 2 ループ自然循環失敗
2 4 ～ 7 2 0 *	ACS 2 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

* 放散熱量が減ずることから使命時間を720時間としてある

○1 ループについて強制循環のみ使用不可能 (D 3)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 2 ループ自然循環失敗
1 ～ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ～ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○外部電源喪失事象 (D 4)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 2 ループ自然循環失敗
1 ～ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ～ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

外部電源は、修復されないかぎり利用不可能として評価する。

○MCS使用不可能 (D 5)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ～ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 2 ループ自然循環失敗
1 ～ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗

表6.2.1-2 1 ループ自然循環でも除熱可能とした場合(CASE 3)の失敗基準

○全ループ使用可能 (D 1)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○1 ループについて強制循環、自然循環両方とも利用不可能 (D 2)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 2 4	ACS 2 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 7 2 0 *	ACS 2 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

* 放散熱量が減ずることから使命時間を720時間としてある

○1 ループについて強制循環のみ使用不可能 (D 3)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

○外部電源喪失事象 (D 4)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 2 4	ACS 3 ループ自然循環失敗
2 4 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗 かつ MCS強制循環失敗

外部電源は、修復されないかぎり利用不可能として評価する。

○MCS使用不可能 (D 5)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1 6 8	ACS 3 ループ自然循環失敗

表6.2.1-3 CASE2,CASE3の信頼度評価結果

			CASE2			CASE3		
崩壊熱除去系 運転モード		冷却時間 [hr]	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	FSD (%)	PLOHS発生頻度 [/ry]	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	FSD (%)	PLOHS発生頻度 [/ry]
全ループ利用可能	—	0	3.1E-7	6		7.8E-8	6	
	D1	168	3.4E-7	14	5.6E-7	9.2E-8	14	1.5E-7
1ループ について強制循環、自然循環 ともに利用不可能	—	0	5.8E-5	3		2.0E-5	3	
	D2	720	7.3E-5	11	1.2E-6	4.3E-5	11	7.3E-7
1ループ について強制循環のみ 利用不可能	—	0	2.0E-5	4		7.6E-8	4	
	D3	168	2.0E-5	4	2.5E-6	9.0E-8	4	1.1E-8
外部電源喪失	—	0	5.0E-7	5		7.8E-8	5	
	D4	168	5.3E-7	11	2.8E-8	8.5E-8	11	4.4E-9
メンテナンス冷却系 使用不可能	—	0	3.4E-7	6		8.9E-8	6	
	D5	168	3.8E-7	14	2.7E-10	1.0E-7	14	7.2E-11
PLOHS発生頻度 [/ry]			4.3E-6			9.0E-7		

6.2.2 MCSの除熱能力の増大

CASE1では、MCSは、炉停止24時間後から強制循環除熱モードによりMCS単独で除熱可能となっている。ここでは、MCSが炉停止直後から利用可能であるとした場合を考える。MCSは、強制循環除熱モードに加えて、自然循環除熱も可能であるとし、各々の除熱モードに対して除熱容量は、ACS 1 系統の容量と等しいものと仮定する。よって、炉停止直後は、強制循環除熱能力は、400%の能力を持つことになる。自然循環除熱能力については、ACS 3 系統+MCSの計 4 系統のうち 3 系統が成功していればよい。この成功基準の基にランダム故障のみからの寄与を考慮する評価ケースをCASE4とする。

共通要因故障を考慮した評価を行う場合、崩壊熱除去系の作動要求時に利用可能な系統は、ACSの 3 系統に加えてMCS 1 系統が加わるので、ACSとMCSの双方に含まれる機器である、ベーン、ダンパについては 4 重の機器故障の可能性がある。ここではダンパ、ベーンについて、ACS,MCS の間でも従属性があり、4 重の共通要因故障が生ずるとした場合（CASE4c-1）と、ACS,MCSの間では多様性を備えた設計となっており、共通要因故障は排除できるものとして、ACSの系統間についてのみ 3 重故障を考慮する場合（CASE4c-2）との2ケースについても評価を行った。

