

（案）

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の

技術的知見について

（中間とりまとめ）

平成24年2月

原子力安全・保安院

## I. 検討の背景と進め方について

- I-1 東北地方太平洋沖地震について
- I-2 東京電力福島第一原子力発電所等の事故の概要
- I-3 東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえた検討課題及び検討の進め方
- I-4 中間取りまとめの構成と今後の取扱い

## II. 外部電源設備について

- II-1 地震による外部電源の被害と影響
- II-2 外部電源に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

## III. 所内電気設備について

- III-1 所内電気設備の機能と概要
- III-2 各原子力発電所における津波の襲来状況
- III-3 第一発電所の所内電気設備等の被害状況
- III-4 第一発電所及び第二発電所における電源復旧
- III-5 内外の規制動向
- III-6 所内電気設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

## IV. 冷却設備について

- IV-1 冷却設備の機能と概要
- IV-2 津波による冷却設備の被害と対応の状況
- IV-3 冷却機能に関する規制の現状
- IV-4 冷却設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

## V. 閉込機能に関する設備について

- V-1 格納容器の破損等による放射性物質の漏えい経路について
- V-2 ベントによる建屋への水素の逆流
- V-3 ベント操作と低圧注水への移行
- V-4 水素爆発について
- V-5 閉込設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

## VI. 指揮・計装制御設備及び非常事態への対応体制等について

- VI-1 指揮・通信設備、計装設備に関する被害状況について
- VI-2 指揮・通信設備、計装設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策
- VI-3 非常事態への対応体制について

## VII. 規制の体系に関して反映すべき視点について

<別添>

[別添資料1] 地震による設備・機器等への影響

- 1.地震応答解析による設備・機器等への影響評価
- 2.プラント状況からみた設備・機器等への影響評価
- 3 これまでの調査・分析を踏まえた地震影響に関する考察

[別添資料2] 1～3号機の事象進展に関する整理と考察

- 1.1～3号機の冷却機能の状況
2. 各冷却設備の動作状況に関する考察
3. 格納容器圧力の挙動（2、3号機）に対する考察

「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見に関する意見聴取会」名簿

開催実績

## I 検討の背景と進め方について

### I-1 東北地方太平洋沖地震について

東北地方太平洋沖地震は、平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分に発生し、東日本太平洋岸地域に甚大な被害をもたらした。この地震は、我が国観測史上最大のマグニチュード 9.0 を記録し、震源は北緯 38.1 度、東経 142.9 度、深さ 23.7km であった(図 I-1-1 参照)。この地震により、その後 7 波にわたって東北地方に大規模な津波が襲来、全浸水面積は 561km<sup>2</sup>におよび死亡者・行方不明者は約 2 万 5 千人となっている。

東京電力福島第一原子力発電所(以下「第一発電所」という。)の原子炉建屋基礎版上において観測された地震動については、基準地震動  $S_s$  の最大応答加速度値を概ね下回っているものの、2・3・5 号機の東西方向において一部、最大加速度値が基準地震動  $S_s$  を上回っていた(表 I-1-1 参照)。

また、津波については、3 月 11 日 15 時 27 分(地震発生から 41 分後)に最初の大きな波が第一発電所に到達し、その後 15 時 35 分に次の大きな波が到達した。同発電所における設置許可上の設計津波高さは 3.1m、土木学会による「原子力発電所の津波評価技術」に基づく評価(2002 年)では、最高水位が 5.7m とされていたが、実際の津波遡上高さは 14m~15.5m におよんだ。

### I-2 第一発電所等の事故の概要

第一発電所には、1~6 号機までの 6 基の沸騰水型原子炉(BWR)が設置されており、総発電量は 469.6 万 kW である(図 I-2-1 参照)。3 月 11 日の地震発生時は、1 号機は定格電気出力運転、2・3 号機は定格熱出力の運転中であり、4・5・6 号機は定期検査中であった。このうち、4 号機については、大規模修繕工事を実施中であり、原子炉圧力容器にあった燃料は全て使用済み燃料プールに移送された状態であった。

地震による揺れを受けて、当時運転中であった 1~3 号機は、原子炉が正常に自動停止した。同発電所においては、外部からの受電系統 6 回線(うち 1 回線は工事停止中)の全てが、地震による近傍盛土の崩壊に伴う送電鉄塔の倒壊や受電用遮断器、断路器の損傷などにより受電できない「外部電源喪失」状態となった。これを受け直ちに、非常用ディーゼル発電機が起動し所内電源を確保するとともに、隔離時冷却系(RCIC)や非常用復水器(IC)などの炉心冷却系の起動により、原子炉は正常に冷却されていた。

その後、津波の襲来により 1~5 号機において、非常用ディーゼル発電機、交流電源設備(高压電源盤、パワーセンター等)が水没・被水することなどにより使用不能となり、交流電源を駆動電源として作動する注水・冷却設備が使用できない状態となった(「全交流電源喪失」)(表 I-2-1 参照)。また、全ての号機の補機冷却用海水ポ

ンプも津波により水没・被水し、残留熱除去系及び補機冷却系が機能喪失し、原子炉内の残留熱や機器の使用により発生する熱を海水へ逃がす「最終ヒートシンク」喪失となった。

更に、1・2・4号機では、津波の襲来により直流電源機能や中央操作室における計測機器等が全て機能喪失し、プラントの状態監視や電動弁の制御等が出来なくなった。また、直流電源機能が残った3号機においても、最終的にはバッテリーが枯渇し、1～4号機において交流電源及び直流電源の双方を長時間にわたって喪失する「完全電源喪失」の状態となった。

こうした完全電源喪失などの要因により、炉心冷却システムが停止したことにより、原子炉水位が低下し、炉心の露出から最終的には炉心溶融に至った。その過程で、燃料の被覆管中のジルコニウムと水が反応し、大量の水素が発生した。この水素が揮発性の放射性物質とともに格納容器を経て原子炉建屋に漏れ出し、1・3・4号機の原子炉建屋で水素爆発が発生した(図 I-2-2 参照)。また、周辺の汚染を引き起こした。

一方、その他の原子力発電所においても同様に地震及びその後の津波により、外部電源、交流電源、海水冷却機能に大規模な被害が生じたものの、福島第二原子力発電所(以下「第二発電所」という。)及び女川発電所においては、外部電源が1回線は使用可能であったこと、また東海第二発電所においては、非常用ディーゼル発電機が使用可能であったことにより、交流電源の喪失には至らなかった。また、冷却用海水ポンプについても一部が残存し、その機能を維持することができた。この結果、これらの原子力発電所においては、最終的に冷温停止に至ることができた(表 I-2-2 参照)。

### I-3 第一発電所の事故を踏まえた検討課題及び検討の進め方

津波による電源系統設備の共通要因故障が長時間の全電源喪失を引き起こし、アクシデントマネジメントが不十分であったことなどから、結果としてシビアアクシデントを防止できず、大量の放射性物質が環境中に放出されたことについては、原子力安全・保安院(以下「保安院」という。)は、原子力安全規制担当機関として深く反省しなければならない。そして、今回の事故から可能な限りの教訓を引き出し、今後の原子力安全に役立てていくことは原子力安全規制機関の責務である。

こうした観点から、保安院は、事故の発生及び事故の進展について現時点までに判明している事実関係について、事故シーケンスに従って整理し、事象の各段階における技術的知見を体系的に取りまとめ、主に設備・手順に係る必要な対策の方向性について検討することとした。このため、意見聴取会を設置し、保安院の分析や考え方に対する専門家の意見を聴きながら、検討を進めてきた。

具体的な検討の対象は、第一発電所の事故における外部電源設備(変電所、開閉所

等)、所内電気設備(非常用電源設備等)、冷却設備(炉心冷却系、補機冷却系等)、閉込設備(格納容器、ベント設備等)、管理・計測制御設備(炉内計装設備、通信設備等)等である。事故シーケンスにおける検討の範囲は、地震の発生から、炉心損傷及び閉込機能喪失により放射性物質が外部環境に放出されるまでの発電所で生じた事象である。また、第一発電所全号機の原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系が今回の地震により受けた影響については、「建築物・構造に関する意見聴取会」において別途モデル解析などを実施していることから、合同で意見聴取会を開催し、関係する論点についての検討を行った。

本中間取りまとめは、こうした検討を通じ技術的知見を可能な限り抽出するとともに、それに対応する具体的な対策の方向性を整理したものである。

このように、今回の検討は、事故の発生及び進展の過程で生じた個々の事象について、現時点で得られている情報等を基に工学的な観点から出来るだけ深く分析することに努めた。しかし、事故後の放射性物質による汚染などのために現場の確認を行うことが難しい設備・機器が多く、また熔融・落下した炉心の状況など事象の解明が十分に進んでいない部分やまだ分析が不十分なところも残されているため、今後検討対象を拡大するとともに、更に分析を加え内容の充実を図っていく必要がある。

※今回の事故を踏まえた知見の整理については、地震による福島第一・第二、女川及び東海第二原子力発電所への地震動及び津波の影響評価や連動による地震・津波の評価方法など今後の耐震安全性評価に対する反映方針等については「地震・津波に関する意見聴取会」にて、また、今回の事象進展における経年劣化の影響については「高経年化技術評価に関する意見聴取会」にてそれぞれ専門家の意見を踏まえ、検討を進めているところ。

本中間取りまとめに記載した技術的知見と対策については、第一発電所が沸騰水型原子炉(BWR)であり、基本的にBWRを念頭に置いて整理している。このため、加圧水型原子炉(PWR)と共通であると考えられる事項のほか、主にBWRのみに適用される事項とがある。

(主にBWRにのみ適用される対策については、個別対策毎に注釈を付記)

なお、本中間取りまとめは、あくまで保安院が原子力安全規制機関としての責任の下で整理したものであり、意見聴取会ではその参考とするための意見を聴いたものである。

#### I-4 中間取りまとめの構成と今後の取扱い

本検討においては、事故の発生及び事故の進展に関し現時点までに判明している事実関係について、事故シーケンスに従って整理・分析してきた。従って、本中間取りまとめにおいても、事故シーケンスを基本として、「外部電源設備」、「所内電気設備」、「冷却機能」、「閉込機能」及び「管理・計装制御機能等」について、それぞれに章立

てを行い、これまでの検討結果を中心に記載した。

また、事故発生後の炉心冷却に関する事象進展については、事実関係が複雑で多岐に亘るため、別添資料として詳細な整理と考察を行った。地震による設備・機器等への影響についても、「建築物・構造に関する意見聴取会」と合同で意見聴取会を開催し分析を行ったことから、別添資料として検討結果を整理した。また、意見聴取会に提出した図表についても、可能な限り整理して掲載することとした。

本中間取りまとめの今後の取扱いについては、更に分析を加え内容の充実を図っていく必要があることから、技術的知見を広く募集し今後の参考としていく予定である。

## II 外部電源設備について

### 【要旨】

#### 〈外部電源の被害状況〉

- 東北地方太平洋沖地震により、東通発電所、女川発電所、第一発電所、第二発電所、及び東海第二発電所の外部電源が一部系統を除き停止。
- 第一発電所では、開閉所の遮断器及び断路器の損傷(1・2号機)、送電線路のトリップ(3・4号機)、近傍盛土の崩壊に伴う鉄塔倒壊(5・6号機)等により、全ての外部電源を喪失。

#### 〈被害の原因と現行の対応状況〉

- 第一発電所の開閉所の電気設備が損傷した原因は、地震動が開閉所設備に適用される民間規格の設計基準を超過したこと等であることが判明。
- 近傍盛土の崩壊に伴い送電鉄塔が倒壊。保安院の指示に従い、各事業者が現地踏査等による盛土・急傾斜地・地滑りの評価を実施。
- 外部電源の信頼性について、保安院の指示に従い、各事業者が変電所の停電等の想定事象における外部電源喪失の可能性を評価し、必要に応じ対策を立案・実施。

#### 〈技術的知見と対策〉

- 東北地方太平洋沖地震に際し、交流電源確保の成否が原子力発電所の安全確保の結果に大きな差異を生じたことを踏まえ、原子力発電所に直接繋がる変電所までを規制上の視野に入れた外部電源の信頼性向上が必要。
- 原子力発電所内開閉所の多重化されていない電気設備の損傷により外部電源が喪失したことを踏まえ、開閉所の設備の耐震性を向上させることが必要。
- 外部電源の電気設備の損傷により、送電の復旧に長時間を要したケースがあったことを踏まえ、重大な事故に至るリスクを低減するため、外部電源の復旧の迅速化が必要。例えば、作業に必要な資機材等を準備することが適当。また、送電線路の損傷箇所を迅速に特定する設備を導入することが適当。

### II-1 地震による外部電源の被害と影響

#### (1) 各原子力発電所の外部電源の被害の状況

原子力発電所の外部電源は、所外の変電所設備並びに送電線設備、及び所内の開閉所設備から構成されている(図II-1-1 参照)。

東北地方太平洋沖地震では、東通発電所、女川発電所、第一発電所、第二発電所、及び東海第二発電所の外部電源 22 回線のうち、地震後に電力供給できたのは女川発電所及び第二発電所の 3 回線に過ぎず、工事中又は作業中で停止していた 2 回線も含め他の 19 回線は系統中の電気設備のどこかに地震による損傷等が生じ電力供給が

停止した(図Ⅱ-1-2～Ⅱ-1-6、表Ⅱ-1-1～Ⅱ-1-6 参照)。

この中には、原子力発電所内外の電気設備が地震動により損傷又はトリップしたケースのほか、接続する変電所の更に上位系統が停電したケース(東通発電所、東海第二発電所)、鉄塔が倒壊したケース(第一発電所5・6号機)などが含まれる。

原子力発電所内の開閉設備については、第一発電所において地震動で一部の遮断器又は断路器が損傷したため受電できなかったが、他の原子力発電所(東通発電所、女川発電所、第二発電所、東海第二発電所)においては、概ね受電能力に影響する被害はなかった。

## (2) 外部電源に関する設備損傷等の原因と対応状況

### ① 変電所及び開閉所の電気設備

第一発電所、第二発電所、女川発電所及び東海第二発電所の送電線が接続する変電所において、地震動により断路器、避雷器等の損傷が発生した。また、これら以外にも、原子力発電所に直接繋がるものではないが、第一発電所及び第二発電所が接続する新福島変電所において遮断器等の損傷が発生しており、東京電力が損傷原因に関する詳細評価を実施した(文献)。また、原子力発電所内の開閉所設備について、東京電力が第一発電所の遮断器及び断路器の損傷について解析による詳細評価を実施した。それらによると、地震動が当該設備に適用されている民間規格の設計基準を上回ったことや地震動により損傷した機器の荷重が電線により接続されている機器に加わったことなどにより、損傷が発生したと推定されている(文献)。

また、今般の地震で損傷が発生した第一発電所の大熊線1号線及び2号線に接続する開閉所の遮断器(図Ⅱ-1-7 参照)は、いずれも1978年に設置されたABB(気中遮断器(空気))であった。ABBを含むがいし型遮断器は、タンク型遮断器(ガス絶縁開閉装置(GIS))(図Ⅱ-1-8 参照)等に比べ耐震性能が低いとの調査結果が1978年の電気協同研究会によって示されており、GISの方が保守点検の利便性が高いこと等とも併せて、現状において8割以上の開閉所の遮断器はGISとなっていたが、第一発電所においては全ての遮断器がABB型のままであった(表Ⅱ-1-7及びⅡ-1-8 参照)。

### ② 送電鉄塔

東北地方太平洋沖地震において、原子力発電所に送電する送電線を支える送電鉄塔そのものが地震動による揺れで倒壊したものは確認されていない。なお、第一発電所5・6号機は、外部電源の送電線路(夜/森線1・2号線)の鉄塔1基が近傍の盛土の崩壊に巻き込まれて倒壊し、外部電源喪失に至ったと考えられる(図Ⅱ-1-9 参照)。

各事業者は、保安院からの指示を受け、現地踏査等による盛土・急傾斜地・地滑りの評価を実施しており、今後、評価結果を踏まえ必要に応じ対策を行うこととして

いる。

### ③電線の支持がいし

電線の支持がいしについては、長幹支持がいしの損壊が多数発生した(図Ⅱ-1-10参照)。

これを受け、事業者は、遅くとも 23 年度内には長幹支持がいしの懸垂がいし等への取替や長幹支持がいしへの免震金具の取付けなどの信頼性向上策を講じることとしている。

### ④その他(避雷器等の損壊、トリップ、電力供給の信頼性)

避雷器については、簡易な作業により復旧が可能であるものの、地震動による避雷器の損傷で原子力発電所の外部電源の喪失が生じたケースがある(図参照)。

また、送電機能に影響する設備被害が生じていない場合であっても、一時的な短絡・地絡等によるトリップで送電が停止したケースがあり、これらの健全性を確認した上で復旧するまでには時間を要している。

原子力発電所等への電力供給の信頼性については、各事業者において、保安院からの指示(4月15日)に従い、1変電所の全停電等の厳しい条件想定して影響を評価し、外部電源が喪失しないか、あるいは外部電源喪失が発生しても少なくとも送電システムの切換えによる早期復旧が可能となるよう、必要に応じ対策を講じることとしている。

## (3) 外部電源設備に関する規制の現状

外部電源設備(変電所、送電線、原子力発電所内開閉所(以下「開閉所」という。)等の原子力発電所に直接給電する電気設備)については、発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針(原子力安全委員会)において、異常発生防止系(PS)のうち、一般産業施設と同等以上の信頼性を有するもの(クラス3)として位置付けられている。(注:異常影響緩和系(MS)としての位置付けはない。)

また、原子力安全委員会では、外部電源に対し更なる信頼性の向上について検討している。

## Ⅱ-2 外部電源に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

### (1) 原子力発電所の外部電源の信頼性向上

第一発電所では、後述のとおり津波により施設内の電気設備が水没・被水により機能喪失したため、外部電源が機能していたとしても受電を継続することは難しかったと考えられるが、外部電源の喪失が復旧作業の困難化の一因となるなどシビアアクシデントの進展防止を阻害する要因の一つとなった。また、外部電源を含む何

らかの交流電源を利用することができた女川発電所及び第二発電所では、地震後の津波による被害を受けてもシビアアクシデントに至ることなく冷温停止に移行する等の緊急時対応を実施できたことに留意する必要がある。

外部電源の信頼性については、地域全体の停電や山間部を通る送電線路の途絶などによる外部電源喪失のリスクがあるため、原子力発電所の安全確保を外部電源に過度に依存することは適当ではない。しかしながら、東北地方太平洋沖地震に際し、交流電源確保の成否が原子力発電所の安全確保の結果に大きな差異をもたらした。

従って、実現可能な範囲で外部電源の信頼性を向上させることが必要。

#### 対策1 外部電源系統の信頼性向上

現状では、原子力発電所外の施設は原子力安全確保の観点からの規制対象ではないが、少なくとも原子力発電所に直接繋がる変電所までを規制の視野に入れた上で、異なるルート（送電線及び変電所）からの給電を確保するなどにより、1つのルートを失っても当該発電所が外部電源喪失にならないよう外部電源系統の信頼性を高いものとするを求めることが適当。

#### 対策2 変電所設備の耐震性向上

変電所設備の信頼性を向上させるため、原子力発電所に直接接続される全送電線路の直近変電所引出口に施設される断路器について、今般の地震で損傷した新福島変電所の断路器と同型の断路器の構造改良並びに高強度がいし及びガス絶縁機器の採用を行うなどにより、耐震性を強化した回線を2回線以上確保することが適当。

### (2) 原子力発電所の開閉所設備の耐震性向上

原子力発電所の開閉所については、第一発電所において一部の遮断器及び断路器が地震により損傷し、これが外部電源喪失の一因となった。開閉所内の個々の送電設備は多重化されていないため、系統のどこかに損傷が発生すると外部電源喪失に繋がる可能性が高い(図 参照)。

従って、原子力発電所の開閉所設備の耐震性を向上する必要がある。

なお、変電所では、電気設備の多重化が図られており、一部の機器に損傷が発生しても当該箇所の切離し等により機能を維持できる可能性がある(図Ⅱ-1-11 参照)。

#### 対策3 開閉所設備の耐震性向上

開閉所の電気設備(遮断器、断路器等)の地震による機能喪失のリスクを低減させるため、耐震性の強化及び設備の多重化等を組み合わせるなどにより、耐震性を向上させることが適当。また、がいし型遮断器(空気遮断器(ABB)等)については地震による機能喪失リスクを評価した上でGIS等への設備の更新等を行うことが適当。

### (3) 外部電源の復旧の迅速化

東北地方太平洋沖地震では、遮断器のトリップによる送電の停止が多数発生した他、変電所又は送電線の電気設備が損傷したため、例えば東海第二発電所など送電までに数日以上の時間を要したケースがあった(注:東海第二発電所では非常用 DG により電源を確保)。また、外部電源による安定的な電力供給を回復できれば、シビアアクシデント等の重大な事故に至るリスクを低減することができる。

