

**福島第一原子力発電所1号機において
地震に起因する冷却材漏えいが事故の原因となった
可能性があるという指摘について**

Seismically-induced Reactor Coolant Leakage
as an Allegedly-possible Cause of Accident at Unit 1 of
Fukushima Daiichi Nuclear Power Station

久木田 豊 渡邊 憲夫

Yutaka KUKITA and Norio WATANABE

安全研究・防災支援部門
安全研究センター
規制情報分析室

Office for Analysis of Event and Regulatory Information
Nuclear Safety Research Center
Sector of Nuclear Safety Research and Emergency Preparedness

November 2014

Japan Atomic Energy Agency

日本原子力研究開発機構

本レポートは独立行政法人日本原子力研究開発機構が不定期に発行する成果報告書です。
本レポートの入手並びに著作権利用に関するお問い合わせは、下記あてにお問い合わせ下さい。
なお、本レポートの全文は日本原子力研究開発機構ホームページ (<http://www.jaea.go.jp>)
より発信されています。

独立行政法人日本原子力研究開発機構 研究連携成果展開部 研究成果管理課
〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根2 番地4
電話 029-282-6387, Fax 029-282-5920, E-mail:ird-support@jaea.go.jp

This report is issued irregularly by Japan Atomic Energy Agency.
Inquiries about availability and/or copyright of this report should be addressed to
Institutional Repository Section,
Intellectual Resources Management and R&D Collaboration Department,
Japan Atomic Energy Agency.
2-4 Shirakata Shirane, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195 Japan
Tel +81-29-282-6387, Fax +81-29-282-5920, E-mail:ird-support@jaea.go.jp

福島第一原子力発電所 1号機において 地震に起因する冷却材漏えいが事故の原因となった 可能性があるという指摘について

日本原子力研究開発機構

安全研究・防災支援部門 安全研究センター 規制情報分析室

久木田 豊、渡邊 憲夫

(2014年8月28日受理)

福島第一原子力発電所事故については、幾つかの報告書が公刊されているが、そのうちの1つにおいて、地震によって原子炉冷却材の漏えいが発生し、これが事故の原因となった可能性を、とりわけ福島第一原子力発電所1号機について指摘している。この指摘について、他の報告書では、地震応答解析の結果、プラントパラメータの記録、再現解析の結果等に基づいて検討がなされ、いずれも、地震によって微小な漏えいが起こった可能性までは否定できないものの、たとえ起こっていたとしても炉心損傷の原因となるようなものではないと結論づけている。また、同報告書において安全上有意な漏えいの可能性を疑う理由として挙げた個別の論点についても反論を加えている。本報告書は、この問題について、原子炉計装のレビューや再現解析による漏えい検出能力を再検討し論旨を補強することによって、できるだけ技術的な不確かさを排除して解決することを目的としている。また、検討の過程において、1号機の設計上の特徴や、設備の変更履歴、事故時運転操作手順、事故時の実際の運転員操作を分析し、さらに調査すべき課題を抽出した。ここでは、地震による冷却材漏えいの可能性や炉心損傷の原因に関わる事項に限定せず、従来の事故調査において掘り下げが十分でなく、今後の原子炉の安全確保や規制活動の継続的改善において参考となる可能性のあるものを抽出している。

**Seismically-induced Reactor Coolant Leakage
as an Allegedly-possible Cause of Accident at Unit 1 of
Fukushima Daiichi Nuclear Power Station**

Yutaka KUKITA and Norio WATANABE

Office for Analysis of Event and Regulatory Information,
Nuclear Safety Research Center,
Sector of Nuclear Safety Research and Emergency Preparedness,
Japan Atomic Energy Agency
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received August 28, 2014)

One of the investigation reports on the accident at Fukushima Daiichi Nuclear Power Station emphasized the possibility of seismically-induced reactor coolant leakage and implied its causal connection to the accident, in particular at Unit 1 of the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station. This view has been addressed by the other investigation reports. These reports uniformly note, on the basis of seismic response analyses, plant records and simulations thereof, that seismically-induced leakage, if any, is unlikely to be a causal factor for the severe core damage, though the possibility of insignificantly small leakage cannot be ruled out completely. Also refuted are some of the arguments made by that report as grounds for suspecting safety-significant leakage. The present report re-examines the leak detection capability through the review of the plant instruments and the post-accident simulations, and adds some arguments in order to resolve the issue of seismically-induced leakage without technical ambiguity as far as possible. In the course of the study, the plant design uniqueness of Unit 1, the history of facility changes, the operating procedures and the actual operations are looked into to raise issues for further investigation. The issues are not limited to those relevant to the seismically-induced leakage or to the causes of core damage, but includes those which may have not been well addressed, though potentially offering suggestions for continuous improvement of reactor safety and regulatory activities.

Keywords; Fukushima Accident, Seismically-induced Reactor Coolant Leakage, Cause of Accident, Leak Detection Capability, Post-accident Simulations, Issues to Be Further Investigated

目次

1. 緒言	1
2. 地震起因冷却材喪失事故の可能性に関する指摘	2
2.1 各種事故調報告書の記載の比較	2
2.2 用語の定義	4
2.3 論点の整理	6
3. 耐震設計の検証：観測記録に基づく地震応答評価	6
4. 主蒸気隔離、格納容器隔離後の冷却材漏えいポテンシャル	7
5. 原子炉圧力・水位挙動に基づく原子炉冷却材漏えいの検出	9
5.1 実測値に基づく検討	9
5.2 解析に基づく検討	12
6. 格納容器内漏えいの検出能力について	13
6.1 漏えい検出手段	13
6.2 漏えいに対するドライウェル圧力応答解析による検討	14
7. 格納容器外漏えいの検出能力について	19
7.1 潜在的な漏えい源と検出手段	19
7.2 原子炉建屋 4 階における出水の目撃について	20
8. 漏えいが全電源喪失後の事故進展に及ぼす影響	21
8.1 解析による検討	21
8.2 1 号機及び他号機における逃がし安全弁の作動状況に関する検討 ..	25
9. 今後の検討課題並びに事故分析の進め方	29
10. 結言	32
参考文献	33
付録 1 国会事故調が事故原因との関連で規制当局や東電による実証的な 調査、検証が必要であるとする地震関連の 6 項目	37

Contents

1. Introduction	1
2. View on Possible Seismically-induced Reactor Coolant Leakage	2
2.1 Comparison of Views in Independent Accident Investigations	2
2.2 Definitions of Terminologies	4
2.3 Summary of Issues among Investigation Reports.....	6
3. Validation of Seismic Design: Seismic Response Analysis based on Seismometer Records	6
4. Leak Potential after Main Steam Line and Containment Isolation	7
5. Leak Detection based on Reactor Pressure and Water Level Trends.....	9
5.1 Discussions based on Plant Records	9
5.2 Discussions based on Analytical Results	12
6. In-Containmentn Leak Detection Capability	13
6.1 Leak Detection Measures.....	13
6.2 Analysis on Drywell Pressure Response to Leakage	14
7. Ex-Containment Leak Detection Capability	19
7.1 Potential Leak Sources and Detection Measures.....	19
7.2 Water Outflow Witnessed on 4th Floor of Reactor Building	20
8. Leak Impacts on Accident Progression after Total Loss of Power	21
8.1 Analytical Study	21
8.2 Safety Relief Valve Actuation at Unit 1 and Other Units.....	25
9. Issues and Approach Suggested for Further Investigation	29
10. Concluding Remarks	32
References	33
Appendix 1 Six Earthquake-related Questions Raised by NAIIC for Urging Further Investigation and Verification of Accident Causes by Regulatory Authority and Tokyo Electric Power Company	37

1. 緒言

福島第一原子力発電所における事故の経過等については、当事者である東京電力株式会社（以後、「東電」と呼ぶ）による福島原子力事故調査報告書（以後、「東電事故調」と呼ぶ）^(1,2)の他、政府の東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会による報告書（以後、「政府事故調」と呼ぶ）^(3,4)、国会の東京電力福島原子力発電所事故調査委員会による報告書（以後、「国会事故調」と呼ぶ）⁽⁵⁾、（一財）日本再建イニシアチブの福島原発事故独立検証委員会による調査・検証報告書（以後、「民間事故調」と呼ぶ）⁽⁶⁾が刊行されている。また、原子力安全・保安院（以後、「保安院」と呼ぶ）においても、事故の発生及び進展に着目した調査・分析を行い技術的知見に関する検討報告書としてまとめられている（以後、「保安院報告書」と呼ぶ）⁽⁷⁾。

これらの報告書では、一部に見解の相違は見られるものの、炉心損傷事故の原因については、地震による外部電源喪失に引き続いて起こった津波による非常用交流電源及び直流電源の喪失（全電源喪失）とするものが多い^{1,2}。しかし、国会事故調においては、「事故調査の時点では確認できなかったような小規模の冷却材漏えいが地震によって起こり事故の直接原因となった可能性」を含め、地震による損傷が事故原因に関わった可能性が否定できないとし、規制当局や東電による実証的な調査、検証が必要であるとした。特に1号機については、地震による冷却材漏えいが疑われる具体的理由とするものを複数挙げている。

本報告書の目的は、1号機において地震起因の冷却材漏えいが事故の直接原因となった可能性について、さまざまな知見を組み合わせることで検討することであるが、その過程において、今後の事故調査ならびに安全規制の継続的改善への反映として考慮すべき事項を、幅広く摘出することとする。また、ここでは、事故との関連が明らかな事項だけでなく、潜在的な関連性を有する事項、直接の関連はないものの規制機関にとって潜在的課題と捉えるべきものについても言及する。

原子炉の設計では、耐震設計によって地震による冷却材漏えいの発生を防止することに加え、地震によらず何らかの原因で漏えいが発生した場合について、深層防護の考え方に基づき、漏えいの早期検出、漏えい箇所の隔離、冷却材の補填の手段が設けられている。本報告書ではこうした考え方に沿って福島第一原子力発電所において地震による冷却材漏えいが発生した可能性と、仮に発生したとした場合の影響について検討する。

以下、まず第2章では、国会事故調における指摘の内容を、他の事故調査報告書との対比も含め整理する。第3章では、冷却材漏えい防止に係る耐震設計、観測記録に基づく地震応答評価について、これまでの検討結果を要約する。第4章では、1号機において地震によって原子炉がスクラムし、外部電源が喪失した後の潜在的な冷却材漏えいの発生源について議論する。第5章から第7章では、プラントパラメータの記録を用いて、地震後に漏えいが発生した可能性を検討する。第5章では原子炉圧力容器、第6章では格納容器に関するプラントデータを参照し、これらの挙動を解析で再現することによって、どれほど

¹ 3号機の直流電源は津波によって直ちに喪失することはなかったが、最終的にはバッテリーの枯渇によって全電源喪失となった。

² 国会事故調は、全交流電源喪失をもたらした非常用交流電源喪失の原因についても、津波によるものとは断定できないとしているが、本報告書では、この件については論じない。

の規模の漏えいを検出可能であるかを検討する。ただし、プラントデータについては1号機のプロセス計算機に電子記録の機能がなく、過渡現象記録装置については10 ms 周期のデータは地震発生から約30分間以後は記録が残っていない⁽⁸⁾が、1分周期のデータが全電源喪失の時点まで残っており東電により公表されている。また、紙チャートについても全電源喪失によって記録が停止している。第7章では、格納容器外での冷却材漏えいの可能性について、地震当時に出水が目撃されたこととの関連性も含め議論する。第8章では、プラントデータの記録からは検出できないような小規模の漏えいが全電源喪失後の事故進展に及ぼし得る影響について検討する。第9章では、本検討の過程で明らかになった今後の調査・分析対象となる課題について議論する。第10章は総括であり、「地震によって極く小規模の原子炉冷却材漏えいが発生した可能性を完全に否定することはできないが、冷却材漏えいの検出能力を保守的に低く仮定しても、検出レベル以下の漏えいが1号機の炉心損傷の原因となり得るものでないことは明らかである」と結論づける。

なお、原子力規制庁により、2014年7月18日に、国会事故調による指摘への対応として、(1)1号機での小規模漏えいの発生、(2)1号機A系非常用交流電源の機能喪失、(3)1号機原子炉建屋4階での出水、(4)1号機において小規模漏えいの発生により逃がし安全弁が不作動となった可能性、(5)1号機非常用復水器の作動状況、(6)3号機使用済み燃料プール内の臨界の可能性及び白煙の発生、(7)4号機原子炉建屋における水素爆発、という7つの項目について、福島第一原子力発電所事故の分析結果の中間報告書(案)⁽⁹⁾が公表された。本報告書では、主として(1)、(4)について原子力規制庁とは独立の観点で論じているが、(3)についても(1)の関連項目として言及している。

2. 地震起因冷却材喪失事故の可能性に関する指摘

2.1 各種事故調報告書の記載の比較

国会事故調⁽⁵⁾は、『福島第一原発の各号機においては、「止める・冷やす・閉じこめる」という安全機能にとって重要な機器・配管系全体³が、基準地震動 S_s には耐えられる状態であったとは保証できない』(p.81)とし⁴、『東北地方太平洋沖地震による福島第一原発の地震動は、安全上重要な機器・配管系を損傷する力を持っていたと判断される』(p.209)としている。また、事故原因との関連で、規制当局や東電による実証的な調査、検証が特に必要であるとする6項目を挙げている(pp.207-208:本報告書の付録1に再掲)が、これらはいずれも地震による損傷が事故原因に関わった可能性に関するものである。さらに、この6項目のうち5項目は、地震によって原子炉冷却材の漏えいが発生した可能性に関するもので、『事故の直接的原因⁵について、「安全上重要な機器の地震による損傷はないとは

³ 「安全機能にとって重要な機器・配管系全体」及び「安全上重要な機器・配管系」(国会事故調)という用語が何を指すのかは明確でない。一方、後出の「安全上重要な機能を有する主要な設備」(東電事故調、保安院報告書)、「耐震安全上重要な機器・配管系」(保安院報告書)については、原子力安全委員会の設計指針及び耐震指針における定義に基づいており、その対象とする範囲を特定することが可能と考えられる。

⁴ その理由として、耐震バックチェックならびに耐震補強工事が未了であったことと、高経年化を挙げている。

⁵ ここでの「事故の直接的原因」とは、「事故が重大な炉心損傷に至ったことの直接的原因」という意味であると理解する。

確定的には言えない」、特に「1号機においては小規模の冷却材喪失事故(LOCA)が起きた可能性を否定できない」との結論に達した』として、1号機における漏えいの可能性を重視している。

地震が安全機能に及ぼした影響については、東電事故調^(1,2)や国際原子力機関(International Atomic Energy Agency: IAEA)に提出した政府報告書⁽¹⁰⁾でも論じられ、前者では、『運転員による記録の他、チャート、警報発生記録、過渡現象記録装置等の情報を基に、高圧注水設備(非常用復水器、原子炉隔離時冷却系等)等、問題なく動作していると判断され、特に異常はないものと考えられる』としている。また、後者においても、『現在のところ、地震による被害は外部電源系に係るものであり、原子力施設の安全上重要なシステムや設備、機器の被害は確認されておらず、津波到達まではプラントは管理された状態であった。ただし、詳細な損壊状況についてはまだ不明であり、今後の調査が必要である。』として、地震による著しい影響はなかったものと結論づけている(政府報告書 IV.7.(2)、p.IV-101)。

国会事故調も、地震後の原子炉水位・圧力データや、これらに関する(独)原子力安全基盤機構(Japan Nuclear Energy Safety Organization: JNES)の再現解析を参照して、『東北地方太平洋沖地震による地震動によって1~3号機で大規模ないし中規模のLOCA⁶が起きなかったことはほぼ確かである』と結論しつつも、より小規模なLOCA⁶の可能性については否定できないとしている(p.216)。また、プラントデータからは発生を否定することができず、もし発生していれば大量の冷却材喪失をもたらした可能性のある漏えい規模の例として、JNESが解析した条件の中から2 kg/sの液相漏えいを挙げている(p.223)。

これに対して、東電事故調では、『福島第一原子力発電所においては、プラント運転状況及び観測された地震動を用いた耐震評価の解析結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったものと考えられる。』としている(中間報告書 p.36、最終報告書 p.104)。

一方、政府事故調は、プラント関連パラメータ、アラームタイプ、過渡現象記録装置データ、記録計チャート及びメモ書きその他の客観的資料に基づき、1~3号機について、『地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又は計装配管を含む貫通配管、これらと圧力容器の接合部、主蒸気逃し安全弁のフランジガスケット部その他の圧力容器周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷⁷が生じた可能性は否定される。』としている(資料 II-1-1)。

また、保安院報告書では、<これまでの調査・分析を踏まえた地震影響に関する考察>として、『安全上重要な機能を有する主要な設備のうち地震後に機能していたものは、今回の地震により機能に影響するような損傷は生じていないと考えられる。また、地震応答解析結果や現地調査結果からは、これら以外の耐震安全上重要な機器・配管系についても、安全機能を保持できる状態にあったと推定できる。一方で、今回の地震の影響により微小漏えいが生じるような損傷が安全上重要な機能を有する主要な設備に生じたかどうかについてまでは、現時点で確かなことは言えない。』(別添資料 p.53)としている。

⁶ 「冷却材喪失事故(loss of coolant accident: LOCA)」という用語の用法については後述する。

⁷ 「閉じ込め機能を損なうような損傷」がどのような規模の損傷を意味するのかが明示されていない。

2.2 用語の定義

各事故調報告書の論旨の異同を理解するためには、本来、「冷却材喪失（冷却材喪失事故（loss of coolant accident: LOCA）」、「冷却材圧力バウンダリ」、「圧力容器及びその周辺部の閉じ込め機能」、「安全機能を保持できる状態」というような用語が、どのような意味で使われているかを知る必要がある。しかし、これらはそれぞれの報告書において明確にされておらず、このことが議論を不明瞭にしている。これには、議論の背景にある耐震設計の基本的考え方、とくに地震による冷却材漏えいの防止に関する耐震設計の基本的な考え方が明示的に論じられていないことと、定量的な議論が不足していることが関わっていると考えられる。本節では前者について整理を試みる。

