

高速増殖原型炉もんじゅ
性能試験報告書
<臨界試験～起動試験(40%出力)>
(技術報告)

2005年7月

核燃料サイクル開発機構
敦賀本部 高速増殖炉もんじゅ建設所

本資料の全部または一部を複写・複製・転載する場合は、下記にお問い合わせください。

〒319-1184 茨城県那珂郡東海村村松4番地49
核燃料サイクル開発機構
技術展開部 技術協力課
電話：029-282-1122
ファックス：029-282-7980
電子メール：jserv@jnc.go.jp

Inquiries about copyright and reproduction should be addressed to :

Technical Cooperation Section,
Technology Management Division,
Japan Nuclear Cycle Development Institute
4-49 Muramatu, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki 319-1184, Japan

© 核燃料サイクル開発機構
(Japan Nuclear Cycle Development Institute)
2005

高速増殖原型炉もんじゅ
性能試験報告書
<臨界試験～起動試験(40%出力)>
(技術報告)

宮川 明※, 服部和裕※, 城 隆久※

要旨

高速増殖原型炉「もんじゅ」は、系統としての機能・性能の確認を目的とした総合機能試験を実施した後、平成4年12月から性能試験を開始した。しかし、平成7年12月8日、二次主冷却系ナトリウム漏えい事故が発生したため、プラント出力を約40%まで上昇させた段階で性能試験を中断し、現在に至っている。

性能試験は、主として燃料装荷以降定格までの各出力段階で、プラント系統設備の性能確認、試験データに基づく設計の妥当性評価、将来炉のための実機データの集約等を行なうことを目的としており、軽水炉の起動試験で実施する試験項目と同等の内容の試験と、高速増殖炉の研究開発に係わる試験から構成されている。前回の性能試験において、この目的に従って計画された試験項目は約130項目に及び、このうち、高速増殖炉の研究開発に係わる試験は項目数で全体の約1/3を占める。

本報告書では、これまでに実施された試験項目のうち、臨界・炉物理試験、起動試験を対象として、試験結果の概要を報告する。

The Prototype Fast Breeder Reactor Monju System Startup Tests Report
Summary Report of the System Startup Tests
<Criticality Test ~ Power up Test(40%Power)>
(Technical Document)

Akira Miyakawa*, Kazuhiro Hattori*, Takahisa Jou*

Abstract

In December 1992, the performance tests (System Startup Test; SST) of Monju had been started after the integrated function tests. However, coolant leakage in the secondary heat transport system occurred on December 8th, 1995 and the performance test was interrupted at a plant output of 40%. Monju has not been in operation since then.

In the SST, the plant data was measured at each stage of reactor power, from fuel loading to rated power. Based on the measurement data, confirmation of the system performance, evaluation of design, and aggregation of measurement data for future etc. were carried out. There were about 130 test items in the SST and 2/3 of the total were indispensable to the startup of Monju (the number of test items are equivalent to the startup test items of LWR). The other 1/3 were related to the R&D of FBR.

Summary of past performance test results are described in the following report.

* Reactor and systems engineering section, Monju construction office

目次

1. はじめに	1
2. 臨界・炉物理試験編	13
2.1. 臨界特性評価	15
2.1.1. 最小臨界炉心構成 (SST-R-1-11)	15
2.1.2. 最小臨界炉心特性確認 (SST-R-1-12)	21
2.1.3. 初期炉心構成 (SST-R-1-13)	26
2.2. 反応度値特性評価	31
2.2.1. 制御棒干渉効果評価 (SST-R-2-12)	31
2.2.2. 反応度停止余裕評価 (SST-R-2-13)	37
2.2.3. 固定吸收体反応度値特性評価 (SST-R-2-14)	43
2.2.4. 冷却材反応度評価 (SST-R-2-15)	48
2.2.5. 燃料等値反応度評価 (SST-R-2-16)	52
2.3. 反応度係数特性評価	57
2.3.1. 溫度係数評価 (SST-R-3-11)	57
2.3.2. 流量係数評価 (SST-R-3-13)	62
2.4. 出力分布特性評価	67
2.4.1. 出力分布評価 (SST-R-4-12)	67
2.5. 燃料取扱系しやへい評価	75
2.5.1. 炉内中継装置しやへい評価 (SST-S-3-11)	75
2.5.2. 燃料出入機しやへい評価 (SST-S-3-12)	82
2.5.3. 新燃料貯蔵ラックしやへい評価 (SST-S-3-13)	87
3. 起動試験編	93
3.1. 臨界特性評価	95
3.1.1. 炉内中性子源効果評価 (その1) (SST-R-1-14-1)	95
3.2. 反応度値特性評価	101
3.2.1. 制御棒値確認 (SST-R-2-11)	101
3.3. 反応度係数特性評価	107
3.3.1. 燃焼係数評価 (SST-R-3-12)	107
3.4. 出力分布特性評価	113
3.4.1. 核出力較正確認 (その1) (SST-R-4-11-1)	113
3.4.2. 核出力較正確認 (その2) (SST-R-4-11-2)	118

3.5.原子炉まわりしやへい評価	123
3.5.1. しやへいプラグしやへい評価 (その1) (SST-S-1-12-1)	123
3.6.1 次冷却系しやへい評価	127
3.6.1. 1次主冷却系室しやへい評価 (その1) (SST-S-2-12-1)	127
3.6.2. 1次主冷却系室しやへい評価 (その2) (SST-S-2-12-2) および配管室しやへい評価 (その1) (SST-S-2-11-1)	131
3.6.3. 1次主冷却系機器しやへい評価 (その1) (SST-S-2-13-1)	135
3.7.原子炉構造設備特性試験	139
3.7.1. しやへいプラグ温度評価 (その1) (SST-P-1-12-1)	139
3.8.1 次冷却系設備特性試験	144
3.8.1. 1次主冷却系設備特性確認 (SST-P-2-11)	144
3.8.2. 1次主冷却系循環ポンプ コーストダウン特性確認 (SST-P-2-14)	147
3.9.2 次冷却系設備特性確認	150
3.9.1. 2次系コールドトラップ特性確認 (SST-P-3-13)	150
3.10.水・蒸気系設備特性試験	156
3.10.1. 水・蒸気系起動バイパス系統特性確認 (SST-P-4-11)	156
3.10.2. 蒸気発生器ブロー特性確認 (SST-P-4-18)	164
3.11.タービン設備特性試験	168
3.11.1. タービン保安装置特性確認 (SST-P-5-11)	168
3.11.2. タービン特性確認 (SST-P-5-12)	174
3.11.3. タービンローカル制御系特性確認 (SST-P-5-13)	183
3.11.4. 負荷制限器, 負荷設定器特性確認 (SST-P-5-15)	187
3.12.電気設備特性確認	192
3.12.1. 発電機特性確認 (その1) (SST-P-6-12-1)	192
3.12.2. 発電機特性確認 (その2) (SST-P-6-12-2)	199
3.12.3. 発電機特性確認 (その3) (SST-P-6-12-3)	210
3.13.発電所補助施設等特性確認	215
3.13.1. 換気空調設備特性確認 (その1) (SST-P-7-14-1)	215

3.14. 計測制御設備特性確認	218
3.14.1. 中性子計装特性確認 (SST-P-8-11)	218
3.14.2. 水・蒸気、タービン発電機設備 自動化制御装置特性確認 (SST-P-8-12)	221
3.14.3. 水漏えい検出器特性確認 (SST-P-8-13)	224
3.14.4. 遅発中性子法破損燃料検出装置特性評価 (その1) (SST-P-8-14-1)	229
3.14.5. FFD/L 装置特性評価 (SST-P-8-15)	233
3.14.6. 主蒸気圧力制御系特性確認 (SST-P-8-21)	237
 3.15. 化学・分析評価	242
3.15.1. ナトリウム純度確認 (SST-P-9-11)	242
3.15.2. ナトリウム放射化量評価 (SST-P-9-12)	245
3.15.3. アルゴンガス純度確認 (SST-P-9-13)	248
3.15.4. 水・蒸気、タービン設備水質確認 (SST-P-9-14)	251
 3.16. プラント特性確認 (運転特性)	253
3.16.1. 熱出力確認 (その1, その2) (SST-P-10-15-1,2)	253
3.16.2. プラント診断法評価 (その1) (SST-P-10-17-1)	258
3.16.3. 配管変位評価 (SST-P-10-19)	263
 3.17. プラント特性確認 (過渡特性)	267
3.17.1. プラントトリップ時特性評価 (タービン) (SST-P-12-11)	267
3.17.2. 蒸気発生器伝熱管模擬水漏えい時特性確認 (その1) (SST-P-12-15-1)	271
 4. おわりに	275

1. はじめに

1.1. 試験概要

高速増殖原型炉「もんじゅ」（以下、「もんじゅ」という）は、設備・機器の据付を完了し、系統としての機能・性能の確認を目的とした総合機能試験を平成4年12月16日に終了した後、引き続き翌17日より性能試験を開始した。

性能試験は、主として燃料装荷以降、定格までの各出力段階でプラント系統設備の性能確認、試験データに基づく設計の妥当性評価、将来炉のための実機データの集約等を行なうことを目的としており、軽水炉の起動試験で実施する試験項目と同等の試験と、高速増殖原型炉としての役割を果すための研究開発を主目的とした試験により構成されている。前回の性能試験において、この目的に従って計画された試験項目は約130項目に及び、このうち、研究開発を主目的とした試験は項目数で全体の約1/3を占める。

「もんじゅ」性能試験実績工程を図1に示す。

「もんじゅ」の性能試験は、以下のフェーズに大別される。

- ① プラント特性予備試験
- ② 臨界試験
- ③ 炉物理試験
- ④ 起動試験（核加熱試験・出力試験）

「もんじゅ」の性能試験は、平成4年12月17日から《プラント特性予備試験》*を開始し、設備点検を経て、平成5年10月12日から《臨界試験》フェーズへ移行し、平成6年4月5日に168体の炉心燃料装荷状態で初臨界を達成した。その後、残りの炉心燃料集合体30体を装荷し、平成6年5月20日に初期炉心構成(198体)を完了し、《炉物理試験》フェーズへと移行し、平成6年11月15日に計画どおり完了した。続いて、翌16日から出力上昇へ向けての必要な機器の点検を実施した後、平成7年2月17日より《起動試験（核加熱試験）》を開始したが、平成7年12月8日、二次主冷却系ナトリウム漏えい事故が発生したため性能試験を中断し、現在までプラント停止状態となっている。

各フェーズの概要を以下に示す。

(1) プラント特性予備試験

《プラント特性予備試験》の実績工程を図1(1)に示す。《プラント特性予備試験》では、本格的な性能試験の実施に先立ち、《起動試験》フェーズにて原子炉を起動して作られるプラント昇温状態を、核反応による発熱ではなく、1次・2次主循環ポンプの回転による入熱で模擬し、プラント運転特性を評価する〈昇温確認試験〉や、運転員のプラント操作手順の習熟を図るための原子炉トリップなどの事象を模擬した〈プラント操作手順確認〉等を実施した。また、本格的な性能試験で実施する[流量分布評価]及び[出力分布評価]等の試験のための操作の取扱作業リハーサル的な準備作業を実施した。

(2) 臨界・炉物理試験

《臨界・炉物理試験》の実績工程を図1(2)に示す。《臨界試験》では、平成5年10月12日に中性子源集合体を炉心へ装荷し、[最小臨界炉心構成]にて、炉心に仮組みされていた模擬燃料集合体を順次、内側炉心から炉心燃料集合体へ置き換える、その各段階において未臨界状態を確認しつつ、臨界近接を行った。内側炉心燃料集合体装荷後、引き続き外側炉心燃料集合体を装荷し、第9回ステップにおいて2体の炉心燃料集合体を装荷したことにより、炉心燃料集合体168体炉心において平成6年4月5日に初臨界を達成した。

また、内側炉心のみ炉心燃料集合体に置換した状態において、炉心上部に流量計測装置を取り付け、各流量領域の流量を測定し炉内の流量分布を確認する[流量分布評価]、炉心に装荷する中性子源集合体、炉心燃料集合体を使用して、燃料取扱設備のしやへい性能が設計どおりであることを確認するための<燃料取扱系しやへい評価>を実施した。

その後、初臨界炉心において炉心特性を確認するとともに、更に燃料交換を行い、平成6年5月20日には全炉心の炉心燃料集合体を置換することにより初期炉心構成を完了し、[制御棒価値確認]、模擬燃料集合体を用いた[冷却材反応度評価]、[燃料等価反応度評価]を実施した後、《臨界試験》から《炉物理試験》フェーズへと移行した。

《炉物理試験》は、初期炉心構成完了後の平成6年5月21日により、約6か月にわたり実施した。《炉物理試験》では、ごく低い出力状態で核分裂箔及び放射化箔を用いて炉内の出力分布や中性子スペクトル測定をする[出力分布評価]を行い、炉心特性を評価した。

また、この期間を十分に活用し[制御棒価値確認]、[固定吸収体反応度評価]、[燃料等価反応度評価]等の<反応度価値特性評価>を行い、「もんじゅ」の炉心特性に関するデータを測定した。

《臨界試験》時に実施した内側炉心集合体装荷状態での流量分布評価に引き続き、全炉心での[流量分布評価]を実施するとともに、[温度係数評価]、[流量係数評価]等の<反応度係数特性評価>を行い、平成6年11月15日に《炉物理試験》を計画どおり完了し、設備点検へと移行した。

(3) 起動試験

《起動試験》の実績工程を図1(3)に示す。平成6年11月17日、設備点検と平行して、出力上昇後の本格的試験に備えた発電機の性能を確認するための[発電機系特性確認]を開始し、続いて、蒸気タービンの機械的・電気的インターロックによる保安装置の性能を確認するための[タービン保安装置特性確認]を実施した。

次に、平成7年2月17日からの出力上昇開始に向け、原子炉の出力を上昇させる際に重要な原子炉出力の計測精度を確認するため、[中性子計装特性試験]を実施した。その後、平成7年2月17日より《核加熱試験》として[水・蒸気系起動バイパス系統特性確認]、[水・蒸気系起動バイパス系統制御特性確認]により制御棒引き抜きを行い原子炉の核加熱を開始し、原子炉出口温度を約440°Cまで順次上昇させ、水・蒸気系起動バイパス系統の制御性を確認した。この出力上昇の過程において、フラッシュタンクの圧力低下事象が発生したため、平成7年3月15日に原子炉を手動で停止し、原因を究明するとともに対策を施した。

平成 7 年 5 月 8 日、フラッシュタンクの圧力低下事象対策を終えて、原子炉を再起動し、再度「水・蒸気系起動バイパス系統制御特性確認」を行い改造後の水・蒸気系の性能に問題ないことを確認した。なお、同試験を継続中に試験のために設定した給水制御弁の制御定数が不適切であったことから平成 7 年 5 月 22 日に原子炉が自動停止した。

次に、平成 7 年 7 月 9 日に原子炉で発生した熱を、蒸気発生器を経て蒸気タービンに初めて通気し、蒸気タービンを定格回転数（3600rpm）まで運転した。

この《核加熱試験》期間中、「発電機特性確認」、「主蒸気圧力制御系特性確認」、「主給水ポンプ駆動タービン保安装置無負荷時特性確認」についても併せて実施している。

その後、平成 7 年 8 月 29 日に、日本で初めて FBR による初発電が行われた。「もんじゅ」の性能試験はこの初発電をもって《核加熱試験》から《起動試験》の後半に当たる《出力試験》のフェーズに移行した。

《出力試験》では、まず「タービン保安装置特性確認」により保安装置の性能を確認し、「水・蒸気、タービン・発電機自動化制御装置特性確認」を実施し、40% 電気出力までの自動化運転を実施する際の性能を確認した。さらに平成 7 年 11 月からの 40% 電気出力試験時には、「原子炉出力制御系特性確認」、「1 次・2 次主冷却系流量制御系特性確認」、「給水流量制御系特性確認」及び「主蒸気温度・圧力制御系特性確認」を実施し、「もんじゅ」の運転制御に係る性能を確認した。

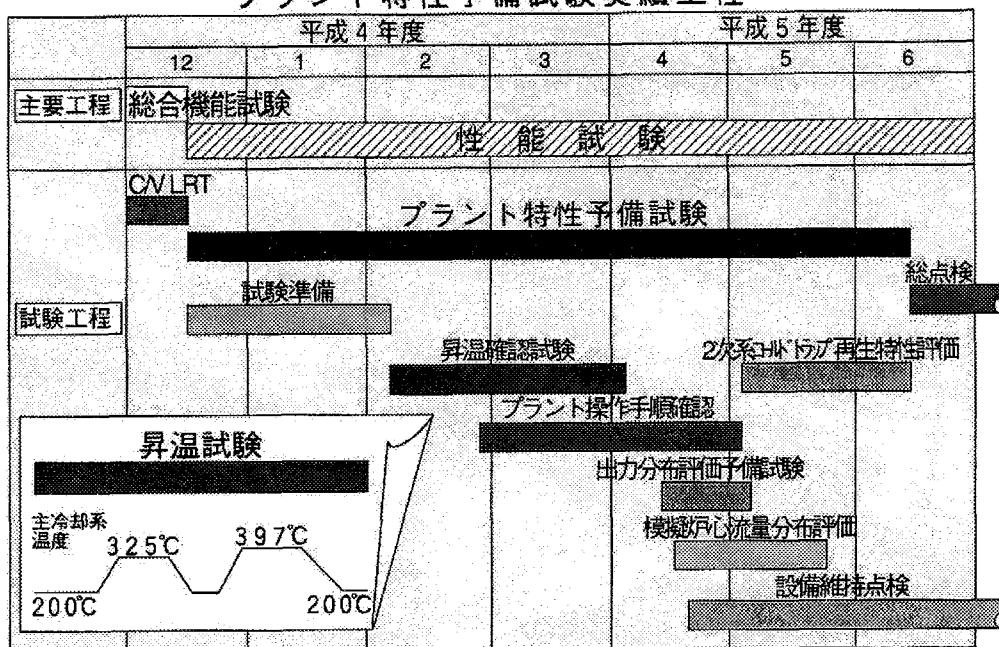
また、40% 電気出力での制御系確認試験終了後、12 月 1 日よりプラント過渡変化時の安全性、安定性を確認するため、「プラントトリップ時特性評価」を実施し新規の性能が満足されていることを確認した。しかし、12 月 9 日に「プラントトリップ時特性評価（タービン）」を実施するために、原子炉出力を上昇している時に、12 月 8 日 19 時 47 分、2 次主冷却系配管からナトリウム漏えい事故が発生したことにより、現在は性能試験を中断している。

本報告書では、前回性能試験において実施された試験項目のうち、《臨界試験》フェーズ及び《炉物理試験》フェーズにおいて実施された試験項目を【臨界・炉物理試験編】、《起動試験（核加熱試験・出力試験）》フェーズにおいて実施された試験項目を【起動試験編】として、結果の概要を整理した。

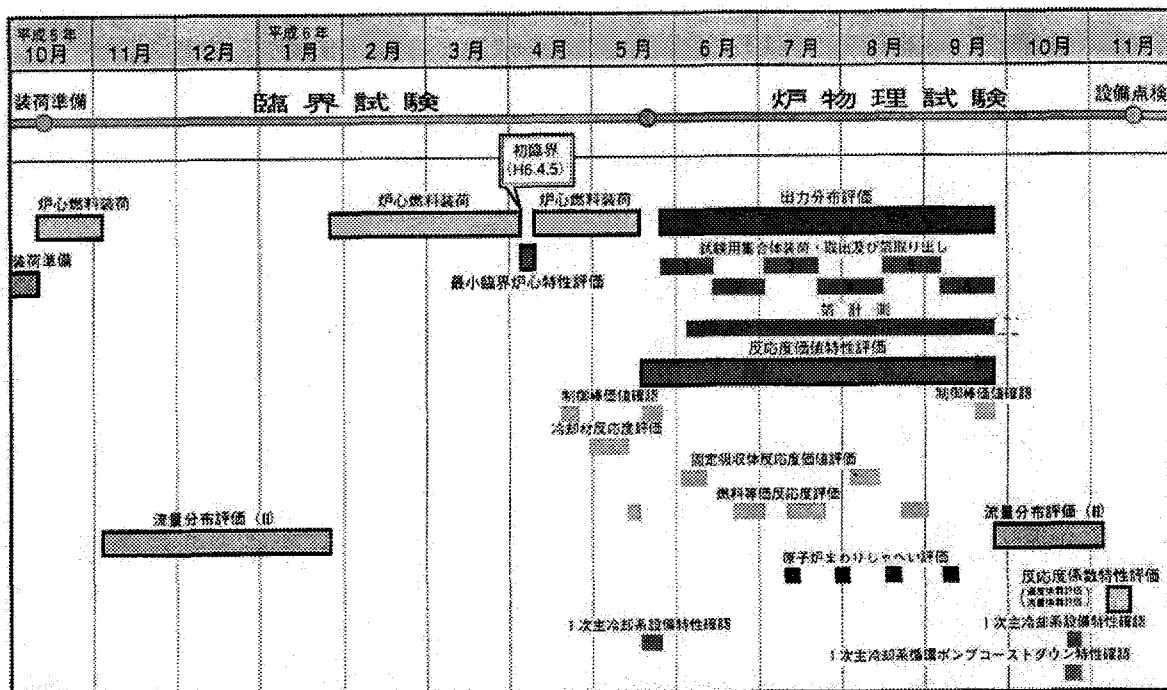
また、本報告書のまとめにあたっては、性能試験時の記録をもとに実施しているため、その後の検討により変更となった内容には触れていない。

※ここで、《 》は本報告書中における性能試験のフェーズ名称、〈 〉は分類名称、[] は試験名称をあらわす。詳細は、1.2 試験項目一覧を参照。

プラント特性予備試験実績工程

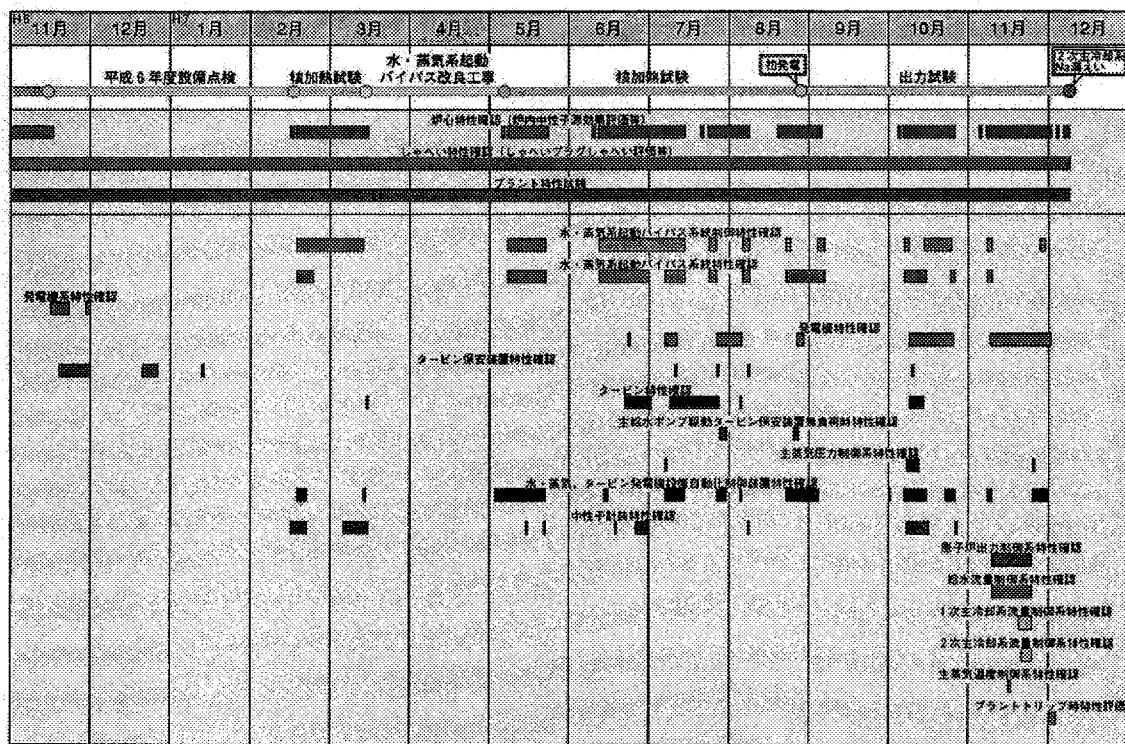


(1) プラント特性予備試験 実績工程



(2) 臨界試験・炉物理試験 実績工程

図1 もんじゅ性能試験 実績工程



(3) 起動試験（核加熱試験・出力試験）実績工程

図1 もんじゅ性能試験 実績工程

1.2. 試験項目一覧

性能試験のうち、プラント特性予備試験と法令に基づく検査を除いた試験項目を表1に示す。

なお、試験項目を体系化するため、試験の目的を整理し、試験名称は試験目的に沿った名称としている。

- 試験目的分類
- A : 原子炉等規制法の法令により機能・性能を確認する。
 - B : プラント系統・設備の性能を確認し、プラント運転に必要な各種調整等を実施する。
 - C : 設計裕度評価及び妥当性確認等の「もんじゅ」設計技術の評価確認のため必要なデータを取得する。
 - D : 「もんじゅ」関連研究開発（機器・コード開発等）の総括のため、必要なデータを取得する。
 - E : 将来炉の設計等のため、「もんじゅ」を利用・活用し、必要なデータを取得する。

これらの目的により、法令に基づく検査、自主的な試験及びR&Dとしての試験を明確に区別するため、試験名称を次のとおり定めている。

- 試験名称「・・・・・・試験」：目的A（法令に基づく検査）に合致するもの
「・・・（特性）確認」：目的B（自主的試験であり、将来炉では合理化の可能性がある）に合致するもの
「・・・・・・評価」：目的C～E（R&D）に合致するもの

表1 「もんじゅ」性能試験 試験項目一覧表

分類	試験番号	試験名称	試験目的	実施時期		試験期間
				臨炉	起動	
炉心特性試験	臨界特性評価	SST-R-1-11	最小臨界炉心構成	B, C	●	H5. 10. 8~H6. 4. 5
		SST-R-1-12	最小臨界炉心特性確認	B	●	H6. 4. 5~H6. 4. 12
		SST-R-1-13	初期炉心構成	B, C	●	H6. 4. 6~H6. 9. 13
		SST-R-1-14	炉内中性子源効果評価	C	●	[その1] H6. 5. 30~H8. 3. 31
	反応度値特性評価	SST-R-2-11	制御棒値確認	B, C	● ○	①H6. 4. 20~H6. 4. 25 ②H6. 5. 22~H6. 5. 29 ③H6. 9. 14~H6. 9. 26
		SST-R-2-12	制御棒干渉効果評価	C	●	H6. 9. 20~H6. 9. 24
		SST-R-2-13	反応度停止余裕評価	C	●	H6. 9. 22~H6. 9. 26
		SST-R-2-14	固定吸収体反応度値評価	C (B)	●	H6. 6. 4~H6. 8. 14
		SST-R-2-15	冷却材反応度評価	E	●	H6. 4. 30~H6. 5. 13
		SST-R-2-16	燃料等価反応度評価	C, E	●	H6. 5. 17~H6. 8. 31
	反応度係数特性評価	SST-R-3-11	温度係数評価	B, C	●	H6. 11. 7~H6. 11. 15
		SST-R-3-12	燃焼係数評価	B, C	● ●	H6. 9. 16~H7. 12. 7
		SST-R-3-13	流量係数評価	C	●	H6. 11. 7~H6. 11. 15
		SST-R-3-14	フィードバック反応度評価	C, E	○	
	特性評価	SST-R-4-11	核出力較正確認	B	● ●	[その1] H6. 3. 25~H6. 5. 22 [その2] H7. 2. 20~H7. 10. 16
		SST-R-4-12	出力分布評価	C, E	●	H6. 5. 28~H6. 10. 31
	熱流力特性評価	SST-R-5-11	流量分布評価	C, D	○ ○	
		SST-R-5-12	圧力損失変化評価	C	○ ○	
		SST-R-5-13	原子炉容器上部プレナム温度評価	C, D, E	○	
	特性評価	SST-R-6-11	炉雑音評価	C	○ ○	
		SST-R-6-12	温度ゆらぎ評価	C	○	

注)・本書で報告する試験項目を ● で示す。

・実施時期の「臨炉」は《臨界試験》または《炉物理試験》期間中、「起動」は《起動試験》期間中に実施するものを示す

分類	試験番号	試験名称	試験目的	実施時期		試験期間
				臨炉	起動	
しゃ へい 特 性 試 験	原子 炉 ま わ り 評 価	SST-S-1-11	原子炉まわりしゃへい評価	B, C, E	○	○
		SST-S-1-12	しゃへいプラグしゃへい評価	B, C, E	●	[その1] H7. 2.14～H7. 12. 5
	1 次 冷 却 系 しゃ へい 評 価	SST-S-2-11	配管室しゃへい評価	B, C, E	●	[その1] H7. 2.17～H7. 12. 8
		SST-S-2-12	1次主冷却系室しゃへい評価	B, C, E	●	[その1] H5. 11. 12～H7. 12. 15 [その2] H7. 2.17～H7. 12. 8
		SST-S-2-13	1次主冷却系機器しゃへい評価	B, C	●	[その1] H7. 5.15～H7. 8. 3
	燃料 取扱 系 しゃ へい 評 価	SST-S-3-11	炉内中継装置しゃへい評価	B, C	●	H5. 10. 8～H5. 10. 10
		SST-S-3-12	燃料出入機しゃへい評価	B, C	●	H5. 10. 5～H5. 10. 12
		SST-S-3-13	新燃料貯蔵ラックしゃへい確認	B, C	●	H5. 10. 25～H5. 11. 6
	空間 線量 当量率 特性 確認	SST-S-4-11	空間線量当量率確認	B	○	○

分類	試験番号	試験名称	試験目的	実施時期		試験期間
				臨炉	起動	
特性試験	原子炉構造設備	SST-P-1-11	制御棒駆動機構特性確認	B	○	○
		SST-P-1-12	しゃへいプラグ温度評価	B, C, D	●	[その1] H7. 2. 15~H7. 11. 28
	1次冷却系設備特性確認	SST-P-2-11	1次主冷却系設備特性確認	B	○	● H7. 2. 17~H7. 12. 8
		SST-P-2-12	1次アルゴンガス系特性確認	B	○	○
		SST-P-2-13	1次系コールドトラップ特性確認	B, C	○	○
		SST-P-2-14	1次主冷却系循環ポンプコストダウン特性確認	B, C	○	● H7. 12. 1
	2次冷却系設備特性確認	SST-P-3-11	2次主冷却系設備特性確認	B		○
		SST-P-3-12	2次アルゴンガス系特性確認	B		○
		SST-P-3-13	2次系コールドトラップ特性確認	B, C	●	[その1] H7. 2. 1~H7. 12. 7
		SST-P-3-14	蒸気発生器音響法評価	E		○
		SST-P-3-15	補助冷却系設備特性確認	B, C		○
	水・蒸気設備特性確認	SST-P-4-11	水・蒸気系起動バイパス系統特性確認	B	●	H7. 2. 17~H7. 12. 1
		SST-P-4-12	主給水ポンプ特性確認	B	○	
		SST-P-4-13	主給水ポンプ駆動タービン保安装置無負荷時特性確認	B	○	
		SST-P-4-14	復水器特性確認	B	○	
		SST-P-4-15	復水脱塩装置特性確認	B	○	
		SST-P-4-16	水・蒸気系試料採取装置特性確認	B	○	
		SST-P-4-17	水・蒸気系起動バイパス系統制御特性確認	B	○	
		SST-P-4-18	蒸気発生器ブロー特性確認	B	●	H7. 12. 1
		SST-P-4-20	負荷しゃ断時水・蒸気系起動バイパス系統特性確認	B	○	
		SST-P-4-21	復水ポンプ1台トリップ時特性確認	B	○	
		SST-P-4-22	主給水ポンプ及び起動用給水ポンプ並列運転特性確認	B	○	

分類	試験番号	試験名称	試験目的	実施時期		試験期間
				臨炉	起動	
プロラン	タービン設備特性確認	SST-P-5-11	タービン保安装置特性確認	B	●	①H6. 12. 19～H7. 1. 13 ②H7. 7. 11～H7. 10. 13
		SST-P-5-12	タービン特性確認	B	●	①H7. 7. 8～H7. 10. 10 ②H7. 10. 9～H7. 10. 25
		SST-P-5-13	タービンローカル制御系特性確認	B	●	H7. 2. 20～H7. 10. 15
		SST-P-5-14	軸受冷却水系特性確認	B	○	
		SST-P-5-15	負荷制限器、負荷設定器特性確認	B	●	H7. 11. 25
		SST-P-5-16	タービン弁特性確認	B	○	
		SST-P-5-17	タービンバイパス弁特性確認	B	○	
特性試験	特性電気設備	SST-P-6-11	発電機系特性確認	B	○	
		SST-P-6-12	発電機特性確認	B	●	[その1] H7. 6. 23～H7. 11. 30 [その2] H7. 7. 27～H7. 11. 30 [その3] H7. 7. 11～H7. 11. 11
	発電所補助施設等	SST-P-7-11	原子炉補機冷却水設備特性確認	B	○	
		SST-P-7-12	メンテナンス冷却系特性確認	B	○	
		SST-P-7-13	機器冷却系設備特性確認	B	○	
		SST-P-7-14	換気空調設備特性確認	B	●	H7. 4. 1
		SST-P-7-15	ユーティリティ消費量確認	B	○	
		SST-P-7-16	制御用圧縮空気圧力確認	B	○	
計測制御設備特性確認	SST-P-8-11	中性子計装特性確認	B	●	○	H5. 8. 5～H6. 12
	SST-P-8-12	水・蒸気、タービン発電機設備自動化制御装置特性確認	B		●	H7. 2. 17～H7. 11. 30
	SST-P-8-13	水漏えい検出器特性確認	B	●	●	H6. 11. 1～H7. 12. 31
	SST-P-8-14	遅発中性子法破損燃料検出装置特性評価	B	○	●	[その1] H7. 2. 20～H7. 12. 1
	SST-P-8-15	F F D／L 装置特性評価	B	○	●	H7. 2. 6～H10. 7. 1
	SST-P-8-16	原子炉出力制御系特性確認	B		○	
	SST-P-8-17	1次主冷却系流量制御系特性確認	B		○	
	SST-P-8-18	2次主冷却系流量制御系特性確認	B		○	
	SST-P-8-19	給水流量制御系特性確認	B		○	
	SST-P-8-20	主蒸気温度制御系特性確認	B		○	
	SST-P-8-21	主蒸気圧力制御系特性確認	B		●	H7. 6. 26～H7. 11. 25

分類	試験番号	試験名称	試験目的	実施時期		試験期間
				臨炉	起動	
プロトタイプ試験	化学・分析評価	SST-P-9-11	ナトリウム純度確認	B, C	●	H5. 9. 21～H7. 12. 5
		SST-P-9-12	ナトリウム放射化量評価	C	●	H5. 9. 21～H7. 11. 25
		SST-P-9-13	アルゴンガス純度確認	B, C	●	H5. 9. 21～H7. 12. 5
		SST-P-9-14	水・蒸気、タービン設備水質確認	B	●	H7. 1. 16～H7. 12. 8
		SST-P-9-15	1次主冷却系放射性物質挙動評価	C, D	○	
		SST-P-9-16	放出放射性物質挙動評価	C, D	○	
	プラント特性確認(運転特性)	SST-P-10-11	定格出力連続運転確認	B, C	○	
		SST-P-10-12	出力上昇操作手順確認	B	○	
		SST-P-10-13	出力降下操作手順確認	B	○	
		SST-P-10-14	中央計算機システム確認	B	○	
		SST-P-10-15	熱出力確認	B	●	H7. 2. 20～H7. 11. 21
		SST-P-10-16	熱収支評価	C	○	
		SST-P-10-17	プラント診断法評価	B, C	●	[その1] H7. 11. 13～H7. 11. 24
		SST-P-10-18	騒音レベル確認	B	○	
		SST-P-10-19	配管変位評価	C	●	H6. 12. 10～H7. 10. 28
		SST-P-10-20	EMF相關法評価	B, C	○	
過渡特性確認	(プラント特性確認)	SST-P-11-11	出力変更特性評価	B	○	
		SST-P-12-11	プラントトリップ時特性評価 (タービン)	C, E	●	H7. 12. 1
	(過渡特性確認)	SST-P-12-12	1次主冷却系循環ポンプトリップ時特性評価	C, D	○	
		SST-P-12-13	発電機負荷しゃ断時特性評価	C, D	○	
		SST-P-12-14	外部電源喪失時特性評価	C, D	○	
		SST-P-12-15	蒸気発生器伝熱管模擬水漏れい時特性確認	B, C, D	●	[その1] H6. 8. 9～H6. 8. 12
		SST-P-12-16	ナトリウム自然循環評価	C, D, E	○	

第2編 臨界・炉物理試験編
(14項目)

試験期間

平成5年10月～平成6年11月

2. 臨界・炉物理試験編

2.1. 臨界特性評価

2.1.1. 最小臨界炉心構成 (SST-R-1-11)

試験期間：平成5年10月8日～平成6年4月5日

(1) 試験目的

最小臨界炉心構成は、中性子源集合体の装荷、炉心燃料集合体の装荷から初臨界炉心達成までの一連作業について実施するものであり、試験目的は次のとおりである。

- (i) 中性子源集合体を炉心に装荷し、その後模擬燃料集合体を炉心中心部より順次炉心燃料集合体と交換して、初臨界を達成させる。
- (ii) 初臨界炉心の燃料装荷体数と初期炉心燃料体数198体との差より、初期炉心構成時の過剰反応度を予測し、固定吸收体の炉心装荷の要否について確認する。
- (iii) 初臨界炉心の臨界性について予測解析値との比較検討を行い、炉心解析手法の妥当性を確認する。

(2) 試験方法

(i) 中性子源集合体の装荷

中性子源集合体2体を炉心に装荷するために、中性子源集合体を装荷する位置のブランケット燃料集合体と模擬中性子源集合体を交換し、その後模擬中性子源集合体と中性子源集合体を交換する。

(ii) 炉心燃料集合体の装荷

炉心燃料集合体の装荷は、炉心を円形に近いものとして模擬燃料集合体と炉心燃料集合体を炉心中心部より順次交換する。燃料装荷方法は、各ステップの燃料装荷毎の逆増倍曲線より求める臨界集合体体数に対し、残り装荷本数の約1/2程度を目安とした装荷方法で実施する。

(iii) 臨界近接操作

1次冷却材流量49%，原子炉出入口Na温度約200°Cの状態で制御棒（後備炉停止棒、微調整棒、粗調整棒）を全引き抜き状態にし、中性子計数率の測定を行う。中性子計数率測定結果より逆増倍曲線を作成し、臨界予測を行う。

また、臨界近接の場合は炉心中心位置の粗調整棒以外を全引き抜き状態とし、炉心中心位置の粗調整棒を段階的に引き抜き、中性子計数率測定を行い、逆増倍曲線を作成し臨界予測を行い、当該炉心で臨界が達成できることを確認する。

以上、燃料装荷から臨界近接操作（臨界予測）の一連の作業を9回繰り返して、臨界達成の見通しを得ることとした。

(3) 試験結果

炉心燃料集合体の装荷は、炉心中央部から円形に近い状態で9回に分割して装荷した。内側炉心燃料集合体108体の装荷は、平成5年10月13日から11月3日の間に2回に分けて行った。外側炉心燃料集合体は平成6年1月27日より開始し7回に分けて燃料装荷を行い、3月28日に168体目の装荷を終了した。また、臨界近接においては、各回の燃料装荷ステップ終了毎に制御棒引き抜き操作を行い中性子計測を行った。

(i) 中性子源集合体の装荷

中性子源集合体2体を炉心に装荷するため、中性子源集合体を装荷する位置のプランケット燃料集合体と模擬中性子源集合体を手動運転にて交換し、その後模擬中性子源集合体と中性子源集合体を自動運転にて交換した。また、中性子源集合体の移送に際して中性子計装の動作確認を行い、計装の健全性を確認した。

(ii) 炉心燃料集合体の装荷及び臨界近接

炉心燃料集合体の装荷は、炉心を円形に近いものとして模擬燃料集合体と炉心燃料集合体を炉心中心部より順次交換し、初臨界炉心の構成を実施した。

模擬炉心燃料集合体と炉心燃料集合体の交換は165体装荷（第7回装荷）までは自動運転にて行い、166体装荷以降の交換は燃料交換作業による機器搬入口の開閉作業を削減するため予め炉内ラックに6体装荷し、炉内ラックと炉心間での交換となつたため、手動運転にて実施した。

これより、第1回燃料装荷（内側炉心燃料集合体80体）から第8回燃料装荷（166体）において、制御棒全数全引き抜き状態で各当該炉心の未臨界状態を確認した。各燃料装荷毎の逆増倍曲線を図2.1.1-1に示す。

また、臨界達成を確実なものとするため2体の炉心燃料集合体を装荷した第9回燃料装荷後の168体炉心において、炉心中心位置の粗調整棒以外を全引き抜き状態とし、炉心中心位置制御棒を段階的に引き抜き、中性子計数率を測定し、逆増倍曲線より当該炉心で臨界を達成できることを確認した。

168体炉心における逆増倍曲線（燃料装荷系（CRM）、線源領域系（SRM）で測定）を図2.1.1-2に示す。

各燃料装荷ごとの炉心燃料集合体の装荷本数及び炉心装荷状況を表2.1.1-1及び図2.1.1-3に示す。

(iii) 初臨界達成

初臨界達成は168体炉心で炉心中心位置の粗調整棒（C1）を全挿入し、他の制御棒を全引き抜き状態から炉心中心位置の粗調整棒を段階的に引き抜き、その都度中性子計測を行い、逆増倍曲線を作成して臨界達成の制御棒位置を予測しながら粗調整棒の引き抜きを行った。臨界直前の制御棒位置は670mmであり、これより臨界達成のために755mm位置まで引き抜きを実施した。これは約7¢プラスの反応度投入量であり、約120secのペリオドで中性子計数率が継続的に増加する。この増加を確認した後、制御棒引き抜き位置を調整し中性子計数率を保持し臨界状態とした。

このときの制御棒位置は730mmであった。臨界到達時の中性子計数率の変化を図2.1.1-4に示す。

(4) 考察

(i) 予測解析との比較

予測解析手法は、原子数密度、群定数セット（JFS-3-J2(1989)）等を使用し、基準計算として3次元拡散計算（CITATION, Hex-Z体系, 18群）を行った。予測解析手法の流れを図2.1.1-5に示す。

予測解析値は基準体系168体炉心において、 0.9995 ± 0.0045 (1σ) であり、周辺燃料価値予測解析値は $0.0012 \Delta k/k$ であった。

これより臨界性（最小臨界）について予測解析値 169 ± 4 (1σ) と試験結果を比較した結果、試験結果より166体炉心で未臨界状態を確認し、168体炉心で当該炉心の臨界を確認したことで予測解析の妥当性が確認できた。

(ii) 固定吸收体の装荷要否

臨界達成炉心168体と初期炉心198体との体数差30体及び周辺燃料価値予測解析値約 $0.0012 \Delta k/k$ から、初期炉心構成時の過剰反応度を推定すると原子炉設置許可申請書に記載されている最大過剰反応度 $0.057 \Delta k/k$ を超える可能性がないと推定され、初期炉心構成時には固定吸收体の炉内装荷は必要ないと考えられた。

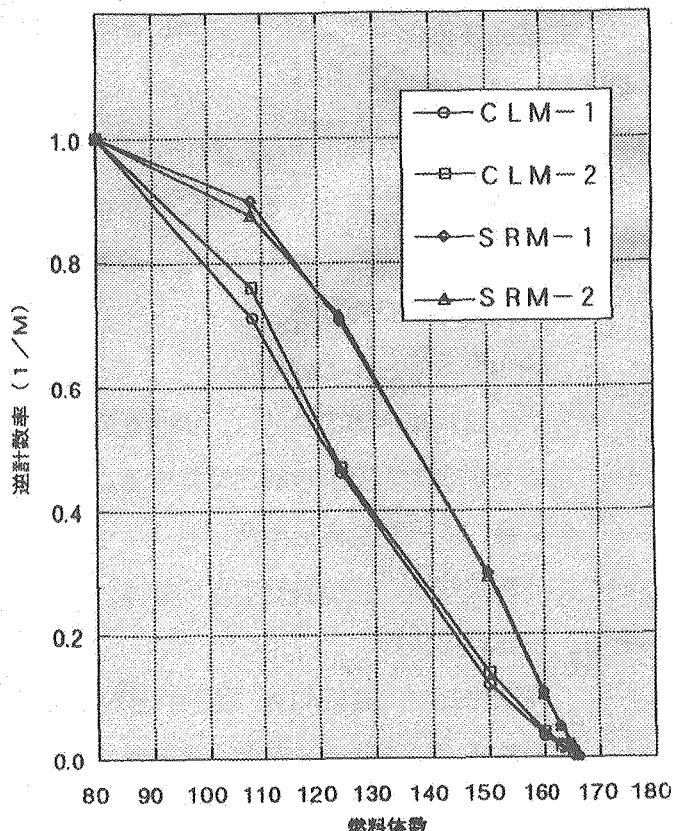


図2.1.1-1 逆増倍曲線（166体炉心まで）

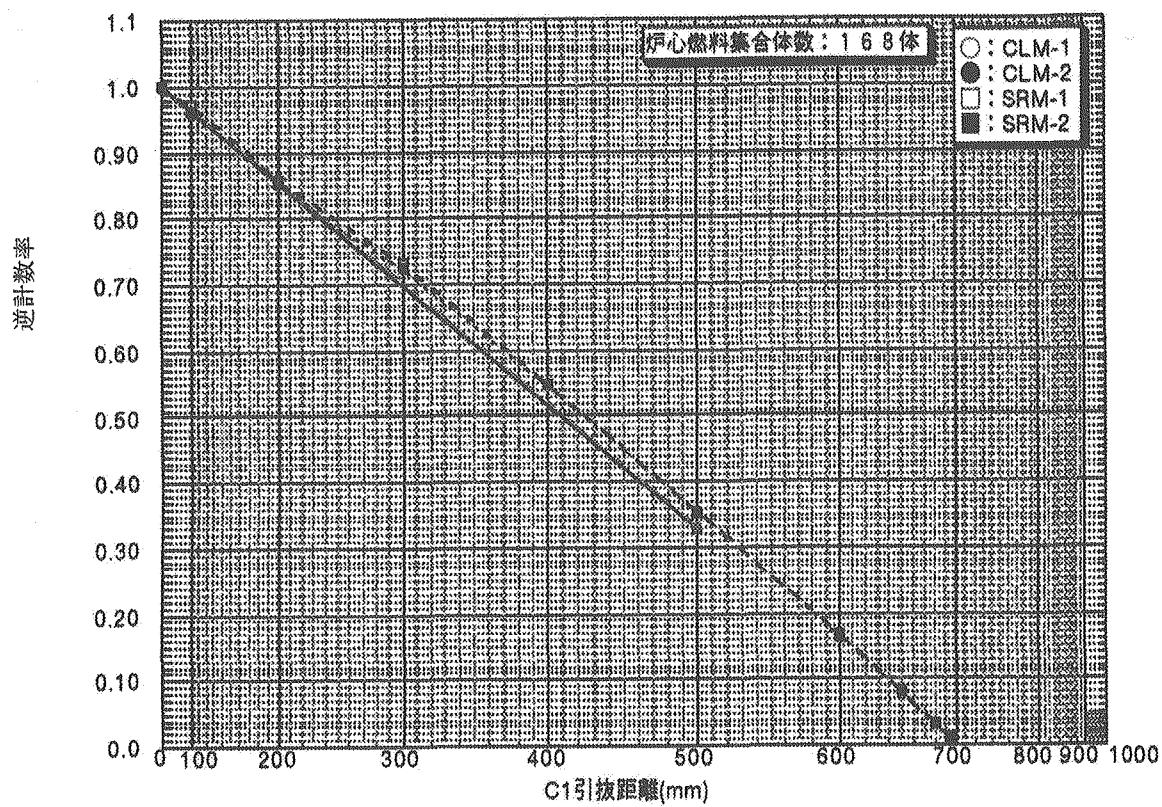


図 2.1.1-2 粗調整棒 C1 引抜時の逆増倍曲線（168 体炉心）

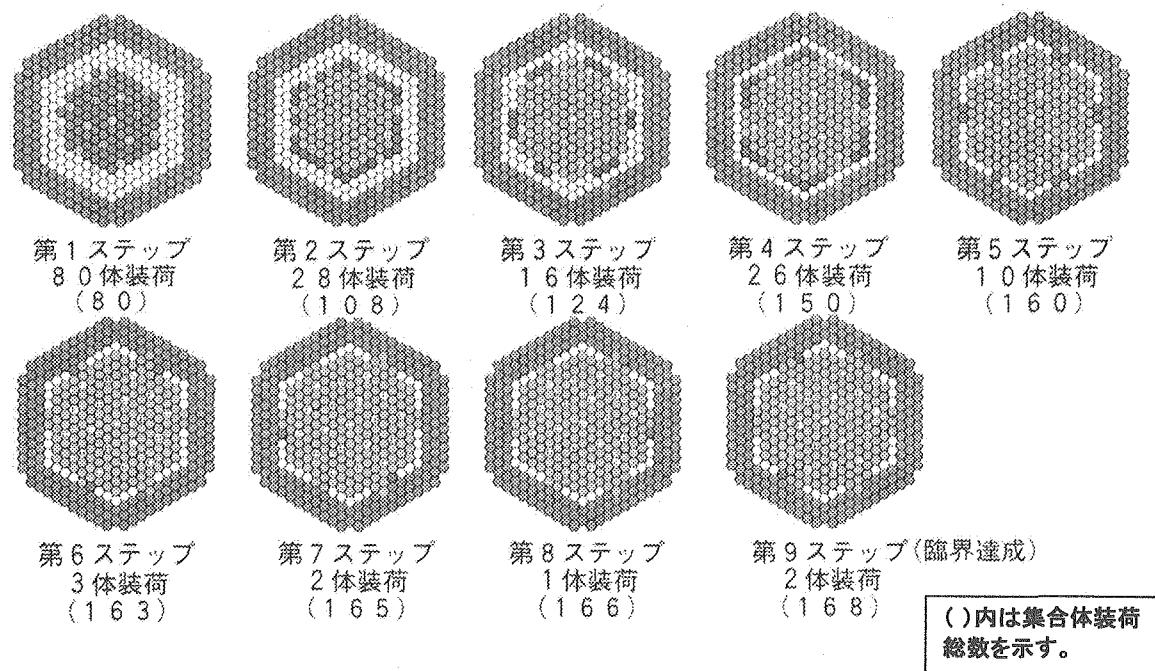


図 2.1.1-3 初臨界達成までの燃料装荷ステップ

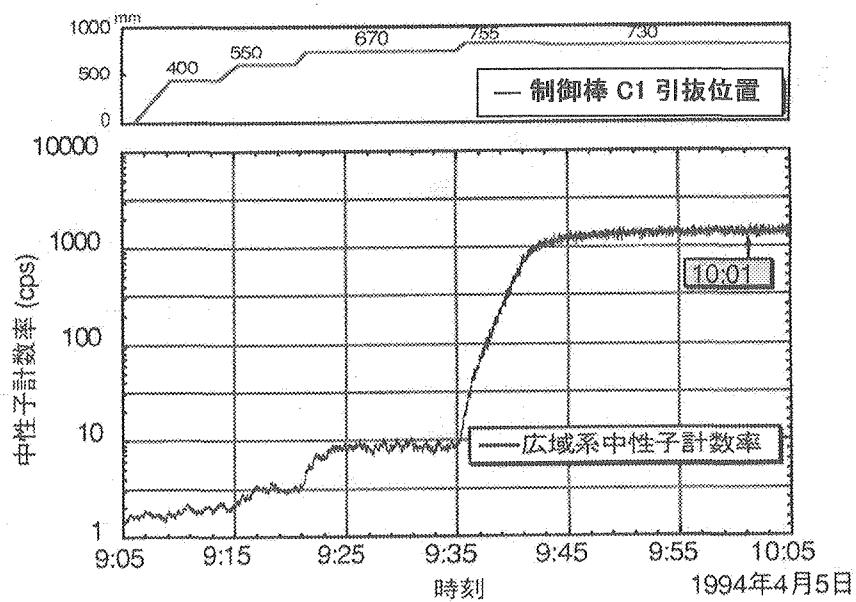


図 2.1.1-4 初臨界時の中性子計数率変化

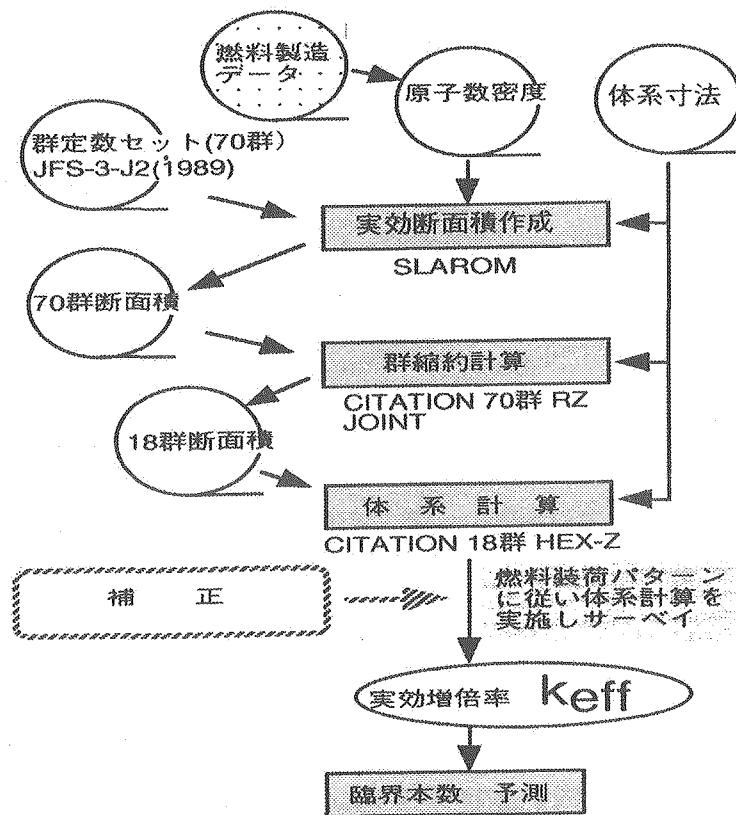


図 2.1.1-5 臨界性予測解析の流れ

表 2.1.1-1 燃料装荷実績

燃料装荷 ステップ	炉心燃料集合体 装荷体数	炉心燃料集合体 装荷総数
1	80	80
2	28	108
3	16	124
4	26	150
5	10	160
6	3	163
7	2	165
8	1	166
9	2	168

2.1.2. 最小臨界炉心特性確認 (SST-R-1-12)

試験期間：平成6年4月5日～平成6年4月12日

(1) 試験目的

- (i) 最小臨界量を把握するために周辺燃料価値評価や制御棒価値確認を実施し、最小臨界量を確定させる。
- (ii) 最小臨界炉心構成時の燃料装荷体数（初臨界炉心構成）と初期炉心構成198体との体数差より初期炉心構成時の過剰反応度を推定し、固定吸収体の炉心装荷の要否について最終確認を行う。
- (iii) 炉心解析において利用価値の高い当該炉心における制御棒価値を測定し、炉心解析結果と比較検討する。

(2) 試験方法

最小臨界炉心特性確認は、最小臨界量を決定するために必要な情報として中性子源効果、周辺燃料価値及び制御棒価値測定を実施する。また最小臨界量評価から初期炉心構成時の過剰反応度を予測し、固定吸収体の炉心装荷の要否について最終確認する。

(i) 中性子源効果確認

初臨界炉心構成において外部中性子源 (^{252}Cf) の影響がない中性子計数率を確認するために、制御棒の引き抜きによって中性子計数率を変化させ、その計数率の挙動より臨界点の中性子計数率を求める。

(ii) 周辺燃料価値評価

最小臨界量を評価するために、初臨界炉心の燃料装荷体数に対して制御棒が挿入されている部分の反応度価値に相当する燃料を差し引くことが必要である。そのため、最小臨界量（体数）は初臨界炉心の過剰反応度を測定する周辺燃料価値評価（その1）と初臨界炉心に炉心燃料を1体追加した炉心の過剰反応度を測定する周辺燃料価値評価（その2）をそれぞれ行い、その反応度を差引いて求める。

また、炉心燃料集合体1体の反応度価値より初臨界炉心の燃料装荷体数と初期炉心構成（198体）との体数差より初期炉心構成時の過剰反応度を推定し、固定吸収体の炉心装荷の要否について最終確認を行う。

(iii) 制御棒価値確認

制御棒価値確認（その1）は初臨界炉心において制御棒価値及び炉心特性を把握するために、代表制御棒として粗調整棒 CCR1, CCR4, CCR10 微調整棒 FCR1 を選定し、その反応度価値を測定する。制御棒価値確認（その2）は初臨界炉心に炉心燃料集合体1体追加した炉心において制御棒価値及び炉心特性を把握するために、前述の代表制御棒の反応度価値を測定した。

制御棒価値測定法としては、炉周期法（ペリオド法）を用いた。この測定結果に対する炉心解析計算との比較検討を行う。

(3) 試験結果

(i) 中性子源効果確認

初臨界炉心における外部中性子源の影響を確認するために中性子源効果確認を実施した。

168 体炉心で炉心中心位置の粗調整棒 CCR1 以外の制御棒を全引き抜き状態とし、粗調整棒 CCR1 を全挿入状態から段階的に引き抜き、中性子計数率を測定し逆増倍曲線を作成した（図 2.1.2-1）。この逆増倍曲線から臨界となる粗調整棒 CCR1 の引抜位置は 731mm と推定した。粗調整棒 CCR1 を 725mm から 755mm まで約 7¢ 分引き抜き、計数率が目標計数率に到達したら臨界点推定位置(731mm)，又はその±2mm の位置まで粗調整棒 CCR1 を挿入し、その後の計数率の変化を観測した。

制御棒位置の最小位置表示の 1mm における未臨界度は約 $1 \times 10^{-3} \% \Delta k/k$ であるため、さらに精度向上を目的にその約 1/3 の未臨界度とした場合の計数率は広域検出器 (WRM) Ch. 1 で 1000cps となった。この結果、未臨界度の許容から現状における臨界点計数率は WRM Ch. 1 で約 1000cps と判断した。

(ii) 周辺燃料価値評価

168 体炉心及び 169 体炉心について、それぞれ過剰反応度を測定した。各炉心において粗調整棒 CCR1 以外の制御棒を全引き抜きし、粗調整棒 CCR1 で臨界とした制御棒位置と制御棒校正曲線より反応度を求めた。その結果、169 体目の装荷位置（図 2.1.2-2）における炉心燃料集合体の反応度価値は 0.0012 $\Delta k/k$ であった。測定結果を図 2.1.2-3 に示す。

(iii) 制御棒価値確認

168 体炉心及び 169 体炉心において炉周期法（ペリオド法）を用いて制御棒価値の測定を実施した。

代表制御棒として粗調整棒 CCR1, CCR4, CCR10, 調整棒 FCR1 を選定した。

測定対象制御棒による臨界制御棒位置を確認するために、対象制御棒以外を全引き抜き状態で段階的に引き抜き逆増倍曲線を求め、その結果から臨界制御棒位置を確認した。

その後、臨界計数率に調整し、中性子計数率が整定した後、測定制御棒を引き抜き約 8¢ の反応度を投入し、倍増時間と制御棒位置を測定した。測定後、補償用の制御棒で負の反応度約 8¢ を投入して臨界計数率に整定させた。この操作を繰り返し、測定対象制御棒が全引き抜き状態になるまで繰り返した。

制御棒価値測定から 168 体炉心における過剰反応度は、0.0015 $\Delta k/k$ であり 169 体における過剰反応度は 0.0027 $\Delta k/k$ であった。初臨界炉心（168 体炉心）の過剰反応度測定結果を図 2.1.2-4 に示す。

(4) 考察

(i) 予測解析との比較

予測解析方法は、原子数密度（炉心燃料集合体等の実組成データ）、群定数セット（JFS-3-J2）等を使用し、基本計算として 3 次元拡散（CITATION, Hex-Z 体系、中性子エネルギー 18 群）で行った。この計算結果にメッシュ、輸送、非均質等の各種補正因子を考慮した。予測解析手法の流れを図 2.1.2-5 に示す。

168 体炉心における制御棒全引き抜き状態での実効増倍率の予測解析値は 0.9995 ± 0.0045 であった。制御棒価値から求めた実効増倍率は 1.0015 であり計算値と測定値の比 (C_E) は 0.998 となった。また、周辺燃料価値については測定値及び解析値ともに $0.0012 \Delta k/k$ であり一致した。これにより予測解析の妥当性が確認できた。

(ii) 固定吸収体の炉心装荷の要否の確認

周辺燃料価値測定結果（最大 $0.0012 \Delta k/k$ ）から、168 体炉心の過剰反応度 ($0.0015 \Delta k/k$) と初期炉心 (198 体) との体数差 30 体分の過剰反応度 ($0.03 \Delta k/k$) より、初期炉心構成時 (198 体) の過剰反応度は原子炉設置許可申請書の記載値 $0.057 \Delta k/k$ を超えることはないと予測された。

従って、今回、固定吸収体を予め炉心に装荷する必要がないと考えられる。

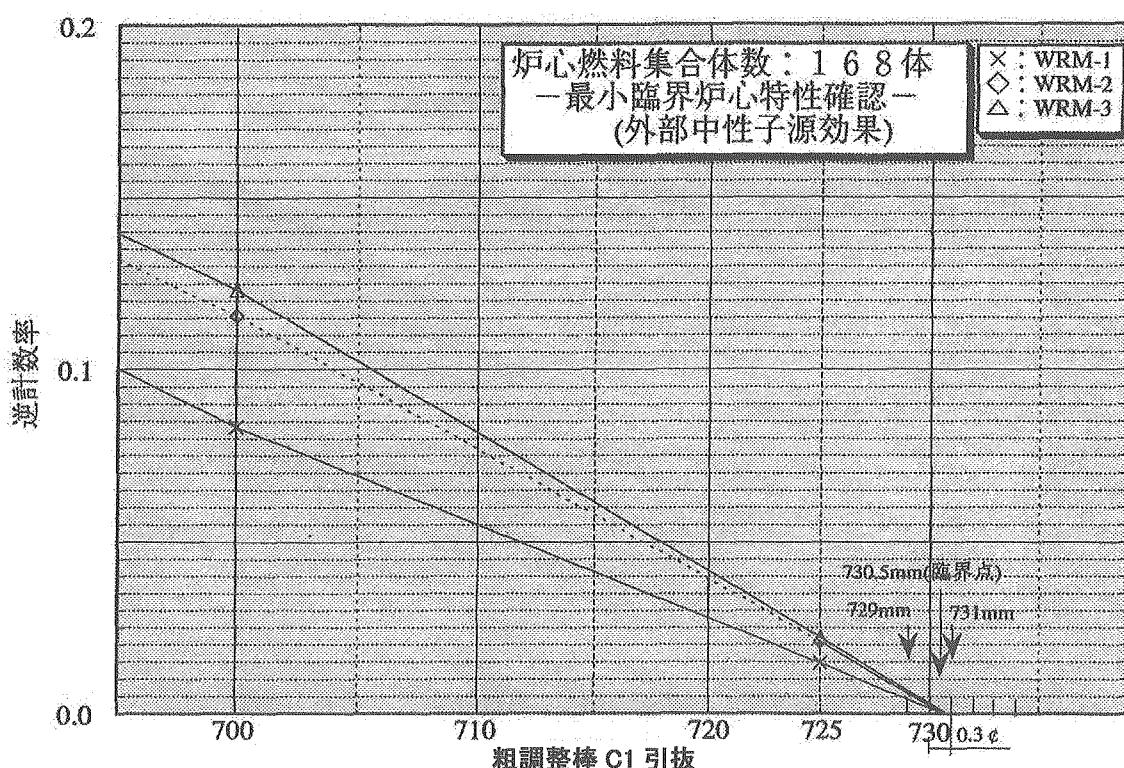


図 2.1.2-1 中性子源効果確認のための粗調整棒 C1 引抜時の逆増倍曲線 (700~730mm 部の拡大図)

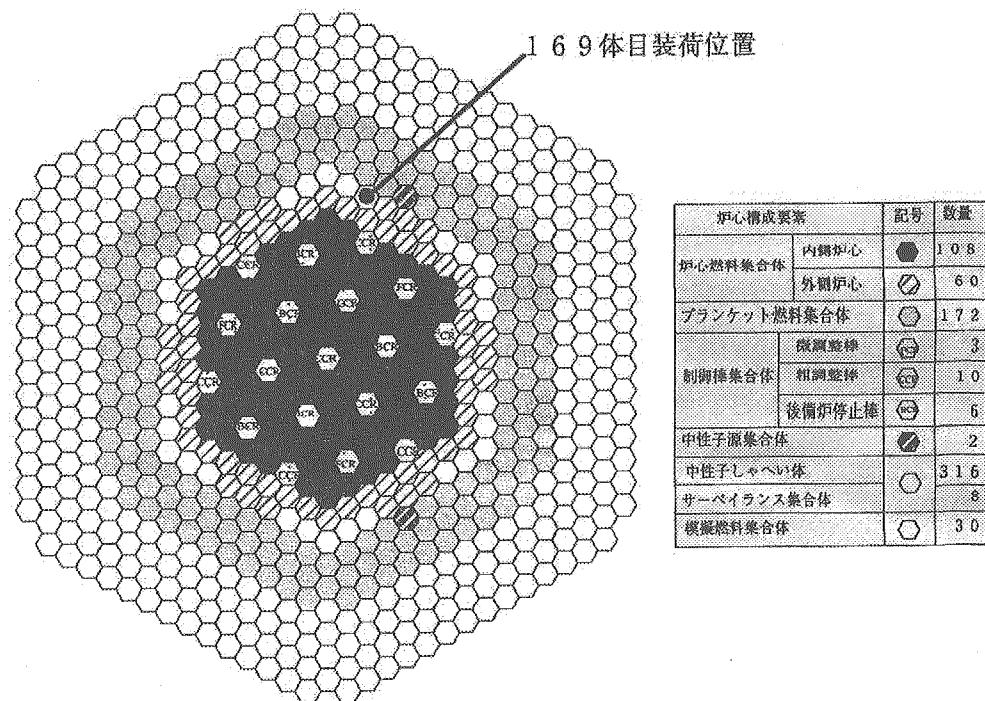


図 2.1.2-2 周辺燃料価値測定時の炉心構成

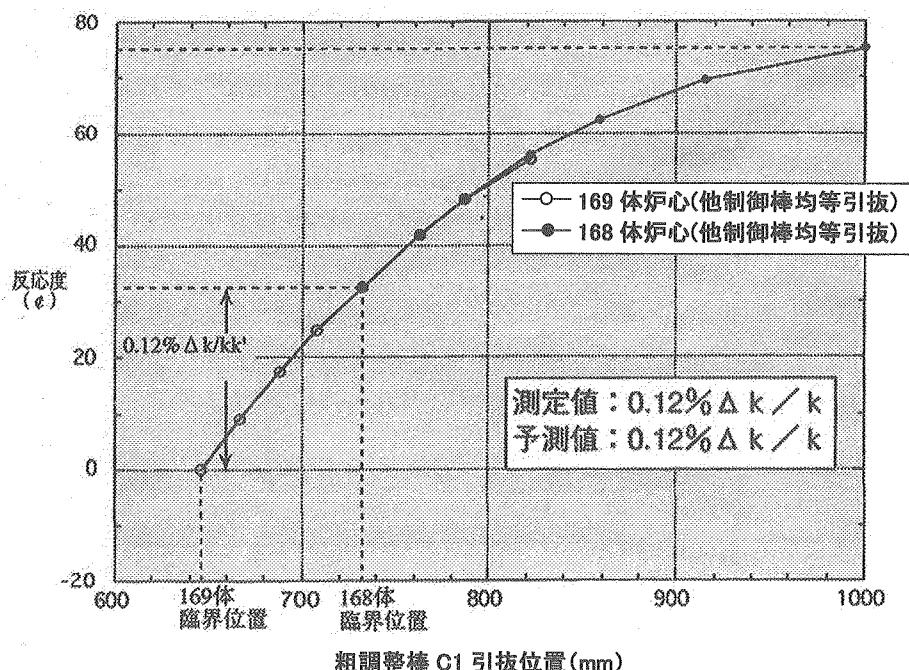


図 2.1.2-3 周辺燃料価値測定結果

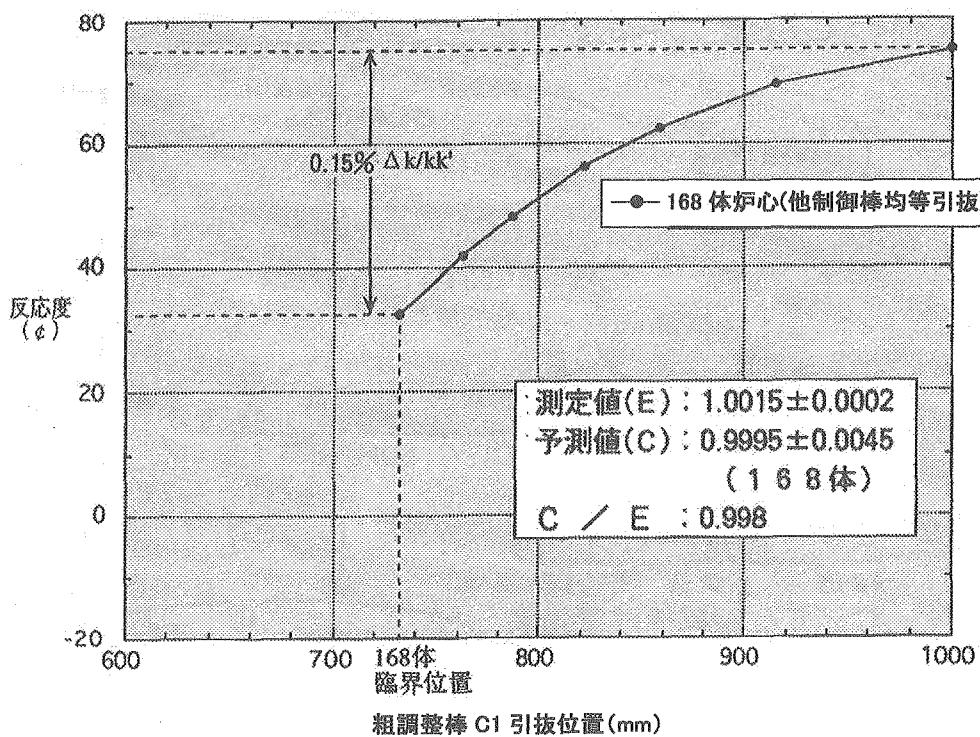


図 2.1.2-4 初臨界炉心（168 体炉心）の反応度測定結果

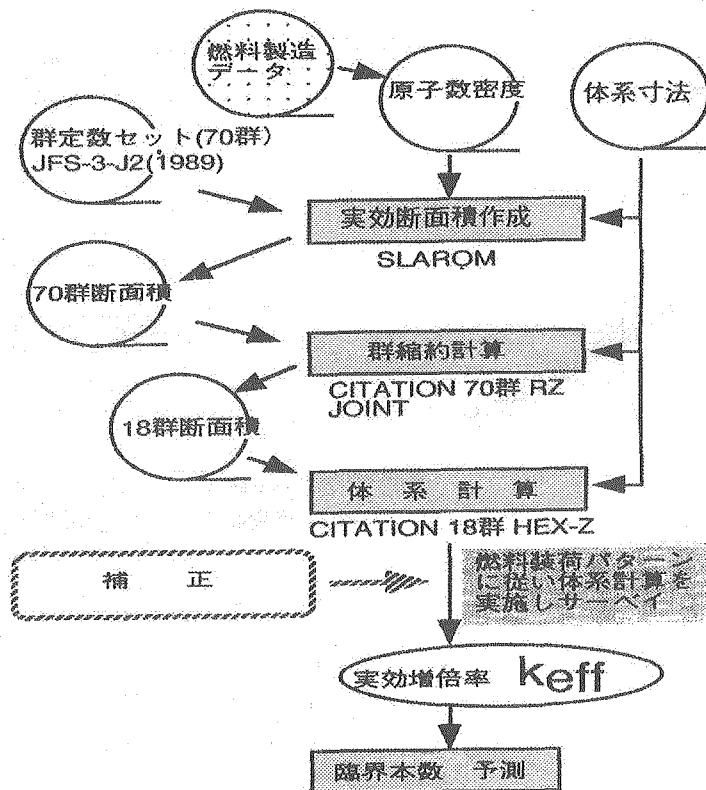


図 2.1.2-5 予測解析方法の流れ

2.1.3. 初期炉心構成 (SST-R-1-13)

試験期間：平成6年4月6日～平成6年9月13日

(1) 試験目的

本試験は初臨界以降の炉心に装荷されている模擬燃料集合体と炉心燃料集合体を置換し、全炉心（炉心燃料集合体 198 体）を達成する。また、初臨界以降、全炉心への移行期間中に行われる各種の性能試験に必要な炉心を構成する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

炉心構成は、平成5年10月13日から平成6年9月13日にかけて実施した。炉心位置1A1に炉心燃料集合体(RU-053)を装荷し、炉心構成を開始した。なお中性子源集合体は、前日炉心に装荷した。

「もんじゅ」は平成6年4月5日に炉心燃料体168体で初臨界を達成し、初期炉心構成に引き継いだ。初期炉心構成では、制御棒価値確認、中性子源集合体の移動、冷却材反応度評価、外側炉心燃料領域最外層の燃料等価反応度評価を実施し、平成6年5月20日に初期炉心仮構成が完了した。その後、過剰反応度測定、制御棒価値確認、出力分布評価、燃料等価反応度評価（内側炉心3か所、外側炉心1か所）、固定吸収体反応度価値評価（1体、3体）を行い、初期炉心構成を完了した。

なお、炉心構成開始前の平成5年8月、9月の2か月間、燃料装荷作業に万全を期すため、燃料取扱操作手順確認を行い運転操作の習熟を図った。

(ii) 試験手順

(a) 燃料取替計画の立案

燃料取替計画の立案においては、燃料集合体の炉心装荷位置及び1日の燃料取替体数を決定する必要があり、以下の事項を考慮した。

燃料集合体の炉心装荷位置は、燃料集合体の能力、燃料集合体の製造状況、燃料集合体の輸送、炉外燃料貯蔵槽までの受入れ等を考慮し決定した。また1日の燃料取替体数は、8体／日の燃料取替体数を原則とし、燃取設備運転の時間帯、空ポットの移動、燃料出入機のドリップパンの交換時期などを考慮して決定した。

(b) 燃料装荷作業

平成5年10月13日から平成6年5月20日の期間は、燃料取扱設備（燃料出入機、炉内中継装置、燃料交換装置）を用いて炉心に装荷されている模擬燃料集合体（模擬炉心構成に使用）と炉外燃料貯蔵槽に貯蔵している炉心燃料集合体を順次置換し、初期炉心仮構成を完了した。

その後の炉物理試験（出力分布評価、燃料等価反応度評価、固定吸収体反応度価値評価）においては、炉心の燃料集合体と炉外燃料貯蔵槽の試験用集合体、模擬燃料集合体又は固定吸収体を適宜置換し必要な炉心構成を行い、平成6年9月13日に炉物理試験に伴う燃料体の移動を終了し、初期炉心構成を完了した。炉心構成時の燃料集合体装荷順序と本数の推移を図2.1.3-1と図2.1.3-2に示す。

(3) 試験結果

炉心構成（平成5年10月13日～平成6年9月13日）では、燃料取扱設備に新燃料挿入異常等の事象が発生したが、炉心装荷時の回転角度の調整、新燃料挿入異常荷重設定値を1400kgから1350kgに変更するなど、適宜処置しながら燃料取替実施計画に従い、安全かつ確実に炉心燃料等を炉心に装荷し初期炉心構成を完了した。初期炉心構成完了時の炉心配置を図2.1.3-3に示す。

(i) 燃料装荷作業に伴う主な実績

累積装荷体数；369体 1日当たりの装荷体数；約8体
累積装荷日数；97日 1日当たりの装荷時間；約13時間31分
累積人員；388人日* 1日当たりの人員；4名*
1体当たりの装荷時間；1時間24分～4時間40分
* 燃料装荷検査対応者を除く

(ii) 燃料装荷検査

検査回数；21回（臨界試験時：16回、炉物理試験時：5回） 検査日数；35日

(iii) 燃料取扱設備の異常事象

- ①FHM 吊り不吊り判定異常 (FHM：燃料交換装置)
- ②自動運転除外
- ③新燃料挿入異常
- ④FHM 感知ロッド作動不良
- ⑤IVTM 駆動検知不良 (IVTM：炉内中継装置)

(iv) 新燃料挿入異常時の対応

燃料交換装置の反転又は炉内ラックと燃料交換装置の反転の組み合わせにより、炉心装荷時の回転角度の調整を行い再装荷した。

(4) 考察

初期炉心構成（燃料装荷作業）が計画通り完了したことにより、「もんじゅ」における燃料取替方法の確立及び燃取設備の性能の立証ができた。以下に初期炉心構成（燃料装荷作業）により得られた知見を記す。

(i) FHM 昇降荷重（燃料集合体の押込力）の評価

(a) 燃料装荷時の押込力については、装荷燃料集合体の下部パッドが周辺燃料集合体の上部パッド部、中間パッド部を通過する時点の押込力（押込力（1）、押込力（2））は、～150kg程度、着床直前（各パッドが接触する）の押込力（押込力（3））は、～200kg程度と拘束力が若干大きくなっている（図2.1.3-4参照）。

(b) 炉物理試験段階での試験用集合体の装荷時の押込力が多少増加している（図2.1.3-5参照）。これは、再装荷において、挿入時の試験用集合体の回転角度が炉外燃料貯蔵槽・炉心・燃料検査槽間の移送に伴ってずれた「角度ずれ」の影響と推測される。

(c) 同一アドレスへの同一燃料集合体の複数回の装荷は、1D1、9D6位置で行っており、1D1では装荷回数を重ねる毎に多少押込力が増加している（図2.1.3-5参照）。9D6では試験用集合体の押込力が他のブランケット燃料に比較し、多少大きいが装荷に支障はなかった。

(d) 炉内装荷を円滑にするため挿入時の回転角度を調整した。調整の結果、+2.62度～-7.34度の調整が生じたが装荷に支障はなかった。なお、14D8、

ST-002 (-1.14 度) の押込力が比較的大きいが、中性子しやへい体領域であり
炉心構成要素がタイトな状態となっていたものと推察する。

(ii) 炉心頂部レベルの測定

今後のスエリングの影響評価のための基礎データとして、燃料集合体の着床時の燃料交換装置本体の昇降ストロークから炉心頂部レベルを測定した。その差は、内側炉心燃料領域で最大 5mm、外側炉心燃料領域で最大 3mm と燃料体の製造公差以内である。

(iii) 今後の課題

燃焼が進むと燃料体の変形に伴う燃料体頂部の変位や挿入力のバラツキが顕著になるため、燃料交換装置のグリッパ位置の調整、装荷時の挿入異常（荷重）の設定値の調整などを行う必要がある。

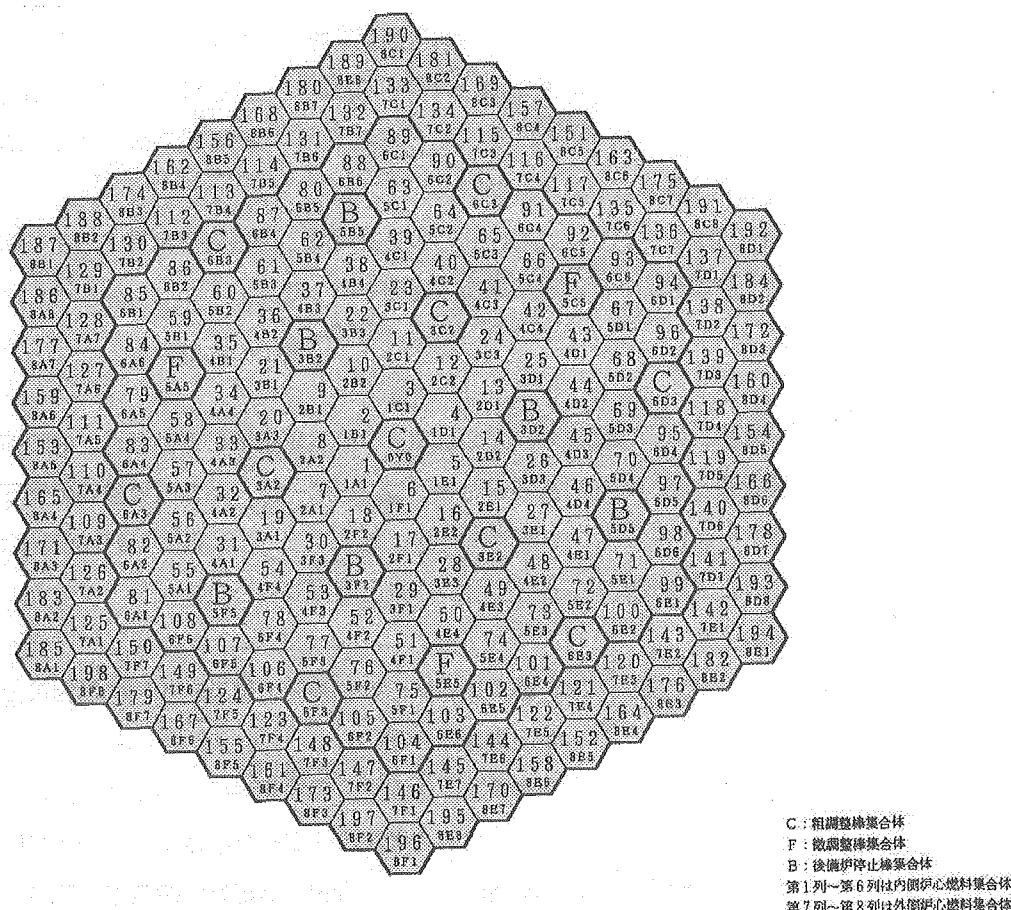


図 2.1.3-1 炉心構成時の燃料集合体装荷順序

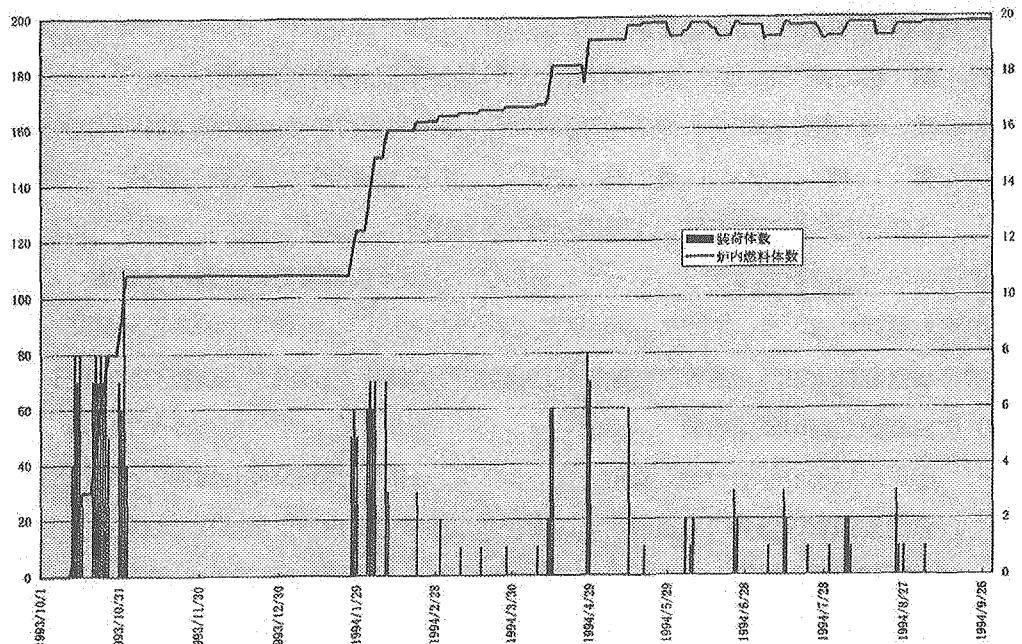


図 2.1.3-2 炉心構成時の燃料集合体体数の推移

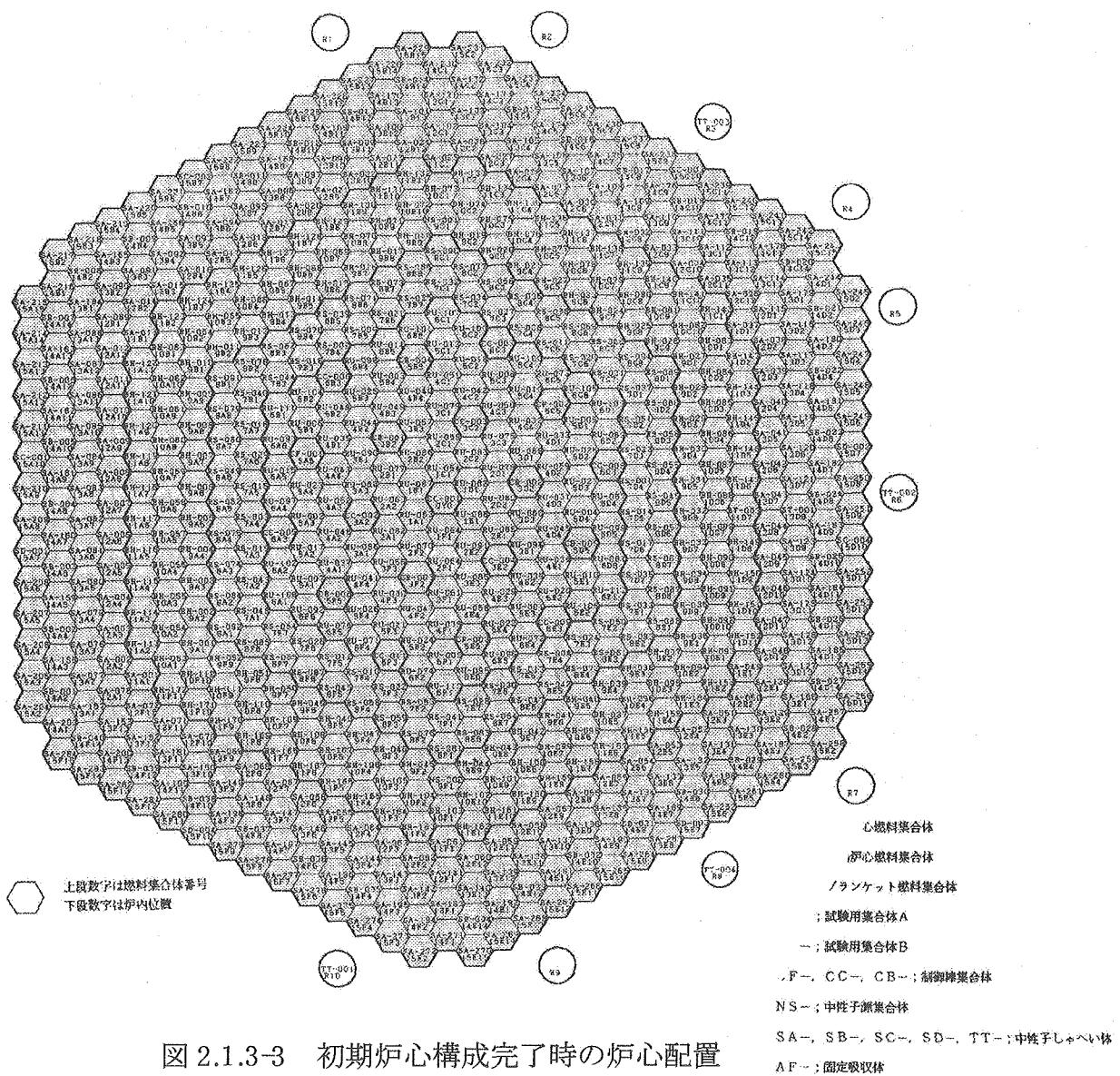


図 2.1.3-3 初期炉心構成完了時の炉心配置

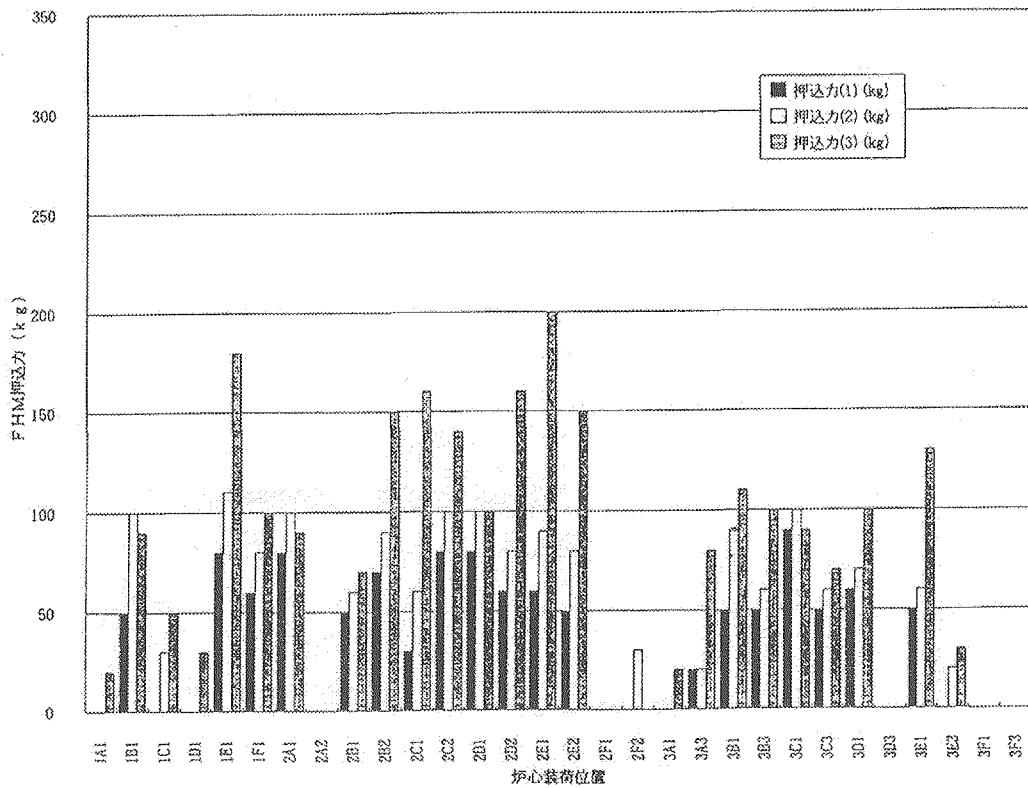


図 2.1.3-4 燃料集合体装荷時の押込力（炉心構成の初期）

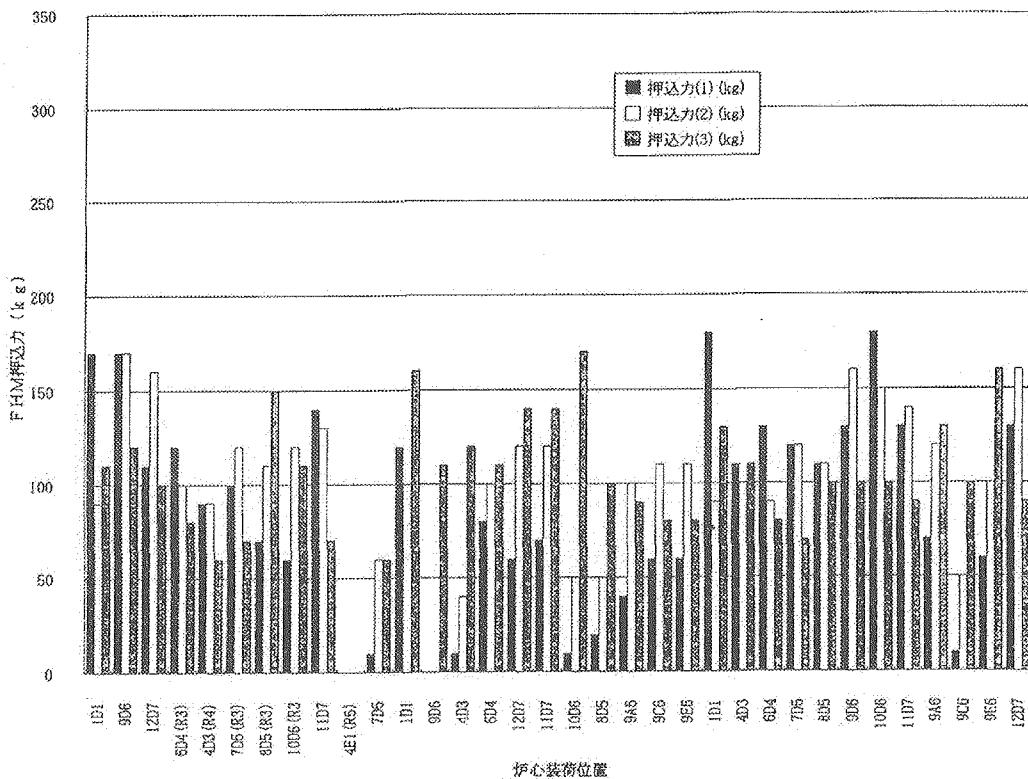


図 2.1.3-5 燃料集合体装荷時の押込力（炉物理試験）

2.2. 反応度値特性評価

2.2.1. 制御棒干渉効果評価 (SST-R-2-12)

試験期間：平成6年9月20日～平成6年9月24日

(1) 試験目的

制御棒値確認(SST-R-2-11)等で測定された制御棒値の評価に資するため、初期炉心において種々の制御棒パターンにおける制御棒反応度値を測定し制御棒間の干渉効果の評価を行うとともに、解析結果と測定結果とを比較・評価して制御棒解析技術の高度化に反映させる。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

上記の目的のために初期炉心（198体炉心）を対象に以下の測定を行った。

なお、制御棒位置を図2.2.1-1に示す。

(a) 測定対象制御棒値へのバンク調整棒引抜位置の影響評価

・連続ペリオド法による炉中心制御棒（C1）の反応度曲線測定

(b) 2体、3体または6体の制御棒間の干渉効果評価

・置換法による制御棒干渉効果測定

・修正中性子源増倍法（以下MSM法と略す）による制御棒干渉効果測定

(ii) 試験手順

(a) 連続ペリオド法による炉中心制御棒（C1）の反応度曲線測定

制御棒値確認で実施したC1の反応度曲線測定（連続ペリオド法、負の反応度投入用制御棒：微調整棒）でのバンク調整棒引抜位置（553mm）より約330mm上方（880mm引抜）にバンク調整棒引抜位置を調整・設定し（そのためC6、C8及びC10を引抜位置100mmまで挿入），C1の値及び反応度曲線を連続ペリオド法で測定した。

この時、負の反応度投入用制御棒には上記制御棒値確認で実施したC1の反応度曲線測定と同様、微調整棒を用いた。

(b) 置換法による制御棒干渉効果測定

測定対象制御棒の値を干渉効果作用制御棒を挿入する場合としない場合において、置換法で測定し（反応度基準制御棒：C1、その反応度値は「制御棒値確認」で測定），挿入した場合の制御棒値と挿入しない場合の制御棒値より干渉効果を評価した。

(c) MSM法による制御棒干渉効果測定

下記7ケースの制御棒間の干渉効果評価を目的に制御棒値をMSM法で評価するために、対象制御棒が挿入された時の計数率（SRM及びCLM）を測定した。

制御棒の組合せ：C1-C4, C1-C10, C1-F1, C2-C3-C4,
F1-F2-F3, C6-C8-C10,
C5-C6-C7-C8-C9-C10

(3) 試験結果

(i) 連続ペリオド法による炉中心制御棒（C1）の反応度曲線測定

表 2.2.1-1 に示すようにバンク調整棒引抜位置を 553mm から約 330mm 上方の 880mm とする場合、制御棒価値は約 11% 増加することが分かった。図 2.2.1-2 には反応度曲線の絶対値と相対値について上記両者を比較して示した。反応度曲線（相対値）の比較から分かるように、バンク調整棒位置によって反応度曲線の形状も変化することが確認された。

(ii) 置換法による制御棒干渉効果測定

表 2.2.1-2 に示した 5 ケースについて干渉効果作用制御棒を挿入した場合と測定対象制御棒価値の左記作用制御棒を挿入しなかった場合から制御棒価値変化を測定した。その結果、全てのケースで 4~8% 増加した。

(iii) MSM 法による制御棒干渉効果測定

表 2.2.1-3 に示すように測定対象制御棒が単独で全挿入された場合と同時に全挿入された場合の計数率を測定した。

なお、MSM 法における基準未臨界度は C1 の挿入によって調整し、約 0.14% $\Delta k/k$ とした。

(4) 考察

(i) 連続ペリオド法による炉中心制御棒（C1）の反応度曲線測定

(a) C1 の価値の増加について

図 2.2.1-2 に示したバンク調整棒引抜位置が 553mm である場合と約 330mm 上方の 880mm である場合の反応度曲線（絶対値）を比較すると、引抜き位置約 400mm までには大きな差が見られない。しかし、さらに引抜いた領域でバンク調整棒引抜位置が 880mm である場合の方が価値の増加が大きいことが分かる。これが、前者の方の価値が約 11% 大きくなった原因である。この様な現象が現れたのは、前者では C1 の周囲の制御棒が上方に引き抜かれているため炉心上方の中性子束が相対的に増加したためと考えられる。

(b) C1 の反応度曲線相対値について

上記 (a) の理由でバンク調整棒引抜位置が 880mm である場合の中途引抜き領域での反応度曲線（相対値）の値が、バンク調整棒引抜位置が 553mm である場合と比べて小さくなったものと考えられる。

なお、今後、解析を実施して試験結果が定量的に再現できるかどうかを確認していく。

(ii) 置換法による制御棒干渉効果測定

表 2.2.1-2 に示したように干渉効果作用制御棒を挿入場合の測定対象制御棒の価値が増加するという結果が得られた。本測定では置換法を採用しているので、干渉効果作用制御棒の挿入前後で臨界を維持するために干渉効果作用／測定対象制御棒以外のバンク調整棒の位置を変化させている。測定対象制御棒の価値の変化には干渉効果作用制御棒挿入効果以外にそのバンク調整棒の位置変化の効果が含まれている可能性があるので今後その効果について検討する必要がある。

(iii) MSM 法による制御棒干渉効果測定

現時点では測定手法である MSM 法の評価手法が確定していないので、
MSM 法による干渉効果評価は未実施である。今後、MSM 法の評価方法が
確定した時点で干渉効果評価を実施する予定である。

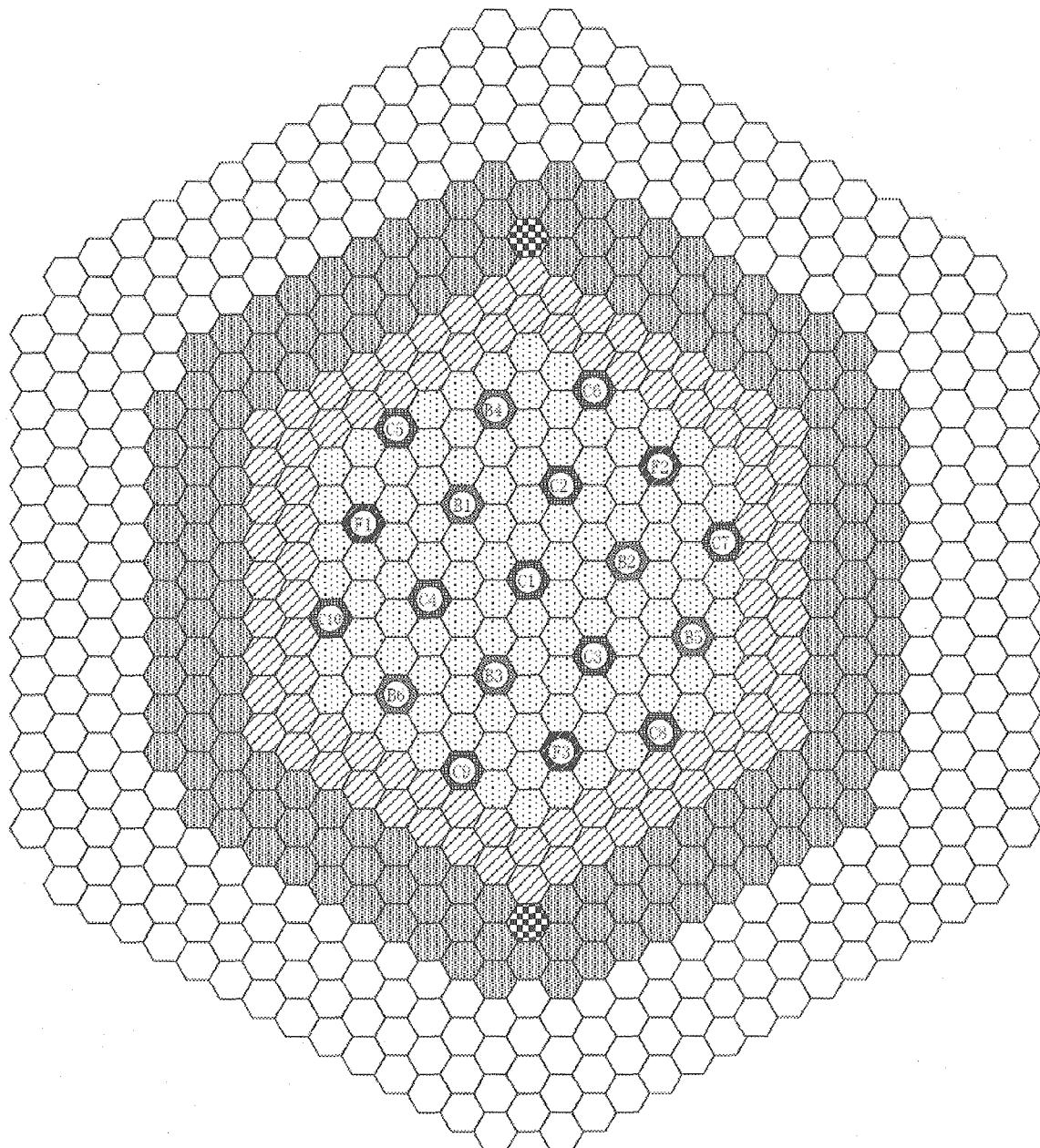
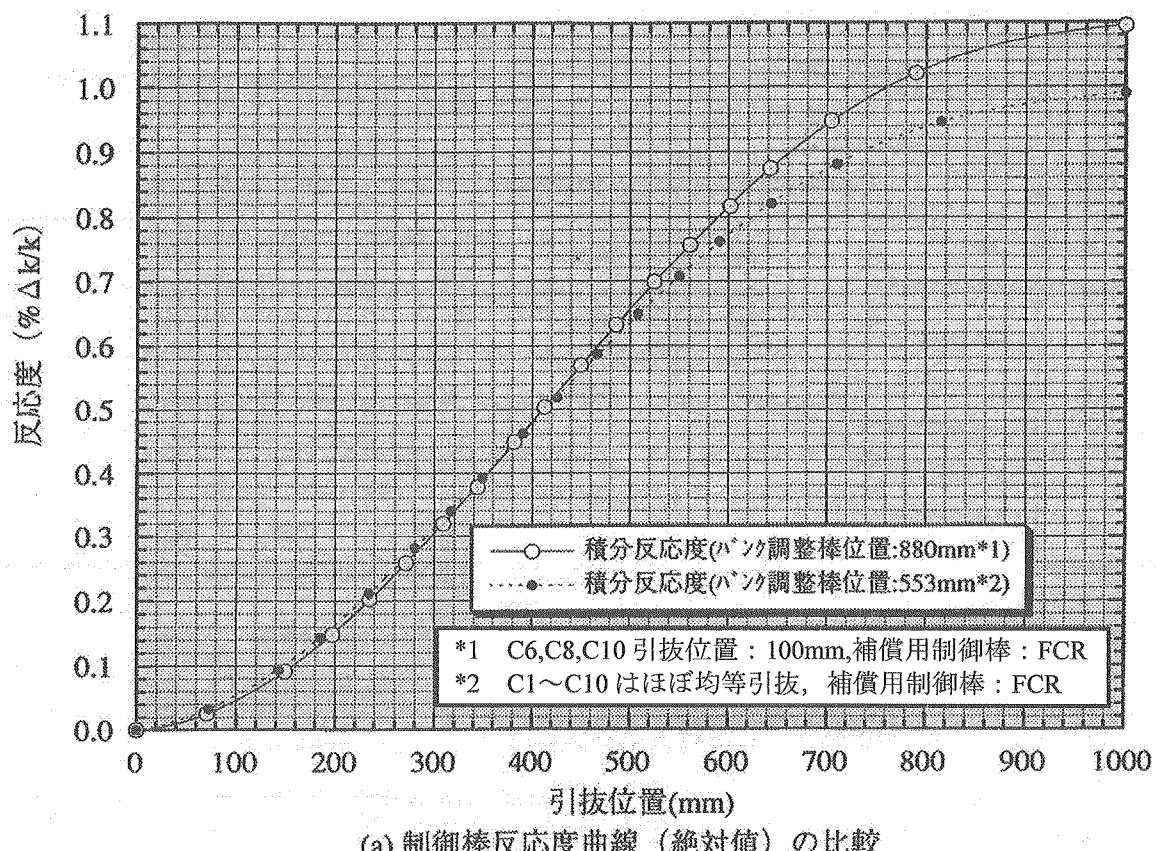
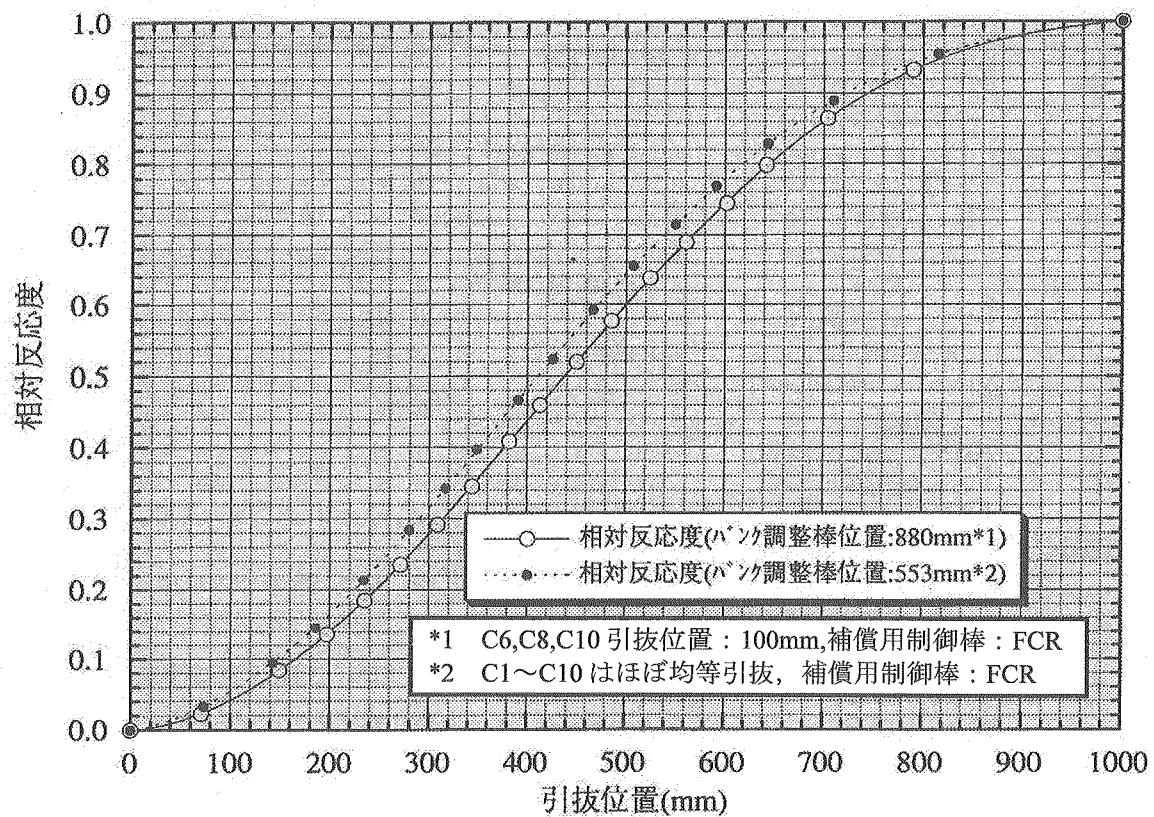


