

福島第一原子力発電所
東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について

平成24年5月
東京電力株式会社

目 次

| | |
|---------------------------------|----|
| 1. はじめに | 1 |
| 2. 件名 | 1 |
| 3. 事象発生時のプラント運転状況 | 2 |
| 4. 事象発生時の状況 | 2 |
| 4. 1 東北地方太平洋沖地震及び津波のデータ | 2 |
| 4. 2 福島第一原子力発電所事象概要 | 2 |
| 5. 地震に関する状況調査 | 16 |
| 5. 1 福島第一原子力発電所での観測結果 | 16 |
| 5. 2 福島第一原子力発電所の外部電源の状況 | 16 |
| 5. 3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況 | 17 |
| 5. 4 地震による設備への影響評価 | 26 |
| 5. 4. 1 プラントパラメータによる評価 | 26 |
| 5. 4. 2 地震の観測記録を用いた地震応答解析結果 | 26 |
| 5. 4. 3 発電所設備の目視確認結果 | 27 |
| 5. 4. 4 設備への影響評価まとめ | 31 |
| 6. 津波に関する状況調査 | 33 |
| 6. 1 福島第一原子力発電所での津波観測結果 | 33 |
| 6. 2 津波評価について | 34 |
| 6. 2. 1 津波高さの評価 | 34 |
| 6. 2. 2 津波に関する関連機関等の主張と当社の対応 | 36 |
| 6. 2. 3 建屋敷地高さ・機器設置位置について | 38 |
| 6. 3 福島第一原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況 | 39 |
| 6. 3. 1 主要建屋への浸水経路 | 39 |
| 6. 3. 2 津波による設備被害 | 41 |
| 6. 3. 3 津波による設備被害のまとめ | 44 |
| 6. 4 東北地方太平洋沖地震発生以降の余震に伴う津波への対応 | 45 |
| 7. 福島第一原子力発電所1号機の事故状況 | 46 |
| 7. 1 地震発生前のプラント状況 | 46 |
| 7. 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 46 |
| 8. 福島第一原子力発電所2号機の事故状況 | 53 |
| 8. 1 地震発生前のプラント状況 | 53 |
| 8. 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 53 |
| 9. 福島第一原子力発電所3号機の事故状況 | 60 |
| 9. 1 地震発生前のプラント状況 | 60 |
| 9. 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 60 |

| | |
|--|-------|
| 1 0．福島第一原子力発電所 4 号機の事故状況 | 6 8 |
| 1 0． 1 地震発生前のプラント状況 | 6 8 |
| 1 0． 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 6 8 |
| 1 1．福島第一原子力発電所 5 号機の事故状況 | 7 0 |
| 1 1． 1 地震発生前のプラント状況 | 7 0 |
| 1 1． 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 7 0 |
| 1 2．福島第一原子力発電所 6 号機の事故状況 | 7 4 |
| 1 2． 1 地震発生前のプラント状況 | 7 4 |
| 1 2． 2 地震発生後のプラント及び対応状況 | 7 4 |
| 1 3．福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査 | 7 7 |
| 1 3． 1 1 号機 S F P 状況 | 7 7 |
| 1 3． 2 2 号機 S F P 状況 | 7 8 |
| 1 3． 3 3 号機 S F P 状況 | 8 0 |
| 1 3． 4 4 号機 S F P 状況 | 8 2 |
| 1 3． 5 5 号機 S F P 状況 | 8 3 |
| 1 3． 6 6 号機 S F P 状況 | 8 4 |
| 1 3． 7 共用プール状況 | 8 4 |
| 1 3． 8 乾式貯蔵キャスク保管建屋状況 | 8 5 |
| 1 3． 9 天井クレーンの状況（1～6 号機 R / B 及び共用プール） | 8 5 |
| 1 4．プラント水素爆発評価 | 8 7 |
| 1 4． 1 地震計による爆発事象の考察 | 8 7 |
| 1 4． 2 水素爆発の原因 | 8 8 |
| 1 5．事故の分析と課題の抽出 | 9 2 |
| 1 5． 1 事故時のプラント挙動からの課題 | 9 2 |
| 1 5． 2 設備・機能上の課題 | 1 2 6 |
| 1 5． 3 事故対応を困難にした障害要素 | 1 3 0 |
| 1 5． 4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ | 1 3 2 |
| 1 6．事故原因を踏まえた今後の対応 | 1 3 5 |
| 1 6． 1 炉心損傷防止のための対応方針 | 1 3 5 |
| 1 6． 2 福島第一原子力発電所事故の具体的対策 | 1 3 7 |
| 1 7．福島第一原子力発電所の事故による環境影響について | 1 4 6 |
| 1 7． 1 事故進展に伴う福島第一原子力発電所敷地境界の線量率の変動 | 1 4 6 |
| 1 7． 2 放射性物質の大気中への放出量の評価 | 1 4 7 |
| 1 7． 3 建屋内への漏えいによる放射性物質を含む滞留水の状況 | 1 4 8 |
| 1 7． 4 放射性物質の海水中への放出量の評価 | 1 4 9 |

| | | |
|------|---------------------------|-----|
| 18. | 福島第一原子力発電所における作業者の被ばくについて | 152 |
| 18.1 | 緊急作業の放射線管理 | 152 |
| 18.2 | 作業者の被ばくの状況 | 153 |
| 18.3 | 線量限度を超える作業者の被ばく | 153 |
| 18.4 | 線量限度を超える被ばくに係る再発防止策 | 154 |
| 19. | 安定化への取り組み | 156 |
| 19.1 | 事故の収束に向けた道筋 | 156 |
| 19.2 | 廃止措置に向けた中長期対策への取り組み | 158 |
| 19.3 | 今後の予定 | 161 |

<別紙>

- 別紙-1 福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について
- 別紙-2 MAA Pコードによる炉心・格納容器の状態の推定
- 別紙-3 福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について

<添付資料>

- 添付資料-5 地震に関する状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-6 津波に関する状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-7 福島第一原子力発電所1号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-8 福島第一原子力発電所2号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-9 福島第一原子力発電所3号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-10 福島第一原子力発電所4号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-11 福島第一原子力発電所5号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-12 福島第一原子力発電所6号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-13 福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-14 プラント水素爆発評価に関する添付資料一式
- 添付資料-15 事故の分析と課題の抽出に関する添付資料一式
- 添付資料-16 事故原因を踏まえた今後の対応に関する添付資料一式
- 添付資料-17 福島第一原子力発電所の事故による環境影響に関する添付資料一式
- 添付資料-18 福島第一原子力発電所における作業者の被ばくに関する添付資料一式
- 添付資料-19 安定化への取り組みに関する添付資料一式