まず、地震による冷却材漏えいの防止に関して、原子力安全委員会（以下、「安全委」という）の「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」（以下、「設計指針」という）⁽¹¹⁾では、「安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度及び地震によって機能の喪失を起した場合の安全上の影響を考慮して、耐震設計上の区分がなされるとともに、適切と考えられる設計用地震力に十分耐えられる設計であること」を求めている。これを受けて、安全委の「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」（以下、「耐震指針」という）⁽¹²⁾では、原子炉冷却材圧力バウンダリ⁸を構成する機器・配管系を耐震重要度 S クラスに位置づけ、基準地震動 S_s による地震力に対してその安全機能が保持できることを要求していた⁹。ここでいう「原子炉冷却材圧力バウンダリ」とは、設計指針において、「原子炉の通常運転時に、原子炉冷却材（加圧水型軽水炉においては一次冷却材）を内包して原子炉と同じ圧力条件となり、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において圧力障壁を形成するものであって、それが破壊すると原子炉冷却材喪失となる範囲の施設をいう」と定義されている^{10,11}。一方、安全委の「発電用原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（以下、「重要度分類指針」という）⁽¹³⁾における分類では、「冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管系」を異常発生防止系クラス 1 (PS-1)

⁸ 米国の原子力発電所の最終安全解析書(FSAR)の 3.6 章では、“loss of reactor coolant accident boundary limits”として、隔離弁の種類・配置によって分類したケースごとに、冷却材喪失の発生を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリの範囲を定めている。ただし、計装管等の小口径配管を個別に特定するようなことはしていない。

⁹ 耐震指針では、原子炉施設(全体)に対する耐震性能要求として、「この地震動（基準地震動）を前提とした耐震設計を行うことにより、地震に起因する外力によって周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないようにすることを基本とすべきである」としていた。この表現は、安全委の「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」における「事故」に関する要求「周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと」と同一である。一方、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令」（以下「技術基準」という）においては、「(基準地震動に起因する)地震力による損壊により公衆に放射線障害を及ぼさない」ことが求められている。下線部については、技術基準の制定当時（1961年）には今日とは大きく異なる意味で用いられていたと考えられるが、これに対する保安院の「解釈」（発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の解釈について(2005年)）では、「公衆に放射線の影響を与えないとの観点」に立つことが求められていた。

¹⁰ 耐震指針には、原子炉冷却材圧力バウンダリについて、「軽水炉についての安全設計に関する審査指針（著者注：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」のこと）において記載されている定義と同じ」という断り書きがある。

¹¹ 技術基準においては、『「原子炉冷却材圧力バウンダリ」とは、一次冷却系統に係る施設の損壊等に伴い自動的に弁が閉鎖されることにより圧力障壁となる部分をいう』としている。

としているが、計装管等の小口径配管を除外している¹²。

設計指針の策定に当たって参考とされた米国の連邦規則 10 CFR 50 Appendix A 「一般設計規準(general design criteria: GDC)」⁽¹⁴⁾では、原子炉冷却材喪失あるいは冷却材喪失事故(LOCA)を、「補給水系によって補填することができる範囲を超える規模の冷却材漏えい」であると定義している。この定義は我が国の設計指針等には明示されていないが、その考え方は、重要度分類指針における分類や、原子炉冷却材圧力バウンダリの範囲を定める民間規格⁽¹⁵⁾に取り入れられている¹³と考えられる。すなわち、計装管等の小口径配管 1 本が偶発的に破損するような事象は、LOCA とはみなされないことが、間接的ながら示されている。なお、「LOCA に該当する漏えい規模」が米国や我が国の規制文書において明示的・定量的に定義されているわけではないが¹⁴、確率論的リスク評価(probabilistic risk assessment: PRA)の分野では、BWR、PWR 共に 100 gpm (約 5 kg/s に相当) 以上の漏えいを LOCA とみなす場合が多い⁽¹⁶⁾。

一方、地震時には、小口径配管であっても複数本が共通原因で破損した場合、その影響が大きくなる。このため、耐震重要度分類に関する民間規格⁽¹⁷⁾においては、冷却材圧力バウンダリに直接接続された小口径配管についても「通常時閉あるいは隔離可能な弁を含みそれより母管側」について冷却材圧力バウンダリと同等の耐震設計を求めている(ただし、通常時閉あるいは隔離可能な弁が設置されていない小口径配管については、それが破損した場合に当該系統の安全上の機能を損なうおそれがなければ当該設備の耐震クラスと同等にする必要はないとし、条件付きで除外している)。

以上述べたように、重要度分類指針では、原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続される小口径配管を異常発生防止系クラス 3 (PS-3) に分類しているが¹⁵、これは、重要度分類指針では単一故障を前提としているため、小口径配管 1 本が偶発的に破損することによる冷却材漏えいは原子炉冷却材圧力バウンダリの機能を著しく損なうものではないという考え方によるものと理解される。一方、耐震重要度分類では地震を共通原因とする多重故障(複数本破損)の可能性を考慮し、これらの配管も原則として S クラスに分類することを民間規格において定めている。これによって、地震に起因する LOCA の発生を防止するという、耐震設計における基本的な考えが明確にされている。また、LOCA が発生する可能性のある部位(相当量の冷却材の流出が継続する可能性のある部位)は、隔離に関する設計によって限定されている。

¹² この分類は「例」として示されているものである。また、このような分類を耐震重要度分類等に機械的に転用あるいは準用してはならないとされている。

¹³ 「冷却材圧力バウンダリ構成する機器・配管系」の範囲から、「外部電源喪失のもとで、通常運転時の原子炉冷却材補給系によって、通常停止等の安全上十分な措置がとれるまでの間、原子炉冷却材系への冷却水の補給が十分可能なほど破断時の流出流量が少ない小口径の配管は除く」としている。

¹⁴ 「補給水系によって補填することができる範囲」は、原子炉の設計によって異なる。例えば、1 号機では原子炉隔離時冷却系(reactor core isolation cooling: RCIC)が無く、非常用復水器(isolation condenser: IC)は補給水能力を持たない。

¹⁵ 指針に記載された分類例において、PS-1 及び PS-2 の範囲から除外している。

2.3 論点の整理

本報告書では、東電事故調、政府事故調、保安院報告書はいずれも1～3号機において地震の結果として少なくともLOCAに該当するような規模の冷却材漏えいが起こったとは考えられないと述べているものと理解する。ただし、前述のように、「LOCAに該当するような規模」が規制文書等において明示的・定量的に定義されているわけではない。

一方、国会事故調においては、補給水がなければ10時間程度で炉心露出にいたるような規模の漏えい(約2 kg/s)も含めて「小破口LOCA」という用語で表し、地震によってそのような漏えいが起こった可能性は否定できないとしている。

地震によって微小な漏えいが起こった可能性を完全に否定するだけの情報がないことについては、東電事故調、国会事故調、保安院報告書も認めている。従って、国会事故調との相違は、「事故調査の時点では確認できなかったような小規模の漏えいが地震によって起こり炉心損傷の直接原因となった可能性」があるか否かということになる。

なお、国会事故調は「原子炉の水位、圧力の変化を伴わないような小規模のLOCAでも10時間ほど放置すれば数10トンの冷却材が喪失し炉心損傷や炉心溶融に至る可能性がある」旨の見解を示しているが、これが、単にこのような規模の漏えいが起こった可能性があると言っているのか、それともそのような漏えいが1号機の炉心損傷の原因となった可能性があると言っているのか、同報告書全体を通読しても明瞭でない。検出できない程度の漏えいが起こった可能性を否定できないことは自明であり、東電事故調、国会事故調、保安院報告書では、そのような漏えいが炉心損傷の原因となった可能性を論じている。従って、本報告書においてもその点は同様である。

3. 耐震設計の検証：観測記録に基づく地震応答評価

保安院報告書において、『(福島)第一発電所及び第二発電所全号機の原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な7設備が今回の地震により受けた影響について、地震応答解析により検討したところ、評価基準値を満足しており、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定した。』としている(別添資料1、p.53)。1号機に対する地震応答解析⁽¹⁸⁾については、耐震安全性評価(耐震バックチェック)の中間報告の対象とされていた設備に加えて、非常用復水器系配管、原子炉再循環系配管、ベント管等、圧力抑制室(suppression chamber: S/C)支持脚の解析が東電によって行われているが、この解析結果に対して、保安院報告書では、以下の見解を示している⁽⁷⁾。

『原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される主要な耐震安全上重要な7設備以外の耐震Sクラスの機器・配管が今回の地震により受けた影響について、現場の確認が可能な5号機で代表して地震応答解析により検討したところ、これらの設備は、一部の配管本体及び配管サポートを除き、評価基準値を満足しており、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定した。評価基準値を上回った5号機の一部の配管本体及び配管サポートについては、現地調査を行い有意な損傷がないことを確認している。ただし、今後、今回の地震による解析を実施し、詳細評価を行う。』

上記の評価の内容は、現場が高線量率であることから耐震Sクラスの機器・配管の調査

を実施することができず、さらに一部の機器・配管については、炉心損傷に伴う過温や水素爆発の影響を受けており地震による影響と区別できない状態にあると考えられることから、少なくとも現時点においては特に不足のないものと言える。これらの評価や調査では、国会事故調の指摘するような、地震の継続時間が長かったことや耐震バックチェックならびに耐震補強工事が未了であったことが原子炉冷却材圧力バウンダリを含む耐震Sクラスの機器・配管の損傷をもたらした (p.207)、あるいは実質的な耐震安全裕度を著しく低いものとした、というような事実は見出されていない。しかしながら、1号機における耐震バックチェックが未了であり、これに伴って耐震補強工事が未実施であったことは、重く受け止められるべきであり、1号機における1960年代に遡る耐震設計、耐震安全審査の経緯について、東電及び規制庁において、更なる分析に供するよう関連情報を収集・保存すべきである。

4. 主蒸気隔離、格納容器隔離後の冷却材漏えいポテンシャル

1号機は定格出力運転中のところ、2011年3月11日14時46分、地震動によって原子炉保護系(reactor protection system: RPS)が作動してスクラムした。さらに、外部電源¹⁶が喪失し、これに伴って14時47分頃、非常用ディーゼル発電機(emergency diesel generator: EDG)2台が自動起動した。この際、外部電源が喪失しEDGが起動して給電を開始するまでの間にRPSの電源である非常用母線の電圧が一時的に喪失したため、主蒸気隔離弁(main steam isolation valve: MSIV)が自動的に閉止し、また、外部電源喪失に伴い常用電源が喪失したため給水ポンプが停止した。これにより、格納容器外の主蒸気ライン及び給水ラインが原子炉から隔離された。なお、警報発生記録装置のデータにおいて、MSIV閉の信号に前後して主蒸気管破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、東電事故調では、この隔離信号は、外部電源の喪失に伴って計器電源が喪失したことにより発信されたものと考えている。実際、主蒸気流量がゼロとなっていることから、主蒸気管破断が起こったとは考えられない。なお、東電事故調でいう「計器電源」とは、図4.1⁽¹⁹⁾に示すMSIV閉の制御ロジックには明示されていないが、図4.1中の原子炉水位、主蒸気管圧力、主蒸気管流量などの計器への電源のことと思われる。

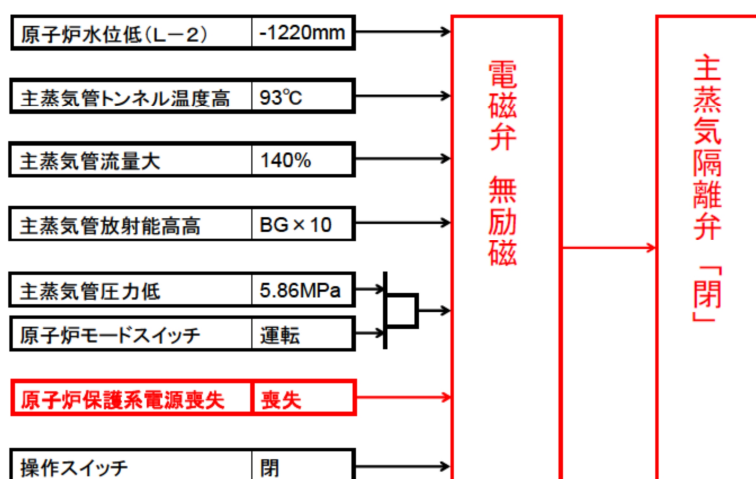
外部電源喪失時のMSIV閉止ロジックは、東電が公表した資料において断片的にしか記載されておらず、体系的に把握することが難しい。外部電源喪失に伴う計器電源喪失によって隔離信号が発信されるとすれば、それは設計上明確に意図され位置づけられたロジックであるはずであるが、図4.1に示すMSIV閉の制御ロジックにはそれが明示されていない。事故後に東電が作成した資料は、全般に、特定の内容についての説明に重点が置かれ、その説明の意図に沿って簡略化、模式化されたものが多く、詳細情報にアクセスできない読者にとっては、誤解の原因となる可能性がある。米国原子力規制委員会(United States Nuclear Regulatory Commission: USNRC)のGeneral Electric (GE)社製BWRに関する訓練マニュアルには、一般論として、隔離ロジック用計器の電源が喪失した場合には隔離信号が発信されること、隔離ロジック回路の電源が喪失した場合には隔離が開始されることが述べられており⁽²⁰⁾、MSIV隔離ロジックに係る計器、電源の接続が示されている⁽²¹⁾が、1号機

¹⁶ 各号機の「外部電源」には、定義上、所外の変電所に加え、隣接号機の主発電機も含まれる。

については、このレベルの設計情報は公表されていない。

さらに、1号機運転操作手順書第23章参考資料⁽²²⁾に示されているMSIVインターロック図には、図4.1に示されている「RPS電源喪失」でMSIV閉となるロジックが記載されておらず、また、手順書の他の箇所にもこれについての直接的な言及はない。これは、単に手順書の記載内容を簡略化しているだけなのかもしれないが、運転員がさらに詳細な情報を参照するための手掛かりは与えられていない（これは、この点に限らず、1号機運転操作手順書全般について言えることである）。

格納容器を貫通する配管のうち、原子炉格納容器隔離弁が通常開であって原子炉水位低信号によって閉止するもの¹⁷については、全てRPS電源の喪失により一次格納容器隔離系(primary containment isolation system: PCIS)隔離信号が発信され隔離弁が閉止したものと考えられる。



出典：東京電力(株)「福島第一原子力発電所 東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について」(www.tepco.co.jp/cc/press/betu12_j/images/120509j0101.pdf) 添付資料-7-8

図 4.1 MSIV 閉止に関する制御ロジック

高圧注水系(high pressure coolant injection system: HPCI)のタービン蒸気供給配管には格納容器内外に通常時開の隔離弁が設置されており、タービン蒸気入口弁までの配管は高圧の蒸気で満たされている（ただし、1号機 HPCI の設計の詳細は公表されていないので、ここでの記載は、保安院による3号機 HPCI についての記載⁽⁷⁾や米国原子力規制会の資料⁽²³⁾の記載が1号機の HPCI にも当てはまるものと仮定している）。格納容器内隔離弁は交流電動弁、格納容器外隔離弁は直流電動弁で、1号機においてはいずれも電源喪失により開状態のままとどまったものと考えられる。ただし、後述する非常用復水器(isolation condenser: IC)の場合と同様、直流電源喪失によって破断検出回路から隔離信号が発信され、この時点で駆動用直流電源電圧(DC-B)が失われていなければ、格納容器外隔離弁が完全あるいは部分的に閉となった可能性があるが、この点については確認されていない。

¹⁷ 1号機事故時運転操作手順書(事象ベース)別紙2に一覧表で示されている。

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管のうち、格納容器外に位置し、かつ、格納容器隔離弁が閉止していないものは、計装管等の小口径配管を除けば、原子炉建屋内に設置されている HPCI のタービン蒸気供給配管と IC 及びその配管だけであったと考えられる。なお、IC 配管のうち、蒸気ベントラインについては隔離ロジックが開示されていないが、スクラム直後に自動隔離されたものと考えられる¹⁸。

異常時の格納容器隔離（格納容器隔離弁の自動閉止）に関する設計は安全上重要であるが、我が国の設置許可申請書等においては、隔離のシステム設計が記載されておらず¹⁹、改善の余地があると考えられる。例えば、外部電源喪失に伴って隔離信号が発信されることについては、設置許可申請書だけでなく、前述のように事故時運転操作手順書にも記載されていない。また、1号機においては、制御用直流電源1系統の喪失によって IC が2系列とも自動的に隔離される設計となっており、今回の事故では実際にこのようなことが起こったと考えられているが、直流電源喪失事象に関する事故時運転操作手順書⁽²⁴⁾では、当該直流電源によって駆動される弁が操作不能となることが記されているだけで、IC の隔離弁が自動的に閉止動作に入ることは記載されていない。

このように、1号機に関するこれらの文献からは、隔離を適切・確実なものとするためにどのような設計方針がとられているか、また、その結果、具体的にどのような隔離挙動が生じるか、を把握することが難しい。すなわち、1号機における格納容器隔離設計に関する各種文書の記載は、体系的でなく、かつ十分に詳細でなかったと考えられる。

なお、7章に関係するが、1号機においては、常用電源の喪失によって原子炉建屋の換気空調系(heating, ventilating and air conditioning: HVAC)が停止し、原子炉水位低²⁰もしくは RPS 電源喪失により非常用ガス処理系(standby gas treatment system: SGTS)が自動起動した。

5. 原子炉圧力・水位挙動に基づく原子炉冷却材漏えいの検出

5.1 実測値に基づく検討

1号機では、地震によるスクラムの後、外部電源喪失に伴う MSIV 閉止や PCIS 作動により、原子炉隔離（主蒸気流量、給水流量ともにゼロ）の状態となった。隔離後、原子炉炉心の崩壊熱により原子炉圧力が上昇し、14時52分、原子炉圧力高（7.13 MPa[gage]）により IC が2系列とも自動起動した。これは、直近の定期点検期間中（2010年7月）に原子炉スクラム高設定値²¹の変更と併せて IC の作動設定圧を逃がし安全弁（safety relief valve:

¹⁸ ベントラインは、IC 入口配管内に非凝縮性ガスが滞留することを防ぐため、小流量の蒸気を主復水器に放出しているものである。米国プラントの例ではスクラム時に自動閉となる。なお、米国プラントでは、TMI 事故の後、IC に水素排出のための高所ベント（格納容器圧力抑制プールへのベント）を追設することが検討されたが、既設のベントライン隔離弁を事故時にも手動で開とすることが可能であるとして、不要と判断された例がある。

¹⁹ 例えば PCIS についての記載や隔離グループの記載がなく、隔離についての全体的な考え方が示されていない。これには、USNRC の Standard Review Plan 6.2.4 “Containment Isolation System”にあたるような規制文書が存在しないことも関わっていると思われる。

²⁰ 主蒸気止め弁の閉止によって原子炉水位の一時的な低下（いわゆるボイドのつぶれ）が起こり、RPS 電源の喪失よりも早く隔離信号が発信された可能性がある。

²¹ 原子炉圧力高スクラム設定値は 7.27 MPa から 7.07 MPa に変更された。

SRV) の作動設定圧よりも低くなるよう変更していた²²ことによる⁽²⁵⁾。原子炉圧力高スクラム設定値の変更は、2009年2月25日に発生したタービンバイパス弁の不具合により原子炉圧力が上昇してSRVが動作した事象⁽²⁶⁾において、原子炉圧力高スクラムが生じなかったことを受けたものである。一般にBWRでは、原子炉圧力高スクラム設定値はSRV作動設定値よりも低く、原子炉圧力が上昇する事象では原子炉がスクラムした後にSRVが作動するよう設定されているが²³、1号機では2010年7月の設定値変更前まで、圧力高スクラム設定値が7.27 MPaであったのに対しSRVの作動設定圧は7.27～7.41 MPa、ICの作動設定圧も7.27 MPaであり、これらの動作が同じ圧力で開始されるようになっていた²⁴。こうした設定値の考え方には1号機にICという特有の設備が設けられていたことが関連しているものと考えられるが、2009年の事象後にどのような検討を経て設定値の変更を行ったのか、特に、ICの設定値を変更することによる原子炉の圧力・水位挙動への影響をどのように検討したかについて、ICを有する敦賀-1号機の設定状況も含めて精査する必要がある。

また、IC動作設定値の変更について、手順書では数値自体の改訂が行われたのみであり、SRVの動作との関係等について特段の検討が行われた形跡は認められず、操作手順への反映がなされていない。さらに、この設定値の変更が規制上どのように扱われたかも明らかでない。従って、今後の調査分析を通して設定値の変更に関する規制上の取扱について検討を行う必要があると考えられる。

ICの自動起動から約10分後(15時03分)、運転員は、ICの戻り配管隔離弁(図5.1⁽²⁾のMO-3A、MO-3B)を一旦全閉としICを停止させたが、この操作に関して、東電事故調では、操作手順書で定める原子炉冷却材温度降下率の制限値55°C/h以下を遵守できないと判断した²⁵ためであるとしている。これに対し、国会事故調は、原子炉圧力が急速に低下するのを見た運転員が、ICその他における冷却材喪失の発生を懸念したためではないかとしている。しかし、圧力の低下速度はJNESによるRELAP5コードを用いた解析⁽²⁷⁾により良く再現されており、正常な挙動である。このため、もし運転員が上記のような懸念を持ったとすれば、ICが自動起動した際に原子炉が急減圧すること²⁶を十分に認識していなかったことが疑われる。実際、1号機においては、少なくとも20年間にわたってICが作動したことがなく、2010年7月の変更によって原子炉隔離時にICが作動する可能性が増加

²² IC動作設定値は7.27 MPaから7.13 MPaに変更され、SRVによる原子炉圧力の手動制御範囲も6.37～7.26 MPaから6.27 MPa～7.06 MPaに変更された。

²³ 例えば、2,3号機の原子炉圧力高スクラム設定値は7.27 MPa、SRV作動設定圧は7.44～7.58 MPaとなっている。

²⁴ 計器誤差を見込み、実際の設定圧(動作セット値)は、SRVが7.17 MPa、スクラム信号が7.24 MPaとなっていた(文献26)。

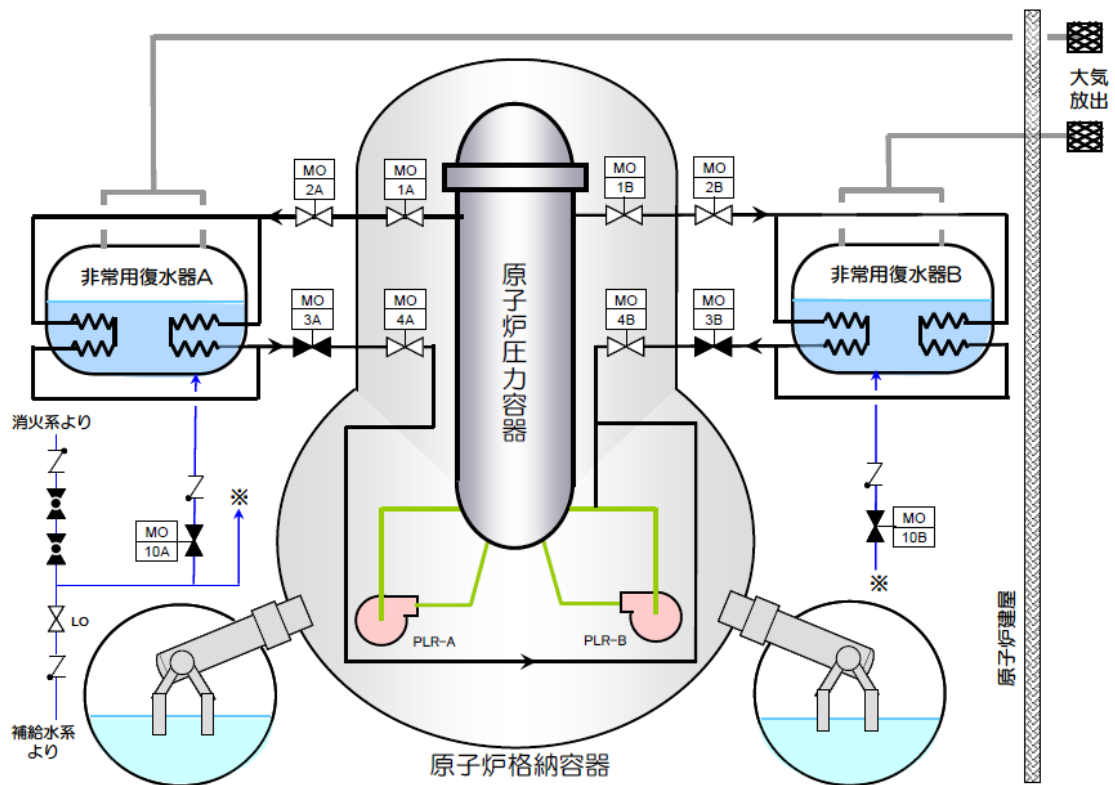
²⁵ 運転員が実際に監視していたのは原子炉圧力の挙動であったと考えられる。東電事故調においては、「BWRでは原子炉圧力容器内は飽和状態にあるので原子炉圧力の変化から冷却材温度の変化を確認できる」としている(最終報告書p.122)。しかしながら、ICの動作に伴い、原子炉圧力容器下部の冷却材温度は飽和温度より急峻に低下している(政府事故調最終報告(資料編)p.5)ので、この考え方の妥当性には疑問がある。55°C/hという制限値は原子炉圧力容器の熱疲労の管理を目的とするものであるため、保安規定等において、個別のプラント設計及び対象とする事象の内容に応じて、この制限値を適用する条件と、監視・記録すべき温度測定点を定めるべきである。なお、BWRでは冷却材温度計は設置されておらず、原子炉圧力容器の外表面温度が監視対象である。

²⁶ IC2系列が同時に起動する設定値となっていた(即ち、設定値が同じであった)。

したにも関わらず、実作動試験はもちろん、シミュレータ等による IC 運転訓練が行われた形跡がない。

15 時 10 分、運転員は、格納容器冷却系(containment cooling system: CCS)を手動起動しトラス水冷却モードで S/C の空間部と圧力抑制プール水の冷却を行っている。東電は、この操作について、手順書に従い SRV の使用による圧力抑制プール水の温度上昇に備えて行われたものとしている⁽¹⁹⁾。しかし、IC を積極的に使用すれば、圧力抑制プール水の温度上昇までには相当の時間余裕があり、上記の操作の優先度は高くない。従って、運転員に IC の操作経験がなく、冷温停止への移行において IC と SRV をどのように使用するか手順書には具体的な記載がないことなどが、上記の操作に影響していたことが疑われる。

15 時 17 分以後、運転員は、IC 1 系列 (IC-A) のみを手動で 3 回起動・停止しているが、東電事故調では、「この操作は手順書に従って原子炉圧力を 6~7 MPa の範囲に維持しようとしたものである」としている。この結果、記録が残っているスクラム後約 30 分間において、原子炉圧力は SRV の作動設定圧以下に維持され、SRV が作動することはなかった²⁷。ただし、今回のように大地震により原子炉がスクラムしさらに外部電源も喪失した状況において、原子炉圧力を高圧に維持することが適切であるかは疑問である。



出典：東京電力㈱「福島原子力事故調査報告書」添付資料 8-6 (1) (1/4)
 (www.tepco.co.jp/cc/press/betu12_j/images/120620j0306.pdf)

図 5.1 非常用復水器(IC)の系統構成

²⁷ 2、3号機においては、原子炉隔離後に原子炉圧力が上昇し SRV が作動している。

原子炉水位は、冷却材保有量を監視する上で最も重要なパラメータであるが、スクラムによる炉心出力の低下、主蒸気止め弁の閉止、冷却材再循環ポンプのトリップ、ICの起動・停止などの影響を受けて変動する²⁸。しかしながら、図 5.2^(1,2)に示すように、原子炉隔離後、記録の残っている約 30 分間において、通常水位である 940 mm（広域水位計）を挟んだ約 700 mm から約 1300 mm に維持され、少なくとも水位低警報レベル（L-4、430 mm）に達しなかったことは明らかである。

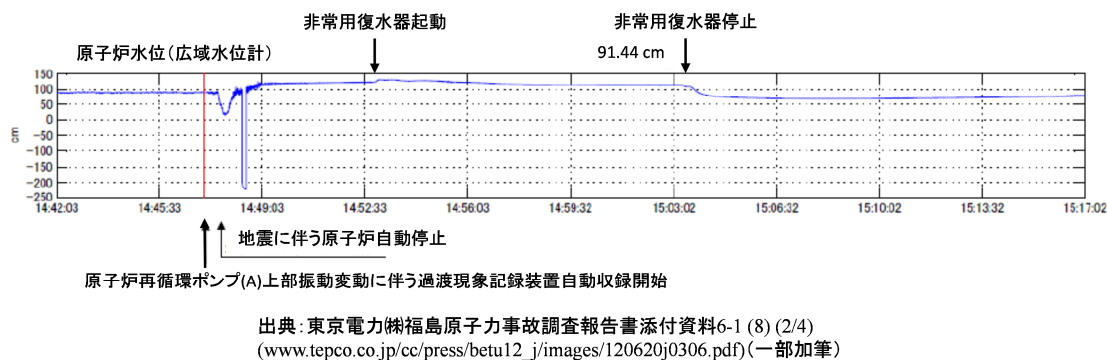


図 5.2 1号機原子炉水位（過渡現象記録装置）トレンド

5.2 解析に基づく検討

JNES の RELAP5 を用いた解析⁽²⁷⁾によれば、気相または液相の 2.5 kg/s 以上の漏えいがあれば、原子炉水位に有意な低下（記録終了時点で通常水位から約 400 mm）をもたらしたと考えられる。

一方、原子炉圧力の変化は、蒸気の発生速度と消費速度のバランスによって支配される。原子炉隔離後は、IC 作動による蒸気凝縮が崩壊熱による蒸気発生を上回るために原子炉圧力が時間とともに低下し、IC が停止すると原子炉圧力が時間とともに上昇する。IC の自動起動から手動停止までの期間は、IC が約 30 kg/s の蒸気を消費する⁽²⁷⁾ため、例えば 2.5 kg/s の蒸気の漏えいがあったとしても、圧力低下速度への影響は小さい。しかし、IC の手動停止後の圧力上昇速度に対しては、2.5 kg/s 程度の蒸気漏えいであっても有意な影響を与える。従って、少なくとも 2.5 kg/s 以上の蒸気漏えいであれば、原子炉圧力の変化から確実に検知できると考えられる。一方、水の漏えいの場合、2.5 kg/s 程度の流量では原子炉圧力への影響は小さく、原子炉圧力のみから漏えいを検知することは難しい。しかし、格納容器外の IC 戻り配管からの水漏えいの場合には、蒸気漏えいの場合と同様な影響を与える⁽²⁷⁾。これは、漏えいによって IC 出口流量が増加すると、IC 伝熱管内の水位が低下し、蒸気凝縮量が IC 出口流量と等しくなるまで増加するためである。

以上をまとめると、全電源喪失までの原子炉圧力・水位挙動に関するプラントデータ及びその再現解析からは、冷却材の漏えいがあったという徴候は認められていない。これら

²⁸ 広域水位計は、ダウンコマ上部の差圧の計測に基づいているが、この差圧は、原子炉容器内の冷却材保有量が一定であっても、炉心側のボイド率や、循環流による摩擦圧力損失、原子炉容器下部の未飽和水の密度などの変化の影響を受けて変動する。

に基づく漏えい検出能力については、蒸気、水いずれの場合も、2.5 kg/s 以上の漏えいは、原子炉水位の変化、あるいは原子炉水位と原子炉圧力の両方の変化に関するプラントデータ及び再現解析に基づいて、十分に検知可能であると考えられる。

6. 格納容器内漏えいの検出能力について

6.1 漏えい検出手段

格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいが発生した場合、漏えい箇所を隔離することができないため、漏えいを早期かつ高感度で検出することが必要となる²⁹。1号機事故時運転操作手順書(事象ベース)⁽²⁸⁾によれば、検出手段としては、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、格納容器露点温度、格納容器酸素濃度、格納容器冷却器(ドライウエルクーラー)ドレン流量、格納容器床・機器ドレンサンプ流量、格納容器冷却器冷却水出入口温度差、格納容器機器ドレンサンプ温度、格納容器雰囲気放射線モニタ、サンプリング(I-131測定)などがある。

設計指針⁽¹¹⁾では、冷却材の漏えい全般について「速やかに、かつ、確実に検出できる設計であること」を求めている。一方、技術基準ではその解釈⁽²⁹⁾において、漏えいを検出する装置について「漏えい位置を特定できない格納容器内の漏えいに対しては、1時間以内に0.23 m³の漏えい量を検出する能力を有する」ことを求めている³⁰。1号機をはじめ、BWRにおいては、この要求を満たす手段として、ドライウエルクーラードレン流量及び格納容器床ドレンサンプ流量の測定(サンプ水位及びサンプ出口流量)を行っている⁽³⁰⁾。しかしながら、1号機のドライウエルクーラーは常用電源で動作するものであったため、外部電源喪失によって同クーラーは停止し³¹格納容器雰囲気中の湿分を強制的に凝縮させて床ドレンサンプに送ることができなくなり、その結果、床ドレンサンプ水位は、ドライウエル内の凝縮水が床面に蓄積してサンプに流入した場合にのみ上昇することとなった。その他の漏えい検出手段についても外部電源喪失によって影響を受けた可能性があるが、その内容は開示されていない。なお、今回の事故のように、地震による原子炉停止後の外部電源喪失時において原子炉冷却材漏えい発生の有無を確認するにあたり現状の検出手段で十分であるか否かについて、米国における規制要件(多様性の要求、原子炉停止時の検出能力等)との比較等も踏まえ、床ドレンサンプ水位以外の検出手段と能力に関する規制上の取扱を検討すべきである。

東電事故調では、格納容器ドライウエル圧力、雰囲気温度、床ドレンサンプ水位の記録から、配管等の破断はなかったものと考えられるとしている。ドライウエル圧力、雰囲気

²⁹ 漏えいを早期かつ高感度で検出することは、格納容器内の原子炉圧力バウンダリ配管の破断に対する防護設計において、破断前漏えい(leak before break: LBB)概念を適用するための前提条件でもある(例えば、経済産業省:原子炉冷却材圧力バウンダリに属するオーステナイト系ステンレス鋼管の防護設計に対するLBB概念の適用について(1991年9月))。

³⁰ 米国NRCのRegulatory Guide 1.45 “Reactor Coolant Pressure Boundary Leakage Detection Systems”の旧バージョン(1973)等を参考としたものと考えられる。

³¹ 1号機運転操作手順書(事象ベース)12-1「発電所全停」では、ドライウエルクーラーは6.9kV電圧回復後、自動起動するとされているように読めるが、1号機においてドライウエルクーラーが停止したままであったとされることとの整合性が明らかでない。

温度の記録からどの程度の漏えいまで検出できるかは議論のあるところで、ドライウエル圧力については次節で検討する。ドライウエル雰囲気温度については、測定点がドライウエルクーラーの入口と出口に限られており、外部電源喪失によってドライウエルクーラーが停止した後は、ドライウエル雰囲気温度をどの程度代表しているか不明である。

床ドレンサンプ水位については、地震後から津波による計測停止までの間、ほぼ一定値を示していることは事実であるが、地震の前後で数 cm の減少を示しており³²、これが地震による溢水によるものであるとすると、床ドレンサンプがドライウエル床面の蓄積水を確実に捕集できるような形状になっているのか確認が必要である。

6.2 漏えいに対するドライウエル圧力応答解析による検討

JNES は、MELCOR コードを用いて冷却材の漏えいが格納容器ドライウエル圧力に及ぼす影響を解析することによって、格納容器内の「漏えい位置を特定できない漏えい」に対する運転上の制限値とされていた $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ ³³以上の漏えいが起こったとは考えられないとし⁽³¹⁾、この結論は、政府事故調及び保安院報告書に取り入れられている³⁴。この制限値は、大気圧下での凝縮水量に関するもので、約 0.063 kg/s に相当する。なお、これは、「漏えい位置を特定できない漏えい」、すなわち「原子炉冷却材の漏えいでないことが確認されていない漏えい」に対する制限値³⁵であって、「原子炉冷却材の漏えい」に関してこの制限値以下の漏えいであれば許容されるという誤解を招くような表現はさけるべきである³⁶。