図 2.2.1-1 もんじゅ炉心における制御棒位置



(a) 制御棒反応度曲線（絶対値）の比較



(b) 制御棒反応度曲線（相対値）の比較

図 2.2.1-2 198 体炉心における C1 の反応度曲線のバンク調整棒位置に関する比較
(C1 値測定 : 連続ペリオド法による)

表 2.2.1-1 198 体炉心におけるバンク調整棒位置が異なる場合の制御棒価値 (C1) 測定結果

バンク調整棒引抜位置 (mm)	C1 価値 (% $\Delta k / k$)	差 (%)	備 考
553	0.991	—	全調整棒引抜位置が 553mm
880	1.096	11	ただし C6, C8, C10 を引抜位置 100mm まで挿入

表 2.2.1-2 198 体炉心における置換法による制御棒干渉効果測定結果

No	価値測定対象	干渉効果作用制御棒(IR)			測定対象制御棒価値 (% $\Delta k / k$) *1				備 考	
		制御棒	制御棒	挿入前位置(mm)	挿入後位置(mm)	挿入前／後位置(mm)	IR挿入前(A)	IR挿入後(B)		
1	C4	C3		544	364	544/364	0.2532	0.2629	1.038	
2	F1	C3		544	364	544/364	0.1886	0.2029	1.076	
3	C10	C7		543	293	543/293	0.2265	0.2397	1.058	
4	C4	C2,C3		544	444	544/364	0.2525	0.2676	1.060	
5	F1	F2,F3		544	394	544/364	0.1886	0.1990	1.055	

*1 94/9/17測定(正のペリオド法による)のC1校正曲線に基づく

表 2.2.1-3 198 体炉心における MSM 法による制御棒干渉効果測定時計数率

No.	測定目的	鉛錠堆位位置(mm)***	計測時間(s)												炉容器出口風量(1/s)	1次系流量(m ³ /s)	備考			
			CLM-1	CLM-2	(s)	SRM-1	SRM-2	(s)	WRM-1	WRM-2	WRM-3	(s)	A	B	C	平均	A	B	C	合計
1.0	基準未臨界度(臨界点:543mm)	Cl:450,危調整棒:543	16928.67	-	300	447.16	487.39	300	2.940	2.563	2.893	300	200	199	199	199				未臨界度:0.1426%Δt/s**
2.1	C2-C3-C4干渉	Cl:450,C2:0,危調整棒:543	4261.19	-	300	117.37	135.03	300	0.567	0.647	0.803	300	200	199	199	199.3				
		Cl:450,C3:0,危調整棒:543	4141.02	-	300	124.58	131.24	300	0.717	0.540	0.847	300	200	199	199	199.3				
		Cl:450,C4:0,危調整棒:543	4039.99	-	300	119.91	130.67	300	0.640	0.587	0.867	300	200	199	199	199.3				
2.4	Cl:450,C2:4,0,危調整棒:543	2250.77	-	300	72.35	81.02	300	0.417	0.230	0.510	300	200	199	199	199.3					
3.1	F1-F2-F3間干渉	Cl:450,F1:0,危調整棒:543	4822.58	-	300	133.75	152.58	300	0.657	0.703	0.973	300	200	199	199	199.3				
		Cl:450,F2:0,危調整棒:543	5060.91	-	300	138.16	156.78	300	0.700	0.553	1.00	300	200	199	199	199.3				
		Cl:450,F3:0,危調整棒:543	4553.23	-	300	141.48	143.06	300	0.790	0.637	0.837	300								
		Cl:450,F1:0,0,危調整棒:543	2417.78	-	300	77.20	85.10	300	0.410	0.253	0.597	300	200	199	199	199.3	2840	2878	2898	8616
4.1	C6-C8-C10間干渉	Cl:450,C6:0,危調整棒:543	5341.77	-	300	140.15	165.37	300	0.763	0.797	1.08	300	200	199	199	199.3	2795	2931	2897	8623
		Cl:450,C8:0,危調整棒:543	5213.79	-	300	153.67	161.86	300	0.900	0.683	1.04	300	200	199	199	199.3	2832	2905	2933	8622
		Cl:450,C10:0,危調整棒:543	5029.06	-	300	148.34	159.72	300	0.747	0.757	0.970	300	199	199	199	199.0	2813	2935	2864	8712
		Cl:450,C6:8/C10:0,危調整棒:543	2591.92	-	300	81.15	90.23	300	0.373	0.240	0.620	300	199	198	199	198.7	2833	2907	2858	8618
5.1	C5~C10間干渉	Cl:450,C5:0,危調整棒:543	5276.20	-	300	137.54	163.15	300	0.633	0.650	0.990	300	200	199	199	199.3	2837	2901	2905	8643
		Cl:450,C7:0,危調整棒:543	5471.92	-	300	153.25	167.74	300	0.960	0.727	1.04	300	200	199	199	199.3	2825	2937	2888	8650
		Cl:450,C9:0,危調整棒:543	4658.43	-	300	150.73	147.75	300	0.813	0.710	0.973	300	200	199	199	199.3	2795	2912	2933	8662
		Cl:450,C5:10:0,危調整棒:543	1788.72	-	300	61.37	68.19	300	0.280	0.170	0.453	300	200	199	199	199.3	2854	2918	2864	8636
6.0	基準未臨界度(臨界点:543mm)	Cl:448,危調整棒:543	17212.00	-	300	433.94	497.09	300	2.79	2.79	2.82	300	200	199	199	199.3	2819	2912	2917	8643
7.1	Cl全棒入	Cl:0,危調整棒:543	4373.22	-	300	127.28	139.49	300	0.713	0.617	0.897	300	200	198	199	199.3	2824	2921	2868	8623
7.2	Cl:C3間干渉	Cl:448,C4:0,危調整棒:543	4061.67	-	300	121.51	131.50	300	0.708	0.628	0.870	300	200	199	199	199.3	2801	2903	2888	8397
		Cl:C4:0,危調整棒:543	2865.34	-	300	90.12	99.30	300	0.463	0.333	0.600	300	200	199	199	199.3	2814	2902	2936	8652
8.1	Cl-C10間干渉	Cl:448,C10:0,危調整棒:543	5069.88	-	300	150.71	161.53	300	0.937	0.773	1.04	300	200	199	199	199.3	2808	2852	2905	8565
8.2		Cl/C10:0,危調整棒:543	3059.82	-	300	96.57	103.86	300	0.880	0.327	0.720	300	199	198	199	198.7	2795	2926	2963	8686
9.1	Cl-F1間干渉	Cl:448,F1:0,危調整棒:543	4848.55	-	300	133.84	154.89	300	0.677	0.730	0.967	300	200	198	199	199.0	2792	2870	2929	8591
		Cl/F1:0,危調整棒:543	3064.04	-	300	89.89	104.18	300	0.450	0.403	0.680	300	199	199	199	199.0	2830	2884	2962	8676

* 計数率の測定は仮設中性子計測システムによる

*** BCRの引抜位置は全てのケースで1100mm

** 99.9測定の制御棒遮蔽箇所測定結果に基づく

2.2.2. 反応度停止余裕評価 (SST-R-2-13)

試験期間：平成6年9月22日～平成6年9月26日

(1) 試験目的

反応度停止余裕は制御棒価値確認 (SST-R-2-11) で確認されている。ここでは制御棒価値確認で行われた制御棒価値測定パターンとは異なるパターンで制御棒価値を測定して反応度停止余裕測定法の妥当性評価に資するデータを得る。また、測定結果と解析結果を比較・検討し、制御棒価値解析技術高度化に反映させる。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

上記の試験目的のために反応度停止余裕評価では以下の測定を行った。

- (a) 調整棒の制御棒価値測定
- (b) 後備炉停止棒の制御棒価値測定
- (c) 等温反応度係数測定

(ii) 試験手順

上記の各測定の手順は次のとおりである。

(a) 調整棒の制御棒価値測定

C1 を全引抜き状態として他の調整棒を均等引抜き状態とするパターンで測定し、調整棒価値の和 (C1 を除く) が制御棒価値確認で測定した各調整棒単体価値の和 (C1 を除く) と一致するかどうかを確認した。そのために C1 を全引抜き状態とした状態で C4 の価値及び反応度曲線を正のペリオド法で測定し、さらに他の調整棒の価値及び反応度曲線を C4 を基準とする置換法で測定した。

(b) 後備炉停止棒の制御棒価値測定

制御棒価値確認では後備炉停止棒単体の価値を測定したが、本測定では後備炉停止棒全数の価値を測定することを目的とした。その価値を修正中性子源増倍法 (MSM 法) で測定するために、後備炉停止棒全数が全挿入された時の計数率を測定した。

(c) 等温反応度係数測定

炉心温度を等温状態で 200°C から 290°C に昇温して温度変化前後の臨界制御棒位置の変化を測定し、それから反応度変化を求めた。その時の温度変化に対する反応度変化より等温反応度係数を評価した。なお、本測定は使用前検査（過剰反応度測定検査、反応度停止余裕測定検査）に使用した等温反応度係数の妥当性確認のために実施した。

(3) 試験結果

(i) 調整棒の制御棒価値測定

C1 を全引抜き状態として測定した時の調整棒単体の価値を C1 部分挿入時 (制御棒価値確認で測定) の調整棒単体の価値と比較して図 2.2.2-1 に示した。

調整棒価値の合計値が主炉停止系価値（C1 を除く調整棒の価値）となるよう干渉効果を補正した単体価値合計値で両者を比較すると以下のようになり良く一致した。

<u>C1 全引抜き状態で測定した</u>	<u>C1 部分挿入状態で測定した</u>	<u>差</u>
<u>調整棒価値の和</u>	<u>調整棒の価値の和</u>	
8.47% Δ k/k	8.41% Δ k/k	約 1%

また、図 2.2.2-1 を見ると、C1 全引抜き状態で測定した調整棒価値には 1/3 回転対称性が無くなっていることが分かる。これは、C4 を反応度基準として置換法で価値を求めたことに起因し C4 と測定対象制御棒との干渉効果によるものと考えられる。さらに図 2.2.2-2 に示したように、C1 の挿入状態により反応度曲線が変化することも確認できた。ただし、図 2.2.2-2 に示したように、C1 全引抜き状態では C4 と C2 では単体価値がほぼ同じであり、反応度曲線には差が見られなかった。

(ii) 後備炉停止棒の制御棒価値測定

現時点では MSM 法に基づく制御棒価値評価法が確定していないので、測定された計数率の整理の段階に留まっており、その結果を表 2.2.2-1 にまとめた。

(iii) 等温反応度係数測定

等温反応度係数として $-3.5 \times 10^{-5} \Delta k/k/\text{°C}$ を得た。これは、温度係数評価 (SST-R-3-11) の 200°C から 190°C への降温時の測定結果と一致するものであった。

(4) 考察

(i) 調整棒の制御棒価値

- (a) C1 を全引抜き状態とし他の調整棒を均等引抜き状態とするパターンで測定した調整棒価値の和 (C1 を除く) が、制御棒価値確認で測定した各調整棒単体価値の和 (C1 を除く) 一致することを確認した。このことから後者の単体価値の和を以て主炉停止系反応度制御効果とすること、さらにはそれに基づき主炉停止系反応度停止余裕とすることは妥当であることが確認できた。
- (b) C1 を全引抜き状態で測定した置換法に基づく調整棒価値には、非対称位置にある C4 を反応度基準制御棒としたことに起因すると考えられる 1/3 回転対称性の崩れが見られる。これらにつき、今後解析により再現できるかどうかを検討していく予定である（本検討結果は解析による干渉効果評価の妥当性を確認するためにも使用）。

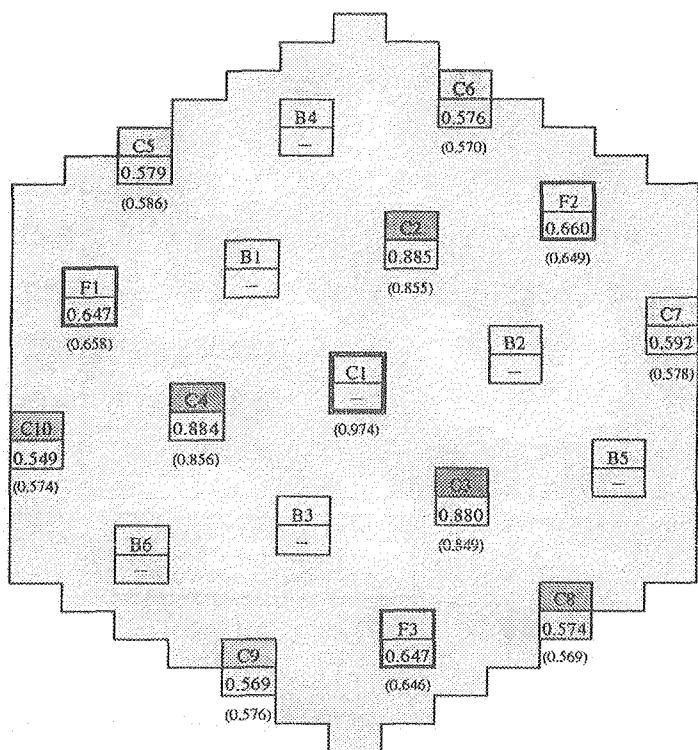
(ii) 後備炉停止棒の制御棒価値

今後、MSM 法による制御棒価値の評価方法が確定したら後備炉停止棒全数の価値の評価を実施する予定である。なお、解析によれば、後備炉停止棒単体の価値の和と 6 体全数を同時に挿入した価値の比は 1 : 1.14 であり、単体価値の和を以て後備炉停止系反応度制御効果とすることは保守側との結果を得ている。

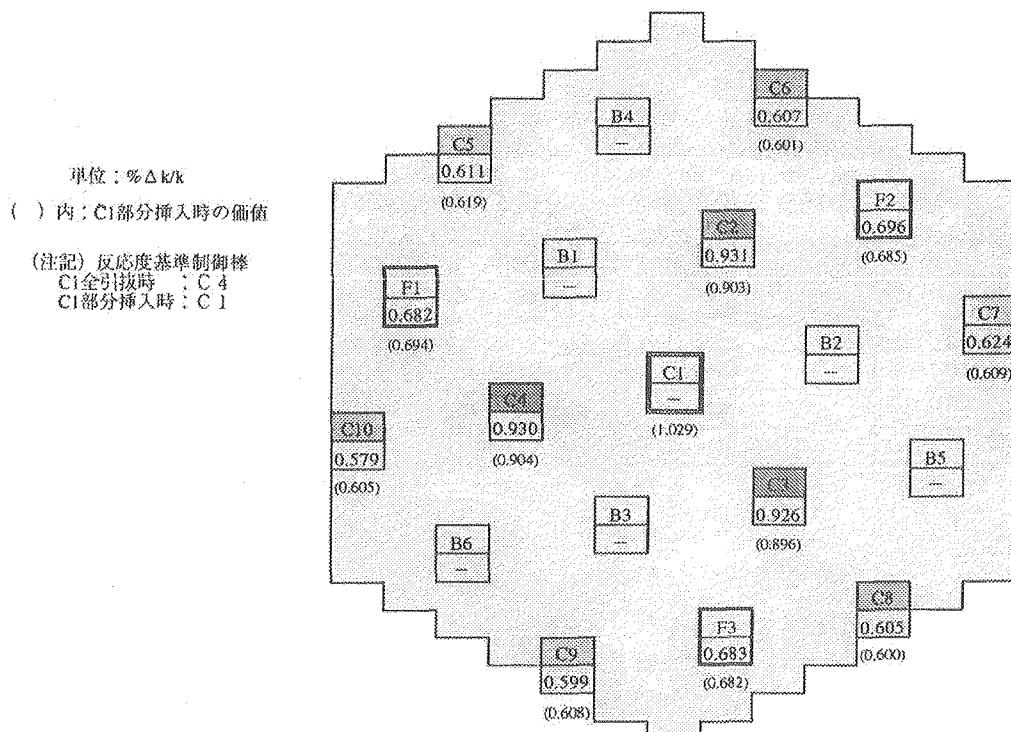
(iii) 等温反応度係数

測定で得られた等温反応度係数 $-3.5 \times 10^{-5} \Delta k/k/\text{°C}$ は、これは、温度係数評価 (SST-R-3-11) の 200°C から 190°C への降温時の測定結果と一致するもので

あり、使用前検査（過剰反応度測定検査、反応度停止余裕測定検査）に使用した等温反応度係数の妥当性が確認された。



(a) 調整棒単体価値比較（干渉効果未補正）



(b) 調整棒単体価値比較（合計値が調整棒全価値となるよう干渉効果補正）

図 2.2.2-1 198 体炉心における C1 全引抜/全挿入時の調整棒単体価値測定値の比較

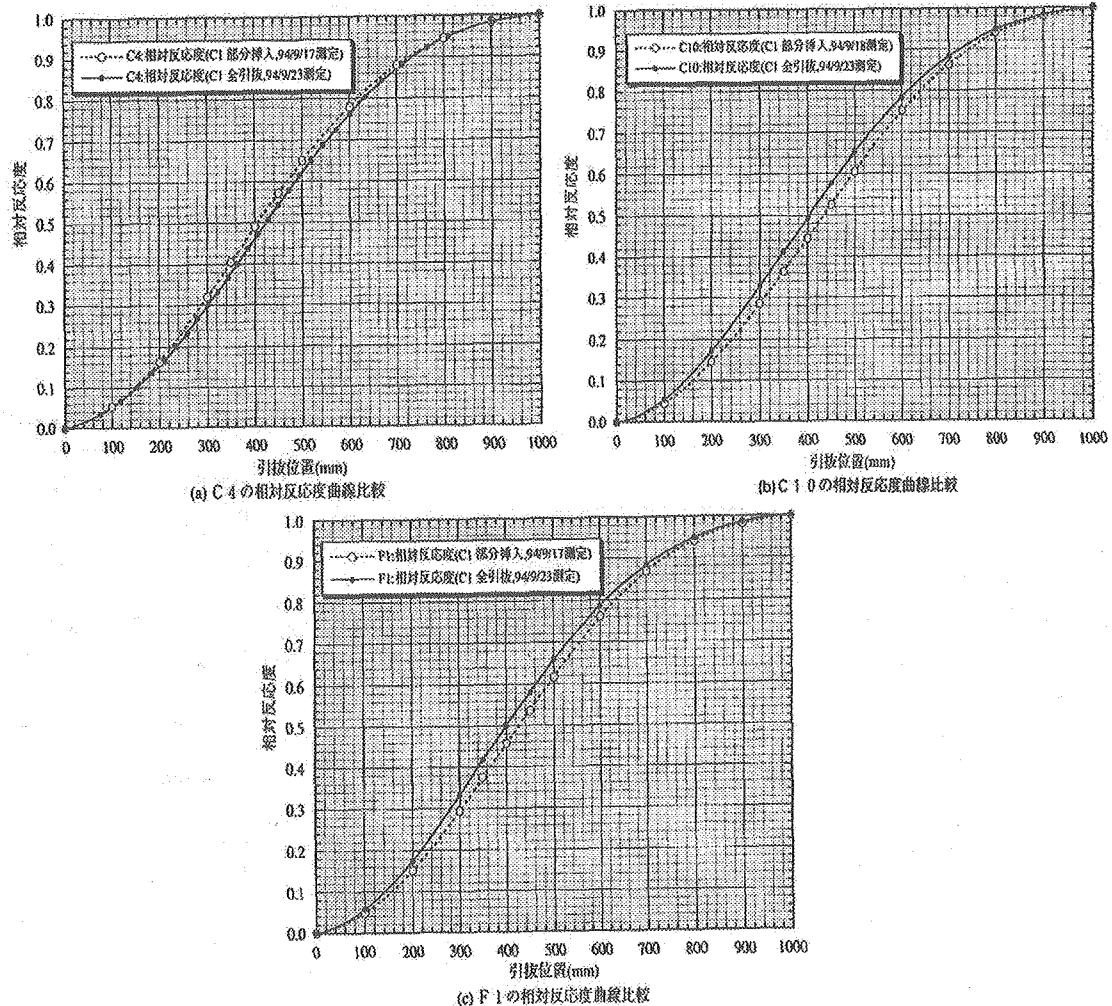


図 2.2.2-2 198 体炉心における C1 全引抜／部分挿入時の調整棒反応度曲線の比較

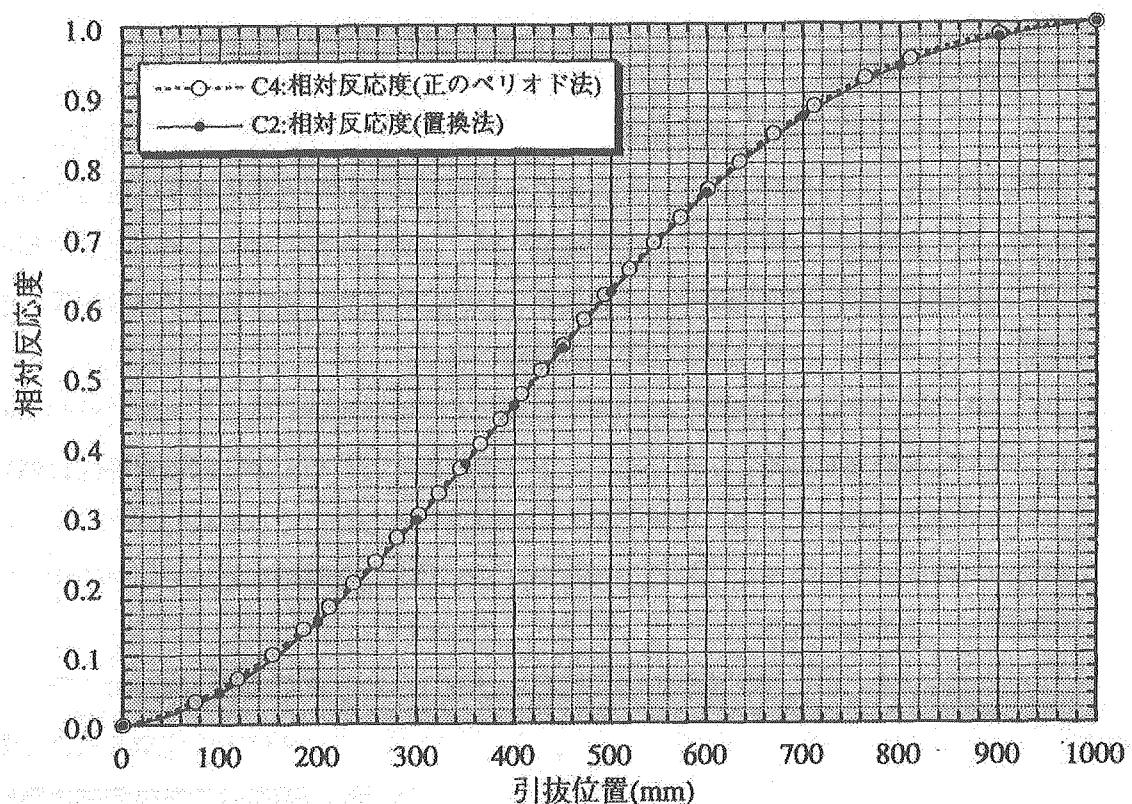


図 2.2.2-3 198 体炉心における C1 全引抜時の C2/C4 反応度曲線の比較

表 2.2.2-1 198 体炉心における MSM 法による後備炉停止棒値測定時の計数率

STEP	日付	時刻	制御棒引抜位置(mm)				R/V出口温度(℃)				1次系流量(m ³ /h)				計数率(CPS) *											
			C1 C2~C10 E1~E3 B1~6				A	B	C	平均	A	B	C	合計	I	II	III	T(s)	I	II	T(s)	I	II	T(s)		
臨界点	1994/9/23	10:15	548	543	1100	200	199	199	199.3	2770	2897	2931	8598	6400	6300	5900	—	—	—	—	—	—	—			
基準未臨界	1994/9/22	14:57	450	543	1100	200	199	199	199.3	欠測	0	2.94	2.56	2.89	300	447.16	487.39	300	16928.67	—	300	—	—	—		
BCR全挿入	1994/9/22	13:44	543	543	0	200	199	199	199.3	2809	2877	2902	8588	0.163	0.090	0.413	300	50.16	55.92	300	1380.58	—	300	—	—	—

* 安定期数率(仮設中性子計測システムによる)、Tは計測時間

(注記) 基準未臨界の未臨界度 0.1426% Δk/k

2.2.3. 固定吸收体反応度価値評価 (SST-R-2-14)

試験期間：平成6年6月4日～平成6年8月14日

(1) 試験目的

本試験は初期炉心においてブランケット燃料集合体を固定吸收体と置換し、固定吸收体の反応度価値を評価するものである。測定した反応度価値は、核計算コードの精度向上や実証炉への反映等に資する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

本試験は下記の手法にて固定吸收体1体、3体の2ケースの反応度価値を測定し、これに基準時刻（初期炉心の臨界時刻）からのPu-241の崩壊等を考慮して固定吸收体の反応度価値を評価する。なお、固定吸收体の構造を図2.2.3-1に示す。

(a) 臨界法

臨界時の制御棒位置の差から反応度差を求める手法で、下記のデータを測定する。

- ①固定吸收体を装荷した炉心と初期炉心の臨界時の制御棒位置。
- ②上記制御棒差分の制御棒価値。

(b) 修正中性子源増倍法（以下MSM法と略す）

未臨界状態における中性子計数率の差から反応度差を求める手法で、下記のデータを測定する。

- ①臨界状態から既知の負の反応度を投入した時の中性子計数率。
- ②特定の制御棒挿入パターンにおける未臨界状態の中性子計数率。

(ii) 試験手順

試験は下記の手順で行う。

(a) 燃料交換により固定吸收体を所定のブランケット燃料領域の第1層に装荷する。なお、固定吸收体1体及び3体を装荷した時の炉心配置を図2.2.3-2に示す。

(b) 原子炉を起動し、以下のデータを取得する。

臨界法

- ①臨界時の制御棒位置。
- ②上記制御棒位置と初期炉心の臨界点制御棒位置の差分の制御棒価値。

MSM法

- ③臨界状態から既知の負の反応度を投入した時の中性子計数率。
- ④特定の制御棒挿入パターンにおける未臨界状態の中性子計数率。

(3) 試験結果

(i) 臨界法による評価

臨界法による固定吸收体反応度価値の測定値及び不確かさを下記に示す。

- ・固定吸收体1体 $0.139 \pm 0.008\% \Delta k/k$

- ・固定吸收体 3 体 $0.407 \pm 0.009\% \Delta k/k$

この測定値はペリオド法による制御棒価値の測定データにドップラ効果の補正、制御棒価値算出処理法による補正、Pu-241 の崩壊寄与分を考慮して求めたものである。また、測定値の不確かさは制御棒価値測定の不確かさ及び測定時の制御棒位置の不確かさ等の要因を考慮して求めた。

(ii) MSM 法による評価のための測定データ

MSM 法の評価手法は現在開発中であるため、評価手法が確立した後、評価作業に実施する。中性子計数率測定データ及び既知の負の反応度を表 2.2.3-1 に示す。なお、既知の負の反応度は上記臨界法の制御棒価値の測定データから、臨界点から基準未臨界度点までの挿入制御棒価値を求め、これにドップラ効果の補正・制御棒価値算出処理法による補正を考慮した。また、既知の負の反応度の不確かさには挿入制御棒価値測定及び測定時の制御棒位置の不確かさ等を考慮した。

(4) 考察

(i) 固定吸收体の実測データの取得

固定吸收体 3 体の測定値を 1 体当たりに換算すると $0.136\% \Delta k/k$ であり、固定吸收体 1 体の測定値 $0.139\% \Delta k/k$ と約 3% の範囲内で一致している。

(ii) 予測解析値との比較

予測解析 3 次元拡散コード CITATION、核データライブラリは JENDL-2 から作成した JFS-3-J2 の 6 群を使用して実施した。また、計算モデルは Tri-Z、全調整棒の引抜き位置は 533mm とした。予測解析手法の流れを図 2.2.3-3 に示す。予測解析値と C/E (解析値/ 評価値) を下記及び図 2.2.3-4 に示す。

	予測解析値 (C)	測定値 (E)	C/E
・固定吸收体 1 体	$0.137\% \Delta K/K$	$0.139\% \Delta k/k$	0.99
・固定吸收体 3 体	$0.427\% \Delta K/K$	$0.407\% \Delta k/k$	1.05

C/E は 0.99、1.05 であり、解析値と測定値の一一致は良い。これは臨界法による評価が妥当であることを示している。

(iii) MSM 法の評価

MSM 法の評価は、現在開発中の評価手法を確立した後、制御棒価値確認・冷却材反応度評価・燃料等価反応度評価の測定データを含めて、別途、総合的に実施する。

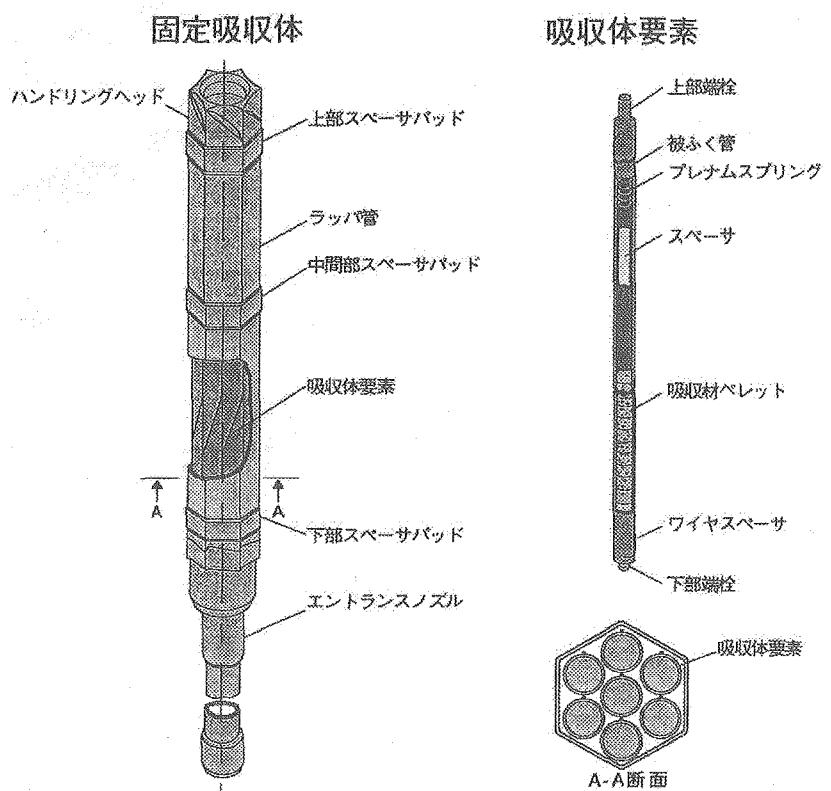
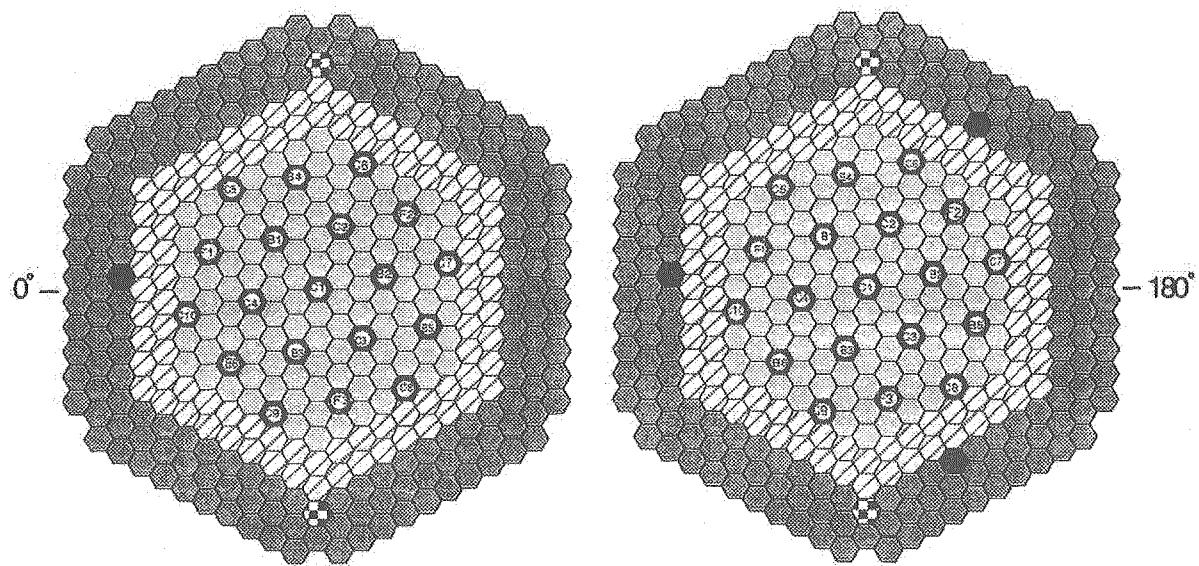


図 2.2.3-1 固定吸収体の構造図



1) 固定吸収体 1 体

2) 固定吸収体 3 体

炉心構成要素		記号	炉心構成要素		記号
炉心燃料 集合体	内側炉心	○	制御棒集合体	微調整棒	○
	外側炉心	△		粗調整棒	○
ブランケット燃料集合体	○			後備炉停止棒	○
中性子源集合体	◎	固定吸収体			●

図 2.2.3-2 固定吸収体の炉心配置

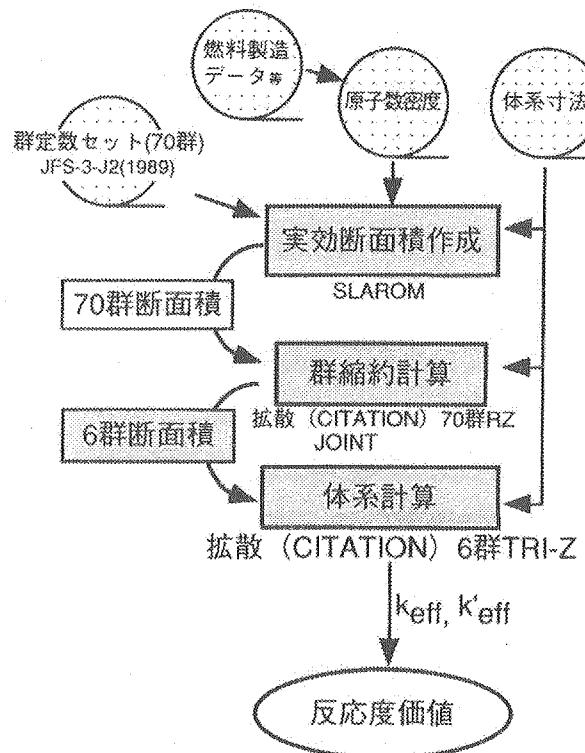


図 2.2.3-3 予測解析手法の流れ
(固定吸収体反応度)

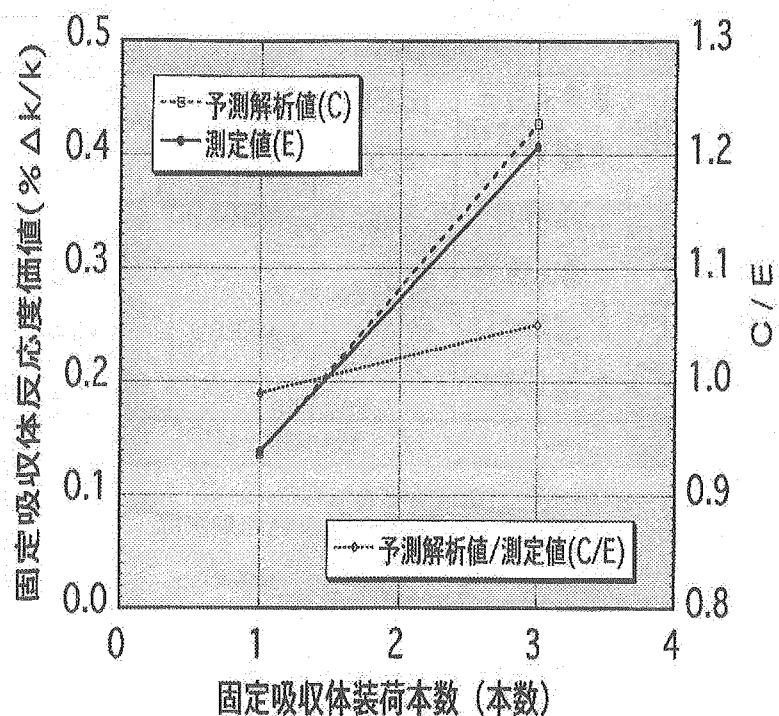


図 2.2.3-4 固定吸収体反応度予測解析値と測定値の比較

表 2.2.3-1 MSM 法評価のための測定データ

測定対象	評価項目	中性子計数率 (cps)				既知の負の反応度 (%Δk/k)	
		CLM1	CLM2	SRM1	SRM2	測定値	不確かさ
固定吸収体 1体	基準未臨界	16250.3	29500.3	426.4	477.6	0.159	0.006
	未臨界(1)	2753.7	5265.8	85.7	96.8	-	-
	未臨界(2)	2338.0	4514.9	75.3	84.9	-	-
固定吸収体 3体	基準未臨界	-	-	508.8	561.0	0.120	0.006
	未臨界(1)	-	-	73.8	82.2	-	-
	未臨界(2)	-	-	68.0	73.9	-	-

2.2.4. 冷却材反応度評価 (SST-R-2-15)

試験期間：平成6年4月30日～平成6年5月13日

(1) 試験目的

Na 冷却高速増殖炉の炉心では Na の物質反応度は重要な特性量である。核特性解析手法の高度化に資するデータ取得のため燃料を含まない試験体（模擬燃料集合体）を用いて炉中心部での Na の物質反応度値を測定することを目的とする。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

ステンレス製で内部に Na が流入できる空間がある試験体（模擬燃料集合体（III型））と、そこが缶構造で Na を排除する構造になっている試験体（同（IV型））2種類を用い、これらを交換したときの臨界制御棒位置の差から冷却材反応度を評価する。なお、燃料を含まない試験体を使用するため、試験時の過剰反応度は通常の炉心と比べて低い状態にある。試験概念を図 2.2.4-1 に示す。

試験体とその装荷状況を図 2.2.4-2 に示す。先に述べたように試験体は、軸方向炉中心位置から約±30cm に先に述べた Na の有無を生じさせる領域（置換領域）を有しており、Na 充填型（模擬燃料集合体（III型））と同排除型（同（IV型））がある。これらの試験体を内側炉心第 1 層に装荷し、炉中心部での Na の物質反応度値を測定した。

なお、冷却材反応度に対する制御棒の影響を把握するため、置換領域に接する中心調整棒（C1）の全引抜と全挿入の 2 つの条件で臨界とし、それぞれの場合の冷却材反応度を評価した。

(ii) 試験手順

試験手順は以下のとおり（図 2.2.4-3 参照）で (b) と (e) , (c) と (f) をそれぞれ比較することにより冷却材反応度を評価した。

なお、試験の方法は、臨界法による反応度測定である。この方法は異なる炉心状態の反応度差を、臨界制御棒位置の差から反応度に換算するものである。

- (a) Na 充填型の試験体（III型）を装荷
- (b) C1 調整棒全引抜の条件で臨界とし制御棒位置等を測定
- (c) C1 調整棒全挿入の条件で臨界とし制御棒位置等を測定
- (d) Na 排除型の試験体（IV型）を装荷
- (e) C1 調整棒全引抜の条件で臨界とし制御棒位置等を測定
- (f) C1 調整棒全挿入の条件で臨界とし制御棒位置等を測定

(3) 試験結果

(i) 測定結果

原子炉の臨界操作は、第 2 リングの調整棒 3 本（C6, C8, C10）で実施し、他の調整棒は全引抜状態とした（但し C1 は全挿入と全引抜の場合あり）。

前頁の (b) と (e) または (c) と (f) の反応度差は C10 調整棒を動かすことで補償した。この分の反応度をペリオドで測定した結果、以下の反応度を得た。（図 2.2.4-4 参照）

- ・冷却材反応度（Na が存在することで生じる反応度）〔測定値〕

①C1 調整棒全引抜時	-0.021% Δk/k
②C1 調整棒全挿入時	-0.036% Δk/k

(ii) 予測解析結果

予測解析値は JFS-3-J2 群定数セットを使用し、70 群拡散厳密摂動計算により基準計算を実施した。一方、類似の現象である Na ボイド反応度の臨界実験（MOZART 臨界実験：もんじゅのモックアップ実験）を同等の手法で解析し、解析値と実験値が良く整合するように、摂動計算の非漏えい項と漏えい項を調整する補正係数を算定した。これを基準計算に施したものと予測解析値とした。解析結果を以下に示す。

- ・冷却材反応度〔解析値〕

①C1 調整棒全引抜時	-0.029% Δk/k
②C1 調整棒全挿入時	-0.036% Δk/k

(4) 考察

(i) 炉心中心部での冷却材反応度価値の確認

本試験の結果、炉心中心部（試験体 6 体分、高さ約 60cm）の Na の反応度価値は約 -0.03% Δk/k 程度であり、負の反応度価値を持つことが確認された。

ただし、本試験では燃料を含まない試験体を使用しており、すなわち内側炉心第 1 層に燃料がない状態での Na の反応度価値を測定したものであり、本結果から「もんじゅ」の Na ボイド価値を直接的に評価できるものではないことに留意する必要がある。

(ii) 隣接する制御棒の影響

置換領域に隣接する制御棒の影響は、制御棒が挿入され置換領域に接している場合の方が、冷却材反応度の絶対値が大きくなつた。これは中性子の吸収体である制御棒が冷却材反応度に影響することを示している。

(iii) 予測解析値との比較

測定された反応度はかなり小さいものであったが、予測解析値と同様に負の反応度効果を示しており、オーダー的にも同等である。これは、中性子スペクトルの変化（負の効果）と中性子洩れの変化（正の効果）などの相殺で生じる反応度をある程度正確に予測できたことを示している。また制御棒の影響についても挿入状態の方が反応度の絶対値が大きくなる点で整合していることが確認できる。

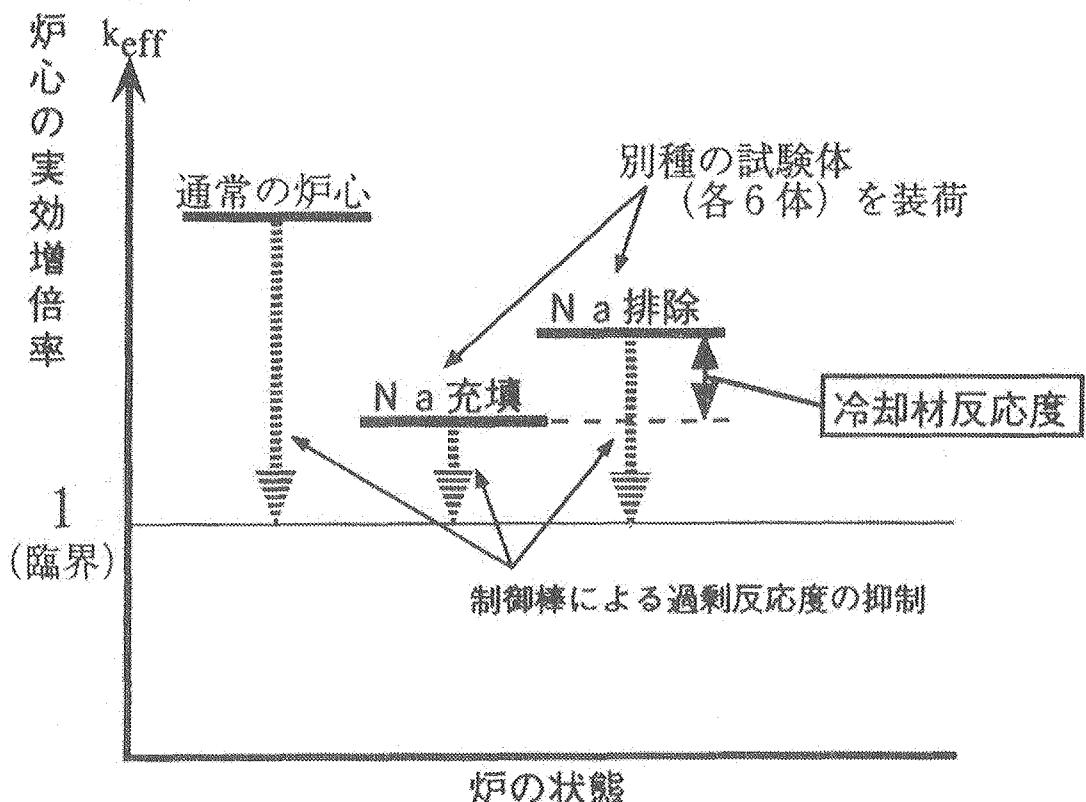
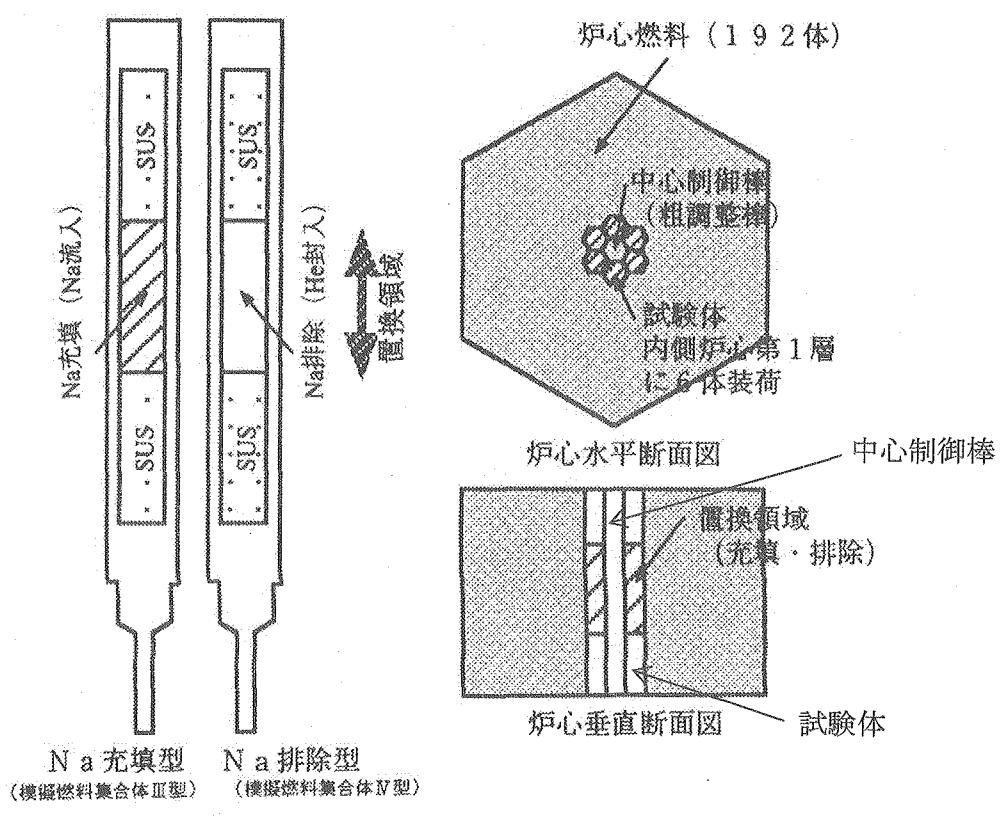


図 2.2.4-1 冷却材反応度評価 試験概念図 (臨界法)



a) 試験体構造概念図 b) 試験体装荷状態図
図 2.2.4-2 冷却材反応度試験構造、装荷概念図

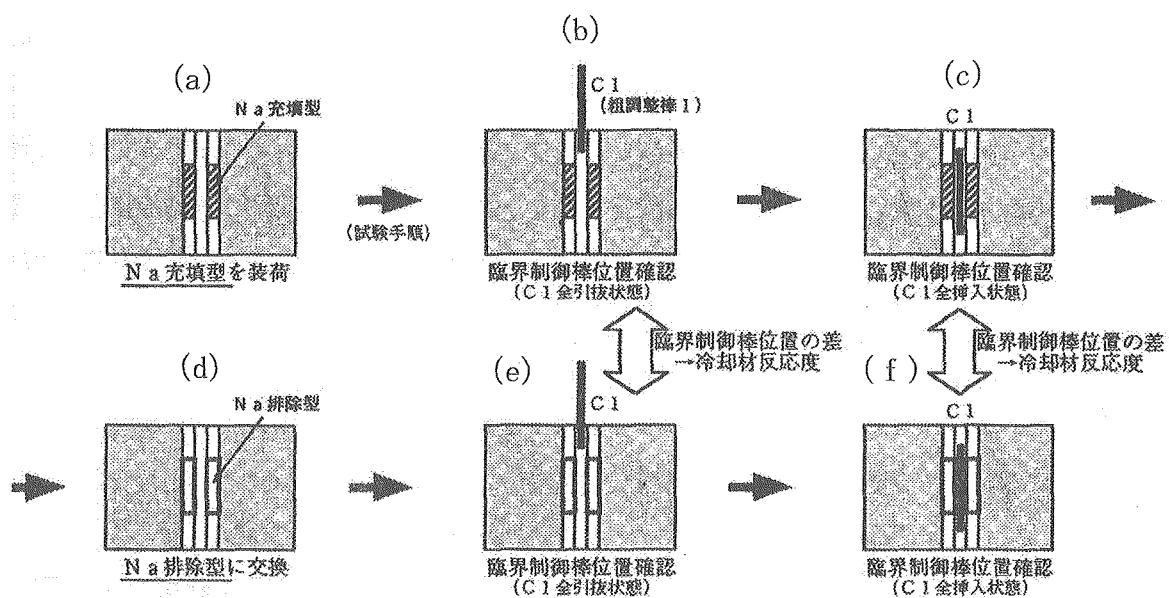


図 2.2.4-3 冷却材反応度試験手順の概要

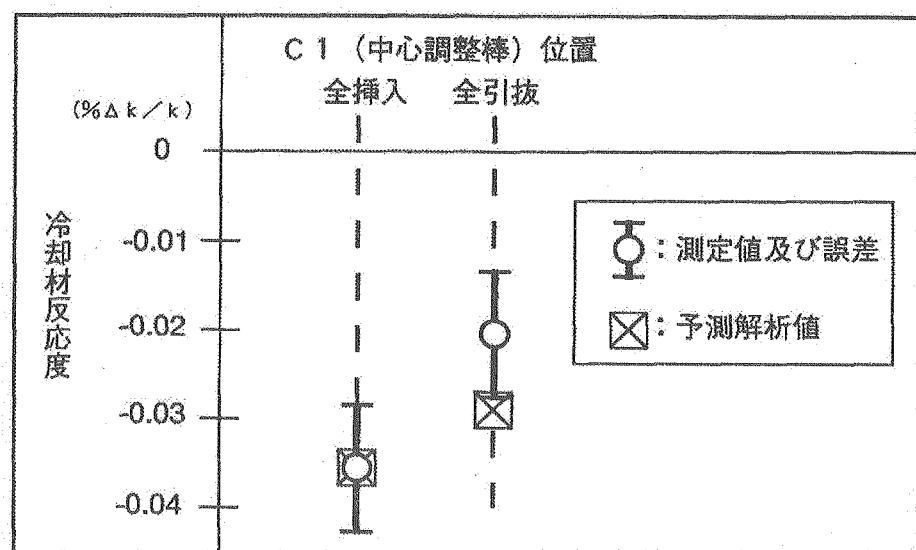


図 2.2.4-4 冷却材反応度試験結果

2.2.5. 燃料等価反応度評価 (SST-R-2-16)

試験期間：平成6年5月17日～平成6年8月31日

(1) 試験目的

本試験は初期炉心の炉心燃料集合体1体を模擬燃料集合体1体と置換した場合の反応度を評価するものである。測定した反応度値は、核計算コードの精度向上や燃料交換計画への反映等に資する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

本試験は下記の手法にて反応度を測定し、これに基準時刻（初期炉心の臨界時刻）からのPu-241の崩壊等を考慮して燃料等価反応度を評価する。

(a) 臨界法

臨界時の制御棒位置の差から反応度差を求める手法で、下記のデータを測定する。

- ①模擬燃料集合体1体を装荷した炉心と初期炉心の臨界時の制御棒位置。
- ②上記制御棒差分の制御棒値。

(b) 修正中性子増倍法（以下 MSM 法と略す）

未臨界状態における中性子計数率の差から反応度差を求める手法で、下記のデータを測定する。

- ①臨界状態から既知の負の反応度を投入した時の中性子計数率。
- ②特定の制御棒挿入パターンにおける未臨界状態の中性子計数率。

(ii) 試験方法

試験は下記の手順で行う。

- (a) 燃料交換により模擬燃料集合体1体を所定の炉心燃料領域に装荷する。なお、模擬燃料集合体の炉心装荷位置を図2.2.5-1に示す。
- (b) 原子炉を起動し、以下のデータを取得する。

臨界法

- ①臨界時の制御棒位置。
- ②上記制御棒位置と初期炉心の臨界点制御棒位置の差分の制御棒値。

MSM 法

- ③臨界状態から既知の負の反応度を投入した時の中性子計数率。
- ④特定の制御棒挿入パターンにおける未臨界状態の中性子計数率。

(3) 試験結果

(i) 臨界法による評価

臨界法による燃料等価反応度の測定値及び不確かさを下記に示す。

- ①第8層の外側炉心燃料集合体 $0.088 \pm 0.008\% \Delta k/k$
- ②第7層の外側炉心燃料集合体 $0.175 \pm 0.008\% \Delta k/k$
- ③第6層の内側炉心燃料集合体 $0.172 \pm 0.008\% \Delta k/k$
- ④第4層の内側炉心燃料集合体 $0.227 \pm 0.008\% \Delta k/k$
- ⑤第1層の内側炉心燃料集合体 $0.294 \pm 0.008\% \Delta k/k$

この測定値はペリオド法による制御棒価値の測定データにドップラ効果の補正・制御棒価値算出処理法による補正、Pu-241の崩壊寄与分を考慮して求めた。また、測定値の不確かさは制御棒価値測定の不確かさ及び測定時の制御棒位置の不確かさ等を考慮して求めた。

(ii) MSM 法による評価のための測定データ

MSM 法の評価手法は現在開発中であるため、評価手法が確立した後、すみやかに評価作業を実施する。中性子計数率測定データ及び既知の負の反応度を表 2.2.5-1 に示す。なお、既知の負の反応度は上記臨界法の制御棒価値の測定データから、臨界点から基準未臨界度点までの挿入制御棒価値を求め、これにドップラ効果の補正・制御棒価値算出処理法による補正を考慮した。また、既知の負の反応度の不確かさには挿入制御棒価値測定及び測定時の制御棒位置の不確かさ等の要因を考慮した。

(4) 考察

(i) 燃料等価反応度の実測データの取得

燃料等価反応度の測定値は $0.088 \sim 0.294\% \Delta k/k$ であり、最大は第 1 層の内側炉心燃料集合体、最小は第 8 層の外側炉心燃料集合体である。また、第 7 層の外側炉心燃料集合体の燃料等価反応度は第 6 層の内側炉心燃料集合体よりも大きい。これは図 2.2.5-2 に示す様に燃料富化度の違いによるものである。

(ii) 予測解析値との比較

予測解析は 3 次元拡散コード CITATION、核定数ライブラリは JENDL-2 から作成した JFS-3-J2 の 18 群を使用して実施した。また、計算モデルは Hex-Z、全調整棒の引抜き位置は 533mm とした。予測解析手法の流れを図 2.2.5-3 に示す。

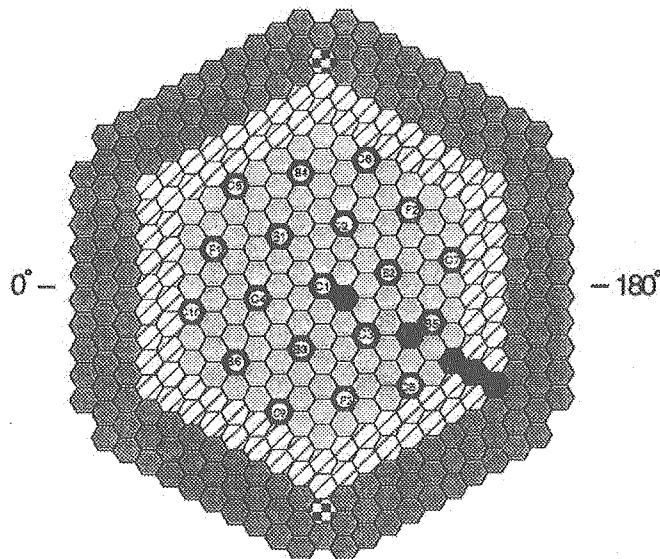
予測解析値と C/E (解析値/測定値) を下記及び図 2.2.5-4 に示す。

	予測解析値	C/E
①第 8 層の外側炉心燃料集合体	$0.086 \% \Delta k/k$	0.98
②第 7 層の外側炉心燃料集合体	$0.166 \% \Delta k/k$	0.95
③第 6 層の内側炉心燃料集合体	$0.164 \% \Delta k/k$	0.95
④第 4 層の内側炉心燃料集合体	$0.230 \% \Delta k/k$	1.01
⑤第 1 層の内側炉心燃料集合体	$0.286 \% \Delta k/k$	0.97

C/E は $0.95 \sim 1.05$ であり、予測解析値と測定値の一一致は良い。これは臨界法による評価が妥当であることを示している。

(iii) MSM 法の評価

MSM 法の評価は、現在開発中の評価手法を確立した後、制御棒価値確認・冷却材反応度評価・固定吸収体反応度価値評価の測定データを含めて、別途、総合的に実施する。



炉心構成要素	記号	炉心構成要素	記号
炉心燃料集合体	内側炉心	微調整棒	○
	外側炉心	制御棒集合体	○
ブランケット燃料集合体	●	粗調整棒	○
中性子源集合体	◆	後備炉停止棒	○
		模擬燃料集合体	●

図 2.2.5-1 模擬燃料集合体の炉心装荷配置

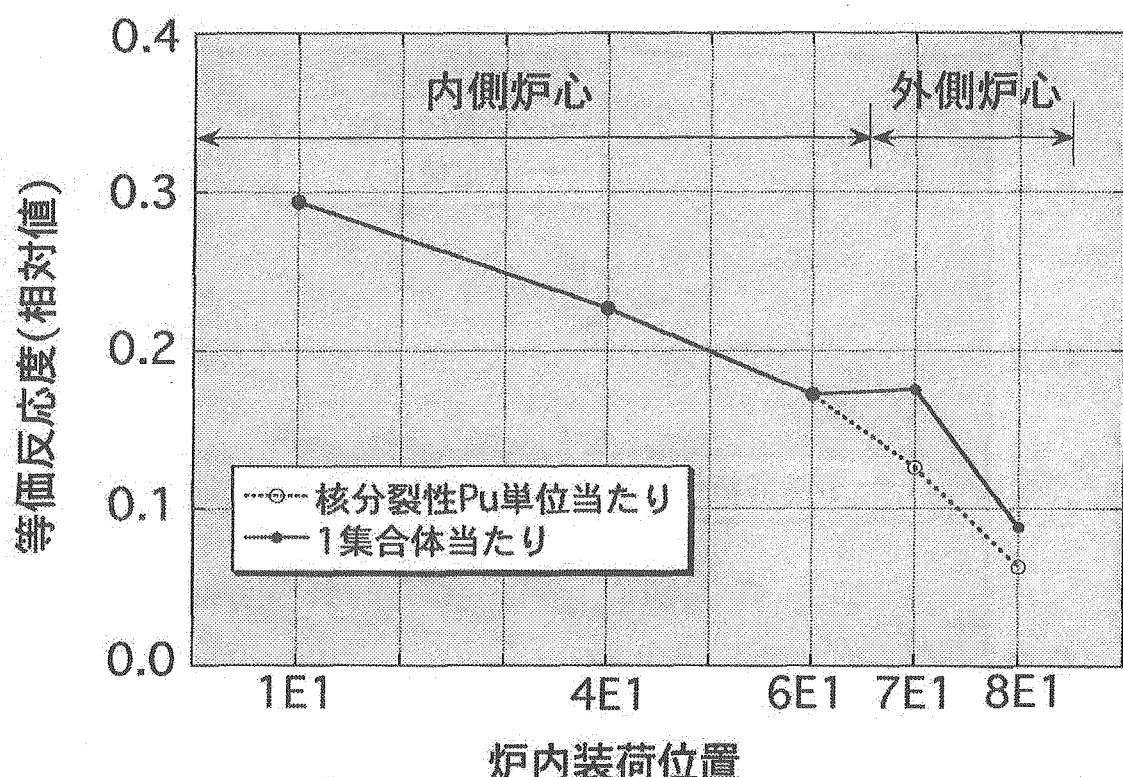


図 2.2.5-2 燃料等価反応度の測定値

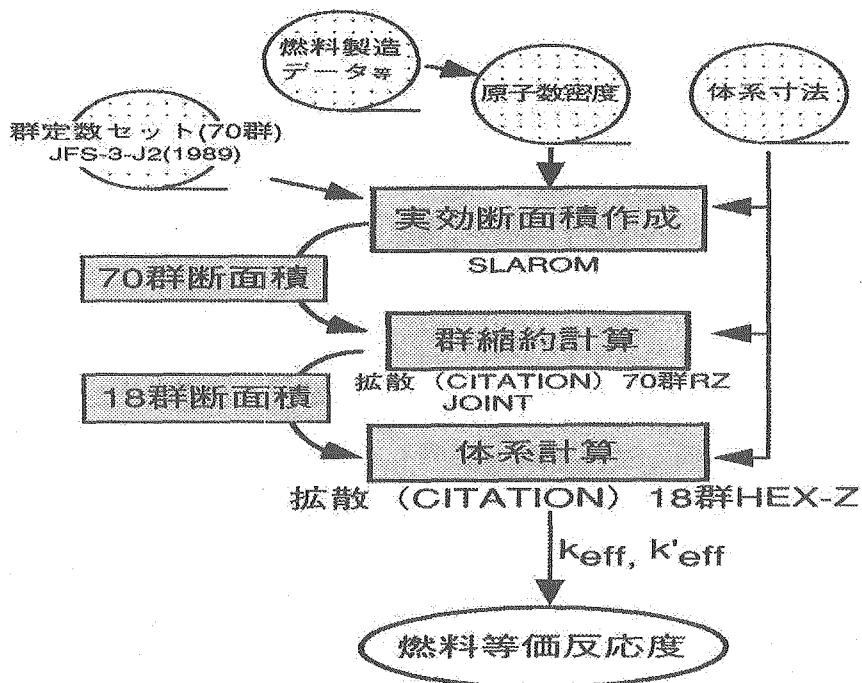


図 2.2.5-3 予測解析の計算手法の流れ（燃料等価反応度）

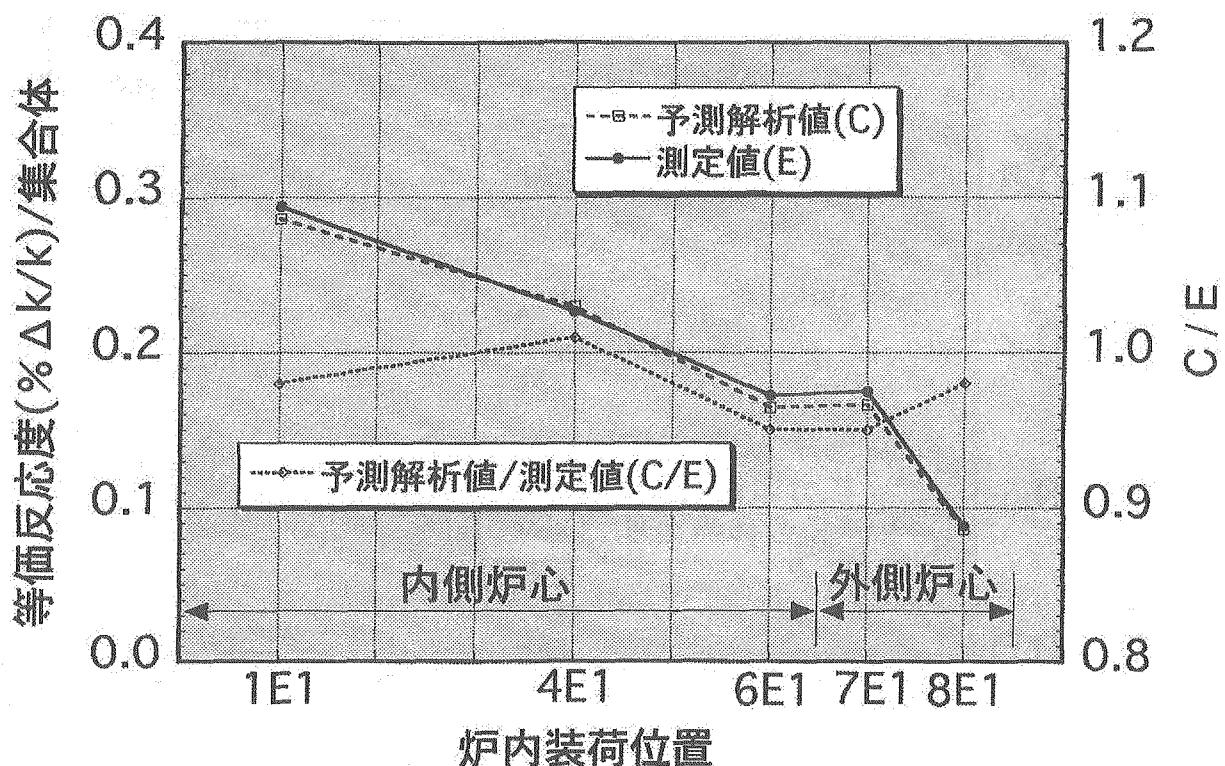


図 2.2.5-4 燃料等価反応度の予測解析値と測定値の比較

表 2.2.5-1 未臨界法評価のための測定データ

測定対象	評価項目	中性子計数率 (cps)				既知の負の反応度(%Δk/k)	
		CLM1	CLM2	SRM1	SRM2		
第8層	基準未臨界	17894.3	32785.3	475.2	516.5	0.154	0.006
	未臨界(1)	2910.3	5580.3	91.4	100.6	-	-
	未臨界(2)	2438.5	4718.7	79.7	88.5	-	-
初期炉心	基準未臨界	17733.0	32277.0	464.3	516.9	0.150	0.006
	未臨界(1)	3006.9	5719.3	92.9	103.2	-	-
	未臨界(2)	2479.4	4787.2	78.2	90.2	-	-
第7層	基準未臨界	12284.0	-	329.1	357.9	0.220	0.007
	未臨界(1)	2694.7	-	84.3	93.3	-	-
	未臨界(2)	2301.6	-	73.9	83.2	-	-
第6層	基準未臨界	11349.3	-	307.1	330.5	0.231	0.006
	未臨界(1)	2644.0	-	84.4	92.0	-	-
	未臨界(2)	2263.9	-	74.5	82.8	-	-
第4層	基準未臨界	12643.3	-	342.2	363.7	0.205	0.006
	未臨界(1)	2590.0	-	83.0	89.7	-	-
	未臨界(2)	2230.1	-	73.1	80.9	-	-
第1層	基準未臨界	14801.3	-	392.2	430.8	0.164	0.006
	未臨界(1)	2424.3	-	77.2	86.2	-	-
	未臨界(2)	2130.1	-	70.0	78.3	-	-

2.3. 反応度係数特性評価

2.3.1. 温度係数評価 (SST-R-3-11)

試験期間：平成6年11月7日～平成6年11月15日

(1) 試験目的

基本的な炉心核特性量の一つである反応度の温度依存性は、ドップラ効果や炉心構成部材の熱膨張等に起因し、反応度フィードバック特性に関連する重要な量である。そこで本試験では、「もんじゅ」において等温温度係数（炉内温度が均等な状態で温度変化した場合の温度反応度係数）を測定することとする。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

等温温度係数の測定のため、炉心を流れる原子炉冷却材 (Na) 温度を、約 190°C から約 300°C の範囲で変化させた。この時の臨界制御棒位置の変化と制御棒校正結果から反応度変化を算出し、等温温度係数を評価した。試験概念を図 2.3.1-1 に示す。

臨界制御棒位置の測定は、温度変化（昇温・降温）前後の温度が安定した状態で測定（静的測定）するとともに、温度変化中も制御棒の微調整により適宜臨界状態とし制御棒位置を測定した（準静的測定）。

なお冷却材温度の調整は、核加熱を用いず、1 次主冷却系循環ポンプの入熱と空気冷却器（補助冷却設備）での除熱により実施した。系統の昇温時には循環ポンプを 100% 流量で運転し空気冷却器の出口 Na 温度設定値を目標温度に保持した。また降温時には循環ポンプを 49% 流量で運転し温度設定値を下げることにより目標温度に保持した。

試験時のプラント状態を図 2.3.1-2 に示す。

(ii) 測定ケース

測定温度範囲の上限は 2 次系コールドレグ定格時温度約 325°C に余裕を取り約 300°C とした。また下限は最低使用温度 180°C に余裕を取り約 190°C とした。この範囲での温度変化の実施と、約 250°C までの再現性確認をする測定ケースとした。なお炉心温度が冷却材温度変化に追従できるよう温度変化率は約 ±8°C/h 以下で実施した。実績工程を図 2.3.1-3 に示すとともに以下に測定ケースを示す。

測定 (1) 1 次系 Na 温度約 200°C → 約 190°C へ降温 (49% 流量)

測定 (2) 1 次系 Na 温度約 190°C → 約 250°C (一旦保持)
→ 約 300°C へ昇温 (100% 流量)

測定 (3) 1 次系 Na 温度約 300°C → 約 190°C へ降温 (49% 流量)

測定 (4) 1 次系 Na 温度約 190°C → 約 250°C へ昇温 (100% 流量) (再現性確認)

測定 (5) 1 次系 Na 温度約 250°C → 約 200°C へ降温 (49% 流量) (再現性確認)

(3) 試験結果

(i) 静的測定

各測定ケースでの静的測定の結果を次に示す。また各測定温度範囲での代表値を図 2.3.1-4 に示す。なお測定値は制御棒位置変化に対応する反応度に対し Pu-241 の崩壊による反応度効果の補正を実施している。また各測定は流量一定で実施したため流量変動による反応度補正是不要とした。

測定 (1) 1 次系 Na 温度約 200°C → 約 190°C ～ 降温時の測定	-0.0034% Δ k/k/°C
測定 (2) 1 次系 Na 温度約 190°C → 約 300°C ～ 升温時の測定	-0.0030% Δ k/k/°C
測定 (3) 1 次系 Na 温度約 300°C → 約 190°C ～ 降温時の測定	-0.0031% Δ k/k/°C
測定 (4) 1 次系 Na 温度約 190°C → 約 250°C ～ 升温時の測定	-0.0032% Δ k/k/°C
測定 (5) 1 次系 Na 温度約 250°C → 約 200°C ～ 降温時の測定	-0.0032% Δ k/k/°C

(ii) 準静的測定

各測定ケースでの準静的測定の結果、測定温度範囲での平均の等温温度係数は静的測定と同様の値となった。測定結果として図 2.3.1-5 に測定 (2) での温度上昇に対応する反応度低下の関係を示した。この図で測定データを直線回帰したときの傾きが平均の等温温度係数である。

(4) 察察

(i) 負の反応度フィードバックの確認

等温温度係数は本測定の温度範囲では約 -0.003% Δ k/k/°C であり、炉心の温度上昇に対して負の反応度フィードバック効果を示しており、炉心の固有の安定性を示すものである。

(ii) 等温温度係数の温度依存性

図 2.3.1-4 に示したように等温温度係数は測定温度範囲が高温側になるほど小さくなる傾向にある。また図 2.3.1-5 でも高温側ほど曲線の傾きは小さくなる傾向があり（下に凸の曲線）、係数が小さくなっていること示している。この傾向は、温度反応度フィードバックの主な要因のひとつであるドップラ効果の双曲線関数性（高温ほど効果が小さくなる）に対応していると考えられる。

(iii) 升温・降温時の差異確認、再現性確認

昇温・降温時の測定で等温温度係数には有意な差は見られなかった。また再現性確認のための測定でも同様の測定値が得られ、測定の再現性が確認された。

(iv) 温度変化率の妥当性

静的測定と準静的測定においても、測定された等温温度係数は同等であり、今回の測定において、冷却材温度変化に対する炉心温度の追従性は、測定結果に影響を及ぼさない程度であったことが確認された。

(v) 予測解析値との比較

予測解析値（JFS-3-J2 群定数セット使用）と測定値の比（C/E 値）は、各温度範囲で概ね 0.9 程度であった。従来のドップラ反応度に係る実験解析でも、解析値が過小評価の傾向にあり本試験もこれと同傾向の結果といえる。

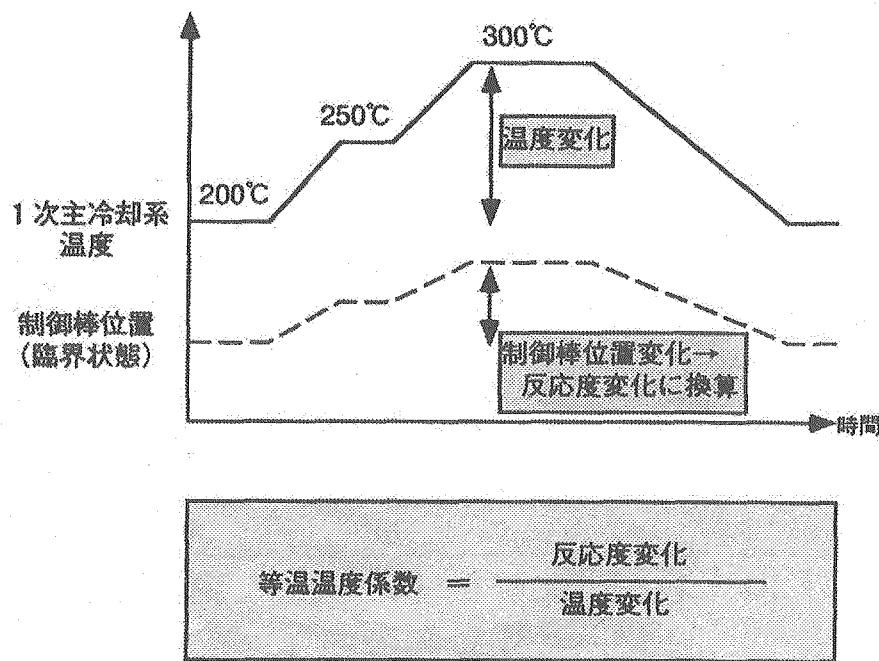


図 2.3.1-1　温度係数評価　試験概念図（臨界法）

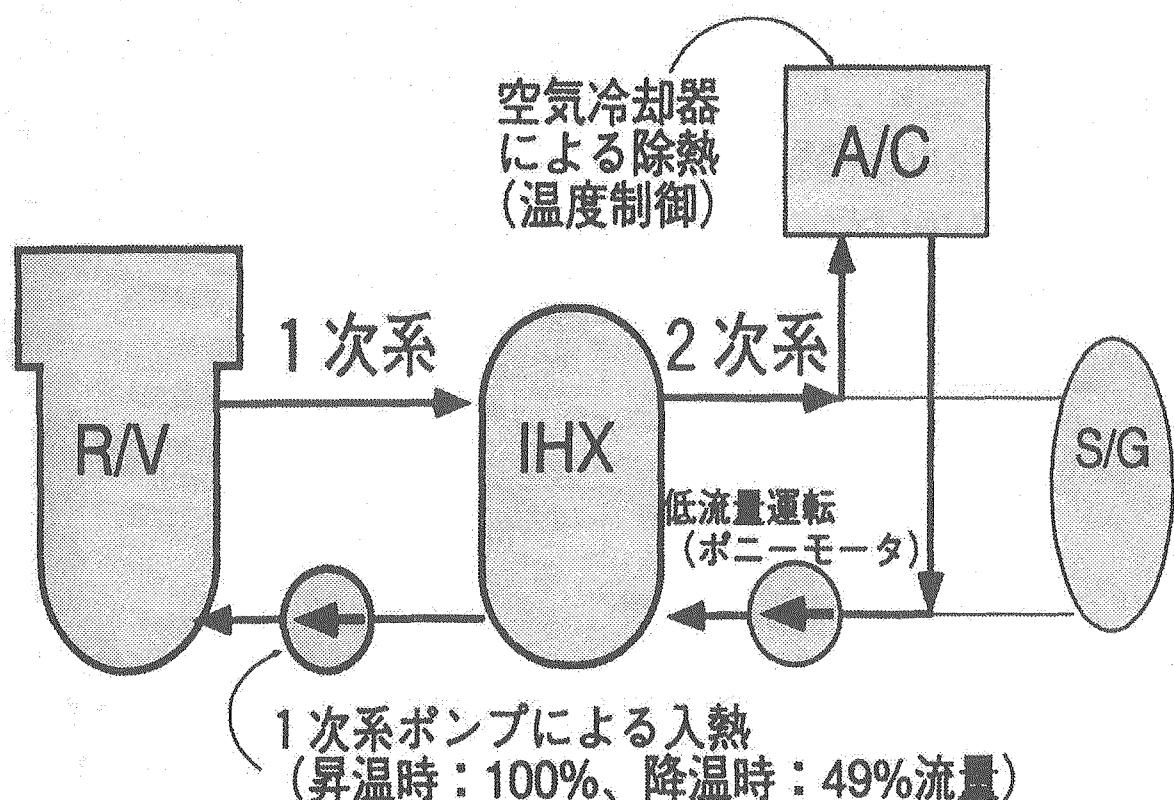


図 2.3.1-2　温度係数評価時のプラント運転状態

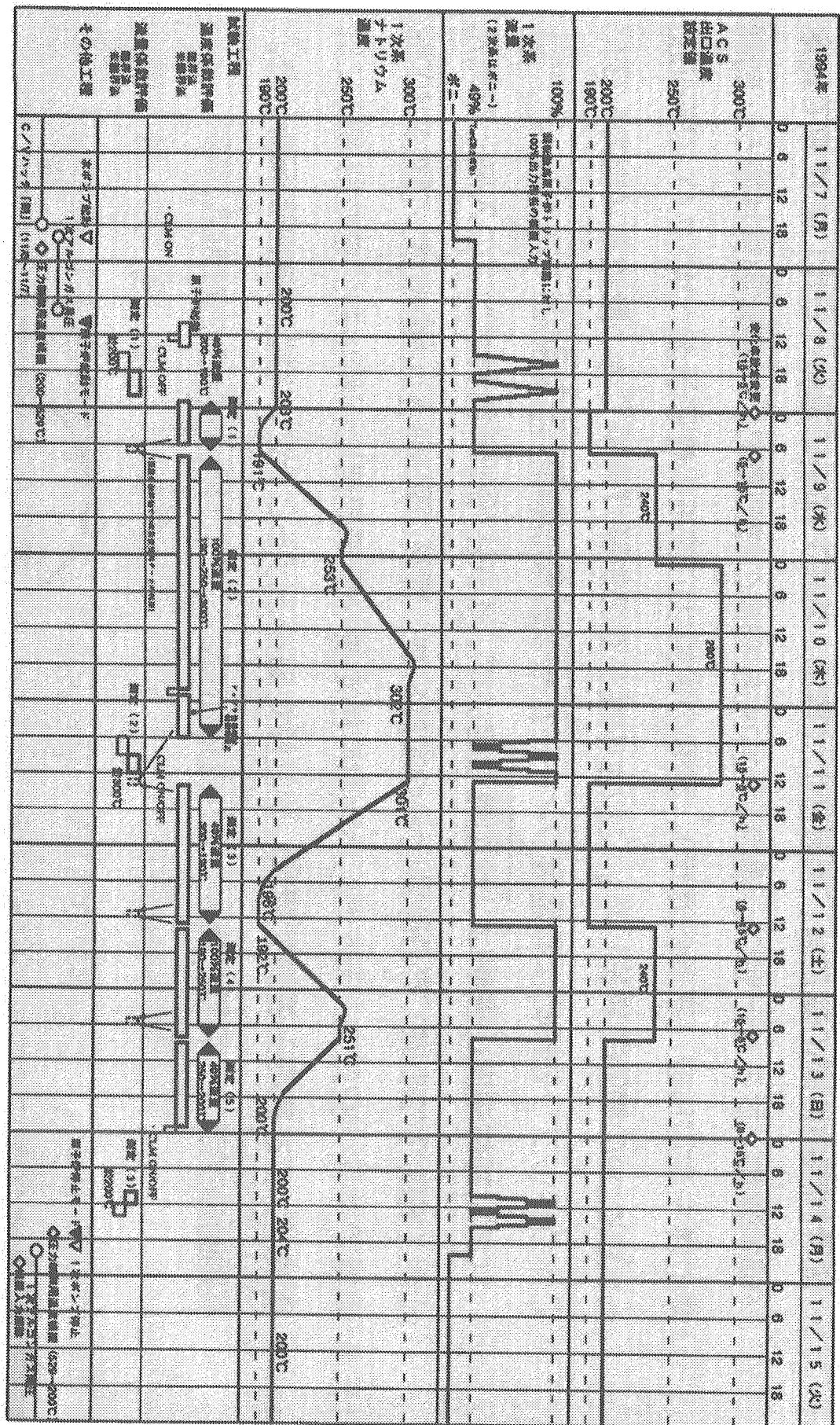


図 2.3.1-3 実績工程（温度係数評価・流量係数評価）

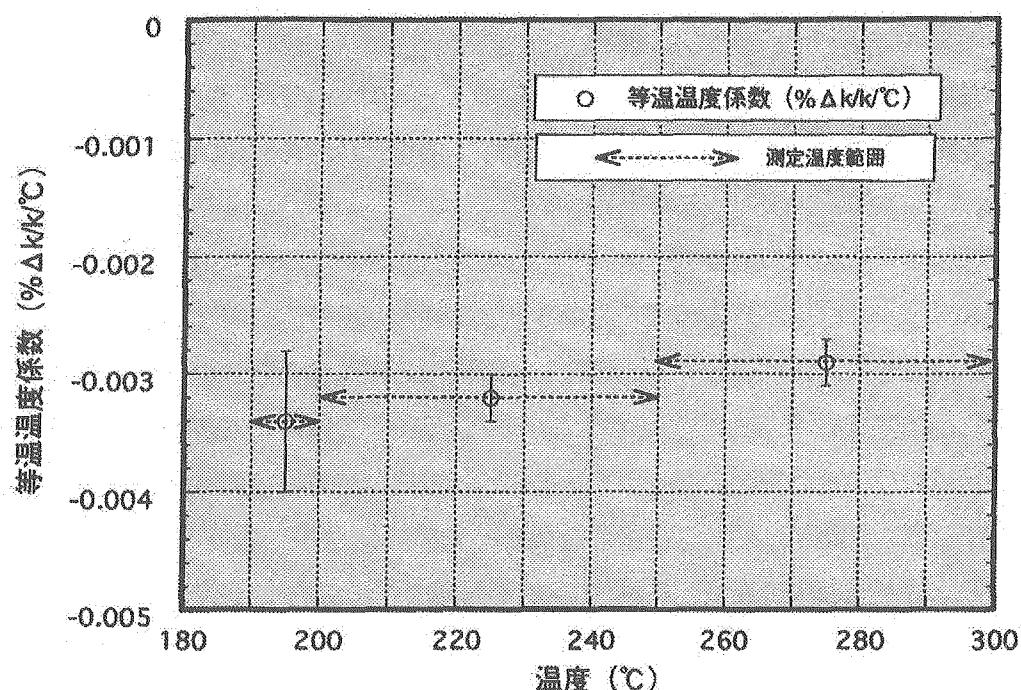


図 2.3.1-4 等温温度係数測定結果（静的測定，各測定温度範囲代表値）

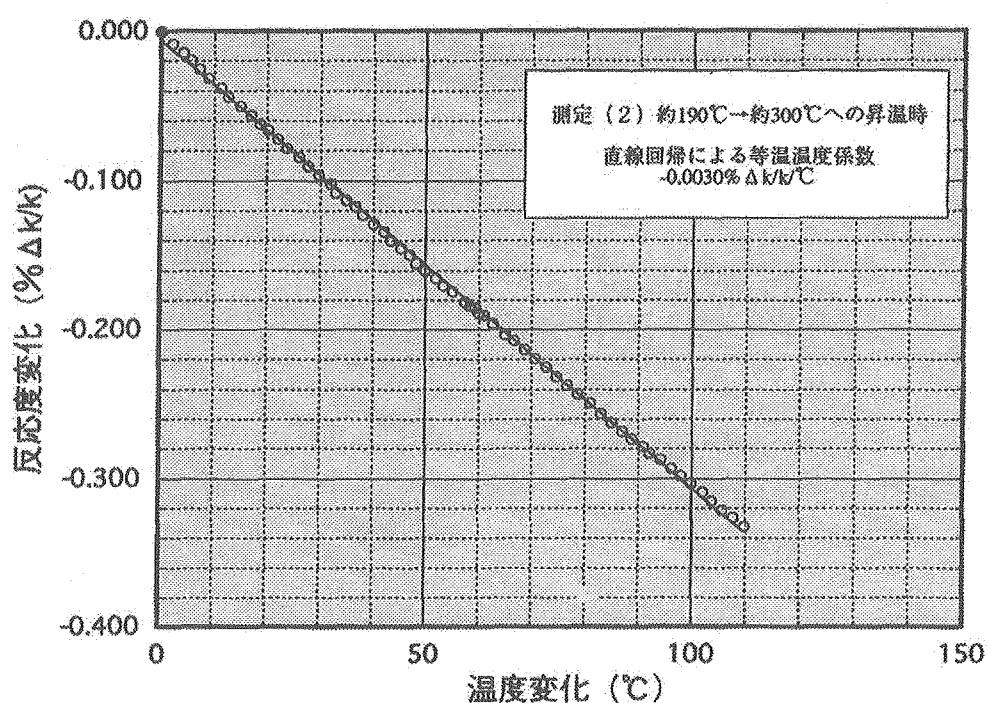


図 2.3.1-5 温度変化と反応度変化（準静的測定，測定 (2)）

2.3.2. 流量係数評価 (SST-R-3-13)

試験期間：平成6年11月7日～平成6年11月15日

(1) 試験目的

炉心の反応度の原子炉冷却材流量に対する依存性を確認することは、運転に応じた炉心の反応度特性を把握する上で重要である。そのため本試験では、「もんじゅ」において流量係数（反応度と原子炉冷却材流量の関係）の測定を目的とする。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

流量係数の測定のため、炉心を流れる原子炉冷却材（Na）流量を、約49%から約100%の範囲で変化させた。この時の臨界制御棒位置の変化と制御棒校正結果から反応度変化を算出し、流量係数を評価した。試験概念を図2.3.2-1に示す。

臨界制御棒位置の測定は、流量変化（増加・減少）前後の流量が安定した状態で測定した。なお流量係数の測定は、その温度依存性を確認するため、温度係数評価の試験と併せて実施し、約200°C及び約300°Cの温度条件で実施した。また係数の流量依存性を確認するため約49%～約100%を6もししくは3ステップに分けて流量変更し測定した。試験時のプラント状態を図2.3.2-2に示す。

(ii) 測定ケース

測定ケースは温度条件を200°C及び300°Cで実施することと、再現性の確認をするため下記の3ケースを実施した。また、温度係数評価と効率的に測定ができるように配慮した（実績工程は温度係数評価の図3.3.3を参照）。

測定 (1) 1次系Na流量 約49%→約100%→約49% (約200°C)

(約49%～約100%の範囲を6ステップに分けて流量変更)

測定 (2) 1次系Na流量 約100%→約49%→約100% (約300°C)

(約49%～約100%の範囲を3ステップに分けて流量変更)

測定 (3) 1次系Na流量 約49%→約100%→約49% (約200°C)

(再現性確認)

(約49%～約100%の範囲を3ステップに分けて流量変更)

(3) 試験結果

(i) 測定結果

約49%～約100%の流量変化に対応する平均の流量係数を以下に示す。なお流量変更時には1次主冷却系循環ポンプによる入熱の変化があり炉内温度が変化する。従って測定値は制御棒位置変化に対応する反応度に対し、温度変化による反応度変化を温度係数評価の測定結果をもとに補正している。またPu-241の崩壊による反応度効果の補正を行っている。

・流量係数測定値

測定 (1)	1 次系 Na 流量 約 49% → 約 100% → 約 49%	(約 200°C)
	-0.0011% Δk/k/%flow	
測定 (2)	1 次系 Na 流量 約 100% → 約 49% → 約 100%	(約 300°C)
	-0.0011% Δk/k/%flow	
測定 (3)	1 次系 Na 流量 約 49% → 約 100% → 約 49%	(約 200°C)
	-0.0011% Δk/k/%flow	

(ii) ステップ毎の測定結果

各ステップ毎の基準状態からの流量変化と反応度変化量の関係を図 2.3.2-3 (a) ~ (c) に示した。この曲線の傾きが流量係数を示す。

(4) 考察

(i) 流量変化による反応度変化の確認

流量の増大に対して負の反応度効果が生じることが確認され、流量係数は、約 -0.001% Δk/k/% flow であることが分かった。

(ii) 流量係数の温度・流量依存性

約 200°C と約 300°C の測定で流量係数には有意な差は見られず、この温度範囲では顕著な温度依存性は見られない。また、図 2.3.2-3 において高流量側の方が曲線の傾き（流量係数）が大きくなっていることから、流量依存性が認められる。流量変化により反応度変化が発生する要因は冷却材の圧力による炉内構造物等の微小な変位によると考えられる。圧力損失は基本的に流量の 2 乗に比例するため、高流量側で流量係数が大きくなることは妥当であるが、測定結果は 2 乗則よりは小さい依存性となっている。

(iii) 流量増大・減少時の差異確認、再現性確認

流量増大・減少時の測定で流量係数には有意な差は見られなかった。また再現性確認のための測定でも同様の測定結果が得られ、測定の再現性が確認された。

(iv) 発生要因の考察

(ii) で述べた流量増加による負の反応度発生の一つの具体的なメカニズムとして、冷却材の圧力により炉心支持構造物が押し上げられ相対的に制御棒が挿入されることが考えられる（図 2.3.2-4）。総合機能試験時に制御棒駆動機構の制御棒吊出し点を利用して測定した結果から、この変位は炉心内での位置依存性が少なく炉心全体が水平に上方へ変位することが分かっている（図 2.3.2-5）。この変位を 49% → 100% 流量変化に換算すると約 2.5mm であり、この反応度効果は今回測定されたものの半分強を占めることになる。発生要因については更に広範囲な検討を継続する。

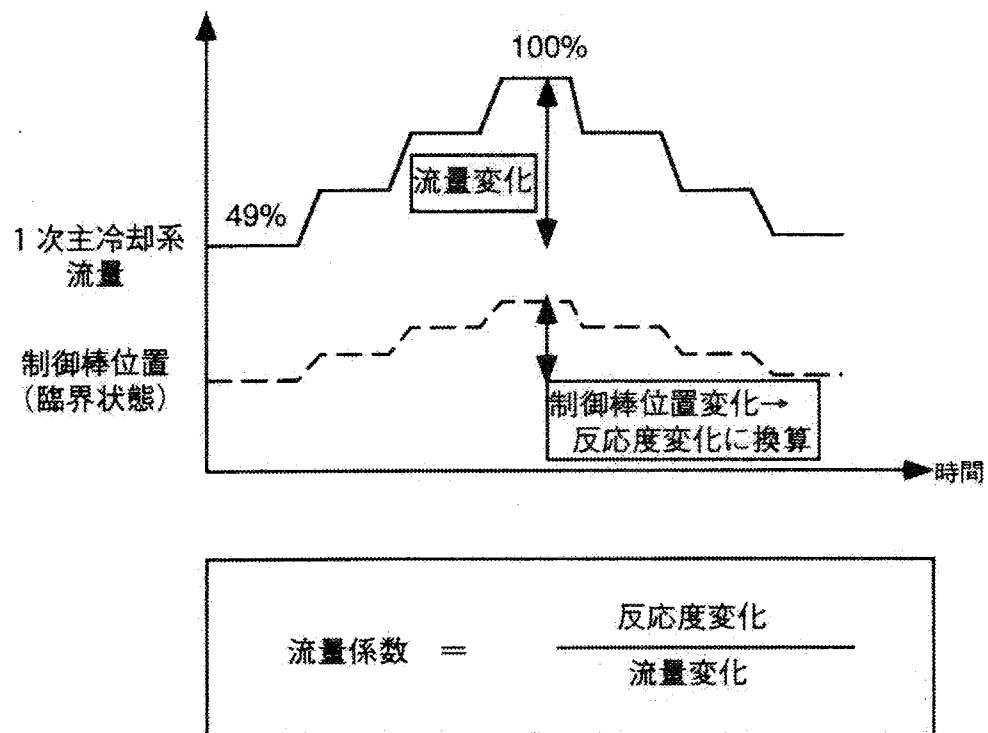


図 2.3.2-1 流量係数評価 試験概念図（臨界法）

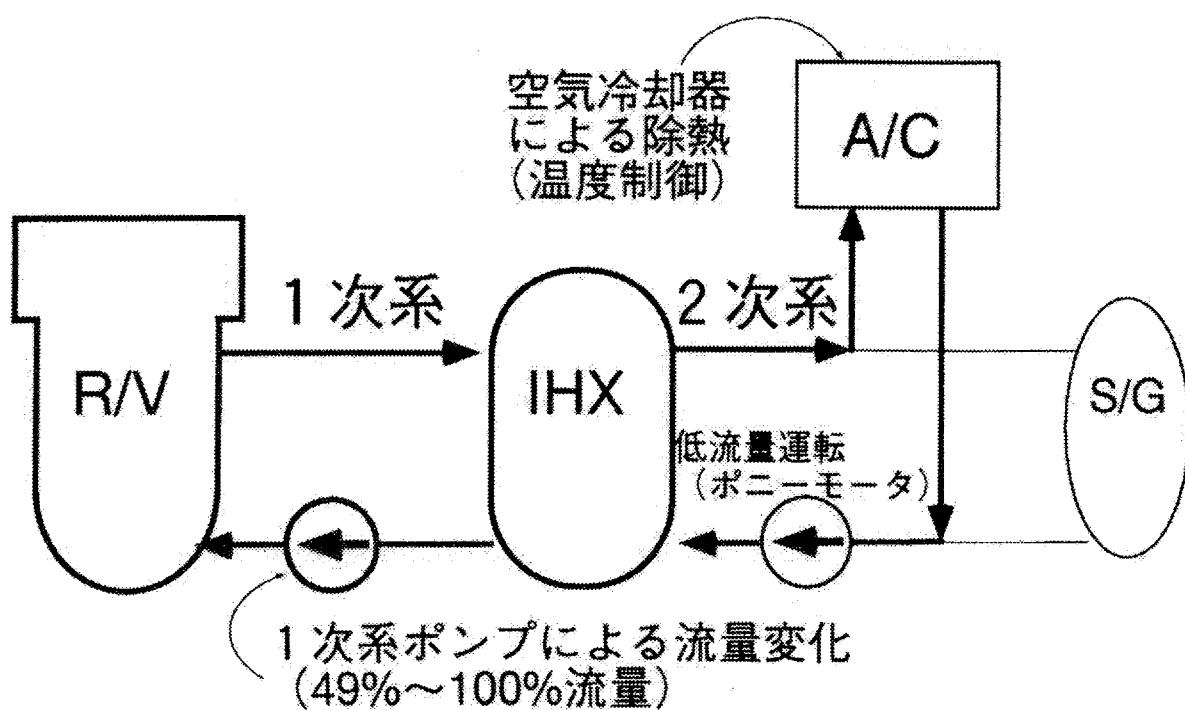
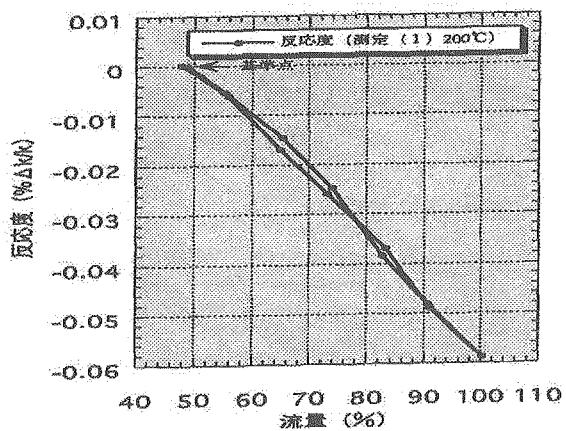
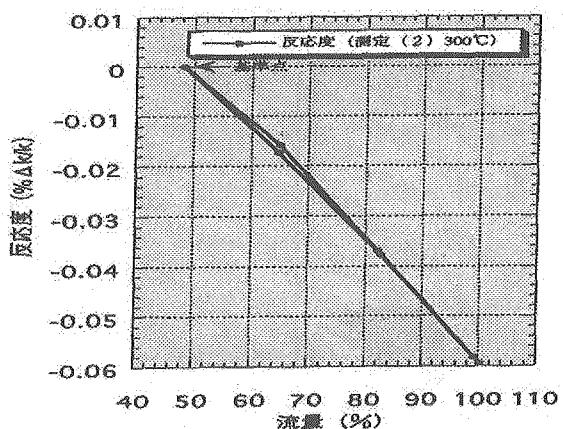


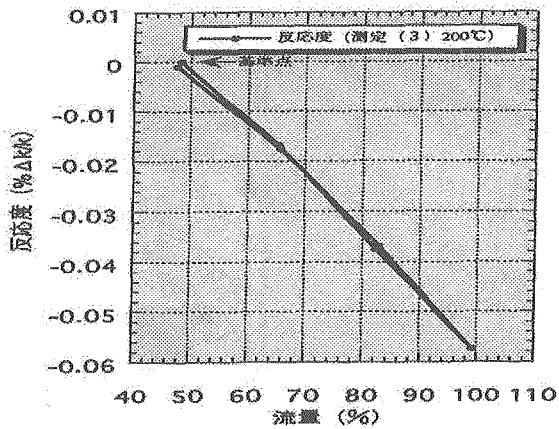
図 2.3.2-2 流量係数評価時のプラント運転状態



a) 測定 (1)
(1次系温度約 200°C)



b) 測定 (2)
(1次系温度約 300°C)



c) 測定 (3)
(1次系温度約 200°C)

- a) 測定1) の結果 測定開始時 (約49%) を基準として整理した結果
- b) 測定2) の結果 測定中間時 (約49%) を基準として整理した結果
- c) 測定3) の結果 測定開始時 (約49%) を基準として整理した結果