従って、地震等により損傷した外部電源設備の復旧を迅速化することが必要である。

#### **対策 4** 外部電源設備の迅速な復旧

外部電源設備の復旧を、各原子力発電所の全交流電源喪失時に事故に進展しない時間内に実施できるようにすることを念頭に置き、損傷した場合に復旧に時間を要する外部電源設備の予備、又はそれらを迅速に復旧する作業のための資機材の確保及び手順をまとめた事故対応マニュアルの整備等を準備しておくことが適当。また、より早期に復旧作業に着手できるようにするため、電線路が長い場合には、損傷箇所を迅速に特定できる設備(フォルトロケータなどの事故点標定装置)の導入を求めることが適当。

### Ⅲ 所内電気設備について

#### 【要旨】

##### <所内電気設備の被害状況>

- 第一発電所では、海に近いタービン建屋 (T/B) 及びコントロール建屋 (C/B) の地下階に設置されたほとんどの電気設備が被水・水没。
- 非常用ディーゼル発電機 (D/G) は、その発電機本体が被水・水没で機能を喪失したほか、本体が被水・水没を免れても、起動・運転及び電力供給に必要な直流電源、海水ポンプ、送電ラインにある配電盤 (M/C、P/C) などが被水・水没したことにより機能を喪失。
- M/C は、R/B にあった 6 号機を除き、被水・水没により機能喪失した。P/C は、T/B の 1・2 階にあった 2・4・5 号機の一部の P/C、R/B 地下及び DG/B 地下にあった 6 号機の非常用 P/C を除き、被水・水没により機能喪失。
- 直流電源については、地下階に設置していた 1・2・4 号機は水没したが、中地下階に設置していた 3・5・6 号機では被水・水没を免れた。ただし、3 号機の直流電源は、交流電源による充電がなされず後に枯渇。5 号機の直流電源は、6 号機の D/G からの電源融通で充電を再開。

##### <電気設備の機能喪失が他の安全設備に与えた影響>

- 1 号機は、津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失した全交流電源喪失に加え、直流電源も機能喪失した完全電源喪失が発生し、冷却系 (非常用復水器 (IC)、高圧注水系 (HPCI)) が操作不能となり、早期に事象が進展。
- 2 号機は、1 号機と同様、直流電源を含む完全電源喪失が発生したため、津波到達時に作動していた隔離時冷却系 (RCIC) の制御が不能 (RCIC の作動自体は続いた)。
- 3 号機は、直流電源が機能しており、RCIC 又は HPCI の作動により炉心の冷却が行われたが、後に直流電源が枯渇。

##### <技術的知見と対策>

- 共通要因故障による電源喪失の発生を防止するため、所内電気設備一式の位置的な分散、建屋等の水密化による浸水対策、外部からの給電の容易化を確保することが適当。
- 非常用交流発電機を強化するため、多重化及び冷却方式の多様性を確保することが適当。
- 非常用直流電源を強化するため、長時間の機能維持、個別専用の充電システムを設置することが適当。
- 事故後の対応・復旧を迅速化するため、電気設備関係の予備品を備蓄しておくことが適当。

### Ⅲ-1 所内電気設備の機能と概要

安全上重要な設備・機器等へ電力を供給するシステムを系統で見た場合、電源本体は勿論のこと、電源の起動系(起動用電源、圧縮空気)、制御系(制御用電源)、及び機能維持設備(補機冷却系、燃料供給等)が必要である場合があり、また設備・機器等へ電力を供給するための配電設備が必要である。

ここでは、原子力発電所内の交流及び直流の非常用電源から設備・機器等へ電力を供給するために必要となる一連の電気設備(以下「所内電気設備」という。)を取り扱う

#### (1) 非常用交流電源(図Ⅲ-1-1 参照)

外部電源喪失等の場合は、所内に設置されている交流電源設備である非常用ディーゼル発電機(D/G)からの電力供給が行われる。

D/Gを起動・運転し電力を供給するためには、D/G本体だけでなく、関係する設備・機器が正常に機能する必要がある。D/Gの起動時には、燃料だけでなく、発電機の励磁や遮断器操作のための直流電源、起動時の動力源となる圧縮空気が必要であり、D/Gの運転中には、ディーゼル機関や各種ポンプ等を冷やす冷却系(補機冷却用海水ポンプ等)が必要である。

また、D/Gからの電力を設備・機器(ポンプ等)に供給するためには、非常用高圧配電盤(M/C)、非常用パワーセンタ(P/C)、モーターコントロールセンタ(MCC)等の一連の配電用の電気設備が必要である。

#### (2) 直流電源設備

直流電源設備は、中央制御室制御盤、現場制御盤、中性子モニタ、プロセス放射線モニタ、地震計、原子炉水位・圧力計、格納容器圧力・温度計等の各種計装制御のほか、RCIC、高圧注水系(HPCI)、IC等の設備・機器等の直流電動弁等に電力を供給する。また、直流電源設備は、静止型整流装置(充電器)及び蓄電池で構成される。電力を供給するためには、MCC等の配電用の電気設備が必要である。

外部電源又は非常用交流電源が機能している時は、充電器を介して交流を直流に変換した上で電力が供給されるが、交流電源喪失等の場合は、蓄電池から直接直流を供給することとなる。

従って、直流電源設備は、原子炉の制御に不可欠な機能を果たすとともに、交流電源喪失時における唯一の電力供給源である。

### Ⅲ-2 各原子力発電所における津波の襲来状況(表Ⅲ-2-1～Ⅲ-2-3 参照)

第一発電所では、津波遡上高さが敷地高さを超え、T/B、C/B等の主要な建物まで浸水し、建屋開口部から建屋内に海水が流入した。特に、海に近いタービン建屋では地下階が水没するなどし、非常用ディーゼル発電機(D/G)や非常用高圧配電盤(M/C)等

のほとんどが機能喪失するなど所内電気設備の被害が著しかった。また、海沿いに設置された屋外設備(海水ポンプ等)が水没し、機能を喪失した(図Ⅲ-2-1 及びⅢ-2-2 参照)。

第二発電所では、海沿いの海水熱交換器建屋が開口部からの海水の流入により一部で水没したが、主要な建物は1号機原子炉複合建屋を除き海水の流入はなかった(図Ⅲ-2-3 及びⅢ-2-4 参照)。

女川発電所では、2号機で海沿いの施設に流入した海水が原子炉建屋附属棟まで達し、補機冷却系熱交換器室の一部の機器が被水したが、これ以外、他の号機を含め主要な建物には海水の流入はなかった(図Ⅲ-2-5 及びⅢ-2-6 参照)。

東海第二発電所では津波対策を実施途中の一部の海水ポンプ等が被水したが、主要な建物には海水の流入はなかった(図Ⅲ-2-7 及びⅢ-2-8 参照)。

### Ⅲ-3 第一発電所の所内電気設備等の被害状況(図Ⅲ-3-1～Ⅲ-3-3 参照)

#### (1) 被害状況(表Ⅲ-3-1～Ⅲ-3-4 参照)

第一発電所では、海に近いT/B及びC/Bの地下階に多くの電気設備が設置されており、そのほとんどが被水・水没し、機能を喪失した。

非常用ディーゼル発電機(D/G)は、そのほとんどの発電機本体が被水・水没で機能を喪失したほか、本体が被水・水没を免れても、起動・運転及び電力供給に必要な直流電源、海水ポンプ、送電ラインにある配電盤(M/C、P/C)などが被水・水没したことにより機能を喪失した。2・4号機に設置されていた空冷D/Gは、原子炉建屋から離れた共用プール建屋1階に設置されており冷却用の海水ポンプは必要でなく津波後も本体の機能は維持されていたが、共用プール建屋地下に設置されていた直流電源設備と配電盤の水没で使用できなくなった。なお、6号機の空冷D/Gは、専用建屋(DG/B)に設置されており本体が被水・水没を免れたことに加え、後述のとおり直流電源設備や配電盤(M/C、P/C)などの機能が維持されていたため、電力供給を行うことができた。

M/Cは、R/Bにあった6号機を除き、被水・水没により機能喪失した。P/Cは、T/Bの1・2階にあった2・4・5号機の一部のP/C、R/B地下及びDG/B地下にあった6号機の非常用P/Cを除き、被水・水没により機能喪失した。

直流電源設備については、T/B地下階に設置していた1・2・4号機は水没したが、T/B中地下階に設置していた3・5・6号機では被水・水没を免れた。ただし、3号機の直流電源設備は、交流電源による充電がなされず後に枯渇した。5号機の直流電源は、6号機のD/Gからの電源融通で充電を再開することができた。

#### (2) 所内電気設備の機能喪失が他の安全設備に与えた影響(図Ⅲ-3-4 参照)

##### ① 1号機

1号機は、外部電源喪失に加えて、津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能

喪失した全交流電源喪失発生。さらに、直流電源設備も機能喪失した結果、完全電源喪失が発生し、冷却系(非常用復水器(IC)、高圧注水系(HPCI))が操作不能となり、早期に事象が進展した(詳細は、表Ⅲ-3-5 参照)。

ICについては、津波襲来後の直流電源喪失により、弁の開閉状況の表示が消えるとともに、操作不能となった。また、IC配管の格納容器内側及び外側の隔離弁は、弁開閉動作の制御回路の直流電源喪失により隔離弁作動のインターロックがフェールセーフ動作として閉動作する仕組みとなっている。駆動源がなくても使用可能なICが、このインターロックにより機能を失う設計となっていたことが正しく認識されていなかったことが事故の進展を早めた一因である。更に、格納容器内側弁については交流電源作動であったため、直流電源が一時的に復活した際にも状況確認と操作ができなかった。なお、事故後の現状確認ではA系統ICの格納容器内側隔離弁が部分開であることが確認されているが、開度は現時点では不明である。

なお、HPCIについては、津波の襲来までは、給水ポンプにより原子炉水位が回復し、MSIVが閉止した後はICの作動により原子炉の水位・圧力が制御できていたため作動していない。津波襲来以降は、直流電源喪失により、HPCI起動に必要な機器(補助油ポンプ、電動弁等)が作動できず、使用できない状況となった。

## ② 2号機及び3号機

2号機は、1号機と同様、直流電源を含む全電源が喪失したため、津波到達時に作動していた隔離時冷却系(RCIC)の制御ができない状況になっていたが、何らかのメカニズムにより、その後3日程度の間、RCICが作動を続け炉心の冷却が継続した(詳細は、表Ⅲ-3-6 参照)。

3号機は、直流電源が機能しており、RCIC又はHPCIの作動により炉心の冷却が行われた(詳細は、表Ⅲ-3-7 参照)。

## Ⅲ-4 第一発電所及び第二発電所における電源復旧(表Ⅲ-4-1 参照)

第一発電所1~4号機では、全ての高圧配電盤(M/C)が水没・被水により使用できなかったため高圧での受電ができず、仮設ケーブルの敷設や移動用M/Cの設置などの復旧作業に長時間を要した(注:3月20日以降順次受電)。5号機では、全てのM/Cが水没・被水により使用できなかったものの、6号機からの電源融通により、3月12日には直流電源の一部が復旧できた。

第二発電所では、非常用のM/CとP/Cの一部が水没した1号機では、使用可能な常用のP/C又は電源車から仮設ケーブルを敷設し、復旧を進めた。

いずれも、概ね、個々の設備毎に使用可能なM/C、P/Cを活用し、又は電源車から仮設ケーブルを敷設することにより給電復旧している。

## Ⅲ-5 内外の規制動向

電気設備に関する国内規制としては、原子力安全委員会の安全設計審査指針の「指

針48 電気系統」において、非常用所内電源系は、多重性又は多様性及び独立性を備えた設計であることが要求されており、また、「指針27 電源喪失に対する設計上の考慮」において、短時間の全交流動力電源喪失に対して、停止後の冷却を確保できる設計であることが要求されている。

なお、原子力安全委員会では、第一発電所の事故を踏まえ、安全設計審査指針等の見直しを行うため、安全設計審査指針等検討小委員会を設置し代替電源を設置すること等のSB0に関する検討を実施している。

一方、保安院は、緊急安全対策の実効性を担保するため、実用炉規則第11条の3(電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備)及び第16条(保安規定)並びに技術基準省令第5条の2(津波による損傷の防止)により、津波により3つの機能(全交流電源喪失、海水冷却機能、使用済み燃料貯蔵プール冷却機能)を全て喪失したとしても炉心損傷等を防止できることを法令上の要求とした。

なお、海外では、全交流電源喪失時に備えて代替電源が確保されている例がある(表Ⅲ-5-1 参照)。

### Ⅲ-6 所内電気設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

所内電源設備を含め電気設備のほとんどが機能を失った第一発電所 1～3 号機は最終的には炉心損傷に至ったが、所内電気設備の機能喪失が一部に留まった他の発電所は冷温停止に移行することができた。即ち、第一発電所 1～3 号機が炉心損傷に至った原因については、起因としては津波であるが、事故進展においては、外部電源喪失時において各種の安全設備に電力を供給する所内電気設備の機能喪失の影響が非常に大きかったと言って差し支えない。(4号機は運転停止中)

従って、原子力発電所の安全確保における電気設備の重要性を、改めて強く認識する必要がある。特に、原子炉停止直後に必要な高圧注水系を作動させたり、原子炉の状況を把握するための中央制御室や各種計装に給電する非常用直流電源は、その後の事故進展を防止・抑制するために死活的な重要性がある。

#### (1) 所内電気設備の共通要因故障による機能喪失の防止

海に近く海水が流入したタービン建屋(T/B)やコントロール建屋(C/B)の地下など低い階に設置されていた電気設備は、そのほとんどが被水等により機能が喪失した。また、同一建屋の同一階に設置されていた機器は、今回は津波による被水・水没という共通要因により、同時に機能を喪失した。更に、津波が共通要因故障を引き起こし、多重故障による 1～4 号機間を通じた電気設備の機能喪失が生じたため、代替機能を短時間で用意することができず復旧に長時間を要した。(5,6号機は、1-4号機とは電力融通ができるようにはなっていなかった)

従って、共通要因故障による機能喪失を防止することが極めて重要であり、非常用

電気設備の十分な多様性と独立性を確保する必要がある。また、電気系統の各階層(M/C、P/C、MCC等)のいずれかでの単一の故障により、電気系統としての機能を喪失することを防止する必要がある。

#### 対策5 所内電気設備の位置的な分散

所内電気設備が共通要因によって同時に機能を喪失することを防止するため、非常用の交流系及び直流系の電源及び配電盤を含め、電気設備一式の多重性を強化するとともに、配置場所について、位置的な分散(例えば、配置建屋、建屋内の位置(海側/陸側、高所/低所)の分散等)を確保することが適当。(注：非常用交流電源については、対策7)においても記載)

#### 対策6 浸水対策の強化

想定津波高さに備えた防潮壁等の設置に加え、多重防護の観点から建屋の水密化、特に重要な非常用電気設備を地下階など浸水の可能性がある場所に設置している場合には部屋単位での水密化、更には浸水時に備えた排水機能の用意等により確実な耐浸水性を確保することが適当。

### (2) 非常用交流電源の強化

非常用ディーゼル発電機(D/G)が津波により機能喪失に至ったため、非常用D/Gから電気の供給を受けるはずであった各種の安全設備が機能を失った。非常用D/Gは設備自体が被水・水没していなくとも、ディーゼル機関等の冷却系の一部である海水ポンプが津波により破損したため、機能はしなかったと推定される。また、燃料供給、起動・制御に必要な直流電源、送電先の配電盤のいずれかが機能喪失すると使用できなくなった。

従って、上記の共通要因故障の防止に加え、更なる非常用交流電源の多重性と多様性の強化が必要である。

#### 対策7 非常用交流電源の多重性と多様性の強化

非常用交流電源の多重性に関し、設備面のみならず運営面においても、点検保守による待機除外、それに加えて自然災害等による機能喪失や故障を考慮した、多重性の強化を図ることが適当。

また、非常用交流電源の多様性に関し、空冷及び水冷等による冷却方式の多様性を強化することにより共通原因による非常用交流電源の喪失を防ぐことが適当。加えて、外部電源の復旧期間を見込んだ十分な燃料を確保することが適当。

### (3) 非常用直流電源の強化

長期全交流電源喪失下での直流電源喪失により、原子炉の状態を検知する計器類

が機能を喪失し、状態把握が著しく困難になった。また、弁開閉のみならず、RCIC や HPCI の起動・制御ができなくなったことを踏まえ、交流電源が使用できない状況下では直流電源を維持することが必要不可欠であった。

今回の事故では、交流電源が喪失してから長期に亘り復旧させることができず、これに備えるべき非常用直流電源の蓄電容量が数時間と短かったため、冷却機能等を長時間維持することができなかった。

従って、蓄電池の大容量化を含めた抜本的な非常用直流電源の強化が必要である。

#### 対策 8 非常用直流電源の強化

電源車や別途の非常用発電機の設置を前提として、非常用直流電源の各系統において、蓄電池が枯渇する前の充電などにより長期間の機能維持を可能とすることが適当。その上で、電源車や別途の非常用発電機など外部からの給電に時間を要する事態を考慮し、一系統の蓄電池の蓄電容量のみで負荷の切り離しを行わずに 8 時間、さらに不必要な負荷の切り離しを実施した上で 24 時間の稼働を可能とするよう蓄電容量を確保することが適当。

#### 対策 9 個別専用電源の設置

原子炉の状態把握には計装電源が必須であるが、直流電源喪失により隔離弁の開閉状態、圧力容器・格納容器等の温度が確認できず正確な判断ができなかったことを踏まえ、シビアアクシデント時などにおいて特に重要な計装に専用(計装と作動が同一電源の場合を含む)の電源を、充電システムや蓄電池を既設及び代替電源とは別途用意するなどにより確保することが適当。

### (4) 事故時・事故後の対応・復旧の迅速化

交流電源の復旧作業は、地震や津波、爆発等による劣悪な環境の中、P/C や電源車等から仮設の配電盤やケーブル等を機器毎に敷設することになり、長時間を要した。交流電源の復旧に時間を要する中、計器類の直流電源はバッテリーを収集することから始める必要があった。このため、直流電源が機能していた 3 号機においても交流電源が復旧する前にバッテリーが枯渇し、炉心損傷等への進展を招くこととなった。

従って、全電源喪失時等の緊急事態において、別途用意されている電源車や発電機などの給電口への繋ぎ込みで即時に対応できることが基本であるが、その上で更に種々の困難な状況を想定し、マニュアルを整備するとともに、所内電源設備の復旧作業を迅速に行うための必要資機材の備蓄が必要である。

#### 対策 10 外部からの給電の容易化

電源喪失又はその可能性がある場合、電源車(交流、交流+整流装置)などのバックアップ設備による給電を確実かつ容易に行えるようにすることが必要。例えば、建屋外の給電口を規格化した上で 2 か所以上に分散させ、被水対策(塩水対策含む)を実

施することが適当。この際、地落側負荷等の切り離しも容易にできる措置を講じる必要がある。

さらに、建屋外から給電が行えない場合など困難な状況を想定し、マニュアルを整備する必要がある。

#### **対策 11** 電気設備関係予備品の備蓄

様々な状況に対応できる M/C、P/C、ケーブルなど電気設備関係の予備品について、これらを保管する緊急用資機材倉庫等を確保し、備蓄しておくことや予備設備を設置しておくことが適当。また、事故時の対応や事故後の復旧を迅速に行うため、可搬型の照明設備を用意するなど復旧作業環境の確保を行うとともに、既存設備及び事故時用の資機材等に関する情報やマニュアルが即時に利用できるよう普段から準備し訓練を行うことが適当。さらに訓練に加え、普段から保守点検活動を自ら行って部品交換などの実務経験を積むことが適当。

## IV冷却設備について

### 【要旨】

#### 〈冷却設備の被害と復旧の状況〉

- 第一発電所 1～4 号機では、津波の影響により全交流電源が喪失（1・2・4 号機にあっては直流電源を含め全電源喪失）し、常用系の原子炉冷却系や余熱除去系が使用不能となり、海水系（原子炉で発生する熱や DG 等の補機で発生する熱を海に放出するための系統）も機能喪失し、一時的に作動した非電源駆動の高圧注水系も停止し、最終的に原子炉及び使用済燃料プールの冷却機能喪失に至った。（ただし 4 号機は原子炉から全燃料を取り出した状態であったため原子炉冷却機能喪失による問題は顕在化しなかった。）
- 第一発電所 5・6 号機、第二発電所 1・2・4 号機は、残留熱除去機能が喪失したものの、注水機能が確保できたため、その後の残留熱除去設備の復旧により冷温停止に移行できた。第二発電所 3 号機等は一部の冷却設備で被害があったものの、一連の冷却系統が 1 系統以上確保されていたため、冷温停止に移行できた。

#### 〈第一発電所 1～3 号機の冷却機能喪失と代替冷却注水等の状況〉

- 1 号機は直流電源の喪失により HPCI が起動できなくなるとともに、IC の隔離弁が閉動作し操作不能となり、早期に原子炉の冷却機能を喪失したと考えられる。また、緊急時対策所では IC の作動状況の把握が十分でなく、IC 使用経験不足やインターロック機能の認識不足も指摘されている。
- 2 号機はしばらくの間 RCIC で注水されていたが、PCV の圧力・温度を低下させるためにベントを試みたものの、PCV 圧力が設計圧力程度で高止まりしており、圧力低下が確認できなかった。また、RCIC 停止後には SRV の開操作もバッテリー不足のため難航した。このため、高圧注水系の停止後に原子炉減圧が迅速にできず、消防車による代替注水も遅れ、原子炉の冷却機能が喪失したと考えられる。
- 3 号機はしばらくの間 RCIC で、次いで HPCI で注水されていたが、直流電源節約等のため HPCI の流量制御を行った結果として原子炉圧力が低下。このため HPCI を手動停止し消火系による代替注水に切り替えようとしたが、SRV の開操作に失敗し、原子炉の冷却機能が喪失したと考えられる。なお、HPCI の手動停止に際して発電所内での意思疎通を欠いた点が指摘されている。

