

志賀原子力発電所 1号機の臨界事故についての 報告書の提出について

平成19年3月30日
北陸電力株式会社

当社は、平成11年6月に、志賀原子力発電所 1号機において、臨界事故が発生していたにもかかわらず、国および石川県、地元志賀町にご報告しておりませんでした。関係ご当局、地域の皆さまをはじめ広く社会の皆さまからの信頼を大きく損ねてしまいました。原子力行政への影響も懸念されるような重大な事態を発生させ、かつご報告していなかったことは真に申し訳なく、深く反省し心からお詫び申し上げます。

本件について、平成19年3月15日に経済産業大臣より志賀原子力発電所 1号機における臨界事故に関し報告書提出の指示を受けたことに基づき、社外の専門家を加えた調査委員会において調査をすすめてまいりました。

本日、本事故の「事実関係及びその根本的な原因究明」並びに「早急に実施することができる技術的な再発防止対策の策定」に関する報告をとりまとめ、経済産業大臣に提出いたしましたのでお知らせいたします。

なお、「根本的な原因を踏まえた抜本的な再発防止対策の策定」については、4月13日までに改めて報告いたします。

以 上

志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告(概要版)

当社は、平成 11 年 6 月に、志賀原子力発電所 1 号機の原子炉において臨界に係る事故を起こしていましたが、必要な記録を残すことなく、国および自治体に報告しておりませんでした。誠に申し訳なく、深く反省しお詫び申し上げます。
当社は、経済産業大臣からの指示を受け、社長を委員長とする「志賀 1 号機事故調査対策委員会」を設置し、「事実関係及びその根本的な原因究明」並びに「早急に実施することができる技術的な再発防止対策の策定」に関する報告をとりまとめ、平成 19 年 3 月 30 日に、経済産業大臣に提出いたしました。概要は以下のとおりです。

1. 調査方法

今回の調査は、以下の方法で行った

- ・聞き取りおよび文書類の調査
 - > 聞き取り調査： 延べ 230 名(当社経営層・原子力関係者・OB・メーカー関係者)
 - > 弁護士から構成される社外調査団により、経営層を含む重要な関係者へ聞き取り調査を行い、中立的・専門的な立場から事実の認定に努めた
- ・事故事象の解明
 - > 制御棒引き抜け挙動解明、炉心挙動解析、被ばく線量評価を実施した
- ・根本原因分析
 - > 炉心挙動解析や根本原因分析等において、日本原子力技術協会の協力を得て実施した

2. 事実関係の把握

(1) 事故発生に至る経緯

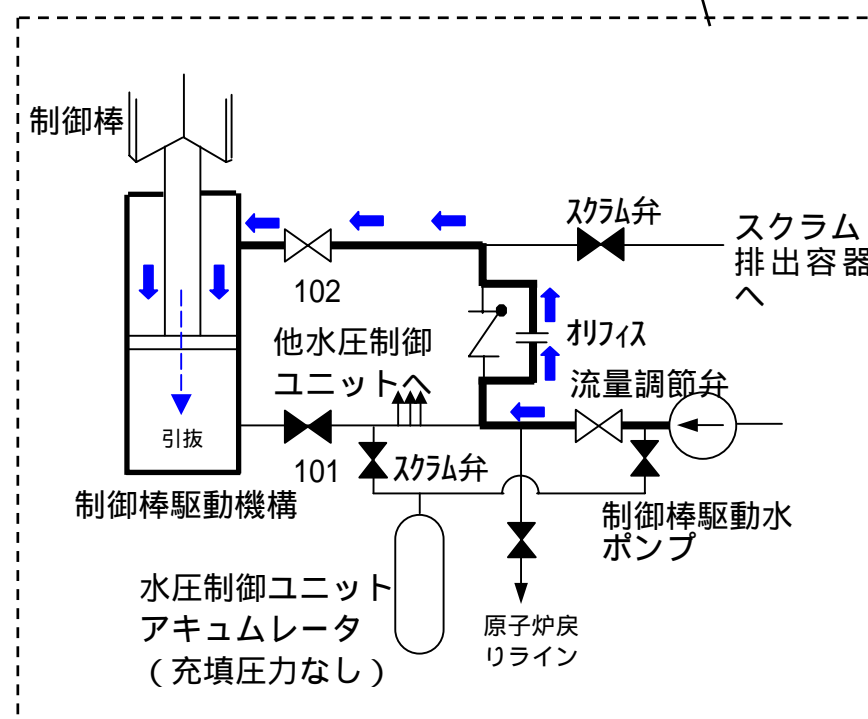
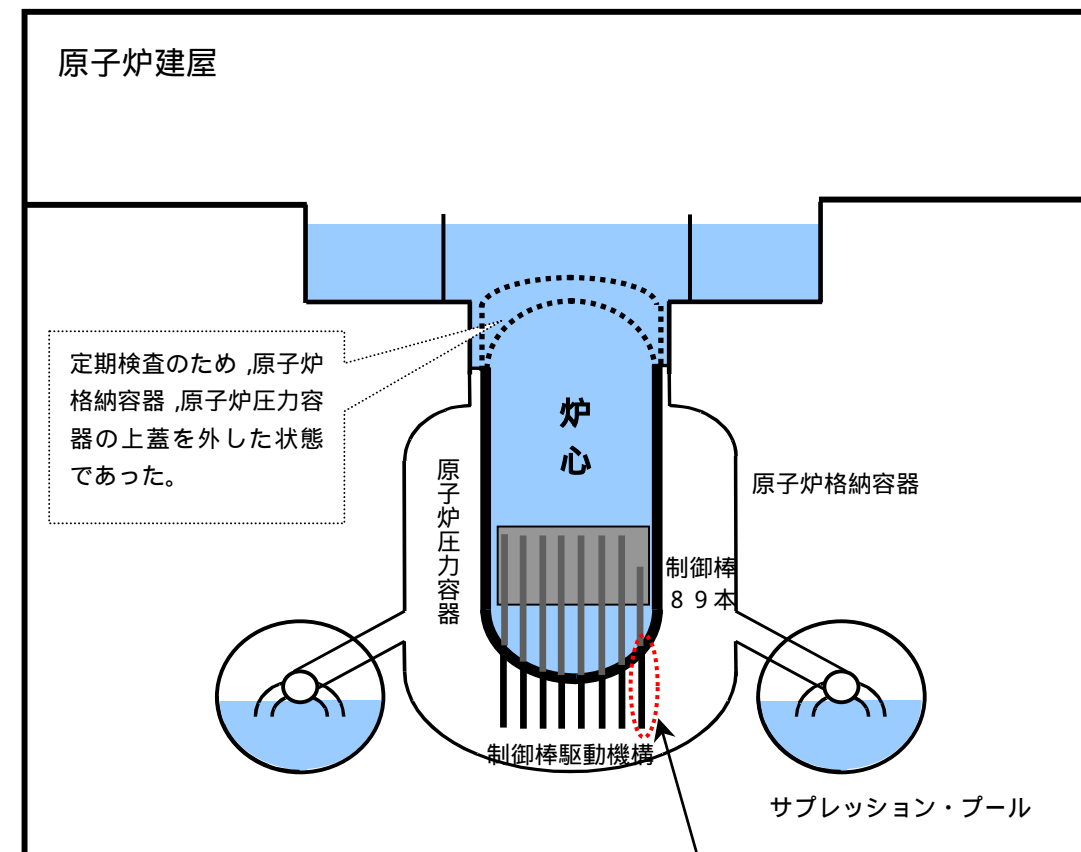
- ・「原子炉停止機能強化工事機能確認試験」の準備のため、制御棒駆動機構の弁(101,102)を順次全閉する操作を行ったが、制御棒駆動系の流量調節弁が開いている状態で操作を始めてしまった
- ・このため、制御棒駆動系の系統圧力が徐々に高くなり、101 弁を閉止したことにより制御棒 3 本が引き抜けた
- ・原子炉が臨界になり自動スクラム信号が発生したが、制御棒が直ちに挿入されず、15 分後に制御棒が全挿入され、原子炉は未臨界状態となった

(2) 意思決定の過程

- ・当直長が一連の初期対応を終えた後、発電課長の連絡により、所長以下 14 名の関係者が発電所の緊急時対策所に集合した
- ・全員が「臨界」が起きたとの認識ではなかったが、原子炉停止中に制御棒が落ち、中性子束が上昇するという大変な事が起きたとの認識が多数の関係者にあった
- ・多くの出席者は、本件を報告した場合の重大さ(志賀 2 号機着工への影響など)を十分認識しており、一部「臨界ではないか」との発言もあったものの、最終的には所長は社外に報告しないことを決断した
- ・その後、発電所・本店原子力部・東京支社・石川支店との間でテレビ会議が行われたが、発電所から、誤信号であったとの結論が報告され、テレビ会議は終了した
- ・このことから、発電所の意思決定に対する本店の関与は認められなかった
- ・当時の経営層については、本人からの聞き取り調査の結果、本事実についての認識はなく、また、他の証言からも関与は認められなかった

(3) 事故記録の改ざん

- ・発電課長は、誤信号であるから、引継日誌に本事故に関する記述をしないように指示した
- ・本事故を隠すため、炉心中性子束モニタの記録計チャートに「点検」と記載した(関与者不明)
- ・緊急時対策所での協議の際に、切り取られた警報等印字記録(アラームタイパー)は、本来保管されるべきであるにもかかわらず、コピーが個人的に保管されていただけであった



原子炉戻りラインの弁を開けなかったことに加え、流量調節弁が開いたまま 101 弁を閉としたことから、矢印の圧力がかかり、制御棒が想定外に引き抜かれた。
原子炉が臨界状態となり、原子炉自動停止信号が発生したが、101 弁が開であったこと及び水圧制御ユニットアキュムレータに圧力が充てんされていなかったことから、直ちに制御棒が挿入されなかった。

(4) 事故後の措置

- ・ 事故発生直後、運転員は一連のモニタにより放射線レベルに異常がないことを確認した
- ・ 通常業務の中で、作業者に異常な被ばくがないこと、放射性物質の放出状況に異常値がないことを確認した
- ・ 燃料の健全性について、炉水の核種分析などにより、破損がないと判断した
- ・ 制御棒駆動系の圧力上昇が原因と推定し、系統圧力の上昇をなくし、制御棒の引き抜け防止策を施した手順を策定した
- ・ 当該制御棒が正常に動作することを確認した

3. 事故事象の解明

- ・ 当時行った操作により制御棒引き抜け事象が発生したメカニズムを明確にするとともに、この事象をモックアップ試験により再現・検証した
- ・ 事故時の炉心挙動について解析し、反応度と熱量を評価することにより、燃料の健全性を確認した
- ・ フィルムバッチ記録から作業従事者(6名)の中性子による被ばくの恐れはないことを確認した
- ・ 放射性希ガス、放射性よう素による外部影響がなかったことを、事故発生前後の測定結果により確認した

4. 根本原因の究明

(1) 臨界事故発生の原因

現場作業管理上の原因

- 「原子炉停止機能強化工事機能確認試験」関係者の連携不足から、制御棒駆動系の流量調節弁を閉とする前に(101,102)弁の全閉操作を始めてしまった
- 電気保守課員は、作業票に試験手順書を添付しなかったため、運転員は事前に試験手順をチェックできず、また試験に係る操作の内容を知らなかった
- 試験を実施した電気保守課員と運転員との打合せ等が不十分であり、(101,102)弁の隔離操作が当直長の指揮下で行われなかった

以上の根本原因に対して現在では以下のとおり改善が図られている

- ・ 制御棒駆動機構の隔離操作は全て発電課が実施し、操作・監視が確実に実行されている
- ・ 制御棒駆動機構の隔離操作は1体毎に実施するよう手順を定めるとともに、系統圧力上昇による引き抜けの可能性を追記して注意喚起し、臨界防止面での改善が図られている
- ・ 工事要領書は工事担当課が審査・承認するとともに、必要なものは作業票に添付され、発電課にてダブルチェックすることとなっている
- ・ 試験時の電力内部の役割分担を管理要領類にて明確にしている

設備上の原因

- 制御棒駆動系の系統圧力が高くなったことを知らせる警報が、他の作業のため除外されていた

(2) 事故を隠した原因

- 経営層の責任:
臨界事故隠しを防げなかったこと、その後8年間それを見つけ出すことができなかったこと

- 工程優先意識:
経営計画の最重要課題である志賀2号機の建設着工がおよそ2ヵ月後に控えている状況にあり、原子力発電所は工程遵守を必達と考え、何よりも優先させるとの意識を形成させたこと
- 真実究明からの逃避:
本事故対応の困難さや直前のトラブル対応も相まって、炉心中性子モニタの指示値急変に関する虚偽の理屈付けを行い、事故データを改ざんしたこと
- 意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性:
価値観や意識を共有する原子力発電所の関係者のみで協議して決定したこと
意思決定に際して、ルールが不明確であり、各職位が自らの職務・責任に応じた当事者意識も低かったため、適切な決定が行われなかったこと
- 議論できない組織風土:
当時は、「言いたいことが言えない」、「言っても無視される」ような組織風土があったこと

5. 技術的再発防止策

現状は臨界事故の再発防止を十分図っていると考えますが、更に確実な対応を図る為、以下の改善策を実施していくこととする

- 操作手順の改善
制御棒駆動機構の隔離手順について臨界防止措置を考慮したものに改善する
HCU 隔離弁の管理を厳重にするための施錠措置、HCU 隔離弁の操作に関する注意標示
制御棒駆動機構の隔離操作中は関係パラメータを連続監視する
運転操作要領の制御棒駆動機構の隔離に係る手順の明確化を図る
- 運用管理面の改善
監視に必要な計器及び警報が供用状態にあることを制御棒駆動機構の隔離前に確認することを手順に明記する
試験時の具体的な役割分担を事前に明確化することを規定する
- 設備対策
制御棒駆動系の系統圧力が高くなったことを知らせる警報は、現在差圧の高側と低側が共通であることから、これを分離・識別し、運転員への情報提供の明確化を図る

弁護士3名で構成される社外調査団を組織し、中立的・専門的な立場からの事実の認定に努めた。社外調査団の結論は以下の通り。

発電所緊急時対策所での協議参加者は、発電所長の判断によって誤信号と結論が出されたこともあり、事故に関して本店等に報告した事実は認められない。

発電所緊急時対策所以外の場所でテレビ会議に参加した者も、発電所から説明された結論が誤信号とのことであったため、これを上司等に報告した事実は認められない。また、テレビ会議に参加していなかった本店役職員の中に、事故を認知する者がいたという事情も認められない。

発電所中央制御室にいた当日の当直長や運転員は、発電課長から事故について引継日誌に記載しないように指示されていたため、この事故を本店等に報告した者がいたとは認められない。

今後、当社では、今回究明しました根本的な原因を踏まえて、抜本的な再発防止対策を策定し、4月13日までにご報告させていただきます。

「隠さない風土と安全文化の構築」に向けて、全社をあげて最大限の努力を傾注してまいります。あらためて、地域の皆さま方に深くお詫び申し上げます。

志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告

平成 19 年 3 月 30 日

北陸電力株式会社

目 次

1 . はじめに	1
2 . 調査・検討体制及び調査方法	2
2 . 1 調査・検討体制	2
2 . 2 調査方法	4
3 . 事実関係の把握	5
3 . 1 事故発生に至る経緯	5
3 . 2 意思決定の過程	10
3 . 3 事故後の措置	11
4 . 事故事象の解明	14
4 . 1 制御棒引き抜け挙動の解明	14
4 . 2 炉心挙動の解析	16
4 . 3 被ばく線量の評価	21
5 . 事故発生当時の品質保証体制等の状況	25
5 . 1 目的.....	25
5 . 2 品質保証体制及び作業ルール	25
5 . 3 権限・意思決定のルール	26
5 . 4 コンプライアンスの状況	27
6 . 根本原因の究明	28
6 . 1 臨界事故発生の原因	28
6 . 2 事故を隠し実施すべきことをしなかった原因	29
7 . 技術的再発防止策	31
7 . 1 操作手順に係る改善策の立案	31
7 . 2 設備対策	32
8 . まとめ（隠さない風土と安全文化の構築に向けて）	33
添付資料リスト	34

1. はじめに

当社は、平成 11 年 6 月に、志賀原子力発電所 1 号機の原子炉において臨界に係る事故を起こすとともに、必要な記録を残すことなく、国および自治体に報告しておりませんでした。

今回の事故により、立地地域の皆さまをはじめ、広く社会の皆さまからの信頼を当社自らが失墜させてしまいました。原子力行政への影響も懸念されるような重大な事態を発生させ、かつ報告していなかったことは誠に申し訳なく、深く反省し、お詫び申し上げます。

事故の事実は、経済産業省原子力安全・保安院長の「発電設備に係る点検について」（平成 18 年 11 月 30 日）の指示による当社の点検、調査の中で判明いたしました。

当社は、平成 19 年 3 月 15 日、経済産業大臣より、今回の臨界事故に対して嚴重注意を受けるとともに、本事故の事実関係及びその根本的な原因の究明と早急に実施することができる技術的な再発防止対策を平成 19 年 3 月 30 日までに報告すること、抜本的な再発防止対策を平成 19 年 4 月 13 日までに報告すること、との指示を受けました。

当社は、このたびの指示を真摯に受け止め、志賀原子力発電所 1 号機の定期検査を前倒しして安全の総点検を進めるとともに、今回の臨界事故に関し報告書提出の指示を受けたことを踏まえ、二度とこのような事態を惹起しないという決意のもと、「志賀 1 号機事故調査対策委員会」を設置いたしました。

本委員会は、社長を委員長とし、社外の原子力安全及び法律の専門家の方々にも加わっていただき、事実関係・原因の調査、究明を行うとともに、技術的な再発防止対策を検討し、加えて原子力の品質保証体制の再構築など抜本的な再発防止対策の検討を行っております。

本報告書は、当社がこれまで取り組んでまいりました調査で判明した事実関係、根本原因、および技術的な再発防止対策についてご報告申し上げます。

引き続き、抜本的な再発防止対策について鋭意検討を進め、詳細については、4 月 13 日までに改めて報告させていただく所存です。

2. 調査・検討体制及び調査方法

2.1 調査・検討体制

当社は、経済産業大臣からの指示を受け、「志賀1号機事故調査対策委員会(以下、「本委員会」という。)」を設置するとともに、本委員会の下に3つの部会を設置した。また、弁護士3名による社外調査団を編成することとした。

2.1.1 志賀1号機事故調査対策委員会の設置

平成19年3月16日、本委員会を設置し、事実関係・原因の調査、究明を行うとともに、技術的な再発防止対策の策定、原子力の品質保証体制の再構築などの抜本的な再発防止対策及び設備の安全点検計画について、審議・検討を行うこととした。

本委員会は、永原社長を委員長とし、高田副社長を委員長代理とした。その他、副社長、2常務、原子力推進本部部長及び経営管理部長が委員として参加している。

また、審議・検討の客観性・透明性を確保するため、社外からシステム量子工学、法律を専門とする大学教授2名に委員としてご就任いただき、調査の方法や評価等に対して幅広くご意見をいただいた。

2.1.2 部会の設置

本委員会における審議・検討の実効性を高め、詳細な調査や具体的な対策の検討などを行うため、3つの部会を設置した。

「事実関係・原因究明部会」では、事実関係・根本原因の解明及び技術的な再発防止対策の検討・立案を行い、「再発防止対策部会」では、根本原因を踏まえた抜本的な再発防止対策の検討・立案を行うこととした。また、「設備安全対策総点検部会」では、設備の安全点検計画の策定等を行うこととした。

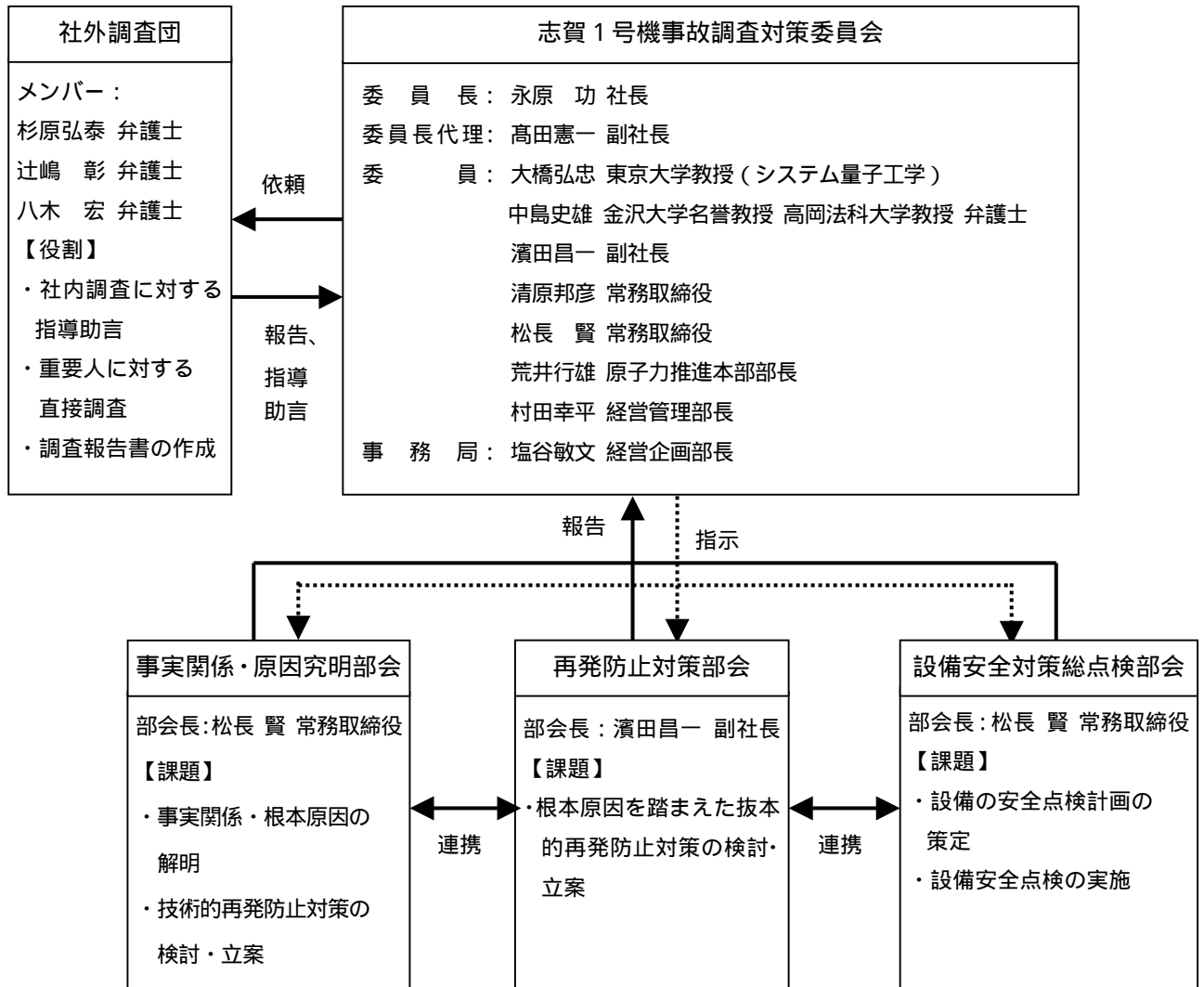
なお、各部会は本委員会の指示・指導の下、それぞれの課題について検討を進めるとともに、相互に緊密な連携をとりながら活動を推進した。

2.1.3 社外調査団の編成

本委員会における審議・検討には正確な事実関係の徹底究明が不可欠であるとの観点から、弁護士3名による社外調査団を編成し、今回の臨界事故が直ちに報告されなかったことについて、中立的・専門的立場から、調査に対して助言・指導をいただくとともに、重要人に対する直接調査を踏まえて、本委員会にその内容を報告いただくこととした。

なお、社外調査団のメンバーは、元大阪高検検事長である杉原弘泰弁護士を団長とし、元検事である辻嶋彰弁護士及び原子力訴訟の代理人を務めるなど原子力関係に詳しい八木宏弁護士にご参加いただいた。

以上の調査・検討体制を下図に示す。



志賀 1 号機事故 調査・対策体制

2. 2 調査方法

今回の調査は以下の方法で事実の確認を行った。

2. 2. 1 聞き取り及び文書類の調査

「事実関係・原因究明部会」を中心に、志賀原子力発電所及び本店原子力部等の関係者に加え、当時、関わりのあったOB・メーカー関係者から、幅広く聞き取り調査を行った。

また、弁護士から構成される社外調査団により、経営層を含む重要な関係者に対する聞き取り調査を行い、中立的・専門的な立場から事実の認定に努めた。

(聞き取り調査総数)

実施主体	対象者	期 間	延べ人数
事実関係・原因究明部会	社員、OB、メーカー	3月16日～25日	147名
再発防止対策部会	社員、OB		59名
社外調査団	役員、社員	3月23日～25日	24名
計			230名

本店原子力部内及び志賀原子力発電所内等に保管されている資料やデータを記した記録紙等の文書類を調査し、その内容を精査・検討した。

(調査した社内資料)

- ・引継日誌（当直長、運転員）（平成11年6月18日）
- ・警報等の印字記録
- ・テレビ会議回線の接続記録
- ・キングファイル（5cm）で約900冊相当 等

2. 2. 2 事象の解明

想定外に制御棒3本が引き抜け、原子炉が臨界状態となったことを重視し、事故に至ったメカニズムの解明や安全性評価等を行うため、制御棒引き抜け挙動解明、炉心挙動解析、被ばく線量評価について、日本原子力技術協会等の協力を得て調査を実施した。

2. 2. 3 根本原因分析

事実確認調査に基づき、事故発生に至る作業項目を時系列的に整理した。また、作業が適切に行われていれば事故発生を防止できたと考えられる作業項目に着目し、なぜ適切に行われなかったかを問題点として洗い出した。

当該事故に関して報告しなかった問題も含め、洗い出した問題点について、その根本的な原因まで踏み込んだ調査・分析を日本原子力技術協会の協力を得て行った。

3. 事実関係の把握

3.1 事故発生に至る経緯

3.1.1 定期検査時の作業管理

定期検査時に実施される各種設備の点検や試運転、試験の際には、工事担当課と関係各課間における作業の通知、予定連絡、及び作業開始、終了時の確認等、様々な事項を管理する必要があるが、志賀原子力発電所では「作業票」によりこれらを行っている。

特に、感電や水漏れ等のトラブルを防止するため、電源の「切」や弁の「閉」といった安全処置を行う必要があり、これらを一般的に「アイソレーション」と呼んでいる。アイソレーションは作業毎に発効する作業票の中にリストアップされ、さらにアイソレーション毎にタグ管理（各機器に状態を記載した札を取り付ける管理）を行っている。また、アイソレーションには、作業に伴う操作スイッチの操作許可や試験条件作成なども含まれる。

工事担当課は作業を実施するにあたり、作業計画を立て、作業内容及びアイソレーションを十分に検討のうえ作業票を発効する。また、作業の重要度に応じて、作業管理体制、作業手順を定めた「作業計画書」を添付する必要がある。

工事担当課が作成した作業票は発電課に送付され、当直長は、作業票に基づき必要な操作計画を立てるとともに、関係各課と打ち合わせを行い、作業内容に係るアイソレーションを改めて検討後実施する。なお、アイソレーションの内容が変わる場合には、その都度、作業票による手続きを行い、発電課がアイソレーションを変更した後に次のステップに進むこととなっている。また、当直長は作業期間中の作業票について作業状況を把握する必要がある。

なお、アイソレーションには作業の実態にあわせて以下の3つの区分が存在する。

発電課による実施：発電課がアイソレーションを実施

工事担当課実施：技術的、物理的理由で工事担当課にアイソレーションを依頼する方が望ましい場合に、当直の監督下において工事担当課が操作を実施

特別承認：他系統への影響がなく、安全が損なわれない範囲で、工事担当課が操作を実施（当直の監督下でない状態での操作）

3.1.2 臨界事故の直接原因となった試験

今回の臨界事故の直接原因となった試験は、電気保修課が担当した「原子炉停止機能強化工事機能確認試験」（以下、「ARI 試験」という。）である。原子炉停止機能強化工事は、アクシデントマネジメント（AM）対策工事の一環として第5回定期検査の期間に実施された特殊な改良工事であり、志賀1号機では初めて実施する試験であった。

本試験を実施するためには、試験の対象となる1本の制御棒を除き残り88体の制御棒駆動系水圧制御ユニット（以下、「HCU」という。）を隔離する必要があることが

ら、電気必修課は作業票を発行し、HCUの隔離弁等について「工事担当課実施」によりアイソレーションすることとした。作業票は電気必修課での検討後に発電課に送付され、発電課でのアイソレーションの検討が行われたが、この際作業票に試験要領書は添付されていなかった。(問題点 :「6.根本原因の究明」における問題点に対応。以下、同じ。)

一方、ARI試験の直前には機械必修課が担当する「制御棒駆動系機能検査(原子炉起動前)」のうちの「単体スクラム試験」が計画されていた。単体スクラム試験は、制御棒を1体ずつスクラムさせ、制御棒の挿入速度を測定する試験であり、中央制御室での単体スクラム操作と現場でのHCUのアクムレータの充填操作を、「特別承認」扱いとし工事担当課員の指示のもとメーカーが実施していた。

なお、制御棒の引き抜き操作についても、原子炉停止中であり燃料取替インターロックで1本しか引き抜けないようになっていたことから、安全上の問題がないため工事担当課員やメーカーの担当者に実施させていた。

3.1.3 試験に用いられた要領書と試験実施前の調整

ARI試験を実施するためにメーカーから電気必修課に「第5回定期検査AM対策工事の内 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書(以下、「ARI試験要領書」という。)」が提出された。ここでは、「(1)試験対象を除いた制御棒(88本)のアクムレータ充填水をブローし」、「(2)試験対象の制御棒を全引き抜きした後に制御棒駆動系駆動水流量を「0」とし」、「(3)試験対象を除いた制御棒(88本)の挿入元弁(101弁)引抜元弁(102弁)及び充填水元弁(113弁)を全閉する」となっており、HCUの隔離弁の操作を1体ずつ行う手順でなかった。また、原子炉への戻りラインを使う運転(以下、「リターン運転」という。)ではなく制御棒駆動系駆動水流量を「0」とする運転(以下、「ノンリターン運転」という。)としており、制御棒駆動系冷却水ヘッダの圧力が高くなると制御棒の誤引き抜きが発生する可能性があることの注意喚起についても記載されていなかった。(問題点、)

一方、「単体スクラム試験」は第1回定期検査より定期検査毎に実施していたもので、この試験要領については平成8年時点で「制御棒駆動機構機能試験標準要領書」(以下、「CRD試験要領書」という。)として標準化され確立していた。ここでは、「(1)試験対象の制御棒を全引き抜きし」、「(2)試験対象の制御棒の単体スクラムを行い」、「(3)スクラムした制御棒のアクムレータを充填する」ことを全89体の制御棒について繰り返す手順としていた。

前述のとおり、「単体スクラム試験」と「ARI試験」は連続して行われることとなっていたことから、二つの試験を効率的に進めるための調整が行われた。なお、この調整において2つの試験の手順をまとめた「複合手順メモ」も作成されていたが、実際には用いられず、連続で実施するための考え方をARI試験に取り入れた形に止まった。

調整は具体的には以下のように行われた。

- a. メーカーから提出された「ARI 試験要領書」及び「CRD 試験要領書」について、工事担当課担当者が内容を確認後、副課長が審査し、課長が承認した。
- b. その後、メーカーは二つの試験を効率的に進めるため「複合手順メモ」を電気保修課担当者に提案した。電気保修課担当者は、「複合手順メモ」を全面的には使わなかったが、発電課定検班、機械保修課へ配布するとともに、その考え方を一部取り入れ、次のように調整した。
- c. まず、機械保修課が ARI 試験の直前に実施する単体スクラム試験において、「アキュムレータに水をチャージする」操作をしないこととし、「1 ノッチ引抜・挿入操作」は ARI 試験側で実施することにした。
- d. それにより、電気保修課が使う「ARI 試験要領書」における「(2)試験対象 CRD を除いた制御棒(88 本)のアキュムレータ充填水をブローする」というステップは事実上「ブロー後の圧力を確認する」ということだけになった。また、これにより当該試験における現場での最初の実操作は「試験対象を除いた制御棒(88 本)の挿入元弁(101 弁)、引抜元弁(102 弁)及び充填水元弁(113 弁)を全閉する」という内容になった。これらの操作については、特に手順書等を作成せず行われており、機械保修課、電気保修課ともこれらの手順内容の変更について承認行為を行っていなかった。(問題点)
- e. なお、この「複合手順メモ」を通じた調整でも制御棒の誤引き抜けを防止する観点での注意喚起が行われた形跡は認められなかった。

3.1.4 試験要領書どおりの操作を行わなかったことによる臨界事故の発生

これまで調査した記録及び関係者の聞き取り調査結果等から、臨界事故は以下のように発生したものと推定される。

平成 11 年 6 月 15 日、CRD 単体スクラム試験の作業票が発電課により発効された。この際、単体スクラム試験時に圧力が変動して「原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報が頻発することを避けるため、警報を除外するアイソレーション(「リフト」と呼ばれる)が実施され、これ以降、冷却水ヘッダの圧力が上昇しても警報が発生しない状態となった。「リフト」は本来ならば単体スクラム試験の終了時に復旧されるべきだが、臨界事故の翌日まで外されなかった。二つの試験が連続で実施されたことから「ARI 試験」で必要な警報が無い状態となったものであるが、ARI 試験要領にも試験の際にこの警報を必要とする記載はなかった。(問題点)

平成 11 年 6 月 17 日、ARI 試験の作業票が発電課により発効された。この作業において、当直長は自らの指揮のもとで工事監理員にアイソレーションを実施させるため、アイソレーションが必要な時にタグを渡すべきであったが、試験に係る「担当課実施」のタグはこの時点で既に電気保修課に渡されていた。(問題点)

平成 11 年 6 月 17 日、20 時 43 分から単体スクラム試験が開始された。当時、原子炉は原子炉圧力容器上蓋及び原子炉格納容器上蓋が取り外されており、原子炉ウェルを満水とした状態であった。また、中性子束モニタについては、中性子源領域モニタ

及び中間出力領域モニタが計測中であったが、平均出力領域モニタについては点検中であった。

翌 18 日の 1 時 34 分、全 89 本の単体スクラム試験が終了し、1 時 57 分頃から、最も挿入速度の遅い 2 本の制御棒について、アキュムレータ圧力を最低圧力の約 11MPa とした状態での単体スクラム試験を実施し、2 時 8 分頃、単体スクラム試験が全て終了した。

一方、ARI 試験の関係者は、単体スクラム試験が終了するのを待っていたが、単体スクラム試験の終了が近づいた 1 時 44 分～50 分間に管理区域内に入域した。2 時 8 分頃の単体スクラム試験の終了後、中央制御室において、運転員は電気係員に単体スクラム試験が終了したので、ARI 試験を実施して良いと伝えた。聞き取り調査の結果では、ARI 試験の関係者と当該の運転員は事前に打合せを行っておらず、作業票にも試験要領書が添付されていなかったことから、運転員は電気係員が行おうとしている具体的な操作内容を把握していなかった。(問題点)

運転員の了解を受け、中央制御室の電気係員が試験対象の制御棒[14-31]を全引き抜きするための準備をしていたところ、現場の電気係員とメーカー作業員が現場における最初の実操作、すなわち、試験対象を除く 88 本の制御棒駆動機構の隔離弁(101 弁、102 弁)の全閉操作を開始してしまった。この操作は、「ARI 試験要領書」では、試験対象の制御棒[14-31]を全引き抜きとし、駆動水流量を「0」とした後に行う必要があった。(問題点)

101 弁、102 弁の全閉操作は 4 名で同時に行い、まず南側の HCU を隔離し、引き続き北側の HCU の隔離を開始した。隔離操作が始まった後の 2 時 11 分頃、中央制御室では[14-31]を全引き抜きする前の 1 ノッチ引抜・挿入操作が行われていたが、この時点で冷却水ヘッド圧力の上昇が始まっていたため、制御棒の駆動は正常に行われなかった。

現場での隔離が進むにつれ、冷却水ヘッド圧力の上昇は継続し、流水音が大きくなるとともに、現場での弁操作が重くなり両手で操作しないと動かなくなっていたが、操作した電気係員とメーカーの作業員は制御棒の引き抜けについての知識がなく異常と判断しなかった。

当直長以下の運転員はこの時点で HCU の隔離操作が行われていることを認識しておらず、従って制御棒駆動系の駆動水流量や冷却水ヘッド圧力の監視等は実施していなかった。また前述のとおり、「原子炉・CRD 冷却水ヘッド間差圧高/低」警報が発生しないようになっていたため、制御棒の誤引き抜けの発生する可能性がある圧力まで上昇していたにも拘らず、だれも認識することができなかった。

2 時 17 分に最初の制御棒の引き抜けが始まり、最終的に 3 本の制御棒([30-39]、[26-39]、[34-35])が引き抜け、2 時 18 分に原子炉が臨界となり、同時刻に中間領域モニタ高高信号により原子炉の自動スクラム信号が発生した。

3.1.5 臨界時の対応

運転員はスクラム警報が発生した時点で初めて異常に気付き、当直長は運転員に制御棒の状況、中性子束、及び、放射線モニタ等の関係パラメータを確認させた。本来なら制御棒が緊急挿入されるどころ、ARI 試験の途中だったためにアキュムレータが充填されておらず、また挿入元弁（101 弁）が閉められていたため、制御棒は緊急挿入されなかった。当直長は、電気保修課が実施していた操作の内容を確認し、それまで実施していた制御棒駆動機構の隔離操作が原因と判断し、2 時 25 分、現場の電気保修課員に弁の復旧を指示した。

現場では、当直長の指示により、全制御棒の挿入元弁（101 弁）引抜元弁（102 弁）の開操作を実施し、引き抜けた 3 本の制御棒の 101 弁、102 弁が開いたことにより、制御棒駆動水系の圧力が制御棒駆動機構に加わり、制御棒の挿入が始まった。

最終的には 15 分後に制御棒が挿入され原子炉は未臨界状態となった。

事象発生時の記録計チャート、関係者が個人的に保管していたプロセス計算機の記録及び過渡現象記録装置出力帳票から確認された時系列は以下のとおりであった。

平成 11 年 6 月 18 日

- ・ 2 時 17 分 27 秒 制御棒が引き抜け始めた。
- ・ 2 時 18 分 41 ~ 43 秒 「SRM 炉周期」が 11 秒と短くなり、更に計測範囲を逸脱し、かつ「SRM 高」が発生し、原子炉が臨界に達した。
- ・ 2 時 18 分 44 秒 「IRM 高高 / 動作不能」「原子炉自動スクラム」により原子炉緊急停止条件が成立し、「原子炉スクラム」信号が発生した。
- ・ 2 時 18 分 45 秒 IRM の各チャンネルが表示範囲を逸脱した。
- ・ 2 時 18 分 53 ~ 54 秒 制御棒 [30-39] が 20 ポジション位置、制御棒 [26-39] が 16 ポジション位置、制御棒 [34-35] が 08 ポジション位置にあることを確認した。
- ・ 2 時 18 分 53 ~ 57 秒 「SRM 炉周期」が正常復帰し、20 秒以上になり、中性子束の上昇が緩やかになった。
- ・ 2 時 24 分 28 秒
 ~ 26 分 48 秒 IRM の各チャンネルが順次正常復帰していることから、IRM のレンジを上げて可視範囲とし、運転員が中性子束を確認したと考えられる。また、「IRM 高高 / 動作不能」が「正常復帰」し、原子炉緊急停止信号発生レベルより低下した。
- ・ 2 時 32 分 19 秒 「SRM 炉周期」がレンジ逸脱し、「SRM レベル」が 9.90×10^4 cps に低下したことから、制御棒の挿入に伴い未臨界状態に向けて中性子束が低下し始めた。また、同時期に IRM レベルも低下している。
- ・ 2 時 33 分 00 秒 引き抜けた制御棒 3 本が全挿入した。

3.2 意思決定の過程

3.2.1 事故発生に関する発電所関係者への第一報

スクラム警報が発生し、初めて異常に気付いたとき、中央制御室には、当直長以下4人の運転員がいた。事故発生から、現場状況及び電気保修課が実施していた操作内容等を確認し、制御棒を挿入するまで、約15分を要した。

当直長は、一連の初期対応を終えた後、発電課長に連絡した。発電課長は所長以下関係者に連絡し、関係者が発電所の緊急時対策所に集合したが、既にその時点で事故発生から、外部への第一報の目安である30分を大幅に経過していたと思われる。(問題点)

緊急時対策所に集まった者として特定されたのは、所長以下14名であった。なお、その他にも出席者がいたという証言がある。

3.2.2 緊急時対策所での協議内容

緊急時対策所において、発電課長から以下の状況説明及び事実確認が行われた。

- ・原子炉停止機能強化工事の機能確認試験の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、想定外に制御棒が数本引き抜け中性子束(IRM)高高で、スクラム信号が発信された。
- ・制御棒全挿入までにかなり時間を要した。
- ・現在、制御棒が全挿入され原子炉は安定に停止している。

3.2.3 事故に対する関係者の認識

出席者は各自の専門知識の違いもあり、この事象に対する理解は様々であった。全員が「臨界」が起きたとの認識ではなかった。

しかし、原子炉停止中に制御棒が落ち、中性子束が上昇するという大変な事が起きたとの認識が多くの関係者にあった。(問題点)

3.2.4 対応策の検討と意思決定

事実確認の後、対応策の検討に入ったが、多くの出席者は、この件を報告した場合の重大さを十分認識していたと思われる。

すなわち、志賀2号機がおよそ2ヶ月後の平成11年9月に着工を控えており、今回の事故が外部公表となれば着工が延期されることは容易に予想された。

また、事故発生4日前の平成11年6月14日、非常用ディーゼル発電設備のクランク軸にひびが発見され、この事象の対策に追われていた真最中であり、1号機立ち上げの目処が全く立っていない状況にあった。

こうしたなかで、「ノイズの可能性があるので」との発言(発言者不明)がある一方、技術課担当からは、「臨界ではないか」との発言もあった。(問題点)

最終的には、「この事象が外部に出ると2号の工程に遅れがでる」との意見もあり、所長は、社外に報告しないことを決断した。(問題点)

なお、次長(炉主任)は、所長に「報告すべき」という意見具申する役割を果たさず、

公表しないことに反対しなかった。

その後、発電所と本店原子力部、東京支社、石川支店間でテレビ会議が行われた。

テレビ会議では、発電所の考えとして、「制御棒が過挿入により、位置不明の表示となったこと」「何らかのノイズにより IRM に信号が入ったこと」「実際に出力が上がっていないことから、連絡対象でないこと」が説明され、誤信号であったとの結論が報告された。

発電所からの上記報告に対し、異論が特に出されることはなく、テレビ会議は終了した。(問題点)

このことから、発電所の意思決定に対する本店の関与は認められなかった。

また、当時の経営層については、本人からの聞き取り調査の結果、本事実についての認識はなく、また他の証言からも関与は認められなかった。

3.2.5 事故記録の改ざん

発電課長は、発電所中央制御室に行き、当直長らに対し、本事故は誤信号であるから、当直長及び運転員の引継日誌に本事故に関する記述をしないように指示した。その結果、当直長及び担当運転員は、引継日誌に本事故に関する事項を記載しなかった。

また、本事故を隠すため、炉心中性子束モニタ (SRM、IRM) の記録計チャートには「点検」と記載しているが、その記載時期及び関与者は不明である。

緊急時対策所での協議の際に、中央制御室から切り取られてきた警報等印字記録 (アラームタイパー) は、本来保管されるべきものにもかかわらず、そのコピーが個人的に保管されていたのみであり、その原本は所在不明となっている。その関与者については不明である。

3.3 事故後の措置

事故発生後、事故状況の把握、原因調査及び再発防止対策等の検討、措置が必要である。これらの必要な検討、対応に対し、何が行われていたかを、当時の状況を知っていると思われる社員 22 名に対し、当時取った措置について聞き取り調査を行うとともに、記録の有無の確認を行った。

その結果、事故の解明、原因調査、再発防止対策等の必要な検討・措置に関し、個々人が自ら成し得る範囲において個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応は行われなかった。(問題点)また、事故の原因となった試験については、手順を改訂の上、3日後に実施していた。

3.3.1 状況把握

事故発生直後、運転員は、原子炉スクラム後の操作確認、作業状況の確認、現場の重点パトロールを行う必要がある。また、事故発生の連絡を受け、緊急時対策所に参集した関係者は、運転員への助言や社内外への連絡等のため、事故状況を正確に把握する必要があった。

調査の結果、運転員は、原子炉周りの状況把握を行うとともに、速やかに作業状況

の把握を行い、適切に発電課長に連絡していたが、現場の重点パトロールは行っていなかった。

また、技術課担当は、原子炉の詳細なパラメータから、臨界状態となったことを確認していた。

3.3.2 事故発生直後の影響調査

事故発生直後、運転員及び安全管理課員は、エリア放射線モニタの指示値の変化、作業員の被ばく評価、放射性物質の環境への放出量を評価する必要があった。

調査の結果、運転員及び安全管理課員は、事故直後に、エリア放射線モニタ等の指示値に有意な変化がないことを確認した。安全管理課員は、通常管理業務の中で、作業員に異常な被ばくがないことを確認していたが、中性子による被ばくの評価は行っていなかった。また、環境への放射性物質の放出については、事故直後に安全管理課副課長が通常管理でよいと判断した上で、通常管理業務において異常な放出がないことを確認していた。

3.3.3 設備健全性評価

(1) 燃料の健全性

事故後、燃料の健全性を確認し、継続使用の可否を判断する必要があり、このためには、出力変化や燃料エンタルピ等の評価、炉水分析による燃料破損の有無の確認を行うとともに、必要により、燃料集合体の外観検査を行うべきであった。

調査の結果、技術課長の指示もあり、技術課担当は、IRM 挙動から算出した炉周期から反応度を求め、安全解析結果と対比して燃料エンタルピを評価し、燃料の健全性に問題はないと結論付けて技術課長に報告していた。ただし、計算を誤り、過小評価を行っていた。

また、安全管理課副課長は、炉水の分析により、短半減期核種のマンガン 56 が検出されたことで臨界になったことを確信したが、核分裂生成物の濃度に異常がないことから燃料に破損がないと判断していた。

(2) 制御棒、制御棒駆動機構、HCU の健全性

事故発生後、制御棒、制御棒駆動機構、HCU について、機能試験により機能上問題がないことを確認するとともに、必要に応じて、分解点検等の詳細点検を実施し、故障等がないことを確認する必要があった。

調査の結果、制御棒の外観点検や各機器の分解点検までは実施していないものの、再試験時又は通常定期検査時の試験として、単体スクラム試験、常駆動試験、ストールフロー試験等を実施し、制御棒が正常に動作することを確認していた。

なお、制御棒の外観点検や各機器の分解点検については、第6回定期検査以降行われている。

3.3.4 原因調査、再発防止対策、水平展開

制御棒引き抜けが発生した原因を調査し、再発防止対策を策定、実施するとともに、類似作業においても制御棒の引き抜けが生じないよう水平展開方策を策定、実施する必要があった。

調査の結果、原因を詳細に検討したという事実は確認されなかったものの、制御棒引き抜けの再発防止のため、隔離前後の CRD 系統の流量・圧力の確認及び系統圧力流量調整弁全閉後、前後弁を閉とし、確実に流量を 0 とすることや HCU の隔離を 1 体毎にすることを手順に加えており、系統圧力の上昇が制御棒引き抜けの原因であると推定したものと推測される。

また、水平展開として、制御棒駆動系の隔離時には、リターンラインを構成するよう、運転指示として当直長間で引継ぎが行なわれていた。

4 . 事象の解明

4 . 1 制御棒引き抜け挙動の解明

4 . 1 . 1 目的

第5回定期検査の「ARI機能検査」時に行った操作により制御棒引き抜け事象が発生したメカニズムを明確にするとともに、この事象をモックアップ試験により再現・検証する。

4 . 1 . 2 制御棒の引き抜け事象が発生した推定メカニズム

制御棒が引き抜けたメカニズムは以下のとおりと推定される。

制御棒駆動機構の隔離前は、駆動水流量は125 / minであり、制御棒駆動系原子炉耐圧テスト止め弁(036弁)は開けられておらず、原子炉への戻りラインは構成されていなかった。この状態で、試験を行う制御棒駆動機構以外の水圧制御ユニットにおいて、制御棒駆動系挿入配管隔離弁(101弁)および制御棒駆動系引抜配管隔離弁(102弁)を順次閉止する隔離操作が行われたことにより、冷却水ヘッダ圧力が徐々に上昇した。

冷却水ヘッダ圧力の上昇に伴い、挿入配管側には制御棒を押し上げる方向に冷却水の水圧が加わった。また、引抜配管側についても、オリフィス付き制御棒駆動系排水逆止弁(038A弁、038B弁)と制御棒駆動系常駆動切換弁(121弁)を通過した冷却水により加圧されていった。