図 2.3.2-3 反応度の流量依存性

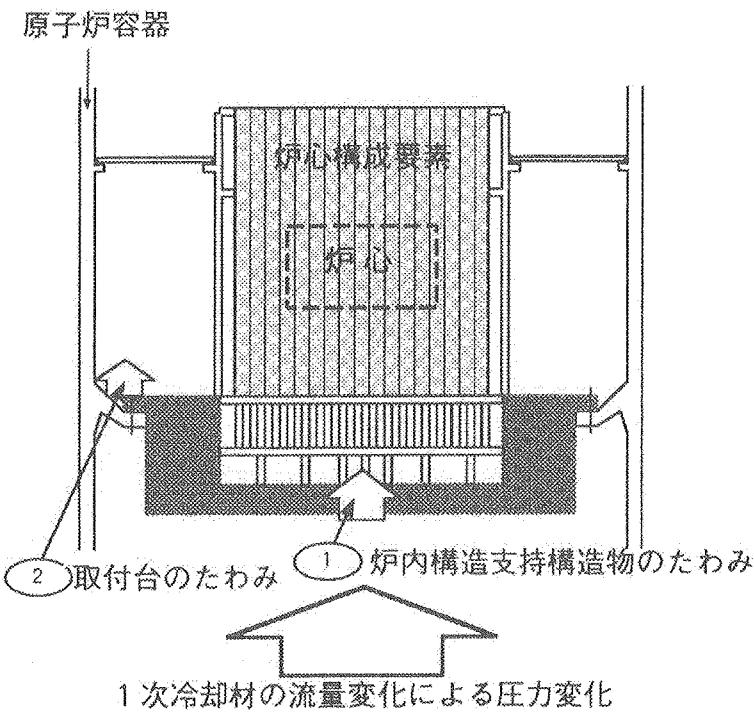


図 2.3.2-4 流量変化による炉心支持板の変位（概念図）

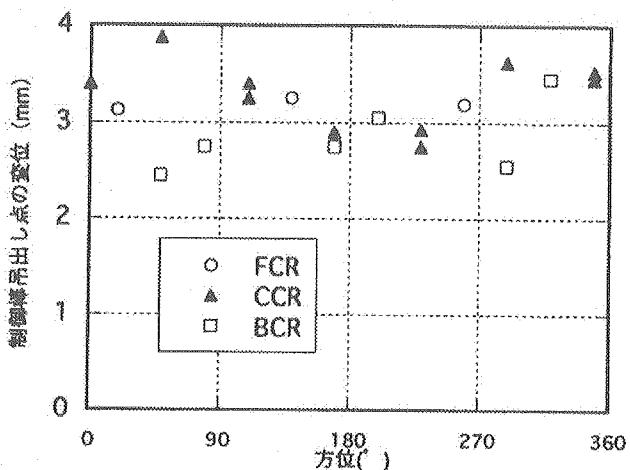
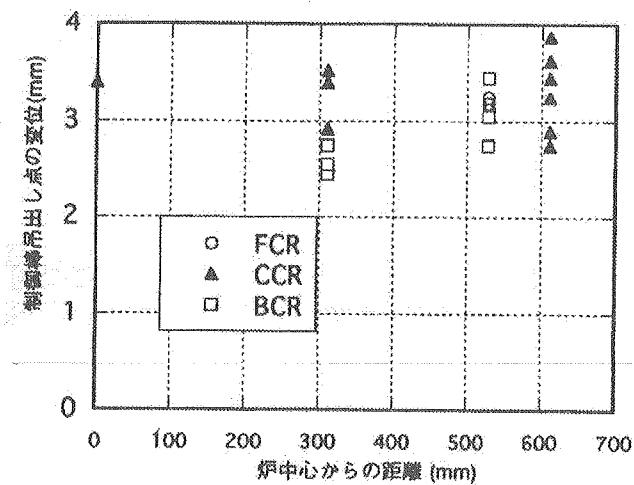


図 2.3.2-5 流量変化による炉心支持板の変位
(総合機能試験時の測定値 10→100%流量)

2.4. 出力分布特性評価

2.4.1. 出力分布評価 (SST-R-4-12)

試験期間：平成6年5月28日～平成6年10月30日

(1) 試験目的

「もんじゅ」炉心性能の確認と炉心設計手法の開発等に資するため、箔放射化法に基づく『出力分布評価』を実施し、「反応率分布」、「出力分布」、「増殖比」、「中性子スペクトル」、「 γ 発熱」等を測定・評価することとする。又得られたデータを「もんじゅ」炉心裕度の確認、運転後の炉心管理の合理的運用、燃料仕様の合理化、将来炉設計等へ資する。

(2) 試験方法

核分裂箔 (Pu-239, U-235, U-238, Np-237), 放射化箔 (高速中性子検出用 : Ni, Ti, 低速中性子検出用 : Fe, Na, Au, Sc, Co) 及びコバルトガラス線量計を封入した中性子検出要素を試験用集合体及び試験用しゃへい体へ挿入して炉内に装荷し、当該装荷位置または制御棒位置を変更して計6回、零出力状態で照射した。照射した中性子検出箔を中性子検出要素から取出した後、その放出 γ 線をGe半導体検出器で測定し、 γ 線スペクトル解析用コード及び反応率計算コードを用いて、各種反応率を求めた。ここで、核分裂箔の核分裂率及びU-238箔の捕獲反応率の測定は、それぞれBa(La)-140及びNp-239に着目して行った。また、コバルトガラス線量計については、吸光度変化を測定することにより γ 線照射線量を求めた。図2.4.1-1～2.4.1-3に、試験用集合体の構造、試験用集合体の取扱手順及び炉心装荷位置を示す。

(3) 試験結果

(i) 箔放射化法に基づく反応率測定結果

初期炉心における炉内の各種反応率を測定し、核特性に関する基礎データを収集した。本試験により、延べ51体の試験用集合体及び2,048枚の箔等(コバルトガラス線量計71枚を含む)の照射を行った。そして、Pu-239核分裂率については炉内229箇所、U-238捕獲反応率及び核分裂反応率についてはそれぞれ炉内368箇所の実測値を得た。測定結果の例として、図2.4.1-4にPu-239核分裂率測定値(規格値)の炉心中心面径方向分布を示す。

(ii) コバルトガラスによる γ 線照射線量測定結果

コバルトガラス線量計を用い、炉内の γ 線照射量の測定を行った。測定結果の一例として、炉内 γ 線照射量相対分布を図2.4.1-5に示す。本例では、 γ 線量は制御棒挿入の効果により、炉心下部が上部より10%程度大きいことを確認した。

(4) 考察

(i) 箔放射化法に基づく反応率測定に係わる考察

本試験の全 6 回の測定ケースのうち、ほぼ同様の制御棒パターン（制御棒均等挿入状態）を構成する 3 回の測定ケース（測定ケース P1, P2, P4：炉心の約 1/12 領域をカバー：図 2.4.1-3 参照）に着目し、Pu-239(n, f), U-235(n, f), U-238(n, f) 及び U-238(n, γ) 各反応率の測定結果を用いて「出力分布」、「増殖比」を評価した。

なお、Pu-238(n, γ), Pu-240(n, γ), Pu-241(n, f) 各反応率及び Pu-239, Pu-241, U-235 の α 値（捕獲反応率と核分裂率の比）等については、解析結果を用いた。

評価に際して、まず、試験用集合体を用いた試験体系での反応率の詳細解析を実施し、各反応率の C/E 値を求めた。なお反応率解析においては、「体系計算における中性子束分布の補正（メッシュ補正、輸送補正）」、「試験用集合体の非均質性に係わる補正」等を考慮した。反応率解析の流れを図 2.4.1-6 に、また、Pu-239 反応率（規格値）の C/E 値炉心中心面径方向分布を図 2.4.1-7 に示す。試験用集合体の装荷されていない炉心座標に対しては、反応率 C/E 値の内外挿によりその値を求め、燃料集合体配置の回転対称性を考慮して、反応率の C/E 値を全炉心に拡張した。そして、この反応率 C/E 値を通常の炉心での反応率解析値の補正に適用し、補正後の各反応率を用いることによって、「出力分布」、「増殖比」を求めた。

(a) 出力分布

出力密度分布 $P(r)$ は、核反応によって放出されるエネルギーの分布であることから、次式で表される。

$$P(r) = \sum xe \{ Ne(r) \times Kxe \times Rx(e)(r) \}$$

ここで、 $Ne(r)$: 核種 e の原子数密度

Kxe : 核種 e における核反応 X の 1 核反応当たりの放出エネルギー

$Rx(e)(r)$: 核種 e における核反応 X の反応率

X : 核分裂反応、捕獲反応

E : Pu-239, Pu-240, Pu-241, U-235, U-238, その他の核種

①集合体積分出力

反応率測定値及び解析値に基づき出力密度分布を算出した後、各集合体毎の出力密度分布に対して軸方向の積分をとり、集合体の水平断面積を掛けて「集合体積分出力」相対値（炉心最内層集合体〔1D1〕により規格化）に係わる測定評価値を得た。炉心径方向「集合体積分出力」分布に関する測定評価値と解析値との比較を、図 2.4.1-8 に示す。

これより、径方向ブランケット領域を除けば、解析値と測定評価値とはほぼ 1% 以内で一致しており、炉心内の積分出力については、設計誤差 5% 以内に収まっていることがわかる。また、径方向ブランケット領域についても、解析値と測定評価値とは 6% 以内で一致し、径方向ブランケット領域内の「集合体積分出力」が設計誤差 10% 以内に収まっていることが確認された。

以上より、反応率測定結果に基づく「集合体積分出力」相対値は解析と良く一致し、「出力分布」の評価が有効に図られていることがわかった。

②出力分担比

「出力分担比」の測定評価値と解析値の比較を、表 2.4.1-1 に示す。ここで、出力は、炉心及びブランケットの出力とし、制御棒、中性子しゃへい体等の出力を含まない。また、 γ 線輸送効果補正を考慮している。これより、両者は良い一致を示していることがわかる。

③ピーキング係数

出力密度分布に基づいて、各集合体毎の軸方向最大出力密度に対する軸方向平均出力密度の比、すなわち、「軸方向ピーキング係数」を求めた。また、「径方向ピーキング係数」については、以下の考え方に基づいて評価した。

- a) 内側炉心領域及び外側炉心領域を評価対象範囲とする。
- b) 内側炉心領域及び外側炉心領域の各燃料集合体に対し、炉心高さ相当の集合体積分出力を求め、炉心領域平均値との比を「径方向ピーキング係数」とする。「ピーキング係数」の測定評価値と解析値の比較を表 2.4.1-2 に示すが、両者は良い一致を示していることがわかる。

④最高線出力密度 :

次式に基づき、「最高線出力密度 (q_{\max})」を評価した。

$$q_{\max} = \frac{P_{\text{core}}}{H_{\text{core}} \cdot N_{\text{pin}}} \cdot F_{xy} \cdot F_z \quad [\text{W/cm}]$$

ここで、
 P_{core} : 各集合体毎の炉心高さ出力 [W]

H_{core} : 各集合体の炉心高さ [cm]

N_{pin} : 1集合体当たりのピン本数

F_{xy} : 集合体内における径方向ピーキングファクタ

F_z : H_{core} の範囲での軸方向ピーキングファクタ

γ 線輸送補正及び軸のび・ラッパ管発熱の補正を考慮した場合の、制御棒均等挿入状態（測定ケース 1, 2, 4）における「最高線出力密度」として、表 2.4.1-3 の値が得られた。これらは、いずれも設置許可申請書記載値（360W/cm）を下回っている。

これより、「最高線出力密度」の測定評価値と解析値、及び測定評価値と設計評価値とは、それぞれ±0.5%及び±2%以内で一致しており、設計上想定されていた出力分布誤差 5%を満足していることがわかる。

⑤核出力較正

出力密度分布の評価結果を炉心体積積分することによって炉心熱出力評価値を求め、広域系検出器（WRM）計数率実測値との対比を考慮して核出力較正を行った。

これより、出力換算係数（=WRM 計数率／炉心熱出力）として、約 82.3cps/kW が得られた。そして、測定ケース 1, 2 及び 4 における試験時炉心熱出力は、それぞれ 161kW, 219kW 及び 216kW となった。

(b)増殖比

次式に基づき、「増殖比」を評価した。

$$\text{増殖比} = \frac{\text{核分裂性物質の生成率 } (U-238, Pu-240, Pu-238\text{捕獲反応率})}{\text{核分裂性物質の消滅率 } (Pu-239, Pu-241, U-235\text{吸収反応率})}$$

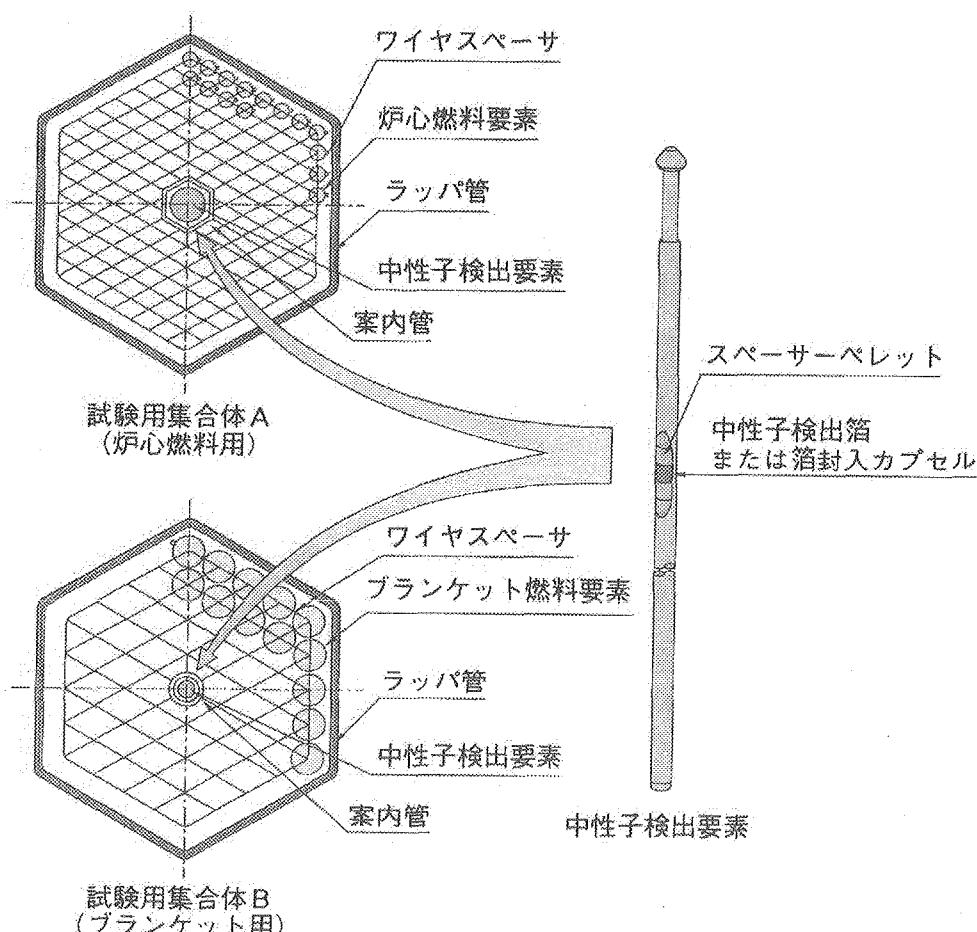
$$= \frac{\int_{\text{reactor}} dV [N_{28}\langle\sigma_c^{28}\phi\rangle + N_{40}\langle\sigma_c^{40}\phi\rangle + N_{48}\langle\sigma_c^{48}\phi\rangle]}{\int_{\text{reactor}} dV [N_{49}\langle\sigma_c^{49}\phi\rangle + N_{41}\langle\sigma_c^{41}\phi\rangle + N_{25}\langle\sigma_c^{25}\phi\rangle]}$$

ここで、 σ_{xe} : 核種 e における核反応 X の微視断面積
 ϕ : 中性子束、 $\langle \sigma c^e \phi \rangle$ はエネルギー積分を示す。
 N_e : 核種 e の原子密度
 x : a (吸収反応 = c+f) , c (捕獲反応) , f (核分裂反応)
 e : 25(U-235), 28(U-238),
48(Pu-238), 49(Pu-239), 40(Pu-240), 41(Pu-241)

これより、通常運転での「増殖比」の予備的評価値として、約 1.18 を得た。

(ii) コバルトガラス線量計による γ 線照射量測定に係わる考察

2 次元輸送計算コード DOT3.5 により試験解析を実施し、 γ 線照射量の測定結果と比較した。内側炉心第 1 層の中心から 210 mm 下方の測定点で規格化した場合、第 1 層の -410, 640 mm の位置において C/E 値はそれぞれ 0.86, 0.58 であった。また、第 4 層及び第 7 層の -210 mm の位置において C/E 値は 0.94, 0.98 であった。



試験用集合体 A (内側炉心用)	: 3 体
〃 (外側炉心用)	: 2 体
試験用集合体 B (ブランケット用)	: 3 体
試験用しゃへい体	: 4 体

図 2.4.1-1 試験用集合体の構造

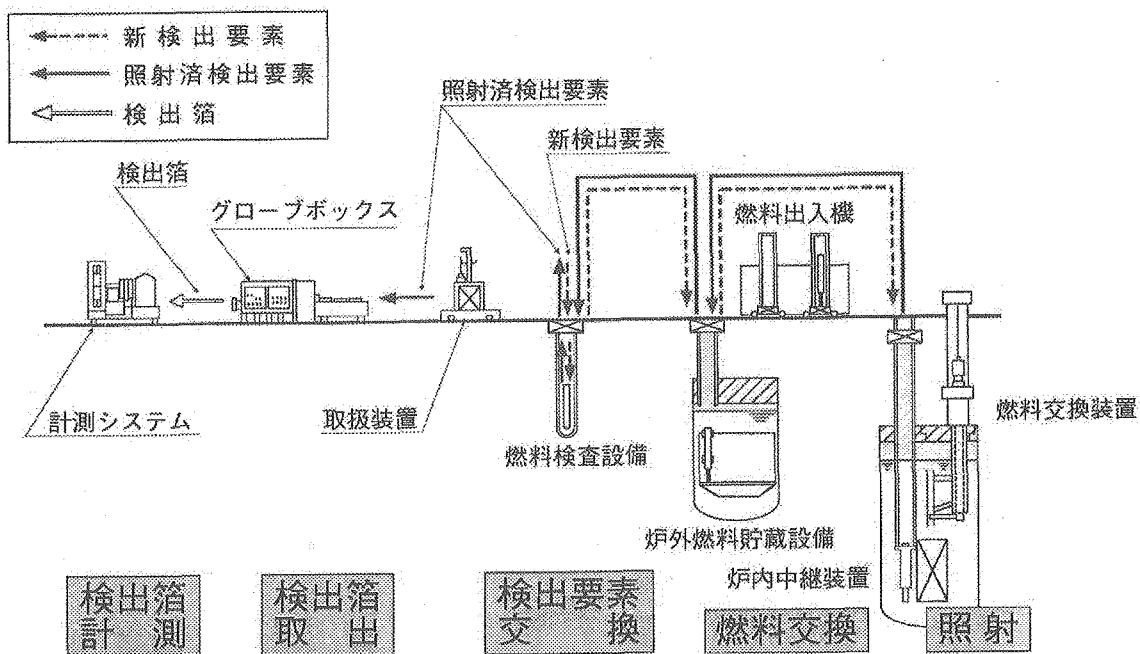


図 2.4.1-2 試験用集合体の取扱手順

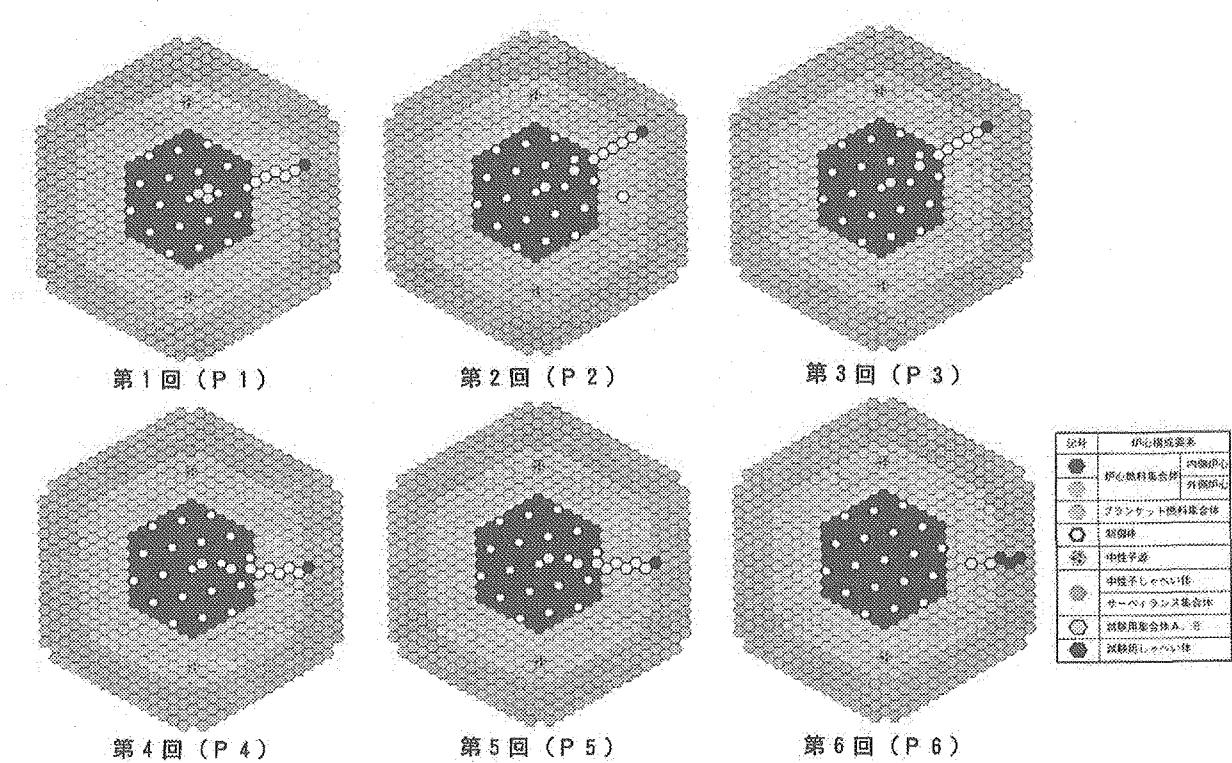


図 2.4.1-3 試験用集合体の炉心装荷位置

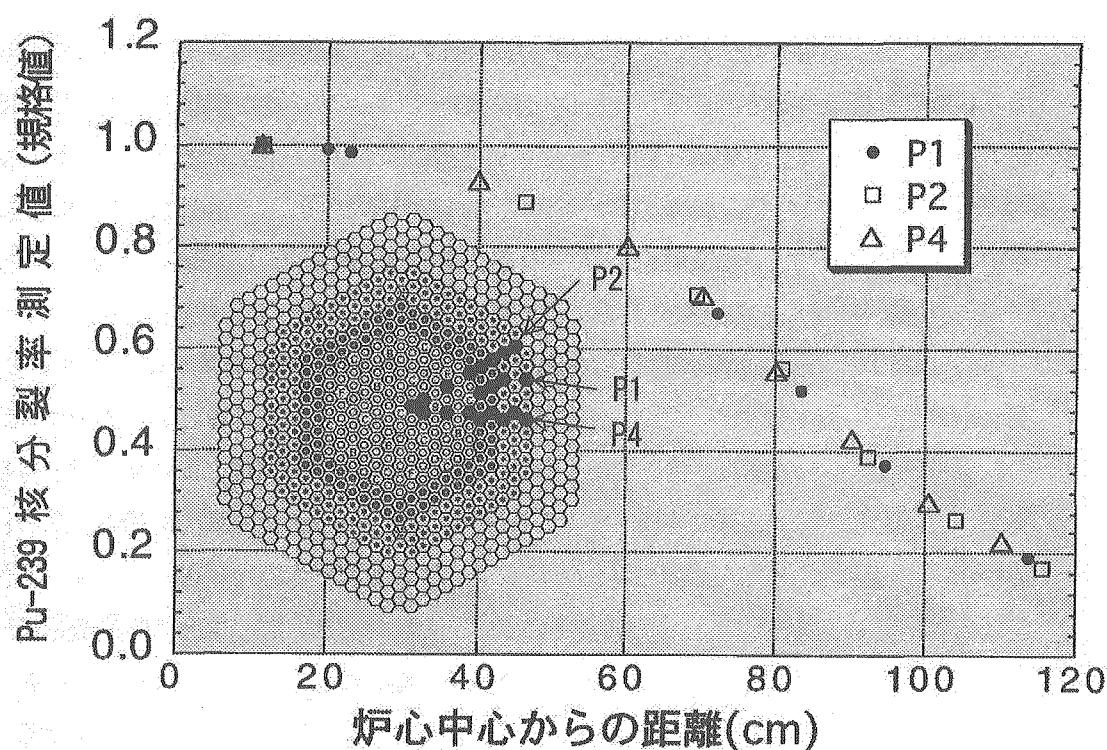


図 2.4.1-4 Pu-239 核分裂率測定値（規格値）の炉心中心面径方向分布（C/R 均等挿入状態）

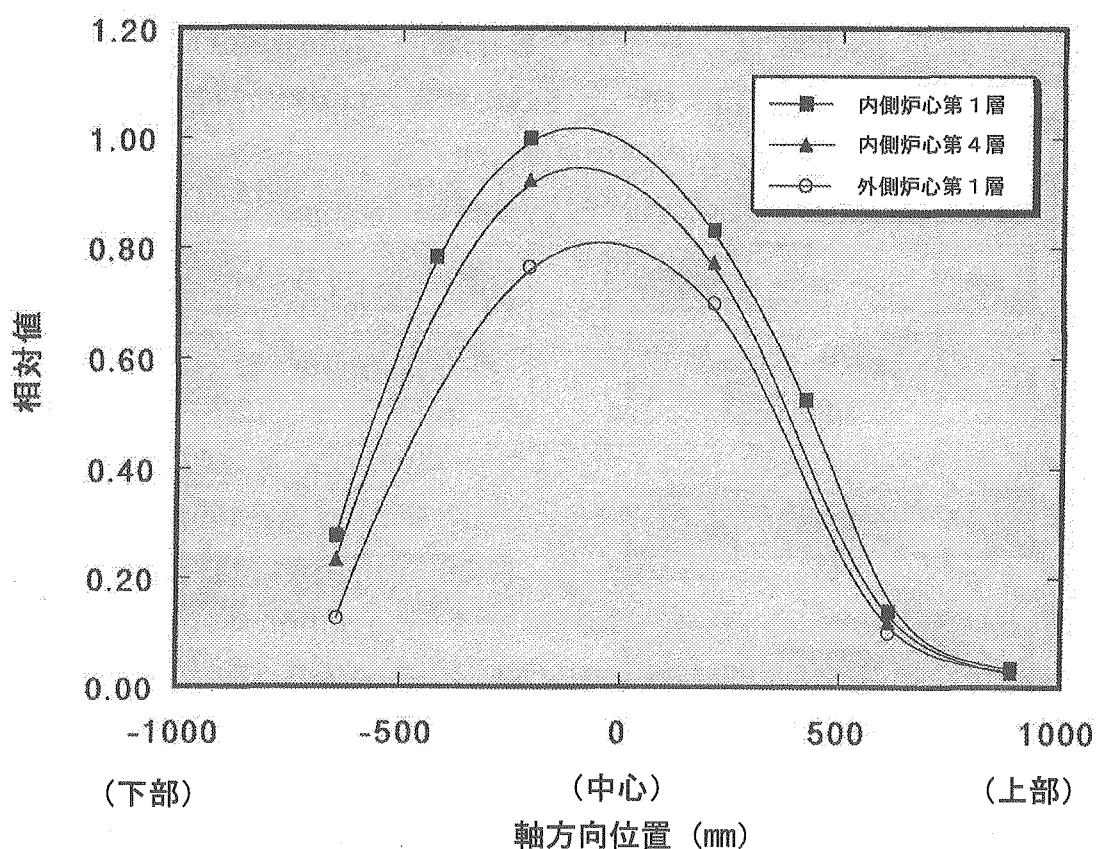


図 2.4.1-5 炉内 γ 線照射量相対分布

群定数セット：JFS-3-J2(1989)

炉心体系 ϕ の評価

試験用集合体非均質効果評価

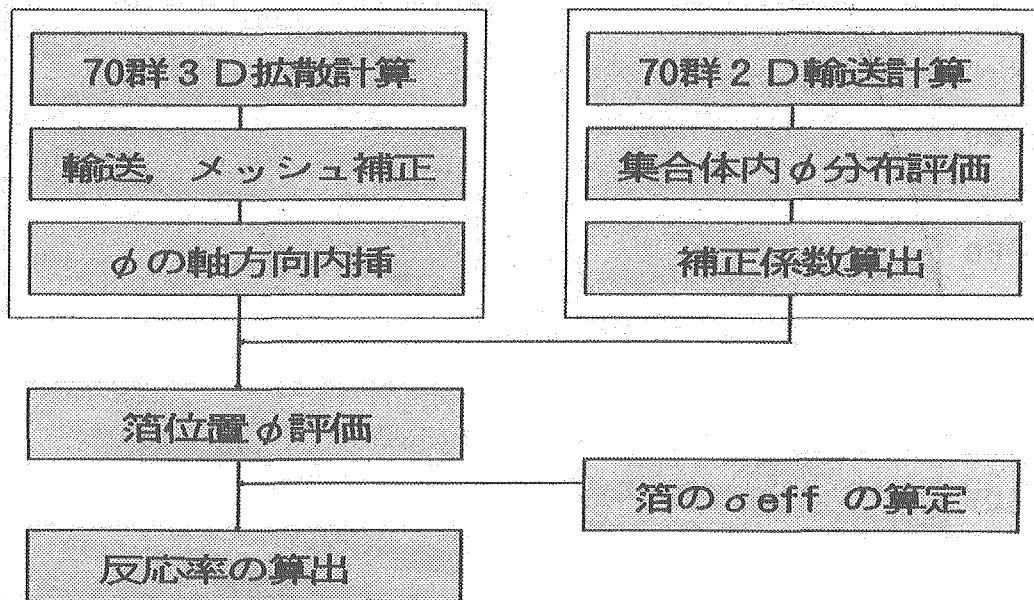


図 2.4.1-6 反応率解析の流れ

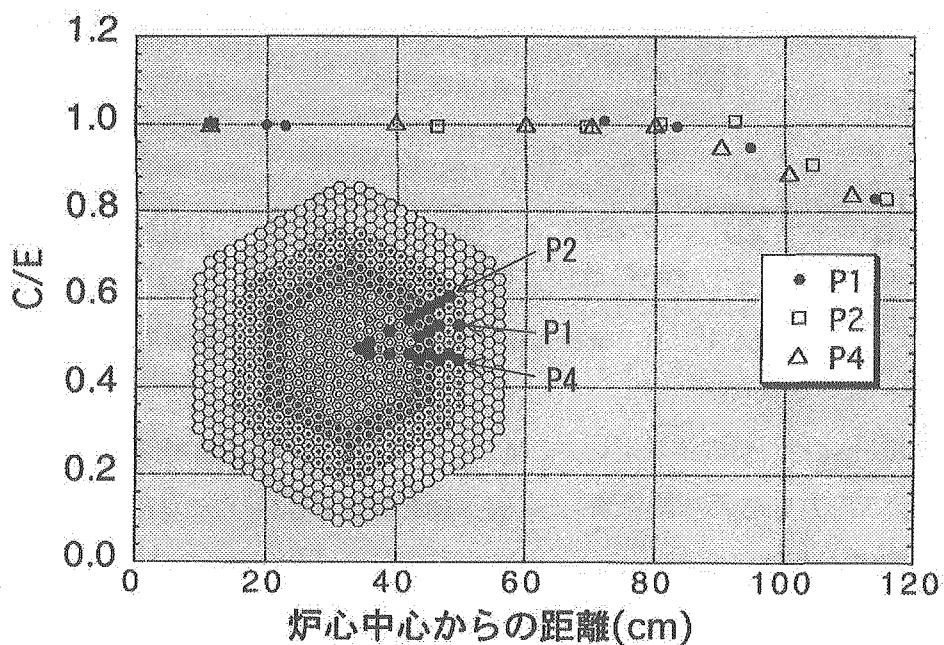


図 2.4.1-7 Pu-239 核分裂率規格値炉の C/E 値炉心中心面径方向分布 (C/R 均等挿入状態)

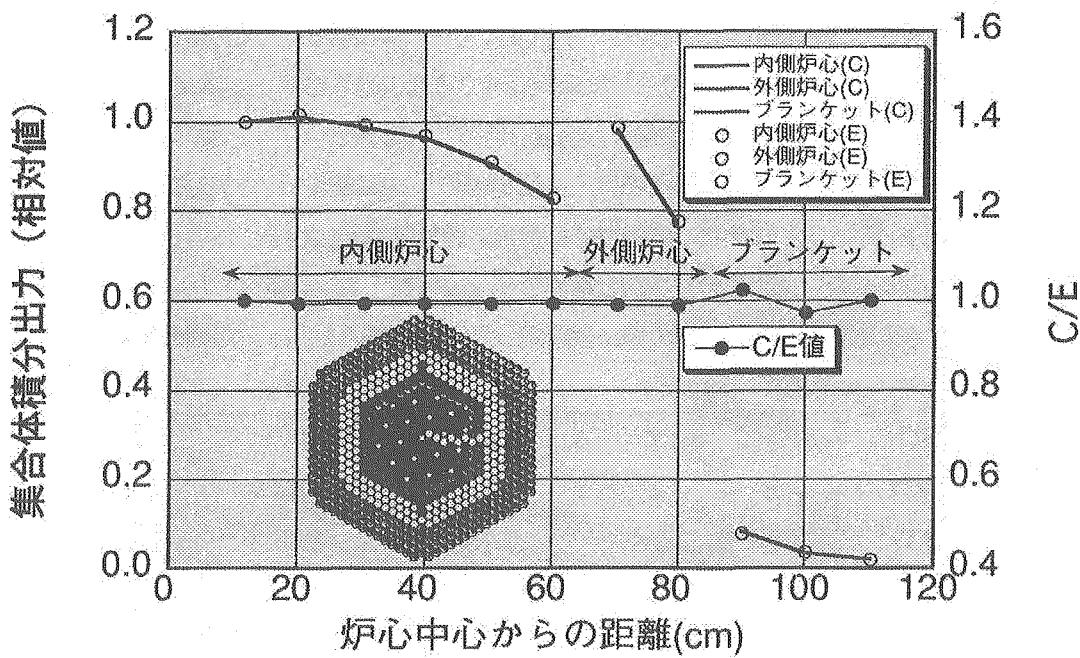


図 2.4.1-8 集合体積分出力分布の炉心径方向分布

表 2.4.1-1 出力分担比

		出 力 分 担 比			
		内側炉心	外側炉心	径プランケット	軸プランケット
測定評価値	内側炉心	0.540	0.404	0.037	0.019
	外側炉心	0.944		0.056	
解析値	内側炉心	0.540	0.404	0.037	0.019
	外側炉心	0.944		0.056	

表 2.4.1-2 ピーキング係数

		ピーキング係数	
		測定評価値	解 析 値
半 径 方 向		1.20	1.19
軸 方 向	内側炉心最内層	1.31	1.31
	外側炉心最内層	1.30	1.30
	半径方向プランケット 最 内 層	1.87	1.89

表 2.4.1-3 最高線出力密度

		最高線出力密度 [W/cm]	
		内側炉心	外側炉心
測 定 評 価 値		329	343
解 析 値		327	344
設 計 評 価 値		323	338

2.5. 燃料取扱系しやへい評価

2.5.1. 炉内中継装置しやへい評価 (SST-S-3-11)

試験期間：平成5年10月8日～平成5年10月10日

(1) 試験目的

本試験は、中性子源集合体を炉内中継装置内に保持した状態で炉内中継装置表面等の中性子及び γ 線線量当量率を測定し、炉内中継装置のしやへい性能データを取得することを目的としている。取得したしやへい性能データは、炉内中継装置の中性子に関するしやへい設計手法やしやへい計算コードの高度化に資する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

(a) 線量当量率測定

中性子源集合体を炉内中継装置内に保持し、炉内中継装置表面等における中性子線量当量率及びガンマ線線量当量率を、レムカウンター、電離箱サーベイメータ及びTLDにより測定した（図2.5.1-1）。測定項目は次の4項目である。

- ①中性子源集合体を案内筒上部位置に保持したケース
- ②中性子源集合体を案内筒下部位置に保持したケース
- ③中性子源集合体を燃料出入孔ドアバルブ（以下DVと略す）位置に保持したケース
- ④中性子源集合体を燃料出入用接続筒位置に保持しケース

(b) 中性子スペクトル測定

中性子源集合体を炉内中継装置の上部案内筒内に保持し、上部案内筒表面等における中性子スペクトルをボナボールカウンタ（球形減速型スペクトルメータ）により測定した。測定データ（中性子計数率）から中性子スペクトルを求めるアンフォールディング解析には、SAND-2コード等を使用した。

(ii) 試験方法

試験は下記の手順で行う。

- ①回転プラグを正規の位置より+90°C回転する。
- ②燃料出入機を使用して中性子源集合体を炉外燃料貯蔵槽から炉内中継装置上へ移送する。
- ③検出器を各測定点に設置する。
- ④中性子源集合体を炉内中継装置の所定の位置に停止し、放射線測定を行う。
- ⑤中性子源集合体を原子炉容器内の所定の位置へ下降する。
- ⑥③～⑤を繰り返し、中性子源の軸方向位置を変えて放射線測定を行う。
- ⑦中性子源集合体を炉内中継装置回転ラック上へ移送する。
- ⑧回転プラグを回転させ、正規の位置へ戻す。

(3) 試験結果

(i) 線量当量率測定

中性子源集合体の位置を変えた線量当量率の主要な測定結果を表 2.5.1-1 に示す。

これ以外に特徴的な点を以下に示す。

- ①中性子源を案内筒上部位置に設置したとき、線源位置から 10cm 下方に中性子線量当量率のピークが見られた（図 2.5.1-2）。
- ②各測定点の中性子線量当量率は、線源と測定点の距離よりも線源と上部案内筒／燃料出入孔 DV 接続部の距離または線源と上部案内筒／固定プラグ接続部の距離に依存しており、かなりの中性子が上部案内筒／燃料出入孔 DV 接続部または上部案内筒／固定プラグ接続部から廻り込んでいる（特徴的な上部案内筒／燃料出入穴 DV 接続部の測定結果を図 2.5.1-3 に示す）。

(ii) 中性子スペクトル測定

代表点として P3 における中性子スペクトルの測定結果を表 2.5.1-2 に示す。

(4) 考察

(i) 2 次元輸送計算結果と実測値との比較

- (a) 試験解析例として線源を案内筒上部位置に保持したケースの中性子線量当量率分布を図 2.5.1-4 に示す。図から中性子は線源真横方向とともに斜め上方への上部案内筒／燃料出入孔 DV 接続部から回り込んでいることがわかる。
- (b) 線源を案内筒上部位置に設置した場合の案内筒表面の軸方向線量当量率分布の計算結果と実測値を図 2.5.1-5 に示す。図から計算結果では上部案内筒／燃料出入孔 DV 接続部からの中性子の廻り込みが大きく上部位置程線量が高い結果となっている。

これに対して測定結果では回り込みの影響は見られるが計算結果よりはその影響は小さいことがわかる。

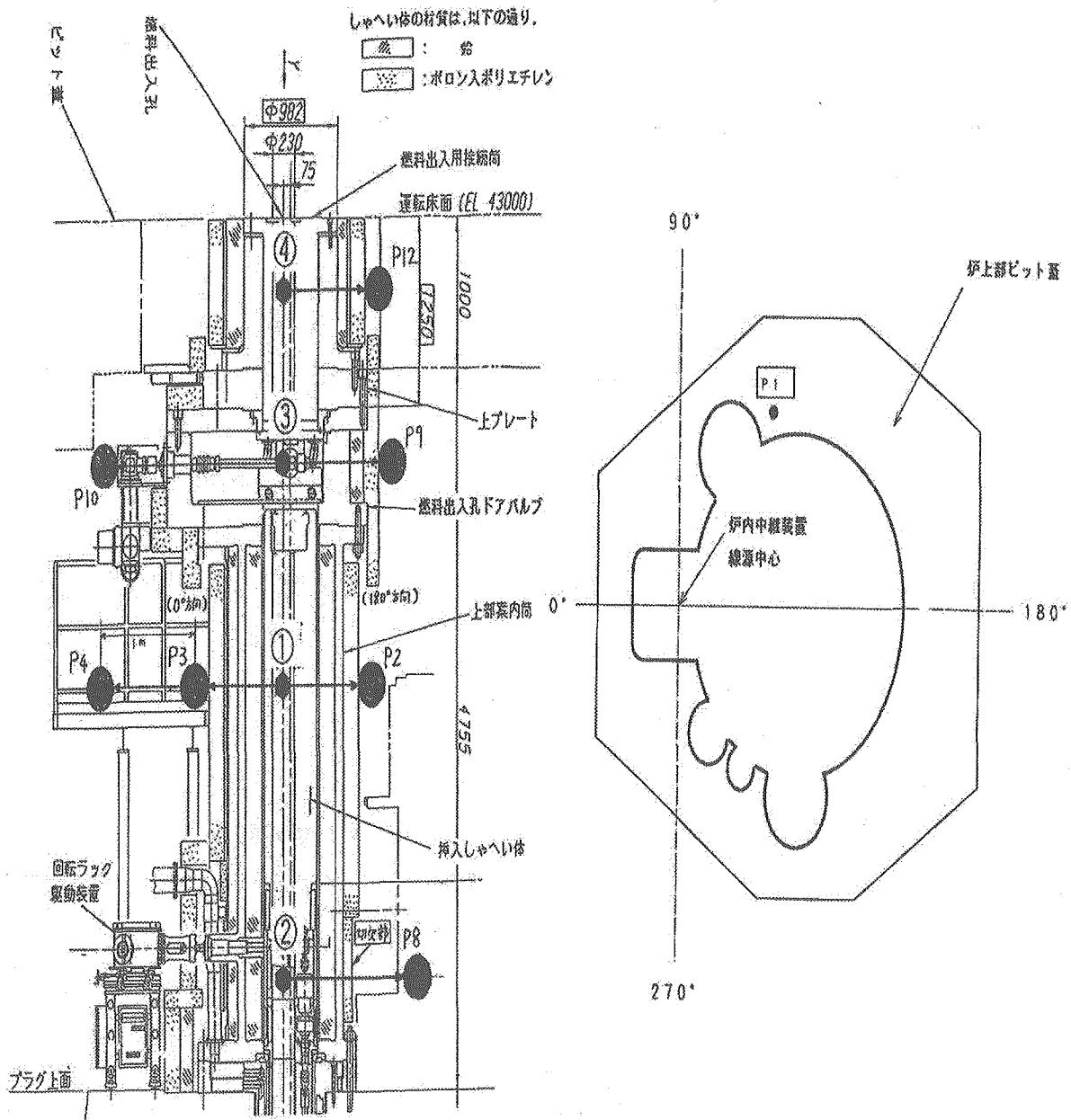


図 2.5.1-1 炉内中継装置測定点と中性子源集合体停止位置

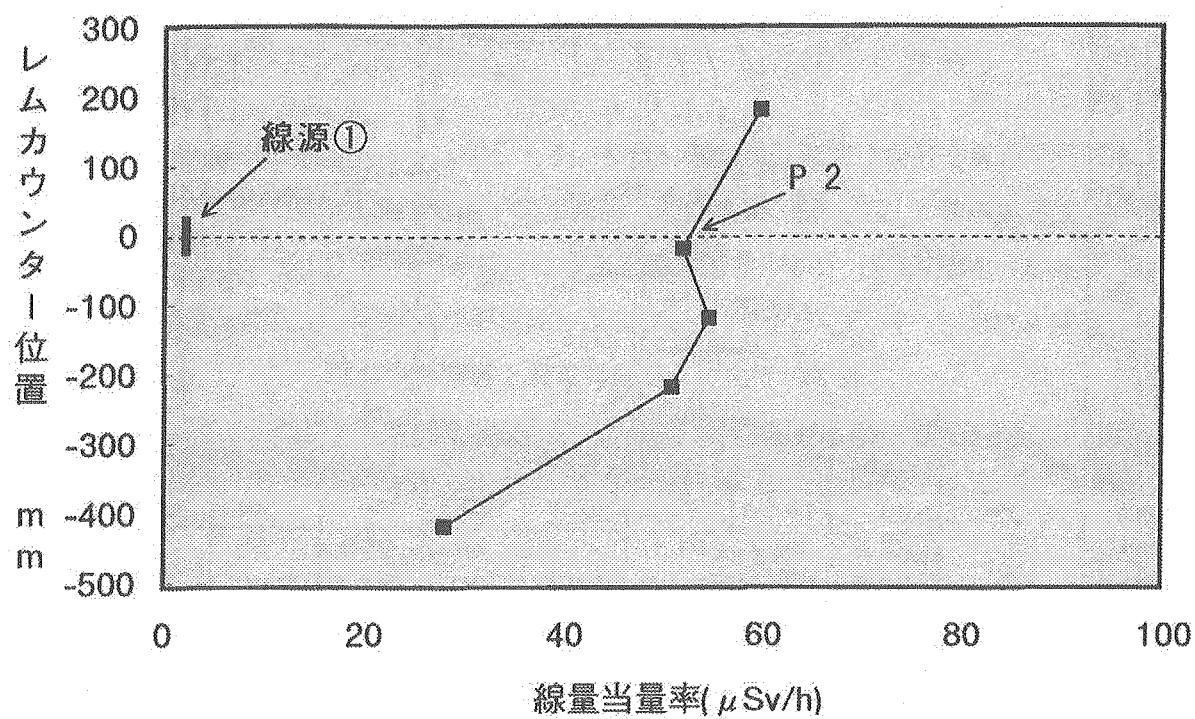


図 2.5.1-2 線源を上部案内筒に設置したケース

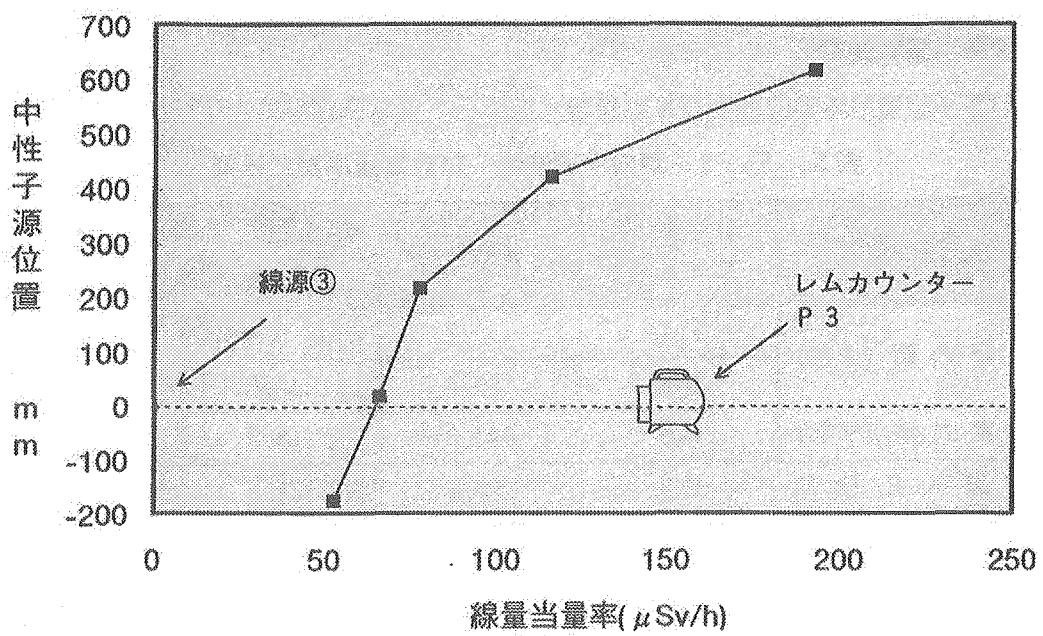


図 2.5.1-3 レムカウンターを P3 に固定し、線源位置を変えたケース

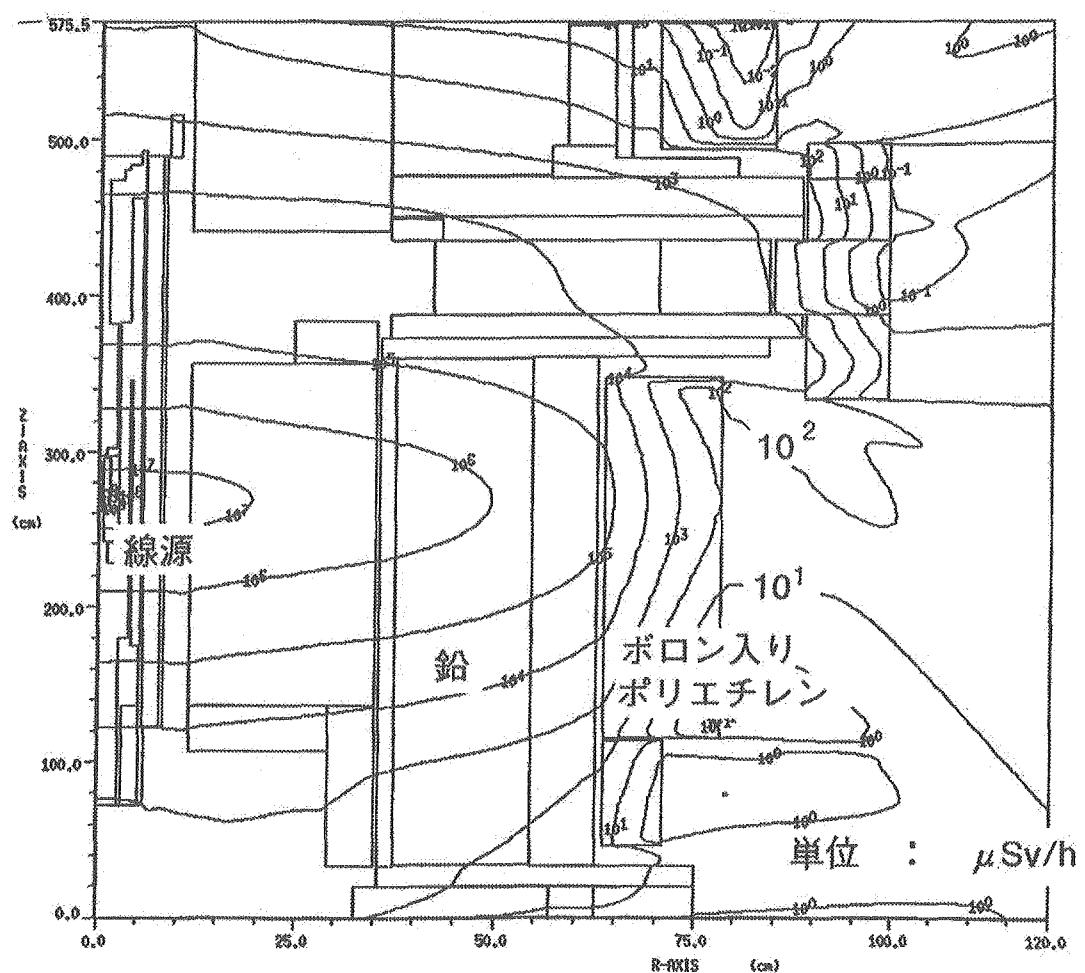


図 2.5.1-4 中性子線量等量率分布（線源を案内筒上部位置に保持したケース）

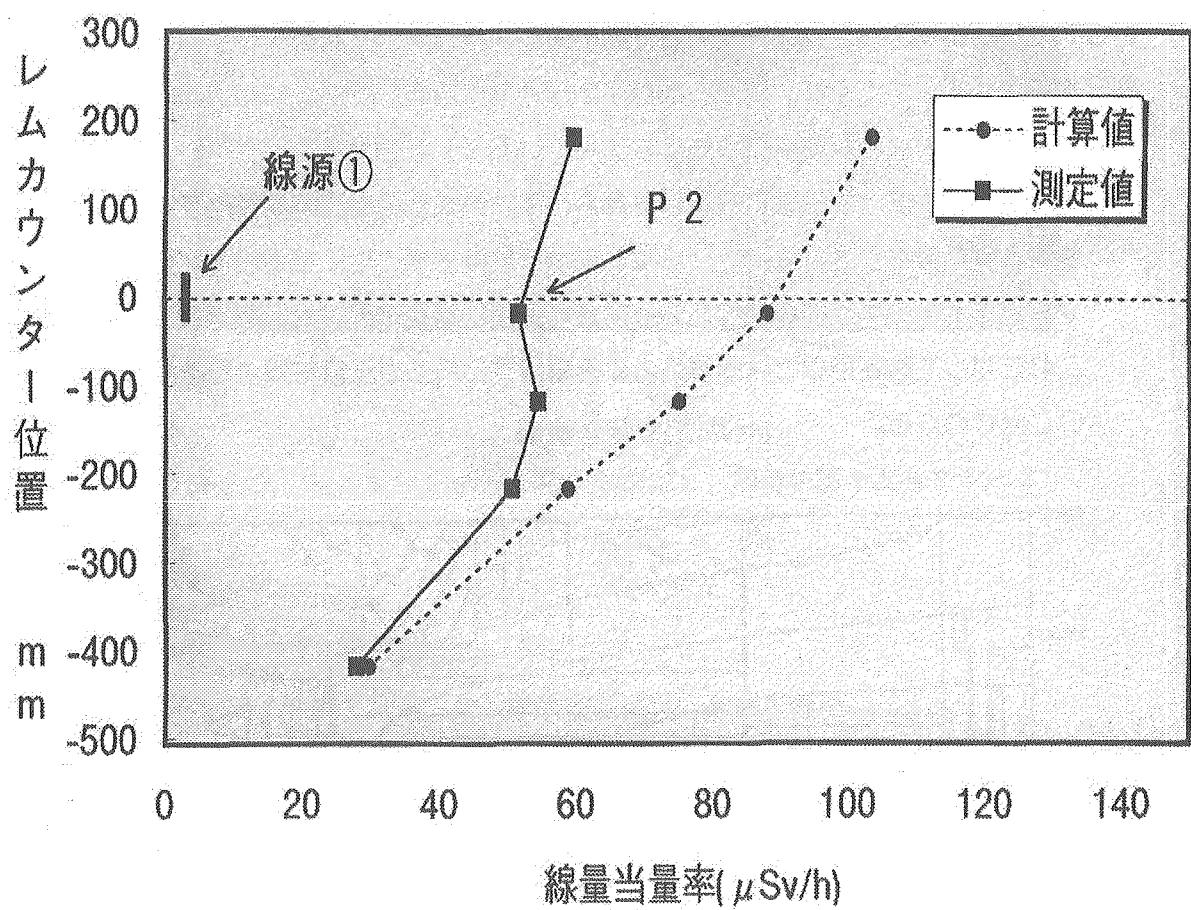


図 2.5.1-5 軸方向中性子線量等量率分布の実測値と計算値の比較
(線源を案内筒上部位置に保持したケース)

表 2.5.1-1 炉内中継装置 線量当量率測定結果

中性子源の位置	代表的な測定点	線量当量率 ($\mu\text{Sv}/\text{h}$)		
		中性子	γ 線	合計
上部案内管 (上部)	P1	0.2	0.9	1.1
	P3	66.4	142.5	208.9
上部案内管 (下部)	P8	643.0	18.0	661.0
燃料出入孔 DV	P9	55.4	124.5	179.9
燃料出入用接続筒	P12	190.0	137.4	327.4

表 2.5.1-2 中性子スペクトル測定結果

中性子源の位 置	代表的な測定点	平均エネルギー (eV)	実効平均エネルギー (eV)	1 cm 線量当量率 ($\mu\text{Sv}/\text{h}$)
上部案内筒 (上部)	P3	1.18×10^5	3.37×10^5	1.22×10^2

2.5.2. 燃料出入機しやへい評価 (SST-S-3-12)

試験期間：平成5年10月5日～平成6年10月12日

(1) 試験目的

中性子線源強度及びスペクトルの既知な中性子源集合体を燃料出入機A内に保持した状態で、燃料出入機表面等の中性子及び γ 線線量当量率を測定し、燃料出入機のしやへい性能データを取得する。取得したしやへい性能試験データは、燃料出入機の中性子に関するしやへい設計手法やしやへい計算コードの高度化に資する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

中性子線源強度及びスペクトルの既知な中性子源集合体を、燃料出入機本体Aに保持し、次の4項目について、燃料出入機表面等における中性子線量当量率及び γ 線線量当量率を、レムカウンタ、電離箱サーベイメータ及びTLDを用いて測定するとともに、燃料出入機本体A表面において中性子スペクトルも併せて測定する。

- ①燃料出入機本体A表面
- ②燃料出入機周辺
- ③燃料出入機配管貫通部
- ④燃料出入機・床ドアバルブ線源通過時

図2.5.2-1に燃料出入機の全体図を示す。

(ii) 試験方法

試験は下記の手順で行う。

(a) 線量当量率測定

- ①燃料出入機本体A表面、燃料出入機周辺、配管貫通部、燃料出入機・床ドアバルブ（以下DVと略す。）近傍の測定位置に、レムカウンタ、電離箱サーベイメータ又はTLDを設置する。
- ②中性子源集合体を炉外燃料貯蔵層（以下EVSTと略す。）から燃料出入機本体A内の上限位置に保持する。
- ③燃料出入機のグリッパ駆動装置のグリッパストロークにより所定の位置に中性子源集合体を保持する。
- ④レムカウンタ及び電離箱サーベイメータからの信号を遠隔にて記録する。
- ⑤中性子源集合体をEVST内に降下する。
- ⑥レムカウンタ、電離箱サーベイメータを移動し、②～④の測定を繰り返す。

(b) 中性子スペクトル測定

- ①燃料出入機本体A表面の測定位置にボナーボールカウンタ（球形減速型スペクトルメータ）を設置する。
- ②中性子源集合体をEVSTから燃料出入機本体A内の上限位置に保持する。
- ③ボナーボールカウンタからの信号を遠隔にて記録する。
- ④中性子源集合体をEVST内に降下する。

- ⑤ボナーボールカウンタの球形減速材を大きさの異なるものに交換し、②～③の測定を繰り返す。
- ⑥測定結果を SAND-2 コード等にてアンフォールディングし、中性子スペクトルを求める。

(3) 試験結果

(i) 線量当量率測定

(a) 燃料出入機本体 A 表面

レムカウンタ及び電離箱サーベイメータによる測定点 5 点、TLD による測定点 9 点について、中性子源集合体位置を変えた場合の測定値を取得した。代表点 P3 (高さ 4.7 m), P5 (高さ 2.8 m) について図 2.5.2-2 に測定位置と測定結果を示す。中性子源集合体を上限位置に保持した場合の P5 近傍の中性子線量当量率分布を図 2.5.2-3 に示す。

(b) 燃料出入機周辺

レムカウンタ及び電離箱サーベイメータによる測定点 2 点について、中性子源集合体位置が上限の場合の測定値を取得した。設工認評価点である代表点 P7 (高さ 2.0 m) について図 2.5.2-4 に測定位置と測定結果を示す。

(c) 燃料出入機配管貫通部

レムカウンタ及び電離箱サーベイメータによる測定点 7 点、TLD による測定点 1 点について、中性子線源位置を変えた場合の測定値を取得した。

(ii) 中性子スペクトル測定

燃料出入機本体 A 表面の 2 点について中性子スペクトルを取得した。代表点 P3 における中性子スペクトルを図 2.5.2-5 に示す。

(4) 考察

(i) 線量当量率測定

(a) 燃料出入機本体 A 表面について、2 次元輸送計算を行った。計算ノミナル値によると中性子線/γ 線とも約 0.35～0.6 の C/E となり過小評価となった。

(b) 燃料出入機本体周辺について、2 次元輸送計算を行ったところ、中性子線の C/E が約 0.15～0.7 となり計算値がやや過少評価、γ 線の C/E が 17～24 となり過大評価となる。

今回の結果は設計基準を満たすものの解析精度は低かったため、今後体系の詳細化等を検討していく必要がある。

(ii) 中性子スペクトル測定

中性子スペクトルは、中性子線量当量率を測定する上で測定値の精度の観点から必要な情報である。

燃料出入機本体 A 表面の線量当量率測定点でのスペクトル測定結果に基づく線量当量率とレムカウンタの測定値の比較により、レムカウンタの測定値にはスペクトルの相違に起因する約 30% の誤差があることがわかった。

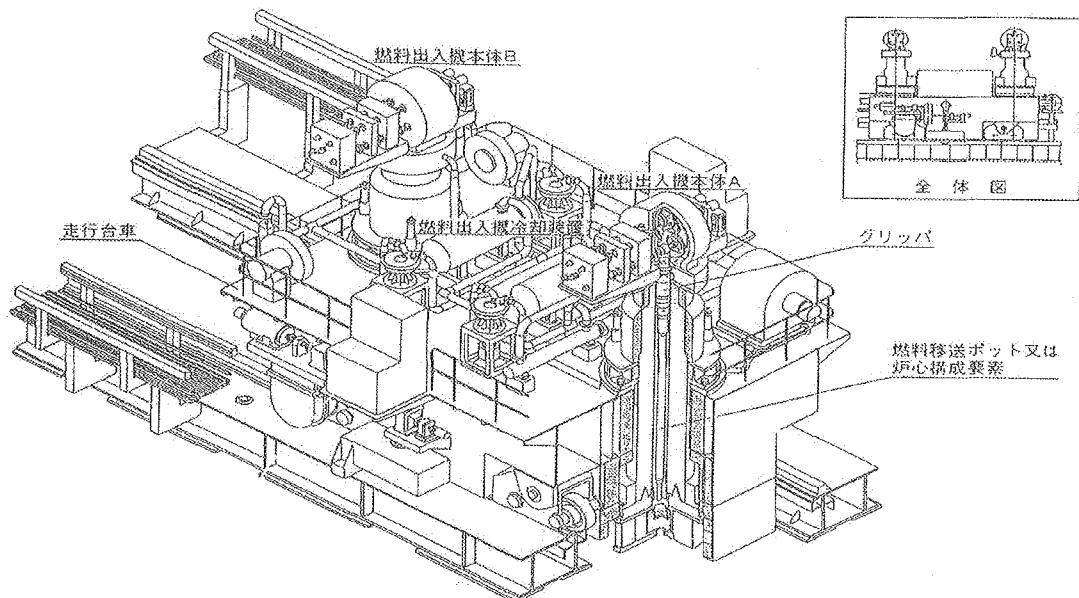


図 2.5.2-1 燃料出入機全体図

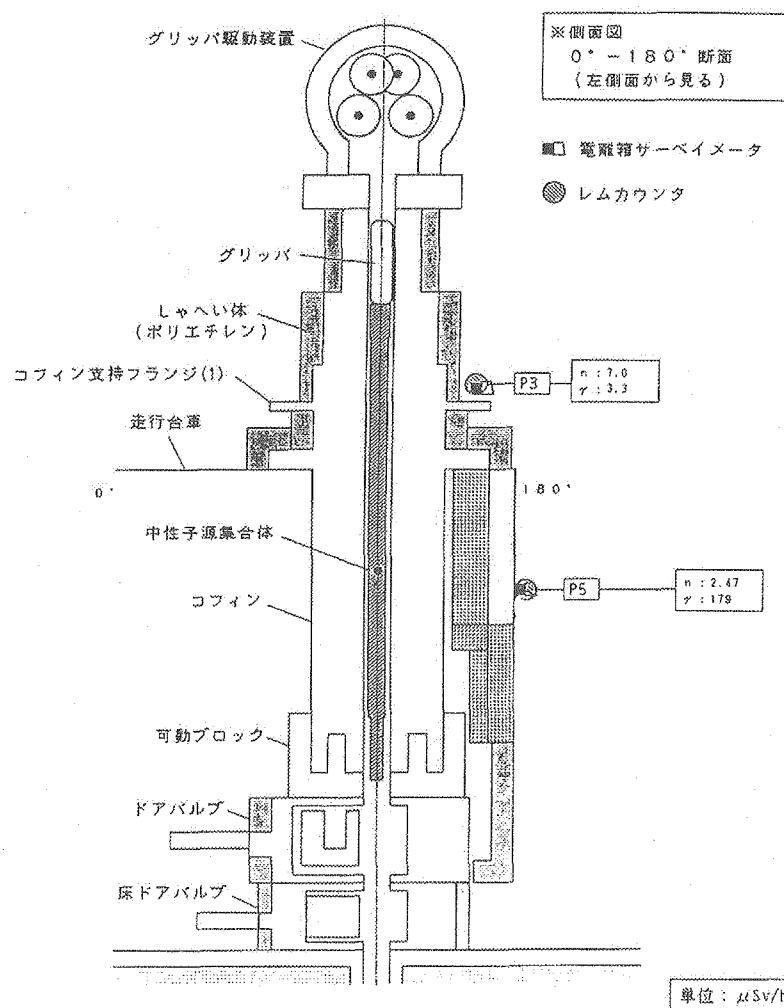


図 2.5.2-2 燃料出入機本体A表面の測定結果

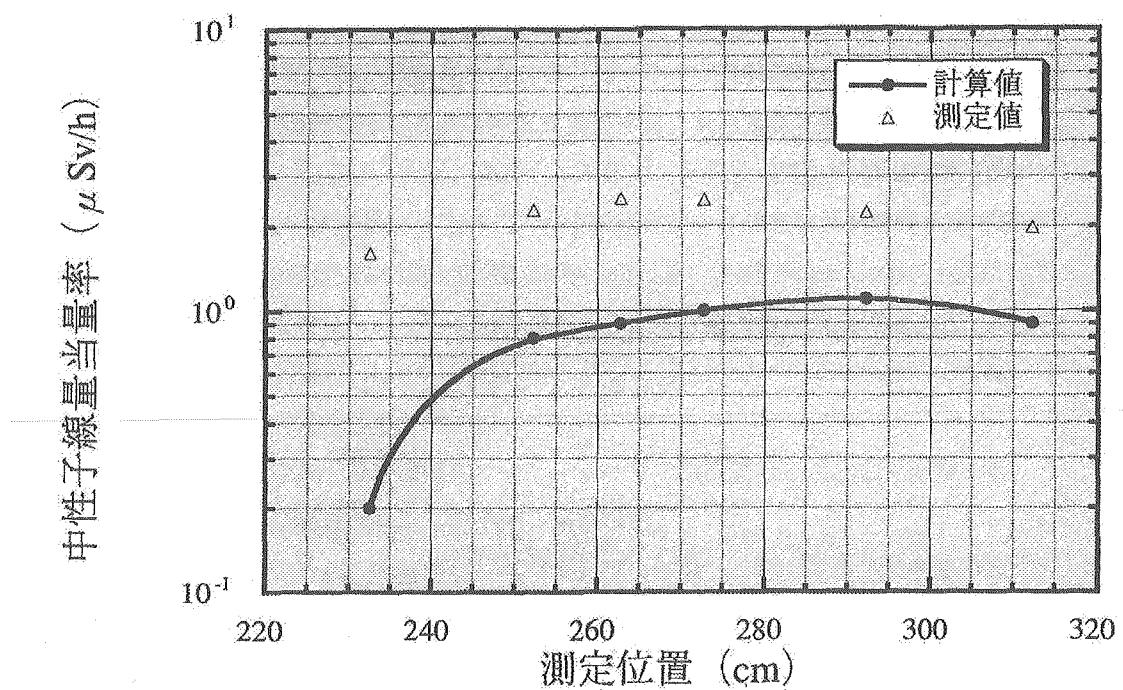


図 2.5.2-3 燃料出入機本体表面の中性子線量等量率分布（中性子源集合体位置：上限）

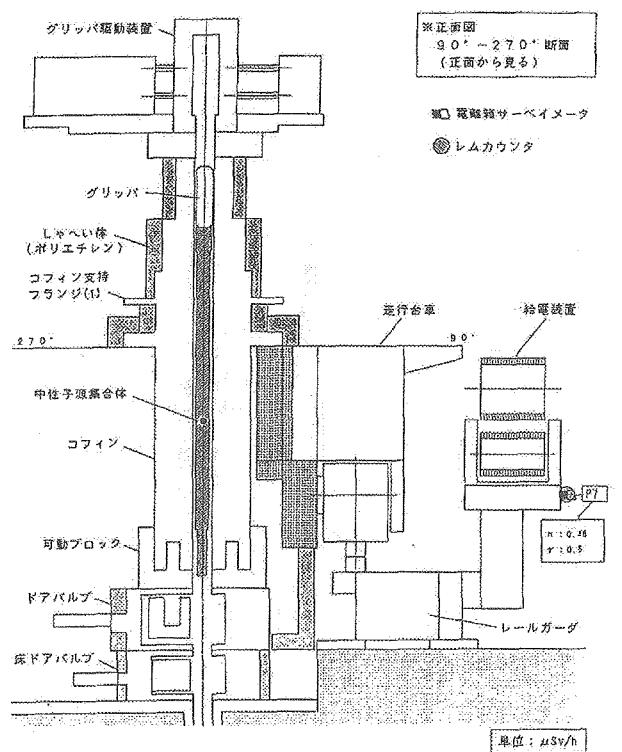


図 2.5.2-4 設工認評価点 (P7) における測定結果

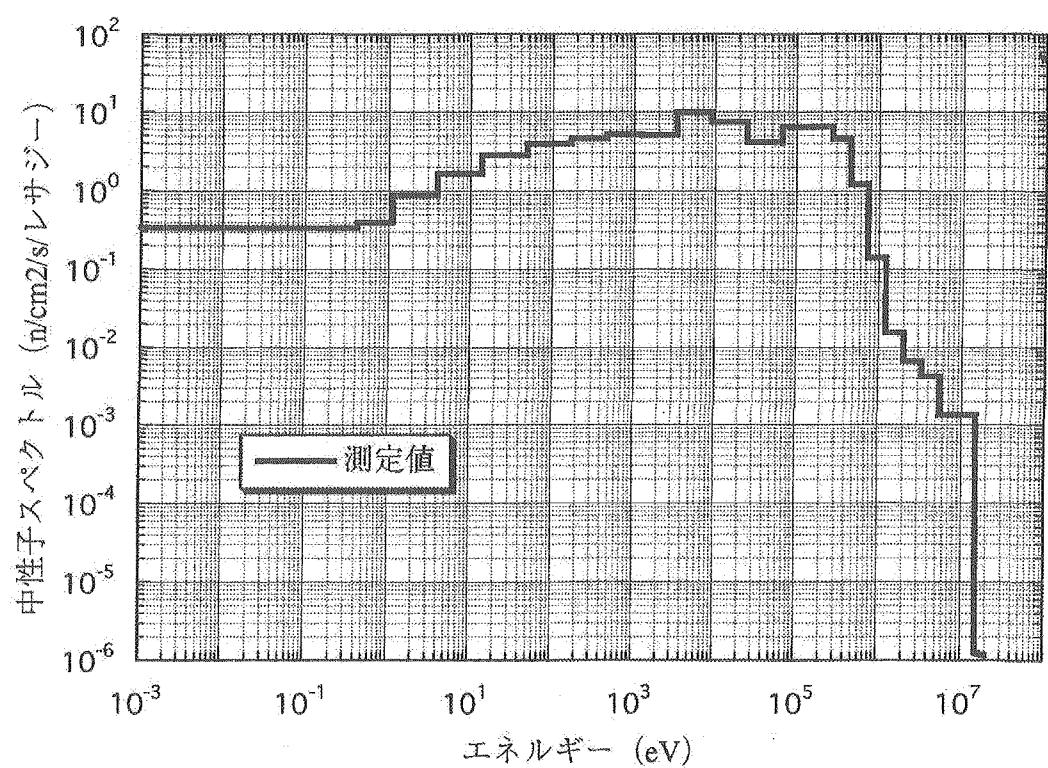


図 2.5.2-5 燃料出入機本体A表面の中性子スペクトル測定結果 (P3 位置)

2.5.3. 新燃料貯蔵ラックしやへい評価 (SST-S-3-13)

試験期間：平成5年10月25日～平成5年11月6日

(1) 試験目的

新燃料集合体表面及び新燃料取扱室（A-574）の中性子線量当量率及び γ 線線量当量率を測定し、新燃料貯蔵ラックのしやへい性能データを取得する。

取得したしやへい性能試験データは、新燃料貯蔵ラックのしやへい設計手法やしやへい計算コードの高度化に資する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

新燃料取扱室（A-574）にて、下記評価点に着目して、外側新燃料集合体まわり及び同集合体24体を貯蔵した新燃料貯蔵ラック内外の中性子線量当量率及び γ 線線量当量率を、レムカウンタ、固体飛跡検出器（以下、SSTDと略す。）、電離箱サーベイメータ及びTLDにより測定する。

- ①新燃料集合体まわり
- ②新燃料貯蔵室（A-481）天井及び収納管内
- ③新燃料取扱室床面及びラック入口近傍

図2.5.3-1に新燃料貯蔵ラックの概要を示す。

(ii) 試験方法

試験は下記の手順で行う。

(a) 新燃料集合体まわりの測定

- ①新燃料取扱室（A-574）の所定の位置（燃料集合体表面から20cm軸方向13点、径方向3点、表面から1m軸方向9点）にレムカウンタ、電離箱サーベイメータ、SSTD、TLDを設置する。
- ②新燃料取扱装置により新燃料集合体を所定の位置までつり上げる。位置は取扱装置のグリッパストロークにて調整する。
- ③レムカウンタ、電離箱サーベイメータからの信号を遠隔にて測定記録する。また、測定位置を中間パッドからラック入口までの距離を測定することにより確認する。

(b) 新燃料貯蔵室（A-481）天井及び収納管内の測定

- ①新燃料貯蔵室（A-481）の天井面、天井から30, 60, 90, 110, 140cmの収納管内の各位置における線量当量率を測定するため、SSTD、TLDを空ラック用SSTD・TLD設置治具の所定の位置に固定する。
- ②空のラック内に空ラック用SSTD・TLD設置治具を設置し、設置時刻を記録する。
- ③新燃料集合体上部の線量当量率を測定するために、燃料入りラック用治具の所定の位置にSSTD、TLDを固定する。
- ④しやへいプラグを引き抜き、その代わりに燃料入りラック用治具を設置し、設置時刻を記録する。
- ⑤所定の期間経過後、治具を取り出し、SSTD、TLDの積算線量当量を測定し、線量当量率を求める。

(c) 新燃料取扱室床面及びラック入口近傍での測定

しやへいプラグを設置した場合及び引き抜いた場合、並びに新燃料集合体を引き抜いた場合について、新燃料取扱室（A-574）の床面、貯蔵ラック入口及びその上部 20~30cm に、レムカウンタ、電離箱サーベイメータ等を設置して、その線量当量率を測定する。

(3) 試験結果

(i) 新燃料集合体まわりの測定

レムカウンタ及び電離箱サーベイメータによる測定点 25 点（燃料集合体表面から 20cm 軸方向 13 点、径方向 3 点、表面から 1m 軸方向 9 点）、SSTD 及び TLD 等による測定点 10 点における測定値を取得した。

図 2.5.3-2 に新燃料集合体表面から 20cm の軸方向中性子線量当量率分布、図 2.5.3-3 に新燃料集合体表面からの径方向中性子線量当量率分布を示す。

(ii) 新燃料貯蔵室（A-481）天井及び収納管内での測定

SSTD 及び TLD 等による測定点 24 点（天井：5 点、収納管内：19 点）の測定値を取得した。図 2.5.3-4 に収納管内中性子線量当量率分布を示す。

(iii) 新燃料取扱室床面及びラック入口近傍での測定

レムカウンタ及び電離箱サーベイメータによる測定点 24 点（床面：19 点、ラック入口上部：5 点）、固体飛跡検出器及び TLD 等による測定点 1 点における測定値を取得した。結果の例として、図 2.5.3-5 にラック入口高さの線量当量率分布を示す。

(4) 考察

(i) 新燃料集合体まわりの線量当量率

新燃料集合体まわりの線量当量率の測定結果を 2 次元輸送計算結果と比較すると、中性子/γ 線とも $C/E=1.4 \sim 1.9$ 倍で設計裕度とほぼ一致している。

(ii) 新燃料貯蔵室（A-481）天井及び収納管内での線量当量率

(a) 新燃料貯蔵室天井の線量当量率の測定結果と計算値を比較すると、中性子線は設計裕度とほぼ同等となつたが、γ 線が過大評価となつた。これは収納管自身のしやへい効果を考慮していないためであると考えられる。

(b) 収納管内の線量当量率分布測定結果は、計算結果と比較すると中性子が過大評価となり、ガンマ線はほぼ一致した。

(iii) 新燃料取扱室床面及びラック入口近傍での線量当量率

(a) ラック入口の線量当量率測定結果を設計手法による 24 体の外側新燃料集合体に対応する計算値と比較すると、中性子線が過大評価となつた。これは収納管内のストリーミング計算の裕度、取扱室床面での隣接ラックからの寄与が大きいと考えられる。

(b) ラック入口及びラック上部（37cm）の測定位置における互いに隣接するラックにおける片方のラックのしやへいプラグの有無、新燃料集合体の有無による測定結果の相違に基づき、隣接ラックからの寄与はラック入口ではほとんどなく、ラック上部（37m）では約 3% であることが分かった。

今回の測定結果から、設計値からの裕度が十分に確認され、新燃料貯蔵ラックの設計条件である全貯蔵状態においても、しゃへい能力を十分満足することがわかつた。

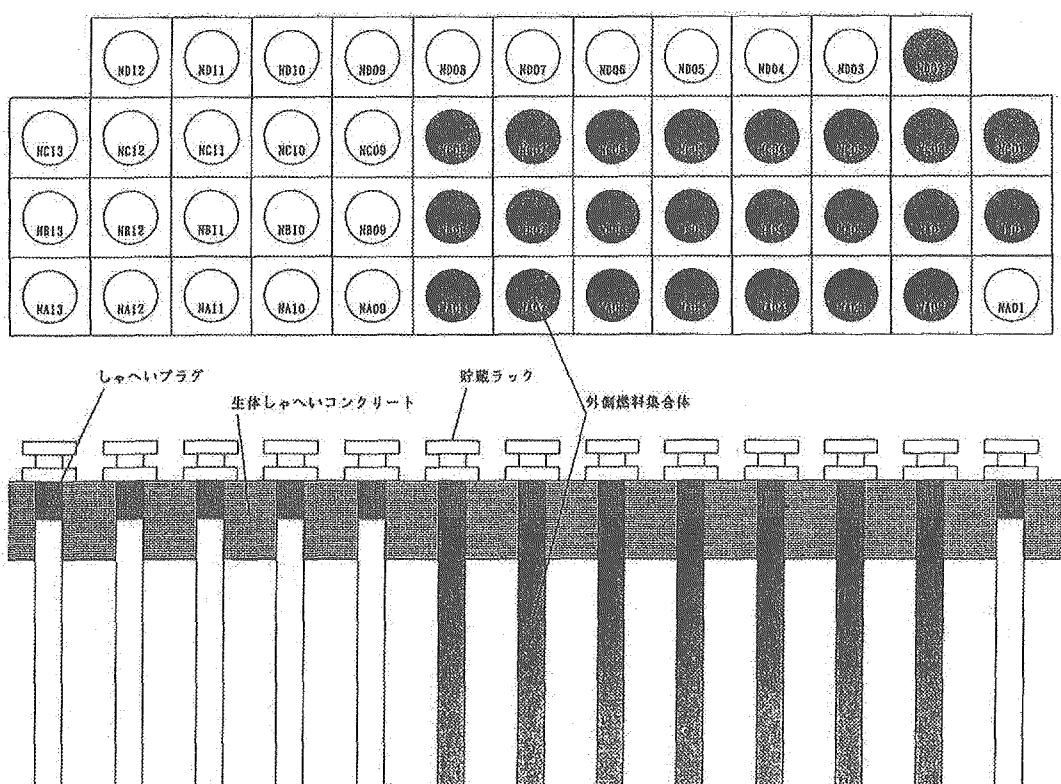


図 2.5.3-1 新燃料貯蔵ラック概要図

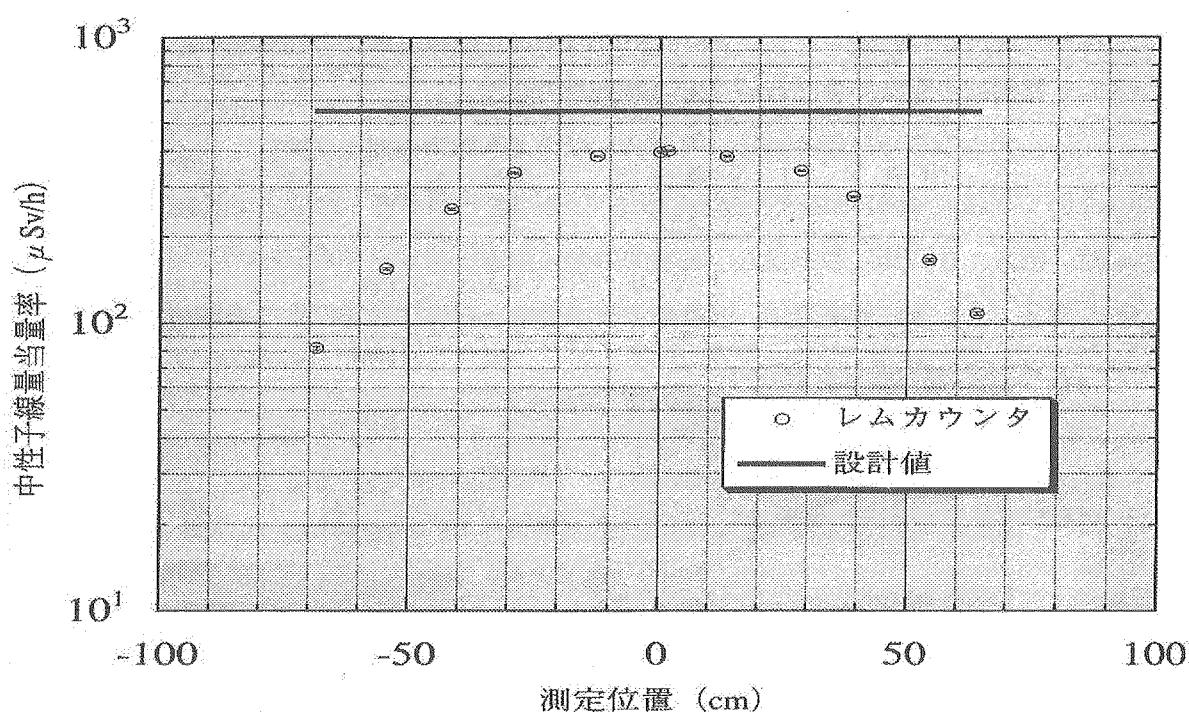


図 2.5.3-2 新燃料集合体の軸方向中性子線量等量率分布（表面から 20cm）

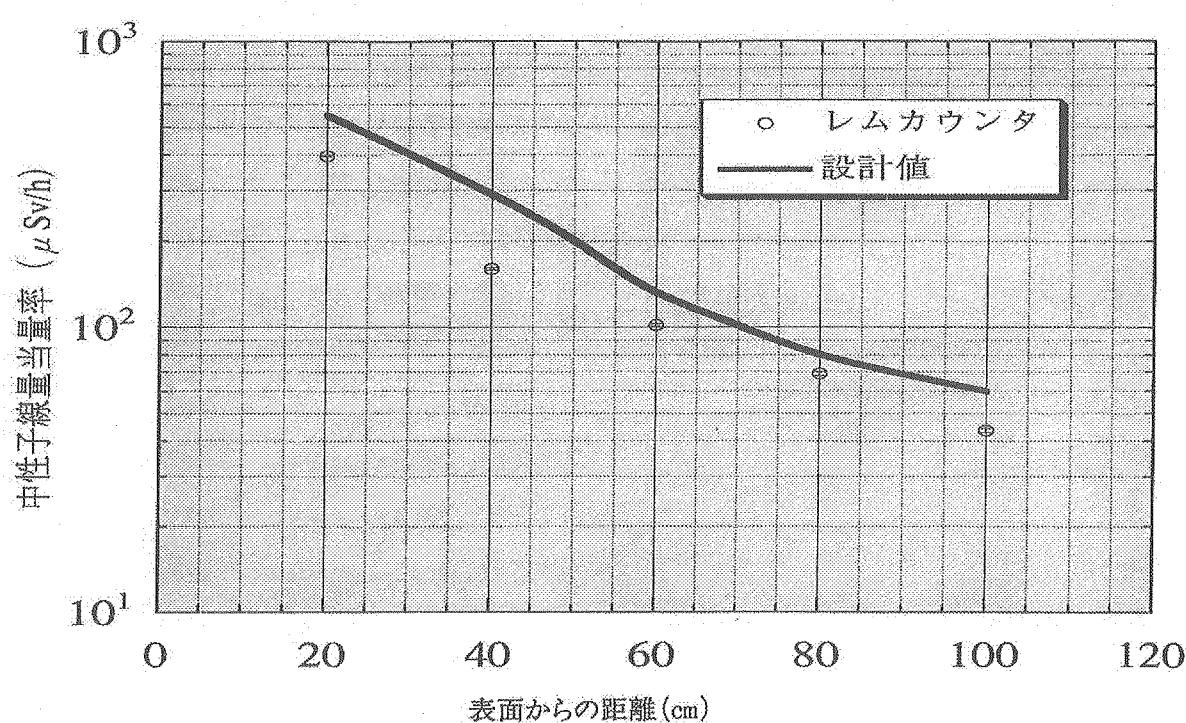


図 2.5.3-3 新燃料集合体径方向の中性子線量等量率分布
(炉心燃料部中心)

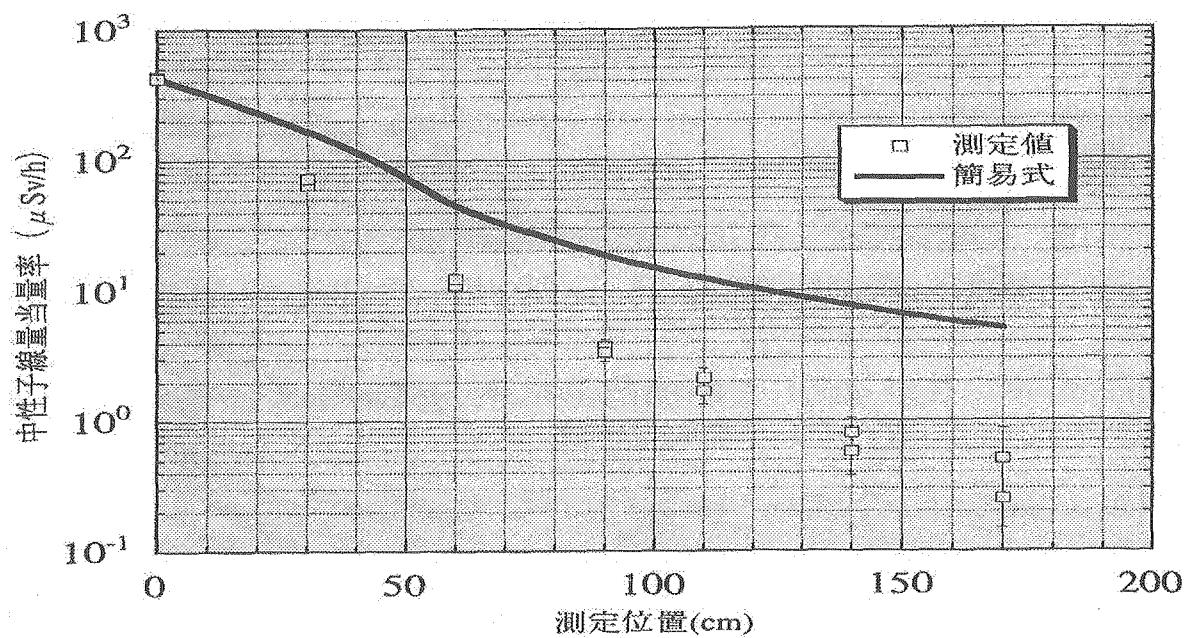


図 2.5.3-4 収納管 (NB09) 内の中性子線量棟梁率分布

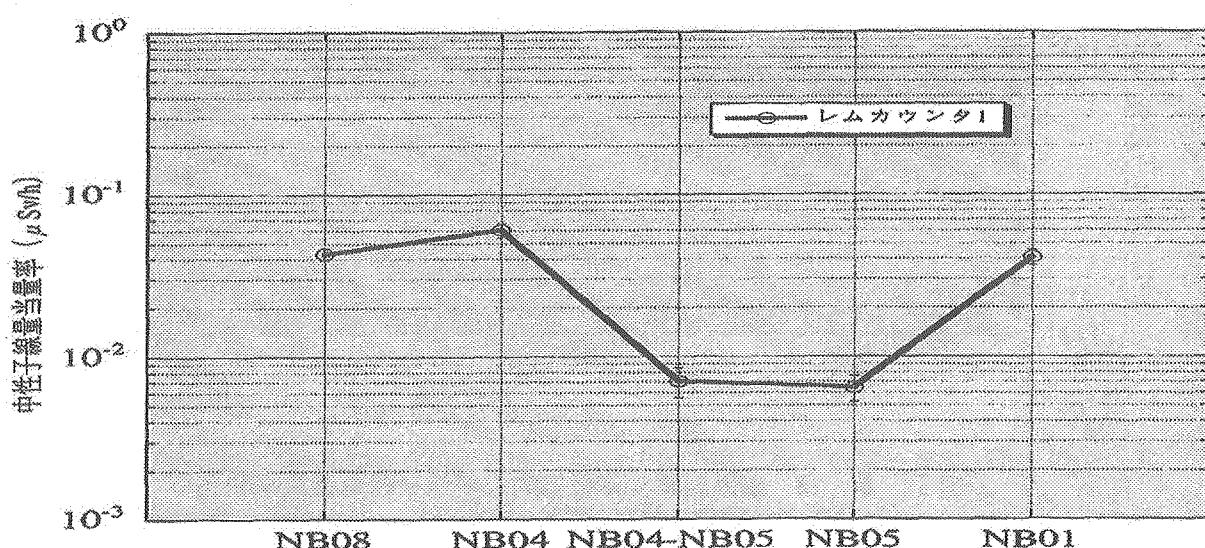


図 2.5.3-5 ラック入口高さの中性子線量等量率分布
(NB04,NB01,NB08, : しゃへいプラグなし)

第3編 起動試験編 (37項目)

試験期間

平成6年11月～平成7年12月

3. 起動試験編

3.1. 臨界特性評価

3.1.1. 炉内中性子源効果評価（その1）(SST-R-1-14-1)

試験期間：平成6年5月30日～平成8年3月31日

(1) 試験目的

本試験は、もんじゅ初期炉心において、炉停止時の線源領域系中性子計装(SRM)の計数率を測定して、炉内中性子源の効果を確認するものであり、内部中性子源強度の予測や中性子源集合体の引抜き時期の検討等へ反映する。

(2) 試験方法

はじめに、炉内中性子源とは、外部中性子源と内部中性子源の2つからなる。外部中性子源とは、中性子源集合体中のCf-252のことであり、内部中性子源とは、燃焼によって生成する燃料集合体中のアクチニド元素のことである。

(i) 試験内容

本試験は、下記の手法にて、もんじゅ初期炉心の原子炉起動前及び炉停止後の線源領域系中性子計装（以後、SRMと略す。）の計数率を測定し、炉内中性子源の効果を評価する。

なお、中性子源集合体の構造を図3.1.1-1、中性子源集合体装荷位置及びSRM設置位置を図3.1.1-2に示す。また、SRM計数率評価の流れを図3.1.1-3に示す。

下記の期間に、制御棒全挿入時のSRM計数率測定を実施する。

(a) 平成6年5月30日～平成7年2月16日（炉物理試験期間を含む）

この期間中は、極低出力のため燃料の燃焼は無視できる。従って、この期間中のSRM計数率を測定し、その実測値の傾向を検討することによって、SRM計数率への寄与は外部中性子源のCf-252が主要であるかどうかを確認する。

(b) 平成7年2月17日～平成8年3月31日（出力試験期間を含む）

原子炉起動前及び炉停止後のSRM計数率を測定する。

また、原子炉起動中の原子炉内熱出力を評価する。

(ii) 試験方法

(a) SRM-IとSRM-IIの計数率を測定する。

なお、SRMの計数率の測定は、本設の可聴計数率チャンネルと仮設の中性子計測装置で行う。可聴計数率チャンネルでは、100秒間3回、仮設の中性子計測装置では1000秒間1回の計数率測定を行う。

(b) 下記のデータを中央制御室のCRTにおいて取得する。

原子炉容器出入口冷却材温度

(c) 原子炉容器内熱出力は、中央計算機の出力データから求める。

(3) 試験結果

SRM-I と SRM-II は同じような傾向を示すため、今回は、SRM-I での測定結果を代表例としてまとめる。

測定結果から原子炉容器出口 Na 温度を 200°C に温度補正した時の SRM 計数率と原子炉内熱出力積算値を図 3.1.1-4 に示す。図 3.1.1-4 より、起動試験中の炉心の燃焼に伴い、燃料集合体中のアクチニドの生成による SRM 計数率の増加が認められた。また、8 回の起動試験により、原子炉内熱出力積算値は約 40EFPD であった。

- (i) 平成 6 年 5 月 30 日～平成 7 年 2 月 16 日に測定した SRM 計数率（温度補正值）と Cf-252 の減衰曲線（相対値）との比較を図 3.1.1-5 に示す。
- (ii) 8 回の起動試験後の時点で、測定した SRM 計数率（温度補正值）から外部中性子源の Cf-252 の寄与分を差し引くと、約 40EFPD の燃焼によって計数率は約 12cps 増加した。
また、平成 7 年 12 月 10 日以降の SRM 計数率から、Cf-252 の寄与分を差し引いたものを燃焼による計数率増加分とし、内部中性子源の中で中性子発生数の最も多かった Cm-242 の減衰曲線（相対値）との比較を図 3.1.1-6 に示す。

(4) 考察

(i) 予測解析結果

- (a) 平成 6 年 5 月 30 日～平成 7 年 2 月 16 日の期間は、外部中性子源の Cf-252 の寄与が主要である。
- (b) 平成 7 年 2 月 17 日～平成 7 年 12 月 9 日の起動試験中は、炉心の燃焼により燃料集合体中にアクチニドが生成する。主な核種は Cm-242, Pu-240, Pu-238 等である。燃焼により増加した内部中性子源の核種ごとの中性子発生数の評価結果を表 3.1.1-1 に示す。
- (c) 平成 7 年 12 月 10 日～平成 8 年 3 月 31 日の期間は、外部中性子源の Cf-252 と内部中性子源の Cm-242 が主要である。

(ii) 実測値との比較

- (a) 図 3.1.1-5 より、平成 6 年 5 月 30 日～平成 7 年 2 月 16 日の期間の SRM 計数率（実測値）と Cf-252 の減衰曲線（相対値）は、ほぼ一致している。
- (b) 図 3.1.1-6 より、平成 7 年 12 月 10 日～平成 8 年 3 月 31 日の期間において、燃焼による計数率増加分の変化と Cm-242 の減衰曲線は、ほぼ一致している。

(iii) 総合評価結果

もんじゅ初期炉心における SRM の計数率を測定した結果、炉心の燃焼に伴い、計数率の増加が認められた。その主な原因是、燃焼によって生成した燃料集合体中のアクチニドによるものである。

また、各期間での SRM 計数率への寄与については、燃焼前は中性子源集合体の Cf-252 の寄与が主要であり、燃焼後は中性子源集合体の Cf-252 と、燃焼による増加分については Cm-242 の寄与が主要である。

表 3.1.1-1 燃焼により増加した内部中性子源の
主な核種の中性子発生数の評価結果

核種	H7.2.16	H7.12.1
Pu-238	1.67E+09	1.62E+09
Pu-239	2.19E+08	2.22E+08
Pu-240	2.17E+09	2.18E+09
Pu-242	5.81E+08	5.83E+08
Am-241	4.44E+08	5.65E+08
Cm-242	0.00E+00	6.75E+10
Cm-244	0.00E+00	3.45E+08

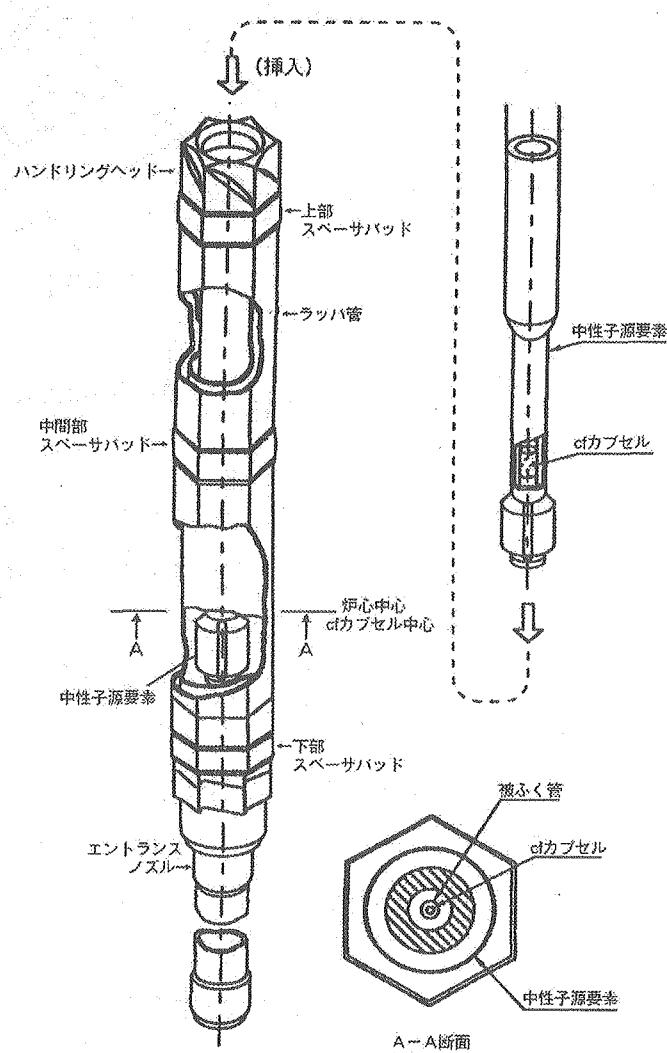


図 3.1.1-1 中性子源集合体構造図

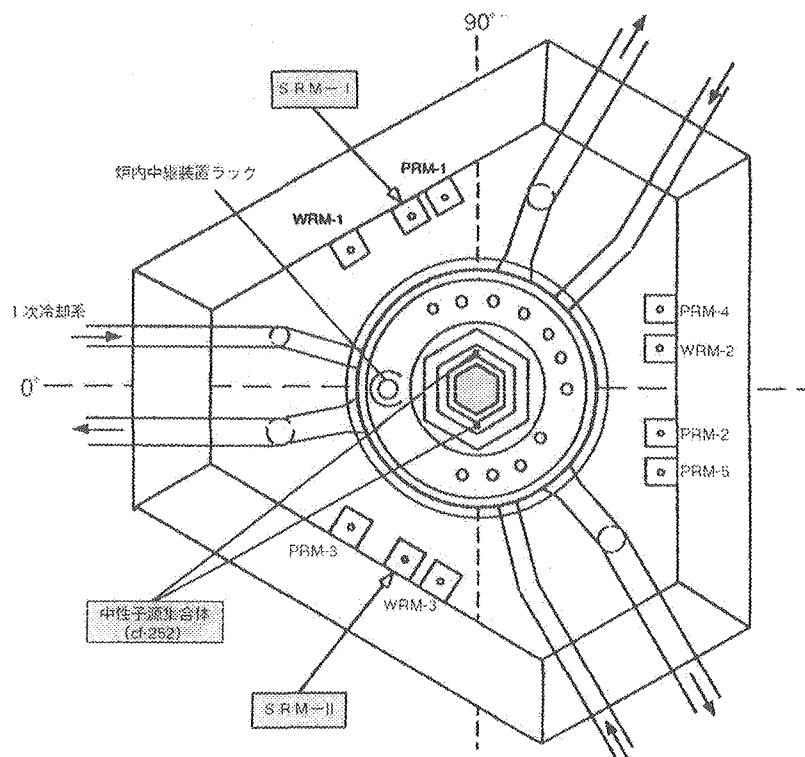


図 3.1.1-2 SRM 設置位置・中性子源集合体装荷位置

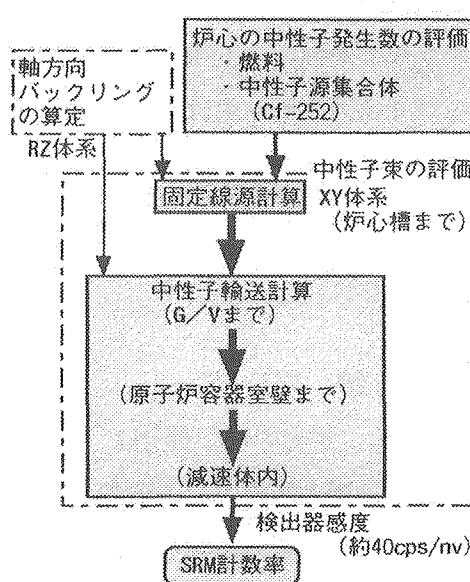


図 3.1.1-3 SRM 計数率評価の流れ

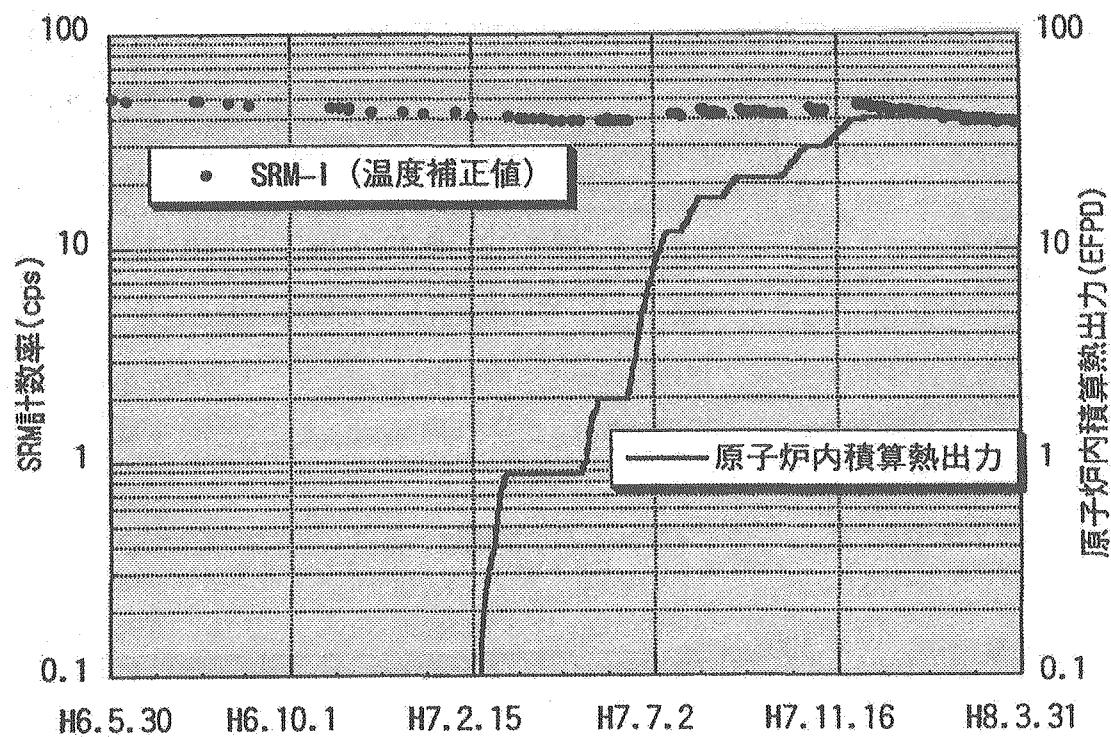


図 3.1.1-4 SRM 測定値（温度補正值）と原子炉内積算熱出力

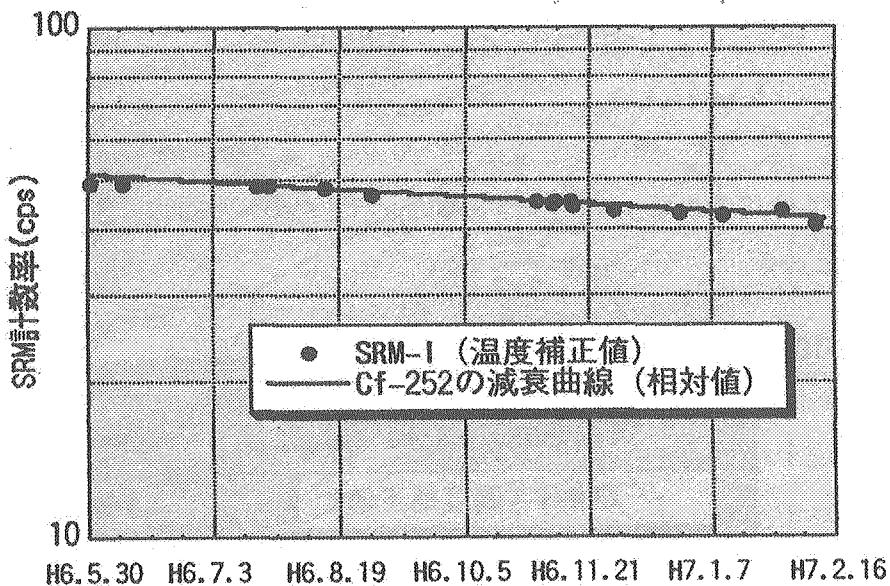


図 3.1.1-5 実測値と Cf-252 減衰曲線の比較

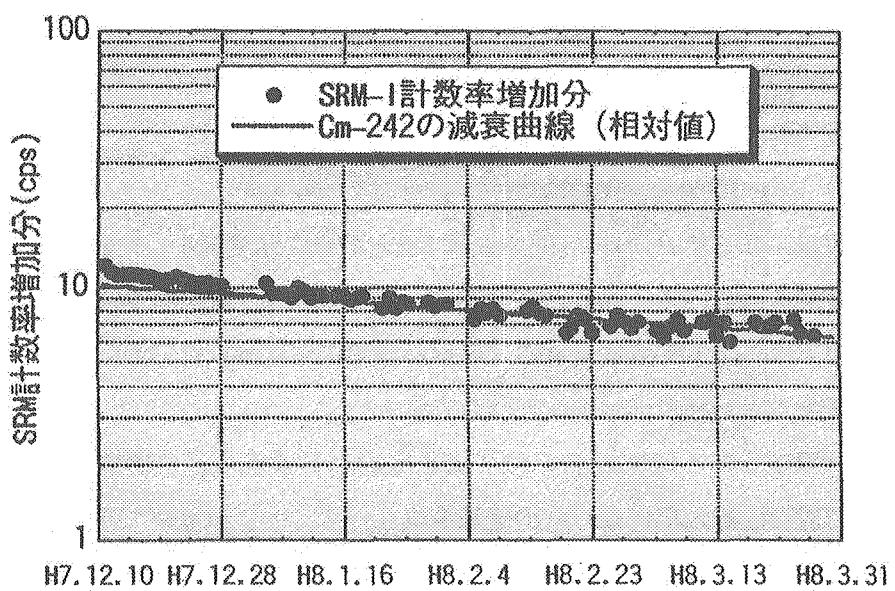


図 3.1.1-6 実測値と Cm-242 減衰曲線の比較

3.2. 反応度価値特性評価

3.2.1. 制御棒価値確認 (SST-R-2-11)

