

最 終 報 告 (概要)

平成24年7月23日

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

目 次

はじめに	1
1 主要な問題点の分析	2
(1) 事故発生後の東京電力等の対処及び損傷状況に関する分析	2
(2) 事故発生後の政府等の事故対処に関する分析	3
(3) 被害の拡大防止策に関する分析	7
(4) 事故の未然防止策や事前の防災対策に関する分析	16
(5) 原子力安全規制機関等に関する分析	18
(6) 東京電力に関する分析	19
(7) IEAE 基準などとの国際的調和に関する分析	21
2 重要な論点の総括	22
(1) 抜本的かつ実効性ある事故防止策の構築	22
(2) 複合災害という視点の欠如	22
(3) 求められるリスク認識の転換	22
(4) 「被害者の視点からの欠陥分析」の重要性	23
(5) 「想定外」問題と行政・東京電力の危機感の希薄さ	25
(6) 政府の危機管理態勢の問題点	26
(7) 広報の問題点とリスクコミュニケーション	26
(8) 国民の命に関わる安全文化の重要性	27
(9) 事故原因・被害の全容を解明する調査継続の必要性	27
3 原子力災害の再発防止及び被害軽減のための提言	29
(1) 安全対策・防災対策の基本的視点に関するもの	29
(2) 原子力発電の安全対策に関するもの	29
(3) 原子力災害に対応する態勢に関するもの	29
(4) 被害の防止・軽減策に関するもの	30
(5) 国際的調和に関するもの	31
(6) 関係機関の在り方に関するもの	31
(7) 継続的な原因解明・被害調査に関するもの	32
委員長所感・抜粋	33

This page intentionally left blank.

はじめに 【I、VI・はじめに】

平成23年3月11日、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）及び福島第二原子力発電所（以下「福島第二原発」という。）は、東北地方太平洋沖地震とこれに伴う津波によって損傷し、特に福島第一原発では国際原子力・放射線事象評価尺度（INES）レベル7の極めて深刻なシビアアクシデントが発生した。

同年5月24日、この事故の原因及びこの事故による被害の原因を調査・検証し、事故による被害の拡大防止及び同種事故の再発防止等に関する政策提言を行うことを目的に、閣議決定に基づき当委員会が設置された。当委員会は、その後、福島第一原発及び福島第二原発を始めとする現地の視察、関係地方自治体の首長や住民からの意見聴取、関係者のヒアリング（対象者数772名）等の調査・検証活動を行い、同年12月26日に中間報告を取りまとめ、さらに、平成24年7月23日に最終報告を取りまとめた。

最終報告は、中間報告と一体となるものであり、主として中間報告後の調査・検証の結果を記述したものである。

この概要は、最終報告のうち、問題点の考察と提言に当たるVI章の記述を中心に簡略化したものである。見出しの後の【 】内は、「最終報告（本文編）」の主な該当箇所を示す。提言は太字で表記している。

1 主要な問題点の分析

(1) 事故発生後の東京電力等の対処及び損傷状況に関する分析

a 福島第二原発における現場対処と比較した福島第一原発の問題点 【II 5 (8)、VI 1 (1) a】

福島第一原発における事故対処に関する問題点については、中間報告に記述したとおりであるが、その後の調査で判明した福島第二原発における現場対処の実際と比較して、以下のような問題点が改めて明らかとなった。

(a) 3号機代替注水

福島第一原発 3号機においては、高圧注水系手動停止の際に代替手段をあらかじめ準備しなかったことにより、6時間以上にわたって原子炉注水が中断した。福島第二原発では、手順の細目について相違があるものの、基本的には、次なる代替手段が実際に機能するか否かを確認の上で、注水手段の切替えを行うという対応がとられていた。

福島第二原発では外部電源が使用可能であったことから、作業環境も福島第一原発と比較すると良好であり、事態の対応に当たったスタッフは心理的にもより余裕があったと思われる。しかし、これらの点を考慮したとしても、福島第一原発における対応は適切さを欠いたものであった。

(b) 2号機 S/C 圧力・温度の監視

福島第一原発 2号機では、平成 23 年 3 月 11 日の全電源喪失以降、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) が作動していたものの、電源喪失により制御不能であり、いつ停止するかも分からない状況にあった中で、同月 12 日 4 時頃以降、RCIC の水源を復水貯蔵タンクから圧力抑制室 (S/C) に切り替えた。しかし、電源喪失によって残留熱除去系による冷却が期待できない場合に、このような運転方法を長時間継続すると、S/C の圧力及び温度が上昇し、RCIC の冷却機能及び注水機能が低下するほか、RCIC が機能しなくなった場合の次なる代替注水手段である消防車を用いた消火系注水に必要な主蒸気逃し安全弁 (SR 弁) による減圧操作が困難になるなどのおそれがあった。したがって、S/C の圧力及び温度を継続して監視するとともに、あらかじめ消防車注水ラインを準備し、RCIC 停止を待た

ずに原子炉減圧操作を行う必要があったと考えられる。しかし、実際には、同月14日4時30分頃まで前記のような計測が行われず、速やかな代替注水が実施されることもなかった。

他方、福島第二原発では、RCIC 作動中から、間断なく注水を実施することを視野に入れ、S/C の圧力及び水温を監視しながら、段階的に SR 弁を開操作して復水補給水系による注水を実施するなどの対応がとられた。

前記(a)で述べように、福島第一原発と福島第二原発では状況の違いはあるにせよ、福島第一原発における対処は福島第二原発におけるそれと比べて、適切さが欠けていたと指摘せざるを得ない。

b 損傷状況の継続した徹底的な解明の必要性 【VI1 (1) b】

当委員会は、可能な限りの事実の調査・検証を行ってきたが、現地調査における困難性や時間的制約等のため、福島第一原発の主要施設の損傷が生じた箇所、その程度、時間的経緯を始めとする全体的な損傷状況の詳細、放射性物質の漏出経緯、原子炉建屋爆発の原因等について、いまだに解明できていない点も存在する。国、電力事業者、原子力発電プラントメーカー、研究機関、関連学会といったおよそ原子力発電に関わる関係者（関係組織）は、今回の事故の事実解明と検証を最後まで担うべき立場にあり、こうした未解明の諸事項について、それぞれの立場で包括的かつ徹底した調査・検証を継続する組織的態勢を組むべきである。

(2) 事故発生後の政府等の事故対処に関する分析

a 原子力災害現地対策本部 【III5 (4)、VI1 (2) a】

政府の原子力災害対策マニュアル（以下「原災マニュアル」という。）は、原子力災害現地対策本部（以下「現地対策本部」という。）の設置される緊急事態応急対策拠点施設（以下「オフサイトセンター」という。）が機能するということを前提に作成されているが、今回の事故の際は、その前提が崩れ、原災マニュアルが予定していたような対応ができなくなるという問題が生じた。

そもそも、シビアアクシデントにおいてもオフサイトセンターが機能するような方策をあらかじめ講じておくべきであったし、仮にオフサイトセンターが機能しなくなるような事態になったとしても事故に対処できるような方策を併せて講じてお

く必要があった。

また、原子力災害対策本部（以下「原災本部」という。）長から現地対策本部長への権限の委任については、原子力安全・保安院（以下「保安院」という。）職員が、原災本部長である菅直人内閣総理大臣（以下「菅総理」という。）の了承を求めるタイミングを失した上、現地対策本部から再三にわたって委任手続の進捗状況の確認を求められても主体的に動かず、また、内閣官房及び内閣府の職員も、保安院に対して委任手続を進めるよう注意喚起せず、委任手続が行われなかったという問題が発生した。

そのような状況において、現地対策本部は、経済産業省緊急時対応センター（ERC）に置かれた原災本部事務局とも協議の上、必要な措置を漏れなく迅速に行うため、権限の委任手続が終了しているものとして避難措置の実施等について種々の決定を行い、かつ、実施した。

b 原子力災害対策本部 【Ⅲ 2（1）、4（2）、Ⅵ 1（2） b】

（a）官邸内の対応

原災マニュアルによれば、原子力災害が発生した際、政府における緊急事態応急対策の中心となる原災本部は官邸に設置し、また、情報の集約、内閣総理大臣への報告、政府としての総合調整を集中的に行うため、官邸地下にある官邸危機管理センターに官邸対策室を置くこととされている。また、各省庁の局長級幹部職員は同センターに参集することとされており、そのメンバーを「緊急参集チーム」と呼んでいる。同チームには、緊急時において迅速・的確な意思決定がなされるよう、各省庁が持つ情報を迅速に集約し、それに基づいて機動的に意見調整を行うことが期待されている。

しかし、今回の事故においては、避難措置等の事故対応についての重要な意思決定の多くは、この官邸危機管理センター（緊急参集チーム）から離れて、官邸地下の中2階の一室又は官邸5階において、関係閣僚、原子力安全委員会（以下「安全委員会」という。）委員長、保安院幹部、東京電力幹部らにより行われた。

一般に、原子力災害が発生した場合、できる限り情報入手が容易で、現場の動きを把握しやすい、現場に近い場所に対策の拠点が設置される必要がある。政府における福島第一原発の情報収集拠点であった ERC から離れた官邸内において

意思決定が行われていたこと、また、官邸内においても、その情報集約拠点である官邸危機管理センターとは離れた別の場所（官邸 5 階等）において意思決定が行われていたことなどから情報の不足と偏在が生じ、十分な情報がないままに意思決定せざるを得ない場合も生じたという点は、今回の一つの大きな教訓とすべきである。

なお、平成 23 年 3 月 15 日に東京電力本店に福島原子力発電所事故対策統合本部が設置されたことは、福島第一原発についての情報アクセスの改善という面では積極的に評価をすることも可能であるが、政府の対応に必要な情報は必ずしも東京電力に係る情報のみではない上、東京に本社本店のない他の電力会社の原子力発電所において同様の事故が発生する場合もあり得ることから、今回の事例を普遍的な先例とするべきではない。正確な情報を迅速に入手することは、いうまでもなく原子力災害対策の基本である。電力事業者の本社本店に移動することなく、官邸等、政府施設内にいながら、より情報に近接することのできる仕組みの構築が検討されるべきである。

(b) 情報収集の問題点

中間報告で詳述したように、ERC の中に、東京電力本店やオフサイトセンターが東京電力のテレビ会議システムを通じて現場の情報を得ていることを把握している者はほとんどおらず、東京電力のテレビ会議システムを ERC にも設置するという事に思いが至らなかった。また、情報収集のために、保安院職員を東京電力本店へ派遣するといった積極的な行動も起こさなかった。

c 福島県災害対策本部 【IV3 (2) b、VI1 (2) c】

福島県は、平成 23 年 3 月 11 日、知事を本部長とする福島県災害対策本部（以下「県災対本部」という。）を設置し、事故対応に当たったが、県災対本部内外の連携等が十分ではなかったために、避難区域内に取り残された双葉病院の入院患者等の避難・救出が大きく遅れるなどの問題が発生した。

被災地からの避難・救出における今回のような事態の再発を防ぐためには、県が設置する災害対策本部の班編成を、平時の組織を単に縦割りの寄せ集めたものではなく、対応すべき措置に応じた横断的、機能的なものにするとともに、全体を統括・

調整できる仕組みを設け、かつ、各班相互の意思疎通の強化を図ること、防災計画においても、県の災害対策本部に詰める職員のみならず、必要に応じ、いつでも他の職員も災害対応に当たる全庁態勢をとること等が必要である。

また、原子力災害においては、その規模の大きさから、県が前面に出て対応に当たらなければならない、この点を踏まえた防災計画を策定する必要がある。

d その他の具体的な対応に関する分析 【Ⅲ2 (1)、Ⅵ1 (2) d】

(a) 原子力緊急事態宣言の発出

平成23年3月11日17時42分頃、海江田万里経済産業大臣（以下「海江田経産大臣」という。）は、寺坂信昭原子力安全・保安院長（以下「寺坂保安院長」という。）らと共に、菅総理に対し、原子力災害対策特別措置法第15条第1項に定める原子力緊急事態の発生を報告するとともに、原子力緊急事態宣言の発出について了承を求めた。しかし、寺坂保安院長らは、菅総理から福島第一原発の原子炉の状況や関連法令等について問われ、これに対して十分な説明をすることができないまま時間が経過し、菅総理は、同日18時12分頃から約5分間、予定されていた与野党党首会談に出席したため、上申手続は一時中断した。同会談から戻った菅総理は、間もなく原子力緊急事態宣言の発出を了承し、同宣言は、同日19時3分に発出された。

一般的に、原子力災害においては、事態が急速に進展することがあり得るところであり、進行している事態や関連法令の詳細についての把握より、まず緊急事態宣言の発出を優先すべきであったと思われる。

(b) 福島第一原発視察

菅総理は、平成23年3月12日、福島第一原発事故に関する情報が十分に入っていなかったことなどから、福島第一原発の視察を実行した。この視察は、事故もなく終了し、結果的には福島第一原発におけるベント実施への影響もなかったと認められる。しかしながら、今回のような大規模災害・事故が発生した場合において、最高指揮官の立場にある内閣総理大臣が、長時間にわたって官邸を離れ、危険が伴う現地視察を行い、緊急対応に追われていた現地を訪れたことについては、他の代わりとなる人物を派遣して状況を確認させるなどの方法によるべきで

はなかったのかという点で、なお疑問が残る。

(c) 具体的事故対処についての官邸の関与

菅総理は、平成 23 年 3 月 12 日 18 時過ぎ頃、海江田経産大臣から、その直前に同大臣が発した福島第一原発 1 号機原子炉への海水注入命令について報告を受けた際、炉内に海水を注入すると再臨界の可能性があるのではないかとの疑問を發し、その場に同席した班目春樹原子力安全委員会委員長（以下「班目委員長」という。）がその可能性を否定しなかったことから、更に海水注入の是非を検討させることとした。その場に同席していた東京電力の武黒一郎フェロー（以下「武黒フェロー」という。）は、同日 19 時過ぎ頃、福島第一原発の吉田昌郎所長に電話し、「今官邸で検討中だから、海水注入を待ってほしい。」と強く要請した。

菅総理が再臨界の可能性についての質問を發した際、その場には、班目委員長のほか、平岡英治原子力安全・保安院次長、武黒フェロー等の原子炉に関する専門的知見を有する関係者が複数いたが、的確な応答をした者はおらず、誰一人として専門家としての役割を果たしていなかった。また、安易に海水注入を中止させようとした東京電力幹部の姿勢にも問題があった。

このような、すぐれて現場対処に関わる事柄は、まず、現場の状況を最も把握し、専門的・技術的知識も持ち合わせている事業者がその責任で判断すべきものであり、政府・官邸は、その対応を把握し適否についても吟味しつつも、事業者として適切な対応をとっているのであれば事業者任せ、対応が不適切・不十分と認められる場合に限って必要な措置を講じることを命ずるべきである。当初から政府や官邸が陣頭指揮をとるような形で現場の対応に介入することは適切ではないと言えよう。

(3) 被害の拡大防止策に関する分析

a 原発事故の特異性 【VI1 (3) a】

原子力発電所の大規模な事故は、施設・設備の壊滅的破壊という事故そのものが重大であるだけでなく、放出された放射性物質の拡散によって、広範な地域の住民等の健康・生命に影響を与え、市街地・農地・山林・海水を汚染し、経済的活動を停滞させ、ひいては地域社会を崩壊させるなど、他の分野の事故には見られない深

刻な影響をもたらすという点で、極めて特異である。このような原発事故の調査・検証に当たっては、事故原因とその背景について明らかにするだけでなく、被害の発生・拡大を防止する取組が適切であったのか否か、それが十分なものでなかったとするなら、それはなぜなのか、といった問題についても多角的に調査・分析し、あるべき被害防止への方策を見いださなければならない。

b モニタリングの在り方 【IV1 (2) a、VI1 (3) b】

モニタリングに関する問題点等については、既に中間報告で述べたとおりであるが、さらに、オフサイトセンターが機能しない場合のモニタリングの役割分担について指摘しておきたい。

今回の事故においては、オフサイトセンターにある現地対策本部を拠点としたモニタリング活動が十分でなかったことから、平成23年3月16日、関係機関の役割分担が整理され、各機関が実施しているモニタリングのデータの取りまとめ及び公表は文部科学省が、データの評価は安全委員会が、安全委員会が行った評価に基づく対応は原災本部が、それぞれ行うことが取り決められた。しかし、急を要する状況の中で、データ評価の範囲等について、関係機関の間で事前に十分な調整が行われた上で取決めがなされたとは言い難い状況にあった。

このような応急の状況で役割分担の取決めが必要となったのは、モニタリングデータの集約、評価・公表、評価に基づく対応という一連の作業を担うこととされていた現地対策本部（オフサイトセンター）が機能しない事態が生ずることを想定していなかったためと考えられる。今回の事態を教訓に、モニタリング態勢整備の見直しが必要である。

c SPEEDI の活用の在り方 【IV2 (1)、(3)、(4)、VI1 (3) c】

(a) システム及びその活用主体の問題点

緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）は、原子力事故発生時、緊急時対策支援システム（ERSS）から伝送される放出源情報を前提に、周辺環境における放射線量率等を予測することができる装置であるが、ERSSは事故発生時には機能しなくなるおそれがあり、その場合のSPEEDIの活用方法についてあらかじめ検討し、その検討結果を事故対応に当たるべき関係者間で共有

しておくべきであった。

しかしながら、事故対応に当たっていた多くの者は、ERSS が機能しなくなるや SPEEDI を避難に活用する余地はないものと考えていた。環境放射線モニタリング指針には、放出源情報が得られない場合の SPEEDI の活用方法も記載されていたが、これを避難に活用できるとのコンセンサスもなかった。また、オフサイトセンターが機能しなくなった場合における SPEEDI の活用主体（運用及び公表の責任を負う機関）についても、明確になっていなかった。

(b) SPEEDI と避難指示

SPEEDI が有効に活用されなかった大きな原因は、前記 (a) のとおり、いずれの関係機関も ERSS から放出源情報が得られない場合には SPEEDI を避難に活用することはできないという認識の下、これを避難の実施に役立てるという発想を持ち合わせていなかった点にあったと考えられる。しかし、SPEEDI により単位量放出を仮定した予測結果は得られており、仮にその情報が提供されていれば、各地方自治体及び住民は、より適切に避難のタイミングや避難の方向を選択できた可能性があったと言えよう。ERSS から放出源情報を得られない場合でも、SPEEDI を活用する余地はあったと考えられる。

d 住民に対する避難指示 【IV3 (1) b、(2)、VI1 (3) d】

住民に対する避難指示に関する問題点等については、中間報告で述べたとおりであるが、中間報告後の調査・検証を踏まえ、更に以下の点を指摘しておく。

(a) 福島第二原発から 10km 圏外への避難指示

平成 23 年 3 月 12 日 17 時 39 分、福島第二原発から半径 10km 圏外への避難指示が発出された。この避難指示は、同日 15 時 36 分の福島第一原発 1 号機における爆発を受け、官邸 5 階において、福島第二原発についても同様の事象が発生する可能性があるため万一の事態に備える必要があるとの判断に基づいて発出されたものであり、原子炉への注水状況、原子炉の水位や圧力等の福島第二原発の各号機の具体的状況を踏まえて検討されたものではなかった。

この避難措置の約 1 時間後の同日 18 時 25 分、福島第一原発から 20km 圏外へ

の避難指示が発出されたが、広野町北端のごく一部の地域のみは、福島第一原発から 20km の範囲に含まれないので、福島第二原発から 10km 圏外への避難指示が発出されなければ避難指示区域に含まれることはなかった。福島第二原発から 10km 圏外への避難指示については、情報不足で混乱する中、福島第一原発 1 号機の原子炉建屋爆発という事態を受けて判断されたが、当時の福島第二原発の状況は実際には比較的安定しており、その決定過程には問題が残った。

(b) 病院患者等の避難

寝たきりの患者が多く入院していた双葉病院については、入院患者の救出が大きく遅れ、かつ、搬送先が遠方の高等学校の体育館とされるなど、不適切と言わざるを得ない事態が生じた。こうした事態の再発を防ぐためには、前記(2) c で指摘したもののほか、避難を担当する自衛隊が、警察無線を有する県警に協力を求めるなどして外部との連絡体制の確保に留意する必要がある。また、言うまでもなく、人命救助に当たる者は、改めてその責任の重さを自覚し、強い責任感を持って任務に当たるべきである。

e 被ばくへの対応 【IV 4 (3) b (c)、(5) a、b、(6)、5 (2) a、VI 1 (3) e】

(a) APD の未装着問題

事故発生後の福島第一原発の作業員(放射線業務従事者)にとって、各自が警報付きポケット線量計(APD)を装着しその受けた放射線量を測定することは、線量限度を超える被ばくを避けるため不可欠であった。しかし、福島第一原発においては、もともと配備されていた APD が被水するなどしたため、平成 23 年 3 月 15 日以降の作業において代表者のみが APD を装着する例外的な運用を始め、これが同月 31 日まで続いた。

この問題について調査したところ、実際には事故発生直後に他の発電所等から合計 950 個の APD が届けられていたが、適合する充電器や警報設定器がないなどとして、使用されないまま放置されたこと等が明らかとなった。

その経緯等を見ると、現場作業員の被ばく防止に関する東京電力社員の意識は低かったと言わざるを得ない。これは、「被ばく線量はできる限り小さくすべきで

ある」という広く受け入れられている国際放射線防護委員会（ICRP）の考え方が十分に理解されていないことをうかがわせるものであり、東京電力における被ばく回避の放射線教育の在り方に問題があったと言わざるを得ない。

（b）国のヨウ素剤服用指示

現地対策本部医療班は、平成 23 年 3 月 13 日、スクリーニングレベルに関する現地対策本部長指示を発出するための準備を始めた。その過程において、安全委員会は、ERC に対し、スクリーニングレベルを超えた者に対しては安定ヨウ素剤を投与すべきとのコメントを FAX 送信し、安全委員会から ERC に派遣されていたリエゾンがこれを受け取った。しかし、このコメントは、ERC 医療班内で共有・検討が行われず、現地対策本部にも伝えられなかった。これは、同リエゾンが、安全委員会のコメントを本部長指示に盛り込むことの重要性・必要性を認識していなかったことによるものと考えられる。

他方、安全委員会も、前記コメントが前記指示に盛り込まれないであろうことを知りながら、「委員会はいくまでも助言機関である。助言すべき事項は既に助言した」との理由から、何らそれ以上のアクションを起こさなかった点で、国民の安全を所管する行政機関としての責任感に欠けていたと言わざるを得ない。

（c）県のヨウ素剤服用指示

三春町は、平成 23 年 3 月 14 日深夜、住民の被ばくが予想されたことから、安定ヨウ素剤の配布・服用指示を決定し、同月 15 日、町民に周知を行い、薬剤師の立会いの下、安定ヨウ素剤の配布を行った。これを知った福島県の職員は、三春町に対し、国からの指示がないことを理由に配布中止と回収の指示を出したが、三春町はこれに従わなかった。安定ヨウ素剤の服用についての安全委員会の意見が、前記（b）のような経緯で葬られている点を考慮すると、国からの指示がなかったからという理由で三春町の判断を不適切であったとすることはできない。現在、安定ヨウ素剤の服用については、基本的に国の災害対策本部の判断に委ねる運用となっているが、前記経験を踏まえ、各自治体等が独自の判断で住民に服用させることができる仕組み、事前に住民に安定ヨウ素剤を配布することの是非等について、見直すことがむしろ必要であろう。

(d) スクリーニングレベルの引上げ

福島県は、当初、スクリーニングレベルを $40\text{Bq}/\text{cm}^2$ (1万3,000cpm 相当) と設定していたが、平成23年3月13日、同月14日以降の全身除染のスクリーニングレベルを10万cpmに引き上げた。安全委員会は、福島県のスクリーニングレベル引上げの意向を知り、ERCに対し、一旦はスクリーニングレベルを1万3,000cpmに据え置くべきであるとの助言を行ったが、同月19日には10万cpmへの引上げを是認する助言を行い、現地対策本部長は、同月20日、スクリーニングレベルを10万cpmとする指示を発出した。

しかし、当時は、全身除染(シャワー)のスクリーニングレベルの引上げではなく、線量等に応じたきめ細かな除染方法(脱衣、拭き取り等)の策定こそが必要であった。また、安全委員会が発出した10万cpmというスクリーニングレベルを許容する助言及びこれに基づいて現地対策本部長が発出した指示は、スクリーニングレベルを単純に10万cpmに引き上げるのみで、検出レベルが1万3,000cpm以上10万cpm未満であった者に対しては何らの除染も要求しておらず、その者に対する除染は不要であるかのように解釈する余地があるものとなっており、かえって問題であった。

また、スクリーニングレベルについては、同月13日に発せられた現地対策本部長指示が県災对本部の担当班に伝わっていないなど国と県のコミュニケーションに関する問題も発生した。今回のような緊急事態にあつては、重要情報を関係者がしっかりと共有することの重要性を認識し、関係行政組織間の調整能力に長けた者が緊急事態対応部署(班)のトップを構成し、国や地方自治体の関係行政機関が一体となって事故対処に当たることが不可欠である。

(e) 校舎・校庭等の利用基準

文部科学省は、平成23年4月19日、学校等の校舎・校庭等の利用判断基準について、 $3.8\mu\text{Sv}/\text{h}$ (年間にするとICRPが定める「現存被ばく状況」における参考レベルの上限値である 20mSv に相当)以上の空間線量率が測定された学校等については、校庭での活動を1日1時間程度に制限し、 $3.8\mu\text{Sv}/\text{h}$ 未満の空間線量率が測定された学校については、平常どおり利用して差し支えないとする考え方

を公表した。これに対しては、あたかも 20mSv/年までの被ばくを許容するもので子どもへの配慮に欠ける、事前に十分な説明や広報がなされなかった、といった批判や懸念が寄せられた。

確かに、文部科学省の当時の説明は、20mSv/年を利用の基準値にしたと理解されてもやむを得ない面があり、放射線に対する強い不安を解消するものとは言い難く、リスクコミュニケーションの観点から見ても適切ではなかった。また、一般に、大人よりも放射線の影響が大きいと言われる子どもが利用する校舎・校庭等について、「現存被ばく状況」の上限値を用いたことが適当であったかどうかについても、なお議論の余地があろう。

その後、文部科学省は、より生活実態に合わせた被ばく線量の再試算を行い、1年間で 10mSv 以下という数値を示した。しかし、放射線が子どもに対して与える影響は大人に対するそれよりも大きいとされていること、ICRP 勧告が「現存被ばく状況」においても参考レベル 1~20mSv/年の中でできる限り被ばく線量を低減するよう求めていること（防護の最適化）などを考慮すると、国としては、10mSv/年という数値に安心することなく、被ばく線量をできる限り低くするような方策をとるべきであり、3.8 μ Sv/h 未満の学校等についても、校庭等での活動に基準を設けるなどして、被ばく線量をより低く抑えるよう配慮するのが適当であったと思われる。

(f) 緊急被ばく医療機関

福島第一原発において事故が発生した場合の初期被ばく医療機関として6病院が指定されていたが、そのうち4病院は避難区域内に立地していたことから、被ばく医療機関としての機能を果たすことができなかった。したがって、今回のようなシビアアクシデントが発生した場合においても緊急被ばく医療が提供できるよう、緊急被ばく医療機関を原子力発電所周辺に集中させず、避難区域に含まれる可能性の低い地域を選定し、そこに相当数の初期被ばく医療機関を指定しておくとともに、緊急被ばく医療機関が都道府県を超えて広域的に連携する態勢を整える必要があると考えられる。

(g) 放射線に関する国民の理解

今回の事故を契機として、改めて放射線防護に万全を期する必要があることが再確認されたが、他方で、放射線を「正しく恐れる」必要性についても認識させられた。今後も不必要な被ばくをできる限り避けるため最大限の努力が払われるべきことは当然であるが、それと同時に、個々の国民が放射線のリスクについて正確な情報に基づいて判断できるよう、すなわち、情報がないためにいたずらに不安を感じたり、逆にリスクを軽視したりすることがないように、できる限り国民が放射線に関する知識や理解を深める機会が多く設けられる必要がある。

f 国民への情報提供に関する分析 【IV 8 (2)、(4)、(5)、(8)、(9)、VI 1 (3) f】

(a) 官邸の事前了解

平成 23 年 3 月 12 日、福島第一原発 1 号機の「炉心溶融」の可能性が保安院の中村幸一郎審議官によって広報された。官邸に詰めていた関係者は、それまで「炉心溶融」の可能性について報告を受けていなかったため、保安院が官邸の把握していない事実を事前告知することなく広報したとして問題視し、広報内容について官邸への事前連絡を求めた。このことが契機となって、寺坂保安院長の判断で、保安院においては、プレス発表に先立って、内容について官邸の事前了解を得ることとした。また、東京電力も、同月 13 日以降、プレス発表に先立って、官邸の了解を得た上で広報することとし、これらが原因でプレス発表が遅れることがあった。

政府の意思決定及び広報の中心となるべき官邸としては、迅速な情報提供を求めるのは当然のことであるが、プレス発表の際に事前了解を得た上で行うこととすると、緊急性を有する情報が直ちに広報できない状況が生ずるおそれがある。緊急性の高い情報については、各広報機関が独自の判断で広報することが必要となる場面もあり、情報の全てについて官邸の事前了解を求めることは必ずしも適切ではない。

(b) 炉心溶融を積極的に否定した保安院の広報

前記 (a) のとおり、保安院は、プレス発表前に官邸の了解を得ることとしたが、その後、保安院広報官の一部には、「炉心溶融」に言及するのを避けるため、

かなり無理のある広報をした形跡が認められる。すなわち、平成 23 年 3 月 14 日の保安院のプレス発表において、西山英彦保安院付が炉心溶融の可能性を肯定し、又は、炉心溶融の可能性を否定しない発言を行った際、同席した保安院職員が、同発言を取り消すかのように、「まだ溶融とかそういう段階ではないと思っております。」などと炉心溶融の可能性を積極的に否定する趣旨の発言を行った。

前記の保安院職員の発言は、その主観的認識がどうであったかはともかく、炉心溶融の可能性という否定し難い事実を積極的に否定する内容となっており、中央及び現地の災害対策関係者や地域住民の切羽詰まった情報ニーズを誤った方向へ導く極めて不適切なものであった。

(c) 放射線の影響に関する広報

福島第一原発事故による一般住民等の被ばく又は被ばくのおそれについての広報の際、政府は、しばしば、「直ちに（人体に影響を及ぼすものでない。）」との表現を用いた。しかしながら、「直ちに人体に影響を及ぼすものではない。」との表現については、「人体への影響を心配する必要はない。」という意味と、反対に「直ちに人体に影響を及ぼすことはないが、長期的には人体への影響がある。」という意味があり、いずれの意味で用いているのか必ずしも明らかではなかった。このようなどちらの意味にも受け取れる表現は、緊急時における広報の在り方として避けるべきであり、リスクコミュニケーションの観点からも今後の重要な検討課題である。

(d) 「不測事態シナリオの素描」の不公表問題

平成 23 年 3 月 22 日、菅総理は、原子力委員会委員長である近藤駿介氏に対し、福島第一原発事故の最悪事態の想定とその場合の対策を検討するよう依頼した。この依頼を受けて、同氏は、「福島第一原子力発電所の不測事態シナリオの素描」（以下「素描」という。）を作成し、同月 25 日、細野豪志内閣総理大臣補佐官（以下「細野補佐官」という。）へ提出した。細野補佐官は、素描が示す対策についての検討を進めたが、素描を公表することはしなかった。

素描は、その内容が現実が発生する可能性の低い仮定的事実に基づいたシミュレーションであったことから、素描を公表しなかったことが不適切であったとまでは言えない。ただし、一般論として言えば、仮定の事実に基づくシミュレーショ

ン結果であっても、公表の必要性、シミュレーション結果に対する対策の有無、公表のタイミングを考慮し、前提条件を丁寧に説明した上で、公表するという選択肢もあり得ると考えられる。

g 国外への情報提供や諸外国等との連携の在り方 【IV 9、10 (2)、VI 1 (3) g】

(a) 諸外国との情報共有

事故発生後、我が国は、必ずしも、諸外国が満足するような事故関連情報の提供を行っていなかった。諸外国、とりわけ日本国内に多数の市民が在住する国や近隣国に対する情報提供は、我が国の国民に対するそれと同様に極めて重要であり、迅速かつ正確な情報提供ができるよう、言語の違いにも配慮した上、積極的かつ丁寧な対応が求められる。

(b) 諸外国からの支援の受入れ

我が国は、諸外国からの支援物資を受け入れる態勢に不備があったほか、受入物資を保管する場所がなかったことから、当初、支援物資の提供を直ちに受け入れることができなかった。原子力災害発生時に諸外国から支援物資の提供があった場合は、できる限り早くこれを受け入れることが、国際礼議の点からも、国内における支援物資の必要性を迅速に満たすという点からも必要である。今後は、今回のような初期段階での混乱と不適切な対応が生じないように、支援物資の受入態勢について、担当官庁のマニュアルや原子力事業者防災業務計画等において対応方法を定めておく必要がある。

(4) 事故の未然防止策や事前の防災対策に関する分析

a 総合的リスク評価とシビアアクシデント対策の必要性 【V 3 (1)、(2)、VI 1 (4)

a】

(a) 外的事象を対象としたアクシデントマネジメント導入に至らなかった経緯

我が国においては、アクシデントマネジメントとして整備されたのは内的事象に起因する対策のみで、地震・津波等の外的事象は具体的な検討対象とはならなかった。

このような事情の背景としては、シビアアクシデント対策を検討するのに有用

な手法とされる確率論的安全評価（PSA）については、福島原発事故発生以前に確立されていた外的事象 PSA は地震 PSA のみで手法として限定的であったこと、定期安全レビューが外的事象 PSA についての技術的水準の進歩を勘案してシビアアクシデント対策の改善を促す機会とはならなかったこと、外的事象 PSA を実施して合理的追加対策があれば行うことを奨励すべきとの指摘があったものの、耐震バックチェックの作業等の事情から早急に導入を検討するには至らなかったことなどが挙げられる。

その結果として、地震 PSA による評価や津波に対する安全評価を始めとして、事故の起因となる可能性がある火災、火山、斜面崩落等の外部事象を含めた総合的なリスク評価は行われていなかった。

(b) 総合的リスク評価の必要性

施設の置かれた自然環境は様々であり、発生頻度は高くない場合ではあっても、地震・地震随伴事象以外の溢水・火山・火災等の外的事象及び従前から評価の対象としてきた内的事象をも考慮に入れて、施設の置かれた自然環境特性に応じて総合的なリスク評価を事業者が行い、規制当局等が確認を行うことが必要である。

その際には、必ずしも PSA の標準化が完了していない外的事象についても、事業者は現段階で可能な手法を積極的に用いるとともに、国においてもその研究が促進されるよう支援することが必要である。

(c) 総合的リスク評価を踏まえたシビアアクシデント対策の策定

原子力発電施設の安全を今後とも確保していくためには、外的事象をも考慮に入れた総合的安全評価を実施し、様々な種類の内的事象や外的事象の各特性に対する施設の脆弱性を見だし、それらの脆弱性に対し、設計基準事象を大幅に超え、炉心が重大な損傷を受けるような場合を想定して有効なシビアアクシデント対策を検討し準備しておく必要がある。また、それらの対策の有効性について、PSA 等の手法により評価する必要がある。

その場合、PSA 手法の未成熟等によりリスク評価方法に制約があるとしても、その特徴と限界を理解の上、事業者は自らの施設の安全性確保のためのシビアアクシデント対策の検討・評価を行うべきであり、その検討に当たっては、諸外国

の状況等についても十分参照する必要がある。規制当局等も、緊急性のあるシビアアクシデント対策の実施については、自然災害等の際に果たして有効かどうか、リスク評価手法等を用いて確認・検討すべきである。

b 原子力防災対策の見直し 【V4 (2)、(3)、VI1 (4) b】

原子力防災体制の整備については、国際原子力機関（IAEA）における原子力又は放射線緊急事態に関する安全基準の策定に伴い、平成 18 年に、安全委員会において「原子力施設等の防災対策について」（以下「防災指針」という。）の見直し作業が行われ、我が国における予防的措置範囲（PAZ）の導入等が検討されたが、安全委員会と保安院との調整の結果、防災指針に PAZ の概念や範囲は直接には書き込まないこととなった。

原子力災害と大規模自然災害とが同時期に発生する複合災害については保安院において検討が開始されたが、自然災害・原子力災害を所掌する中央防災会議での検討の申入れが行われたのは東日本大震災のわずか三日前であった。

今回の事故以前の原子力防災対策を重点的に充実すべき地域の範囲は、原子力発電所から 8～10km 圏内とすることを大前提に、仮想事故を相当に上回る事故の発生時でも十分対応可能であるとみなして設定されていたが、今回の事故に鑑み、どのような事故を想定して避難区域等を設定するのか再検討することが必要である。また、原子力災害の際の国の責任の重要性に鑑み、単に住民避難等の原子力施設敷地外の対応にとどまらず、事業者と協議しつつ原子力災害の際に事業者への支援や協力として国が行うべきことの内容を検討すべきである。

(5) 原子力安全規制機関等に関する分析 【V6、VI1 (5)】

保安院は、事故の未然防止のための取組や事故後の対応においてその所掌にふさわしい役割を十分に果たしてきたとは言い難い。保安院のこのような問題点を踏まえ、当委員会は、中間報告において、原子力安全規制機関の在り方として、5 点の指摘を行った。最終報告においては、その後の調査・検証の結果を踏まえ、以下の 2 点の指摘を加えることとする。なお、今回追加する 2 点は安全委員会についても共通する事柄である。

① 国際機関・外国規制当局との積極的交流

現在の保安院等の定員状況では、IAEA やアメリカ合衆国原子力規制委員会への少数の人事交流にとどまり、また、国内事務処理に優先的に当たらざるを得ないために国際会議等での十分なプレゼンスの発揮には限界があり、規制当局等の組織の実力の向上や原子力安全に関する国際社会との協調に十分に資するには至っていない。

国の行政機関の定員措置については行政機関全体の問題であることから保安院等のみに関する検討で済むものではないが、原子力安全の重要性に鑑み、新たに設置される原子力安全規制機関の定員措置については十分に考慮する必要がある。また、新設の規制機関においては、前記定員措置のほか、国際貢献を果たすにふさわしい態勢整備に努めるとともに、国際機関・外国規制当局との人的交流を担える人材の育成に努めるべきである。

② 規制当局の態勢の強化

原子力発電の安全を確保するためには、単に発生した個別問題への対応にとどまらず、国内外の最新の知見はもとより、国際的な安全規制や核セキュリティ等の動向にも留意しつつ、国内規制を最新・最善のものに改訂する努力を不断に継続する必要がある。また、今回のような事故の未然防止が重要なことはいうまでもないが、原子力災害の社会への影響の大きさに鑑みれば、災害発生時に迅速かつ有効な活動が展開できるよう、平常時から防災計画の策定や防災訓練等を実施し緊急時の対応に万全を期すべきである。さらに、緊急事態において専門知識に基づく的確な助言・指導ができる専門的技術能力や、組織が有するリソースを有効かつ効率的に機能させるマネジメント能力の涵養に努めなければならない。そのためには、それにふさわしい予算・人的スタッフの在り方の検討が必要である。

(6) 東京電力に関する分析 【VI1 (6)】

a 危機対応能力の脆弱性

今回のシビアアクシデントに対する東京電力社員の対処・対応を検証していくと、自ら考えて事態に臨むという姿勢が十分ではなく、危機対処に必要な柔軟かつ積極的な思考に欠ける点があったと言わざるを得ない。このことは、個々人の問題というよりは、東京電力がそのような資質・能力の向上を図ることに主眼を置いた教育・

訓練を行ってこなかったことに問題があったと言ふべきであろう。更に問題を遡っていくと、東京電力を含む電力事業者も国も、我が国の原子力発電所では深刻なシビアアクシデントは起こり得ないという安全神話にとらわれていたがゆえに、危機を身近で起こり得る現実のものと捉えられなくなっていたことに根源的な問題があると思われる。

東京電力には、原子力安全に関し一次的な責任を負う事業者として、これまでの教育・訓練の内容を真摯に見直し、原子力に携わる者一人一人に対し、事故対処に当たって求められる資質・能力の向上を目指した実践的な教育・訓練を実施するよう強く期待する。

b 専門職掌別の縦割り組織の問題点

東京電力は、原子力災害に組織的・一体的に対処するため、緊急時対策本部等の組織化を図り、その中に発電班、復旧班、技術班等の機能班を設けている。しかし、これらの機能班は、事態を見渡して総合的に捉え、その中に自らの班の役割を位置付け、必要な支援業務を行うといった視点が不足していた。

c 過酷な事態を想定した教育・訓練の欠如

緊急時対策本部内の機能班に所属する一人一人が、時宜にかなった判断をなし得ず、また、機能班として十分な機能が果たし得なかったことの根底には、複数号機において全交流電源が喪失するといった過酷な事態を想定した十分な教育・訓練がなされていなかったことがあると考えられる。

d 事故原因究明への熱意の不足

東京電力は、事故から1年以上が経過した現時点においてもなお、事故原因について徹底的に解明して再発防止に役立てようとする姿勢が十分とは言えない。

当委員会としては、東京電力が今後も事故原因の解明を積極的に進めることを強く求める。

e より高い安全文化の構築が必要

東京電力は、原子力発電所の安全性に一義的な責任を負う事業者として、国民に

対して重大な社会的責任を負っているが、津波を始め、自然災害によって炉心が重大な損傷を受ける事態に至る事故の対策が不十分であり、福島第一原発が設計基準を超える津波に襲われるリスクについても、結果として十分な対応を講じていなかった。組織的に見ても、危機対応能力に脆弱な面があったこと、事故対応に当たって縦割り組織の問題が見受けられたこと、過酷な事態を想定した教育・訓練が不十分であったこと、事故原因究明への熱意が十分感じられないことなどの多くの問題が認められた。東京電力は、当委員会の指摘を真摯に受け止めて、これらの問題点を解消し、より高いレベルの安全文化を全社的に構築するよう、更に努力すべきである。

(7) IAEA 基準などとの国際的調和に関する分析 【V5、VI1 (7)】

保安院などの規制当局等は、IAEA 安全基準を参照して国内基準の見直しや策定を行う必要性は認識していたものの、ほとんど実施してこなかった。原子力発電の安全を確保するためには、国内外の原子力に関する知見の蓄積や技術進歩に合わせて国内の規制水準を常に最新のものとしていくことが必要である。そのためには、IAEA 等の国際基準の動向も参照して、国内基準を最新・最善のものとする不断の努力をすべきである。

また、これまでも地震や津波に関する分野では、IAEA の基準策定活動に我が国も貢献してきたが、今回の事故への反省を踏まえて、原子力安全に関する教訓を学び、それを我が国のみならず他国での同様の事故の発生防止に資するよう、事故から得られた知見と教訓を国際社会に発信していく必要がある。また、国内基準の見直しを行う場合、それを国際基準として一般化することが有効・有益なものについては、IAEA 等の基準に反映されるように努めるなどして国際貢献を行うべきである。

2 重要な論点の総括

(1) 抜本的かつ実効性ある事故防止策の構築 【VI2 (1)】

当委員会は、福島第一原発の損傷状況や事故対処の実態、国や東京電力等による原発事故防止に向けた事前の取組状況等について調査・検証を行い、中間報告及び最終報告において、それぞれについて多くの問題点があったことを指摘した。当委員会としては、国、電力事業者、原子力発電プラントメーカー、研究機関、原子力学会といった、およそ原子力発電に関わる関係者が、指摘を真摯に受け止め、問題点を解消・改善するための具体的取組を進めることを強く要望する。技術的、原子力工学的な問題点を解消・改善するためにどのような具体的取組が必要かは、原子力全般についての高度な専門的知見を踏まえた検討が必要なものも少なくない。これについては、原子力発電に関わる関係者において、その専門的知見を活用して具体化すべきであり、その検討に当たっては、当委員会が指摘した問題点を十分考慮するとともに、その検討の経緯及び結果について社会への説明責任を果たす必要があると考える。

(2) 複合災害という視点の欠如 【VI2 (2)】

東日本大震災は、地震・津波・原発事故からなる大規模かつ広域的な複合災害であり、国及び地方自治体は、地震や停電等により通信手段等が途絶する中、オフサイトセンターの機能が十分に発揮できなくなったり、モニタリング機器等に損傷が生ずるなど、様々な場面で混乱し、問題への対応に遅れや不備等が生じた。

国や大半の地方自治体において原発事故が複合災害という形で発生することを想定していなかったことは、原子力発電所それ自体の安全とそれを取り巻く地域社会の安全の両面において、我が国の危機管理態勢の不十分さを示したものであった。今後、原子力発電所の安全対策を見直す際には、大規模な複合災害の発生という点を十分に視野に入れた対応策の策定が必要である。

(3) 求められるリスク認識の転換 【VI2 (3)】

近年、地震研究においては、プレートテクトニクス論をベースに、震源域の地域別特性や大津波を引き起こすいわゆる津波地震の海底断層の特性、発生の頻度と発生確率の確率論的な評価などが注目されるようになってきた。そういう新たな知見を防災対策の重点地域の特定に利用することは、それなりに合理性があると言える。

しかし、①地震・津波の確率論的評価は、記録が詳しく残っている限られた事例を根拠にしており、古文書等の記録が不十分で地震・津波の規模や震源モデルを推定しにくい長い周期で起きているものについてはデータベースから外されていること、②研究組織や関係行政機関によって、防災対策の根拠を明確にするために、地震・津波等の自然災害の発生確率計算の精度の向上が図られた反面、自然現象には現在の学問の知見を超えるような事象が起こることがあり、そういう極めてまれな事象への備えも必ず並行して考慮しなくてはならないという伝統的な防災対策の心得が考慮されなくなりがちになっていたこと、③地震・津波の想定について、極めてまれなケースについては、「残余のリスク」「残る課題」等の表現で検討課題に挙げられてはきたが、実際には継続して深く検討されずに放置されてきたこと等に見られるように、学問の進歩の一方で、そこから防災対策の隙間が生まれるという問題が生じていた。