挿入側の押し上げ力が制御棒の重量に打ち勝つためには、原子炉と冷却水ヘッダの差圧(以下、「冷却水ヘッダ差圧」という。)約0.5MPa以上が必要であるが、引抜配管側からの押し下げ力も加わるので、冷却水ヘッダ差圧が約0.7MPa以上となった場合に制御棒が挿入側に移動する可能性がある。また、コレットフィンガは冷却水ヘッダ差圧が約0.7MPaでばね力に打ち勝ち移動し始め、約1.0MPaで上端位置に保持される。

この状態で101弁を閉止すると、挿入配管からの冷却水圧力が無くなり、引抜配管からの冷却水が、コレットフィンガを押し上げたまま制御棒を引き抜き側に押し下げるために制御棒が引き抜ける。

以上より、制御棒の引き抜けが発生する冷却水差圧の状況を推定すると以下のようになる。

冷却水ヘッダ差圧 約0.7MPa以下の場合

制御棒が過挿入とならず、またコレットフィンガも押し上げられないので、ラッチは外れず引き抜きは発生しない。

冷却水ヘッダ差圧 約0.7～約1.0MPaの場合

制御棒が過挿入となり、コレットフィンガも押し上げられラッチが外れるので、引き抜けが発生する可能性がある。なお、コレットフィンガの位置によっては再

ラッチする可能性もある。

冷却水ヘッダ差圧約 1.0MPa 以上の場合

制御棒が過挿入となり、コレットフィンガも上端位置にあるので、引き抜けが発生する可能性がある。

制御棒の引き抜け動作は、引抜配管の圧力が約 0.7MPa まで下がりコレットフィンガが元の位置に戻りラッチされるまで継続することから、スクラム信号によりスクラム出口弁（127 弁）が開動作するか、102 弁が閉止することで圧力が下がり、コレットフィンガがラッチして引き抜けが止まったと推定される。なお、引き抜けた制御棒は、101 弁が閉止されているため、スクラム信号が発生し、制御棒駆動系スクラム入口弁（126 弁）および制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）が開動作しても、水圧制御ユニットアキュムレータの圧力の有無にかかわらず当該制御棒のスクラム挿入はできない状態であった。

この状態から 101 弁、102 弁を開ければ、挿入配管からの冷却水圧力が加わり、制御棒が挿入される。

4.1.3 モックアップによる確認

(1) 方法

メーカーの工場において、志賀 1 号機と同一型式の試験用高速型制御棒駆動機構により、以下のとおり今回推定したメカニズムどおりの動作となるか、再現・検証を行う。

また、炉心挙動解析に適用する引き抜け速度評価モデルの妥当性を検証するため、冷却水ヘッダ差圧及び制御棒引き抜け速度を実測する。

冷却水ヘッダ差圧が高い状態を模擬し、101 弁、102 弁両弁開状態から、101 弁のみを閉止することにより、同様に制御棒が引き抜かれる事象が発生するか確認する。

の状態が確認された後、以下の 2 ケースにより制御棒が停止することを確認する。

ケース 1：102 弁を閉止する。

ケース 2：102 弁開状態で制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）を開する。

の状態が確認された後、以下の 2 ケースにより制御棒が挿入されることを確認する。

ケース 1：102 弁を開状態とした後、101 弁を開状態とする。

ケース 2：102 弁開状態、制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）の開状態で、101 弁を開状態とする。

(2) 結果

モックアップ試験の結果から、今回推定した以下のメカニズムどおりの動作となり、再現性が検証できた。

また、引き抜け速度評価モデルの妥当性を検証するため、冷却水ヘッダ差圧及び制御棒引き抜け速度を実測した。

冷却水ヘッダ差圧が高い状態で 101 弁を閉止すると制御棒が引き抜ける事象が発生する。

この状態で 102 弁を閉止するか制御棒駆動系スクラム出口弁(127 弁)が開となると、制御棒の引き抜けが停止する。

その後、制御棒駆動系スクラム出口弁(127 弁)が開の状態、101 弁、102 弁を開ければ、制御棒が挿入される。

4.2 炉心挙動の解析

4.2.1 目的

志賀 1 号機第 5 回定期検査中の臨界事故時に引き抜けた制御棒周りに装荷していた燃料集合体(以下、4.2 では「当該燃料集合体」という。)については、その後燃料漏えいはなく健全に使用を終えているが、ここで、事故当時の炉心挙動の解析を行うことにより反応度、原子炉出力等の経時変化を把握するとともに、解析の結果から燃料の健全性の評価を行う。また、使用済燃料貯蔵プールで貯蔵している当該燃料集合体の外観点検を行い、実際に燃料の健全性について確認する。

4.2.2 反応度評価並びに出力及び燃料健全性の解析・評価

(1) 方法

志賀 1 号機第 5 回定期検査中の臨界事故時の炉心状態を解析・評価するに当たり、事故当時の制御棒の引き抜け速度、原子炉冷却材温度等を入力条件として設定する。これを基に解析コード(プログラム)を用いて炉心挙動解析を実施し、制御棒の引き抜けにより投入された反応度、出力変化から、その時の燃料エンタルピ(燃料ペレットの持つ熱量)を求め、燃料の健全性を評価する。

燃料の健全性については、解析結果の燃料エンタルピを「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に定める燃料の許容設計限界及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に定める P C M I 破損しきい値のめやすと比較することによって評価する。

(2) 解析条件

評価は、原子炉設置許可申請書の安全解析で使用している許認可解析コードを用いて実施し、原子炉設置許可申請書の安全解析結果との比較も行う。

a. 解析コード

使用する解析コードは以下のとおり。

	解析コード名
引抜き制御棒反応度算出	三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード
事象進展の解析	反応度投入事象解析コード (APEX)
燃料エンタルピの解析	単チャンネル熱水力解析コード (SCAT)

b. 主要入力条件

解析で使用する、炉心燃料配置、冷却材温度等の入力データとしては、事故当時の値が明らかなものについてはその値を用いるとともに、制御棒引き抜け順番や引き抜け速度等、値が明らかでないものについては、想定できる範囲内で解析結果を厳しくする値を用いる。

解析結果に大きな影響を与える、制御棒の引き抜け順番及び引き抜け速度については、以下の考え方により設定した。

制御棒の引き抜け順番の考え方

- ・引き抜けた3本の制御棒の停止位置は制御棒[26-39]が16ポジション、制御棒[30-39]が20ポジション、制御棒[34-35]が8ポジションであった。
- ・上記3本の制御棒は、スクラム直後に行った制御棒位置確認により、引き抜けが確認されたものであり、それ以外の制御棒は全挿入状態であったことから、引き抜けていた制御棒は上記3本のみである。
- ・1本目の制御棒が引き抜け始めたことにより、「全制御棒全挿入信号」が「NO」となった。
- ・この制御棒は、作業員が102弁を閉めたことにより引抜配管の圧力が下がり、停止したものと推定される。
- ・制御棒[34-35]の停止位置(8ポジション)は他と比較すると高い位置であるため、102弁閉によるものではなく、原子炉スクラム信号発信、スクラム弁開により系統圧力が急降下したため停止した可能性が高く、3本目に引き抜けたと仮定。
- ・2本目の制御棒がどの時点で引き抜け、停止したかはわからないため、解析結果を厳しくする(臨界近傍での反応度添加率を高くする)よう制御棒[34-35]と同様に原子炉スクラム信号により停止したものと仮定。
- ・制御棒[26-39]と制御棒[30-39]のどちらが先に引き抜けた制御棒かが不明なため、解析結果を厳しくする(臨界近傍での反応度添加率を高くする)観点から、

制御棒[30-39]が最初に引き抜けたものと仮定。

以上のことから、制御棒[30-39]が最初に引き抜けて「全制御棒全挿入信号」を「NO」とし、制御棒[26-39]は制御棒[34-35]と共に引き抜けて原子炉スクラム信号により停止したとして解析を行う。

引き抜け速度の考え方

- ・原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧から制御棒引き抜け速度を算出する評価モデルを構築した。
その評価モデルによる評価値を「4.1.3 モックアップによる確認」によって得られた実測値と比較した結果、構築した評価モデルが保守性を有することが確認された。
- ・事故発生時の原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧は特定困難なことから、想定される最大値である約 13MPa(制御棒駆動水ポンプミニマムフロー運転時のポンプ吐出圧力) を事故発生時の差圧と仮定するとともに、全制御棒の工場出荷試験時の流路抵抗実測値(平均値) を用いて、評価モデルにより制御棒引き抜け速度を計算した結果、47mm/ s となった。
また、引き抜けの発生した 3 本の制御棒について至近の定期検査時(第 2 回定期検査時) の流路抵抗測定結果を条件として引き抜け速度を計算した結果、それぞれ約 45mm/ s 台[26-39]、47mm/ s 台[30-39]及び約 48mm/ s 台[34-35]となり、その平均は約 47mm/ s であった。
- ・このため、解析では、制御棒引き抜け速度として 47mm/ s を用いることとした。

(3) 結果

事故発生前、原子炉の実効増倍率は約 0.956 であった。

制御棒[30-39]の引き抜けにより、全制御棒全挿入信号が「NO」となり、その後 102 弁閉止により制御棒[30-39]は停止位置 20 ポジションで停止した(解析条件) 。この時原子炉は未臨界であった。

その後、制御棒[26-39]及び[34-35]の 101 弁が順次閉止されたことにより、それぞれの制御棒の引き抜けが始まった(解析条件) 。これにより原子炉の実効増倍率は臨界点である 1.0 に到達した。この時の原子炉出力は定格出力の約 10^{-6} %程度と推定した。その後、さらに臨界点を超えて臨界超過となり、原子炉出力は増加し始めた。

IRM(レンジ 1) 高高の設定値を超えたため、原子炉スクラム信号が発信し、これにより制御棒[26-39]及び[34-35]はラッチされ制御棒の引き抜けは停止した(解析条件) 。引き抜け停止時刻は、最も遅れた場合で原子炉スクラム信号発信の約 3.2 秒後である(解析条件) 。

a . 事故時の整定出力を基に超過反応度を求めた場合

臨界事故発生後の整定原子炉出力を基に算出した超過反応度 0.5% k を用いて許認可解析コードにより解析した結果は以下のとおり。

炉心平均中性子束は原子炉スクラム信号発信後約 6 秒で定格値の約 2 %まで上昇し、これに伴う燃料ペレット温度の上昇によるドップラ効果の自己制御性が働き、負の反応度フィードバックが加わって降下し始めた。

燃料エンタルピーの最大値は約 93kJ/kgUO₂ [約 22cal/ g UO₂] となり、4 . 2 . 2 (1) に述べる判断基準を満足していることから、燃料が健全であることが確認された。

また、今回の臨界事故では、浸水燃料の存在を仮定しても浸水燃料の破損は生じない。

b . 冷温臨界試験の結果から超過反応度を求めた場合

第 6 サイクル初期に実施した冷温臨界試験の結果を基に算出した超過反応度 0.789% k を用いて許認可解析コードを用いて解析した結果は以下のとおり。

炉心平均中性子束は原子炉スクラム信号発信後約 2 秒で定格値の約 15%まで上昇し、これに伴う燃料ペレット温度の上昇によるドップラ効果の自己制御性が働き、急激な負の反応度フィードバックが加わって即時に降下し始めた。原子炉スクラム信号発信から約 15 秒後には炉心平均中性子束は定格値の 1%を下回り、その後も低下し整定した。

燃料エンタルピーの最大値は約 171kJ/kgUO₂ [約 41cal/ g UO₂]、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分の最大値は約 52kJ/kgUO₂ [約 13cal/ g UO₂] となり、4 . 2 . 2 (1) に述べる判断基準を満足していることから、燃料が健全であることが確認された。

また、今回の臨界事故では、浸水燃料の存在を仮定しても浸水燃料の破損は生じない。

以上 a . 及び b . の解析結果と事故当時使用していた高燃焼度 8 × 8 燃料の採用に係る原子炉設置変更許可申請書での安全解析結果との比較を次表に示す。

安全解析結果の比較（許認可解析コードによる解析結果）

		投入制御棒 反応度 [% k]	制御棒 引き抜き速度 [mm/ s]	燃料エンタルピの 最大値 [kJ/kgU O ₂] ([cal/ g U O ₂])		ピーク出力部 燃料エンタルピの 増分の最大値 [kJ/kgU O ₂] ([cal/ g U O ₂])	
				解析値	判断基準	解析値	判断基準
今回の事故 の解析	a	約0.5	47	約 93 (約 22)	-	-	-
	b	約0.789		約171 (約 41)		約 52 (約 13)	
安全 解析	起動時の制御 棒の異常な引 き抜き	約0.5	91	約126 (約 30)	385 ^{*1} (92) ^{*1}	- ^{*2}	(a) ^{*3}
	制御棒落下	1.5	950	約830 (約198)	963 (230)	- ^{*2}	-

* 1 : ペレット燃焼度 40Gwd/t 未満

* 2 : 「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」は、燃料集合体最高燃焼度 55,000MW d / t を目標とした高燃焼度燃料の安全審査以降に適用

* 3 : (a) ; ペレット燃焼度 25Gwd/t 未満の場合 : 460(110)、
ペレット燃焼度 25Gwd/t 以上 40Gwd/t 未満の場合 : 355(85)

安全解析のうち「運転時の異常な過渡変化」の解析の一つである「起動時の制御棒の異常な引き抜き」では、最大制御棒価値の制御棒が最大引き抜き速度で1本引き抜かれるとしている。今回の事故は3本の引き抜きであったが、中間位置で停止したこと、最大価値の制御棒ではなかったこと、引き抜き速度も小さかったことから、超過反応度の設定によっては燃料エンタルピが起動時の制御棒の異常な引き抜きの解析結果を超えたものの、過渡変化の判断基準を満足していた。

さらに、安全解析では「事故」の解析の一つとして「制御棒落下」の解析を行っているが、今回の事故は制御棒落下の解析結果および判断基準も満足していた。

4.2.3 燃料集合体外観点検

(1) 方法

当該燃料集合体（高燃焼度 8 × 8 燃料）は、事故発生後、第 10 回定期検査までの各定期検査時に原子炉から順次取り出され、現在は、全て使用済燃料貯蔵プールに貯蔵している。

これら燃料集合体について、燃料棒表面に付着したクラッド^(注)を除去し、水中テレビカメラを用いて外観点検を実施する。

(注)クラッドとは、原子炉冷却中において、配管系の金属材料の腐食によって生ずる腐食生成物のうち、水に溶けない金属酸化物の総称である。

(2) 結果

事故当時相対出力の大きかったと思われる燃料集合体から順に9体、燃料集合体外観点検を行い、その結果、燃料棒及び燃料棒以外の構成要素に、著しい損傷、変形及び腐食は認められなかった。

4.3 被ばく線量の評価

4.3.1 目的

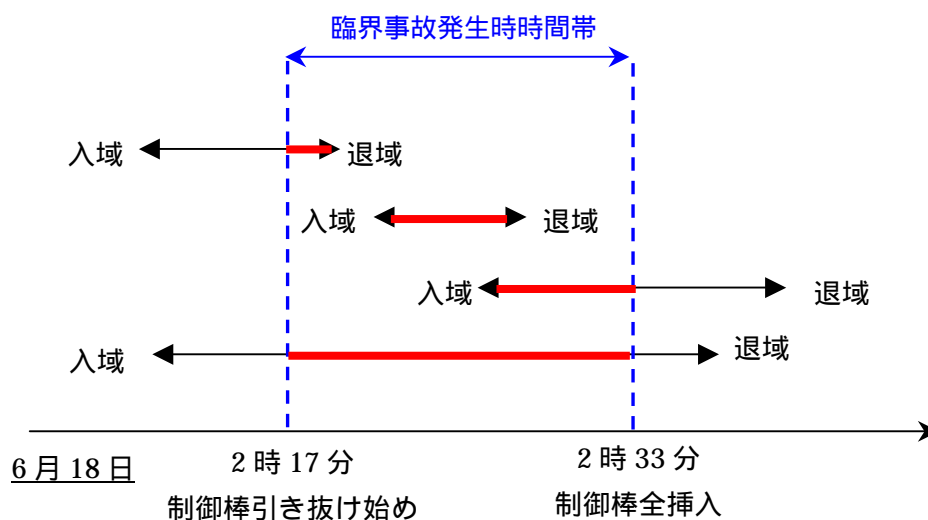
臨界事故発生時に管理区域内に滞在した放射線業務従事者に有意な被ばくがあったのか、また、一般公衆に対する影響があったのかを調査する。

4.3.2 放射線業務従事者に係る調査

(1) 管理区域滞在者の被ばく線量の確認

a. 管理区域滞在者の確認

放射線管理計算機に保存されている放射線業務従事者の管理区域出入実績から、臨界事故が発生した時間帯（制御棒が引き抜け始めた2時17分から全制御棒が全挿入となった2時33分まで）に管理区域に滞在していた放射線業務従事者（以下「管理区域滞在者」という。）を確認した結果、制御棒駆動機構の試験に係る電力社員2名とメーカー作業員2名、及びその他の作業に従事していた2名の計6名であった。



臨界事故発生時の管理区域滞在者の例

b . 管理区域滞在者の 線による線量の確認

管理区域滞在者の線量のうち 線による線量について、放射線業務従事者が管理区域に立ち入る都度携行する警報付ポケット線量計（以下「APD」という。）の測定値により確認した結果、全員が0.00mSvであった。

c . 管理区域滞在者の中性子線による線量の確認

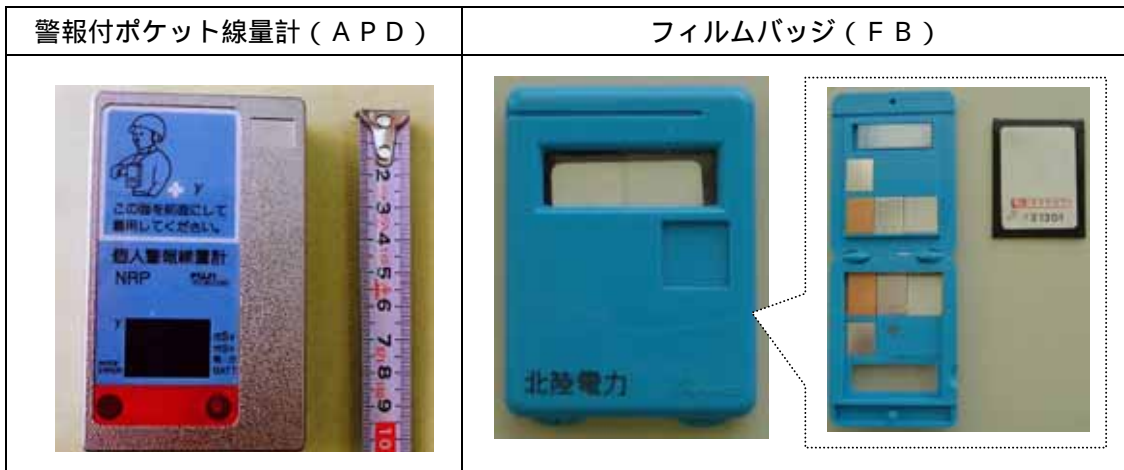
中性子線については、100%出力運転中であっても、通常人が立ち入る場所の線量率は測定下限（0.001mSv/h）未満であり、その被ばくを考慮する必要はない。

しかし、臨界事故発生時には、原子炉压力容器及び原子炉格納容器の上蓋が取り外されており、原子炉建屋4階原子炉ウェル周りには原子炉を直視できる位置があったこと、また、原子炉格納容器の所員用エアロック等が開放されており、原子炉格納容器内に立ち入ることが物理的に可能であったことから、原子炉建屋4階及び原子炉格納容器内では中性子線による被ばくのおそれがあった。

そのため、管理区域滞行者6名が当該場所に立ち上がったかどうかについて、管理区域入域時の作業件名及び聞き取りにより確認した結果、原子炉建屋4階及び原子炉格納容器内に立ち入っていないことが分かった。

また、管理区域滞行者はフィルムバッジを着用しており、熱中性子線による線量は測定できるため、平成11年6月のフィルムバッジ測定算定記録を確認したところ、当該の6名の熱中性子線による線量は全て検出限界未満（X）であった。

以上の結果より、中性子線による被ばくのおそれはないと考えられる。



（2）中性子線による被ばくを仮定した場合の線量評価

APDは 線による線量を測定できるが、中性子線による線量は測定できない。また、フィルムバッジも熱中性子線による線量は測定できるが、速中性子線による線量を測定できない。

そのため、管理区域滞行者が中性子線による被ばくをしていたと仮定した場合の線

量を以下のとおり推定した。

管理区域滞在者の線による線量は、APD による測定で 0.00mSv であることから、保守的に 0.005mSv 未満であったとする。(APD は、0.005mSv 未満は「0.00」の表示となる。)

中性子線による線量は、中性子線と線の線量率の比率(以下、「n/比」という。)を線による線量に乗じて算出する。なお、評価に用いる n/比は、運転中に原子炉施設において実際の中性子線量率を測定でき、かつ、n/比が高い所員用エアロック前の 20 を用いる。

(実測値を用いているため、実際の中性子エネルギーにおける比率であり、熱中性子及び速中性子による線量を評価することになる。)

その結果、中性子線による被ばくを仮定した場合であっても線量は 0.1mSv (= 0.005mSv × 20) 未満となり、検出限界値(標記は「X」)であることから、中性子線による線量を含めた評価線量は「X」と推定される。(評価線量の算出にあたって「X」は数値として加算されない)

線による線量 (APD による測定値)	中性子線による線量 (n/比による計算値)	評価線量
「X」 (0.005mSv 未満)	「X」 (0.1mSv 未満)	「X」

4.3.3 一般公衆に係る調査

(1) 放射性希ガスに係る確認

臨界事故により燃料が破損し、燃料被覆管の中から希ガスが漏えいした場合には、原子炉建屋 4 階から換気空調系を經由して排気筒から環境へ放出されるおそれがあるため、排気筒モニタ及び敷地境界に設置されているモニタリングポストの指示値を確認した結果、指示値に変動はなく、臨界事故に起因した希ガスによる外部への影響はなかった。

(2) 放射性よう素に係る確認

臨界事故により燃料が破損した場合は、放射性よう素が排気筒から環境へ放出されるおそれがあるため、排気筒のチャコールフィルタにて 1 週間(臨界事故発生日を含む 6 月 16 日から 22 日)捕集した放射性よう素の測定値を確認した結果、検出限界未満であり、臨界事故に起因した放射性よう素による外部への影響はなかった。

(3) 直接線・スカイシャイン線に係る確認

臨界事故により原子炉建屋から放出される直接線・スカイシャイン線による一般公衆に対する影響を以下のとおり確認した。

炉心挙動解析結果から得られた原子炉出力（ピーク値）をもとに、臨界事故時の原子炉建屋4階及び原子炉格納容器外側における線量率を評価する。

直接線については、原子炉建屋から放出された放射線が直接評価点に到達するものであり、原子炉格納容器外側にて評価した線量率から敷地境界までの距離（最短で約450m）による減衰補正を行い、評価点での線量率を求める。

なお、保守的に原子炉建屋原子炉棟のコンクリート壁による遮へい効果は考慮しない。

スカイシャイン線については、原子炉建屋から放出された放射線が上方の空気で散乱され評価点に到達するものであるが、評価点での線量率は保守的に原子炉建屋4階における線量率と同じと仮定する。

線量率評価のベースとなっているピーク出力状態が、制御棒が引き抜け始めた2時17分から全挿入となった2時33分までの15分間継続していたと仮定して、上記、にて求めた線量率から直接線・スカイシャイン線による線量を求める。

その結果、直接線・スカイシャイン線による線量は、以下のとおり十分小さな値となっており、線量目標値（年間50 μSv ）と比べても無視できるものである。

直接線による線量	$1.7 \times 10^{-6} \mu\text{Sv}$
スカイシャイン線による線量	$4.9 \times 10^{-7} \mu\text{Sv}$
線量目標値	年間 50 μSv

：「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針（原子力安全委員会）」に定める原子炉施設の通常運転時における周辺の公衆の受ける線量についての目標値

5 . 事故発生当時の品質保証体制等の状況

5 . 1 目的

「3 . 事実関係の把握」に加えて、事故発生当時の品質保証体制、権限・意思決定ルール、コンプライアンスの状況について整理する。

5 . 2 品質保証体制及び作業ルール

5 . 2 . 1 品質保証体制の状況

当社の原子力における品質保証体制は、昭和 62 年に志賀原子力発電所 1 号機の建設に向け、本店原子力部を対象とした「原子力発電所 総合品質保証計画書（要則）」を制定したことに始まる。平成元年に志賀原子力発電所建設所の設置に伴い、「志賀原子力発電所建設工事品質保証計画書」（その後、組織廃止に伴い廃止）を制定するとともに、それらの上位規則である「原子力発電所 品質保証要則（規程）」を制定した。

平成 5 年の志賀原子力発電所 1 号機運転開始に合わせ「志賀原子力発電所 品質保証計画書」を制定した。これらの規則は、国際原子力機関（IAEA）の「原子力発電所の安全基準 - 品質保証 -」（1988）を参考として作られた日本電気協会「原子力発電所の品質保証指針」（JEAG 4101-1993）の要求事項を反映したものであった。今回事故の発生した平成 11 年当時は、上記規則をその後の状況変化に応じて改正したものを運用していた。

（1）トップマネジメント

当時の品質保証体制では、トップマネジメントの概念（平成 16 年導入）は、まだ取り入れられていなかったが、設置者責任の概念のもと品質保証活動を総括するため、原子力本部に品質保証総括責任者を置き、原子力本部長がこれに当たると定めていた。

（2）現場の P D C A (Plan-Do-Check-Act のサイクル)

当時の品質保証体制では、計画から監査に至る個々の基本事項に関しては定められていたものの、P D C A サイクルという一連の概念はまだ取り入れられていなかった。そのため、個々の基本事項に対する管理に重きが置かれていた。

調達管理では、品質に関する要求事項を調達文書中に明示することを定め、調達業務を実施していた。

不適合管理では、重大な不適合と軽微な不適合に分けて管理していた。

是正処置では、国の検査、保守点検及び故障・トラブル等で指摘または発見された不適合に対し、その重要度に応じて対応の手順を定めていた。

予防処置では、さまざまなチャネルを通じて国内外原子力発電所のトラブル情報を収集検討し、当社設備への展開を図っていた。

(3) 内部監査

当時の品質保証体制では、原子力監査規程に基づき、原子力部門から独立した部門（社長室 原子力監査担当）が内部監査を行うこととしていた。

5.2.2 作業ルールの状況

(1) アイソレーションにおける役割分担

「志賀原子力発電所 保守作業手続要領」に基づき、アイソレーションには作業の実態に合わせ、発電課実施、工事担当課実施、特別承認の3つの区分があった。

(2) 工所要領書・作業票

工所要領書には作業の実施内容・手順等が定められており、工事担当課が審査・承認を行うことになっていた。

作業票は、作業通知・アイソレーション・作業終了の確認などに使用しており、工事担当課から発電課等に送付されていた。

5.3 権限・意思決定のルール

5.3.1 事故・故障時の国、自治体への報告

(1) 報告の判断基準

事故・故障等対応要領では、報告対象は法令等で定める範囲とし、法令別・事象種類別に列挙のうえ報告期限が設定されており、報告対象か否かが定かでない場合には、官庁に確認することとなっていた。

社内の慣例では、昼間は発電所の技術課長が判断し、夜間・休日は連絡当番が判断することになっていたが、判断に迷う場合には、発電所において「判定会議」を開催していた。

(2) 報告手順

事故・故障等対応要領に基づき報告対象であることが明らかな場合は、実用炉規則等により国へ、安全協定により自治体へ報告を行っていた。

(3) 報告までの時間

事故・故障等対応要領には、法令別・事象種類別に、「直ちに」、「速やかに」、「その他(何日以内)」という報告期限が規定されていた。また、通商産業省（当時）の原子力発電運転管理室文書「トラブル情報および運転管理情報の連絡要項」（平成10年8月）では、事故情報が「夜間・休日を問わず直ちに連絡するもの」、「夜間に連絡は必要ないが、休日でも翌朝速やかに連絡するもの」、「原則通常の勤務時間内に連絡するもの」の3つに分類されていた。

これに対し、社内の慣例上、「直ちに」に該当する事象は30分以内に連絡することになっていた。

5.3.2 原子炉主任技術者の職務

原子炉主任技術者は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」及び「保安規定」に規定されている。

この保安規定には、原子炉主任技術者が、保安上必要な場合、「所長へ意見具申」、「運転従事者へ指示」、「各職位に助言・協力」すること、及び所長は「原子炉主任技術者の意見を尊重」することが規定されていた。

5.3.3 発電所が設置する保安運営委員会

事故の再発防止対策を審議する原子力発電保安運営委員会は、当時の保安規定に「発電所における原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議する」と規定されていた。

保安運営委員会運営要領には、運転管理、燃料管理、放射性廃棄物管理、放射線管理、保守管理に関する具体的重要事項に加え、保安規定等の改廃の上申に関する事項も審議することが位置づけられていた。

5.3.4 本店原子力部の役割

本店原子力部は、発電所に対して、専門的立場から方針、計画、規程等を説明し、必要であれば専門的な意見を提供していた。

5.4 コンプライアンスの状況

平成9年10月に「電気事業連合会行動指針」が制定され、当社においても平成10年3月に、社達「企業倫理の徹底について」が出されるなど、当時は、コンプライアンス意識醸成に向けての取組みが緒に付いたところであった。

6．根本原因の究明

6．1 臨界事故発生の原因

6．1．1 時系列に沿った事実確認と問題点の抽出

当社社員及びメーカー作業員からの聞き取り、並びに記録等により判明した事実を時系列に沿って整理し、各プロセスの流れの中で、臨界事故発生に至った問題点を抽出した。

保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票に ARI 試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。

電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCU を 1 本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。

原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。
承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。

原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI 試験の実施前に、「原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。

保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRD の隔離弁（101、102 弁）を閉操作させるべきだったが、実際は指揮していなかったこと。

電気保修課員は、承認された ARI 試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。（系統流量を 0 とした後、CRD 隔離弁を閉とする）

6．1．2 根本原因分析

今回の事象について、臨界事故が発生したことを出発点とし、その背後要因を「なぜなぜ分析」で掘り下げ、根本的な原因を究明した。

以下に、根本原因分析結果を現場作業管理上の原因と設備上の原因の 2 つに整理した結果を示す。

（1）現場作業管理上の原因

- a．電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、実際には添付しなかったため、当直長は事前に試験手順をチェックできず、試験に係わる操作の内容を理解できなかったこと。
- b．ARI 試験要領書に従い、中央制御室において試験対象制御棒を全引き抜きし、系統流量を「0」とする操作を完了した後に、現場において CRD 隔離弁（101、102 弁）の閉操作を実施すべきところ、連携不足から中央制御室と現場の操

作が同時進行となったため、結果的に系統流量を「0」としないまま CRD 隔離弁の操作が進んだこと。

- c . 直前に機械係員が実施していた CRD 単体スクラム試験と電気係員が実施していた ARI 試験を連続して実施することによる効率化を考え、関係者の調整用に複合手順メモが作成された。複合手順メモは現場では使用されていないものの、試験要領書で定めた試験手順を変更する場合は、試験要領書を改訂し承認を受けるべきであったこと。
- d . 電気係員は初めて行う試験であったことから、試験はメーカー作業員に任せていたこと。また、HCU 隔離操作は、当直長の指揮の下、行われることになっていたが、当直長は電気係員とメーカー作業員に任せておけば大丈夫だと思っていたこと。
- e . HCU 隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められている。電気係員は、前述要領等、原子炉停止中の臨界防止に関する情報収集が十分でなく、試験要領書や作業票の審査段階で、臨界防止に関する検討が不足していたこと。

(2) 設備上の原因

- a . CRD 単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD 冷却水ヘッド間差圧低の警報が発報するため、アイソレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。

6.2 事故を隠し実施すべきことをしなかった原因

6.2.1 時系列に沿った事実確認と問題点の抽出

当時の関係者からの聞き取り及び記録等により判明した事実を時系列に沿って整理し、各プロセスの流れの中で、臨界事故を報告せず、事故記録を改ざんし、その後実施すべきことをしなかったことに関する問題点を抽出した。

(1) 問題点の抽出

通常の連絡ルートと異なっていたこと。

どのように対応すべきなのか良く分からなかった(見通しがなかった)こと。

隠ぺいを制止できなかったこと。

隠ぺいすることを指示・承認したこと。

事故後の措置については、個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応を行わなかったこと。

6.2.2 根本原因分析

今回の臨界事故を隠したことは、立地地域をはじめ広く社会の皆さまの信頼の下において活動すべき電気事業者として、大変なご迷惑をお掛けしたことを出発点とし、二度とこのようなことを起させないようにその背後要因を掘り下げた結果、以下の根

本原因を究明した。

(1) 経営層の責任

臨界事故隠しを防げなかったこと、その後 8 年間それを見つけ出すことができなかったこと。

(2) 工程優先意識

経営計画の最重点課題である志賀 2 号機建設計画について、全社一丸となって取り組んでいる中、着工がおよそ 2 ヶ月後（平成 11 年 9 月）に控えている状況にあり、経営層の発言等を通じて、原子力発電所は工程遵守を必達と考え、何よりも優先させるとの意識を形成させたこと。

(3) 真実究明からの逃避

対応困難な未経験の臨界事故に対して、本来、技術者に求められている「真実の究明」と原子力に求められている「透明性」に反し、本事故対応の困難さや直前のトラブル対応も相まって、炉心中性子束モニタの指示値急変に関する虚偽の理屈付けを行い、事故データを改ざんしたこと。

(4) 意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性

本事故に関する対外対応は、本来、客観性・中立性を確保した上で、決定すべきであったが、価値観や意識を共有する原子力発電所の関係者のみで協議して決定したこと。

また、意思決定に際して、ルールが不明確であり、各職位が自らの職務・責任に応じた当事者意識も低かったため、適切な決定が行われなかったこと。

(5) 議論できない組織風土

本事故に関する対外対応の検討は、会議メンバーが有する多様な観点に基づき行われるべきであったが、当時は、「言いたいことを言えない」、「言っても無視される」ような組織風土があったこと。

7. 技術的再発防止策

7.1 操作手順に係る改善策の立案

6.1「臨界事故発生の原因」及び5.1.2「作業ルール」で抽出された原因に基づき、現状の操作手順及び運用管理がそれぞれの問題に対し再発防止できる仕組みとなっているかを検証した。

検証の結果、抽出された原因に対して現状の運転操作要領及び関連管理要領類に定める事項は次の点について改善が図られている。

- ・ HCU 隔離操作は HCU 1 体毎に実施するよう手順を定めるとともに、系統圧力上昇による制御棒引き抜けの可能性を追記して注意喚起し、臨界防止面での改善が図られている。
- ・ HCU 隔離操作は全て発電課が実施し、操作・監視が確実に行われるようになっていく。
- ・ HCU 隔離操作前にリターン運転とする手順を定め、系統圧力上昇による制御棒引き抜け防止を行っている。
- ・ 工事要領書は、工事担当課が審査・承認するとともに、必要なものは作業票に添付され、発電課にてダブルチェックすることとなっている。
- ・ 試験時の電力 - メーカー間の役割分担を管理要領類にて明確にしている。 等

以上、現状は臨界事故の再発防止を十分図っていると考えるが、更に確実な対応を図る為、以下の改善策を実施していくこととする。

7.1.1 操作手順の改善

(1) HCU 隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善

- ・ 隣接した制御棒が同時に抜けることがないように、HCU 隔離の順序を規定する等の対策について検討する。〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕
【平成 19 年 4 月上旬迄目途】
- ・ HCU 隔離に関する手順に、1 体隔離実施毎に中央制御室に連絡をとりながら実施することを明記する。〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕
【平成 19 年 4 月上旬迄に実施】
- ・ HCU 隔離弁(101 弁、102 弁)の管理を厳重にするため、施錠措置を行う。また、HCU 隔離弁の操作に関する注意表示を HCU 現場に掲示する。
【平成 19 年 4 月上旬迄に実施】
- ・ 臨界防止に係る設備に関する工事要領書は、保安運営委員会で審議を経て制定することを規定する。〔保安運営委員会運営要領、保守作業手続要領〕
【平成 19 年 3 月末迄に実施】

(2) HCU 隔離操作中の監視不足に関する改善

- ・ HCU 隔離操作中の監視項目の明確化を図るため、HCU 隔離操作中は以下の項目を連続監視することを明記する。
 - 原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧
 - SRM 指示
 - 制御棒位置
- 〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕 【平成 19 年 4 月上旬迄に実施】

(3) HCU 隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善

- ・ リターン運転、ノンリターン運転及び HCU 隔離・復旧手順を順序立てて構成し直すとともに、関連性を明確に記載する。〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕
- 【平成 19 年 4 月上旬迄に実施】

7.1.2 運用管理面の改善

(1) 監視上必要な警報、監視計器の除外に関する改善

- ・ 監視に必要な計器及び警報(「原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧高」、「制御棒ドリフト」など)が供用状態にあることを隔離前に確認することを手順に明記する。

〔保守作業手続要領、設備別運転操作要領(原子炉関係)〕
【平成 19 年 4 月上旬迄に実施】

(2) 試験における役割分担の明確化に対する改善

- ・ 試験時における電力内での具体的な役割分担を事前に明確化することを規定する。

〔保守作業手続要領〕
【平成 19 年 3 月末迄に実施】

7.2 設備対策

3.1 「事故発生に至る経緯」に示すとおり、今回の臨界事故は、原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧の上昇により発生したと推定されることから、以下の観点での設備対策を検討する。

7.2.1 運転監視機能の強化

(1) 運転員への情報提供の明確化

現状、原子炉・CRD 冷却水ヘッダ差圧については、差圧高、低の双方の場合に同一警報が発報するが、当該警報を差圧高側と低側に分離・識別し、運転員への情報提供の明確化を図る。

【平成 19 年 7 月迄目途】

8．まとめ（隠さない風土と安全文化の構築に向けて）

本報告書では、平成 19 年 3 月 15 日に経済産業大臣から指示を受けました報告徴収命令に基づき、「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故」に関する事実関係の調査及びその根本的な原因究明の結果とともに、早急を実施することができる技術的な再発防止対策についてご報告いたしました。

事実関係の調査及び根本的な原因究明におきましては、限られた期間の中ではありましたが、最善を尽くして行ってまいりました。

また、今回策定しました「操作手順の改善」、「運用管理面の改善」及び「設備対策」といった技術的再発防止策につきましては、その具体化に向けて、必要な取り組みを進め、確実に実施してまいります。

今後は、今回究明しました根本的な原因を踏まえて、抜本的な再発防止対策を策定し、4 月 13 日までにご報告させていただく所存でございます。

当社では、「隠さない風土と安全文化の構築」に向けて、全社をあげて最大限の努力を傾注してまいりますので、何卒、皆さまのご理解を賜りますようお願い申し上げます。

添付資料リスト

第 1 章関連資料 -

第 2 章関連資料 -

第 3 章関連資料

- 添付資料 3 - 1 : 原子炉停止機能強化工事について
- 2 : C R D 単体スクラム試験について
- 3 : 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書
- 4 : 水圧制御ユニット
- 5 : 制御棒駆動機構系統構成概要
- 6 : 複合手順メモ 単体スクラム試験及び A R I 機能試験手順
- 7 : 試験要領書関係の図解
- 8 : 臨界事故当日における「ARI 試験要領書」の使われ方
- 9 : 操作員配置図
- 10 : 制御棒引抜動作開始時の状態（概要図）
- 11 : 臨界事故発生時の作業状況
- 12 : A R I 機能確認試験時の隔離操作実施順序（推定）
- 13 : 炉内中性子束モニタ関係チャート
- 14 : 放射線モニタ関係チャート
- 15 : アラームタイパー印字記録
- 16 : A R I 試験及び C R D 単体スクラム試験の流れ図
- 17 : 臨界事故発生当日の推定時系列
- 18 : 手順書と運転操作の比較
- 19 : 志賀 1 号機非常用ディ - ゼル発電設備クランク軸のひび割れ
- 20 : 当直長引継日誌
- 21 : 平成 11 年臨界事故発生後の確認事項

第 4 章関連資料

- 添付資料 4 - 1 : 制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッダ差圧の関係
- 2 : 制御棒が引き抜けたメカニズム
- 3 : モックアップ試験概略試験構成図
- 4 : モックアップ試験結果
- 5 : 解析に使用したコードについて
- 6 : 解析条件
- 7 : 反応度の推移（許認可解析コード）
- 8 : 燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束

第4章関連資料

- 添付資料4 - 9 : 安全解析結果との比較
- 10 : 燃料集合体の構造図（高燃焼度8×8燃料）
- 11 : 燃料集合体外観点検結果
- 12 : 燃料集合体外観
- 13 : 出入状況（臨界状態時における管理区域滞在者）
- 14 : 100%出力運転中における線量当量率測定結果
- 15 : 臨界事故発生時の状況管理区域
- 16 : フィルムバッジ測定算定記録（管理区域滞在者を含む分）
- 17 : 所員用エアロックにおける線量率比（n/ ）測定結果
- 18 : 放射線業務従事者の被ばく評価結果
- 19 : 放射性物質の環境への放出経路
- 20 : 排気筒モニタ及びモニタリングポストチャート
- 21 : よう素および粒子状物質管理週報
- 22 : 炉心挙動解析結果に基づく放射線環境評価評価
- 23 : 直線・スカイシャイン線の評価

第5章関連資料

-

第6章関連資料

- 添付資料6 - 1 : 志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および改善策
- 2 : 背後要因関連図（定検作業で臨界発生）
- 3 : 背後要因関連図（臨界事故を隠ぺい）

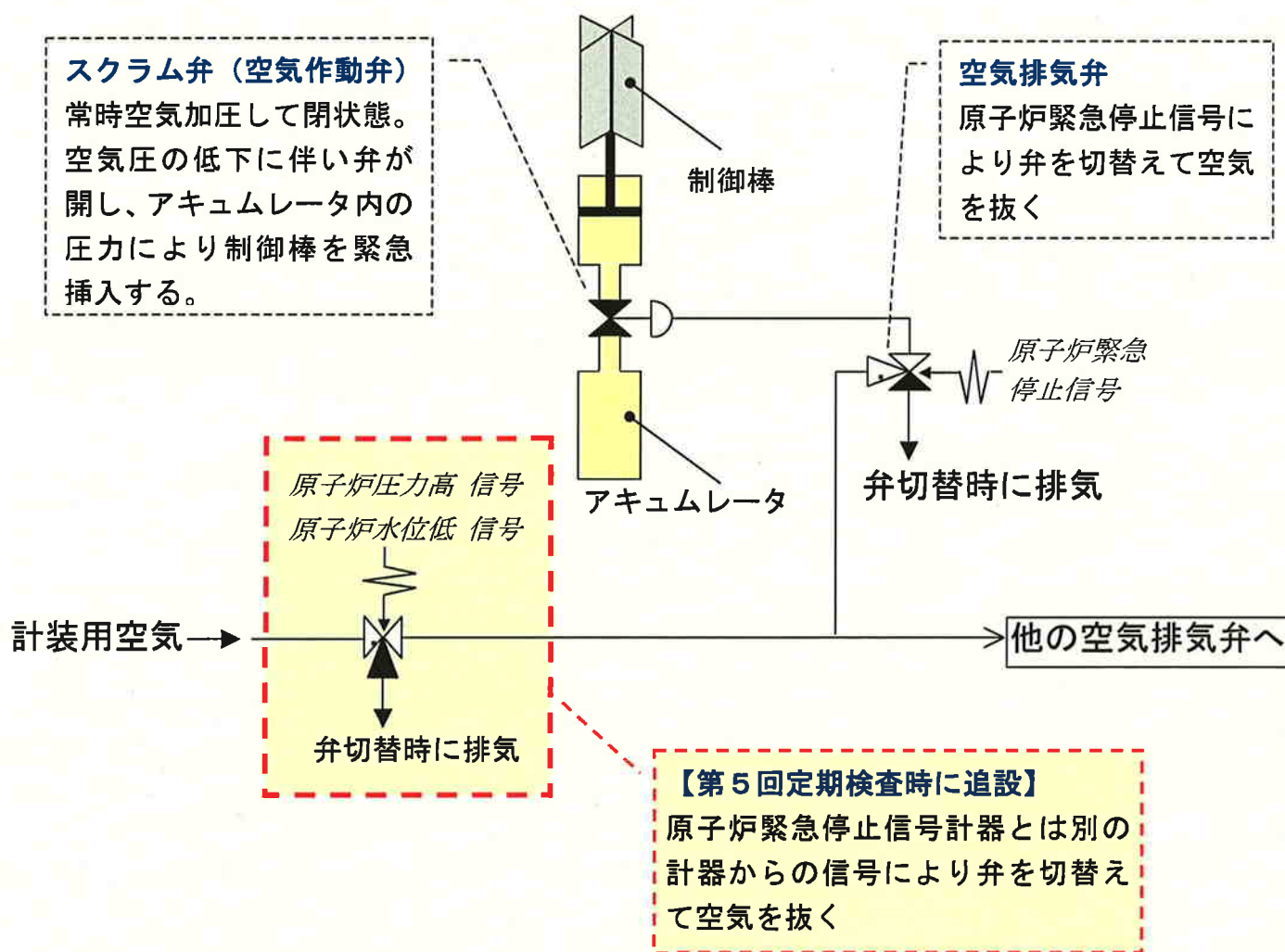
第7章関連資料

- 添付資料7 - 1 : 志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する操作手順および運用面における対策
- 2 : 設備対策概要

添付資料 : 志賀原子力発電所1号機事故に関する調査報告書

原子炉停止機能強化工事について

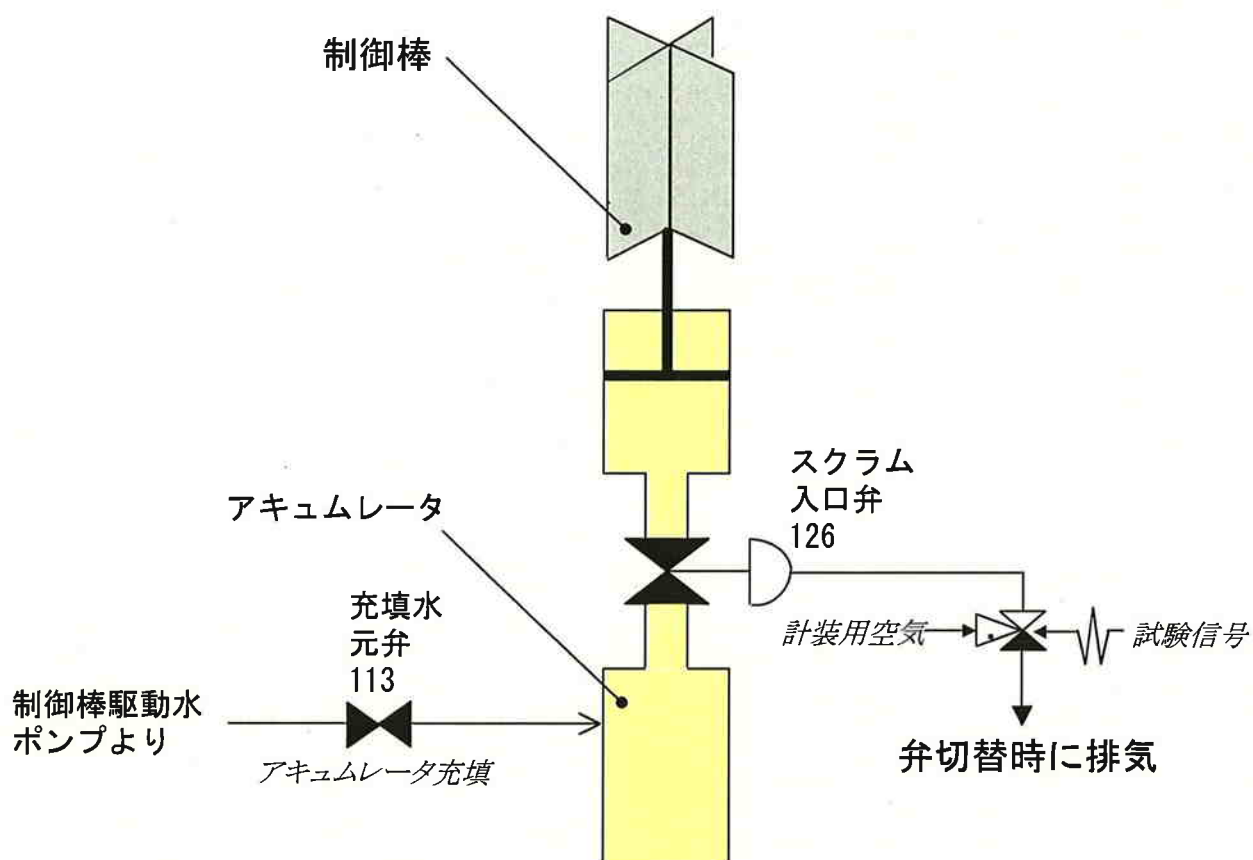
目的：原子炉緊急停止の信頼性の向上を目的とし、原子炉を緊急停止する系統に新たな信号回路等を追設。



CRD単体スクラム試験について

目的：CRD全数に対して一体ずつのスクラム試験*を行い，CRDの健全性を確認。

*：試験信号によりスクラム入口弁（126 弁）を開け，制御棒が正しく緊急挿入されることを確認する試験。



- ◆ 制御棒全数(89体)について，一体ずつ実施する。
- ◆ 試験によりアキュムレータ圧力が降下するため，試験後には，充填水元弁(113 弁)を開けてアキュムレータに水を再充填する。