試験期間 :

- ①183 体炉心 : 平成 6 年 4 月 20 日～平成 6 年 4 月 25 日
②198 体炉心 (初期炉心構成時) : 平成 6 年 5 月 22 日～平成 6 年 5 月 29 日
③198 体炉心 (核加熱出力試験開始前) : 平成 6 年 9 月 14 日～平成 6 年 9 月 26 日

(1) 試験目的

初期炉心 (198 体炉心) の調整棒及び後備炉停止棒について、その反応度制御効果が所定の判定基準を満足することを確認するとともに、183 体炉心及び初期炉心の過剰反応度を把握する。さらに、測定した制御棒価値とその解析値とを比較・評価して制御棒解析手法の評価及び高度化に反映させる。

(2) 試験方法

(i) 外部中性子源効果確認

炉内に装荷した中性子源集合体の中性子源(Cf-252)の影響がない臨界点中性子計数率を確認するために、臨界近傍での制御棒引抜きによって中性子計数率を変化させ、その計数率の挙動から臨界点中性子計数率を求めた。

(ii) 制御棒価値確認

制御棒価値測定法にはペリオド法、置換法、修正中性子源増倍法 (MSM 法) 及びロッドドロップ法等を適用したが、基本的には炉中心位置の制御棒 (粗調整棒) である C1 を正のペリオド法で、その他の制御棒については C1 を反応度基準とした置換法で測定した。

(iii) 制御棒駆動機構 (CRD) 热収縮特性確認

Na 浸漬長さの変化による制御棒駆動機構 (CRD) の熱収縮を、その熱収縮が生じることによる反応度変化から評価した。その反応度変化は、制御棒 C1 ~C4 を全挿入状態 (約 10 時間全挿入で保持) からほぼ均等に引抜き臨界とし、その後臨界を維持するための C1 の移動量から評価した。

(iv) ペリオド法におけるドップラ効果確認

正のペリオド法においてドップラ効果の影響を受けない倍増時間測定計数率領域を決定するため、投入反応度量、倍増時間測定計数率領域等と測定反応度 (倍増時間) との相関を求めた。

(v) 制御棒位置決め再現性確認

制御棒を所定の位置から所定の量引き抜いた時の投入反応度量を正のペリオド法で複数回測定し、測定反応度のばらつきから制御棒位置決め再現性を評価した。

(3) 試験結果

(i) 外部中性子源効果確認

臨界・炉物理試験の観点から外部中性子源の臨界点への影響が無視できる広域系中性子計装（WRM）の最低計数率を、臨界点の誤差（未臨界度）を0.1¢以下とすることを目安に以下のように決定した。

- 183 体炉心：3 個の広域系中性子計装（WRM）の内、最小指示値の広域系中性子計装（WRM）が 600cps 以上
- 198 体炉心：同上

なお、198 体炉心における外部中性子源効果測定時の逆増倍曲線を図 3.2.1-1 に示した。

(ii) 制御棒価値確認

183 体炉心と 198 体炉心の制御棒価値測定値を図 3.2.1-2 に示した。この図に示したように測定値は制御棒配置と同じく 1/3 回転対称性を示した。制御棒相対反応度曲線の一例を図 3.2.1-3 に示した。

また、上記の制御棒価値測定結果に基づく 198 体炉心の性能に係わる事項の測定結果を表 3.2.1-1 に示した。表 3.2.1-1 に示したようにそれらの事項は全て使用前検査判定基準を満足することが確認できた。

(iii) CRD 熱収縮特性確認

制御棒 C1～C4 を全挿入から 540mm まで引き抜いた後の CRD 熱収縮量（飽和値）は 1 体当たり 0.65mm と評価され、これは全ストロークの引抜き量に換算すると 1.2mm となる。上記 4 体を全挿入状態から臨界状態にするまでの約 1 時間の収縮量を考慮すると（SKS 測定値から推定）熱収縮量は約 2mm となり、この結果は総合機能試験時での測定結果とほぼ一致するものである。

(iv) ペリオド法におけるドップラ効果確認

正のペリオド法においてドップラ効果及び冷却材温度フィードバックを回避するための条件は以下のようであることを確認した。

- 倍増時間測定計数率領域：広域系中性子計装（WRM）で 10,000cps 以下（反応度投入前計数率：1000cps）
- 投入反応度：7～10¢

(v) 制御棒位置決め再現性確認

制御棒引抜き位置は中央制御盤にデジタル表示(1mm 単位) される制御棒位置に対して同一表示であれば±0.5mm の範囲で再現されることを確認した。

(4) 考察

(i) 外部中性子源効果

今回広域系中性子計装（WRM）で 600cps 以上あれば外部中性子源の臨界点への影響が無視できることを確認したが、これはあくまで初期炉心構成完了直後の値であり、今後、外部中性子源の減衰や燃焼の進行に伴い、再度確認の必要がある。

(ii) 制御棒価値の解析値との比較

(a) 制御棒単体価値

制御棒価値の試験後解析に JUPITER 臨界実験解析手法を適用するとともに測定時の制御棒間の干渉効果の補正※を施した制御棒単体の価値の C/E 値を図 3.2.1-4 に示した。その図から以下のことがわかる。

①調整棒の単体価値解析結果は測定値を比較的良く再現した(C/E 値 : 0.96～0.97)

②B-10 濃縮度の高い後備炉停止棒も同様の結果(C/E 値 : 0.97 前後)となり、C/E 値の濃縮度依存性が小さいことが確認できた。

(b) 相対反応度曲線

C1 について測定値と解析値とを比較したものが図 3.2.1-3 である。その図の解析値は測定時の制御棒間の干渉効果の補正を施したものであるが、測定値と解析値は良く一致している。C1 に限らず、測定時の干渉効果を補正することにより、解析値は測定値を良く再現することを確認した。

※ 測定対象制御棒と測定中移動する制御棒（置換法における反応度基準制御棒またはペリオド法における臨界補償制御棒）間の干渉効果

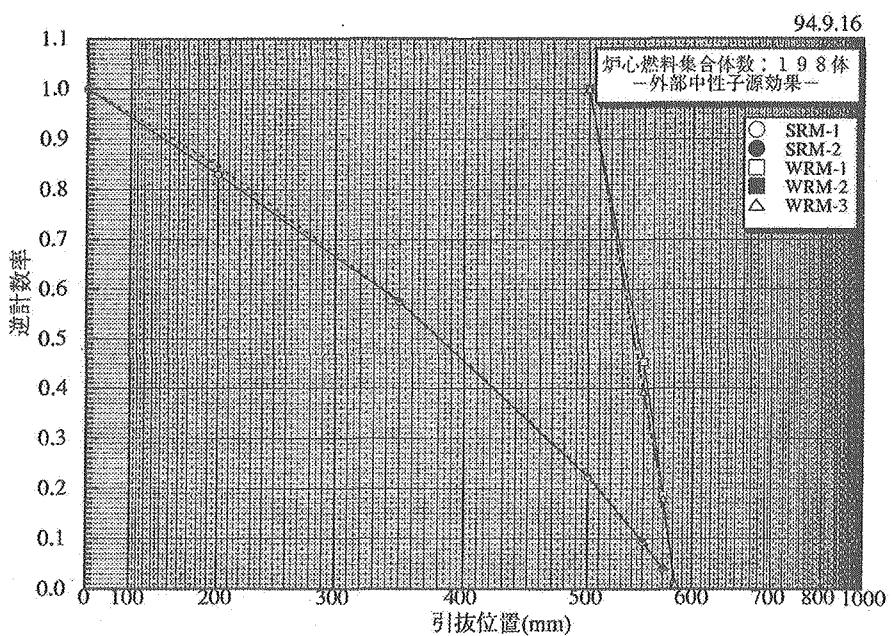
表 3.2.1-1 198 体炉心の性能に係わる事項の測定結果（使用前検査結果）

項目	測定値	判定基準
過剰反応度（於180°C） ^{*1}	0.03△k/k	0.057△k/k以下
主炉停止系反応度制御効果（C1価値含まず）	0.082△k/k	0.067△k/k以上
主炉停止系反応度停止余裕（C1価値含まず）	0.052△k/k	0.010△k/k以上
後備炉停止系反応度制御効果	0.061△k/k	0.029△k/k以上
後備炉停止系反応度余裕 ^{*2}	0.042△k/k	臨界未満
粗調整棒最大反応度添加率 ^{*3}	3.4E-05△k/k/s	4E-05△k/k/s以下
微調整棒最大反応度添加率 ^{*3}	5.4E-05△k/k/s	8E-05△k/k/s以下

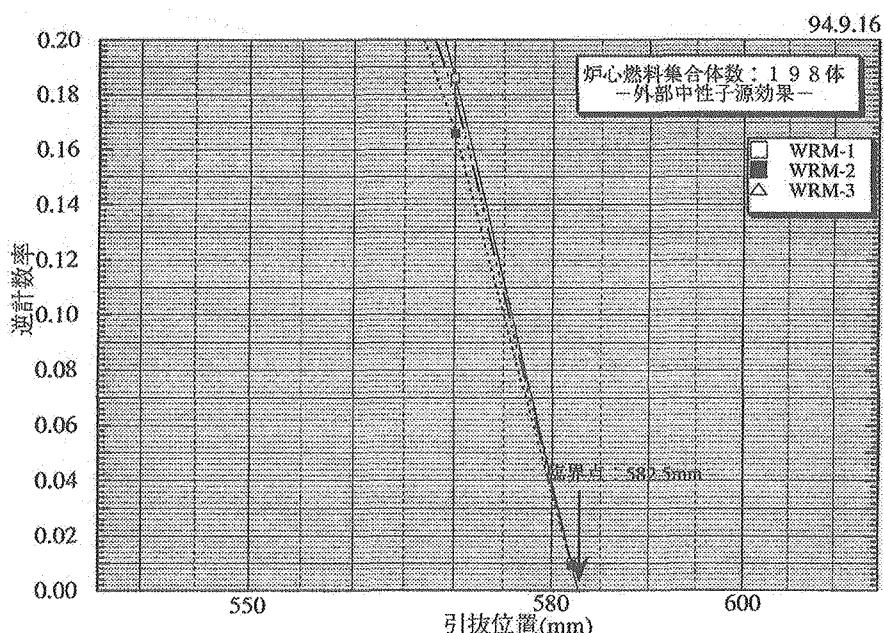
※ 1 測定時温度（200°C）から180°Cへの外挿のための温度係数 : -2.8E-5△k/k/°C

※ 2 後備が停止系反応度制御効果一出力補償反応度（0.019△k/k）

※ 3 使用前自主検査と立会検査結果の内、大きい方を記載



(a) C1 全挿入状態からの逆増倍曲線



(b)上記(a)の拡大図

図 3.2.1-1 198 体炉心における外部中性子源効果測定時の逆倍増曲線 (94/9 測定)

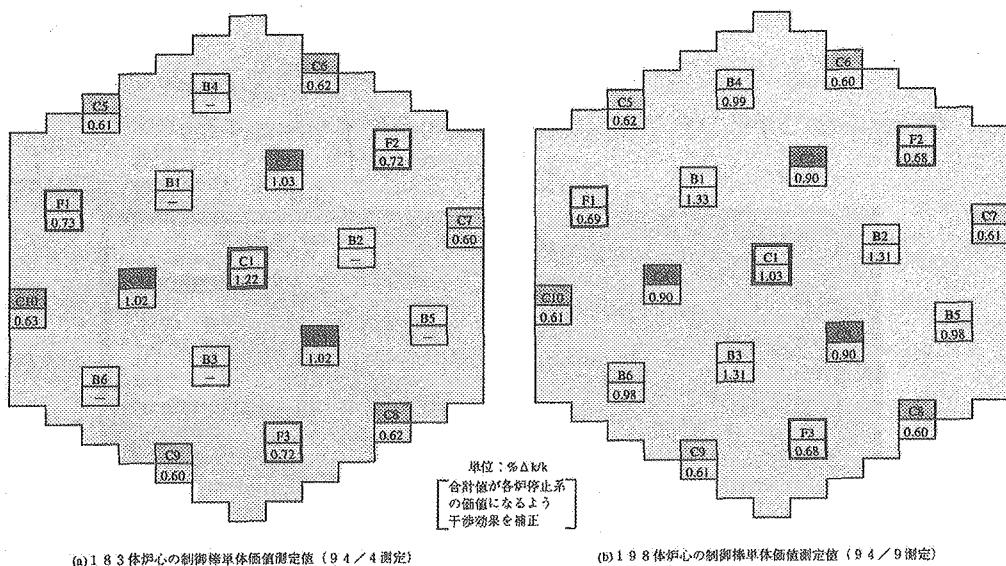


図 3.2.1-2 制御棒価値測定値 (183 体炉心及び 198 体炉心, 測定時の制御棒間干渉効果補正前)

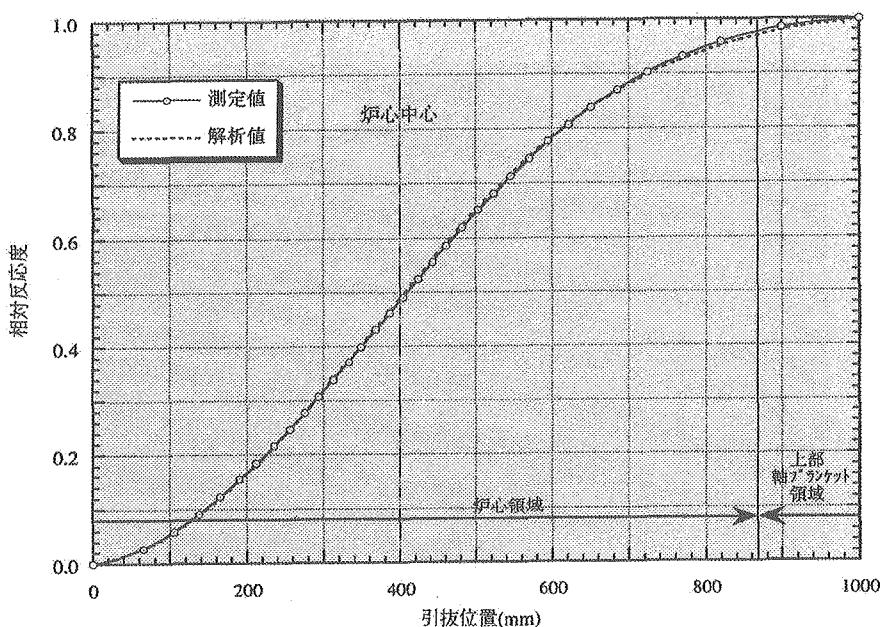


図 3.2.1-3 制御棒相対反応度曲線の測定値と解析との比較
(198 体炉心, 測定時の制御棒干渉効果補正後)

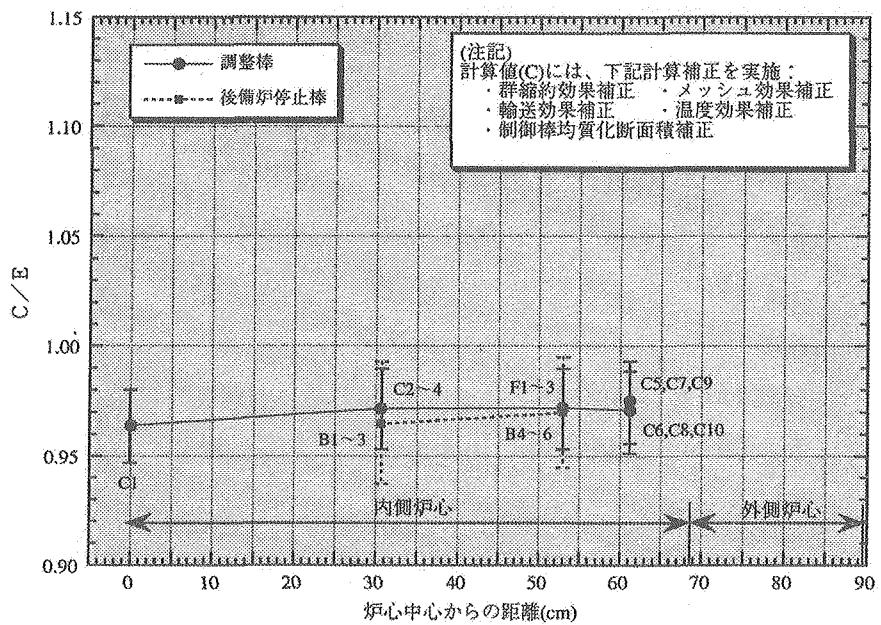


図 3.2.1-4 制御棒単体価値の C/E 値 (測定時の制御棒間干渉効果補正後)

3.3. 反応度係数特性評価

3.3.1. 燃焼係数評価 (SST-R-3-12)

試験期間：平成6年9月16日～平成7年12月7日

(1) 試験目的

燃焼係数評価は、性能試験期間中の臨界点の変化と積算原子炉内熱出力等から、燃焼係数等を評価し、設計評価に資するとともに、今後の高速炉開発の基礎データを取得・集約することを目的とした。

(2) 試験方法

(i) 測定評価対象

運転中の反応度変化として、燃料の燃焼、Np-239 の蓄積、Pu-241 の崩壊などにより生じるものを見評価対象とした。

- (a) Pu-241 の崩壊効果・・・Pu-241 の崩壊に起因する経時的な反応度変化
- (b) 燃焼係数・・・・・・・・・・・・積算原子炉内熱出力に対する反応度の低下の割合 (Pu-241 の崩壊効果は除く)
- (c) Np-239 の蓄積効果・・・出力運転中の Np-239 の蓄積による反応度低下 (運転により蓄積、平衡に達し、炉停止後に回復)

(ii) 測定方法

(a) 起動時臨界点確認 (図 3.3.1-1, 図 3.3.1-2 参照)

原子炉起動等の低温停止状態 (約 200°C 等温) での臨界点 (制御棒位置) の、積算原子炉内熱出力または経過時間に対する変化を測定する。この方法はある期間内に生じた反応度変化の総量を評価するもので、出力が微小で燃焼の無視できる炉物理試験期間中には Pu-241 の崩壊効果を評価した。また起動試験中では原子炉起動から出力上昇・出力運転・停止までの間に生じた反応度の変化と原子炉内積算熱出力から燃焼係数を評価した。(なお、起動時の臨界点確認は停止時の臨界点確認に比べて Np-239 の残留効果を補正する必要がなく測定精度上有利である。)

(b) 出力運転時臨界点確認 (図 3.3.1-1, 図 3.3.1-3 参照)

原子炉の連続出力運転中の制御棒位置の積算原子炉内熱出力に対する変化を連続的に測定する。この方法では、出力運転時の反応度変化を連続的に測定でき、燃焼係数や Np-239 の蓄積効果を評価した。

(3) 試験結果

試験結果を表 3.3.1-1 及び図 3.3.1-4, 図 3.3.1-5, 図 3.3.1-6 に示す。

(4) 考察

(i) Pu-241 の崩壊効果

炉物理試験期間の同効果は、約 $-1.1 \times 10^{-3\%} \Delta k/k/day$ で、評価期間が時間的に後になるほど効果が暫減する傾向を示し、Pu-241の量が崩壊により指數関数的に減少していくことに対応した反応度低下を示している。

また、試験解析値と測定値はほぼ一致し、同効果が精度良く解析されていることが確認された。

(ii) 燃焼係数

測定上十分な燃焼量のあった起動試験 3~6 での燃焼係数評価値の平均は $1.94 \times 10^{-5\%} \Delta k/k/MWday$ である。この値は他の測定値とも測定の不確かさの範囲で整合し、測定の妥当性を示している。また試験解析値は測定値より約 10% 程度小さいことが確認された。

(iii) Np-239 の蓄積効果

同効果は参考値ながら約 0.4% $\Delta k/k$ と評価された。これは予測解析値と同等の値であり、出力運転開始初期に生じる同効果による反応度低下がほぼ妥当に解析されていると言える。

表 3.3.1-1 試験結果のまとめ

評価対象	測定方法・測定量	起動時臨界点確認		出力運転時臨界点確認(参考値) ^{*3}	
		Pu-241の崩壊効果 (%△k/k/day)	燃焼係数 (%△k/k/MWday)	燃焼係数 ^{*4} (%△k/k/MWday)	Np-239蓄積効果 (%△k/k)
炉物理試験	94年5月～9月	-1.13x10 ⁻³	—	—	—
	94年9月～11月	-1.12x10 ⁻³	—	—	—
	94年11月～95年2月	-1.10x10 ⁻³	—	—	—
起動試験	起動試験1 (602MWday)	—	-1.81X10 ⁻³ ^{*1}	—	—
	起動試験2 (790MWday)	—	-2.12x10 ⁻³ ^{*1}	—	—
	起動試験3 (7044MWday)	—	-1.93x10 ⁻³	-1.73～-2.09x10 ⁻³	—
	起動試験4 (3566MWday)	—	-1.84x10 ⁻³	-1.61～2.01x10 ⁻³	-0.036～-0.044
	起動試験5 (3212MWday)	—	-2.10x10 ⁻³	-1.70～-2.19x10 ⁻³	—
	起動試験6 (5702MWday)	—	-1.88x10 ⁻³	-1.74x10 ⁻³	—
	起動試験7 (7321MWday)	—	-1.89x10 ⁻³ ^{*2}	-1.49x10 ⁻³	—

*1 参考値(燃焼量<積算熱出力>が少ないため)

*2 参考値(起動前停止期間が短く、前起動で蓄積したNp-239の反応度効果の補正を行ったため)

*3 出力運転臨界点確認については、Np-239の蓄積効果が飽和する約2週間を越えての定常運転が測定に適するが、起動試験中はこれに相当する十分長い定常運転状態がなかったため全て参考値扱いとする。

*4 出力運転時臨界点確認の燃焼係数の評価値が幅をもつのは、複数の回帰による処理を行った場合の結果。

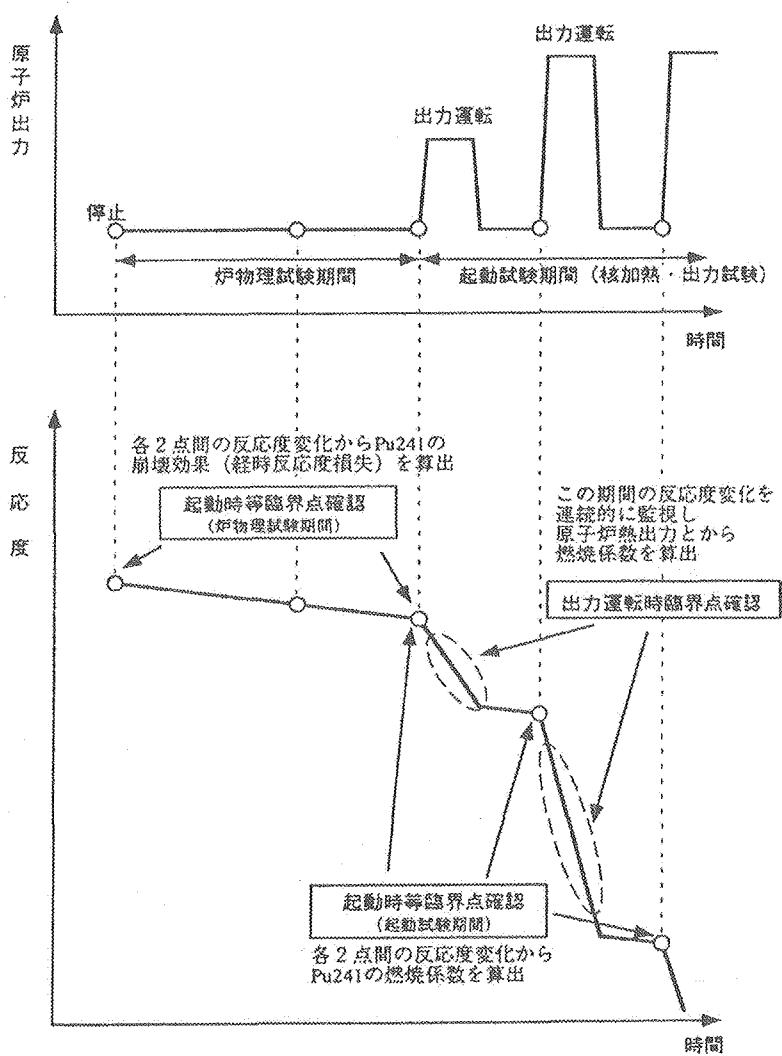


図 3.3.1-1 試験概要図

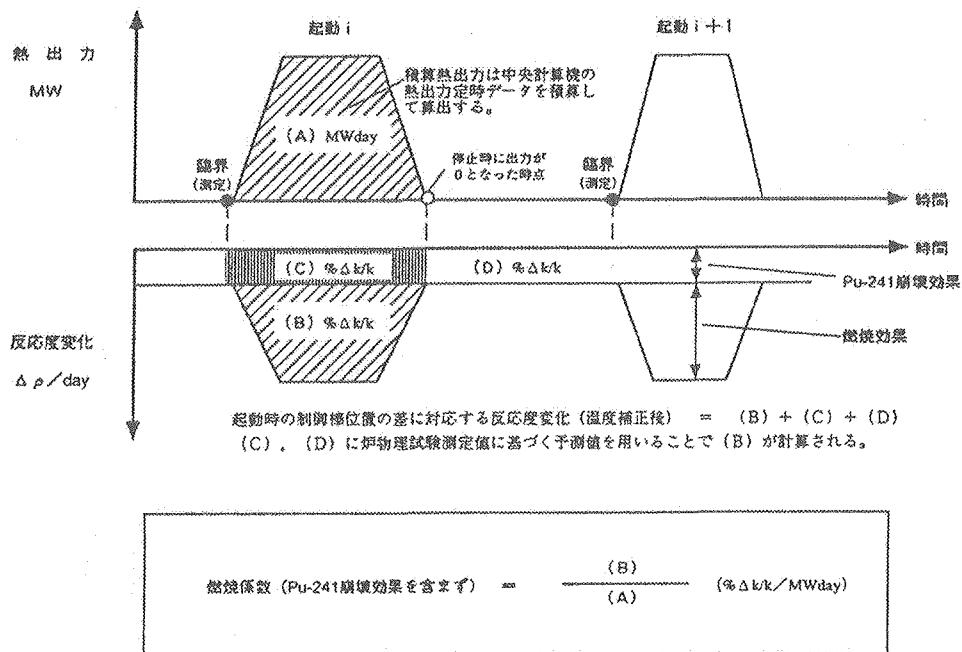


図 3.3.1-2 燃焼係数評価概念 (起動時臨界点確認)

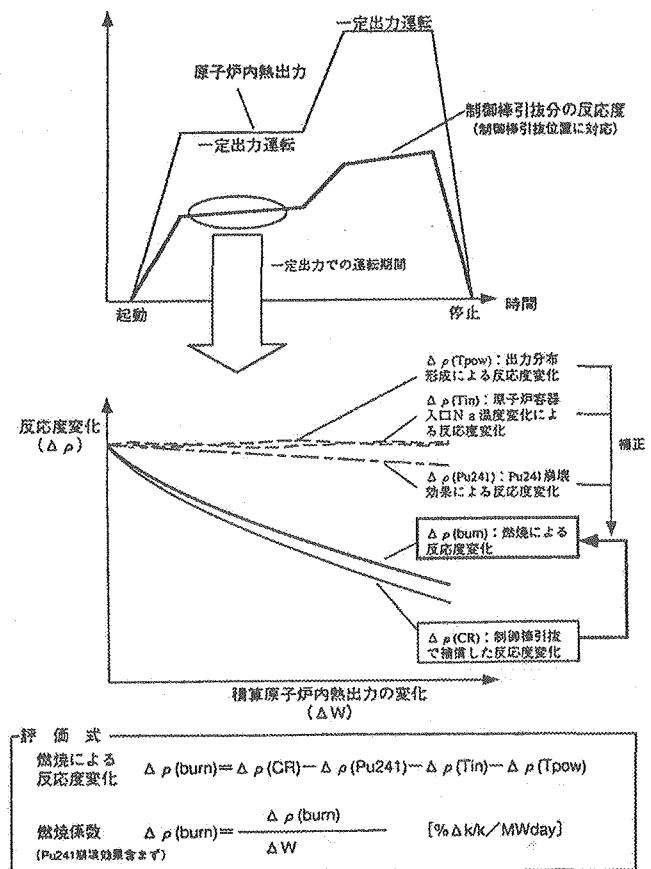


図 3.3.1-3 燃焼係数評価概念（出力運転時臨界点確認）

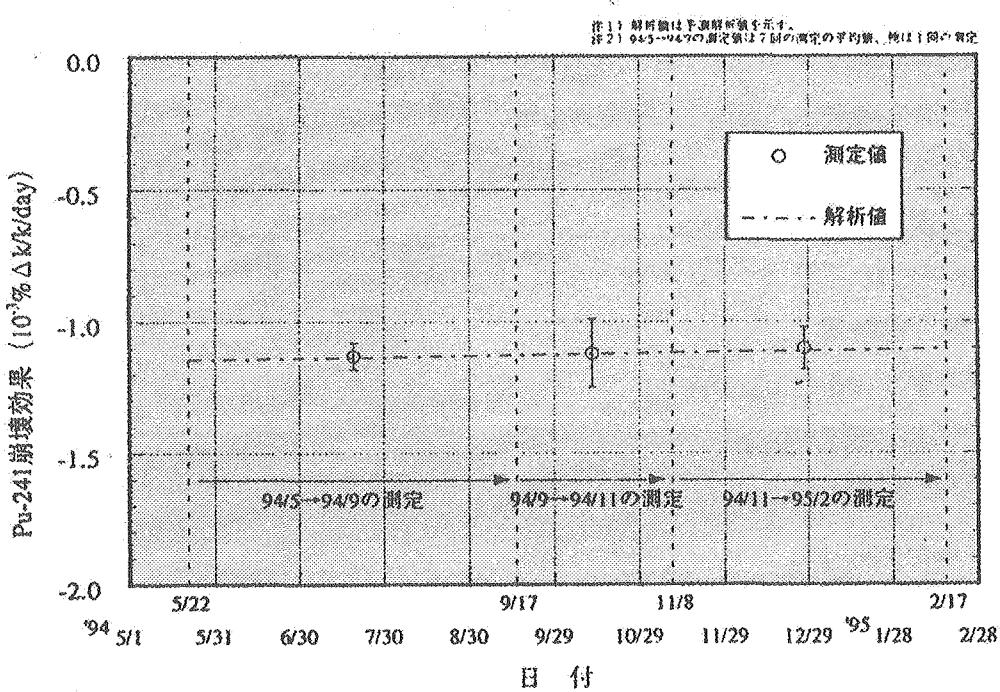


図 3.3.1-4 Pu-241 崩壊効果測定値のまとめ

注1) 解析値は予測値を示す。

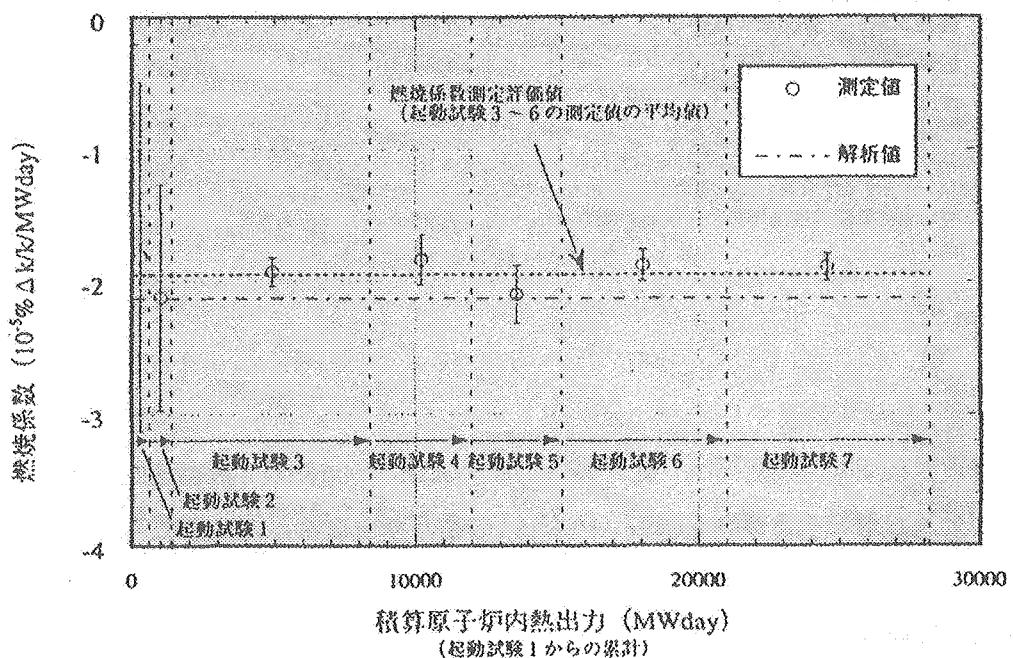


図 3.3.1-5 燃焼係数測定値のまとめ

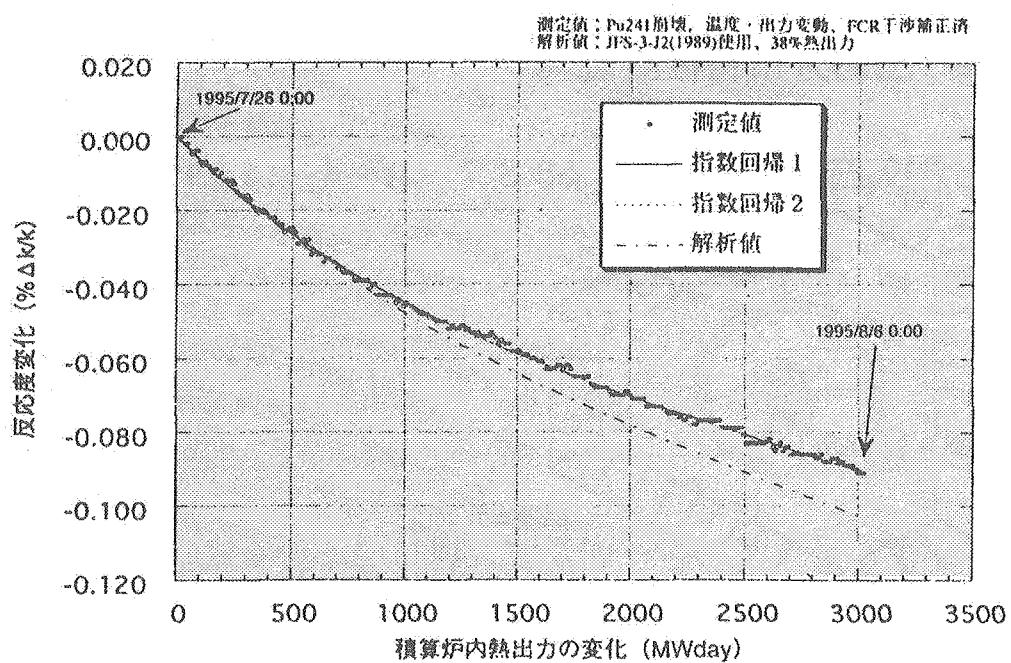


図 3.3.1-6 積算炉内熱出力と反応度変化（起動試験 4 区間 a）

3.4. 出力分布特性評価

3.4.1. 核出力較正確認（その1）(SST-R-4-11-1)

試験期間：平成6年3月25日～平成6年5月22日

(1) 試験目的

中性子計装で炉心を監視するためには、設計で評価した中性子計装の測定領域関係図と実機のプラント運転状態との比較を行い、本測定領域関係図をプラント運転状態に適合するように補正する必要がある。核出力較正確認（その1）は、このための一環として、最小臨界前の炉心と初期炉心において線源領域系中性子計装（以後 SRM と称す。）と広域系中性子計装（以後 WRM と称す。）の計数率を同時に測定し、「SRM と WRM の測定範囲が 1 柄以上オーバーラップしていること。」の確認を行う。なお、制御棒引き抜き操作は臨界以下とし、設計で評価した中性子計装の測定領域関係図を図 3.4.1-1 に示す。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

最小臨界前の炉心と初期炉心を対象に CCR1 以外の制御棒を所定の位置まで引き抜いた後、CCR1 を順次引き抜くことにより、SRM と WRM の計数率を同時に測定する。炉心と中性子計装の位置関係図を図 3.4.1-2 に示す。また、最小臨界前の 167 体炉心と初期炉心の炉心構成を図 3.4.1-3 に示す。

なお、測定は制御棒引抜き後、計数率が安定した状態で実施する。

(ii) 使用計器

下記の計器を使用して計数率データを取得する。

- ・可聴計数率チャンネル（スケーラタイマ）
- ・仮設の中性子計測装置（パルスカウンター）

(iii) 測定時間

仮設の中性子計測装置、可聴計数率チャンネルの測定時間は計数が 10000 カウント以上得られる時間を目安とする。但し、WRM の計数率が小さい場合は上記の計数を得るのは試験時間の制約上難しいため、1000 カウント以上で良しとする。

(iv) SRM 健全性確保のための使用上の制限

試験はパーミッシブ-A（以後 P-A と称す。）発信以上の領域でも SRM を手動ブロックしないで、SRM を活かした状態で行う。また、SRM 健全性確保のため、SRM の使用については下記の制限をもうける。

- (a) SRM の使用上限値（寿命上問題とならない範囲）を 10000cps 以下とする。
- (b) P-A 発信以降の SRM の使用時間を 2 時間以下とする。

(3) 試験結果

(i) 最小臨界前の 167 体炉心

1 例として可聴計数率チャンネルの SRM と WRM の計数率測定値及び最小自乗式にて求めたフィティング式を図 3.4.1-4 に示す。最小臨界前の 167 体炉心では炉内ラック R3～R6 に燃料が装荷されている為、炉内ラック中の燃料の核分裂の寄与により、WRM-II の計数率は WRM-I, WRM-III の計数率とくらべて約 2 倍大きくなっている。また、図 3.4.1-4 の SRM の計数率が 1000cps 以下では、WRM-II の計数率の測定値がフィティング式からずれている。このずれ分は炉内ラック中燃料のアクチニドの寄与と考えられる。

WRM の計数率が検出下限 (1.5cps) 相当の SRM 計数率を表 3.4.1-1 にまとめた。この結果から、WRM の計数率が検出下限 (1.5cps) 相当の SRM の最大計数率は 265cps である。

また、この時の P-A 発信は SRM の計数率で約 3500cps である。

(ii) 初期炉心

1 例として可聴計数率チャンネルの SRM と WRM の計数率測定値及び最小自乗式にて求めたフィティング式を図 3.4.5 に示す。初期炉心では炉内ラックに燃料が装荷されていないため、WRM-I, WRM-II, WRM-III の計数率はほぼ同等で、SRM の計数率に対してほぼ直線である。

WRM の計数率が検出下限 (1.5cps) 相当の SRM 計数率を表 3.4.1 にまとめた。この結果から、WRM の計数率が検出下限 (1.5cps) 相当の SRM の最大計数率は 268cps である。

また、この時の P-A 発信は SRM の計数率で約 3500cps である。

(4) 考察

(i) 最小臨界前の 167 体炉心

最小臨界前の 167 体炉心で、SRM が WRM とオーバーラップする計数率範囲は以下の通りである。

- ・可聴計数率チャンネル SRM $265\text{cps} \sim 10^5\text{cps}$
- ・仮設の中性子計測装置 SRM $264\text{cps} \sim 10^5\text{cps}$

また、この時の P-A 発信は SRM の計数率で約 3500cps である。

(ii) 初期炉心

初期炉心で、SRM が WRM とオーバーラップする計数率範囲は以下の通りである。

- ・可聴計数率チャンネル SRM $266\text{cps} \sim 10^5\text{cps}$
- ・仮設の中性子計測装置 SRM $268\text{cps} \sim 10^5\text{cps}$

また、この時の P-A 発信は SRM の計数率で約 3500cps である。

(iii) まとめ

(i) と (ii) から、SRM と WRM がオーバーラップしている計測範囲は、最小でも SRM $270\text{cps} \sim 10^5\text{cps}$ である。これから、 $\text{LOG}(10^5/270)=2.6$ となり、SRM と WRM は 2.5 衍以上オーバーラップしていることが判る。

したがって、炉心の連続監視をする上での運転側からの要求である「SRM, WRM の計測範囲が 1 衍以上オーバーラップしていること。」を十分満足している。

表 3.4.1-1 WRM の計数率が 1.5cps の時の SRM 計数率

炉心	計測計器	WRMの計数率(cps)			SRMの計数率(cps)	
		I	II	III	I	II
最小臨界 前の炉心	可聴 計数率 チャンネル	1.5	—	—	227	259
	—	—	1.5	—	128	146
	—	—	1.5	—	232	265
初期 炉心	仮設の 中性子 計測装置	1.5	—	—	227	259
	—	—	1.5	—	127	145
	—	—	1.5	—	231	264
初期 炉心	可聴 計数率 チャンネル	1.5	—	—	220	244
	—	—	1.5	—	226	256
	—	—	1.5	—	235	266
初期 炉心	仮設の 中性子 計測装置	1.5	—	—	220	244
	—	—	1.5	—	220	252
	—	—	1.5	—	241	268

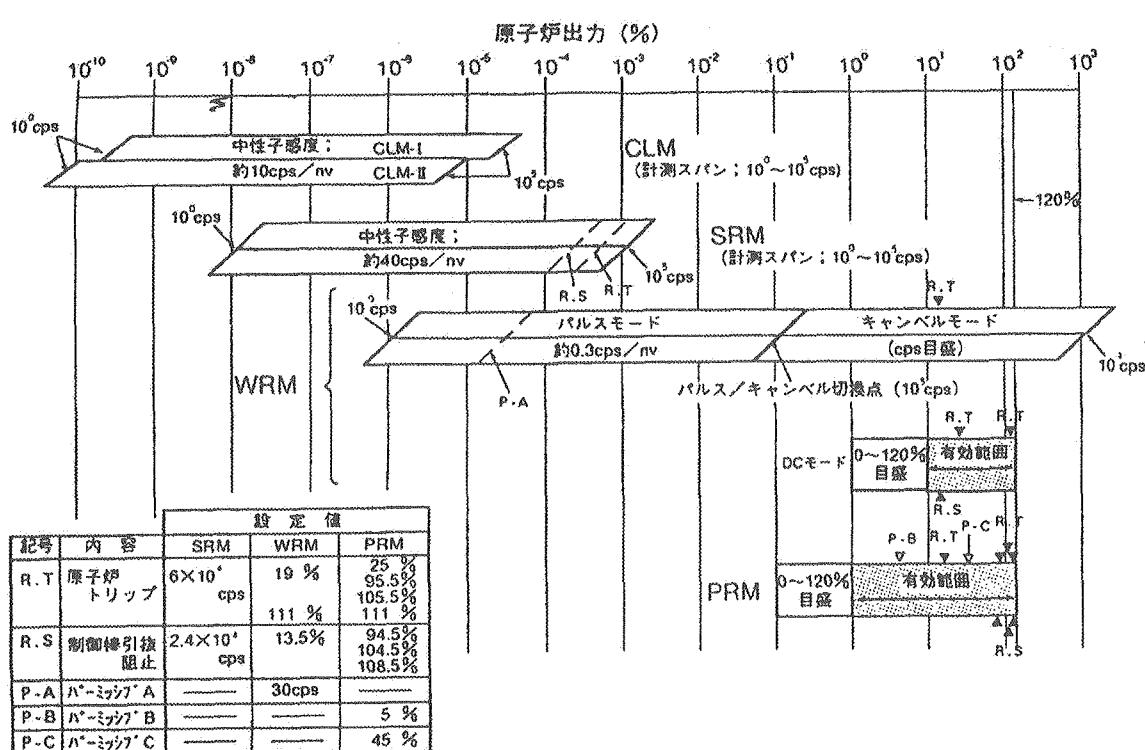


図 3.4.1-1 中性子計装の測定領域関係図

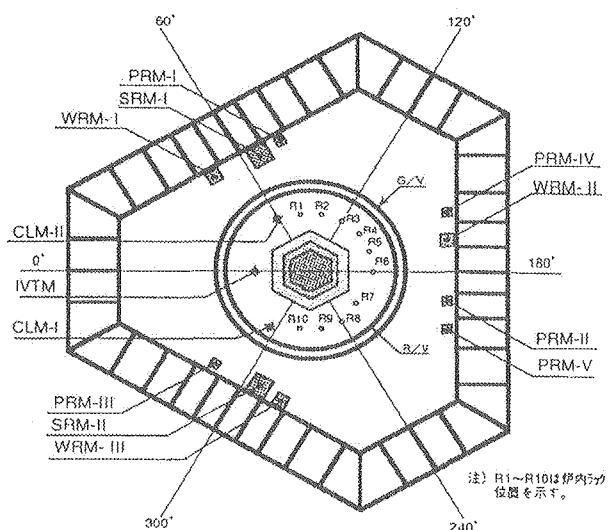


図 3.4.1-2 炉心と中性子計装の位置関係図

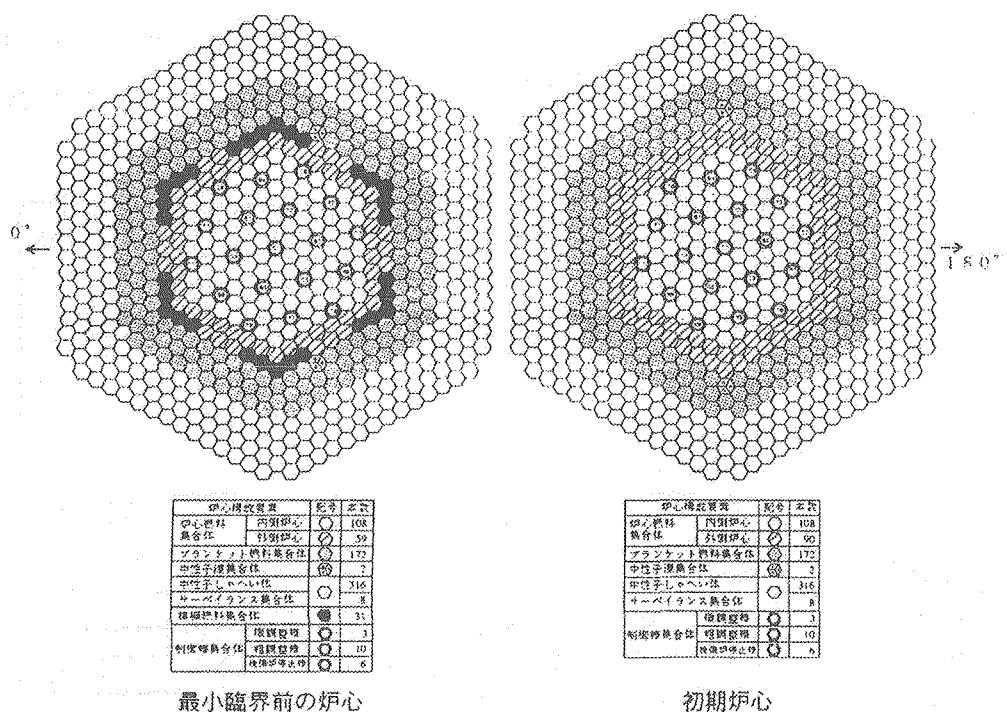


図 3.4.1-3 最小臨界前の初期炉心の炉心構成

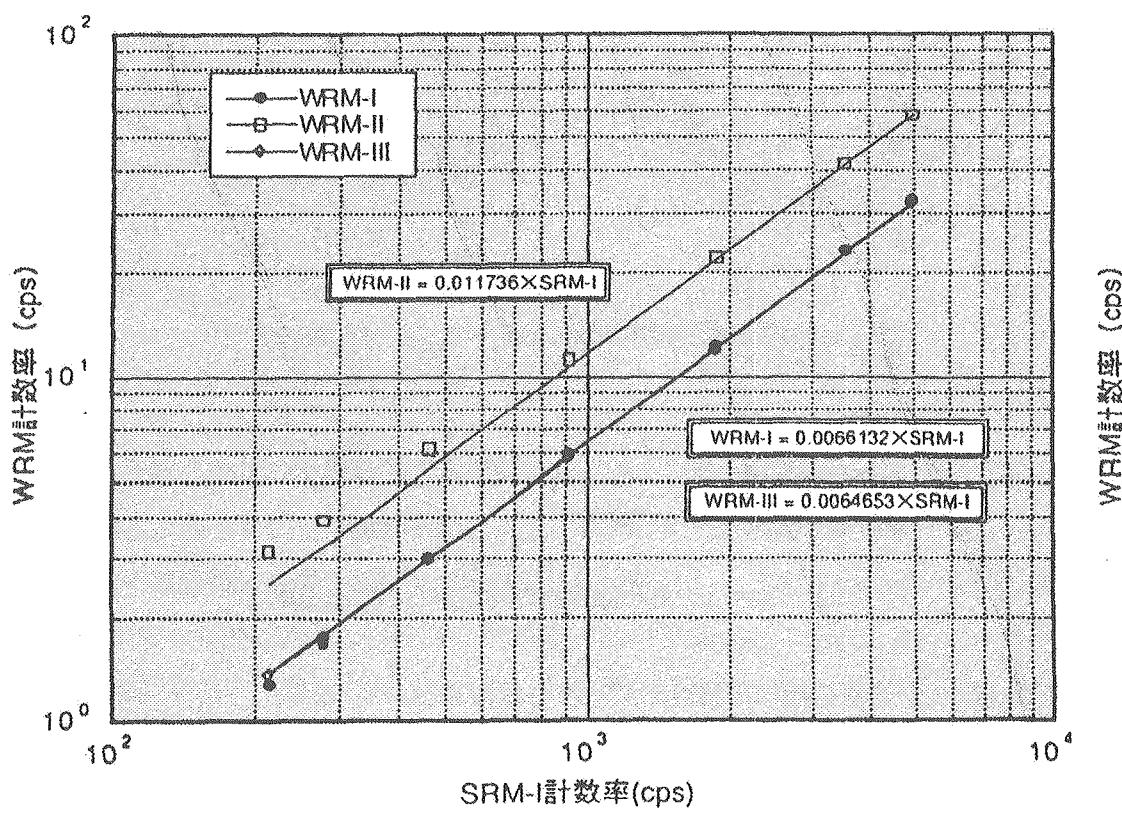


図 3.4.1-4 可聴計数率チャンネルの SRM と WRM の計数率の関係（最小臨界前の炉心）

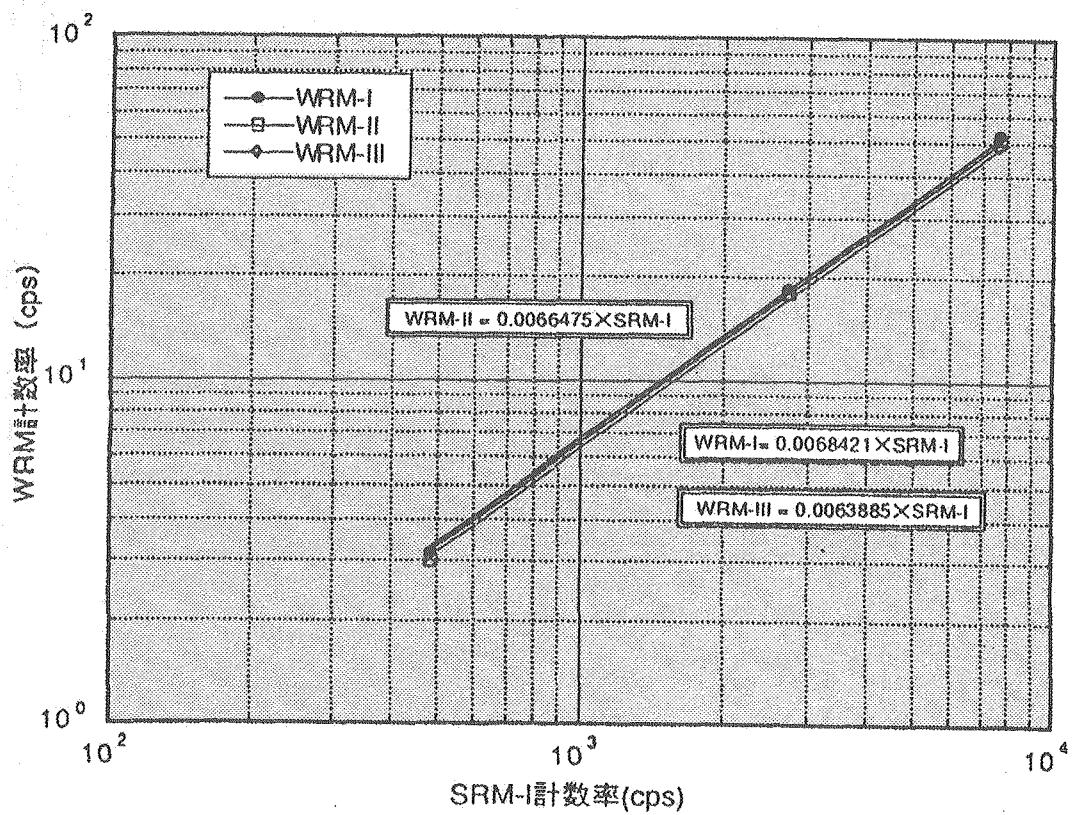


図 3.4.1-5 可聴計数率チャンネルの SRM と WRM の計数率の関係（初期炉心）

3.4.2. 核出力較正確認（その2）(SST-R-4-11-2)

試験期間：平成7年2月20日～平成7年10月16日

(1) 試験目的

中性子計装で炉心を監視するためには、設計で評価した中性子計装（以降、NISと略す。）の測定領域関係図と実機のプラント運転状態との比較を行い、測定領域関係図をプラント運転状態に適合するように補正する必要がある。核出力校正確認（その2）は、このための一環として、出力領域における原子炉内熱出力とこれに対応したNIS測定値等のデータを取得する。また、NIS測定値とNIS検出器表面の放射線束から評価した予測値を比較し、取得したデータの妥当性を確認する。

NISの測定領域関係図を図3.4.2-1に、炉心とNISの位置を図3.4.2-2に示す。なお、試験は平成7年12月8日の2次ナトリウム漏えい事故により中断された。

(2) 試験方法

本試験内容、試験方法及び取得データを下記に示す。

(i) 試験内容

下記の出力領域におけるデータを取得する。

- ①計測日時（下記計測の年月日及び時分）
- ②原子炉内熱出力
- ③プラント出力（但し、原子炉熱出力が約45%以上の場合）
- ④1次冷却材温度（原子炉出入口と側部）
- ⑤1次冷却材流量
- ⑥制御棒位置
- ⑦%出力と計数率・電流値（WRM）
- ⑧%出力と電流値（PRM）

なお、上記①～③は熱出力確認（SST-P-10-15）で、④～⑧は中性子計装特性確認（SST-P-8-11）で評価した値を使用する。また、④～⑥は必要に応じてCRTで確認する。

(ii) 試験方法

(a) 热出力確認（SST-P-10-15）からの取得データ

原子炉内熱出力、プラント出力（但し、原子炉熱出力が約45%以上の場合）が採取されていることを確認し、上記①～③を試験データ・シートに記録する。

(b) 中性子計装特性確認（SST-P-8-11）からの取得データ

原子炉内熱出力校正が終了していることを確認し、上記④～⑧を試験データ・シートに記録する。

(c) 取得データ

本試験の主要な取得データを表3.4.2-1に示す。測定範囲は原子炉内熱出力で1.9～44.8%，測定数は11点である。

(3) 試験結果

本試験の取得データを整理した結果、原子炉内熱出力と NIS 測定値の関係は以下の通りである。

(i) 原子炉内熱出力と NIS 測定値

原子炉内熱出力測定値と NIS 測定値（WRM 計数率、WRM 電流値、PRM 電流値）を両対数グラフでプロットすると、これらはほぼ直線上にある。一例として、原子炉内熱出力と PRM-I の測定値を図 3.4.2-3 に示すが、NIS 測定値は原子炉内熱出力にほぼ追従していることが判る。

(ii) 1 次冷却材温度の NIS 測定値への影響

原子炉内熱出力 1.9% を基点とし、原子炉側部の 1 次冷却材温度を 283°C 一定とした場合の NIS 温度補正値を NIS 測定値から求めた。なお、温度補正是設計で評価した温度補正係数を用いた。一例として、PRM-I の測定値と温度補正値を最小自乗法によりフィッティングした結果を図 3.4.2-4 に示す。温度補正値のフィッティング式は測定値よりも相関係数が 1 に近い。これから、温度補正値のフィッティング式を用いた方が、より精度の高いデータであると言える。従って、今後の出力上昇において校正されていない NIS 指示値（%出力）から原子炉内熱出力を精度良く評価するためには、各出力上昇時の 1 次冷却材温度を正確に把握しておく必要がある。

(4) 考察

(i) 1 次冷却材温度が NIS 測定値に影響を与える原因

この現象は設計段階から想定されており、温度補正係数も評価されている。原因是 1 次冷却材の温度が高くなることにより密度が小さくなり、炉心から発生する中性子が NIS に到達し易くなるためである。

(ii) NIS の測定値と予測値の比較

NIS の測定値と設計で評価した予測値を比較した結果、測定値は予測範囲内に収まっており妥当なデータと判断される。PRM の測定値と予測値の比較を一例として図 3.4.2-4 に示す。

(iii) 出力上昇時の NIS 指示値の予測

今後の出力上昇では原子炉内熱出力（またはプラント出力）を 100% まで近づけて実施するが、100% を超えることは許されない。このため、校正していない NIS 測定値から、精度の高い原子炉内熱出力を予測する必要がある。原子炉内熱出力 45% で NIS 校正した場合に予想される NIS 指示値（% 出力）のずれを概算した。一例として PRM-I の結果を図 3.4.2-5 に示すが、原子炉内熱出力 100% での NIS 指示値は運転初期で 3.0%，運転末期で 4.5% 高めになると予想される。

表 3.4.2-1 取得データ

測定項目 回数	原子炉内 総出力 MWt	1次冷却剂 温度 (°C)			WRM						PRM						
		原子炉			計数率(cps)			電流値 (μ A)			電流値 (μ A)						
		日時 平成7年	%	入口	出口	側部	I	II	III	I	II	III	I	II	III	IV	V
1	2月20日	13.3	1.9	282	287	283	1.2E+06	1.0E+06	1.1E+06	0.38	0.37	0.33	0.24	0.29	0.25	0.26	0.26
2	3月6日	38.0	5.3	304	318	306	3.2E+06	2.7E+06	3.1E+06	1.03	1.01	0.91	0.67	0.79	0.69	0.70	0.70
3	3月10日	56.7	7.9	297	318	300	4.7E+06	4.0E+06	4.5E+06	1.52	1.47	1.34	0.98	1.16	1.02	1.03	1.02
4	5月15日	81.8	11.5	293	322	296	6.6E+06	5.6E+06	6.0E+06	2.13	2.07	1.88	1.37	1.63	1.43	1.44	1.44
5	5月22日	149.0	20.9	315	370	319	1.2E+07	1.1E+07	1.1E+07	4.01	3.88	3.53	2.58	3.05	2.68	2.71	2.70
6	6月18日	194.3	27.2	329	400	332	1.7E+07	1.4E+07	1.6E+07	5.35	5.19	4.72	3.44	4.08	3.59	3.62	3.61
7	6月26日	261.9	36.7	347	445	352	2.3E+07	2.0E+07	2.2E+07	7.47	7.25	6.60	4.80	5.68	5.00	5.05	5.02
8	6月30日	267.2	37.4	350	454	356	2.5E+07	2.1E+07	2.3E+07	7.95	7.70	7.01	5.10	6.03	5.30	5.37	5.34
9	10月9日	274.3	38.4	350	453	357	2.5E+07	2.1E+07	2.3E+07	7.99	7.74	7.04	5.12	6.08	5.34	5.39	5.37
10	10月13日	307.6	43.1	365	481	371	2.9E+07	2.4E+07	2.7E+07	9.22	8.94	8.12	5.89	6.99	6.14	6.22	6.18
11	10月16日	320.2	44.8	364	485	371	3.0E+07	2.6E+07	2.8E+07	9.57	9.29	8.45	6.12	7.27	6.39	6.46	6.43

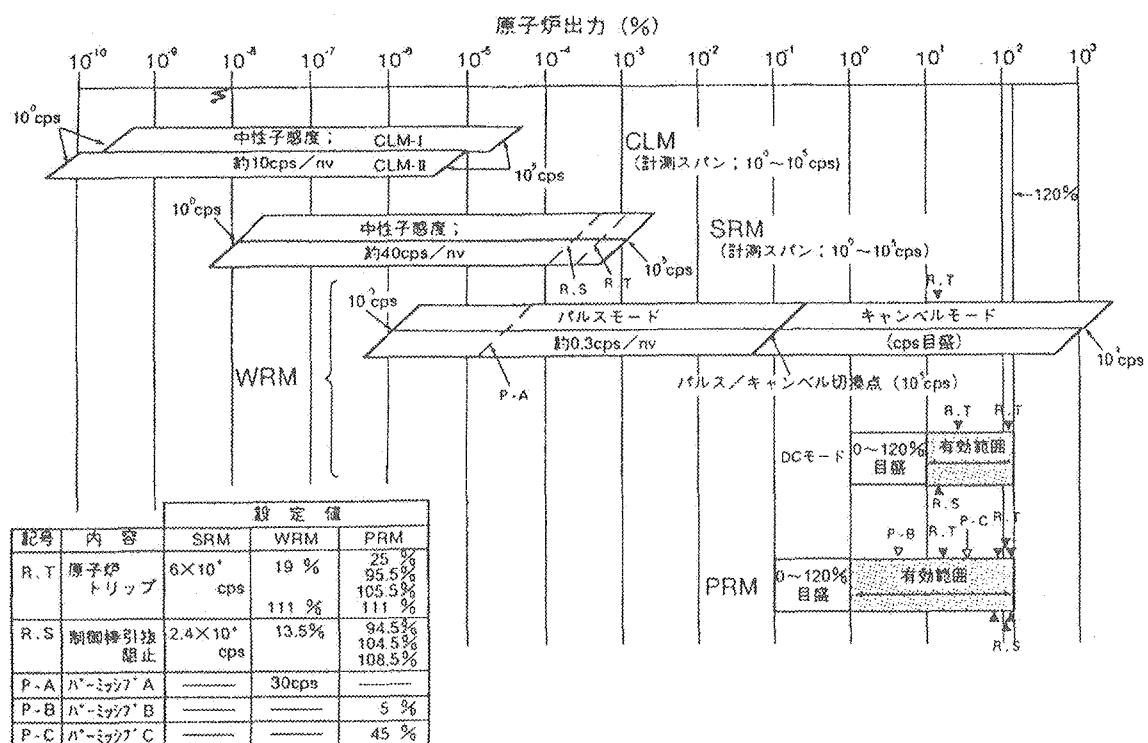


図 3.4.2-1 中性子計装の測定領域関係図

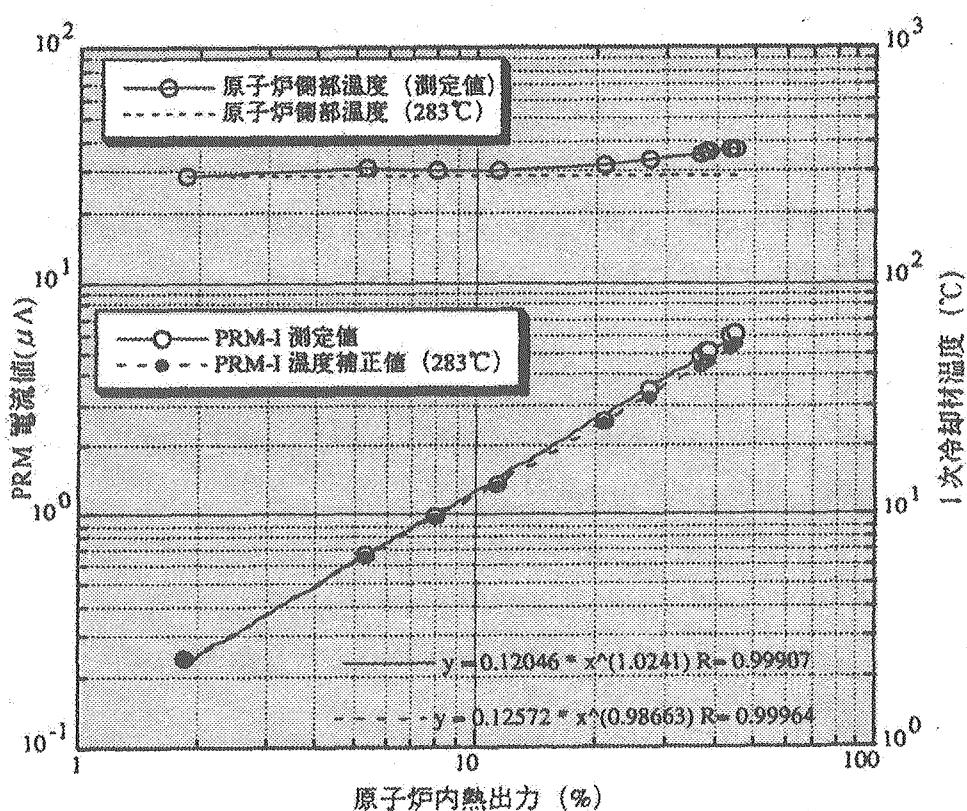
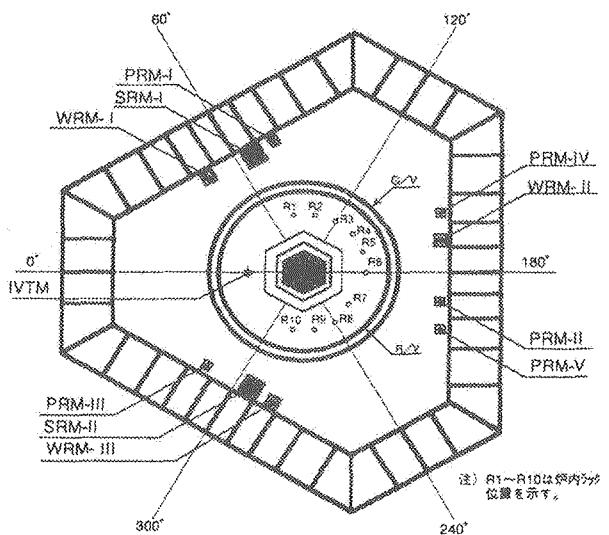


図 3.4.2-3 原子炉内熱出力と PRM-I 電流値の関係

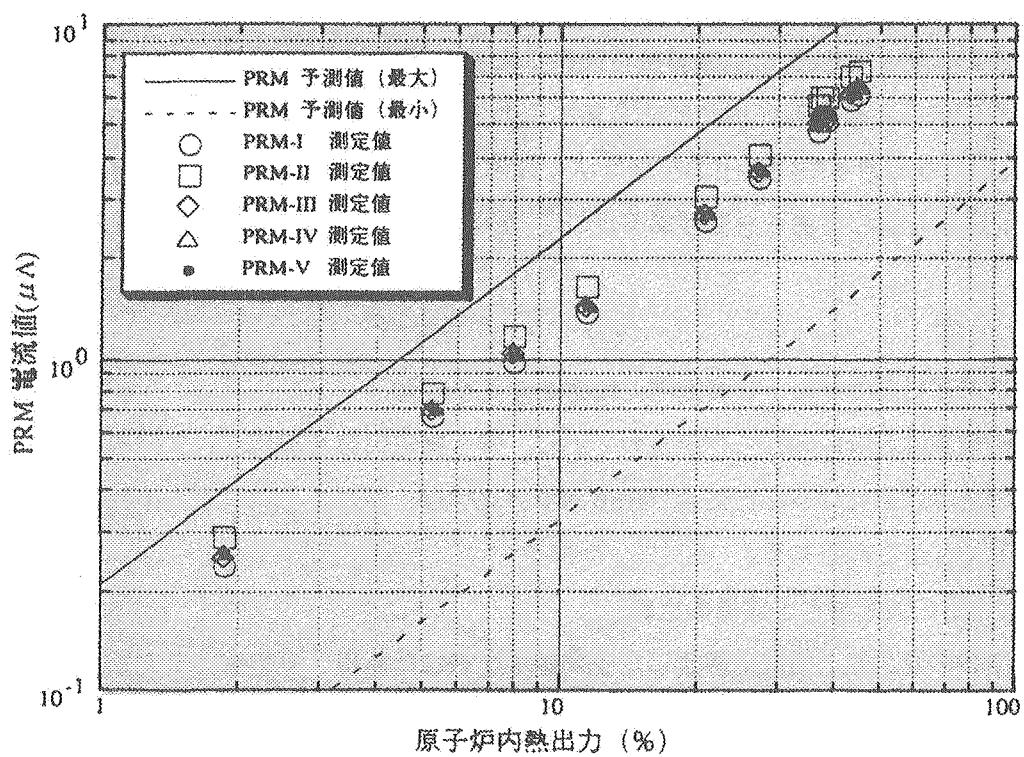


図 3.4.2-4 PRM の測定値と予測値の比較

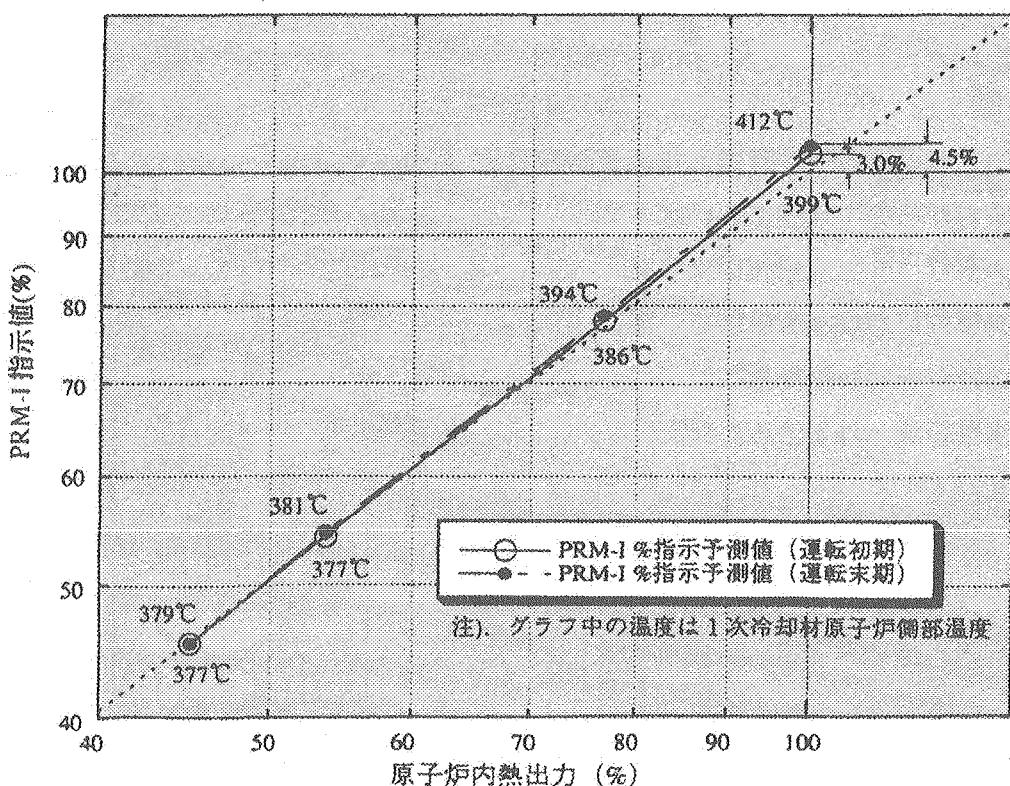


図 3.4.2-5 原子炉内熱出力 45%で NIS 校正した場合に予想される PRM-I 電流値の%指示値のずれ

3.5. 原子炉まわりしやへい評価

3.5.1. しやへいプラグしやへい評価（その1）(SST-S-1-12-1)

試験期間：平成7年2月14日～平成7年12月5日

(1) 試験目的

しやへいプラグは、原子炉容器上部に設置され、炉心から中性子あるいは1次冷却材ナトリウムの放射化により発生するガンマ線等をしやへいし、炉上部ピット室の放射線量を設計基準以下に減衰するよう設計されている。

(図3.5.1-1参照)

本試験は、起動試験の各出力段階において炉上部ピット室の中性子及びガンマ線の線量当量率を測定し、しやへいプラグ及びペデスタルの各機器貫通部、並びにしやへいプラグ～ペデスタル等の隙間部における中性子ストリーミング対策の有効性を確認するとともに、炉上部ピット室の中性子及びガンマ線に関するしやへい設計手法やしやへい計算コードを評価するための基礎データを取得することを目的としたものである。

(2) 試験方法

起動試験開始前の原子炉停止時、起動試験2（出力10%）、起動試験3及び起動試験5（出力39%）において、炉上部ピット室に入り、以下に示す評価点に着目して中性子及びガンマ線の線量当量率を測定する。

- ①しやへいプラグ、炉心上部機構、ペデスタルの上面
- ②回転プラグ～固定プラグ、固定プラグ～ペデスタル等の隙間部
- ③窒素ガス冷却配管、炉内出入用マンホールプラグ等の機器貫通部
上記の測定点のうち、代表として8箇所を図3.5.1-2に示す。

(i) 中性子線量当量率の測定

レムカウンタにパルスカウンタを接続し、単位時間当たりのパルスカウント数から線量当量率を求める。

SSTD（固体飛跡検出器）を用いて高速中性子の測定を行う。また、熱中性子の反応断面積の大きなLi6を含有するTLD136Nと熱中性子の反応断面積の小さなLi7を用いたTLD137Nを比較し、熱中性子を評価する。

(ii) ガンマ線線量当量率の測定

NaIシンチレーションサーベイメータを用いてガンマ線線量当量率を測定する。また、TLD200Sによる測定もあわせて実施する。なお、ペデスタル貫通部（SI案内管、炉外中性子検出器、R/V配管サポートの貫通部）については電離箱サーベイメータにより測定する。

(3) 試験結果

(i) 中性子線量当量率の測定結果

各出力段階におけるレムカウンタによる中性子線量当量率の測定結果を図3.5.1-3に示す。原子炉出力39%時の測定値もバックグラウンド（原子炉停止

時の測定値)と有意な差がなく、また、各測定点における線量当量率はいずれも $0.1 \mu \text{Sv/h}$ 以下であり、分布にばらつきは見られなかった。

原子炉出力 39%時における TLD136N, 137N による測定では、両者の測定値の差から熱中性子を評価したが、いずれの測定点においても有意な差が見られなかった。また、SSTD による高速中性子の測定でも有意な分布のばらつきは見られなかった。

(ii) ガンマ線線量当量率の測定結果

各出力段階における Na I シンチレーションサーベイメータによるガンマ線線量当量率測定結果を図 3.5.1-4 に示す。

原子炉停止時及び原子炉出力 10%時における測定では、各測定点における線量当量率はいずれも $0.01 \mu \text{Sv/h}$ 程度であり、分布に大きなばらつきは見られない。

原子炉出力 39%時においても各測定値は $0.1 \mu \text{Sv/h}$ 以下であったが、炉内出入用マンホールプラグ及び窒素ガス冷却配管の貫通部では、他の測定点に比べて僅かに線量当量率が高い傾向が見られる。

なお、TLD200S による測定では、窒素ガス冷却配管貫通部の測定を行っていないこともあるが、各測定点における線量当量率に有意な差が見られなかった。

電離箱サーベイメータを用いて測定したペデスタル貫通部の線量当量率は、原子炉出力 39%時でいずれも $0.1 \mu \text{Sv/h}$ 以下であった。

(4) 考察

(i) 設計基準との比較

原子炉出力 39%時の測定結果を外挿して求めた定格出力時の線量当量率(測定外挿値)を図 3.5.1-5 に示す。

測定外挿値は $1 \mu \text{Sv/h}$ 以下となり、設計時に評価している 1%燃料破損による FP ガスを含むアルゴンガスからのガンマ線の寄与を考慮した場合においても、設計基準 ($=500 \mu \text{Sv/h}$ 以下) を満足する見通しが得られた。

(ii) 固定プラグ～ペデスタル間隙部のストリーミング

原子炉出力 39%までの測定では、固定プラグ～ペデスタル間隙部での中性子線量当量率は十分に小さく、しゃへいプラグ上面での線量当量率と有意な差がないことから、先行炉で経験されているしゃへいプラグとペデスタル間隙部の中性子ストリーミングに対して、中間床の設置、しゃへいプラグ側部しゃへい体の設置、中性子しゃへい断熱材の使用などのもんじゅにおける対策が有効であることが確認できた。

(iii) 機器貫通部のストリーミング

原子炉出力 39%までの測定では、しゃへいプラグ及びペデスタルの機器貫通部の線量当量率は十分小さく、オフセット構造化による中性子ストリーミング対策の有効性が確認できた。

(iv) 今後の課題

今後、更なるデータを蓄積し解析値との比較・評価を行い、しゃへい設計計算の精度の向上を図る。

解析を実施するに当たっては、間隙部の詳細なモデル化を行うとともに、炉体回りで計画している 3 次元計算手法を用いた結果を境界条件として炉上部ピット室の線量当量率を詳細に評価する予定である。

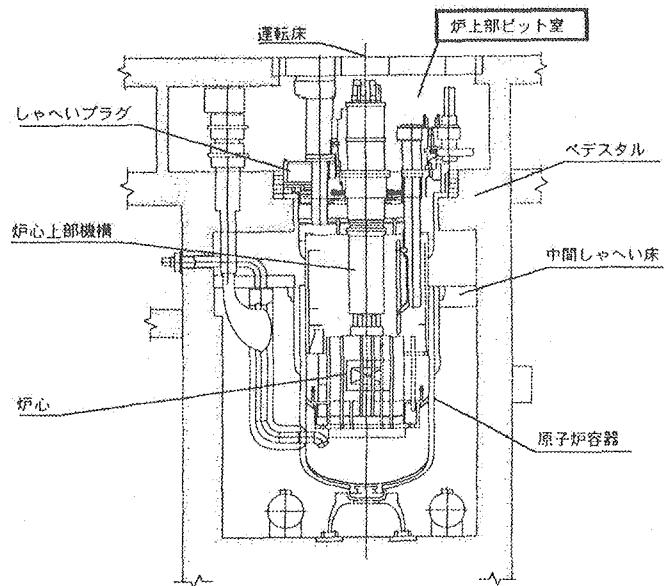


図 3.5.1-1 原子炉容器回りの構造

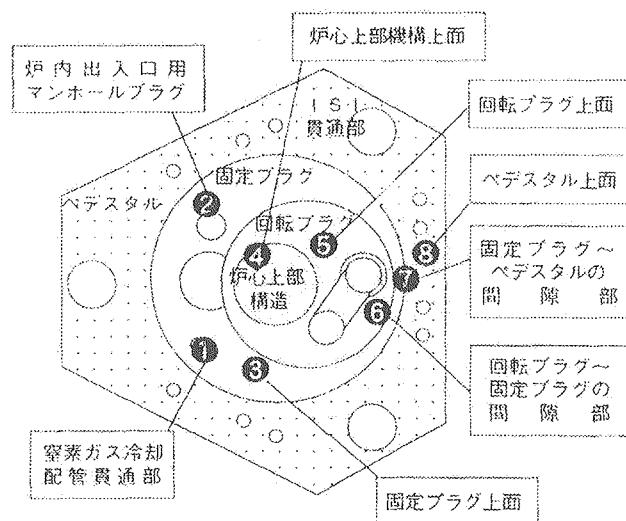


図 3.5.1-2 炉上部ピット室の測定点 (抜粋)

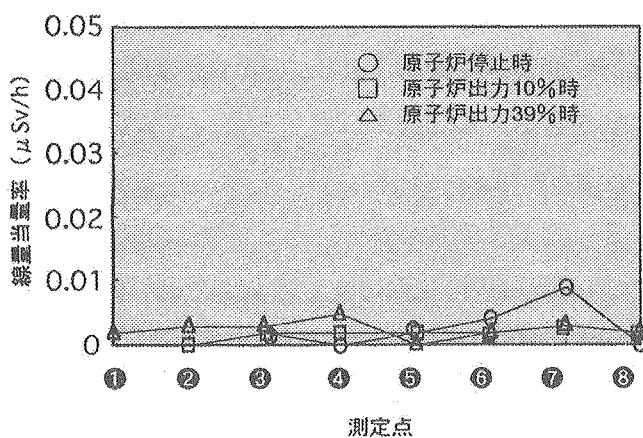


図 3.5.1-3 炉上部ピット室中性子線量当量率分布図

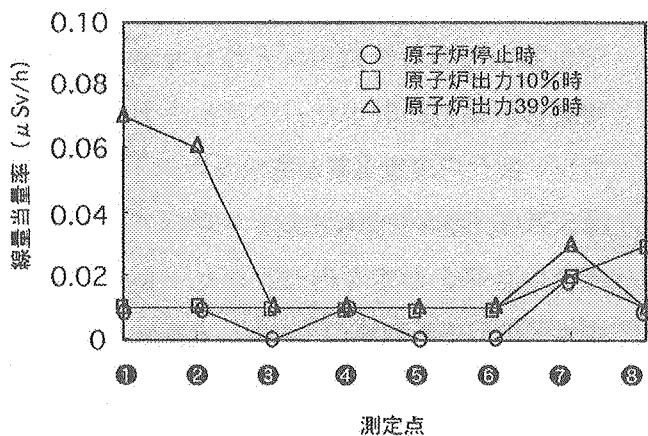


図 3.5.1-4 炉上部ピット室 γ 線線量当量率分布図

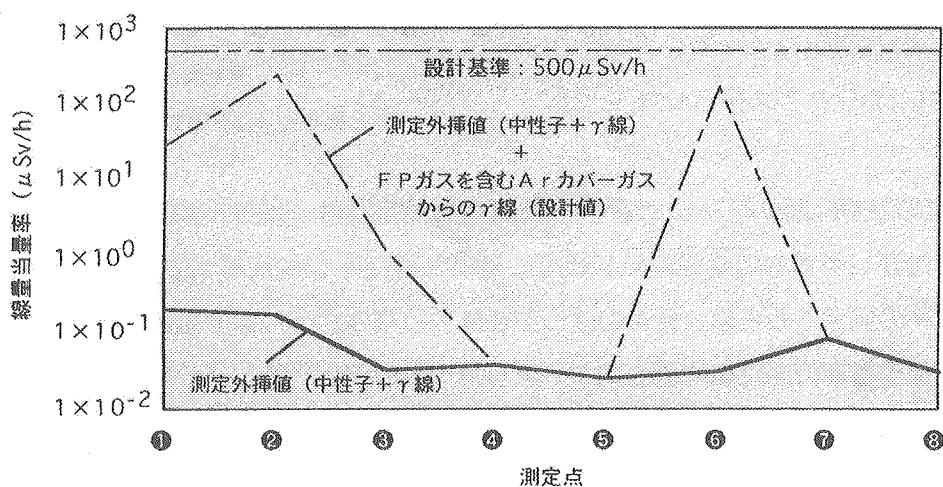


図 3.5.1-5 炉上部ピット室線量当量率分布図

3.6. 1次冷却系しゃへい評価

3.6.1. 1次主冷却系室しゃへい評価（その1）(SST-S-2-12-1)

試験期間：平成5年11月12日～平成7年12月15日

(1) 試験目的

本試験は、炉物理試験期間中及び出力試験期間中に1次主冷却系室のガンマ線線量当量率、照射線量を測定し、しゃへい性能データを取得することを目的としたものである。取得したしゃへい性能試験データは、1次主冷却系室のガンマ線に関するしゃへい設計手法の評価のための基礎データとする。また、定格出力時の中性子測定の予備測定として、1次アルゴンガス系室の1次主冷却系室との貫通部において中性子の測定を行う。

(2) 試験方法

(i) 炉物理試験期間中のガンマ線測定

(a) 照射線量測定

炉物理試験開始前に積分型検出器(TLD700)をAループ1次主冷却系室(R201)内の以下に示す位置に設置し、炉物理試験終了後にガンマ線による照射を受けた検出器を回収し、照射線量を読み取る。

- ・ホットレグ配管及びコールドレグ配管貫通部（第1、第2貫通部）
- ・1次主配管近傍
- ・遅発中性子束検出器しゃへい体近傍
- ・中間熱交換器表面
- ・壁面（原子炉容器室側、1次純化系弁操作室側、主冷却系室素雰囲気調節装置室側、炉容器室窒素雰囲気調節装置室側）
- ・グレーティング面（EL28.2m）
- ・床面（EL25.5m）

上記の測定点のうち、代表的な測定点8箇所を図3.6.1-1に示す。

(b) 線量当量率測定

ガンマ線エリアモニタを1次主冷却系室内3箇所（ホットレグ配管下方、ミドルレグ配管下方、コールドレグ配管下方）に設置し、炉物理試験期間中のガンマ線線量当量率を測定する。エリアモニタ設置位置を図3.6.1-1中のA～Cに示す。エリアモニタによるガンマ線線量当量率の測定は、Si型半導体検出器を室内に設置し1次収納電線管貫通部を通じて、主冷却系室素雰囲気調節装置室に表示部を設置するとともに、炉上部ピット室に打点式記録計を設置し、記録する。

(ii) 出力試験期間中のガンマ線測定

ガンマ線エリアモニタを室内に設置し、出力試験期間中の室内のガンマ線線量当量率を測定する。（設置位置は炉物理試験時のエリアモニタ設置位置と同じ）

(iii) 出力試験期間中の中性子測定

(a) レムカウンタによる測定（対象貫通部：R202W6004HP）

- 起動試験 4（出力 39%）時、1 次アルゴンガス系室（R307）にて、1 次主冷却系室との貫通部の中性子を測定する。測定はレムカウンタにパルスカウンタを接続し、計数を測定し計数率から線量当量率を求める。
- (b) 金箔による測定（対象貫通部：R202W6002HP, R203X1001H）
起動試験 6（出力 45%）前の原子炉停止中に 1 次アルゴンガス系室の上記貫通部に金箔を設置し、起動試験 6 終了後（原子炉停止後）回収し、直ちにゲルマニウム検出器でガンマ線放出数を測定する。
- (c) SSTD による測定
(対象貫通部：R202W6002HP, R202W6004HP, R203X1001HP)
原子炉停止中に 1 次アルゴンガス系室の上記貫通部に設置し、起動試験 4, 起動試験 5（出力 39%）でそれぞれ照射を受けた SSTD を原子炉停止直後または 2 日後に回収し線量当量を測定する。
- (d) B10 比例計数管による測定（対象貫通部：R202W6002HP）
炉停止後の中性子（ガンマ線とコンクリート中の重水素との反応によって生成される光中性子）減衰特性を確認するため、起動試験 5において B10 比例計数管を上記貫通部に挿入し、印加電圧、減衰器レベル、ディスクリベルをパラメータとして炉停止後の計数率を測定する。

(3) 試験結果

(i) 炉物理試験期間中のガンマ線測定

(a) 照射線量測定

積分型検出器により 1 次主冷却系室内の照射線量分布のデータを取得した。
図 3.6.1-1 に示す測定点における炉物理試験期間中の照射線量を図 3.6.1-2 に示す。

配管近傍（貫通部を含む）、遅発中性子検出器しゃへい体近傍、中間熱交換器表面ではいずれも照射線量が高く、特にホットレグ配管第 2 貫通部近傍において最も高い線量当量率が測定された。コールドレグ配管第 2 貫通部ではホットレグ配管第 2 貫通部より僅かに低くなっているが、これは配管径の違いが影響しているものと考えられる。

壁面では、配管から離れていたこともあり照射線量は低い。なお、図 3.6.1-3 に示すように測定位置が低くなる（配管から離れる）に従い照射線量が低くなる傾向が見られ、1 次主冷却系室床面から 1m 程度上方での照射線量の平均は、グレーチング面における照射線量の平均の 60% 程度であった。

(b) 線量当量率測定

炉物理試験中のガンマ線エリアモニタの測定結果の一例として、炉物理試験 13 の結果を図 3.6.1-4 に示す。起動後直ちに線量当量率は上昇し、炉停止後は緩やかに減少している。炉停止直後の線量当量率の減衰曲線から評価した半減時間は A～C の各検出器でそれぞれ 14.998, 15.211, 15.076 時間であり、ナトリウム 24 の半減期 14.659 時間とほぼ一致している。

(ii) 出力試験期間中のガンマ線測定

出力試験期間中における 1 次主冷却系室のガンマ線線量当量率の挙動を確認した。一例として、起動試験 7 の結果を図 3.6.1-5 に示す。炉停止直後の線量当量率の減衰曲線から評価した半減時間は 14.852 時間であり、ナトリウム 24 の半減期 14.659 時間とほぼ等しい。なお、線量当量率は起動試験 7（出力 45%）の時最大 1.5Sv/h であった。

(iii) 出力試験期間中の中性子測定

起動試験5において、炉停止後の中性子（ガンマ線とコンクリート中の重水素との反応によって生成される光中性子）の減衰をB10比例計数管で測定した結果、計数率の半減時間は16.2時間であり、ナトリウム24の半減期より僅かに長い結果となった。これは測定点数が少ないと考えられる。

また、SSTDによる測定では一部の貫通部（R202W6002HP）で0.4~ $2\mu\text{Sv/h}$ 程度の高速中性子が検出された。これは当該貫通部がホットレグ配管の高さとほぼ同じでガンマ線線量が高いため、高速中性子もそれに伴い高くなっているものと考えられる。

(4) 考察

炉物理試験期間中の積分型検出器による測定結果から、1次主冷却系室に照射線量分布を得た。また、炉物理試験期間中及び出力試験期間中のエリアモニタによる線量当量率の測定から、炉停止直後の線量当量率の減衰曲線から評価した半減時間はナトリウム24の半減期とよく一致しており、線源がナトリウム24であることが確認できた。

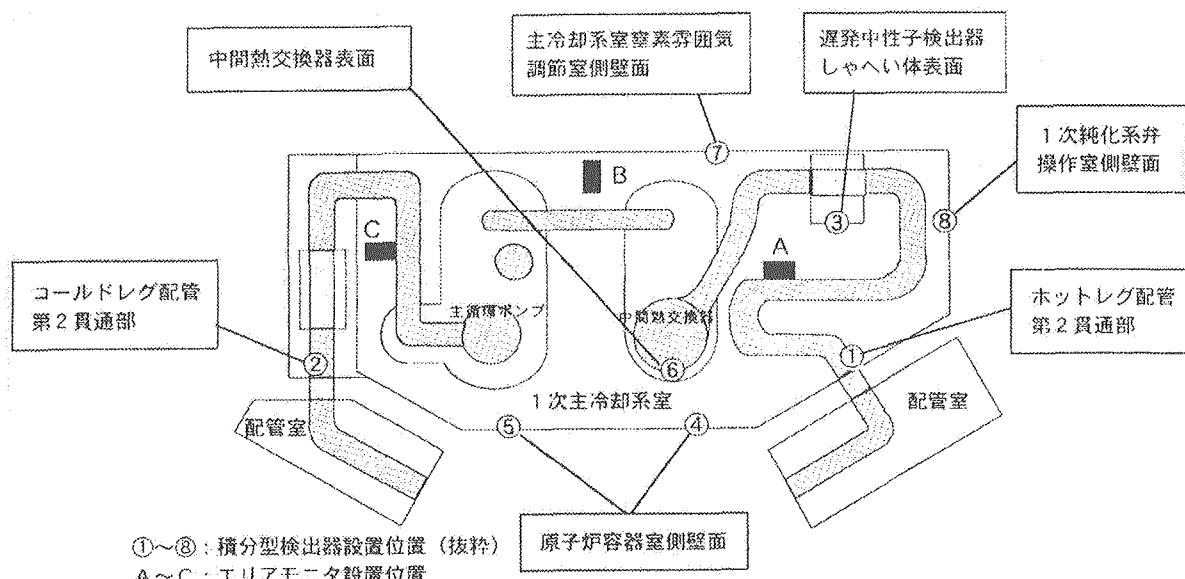


図 3.6.1-1 1次冷却系室における主な測定位置

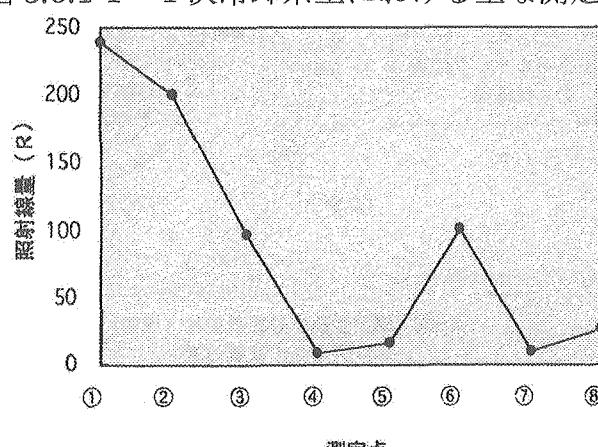


図 3.6.1-2 炉物理試験期間中の照射線量分布

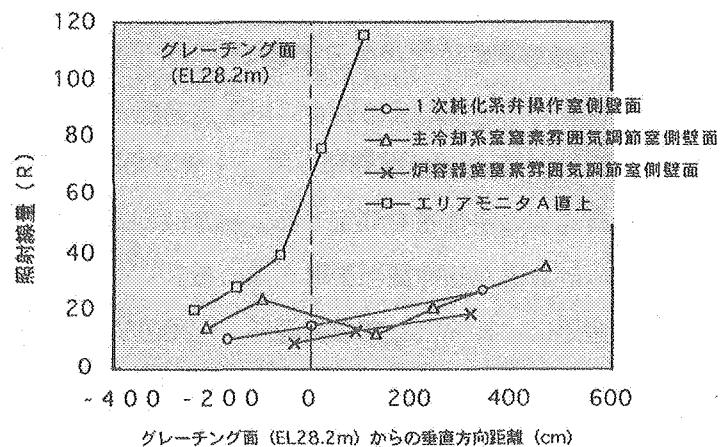


図 3.6.1-3 炉物理期間中の照射線量分布（垂直方向）

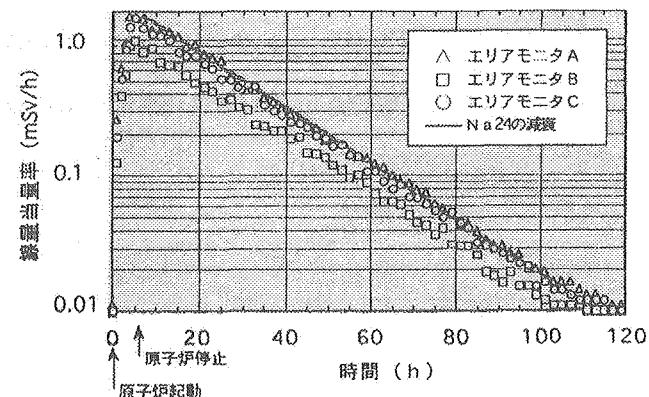


図 3.6.1-4 炉物理試験 13 におけるガンマ線線量当量率

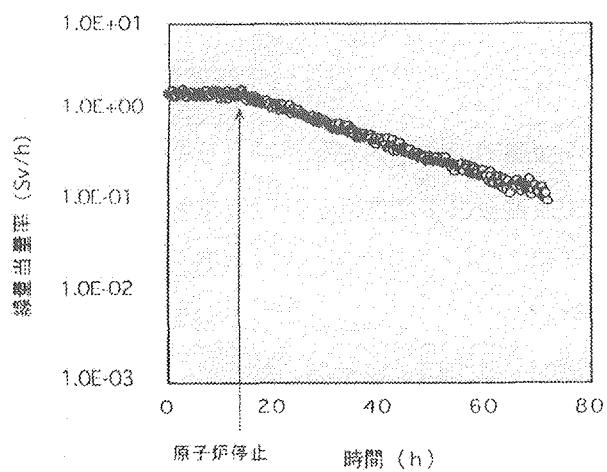


図 3.6.1-5 起動試験 7 における原子炉停止後のガンマ線線量当量率

3.6.2. 1次主冷却系室しゃへい評価（その2）(SST-S-2-12-2)
および 配管室しゃへい評価（その1）(SST-S-2-11-1)
試験期間：平成7年2月17日～平成7年12月8日

(1) 試験目的

出力試験段階において、1次主冷却系室内と1次主冷却系配管配管室内の中性子及び γ 線を測定することによって1次主冷却系室のしゃへい性能の確認及びしゃへい設計基礎データを取得する。

(2) 試験方法

本試験では、出力試験段階（平成7年2月～12月；積算熱出力約40EFPD）において、1次主冷却系室及び1次主冷却系配管配管室内の γ 線及び中性子を測定した。

γ 線については配管や主要機器及び1次主冷却系室側壁などに以下に示す検出器を設置し照射線量の測定を行うとともに、点減衰核積分コードを用いて1次主冷却系室及び配管室を対象として照射線量の解析を実施した。そして測定値と計算値の比較を行うことにより同手法の計算精度を明らかにするとともに、耐放射線性に関する設計値との比較を行うことによりしゃへい設計の妥当性の確認を行った。

TLD-700, TLD-800 : 热ルミネセンス線量計。測定範囲は両者で数mR～ 10^6 R

Coガラス線量計 : 波長400nm近傍の吸光度が照射線量に対して直線的に変化する。

測定範囲は 10^3 ～ 10^6 R

アラニン線量計 : 照射により分子の共有結合が切り放される量を測定する。

測定範囲は 10^4 ～ 10^6 R

フィルム線量計 : 波長280nm近傍の吸光度から照射線量を測定する。

測定範囲は 5×10^5 ～ 3×10^6 R

一方、中性子についてはDN法FFD検出器のバックグラウンドの低減やIHX内2次冷却材の放射化の抑制の観点から、DN法FFD検出器やIHX外表面などに放射化箔(Au箔, Co箔, Ni箔)を設置し反応率の測定を行った。

1次主冷却系室(Aループ)及び配管室内の測定位置を図3.6.2-1に示す。

(3) 試験結果

1次主冷却系室(R201, R202)及び1次主冷却系配管配管室(R301A, R302A)の照射線量率測定結果を図3.6.2-2に示す。照射線量率は、検出器が積算熱出力で約40日(40EFPD)の照射を受けているため、960時間(40日×24時間)で除することにより定格出力における照射線量率を求めた。

これらの結果から、1次主冷却系室及び配管室の照射線量率はおよそ 10^3 ～ 10^4 R/hであることがわかった。

中性子に関しては、1次主冷却系室及び配管室内に設置した中性子検出箔を回収した後、 γ 線検出器により γ 線スペクトルを計測したところ、配管室

(R301A) 内のコールドレグ配管第 1 貫通部付近に設置した Co 箔（設置位置の ID 番号 : HA1）のみ γ 線のピークが確認できた。

このピークから Co 箔の反応率を求め、中性子束を評価したところ約 $21.2 \text{n/cm}^2/\text{sec}$ であることがわかった。

(4) 考察

3 次元点減衰核積分コード(QAD コード) を用いて 1 次主冷却系室及び配管室を対象として照射線量の解析を実施した。そして測定値と計算値の比較を行うことにより同手法の計算精度を明らかにした。計算における γ 線源は、1 次主冷却系機器や 1 次主冷却系配管内の ^{24}Na とし、その放射化量を定格運転時の放射平衡状態における値 ($2.89 \times 10^8 \text{Bq/cm}^3$) とした。その結果、1 次主冷却系配管室のような主冷却系配管 1 本とオーバーフロー系配管 1 本と比較的単純な体系において C/E が約 2.3～3.3 であることがわかった。また、1 次主冷却系配管が複雑な配置をしている主冷却系室においても C/E が 2.0～3.5 程度の範囲にあることがわかった。図 3.6.2-3 に A,B ループの 1 次主冷却系室の主要な位置における照射線量率の測定結果と計算結果及び C/E を示す。

次に、電気品及びケーブル類の耐放射線性に関する設計値との比較を行った。その結果、設計値に対して約 7～14 倍の裕度があり、設計値が保守的な設定となっていることを確認した。

一方、中性子については、中性子検出箔 (Au 箔, Ni 箔, Co 箔) を用いて 1 次主冷却系室及び配管室における反応率を測定した。

その結果、今回の測定では 1 次主冷却系配管室の第 1 貫通部のみ反応率を測定することができた。その結果、第 1 貫通部における中性子束は約 $21.2 \text{n/cm}^2/\text{sec}$ であることがわかった。また、反応率の測定結果と設計時の中性子束から計算した反応率を比較し、設計裕度を評価したところ、設計裕度は約 3700 となった。このため、この結果と今後実施予定の定格出力運転までの試験結果と合わせて、しゃへい設計の合理化を図る。