以下、CASE4、CASE4c-1、CASE4c-2の 3 ケースの評価結果について述べる。

(1) 起因事象と失敗条件

表6.2.2-1に示すように、基準ケースと同様、5 種類の崩壊熱除去系運転モードに対応した失敗基準を設定した。

(2) CASE4、CASE4c-1、CASE4c-2の結果

各々のケースの評価結果を表6.2.2-2に示す。

CASE4の評価結果

CASE4の成功基準は、ACSの除熱容量はCASE1と全く同じであるが、MCSを炉停止直後から使用可能とし、強制循環、自然循環除熱モードの除熱容量は、ACS 1 ループと等しいとした場合である。CASE1の結果と比較すると、崩壊熱除去機能喪失確率は、D1からD4までは、ほぼ100分の1と大幅に減少している。D5の成功基準はCASE1とCASE4とは同じものとなり、モンテカルロ法に由来する誤差分を考慮すれば両ケースのD5の評価結果は十分一致していると言える。

D1とD5の評価結果を比較すると、MCSを起動時から使用可能とし強制循環、自然循環除熱モードについてACSと同等の除熱容量を有するとしたことで、約100分の1の低減効果があることがわかる。

PLOHS発生頻度は、CASE4では $8.9 \times 10^{-8}/\text{ry}$ となり、CASE3よりも更に小さな結果となった。D5を除いて、CASE3の値よりも低くなっている。PLOHS発生頻度上支配的なシーケンスは、D3を含むシーケンス（61%）、D2を含むシーケンス（24%）続いてD1を

含むシーケンス(13%)となっている。

CASE4c-1の評価結果

CASE4c-1は、ACSとMCSのダンパ、ベーンの従属故障を考慮した場合で、崩壊熱除去機能喪失確率は、どの運転モードでも共通要因故障が支配的となっていて、ほぼ、 10^{-4} のオーダーとなる。

CASE4c-1のPLOHS発生頻度は、 $1.9 \times 10^{-4}/\text{ry}$ となりD1が全体の約90%を占めている。ランダム故障のみを考慮した場合に比較すると約3桁ほど大きな値となってしまう。

CASE4c-2の評価結果

一方、CASE4c-2は、ACSとMCSとの間では、ダンパ、ベーンについては適切な多様化が図られているため従属故障原因が排除されているものとし、ACSの3系統についてのみ共通要因故障を考慮した場合である。ACSの共通要因故障にMCSのランダム故障が組み合わされて、初めて崩壊熱除去機能喪失となる。崩壊熱除去機能喪失確率は、MCSが使用不能となるD5を除いては、約 1×10^{-6} ～約 $2 \times 10^{-6}/\text{demand}$ となった。D5では、MCSが使用不能であるので、ACSの3重の共通要因故障で値が決まっていて、 $1.2 \times 10^{-4}/\text{demand}$ となっている。

CASE4c-2のPLOHS頻度の増加は、ランダム故障のみを考慮した場合の約30倍程度であり、 $2.5 \times 10^{-6}/\text{ry}$ となる。支配的な運転モードはD1で約8割を占めている。

(3) 考察

基準ケース、および共通要因故障を除いたCASE1、CASE2、CASE3、CASE4の各評価ケースのPLOHS発生頻度との関係を図6.2.2-3にまとめた。CASE1では、MCSは炉停止24時間後から利用可能となっているが、炉停止直後から利用可能とするように成功基準を変更させ、さらに強制・自然循環両除熱モードに対してACSと同等の除熱容量を備わせたCASE4では大幅に信頼度が増加する結果となり、自然循環除熱容量を300%とした場合よりも信頼度が向上している。

CASE4のミニマルカットセットは、MCSが炉停止直後から使用可能なことにより、サポート系の共有に起因する3次の項（3種類の故障モードの組み合わせで崩壊熱除去機能喪失）が数個存在する他はすべて4次以上の項となっている。サポートシステムは、ほとんどの系統が定格運転時も運転中であると仮定しているため、故障通報時間が短くダイヤモンド故障確率の値が低い。よって3次の項からの寄与が支配的にはなっていない。

また、強制循環除熱容量は、ACSとMCSとを合わせて400%であるが、自然循環除熱容量は $(100/3 \times 4)\%$ しかない。ACSとMCSとの計4ループの内、2ループが自然循環モードに失敗となれば、自然循環モードによる除熱が不可能となる。この条件は、CASE2の成功基準の場合と同じである。しかし、崩壊熱除去機能が喪失するためには、更に残りの2ループが共に強制循環除熱モード不可能となっていることが必要である。サポート系の共有に起因する故障でなければ、それぞれのループの機能喪失の原因となる4種類の故障モードの重ね合わせが必要で、信頼度が増加する結果につながったと考えられる。