<参考資料>

- 参考資料-1 福島第一原子力発電所設備主要諸元
- 参考資料-2 福島第一原子力発電所の設備構成の概要
- 参考資料-3 原子力発電所用語集
- 参考資料-4 注水時における水源の位置関係図
- 参考資料-5 原子力防災組織の業務
- 参考資料-6 管理区域作業における装備他

1. はじめに

平成23年3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響については、福島第一原子力発電所1～4号機の原子炉建屋（以下、「R/B」という。）の壁等が損傷し、建屋内の放射性物質が非管理区域に漏えいしたと判断したことから、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（以下、「実用炉規則」という。）第19条の17の規定により、原管発官22第489号（3月18日付け）にて報告を行っている。

上記報告において、福島第一原子力発電所については、原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」という。）第10条第1項の規定に基づく特定事象（以下、「第10条該当事象」という。）（全交流電源喪失）及び原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（以下、「第15条該当事象」という。）（非常用炉心冷却装置注入不能または、原子炉冷却機能喪失）が発生し、安全上重要な機器等が原子炉施設の安全を確保するために必要な機能を喪失したこと、また、敷地境界の放射線量の値が制限値を超えたため、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したことを報告している。

また、原管発官23第307号（9月9日付け）（原管発官23第348号（9月28日付け）で一部訂正）にて、それまでに確認できた安全上重要な機器等の状況及び放射性物質の漏えい等について続報として報告するとともに、放射線業務従事者の被ばくに関して新たに報告を行っている。

今回、これまでに実施した関係者への聞き取り^{*1}や現場調査、また、記録類からの評価、解析結果において新たに確認された事実、得られた知見について続報として報告するとともに、それらの事実や解析結果等に基づく事故の分析と課題の抽出より、今回の事故を踏まえ、既存の原子力発電所の安全性向上に寄与するための必要な対策方針について報告する。

※1：原管発官23第307号（9月9日付け）の中間報告と今回の報告内容における関係者の聞き取り人数、対象者等の相違は以下のとおり。

【原管発官23第307号（9月9日付け）】

- ・聞き取り人数： 延べ200名程度
- ・聞き取り対象者： 主に管理職
- ・備考： 確度の高い情報を中心に事実関係・時系列を整理

【本報告書】

- ・聞き取り人数： 延べ400名程度
- ・聞き取り対象者： 管理職、担当者
- ・備考： 原管発官23第307号（9月9日付け）の中間報告内容に基づき、個人の証言やメモを複数の情報を基に事実認定し、事実関係・時系列を再整理

2. 件名

福島第一原子力発電所
東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について

3. 事象発生時のプラント運転状況

| | | |
|-------------|--------------|-------------|
| 1号機 (定格電気出力 | 4 6 0 MW) | 定格電気出力一定運転中 |
| 2号機 (定格電気出力 | 7 8 4 MW) | 定格熱出力一定運転中 |
| 3号機 (定格電気出力 | 7 8 4 MW) | 定格熱出力一定運転中 |
| 4号機 (定格電気出力 | 7 8 4 MW) | 定検停止中 |
| 5号機 (定格電気出力 | 7 8 4 MW) | 定検停止中 |
| 6号機 (定格電気出力 | 1, 1 0 0 MW) | 定検停止中 |

4. 事象発生時の状況

4. 1 東北地方太平洋沖地震及び津波のデータ

発 生 日 時 : 平成23年3月11日14時46分

震 源 : 三陸沖 (震源深さ 24 km)

マグニチュード : 9.0

最大加速度 : 2号機原子炉建屋地下1階 水平方向 (EW) 550ガル

当発電所との距離 : 震央距離 178 km、震源距離 180 km

津波データ : 浸水高

◇主要建屋設置エリア (1～4号機側、敷地高 O.P. ※¹+10m)

・O.P. 約+11.5m～約+15.5m※² (浸水深 約1.5m～約5.5m)

※1 : 小名浜港工事基準面の略称 (以下、「O.P.」という。)

※2 : 当該エリア南西部では局所的に O.P. 約+16m～約+17m
(浸水深 約6m～約7m)

◇主要建屋設置エリア (5・6号機側、敷地高 O.P. +13m)

・O.P. 約+13m～約+14.5m (浸水深 約1.5m 以下)

浸水域

◇海側エリア及び主要建屋設置エリアほぼ全域

津波第1波到達時刻 : 平成23年3月11日15時27分頃

津波第2波到達時刻 : 平成23年3月11日15時35分頃

(以降、断続的に津波到達)

4. 2 福島第一原子力発電所事象概要

1号機は定格電気出力一定運転中、2号機、3号機は定格熱出力一定運転中、4～6号機は定期検査中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、1～3号機は「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。

福島第一原子力発電所で観測された当該地震の最大加速度は、2号機R/B地下1階において550ガル (水平方向 : EW) であり、1～3号機とも原子炉保護系 (以下、「RPS」という。) が設計通りに作動したことにより自動停止した。

自動停止直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認した。また、地震により一部の送電線鉄塔が倒壊するなど、外部送電線からの受電ができない状態となったことから、各号機の非常用ディーゼル発電機 (以下、「D/G」という。) が自動起動し、

原子炉冷温停止に必要な設備は健全で安定した状態であることを確認した。

また、使用済燃料プール（以下、「SFP」という。）の冷却機能については、1～6号機の燃料プール冷却材浄化系（以下、「FPC」という。）は常用電源喪失により停止した。なお、1号機については原子炉停止時冷却系（以下、「SHC」という。）、2～6号機については、残留熱除去系（以下、「RHR」という。）による非常時熱負荷モードでの冷却が可能な状態であった。

しかし、地震後の津波（同日15時27分頃、第一波到達、同日15時35分頃、第二波到達）により、1～5号機において、一部を除くD/G設備及び電源設備等が被水したことにより使用不能となったため、すべての交流電源が喪失した。これについて、同日15時42分に原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）と判断^{*1}した。

なお、6号機においては、海水系による冷却の必要がない空冷式のD/G設備1台が運転継続したため、全交流電源喪失には至らなかった。

その後、1号機、2号機については、原子炉水位が確認できないこと、また、原子炉への注水状況が不明なことから、同日16時36分に原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。

3号機についても原子炉への注水ができなくなったことから、3月13日5時10分に原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。