このような落とし穴から抜け出すには、安全対策・防災対策の前提となるリスクの捉え方を、次のように大きく転換させる必要がある。

① 日本は古来、様々な自然災害に襲われてきた「災害大国」であることを肝に命じて、自然界の脅威、地殻変動の規模と時間スケールの大きさに対し、謙虚に向き合うこと。

② リスクの捉え方を大きく転換すること。

今回のような巨大津波災害や原子力発電所のシビアアクシデントのように広域にわたり甚大な被害をもたらす事故・災害の場合には、発生確率にかかわらずしかるべき安全対策・防災対策を立てておくべきである、という新たな防災思想が、行政においても企業においても確立される必要がある。

③ 安全対策・防災対策の範囲について一定の線引きをした場合、「残余のリスク」「残る課題」とされた問題を放置することなく、更なる掘り下げた検討を確実に継続させるための制度が必要である。

(4) 「被害者の視点からの欠陥分析」の重要性 【VI2 (4)】

原子力発電に関わる領域を、「システム中枢領域」「システム支援領域」「地域安全領域」の三つに分けた上で、事業者側の視点からシステムの安全性を見ると、まず懸念に取り組むのは「システム中枢領域」の安全確保であるが、その安全性の認識が確信にまでなると、中枢領域以外の安全性の確保については緩みが生じがちになる。また、

「システム中枢領域」にせよ「システム支援領域」にせよ、安全性を確保してあると言っても、設計の前提条件の範囲内でのことであって、条件外の事象が起きた場合には、安全性は担保されなくなる。すなわち、

- ① 事業者や規制機関が「システム中枢領域」の安全性を設計の前提条件の枠の中だけで過信すると、安全対策が破綻する。
- ② 「システム支援領域」や「地域安全領域」における安全対策は、「システム中枢領域」の安全性のレベルにかかわらず、万一の場合に独立して機能するものでなければならない。その原則が忘れられると、地域の人々の命に関わる安全防護壁に多くの「穴」(欠陥)ができてしまう危険性が高くなる。

そのような欠陥を見付け、安全への防護壁を確実なものにするための方法として、立ち位置を被害を受ける側に置いた「被害者の視点からの欠陥分析」と言うべき方法を提案したい。これは、規制関係機関や地方自治体の防災担当者が災害問題の専門家の協力を得て、「もしそこに住んでいるのが自分や家族だったら」という思いを込めて、最悪の事態が生じた場合、自分に何が降りかかってくるかを徹底的に分析する、という方法である。

行政と事業者がなすべきことは、分析によって浮かび上がった対策の不備や欠陥について改善策を講じていくことであるが、すぐに全ての欠陥の「穴」を塞ぐのは困難であろう。その場合、残された対策とその問題点を公表し、今後どう対処していくべきかを規制関係機関と関係自治体が地域の住民と議論して、共働で改善の策を絞り出すという取組が重要となるだろう。そのような地域の住民の視点に立った災害の捉え方と安全への取組が定着して初めて、この国に真の安全で安心できる社会を創造することができると言えよう。

事故が起きると広範囲の被害をもたらすおそれのある原子力発電所のようなシステムの設計、設置、運用に当たっては、地域の避難計画を含めて、安全性を確実なものにするために、事業者や規制関係機関による、「被害者の視点」を見据えたリスク要因の点検・洗い出しが必要であり、そうした取組を定着させるべきである。

なお、住民の避難計画とその訓練については、原発事故による放射性物質の飛散範囲が極めて広くなることを考慮して、県と関係市町村が連合して、混乱を最小限にとどめる実効性のある態勢を構築すべきである。

(5) 「想定外」問題と行政・東京電力の危機感の希薄さ 【VI2 (5)】

「想定外」という言葉には、大別すると二つの意味がある。一つは、最先端の学術的な知見をもってしても予測できなかった事象が起きた場合であり、もう一つは、予想されるあらゆる事態に対応できるようにするには財源等の制約から無理があるため、現実的な判断により発生確率の低い事象については除外するという線引きをしていたところ、線引きした範囲を大きく超える事象が起きたという場合である。今回の大津波の発生は、この10年余りの地震学の進展と防災行政の経緯を調べてみると、後者であったことが分かる。

福島県沖の津波地震への防災対策に関するこれまでの行政の意思決定過程を、行政の論理の枠内で見ると、それなりの合理性があったことは否定できない。しかし、今回の事故による甚大な被害を前にして、行政には何の誤りもなかった、「想定外」の大地震・大津波だったから仕方がないと言って済ますことはできるだろうか。それでは、安全な社会づくりの教訓は何も得られないだろう。

行政の論理や責任の有無とは関係なく、被害を少しでも小さくする方法あるいは選択肢はなかったのか、行政の意思決定の枠組みを変革する道はなかったのかという視点から、要因分析を行うと、次のような問題点が浮かび上がってくる。

- ① 地震についての科学的知見はいまだ不十分なものであり、研究成果を逐次取り入れて防災対策に生かしていかなければならない。換言すれば、ある時点までの知見で決められた方針を長期間にわたって引きずり続けることなく、地震・津波の学問研究の進展に敏感に対応し、新しい重要な知見が登場した場合には、適時必要な見直しや修正を行うことが必要である。
- ② 発生確率が低いかあるいは不明という理由により、財源等の制約からある地域が防災対策の強化対象から外されていた場合、万一、大地震・大津波が発生すると被害は非常に大きくなると考えられる。行政は、少数であっても地震研究者が危険性を指摘する特定の領域や、例えば津波堆積物のような古い時代に大地震・大津波が発生した形跡がある領域については、地震の実態解明を急ぐための研究プロジェクトを立ち上げるとか、関係地域に情報を開示して、行政、住民、専門家が一体となって万一に備える新しい発想の防災計画を策定する等の取組をすべきであろう。
- ③ 中央防災会議が決める防災計画は、原発立地を特別視することなく進められてきたが、今後は原発立地の領域における災害リスクを注視すべきである。原子力発電

所の防災対策は保安院の担当とされてきたが、中央防災会議の方針は原子力発電所の防災対策にも密接に関連することから、中央防災会議においても原子力発電所を念頭に置いた検討を行うべきである。

一方、東京電力の津波対策の経緯等を追ってみると、同社には原発プラントに致命的な打撃を与えるおそれのある大津波に対する緊迫感と想像力が欠けていたと言わざるを得ない。そして、そのことが深刻な原発事故を生じさせ、また、被害の拡大を防ぐ対策が不十分であったことの重要な背景要因の一つであったと言えるであろう。

(6) 政府の危機管理態勢の問題点 【VI2 (6)】

今回、原災マニュアルに規定のない官邸 5 階が一種の司令センターとなり、また、菅総理が前面に出た形で事故対応に当たった背景には、現地対策本部が本来的な役割を果たせなかったこと、官邸による情報集約態勢や安全委員会による助言機能が十分ではなかったことなどの事情があった。しかしながら、内閣総理大臣は、政府の各機関・部局に情報収集とその対応策を任せ、専門部署から上がる重要事項に関してのみ選択肢を出させた上で適切な最終決断を行うというのがその本来の役割である。自らが、当事者として現場介入することは現場を混乱させるとともに、重要判断の機会を失し、あるいは判断を誤る結果を生むことにもつながりかねず、弊害の方が大きいと言ふべきであろう。

今回の事態を教訓に、原子力事故と地震・津波災害との複合災害の発生を想定した原災マニュアルの見直しを含め、原子力災害発生時の危機管理態勢の再構築を早急に図る必要がある。その検討に当たっては、オフサイトセンターの強化という観点に加えて、そもそも現地対策本部に関係機関が参集して事故対処に当たるといった枠組みでは対応できない事態が発生した場合に、どのような態勢で対応に当たるべきかについても具体的に検討し、必要な態勢を構築しておく必要がある。

(7) 広報の問題点とリスクコミュニケーション 【VI2 (7)】

今回の事故において、事故発生後の政府の国民に対する情報の提供の仕方には、避難を余儀なくされた周辺住民や国民の立場からは、真実を迅速・正確に伝えていないのではないか、との疑問や疑いを生じさせかねないものも多く見られた。周辺住民の避難にとって重要な放射性物質の拡散状況とその予測についての情報提供方法、炉心

の状態（特に炉心溶融）や福島第一原発3号機の危機的な状態等に関する情報提供方法、また、放射線の人体への影響について、頻繁に「直ちに人体に影響を及ぼすものではない。」といった分かりにくい説明が繰り返されたことなどである。

国民と政府機関との信頼関係を構築し、社会に混乱や不信を引き起こさない適切な情報発信をしていくためには、関係者間でリスクに関する情報や意見を相互に交換して信頼関係を構築しつつ合意形成を図るというリスクコミュニケーションの視点を取り入れる必要がある。緊急時における、迅速かつ正確で、しかも分かりやすく、誤解を生まないような国民への情報提供の在り方について、しかるべき組織を設置して政府として検討を行うことが必要である。加えて、広報の仕方によっては、国民にいたずらに不安を与えかねないこともあることから、非常時・緊急時において広報担当の官房長官に的確な助言をすることのできるクライシスコミュニケーションの専門家を配置するなどの検討が必要である。

(8) 国民の命に関わる安全文化の重要性 【VI2 (8)】

事業者である東京電力及び規制当局である保安院のいずれについても、安全文化が十分に定着しているとは言い難い状況にあった。一旦事故が起きると、重大な事態が生じる原子力発電事業においては、安全文化の確立は国民の命に関わる問題である。今回の大災害の発生を踏まえ、事業者や規制当局、関係団体、審議会関係者などおよそあらゆる原発関係者には、安全文化の再構築を図ることを強く求めたい。

(9) 事故原因・被害の全容を解明する調査継続の必要性 【VI2 (9)】

a 引き続き事故原因の解明が必要

当委員会は、最終報告の提出をもって任務を終えることとなるが、前記1 (1) bのとおり、福島第一原発の主要施設の損傷が生じた箇所、その程度、時間的経緯を始めとする被害状況の詳細、放射性物質の漏出経緯、原子炉建屋爆発の原因等について、いまだに解明できていない点多々存在する。

また、住民等の健康への影響、農畜水産物等や空気・土壌・水等の汚染などは、今後も継続的な調査・検証を要する問題であるが、現時点までの調査・検証にとどめざるを得なかった。さらに、原子力損害賠償の在り方や除染等のように、生じた損害の修復の問題であり、かつ、今後長期間の対応を要すると見込まれることから、

当委員会の調査・検証の対象とはしなかったものの、被害者や被災地にとって極めて重要で、社会的関心の高い問題もある。

国、電力事業者、原子力発電プラントメーカー、研究機関、関連学会といったおよそ原子力発電に関わる関係者（関係組織）は、今回の事故の検証及び事実解明を積極的に担うべき立場にあり、こうした未解明の諸事項について、それぞれの立場で包括的かつ徹底した調査・検証を継続するべきである。特に国は、当委員会や国会に設置された東京電力福島原子力発電所事故調査委員会の活動が終わったことをもって、福島原発災害に関する事故調査・検証を終えたとするのではなく、引き続き事故原因の究明に主導的に取り組むべきである。とりわけ、放射線レベルが下がった段階での原子炉建屋内の詳細な実地検証（地震動の影響の検証も含む）は必ず行うべき作業である。

b 被害の全容を明らかにするための調査が必要

今回の原発事故は、実に様々な深刻な被害を広範囲にわたる地域にもたらした。未曾有の原子力災害を経験した我が国としてなすべきことは、「人間の被害」の全容について、専門分野別の学術調査と膨大な数の関係者・被害者の証言記録の収集による総合的な調査を行ってこれらを記録にまとめ、被害者の救済・支援復興事業が十分かどうかを検証するとともに、原発事故がもたらす被害がいかに深く広いものであるか、その詳細な事実を未来への教訓として後世に伝えることであろう。福島原発災害に関わる総合的な調査の結果を踏まえて記された「人間の被害」の全容を教訓として後世に伝えることは、国家的な責務であると当委員会は考える。「人間の被害」の調査には、様々な学問分野の研究者の参加と多くの費用と時間が必要となるだろうが、国が率先して自治体、研究機関、民間団体等の協力を得て調査態勢を構築するとともに、調査の実施についても必要な支援を行うことを求めたい。

3 原子力災害の再発防止及び被害軽減のための提言

当委員会は、中間報告及び最終報告において、これまでの調査・検証によって判明した事実を基に原子力災害の再発防止及び被害軽減のための提言を行った。当委員会は、国、関係自治体、事業者等の関係機関が、これらを今後の安全対策・防災対策に反映させ、実施していくことを強く要望する。政府においては、関係省庁・関係部局に提言の反映や実施に向けた具体化を指示するとともに、関係省庁・関係部局の取組状況を把握し、その状況を取りまとめて公表するなど、確実なフォローアップをすることを求めたい。また、関係自治体、東京電力、その他の関係機関においても、同様に提言を反映・実施するとともに、取組状況をフォローアップすることを求めたい。

ここでは、中間報告及び最終報告で行った提言を、七つの項目に分類して整理しておく。最終報告における提言は、「最終報告（本文編）」の記載箇所及び本概要における該当頁を示した。中間報告における提言は、「中間報告（本文編）」の記載箇所を示すとともに、提言自体を再録した。

(1) 安全対策・防災対策の基本的視点に関するもの

- 複合災害を視野に入れた対策に関する提言（最終報告VI2（2）、概要22頁）
- リスク認識の転換を求める提言（最終報告VI2（3）、概要23頁）
- 「被害者の視点からの欠陥分析」に関する提言（最終報告VI2（4）、概要24頁）
- 防災計画に新しい知見を取り入れることに関する提言（最終報告VI2（5）、概要25頁）

(2) 原子力発電の安全対策に関するもの

- 事故防止策の構築に関する提言（最終報告VI2（1）、概要22頁）
- 総合的リスク評価の必要性に関する提言（最終報告VI1（4）a（b）、概要17頁）
- シビアアクシデント対策に関する提言（最終報告VI1（4）a（c）、概要17頁）

(3) 原子力災害に対応する態勢に関するもの

- 原災時の危機管理態勢の再構築に関する提言（最終報告VI2（6）、概要26頁）
- 原子力災害対策本部の在り方に関する提言（最終報告VI1（2）b（a）、概要4頁）

- オフサイトセンターに関する提言（中間報告Ⅶ3（1）a）
政府は、オフサイトセンターが大規模災害にあっても機能を維持できる施設となるよう速やかに適切な整備を図る必要がある。
- 原災対応における県の役割に関する提言（最終報告Ⅵ1（2）c、概要6頁）

（4）被害の防止・軽減策に関するもの

- 広報とリスクコミュニケーションに関する提言（最終報告Ⅵ2（7）、概要27頁）
- モニタリングの運用改善に関する提言（中間報告Ⅶ5（2）d）
 - ① モニタリングシステムが肝心なときに機能不全に陥らないよう、地震、津波等の様々な事象を想定してシステム設計を行うとともに、複合災害の場合も想定して対策を講じておく必要がある。また、モニタリングカーについて、地震による道路の損傷等の事態が発生した場合の移動・巡回等の方法に関して必要な対策を講じるべきである。
 - ② モニタリングシステムの機能・重要性について、関係機関及び職員の認識を深めるために、研修等の機会を充実させる必要がある。
- **SPEEDI** システムに関する提言（中間報告Ⅶ5（3）c）
被害拡大を防止し、国民の納得できる有効な情報を迅速に提供できるよう、**SPEEDI** システムの運用上の改善措置を講じる必要がある。また、地震等の様々な複合要因に対して、システムの機能が損なわれることのないよう、ハード面でも強化策が講じられる必要がある。
- **住民避難の在り方に関する提言**（①～④は中間報告Ⅶ5（4）c、更に最終報告Ⅵ1（4）b、概要18頁）
 - ① 重大な原発事故が発生した場合に、放射性物質がどのように放出・拡散し、地上にはどのように降ってくるのかについて、また、放射線被ばくによる健康被害について、住民が常日頃から基本的な知識を持っておけるよう、公的な啓発活動が必要である。
 - ② 地方自治体は、原発事故の特異さを考慮した避難態勢を準備し、実際に近い形での避難訓練を定期的実施し、住民も真剣に訓練に参加する取組が必要である。
 - ③ 避難に関しては、数千人から十数万人規模の住民の移動が必要になる場合もあることを念頭に置いて、交通手段の確保、交通整理、遠隔地における避難場所の

確保、避難先での水・食糧の確保等について具体的な計画を立案するなど、平常時から準備しておく必要がある。特に、医療機関、老人ホーム、福祉施設、自宅等における重症患者、重度障害者等、社会的弱者の避難については、格別の対策を講じる必要がある。

- ④ 以上のような対策を地元の市町村任せにするのではなく、避難計画や防災計画の策定と運用について、原子力災害が広域にわたることも考慮して、県や国も積極的に関与していく必要がある。
- 安定ヨウ素剤の服用に関する提言（最終報告VI1（3）e（c）、概要11頁）
- 緊急被ばく医療機関に関する提言（最終報告VI1（3）e（f）、概要13頁）
- 放射線に関する国民の理解に関する提言（最終報告VI1（3）e（g）、概要14頁）
- 諸外国との情報共有や諸外国からの支援受入れに関する提言（最終報告VI1（3）g（a）、（b）、概要16頁）

（5）国際的調和に関するもの

- IAEA 基準などとの国際的調和に関する提言（最終報告VI1（7）、概要21頁）

（6）関係機関の在り方に関するもの

- 原子力安全規制機関の在り方に関する提言

- ① 独立性と透明性の確保（中間報告VII8（2）a）

独立性と透明性を確保することが必要であり、自律的に機能できるように必要な権限・財源と人員を付与すると同時に、国民に対する原子力安全についての説明責任を持たせることが必要である。

- ② 緊急事態に迅速かつ適切に対応する組織力（中間報告VII8（2）b）

災害発生時に迅速な活動が展開できるよう、平常時から防災計画の策定や防災訓練等を実施しておくことのみならず、緊急事態において対応に当たる責任者や関係機関に対して専門知識に基づく助言・指導ができる専門能力や、組織が有するリソースを有効かつ効率的に機能させるマネジメント能力の涵養が必要である。

また、責任を持って危機対処の任に当たることの自覚を強く持つとともに、大規模災害に対応できるだけの体制を事前に整備し、関係省庁や関係地方自治体と連携して関係組織全体で対応できる体制の整備も図った上、その中での規制機関

の役割も明確にしておく必要がある。

- ③ 国内外への災害情報の提供機関としての役割の自覚（中間報告Ⅶ 8（2）c）
情報提供の在り方の重要性を組織として深く自覚し、緊急時に適時適切な情報提供を行い得るよう、平素から組織的に態勢を整備しておく必要がある。
- ④ 優秀な人材の確保と専門能力の向上（中間報告Ⅶ 8（2）d）
優れた専門能力を有する優秀な人材を確保できるような処遇条件の改善、職員が長期的研修や実習を経験できる機会の拡大、原子力・放射線関係を含む他の行政機関や研究機関との人事交流の実施など、職員の一貫性あるキャリア形成を可能とするような人事運用・計画の検討が必要である。
- ⑤ 科学的知見蓄積と情報収集の努力（中間報告Ⅶ 8（2）e）
関連学会や専門ジャーナル（海外も含む。）、海外の規制機関等の動向を絶えずフォローアップし、規制活動に資する知見を継続的に獲得していく必要がある。また、その知見の意味するところを理解し、これを組織的に共有した上で十分に活用するとともに、その成果を組織として継承・伝達していく必要がある。
- ⑥ 国際機関・外国規制当局との積極的交流（最終報告Ⅵ 1（5）、概要 19 頁）
- ⑦ 規制当局の態勢強化（最終報告Ⅵ 1（5）、概要 19 頁）
- 東京電力の在り方に関する提言（最終報告Ⅵ 1（6）e、概要 20 頁）
- 安全文化の再構築に関する提言（最終報告Ⅵ 2（8）、概要 27 頁）

（7）継続的な原因解明・被害調査に関するもの

- 事故原因の解明継続に関する提言（最終報告Ⅵ 2（9）a、概要 28 頁）
- 被害の全容を明らかにする調査の実施に関する提言（最終報告Ⅵ 2（9）b、概要 28 頁）

委員長所感・抜粋

(今回の事故で得られた知見について)

今回の事故で得られた知見を、他の分野にも適用することができ、100年後の評価にも耐えるようにするためには、これを単なる個別の分野における知見で終わらせず、より一般化・普遍化された知識にまで高めることが必要である。以下、福島原発事故という未曾有の災害についての調査・検証を締めくくるに当たり、今回の事故からどのような知識が得られるかについて整理し、その主なものを示しておくこととしたい。

(1) あり得ることは起こる。あり得ないと思うことも起こる。

今回の事故の直接的な原因は、「長時間の全電源喪失は起こらない」との前提の下に全てが構築・運営されていたことに尽きる。「あり得ることは起こる」と考えるべきである。さらに、「あり得ないと思う」という認識にすら至らない現象もあり得る、言い換えれば「思い付きもしない現象も起こり得る」ことも併せて認識しておく必要がある。

(2) 見たくないものは見えない。見たいものが見える。

人間はものを見たり考えたりするとき、自分が好ましいと思うものや、自分がやろうと思う方向だけを見がちで、見たくないもの、都合の悪いことは見えないものである。自分の利害だけでなく自分を取り巻く組織・社会・時代の様々な影響によって自分の見方が偏っていることを常に自覚し、必ず見落としがあると意識していなければならない。

(3) 可能な限りの想定と十分な準備をする。

過去のある時点での想定にとらわれず、常に可能な限り想定の見直しを行って事故や災害の未然防止策を講じるとともに、これまで思い付きもしない事態も起こり得るとの発想の下で十分な準備をすることが必要である。

(4) 形を作っただけでは機能しない。仕組みは作れるが、目的は共有されない。

事業者も規制関係機関も地方自治体も、それぞれの組織が形式的には原発事故に対

応する仕組みを作っていた。しかし、いざ事故が起こるとその対応には不備が散見された。それは組織の構成員がその仕組みが何を目的とし、社会から何を預託されているかについて十分自覚していなかったためと考えられる。構成員それぞれが、社会から何を預託され、自分が全体の中でどこにいるのか、また自分の働きが全体にどのような影響を与えるかを常に考えているような状態を作らなければならない。

(5) 全ては変わるのであり、変化に柔軟に対応する。

与条件を固定して考えると、詳細にしかも形の上では立派な対応ができる。しかし、与条件は常に変化するものであり、常に変化に応じた対応を模索し続けなければ実態に合わなくなる。全ての事柄が変化すると考え、細心の注意を払って観察し、外部の声に謙虚に耳を傾け、適切な対応を続けることが必要である。

(6) 危険の存在を認め、危険に正対して議論できる文化を作る。

どのような事態が生ずるかを完全に予見することは何人にもできないにもかかわらず、危険を完全に排除すべきと考えることは、可能性の低い危険の存在をないこととする「安全神話」につながる危険がある。危険を危険として認め、危険に正対して議論できる文化を作らなければ、安全というベールに覆われた大きな危険を放置することになる。

(7) 自分の目で見て自分の頭で考え、判断・行動することが重要であることを認識し、そのような能力を涵養することが重要である。

想定外の事故・災害に対処するには、自ら考えて事態に臨む姿勢と柔軟かつ能動的な思考が必要である。平時からこのような資質や能力を高める組織運営を行うとともに、教育や訓練を行っておくことが重要である。

この事故は自然が人間の考えに欠落があることを教えてくれたものと受け止め、この事故を永遠に忘れることなく、教訓を学び続けなければならない。

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
委員長 畑村 洋太郎

最 終 報 告

(本文編)

平成24年7月23日

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

東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会名簿

委員長	： 畑 村 洋太郎	東京大学名誉教授、工学院大学教授
委員	： 尾 池 和 夫	(財) 国際高等研究所所長、前京都大学総長
	柿 沼 志津子	(独) 放射線医学総合研究所放射線防護研究センターチームリーダー
	高 須 幸 雄	国際連合事務次長 (委員任命後の平成24年5月に就任。)
	高 野 利 雄	弁護士、元名古屋高等検察庁検事長
	田 中 康 郎	明治大学法科大学院教授、元札幌高等裁判所長官
	林 陽 子	弁護士
	古 川 道 郎	福島県川俣町長
	柳 田 邦 男	作家、評論家
	吉 岡 ひとし 齊	九州大学副学長
技術顧問	： 安 部 誠 治	関西大学教授、前関西大学副学長
	淵 上 正 朗	株式会社小松製作所顧問、工学博士

(注) 委員及び技術顧問の表記はそれぞれ五十音順。

委員及び技術顧問は、所属する組織団体を代表するものではない。

目 次

I	はじめに	
1	当委員会の概要	1
2	当委員会の活動状況	2
3	最終報告と中間報告の関係	3
II	福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における被害状況と事故対処	
1	福島第一原子力発電所 1号機から 3号機における主要な施設・設備の被害状況	7
(1)	はじめに	7
(2)	主要計装機器の仕組み等	7
(3)	過酷事故に伴う諸現象に関する解析	23
(4)	1号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討	27
(5)	2号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討	32
(6)	3号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討	36
2	水素ガス爆発に関する検討	40
(1)	爆発現象の種類	41
(2)	水素ガス爆発の特徴	42
(3)	1号機 R/B の爆発	46
(4)	2号機 R/B 及び S/C の状況	62
(5)	3号機 R/B の爆発	67
(6)	4号機 R/B の爆発	73
3	福島第一原発 5号機及び 6号機における事故対処	85
(1)	福島第一原発 5号機及び 6号機における事故対処の概要	85
(2)	福島第一原発 5号機及び 6号機の概要	86
(3)	福島第一原発 5号機及び 6号機の被害状況	87
(4)	地震発生から津波到達までの状況（3月 11日 14時 46分頃から同日 15時 35分頃までの間）	89

(5) 原子炉減圧及び原子炉注水の状況等	91
(6) RHR 復旧までの SFP の状況及びこれに対する対処	101
(7) RHR の復旧から冷温停止までの状況	104
4 福島第一原発の外部電源復旧状況	111
(1) 福島第一原発の外部電源設備の概要	111
(2) 福島第一原発の外部電源設備の被害状況	114
(3) 福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況等	114
(4) 福島第一原発の外部電源復旧状況	120
(5) 福島第一原発へ供給される外部電源の安定化	125
5 福島第二原子力発電所における事故対処	127
(1) 福島第二原子力発電所における事故対処の概要	127
(2) 福島第二原発の概要	127
(3) 福島第二原発の被害状況	131
(4) 地震発生から津波到達までの状況及びこれに対する対処 (3月 11日 14時 46分頃から同日 15時 22分頃までの間)	136
(5) 津波到達以降の3月 11日の状況及びこれに対する対処 (3月 11日 15時 22分頃以降)	140
(6) 3月 12日の状況及びこれに対する対処	159
(7) 3月 13日以降の状況及びこれに対する対処	170
(8) 福島第一原発及び福島第二原発における事故対処の状況と比較	174
Ⅲ 災害発生後の組織的対応状況	
1 原災法、防災基本計画等に定められた災害対応	191
2 事故発生後の国の対応	191
(1) 国の対応の概観 (官邸5階等における対応を含む。)	191
(2) 保安院の対応	199
(3) 官邸危機管理センター (緊急参集チーム) の対応	199
(4) 安全委員会の対応	199
(5) 他の政府関係機関等の対応	200
(6) 福島第一原子力保安検査官の活動の態様	201

3	事故発生後の福島県の対応	201
4	事故発生後の東京電力の対応	202
	(1) 地震発生直後の東京電力本店及び福島第一原発の対応	202
	(2) 福島原子力発電所事故対策統合本部の設置	202
5	事故発生後のオフサイトセンターの対応	208
	(1) 地震発生直後のオフサイトセンターの状況	208
	(2) オフサイトセンターにおける活動の態様	208
	(3) オフサイトセンター（現地対策本部）の福島県庁への移転	208
	(4) 原災本部長権限の現地対策本部長への一部委任	209
IV	福島第一原子力発電所における事故に対し主として発電所外でなされた事故対処	
1	環境放射線モニタリングに関する状況	213
	(1) 事故発生以前の環境放射線モニタリングの態勢及び事故直後の状況	213
	(2) モニタリングに関する役割分担の整理とその後の拡充の状況	214
2	SPEEDI 情報の活用及び公表に関する状況	217
	(1) SPEEDI システムの概要等	217
	(2) 3月15日以前の SPEEDI の活用・公表の状況	219
	(3) SPEEDI 計算結果と福島第一原発事故に関する避難措置との関係	219
	(4) 3月16日以降の SPEEDI の活用・公表	225
3	住民の避難	228
	(1) 事故初期における避難措置の決定、指示・伝達及び実施	228
	(2) 福島第一原発から半径 20km 圏内の病院等における避難状況	233
	(3) 長期的な避難措置の決定、指示・伝達及び実施	241
	(4) 各市町村における避難状況	241
	(5) 緊急時避難準備区域の解除	242
	(6) 福島第二原発に係る原子力緊急事態解除宣言	242
	(7) 新たな避難区域の設定措置	242

4	被ばくへの対応	245
	(1) 放射線についての基準	245
	(2) 作業員の緊急時の被ばく線量限度	245
	(3) 東京電力における放射線管理態勢	246
	(4) 公務員の緊急時の被ばく線量限度	254
	(5) 住民の被ばく	254
	(6) 緊急被ばく医療機関の被災	259
5	農畜水産物等や空気・土壌・水への汚染	260
	(1) 飲食物の汚染とその対応	260
	(2) 土壌等の汚染	267
	(3) 海水・プール等の汚染	270
	(4) 福島原子力発電所構内の汚染物質の拡散防止措置	270
6	汚染水の発生・処理に関する状況	271
	(1) 汚染水への対応に関する経緯	271
	(2) 高濃度汚染水の浄化処理	271
7	放射性物質の総放出量の推定及び国際原子力・放射線事象評価 尺度 (INES)	274
	(1) 総放出量の推定	274
	(2) INES	275
8	国民に対する情報提供に関して問題があり得るものの事実経緯	275
	(1) 福島原発事故に係る広報態勢	275
	(2) 炉心に関する保安院の説明の変遷	276
	(3) 炉心に関する東京電力の説明	281
	(4) 東京電力の広報と国側の関わり	281
	(5) 3号機原子炉の状況に関する広報	282
	(6) 統合本部合同記者会見	284
	(7) テルル等の放射性核種検出に関する公表	284
	(8) 「直ちに」との表現	284
	(9) 不測事態シナリオ	285
9	国外への情報提供に関して問題があり得るものの事実経緯	287

(1) 各国に対する情報提供	287
(2) 汚染水の海洋放出についての情報提供の状況	290
10 諸外国及び IAEA 等国際機関との連携	292
(1) 米国等との連携状況	292
(2) 各国からの援助提供とそれらに対する対応	292
(3) 各国の避難状況	294
(4) IAEA との連携	296
V 事故の未然防止、被害の拡大防止に関連して検討する必要がある事項	
1 国際原子力機関 (IAEA) の安全基準	297
2 日本海溝沿いの地震津波に関する科学的知見等	302
(1) 東北地方太平洋沖地震発生以前の日本海溝沿いの地震津波に 関する地震学者の考え方	302
(2) 中防専門調査会報告において長期評価の提唱する津波地震が 防災対策の検討対象から除外された経緯	305
(3) 長期評価の改訂に当たり東京電力より要請された表現ぶりの 見直しへの対応	307
3 シビアアクシデントに対する対策の在り方	308
(1) 地震を起因とした確率論的安全評価 (PSA) の技術水準	309
(2) 地震等の外的事象を対象とした AM の導入を行うに至らな かった背景等	312
(3) 全交流電源喪失事象 (SBO)	322
4 原子力災害対応体制の検討経緯	330
(1) 原子力災害対策特別措置法策定時の議論	330
(2) 防災対策を重点的に充実すべき地域の範囲 (EPZ) 等の考え方	332
(3) 原子力災害と大規模自然災害の同時期発生への対処	336
5 国際法・国際基準関係	338
(1) 国際基準と国内基準との調和の取組	338
(2) 国際機関等による規制当局・事業者のレビュー	342
6 原子力安全規制機関としての組織体制	353

(1) 保安院の規制当局としての在り方	353
(2) 安全委員会の規制関係機関としての在り方	358
VI 総括と提言	
はじめに	361
1 主要な問題点の分析	363
(1) 事故発生後の東京電力等の対処及び損傷状況に関する分析	363
(2) 事故発生後の政府等の事故対処に関する分析	366
(3) 被害の拡大防止策に関する分析	374
(4) 事故の未然防止策や事前の防災対策に関する分析	396
(5) 原子力安全規制機関等に関する分析	399
(6) 東京電力に関する分析	401
(7) IAEA 基準などとの国際的調和に関する分析	406
2 重要な論点の総括	408
(1) 抜本的かつ実効性ある事故防止策の構築	408
(2) 複合災害という視点の欠如	410
(3) 求められるリスク認識の転換	412
(4) 「被害者の視点からの欠陥分析」の重要性	414
(5) 「想定外」問題と行政・東京電力の危機感の希薄さ	418
(6) 政府の危機管理態勢の問題点	423
(7) 広報の問題点とリスクコミュニケーション	424
(8) 国民の命に関わる安全文化の重要性	426
(9) 事故原因・被害の全容を解明する調査継続の必要性	429
3 原子力災害の再発防止及び被害軽減のための提言	432
(1) 安全対策・防災対策の基本的視点に関するもの	433
(2) 原子力発電の安全対策に関するもの	434
(3) 原子力災害に対応する態勢に関するもの	435
(4) 被害の防止・軽減策に関するもの	436
(5) 国際的調和に関するもの	439
(6) 関係機関の在り方に関するもの	439

(7) 継続的な原因解明・被害調査に関するもの	441
委員長所感	443

凡 例

- 1 日付は、特に断りがない限り、平成 23 年の日付である。
- 2 時刻は 24 時間制で表記している。
- 3 人物の役職・肩書及び組織等の名称は、特に断りがない限り、当時のものである。
- 4 本文中で「資料」として参照しているものは、別冊の資料編に編綴している。
- 5 略語・英略語は、本文中で定義しているが、別冊の資料編末尾にも略語表・英略語表を登載している。

I はじめに

1 当委員会の概要

平成 23 年 3 月 11 日、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）及び福島第二原子力発電所（以下「福島第二原発」という。）は、東北地方太平洋沖地震とこれに伴う津波によって被災し、極めて重大で広範囲に影響を及ぼす原子力事故が発生した。

福島第一原発からは、大量の放射性物質が放出されて、発電所から半径 20km 圏内の地域は、警戒区域として原則として立入りが禁止され、半径 20km 圏外の一部の地域も、計画的避難区域に設定されるなどした。平成 24 年 4 月以降、一部の地方自治体について、警戒区域及び避難指示区域の見直し等が実施されているが、これまでに 11 万人を超える住民が避難し、現在も、多くの住民が避難生活を余儀なくされている状況にある。また、放出された放射性物質は、福島県だけでなく、東日本の広範な地域に拡散し、放射能汚染の問題は、子どもを含めた多くの人々に健康への影響に対する不安を与え、農畜水産物の生産者等に甚大な被害をもたらすとともに、消費者の不安も招くなど、国民生活に、極めて広範かつ深刻な影響を及ぼしている。さらに、今回の事故は、近隣諸国のみならず、広く世界の国々に衝撃を与え、特に、汚染水の海洋放出は、近隣諸国を始めとする国際社会から厳しい目を向けられることとなった。

当委員会は、今回の事故の原因及び事故による被害の原因を究明するための調査・検証を、国民の目線に立って開かれた中立的な立場から多角的に行い、被害の拡大防止及び同種事故の再発防止等に関する政策提言を行うことを目的として、平成 23 年 5 月 24 日の閣議決定により設置された。

当委員会は、委員長の畑村洋太郎（東京大学名誉教授、工学院大学教授）以下、内閣総理大臣により指名された 10 名のメンバーで構成され、さらに、専門的、技術的事項について助言を得るため、委員長の指名により 2 名の技術顧問を置いた。また、調査・検証を補佐する事務局には、事務局長以下の各府省庁出身者のほか、社会技術論、原子炉過酷事故解析、避難行動等の分野の専門家 8 名を配置し、専門家をチーム長として、三つの調査・検証チームを設置した¹。

¹ 調査・検証チームとして、事故前の背景事情等の調査・検証を担当する「社会システム等検証チーム」、事故原因の技術的問題点等の調査・検証を担当する「事故原因等調査チーム」、避難等の各種措置の適否等の調査・検証を担当する「被害拡大防止対策等検証チーム」の三つを設置した。

今回の事故に関する調査・検証は、事故の当事者である東京電力や、規制当局である経済産業省原子力安全・保安院（以下「保安院」という。）等によっても行われており、また、政府の原子力災害対策本部から、国際原子力機関（IAEA）に対して日本国政府の報告書も提出されているが、当委員会は、これらとは別に、従来の原子力行政から独立した立場で、技術的な問題のみならず制度的な問題も含めた包括的な検討を行うことを任務として調査・検証を行った^{2,3}。

2 当委員会の活動状況

当委員会は、平成 23 年 6 月 7 日に第 1 回委員会を開催して調査・検証に着手し、同年 12 月 26 日の第 6 回委員会において中間報告を取りまとめた。中間報告は、調査・検証の途中段階のものではあるが、今回の事故に対する国内外の関心の高さや、関係機関における事故の教訓を踏まえた取組の進行状況を考慮し、それまでに明らかになった事実関係をできる限り詳細に記述するとともに、事故発生後の政府諸機関の対応の問題点、福島第一原発における事故後の対応に関する問題点、被害の拡大を防止する対策の問題点、事前の津波・シビアアクシデント対策の問題点等について可能な範囲で考察を加え、緊急事態応急対策拠点施設（オフサイトセンター）の機能維持、モニタリングの運用改善、緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）の活用、住民避難への備え、原子力安全規制機関の在り方といった事柄について、幾つかの提言を行った。この中間報告については、平成 24 年 1 月 20 日、福島県内の地方自治体関係者の出席を得て説明会を開催した。また、当委員会は、調査・検証の内容を国際的な関心に応えるものにするため、同年 2 月 24 日、25 日の両日にわたって開催した第 8 回委員会において、海外 5 か国（アメリカ合衆国、フランス、スウェーデン、大韓民国、中華人民共和国）から、国際的に著名な原子力、放射線等の専門家

なお、発足当初は、これらのチームにおける検討状況を踏まえつつ「法規制のあり方の検討チーム」の整備を検討することとしていたが、三つのチームの検討の過程で法規制の在り方の問題も十分取り上げることができると判断されたため、新たなチームとしては設けないこととした。

² 当委員会の基本方針、調査・検証の対象については中間報告 I 3 及び 5 参照。

³ 今回の事故については、当委員会のほか、平成 23 年 9 月 30 日に可決・成立した東京電力福島原子力発電所事故調査委員会法により、国会に東京電力福島原子力発電所事故調査委員会が設置され、同委員会は、平成 24 年 7 月に「報告書」を取りまとめた。また、民間においても、一般財団法人日本再建イニシアティブが福島原発事故独立検証委員会を設立し、同委員会は、同年 2 月に「調査・検証報告書」を取りまとめた。

を招へいして、中間報告を基に最終報告に向けた調査・検証について意見交換を行った⁴。当委員会は、このような意見交換の結果も踏まえて更に調査・検証を進め、同年7月23日の第13回委員会においてこの最終報告を取りまとめた。

また、当委員会は、事故現場である福島第一原発及び福島第二原発のほか、主として地震・津波対策について検討するため、日本原子力発電株式会社東海第二発電所、東北電力株式会社女川原子力発電所、同社原町火力発電所、中部電力株式会社浜岡原子力発電所及び東京電力柏崎刈羽原子力発電所の視察を行った。このほか、今回の原子力災害で被災した地方自治体のうち、福島県大熊町、双葉町、浪江町、南相馬市及び飯館村の各首長並びに浪江町から避難している住民からの意見聴取を行い、仮設住宅の視察を行った。

当委員会では、主として事務局を通じ⁵、東京電力、保安院、原子力安全委員会を始めとする関係事業者、関係機関から資料の提出を受けてこれを分析するとともに、これらの役職員、構成員や、菅直人前内閣総理大臣を始めとする事故発生当時の閣僚、更には学識経験者等も含めて幅広く関係者のヒアリングを行った。これまでにヒアリングを行った関係者の人数は772名、総聴取時間は概算で1,479時間に上っている。当委員会は、相手方の協力の下で調査・検証を行ってきたが、関係者からは必要な協力を得ることができた。

3 最終報告と中間報告の関係

前記2のとおり、中間報告は、それまでの調査・検証によって明らかになった事実関係をできる限り詳細に記述し、一部、評価・提言も盛り込んだ内容となっているが、他方、中間報告の段階では調査が未了で取り上げることができなかつた事項や、中間報告で取り上げたものの、最終報告に向けて更なる調査・検証を要する事項なども少なくなかつた。当委員会は、中間報告後、このような事項について調査・検証を行い、この最終報告を取りまとめた。この最終報告は、中間報告と一体となるものであり、

⁴ 国際専門家として、リチャード・A・メザーブ氏（アメリカ合衆国原子力規制委員会元委員長）、アンドレ・クロード・ラコステ氏（フランス原子力安全機関長官）、ラーシュ・エリック・ホルム氏（スウェーデン保健福祉庁長官）、チャン・スンフン張 舜興氏（韓国科学技術院教授）、チャイ・グクオハン柴 国 阜氏（中華人民共和国環境保護部核・放射線安全センター主任技師）を招へいした。国際専門家の意見・助言の要旨については資料編の参考資料を参照されたい。

⁵ 事故発生当時の閣僚等の重要な関係者のヒアリングは、委員、技術顧問も参加して行った。

主として、中間報告後の調査・検証の結果を記述しており、特段の必要がない限り、中間報告と同一の内容は改めて記述していない。ただし、中間報告で取り上げた事項であっても、その後の調査・検証の結果、中間報告の記述について加筆が必要となった場合は、中間報告を適宜引用しつつ、当該事項について改めて記述している。

この最終報告の構成を、中間報告との関係にも触れながらごく簡単に説明しておく。

本章に続くⅡ章では、福島第一原発及び福島第二原発における被害状況と事故対処について記述している。福島第一原発における被害の概要等については中間報告Ⅱ章で取り上げ、同原発における事故対処については1号機から4号機を中心に中間報告Ⅳ章で詳述したところである。最終報告では、福島第一原発1号機から3号機の主要な施設・設備の被害状況について、事態の進展に伴う損傷の拡大状況に関する分析も含めて改めて詳述するとともに、同原発1号機、3号機及び4号機の原子炉建屋の水素ガス爆発等に関する検討を行った。さらに、中間報告の段階では調査・検証が未了であった同原発5号機及び6号機における事故対処、同原発の外部電源復旧状況や、福島第二原発における事故対処の状況についても記述した。

Ⅲ章では、原子力災害発生後の国等の組織的対応状況を概観している。これについては中間報告Ⅲ章で取り上げたところであるが、最終報告では、中間報告Ⅲ章の構成を踏襲しつつ、中間報告後の調査・検証の結果を踏まえて一部加筆を行った。中間報告との対応関係を明確にするため、中間報告の記述から変更のない項目についても見出しと中間報告の該当箇所を掲げた。

Ⅳ章では、主として発電所外でなされた被害拡大防止のための対処として、環境放射線モニタリング、SPEEDI、住民の避難等について事項ごとに記述している。これらについては中間報告Ⅴ章で取り上げたところであるが、最終報告では、中間報告Ⅴ章の構成を踏襲しつつ、中間報告後の調査・検証の結果を踏まえて一部加筆を行った。Ⅲ章と同様に、中間報告の記述から変更のない項目についても見出しと中間報告の該当箇所を掲げた。

Ⅴ章では、事故の未然防止、被害の拡大防止に関連して検討する必要がある事項について記述しているが、これは中間報告Ⅵ章と一体となるものである。中間報告では、地震対策、津波対策の在り方、シビアアクシデント対策の在り方、複合災害時の原子力災害対応等について記述した。最終報告では、中間報告の記述に関連して、日本海溝沿いの地震・津波に関する科学的知見、シビアアクシデント対策の在り方等につい

て記述したほか、原子力災害対応体制の検討経緯、国際法・国際基準関係について記述した。

VI章では、II章からV章までに現れた主要な問題点に分析を加えた上、「抜本的かつ実効性ある事故防止対策の構築」「複合災害という視点の欠如」「『被害者の視点からの欠陥分析』の重要性」などとして、重要な論点9項目の総括を行い、あわせて、原子力災害の再発防止及び被害軽減のための当委員会の提言を七つのカテゴリーに分類して掲載した。提言については、中間報告におけるものも再掲した。

調整できる仕組みを設け、かつ、各班相互の意思疎通の強化を図ること、防災計画においても、県の災害対策本部に詰める職員のみならず、必要に応じ、いつでも他の職員も災害対応に当たる全庁態勢をとること等が必要である。

また、原子力災害においては、その規模の大きさから、県が前面に出て対応に当たらなければならない、この点を踏まえた防災計画を策定する必要がある。

d その他の具体的な対応に関する分析 【Ⅲ2 (1)、Ⅵ1 (2) d】

(a) 原子力緊急事態宣言の発出

平成23年3月11日17時42分頃、海江田万里経済産業大臣（以下「海江田経産大臣」という。）は、寺坂信昭原子力安全・保安院長（以下「寺坂保安院長」という。）らと共に、菅総理に対し、原子力災害対策特別措置法第15条第1項に定める原子力緊急事態の発生を報告するとともに、原子力緊急事態宣言の発出について了承を求めた。しかし、寺坂保安院長らは、菅総理から福島第一原発の原子炉の状況や関連法令等について問われ、これに対して十分な説明をすることができないまま時間が経過し、菅総理は、同日18時12分頃から約5分間、予定されていた与野党党首会談に出席したため、上申手続は一時中断した。同会談から戻った菅総理は、間もなく原子力緊急事態宣言の発出を了承し、同宣言は、同日19時3分に発出された。