#### 〈使用済燃料プール冷却機能喪失と代替冷却注水等の状況〉

- 1～4 号機の使用済燃料プールについては、電源喪失により冷却機能を喪失し、更に海水系も機能喪失したことから、既設系統による冷却機能を短時間で回復することは困難になった。1・3・4 号機では高所への継続的な注水手段の確保に時間を要した。

#### 〈技術的知見と対策〉

- 冷却設備の機能を維持するため、水密化や位置的分散などによる津波対策の強化、

駆動源喪失時の強制動作メカニズム導入などによる動作確実性の向上、駆動源の多様化や耐震性の確保などによる代替注水機能の強化をすることが適当。

- 初期対応における炉心冷却を迅速かつ確実に実施するため、炉心冷却を最優先すべき状況の判断基準を明確化し、そのためのハード（計装系、線量計、マスク等）とソフト（操作手順書等）を整備することが適当。
- 減圧を含めた余熱除去機能を維持するため、圧縮空気のバックアップシステムや直流電源の確保、残留熱除去系の津波耐性強化や多様化を図ることが適当。
- 使用済燃料プールの冷却・給水機能の信頼性を向上させるため、機能の多重化及び多様化を確保することが重要。また、冷却対応が必要となるまでの猶予時間が十分確保できるよう、空冷設備の設置、乾式貯蔵の採用などによる貯蔵の分散化を図ることが適当。

#### IV-1 冷却設備の機能と概要

原子炉の冷却設備については、原子炉内の高温の冷却水を抽出して系外の冷媒と熱交換する設備と、主に事故時に原子炉へ冷却水を注水する設備及び原子炉内の蒸気を取り出して気化熱を原子炉外に排出する設備がある。

その他、復水器、原子炉格納容器冷却系、使用済燃料プール冷却系、補機冷却系などがあり、さらに原子炉冷却系や原子炉格納容器冷却系などが機能喪失した場合に代替冷却注水系等が準備されている。

今回の事故では、電源の喪失によりほとんどの冷却機能が使用できない状態となったため、ディーゼル駆動消火ポンプでの注水や格納容器（PCV）ベントによる S/C 冷却などシビアアクシデント対策として整備されたものを含め一部の冷却設備しか利用することができず、原子炉への注水を継続することができなくなったことから、結果的に炉心損傷に至ってしまった。

#### IV-2 津波による冷却設備の被害と対応の状況

##### (1) 炉心損傷に至ったプラント（第一発電所 1～3 号機）（表 IV-2-1 参照）

第一発電所 1～3 号機については、津波の影響により全交流電源が喪失（1, 2 号機にあっては直流電源を含め全電源喪失）し、海水系（原子炉で発生する熱や DG 等の補機で発生する熱を海に放出するための系統）の機能喪失も相まって、一時的には RCIC 等の蒸気駆動の系統の一部は作動したものの、最終的には原子炉及び使用済燃料プールの冷却機能を喪失した。各号機の事象の詳細については別添資料 2 に記載しているため、概要について以下に示す。

##### ① 1 号機（図 IV-2-1～IV-2-5、表 IV-2-2 及び IV-2-3 参照）

1 号機の原子炉は、地震動を検知して自動停止し、地震による外部電源喪失に伴い、給水ポンプ停止の他、主蒸気隔離弁が閉止。これに伴い原子炉圧力が上昇して

非常用復水器（IC）が自動起動した。その後は、IC の操作により原子炉圧力の調整が行われた。

その後の津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して電動ポンプが使用できなくなり、更には直流電源も機能喪失し、この時点で HPCI や炉心スプレイ系格納容器冷却海水系などの非常用炉心冷却設備全ての機能が失われた。なお、中央操作室では地震発生直後に大津波警報が発令されたことを認識していたが、今回のような大津波が襲来することは予想しておらず、事故時運転操作手順書に定められた手順により原子炉を冷温停止できると考えており、津波襲来に備えた特段の措置は採られていなかった。

IC については、津波襲来後の直流電源喪失により操作不能となった。IC は直流電源喪失で隔離弁作動のインターロックがフェールセーフ動作し、全ての隔離弁が閉動作する仕組みとなっていたことから、11 日 18 時～21 時台に A 系の弁操作を行ったものの、十分機能できない状態にあった可能性が高いと考えられる。

一方で、発電所内の緊急時対策所においては、IC の作動状況の把握が十分でなく、作動が継続していると誤認していた。この点については、IC の隔離インターロックに関する認識不足の他、通信設備や情報共有の体制の課題と考えられる。（※通信設備等についてはⅥ章にて整理している。）

HPCI については、津波襲来後、直流電源喪失により起動に必要な機器（補助油ポンプ、電動弁等）が作動できず使用できない状況となった。

12 日以降、消火系を用いた代替注水作業を進めたが、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により SRV 操作や PCV ベントに必要な弁操作に時間を要したほか、燃料の枯渇、セルモータ地落等によるディーゼル駆動消火ポンプ（D/D-FP）が使用不能となり、消防車や水源の確保にも時間を要した。また、原子炉建屋内の線量上昇や地震・津波によるがれき等の散乱により現場での作業も困難を伴った。

### ③ 2 号機（図Ⅳ-2-6、表Ⅳ-2-4 参照）

2 号機の原子炉は地震動を検知して自動停止し、地震による外部電源の喪失に伴い、給水ポンプ停止の他、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉圧力が上昇したため SRV の逃がし機能が働いて原子炉内の蒸気が S/C へ放出される状態となった。このため、原子炉水位の維持のため RCIC を手動起動した。

津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して炉心スプレイ系などの電動ポンプを用いた冷却系が使用できなくなり、さらには直流電源も機能喪失して高圧注水系（HPCI）も使用できなくなった。しかしながら手動起動していた RCIC は 14 日 13 時頃まで運転が継続された。

PCV ベントについては、1 号機と同様、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により弁の開操作に時間を要した。しかしながら、2 号機では PCV 圧力が設計圧力付近であったこともあり、ラプチャーディスクの開放がなされなかったためか、ベントが十分機能せず、圧力の低下は確認できなかった。

SRV による原子炉減圧については、こうした PCV 圧力の高止まりやバッテリー

の手配のため迅速に実施できなかった。

消防車による代替注水については、原子炉減圧が難航したことに加え、消防車の燃料切れなどもあり減圧後直ちに実施できなかった。

### ③3号機(図IV-2-7、表IV-2-5 参照)

原子炉は地震動を検知して自動停止し、地震により外部電源が喪失した。これに伴い、給水ポンプ停止の他、主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力が上昇したためSRVの逃がし機能が働いて原子炉内の蒸気がS/Cへ放出される状態となった。このため、原子炉水位の維持のためRCICを手動起動した。

津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して炉心スプレイ系などの電動ポンプを用いた冷却系が使用できなくなったが、直流電源が機能しており、RCICの運転が継続された。また、HPCIも待機状態を維持しており、3月12日11時36分にRCICが停止した後、12時35分に自動起動し、13日2時42分に停止するまで水位が維持された。

3号機のHPCIについては、D/D-FPによる代替注水に移行するため手動停止している。しかしながら、電源不足によりSRVが直ちには動作せず、その間に原子炉圧力が上昇してしまったり、HPCI手動停止時にD/D-FPはS/Cスプレイに使用されており原子炉への注水が即座にできる状況になかったり、代替注水の事前準備が十分できていない中でHPCIの手動停止が行われたと考えられる。

原子炉減圧やPCVベントについては、1・2号機と同様、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により弁操作に時間を要した。特にPCVベントは圧縮空気の圧力不足や電磁弁の励磁維持の問題から十分にライン構成を維持できず、弁の開操作を繰り返している。

代替注水の水源確保については、3号機だけでなく1～3号機共通の課題であった。第一発電所では容量8000klのろ過水タンクが2体あったが、地震による損傷もあり濾過水タンクの淡水を水源として利用することができなかった。このため、各号機の近辺にある防火水槽や3号機の逆洗弁ピットの海水(津波により溜まったもの)を当初利用したが、その後、3号機原子炉建屋(R/B)爆発の影響もあり逆洗弁ピットも使用できなくなり、複数の消防車を利用して海から直接注水することとした。

## (2) 残留熱除去機能の復旧により冷温停止に移行したプラント(表IV-2-6 参照)

第一発電所5・6号機及び第二発電所1・2・4号機は、電源が確保されたことから、RCIC、MUWC等による冷却水の注水が機能しており、SRVによるS/Cへの蒸気放出とあわせて原子炉冷却を維持できたものの、最終ヒートシンクである海に熱を放出する海水系(RHRS)が機能喪失した。

このため、これらプラントでは、海水系(RHRS)の復旧作業を進め、この間、S/Cの温度・圧力が上昇したものの、第一発電所5・6号機は仮設の水中ポンプにより、第二発電所1・2・4号機は電動機交換や仮設ケーブル敷設により、それぞれRHRの残留熱除去機

能を回復させ、最終的には原子炉の冷温停止に移行することができた。

なお、第二発電所3号機、女川発電所2号機、東海第二発電所は一部の冷却設備で被害があったものの、最終ヒートシンクまでの一連の冷却システムが確保されていたため、比較的早期に冷温停止に移行することができた。

### (3) 使用済燃料プール（第一発電所）（図IV-2-8～IV-2-12 参照）

第一発電所の使用済燃料の貯蔵施設としては、各号機の原子炉建屋内に設置されている使用済燃料プール、運用補助共用施設内の共用使用済燃料プールのほか、専用建屋に乾式貯蔵キャスクが設置されている。

各号機の使用済燃料プールは、使用済燃料プール冷却設備で温度管理され、冷却水補給設備で水位維持されるが、全交流電源が喪失してこれらの設備は使用不能となったほか、海水系も津波により機能喪失した。このため、電源が回復しても既存設備による冷却機能の回復は困難となり、3月17日以降、水素爆発により建屋上部が開放していた1・3・4号機ではヘリコプター、放水車、消防車、コンクリートポンプ車により上部から、2号機では既設の燃料プール冷却系（FPC）配管を用いた冷却系ラインから、それぞれ水を補給した。こうした注水の結果、いずれの使用済燃料プールでも燃料の露出や損傷は生じなかったと考えられる。

一方、空冷式の共用使用済燃料プールは3月24日18時に電源が回復し冷却を再開している。また、乾式貯蔵キャスクは自然対流により空冷されるため、建屋内に大量の海水、砂、瓦礫等が流れ込んだものの、キャスク自体の健全性は維持され冷却機能は確保された。

## IV-3 冷却機能に関する規制の現状

### (1) 緊急安全対策における冷却システムの信頼性向上対策

平成23年3月30日に各電力会社に指示した緊急安全対策においては、第一発電所と同程度の地震・津波が襲来し、仮に全交流電源等を喪失したとしても、電源車やポンプ車等の配備により安定的に炉心等を冷却する対策、必要な浸水対策及び津波の防御対策を講じることを求めている。

各事業者が作成した対策内容については、全交流電源等喪失時において、原子炉停止後の崩壊熱を除去し冷却するために必要な水量を解析評価し、この評価に基づいて、一定時間内にポンプ車や電源車等により給水及び電源供給が行われることが適切にマニュアルに記載され、訓練がなされていること、また、これらにより燃料が損傷することなく原子炉を高温停止状態に維持できることを確認した。

さらに原子炉を安定的に冷却する状態を維持して、長期間の冷却を維持することにより、または、仮設ポンプの設置や海水ポンプ等の復旧等により、冷温停止状態に繋げることができることを確認した。

また、同様に、使用済燃料プールに対しても注水が確実に実施できることを確認した。

## (2) 冷却機能に関する規制の現状

冷却設備に関する国内規制としては、原子力安全委員会の安全設計審査指針の「指針25 非常用炉心冷却系」、「指針24 残留熱を除去する系統」、「指針26 最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統」及び「指針32 原子炉格納容器熱除去系」が定められており、その中で、系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、「多重性又は多様性及び独立性」を備えた設計であることが要求されている。また、「指針27 電源喪失に対する設計上の考慮」においては、「短時間」の全交流動力電源喪失に対して、停止後の冷却を確保できる設計であることが要求されている。

また、上述の緊急安全対策についてその実効性を担保するため、実用炉規則第11条の3(電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備)及び第16条(保安規定)並びに技術基準省令第5条の2(津波による損傷の防止))を23年10月に改正し、これらを法令上の要求とした。

## IV-4 冷却設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

### (1) 冷却設備の機能維持

津波により注水設備等のポンプ本体には被害がほとんどなかったものの、電源や、補機冷却系の海水ポンプが機能喪失するなどにより原子炉冷却系の多くが機能喪失した。さらに注水のための水源が限定され、水源確保に時間を要した。RCIC、HPCI は地下階に設置されており、今回は浸水で機能喪失したわけではないが、最終的には浸水した。

従って、冷却機能の維持には、個々の冷却設備だけではなく、補機等の関連機器を含めた冷却機能全体の多様性及び独立性を確保し、水源に多重性・多様性を持たせ、共通要因による多重故障によって機能喪失を起こすことなく確実に動作させることができる必要がある。

なお設計上の本来目的ではないが、原子炉冷却のためのバックアップとして交流電源がなくても注水できるD/D-FPもタービン建屋地下に設置されていたため、津波で被害を受け最終的には使用できなかつたものがある。D/D-FPに代わる消防車についても燃料切れで注水停止や注水遅れが発生した。また、消火系の配管からの漏えいなどによる水圧低下を防止するための隔離作業なども必要であった。このような準備不足が生じた背景の一つには、これらのアクシデントマネジメント設備は、規制の対象ではなかつたこともある。

従って、シビアアクシデント対応設備については安全規制の対象とし、シビアアクシデント時に迅速に注水できるよう設計及び手順とし代替注水機能を強化する必要がある。

#### 対策 12 冷却系設備の津波対策の強化

シビアアクシデントの防止及び緩和を行う上で重要な冷却設備（原子炉注水設備、原子炉減圧設備等）に関連する各設備を水没・被水させないため、これらの設備が設置されている建屋、ポンプ室等については水密化、排水設備の設置などにより確実な耐浸水性を確保することが適当。

また、バックアップ設備を含めて、浸水などの共通要因によって機能を完全に喪失することがないように、各設備の位置的分散等を図ることが適当。

この他、事故時の安全対策上重要な補機の冷却に関して、海水ポンプなどが共通要因によって機能を完全に喪失することがないように、空冷機器の設置など、最終ヒートシンクも含めた補機冷却系の多重性及び多様性を全体として確保することが適当。また、防潮壁やスクリーンなどにより、最終ヒートシンクを確保するための機器の津波への耐性を強化することが適当。

#### 対策 13 冷却系設備の動作確実性の向上

シビアアクシデントの防止・緩和上重要な冷却系統（原子炉注水設備・原子炉減圧設備等）の中には、蒸気を抽出する IC、HPCI、RCIC において、放射性物質の閉じ込めの観点から当該系統での漏えいの可能性を検知した場合、隔離弁が閉止するものがある。これらの隔離弁は駆動用電源等を喪失すると作動させることができず、有効なシビアアクシデント対策を講ずるのに大きな障害となることがある。そのため、隔離弁の駆動源が喪失していても、原子炉冷却が必要な時には強制的に確実に動作させることができるメカニズム（逆止弁の採用、外部から個別に電動弁に給電するなど）を導入することが適当。また、個別に操作する場合にあっても、事故時に迅速かつ安全かつ確実に当該操作ができるよう、アクセスが容易な場所で簡易にできるような対策することが適当。

#### 対策 14 代替注水機能の強化

代替注水設備の駆動源は、蒸気駆動、ディーゼル駆動等も活用し、既設の注水設備も含めた注水機能施設全体として多様化を図ることが適当。

また、代替注水設備は、地震時やシビアアクシデント時の環境にも耐えられるものとし、水源についても多重性・多様性を持たせることが適当。

更に、注水までの時間を短縮し、確実な注水実施を可能とするため、原子炉の減圧を確実に実施できるようにする（対策 16 に後述）ことはもちろんのこと、できるだけ吐出圧力の高い（例えば、1MPa 以上）ポンプや建屋外の注水口を整備し、注水手順を定め日常的に訓練することが適当。消火系のように別目的の設備を原子炉冷却に使用する場合には、通常のライン構成から原子炉注水ラインに簡易に切り替えられるように設備面及び運用面で改善するとともにバックアップポンプを用意しておくことが適当。

## (2) 初期対応における炉心冷却措置の確実な実施

1号機では中央制御室での監視・操作機能が喪失し、また現場が照明を失うなど劣悪な環境にあったため、状況把握に時間を要し、ICの状況確認・対応操作などを早期に行うことができなかった。PCV圧力の確認ができるようになった時点では既に最高使用圧力の1.5倍を超える状況に至っており、炉心状態の把握の遅れが操作の遅れに直結した。また、整備されている手順は、全電源喪失などの状況を想定したものはなく、現場での作業を前提としていなかったことから高線量下の現場で作業を行う際にも装備の準備等で時間を要するなど運転員の負荷も大きかったと考えられる。

したがって、全電源喪失時など対応時間に余裕のない状態、特に崩壊熱の大きい初期などにおいては、的確な判断を行えるハードとソフトが必要である。

### 対策15 事故時の判断能力の向上

炉心損傷を防ぐための炉心冷却等を最優先すべき状況の判断基準を予め明確化しておくことが適当。この判断を可能とするために、ハード(電源、計装系、状況を確認に行くための装備(線量計、マスク等))と、ソフト(その際の操作を明記したマニュアルや関連機器の設計図書等)を整備することが適当。また、前兆事象を確認した時点での事前の対応(例えば大津波警報発令時の原子炉停止・冷却操作)などができる手順を整備することが適当。

緊急時対策所等において事故時の条件下でも確実にプラント状況を把握できるように通信設備を含めた関係施設の整備・改善も重要。

## (3) 減圧を含めた余熱除去の機能維持

1号機ではICの操作不能により、2・3号機では低圧注水へ円滑に移行できなかったことにより、それぞれ冷却機能が十分に確保されず炉心損傷が起きた。交流電源の復旧に時間を要する中、2・3号機では原子炉減圧系やPCVベントの空気駆動弁の開維持に必要なバッテリー収集や小型発電機・コンプレッサー等の手配・設置に時間を要した。

従って、原子炉の減圧を確実に行うためには、直流電源の信頼性向上に加えて、圧縮空気等の供給設備の信頼性向上と、PCVベントも含めた確実な減圧操作手順の整備を検討する必要がある。(注：PCVベントの操作性についてはV章で詳述する。)

2・3号機では、高圧注水系がしばらく機能していたが、残留熱除去系が機能喪失した状態が続いたことから、S/Cはその間に温度・圧力が上昇してしまい、圧力抑制機能喪失した。この結果SRV開操作後も原子炉を十分に減圧できず、代替低圧注水系への移行が円滑にできなかった。一方で残留熱除去系の復旧ができた第一発電所5・6号機、第二発電所1・2・4号機においては、一時的に圧力抑制機能が喪失したプラントもあったものの、最終的には冷温停止に移行することができた。

したがって、格納容器の圧力抑制機能を維持するためには、長時間(少なくとも12

～24 時間以上) 高圧注水系での冷却が継続する場合を見込んだ格納容器の温度上昇防止策のため、交流電源の維持とあわせて、崩壊熱を格納容器外に排出するヒートシンクを確保する必要がある。

#### 対策 16 減圧を含めた余熱除去の機能維持

SRV の作動を確実にできるようにするため、駆動用空気系のバックアップシステム(可搬型コンプレッサー等)、直流電源等を確保することや手動操作を可能にする等の措置をとることが適当。(操作の手順については対策 21 に、PCV ベントについては対策 22 に記載。)

防潮壁やスクリーンなどにより RHRS、RHRC 等のヒートシンクを確保するための機器の津波への耐性を強化することが適当。また、可搬型代替 RHRS の導入や空冷によるヒートシンクなどの多様性を検討することが適当。

#### (4) 使用済燃料貯蔵における異常時の除熱性能の確保

各号機の使用済燃料プールでは、電源喪失、水素爆発による冷却浄化系配管の損傷等により冷却・水補給機能が喪失し、また、海水系も津波により機能喪失した結果、水冷による冷却機能は容易に復旧できなかった。一方で、空冷であった共用プールは電源回復とともに冷却が可能となり、また、乾式貯蔵キャスクは冷却に問題は生じなかった。1・3・4 号機では建屋上部から冷却水を補給することができたものの、高所への継続的な注水手段の確保には時間がかかった。

使用済燃料プールの冷却については、原子炉に比べると時間余裕はあるものの、貯蔵している燃料に含まれる放射性物質の総量が炉心よりも多くなることもあり、また原子炉のような閉じ込め機能がないことから、冷却機能を喪失し、貯蔵していた燃料が損傷した場合には環境に与える影響がより大きくなる可能性を有している。