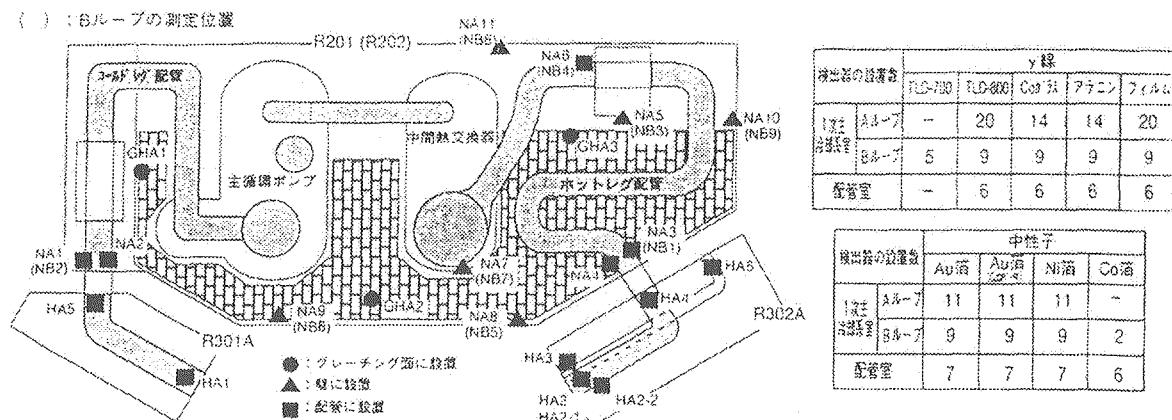


図 3.6.2-1 1次主冷却系室 (Aループ) および配管室内の測定位置

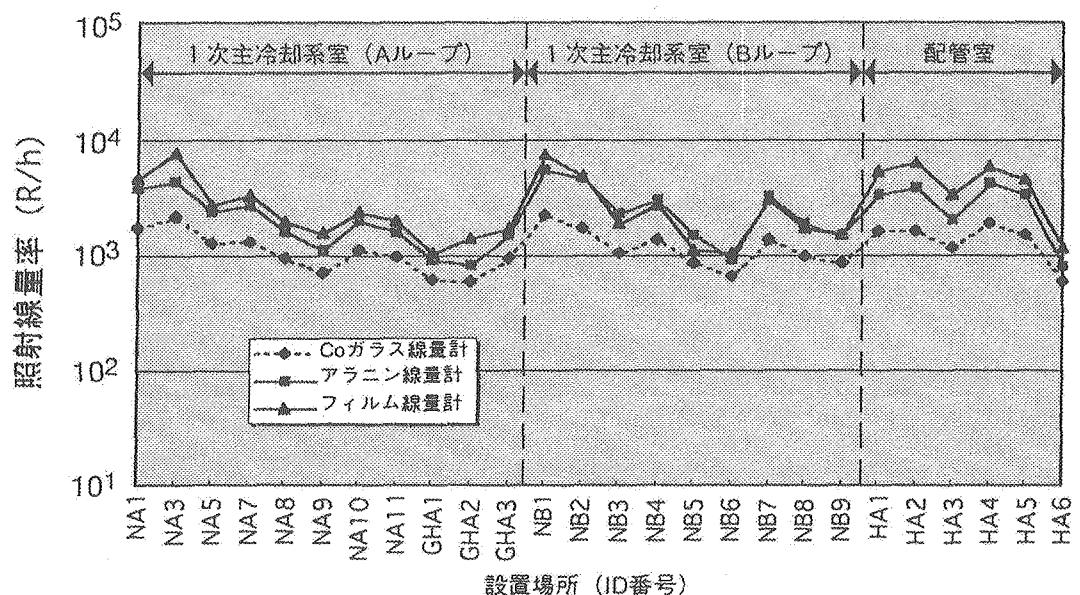


図 3.6.2-2 1次主冷却系室および配管室内 γ 線照射量率測定結果

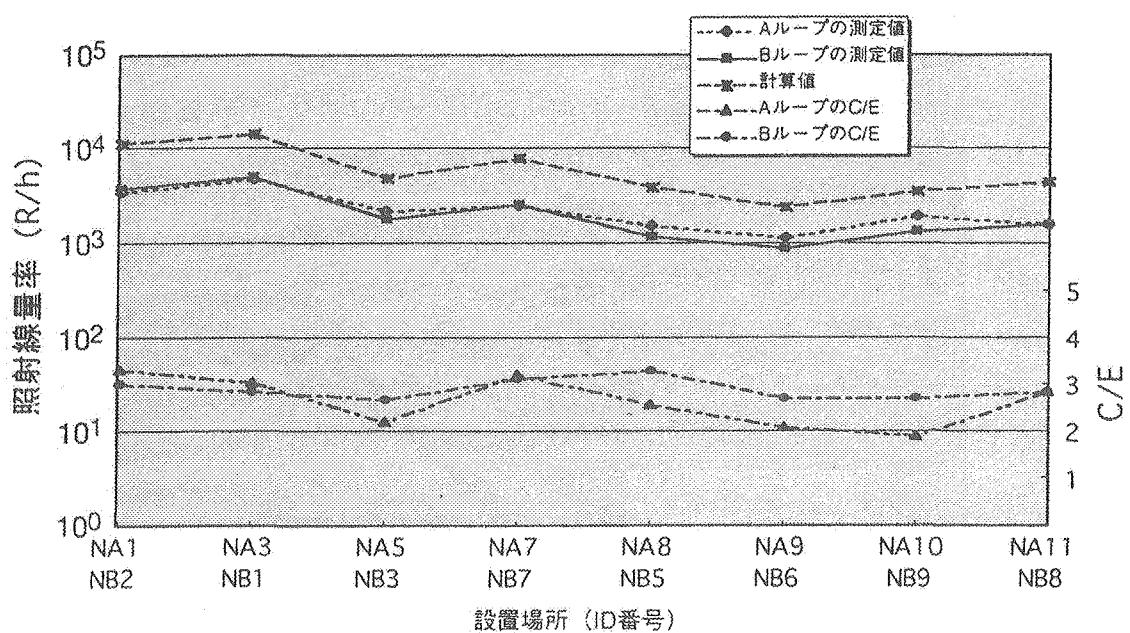


図 3.6.2-3 1次主冷却系室の主要な位置における照射線量率の測定結果と計算結果の比較

3.6.3. 1次主冷却系機器しゃへい評価（その1）(SST-S-2-13-1)

試験期間：平成7年5月15日～平成7年8月3日

(1) 試験目的

本試験は、1次主冷却系機器（1次主循環ポンプ、中間熱交換器、コールドトラップ等）のしゃへい評価の一つとして、出力試験期間中に1次主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率を測定し、1次主循環ポンプ上部のしゃへい性能データを取得することを目的とするものである。取得したしゃへい性能試験データは、1次主循環ポンプ上部のガンマ線に関するしゃへい設計手法やしゃへい計算コードを評価するための基礎データとする。

(2) 試験方法

出力試験期間中の各起動試験2～4において、以下の評価点に着目して1次主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率を測定する。図3.6.3-1にポンプ上部構造及び測定点を示す。

- ①インナーケーシング～アウターケーシングの間隙部
- ②インナーケーシングフランジ端部
- ③アウターケーシング～コンクリートの間隙部
- ④熱電対案内管貫通部近傍
- ⑤液面計案内管貫通部近傍
- ⑥ポンプシャフトとスチールボール充填部との間隙部
- ⑦床面
- ⑧ポンプ開口外周部

起動試験2（出力10%）では、NaIシンチレーションサーベイメータを用いてAループ1次主循環ポンプモータ室の上記評価点について、ガンマ線線量当量率を測定する。

起動試験3（出力39%）では、NaIシンチレーションサーベイメータ及び積分型検出器(TLD200S)を用いて、A～Cループの1次主循環ポンプモータ室の上記評価点についてガンマ線線量当量率を測定する。

また、起動試験4（出力39%）において、A～Cループの1次主循環ポンプモータ室の液面計及び熱電対案内管貫通部近傍（各液面計、熱電対について各々左右2箇所）のガンマ線線量当量率を電離箱サーベイメータを用いて測定する。

(3) 試験結果

(i) 起動試験2（出力10%）におけるガンマ線線量当量率の測定

NaIシンチレーションサーベイメータによる測定で得られた原子炉熱出力10%時におけるAループ主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率分布を図3.6.3-2に示す。比較のために、起動試験3（出力39%）におけるAループ主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率分布も併せて図3.6.3-2に示す。⑦床面において他の測定点に比べてわずかに高めとなっているが、いずれも $0.1\mu\text{Sv}/\text{h}$ 以下、あった。

(ii) 起動試験 3 (出力 39%) におけるガンマ線線量当量率の測定

Na I シンチレーションサーベイメータ及び積分型検出器 (TLD200S)による測定で得られた原子炉熱出力 39%時における各ループの主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率分布を図 3.6.3-3 に示す。

Na I シンチレーションサーベイメータによる測定では、熱電対案内管近傍、床面及びポンプ開口外周部で線量当量率が比較的高く、特にポンプ開口外周部で最も高い線量当量率 ($0.55 \mu \text{Sv/h}$) となっている。

積分型検出器 (TLD200S)による測定でも、Na I シンチレーションサーベイメータによる測定結果と同様に、熱電対案内管近傍及び床面での線量当量率が他の測定点に比べて高めであった。

(iii) 起動試験 4 (出力 39%) におけるガンマ線線量当量率の測定

A～C ループの 1 次主循環ポンプの各熱電対及び液面計案内管近傍での電離箱サーベイメータによるガンマ線線量当量率の測定結果を表 3.6.3-1 に示す。測定値にはらつきがあるものの比較的高い線量当量率が検出され、B ループ液面計 2 で最大 $2 \mu \text{Sv/h}$ であった。

(4) 考察

(i) ポンプ上部しやへい体上面

起動試験 3 の測定で主循環ポンプモータ室のガンマ線線量当量率分布は、各ループとも同様の傾向を示しており、いずれもポンプ上部しやへい体上面での線量当量率は十分に小さく、インナーケーシング～アウターケーシングの隙間部、アウターケーシング～コンクリートの隙間部のストリーミングに対する上部しやへい体の有効性が確認できた。

(ii) 熱電対案内管貫通部近傍

起動試験 3 及び起動試験 4 の測定で各ループとも、熱電対案内管貫通部近傍では、ポンプ上部しやへい体上面に比べ線量当量率が高くなっている。また、A ループについて起動試験 2 と起動試験 3 での測定結果を比較すると、熱電対案内管貫通部近傍では他の測定点に比べて線量当量率の増加量が大きくなっている。これらは熱電対案内管の隙間のストリーミングによる影響と考えられる。

(iii) 液面計案内管貫通部近傍

起動試験 2 及び起動試験 3 の測定では特に高い線量当量率は測定されていないが、起動試験 4 における電離箱サーベイメータによる測定では、液面計の左右ではらつきがあるものの比較的高い線量当量率が測定された。このことから、かなり局所的なストリーミングがあると考えられる。

(iv) 床面及びポンプ開口外周部

床面及びポンプ開口外周部では、わずかに高めの線量当量率が測定されている。これはポンプとコンクリートの空隙部をストリーミングしたガンマ線からコンクリートを透過した成分と考えられる。

(v) 定格出力時の主循環ポンプモータ室でのガンマ線線量当量率の予測

出力 39%段階で最も高い線量当量率は $2 \mu \text{Sv/h}$ (液面計近傍：電離箱サーベイメータによる測定値) であり、これを外挿した場合の定格出力時の予測値は $5 \mu \text{Sv/h}$ 程度となり、設計基準 (1 次主循環ポンプ室一般床レベル： $60 \mu \text{Sv/h}$ 、ポンプ据付部： $500 \mu \text{Sv/h}$) を満足する見通しが得られた。

表 3.6.3-1 液面計、熱電対まわりの線量当量率（原子炉出力 39%出力）
(電離箱サーベイメータによる測定)

測定点	線量当量率 ($\mu\text{Sv/h}$)					
	Aループ		Bループ		Cループ	
	左	右	左	右	左	右
液面計 1	0.5	0.7	0.0	0.0	1.5	0.6
液面計 2	0.0	0.0	0.5	2.0	1.5	0.2
熱電対 1	0.1	0.5	0.1	0.0	0.5	0.0
熱電対 2	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0
熱電対 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1
熱電対 4	0.0	0.0	0.1	0.1	0.5	0.1
熱電対 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
熱電対 6	0.0	0.4	0.5	0.0	0.1	0.1

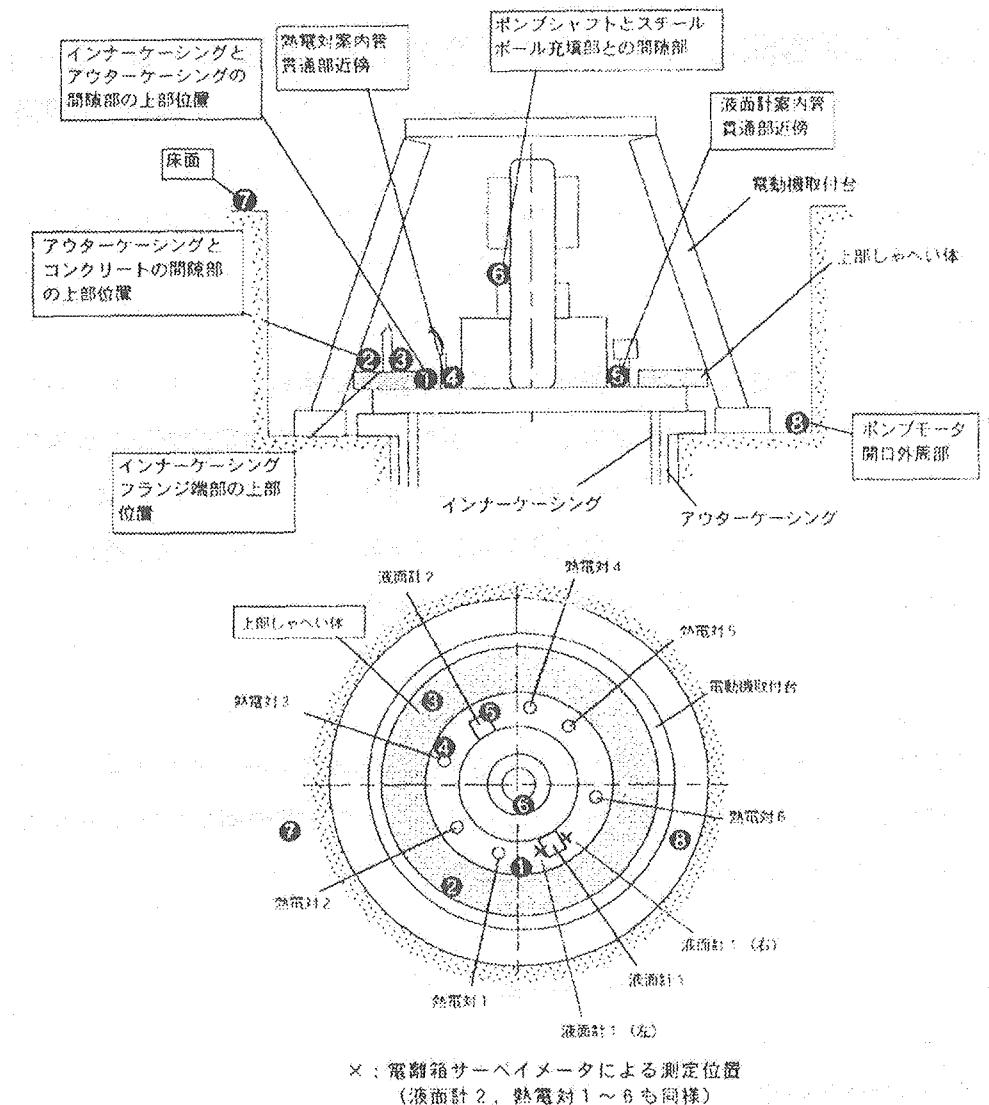


図 3.6.3-1 1 次主循環ポンプ上部の構造（概略）及び測定点

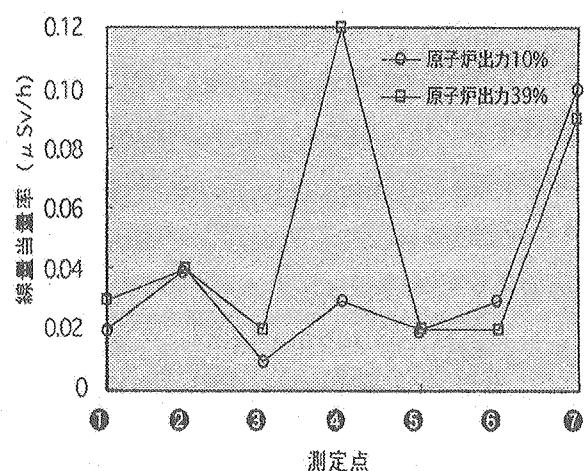


図 3.6.3-2 各出力におけるガンマ線
線量当量率分布 (Aループ)

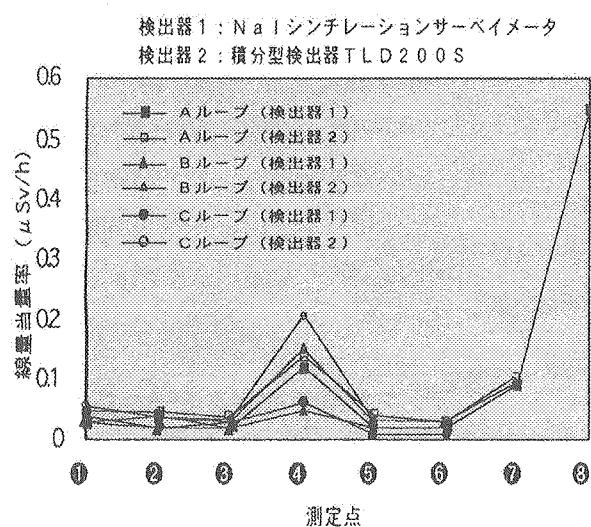


図 3.6.3-3 各ループにおけるガンマ線
線量当量率分布 (原子炉 39% 出力)

3.7. 原子炉構造設備特性試験

3.7.1. しゃへいプラグ温度評価（その1）(SST-P-1-12-1)

試験期間：平成7年2月15日～平成7年11月28日

(1) 試験目的

プラント出力運転時（約40%，約75%，100%）にしゃへいプラグ窒素ガス冷却系の冷却性能が適切であることを確認する。

また同時に、しゃへいプラグ及び炉心上部機構各部の温度を測定し、

① 各部の温度が設計目標範囲内であることを確認する。

② また、予備解析との比較を行い、今後の解析コードの検証に資する。

(2) 試験方法

(i) 温度測定

しゃへいプラグ及び炉心上部機構の熱電対端子と回転プラグ及び固定プラグ上の2ヵ所に設置した仮設温度測定装置を仮設ケーブルで接続して、各部の温度を継続的に収録し確認した。図3.7.1-1にしゃへいプラグの鳥瞰図を示す。

(ii) しゃへいプラグ冷却試験

原子炉起動後（Na温度280°C～300°C）にしゃへいプラグ補助盤から、窒素ガス冷却系プロワを起動し、冷却ガスを循環させ、各出力時におけるしゃへいプラグ、炉心上部機構の各部の温度及び窒素ガス冷却系の温度、流量を測定し、冷却性能（含む窒素ガス冷却系冷却器）を確認した。図3.7.1-2にしゃへいプラグ冷却層（上段・下段）を示す。

しゃへいプラグ冷却系の温度、流量は各自、燃取操作室(A-301)及び現場(R-401, R-402)でデータを採取した。

(iii) しゃへいプラグ冷却停止試験

出力運転時（40%）に、窒素ガス冷却系を停止し、しゃへいプラグ及び炉心上部機構の各部の温度上昇を測定した。

(3) 試験結果

(i) 周方向及び軸方向温度分布

冷却材ナトリウム温度485°C（原子炉出力40%）の試験結果と解析結果を比較すると、周方向温度分布については、エレベーションによらずいずれの結果も類似した傾向がよく見られる（図3.7.1-3参照）。また、軸方向温度分布については、測定値が解析結果とほぼ合致している結果となった（図3.7.1-4参照）。

(ii) しゃへいプラグ冷却系流量・温度確認

しゃへいプラグ各部への流量配分調整後、各部の温度測定を行い所定の温度範囲であることを確認した。

(iii) しやへいプラグ冷却系停止試験

今回の試験では、冷却系の再運転までの時間が約22時間であったが、プラント出力100%においては多少短い時間となると思われる。次回試験時ににおける目安値になるデータが得られた。

(4) 考察

性能試験再開時には、再度しやへいプラグ冷却系流量調整を実施し、最適流量バランスを確認する必要がある。

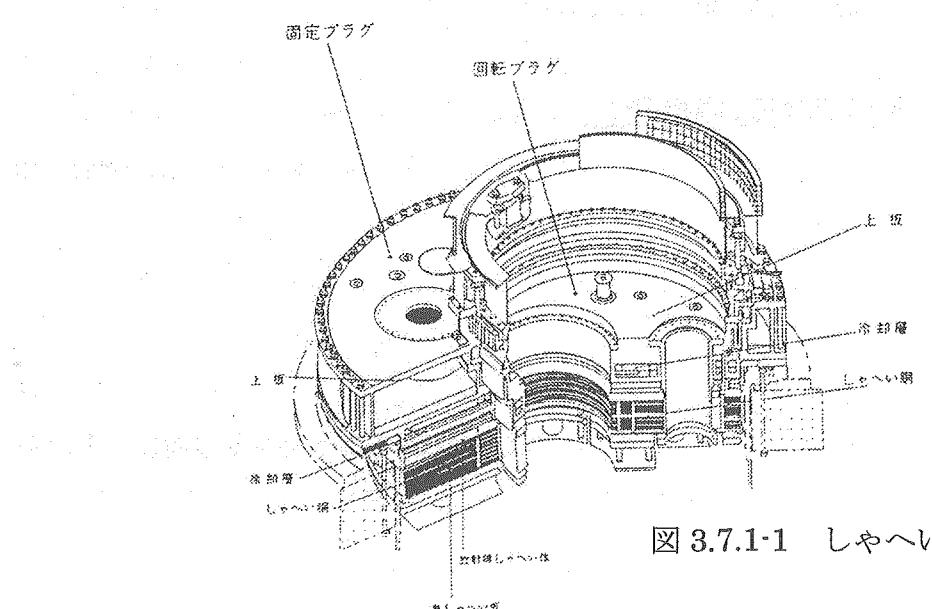


図 3.7.1-1 しゃへいプラグ鳥瞰図

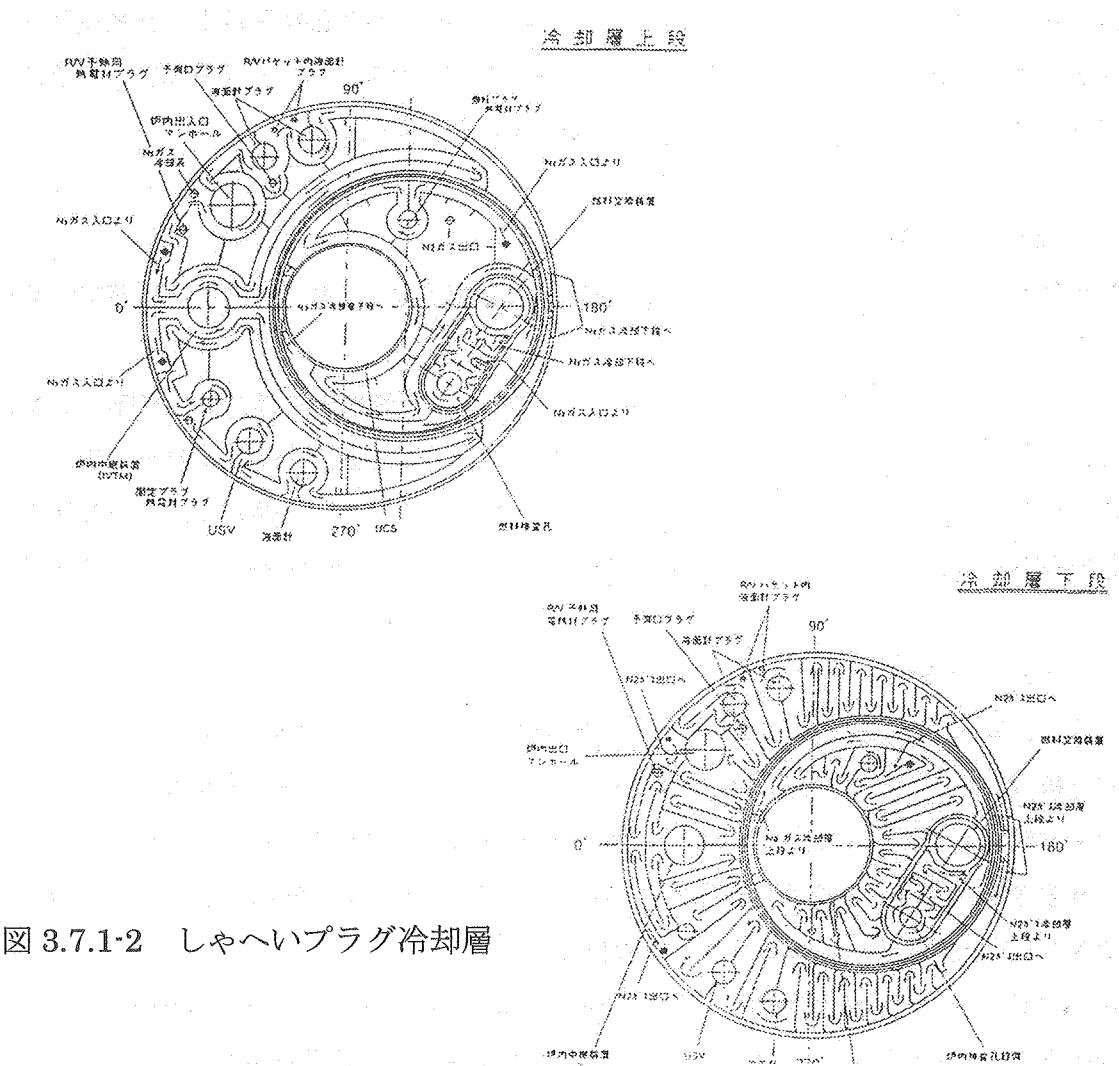


図 3.7.1-2 しゃへいプラグ冷却層

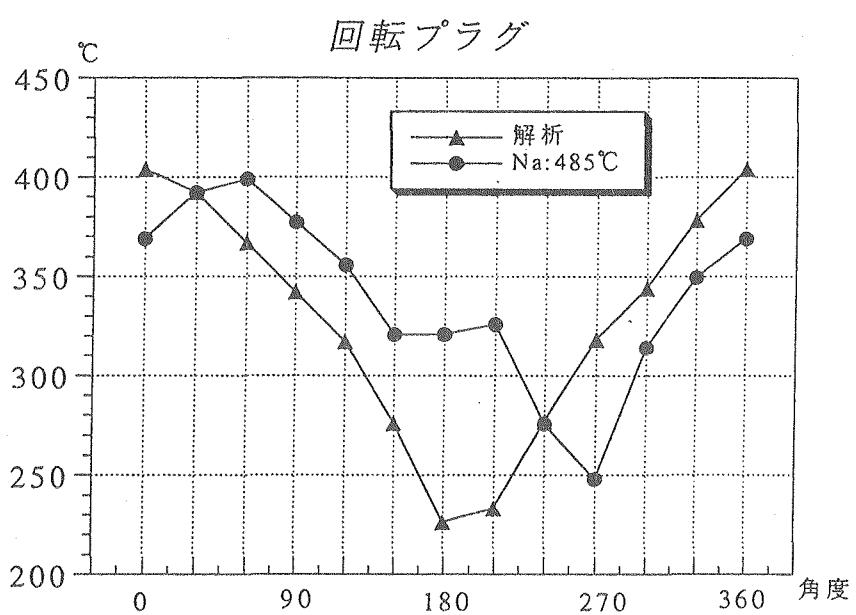
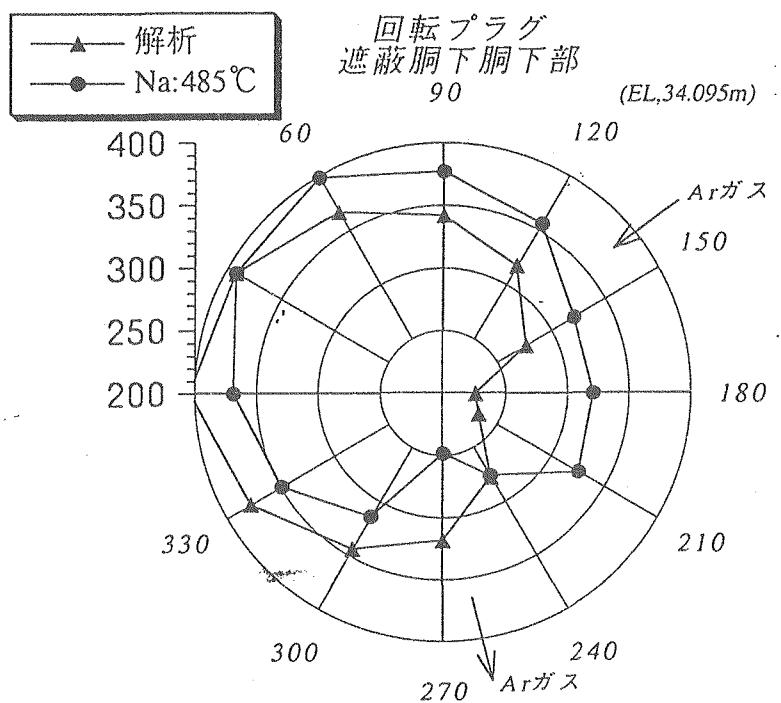


図 3.7.1-3 回転プラグ周方向温度分布 (EL : 34.095m)

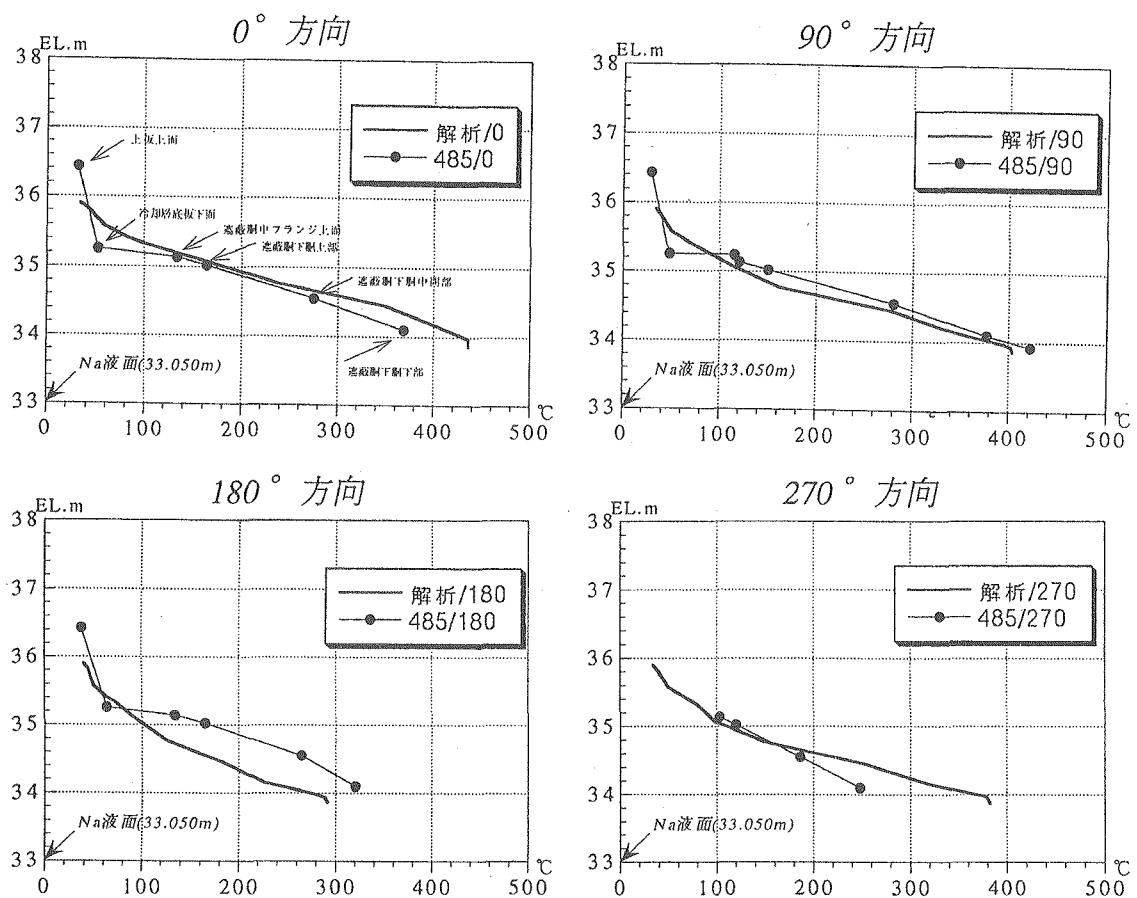


図 3.7.1-4 回転プラグ軸方向温度分布

3.8. 1次冷却系設備特性試験

3.8.1. 1次主冷却系設備特性確認 (SST-P-2-11)

試験期間：平成7年2月17日～平成7年12月8日

(1) 試験目的

原子炉出力起動試験状態において、1次主冷却系設備廻りの挙動と兆候を監視し、1次主冷却系設備の運転特性を確認することとする。

(2) 試験方法

平成7年2月17日原子炉出力起動試験-1から平成7年12月8日原子炉出力起動試験-8期間中原子炉手動トリップまでの間、1次主冷却系廻りのプロセスデータを「もんじゅプラントデータ収録システム」及びデータシートにより採取し挙動と兆候を監視した。

(3) 試験結果

主な挙動と兆候の監視結果と兆候監視から設定値の変更に至ったものについて、下記に示す。

(i) 1次主循環ポンプ主モータ起動挙動

出力起動試験-8までの1次主循環ポンプ主モータ起動挙動を確認した結果、起動時のNa流量、ポンプ回転数、M-Gセット回転数、すくい管位置、すくい管制御器出力信号に異常はなく、円滑に約50%流量まで立ち上げられた。また、その時の1次主冷却系流量約20～50%に相当するM-Gセット発電機速度範囲において、昇速率約5%/minで昇速されることを確認した。

(ii) 1次系Na漏洩検出設備

1次冷却系はNa漏洩検出設備として、各22台のNaイオン化式検出器(SID)、差圧式検出器(DPD)、139個の接触型検出器(CLD)があり、Na漏洩を監視している。出力起動試験-8までにおいては、Na漏洩を示す警報は確認されていない。

(iii) 1次系予熱設備

出力起動試験の系統温度上昇による予熱環境条件変化の予熱温度高及び予熱温度低警報は、出力起動試験-3で制御点と警報点を系統的に検討し、設定値を暫定処置として変更した。原子炉出力40%試験終了後ソフト上の恒久的変更を計画していたが、Na漏洩事故による試験計画見直しにより未実施である。

(iv) 1次主冷却系挙動

出力起動試験期間中において、1次主冷却系のプロセスデータ(系統温度、系統流量、系統圧力、機器液位計等)の兆候を監視した結果、機器液位計に特異な変化が確認された。

液位計は1次主ポンプ、ポンプオーバフローコラム、オーバフロータンクに取り付けられているものである。この特異な変化は起動試験-3において確

認されており、起動試験-4期間中に計器変換器の入出力信号及び温度補償信号等の調査を実施した。この調査結果から、Naが高温になると液位計の固定点は全てマイナス側にシフトしており、計器の偏差により特異な変化が生じているものと確認された。このため、実機においての液位信号のゼロ点、スパン点の校正が必要になり、原子炉停止中（起動試験-5と起動試験-6の間）における校正と原子炉出力38%状態（起動試験-6）確認試験を実施した。現在、校正結果と経時変化をもとにシステム的な検討、評価を実施している。

その他のプロセスデータからは、特筆する特異な兆候は確認されていない。

(v) 1次オーバフロー系挙動

出力起動試験期間中において、1次オーバフロー系のプロセスデータ（系統温度、系統流量、系統圧力、機器液位計等）の兆候を監視した結果、電磁ポンプA、Bの定格電圧の変更及び補助オーバフロー止め弁（120MV2）の開度変更の必要が生じ、原子炉停止中（起動試験-6と起動試験-7の間）に実施した。

電磁ポンプA、Bについては、起動試験-6までに系統昇温に伴い若干の電圧上昇が生じていた。この電圧上昇は電磁ポンプ特有の性質であり、電磁ポンプ出口Na流量の高警報設定値（50m³/h）を超えないように運転操作により、電圧降圧操作（流量調整）を実施していた。このように、過流量現象の要因は、Na温度上昇による電磁ポンプの駆動電圧の温度依存性と体積膨張によるものと確認された。このことから、原子炉定格運転に向けて、電磁ポンプ定格駆動電圧の設定変更を実施した。電磁ポンプAは、265Vから253Vに、電磁ポンプBは、315Vから303Vに変更した。変更後の起動試験-7で兆候を監視した結果、原子炉出口Na温度約485°C時電磁ポンプA、Bともに約42～43m³/hで推移しており、定格出力温度529°C時点では約45m³/hで推移することが確認された。また、設定変更により駆動電圧降圧運転操作は実施していないことから、設定変更の妥当性が確認された。

補助オーバフロー止め弁（120MV2）の開度は、主オーバフロー配管と補助オーバフロー配管の合流部の構造健全性確保及びプラント起動時に生ずる原子炉容器Na液面近傍軸方向の熱応力緩和のために行う原子炉バケット液位レベルの変更時間の両面から、弁開度を7%開としていた。本弁開度で全開操作を実施する原子炉出口Na温度459°Cの時点で、主ラインと補助ラインの温度差が管理値60°Cを超えることが確認されたことから、温度差を極力小さくするための開度再設定が必要となった。起動試験-6の459°Cの時点で、弁開度を17%として確認を行った結果、温度差を約30°Cまで減少できることが確認された。これを受けて、原子炉停止中（起動試験-6と起動試験-7の間）に17%への開度変更（リミットスイッチ調整）を実施し、起動試験-7の459°C時点全開操作直前に温度差を確認した結果、約18°Cの温度差であることを確認した。

電磁ポンプA、Bは、定格運転の外部電源喪失時非常用電源により自動起動するが、その際のトリップ事象が懸念されていた。このため、自動起動時のトリップ事象を回避するためのタイマー付きリレーに変更した。机上でこのタイマーの設定値を30秒としたが、外部電源喪失時自動起動模擬試験を実施した結果、電磁ポンプBについては、60秒とした。この設定の効果を平成7年12月19日に予定していた「外部電源喪失試験」にて確認する計画であったが、Na漏洩事故による試験計画見直しにより未実施である。

その他のプロセスデータからは、特筆する特異な兆候は確認されていない。

(vi) 1次 Na 純化系

1次 Na 純化系では、コールドトラップの表面的な不純物捕獲を避けるため、メッシュ温度をプラギング計オリフィス温度と温度差を大きくしないような運転操作を継続してきた。メッシュ温度は、起動試験-3では約 170°Cで運転されていたが、起動試験-7では約 143°Cで運転していた。

その他のプロセスデータからは、特筆する特異な兆候は確認されていない。

(vii) 1次 Ar ガス系

1次 Ar ガス系では、原子炉出力上昇、下降及び出力運転時における原子炉容器カバーガス圧力が原子炉出口 Na 温度に応じた所定の範囲内で自動的に制御されることの確認とプラントトリップ時における原子炉容器カバーガス圧力制御が適切に行われることを確認した。

兆候監視では、起動試験-6期間中（平成 7 年 10 月初旬），原子炉容器ベーパトラップ出口から圧縮機入口までの差圧が上昇していることが確認された。通常約 130mmAq であったものが、約 5000mmAq まで上昇していた。この要因は、原子炉高温運転中に発生する Na ベーパの捕獲濃度以下

(2ppm) のものが、ベーパトラップを通過し、ベーパトラップ出口から圧縮機入口までに設置されている逆止弁及び常温活性炭吸着塔に堆積しているものと考えられ、対策の検討を進めている。

(viii) プラントトリップ試験後の 1 次冷却系挙動

平成 7 年 12 月 1 日 13:30 にプラントトリップ試験が実施され、その後、約 48 時間 1 次冷却系の挙動を監視した。1 次冷却系のどのプロセス値においても、特筆する兆候は確認されていない。また、トリップ直後に確認される、1 次冷却系 Na 温度の降温傾向は、予備解析と大差ないことが確認できた。

(4) 考察

平成 7 年 2 月 17 日原子炉出力起動試験-1から平成 7 年 12 月 8 日原子炉出力起動試験-8期間中原子炉手動トリップまでの間、1 次主冷却系廻りのプロセスデータを「もんじゅプラントデータ収録システム」及びデータシートにより採取し挙動と兆候を監視・整理した結果、試験結果欄に示すような内容が得られた。各出力起動試験毎にタイムリーな整理を行ったことにより、計器の校正、設定値の変更等に至ったことは、試験の成果が得られたと思われる。原子炉出力は約 40% であったが、1 次主循環ポンプの回転数、1 次主冷却系 Na 流量等を除けば、系統温度としては、ほぼ 100% 出力近いデータが得られていると考えられ、100% 定格運転状態になっても、現状で推移していくことが予想される。ただ、残念であったのは、1 次 Ar ガス系の原子炉容器ベーパトラップ出口から圧縮機入口までの差圧が上昇していることが確認されたことで、1 次 Ar ガス系の特性が確認できないまま設備改善に至ることは確実であり、今後の対策の中で十分な検討と評価を行った上で、次期出力試験に向けて改善を行っていく。

原子炉再起動後の出力起動試験期間中においても、挙動及び兆候を監視し、タイムリーな整理を行っていく必要があると考える。

3.8.2. 1次主冷却系循環ポンプコーストダウン特性確認 (SST-P-2-14)

試験期間：平成 7 年 12 月 1 日

(1) 試験目的

原子炉出力 40% 運転状態におけるプラントトリップ試験時の、1 次主冷却系 Na 流量約 40% 運転状態からの 1 次主冷却系循環ポンプのコーストダウン特性を確認することを目的とする。

(2) 試験方法

「もんじゅプラントデータ収録システム」のプラントトリップ試験時のデータから、1 次主循環ポンプ回転数及び 1 次主冷却系 Na 流量のデータを出力した。

(3) 試験結果

図 3.8.2-1, 図 3.8.2-2 にプラントトリップ試験時における Na 流量及びポンプ回転数のコーストダウンカーブを示し、図 3.8.2-3, 図 3.8.2-4 に Na 温度 200°C での試験（平成 7 年 11 月 4 日実施）時のコーストダウンカーブを示す。両日ともボニーモータ引き継ぎ時間は約 34 秒を有しており、良好なコーストダウンカーブを示している。Na 温度による影響は確認されていない。

(4) 考察

プラントトリップ試験における 1 次主循環ポンプコーストダウンは、Na 温度の影響もなく良好な結果が得られた。1 次主循環ポンプのコーストダウンで定量的規制があるのは、原子炉出力 100%, 1 次主冷却系 Na 流量 100%において流量半減時間 5.6 秒以上のものであり、原子炉出力 40% 状態では特に規定されていない。今後、実施される熱過渡試験の度に、このようなコーストダウンを確認していく必要がある。

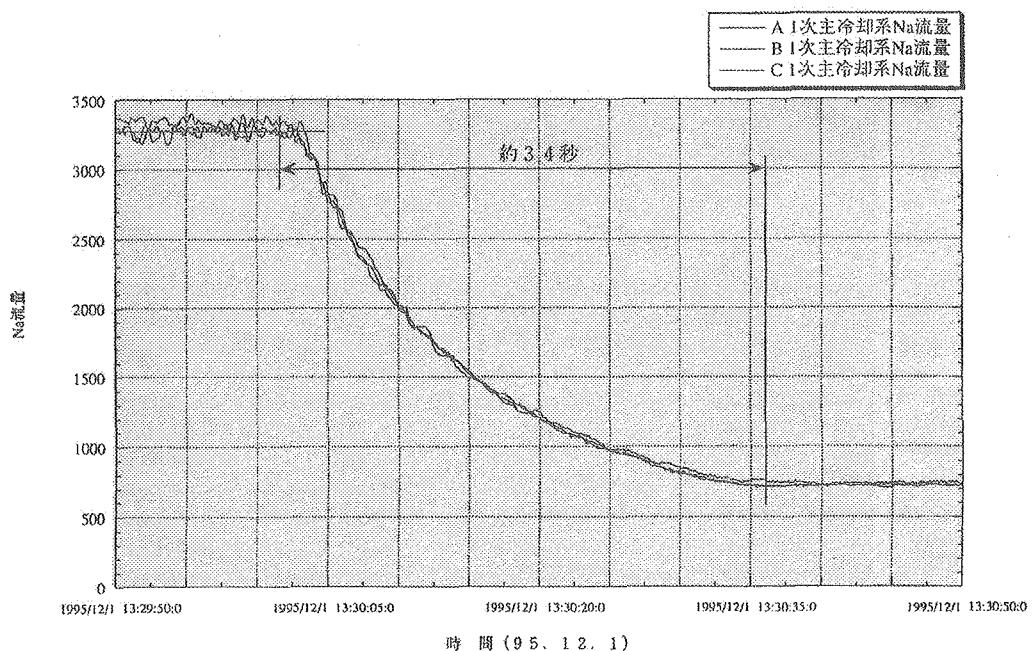


図 3.8.2-1 1次主ポンプ Na 流量フローコーストダウン特性

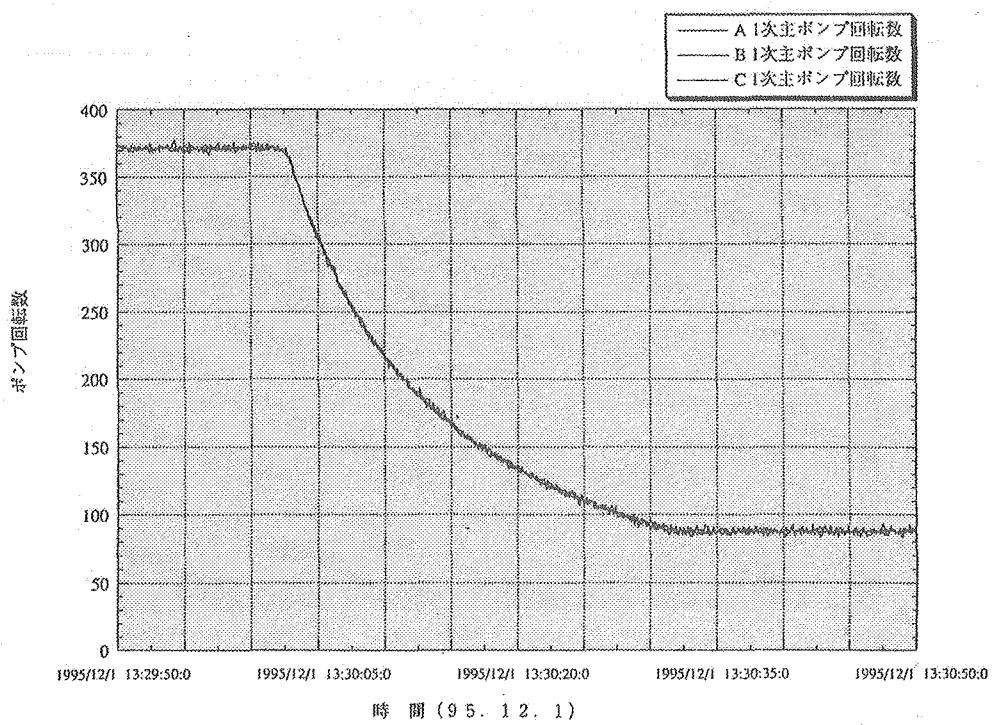


図 3.8.2-2 1次主ポンプ回転数フローコーストダウン特性

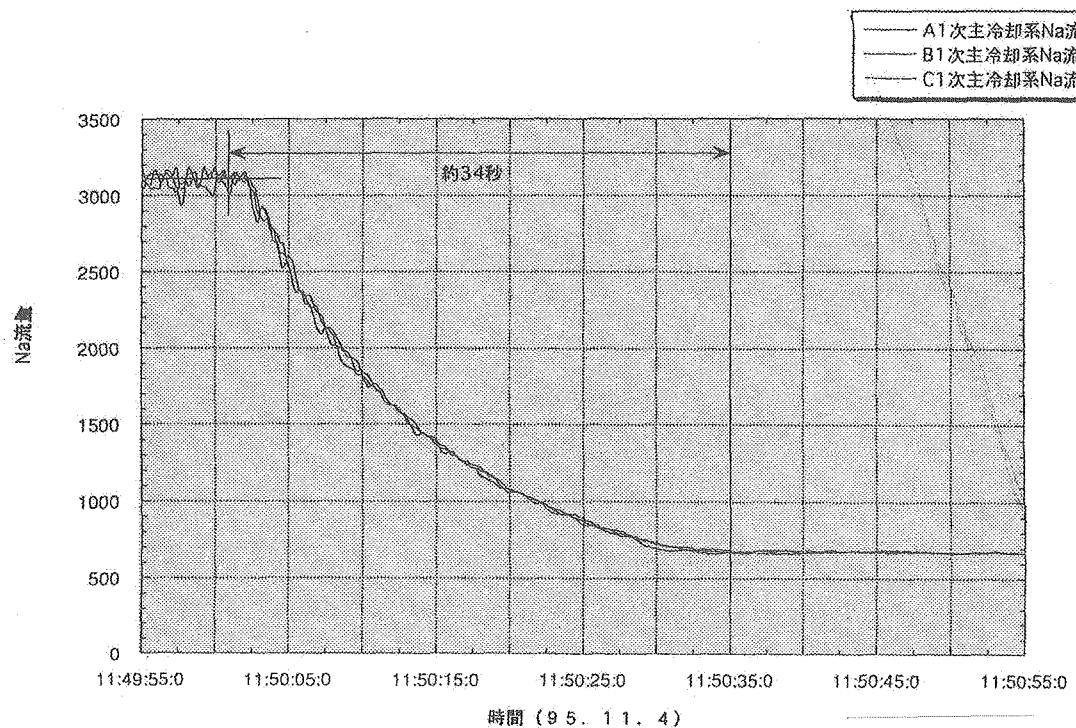


図 3.8.2-3 Na 温度 200°Cにおける 1 次主ポンプ Na 流量フローコーストダウン試験 (49%)

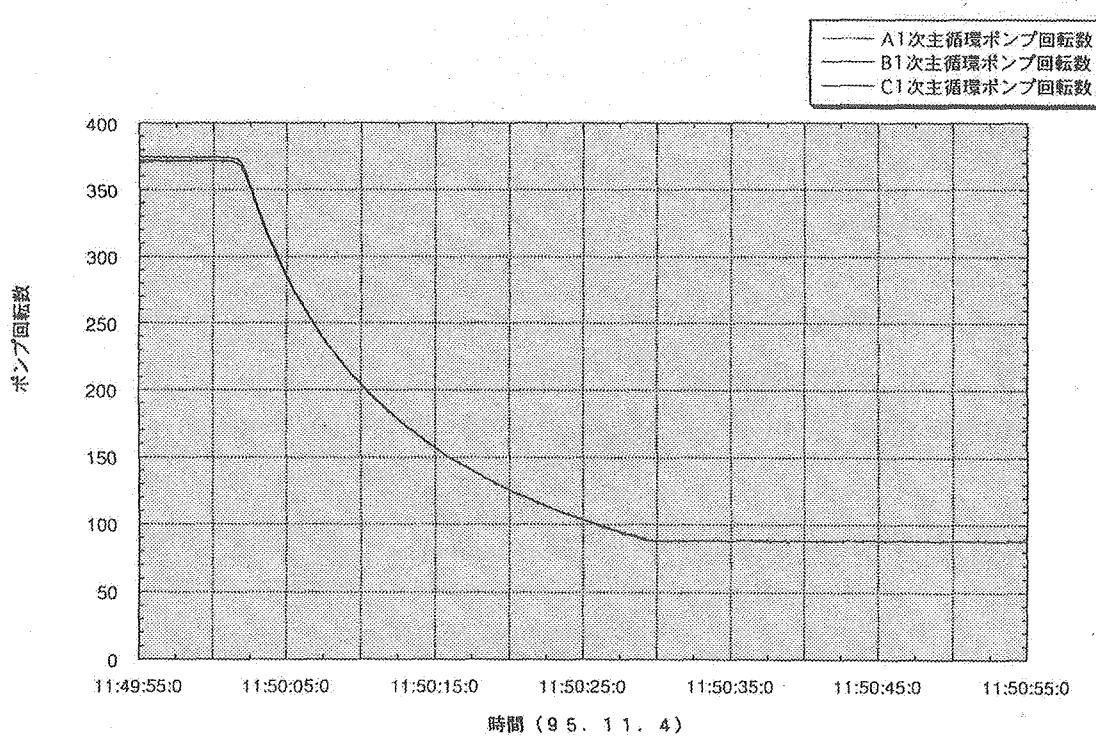


図 3.8.2-4 Na 温度 200°Cにおける 1 次主ポンプ回転数フローコーストダウン (49%)

3.9. 2次冷却系設備特性試験

3.9.1. 2次系コールドトラップ特性確認 (SST-P-3-13)

試験期間：平成7年2月1日～平成7年12月7日

(1) 試験目的

プラント運転時において、2次冷却系ナトリウムの純度が2次純化系の運転で、純度管理目標値である10ppm以下に維持できることを確認する。また、蒸気発生器（過熱器及び蒸発器）伝熱管を通して、2次冷却系へ透過する水素の拡散量を推定するとともに、コールドトラップ（以下、CTという。）の不純物除去特性を求める。

(2) 試験方法

プラント起動・定格運転及び停止時に以下の試験を行う。

(i) ナトリウム純度確認

2次主冷却系の過熱器（SH）、蒸発器（EV）出口及び循環ポンプ入口配管部に設置しているNa中水素漏えい検出設備、カバーガス中水素濃度検出設備の水素濃度変化と2次純化系に設置のプラギング計のプラグ温度、CTの最低温度を連続的に測定する。

(ii) 水素濃度透過量測定

(a) プラント起動初期

核加熱試験開始後のプラント初昇温の段階から、系統内からの不純物及びEV伝熱管からの水素拡散量が定常値に収束するまでの間の水素濃度の推移を測定し、2次ナトリウム純化系の不純物除去能力を考慮してSH伝熱管から2次系ナトリウムへの水素透過量を算出する。

(b) 定常出力運転時

EV伝熱管からの水素透過が安定し、ナトリウム中水素濃度が平衡した段階で、CTをバイパスして純化を停止する。純化の停止の間、水素濃度の上昇を測定することで、EV伝熱管から2次系への水素透過量を算出する。

(iii) CT不純物捕獲効率測定

プラント出力運転中にCT温度設定をステップ状に変更し、不純物濃度の推移から不純物の捕獲効率を算出する。

(3) 試験結果

(i) ナトリウム純度確認

プラント出力40%までのナトリウム純度確認の結果、水素濃度及びプラグ温度の変化は2次冷却系温度に追従して推移した。性能試験中（平成7年2月17日～12月7日）の水素濃度は、150ppb～200ppbであった。プラグ温度は、純度管理目標値である酸素濃度10ppm以下を維持できた。図3.9.1-1に水素濃度及びプラグ温度の測定位置、図3.9.1-2に第3サイクル時の水素濃度挙動（Aループ）及び図3.9.1-3に性能試験中のNa純度変化を示す。

(ii) 水素濃度透過量測定

- (a) EV 伝熱管からの水素濃度透過量は、系統ナトリウム中水素濃度、系統温度及び給水中のヒドラジン濃度のいずれもがほぼ定常状態にある代表的なポイントを抽出 (SH 通気開始直前 : 9月 1日) して評価した結果、 $1.39 \sim 1.72 \times 10^{-4} \text{g/sec}$ であった。(但し、CT 捕獲効率を 0.9 として算出した。)
- (b) SH 初通気時の水素透過量の推移は、およそ 6 時間程度の遅れを生じた。SH 伝熱管からの水素透過量は $0.94 \sim 1.38 \times 10^{-4} \text{g/sec}$ であった。
- (c) 伝熱管単位面積当たりの水素透過量は、EV が $1.3 \sim 1.61 \times 10^{-11} \text{g/cm}^2/\text{sec}$ 、SH が $1.55 \sim 2.78 \times 10^{-11} \text{g/cm}^2/\text{sec}$ であった。

(iii) CT 不純物捕獲効率測定

CT 捕獲効率は、温度設定を 140°C から 120°C にステップ状に変更した時の、系統内のナトリウム中水素濃度の追従から算出した。算出の結果、捕獲効率はおよそ $0.8 \sim 0.9$ の間である。

算出した捕獲効率を用い、性能試験期間中の不純物捕獲量（主として水素捕獲量）は、 $1.82 \sim 2.25 \text{ kg/ループ}$ （評価時間 ; 3800 時間）であった。図 3.9.1-4 に CT 捕獲効率の実績を示す。

(4) 考察

金属ナトリウムを使用する蒸気発生器 (EV, SH) 伝熱管からの水・蒸気の漏えいを早期に、かつ確実に検出することは、ナトリウム・水反応事故を防止するための重要な課題である。また、ナトリウム中への水素透過率（量）を正確に把握することは、CT 寿命評価、プラント内トリチウム挙動評価上極めて重要な因子である。

これまでの知見から、水素透過率は①運転初期には蒸気発生器伝熱管保護皮膜（マグネタイト層）の形成が出来ていないため大きく、その後安定する傾向があること、②温度依存性があることなどが知られている。

- (i) 試験では、プラント起動時の昇温がステップを踏んで段階的に行われたこと、起動バイパス系の調整作業で低出力・低温度での運転が当初の計画より長引いたことから、試験前に検討された水素濃度上昇率（初期値：伝熱管単位面積当たり約 $7 \sim 8 \times 10^{-11} \text{g/cm}^2/\text{sec}$ ）を下回った。
- (ii) プラント初期運転時の伝熱管の健全性確認は、各系統の水素濃度挙動を比較することで行った。初期運転時の各系統の水素濃度挙動の比較の結果、特異的な変化は認められなかったことから、伝熱管は健全であると判断した。
- (iii) プラント起動後、水素濃度の最も高い値は、のべ運転時間で約 1200 時間後（約 50 日）であり、水素濃度値は約 150ppb に達した後、緩やかな降下を示した。この時間は、CT 設計指針の中で水素透過量が大きい初期期間として示されている時間と等しい。従って、この期間までに EV 伝熱管表面のマグネタイト層の形成は終了し、これ以降は系統運転温度に見合った水素透過と配管などの内表面からの拡散が水素濃度の挙動を支配しているものと考えられる。
- (iv) SH の初期通気は水素挙動に影響する系統の各因子が非常に安定した時点（EV からの水素透過率が一定、系統温度が一定など）で行われた。SH 初通気時のナトリウム中水素濃度の上昇は非常に顕著で、評価の結果、通気初期の SH 伝熱管の水素透過率は EV の定常的に示していた水素透過率に比べて決して小さいことはなく、単位面積当たりで比較すると EV よりも大きい結果（約 2 倍）を得た。

(v) 今回の試験では、SH からの水素透過の挙動がどの程度及び期間継続するかは、その後のプラント運転状態が一定でないことから評価は困難であった。今後、水素濃度挙動に係わる全ての因子が安定に至った時点で水素濃度の平衡値から水素透過との関連を評価することが必要である。

(vi) 給水中のヒドラジン濃度の影響

給水の水質改善に注入しているヒドラジンがナトリウム中水素濃度の挙動に及ぼす影響は非常に大きいことが試験の結果、確認された。プラント定常運転中の水素濃度は、給水中のヒドラジン濃度（注入量）により支配されると予測される。

本試験では、ヒドラジン濃度管理値を 20ppb および 200ppb 時のデータを得たに留まっているため、ヒドラジン濃度と水素濃度（水素透過量）の相関を詳細に評価するには至らなかったが、プラント定常運転時にヒドラジン濃度を操作することで比較的容易に確認可能と考える。図 3.9.1-5 にヒドラジン濃度を変更した時の水素濃度挙動を示す。

(vii) プラントトリップ時の挙動

プラントトリップ試験（平成 7 年 12 月 1 日）時の 2 次冷却系と水・蒸気系の過渡的な挙動により、EV 内部のナトリウム温度はトリップ後しばらくして急激に上昇する。特に、EV 下流側伝熱管の温度は通常状態の温度より高くなる。この一時的な温度上昇により EV 内部のナトリウム中の水素濃度が上昇することで 2 次冷却系全体の水素濃度を押し上げる様子が認められた。トリップ後の過渡挙動により EV 内部に拡散された水素の量をトリップ前の値とトリップ後のピーク値から推定すると約 3~4g である。（EV 内部からナトリウム温度をトリップ後の EV 出口温度の最大値約 400 °C とし、過渡挙動で EV 内部に付与された水素がそのまま EV 内部ナトリウムの水素濃度を上昇させたものと仮定して算出した。）図 3.9.1-6 にプラントトリップ試験時の水素濃度挙動を示す。

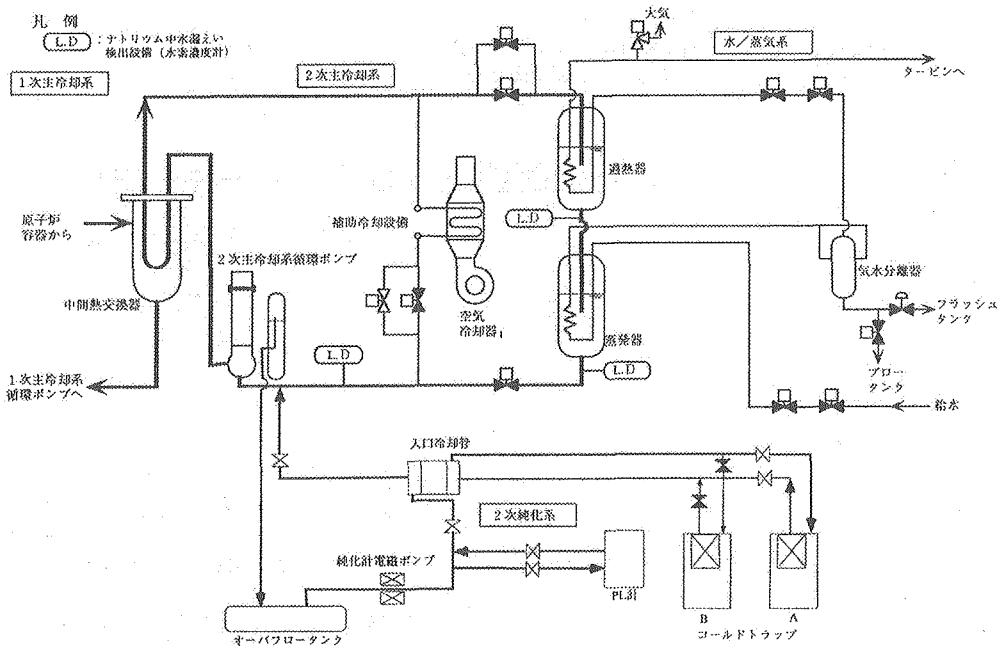


図 3.9.1-1 2次冷却系（概略）

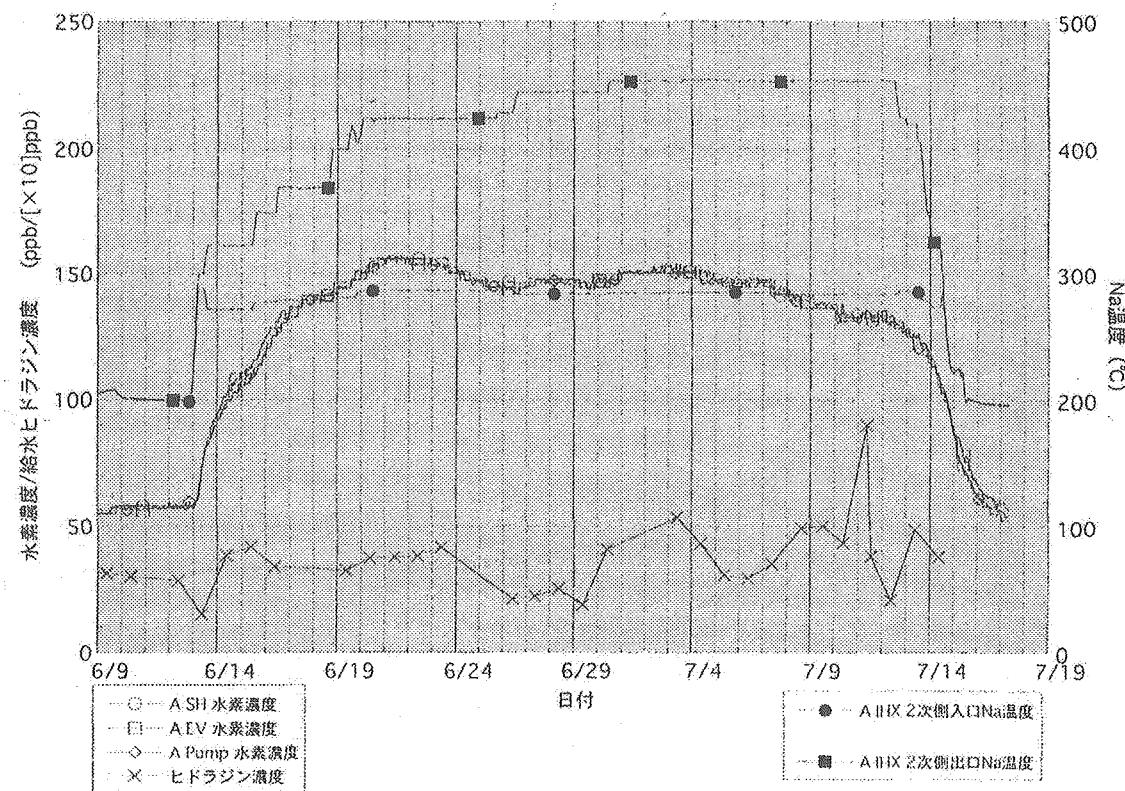


図 3.9.1-2 水素濃度挙動 A ループ
第3サイクル（平成7年6月12日～7月17日）

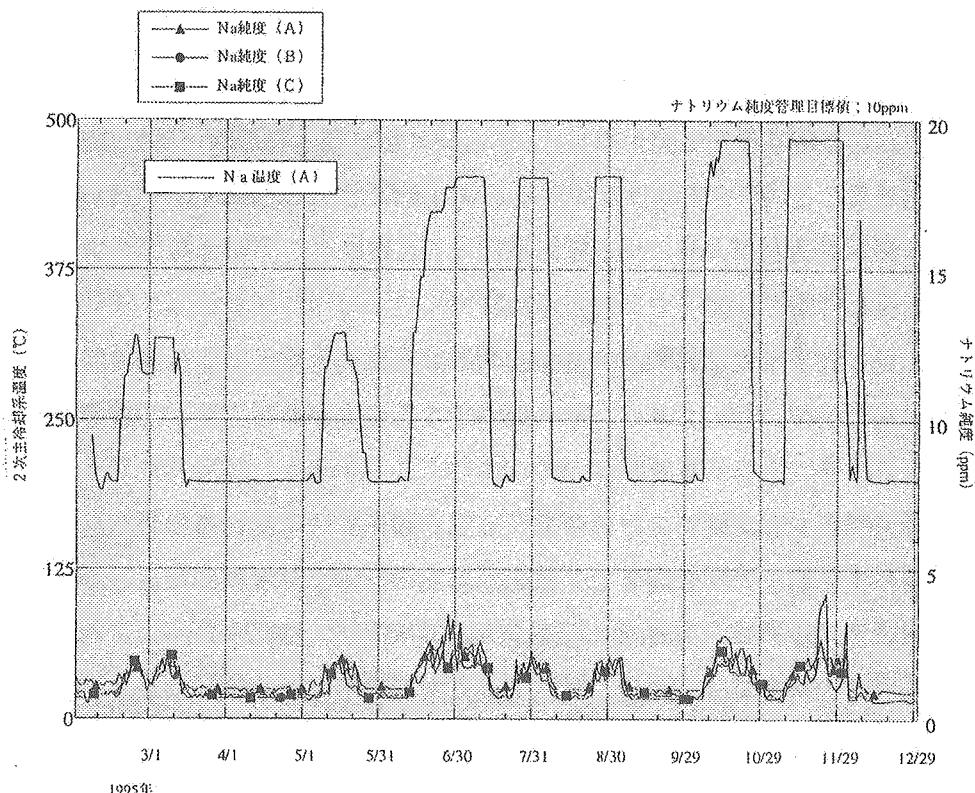


図 3.9.1-3 性能試験中の Na 純度変化

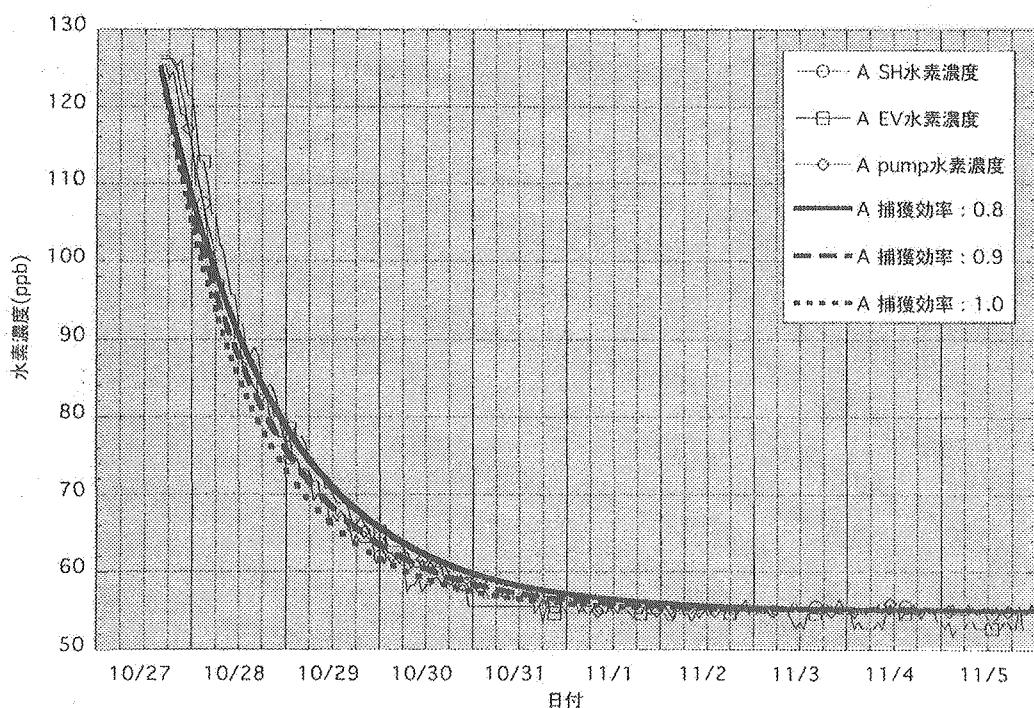


図 3.9.1-4 CT 捕獲効率測定 Aループ
(平成 7 年 10 月 27 日～11 月 5 日)

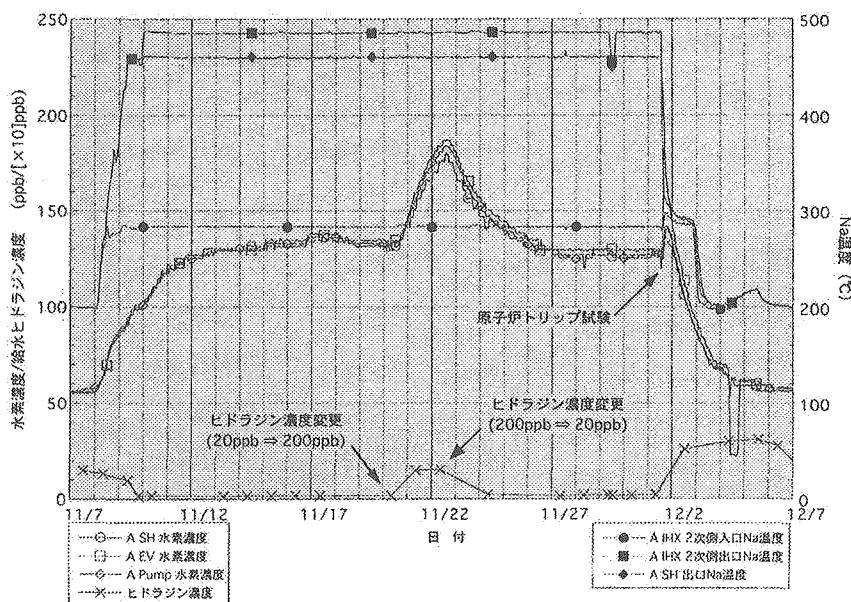


図 3.9.1-5 水素濃度挙動 Aループ
第7サイクル（平成7年11月8日～12月4日）

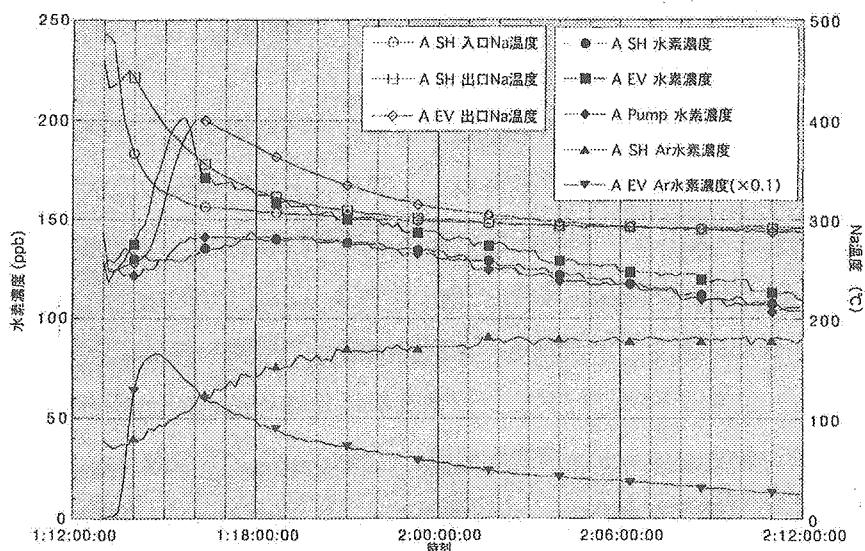


図 3.9.1-6 プラントトリップ試験時の水素濃度挙動 Aループ
(平成7年12月1日～12月2日)

3.10. 水・蒸気設備特性試験

3.10.1. 水・蒸気系起動バイパス系統特性確認 (SST-P-4-11)

試験期間：平成7年2月17日～平成7年12月1日

(1) 試験目的

蒸気発生器回りの水・蒸気系起動バイパス系統のうち、核加熱以降の運転状態において確認が可能となる下記の運転システム、構成機器について性能確認を行うとともに、運転方法の妥当性検証及び調節弁開度等の確認を実施する。併せて、自動化運転のためのデータ収集を行う。

(2) 試験方法

以下に示す水・蒸気系起動バイパス系統の一連の運転操作を通して、運転方法の妥当性の検証を行う。更に、各プロセス値の計測及び調節弁開度等の確認を行い、当初計画値と比較評価するとともに自動化運転のためのデータを収集する。図3.10.1-1に水・蒸気系起動バイパス系の系統図を示す。

(i) フラッシュタンク回り熱回収システム

(a) 給水流量増大

原子炉出力の上昇に伴い、蒸発器出口水温度が300°Cから320°Cに上昇するまでの間に給水流量を10%から41%に増大させる。この過程で、給水加熱用の必要蒸気量も増大するが、これをフラッシュタンク発生蒸気及びドレンを熱回収することで、最終給水温度を維持したまま給水流量増大が可能であることを確認する。

(b) 蒸発器出口蒸気発生

給水流量増大後、原子炉出力の上昇に伴い、蒸発器出口流体は水単相状態から2相流状態へ、そしてさらに蒸気単相状態に移行する。この過程では、充分なフラッシュタンク発生蒸気が得られる状態となるため、ドレンの脱気器への熱回収を停止し、蒸気のみの熱回収で最終給水温度が維持できることを確認する。

(ii) 主蒸気昇温システム

(a) 過熱器通気

主蒸気昇温の前段として、過熱器入口バイパス調節弁を微開して、蒸発器出口蒸気を過熱器に通気する。この時、出入口配管を充分ウォーミングすることで過熱器へのドレン流入を防止できることを確認する。

(b) 主蒸気昇温

過熱器入口バイパス調節弁を徐々に全開、過熱器バイパスを徐々に全閉とすることで、過熱器通気量/過熱器バイパス流量の割合を変えて行き、主蒸気温度を約50°C/hで昇温できることを確認する。

(c) 過熱器通気量増大

原子炉出力再上昇(約38%→約45%)に伴い上昇する過熱器入口ナトリウム温度に対して、気水分離器ドレン弁を徐々に全閉することによって水・

蒸気系起動バイパス系統の切り離し操作を行う。絞り込みの操作は給水流量が約41%に維持されるように行う。この結果、水・蒸気系起動バイパス系統側の流量が減少（約26%→0%）していく、過熱器通気量が増大（約15%→41%）していく。

(iii) 停止操作順

上述したプラント起動操作の逆の操作（過熱器通気量減少、過熱器隔離、過熱器バイパス運転停止、フラッシュタンクドレンの回収、給水流量減少）を行い、プラントを停止させる手順について確認する。

(3) 試験結果

試験期間中、7回の起動・停止のサイクルを実施し、水・蒸気系起動バイパス系統の特性を確認するとともに、運転データを採取した。

(i) フラッシュタンク回り熱回収システム

(a) 給水流量増大

第1サイクルの給水流量増大において、給水流量を10%から13%まで上げた段階で、フラッシュタンク内の圧力が低下する現象が見られた。起動バイパス系統についての各種調査及び調整を行なった結果、原因は当該系統のフラッシュタンク内熱水の旋回流により、フラッシュタンクドレン側へ蒸気が過大に巻き込まれ、巻き込まれた蒸気がドレン回収ラインで成長し、流動抵抗となって脱気器への熱回収の不足が生じたためと判明し、以下の対策を行なった。

- ・フラッシュタンク内の蒸気巻き込みを抑え、液面の安定化を図るため、フラッシュタンク出口ノズルの整流版の構造を変更し機能強化を図るとともに、熱水の旋回流防止版を設けた。また、フラッシュタンク制御液位を600mm上にした。
- ・配管の流動抵抗を小さくし、当該配管内の圧力減少を小さくするため、フラッシュタンク出口から脱気器へ分岐する部位までの配管径を大きくした。
- ・脱気器の熱回収ラインのフラッシュタンクドレン回収調節弁手前における液頭圧を大きくするため、フラッシュタンクドレン回収調節弁の設置位置を低い位置に変更した。

改造後の各プロセス値は安定しており、41%までの給水流量増大が良好に行われることを確認した。（図3.10.1-2参照）。

(b) 蒸発器出口蒸気発生

蒸発器出口温度が運転圧力（約127atg）の飽和温度（約330°C）に達すると沸騰し始め、蒸発器での蒸気発生が開始される。この時のプロセス量の挙動を図3.10.1-3に示すが、沸騰に伴い蒸発器出口水・蒸気の比容積が急激に大きくなるため気水分離器ドレン弁で流体が流れにくくなる。このため、気水分離器圧力が上昇し、給水流量は減少するが圧力制御系の働きにより運転上支障のない範囲に制御されることが確認できた。

その後の原子炉出力の上昇に伴い発生蒸気量は増大し、気水分離器ドレン弁開度も開いていったが、全量蒸気となる直前で全開に近づいたため、運転裕度を確保するために運転手順を改善することとした。採用した起動曲線を図3.10.1-4に示すが、気水分離器ドレン弁が全開に近づいた段階で一時的に給水流量を減少し、開度余裕を確保した状態で全量を蒸気とする。この後、

蒸気の一部をタービンバイパス系に流すことで気水分離器ドレン弁の負荷を減少させた後、給水流量を41%に復帰させる手順とした。

これらの過程を通してフラッシュタンク回りの熱回収システムは良好に作動し、給水温度を計画値の約195°Cに安定して維持できることを確認した。

(ii) 主蒸気昇温システム

(a) 過熱器通気

補助蒸気を用いて過熱器入口配管を充分ウォーミングした後、過熱器入口バイパス調節弁の微開、微閉操作で通気を行うことにより、配管メタル温度、器内圧力ともに穏やかな上昇が可能であった。この結果、過熱器へのドレン流入も防止できることが確認できた。

なお、最初の過熱器通気試験において主蒸気管での気柱振動が発生したが、主蒸気圧力制御回路に設けてあった主蒸気管共鳴補償回路を調整することで解決した。

(b) 主蒸気昇温

第5サイクルにおける主蒸気昇温のための調節弁の切り替え操作の結果、主蒸気温度を約33~36°C/hで約377°Cまで昇温可能であることを確認した(図3.10.1-5参照)。

(c) 過熱器通気量増大

第6サイクルに原子炉出力上昇と交互に、気水分離器ドレン弁を徐々に手動にて閉じていく操作中、各プロセス値は安定した状態を保持し、起動バイパス系統の切り離し、過熱器への通気量増大操作が良好にできることを確認した。この操作により発電機出力は約123MW(約44%)に到達した(図3.10.1-6参照)。

(iii) 停止操作手順

過熱器通気量減少から給水流量減少までの一連の停止手順について問題なく実施できることを確認した。なお、原子炉出口ナトリウム温度330°C付近で、起動時に見られたような相変化によるプロセス変動が観察されたが、その変動は、起動時に比べるとはるかに穏やかな変化であり、速やかに安定な状態に収束した。

(4) 考察

(i) 給水流量増大について

フラッシュタンク廻り改造後の給水流量増大において、フラッシュタンク圧力調節弁の開度は増大開始時から増大終了まで数%から約22%までに徐々に増加しており、十分な余剰蒸気が確保されていた。これから、改造の妥当性が確認できた。

(ii) 蒸発器出口蒸気発生時の気水分離器ドレン弁の開度増加について

原子炉出口ナトリウム温度が約330°Cに到達した後に発生する気水分離器ドレン弁開度の増加現象は、蒸発器出口蒸気温度が飽和温度に達して沸騰を開始し、発生した蒸気相部分が気水分離器ドレン弁まで到達して弁の開度が増加したものと考えられる。これは水単相から2相流に変わる段階では、比容積が大きく変化することによって、弁開度が一挙に大きくなつたものであるが、給水流量、気水分離器出口圧力の変動幅は運転上支障のない範囲であった。

(iii) 過熱器バイパス運転の一部手順改善について

試験結果でも述べたように、初めて原子炉出力約30%に到達したサイクルにおいて、気水分離器ドレン弁の開度が90%を越え、運転余裕が不足した。これは気水分離器ドレン弁の2相流領域での特性に起因するCv値余裕不足によるものであった。気水分離器ドレン弁の設計上の余裕の取り方は、当該弁の幅広い使用条件と特徴を考慮し、弁余裕に対する適性余裕として約20%程度と判断していたが、当該弁の2相流状態ではこれを上回る不確かさがあり、結果的に調整幅が少なくなったものである。このため、気水分離器ドレン弁の開度余裕幅を広げるために、当初の計画では原子炉出力約38%で開始することとしていた過熱器バイパス運転を、原子炉出力約30%の段階で開始することとした。この操作により気水分離器ドレン弁の開度の余裕も大きくなり、以降の運転操作も問題なく行うことができた。

(iv) 過熱器通気操作について

過熱器通気時の主蒸気管/過熱器昇圧操作の判定基準は過熱器出口蒸気の昇圧率「 $20\text{kg}/\text{cm}^2/\text{min}$ 以下」であり、その判定基準は十分に満足したが、過熱器入口配管メタル温度の昇温率についても出来る限り一定値以下（目標： $50^\circ\text{C}/\text{h} \sim 100^\circ\text{C}/\text{h}$ ）に抑えるべく試験を行った。このような条件の中で、過熱器入口バイパス調節弁の微開については非常にきめ細かい操作が必要であることが解った。

(v) 過熱器通気時の主蒸気圧力の振動対策について

第5サイクルの過熱器通気時において観察された主蒸気圧力の変動の振動数は1.57Hzであった。これに対して振動に寄与すると思われる主蒸気母管での気柱振動の固有振動数は、1.55Hzであり、ほぼ一致する。また主蒸気圧力制御系に設置した主蒸気管共鳴補償回路を調整した後に実施した確認試験においては、同じ条件で変動は発生しなかった。これらのことより本事象は主蒸気管の気柱振動を圧力制御系が増幅した結果発生した、圧力脈動であると考えられる。

(vi) フラッシュタンク圧力調節弁について

フラッシュタンク圧力調節弁については、通気量の増加に伴い、振動騒音とも大きくなる。これは通気量に見合った現象であり、圧力調節弁としての機能には問題はないが、環境改善のために、振動・騒音対策を今後実施することが望ましいと考えられる。

(vii) 給水流量のゆらぎについて

蒸発器出口給水流量については、水単相状態と蒸気単相状態に比べ、2相流状態ではそのゆらぎが大きいことが確認された。これは定性的には次のように説明できると考える。蒸発器内及びその下流側が2相流状態になると流体が水単相時に比べ圧縮されやすくなり、給水調節弁の開度変動に対して流量が変動しやすくなる。さらに温度が上昇し蒸発器で過熱蒸気が発生するようになると、気相部容積が増加するため蒸発器出口側の圧力変動が緩慢となり、温度が低い時に比べ外乱に対する給水流量の応答も緩慢となり、このため系の安定性も向上する。

(viii) まとめ

本試験を通じて水・蒸気系起動バイパス系統の貴重な運転データを得ることができた。これらの知見を運転手順書に反映させることで手順書を充実させることができた。更に自動化運転のデータとして活用することができた。

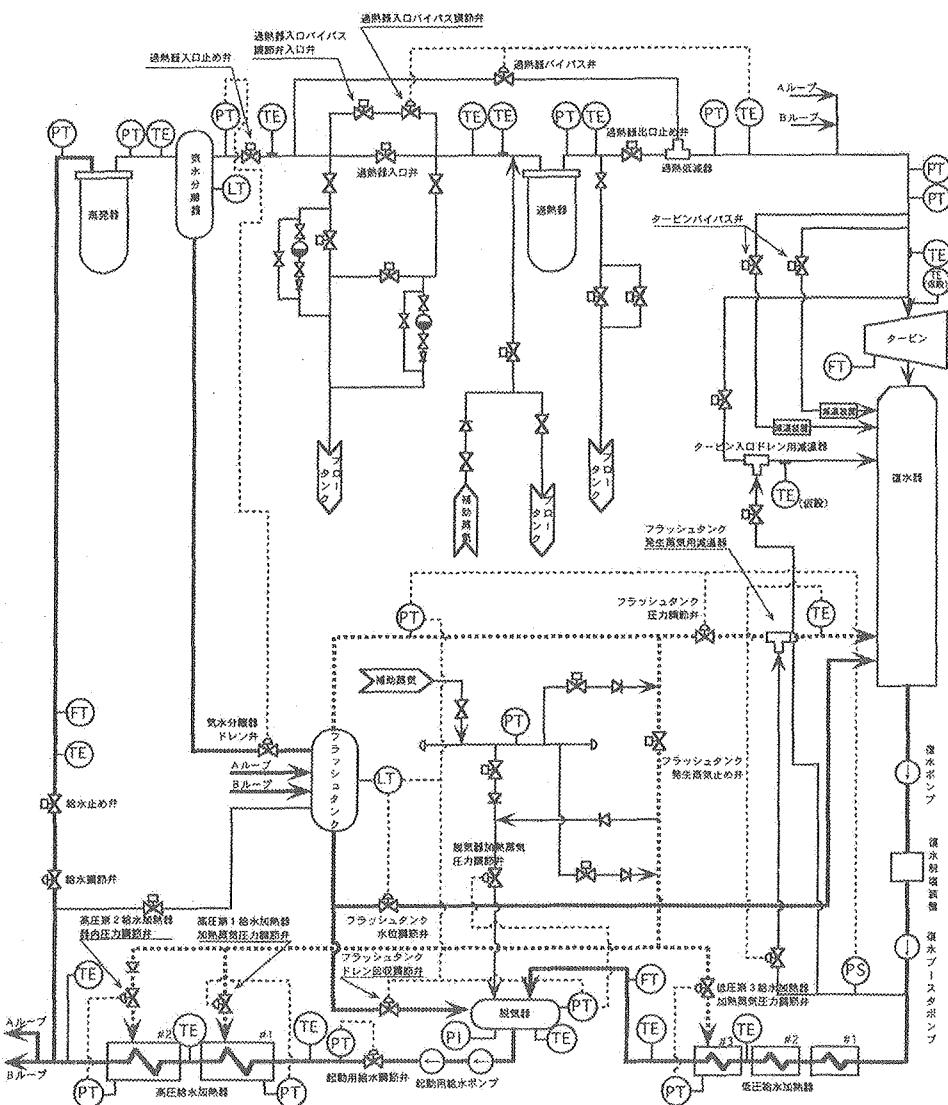


図 3.10.1-1 水・蒸気系起動バイパス系 系統図

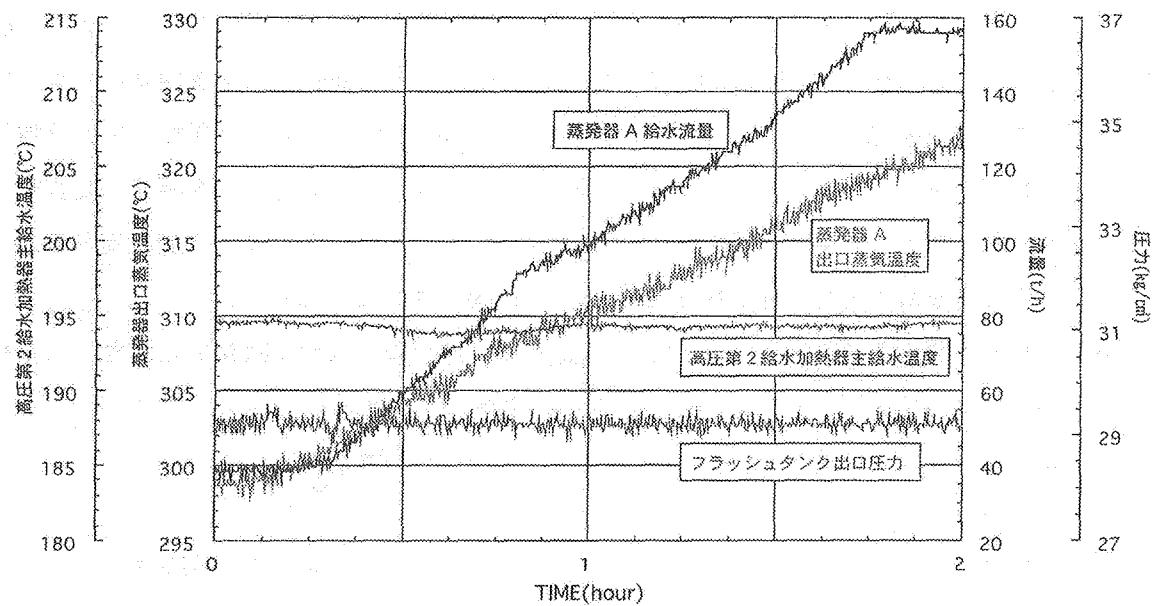


図 3.10.1-2 給水流量増大 (A ループ: 第 5 サイクル 8 月 23 日 22 時 30 分～)

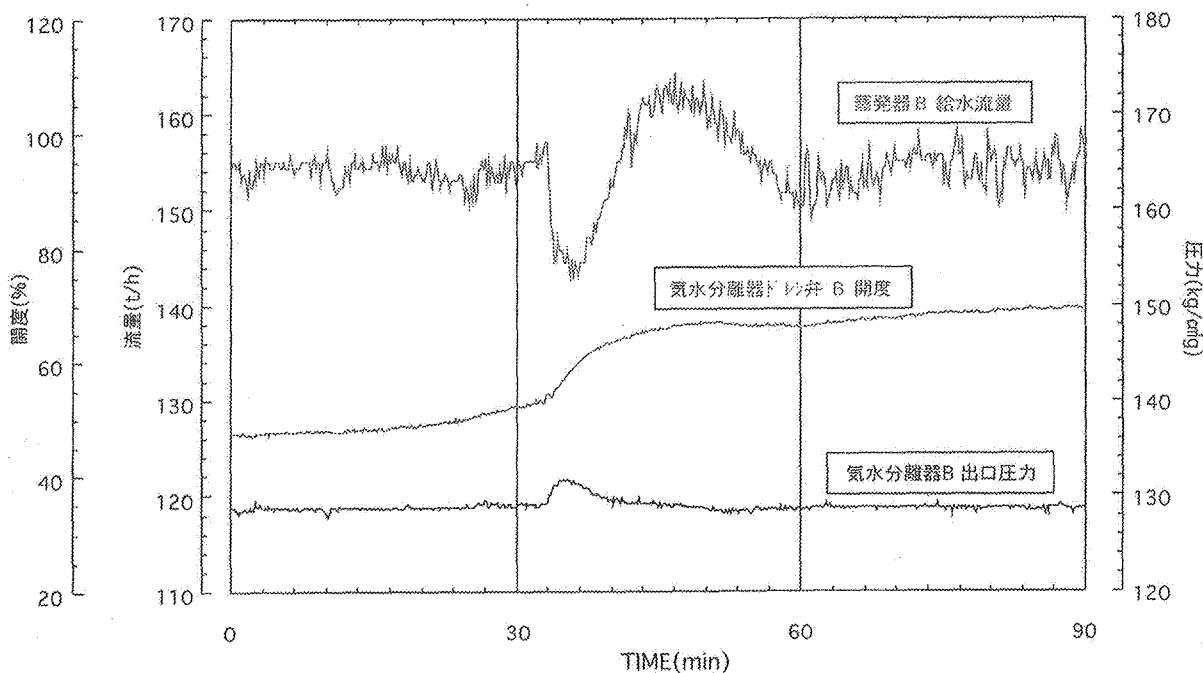


図 3.10.1-3 給水流量増大 (B ループ: 第 4 サイクル 7 月 24 日 17 時 00 分～)

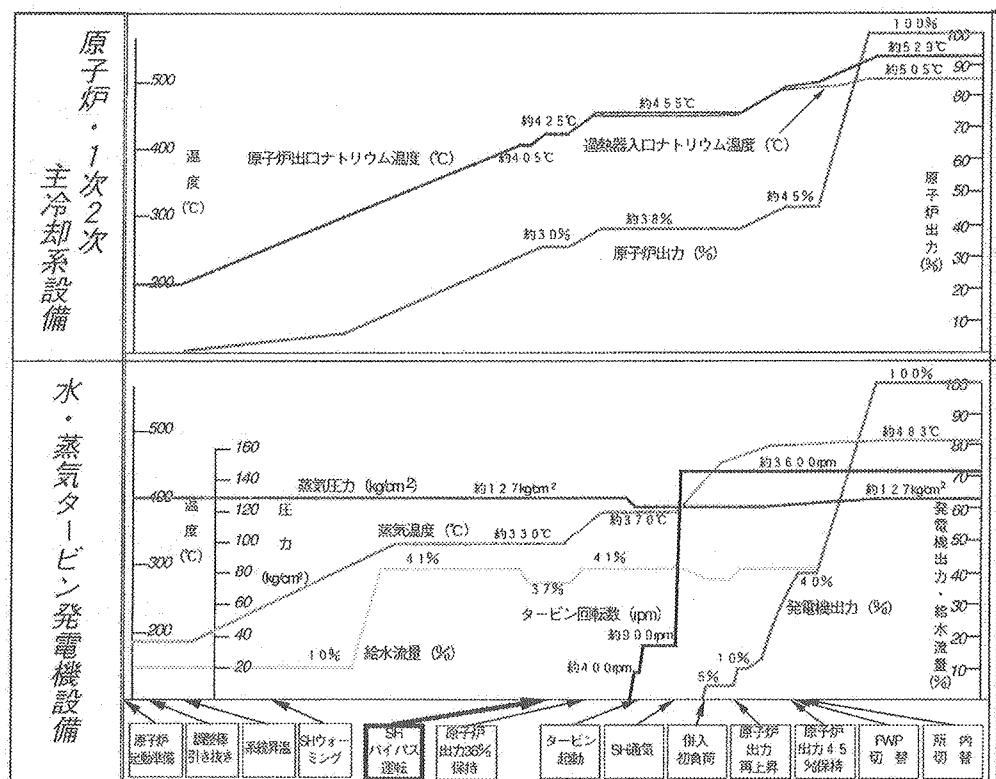


図 3.10.1-4 プラント起動曲線

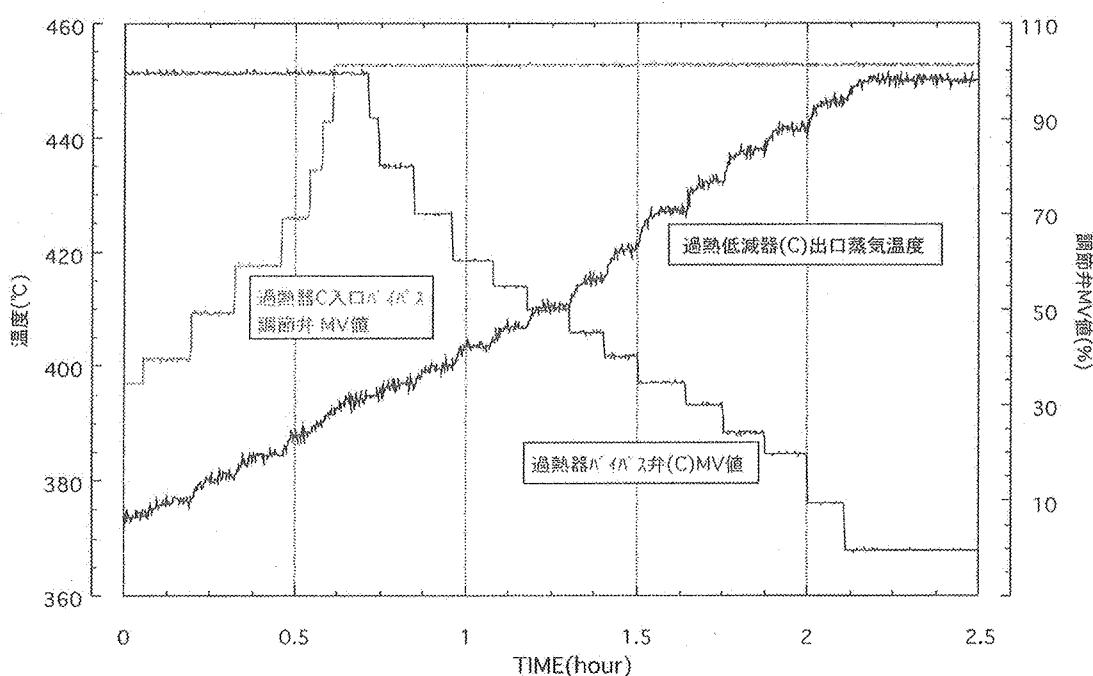


図 3.10.1-5 主蒸気昇温 (Cループ: 第5サイクル 9月1日 15時43分~)

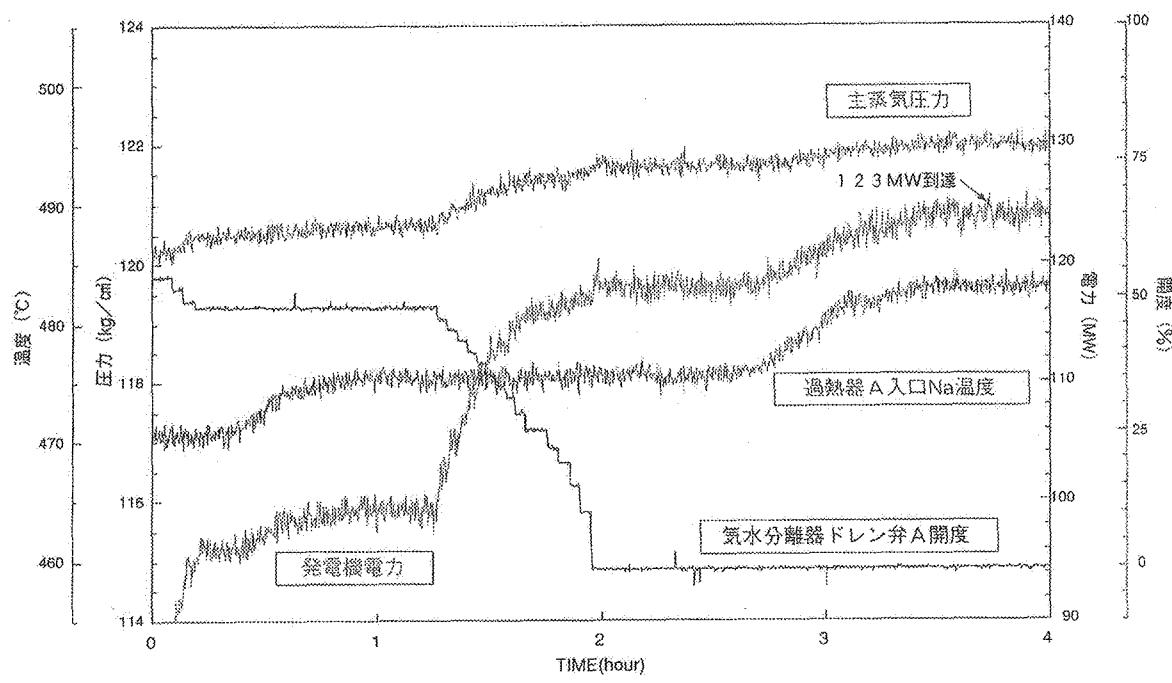


図 3.10.1-6 過熱器通気量増大（第 6 サイクル 10 月 12 日 13 時 30 分～）

3.10.2. 蒸気発生器ブロー特性確認 (SST-P-4-18)

試験期間：平成7年12月1日

(1) 試験目的

蒸気発生器 (SG) 水リーク時には、蒸気発生器の保護動作として蒸気発生器の水・蒸気側とナトリウム側を隔離するとともに、水・蒸気側の放出弁から急速ブローして保有水・蒸気をすばやく排出し、続いて窒素ガスを供給して蒸気発生器の保管状態へ移行する。水リーク以外のトリップ事象では蒸気発生器の水・蒸気系統をドレン弁から通常ブローして系統を減圧させる（給水止め弁：全開→全閉、過熱器出口ドレン弁：全閉→全開）。本試験では、蒸気発生器の水・蒸気系統回りに着目し、上述の動作が正常になされることを確認するものである。

(2) 試験方法

(i) 測定評価対象

水・蒸気系統の内、図3.10.2-1に示す蒸気発生器廻り水・蒸気系統（320系統）を対象とする。

(ii) 測定項目

項目	測定データ	記録装置
流量	蒸発器給水流量	
蒸気温度	蒸発器出口、過熱器出口	・MIDAS (1s)
蒸気圧力	気水分離器出口、過熱器出口、主蒸気圧力	・過渡現象記録装置 (最大1ms)
弁開閉確認 開閉時間	給水止め弁 (AV5), 過熱器入口止め弁 (AV6) 過熱器出口止め弁 (MV8), 蒸発器入口放出弁 (AV110) 蒸発器出口ドレン弁 (MV113), 過熱器出口ドレン弁 (MV132), 蒸発器出口放出弁 (RV256A,B), 過熱器入 口放出弁 (RV257A,B), 過熱器出口放出弁 (RV258A,B)	・運転記録 (2s) カッコ内の数値はサンプリング周期を表す。

(iii) 試験項目と測定時のプラント状態

以下に示す性能試験で実施するプラントトリップを対象に本試験を行う。

(a) 出力40%時の通常ブロー特性の取得

タービントリップによるプラントトリップ→プラントトリップ時特性評価 (タービン) (SST-P-12-11: プラント出力40%)

(b) 定格出力時の通常ブロー特性の取得

発電機トリップによるプラントトリップ→発電機負荷遮断時特性確認 (SST-P-12-13: プラント出力100%)

(c) 水リーク時の急速ブロー特性の取得

蒸気発生器隔離信号投入によるプラントトリップ→蒸気発生器伝熱管模擬水漏えい時特性確認 (SST-P-12-15: プラント出力40%)

なお、これまでに実施されている試験項目は、上記のうち (a) 出力40%時の通常ブロー特性の取得のみである。

(iv) 評価の項目

(a) 所定のインターロックに基づく弁動作確認

水・蒸気系統の主要弁の作動及び作動時間は水・蒸気系統の減圧特性に影響を与える。本試験では、上記ii) 項の弁に対し所定のインタロックに基づく作動確認を行うとともに作動時間を測定する。

(b) 水・蒸気ブロー時の系統の減圧特性取得評価

蒸気発生器水リーク時にはナトリウム・水反応を早急に終息させることが最も重要である。蒸気発生器水リーク模擬試験では急速ブローが行われ2分以内に系統圧が $7\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ まで減圧することを確認する。一方、水リーク以外のトリップ事象における通常ブローでは時間の制約はないが系統圧が $7\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ まで減圧されることを確認する。

(3) 試験結果

プラントトリップ時特性評価（タービン）が実施され、プラント出力40%時の通常ブロー特性を取得した。その結果を以下に示す。

(i) 所定のインタロックに基づく弁作動確認

通常ブロー時に作動する弁は給水止め弁（AV5：全開から全閉へ）と過熱器出口ドレン弁（MV132：全閉から全開へ）のみであり、これらが所定のインタロックにより正常に作動することを確認した。また、これらの弁の開閉時間を測定し設工認時の設計用熱過渡曲線作成に使用した弁開閉時間と比較した結果、給水止め弁の全閉時間は7秒で両者はほぼ一致したが、過熱器出口ドレン弁の全開時間では実測値は26秒であり、熱過渡曲線用設定値に対し約11秒早いことを確認した。ただし、通常ブローの初期においてはタービンバイパス系から復水器への蒸気ブローが主な蒸気放出経路となるため、これにより減圧特性が大きく変化することはない。