一般的に、原子力災害においては、事態が急速に進展することがあり得るところであり、進行している事態や関連法令の詳細についての把握より、まず緊急事態宣言の発出を優先すべきであったと思われる。

(b) 福島第一原発視察

菅総理は、平成23年3月12日、福島第一原発事故に関する情報が十分に入っていなかったことなどから、福島第一原発の視察を実行した。この視察は、事故もなく終了し、結果的には福島第一原発におけるベント実施への影響もなかったと認められる。しかしながら、今回のような大規模災害・事故が発生した場合において、最高指揮官の立場にある内閣総理大臣が、長時間にわたって官邸を離れ、危険が伴う現地視察を行い、緊急対応に追われていた現地を訪れたことについては、他の代わりとなる人物を派遣して状況を確認させるなどの方法によるべきで

II 福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における被害状況と事故対処

1 福島第一原子力発電所 1号機から 3号機における主要な施設・設備の被害状況

(1) はじめに

中間報告Ⅱ3では、冷温停止に向けてプラント制御をする上で重要な機能を有する施設・設備について、被害の概要を述べた。

その後、当委員会では、福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）の各号機の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、当直引継日誌及びメモ書きその他の客観的な資料を精査するとともに、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）、プラントメーカー及び独立行政法人原子力安全基盤機構（JNES）その他の関係者からヒアリングを実施するなどして調査を進め、これらの調査の結果判明した事実に基づき、特に、1～3号機について、主要な施設・設備が本来有する機能の喪失の有無、程度及び時期等を動的に捉えた検証を行った。検証対象とした主要な施設・設備には、原子炉压力容器（以下「压力容器」という。）、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）のほか、非常用復水器（IC）、原子炉隔離時冷却系（RCIC）及び高圧注水系（HPCI）といった冷却・注水用設備がある。

かかる検証は、多岐にわたる膨大なものとなったため、その詳細については資料Ⅱ-1-1に掲載することとし、ここでは、まず、主要な施設・設備の被害状況を検証する上で必要不可欠な計装機器の仕組み等について検討するとともに、炉心状態に関する解析一般について総括的に言及した上、各号機ごとに主要な施設・設備の被害状況に関する結論部分のみを記すこととした。

各結論に至る根拠については、資料Ⅱ-1-1に詳しく記載しているので、必要に応じて参照されたい。

(2) 主要計装機器の仕組み等

a 意義

压力容器や格納容器の健全性を検証するに当たって、各号機のプラント関連パラメータに記録された原子炉水位や原子炉圧力、ドライウェル（D/W）圧力及び圧力抑制室（S/C）圧力等の数値は、当時の各号機の状態を推知せしめるものとして重要な意味をもつ。

もともと、これらのデータ数値は、ある時点において各計装機器によって計測された値の集合体である。そうすると、各計装機器が正しい値を示さなくなっているにもかかわらず、その指示値を絶対的なものとして取り扱えば、当時の各号機の状態を見誤り、压力容器や格納容器の健全性に関する正確な検証ができなくなるおそれがある。反対に、さしたる根拠もなく、その指示値を信用できないとして切り捨てることも、压力容器や格納容器の健全性を検証する上で、数少ない重要な手がかりを自ら放棄するに等しい。

そこで、各計装機器の仕組みを知り、いかなる場合にどのような誤計測、誤表示が生じ得るのかについて理解することは、各プラント関連パラメータを正確に読み取り、压力容器や格納容器の健全性に関する検証を実施する上での大前提となる。

それにとどまらず、この点についての理解を深めることにより、各プラント関連パラメータの推移からうかがわれる計装機器の誤計測、誤表示の原因を解明する手掛かりが得られ、その原因が压力容器や格納容器の状態に関わる場合には、その原因の解明こそが、压力容器や格納容器の状態を推知せしめ、その健全性を検証する上で極めて重要な手掛かりとなる。

ここに、主要計装機器の仕組みや誤計測、誤表示の原因を論じることの意義がある。

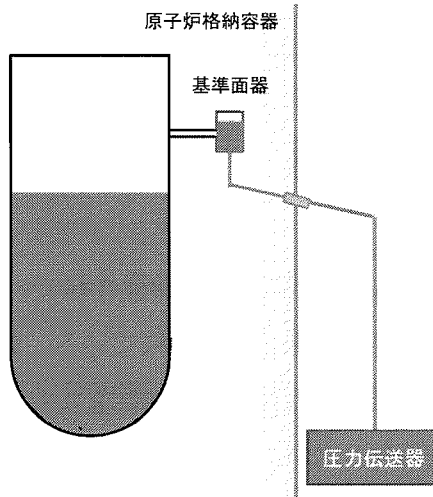
b 主要計装機器の仕組み

(a) 原子炉圧力計

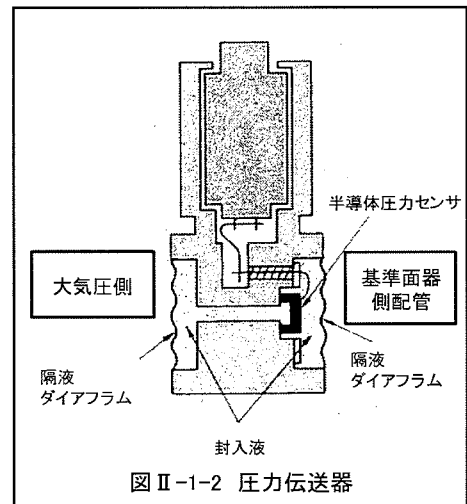
- ① 原子炉圧力計は、压力容器を貫通し、压力容器外側（格納容器内側）に備え付けられた基準面器から計装用配管（以下「基準面器側配管」という。）を通じて、原子炉建屋（R/B）内にある計装ラック内に設置された圧力伝送器内の隔液ダイヤフラムにかかる水圧を測定し、基準面器水面（以下「基準面」という。）から圧力伝送器までの水頭圧¹を差し引いて原子炉圧力に換算するものである。

¹ 基準面から圧力伝送器までの水頭圧については、基準面器側配管及び圧力伝送器の設置状況によって異なっており、今回の事故対処に用いられた原子炉圧力計のうち、1号機及び3号機のものが90kPa abs、2号機のものが97kPa absとなっている。

この原子炉圧力計は、ゲージ圧（絶対圧と大気圧との差圧）を計測するものであるため、実際には、圧力伝送器内で測定した圧力は、基準面器側配管の圧力（絶対圧）から大気圧を差し引いた値として換算される（図Ⅱ-1-1及び2参照）。



図Ⅱ-1-1 原子炉圧力計の概要



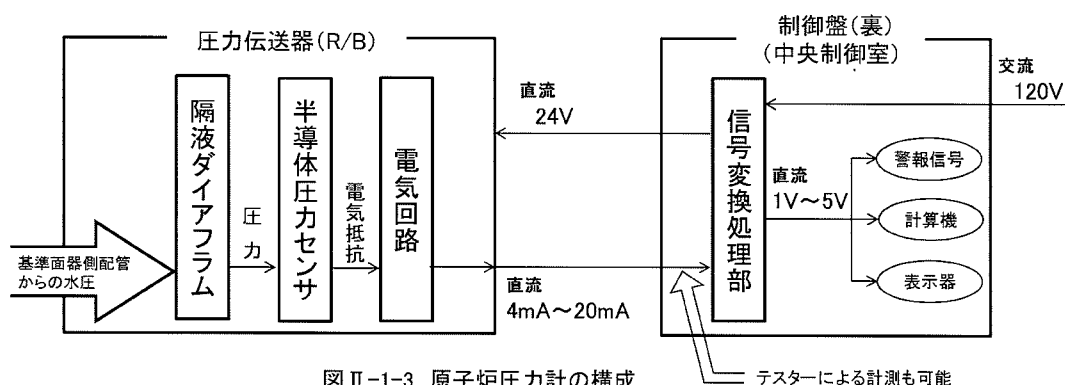
株式会社日立製作所のカatalogを基に作成

基準面器は、原子炉水位計と共通のものが用いられており、1号機から3号機まで、いずれも有効燃料頂部（TAF）+5,000mmよりやや上方に、圧力容器から基準面器に圧力容器内雰囲気を取り込む配管が設けられており、原子炉圧力の変化に応じて、圧力伝送器内にある隔液ダイヤフラムにかかる水压に変化が生じることになる。

- ② そして、圧力伝送器内において、基準面から基準面器側配管を通じて隔液ダイヤフラムにかかる水压から大気圧を差し引いた差圧に応じて、半導体圧力センサによって電気抵抗に変換され、電気回路において増幅された後、最小4mA、最大20mA直流の電流に変換・出力される。

この直流電流が、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に電気回線を通じて送られて信号変換処理され、最小1V、最大5Vの電圧に変換される。そして、かかる電圧の大小変化に応じて、一定の電圧に達した場合に「原子炉圧力高」等の警報信号が発信されたり、原子炉圧力の数値に換算して計算機に記録されたり、表示器に原子炉圧力として表示されたり

することになる（図Ⅱ-1-3 参照）。



図Ⅱ-1-3 原子炉圧力計の構成

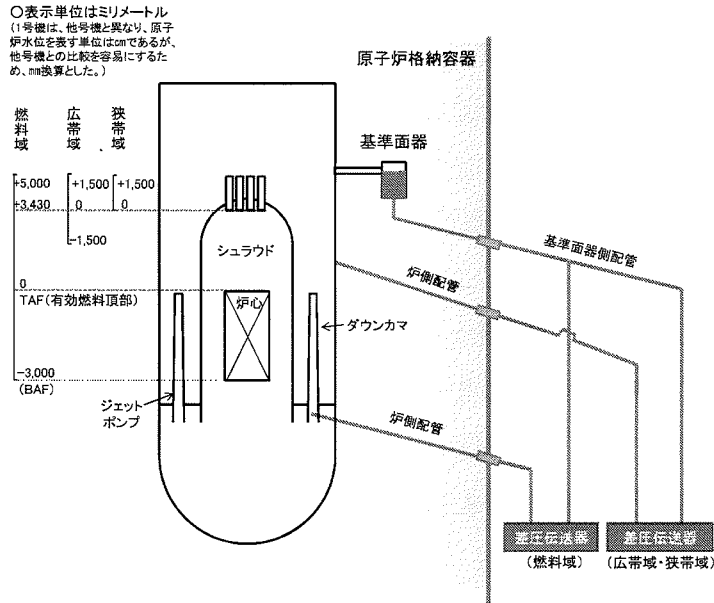
- ③ 圧力伝送器は、各号機 R/B 内の計装ラックに設置されているが²、同計装ラックには、直接読み取り可能な指示計も設けられている。直接読み取り可能な指示計は、圧力伝送器に接続される基準面器側配管から分岐した配管に指示計が直接接続され、同配管内の水が、指示計内部にあるブルドン管内に入り、その水圧に応じてブルドン管が伸縮し、その伸縮に応じて計測用の針が動く仕組みであり、電源を必要としない。

(b) 原子炉水位計

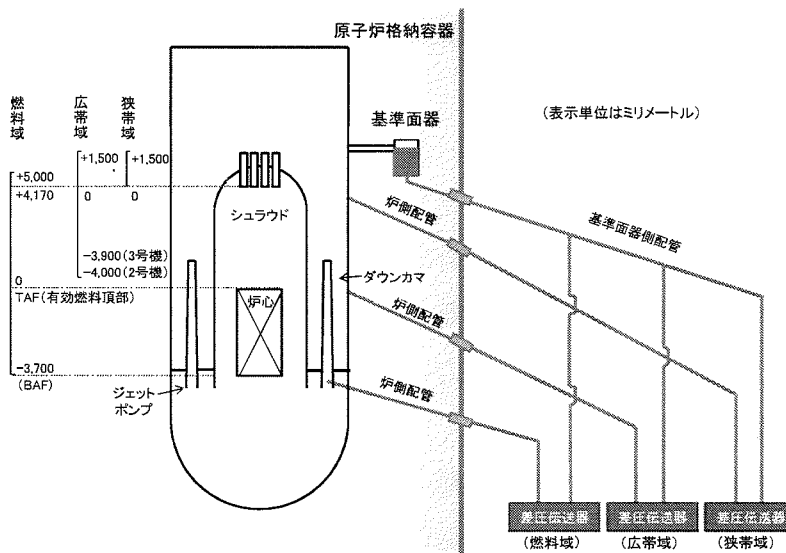
- ① 原子炉水位計は、圧力容器下部の炉側計装配管（以下「炉側配管」という。）を通じて送られる水の圧力（以下「炉側配管圧力」という。）から、基準面器から基準面器側配管を通じて差圧伝送器に送られる水の圧力（以下「基準面器側配管圧力」という。）を差し引いた値を計測し、その差圧の大小に応じて、原子炉水位に変換、表示するものである。原子炉水位計の主なものとしては、測定範囲によって、広帯域、狭帯域、燃料域及び停止域を計測するものがある。いずれの測定範囲の原子炉水位計も、基準面器については、1号機から3号機まで、TAF+5,000mm よりやや上方に、圧力容器から基準面器へ圧力容器内雰囲気を取り込む配管が設けられている。他方、炉側配管入口は、圧力容器内に直接設置され、それぞれ広帯域、狭帯域、燃料域及び停

² 例えば、1号機で用いられた原子炉圧力計（A系）の圧力伝送器であれば R/B2 階格納容器の北西脇に設置されている。

止域の測定範囲下限のやや下方に取り付けられている（図II-1-4 及び 5 参照）。



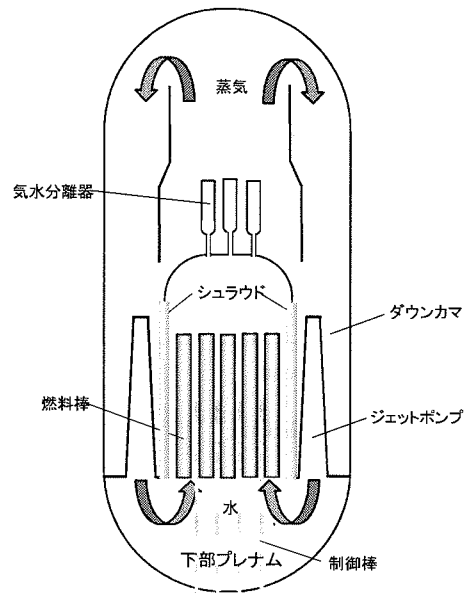
図II-1-4 原子炉水位計の概要(1号機)



図II-1-5 原子炉水位計の概要(2号機及び3号機)

これらの測定範囲の異なる原子炉水位計のうち、燃料域水位計は、比較的
 低レンジの原子炉水位を計測するところ、低レンジでは、压力容器内の炉内
 構造物の影響を受け、燃料が蔵置されているシュラウド内と、シュラウド外
 側のダウンカマ部との間で水位が異なってくる。そこで、燃料域水位計は、

燃料の露出の有無、程度を可能な限り把握できるように、比較的シュラウド内水位の影響を受けやすく、かつ、シュラウド内の発泡による水位上昇分を差し引いた実際の水位に近いとされるジェットポンプ内に炉側配管入口を設けている³。また、この炉側配管入口の取付け位置は、有効燃料下端（BAF）よりやや下方とされている（前掲図Ⅱ-1-4 及び 5 並びに図Ⅱ-1-6 参照）。



図Ⅱ-1-6 原子炉压力容器(シュラウド、ダウンカマ)

なお、BAFは、1号機がTAF-3,000mm、2号機及び3号機がTAF-3,700mmである。

- ② 原子炉水位計によって、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値の範囲は異なる。

通常、実際の原子炉水位は、基準面器水位よりも低いため、炉側配管圧力の方が基準面器側配管圧力よりも小さくなる。

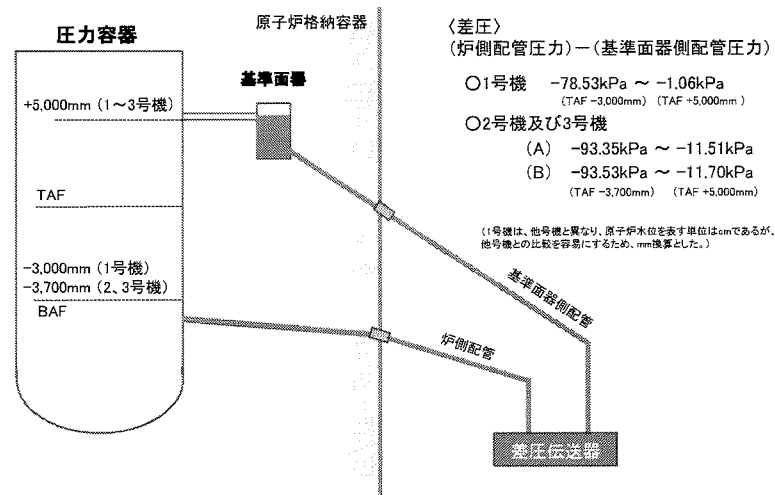
したがって、差圧伝送器で計測する炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は負の値となる。原子炉水位が低下すれば、炉側配管圧力は小さくなるので、炉側配管圧力と基準面器側配管の差圧は、より絶対値の大きな負の値で示される。

1号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）については、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は-78.53kPa から-1.06kPa までとなり、この差圧を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF-3,000mm から+5,000mm までとなり⁴、これが、この原子炉水

³ これに対し、広帯域、狭帯域及び停止域の原子炉水位計の炉側配管は、压力容器ダウンカマ部に炉側配管入口が設けられている。

⁴ 1号機は、他号機と異なり、原子炉水位を表す単位が cm であるが、他号機との比較を容易にするた

位計の測定範囲となる（図Ⅱ-1-7 参照）。



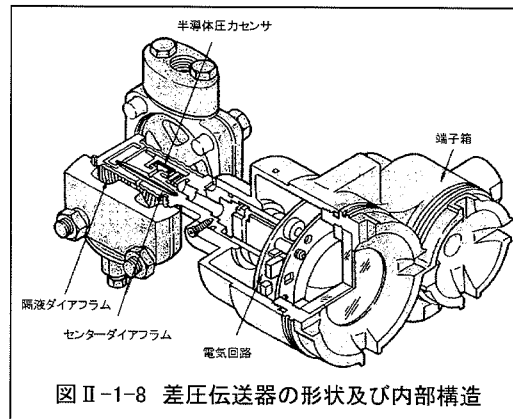
図Ⅱ-1-7 原子炉水位計(燃料域)の差圧

また、2号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）には、差圧伝送器、基準面器側配管及び炉側配管の位置関係によって二つのタイプがある。その一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.35kPa から-11.51kPa まで測定し、もう一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.53kPa から-11.70kPa まで測定する。これらの測定値を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF-3,700mm から+5,000mm までとなり、これが、これらの原子炉水位計の測定範囲となる（前掲図Ⅱ-1-7 参照）。

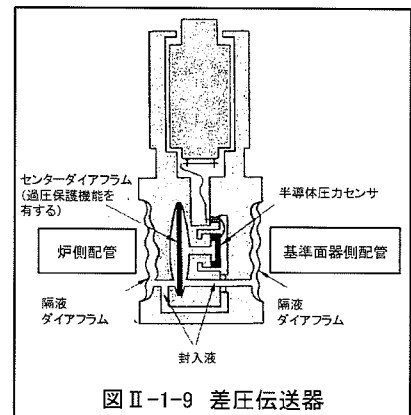
さらに、3号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）についても、2号機と同様に、差圧伝送器、基準面器側配管及び炉側配管の位置関係によって二つのタイプがある。その一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.35kPa から-11.51kPa まで測定し、もう一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.53kPa から-11.70kPa まで測定する。これらの測定値を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF -3,700mm から+5,000mm までとなり、これが、これらの原子炉水位計の測定範囲となる（前掲図Ⅱ-1-7 参照）。

め、mm 換算とした。

- ③ 差圧伝送器は、各号機 R/B 内に設置され、基準面器側配管及び炉側配管を通じて、異なる隔液ダイアフラムによって炉側配管圧力及び基準面器側配管圧力を計測し、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値が、半導体圧力センサによって電気抵抗に変換され、電気回路において増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力される（図 II-1-8 及び 9 参照）。

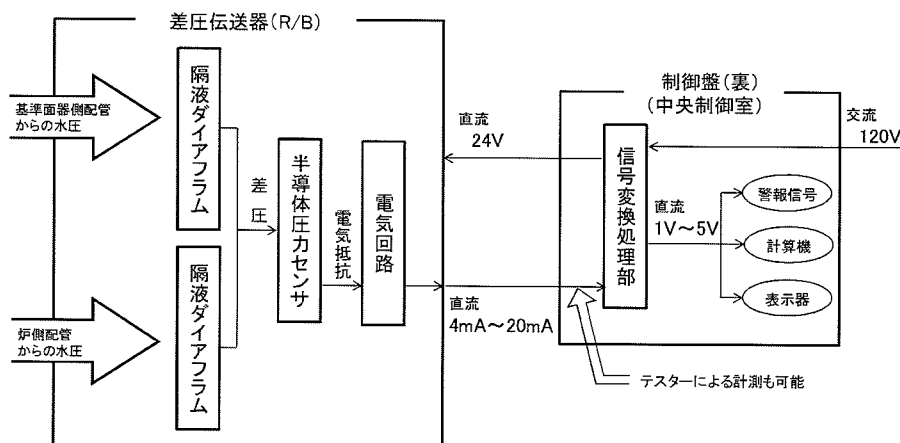


株式会社日立製作所のカタログを基に作成



株式会社日立製作所のカタログを基に作成

この直流電流が、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に送られ、最小 1V、最大 5V の電圧に変換され、これが原子炉水位に換算、表示等されることになる（図 II-1-10 参照）。

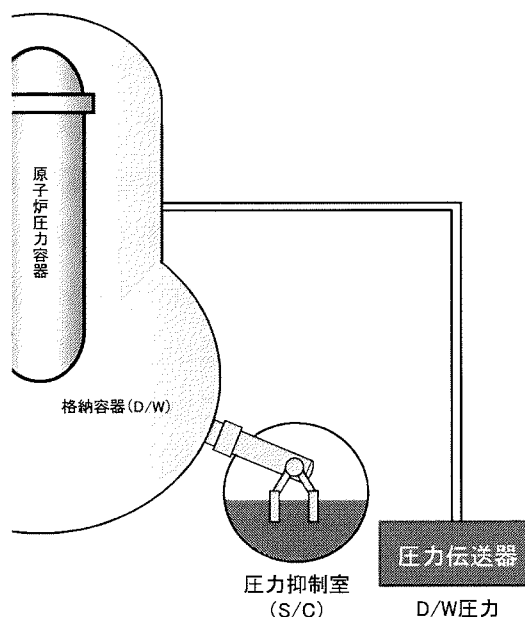


5 例えば、1号機燃料域水位計の場合、R/B1 階格納容器の北北西脇に設置されている。

(c) D/W 圧力計

D/W 圧力計は、格納容器内側の検知地点から直接計装配管を通じて圧力伝送器⁶に送られた D/W 内雰囲気圧力を、圧力伝送器内の隔液ダイヤフラムで計測する（図Ⅱ-1-11 参照）。

そして、圧力伝送器内において、この計測された圧力が半導体圧力センサによって電気抵抗に変換・増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力され、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に送られる。その後、これが信号



図Ⅱ-1-11 D/W 圧力計

変換処理され、最小 1V、最大 5V の電圧に変換され、D/W 圧力として換算後、「D/W 圧力高」等の警報信号等が発信されたり、計算機や表示器に表示されたりすることになる。

また、かかる電気系統を用いることなく、直接読み取り可能な D/W 圧力計も、各号機 R/B 内計装ラックに設けられている。これは、圧力伝送器に接続される計装配管から分岐して配管に指示計が直接接続され、D/W 内雰囲気が同配管内を通じて指示計内部にあるブルドン管内に入り、その圧力に応じてブルドン管が伸縮し、その伸縮に応じて計測用の針が動く仕組みであり、電源を必要としない。

(d) S/C 圧力計

S/C 圧力計には、電気系統を用いるものとして二つのタイプがある。その一つは、S/C 気相部に備え付けられた基準面器から基準面器側配管を通じて圧力伝送器に送られる水の圧力が原子炉圧力計と同様の方法で電気抵抗に変換さ

⁶ 各号機 R/B 内の計装ラックに設置されている。

れるなどして、中央制御室の計装指示器で読み取り可能となるものである。もう一つは、S/C 気相部に備え付けられた計装配管を通じて送られる S/C 気相部内雰囲気圧力を、D/W 圧力計と同様の方法で電気抵抗に変換するなどして、中央制御室の計装指示器で読み取り可能となるものである。両者の違いは、基準面器を用いて水圧を計測するか、又は基準面器を用いることなく直接 S/C 気相部内雰囲気圧力を計測するかという点にある (図 II-1-12 参照)。

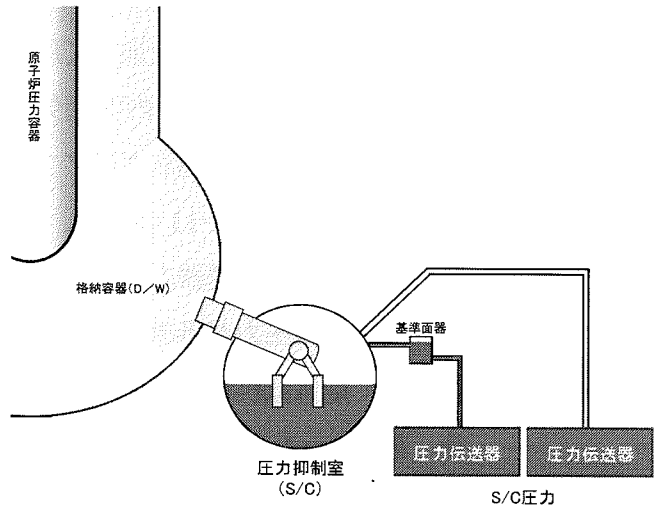


図 II-1-12 S/C 圧力計

c 各計装機器の電源

前記 b 記載の各計装機器の電源は、交流 120V 原子炉保護系分電盤等から交流を直流に変換して直流 24V 電源装置を用いることとしている。すなわち、直流 24V 電源装置から電源を供給できれば⁷、これを圧力伝送器や差圧伝送器まで電源供給し、この電源を用いて、圧力伝送器や差圧伝送器において計測した水圧や雰囲気圧力を電気抵抗へ変換・増幅して、中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部等に送ることが可能となる。

ただし、読み取りのために必要な表示用計器の中には、かかる直流 24V の電源供給のみで表示可能なものもあれば、別途、交流 120V 電源による供給を要するものもある。後者の場合、交流 120V 電源が確保できなければ表示用計器による表示ができないが、それでも直流 24V の電源供給がなされている限り、圧力伝送器や差圧伝送器において計測がなされ、信号変換処理部までは計測された圧力に応じた電流が流れているので、テスターでその電流の大小やこれが変換された電圧の大小を計測して換算することによって計測可能となる。

⁷ 全ての交流電源が喪失していたため、今回の事故対処においては、通常と異なり、合計 24V となるよう複数のバッテリーを接続して電源供給をした。

d 各計装機器において誤計測、誤表示が生じる要因

- ① 前記 b 記載の各計装機器に用いられている圧力伝送器や差圧伝送器については、熱及び機械力による長期的な経年劣化や事故時雰囲気を考慮した長期健全性試験が実施されている。すなわち、圧力伝送器や差圧伝送器自体を最高温度 100℃、最高圧力 1.8kPa gage、蒸気雰囲気の中に 38 日間置いたところ、その後の耐水圧試験、絶縁抵抗測定試験、入出力試験いずれにおいても異常は認められなかったことが確認されており⁸、今回の事故当時、R/B の内部自体がこのような雰囲気に置かれていたとまでは考え難いから、圧力伝送器や差圧伝送器自体の故障による誤計測、誤表示の可能性は低いと考えられる。

しかし、圧力伝送器や差圧伝送器自体に異常がなかったとしても、圧力容器や格納容器から計装用配管を通じて圧力伝送器や差圧伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる圧力自体が、圧力容器や格納容器の状態を正しく反映するものでない場合には、誤計測、誤表示が生じ得るので、以下では、かかる場合について考察する。

- ② まず、原子炉圧力計は、基準面器から基準面器側配管を通じて圧力伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる水圧を計測し、その基準面から圧力伝送器までの水頭圧を差し引いて原子炉圧力を測定する。

基準面器内に基準面まで水位が確保されていれば、正しい原子炉圧力を測定できるが、基準面器内の水位が低下したり、基準面器側配管まで水位が落ち込んだりした場合には、現実には基準面水位が確保されているときよりも小さな水頭圧しかないのに、基準面水位が確保されていることを前提とした水頭圧分の数値を差し引くことになり、その結果、実際の水頭圧よりも過剰に差し引いた分だけ誤差が生じ、実際の原子炉圧力よりも小さな数値が測定されることになる。

基準面水位の低下によって生じる誤差は、最大でも基準面から圧力伝送器までの水頭圧に等しく、今回の現場対処に用いられた原子炉圧力計では、1 号機

⁸ かかる試験は、より過酷な状況に置かれる可能性の高い検出器部分ではなく、圧力伝送器や差圧伝送器に対するものであることに留意を要する。

及び3号機につき90kPa、2号機につき97kPaにとどまる⁹。ただし、実際には、基準面器側配管内の水位低下が進んで格納容器外側に至れば、同配管周囲がなおも100℃を超えるような状況にあることは考え難く、同配管内の水位低下が止まると考えるのが自然であるから、誤差は更に小さくなる。

- ③ 原子炉水位計は、基準面器を用いており、基準面器内基準面まで水位が確保されていること及び炉側配管入口を上回る原子炉水位が確保されていることを前提として、下部の炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を測定し、その測定値を原子炉水位に換算して計測するものである。

したがって、原子炉水位計（燃料域）の場合、原子炉圧力計と異なり、差圧伝送器における測定可能範囲である約80kPaの差圧¹⁰を、1号機の場合には8,000mmの範囲で、2号機及び3号機の場合には8,700mmの範囲で、それぞれ燃料域水位に換算することになり、仮に、差圧の誤差が10kPaしかなくても、原子炉水位計の表示上、1,000mm又はそれ以上の誤差が生じ得ることになる。

次に、原子炉水位計の仕組みから誤差が生じる要因について以下に述べる¹¹。

まず、後に東京電力が1号機や2号機の基準面器への水張りを実施した際に、基準面器内及び基準面器側配管内の水位が、本来あるべき基準面よりも相当程度低下していたことが確認された。基準面器内の水位が低下したり、基準面器側配管まで水位が落ち込んだりした場合には、本来一定であるべき基準面器側配管圧力が小さくなる。

そうすると、炉側配管圧力と基準面器側配管圧力との間の差圧が小さくなるので、差圧伝送器における計測上、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は、基準面まで水位が確保されている場合に比べて絶対値の小さな負の値となり、原子炉水位計は、実際の原子炉水位よりも高めに誤計測、誤表示することになる。

例えば、本来、基準面器側配管圧力が90kPa absであるのに、基準面器内水位が低下して基準面器側配管圧力が80kPa absとなったのに対し、炉側配管圧力が60kPa absであったと仮定する。この場合、差圧伝送器の計測上、炉側配

⁹ 資料Ⅱ-1-2 参照。

¹⁰ 前記 b (b) ②記載のとおり、原子炉水位計（燃料域）は、差圧測定器による測定範囲の上限と下限の差がおおむね80kPaあり、その差圧を原子炉水位（燃料域）に換算する。

¹¹ 資料Ⅱ-1-3 参照。

管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は、基準面まで水位が確保されていれば30kPaであるのに、基準面器内水位が低下したために-20kPaとなる。その結果、原子炉水位計は、基準面まで水位が確保されていれば、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を30kPaとして原子炉水位に換算するはずであるのに、それよりも絶対値の小さい20kPaとして原子炉水位に換算することになり、原子炉水位を高めに表示することになる。

また、原子炉水位が炉側配管入口部分よりも下回った場合、その部分より下で原子炉水位が昇降しても、炉側配管を通じて差圧伝送器内の隔液ダイヤフラムにかかる水圧に変化が生じることはない。この場合、差圧伝送器では、炉側配管内及び基準面器側配管内の各水位の水頭圧差を計測するにすぎないことになるから、実際の原子炉水位の挙動を全く反映しない差圧を、原子炉水位に換算して表示してしまうことになる。

さらに、上記二つの現象が重なって起こった場合、基準面器側配管及び炉側配管内の水位が低下していくが、いずれの配管も格納容器外壁付近で配管周囲の環境が高温状態を脱し、また、圧力容器内雰囲気の影響を受けにくくなるため、各配管内の水の蒸発が収まることが考えられる。

そうすると、その時点以降は、両配管の水位はほとんど変化を示さず、両配管を通じて差圧伝送器内の隔液ダイヤフラムにかかる水圧もほとんど変化を示さなくなり、これらの差圧を換算して原子炉水位として示された指示値も、長時間にわたって変化を示さなくなるといった現象が起これると考えられる。

今回の事故における各号機のプラント関連パラメータを見ると、原子炉水位が長時間にわたって変化を示していない部分が複数認められるが、これは上記のような現象が生じていたためである可能性があり、これらの時間帯には既に原子炉水位がBAFを下回っていたことが疑われることになる。

- ④ 原子炉水位計につき、これらの現象が起これやすいのは、圧力容器内の雰囲気及びその影響を受ける基準面器内の雰囲気が水を蒸発させやすい環境、すなわち原子炉圧力が減圧されて水の飽和温度が下がる場合や、計装用配管周囲の格納容器温度が上昇する場合である。具体的には、例えば、主蒸気逃し安全弁（SR弁）を開いて急速減圧操作を実施した場合や炉心損傷が開始した場合等に起これやすいと考えられる。

そして、地震発生後、津波到達までの間は、いまだ原子炉圧力が急激に減圧されたり、格納容器温度が急激に上昇したりして基準面器内の水が飽和しやすい環境にあったとまでは言い難く、原子炉圧力計、原子炉水位計、D/W 圧力計、S/C 圧力計といった主要な計装機器に、基準面器内水位の低下等に伴う誤差が生じる環境にはなかったと考えられる。したがって、地震発生後、津波到達までの間、これらの主要な計装機器によって計測された指示値を記録した記録計チャートその他のデータの信用性に疑いを差し挟むべき特段の事情は見当たらない。

これに対し、1号機から3号機まで、いずれも事象が進展して炉心損傷が開始したり、SR弁を開いて急速減圧するなどして圧力容器が低圧状態となったり、格納容器が高温状態となったりした場合には、基準面器内の水位が低下して原子炉圧力計や原子炉水位計が誤計測、誤表示をするに至った可能性がある。この場合、原子炉圧力計は、単純に基準面器側配管圧力から、基準面水位から圧力伝送器までの水頭圧を差し引いて原子炉圧力を測定する仕組みのため、最大でも、1号機及び3号機の場合には90kPa、2号機の場合には97kPa、実際よりも小さな指示値が表示される誤差が生ずるととどまるが、原子炉水位計は、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を原子炉水位に換算する仕組みであるため、基準面器内水位の低下によって、実際の水位よりも見かけの水位の方が数m程度高くなるほどの誤差が生じる可能性がある。

さらに、原子炉水位が炉側配管入口を下回るまで低下した場合、原子炉水位計は、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値、つまり、各配管内水位から差圧伝送器までの水頭圧差を原子炉水位に換算して表示し、実際の原子炉水位を全く反映しない数値を表示することになるため、原子炉水位計によって原子炉水位を把握することができなくなる。

また、これらの配管内の水が蒸発して水位の低下が進み、それぞれ格納容器の貫通部付近で蒸発が止まったような場合には、差圧伝送器の計測上も炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値に変化が生じなくなるから、原子炉水位が全く変動を示さなくなるような現象も生じ得る。

すなわち、まず、1号機から3号機の各燃料域水位計について、基準面器側配管と炉側配管がそれぞれ格納容器を貫通する位置については、表Ⅱ-1-1のと

おりである。

号機	燃料域水位計	測定範囲下限	測定範囲上限	基準面器側配管及び炉側配管の格納容器貫通部の高低差
1	LT-263-121A/B	-78.53kPa (TAF-3,000mm)	-1.06kPa (TAF+5,000mm)	6,900mm
2	LT-2-3-73A	-93.35kPa (TAF-3,700mm)	-11.51kPa (TAF+5,000mm)	7,670mm
	LT-2-3-73B	-93.53kPa (TAF-3,700mm)	-11.70kPa (TAF+5,000mm)	8,150mm
3	LT-2-3-73A	-93.35kPa (TAF-3,700mm)	-11.51kPa (TAF+5,000mm)	7,670mm
	LT-2-3-73B	-93.53kPa (TAF-3,700mm)	-11.70kPa (TAF+5,000mm)	8,150mm

表Ⅱ-1-1 1～3号機の各燃料域水位計の測定範囲等

圧力容器内雰囲気や格納容器外に位置する各配管内の水の温度によって必ずしも一定ではないが、格納容器外に位置する配管内の水温を 27℃（密度 $997 \times 10^{-6} \text{kg/cm}^3$ ）、圧力容器内飽和蒸気温度を 100℃（ $0.59773 \times 10^{-6} \text{kg/cm}^3$ ）と仮定すると、炉側配管及び基準面器側配管の各水位が格納容器貫通部付近にある場合の差圧及び見かけ上の水位は、次のとおりとなる。

1号機水位計（LT-263-121A/B）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約 67.42kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-1,853mm となる。また、2号機水位計（LT-2-3-73A）及び3号機水位計（LT-2-3-73A）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約 74.95kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-1,744mm となる。さらに、2号機水位計（LT-2-3-73B）及び3号機水位計（LT-2-3-73B）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約 79.64kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-2,223mm となる。

そして、資料Ⅱ-1-1の該当部分で詳述しているが¹²、各プラント関連パラメータを見ると、かかる現象が生じていた可能性の高い箇所が複数認められる。すなわち、原子炉に注水ができていれば原子炉水位が上昇し、注水できていなければ原子炉水位が下降するはずであるが、各プラント関連パラメータに記録された原子炉水位計の指示値を見ると、数時間から数日間にわたって、原子炉水

¹² 資料Ⅱ-1-1の第2,1(3)c、(5)c、h、第3,1(2)a、e、(3)a、第4,1(3)c、(4)e、(5)a参照。

位が、前記で示した見かけ上の原子炉水位とそれほど遠くない数値を示したまま、ほとんど変化していない部分が認められるのである。

例えば、1号機のプラント関連パラメータに記録された原子炉水位を見ると、1号機水位計（LT-263-121A）は、平成23年3月12日12時35分頃以降、TAF-1,700mmを示したままほぼ変化を示さなくなり、1号機水位計（LT-263-121B）も、同日16時45分頃以降、TAF-1,700mmを示してからほぼ変化を示さなくなっている。

また、3号機プラント関連パラメータによれば、3号機水位計（LT-2-3-73A）は、同月13日17時30分頃にTAF-1,800mmを示してから同月14日2時10分頃まで全く変化を示さず、その後、同日2時30分頃にTAF-1,850mmを示してから同日4時40分頃まで全く変化を示しておらず、さらに、同日11時20分頃以降、同日17時50分頃までの間、TAF-1,800mmのまま全く変化を示していない。3号機水位計（LT-2-3-73B）は、同月13日18時20分頃、TAF-2,200mmを示してから同月14日2時30分頃にTAF-2,250mmを示すまでの間、ほとんど変化を示さず、同日11時45分頃、TAF-2,200mmを示し、同日18時10分頃、TAF-2,300mmを示してから全く変化を示していない¹³。

これらの原子炉水位計が示していた数値は、いずれも炉側配管及び基準面器側配管の各水位が格納容器貫通部付近にある場合の見かけ上の水位と近似する。

そうすると、このように原子炉水位計が変化を示さなくなった原因としては、原子炉水位がBAFのやや下方に位置する炉側配管入口を下回り、原子炉水位を計測できなくなっただけでなく、基準面器側配管内及び炉側配管内の水位の低下が進み、やがて水の蒸発が止まり、各配管内で水位変化が生じなくなったため、両配管内の各水位の水頭圧差が変化することなく固定した数値を示していた可能性が高い。

¹³ これに対し、2号機プラント関連パラメータによれば、2号機原子炉水位は、平成23年3月14日18時50分頃以降、同日21時18分頃までの間、計測されておらず、同日21時20分頃から同日23時11分頃までの間、燃料域A系につき、TAF-700mm～3,500mmを推移し、同日23時20分頃以降、再度計測不能となっている。そして、同月15日6時10分頃以降、燃料域A系につき計測を再開し、同月19日11時頃に燃料域B系につき計測を再開するが、いずれの指示値についてもふらつきが認められ、1号機や3号機の原子炉水位計の示す挙動とは異なる。

⑤ 圧力伝送器や差圧伝送器のうち、電気回線を用いるものについては、端子等の接触不良や断線、機器の故障、電源枯渇等といった電気系統のトラブルによって、誤表示、誤計測が生じる可能性がある。

また、電気系統は、放射線の影響を受ける場合があり、同等の圧力伝送器について、約 7.4Sv/h の放射線を 530 時間以上照射した場合に、測定可能範囲の 0.87% 程度の誤差が生じることが確認されている。この場合の誤差は、高めに表示される場合もあれば、低めに表示される場合もある。また、これは、常温の下での試験であったことから、高温状態では、更に大きな誤差が生じる可能性がある。ただし、放射線の影響による誤差は、徐々に広がっていく傾向があり、あるときには高めに表示され、あるときには低めに表示されるということは考えにくい。

したがって、圧力伝送器や差圧伝送器が備えられた建屋内の放射線量が数 Sv/h と極めて高くなった場合には、長時間経過すれば、放射線量の影響で圧力伝送器や差圧伝送器による計測に誤差が生じる可能性があり、高温条件下では更に大きな誤差が生じる可能性もある。

これに対して、電源を必要とせず、直接読み取り可能な原子炉圧力計や D/W 圧力計その他の計装機器については、電気系統のトラブルによって誤計測、誤表示が生じるおそれはなく、電気系統が用いられていないので、比較的、放射線の影響も受けにくい。

(3) 過酷事故に伴う諸現象に関する解析

① 本件事故に係る炉心損傷開始時間その他の過酷事故に伴う諸現象に関して実施された解析には、東京電力が平成 23 年 5 月及び平成 24 年 3 月に公表した Modular Accident Analysis Program による解析（以下「MAAP 解析」という。）や、JNES が平成 23 年 9 月に公表した Methods for Estimation of Leakages and Consequences of Releases による解析（以下「MELCOR 解析」という。）がある。

当委員会では、後記（4）以下で言及するとおり、圧力容器や格納容器の健全性に関する検証を行ったが、その検証結果は、必ずしも、これらの MAAP 解析や MELCOR 解析の結果と一致しなかった。これは、これらの解析が、現実

こり得る複雑な事象を単純化した計算モデルで扱っている上、不確かな仮定条件等に基づき実施されており、必ずしも実態を正確に反映したものではないためと考えられる。

ここでは、過酷事故に伴う諸現象に関する解析一般について述べることとし、個別の解析に関する評価については、資料Ⅱ-1-1の該当部分において詳述する¹⁴。

- ② 一般論として言えば、解析は、過酷事故の進展を時間軸に沿って再現するものであり、炉心及び圧力容器の損傷の時刻、水素及び放射性物質の放出の時間変化等といった過酷事故に伴う諸現象を定量的に説明することができる。そして、解析結果は、原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力、放射線の線量等の測定データによって検証できる。

さらに、過酷事故解析コードで用いられている計算モデルには、これまでの過酷事故に関する学術的な知見が盛り込まれている。したがって、検証を通じて計算モデルの妥当性を評価することは、過酷事故に関する学術的な知見までも評価することにつながる。

過酷事故解析コードは、今般の福島第一原発における過酷事故の過程で生じた諸現象を再現するためだけに用いられるものではなく、基本的には、全ての原子力発電所において過酷事故が仮に発生したらどのような事態になるかを事前に予測をして、その対策を考え、多重防護の観点から原子力発電所の安全性を高めるために用いられるものである。

したがって、福島第一原発において過酷事故に至った1～3号機に関する解析及び検証によって、これまでの過酷事故に関する知見を評価するとともに、事故の進展を十分再現できないなど解析に問題がある場合には、これを解決するよう研究を進め、より信頼性の高い解析コードとすることが強く望まれる。

- ③ また、解析は、複雑多岐にわたる事象進展の可能性のうち典型的なものをいくつか取り上げて単純化した計算モデルを用いるとともに、ある条件を仮定して導き出された一つの可能性をいうものであり、その位置づけを正しく理解しなければならない。

過酷事故に伴う諸現象に関する解析についていえば、あらかじめ解析コードに

¹⁴ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(6)、第3,1(3)、第4,1(5)参照。

組み込まれている圧力容器破損モデル等の計算モデルや、解析の過程で任意に入力する仮定条件の内容等によって、その結果が大きく左右される。

例えば、炉心損傷後の溶融燃料が燃料支持板、更には圧力容器内下部プレナムに落下し、圧力容器底部が破損する過程には様々な可能性が考えられるが、解析によって、これらの複雑多岐にわたる現象を全て模擬することは困難であることから、過酷事故解析コードでは、圧力容器破損モデル等の計算モデルをある程度単純化して解析が行われる。そのため、解析によって事象の進展を忠実に再現することには、おのずと限界があると言わなければならない。

また、仮定条件として、注水開始時期や注水量、圧力容器や格納容器からの漏えい開始時期、漏えい面積等について入力することが可能であるが、これらの前提となる事実関係が判明していなければ、推測や仮定を重ねて仮定条件を入力せざるを得なくなり、これが現実とかけ離れていけば、ますます事象の進展を再現できなくなる。

したがって、解析は、事象を単純化し、ある条件を仮定した場合における一つの可能性論をいうにすぎず、かかる圧力容器破損モデルや仮定条件いかんによっては、実態と大きくかけ離れる危険をはらんでいることをまずもって理解しなければならない。これらを十分理解することなく、単純化された計算モデルや仮定した条件について問疑しないまま解析結果を受け取ることは、それが定量的なものであるが故に、あたかも事実であるかのような誤解を生み、真実を見誤る危険を相当にはらんでおり、解析結果を決して盲信してはならない。

- ④ 特に、炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に関する解析については、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルに加え、注水量や注水時期をいかに設定するかによって大きく結論が左右される。