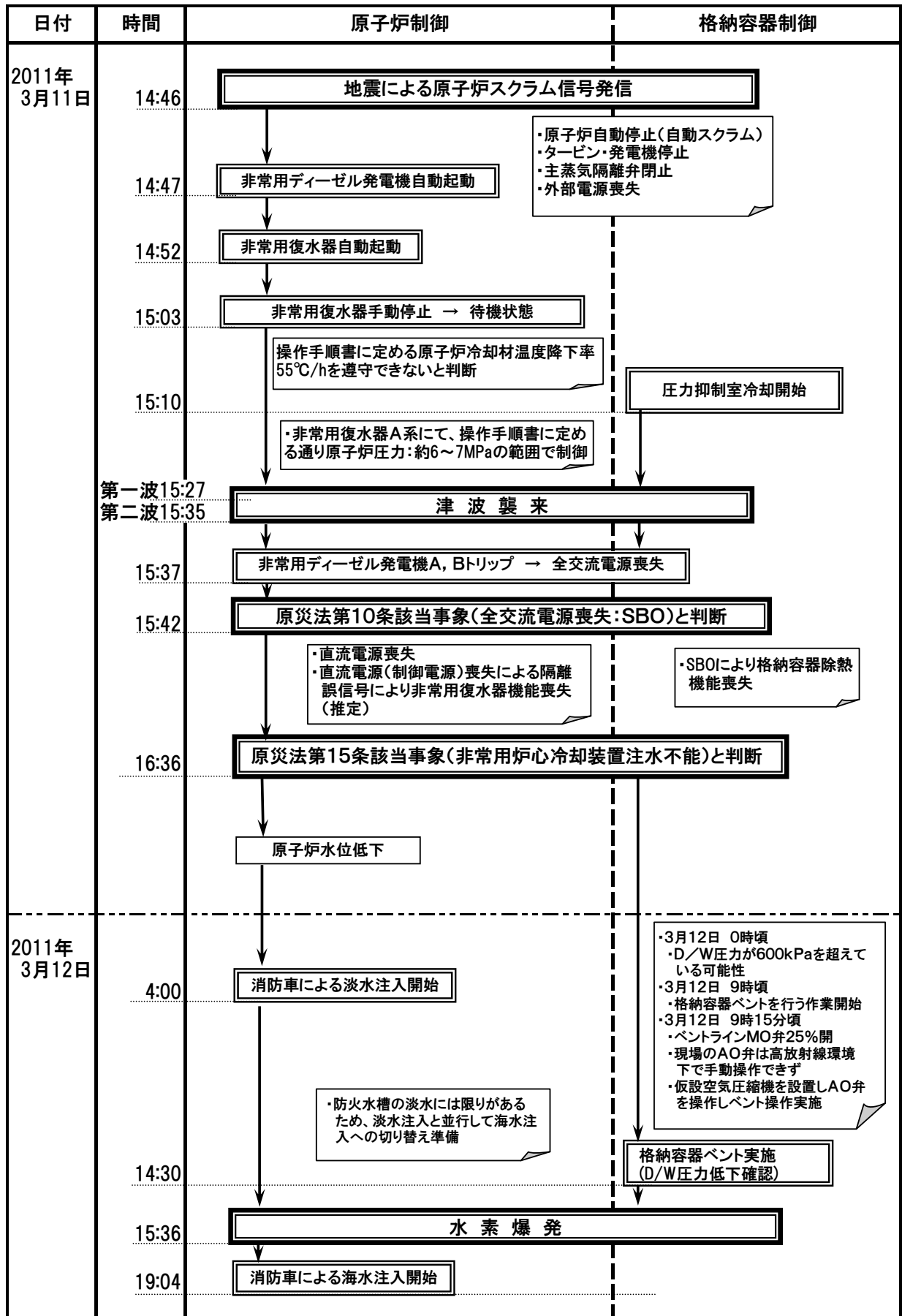
※1：平成23年4月24日に1号機、2号機、3号機のみ訂正

（原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）は、原子炉が運転中の場合に適用となるため、冷温停止中であった4号機及び5号機は対象外と判断した。）

（1）1号機について

- ・ 1号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、非常用復水器（以下、「IC」という。）で圧力制御を行いつつ、停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての直流電源、交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。また、余震頻発による津波発生リスクがある中、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、照明や通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作を余儀なくされた。
- ・ 津波後、原子炉水位の監視ができなくなっていたが、3月11日21時19分には仮設バッテリーをつなぎ込み、原子炉水位が監視できるようになった。また、ICを起動するための弁の操作を同日18時台と21時台に実施した。なお、同日23時00分、タービン建屋（以下、「T/B」という。）1階北側二重扉前で1.2 mSv/h、南側二重扉前で0.5 mSv/hを計測した。
- ・ 小型発電機の電力によりドライウェル（以下、「D/W」という。）圧力を確認したところ、600 kPa [abs]を超えている可能性があったことから、3月12日0時06分、原子炉格納容器（以下、「PCV」という。）ベントの準備を進めるよう発電所長（発電所緊急時対策本部長）（以下、「発電所長」という。）が指示を出した。なお、同日0時49分、発電所長は、D/W圧力が最高使用圧力（最高使用圧力528 kPa [abs]（427 kPa [gage]））を超えている可能性があることか