従って、使用済燃料プールの冷却・給水機能の信頼性向上が必要である。

#### 対策 17 使用済燃料プールの冷却・給水機能の信頼性向上

使用済燃料プールの冷却・給水機能の信頼性向上のため、機能の多重化及び多様化を確保することが適当。また、その際、貯蔵している燃料の崩壊熱等を踏まえ、冷却対応が必要となるまでの猶予期間が十分確保できるように、冷却水量の確保、貯蔵の分散化、空冷設備の設置、乾式貯蔵の採用などについて検討することが適当。

## V 閉込機能に関する設備について

### 【要旨】

#### <格納容器の破損等による放射性物質の漏えい>

- 第一発電所 1-3 号機においては、格納容器ベント操作を行う前に、格納容器からの漏えいが生じた可能性が高い。漏えいが生じた可能性のある具体的な箇所としては、トップフランジ、格納容器貫通部、機器ハッチ等が挙げられる。
- 漏えいのメカニズムとしては、過圧のみによる破損の可能性は考えにくい。過圧に加えて、トップフランジ、格納容器貫通部、機器ハッチ等に使用されている有機シール材(シリコンゴム、エポキシ樹脂等)が圧力容器からの熱輻射等による高温(250℃以上)下において劣化して漏えいが生じた可能性が高い。

#### <ベントによる建屋への水素の逆流>

- ベントを実施する際には、非常用ガス処理系(SGTS)を確実に隔離しなければ水素が建屋側に逆流する危険性がある。

#### <3号機でのHPCI停止操作>

- 3号機では、HPCIを手動停止させた後、代替低圧注水(D/D-FP:ディーゼル駆動消火水ポンプを用いた注水)への移行を行うため、SRVの開操作を行ったものの動作しなかったため、原子炉圧力が上昇し、代替低圧注水(D/D-FP)の吐出圧では注水ができず、水位が低下し炉心の露出に至った。

#### <技術的知見と対策>

- 全交流電源喪失の場合であっても、格納容器の過圧と過温を防止するためには、交流電源に頼らない格納容器スプレイ機能とRHR等による除熱機能を確保することが適当。また、今回の事故で取水ポンプ等が破損したことも考慮すれば、格納容器除熱機能を多様化することが適当。
- 水素がSGTSや他号機のベント配管を逆流して建屋内に流入することがないように、ベント配管をSGTSから独立させるとともに、号機間でベントの排気筒を共有しないことが適当。
- 着実な低圧代替注水への移行を成功させるための手順を明確化することが適当。ベント系には放射性物質除去効果(フィルタ)のある設備を追加するとともに、ベントの確実性及び操作性を向上させることが適当。
- 原子炉建屋の水素爆発を防止するため、水素濃度を管理し、適切な排出をすることが適当。

## V-1格納容器の破損等による放射性物質の漏えい経路について

### (1) 格納容器からの放射性物質の漏えい及び放出時期について (図V-1-1 参照)

第一発電所1～3号機について、格納容器(PCV)圧力及びベント操作と敷地内での線量率の推移により、各号機のPCVからの放射性物質の漏えい及び放出時期について考察した。これにより、放射性物質の漏えいに関する事象と経路が推定できれば、閉込機能に関する技術的知見を得ることが期待できる。なお、敷地内に8箇所あるモニタリングポストは電源喪失のため機能を喪失しており、1台の可搬の線量計によるモニタリング・データしかないため、風向と測定地点との関係などにより、放射性物質の放出状況の把握は限定的であり、十分に因果関係が推定できない部分があることはやむを得ないものと考えられる。

今回の事故においては、PCVベント操作を行う前の段階で、PCV圧力の上昇及びその後の低下が観測されており、この時点で放射性物質の漏えいが生じた可能性が高い。また、ベント操作の実施により、PCV内にあった放射性物質が放出されたことも確認されている。

#### ①1号機(図V-1-2 参照)

格納容器(PCV)圧力は、3月12日2時頃に0.8MPaに上昇した後、5時頃から若干の低下とともに線量率が上昇している。この時点では、ベントは実施できておらず、ベント実施前のPCV圧力上昇時に放射性物質の漏えいが発生したものと推定される。

同日10時頃、S/Cベント小弁(A0-90)の開操作時に、格納容器圧力は有意には低下していないが、線量率の一時的な上昇がみられることから、ベント小弁開操作により、格納容器圧力に変化をもたらさない程度の少量の気体が短時間にPCVから外部に放出された可能性がある。

同日14時頃、ベント操作実施とともにPCV圧力が低下し、線量率が上昇していることから、ベントの実施に伴い放射性物質が放出されたと考えられる。

同日15時36分頃、建屋上部が爆発し、ほぼ同時に線量率が上昇していることから、建屋の爆発により建屋内に漏えいし滞留していた放射性物質が外部に放出されたと推定される。

#### ②3号機(図V-1-3 参照)

13日8時頃からベント操作を実施し、敷地内の線量率が上昇するとともに格納容器圧力も上昇した。

13日12時頃、14日5時頃にベント操作が複数回にわたって実施され、PCV圧力の低下がみられ、有意に線量率が上昇したことから、ベント実施により放射性物質の放出があったものと推定される。

15日21時頃まで格納容器圧力が0.4MPa程度に保持されており、その後徐々に低下がみられ、線量率が15日23時頃、16日10時頃に上昇した。15日23時頃、16日10時頃

については、ベント操作の時期と線量率の関係が対応していないため、2号機の影響も含め、放出源については特定できておらず、当時の気象条件の影響なども含めて引き続き検討が必要である。

### ③2号機(図V-1-4 参照)

14日21時頃、ベント小弁の開操作実施後、線量率が急上昇し、少し遅れてPCV圧力も上昇した。これまでベントは成功していなかったとされているが、PCVからの漏えいによる放出があった可能性に加え、ベント小弁開操作により、PCV圧力に変化をもたらさない程度の少量の気体が短時間にベントラインを通じて外部に放出された可能性がある。

15日7時頃までPCV圧力は0.7MPa以上あったが、その後16日6時頃までPCV圧力は継続的に大幅な低下を示しており、この過程で、線量率が15日6時頃、23時頃、16日10時頃に大きく上昇している。

15日0時頃のベント操作以降、この期間中にベント操作等の特段の作業の実施については報告されていないが、ラプチャーディスクの作動によるD/Wベント成功又は格納容器からブローアウトパネルを介しての漏えいにより、放射性物質が大量に放出された可能性がある。ただし、3月15日のD/Wベント操作時には線量率の上昇は見られておらず、さらに検討が必要である。

## (2) 格納容器からの放射性物質の漏えい箇所について

上述の考察より、外部への放射性物質の放出は、ベントによるもののほか、PCVから直接漏えいしたケースがあると推定される。

PCVには多くの接合部や貫通部が存在し、シリコンゴム等の有機シール材を充填させることにより気密性を確保している。PCVからの放射性物質の漏えいが生じた可能性のある箇所としては、トップヘッド・マンホール、トップヘッド・フランジ、配管貫通部、電気配線貫通部、所員用エアロック、S/Cマンホール、機器ハッチ、ベント管ベローズ等が考えられる(図V-1-5 参照)。

### ① 原子炉建屋上部からの蒸気漏えいからの推定

2号機では、3月13日時点においてブローアウトパネルが開いていることが確認されており、3月20日時点においてブローアウトパネルより蒸気が放出されていることが確認されている(図V-1-6 参照)。これは、PCVから漏洩した蒸気が、ブローアウトパネルから放出されていたものと推定される。

3号機では、3月20日時点において、格納容器の上部に高温の部位が確認されていることから(図V-1-7 参照)、トップヘッド・フランジ付近から蒸気が放出されていたものと推定される。

### ② 原子炉建屋内線量測定結果(階別)からの推定

1号機原子炉建屋内の線量測定結果(図V-1-8～V-1-12 参照)では、各階ともに平均的に数10mSv/hとなっている。ただし、5階は崩落した屋根の上2～2.5mでの測定であり、実際には測定値(60mSv/h)より相当程度高いと推測される。格納容器からの漏えい量は、相対的には格納容器上部からの漏えいが支配的である可能性が考えられる。

2号機及び3号機原子炉建屋内の線量測定結果(図V-1-13～V-1-20 参照)では、1～4階は平均的に数10mSv/h、5階は数100mSv/hとなっている。格納容器からの漏えい量は、相対的には格納容器上部からの漏えいが支配的であると考えられる。

4号機原子炉建屋内の線量測定結果(図V-1-21～V-1-24 参照)では、1階は数10 $\mu$ Sv/h、2～4階は数10～数100 $\mu$ Sv/h、5階は数100 $\mu$ Sv/hとなっており、1～3号機に比べて、建屋内の線量率は3桁程度低い。5階の線量率が低階より高いのは、他号機からの放射性物資の沈降の影響と推定される。

### ③ 原子炉建屋内線量測定結果(局所)からの推定

1～3号機原子炉建屋内の線量測定結果(図V-1-25～V-1-27 参照)では、各階の平均的な線量に比べて局所的に高い線量が測定されている箇所が存在する。

2号機では、原子炉建屋1階の格納容器貫通部表面の線量率が周辺に比べて2桁程度高いことから、格納容器貫通部からの漏えいがあったものと推定される。

3号機では、原子炉建屋1階機器ハッチ周辺の線量率が周辺に比べて2桁程度高いことから、機器ハッチからの漏えいがあったものと推定される。

なお、1号機では、原子炉建屋1階のトラス室貫通部付近、原子炉補機冷却系(RCW)の配管付近の線量率が高いが、漏えい箇所の推定は難しい。トラス室貫通部付近では、地下階からの蒸気が観察されており、この蒸気による放射性物質が付着した可能性が高い。RCWの配管付近は、2階のRCW熱交換器が設置されている付近の線量率も高いことから、配管内の放射線物質の寄与が大きいと考えられる。

## (3) 漏えいメカニズムについて

漏えいのメカニズムとしては、過圧に加えて、トップヘッドフランジ、配管貫通部のガスケット、電気配線貫通部等に使用されている有機シール材(シリコンゴム、エポキシ樹脂等)が、圧力容器からの熱輻射による高温(250℃以上)下において劣化し、過圧と過温の重畳により漏えいが生じた可能性が高い。

### ① 格納容器の過圧破損の可能性について

これまでの以下の安全研究の成果を踏まえると、格納容器本体や格納容器貫通部等の主要な部位においては、最高使用圧力の2倍程度の加圧のみによる破損の可能性は低いものと考えられる。ただし、ベント管ベローズ部等で経年劣化などを想定した場合には最高使用圧力の2倍程度の圧力でも損傷の可能性が指摘されている。

a) トップヘッドフランジについては、NUPECIによる縮尺1/10のMark II 格納容器限界

耐圧試験に基づく評価手法を適用したマーク I 型のFEM解析モデルによる過圧解析により、常温下で設計最高使用圧力(Pd※)の約6倍の圧力でも耐圧健全性が確認されている。(※Pd =0.31MPa) ( (財) 原子力発電技術機構：重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書：平成15年3月4、4. 構造挙動試験 4.1項SCV試験 参照) (図V-1-28 参照)

b) 機器ハッチについては、NUPECが実施した実規模ハッチモデル試験での常温下のフランジ構造及び耐圧健全性試験で6Pdの耐圧健全性が確認されている( (財) 原子力発電技術機構：重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書：平成15年3月4、4. 構造挙動試験 4.1項SCV試験 参照) (図V-1-29 参照)。

c) ベント管ベローズ部については、常温下で限界ひずみが70%のものが220°C程度で40%に低下することや、実機で過去に確認された25%の腐食を考慮して2Pdで10%、3Pdで90%以上の損傷の可能性がNRCのリスク評価レポートで報告されている。(“4. Risk Analysis of BWR Plant with Mark I Steel Containment ” NUREG/CR-6920、75P 参照)

## ② 格納容器の過温破損の可能性について

NUPECの試験から格納容器圧力が0.4～1MPaにおいても約250°C以上になると、フランジのガスケットや電線貫通部のシール材で漏えい発生のあることが確認されている。ドライウエルの温度はJNESが実施したMELCOR解析の結果で1号機500°C以上、2号機約280°C、3号機400°C以上になると推定されている(東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故に係る1号機、2号機及び3号機の炉心の状態に関する評価のクロスチェック解析(平成23年6月7日 独立行政法人原子力安全基盤機構)) ことから、各号機とも過圧に加えて過温によるシール材の劣化及び強度低下により漏えいが発生した可能性がある(図V-1-30 参照)。

上記のNUPECの試験結果を踏まえて過温劣化時の水蒸気の漏えい率をJNESが試算したところ、トップヘッドフランジガスケットの劣化だけを考えても格納容器圧力が0.2MPa程度で100%/日にも達しており、事故時の大規模な蒸気漏えいとも整合的であると考えられる(図V-1-31 参照)。

## ③ トップフランジの過圧と過温の重畳による変形について

(財) 原子力発電技術機構の既往研究(重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書4、4. 構造挙動試験 4.1項SCV試験(平成15年3月 (財) 原子力発電技術機構))から、200°C時の評価では、シールが健全であるため、フランジシール部の開口量は締め代3.3mmを超えるまでフランジからの漏えいは発生せず、原子炉格納容器内圧1.65MPa程度まで漏えい健全性が保たれるものとされている。この研究での構造解析結果を基に、格納容器温度が500°Cまで上昇した場合の開口量をJNESにて評価した結果を別紙○に示す。原子炉格納容器圧力0.8MPaにおける評価結果では、200°Cから500°Cに上昇すると、開口量は約0.7mmから約0.9～1.0mm

に増加するものとなっている。

一方、フランジシールは350°Cの条件で健全性が失われ、圧力が大きく掛からない条件でも漏えいすることが同研究で確認されており、今回の評価での開口量の増加でも、漏えい量の増加に繋がるものと考えられる。開口部でのシールによる閉塞などもある程度は想定されるため、漏えい量との関係で定量的な漏えい面積を求めることは難しいが、1mmの開口量がそのまま漏えいに寄与するとした場合には、300cm<sup>2</sup>程度の開口面積となる。

### (3) 水素挙動解析による漏えい経路の検討について

原子炉建屋内の水素混合挙動解析及び爆轟解析を行い、爆発の発生状況から原子炉格納容器からの漏えい経路の検討を行った。

建屋の損壊状況から格納容器破損による漏えい経路について推測すると、1号機では、屋根及びオペレーションフロア外壁など、建屋の上部が破損していることから、漏えいは主にトップヘッドフランジと考えられる。一方、3号機では、オペレーションフロアから上部全体及びオペレーションフロアの1階下及び廃棄物処理建屋が損壊していることから、漏えいは格納容器トップヘッドフランジに加え、原子炉建屋下層階に位置する機器ハッチ等も考えられる。

#### ① トップヘッドフランジからの原子炉建屋最上階(5階)への漏えいモデル

トップヘッドフランジから原子炉建屋最上階(5階)への水素の漏えいを仮定したケース(水素100kg/時で4時間)では、5階の水素濃度が高く爆轟領域(約20%)に達しているが、1階及び2階では可燃領域(4%)にさえ達しないとの解析結果が得られた(図V-1-32～V-1-34 参照)。

水素混合挙動解析の結果によると、1号機は、5階を中心に爆発が発生したと思われることから、主にトップヘッドフランジから水素が漏えいした可能性が高い。

#### ② 圧力抑制室、格納容器貫通部等からの原子炉建屋1階への漏えいモデル

圧力抑制室、格納容器貫通部等から原子炉建屋1階への水素の漏えいを仮定したケース(注：水素200kg/時で5時間。1号機 MELCOR で解析した水素発生量のほぼ全量に相当)では、原子炉建屋全体に水素が拡散し、各階とも水素濃度は約16%となった(図V-1-35～V-1-37 参照)。

水素混合挙動解析及び爆轟解析の結果によると、3号機は、原子炉建屋下層階に位置する機器ハッチや貫通部等からも漏えいした可能性が示唆されている。

## V-2 ベントによる建屋への水素の逆流

### (1) 4号機の爆発

4号機については、3号機で発生した水素が4号機の非常用ガス処理系（SGTS）・建屋換気系に流入し、水素爆発を起こしたと考えられる。流入の原因は、3号機と4号機が排気筒を共用しているにも関わらず、3号機のベント操作時に4号機側のSGTS出口弁を隔離する手順となっておらず、実際に隔離操作が実施されていなかったこと及び4号機のみ逆流防止ダンパが設置されていなかったことが考えられる。

#### ①ベント時のSGTS隔離(図V-2-1 参照)

格納容器(PCV)ベントの操作については、シビアアクシデント対策におけるPCV圧力の上昇抑制として、残留熱除去系(RHR)等での除熱の他、代替PCVスプレイでの蒸気凝縮が困難になった場合に、SGTSをバイパスして耐圧性を強化したラインでの蒸気放出を行うものとなっている。そのため、格納容器ベントを行う際には、ベント配管からSGTSを通じて建屋への逆流を防止するため、SGTSの停止・隔離が必要であり、その旨マニュアルにも記載されている。SGTSについては、フェイルオープン(注:故障等の発生時に開動作する)の設計となっており、電源喪失時は手動による閉操作が必要である。

#### ②3号機から4号機への逆流

4号機は3号機と排気筒を共用しており、4号機の排気筒は排気筒手前で3号機の排気筒と合流している(図V-2-2 参照)。なお、このように排気筒を号機間で共用しているプラントは、第一発電所以外ではない(表V-2-1 参照)。

3号機の事故時運転操作手順書(シビアアクシデント)においては、系統図に4号機SGTSと合流していることは示されているものの(図V-2-3 参照)、操作内容において4号側の記載はなく、4号側への流入防止を操作できるものとはなっていない。

さらに、1～3号機については電源喪失時に閉となるダンパがSGTSの出口側に設置されており建屋側への流入が抑制される設計となっているが、4号機については逆流防止用ダンパが設置されていなかった(図V-2-4 参照)。

上記の設計及び手順に加え、4号機のSGTSのフィルタの線量が出口側である排気筒側で高くなっていることから(図V-2-5 参照)、3号機の放射性物質を含んだ気体がPCVベントにより4号機SGTSを逆流して建屋に流入したと推測される。

#### (2)1～3号機での逆流の可能性

1～3号機については、逆流防止ダンパが出口側に設置されていたため、4号機に比べれば建屋側への流入は抑制されていたと考えられる。しかし、少なくとも弁の状況確認ができた3号機についてはSGTS出口弁の隔離操作が実施されていなかったこと、また、3号機SGTSフィルタの線量率が入口側と出口側で大きく変化しておらず明確な方向性が見られないことから、建屋側への一方向的な逆流はないものの、逆流そのものは否定し難いと考えられる(図V-2-4 参照)。

一方で、1～3号機は、4号機と異なり、建屋内が高線量の放射性物質で汚染されてい

ることから、格納容器からの多量の直接漏えいがあったことは間違いないと考えられる。

### V-3 ベント操作と低圧注水への移行

#### (1) ベント操作の実際の流れと問題点

完全電源喪失と最終ヒートシンク（第一発電所の場合は海水による冷却系）の機能喪失により、格納容器からの除熱機能としてはPCVベントのみが実施可能なものであった。しかしながら、ベント弁操作において、電源喪失により照明が無くなったこと、事故により現場環境が悪化したこと、圧縮空気の系統での漏えいによるポンペ内圧縮空気の枯渇などにより円滑に作業を行うことが困難となった。

##### ①1号機について

1号機は、PCV圧力の確認ができるようになった時点で最高使用圧力の1.5倍を超える状況に至っており、炉心状態の把握が遅れ、事後的な操作となっていた。

##### ②2号機及び3号機について

2号機及び3号機では、1号機の状況を踏まえてPCVベントの検討を開始したが、ソノレイド励磁用直流（バッテリー）の確保・結線、空気作動弁の作動圧力を維持することが困難であり、短時間しか開状態を維持できなかった。これは、圧縮空気の系統での漏えいによるポンペの枯渇、現場環境の悪化による作業時間の長期化等が原因である。

##### ③ラプチャーディスクについて

1号機では、3月12日10時頃ベント小弁の開操作後に格納容器圧力の低下が確認されなかったためラプチャーディスクは作動しなかったと考えられていたが、一方で敷地内の放射線量はピークを示しており、ラプチャーディスクの作動状況が不明確である。

2号機でも、3月14日21時頃、ベント小弁の開操作後に敷地内の放射線量はピークを示しておりベントが成功した可能性もあると考えられるものの、一方で格納容器圧力が上昇しており、ラプチャーディスクの作動状況が不明確である。

また、2号機では、3月14日12時頃まで格納容器圧力は緩慢な上昇を続けており、ラプチャーディスク作動圧に達していなかった。このため、早期にベントを実施することが不可能であった。