品質保証担当			
次長	課長	課長代理	副課長

整理番号: _____
 図書番号: N1N-TY-0025
 発行日: 平成11年 6月13日

次長

承認	電氣 保 修 課	課長	副課長		担当者

図書管理番号 C72-35-990546

No. 98-0124

北陸電力株式会社 殿

志賀原子力発電所第1号機
 540MW原子力発電設備

系統名 原子炉停止機能強化設備系

作業件名 第5回定検AMI事の内 原子炉停止機能強化工事
 機能確認試験要領書

種類	用途	内容程度	配布先	Copy	Repro
1. 仕様書	1. 参考用	1. 1次	電力 本店		
2. 仕様表	2. 打合用	2.	発電所	2	
3. 説明書	3. 質問回答	3.			
4. 計画書	4. 見積用	4.	北陸 原子力 Gr		
5. 官庁申請用図書	5. 承認申請用	5.	原子 原子本		
⑥ 要領書	6. 工事計画認可用		(日) 原SP	1	
7. 成績書	7. 工事施工用		(日) 原SK	1	
8. 納入品明細書	8. 検討用				
9. 出荷案内書	9. 決定図書		志賀定検事務所		
10. 取扱説明書	⑩ 確認用		QA	1	
11. 報告書			試験	1	
		最終	HPC		
			控		1

受付
 99.5.25

(株)日立製作所 原子力事業部 原子力品質管理部 原子力試験課	承認	審査	審査	検査	検査

5. 試験前確認事項及び準備事項

試験前に下記事項について確認、準備する。

(1) シーケンステスト、計器校正が完了していること。

(2) 各制御電源が供給されていること。

- ・ R42-P020A-2 MCCB-EQ36-6 (ARI制御回路A)
- ・ R42-P020B-2 MCCB-EQ52-3 (ARI制御回路B)
- ・ R47-P002A-2 MCCB-EP27-9 (AM設備制御盤)
- ・ R47-P002B-2 MCCB-EP37-9 (AM設備制御盤)

(3) PLR関連のアイソレーション確認する。

- ・ PLR-INV (A)/(B) 受電遮断器及びPLR-INV (A)/(B) 操作スイッチ「切・引保持」

(4) CRD系については下記を確認する。

- ・ 全数単体スクラム試験が終了していること。
- ・ スクラムタイミングレコーダが使用可能なこと。
- ・ 仮設通信設備を準備する。
- ・ CUW系運転中で、フローダウンにより原子炉水位が制御されていること。
- ・ R/B-LCWサブが使用可能なこと(スクラム排水ドレン)。
- ・ CRDポンプが運転され、また全HCUがインサートされノンターン運転状態とする。

系統流量：約125 l/分

駆動水差圧：18.3kg/cm³ (+0.4/-1.1kg/cm³)

- ・ スクラム排出容器ドレンバルブ弁が全開であることを確認する。
- ・ トリップ信号をレコーダに接続する(ARI作動信号～スクラム完了までの時間測定)。
H11-P687 RR-K30A (リレー) 予備接点端子⑤-⑥ より仮設ケーブル取出し
- ・ トリップモジュール校正用SWを準備する。

PC-2

ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

No.	項目	試験手順	結果	確認											
				電力殿	日立										
1	試験前確認	試験は単体スクラム試験に引続き実施する。 (1)単体スクラム試験結果より該当ARIの中で最遅スクラム時間のCRDを選択する <table border="1" style="margin: 10px auto;"> <tr> <td>CRD No.</td> <td>10%</td> <td>40%</td> <td>75%</td> <td>バックアップ</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	CRD No.	10%	40%	75%	バックアップ								
		CRD No.	10%	40%	75%	バックアップ									
		(2)試験対象CRDを除いたCRD(88本)のアクムレク充填水をブローする ① V113「閉」 ② V107「開」にてアクムレクブローする、又エア混入しないように同弁開操作する ③ ブロー後の圧力84±1.5kg/cm3を確認する													
		(3)試験対象CRDを全引抜位置まで引抜く、その後CRD系統流量を0とする													
		(4)試験対象を除いたCRD(88本)の挿入元弁(V101)引抜元弁(V102)およびV113を全閉する													
		(5)試験対象CRDのHCU元弁(V101, V102, V103, V104, V105, V112)を全開確認する													
		(6)試験対象CRDのHCUアクムレク充填水圧力を確認する(123±3kg/cm3)到達していない場合はV113を徐開し充填する(充填後全閉)													
		(7)「スクラム排出容器水位高トリップバイパススイッチ」を「バイパス」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高トリップバイパス発生」)													
(8)再度アクムレクの充填圧力を確認する(全数)															
2	機能確認試験	(1)原子炉水位低模擬信号入力 H11-P633-1 校正シミュレートにてB21-LS-638Aに水位低(L2)を模擬する ①H11-P663-1 B21-LS638Aトリップランプ点灯 ②H11-P701「ATWS原子炉水位低」ANN発生													
		(2)記録計をスタートさせる (チャート速度: 10cm/sec)													
		(3)原子炉圧力高模擬信号投入し以下確認する H11-P587 B21-PS-647C ③-④ランプ													

ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

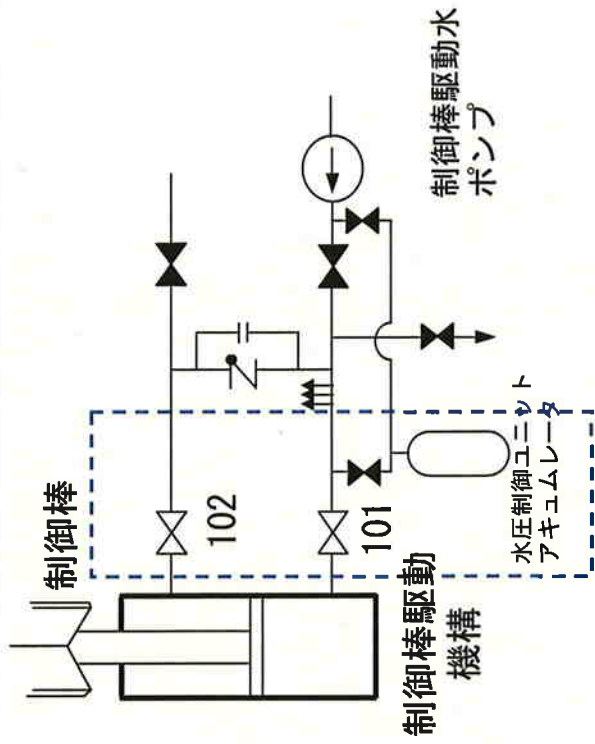
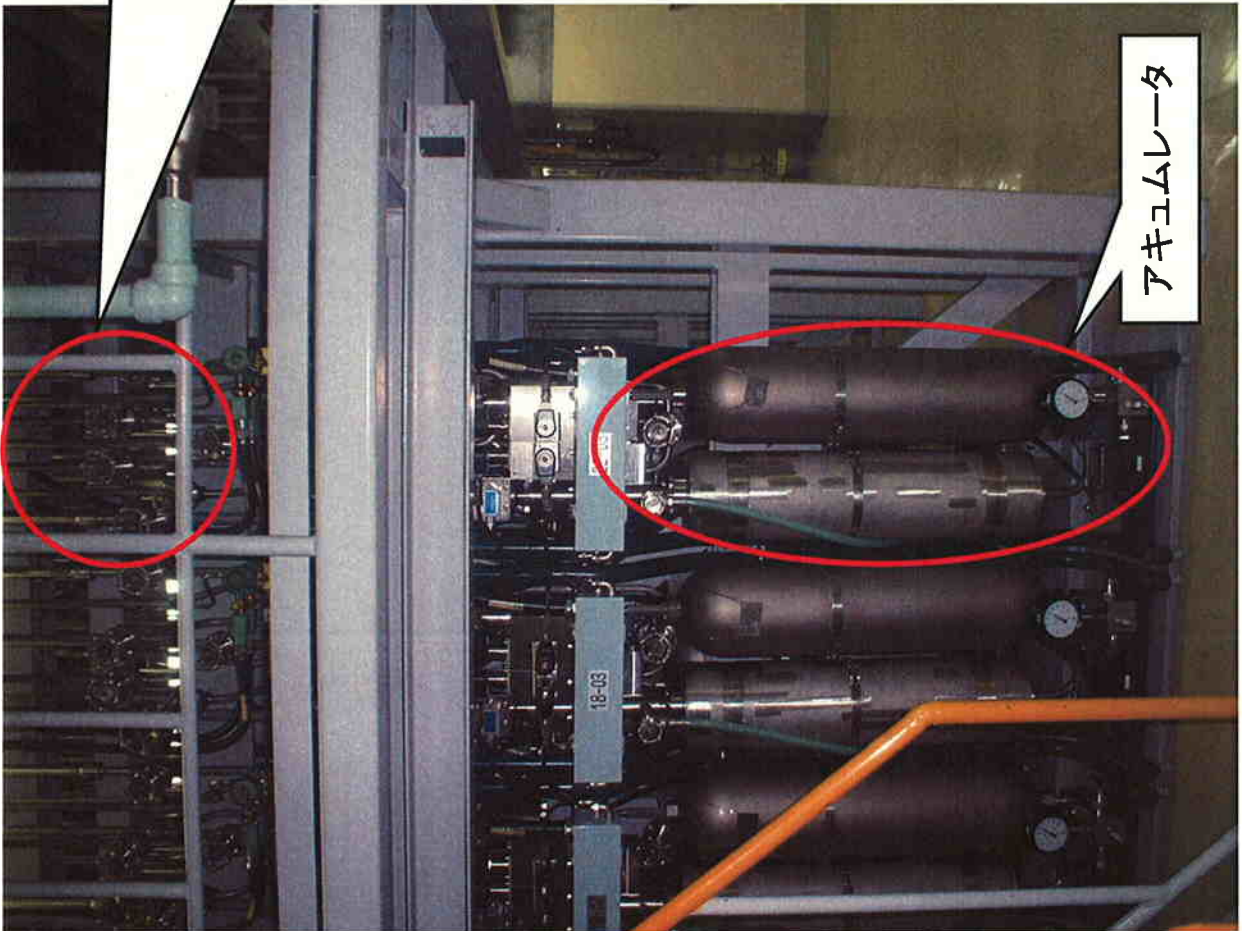
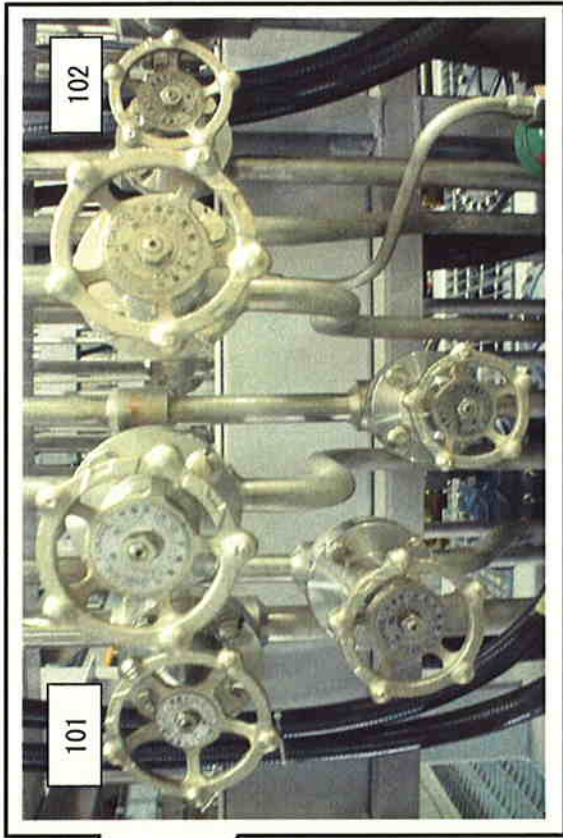
No.	項目	試験手順	結果	確認	
				電力殿	日立
	機能確認試験	①H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN発生			
		② 同上 「ARI論理(A)(B)作動」ANN発生			
		③現場 電磁弁作動スクラムを排気にて確認する C12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, C12-S0-F084A, F084B(全7弁)			
		(4)試験対象CRDの全挿入及び全制御棒のスクラム表示を確認する			
		(5)記録計を停止する			
		(6)スクラム排出容器ベント弁(C12-A0-F042A/B及びF043A/B)、同トロン弁(C12-A0-F040A/B, F041A/B)の全閉を確認する			
		(7)スクラム排出量によっては、下記ANN発生する場合がある 「スクラム排出容器水位高」 「スクラム排出容器水位高トリップ」			
		(8)模擬信号復旧 a)原子炉圧力高模擬信号復旧 H11-P687 B21-PS-647C ③-④シグナル復旧 (H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN消灯)			
		b)原子炉水位低模擬信号復旧 H11-P633-1 校正シミュラにてB21-LS-638Aの水位低(L2)を模擬復旧し、以下を確認する ①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ 消灯 ②H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN消灯			
		(9)ARI(A)及び(B)リセットPBを操作しリセットする H11-P701 「PB-RR45」「PB-RR245」PB操作し以下を確認する ①H11-P701 「ARI論理(A)(B)作動」ANN消灯 ②現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁閉確認 C12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, C12-S0-F084A, F084B(全7弁) ③スクラム弁が全閉し、全制御棒のスクラム表示の消灯することを確認する			

PC-2

ATWS機能確認試験データシート

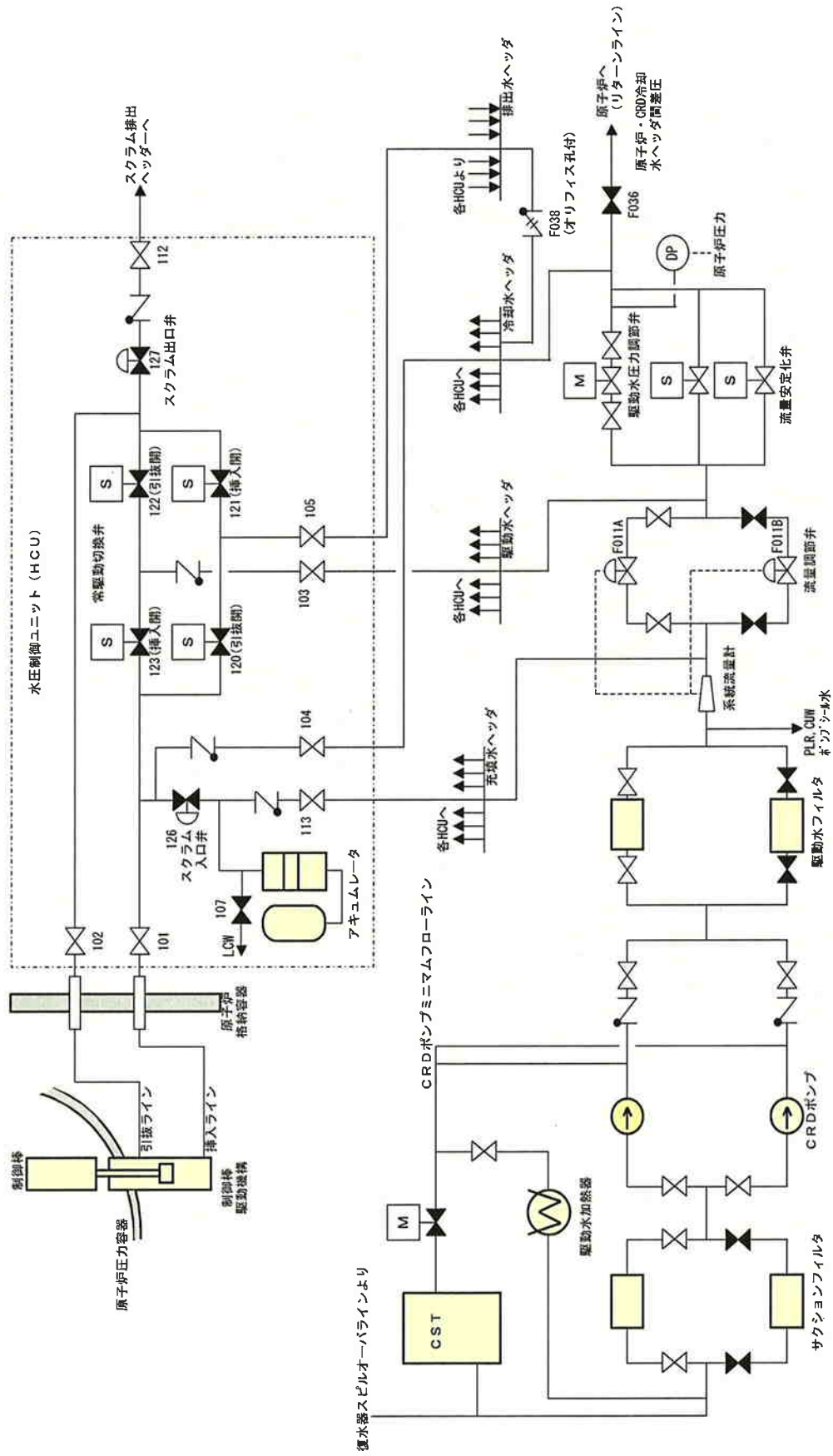
実施年月日 平成11年6月 日

No.	項目	試験手順	結果	確認	
				電力殿	日立
		④スクラム排出容器ベント弁(C12-A0-F042A/B及びF043A/B、同ドレ弁(C12-A0-F040A/B, F041A/B)の全開を確認する			
		⑤下記ANNが発生した場合は、警報の消灯を確認する 「スクラム排出容器水位高」 「スクラム排出容器水位高トリップ」			
3	復旧操作	(1)「スクラム排出容器水位高」トリップバイパススイッチを「通常」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高トリップバイパス」消灯)			
		(2)全CRD(89本)の挿入元弁(V101)、引抜元弁(V102)を全開する			
		(3)全CRDのHCU/キョウロクを充填する CRD系統流量、差圧を通常状態に復旧し、V113を徐閉し規定圧(123±3kg/cm ³)まで充填する			
		(4)HCU各弁を通常状態に復旧する(確認する) 開: V101, V102, V103, V104, V105, V112 閉: V107, V113			
		(5)ARI作動信号(仮設信号線)を解線、復旧する			
		(6)当該CRDの1ノッチ確認を実施し、ノッチ動作が正常であることを確認する			



水圧制御ユニット

制御棒駆動機構系統構成概要



複合手順メモ

単体スクラム試験及びARI機能試験手順

1～12項：単体スクラム試験

13項：アキュムレータ最低圧力単体スクラム試験

14項：ATWS ARI機能試験

15～項：復旧操作

1. HCUがインベイス状態であることを確認する。
2. HCUの充填水元弁(V-113)を微開してアキュムレータに充填水をチャージする。
3. チャージ後V-113を全閉とする。
4. アキュムレータ内圧力安定後、アキュムレータ圧力(123±3kg/cm²)を記録する。
5. HCUないがらみ排出弁(V-112)を手で回転させ、全開であることを中操に連絡する。
6. 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
7. スクラムテスト盤にて、単体スクラム試験CRD7ドレにドリフト信号取出しジャックを差込、
電磁オシロに接続する。
8. スクラムテストスイッチにて単体スクラムを行い、スクラムタイミングカウンタでスクラム時間を測定、記録する。
9. 中操表示にてスクラムランプ、ドリフトランプ、アキュムレータ異常ランプを確認し、チェックシートに記載する。
10. スクラムテストスイッチをリセットする。
11. 対象HCUを隔離する
 - (1) V-107開し、アキュムレータのゲージを再度確認する、確認後同弁、閉とする
 - (2) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全閉する。
 - (3) アキュムレータ圧力(84kg/cm²)、V-113の開を再確認する。
12. 上記1～11項をCRD全数に対し順次実施する。
13. アキュムレータ最低圧力(110kg/cm²)による単体スクラム試験(2体)の実施
 - (1) 対象CRD、HCUの充填元弁(V-113)を微開し、アキュムレータチャージする(123kg/cm²)
 - (2) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全開する。
 - (3) 中操で1/7引抜、挿入操作実施し駆動確認実施する。
 - (4) 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
 - (5) V-107を操作し、アキュムレータ圧力を110kg/cm²まで降圧する。
 - (6) 試験の実施
上記7～11項を実施する
 - (7) 残り1体についても同様に実施する。

14. ATWS ARI 機能試験の実施

14.1 準備

- (1) 単体スクラム試験結果より最遅スクラム時間のCRDを選択する。
- (2) 対象CRD、HCUの充填元弁(V-113)を微開し、7キュムレチヤージュする(123kg/cm²)
- (3) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全開する。
- (4) 中操で1/4引抜、挿入操作実施し駆動確認実施する。
- (5) 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
- (6) 試験対象CRDのHCU元弁(V101, V102, V103, V104, V105, V112)を全開確認する。
- (7) V-107を操作し、7キュムレチヤージュ圧力を110kg/cm²まで降圧する。(到達後弁全開とする)
- (8) 「スクラム排出容器水位高」トリップバインスイッチを「バイパス」位置とする。
(ANN: 「スクラム排出容器水位高トリップバイン」発生)

14.2 試験

- (1) 原子炉圧力高模擬信号投入
H11-P687 B21-PS-647C ③—④シヤンバ
①H11-P701 「ATWS原子炉圧力高」ANN発生
- (2) 記録計をスタートさせる(スタート速度: 10cm/sec)
- (3) 原子炉水位低模擬信号入力(本信号にてスクラム)
H11-P633-1 校正シヤンバにてB21-LS-638Aに水位低(L2)を模擬する。
①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ点灯
②H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN発生
③ 同上 「ARI論理(A)(B)作動」ANN発生
④現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁開を排気にて確認する。
G12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, F084A, F084B
- (4) 試験対象CRDの全挿入及び全制御棒のスクラム表示を確認する。
- (5) 記録計を停止する。
- (6) スクラム排出容器ベント弁(G12-A0-F042A/B及びF043A/B)と同トリップ弁(G12-A0-F040A/B及びF041A/B)の全開を確認する。
- (7) スクラム排出量によっては、下記ANN発生する場合がある。
「スクラム排出容器水位高」
「スクラム排出容器水位高トリップ」
- (8) 模擬信号復旧
 - a) 原子炉圧力高模擬信号復旧
H11-P687 B21-PS-647C ③—④シヤンバ 復旧
(H11-P701 「ATWS原子炉圧力高」ANN消灯)
 - b) 原子炉水位低模擬信号復旧
H11-P633-1 校正シヤンバにてB21-LS-638Aの水位低(L2)を模擬復旧する。
①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ消灯
②H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN消灯
- (9) ARI (A) 及び(B) リセットPBを操作しリセットする
H11-P701 「PB-RR45」 「PB-RR245」 PB操作し以下を確認する。
①H11-P701 「ARI論理(A)(B)作動」ANN消灯

- ②現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁閉を排気停止にて確認
G12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, F084A, F084B
- ③スクラム弁が全閉し、全制御棒のスクラム表示の消灯することを確認する。
- ④スクラム排出容器ベント弁 (G12-A0-F042A/B及びF043A/B) と同ドレン弁 (G12-A0-F040A/B及びF041A/B) の全開を確認する。
- ⑤下記ANNが発生した場合は、警報の消灯を確認する。

「スクラム排出容器水位高」

- (10) 「スクラム排出容器水位高」トリップバースイッチを通常位置とする。
(ANN: 「スクラム排出容器水位高トリップバース」消灯)
- (11) ARI作動信号(仮設信号線)を解線、復旧する。

15. 復旧操作

- (1) 全CRD(89本)の挿入元弁(V101)、引抜元弁(V102)を全開する。
- (2) 全CRDのV113を開し、HCUアキュムレータを充填する。
- (3) HCU各弁を通常状態に復旧する。(確認する)
開: V101, V102, V103, V104, V105, V112
閉: V107, V113
- (4) 全CRDの1ノッチ確認を実施し、ノッチ動作が正常であることを確認する。

16. その他

- (1) CRD系統は下記ノンリターン運転とする。
系統流量: 約125 l/min
駆動水差圧: 18.3+0.4、-1.1Kg/cm²
- (2) CRD損傷防止のため、単体スクラム試験前にHCUの各隔離弁(特にV112)が全開であることを確認する。

複合手順メモの検討依頼

ATWS機能試験手順について

ATWS ARI機能試験に関し、CRD単体スクラム試験終了後に当該試験実施予定ですか、試験効率をよくする為、CRD単体スクラム試験及びARI機能試験の手順を、以下のようにしたく、御検討くださるようお願いいたします。

1. 現状の手順

1. 1 CRD単体スクラム試験 (詳細添付1参照)

- (1) HCU7キムレーチャージ確認(123Kg/cm²)
- (2) 試験対象CRD引抜き後単体スクラム試験実施
- (3) 当該HCU7キムレーチャージ
- (4) 上記(1)～(3)項の手順にて、全CRD試験実施
- (5) 全CRD試験終了後1/77確認
- (6) 最低駆動圧確認試験
2体のCRDに関し、チャージ圧力を110Kg/cm²にブローし同様に確認する。

1. 2 ARI機能試験 (詳細添付2参照)

- (1) 対象CRD以外のHCU7キムレーチャージ実施
- (2) 対象CRD以外のHCU隔離
- (3) 試験対象CRD HCU7キムレー充填確認後試験実施
- (4) 試験対象CRD HCU7キムレーチャージ
- (5) 7キムレーチャージ後1/77確認
- (6) 全7キムレーチャージ
- (7) HCUインパルス

2. 試験手順案

上記1、2項を元に効率を上げたく、以下の手順で試験実施したく、御検討願います。

(詳細添付3参照)

- (1) HCU7キムレーチャージ確認(123Kg/cm²)
- (2) 単体スクラム試験対象CRD引抜き後単体スクラム試験実施
- (3) 当該7キムレーの圧力確認後(84Kg/cm²)、HCUの隔離
- (4) 上記(1)～(3)項の手順にて、全CRD単体スクラム試験実施
- (5) 最低7キムレー試験圧による単体スクラム試験
 - ①試験対象HCU7キムレーチャージ(123Kg/cm²)
 - ②試験対象CRD1/77確認
 - ③試験対象HCU7キムレー圧力を110Kg/cm²までブロー
 - ④試験実施
- (6) ARI試験対象CRDのHCU7キムレーチャージ(123Kg/cm²)
- (7) ARI試験対象CRD1/77確認
- (8) 試験対象HCU7キムレー圧力を110Kg/cm²までブローする
- (9) ARI機能試験実施
- (10) 全HCU7キムレーチャージ(123Kg/cm²)
- (11) 全CRD1/77確認
- (12) HCUインパルス確認

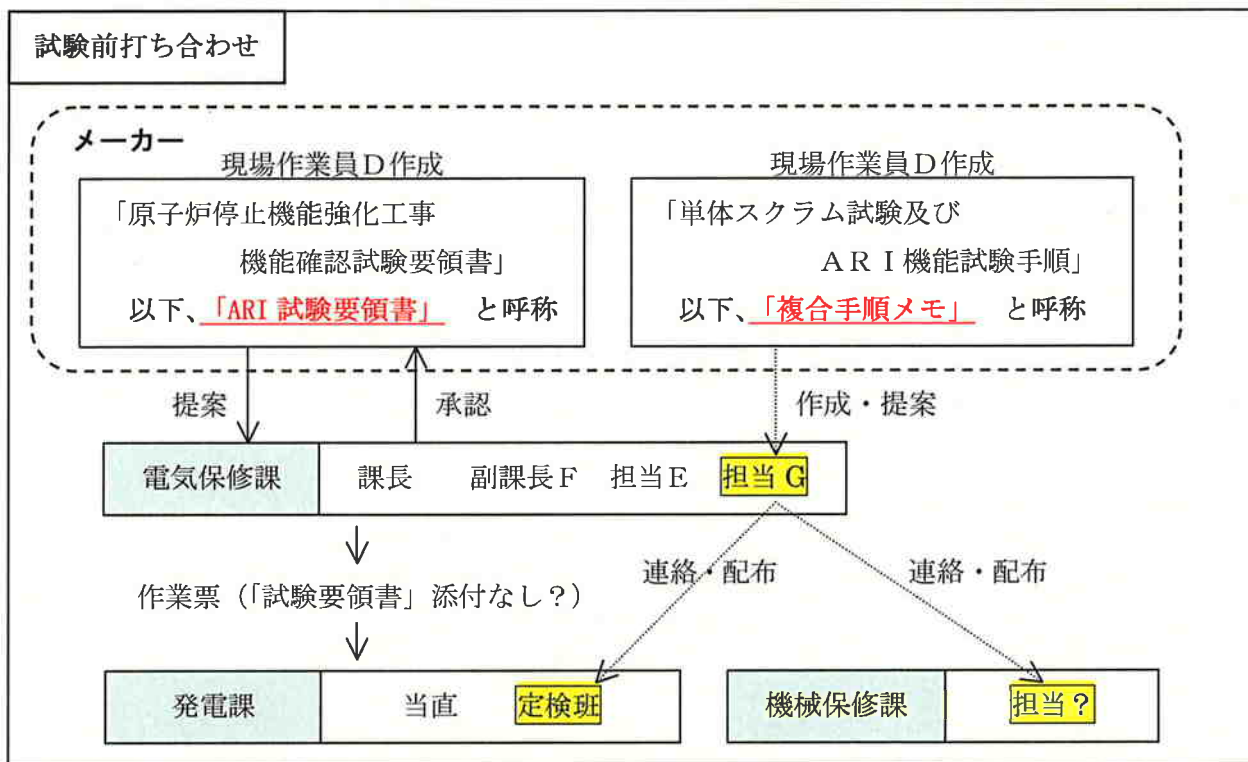
5. その他

CRD系統は下記ノンリターン運転とする

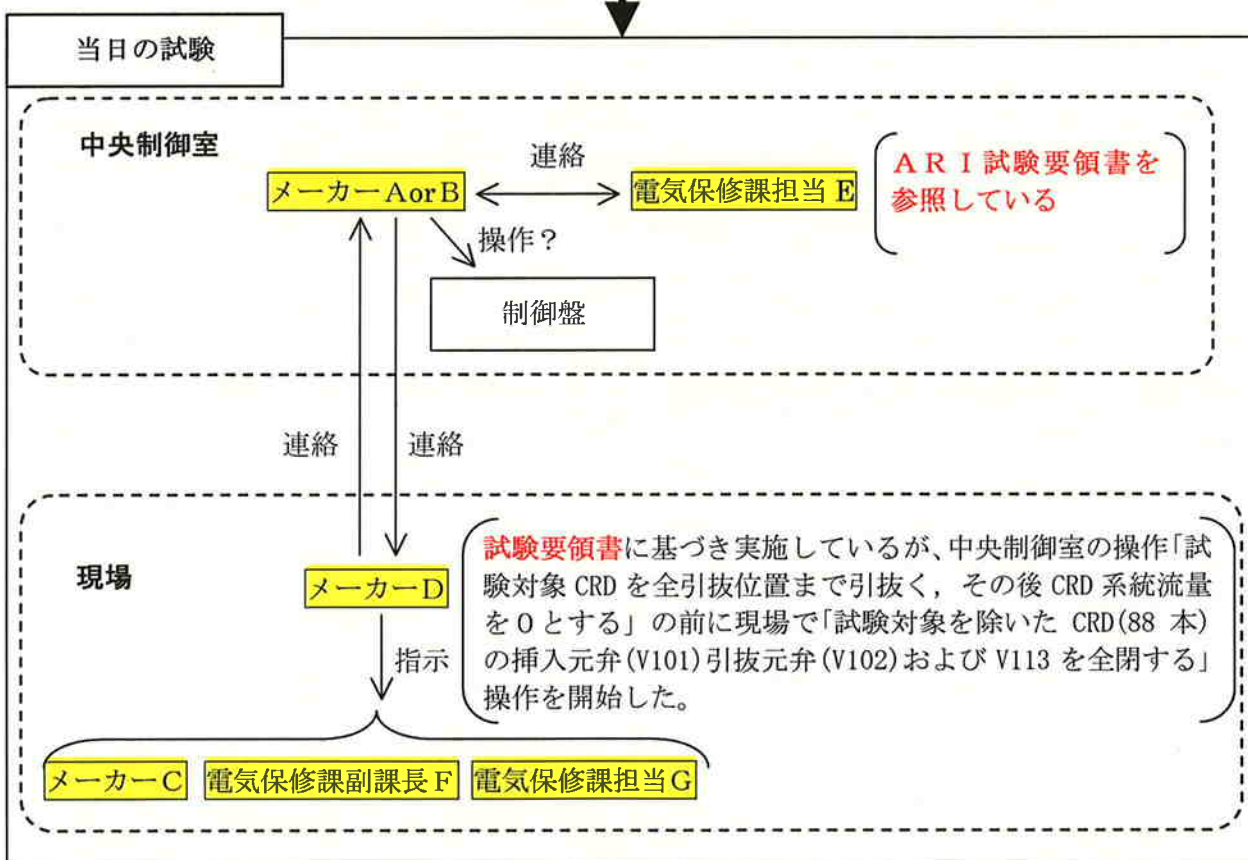
系統流量：約125 l/min

駆動水差圧：18.3±0.4、-1.1Kg/cm²

試験要領書関係の図解



- ・結局「**複合手順メモ**」は使わなかった。
- ・実際の操作では「ARI 試験要領書」を用いたが、直前に行われる単体スクラム試験において、「アキュムレータに水をチャージする」操作をしないこと、及び「1ノッチ引抜・挿入操作」を後から実施すると言う点で、「**複合手順メモ**」の考え方を取り入れた。
- ・「ARI 試験要領書」における、「アキュムレータ充填水をブローする」というステップは、事実上「ブロー後の圧力が下がっていることを確認する」という内容だけになり、現場における事実上の最初の操作は、「試験対象を除いた CRD(88 本)の挿入元弁(V101)引抜元弁(V102)および V113 を全閉する」になった。



機械保修課実施の「単体スクラム試験要領書」
(制御棒駆動機構機能試験要領書) より

4. 試験要領

電気保修課の試験の直前に実施

4.1 単体スクラム試験

- (1) HCUがインサナービス状態であることを確認する。
- (2) HCUの充填水元弁 (V-113) を確認してアキュムレータに充填水をチャージする。
- (3) チャージ後、V-113を全開とする。
- (4) アキュムレータ内の圧力が安定後、アキュムレータ圧力 (1.23 ± 0.3 kg/cm²) を記録する。
- (5) HCU内スクラム排出弁 (112) を手で固転させ、全開であることを確認し中継に通報する。
- (6) 中継にてCRDを「全引抜」位置まで引き抜く。「全引抜」後カップリング確認を行う。
- (7) スクラムテスト盤にて、試験CRDアドレスにドリフト番号取り出しジャックを差し込み電磁オンロに接続する。E) 試験時対応は参照。
- (8) スクラムテストスイッチにて単体スクラムを行い、スクラムタイミングレコーダーでスクラム時間を測定、記録する。操作方法については、機器取扱を参考にします。
- (9) 中継表示にてスクラムランプ、ドリフトランプ、アキュムレータ異常ランプ、全挿入ランプを確認し、添付チェックシートに記録する。
- (10) スクラムテストスイッチをリセットする。
- (11) テスト盤HCUの充填元弁 (V-113) を確認して、アキュムレータに水をチャージする。チャージ後、V-113を全開する。
- (12) 中継で、1ノッチ引抜、挿入操作を実施し確認する。
- (13) 詳細は、添付資料「スクラム試験手順書」を参照のこと。
- (14) 上記の定格アキュムレータ圧力による試験が全数完了後、アキュムレータ許容最高圧力 (110 kg/cm²) での確認を同様に行う。

注意事項

CRD抜働防止のため、単体スクラム試験前にHCUの全ての隔離弁（特にスクラム排出水元弁「112弁」）が、全開であることを確認する。

電気保修課実施の「ARI試験要領書」

(原子炉停止機能強化工事機能確認試験要領書) より

PC-2

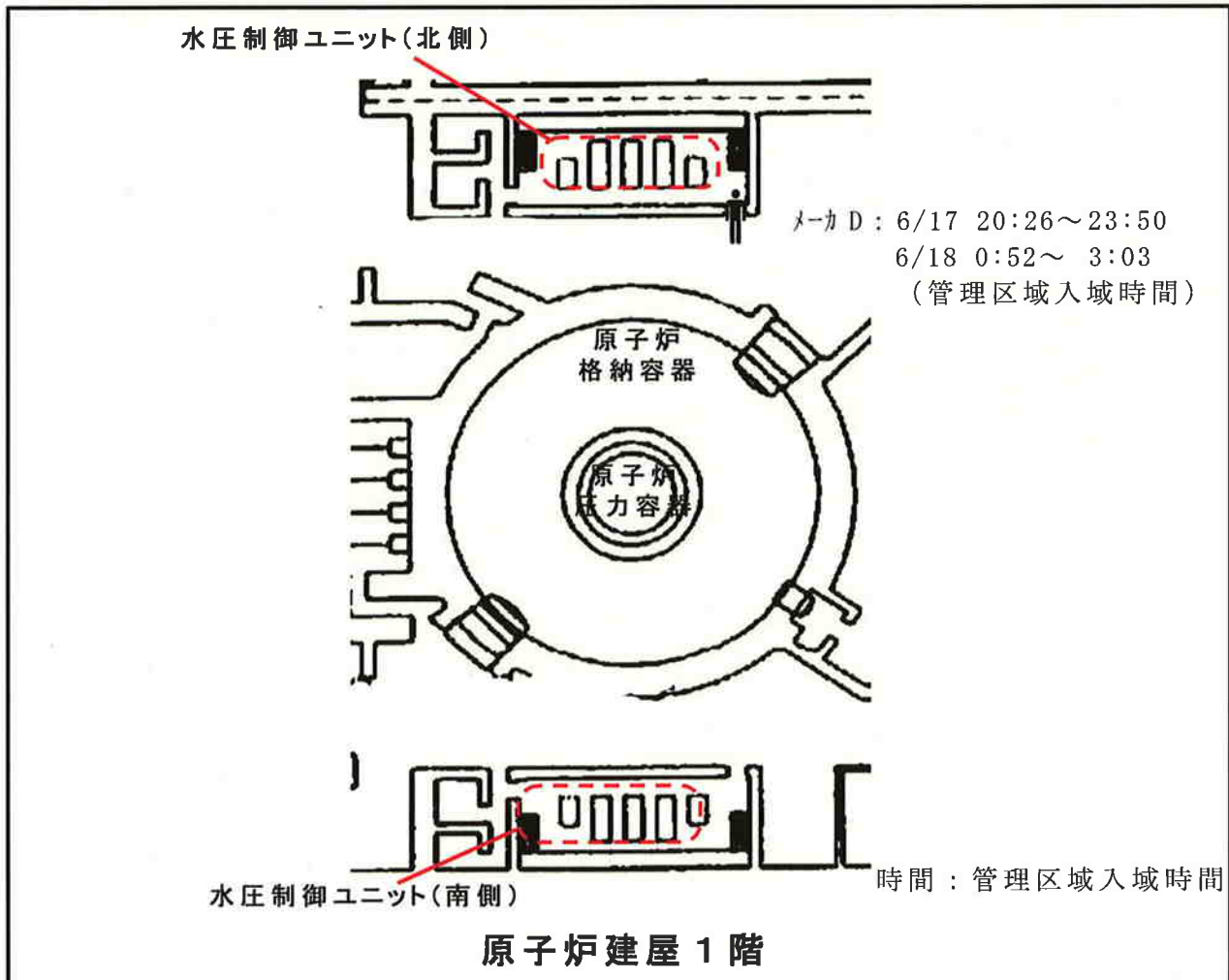
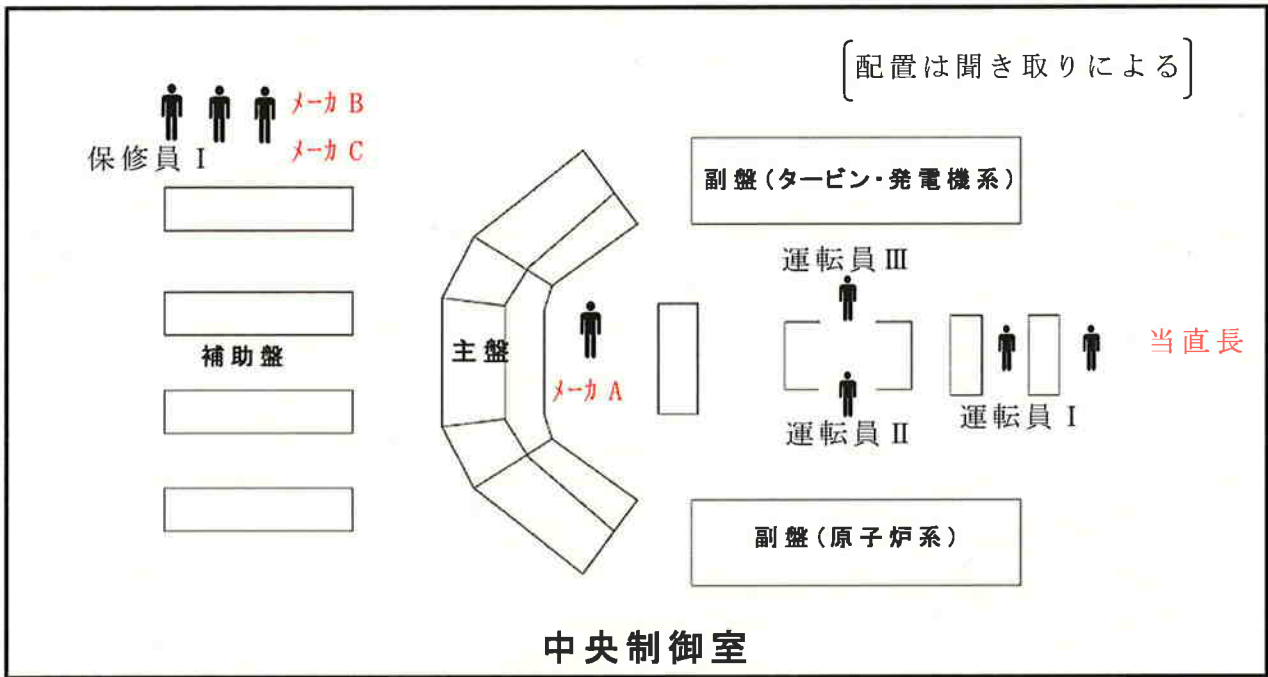
ATWS機能確認試験データシート

No.	項目	試験手順	結果	確認	日										
1	試験前確認	試験は単体スクラム試験に引続き実施する。 (1) 単体スクラム試験結果より該当ARIの中で最遅スクラム時間のCRDを選択する <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>CRD No.</td> <td>10%</td> <td>40%</td> <td>75%</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	CRD No.	10%	40%	75%	100%							電力	平成11年6月
CRD No.	10%	40%	75%	100%											
2	機能確認試験	(2) 試験対象CRDを除いたCRD (88本) のリチャージ充填水をブローする ① V113「閉」 ② V107「開」にてリチャージする。又エアを流入しないように同弁閉操作する ③ A-1後の圧力84 ± 1.5 kg/cm ² を記録する (3) 試験対象CRDを全引抜位置まで引抜く。その後CRD系統流量を0とする (4) 試験対象を除いたCRD (88本) の挿入元弁 (V101) 引抜元弁 (V102) およびV113を全開する (5) 試験対象CRDのHCU元弁 (V101, V102, V103, V104, V105, V112) を全開確認する (6) 試験対象CRDのHCUリチャージ充填水圧力を確認する (123 ± 3 kg/cm ²) 到達していない場合はV113を徐開し差出す (赤道後全開) (7) 「スクラム排出容器水位高」トリップポイントを「バイパス」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高」トリップ発生) (8) 再度リチャージの充填圧力を確認する (全数) (1) 原子炉水位低感度信号入力 H11-P633-1 校正エラーにてB21-LS-638Aに水位低 (L2) を検察する QH11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ点灯 ② H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN発生 (2) 記録計をスタートさせる (スタート速度: 10cm/sec) (3) 原子炉圧力高検振信号投入し以下確認する H11-P687 B21-PS-647C ③-④「ヤバ」	現場操作 中央制御室操作 現場操作	事実上、弁の実操作は無くなった 中央制御室で (3) を完了する前に、現場は (4) を開始した 制御棒引き抜きの原因になった											

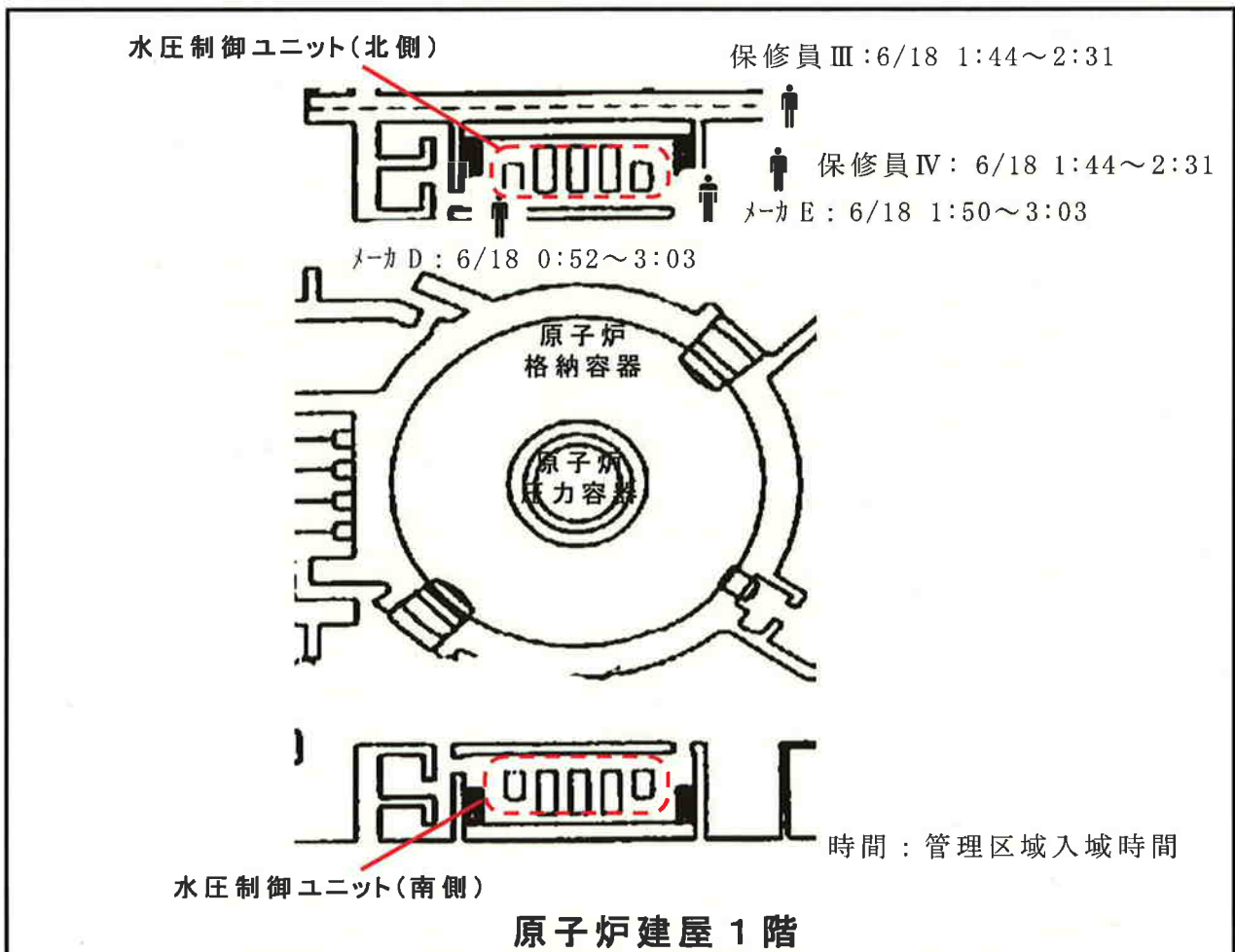
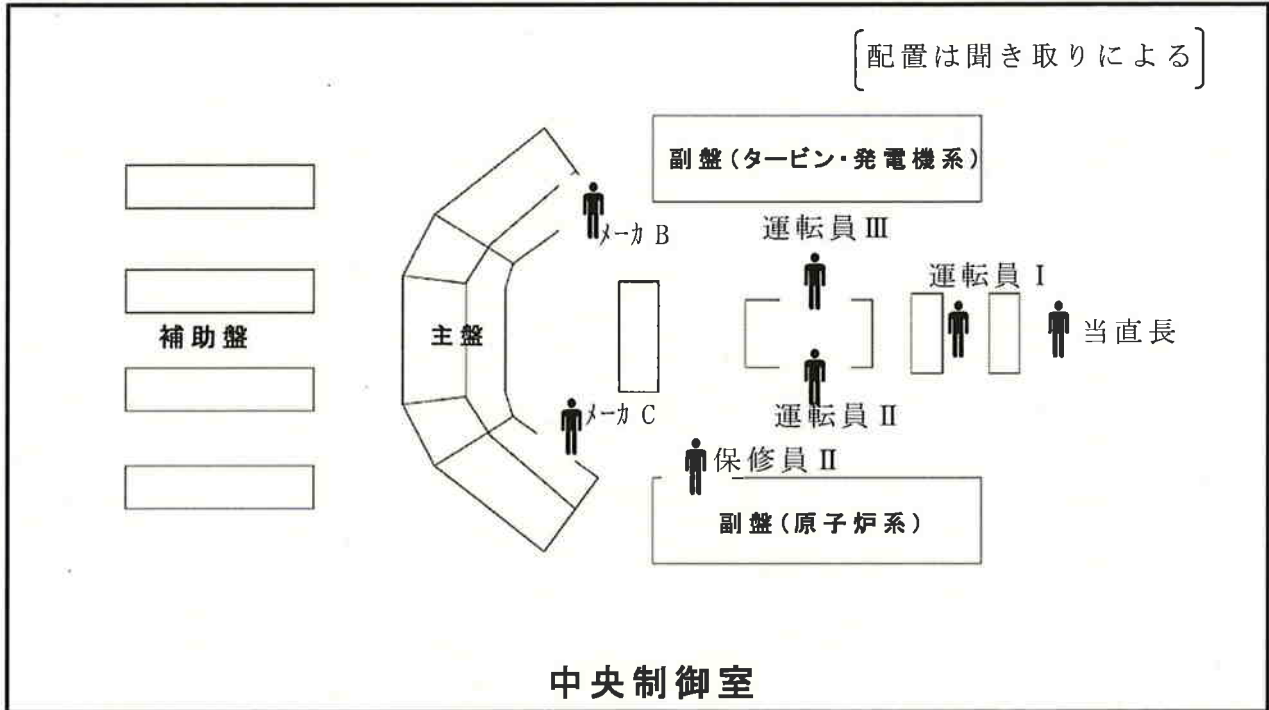
左側(11)をしないことにより、右側(2)は事実上③のみとなった