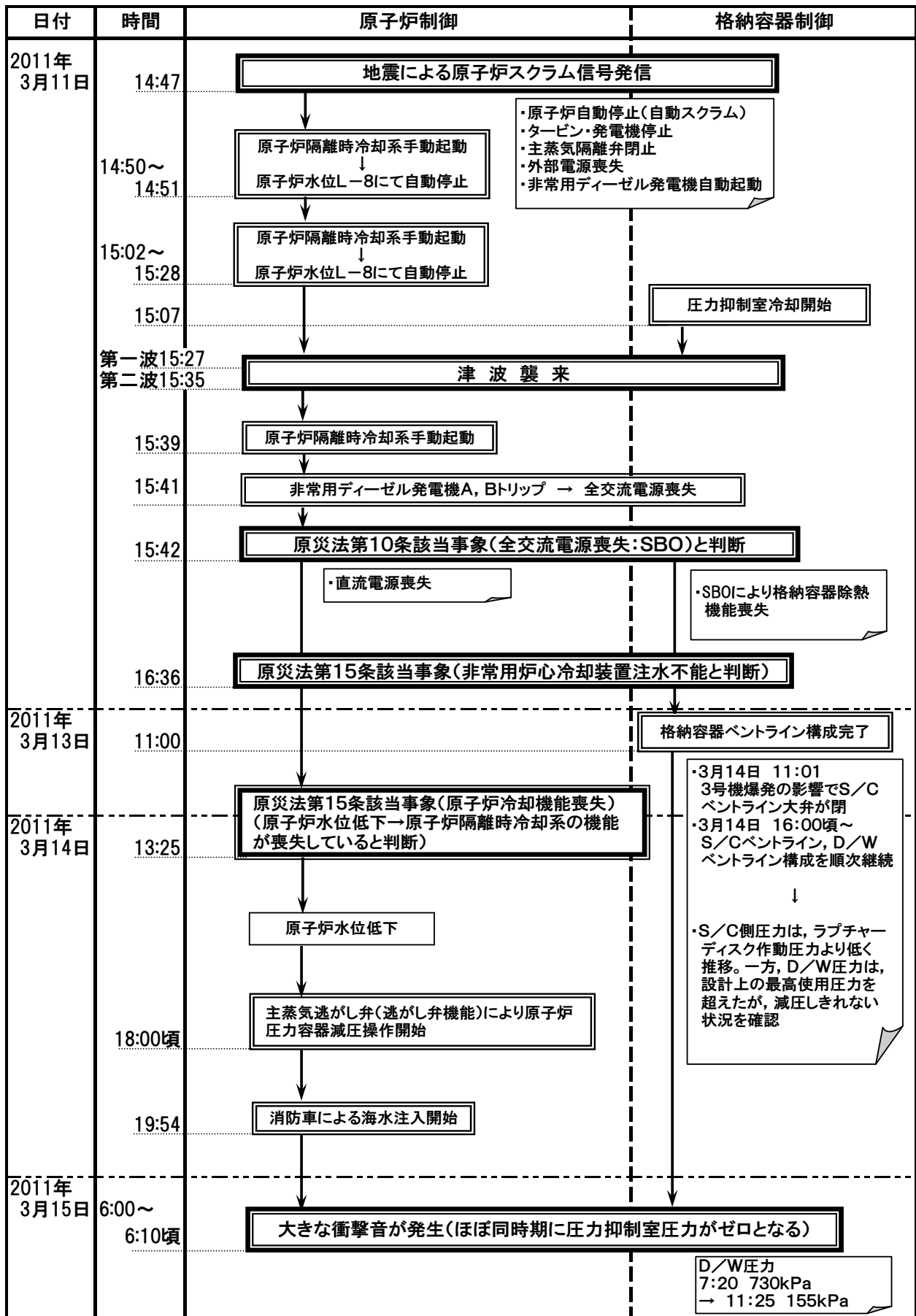
- ら、原災法第15条該当事象（格納容器圧力異常上昇）に該当すると判断した。
- ・ 3月12日1時30分頃、1号機及び2号機のPCVベントの実施について、内閣総理大臣、経済産業大臣及び原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得た。また、同日6時50分に、経済産業大臣より法令に基づき1号機及び2号機のPCV圧力を抑制するよう命令が出された。
 - ・ 3月12日4時頃から消防車ポンプによる代替注水（淡水）を開始した。
 - ・ 3月12日9時04分からD/W圧力を下げるため、PCVベントを行う作業を開始したが、既にR/B内は高放射線量環境下にあった。同日9時15分頃にPCVベントラインの電動弁（以下、「MO弁」という。）を手順書に従い手動で25%まで開操作を行った。さらに、圧力抑制室（以下、「S/C」という。）からのベントラインにある空気作動弁（以下、「AO弁」という。）を手動で開操作するために現場に向かったが、放射線量が高く実施できなかった。そのため、AO弁駆動用に仮設の空気圧縮機を設置してPCVベントの操作を実施した。
 - ・ 3月12日14時30分、D/W圧力が低下したことから、PCVベントが成功したと判断した。
 - ・ 3月12日14時54分頃、発電所長から原子炉への海水注入を実施するよう指示が出された。
 - ・ その後、3月12日15時36分、R/B上部で水素爆発が発生し、屋根及びオペレーションフロア（最上階）の外壁が損傷した。この爆発により海水注入のためのホースが損傷し、現場からの退避、安否確認が実施され、現場の状況が確認されるまで復旧及び準備作業が中断した。これらの過程で放射性物質が大気中へ放出されたため、敷地周辺での放射線量は上昇した。
 - ・ 3月12日18時05分、経済産業大臣より、法令に基づき1号機原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）内を海水で満たす旨の命令があったことを本店及び発電所間にて情報共有した。
 - ・ 3月12日19時04分から消火系（以下、「FP」という。）ラインを用いて消防車による海水の注水を開始した。
 - ・ SFPへは、3月31日13時03分からコンクリートポンプ車による放水（淡水）が開始された。



福島第一発電所1号機 地震後の事故進展の流れ

(2) 2号機について

- ・ 2号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、主蒸気逃がし安全弁（以下、「SRV」という。）で圧力制御を行い、原子炉隔離時冷却系（以下、「RCIC」という。）を手動起動するなど、原子炉水位及び原子炉圧力を安定させながら停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての直流電源、交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。また、余震頻発による津波発生リスクがある中、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作となった。
- ・ 津波後、原子炉水位の監視ができなくなっていたが、3月11日21時50分には仮設バッテリーをつなぎ込むことで原子炉水位を監視できるようになり、指示値が有効燃料頂部（以下、「TAF」という。）+3400mmであることを確認した。
- ・ また、電源喪失以降、RCICの運転状況が確認できなかったが、3月12日2時55分にRCICの運転を現場で確認した。
- ・ 復水貯蔵タンクの水位減少が確認されたため、3月12日4時20分～5時00分にかけて、復水貯蔵タンクの水位確保及びS/Cの水位上昇の抑制を目的として、現場にて弁を手動操作することでRCICの水源を復水貯蔵タンクからS/Cに切り替えて、RCICによる注水を継続した。
- ・ 3月14日13時18分、原子炉水位の低下が認められた。このことから、同日13時25分にRCICの機能が喪失している可能性があるとし、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 3月14日17時17分に原子炉水位が0mm（TAF）まで低下した。その後、SRVにより原子炉圧力を減圧し、消防車（同日19時54分、19時57分に各1台起動）による海水の注水を開始した。
- ・ PCV圧力を下げるため、3月13日11時頃、3月14日21時頃及び3月15日0時頃からラブチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成を実施したが、D/Wの圧力低下は確認されず高めのまま推移し、ベントの効果は現れなかった。
- ・ 3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生した。ほぼ同時期にS/C圧力の指示値が0MPa [abs]であることが確認された（「14. プラント水素爆発評価」で記述するが、衝撃音は4号機の爆発によるものと考えられる）。
- ・ 一方、D/W圧力は3月15日7時20分時点で730kPa [abs]を維持していたが、次の測定である同日11時25分時点で155kPa [abs]に低下しており、この間にPCV内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられる。なお、この頃に正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。
- ・ SFPへは、3月20日15時05分から既設のFPC配管を用いて注水（海水）が開始された。