#### (2) ベントを利用した低圧注水への移行に係る手順

低圧（代替）注水への移行にあたっては、逃がし安全弁（SRV）により、原子炉を減圧す

ると原子炉から蒸気が流出し急速に水位が低下するため、十分に水位が残っている時点で、減圧後直ちに低圧注水を実施できる態勢を整えてから減圧を行う必要がある。

その際には、主に原子炉からの蒸気流出によりPCV圧力が上昇しないように、PCVベント等による格納容器からの除熱機能を確保した上で、SRVを開き、準備できている低圧(代替)注水の吐出圧を十分下回る圧力まで減圧する必要がある。そのため、原子炉の減圧操作を行った時点でベントが機能せず減圧が不十分になることがないように、原子炉の減圧前にベントを実施する必要がある(図V-3-1 参照)。

これに対して、3号機においては、高圧注入系(HPCI)を手動停止させた時点において、低圧代替注水(D/D-FP: ディーゼル駆動消火水ポンプを用いた注水)の実施やSRV操作についての準備状況が十分でなかったと考えられる。その結果、HPCI手動停止後、SRVの開操作を行ったものの動作しなかったため、原子炉圧力が上昇し、代替低圧注水(D/D-FP)の吐出圧では注水ができず、炉心の損傷に至ることとなった。

#### V-4 水素爆発について

##### (1) 2号機において水素爆発が発生しなかった理由について

2号機については、3月15日6時過ぎに圧力抑制室にて爆発が発生した可能性が指摘されているものの、敷地内に設置されていた仮設の地震観測記録計のデータを東京電力が分析を実施した結果によると、以下の点から、当該振動は2号機ではなく4号機の爆発であると推定される。(図V-4-1～V-4-3 参照)

- ① 15日6時00分～6時15分の振動記録について、P波(縦波)とS波(横波)の伝達速度を分析して地震動と爆発による振動を区別したところ、爆発による振動は6時12分の記録のみ。
- ② 6時12分に記録されている振動について、各観測点におけるP波及びS波の到達時刻を2号機からの距離と4号機からの距離で整理した結果、2号機からの距離で整理した結果に比べて4号機からの距離で整理した方が明らかに精度良く線形(※)になる。

※振動源から観測点までの距離を縦軸に、P波及び波の到達時刻を横軸にとると線形の関係となる。

2号機において水素爆発が発生しなかった理由としては、1号機の水素爆発の影響により、偶然ブローアウトパネルが解放され、滞留していた水素が建屋外に放出され、水素爆発を免れたものと推測されている。(ブローアウトパネルは、原子炉格納容器外において主蒸気破断が発生した場合に建屋の内圧上昇による天井・外壁等の破損を防止するために設置されているものであり、所定の圧力がパネルに作用すると固定している金物が塑性変形を起こし動作するよう設計されている(図V-4-4及びV-4-5参照)。2号機以外では水素爆発前のブローアウトパネルの開放は確認されていないことから、1・3号機の建屋では内圧が所定の作動圧力(約340～350kg/m<sup>3</sup>)には到達してい

なかったと推定される。)

## (2) 原子炉建屋開口部と水素滞留の関係について

JNESにおいて、水素爆発時の水素滞留状況を分析するため、代表的な漏えい箇所として原子炉建屋上部及び下部からの水素漏えいを仮定し、原子炉建屋内の水素混合挙動解析を実施。その際に、原子炉建屋に開口部／放出口を想定した場合の水素滞留の状況についての評価を実施し、ブローアウトパネル相当の放出口(φ5m)の影響等について検討した。

JNESが行ったMELCORによる解析結果によると、実際に水素爆発に至った1号機においては、総量として約1000kgの水素が発生し、水素爆発直前までの約10～11時間の間に400～450kg程度の水素が原子炉建屋内へ漏えいした可能性が示唆される。そのため、解析条件としては、400kg、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい速度は50kg/hを基本ケースとして解析を実施した。(図V-4-6及びV-4-7、表V-4-1 参照)

解析の結果、ブローアウトパネル相当の放出口(φ5m)を仮定した場合には、各階の水素濃度が爆轟条件である15%を下回ることから、ブローアウトパネルの開放により、水素爆発が回避された可能性がある。さらに、1階に2m<sup>2</sup>の開口部を追加すると、より厳しい水素漏えい速度(100kg/h)を想定したとしても、各階の水素濃度は4%を下回る結果となった。そのため、ブローアウトパネルの開放は放射性物質を含んだ建屋内の気体が直接放出されることを意味するものの、水素爆発回避の観点からは、最上階及び1階に放出口/開口部を設けることが有効と考えられる。

## V-5 閉込設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

### (1) 格納容器の過圧・過温破損防止

第一発電所1～3号機においては、格納容器ベント操作を行う前に、格納容器からの漏えいが生じた可能性が高い。漏えいが生じた可能性のある箇所としては、トップフランジ、格納容器貫通部、機器ハッチ等が考えられる。漏えいのメカニズムについては、過去の安全研究成果によれば過圧のみによる破損の可能性は考え難く、過圧に加えて、トップフランジ、格納容器貫通部、機器ハッチ等に使用されている有機シール材(シリコンゴム、エポキシ樹脂等)が熱輻射等による高温(250℃以上)下において劣化して漏えいが生じた可能性が高い。

従って、格納容器の過圧と過温を防止する必要がある。

#### **対策 18** 格納容器の除熱機能の多様化

全交流電源喪失の場合であっても、格納容器の過圧と過温を防止するためには、交流電源に頼らない格納容器スプレイ(注: CV内放射性物質の除去効果もある)及びRHR等による除熱機能を追加確保することが適当。また、今回の事故で取水ポンプ等

が損壊したことも考慮すれば、海水冷却以外又は地理的な分散を確保した格納容器代替除熱機能などによる格納容器除熱機能の多様化を確保することが適当。

**対策 19** 格納容器トップヘッドフランジの過温破損防止対策（主に BWR のみを対象）

BWRマーク I 型格納容器のように、格納容器トップヘッドフランジが圧力容器に近く熱輻射の影響を受けやすいにもかかわらず格納容器スプレイの効果が期待しがたい場合などには、格納容器トップヘッドフランジなどの過温破損対策を検討することが必要。その一つの方法としてトップヘッドの外部からの冷却が考えられるが、過温の程度の評価、本対策によるマイナスの効果がないかどうかあるいは、多の対策の可能性を個別のプラント毎に検討し、措置することが適当。

(2) ベントによる建屋への水素の逆流防止

4号機については、3号機で発生した水素が4号機のSGTS・建屋換気系に流入し、水素爆発を起こしたと考えられる。流入の原因は、3号機と4号機が排気筒を共用しているにも関わらず、3号機のベント操作時に4号機側のSGTS出口弁を隔離する手順となっておらず、実際に隔離操作が実施されていなかったこと、及び4号機のみ逆流防止ダンパが設置されていなかったことが考えられる。

その他の号機について、少なくとも3号機についてはSGTS出口弁の隔離操作が実施されていなかったこと、また3号機SGTSフィルタの線量率が入口側と出口側で大きく変化しておらず明確な方向性が見られないことから、建屋側への一方向的な逆流はないものの、逆流そのものは否定し難いと考えられる。

従って、ベント実施時に建屋への水素の逆流を防止することが必要である。

**対策 20** ベント配管の独立性確保

ベントを実施した際に、格納容器内に滞留していた水素がSGTSや他号機のベント配管を逆流して原子炉建屋内に流入することがないように、ベント配管をSGTSから独立させるとともに、号機間でベントの排気筒を共有しないことなどによりベント配管の独立性を確保することが適当。なお、号機間でベントの配管系統が繋がるようなことは禁止する。

(3) 着実なベント操作の実施による低圧注水への移行

ベント弁操作において、電源喪失により照明が無くなったこと、事故により現場環境が悪化したこと、圧縮空気の系統での漏えいによるポンベの枯渇などにより作業が困難となった。特に、3号機では、HPCIを停止させた後、代替低圧注水(D/D-FP: ディーゼル駆動消火水ポンプを用いた注水)への移行を行うため、SRVの開操作を行ったものの動作しなかったため、原子炉圧力が上昇し、代替低圧注水(D/D-FP)の吐出圧では注水ができず、水位が低下し炉心の露出に至った。なお、海外では、フィルタベント

を前提として早期にベントによる減圧を行うこととしている例、ラプチャーディスクを格納容器設計圧力以下で作動させる設計としている例がある(表V-5-1 参照)。

従って、ベントの実施及び代替低圧注水への移行をできるだけ早期に確実に進めることが必要である。

#### 対策 21 低圧代替注水への確実な移行（主に BWR のみに適用）

低圧代替注水への移行を確実に進めるためには、「代替注水待機」、「PCVベント実施」、「SRV開」、「注水開始」、「HPCI等停止」というような手順などにより基本的な手順を明確化することが適当また、完全電源喪失など幅広い状況に対応してマニュアルを整備することが適当である。

※PWRについても、具体的な手順はBWRとは異なるものの、低圧代替注水への移行を確実に進めるという観点から適切な手順の明確化を進めることが適当。

#### 対策 22 ベントの確実性・操作性の向上

ベントの確実性を向上させるため、ベント設備の多重性及び耐震性を向上させることが適当。また、コンプレッサー・バッテリーの配備や手動開を可能とするような設備対応などにより、確実にベント弁の開操作を実施できることが必要。更に、事象進展に応じて早期のベントを機動的に実施する観点から、ラプチャーディスクの弁付きバイパスラインについて検討することが適当。

ベント操作が必要な事故では、ベント弁が設置されている原子炉建屋地下は放射線量率が高い状況になっている可能性があることから、そうした状況下におけるベント弁の操作性を向上させるため、原子炉建屋外からの操作が可能とするなどにより弁の設置位置や操作場所を再検討することが適当。

#### 対策 23 ベントによる外部環境への影響の低減

W/Wベントであっても相当量の放射性物質が放出されたことを踏まえ、D/Wベントは当然のことながら、W/Wベントにも放射性物質除去(フィルタ)効果のある設備を付けることが適当。その際、フィルタでの水蒸気の凝縮により水素爆発を起こさない工夫を行うことが適当。

### (4) 水素爆発の防止

JNESによる解析の結果によれば、原子炉建屋最上階にブローアウトパネル相当の放出口(φ5m)を仮定した場合には、各階の水素濃度が爆轟条件である15%を下回る。さらに、1階に2m<sup>2</sup>の開口部を追加すると、より厳しい水素漏えい率(100kg/h)を想定したとしても、各階の水素濃度は4%を下回る結果となった。

したがって、水素爆発防止の観点からは、最上階に放出口及び1階に開口部を設けることが有効と考えられる。しかしながら、ブローアウトパネルの開放は放射性物質を含んだ建屋内の気体が直接放出されることを意味するため、放射性物質の放出を抑

制する機能をもった水素排出設備又は再結合装置等を整備することを前提とした上で、対応の方向性について検討するべきである。

**対策 24** 水素爆発の防止（濃度管理及び適切な放出）（主に BWR のみに適用）

水素爆発を防止するためには、前述の格納容器の健全性を維持するための対策により水素の管理された放出を図ることに加えて、建屋側に漏えいした水素については、非常用ガス処理系の活用や水素再結合装置等の処理装置の設置などにより、放射性物質の放出を抑制しつつ水素濃度を管理することが適当。

更に、建屋から水素を排出するためには、プラント毎に定量的な評価を行った上で十分な大きさの開口部を設けるとともに、防爆仕様の換気装置及びフィルタリングなどにより、水素爆発の防止及び放射性物質の放出抑制した上での排出をすることが適当。

また、水素濃度検出装置の設置などにより、原子炉建屋内の状況を正確に把握することが適当。

※その上で、今般のように大量の水素が発生し、上記のような対応策を講じても対応できない場合に備えて、最後の手段として、ブローアウトパネルの開放（地上部による開口部の設置等を含む）等による水素滞留対策を検討することについては引き続き検討が必要。

## VI. 指揮・計装制御設備及び非常事態への対応体制等について

### 【要旨】

#### <指揮・通信設備、計装設備に関する被害状況>

○通信設備の殆どが電源喪失等により使用できなくなったため、中央制御室と現場との連絡に支障が生じ、通常は短時間で済む作業に多大な時間を要した。

○中央操作室等の作業環境についても、事象の進展に伴い放射性物質が流入し、事故時対応に支障が生じた。

○津波による電源喪失によりプラント状態を把握する計器が使用できず、持ち込んだバッテリーを接続して測定を行わざるを得なかったため、監視機能は限定的になった。また、後からの校正結果によれば、原子炉水位などは基準水位が変動し適切な値が示されなかったものと考えられる。

○原子炉格納容器内が高温、高圧の水蒸気雰囲気となり、測定できない計器が出るとともに、測定された指示値にもばらつきが見られた。また、校正条件と測定時の環境の相違から、補正が必要な計器もあったものの、計器の点検等は原子炉建屋に入る必要があり、高線量作業になるなど困難であった。

○モニタリングポストは、津波により非常用電源も喪失したため使用できなくなり、さらに、電源が復旧した後も周囲の汚染により測定のバックグラウンドが高くなったことにより、原子炉からの放射性物質放出の影響に対する監視が困難となった。

#### <技術的知見と対策>

○通信設備については、非常時の電源確保対策を着実に実施するとともに、地震や津波といった非常時を想定した上でも、主要通信基地等の機能維持が可能とすることが適当。また、緊急時対策所や関係機関での対応を迅速かつ適切に行うため、情報共有システム等の設置、信頼性向上を進めることが適当。

○電源の確保に加えて、計装専用の蓄電池、予備計測器の設置や予備品の確保を行うことが適当。また、事故時に的確に使用できるように、補正等が必要なものについての情報整理を行い、確実に運用可能とすることが適当。

○更なる円滑な状況把握のためのPCV内も含めた監視カメラの活用や、炉心損傷時にもプラント状態を確実に把握できるよう、計器仕様の範囲を拡大するための研究開発を進めることが適当。

○発電所敷地境界等のモニタリングポストについては、非常用電源からの供給や専用

電源の設置などにより、モニタリング機能が維持されるように手当することが適当。また、モニタリングポスト周囲が汚染しても正確なモニタリグを可能とするよう設備対応を進めることが適当。

＜非常事態への対応体制の構築・訓練の実施＞

○非常事態時対応に係るマニュアルや設計図面等の必要な情報の整備、人員の確保・招集体制等の構築、夜間や悪天候下等も含めた緊急時対応訓練等を実施することが適当。

## VI-1 指揮・通信設備、計装設備に関する被害状況について

### (1) 指揮・通信設備に関する被害状況について

第一発電所においては、地震により事務棟などが被害を受け使用できなくなる状況下で、平成19年の中越沖地震の教訓を踏まえて整備された免震重要棟を指揮所として事故対応が行われた。

第一発電所の通信手段としては、通常通信手段(PHS、ページングシステム、ホットライン・固定電話)及び代替通信手段(移動無線機、衛星電話)が用意されていたものの、ほとんどの設備は電源喪失等により使用できなくなった。使用可能であった無線設備についても、受発信場所が限定されるなどにより十分に活用することができなかった(表VI-1-1 参照)。

また、緊急時対策所における運転員への支援を円滑に行うために設置されていたプラント状態把握のための緊急時対応情報システム(SPDS)は、免震重要棟に設置されていたため、サーバ等は機能を維持していたが、データの伝送元である各号機のプロセス計算機が、1・2号機では津波の影響より機能喪失し、また3号機等ではパケット回線での伝送で不安定な状態にあったため、十分に活用することができなかった。

そのため、中央制御室と現場との間で通信設備による連絡が取れず、現場との往復が必要となり、通常であれば短時間で済む作業にも多大な時間を要することとなった。

また、こうした通信機能等を活用するための前提となる中央操作室等の作業環境についても、事象の進展に伴い放射性物質が流入し、放射線量が高くなったため運転員が立ち入れなくなるなどし、事故時対応の大きな障害となった。

なお、SPDSのデータはERSSに伝送し、原子力災害対策本部での状況把握の一助とする予定であったが、伝送経路にあるメディアコンバータ(発電所内の保安検査官室に設置)が、用意していた無停電電源装置ではなく常用電源から給電していたため、地震後に常用電源が喪失したことにより活用不能となった(図VI-1-1 参照)。

また、東京電力本社と免震重要棟の間では、テレビ会議システムが稼働しており、情報交換が行われていたが、同システムは当初、原子力災害対策本部等の政府関係機

関には接続されていなかった。

## (2) 計装設備に関する被害状況について

通常時の計装設備に加えて事故時の計装設備等についても、津波による電源喪失により機能を喪失した(表VI-1-2 参照)。その後、持ち込んだ自動車等のバッテリーを接続して一部に給電を行わざるを得なかったため、測定を行ったがプラント状態を把握する監視機能は大幅に制限されることとなった。

また、原子炉水位・圧力の測定は、原子炉圧力容器から計装配管を引き出して、引き出した位置の圧力を検出器まで伝えることにより、基準面器側との圧力の差から水による圧力を測定し、水の密度で換算することで求めているため、校正時に想定した状態から原子炉内の圧力・温度が大きく変化すれば、実際の圧力・水位と異なる値を示すこととなる(図VI-1-2及びVI-1-3 参照)。実際に、後からの校正結果によれば、原子炉水位などは基準水位が変動し適切な値が示されなかったものと考えられる。

さらに、事象の進展に伴って、原子炉格納容器内が高温、高圧の水蒸気雰囲気となり、測定できない計器が出るとともに、測定された指示値にもばらつきが見られた。計器の点検等のためには原子炉建屋に入る必要があるが、高線量作業になるなどの理由から困難であった。

施設外の状況を確認する上で重要な役割をもっているモニタリングポストは、複数の常用電源に接続した無停電電源装置から給電していたが、津波により非常用電源も喪失したため、使用できなくなり、中央制御室等での監視ができなくなった。電源復旧後も、周囲の汚染によりバックグラウンドが高くなり、原子炉からの放射性物質放出の影響に対する監視が難しくなった。

## VI-2 指揮・通信設備、計装設備に関する技術的知見とそれを踏まえた対策

### (1) 指揮・通信設備の信頼性向上

通信設備のほとんどが電源喪失等により使用できなくなり、中央制御室と現場との連絡に大きな支障を生じたため、本来であれば迅速な対応が必要とされる事故時において、復旧作業等に多大な時間を要することとなった。また、事故時におけるプラント状態把握のための緊急時対応情報システムについても、それ自身は免震重要棟に設置されていたため損傷は免れたが、1・2号機では津波の影響でプロセス計算機が機能喪失し、3号機等ではパケット回線での伝送が不安定な状態にあったため、結果として活用することができなかった。また、こうした通信機能を活用するための前提となる中央操作室等の作業環境についても、事象の進展に伴い放射性物質が流入し、事故時対応に支障が生じた。

第一発電所1～3号機において、全交流電源喪失、冷却機能喪失、閉込機能喪失の各段階で、事故時対応の遅延や作業環境の悪さにより適時の対策を講じることができず、

事象の進展をくい止められなかった状況が多々見られる。事象の進展には、直接的には、電源設備、冷却設備、閉込設備等の設備・機器の不全が影響しているが、その背景には指揮・通信設備が十分に機能しなかったことの影響も大きいと考えられる。

従って、自然災害及び事故等の非常時においても通信機能を確保するとともに、こうした通信機能を活用するための前提となる中央操作室や事故時の指揮所が十分に機能を発揮できるよう環境を整備する必要がある。

#### 対策 25 事故時の指揮所の確保・整備

地震等の自然災害などによっても機能喪失しない緊急時の指揮所を確保・整備することが適当。その際、必要人員の収容スペース、事故時においても中央操作室や指揮所が十分に機能を発揮できる必要な電源の確保、放射性物質の流入防止(換気空調系機器の機能確保)、周辺状況の監視機能及び通信機能の確保を担保することが適当。

#### 対策 26 事故時の通信機能確保

通信設備の信頼性を向上させるため、非常時における電源の確保を着実に実施するとともに、地震や津波といった非常時を想定した上でも、主要通信基地等の機能維持が可能となるよう耐震性を考慮した機器の設置や浸水対策を行うことが適当。また、緊急時対策所や関係機関での対応を迅速かつ適切に行うため、伝送系を含めて緊急時対応情報システムやテレビ会議システム等の設置を進めるとともに、事故時における機能確保を図ることが適当。

### (2) 計装設備の信頼性向上について

津波による電源喪失によりプラント状態を把握する計器が使用できず、持ち込んだバッテリーを接続して測定を行わざるを得なかったため、監視機能は限定的になった。

後からの校正結果によれば、原子炉水位などは基準水位が変動し適切な値が示されなかったものと考えられる。更に、原子炉格納容器内が高温、高圧の水蒸気雰囲気となり、測定できない計器が出るとともに、測定された指示値にもばらつきが見られた。

さらに、計器の点検等は原子炉建屋に入る必要があり、高線量作業になるなど困難であった。なお、校正条件と測定時の環境の相違から、補正が必要な計器もあった。

従って、事故時においても計装設備の信頼性を確保しプラントの状況を正確に把握することが必要。

また、施設外の状況を確認する上で重要な役割をもっているモニタリングポストは、複数の常用電源に接続した無停電電源装置から給電していたが、津波により中央制御室等での監視ができなくなり、使用できなくなった。電源復旧後も、周囲の汚染によりバックグラウンドが高くなり、原子炉からの放出の影響に対する監視が難しくなった。