右側(12)を右側(3)の前に実施することになった

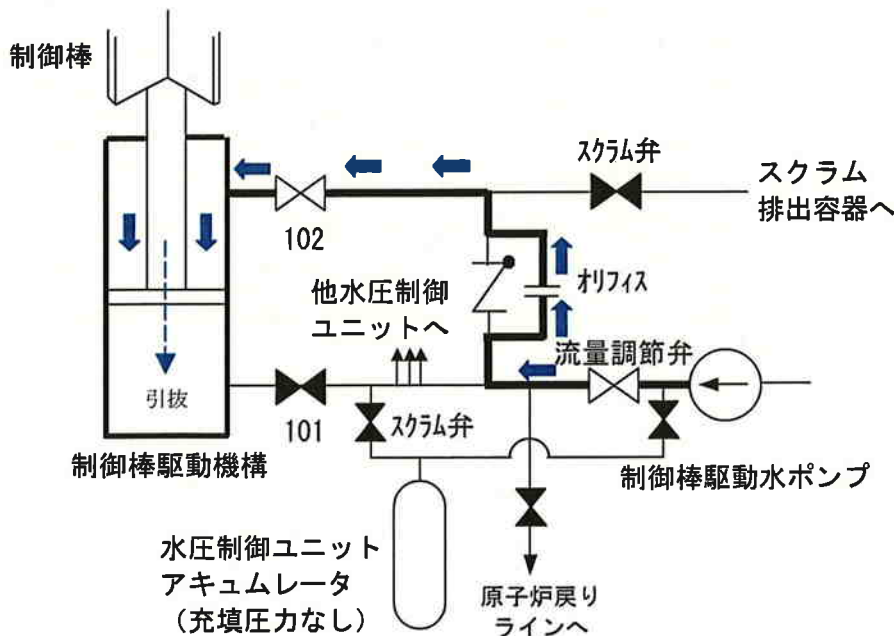
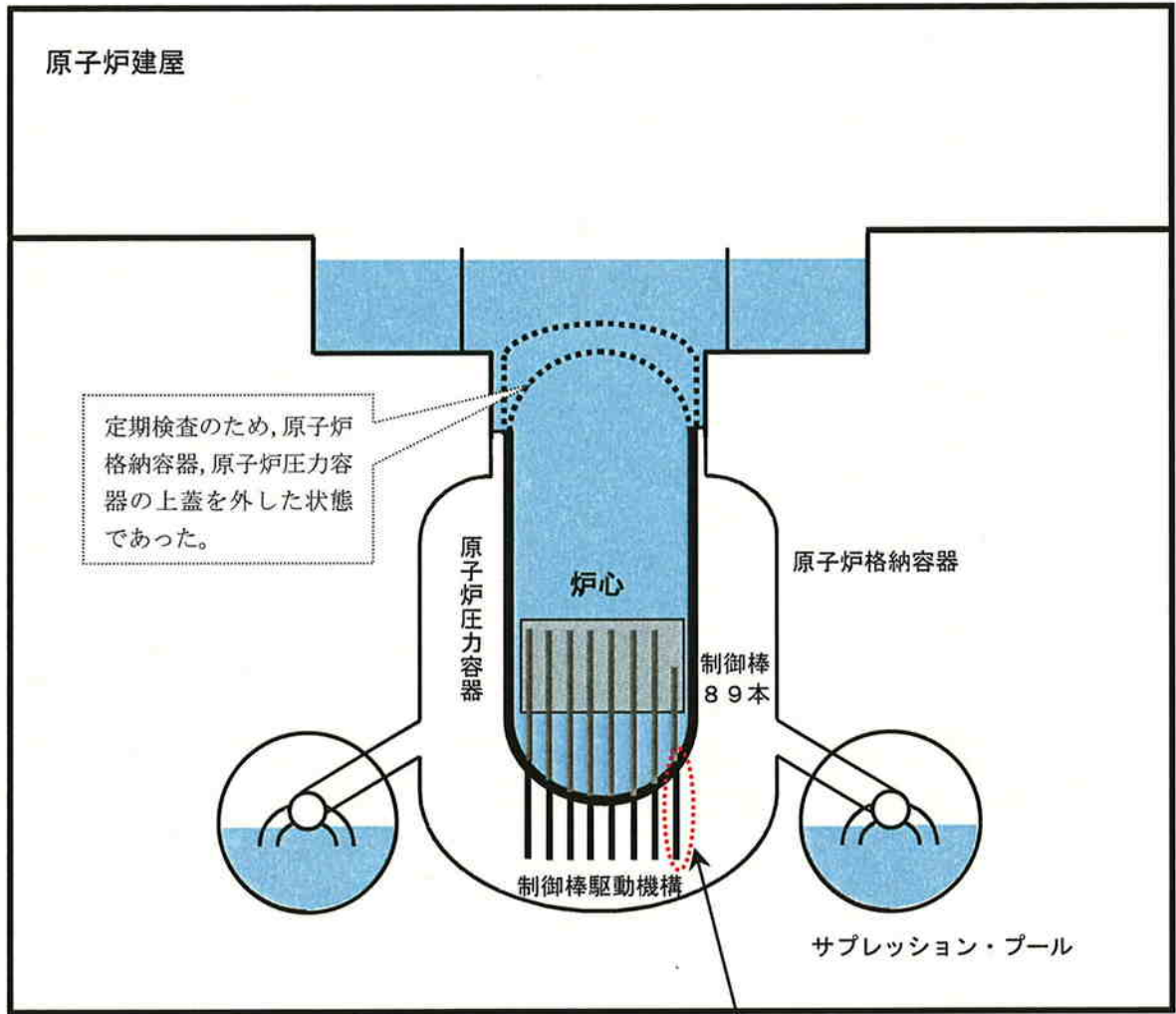
CRD 単体スクラム試験時 操作員配置図 (作業担当課：機械保修課)



ARI 機能確認試験時 操作員配置図 (作業担当課：電気保守課)



制御棒引抜動作開始時の状態（概要図）



・流量調節弁を閉めず、また、原子炉戻りラインの弁を開けずに101弁を閉としたことから、矢印の圧力がかかり、制御棒が想定外に引き抜かれた。

・原子炉が臨界状態となり、原子炉自動停止信号が発生したが、101弁が閉であったこと及び水圧制御ユニットアキュムレータに圧力が充てんされていなかったことから、直ちに制御棒が挿入されなかった。

臨界事故発生時の作業状況

1. 作業目的

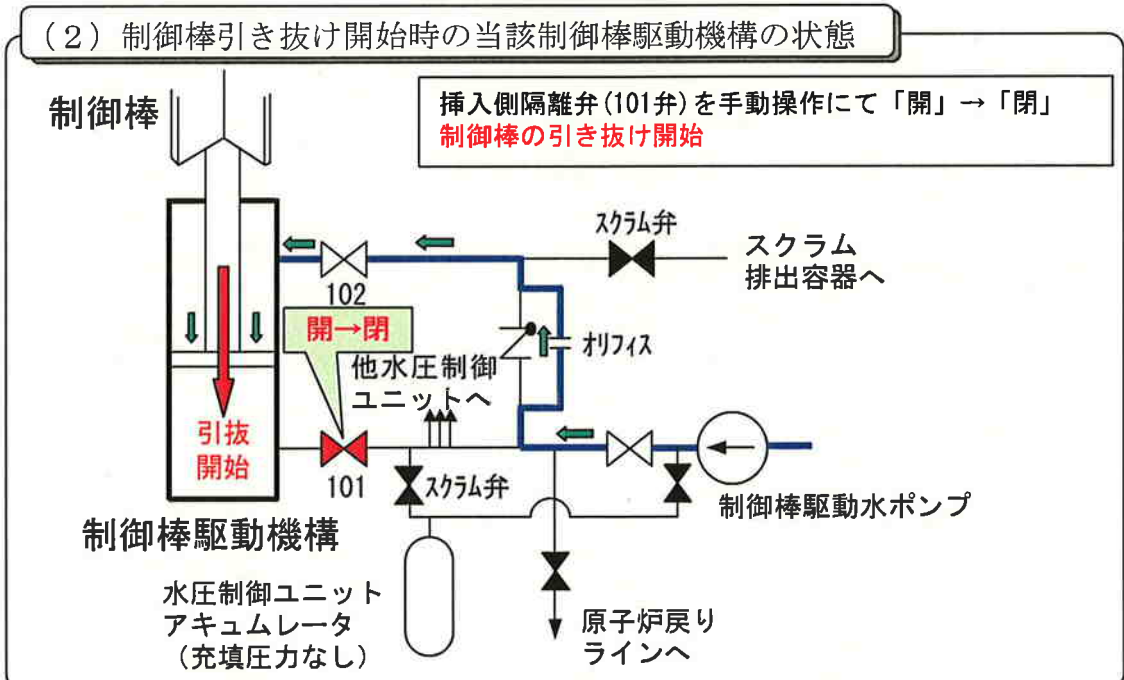
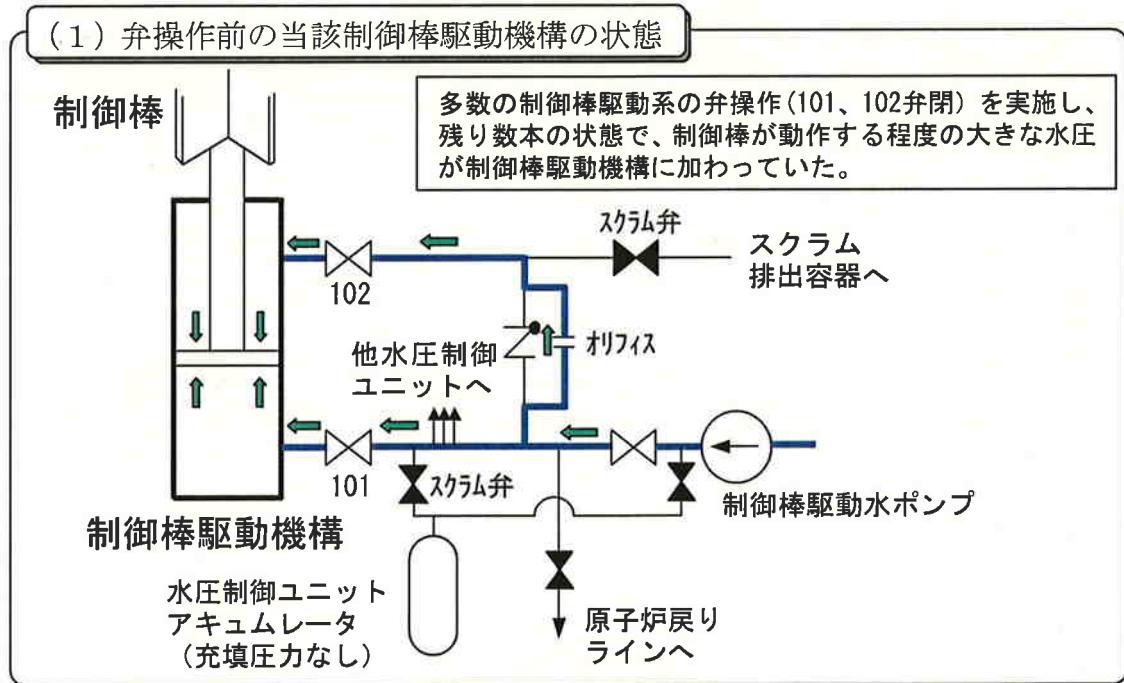
原子炉停止機能強化工事機能確認試験 (ARI 試験) における、制御棒 1 本の緊急挿入試験を実施するための準備。

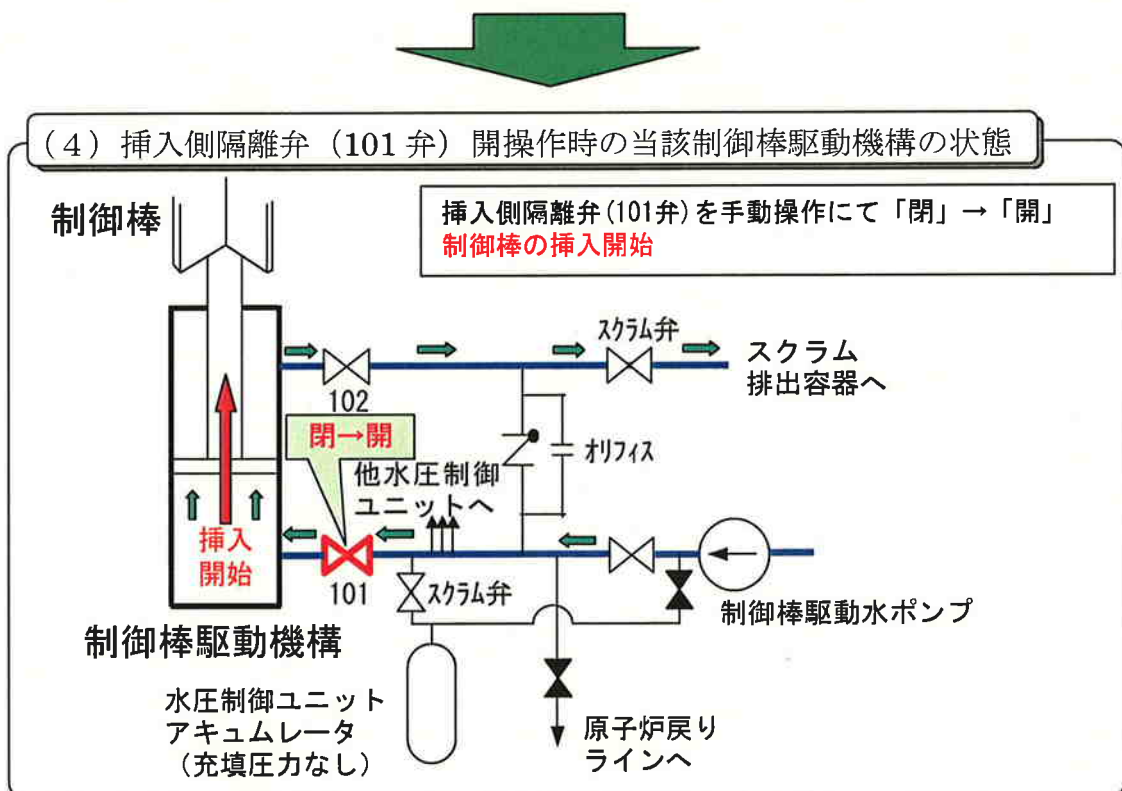
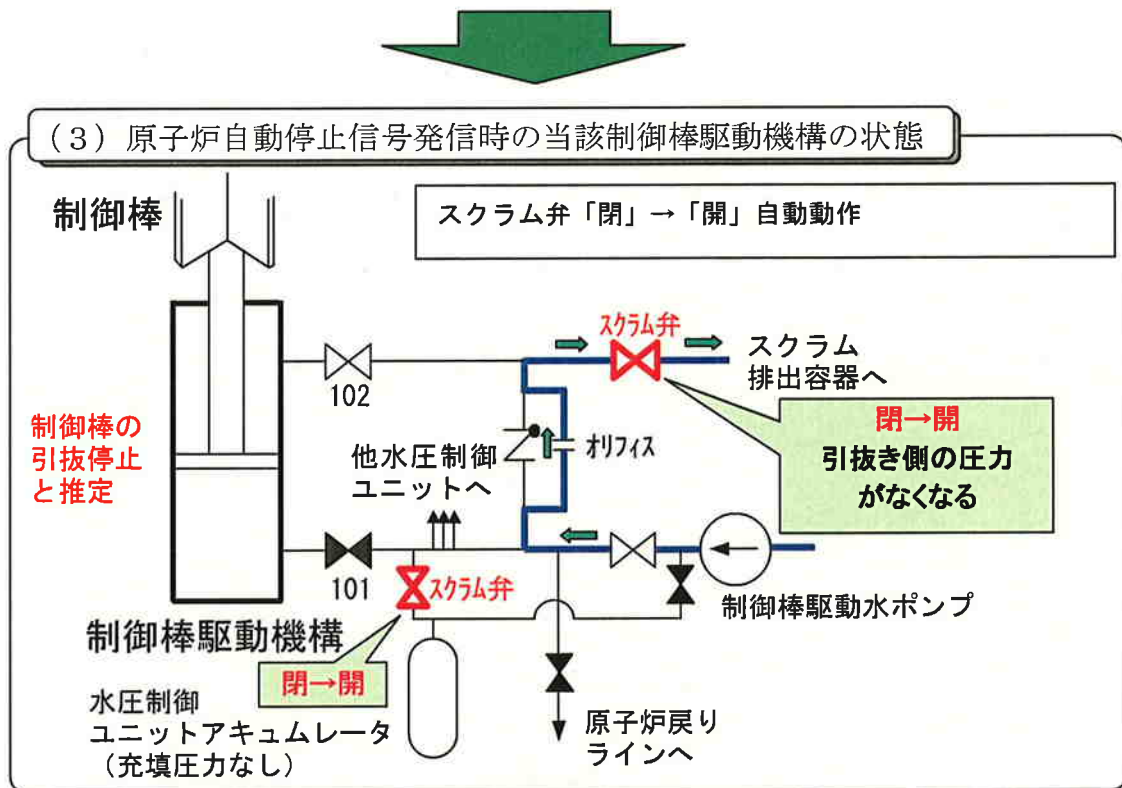
2. 作業概要

試験対象制御棒 1 本以外の制御棒 8 本について、緊急挿入信号で動かない (既に全挿入状態であり、さらに緊急挿入の力が加わらない) よう、以下の措置を実施。

- ・ 水圧制御ユニットアキュムレータのブロー (圧力低下措置)
- ・ 制御棒駆動機構の隔離

3. 臨界事故発生時の操作状況

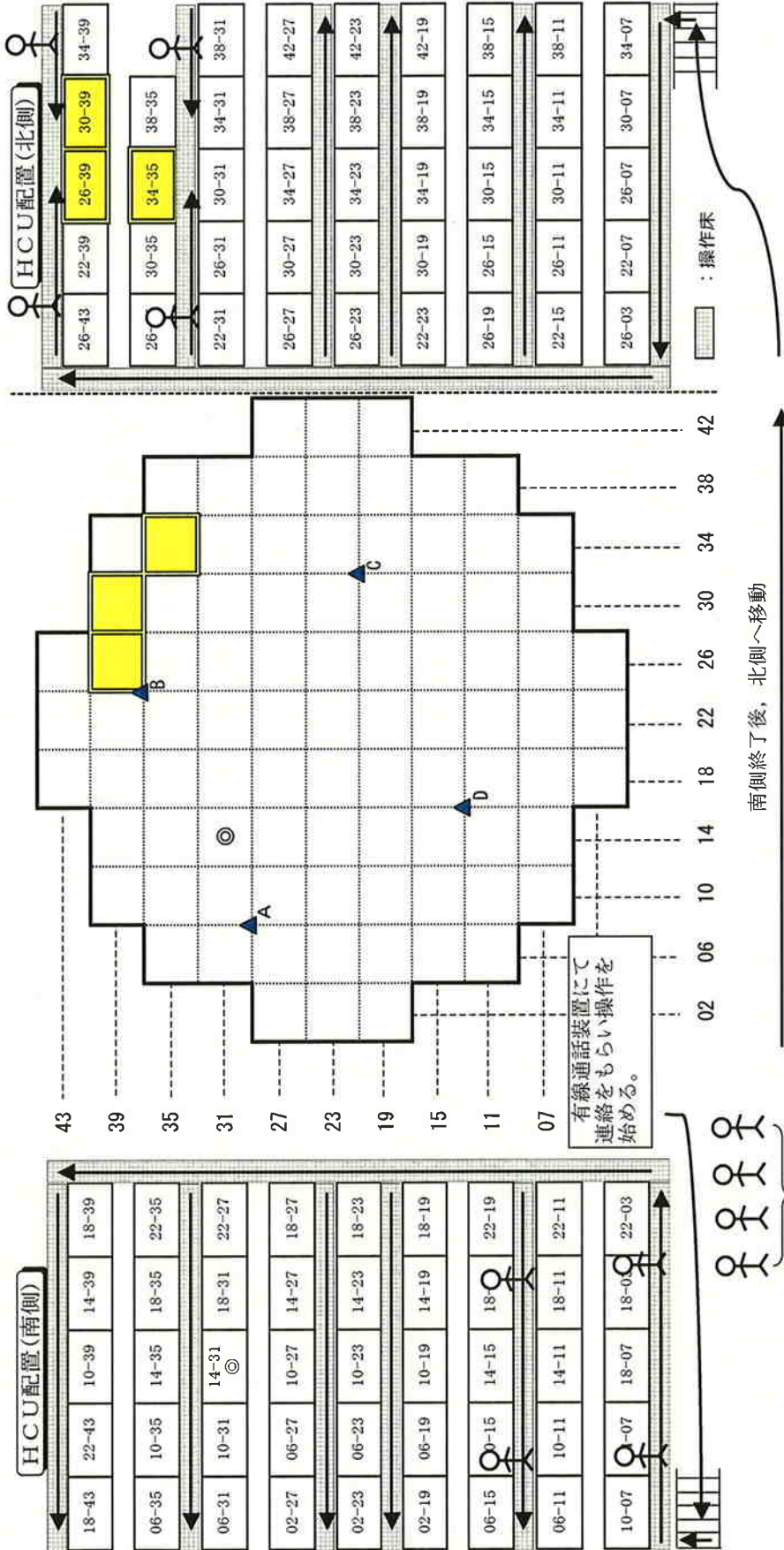




以上

ARI 機能確認試験時の隔離操作 (101, 102 弁操作) 実施順序 (推定)

ARI 機能確認試験対象制御棒 (14-31) を除く 88 本の制御棒の HCU の隔離操作実施



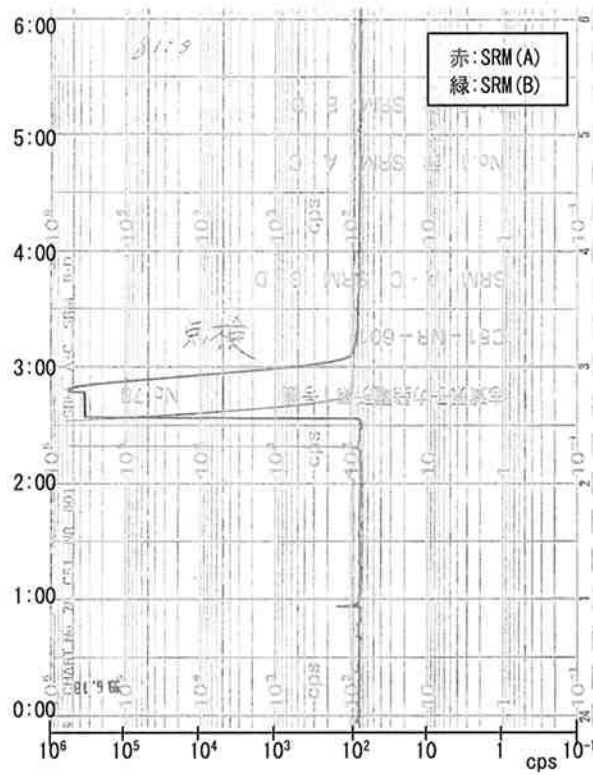
電気保修課 2 人、メーカー 2 人の 4 人で移動しながら、101 弁、102 弁を順次実施
1 列に 2 人が入り操作したところもある。HCU の順は不明。(聞取りによる)

- ◎ ARI 機能確認試験対象座標 (単体スクラム試験結果より、最も挿入速度の遅い座標の制御棒を選定)
- ▲ SRM (中性子源領域モニタ検出器) (A~D) はチャンネルを示す。
- 引抜事象の発生した制御棒座標

炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

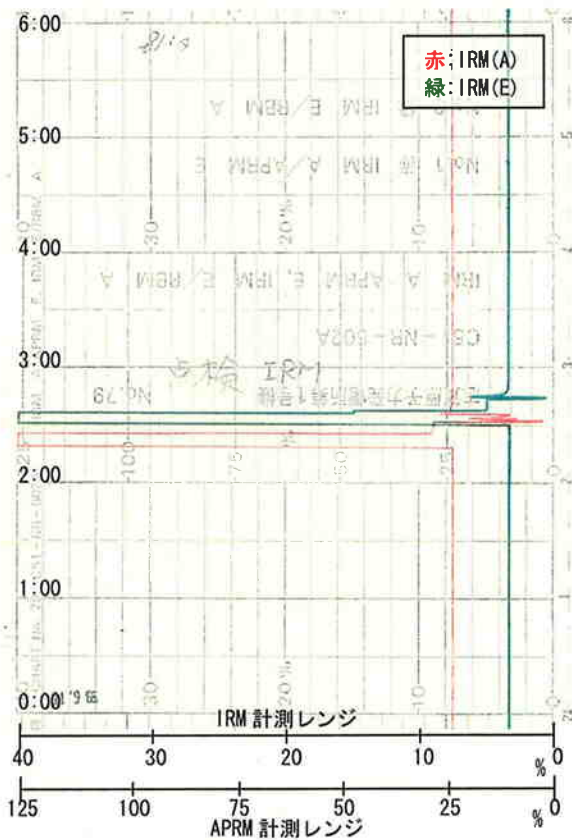
中性子源領域モニタ(A)(B)



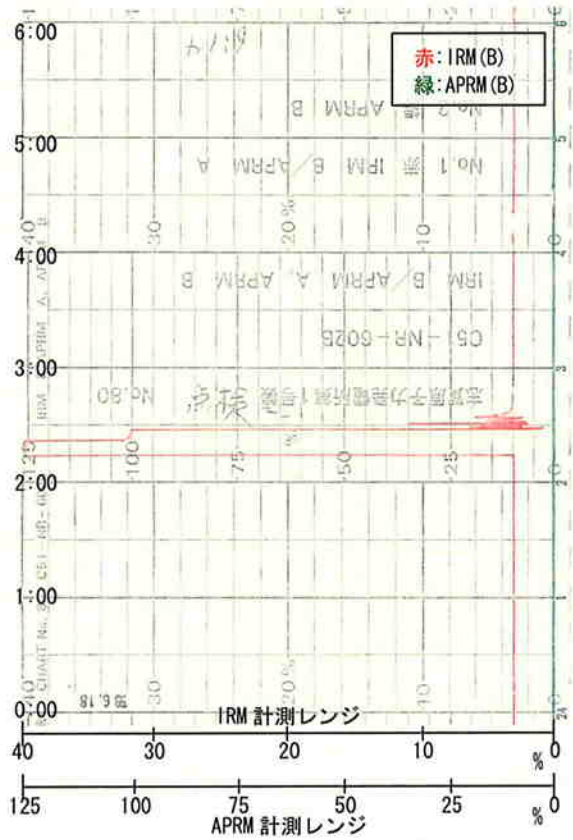
炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

中間領域モニタ(A)/(E)



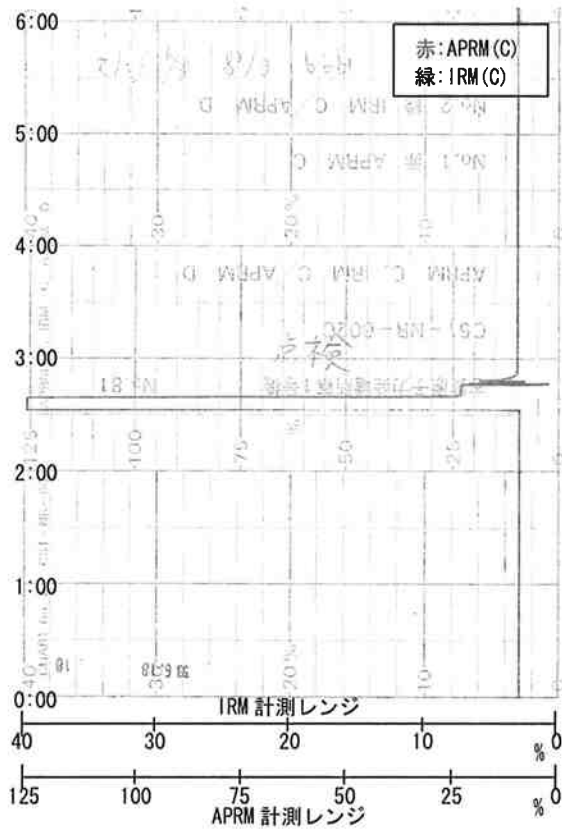
中間領域モニタ(B)



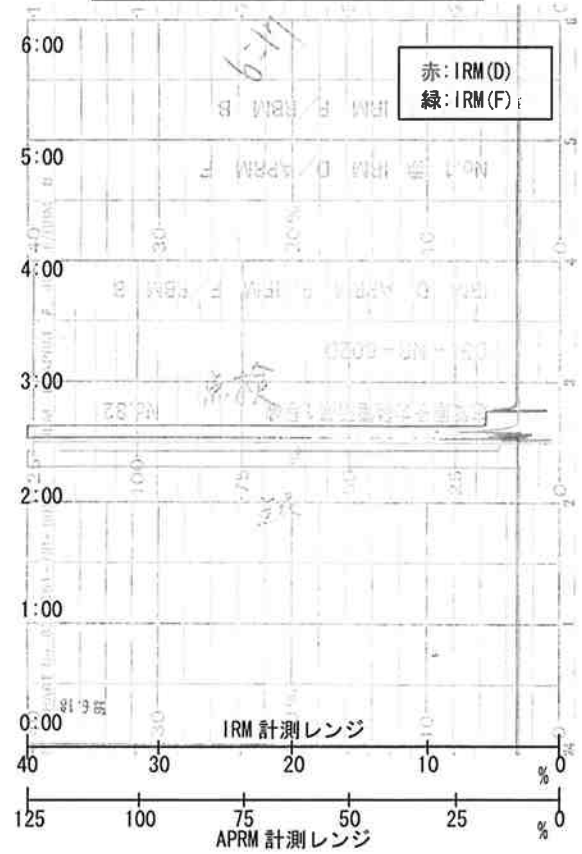
炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

中間領域モニタ(C)

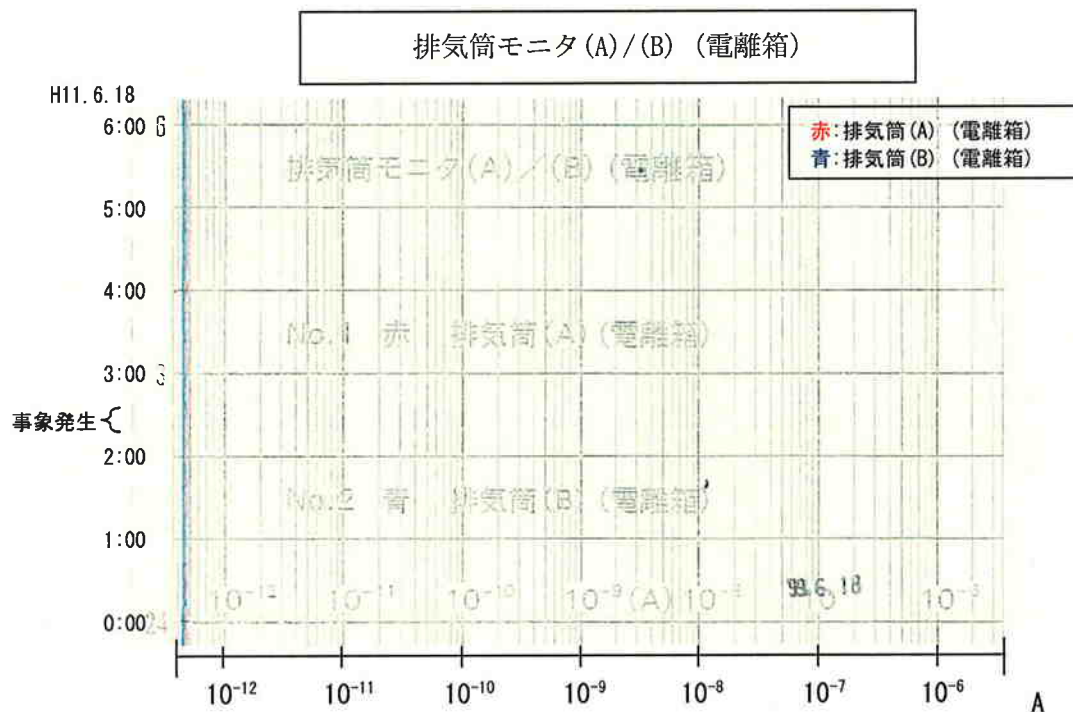
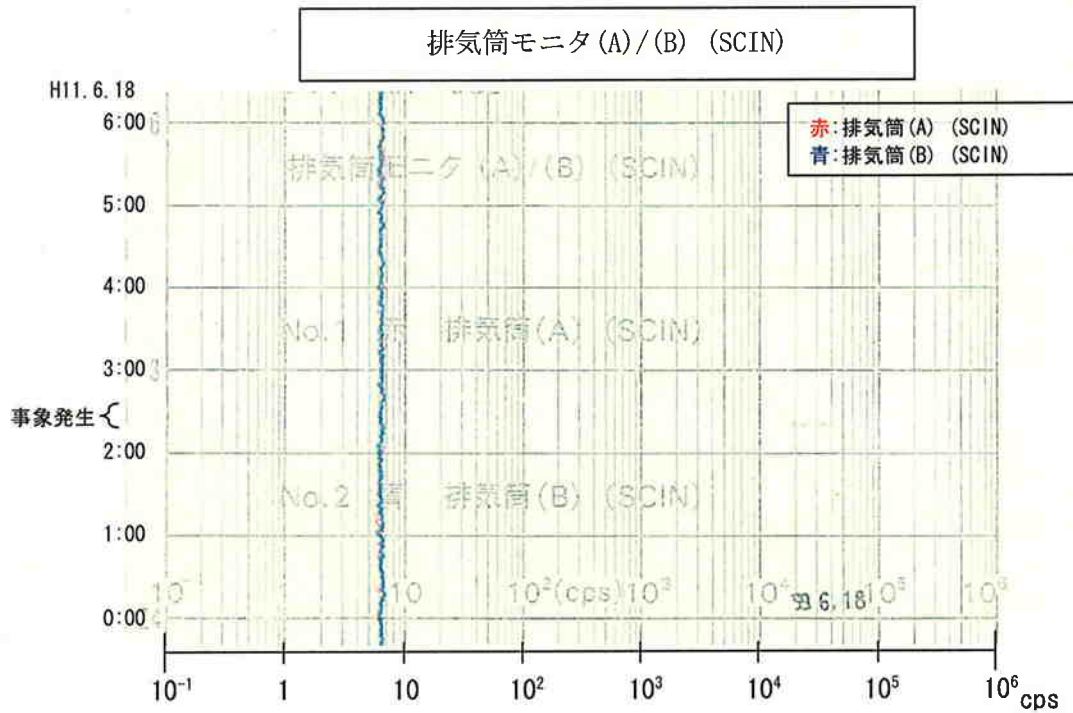


中間領域モニタ(D)/(F)



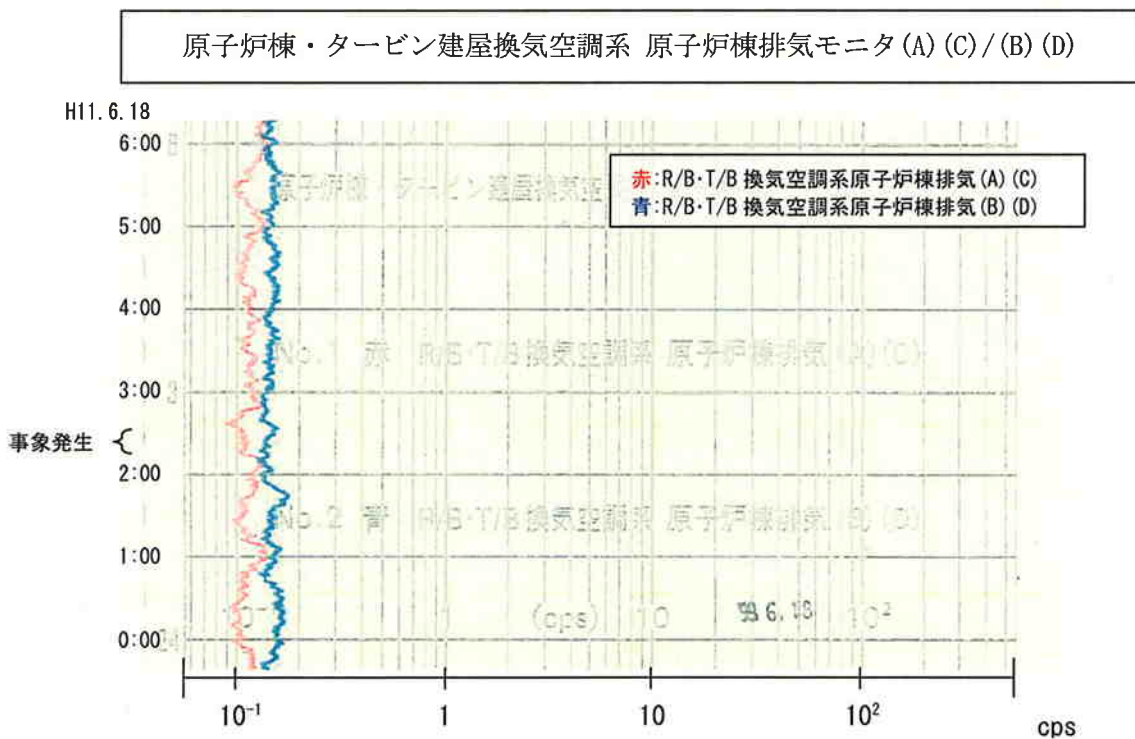
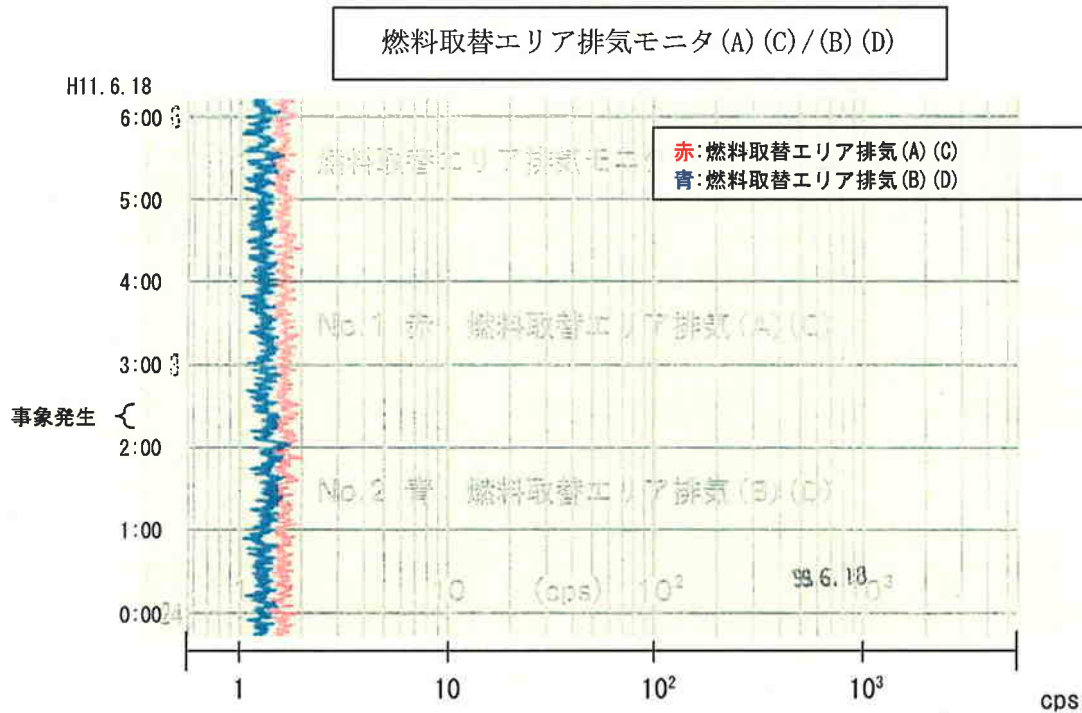
放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]



放射線モニタ関係チャート

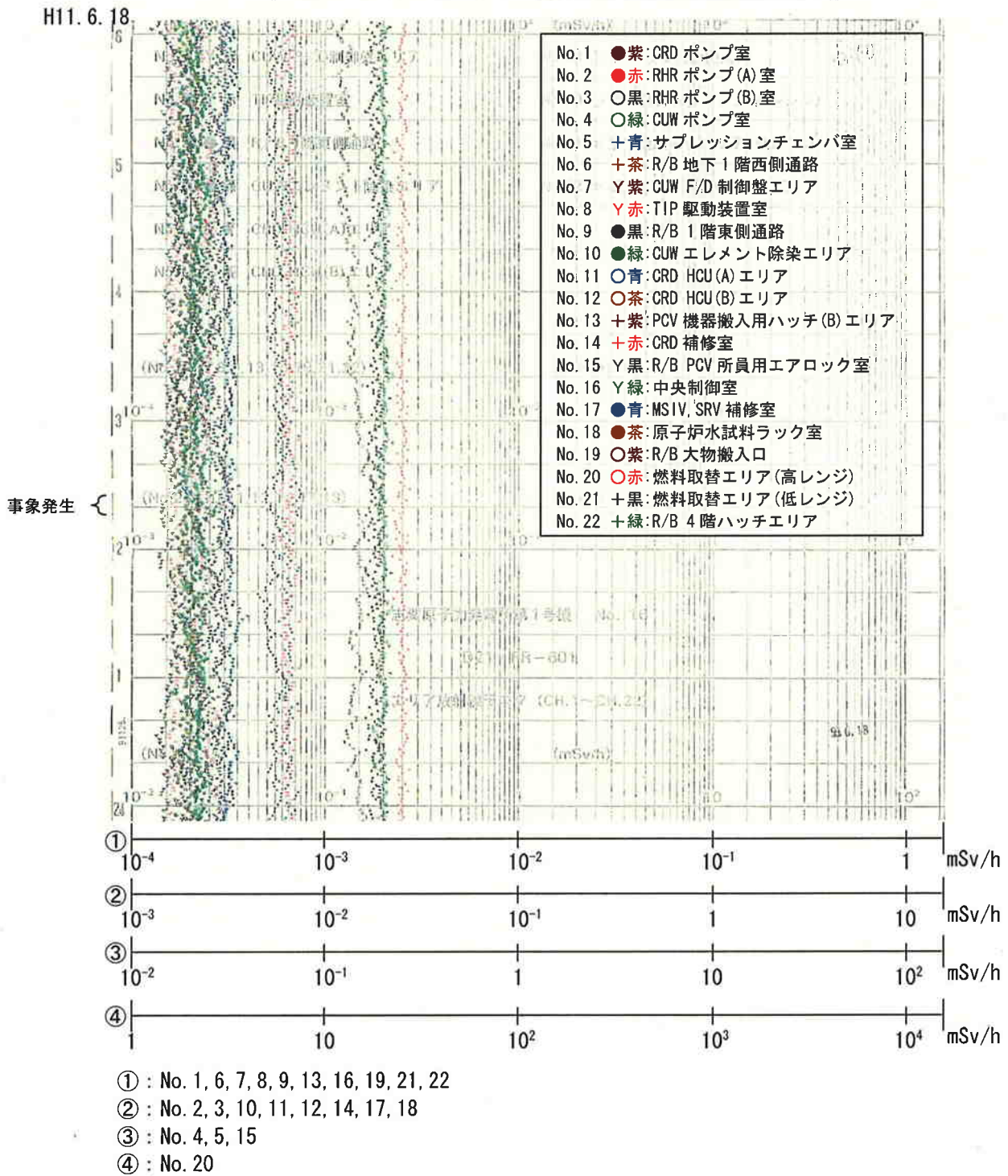
[平成11年6月18日 0:00~6:00]



放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

エリア放射線モニタ (CH. 1~CH. 22)

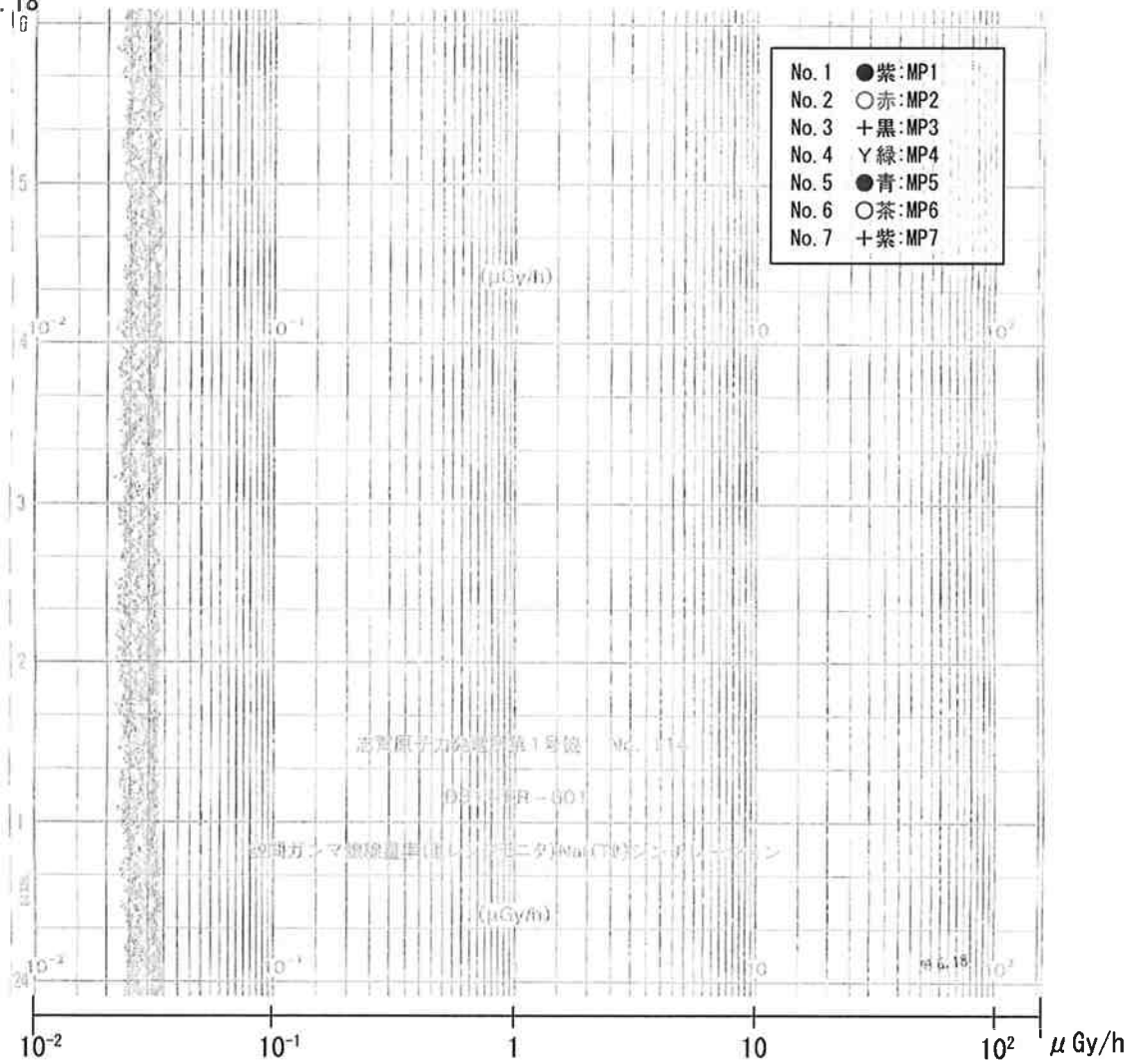


放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

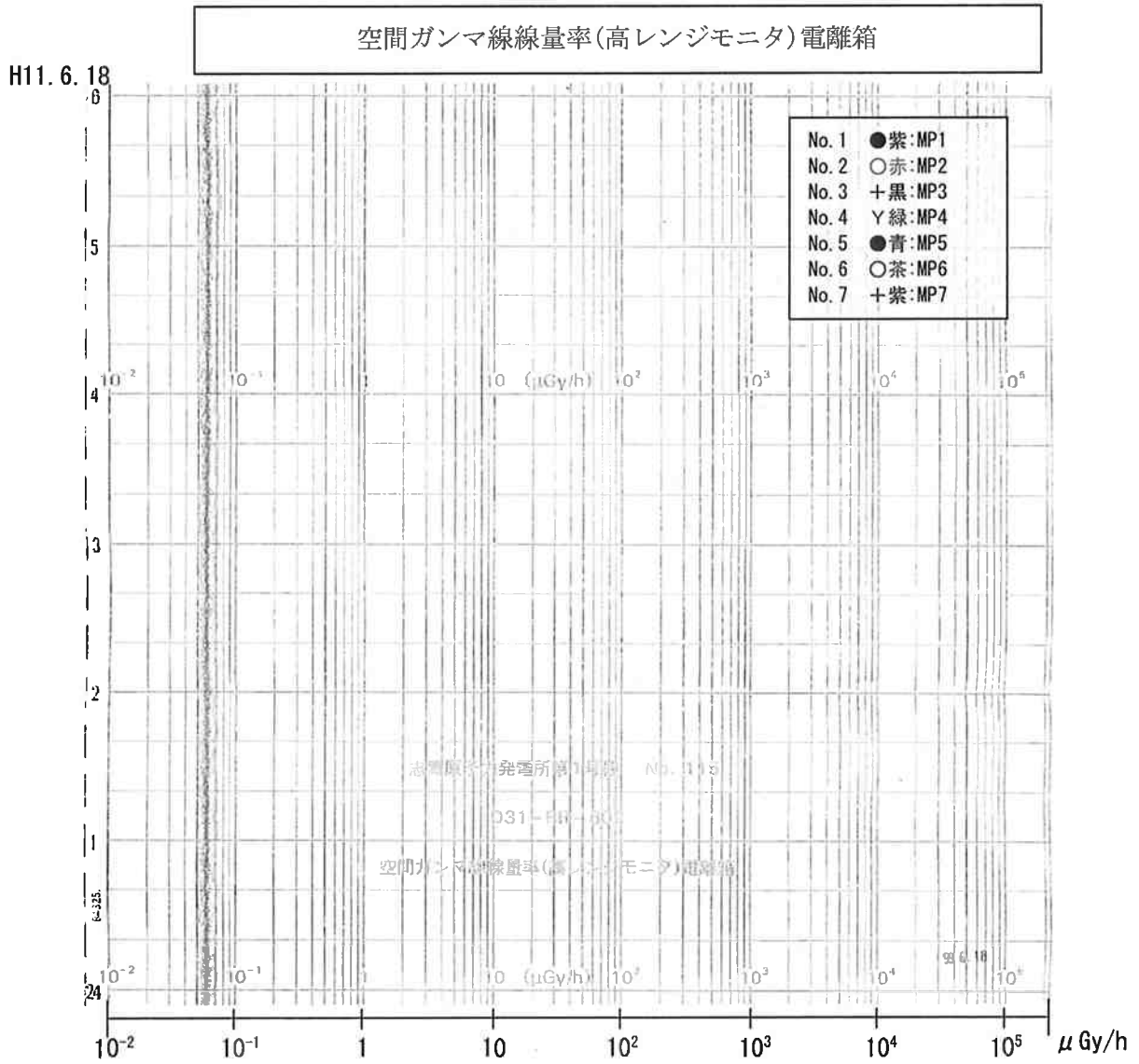
空間ガンマ線線量率(低レンジモニタ)NaI(Tl)シンチレーション

H11.6.18



放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]