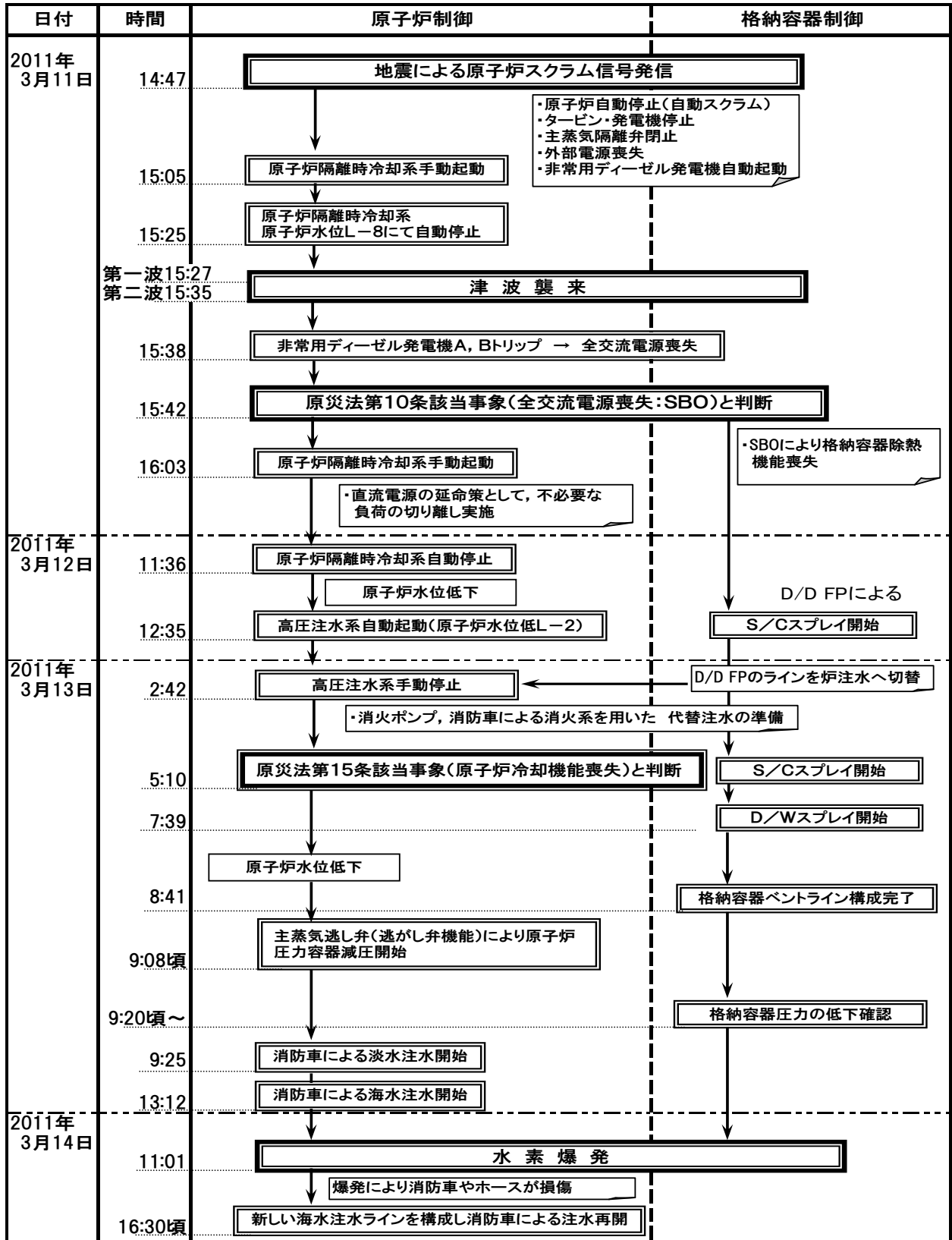
福島第一発電所2号機 地震後の事故進展の流れ

(3) 3号機について

- ・ 3号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、SRVで圧力制御を行い、RCICを手動起動するなど、原子炉水位及び原子炉圧力を安定させながら停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。直流電源は、充電ができないためバッテリーが枯渇するまでの期間ではあったが、その機能を確保していた。また、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作となった。
- ・ 3月11日15時25分の原子炉水位高によるRCIC自動停止に伴い原子炉水位が低下したが、同日16時03分にRCICを手動起動したことにより、原子炉水位が回復した。3月12日11時36分にRCICが自動停止したことを確認した。その後、中央制御操作室（以下、「中操」という。）のRCIC制御盤にて起動操作を試みるも起動できなかった。
- ・ 3月12日12時06分にディーゼル駆動消火ポンプ（以下、「D/D-FP」という。）による代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 3月12日12時35分、原子炉水位の低下（L-2：TAF+2950mm）により高圧注水系（以下、「HPCI」という。）が自動起動した。
- ・ 3月13日2時42分、HPCIを手動にて停止後、D/D-FPによる代替原子炉注水に移行するため、同日2時45分にSRVを開操作したが開動作しなかった。
- ・ HPCI停止後、再度、RCICの手動起動を試みたが、起動できなかった。3月13日5時10分、原子炉冷却機能を喪失していることから、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ その後、3月13日9時08分頃、SRVが開いて原子炉の急速減圧が開始され、原子炉圧力の減圧により、D/D-FPによる注水を開始するとともに、3月13日9時25分頃から消防車によりFPラインからホウ酸を含む淡水注水を開始した。なお、同日13時12分には海水注水に切り替え注水を継続した。
- ・ PCV圧力を低下させるため、3月13日8時41分及び3月14日6時10分にPCVベントのライン構成を行った。
- ・ その後、3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生し、オペレーションフロアから上部全体とオペレーションフロア1階下の南北の外壁が損傷した。これらの過程で放射性物質が大気中へ放出されたため、敷地周辺での放射線量が上昇した。
- ・ 爆発の影響で注水が停止したが、運転可能な消防車を使用して、物揚場からの注水ラインを構成し、3月14日16時30分頃に海水注入を再開した。
- ・ なお、1号機と同様にR/B内に水素が溜まっている可能性が考えられたため、R/Bの水素を抜く方法として、「ブローアウトパネルの開放」「R/B天井の穴開け」などの方法について検討がなされたが、照明などない中での高所作業になり、現場が高線量であることや火花が散り爆発を誘発する可能性が高いこと等により実現に至らなかった。また、爆発を誘発する危険性が低い「ウォータージェットに