ただし、サポートシステムの構成が3系統分離の構成でなく2系統分離であるとするれば、強制循環モードの信頼度は低下することになり、今回の評価で得たような大幅な信頼度の向上は望めないことが予想される。CASE4の評価結果はサポート系の系統構成に大きく依存すると考えられるが、炉停止直後からもMCSの投入可能であるとする事は、ACSの設計を変更することなしに、信頼度を向上させる可能性を有する手段の一つである。

CASE4の条件で共通要因故障を考慮すると（CASE4c-1）、共通要因故障が支配的となるため、ランダム故障低減化の利点が消え去ってしまう。よって共通要因故障排除のための適切な多様化対策が必要となる。特に、ACSとMCSの間では、A、B、Cの3ループ間とは違って明らかに異なったシステム構成となるので、ACS3ループ間への多様化策に比べればより容易に機器の多様化対策を図ることができると考えられる。CASE4c-1とCASE4c-2との結果の比較から、ACSとMCSとの間で適切な多様化対策が取られていて完全に独立であるとする事によって信頼度が大きく向上することがわかる。MCSを炉停止後直後から利用可能とする事は、炉停止直後の除熱容量を増加させることだけではなく、多様化を備えることで、共通要因故障に対してより強化された崩壊熱除去系を実現できる可能性がある。

表6.2.2-1 MCSの除熱能力を増大させた場合(CASE4)の失敗基準

○全ループ使用可能 (D 1)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	(ACS 3 ループ+MCS) 強制循環失敗 かつ (ACS 2 ループ または ACS 1 ループ+MCS) 自然循環失敗
1 ~ 168	(ACS 3 ループ+MCS) 自然循環失敗

○1 ループについて強制循環、自然循環両方とも利用不可能 (D 2)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	(ACS 2 ループ+MCS) 強制循環失敗 かつ (ACS 1 ループ または MCS) 自然循環失敗
1 ~ 720 *	(ACS 2 ループ+MCS) 自然循環失敗

* 放散熱量が減ずることから使命時間を720時間としてある

○1 ループについて強制循環のみ使用不可能 (D 3)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	(ACS 2 ループ+MCS) 強制循環失敗 かつ (ACS 2 ループ または ACS 1 ループ+MCS) 自然循環失敗
1 ~ 168	(ACS 3 ループ+MCS) 自然循環失敗

○外部電源喪失事象 (D 4)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	(ACS 3 ループ+MCS) 強制循環失敗 かつ (ACS 2 ループ または ACS 1 ループ+MCS) 自然循環失敗
1 ~ 168	(ACS 3 ループ+MCS) 自然循環失敗

外部電源は、修復されないかぎり利用不可能として評価する。

○MCS使用不可能 (D 5)

炉停止後時間 (hr)	失敗基準
0 ~ 1	ACS 3 ループ強制循環失敗 かつ ACS 1 ループ自然循環失敗
1 ~ 168	ACS 3 ループ自然循環失敗

表6.2.2-2 CASE4の信頼度評価結果

崩壊熱除去系 運転モード		冷却時間 [hr]	CASE4			CASE4c-1		CASE4c-2	
			CCFを考慮しない場合			CCFを考慮		CCFを考慮 ACSとMCSとは独立とした場合	
			崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	FSD (%)	PLOHS発生頻度 [/ry]	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	PLOHS発生頻度 [/ry]	崩壊熱除去機能喪失確率 [/demand]	PLOHS発生頻度 [/ry]
全ループ利用可能	—	0	5.8E-9	6		1.0E-4		1.2E-6	
	D1	168	7.1E-9	14	1.2E-8	1.0E-4	1.7E-4	1.2E-6	2.1E-6
1ループ について強制循環、自然循環 ともに利用不可能	—	0	8.9E-7	3		1.0E-4		2.2E-6	
	D2	720	1.3E-6	11	2.2E-8	1.0E-4	1.7E-6	2.2E-6	3.7E-8
1ループ について強制循環のみ 利用不可能	—	0	4.3E-7	4		1.0E-4		1.7E-6	
	D3	168	4.4E-7	4	5.4E-8	1.0E-4	1.5E-5	1.7E-6	2.1E-7
外部電源喪失	—	0	1.7E-8	5		1.0E-4		1.2E-6	
	D4	168	1.8E-8	11	9.4E-10	1.0E-4	5.3E-6	1.2E-6	6.5E-8
メンテナンス冷却系 使用不可能	—	0	6.3E-7	6		1.2E-4		1.2E-4	
	D5	168	7.1E-7	14	5.1E-10	1.2E-4	8.4E-8	1.2E-4	8.4E-8
PLOHS発生頻度 [/ry]			8.9E-8			1.9E-4		2.5E-6	