本報告書では、以下に示す解析に基づいて JNES による解析内容を改めて精査した結果、上記の結論は漏えいの検出限界を十分大きめに見積もっていないと判断した。格納容器内の漏えいとしては、蒸気と水の両方が考えられるが、1号機では IC の運転によって、IC 戻り配管、再循環配管、原子炉圧力容器下部の温度が飽和温度より 100°C 以上低下しており、このような未飽和水の漏えいを仮定した場合、JNES の解析結果より格納容器圧力への影響が小さくなる。なお、JNES による解析条件の詳細は開示されていない。

1号機のドライウエル圧力は、地震スクラム以後、津波による全電源喪失のためにチャート記録が停止するまでの間に約 106 kPa から約 108 kPa まで増加している。この圧力上昇について、東電中間報告書添付 6-1(11)⁽¹⁾は、外部電源喪失のためにドライウエルクーラーが停止してドライウエル雰囲気温度が上昇したためであるとし、JNES は、原子炉圧力容器等からの 20 kW の放熱を仮定することによって MELCOR コードを用いた解析で再現できるとしている。これらは技術的な説明としてもっともらしいと考えられるが、定量的な

³² 東電事故調最終報告書添付 6-1 (13)

³³ 技術基準における漏えい検出手段の性能要求が、保安規定における運転上の制限値の根拠となっている。

³⁴ 東電の対外説明資料（東京電力㈱：非常用復水器の地震影響について、新潟県原子力発電所の安全管理に関する技術委員会福島事故検証課題別ディスカッション 1.地震動による重要機器の影響資料 No. 1、2013年11月7日）、日本原子力学会報告書（田中知：日本原子力学会東京電力福島第一原子力発電所事故に関する調査委員会最終報告書の概要および提言、2014年3月8日）にも採り入れられている。

³⁵ 米国の標準技術仕様(USNRC: Standard Technical Specifications General Electric Plants, BWR/4, Rev.3, NUREG-1433 Vol.1, June 2003)では通常運転時及び高温停止時に適用される。

³⁶ 日本原子力学会報告書、東電の公表資料でもこの表現を転記しており、影響が大きい。また、基準地震動 S_s に対する許容値であるような誤解を生まないよう注意が必要である。

裏付けはない。

ドライウェル内で kg/s オーダーの冷却材漏えいが起こった場合、ドライウェル内の窒素と水蒸気、凝縮水がどのように混合し、どのような温度分布をとるかは、漏えいの位置や形状などに依存するので、一般的な評価としては、ごく単純化したモデル（例えば均質・平衡モデル）を用いることとなる。また、ドライウェル圧力の変化は、約 1 時間で数 kPa という緩慢かつ微小なものなので、その解析的評価は、原子炉圧力容器や配管、ポンプからの放熱量、ドライウェル内の機器、構造物や壁面による吸熱量の影響も受け、不確かさが大きい³⁷。

このため、解析によって漏えい検出限界を検討するためには、解析条件ができるだけ単純かつ明瞭であることが必要である。ここでの解析には、日本原子力研究開発機構が開発した「蒸気缶質量熱収支解析プログラム HOTCB: Hot Cans and Bodies」⁽³²⁾を用いる。HOTCB は、原子炉の格納容器等を模擬した容器内に存在する流体の質量・熱収支を計算し容器内の温度や圧力の時間変化を簡易的に評価するプログラムであり、流体を均質・平衡と仮定して計算を行う³⁸。

1 号機における地震スクラム時の格納容器ドライウェル圧力は約 106 kPa[abs]³⁹で、ドライウェル雰囲気循環していたドライウェルクーラ（5 基）の入口温度は 42～50℃の範囲であった。出口温度は 3 基では 28～29℃の範囲にあったのに対して、残る 2 基では約 18℃であり除湿運転をしていたものと考えられる。また、ドライウェル雰囲気に接しているサブプレッションプール水温は約 20℃であった。ドライウェル空間は体積約 3400 m³、高さ約 32 m であるため、温度、湿度は一様でないが、これらのデータから、ドライウェル初期温度を 310.0 K（36.7℃）、初期相対湿度を 20%（露点温度 283.4 K(10.2℃)に相当）と仮定した。初期相対湿度は、漏えい時の格納容器圧力上昇を小さめに評価するため低めの値を仮定している⁴⁰。

蒸気漏えいの場合、蒸気は原子炉圧力における飽和蒸気とみなせるが、水漏えいの場合、漏えいの発生箇所によって温度が異なる。1 号機では IC の運転の結果、再循環配管の温度は約 130℃まで低下しており^{41,42}、これを考慮して漏えい水の温度は飽和温度から 400 K(127℃)までの範囲にあると仮定する。これらの条件について、漏えい流量 0.063 kg/s の場合のドライウェル圧力応答を計算すると図 6.1 のようになる。ここでは原子炉圧力バウンダリからの放熱を考慮していないので、漏えいが無い場合、圧力は初期値のまま一定と

³⁷ 類似の条件における解析上の問題は、例えば、Final Comparison Report on ISP-35: NUPEC Hydrogen Mixing and Distribution Test (Test M-7-1), OCDE/GD(95)29, Organization for Economic Co-operation and Development (Dec. 1994)の Appendix C で論じられている（本国際標準問題には JNES も参加している）。

³⁸ HOTCB のプログラム及びマニュアルは、<http://www.jaea.go.jp/04/anzen/hotcb/>からダウンロードすることができる。

³⁹ 1 号機当直員引継日誌によれば、大気圧 101.1 kPa の下で 5.3 kPa[gage] (http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/plant-data/fl_4_Nisshi1_2.pdf)

⁴⁰ 1 号機におけるドライウェル露点温度のデータが入手できれば、より現実的な仮定が可能になるかもしれない。

⁴¹ 再循環ポンプ入口温度(チャート)：東電事故調最終報告書添付 6-1(9)

⁴² これらの配管や原子炉圧力容器ダウンカム、下部ヘッド外表面温度の低下について、政府事故調最終報告書（資料編 p.5）で論じられている。

なる。

蒸気漏えいの場合、全電源喪失の時刻までに 10 kPa 以上の圧力上昇が見られるが、水漏えいで流体初期温度が 500 K 以下の場合、ドライウエル圧力がほとんど上昇しないか逆に低下するという結果になっている。これは漏えい開始直後に圧力の低下が計算されるため、その原因は、JNES も述べている⁽³¹⁾ように、気相と液相の熱平衡を仮定すると、格納容器雰囲気気相が相対湿度が 100%となるまで液相は全て蒸発し、この過程で液相温度が露点温度に向かって低下して気相温度以下になろうとすると、気相から液相への熱移動が起こって気相温度も露点温度に向かって低下するためである（一方、蒸発によって蒸気分圧が上昇し、露点温度は気相温度に向かって上昇する）。従って、この圧力低下は初期相対湿度が低いほど大きくなる。ドライウエル圧力は窒素の分圧と水蒸気分圧の和であり、ここでは気相の体積は一定と近似できるので、図 6.2 に示すように、窒素分圧は絶対温度に比例する。

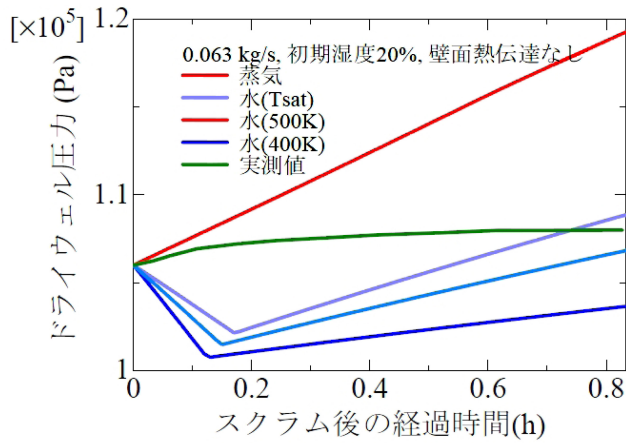


図 6.1 ドライウエル圧力（漏えい流体初期状態の影響）

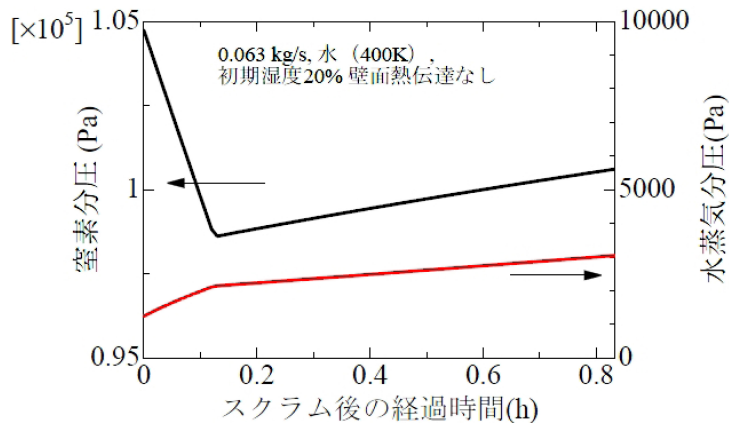


図 6.2 ドライウエル内の窒素分圧、水蒸気分圧の変化（水漏えいの場合）

水漏えいの場合、漏えいした流体の状態変化は、①漏えい口近傍で原子炉圧力からドライウエル圧力まで減圧沸騰して蒸気と液滴になり、②これらがドライウエル内の流体と混

合して平衡に近づく、というように2段階に分けて考えることができる。ここでは完全な平衡が達成されることを仮定しているが、もう一つの極端条件として、①の減圧沸騰は平衡組成まで進む⁴³ものの、そこで生じた蒸気のみがドライウエル内の気体と混合する（すなわち、減圧沸騰後に残ったドライウエル圧力における飽和水は、ドライウエル内の気体と熱の授受を行わない＝完全な熱的非平衡）という仮定が考えられる。この完全非平衡の仮定の下に計算すると図6.3のようになり、0.063 kg/sの水漏えいの場合、図示する期間内では完全平衡を仮定した場合よりドライウエル圧力が高くなるが、初期圧力からの上昇はわずかである。現実の状態変化はこれら2つの極端条件の中間にある。

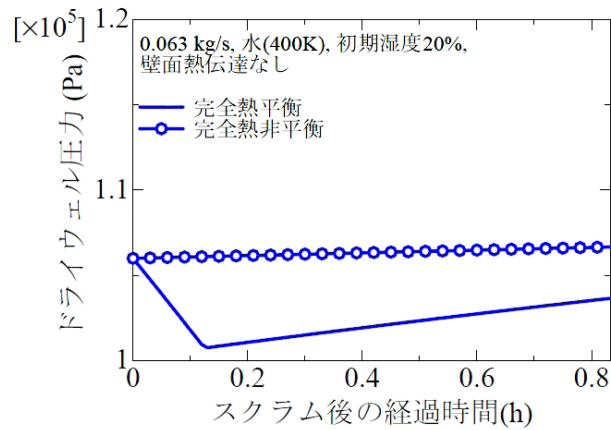


図 6.3 ドライウエル圧力（水漏えいの場合の気液熱平衡に関する仮定の影響）

漏えい流量を10倍（0.63 kg/s）とすると、図6.4に示すようにドライウエル内の流体の平衡度の仮定によらず6 kPa以上の圧力上昇が起これ、解析の不確かさを考慮しても実測値（約2 kPa）より有意に大きいと判断できる。

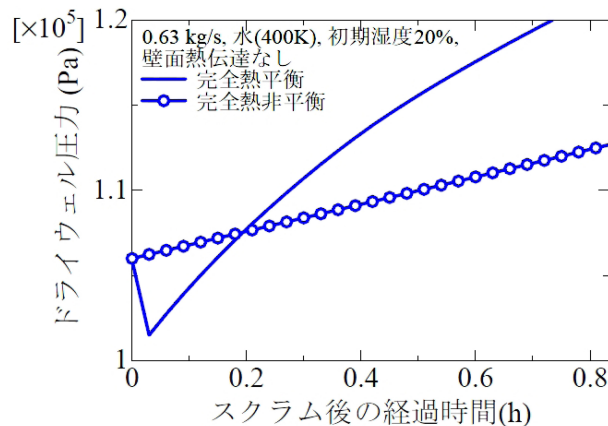


図 6.4 ドライウエル圧力（水漏えい流量を10倍とした場合）

ドライウエル内の温度変化はドライウエル壁面を始めとする構造物表面での熱伝達の影

⁴³ 等エンタルピー変化を仮定すると、初期温度400Kの水の場合、約5%が蒸気になる。

響を受ける。ここで扱っている条件ではドライウエル雰囲気はほとんど停滞しているので、熱伝達率は $\text{W/m}^2/\text{K}$ のオーダーと考えられるが、保守的に $30 \text{ W/m}^2/\text{K}$ までの条件で計算すると図 6.5 のようになる。ここではドライウエル壁面積を 1000 m^2 と仮定している。ドライウエル外表面温度の上昇は無視できるので、外表面での放熱は考慮していない。

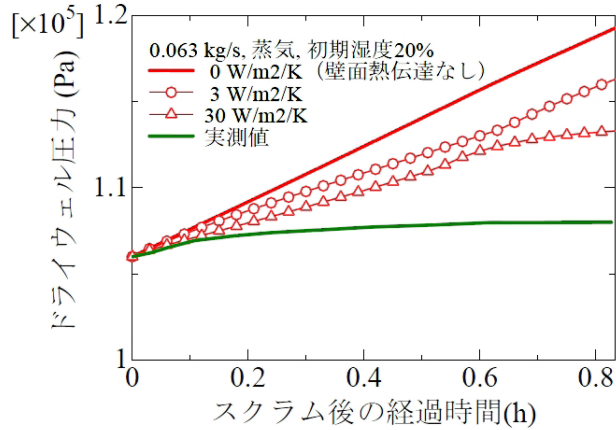


図 6.5(a) ドライウエル圧力 (蒸気漏えいの場合の構造物表面での熱伝達の影響)

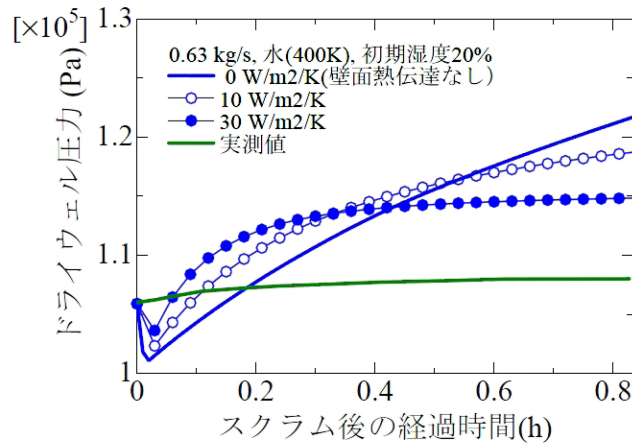


図 6.5(b) ドライウエル圧力 (水漏えいの場合の構造物表面での熱伝達の影響)

図 6.5 に示すように壁面での熱伝達によってドライウエル圧力の上昇は抑制されるが、図の条件では実測値 2 kPa に比べて有意に大きな圧力上昇が得られる。

これらの結果を踏まえると、1号機のドライウエル圧力（紙チャートデータ）から判断できる漏えい量の下限値は、気相漏えいについては、JNES の結論 $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ (0.063 kg/s) は妥当と考えられるが、液相漏えいについては、その 10 倍 (0.63 kg/s) 程度と考える方が適切であろう。この場合、原子炉スクラムから津波による計測停止までの約 50 分間の凝縮水量（ドライウエル圧力、温度において水として存在する量）は約 2 m^3 となるので、床面に落下・蓄積した凝縮水が床ドレンサンプ水位に影響を与えないとは考えにくい。

以上をまとめると、全電源喪失までの格納容器内漏えい検出手段に関するプラントデー

タ及びその再現解析からは、冷却材の漏えいがあったという徴候は認められていない。これらに基づく漏えい検出能力については、蒸気の場合 0.063 kg/s 以上の漏えい、水の場合、その 10 倍の 0.63 kg/s 程度以上の漏えいは十分に検知可能であると考えられる。

7. 格納容器外漏えいの検出能力について

7.1 潜在的な漏えい源と検出手段

前述したように、1号機では、外部電源喪失によって主蒸気隔離弁及び通常時開の格納容器隔離弁のほとんど全てが閉止し、また、HPCIをはじめとする ECCS については作動に至っていないことから、通常時閉の弁で自動開となったものはないと考えられる。従って、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管のうち、格納容器外にあって未隔離であり、潜在的な格納容器外漏えい源となるのは、原子炉建屋内の HPCI タービン蒸気供給配管、IC 及びその配管（ベント配管を除く）と、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管に接続された計装系などの小口径配管ということになる。

HPCI タービン蒸気供給配管及び IC には、配管の破断による流量の異常な増加を検出して隔離弁を閉止するインターロックが備えられているが、検出の設定値は定格流量の 300%⁴⁴であり、kg/s オーダーの漏えいでは作動しない。IC については、15 時 30 分過ぎまで手動での 1 系列の起動・停止を繰り返したが、津波襲来前に IC 停止操作により 2 系列とも出口弁が閉止されており、さらに津波により破断検出回路の直流電源が喪失した際にインターロック動作によって入口弁も閉止した⁽²⁾。従って、仮に格納容器外の IC 配管において漏えいが生じたとしても、この漏えいが津波襲来以後の事象進展に有意な影響を及ぼすことはなかったと考えられる。

前述したように、IC 配管に原子炉冷却材の漏えいがあった場合、液相、気相いずれの場合も漏えい量が 2.5 kg/s 以上であれば、原子炉圧力に変化が現れるため検出可能である。IC 配管以外からの気相漏えいについても同様である。また、IC 配管以外からの液相漏えいの場合、原子炉水位に変化が生じるため 2.5 kg/s 以上の漏えいを検知することが可能である。