よるR/B壁への穴開け」については、機器の手配は済んでいたものの、3号機の爆発までに発電所へ到達しなかった。

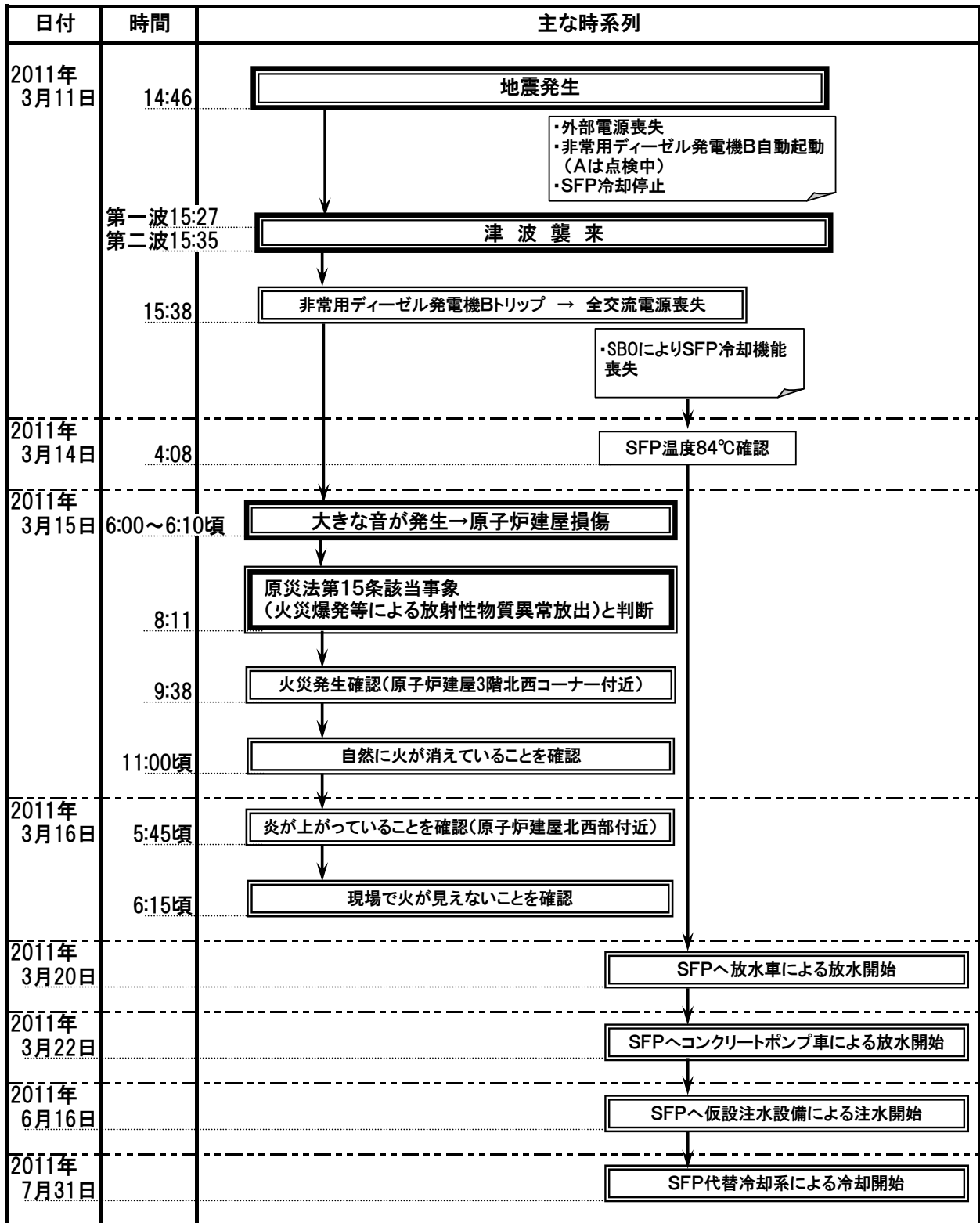
- ・ SFPへは、3月17日9時48分頃、ヘリコプターから海水が投下され、その後、同日19時05分から放水車により、放水（海水）が開始された。