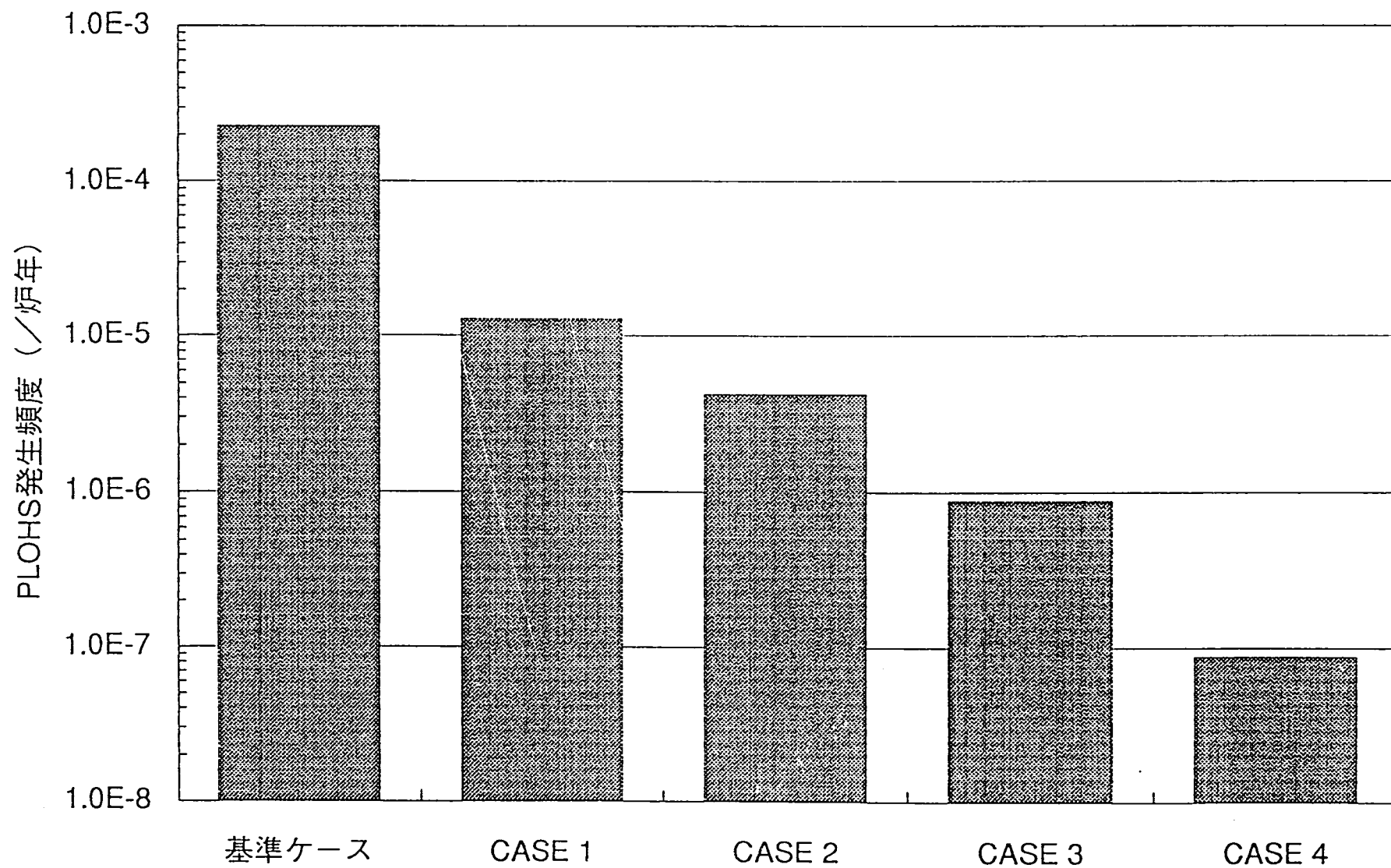


図6.2.2-1 各評価ケースとPLOHS発生頻度の関係

7. 考察

炉心損傷に至る可能性のある事故シーケンスはPLOHS, LORL, ATWSの3つの事故カテゴリーに大きく分類できる。以下に各事故カテゴリー別に記す。

PLOHS

本評価では崩壊熱除去系の信頼度評価において、(1)概念設計に基づいた評価と、(2)基本設計と最確ベースの成功基準に基づいた評価を行った。(1)を設計ベース、(2)を評価ベースとする。尚、いずれの場合にも、水・蒸気系には崩壊熱除去機能を一切期待しないものとした。