例えば、当初注水がなされていたが、その後注水が停止し、一定時間経過後に新たな注水が開始されたような事例において前記解析を実施したとする。この場合、まず、当初の注水が停止した時点で原子炉水位がどの程度確保されていたかによって、炉心露出開始時間や炉心損傷開始時間は大きな影響を受ける。これについては、当初注水の際の注水量及び注水停止時期が重要な指標となる。さらに、圧力容器破損時間については、あらかじめ解析コードに組み込まれている圧力容

器破損モデルに加え、当初の注水が停止した後新たな注水を開始するまでにどの程度の時間を要したか、その後十分な注水を確保できたかによって、結論が大きく左右される。

したがって、あらかじめ解析コードに組み込まれている圧力容器破損モデルがいかなるものであるかにより、また、当初注水時の注水量及び注水停止時期並びに新たな注水の開始時期及び注水量をいかに設定するかによって、炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に関する解析結果は大きく変化することになる。

- ⑤ 東京電力が平成 23 年 5 月に公表した MAAP 解析は、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルが、実際に起こり得る現象に比べ、相当単純化されたものであったことに加え、当初注水時の注水量及び注水停止時期、新たな注水の開始時期及び注水量といった重要な事項につき、それまでに断片的に得られていた不確定情報に基づき実施されたもので、その後の調査の結果判明した事実を踏まえていないものであるから、解析結果と実態との間に大きなかい離が生じてしまうのはやむを得ない。

さらに、東京電力は、その後の調査で判明した事実等を踏まえ、平成 24 年 3 月、新たな MAAP 解析を公表した。しかし、この解析においても、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルの問題に加え、注水時期、注水量、圧力容器や格納容器からの気相漏えい等、解析結果に大きな影響を与える事項が実態と大きくかい離している可能性があるため、その解析結果も実際の事故の進展と符合していない可能性が多分に残されている¹⁵。

また、JNES が平成 23 年 9 月に公表した MELCOR 解析は、MAAP 解析とは、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデル等が異なるもので、同年 5 月に東京電力が公表した MAAP 解析をクロス・チェックする目的

¹⁵ 東京電力も、この MAAP 解析の中で、「現時点での MAAP コードは、事象を完全に再現できるほどの解析能力を持っておらず、入力条件を厳密に設定したとしても必ずしも正しい結果が得られるわけではない。特に解析後半においては、解析前半での再現性を高めること等により発生する誤差が蓄積され、結果的に従来よりも解析精度が悪化した可能性もある。」などと、解析結果の不確かさを明らかにし、平成 23 年 11 月 30 日に「東京電力福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機までの炉心損傷状況の推定について」で公表した評価結果と相反する解析結果（特に、2 号機及び 3 号機についての炉心状態及び圧力容器破損に関する結果）が得られたものの、上記評価結果を本解析結果によって変更する必要はないものと判断し、その旨公表した。

で行ったものである。しかし、この MELCOR 解析では、当初注水時の注水量及び注水停止時期、新たな注水の開始時期及び注水量その他の炉心状態に大きな影響を与える事実につき、東京電力がこの MAAP 解析を実施した際に仮定したものに基づいて実施しており、同年 5 月以降の調査の結果判明した事実を踏まえていない。その後 JNES は、後に判明した事実等を踏まえた部分的解析を縷々公表するも、これらを統一的に捉え、全体的に事象を把握して、新たに炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間を含めた解析を実施していない。

したがって、いずれの解析においても、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルによって圧力容器破損時間が大きく左右されるだけでなく、解析の前提として入力した炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に大きな影響を与える条件が実態と大きくかい離している可能性が高いことから、その解析結果については、実際の事故の進展と符合していない可能性が高いことを認識しなければならない。また、これらの解析は、例えば、2号機の D/W 圧力や 3号機の原子炉水位等の実測データとかい離する部分が相当認められるにもかかわらず、そのかい離の原因について何らの解明もなされていないといった不十分さも残っている。

- ⑥ 炉心状態に関する解析結果について見受けられるように、解析コードや仮定条件の吟味検討を経ないまま、それがあたかも現実に起こった事実であるかのような誤解を招くおそれのある報道がなされるなど、解析実施担当者の想像を超えた反響を引き起こすことがある。しかし、解析とは、既に述べたように、ある時点において入手できた限られた情報に基づき、合理的な根拠の有無を問わず、幾多の不確かな条件を仮定的に置いて可能性の一つを論じたものであって、仮定条件や解析コードで用いられたモデルを変えることによって、結果が大きく変わり得ることを念頭に置かなくてはならない。

(4) 1号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討¹⁶

¹⁶ 1号機タービン建屋 (T/B) には、T/B の屋上を取り囲むように「パラペット」と呼ばれるコンクリート壁が設けられている。パラペットは、東側が約 880mm、西側が約 550mm で、西側から東側に向けて下がり勾配の斜面となっており、T/B 最上部と鉄筋で接合している。

地震発生直後、津波到達までの間、1号機 T/B 最上部の北東角付近のパラペットを中心に、T/B 東側壁面の一部を含め、表面塗装及び一部コンクリートが剥落する損傷箇所が確認されており、これは、

a 圧力容器

- ① 当委員会では、1号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、アラームタイプ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - Ⓐ 原子炉水位、原子炉圧力、原子炉圧力容器温度の挙動との関係¹⁷
 - Ⓑ D/W 圧力及び D/W 温度の挙動との関係¹⁸
 - Ⓒ 放射線量との関係¹⁹
 - Ⓓ 格納容器内雰囲気モニタ系γ線線量検出器（CAMS）による測定結果との関係²⁰
 - Ⓔ 現場対処や注水状況との関係²¹等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 1号機の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、SR 弁のフランジガasket部その他の圧力容器周辺部（以下「圧力容器又はその周辺部」という。）に、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性は否定される²²。しかし、津波到達以後、ICによる冷却や代替注水がなされず、圧力容器内が高温、高圧状態下に置かれ、平成23年3月11日20時7分頃以降、同月12日2時45分頃までの

地震動の影響による損傷と認められる。T/Bは耐震クラスB（これに対し、R/Bは耐震クラスS）であるが、主として、柱、梁、耐震壁、床によって耐震性を確保しており、パラペットによってT/Bが支持されているわけではないので、パラペットの破損がT/Bの耐震性に影響を及ぼすわけではない。さらに、上記損傷は、パラペットのみならず、T/B外壁の一部にも及んでいるが、今回の東北地方太平洋沖地震の規模であれば、耐震クラスBであるT/Bに同様の損傷が生じる可能性がある。ただし、上記損傷は、表面塗装やコンクリートの一部が剥落したのみで建屋内部が露出するようなものではなく、他のT/B外壁部分にも損傷箇所は確認されていないことから、T/Bの閉じ込め機能に影響を及ぼすほどの損傷ではなかったと考えられる。

なお、目視確認の結果、1号機R/B並びに他号機R/B及びT/Bには、同様の損傷は確認されていない。

¹⁷ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(1)a、(2)a、(3)c、(5)b、c、e、h参照。

¹⁸ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(1)b、(4)b、(5)b参照。

¹⁹ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(1)c、(3)b、(4)c、(5)d参照。

²⁰ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(5)f参照。

²¹ 資料Ⅱ-1-1の第2,1(2)b、(3)a、(4)a、(5)a、e参照。

²² なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

間に、溶融燃料落下による圧力容器底部の破損の可能性を含め、その閉じ込め機能を喪失させるような損傷が生じていたと考えるのが自然である。その後も、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく喪失させるような損傷が生じた可能性がある。

- ③ かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して溶融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガasket部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b 格納容器

- ① 当委員会では、1号機のアラームタイプ、記録計チャート、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ④ a 建屋内外の放射線量との関係²³
 - ④ b D/W 圧力、D/W 温度、S/C 圧力及び S/C 水温との関係²⁴
 - ④ c 現場対処との関係²⁵
 - ④ d 汚染水等との関係²⁶
- 等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 1号機の格納容器又は格納容器フランジ部、電気配線貫通部、機器搬入用ハッチ、人の出入り用のエアロック、計装配管その他の周辺部（以下「格納容器又はその周辺部」という。）には、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていたとまでは認められない²⁷。

²³ 資料Ⅱ-1-1の第2,2(1)a、(2)b、(3)b参照。

²⁴ 資料Ⅱ-1-1の第2,2(1)b、(2)c、(3)a参照。

²⁵ 資料Ⅱ-1-1の第2,2(2)a参照。

²⁶ 資料Ⅱ-1-1の第2,2(3)c参照。

²⁷ なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当

しかし、平成 23 年 3 月 11 日 21 時 51 分頃までに、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性があり、さらに、遅くとも同月 12 日未明までには、格納容器内が高温、高圧の状態に置かれ、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたと考えられ、その後も更に大きな損傷が生じた可能性がある。

- ③ そして、かかる損傷が生じた箇所は、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが²⁸、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

c IC

- ① 地震発生直後、IC の機能を喪失するような配管破断の可能性が認められないことについては、既に中間報告Ⅳ 1 (3) でも言及したところであるが、その結論に変更はない。さらに、当委員会では、1 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① a D/W 圧力との関係²⁹
 - ① b 再循環ポンプ入口温度との関係³⁰
 - ① c IC タンク入口圧力、水位及び水温との関係³¹
 - ① d 電源喪失との関係³²
 - ① e 原子炉水位との関係³³
 - ① f IC の作動確認状況との関係³⁴

該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

²⁸ 過温、過圧による損傷に関し、水素流入経路に関する後記 2(3)b(c)参照。

²⁹ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)b 参照。

³⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)c 参照。

³¹ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)d、(2)、(3)d 参照。

³² 資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(3)a 参照。

³³ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(3)b 参照。

等に着目し、ICの被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② ICについて、地震発生から津波到達までの間、その配管及び復水器タンクに、その冷却機能を喪失させるような損傷が生じていたとは認められない³⁵。

しかし、津波が到達した時点で、IC（B系）の戻り配管隔離弁（3B）は全閉であり、IC（A系）の戻り配管隔離弁（3A）も全閉であったと推測されるが、それ以外のその時点で全開であった隔離弁は、津波の影響で全ての交流電源及び直流電源が喪失したことによりフェイルセーフ機能が動作して全閉又はこれに近い状態となり、それ以降、ICは、その冷却機能をほぼ喪失したと認められる。

d HPCI

- ① 当委員会では、1号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

- ① 原子炉水位及び原子炉圧力との関係³⁶
- ② D/W 圧力及び D/W 温度との関係³⁷
- ③ 警報信号との関係³⁸
- ④ HPCI タービン入口圧力との関係³⁹
- ⑤ 現場対処との関係⁴⁰
- ⑥ 電源喪失との関係⁴¹

等に着目し、HPCIの被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② 1号機のHPCIについて、地震発生から津波到達までの間に、その注水機能を喪失するような損傷が生じていた可能性は低い。

³⁴ 資料Ⅱ-1-1の第2,3(3)c参照。

³⁵ なお、地震発生後、津波到達までの間、ICの配管や復水器タンクに、その冷却機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

³⁶ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)a参照。

³⁷ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)b参照。

³⁸ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)c参照。

³⁹ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)d参照。

⁴⁰ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)e参照。

⁴¹ 資料Ⅱ-1-1の第2,4(2)a参照。

しかし、遅くとも津波到達後には、全ての電源が喪失したことにより起動不能に陥ったと認められる。

(5) 2号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a 圧力容器

- ① 当委員会では、2号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、プロセス計算機履歴データ、アラームタイプ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - Ⓐ 原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係⁴²
 - Ⓑ D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁴³
 - Ⓒ 放射線量との関係⁴⁴
 - Ⓓ CAMS による測定結果との関係⁴⁵
 - Ⓔ 現場対処や注水状況との関係⁴⁶

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② 2号機の圧力容器又はその周辺部には、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能が損なわれるような損傷が生じた可能性は否定される⁴⁷。

その後、2号機については、RCIC が作動して注水を実施していたため原子炉水位が高めに確保されていたが、平成 23 年 3 月 14 日 9 時頃以降、徐々に RCIC の注水機能が低下していき、同日 12 時 30 分頃までには RCIC の機能が停止し、その後も代替注水が実施されないまま、同日 18 時 22 分頃までには原子炉水位が BAF を下回った。同日 19 時 57 分頃以降、代替注水を開始するも、断続的かつ不十分な注水量しか確保できず、BAF を上回る原子炉水位を確保できなかったと考えられ、同日 21 時 18 分頃までには、圧力容器又はその周辺部

⁴² 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)a、(2)b、e、f、h 参照。

⁴³ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)b、(2)b、f、h 参照。

⁴⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)c、(2)d 参照。

⁴⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)c 参照。

⁴⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)a 参照。

⁴⁷ なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じたと考えられる⁴⁸。

更にそれ以降も、2号機については、原子炉水位を十分確保できず、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じていった可能性が高い。

- ③ かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して溶融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガasket部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b 格納容器

- ① 当委員会では、2号機のアラームタイプ、プロセス計算機履歴データ、記録計チャート、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

- ④ 建屋内外の放射線量との関係⁴⁹
- ⑤ D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁵⁰
- ⑥ S/C 水位、S/C 圧力及び S/C 水温との関係⁵¹
- ⑦ 現場対処及び注水状況との関係⁵²
- ⑧ RCIC 作動状況との関係⁵³
- ⑨ 汚染水等との関係⁵⁴

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

⁴⁸ 2号機の場合、RCIC が制御不能のまま運転を続け、その後機能を喪失したもので、蒸気止め弁等の閉操作を行っていない以上、RCIC 蒸気配管やタービン設備の損傷によって、閉じ込め機能が損なわれた可能性もある。

⁴⁹ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)a、(3)d 参照。

⁵⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)b、(2)c、(3)b 参照。

⁵¹ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)c、(2)c、(3)b、(4)参照。

⁵² 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(2)a、(3)a 参照。

⁵³ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(2)b 参照。

⁵⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(3)e 参照。

② 2号機については、地震発生直後から津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていたとは認められず⁵⁵、平成23年3月14日12時30分頃までの間にも、かかる損傷が生じた可能性は低いと考えられる⁵⁶。

しかし、その後、同日13時45分頃以降、同日18時10分頃までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じていった可能性が極めて高い。

さらに、福島第一原発正門付近の放射線量測定の結果、同月15日7時38分頃以降、同日9時頃に測定された1万1,930.0 μ Sv/hをピークに、同月16日4時頃までの間、数百～数千 μ Sv/hを示しており、これには、2号機からのほか、1号機や3号機由来の放射性物質が寄与している可能性もあるが、この頃、2号機の格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じ、環境に大量の放射性物質を放出した可能性が高い。また、いずれかの時期に、S/C又はベント管のいずれかの箇所破損が生じていた可能性も高い。

③ かかる損傷が生じた箇所は、S/C又はベント管のほか、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが、現時点では現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

⁵⁵ なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

⁵⁶ 2号機については、RCICが作動し続けていたにもかかわらず、平成23年3月14日12時30分頃の時点でS/C水温計がまだ149.3℃と比較的低い値を示しており、東京電力は、トラス室が徐々に水没し、S/C冷却がなされた可能性を指摘するが、なお未解明の部分も残り、漏えいの可能性を否定することまではできない。

c RCIC

- ① 当委員会では、2号機の記録計チャート、アラームタイプ、プロセス計算機履歴データ、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① プロセス計算機履歴データ等の記録との関係⁵⁷
 - ② 当直引継日誌及び当直供述との関係⁵⁸
 - ③ 復水貯蔵タンク（CST）水位との関係⁵⁹
 - ④ 原子炉圧力及び原子炉水位との関係⁶⁰
 - ⑤ 電源喪失との関係⁶¹
 - ⑥ S/C圧力及びS/C水温との関係⁶²

等に着目し、RCICの被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② 2号機のRCICは、地震発生直後から作動していることから、その頃、その注水機能を喪失するような重大な損傷が生じていた可能性は否定される⁶³。そして、津波到達により、隔離弁の駆動用電源や「原子炉水位高」による起動停止信号等の運転、制御に必要な直流電源を喪失したが、隔離弁自体が電源喪失時の開閉状態のまま維持される仕組みであったので、RCICは、制御不能のまま作動し続けた。

しかし、平成23年3月12日4時頃、当直が、RCICの水源をCSTからS/Cに切り替えたものの、津波の影響で残留熱除去系が機能を喪失しており、S/Cの冷却がなされなかったが故に、S/C水温及びS/C圧力が上昇した。そのため、S/Cの圧力抑制機能が低下して蒸気が十分凝縮しなくなって、RCICタービンからS/Cに蒸気が抜けにくくなり、それに応じて、原子炉から蒸気配管を通じてRCICタービンに流れ込む蒸気流量も低下していった可能性がある。また、RCICの蒸気配管を通じて、圧力容器側からRCICのタービンに水を含む蒸気

⁵⁷ 資料Ⅱ-1-1の第3,3(1)a、(2)a参照。

⁵⁸ 資料Ⅱ-1-1の第3,3(1)b参照。

⁵⁹ 資料Ⅱ-1-1の第3,3(1)c参照。

⁶⁰ 資料Ⅱ-1-1の第3,3(2)b、c、(3)b、c、(4)b、c参照。

⁶¹ 資料Ⅱ-1-1の第3,3(2)d参照。

⁶² 資料Ⅱ-1-1の第3,3(3)a、(4)a参照。

⁶³ なお、地震発生後、津波到達までの間、RCICの配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

が流れ込んでタービン回転数が低下した可能性もある。いずれにせよ、同月 14 日 9 時頃以降、RCIC のタービン回転数が低下していく中で、原子炉圧力が上昇し、次第に RCIC による注水量が低下していき、遅くとも同日 12 時 30 分頃までには注水機能を喪失したと認められる。

d HPCI

- ① 当委員会では、2 号機の警報発生記録装置データ、記録計チャート、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ④ 原子炉圧力、原子炉水位、D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁶⁴
 - ⑤ 現場対処との関係⁶⁵
 - ⑥ 電源喪失との関係⁶⁶等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 2 号機の HPCI は、地震発生から津波到達までの間に、その注水機能を喪失するような損傷が生じていた可能性は低いが、遅くとも津波到達後には、全ての電源が喪失したことにより起動不能に陥ったと認められる。

(6) 3 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a 圧力容器

- ① 当委員会では、3 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、プラント関連パラメータ、アラームタイプ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ④ 原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係⁶⁷
 - ⑤ D/W 圧力、D/W 温度及び S/C 圧力との関係⁶⁸
 - ⑥ 放射線量との関係⁶⁹
 - ⑦ CAMS による測定結果との関係⁷⁰

⁶⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)a 参照。

⁶⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)b 参照。

⁶⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(2)a 参照。

⁶⁷ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)a、(2)a、c、(3)b、c、(4)a、b、e、f 参照。

⁶⁸ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)b、(2)b、(3)b、(4)b 参照。

⁶⁹ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)c、(4)d 参照。

⁷⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(4)c 参照。

㊦ 現場対処や注水状況との関係⁷¹

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

- ㊦ 3号機については、地震発生直後から津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性は否定される⁷²。その後、RCIC及びHPCIが作動して注水が実施されていたため、原子炉水位が確保された。ただし、HPCIについて、原子炉圧力が1MPa gageを下回る低圧状態で流量制御しながら長時間運転したため、平成23年3月12日20時36分頃以降、次第に十分な注水ができなくなって原子炉水位が低下していき、同月13日2時42分頃、当直がHPCIを手動停止した。この頃まで、圧力容器又はその周辺部に、放射性物質が正規の漏えい率を超えて漏えいするに足りる程度の損傷が生じた可能性を否定することまではできないが、いまだ閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていた可能性は低いと考えられる。

しかし、3号機については、その後数時間にわたって全く注水がなされず、同日6時30分頃から同日9時10分頃までの間に、圧力容器又はその周辺部に閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性が高い⁷³。

さらに、その後も同月14日5時頃までの間、全く代替注水がなされない時間が2時間以上続いたり、十分な注水量を確保できなかつたりしたため、BAFを上回る原子炉水位を十分確保できず、炉心損傷が進行して、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に損なうような損傷が生じたと考えられる。

その後も、3号機については、例えば、同日20時36分頃以降、6時間近くの間全く代替注水がなされないなど、注水が不十分であったと考えられ、そ

⁷¹ 資料Ⅱ・1-1の第4,1(3)a、d、(4)a、e参照。

⁷² なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

⁷³ なお、中間報告Ⅳ4(2)d④では、「3月13日9時8分頃、SR弁の電磁弁を励磁し開操作を行い、3号機の原子炉の急速減圧を実施した。」旨記載した(中間報告Ⅳ4(2)e(a)⑩もこれを前提とした記載である。)。しかし、その後の調査の結果、その頃、いまだSR弁の開操作を実施しておらず、同日9時50分頃になってSR弁の開操作を実施したことが判明したので訂正する。詳細は、資料Ⅱ・1-1の第4,1(3)b⑤参照。

の閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じていった可能性が高い。

- ③ かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して熔融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガスケット部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b 格納容器

- ① 当委員会では、3号機のプラント関連パラメータ、アラームタイプ、記録計チャート、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

- ① 建屋内外の放射線量との関係⁷⁴
- ② D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁷⁵
- ③ S/C 水位との関係⁷⁶
- ④ 現場対処との関係⁷⁷
- ⑤ 汚染水等との関係⁷⁸

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② 3号機については、地震発生直後から津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたとまでは認められない⁷⁹。しかし、その後、HPCI が停止した平成 23 年 3 月 13 日 2 時 42 分頃以降、同月 14 日 2 時 20 分頃までの間に、格納容器又はその周辺部に、かか

⁷⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)a、(2)b、(3)b 参照。

⁷⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)b、(2)a、(3)a 参照。

⁷⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)c 参照。

⁷⁷ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(2)c 参照。

⁷⁸ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(3)c 参照。

⁷⁹ なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

る損傷が生じた可能性は否定できない。

さらに、同日 7 時頃から同日 21 時 35 分頃までの間になると、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じた可能性は十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じた可能性がある。

- ③ かかる損傷が生じた箇所は、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが⁸⁰、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

c RCIC

- ① 当委員会では、3 号機のアラームタイパ、記録計チャート、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ④ アラームタイパや記録計チャート等の記録との関係⁸¹
 - ⑤ 当直引継日誌及び当直供述との関係⁸²
 - ⑥ 現場対処との関係⁸³
 - ⑦ RCIC 停止時の RCIC 設備の状況との関係⁸⁴
 - ⑧ RCIC 設備の電源との関係⁸⁵
 - ⑨ RCIC のタービン駆動用蒸気量との関係⁸⁶
- 等に着目し、RCIC の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 3 号機の RCIC については、地震発生以降、流量が制御されながら作動しており、その頃、その注水機能に影響を及ぼすような損傷はなかったと認められ

⁸⁰ 過温、過圧による損傷に関し、水素流入経路に関する後記 2(3)b(c)参照。

⁸¹ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(1)a、(2)a 参照。

⁸² 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(1)b 参照。

⁸³ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(2)b 参照。

⁸⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)a 参照。

⁸⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)b 参照。

⁸⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)c 参照。

る⁸⁷。

そして、平成 23 年 3 月 12 日 11 時 36 分頃に RCIC が停止し、その後再起動できなくなったが、その原因として、RCIC の蒸気止め弁の機械機構部の不具合により開状態を維持できなかった可能性があるものの、現時点においてもなお不明であり、国及び事業者において、更なる原因究明が期待される。

d HPCI

- ① 当委員会では、3 号機のプラント関連パラメータ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉圧力との関係⁸⁸
 - ② 当直引継日誌との関係⁸⁹
 - ③ HPCI 運転状況との関係⁹⁰
 - ④ HPCI 設備の電源との関係⁹¹

等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。

- ② 3 号機の HPCI は、地震発生直後、その機能に影響を及ぼすような損傷が生じた可能性は否定され⁹²、平成 23 年 3 月 12 日 12 時 35 分頃以降、正規の運転方法とは異なる方法で運転させていたものの、流量制御も可能であったと考えられ、その機能に影響を及ぼすような損傷は認められない。

しかし、3 号機の HPCI は、長時間の運転に伴い、運転、制御に必要な直流電源を消耗していき、再起動時の方が、運転継続時よりも電力消費量が大きいため、同月 13 日 2 時 42 分頃に手動停止後、電源枯渇により再起動できなくなったと推認できる。

2 水素ガス爆発に関する検討

⁸⁷ なお、地震発生後、津波到達までの間、RCIC の配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

⁸⁸ 資料Ⅱ-1-1 の第 4.4(2)a 参照。

⁸⁹ 資料Ⅱ-1-1 の第 4.4(2)a 参照。

⁹⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 4.4(2)c 参照。

⁹¹ 資料Ⅱ-1-1 の第 4.4(3)a 参照。

⁹² なお、地震発生後、津波到達までの間、HPCI の配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

(1) 爆発現象の種類⁹³

- ① 爆発現象は、気相爆発、液相爆発及び固体爆発に分類される。

気相爆発には、ガス爆発、噴霧爆発、粉じん爆発、圧力の急激な開放等がある。ガス爆発、噴霧爆発⁹⁴及び粉じん爆発⁹⁵は、燃焼波の伝ばによる現象であり、爆発時に火炎を伴う。これに対し、圧力の急激な開放は、例えば、非常に高圧なタンクが破損し、内部の圧力が開放され、周辺部に爆風を発生させるなど、燃焼波の伝ばとは無関係に起こり得る。

このうちガス爆発は、可燃性ガスと支燃性ガス⁹⁶との混合気が存在するとともに、以下の二つの条件が同時に満たされたときに発生する。第一の条件は組成条件（濃度条件）と呼ばれるもので、混合気中の可燃性ガスの濃度が、ある濃度範囲（可燃性ガスの種類と混合気の温度で定まった濃度範囲）内にあることである。第二の条件はエネルギー条件と呼ばれるもので、発火源が存在することである。

可燃性混合気はそのままの状態では爆発することはないが、これに何らかの外部エネルギーが与えられると、その部分で燃焼反応が開始され、火炎が発生し、未燃の混合気中を進んでいく。その発火源としては、電気火花、静電気火花、裸火、高温物表面、自然発火、熱輻射⁹⁷、衝撃、摩擦、断熱圧縮等が挙げられる。

- ② 液体爆発には、液体火薬類の分解又は燃焼反応、液体から気体への急激な相変化等があり、その代表例として水蒸気爆発が挙げられる。水蒸気爆発は、熔融した金属等の高温物が水中に投入された際に、その高温物の有する熱が低温の水に短時間に移行すると、一時的に水は過熱状態になり、条件次第で、瞬間的とも言える短時間に急激に沸騰し、この液相から気相への相変化⁹⁸によって爆発現象が

⁹³ 安全工学協会「安全工学講座2 爆発」(1983年)参照。

⁹⁴ 噴霧爆発は、高圧の油圧設備等が損傷し、内部にある可燃性液体が空気中に勢いよく吹き出し、これが微細な液滴となり、霧状になって空気中に存在するときに何らかの原因により着火エネルギーが与えられた場合に発生する。

⁹⁵ 粉じん爆発は、可燃性固体の微粉が空中に浮遊している時に、何らかの着火源からエネルギーが与えられた時に爆発する現象をいう。粉じん爆発が発生するには、燃焼に先立って微細な可燃性固体からの可燃性ガスの発生が不可欠の要素である。開放空間において、粉じん爆発の原因となる可燃性固体の微粉が空中に浮遊する状況が形成される可能性は少ないが、可燃性固体の微粉を取り扱う建物や配管内においては発生する可能性がある。

⁹⁶ 一般的には酸素を供給することにより、空気以上に他の物質を発火させ、又は燃焼を助けるガスをいう。

⁹⁷ ある物体が熱を電磁波として放出する現象をいう。

⁹⁸ 液相から気相への急激な相変化による爆発現象は、水蒸気爆発も含めて蒸気爆発と呼ばれ、単なる

発現することをいう。

- ③ 固体爆発の代表例として、固体火薬類の分解又は燃焼反応がある。固体爆発が生じる物質の特徴として、非常に高い自己反応性を持ち、燃焼反応が始まると気相爆発等に比べて非常に多くの熱やガスを発して膨張する。例えば、トリニトロトルエン等の爆薬の原料は、凝縮相の中で反応が進み、凝縮されたものが急激に大きくなり、その膨張の速度も速い。

(2) 水素ガス爆発の特徴⁹⁹

a 燃焼特性

一般に、可燃性ガスの燃焼は、可燃性ガスが、酸素等の支燃性ガスと高速の発熱反応を起こして火炎を形成することにより発生するが、特に水素が燃焼する際には、以下の特徴が認められる。

(a) 燃焼速度が速いこと

燃焼速度とは、予混合気¹⁰⁰中を火炎が燃え進んでいく速度をいい、予混合気の種類、濃度及び周囲の条件に左右される。

水素の燃焼速度は、他の可燃性ガスと比べて速く、メタンやプロパンの燃焼速度の約5倍と言われる。水素は燃焼速度が速いことから、圧力上昇がかなり速くなり、爆発時の威力が大きくなる傾向にある。

(b) 燃焼範囲が約4%から約75%であり、広い濃度範囲で着火が起きること

可燃性ガスが燃焼を開始するためには、まず可燃性ガスの濃度がある一定の濃度範囲に入っていることが必要である。火炎が伝ばできる濃度範囲を燃焼範囲又は爆発範囲といい、低い方の濃度の限界を燃焼下限界（爆発下限界）、高い方の濃度の限界を燃焼上限界（爆発上限界）という。燃焼範囲は、可燃性ガスの種類により異なる。

水素の混合割合について、その燃焼下限界は約4%、燃焼上限界は約75%で

相変化によるものであり、爆発の発生過程に着火を必要としないので火炎の発生はない。したがって、液相の物質が可燃性であるか、不燃性であるかは関係ないが、蒸気爆発によって空気中に気化したガスが可燃性である場合には、蒸気爆発に引き続いてガス爆発が発生する可能性がある。

⁹⁹ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「水素の有効利用ガイドブック」（2008年）参照。

¹⁰⁰ 可燃性ガスと支燃性ガスをあらかじめ混合してできる気体をいう。

あり¹⁰¹、その燃焼可能な範囲は、他の可燃性ガスと比べて広く、着火危険性が高い。水素の混合割合が燃焼下限界付近であれば、気体の急速な熱膨張の程度が音速に達することなく、爆燃（ばくねん）と呼ばれる現象で終わる可能性がある。この場合、熱伝導や拡散等の輸送現象によって化学反応が進行し、通常の亜音速の燃焼波（deflagration wave）が維持されることになる。

他方、空気中の水素の混合割合が大きくなると、衝撃波を伴う超音速の爆ごう波（detonation wave）が伝ばすることがある。この場合、衝撃波の圧縮による高温、高圧によって反応が進行し、その発熱によって衝撃波が駆動され反応と衝撃波が一体となって伝ばし、いわゆる爆ごうと呼ばれる現象が生じることがある。爆ごうを引き起こす水素の混合割合の下限界については、諸説あるが、12.5%¹⁰²とも 18.3%¹⁰³とも言われている。

また、着火エネルギーやパワーが特別に大きくなければ、いきなり爆ごう波が形成されることはなく、まず、燃焼波が形成されて水素が蓄積された空間を伝ばする間に次第に加速され、ある瞬間突然に爆ごう波に遷移することがある。

（c）最小着火エネルギーが小さく、着火が起こりやすいこと

燃焼範囲内の濃度の混合気が存在する場合でも、着火のエネルギーが小さすぎる場合には燃焼が開始しない。

水素が燃焼を開始するのに必要な最低限のエネルギー（最小着火エネルギー）は約 0.02 ミリジュールであり、メタンやプロパンの最小着火エネルギーが約 0.3 ミリジュールであるのに比べると、僅かなエネルギーで着火が起きる危険性が高い。

（d）消炎距離が小さく、狭い隙間でも火炎が通過できること

一般に、ある物体と物体の間を火炎が通過しようとする際に、物体の間隔がある値より小さくすると、幾ら大きなエネルギーを与えても着火が起こらなく

¹⁰¹ 水素の燃焼上限界は、他の可燃性ガスと比べて高く、アセチレン等の分解爆発性ガスの 100%に次ぐ値である。

¹⁰² 日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」（2002年）参照。

¹⁰³ 日本機械学会「機械工学便覧」（2001年）参照。

なる。この限界の距離を消炎距離といい、火炎は消炎距離より小さい隙間を通り抜けることができない。

水素の消炎距離は、約 0.06cm であり、メタンやプロパンの消炎距離が約 0.2cm であるのと比べると一桁小さく、水素の火炎は、より狭い隙間でも通り抜けることができる。

(e) 燃焼生成物は水のみであること

水素は、分子中に炭素原子がないことから生成物は水のみであり、二酸化炭素、一酸化炭素、すすは発生しない。ただし、水素が燃焼したことにより生成した水が周辺環境によって冷やされ、凝縮することによって霧になり、それが白煙のように見えることはあり得る。

(f) 火炎温度が比較的高いこと

燃焼反応が起こると熱が発生し、温度が上昇する。

水素が燃焼した場合、周囲への熱損失がないと仮定すると、混合気中の水素濃度によっては約 2,400°C にまで上昇する。水素は、メタンやプロパンに比べて、火炎温度が高温になる。

(g) 火炎の発光はほとんど目に見えないこと

通常、火炎は発光を伴う。例えば、ろうそくの火炎はオレンジ色に発光しているが、これは火炎中で生成したすす粒子が高温のために発光しているものである。

水素が燃焼する際には、ヒドロキシルラジカル (OH ラジカル) という物質が発光するものの、この光は人間の目に見えない紫外域にあるため、水素火炎の発光はほとんど目に見えない。

b 爆発特性

(a) 爆発の一般的挙動

可燃性ガスの爆発は、可燃性ガスと支燃性ガスが混合した可燃性混合気中を火炎が伝ばする現象である。

開放空間においては、可燃性ガスが漏えいしても、気流や拡散により分散されやすいため、空間での可燃性気体の濃度は上がりにくい。また、開放空間では燃焼によりガスの膨張が発生しても空間の圧力は上がりにくく、大きな被害が発生することは少ない。もっとも、漏えいする可燃性ガスの量が非常に多い場合には開放空間でも大規模な爆発が発生することがあり、燃焼速度が速い水素の爆発の場合には、開放空間においても強い圧力波が発生することもある。

これに対し、室内等の閉じられた空間においては、漏えいした可燃性ガスの濃度が上がりやすく燃焼範囲内の濃度の可燃性混合気が形成されやすい。また、着火後も空間内の圧力が上がりやすく、大きな被害が発生しやすい。

閉じられた空間の中でも、特にダクトやパイプ等の細長い空間の場合には、燃焼による気体の膨張の効果が周囲全体に放散せず、ダクトやパイプの方向に気体の流動が集中するため、火炎の速度がより速くなる傾向がある。さらに、火炎がダクトやパイプ中を伝ばする時に、壁面で生じる乱れによって乱流状態となり火炎が加速され、状況により伝ば速度が音速を超える爆ごうに遷移することがある。

なお、可燃性ガスが漏えいした直後に着火した場合には、漏えい箇所付近で火炎が形成され、その箇所で燃え続けるため爆発現象には発展しない。

(b) 水素ガス爆発の過程

水素ガス爆発に至る最初の過程は、燃焼限界内の濃度の可燃性混合気が形成される過程である。例えば、配管の亀裂等から水素が漏えいし、空間内に拡散していくことにより、その空間内に可燃性混合気が形成される。このとき、水素の密度は空気よりかなり小さいため、空間内の上方に移動しやすい傾向がある。

次に、可燃性混合気に着火が起こることでガス爆発が開始する。着火は、電気火花、静電気火花等で発生する。可燃性混合気に着火後、火炎は可燃性混合気中を伝ばしていく。

火炎が伝ばすると、燃焼した気体は高温となり、膨張しようとするために空間内の圧力が上昇する。圧力の上昇により、空間を形成する壁や天井等の構造物に力がかかり、変形や破壊を引き起こす。通常は、比較的強度の弱い窓や扉

等が破壊され、開口を生じる。構造物の破壊時には、構造物内外の圧力差が瞬間的に開放されるために、開口部から周囲に圧力波が伝ばする。また、開口部を通じて気体の流動があるため、空間内を伝ばする火炎にも乱れが生じる。その後、空間内に存在する可燃物に燃え移った場合には火災も発生する可能性がある¹⁰⁴。

(3) 1号機 R/B の爆発

a 1号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

① 1号機 R/B 爆発及び3号機 R/B 爆発の各状況については、テレビ報道で繰り返し放映されたが、それらの映像によれば、1号機 R/B の爆発は、水平(南北)方向に広がるように白色の爆発煙が上がっているのに対し、3号機 R/B の爆発は、白煙を上げて水平方向に広がる爆発煙と、黒煙を上げて垂直方向に広がる爆発煙が認められる¹⁰⁵。

② 1号機 R/B 爆発後の状況を撮影した写真によれば¹⁰⁶、以下の事実が認められる。

1号機 R/B は、天井の大部分が屋外に吹き飛ばされることなく、R/B5 階部分に脱落している¹⁰⁷。

1号機 R/B5 階部分の壁面はいずれも滅失し、骨組みを残すのみとなっており、西側骨組みは中央部分にかけて顕著な屈曲損傷が認められるのに対し、他の三方の骨組みは比較的健全性が保たれている。

1号機 R/B4 階以下については、その外観上、壁面を含め、顕著な損傷が認められない。

③ 1号機 R/B は、南北 42.0m、東西 42.0m、地上 44.6m、地下 14.0m の鉄筋コンクリート造りであるが、天井及び5階壁面が鉄骨構造となっているのに対し、3号機 R/B は、5階壁面を含めて鉄筋コンクリート造りで、天井部

¹⁰⁴ 火炎そのものは短時間で通過するために、可燃物があったとしても必ずしも着火するとは限らない。

¹⁰⁵ 資料Ⅱ-2-1 参照。

¹⁰⁶ 資料Ⅱ-2-2 参照。

¹⁰⁷ 脱落した天井が南側から北側に向かって下向きに傾いているのは、1号機 R/B5 階南側に移動していたクレーンの影響と考えられる。

のみが鉄骨構造となっている。すなわち、1号機 R/B は、5階部分が、鉄製骨組みに鉄板をはめ込んだだけの壁となっており、3号機 R/B と比して、R/B 周囲の壁が水平方向にかかる負荷に強くない構造となっている。したがって、このような建屋構造の相違によって、1号機と3号機の爆発状況に相違が生じた可能性がある。

そうすると、1号機 R/B について、3号機 R/B との構造上の相違から、R/B 内で爆発が生じた際、5階部分の周囲の壁が水平方向に広がる圧力に耐え切れずに吹き飛ばされ、R/B 内から圧力が大きく抜けたため、天井の一部が吹き飛ばされることなく、支柱が破損するなどして脱落した可能性がある¹⁰⁸。

(b) 本件爆発の原因

前記(a)記載の映像によれば、平成23年3月12日15時36分頃、1号機 R/B 内において爆発が発生したと認められ、また、その損傷状況からすると、R/B 内部で爆発が生じ、強い圧力が外部方向に働いて生じたと考えて矛盾はない。そこで、1号機 R/B の爆発原因について考察する。

まず、水蒸気爆発は、水が非常に温度の高い物質と接触することにより気化して発生する爆発現象であるが、同日14時53分頃以降、同日15時36分頃に爆発が生じるまでの間、原子炉注水が停止していたものの、圧力容器下部プレナムに残った水や格納容器下部ペデスタル部に溜まった水に溶融燃料が落下して水蒸気爆発が起こる可能性については否定できない。しかし、圧力容器内や格納容器内で水蒸気爆発が生じ、本件のような R/B 上部を粉砕するような爆発が生じた場合には、1号機プラント関連パラメータによれば、原子炉圧力が同日20時8分頃に0.370MPa gage を示し、D/W 圧力が同月13日13時37分頃に0.595MPa abs を示し、その後も、原子炉圧力及び D/W 圧力のいずれも大気圧の数倍高い圧力を保持していたことと整合しない。また、圧力容器や格納容器内で水蒸気爆発が起こり、R/B 上部もろとも粉砕するような爆発に至った場合には、付近の放射線量も飛躍的に上昇すると考えられるが、そこまでの現象は認められない。したがって、1号機 R/B の爆発は、水蒸気爆発によ

¹⁰⁸ もちろん、1号機 R/B の爆発の方が、3号機よりも、爆発そのものの規模が小さかった可能性も否定できない。

るものではなかったと考えるのが自然である。

また、1号機 R/B 爆発は、同月 11 日 14 時 46 分頃の本震発生から 24 時間以上経過している上、同月 12 日 15 時 36 分頃に爆発がある直前、強度の地震が発生した事実も認められないため、地震により発生した粉じんが R/B 内に充満し、何らかの着火源により粉じん爆発を引き起こした可能性についても否定される。

そうすると、1号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによる可能性が考えられるが、その他に原因が見当たらない上、1号機 R/B 爆発及び損傷状況やプラント関連パラメータとも整合的であることから、可燃性ガスによる可能性が極めて高い。

b 1号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、1号機圧力容器内の炉心損傷過程で発生した水素と考えられること

(a) 水素発生原因¹⁰⁹

- ① 1号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。
- ② まず、1号機 R/B 内に設置された電動機・発電機セット（以下「M-G セット」という。）¹¹⁰には、オイルタンクが敷設され、同オイルタンク内にタービン油が貯蔵されているが、このタービン油は、揮発性ではなく、220℃程度まで上昇しなければ発火しない。そうすると、平成 23 年 3 月 12 日 15 時 36 分頃、1号機 R/B 内が高温、多湿であったとしても、このタービン油が発火するほどの高温状態になっていたとは考えられない。

また、1号機 R/B2 階に備え置かれた CAMS 校正用ガスボンベには、窒素 96%、水素 4%の混合ガス約 47ℓが封入されていたが、1号機 R/B 爆発の頃、同ガスボンベが破裂するようなことは考えにくい上、水素ガス爆発を引き起こすには量的に極めて少ないので、1号機 R/B 爆発の主たる要因にはなりにくい。

さらに、通常、1号機 R/B 内には、可燃性ガスその他の危険物が持ち込ま

¹⁰⁹ 資料Ⅱ-2-3 参照。

¹¹⁰ M-G セットは、Motor Generator Set の略であり、電動機で駆動する装置をいい、原子炉保護系 M-G セットや原子炉再循環系 M-G セット等がある。

れることはない。

したがって、本件爆発が生じた同日 15 時 36 分頃当時、1 号機 R/B 内（格納容器外）に、本件爆発を引き起こすに足りる程度の可燃性ガス含有の設備が存在していたとは考え難い上、外部から 1 号機 R/B 内に同程度の可燃性ガスが持ち込まれたとも考え難い。

- ③ 次に、1 号機タービン建屋（T/B）内の発電機冷却用に水素が用いられているので、これが 1 号機 R/B の爆発に寄与した可能性について検討する。

まず、発電機冷却用の水素は、1 号機 T/B 東側にある CST 付近の管理区域に備蓄され、同管理区域から 1 号機 T/B 内にある発電機設置場所まで水素を送る配管が敷設されているが、1 号機 R/B 側には敷設されていない。そうすると、かかる水素が爆発原因となるには、1 号機 T/B 側で配管破断等によって漏えいした水素が 1 号機 R/B 側にも回り込まなくてはならず、その場合、1 号機 R/B 爆発時、T/B 側に何らの損傷も認められないのは不自然である。そして、1 号機 R/B 爆発後の状況を撮影した写真によれば、1 号機 T/B 側は、その外観上、1 号機 R/B 爆発によって飛散したがれきの影響と思われる軽度の損傷以外に顕著な損傷が見当たらず、その健全性は保たれているものと考えられる。

したがって、発電機冷却用の水素が 1 号機 R/B の爆発に寄与した可能性は否定される。

- ④ そうすると、1 号機 R/B 爆発の主たる原因は、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可燃性ガス以外に考え難い。そこで、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可能性のある可燃性ガスについて検討する。
- ⑤ すなわち、1 号機については、まず、遅くとも平成 23 年 3 月 11 日 15 時 50 分頃以降、IC の冷却機能がほぼ喪失し、代替注水もなされないまま同月 12 日 4 時頃まで経過し、その間、炉心損傷が進むとともに、同日 4 時頃以降も断続的かつ不十分な注水しか行われなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、圧力容器から格納容器を通じて建屋内に漏えいしたと考えられ、かかる水素が 1 号機 R/B 爆発の原因となった可能性は十分考えられる。
- ⑥ さらに、事象が進展して燃料デブリが格納容器ペDESTAL 部に落下すれ

ば、燃料デブリとコンクリートの相互作用時に、コンクリート分解で発生した水蒸気及び二酸化炭素が燃料デブリ中の金属酸化反応によって還元されることで水素及び一酸化炭素が発生する（いわゆるコア・コンクリート反応）。そうすると、1号機 R/B が爆発するまでの間、1号機の圧力容器底部が破損して熔融燃料が格納容器ペDESTAL部に落下し、不十分な代替注水によってコア・コンクリート反応が進行し、その過程で水素が発生した可能性がある。

もっとも、コア・コンクリート反応における水素及び一酸化炭素の反応速度の違いから、一酸化炭素は、金属酸化反応による水素の発生がほぼ終わってから発生するものと考えられる。コア・コンクリート反応によって一酸化炭素が生じる場合には、1号機の格納容器が破損するなどして D/W 圧力が急激に低下したり、格納容器施設そのものが原形を保てなくなったりして、明らかにコア・コンクリート反応が相当程度進行したことをうかがわせる兆候が表れるはずであるが、1号機 R/B 爆発までに、そのような兆候は認められず、一酸化炭素が1号機 R/B 爆発に寄与した可能性は極めて低い。

- ⑦ さらに、圧力容器内で、水の放射線分解によって水素が発生することもあり得る。すなわち、物質に放射線が照射されると、物質系の化学結合の切断や組換えを引き起こし、化学反応を誘起する性質を有するところ、放射線照射によって化学反応が誘起され、水の分解が進み、水素と酸素が発生することになる。

もっとも、水の放射線分解による水素発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較するとごく小さいものであり、水の放射線分解によって発生した水素のみでは、本件のような大規模な爆発が生じることは考え難い。