従って、全交流電源喪失などにおいても、外部への放射性物質の放出を的確に把握するため、事故時にモニタリング機能が喪失することがないように措置する必要がある。

#### 対策27 事故時における計装設備の信頼性確保

電源の確保に加えて、計装専用の蓄電池、予備計測器の設置や予備品の確保を行うことが適当。また、事故時に的確に使用できるように、補正等が必要なものについての情報整理を行い、確実に運用可能とすることが適当。

#### 対策28 プラント状態の監視機能の強化

更なる円滑な状況把握のためのPCV内も含めた監視カメラの活用や、炉心損傷時にもプラント状態を確実に把握できるよう、計器仕様の範囲を拡大するための研究開発を進めることが適当。

#### 対策29 事故時モニタリング機能の強化

発電所敷地境界等のモニタリングポストについては、排気筒以外からの放射性物質の放出の可能性に対応するため、非常用電源からの供給や専用電源の設置などにより、モニタリング機能が維持されるように手当することが適当。また、モニタリングポスト周囲が汚染しても正確なモニタリングを可能とするよう設備対応を進めることが適当。

### VI-3 非常事態への対応体制について

今回の事故においては、事故状況下において必要となる設備について、予備品の確保や使用時の状況を想定した事前の操作訓練等が必ずしも十分とは言えず、また被害を被った設備の復旧作業に必要な人材を迅速に招集するなど、事故対応時の体制も事前に適切に構築されていなかった。

そのため、シビアアクシデントへの対応も含めて、あらゆる状況を想定した上で、事前に必要なマニュアルや情報の整備、人員配置等の体制の構築、設備系統に熟知し適切な運転操作等を担保する訓練の実施等を適切に実施することが必要。

#### 対策30 非常事態への対応体制の構築・訓練の実施

非常事態時においても事態対応に必要な機器が確実に動作するよう適切な予備品を確保する（対策4、11、27再掲）とともに各地域の気象条件等を考慮した設備対応や夜間対応を想定した照明機器等の配備を行うことが適当。

また、シビアアクシデントへの対応も含めて、あらゆる状況を想定した上で、幅広い事態に対応したマニュアル、設計図面等の必要な情報の整備、関連資料の保管、緊急時に必要となる人員の確保・招集体制等を構築することや夜間や悪天候下等も含めた事故時対応訓練を行うことが適当。

## VII. 規制の体系に関して反映すべき視点について

津波による電源系統設備の共通要因故障が長時間の全電源喪失を引き起こし、アクシデントマネジメントが不十分であったことなどから、結果としてシビアアクシデントを防止できず、大量の放射性物質が環境中に放出されたことについては、原子力安全・保安院は、原子力安全規制担当機関として深く反省しなければならない。

前章までに分析してきた東京電力福島第一原子力発電所事故から得られた技術的知見は、これまでの安全規制体系の考え方の変更を必要とするものであり、今回の技術的知見と世界の知見から新しい安全規制を構築しなければならない。

昨年6月の「原子力安全に関するIAEA閣僚会議に対する日本国政府の報告書」でも指摘されたように、アクシデントマネジメント対策は第一発電所においても導入されていたが、役割を果たすことができず、不十分であった。また、アクシデントマネジメント対策は基本的に事業者の自主的取組みとされ、法規制上の要求とはされておらず、整備の内容に厳格性を欠いた。シビアアクシデント対策については、事業者による自主保安に委ねるのではなく、これを法規制上の要求にする必要がある。

### 1. シビアアクシデント対策の深層防御

シビアアクシデント対策を効果的かつ包括的に整備するには、シビアアクシデント対策に深層防御、特に厳格な「前段否定(故障・事故の発生を防止するため必要十分な対策を実施するが、その効果を否定し、故障・事故が発生したと想定し次なる対策を実施すること)」の考え方を適用する必要がある。

第一段として、停止・冷却・閉込の機能を喪失しないよう、多重・共通要因故障の発生及びこれによる安全機能の喪失を防止しなければならない。例えば、津波が想定高さを超えたとしても、電源系統が多重・共通要因故障を起こし、安全機能の喪失につながらないよう、建屋の水密化、電源系統設備の位置的分散などが必要である。

第二段として、前段の対策を取ったにもかかわらず多重・共通要因故障及びこれによる安全機能の喪失が発生した場合においても、シビアアクシデント(炉心損傷)の発生を防止しなければならない。例えば、全交流電源喪失に陥った場合には、電源車等の代替電源により外部から電気を迅速・確実に供給する必要がある。

第三段として、前段の対策を取ったにもかかわらず炉心損傷が発生した場合においても、格納容器の破損を防止することにより大量の放射性物質の放出を防止しなければならない。例えば、電源以外で駆動する格納容器スプレイによる冷却及びフィルタ付きベントにより除熱し、格納容器の健全性を維持することなどが必要がある。

今後、各段階において法規制上の要求を行うこととなるが、事業者は法規制上の要求を満たすだけで良いのではなく、世界のベストプラクティス及び研究開発成果から学び追加的な対策を実施することにより、より高い安全性を目指す努力を行うべきで

ある。この努力は奨励されるべきである。

## 2. シビアアクシデント対策の多様性・柔軟性・操作性

第一段としての多重・共通要因故障の発生防止対策は、設計対応として、多様性及び独立性に加えて位置的分散等の確保が必要である。一方、第二段及び第三段としての対策は、今回の事故の経験を踏まえれば、想定した事故シーケンスに確実に対応できることはもとより、様々な事故シーケンス、広範かつ限界的な事故状態に対応できる多様性、柔軟性及び操作性が重要である。

そのためには、設備のみならずマニュアル等の幅広い整備が必要である。例えば、多様性については、作動原理・方式の多様性のみならず、耐震設計において頑健性のみを追求するのではなく、免震施設、移動施設、外部からの機能供給など様々な方式を柔軟に取り入れるべきである。

また、安全機能を有する設備は想定した事象には確実に対応できる設計となっているが、想定外の事象には対応できない場合が多く柔軟性に欠ける。可搬設備や応用操作の手順書を整備しておくなど様々な事故に対応できる柔軟性が必要である。

加えて、真に重要なシビアアクシデント対策施設は、電源喪失や高線量雰囲気など過酷な状況においても、操作性が確保されなければならない。

## 3. シビアアクシデント対策の包含範囲

シビアアクシデント対策が包含すべきシビアアクシデントに至る事故シーケンス及び炉心損傷後格納容器破損に至る事故シーケンスは、第一発電所で経験したものは非常に重要なものであるものの、それ以外（例えば、制御棒挿入失敗、ECCS注水失敗、コアコンクリート反応等。）にも存在する。また、PWRにはBWRとは異なる特徴があり、想定される事故シーケンスも異なる。そのため、これらについても、広く包含したシビアアクシデント対策が必要である。

日本では事故の安全評価の際に単一故障を前提としていたが、海外では一部の多重故障を評価している国もある。また、日本ではシビアアクシデントの起因事象は、主として内的事象に限られていた。一方、航空機落下や原子炉施設の大規模破損への対応を要求している国もある。

## 4. 国際的整合性の確保

上述のとおり、シビアアクシデント対策を中心として、日本の原子力安全規制は、海外と比べて遅れていたと言わざるを得ない。IAEAの基本安全原則、安全基準及び海外の安全規制を参考にし、国際的な整合性を高めて行かなければならない。

## 5. 新たな体制・制度下での原子力安全規制への期待

本中間とりまとめでは、第一発電所の事故シーケンスから得られた技術的知見を基に原子力安全・保安院として対応が必要となるシビアアクシデント対策の方向性を示したものであるが、より広いシビアアクシデントの対応も含め今後更なる検討をする事項も多い。具体的な規制要求の方法は、先般、閣議決定され、今後国会審議を経て決定される新法下の規制体系や運用方針も含めて新規制庁の下で決定されるべきものである。

シビアアクシデント対策の実効性は、決定論的評価に加え、確率論的評価も行うことが望ましい。また、シビアアクシデント対策の実施に当たっては、既存の安全機能に悪影響を与えないかの評価が必要であり、プラント毎のチェックを厳重に行わなければならない。

今回の第一発電所の事故から得られた技術的知見に加え、これまでの安全研究、国際的な知見なども踏まえ、シビアアクシデント対策が抜本的に強化され、安全性が向上することを期待する。

<別添>

[別添資料 1] 地震による設備・機器等への影響

[別添資料 2] 1～3号機の事象進展に関する整理と考察

i. 地震による設備・機器等への影響

## 【要旨】

## ＜地震応答解析による設備・機器等への影響＞

- 第一発電所全号機の原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系が今回の地震により受けた影響について、地震応答解析により検討した。その結果、基準地震動 $S_s$ により評価を実施した5号機の一部の配管本体及び配管サポートを除き、これらの施設については、評価基準値を満足しており、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。
- 評価基準値を上回った5号機の一部の配管本体及び配管サポートについては、現地調査を行い有意な損傷がないことを確認しているが、今後、今回の地震による解析を実施し、詳細評価を行う。

## ＜プラント状態からみた設備・機器等への影響評価＞

- 各号機のプラントパラメータの挙動等を総体的に見れば、「止める」、「冷やす」、「閉じこめる」の基本的な安全機能を損なうような被害があったことを示す情報は得られていない。
- ただし、耐震クラスの低いタンク、配管等に地震の影響によるものと考えられる歪みや破損が確認されている。

## 1. 地震応答解析による設備・機器等への影響評価

今回の地震が、第一発電所（以下「第一発電所」という。）及び第二発電所（以下「第二発電所」という。）の原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系へ与えた影響について以下のとおり検討を行った。

## (1) 原子炉建屋への影響評価

## ① 検討方針

基礎版上の地震観測記録を用いた地震応答解析を実施し、解析結果の耐震壁のせん断ひずみと機能維持限界値を比較することにより、地震時及び地震直後において原子炉建屋は要求される安全機能（放射性物質を「閉じ込める」機能、安全上重要な機器・配管系を間接支持する機能等）を保持できる状態にあったかどうか推定する。

## ② 検討条件

水平方向及び鉛直方向の地震応答解析モデル及び解析定数については、耐震バックチェックと同様に既往評価等の実績があるものを採用するとともに、定期検査等、地震時のプラントの状態を必要に応じて反映する。水平方向の解析用地盤モデルにつ

いては、今回の地震時のせん断ひずみレベルに応じた剛性低下等を考慮する。

地震応答解析については、水平方向及び鉛直方向共に弾性応答解析を基本とするが、耐震壁の水平方向の応答が塑性域であった場合には弾塑性応答解析を実施する。

地震動の入力条件については、既往の地震観測記録に基づくシミュレーション解析の実績を踏まえ、基礎版上で得られた地震観測記録を解析モデルの基礎版上に入力することを基本とするが、弾塑性応答解析では基礎版上で得られた地震観測記録を再現できるように基礎下端レベルの地盤バネへの入力地震動を推定した上で、それを地盤バネ位置に入力する。

評価基準値については、耐震壁の機能維持限界値として既往評価等の実績のあるせん断ひずみ( $2.0 \times 10^{-3}$ )を採用する。

### ③解析結果

- ・ 基礎版上の地震観測記録を用いた地震応答解析を実施した結果、耐震壁のせん断ひずみの最大値は、第一発電所 2 号機で  $0.43 \times 10^{-3}$  (EW 方向、5 階) であり、評価基準値以下である。
- ・ せん断スケルトン曲線上の最大応答値については、第一発電所 2 号機及び第一発電所 5 号機の EW 方向の 5 階並びにクレーン階以外の全ての階において第一折れ点を下回り弾性範囲の応答に留まっている。
- ・ 第一折れ点を越えた部位にあっても、第二折れ点は下回っており、建屋の機能維持の観点からは、構造上の問題はない。

## (2) 原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系への影響評価

### ①検討方針

評価対象設備は、耐震バックチェック中間報告で対象とした耐震 S クラス設備としている。

検討の第一段階として、基礎版上の地震観測記録を用いた原子炉建屋の地震応答解析及び原子炉建屋と原子炉等の大型機器を連成させた地震応答解析(以下「大型機器連成地震応答解析」という。)で得られた応答荷重や応答加速度等(以下「地震荷重等」という。)が、基準地震動  $S_s$  を用いた地震応答解析で得られた地震荷重等を下回ることを確認することにより、地震時及び地震直後において当該設備に要求される安全機能(原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」機能)を保持できる状態にあったかどうか推定する。

第二段階として、基礎版上の地震観測記録を用いた地震応答解析で得られた地震荷重等が、基準地震動  $S_s$  による地震荷重等を上回る場合は、その地震荷重等に関連した安全上重要な機能を有する主要な設備を選定して耐震性評価を実施し、地震時及び地震直後において当該設備に要求される安全機能を保持できる状態にあったかどうか推定する。

## ②検討条件

### 1) 地震応答解析の手法

水平方向及び鉛直方向の大型機器連成地震応答解析モデルのうち機器・配管系のモデル及び解析定数については、耐震バックチェックと同様であり、既往評価等の実績があるものを採用するとともに、定期検査等、地震時のプラントの状態を必要に応じて反映している。また、大型機器連成地震応答解析モデルのうち建屋の部分については、原子炉建屋のモデルに基づき設定している。

地震応答解析については、水平方向及び鉛直方向共に機器・配管系の弾性モデルと原子炉建屋のモデルを連成させた地震応答解析を実施している。また、入力位置は原子炉建屋の地震応答解析と同一である。

### 2) 影響評価の方法

第一段階として、基礎版上の地震観測記録に基づいた地震応答解析で得られた地震荷重等と、耐震バックチェックにおいて基準地震動  $S_s$  を用いて計算された地震荷重等を比較している。

第一段階の地震荷重等の比較については、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備ごとに以下の評価項目(指標)を選定し、実施している。

- ・ 原子炉建屋床に設置されている機器・配管系(残留熱除去系ポンプ・配管等):設置床レベルの震度及び床応答スペクトル
- ・ 原子炉圧力容器及び原子炉格納容器本体:モデルの各部材のせん断力、モーメント、軸力
- ・ 制御棒の挿入性:燃料集合体の相対変位
- ・ 炉心支持構造物:気水分離器及び炉心シュラウドのせん断力、モーメント、軸力

第二段階として、基礎版上の地震観測記録に基づいた地震応答解析で得られた地震荷重等が、耐震バックチェックにおいて基準地震動  $S_s$  を用いて計算された地震荷重等を上回る場合は、安全上重要な機能を有する主要な設備のうち比較の指標に関連した設備について耐震性評価を実施している。

第二段階における耐震性評価については、耐震バックチェック等の既往評価において実績のある手法により算定した設備の計算値が、評価基準値を下回るか確認している。

評価基準値については、機能維持限界として既往評価等の実績のあるものとして、強度評価では許容応力状態  $IV_{AS}$  の許容値、制御棒挿入性では、規定時間内の制御棒の挿入が確認されている、燃料集合体の相対変位 40mm を採用している。

## ③解析結果(図 i-1～i-10 参照)

原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価については、以

下について確認し、安全上重要な機能を有する主要な設備が地震時及び地震直後において、要求される安全機能を保持できる状態にあったと推定した。

- ・ 第一段階の比較検討を実施した結果、地震観測記録に基づいた地震応答解析で得られた地震荷重等が、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を第一発電所 1・2・3・5 号機で超えたこと。第一発電所 4・6 号機及び第二発電所全号機については、今回の地震による地震荷重等は、床応答スペクトルの一部の箇所を除いて耐震安全性評価で得られている地震荷重等を下回る。
- ・ 第二段階の耐震性評価を実施した結果、安全上重要な機能を有する主要な設備のうち超過した指標に関連した設備について耐震性評価を実施し、当該設備の地震時の計算値は評価基準値を全て下回った。
- ・ 制御棒挿入性評価を実施した結果、燃料集合体相対変位の計算値は、評価基準値を下回った。

### (3) 耐震バックチェック中間報告対象施設以外の施設の影響・評価

#### ① 第一発電所 5 号機の原子炉建屋に設置されている設備の影響評価

当院は、震災時点で耐震補強工事が完了していないプラントがあったことから、耐震 S クラスの全ての施設が地震時及び地震直後の安全機能が保持できる状態にあったかどうか検討した。第一発電所 1 号機から 4 号機は、水素爆発や火災等の影響で地震による影響確認が困難なことから、以下の理由により評価の対象は、第一発電所 5 号機とした。

- ・ 今回の地震による基礎版上の観測記録が基準地震動  $S_s$  による応答加速度を上回ったこと
- ・ 水素爆発や火災等の影響がないことから地震による影響を現地調査により直接把握できること
- ・ 格納容器の形式が第一発電所 1 号機から 4 号機と同形式の Mark-1 であり、影響の類推が可能なこと
- ・ 機器、配管の耐震補強工事がほとんど着手していないこと

#### 1) 原子炉建屋に設置されている設備の影響評価方針

- ・ 今回の地震荷重等と設計時（工事計画書の強度計算書）における地震荷重等との比（応答比）が、設計時の裕度（評価基準値/計算値）との関係を確認する。（一次スクリーニング）
- ・ 今回の地震荷重等と設計時における地震荷重等との比が、設計時の裕度を上回る場合は、既往の耐震安全性評価で適用した詳細評価と同等の評価を実施する。
- ・ 解析的検討により評価基準値を上回るものについては、現場との照合を行い有意な損傷がないことを確認する。

- ・配管系は、基準地震動Ssによる検討が進捗していたこと及び観測記録が基準地震動Ssを上回る周期帯は配管系の固有周期とは異なり保守的な結果が得られることなどから、基準地震動Ssによる解析を用いる(図 i-11 参照)。

## 2) 影響・評価

当院は、原子炉建屋に設置されている設備の影響・評価結果について、以下のとおり確認し、一部の配管本体及び配管サポートを除き評価対象設備が、地震時及び地震直後において、要求される安全機能を保持できる状態にあったと推定した。

- ・一次スクリーニングされた設備は、今回の地震荷重等と設計時における地震荷重等との比が、設計時の裕度以下であったこと。
- ・今回の地震荷重等と設計時における地震荷重等との比が、設計時の裕度を上回る設備は、詳細評価により評価基準値を下回ること
- ・解析的検討により評価基準値を上回る設備は、現場との照合を行い有意な損傷がなかったこと。

基準地震動Ssによる計算値が評価基準値を上回る一部の配管本体及び配管サポートについては、当院による現地調査を行い、有意な損傷がないことを確認しているが、今後当該設備について、今回の地震による解析を実施し、詳細評価を行うものとする。

②耐震安全性評価の中間報告の対象設備以外で、今回の事象において、その役割が重要であった設備の評価については、以下について確認し、これらの設備が地震時及び地震直後において、要求される安全機能を保持できる状態にあったと推定した。

- ・第一発電所 1 号機の非常用復水器系配管、原子炉再循環系配管、ベント管等、S/C 支持脚、第一発電所 2 号機の炉心スプレイ系配管、ベント管等及び第一発電所 3 号機高圧注水系配管について耐震性評価を実施し、当該設備の地震時の計算値は、評価基準値を全て下回った(図 i-12～ i-18 参照)。

## (5) 第一発電所 5 号機の現地調査

①第一発電所の今回の事故については、津波により深刻な事態に陥ったものであり、地震によるものでないと推定されるが、プラントの物理的状态を目視により直接確認し、地震による影響の有無を確認することとした。5 号機は、津波や水素爆発等の影響を受けておらず、実機の現状確認が可能なことから当院は、下記により現地調査を実施し、確認した範囲では、建物の構造に影響を及ぼすようなひび割れ及び機器・配管の過大な変形は認められなかった。。

実施時期：平成 23 年 12 月 1 日

実施概要：今回の地震による第一発電所の取水路及び海水ポンプ周辺等の津波による被害状況、5 号機原子炉建屋及びタービン建屋並びに機器・配管

## 系の地震による影響等について

- ②第一発電所5号機の耐震安全上重要な全てのSクラス設備に対する影響評価において、基準地震動 $S_s$ に対する計算値が、一部の配管本体及び配管サポートにおいて評価基準値を上回ったことから当院は、当該箇所での現地調査を行い、有意な損傷がないことを確認した。

実施時期：平成24年1月27日

実施箇所：残留熱除去系サポート、原子炉冷却材再循環系サポート、給水系配管本体・サポート、原子炉隔離時冷却系サポート、高圧注水系サポート、不活性ガス系サポート、残留熱除去海水系サポート

### (5) 地震応答解析による設備・機器等への影響評価のまとめ

第一発電所、第二発電所全号機の原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される耐震安全上重要な機器・配管系が今回の地震により受けた影響について、地震応答解析により検討した結果を評価した。その結果、一部の配管本体及び配管サポートを除き、これらの施設については、評価基準値を満足しており、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定した。評価基準値を上回った5号機の一部の配管本体及び配管サポートについては、現地調査を行い有意な損傷がないことを確認しているが、今後、今回の地震による解析を実施し、詳細評価を行う。

今後、女川発電所及び東海第二発電所についても、今回の地震による影響・評価を取りまとめるとともに、実機の状況を把握するため、第二発電所及び東海第二発電所についてウォークダウン調査を実施する。

## 2. プラント状況からみた設備・機器等への影響評価

### (1) 第一発電所の津波襲来前の状況

第一発電所における地震直後、津波襲来前の電源及び基本的な安全機能である「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の各機能の状況を整理した。