原子炉建屋内の漏えいは、冷却材喪失防止、放射性物質の環境放出防止、溢水防止、建屋内の放射線管理の観点から監視されている。漏えいの検知手段としては、放射線量率の測定（ダスト放射線モニタ、エリア放射線モニタ、SGTS、排気筒放射線モニタ）、火災報知器、圧力、エリア温度（IC 蒸気管漏えい検出温度）、サンプル水位の測定等がある。このうち、IC からの漏えいについては、設計及び運転手順において想定されており⁽³³⁾、蒸気漏えいの場合、エリア温度計が有効である。

1号機において、全電源喪失までの期間に、これらの測定値の異常や警報の発報は報告されていない。また、後日、1号機原子炉建屋に設置されている IC 本体、主要配管及び主要弁について目視確認を行ったところ、IC 本体の損傷、配管の破断、フランジ部からの漏

⁴⁴ IC については、各系列の入口配管及び出口配管にエルボ流量計が設けられており、いずれかの流量計が 300%（約 90 kg/s）以上の値を示すと、両方の配管の格納容器外隔離弁が閉止する。

えい、弁の脱落等は認められなかった。さらに、配管破断が生じて原子炉内の高圧蒸気が大量に噴出したような状況も認められなかった。

気相漏えいの場合、その量が kg/s オーダーであっても、大気圧下での体積流量は m^3/s オーダーとなるため、原子炉スクラムから全電源喪失までの約 50 分間にエリア温度計等で検知されないことはありそうにないが、このことを定量的に裏付ける解析等を行われていない。一方、IC 戻り配管からの液相漏えいの場合、温度が比較的低い（約 400 K）ため、蒸気発生速度は、気相漏えいの場合に比べて著しく小さい⁴⁵。このため、エリア温度計等で漏えいを検知できるとは限らない。

従って、本報告書では、原子炉建屋内や SGTS 等の測定値ならびに各種警報が発報されなかったことについては参考情報とするにとどめ、kg/s オーダーの漏えいを否定する根拠とはしない。すなわち、格納容器外の漏えいの検出能力は、5 章で述べた原子炉圧力、水位（プラントデータ記録及び再現解析）に基づく検出能力によって決まるものとする。

7.2 原子炉建屋 4 階における出水の目撃について

国会事故調は、地震発生の直後、原子炉建屋 4 階で作業中であった協力企業の作業員が 4 階の天井付近からの出水を目撃したことを重視し、IC 配管からの漏えいであった可能性を示唆している（p.226）。

東電は、この出水について、目撃者からの聞き取り及び立入調査（2011 年 10 月及び 2012 年 11 月）等を踏まえ、地震に伴う使用済み燃料プール(spent fuel pool: SFP)のスロッシングによって、プール壁に開口する換気空調ダクトにプール水が流入し、ダクトの末端に接続された原子炉建屋 4 階天井付近の溢水防止チャンバから漏水したものであるとしている⁽³⁴⁾。

原子力規制庁は、東電からの聴取に加えて、目撃者からの直接の聴取、現地調査、JNES による解析を行い、東電の説明が妥当であると結論づけた⁽³⁵⁾。その根拠は、以下の通りである。

- ・ 原子炉冷却材配管の設置位置と目撃された出水の性状から、冷却材（高圧の蒸気又は水）の漏えいが目撃されたものとは考えられないこと、及び、
- ・ 解析によれば、SFP のスロッシング⁴⁶によって換気空調系ダクトと溢水防止チャンバが満水状態に近くなり、この水が地震加速度⁴⁷を受けることによって、薄板構造である溢水防止チャンバが変形、開口するほどの圧力が生じた可能性が十分に考えられること⁴⁸。

⁴⁵ 等エンタルピー変化を仮定すると、約 5%が蒸気になる。

⁴⁶ スロッシングの周期と最大振幅は、JNES により応答スペクトルに基づく線形解析（原子力規制庁：1 号機使用済み燃料プールにおけるスロッシング評価について、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第 2 回資料 1-3）と、3 次元時間領域解析（原子力規制庁：東京電力福島第一原子力発電所 1 号機 4 階における出水事象に関する検討について（案）、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第 3 回資料 1-2）の 2 つの方法で計算され、両者の結果は良く一致している。

⁴⁷ 地震動の継続時間が長かったことが影響している。

⁴⁸ 溢水防止チャンバは 3 月 12 日の原子炉建屋水素爆発によって大きく破損しており、写真等から地震直後の状態を推測することはできない。

なお、当該出水事象は、1号機の事故全体に比較すれば極めて軽微な問題であり、事故進展への物理的な影響もなかった。しかしながら、以下の2点については更なる検討を行うべきである。

- ・ 出水を目撃したという情報が中央制御室等で共有された形跡がないことについて、その妥当性⁴⁹。一方、何らかの形で情報共有され、それが以後の運転員の判断等⁵⁰に影響を与えた可能性。
- ・ 溢水防止チャンバの設置ならびに改造が、中越沖地震他の際のSFP溢水事象に対する水平展開によるもの⁵¹であったにもかかわらず、今回の地震において溢水防止に失敗したこと⁵²の意味。さらに、このような設置・改造が事業者の自主的活動として行われ、規制側が関知していなかったことの適切性（規制上どのような扱いにすべきかについての検討を含む）。

以上をまとめると、格納容器外で冷却材の漏えいがあったという徴候は認められていない。しかし、格納容器外漏えいの検出能力を定量的に論ずることは難しいため、本報告書では、原子炉圧力・水位（プラントデータ及びその再現解析）に基づく検出限界 2.5kg/sを適用することにする。

8. 漏えいが全電源喪失後の事故進展に及ぼす影響

8.1 解析による検討

国会事故調は、「事故調査の時点では確認できなかったような小規模の漏えいが地震によって起こり炉心損傷の直接原因となった可能性」を指摘しているが、これまで述べてきたように、格納容器外での漏えいを含め、少なくとも初期流量 2.5 kg/s 以上の漏えいがなかったことがプラントデータの記録と再現解析から確認できる。従って、初期流量 2.5kg/s の漏えいが事象進展にどの程度の影響を与え得るかがわかれば、上記のような可能性の有無について結論することができる。

⁴⁹ 事故時運転操作手順書(事象ベース)22-1「大規模地震発生」の記載にも反している。

⁵⁰ 例えば、2011年3月11日18時18分にICの再起動を試みた際に運転員がIC二次側の水位低下を疑った様子がみられること。

⁵¹ 経緯は「原子力規制庁：東京電力福島第一原子力発電所1号機4階における出水事象に関する検討について（案）、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第3回資料1-2」のp.10に要約されている。

⁵² JNESの解析（原子力規制庁：東京電力福島第一原子力発電所1号機4階における出水事象に関する検討について（案）、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第3回資料1-2）によれば、合計46トンの溢水を生じている。なお、東北電力女川発電所では軽微な溢水しか確認されていないが、日本原子力発電東海第二発電所ではSFP水位が20cm低下する程度の溢水が生じた（原子力安全推進協会：女川原子力発電所及び東海第二原子力発電所東北地方太平洋沖地震及び津波に対する対応状況について（報告））。福島第二原子力発電所では、1号機、2号機で、SFP排気ダクトに流入したSFPスロッシング水が排気ダクトドレンライン経由で低電導度廃液サンプに流入・オーバーフローし、サンプピット内に漏えいした（東京電力㈱：福島第二原子力発電所 東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について、2011年8月）。ただし、これら全ての事例においてSFP水は原子炉建屋内にとどまっている。

このため、ここでは問題をできるだけ単純化した解析を行い、小規模の漏えいが事象進展に及ぼす影響を論ずることとする。解析には、第6章と同様、HOTCB⁽³²⁾を用いる。

1号機のプラント設計情報の公開内容は限定的であるが、全電源喪失後の冷却材保有量の時間変化挙動を支配するパラメータは、炉心崩壊熱と初期の冷却材保有量の2つであり、前者は経験式（ここではWay-Wignerの式⁽³⁶⁾を用いた）によって概算でき、後者は設置許可申請書⁽³⁷⁾によれば205 m³である。原子炉容器内の全空間体積は、100万kWe級BWRとの出力比から300 m³と仮定する。

HOTCBプログラムでは、飽和蒸気、飽和水と未飽和水の共存を扱うことができるが、ここでは最も単純化した仮定として、容器内の全流体が均質かつ平衡である（すなわち、原子炉压力容器内の流体は、飽和温度の蒸気及び水である）ものと仮定する。HOTCBにおける解析対象の概念図を図8.1に示す。なお、同プログラムでは炉心損傷挙動を解析することはできないので、ここでの解析が意味を持つのは炉心露出までである。解析は、漏えいが無い場合と、蒸気及または水が質量速度2.5 kg/sで漏えいする場合について行った。

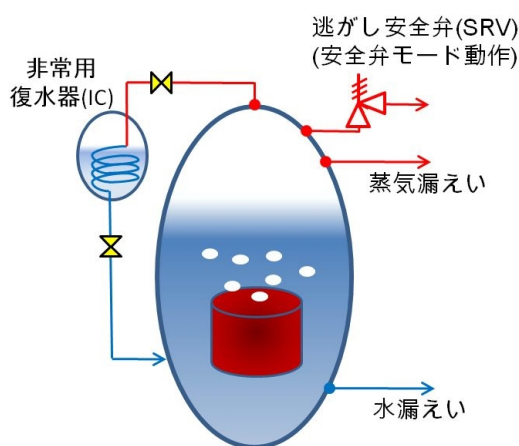


図 8.1 HOTCB での解析対象概念図

津波による全電源喪失以前は、漏えいがない限り冷却材保有量が変化しない⁵³ので、ここで再現解析を行う必要性は特にないが、以下のような仮定のもとに計算を行った。まず、ICの動作は冷却材からの除熱量によって模擬し、JNESの解析結果⁽²⁷⁾に基づいてIC1系列当たり35 MWと仮定する。ICは原子炉圧力7.23 MPa ([abs]、以下共通)で2系列が自動起動した後、約4.6 MPaで手動停止し、以後は7.0 MPaで1系列を手動起動し、6.2 MPaで手動停止するものと仮定する。次節で述べるように、1号機では全電源喪失の後、SRVが安全弁モードで作動したものと考えられ、解析ではSRVの安全弁モードの開設定圧を事故時運転操作手順書に基づいて7.64 MPaと仮定する。SRVの安全弁モードでの動特性（開閉の特性）は不明であるが、ここでは時間平均流量だけを問題にするので、詳細なモデル化は不必要である。

図8.2に示すように、全電源喪失以前の原子炉圧力の挙動は概ね再現されるが、ICを停止したときの圧力の回復はやや遅い。この原因として考えられるのは、Way-Wigner式がス

⁵³ 本報告書の解析では考慮していないが、スクラム後、主蒸気と給水が隔離されるまでの期間に、若干の変動が生じる。

スクラム後 1 時間までの崩壊熱を小さめに与える可能性がある⁽³⁸⁾ことと、実現象では IC 作動時には再循環配管に約 130℃の未飽和水が流入し、原子炉容器内の冷却材と直ちに混合しないのに対して、本解析では全冷却材の均質・平衡を仮定していることである。JNES の解析でも見られるように、蒸気の漏えいは IC 停止時の圧力上昇速度に影響を及ぼすが、水の漏えいはほとんど影響を及ぼさない。

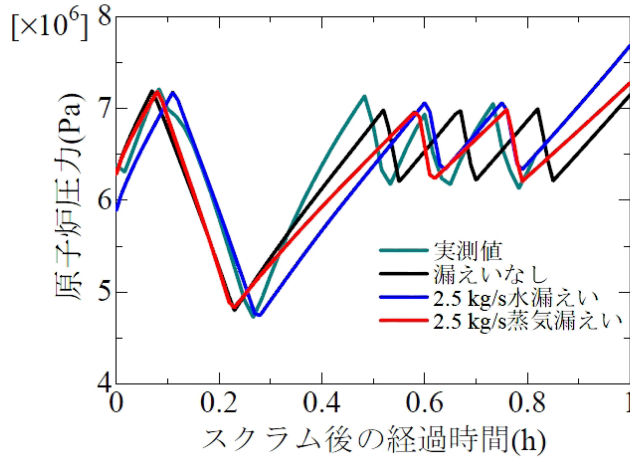


図 8.2 原子炉圧力挙動（スクラム後 1 時間）

図 8.3 に示すように、IC の手動停止（15 時 30 分過ぎ：スクラム後 0.83 時間）の後、原子炉圧力が上昇し、解析結果ではスクラムから 1.1 時間以後は SRV の安全弁モード設定値付近に維持される。ここで扱っているような体系（相変化を伴う飽和二相系）において、圧力が一定となる条件は、近似的に、体系内の蒸気発生速度と蒸気流出速度が等しくなることである⁽³⁹⁾。図 8.4 に示す解析結果でも、漏えいがない条件での SRV の時間平均流量は、崩壊熱による蒸気発生速度にほぼ等しい。

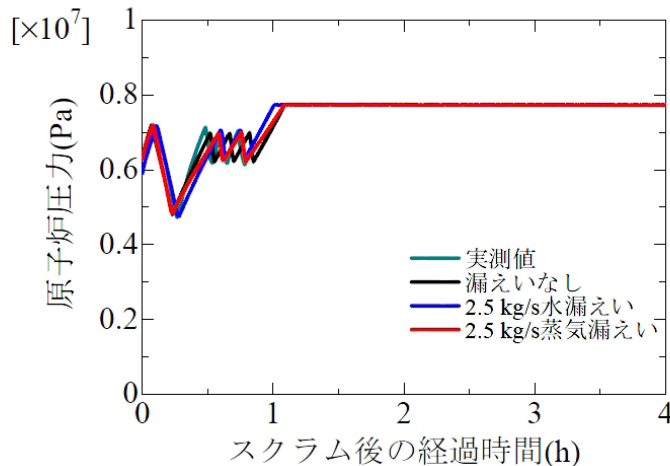


図 8.3 原子炉圧力挙動（スクラム後 4 時間）

SRV が安全弁モードで作動し始めると、崩壊熱による蒸気発生（蒸発）速度にほぼ等しい速度で冷却材保有量が減少（ボイルオフ）する。東電による MAAP コードを用いた解析

(最終報告書)⁽²⁾では 18 時 10 分(スクラムから 3.4 時間後)に炉心水位が有効燃料頂部(top of active fuel: TAF)に到達したとしている。従って、図 8.5 においては、原子炉压力容器内の水の体積が約 100 m³ になったところが炉心露出(炉心水位=TAF)に相当すると考えられる。

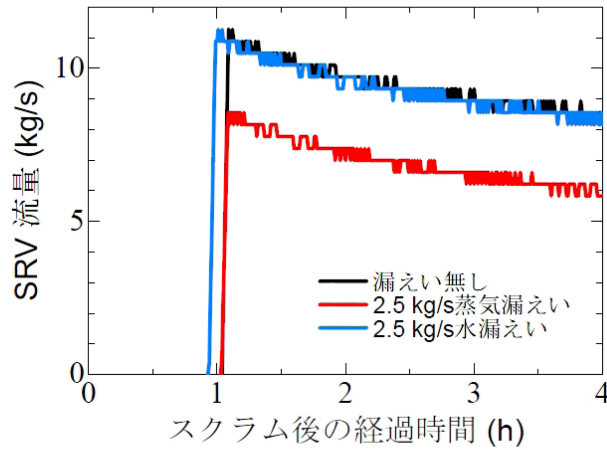


図 8.4 SRV 流量 (スクラム後 4 時間)

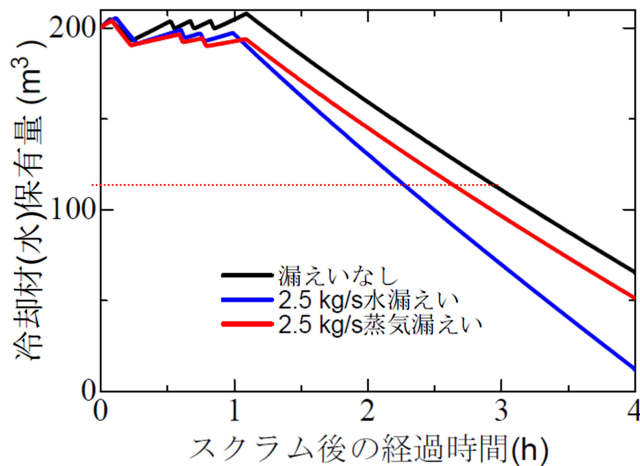


図 8.5 原子炉冷却材(液相)体積の変化(スクラム後 4 時間)

なお、JNES による MELCOR コード解析(東電による MAAP コード解析のクロスチェックを目的とするもの)⁽¹⁰⁾では、TAF 到達時刻を 16 時 50 分(スクラム後約 2 時間)とし、JNES による RELAP5 コード解析⁽²⁷⁾では 17 時 10 分(スクラム後約 2.4 時間)としていて、東電による解析結果とかなり異なっている。TAF 到達時刻の予測に影響する因子は、崩壊熱の時間変化及び原子炉压力容器内の体積分布に関する入力データと、炉心内ボイド率評価モデルなど少数であって、議論の余地は少ない。従って、設計の詳細を知り得る機関においては、このような相違の原因を知り現実的な評価を行うことは容易なはずであるが、著者らの知る限りそのような検討結果は報告されていない。

原子炉圧力が SRV によってその設定値付近に維持されている時には、気相漏えいがある

と、その分だけ SRV の平均流量が減少する（図 8.4）ため、漏えいは冷却材保有量の減少速度に影響せず、図 8.5 に示されるように炉心露出時刻への影響は小さい。一方、液相の漏えいは SRV 流量に影響しないため、冷却材保有量の減少速度の正味の増加をもたらし、炉心露出がやや早くなる。しかし、全体的な挙動は SRV からの蒸気流出によって支配される。

国会事故調は、1号機について、運転員が SRV の作動音を聞いた記憶がないと証言しているとして、地震による冷却材漏えいのために原子炉圧力が SRV の作動設定圧以下に維持されたという可能性を示唆している（本報告書付録 1 の 6）。しかし、ここに示した解析結果によって、プラントデータから検知できないような規模の漏えいは SRV の作動に小さな影響しか与えないことが明らかである⁵⁴。