(ii) 水・蒸気ブロー時の系統の減圧特性評価

40%プラント出力における通常ブロー時の減圧特性を図3.10.2-2（蒸発器）及び図3.10.2-3（過熱器）に示す。通常ブローでは、蒸発器と過熱器並びにループ間の減圧時間に優位な差異はなく、いずれも10分で $7\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ まで減圧することを確認した。一方、Aループの圧力プラート一部が他ループと比較して早く発生し（約 $50\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ で発生）、かつ長く継続しており、これに対応して蒸発器Aの出口温度が約 55°C ほど低下していることが確認された（他ループでは約 10°C の温度低下）。これは給水止め弁閉止後、蒸発器Aの伝熱管ダウンカマーパー部及びその下流側の保有水が他ループより早くかつ多量に有効伝熱部に流入して減圧沸騰したためと推定される。このような保有水の流れは定常流ではないため、この再現性は状況により変化するものと思われる。

なお、水の流入のない過熱器ではループ間で減圧・温度特性に差は見られなかった。

(5) 考察

プラント出力40%において通常ブロー時の弁の動作確認及び減圧特性を取得し問題のないことを確認した。一方、減圧途中では蒸発器Aの圧力挙動が他ループと若干異なり、これにより約 55°C の熱過渡が出口管板に加わったことを確認した。

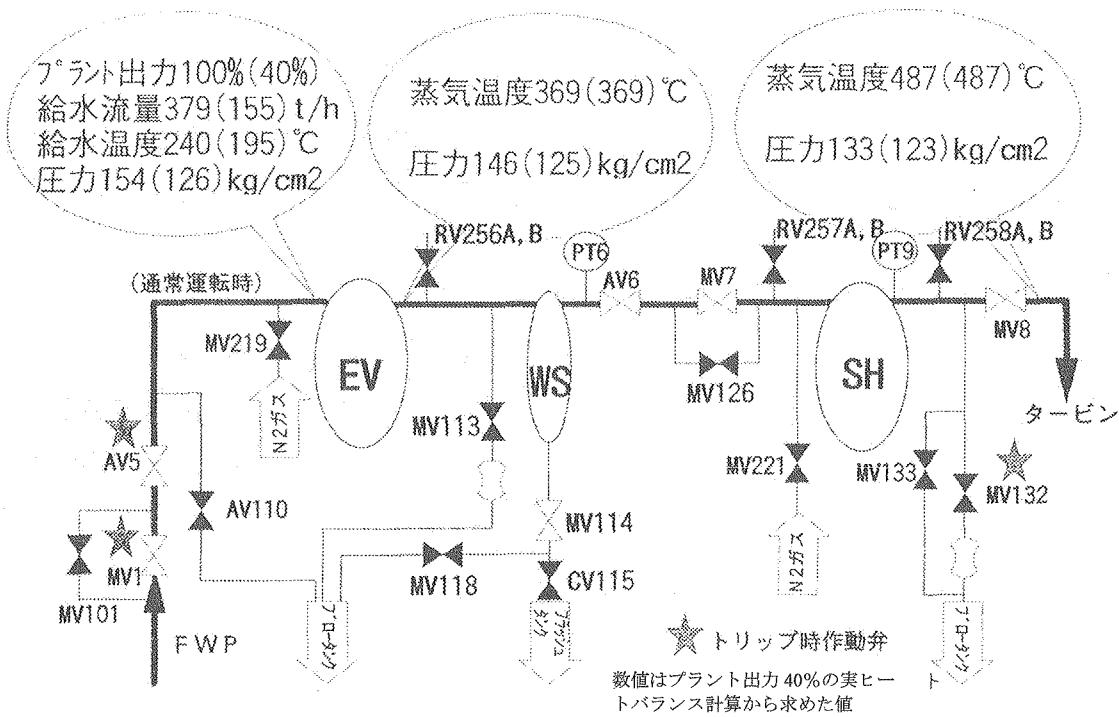


図 3.10.2-1 蒸気発生器廻り水・蒸気系統（320 系統）概要
(通常運転時)

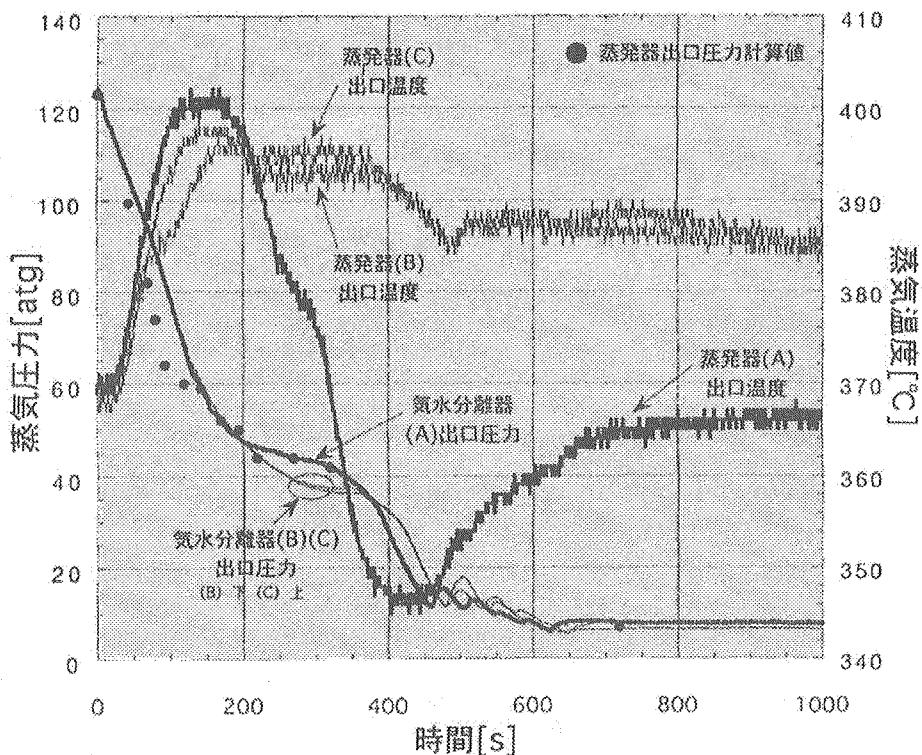


図 3.10.2-2 プラント出力 40%時の通常プロ一特性（蒸発器）

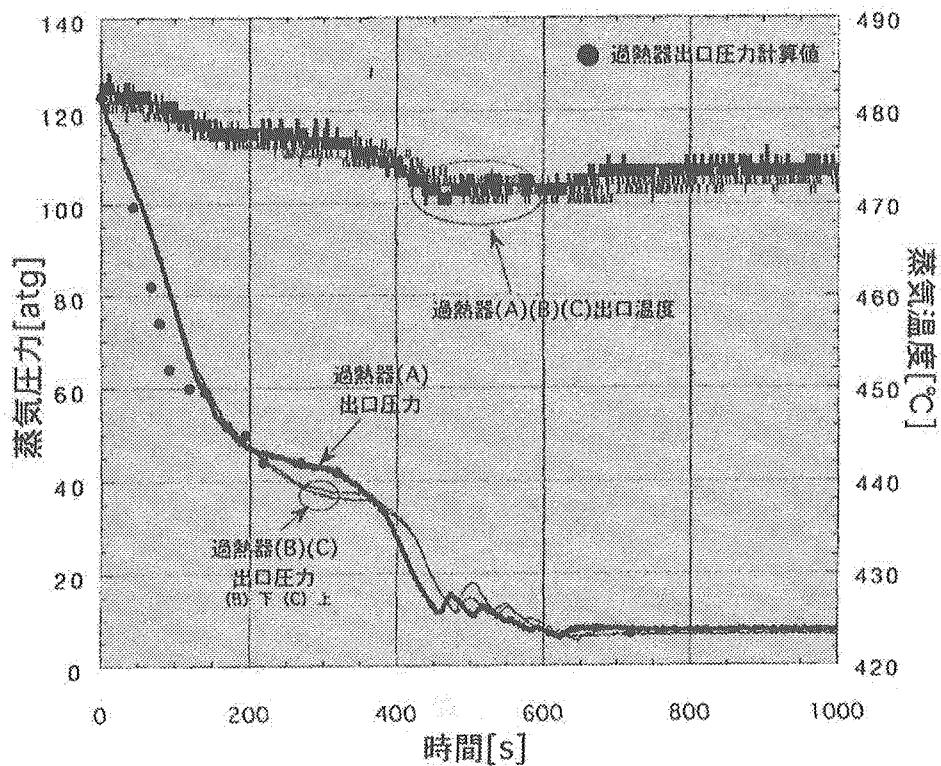


図 3.10.2-3 プラント出力 40%時の通常プロ一特性（過熱器）

3.11. タービン設備特性確認

3.11.1. タービン保安装置特性確認 (SST-P-5-11)

試験期間：①平成6年12月19日～平成7年1月13日（停止中）
②平成7年7月11日～平成7年10月31日（無負荷運転中）

(1) 試験目的

タービン保安装置は、タービン運転中に何らかの異常が認められた場合に、電気的あるいは機械的にタービンを安全かつ速やかに停止させるための設備で、基準上設置を義務付けられている重要なものである。

これらのタービン保安装置が正常に動作することの確認を目的とし、停止中（起動前）および無負荷運転中に実施した。

又、制御油、潤滑油ポンプがインターロック通り動作することの確認を実施した。

(2) 試験方法

I. 停止中

(i) タービンカスタマトリップ試験

(a) タービン主要弁閉止確認試験

タービンがリセットされている状態で、回転数/昇速率設定（シミュレータ盤による模擬入力）を行い、タービン運転状態を模擬し、待機中の高圧油ポンプを「停止引きロック」とし、高圧制御油低による自動起動阻止状態とする。この状態において運転中の高圧油ポンプを「停止」し、主タービン高圧制御油低によりMSV/CVが急閉しタービンが正常にトリップすることを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認する。

(b) タービントリップインタロック回路確認試験

以下に示すタービントリップ回路について、模擬または実操作によりタービンが正常にトリップすることを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認する。

- 1) 主油ポンプ出口油圧低（模擬）
- 2) 原子炉トリップ（模擬）
- 3) 復水器真空度低（模擬）
- 4) 主タービン振動大（模擬）
- 5) 主タービン排気室温度高（模擬）
- 6) EHCマスタコントローラ故障（模擬）
- 7) EHCバルブコントローラ電源断（模擬）
- 8) EHC機械式トリップソレノイド電源断（模擬）
- 9) 発電機保護継電器作動（模擬）
- 10) 主タービン軸受油圧低（模擬）
- 11) 過熱器バイパス時蒸気温度低（模擬）
- 12) 主タービンバッカアップ過速度（模擬）
- 13) 主タービントラスト軸受磨耗（模擬）
- 14) 主タービン高圧制御油圧低（タービン主要弁閉止確認試験にて実施、実動）
- 15) 発電機固定子冷却水喪失（模擬）
- 16) 主タービン回転数信号異常（模擬）
- 17) EHCマスタトリップ電磁弁電源断（模擬）
- 18) 主タービン手動トリップ（中央制御室、実操作）
- 19) 主タービン過速度（無負

- 荷運転中に実施、実動作) 20) 主タービン手動トリップ(現場、実操作)
 21) 主タービン非常トリップ油圧低(模擬)
- (ii) パワーロードアンバランス回路作動試験
- タービンがリセットされている状態で、定格タービン出力/定格発電機負荷(シミュレータ盤による模擬入力)を行い、この状態において発電機負荷信号を急激に減少させ、パワーロード回路が正常に動作することを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認する。
- (iii) 油ポンプ自動起動試験
- 以下に示す油ポンプが、ポンプ停止による油圧低下またはポンプトリップ信号により、自動起動することを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯/消灯することを確認する。
- (a) 主タービンタービングポンプ(主タービン非常用油ポンプ停止による油圧低下)
 - (b) 主タービン非常用油ポンプ(主タービンターニング油ポンプ停止による油圧低下および主タービンターニング油ポンプ電源喪失)
 - (c) 高圧油ポンプA,B(高压油A,B停止による油圧低下)
- (iv) 主タービンターニングモータ自動停止試験
- 主タービンターニング時に、主タービンターニング油ポンプ停止による軸受油圧低下により、自動停止することを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯／消灯することを確認する。

II.無負荷運転中

- (i) タービン制御装置試験
- (a) 調速装置制御範囲試験
- 主タービン定格回転数にて運転中に、負荷設定器を(「増」、「減」)し調速装置の制御範囲が正常であることを確認する。
- (b) 過速度トリップ装置試験
- 主タービン定格回転数にて運転中に、以下の試験を行う。
- ①非常調速装置オイルトリップ試験
 - 非常トリップ装置をロックアウト(過速度トリップ阻止)した状態において、非常調速装置がオイルトリップすることを確認する。又、所定の表示灯が点灯/消灯することを確認する。
 - ②主タービン過速度トリップ試験(2回)
 - 主タービン回転数にて運転中に、過速度テストPBにより主タービン回転数を上昇させ、正常に過速度トリップすることを確認する。又、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯/消灯することを確認する。
- (ii) 油ポンプ自動起動試験
- 以下に示す油ポンプが、主タービン過速度トリップ時の回転数降下中に、油圧の低下により自動起動することを確認する。また、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯/消灯することを確認する。
- (a) 主タービンターニング油ポンプ(主油ポンプ吐出圧力低下)
 - (b) 主タービン非常用油ポンプ(主油ポンプ吐出圧力低下)
 - (c) 主タービン電動押込油ポンプ(主油ポンプ入口圧力低下)

図3.11.1-1にタービントリップインタロック線図を示す。

(3) 試験結果

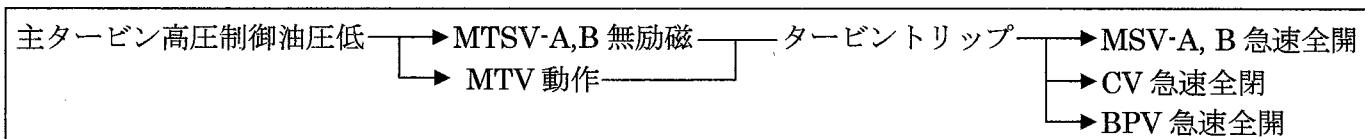
(i) タービンマスタトリップ試験（停止中）

(a) タービン主要弁閉止確認試験

高圧制御油圧の低下により、速やかにタービントリップし主要弁が全閉（BPV-A,Bは全開）することを確認した。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

主要弁の動作状況は以下に示す通り問題は認められなかった。

(b) タービントリップインタロック回路確認試験



全てのタービントリップインタロック回路について、正常に動作することを確認した。

又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

(ii) パワーロードアンバランス回路作動試験（停止中）

発電機負荷遮断により、パワーロードアンバランス回路が正常に作動し CV 急閉、BPV 急開することを確認した。又、所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

(iii) 油ポンプ自動起動試験（停止中、無負荷運転中）

全ての油ポンプが、インターロック通り正常に自動起動することを確認した。又、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯/消灯することを確認した。

(iv) 主タービンターニングモータ自動停止試験（停止中）

軸受油圧の低下により、インターロック通り正常に自動停止することを確認した。又、設定値が正常であること及び所定の警報が点灯/消灯することを確認した。

(v) タービン制御範囲試験（無負荷運転中）

(a) 調速装置制御範囲試験

調速装置の制御範囲（LSS/HSS）が若干判定基準より外れている。

（LSS:0.8rpm,HSS:1.8rpm）ことが確認された。

これは、CVが温度上昇により伸び、負荷設定とCVの実開度が一致しなくなったことが原因であるが、調整は可能であることから、負荷40%以降の温度条件制定後にCVホットチェック（伸びによる位置ずれ測定）を行い調整する。

尚、使用前検査上は、判定基準を満足していることから特に問題はない。

(b) 過速度トリップ装置試験

①非常調速装置オイルトリップ試験

非常トリップ装置をロックアウト（過速度トリップ阻止）した状態において、正常に非常調速装置がオイルトリップすることを確認した。又、所定の表示灯が点灯/消灯することを確認した。

②主タービン過速度トリップ試験（2回）

2回とも安定した速度（3969rpm）で過速度トリップが行えることを確認した。又、所定の警報および表示が点灯/消灯することを確認した。

本試験により、タービン保安装置および制御油、潤滑油系統が設計通りの性能であることが確認された。

表 3.11.1-1 に試験結果を示す。

表 3.11.1-1 試験結果

(1) タービン主要弁閉止確認試験

項目	動作値	設定値/基準	結果
主タービン 高圧制御 油圧低	A: 77.0 kg/cm² B: 77.0 C: 77.0	77 ± 3.6 kg/cm²	MSV-A, B「閉」 CV「閉」 警報・表示：良好

(3) パワーロードアンバランス回路作動試験

項目	結果
パワーロード アンバランス 回路作動試験	パワーロードアンバランスリレー「作動」 CV「急閉」 BPV「急開」

(4) 調速装置作動範囲試験

項目	動作値	設定値	備考
調速装置低速限 (LSS)	3413rpm	3420 ± 7.2 rpm (約95%)	CVが既設止帯に重複している。これ はCVが既設止帯に重複する場合、負荷変化によるCV変 化度が一貫しなくなることが懸念であるため、信頼性向上の観点からCVの 止帯をシフトして、より広い速度範囲を許す。
調速装置高速限 (HSS)	3843rpm	3852 ± 7.2 rpm (約107%)	

*1 : 使用前検査の判定基準

(5) 過速度トリップ装置試験

項目	動作値	設定値/判定基準	結果
非常過速装置 オイルトリップ試験	-----	-----	良好
主タービン過速度 (1回目) トリップ試験 (2回目)	110% (3969rpm) 110% (3969rpm)	111% (1回目) (3969rpm)	良好 良好

(2) タービントリップインタロック回路試験

項目	動作値	設定値	結果
主油ポンプ出油油圧低	A: 7.48 kg/cm² B: 7.39 C: 7.52	7.4 ± 0.5 kg/cm²	良好
原子炉トリップ 復水器真空度低	----- *1	-----	良好
主タービン振動大	----- *1	-----	良好
主タービン排気室温度高	----- *1	107 ± 3.0°C	良好
EHCマスタークリオーラ故障	----- *1	-----	良好
EHCバルブコントローラ電源断	----- *1	-----	良好
EHC機械式トリップソレノイド電源断	----- *1	-----	良好
発電機保護遮断器作動	----- *1	-----	良好
主タービン摂受油圧低	A: 0.71 kg/cm² B: 0.70 C: 0.71	0.7 ± 0.11 kg/cm²	良好
過熱器バイパス時蒸気温度低	----- *1	347 ± 3.0°C	良好
主タービンバックアップ過速度	----- *2	----- *3	良好
主タービンスラスト軸受磨耗 (前)	A: 0.55 kg/cm² B: 0.55 C: 0.57	0.56 ± 0.11 kg/cm²	良好
主タービンスラスト軸受磨耗 (後)	A: 0.59 B: 0.60 C: 0.59	-----	-----
主タービン高圧制御油圧低	----- *1	-----	良好
発電機固定子冷却水喪失 (圧力)	----- *1	0.9 ± 0.1 kg/cm²	良好
発電機固定子冷却水喪失 (温度)	----- *1	95 ± 1.0°C	良好
主タービン回転数信号異常	----- *1	-----	良好
EHCマスタークリオーラ電源弁電源断	----- *1	-----	良好
主タービン手動トリップ (中焼制御室)	----- *3	-----	良好
主タービン加速度	----- *5	----- *5	良好
主タービン手動トリップ (現場)	----- *3	-----	良好
主タービン非常トリップ油圧低	A: 56.0 kg/cm² B: 56.0	56 ± 2.5 kg/cm²	良好

*1 : 接点マークによる模擬

*2 : 回転数信号模擬入力

*3 : 操作スイッチ使用

*4 : 振動大設定

*5 : 111.5 rpm

測定	#1~#3	#5~#6	備考
0 ~ 1000 rpm	12.5/100	-----	-----
1000 ~ 2500 rpm	20.0/100	17.5/100	許容値
2500 ~ 3600 rpm	17.5/100	-----	± 5/100 rpm
全速度域	-----	20.0/100	-----

(6) 油ポンプ自動起動試験

項目	動作値	設定値	結果
主タービンターニング油ポンプ (軸受油圧低) (主油ポンプ吐出圧力低)	1.09 kg/cm² 12.1 kg/cm²	1.1 ± 0.11 kg/cm² 12.3 ± 0.5 kg/cm²	良好 良好
主タービン非常用油ポンプ (軸受油圧低) (主油ポンプ吐出圧力低)	1.09 kg/cm² 11.6 kg/cm²	1.1 ± 0.11 kg/cm² 11.6 ± 0.5 kg/cm²	良好 良好
主タービンターニング油ポンプ吐出圧力低) (主タービンターニング油ポンプ電源喪失)	0.72 kg/cm²	0.7 ± 0.11 kg/cm²	良好 良好
主タービン電源押込油ポンプ (主油ポンプ入り口圧力低)	0.65 kg/cm²	0.7 ± 0.11 kg/cm²	良好 良好
高圧油ポンプA (高圧油ポンプ吐出ヘッド圧力低)	90.0 kg/cm²	91.0 ± 2.5 kg/cm²	良好 良好
高圧油ポンプB (高圧油ポンプ吐出ヘッド圧力低)	90.0 kg/cm²	91.0 ± 2.5 kg/cm²	良好 良好

(7) 主タービンターニング装置自動停止試験

項目	動作値	設定値	結果
主タービン ターニング装置 (軸受油圧低)	0.69 kg/cm²	0.7 ± 0.11 kg/cm²	良好

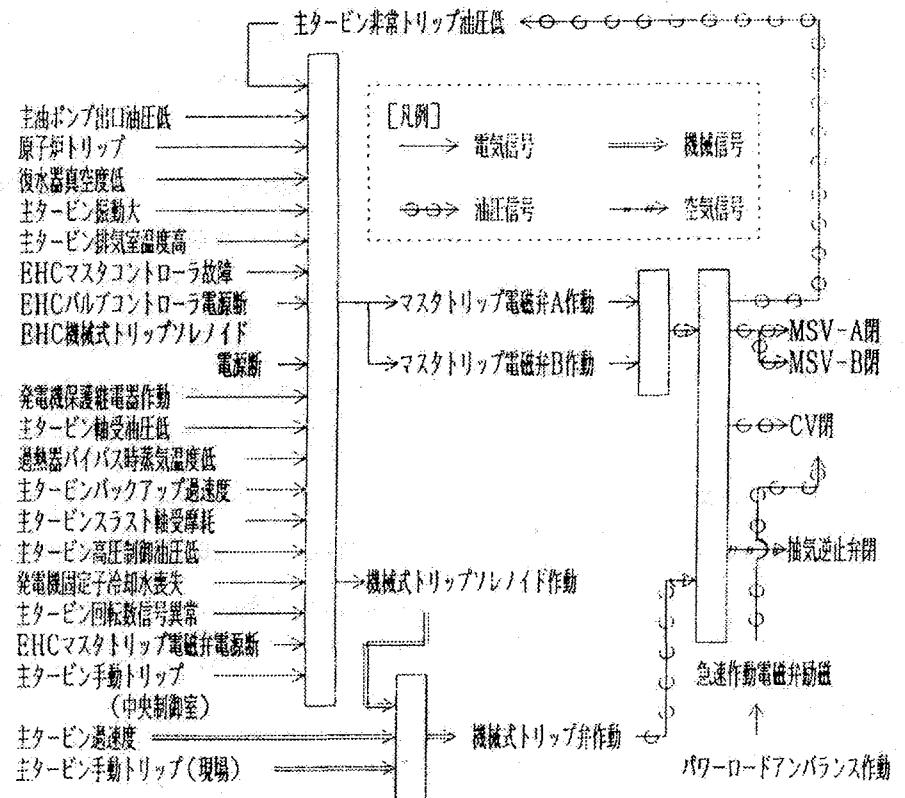


図 3.11.1-1 タービントリップインタロック線図

3.11.2. タービン特性確認 (SST-P-5-12)

試験期間：①平成7年7月8日～平成7年10月10日（停止中/無負荷運転中）
②平成7年10月9日～平成7年10月25日（無負荷運転中）

(1) 試験目的

タービン初期起動前、昇速中、定格運転中に主タービン本体、制御装置、潤滑油装置が所定の機能を有していることの確認を目的とし、停止中（起動前）および運転中（無負荷、負荷）実施した。

(2) 試験方法

I. 核加熱時（停止中、無負荷運転中）

(i) 一般健全性確認

CV ウォーミングやターニングギア自動離脱、主タービン軸振動等の一般的な事項の健全性を確認する。

(a) CV ウォーミング状態確認

自動化盤操作により、CV ウォーミングが設計通り行えることを確認する。

(b) ターニングギア結合、離脱状態確認

①ターニングギア離脱（昇速時）

タービン昇速開始に伴い、ターニングギアが自動的に離脱することを確認する。

②ターニングギア結合（停止時）

タービン停止に伴い、ターニングギアが自動的に結合することを確認する。

(c) 軸受油温度制御状態確認

主タービン起動/トリップに伴い、軸受け油温度制御がランプ上に上昇/下降することを確認する。

(d) 主タービン軸振動測定確認（振動測定）

①主タービン軸振動測定

主タービン昇速中、定格運転中の軸振動を測定し、各回転数域の振動値が運転制限値以内であることを確認し、制限値を越えている場合は調整する。

②主タービン試しウェイト取付による軸振動状態確認（振動測定）

将来の主タービンバランス調整時間短縮（ショット回数低減）のため、試しウェイトを各ロータカップリング [T-G 間, HP-LP (A) 間, LP (A) -LP (B) 間] の $95^\circ / 185^\circ$ 方向（カップリングの切り欠きが $90^\circ / 180^\circ$ 方向にあるため、作業性考慮し決定）に取付、この時の軸振動を測定する。

測定回数は、各ロータカップリングの $95^\circ / 185^\circ$ 方向で 1 回ずつ、計 6 回行う。

(e) 最小オイルトリップ回転数測定

主タービンは、負荷運転中にオイルトリップ試験を行うよう定められているため、主タービンの負荷運転許可範囲の 3480～3630rpm（系統周波数変動幅、58～60.5Hz）に、オイルトリップ試験が行える必要がある。

このため、3480rpm 以下の回転数域にて非常調速装置が作動するようにな
調整されていることを確認する。

(f) 蒸気加減弁漏洩確認および主蒸気止め弁漏洩確認

①蒸気加減弁漏洩確認

主タービンが定格回転数（無負荷）にて運転中に、蒸気加減弁を強制的に「閉」（開閉装置がスイッチがないため、制御用基板の信号ケーブルを抜く）とし、主タービンが回転数降下（2000rpm 以下）することを確認する。
②主蒸気止め弁漏洩確認

主蒸気止め弁「閉」指令信号を断（開閉操作スイッチがないため、制御用基板の信号ケーブルを抜く）とした状態で、主タービンを起動し蒸気加減弁「全開」時速度指令を保持しターニング離脱しないことを確認する。

(g) 回転数降下特性試験

タービン停止時間を測定し、軸受け損傷の有無を確認する。

(ii) 速度制御特性確認

(a) 昇速率制御確認

タービン昇速中の「昇速率抑制」、一定回転数での「回転数制御」が正常に行われることを確認する。

「低速」、「中速」、「高速」の各タービンの回転数上昇時間を測定し、設計通りの昇速率であることを確認する。

(b) 回転数制御確認

タービン保持ポイント 400, 900, 3600rpm にて、安定した回転数制御が行われていることを確認する。

(iii) 保安装置作動確認

タービンには運転中に異常が認められた場合、タービンを保護し安全に停止させる状態（保安装置）を有している。これらの保安装置の内、保安規定により主タービン通常運転中に定期的に機能確認を行う保安装置について正常に作動することを確認する。以下に確認項目を示す。

- ①主蒸気止め弁開閉試験 ②抽気逆止弁および抽気ドレン弁作動試験 ③主タービン電動押込油ポンプ自動起動試験 ④主タービンターニング油ポンプ自動起動試験 ⑤主タービン非常用油ポンプ自動起動試験 ⑥主タービンスラスト軸受磨耗トリップ試験 ⑦ロックアウトによるオイルトリップ試験 ⑧高圧油ポンプ自動起動試験 ⑨タービンマスタトリップ電磁弁試験 ⑩軸電圧測定試験 ⑪主油タンク油面計警報確認試験 ⑫高圧油タンク油面計警報確認試験 ⑬主タービンバックアップ過速度回路試験

(iv) 制御油・潤滑油発生装置作動確認

(a) 回転数上昇時の油圧測定・調整

主タービン油ブースタポンプは、主タービン軸に直結されている主油ポンプ出口圧力により駆動されるものであるから、主タービン起動（主油ポンプ起動）までは油圧未調整である。このため、主タービン定格回転数時にこれらの油圧調整を行うと共に安定した油圧制御が行えることを確認する。

(b) 軸受戻り油の流れ確認

主タービン昇速中および定格回転数時に、軸受け戻り油が正常に流れていること及び異物等が含まれていないことを確認する。

II.40%プラント出力時（負荷運転中および負荷運転後の解列時）

(i) 速度制御特性確認

(a) 溢速制御確認

- 主タービンが定格回転数にて運転されている時に、系統周波数より若干高い回転数にて制御（発電機並入操作のために）されていることを確認する。
- (ii) 保安装置作動確認
 - (a) 負荷運転中
 - ①-3) — (b) — (13), パワーロードアンバランス回路試験（30% /10msec 負荷以上可）を行い正常に作動することを確認する。
 - (b) 負荷運転後の解列時
 - 負荷運転後の解列時に主タービン過速度トリップ試験および主タービンバックアップ過速度試験を行い正常に作動することを確認する。
 - (iii) タービン各部状態評価
 - 負荷運転時に軸振動、油圧、油温および軸受メタル温度等が正常であることを確認する。

(3) 試験結果

I. 核加熱時（停止中、無負荷運転中）

(i) 一般健全性確認

(a) CV ウォーミング状態確認

本試験中は、通常と蒸気条件が異なり、既にウォーミング条件を満足（CV 外面メタル温度；150°C 以上、CV 内/外面メタル温度差；110°C 以下）しているため、ウォーミングパターンの確認および温度変化率の確認のみ行った。

結果は、プログラム通りのウォーミングパターンが確認され温度変化率も約 270°C/h であり良好であった。

尚、CV ウォーミング時に MSV-B のグランド部からの漏えい蒸気量が多く、周囲機器への影響および安全上の問題が懸念されたため、ウォーミングパターンを変更（暫定）した。（本来の起動条件となった時点に、再度確認を行う）

図 3.11.2-1 に変更前/後のウォーミングパターンを示す。

(b) ターニングギア結合、離脱状態確認

①ターニングギア離脱（昇速時）

主タービン起動操作により、[「400rpm」選択→CV 全開→ターニング離脱（約 10rpm）→ターニング再結合（0rpm）→MSV 開による昇速開始] となることが確認された。

これは、CV 全開により CV 蒸気室に溜まっていた蒸気が一気にタービンに流入することにより発生した事象である。この時のタービン流入蒸気は、回転継続させるほどのエネルギーはないため、タービン回転数は徐々に降下し再度ターニング運転に入る。

図 3.11.3-2 に現状の起動状態を示すが、常にこのパターンであれば特に問題はないが、何らかの原因により、ターニング再結合と MSV 副弁開とが同時期になった場合、ターニングギアが破損する恐れがあるため、CV 徐開回路を追加しタービンへ一気に蒸気が流入しないようにした。

本対策により、CV 開動作時のターニング離脱事象がなくなり、良好にターニング離脱できることを確認した。

②ターニングギア結合（停止時）

主タービン停止に伴い、ターニングギア結合が異常なく行えることを確認した。

(c) 軸受油温度制御状態確認

主タービン起動/トリップに伴い、軸受油温度設定値が $30 \rightarrow 46^{\circ}\text{C}$ (起動時), $46 \rightarrow 30^{\circ}\text{C}$ (トリップ時) と計画通りに変化することを確認したが、以下の事象により軸受油温度設定値を変更した。変更後の状態は良好であった。

図 3.11.2-3 に軸受油温度制御 (温度設定値) 変更前/後を示す。

①900rpm 時の低速ヒートソーグ中の軸受油温度設定値変更

900rpm 時の低速ヒートソーグ中に軸受油温度設定値 (34°C) < 軸受冷却水温度設定値 (35°C) となり、軸受油の冷却が不可能となつたため、900rpm 時の温度設定値を 38°C とした。この 38°C の根拠は、主タービン起動時の制御幅が 900rpm 時で $27 \sim 40.5^{\circ}\text{C}$ であり、軸受冷却水設定温度の 35°C 以上の値としても問題ないことから選定した。

②主タービンターニング時の軸受油温度設定値変更

主タービンターニング中は、軸受油温度設定値 (30°C) \geq 軸受冷却水温度設定値 (27°C) で制御されるようになっているが、夏場には海水温度が約 31°C に上昇したこと、軸受油の冷却が不可能となつたため、軸受油温度設定値を 32°C とした。この 32°C の根拠は、ターニング時の軸受油温度制限値が 36°C であることから余裕をみた値とし、選定した。

(d) 主タービン軸振動状態確認 (振動測定)

①主タービン軸振動測定

主タービン昇速中/定格回転運転中、各回転数域の振動値が運転制限値以内で安定していることを確認した。

なお、第 3 軸受けについては、1 回目の起動時に $9.8/100\text{mmp-p}$ を記録したが、以後の起動からは、約 $3 \sim 4/100\text{mmp-p}$ で安定していることを確認した。原因はラビングであると考える。

表 3.11.2-1 に各運転状態での軸振動値を示す。

②主タービン試しウエイト取付けによる軸振動状態確認 (振動測定)

将来の主タービンバランス調整時間短縮 (ショット回転数減) のため、試しウエイトを各ロータカップリング [T-G 間, HP-LP (A) 間, LP (A) - LP (B) 間] の $95^{\circ} / 185^{\circ}$ 方向に取付、この時の軸振動を測定した結果、軸受への影響の度合いは、#2, 3 軸受に大きく影響することが確認された。この結果は、将来のバランス調整に反映させる。

表 3.11.2-2 に試しウエイト取付による軸振動値を示す。

(e) 最小オイルトリップ回転数測定

3422rpm 以上にてオイルトリップ可能であり、設計通りであることを確認した。

(f) 蒸気加減弁漏えい確認および主蒸気止め弁漏洩確認

①蒸気加減弁漏洩確認

主タービンが定格回転 (無負荷) 運転状態にて、CV 強制「閉」で主タービンが 2000rpm 以下に回転数降下したことで、CV に漏洩はなく良好な状態であることが確認された。

②主蒸気止め弁漏洩確認

MSV 「閉」で、主タービンを起動時にターニング離脱しなかつたことで、MSV に漏洩はなく良好な状態であることが確認された。

(g) 回転数降下特性確認

主タービン停止時間を測定した結果、定格回転数～ターニング結合；約30～40分、200rpm～ターニング結合；約11～13分であり、非常に安定していることが確認された。

この停止時間は、軸受損傷の目安になるものであり、今回の値は参考値として今後の判断基準となる。

(ii) 速度制御特性確認

(a) 昇速率制御確認

昇速率「低速」、「中速」、「高速」のいずれも、設計通り安定していることを確認した。

(b) 回転数制御確認

タービン保持ポイントにて、安定した回転数保持が可能であることを確認した。

(iii) 保安装置作動確認

核加熱時（停止中、無負荷運転中）に実施した全ての保安装置について、正常に動作することを確認した。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

(iv) 制御油・潤滑油発生装置作動確認

(a) 回転数上昇時の油圧測定・調整

主タービン定格回転数時に主油ポンプに油圧調整を行い、安定した油圧制御であることを確認した。

(b) 軸受戻り油の流れ確認

軸受戻り油が正常に流れていること及び異物が含まれておらず良好な状態であることを確認した。

II.40%プラント出力時（負荷運転中および負荷運転後の解列時）

(i) 速度制御特性確認

(a) 揃速制御確認

揃速制御が設計どおり安定していることを確認した。

(ii) 保安装置作動確認

(a) 負荷運転中

負荷運転中に実施した全ての保安装置について、正常に動作することを確認した。又、設定値が正常であること及び所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

(b) 負荷運転後の解列時

①主タービン過速度トリップ試験

2回とも安定した速度（3969rpm）で過速度トリップが行えることを確認した。又、所定の警報、表示灯が点灯/消灯することを確認した。

②主タービンバックアップ過速度試験

安定した速度（4011rpm）でバックアップ過速度トリップが行えることを確認した。又、所定の警報、表示灯/消灯することを確認した。

(c) タービン各部状態評価

負荷運転中の軸振動、油圧、油温および軸受メタル温度等に異常がないことを確認した。

表 3.11.2-3 に負荷運転中の軸振動値を示す。

(4) 考察

(i) 蒸気加減弁 D 微開事象について

MSV-B 副弁による CV ウォーミング時、タービン回転数が約 200rpm まで上昇することが確認された。又、MSV、CV とも全閉（油筒により確認）にもかかわらずタービン回転数が約 10rpm 以下の降下しない事象が確認された。

現場の状況を調査したところ、CV-D 弁のノックダウンピンによりレバーが押上られており、これにより、CV-D 弁が微開状態となり、タービンに蒸気が流入しタービンを回転させたものであることが確認された。

CV-D 弁が微開状態となった原因是、本試験実施時の CV が冷態時の調整（タービン据付時の調整）のままであり、CV チェスト（高圧タービン車室）の温度上昇に伴う熱膨張によりカムシャフトが閉方向にずれノックダウンピンがレバーと干渉し、レバーを押上げたことによる。

対策としては、性能試験中であったため、応急的にノックダウンピンを除外することで対処したが、試験終了後に、恒久対策として以下の処置を行う必要がある。

(a) 現状では、主タービンの蒸気条件が低格に到達していないため、今後の出力上昇に伴い定格蒸気条件となった時点で、ずれ量を測定しカムシャフトの閉方向への遅れ量を補正する。（ホット調整）

(b) ホット調整後は、CV 全閉時においてもカムシャフトは現状より開方向の状態となるため、カムシャフトの回転量を確認し、レバーの削込みかノックダウンピンのサイズダウンを行う。

(ii) ターニング装置起動条件見直しについて

主タービン起動操作により、「400rpm」選択→CV 全開→ターニング離脱（約 10rpm）→ターニング再結合（0rpm）→MSV 開による昇速開始]となることが確認された事象に対し、CV 徐開回路を追加しタービンへ一気に蒸気が流入しないようにしたことで、CV 全開後のターニング離脱/再結合を防止することができたが、CV 蒸気室の溜まり蒸気量が増加した場合でも有効であるか不明である。

従って、現状の「ゼロスピードスイッチ ON」によるターニング装置起動インターロックに、更に起動条件として、「全弁閉選択中」を追加し、CV 全開後のターニング再結合を防止するよう改善する必要がある。図 3.11.2-4 に改善前/後のインターロック線図（案）を示す。

尚、本改善により、全弁閉選択中以外でのターニング装置起動は不可能となるが、全弁閉選択中以外とは、速度設定 400, 900, 3600rpm を選択している場合、即ち主タービンを起動中であることから、この時にターニング装置を起動させることはないため、本改善による運転上の問題はない。

起動回数		ペアリングNo.					
		#1	#2	#3	#4	#5	#6
1	昇進中	1.0	6.9	9.8	2.1	3.8	2.3
	3600	0.1	1.3	0.6	1.1	2.8	0.5
2	昇進中	0.8	2.8	2.3	1.1	2.4	1.0
	3600	0.1	2.1	1.0	1.2	3.4	0.9
3	昇進中	0.6	2.8	2.5	1.2	2.4	0.9
	3600	0.1	2.4	1.2	1.2	3.4	0.6
4	昇進中	0.6	3.8	3.0	1.2	2.7	1.0
	3600	0.2	2.9	1.6	0.8	3.0	0.5

注) 本表の振動値は、最大値を示す。 単位(1/100mmpp-p)

表 3.11.2 - 1 主タービン軸振動
(昇進中／3600rpm 安定時)

ウェイト取付位置		ペアリングNo.					
ウェイト取付量		#1	#2	#3	#4	#5	#6
ウェイト取付直前の振動値		0.1	2.3	1.2	1.1	2.9	0.7
振動方向(参考値)		299°	245°	90°	73°	94°	138°
LP (B) - GEN	95° - 90G	0.1	3.1	1.8	1.6	3.3	1.4
		42°	241°	81°	90°	92°	114°
	185° - 180G	0.1	2.8	2.6	0.5	2.4	1.3
		236°	271°	107°	194°	106°	167°
HP - LP (A)	95° - 90G	0.3	2.8	1.8	0.4	2.7	0.6
		352°	220°	72°	83°	91°	145°
	185° - 180G	0.7	4.9	3.2	1.1	2.8	0.8
		76°	239°	91°	24°	89°	122°
LP (A) - (B)	95° - 90G	0.1	2.0	1.8	1.2	2.7	0.6
		252°	275°	125°	45°	95°	126°
	185° - 180G	0.4	0.8	0.3	2.2	2.9	1.0
		356°	224°	313°	73°	89°	127°

注) 上段 - 振動値(最大)

下段 - 振動方向

単位(1/100mmpp-p)

表 3.11.2 - 2 試しウェイト取り付け時の主タービン軸振動 (3600rpm 安定時)

回数	負荷	ペアリングNo.					
		#1	#2	#3	#4	#5	#6
1	14MW	0.1	2.5	1.5	1.1	3.6	1.8
		0.1	2.9	1.7	1.1	3.3	1.6
		0.1	2.9	1.9	1.1	3.1	1.1
4	70MW	0.1	3.3	2.6	0.8	3.7	1.0
5	バックアップ速度試験時	1.3	3.8	2.9	1.4	3.5	3.6
6	28MW	0.1	3.7	2.9	1.0	3.5	1.5
7	93MW	0.1	3.8	3.1	0.9	3.1	1.5
8	123MW	0.1	3.8	3.2	0.7	3.1	1.5
9	126MW	0.2	4.6	3.7	0.9	3.3	2.0
		0.1	4.5	3.6	0.9	3.3	2.1

本表の振動値は、最大値を示す。 単位(1/100mmpp-p)

表 3.11.2 - 3 主タービン軸振動 (負荷運転中)

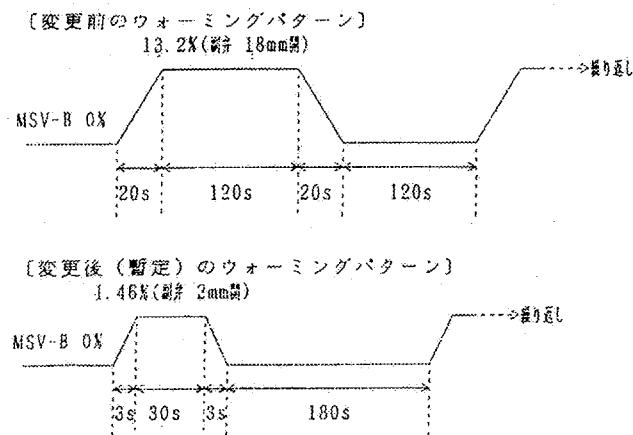
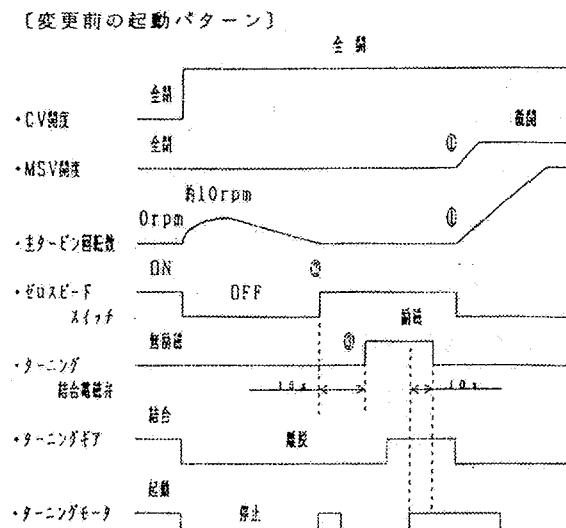


図 3.11.2-1 変更前／後のウォーミングパターン



常に、本パターンでの起動であれば問題ないが、万一ゼロスピードスイッチON②からターニング結合電磁弁励磁③動作に入る1.5秒の間に、MSV開によるタービン昇速①が開始された場合、ターニングギアが破損する恐れがある。

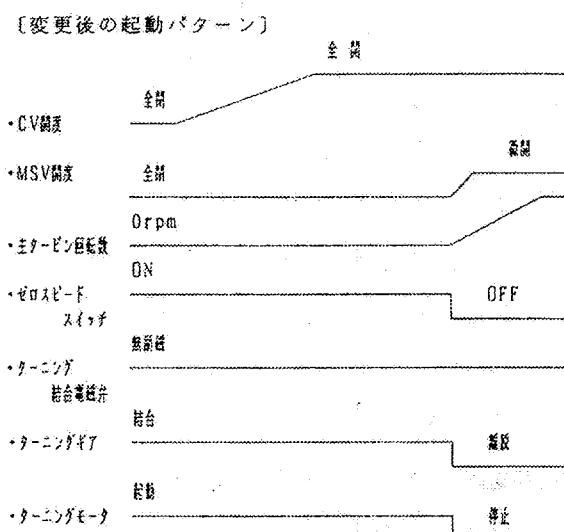


図 3.11.2-2 変更前／後の主タービン起動パターン

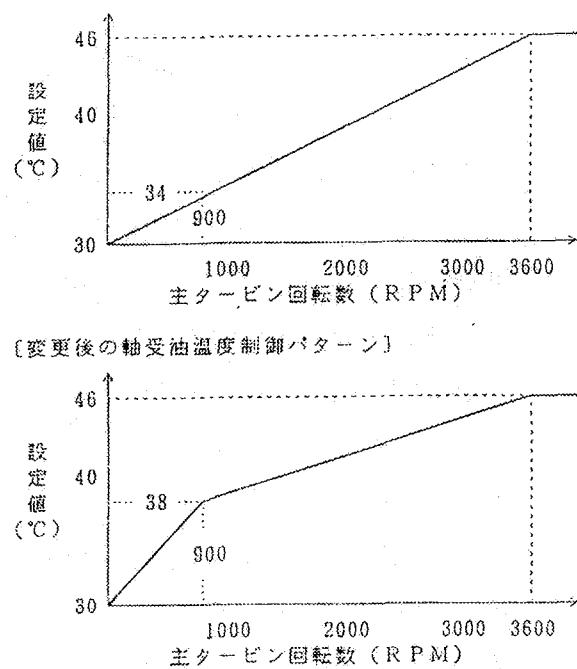


図 3.11.2 - 3 変更前／後の軸受油温度制御パターン

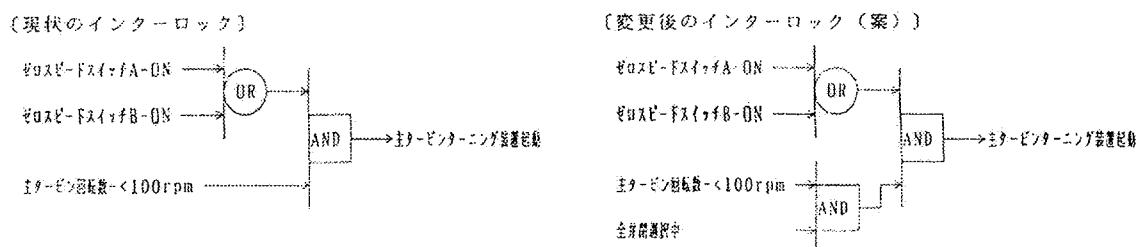


図 3.11.2 - 4 主タービンターニング装置起動インターロック変更案

3.11.3. タービンローカル制御系特性確認 (SST-P-5-13)

試験期間：平成7年2月20日～平成7年10月15日

(1) 試験目的

各種タービンローカル制御系において、これら制御系が通常起動・停止および過渡時において正常に動作し、被制御プロセス量がプラント運転上支障のない範囲におさまるよう、制御定数の調整・確認を目的として実施した。

(2) 試験方法

発電機負荷約40%（約11MW）までの以下の制御系の特性確認をおこなった。

(i) 水位制御系特性確認

以下の各機器について、通常時の水位制御と負荷遮断および復水ポンプトリップ等の過渡時にも安定した水位制御が行えるよう調整するため、設定水位をNWL(0mm)→+30mm→NWLとステップ変化させた時の、各水位調節弁の制御特性を確認した。

- (a) 脱気器水位制御系 (310LIC2)
- (b) 高圧第2給水加熱器水位制御系 (340LIC1)
- (c) 高圧第1給水加熱器水位制御系 (340LIC2)
- (d) 低圧第3給水加熱器水位制御系 (340LIC3)
- (e) 低圧第2給水加熱器水位制御系 (340LIC4)
- (f) 低圧第1給水加熱器水位制御系 (340LIC5)

(ii) 加熱器蒸気圧力制御系特性確認

以下の各機器について、通常時の圧力制御と負荷遮断および復水ポンプトリップ等の過渡時にも安定した圧力制御が行えるよう調整するため、設定圧力をステップ変化させた時の、各圧力調節弁の制御特性を確認した。

- (a) 脱気器圧力制御系 (330PIC9)
ステップ幅：試験前圧力→+0.3kg/cm²G→試験前圧力
- (b) 高圧第2給水加熱器推移制御系 (330PIC5)
ステップ幅：試験前圧力→+1.5kg/cm²G→試験前圧力
- (c) 高圧第1給水加熱器水位制御系 (330PIC6)
ステップ幅：試験前圧力→+0.7kg/cm²G→試験前圧力
- (d) 低圧第3給水加熱器水位制御系 (330PIC10)
ステップ幅：試験前圧力→+0.5kg/cm²G→試験前圧力

(iii) 軸受油温度制御系特性確認

(a) 主タービン軸受油温度制御系 (370TIC103)

主タービン軸受油温度制御は、主タービンターニング中～主タービン定格回転数到達までを30°C～46°Cに可変制御させるようになっているため、主タービンターニング中、主タービン起動時、負荷遮断および主タービントリップ等の過渡時にも安定した軸受け油温度制御が行えるよう調整するため、主タービンの通常起動・停止およびトリップ時の、軸受油調節弁の制御特性を確認した。

(b) 主給水ポンプA・B駆動用タービン（以下、FWP-T A・B）軸受け油温度制御系 (370TIC201A,B)

FWP-T A・B 軸受油温度制御は、FWP-T A・B ターニング中～FWP-T A・B 定格回転数到達までを 37°C～46°Cに可変制御させるようになっているため、FWP-T A・B ターニング中、FWP-T A・B 起動時およびFWP-T A・B トリップ等の過渡時にも安定した軸受油温度制御がおこなえるよう調整するため、FWP-T A・B 通常起動・停止およびトリップ等の、軸受油調節弁の制御特性を確認した。

表 3.11.3-1 に各制御系特性確認実施タイミングを示す。

(3) 試験結果

(i) 水位制御系特性確認

(a) 脱気器水位制御系 (310LIC2)

低圧クリーンナップ、給水流量約 41%及び発電機負荷約 40%時に $P=0.5/0.7$, $I=180\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。何れの場合も制御状態は良好であったが、 $P=0.7$ の方が低圧第 3 給水加熱器器内水位への影響が大きいため、 $P=0.5$, $I=180\text{sec}$ に設定した。

この影響とは、脱気器の水位変動に伴い、低圧第 3 給水加熱器の水位変動（水位低 ANN 発報）が認められたことであるが、系統上予測されていた事象であり、短時間で水位が安定することから特に問題はないが、低圧第 3 給水加熱器の水位制御系について、脱気器水位変動時の応答性を更に改善するため、 $P=200\rightarrow170\%$, $I=60\rightarrow30\text{sec}$ に変更した。

又、低圧クリーンナップ時の給水流量増大過程において、脱気器水調節弁の小弁→大弁への移行領域で脱気器水位の変動が認められた。原因は、小弁→大弁の入力信号毎の流量ゲインに差があったことによる。

このため、小弁 : $7.4\text{t/h}\%\rightarrow14.7\text{t/h}\%$

大弁 : $18.3\sim22.6\text{t/h}\%\rightarrow12.6\sim16.2\text{t/h}\%$ に変更した。

変更後の制御状態は良好であった。

(b) 給水加熱器水位制御系

以下の各給水加熱器水位制御系について、発電機負荷 40%時に確認を行った。

高圧第 2 給水加熱器の水位変動に伴い、高圧第 1 給水加熱器・低圧第 3 給水加熱器の水位に変動が認められ、高圧第 1 給水加熱器の水位変動に伴い、低圧第 3 給水加熱器の水位に変動が認められたが、系統上予測されていた事象であり特に問題はなかった。

又、何れの給水加熱器水位制御系についても、現状の制御定数において、ハンチング及び過渡の不安定現象は認められず良好な制御状態であることが確認された。

a.高圧第 2 給水加熱器水位制御系 (340LIC1)

$P=170\%$, $I=30\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。

b.高圧第 1 給水加熱器水位制御系 (340LIC2)

$P=100\%$, $I=30\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。

c.低圧第 3 給水加熱器水位制御系 (340LIC3)

$P=170\%$, $I=30\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。

d.低圧第 2 給水加熱器水位制御系 (340LIC4)

$P=100\%$, $I=100\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。

e.低圧第 1 給水加熱器水位制御系 (340LIC5)

$P=250\%$, $I=110\text{sec}$ の制御定数にて確認を行った。

(ii) 加熱蒸気圧力制御系特性確認

(a) 脱気器圧力制御系 (330PIC9)

給水流量約 41% 時に $P=10/1.5$, $I=45\text{sec}$ の制御定数について確認を行った。

何れの場合も制御状態は良好であったが、過渡時の応答性を考慮して $P=1.5$, $I=45\text{sec}$ に設定した。

(b) 給水加熱器圧力制御系

高圧第 2・第 1, 低圧第 3 給水加熱器圧力制御系について、給水流量約 10%, 約 41% 時に $P=1.0/1.5$, $I=45\text{sec}$ の制御定数について確認した。

何れの場合も制御状態は良好であったが、過渡時の応答性を考慮して $P=1.5$, $I=45\text{sec}$ に設定した。

(iii) 軸受油温度制御系特性確認

(a) 主タービン軸受油温度制御系 (370TIC103)

主タービン起動時、トリップ時に $P=0.7$, $I=30\text{sec}$ の制御定数について確認を行った。

何れの場合も制御状態は良好であったが、主タービン低速ヒートソーグ (900rpm 保持運転) において、主タービン軸受油温度調節弁が全開となり軸受冷却水圧力低下により軸受冷却水ポンプ 3 台目が起動する事象が確認された。これは、主タービン 900rpm 時に主タービン軸受油温度設定値 (34°C) < 軸受冷却水温度設定値 (35°C) となるためであることから、主タービン 900rpm 時の主タービン軸受温度設定値を軸受に影響を与えない範囲で変更した。 (34°C → 38°C)

又、主タービンターニング中は軸受油温度が 30°C にならないように、軸受冷却水温度が 27°C に設定されているが、夏場に海水温度が 31°C まで上昇したこと、軸受油温度制御が困難になったため、主タービンターニング中の軸受け油温度設定値を軸受けに影響を与えない範囲で変更した。 (30°C → 32°C)

(b) 主給水ポンプ A・B 駆動用タービン (以下、FWP-T A・B) 軸受け油温度制御系 (370 T I C2011A,B)

FWP-T A・B 起動時、トリップ時に $P=0.9$, $I=60\text{sec}$ の制御定数について確認を行った。

何れの場合も制御状態は良好であった。

(4) 考察

(i) 発電機負荷約 40%までの各制御系は、何れも良好な制御状態であることが確認されたが、負荷上昇および負荷遮断時の制御状態確認を行っていないため、現状の各制御定数は暫定値とし、今後の試験結果から最適な制御定数を設定する。表 3.11.3-2 に各制御系の制御定数（発電機負荷 40%までの暫定値）を示す。

表 3.11.3-1 試験タイミング表

試験項目	試験条件／確認方法										
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11
1. 水位制御系特性確認											
(1)脱気器水位制御	●		●					●	○	○	△
(2)高圧第2給水加熱器水位制御							●	○	○	○	△
(3)高圧第1給水過熱器水位制御							●	○	○	○	△
(4)低圧第3給水加熱器水位制御							●	○	○	○	△
(5)低圧第2給水加熱器水位制御							◆	◇	◇	◇	
(6)低圧第1給水加熱器水位制御							◆	◇	◇	◇	
2. 加熱蒸気圧力制御系特性確認											△
(1)脱気器圧力制御			●								
(2)高圧第2給水加熱器圧力制御	●	●									△
(3)高圧第1給水加熱器圧力制御	●	●	●								△
(4)低圧第3給水加熱器圧力制御	●	●									△
3. 軸受油温度制御系特性確認											
(1)主タービン軸受油温度制御				▲	▲						
(2)FWP-T A、B軸受油温度制御						▲	▲				

[試験条件]

- #1 : 低圧クリーンナップ時
- #2 : 給水流量約10%時 (フラッシュタンク器内圧力30ata到達時)
- #3 : 給水流量約41%時
- #4 : 主タービン起動時
- #5 : 主タービントリップ時
- #6 : FWP-T起動時
- #7 : FWP-Tトリップ時
- #8 : 約40%負荷時
- #9 : 約75%負荷時
- #10 : 約100%負荷時
- #11 : 約50%、100%負荷遮断時

[確認方法]

- : ステップ応答試験 (完了)
- ▲ : ベンレコーダーによるデータ採取 (完了)
- ◆ : 目視による制御状態確認 (完了)
- : ステップ応答試験 (予定)
- △ : ベンレコーダーによるデータ採取 (予定)
- ◇ : 目視による制御状態確認 (予定)

表 3.11.3-2 各制御系の制御定数

(発電機負荷約40%までの暫定値)

1. 水位制御系

名 称	P	I
脱気器水位制御系	0.5	180sec
高圧第2給水過熱器水位制御系	170 ^{*1}	30sec
高圧第1給水加熱器水位制御系	100 ^{*1}	30sec
低圧第3給水加熱器水位制御系	170 ^{*1}	30sec
低圧第2給水加熱器水位制御系	100 ^{*1}	100sec
低圧第1給水加熱器水位制御系	250 ^{*1}	110sec

2. 加熱蒸気圧力制御系

名 称	P	I
脱気器水位制御系	1.5	45sec
高圧第2給水過熱器水位制御系	1.5	45sec
高圧第1給水加熱器水位制御系	1.5	45sec
低圧第3給水加熱器水位制御系	1.5	45sec

3. 軸受油温度制御系

名 称	P	I
主タービン軸受油温度制御系	0.7	30sec
FWP-T A軸受油温度制御系	0.9	60sec
FWP-T B軸受油温度制御系	0.9	60sec

*1 制御定数を比例帯で設定している制御系

比例帯(%) = 100 (%) / 比例ゲイン

3.11.4. 負荷制限器、負荷設定器特性確認 (SST-P-5-15)

試験期間：平成7年11月25日

(1) 試験目的

主タービンEHCの負荷制限器及び負荷設定器の指示値とタービン発電機出力との関係について実機データを採取することにより、負荷制限器・負荷設定器の動作が正常であること及びその値が問題ないことを確認する。

主タービンEHC制御ブロック図（概要）を図3.11.4-1に示す。

(2) 試験方法

(i) 負荷設定器特性確認

タービン発電機出力40%において、中央制御盤の主タービンEHCコントロールパネルから負荷設定値をゆっくり減操作し、「タービン流量要求信号」を「蒸気流量要求信号」以下とする。これにより、タービンバイパス弁Aが開となるため、タービンバイパス弁開度が安定した時点の弁開度及び負荷設定値データを採取する。

(ii) 負荷制限器特性確認

タービン発電機出力40%において、中央制御盤の主タービンEHCコントロールパネルから負荷制限値をゆっくり減操作し、「タービン流量要求信号」を「蒸気流量要求信号」以下とする。これにより、タービンバイパス弁Aが開となるため、タービンバイパス弁開度が安定した時点の弁開度及び負荷設定値データを採取する。

また、主タービンEHCコントロールパネルにて「負荷制限中」ランプの点灯を確認する。

(3) 試験結果

(i) 負荷設定器特性確認

タービンバイパス弁A開度：18%

負荷設定値：47.3%

タービンバイパス弁A開度を負荷設定値に換算して、試験で確認した負荷設定値及びタービンバイパス弁閉バイアスを加えると52.45%となる。

また、試験中の主蒸気圧力データから負荷設定値を算出した値は52.4%となり、これらは大差なく良好と判断される。

尚、試験で得られたトレンドを図3.11.4-2、図3.11.4-3に示す。

(ii) 負荷制限器特性確認

タービンバイパス弁A開度：17%

負荷制限値：47.6%

タービンバイパス弁A開度を負荷制限値に換算して、試験で確認した負荷制限値及びタービンバイパス弁閉バイアスを加えると52.5%となる。

また、試験中の主蒸気圧力データから負荷制限値を算出した値は52.9%となり、これらは大差なく良好と判断される。

尚、試験で得られたトレンドを図3.11.4-4、図3.11.4-5に示す。

(4) 考察

(i) 試験結果の算出方法は以下の通り。

〔タービンバイパス弁開度と負荷設定値（制限値）からの算出〕

本来はタービンバイパス弁の開き始めの時のデータが採取できればよいのだが、系統周波数・主蒸気圧力の変動等により、タービンバイパス弁が安定しないため、ある程度弁が開いた時のデータを採取した。このため、タービンバイパス弁分の値を換算して加える必要がある。

タービンバイパス弁は A, B 弁合計で 50% であり、速度調定率は 5%

(180rpm) であるから、タービンバイパス弁 1 弁あたりは

$$180 \times 0.5/2 = 45\text{rpm}$$

に相当する。このため、タービンバイパス弁 A 開度 18%(17%) は

$$45 \times 0.18(0.17) = 8.1(7.65) \text{ rpm}$$

であり、これを負荷設定値（制限値）に換算して、試験で得られた負荷設定値（制限値）に加えると

$$8.1(7.65)/180 \times 100 + 47.3(47.6) = 51.8(51.85)\%$$

となる。これにタービンバイパス弁閉バイアス 0.65% を加えると

$$51.8(51.85) + 0.65 = 52.45(52.5)\%$$

となる。

〔主蒸気圧力データからの負荷設定値（制限値）の算出〕

各試験における主蒸気圧力は 122.55(122.6) kg/cm² であり、主蒸気圧力設定値 117 kg/cm²との差（圧力偏差）は

$$5.55(5.6) \text{ kg/cm}^2$$

となり、圧力偏差の 0 ~ 10 kg/cm² は IPR 信号の 0~84.7% に相当するから、この圧力偏差は

$$5.55(5.6)/10 \times 100 \times 0.847 = 47.0(47.4)\% \text{ の IPR 信号に相当する。}$$

ところで：負荷設定値（制限値）の 0 ~ 100% は IPR 信号の 2.6 ~ 87.3% に相当するから、負荷設定値（制限値）は

$$(47.0(47.4) - 2.6)/(87.3 - 2.6) \times 100 = 52.4(52.9)\% \text{ となる。}$$

(ii) 負荷設定器の試験時には、系統周波数等の影響が大きく、タービンバイパス弁が十分に開いてからデータを採取する必要がある。タービンバイパス弁の開度が一定で、主蒸気圧力も安定していないと、上記考察のように負荷設定値、負荷制限値を算出するため、算出誤差が大きくなることが予想される。

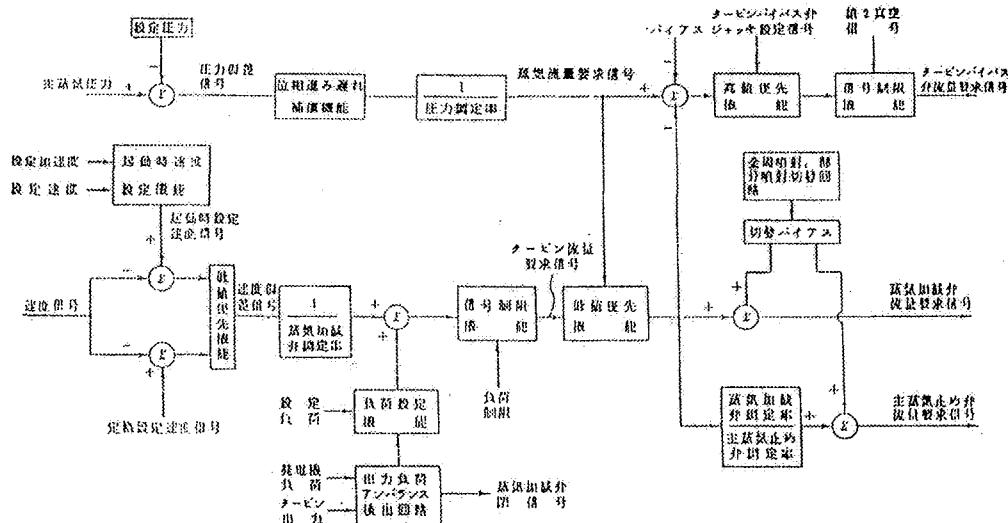


図 3.11.4-1 主タービン EHC 制御ブロック図（概略）

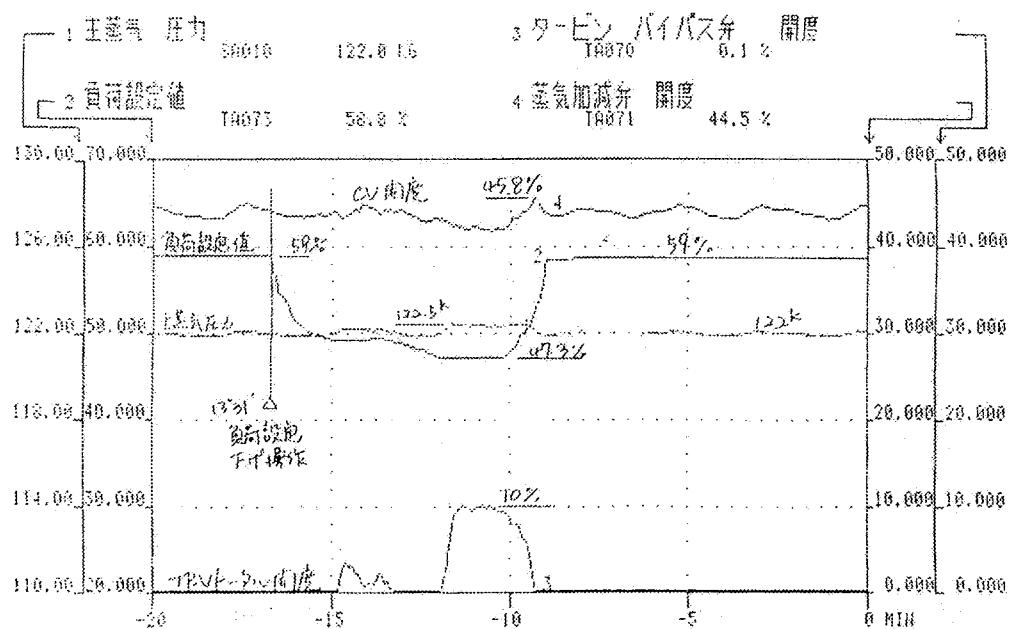


図 3.11.4-2 負荷設定器試験トレンド (1/2)

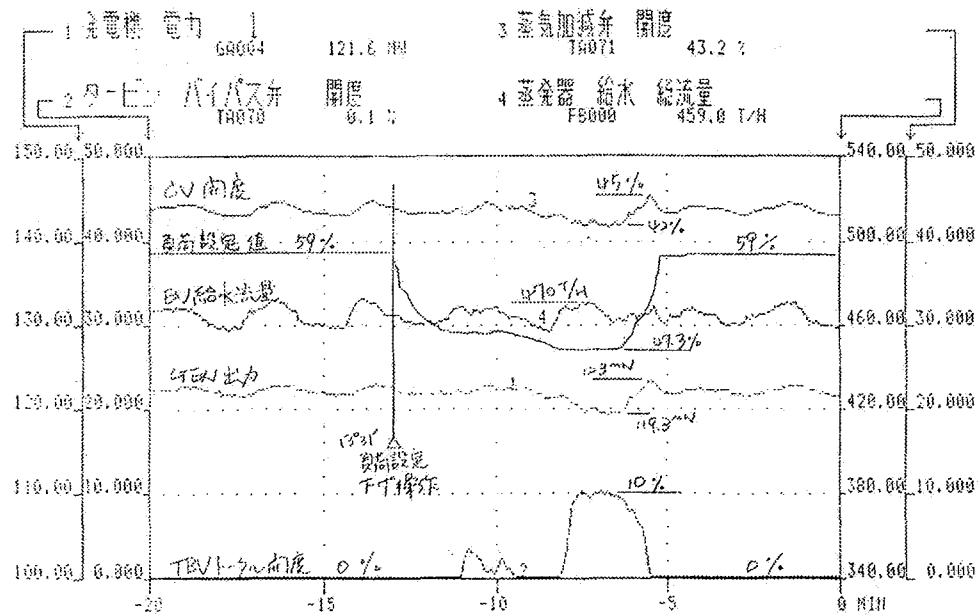


図 3.11.4-3 負荷設定器試験トレンド (2/2)

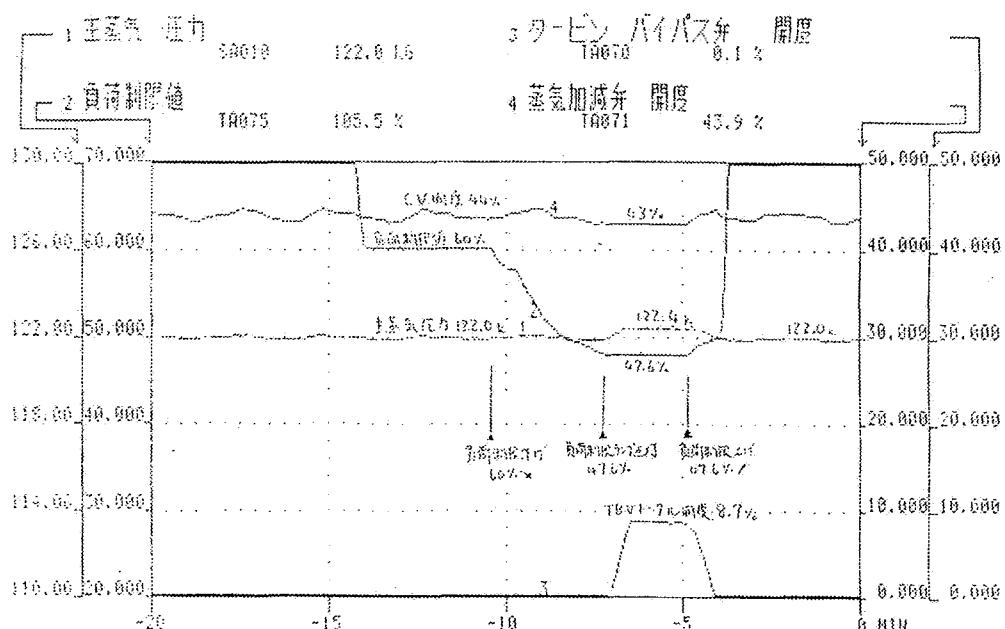


図 3.11.4-4 負荷制限器試験トレンド (1/2)

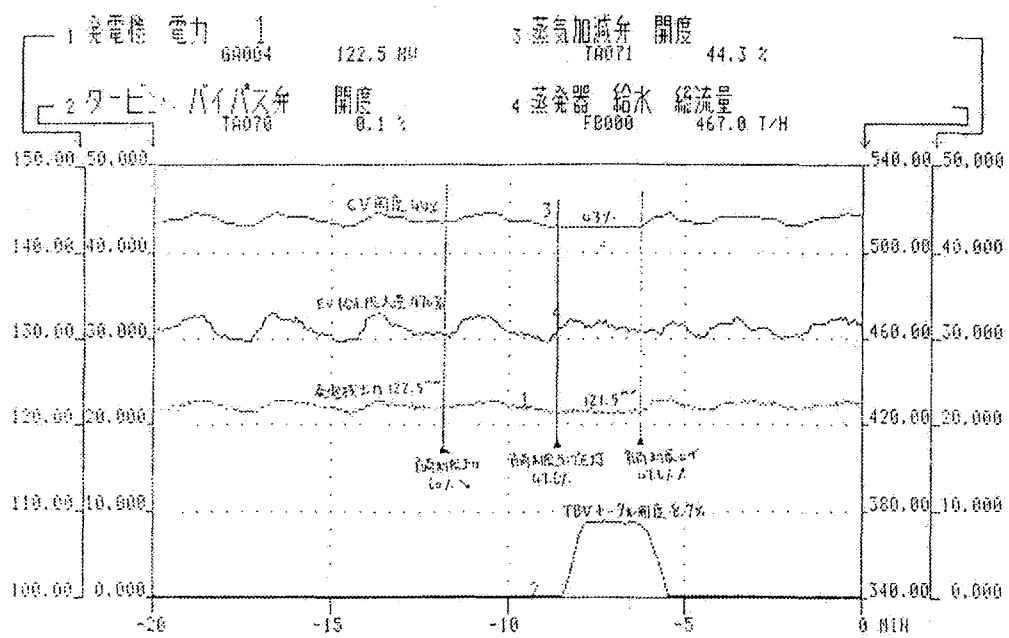


図 3.11.4-5 負荷制限器試験トレンド (2/2)

3.12. 電気設備特性確認

3.12.1. 発電機特性確認（その1）(SST-P-6-12-1)

試験期間：平成7年6月23日～平成7年11月30日

(1) 試験目的

発電機併入前及び併入後の各負荷において、以下の試験を実施し、発電機の諸特性が工場試験データ又は設計値と変わらないことを確認することを目的とする。尚、発電機系試験は「発電機本体に関連する試験：発電機特性確認（その1）」、「発電機励磁系に関連する試験（その2）」及び「同期検定及びPT、CT検相に関連する試験：発電機特性確認（その3）」の3つに分割した。

- [試験項目]
- ①発電機ガス置換試験
 - ②発電機密封油量測定
 - ③発電機水素ガス消費量測定
 - ④発電機軸電圧測定
 - ⑤発電機温度調節弁制御性確認試験

(2) 試験方法

(i) 発電機ガス置換試験

発電機起動前に、機内の空気を一旦炭酸ガスに置換し、その後水素ガスに置換・昇圧させる。この時、置換に消費する炭酸ガス・水素ガスの量が設計値と大差ないことを確認する。また、参考のため発電機停止時のガス置換（水素ガスから炭酸ガスを経て空気まで）も併せて確認する。

(ii) 発電機密封油量測定

発電機無負荷・負荷運転中の密封油量測定を行い、設計油量以内であることを確認する。

確認方法

全体油量：真空槽入口弁を全閉として真空槽油面の降下時間を計測し、換算式により全体油量を算出し確認する。

機内側油量：フロートトラップ槽出入口弁を全閉としてフロートトラップ槽油面の上昇時間を計測し、換算式により発電機機内側油量を算出し確認する。

（測定方法を図3.12.1-1に示す。）

(iii) 発電機水素ガス消費量測定

発電機負荷運転中の水素ガス消費量は、発電機機外に漏洩する水素ガスと密封油中に溶解する水素ガスの合計となる。発電機水素ガスの供給を12時間以上停止し、この前後の圧力低下で全体の水素ガス消費量が測定され、「(ii) 発電機密封油量測定」で測定された密封油量及び温度により密封油中に溶解した水素ガス量を算出すると、発電機機外に漏洩する水素ガス量が求まる。これにより、機外への漏洩の有無・シールリングの異常等を確認する。また、全体消費量が設計保証値($16\text{m}^3/\text{日}$)以内であることを確認する。

(iv) 発電機軸電圧測定

発電機の軸電流防止絶縁がされているコレクター側軸受の絶縁部分の電圧を、外部へ引き出された端子からテスターで測定することにより、軸絶縁の健全性を確認する。

(v) 発電機温度調節弁制御性確認試験

発電機の機内ガス温度調節弁及び固定子冷却水温度調節弁の設定値外乱試験（ステップ応答試験）を行い、主要パラメータに異常がないこと・制御定数が適切であることを確認する。

(3) 試験結果

(i) 発電機ガス置換試験

[水素ガス封入時] 炭酸ガス； 84m ³ (ポンベ 10 本)	判定値； 105m ³ 以内
水素ガス； 137m ³ (ポンベ 20 本)	判定値； 140m ³ 以内
水素ガス (昇圧時)； 186m ³ (ポンベ 30 本)	参考値； 224m ³
[水素ガス放出時] 炭酸ガス； 83m ³ (ポンベ 10 本)	参考値； 140m ³

(ii) 発電機密封油量測定

発電機のターニング開始から負荷 40% の間に以下のようない結果を得た。

[全体油量] 26.4～66.2ℓ 1/min	判定値； 120ℓ/min 以内
[内側油量] 6.8～19.0ℓ 1/min	判定値； 27ℓ/min 以内

(iii) 発電機水素ガス消費量測定

負荷 40% 運転中で以下のようない結果を得た。

[全体消費量] 6.5m ³ /日	判定値； 16m ³ /日 以内
------------------------------	-----------------------------

(iv) 発電機軸電圧測定

発電機の以下の負荷運転中に、発電機コレクター側シャフトと対地間に電圧が測定された。

[無負荷定格電圧時] AC 4.29V	判定値； 電圧が発生していること
[40%負荷運転中] AC 5.56V	判定値； 電圧が発生していること

(v) 発電機温度調節弁制御性確認試験

40% 負荷運転中に温度調節弁のステップ応答試験を実施して良好な結果を得た。

[水素ガス温度調節弁]	P=100, 80% I=60sec オーバーシュート無し
[固定子冷却水温度調節弁]	P=100, 80% I=60sec D=0.05 オーバーシュート量 0.4°C 判定値； オーバーシュート量が 1.5°C 以内

尚、試験データを表 3.12.1-1～3.12.1-2 に、試験のトレンドを図 3.12.1-2～3.12.1-3 に示す。

(4) 考察

(i) 発電機ガス置換試験

ほぼ設計通りのガス消費量であった。一部に設計値と比較した場合に余裕の少ないものもあるが、本試験が冬場の寒い時期に実施したために十分にポンベのガスが使用できなかったことと、試験時には操作手順も確認しながら実施したことから余分なガス消費があったことを考慮すると、今後の運転・操作を考えても十分な設備を有していることが確認された。

(ii) 発電機密封油量測定

発電機負荷 40%までの間では、密封油量に大きな変化はなく良好な結果であった。このことから、密封油シールリング及び密封油系が正常に機能していることが確認された。本試験は、発電機の性能というよりは、運転中の異常監視的な意味あいが大きいので、今回のデータを参考に今後も測定・監視を行なう必要がある。

(iii) 発電機水素ガス消費量測定

発電機負荷 40%までの間では、設計許容値を十分下回る水素ガス消費量であることが確認された。このことから、(ii) 同様、運転中の密封油シールリング及び密封油系が正常に機能していること、ガス系統に異常漏洩がないことが確認された。

(iv) 発電機軸電圧測定

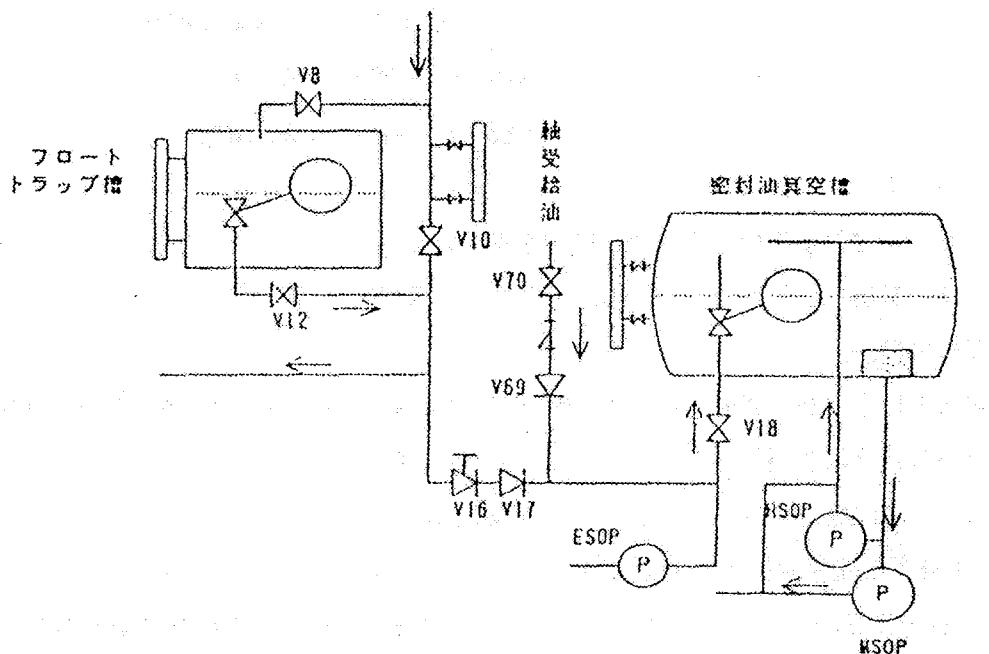
発電機ロータは励磁をかけることにより電気的極性を持ち、ロータの両端をアースすると循環電流が流れ、軸受油による火災や軸受メタルの損傷を引き起こす可能性があるため、コレクター側を絶縁している。今回の試験の結果、発電機負荷 40%までの間は軸絶縁機能が確保されており、特に問題はないことが判明した。

(v) 発電機温度調節弁制御性確認試験

発電機負荷 40%までの間では、冷却水量がさほど必要でないこともありオーバーシュート量も通常の温度ゆらぎの中に入ってしまうほど小さなものであった。このため、現状においては、初期定数値のままで問題ないと判断した。今後は、各出力において温度ゆらぎ等を監視・評価して、最終定数値を決定する必要がある。

(vi) その他

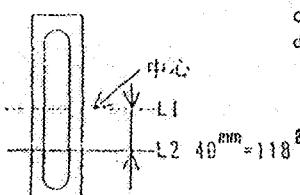
発電機ガス置換試験時に、空気と水素ガスの置換に際して炭酸ガスを使用するが、炭酸ガスボンベは液化炭酸ガスであり、ボンベ出口の炭酸ガス供給弁を開けすぎると炭酸ガスの気化熱で配管が結露する。これを防ぐために試験にて適量弁開度の目安を付けた。この結果、炭酸ガス供給弁後の圧力計(PI-6)が約 1 kg/cm²になるように操作することが適切であることが判明した。また、水素ガスの供給についても、供給流速を上げすぎると異物等の衝突により着火・爆発の可能性があるため、流速を 1~3m³/min 程度にすることが望ましい。この確認を行ったところ、同様に水素ガス減圧弁の 2 次側圧力を約 1 kg/cm²にすれば約 1.5 ~2.0m³/min になることが判明した。



油面計測定範囲

1) 密封油真空槽

- 真空槽入口弁 (V16) を閉とする。
- 油面がL1からL2まで40mm下がる時間を測定する。
- 真空槽入口弁 (V16) を徐々に開とする。
- 油面の安定を確認する。
(L1は中心位置)

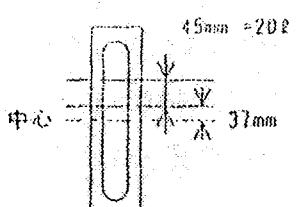


*計算式

$$\frac{6.0 \text{ (sec)}}{t} \times 118 \text{ l} = \text{全体油量 (l/min)}$$

t : 測定時間(sec)

2) フロートトラップ槽



- フロートトラップ槽出口弁 (V12) を閉とする。
- 油面が油面計に赤色で表示された37mmから82mmまで上がる時間を測定する。(測定範囲: 45mm)
- フロートトラップ槽出口弁 (V12) を徐々に開とする。
- 油面の安定を確認する。

*計算式

$$\frac{6.0 \text{ (sec)}}{t} \times 20 \text{ l} = \text{内側油量 (l/min)}$$

t : 測定時間(sec)

図 3.12.1 - 1 密封油の油量測定方法

表 3.12.1 - 1 水素ガス温度ステップ応答データ

P=100%、I=60sec、D=0 (SV値変更: 44°C → 42°C)

時間	PV値	MV値	弁開度	REC 7 (出ロB)	REC 8 (出ロD)	REC 12 (出ロA)	REC 13 (入ロD)	REC 14 (出ロC)
10:00	44.100	41.30	40	44.0	44.0	44.0	49.5	44.8
:05	42.937	48.85	47	43.2	43.3	42.8	49.3	43.8
:10	42.410	50.81	49	42.5	42.5	42.3	48.8	43.0
:15	42.129	51.40	50	42.2	42.3	41.9	48.4	42.9
:20	41.935	51.26	50	42.2	42.2	41.8	48.3	42.8

P=100%、I=60sec、D=0 (SV値変更: 42°C → 44°C)

時間	PV値	MV値	弁開度	REC 7 (出ロB)	REC 8 (出ロD)	REC 12 (出ロA)	REC 13 (入ロD)	REC 14 (出ロC)
10:23	41.913	51.12	50	42.2	42.2	41.8	48.2	42.8
:28	42.789	43.71	43	42.7	42.8	42.5	48.2	43.5
:33	43.430	40.96	40	43.7	43.8	43.5	48.7	44.4
:38	43.854	39.88	30	44.0	44.2	43.7	49.0	44.6
:43	44.103	40.24	40	44.2	44.3	43.9	49.5	45.0
:48	44.103	40.73	40	44.2	44.3	43.9	49.5	45.0

P=100% → 80%に変更、 I=60sec、D=0 (SV値変更: 44°C → 42°C)

時間	PV値	MV値	弁開度	REC 7 (出ロB)	REC 8 (出ロD)	REC 12 (出ロA)	REC 13 (入ロD)	REC 14 (出ロC)
10:55	44.103	41.18	40	44.2	44.3	43.9	49.5	45.0
11:00	43.222	46.92	46	43.3	43.8	43.0	49.3	44.0
:05	42.681	49.40	48	42.8	43.8	42.4	48.8	43.5
:10	42.234	50.58	50	42.3	42.3	42.0	48.3	43.0
:15	41.987	50.78	50	42.1	42.2	41.8	48.2	42.7
:20	41.881	50.44	50	42.1	42.2	41.8	48.2	42.7

P=80%、I=60sec、D=0 (SV値変更: 42°C → 44°C)

時間	PV値	MV値	弁開度	REC 7 (出ロB)	REC 8 (出ロD)	REC 12 (出ロA)	REC 13 (入ロD)	REC 14 (出ロC)
11:20	41.881	50.44	50	42.1	42.2	41.8	48.2	42.7
:25	42.613	44.22	44	42.8	42.8	42.4	48.2	43.7
:30	43.142	41.52	41	43.5	43.8	43.0	48.5	44.2
:35	43.648	39.86	39	43.9	44.0	43.3	48.9	44.5
:40	43.952	39.45	39	44.2	44.2	43.6	49.3	44.8
:45	44.102	39.63	39	44.2	44.3	43.8	49.5	45.0
:48	44.105	39.86	39	44.2	44.3	43.8	49.5	45.0

表 3.12.1 - 2 固定子冷却水温度ステップ応答データ

P=100%、I=60sec、D=0.05 (温度制御設定指針変更: 44°C → 42°C)

時間	TIC004	TIS001A	TIS002A	TCV3	TS003A	REC 1 (コイル温度)	REC 9 (冷却水入口)
13:40	43.0	45.0	51.0	42	49.5	52.2	44.2
:45	42.5	45.0	51.0	46	49.5	51.8	43.5
:50	42.0	44.0	50.5	48	48.5	51.5	42.7
:55	42.0	44.0	50.0	49	48.0	51.3	42.5
14:00	42.0	44.0	50.0	48	48.0	51.2	42.4
:05	42.0	44.0	50.0	48	48.0	51.2	42.4

P=100%、I=60sec、D=0.05 (温度制御設定指針変更: 42°C → 44°C)

時間	TIC004	TIS001A	TIS002A	TCV3	TS003A	REC 1 (コイル温度)	REC 9 (冷却水入口)
14:07	42.0	44.0	50.0	48	48.0	51.2	42.5
:12	43.0	44.5	50.5	40	49.0	51.5	43.5
:17	43.0	45.0	51.0	37	49.5	52.0	44.3
:22	43.5	45.5	51.5	38	50.0	52.3	44.5
:27	44.0	45.5	51.5	39	50.0	52.5	44.5
:32	44.0	45.5	51.5	40	50.0	52.5	44.3
:37	44.0	45.5	51.5	40	50.0	52.5	44.3

P=100%→80%に変更、I=60sec、D=0.05 (温度制御設定指針変更: 44°C → 42°C)

時間	TIC004	TIS001A	TIS002A	TCV3	TS003A	REC 1 (コイル温度)	REC 9 (冷却水入口)
14:40	44.0	45.5	51.5	40	50.0	52.5	44.2
:45	42.0	44.0	50.5	52	47.5	51.8	42.5
:50	41.0	43.0	50.0	54	47.0	51.2	41.7
:55	41.0	42.5	49.0	53	47.0	50.8	41.5
15:00	41.0	42.5	49.0	51	47.0	50.5	41.5
:05	41.0	42.5	49.0	50	47.0	50.5	41.5

P=100%、I=60sec、D=0.05 (温度制御設定指針変更: 42°C → 44°C)

時間	TIC004	TIS001A	TIS002A	TCV3	TS003A	REC 1 (コイル温度)	REC 9 (冷却水入口)
15:07	41.0	42.5	49.0	50	47.0	50.5	41.8
:12	42.0	43.5	49.5	39	48.0	51.0	43.0
:17	43.0	44.0	50.0	39	49.0	51.7	43.9
:22	43.0	45.0	51.0	39	49.5	52.2	44.2
:27	43.0	45.0	51.0	41	49.5	52.5	44.2
:32	43.0	45.0	51.0	42	49.5	52.3	44.0

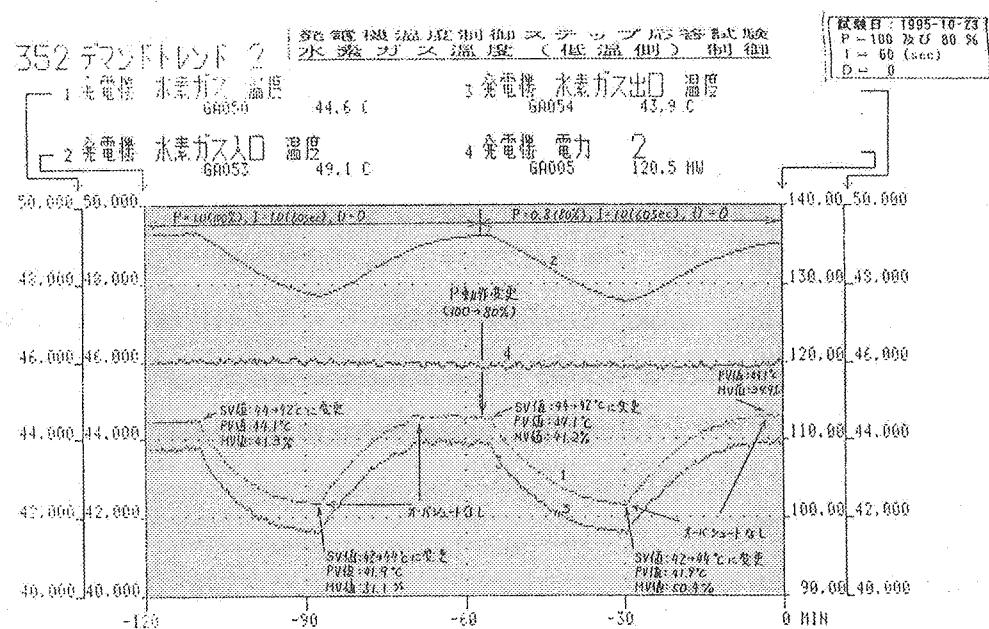


図 3.12.1-2 水素ガス温度ステップ応答トレンド

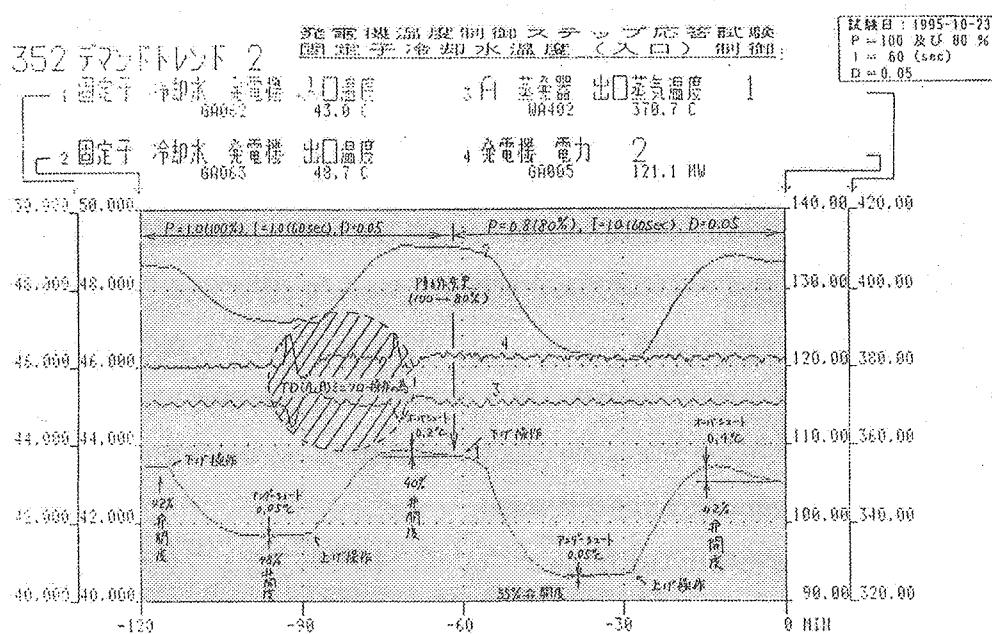


図 3.12.1-3 固定子冷却水温度ステップ応答トレンド

3.12.2. 発電機特性確認（その2）(SST-P-6-12-2)

試験期間：平成7年7月27日～平成7年11月30日

(1) 試験目的

発電機併入前及び併入後の各負荷において、以下の試験を実施し、発電機の諸特性が工場試験データ又は設計値と変わらないことを確認することを目的とする。尚、発電機系試験は「発電機本体に関する試験：発電機特性確認（その1）」、「発電機励磁系に関する試験（その2）」及び「同期検定及びPT、CT 検相に関する試験：発電機特性確認（その3）」の3つに分割した。

[試験項目]

- ・無負荷運転時の試験
 - (i) 発電機無負荷飽和特性試験
 - (ii) 発電機手動電圧確立試験
 - (iii) 発電機通常停止試験
 - (iv) 無負荷インディシャル応答試験
 - (v) 励磁系頂上電圧・励磁系電圧応答時間試験
 - (vi) 使用系・待機系切替え試験
 - (vii) 発電機電圧設定範囲確認試験
 - (viii) 発電機過励磁制限試験
- ・負荷運転時の試験
 - (ix) 負荷時インディシャル応答試験
 - (x) 発電機不足励磁制限試験

本レポート内で使用している略語についての説明を表3.12.2-1に示す。

(2) 試験方法

(i) 発電機無負荷飽和特性試験

発電機無負荷運転中に、MEC（手動界磁調整器）を使用して「界磁電流－発電機端子電圧」特性データを採取して、工場にて採取したデータと比較して大差ないことを確認する。

(ii) 発電機手動電圧確立試験

発電機をAVR（自動電圧調整器）の無負荷規定位置で立ち上げた時の到達電圧及び時間を測定し、規定値内にあることを確認する。

(iii) 発電機通常停止試験

発電機を無負荷・定格電圧で運転中に界磁遮断器を切って、発電機電圧が残留電圧まで低下する時間を測定し、規定値内にあることを確認する。

(iv) 無負荷インディシャル応答試験

発電機を無負荷・定格電圧で運転中に電圧設定値に+2%及び±10%のステップ信号を印加し、立ち上がり時間及び整定時間を測定し、規定値内にあることを確認する。

(v) 励磁系頂上電圧・励磁系電圧応答時間試験

発電機を無負荷・定格電圧で運転中に、AVR に+20%ステップ信号を印加し、励磁系頂上電圧・励磁系電圧応答時間を測定し、規定値内にあることを確認する。

(vi) 使用系・待機系切替え試験

発電機を無負荷・定格電圧で運転中に、AVR 系・MEC 系の切替えを行い、この時の電圧変動が規定値以内にあることを確認する。

(vii) 発電機電圧設定範囲確認試験

発電機を無負荷運転中に、AVR, MEC を手動操作し、これらの出力と発電機端子電圧の関係データを採取し、所定の範囲内で電圧調整できることを確認する。

(viii) 発電機過励磁制限試験

発電機を無負荷運転中に、過励磁制限器 (OEL) 設定値をステップ状に変化・動作させて、励磁系の整定時間を測定する。また、発電機電圧を上昇させて OEL を動作させ、OEL のゲインを測定する。これらの測定結果が規定値以内であることを確認する。

(ix) 負荷時インディシャル応答試験

発電機 40%負荷運転中に電圧設定値を±1%, ±3%ステップ状に変化させ、電力動搖を引起し、PSS (電力系統安定化装置) が電力動搖整定に効果のあることを確認する。

(x) 発電機不足励磁制限試験

発電機 40%負荷運転中に、不足励磁制限器 (UEL) をステップ状に変化・動作させて、励磁系の応答時間を測定する。また、AVR を下げ方向に操作して UEL を動作させ、UEL のゲインを測定する。これらの測定結果が規定値以内であることを確認する。

(3) 試験結果

(i) 発電機無負荷飽和特性試験

工場試験データと相違ないことを確認した（無負荷特性曲線を図 3.12.2-1 に示す）。

(ii) 発電機手動電圧確立試験

自動削波装置 (AVM) 使用の有無で「電圧確立時間」「電圧最大値」及び「電圧 105%超過時間」の測定を行い規定値以内であることを確認した。

（結果、規定値を表 3.12.2-2 に示す）

(iii) 発電機通常停止試験

界磁遮断器が開放されてから規定値（30 秒）以内に発電機電圧がスムーズに残留電圧まで低下することを確認した。[AVR (AVM 使用時)
10.94sec] [MEC (AVM 除外) 10.40sec]

(iv) 無負荷インディシャル応答試験

各ステップ応答試験で「立ち上がり時間」「整定時間」が規定値内であることを確認した。（結果、規定値を表 3.12.2-3 に、又、+10%ステップ応答試験のオシロデータを図 3.12.2-2 に示す。）

(v) 励磁系頂上電圧・励磁系電圧応答時間試験

「励磁系頂上電圧」が 458V（規定値：430V 以上）、「励磁系電圧応答時間」が 0.032 秒（規定値：0.1 秒以下）であることを確認した。（オシロデータを図 3.12.2-3 に示す。）

(vi) 使用系・待機系切替え試験

AVR の偏差有無で確認を行ったが、何れも規定値以内であった。（結果、規定値を表 3.12.2-4 に、オシロデータを図 3.12.2-4 に示す。）

(vii) 発電機電圧設定範囲確認試験

AVR, MEC の両方共、所定の電圧設定範囲を有することを確認した。
(結果、規定値を表 3.12.2-5 に示す。)

(viii) 発電機過励磁制限試験

OEL ステップ応答試験の「整定時間」及び「ゲイン」が規定値内であることを確認した。（結果、規定値を表 3.12.2-6 に、データを図 3.12.2-5, 3.12.2-6 に示す。）

(ix) 負荷時インディシャル応答試験

各ステップ応答試験で PSS 有無の比較を行い、PSS の効果があることを確認した。

（結果、規定値を表 3.12.2-7 に、オシロデータを図 3.12.2-7 に示す。）

(x) 発電機不足励磁制限試験

UEL ステップ応答試験の「整定時間」及び「ゲイン」が規定値内であることを確認した。（結果、規定値を表 3.12.2-8 に、データを図 3.12.2-8, 3.12.2-9 に示す。）

(4) 考察

(i) 今回実施した試験で、発電機励磁制御系の無負荷時及び 40% 負荷時の特性を確認し、設計要求通りの機能を有していることが判明した。上記試験の内、(i) ~ (viii) が無負荷運転時の試験であり、この結果で発電機励磁制御系の基本特性確認ができ、試験終了時点で発電機と所内電気回路を接続した（具体的には、本試験中は発電機に繋がる主変圧器・所内変圧器を切離しておいて、この試験後にこれらを接続し、主変圧器 2 次側絶縁耐力検査を実施した）。その後、発電機並入試験（「同期検定及び PT, CT 検相に関連する試験：発電機特性確認（その 3）」）を実施してから、(ix), (x) の 40% 負荷を実施した。負荷試験は電力系統に外乱を与えるため、関西電力側と調整を行いながら実施したが、特に問題はなかった。尚、今後残っている試験は (ix) の 75, 100% 負荷試験であり、この試験はより系統に与える影響が大きいので、十分な調整が必要となる。

(ii) 発電機手動電圧確立試験において、MEC での立ち上げを参考に試験したところ、定格電圧の 90% 到達時間が 15.15sec であった。発電機励磁制御系では、発電機立ち上げ時の監視機能の一つとして、定格電圧の 90% 到達時間が 15sec 以上の場合には設備の異常と判断して警報を発報しているため MEC の立ち上げを考慮すると警報が出る可能性がある。

このため、不要警報の発報防止の観点から、本警報（MEC 側のみ）の確認時間を 15sec から 20sec に変更した。

(iii) 負荷時インディシャル応答試験終了後に PSS（電力系統安定化装置）の運用開始時期について関西電力と協議し、発電機出力 40% 時に PSS 使用開始することとなった。

表 3.12.2-1 略語説明

AVR	自動電圧調整装置 (Automatic Voltage Regulator) 電力系統電圧の変動、負荷変動、事故や外乱のいかんにかかわらず発電機電圧を規定値に維持するための装置であり、電力系統電圧の安定化、発電機の保護（過電圧・過電流防止）などを主目的としている。 制御方式は、発電機電圧を通して検出し、この実測値と電圧設定器（静止形電圧設定器を90SAVという）で設定した基準値とを比較し、その偏差を演算増幅し、発電機界磁に埋蔵または減磁指令を与え、発電機電圧を基準値に制御するものである。
MEC	界磁電圧制御装置 (Manual Excitation Controller) AVRの故障時又は励磁装置の調整試験時に使用するもので、AVRのバックアップ的な位置付けの装置である。従って、発電機電圧の調整範囲はAVRより広い。 制御方式は、発電機電圧を計器用変圧器を通して検出し、この実測値と電圧設定器（静止形電圧設定器を70SAVという）で設定した基準値とを比較し、その偏差を演算増幅し、発電機界磁に埋蔵または減磁指令を与え、発電機界磁電圧を基準値に制御するものである。
AFU	自動電圧追従装置 (Automatic Follow-up Unit) MECの制御出力を常にAVRの制御出力と一緒にさせておく装置であり、AVR故障により制御がMECに移っても、発電機電圧の大きな外乱を与えないようにすることを目的とする装置である。
OEL	過励磁制限装置 (Over Excitation Limit) 発電機端子路の過熱防止をはかるための装置である。本装置が動作するとAVR出力より優先されて制御信号が出力（減磁方向）される。
UEL	不足励磁制限装置 (Under Excitation Limit) 発電機の進相運転による安定度の低下及び発電機固定子端部の温度上昇を防止するための装置である。通常は安定限界の方が厳しいため、この安定限界に達する手前で制限する。本装置が動作するとAVR出力より優先されて制御信号が出力（増磁方向）される。
AVM	自動調圧装置 (Automatic Voltage Matching-device) 発電機並入時に発電機電圧を系統電圧近傍に調整するための装置であり、通常は並入時の逆電力防止のために、系統電圧より若干高めに調整される。

表 3.12.2-2 手動電圧確立試験結果

1) 電圧確立試験 判 定 良

	電圧確立時間	Vg最大値	Vg105%超過時間
自動（AVM除外）	6.64sec	16.85kv	0.9sec
自動（AVM使用）	6.68sec	16.85kv	0.9sec
手 動	(15.15sec)	(…kv)	(0.0sec)

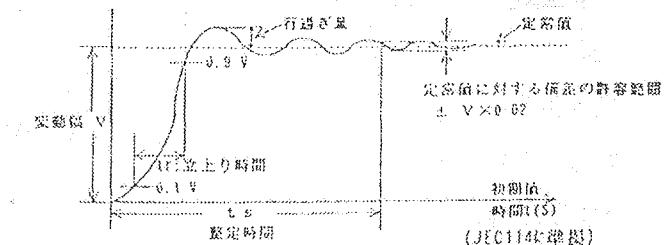
2) 自動調圧制御確認試験 判 定 良

〔判定基準〕

- 1) 界磁遮断器の投入後、15秒以内に発電機定格電圧の90% (13.5kv) 以上に確立すること。
- 2) 発電機電圧が定格の118% (17.7kv) を越えないこと。又、105% (15.7kv) を2秒以上越えないこと。
※手動選択時はデータ採取のみ。