- ⑧ 格納容器内壁には、表面塗装の下に更に錆止め用に亜鉛入り塗装を施しているほか、格納容器内部には、種々の亜鉛製構造物が存在する。そのため、仮に、圧力容器底部が破損して燃料デブリが格納容器ペDESTAL部に落下した場合、亜鉛入り塗装や亜鉛製構造物が高温環境下に置かれ、亜鉛が酸化して水素が発生することがある。もっとも、この場合の水素発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較して極めて限定的である上、高温環境下に置かれて数日経過しなければほぼ発生することがないため、1号機 R/B

爆発に寄与した可能性はほぼ否定される。

⑨ 制御棒には中性子吸収材として、ボロン・カーバイド (B_4C) が用いられており、例えば、制御棒が溶融して格納容器ペデスタル部に落下して、高温となった水と反応してボロン・カーバイドが酸化していく過程で、水素が発生する可能性がある。しかし、例えば、対象炉型を **BWR4** とし、水素発生量をできるだけ多く見積もるために、中性子吸収材として全てボロン・カーバイドのみが充てんされているものと仮定し、それが全て酸化したと考えても、水素発生量は約 **200kg** であり、ジルコニウム・水反応による水素の発生量の約 2 割にとどまる。また、実際には、中性子吸収材としては、ボロン・カーバイド以外に、ハフニウム棒、ハフニウム板、ハフニウムフラットチューブが含まれているため、ボロン・カーバイドが酸化していく過程における水素発生量はそれよりもはるかに下回るものと考えられる。そうすると、ボロン・カーバイドが酸化していく過程における水素発生量は、ジルコニウム・水反応による水素発生量と比較すると限定的なものであり、ボロン・カーバイドが酸化していく過程で発生した水素のみで、本件のような大規模な爆発が生じることは考え難い。

⑩ 1号機 R/B 内にはバッテリーが設置されており、充電時に、バッテリー電解液から水素が発生し得る¹¹¹。しかし、1号機 R/B 内に設置されたバッテリーは、津波の影響で使用不能となったり、バッテリーから電力供給を受ける設備・機器が使用不能となったりして、使用されることがなく、バッテリー充電がなされることもなかった。

したがって、津波到達後、1号機 R/B に設置されたバッテリー内の電解液から水素が発生したとしても、その発生量は極めて限定的であったと考えられる。

⑪ 1号機の使用済燃料プール (SFP) には、地震発生当時、使用済燃料 292 体、新燃料 100 体が貯蔵され、平成 23 年 3 月 11 日時点での崩壊熱は **0.18MW** と評価され、1号機から 4号機までの SFP の中で最も崩壊熱が小さく、1号

¹¹¹ バッテリーは、正極 (陽極板) に二酸化鉛 (PbO_2)、負極 (陰極板) には海綿状の鉛 (Pb)、電解液として希硫酸 (H_2SO_4) が用いられている。放電時 (バッテリー使用時) に鉛が硫酸鉛へ、希硫酸が水へと化学変化していく。これに対し、充電時には、硫酸鉛が鉛へ、水が希硫酸へと化学変化していき、その際、水素ガスが発生する。

機 R/B 爆発当時、いまだ SFP の水位が低下して燃料が露出するような状況にはなかったと考えられ¹¹²、ジルコニウム-水反応により水素が発生した可能性は極めて低い。もっとも、SFP 内において水の放射線分解によって水素が発生することが考えられる。しかし、SFP 水が沸騰していないような状況では、いったん水素が発生しても、すぐに酸素と融合して水となってしまう。

したがって、仮に、水の放射線分解によって水素が発生したとしても、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較すると極めて限定的である。

- ⑫ 以上から、1号機においては、津波到達後、IC がほぼ機能喪失状態に陥り、約 14 時間にもわたり代替注水がほぼ実施されず、代替注水開始後も BAF を上回るような原子炉水位を確保できなかったのであるから、その間、炉心損傷が進行し、ジルコニウム-水反応等によって大量の水素が発生したと考えられる。もっとも、これまでに他の発生原因として言及した水素についても、爆発への寄与の可能性を排除するものではないが、その寄与の程度は限定的であったと考えられる。

(b) 水素発生量

- ① 前記 a (a) 記載の損傷状況からすると、1号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、ここでは、1号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性¹¹³について検証する。

- ② まず、1号機の損傷状況からすれば、明らかに R/B5 階の損傷が激しいため、R/B5 階に水素が蓄積されて爆ごうが起こったと仮定する。

1号機 R/B5 階は、間仕切りがない空間となっており、その空間体積は約 2 万 1,000 m³である。そして、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界を 18.3%¹¹⁴とすると、1号機 R/B 内が 30°C、大気圧の雰囲気であったとした場

¹¹² 平成 23 年 5 月 29 日までに、1号機 SFP へ約 413t の注水を実施して SFP の満水が確認されている。通常の 1号機 SFP のプール水量が約 990t であり、水深が燃料有効長の約 3 倍であること、新たに注水した約 413t 全てが SFP に注水されたとは限らないこと、1号機 R/B 爆発後に気化した水量もあることなどを考慮に入れると、1号機 R/B 爆発時には、SFP 内に貯蔵された燃料が露出するような状況にはなかったと考えられる。

¹¹³ 爆ごうを引き起こすに足りる水素発生量であれば、爆燃を引き起こすに足りることは明らかである。

¹¹⁴ 日本機械学会「機械工学便覧」(2001 年) 参照。爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界には諸

合¹¹⁵、1号機 R/B5 階で爆ごうが起こるには約 311.6kg の水素が必要となる¹¹⁶。

- ③ 1号機については、遅くとも平成 23 年 3 月 11 日 15 時 50 分頃以降、IC の冷却機能がほぼ喪失し、代替注水もなされないまま同月 12 日 5 時 46 分頃まで経過し、その間、炉心損傷が進み、同日 5 時 46 分頃から同日 14 時 53 分頃までの間、断続的に注水が行われたことでジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、これが圧力容器から格納容器を通じて建屋内に漏えいしたと考えられ、約 311.6kg をはるかに上回る水素が発生したと考えても矛盾はないと考えられる。東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 12 日 6 時頃までには 900kg 近くの水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析でも、同年 3 月 12 日 14 時 30 分頃までに 900kg 近くの水素が発生したとされている。

そして、1号機 R/B 爆発が起こった同日 15 時 36 分頃までには、圧力容器や格納容器には、それぞれ閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたと考えられ¹¹⁷、これらの発生した水素は、ほぼ全量、格納容器ベント又は漏えいによって格納容器外に流出したとしても矛盾はない。

したがって、1号機 R/B 爆発よりも前に格納容器ベントによって大気中に放出される水素の量を考慮してもなお、1号機の炉心損傷に伴いジルコニウム-水反応によって、1号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる程度の水素が発生したと考えても矛盾はなく、かかる水素は、1号機 R/B5 階から 4 階以下の一部空間にまで回り込んだ可能性もある。

(c) 水素流出経路¹¹⁸

- ① 格納容器頂部は、定期点検中取り外し可能であり、その頂部と胴体との境界をフランジ部と呼ぶ。このフランジ部には、格納容器内雰囲気漏えい防止のためにシール材としてシリコンゴムが施されている。

説あり、下限界として、より高い割合を指摘する同文献の例に従った。

¹¹⁵ この場合の水素密度は約 0.08109kg/m³となる。

¹¹⁶ 資料Ⅱ-2-4 参照。

¹¹⁷ 前記 1 (4) a 及び b 参照。

¹¹⁸ 資料Ⅱ-2-5 参照。

また、格納容器頂部からの放射線を遮断するため、格納容器頂部を取り囲むようにコンクリート構造物が設けられ、その上部は、やはりコンクリート製の蓋であるウェル・カバーで覆われている。このウェル・カバーは、三つのコンクリート製構造物が重なり合うことにより、格納容器頂部を覆うことができるが、各構造物相互間及び外周構造物との間のかみ合わせ部分の横断面は、L字と逆L字を合わせた形となっている。このウェル・カバーは、主として、放射線の遮断を目的としているため、例えば、格納容器頂部から漏えいした高圧の蒸気や水素を遮断するような気密性を備えていない。

そして、格納容器フランジ部は、実務的には、250~350°C程度になると、シール材に用いられたシリコンゴムの弾性や張力が失われて劣化していき、その気密性が失われ、また、D/W 圧力が上昇していくと、格納容器頂部を押し上げる方向に圧力が働き、フランジ面が高温環境下にさらされていくことになるので劣化が進み、格納容器から蒸気が漏えいすることがあると言われる¹¹⁹。

1号機 R/B 爆発に至るまでの格納容器頂部付近の温度について不明な部分があるものの、一般論として言えば、格納容器頂部付近は、圧力容器上部がコンクリート遮へい構造物によって遮へいされずに存在する上、格納容器下部と比べてはるかに狭い空間であるが故に熱対流性も良いとは言えないため、高温の雰囲気になりやすいと考えられる。そして、D/W 圧力は、平成23年3月12日2時45分頃に0.840MPa absと測定され、通常運転時の8倍前後のD/W 圧力に至り、少なくともその頃には格納容器頂部も高温、高圧状態下に置かれていたと考えられる。そうすると、その頃には、格納容器フランジ部のシリコンゴムが劣化していくとともに、格納容器頂部を押し上げる方向に強い圧力が働き、格納容器フランジ部から水素が漏えいしていたとしても不自然ではない。

¹¹⁹ 平成24年2月1日にJNESが公表した「過圧・過温による原子炉格納容器フランジ部漏えいへの影響の検討」では、フランジシール部開口量は200°Cでは0.3MPa gage 付近から開き始め1.3MPa gage 近傍までは線型的に変化し、1.4MPa gage 近傍から開口量が急拡大していくことが確認され、格納容器内圧力0.8MPa gage の場合、200°C時の開口量が約0.7mmであったのに対し、500°C時には約0.9mmから約1.0mmまで開口するものと考えられ、1.0mmの開口量がそのまま漏えいに寄与するとした場合には、300 cm²程度の開口面積となるとしている。

また、1号機 R/B 爆発後の写真によれば、1号機 R/B5 階がコンクリート片やがれき等に覆われているものの、1号機格納容器頂部が存在する付近において、蒸気様の白煙が複数箇所から上がっており、これは、格納容器フランジ部から漏えいした蒸気が、例えば、ウェル・カバーのかみ合わせ部分やその外周のコンクリート製構造物との接合部分から漏えいしていた可能性を示唆する。

したがって、1号機 R/B 爆発までに、水素が、格納容器フランジ部から漏えいして1号機 R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて4階フロア方向にも拡散していき、同日15時36分頃、1号機 R/B が爆発したと考えても矛盾はない。

- ② また、格納容器ヘッド部には、定期検査時に人の出入りが可能なマンホール（内径約 60cm）があり、マンホールの格納容器側入口には二重にシリコンゴムを用いたシール材が施され、マンホールの蓋をボルトで締結して気密性を確保している。しかし、格納容器フランジ部に施されたシリコンゴムが劣化するような高温環境下に置かれた場合には、その上方にあるマンホールの格納容器側入口に施された二重のシリコンゴムも劣化すると考えられ、その場合には、マンホールから水素が漏えいする可能性も否定できない。

したがって、1号機 R/B 爆発までに、格納容器ヘッド部にあるマンホールからも水素が漏えいして、1号機 R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチの開口部や階段を通じて4階フロア方向にも拡散した可能性がある。

- ③ 格納容器下部を貫通する電気配線貫通部は、1号機 R/B1 階、2階の格納容器下部に位置し、格納容器内の電気機器に必要な回線を接続するために設けられている。この電気配線貫通部内には、必要な電気配線が貫通し、格納容器側からの漏えい防止のため、回線が貫通する部分にシリコンゴムやエポキシ樹脂を施すことによって気密性を確保している。シリコンゴムはフランジガスケットに用いられ、エポキシ樹脂は低電圧モジュールに用いられている。しかし、高温・高圧状態下では、電気配線貫通部の接合部に用いられたシリコンゴムやエポキシ樹脂が劣化して水素が漏えいする可能性は十分に認められる。特に、エポキシ樹脂は、低電圧モジュールに用いられているが、

シリコンゴムよりも耐熱性に劣るため、より低い温度で劣化して漏えいしやすい。

また、福島第一原発情報班メモによれば、平成23年3月12日3時45分頃、「1号 R/B 2重扉を開けたら白いもやもやが見えたのですぐに閉めた。」との記載が認められ、かかる記載によれば、格納容器下部から蒸気が漏えいしていた可能性も否定できない。

格納容器下部は、格納容器頂部に比べ、比較的低い温度で保たれているのが通常であるが、同日2時45分頃までには圧力容器底部が破損して燃料デブリが格納容器ペDESTAL部に落下した可能性を否定できず、そのような状況になれば、格納容器下部も300℃をはるかに超える温度になっていたとしても不自然ではない。

したがって、1号機 R/B 爆発までに、エポキシ樹脂やシリコンゴムが用いられた電気配線貫通部から水素が漏えいし、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて上層階に拡散、蓄積されていた可能性も否定できない。

- ④ これに対し、主蒸気配管その他の貫通配管は、通常、圧力容器内の雰囲気の影響を直接受けるため、格納容器貫通部についても、その接合部に金属製の素材を用いて溶接が施され、シリコンゴムやエポキシ樹脂が用いられている場合に比べて耐熱、耐圧性が格段に強く、200℃から300℃程度で劣化する可能性は極めて低い。

したがって、1号機 R/B 爆発までに、格納容器から、主蒸気配管その他の貫通配管の接合部を通じて水素が漏えいした可能性は低いと考えられる。

- ⑤ 格納容器下部には、機器搬入用ハッチが設けられており、このハッチ部の扉には二重にシリコンゴム製のシール材が施されて気密性を確保している。しかし、高温・高圧状態下では、いずれのシール材も劣化することにより、扉と外枠の接合部分から蒸気が漏えいする可能性がある¹²⁰。

したがって、格納容器内の水素がハッチ部を通じて1号機 R/B1階に流出し、これが階段や機械搬入用ハッチを通じて4階、5階部分まで流入・蓄積

¹²⁰ ハッチ部扉には、二重にシリコンゴム製のシール材が施されており、内側（格納容器側）のシール材が劣化しても、外側のシール材が健全である限り、格納容器内側から水素が漏えいすることはないと考えられるが、内側のシール材が劣化すれば、高温・高圧の雰囲気が流れ込み、更に外側シール材が劣化して水素が漏えいする可能性は否定できない。

していった可能性がある。

- ⑥ さらに、格納容器下部には、人が出入りするエアロックが設けられており、このエアロックは、機器搬入用ハッチ部と異なり、格納容器内側扉及び外側扉の二重扉構造となっており、それぞれの扉の周囲にはシリコンゴム製のシール材が用いられて気密性を確保している。そのため、高温・高圧状態下では、いずれのシール材も劣化して扉と外枠の接合部分から水素が漏えいする可能性がある¹²¹。

したがって、エアロックから水素が漏えいする可能性については、格納容器フランジ部との比較においては低いものの、これを否定することまではできず、水素がハッチ部を通じて1号機 R/B1 階に流出し、これが階段や機械搬入用ハッチを通じて4階、5階部分まで流入・蓄積していった可能性がある。

- ⑦ 格納容器ベントは、格納容器内の除熱のため、非常用ガス処理系 (SGTS) をバイパスして排気筒から大気中に圧力を逃がすこととしており、シビアアクシデント対策の一環として設けられた。事故時操作手順書上、格納容器ベントを行う際は、SGTS の停止、隔離が必要となるところ、建屋からの排気系統については、フィルタの入口弁、出口弁ともにフェイルオープン設計とされ、電源喪失時に弁が開くため、格納容器ベント実施時には手動による閉操作が必要となる。しかし、1号機の格納容器ベント実施の際に SGTS 出口弁を閉とした形跡がなく、同出口弁が開となっていた可能性がある。また、1号機については、SGTS フィルタと出口弁との間に空気作動用ダンパが設けられ¹²²、SGTS 入口弁や出口弁と異なり、電源喪失時に全閉となる。しかし、格納容器ベントの際の逆流防止のために設けられたものではないため、ベント流の圧力に耐えられず¹²³、ベント流を完全に阻止できずに建屋内に流

¹²¹ エアロックは二重扉構造であるが故に、格納容器側扉に用いられているシール材が劣化しても、外側扉に用いられているシール材が健全である限り、格納容器内側から水素が漏えいすることはないと考えられるが、内側扉のシール材が劣化した後、高温・高圧の雰囲気エアロック内に流れ込み、更に外側扉のシール材も劣化すれば、水素が漏えいする可能性は否定できない。

¹²² 空気作動用ダンパは、2系統ある SGTS のうち、例えば、A系が作動中にB系に排気が回り込んで逆流することを防止する役割を果たす。

¹²³ 格納容器ベント実施時には、SGTS 出口弁が全閉となることが予定されているため、空気作動用ダンパについては、ベント流の圧力に耐えられるような耐圧性が備わっていなかった。

れ込む可能性がある。そうすると、格納容器ベント実施の際、SGTS 配管を通じて水素を含有するベント流が SGTS 配管を通じて 1 号機 R/B 内に逆流した可能性は否定できない。

- ⑧ 東京電力による建屋内の放射線量測定結果によれば、1 号機 R/B1 階から 4 階までは、局所的に高線量となっている箇所を除き、平均すると数十 mSv/h であるのに対し、同 5 階では、崩落した屋根の上方 2.0m から 2.5m 程度での測定であるのに、60mSv/h 程度の高い放射線量が測定された¹²⁴。このように、1 号機 R/B 上部に行くにつれて放射線量が高くなっている原因は、格納容器から漏えいしたガスが上層階に流れ込んだことによるものと考えられ、格納容器から漏えいした水素も同様の流れ込みにより、1 号機 R/B 上部に滞留した可能性がある。
- ⑨ 以上からすれば、1 号機については、格納容器フランジ部からの漏えいが量的にも多く、その可能性も高いと考えられるが、電気配線貫通部からの漏えいや格納容器ベント時の SGTS 配管からの逆流等の可能性も考えられ、いずれの可能性も択一的なものではないから、複数箇所からの漏えいがあった可能性も十分認められる。

(d) 着火要因

- ① 通常、ある空間に、水素が不燃限界濃度を超えて蓄積しても、自己着火することはないため、着火要因がなければ、着火、燃焼、爆ごうに至ることはない。そこで、以下では、着火要因について検討する。
- ② 不燃限界濃度を超えて燃焼範囲に至る程度の水素が蓄積された空間において、機器の動作時の金属摩擦だけではなく、高所にある金属が落下して、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生ずる場合や、高所から吊された金属が左右に振れて他の金属と衝突して摩擦が生ずる場合等には、金属摩擦によって着火に至る可能性がある。

1 号機 R/B 内には、多くの金属製設備・機器、ボルト等の金属製留め具が

¹²⁴ 1 号機 R/B1 階の原子炉補機冷却系 (RCW) 配管付近やトール室貫通部付近の放射線量が高く、数千 mSv/h を計測した箇所も認められるが、R/B2 階の RCW 熱交換器が設置されている付近も高線量であったため、RCW 配管内に多くの放射性物質が付着したことによる可能性が高い。

用いられている。福島県双葉郡双葉町で平成 23 年 3 月 12 日 15 時 18 分に震度 2 を観測した後、1 号機 R/B 爆発まで大きな揺れを観測する地震は見当たらないが、それまでに数多くの地震が計測されているため、例えば、度重なる地震動の影響で、高所に備え付けられた金属製機器、設備の留め具が緩み、又は回線・ケーブルの耐性が限界を超え、1 号機 R/B 爆発直前に金属製機器・設備が落下し、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生じ、金属摩擦によって着火に至った可能性を否定できない。

したがって、衝突に係る金属の特定や衝突場所等の詳細を特定することは不可能であるものの、金属摩擦によって着火に至った可能性はある。

- ③ ある限られた空間に、不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積し、微粉状の白金等の貴金属が存在する場合、100℃を超えると貴金属の触媒活性が上がり、200℃を超えると着火に至る可能性が高くなる¹²⁵。そうすると、例えば、圧力容器から格納容器を経由して高温の蒸気が漏えいする場所に、不燃限界を超える水素及び酸素の混合ガス、微粉状の白金等の貴金属があれば、着火に至る可能性がある。

しかし、1 号機 R/B 内で、白金等の貴金属を用いている設備・機器が見当たらず、ましてや、格納容器や貫通配管から蒸気が噴き出して 200℃を超えるような雰囲気になっている可能性のある場所¹²⁶にそのような貴金属が存在すること自体、考え難い。

したがって、白金等の貴金属の触媒作用によって着火に至った可能性はほぼ否定される。

- ④ 不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間に高温の蒸気が流入して加熱された場合に着火に至る可能性がある。もっとも、実機を模擬した混合ガス圧力約 7MPa gage の条件において、約 280℃から 300℃の蒸気を注入しても着火しないことが確認されている¹²⁷。そうす

¹²⁵ 一般社団法人日本原子力技術協会「BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃料による配管損傷防止に関するガイドライン（第 3 版）」75 頁によれば、25ng/cm³以上の微粉状の白金触媒が不燃限界濃度を超える混合ガスが蓄積した枝管内に付着した状態で高温蒸気（約 288℃、約 7.2MPa gage）が流入する場合に、着火する可能性があることが確認されている。

¹²⁶ 例えば、格納容器フランジ部周辺等が挙げられる。

¹²⁷ 前掲「BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃料による配管損傷防止に関するガイドライン（第 3 版）」76 頁参照。

ると、1号機 R/B 内に水素が蓄積された空間があり、同空間に格納容器又はその周辺部から高温蒸気が漏えいした場合でも、これにより着火に至る可能性は否定され、また、これを超える高温の蒸気が1号機 R/B 内に流入する事態を想定し難い。

- ⑤ 不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、鉄酸化物等が浮遊して帯電する不純物帯電等により帯電した静電気が放電して火花着火する可能性が考えられる。もっとも、本件爆発当時、1号機 R/B 内は、格納容器から蒸気が漏えいし、また、津波による浸水部分からも蒸気が発生して、高温・多湿状態にあったと考えられ、かかる状況下においては、帯電物から静電気が放電する可能性は低いと考えられる。
- ⑥ 不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、電気設備・機器（ケーブルを含む。）から漏電、地絡、短絡することによって、着火に至る可能性が考えられる。

福島第一原発情報班メモによれば、平成23年3月12日15時36分頃に「SLC 準備完了」との記載があり、柏崎刈羽原子力発電所（以下「柏崎刈羽原発」という。）情報班メモによれば、同日14時45分に「1F-1、SLC 注入準備完了（未受電）」、同日15時15分に「SLC はあと数分で受電の確認が終了する見通し」、同日15時36分に「1F-1、SLC 注入準備完了、地震」との記載がある。かかる記載及び福島第一原発における緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）復旧班でこの電源復旧作業に従事した者らの各供述によれば、この頃、発電所対策本部復旧班は、同日14時45分頃までに、高圧電源車から2号機側パワーセンター（P/C）¹²⁸まで高圧ケーブルを接続・端末処理した上、このP/C からモータコントロールセンター（MCC）¹²⁹の上流側ケーブルに低圧ケーブルを接続・端末処理するなどして、1号機のほう酸水注入系（SLC）等の電源復旧を実施していた。具体的作業としては、MCCの上流側ケーブルの絶縁抵抗測定を行うなどした後、2

¹²⁸ 低圧ケーブルの接続に用いたP/Cは、2号機T/B1階にあるP/C2Cである。

¹²⁹ 電源復旧を目指したMCCは、1号機T/B2階にある480Vヒーティング・アンド・ベンチレーション（H&V）MCC 1A及び1号機R/B3階にある480V R/B MCC 1Dであるが、実際には、それらの上流側にあるP/Cが設置された1号機C/B地下1階において、それぞれの上流側ケーブルに低圧ケーブルを結線する作業を行った。

号機側 P/C と高圧ケーブルで接続していた高圧電源車を起動して、2号機側 P/C の遮断器を投入してから、MCC の上流側ケーブルと低圧ケーブルの接続部で検電器による受電確認及びローテーションメータによる相順確認を行い、同日 15 時 15 分頃には、あと数分で受電の確認が終了する見通しであったため、これを発電所対策本部に無線連絡し、その後、受電確認及び相順確認を終え、1号機 R/B 内にある MCC まで正常に送電されていることを確認した。そして、同日 15 時 36 分頃、発電所対策本部復旧班は、発電所対策本部に無線連絡を入れ、これを聞いた発電所対策本部は、メインテーブルにおける発話によって情報共有を図り、これが上記二つのメモ書きに記載されたものと考えられる。そして、柏崎刈羽原発情報班メモに記載された「1F・1、SLC 注入準備完了、地震」は、かかる SLC 注入準備が完了したとの報告直後に発電所対策本部で強い揺れを感じ、1号機 R/B の爆発を予期していなかったため、その揺れを地震によるものと判断したために書き取られたと考えられ¹³⁰、SLC 注入準備完了、つまり、1号機 R/B 内の MCC まで送電が完了し、後は中央制御室における操作によって SLC 注入が可能となる状態となった旨の報告を受けたのとほぼ同時に1号機 R/B 爆発が生じたと考えられる。この時点では、発電所対策本部から中央制御室にいた当直には、いまだ SLC 注入準備完了の連絡がなされておらず、中央制御室における操作は未了であった。

そして、受電確認や相順確認の結果、特に異常がなかったのであるから、電源車を起動したと思われる同日 15 時から同日 15 時 10 分にかけての頃には1号機 R/B の MCC まで受電が完了しており、中央制御室における操作が必要な SLC 設備への電気回線自体は接続されていないものの、1号機 R/B 内に敷設され、かつ、受電完了した MCC 下流側にある SLC その他の電気設備に接続された電気ケーブルの一部に電気が流れ始めていたと考えられる。

具体的には、1号機 R/B2 階に設置された SGTS 電気ヒータ¹³¹及び1号機

¹³⁰ 気象庁発表資料によれば、1号機 R/B 爆発当時、地震は観測されていない。

¹³¹ SGTS 電気ヒータは、SGTS の活性炭フィルタの除湿のために用いられる。操作スイッチは、1号機 R/B2 階に設けられ、480V H&V MCC 1A への受電が完了すれば、同所までの接続ケーブルが通電することになる。

R/B4 階に設置された SLC タンクヒータ¹³²は、電源復旧した MCC の下流側のケーブルと接続された設備であり、中央制御室における操作を経なくとも、MCC において受電完了すればこれらの電気設備に接続された電気ケーブルに通電する。したがって、これらの R/B 内に敷設された電気ケーブルが地震動の影響等によって損傷していたり、これらの電気設備と電気ケーブルの接続部分が湿潤状態にあったりした場合には、これらの箇所において漏電が生じ、これが引き金となって水素ガス爆発を引き起こした可能性も否定できない。

- ⑦ 以上から、1 号機 R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦や電気設備・機器に接続された電気ケーブルからの漏電又はその他の要因によって着火し、R/B 内で爆発が生じたものと考えられる。

水素ガス爆発については、これまで、不燃限界濃度を超える水素が蓄積された空間においては、僅かな着火要因であっても爆発に至る危険があり、それがゆえに解明困難として着火要因を十分に解明してこなかったケースが多いと考えられ、これまでに指摘した可能性以外にも、着火要因が存在することもあり得る。

過去に起こった事故原因の解明なくして、将来の事故の未然防止を十分図りえないのであるから、今後、規制官庁を中心とする国、事業者及び学会といった原子力関係者において、今回の水素ガス爆発の着火要因について徹底した解明がなされることを期待する。

(4) 2号機 R/B 及び S/C の状況

- a 2号機 R/B については、R/B 東側壁面のブローアウトパネルが脱落したこと以外に、外見上、顕著な損傷が認められないこと

(a) 2号機 R/B の損傷状況

- ① 1号機 R/B 爆発後、3号機 R/B 爆発前である平成 23 年 3 月 13 日、2号機 R/B 東側壁面のブローアウトパネルが開放していることが確認された。

¹³² SLC タンクヒータは、SLC タンク内の水を一定温度に保ち、五ホウ酸ナトリウムの溶解度を上げるために用いられる。操作スイッチは、1号機 R/B4 階に設けられ、480V R/B MCC 1D への受電が完了すれば、同所までの接続ケーブルが通電することになる。

R/B5 階下部に設けられているブローアウトパネル¹³³は、通常、R/B 内の圧力が上昇して天井・外壁等が破損するのを防ぐため、所定の圧力¹³⁴が作用すると、ブローアウトパネルを固定している炭素鋼の金物が塑性変形を起こして動作し、内側から外側に向けて開放されるが、完全に脱落することがないように、ブローアウトパネルの両端が2本のチェーンで固定されており、上記確認時も、ブローアウトパネルが2本のチェーンによって固定され、脱落することなく開放している状態であった。

このブローアウトパネルは、1号機 R/B の爆発による振動や爆風の影響によって開放した可能性がある。

- ② しかし、遅くとも平成23年3月16日に確認した際には、2号機 R/B 東側壁面のブローアウトパネルは、2本のチェーンが断絶し、ブローアウトパネルが完全に脱落して、T/B 側に落下していた¹³⁵。

これは、詳細不明であるものの、3号機 R/B 爆発の影響によって、開放されていたブローアウトパネルを固定する2本のチェーンが断絶して、ブローアウトパネルが脱落した可能性が考えられる。

いずれにしても、上記以外に2号機 R/B の顕著な損傷は認められない。

(b) 水素ガス爆発に至らなかった要因

- ① 2号機は、平成23年3月14日12時30分頃までに RCIC の注水機能が喪失し、同日19時57分頃まで代替注水がなされなかったため、炉心の露出、損傷が進行するとともに、それ以降も断続的かつ不十分な代替注水しかなされなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生したと考えられる。
- ② 2号機については、平成23年3月14日21時18分頃までには圧力容器又はその周辺部が破損していた可能性が高い¹³⁶上、SR 弁の開操作を繰り返していたことから、圧力容器から格納容器側へ水素が流れ込んだ可能性が高い。このようにして格納容器に蓄積された水素は、高温下において、格納容

¹³³ 2号機のブローアウトパネルは R/B 東側に1か所設けられ、縦が約4.3m、横が約6.0mである。

¹³⁴ 2号機のブローアウトパネルの作動圧力は352kg/m²である。

¹³⁵ 資料Ⅱ-2-6 参照。

¹³⁶ 前記1(5) a 参照。

器フランジ部や電気配線貫通部等に用いられたシール材の劣化が進むなどして、同箇所から漏えいした可能性がある¹³⁷。

- ③ さらに、自衛隊空撮写真によれば、2号機については、開放されたブローアウトパネル部分から大量の蒸気様白煙が吹き出していたことが明らかである。そうすると、2号機 R/B 内に漏えいした水素の多くは、蒸気とともに、ブローアウトパネル開放部から建屋外に放出された可能性が高く、これにより、2号機 R/B 内に蓄積する水素の量が抑制され、水素爆発が発生しなかった可能性が高い。

- b 平成23年3月15日6時から同日6時12分にかけての頃に確認された異音は、4号機 R/B 爆発によるものと考えられ、2号機の S/C 由来のものとは考え難いこと

(a) 地震観測記録データ分析結果との関係

東京電力が、福島第一原発敷地内に設置された五つの地点の地震観測記録計データを分析した結果、平成23年3月15日6時12分15秒、P波（縦波）とS波（横波）の到達時間の差が1秒以内と短い振動、すなわち、地震動ではなく爆発によるものと思われる振動がいずれにも計測されていた¹³⁸。そして、かかるデータ計測結果に基づき、前記五つの地震観測地点における爆発振動到達時刻を特定すると、2号機で爆発があったと仮定した場合、各地震観測地点と2号機との間の距離に応じた爆発振動到達時刻とはならず、不規則となる。他方、4号機で爆発があったと仮定した場合、各地震観測地点と4号機との間の距離に応じた爆発振動到達時刻となり、同心円状に振動が伝達された様がよく表現される¹³⁹。

また、発電所対策本部、1/2号中央制御室及び3/4号中央制御室にいた者の各供述によれば、同日6時から同日6時12分にかけての頃に確認された異音や衝撃は一度の機会であったと認められ、その異音や衝撃が感じられた時刻は、地震観測記録計データによれば、同日6時12分頃であったと認められる。

¹³⁷ 前記1(5)b参照。

¹³⁸ 資料Ⅱ-2-7参照。

¹³⁹ 地震観測記録データに記録された振動の振幅・周期から直ちに爆発規模を推し量れるものではないが、それでも、爆発の影響による振動の時期について特定することは可能である。

このことは、当直が同日 6 時 12 分頃に異音を聞いて、発電所対策本部発電班に電話報告したと考えれば、発電所対策本部発電班のメモ書きに、「6° 14' 爆発音あり」と手書きで記載されていることとも整合的である。

以上から、同日 6 時 12 分頃に確認された異音や衝撃の原因は、4 号機 R/B 爆発によるものであったと考えられ、2 号機 R/B 内で何らかの爆発的事象が生じたことによるものとは考え難い。

(b) S/C 圧力計が示す実測値との関係

① そもそも、2 号機 S/C で爆発その他の異変が生じたのではないかと考えられた原因の一つとして、平成 23 年 3 月 15 日 6 時 2 分頃、2 号機の S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとされることが挙げられる。

確かに、2 号機のプラント関連パラメータによれば、同日 6 時 2 分から同日 7 時 20 分にかけて、合計 5 回にわたり、S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとの記録が残っている。

しかし、まず、この S/C 圧力計が示した 0.000MPa abs というのは真空状態を意味することになり、そのような現象が現実には生ずることはあり得ない。

この点、当時、1/2 号中央制御室で計測に当たっていた当直の供述によれば、この時の S/C 圧力計の指示値は、0.000MPa abs を示していたのではなく、測定可能範囲下限を下回る位置を指示針が指すダウンスケールの状態にあった可能性が高い。そして、1/2 号中央制御室にいた当直長は、この計測を実施した当直からの報告を受け、発電所対策本部発電班に連絡したが、その過程で、S/C 圧力計がダウンスケールしたことが 0.000MPa abs を示したものと誤って伝わり、発電所対策本部において、2 号機の S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとの情報が共有され、その旨の記録がなされた。すなわち、2 号機のプラント関連パラメータ上、同日 6 時 2 分から同日 7 時 20 分までの間、合計 5 回にわたって記録されている 0.000MPa abs は実測値ではなく、実際の S/C 圧力計は、ダウンスケールにより計測不能になっていたものと考えられる。

そして、これら 2 号機のプラント関連パラメータ及び当直の供述によれば、S/C 圧力計は、同日 5 時 45 分頃に 0.320MPa abs、同日 6 時頃に 0.270MPa

abs を示した後、同日 6 時 2 分頃にダウンスケールしたのに対し、この S/C 圧力計と共通の電源を用いていた D/W 圧力計は、同日 5 時 45 分頃に 0.740MPa abs、同日 6 時頃に 0.730MPa abs を示した後、同日 6 時 2 分頃以降も同日 7 時 20 分頃まで 0.730MPa abs を示したままであったことが認められる。そうすると、S/C 圧力計と電源を共通とする D/W 圧力計が計測可能であったのだから、この S/C 圧力計がダウンスケールした原因は電源の枯渇とは考え難い。そのため、例えば、S/C 圧力計の電気回路のいずれかで接触不良等の電気系統のトラブルが生じた可能性が考えられ、当委員会において種々の調査を重ねてきたが、その詳細はなお不明である。

計装機器は、プラントの運転、制御にとって必要不可欠なものであって、その性能向上を図る上でも、これらの原因を検証する意義は極めて大きい。ため、今後、事業者、国及び関係団体において、これらの計装機器の故障原因について徹底した検証がなされることを期待する。

いずれにせよ、2 号機の S/C 圧力計については、同月 14 日 22 時 10 分頃以降、D/W 圧力の上昇傾向に比して、全く数値が上がる傾向を示しておらず、計装用配管や圧力伝送器、電気系統に何らかの異常を来したことで誤計測、誤表示が始まっていたと考えられる¹⁴⁰。

- ② さらに、前記 (a) のとおり、異音や衝撃が感じられた時刻は、地震観測記録計データが示すとおり、同月 15 日 6 時 12 分頃であったと認められ、2 号機のプラント関連パラメータによれば、それよりも前の同日 6 時 2 分頃と同日 6 時 10 分頃の 2 度にわたり、既に S/C 圧力計がダウンスケールしていたことが明らかである。そうすると、この異音や衝撃が感じられたことと、S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したこととの因果関係は薄いと考えるのが自然である。
- ③ もっとも、このことは、プラント関連パラメータ上の記録からは、平成 23 年 3 月 15 日 6 時頃以降に 2 号機 S/C 付近で爆発的事象が生じて S/C が破損したとまでは言えないことを意味するのみであって、その前後において 2 号機 S/C が健全性を維持していたとする趣旨ではない。

¹⁴⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(3)b(i)参照。

むしろ、2号機の格納容器又はその周辺部には、同月14日13時45分頃以降、同日18時10分頃までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じていった可能性が極めて高いことは既に述べたとおりであり¹⁴¹、このことは、2号機のS/Cの損傷可能性をも含む趣旨である¹⁴²。

(5) 3号機R/Bの爆発

a 3号機R/B爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

① 爆発後の3号機R/Bの状況を撮影した写真によれば¹⁴³、以下の事実が認められる。

3号機R/Bは、屋根が全て滅失し、天井を構成していた鉄骨の大部分が屈曲・破損している。

子細に見ると、まず、3号機R/B北側の状況については、3号機R/B北側5階部分の壁面、コンクリート柱及び梁（はり）がほぼ滅失し、北西付近の床面の大部分が抜け落ちている可能性がある上、4階部分も、西側2ブロックの壁面及びコンクリート柱が滅失し、激しい損傷が認められる。

次に、3号機R/B東側の状況については、3号機R/B東側5階部分の壁面は、ほぼ滅失しており、コンクリート柱及び5階部分中央付近を走る梁が残存しているものの、特に、中央2本のコンクリート柱が梁との接合部分よりやや上方で建屋方向に折損している。また、最上部梁は、北側3ブロックでは、天井部骨組みと不十分に接続して現存するも、南側3ブロックでは、全て滅失している。

¹⁴¹ 前記1(5)b参照。

¹⁴² 平成23年6月頃以降、2号機原子炉への注水時、S/C水温が低下する傾向が認められた。この頃までには圧力容器が破損し、原子炉注水の継続により格納容器下部に水が漏えいし、これがベント管を通じてS/C側にも流れ込んでいた可能性が高い。そうすると、平成23年6月頃以降、2号機原子炉への注水を実施しても、S/C内が満水であれば、格納容器側に漏えいした水がD/W側に蓄積されていくだけで、S/C水温にはほとんど変化が認められないはずであるのに、実際にはS/C水温が低下する傾向を示した。これは、継続的な原子炉注水及び格納容器への漏えいによっても2号機のS/C内が満水にならずに、新規の冷却水がS/C側に流れ込んでいたことを意味し、それまでのいずれかの時期に、S/Cのいずれかの箇所に損傷が生じていたと考えるのが自然である。

¹⁴³ 資料II-2-8参照。

次に、3号機 R/B 南側の状況については、3号機 R/B 南側5階部分の壁面、コンクリート柱及び梁は、ほぼ滅失している。

さらに、3号機 R/B 西側の状況については、3号機 R/B 西側5階部分の壁面、コンクリート柱及び梁は、ほぼ滅失している。また、西側4階部分の壁面は、南方の1ブロックを除き、ほぼ滅失しているほか、北方から1本目のコンクリート柱が完全に滅失し、2本目のコンクリート柱が建屋外側方向に傾き、上方の梁部分と分離している。さらに、これらの滅失したコンクリート柱の残がいと思われるものが、3号機 R/B 西側の低層階付近外側に認められる。このような損傷状況からすると、建屋内側から外側に向けて大きな圧力がかかったことがうかがわれる。

3号機 R/B3階以下の低層階部分については、その外観上、一部壁面に、表面の剥落が認められるものの、激しい損傷箇所までは認められない。

さらに、3号機 R/B 北側に隣接する廃棄物処理建屋 (RW/B) も、屋根の一部残がいと思われるものが認められるが、広範囲にわたって激しく損傷し、鉄骨がむき出しになり、2階部分も激しい損傷が認められる。

- ③ 3号機 R/B は、南北 46.0m、東西 46.0m、地上 46.0m、地下 16.1m の鉄筋コンクリート造りで、天井部が鉄骨構造であるが、それ以外は、5階壁面も含めて鉄筋コンクリート造りである。これに対し、1号機 R/B は、5階部分の周囲が、鉄製骨組みに鉄板をはめ込んだだけの壁となっている。1号機と3号機の損傷状況の相違は、かかる建屋構造の影響を受けた可能性がある。

さらに、3号機 R/B の損傷状況を見ると、3号機 R/B5階東側はコンクリート柱が残存し、床も原形をとどめているのに対し、R/B5階西側はコンクリート柱も全て滅失し、R/B4階北西側は垂直方向のコンクリート柱、天井や水平方向に走るコンクリート製支柱が滅失し、同フロア内にあった設備の一部が建屋外側方向へ露出するなど、3号機 R/B 北西側の5階及び4階が特に激しく損傷している。そうすると、例えば3号機 R/B5階に水素が蓄積されていたところ、5階南東部付近で着火し、同空間に蓄積していた水素に燃焼波が伝ばする中で、音速を超え、北西部付近で爆ごうに至り、5階床が抜ける

などして、4階以下にも爆風が広がっていった可能性がある¹⁴⁴。

いずれにせよ、3号機 R/B 内で爆発が生じた際、5階壁面まで鉄筋コンクリート造りであった3号機 R/B は、水平方向にかかる負荷への耐性が1号機 R/B よりも強いため、1号機 R/B 爆発のときよりも大きな圧力を R/B 内に蓄積し、その後建屋が負荷に耐えられず、構造物を生成するコンクリート等もろとも垂直方向に黒色爆煙を吹き上がらせるとともに、水平方向に壁を吹き飛ばして、天井及び周囲の5階部分及び4階部分の一部の壁を消失させ、その際、水平方向への爆発によるエネルギーの発散は、南方向よりも北方向の方が強かったと考えられる。

また、爆風やこれによって吹き飛ばされたがれき等の影響で、3号機 R/B の北側に隣接する RW/B 内部及び天井部も激しく損傷したと考えられる。

(b) 本件爆発の原因

3号機 R/B の損傷発生時の映像¹⁴⁵によれば、平成23年3月14日11時1分頃、3号機 R/B 内において爆発が発生したと認められ、その損傷状況からすると、3号機 R/B 内部で爆発が生じ、強い圧力が外部方向に働いて生じたと考えて矛盾はない。

3号機 R/B の爆発は、1号機と同様に、水蒸気爆発¹⁴⁶や粉じん爆発であった可能性について否定され、可燃性ガス爆発によるものと考えられる。

b 3号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、3号機圧力容器内の炉心損傷過程で発生した水素と考えられること

(a) 水素発生原因¹⁴⁷

① 3号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

¹⁴⁴ もっとも、R/B4階部分以下にも水素が蓄積し、同様の爆発を引き起こした可能性も否定できない。

¹⁴⁵ 資料Ⅱ-2-1 参照。

¹⁴⁶ 3号機のプラント関連パラメータによれば、3号機 R/B 爆発前後で、原子炉圧力及び D/W 圧力の低下が認められるため、例えば、爆発の影響で圧力容器や格納容器に貫通する配管の一部が破損したことなどが考えられるものの、爆発後も、依然として、原子炉圧力及び D/W 圧力が大気圧の数倍となる数値を示しており、圧力容器又は格納容器内で、3号機 R/B 上部を粉砕するほどの水蒸気爆発が起こった可能性は否定される。

¹⁴⁷ 資料Ⅱ-2-3 参照。

② まず、3号機 R/B 内にある M-G セット用のタービン油や CAMS 校正用ボンベに封入された水素、3号機 T/B 内の発電機冷却用の水素については、1号機と同様に、3号機 R/B 爆発の主たる要因になりにくい、完全に可能性が否定され、また、外部から3号機 R/B 内に水素その他の可燃性ガスが持ち込まれていた可能性も否定される。

そうすると、3号機 R/B 爆発の原因は、主として、3号機 R/B 内で化学反応によって生じた可燃性ガスによるものと考えられ、かかる可燃性ガスとしては、1号機と同様に、水素以外には考え難い。

③ 3号機においては、遅くとも平成23年3月13日2時42分頃以降、HPCIの注水機能が喪失し、約6時間以上にもわたって代替注水がなされず、その間炉心損傷が進行するとともに、それ以降も断続的かつ不十分な代替注水しなされなかつたことで、ジルコニウム-水反応により大量の水素が発生し、圧力容器から格納容器を通じて3号機 R/B 内に水素が漏えいしていった可能性は十分考えられる。

そのほかにも、1号機と同様に、水の放射線分解、コア・コンクリート反応、格納容器内の亜鉛入り塗装や亜鉛製構造物に用いられる亜鉛の酸化、制御棒に用いられるボロン・カーバイドの酸化等によって水素が発生し得るが、その発生量は、3号機 R/B 爆発までの間、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較すると極めて限定的であるか、ほとんど発生に至っていなかったものと考えられる。

④ 結局、3号機 R/B 爆発の原因となったと考えられる水素は、主として、3号機圧力容器内の燃料が損傷していく過程でジルコニウム-水反応によって発生したものと認められる。

(b) 水素発生量

① 3号機 R/B の損傷状況からすると、3号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、ここでは、3号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性について検証する。

② まず、3号機の損傷状況からすれば、明らかに R/B5 階の損傷が激しいため、R/B5 階に水素が蓄積して爆ごうが起こったと仮定する。

3号機 R/B5階は、間仕切りがない空間となっており、その空間体積は約2万5,000 m³である。そして、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界が18.3%¹⁴⁸とすると、3号機 R/B内が30℃、大気圧の雰囲気であったとした場合¹⁴⁹、爆ごうを引き起こすには約371.0kgの水素が必要となる¹⁵⁰。