アラームタイプ印字記録

021129	CD357	制御棒選択駆動中	YES			
021130	CD353	制御棒引抜中	NO			
021132	CD353	制御棒引抜中	YES			
021132	CD360	全制御棒全挿入CH. A	NO			
021132	CD361	全制御棒全挿入CH. B	NO			
021138	CD357	制御棒選択駆動中	NO			
021152	CD357	制御棒選択駆動中	YES			
021154	CD360	全制御棒全挿入CH. A	YES			
021154	CD361	全制御棒全挿入CH. B	YES			
021201	CD357	制御棒選択駆動中	NO			
021727	CD360	全制御棒全挿入CH. A	NO			
021727	CD361	全制御棒全挿入CH. B	NO			
021841	AA027	SRM炉周期 (B)	11.0	<	20.0	SEC
021843	AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー			
021843	AD001	SRM高	アラーム			
021844	AD036	IRM高	アラーム			
021844	CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	ON			
021844	CD507	原子炉自動スクラム (B)	スクラム	!		
021844	AD074	IRM (B) 高高/動作不能	アラーム	!		
021845	AA021	SRMレベル (B)	2.89+5	>	1.00+5	CPS
021845	AA013	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー			
021845	AA020	SRMレベル (A)	1.06+5	>	1.00+5	CPS
021845	AA022	SRMレベル (C)	1.28+5	>	1.00+5	CPS
021845	AD004	SRM CH. B 動作不能	アラーム			
021845	AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー			
021845	AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー			
021845	AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー			
021846	AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー			
021846	AA023	SRMレベル (D)	1.86+5	>	1.00+5	CPS
021846	AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー			
021846	AD004	SRM CH. B 動作不能	正常			正常復帰
021846	AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー			
021844	CD505	原子炉自動スクラム (A)	スクラム	!		
021846	AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー			
021847	AA020	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー			
021844	CB087	原子炉スクラム	ON			
021844	AD073	IRM (A) 高高/動作不能	アラーム	!		
021853	制御棒座標 3039 ドリフト	DATA=/02540DDF				
021853	AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー			正常復帰
021853	制御棒座標 2639 ドリフト	DATA=/02550BE9				
021854	AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー			正常復帰
021854	AA028	SRM炉周期 (C)	10.5	<	20.0	SEC
021854	AA029	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー			正常復帰
021854	AA029	SRM炉周期 (D)	10.9	<	20.0	SEC
021854	AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー			正常復帰
021854	制御棒座標 3435 ドリフト	DATA=/02730BF7				
021855	AA020	SRM炉周期 (D)	20.9	SEC		正常復帰
021856	AA027	SRM炉周期 (B)	20.8	SEC		正常復帰
021856	AA026	SRM炉周期 (A)	16.8	<	20.0	SEC
021857	AA028	SRM炉周期 (C)	24.4	SEC		正常復帰
021857	AA026	SRM炉周期 (A)	23.2	SEC		正常復帰
021945	CD314	CRDスクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム			
021959	CD316	スクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム			
021959	CD313	燃料取管モーター制御棒引抜阻止	アラーム			
021959	CD359	制御棒引抜阻止	アラーム			
021959	CD315	CRDスクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム			
022010	CD317	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム			
022010	CB017	スクラム排出容器水位高トリップ	ON	!		
022150	制御棒座標 3039 ドリフト	DATA=/02540DDF				
022150	制御棒座標 2639 ドリフト	DATA=/02550BE9				
022152	制御棒座標 3435 ドリフト	DATA=/02730BF7				
022326	TA143	油冷却器出口油温度	27.5	℃		正常復帰
022336	TA143	油冷却器出口油温度	26.7	<	27.0	℃
022428	AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
022443	AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
022446	TD493	第4抽気管 (A) ドレンド全閉	全閉以外			
022536	AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
022536	AD073	IRM (A) 高高/動作不能	正常	!		正常復帰
022537	AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
022645	AA013	IRMレベル (B) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
022648	AD038	IRM高	正常			正常復帰
022648	CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	OFF	!		正常復帰
022648	AD074	IRM (B) 高高/動作不能	正常	!		正常復帰
022648	AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー			正常復帰
023219	AD039	IRM低	アラーム			
023219	AA029	SRM炉周期 (D)	レンジ逸脱			
023224	AA026	SRM炉周期 (A)	レンジ逸脱			
023244	AA023	SRMレベル (D)	9.90+4	CPS		正常復帰
023300	CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES			
023300	CD361	全制御棒全挿入CH. B	YES			

アラームタイパー印字記録 (時系列)

021129 CD357	制御棒選取駆動中	YES					
021130 CD353	制御棒引抜中	YES					
021132 CD353	制御棒引抜中	NO					
021132 CD360	全制御棒全挿入CH. A	NO					
021132 CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO					
021138 CD357	制御棒選取駆動中	NO					
021152 CD357	制御棒選取駆動中	YES					
021154 CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES					
021154 CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES					
021201 CD357	制御棒選取駆動中	NO					
021227 CD380	全制御棒全挿入CH. A	NO					
021227 CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO					
021841 AA027	SRM炉周期 (B)	11.0	<	20.0	SEC		
021843 AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー					
021843 AD001	SRM高	アラーム					
021844 AD038	IRM高	アラーム					
021844 CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	ON					
021844 CD507	原子炉自動スクラム (B)	スクラム					
021844 AD074	IRM (B) 高高/動作不能	アラーム					
021845 AA021	SRMレベル (B)	2.89+5	>	1.00+5	CPS		
021845 AA013	IRMレベル (B) トレンド表示	オーバーフロー					
021845 AA020	SRMレベル (A)	1.06+5	>	1.00+5	CPS		
021845 AA022	SRMレベル (C)	1.28+5	>	1.00+5	CPS		
021845 AD004	SRM CH. B 動作不能	アラーム					
021845 AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー					
021845 AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー					
021845 AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー					
021846 AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー					
021846 AA023	SRMレベル (D)	1.86+5	>	1.00+5	CPS		
021846 AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー					
021846 AD004	SRM CH. B 動作不能	正常					正常復帰
021846 AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー					
021844 CD505	原子炉自動スクラム (A)	スクラム					
021846 AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー					
021847 AA029	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー					
021844 CB067	原子炉スクラム	ON					
021844 AD073	IRM (A) 高高/動作不能	アラーム					
021853 制御棒座標 3039 ドリフト DATA=/02540BDF							
021853 AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー					正常復帰
021853 制御棒座標 2639 ドリフト DATA=/02550BE9							
021854 AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー					正常復帰
021854 AA028	SRM炉周期 (C)	10.5	<	20.0	SEC		
021854 AA029	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー					正常復帰
021854 AA029	SRM炉周期 (D)	10.9	<	20.0	SEC		
021854 AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー					正常復帰
021854 制御棒座標 3435 ドリフト DATA=/02730BF7							
021855 AA029	SRM炉周期 (D)	20.9	SEC				正常復帰
021856 AA027	SRM炉周期 (B)	20.8	SEC				正常復帰
021856 AA026	SRM炉周期 (A)	16.8	<	20.0	SEC		
021857 AA028	SRM炉周期 (C)	24.4	SEC				正常復帰
021857 AA026	SRM炉周期 (A)	23.2	SEC				正常復帰
021845 CD314	CRDスクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム					
021859 CD316	スクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム					
021859 CD313	燃料取扱室下制御棒引抜阻止	アラーム					
021859 CD359	制御棒引抜阻止	アラーム					
021859 CD315	CRDスクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム					
022010 CD317	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム					
022017 CB017	スクラム排出容器水位高トリップ	ON					
022150 制御棒座標 3039 ドリフト DATA=/02540BDF							
022150 制御棒座標 2639 ドリフト DATA=/02550BE9							
022152 制御棒座標 3435 ドリフト DATA=/02730BF7							
022326 TA143	油冷却器出口油温度	27.5	°C				正常復帰
022336 TA143	油冷却器出口油温度	26.7	<	27.0	°C		
022428 AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
022443 AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
022446 TD493	第4抽気管 (A) トレンド表示	全閉以外					
022536 AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
022536 AD073	IRM (A) 高高/動作不能	正常					正常復帰
022537 AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
022649 AA013	IRMレベル (B) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
022648 AD038	IRM高	正常					正常復帰
022648 CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	OFF					正常復帰
022648 AD074	IRM (B) 高高/動作不能	正常					正常復帰
022648 AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー					正常復帰
023219 AD039	IRM低	アラーム					
023219 AA029	SRM炉周期 (D)	レンジ逸脱					
023224 AA026	SRM炉周期 (A)	レンジ逸脱					
023244 AA023	SRMレベル (D)	9.90+4	CPS				正常復帰
023300 CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES					
023300 CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES					

手動で表示要求

引抜操作

挿入操作

制御棒が動き始めた

原子炉自動スクラム (B)

原子炉自動スクラム (A)

原子炉スクラム

制御棒 30-29 20 ポジション

制御棒 26-39 16 ポジション

制御棒 34-35 08 ポジション

同上 制御棒位置

制御棒全挿入

アラームタイパー印字記録の解説

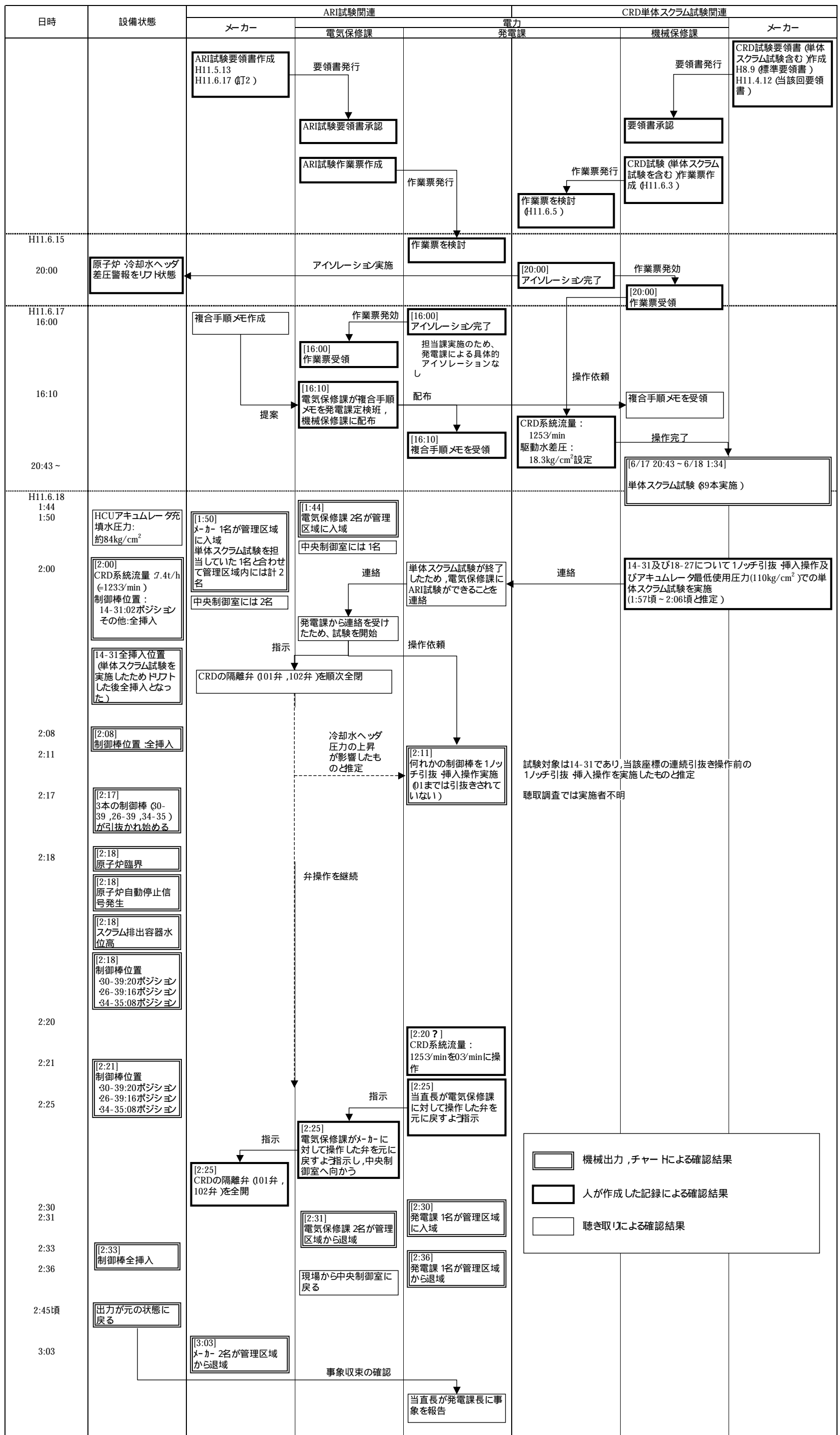
時刻	引き抜け始めてからの時間*	原子炉スクラムからの時間*	アラームタイパー印字記録	アラームタイパー印字記録	解説
2:11:29	-05分58秒	-07分15秒	制御棒座標 1431 99 TO 00 操作 ???? 制御棒選択駆動中	YES	制御棒 14-31 トリップ位置不明から500ボジションまで操作 (アラームタイパーのコピーには下半分しか残っており、印字内容を推定したものの)
2:11:30	-05分57秒	-07分14秒	制御棒引抜中	YES	
2:11:32	-05分55秒	-07分12秒	制御棒挿入 CH.A	NO	引抜操作を行った (制御棒は動いていない)
2:11:32	-05分55秒	-07分12秒	制御棒挿入 CH.B	NO	
2:11:38	-05分49秒	-07分06秒	制御棒選択駆動中	YES	
2:11:52	-05分35秒	-06分52秒	制御棒挿入 CH.A	YES	
2:11:54	-05分33秒	-06分50秒	制御棒挿入 CH.B	YES	
2:12:01	-05分26秒	-06分43秒	制御棒選択駆動中	NO	
2:17:27	00分00秒	-01分17秒	全制御棒全挿入 CH.A	NO	全制御棒全挿入でなくなった (制御棒が動き始めたとき判定)
2:17:27	00分00秒	-01分17秒	全制御棒全挿入 CH.B	NO	
2:18:41	01分14秒	00分03秒	SRM炉周期 (B)	11.0 < 20.0 SEC	反応度投入により炉周期が短くなった (炉周期が20秒以下:20秒は警報設定値)
2:18:43	01分16秒	-00分01秒	SRM炉周期 (B)	アラーム	さらに炉周期が短くなり炉周期の計測範囲を逸脱した
2:18:44	01分17秒	-00分01秒	SRM高	アラーム	中性子束レベルが高くなり中間領域モニター (レンジ 1.1 × 10 ⁻⁵ - 4 × 10 ⁻⁴ %) の警報設定値 (3.4 × 10 ⁻⁴ %) に到達した
2:18:44	01分17秒	-00分01秒	SRM高	アラーム	中性子束レベルが高くなり中間領域モニター (レンジ 1.1 × 10 ⁻⁵ - 4 × 10 ⁻⁴ %) のトリップ設定値 (レンジ 1.38 × 10 ⁻⁴ %) に到達した
2:18:44	01分17秒	-00分01秒	SRM高	アラーム	中性子束レベルが上昇により中間領域モニター-ChB (レンジ 1.1 × 10 ⁻⁵ - 4 × 10 ⁻⁴ %) のトリップ設定値 (レンジ 1.38 × 10 ⁻⁴ %) に到達した
2:18:44	01分17秒	-00分01秒	SRM高	アラーム	中性子束レベルが上昇により中間領域モニター-ChA (レンジ 1.1 × 10 ⁻⁵ - 4 × 10 ⁻⁴ %) のトリップ設定値 (レンジ 1.38 × 10 ⁻⁴ %) に到達した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (B)	2.89 × 5 > 1.00 × 5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 × 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (B)	アラーム	中性子束レベルの上昇により中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトリップ表示の範囲を逸脱した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (A)	1.06 × 5 > 1.00 × 5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 × 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (C)	1.28 × 5 > 1.00 × 5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 × 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRM CH.B 動作不能	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニター-ChBの動作不能
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (D) トレン表示	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトリップ表示の範囲を逸脱した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (A) トレン表示	アラーム	
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (C) トレン表示	アラーム	
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRMレベル (E) トレン表示	アラーム	
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRMレベル (D)	1.86 × 5 > 1.00 × 5 CPS	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターの指示が警報設定値 (1 × 10 ⁵) を超えている
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRMレベル (E) トレン表示	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトリップ表示の範囲を逸脱した
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM CH.B 動作不能	正常	正常
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	炉周期の計測範囲を逸脱した
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM炉周期 (A)	アラーム	
2:18:47	01分20秒	00分03秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	
2:18:53	01分26秒	00分09秒	制御棒座標 3039 トリフト DATA=702540BDF	アラーム	制御棒30-39 20ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:53	01分26秒	00分09秒	制御棒座標 2639 トリフト DATA=702550BE9	アラーム	制御棒26-39 16ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (A)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (B)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (E)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	制御棒座標 3435 トリフト DATA=702730BF7	アラーム	制御棒34-35 08ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:55	01分28秒	00分11秒	SRM炉周期 (D)	20.9 SEC	正常
2:18:55	01分28秒	00分11秒	SRM炉周期 (C)	20.8 SEC	正常
2:18:56	01分29秒	00分12秒	SRM炉周期 (B)	16.8 < 20.0 SEC	正常
2:18:56	01分29秒	00分12秒	SRM炉周期 (A)	23.2 SEC	正常
2:18:57	01分30秒	00分13秒	SRM炉周期 (C)	24.4 SEC	正常
2:19:45	02分18秒	01分01秒	CRDスクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:19:59	02分32秒	01分15秒	燃料取替モーター制御棒引抜阻止	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:19:59	02分32秒	01分15秒	制御棒引抜阻止	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:19:59	02分32秒	01分15秒	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (B) の水位上昇
2:20:10	02分43秒	01分26秒	スクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:20:18	02分51秒	01分34秒	スクラム排出容器水位高トリップ	ON	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器の水位上昇
2:21:50	04分23秒	03分06秒	制御棒座標 3039 トリフト DATA=702540BDF	アラーム	制御棒30-39 20ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:21:50	04分23秒	03分06秒	制御棒座標 2639 トリフト DATA=702550BE9	アラーム	制御棒26-39 16ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:21:52	04分25秒	03分08秒	制御棒座標 3435 トリフト DATA=702730BF7	アラーム	制御棒34-35 08ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:23:26	05分59秒	04分42秒	油冷却器出口油温度	27.5	定期点検期間中のタービン潤滑油温度の低下 (原子炉緊急停止に関連しないと考えられるが現在調査中)
2:23:36	06分09秒	04分52秒	油冷却器出口油温度	26.7 < 27.0	
2:24:28	07分01秒	05分44秒	RMレベル (E) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:24:43	07分16秒	05分59秒	RMレベル (F) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:24:46	07分19秒	06分02秒	第4抽気管 (A) トレン表示	アラーム	第4抽気管 (A) トレン弁全閉以外、原子炉緊急停止に関連しないと考えられるが現在調査中
2:25:36	08分09秒	06分52秒	RMレベル (C) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:25:37	08分09秒	06分52秒	RMレベル (A) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:26:45	09分18秒	08分01秒	RMレベル (A) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RM高	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更により中間領域モニターの高警報の正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	中性子束高 / 計装動作不能トリップ	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RM(B) 高 / 動作不能	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RMレベル (D) トレン表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトリップ表示範囲内への正常復帰
2:32:19	14分52秒	13分35秒	RM低	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:19	14分52秒	13分35秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:24	14分57秒	13分40秒	SRMレベル (A)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:44	15分17秒	14分00秒	SRMレベル (D)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:33:00	15分33秒	14分16秒	全制御棒全挿入 CH.A	YES	全制御棒全挿入(引き抜け) (制御棒3本が全挿入)
2:33:00	15分33秒	14分16秒	全制御棒全挿入 CH.B	YES	
2:33:01	14分20秒	14分17秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:33:14	14分31秒	14分29秒	RM低	アラーム	中間領域モニターの低警報の正常復帰
2:33:52	15分09秒	15分07秒	SRMレベル (A)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:34:33	15分49秒	15分48秒	SRMレベル (C)	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した

* アラームタイパーの時刻から計算で求めた

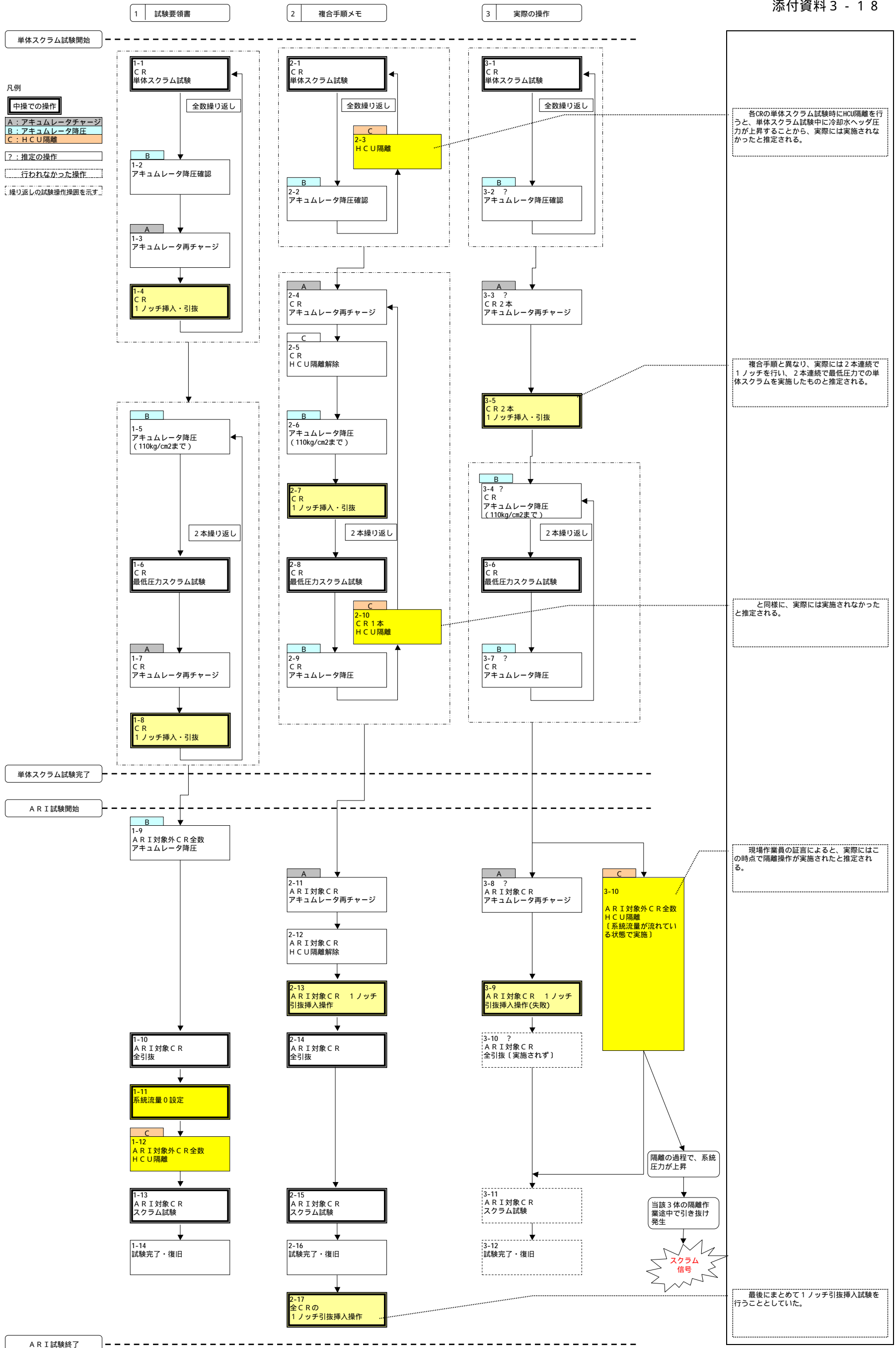
手で制御棒位置指示の表示を要求

手で制御棒位置指示の表示を要求

ARI試験及びCRD単体スクラム試験の流れ図



手順書と運転操作の比較



志賀 1 号機非常用ディーゼル発電設備クランク軸のひび割れ

年 月	経 緯
平成 11 年 6 月 13 日	B 号機クランク軸の浸透探傷試験により線状模様 発見
平成 11 年 6 月 14 日	超音波探傷試験により，長さ約 17cm，最大深さ約 2.7cm のひび確認
平成 11 年 6 月 15 日～ 6 月 20 日	発電所における原因調査，クランク軸取出
平成 11 年 6 月 20 日～ 7 月 1 日	㈱新潟鉄工所工場にて詳細調査
平成 11 年 7 月 2 日	原因と再発防止対策を取り纏め
平成 11 年 7 月 16 日	健全性を確認した新品のクランク軸に交換完了

志賀1号機

引継日誌

原子炉主任技術者
[Redacted]

当直長 (1/1)

平成11年6月18日 金曜日 8時30分 直D班				次長	課長	当直長
				[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
出勤 4名 (直員)	休務	有 1		応援		
1名 (実習員)	代務	有 1		有 1		
1号機	発電機出力 0 MWe	運転モード	運転・起動・燃料取替・停止	RW運転員	[Redacted]	

記事

1. 運転状況

原子炉 停止中

2. 定例試験

有 1

3. 作業依頼

有 1

4. その他

有 1

当直長引継日誌の調査

当直長引継日誌について確認したところ、運転状況が「原子炉停止中」との記載のみであり、原子炉が臨界状態となったことおよび原子炉スクラム信号が発生したこと等の記載がされていなかった。

平成 11 年臨界事故発生後の確認事項

	項目	具体的確認事項	エビデンス
状況把握	中央制御室	原子炉スクラム後の操作確認	<p>当直員は、原子炉スクラム警報の確認、IRMレンジ切替及び指示値確認、放射線モニタ確認を行った。(○)</p> <p>また、出力低下をIRM, SRMの指示値が低下することで確認した。(○)</p>
	作業状況確認	当直長は、事故状況について発電課長に連絡した。(○)	<p>関係者からの聞き取り</p>
	現場重点パトロール	当直長は、現場電気保修課員へ作業中止、復旧措置の即時実施を指示した。(○)	<p>関係者からの聞き取り</p>
	状況の把握	保修課員は、当直に当日の作業内容を説明した。(○)	<p>関係者からの聞き取り</p>
影響調査	緊急時対策室	<p>当直は、日常パトロールのみで重点パトロールを実施していない。(×)</p> <p>役職者は、緊急時対策室で詳細な状況を示す情報を見たという記憶がない。(○)</p>	<p>関係者からの聞き取り</p> <p>アラームタイムのコピー</p> <p>ナトラス出力のコピー</p>
	エリア放射線の上昇	<p>技術課担当は、ANNタイパー及びナトラス出力を確認し、臨界だと考えた。(○)</p>	<p>関係者からの聞き取り</p>
	放射線モニタ指示値変化	<p>当直員は、エリア放射線モニタ、燃料取替エリア排気モニタ、原子炉棟・タービン建屋換気空調系原子炉棟排気モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。(○)</p>	<p>関係者からの聞き取り</p>
	作業者の被ばく評価	<p>安全管理課副課長は、エリアモニタにより、異常のないことを確認した。(○)</p>	<p>エリアモニタ日報</p>
状況把握	管理区域内の放射線環境の確認	<p>安全管理課員は、毎日の業務として、エリア放射線モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。(△)</p>	
	管理区域立入者の日線量の確認	<p>安全管理課員は、毎日の業務として、管理区域立入者に計画線量超過者がいないことを確認した。(△) (計画線量を超過した場合は、作業計画線量当量超過者リストが放射線管理計算機から出力されるが、当日の分は超過がなく出力されていない)</p>	
	放射線業務従事者の評価線量の確認	<p>安全管理課員は、毎月の業務として、放射線業務従事者の評価線量(熱中性子は測定)に異常がないことを確認した。(△)</p>	<p>フィルムバッチ測定 定記録</p>

○：事故後の対応として意識を持って実施した。 △：事故後の対応としての意識を持っていない。 ×：未実施

平成11年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項		エビデンス
影響調査	作業者の被ばく評価	中性子被ばくの評価 (立入場所の確認, 中性子線量率の推定)	安全管理課員は, 事象発生直後, 中性子被ばくについて, 評価していない。(×)	関係者からの聞き取り
	放射性物質の環境への放出量評価	希ガス放出状況の確認	安全管理課副課長は, 炉水から核分裂生成物に異常な値が見られなかったことから, 通常の放出管理でよいと判断した。(○) 安全管理課員は, 毎日の業務として, 排気筒からの希ガスの放出量, 濃度を評価しているが, 検出限界未満であることを確認した。(△)	関係者からの聞き取り 放射性気体廃棄物管理 日報
	放射性物質放出状況の確認	放射性物質放出状況の確認	安全管理課副課長は, 炉水から核分裂生成物に異常な値が見られなかったことから, 通常の放出管理でよいと判断した。(○) 安全管理課員は, 毎週の業務として, 排気筒から放出されるよう素および粒子状物が検出限界未満であることを確認した。(△)	関係者からの聞き取り よう素および粒子状物 質管理週報
設備健全性評価	燃料の健全性	原子炉の出力、出力分布及びその時間変化の解析	技術課長からの指示もあり, 技術課担当は, 3本同時に引き抜いた場合を想定し, 制御棒の位置と実効増倍率の関係を示す反応度曲線についてメーカーに評価, 提出依頼を行った。メーカーから, 反応度曲線の提出があり, 臨界になるとの回答あり。(○)	関係者からの聞き取り 「メーカーからの回答」
	燃料エンタルピー解析、沸騰遷移発生の有無の評価	燃料エンタルピー解析、沸騰遷移発生の有無の評価	技術課長からの指示もあり, 技術課担当は, ナトラスのIRM挙動から求めた炉周期から反応度を求め, メーカーに燃料エンタルピーの評価, 提出依頼を行った。(○) なお, メーカーからの回答はなかった。 技術課担当は, 反応度と安全解析の結果から, 燃料エンタルピーを評価し, 燃料の健全性に問題ないと結論付け, 技術課長に報告した。(但し, 計算誤りのため, 過小評価であった。)(○)	関係者からの聞き取り 「事象発生時の炉心の状態」 (炉心管理担当者作成資料)
	燃料集合体外観検査 (必要により実施)	燃料集合体外観検査 (必要により実施)	実施していない。(×) なお, 当該制御棒周辺の燃料集合体について, 炉取出しまでの間の外観検査記録はない。(×)	関係者からの聞き取り

○ : 事故後の対応として意識を持って実施した。 △ : 事故後の対応としての意識を持っていない。 × : 未実施

平成11年臨界事故発生後の確認事項

設備健全性評価		具体的確認事項		エビデンス	
燃料の健全性	原子炉水の分析,放射能の評価	安全管理課副課長は、臨界だったのではないかと疑い、念のために燃料の破損のないことを炉水の放射能で確認しようと考えた。安全管理課員へ炉水採取を指示し、核種分析を実施した結果、短半減期核種であるマンガン56を検出したのを確認した。マンガン56が検出されたことにより、臨界になったと確信したが、核分裂生成物に異常がなく、燃料の破損はないことを確認した。(○)			関係者からの聞き取り (炉水の核種分析の記録なし)
制御棒の健全性確認	外観点検	実施していない。(×) なお、機械保修課は、当該3本の制御棒の外観検査を第10回定期検査において実施した。(△)			関係者からの聞き取り ・第10回定期点検工事報告書 制御棒点検工事
制御棒駆動機構の健全性確認	分解点検	実施していない。(×) なお、機械保修課は、当該3本の制御棒駆動機構の分解検査を第9回定期検査において実施した。(△)			関係者からの聞き取り ・第9回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構本格点検
	フリクシヨントラクション試験	実施していない。(×) なお、機械保修課は、全制御棒駆動機構のフリクシヨントラクション試験を第6回定期検査にて実施した。(△)			関係者からの聞き取り ・第6回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構フリクシヨントラクション試験
	単体スクラム試験	機械保修課は、全制御棒の単体スクラム試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。(△)			・第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構スクラム試験
	常駆動試験	電気保修課は、全制御棒について1ノッチ試験により問題ないことを確認。(○) 機械保修課は、全制御棒駆動機構の常駆動試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。(△)			・第5回定期点検工事報告書 第5回AM工事の内原子炉 停止機能強化工事 ・第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構常駆動試験
	ストローフルロー試験	電気保修課は、今回の事象で動いた制御棒3本、弁が閉まっておらず隔離されていないかたと推定した別の2本及び単体スクラム試験において挿入時間が最も遅い試験対象の1本について、ストローフルロー試験にて健全性を確認した。(○) また、機械保修課は、全制御棒駆動機構のストローフルロー試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。(△)			・第5回定期点検工事報告書 第5回AM工事の内原子炉 停止機能強化工事 ・第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構常駆動試験

○：事故後の対応として意識を持って実施した。 △：事故後の対応としての意識を持っていない。 ×：未実施

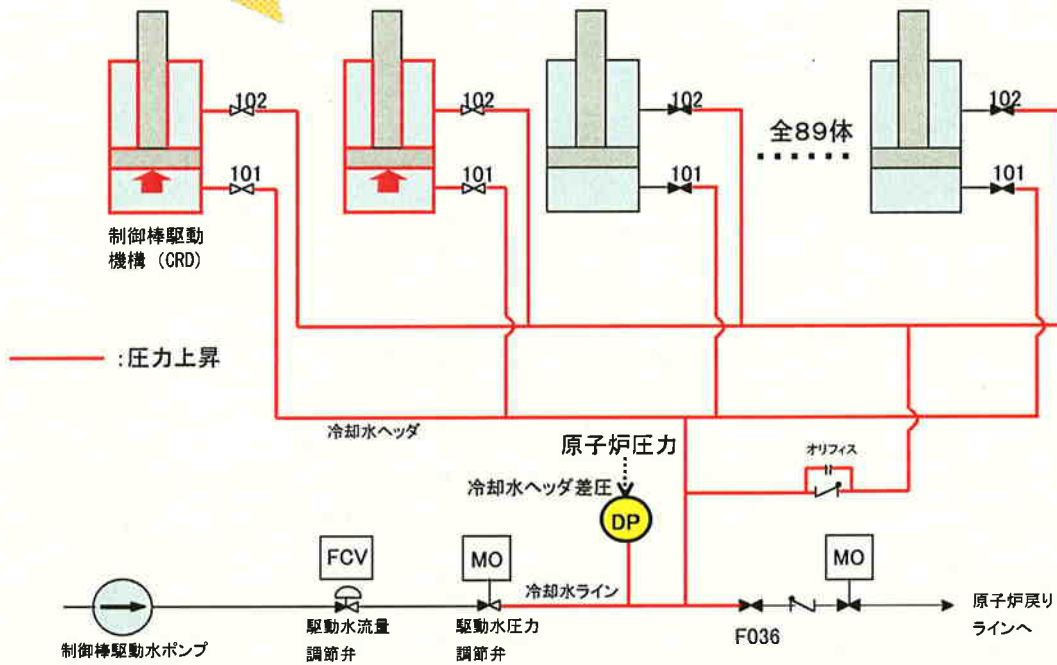
平成 1 1 年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項		エビデンス
設備健全性評価	HCUの健全性確認	分解点検	実施していない。(×) なお、機械保修課は、第9回定期検査において分解点検を実施した。 (△)	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り 第9回定期点検工事報告書 制御棒駆動系点検工事(I)のうち水圧制御ユニット点検
	原因調査	機能の確認	機械保修課は、常駆動試験、ストールロー試験及び単体スクラム試験において正常に動作したことを確認した。(△) 詳細に検討したという事実は確認されていないが、再試験において系統圧が確実に上昇しないよう、流量調節弁の前後弁を閉する手順に改訂されている。このことから系統圧力上昇が原因であると推定したものと推測される。(○)	<ul style="list-style-type: none"> 第5回 AM 工事の内原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書(訂2)
再発防止対策	作業手順の見直し		電気保修課は、6/21 再試験時の試験要領書に以下の手順を追加し改訂した。(○) <ul style="list-style-type: none"> 隔離前後のCRD系統の流量、圧力の確認手順 系統を加圧させない隔離措置としてFCV全閉前後後弁を閉し、流量を0とする操作手順 上記以外の具体的な再発防止対策は実施していないが、炉心管理担当者は、炉心管理の観点から万一制御棒が抜け落ちても臨界にならないようにするための方策について検討した。(○) <ul style="list-style-type: none"> 必ず1本ずつバルブ操作を実施 隣接する制御棒の操作は順番には絶対行わない。弁操作は制御棒が市松になるように行うこととし、黒白の色分けを行い、黒が全て終了した後、白を行うことにする。 など 	<ul style="list-style-type: none"> 第5回 AM 工事の内原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書(訂2) 関係者からの聞き取り
	水平展開	水平展開		制御棒隔離時は制御棒駆動系リターンラインを構成することを、運転指示として当直長間で引き継いだ。(○)
		作業管理等に問題があったことから、これに関する水平展開	実施していない。(×)	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り

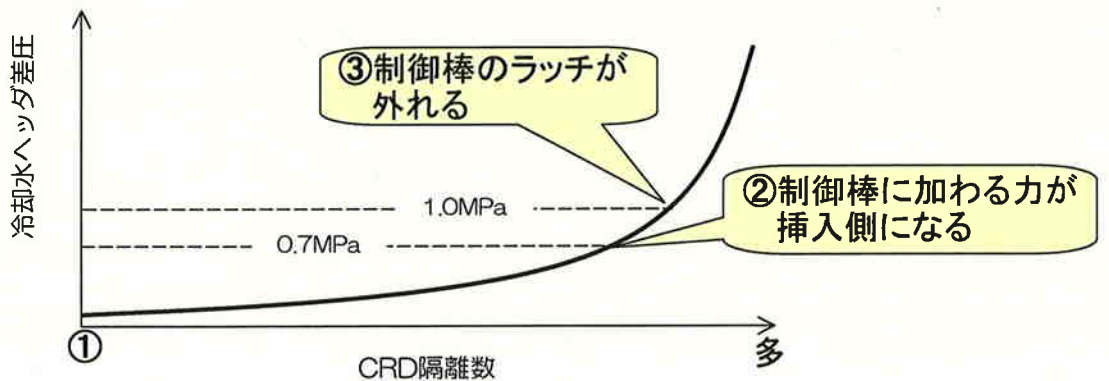
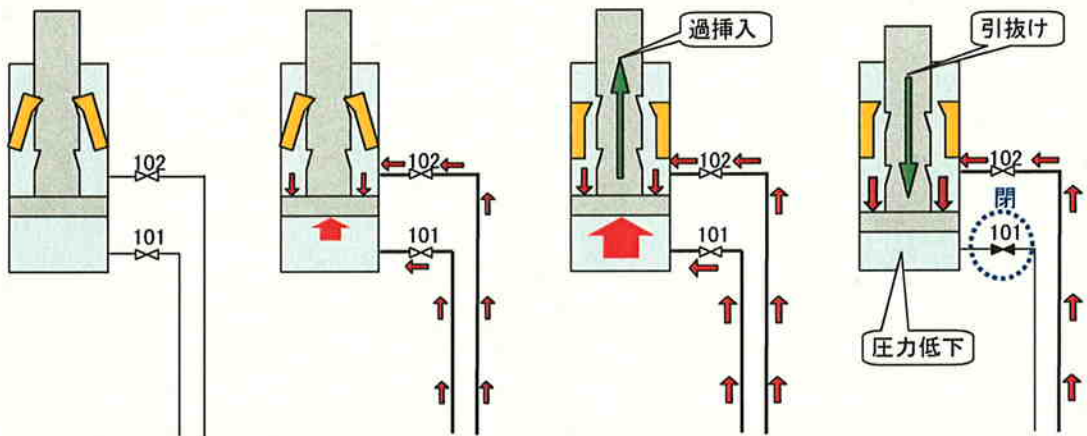
○：事故後の対応として意識を持って実施した。 △：事故後の対応としての意識を持っていない。 ×：未実施

制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッド差圧の関係

制御棒駆動機構の隔離が進むと冷却水ヘッド差圧が上昇する



- ① 通常
- ② 冷却水ヘッド差圧上昇
- ③ 過挿入によりラッチが外れる
- ④ 101全閉により引抜け



制御棒が引き抜けたメカニズム

(1/2)

図解	ステップ①	ステップ②	ステップ③	ステップ④
C R	<p>全挿入</p> <p>制御棒駆動機構の隔離前は、駆動水流量調節弁「自動」、駆動水流量 1250/min で運転中の状態</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離準備で水圧制御ユニットアキユムレータの降圧を実施</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離本数が多くなると、駆動水ヘツダ圧力、及び冷却水ヘツダ圧力が上昇し、原子炉内(制御棒駆動機構内部)との圧力差が大きくなる。</p> <p>圧力差約 0.04MPa 以上で常駆動切替弁(121)が開き、冷却水ヘツダ水がオリフィス付逆止弁のオリフィスを通り、コレクタフィンガのピストンを押し上げる方向に力が加わる。</p> <p>差圧が 392kPa となると「原子炉・ORD 冷却水ヘツダ閘差圧高」警報が発生する。</p>	<p>全挿入→過挿入</p> <p>冷却水ヘツダ間差圧が約 0.7MPa まで上昇すると、制御棒の重量以上の駆動圧となり過挿入方向に動作し、ラッチが開放され制御棒駆動機構はアンラッチの状態となる。更に圧力が上昇し約 1.0MPa になると、コレクタフィンガのピストンが引抜側からの冷却水により押し上げられ続け、アンラッチが維持される状態となる。</p> <p>過挿入状態となると、「制御棒ドリフト」警報が発生する。</p>
動作説明				

制御棒が引き抜けたメカニズム

(2/2)

<p>図解</p>	<p>ステップ⑤</p>	<p>ステップ⑥</p>	<p>ステップ⑦</p>
<p>CR</p>	<p>引き抜かれる この状態で挿入側弁 (101) が全閉されれば挿入側の圧力が低下し、制御棒駆動機構はオリフィス付逆止弁からの冷却水による引抜動作と制御棒等の自重で引抜かれる。 制御棒の親引き抜けにより「制御棒ドリフト」警報が発生する。</p>	<p>引抜かれた制御棒は、挿入側弁 (101) が全閉状態のためアキュムレータ圧力の有無にかかわらずスクラム挿入は不能。しかし、排出側スクラム弁 (A0-127) が全開するか、102 が全閉となると、引抜側の圧力が低下しコレクタフィンガのピストンが押下られ、制御棒駆動機構はその位置でラッチする。</p>	<p>全挿入 制御棒駆動機構の弁を復旧したことで、冷却水ヘッド圧力により④と同様の動作で制御棒駆動機構が挿入方向に動作し、引き抜けた制御棒は全挿入となる。</p>

モックアップ試験結果

	ケース1*1										ケース2		
	引抜側隔離弁 (102) 「開」→「閉」										スクラム出口弁 (127) 「閉」→「開」		
CR 停止方法	20 pos	16 pos	08 pos	20 pos	20 pos	20 pos	20 pos	20 pos	20 pos	20 pos	20 pos	16 pos	08 pos
CR 停止位置	1.02	1.02	1.00	1.20	1.41	1.52	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01
試験開始時の冷却水ヘッド差圧 (MPa)	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
引抜	CR 引き抜き事象の再現性有無	CR 引き抜き速度 (mm/sec)	CR 停止の有無										
	13.4	13.6	13.5	13.7	13.9	14.0	13.5	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
挿入	CR 挿入方法	CR 挿入の有無	CR 挿入速度 (mm/sec) *2										
	102「閉」→「開」後、101「閉」→「開」	有	21.4	22.7	22.4	32.8	36.2	39.4	11.2	11.2	11.2	11.2	10.1

*1 引き抜き速度評価モデルの妥当性検証用データとして、ケース1の冷却水ヘッド差圧及び制御棒引き抜き速度を使用する。

*2 スクラム出口弁開によるCR挿入速度が、引抜側隔離弁 (102) 閉による挿入速度より遅くなるのは、スクラム出口弁が開の場合、冷却水ヘッドオリアフイスと常駆動切替弁 (121) を経由してスクラム出口弁から排出される流れが発生するため、挿入ラインに流れる流量が少なくなり、速度が遅くなる。

解析に使用したコードについて

1. 解析コードの概要

(1) 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（許認可解析コード）

三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードは、沸騰水型原子炉の炉心核熱水力特性を解析するコードで、三次元の拡散方程式により原子炉全体の出力分布や実効増倍率を計算する。さらに、その出力分布を基に熱的評価計算、燃焼計算を行う。

本コードの入力は、炉心の幾何学的条件、単位燃料集合体核計算で得られた核定数、熱水力計算に必要なデータ、制御棒パターン、炉心熱出力等の炉心状態を表わすデータであり、出力として炉心出力分布、ボイド分布、燃焼度分布、実効増倍率等が求められる。

(2) A P E X（許認可解析コード）

反応度投入事象解析コード A P E X は、原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き及び制御棒落下を解析するコードである。本コードは、熱的現象を断熱としており、炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による動特性方程式で表し、出力分布の炉心空間分布を二次元（R-Z）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は、出力分布に比例するものとし、炉心平均エンタルピがある程度上昇する間は、出力分布は一定としている。また、投入反応度としては、制御棒価値、スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが、このドップラ反応度は、二次元拡散計算により出力分布を考慮して求められる。