表 3.12.2-3 無負荷インディシャル応答試験結果

	立ち上がり時間	電圧整定時間
+2%ステップ	0.180sec
+10%ステップ	1.53sec
-10%ステップ	2.18sec



【判定基準】

- 1) +2%インディシャル応答にて、発電機電圧立ち上がり時間が0.18秒±10% (0.162~0.198秒) であること。
- 2) ±10%インディシャル応答にて、発電機電圧整定時間が5秒以内であること。

表 3.12.2-4 使用系・待機系切替試験結果

1) AVR偏差OV AFU常用

	定常値→最大変動値	変動率	
AVR→MEC	15.02kv→14.93kv	-0.09kv	-0.6%

2) AVR偏差OV AFU除外

	定常値→最大変動値	変動率	
AVR→MEC	15.01kv→14.91kv	-0.10kv	-0.7%
MEC→AVR	15.01kv→15.85kv	-0.16kv	-1.1%

3) AVR偏差±1Vでの切替え

結果：良

4) 待機系追従確認

結果：良

【判定基準】

- 1) AVR偏差OV、AFU除外で切替えた時、発電機電圧変動が定格の±2%以内であること。
- 2) AFU常用にて切替えた時、発電機電圧変動が定格の±7.5%であること。
- 3) AVR偏差±1Vの時、問題なく切替えること。
- 4) AVR偏差±3Vの時、AFUを使用して待機系70SVAの追従が良好であること。

表 3.12.2-5 電圧設定範囲確認試験結果

1) 90SVA電圧設定範囲確認

90SVA 出力電圧 (V)	発電機電圧 (中央メータ)	発電機電圧 (現場TT)	
		PT2次電圧	1次換算値
0.0	13.1	94.03	13.2 (88%)
5.0	14.9	107.00	15.0 (100%)
10.0	16.7 (111%)

2) 70SVA電圧設定範囲確認

70SVA 出力電圧 (V)	発電機電圧 (中央メータ)	発電機電圧 (現場TT)	
		PT2次電圧	1次換算値
1.00	25.8 (80%)
3.34	90.0	106.95	15.0 (100%)
10.0	278.8 (112%)

【判定基準】

- 1) 90SVAの設定範囲が発電機定格電圧の90%~110%とれること。
- 2) 70SVAの設定範囲が無負荷界磁電圧の30%~負荷時界磁電圧の110%とれること。

但し、発電機電圧の上昇は機器保護のため105%までとし、残りは外挿することとする。

表 3.12.2-6 過励磁制限試験結果

OELステップ応答試験	界磁電流整定時間 7.52sec
OEL制限確認試験	$b / (a+b) = 1/7 < 1/6$

(判定基準)

- 1) OELステップ応答試験：過励磁制限が動作してから界磁電流が10秒以内で整定すること。
- 2) OEL制限確認：右図において $b / (a+b) < 1/6$ であること。

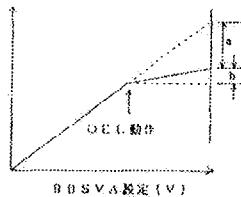


表 3.12.2-7 負荷時インディシャル応答試験結果

+1%ステップ

$$\text{減衰比 } \gamma = \frac{P_4-P_0}{P_2-P_0} = \frac{121.9-122.0}{121.2-122.0} = 0.125 \leq \frac{1}{e^{3.66T}} = 0.207$$

-1%ステップ

$$\text{減衰比 } \gamma = \frac{P_4-P_0}{P_2-P_0} = \frac{122.1-122.0}{122.5-122.0} = 0.200 \leq \frac{1}{e^{3.66T}} = 0.268$$

+3%ステップ

$$\text{減衰比 } \gamma = \frac{P_4-P_0}{P_2-P_0} = \frac{121.6-122.0}{119.8-122.0} = 0.182 \leq \frac{1}{e^{3.66T}} = 0.186$$

-3%ステップ

$$\text{減衰比 } \gamma = \frac{P_4-P_0}{P_2-P_0} = \frac{122.3-122.0}{123.7-122.0} = 0.176 \leq \frac{1}{e^{3.66T}} = 0.186$$

(判定基準)

$$\text{減衰比 } \gamma = \frac{\text{第4波ピーク}}{\text{第2波ピーク}} < \frac{1}{\exp(3.66T)}$$

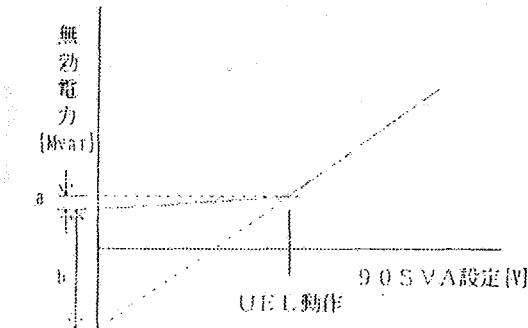
H = 2.05sec

表 3.12.2-8 不足励磁制限試験結果

UELステップ応答試験	UEL制限確認試験
	$b / (a+b) = 0.0056 < 1/6$

(判定基準)

- 1) UELステップ応答試験
無効電力の10%（遅れ14MVar）ステップ応答試験において、制御系が10秒以内に安定すること。
- 2) UEL制限確認
下図において $b / (a+b) < 1/6$ であること。



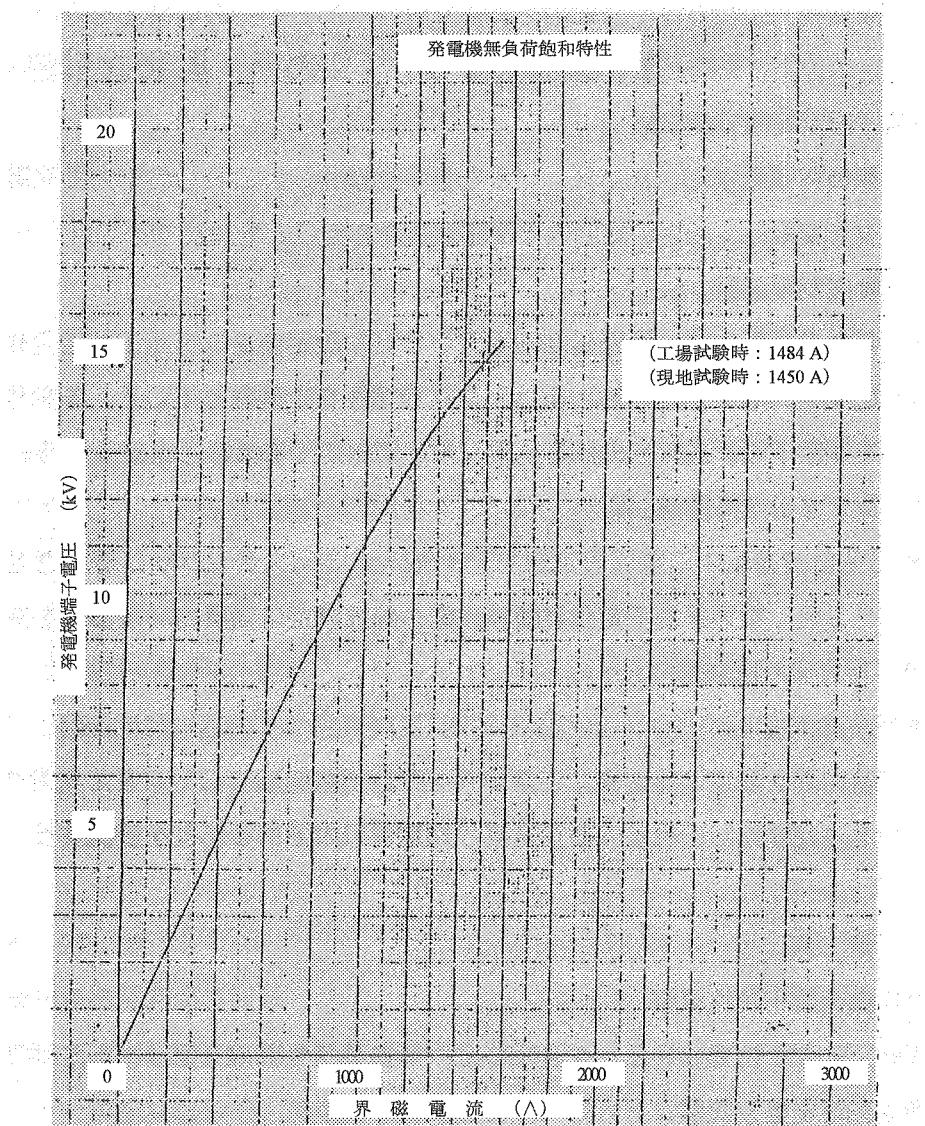


図 3.12.2-1 無負荷飽和特性データ

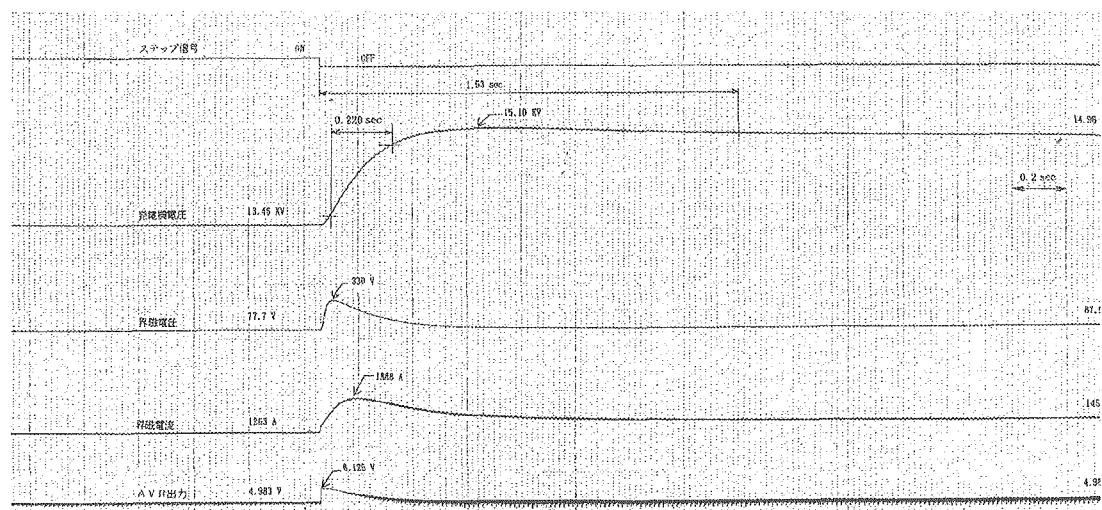


図 3.12.2-2 無負荷インディシャル応答データ (+10%ステップ)

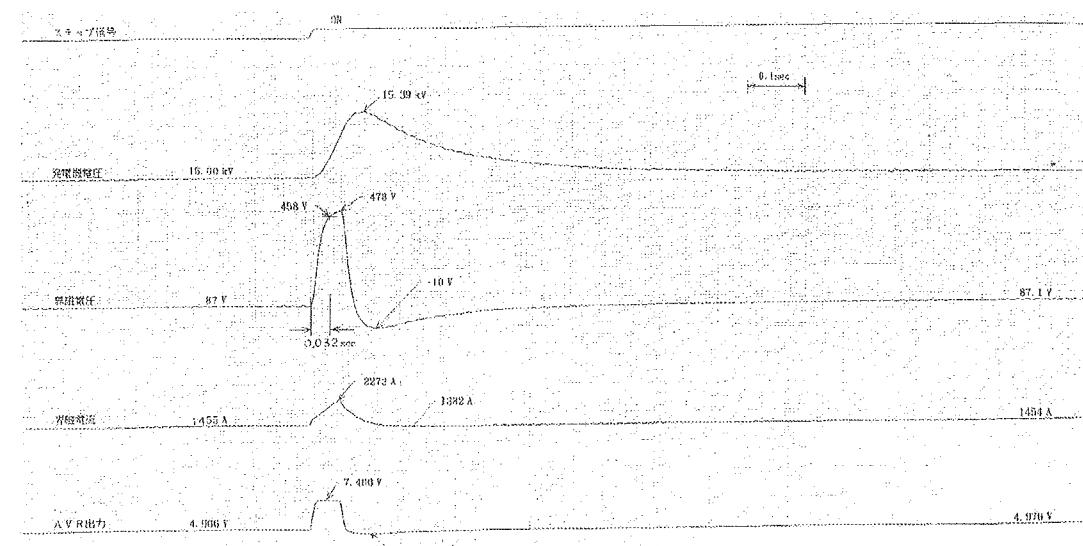


図 3.12.2-3 励磁系頂上電圧・励磁系電圧応答データ

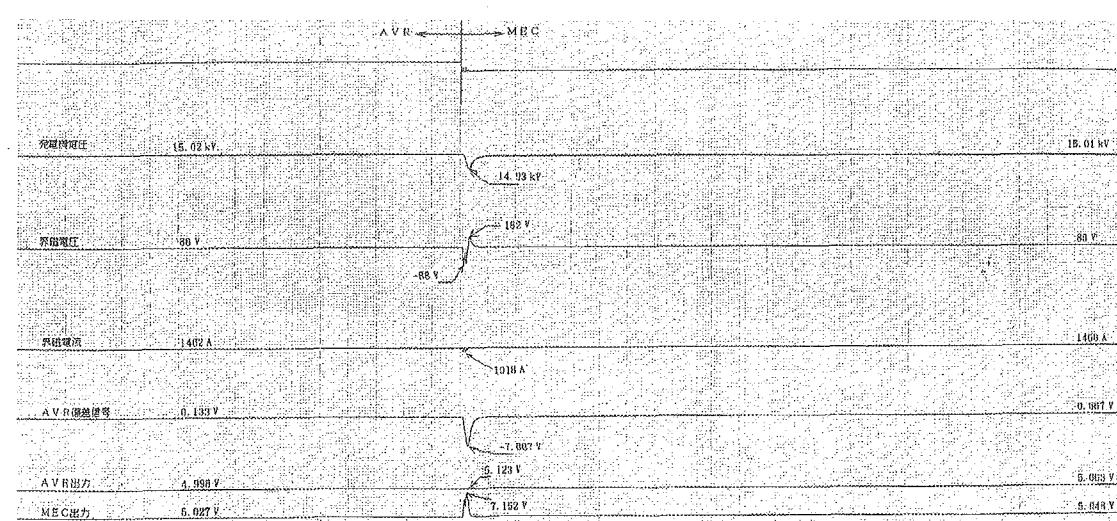


図 3.12.2-4 使用系・待機系切り替え (AVR⇒MEC) データ

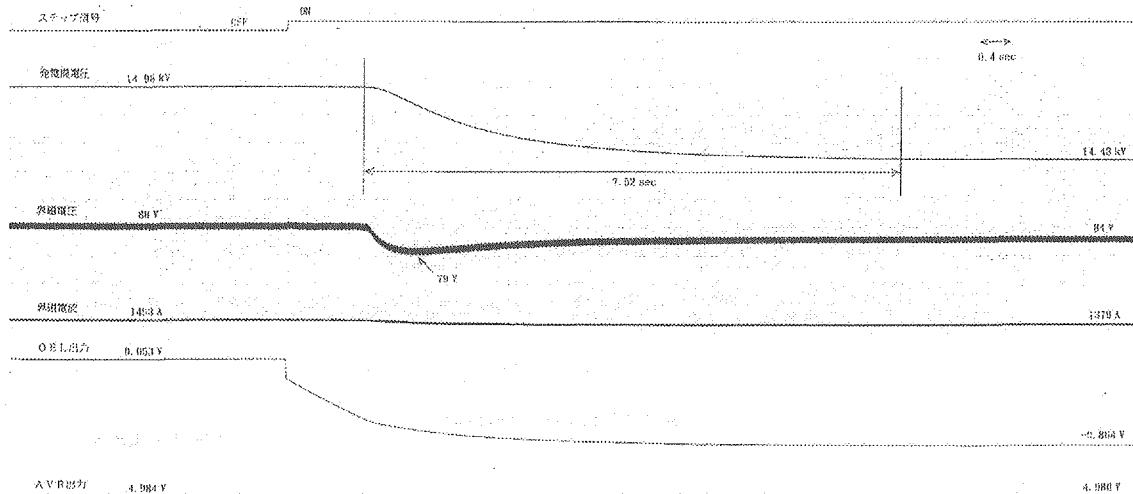


図 3.12.2-5 過励磁制限 (OEL) 動特性データ

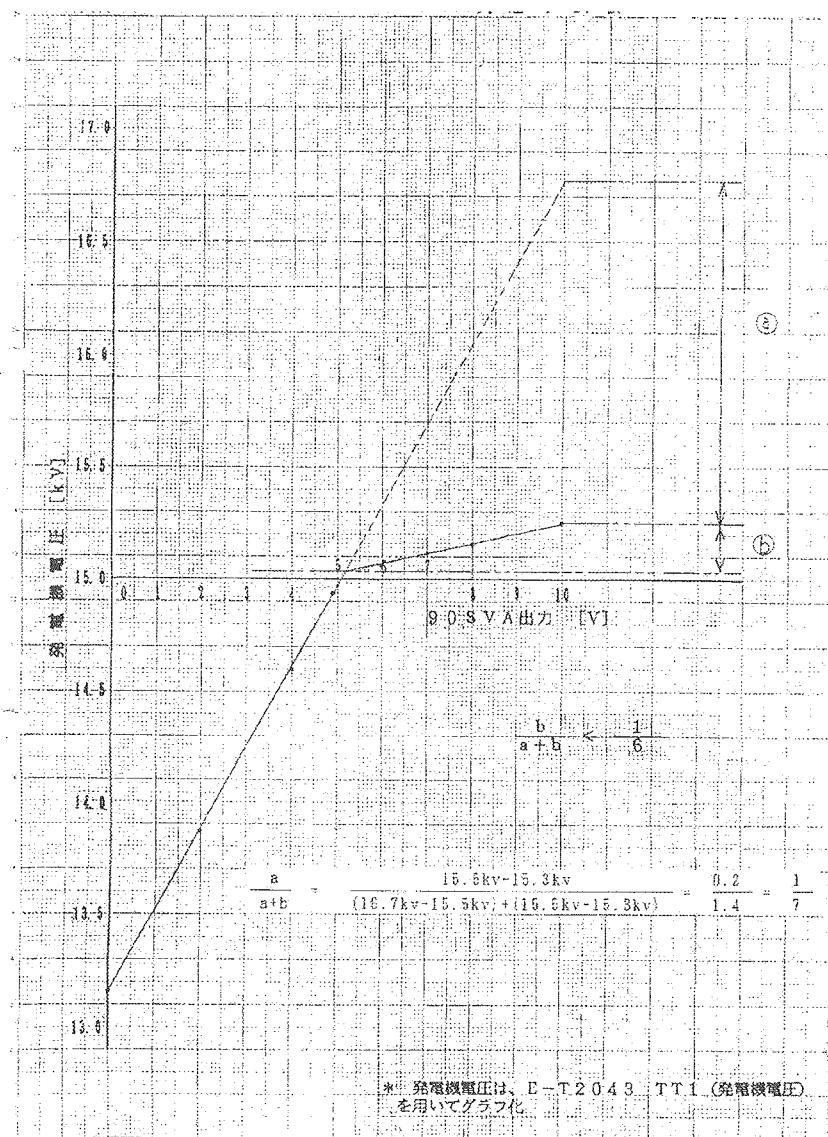


図 3.12.2-6 過励磁制限 (OEL) ゲイン測定データ

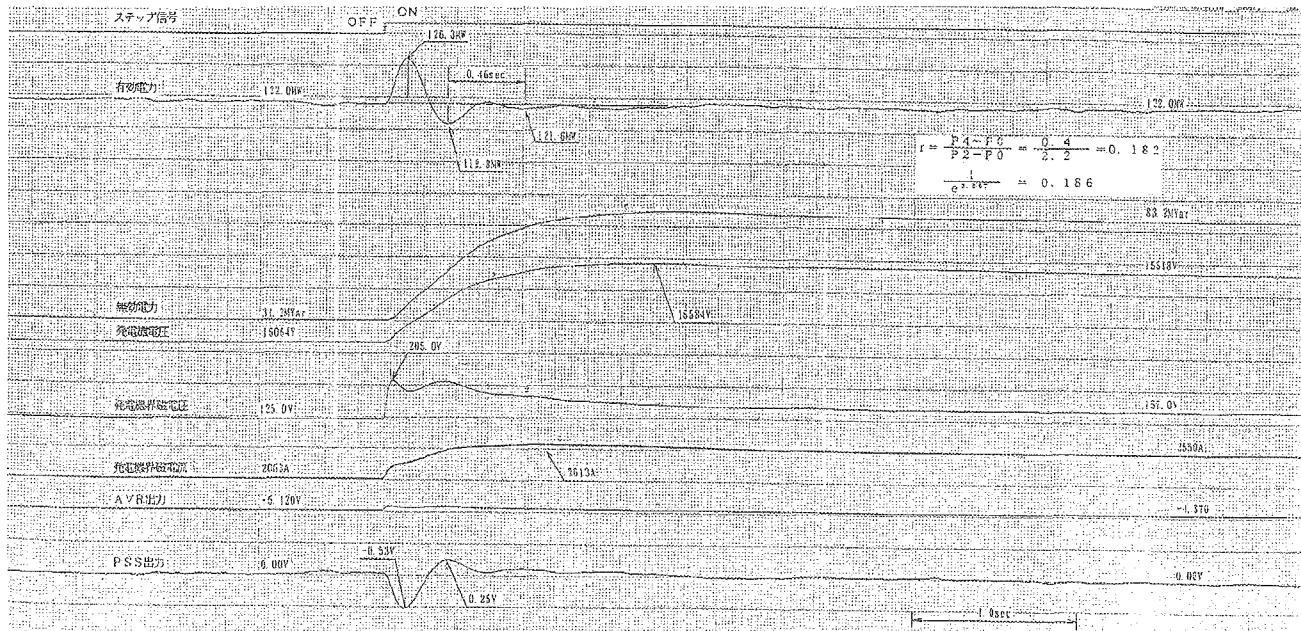


図 3.12.2-7 負荷時インディシャル応答データ

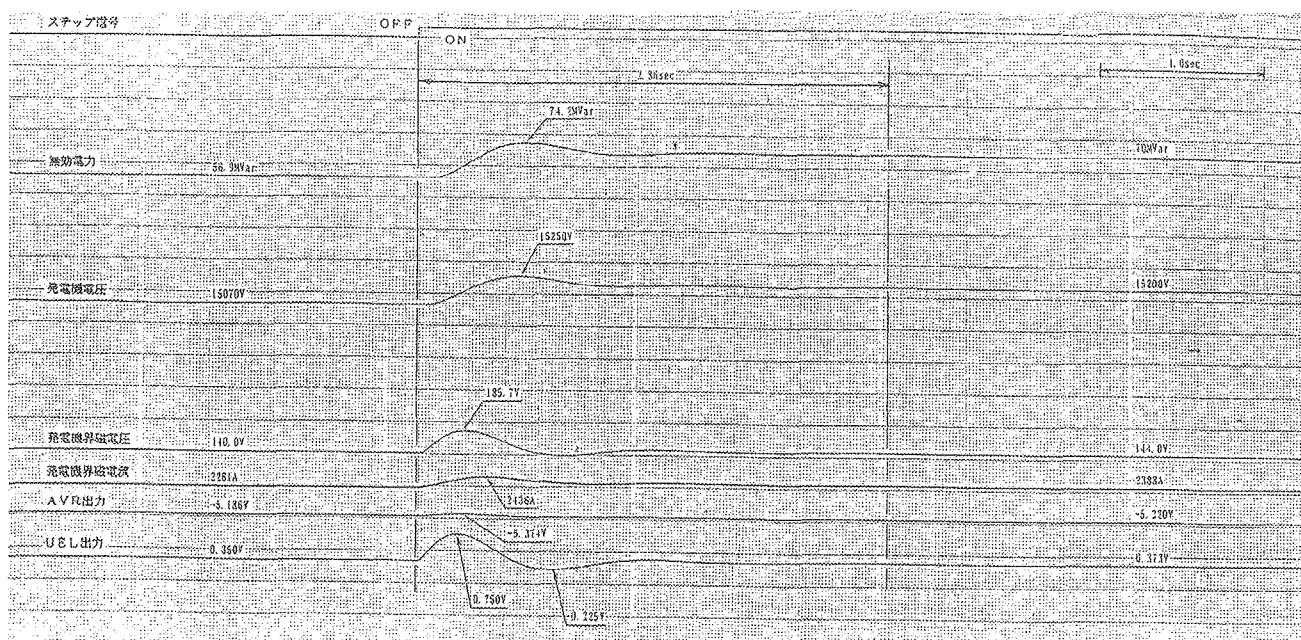


図 3.12.2-8 不足励磁制限 (UEL) ステップ応答データ (遅れ 10%ステップ)

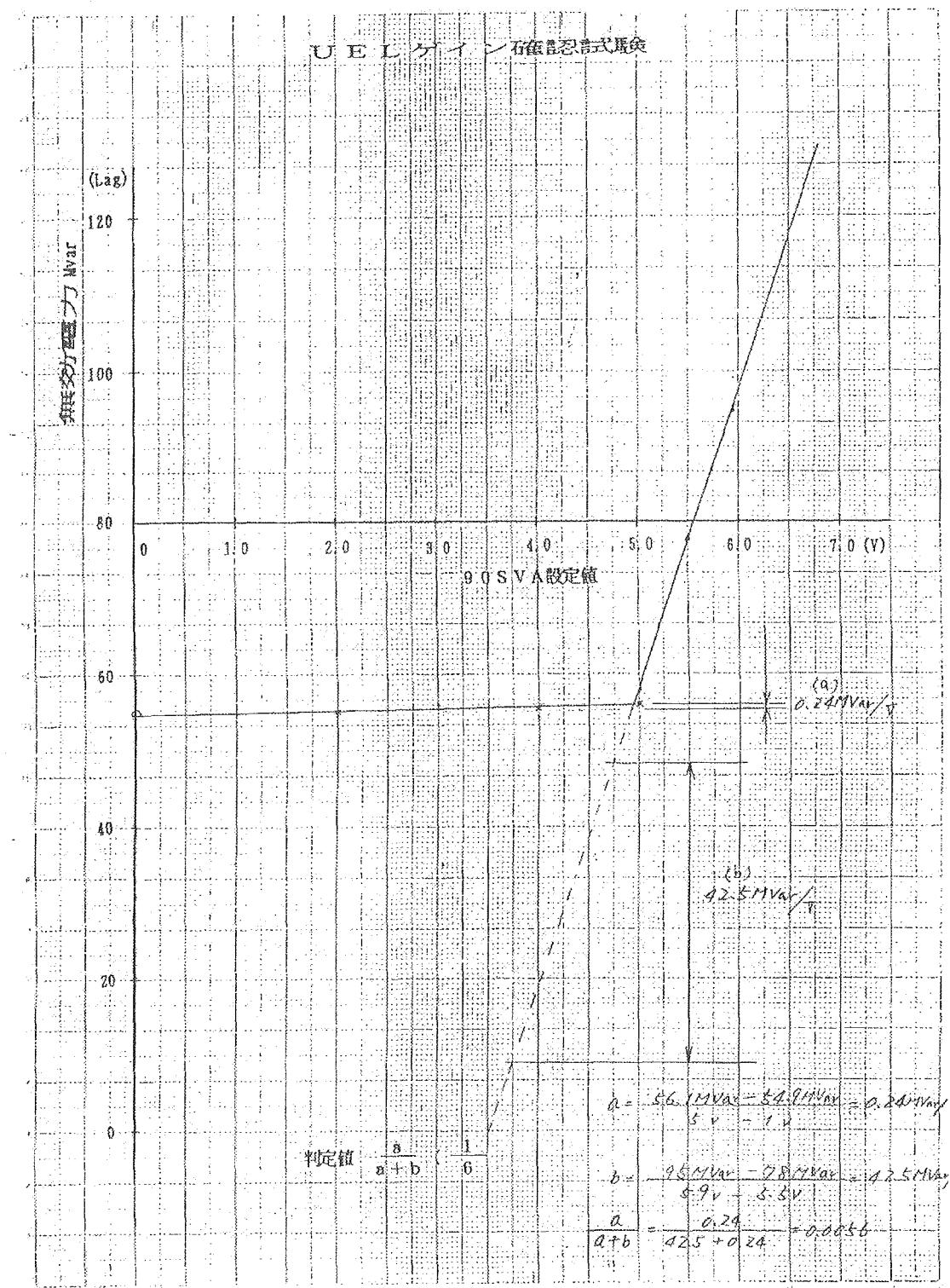


図 3.12.2-9 不足励磁制限 (UEL) ゲイン測定データ

3.12.3. 発電機特性確認（その3）(SST-P-6-12-3)

試験期間：平成7年7月11日～平成7年11月11日

(1) 試験目的

発電機併入前及び併入後の各負荷において、以下の試験を実施し、発電機の諸特性が工場試験データ又は設計値と変わらないことを確認することを目的とする。尚、発電機系試験は「発電機本体に関連する試験：発電機特性確認（その1）」、「発電機励磁系に関連する試験：発電機特性確認（その2）」及び「同期検定及びPT、CT検査に関連する試験：発電機特性確認（その3）」の3つに分割した。

- [試験項目]
- (i) 発電機同期検定（その1）試験
 - (ii) 発電機同期検定（その2）試験
 - (iii) 発電機電圧センス試験
 - (iv) 電流センス試験

(2) 試験方法

(i) 発電機同期検定（その1）試験

もんじゅの電気系統において、発電機併入は「発電機電圧」と「主変圧器2次側（送電線側）」を突き合わせて実施するが、この電圧変成器（PT）極性が正しいことを確認するため、タービン停止中において発電機端子部で電気回路を切り離し、主変圧器を逆受電することにより、発電機PTを充電・系統PTと同位相にして確認する。

(ii) 発電機同期検定（その2）試験

特別高圧開閉所の断路器113を「開」の状態で、発電機を無負荷運転し、同期検定装置を「手動」及び「自動」にて作動させた時、同期検定装置の機能が正常に動作・計画通り遮断器110が投入されることを確認する。

(iii) 発電機電圧センス試験

タービン発電機を3600rpmで運転中、初期励磁をかける前の残留電圧を使用して、発電機主回路・AVR電源・励磁用変圧器2次側回路の相順確認を行い、各回路・PTの健全性を確認する。

また、タービン発電機無負荷運転中、所内変圧器2次側を基準に各PTとの電圧突き合わせを実施してPT極性を確認する。

(iv) 電流センス試験

タービン発電機無負荷運転中、発電機ブッシング変流器（BCT）に接続される保護継電器・計測回路に流入する発電機電流の電流値及び位相を測定し、発電機BCT2次回路の健全性を確認する。

また、タービン発電機40%出力運転中、発電機BCTに接続される保護継電器・計測回路に流入する発電機電流の電流値及び位相を測定し、発電機BCT2次回路（所内回路に関する部分）の健全性を確認する。

(3) 試験結果

(i) 発電機同期検定（その1）試験

発電機電圧及び系統（特別高圧開閉所甲母線）電圧の計画ベクトル図及び測定予想値・実測値を表3.12.3-1に示す。

この結果から、発電機側及び系統（特別高圧開閉所甲母線）側の回路は健全であることが確認できた。

(ii) 発電機同期検定（その2）試験

[同期検定装置；手動時]

同期検出遮断器25Bの投入許可角度は、 9.0° であった。

これは、判定基準の「投入許可角度が 10.0° 以内」であることを満足しており、同期検定装置の機能が正常であることが確認できた。つまり、発電機電圧と系統電圧の位相ずれが 10.0° （実測 9.0° ）以内でないと、遮断器110を投入できないことが確認できた。（オシロデータを図3.12.3-1に示す。）

[同期検定装置；自動時]

自動同期装置25Aによる遮断器投入許可が、同期点の0.1sec手前で発生した。

これは、判定基準の「遮断器投入許可が、同期点の0.1sec手前で発生すること」を満足している。また、自動同期装置25Aによる周波数制限が、 $1/0.125\text{Hz}$ であった。

これは、判定基準の「周波数制限が、 $1/8\text{Hz}$ 以下」であることを満足している。

以上が正常に動作し、かつ、自動同期装置15がフェイルセーフ動作（自動同期装置が使用され、1回目の同期点が通過した後、自動投入が許可される機能）を行って、遮断器110が投入されたことを確認した。（オシロデータを図3.12.3-2に示す。）

(iii) 発電機電圧センス試験

発電機主回路、AVR電源、励磁用変圧器2次側主回路の相順が計画通りであること及び所内回路（6.6kV系）と発電機系（15kV系）の電圧突き合わせの結果、これらの回路が健全であることを確認した。

(iv) 電流センス試験

発電機BCT2次回路の電流値・位相を測定し、本回路が健全であることを確認した。

位相については、測定時の発電機電流位相を考慮して判断している。

(4) 考察

(i) 今回実施した試験は、発電機併入前の各PT、BCT回路の極性及び同期装置の健全性を確認するものであり、BCTについては、所内回路分は所内切替後（発電機出力40%時）でなければ電流が流れないので、この時に確認した。

試験順序としては、無負荷運転で確認できる「電圧・電流センス」試験を行って保護遮断器・計測回路の健全性を確認した後、「同期検定（その1）」で電圧位相の確認を行った。この後、「同期検定（その2）」で遮断器110の空打ち試験を行い、同期検定装置の健全性を確認した。また、併入後に残りの「電圧・電流センス」試験を行った。

試験結果の項目でも記載したが、全般的に問題なく試験が終了し、もんじゅの初併入も無事終了した。

(ii) 発電機同期検定（その1）試験において主変圧器を逆受電したが、これについて以下の検討・作業を実施した。

一つは、主変圧器の逆受電ではなく、特別高圧開閉所甲母線を発電機にて充電する方法もあったので検討を行った。しかし、もんじゅの送電系統及び母線構成を考えると、甲母線の停止のために1A起動変圧器を停止する必要があり、出力運転中に所内母線負荷を1B起動変圧器のみ（D/G・予備変圧器の使用はイレギュラーのため）で賄うことは不可能であると判断した。

もう一つは、主変圧器逆受電を行って本試験を行うと、主変圧器の励磁突入電流で保護継電器87Uが動作し、タービン発電機がトリップすることが懸念されたため、当初87Uをロックで使用することで関西電力（電力系統）側と調整したが、この場合、送電線保護継電器でもんじゅ主変圧器を保護しようとすると、保護範囲が大きくなり、不要動作を招き、敦賀線275kV系統の全停も考えられるため認められることとなった。このため、詳細検討を行ったところ、トリップインターロックは87U各相のORとしていたが、昇降圧変圧器の保護の場合には励磁突入電流による誤動作防止のためこれを2 out of 3で構成していることが判明し、これにて実施した。

表 3.12.3・1 発電機同期検定（その1）試験結果

		C-CC09 開閉所甲母線電圧 TT		
		R'	S'	T'
C-C007 発電機電圧 TT	R	計算値 43.6V	149.4V	149.4V
	R	測定値 43.5V	151.0V	151.2V
	S	計算値 63.5V	63.5V	63.5V
	S	測定値 64.3V	64.1V	64.2V
	T	計算値 93.3V	170.7V	93.3V
	T	測定値 93.4V	172.4V	94.1V

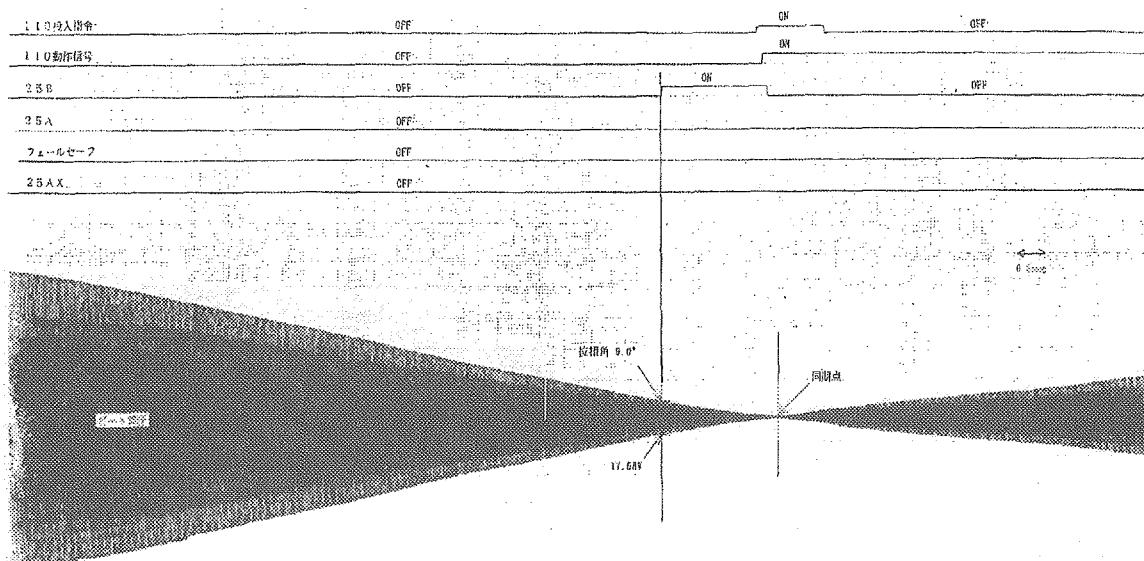
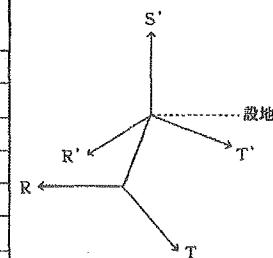


図 3.12.3・1 同期検定装置（手動）試験チャート

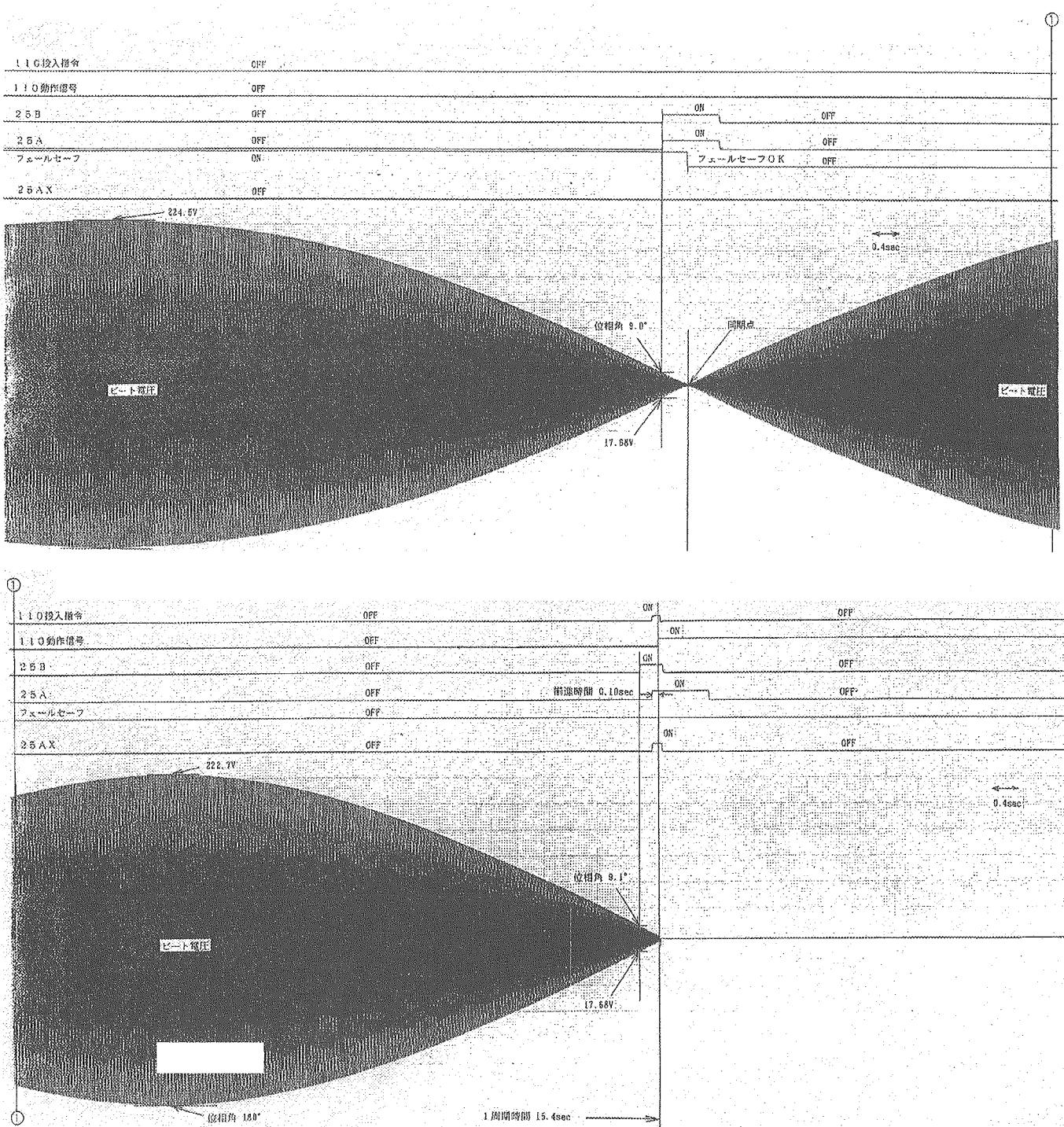


図 3.12.3-2 同期検定装置（自動）試験チャート

3.13. 発電所補助施設等特性確認

3.13.1. 換気空調設備特性確認（その1）(SST-P-7-14-1)

試験期間：平成7年4月1日～平成7年4月1日

(1) 試験目的

換気空調設備特性確認は2次格納コンファイメント形成最適化調整確認及び換気空調設備能力の妥当性の確認からなり、（その1）は2次格納コンファイメント形成最適化調整確認である。本試験は、SKS時に負圧度、負圧達成時間と確認しているが、その際、建物設計側と設計条件の整合が不十分であったため、コンファイメント格納領域の負圧度が、M/B、A/B間シャッターの設計圧力（15mmAq）を超過してしまうことが判明した。よって、コンファイメントの一部に開口を追加しリークさせることにより、建物設計と空調設計条件との間に成立点を見いだすためのデータを採取し、今後の改善策を検討することが目的である。

(2) 試験方法

今回の試験は、燃料取扱事故時における2次格納コンファイメント形成確認であるため、M/B側の換気系は運転状態にある。よって、M/B側差圧値とA/B側差圧値には差が生じており、M/BとA/B間シャッター保護のため、A-573室通路の本設圧力計P1（A-678室との差圧計測）の他に、M501とA-573の差圧が計測できるように仮設の差圧計P2を設置した。

先ず、最初に燃料取扱設備室浄化ファン2台運転時において、差圧P2が15mmAqになるような開口の面積を求め、次に同じ状態で浄化ファンを1台ずつ立ち上げた場合の負圧制定までの時間と負圧度を求めた。

なお、今回は機器搬入口を開くことができなかつたため、A-573室の通路のみでの試験となった。

(3) 試験結果

当初想定していた開口面積（DA5-61扉、A-571/A-573間=0.16m²）では浄化ファン2台運転時の燃料出入設備通路シャッター（SHA5/52）の差圧を15mmAq以下にするため、シャッターワーク部の閉止板材（プレート1枚）を取り外し（=0.1599m²）開口を設けた。浄化ファン2台、1台運転時において、初期目標（設計条件達成負圧値6mmAq以上:負圧到達時間8min以内）及びシャッター設計圧力（15mmAq）以下を達成できた。（表3.13.1-1、図3.13.1-1参照）

なお、今回の試験は、機器搬入口が「閉」状態でのA-573通路のみでの試験であったが、原子炉格納容器側までを含めた格納コンファイメント領域に拡大しても、原子炉格納容器の機密性が良好なことから、燃料取扱事故時における2次格納コンファイメント形成は、十分達成できる。

以上より、燃料出入設備通路シャッターを閉止し作業を実施する場合、差圧調整のための開口面積の設定は、燃料出入設備通路シャッター（SHA5-52）下部プレート2枚のうち1枚（ 0.1599m^2 ）を取り外す運用とする。

(4) 考察

今回の試験条件外の事象であるが、実際の運転状態において燃料取扱事故と外電喪失の重ね合わせを想定した場合のM/B換気系の停止による負圧上昇の影響並びにC/V空調系の停止による温度上昇、内圧上昇による影響について検討を行った。

(i) C/V空調系の停止による温度上昇、内圧上昇による影響

時間、負圧の関係は簡易評価式にて計算したが、その際、事故時の温度上昇の冷却風量をゼロとして計算している。よって、C/V空調系（665系）停止時のR-501（オペレーションフロア）における室温上昇、圧力の測定を行い、停止後から30分程度までの変動について確認を行った結果、温度上昇はほとんどないことを確認した。

(ii) M/B換気系の停止による影響

M/B換気系の停止の場合、M-501室の雰囲気圧力が高くなるため（通常は微負圧）A-573/M-501間シャッター隙間から流れ込んでくる流量が増加する。このため、A-573室の圧力降下速度が遅くなり、負圧到達時間が遅れる懸念がある。しかし、M-501室側の雰囲気圧力が試験時より高くなるため、初期目標（設計条件達成負圧値：6mmAq以上）到達時間は短くなり8分以内の到達は満足すると評価される。ここで、逆にM-501室側の圧力が高くなることから、最終的な到達差圧がシャッター設計圧力15mmAqを超える可能性が考えられる。この最終到達差圧について検討した結果、最大で30mmAq程度と予想されたことから、余裕を見込んで差圧50mmAqでシャッター強度を評価したところ、強度は十分であり、この程度の差圧が生じても健全であることが確認できた。

よって、試験結果を受けて設定した開口面積のままで問題はなく、上記運用のまとまる結論となつた。

表 3.13.1-1 試験データ

ファン風量 m/min	A-573/M-501間 開口 m	A-573/A-678 間差圧 ※本設 mmAg	A-573/A-678 間差圧 ※仮設 mmAg	備考
282	0.1599	31	15	2台運転
245	0.1599	26 (到達時間: 90sec)	11.5 (到達時間: 12.5sec)	A号機
235	0.1599	24.5 (到達時間: 100sec)	10.2 (到達時間: 15sec)	B号機

※指示値 $\leq 15\text{mmAg}$

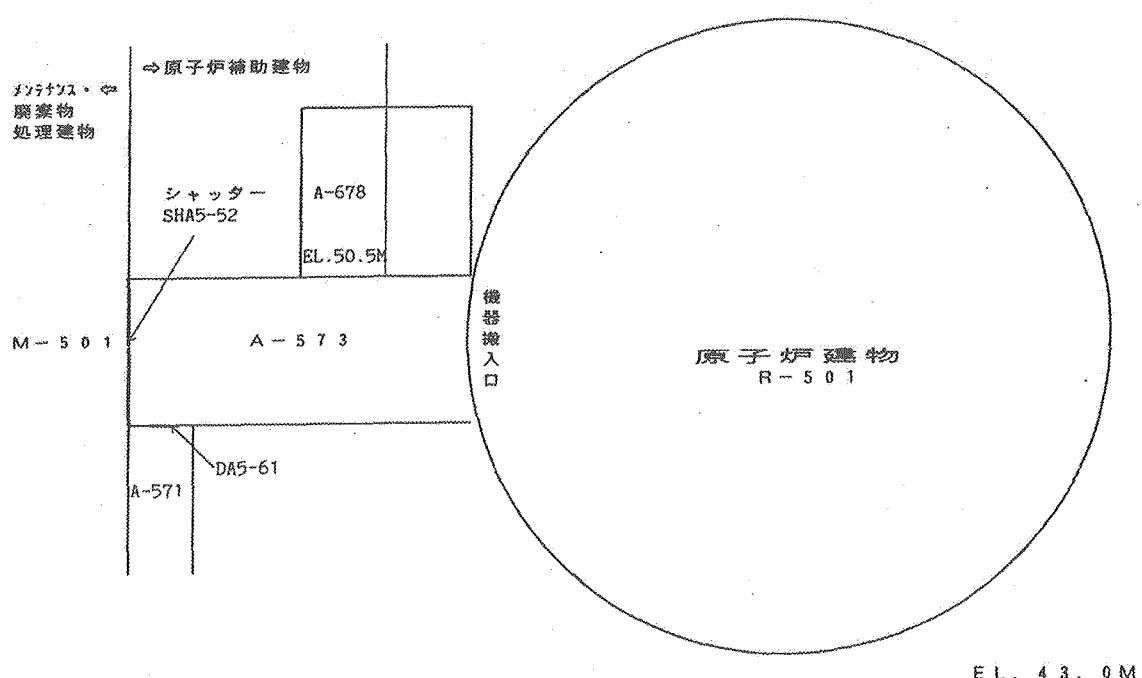


図 3.13.1-1 建物概略配置図

3.14. 計測制御設備特性確認

3.14.1. 中性子計装特性確認 (SST-P-8-11)

試験期間：平成5年8月5日～平成6年12月

(1) 試験目的

臨界・炉物理段階において燃焼装荷系の中性子計装設備（以下NISと称する）について検出器特性試験を行い、高圧電源及びディスクリレベルを設定するとともに、燃焼装荷系NISが正常に動作することを確認する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

- (a) プラトー特性確認試験
- (b) ディスクリ特性確認試験
- (c) 可聴計数率チャンネル動作確認

(ii) 試験方法

(a) プラトー特性確認試験

燃料装荷系NISについては中性子源集合体の炉内装荷後、線源領域NIS及びNISについては最小臨界達成前に中性子検出器の印加電圧を変化させて計数率を測定し、適正な高圧電源電圧を決定する。

(b) ディスクリ特性確認試験

ディスクリレベルを変化させて計数率を測定し、適正なディスクリレベル電圧を決定する。

(c) 可聴計数率チャンネル動作確認

プラトー特性及びディスクリ特性試験終了後、中性子計装1(C-C312-1)に収納の可聴計数率チャンネルが正常に動作することを確認する。（スピーカからそのときの計数率(CPS)に相当する断続音が発生していることを確認する。）

(3) 試験結果

以下の試験結果を得た。

(i) プラトー特性確認試験

	プラトー長(V)	プラトー傾斜(%/V)	高電圧設定値(V)	判定
判定値*	100V以上	0.5%/V以内	プラトー領域内	
燃料装荷系 CH1 (USV孔側)	100	0.30	750	良
燃料装荷系 CH2 (予備孔側)	100	0.20	750	良
線源領域系 CH1	225	0.01	1900	良
線源領域系 CH2	225	0.11	1900	良

* : ディスクリレベル(DL) 1.V, アッテネータ(ATT) 2dB

(ii) ディスクリ特性確認試験

	計数率比	ディスクリ電圧 設定値(V)	判定
判定値*	電圧／設置電圧 ≤1 デカード	0.5%／V 以内	
燃料装荷系 CH1 (USV 孔側)	0.7	1	良
燃料装荷系 CH2 (予備孔側)	0.5	1	良
線源領域系 CH1	0.68	1	良
線源領域系 CH2	0.64	1	良

* : 燃料装荷系(CLIM) ATT22dB at HV750
線源領域系 (SRM) ATT20dB at HV1900

(iii) 可聴計数率チャンネル動作確認

計数率相当の単発音が発生していること及び計数率低減スイッチの値に見合った単発音が出力していることを確認した。

(4) 考察

本試験は、1次系 Na 温度 186°C燃交モード時、中性子源 1体が炉内中継装置に装荷状態で実施したが、測定には差し支えなく結果は良好であった。事前にノイズ確認も実施した (H5.10.8) が燃料交換装置等の操作中にノイズが出る事もなく、有効にノイズ遮蔽されていることを確認した。本試験は校正の為のデータ取得を目的とした試験であるが、以下に考察を示す。

(i) プラトー特性確認試験

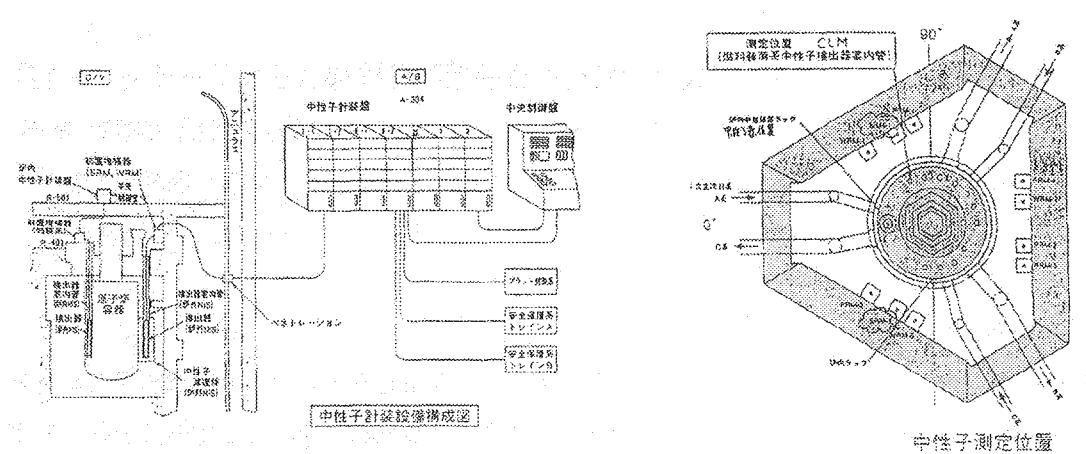
プラトー長が 100V 以上、傾斜が 0.5%/V 以内であり、設計上の性能を本計測系が有していることが確認された。

(ii) ディスクリ特性確認試験

ディスクリミネーションレベル及び高電圧が設計値とほぼ同一であり、計測値として想定通りの値を計測可能であることが確認できた (計測装置としての裕度 (揺らぎに対する測定値の信頼性) の確認)。

(iii) 可聴計数率チャンネル動作確認

本チャンネルの動作に異常がなく、計数率を音として良好に変換されていることが確認できた。



試験項目の内容について

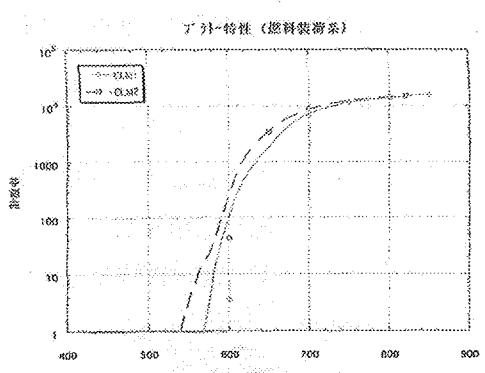
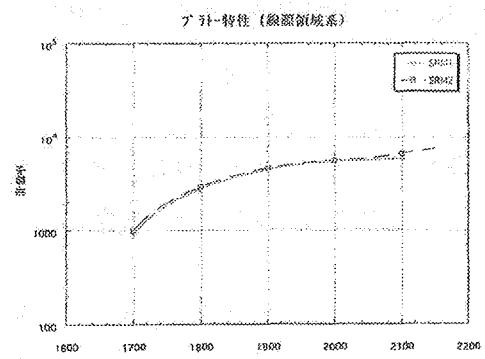
● プラトー、ディスクリ特性確認試験

検出器印可電圧変化 → 計数率測定

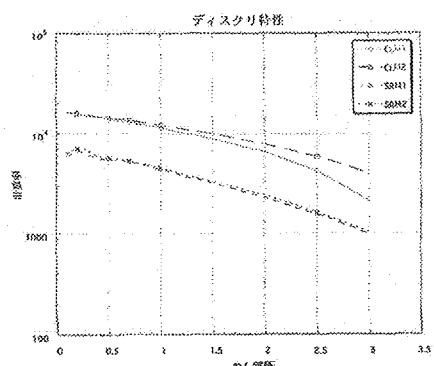
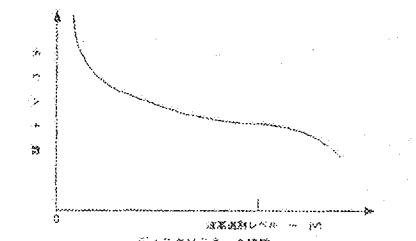
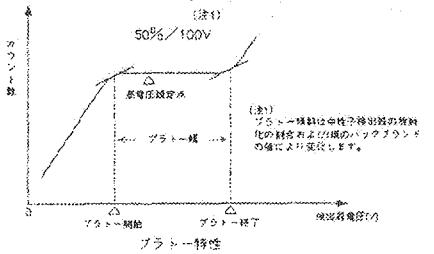
プラトー特性確認・高圧電源電圧決定

ディスクリレベル変化 → 計数率測定

ディスクリ特性確認・ディスクリ電圧決定



特性曲線代表例



可聴計数率表 試験記録

計数率	4000以上 cps	
計数率低減スイッチ	カウント値 10SEC	確認
切り	46007	音無し
10^4	45935	音あり(連続音)
10^3	45481	同上
10^2	45252	音あり(断続音)
10^1	45925	同上

3.14.2. 水・蒸気、タービン発電機設備自動化制御装置特性確認 (SST-P-8-12)

試験期間：平成7年2月17日～平成7年11月30日

(1) 試験目的

通常起動・停止及び出力運転時の各段階において、水・蒸気、タービン・発電機設備自動化制御装置の有する機能が正常に動作することを実入力信号により確認する。ここで言う自動化制御装置の有する機能とは、各種プロセス値を正確に表示・演算する機能及び操作ガイド出力機能、計算機制御 (KIC, SCC, DDC) 機能を指す。

KIC : キックアクション (シーケンシャル制御)

SCC : Supervisory Computer Control (計算機監視制御)

DDC : Direct Digital Control (計算機直接制御)

(2) 試験方法

(i) オンラインセンサ試験

プラント出力 40%において、自動化制御装置から出力される水・蒸気、タービン・発電機設備のプロセスデータ等を、その他の比較計器（指示計・記録計等）の出力と比較して妥当な範囲（目安：計器フルスケール±4%）で一致していることを確認する。

(ii) 運転自動化一操作ガイド試験

プラントの起動・停止の各フェーズ（通水待機状態→40%出力運転状態）における水・蒸気、タービン・発電機設備の操作ガイド機能及び計算機制御の機能を確認する。

(a) 操作ガイド試験

操作ガイドが出力されるプラントの起動・停止のサブブレークポイントにおいて、各系統マスタを監視モードとして、操作ガイドを使用した水・蒸気、タービン・発電機設備の起動・停止操作を実施する。この時、操作ガイドが適切なタイミングで出力され、運転員が理解できる内容のガイドであることを確認する。

(b) 計算機制御試験

計算機制御が行われる各種操作項目に対して、各系統マスタを制御モード・下位制御装置を自動化モードとして、計算機制御 (KIC, SCC, DDC) を使用して水・蒸気、タービン・発電機設備の起動・停止操作を実施する。この時、自動化制御装置及び下位制御装置の制御状態が適切であることを確認する。

(3) 試験結果

(i) オンラインセンサ試験

プラント出力 40%において、自動化制御装置と比較計器（指示計・記録計等）の出力が妥当な範囲（目安：計器フルスケール±4%）で一致していることを確認した。

(ii) 運転自動化一操作ガイド試験

(a) 操作ガイド試験

起動・停止の各段階において、各系統マスタを監視モードとして操作ガイドを使用し、水・蒸気、タービン・発電機設備の起動・停止操作を実施したところ、操作ガイドの出力タイミング及び指示内容が適切であることを確認した。但し、性能試験中に運転手順書が変更となったり、確認操作が追加となったりしたものについてはプラント停止中に検討を行い、再試験時に未確認項目と合わせて確認する必要がある。

(b) 計算機制御試験

自動化対象になっている操作項目に対して、各系統マスタを制御モード・下位制御装置を自動化モードとして計算機制御（KIC, SCC, DDC）を使用した結果、一部を除いて、その制御が適切であることが確認された。

一部の計算機制御においては、最初の自動化試験であったことから、制御開始から終了までの時間が長いこと（制御量の変化率を保守的に入力していたため）、計算機制御に新たな監視プロセス量を挿入する必要があること等が判明した。これらについては、プラント停止中に検討を行い、再試験時に未確認項目と合わせて確認する必要がある。

(4) 考察

(i) オンラインセンサ試験

プラント出力 40%においては、特に問題となるところはなかった。

(ii) 運転自動化一操作ガイド試験

(a) 操作ガイド試験

性能試験の結果、運転手順が変更となったものがあり、水・蒸気、タービン・発電機設備自動化制御装置は急遽操作ガイドを追加・変更して試験を行った。このため、上位計算機である中央計算機の操作ガイドと異なるメッセージとなつたが、とりあえず水・蒸気自動化制御装置側だけで確認を行つた。今後、再試験時までに中央計算機とフェーズを合わせた改造を行い、再試験を実施する必要がある。

(b) 計算機制御試験

計算機制御の場合には、実際にプラントの機器を動かすため、事前に十分な確認を行い、運転員に対しても、異常時には計算機制御を即座に停止できるように依頼して行った。

また、以下の計算機制御においては課題があったので、その原因を調査・検討して対策を実施した。

①SH バイパス弁開閉制御の自動停止

SH バイパス弁を全閉から目標開度 90% に開ける制御を行っていたが、目標開度より 1.8% 小さい 88.2% で制御が停止した。（弁のオーバーシュートを考慮して、目標開度にマイナス側のマージンを持たせていたため。）

②SH 入口補助蒸気弁開閉制御の自動停止

SH 入口補助蒸気弁の初回開動作において、弁駆動量が少なく、計算機では開動作したと判定されなかつた。通常、このような場合には再度制御信号を発信する「リトライ処理」を行うが、本制御には「リトライ処理」が行われていなかつた。このため、「リトライ処理」を追加する。

③フラッシュタンクドレン回収調節弁の急閉

フラッシュタンクドレン回収調節弁を自動閉する制御において、閉速度設定が大きすぎたために弁が急閉し、脱気器水位・圧力が変動した。このため、閉速度設定を小さくして再度確認する必要がある。

(c) 自動化試験

試験前の手動試験にて運転手順及び各種制御設定値等が決まり、これをベースに計算機ソフトの変更を行ってから自動化試験を実施したため、ソフトの検証ができなかった。このため、運転訓練シミュレータを使用して、事前にソフト検証を行うこととした。同様なことが、次回試験においても想定されることから、自動化試験前にはシミュレータにて検証してから実試験を行う必要がある。

3.14.3. 水漏えい検出器特性確認 (SST-P-8-13)

試験期間：平成6年11月1日～平成7年12月31日

(1) 試験目的

2次主冷却系統昇温にともなう蒸気発生器を介した水・蒸気系統からの透過水素及び機器・配管内表面からの溶出水素の挙動を評価するとともに、水素検出器特性の経年変化を確認する。

(2) 試験方法

(i) 測定評価対象

2次主冷却系のナトリウム中水素濃度及びカバーガス中水素濃度を対象とする。

(ii) 測定項目

測定項目	測定場所 (A,B,C ループ)	水素濃度検出器	備考
ナトリウム中水素濃度	2次主冷却系過熱器出口	271 (A,B,C) AX1A	ポンプ入口濃度 (A,B,C ループ) のみ時系列データとして測定。
	2次主冷却系蒸発器出口	271 (A,B,C) AX1B	
	2次主冷却系ポンプ入口	271 (A,B,C) AX1C	
カバーガス中水素濃度	2次主冷却系過熱器カバーガス	272 (A,B,C) AX1A	A, B ループのみ時系列データとして測定。
	2次主冷却系蒸発器カバーガス	272 (A,B,C) AX1B	
プラントプロセス値	<ul style="list-style-type: none">・2次系ナトリウム温度 (IHX 出口、過熱器出口、蒸発器出口、2次系コールドトラップ最低温度)・水蒸気系温度 (過熱器出口、蒸発器出口、給水)・2次系流量 (主冷却系、純化系)・給水流量・2次系圧力 (蒸発器と過熱器の 2次系カバーガス)・水蒸気系圧力 (蒸発器出口、過熱器出口)・水漏えい検出器ニッケル膜温度		時系列データとして測定。

(iii) 測定時のプラント状態

全性能試験期間中を測定対象とするが、2次系系統温度変化時、蒸気発生器への通水時、並びに各プラント定常出力時及び過渡時等、水素濃度挙動が特徴的な状態を中心に評価する。

(iv) 評価項目

(a) バックグラウンド水素濃度測定試験

ナトリウム中及びカバーガス中の水素濃度バックグラウンド挙動を評価する。

(b) 水素検出器校正試験

性能試験中においてナトリウム中及びカバーガス中水漏えい検出器の校正曲線を作成し、総合機能試験時との比較により校正式の経時変化を評価する。

(c) ナトリウム中水素計冷却管伝熱特性確認試験

蒸発器及び過熱器出口に設置されたナトリウム中水漏えい検出器の2次冷却系配管への合流部において、サーマルストライピングによる高サイクル疲労防止の観点から、水漏えい検出器のナトリウム温度を2次主冷却系の系統

温度と一致するように制御している。本試験では当制御が設計を満足していることを確認する。

(3) 試験結果

現在までに取得したプラント出力 40%定常運転までの水素濃度データを基に行った評価結果を以下に示す。

(i) バックグラウンド水素濃度測定試験

(a) ナトリウム中水素濃度挙動

図 3.14.3-1 に平成 7 年 2 月から同年 12 月にかけて取得したナトリウム中水素濃度の挙動を示す。

水素濃度は 50～二百数十 ppb 程度で変動しており、その要因は蒸気発生器伝熱管の水素透過率及び機器・配管表面からの水素溶出率の温度変化が主因と考えられる。他に、給水へのヒドラジン添加が原因と思われる濃度上昇も確認した。なお、これらの濃度上昇による警報発報は水素濃度上昇高警報（100ppb 以上で BG+6.5% の上昇）のみであった。図 3.14.3-2 は平成 6 年 11 月に測定した水・蒸気系統停止時にコールドトラップを停止させた状態でナトリウム温度を 200°C から 300°C に昇温（昇温率 3.8°C/h）させたときのナトリウム中水素濃度である。この水素濃度上昇は配管・機器表面から水素溶出によるものであり上昇率は約 0.4ppb/°C であった。図 3.14.3-1 及び図 3.14.3-2 から読みとった平衡水素濃度から 1 点近似モデルを用いて、2 次ナトリウム中への水素透過（溶出）率を算出したものを表 3.14.3-1 に示す。この結果、水素透過（溶出）率は各ループにおいてほぼ同程度となった。

(b) カバーガス中水素濃度挙動

図 3.14.3-3 に平成 7 年 2 月から 12 月にかけて取得したカバーガス中水素濃度の挙動を、B ループを代表して示す。

この結果、カバーガス中とナトリウム中の水素濃度の変化に顕著な相関関係は見られなかった。カバーガス中の水素濃度変動は蒸発器で著しく、0～50vppm 程度の変動に水素濃度異常 H1 警報（100vppm 以上）を発報することもある数十～数百 vppm 程度のピークが加わる変動を示している。このピークの原因は現状明確でないが、性能試験以前に水・蒸気系が作動していない状態でも確認されている。これらの原因是、系統初期状態の不純物の影響により水素濃度が上昇すること、そして、2 次系側のカバーガス空間におけるなんらかのメカニズムによるものと推測される。なお、本現象は大洗工学センター 50MWSGTW の運転初期にも発生している。水・蒸気系が作動している状態ではこの現象は 3 種類（プラント起動、トリップを含む負荷低減時、SG 通水時）のプラント状態のみ発生することを確認しており、今後、その発生を予測することができる。この現象は 3 ループで同時に現れかつナトリウム側の水素濃度に変化は認められないことから、水漏えいか否かの判断は容易である。なお、ナトリウム中水素濃度で見られたヒドラジンの影響はカバーガス中でほとんど現れず、A ループのみかすかに確認できた。

(ii) 水素検出器校正確認

図 3.14.3-4 にナトリウム中水漏えい検出器の校正式の経年変化を示す。校正式は真空計とイオンポンプの性能劣化により変化している。この結果により、水漏えい検出器の校正はプラント起動時毎に行うことが肝要である。

(iii) ナトリウム中水素計冷却管伝熱特性確認試験

蒸発器及び過熱器の水漏洩検出設備とも主冷却系への戻りナトリウム温度が許容値を満足する見通しを得た。今後は、冷却ファンのダンパーの微調整を行い戻り温度の最適設定を行う。

(4) 考察

- (i) ナトリウム中水漏えい検出設備の警報設定は定格運転時の平衡水素濃度の予測値に基づき設定しているため、今後、定格での平衡水素濃度を確認し、必要に応じて警報設定値の変更を行う必要がある。
- (ii) 給水中のヒドラジン濃度がナトリウム中水素濃度に大きな影響を与える結果となった（ヒドラジン：20→200ppb注入によりナトリウム中水素濃度：約1ppb/hの上昇）。今後、水漏えいの検出性の観点からヒドラジン注入量の見直しを含めた検討を実施する必要がある。
- (iii) カバーガス中の水素濃度のピーク上昇現象は特定のプラント状態で発生しており、水漏えいか否かの判断は容易である。しかし、今後のナトリウム・水反応のモニターとしての信頼性をより確かなものにするためには、原因を究明しておくことが望ましい。

表 3.14.3-1 伝熱管からの水素透過率と機器・配管表面からの水素溶出率

機 器	ループ	水素透过(溶出)率(ppb/hr)
蒸発器伝熱管 (給水による 水素透過率)	A	$2.8 \times 10^4 \exp(-5140/T)$
	B	$3.1 \times 10^4 \exp(-5140/T)$
	C	$2.7 \times 10^4 \exp(-5140/T)$
過熱器伝熱管 (給水による 水素透過率)	A	$1.6 \times 10^5 \exp(-8189/T)$
	B	$1.7 \times 10^5 \exp(-8189/T)$
	C	$1.5 \times 10^5 \exp(-8189/T)$
機器・配管表面 (水素溶出率)	各ループ	0.5程度(※1)
ヒドラジン注入による水素透過率	各ループ	1程度(※2)

表中の水素透過率はプラント出力40%までの2次系Na中水素濃度測定値に基づき算出したもの。

T: 電熱管の水蒸気側平均温度(K)。

(※1) 図 3.14.3-2 に示すコールドトラップ停止状態で200°C→300°C昇温時のデータより算出(昇温時3.8°C/h)

(※2) 給水中ヒドラジン20ppb→200ppb注入時の水素透過率。

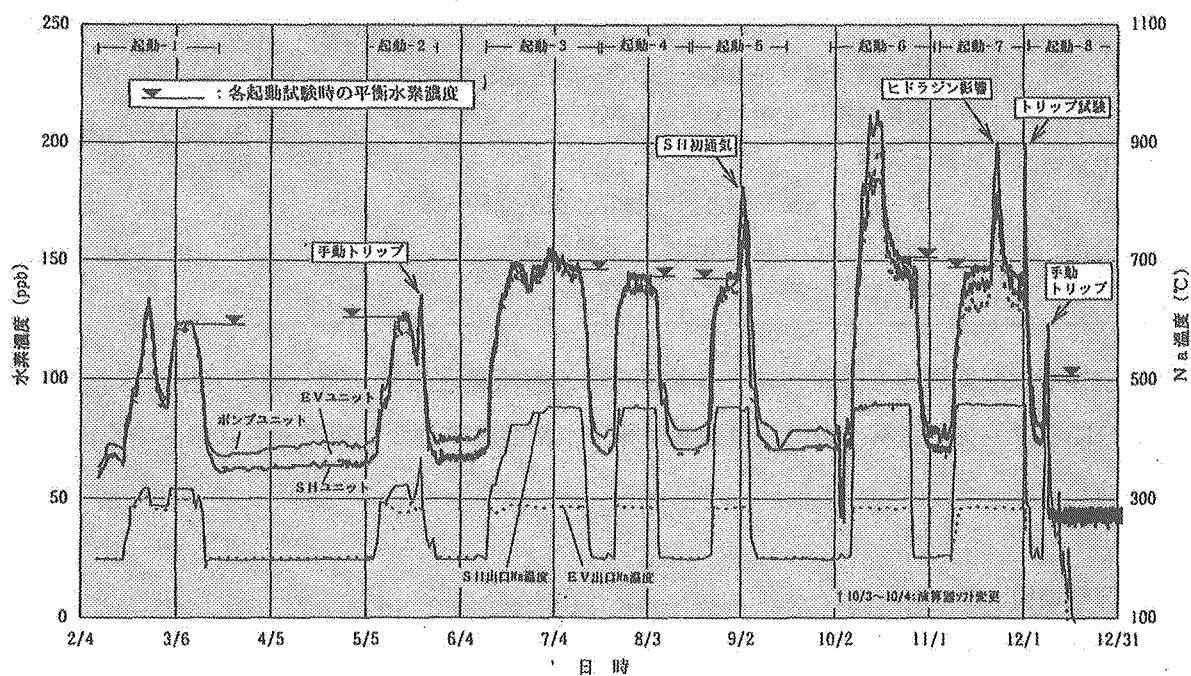


図 3.14.3-1 性能試験期間中の Na 水素濃度変化 (1995 年 C ループ)

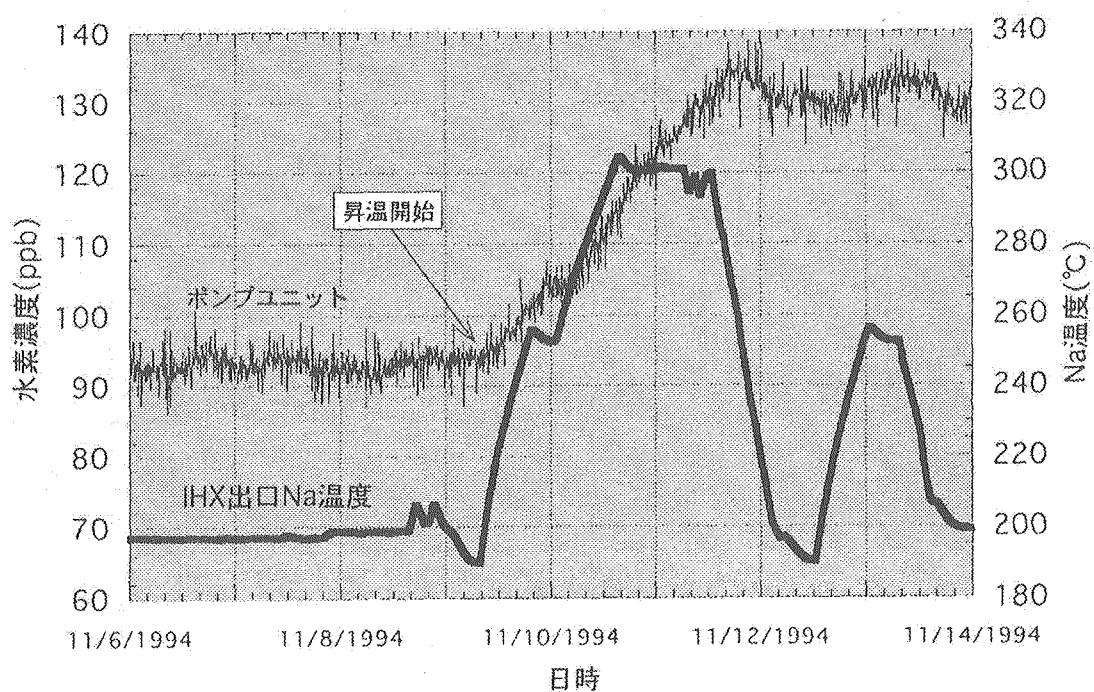


図 3.14.3-2 ナトリウム温度昇温時のナトリウム中水素濃度変化 (1994 年 A ループ)

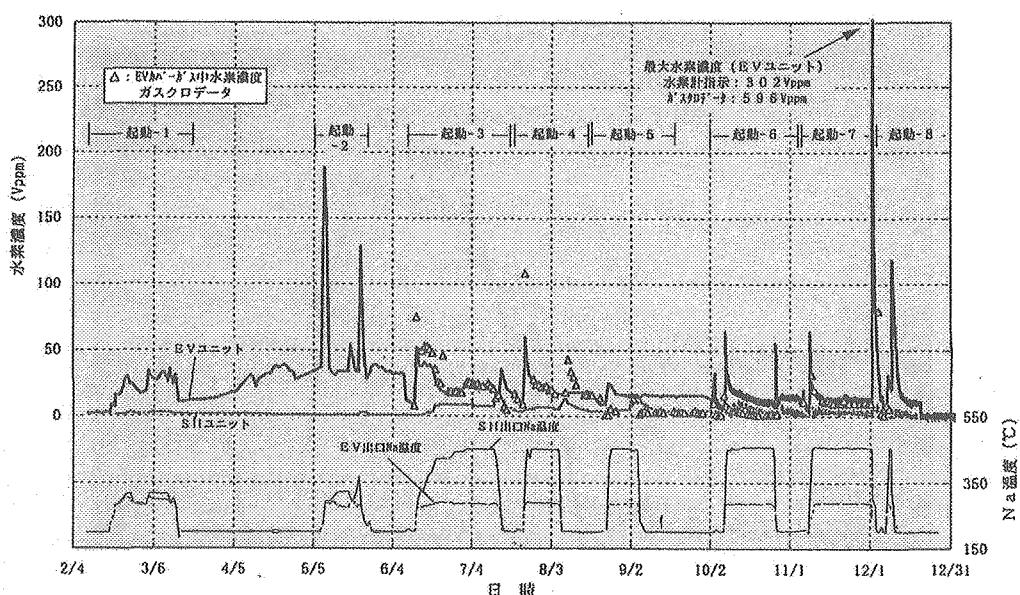


図 3.14.3-3 性能試験期間中のカバーガス中水素濃度変化（1995年 B ループ）

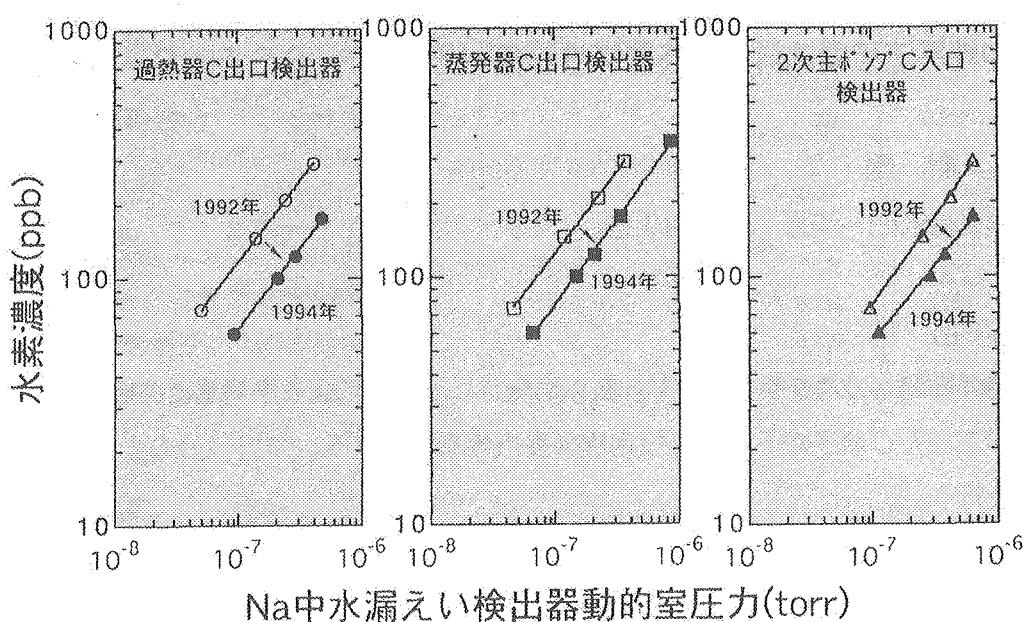


図 3.14.3-4 水漏れい検出器校正曲線の経年変化

3.14.4. 遅発中性子法破損燃料検出装置特性評価（その1）(SST-P-8-14-1)

試験期間：平成7年2月20日～平成7年12月1日

(1) 試験目的

遅発中性子法破損燃料検出装置（以下、DN法FFDという）の、原子炉出力運転時のバックグラウンド計数率を測定し、解析による予測値との比較を行う。なお、その1では原子炉出力45%出力までの試験を行う。

また、バックグラウンド要因の分析を行い、想定された要因との比較を行う。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

中央制御室（A-304）に設置されているDN法FFD補助計装盤（C-C306）の記録計（713A-NR001, 713B-NR001, 713C-NR001）の信号をプラントデータ収録システムに取り込み、各出力運転時のバックグラウンド計数率を測定する。

また、原子炉トリップ時のバックグラウンド計数率の変化を測定するとともに、1次主冷却系配管配管室内の中性子束、1次主冷却系室内の中性子束/中性子線量当量率及び γ 線線量当量率、1次アルゴンガス中希ガス核分裂生成物濃度等の測定結果に基づき、定格出力運転時の予測値を求め、設計値との比較結果から、バックグラウンド要因の分析を行う。

(ii) 試験方法

(a) バックグラウンド計数率の測定

①原子炉起動前から原子炉停止後まで、プラントデータ収録システムでバックグラウンド計数率を収録する。

②収録された計数率の変化から各出力時の定常の平均値を求める。

(b) バックグラウンド要因の分析

①原子炉トリップ前後のバックグラウンド計数率の変化から、バックグラウンド要因の分析を行う。

②以下の性能試験にて取得される測定結果に基づき、想定されるバックグラウンド要因の分析を行う。

「1次主冷却系室しゃへい評価」(SST-S-2-12)

「Na純度確認」(SST-P-9-11)

「Na放射化量評価」(SST-P-9-12)

「アルゴンガス純度確認」(SST-P-9-13)

(3) 試験結果

(i) バックグラウンド計数率の測定

45%出力までのバックグラウンド計数率を測定した。

表3.14.4-1に各出力時のA～Cループ、Ch.I～IIIまでのバックグラウンド計数率を示す。

図 3.14.4-1～図 3.14.4-3 に各出力に対するバックグラウンド計数率の変化を示す。

(ii) バックグラウンド要因の分析

原子炉トリップ前後のバックグラウンド計数率の変化を測定した。

代表ケースとして、図 3.14.4-4 に B ループ Ch. III のバックグラウンド計数率の変化を示す。

また、想定されるバックグラウンド要因に関する測定結果を取得し、定格出力運転時の予測値と設計値を比較し、各々の要因による計数率から主要な要因を確認した。

表 3.14.4-2 に DN 法 FFD 計数率の評価の流れと実測値との比較を示す。

以上の分析結果から、バックグラウンド要因は 1 次主冷却材ナトリウム中の Na-24 からの γ 線とコンクリート中の重水素との反応により生成する光中性子であると推定した。

(4) 考察

(i) バックグラウンド計数率

取得した 45% 出力運転までの計数率から予測される定格出力運転時のバックグラウンド計数率は設計時の感度評価にて予測された計数率の約 1/50 程度であることを確認した。

(ii) バックグラウンド要因

分析の結果、1 次主冷却材ナトリウム中の Na-24 から放出される高エネルギー γ 線とコンクリート水分中の重水素が反応して発生する光中性子が主なバックグラウンド要因であり、他の要因は無視しえる程度であることを確認した。

しかし、1 次主冷却系室内の光中性子については直接測定されていないため、オンラインで測定できる装置を設置し、光中性子を確実に測定することが望ましい。

また、同時に 1 次冷却材ナトリウム中の不純物ウラン濃度を得ることも望ましい。

表 3.14.4-1 バックグラウンド計数率測定結果 (cps)

ループ	Ch.	~5%出力	~13%出力	~39%出力	~45%出力
A	I	0.199	0.199	0.198	0.373
	II	0.21	0.228	0.347	0.371
	III	0.21	0.226	0.357	0.395
B	I	0.217	0.25	0.453	0.464
	II	0.219	0.27	0.512	0.521
	III	0.219	0.269	0.579	0.665
C	I	0.212	0.229	0.355	0.399
	II	0.212	0.231	0.383	0.439
	III	0.21	0.229	0.352	0.362

表 3.14.4-2 バックグラウンド要因分析結果

設 計		測定結果に基づく予測		
バックグラウンド 計数率	バックグラウンド 要因	バックグラウンド 計数率	バックグラウンド 要因	バックグラウンド 計数率
45.4cps	24.4cps	光中性子	~1cps	~1cps
	1cps	原子炉からの 漏えい		~0cps
	3cps	Na中不純物 ウラン		~0cps
	17cps	燃料ビン表面 汚染ウラン		~0cps

※1次主冷却系材ナトリウム中のNa-24から放出される γ 線と
コンクリート中の重水素との反応により、生成する光中性子のこと

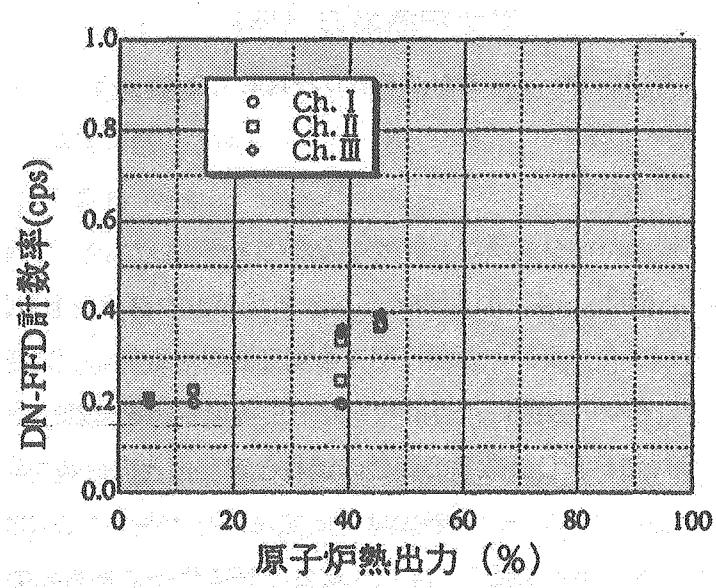


図 3.14.4-1 DN 法 FFD 計数率 (A ループ)

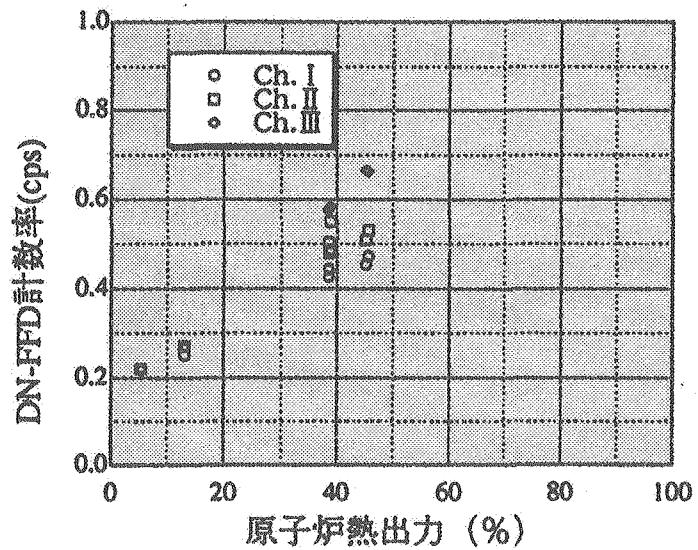


図 3.14.4-2 DN 法 FFD 計数率 (B ループ)

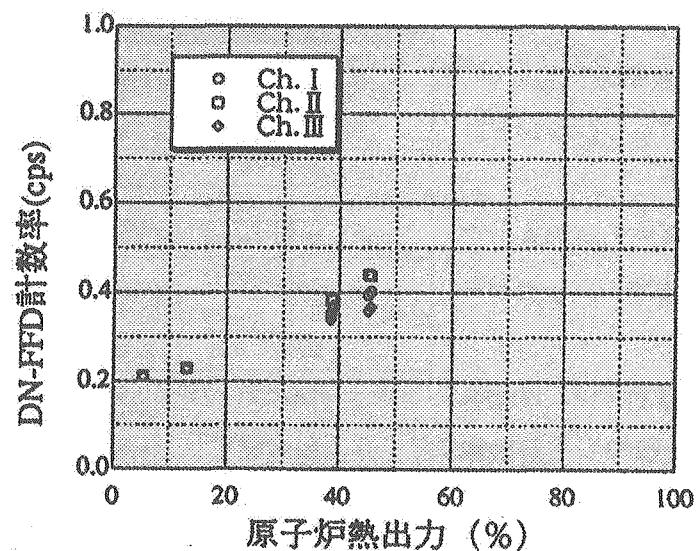


図 3.14.4-3 DN 法 FFD 計数率 (C ループ)

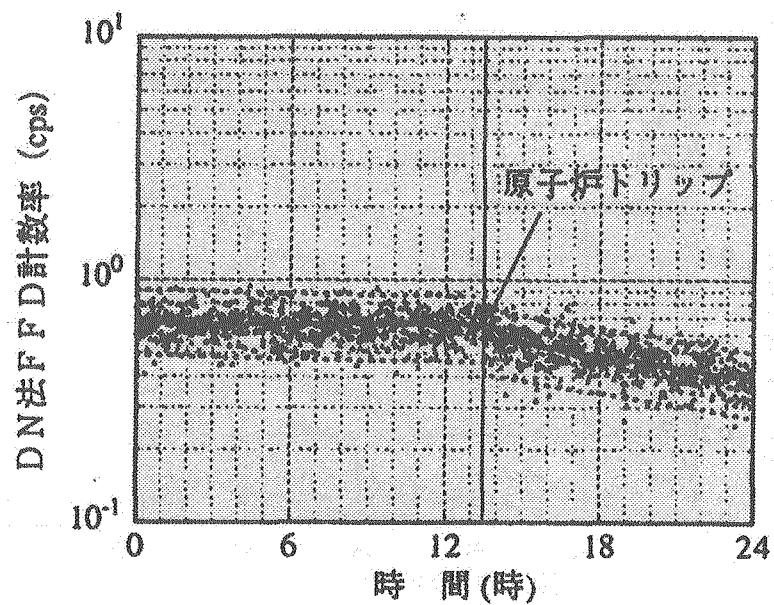


図 3.14.4-4 DN 法 FFD 計数率 (B ループ : Ch. III)

3.14.5. FFD/L 装置特性評価 (SST-P-8-15)

試験期間：平成7年2月6日～平成10年7月1日

(1) 試験目的

カバーガス法破損燃料検出装置（以下、CG 法 FFD という。）の原子炉出力運転時のバックグラウンド計数率の測定及び要因の分析を行い、解析による予測との比較を行うとともに警報設定値の妥当性を検討する。

また、タギング法破損燃料検出装置（以下、FFDL という。）のタグガス濃縮率、カバーガス中の希ガスバックグラウンド濃度、FFDL による低減率を測定し、設計上要求される性能を有していることを確認する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容

(a) CG 法 FFD

40%までの出力運転時のプレシピテータ、 γ 線検出器のバックグラウンド計数率を測定し、定格出力運転時のバックグラウンド計数率を予測するとともに、警報設定値の妥当性の検討を行う。また、原子炉トリップ時の計数率変化、1次アルゴンガス中の希ガス核種濃度測定結果等により、設計上想定されたバックグラウンド要因の検討を行うとともに、バックグラウンド低減策の検討を行う。

(b) FFDL

FFDL を単体にて運転し、タグガス成分組成が既知である試料ガスを仮設フランジから導入し、濃縮後の試料ガスを質量分析し濃縮後の組成と比較することによりタグガス濃縮率を測定する。また、出力試験前後の原子炉停止時に1次アルゴンガスを FFDL により回収・濃縮、質量分析し、希ガスバックグラウンド濃度が破損位置同定の観点から設定されている許容濃度以下になっていることを確認する。同時に、FFDL による希ガス低減率を測定する。

(ii) 試験方法

(a) CG 法 FFD

- ① プレシピテータ及び γ 線検出器の計数率信号をプラントデータ収録システムに取込み、中性子計装信号と同時測定を行う。
- ② 標準線源を用いて、プレシピテータの外部 γ 線に対する影響を確認する。
- ③ ガス置換流量を変化させることによりプレシピテータの内部 γ 線である Ar-41 の影響を確認する。
- ④ 1次アルゴンガスサンプリングによる核種分析結果に基づき、プレシピテータ及び γ 線検出器の検出感度の相違を確認する。

(b) FFDL

- ① サンプリングラインの接続弁を閉にし、1次アルゴンガス系と隔離した状態でタグガス成分 (Kr, Xe, 天然組成) 濃度が既知(0.3~3ppm) である Ar ベースの試料ガスを仮設フランジから FFDL に導入し、単体で回収運転を行う。余剰のガスは気体廃棄物処理系に排気する。濃縮・Ar 分離後、質量分析を行い、強度を比較することによりタグガス成分の濃縮率を確認する。

- 所定の濃縮率が得られない場合には、シーケンサプログラムを変更し濃縮・分離・移送過程での濃度変化を半自動にて確認する。
- ②出力試験前後の原子炉停止時に模擬入力によりカバーガス圧力を高め、FFDLを起動し、カバーガス中の希ガス成分の濃度を測定する。

(3) 試験結果

(i) CG 法 FFD

プレシピテータ、 γ 線検出器のバックグラウンド計数率の測定を行い、定格出力運転時の予測値を取得した。

図 3.14.5-1 に原子炉出力に対するプレシピテータの計数率を、図 3.14.5-2 に γ 線検出器の計数率を示す。表 3.14.5-1 に定格出力運転時のバックグラウンド計数率予測値を示す。

また、原子炉トリップ時の計数率変化からバックグラウンド要因を明らかにした。

図 3.14.5-3 に原子炉トリップ時のプレシピテータの計数率変化を、図 3.14.5-2 に γ 線検出器の計数率変化を示す。

(ii) FFDL

タグガス濃縮率の測定を行い、設計上要求される濃縮率に到達していないことを確認した。特に Kr については約 2 衍程度低いことを確認した。表 3.14.5-2 にタグガス濃縮率を示す。希ガスバックグラウンド濃度は測定されなかつたものの濃縮率が所定の値に到達していなかつたことから許容濃度を満足しているかどうかは不明である。

また、希ガスバックグラウンド濃度が測定されなかつたので、希ガス低減率は測定できなかつた。

(4) 考察

(i) CG 法 FFD

プレシピテータ計数率は予測値と同様であったが、バックグラウンド要因は Ar-41 であった。これはガス置換が不十分であるものと考えられる。 γ 線検出器計数率は予測値の約 1/24 であった。

(ii) FFDL

- (a) タグガス濃縮率が所定の値に到達していないのは、活性炭吸着床の再生が不十分であること、移送時間が不十分であること等が原因と推定した。これは、実機の活性炭吸着床が R&D にて用いたものに比べて 10 倍以上大きく、活性炭自身の温度が十分制御されていなかつたことに起因するものと考えられる。
- (b) 基本的に活性炭吸着床の大きさ、形状が同一である「常陽」の CGCS においても同様の事象が確認されている。
- (c) タグガス濃縮率が所定の値に到達していないということは、想定された微小な破損では破損位置を同定できないことを示唆している。今後は、活性炭自身の温度を制御できるように温度制御方法等を改善するとともに、R&D 結果がない大容量の活性炭吸着床の場合の吸着、脱着、移送特性を取得することが必要である。

表 3.14.5-1 バックグラウンド計数率

測定対象	バックグラウンド計数率 (cps)		
	原子炉出力 ~45%	定格出力運転時 (予測値)	定格出力運転時 (設計値)
プレシピデータ	3.9~4.7	~10	6
γ 線検出器	7.0~7.1	~14	337

表 3.14.5-2 タガガス濃縮率

測定対象	濃縮率 (測定値)	濃縮率 (設計値)
Kr	$1.4 \times 10^2 \sim 7.4 \times 10^2$	$\sim 10^3$
Xe	$3.5 \times 10^3 \sim 9.5 \times 10^3$	$\sim 10^3$

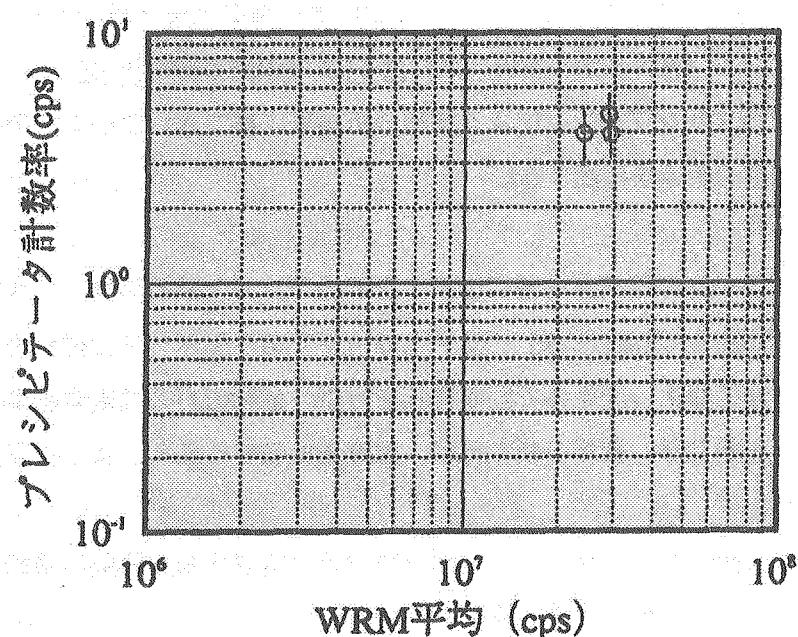


図 3.14.5-1 プレシピデータ計数率の変化

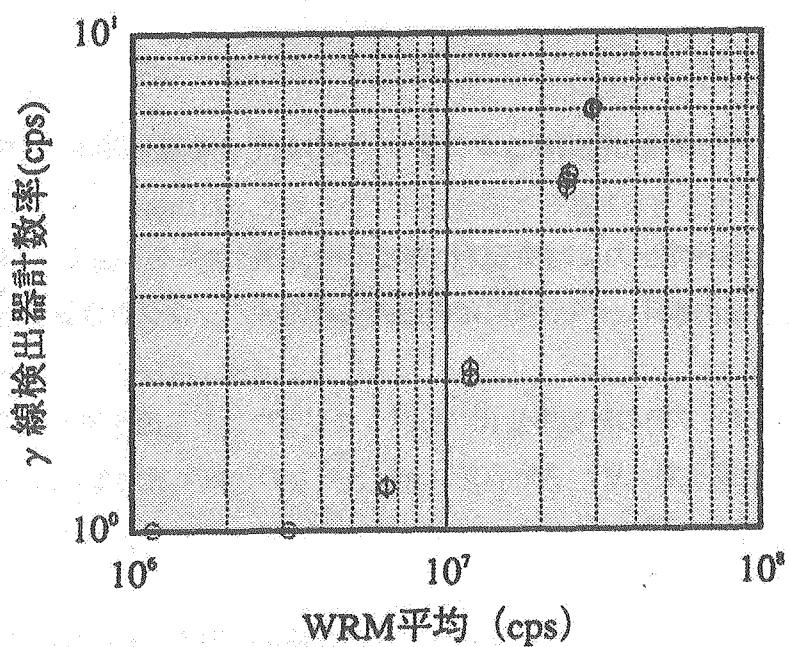


図 3.14.5-2 γ 線検出器計数率の変化

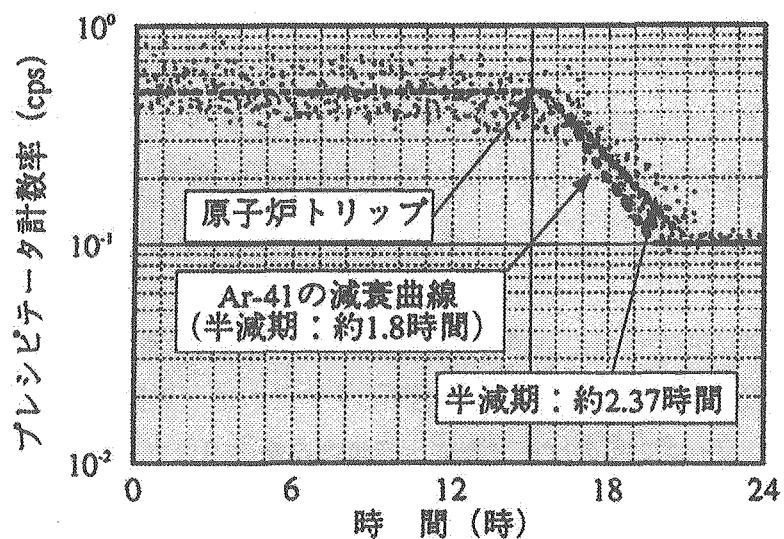


図 3.14.5-3 原子炉トリップ時のプレシピテータ計数率の変化

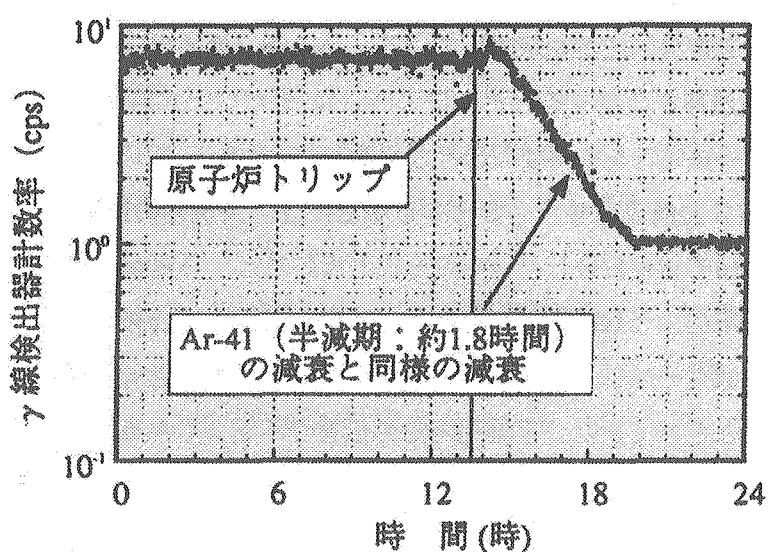


図 3.14.5-4 原子炉トリップ時の γ 線検出器計数率の変化

3.14.6. 主蒸気圧力制御系特性確認 (SST-P-8-21)

試験期間：平成7年6月26日～平成7年11月25日

(1) 試験目的

プラントの各試験において、主蒸気圧力設定値をステップ状に変化させた時の主蒸気圧力及びプラントの主要パラメータの応答を測定し、制御要素の最適化を行う。（圧力設定点変更試験）

また、主蒸気圧力制御の全出力領域で主蒸気圧力制御系の定常データを制定し、「主蒸気圧力制御系出力」対「発電機出力及び蒸気加減弁開度」の関係を確認し、本制御系の妥当性を評価する。（静特性確認試験）

(2) 試験方法

(i) 圧力設定点変更試験

プラントが試験出力にて安定運転されている状態で、主タービン制御器（主タービン EHC）の主蒸気圧力制御回路の圧力設定値を試験回路からステップ状に変化させる。これにより、その時に主蒸気圧力を制御している蒸気加減弁 (CV)，タービンバイパス弁 (TBV) 及びその両方が動作して、主蒸気圧力を設定値変更後の圧力に追従させる。

圧力設定値の変更方法は、主タービン EHC のソフトロジック中に、中央制御盤 EHC コントロールパネルの設定器からの信号に試験用ステップバイアスを印加できるようにロジックを構成して行う。（図 3.14.6-1 参照）

尚、本試験はプラントに与える影響が大きいので、事前に解析を行い、十分問題ない範囲で特性データの採取を行い評価する。

(ii) 静特性確認試験

原子炉出力 38～100% の範囲において、約 10% 間隔で「主蒸気圧力制御系出力」と「発電機出力及び CV 開度」のデータ採取・評価を行う。

(3) 試験結果

(i) 圧力設定点変更試験

以下の試験状態で試験を行った。いずれの場合にも主蒸気圧力制御系は安定しており、EV 出口蒸気温度及び EV 給水流量を代表する主要パラメータの変動も小さく、特に問題とはならなかった。

進み時定数	遅れ時定数	ステップ幅
2秒	6秒	±0.7kg/cm ²

(下げステップ) / (上げステップ)

原子炉出力	圧力制御モード	電気出力	主蒸気圧力オーバーシュート	減幅比	90%応答時間
38%	バイパス弁	—	0/0 kg/cm ²	0/0	4.8/4.8秒
39%	バイパス弁	—	0/0 kg/cm ²	0/0	4.4/4.4秒
38%	バイパス弁	—	0/0 kg/cm ²	0/0	3.5/4.0秒
42%	加減弁	25%	0.06/0.05 kg/cm ²	0/0	7.4/5.9秒
45%	加減弁	44%	0.05/0.10 kg/cm ²	0/0	23/26秒