JNES は、どの程度の規模の漏えいがあれば SRV の作動が起こらなかったかという問題を設定し、津波による全電源喪失と同時に漏えい面積 800 mm² 以上の蒸気漏えいが発生すれば、SRV の作動に至らないとしている。地震によって微小な漏えいが発生し、さらに時間とともに漏えい量が増大するという可能性はゼロではないが、津波による全電源喪失以前に検出レベル以下であった漏えいが、全電源喪失とほぼ同時に 800 mm² 以上に増大するという仮定は過度に人工的であり、蓋然性に乏しい。

なお、例えば、原子力規制委員会の「東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会」（第 5 回）資料 4-3⁽⁴⁰⁾では、上記のような規模の漏えいが生じたと考えられない理由として、3月11日 20時 07分（スクラム後 5.4 時間）に原子炉建屋に立ち入った運転員がブルドン管圧力計から読み取った原子炉圧力（7.0 MPa[abs]）と解析結果の対比を挙げているが、これについては解析の不確かさに注意する必要がある。ここでは、上記のような規模の漏えいを仮定すると、原子炉圧力の低下が早まり、実測値と乖離する旨を述べているが、原子炉圧力の低下が早まるのは、炉心の露出が早まって蒸気生成速度が低下することに加え、解析において炉心損傷後に起こるものと仮定している炉内計装管の過温破損や主蒸気隔離弁ガasketの過温破損の時期が早まって、これらの破損箇所（それぞれ 140 mm²、1360 mm² と仮定している）から蒸気漏えいが起こるためであって、さまざまな仮定の影響を受けた結果であることに注意する必要がある。炉心損傷開始後の原子炉圧力は、これら以外にも、熔融炉心の落下挙動等による受け、不確かさが大きい。

以上のことから、初期漏えい量が 2.5 kg/m³ 程度であった場合、気相漏えいであれば事象の進展に大きな影響を及ぼすことはないが、液相漏えいの場合には原子炉水位の低下を早めることとなり、炉心露出時刻が速くなることが確認された。なお、漏えいがない場合には、発生した蒸気が SRV の作動によって消費されることによって、原子炉圧力が SRV の開設定値付近に維持されるため、国会事故調が示唆するように漏えいによって SRV が不動作となるためには、蒸気の漏えいのみで発生した蒸気が消費される必要がある。

8.2 1号機及び他号機における逃がし安全弁の作動状況に関する検討

前節でも触れたように、国会事故調は、1号機では、2号機、3号機と異なり、運転員が SRV の作動音を聞いた記憶がないと証言しているとして、地震によって生じた冷却材漏えいのために原子炉圧力が SRV 作動圧より低く維持された可能性を示唆している。前節での

⁵⁴ 東電の公表資料（文献 47 の添付 1-3）にもこの点についての定性的な議論がある。

検討によって、このような可能性が極めて低いことは明らかであるが、本節では1号機と他号機におけるSRVの作動モード及び作動条件等の相違について議論する。

まず、1号機では、原子炉隔離の直後にICが自動起動し、以後、運転員がICを間欠運転したため、津波到達による全電源喪失によってプラントデータ記録が停止するまで、原子炉圧力がSRV開設定値より低く維持された。他方、2号機、3号機では、原子炉隔離直後からSRVが作動し原子炉圧力の制御が行われている。

しかしながら、1号機においても、津波による全電源喪失（15時37分）の後、ICの機能が失われたことから、原子炉圧力が上昇し続け、間もなくSRVの自動開に至ったものと考えられる。制御用直流電源電圧が早期に失われたことから、SRVの逃し弁機能または自動減圧(ADS)機能が働いた可能性は極めて低く、SRVの安全弁機能が働いたと考えられる。SRVの安全弁機能によって原子炉冷却材が失われ、原子炉水位が低下したと考えられるが、原子炉水位、圧力の測定は途絶しているため、この間の記録は存在しない。また、SRVに関する差動の記録はなく、制御室の表示や作動音に関する運転員の証言もない。

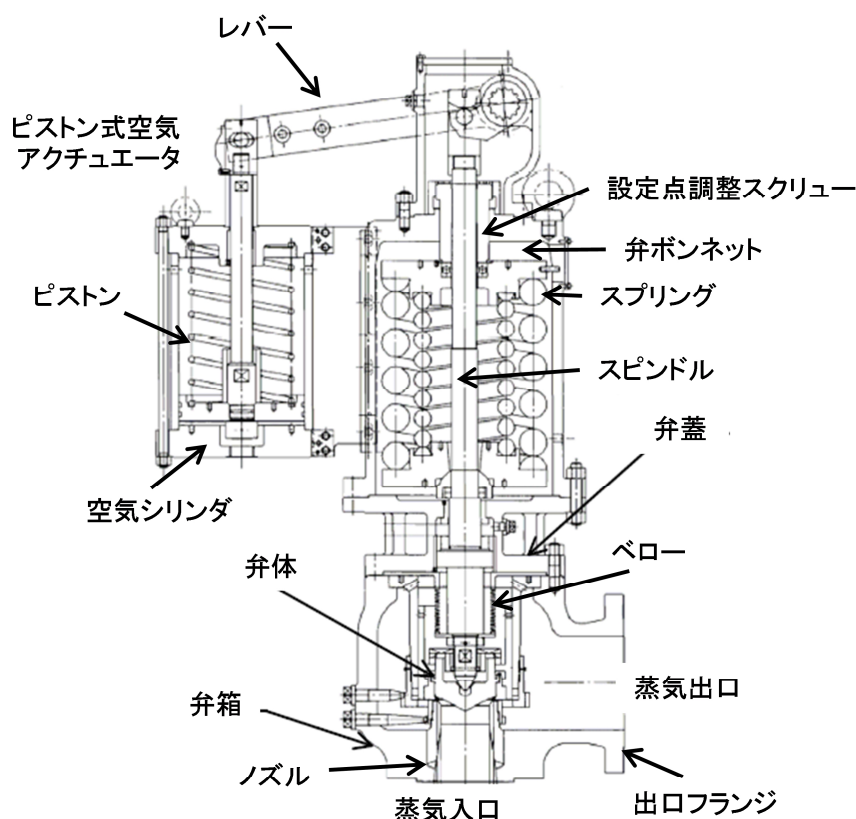
国会事故調は、SRVの作動が確認されていないことを、地震に起因する冷却材漏えいを疑う理由の一つとして挙げる（p.239）とともに、2号機、3号機ではSRVの作動音が聞こえたとする証言が得られたのに対し1号機ではそうした音を聞いたものがないことをその根拠の一つとしている（pp.242-243）。しかし、1号機における制御室の状況等状況について、東電は、以下のように述べている⁽⁴¹⁾。

『当社で行った複数の運転員からの聞き取りにおいては、SRVの作動音に関する証言は当時の環境等、諸々の要因に左右されており、そのような証言に基づいてSRVが動作していたかどうかを判断することは非常に難しいと考えている。例としてあげれば、SBO前後では1号機、2号機ともSRVの作動音を聞いたという証言は得られていないが、2号機については、14日にRCICが停止した後、複数の運転員がSRVと思われる音を聞いたと証言している。2号機に関して言えば、発災からSBO直後までSRVが動作していたことが記録から確認されており、14日のRCIC停止後にSRVの作動音が聞こえたのであれば、SBO前後においても同様の音が中操まで届いていたはずであるが、それにも関わらず、当社の調査においてはそのような証言は得られていない。このような例は、発災以降、特にSBO直後の状況確認のため運転員が奔走していた中操の状況や、相次ぐ余震や暗闇の中で作業を続けていた現場の状況を考慮すると、意識的に確認しようとしていたのならともかく、SRVの作動音を明確に認識し、記憶することが現実的に難しかったことを表していると考ええる。1号機についても、2号機とSBO直後の状況が同じであり、音を聞いたという証言がないことだけで、SBO後にSRVの作動音が中操まで届いていなかったと判断することはできないと考える。』

福島第一原子力発電所の各号機で津波によって全電源喪失またはSBOとなった後のSRVの動作モード及び動作条件は、おそらく前例のない特殊なものであるため、1号機と他号機の相違も含め、これらを記録しておくことには意味がある。SRV 1台当たりの吹出容量は、1号機で約260 t/h⁽⁴²⁾、2,3号機で約370 t/h^(43,44)であり、定格蒸気流量の約10%に相当する⁽³⁷⁾。一方、1～3号機において、津波以後にSRVが作動した時の炉心崩壊熱は、定格出力の1.3%～0.3%程度であるため、SRV 1台のみが作動したと考えられる。

福島第一原子力発電所1～3号機で使用されている直接作動式のSRVは、図8.6⁽⁴⁵⁾に示すような構造となっており、外部信号による強制作動の逃がし弁機能（弁本体に取り付けられ

た空気シリンダ内へ窒素を供給することにより強制的に弁を開放する)、自動減圧系 (automatic depressurization system: ADS)機能⁵⁵ (専用の窒素アキュムレータからの窒素によって強制的に弁を開放する) と、バネ作動による安全弁機能 (弁入口圧力がバネ力に打ち勝つことにより受動的に弁が開放する) を有する。安全弁機能で作動する場合において、弁入口圧力が設定圧 (吹き出し圧) に達すると弁が急開(pop open)し⁵⁶、吹き止まり圧まで低下すると再閉止するが、その途中の弁が部分開となった状態で流体力とバネ力が釣り合い圧力が一定に維持される場合がある⁽⁴⁶⁾。



出典:東京電力(株)福島第一原子力発電所3号機平成20年度定期事業者検査工程表 (添付資料4-1:主蒸気逃がし安全弁取替工事) (www.tepco.co.jp/nu/fl-np/press_fl/2009/pdffdata/bi9706-j.pdf)(部品名称を加筆)

図 8.6 直接作動式 SRV

1号機では、ICの機能喪失後、約1.3%の崩壊熱レベルで、安全弁モードで作動したものと考えられる。安全弁モードでのSRVの動作特性は不明であるが、1号機の場合にはSRV1台がかなりの時間にわたって部分開で保持された可能性もある。なお、2号機について、東電は、RCICの停止後に仮設バッテリーを接続したため逃し弁モードで作動した可能性が高いとしている⁽⁴⁷⁾が、その間にSRVの強制開に失敗しており、バッテリーからの電力供給が十分であったかは疑問で、安全弁モードで作動した可能性は否定できない。3号機では、

⁵⁵ 小破断 LOCA 時に、低圧注水系及び炉心スプレー系の運転可能な圧力まで原子炉圧力容器を強制的に減圧することを目的とする。

⁵⁶ 吹出し圧力が背圧の影響を受けずに一定の値となるよう設計されている (文献 45)。

直流電源の一部が利用可能であったため、SRVは逃がし弁モードで作動しており、安全モードでの作動はなかったと考えられる。一方、5号機（原子炉停止中であつたが原子炉压力容器の耐圧漏えい試験のために約7 MPaに昇圧されていた）では、SRVの逃がしモードが利用不能な状態にあつたため、3月12日1時40分ごろからSRVが安全弁モードで開閉を繰り返した⁽²⁾。5号機は原子炉停止から約70日経過して崩壊熱は0.1%程度と低かつたため、SRV作動時の原子炉圧力の応答は1号機の場合とはかなり異なると考えられる。しかしながら、逃がし弁モードのようにSRVが全開と全閉を繰り返すわけではないため、圧力変動が緩やかであることが読み取れる⁽⁴⁸⁾。従って、5号機におけるSRV作動時の状況について5号機運転員等へのヒアリングを行い作動音についての記憶の有無を調べることも有用かもしれない⁵⁷。

SRV作動時には、SRVの排気（蒸気）が圧力抑制プール内で直接接触凝縮し、凝縮の安定性は、質量流束及びプール水温（未飽和度）に依存する。凝縮を安定化するためにSRV排気管末端に多孔管（クエンチャ）が設置されているが、高温では凝縮が不安定となって格納容器への水力的動荷重をもたらすことが知られている⁽⁴⁹⁾。

1号機でSRVが作動したと考えられるのは、全電源喪失の直後から4時間程度（スクラム後1～5時間、11日15時50分～）であり、このときの圧力抑制プール水温は東電の解析によれば60℃以下である⁽²⁾。

2号機では、RCICが停止した後の14日13時頃～18時頃（スクラム後約70～75時間）、SRVが繰り返し作動した。このときの圧力抑制プール水温は、東電の解析によれば130℃を超えている。なお、その後の東電公表資料（添付2-6-5）⁽⁴⁷⁾によれば、実測値は140℃以上である。また、同資料において東電は、この期間、仮設バッテリーが接続されていたSRVが逃がし弁モードで作動したものと考えられるとしている。

3号機では、HPCIを手動停止した後の13日3時頃から9時頃の間（スクラム後約36時間～）、原子炉圧力が上昇し、SRVが作動した。東電は、原子炉圧力の変化から、この時点でも一部のSRVでは逃がし弁用アキュムレータに空気残圧があり、またHPCIの補機系を停止したことで（少なくとも1系統の）直流電圧の容量に余裕ができたことで、SRVが逃がし弁モードで作動した可能性があるとしている⁽⁴⁷⁾（添付3-4-3～7）。たしかに、チャートの記録によれば、この間の原子炉圧力は安全弁モードの設定圧に到達していない。JNESの検討⁽⁵⁰⁾では、RCIC及びHPCIの長時間運転による圧力抑制プール水温の成層化の可能性を指摘している。また、JNESの評価⁽⁵¹⁾によれば、平均水温は140℃を超えている。

2、3号機において起こったような圧力抑制プールが高温となった条件でSRVが作動した事例や実機での試験例はおそらく存在しない。なお、RCICやHPCIの運転についても同様である。（なお、福島第二発電所の1～4号機においても3月12日の早朝に圧力抑制プール温度が100℃を超え、この後も原子炉の減圧のためにSRVが断続的に手動起動されている⁽⁵²⁾。）

これらの、1号機と他号機との間の相違（SRV作動モードの相違、プール温度によるSRV

⁵⁷ 東電事故調最終報告書別紙2 p.123によれば、「(当時) 中央制御室の表示灯の電源がなく、表示灯によってSRVの動作状況を確認することができない状態であつたが、後述する原子炉压力容器頂部の弁の空気供給ライン操作のため現場に向かった運転員が、原子炉建屋内でSRVの動作音を確認している。」

排気の凝縮安定性の相違、制御室内の状況の相違等)が、1号機のSRV作動に関する運転員の記憶に影響したかもしれない。推論ではあるが、1号機ではSRVの開閉の回数が少なく、蒸気の凝縮も相対的に円滑であったと考えられる。なお、1号機の山側には仮設の地震計が設置されており⁽²⁾、あるいはSRV作動時の振動が捉えられているかもしれない。

9. 今後の検討課題並びに事故分析の進め方

本検討を通して、新たに調査・分析すべき課題がいくつか明らかとなった。ここでは、それらを整理する。また、今後の事故分析の進め方についての提言を記す。

- (1) 原子炉スクラムに適用した手順書の妥当性に関する検討: 1-3号機においてスクラム直後に適用した手順は、いずれも事象ベースの事故時運転操作手順書の1つである「原子炉スクラム(B)主蒸気隔離弁閉の場合」であり⁵⁸、手順通りに対応した旨の見解を示している⁽⁵³⁻⁵⁵⁾。福島第一原子力発電所では、事象ベースの手順書として「大規模地震が発生した場合(自動スクラムした場合)」及び「大規模地震が発生した場合(外部電源喪失の場合)」なる手順書が用意されている。また、徴候ベースの事故時運転操作手順書が策定されており、その導入条件の1つとして「原子炉スクラム」が設定されている。このように、今回の地震スクラム事象の発生時において、適用可能と考えられる手順書が複数用意されていたにも拘らず1-3号機においてこれらの手順書の適用が検討された形跡はない。一方、福島第二原子力発電所では外部電源が1回線残っており、初期の状況は福島第一原子力発電所に比べると厳しいものではなかったはずであるが、地震直後から徴候ベース手順書を適用している。従って、1-3号機で徴候ベース手順書や「大規模地震が発生した場合(自動スクラムした場合)」の手順書を適用しなかった理由について分析を行い、事象ベース手順書と徴候ベース手順書の適用基準について改めて検討する必要があると考える。また、地震による影響を受けた女川、東海第二で適用した手順書についても調査を行い、適用にあたっての考え方を比較検討する必要がある。
- (2) ICの作動設定値変更に関する検討: 2009年の事象(タービンバイパス弁の故障に伴うSRVの作動)を受けて2010年7月の定期点検時において原子炉圧力高スクラム設定値が変更され(7.27 MPa → 7.07 MPa)、併せてICの作動設定値が7.27 MPaから7.13 MPaに、また、SRVの手動制御範囲も6.37~7.26 MPaから6.27 MPa~7.06 MPaに変更されたが、これらの変更にあたってどのような検討がなされたかが明確にされていない。また、これら変更の際に当時の規制機関であった原子力安全・保安院がどのような対応を取ったのかについても不明である。これらの変更は、手順書において数値自体の改訂はなされたものの、操作手順に反映されていない。特に、ICの作動設定値の変更

⁵⁸ 東電事故調最終報告書において、2, 3号機では、地震発生直後から全交流電源喪失までの間に対して「外部電源喪失による原子炉隔離時(主蒸気隔離弁閉時)対応手順書に従い」と明記している(2号機:p.87、3号機:p.89)が、1号機については、単に「手順書に従って」としか記載されていない。しかしながら、「事故時運転操作手順書の適用状況について」(文献(52-54))においては、1-3号機全てに対し事象の進展に照らして事故時運転操作手順書を選定し(具体的には「原子炉スクラム事故(B)主蒸気隔離弁閉」)、手順書と実際の操作の適用状況の確認を行ったとしている。

は原子炉スクラムから全電源喪失までに間のプラント挙動に大きな影響を及ぼすとともに、設置許可申請書の安全解析における前提条件が変わることも意味するため、より慎重な検討がなされ変更の事実とその影響が関係者に周知されるべきであったと考える。ICを有する敦賀-1号機や国外プラントとの比較検討も含め、規制上の観点からこれらに関する今後の調査分析を行う必要がある。