本コードの入力は、炉心の幾何学的形状、各種中性子断面積、拡散係数、ドップラ反応度係数、炉心動特性パラメータ等の核データ、制御棒反応度の時間変化等であり、出力として、中性子束分布、エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

(3) S C A T（許認可解析コード）

単チャンネル熱水力解析コード S C A T は、「運転時の異常な過渡変化」における燃料の熱的余裕を解析するコードである。本コードは単一チャンネルを模擬し、これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて、燃料棒には半径方向だけの熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し、

チャンネル内冷却材には質量、運動量及びエネルギー保存式を適用して冷却材の熱水力学的挙動を計算する。

本コードの入力は、燃料集合体の幾何学的形状、軸方向出力分布等の炉心データ、燃料集合体出力、チャンネル入口流量等の初期条件、燃料集合体出力、チャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり、出力として、沸騰遷移関連式に基づく限界出力、燃料エンタルピ等の時間変化が求められる。

APEX/SCATの解析コードの特徴を表1に示す。

表 1 解析コードの特徴

		APEX/SCAT
核モデル	中性子拡散計算	二次元
	中性子動特性計算	1点近似
	中性子群数	3群
	制御棒挿入量	固定
熱水力モデル	液体モデル	3保存式
	チャンネル流量配分	不可
	ドップラ燃料温度計算	断熱計算
	減速材温度フィードバック	不可
	減速材ボイドフィードバック	不可
	熱水力チャンネル数	1
燃料挙動モデル	ペレット物性値	未照射ペレットに対する値
	初期ギャップコンダクタンス	入力
解析可能事象		反応度投入事象

解析条件

解析コード	APEX/SCAT
初期条件	
・炉心状態 (実績)	高燃焼度 8 × 8 燃料平衡サイクル初期炉心 (出力分布は第 6 サイクル初期を模擬)
・原子炉熱出力 (推定 ^{※1})	定格出力の 10 ⁻⁶ %
・冷却材温度 (実績)	39 °C
・燃料エンタルピ (解析)	9 kJ/kgUO ₂ (2 cal/gUO ₂)
・炉心流量 (推定 ^{※1})	定格流量の 2 %
・圧 力 (実績)	大気圧
引き抜け制御棒による 超過反応度 (解析)	0.5 % Δk ^{※2} 、0.789 % Δk ^{※3}
制御棒引き抜け条件 (推定 ^{※1})	<ul style="list-style-type: none"> ・引き抜け速度としてモックアップ試験結果より推定された 47 mm/s を採用。 ・制御棒[30-39]が最初に引き抜ける。 ・制御棒[26-39]、[34-35]が引き抜け、スクラム信号で停止することを想定。
ドップラ反応度係数 (解析)	高燃焼度 8 × 8 燃料平衡サイクル初期炉心 低温時 (20°C) の値
ボイド反応度係数 (解析)	考慮しない

※ 1 : 推定値の根拠を次頁以降に示す。

※ 2 : 事故整定の反応度評価にて求めた値。

※ 3 : 制御棒が引き抜けた際における超過反応度評価にて求めた値。

事故発生時の原子炉熱出力

今回の事故の解析の初期条件として原子炉熱出力を定格出力の $10^{-6}\%$ としている。これは、志賀 1 号機第 6 サイクル初期に行われた冷温臨界試験の結果をもとに以下のように推定したものである。

冷温臨界試験では、事故発生時と同様、冷温時において数本（4 本又は 5 本）の制御棒を引き抜いて炉心を臨界にしており、臨界近傍の原子炉熱出力は今回の事故時に近いと考えられる。

冷温臨界試験では、中性子源領域モニタ（SRM）により、炉心の出力変化を監視しており、冷温臨界試験における SRM 計数率から臨界近傍での原子炉熱出力を推定する。

SRM を取り囲む 4 体の燃料集合体のノード出力と炉心平均出力の比（ノード平均出力ピーキング係数）と冷温臨界試験における臨界近傍での SRM 計数率との相関から炉心平均出力（ノード平均出力 1.0）に対応する SRM の計数率は $1000 \text{ (s}^{-1}\text{)}$ 程度となる。

また、検出器が置かれている燃料集合体間のギャップ位置は燃料集合体部に比べ熱中性子束が大きく、ピーキング係数は約 3 である。これらを基に臨界近傍での熱中性子束を以下のとおり推定する。

- | | |
|----------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| ①ノード平均出力 1.0 に対応する SRM 計数率 | : $1000 \text{ (s}^{-1}\text{)}$ |
| ②SRM 感度（公称値） | : $10^{-3} \text{ (s}^{-1}\text{ / (cm}^{-2}\text{ s}^{-1}\text{))}$ |
| ③ギャップ位置の熱中性子束ピーキング係数 | : 3 |
| ④炉心平均熱中性子束 | : ① ÷ ② ÷ ③
= $3.3 \times 10^5 \text{ (cm}^{-2}\text{ s}^{-1}\text{)}$ |

また、定格出力時の熱中性子束は $3.5 \times 10^{13} \text{ (cm}^{-2}\text{ s}^{-1}\text{)}$ （原子炉設置許可申請書記載）である。したがって、事故発生時の初期出力（定格に対する相対値）は以下のとおりと考えられる。

- | | |
|----------------------------|---------------------------------------------------------------|
| ⑤定格出力時の熱中性子束（原子炉設置許可申請書記載） | : $3.5 \times 10^{13} \text{ (cm}^{-2}\text{ s}^{-1}\text{)}$ |
| ⑥事象発生時の初期出力（定格に対する相対値） | : ④ ÷ ⑤ ÷ 10^{-8} |

以上より、今回の事故発生時（臨界近傍）の原子炉熱出力は定格出力の $10^{-6}\%$ となる。

事故発生時の原子炉冷却材温度

通常運転中、原子炉冷却材温度は、原子炉冷却材再循環ポンプの入口温度で確認しているが、事故発生時のように原子炉冷却材再循環ポンプ停止中は、原子炉冷却材浄化系（CUW）再生熱交換器入口温度で確認することができる。

CUW再生熱交換器入口温度のチャートで事故発生時の温度を確認すると39℃である。

また、プロセス計算機から毎正時に印字されるCUW再生熱交換器入口温度も、事故発生直前の2時における値が39℃であったことから、解析条件として温度39℃を用いることとする。

H11.6.18

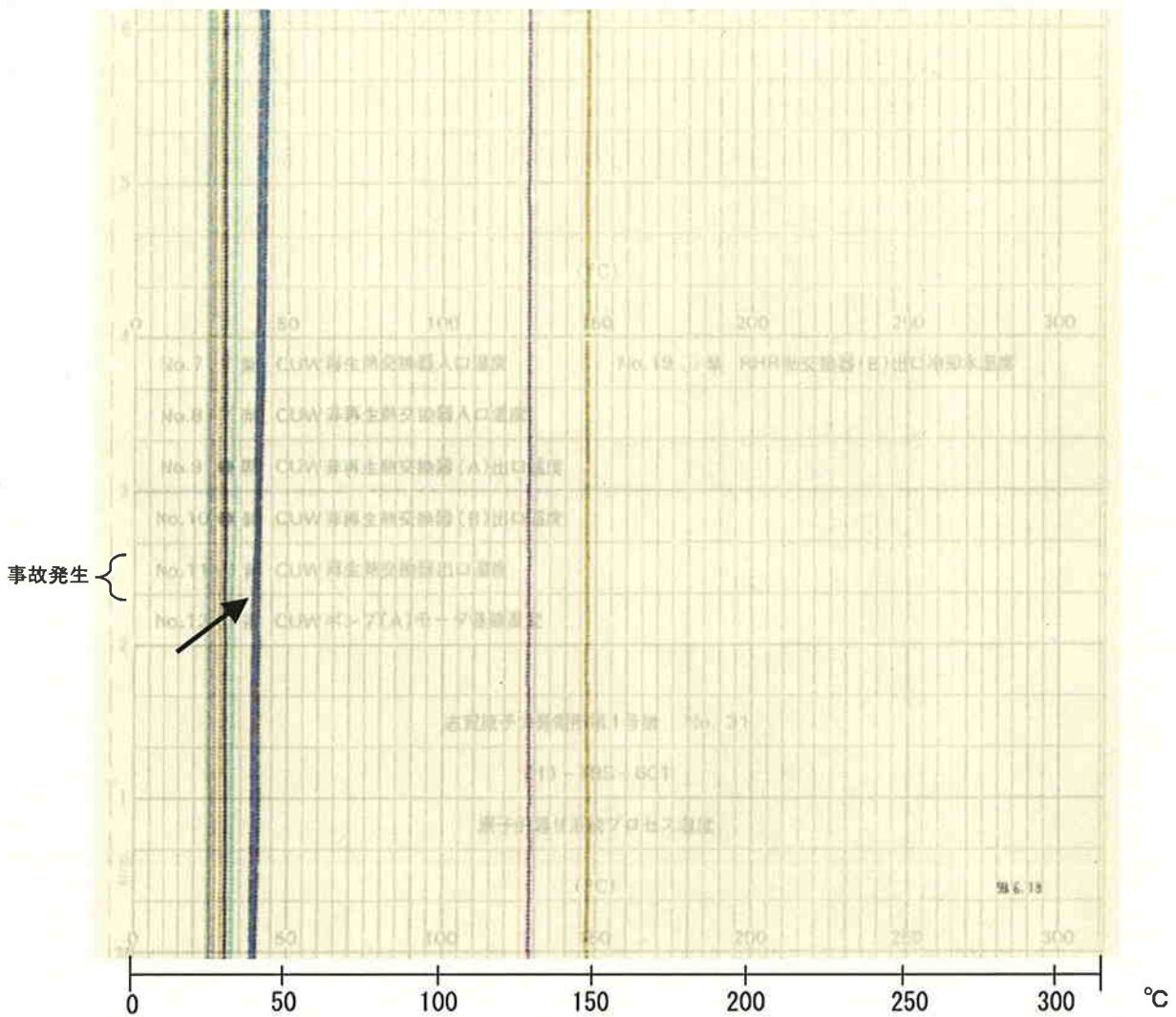


図1 原子炉冷却材浄化系（CUW）再生熱交換器入口温度のチャート
 [平成11年6月18日 0:00~6:00]

志賀原子力発電所第1号機運転口誌

NN-1 99年06月18日金曜日

原子炉 主任技術者	D-T 主任技術者	電気 主任技術者	技 術 課 長	技 術 課 担 当	発 電 課 長	電 機 課 担 当	運 転 課 長	運 転 課 担 当
--------------	--------------	-------------	------------------	-----------------------	------------------	-----------------------	------------------	-----------------------

原子炉		炉										C U W																					
項目	単位	炉心性能計算時刻	時分	SPUR	原子炉熱出力	MW	HV	775	C U W 交換熱量	MW	4.60 ≤ 1.00 ≤ 1.00	M F L C P R	M E L P D	制銅棒密度	W/cm2	48.5	0.42	0.13	12.10	入口スクリーニング	再入 再生熱交換器 °C	CA274	278	出口温度 再生熱交換器 °C	CA282	224	T/H	φC029	64				
01:00		0.0																															
02:00		-0.1																															
03:00		0.0																															
04:00		-0.1																															
05:00		0.0																															
06:00		0.0																															
07:00		0.0																															
08:00		-0.1																															
09:00		0.0																															
10:00		0.0																															
11:00		-0.1																															
12:00		-0.1																															
13:00		0.0																															
14:00		-0.1																															
15:00		-0.1																															
16:00		0.0																															
17:00		0.0																															
18:00		-0.1																															
19:00		-0.1																															
20:00		0.0																															
21:00		-0.1																															
22:00		-0.1																															
23:00		-0.1																															
24:00		-0.1																															
合計																																	
平均																																	
最大																																	
最小																																	
1536																																	

図2 原子炉冷却材浄化系 (CUW) 再生熱交換器入口温度の運転記録日誌

事故発生時の炉心流量

事故発生時のプラント状態は次のとおりであった。

- ① 原子炉停止後 50日目
- ② 自然循環状態（原子炉冷却材再循環ポンプ、残留熱除去系ポンプともに停止中）
- ③ 蒸気乾燥器、気水分離器は取り外された状態
- ④ 原子炉冷却材温度：39℃
- ⑤ 炉心平均燃焼度：17,130 MWd/t
- ⑥ 原子炉水位：原子炉ウェル満水

原子炉停止後50日目の崩壊熱は、MAY-WITTの式により、炉心平均で燃料集合体1体当たり約4.8 kW と評価される。

このとき下図に示すように崩壊熱により生じる炉心部とダウンカマ部の水頭差（ $\rho_1 g h - \rho_2 g h$ ）が炉心圧損（ $\Delta P_{loc} + \Delta P_{fric}$ ）とバランスするように流量を求めると原子炉冷却材流量は定格流量の約2%（定格流量：22,900t/h）と評価される。

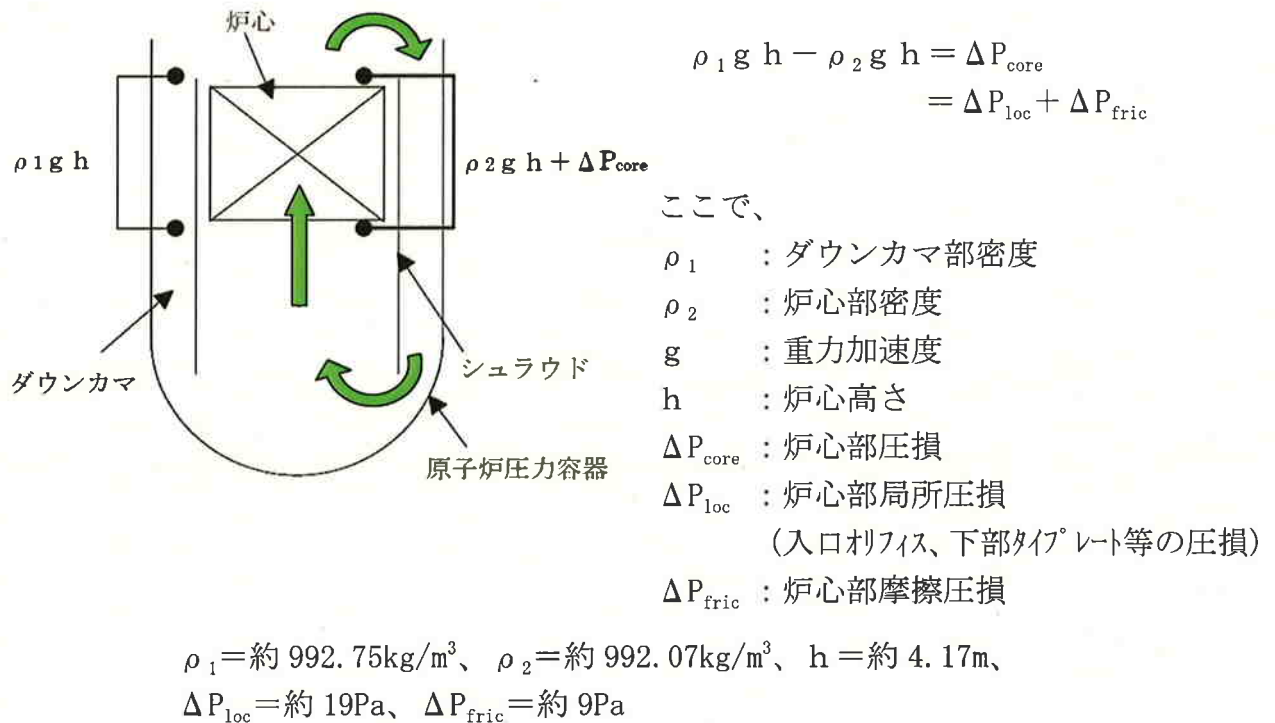
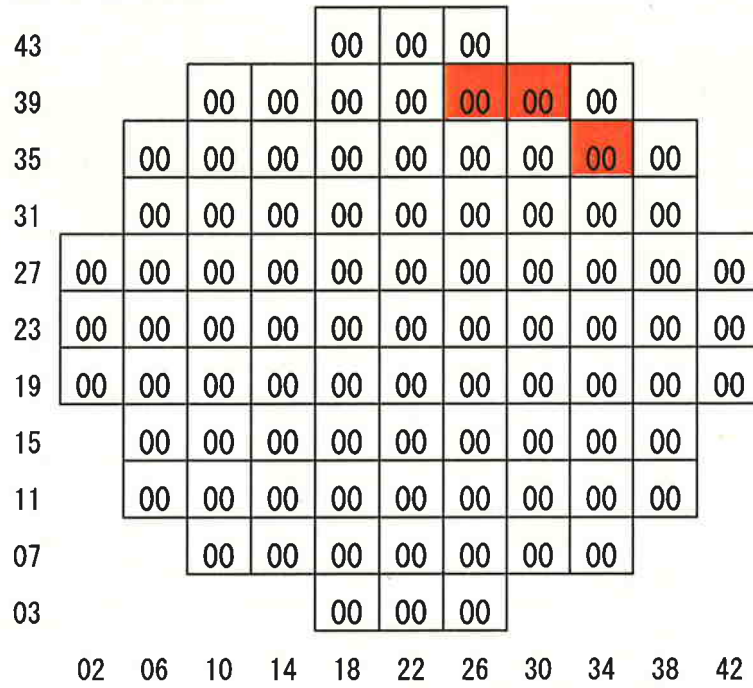
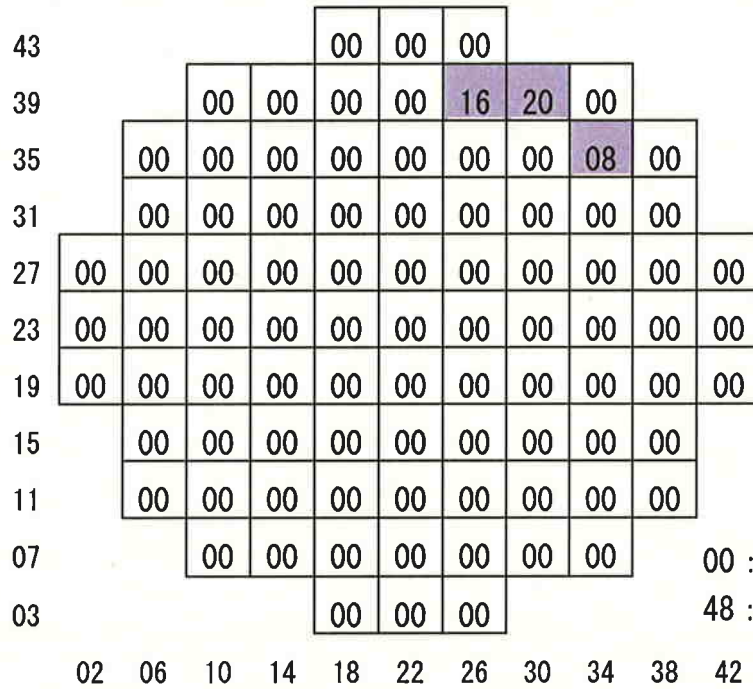


図3 炉心流量の考え方

(制御棒引き抜け前)



(制御棒引き抜け後)



00 : 制御棒全挿入

48 : 制御棒全引き抜き

※網掛け部分は、引き抜けた制御棒を示す。

図 4 制御棒引き抜け位置

制御棒引き抜けに伴う超過反応度

制御棒引き抜けに伴う超過反応度の評価手順、条件及び結果について以下に示す。

1. 評価手順

制御棒による超過反応度は以下の手順により求める。

- (1) 評価コードは、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを使用する。
- (2) 第6サイクル初期での臨界点の実効増倍率は、当該サイクルの冷温臨界試験の臨界パターンにおける実効増倍率の平均値とする。
- (3) 2. の評価条件での実効増倍率と1. (2) の臨界点の実効増倍率との差分が制御棒による超過反応度となる。
- (4) 冷温臨界試験は臨界パターンにより、ある程度の誤差が生じるため、別途事故整定時の反応度評価も行い、超過反応度を求める。

2. 評価条件

- (1) 燃焼度点 : 第6サイクル初期 (炉心平均燃焼度 : 17, 130 MWd/t)
- (2) 減速材温度 : 39 °C
- (3) 炉心圧力 : 大気圧
- (4) 制御棒パターン : 図5

3. 評価結果

超過反応度 : 0.4% Δk 前後 (1. (4) より)、0.789% Δk (1. (3) より)

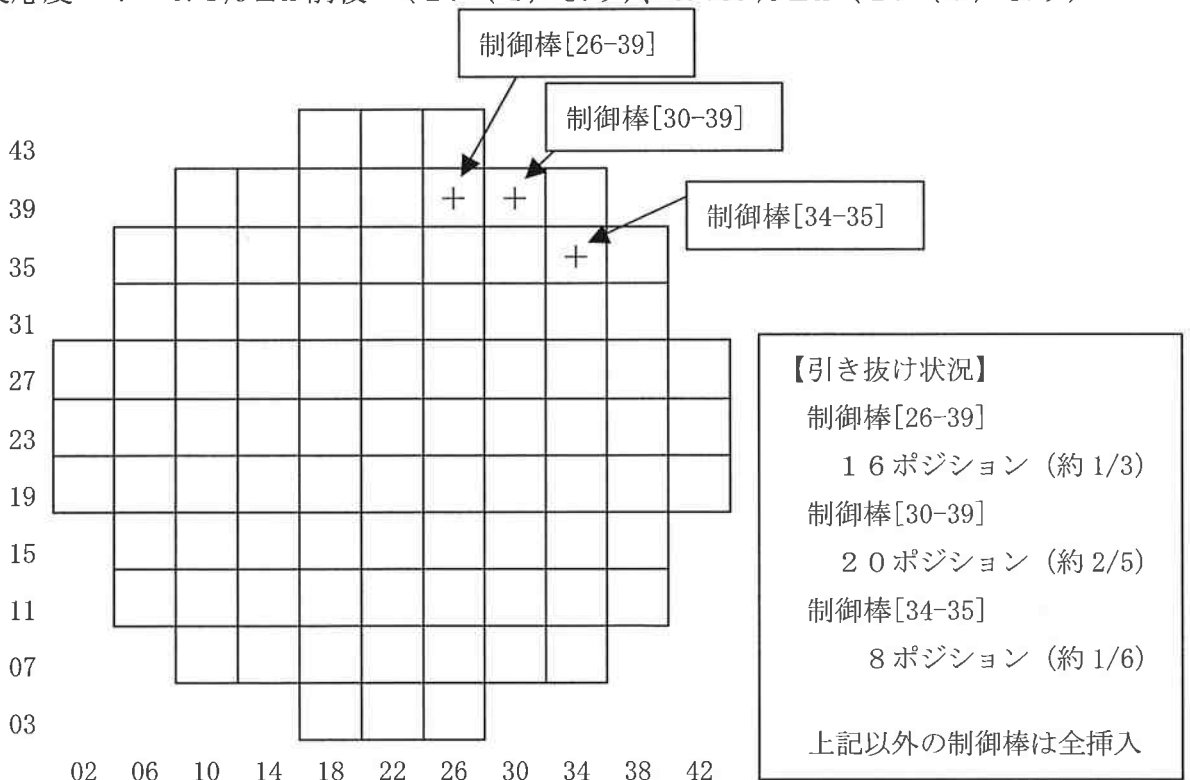


図5 超過反応度評価時制御棒パターン

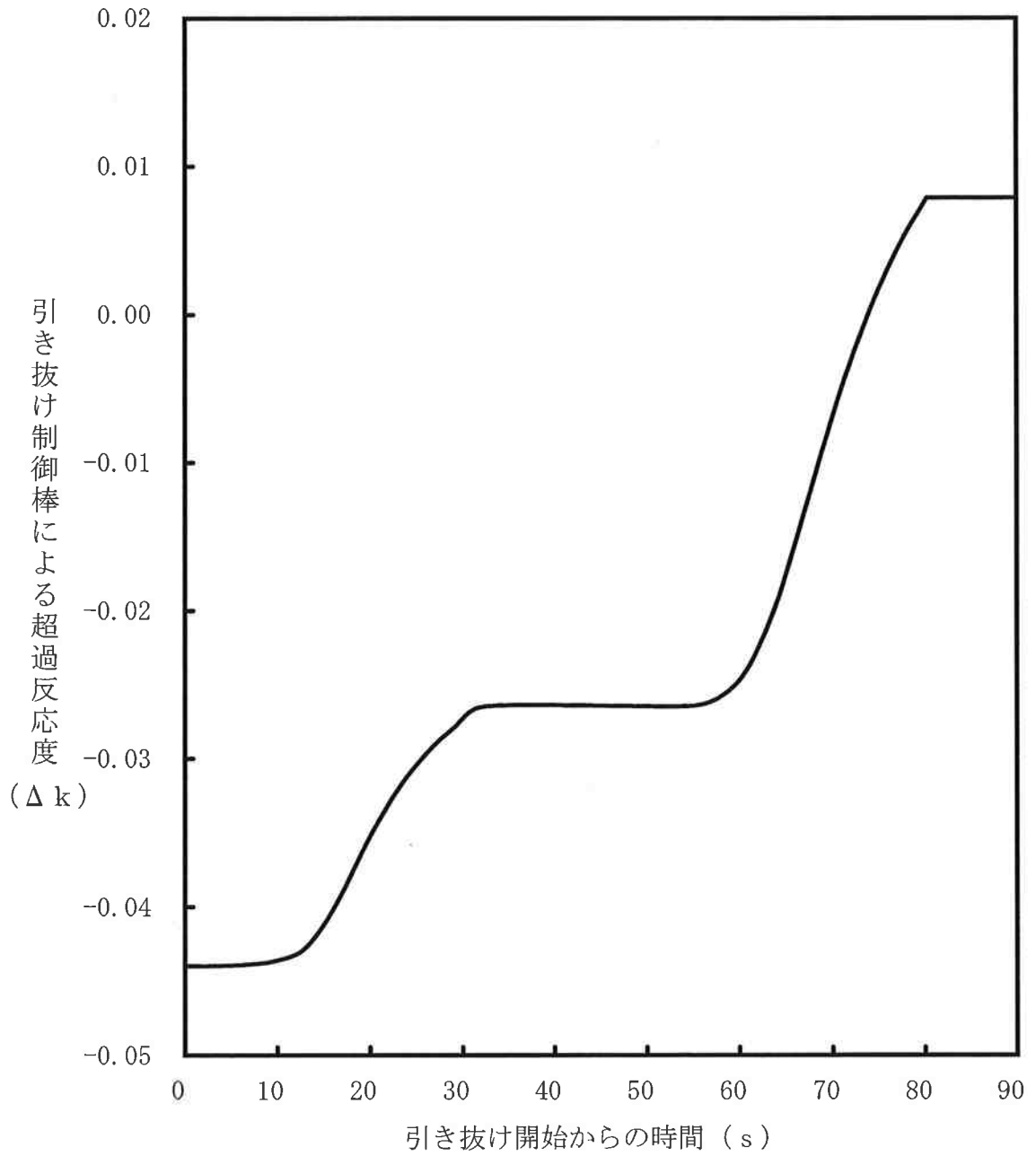


図6 引き抜け制御棒による超過反応度曲線 (一例)

事故発生時の制御棒引き抜け速度

1. 目的

モックアップ試験による確認結果を踏まえ、事故発生時の制御棒引き抜け速度を推定。

2. 評価モデルの作成

101 弁を閉、102 弁を開とした状態における原子炉-冷却水ヘッダ間差圧と制御棒引き抜け速度の関係を各部の流路抵抗や制御棒の自重から計算する評価モデルを作成。(図 7)

3. 評価モデルの適用性

評価モデルの妥当性を検証するため、モックアップ試験装置による原子炉-冷却水ヘッダ間差圧及び制御棒引き抜け速度の関係を実測。この実測値と評価モデルによる計算結果とを比較した結果、評価モデルによる計算により、保守性を有する結果が得られることを確認。(図 7、8)

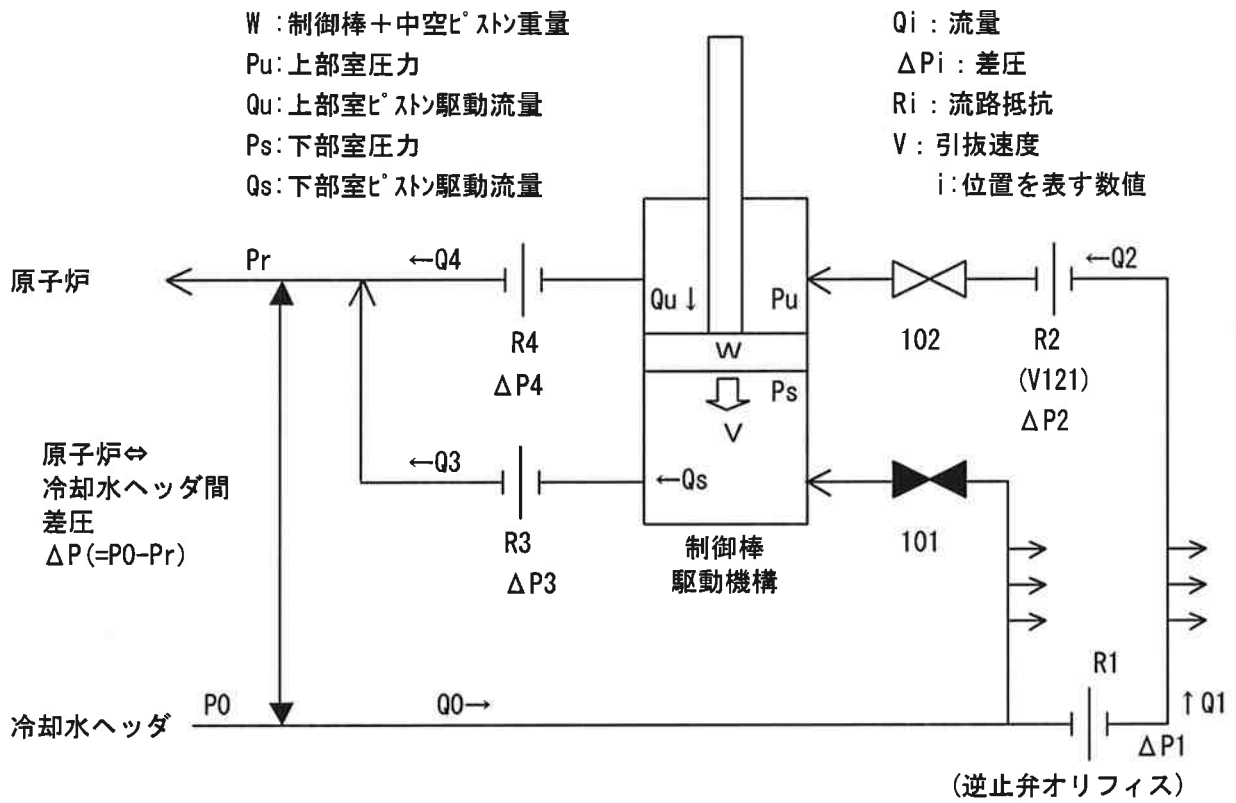
4. 事故発生時の引き抜け速度の推定

評価モデルに、全制御棒の工場出荷試験時の流路抵抗実測値(平均値)を適用し、事故発生時の制御棒引き抜け速度を計算するとともに、制御棒駆動機構の個体差による引き抜け速度範囲を評価。なお、原子炉-冷却水ヘッダ間差圧は、事故発生時の差圧が特定困難なことから、想定される最大値約 13MPa (制御棒駆動水ポンプミニマムフロー運転時のポンプ吐出圧力)を適用。(図 8)

その結果、制御棒引き抜け速度は 47mm/s となった。

なお、当該制御棒 3 本の事故発生前の至近の点検時(第 2 回定期検査時)の流路抵抗測定結果を条件として引き抜け速度を計算した結果、それぞれ約 45mm/s 台 [26-39]、約 47mm/s 台 [30-39] 及び約 48mm/s 台 [34-35] となり、その平均値は約 47mm/s であった。

以上のことから、解析における制御棒の引き抜け速度の設定値は 47mm/s とした。



R1とR2は、構造から求まる抵抗係数であり駆動機構の個性によらず一定（試験体も実機を模擬）。R3とR4は駆動機構内部流路抵抗であり、個体差があるため実測値を基に求める。

図7 引き抜け速度評価モデル

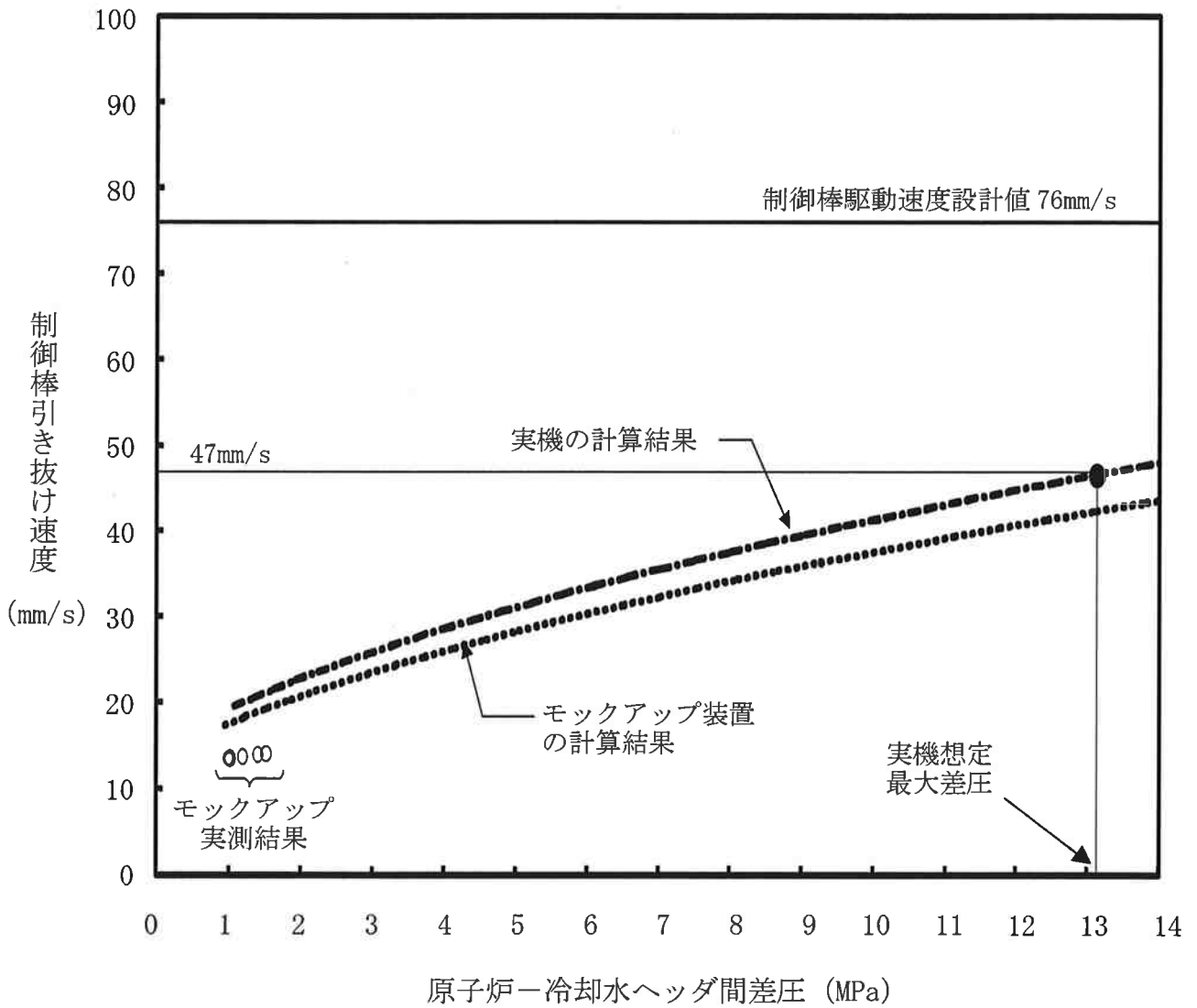


図 8 評価モデルによる制御棒引き抜け速度

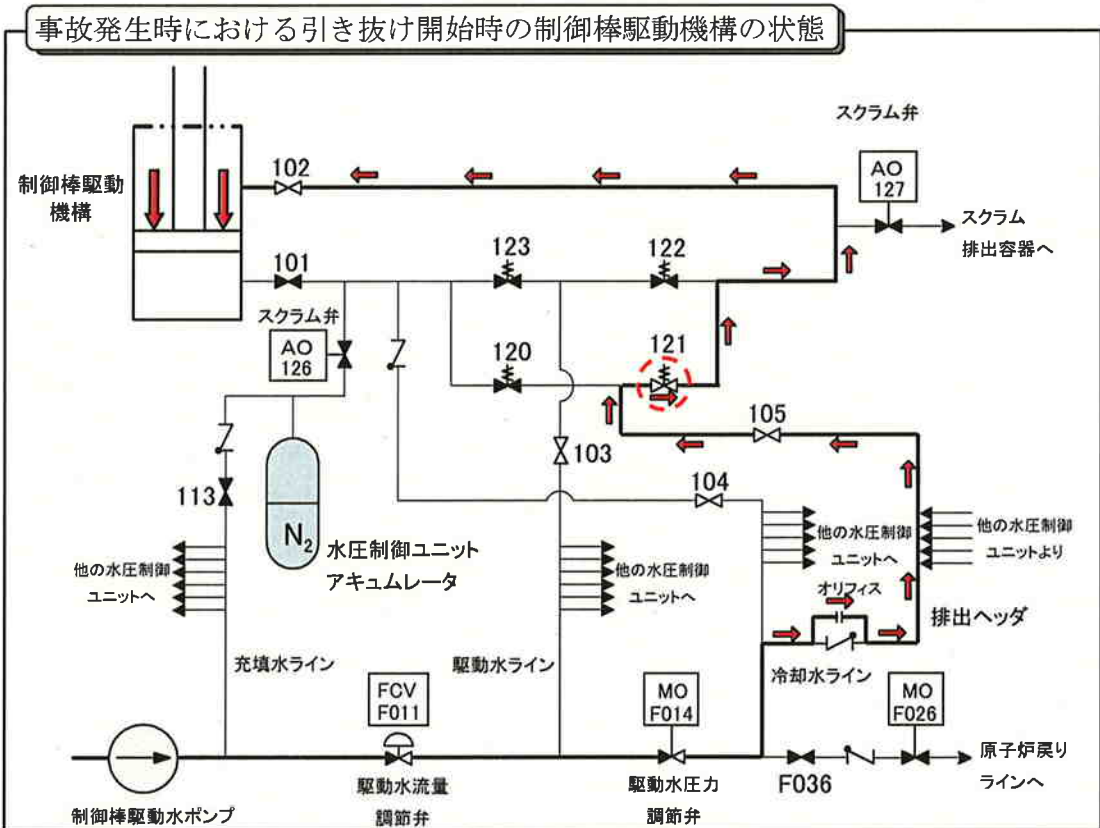
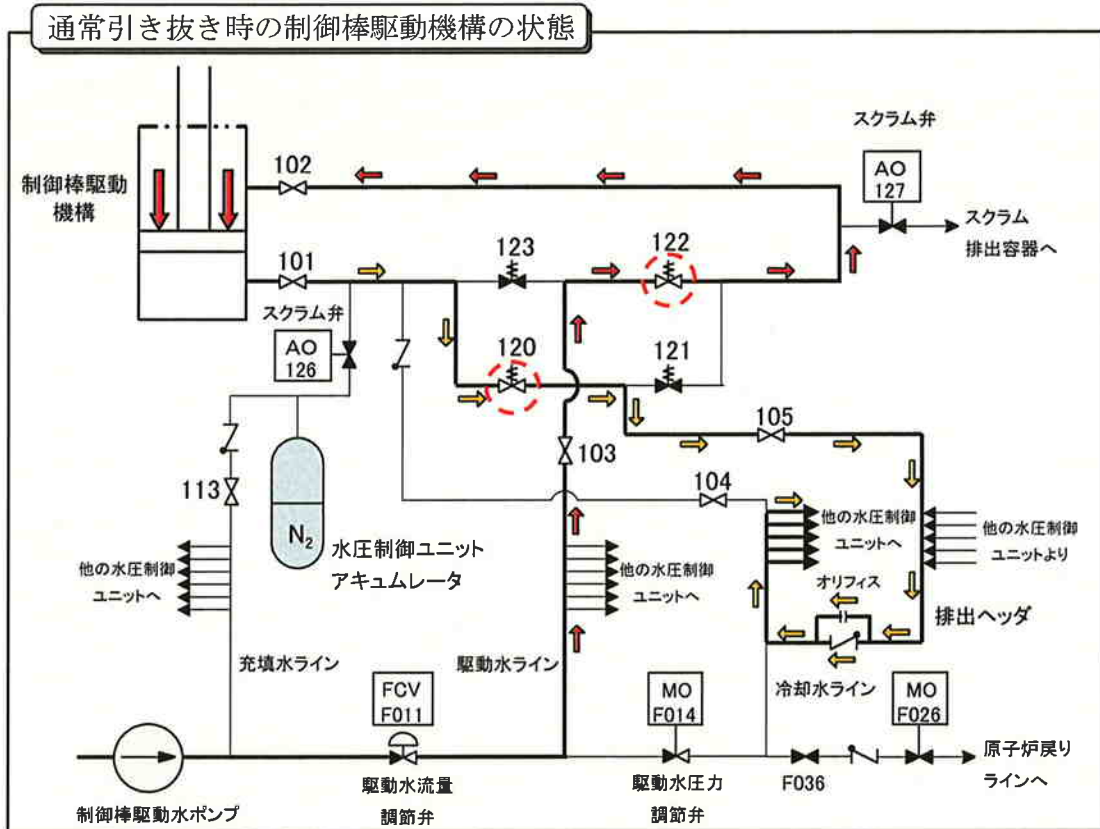
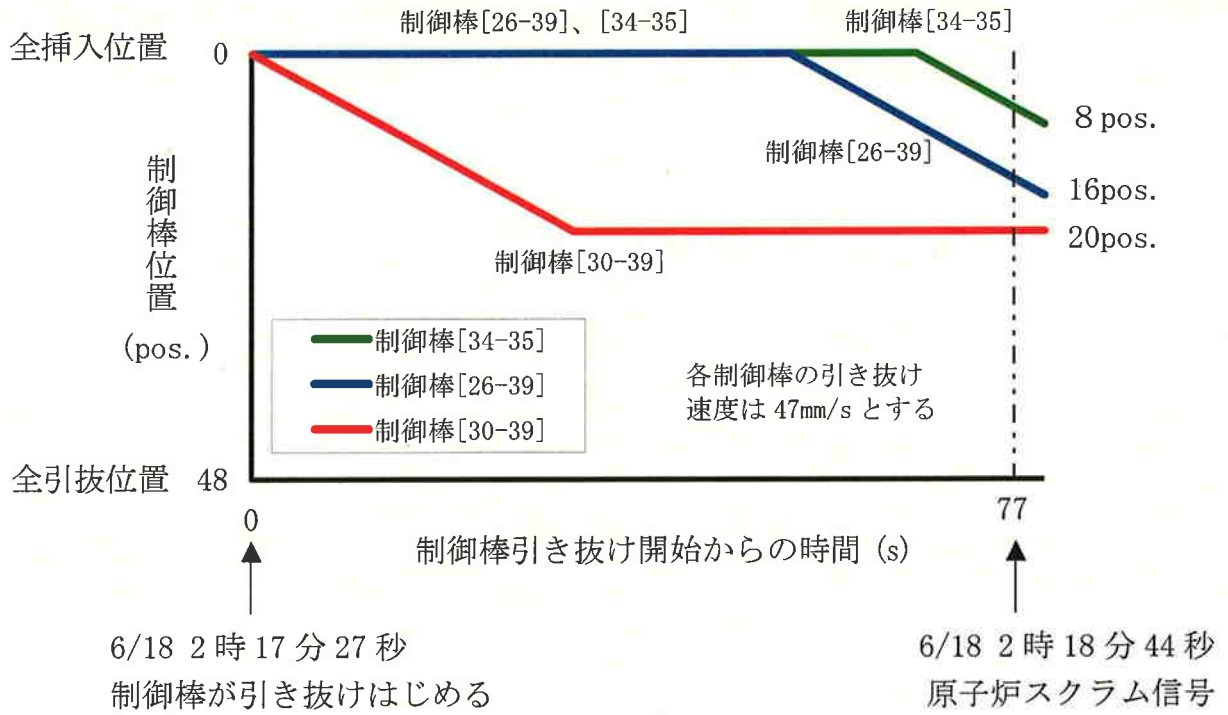


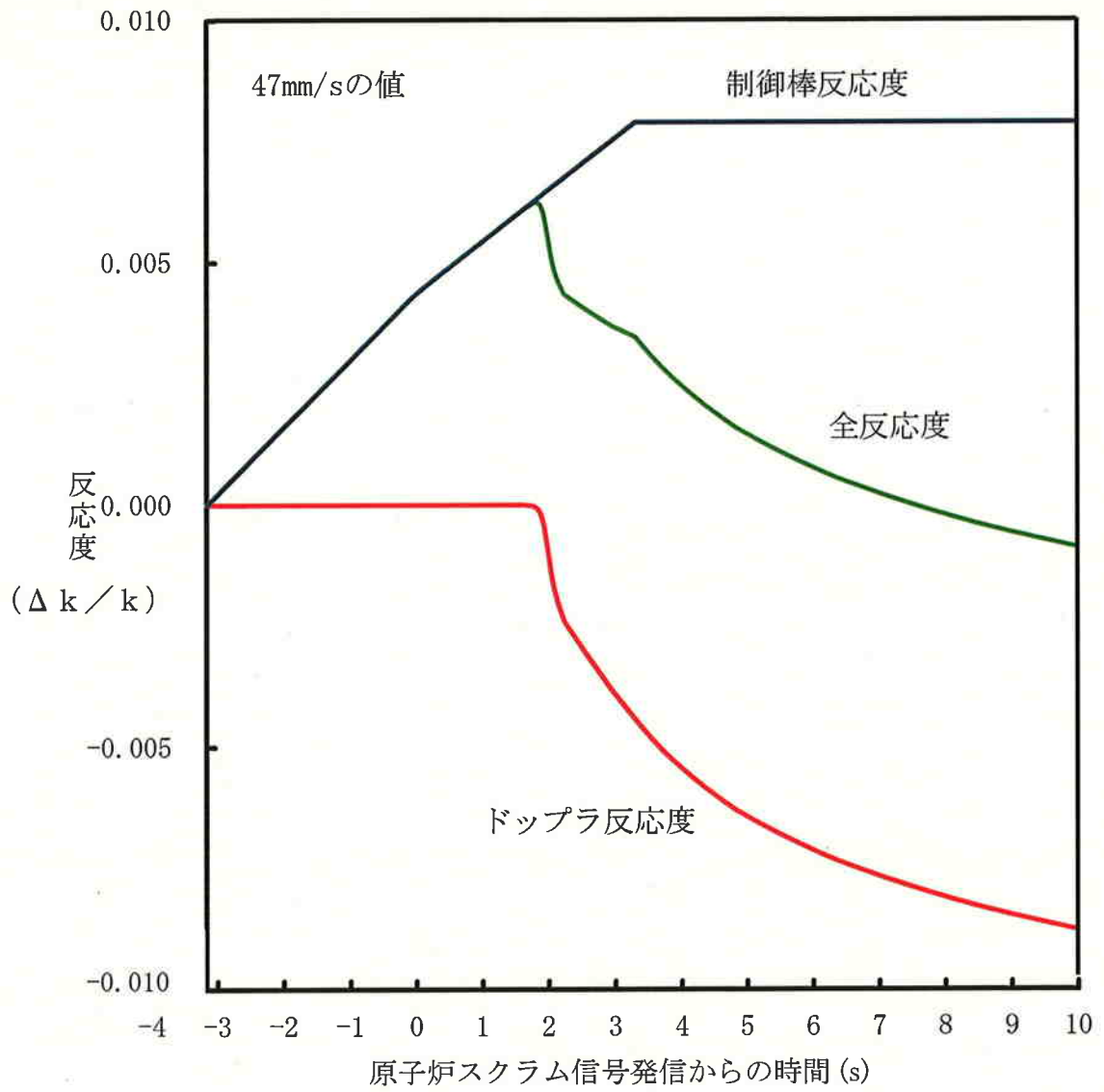
図 9 制御棒駆動機構の状態



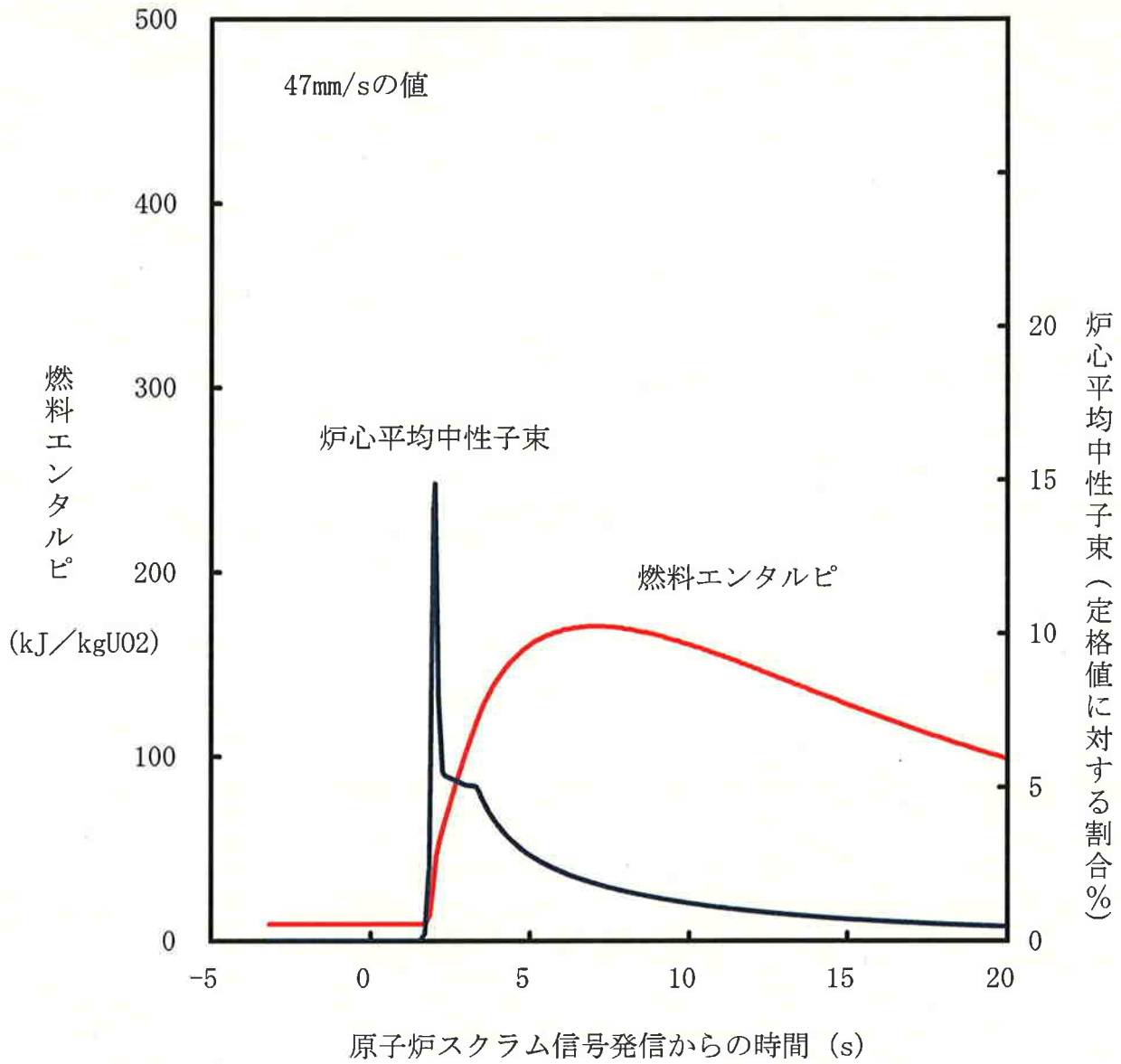
注) 制御棒[26-39]及び[34-35]の引き抜けは、原子炉スクラム信号時に停止とするが、解析では完全に引き抜け動作が停止するまでに約3.2秒*かかるかと仮定。