(ii) 静特性確認試験

発電機出力 41~123MW の出力上昇過程において、静特性データ 8 点を採取した。

「主蒸気圧力制御系出力 (IRP 信号) と「発電機出力、CV 開度」のデータを図 3.14.6-2, 3.14.6-3 に示す。

(4) 考察

(i) 圧力設定点変更試験

今回実施したいずれの試験においても、主蒸気圧力制御系の動作による注目変数及び関連するプラント主要パラメータにハンチングや不安定現象が発生することなく、安定に制御されていることが確認された。加減弁制御モードとバイパス弁制御モードでは、弁特性がことなるため主蒸気圧力オーバーシュート量及び 90%応答時間が異なるが問題はない。

但し、「電気出力 44%」の試験で 90%応答時間が他の試験より長くなつたが、これは試験時の加減弁が A 弁全開近傍で B 弁との引継ぎ点となっているために、加減弁開度に対する流量の特性でゲインが低い領域になつたことによる。このため、プラント停止中に加減弁のカム角度特性を B 弁の開き始めが早くなるように調整した(図 3.14.6-4 参照)。従つて、今後の試験結果によっては、加減弁カム角度の調整が必要となる。

(ii) 静特性確認試験

本試験結果により、主蒸気圧力制御系の信号に異常のないことが確認された。ただし、圧力設定点変更試験同様、電気出力 44%近傍で、加減弁 B の開遅れにより CV 開度(油筒の位置)が上昇しているにも係わらず、電気出力が殆ど変化していないことが判る。

(iii) その他

主蒸気圧力制御に、BWR の実績から「一次遅れ要素」及び「フィルター」回路を追加した(これを SLRC : Steam Line Resonance Compensator と称し、この位相特性を図 3.14.6-5 に、制御定数を表 3.14.6-1 に示す)。

この SLRC 追加前後では初期応答は異なるが、全体的な応答性や安定性は同等であり、SLRC 追加による主蒸気圧力制御の安定性への影響はないと考える。尚、本 SLRC は BWR に合わせて 2 回路追加したが、今回はその内 1 回路のみ使用している。

表 3.14.6-1 SLRC 伝達関数及び制御定数

$$\frac{1}{1+T_E \cdot S} \times \frac{1+2\xi_1 \cdot T_0 \cdot S + T_0^2 \cdot S^2}{1+2\xi_2 \cdot T_0 \cdot S + T_0^2 \cdot S^2}$$

圧力調定率	10 (kg/cm ²)
圧力調整器	進み時定数 遅れ時定数
	2.0 (秒) 6.0 (秒)
S L R C(1)	一次遅れ時定数 (T_E)
	0.4 (秒)
	最大減衰周期 (T_0)
	0.1 (秒)
	減衰率 (ξ_2)
	1000=1.0 (秒)
	ノッチ深さ (ξ_1/ξ_2)
	200/1000=0.2

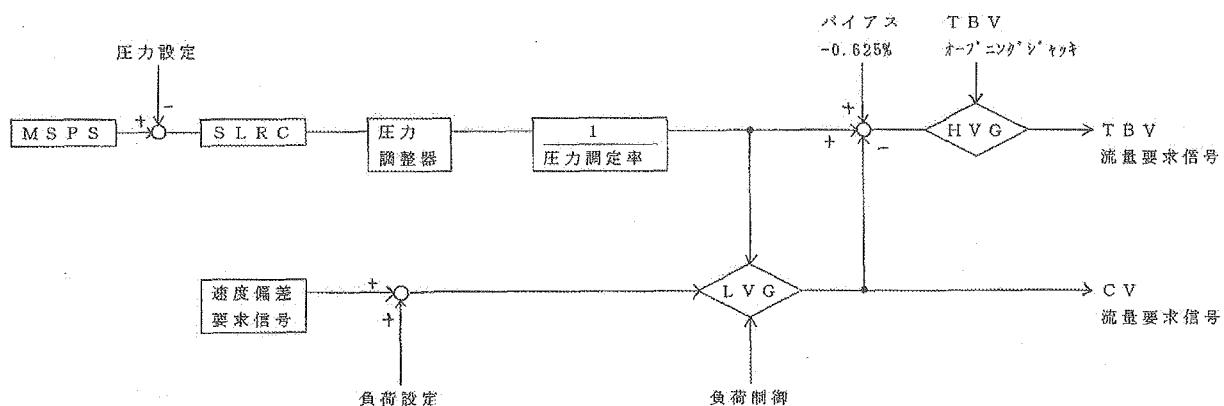


図 3.14.6-1 主蒸気圧力制御ブロック概要図

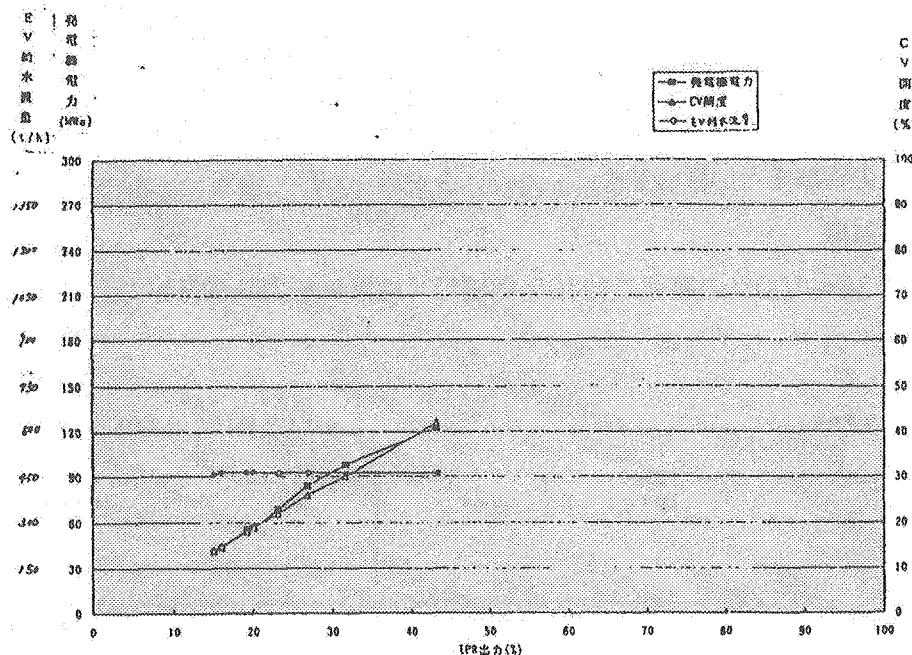


図 3.14.6-2 出力上昇時圧力制御系特性 (その 1)

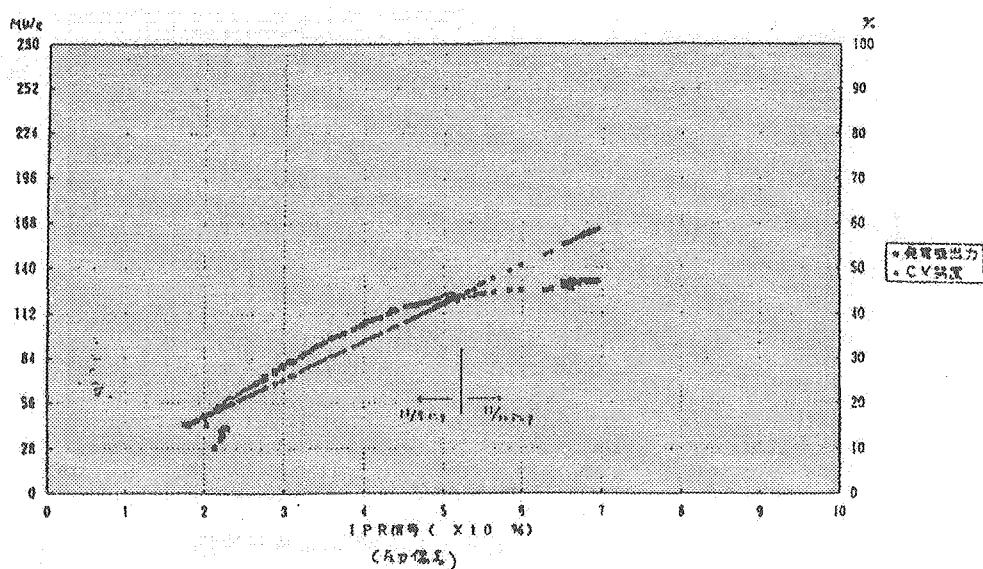


図 3.14.6-3 出力上昇時圧力制御系特性（その 2）

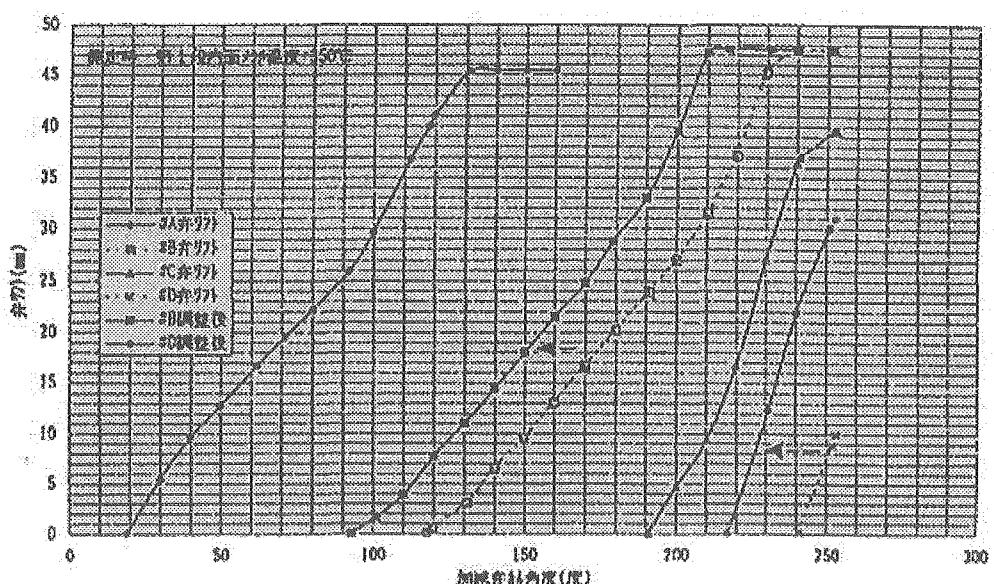
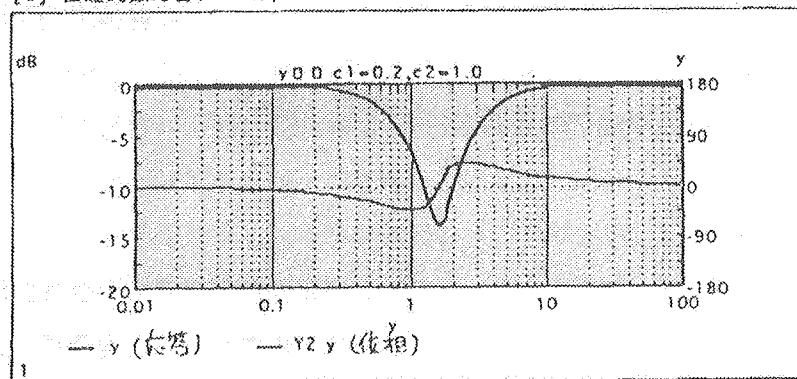


図 3.14.6-4 主タービン蒸気加減弁特性

[0] 伝達関数応答 $c_1=0.2, c_2=1.0$



[2] Plotter I/O

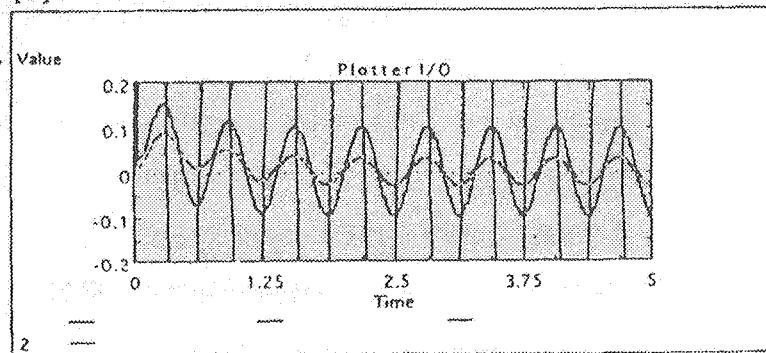


図 3.14.6-5 SLRC 特性

3.15. 化学・分析評価

3.15.1. ナトリウム純度確認 (SST-P-9-11)

試験期間：平成5年9月21日～平成7年12月5日

(1) 試験目的

- (i) 1, 2次, EVST系ナトリウムのサンプリング装置及びプラギング計が所期の機能を満足すること、ナトリウム中の不純物濃度が基準値内におさまることを確認し、プラント設計の妥当性を確認する。
- (ii) 1次ナトリウム中のFP, CP, U, Pu核種のバックグラウンドを測定し、定量把握する。

(2) 試験方法

(i) 試験内容方法

- (a) 原則として1回／月の頻度でサンプリング・分析を実施する。なお、EVST系については、燃料取り扱い工程に応じて実施する。
- (b) 各出力段階においてC/T温度、プラグ温度及びNa中水素計指示値(2次系)が安定した時点でサンプリング・分析を実施し、これをその出力での代表サンプルとする。
なお、a)項と時期が重複する場合には本項のみ実施する。
- (c) サンプリング実施に際しては、事前にプラント第1課、安全管理課間でプラント状態を考慮した工程調整を行い詳細決定する。
- (d) 分析項目は、酸素、水素、 γ 核種及び α 核種(1次系)である。
- (e) 酸素、水素濃度については、C/T温度、プラグ温度と比較検討する。
- (f) 放射性核種については、炉出力に伴うナトリウム中のバックグラウンドとして定量把握する。

(ii) 判定基準

- (a) 酸素、水素分析結果に対してC/T温度、プラグ温度が妥当な範囲にあること。
- (b) 酸素分析結果が10ppm以下であること。

(3) 試験結果

原子炉出力約45%までにおける本試験結果は以下のとおりである。

- (i) 1, 2次、EVST系の酸素分析結果は、全て10ppm以下であった。
- (ii) C/T温度、プラグ温度に対する酸素及び水素分析結果は、高濃度域ではほぼ一致するが低濃度域では分析の誤差等の要因により、分析結果が高い傾向であった。なお、2次系でのC/T温度との比較については、1次系がプラグ温度の変化にC/T温度設定を追従させるという運用を実施しているのに対し、2次系でのC/T温度制御の運用が、水蒸気系からの透過水素によるナトリウム中の水素濃度バックグラウンド上昇を抑えるために一定低温運転を実施していることから、直接比較はできなかった。

- (iii) 2次系におけるナトリウム中水素計指示値に対する水素分析結果は、C ループで若干の差が認められるが他のループについてはほぼ一致していた。
各系統における酸素及び水素分析結果を図 3.15.1-1 及び図 3.15.1-2 に示す。

(4) 考察

上記試験結果より、原子炉出力約 45%までにおいては、ナトリウム純化系を構成する機器等が所期の機能を満足していることを確認した。

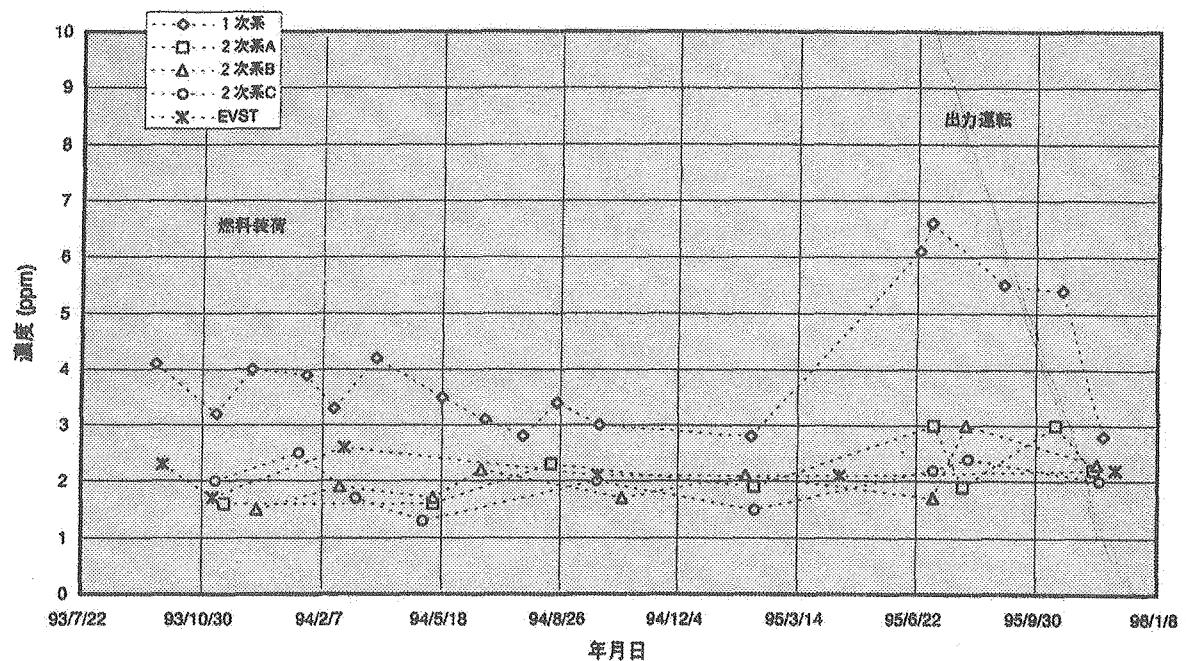


図 3.15.1-1 ナトリウム中酸素分析結果

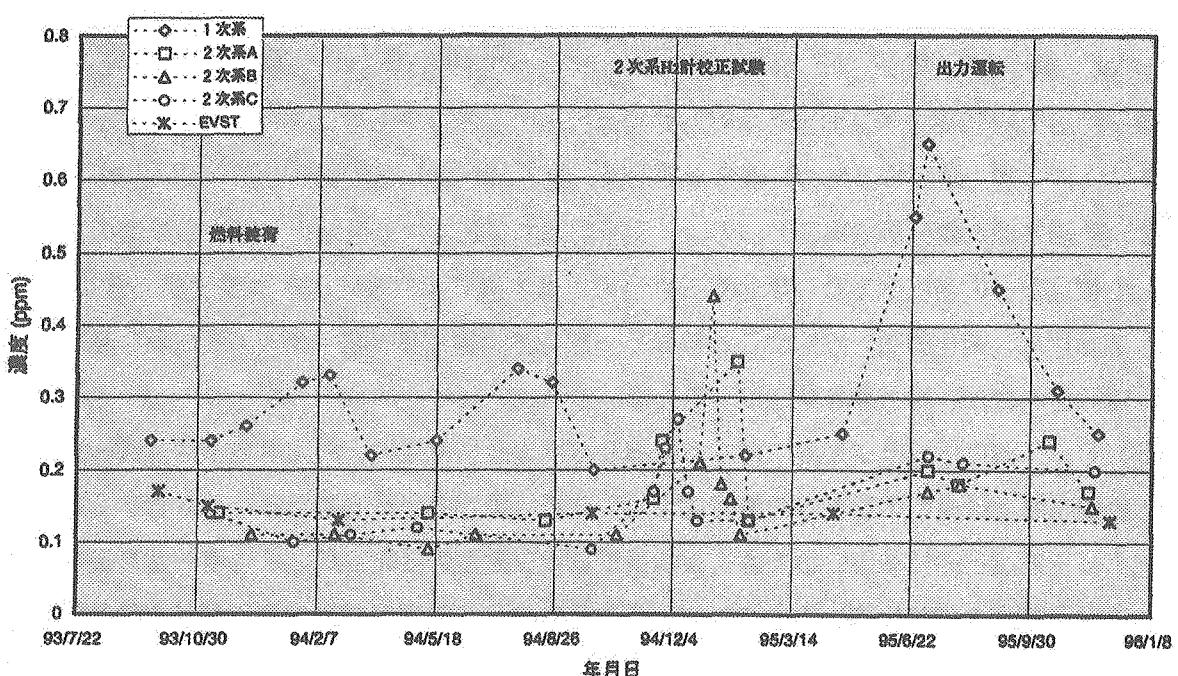


図 3.15.1-2 ナトリウム中水素分析結果

3.15.2. ナトリウム放射化量評価 (SST-P-9-12)

試験期間：平成5年9月21日～平成7年11月25日

(1) 試験目的

1次, 2次系ナトリウムの γ 核種分析により ^{22}Na , ^{24}Na 濃度を測定して放射化ナトリウム生成量, ナトリウム中濃度等に関する設計評価の妥当性を確認するとともに, その裕度を検討・評価することによって設計裕度の合理化に係わる検討へ反映させる。

(2) 試験方法

(i) 試験方法

- (a) 各出力段階においてサンプリング・分析を実施するが, 事前にプラント第1課, 安全管理課間でプラント状態を考慮した工程調整を行い, 詳細決定する。
- (b) サンプリングは, 各出力段階において ^{24}Na 濃度(1次系), C/T温度, プラグ温度が安定した時点で行う。
- (c) 原則として本試験単独でのサンプリングは計画せず, ナトリウム純度確認試験(SST-P-9-11)で実施するサンプリングで得たナトリウム試料を流用する。なお, その際のサンプリングでは, 特に1次系において, 短半減期の ^{22}Na を測定し得るナトリウムが必要なこと, また, サンプリング, 分析操作時の被ばくを低減させるということも考慮し詳細決定する。
- (d) 分析実施項目は, ^{22}Na , ^{24}Na である。

(ii) 判定基準

^{22}Na , ^{24}Na 濃度が設計値の範囲内にあること。

(3) 試験結果

約45%出力運転時の分析結果とその結果を基にした100%出力運転時の予測値を表3.15.2-1に示す。

なお, ^{22}Na については運転サイクルに伴い徐々に増加するが, ここでは単純に出力比例で計算した。

1次系の ^{22}Na , ^{24}Na 分析結果を図3.15.2-1に示す。

(4) 考察

遮蔽線源計算書, 線源データブック等の100%出力運転時(30年, 57サイクル運転後)の炉内ナトリウム中 ^{22}Na 及び ^{24}Na の設計値は, それぞれ $6.48 \times 10^4 \text{Bq/g}$, $1.12 \times 10^9 \text{Bq/g}$ である。

上述の1次系測定値は, 純化系ラインに設置されているサンプリング設備位置でのものであり, 炉容器からの時間遅れ及びオーバフロータンク内の希釈効果等を考慮しておらず, また, ^{22}Na については半減期が長いことから出力運転サイクルに伴い徐々に増加するため, 現状では直接比較できない。本件については, 定常の100%出力運転時のデータを基に詳細評価を行う予定である。

なお、2次系については中間熱交換器での1次系Naリーク確認のため測定を実施しているが、いずれも45%出力運転までは検出下限値以下であり、その健全性が確認できた。

表 3.15.2-1 約 45%出力運転時の分析結果とその結果を基にした 100%出力運転時の予測値

		45%出力運転時データ (Bq/g)		100%出力運転時予測値 (Bq/g)	
		²² Na	²⁴ Na	²² Na	²⁴ Na
1 次系		1.28E+3	1.37E+8	2.84E+3	3.04E+8
2 次系	A	<0.16	<0.21	—	—
	B	<0.21	<0.14	—	—
	C	<0.20	<0.17	—	—

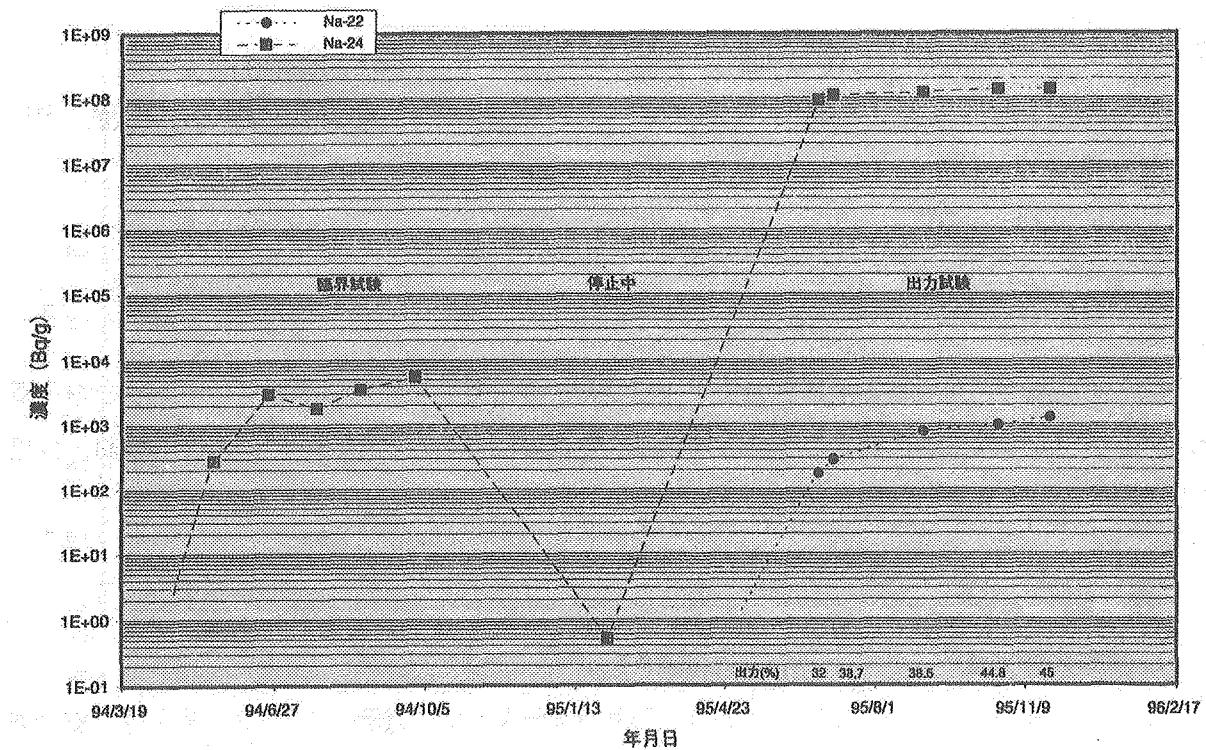


図 3.15.2-1 放射化ナトリウム濃度推移

3.15.3. アルゴンガス純度確認 (SST-P-9-13)

試験期間：平成5年9月21日～平成7年12月5日

(1) 試験目的

- (i) 1次, 2次, EVST系アルゴンガスのサンプリング装置が所期の機能を満足すること及びアルゴンガス中の不純物濃度が基準値内におさまることを確認する。
- (ii) 1次アルゴンガス中の⁴¹Ar濃度を測定し, 設計上の裕度等の妥当性を確認する。
- (iii) 1次アルゴンガス中のFP核種のバックグラウンドを測定し, 定量把握する。

(2) 試験方法

(i) 試験方法

- (a) 原則として1回/月でサンプリング・分析を実施する。EVST系については燃料取り扱い工程に応じて実施する。
- (b) 各出力段階においてC/T温度, プラグ温度が安定した時点でサンプリング・分析を実施し, その出力での代表サンプルとする。なお, a)項と時期が重複する場合は本項のみ実施する。
- (c) サンプリング実施に際しては, 事前にプラント第1課, 安全管理課間でプラント状態を考慮した工程調整を行い詳細決定する。
- (d) 分析実施項目は, 酸素, 水素, 窒素, メタン及び γ 核種(1次系)である。
- (e) 酸素, 水素, 窒素, メタンの分析結果については, ナトリウム純度確認(SST-P-9-11)で得たナトリウム純度やオンラインガスクロ指示値, カバーガス中水素計指示値等と比較検討する。
- (f) 1次系では⁴¹Ar濃度を測定し, 設計評価上の生成予測値と比較検討する。
- (g) 1次系での各出力段階においては, d)項の分析項目の他に濃縮法によるFP核種のバックグラウンド値を定量把握するため別途サンプリングを実施する。

(ii) 判定基準

- (a) 酸素, 水素, 窒素, メタンの分析結果に対して, オンラインガスクロ, カバーガス中水素計の指示値が妥当な範囲にあること。
- (b) 各系統の窒素濃度が基準値(1次系: 50,000ppm, 2次系: 25,000ppm)以内であること。

(3) 試験結果

- (i) 1次, 2次, EVST系の窒素濃度は, カバーガス系のバウンダリを開放するような各種作業によって一時的な変動があったものの, 全て基準値内で推移していた。
- (ii) 1次, 2次系の水素及び2次系のメタン濃度は, 出力運転初期の系統ナトリウム温度の昇温に伴い一時的に上昇したが, カバーガスの給排気により低下し, それ以降は低濃度で推移していた。これらの原因については, 水素が構造材等からの放出, メタンが残留防錆剤の分解生成物であろうと推察する。

- (iii) 各系統におけるサンプリング装置は、分析に供する試料量及び圧力が十分確保できていること、また、分析結果にてサンプリングライン等における空気インリーグの指標となる有為な酸素及び窒素が検出されていないことから、初期の機能を十分満足していることを確認した。
- (iv) 1次、2次系の酸素、水素、窒素及びメタンについて、分析結果とオンラインガスクロマト計測値を比較したところ、両者の校正ガスが同一でないこと及びオンラインガスクロマト側の検出限界値が高いことから若干の相違は見られるものの、それぞれの濃度、増・減傾向とも比較的良好く一致していた。
- (v) 2次系における水素分析結果と水素計指示値との比較では、濃度値、増・減傾向とも良い一致を示さなかった。
- (vi) 45%出力運転時における1次系の⁴¹Ar濃度は約180Bq/ccであり、単純出力比例計算での100%運転時予測値は、400Bq/ccである。
1次系における分析結果を図3.15.3-1及び図3.15.3-2に示す。

(4) 考察

上記試験結果より、原子炉出力約45%までにおいては、サンプリング設備等が所期の機能を満足していることを確認した。なお、2次系における水素分析結果と水素計指示値との相違については、今後その原因を明確にしていく必要がある。

遮蔽線源計算書、線源データブック等の100%出力運転時（30年、57サイクル運転後）の炉内アルゴン中の⁴¹Ar濃度設計値は、9580Bq/ccである。上述の1次系測定値は、サンプリング設備位置でのものであり、炉容器内からの時間遅れを考慮しておらず現状では直接比較できない。なお、本件については、定常の100%出力運転時のデータを基に詳細評価を行う予定である。

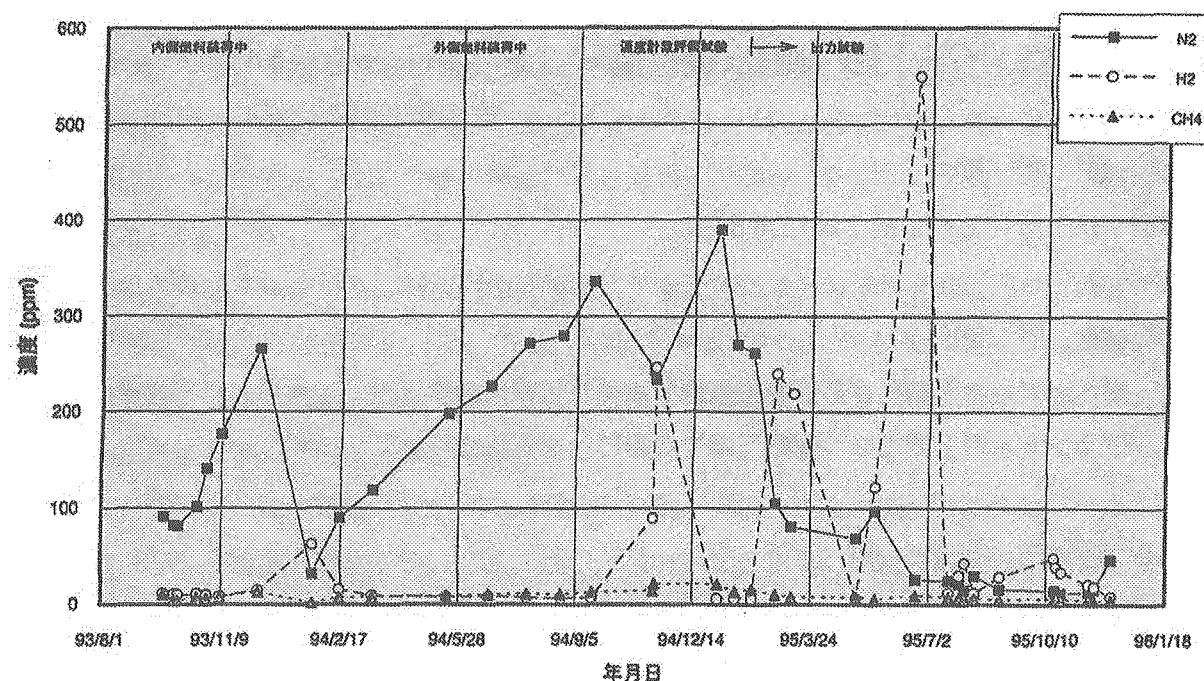


図 3.15.3-1 1次系 Ar 分析結果

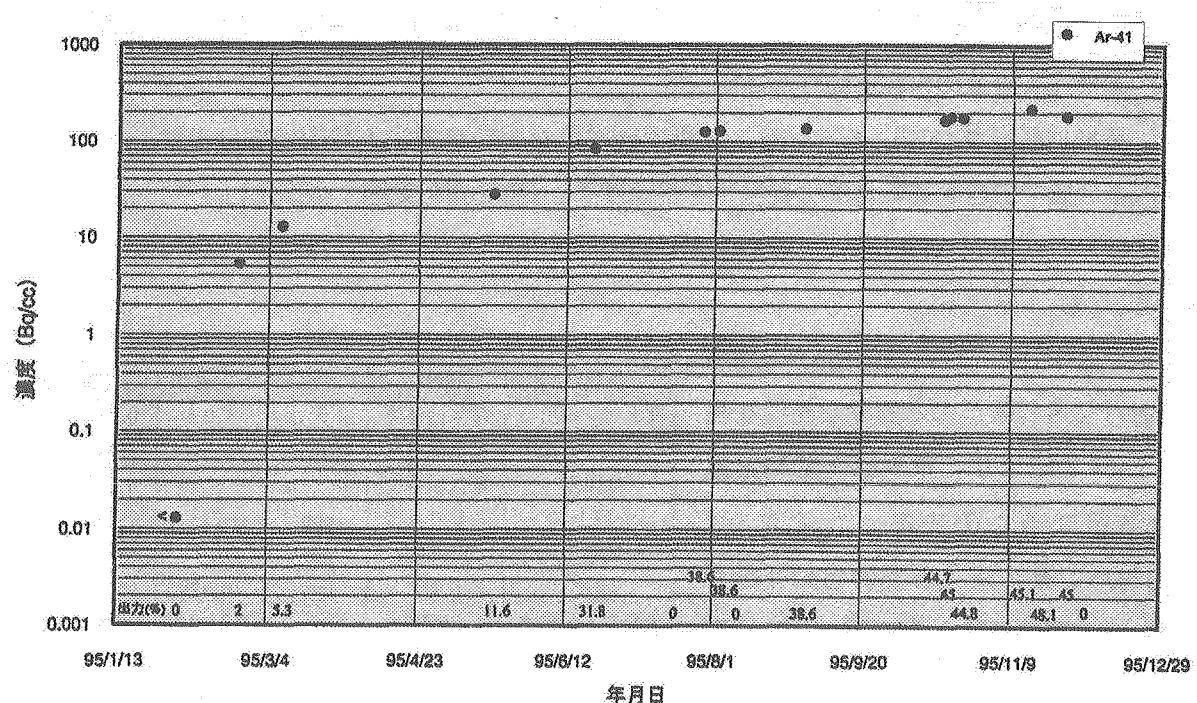


図 3.15.3-2 1次系 Ar 分析結果 (Ar-41)

3.15.4. 水・蒸気、タービン設備水質確認 (SST-P-9-14)

試験期間：平成7年1月16日～平成7年12月8日

(1) 試験目的

復水・給水・補給水系統及び蒸気発生器周り水・蒸気系統の水質が、定められた基準値内に維持され、プラントが水質上問題なく運転可能であることを確認する。

(2) 試験方法

(i) サンプル水質の確認

蒸発器通水以降プラント出力100%運転までの間で、規定の運転状態にある各サンプルポイントの水質分析を行い、規定水質の範囲内であることを確認する。分析項目の内pHと電気伝導度については、試料採取装置の連続監視計により計測する。その他の分析項目については、グラブサンプリング試料を化学分析室内で分析（手分析法）する。ただし、分析計の現場設置による連続計測が可能なものについては、手分析法の比較データとして採取する。

(ii) 薬液注入装置の自動運転性能確認

系統に設置されているアンモニア及びヒドラジンの薬液注入装置については、出力40%以上状態での自動運転性能の妥当性を確認する。（自動運転範囲：40%以上）

(3) 試験結果

平成7年10月17日発電機出力40%状態における各採取点の水質測定結果を表3.15.4-1に示す。結果は全て判定基準を満足するものであった。また、40%時点では薬液注入装置の自動運転が問題なく作動することを確認した。本薬液注入装置については、今後高出力範囲での動作定数を入力し、作動確認することとする。

(4) 考察

- (i) プラント起動時は系統水浄化のため多量の純水が必要となる。今回の40%出力までに要した純水使用量は日最大860m³、運転サイクル最大4600m³であり、純水供給装置の仕様限界に近いものであった。
- (ii) 不純物の系統外への排出及び復水脱塩装置の適正運用等により系統浄化が図られ、所定の水質確保が可能なことが確認された。
- (iii) 表3.15.4-1に記したように水質基準は満足していることが確認された。

表 3.15.4-1 出力 40% 状態での水質測定結果

採取点	項目	単位	判定基準	測定値	判定
復水ポンプ出口	電気伝導度	$\mu \text{S}/\text{cm}$	<0.5	0.135	合格
復水B.P.出口	電気伝導度	$\mu \text{S}/\text{cm}$	5~9	6.88	合格
補給水	電気伝導度	$\mu \text{S}/\text{cm}$	<0.5	0.171	合格
同上	シリカ	ppb	<15	<5	合格
脱気器出口	溶存酸素	ppb	<7	<1	合格
同上	ヒドラジン	ppb	10~20	20	合格
蒸発器入口給水	pH	—	9.3~9.5	9.5	合格
同上	電気伝導度	$\mu \text{S}/\text{cm}$	<0.3	0.092	合格
同上	シリカ	ppb	<20	<5	合格
同上	金鉄	ppb	<10	<5	合格
同上	金銅	ppb	<3	<3	合格
同上	ヒドラジン	ppb	10~20	20	合格
同上	塩素	ppb	<5	<0.1	合格
同上	ナトリウム	ppb	<5	<0.01	合格

3.16. プラント特性確認（運転特性）

3.16.1. 熱出力確認（その1）（その2）（SST-P-10-15-1, 2）

試験期間：平成7年2月20日～平成7年11月21日

(1) 試験目的

本試験は原子炉熱出力45%までの各出力段階においてヒートバランスを取り、熱出力データを中性子計装設備側に提示すること、さらにプラント出力40%でのプラント状態を決定することを目的とする。

なお、ここで使用する熱出力については、以下のとおり定義する。

- ・原子炉熱出力：蒸気発生器（SG）部での発生熱出力（MWt）
- ・原子炉内熱出力：原子炉内で発生する熱出力（MWt）。即ち、原子炉熱出力に、ポンプ入熱、系統放散熱及び補助系の除熱を考慮したもの。
- ・プラント出力（出力指令装置指示値）

(2) 試験方法

(i) 低出力（3～38%）段階での原子炉熱出力決定

熱出力が目標の値となるようにヒートバランスをとり、その状態で主要プラントデータを採取し、原子炉内熱出力を算出する。このプラント状態では蒸気発生器（SG）部に蒸気が全量流れてないことにより蒸気発生器（SG）部の熱出力が適切に評価出来ないため、原子炉出入口の温度・流量から原子炉内熱出力を評価し、中性子計装設備側へ提示する。尚、この時の1次系流量、1次Naオーバフロー系流量、1次Na純化系流量は、プラント設計値に調整されている。

(ii) 原子炉熱出力45%段階でのヒートバランス調整

熱出力、主蒸気温度をプラント設計値に合わせるように、原子炉容器出口Na温度、2次系流量を調整することによりヒートバランスをとり、原子炉熱出力45%段階でのプラント状態を決定する。操作は、FCR1～3を手動で調整することにより原子炉容器出口Na温度を変化させ、主蒸気温度が目標となったところで、熱出力が45%となるように2次系流量を調整する。これら2つのプラント操作を繰り返し、原子炉熱出力45%段階でのプラント状態を設定する。この調整では炉心部の冷却確保のため、1次系流量は設計通りにすることとする。その後、必要に応じ、プラント制御系、2次主循環ポンプ制御系等の制御系の設定値の調整も行う。

(3) 試験結果

(i) 低出力（3～38%）段階での原子炉熱出力決定

所定の各原子炉熱出力段階で出力を保持した時に、1次系周りの温度・流量を安定に制御することができる事を確認した。確認後、その状態で原子炉容器出入口Na温度、1次系流量を各ループで測定し、それらを基に下記計算式にて原子炉内熱出力を算出し、中性子計装設備側へ提示した（表

3.16.1-1 参照）。提示する原子炉内熱出力を算出する際、中央計算機プラント性能計算と同様に原子炉及び 1 次 Na 補助系の放熱量については設計値を用いた。その設計値の妥当性を評価するため、同時に原子炉廻りの換気空調系等のデータを測定した（表 3.16.1-2 参照）。

$$\text{原子炉内熱出力} = \sum_{i=1}^3 [(R/V\text{出口Naエンタルピー}) - (R/V\text{入口Naエンタルピー})] \times 1\text{次系流量}$$

$$+ \text{原子炉放散熱(定数 :0.144MWt)} + 1\text{次Na補助系放熱量(定数 :0.244MWt)}$$

(ii) 原子炉熱出力 45%段階でのヒートバランス調整

原子炉熱出力 45%に出力上昇した状態で原子炉熱出力評価を行い、中性子計装校正用の提示データ採取を行った（表 3.16.1-1 参照）。

その後、原子炉容器出口 Na 温度、2 次系流量の調整の 2 つの操作を繰り返すことにより、原子炉熱出力約 321MWt、主蒸気温度約 483°C を共に成立し、適切なプラントヒートバランスをとることが出来た（図 3.16.1-1 参照）。この調整の結果、原子炉熱出力 45%調整段階でのプラント状態は、原子炉容器出口 Na 温度 486°C、2 次系流量 1670m³/h であった。

また、2 次系流量をパラメータとして原子炉熱出力約 321MWt となる原子炉容器出口 Na 温度を確認する測定を行った。試験終了後、原子炉熱出力約 45%のプラント状態に戻し、中性子計装校正用の提示データ採取を行った（表 3.16.1-1 参照）。

プラント制御系等の設定値変更を行った後、原子炉を起動し、プラント制御系をプラント出力 40%で自動に投入することにより、プラント出力 40%（原子炉熱出力 45%）で安定して運転できることを確認した。

(4) 考察

(i) 低出力（3～38%）段階でのヒートバランス調整

原子炉熱出力約 3, 5, 7, 10, 18, 27, 31, 34, 38%時の各出力段階のプラント状態でデータを取得し、中性子計装設備側に原子炉熱出力を提示することができた。さらに、原子炉及び 1 次 Na 補助系の放熱量に設計値を使用することの妥当性を評価した。

原子炉容器・1 次補助 Na 系の放熱・除熱量の測定データによる評価結果は、設計値より大きめの値を示した。従って設計値を用いて計算した原子炉内熱出力は若干小さめの値となっているが、その差は設計時のカロリメトリック誤差検討の際の誤差範囲（0.121MWt）程度の差であり、中性子計装の出力とすると最大 0.02%の違いと中性子計装校正に影響を与えないことから、原子炉熱出力 38%段階までの原子炉内熱出力評価に設計値を使用することで問題ないことを確認した（表 3.16.1-2 参照）。

(ii) 原子炉熱出力 45%段階でのヒートバランス調整

所定のヒートバランスがとれること、また制御系調整実施後には安定して当該熱出力が出力されることを確認できた。

熱出力確認実施前後のプラント状態でデータを取得し、中性子計装設備側に原子炉熱出力を提示することができた。

原子炉熱出力 45%状態で取得したデータに基づき、ヒートバランス解析コードを改修しプラント出力 75,100%時のヒートバランスを予測した。予測解析の結果と熱出力確認で測定した原子炉熱出力 45%のプラント状態を用い、プラント出力 75%時までのプラント制御値を設定しプラント制御系等の設定値変更を行った。

(iii) その他

2次系流量をパラメータとした測定の結果、もんじゅプラントの原子炉容器出口 Na 温度、主蒸気温度、2次系流量の相関関係を確認した。本相関関係はプラント 75,100%時の熱出力確認操作等に利用していく（図 3.16.1-2 参照）。

表 3.16.1-1 中性子計装設備側へ提示した原子炉熱出力及び原子炉内熱出力

プラント状態	原子炉内熱出力 (放散熱は設計値使用) (MWt)	試験月日
約 3 %	13.28 (約1.9%)	H7.2.20
約 5 %	37.99 (約5.3%)	H7.3.6
約 7 %	56.73 (約7.9%)	H7.3.10
約10%	81.79 (約11.5%)	H7.5.15
約18%	148.99 (約20.9%)	H7.5.22
約27%	194.25 (約27.2%)	H7.6.18
約31%	222.65 (約31.2%)	H7.6.21
約34%	261.92 (約36.7%)	H7.6.26
約38%	276.17 (約38.7%)	H7.6.26
約38%(2)	277.25 (約38.8%)	H7.7.25
約38%(3)	273.62 (約38.3%)	H7.8.24
約38%(4)	274.33 (約38.4%)	H7.10.8
約45%	311.77 (約43.7%) _{119MWt}	H7.10.13
約45%	321.69 (約45.1%) _{124MWt}	H7.10.13

表 3.16.1-2 原子炉容器・1次補助Na系放熱・除熱量評価

出力ステージ	設計値	3 %	5 %	7 %	10 %	18 %	27 %	31 %	34 %	38 %
R/V放熱量		0.124	0.149	0.156	0.153	0.167	0.174	0.198	0.214	0.224
S/P除熱量		—	—	—	—	0.041	0.044	0.048	0.051	0.051
R/V+S/P放熱量	0.144	—	—	—	—	0.208	0.218	0.246	0.265	0.275
1次補助Na系除熱量	0.244	—	0.128	0.113	0.107	0.144	0.226	0.223	0.269	0.254

R/V出口Na温度		286.63	317.70	317.78	322.45	369.67	400.41	424.44	444.88	453.93
原子炉内熱出力		—	—	—	—	148.96	194.30	222.73	262.06	276.31
原子炉内熱出力(定数計算)		13.28	37.99	56.73	81.79	148.99	194.25	222.65	261.92	276.17
偏差		—	—	—	—	0.04	-0.06	-0.08	-0.15	-0.14

出力ステージ	設計値	38%(2)	38%(3)	38%(4)
R/V放熱量		0.234	0.172	0.172
S/P除熱量		0.052	—	0.039
R/V+S/P放熱量	0.144	0.286	—	0.211
1次補助Na系除熱量	0.244	0.227	—	0.256

R/V出口Na温度		452.81	453.23	452.84
原子炉内熱出力		277.38	—	274.41
原子炉内熱出力(定数計算)		277.25	273.62	274.34
偏差		-0.12	—	-0.08

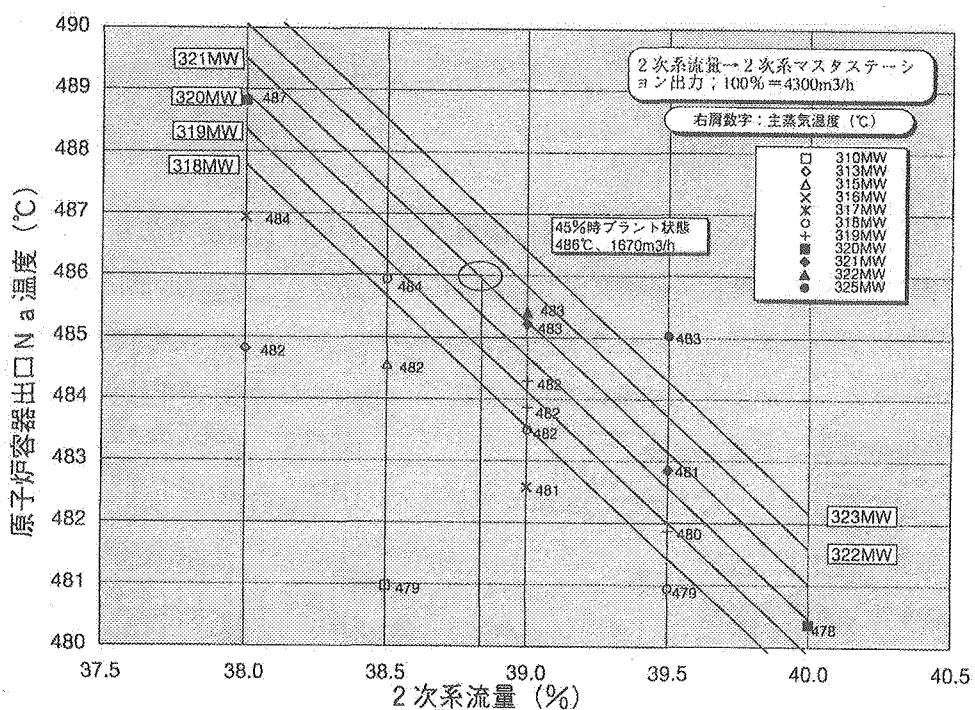


図 3.16.1-2 热出力マップ (プラント出力 40%時)

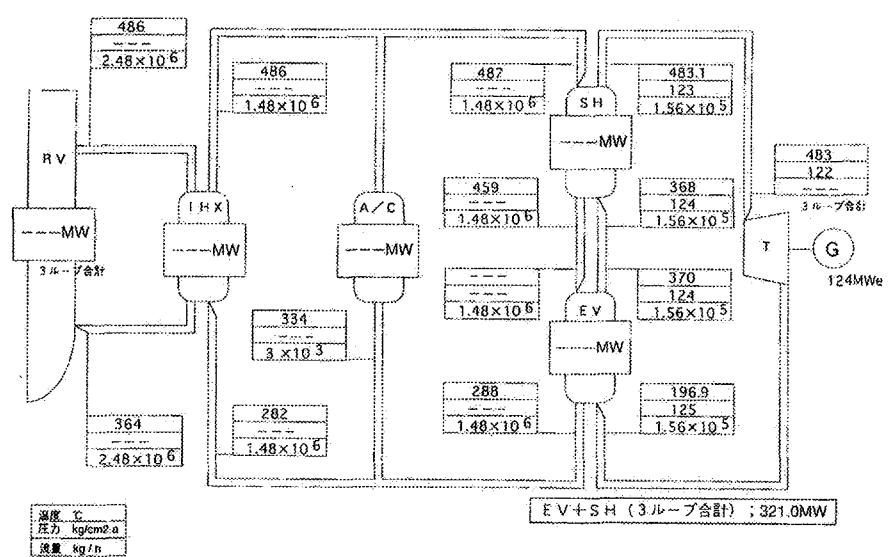


図 3.16.1-1 プラント出力 40%時の熱出力確認 プラント状態
(H7.10.14 3:00am ; A ループ中央計算機データで代表)

3.16.2. プラント診断法評価試験（その1）(SST-P-10-17-1)

試験期間：平成7年11月13日～平成7年11月24日

(1) 試験目的

プラント全体を対象とするプラント診断法を開発するための基礎データ取得を目的とし、プラント出力40%，75%，100%において下記2試験を実施する。ここでは、プラント出力40%における試験結果について述べる。

(i) M系列信号印加試験

制御信号に疑似ランダム信号(M系列信号*)を印加し、流量などプロセス量の応答からプラント動特性を把握する。

*M系列信号 (Maximum-length Linear Shift Register Sequence Signal) :

ある周波数帯域での白色雑音を模擬するために、発生確率が等しくなるように設定した2値の信号系列

(ii) 回転機器振動評価試験

1次系・2次系の主循環ポンプを対象に、プラント出力40%の定常状態においてポンプ各部の振動データを計測し、振動波形や周波数成分等の基本的振動特性の解析を行った。

(2) 試験方法

(i) M系列信号印加試験

図3.16.2-1に示したように、制御棒位置指令、1次及び2次主冷却系ポンプの回転数指令にM系列信号を印加し、プロセス量の応答を測定、収録する。制御棒については、印加すべきM系列信号を計算機で表示させ、このガイドに従い運転員が手動で制御棒を操作する。1次及び2次主冷却系循環ポンプについては、計算機で発生させたM系列信号を各回転数指令信号に重畠させる。

自動制御器のフィードバック動作の影響も評価すべく、主要制御器に関して自動及び手動の各制御モードについて、上記の試験を実施する。試験における制御モード、M系列信号の印加方法などを表3.16.2-1にまとめた。

(ii) 回転機器振動評価試験

データの収録は、ポンプ各部に加速度ピックアップを設置し、その信号をプリアンプ及びチャージアンプで増幅した後、データレコーダに記録した。データの解析は、FFTアナライザの解析機能を用いて、振動波形及び振幅密度関数等の時間領域での解析と振動スペクトルによる周波数領域での解析を行った。データ収録及び解析装置の構成を図3.16.2-2に示す。

(3) 試験結果

(i) M系列信号印加試験

プラント運転上問題となるような予想外の変動を生じることなく、表3.16.2-1の全試験ケースを実施できた。このうち代表例として、約±3%の

反応度変化に対応する±9mm の制御棒操作（表 3.16.2-1 における試験ケース 1A）の結果を図 3.16.2-3 に示す。制御棒操作に伴い、原子炉出力（中性子束）に約±1%変化、原子炉容器出口温度に約±1°C の変化が見られた。これらの変化は、試験前に実施した動特性解析コードによる解析結果とほぼ対応しており、所定のデータが得られたことがわかる。

(ii) 回転機器振動評価試験

測定の結果、概ね良好な結果を得た（振動速度に換算して 0.13mm/s 以下）。また、波形の非対象性や衝撃性のピーク等は観察されず、異常の兆候は確認されなかった。振動データの例として 2 次主循環ポンプ A 号機主モータ上部軸受部の振動波形およびスペクトルを図 3.16.2-4 に示す。

(4) 考察

本試験は、プラント診断手法の研究開発に資する為の試験データ収録が目的であるので、特に判定基準は設けない。

(i) M 系列信号印加試験

プラント診断手法のひとつとして、観測された時間応答データから線形回帰モデル（AR [Auto-regressive]）モデルを作成し、このモデルに基づきゆらぎ信号の伝達経路を求め、振動源を特定する手法がある。制御棒を操作した試験ケースに、この診断手法を当てはめた例を図 3.16.2-5 に示す。この結果から、中性子束信号ゆらぎと炉心出口温度信号ゆらぎの相関が強い約 0.05Hz 以下の周波数域において、中性子束信号から炉心出口温度信号へ信号ゆらぎが伝達しており、原子炉出力が振動源となっていることがわかる。

(ii) 回転機器振動評価試験

解析の結果、振動の大きさ及び性状とともに異常の兆候はみられず、良好な状態であることを確認できた。

表 3.16.2-1 試験ケース

	原子炉系		1次冷却系		2次冷却系	
信号の印加箇所	制御棒位置		ポンプ回転数		ポンプ回転数	
信号印加の方法	運転員操作		信号発生器		信号発生器	
試験ケース	1A	1B	2A	2B	3A	3B
原子炉出力制御モード	手動	手動	手動	自動	手動	自動
1次系流量制御モード	手動	自動	手動	手動	手動	自動
2次系流量制御モード	手動	自動	手動	自動	手動	手動

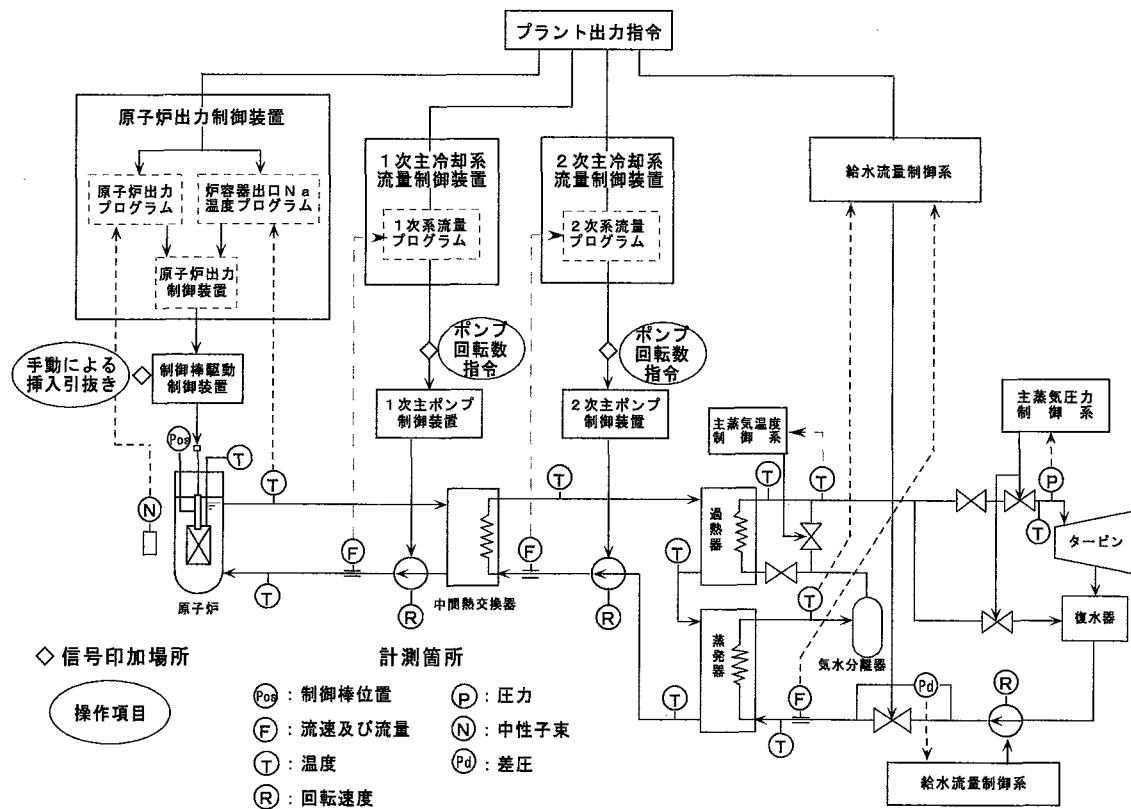


図 3.16.2-1 M系列信号印加箇所および試験時の計測箇所の例

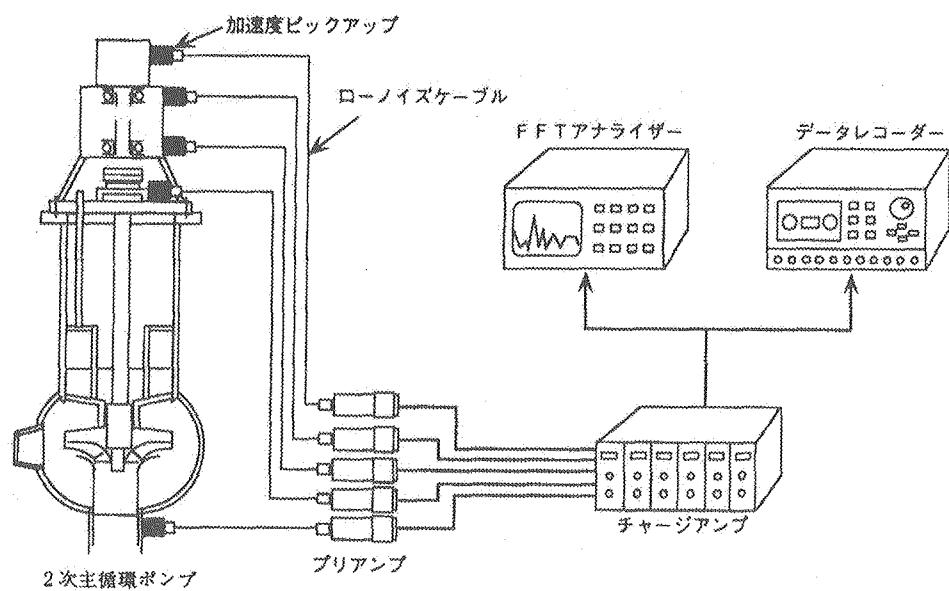


図 3.16.2-2 計測器配置図（例：2 次主循環ポンプ）

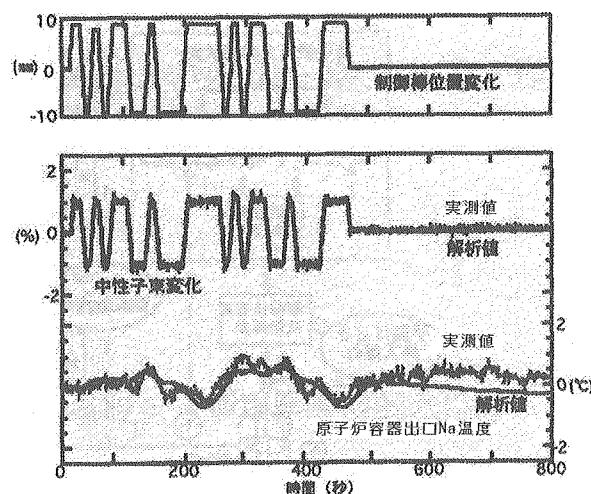


図 3.16.2-3 M 系列試験結果および解析結果の例

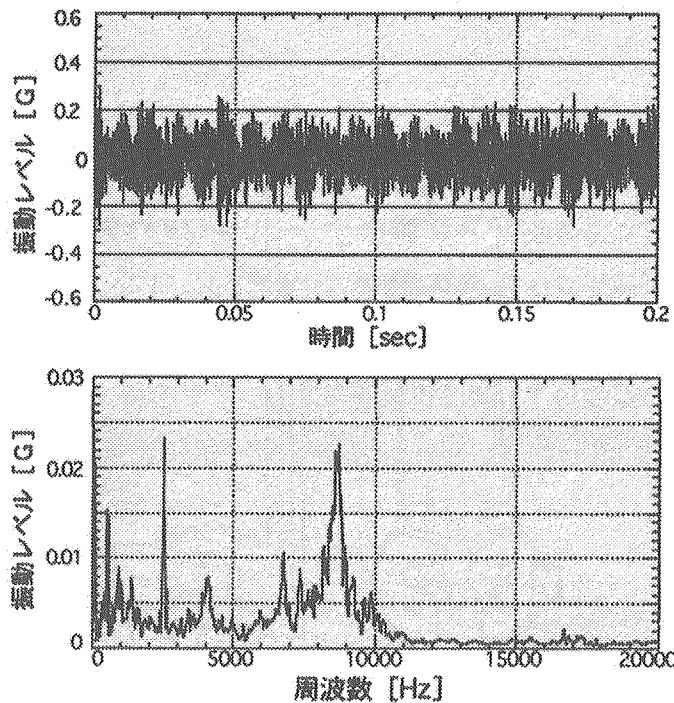


図 3.16.2-4 振動データ (2次主循環ポンプ A 主モータ上部軸受け部)

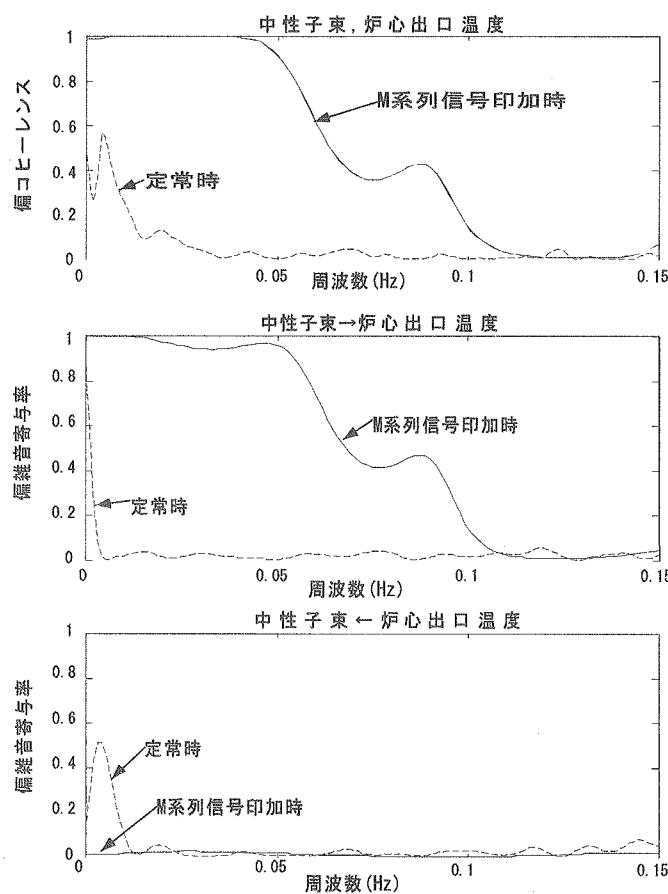


図 3.16.2-5 信号伝達経路解析結果の例

3.16.3. 配管変位評価 (SST-P-10-19)

試験期間：平成6年12月10日～平成7年10月28日

(1) 試験目的

本評価はプラント出力運転状態において、2次系の主要設備である2次主冷却系(210系)設備と補助冷却系(260系)設備の配管及び配管支持装置に対し、設計の妥当性と構造・機能健全性を確認することとする。

(2) 試験方法

(i) 測定評価対象

210系配管及び260系配管(それぞれ3ループ)を対象とする。

(ii) 測定項目

測定項目	Aループ	Bループ	Cループ	備考
配管熱変位時系列データ	210系測定場所 15ヶ所×3軸	14ヶ所×3軸	24ヶ所×3軸	• 3軸(X,Y,Z)計測。 • Cループの取付位置を例として図3.16.3-1に示す。 • 変位量の大きい部分や変位モードの把握のし易さ等の観点から左記測定場所を選定した。
	260系測定場所 2ヶ所×3軸	5ヶ所×3軸	2ヶ所×3軸	
配管支持装置の熱移動量及び概観健全性確認	210系支持装置設置台数 321台	261台	335台	熱水位量測定はハンガとスナップのみ対象。
	260系支持装置設置台数 100台	100台	100台	
プロセス時系列データ	Na温度(IHX出口, SH出口, EV出口, ACS出口, IHX出口), Na流量, トリップ信号等。			

(iii) 測定時のプラント状態

SST期間中に実施されるナトリウムドレン状態、200°Cナトリウム充填状態、プラント定常状態(40%出力、75%出力、定格出力)、及び各種プラントトリップ状態の総計14ケースを測定対象とした。表3.16.3-1に測定対象の分と状態を示す。

(iv) 解析・評価項目

(a) 配管熱変位評価

配管変位量実測値と解析値とを比較し配管設計の妥当性を検証し、必要に応じて応力解析等により配管の構造健全性を確認する。なお、解析には過去の熱変位対策工事においてより高精度な手法として適用された配管支持装置の移動抵抗を考慮に入れた非線形解析モデルを採用する。なお、当移動抵抗はスナッパの設計定格荷重の2%(スナッパの移動抵抗の設計許容上限値)に設定した。

(b) 配管構造健全性評価

定格出力時における配管変位実測値を用いて配管応力解析を行い、その構造健全性を確認する。

(c) ヒステリシス評価

配管熱変位のヒステリシス特性（温度一変位）を取得し、その特性を評価する。

(d) 配管支持装置の健全性評価

プラント定常状態において 210 系と 260 系の支持装置に対して外観点検を行い異常がないことを確認するとともに、スナッバとハンガに対しては移動量測定を行い、最高使用温度状態においてもこれらがストロークオーバーしないことを確認する。

(3) 試験結果

表 3.16.3-1 に示した 14 件の測定対象に対しプラント出力 40%までの測定、即ち No.1~3 までの測定が終了し、その評価を実施した。

(a) 配管熱変位評価結果

プラント出力 40%における配管の変形モードは実測と解析で一致した。ただし、プラント出力 40%時の熱変位実測値と解析値の差は図 3.16.3-2 に示すように目安値±25mm を越えるものが 4ヶ所（5方位）であり、最大で +36mm であった。これらすべて 210 系の A ループコールドレグと C ループホットレグの配管剛性の弱い IHX～アンカ間のエルボ近傍であることが特徴であった。この部位については、プラント出力 40%時の熱変位実測値に基づき配管の構造健全性を評価し、問題ないことを確認している。

(b) ヒステリシス評価結果

配管のヒステリシス（温度一変位）は、剛性が弱い IHX～アンカ間の配管引回し部、かつスナッバが同じ向きに多数設置される場所でスナッバの設置方向に顕著に現れるが一方でハンガで吊っている鉛直方向にはどの場所においてもほとんど現れないことがわかった。従って、ヒステリシスの主要因にはスナッバの移動抵抗が推定される。図 3.16.3-3 に最大ヒステリシス幅（26mm）を示した C ループホットレグ配管（変位測定点 56z 方向）の特性を示す。なお、ヒステリシスの始点と終点のオフセットは小さく、最大でも 4mm であり、これまでオフセット量の進展は確認されていない。

(c) 配管支持装置の健全性評価結果

プラント出力 40%時において 210 系と 260 系総ての配管支持装置の外観点検を行った結果、健全であることを確認した。また、ハンガとスナッバの熱移動量測定値を用いて最高使用温度での熱移動量を評価した結果、ストロークオーバーによる配管固着等の問題は起こらないことを確認した。

(4) 考察

プラント出力 40%時の熱変位実測値に基づいて配管の構造健全性を簡易評価した結果、熱膨張応力が許容値を下回っていることから、今後の出力上昇は配管の構造健全性上問題ないと考えられる。

表 3.16.3-1 配管熱変位測定対象プラント状態

No	測定名	プラント出力	SST試験状態
1	SORT	0% (Naドレン状態)	H6年度設備点検時に実施
2	SOA200	0% (Na充填200℃)	SST開始前の設備点検時 (核加熱済)
3	C40	0%→40% (定常) →0%	核加熱試験→40%出力試験 (定常)
4	T40TT	0%→40%→0% (トリップ)	プラントトリップ試験
5	T40PT	0%→40%→0% (トリップ)	1次主冷却系循環ポンプトリップ試験
6	T40WL	30%→40%→0% (トリップ)	蒸気発生器電熱管水漏洩時特性確認
7	C75	0%→75% (定常) →0%	設備点検後→75%出力試験 (定常)
8	C100	0%→100% (定常) →0%	設備点検→100%出力試験 (定常)
9	T100SD	100%→0% (通常停止)	出力降下操作手順確認
10	T100CP	100%→50% (過度) etc	出力変更試験
11	T100GS	0%→100%→0% (トリップ)	発電機負荷遮断試験
12	T40NC	40%→0% (トリップ)	ナトリウム自然循環評価
13	SOB200	0% (Na充填200℃)	SST最後の設備点検時 (運転前)
14	T100SU	0%→100% (通常起動)	負荷試験 (その1) (運転まで)

(今後の進捗で見直す可能性がある)

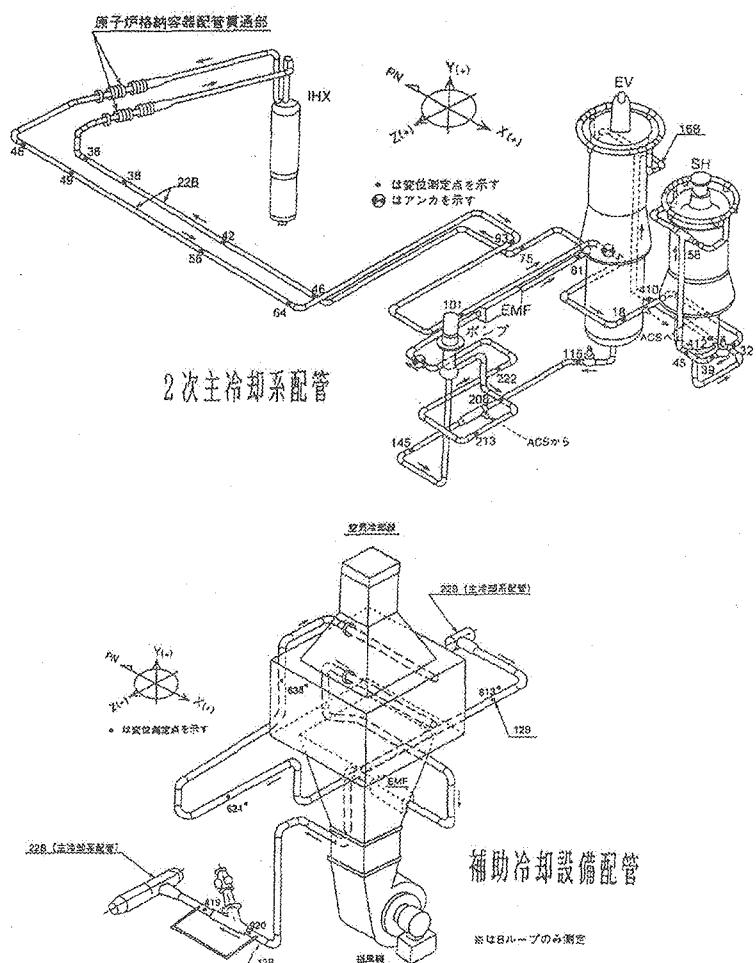


図 3.16.3-1 2 次系 C ループ熱変位測定位置

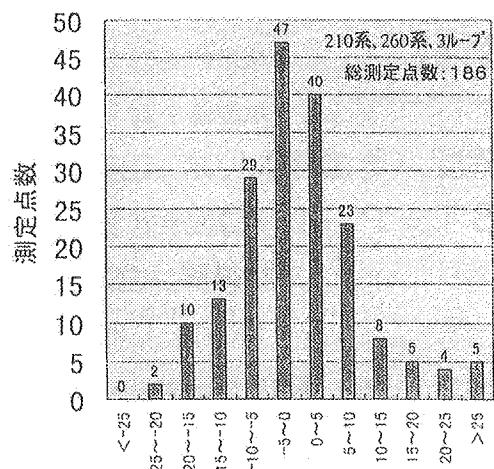


図 3.16.3-2 2次系配管熱変位
解析値と実測値の誤差

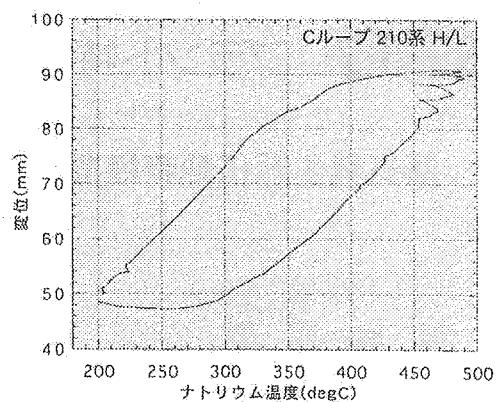


図 3.16.3-3 ヒステリシス特性
(プラント出力 40% 評価点 56 z 方向)

3.17. プラント特性確認（過渡特性）

3.17.1. プラントトリップ時特性評価（タービン）（SST-P-12-11）

試験期間：平成7年12月1日

(1) 試験目的

タービン・発電機やタービン補機等の故障が発生し、タービンがトリップした場合、インタロックにより原子炉がトリップする。本試験は、循環水ポンプ等が停止し、復水器に冷却水が供給できず、復水器の真空度が低下したとして、電気出力40%の運転状態から復水器真空度「低」を模擬入力してプラントをトリップさせ、この時の原子炉設備／1次系／2次系／水・蒸気系／タービン／発電機設備の挙動を総合的に把握することを目的とする。

(2) 試験方法

試験は、電気出力40%で安定に運転している状態から、復水器真空度「低」模擬信号を入力することによりタービンをトリップさせる。これにより原子炉トリップ、1次ポンプトリップ、2次ポンプトリップ、主給水ポンプトリップ、発電機トリップ、ボニーモータ起動、補助冷却設備空気冷却器起動等の所定のインタロックに従いプラントが停止することや、これに伴い所定の警報が発報することを確認する。また、この時の1次系流量及び2次系流量の変化、原子炉容器出入り口ナトリウム温度及び中間熱交換器出入り口ナトリウム温度等の変化、蒸気発生器蒸気圧力の変化、主ポンプタービンの回転数の変化等を測定する。これらの設備動作の確認やプロセス量の変化を測定することにより、タービントリップによる原子炉トリップ時のプラント挙動を総合的に確認する。

(3) 試験結果

下記に示すとおり、所定のインタロックどおりに設備が動作したこと、所定の警報が発報したこと及びトリップに伴う原子炉冷却材や2次冷却材の温度や流量、水・蒸気系の蒸気圧力・流量等が計画どおりに終息することを確認した。

(i) 設備動作確認結果

以下に示すように中央制御室で、ランプ点灯・消灯により400の設備動作を確認した。また、現場では、目視により設備動作を確認した。

	中央制御室	現 場
原子炉制御設備	100	0
1次・2次系設備	87	36
復水・補給水系設備	28	7
水・蒸気系設備	95	2
主蒸気・抽気系設備	52	12
ドレン・ベント系設備	2	0
電気設備	18	14
タービン・発電機設備	18	6
合 計	400	77

設備動作確認の結果、所定のインターロックに従いプラントを安全に停止できることを確認した。

(ii) 警報発報確認結果

中央制御室中央制御盤の警報（1253個）の発報の確認を行った。

(iii) プラント過渡変化確認結果

プラントデータ収録システム、仮設データ収録装置、中央計算機により1次系、2次系及び水・蒸気系の温度、圧力及び流量等のプラント全体のプロセス量の変化や燃料集合体出口、原子炉容器廻り、中間熱交換器廻り及び蒸気発生器廻り等の各設備の温度変化を測定した。以下にその結果を示す。

プラントトリップ時の1次・2次系の主要なプロセス量の変化（例）を図3.17.2-1～3.17.2-4に示す。

以下に主要な結果を述べる。

①プラントトリップと同時に主モータ運転からポンピーモータ運転に切り替わることから、1次冷却材流量は、約3200[m³/h]から約590[m³/h]に、2次系流量は、約1600[m³/h]から約290[m³/h]に減少している。

②プラントトリップと同時に原子炉出力が約320[MW]から約20[MW]（崩壊熱レベル）に減少する。1次・2次系のフローコーストダウン特性の違い（主にナトリウム容量の違いから1次系の方が2次系より早く減少し、一時的に流量アンバランス状態となる。）から一時的に1次側コールドレグ温度が低下する。その後、1次・2次系のポンピーモータ運転によりほぼ同じ流量となることから、温度は回復する。

また、2次系コールドレグは、空気冷却器起動前の補助冷却設備ホットレグナトリウムが輸送されてくる影響で一時的な温度上昇を示す。

(4) 考察

上記のとおり、タービントリップさせた時に所定のインターロックが作動し、プラントが安全に停止することを、原子炉設備／1次系／2次系／水・蒸気系／タービン／発電機設備の設備動作、警報発報、プラント過渡変化から確認した。

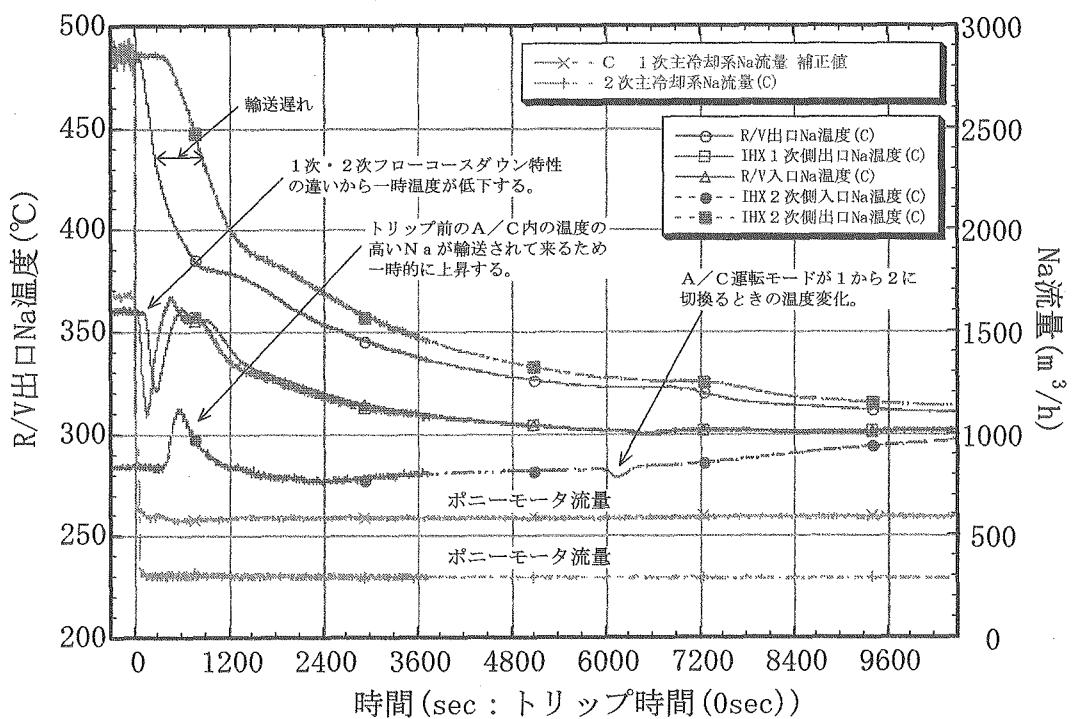


図 3.17.2-1 1次・2次試験結果 (C ループ)

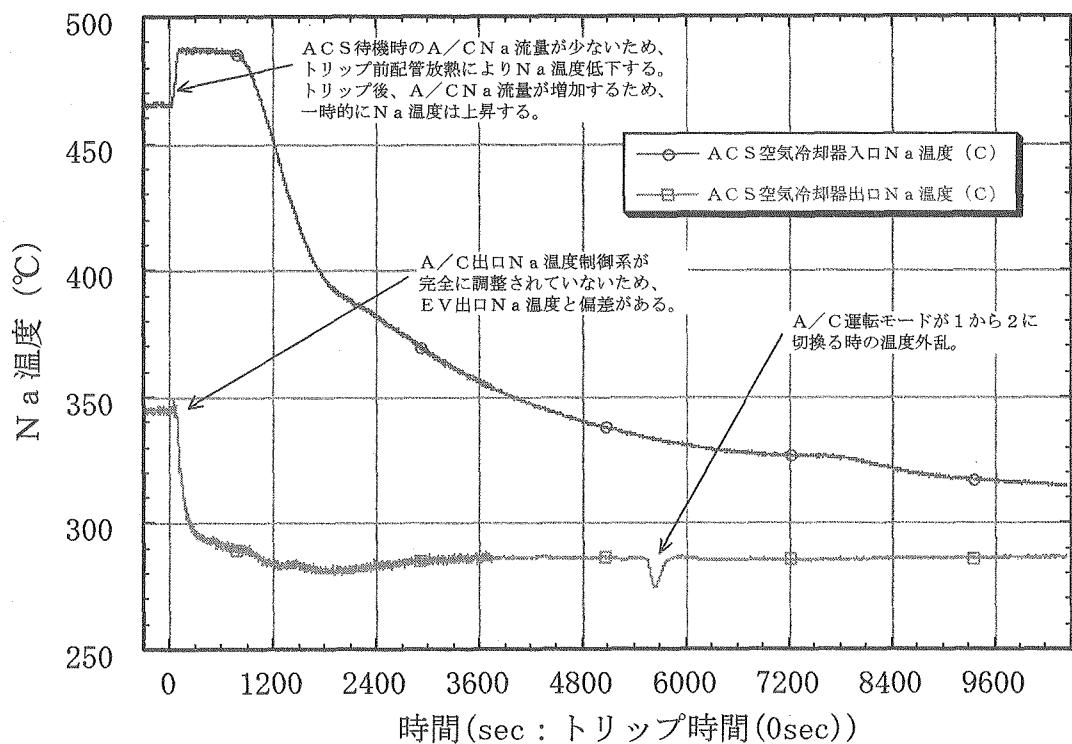


図 3.17.2-2 空気冷却気出入口 Na 温度 (C ループ)

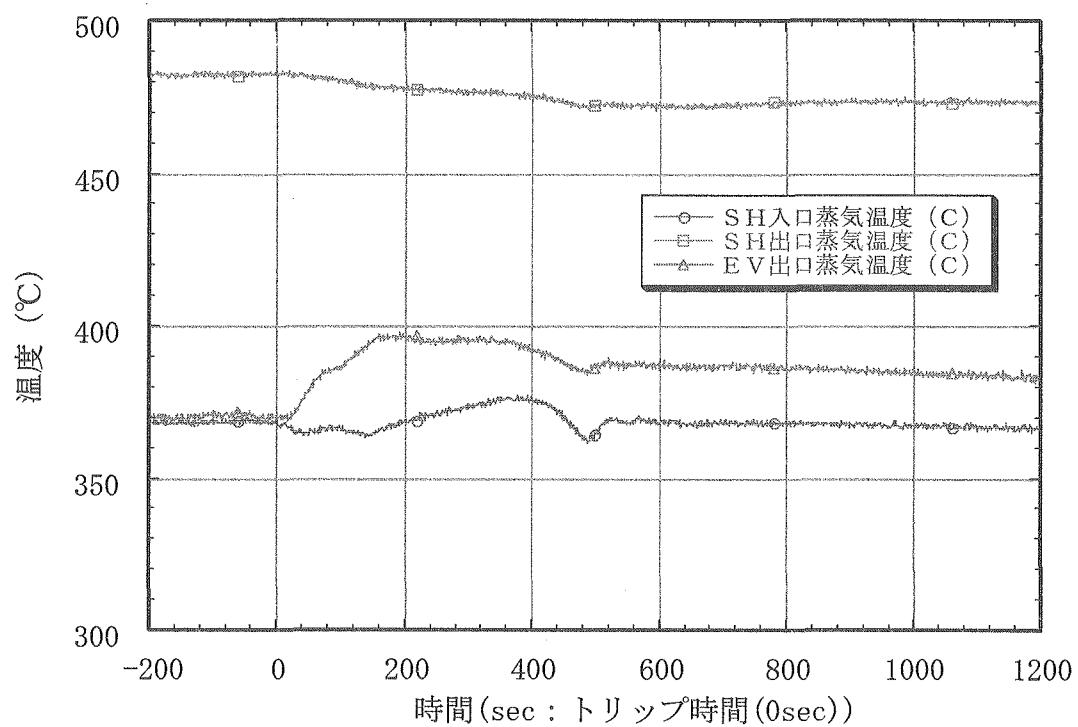


図 3.17.2-3 蒸気発生器出入口蒸気温度 (C ループ)

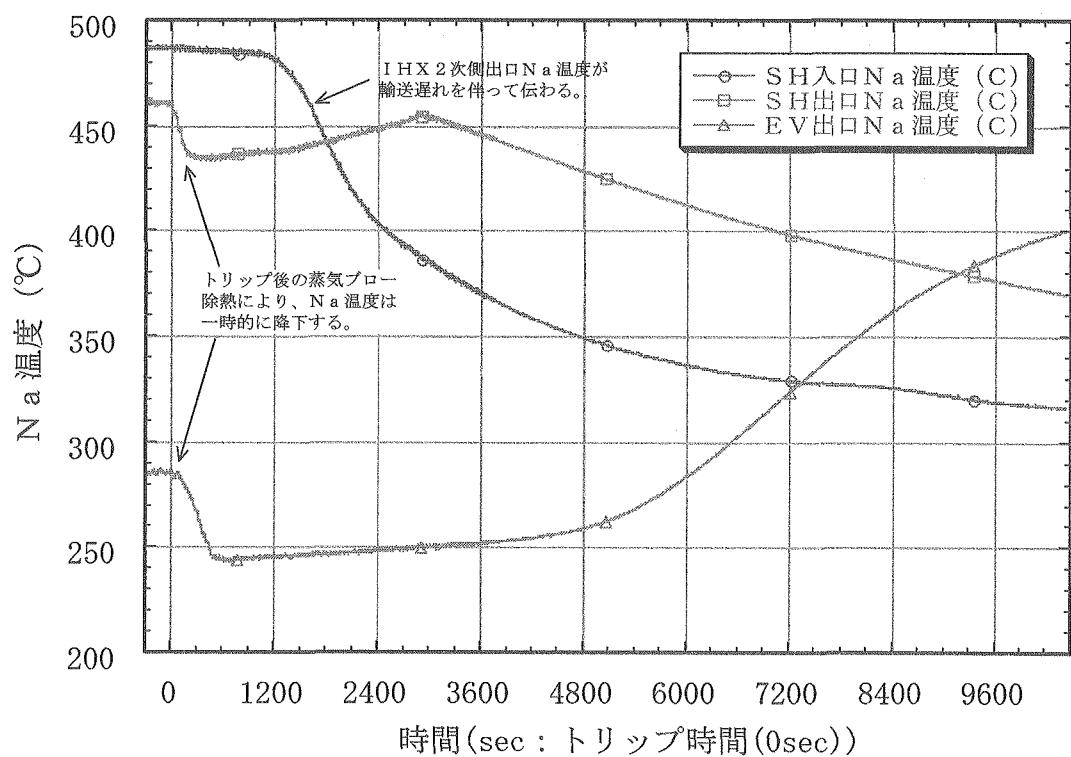


図 3.17.2-4 蒸気発生器出入口 Na 温度 (C ループ)

3.17.2. 蒸気発生器伝熱管模擬水漏れい時特性確認（その1）(SST-P-12-15-1)

試験期間：平成6年8月9日～平成6年8月12日

(1) 試験目的

もんじゅでは、蒸気発生器の伝熱管が破損し、2次主冷却系ナトリウム中へ水漏れいが発生した場合、所定のインタロックにより関連設備が作動し、プラントを安全に停止させる設計となっており、この蒸気発生器での水漏れいは小・中・大規模漏れいに分類して考えられている。もんじゅ性能試験では、零出力で中規模水漏れいを模擬したインタロック試験を実施することにより、中規模水漏れいが発生した場合のナトリウム系の挙動を確認し、40%出力で水漏れいが発生した場合の水素の挙動を確認する。

本件は、中規模水漏れいが発生した場合の1次及び2次系設備のインタロック動作やその時の冷却材流動挙動の把握を目的とする。

(2) 試験方法

試験は、プラントを全制御棒全挿入（零出力）、1次系49%流量、2次系39%流量、補助冷却設備待機状態、水・蒸気系停止状態とし、この状態からA,B,C各ループに順次、中規模水漏れい模擬信号（蒸発器カバーガス圧力「高」）を入力し、1次主ポンプトリップ、2次主ポンプトリップ、模擬信号入力ループのポンピングモータ起動阻止、補助冷却設備起動阻止等の設備動作、1次系流量、2次系流量等のプラント挙動を測定する。

(3) 試験結果

蒸気発生器で中規模の水漏れいが発生した場合、ナトリウム側はナトリウム－水反応生成物が2次系内へ拡散することを防止するため、蒸気発生器出入口弁を「閉」とすることにより2次系ナトリウムの流れを停止させると同時に、水・蒸気側では伝熱管での水漏れい量を抑制するため、蒸気発生器出入口に設置された放出弁を「開」とすることにより蒸気発生器保有水を急速にブローする設計としている。

本試験では、水・蒸気系は停止中であることから、1次、2次系設備の動作及び1次、2次系流量の確認に主眼を置き試験を行った。その結果を以下に示す。

(i) 設備動作確認

水漏れい模擬信号により、所定のインタロック（当該ループのポンピングモータトリップ、補助冷却設備起動阻止等）に従い1次・2次系設備が動作したことを確認した。なお、水漏れい特有の設備動作は、以下のとおり。

(a) 1次主冷却系

1次循環ポンプトリップ→ポンピングモータ起動（ただし、水漏れい模擬ループは1次主ポンプトリップの43秒後にポンピングモータトリップ）

(b) 2次主冷却系

・2次循環ポンプトリップ→ポンピングモータ起動
(ただし、水漏れい模擬ループはポンピングモータ停止のまま)

- ・補助冷却設備起動（ただし、水漏えい模擬ループは待機状態のまま）
- ・水漏えい模擬ループ蒸気発生器出口止め弁「閉」*
- ・蒸気発生器入口止め弁「閉」

- ・水漏えい模擬ループポンプオーバーフローコラムオーバーフロー止め弁「閉」

*：健全ループは、ナトリウム・水反応性生物が系統内に拡散することはないので、蒸気発生器出口止め弁は「閉」とはならない。

(ii) 1次系及び2次系流量

図3.17.1-1に示すとおり水漏えい模擬ループの2次系は、蒸気発生器出入口弁「閉」、主ポンプトリップ及びボニーモータ起動阻止インタロックにより2次系冷却材の流動を停止させ、それ以降、Na・水反応生成物が2次系内へ拡散することを抑制する。

図3.17.1-2～3.17.1-4に、例としてAループの水漏えい模擬試験結果を示す。健全ループ（B,Cループ）の1次系・2次系流量（図3.17.1-3、3.17.1-4）は主ポンプトリップ後、ボニーモータが起動し、所定の流量が確保され、崩壊熱除去運転に移行している。一方、水漏えい模擬ループ（Aループ：図3.17.1-2）は、ボニーモータ起動阻止インタロックにより約70秒後に2次系冷却材の流動が停止している。これにより、中・大規模水漏えいが発生した場合、健全ループで崩壊熱を除去する一方、水漏えいループでは、ナトリウム・水反応生成物の2次系内への拡散を抑制できることを確認した。

また、水漏えい模擬ループ（Aループ）の1次系は、ポンプトリップ後、ボニーモータが一旦起動し、2次系ボニーモータがトリップすると1次系ボニーモータがトリップするインタロック（以降、「ボニーモータ相互トリップインタロック」という）により43秒後にトリップしている。この結果、2次系冷却材の流動停止とほぼ同時に1次系の流動も停止している。これにより、蒸気発生器水漏えい発生時にIHXに発生する熱過渡を緩和する設計当初のねらいがほぼ達成できる見通しを得た（ボニーモータ相互トリップの遅れ時間タイマーの設定値43秒の妥当性が確認できた）。

(4) 考察

上記の試験結果から、蒸気発生器において・大規模水漏えいが発生した場合、

- （i） インタロックにより原子炉がトリップし、2ループでプラントが安定して崩壊熱除去できる見通しを得た。
- （ii） 水漏えい当該ループの蒸気発生器出入口止め弁が「閉」となることにより、それ以降、ナトリウム・水反応生成物の2次系内への拡散を抑制できることを確認した。
- （iii） 水漏えい当該ループの1次系流動と2次系流動をほぼ同時に停止させ、この時IHXに発生する熱応力を緩和する設計当初の狙いが達成されていることを確認した。

なお、水漏えい時の水・蒸気系設備の実際の水プローブ動について、蒸気発生器伝熱管模擬水漏えい時特性確認（その2）で確認する予定である。

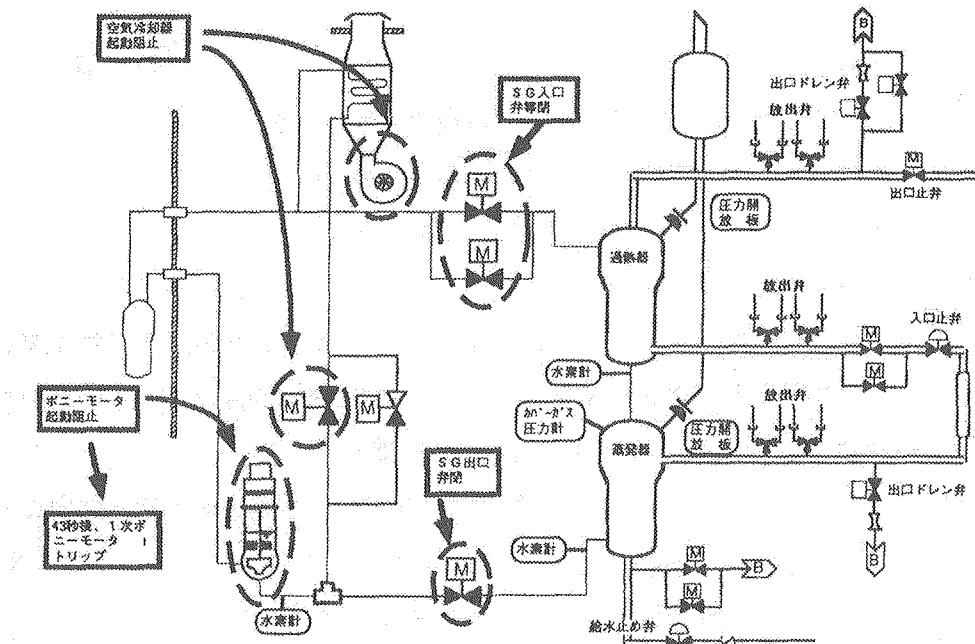


図 3.17.1-1 試験時の 2 次系設備の動作（水漏えい模擬ループ）

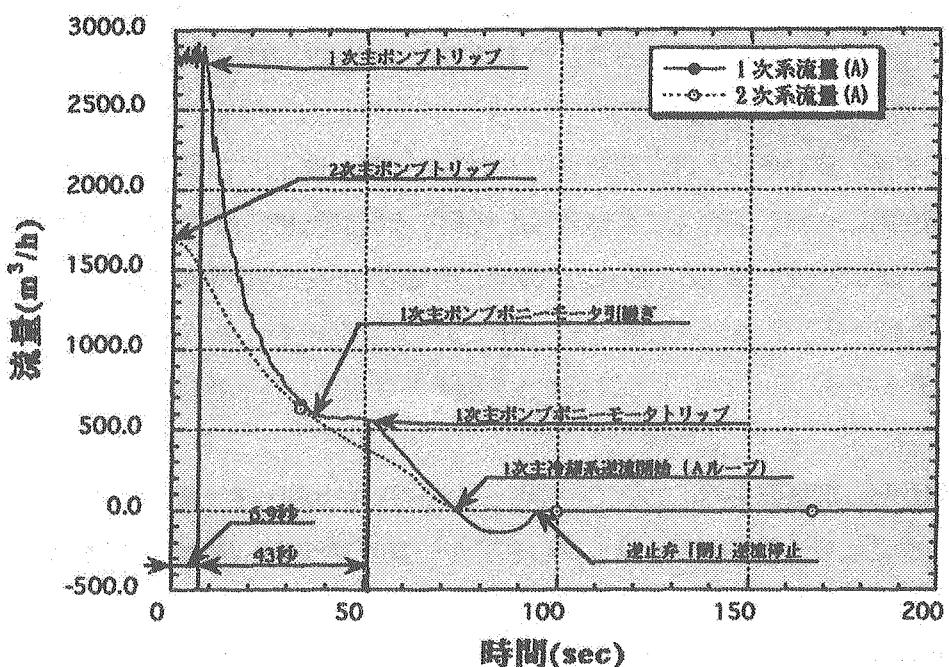


図 3.17.1-2 A ループ 1 次系・2 次系流量
(A ループ水漏えい模擬試験結果)

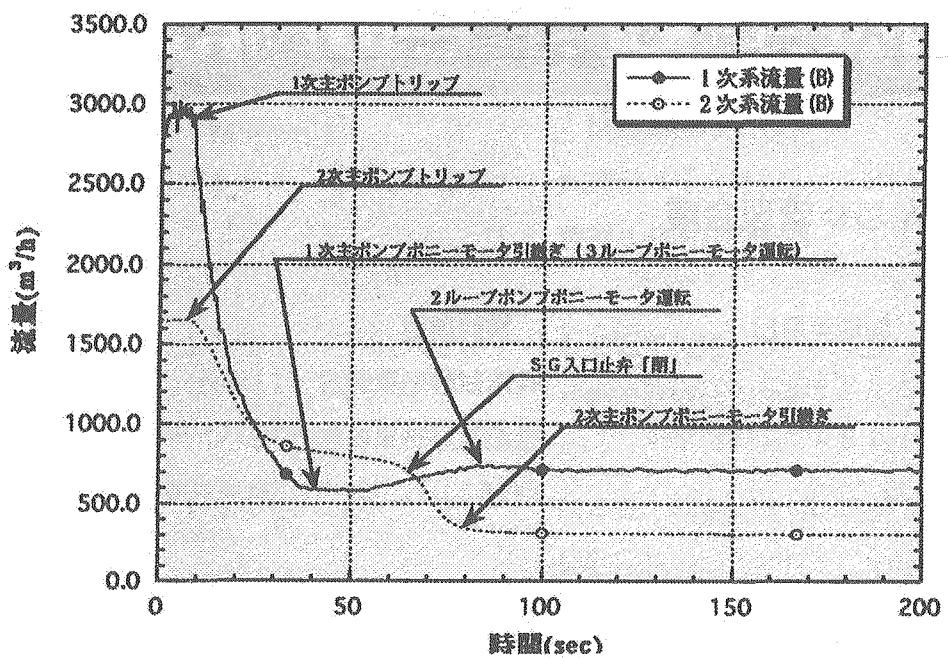


図 3.17.1-3 B ループ 1 次系・2 次系流量
(A ループ水漏えい模擬試験結果)

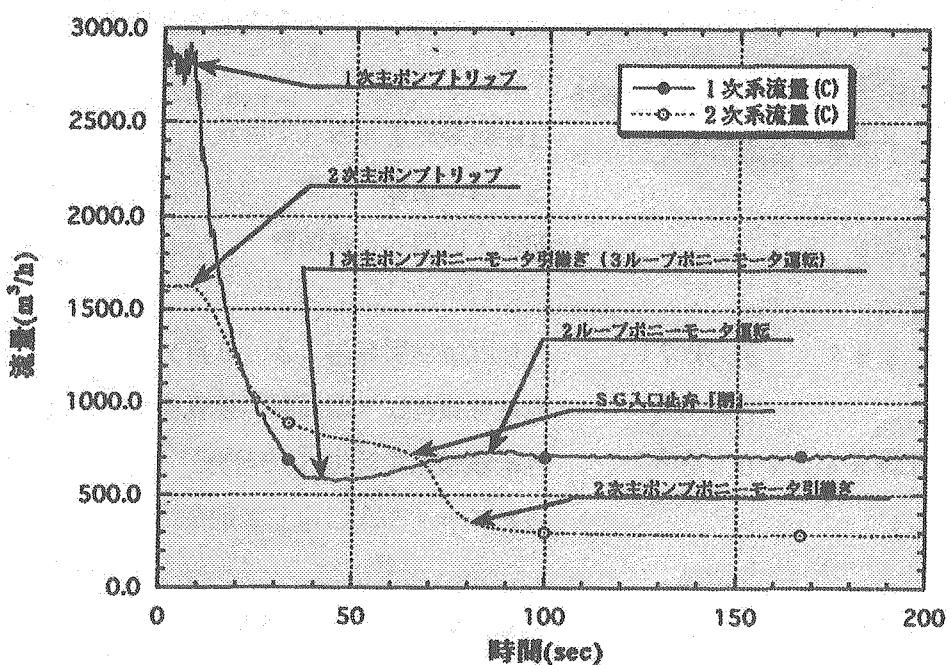


図 3.17.1-4 C ループ 1 次系・2 次系流量
(A ループ水漏えい模擬試験結果)

4. おわりに

高速増殖原型炉「もんじゅ」は、平成6年4月の初臨界、翌年8月に初送電を達成したが、平成7年12月8日の2次系ナトリウム漏えい事故のため性能試験を中断し、現在までプラント停止状態となっている。

現在、「もんじゅ」はナトリウム漏えい事故以降9年以上経過し、この間、事故の原因究明・安全総点検を実施し、平成14年12月26日に経済産業省より「高速増殖原型炉もんじゅ原子炉設置変更の許可」を、平成16年1月30日に「ナトリウム漏えい対策等に係る設計及び工事の方法の変更に係る認可」を受領した。

「もんじゅ」で働く職員として、事故の反省と教訓を踏まえ、今後、安全確保を第一にナトリウム漏えい対策工事を実施し、また必要に応じて性能試験の見直し・充実を図りながら性能試験に向けた準備を着実に実施することが責務である。

本報告書の発行にあたり、ご協力いただきました試験担当者の皆様に感謝と敬意を表す。

編集担当

もんじゅ建設所 技術課
試験計画・プラント特性チーム