電源については、地震の影響による上位系統の停電、送電鉄塔の倒壊、開閉所電気設備の損傷等により外部電源が喪失した後、外部電源喪失を検知して非常用ディーゼル発電機が自動起動し、電力を供給した。

「止める」機能については、運転中だった1・2・3号機において、「地震加速度大」による自動スクラム信号が発信して制御棒が挿入され、速やかに原子炉が停止した。

「冷やす」機能については、原子炉保護系の電源喪失による主蒸気隔離弁(MSIV)の閉止に伴う原子炉圧力容器内の圧力上昇により、1号機では非常用復水器(IC)が自動起動した。2・3号機では、主蒸気逃がし安全弁(SRV)が作動するとともに、原子炉隔離時冷却系(RCIC)を手動起動し、原子炉の水位、圧力は一定の範囲で推移した。また、電源喪失によるものと思われる警報以外に冷却材漏えい等の兆候を示す警報は出ていない

(図 i-19～i-21 参照)。

「閉じ込める」機能については、MSIV 閉止の他、MSIV と同様に一次格納容器隔離系隔離信号が発信して非常用ガス処理系が自動起動するとともに、その後の SRV や RCIC の作動による圧力抑制室(S/C)の温度上昇を抑制するため S/C 冷却を手動にて実施(1・2号機)しており、格納容器内の温度・圧力や放射線モニタ等に異常は見られていない。また、各号機のプラントパラメータからも、「閉じ込める」機能が大きく低下している兆候は見られない(図 i-22～i-24 参照)。

以上のように、プラントの挙動を総体的に見れば、「止める」、「冷やす」、「閉じこめる」の基本的な安全機能を損なうような被害があったことを示す情報は得られていない。ただし、耐震クラスの低いタンク、配管等に歪みや破損が確認されており、地震の影響によるものと考えられる。

## (2) 地震の影響に関する個別指摘事項についての考察

地震の影響については、以下に示すように、安全上重要な設備・機器等について、今回の事故発生当初から地震により被害等が生じ、これが事故の拡大につながったのではないか等の指摘があった。

### <地震による安全上重要な設備・機器等への影響に関する指摘>

- ①1号機の非常用復水器の配管破損の可能性
- ②2号機の格納容器の破損の可能性
- ③3号機の高圧注水系の配管破損の可能性
- ④主蒸気隔離弁の閉止に際しての破断検出等の各種異常信号の可能性
- ⑤炉心スプレイ系配管の破損の可能性
- ⑥津波到着前のモニタリングポストの警報の可能性
- ⑦圧力抑制室の破損の可能性
- ⑧再循環系配管の破損の可能性

### <地震による耐震クラスの低い設備・機器等への影響>

- ⑨格納容器ベントラインの圧縮空気供給配管の破損の可能性

これらの個々の指摘事項に関し、プラント状況から得られる情報に基づき、考察を行った。

#### ①1号機の非常用復水器の配管破損の可能性

第一発電所 1号機において、非常用復水器(IC)が自動起動した後、地震の揺れが収まり運転員が停止操作を行うまでの間に原子炉圧力が約 4.7MPa まで低下していることに着目し、ICの配管破損があったのではないかとの指摘があった。

これについては、保安院が運転員から直接聴取し、余震による影響で IC を操作することができず、暫くしてから原子炉圧力が低下していたことを確認し IC を停止したとの証言を得ており、IC の作動が継続したことにより原子炉圧力が大きく低下したものと推定される。

また、同じく IC を有する敦賀 1 号機で過去に行われた操作実績では、自動起動に至る前に IC の 1 系統を手動で起動し、操作手順書(約 6.4~6.9MPa に維持)に従って原子炉圧力を調整していた。東京電力の第一発電所 1 号機の事故時運転操作手順書でも 6.27~7.06MPa に圧力を維持することとしており、上述の原子炉圧力の大きな低下の後には、IC (A 系) 戻り配管に設置されている弁の開閉を繰り返すことにより 6~7MPa の間で調整されていたものと考えられ、両者の挙動は類似している(図 i-25 参照)。

更に、敢えて漏えいを仮定し漏えい量を変化させた別紙○に示す JNES の解析結果からは、漏えい面積 3cm<sup>2</sup> 程度の配管損傷が生じていたとすれば、原子炉圧力や原子炉水位などの挙動が実測値とは明らかに整合しないとの結果が得られており、また別紙○に示す格納容器圧力に関する解析結果からは、保安規定で運転継続が許容される 0.23m<sup>3</sup>/h 相当の冷却材漏えい(漏えい面積は蒸気相漏えいで 0.08cm<sup>2</sup>、液相漏えいで 0.02cm<sup>2</sup>)を仮定した場合で、温度上昇は実機のばらつきの範囲であるが、圧力上昇は実測値よりも大きく、0.23m<sup>3</sup>/h 相当以上の冷却材漏えいの可能性は低いと思われる。これらを総合すれば、地震によって IC の機能が損なわれたことはないと考えられる。

## ②2 号機の格納容器の破損の可能性

2 号機の格納容器(PCV)に関し、圧力抑制室(S/C)を水源として隔離時冷却系(RCIC)を運転した場合に想定される圧力の上昇速度に比べ、圧力上昇の実測値が緩慢であったこと(図 i-26~i-27 参照)から、地震により格納容器が破損し漏えいがあったのではないかと指摘があった。

これについては、PCV からの一定の漏えいを地震後間もなくから仮定すると、PCV 圧力の上昇が抑制され事故初期の実測値と整合させることは可能ではあるが、3 月 15 日に PCV 圧力が上昇し約 8 時間にわたって 0.7MPa 以上で推移していたことと矛盾するため、PCV からの漏えいが早い段階からあったと仮定することは適当ではないと考えられる。

PCV からの漏えい以外に PCV 圧力の上昇を緩慢にさせる要因としては、PCV から何らかの形で除熱が行われたことが考えられる。この点については、S/C が設置されている地下 1 階にある RCIC 室に 3 月 12 日時点で水の侵入が確認されており、トラス室にもこうした水の侵入があれば、浸入水による除熱で PCV の温度上昇が抑えられた可能性がある。別紙○に示す JNES の解析結果もこの可能性と整合的である。

なお、東京電力によれば、3 号機では HPCI 停止後の 13 日 3 時頃にも運転員が RCIC 室に入室しているとのことであり、3 号機トラス室への水の侵入は 2 号機よりも

ゆっくりと進行していた可能性が高い。

### ③3号機の高圧注水系の配管破損の可能性

3号機の原子炉隔離時冷却系(RCIC)の停止後、RCICに使用されたものとは別系統の直流電源により、原子炉水位低で高圧注水系(HPCI)が自動起動した後、原子炉圧力は徐々に低下し、約1MPaで推移し、運転員がHPCIを停止すると再び約7MPaに戻っている。このHPCIの運転時に原子炉圧力が低下したことに着目し、HPCIの配管破損があったのではないかと指摘があった。

これについては、HPCIの運転中に格納容器(PCV)圧力の上昇等は確認されておらず、PCV内で破損があったとは考えにくい。また、HPCI室に設置されHPCIと同一の電源によって管理されている温度検知型の警報装置の作動が確認されていない(注:異常信号が出ればHPCIは自動停止する)ことからHPCI室での破損も考えにくい。

さらに、HPCIが13日3時頃に停止した後、5時頃までに冷却機能の復旧作業のためHPCI室に運転員が入室し、またPCVベントの系統構成のためトラス室にも入室しているが、蒸気充満等の異常は確認されておらずトラス室内でHPCI配管に損傷があったとも考えにくい。

これらの点を総合的に見れば、HPCI系統での大きな蒸気漏えいは考え難く、原子炉圧力の低下は、原子炉内の蒸気が継続的にHPCIに供給され、HPCIによって冷水が注水されたことによると考えられ、別添資料-2の2.(3)においてさらに考察している(図i-25参照)。

### ④主蒸気隔離弁の閉止に際しての破断検出等の各種異常信号の可能性

地震発生に伴う外部電源喪失により、非常用発電機等による給電が立ち上がるまでの間で原子炉保護系などの電源が一時的に停止し、破断検出等の各種異常信号が発信し、その結果、一次格納容器隔離系(PCIS)や主蒸気隔離弁(MSIV)「閉」などの回路がフェールセーフ動作している。(注:PCISは過渡的な水位の低下による作動も考えられる。)

これについては、信号が発信している回路の電源は、無停電電源装置からの給電ではないため、外部電源喪失後、非常用発電機等による給電が立ち上がるまでの間に電圧が一時的になくなる構成であることによるものと考えられる(図i-29参照)。

(なお、この種の信号発信について、回路の電源系統等を見直すかどうかについては、フェールセーフの意義を含めて十分に検討する必要がある)

### ⑤炉心スプレイ系配管の破損の可能性

地震発生後、津波到来前に、1・2号機中央制御室のホワイトボードに「15:16 CS(B)室 漏洩 ANN（警報）発生中」との記載があることから、炉心スプレイ系の配管に破損があったのではないかと指摘があった。

これについては、その後「15:18 ANN リセット」との記載があること、及び炉心スプレイ系は実際には作動しておらず圧力はかかっていないことから、実際の漏えいを検知したものではないと考えられる。

#### ⑥津波到着前のモニタリングポストの警報の可能性

11日の当直引き継ぎ日誌に「15:29にMP-3(注:モニタリングポストのひとつ)でHIHI警報発生」との記載があることに着目し、地震で燃料棒が破損したのではないかと指摘があった。

これについては、地震発生時(14:46)から津波到来前(15:27頃)の間、原子炉や格納容器雰囲気監視系のモニタ等に異常な値は検出されていないことから、燃料棒が破損して放射性物質が環境中に放出されたとは考え難い。

なお、地震発生時にモニタリング指示値が大きく振れた(MP-1~8全てで警報)が、その後の津波到来前には通常値に復帰したという情報があることが確認されている。

#### ⑦圧力抑制室の破損の可能性

一般的な懸念として、長く激しい地震動により圧力抑制室の接合部等が破損し、抑制機構が機能しなかったのではないかと指摘があったが、これについては現時点までに直接的に圧力抑制室の接合部等の破損を示すデータは得られていない。なお、1~3号機いずれも事故の過程において、格納容器圧力が0.6~0.8MPaに達しており、S/C接合部等で大規模な破損があったとは考えがたい。

#### ⑧再循環系配管の破損の可能性

地震により再循環系配管が破損し冷却材喪失事故(LOCA)が起きたのではないかと指摘があった。

これについては、各号機の格納容器圧力等について、チャートを確認する限りLOCAの徴候を示すような上昇がないことを確認している。

また、①で示したように、JNESの原子炉圧力・水位に関する解析では、漏えい面積3cm<sup>2</sup>程度の配管損傷が生じていたとすれば、原子炉圧力や原子炉水位などの挙動が実測値とは明らかに整合しないとの結果が得られており、また格納容器圧力に関する解析結果からは、保安規定で運転継続が許容される0.23m<sup>3</sup>/h相当の冷却材漏えい(漏えい面積は蒸気相漏えいで0.08cm<sup>2</sup>、液相漏えいで0.02cm<sup>2</sup>)を仮定した場合で、温度上昇は実機のばらつきの範囲であるが、圧力上昇は実測値よりも大きく、

0.23m<sup>3</sup>/h 相当以上の冷却材漏えいの可能性は低いと思われる。これらを総合すれば、早期の冷却材喪失に繋がるような再循環系配管の破損は考え難い。

### ⑨格納容器ベントラインの圧縮空気供給配管の破損の可能性

保安院が行った保安調査において、消火系を用いた代替注水、格納容器ベントの操作において、耐震性が低い配管等に係る損傷等についての懸念が示されている。

これについては、格納容器ベントで一度は開を確認した空気作動弁(A0 弁)がその後ポンベの圧力が低下して閉止するなど対応操作に時間を要していることに関係している可能性があるが、その後、仮設コンプレッサーを設置して開としており、大きな漏えいが発生したものではないと考えられる(表 i-1 参照)。

## 3 これまでの調査・分析を踏まえた地震影響に関する考察

上述のように、地震応答解析の結果では、一部の配管本体及び配管サポートを除き、安全上重要な機能を有する主要な設備が、地震時及び地震直後において要求される安全機能を保持できる状態であったと推定された。評価基準値を上回った5号機の一部の配管本体及び配管サポートについては、現地調査を行い有意な損傷がないことを確認しているが、今後、今回の地震による解析を実施し、詳細評価を行う。

また、第一発電所5号機で実施した現地調査において確認した範囲では建物の構造に影響を及ぼすようなひび割れや機器・配管の変形は認められなかった。加えて、東京電力から提出を受けたプラントパラメータや各種調査・分析結果、JNESによるプラント挙動解析の結果によると、地震により「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の基本的な安全機能を損なうような損傷等が生じていたことを示す情報は得られていない。

こうした調査・分析結果によると、安全上重要な機能を有する主要な設備のうち地震後に機能していたもの(IC、RCIC、原子炉圧力容器等の圧力バウンダリなど)については、今回の地震により機能に影響するような損傷は生じていないと考えられる。また、地震応答解析結果や現地調査結果からは、これら以外の耐震安全上重要な機器・配管系についても、今回の地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態であったと推定できる。

一方で、1号機の原子炉圧力容器及び格納容器の挙動解析では微少漏えいがあるケースやないケースの解析結果が実挙動と有意な差異が認められないことや、第一発電所1~4号機については機器の被害状況について現場調査ができていないことから、今回の地震の影響により微少漏えいが生じるような損傷が安全上重要な機能を有する主要な設備に生じたかどうかについてまで、現時点で確かなことは言えない。<sup>1</sup>

<sup>1</sup>原子炉圧力容器の挙動解析では、漏えい面積が0.3平方センチメートル(漏えい量:7.2トン/時間(液相)、0.72トン/時間(蒸気相))以下の損傷が生じた場合の原子炉圧力容器の温度・圧力変動については実挙動と有意な差がないとの結果となっている。また、原子炉格納容器の挙動解析では、保安規定上許容されている0.23立方メートル/時間以上の漏えいが生じる損傷(漏えい面積:0.02平方センチメートル以上(液相)、0.08平方センチメートル以上(蒸気相))について、圧力変動からはこうした損傷の可能性は低い、温度変動からは損傷可能性の判断は困難であるとの結果となってい

なお、耐震クラスの低いタンクや配管等に地震影響による歪みや破損が確認されていることは既に述べたとおりである。

## 1～3号機の事象進展に関する整理と考察

## 【要旨】

## ＜事象進展に関する整理＞

- 1号機は直流電源の喪失により HPCI が起動できなくなるとともに、IC の隔離弁が閉動作・操作不能となり、早期に原子炉の冷却機能を喪失したと考えられる。その際、IC の作動状況の把握が十分でなかった。
- 2号機はしばらくの間 RCIC で注水されていたが、PCV の圧力・温度を低下させるためにベントを試みたものの、PCV 圧力が設計圧力程度で高止まりしており、圧力低下が確認できなかった。また、RCIC 停止後には SRV の開操作もバッテリー不足のため難航した。このため、原子炉減圧が迅速にできず、消防車による代替注水も遅れ、原子炉の冷却機能が喪失したと考えられる。
- 3号機はしばらくの間 RCIC で、次いで HPCI で注水されていたが、直流電源節約等のため HPCI の流量制御を行った。結果として原子炉圧力が低下。このため HPCI を手動停止し消火系による代替注水に切り替えようとしたが、SRV の開操作が迅速にできず、原子炉の冷却機能が喪失したと考えられる。なお、HPCI の手動停止に際して発電所内での意思疎通を欠いた点が指摘されている。

## ＜事象進展に関する考察＞

- 1号機の非常用復水器については、事後の調査で胴側の水位が一定レベルにあることが判明したことなどから、十分に機能しなかったものと考えられる。
- 2号機の RCIC は制御電源が喪失していたものの、原子炉水位が高くなって駆動蒸気に水分が混入して注水量が低下し、原子炉水位がバランスしたのと考えられる。
- 3号機の HPCI 作動時は原子炉圧力が低下しており、テストライン等を用いて流量調整を実施し、運転を継続したのと考えられる。
- PCV 圧力の挙動について、2号機では、RCIC の水源を S/C に切り替えており、20 時間程度で S/C が飽和温度に達して圧力抑制機能が喪失するところ、実際には PCV 圧力が設計圧力程度に留まっており、トーラス室に侵入した海水により S/C からの放熱が大きくなった可能性が考えられる。3号機では、RCIC 作動時期に PCV 圧力の上昇、HPCI 作動時期に PCV 圧力の下降が見られており、S/C 内の温度成層化が生じた可能性が考えられる。

## 1 事象進展に関する整理

## (1) 1号機の冷却機能の状況

東京電力福島第一原子力発電所（以下「第一発電所」という。）1号機の原子炉は、地震動を検知して自動停止し、地震による外部電源喪失に伴い、給水ポンプ停止の他、

主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力が上昇して非常用復水器(IC)が自動起動した。その後は、ICの操作により原子炉圧力の調整が行われた。(ICの動作状況については2①で考察する。)

その後の津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して電動ポンプが使用できなくなり、更には直流電源も機能喪失し、この時点でHPCIや炉心スプレイ系などの非常用炉心冷却設備全ての機能が失われた。なお、大津波警報発令を受けての事前の対応について手順は整備されておらず、特段の措置は採られていなかった。

ICについては、津波襲来後の直流電源喪失により、弁の開閉状況の表示が消え操作不能となった。原子炉圧力のチャートによると津波襲来時には原子炉圧力は上昇傾向にあったことから、ICの弁(MO-3A, 3B)は閉止しており、ICは停止状態にあったものと考えられる。また、ICは直流電源喪失で隔離弁作動のインターロックがフェールセーフ動作し、全ての隔離弁が閉動作する仕組みとなっている。11日18時台にA系の格納容器外側弁(MO-2A, 3A)を操作できた(直流電源が一時的に復旧したためと考えられる)ものの、格納容器内側弁については交流電源作動であったため状況確認と操作はできなかった。このためICは弁さえ開いていれば駆動源がなくても使用可能であるものの、十分機能しなかったと考えられる。(ICの動作状況についてはii-2①で考察する。)なお、他の発電所でのインターロックを確認したところ、制御電源喪失で隔離動作する設定はICや格納容器隔離弁等で見られるが、注水設備であるECCSやRCICの格納容器隔離弁では制御電源喪失時は開維持となっており、注水が停止する設定になっていないことを確認した。

東京電力によると、今回の全電源喪失後の対応としては、現場の状況がわからない中、まず中央制御室でプラントの状況確認を進めたとしている。その後、建屋内に運転員が入って状況確認等の作業を進めたが、暗闇の中、建屋内も浸水した状況で、現場作業には時間を要したようである。ICについては、17時頃、運転員が状況確認のため現場に向かったが、途中で線量上昇が確認されたため現場まで行くことなく引き返しており、ICの作動状態や胴側水位等の状態確認はできなかったとのことである。なお、事故直後には消火系によりIC胴側への注水を行ったとの情報もあったが、東電に確認したところ、IC胴側への注水についてライン構成はしていないとのことであった。

一方で、発電所内の緊急時対策所においては、状況把握が十分でなく、東京電力から保安院には、ICは作動中と通報されていた。この点については、ICの隔離インターロックに関する認識不足の他、通信設備の問題に加え、情報共有の体制の問題と考えられ、VI章にて整理している。なお、平時においては、ICの作動性確認としては系統を隔離して通常閉の隔離弁(MO-3A, B)を開操作するだけであり、実際に蒸気を流す性能確認は行っていなかった。このように、ICの実動作の経験がほとんどなかったため、IC作動時の挙動について十分に認識できていなかったと考えられる。

HPCIについては、地震発生後、津波襲来までは、給水ポンプにより原子炉水位が回復し、MSIVが閉止した後は、ICの作動により原子炉の水位・圧力が制御できており、作動していない。津波襲来以降は、直流電源喪失により、HPCI起動に必要な機器(補助油

ポンプ、電動弁等)が作動できず、使用できない状況となった。

上述のように1号機では津波直後にICを操作できなくなったことなどから、早期に炉心冷却機能を喪失したものと考えられる。6月に保安院が公表した炉心状態解析の結果では11日17時頃には炉心部分が冷却水から露出し始め、その後、原子炉圧力容器の破損により格納容器内の温度・圧力が上がり、放射性物質の放出に繋がったものと推定している。(放射性物質の閉じ込めについてはV章で詳述する。)

消火系を用いた代替注水に向けた対応については、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により弁操作をスムーズに行うことができずSRV開による原子炉減圧やPCVベントに時間を要したほか、注水もタービン建屋地下にあるD/D-FPが、燃料の枯渇、セルモータ地落等で使用できなかったため、消防車に依存することとなり、水源確保も含めて迅速に行うことができなかった。また、11日21時51分には、原子炉建屋内の線量が高くなったためICの現場確認などの作業が困難になった。屋外においても、津波によるがれき等により消防ホースの敷設作業などが円滑にできなかった。

## (2) 2号機の冷却機能の状況

原子炉は地震動を検知して自動停止し、地震による外部電源の喪失に伴い、給水ポンプ停止の他、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉圧力が上昇したためSRVの逃がし機能が働いて原子炉内の蒸気がS/Cへ放出される状態となった。このため、原子炉水位の維持のため原子炉隔離時冷却系(RCIC)を手動起動した。