- ③ 3号機については、平成23年3月13日2時42分頃、当直がHPCIを手動停止後、少なくとも同日9時10分頃までの間、全く注水がなされておらず、その後も同月14日5時頃までの間、全く代替注水がなされない時間が2時間以上続いたり、十分な注水量を確保できなかつたりしたため、BAFを上回る原子炉水位を十分確保できなかった可能性が高い。そして、同日11時1分頃までに、炉心損傷が相当程度進行してジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生するとともに、不十分な注水が間欠的に繰り返された結果、ジルコニウム-水反応が更に進んで水素が発生したと考えるも矛盾はない。東京電力が平成24年3月に公表したMAAP解析によれば、平成23年3月13日12時過ぎには600kg超の水素が発生したとされ、JNESが同年9月に公表したMELCOR解析でも、同年3月13日12時頃には、仮定条件によって異なるが、550kg~700kg程度の水素が発生したとされる。これらの解析は、いずれも、当委員会の検証結果に比べて、注水停止時の原子炉水位が高く、代替注水量も多めに設定していることなど、実際の事象進展よりも緩やかな解析結果であると考えられ¹⁵¹、実際には、これらの解析結果を超える水素発生量であった可能性が高い。

そして、同月14日11時1分頃までには、既に圧力容器又はその周辺部、格納容器又はその周辺部にはそれぞれ閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が高く¹⁵²、これらの発生した水素は、大部分が格納容器外に漏えいしたと考えるも矛盾はない。

- ④ もっとも、3号機の格納容器ベント実施の際、これらの水素の一部が、SGTS配管合流部を経由して4号機 R/B側に流れ込み、4号機 R/B爆発を引き起こ

¹⁴⁸ 前掲日本機械学会「機械工学便覧」(2001年)参照。

¹⁴⁹ この場合の水素密度は約0.08109kg/m³となる。

¹⁵⁰ 資料Ⅱ-2-9参照。

¹⁵¹ 資料Ⅱ-1-1の第4.1(5)参照。

¹⁵² 前記1(6)a及びb参照。

した可能性が高いので、この点を考慮する必要がある。

まず、3号機 R/B 爆発が起こった平成 23 年 3 月 14 日 11 時 1 分頃以降、4号機 R/B 爆発が起こった同月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃までに、3号機の炉心損傷が更に進行して水素が発生すると考えられる。東京電力の上記 MAAP 解析によると 200kg 程度、JNES の上記 MELCOR 解析によると仮定条件次第で 100kg 程度、更に水素が発生したとされる。

なお、4号機 R/B では、主として R/B4 階西側で爆発が生じた可能性が高いと考えられ、同空間は、3号機 R/B5 階の空間体積の 5 分の 1 以下であるため、これに応じて爆ごうに必要な水素質量も小さくなる¹⁵³。

- ⑤ 以上からすれば、4号機 R/B 爆発に必要な水素発生量や格納容器ベントによって大気中に放出される水素の量を考慮してもなお、3号機の炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって、3号機 R/B で爆ごうが生ずるのに必要な水素発生量が十分認められ、3号機 R/B5 階から 4 階以下の一部空間にまで水素が回り込んだ可能性もある。

(c) 水素流出経路¹⁵⁴

- ① 3号機については、1号機と同様に、炉心由来の水素が格納容器フランジ部から R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて 4 階フロア方向にも拡散していった可能性が高く、その漏えい量も多いと考えられる。もっとも、格納容器下部にある電気配線貫通部、ハッチ部及びエアロックからの水素の漏えいや、格納容器ベント時の SGTS 配管からの逆流¹⁵⁵の可能性もあり、いずれの可能性も択一的なものではないから、複数箇所からの漏えいがあった可能性も十分認められる。

¹⁵³ 後記 (6) b (b) 参照。

¹⁵⁴ 資料Ⅱ-2-5 参照。

¹⁵⁵ 3号機の格納容器ベント実施の際に SGTS の出口弁が開状態であったことが確認されており、SGTS フィルタの放射線量は数 mSv/h 程度と計測された。もっとも、3号機については、電源喪失時に閉となるダンパが出口側に設置されている上、SGTS フィルタの入口側と出口側で線量率が大きく変化しておらず、明確な方向性を見出し難いことからすれば、格納容器ベント実施の際、水素を含有するベント流が 3号機 R/B 内に逆流したとしても、その流量は限定的であって、これが 3号機 R/B 爆発の主たる原因ではなかった可能性が高いと考えられる。

② 東京電力による放射線量測定結果によれば、3号機 R/B5 階は数百 mSv/h 程度の線量であるのに対し、1階から4階までは、局所的な高線量箇所を除き、平均すると数十 mSv/h であることからすれば、格納容器上部からの漏えいを中心であったと考えられる。もっとも、3号機については、R/B1 階の機器ハッチ部付近の線量が高く、数百～千数百 mSv/h を計測していることからすれば、同箇所から放射性物質が漏えい、付着した可能性があり、そうすると、同箇所を通じて水素が漏えいした可能性もある。

(d) 着火要因

3号機については、1号機と同様に、R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦や漏電又はその他の要因によって着火し、R/B 内で爆発が生じたものと考えられるが、着火要因については、依然として不明な点が多く、今後、規制官庁を中心とする国、事業者、学会といった原子力関係者において徹底した解明がなされることを期待する。

(6) 4号機 R/B の爆発

a 4号機 R/B の爆発は、可燃性ガスの爆発によるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

① 4号機 R/B については、1号機及び3号機の各 R/B 爆発と異なり、損傷が生じた時点における映像や目撃供述等が存在しないものの、その被害後の状況を撮影した写真¹⁵⁶から以下のことが分かる。

まず、4号機 R/B 北側の状況である。その外観上、R/B5 階北側天井部を水平に走るコンクリート柱は、真ん中付近を中心に、R/B 内側へ凹（おう）状に弧を描くようにわい曲している。また、北側壁面は、R/B5 階上方壁面と下方壁面が R/B 外側へ凸（とつ）状に屈曲し、上方壁面が R/B 内側にわい曲して倒壊し、下方壁面は、R/B4 階付近から5階下部にかけて緩やかに R/B 外側にわい曲した後、弧を描くようにして、R/B5 階真ん中付近に達する。また、北側壁面は、東方より西方の損傷がより激しく、R/B5 階部分の北側

¹⁵⁶ 資料Ⅱ-2-10 参照。

西方壁面は、上記屈曲部で接合しているものの、西から横2ブロック分の下方壁面がR/B方向にわい曲することなく、ほぼ垂直方向に垂下している。さらに、R/B3階及び4階北側壁面のうち西から横2ブロック分の壁面は損傷が激しく、半分程度が剥落し、R/B内部の露出が認められる。

次に、4号機R/B東側の状況である。その外観上、R/B5階東側天井部を水平に走るコンクリート柱は、北端付近がR/B内側に弧を描くようにわい曲し、南端付近が外側下方へわい曲している。東側壁面はR/B3階から5階まで、5階上方2ブロックを残して全て滅失し、R/B内部の露出が認められる。

次に、4号機R/B南側の状況である。その外観上、R/B5階南側天井部を水平に走るコンクリート柱は、東端に向けてやや下方へ脱落している。南側壁面は、R/B5階部分の東側から縦2ブロック、横3ブロックが完全に脱落し、R/B5階部分の残りの壁面も、上方1ブロックと下方1ブロックがR/B外側に向けて緩やかにわい曲して接合している。また、R/B5階部分の壁面脱落箇所は、コンクリート柱がほぼ滅失している。R/B4階の南側壁面は、中心部付近に建屋内が露出するほどの激しい損傷箇所が1か所認められる。

次に、4号機R/B西側の状況である。その外観上、R/B5階西側天井部を水平に走るコンクリート柱は比較的健全性が保たれているが、西側壁面は、R/B5階部分が半分以上滅失してR/B内が露出しているほか、R/B4階部分は全て滅失し、R/B3階部分も北側が1ブロック程度滅失している。西側壁面のコンクリート柱は、北端付近及び南端付近において一部滅失箇所が認められ、R/B5階中央の床下コンクリート付近も激しい損傷が認められる。

また、R/Bの屋根はほぼ滅失し、骨組みも、中央部から西側にかけて比較的健全性が保たれているものの、北方向及び南東方向にわい曲して多数箇所に折損が認められ、北側は相当部分が滅失している。

- ② さらに、東京電力による4号機R/B内の現場確認の結果、以下の事実が判明した。

SGTSの排気ダクトは、SGTSフィルタ等の設備がある4号機R/B2階から3階を経由し、4階天井中央西寄りの部分を北から南に向かって敷設され、南壁面付近で5階へ通じる設計となっている。

5階フロアの排気ダクトが設置されていた南壁面は、ほとんどの部分が抜

け落ち、ダクトの残がいも認められなかった。また、5階フロア南西部では、床面が大きく損傷し、鉄筋が上方向に屈曲していたほか、一区画が全体として5階オペレーティングフロア東側にめくれ上がり、床面やクレーンのレールなどが下からの力によって変形していた。さらに、4号機 R/B4階から通じる原子炉ウェル及びSFPの排気口ネットは、通常かかる圧力の方向とは逆方向（原子炉ウェル内側）への張り出しが認められた。また、4階西側エリアでは、5階フロア床の損傷が大きい箇所の直下付近の床面が下方に変形していたほか、排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していた。

さらに、4号機 R/B4階南西部には本来敷設されているはずの排気ダクトが粉砕されて原形をとどめておらず、4号機 R/B4階床が爆発の影響で3階方向へ沈下していた。

次に、3階西側エリアでは、4階同様、床面が下方に変形していたほか、北西エリアでは床面の大きな損傷が認められ、付近には排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していた。

- ③ そして、福島第一原発内の五つの地震観測記録計データに、平成23年3月15日6時12分頃にP波及びS波が到達したことを表す記録や4号機 R/B損傷後の状況を撮影した写真が残されている。

また、同日6時頃、引継ぎのため3/4号中央制御室に訪れた当直は、4号機方向から異音を聞いているほか、その後中央制御室から免震重要棟に引き上げる際、4号機 R/B周辺にがれき等の通行を妨げる障害物が散在していたが、中央制御室に訪れるときには同じ通路にはがれき等が存在していなかったことが明らかとなっている。

そうすると、写真に撮影された4号機 R/Bの損傷は、同日6時から同日6時12分にかけての頃に生じたものと考えられる。

- ④ 以上からすれば、平成23年3月15日6時から同日6時12分にかけての頃、4号機 R/B4階で爆発が生じ、同4階南西部から垂直両方向に大きな圧力がかかり、付近の機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じるなどして、爆風が上下フロアに勢いよく達し、建屋内部構造物を損壊するとともに、3階から5階部分の壁面の相当部分を滅失・損壊し、吹き飛ばされずに残存している北側壁面及びコンクリート柱も外側へ大きく屈曲し、R/B屋根も骨組みを

残して吹き飛ばされた可能性がある。また、R/B3 階及び 5 階においても、その一部空間に水素が蓄積し、爆発を引き起こした可能性は否定できない。

(b) 本件爆発の原因

① 4 号機 R/B の損傷状況からすると、鉄筋コンクリート造りの壁面その他の構造物の相当部分が滅失し、かつ、建屋内側から外側へ向けて大きな圧力がかかったと見られる上、3 号機 R/B の損傷状況と類似していることから、4 号機 R/B 内部における爆発によって損傷が生じたと考えられ、その爆発の原因について考察する。

② まず、4 号機については、地震発生当時、定期点検中であり、圧力容器内に燃料が存在せず、SFP 内に燃料が貯蔵されていたのみであるので、水蒸気爆発が起こるとすれば、SFP 内においてしか考えられない。しかし、平成 23 年 3 月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃、4 号機 SFP 内の燃料は露出することなく、SFP 水位が確保されていたため、SFP 内において水蒸気爆発が生ずる可能性は否定される。そのほか、4 号機において、水が非常に温度の高い物質と接触する機会が見当たらず、水蒸気爆発が起こる原因は考えにくい。

また、4 号機については、1 号機と同様の理由で、粉じん爆発を引き起こした可能性についても否定される。

そうすると、4 号機 R/B 爆発の原因としては、1 号機 R/B の損傷状況と類似しており、他に原因が見当たらない以上、可燃性ガスによるものと考えられる。

b 4 号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、3 号機側から SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B 内に流れ込んだ水素と考えられること

(a) 水素発生原因

① 4 号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

② まず、通常、4 号機 R/B 内では、水素を含む可燃性ガスが蓄積されることはなく、定期検査時にも、同様の危険物を持ち込む際には厳格に管理されている。そして、地震発生当時、4 号機 R/B1 階に圧縮アセチレンガスボンベ 4

本（合計 28kg）が持ち込まれていたことが明らかとなっているものの、このうち 3 本の圧縮アセチレンガスボンベについては、平成 23 年 5 月 13 日、4 号機 R/B1 階に立ち入って現場確認をした際、依然として健全性が保たれていることが確認された。そして、残り 1 本の圧縮アセチレンガスボンベについては、がれき散乱場所に置かれていたため確認ができなかったが、仮に、このガスボンベ 1 本が全量漏えいしたとしても、2 階から 5 階までの建屋容積合計約 4 万 1,300 m³に対する濃度は約 0.015%であり、アセチレンガスの爆発限界濃度 2.5%に比べてはるかに小さいため¹⁵⁷、4 号機 R/B 爆発の原因とは考え難い。また、その他に、本件爆発が生じた平成 23 年 3 月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃、4 号機 R/B が爆発を引き起こす原因となり得る水素その他の可燃性ガスが外部から持ち込まれていた可能性は否定される。

また、4 号機 R/B には、水素が封入された CAMS 校正用ボンベ、M-G セット用のタービン油が備え置かれており、4 号機 T/B 内の発電機冷却用に水素が用いられていたものの、1 号機と同様の理由で、4 号機 R/B 爆発の原因とは考え難い。

さらに、4 号機 SFP については、その水温が同月 14 日 4 時頃に 84℃と計測され、4 号機 R/B 爆発当時、いまだ燃料が露出しない程度に水位が確保されていたと考えられるので、炉心損傷に伴いジルコニウム-水反応によって水素が大量に発生したとは考え難い。もっとも、4 号機 SFP 内で放射性水分解により水素が発生することが考えられるが、SFP 水が沸騰するほど高温には至っておらず、仮に水素が発生してもすぐに酸素と融合して水に戻る可能性が高い上、そもそも量的に極めて限定的であって、4 号機 R/B 爆発の主たる原因とは考え難い。

この点、4 号機 SFP 内で放射線水分解により発生した水素と、沸騰で 4 号機 R/B 内に大量に放出された水蒸気の効果で減少した R/B 内部の空気が混ざることによって高い水素濃度が実現し、天井、外壁を効率的に破壊した可能性を指

¹⁵⁷ 圧縮アセチレンガスボンベ近傍での局所的な爆発が考えられるが、プラントメーカーが圧縮アセチレンガスボンベ 1 本分の燃焼による建屋内圧の上昇評価を実施した結果、圧力上昇は 5kPa 程度であり、4 号機 R/B 壁を吹き飛ばすなどの本件損傷を生ぜしめるに足る圧力にまで至らないことが確認されている。

摘する見解¹⁵⁸もある。かかる見解は傾聴に値するが、前記 a (a) 記載の 4 号機の損傷状況、特に、4 号機 R/B4 階南西部付近で爆発が生じたことをうかがわせる状況と符合せず、かかる損傷状況からすると、少なくとも主たる爆発原因とはなり得ないと考えられる。

したがって、4 号機 R/B 爆発の主たる原因となり得る可燃性ガスは、4 号機 R/B 内には見当たらない。

- ③ そうすると、4 号機 R/B 周辺の各号機その他の施設から可燃性ガスが 4 号機 R/B 内に流れ込んだ可能性が極めて高いが、4 号機 R/B 周辺を見渡しても、4 号機 R/B 爆発当時、その爆発を引き起こすに足りる可燃性ガスは、3 号機 R/B で発生した水素以外には考え難い。そして、3 号機 R/B で発生した水素が 4 号機 R/B に流れ込む可能性が最も高い場合として、3 号機の格納容器ベントを実施する際に、3 号機の燃料由来の水素が、3 号機の SGTS 配管から配管合流部を経由して、4 号機の SGTS 配管を逆流して 4 号機 R/B 内に流れ込んだことが挙げられる。

すなわち、まず、3 号機の格納容器ベントを実施した際、格納容器ベント配管は、SGTS 配管に接続されており、ベント流が、SGTS 配管を通じて、3/4 号排気筒から放出されることになる。他方、4 号機の SGTS は、R/B 各階に張り巡らされた排気ダクトが順次合流して、4 号機 R/B2 階に設置された SGTS フィルタ及び SGTS 配管を通じて、4 号機 R/B 外側の SGTS 配管に至り、3/4 号排気筒付近で 3 号機 SGTS 配管と合流し、3/4 号排気筒から排気が放出されることになる。

また、通常、SGTS は待機状態で停止しており、SGTS フィルタ出口弁、入口弁が全閉状態にあるが、非常時に作動可能なように、電源喪失時にはいずれの弁もフェイルオープン設計とされている。そのため、津波到達時、4 号機の全交流電源が喪失したため、SGTS のフィルタ出口弁、入口弁が全開状態となったと考えられる。

さらに、4 号機 SGTS 配管には、逆流防止用のグラヴィティ・ダンパが設

¹⁵⁸ 日本原子力学会「2011 年秋の大会」(2011 年 9 月 19~22 日、北九州国際会議場ほか)における山下真一、平出哲也、松浦千尋、岩松和宏、田口光正、勝村庸介による「福島第一 4 号機の燃料保管プールにおける沸騰水放射線照射時の水素発生と水蒸気による水素濃縮の可能性」参照。

けられていないため、1号機や3号機よりも容易に、ベント流がR/B内に逆流する可能性があった。

- ④ 3号機について、平成23年3月13日8時55分頃以降、発電所対策本部及び当直は、複数回にわたって格納容器ベントを実施したが、その際、4号機のSGTSフィルタ出口弁等の閉確認がなされず¹⁵⁹、4号機のSGTSフィルタ出口弁、入口弁が全開状態のまま放置された。そうすると、3号機の水素を含有するベント流が、3号機SGTS配管から4号機SGTS配管及びSGTSフィルタを通じて4号機R/B内に流れ込むことが可能であったと考えられる。

また、3号機については、格納容器ベントを実施した同日8時55分頃には、炉心損傷が相当程度進行し、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、圧力容器又はその周辺部から格納容器側へ水素が大量に流れ込んでいた可能性が高い¹⁶⁰。そうすると、3号機の格納容器ベント実施の際、水素を含有するベント流が、3号機の格納容器ベント配管からSGTS配管、更には、4号機のSGTS配管から排気ダクトを通じて4号機R/B内へ流れ込んだことが考えられる。

- ⑤ さらに、平成23年8月25日に東京電力が4号機SGTS系フィルタの放射線量を測定した結果、フィルタトレイン出口側（下流側）の放射線量が高く、入口側（上流側）に行くにしたがって、汚染の程度が弱まっており¹⁶¹、その放射線量の傾向からしても、放射性物質を含有する気体が4号機のSGTSフィルタを出口側から入口側に向けて逆流していった可能性が高い¹⁶²。

¹⁵⁹ 3号機の事故時運転操作手順書によれば、格納容器ベント実施手順として、3号機R/Bへの逆流防止のため、3号機内のSGTSフィルタ出口弁等の閉確認について記載されているものの、4号機のSGTSフィルタ出口弁等の閉確認についての記載がない。これは、複数のプラントで電源喪失となる事態を想定した手順書となっておらず、4号機へのベント流の逆流現象について念頭に置かれていなかったものと考えられる。

¹⁶⁰ 3号機における水素発生原因につき、資料II-2-3参照。

¹⁶¹ フィルタトレイン出口側、フィルタ及びフィルタトレイン入口の放射線量は、それぞれ、A系が約6.7mSv/h、約0.5mSv/h、約0.1mSv/h、B系が約5.5mSv/h、約0.5mSv/h、約0.1mSv/hであった。

¹⁶² 3号機SGTS配管から4号機SGTS配管を通じて4号機R/B2階のSGTSフィルタに達するまで、外気に触れる配管が数百メートル存するところ、3号機ベント流が4号機R/Bへ逆流したとした場合、3号機の格納容器内に存在した水素ガス含有の蒸気の多くが外気に触れる配管内で凝縮して、大半の放射性物質も配管内に付着・沈着すると考えられる。そうすると、フィルタトレイン出口側の放射線

また、東京電力による現場確認の結果、4号機 R/B5 階フロアの排気ダクトが設置されていた南壁面は、ほとんどの部分が抜け落ち、ダクトの残がいも認められなかったことや、4階西側エリアでも排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在し、4階南西部に本来敷設されているはずの排気ダクトが粉碎されて原形をとどめていなかったこと、3階北西エリアでは床面の大きな損傷が認められ、付近には排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していたことなどが認められる（前記 a (a) ②参照）。そして、4号機 R/B 内へ SGTS 配管から排気ダクトを通じて水素が逆流していったと考えれば、これらの4号機 R/B 内部の損傷状況とも整合的である。

- ⑥ したがって、4号機 R/B 爆発の原因となった水素は、3号機の炉心損傷が進行してジルコニウム-水反応により発生したものが、SGTS 配管を通じて4号機 R/B へ流れ込んだ可能性が高い。

(b) 水素発生量

- ① 4号機 R/B の損傷状況からすると、4号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、4号機 R/B 内で、より多くの水素発生量が必要な爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性について検証する。
- ② まず、4号機 R/B の損傷状況からして、4号機 R/B4 階において爆ごう又は爆燃が生じた可能性が高い。そこで、ここでは、4号機 R/B4 階で爆ごうが生じ、爆風が上下フロアに勢いよく達し、本件損傷に至ったと仮定する。

4号機 R/B4 階の空間体積は約 1万 1,000 m³であるが、空間には格納容器施設、SFP、SLC、M-G セット等の大規模な構造物が設置され、ドライヤーセパレータ貯蔵プール、SFP 等によって大きく東西に間仕切りがなされた空間となっている。損傷の激しかった4号機 R/B4 階西側のみに限定すると、種々の構造物を考慮して、その空間体積は、5,000 m³を超えることはないと考えられる。そこで、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界を 18.3%¹⁶³

量が、A系が約 6.7mSv/h、B系が約 5.5mSv/h と、数値的には1号機や3号機と大差がないとしても、1号機や3号機の場合と異なり、大半の放射性物質が配管内に付着・沈着した後の放射線量と考えられ、相当量の蒸気が水素ガスとともに SGTS フィルタを通過したものと考えて矛盾はない。

¹⁶³ 日本機械学会「機械工学便覧」（2001年）参照。

として、4号機 R/B 内が 30℃、大気圧の雰囲気であった場合¹⁶⁴、5,000 m³の空間で爆ごうが起ころには約 74.2kg の水素が必要となる。

- ③ 次に、4号機 R/B 爆発の原因となった水素は、3号機の炉心損傷が進行してジルコニウム-水反応により発生したものが、SGTS 配管を通じて 4号機 R/B へ流れ込んだ可能性が高い。そして、3号機における水素発生量についてであるが、東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 15 日零時頃までに約 800kg の水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析（事業者解析 2）でも、同年 3 月 15 日零時頃までに約 950kg の水素が発生したとされる。これらの解析は、いずれも、当委員会の検証結果に比べて、注水停止時の原子炉水位が高いことなど、より緩和された事象進展に基づいて実施された解析であったと考えられ¹⁶⁵、実際には、これらを超える水素発生量であった可能性がある。
- ④ もっとも、3号機で発生した水素については、その一部が 3号機 R/B 内に蓄積して爆発を引き起こしたほか、格納容器ベントにより大気中へ放出されたものもあり、それ以外の水素の全部又は一部が SGTS 配管を通じて 4号機 R/B 内に流れ込んだことが考えられる。

まず、3号機 R/B 内に蓄積した水素質量は、少なくとも 3号機 R/B の損傷に見合った爆発を引き起こすに足りるものでなければならないが、前記（5）b のとおり、3号機 R/B5 階に約 371.0kg の水素が蓄積すれば、爆ごうが生じて同程度の損傷が起ころ得ると考えられる。そうすると、3号機 R/B5 階に水素が蓄積するとともに、4階以下の一部空間にまで水素が回り込んだ可能性を考慮に入れても、3号機 R/B5 階及びその下層部に約 400kg の水素が蓄積すれば、優に 3号機 R/B 爆発を引き起こし得る。

次に、3号機の格納容器ベント実施によって、水素を含有するベント流が 3号機 SGTS 配管から排気筒を通じて大気中に放出されるとともに、配管合流部を経て 4号機 SGTS 配管から 4号機 R/B 内に流れ込むことが考えられるが、この場合、流動抵抗による圧力損失を考慮して、流体が排気筒側に流れ込む量と 4号機 R/B 内に流れ込む量を算出する必要がある。プラントメー

¹⁶⁴ この場合の水素密度は 0.08109kg/m³である。

¹⁶⁵ 資料Ⅱ・1・1 の第 4.1(5)参照。

カーからのヒアリングに基づく算出結果を以下に示す。

まず、前提として、排気筒出口と4号機 R/B 内の圧力が等しく、流体は非圧縮性とみなすことができ、3号機 SGTS 配管と4号機 SGTS 配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管と4号機 SGTS 配管につき、両配管内の流体密度、摩擦係数が等しく、各配管の内径は一定で流体速度も一定であると仮定する。この場合、各配管の流体速度は、実効的な配管長さを各配管の内径で除したものの比の1/2乗におおむね反比例するとされている。ここで、実効的な配管長さとは、実際の配管長さに、配管屈曲部や分岐部、バタフライ弁といった圧力損失に影響を与える構造を直線配管の長さに換算したものを加えたものをいう。

そこで、3号機 SGTS 配管と4号機 SGTS 配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管と4号機 SGTS 配管につき、実効的な配管長さ¹⁶⁶を各配管の内径¹⁶⁷で除したものの比は、誤差があるものの、おおむね1対3.8となり、3号機 SGTS 配管から4号機 SGTS 配管との合流部に流れ込んだ流体のうち排気筒側へ流れ込む流体の速度と4号機 R/B 内に流れ込む流体の速度の比は、その1/2乗に反比例するとされるので、おおむね2.0対1となる。そして、各配管への流入流量は各配管の流体速度と断面積の積で決まるので、結局、排気筒側と4号機 R/B 側への流入流量の比は、おおむね2.6対1となる。

その他にも、例えば、排気筒側へ流れ込みにくくなる要因として、排気筒側へ流れ込んだ流体はその後上昇して大気中に放出されるので位置損失が考えられるし¹⁶⁸ ¹⁶⁹、4号機 R/B 内に流れ込みやすくなる要因として、4号機

¹⁶⁶ プラントメーカーのヒアリングによると、3号機 SGTS 配管と4号機 SGTS 配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管には90°屈曲部が一か所存在するため、これを直線配管長さに換算した合計配管長さは約14万3,530mmとなる。これに対し、4号機 SGTS 配管については、上記合流部から、4号機 R/B2階のSGTS設備を介し、メイン空調ダクトとの合流部に至るまでの長さを配管長さとする、その途中にバタフライ弁、45°屈曲部、90°屈曲部、分岐点が複数存在する上、SGTS フィルタ付近の配管がA系及びB系に分岐・並行しているため、これらを直線配管長さに換算した合計配管長さは約48万1,256.5mmとなる。

¹⁶⁷ 3号機 SGTS 配管と4号機 SGTS 配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管の内径は約381.0mmであり、4号機 SGTS 配管の内径は約333.4mmである。

¹⁶⁸ もっとも、実際には、流体速度や水素ガスの浮力を考慮に入れると、その位置損失は比較的小さくなると考えられる。

R/B2 階に設置された SGTS フィルタ手前で配管内径が格段に大きくなり、A 系及び B 系の 2 つに分岐することが挙げられる。他方で、4 号機 R/B 内に流れ込みにくくなる要因として、SGTS フィルタの存在も考えられる。

しかし、これらの諸要因を考慮してもなお各配管への流入流量比に大きな影響を与えるものとはまでは考えられず、3 号機 SGTS 配管から 4 号機 SGTS 配管との合流部に流れ込んだ流体のうち、少なく見積もって 25%程度が 4 号機 R/B 内に流れ込んだとしても不自然ではない。

以上からすると、まず、平成 23 年 3 月 15 日零時頃までに、3 号機において、少なめに約 800kg の水素が発生したと仮定すると、3 号機 R/B 内に 400kg の水素が蓄積されても、格納容器ベントの実施により、400kg の水素が 3 号機 SGTS 配管を通じて、排気筒及び 4 号機 SGTS 配管に流れ込む可能性があり、4 号機側 SGTS 配管に流れ込む割合を 25%と仮定すると合計 100kg が 4 号機 SGTS 配管から 4 号機 R/B 内に流れ込む可能性があることになる。

- ④ したがって、4 号機 R/B 内が 30°C、大気圧の雰囲気であったと仮定した場合、5,000 m³の空間に約 74.2kg の水素が蓄積すれば、同空間において爆ごうが生じ得るのであるから¹⁷⁰、合計 80kg の水素が 4 号機 R/B 内に流れ込み、例えば 4 階西側のような、ある特定の空間に水素が蓄積し、その一部の水素が機械搬入用ハッチ開口部を通じるなどして 3 階及び 5 階に拡散し、4 号機 R/B 内において爆ごうが生じた可能性は十分に認められる¹⁷¹。

(c) 水素流出・流入経路¹⁷²

- ① 3 号機については、格納容器ベントを実施した平成 23 年 3 月 13 日 8 時 55 分頃には、炉心損傷が相当程度進行し、ジルコニウム-水反応によって大量の

¹⁶⁹ さらに、合流部から排気筒に向けて水平に走る配管は、排気筒土台から垂直に走る配管の高さ約 10.95cm 付近で接合するため、この垂直に走る配管の接合部より下の部分に凝縮水が滞留する可能性があり、水かさが増して約 10.95cm を超えると、配管内の空間断面積が小さくなり、排気筒側の配管内の圧力損失がより大きくなって流れ込みにくくなる可能性もある。

¹⁷⁰ 爆ごうが起り得る水素混合割合の下限界を高めに見積もって 18.3%とした場合の数値であり、これよりも低い水素混合割合でも爆ごうが生じる可能性も否定できない上、爆燃であれば、更に少ない水素質量で足りることになる。

¹⁷¹ 資料Ⅱ-2-9 参照。

¹⁷² 資料Ⅱ-2-11 参照。

水素が発生し、圧力容器又はその周辺部から格納容器側へ水素が大量に流れ込んでいた可能性が高い。その頃以降、3号機の格納容器ベントを実施し、水素を含有するベント流の一部が、3号機の格納容器ベント配管からSGTS配管、配管合流部を通じて4号機のSGTS配管、SGTSフィルタを介し、4階及び5階の排気ダクトに流れ込み、4号機R/B内に水素が蓄積されたと考えられる。

- ② 東京電力による4号機R/B内の現場確認結果（前記a（a）②参照）に加え、東京電力による4号機SGTS系フィルタの放射線量測定結果（前記（a）⑤参照）を併せ考慮すれば、3号機炉心で発生した水素が、格納容器ベント実施の際、ベント流とともに、3号機側SGTS配管から4号機側SGTS配管を逆流して、4号機R/B2階のSGTSフィルタを通じ、排気ダクトを介して上層階に流れ込んだ可能性が極めて高い。さらに、4号機R/B内に張り巡らされた排気ダクト内に流れ込んだ水素の全部又は一部が排気ダクト外に漏えいして、4号機R/B4階や周辺フロアに蓄積された可能性がある。

そして、4号機R/B4階やその周辺フロアで水素ガス爆発が発生したことにより、当該フロア及び周辺フロアの排気ダクト内外に滞留していた水素の爆発を引き起こし、本件損傷が生じたものと考えられる。

（d）着火要因

- ① 4号機については、まず、不燃限界濃度を超えて燃焼範囲に至る程度の水素が蓄積された空間において、何らかの金属摩擦が生じて着火に至った可能性が考えられる。

4号機R/B内には、定期検査中のため、通常運転時よりも多くの金属製設備・機器、工具、ボルト等の金属製留め具が置かれていた。福島県双葉郡双葉町において平成23年3月15日4時28分に震度1を観測した後4号機R/B爆発に至るまで、大きな揺れを観測する地震は見当たらない。しかし、それまでに数多くの地震が計測されているため、例えば、度重なる地震の影響で、高所に備え付けられた金属製機器・設備の留め具が緩み、又は回線・ケーブルの耐性が限界を超え、4号機R/B爆発直前に金属製機器・設備が落下し、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生じ、金属摩擦

によって着火に至った可能性を否定できない。

したがって、衝突に係る金属の特定や衝突場所等の詳細を特定することは不可能であるものの、金属摩擦によって着火に至った可能性はある。

- ② そのほかにも、4号機 R/B については、白金等の貴金属の触媒作用によって着火に至った可能性や、帯電した物からの静電気の放電により火花着火する可能性が考えられるものの、1号機と同様の理由によって、これらの可能性はほぼ否定される。
- ③ 以上から、4号機 R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦によって着火し、R/B 内で爆発が生じた可能性が考えられる。しかし、今回の水素ガス爆発の着火要因については依然として不明な点が多く、今後、規制官庁を中心とする国、事業者、学会といった原子力関係者において徹底した説明がなされることを期待する。

3 福島第一原発5号機及び6号機における事故対処

(1) 福島第一原発5号機及び6号機における事故対処の概要

3月11日、東北地方太平洋沖地震の発生当時、福島第一原発5号機及び6号機は、定期検査のため原子炉を停止しており、運転中のプラントと比較して崩壊熱が低く、原子炉水位も十分に確保されている状態であった。

津波到達後、5号機は全交流電源を喪失したが、隣接する6号機は、非常用ディーゼル発電機（非常用 DG）1台が作動を継続し、交流電源が確保されていた。このため、6号機のみならず、6号機から5号機へ電源融通を行うことにより、5号機についても、5号機及び6号機の中央制御室（以下「5/6号中央制御室」という。）において各種監視計器が確認でき、また、原子炉圧力の減圧、原子炉への注水といったプラント制御に必要な操作を行うことができた。

しかし、5号機及び6号機では、津波の影響により、海水系ポンプが被害を受け、残留熱除去系（RHR）を起動させることができない状況となったことから、原子炉の減圧及び注水を継続して原子炉を制御しながら、RHRの復旧を進めるという方針で事故対処に当たり、RHR復旧後、水温が上昇していたSFPの冷却に引き続き、原子炉を冷却し、同月20日に冷温停止に至った（資料Ⅱ-3-1参照）。

(2) 福島第一原発 5 号機及び 6 号機の概要

a 施設の概要

福島第一原発 5 号機及び 6 号機は、福島第一原発構内北側の小名浜港工事基準面 (O.P.) +13m に、R/B 及び T/B 等が設置されている (中間報告資料 II-3 参照)。5 号機は昭和 53 年 4 月に、6 号機は昭和 54 年 10 月に運転を開始している (中間報告資料 II-1 参照)。

また、6 号機の R/B は、1 号機から 5 号機と異なり、複合建屋方式を採用している。複合建屋方式の R/B は、同一基礎版上に建設された原子炉棟及び付属棟から成る。原子炉棟は、R/B の中心部に配置され、圧力容器、格納容器、SFP 等を収容する。付属棟は、原子炉棟を取り囲むように配置され、これには、非常用 DG のほか、非常用の金属閉鎖配電盤 (M/C)、P/C 及び MCC¹⁷³等が設置されている。

また、6 号機の DG 建屋は、6 号機の非常用 DG 増設に伴い¹⁷⁴、O.P.+13m 盤の 6 号機 T/B 北側に設置されたものであり、非常用 DG1 台及びこの作動に必要な設備が設置されている (中間報告資料 II-4 参照)。

b 冷却機能を有する設備の概要

ここでは、福島第一原発 5 号機及び 6 号機において、冷温停止に向けて用いられた主要な設備の概要について説明する。

(a) RHR

RHR は、原子炉を停止した後の原子炉冷却材の冷却や非常時における冷却水の注入を行う系統であり¹⁷⁵、運転モードとして、原子炉停止時冷却 (SHC)

¹⁷³ MCC とは、P/C から分配される小容量の所内低電圧回路に使用する動力用電源盤で、配線用遮断器、保護継電器等を収納したものをいう。

¹⁷⁴ 運転開始時、非常用 DG については、5 号機に 1 台 (5A)、6 号機に 2 台 (6A 及び 6H) 設置されており、その他に 5 号機及び 6 号機共用の非常用 DG が設置されていた。平成 10 年 5 月頃に非常用電源を強化する観点から、共用の非常用 DG を 5 号機専用 (5B) とし、6 号機に非常用 DG (6B) を 1 台増設した。なお、6 号機非常用 DG (6B) は、空気冷却式であり、海水系ポンプを必要としない。

¹⁷⁵ 5 号機 RHR の A 系に供されるポンプとして、RHR ポンプ (A) 及び (C) 並びに RHRS ポンプ (A) 及び (C) が、5 号機 RHR の B 系に供されるポンプとして、RHR ポンプ (B) 及び (D) 並びに RHRS ポンプ (B) 及び (D) が、それぞれ設置されている。

6 号機 RHR の A 系に供されるポンプとして、RHR ポンプ (A) 並びに RHRS ポンプ (A) 及び (C)

モード、低圧注水モード、格納容器スプレイモード、S/C 冷却モード、非常時熱負荷モードを有する。

RHR により原子炉冷却材の冷却を行うに当たっては、残留熱除去機器冷却海水系 (RHRS) により熱交換器へ冷却水を供給し、また、RHR ポンプの冷却を行うため、RHRS ポンプが起動している必要がある。

各号機の RHR ポンプ及び熱交換器は各 R/B に、RHRS ポンプは屋外の海側エリア (O.P.+4m) に、それぞれ設置されている。

(b) 復水補給水系 (MUWC)

MUWC は、原子炉施設等の運転に必要な水を復水移送ポンプを利用して CST から供給する系統である。

アクシデントマネジメント策整備の一環として、MUWC と RHR との間の接続配管に、流量計と遠隔操作可能な電動弁 (以下「MUWC-RHR 接続配管弁」という。) が設置されており、この電動弁を開ければ、RHR から原子炉へ注水することが可能である。MUWC は、RHR の A 系及び B 系に接続されているが、電動弁である MUWC-RHR 接続配管弁は、5 号機において RHR の B 系に、6 号機において RHR の A 系に、それぞれ設置されている¹⁷⁶。

(3) 福島第一原発 5 号機及び 6 号機の被害状況

a 外部電源の状況

後記 4 のとおり、福島第一原発 5 号機及び 6 号機の外部電源は、地震発生直後の 3 月 11 日 14 時 49 分頃までに喪失した。

b 福島第一原発に到達した津波の状況

東北地方太平洋沖地震に伴う津波の第 1 波は 3 月 11 日 15 時 27 分頃、第 2 波

が、6 号機 RHR の B 系に供されるポンプとして、RHR ポンプ (B) 並びに RHRS ポンプ (B) 及び (D) が、それぞれ設置されている。また、6 号機 RHR の C 系に供されるポンプは、RHR ポンプ (C) であり、この系統に熱交換器は設置されていない。なお、6 号機 RHR ポンプ (C) は、6 号機 RHRS ポンプ (B 及び D) により冷却される。

¹⁷⁶ 5 号機の MUWC と RHR の A 系との接続配管及び 6 号機の MUWC と RHR の B 系との接続配管には、手動弁が設置されている。

は同日 15 時 35 分頃に福島第一原発に到達し、その後も断続的に福島第一原発に津波が到達した。

これらの津波により、O.P.+4m に設置されている RHRS ポンプ等周辺、さらに、O.P.+13m に設置されている 5 号機及び 6 号機の R/B、T/B 等周辺は、ほぼ全域が浸水した（中間報告資料Ⅱ-11 参照）。5 号機周辺の浸水高¹⁷⁷は、O.P.+約 13m から+約 14m（浸水深¹⁷⁸は約 0.5m¹⁷⁹から約 1m）であり、これにより 5 号機 T/B 及びコントロール建屋（C/B）への浸水が見られた。また、6 号機周辺の浸水高は、O.P.+約 13.5m から+約 14.5m（浸水深は約 0.5m から約 1.5m）であり、これにより 6 号機 R/B、T/B 及び C/B への浸水が見られた。

c 津波到達後の所内電源の状況

津波到達後の福島第一原発の所内電源設備の被害状況については、中間報告Ⅱ 3（3）のとおりである。なお、5 号機及び 6 号機に関連した設備の被害状況について、改めて表Ⅱ-3-1 に示す。

表Ⅱ-3-1 5号機及び6号機の電源設備の被害状況

5号機 ○:機器は被水しなかった △:関連機器が被水したため機能喪失 ×:機器自体が被水した

	DG		非常用M/C		常用M/C		共通M/C			
機器	△ 5A	△ 5B	× 5C	× 5D	× 5A	× 5B	× 5SA-1	× 5SA-2	× 5SB-1	× 5SB-2
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階

	非常用P/C		常用P/C				共通P/C		
機器	× 5C	× 5D	× 5A	○ 5A-1	× 5B	○ 5B-1	× 5SA	× 5SA-1	× 5SB
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階

6号機 ○:機器は被水しなかった △:関連機器が被水したため機能喪失 ×:機器自体が被水した

	DG			非常用M/C			常用M/C			
機器	△ 6A	○ 6B	△ 6H	○ 6C	○ 6D	○ 6H	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2
設置場所	R/B 地下1階	DG建屋 1階	R/B 地下1階	R/B 地下2階	R/B 地下1階	R/B 1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階

	非常用P/C			常用P/C			
機器	○ 6C	○ 6D	○ 6E	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2
設置場所	R/B 地下2階	R/B 地下1階	DG建屋 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階

東京電力「福島原子力事故調査報告書(中間報告書)」(平成 23 年 12 月)を基に作成

¹⁷⁷ 浸水高とは、O.P.からの浸水の高さをいう。

¹⁷⁸ 浸水深とは、地表面からの浸水の高さをいう。

¹⁷⁹ 浸水深約 0.5m が観測された地点の浸水高は、O.P.+約 13.5m であった。

d 冷却機能を有する設備の状況

ここでは、福島第一原発 5 号機及び 6 号機において、冷温停止に向けて用いられた主要な設備の被害状況について説明する。

(a) RHR

5 号機の RHR は、津波により、全交流電源が喪失し、全ての RHR ポンプ及び RHRS ポンプに電源が供給されなくなったことに加え、全ての RHRS ポンプが損傷したことから、機能を喪失した。

6 号機の RHR は、非常用 DG (6B) からの電源を RHR ポンプ (B) 及び (D) に供給することができる状況であったものの、津波により全ての RHRS ポンプが損傷したことにより、機能を喪失した。

(b) MUWC

津波到達後、5 号機の MUWC は、全交流電源が喪失し、復水移送ポンプに電源が供給されなくなったことにより、機能を喪失した。

なお、6 号機の MUWC は、津波到達後においても、非常用 DG (6B) からの電源が復水移送ポンプに供給されていたことにより、機能を維持していた。

(4) 地震発生から津波到達までの状況 (3 月 11 日 14 時 46 分頃から同日 15 時 35 分頃までの間)

a 地震発生直前の福島第一原発 5 号機及び 6 号機の状況

(a) 5 号機の状況

5 号機については、定期検査のため、平成 23 年 1 月 3 日から、燃料を入れた状態で原子炉を停止させ、冷温停止した状態であった。

地震が発生した 3 月 11 日、当直 (当直長以下の当直担当者全体を指す。以下同じ。) は、圧力容器の耐圧漏えい試験¹⁸⁰を実施するため、同日 8 時 30 分頃から圧力容器を満水とし、昇圧する操作を行っていた¹⁸¹。

¹⁸⁰ 圧力容器の耐圧漏えい試験とは、圧力容器内を満水、かつ、加圧状態として、弁、配管、機器、溶接部分等の漏えいの有無を確認する試験である。

¹⁸¹ 5 号機の圧力容器の蓋は耐圧漏えい試験のために閉じ、格納容器の蓋は開いている状態であった。

地震発生時の5号機の原子炉圧力は約7.15MPa gage、原子炉水位は停止域水位計¹⁸²(以下「原子炉水位計(停止域)」という。資料Ⅱ-3-2参照)で約8,700mm、原子炉水温は約90.6℃、SFP水温は約23.7℃であった。

(b) 6号機の状況

6号機については、定期検査のため、平成22年8月14日から、燃料を入れた状態で原子炉を停止させ、冷温停止した状態であった¹⁸³。

地震発生時の6号機の原子炉圧力は0MPa gage、原子炉水位はアップセット水位計¹⁸⁴(以下「原子炉水位計(アップセット域)」という。資料Ⅱ-3-2参照)で約1,400mm、原子炉水温は約26.0℃、SFP水温は約25.0℃であった。

b 地震発生後の発電所対策本部の動向

地震発生後の東京電力本店の緊急時対策本部(以下「本店対策本部」という。)及び発電所対策本部の動向については、中間報告Ⅳ1(1)のとおりである。

c 地震発生後の5/6号中央制御室の動向

- ① 地震発生後、5/6号中央制御室において、当直は、制御盤の表示で、外部電源が喪失し、5号機の非常用DG(5A及び5B)並びに6号機の非常用DG(6A、6B及び6H)全てが起動したことを確認した¹⁸⁵。また、当直は、制御盤の表示で原子炉圧力、原子炉水位といった主要なパラメータに特段の異常が生じていないことを確認し、こうしたプラントに関する情報を発電所対策本部に報告した¹⁸⁶。

また、5号機において、格納容器外側の主蒸気隔離弁(MSIV)は閉状態であった。

¹⁸² 停止域水位計とは、TAF+4,170mmを計測の始点とする水位計であり、指示範囲は0~10,000mmである。

¹⁸³ 6号機の圧力容器及び格納容器の蓋は閉じ、圧力容器ベント系圧力容器ベント弁が開いている状態であった。また、6号機において、格納容器の外側及び内側のMSIVは閉状態であった。

¹⁸⁴ アップセット水位計とは、TAF+4,196mmを計測の始点とする水位計であり、指示範囲は0~4,500mmである。また、アップセット水位計は、福島第一原発では6号機のみを設置されている。