概念設計に基づき、炉停止直後の崩壊熱除去系の成功基準として、補助冷却設備の1ループが強制循環に成功するか、もしくは3ループとも自然循環に成功することが必要であると仮定して設計ベース評価すると、PLOHSの発生頻度は約 2.3×10^{-4} /炉年となり、炉心損傷発生頻度はPLOHSによって支配される。すなわち、概念設計の考え方は単一故障基準+全電源喪失事故対策を基本としているが、これだけでは多重性の観点からは十分とは言えず、 10^{-6} /炉年レベルの信頼度を得ることは困難である。崩壊熱除去機能喪失確率は、補助冷却設備空気冷却器のダンパ、ベーン、ナトリウム止め弁の共通要因故障によって支配される。

先行炉の評価例から、熱流力解析による最確値評価では成功基準は緩和され、冷却材バウンダリの判断基準によっては、炉停止直後から補助冷却設備1ループの自然循環により崩壊熱が除去できる可能性があるという知見が得られている。また、基本設計では補助冷却設備の各ループの空気冷却器にはダンパ、ベーンが2個ずつ設けられ、空気冷却器出口止め弁にはバイパスラインが設けられるという条件を前提に評価ベースで解析を行った結果、PLOHSの発生頻度は設計ベースよりも2桁強小さい約 9.0×10^{-7} /炉年と評価された。PLOHS発生頻度を起因事象別に見ると、起因事象15番「蒸気発生器伝熱管破損」、起因事象11番「2次主冷却系漏洩」、起因事象8番「1次主冷却系逆止弁誤閉」が上位を占めている。これらの起因事象はいずれも、3ループある補助冷却設備のうち、1ループが強制循環にも自然循環にも使用できなくなる起因事象である。起因事象そのものの発生頻度は小さいものの、補助冷却設備の機能喪失確率が大きいために、PLOHS発生頻度としては大きくなる。

そこで、高所配置になっているメンテナンス冷却系についても評価ベースでは自然循環能力が期待できると考えられることから、メンテナンス冷却系が補助冷却設備1ループと同等の除熱能力を有していると仮定して評価すると、PLOHS発生頻度はさらに約1桁小さい約 8.9×10^{-8} /炉年となることが感度解析のケース4として示されている。

この結果から、基本設計段階に於いては、補助冷却設備空気冷却器ダンパ、ベーンを多様化することにより共通要因故障を排除すること、メンテナンス冷却系に補助冷却設備 1 ループと同等の除熱能力を持たせる設計として崩壊熱除去系の多重度を増すことが重要である。

LORL

LORL発生頻度は約 3.3×10^7 /炉年と評価された。事故シーケンス別では、起因事象3番「1次主冷却系漏洩」発生時に1次アルゴンガス系の隔離に失敗するシーケンスが 1.9×10^7 /炉年で最も大きく、LORL発生頻度の約58%を占める。1次主冷却系漏洩起因事象発生頻度に支配的な機器は、ポンプオーバフローコラム、ドレン及びベントラインの手動弁、ポンプ、中間熱交換器などである。1次アルゴンガス系隔離失敗に対して最も寄与の大きい因子は、格納容器内外に設けられている2個の隔離弁の共通要因故障による閉失敗であり、その発生確率は約 1.0×10^{-4} で、1次アルゴンガス系隔離失敗の80%強を占める。格納容器内外の2個の隔離弁以外の第3弁を閉とすることによっても、1次アルゴンガス系の隔離が可能であると考えられるが、1次アルゴンガス系に関する詳細な設計情報が得られていないため、本評価では第3弁には期待していない。次に発生頻度の大きいシーケンスは起因事象5番「1次メンテナンス冷却系漏洩」発生時に1次アルゴンガス系の隔離に失敗するシーケンスで 8.4×10^8 /炉年（LORLの約25%）である。メンテナンス冷却系は高所配置（全てNsLより上）となっているが、原子炉容器カバーガス圧が $1.9 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ であるため、1次メンテナンス冷却系の機器・配管から漏洩が発生した場合には、1次アルゴンガス系を隔離しないと原子炉容器液位がメンテナンス冷却系出口ノズルまで低下し、主冷却系もサイフォンブレイクしてしまうと考えられる。