- (3) ICを手動停止した理由の妥当性に関する検討：原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度低下率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を遵守できないと判断し、戻り配管隔離弁(3A弁、3B弁)を一旦「全閉」としてICを停止し、この操作について手順書通りであり問題は無いとしている。しかし、今回の事故のように設計基準を超える地震によって原子炉がスクラムし外部電源も喪失するといった事態は稀有な事象であり、こうした事象時に通常の停止操作における制限を遵守することの必要性・妥当性について改めて検討を行うべきである。また、手順の適用基準（あるいは適用にあたっての考え方）を他プラントも含めて調査すべきである。なお、ICの作動設定値を下げたことによりICの使用頻度（自動作動する頻度）は従来よりも高くなったはずであるが、ICの作動により厳しい温度過渡が生じることが十分に認識されていたとは考えにくい。ICは安全設備には属しておらず2系列の自動起動が必ずしも求められていないこと、また、SRVによる減圧も可能であることから、作動設定値を系列ごとに変えるか、手動起動を基本操作とするといった手順も検討すべきであったものとする。
- (4) 原子炉圧力を6-7 MPaに維持する操作に関する検討：津波到達までの間、最終的な冷温停止に向けて原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下という運転上の制限を遵守しながら徐々に原子炉圧力を低下させていこうとしたことについて、東電事故調はもとより、政府事故調、保安院報告書ともに、この対応に問題はなかった旨の見解を示している。しかしながら、今回の事故のように地震により原子炉がスクラムし外部電源が喪失するといった事態においては、ICを用いて原子炉圧力を6-7 MPa程度に制御するのではなく、地震による原子炉施設への影響を調べることを重視し、速やかに冷態停止に移行する手順を取るべきであったものとする。従って、規制委員会は、可能であれば海外における対応操作手順の調査を行い、国内の事業者と当該手順対応の妥当性に関して十分な議論を行うべきである。
- (5) ICの運転訓練の実態に関する検討：1号機において少なくとも20年間にわたってICの実作動はなく、また、敦賀1号機のようなシミュレータ訓練が行われた形跡もない。ICは、安全設備には属していないものの、手順書においてはプラントの過渡時にその作動を期待していることから、福島第一原子力発電所においてこれまでにどのような訓練が行われてきたか、IC作動設定値変更を訓練においてどのように取り入れたか、また、訓練に用いた手順書がどんなものであったか等に関して調査分析を行う必要がある。さらに、過渡変化時にその機能を期待する系統について使用経験もなく十分な教育訓練も行われることなく原子炉の運転が行われていたこと（即ち、長年にわたってセーフティカルチャが欠如していたこと）に注目し、他プラントにおいてこうした状況がないことを確認すべきである。
- (6) 圧力抑制プール冷却の手動起動に関する検討：1号機では、SRVの作動に伴うS/Cの水温上昇に備えて格納容器冷却系を起動しているが、ICによる原子炉圧力制御を行っている限りにおいて、SRVは作動しないはずであり、ICによる原子炉圧力制御と格納

容器冷却系の起動との間に整合性が取れていない。一方、2号機では、SRVとRCICが実際に作動しS/Cの水溫上昇が認められたために残留熱除去系(residual heat removal: RHR)を起動しS/C冷却を行ったが、3号機では2号機と同様の状況にあったにも拘らず津波の襲来を懸念してRHRを起動していない。2号機の対応は手順通りであると理解できるが、1号機での操作が手順通りであるとは考えにくい。また、3号機での対応も手順通りか否かが不明である。このように、S/Cの状況に応じた冷却機能の起動に関しては1,2,3号機それぞれ異なる対応を取ったものと見なすことができる。従って、同じ操作に対して異なる対応を取ったことを手順上どのように見なすべきか(例えば、現場の裁量に委ねる条件⁵⁹をどの程度明確にすべきか)について検討する必要があると考える。

- (7) 外部電源喪失を伴う原子炉停止後の原子炉冷却材漏えい検出手段と能力に関する検討：BWRにおいては、ドライウェルクーラーの作動を前提として、原子炉運転中の冷却材漏えいの検出手段を用意している。しかし、福島事故のように、大規模地震により原子炉スクラムと外部電源喪失が起こった場合において、原子炉冷却材漏えいの検知手段は必ずしも十分なものとなっていない。大規模地震により原子炉がスクラムした場合に、地震による原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確認することができるよう、原子炉停止時及び外部電源喪失時における冷却材漏えい検出手段に対して規制要求を見直すべきか否かを含め、漏えい検知手段とその能力に関する要求について検討する必要がある。
- (8) 記録、データ、公表資料のアーカイブ化：東電が公表した資料は、同社のウェブサイトの他、規制委員会(旧保安院)及び新潟県のウェブサイトに掲載されており、全てが1か所にまとめられておらず情報の散逸が懸念される。また、必要な資料を探すのが極めて面倒な状態となっている。従って、今後の調査分析に係る負担を軽減するために、少なくとも、東電は、当時の規制機関である保安院、規制委員会、新潟県に提出した資料、及び、同社のプレスリリースなどで公表した資料を1つのポータルサイトにおいて管理すべきである。さらに、規制委員会も東電から提出された資料及び自らが公表した資料を含めて情報のアーカイブ化を図るべきである。
- (9) 課題及び潜在的課題の管理・追跡システムの構築：事故分析によって得られた知見を規制の継続的改善に結びつけるためには、断片的な情報や知見、問題意識や疑問などを、適切に記録・保存し、相互に関連付け、異なる専門分野間・職域間で共有し、継続的な追跡を可能とする仕組みの構築が必要である(これは、事故分析に限らず、規制機関の活動全般において不可欠である)。上記のアーカイブも、このような用途に適するように設計、維持される必要がある。
- (10) 教訓・知見の反映状況を追跡するためのシステムの構築：本報告書における検討は国会事故調による指摘を出発点としているが、これらの指摘に応えるためには詳細設計や運転手順に立ち入る必要があり、これらの多くは従来の規制の対象の範囲を超えていた。一般論として、原子力施設の事故やトラブルに際して、その原因や影響因子が

⁵⁹ 東電の「手順書の適用状況」において、「運転員には、手順書の閲覧なしでも事故時の初期対応操作ができるよう訓練を実施している」、「手順書に記載のない事象やプラント状況に応じて臨機応変な対応が求められることから、手順書の記載通りの操作を行うというものではない」と記されており、ある程度は現場の裁量に委ねられているものと理解できる。

規制の対象の範囲外にあり、その結果として規制側が十分な知識を持ち合わせていないことは珍しくない。このような場合、規制機関としては、安全に関わりを持ち得る因子が規制対象範囲外にあることと、それに関する知識不足について、どのように対処するか判断が必要となる。前者については、必要に応じて規制対象を拡大する場合を除き、事業者への周知と自主的対応の奨励が考えられる。この際、様々な教訓や知見、それに対する対応について、相互の関連が把握でき、規制側が対応状況を継続的に監視できることが必要であり、規制側の知識レベルの向上にも役立つであろう。例えば、米国における是正措置プログラム(corrective action program: CAP)のような仕組みを構築することが考えられ、今般の事故調査によって得られた教訓、知見の中で、規制への反映にいたらないものについても、少なくとも当分の間、このような仕組みの中で扱うことが考えられる。

10. 結言

本報告書では、福島第一原子力発電所 1 号機において地震による冷却材漏えいが発生し、これが炉心損傷の発生に影響した可能性について、これまで東電や規制機関により行われた設備の目視確認結果や地震応答解析の結果、プラントパラメータの記録や再現解析の結果等を基に検討した。その結果、以下のように総括することができる。

地震によって冷却材の漏えいが発生したという事実は確認されていない。地震による冷却材漏えいの可能性に関する指摘の内容は、漏えい発生 of 蓋然性に関するものや、漏えい発生の徴候であり得るとされたもの、証言等に基づくものであって、その後の東電や規制機関の検討によって反論され又は漏えいとの関連が否定されている。本報告書においても、東電や規制機関による結論は基本的に妥当であると考えられる。

ただし、地震によって極く小規模の原子炉冷却材が漏えいした可能性については否定するだけのエビデンスは存在しない。また、外部電源喪失によって冷却材漏えいの検出能力は影響を受けた。しかしながら、格納容器内及び格納容器外の漏えいの可能性を考慮し、漏えい検出能力を保守的に低く見積もっても、検出レベル以下の漏えいが 1 号機の炉心損傷の原因となり得るものでないことは明らかである。1 号機で起こったような全電源喪失事故においては、崩壊熱によって短時間のうちに原子炉が加圧され、SRV が自動的に開くことによって小破断 LOCA に類似した状態になる。このときの SRV 流量は、本報告書で保守的に見積もった漏えい検出限界の少なくとも数倍以上であるので、たとえこの検出限界以下の漏えいが発生していたとしても事故進展への影響は小さく、従って、1 号機における炉心損傷との関連性はないものと結論付ける。

また、本報告書では、この検討の過程で明らかとなったさまざまな問題について、本文や脚注において随時触れた。そこでは、地震による冷却材漏えいや炉心損傷の原因に関わる事項に限定せず、従来 of 事故調査において掘り下げが十分でなく、今後の原子炉の安全確保や規制活動の継続的改善において参考となる可能性のある事項について言及している。さらに、これらを踏まえ、今後の事故分析における具体的な検討課題並びに事故分析の進め方に関する提言をとりまとめた。これらの課題については、関係機関により適宜調査・分析・議論がなされることを期待する。

参考文献

- (1) 東京電力㈱：福島原子力事故調査報告書（中間報告書）、2011年12月2日
(www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/interim/index-j.html) (as of July 2014).
- (2) 東京電力㈱：福島原子力事故調査報告書、2012年6月20日
(www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/interim/index-j.html) (as of July 2014).
- (3) 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会（政府事故調）：中間報告、
2011年12月26日 (www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/post-1.html) (as of July 2014).
- (4) 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会（政府事故調）、最終報告、
2012年7月23日 (www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/post-2.html) (as of July 2014).
- (5) 東京電力福島原子力発電所事故調査委員会（国会事故調）、報告書、2012年6月28日
(warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/3856371/naiic.go.jp/report/) (as of July 2014).
- (6) 福島原発事故独立検証委員会（民間事故調）、調査・検証報告書、2012年3月11日.
- (7) 原子力安全・保安院、東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見につ
いて、2012年3月 (www.meti.go.jp/press/2011/02/20120216004/20120216004.html) (as of
July 2014).
- (8) 東京電力㈱：「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデー
タについて」におけるプラントデータの追加・訂正について、2013年7月17日
(www.nsr.go.jp/activity/bousai/NEP/data/25/07/20130717-1.pdf) (as of July 2014) .
- (9) 原子力規制庁：福島第一原子力発電所 事故の分析 中間報告書（案）、東京電力福
島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会（第6回）資料2-2、2014年
7月18日 (www.nsr.go.jp/committee/yuushikisya/jiko_bunseki/data/0006_04.pdf) (as of July
2014).
- (10) 原子力安全に関する IAEA 閣僚会議に対する日本国政府の報告書－東京電力福島原
子力発電所の事故について－、2013年6月
(www.kantei.go.jp/jp/topics/2011/pdf/houkokusyo_full.pdf) (as of July 2014) .
- (11) 原子力安全委員会：発電用原子炉施設に関する安全設計審査指針、1990年8月30
日（2001年3月29日改訂）.
- (12) 原子力安全委員会：発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針、1981年7月20
日（2006年9月19日改訂）.
- (13) 原子力安全委員会：発電用原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針、
1990年8月30日（2009年3月9日改訂）.
- (14) NRC Regulations, Title 10 Code of Federal Regulations Part 50 Appendix A “General
Design Criteria for Nuclear Power Plants”, February 1971 (last amended in August 2007).
- (15) 原子力安全・保安院、独立行政法人原子力安全基盤機構：「安全設計分野及び放射線
管理分野における日本電気協会規格に関する技術評価書 － 原子炉冷却材圧力バ
ウンダリ、原子炉格納容器バウンダリの範囲を定める規程（JEAC 4602-2004）」、2005
年12月.
- (16) USNRC: Policy Issue Information, Loss-of-Coolant Accident Break Frequencies for the
Option III Risk-Informed Reevaluation of 10 CFR 50.46, Appendix K to 10 CFR Part 50,
and General Design Criteria (GDC) 35, SECY-04-0060, April 13, 2004.
- (17) （一社）日本電気協会 電気技術標準調査委員会：原子力発電所耐震設計技術指針
－重要度分類・許容応力編、JEAG 4601・補-1984、1984年9月.

- (18) 東京電力(株)：福島第一原子力発電所第1号機平成23年東北地方太平洋沖地震時の観測記録を用いた原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果に関する報告書、2011年7月28日
(www.tepco.co.jp/cc/press/betu11_j/images/110728h.pdf) (as of July 2014) .
- (19) 東京電力(株)：福島第一原子力発電所 東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について、2012年5月9日
(www.tepco.co.jp/cc/press/betu12_j/images/120509j0101.pdf). (as of July 2014) .
- (20) USNRC: General Electric Systems Technology Manual Chapter 4.4 Nuclear Steam Supply Shutoff System (Accession Number: ML11258A326), Sep. 30, 2011.
- (21) USNRC: General Electric Systems Technology Manual Chapter 2.5 Main Steam System (Accession Number: ML11258A307), Sep. 30, 2011.
- (22) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書(事象ベース)第23章参考資料、2010年1月16日 (www.meti.go.jp/press/2011/10/20111024003/20111024003-3.pdf) (as of July 2014) .
- (23) USNRC: GE Technology Manual Section 10.1 High Pressure Coolant Injection System (Accession Number: ML022840049).
- (24) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書(事象ベース)第13章制御電源喪失事故、2010年1月16日 (www.meti.go.jp/press/2011/10/20111024003/20111024003-3.pdf) (as of July 2014) .
- (25) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書（事象ベース）改訂履歴.
- (26) 原子力安全・保安院：東京電力(株)福島第一原子力発電所1号機の原子炉起動操作中の原子炉出力降下に関する原因と対策について、2009年4月20日
(www.nsr.go.jp/archive/nsc/anzen/shidai/genan2009/genan024/siryo1-1.pdf) (as of July 2014) .
- (27) 原子力安全基盤機構：福島第一原子力発電所1号機非常用復水器(IC)作動時の原子炉挙動解析、2012年3月27日（原子力安全・保安院「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について：参考資料別紙4」）
(www.meti.go.jp/press/2011/02/20120216004/20120216004.html) (as of July 2014) .
(JNES 報告書 JNES-EV-2011-9011 としても刊行されている)
- (28) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書（事象ベース）第3章配管破断事故（3-1格納容器内蒸気管破断）、2010年1月16日
(www.meti.go.jp/press/2011/10/20111024003/20111024003-3.pdf) (as of July 2014) .
- (29) 原子力安全・保安院：発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の解釈について、2005年12月16日.
- (30) 原子力安全・保安院：沸騰水型原子炉設置者における原子炉圧力容器下部からの漏えいの評価方法に関する調査結果について、2002年2月1日.
- (31) 原子力安全基盤機構原子力システム安全部：福島第一原子力発電所1号機冷却材微小漏えい時の格納容器圧力・温度の挙動について、2012年2月1日（原子力安全・保安院「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について：参考資料別紙2」）.
- (32) Y. Sibamoto, et al.: A simple mass and heat balance model for estimating plant conditions during the Fukushima Dai-ichi NPP accident”, J. Nucl. Sci. Technol., 49(8), 2012, pp.768-781.

- (33) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書（事象ベース）第3章配管破断事故（3-5非常用復水器蒸気管破断）、2010年1月16日
(www.meti.go.jp/press/2011/10/20111024003/20111024003-3.pdf) (as of July 2014) .
- (34) 東京電力(株)：福島第一原子力発電所1号機4階で発生した漏水の原因について、平成24年度第6回新潟県原子力発電所の安全管理に関する技術委員会参考資料1、2013年2月19日 (www.pref.niigata.lg.jp/HTML_Article/445/766/130219_H24-6-sankou1.pdf) (as of July 2014) .
- (35) 原子力規制庁：「1号機原子炉建屋4階での出水事象に係る検討」の報告について、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第3回会合資料1-1及び1-2、2013年8月30日
(www.nsr.go.jp/committee/youshikisya/jiko_bunseki/data/0003_01.pdf, [0003_02.pdf](http://www.nsr.go.jp/committee/youshikisya/jiko_bunseki/data/0003_02.pdf)) (as of July 2014) .
- (36) K. Way and E. P. Wigner, "The Rate of Decay of Fission Products," Phys. Rev., 73, 1948, p.1318.
- (37) 東京電力(株)：福島第一原子力発電所原子炉設置変更許可申請書、1991年5月.
- (38) W. J. Garland: Decay Heat Estimates for MNR, Technical Report 1998-03, McMaster Nuclear Reactor, McMaster University, Feb. 23, 1999.
- (39) H. Kumamaru, et al.: RELAP5/MOD3 code analyses of LSTF experiments on intentional primary-side depressurization following SBLOCAs with totally failed HPI, Nucl. Technol. 126-3, 1998, pp. 331-339.
- (40) 原子力規制庁：福島第一原子力発電所1号機津波到着後の小規模LOCA発生の可能性について（案）、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会（第5回）資料4-3、2013年11月25日
(www.nsr.go.jp/committee/youshikisya/jiko_bunseki/data/0005_07.pdf) (as of July 2014) .
- (41) 東京電力(株)：福島事故検証課題別ディスカッション 課題1：地震動による重要機器の影響、平成25年度第4回新潟県原子力発電所の安全管理に関する技術委員会資料No.1、2014年2月11日
(www.pref.niigata.lg.jp/HTML_Article/280/884/140211_1,0.pdf) (as of July 2014) .
- (42) 東京電力(株)：1号機事故時運転操作手順書（徴候ベース）10. 参考資料、2010年1月9日 (www.nsr.go.jp/archive/nisa/earthquake/manual/manual_index.html) (as of May 2014) .
- (43) 東京電力(株)：2号機事故時運転操作手順書（徴候ベース）10. 参考資料、2010年1月9日 (www.nsr.go.jp/archive/nisa/earthquake/manual/manual_index.html) (as of May 2014) .
- (44) 東京電力(株)：3号機事故時運転操作手順書（徴候ベース）10. 参考資料、2010年1月9日 (www.nsr.go.jp/archive/nisa/earthquake/manual/manual_index.html) (as of May 2014) .
- (45) 原子力安全協会：軽水炉発電所のあらまし、1984年10月.
- (46) Nathan Bixler, et al.: State-of-the-Art Reactor Consequence Analyses Project Volume 1: Peach Bottom Integrated Analysis, NUREG/CR-7110, Volume 1, Revision 1, 2013.
- (47) 東京電力(株)：福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討第1回進捗報告、2013年12月13日
(www.tepco.co.jp/cc/press/betu13_j/images/131213j0102.pdf) (as of July 2014) .