¹⁸⁵ 5/6号中央制御室は、1号機及び2号機並びに3号機及び4号機の中央制御室と同様、当直長の席を中心として、当直長席左側に5号機の操作盤等が、右側に6号機の操作盤等が配置された構造となっている(中間報告資料Ⅳ-3及び7参照)。

¹⁸⁶ 当直長は、津波警報が出されている連絡を受け、建屋内の作業員に対し、5/6号中央制御室に戻る

② 津波到達直後、5/6号中央制御室では、制御盤上において各機器の起動状態を示す状態表示灯が次々と消灯し、また、6号機の非常用DG(6B)を除く全ての非常用DGについて、その起動状態を示す状態表示灯が消灯したことから、当直は、6号機非常用DG(6B)のみ起動していることを確認した¹⁸⁷。

5号機においては、外部電源からの給電がなされなくなったことに加え、非常用DG(5A及び5B)が機能を喪失したことから、交流電源(A系及びB系)が喪失し、全交流電源喪失(SBO)となった。これに伴い、5/6号中央制御室の5号機側の照明は消灯し、非常灯のみが点灯する状況となった。

5号機においては、当直は、5/6号中央制御室において、交流電源により作動する5号機の原子炉水位計(広帯域及び停止域)、原子炉水温計、S/C水位計、S/C水温計、SFP水温計等の監視計器を確認することができなくなった。他方で、5号機の直流電源(A系及びB系)は、交流電源が供給されなくなったことに伴い、非常用バッテリーからの給電に切り替わっていた。これにより、当直は、直流電源により作動する原子炉圧力計(狭帯域及び広帯域)及び原子炉水位計(狭帯域)等の監視計器を確認することができた。

6号機においては、外部電源からの給電がなされなくなったことに加え、非常用DG(6A)が機能を喪失し、交流電源(A系)が供給されなくなったことに伴い、直流電源(A系)は、非常用バッテリーからの給電に切り替わった。一方、非常用DG(6B)が、津波による影響を受けずに作動し続けていたことから、交流電源(B系)は確保されていた¹⁸⁸。このため、5/6号中央制御室の6号機側の照明は確保され、当直は、6号機の原子炉水位計(アップセット域)及び原子炉圧力計等の各種監視計器(A系の一部及びB系)を確認することができた。

(5) 原子炉減圧及び原子炉注水の状況等

a 発電所対策本部の動向

ように指示するとともに、安全を優先し、建屋内の確認に向かわせることはしなかった。

¹⁸⁷ 3月12日零時頃から、当直3名がDG建屋において、同建屋内に設置されている6号機非常用DG(6B)が起動していることを確認した。

¹⁸⁸ 6号機の直流電源(B系)は、6号機非常用DG(6B)から供給され、非常用バッテリーからの給電に切り替わることはなかった。

発電所対策本部は、津波到達後、間を置かずして、5号機及び6号機の当直長から、5号機の非常用DG（5A及び5B）が停止し、5号機がSBOとなり、さらに、6号機の非常用DG（6A及び6H）が停止し、非常用DG（6B）のみ起動している旨の報告を受けた。これを受け、発電所対策本部は、5号機及び6号機の電源を、6号機非常用DG（6B）により確保しなければならない状況となったことを把握した。

また、発電所対策本部は、1号機から4号機の海側エリアで重油タンクが流されたなどといった情報を把握しており、5号機及び6号機の海側エリアについても同様の状況になっていると考え、海水系ポンプの復旧に時間を要すると考えた。そのため、発電所対策本部は、5号機及び6号機について、原子炉を冷却できない間、必要に応じて原子炉の減圧及び原子炉への注水を行う必要があると認識した。

ただし、発電所対策本部は、5号機及び6号機共に定期検査中であったことから、原子炉圧力及び原子炉水位が急激に上昇するなどの変化は考えにくく、かつ、地震発生時の原子炉水位が十分なものであったことから、いずれ燃料の崩壊熱により原子炉水位が低下することに伴い、原子炉へ注水する必要があるにせよ、そのような状況に至るまでには比較的時間の余裕があると考えていた。

b 5号機における状況

(a) 5号機の対応方針に関する検討状況

津波到達後、5号機非常用DG（5A及び5B）並びに6号機非常用DG（6A及び6H）が停止した。この状況から、当直長は、津波により海側エリアに設置された非常用DG冷却海水系（DGSW）¹⁸⁹のポンプが被水したものと考えた。そして、当直長は、海側エリアに設置されているその他の海水系ポンプについても同様の被害を受けたものと考えた。

さらに、原子炉を安定的に冷却し続けるためには、RHRを起動させることが必要であるものの、5号機RHRについては、ポンプを起動させるための交流電源が喪失しているのみならず、津波により、海側エリアに設置されている

¹⁸⁹ 非常用DGを冷却するために必要な海水を供給する系統。

RHRS ポンプも被害を受けていると考えられたことから、当直長は、RHR の復旧には時間を要すると判断した。

5号機については、地震発生時に原子炉水位計（停止域）で約 8,700mm を示し、原子炉水位が十分確保され、当面の間、原子炉注水が必要となる状況ではなかった。しかし、RHR の復旧の目途が立たず、原子炉が冷却できない状況が続けば、原子炉水位が低下する事態も考えられたため、当直長は、そのような事態に陥る前に原子炉注水を行う必要があると考えた。

5号機については、まず、圧力容器が満水状態であったため、蒸気を駆動源とする RCIC 及び HPCI を起動させることができなかった。また、5号機の全交流電源が喪失したことから、交流電源で作動する代替注水手段には電源復旧が必要であった。そのため、当直長は、電源復旧する代替注水手段について検討し、①5/6号中央制御室において、RHR 配管の注入弁を操作することにより、流量調整がしやすいこと、②必要な設備の電源の復旧作業が比較的少ないこと、③水源が CST であり、保有水量が十分にあること、④ラインを切り替えることにより、原子炉に限らず SFP への注水も可能であること等を考慮して、MUWC から RHR を介した原子炉注水を選択し¹⁹⁰、必要な電源復旧を発電所対策本部に依頼した。もともと、この時点で、発電所対策本部は、地震発生時に運転中であった 1号機から 3号機に関する対応に傾注していたため、5号機 MUWC の復旧時期の見込みは立っていなかった。

他方、5号機は、地震発生時に原子炉圧力が約 7.15MPa gage と高く¹⁹¹、今後も上昇する可能性が高い一方で、MUWC による原子炉注水を実施するに当

¹⁹⁰ 制御棒駆動機構は、ポンプの電源が喪失していたことに加え、津波の影響により、ポンプの冷却手段が失われており、使用することができなかった。他方で、MUWC は、復水移送ポンプが空冷式で、冷却設備が不要であった。

電動消火ポンプを用いて消火系から原子炉へ注水する手段もあるが、当直は、業務上、作動させることが多い MUWC の復旧を優先した。実際には、消火系の水源であるろ過水タンクが、配管に水漏れがあったため、使用できなかった。また、ディーゼル駆動消火ポンプは、工事中で使用できなかった。

なお、手順書上、RCIC、HPCI 及び低圧注水手段が起動できない場合の代替注水手段として、MUWC による原子炉注水が優先される。

¹⁹¹ 5号機の原子炉圧力は、圧力容器の耐圧漏えい試験のため、約 7.15MPa gage に昇圧されていたが、地震により、圧力容器を加圧していた制御棒駆動機構のポンプが停止したため、約 5.0MPa gage に低下した後、崩壊熱により上昇に転じた。

たつては、復水移送ポンプの最大吐出圧力である 0.98MPa gage 未満まで原子炉圧力を減圧する必要があった。そこで、当直長は、5号機について、MUWC による原子炉注水が可能となるまでの間、原子炉圧力を制御する必要があると考えた。

一般に、原子炉圧力を制御するに当たっては、5/6号中央制御室でSR弁を開操作することにより、圧力容器内の蒸気をS/Cへ逃がして減圧する方法がある。しかし、当直は、地震発生当時、5号機において圧力容器の耐圧漏えい試験を実施していたため、全てのSR弁について、5/6号中央制御室から操作できないような措置を取っていた。具体的には、誤操作等により各SR弁が開状態とならないように、5/6号中央制御室の制御盤裏にある電子回路から電源ヒューズを外すとともに、窒素供給ラインの弁を閉、アキュムレータのブロー弁を開として、SR弁に駆動源である窒素が供給されないよう措置していた。

したがって、5/6号中央制御室において、SR弁の開操作を行うためには、5/6号中央制御室の制御盤裏の電子回路に電源ヒューズの端子を接続させることに加え、SR弁に窒素を供給するラインを構成するため、格納容器内に設置された手動弁を操作する必要があった。

そこで、当直長は、照明がない状況下で足場が悪い格納容器内での作業をできる限り回避して対処したいと考え、まず、SR弁以外の原子炉の減圧手段を確保し、原子炉圧力を制御するとともに、MUWCによる原子炉注水のライン構成に向けた作業を実施することとした。

(b) 圧力容器頂部の弁による原子炉減圧

発電所対策本部発電班及び当直は、3月11日夜以降、5号機の原子炉減圧手段について、格納容器内に立ち入らずに実施できる方法を検討した¹⁹²。そして、発電所対策本部及び当直は、圧力容器ベント系圧力容器ベント弁（以下「圧力容器頂部の弁」という。）を開操作することにより、満水状態であった圧力容器から水を排出すれば原子炉を減圧できることが分かり、これを実施すること

¹⁹² 3月11日21時過ぎ頃、当直は、HPCI及びRCICの蒸気配管を用いて、満水状態であった5号機圧力容器から水を排出して、原子炉圧力を降下させようとしたが、減圧効果はほとんど見られなかった。

とし、同月 12 日未明以降、具体的な検討を開始した。

圧力容器頂部の弁を開操作するに当たっては、弁の駆動源である窒素を、屋外に設置された窒素タンクから供給する必要があったが、窒素供給ライン上に電源喪失のため励磁できない電磁弁があった。そこで、発電所対策本部発電班は、同日 5 時頃から、5 号機 R/B1 階において、当該電磁弁に器具を差し込んで強制的に開状態とし、窒素供給ラインを構成した。その後、同日 6 時 6 分頃、当直は、5/6 号中央制御室の制御盤上で圧力容器頂部の弁を開操作した¹⁹³。

この操作により、同日 6 時頃の時点で約 8.3MPa gage であった原子炉圧力¹⁹⁴が、同日 6 時 30 分頃には、約 0.2MPa gage にまで減圧された。そして、当直は、原子炉圧力を低く維持するために、その後も圧力容器頂部の弁を開状態のまま維持した。

(c) 原子炉注水に向けた作業

当直は、圧力容器頂部の弁を開操作して原子炉の減圧が確認され、原子炉減圧手段を確保できたことから、MUWC から RHR を介して原子炉に注水するラインを構成することとした。

当直は、MUWC から RHR を介した原子炉注水を実施するに当たり、注水ラインを構成する必要があった。この注水ラインの構成に先立ち、当直は、アクシデントマネジメント策整備の観点から設置された既設ライン（以下「AM タイライン」という。）を活用して、6 号機非常用 DG (6B) から 5 号機に電源融通する作業を実施することとした。この AM タイラインは、5 号機 RHRMCC と 6 号機 T/BMCC6C-2 をつなぐラインであり、遮断器を投入するなどの操作により、5 号機及び 6 号機の間で電源を融通することができる。この結果、MUWC による原子炉注水のライン上にある電動弁の電源を復旧させることが可能となる。

そして、当直が、3 月 12 日 8 時 13 分頃までに、6 号機 T/B1 階及び 5 号機

¹⁹³ この時、圧力容器頂部の弁は、5 号機直流 250V 非常用バッテリーからバイタル交流 120/240V 分電盤を介して給電されていた。

¹⁹⁴ 5 号機原子炉圧力は、3 月 12 日 1 時 40 分頃以降、SR 弁が安全弁機能により開となり、約 8.1MPa gage から約 8.3MPa gage に維持されていた。

R/B1 階において、AM タイライン上の遮断器を投入し、6 号機 P/C6C¹⁹⁵から給電される 6 号機 T/BMCC6C-2 から 5 号機 RHRMCC へと、6 号機から 5 号機へ電源が供給された¹⁹⁶ (資料Ⅱ-3-3 参照)。この結果、当直は、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁である電動弁を、5/6 号中央制御室において操作できるようになった。

一方、前記 (a) のとおり、5 号機において MUWC による原子炉注水を行うためには、復水移送ポンプの電源を確保する必要があったため、当直長は、原子炉への注水手段として MUWC を選択した時点で、発電所対策本部に対して、その復旧を依頼していた。

発電所対策本部復旧班は、直流 250V 主母線盤 5B の電源復旧を終えた後¹⁹⁷、MUWC の復水移送ポンプに電源を供給する方法を検討し、6 号機非常用 DG (6B) から 5 号機 MUWC の復水移送ポンプに給電する 5 号機 T/BMCC5C-2 に電源を供給することとした。そこで、発電所対策本部復旧班は、同月 13 日、協力企業の協力を得て、6 号機非常用 DG (6B) から受電していた 6 号機 T/BMCC6C-1¹⁹⁸ から 5 号機復水移送ポンプを負荷とする 5 号機 T/BMCC5C-2¹⁹⁹まで仮設ケーブルを敷設した²⁰⁰ (資料Ⅱ-3-3 及び図Ⅱ-3-1 参照)。これまでの間に、当直は、復水移送ポンプを起動する前の確認作業を終えており、復水移送ポンプの電源が復旧した直後の同日 20 時 54 分頃、5/6 号中央制御室において復水移送ポンプを起動した。

¹⁹⁵ 後記 c (b) のとおり、6 号機 P/C6C には、3 月 12 日 6 時 3 分頃、6 号機 P/C6D との間に設置されたタイラインを介して 6 号機非常用 DG (6B) から電源が供給されていた。

¹⁹⁶ 5 号機直流 125V 非常用バッテリーは、3 月 12 日 1 時頃枯渇した。同日 8 時 13 分頃までに、6 号機非常用 DG (6B) から 5 号機 RHRMCC に電源が供給されたことにより、5 号機直流 125V 非常用バッテリーから給電されていた 5 号機の原子炉圧力計 (狭帯域) 及び原子炉水位計 (狭帯域) の電源が確保された。なお、当直は、5 号機直流 125V 非常用バッテリーが枯渇している間、他の電源で作動する原子炉圧力計で、原子炉圧力を確認していた。

¹⁹⁷ 後記 (e) 参照。

¹⁹⁸ 6 号機 T/BMCC6C-1 は、6 号機 T/B1 階に設置されており、後記 c (b) のとおり、3 月 12 日 6 時 3 分頃に電源が復旧された 6 号機 P/C6C から、同日 6 時 44 分頃受電した。

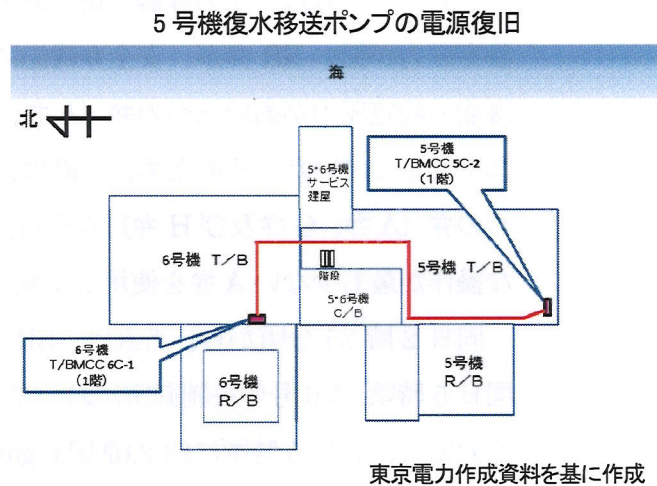
¹⁹⁹ 5 号機 T/BMCC5C-2 は、5 号機 T/B1 階に設置されている。

²⁰⁰ 発電所対策本部復旧班 8 名及び協力企業社員 2 名が、約 220m のケーブルを敷設・接続した。また、この電源融通により、5 号機 SGTS の電源についても確保されたため、当直は、3 月 13 日 21 時頃、5 号機 R/B 内を負圧に保つ目的で、SGTS を起動させた。

当直は、復水移送ポンプを起動した後、同日 21 時頃から、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁を開操作し、MUWC から RHR の B 系を介して原子炉に注水するラインを構成した(資料Ⅱ-3-4 参照)。

しかし、この時点で、後記 (d) のとおり、压力容器頂部の弁を開状態としていたものの、徐々に上昇してきた原子炉圧力が約 1.5MPa gage を超えており、減圧しなければ MUWC により原子炉注水を行うことができなかった。

図Ⅱ-3-1 5号機及び6号機ケーブル敷設ルート(略図)



(d) SR 弁による原子炉減圧及び原子炉注水

前記 (b) のとおり、当直は、3 月 12 日 6 時 6 分頃、压力容器頂部の弁を開操作して減圧した後、压力容器頂部の弁を開状態のまま維持し、原子炉圧力等を継続的に監視していた。

しかし、压力容器頂部の弁を開状態としていたものの、徐々に原子炉圧力が上昇し始めたため²⁰¹、当直は、同月 13 日以降、RHR の配管又は主蒸気配管を通じて压力容器から水を排出して原子炉減圧を試みたが、いずれの方法によっても原子炉圧力を降下させることはできなかった。そのため、同月 14 日 2 時頃以降、当直は、SR 弁による減圧操作を実施するために格納容器内で作業を行うこともやむを得ないと考え、その具体的な検討を開始した。

前記 (a) のとおり、5 号機について、5/6 号中央制御室内で SR 弁を操作するためには、5/6 号中央制御室の制御盤裏の電子回路に電源ヒューズの端子を

²⁰¹ 压力容器頂部の弁を開操作した後、3 月 12 日 6 時 30 分頃に約 0.2MPa gage を示していた原子炉圧力は、緩やかに上昇していき、同月 13 日 10 時頃に約 1.0MPa gage を超えた。なお、压力容器頂部の弁の断面積は、SR 弁のその 9 分の 1 である。

接続し、格納容器に立ち入って窒素供給ラインを構成する必要があった。

さらに、当直は、圧力容器の耐圧漏えい試験として昇圧中に、安全弁機能の設定圧力が低いSR弁が、安全弁機能により開状態とならないように、安全弁機能の設定圧力が高い三つの弁（A弁、G弁及びH弁²⁰²）を除き、SR弁を器具で固定していた。そのため、当直は、器具を取り外す操作が不要なこれら三つの弁（A弁、G弁及びH弁）のうち、窒素供給ラインを構成するために必要な操作が最も少ないA弁を使用して減圧することとした。

同日2時25分頃から、当直は、SR弁（A弁）の窒素供給ラインを構成し、同日5時頃、5/6号中央制御室においてSR弁（A弁）の開操作を実施した²⁰³。その結果、同日5時頃に約2.0MPa gageであった5号機の原子炉圧力は、同日5時20分頃に約0.8MPa gageまで低下した。

その後、SR弁による原子炉減圧操作を実施したことに伴い、原子炉水位が低下したため、当直は、同日5時30分頃、5/6号中央制御室においてRHRの注入弁を開操作し、MUWCからRHRのB系を介した原子炉注水を実施した²⁰⁴。

これ以降、当直は、原子炉圧力計及び原子炉水位計を監視し、2MPa gageを目安としてSR弁を開操作して原子炉減圧を行って、約0.8MPa gage以下まで原子炉圧力を低下させるとともに、MUWCにより注水することにより、原子炉の圧力及び水位を維持した。

(e) 監視計器等の電源復旧

前記(4)cのとおり、津波到達後、5号機の交流電源が喪失したことにより、当直は、原子炉水位計（停止域）等の交流電源で作動する監視計器を確認することができなくなった²⁰⁵。このため、当直長は、これらの監視計器が確認

²⁰² SR弁の安全弁機能の設定圧力は、A弁、G弁及びH弁それぞれ8.55MPa gageである。

²⁰³ SR弁（A弁）の電源は、直流125V非常用バッテリーから5号機の直流125V主母線盤5A及び5号機直流125V分電盤5A-1を介して供給されていた。3月12日1時頃に5号機直流125V非常用バッテリーが枯渇した後、SR弁（A弁）には、同日8時13分頃以降、電源が復旧した5号機RHRMCCから給電できる状況であった。

²⁰⁴ SR弁を開操作する前の3月14日5時頃に原子炉水位計（停止域）で約2,200mmを示していた原子炉水位は、SR弁開操作実施後の同日5時30分頃に約950mmを示し、MUWCによる注水後の同日6時10分頃に約2,000mmとなった。

²⁰⁵ 当直は、5号機の直流250V非常用バッテリー及び直流125V非常用バッテリーから給電される原子炉圧力計（広帯域）により、原子炉圧力を確認していた。また、当直は、原子炉水位についても、

できなくなった直後に、発電所対策本部に対し、復旧を依頼した。

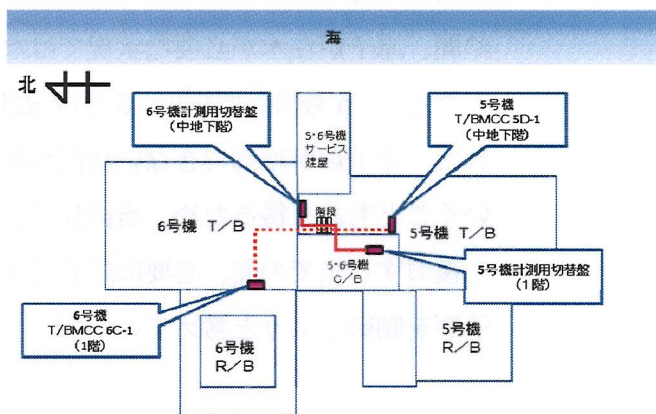
これを受け、発電所対策本部復旧班は、これらの監視計器が、5号機の交流120/240V計測用主回路電源切替盤（以下「計測用切替盤」という。）から交流120V計測用分電盤を介して給電を受けていることから、津波到達後も作動していた6号機非常用DG（6B）から5号機計測用切替盤に電源を融通することとした。そして、発電所対策本部復旧班は、仮設ケーブル敷設ルートについて検討を行い、6号機非常用DG（6B）から受電していた6号機計測用切替盤から、5号機計測用切替盤まで仮設ケーブルを敷設することとした²⁰⁶。

発電所対策本部復旧班は、3月12日3時頃から仮設ケーブルの敷設作業を開始し、同日5時頃までには敷設作業を完了した²⁰⁷（資料Ⅱ-3-3及び図Ⅱ-3-2参照）。この結果、当直は、5/6号中央制御室において、5号機の交流電源で作動する原子炉水位計（停止域）等が確認できるようになった²⁰⁸。

また、同日16時52分頃、5号機直流250V非常用バッテリーが枯渇したことに伴い、5号機の各種監視計器及び各設備の作動状況等を表示する設備（以下「プロセス計算機」という。）が機能しなくなったため²⁰⁹、当直は、

図Ⅱ-3-2 5号機及び6号機ケーブル敷設ルート(略図)

5号機交流監視計器及び5号機プロセス計算機等の電源復旧



東京電力作成資料を基に作成

直流のバッテリーから給電される原子炉水位計（狭帯域）により、原子炉水位計（停止域）に換算して1,500mm以上であることを確認していた。

²⁰⁶ 6号機計測用切替盤は5号機T/B中地下階に、5号機計測用切替盤は5/6号機C/B1階に、それぞれ設置されている。

²⁰⁷ 5号機及び6号機は定期検査中であったことから、協力企業の倉庫にケーブルが保管されており、このケーブルを活用した。なお、この電源融通作業では、発電所対策本部復旧班4名が約70mのケーブルを敷設・接続した。

²⁰⁸ これらの監視計器は、電源として、120Vの交流電源を要するもの、24Vの直流電源を要するもの及びこれら双方を要するものがある。なお、この24Vの直流電源は、交流120V計測用分電盤から降圧・変換されて供給される。

²⁰⁹ 津波到達以降、5号機のプロセス計算機の電源は、5号機直流250V非常用バッテリーから、直流

発電所対策本部にこの復旧を依頼した。これを受け、発電所対策本部復旧班は、6号機非常用DG(6B)から5号機プロセス計算機を負荷とする5号機直流250V主母線盤5Bへ電源を供給する方法について検討を行った。そして、発電所対策本部復旧班は、6号機非常用DG(6B)から受電していた6号機T/BMCC6C-1から、5号機直流250V主母線盤5Bを負荷とする5号機T/BMCC5D-1の負荷側まで仮設ケーブルを敷設することとし²¹⁰、同月13日零時頃から、協力企業の協力を得て作業を開始し、同日5時37分頃までに完了した²¹¹(資料Ⅱ-3-3及び図Ⅱ-3-2参照)。この結果、当直は、5/6号中央制御室の制御盤上で各種監視計器等を確認できるようになった²¹²。

c 6号機における状況

(a) 6号機の対応方針に関する検討状況

6号機は、地震発生以降、地震発生時の原子炉水位が原子炉水位計(アップセット域)で約1,400mmと十分に確保され、かつ、原子炉圧力もほぼ大気圧程度と十分に低い状態であった。そのため、当直長は、6号機について、当面の間、原子炉注水が必要な状況ではないと考えた。

ただし、5号機と同様に、6号機RHRの復旧には時間を要することが予想された。原子炉が冷却できない状況が長く続けば、いずれ原子炉水位が低下していくこともあり得るため、当直長は、5号機と同様に、6号機について、RHRを復旧するまでの間、必要に応じてMUWCによる原子炉注水を実施して、原子炉を制御しようと考えていた²¹³。

(b) 6号機における原子炉注水の状況

250V主母線盤5B及び計算機電源用分電盤を介して電源が供給されるよう切り替わっていた。

²¹⁰ 6号機T/BMCC6C-1は、6号機T/B1階に設置されている。また、当該MCCは、後記c(b)のとおり、3月12日6時3分頃に電源が復旧した6号機P/C6Cから、同日6時44分頃に受電していた。また、5号機T/BMCC5D-1は、5号機T/B中地下階に設置されている。

²¹¹ 発電所対策本部復旧班6名及び協力企業社員2名が、約70mのケーブルを敷設・接続した。

²¹² 5号機の一部の原子炉圧力計(広帯域及び狭帯域)及び原子炉水位計(狭帯域)についても、5号機直流250V非常用バッテリーから給電されていたため、この電源融通により、これらの監視計器の電源も確保された。

²¹³ 6号機MUWCの復水移送ポンプの電源は、6号機非常用DG(6B)により確保されていた。

6号機において、MUWCからRHRを介して原子炉へ注水するラインを構成するためには、MUWC-RHR接続配管弁を操作する必要があった。ただし、このMUWC-RHR接続配管弁は、RHRのA系に設置されており、6号機非常用DG(6A)が停止したことに伴い、電源が供給されていなかった。このため、当直は、6号機のP/C6CとP/C6Dを接続し、6号機非常用DG(6B)から6号機のMUWC-RHR接続配管弁及びRHR配管の注入弁に電源を融通することとした²¹⁴。

3月12日6時3分頃、当直は、6号機のP/C6CとP/C6Dとの間に設けられたタイライン上の遮断器を投入した(資料Ⅱ-3-3参照)。この結果、6号機P/C6Cとこれに接続された負荷に電源が供給され、当直は、5/6号中央制御室において、MUWCからRHRのA系を介して原子炉に注水するラインを構成できるようになった²¹⁵(資料Ⅱ-3-5参照)。

その後、当直は、原子炉水位の監視を継続し、同月14日21時30分頃以降、断続的にMUWCによる原子炉注水を実施して、崩壊熱により減少する水位を補給し、原子炉水位計(アップセット域)で約1,300mmから約3,000mmに原子炉水位を維持した²¹⁶。

(6) RHR復旧までのSFPの状況及びこれに対する対処

a SFPへの水の補給

5号機及び6号機は、津波により海水系ポンプが被水して、RHR及び燃料プー

²¹⁴ 6号機において、MUWC-RHR接続配管弁の電動弁は、6号機RHRのA系に設置されており、6号機P/C6Cから6号機R/BMCC6C-7を介して給電される。また、6号機RHRのA系の注入弁は、6号機P/C6Cから6号機R/BMCC6C-6を介して給電される。

また、中間報告Ⅱ3(3)bにおいて機能維持不明としていた電源設備のうち、6号機P/C6Cは、同月12日6時3分頃に、6号機P/C6Dを介して6号機非常用DG(6B)から受電するに当たり、特段の復旧作業を要していないことから、その機能を維持していたと考えられる。なお、6号機P/C6D及びP/C6Eは、6号機非常用DG(6B)から受電しており、機能を維持していた。

²¹⁵ 当直は、3月13日13時20分頃、6号機の復水移送ポンプを起動した後、MUWCからRHRを介して原子炉へ注水するラインを構成し、原子炉注水が可能であることを確認した。

²¹⁶ 3月14日21時30分頃に原子炉水位計(アップセット域)で約1,800mmを示していた原子炉水位は、MUWCによる注水を終了した後の同日21時55分頃には約3,000mmを示した。なお、当直は、主蒸気配管が水没しない範囲で可能な限り原子炉水位を確保しようと考え、水位が低下した場合に、MUWCにより主蒸気管ノズル下端付近の水位まで注水することとしていた。

ル冷却材浄化系（FPC）²¹⁷の双方が起動できず、原子炉のみならず SFP も冷却できない状況であった。このため、当直長は、津波到達以降、SFP 水温が上昇することを予測していた。

しかし、津波到達から 2 日程度経過しても、5 号機及び 6 号機の SFP 水温が、地震発生前のそれとほぼ同じ又は低い値を示していたため²¹⁸、当直長は、地震の揺れにより SFP から水があふれ出して、SFP の水位が低下し、SFP 水温計²¹⁹が SFP 水温ではなく、水面上の空間温度を測定していることを懸念した。そこで、当直及び発電所対策本部は、5 号機原子炉へ注水を行った後、SFP に水を補給することとした。

当直は、まず、5 号機について、3 月 14 日朝頃、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP に注水するラインを構成するため、5 号機 R/B4 階において手動弁を、5/6 号中央制御室において電動弁を、それぞれ開操作し、同日 9 時 27 分頃、MUWC による 5 号機 SFP への水の補給を開始した（資料Ⅱ-3-4 参照）。その結果、水を補給する前の同日 9 時 27 分頃に約 32.5℃を示していた 5 号機 SFP 水温計が、同日 9 時 58 分頃までには約 48℃を示した。このため、当直は、SFP の水位が回復し、SFP 水温計が水面に接触して SFP 水温を正確に計測できるようになったものと判断し、同日 9 時 58 分頃、SFP への水の補給を停止した。

当直は、5 号機 SFP への水の補給に引き続き、6 号機についても、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP に注水するラインを構成するため、6 号機 R/B5 階において手動弁を、5/6 号中央制御室において電動弁を、それぞれ開操作して、同日 14 時 13 分頃、MUWC による 6 号機 SFP への水の補給を開始した²²⁰

²¹⁷ FPC とは、SFP の水を冷却しながら不純物を取り除くことにより、水質を決められた値に保つ浄化系統である。5 号機及び 6 号機の FPC の熱交換器に海水を供給する海水系ポンプが津波により被水したことにより、FPC の除熱機能は喪失していた。また、5 号機 FPC ポンプは、地震発生後、外部電源喪失に伴い電源が喪失し、起動できなかった。

²¹⁸ 3 月 13 日 12 時頃の時点で、5 号機 SFP 水温計が約 26℃、6 号機 SFP 水温計が約 18℃を示していた。

²¹⁹ 5 号機及び 6 号機の SFP 水温計は、SFP 床面から約 11.2m に位置している。また、5 号機及び 6 号機の SFP は、床面から約 4m の高さまでに燃料が収容され、通常、床面から 11.5m の高さに SFP 水位が維持されている。

²²⁰ 当直は、6 号機 SFP の水を補給する前に、R/B6 階において、SFP を目視確認し、水位が下がっていることを確認した。さらに、この時、当直が 5 号機 R/B5 階に移動し、5 号機 SFP を目視確認したところ、満水になっていないことが判明したため、6 号機 SFP の水の補給と並行して、3 月 14 日 14 時 35 分から同日 15 時 8 分にかけての頃、再度 5 号機 SFP の水の補給を実施した。

(資料Ⅱ-3-5 参照)。その結果、補給前の同日 14 時 13 分頃に約 21.5℃を示していた 6 号機 SFP 水温計が、同日 15 時 3 分頃までには約 50.5℃を示し、スキーマーサージタンク水位が十分上昇した。このため、当直は、6 号機についても、5 号機と同様に SFP 水温を正確に計測できるようになったものと判断し、同日 15 時 3 分頃、SFP への水の補給を停止した。

b SFP 水温の上昇抑制対策

前記 a のとおり、MUWC により SFP へ水を補給し、SFP 水位を回復させることができたため、発電所対策本部は、SFP の燃料が露出することはないと考えていた。しかし、いまだ SFP の冷却ができない状況であり、発電所対策本部は、SFP 水温が上昇を続ければ、建屋内の湿度が上昇し、機器の故障を招く要因になるほか、建屋の雰囲気にも悪影響を与えることを懸念した。

そこで、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇を抑制するための対策を実施することとした。

(a) 5 号機における対処

5 号機 FPC ポンプは、電源が喪失していたため、FPC により SFP の水を攪拌して SFP 水温の上昇を抑制する操作を実施することができなかった。このため、発電所対策本部は、5 号機 SFP 水温の上昇を抑制するため、SFP の水を RHR を介して S/C に排出するとともに、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP へ水を補給することにより、SFP の水を入れ替えることとし、3 月 16 日 21 時頃、これを当直に指示した。当直長は、SFP の水を S/C に排出することにより、S/C 水位及び S/C 水温が上昇し、S/C の圧力抑制機能が低下する可能性があることを懸念したものの、発電所対策本部と相談した上で、S/C の容量にまだ余裕があると判断し、SFP の水の入替えを実施することとした。

これを受け、当直は、同日 21 時頃から SFP の水を S/C に排出するライン及び MUWC により SFP へ水を補給するラインを構成し、同日 22 時 16 分頃から、SFP の水の入替えを開始した (資料Ⅱ-3-4 参照)。そして、当直は、S/C 水位等を監視しながら SFP の水の入替えを継続し、同月 17 日 5 時 43 分頃、SFP の水の入替えを停止した。SFP の水の入替え前後で 5 号機 SFP 水温が約

0.2℃上昇したのみであり、ほぼ横ばいであったことから、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇が一定程度抑制できたと判断した。

(b) 6号機における対処

6号機 FPC については、津波の影響により、海水系ポンプが被害を受けたため、除熱機能が喪失していたものの、6号機非常用 DG (6B) からの電源により、FPC ポンプそのものを作動させることが可能であった。このため、発電所対策本部は、6号機について、FPC を除熱機能のない状態で運転し、SFP の水を攪拌させることにより、SFP 水温の上昇を抑制することとし、3月16日午前中に、これを当直に指示した。

これを受け、当直は、同日13時10分から同日21時44分にかけての頃、FPC を作動させ SFP の水を攪拌した²²¹ (資料Ⅱ-3-5 参照)。この結果、SFP の水の攪拌前後で SFP 水温が上昇しなかったことから、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇が一定程度抑制できたと判断した²²²。

(7) RHR の復旧から冷温停止までの状況

a RHR 復旧の検討体制

本店対策本部は、5号機及び6号機の原子炉制御という点では、いずれの崩壊熱も比較的 low、原子炉水位が維持できていたため、1号機から3号機に比べれば緊急性が低いという認識を持っていた。しかし、本店対策本部は、5号機及び6号機の SFP 水温及び原子炉水温が上昇している状況を把握しており、3月15日夕方頃、本店対策本部の原子力技術復旧班 (以下「原子力班」という。) に対し、5号機及び6号機の原子炉及び SFP の冷却に関する中長期的な対処について検討を行うよう指示した。さらに、本店対策本部は、本店対策本部火力復旧班に対して、この検討に加わるよう指示した。

これを受けた本店対策本部原子力班及び火力復旧班 (以下「本店 RHR 復旧検討班」という。) は、同月16日朝から、協力企業の協力を得て、5号機及び6号

²²¹ 当直は、FPC の冷却手段がないため、FPC ポンプを長時間作動させ続けた場合、FPC ポンプが発生する熱が SFP の水に伝達すると考えた。そのため、当直は、SFP 水温の上昇抑制機能が一定程度確認された後、FPC ポンプを停止した。

²²² これ以降、当直は、RHR が復旧するまでの間、必要に応じて6号機 SFP の水の攪拌を実施した。

機の原子炉及び SFP の冷却方法について検討を開始した²²³。協力企業が、本店 RHR 復旧検討班に対して、津波で被水した RHRS ポンプに代えて水中ポンプ(以下「仮設水中ポンプ」という。)を設置した上で、RHR を使って原子炉及び SFP を冷却する案を提示し、RHR の復旧について東京電力が、仮設水中ポンプによる RHR 冷却機能の復旧について協力企業が、それぞれ主体となって具体的検討を行うこととなった²²⁴。

b 復旧設備の確認状況及び復旧方針の検討状況

本店 RHR 復旧検討班は、5号機 RHR について、5号機が SBO となっていたため、仮設ケーブルを敷設して6号機非常用 DG (6B) から5号機 RHR ポンプに電源を供給することとした。そして、本店 RHR 復旧検討班は、仮設ケーブルを接続する M/C の状況を考慮して、5号機 RHR の A 系のポンプを復旧対象とした²²⁵。そして、6号機の M/C6C と M/C6D²²⁶との間のタイラインを接続し、6号機 M/C6C から、5号機 RHR ポンプに仮設ケーブルを敷設する案を策定し、3月16日18時30分頃、これを発電所対策本部に示した。

これを受けた発電所対策本部は、6号機の M/C6C と M/C6D との間のタイラインを接続する作業を可能な限り避けるため²²⁷、5号機 RHR ポンプの電源を6号機非常用 DG (6B) 以外から供給することとし、同日夜に、本店 RHR 復旧検討班の了承を得た。そして、発電所対策本部は、同月17日以降、まず、5号機 RHR

²²³ これまでの間、本店対策本部原子力班では、5号機及び6号機について、FPC 及び原子炉冷却材浄化系を復旧して中長期的に原子炉等を冷却する案を検討していたものの、海水系ポンプの復旧方針を決定できずにいた。

一方、後記bのとおり、協力企業は、3月11日以降、本店対策本部で得られた情報を基に、福島第一原発構内において使用できなくなった設備に代わるものとして、ポンプ及びケーブル等の社内調達を開始していた。さらに、協力企業は、同月15日以降、本店対策本部原子力班に対し、仮設水中ポンプ等の説明を開始するとともに、福島第一原発にいた自社社員に対し、現場調査を指示するなどしていた。

²²⁴ RHR については、本設設備の復旧作業が主であったことから、東京電力が担当した。一方、RHRS については、仮設水中ポンプを新たに設置する作業が主であったことから、協力企業が担当した。

²²⁵ 5号機 M/C5C の構造が、上下2段に分かれており、少なくとも上段に設置された仮設ケーブル接続部分が使用できる可能性が高かった。一方、5号機 M/C5D は、床面まで一体化した構造であり、RHR ポンプに接続するケーブル接続部分が被水していた可能性が高かった。

²²⁶ 6号機 M/C6D は、仮設ケーブルを接続する予備の遮断器がなかった。

²²⁷ 発電所対策本部は、6号機の M/C6C 及び M/C6D の間をタイラインで接続する作業中に何らかのトラブルが生じた場合、6号機非常用 DG (6B) がトリップする可能性があるのを懸念した。

ポンプ並びに 5 号機及び 6 号機の電源盤の絶縁抵抗を測定し、5 号機 RHR の復旧に使用できる設備を選別した²²⁸。また、発電所対策本部は、同日から同月 18 日 14 時にかけての頃、6 号機非常用 DG (6A) の本体及び補機並びに非常用 DG (6A) の DGSW ポンプのモーターについて使用できることを確認した²²⁹。

これらの確認の結果、同月 18 日 14 時過ぎ頃までに、6 号機非常用 DG (6A) から電源を融通して 5 号機 RHR ポンプ (C) を復旧させる方針が決まった。

一方、本店 RHR 復旧検討班は、6 号機 RHR について、6 号機非常用 DG (6B) から給電していた 6 号機 M/C6D に接続された 6 号機 RHR ポンプを使用することとした。

他方、本店 RHR 復旧検討班は、協力企業が主体となって策定した仮設水中ポンプ、電源車及び仮設ケーブル等を用いた RHR の冷却機能の復旧案についても、同月 16 日夜半頃、発電所対策本部に示した。

仮設水中ポンプ等の設置に必要な資機材については、協力企業が、本店対策本部において、海水系ポンプが被水し、電源盤も被水したなどといった福島第一原発の被害状況に関する情報を得たことから、同月 11 日に、具体的な用途は定まっていなかったものの、可能な限り容量が大きいポンプを社内で調達できるか検討を開始していた²³⁰。その後、同月 16 日には、5 号機及び 6 号機の RHR ポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとなり、協力企業が、この設置作業に必要な耐圧ホース及びケーブル等についても調達を開始した。そして、同月 17 日未明から同日 12 時 30 分にかけての頃、仮設水中ポンプ 3 台、制御盤 3 台のほか、耐圧ホース、ケーブル等の仮設水中ポンプ設置に必要な資機材が福島第一原発に到着した。協力企業及び本店 RHR 復旧検討班は、調達した 3 台の仮設水中ポン

²²⁸ 5 号機 RHR の A 系のポンプ (A 及び C) について、発電所対策本部復旧班が同月 17 日 11 時頃に絶縁抵抗を測定したところ、5 号機 RHR ポンプ (C) のみ使用可能であることが判明した。

²²⁹ 3 月 15 日以降、当直は、6 号機非常用 DG (6B) のバックアップとして 6 号機非常用 DG (6A) を復旧する検討の一環として、6 号機非常用 DG (6A) の本体及び補機の状況確認を行い、同月 17 日未明までに、これらが外観上問題がないことを発電所対策本部に報告した。一方、発電所対策本部復旧班も、同月 15 日以降、各設備の点検を実施しており、DGSW ポンプについて、同月 16 日に、DGSW ポンプの外観を点検するとともに、DGSW ポンプの回転軸を手動で回転させ、固着していないことを確認していた。

このため、発電所対策本部は、RHR の復旧に当たり、これらの確認結果も踏まえて検討を行った。

²³⁰ 本店対策本部原子力班も、3 月 11 日に、福島第一原発の被害状況を把握し、協力企業に対して、ポンプ、モーター及び電源盤の調達ができないかとの打診をした。

プを、圧力容器及び熱交換器等の容量を考慮し、5号機用として1台、6号機用として2台設置することとした。

また、仮設水中ポンプ等を用いたRHRの冷却機能の復旧案を提示された発電所対策本部は、仮設水中ポンプに電源を供給する高圧電源車について、同月12日に福島第一原発に到着していた高圧電源車のうち2台を使用することとした。

こうした検討の結果、本店対策本部及び発電所対策本部は、5号機RHRについて、6号機非常用DG(6A)から電源を融通してRHRポンプ(C)を、6号機非常用DG(6B)から電源を融通してRHRのA系の補機を、それぞれ復旧し、RHRSポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとした。また、本店対策本部及び発電所対策本部は、6号機RHRについて、RHRポンプ(B)及びRHRのB系の補機の電源を6号機非常用DG(6B)から供給し、RHRSポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとした。

c 仮設水中ポンプ等の設置及び電源供給の状況

仮設水中ポンプ等を設置することとしていた5号機及び6号機の手側エリアは、津波で流されたがれき等が散乱していたため、発電所対策本部は、協力企業の協力を得て、3月16日早朝から5号機側について、同月17日夜から6号機側について、それぞれ整地作業を実施した。

5号機において、発電所対策本部は、同日13時から同月18日11時55分にかけての頃、協力企業の協力を得て、5号機T/B東側に配置した高圧電源車から、取水口脇に設置した制御盤、さらに取水口に設置した仮設水中ポンプまでケーブルを敷設した(図II-3-3参照)。また、これらと並行して、発電所対策本部及び当直は、協力企業の協力を得て、仮設ホースを既設のRHRSの配管に接続し、仮設水中ポンプでくみ上げた海水をRHRの熱交換器に通すラインを構成した(図II-3-4参照)。その後、当直及び発電所対策本部復旧班は、同月19日1時55分頃、5号機の仮設水中ポンプを起動した。

一方、5号機 RHR ポンプ (C) に 6号機非常用 DG (6A) から電源を供給するために、発電所対策本部は、同月 18 日 18 時 7 分頃までに、6号機非常用 DG (6B) から 6号機非常用 DG (6A) の DGSW ポンプに電源を供給し²³¹、同日 19 時 7 分頃、同 DGSW ポンプが作動することを確認した。そして、発電所対策本部は、協力企業の協力を得て、同月 19 日 2 時頃までに、6号機非常用 DG (6A) から電源が供給される 6号機 M/C6C から 5号機 M/C5C の負荷側に仮設ケーブルを敷設し、6号機非常用 DG