LORL発生頻度を低減するには、1次アルゴンガス系隔離の信頼度をあげることが重要であり、格納容器内外の2個の隔離弁の共通要因故障を排除することが有効である。そのためには2個の隔離弁の種類を異なるものとすることが有効である。共通要因故障が排除できたとすると、LORL発生頻度は約 9.2×10^8 /炉年に低減する。

ATWS

ATWSの発生頻度は合計で約 1.2×10^8 /炉年と相対的に小さい。ATWSの中で最も発生頻度の大きいシーケンスは、起因事象13番「給水流量喪失」発生時に、主及び後備炉停止系ともに原子炉トリップ遮断器開に失敗するシーケンス（約 5.4×10^9 /炉年）であり、ATWSの約45%を占めている。このシーケンスはULOHSに至る。ATWSに関しては、原子炉停止系が、主炉停止系と後備炉停止系とも3トレイン構成になっていることや、主炉停止系と後備炉停止系が完全に分離されていること、また主炉停止系は2 out of 3 論理回路と遮断器を、後備炉停止系はOR 論理回路と継電器を用いる

など、多重性、独立性、多様性が図られており信頼度が高く、原子炉トリップ失敗の確率は非常に小さいといえる。

原子炉トリップ信号選定の観点からは、主炉停止系と後備炉停止系にあわせて3種類または4種類の原子炉トリップ信号を入力するように設計することにより系統の信頼度を向上させ得ることがわかった。また、給水流量喪失時には2次主冷却系循環ポンプをトリップさせるインターロックを組むことが望ましい。制御棒の設計に関しては、主炉停止系、後備炉停止系共に、最大反応度を有する制御棒を1本引き抜いた状態でも原子炉を停止できる設計としていることはATWS発生頻度低減に有効である。

以上、基本設計段階において共通要因故障を効果的に排除した設計を採用することを前提とし、評価ベースで炉心損傷発生頻度を見積ると、PLOHS約 8.9×10^{-8} /炉年、LORL約 9.2×10^{-8} /炉年、ATWS約 1.2×10^{-8} /炉年で、これらの合計値は約 1.9×10^{-7} /炉年となり、炉心損傷発生頻度は十分に低く抑さえられることが示された。

本評価では、原子炉停止後の時間経過と共に成功基準が変化する崩壊熱除去系の信頼度評価をフェイズドミッション解析手法を用いて行った。その結果、原子炉停止直後の第1フェイズにおける崩壊熱除去機能喪失が支配的であるとの結果が得られた。ただし、(1)水・蒸気系による除熱に一切期待していないことと、(2)猶予時間の計算において成功ループによる除熱を無視していること、(3)系統温度が 650°C になった時点で炉心損傷に至ると仮定していることにより、保守的な評価となっている。したがって、炉心損傷発生頻度をさらに、より現実的に評価するためには、熱流力学解析等に基づいた成功基準並びに故障状態に応じた猶予時間を設定する必要がある。とくに、崩壊熱除去系の機能喪失確率に与える影響が大きい炉停止直後の成功基準に関しては、水・蒸気系の運転との関係も含めて、より詳細かつ現実的な情報を得る必要がある。

また、本評価で用いた非修復確率は、複数の異なった故障モードに対して求めた修復時間の平均値に、指数分布モデルを適用して求めた値である。より詳細な評価のためには、データの収集状況に応じた故障モード別の修復時間の算出やモデルの妥当性の検討などが必要である。さらに、事故管理の定量化モデルの検討を行う必要がある。データ上の課題としては、ダンパ、ベーンなど崩壊熱除去機能喪失に対して重要度の高い機器の故障率データとそれらの共通要因故障データを収集・整理することがあげられる。

起因事象発生頻度合計値は 1.9 /炉年である。この値は我が国の原子力発電所の最近の実績値に比較して大きな値となっている。もんじゅの運転が開始され運転実績が蓄積されれば、評価値は低減すると考えられる。

さらに、設計の進捗、詳細化とともに、今回の評価ではスコープ外とした外的事象の評価や、原子炉停止時のリスク評価をも行っていく必要がある。

8. 結論

大型高速炉プラントを対象に、概念設計情報を基にイベントツリー及びフォールトツリーによるシステム解析モデルを作成し、内的事象に起因して炉心損傷に至る事故シーケンスの同定及びその発生確率の定量化を実施した（レベル1－P S A）。