津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して炉心スプレイ系などの電動ポンプを用いた冷却系が使用できなくなり、さらには直流電源も機能喪失して高圧注水系(HPCI)も使用できなくなった。しかしながら手動起動していたRCICは、直流電源喪失により操作不能の状態となったにもかかわらず、14日13時頃まで運転が継続されていた。(RCICの運転継続のメカニズムについては、2②で考察する。)

2号機では、RCICの運転により14日11時頃まで水位を維持しており、その間SRVにより原子炉からS/Cに蒸気が放出され続けていたと考えられるが、PCV圧力の上昇は設計圧力程度に留まっていた。この理由として、6月に保安院が公表した炉心状態解析では、12日12時頃までにPCVからの漏えいがあったと仮定しているが、この仮定では、15日にドライウェル(D/W)圧力が8時間にわたって0.7MPa以上であったと整合せず、適切な仮定とは言い難い。(この点については2④で考察する。)

ベント操作については、1号機と同様、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により時間を要したものの、設計圧力で開放するラプチャーディスク以外の弁については開操作(ベント操作)を13日以降実施した。しかしながら、2号機ではPCV圧力が設計圧力付近であったこともあり、ラプチャーディスクの開放がなされなかったためか、ベントが十分機能せず圧力の低下は見られなかった。この結果、格納容器内に圧力が残存したため原子炉の急速減圧ができず、消防車の吐出圧力までの減圧に手間取り、結果として注水が遅れ、炉心損傷を防止することができなかったと考えられる。

原子炉減圧操作においても、SRVの開操作に必要な空気圧を供給する電磁弁を作動

させるためのバッテリーの電圧不足で操作に時間がかかったようである。

また、消防車による海水注入のためのライン構成も14日11時1分頃の3号機の爆発の影響により準備していたホースや消防車等が破損し、作業が中断した。その後改めて系統構成作業が進められ、PCV ベントができない状態でSRVの開操作による原子炉を減圧し0.63MPaにまで低下させているが、注水に使用していた消防車の燃料切れなどもあり減圧後直ちに注水することができなかった。

なお、2号機ではRCICの機能喪失時にそれに代わり原子炉に注水するために制御棒駆動水圧系(GRD)ポンプやホウ酸水注入系(SLC)ポンプへの電源車つなぎ込み作業を進めていたが、12日15時36分頃の1号機の爆発の影響でケーブルが損傷し、電源車が自動停止したため作業が中断し、結局これらを利用した注水はできなかった。

### (3) 3号機の冷却機能の状況

原子炉は地震動を検知して自動停止し、地震により外部電源が喪失した。これに伴い、給水ポンプ停止の他、主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力が上昇したためSRVの逃がし機能が働いて原子炉内の蒸気がS/Cへ放出される状態となった。このため、原子炉水位の維持のため原子炉隔離時冷却系(RCIC)を手動起動した。

津波襲来により、非常用ディーゼル発電機が機能喪失して炉心スプレイ系などの電動ポンプを用いた冷却系が使用できなくなったが、直流電源が機能しており、RCICの運転が継続された。また、高圧注水系(HPCI)も待機状態を維持しており、3月12日11時36分にRCICが停止した後、12時35分に自動起動し、13日2時42分に停止するまで水位が維持された。なお、HPCIの自動起動後、原子炉圧力は徐々に低下し、約1MPaで推移し、HPCIが停止すると再び約7MPaに戻っているが、この点は2③で考察する。

東京電力によると、HPCIの停止については、HPCIの流量制御の結果として原子炉圧力が約1MPaから更に低下したために、HPCIのタービン回転数が低下し振動が大きくなって設備損傷が起きることを懸念するとともに、原子炉圧力とHPCIの吐出圧力が同程度となったことから、HPCIを停止操作し、ディーゼル駆動消火ポンプ(D/D-FP)による代替原子炉注水を実施することとしたとしている。しかし、電源不足によりSRVが直ちには動作せず、バッテリーの確保等で時間を要している間に原子炉圧力が上昇してD/D-FPによる注水ができなくなったとのことである。また、D/D-FPはHPCI手動停止時においてS/Cスプレイに使用しており、原子炉への注水にすぐに使用できる状況になかった。すなわち、代替注水やSRV操作について十分な準備ができていない段階でHPCIを手動停止したと言える。また、HPCIの運転に使用するバッテリーは14時間にもわたって使用されており、HPCIを再起動できなくなる可能性を念頭においていなかったものと思われる。

原子炉減圧やPCVベントについては、1、2号機と同様、直流電源喪失や圧縮空気枯渇等により弁操作に時間を要した。特にPCVベントは圧縮空気の圧力不足や電磁弁の励磁維持の問題から十分にライン構成を維持できず、弁の開操作を繰り返し行ってい

る。この結果、原子炉減圧が不十分となり、減圧操作後すぐに消防車による注水に移ることができず炉心損傷を防止することはできなかったと考えられる。

また、水源については、1号機への注水を含めて、当初は防火水槽から淡水を注水したが、淡水が枯渇した後は2号機への注水を含めて逆洗弁ピットから海水を注入した。その後、R/B爆発の影響で逆洗弁ピットも使用できなくなり、海から直接注水する系統を構成して注水を再開した。

#### (4) 第一発電所の使用済燃料貯蔵施設の冷却機能の状況

##### ① 第一発電所事故時における状況（図 ii-1～ii-7、表 ii-1 及び ii-2 参照）

第一発電所における使用済燃料の貯蔵施設としては、各号機に設置されている使用済燃料プールその他、運用補助共用施設内に共用の使用済燃料プールがある。事故時の各プールに貯蔵されていた使用済燃料の体数は、1号機 292 体、2号機 587 体、3号機 514 体、4号機 1331 体、5号機 946 体、6号機 876 体、共用プール 6375 体であった。この他、乾式貯蔵も行っており、キャスク保管建屋には、燃料集合体 52 体収納の大型乾式貯蔵キャスクが 5 基、37 体収納の中型乾式貯蔵キャスクが 4 基あり、これらに合計 408 体の燃料集合体が収納されていた。

使用済燃料プールは、使用済燃料プール冷却設備で温度管理され、冷却水補給設備で水位維持されるが、全交流電源が喪失し、これらの設備は使用不能となった。さらに海水系の機能喪失により、電源が回復後にも既施設による冷却機能の回復は困難になった。ただし、空冷であった共用プールは 3 月 24 日 18 時に電源回復とともに冷却を再開した。また、乾式貯蔵キャスクは自然対流により空冷されるため、津波により建屋内に大量の海水、砂、瓦礫等が流れ込んだものの、冷却に問題は生じていない。

1～4号機の使用済燃料プールについては、冷却及び水補給ができなくなり、地震影響での漏えいが発生していないかの確認もできなかったため、プール内の水が使用済燃料から発せられる熱によって蒸発することで水位が低下して燃料が露出し、燃料温度が上昇することが懸念された。そのため、3月17日以降、爆発により建屋上部が開放していた1,3,4号機ではヘリコプター、放水車、消防車、コンクリートポンプ車により上部から、2号機では冷却系ラインを使用して、水（3月28日までは海水）を補給した。崩壊熱等を踏まえた東京電力の水位評価によると、こうした注水の結果、いずれの使用済燃料プールとも燃料の露出はなかったと推定されている。4号機については、定期検査中であったため原子炉ウエルにも水が張られた状態であったことから、プール水位の低下に伴いプール水によるゲートの押し込みが弱まり、ゲートのすき間から原子炉ウエルの水が使用済燃料プールに流入したものと推定されている。

3号機、4号機の使用済燃料プールには、原子炉建屋爆発の影響で瓦礫が落下している。使用済燃料プール内にカメラを入れ燃料の上部から撮影した写真では、3号機の燃料状態は確認できなかったが、4号機では燃料はラックに収納された状態で維持

され、大量の燃料破損はないことが確認されている。使用済燃料プール水の放射能レベルについては、1～3号機では建屋地下の滞留水より一桁程度低い濃度のセシウムが確認され、4号機では1～3号機の使用済燃料プール水よりも2桁以上低い濃度であった。また、各号機とも冷却期間の長い使用済燃料にはほとんど存在しないヨウ素131も確認された。これらのことから、確認された放射性物質は事故時の炉心由来の可能性が高く、貯蔵していた燃料が溶融することはなかったものと考えられる。

## ②冷却機能が喪失した場合を想定した対応の整備について（表 ii-3 参照）

使用済燃料プールの冷却については、設計上考慮されている冷却設備が機能しない場合に備え、AM対策として準備されているものではなく、上述の水の補給等についても臨機に対応として実施したものである。なお、海外では、使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合を想定した対応（冷却水の注入、代替除熱系の用意）を準備している例がある。

## 2. 各冷却設備の動作状況に関する考察

### (1) 非常用復水器 (IC : 1号機)

1号機においては、非常用復水器 (IC) が自動起動し、地震の揺れが収まり運転員が停止操作を行うまでの間に原子炉圧力は手順書に規定されている圧力 (約 6.3MPa) よりも低い約 4.7MPa まで低下しているが、その後、津波襲来までの間は 6～7MPa の間で圧力調整されている。この調整操作については、IC が設置されている敦賀 1号機の運転実績を見ても、圧力調整の幅に多少の違いはあるものの、IC 戻り配管に設置されている弁の継続的な開閉で実施したのと考えられる。

津波襲来後、3月11日18時頃に一時的に電源が復活し、通常は開いている IC 供給配管に設置の隔離弁 (MO-2A) が閉表示となっていたこと、事後の調査で格納容器内側の隔離弁が中間開表示の状態であったこと、胴側の水位が一定レベルにあることが判明したことを踏まえると、18時以降 A 系の弁の開閉操作を実施しているが、IC は十分に機能しなかったと考えられる。ただし、18時頃及び 21 時頃に格納容器外側隔離弁を開とした際には、ある程度機能した可能性もある。通常開となっている隔離弁の閉表示については、IC の隔離弁作動のインターロックが直流電源喪失で閉動作する仕組みとなっていることから、これが働いたことによるのと考えられる。

なお、他の発電所でのインターロックを確認したところ、制御電源喪失で隔離動作する設定は IC や格納容器隔離弁等で見られるが、注水設備である ECCS や RCIC の格納容器隔離弁では制御電源喪失時は開維持となっており、注水が停止する設定ではなかった。

上述の IC の動作状況については、別紙○に示す原子炉圧力・水位に関する JNES

の解析も含めて検証し、事前に十分に対応方法が検討されているなどで 1 時間程度で IC の機能回復ができれば、炉心損傷を防止できる可能性もあり、対策 15 で挙げたハード・ソフトの整備等が重要であるものと考えられる。

なお、東京電力によると、平成 23 年 5 月 23 日の「東北地方太平洋沖地震発生当時の第一発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、「非常用復水器の操作手順書では原子炉圧力容器温度降下率が  $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$  を超えないよう調整することを求めている。」と記載しているが、津波襲来前のプラント状態では、事故時操作手順書の「原子炉圧力調整」の段階であり、「原子炉圧力上昇時は、SRV を順次「手動開」又は非常用復水器使用により、原子炉圧力「 $7.06\text{MPa}$ 」～「 $6.27\text{MPa}$ 」に維持実施、報告」することとなっている。

## (2) 隔離時冷却系 (RCIC : 2号機)

2号機では、津波襲来により直流電源が喪失したことにより、RCIC は操作不能の状態となったものの、運転が継続された。RCIC は、IC とは異なり、系統構成における隔離信号回路では、制御電源喪失時に弁の状態が維持される設計となっており、今回の事故で直流電源が喪失しても駆動蒸気の供給は継続されるようになっていた。また、RCIC の蒸気加減弁は油圧制御であるが、RCIC タービンで油圧を昇圧するため、運転している限り油圧は確保されるようになっていた。一方で、制御用電源 (直流) が喪失しており流量調整はできないことから、次第に水位が上昇し、有効燃料頂部 (TAF)+5653mm まで水位が達すると自動停止するはずである。

このように、運転が継続したメカニズムが依然として明らかになっていないが、例えば駆動蒸気に水分が混入してタービン効率が落ち、原子炉への注水量が低下したことで原子炉水位がバランスし、運転が継続した可能性が考えられる。RCIC の動作状況について東京電力に見解を示すよう指示したところ、これまで示されていた原子炉水位計の指示値について、圧力等での補正が必要であったにも関わらず、補正しないままの値を使用していたことがわかり、補正した値は測定範囲の上限値 (有効燃料頂部 (TAF)+5916mm) でしばらく維持していることが判明した。したがって、実際の水位は主蒸気管高さ (TAF+7301mm) 以上となり、RCIC の駆動蒸気が水と混合した二相流となっていた可能性もあるとのことであった。また、RCIC の制御電源が喪失した場合、加減弁はバネにより全開となる設計であるとのことであった。東京電力では、駆動蒸気が二相流となって注水流量が低下したものとして水位が一定となるように流量を想定した解析を行っており、原子炉圧力の挙動が概ね再現できている。水位が主蒸気管高さからさらに上昇した場合には駆動蒸気の供給が止まってしまうため、実績として RCIC の運転が継続したことを踏まえると、これが RCIC の継続運転を説明するメカニズムである可能性がある。ただし、現状では推定の域を出ないため今後、更に検証していくことが必要である。

## (3) 高圧注水系 (HPCI : 3号機)

3号機において、原子炉隔離時冷却系(RCIC)の停止後、RCICに使用されたものとは別系統の直流電源により、原子炉水位低でHPCIが自動起動した。その後、原子炉圧力は徐々に低下し、約1MPaで推移し、HPCIが停止すると再び約7MPaに戻っている。

この圧力低下については、HPCI運転中にPCV圧力の上昇等は確認されていないことや、HPCI室に設置され、HPCIと同一の電源によって管理されている温度検知型の警報装置の作動が確認されていない(注：異常信号が発信するとHPCIは自動停止する)ことから、HPCI系統での大きな蒸気漏えいが原因とは考え難い。HPCI停止後13日5時までに冷却機能復旧のためHPCI室に運転員が入室し、さらに同時刻頃にはPCVベントの系統構成のためトラス室にも入室した際に蒸気充満等の異常が確認されていないことも蒸気漏えいが無いことを示唆している。

また、3号機のHPCIは、定格流量で注水していた場合には原子炉水位が上昇し原子炉水位高でトリップするにもかかわらず、運転が続いていたことから、こうした運転状態の原因について東京電力に見解を示すよう指示した結果、①テストライン等を用いて流量調整を実施していたこと、②その際にミニマムフローラインを閉じていたこと、③原子炉圧力が約1MPaから低下した段階でHPCIを手動で停止したことが判明した。判明した操作等を模擬した解析においては原子炉圧力・水位の挙動が概ね再現できており、報告のあった操作等が実際に実施されていたと考えられる。

### 3 格納容器圧力の挙動 (2、3号機)に対する考察

#### (1) 2号機のPCV圧力の上昇が抑えられた要因

2号機においては、12日5時頃には、水源である復水貯蔵タンク(CST)の水位減少を確認し、CST水位確保及びS/C水位上昇抑制のため、水源をS/Cに切り替えている。そのため、原子炉からの蒸気流入でS/Cの温度は上昇し、20時間程度でS/C内が飽和温度に達して圧力抑制機能が喪失することとなるが、実際にはPCV圧力の上昇が設計圧力程度に留まっている。こうしたPCV圧力の上昇が抑えられた要因としては、圧力抑制室(S/C)の設置階(地下1階)にあるRCIC室へ3月12日時点で水の侵入が確認されていることから、こうした水の侵入がPCVの温度上昇を抑える働きをした可能性が考えられる。このため東京電力に対して見解を示すよう指示したところ、同社では4号機においてトラス室がS/C高さの半分程度水没していることを踏まえ、2号機においてもS/C高さの半分程度まで水没したと仮定したMAAP解析を実施した。その解析結果は実測値の格納容器圧力の挙動を概ね再現できる結果であり、S/C外面からの放熱により格納容器圧力の上昇が抑制された可能性が考えられる。ただし、トラス室の水位や解析条件等に不確実なところが多く、今後、詳細について確認していくことが必要である。

#### (2) 3号機のHPCI自動起動前後でのPCV圧力の上昇及び低下の要因

3号機においては、6月に保安院が公表した炉心状態解析では、3月12日昼までの

ドライウェル(D/W)圧力の上昇(図 ii-8 中(a))の部分)及び、その後の圧力低下(図 ii-8 中(b))が再現できておらず、またその原因も特定できていない。そのため、電源喪失時に再循環系(PLR)ポンプの軸封部(メカニカルシール)からの漏えいなどがD/W圧力上昇に影響した可能性や、HPCI の操作内容や代替格納容器スプレイの実施がその後の圧力低下に影響した可能性などを指摘した上で、東京電力に見解を示すよう指示した。その結果、圧力上昇については、外部電源喪失時に制御棒駆動機構(CRD)ポンプからのシール水の供給が失われることによる PLR ポンプメカニカルシールからの漏えい(図 ii-9 参照。漏えい量はシール水のD/W サンプへの流量と同じ約3リットル/分)を仮定した解析結果ページでは、実挙動が再現できなかったとしている。また、圧力低下については、東京電力によると3月12日12時以降、代替格納容器スプレイを実施していたとしているが、代替格納容器スプレイの実施を仮定した解析結果では、D/W 圧力の下降は再現できていない。このため、原子炉冷却材の漏えいが格納容器温度・圧力に及ぼす影響について定量的に評価するとともに、HPCI・RCIC の作動状況による影響や、S/C内の蒸気配管出口での攪拌状態によって、S/C内の上側の温度が高く、下側の温度が低くなる温度成層化が生じた可能性なども含めて、引き続き調査・検討を行っていく。

#### 4考察結果に基づく事象進展解析

・上述のRCIC, HPCI の動作状況や格納容器圧力の挙動に対する考察を踏まえ、別紙○に示す事象進展に関するJNESの解析を行い、実機のパラメータに整合するように感度解析等により条件を設定し、放射性物質の環境への放出も含めた事象進展への影響について検証した。その結果、条件などさらに詳しく検証していく必要はあるが、2,3号機においてS/C水に温度成層化が生じたと仮定すると、D/W圧力の解析値は実測値と概ね整合した。また、1,3号機は、トーラス室に海水が流入したことを示唆する情報がなく、S/C外部冷却を考慮しない解析で概ね実測値と整合している一方、2号機はトーラス室に海水が流入した情報があり、S/C外部冷却を考慮した解析の方が、D/W漏えいを仮定した解析よりもD/W圧力挙動が実測値と整合した。

2号機の解析においては、格納容器漏えいの想定箇所としてドライウェルとS/Cの双方を解析しているが、ドライウェルの解析結果の方がモニタリングデータとの整合が比較的取れている。また、3号機は6月の解析では格納容器漏えいを条件設定していないが、この条件は3号機原子炉建屋内が他号機に比較して高い線量レベルであることと整合しないため、今回は事象進展時にドライウェルでの漏えいを想定している。これらの上記考察結果を踏まえた解析結果に基づき、1~3号機から大気中に放出された放射性物質の合計量を試算したところ、ヨウ素131が15万テラベクレル、セシウム137が8200テラベクレルで、この2核種でのヨウ素131換算の合計値は48万テラベクレルとなった。2号機からの推定放出量は、初期のPCV漏えいの仮定を変更したことにより6月に公表した試算値よりも小さくなったが、3号機においてPCV漏えいの仮定を入れたことで3号機からの推定放出量が増えている。

ただし、こうした放出量の試算値は、PCV漏えいの仮定(発生時間、漏えい箇所、

面積)やベントの状況によって大きく変化することから、今後精査していくことが必要である。

「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見  
に関する意見聴取会」名簿

氏名	所属
岡本 孝司	国立大学法人東京大学大学院工学系研究科原子力専攻 教授
勝田 忠広	学校法人明治大学法学部 准教授
杉山 憲一郎	国立大学法人北海道大学 大学院工学研究科・工学部 教授
田中 知	国立大学法人東京大学大学院工学系研究科原子力国際専攻 教授
奈良林 直	国立大学法人北海道大学 大学院工学研究院 教授
二ノ方 寿	国立大学法人東京工業大学大学院理工学研究科 教授
山口 彰	国立大学法人大阪大学大学院 教授
渡邊 憲夫	日本原子力研究開発機構安全研究センター リスク評価・防災研究グループリーダー

(50音順)

## 開催実績

### ○平成23年

10月24日

第1回 意見聴取会の設置について

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と意見聴取会の検討テーマについて

外部電源喪失に係る検討について

11月 8日

第2回 所内電気関係設備に係る検討について

11月25日

第3回 冷却機能喪失に係る検討について

12月 9日

第4回 地震による設備・機器等への影響の検討について

※第5回建築物・構造物に関する意見聴取会との合同開催

12月27日

第5回 閉じ込め機能不全について

### ○平成24年

1月20日

第6回 計装設備の不全について

2月1日

第7回 中間とりまとめの検討について

※中間取りまとめは、保安院が原子力安全規制機関としての責任の下で整理したものであり、意見聴取会ではその参考とするための意見を聴いたものである。