福島第一発電所3号機 地震後の事故進展の流れ

(4) 4号機について

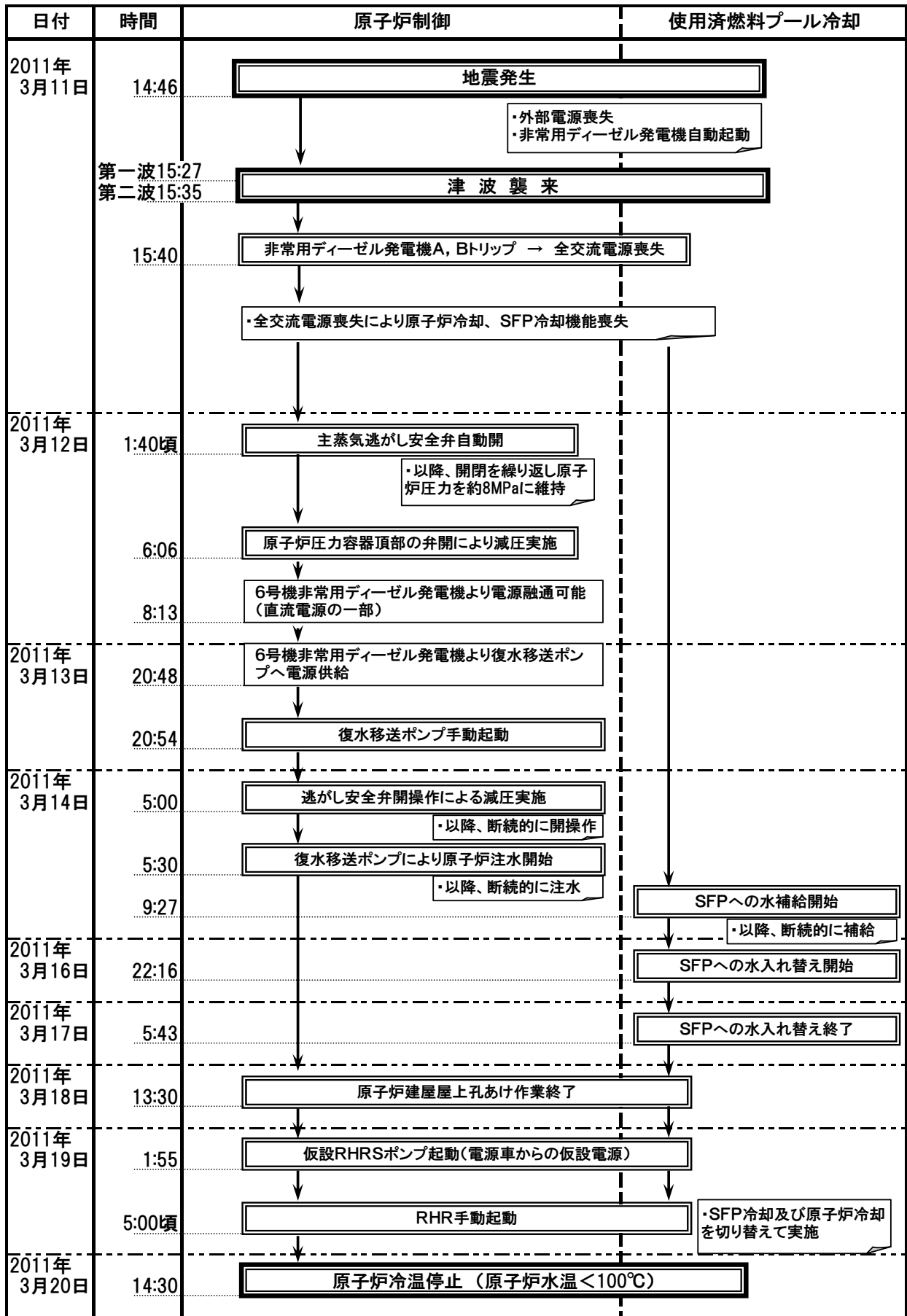
- 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、4号機は定期検査中であり、シュラウド取替工事のため原子炉内から全燃料がSFPに取り出され、SFPには燃料集合体1535体が貯蔵されていた。また、原子炉ウエル側は、プールゲートが閉で満水状態であった。
- 3月11日15時30分に前後して津波が襲来し、直流電源及び交流電源がすべて喪失するとともに、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。
- 3月14日4時08分にはSFP水温が84℃であることを確認した。
- 3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生し、その後、R/B5階屋根付近に損傷を確認した。
- さらに、3月15日9時38分にはR/B3階北西コーナー付近で火災が発生していることが確認されたが、同日11時頃、自然に火が消えていることを確認した。また、3月16日5時45分頃にも、R/B北西部付近で火災が発生しているとの連絡があったが、同日6時15分頃、現場での火災は確認できなかった。
- SFPの注水及び冷却の対応状況については「13.4 4号機SFP状況」に、R/B上部の損傷に関する考察については「14. プラント水素爆発評価」に記す。



福島第一発電所4号機 地震後の事故進展の流れ

(5) 5号機について

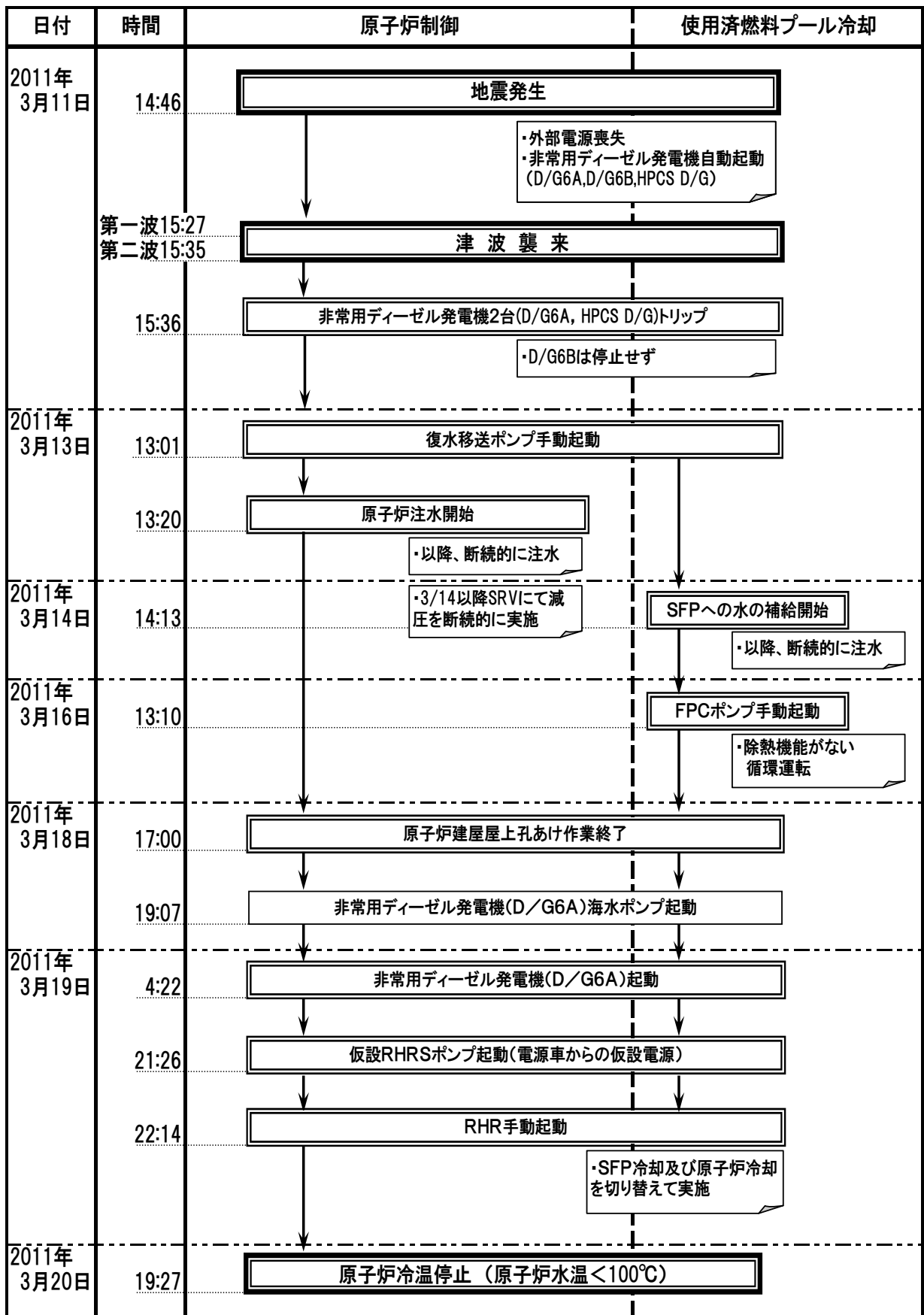
- 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、5号機は定期検査中であり、原子炉に燃料を装荷し、RPVの耐圧漏えい試験を実施していた。津波後、全交流電源が喪失し、原子炉及びSFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。
- このため、燃料からの崩壊熱により原子炉圧力が上昇傾向にあったが、原子炉へ注水を実施するためには、原子炉圧力を下げる必要があることから、現場でRPV頂部ベント弁の駆動空気供給ラインを構成後、3月12日6時06分に中操から当該ベント弁を開操作して、原子炉圧力の減圧を実施し、大気圧程度まで降下させた。
- その後、崩壊熱の影響により原子炉圧力は上昇したが、6号機から電源融通を受けて、SRVで原子炉圧力を調整するとともに、復水補給水系（以下、「MUWC」という。）ポンプを使用して炉内への注水を行い、原子炉の圧力と水位を制御した。
- その後、仮設の残留熱除去海水系（以下、「RHR」という。）ポンプを設置することで、RHRを起動できたことにより、3月20日14時30分に原子炉冷温停止状態とするとともに、SFPについても継続的に冷却を行い、安定な状態となった。