評価結果に基づいて、安全確保上重要な系統・機器、支配的事故シーケンス等の摘出・整理を行い系統的な分析を加えることにより、プラントの信頼性・安全性の向上に有効な知見をまとめた。

レベル1－P S Aにより得られた主要な知見は以下の通りである。尚、崩壊熱除去系の信頼度評価においては、水・蒸気系に崩壊熱除去機能を一切期待しないものとした。

- 1) 概念設計に基づいた設計ベースの評価では、全炉心損傷発生頻度はPLOHSタイプの事象が支配的である。崩壊熱除去系の機能喪失確率に対しては、補助冷却設備の空気冷却器周辺の機器（ダンパ、ベーン、電動弁）の共通要因故障の寄与が支配的である。概念設計の考え方は単一故障基準＋全電源喪失事故対策を基本としており、これだけでは多重性の観点からは十分とは言えず、 10^{-6} /炉年レベルの信頼度を得ることは困難であるが、評価ベースに於いて、共通要因故障の排除、崩壊熱除去系の成功基準の緩和などの条件が満足されるならば、 10^{-7} /炉年程度の発生頻度になる見通しが得られている。
- 2) 崩壊熱除去系の空気冷却器周辺の機器の多様化により共通要因故障が排除され、補助冷却設備1ループの自然循環によって原子炉停止直後から崩壊熱が除去できるとした評価ベースでは、PLOHS発生頻度は設計ベースより約2桁以上小さくなる。
- 3) メンテナンス冷却系に自然循環能力を持たせて、補助冷却設備1ループと同等の除熱能力を有していると仮定して評価すると、PLOHS発生頻度はさらに約1桁小さくなる。
- 4) LORL発生頻度を低減するには、1次アルゴンガス系隔離の信頼度をあげることが重要であり、格納容器内外の2個の隔離弁の共通要因故障を排除することが有効である。そのためには2個の隔離弁の種類を異なるものとするのが有効である。
- 5) ATWSに関しては、原子炉停止系が、主炉停止系と後備炉停止系とも3トレイン構成になっていることや、主炉停止系と後備炉停止系が完全に分離されていること、また主炉停止系は2 out of 3 論理回路と遮断器を、後備炉停止系はOR 論理回路と継電器を用いるなど、多重性、独立性、多様性が図られており信頼度が高く、原子炉トリップ失敗の確率は非常に小さいといえるが、原子炉トリップ信号選定の観点か

らは、主炉停止系と後備炉停止系あわせて3種類または4種類の原子炉トリップ信号を入力するように設計することにより系統の信頼度を向上させ得ることがわかった。また、給水流量喪失時には2次主冷却系循環ポンプをトリップさせるインターロックを組むことが望ましい。

このような評価作業を実施することにより、プラントの信頼性・安全性の向上に有効な知見を提供し、基本設計への反映に役立てる見通しを得た。

9. 参考文献

- (1) PNC ZN9410 91-381 「高速増殖炉原型炉レベル 1-PSA」動力炉・核燃料開発事業団 大洗工学センター 1991年11月
- (2) PNC ZN9410 92-137 「大型高速炉設計研究成果報告書-60万kWe級プラントの設計研究-」動力炉・核燃料開発事業団 大洗工学センター 1992年5月
- (3) W. H. Hubble, C. F. Miller, "Data Summaries of Licensee Event Reports of Control Rods and Drive Mechanisms at U.S. Commercial Nuclear Power Plants," NUREG/CR-1331, EGG-EA-5079 (1980)
- (4) R. E. Wright, J. A. Stevenson, W. F. Zuroff, "Pipe Break Frequency Estimation for Nuclear Power Plants," NUREG/CE-4407, EGG-2421 (1987)
- (5) A. Mosleh, et al., "Procedures for Treating Common Cause Failures in Safety and Reliability Studies," NUREG/CR-4780, EPRI NP-5613 (1988)
- (6) A. D. Swain, H. E. Guttman, "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Application, Final Report," NUREG/CR-1278, Aug. 1983
- (7) PNC PJ9222 91-003 「フェイズド・ミッション解析プログラムの開発 (III)」三菱総合研究所 1992年3月
- (8) 「外部電源等の信頼性について」資源エネルギー庁 1985年5月