※ラッチ機構間の距離は 152.4mm であり、制御棒引き抜け速度を 47mm/s とすると原子炉スクラム信号発生による制御棒引き抜け停止動作開始から実際の停止までには最長で約 3.2 秒かかる。

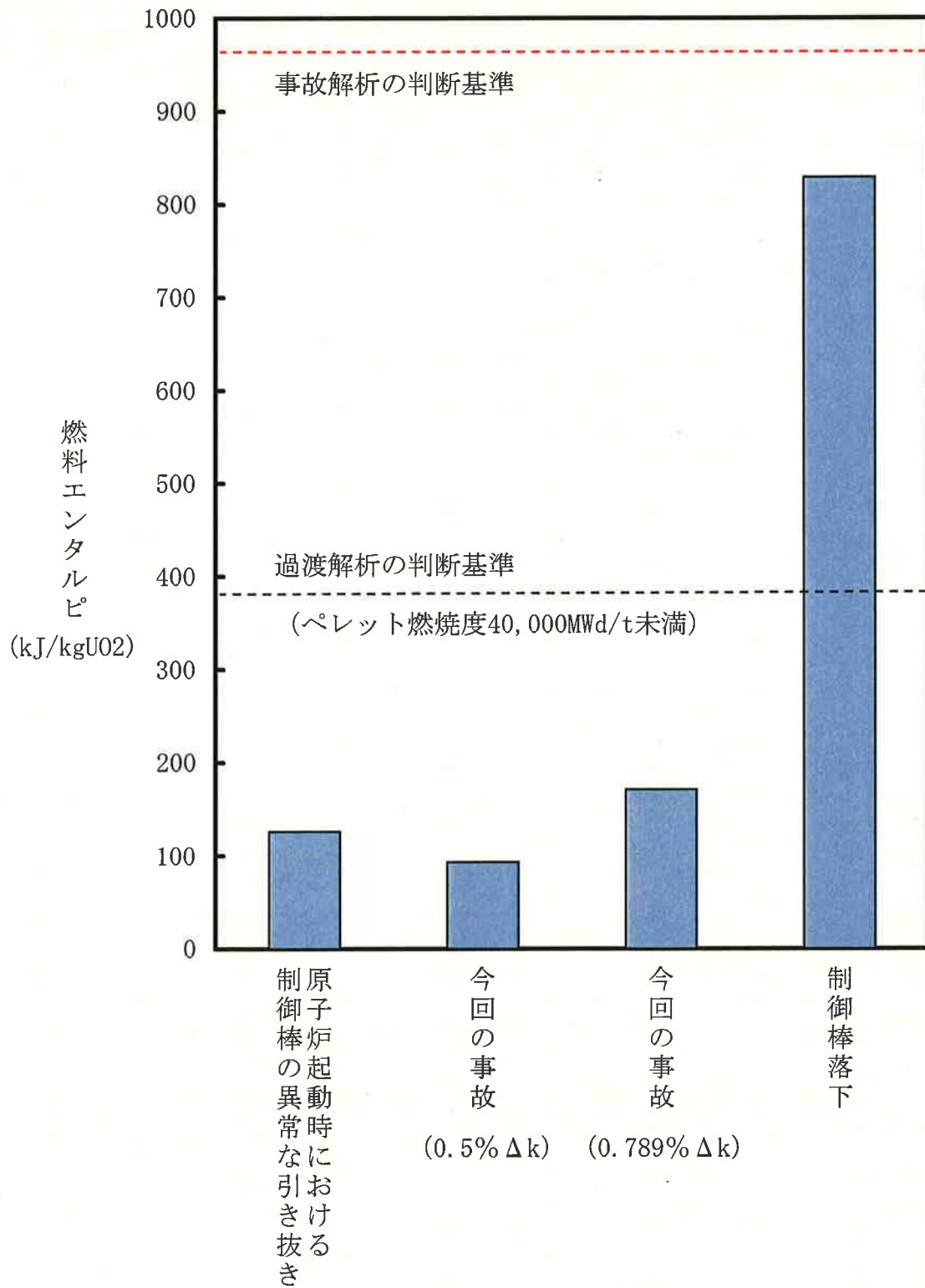
図 10 制御棒引き抜け条件



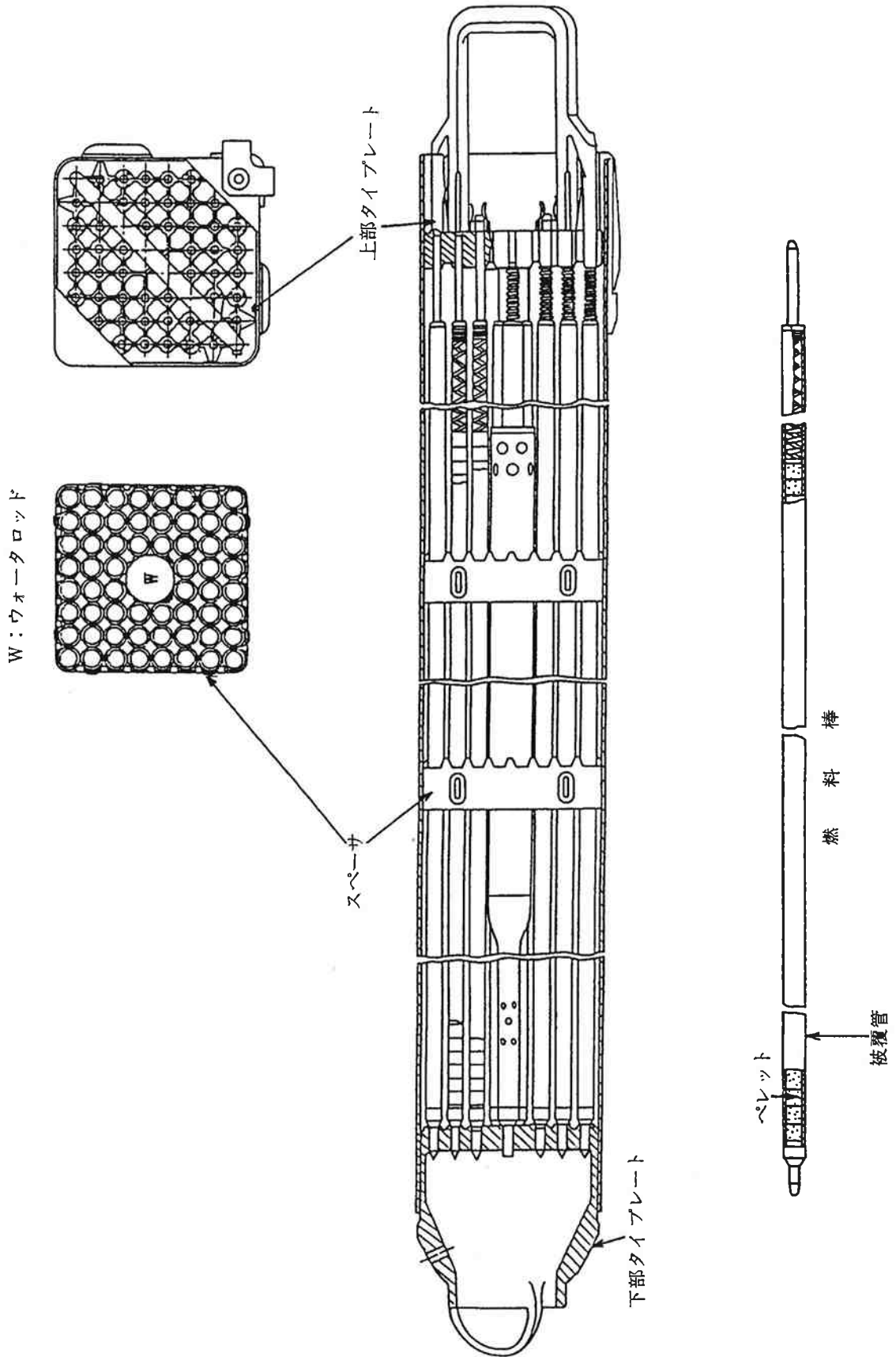
反応度の推移 (0.789% Δk の場合)



燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移
 (0.789% Δk の場合)



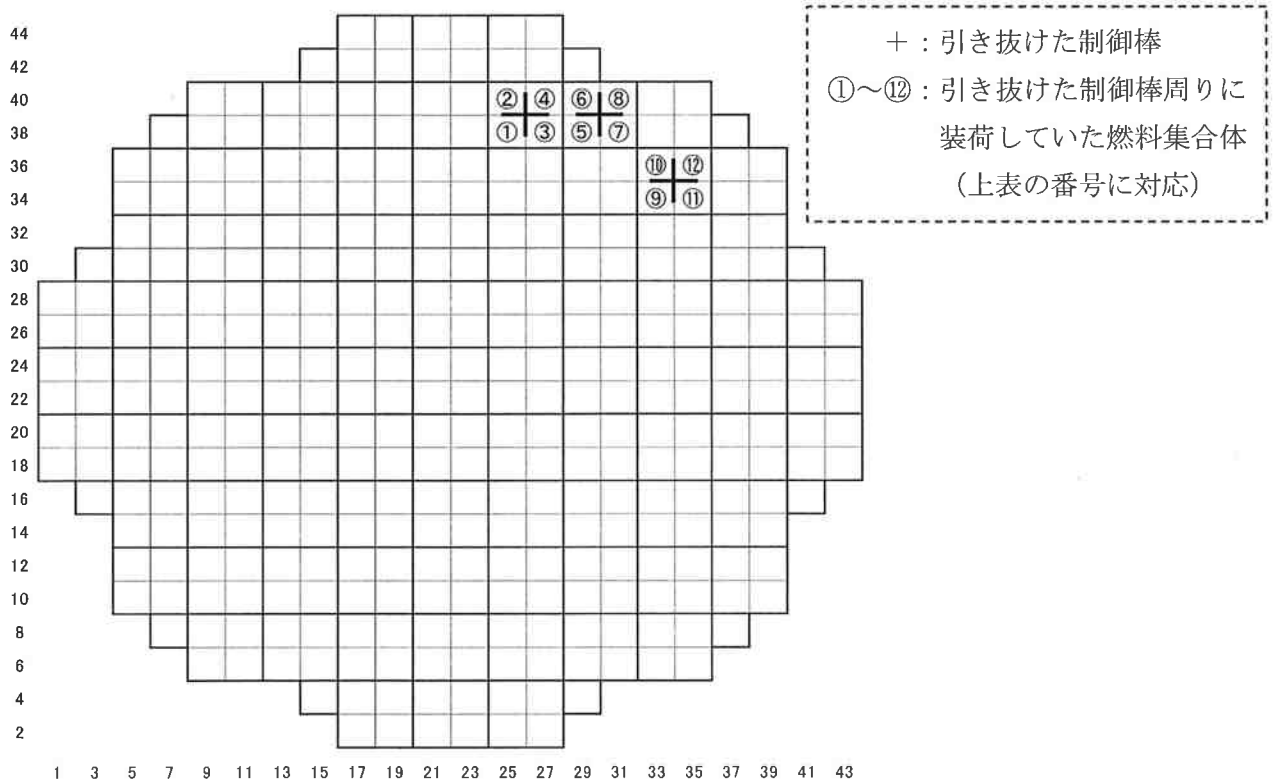
安全解析結果との比較



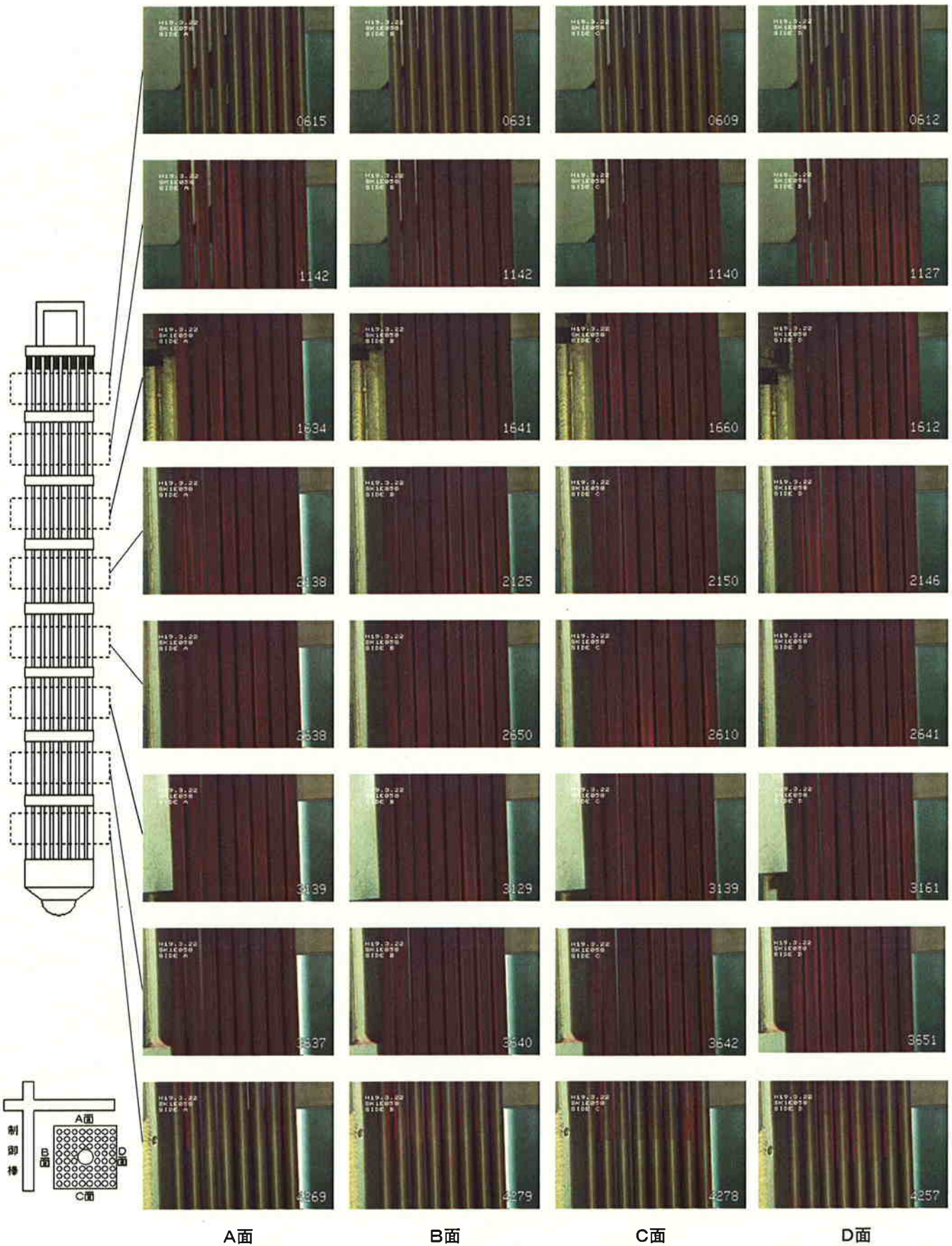
燃料集合体の構造図 (高燃焼度 8 × 8 燃料)

燃料集合体外観点検結果

制御棒座標	番号	事故発生時炉内位置	燃料番号	事故発生時燃焼度 (MWd/t)	取出時燃焼度 (MWd/t)	点検結果
26-39	①	25-38	SK1D002	12,878	39,454	異常なし
	②	25-40	SK1E062	0	43,665	異常なし
	③	27-38	SK1E058	0	40,802	異常なし
	④	27-40	SK1B042	23,749	37,878	異常なし
30-39	⑤	29-38	SK1B038	21,250	37,379	異常なし
	⑥	29-40	SK1D022	13,428	41,058	異常なし
	⑦	31-38	SK1D030	12,805	40,296	異常なし
	⑧	31-40	SK1A068	31,593	38,462	異常なし
34-35	⑨	33-34	SK1E006	0	43,412	—
	⑩	33-36	SK1B046	21,514	42,446	異常なし
	⑪	35-34	SK1C081	21,156	42,188	—
	⑫	35-36	SK1E002	0	39,387	—



引き抜けた制御棒と外観点検を実施した燃料集合体の位置関係



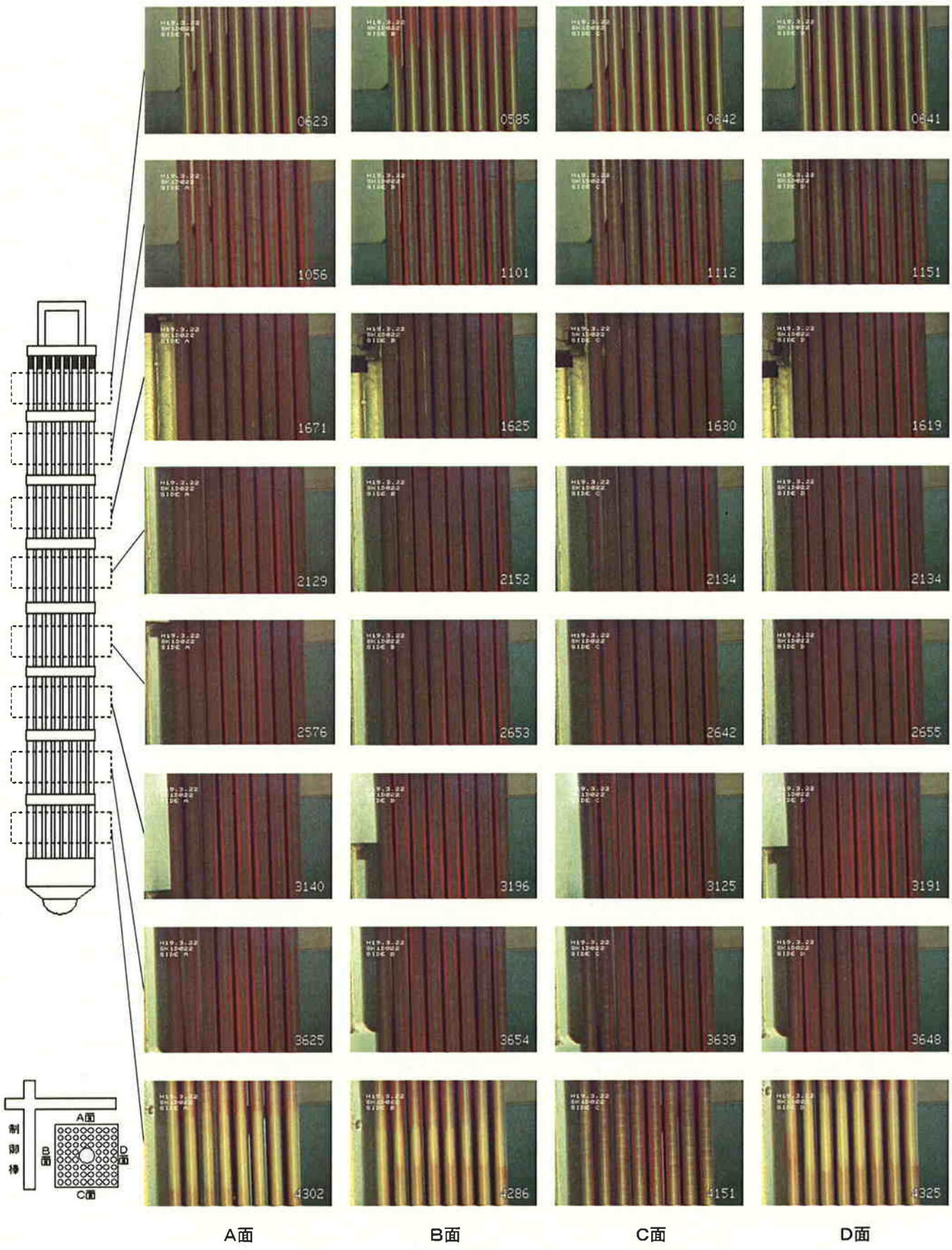
A面

B面

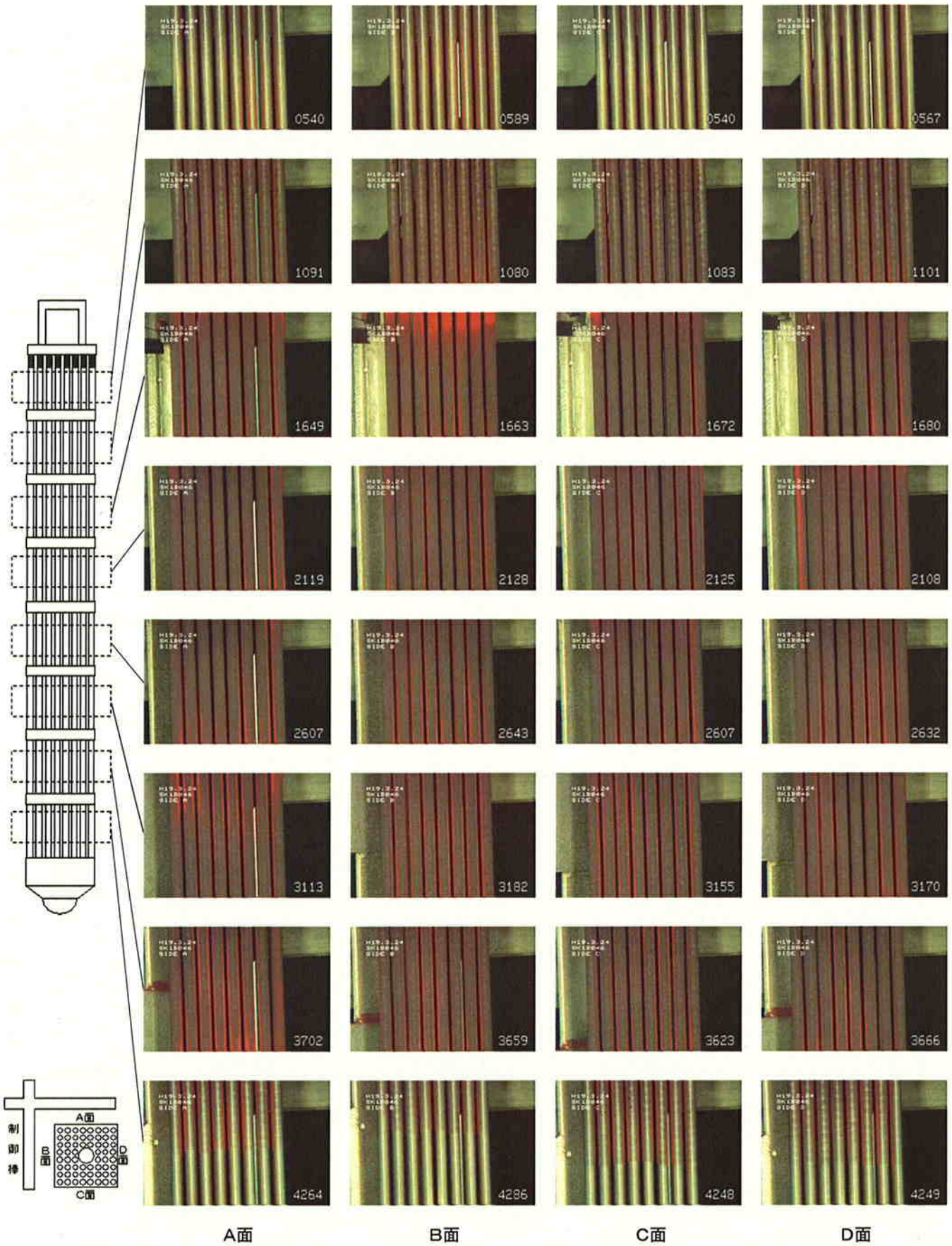
C面

D面

燃料集合体外観 (SK1E058)



燃料集合体外観 (SK1D022)



A面

B面

C面

D面

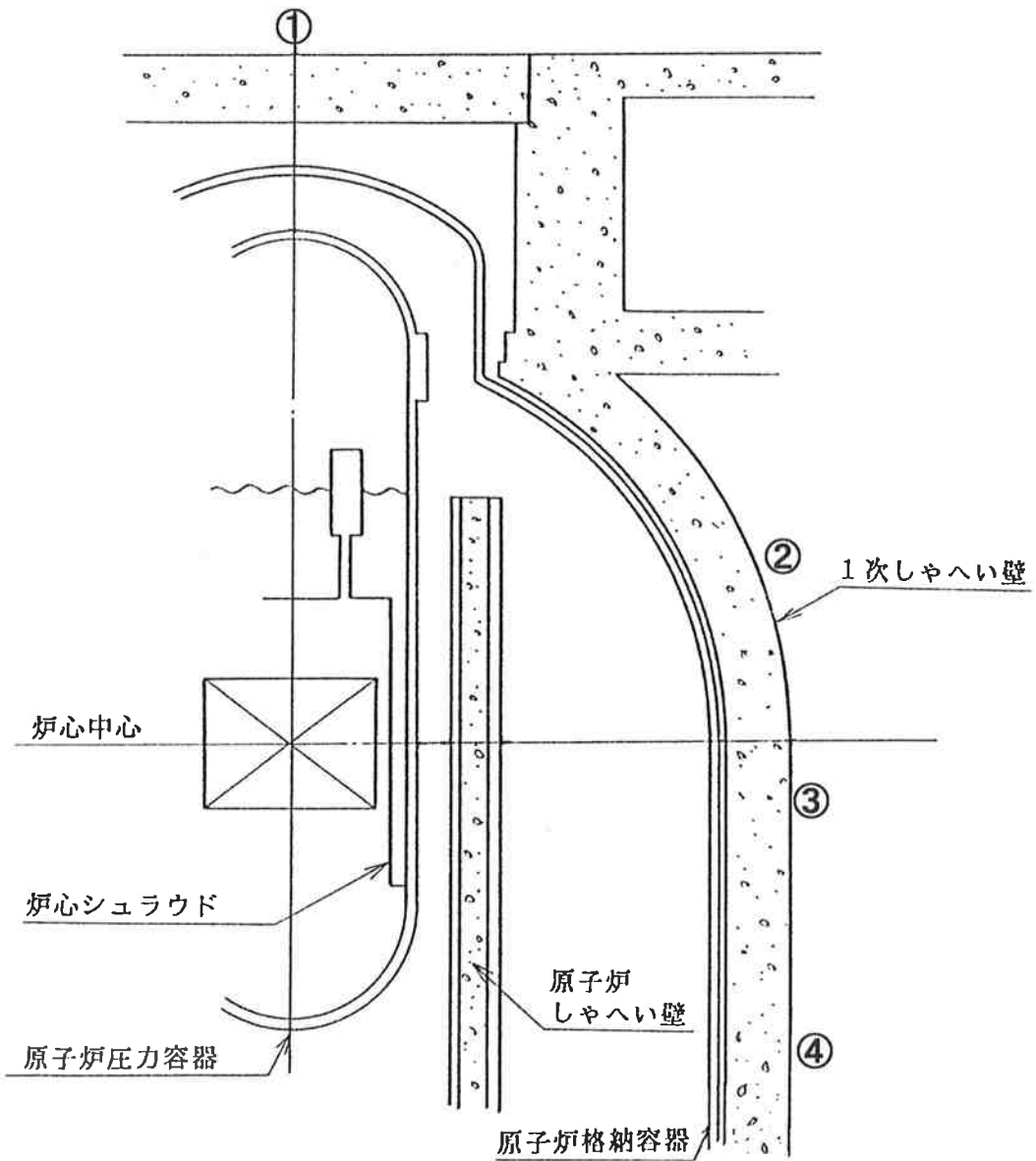
燃料集合体外観 (SK1B046)

管理区域出入実績（臨界事故発生時の管理区域滞在者）

	入城年月日時分	退城年月日時分	実効線量 (mSv)	作業件名	滞在场所 (聞き取り結果より)
A	1999/6/18 0:37	1999/6/18 7:44	0.00	廃棄物処理設備運転（定検時）	1号機 廃棄物処理建屋2階 廃棄物処理系制御室
B	1999/6/18 0:52	1999/6/18 3:03	0.00	CRD機能検査	1号機 原子炉建屋1階 HCU（水圧制御ユニット）エ リア
C	1999/6/18 1:44	1999/6/18 2:31	0.00	R/B計装品点検	1号機 原子炉建屋1階 HCU（水圧制御ユニット）エ リア
D	1999/6/18 1:44	1999/6/18 2:31	0.00	A T W S 対策設備設置工事	1号機 原子炉建屋1階 HCU（水圧制御ユニット）エ リア
E	1999/6/18 1:50	1999/6/18 3:03	0.00	A T W S 対策設備設置工事	1号機 原子炉建屋1階 HCU（水圧制御ユニット）エ リア
F	1999/6/18 2:30	1999/6/18 2:36	0.00	定検時パトロール	1号機 原子炉建屋地下1階 マスターコントロールエリア※

※：制御棒駆動系の流量，圧力などを調整する弁や配管が配置されたエリア

100%出力運転中における線量率測定結果

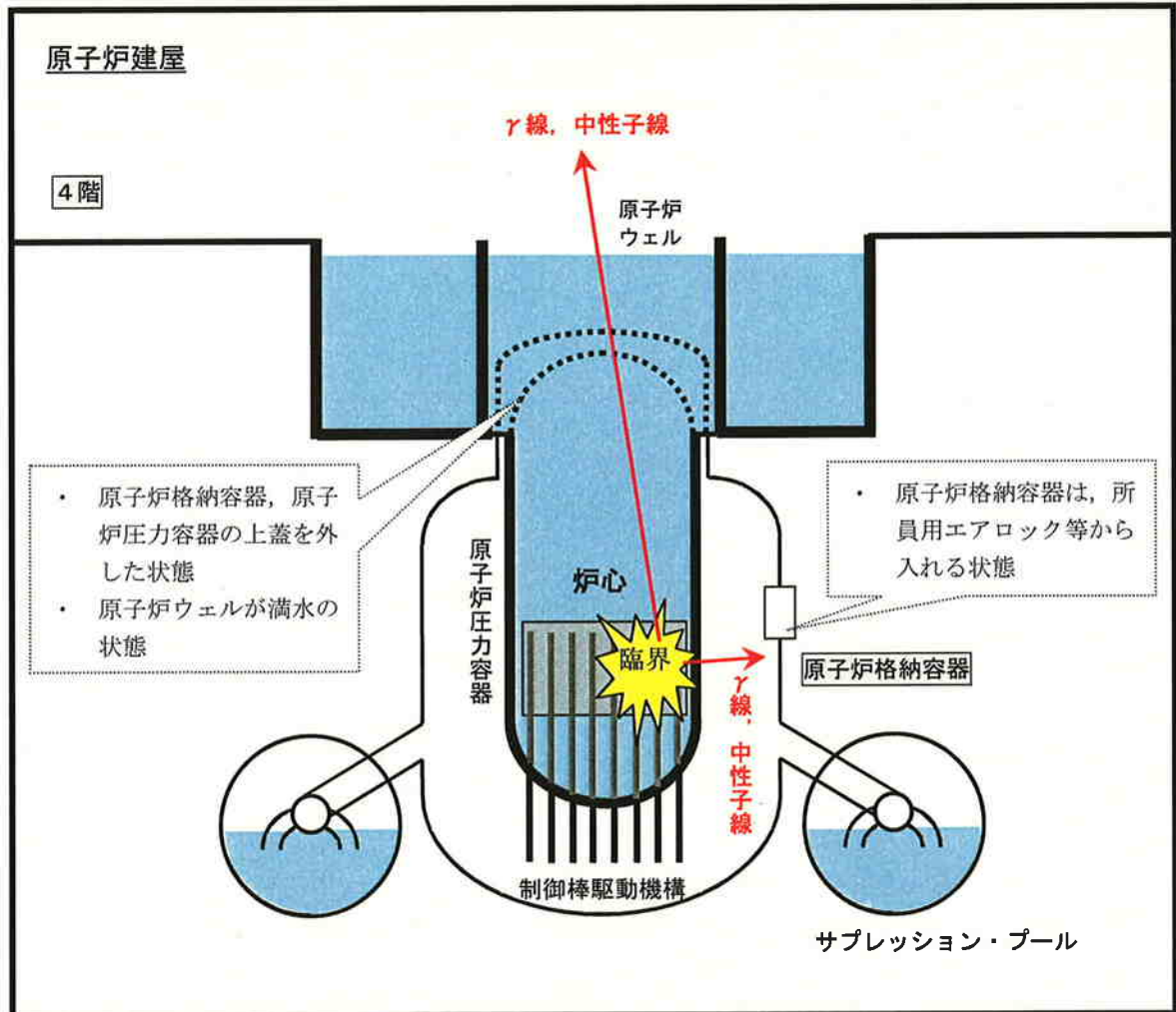


(単位：mSv/h)

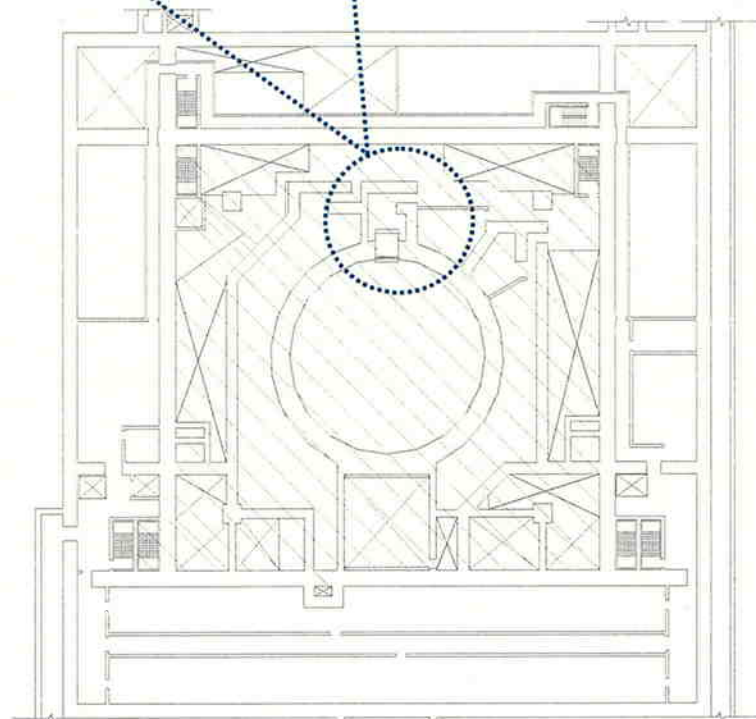
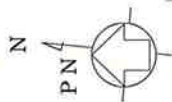
	中性子線による線量率	γ線による線量率
① 原子炉ウェル上	< 0.001	0.0002
② MSIV・SRV用機器ハッチ前	< 0.001	0.0003
③ 所員用エアロック室前	< 0.001	0.0022
④ 機器搬入用ハッチ前	< 0.001	0.0001

(測定日：平成5年7月17日)

臨界事故発生時の状況



所員用エアロックにおける線量率測定結果



1号機 原子炉建屋中2階



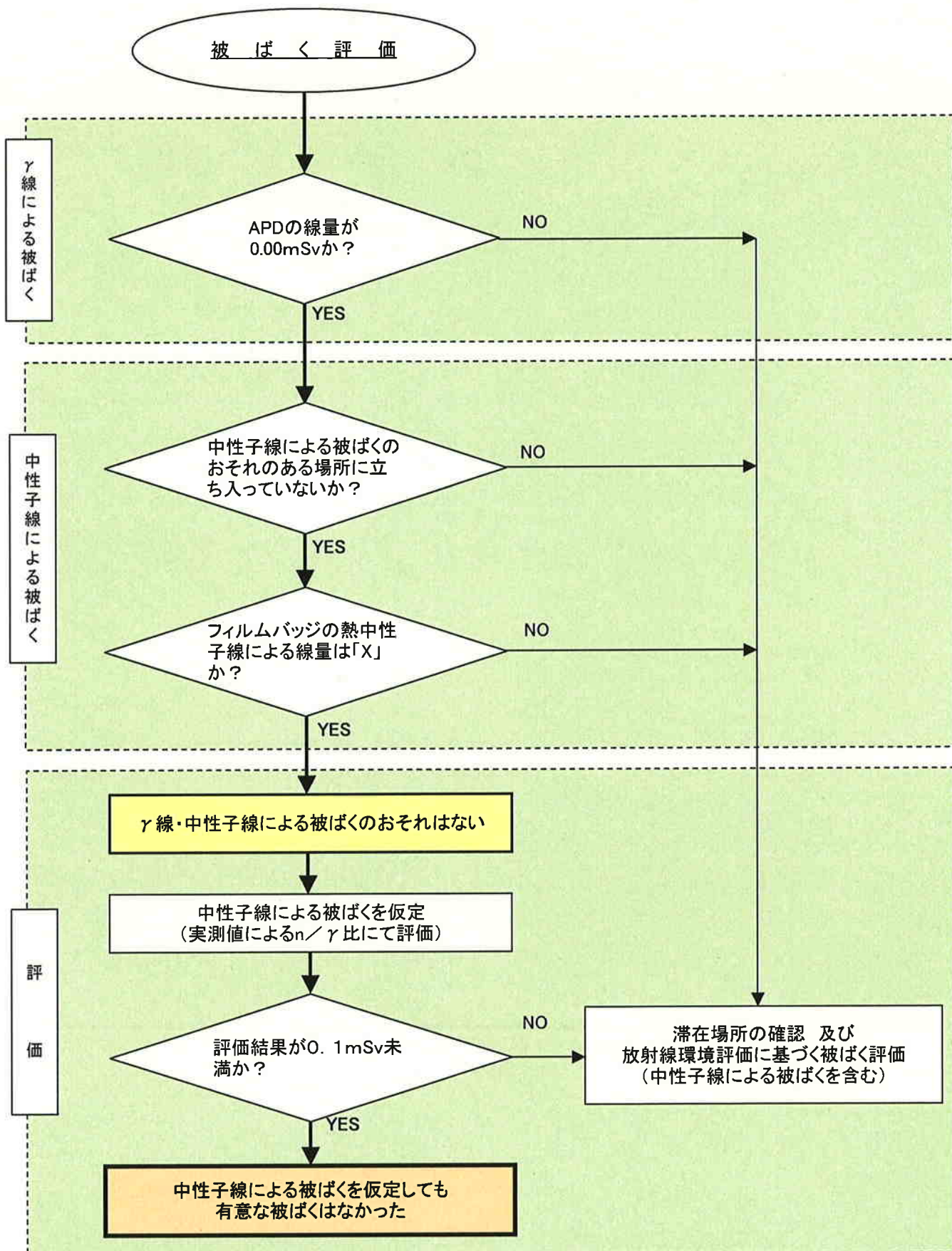
19 R/B EL16500 所員用エアロック (含む中性子)

単位: mSv/h

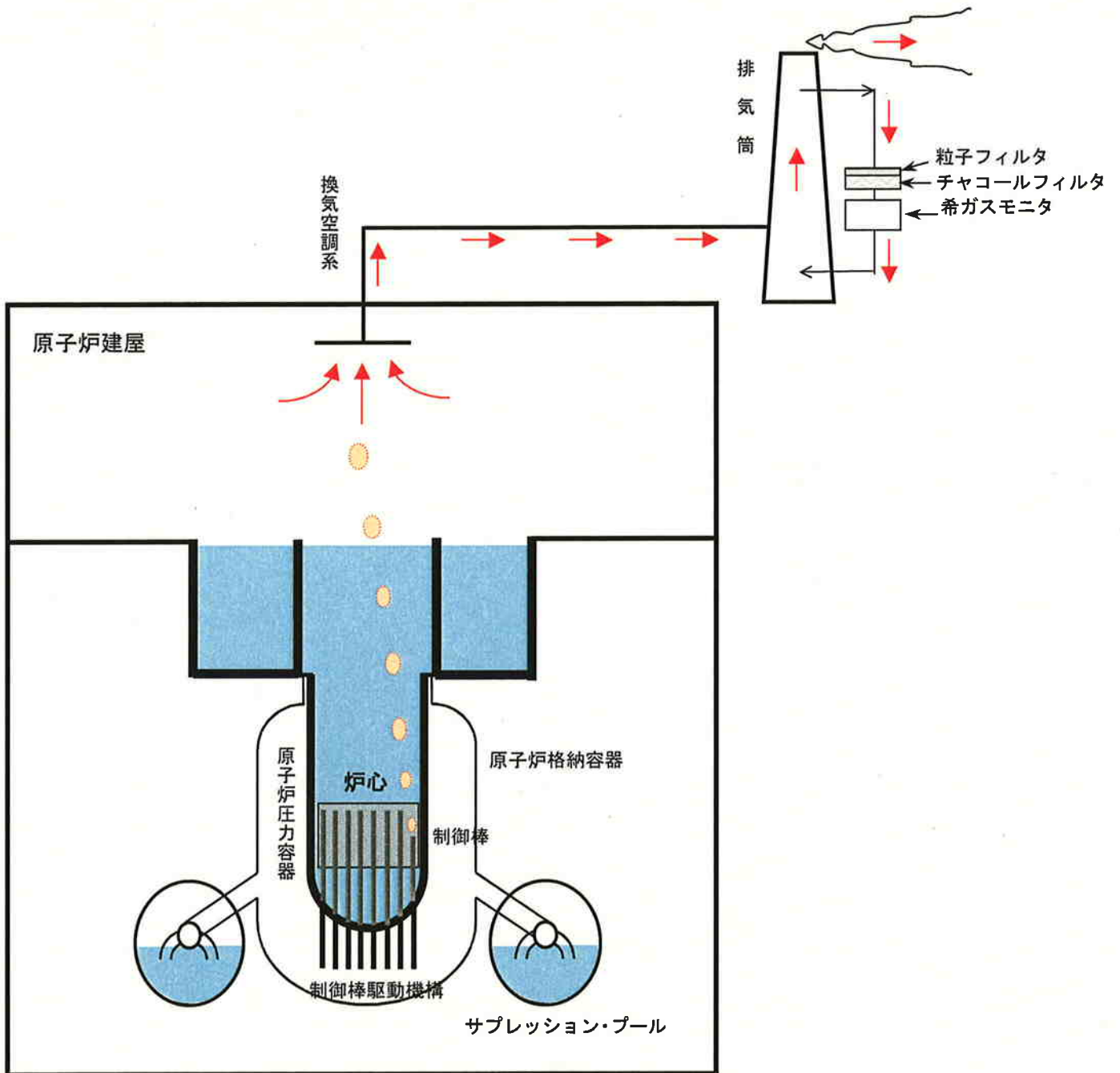
プラント状態		100%出力		平成5年4月23日	
測定年月日	測定対象	γ線量率 13時40分	n線量率 13時50分	線量率比 (n/γ)	
測定器		ICM-10	中性子サヘイメータ		
1	迷路入口	0.072	0.16	2	2
2	室内雰囲気	0.46	2.0	4	4
3	エアロック表面	0.85	16.0	19	19
4	エアロック表面	1.0	20.0	20	20
5	エアロック表面	1.6	12.0	8	8
6	エアロック表面	0.88	6.0	7	7



放射線業務従事者の被ばく評価結果
(中性子線による被ばくのおそれがある場合)

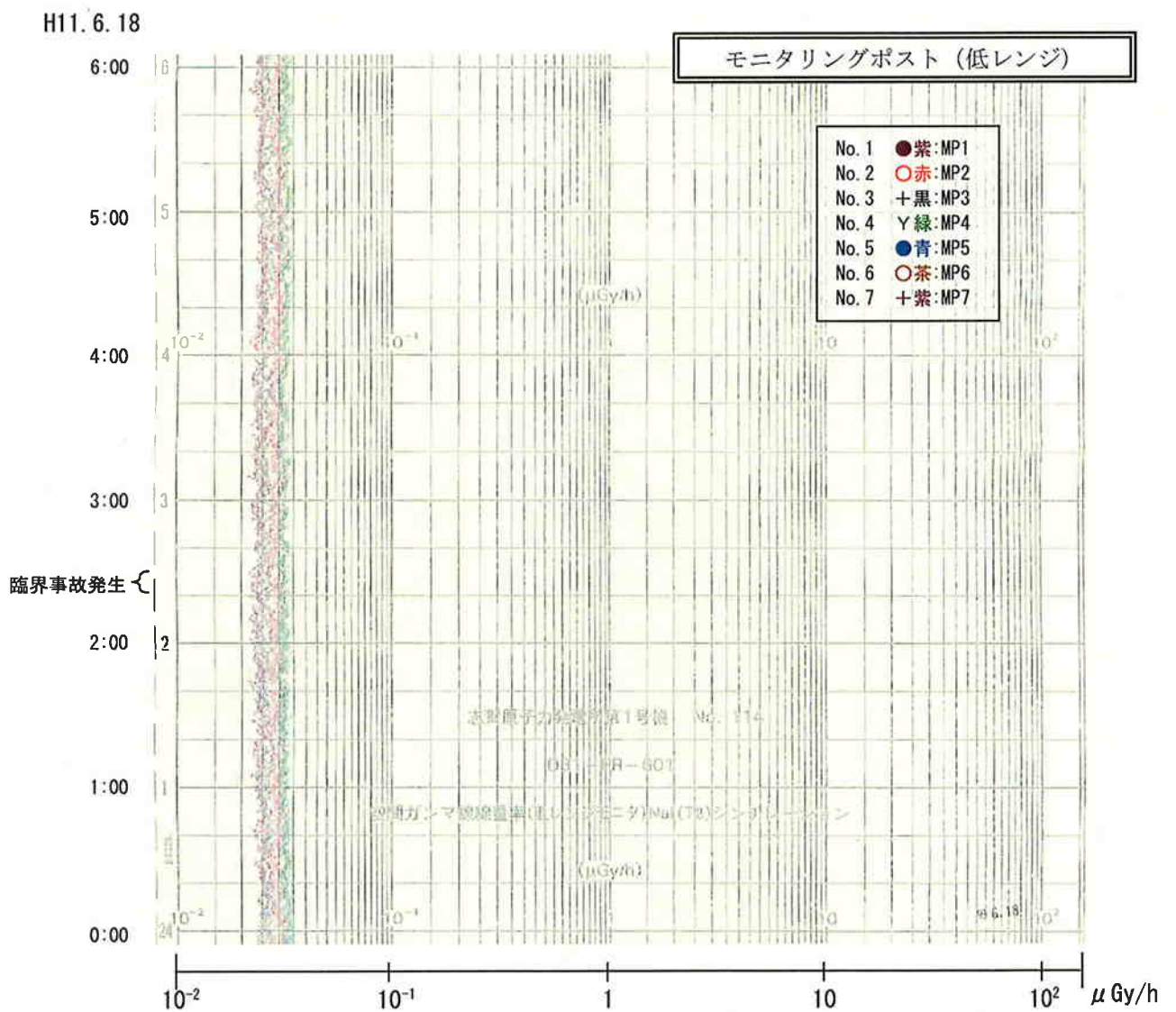
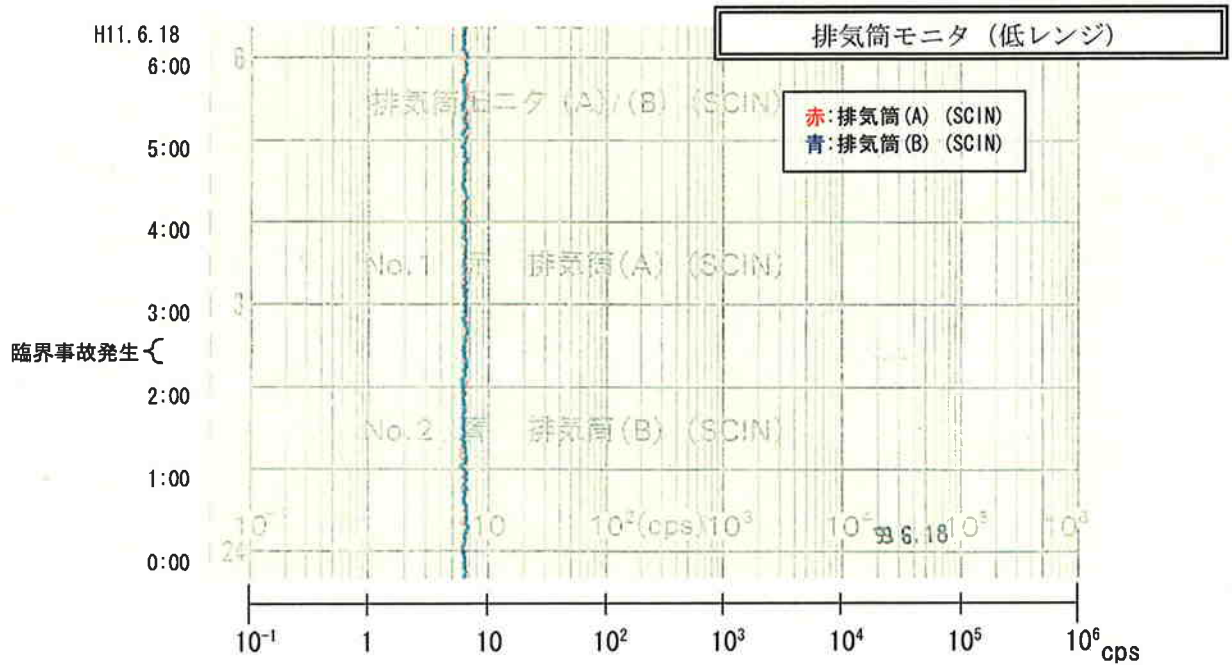