図 II-3-3 5号機及び6号機のケーブル敷設ルート(略図)
仮設水中ポンプ設置及び5号機 RHR ポンプの電源復旧

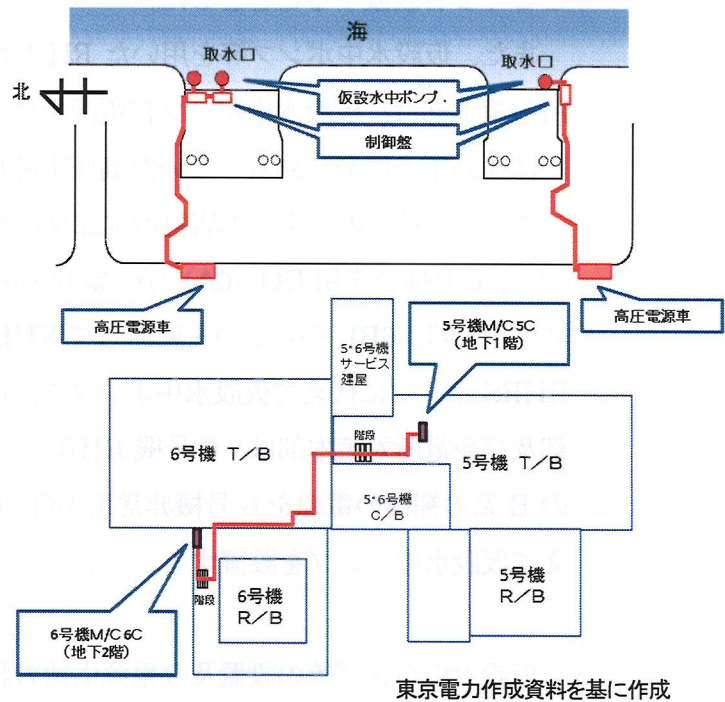
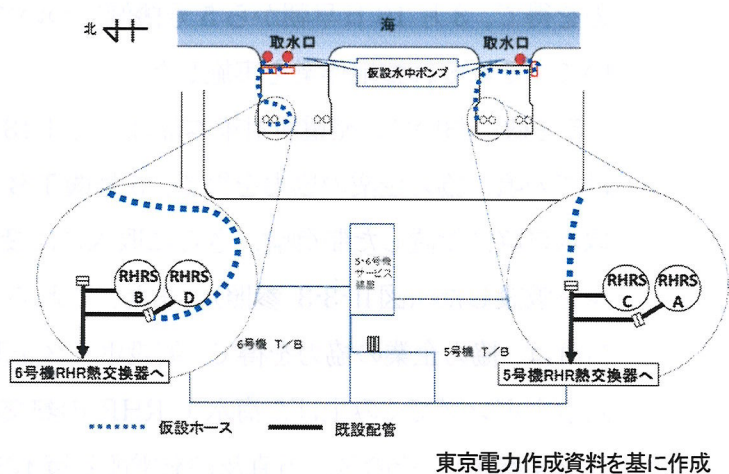


図 II-3-4 仮設水中ポンプのホース敷設ルート(略図)



²³¹ 6号機非常用 DG (6B) から給電されていた 6号機 P/C6C を介して、DGSW ポンプを負荷とする DG6AMCC6C-5 に電源が供給された。

なお、中間報告 II 3 (3) b)において、6号機 M/C6C は、非常用 DG から受電していなかったため、その機能維持を不明としていたが、3月 19 日 4 時 22 分頃に、6号機非常用 DG (6A) から受電するに当たり、特段の復旧作業を要していないことから、機能を維持していたと考えられる。

(6A) から 5 号機 RHR ポンプ (C) へ電源を供給するラインを構成した²³² (図 II-3-3 参照)。その後、当直が、同日 4 時 22 分頃、6 号機非常用 DG (6A) を起動させ、5 号機 RHR ポンプ (C) に電源が供給された (資料 II-3-3 参照)。

他方、6 号機においても、5 号機と同様に、同日以降、発電所対策本部及び当直は、協力企業の協力を得て、6 号機 T/B 東側に設置した高圧電源車から制御盤、さらに仮設水中ポンプまでケーブルを敷設するとともに (図 II-3-3 参照)、仮設水中ポンプでくみ上げた海水を RHR の熱交換器に通すラインを構成した (図 II-3-4 参照)。そして、当直及び発電所対策本部は、同日 21 時 26 分頃、6 号機の仮設水中ポンプを起動した。

d RHR による SFP 及び原子炉の冷却

5 号機及び 6 号機では、津波到達後、RHR を起動させることができず、原子炉及び SFP 双方を冷却することができない状況が続いていた。

前記 (6) b のとおり、当直が、5 号機については SFP の水を入れ替え、6 号機については FPC により SFP の水を攪拌するなどしたもの、これらの措置は、SFP 水温の上昇を抑制するにとどまっていた。

また、発電所対策本部は、原子炉と SFP の各容量を比較して、SFP の容量の方が大きいため、SFP の方が温度が下がりにくいと考えた。他方、5 号機及び 6 号機の原子炉については、必要に応じて減圧及び注水を継続することにより、ある程度制御できていた。

このため、発電所対策本部及び当直は、RHR が復旧した後、RHR を非常時熱負荷モードで起動し、原子炉の冷却に優先して SFP の冷却を実施することとしていた。

(a) 5 号機における状況

RHR 復旧の目途がついたため、仮設水中ポンプの設置等と並行して、3 月 17 日 11 時頃から、当直は、5 号機 RHR の A 系の非常時熱負荷モードのライ

²³² 協力企業社員 15 名が約 230m のケーブルを敷設・接続した。また、5 号機 RHR の A 系の補機についても、3 月 17 日から同月 18 日にかけての頃、6 号機非常用 DG (6B) からの電源融通が行われた。

ンを構成した。そして、前記 c のとおり仮設水中ポンプの設置等が完了し、RHR ポンプ (C) に電源が供給された後、当直は、同月 19 日 4 時 56 分頃、5 号機 RHR ポンプ (C) を起動させ、RHR の A 系を非常時熱負荷モードにより起動して SFP の冷却を開始した (資料Ⅱ・3-4 参照)。

その後、当直は、SFP 水温が十分低下し、非常時熱負荷モードから SHC モードに切り替えて原子炉冷却を行う間、SFP を冷却しなくても特段問題がない程度にまで SFP 水温が低下したものと判断し²³³、原子炉冷却を行うため、RHR を SHC モードに切り替えることとした。そして、当直は、発電所対策本部の了解を得た上で、同月 20 日 10 時 49 分頃、非常時熱負荷モードを停止した²³⁴。

当直は、RHR の運転モードを非常時熱負荷モードから SHC モードへ切り替えるに当たり、5/6 号中央制御室において必要な電動弁を開操作するほか、R/B 内において手動弁を閉操作した²³⁵。

SHC モードのラインの構成を完了した後、当直は、同日 12 時 25 分頃、RHR の A 系を SHC モードにより起動し、原子炉冷却を開始した (資料Ⅱ・3-4 参照)。その後、同日 14 時 30 分頃、5 号機については、原子炉水温が 100℃未満となり、冷温停止となった。

(b) 6 号機における状況

当直は、3 月 19 日 11 時頃から、6 号機 RHR の B 系の非常時熱負荷モードのラインを構成した。そして、前記 c のとおり仮設水中ポンプの設置等が完了した後、当直は、同日 22 時 14 分頃、RHR ポンプ (B) を起動させ、RHR の B 系を非常時熱負荷モードにより起動させ、SFP の冷却を開始した (資料Ⅱ・3-5 参照)。

その後、当直は、SFP 水温が十分低下し、非常時熱負荷モードから SHC モードに切り替えて原子炉冷却を行う間、SFP を冷却しなくても特段問題ない程度

²³³ 5 号機 RHR を非常時熱負荷モードで起動した直後の 3 月 19 日 5 時頃に約 68.8℃を示していた SFP 水温計は、同月 20 日 11 時頃には約 35.2℃を示していた。

²³⁴ 非常時熱負荷モード起動中に、SHC モードに必要な弁を開けると、圧力容器の水が SFP に流れ、原子炉水位が低下することが想定された。このため、当直は、非常時熱負荷モード停止後に SHC モードの準備を行った。

²³⁵ 電動弁については、前記 (5) b (c) のとおり、5 号機 RHRMCC への電源融通が完了していたことから、当直は、5/6 号中央制御室で操作を行うことができた。

にまで SFP 水温が低下したものと判断し、5 号機 RHR の運転モードの切替作業等が完了した後、6 号機 RHR を SHC モードによる原子炉冷却に切り替えることとした²³⁶。そして、当直は、発電所対策本部の了解を得た上で、同月 20 日 16 時 26 分頃、非常時熱負荷モードを停止した²³⁷。

その後、当直は、RHR の運転モードを非常時熱負荷モードから SHC モードへ切り替えるに当たり、5/6 号中央制御室において必要な電動弁を開閉操作した。

そして、当直は、同日 18 時 48 分頃、RHR の B 系を SHC モードで起動し、原子炉冷却を開始した²³⁸（資料Ⅱ-3-5 参照）。その後、同日 19 時 27 分頃、6 号機についても原子炉水温が 100℃未満となり、冷温停止となった。

4 福島第一原発の外部電源復旧状況

(1) 福島第一原発の外部電源設備の概要

- ① 発電所で発電された電気は、送電線を通して、電圧を変換する施設である変電所において変圧・分配され、電気を消費する施設・設備に送電される。

発電所の運転に必要な電気は、通常、発電所で発電された電気の一部が利用される。ただし、受電のみに使用される送電線が設置されている場合、発電所の運転に必要な電気の一部が、外部から供給される。また、定期検査中及び何らかの原因で原子炉がスクラムした際等発電が停止している期間において、発電所内で消費される電気は、外部から供給される。

- ② 福島第一原発が受電する外部電源については、まず、福島第一原発の南西約 9km の場所に位置する東京電力猪苗代電力所新福島変電所（以下「新福島変電所」という。）から、大熊線 1 号線（以下「大熊線 1L」という。）、同 2 号線（以下「大

²³⁶ 当直長は、5 号機及び 6 号機において、緊急の場合を除き、作業を並行させず、5 号機 RHR の運転モードの切替作業を完了させた後、6 号機 RHR の運転モードの切替作業を実施するよう当直に指示した。

²³⁷ 6 号機 RHR を非常時熱負荷モードで起動する直前の 3 月 19 日 22 時頃に約 67.5℃を示していた SFP 水温計は、同月 20 日 17 時頃には約 27.5℃を示していた。

²³⁸ 3 月 20 日 17 時 40 分頃、当直が 6 号機 RHR の B 系を SHC モードで起動したところ、原子炉水位が低下したため、当直は、同日 17 時 45 分頃、RHR を停止した。当直は、非常時熱負荷モードのラインに水が流入している可能性を考え、6 号機 RHR の非常時熱負荷モードのラインの電動弁を再度閉操作するとともに、手動弁を閉操作した。

熊線 2L」という。)、同 3 号線 (以下「大熊線 3L」という。) 及び同 4 号線 (以下「大熊線 4L」という。) を通じて、それぞれ 1 号機、2 号機、3 号機及び 4 号機で使用される 27 万 5,000V の電気が供給されるようになっていた。また、同じく新福島変電所から、夜の森線 1 号線 (以下「夜の森線 1L」という。) 及び同 2 号線 (以下「夜の森線 2L」という。) を通じて、6 万 6,000V の電気が 5 号機及び 6 号機に供給されるようになっていた。さらに、1 号機には、東北電力株式会社 (以下「東北電力」という。) の富岡変電所から東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気が供給されるようになっていた (資料Ⅱ・4-1 参照)。

福島第一原発構内まで送電された電気は、構内に設置された電路²³⁹の開閉を行う遮断器及び断路器等が設置された開閉所及び福島第一原発構内に設置された起動変圧器を経由して、各号機に設置された M/C に供給される。

具体的には、大熊線 1L 及び大熊線 2L から供給される 27 万 5,000V の電気は、1・2 号機超高圧開閉所 (以下「1/2 号開閉所」という。) を経由して、1 号機及び 2 号機の各 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr1S 及び STr2S) で 6,900V に降圧され、1 号機及び 2 号機の各共通 M/C²⁴⁰に供給される。

また、大熊線 3L 及び大熊線 4L から供給される 27 万 5,000V の電気は、3・4 号機超高圧開閉所 (以下「3/4 号開閉所」という。) を経由して、3 号機 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr3SA 及び STr3SB) で 6,900V に降圧され、3 号機及び 4 号機の共通 M/C²⁴¹に供給される²⁴²。

さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L から供給される 6 万 6,000V の電気は、5・6 号機 66kV 開閉所 (以下「66kV 開閉所」という。) を経由して、5 号機及び 6 号機 C/B 西側に設置された起動変圧器 (STr5SA 及び STr5SB) で 6,900V に

²³⁹ 電路とは、電気が発電されてから消費されるまでに通っているところをいう。本報告書において、電路とは、主に新福島変電所内の母線から福島第一原発構内の発電機及び各負荷までを示す。なお、新福島変電所の母線には、発電所又は他の変電所から電気が供給され、多数の遮断器及び断路器等が設置されている。

²⁴⁰ 共通 M/C は、常用 M/C の一つであり、受電した電気を常用 M/C を介して非常用 M/C に供給する。1 号機共通 M/C1S は、1 号機 T/B1 階に設置されている。また、2 号機共通 M/C2SA は 2 号機 R/B 南側に設置された M/C2SA の専用建屋 1 階に、2 号機共通 M/C2SB は 2 号機 T/B 地下 1 階に、それぞれ設置されている。

²⁴¹ 3 号機及び 4 号機の共通 M/C (3SA 及び 3SB) は、3 号機及び 4 号機 C/B 地下 1 階に設置されている。

²⁴² 3/4 号開閉所の大熊線 3L に接続した受電用の遮断器等は工事中であった。また、3/4 号開閉所の大熊線 4L に接続した送電用の遮断器等についても、工事中であった。

降圧され、5号機及び6号機の共通M/C²⁴³に供給される。

東北電力から東電原子力線を通じて供給される6万6,000Vの電気は、福島第一原発構内の予備変電所に設置された変圧器で6,900Vに降圧され、1号機の共通M/Cに供給される。

大熊線の各送電線は、外部電源を受電するのみならず、1号機から4号機で発電された電気を福島第一原発構外へ送電する場合にも使用される一方、夜の森線の各送電線は、受電のみに使用されていた。

なお、5号機及び6号機で発電された電気は、5・6号機超高圧開閉所（以下「5/6号開閉所」という。）を經由して双葉線1号線（以下「双葉線1L」という。）及び双葉線2号線（以下「双葉線2L」という。）から新福島変電所へ送電されていた。

各送電線は、新福島変電所から福島第一原発までの間、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持されている。また、福島第一原発構内においては、各送電線は、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L及び大熊線4Lが、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、並びに双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持され、それぞれの開閉所に接続されている（資料Ⅱ-4-1及び2参照）。

なお、以下では、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lを支持している鉄塔を「大熊線鉄塔」、福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lのみを支持する鉄塔を「夜の森線鉄塔」、双葉線1L及び双葉線2Lを支持する鉄塔を「双葉線鉄塔」という²⁴⁴。

²⁴³ 5号機及び6号機の共通M/C（5SA-1、5SA-2、5SB-1及び5SB-2）は、5号機及び6号機C/B地下1階に設置されている。

²⁴⁴ 大熊線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに22基設置され、新福島変電所側から順に、大熊線鉄塔（No.1）から大熊線鉄塔（No.22）まで番号が付けられている。夜の森線鉄塔は、福島第一原発構内に6基設置され、大熊線鉄塔に近い側から順に、夜の森線鉄塔（No.23）から夜の森線鉄塔（No.28）まで番号が付けられている。双葉線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに33基設置され、福島第一原発5/6号開閉所に近い側から順に、双葉線鉄塔（No.1）から双葉線鉄塔（No.33）まで番号が付けられている。なお、大熊線1L及び大熊線2Lが支持された鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに27基設置されている。

(2) 福島第一原発の外部電源設備の被害状況

新福島変電所構内から福島第一原発構内までの外部電源設備に関する主な被害状況は、表Ⅱ-4-1のとおりである（資料Ⅱ-4-3及び4参照）。

表Ⅱ-4-1 福島第一原発の外部電源設備の主な被害状況

新福島変電所構内の設備	・各送電線に避雷のため併設されている架空地線の断線、遮断器部分に設置された送電線とその支持物とを絶縁する碍子（がいし）の破損等
送電線及び送電鉄塔等	・夜の森線鉄塔（No.27）が盛土の崩壊により倒壊
福島第一原発構内の設備 （送電線及び送電鉄塔を除く）	<ul style="list-style-type: none"> ・遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・1/2号開閉所において、天井部分が損傷 ・予備変電所に設置されたM/C（以下「予備変M/C」という。）から1号機T/B1階に設置されたM/C1Sまでの地中ケーブルが損傷 ・3/4号開閉所の設備が70cm程度被水 ・大熊線1Lから大熊線4Lに接続した起動変圧器が被水し、起動変圧器（STr2S）について碍子が破損 ・1号機から6号機までに設置されたM/Cのうち、6号機R/Bに設置されていた6号機M/C（6C、6D及び6H）を除く全てのM/Cが被水し、機能喪失

(3) 福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況等

a 3月11日の福島第一原発の外部電源設備の確認状況等

- ① 3月11日14時46分頃に発生した地震後、同日14時49分頃までに²⁴⁵、新福島変電所から福島第一原発に外部電源を供給する大熊線1L、大熊線2L、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lの保護装置が作動し、遮断器が開放され、電路が遮断された²⁴⁶。なお、保護装置が作動した原因について、

²⁴⁵ 外部電源が喪失した時刻は、東京電力本店の給電指令所遮断器動作システム上の時刻を基に記載しており、福島第一原発の各操作記録と必ずしも一致するものではない。

²⁴⁶ 電源設備や送電線に落雷や接触等の事故があった場合に、その状態を早期に発見して事故の影響を最小限に抑えるため、電路には保護装置が設置されている。保護装置には、監視する対象によって送電線保護装置、発電機保護装置等があり、それぞれ監視する範囲の電路において電流や電圧に異常が

大熊線 1L 及び大熊線 2L については福島第一原発の遮断器が碍子の落下等により損傷したことが考えられる。また、大熊線 3L 及び大熊線 4L については地震動により送電線が揺れて鉄塔と接近もしくは接触して高圧放電が起こったことが考えられる。さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L については夜の森線鉄塔が倒壊したことに伴い送電線において高圧放電及び損傷等が起こったことが考えられる。この結果、福島第一原発は、外部から受電することができなくなった²⁴⁷。

- ② 新福島変電所の東京電力社員は、災害時のマニュアルに従い、3月11日15時頃から、新福島変電所内の状況を確認した。さらに、同日16時頃から、東京電力浜通電力所（以下「浜通電力所」という。）の社員が、新福島変電所から福島第一原発構内までの大熊線の各送電線の状況及び新福島変電所から福島第一原発構外までの夜の森線の各送電線の状況を、車により地上から目視で確認した。しかし、この時点で、福島第一原発構内の夜の森線鉄塔設置場所付近の構内道路が通行できなかったため、浜通電力所の社員は、福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認できなかった。そこで、浜通電力所の社員は、再び福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認するため、同日20時過ぎ頃に新福島変電所を出発した。一方、発電所対策本部復旧班は、同日16時30分頃から1/2号開閉所及び予備変電所を、同日20時30分頃から3/4号開閉所を、それぞれ状況確認した。これらの状況確認により、本店対策本部が同日中に把握した主な事項は、表Ⅱ-4-2のとおりである。（資料Ⅱ-4-3及び4参照）

本店対策本部の工務復旧班（以下「工務班」という。）、配電復旧班（以下「配電班」という。）及び原子力班は、同日夜半頃に、対面してそれぞれが把握した福島第一原発の外部電源に関する情報を共有した²⁴⁸。

感知された場合、保護装置から遮断器に信号が送られ、事故箇所を含む電路が隔離される。

²⁴⁷ 外部電源が喪失したことにより、福島第一原発構内の各非常用 DG が起動し、各号機へ非常用電源が供給された。なお、富岡変電所に電気を供給する送電線において地震動に伴い高圧放電が起こり、3月11日14時48分頃、送電が停止したことにより、東電原子力線も送電が停止した。その後、東北電力が富岡変電所内の設備損傷を応急復旧し、同日19時頃までに、東電原子力線が送電可能となった。

²⁴⁸ これまでの間、福島第一原発の外部電源に関する現場確認内容等について、本店対策本部工務班、配電班及び原子力班は、他班が把握する情報を本部会議及び電話等により収集していた。

表Ⅱ-4-2 福島第一原発の外部電源設備の主な確認状況

新福島変電所構内の設備	<ul style="list-style-type: none"> ・架空地線の断線、碍子の破損、送電線を支持する鉄構の傾斜、地盤沈下等²⁴⁹
送電線及び送電鉄塔等	<ul style="list-style-type: none"> ・夜の森線鉄塔（No.27）付近で土砂崩れが発生 ・新福島変電所から福島第一原発構内の各開閉所までに設置された送電線は、外見上、送電に支障なし
福島第一原発構内の設備 (送電線及び送電鉄塔を除く)	<ul style="list-style-type: none"> ・遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・予備変電所の設備は外見上損傷なし ・3/4号開閉所の設備（遮断器の制御盤）が70cm程度被水 ・1号機及び2号機に設置されたM/Cが被水 ・3号機及び4号機のM/Cが設置されたT/B地下階が被水

また、同日 19 時頃に、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力から東電原子力線の充電を行うか打診を受けた。本店対策本部原子力班は、発電所対策本部復旧班に対して状況を確認し、東電原子力線から受電する M/C1S 及びこれに接続するケーブルが被水したため、受電できない旨の回答を受けた。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力に対して、東電原子力線から受電することはできない旨回答した。

b 3月12日以降3号機R/B爆発までの福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況（資料Ⅱ-4-5及び6参照）

① 3月12日未明以降、本店対策本部工務班は、外部電源施設の被害状況等を踏

²⁴⁹ 新福島変電所社員及び協力企業社員は、3月12日未明以降、新福島変電所内で、暫定的に復旧できる箇所から作業を開始することとして、傾斜していた大熊線3L及び大熊線4Lを支持する鉄構をワイヤーで固定し、また、断線した大熊線3Lの架空地線を、今後の作業の支障にならないように鉄塔に固定した。また、同日夕方頃までに、新福島変電所社員及び協力企業社員は、新福島変電所において、鉄構に固定していた大熊線3Lの架空地線を撤去した。さらに、同月16日に、本店対策本部工務班が、新福島変電所内において、傾斜していた大熊線3L及び大熊線4Lを支持する鉄構への重量負荷を軽減するため、鉄構から大熊線鉄塔（No.1）までの送電線を撤去した。

また、1号機から4号機までの外部電源の復旧計画の検討を開始した。また、夜の森線鉄塔（No.27）は、夜の森線1L及び夜の森線2Lが支持されている施設であるが、付近の状況から倒壊が推定されていたものの、いまだ現場確認がなされていなかった。さらに、6号機非常用DG（6B）が起動していたため、5号機へ6号機から電源融通することが可能であった。そのため、本店対策本部は、5号機及び6号機については、当面6号機非常用DG（6B）から電気を供給することとし、1号機から4号機までの外部電源復旧を優先することとした。

- ② まず、㉑1/2号開閉所において、1号機及び2号機の起動変圧器に接続する遮断器等が破損していたこと、㉒4号機の起動変圧器及び3/4号開閉所が被水し、その復旧の目途がたっていないこと²⁵⁰、㉓1号機から4号機のM/Cが被水して使用できなかったこと²⁵¹、㉔移動可能な変圧器では27万5,000Vの高圧電源を降圧することはできなかったことから、本店対策本部は、福島第一原発構内に6万6,000Vで電気を供給して、移動用変圧器により6,900Vに降圧した後、480Vの所内低電圧回路に使用される電源盤であるP/Cに電気を供給する必要があると判断した。さらに、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を接続するP/Cとして、使用可能であった2号機P/C2Cに加え、T/B1階に設置され被水していない可能性があった4号機P/C4D²⁵²を選択することとした。
- ③ 本店対策本部工務班は、3月12日未明から同日午前中にかけての頃、これまでに把握した現場状況を踏まえ、6万6,000V用の送電線である夜の森線1L又は夜の森線2Lを活用して、福島第一原発構内に6万6,000Vで外部から電気を供給する計画を検討した。さらに、新福島変電所において、夜の森線2Lが接続する主要変圧器4号²⁵³周辺の碍子や避雷器が損傷していることが判明して

²⁵⁰ 3号機は起動変圧器に接続する遮断器等が工事中で使用できなかった。

²⁵¹ 1号機及び2号機のM/Cが被水して使用できないことが確認されていたため、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を直接P/Cに接続する必要があると判断した。また、3号機及び4号機について、M/C設置場所であるT/B地下1階が被水したことから、M/Cが使用できないことが推測された。その後、3月12日中に、発電所対策本部復旧班が、3号機から6号機までに設置されたM/Cの多くが被水したことを確認した。

²⁵² 発電所対策本部復旧班は、3月12日夜に、P/C4Dが使用可能であることを確認した。

²⁵³ 新福島変電所には50万Vの電気を27万5,000V及び6万6,000Vに降圧する主要変圧器が四つ設

いたため、復旧作業が少ない主要変圧器 3 号に接続されていた夜の森線 1L が活用されることとなった。そこで、本店対策本部工務班は、同日昼頃までに、本店対策本部原子力班に対して、福島第一原発構内の 5 号機及び 6 号機付近の夜の森線鉄塔まで夜の森線 1L を活用して送電し、移動用変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する計画を提案した（資料Ⅱ-4-5 参照）。

- ④ しかし、この経路で供給された電気を 1 号機から 4 号機の電源として使用するためには、P/C2C 及び P/C4D まで、仮設の電線又はケーブルを 1km 以上にわたって敷設する必要があった。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部工務班に対して、1 号機から 4 号機近くまで電気を供給できる他の計画の検討を依頼した。

福島第一原発構内で 1 号機から 4 号機に最も近い既設の送電線は、3/4 号開閉所に接続した大熊線 3L 及び大熊線 4L であった（資料Ⅱ-4-2 参照）。また、大熊線鉄塔において夜の森線 1L と併架されている大熊線 3L 及び大熊線 4L のうち、鉄塔上で夜の森線 1L に隣接して支持されていた送電線は、大熊線 3L であった。

そこで、本店対策本部工務班は、3 月 12 日昼頃までに策定していた計画（資料Ⅱ-4-5 参照）に代えて、同日中に、新福島変電所から夜の森線 1L を活用して 6 万 6,000V で送電し、送電線が併架された福島第一原発構外の大熊線鉄塔において、夜の森線 1L から大熊線 3L に接続して、1 号機から 4 号機の近くまで電気を供給する計画を策定した（資料Ⅱ-4-6 参照）。また、本店対策本部配電班及び同原子力班もこの計画を了承した。

その後、この計画について、本店対策本部工務班は、同月 13 日午前中の本店対策本部で発話して了承を得た。そして、本店対策本部は、同日以降、具体的な作業手順等の検討を継続した。

c 3 号機 R/B 爆発後の福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況

- ① 本店対策本部工務班は、3 月 12 日中に、大熊線 3L を介した夜の森線 1L（以

置されている。主要変圧器 1 号が大熊線 1L に、主要変圧器 2 号が大熊線 2L に、主要変圧器 3 号が大熊線 3L 及び夜の森線 1L に、主要変圧器 4 号が大熊線 4L 及び夜の森線 2L に、それぞれ接続されている。なお、主要変圧器 1 号は工事中であった。

下「夜の森・大熊接続線」という。)を通じて福島第一原発へ供給された 6 万 6,000V の電気を 6,900V に降圧するため、福島第一原発構内に移動用変圧器を設置する計画を策定していた。しかし、同月 14 日 11 時 1 分頃、3 号機 R/B が爆発したことに伴い、この計画で移動用変圧器等を設置する予定であった 3/4 号開閉所付近に高線量のがれきが散乱した。同日夕方頃以降、本店対策本部工務班は、高線量のがれきが散乱して現場作業が困難を極める状況であることを把握したため、同日夜頃までに、福島第一原発構内における作業量を軽減させる目的で、移動用変圧器を新福島変電所構内に設置する計画に変更した(資料 II-4-6 参照)。

- ② 一方、3 号機 R/B が爆発し、夜の森・大熊接続線による電源復旧の作業場所の線量が高くなったことに加え、3 月 11 日以降進められていた高圧電源車による電源復旧についても、損傷した高圧電源車及びケーブル等の新たな資機材の確保及び設置が困難になり、作業完了までに時間を要することが想定された。これらの状況を踏まえ、1 号機から 4 号機までに外部から電気を供給する新たな復旧計画の検討が必要となった。

そのため、本店対策本部原子力班は、同月 14 日夕方頃以降、東電原子力線を通じた外部電源供給の検討を開始した。この時点で、本店対策本部原子力班は、夜の森・大熊接続線及び東電原子力線のうち、復旧が早い方を用いて、P/C2C 及び P/C4D に電気を供給することとしていた。

また、夜の森線 2L を通じて外部から 5 号機及び 6 号機に電気を供給する方法について、夜の森線鉄塔 (No.27) 付近の現場確認ができていなかったことから、本店対策本部工務班は、具体的な復旧計画の策定を進められずにいた。なお、5 号機及び 6 号機で使用される電気は、6 号機非常用 DG (6B) から供給されていた。

- ③ 3 月 15 日夕方頃、本店対策本部会議において、その時点で策定していた外部電源復旧計画について、本店対策本部原子力班が現場状況と併せて説明した。本店対策本部は、余震が継続している状況において、稼働している 6 号機非常用 DG (6B) が停止する可能性も考えられることから、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線のみならず、夜の森線 2L を含めた三つのルート全ての復旧を継続し、可能な限り迅速に実施するよう指示した。

この決定を受けて検討を進めていく過程で、同月 16 日夕方頃までに、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線が同時期に復旧する見込みとなった。そこで、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気の接続先を決定した。すなわち、東電原子力線から 1 号機及び 2 号機へ、夜の森・大熊接続線から 3 号機及び 4 号機へ、夜の森線 2L から 5 号機及び 6 号機へ、それぞれ電気を供給することを決定し、具体的な検討を継続した。これ以降、外部電源に関する復旧状況について、以下にそれぞれの復旧ルートに分けて述べる。

(4) 福島第一原発の外部電源復旧状況

a 1 号機及び 2 号機の外部電源復旧状況 (資料Ⅱ-4-7 参照)

- ① 本店対策本部原子力班は、前記 (3) c のとおり、3 月 14 日夜から同月 15 日未明にかけての頃、東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気を予備変電所に供給し、予備変電所内に設置されていた変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する復旧計画を決定した。さらに、同月 16 日夕方頃、本店対策本部原子力班は、この経路で供給された電気を 1 号機及び 2 号機の電源として使用するため、P/C2C に接続することを決定した。
- ② まず、東電原子力線を通じて電気を供給する方法を検討するに当たり、本店対策本部原子力班から要請を受けた本店対策本部給電班は、3 月 15 日朝方、東北電力に対して、東電原子力線について予備変電所までの充電を依頼した。そして、同日 9 時 45 分頃、東北電力は、予備変電所に設置された断路器まで充電可能であることを確認した。その後、同月 16 日午前中までに、本店対策本部工務班が、予備変電所に設置された断路器から予備変 M/C までの設備が使用できることを確認した。
- ③ 3 月 16 日明け方頃までに、発電所対策本部復旧班は、予備変 M/C から 1 号機 T/B に設置された M/C1S までに地中埋設されていたケーブルが使用できるか確認するために、絶縁抵抗を測定した²⁵⁴。すると、予備変電所から 1 号機 T/B までのケーブルに損傷があることが判明した。しかし、同ケーブルが地中に埋設されており、損傷箇所の特定に時間を要することから、本店対策本部原

²⁵⁴ 本店対策本部原子力班は、3 月 11 日に被水して使用できないと判断した地中ケーブルについて、乾燥して使用できるようになった可能性を考え、絶縁抵抗を測定した。

子力班は、既設のケーブルの活用を断念し、1号機 T/B 北側構内道路に仮設置した M/C (以下「仮設 1/2 号 M/C」という。)まで、予備変 M/C からケーブルを敷設することとした²⁵⁵。ただし、予備変 M/C が設置されている予備変電所が O.P.+30m 以上の高台に設置され、O.P.+約 12m の 1号機 R/B 付近に設置する予定であった仮設 1/2 号 M/C までの高低差が大きかった。そのため、予備変 M/C 及び仮設 1/2 号 M/C を最短距離で接続することが困難であり、本店対策本部原子力班は、同日夜頃までに、予備変 M/C から仮設 1/2 号 M/C まで、仮設ケーブルを構内道路に沿って約 1.5km 敷設することを決定した。

- ④ 本店対策本部配電班、原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業は、3月 17 日以降、ケーブル敷設ルートのがれき撤去やケーブル敷設、予備変電所の遮断器の油圧回復作業²⁵⁶等を行った。その後、同月 20 日 15 時 37 分頃に仮設 1/2 号 M/C まで、同日 15 時 46 分頃に P/C2C まで、それぞれ受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1号機から 3号機の格納容器ベント実施に向けた作業及び 1号機及び 3号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

b 3号機及び 4号機の外部電源復旧状況 (資料Ⅱ-4-8 参照)

- ① 本店対策本部工務班は、前記 (3) b 及び c のとおり、地震による被害状況及び 3号機 R/B 爆発の影響を踏まえ、3月 14 日に、新福島変電所において移動用変圧器で 6,900V に降圧した電気を夜の森・大熊接続線を介して福島第一原発構内に供給することとした。また、本店対策本部は、同月 16 日夕方頃、福島第一原発構内において、電路の開閉装置であるミニクラッド²⁵⁷ (以下「移

²⁵⁵ 本店対策本部原子力班は、仮設置する M/C を協力企業から 4 台調達した。

²⁵⁶ 遮断器の遮断部を開閉させるためには、油圧が必要である。3月 11 日夜に予備変電所の状況を確認した際に、遮断器の油圧が残っていることが確認されたが、油圧を保つための電源が数日間喪失して油圧がなくなっていた。そのため、本店対策本部原子力班は、小型発電機で油ポンプを起動し、油圧を回復させた。

²⁵⁷ ミニクラッドは、遮断器及び保護装置等が一体化された開閉装置である。

動用ミニクラッド」という。)及び多回路開閉器²⁵⁸を設置し、これらの設備を介して供給された電気を、3号機及び4号機の電源として使用するため、P/C4Dへ接続することを決定した。

なお、本店対策本部工務班は、同月11日夜半頃から、本店において本店対策本部原子力班及び配電班と情報共有をして、大熊線1Lから大熊線4Lに接続した各起動変圧器が被水し、また、開閉所では遮断器が損傷したこと等を把握したことから、移動用変圧器の調達を開始していた²⁵⁹。

- ② 本店対策本部工務班及び協力企業は、夜の森・大熊接続線からの外部電源の復旧作業として、まず、新福島変電所構内において、地盤が陥没した場所の地下に埋設されていた夜の森線1Lのケーブルの損傷の有無を確認することとした。そして、3月14日2時過ぎ頃、本店対策本部工務班らは、新福島変電所において、端末処理されたケーブル接続部であるケーブルヘッドまで、充電が可能であることを確認した。

本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月15日午後から、福島第一原発構外に設置された大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において、同鉄塔に併架支持された夜の森線1Lと大熊線3Lを接続する作業を開始し、同日23時過ぎ頃までに、この接続作業を完了した。この接続作業を行う鉄塔は、①鉄塔前後の送電線の屈折が少なく、②送電線が2点で引っ張られた状態で鉄塔に支持され揺れが少なく接続作業がしやすく、③鉄塔周辺の敷地が機材の搬入・設置に適している鉄塔が選択され、大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において接続作業が行われた^{260 261}。

²⁵⁸ 多回路開閉器は、電気を複数の回路に分配する開閉装置である。なお、多回路開閉器に保護装置は内蔵されていない。

²⁵⁹ 新福島変電所は、発電所や変電所との送受電を主な目的とした施設であり、変電所周辺に低圧(6,900V)の電気を供給することが想定されていないため、移動用変圧器を常備していなかった。このため、本店対策本部工務班は、他の変電所及び電力所等から移動用変圧器を調達した。

²⁶⁰ 電圧と電流の方向と大きさが一定の周期で変化する交流電源が、3種類の方向(位相)に分けてそれぞれ別の送電線で送られる方法を、三相交流と呼ぶ。これは、現在、送電に多用されている送電方法である。そのため、一つの送電線が実際には3本(3相)に分かれており、電路同士を接続するためには、3本(3相)の送電線それぞれについて接続作業が必要になる。夜の森線1Lから大熊線3Lへの接続は、鉄塔(No.7)で1相、鉄塔(No.8)で2相接続された。また、電線は、ジャンパー線の支持箇所同士で接続された。なお、ジャンパー線とは、離れた電路をつなぐ部分のことをいい、例えば、送電線の鉄塔への接触を避けるために、送電線鉄塔付近を迂回させる部分に使用される。

²⁶¹ 本店対策本部工務班及び協力企業社員が、夜の森線1L及び大熊線3Lを接続する作業の一環として、

また、本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月 16 日午後から、新福島変電所構内の夜の森線 1L のケーブルヘッド付近に移動用変圧器を設置して、同ケーブルヘッドに接続した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 17 日から、福島第一原発構内において、移動用ミニクラッドを 3/4 号開閉所南西側に設置して大熊線 3L に接続し、同月 18 日に、移動用ミニクラッドまで充電できることを確認した。

そして、同月 19 日未明に自衛隊及び消防庁による SFP への放水作業が終了してから、本店対策本部配電班は、協力企業と共に、多回路開閉器を 3/4 号開閉所南西側に設置し、移動用ミニクラッドから多回路開閉器までケーブルを敷設した。また、同月 20 日以降、本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、多回路開閉器から P/C4D までケーブルの敷設ルートを確認した後、ケーブルの敷設・接続作業を行い、同月 22 日に P/C4D まで外部電源の受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1 号機から 3 号機の格納容器ベント実施に向けた作業並びに 1 号機及び 3 号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

c 5 号機及び 6 号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-9 参照）

- ① 5 号機及び 6 号機は、6 号機非常用 DG（6B）から電気が供給されていたものの、前記（3）c のとおり、3 月 15 日夕方頃、本店対策本部は、夜の森線 2L の復旧を可能な限り早急に行うことを決定した。そのため、本店対策本部工務班は、新福島変電所から夜の森線 2L を通じて 6 万 6,000V で電気を供給し、既設の起動変圧器（STr5SA）で 6,900V に降圧し、健全性が確認されていた M/C6C 及び M/C6D に電気を供給することとした²⁶²。

必要ない電路を遮断するため、3 月 14 日 18 時頃から、夜の森線と大熊線の接続予定であった鉄塔よりも福島第一原発側に設置された鉄塔（No.12）において、夜の森線 1L のジャンパー線を除去した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 16 日に、新福島変電所構外に設置された鉄塔（No.3）において、大熊線 3L のジャンパー線を除去して、必要ない電路を遮断した。

²⁶² 中間報告Ⅱ 3（3）bにおいて、非常用 DG から受電していなかったため、M/C6C の機能維持は

さらに、福島第一原発構内において、夜の森線鉄塔（No.27）が倒壊していたため、この鉄塔付近を迂回させて送電する必要があった。当初、本店対策本部工務班は、倒壊した鉄塔の近傍に仮設の鉄柱を設置して復旧することを検討していた。しかし、作業現場の放射線量が上昇していたことに加え、SFPへの放水作業により現場退避が必要となったことから、鉄柱を設置するための十分な現地調査が実施できずにいた。その後、本店対策本部工務班は、同月17日に現場確認をした際に、必要な仮設鉄柱の数が多く、更なる現地調査が必要になるため、現場作業時間を短縮する必要性から、仮設の鉄柱設置を断念した。そして、夜の森線鉄塔（No.26）から、既に健全性が確認されていた双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）まで電線を仮設して、倒壊鉄塔付近を迂回させることとした。

ただし、夜の森線鉄塔（No.26）において、夜の森線2Lから双葉線鉄塔（No.2）に向けて電線を仮設した場合、夜の森線1Lが夜の森線2Lよりも双葉線鉄塔（No.2）により近い側に支持されているため、仮設の電線が夜の森線1Lに接近して短絡（通電）するおそれがあった。このため、本店対策本部工務班は、夜の森線鉄塔（No.26）から66kV開閉所までの送電については、夜の森線1Lを使うこととし、同鉄塔において夜の森線2Lから夜の森線1Lに接続した後、双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）において夜の森線1Lに再び接続することとした。

- ② 本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、3月17日から、66kV開閉所に設置された遮断器等の状況確認を行い、同月19日までに、遮断器（O-51）の開閉動作に必要な油圧を復旧した。これに加え、本店対策本部原子力班らは、被水して使用できないM/Cを迂回してM/C6C及びM/C6Dに接続するため、起動変圧器（STr5SA）に接続されていたM/C1次側からM/C6C及びM/C6Dまで仮設ケーブルを敷設し、接続した。

また、仮設する電線と樹木が接近・接触するような事故を防止する目的で、電線と樹木との物理的距離を確保して絶縁する必要があった。そのため、本店対策本部工務班は、協力企業と共に、同月18日から同月20日までに、鉄塔間

不明としていたが、外部電源復旧作業においてM/C6Cが使用されており、その機能は維持されていた。

の樹木を伐採した。その上で、本店対策本部工務班らは、夜の森線鉄塔 (No.26) から双葉線鉄塔 (No.2) を介して夜の森線鉄塔 (No.28) まで電線を接続した²⁶³。その後、本店対策本部工務班は、同日、66kV 開閉所に設置された夜の森線 1L の断路器 (LS-51) まで充電可能であることを確認した。なお、新福島変電所構内において、夜の森線 2L の断路器の部品がずれていたことに加え、主要変圧器 4 号から遮断器までに設置された碍子が損傷していたことから、それぞれについて、本店対策本部工務班及び協力企業社員が同月 18 日に修理を行った。

その後、同月 21 日 11 時 36 分頃 M/C6C に、同月 22 日 19 時 17 分頃 M/C6D に、外部電源の受電が完了した。

なお、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

(5) 福島第一原発へ供給される外部電源の安定化

- ① 前記(4)のとおり、3月22日までに、1号機及び2号機に東電原子力線より、3号機及び4号機に夜の森・大熊接続線より、5号機及び6号機に夜の森線 2L より、それぞれ外部から電気が供給された(資料Ⅱ-4-7 から資料Ⅱ-4-9 参照)。また、これらの復旧作業と並行して、本店対策本部原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業社員は、福島第一原発構内において、一つの送電線からの受電が停止した場合に、他の送電線から受電した電気を融通できるように、外部電源復旧に使用された M/C 同士を連系させた。

さらに、これ以降、本店対策本部は、福島第一原発に外部から電気をより安定的に供給するための検討及び現場作業を行った²⁶⁴(資料Ⅱ-4-10 参照)。

- ② 具体的には、本店対策本部は、夜の森・大熊接続線から供給される外部電源について、受電量増加及び高電圧化(6万6,000V)²⁶⁵のため、4月29日までに移

²⁶³ なお、夜の森線鉄塔 (No.27) の倒壊に伴い夜の森線鉄塔 (No.28) の基礎部分に変形していたため、本店対策本部工務班は、ワイヤーで脚部を固定した。さらに、電線を迂回支持させることにより、夜の森線鉄塔 (No.26 及び No.28) 及び双葉線鉄塔 (No.2) に通常と異なる方向に荷重がかかることになったことから、傾斜・倒壊を防ぐためこれらの鉄塔を支線で固定した。

²⁶⁴ 受電した電気は、計測機器、原子炉冷却設備及び水処理設備等に使用された。

²⁶⁵ 前記(3) c のとおり、当初移動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、福島第一原発構内まで 6 万 6,000V で供給する予定であった。また、建屋内の滞留水の処理設備を稼働すること等によって福

動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、また、5月16日までに福島第一原発構内に移動用変圧器を増設した。これらの作業によって、夜の森・大熊接続線からの受電量が2倍となったことに加え、高電圧（6万6,000V）でより安定的に外部電源を供給することが可能となった。

- ③ さらに、3月下旬、本店対策本部は、既設設備を活用した外部電源の安定化策を検討していた。本店対策本部は、1/2号開閉所に設置されていた共用所内ボイラ用の遮断器及び変圧器²⁶⁶が使用可能であることを把握したことから、5月10日までに、損傷していた遮断器部分の迂回作業及び移動用変圧器²⁶⁷等の設置作業等を行った。この結果、大熊線2Lから27万5,000Vの電気を供給することが可能となった²⁶⁸。
- ④ また、5号機及び6号機に送電していた夜の森線2Lについて、①新たに設置した電線の重量を支持するために夜の森線鉄塔（No.26及びNo.28）及び双葉線鉄塔（No.2）を支線で支えていたこと、②福島第一原発構内において双葉線鉄塔（No.2）に迂回支持させた電線部分に避雷機能がないことなどから²⁶⁹、本店対策本部工務班は、既設の設備を活用してより安定的に電気を供給する方法を検討していた。そこで、本店対策本部工務班は、送電用に設置されていた双葉線を介して電気を供給することとし、7月22日までに、新福島変電所及び福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lをそれぞれ双葉線1L及び双葉線2Lに

島第一原発構内の消費電力が増大することが想定されたため、受電する電力量を増加させる必要があった。受電量は、移動用変圧器の容量に依存するため、受電量を増加させるためには、移動用変圧器を増設する必要があった。仮に、新福島変電所に移動用変圧器を増設した場合、福島第一原発まで送電線を設置する必要があるため、本店対策本部工務班は、福島第一原発構内に移動用変圧器を増設することとした。この他、夜の森・大熊接続線の電路の福島第一原発側に避雷器を設置する必要があったが、避雷器が6万6,000V用であったため、高電圧化（6万6,000V）する必要があった。

²⁶⁶ 共用所内ボイラ用の変圧器は、1号機から4号機の暖房設備等に使用される共用所内ボイラへの電源供給に使用するために、27万5,000Vの電気を6万6,000Vに降圧する設備である。

²⁶⁷ 共用所内ボイラ用の変圧器で変圧された6万6,000Vの電気を6,900Vに降圧する。

²⁶⁸ 本店対策本部は、大熊線1L及びこれに接続した起動変圧器（STr1S）の活用も検討したが、1/2号開閉所において大熊線1L設置場所の上部に屋根の損壊が確認されたため、より安定的な経路の復旧として、大熊線2Lの活用を決定した。なお、大熊線2Lに接続した起動変圧器（STr2S）は、電線支持部分の碍子の損傷が確認されたことに加え、その設置場所の放射線量が高く、復旧作業を行うことが困難だった。

²⁶⁹ 通常時、電気設備の技術基準の解釈第59条第7項において、送電線鉄塔は支線を用いてその強度を分担させないこととされているため、本店対策本部は、長期間の送電を考慮して、支線で支えられた鉄塔を使用しない方法を検討した。