- (48) 東京電力㈱：東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて～5号機原子炉圧力／水位、2011年5月16日
(www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/plant-data/fl_2_Chart5-02.pdf) (as of July 2014) .
- (49) T. M. Su, "Suppression Pool Temperature Limits for BWR Containments," NUREG-0783, Nov. 1981.
- (50) 原子力安全基盤機構：圧力抑制室保有水の温度成層化による原子炉格納容器圧力等への影響等の検討、2012年2月1日（原子力安全・保安院「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について：参考資料別紙3」）
(www.meti.go.jp/press/2011/02/20120216004/20120216004.html) (as of July 2014) .
- (51) 星陽崇：東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故に係る1号機、2号機及び3号機の炉心の状態に関する評価、第一回東京電力福島第一原子力発電所1-3号機の炉心損傷状況の推定に関する技術ワークショップ、2011年11月30日
(www.nsr.go.jp/archive/nisa/shingikai/700/12/001/1-6-1.pdf) (as of July 2014) .
- (52) 国際原子力機関に対する日本国政府の追加報告書－東京電力福島原子力発電所の事故について－（第2報）、2011年9月.
- (53) 東京電力㈱：東北地方太平洋沖地震に伴う福島第一原子力発電所1号機における事故時運転操作手順書の適用状況について、2011年10月
(www.meti.go.jp/press/2011/10/20111024003/20111024003-5.pdf) (as of July 2014) .
- (54) 東京電力㈱：東北地方太平洋沖地震に伴う福島第一原子力発電所2号機における事故時運転操作手順書の適用状況について、2011年10月
(www.meti.go.jp/press/2011/11/20111116004/20111116004-8.pdf) (as of July 2014) .
- (55) 東京電力㈱：東北地方太平洋沖地震に伴う福島第一原子力発電所3号機における事故時運転操作手順書の適用状況について、2011年10月
(www.meti.go.jp/press/2011/11/20111116004/20111116004-9.pdf) (as of July 2014) .

付録1 国会事故調が事故原因との関連で規制当局や東電による実証的な調査、 検証が必要であるとする地震関連の6項目

以下は、国会事故調報告書のP.207-208の記載を転記したものである。

- 1) スクラム（原子炉緊急停止）の約30秒後に激しい揺れが襲い、50秒以上揺れが続いた。したがって「止める」機能が働いたからといって原子力発電所が地震動で無事だったとはいえない。基準地震動に対するバックチェックと耐震補強がほとんど未了であった事実と考え合わせると、本地震の地震動は安全上重要な設備を損傷させるだけの力を持っていたと判断される。
- 2) 本地震発生直後に大規模な「冷却材喪失事故」(LOCA)が起きていないことは、津波襲来までの原子炉の圧力、水位の変化から明白である。しかし、保安院が取りまとめた「技術的知見について」で独立行政法人原子力安全基盤機構(JNES)が公表しているように、配管の微小な貫通亀裂から冷却材が噴出する小規模のLOCAの場合、原子炉の圧力、水位の変化は、亀裂がない場合とほとんど変わらない。このような小規模のLOCAでも10時間ほど放置すると数十tの冷却材が喪失し、炉心損傷や炉心溶融に至る可能性がある。
- 3) 事故の進展を決定的に悪化させた非常用交流電源の喪失について、東電の中間報告書はもちろん、東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会（政府事故調）の中間報告書、保安院の「技術的知見について」など全てが「津波による浸水が原因」とし、津波第1波は15時27分ごろ、第2波は15時35分ごろとしている。しかしこれらの時刻は、沖合1.5kmに設置された波高計の記録上の第1波、第2波の時刻であり、原子力発電所への到着時刻ではない。そうすると、少なくとも1号機A系の非常用交流電源喪失は、津波によるものではない可能性があることが判明した。全交流電源喪失は津波による浸水と断定する前に、このような基本的な疑問に対する筋の通った説明が必要である。
- 4) 地震発生時、1号機原子炉建屋4階で作業していた東電の協力企業社員数人が、地震直後に同階で起きた出水を目撃していた。この4階には非常用復水器(IC)の大型タンク2基が設置され、IC配管等が取り回されている。当委員会は、出水が5階の使用済み燃料貯蔵プールの地震時のスロッシングによる溢水でないことをほぼ断定しているが、現場調査ができないため、出水元は不明である。
- 5) 1号機のIC(A, B2系統)は、14時52分に自動起動したが、自動起動からわずか11分後、1号機の運転員はICを2系統とも手動で停止した。この手動停止に関して、東電は一貫して、「操作手順書で定める原子炉冷却材温度変化率55°C/hを順守できないと判断」したからと説明してきた。また政府事故調の報告書にも政府のIAEAへの報告書にもそのように記された。しかしICの手動停止に関わった複数の運転員から、原子炉圧力の降下が速いのでIC系配管や他の配管から冷却材が漏れていないかどうかを確認するためICを止めた、との説明を得た。運転員の説明は合理的で判断は適切であるのに対して、東電の説明は合理性に欠いていると考えられる。
- 6) 1号機の逃がし安全弁(SR弁)に関しては、事故時、必要なときにそれが実際に作動

したことを裏づける弁開閉記録が存在しない（2, 3 号機には存在する）。さらに、2 号機の場合は、中央制御室や現場で SR 弁の作動音が頻繁に聞こえたが、1 号機の運転員の中に 1 号機の SR 弁の作動音を耳にしたものは一人もいないことも分かった。以上から、実は 1 号機の SR 弁は作動しなかったのではないかという疑いが生まれる。もしそうであれば、1 号機では地震動による小規模の LOCA が起きていた可能性がある。

国際単位系 (SI)

表1. SI基本単位

基本量	SI基本単位	
	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質の量	モル	mol
光度	カンデラ	cd

表2. 基本単位を用いて表されるSI組立単位の例

組立量	SI基本単位	
	名称	記号
面積	平方メートル	m ²
体積	立法メートル	m ³
速度	メートル毎秒	m/s
加速度	メートル毎秒毎秒	m/s ²
波数	毎メートル	m ⁻¹
密度, 質量密度	キログラム毎立方メートル	kg/m ³
面積密度	キログラム毎平方メートル	kg/m ²
比体積	立方メートル毎キログラム	m ³ /kg
電流密度	アンペア毎平方メートル	A/m ²
磁界の強さ	アンペア毎メートル	A/m
量濃度 ^(a) , 濃度	モル毎立方メートル	mol/m ³
質量濃度	キログラム毎立方メートル	kg/m ³
輝度	カンデラ毎平方メートル	cd/m ²
屈折率 ^(b)	(数字の)	1
比透磁率 ^(b)	(数字の)	1

(a) 量濃度 (amount concentration) は臨床化学の分野では物質濃度 (substance concentration) ともよばれる。
 (b) これらは無次元量あるいは次元1をもつ量であるが、そのことを表す単位記号である数字の1は通常は表記しない。

表3. 固有の名称と記号で表されるSI組立単位

組立量	SI組立単位			
	名称	記号	他のSI単位による表し方	SI基本単位による表し方
平面角	ラジアン ^(b)	rad	1 ^(b)	m/m
立体角	ステラジアン ^(b)	sr ^(c)	1 ^(b)	m ² /m ²
周波数	ヘルツ ^(d)	Hz		s ⁻¹
力	ニュートン	N		m kg s ⁻²
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m ²	m ⁻¹ kg s ⁻²
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N m	m ² kg s ⁻²
仕事率, 工率, 放射束	ワット	W	J/s	m ² kg s ⁻³
電荷, 電気量	クーロン	C		s A
電位差 (電圧), 起電力	ボルト	V	W/A	m ² kg s ⁻³ A ⁻¹
静電容量	ファラド	F	C/V	m ² kg ⁻¹ s ⁴ A ²
電気抵抗	オーム	Ω	V/A	m ² kg s ⁻³ A ⁻²
コンダクタンス	ジーメン	S	A/V	m ² kg ⁻¹ s ³ A ²
磁束	ウェーバ	Wb	Vs	m ² kg s ⁻² A ⁻¹
磁束密度	テスラ	T	Wb/m ²	kg s ⁻² A ⁻¹
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A	m ² kg s ⁻² A ⁻²
セルシウス温度	セルシウス度 ^(e)	°C		K
光照射度	ルーメン	lm	cd sr ^(c)	cd
放射線量	グレイ	Gy	J/kg	m ² s ⁻²
放射性核種の放射能 ^(f)	ベクレル ^(d)	Bq		s ⁻¹
吸収線量, 比エネルギー分与, カーマ	グレイ	Gy	J/kg	m ² s ⁻²
線量当量, 周辺線量当量, 方向性線量当量, 個人線量当量	シーベルト ^(g)	Sv	J/kg	m ² s ⁻²
酸素活性化	カタール	kat		s ⁻¹ mol

(a) SI接頭語は固有の名称と記号を持つ組立単位と組み合わせても使用できる。しかし接頭語を付した単位はもはやコヒーレントではない。
 (b) ラジアンとステラジアンは数字の1に対する単位の特別な名称で、量についての情報をつたえるために使われる。実際には、使用する時には記号rad及びsrが用いられるが、習慣として組立単位としての記号である数字の1は明示されない。
 (c) 測光学ではステラジアンという名称と記号srを単位の表し方の中に、そのまま維持している。
 (d) ヘルツは周期現象についてのみ、ベクレルは放射性核種の統計的過程についてのみ使用される。
 (e) セルシウス度はケルビンの特別な名称で、セルシウス温度を表すために使用される。セルシウス度とケルビンの単位の間は同一である。したがって、温度差や温度間隔を表す数値はどちらの単位で表しても同じである。
 (f) 放射性核種の放射能 (activity referred to a radionuclide) は、しばしば誤った用語で"radioactivity"と記される。
 (g) 単位シーベルト (PV.2002.70,205) についてはCIPM勧告2 (CI-2002) を参照。

表4. 単位の中に固有の名称と記号を含むSI組立単位の例

組立量	SI組立単位		
	名称	記号	SI基本単位による表し方
粘力のモーメント	パスカル秒	Pa s	m ⁻¹ kg s ⁻¹
表面張力	ニュートンメートル	N m	m ² kg s ⁻²
角速度	ニュートン毎メートル	N/m	kg s ⁻²
角加速度	ラジアン毎秒	rad/s	m m ⁻¹ s ⁻¹ = s ⁻¹
熱流密度, 放射照度	ラジアン毎秒毎秒	rad/s ²	m m ⁻¹ s ⁻² = s ⁻²
熱容量, エントロピー	ワット毎平方メートル	W/m ²	kg s ⁻³
比熱容量, 比エントロピー	ジュール毎ケルビン	J/K	m ² kg s ⁻² K ⁻¹
比エネルギー	ジュール毎キログラム毎ケルビン	J/(kg K)	m ² s ⁻² K ⁻¹
熱伝導率	ジュール毎キログラム	J/kg	m ² s ⁻²
体積エネルギー	ワット毎メートル毎ケルビン	W/(m K)	m kg s ⁻³ K ⁻¹
電界の強さ	ジュール毎立方メートル	J/m ³	m ⁻¹ kg s ⁻²
電荷密度	ジュール毎立方メートル	J/m ³	m kg s ⁻³ A ⁻¹
電表面電荷	クーロン毎立方メートル	C/m ³	m ⁻³ s A
電束密度, 電気変位	クーロン毎平方メートル	C/m ²	m ⁻² s A
誘電率	クーロン毎平方メートル	C/m ²	m ⁻² s A
透磁率	ファラド毎メートル	F/m	m ³ kg ⁻¹ s ⁴ A ²
モルエネルギー	ヘンリー毎メートル	H/m	m kg s ⁻² A ⁻²
モルエントロピー, モル熱容量	ジュール毎モル	J/mol	m ² kg s ⁻² mol ⁻¹
照射線量 (X線及びγ線)	ジュール毎モル毎ケルビン	J/(mol K)	m ² kg s ⁻² K ⁻¹ mol ⁻¹
吸収線量率	クーロン毎キログラム	C/kg	kg ⁻¹ s A
放射線強度	グレイ毎秒	Gy/s	m ² s ⁻³
放射輝度	ワット毎ステラジアン	W/sr	m ⁴ m ⁻² kg s ⁻³ = m ² kg s ⁻³
酵素活性濃度	ワット毎平方メートル毎ステラジアン	W/(m ² sr)	m ² m ⁻² kg s ⁻³ = kg s ⁻³
	カタール毎立方メートル	kat/m ³	m ³ s ⁻¹ mol

表5. SI接頭語

乗数	接頭語	記号	乗数	接頭語	記号
10 ²⁴	ヨタ	Y	10 ¹	デシ	d
10 ²¹	ゼタ	Z	10 ⁻²	センチ	c
10 ¹⁸	エクサ	E	10 ⁻³	ミリ	m
10 ¹⁵	ペタ	P	10 ⁻⁶	マイクロ	μ
10 ¹²	テラ	T	10 ⁻⁹	ナノ	n
10 ⁹	ギガ	G	10 ⁻¹²	ピコ	p
10 ⁶	メガ	M	10 ⁻¹⁵	フェムト	f
10 ³	キロ	k	10 ⁻¹⁸	アト	a
10 ²	ヘクト	h	10 ⁻²¹	ゼプト	z
10 ¹	デカ	da	10 ⁻²⁴	ヨクト	y

表6. SIに属さないが、SIと併用される単位

名称	記号	SI単位による値
分	min	1 min = 60s
時	h	1 h = 60 min = 3600 s
日	d	1 d = 24 h = 86 400 s
度	°	1° = (π/180) rad
分	'	1' = (1/60)° = (π/10800) rad
秒	"	1" = (1/60)' = (π/648000) rad
ヘクタール	ha	1 ha = 1 hm ² = 10 ⁴ m ²
リットル	L, l	1 L = 1 dm ³ = 10 ³ cm ³ = 10 ⁻³ m ³
トン	t	1 t = 10 ³ kg

表7. SIに属さないが、SIと併用される単位で、SI単位で表される数値が実験的に得られるもの

名称	記号	SI単位で表される数値
電子ボルト	eV	1 eV = 1.602 176 53(14) × 10 ⁻¹⁹ J
ダルトン	Da	1 Da = 1.660 538 86(28) × 10 ⁻²⁷ kg
統一原子質量単位	u	1 u = 1 Da
天文単位	ua	1 ua = 1.495 978 706 91(6) × 10 ¹¹ m

表8. SIに属さないが、SIと併用されるその他の単位

名称	記号	SI単位で表される数値
バール	bar	1 bar = 0.1 MPa = 100 kPa = 10 ⁵ Pa
水銀柱ミリメートル	mmHg	1 mmHg = 133.322 Pa
オングストローム	Å	1 Å = 0.1 nm = 100 pm = 10 ⁻¹⁰ m
海里	M	1 M = 1852 m
バイン	b	1 b = 100 fm ² = (10 ¹² cm) ² = 10 ⁻²⁸ m ²
ノット	kn	1 kn = (1852/3600) m/s
ネーパ	Np	SI単位との数値的関係は、 対数量の定義に依存。
ベレル	B	
デジベル	dB	

表9. 固有の名称をもつCGS組立単位

名称	記号	SI単位で表される数値
エル	erg	1 erg = 10 ⁻⁷ J
ダイン	dyn	1 dyn = 10 ⁻⁵ N
ポアズ	P	1 P = 1 dyn s cm ⁻² = 0.1 Pa s
ストークス	St	1 St = 1 cm ² s ⁻¹ = 10 ⁻⁴ m ² s ⁻¹
スチルブ	sb	1 sb = 1 cd cm ⁻² = 10 ⁴ cd m ⁻²
フオト	ph	1 ph = 1 cd sr cm ⁻² = 10 ⁴ lx
ガリ	Gal	1 Gal = 1 cm s ⁻² = 10 ⁻² ms ⁻²
マクスウェル	Mx	1 Mx = 1 G cm ² = 10 ⁻⁸ Wb
ガウス	G	1 G = 1 Mx cm ⁻² = 10 ⁻⁴ T
エルステッド ^(c)	Oe	1 Oe ≡ (10 ³ /4π) A m ⁻¹

(c) 3元系のCGS単位系とSIでは直接比較できないため、等号「≡」は対応関係を示すものである。

表10. SIに属さないその他の単位の例

名称	記号	SI単位で表される数値
キュリー	Ci	1 Ci = 3.7 × 10 ¹⁰ Bq
レントゲン	R	1 R = 2.58 × 10 ⁻⁴ C/kg
ラド	rad	1 rad = 1 cGy = 10 ⁻² Gy
レム	rem	1 rem = 1 cSv = 10 ⁻² Sv
ガンマ	γ	1 γ = 1 nT = 10 ⁻⁹ T
フェルミ	f	1 フェルミ = 1 fm = 10 ⁻¹⁵ m
メートル系カラット		1 メートル系カラット = 200 mg = 2 × 10 ⁻⁴ kg
トル	Torr	1 Torr = (101 325/760) Pa
標準大気圧	atm	1 atm = 101 325 Pa
カロリ	cal	1 cal = 4.1858 J (「15°C」カロリ), 4.1868 J (「IT」カロリ), 4.184 J (「熱化学」カロリ)
マイクロン	μ	1 μ = 1 μm = 10 ⁻⁶ m