放射性物質の環境への放出経路
(臨界事故発生時の状態で燃料破損があった場合)



排気筒モニタ及びモニタリングポストチャート

(平成 11 年 6 月 18 日 0:00~6:00)



よう素および粒子状物質管理週報



1999年 6月 第4週 (16日 ~ 22日) よう素および粒子状物質管理週報

1号機 1999年 6月 第4週 (16日 ~ 22日)

各機室筒隔
 上段: 放出量
 中段: 濃度
 下段: 濃度
 (Bq / sec)
 (Bq / cm)

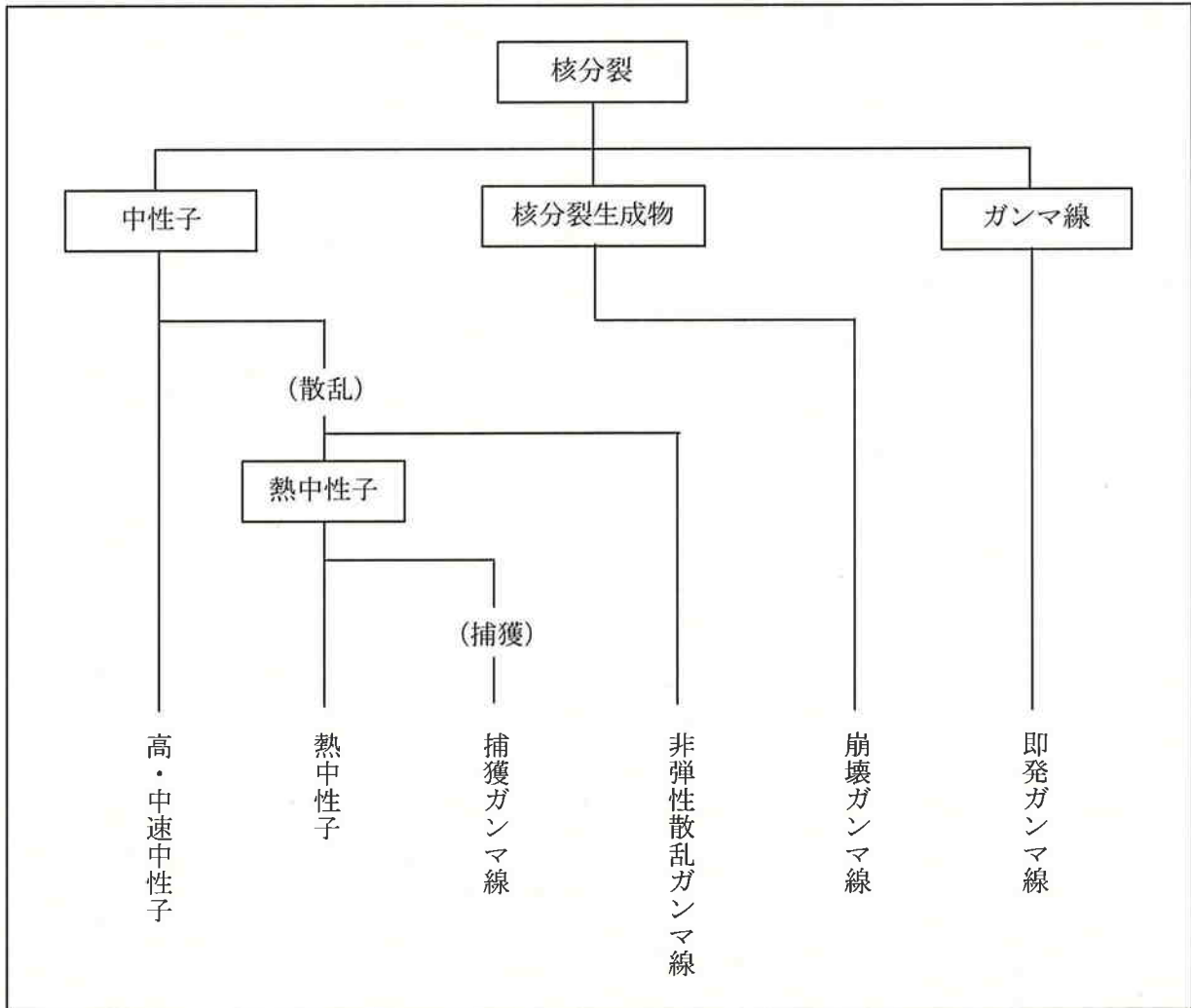
期間風量 (cm ³)	排気筒	非常用ガス処理系	焼却設備排気筒	合計	検出限界値	日割り補正值
	1.060E+14	1.346E+10	5.228E+11			
I-131	< ND	< ND	< ND	ND		ND
I-133	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cr-51	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Mn-54	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Fe-59	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Co-58	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Co-60	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cs-134	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cs-137	< ND	< ND	< ND	ND		ND
その他	< ND	< ND	< ND	ND		ND
合計	< ND	< ND	< ND	ND		ND

※ 焼却設備排気筒測定値 6月17日 ~ 23日 4.958E+11 cm³
 ※ R/B-T/台 出AC排気筒検査 6月18日, 27日 (作業による)
 ※ 非常用ガス処理系の置換は 6月16日 70%超脱機(社内)
 6月17日 70%超脱機(⑤)
 6月18日 SGT5機(脱機) (社内)
 6月21日 SGT5機(脱機) (社内)

炉心挙動解析結果に基づく放射線環境評価

1. 評価の概要

核分裂発生に伴う放射線環境の評価は、以下の放射線（中性子線、即発ガンマ線及び中性子と物質が反応して生成する二次ガンマ線〔捕獲ガンマ線、非弾性散乱ガンマ線〕）について行うことになる。また、それに加えて、炉内にある使用済燃料に内包される核分裂生成物からのγ線も考慮する必要があるため、中性子発生数及び核分裂生成物からのγ線を入力条件として、DORTコード（2次元円筒体系）で評価を行う。



2. 評価条件

(1) 線源強度

a. 中性子発生数

<p>核分裂により発生する中性子</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 1核分裂当たりの平均中性子発生数 2.5 ・ 1W・1秒当たりの核分裂数は 3.1×10^{10} fission 	×	<p>炉心評価により求められた 原子炉出力（最大値） 238.95 MW</p>
<p>中性子の単位時間当たりの発生数</p> $2.5 \text{ (個/fission)} \times 3.1 \times 10^{10} \text{ (fission/(W \cdot s))} \times 238.95 \times 10^6 \text{ (W)}$ <p>= 1.85×10^{19} (個/s)</p>		

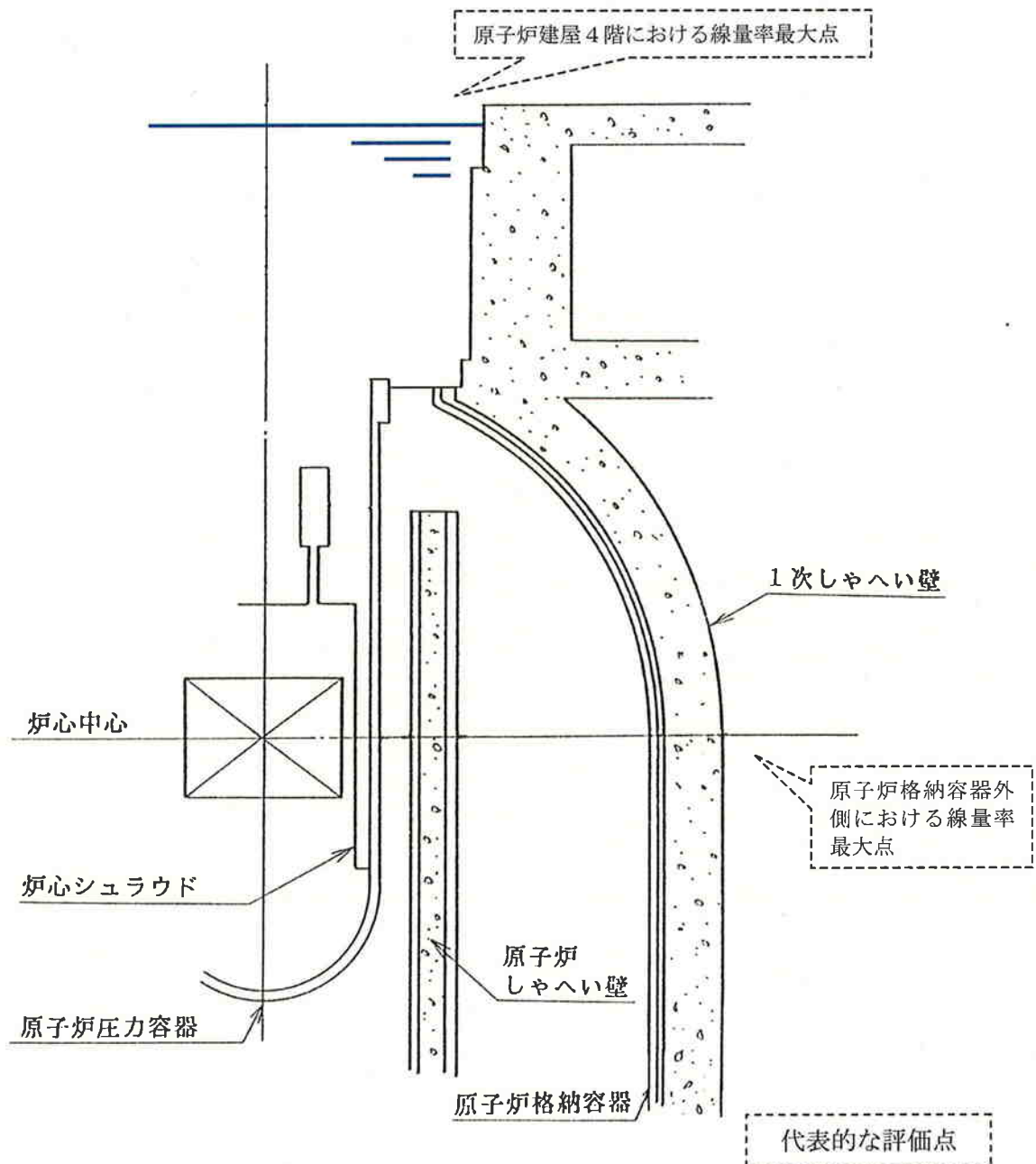
b. 使用済燃料に内包される核分裂生成物

燃料の照射時間は実際には 4~5 サイクルであるが, REACTOR HANDBOOK に掲載されている照射時間ごとの線源強度のうち最長時間である 10⁶ 時間 (約 115 年) の場合の線源強度をもとに, その 50 日減衰値である以下の値を, 核分裂生成物による線源として用いる。

ガンマ線エネルギー (MeV)	線源強度 (MeV/(W・s))
1.0	3.5 × 10 ⁹
2.0	2.8 × 10 ⁸
3.0	2.1 × 10 ⁷
4.0	5.4 × 10 ⁵

(2) 評価モデル

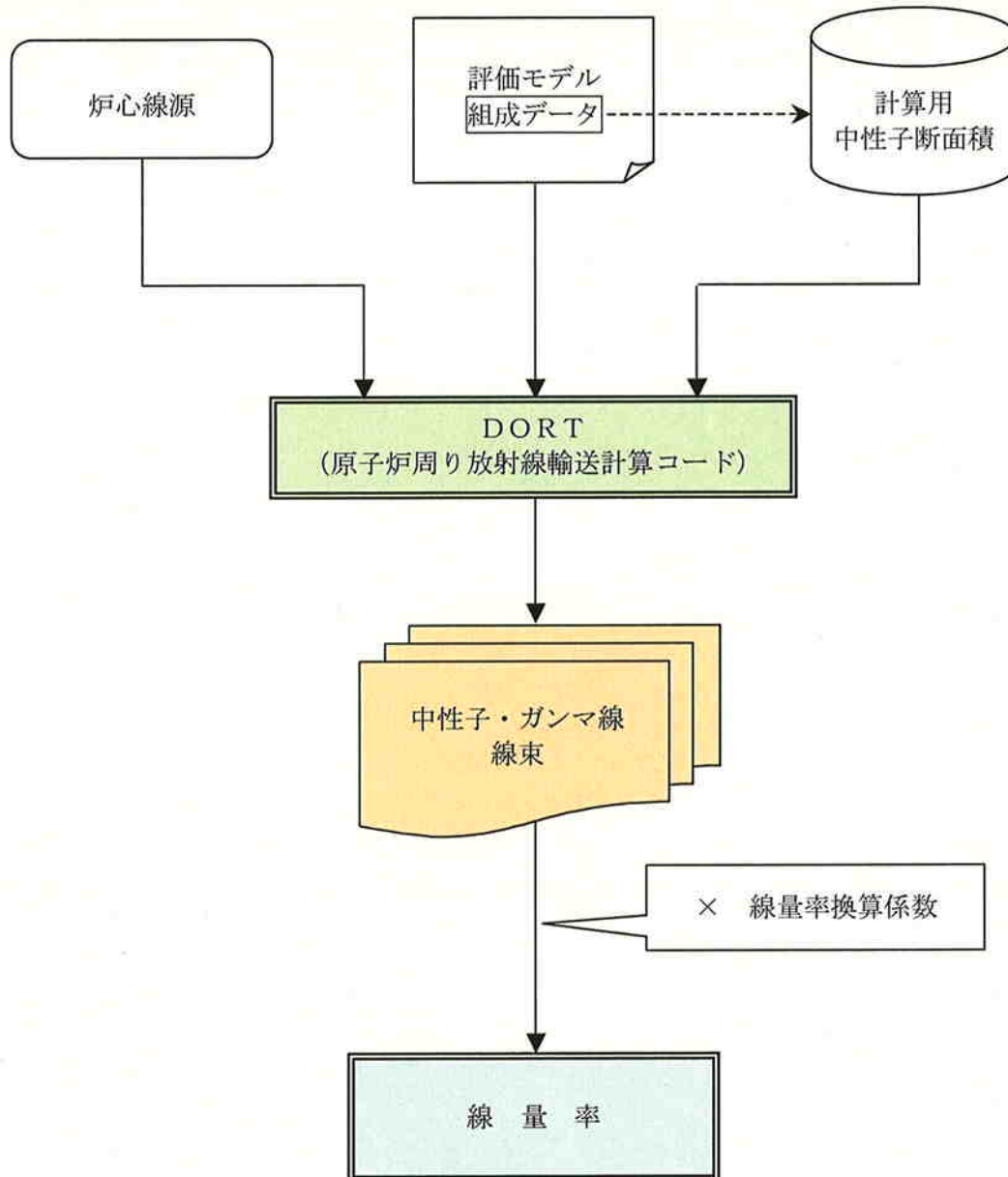
評価は, 可能な限り実形状をモデルしたものを用いる。



3. 評価コードDORTの概要

米国オークリッジ国立研究所で開発された原子炉周りの中性子及びガンマ線線量率を計算するコードであり、二次元形状にて中性子及びガンマ線の線束を計算することができる。

国内外において、放射線取扱施設の遮へい設計によく使用されており、国内では、高速増殖炉「もんじゅ」、新型転換炉「ふげん」、使用済燃料キャスク輸送船「六栄丸」等で幅広い適用実績がある。



直接線・スカイシャイン線の評価

1. 直接線による一般公衆の被ばく線量

- 炉心挙動解析結果から得られた原子炉出力（ピーク値）をもとに、臨界事故時の原子炉格納容器外側（炉心から 12.32m の位置）の線量率を評価し、その結果から敷地境界までの距離（450m）による減衰補正を行い、敷地境界における直接線による線量率を求める。なお、実際には、直接線は原子炉建屋原子炉棟（二次遮へい壁）を通過するため減衰することになるが、保守的にその遮へい効果については考慮しない。
- 敷地境界における直接線による線量率（ピーク出力における評価値）が、制御棒が引き抜け始めた 2 時 17 分から全挿入となった 2 時 33 分までの 15 分間継続したとして、直接線による一般公衆の被ばく線量を求めた結果は以下のとおりとなる。

(単位：mSv/h)

	中性子線による線量率	γ 線による線量率	合 計
原子炉格納容器外側	7.1×10^{-7}	6.6×10^{-5}	6.7×10^{-5}
↓ 距離補正： $\times (12.32\text{m}/450\text{m})^2$			
敷地境界	5.3×10^{-10}	5.0×10^{-8}	5.0×10^{-8}
↓			
線 量	$5.0 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 1.3 \times 10^{-8} \text{mSv} \quad (1.3 \times 10^{-5} \mu\text{Sv})$		

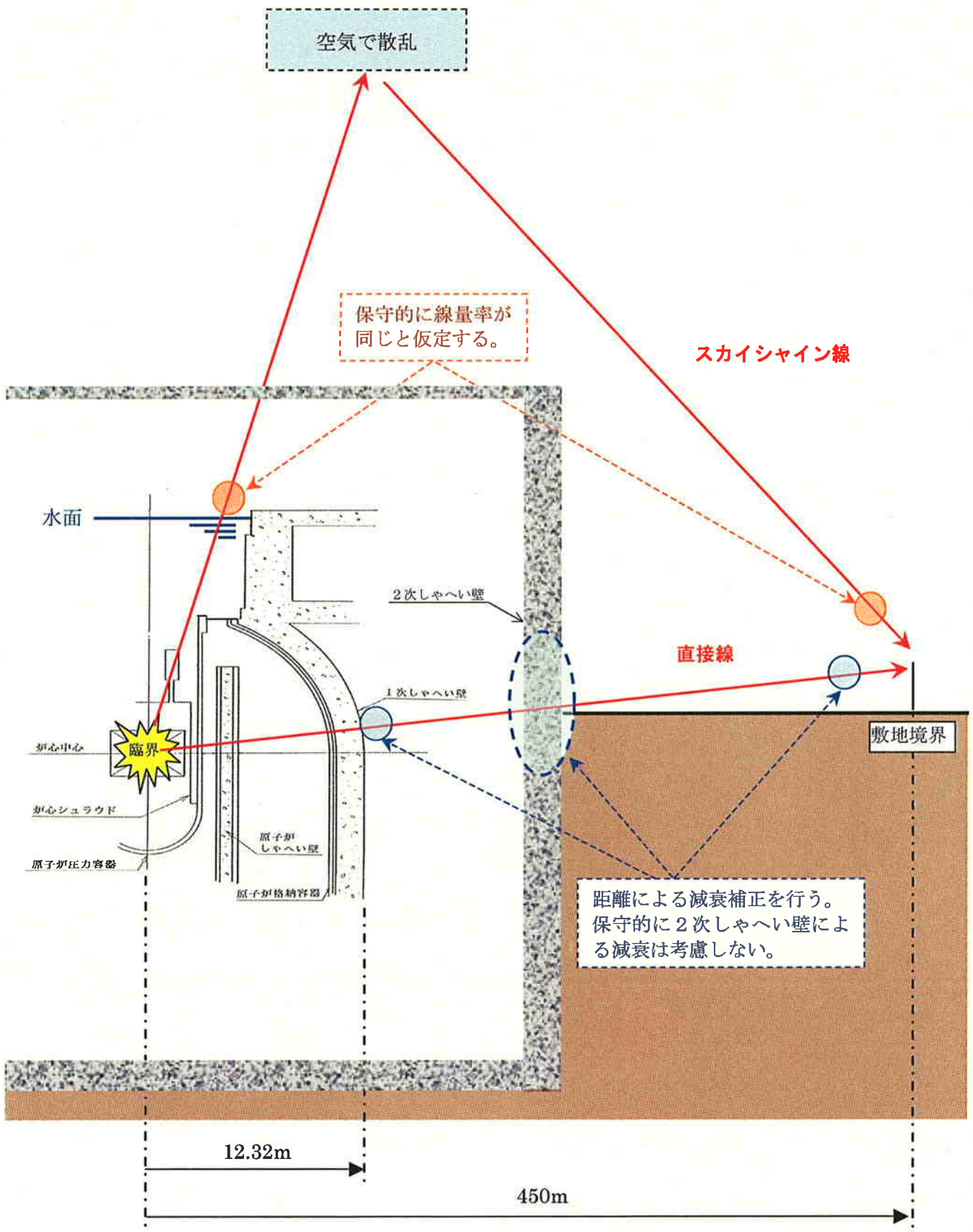
2. スカイシャイン線による一般公衆の被ばく線量

- スカイシャイン線は、炉心から原子炉建屋天井を抜けた放射線が上方の空気中で散乱されて地上に向かう放射線であるが、炉心挙動解析結果に基づく原子炉建屋 4 階の線量率は以下のとおり無視し得るほど小さいものである。
- 保守的に、敷地境界におけるスカイシャイン線による線量率が原子炉建屋 4 階における線量率と同じと仮定すると、スカイシャイン線による一般公衆の被ばく線量は以下のとおりとなる。

(単位：mSv/h)

	中性子線による線量率	γ 線による線量率	合 計
原子炉建屋 4 階	5.6×10^{-26}	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}
↓			
線 量	$1.5 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 3.7 \times 10^{-9} \text{mSv} \quad (3.7 \times 10^{-6} \mu\text{Sv})$		

直接線・スカイシャイン線の評価概要図



志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および改善策

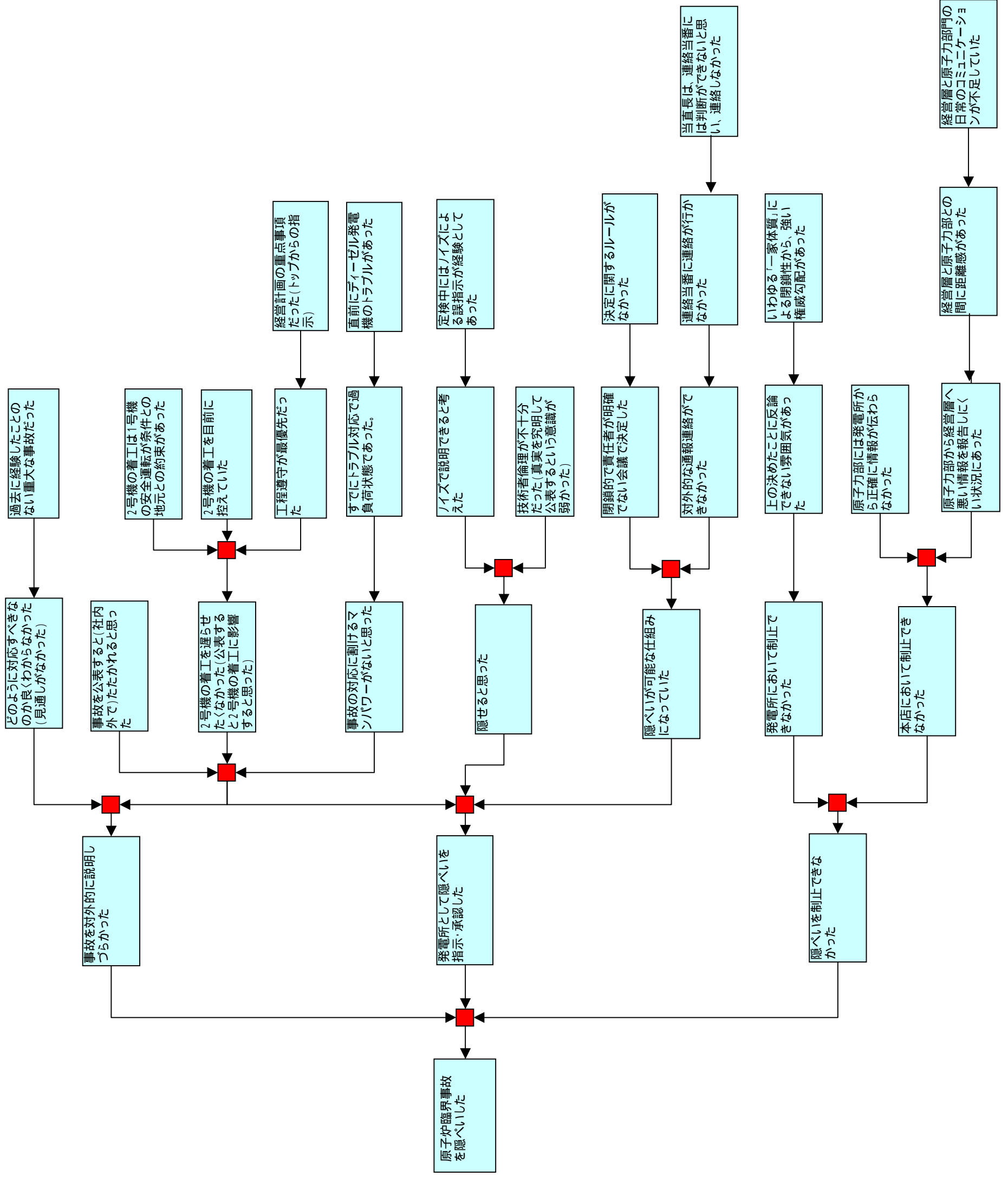
問題点	根本原因	改善策
① 保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票にARI試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。	a. 電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、実際には添付しなかったため、当直長は事前に試験手順をチェックできず、試験に係わる操作の内容を理解できなかったこと。	① HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善
② 電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。	b. ARI試験要領書に従い、中央制御室において試験対象制御棒を全引抜きし、系統流量を「0」とする操作を完了した後、現場においてCRD隔離弁（101、102弁）の閉操作を実施すべきところ、連携不足から中央制御室と現場の操作が同時進行となったため、結果的に系統流量を「0」としないままCRD隔離弁の操作が進んだこと。	② HCU隔離操作中の監視不足に関する改善 7.1.1 操作手順の改善
③ 原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。	c. 直前に機械保修課員が実施していたCRD単体スクラム試験と電気保修課員が実施していたARI試験を連続して実施することによる効率化を考え、関係者の調整に複合手順メモを作成された。複合手順メモは現場では使用されていないものの、試験要領書で定めた試験手順を変更する場合は、試験要領書を改訂し承認を受けるべきであったこと。	③ HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善
④ 承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきであったこと。	d. 電気保修課員は初めて行う試験であったことから、試験はメーカー作業員に任せていたこと。また、HCU隔離操作は、当直長の指揮の下、行われたことになっていて、当直長は電気保修課員とメーカー作業員に任せておけば大丈夫だと思っていたこと。	④ 手順書の承認および適用に関する改善 現状で問題なし
⑤ 原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI試験の実施前に、「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリアクトルを解除し、差圧を監視できるようにすべきであったこと。	e. HCU隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められている。電気保修課担当者は、前述要領等、原子炉停止中の臨界防止に関する情報収集が十分でなく、試験要領書や作業票の審査段階で、臨界防止に関する検討が不足していたこと。	⑤ 監視上必要な警報、監視計器の除外に関する改善 7.1.2 運用面の改善
⑥ 保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRDの隔離弁（101、102弁）を閉操作させるべきであったが、実際は指揮していなかったこと。	f. CRD単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧低の警報が発報するため、アインレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっていたため、高の警報も出なかったこと。	⑥ 試験における役割分担の明確化に対する改善 ⑦ 作業票に当該主要領書の添付に関する改善 現状で問題なし
⑦ 電気保修課員は、承認されたARI試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させざるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかつたこと。（系統流量を0とした後、CRD隔離弁を閉とする）	(1) 現場作業管理上の原因 (2) 設備上の原因	⑧ 運転員への情報提供の明確化 7.2.1 運転監視機能の強化 7.2 設備対策

背後要因関連図

(問題点)

(背後要因)

■ AND要因 ● OR要因



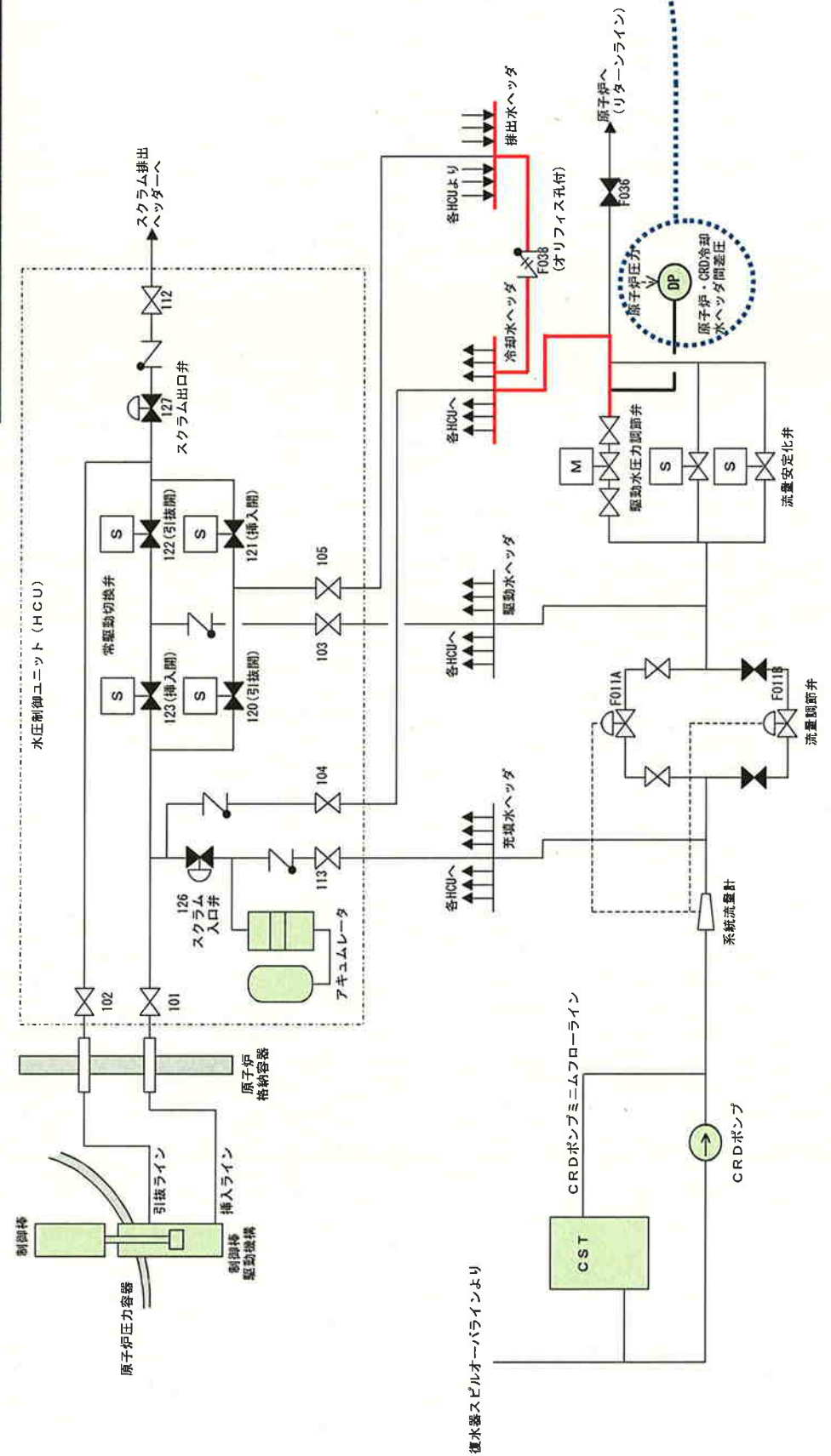
志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する操作手順および運用面における対策

抽出された改善策	現状	更なる改善策
<p>a. HCU 隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善 (電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCU を1本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。)</p>	<p>以下のとおり臨界防止措置を考慮した内容となっている。 ・「設備別運転操作要領(原子炉関係)」改訂により、HCU 隔離操作は1体毎に実施する記載順序となっている。 ・同要領に「系統圧力上昇による制御棒引き抜き可能性」について追記し、操作において注意喚起をしている。</p>	<p>【更なる改善】 ・隣接した制御棒が同時に抜けることがないよう、HCU 隔離の順序を規定する等の対策について検討する。〔設備別運転操作要領 (原子炉関係)〕 ・HCU 隔離は1体隔離実施毎に中央制御室と連絡をとりながら実施すること(設備別運転操作要領 (原子炉関係))を明記する。 ・HCU 隔離弁 (101 弁, 102 弁) の管理を厳重にするため、施設措置を行う。 また、HCU 隔離弁の操作に関する注意表示を HCU 現場に掲示する。 ・臨界防止に係る設備に関する工事要領書は、保安運営委員会が審議を経て制定することを規定する。 〔保安運営委員会運営要領、保守作業手続要領〕</p>
<p>b. HCU 隔離操作中の監視不足に対する改善 (保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRD の隔離弁 (101, 102 弁) を閉操作させるべきだったが、実際は指揮していないかったこと。)</p>	<p>以下のとおり、発電課により運転操作・監視を実施している。 ・HCU 隔離操作は全て発電課が実施しており、操作中は中央制御室運転員一現場運転員間の連携により、操作・監視が行われている。 ・安全上のパウンダリの隔離操作は発電課が実施することを「保守作業手続の補足に関する細則」で規定しており、HCU 隔離操作もこれに該当する。</p>	<p>【更なる改善】 ・HCU 隔離操作中の監視項目の明確化を図るため、HCU 隔離操作中は、以下の項目を連続監視することを明記する。 -原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧 -SRM -制御棒位置 〔設備別運転操作要領 (原子炉関係)〕</p>
<p>c. 隔離手順にリタターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善 (原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リタターン運転の方が好ましかったが、実際はリタターン運転としたこと。)</p>	<p>「設備別運転操作要領 (原子炉関係)」改訂により、HCU 隔離前にリタターン運転に切り替える手順及びHCU 隔離・復旧手順を定めている。</p>	<p>【更なる改善】 ・リタターン運転、リタターン運転及びHCU 隔離・復旧手順を順序立てて構成し直すとともに、関連性をより明確に記載する。 〔設備別運転操作要領 (原子炉関係)〕</p>
<p>d. 手順書の承認及び適用に関する改善 (承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。)</p>	<p>以下により、承認及び適用に関するルールは確立されている。 ・作業の実施内容・手順等を定めた工事要領書は、工事担当課が審査・承認し、作業票検討・実施チェックシートのために従い、必要なのは添付され発電課にてダブルチェックしている。 ・「保守作業手続の補足に関する細則」で、作業手順を検討し、各課間で調整を行うことを規定している。</p>	<p>現状で問題なし 作業管理に関するルールの重要性について、あらゆる機会を通して所員へ継続的に周知徹底していく。</p>
<p>e. 監視上必要な警報、監視計器の除外(アイソレーション)に対する改善 (原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI 試験の実施前に、「原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。)</p>	<p>作業・試験に伴うアイソレーションは、工事担当課及び発電課でダブルチェックすることとしているが、監視に必要な計器及び警報 (原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高)、「制御棒ドリフト」などの隔離に対する考え方は、明確に規定していない。</p>	<p>【更なる改善】 監視に必要な計器及び警報 (原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高)、「制御棒ドリフト」などが供用状態にあることを隔離前に確認することを手順に明記する。 〔保守作業手続要領、設備別運転操作要領 (原子炉関係)〕</p>
<p>f. 試験における役割分担の明確化に対する改善 (電気保修課員は、承認された ARI 試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。) (アイソレーションには「発電課実施」「担当課実施」「特別承認」の区分があるが、具体的な適用範囲が不明確であったこと。)</p>	<p>以下のとおり、試験における役割分担が規定されている。 ・試験時の電力とメーカ間の役割分担については、「工事要領書審査の細則」により責任分担を明確にしている。 ・また、「保守作業手続の補足に関する細則」の判定フローにより、「発電課実施」「担当課実施」「特別承認」の具体的な適用範囲が判定できる仕組みとなっている。</p>	<p>【更なる改善】 試験時における電力内の具体的な役割分担を事前に明確化することを規定する。「担当課実施」の運用に関し、当直長が確実に指揮できるよう明確化することを含む。 〔保守作業手続要領〕</p>
<p>g. 作業票に当該工事要領書の添付に関する改善 (保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票に ARI 試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。)</p>	<p>「保守作業手続の補足に関する細則」改訂により、同細則の PTW 検討・実施チェックシートに限り、試験手順が必要な場合は作業票に手順書を添付するとともに、発電課一工事担当課間での事前打ち合わせを確認するようにしている。</p>	<p>現状で問題なし 作業管理に関するルールの重要性について、あらゆる機会を通して所員へ継続的に周知徹底していく。</p>

設備対策概要

【目的】制御棒引抜け事象発生防止のため、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇を防止するよう設備対策を実施する。

【対策】運転員への情報提供の明確化
・ 警報「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」
を差圧高側と低側に分離



志賀原子力発電所 1号機

事故に関する調査報告書

平成 19 年 3 月 27 日

北陸電力社外調査団

弁護士（団長）

杉原弘泰



弁護士

辻嶋 彰



弁護士

八木 宏



第1 調査目的

北陸電力株式会社（以下「北陸電力」という）は、経済産業大臣から、平成11年6月の志賀原子力発電所1号機の原子炉における事故（以下「本件事故」という）が発生していたにもかかわらず、直ちに報告がなされなかったこと（以下「本件事案」という）に関し、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（以下「原子炉等規制法」という）及び電気事業法に基づき、報告徴収命令（平成19年3月15日付、原第1号）を受けているところ、本件事案の事実関係のうち、事故後直ちに所要の報告がなされなかった原因・背景事情等の解明については、社内調査に加えて社外の専門家である弁護士にもその調査を依頼することが相当であると判断し、これを弁護士杉原弘泰を調査団長とする合計3名の弁護士からなる社外調査団（以下「当調査団」という）に依頼した。

当調査団は、上記依頼を受けて調査を実施したものであり、本報告書は、その調査結果を取りまとめたものである。したがって、この調査は事故の発生原因等に関する科学的観点からの解明については直接の対象としておらず、事故に関する所要の報告が直ちになされなかったことの原因・背景事情の解明に必要な限度で事故の概要を調査するにとどめている。

第2 調査体制及び調査方法

1 調査体制

当調査団は、北陸電力の担当者から、北陸電力において既に確認済みの本件事案の概要について説明を受けるとともに、本件事案に関係する社内資料の提供を受けたほか、本件事案に関与した可能性がある者について聞き取り調査を実施した。

下記第3記載の調査結果は、上記調査の内容を踏まえた当調査団の弁護士3名の合議によるものである。

2 調査方法

当調査団では、以下の方法により、本件事案の調査を実施した。

(1) 提供を受けた社内資料の精査、検討

当調査団が精査、検討した社内資料は、以下のとおりである。

- ・「引継日誌」(当直長)(平成11年6月18日)
- ・「引継日誌」(運転員)(平成11年6月18日)
- ・警報等の印字記録(平成11年6月17日及び18日分)(原本が見当たらない同月18日午前1時35分ころから午前6時3分ころまでの分を除く)
- ・警報等の印字記録の写し(平成11年6月18日午前2時11分ころから同日午前2時33分ころまでの分と推認されるもの)
- ・中間領域モニターチャート(平成11年6月18日分の写し)
- ・メモ(本件事故後における志賀原子力発電所緊急対策室の協議時においてホワイトボードに記載された内容をプリントアウトしたもののコピーと推認されるもの)
- ・テレビ会議回線の接続記録(平成11年6月13日ころから同月28日ころまでの分の写し)
- ・原子力関係主要組織(抜粋)(平成11年6月1日)
- ・発電課課員構成表(平成11年6月8日)及び勤務表
- ・「志賀原子力発電所原子炉施設保安規定」(平成11年5月)
- ・「志賀原子力発電所連絡当番細則」(平成12年3月)

- ・「志賀原子力発電所第1号機平成11年度（第5回）定期検査報告書」
- ・社内聞き取り調査の結果メモ（60名分）

(2) 聞き取り調査

実施日時 平成19年3月23日から同月25日

聞き取り対象者 24名

聞き取り回数 25回

聞き取り場所 北陸電力本社

聞き取り調査実施に当たっては、社内聞き取り調査の結果メモを踏まえて対象者を選定し、弁護士が対象者から直接聞き取りを行った。

第3 事実関係にかかる調査結果

上記の調査方法による調査を実施した結果、本件事案の事実関係及びその原因・背景事情についてほぼ明らかであると認められる事実は、以下のとおりである。

1 本件事案の概要

平成11年6月18日、志賀原子力発電所1号機において、定期検査のため原子炉の停止中、原子炉停止機能強化工事の機能確認試験の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、制御棒3本が想定外に下降したために原子炉の出力が上昇し、原子炉自動停止信号が発生したが、制御棒が直ちに入らず、制御棒が全挿入の状態になるまでに約15分を要した。

このような場合には、原子炉等規制法、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則並びに石川県、志賀町及び富来町との安全協定（以下「法令等」という）に基づいて、国及び地方自治体に対して連絡・報告をし、事故記録等を

作成しなければならないところ、本件事故は誤信号であるとして、法令等に基づく連絡・報告（以下「法令等に基づく連絡等」という）を行わないこととし、したがって、本件事故に関して法令等に基づいて記載されるべき事項の記録（以下「法令等に基づく記録」という）も行わなかったものである。

2 本件事案に関する事実関係

(1) 本件事故の発生

志賀原子力発電所1号機は、第5回定期検査中であったところ、平成11年6月18日午前2時ころから、制御棒1本の急速挿入試験を行うため、他の制御棒が動作しないよう、残り88本の制御棒駆動機構の弁を順次閉止する作業を開始したが、誤った手順により、開けておくべき原子炉戻りラインの弁を開けずに挿入ラインの弁を閉としたことから、制御棒駆動水系の圧力が過大となり、同日午前2時17分ころから制御棒3本が想定外の下降を始めた。そのため、同18分、原子炉の出力が上昇し、原子炉自動停止信号が発生したが、上記試験のために挿入ラインの弁が閉となっていたこと及び緊急挿入用圧力タンクに圧力充填がなかったことから、制御棒が緊急挿入されなかった。

当直長は、上記事態を踏まえて、上記作業を行っていた担当者に対し、上記作業のために閉めた弁を戻すように指示した。弁が戻されると、制御棒が全挿入となり、原子炉自動停止信号の発生から約15分後の同日午前2時33分ころに事態が収束した。

(2) 本件事故発生後の経緯

① 当直長は、制御棒が全挿入となり本件事故が収束した後直ちに、発電課長に連絡し、発電課長が発電所連絡当番などと分担して、発電所長、所長代理及び関連部署の担当者を発電所緊急対策室に招集するとともに、本店連絡当番等にも連絡し、本店原子力部緊急対策室、石川支店緊急対策室、東京支社緊急対策室への招集の手配を行った。

② 発電所緊急対策室においては、発電所長、所長代理2名、次長（原子炉主任技術者）、発電課長、技術課長、発電所連絡当番などの担当者が本件事故の原因について協議を行い、本件事故において複数の制御棒が想定外の下降をしており、国などへの報告等が必要な事象であると認識するに至ったが、善後策を模索する中で、発電所長が数値の異常などは放射線量を測定する計測機器の誤作動による表示の誤り（以下「誤信号」という）によるものであるとの判断を示し（誤信号であれば、法令等に基づく報告等や法令等に基づく記録が必要な事象に該当しないことが判断の前提にはあったと考えられる）、その判断にあえて異論を述べる者もいなかった。そのため、本件事故は、なかったものとして、測定数値の異常などは誤信号により生じたものに過ぎず、実際には出力が上がっていないと結論付けられた。

なお、発電所緊急対策室の協議に際しては、警報等の印字記録や中間領域モニターチャートなどが検討されていたが、検討されたと思われる時間帯を含む警報等の印字記録の原本が保存されておらず、現時点においてその所在が明らかにはなっていない。

③ その後、発電所緊急対策室、本店原子力部緊急対策室（原子力部副部長、

原子力技術課長その他数名の担当者が参加)、石川支店緊急対策室、東京支社緊急対策室との間でのテレビ会議において、発電所緊急対策室から誤信号であったとの結論が簡潔に説明された。なお、発電所緊急対策室以外の場所でテレビ会議に参加した者の中には、上記結論に対する疑念を持った者もいたが、異論が特に出されることはなく、テレビ会議は終了し、散会するに至った。

- ④ 発電課長は、テレビ会議終了後、発電所中央制御室に行き、当直長らに対し、本件事故については誤信号との結論になったことを伝えるとともに、当直長及び運転員の引継日誌に本件事故に関する記述をしないように指示した。その結果、当直長及び担当運転員は、引継日誌に本件事故に関する事項を記載しなかった。

また、中間領域モニターチャートには「点検」との記載がなされ、あたかも点検により生じた異常数値であるかのように偽装された形跡があるが、そのような偽装工作がなされた時期、関与者は、現時点で明らかではない。

(3) その後の経緯

- ① 発電所緊急対策室での協議の参加者には、本件事案が問題であるとの認識を持ち続けていた者もいたが、発電所長の判断によって誤信号であるとの結論が出されたこともあり、これらの者がその後本件事故に関して本店等の上位の役職者に報告した事実は認められない。
- ② また、発電所緊急対策室以外の場所でテレビ会議に参加した者も、発電所緊急対策室から説明された結論が誤信号であるとのことであったため、

これらの者がその後これを上司等に報告した事実は認められず、テレビ会議に参加していなかったその他の本店役職員の中に本件を認知するに至った者がいたことを窺わせる事情も認められない。なお、上記結論に疑念を持った者についても、発電所の対応を付度し上司等に報告しなかったとしており、これに反する事情も認められない。

③ 中央制御室にいた当日の当直長その他運転員は、発電課長から本件事故について引継日誌に記載しないようになどの指示がなされていたことから、本件事故に関して本店等に報告した者がいたとは認められない。

④ なお、本件事故については、誤信号であるとの結論になったことから、法令等に基づく報告等及び法令等に基づく記録がなされていないが、本件事故後の緊急対策会議に参加した担当者の中には、個人的に、本件事故により原子炉が局所的に臨界状態となっていたかどうかを検討して、臨界状態に至っていたと判断できることを確認し、本件事故が燃料棒の健全性等に影響を与えるものであったかを検討し、健全性等に影響を及ぼさないことなどを確認したり、再発防止のための対策を検討していた者もいた。

3 本件事案の原因・背景事情

本件事案は、直前に発生したディーゼル発電機のクランクシャフトのひび割れへの対応に追われていたこと、本件事故の調査に時間がかかることにより定期検査の期間が延長すること、当時建設準備中であった2号機の工程に支障が生じることなどの本件事故が公になった場合の影響を危惧したこと、複数の制御棒が下降して原子炉自動停止信号が発生しても直ちに全挿入にならないという重大な事態ではあるが約15分程度で収束したことから、発電所長の判断により、本件は、計測機器の誤作動による表示の誤りによるものであり、法令

等に基づく報告等及び法令等に基づく記録の対象ではないものと結論付けられたものと認められる。

以 上