福島第一発電所5号機 地震後の事故進展の流れ

(6) 6号機について

- ・ 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、6号機は定期検査中であり、原子炉に燃料が装荷され、冷温停止状態であった。津波後、非常用海水系による冷却の必要がない空冷式のD/G1台が、その電源設備等を含め、津波による被水を免れたため、機能喪失に至らず電源供給を継続できたが、海水ポンプ及びRHR Sポンプはすべて機能を喪失し、原子炉及びSFPの冷却機能が喪失した。
- ・ このため、燃料からの崩壊熱により原子炉圧力が緩やかな上昇傾向にあったが、SRVで原子炉圧力を調整するとともに、MUWCポンプを使用して炉内への注水を行い、原子炉の圧力と水位を制御した。
- ・ その後、仮設のRHR Sポンプを設置することで、RHRを起動できたことにより、3月20日19時27分に原子炉冷温停止状態とするとともに、SFPについても継続的に冷却を行い、安定した状態となった。



福島第一発電所6号機 地震後の事故進展の流れ

5. 地震に関する状況調査

5. 1 福島第一原子力発電所での観測結果

福島第一原子力発電所のR/B基礎版上（最地下階）の観測値は、耐震評価の基準である基準地震動S_sに対する最大応答加速度を一部超えたものの、ほとんどが下回った（観測された最大加速度：2号機R/B地下1階 550ガル）。また、地震観測記録の応答スペクトルについては、一部周期帯において基準地震動S_sによる応答スペクトルを上回ったが、概ね同程度であることを確認した。今回の地震動は設備の耐震評価の想定と概ね同程度のものであったといえる。

今般の地震は極めて規模が大きいものであったが、福島第一原子力発電所への影響という点では、設計用の基準地震動S_sが発電所近辺の活断層による地震に基づいて設定しているため、施設へ到達する地震動という点では同程度となった。

【添付資料－5－1】

5. 2 福島第一原子力発電所の外部電源の状況

福島第一原子力発電所の外部電源は、新福島変電所から送電される大熊線1L及び2L（275kV）が1・2号機用の開閉所を経由して1・2号機の所内電源を受電し、大熊線3L及び4L（275kV）も同様に3・4号機用の開閉所を経由して3・4号機の所内電源を受電している。

号機間については、1号機、2号機常用高圧電源盤及び3号機、4号機常用高圧電源盤が相互に接続され、電力融通が可能な回路構成となっていた。

5・6号機は、夜の森線1L及び2L（66kV）が5・6号機用の66kV開閉所を経由して所内電源を受電していた。なお、東北電力からの東電原子力線（66kV）については、1号機常用高圧電源盤に接続できる構成となっていたが、通常は使用していない設備であった。このため、1～4号機は4回線、5・6号機は2回線の外部電源を受電できる構成であった。

地震当日の送電状況は、大熊線3Lの受電設備が工事中であったため、福島第一原子力発電所の外部電源は大熊線3Lを除く5回線からの受電であった。

今回の地震により、1～4号機については、1・2号機用の開閉所にある受電しゃ断器等が損傷して大熊線1L及び2Lによる受電は不可能となり、また、大熊線4Lは、福島第一原子力発電所と新福島変電所の間位置する一部の鉄塔と電線にアーク痕を確認しており、これを起因として受電停止に至ったと推定される。通常使用していない設備ではあったが、東北電力からの東電原子力線についても、原因は特定できていないが、ケーブル不具合が発生していたため、1～4号機は受電停止となった。

5号機及び6号機については、福島第一原子力発電所内の盛土が崩壊し、盛土下方に立地していた新福島変電所からの電力供給路線である夜の森線の送電鉄塔1基（#27鉄塔）が倒壊に至り、夜の森線1L及び2Lからの受電停止となった。

以上のとおり、福島第一原子力発電所における外部電源設備は、地震により発電所内の開閉所しゃ断器、新福島変電所内変電設備が損傷、送電鉄塔隣接地の盛土が崩落し鉄塔が倒壊したことから、7回線（東電原子力線含む）すべてが停止したことで、福島第一原子力発電所ではD/Gが起動して所内電源を確保したものの、その後の津

波により D/G や高圧電源盤等が被害を受け、所内電源の喪失に至った。

福島第一原子力発電所の外部電源被害状況を添付資料－5－2、3に示す。

福島第一原子力発電所の外部電源は、安全設計審査指針に定められる2回線以上の送電線により電力系統に接続された設計であることを満足していたものの、上記のような状況となった。

原子力発電所の設計においては、外部電源系統からの電力供給が失われた場合も考慮されており、今回の地震においても地震により外部電源が失われた1～6号機は、D/G及び非常用電源系統が正常に起動（定期検査で点検中の4号機のD/G1台を除く）し、設計通り原子炉施設の安全確保に必要な非常用系統への電源の確保ができている。（1～6号機各プラントの状況は7章～12章で詳述する。）

被害のあった電気設備のうち、以下の所内受電用しゃ断器については、機器の損傷を確認しており、主要電気工作物の破損事故に該当する。

- ・大熊線1L受電用しゃ断器（O-81）及び大熊線2L受電用しゃ断器（O-82）

【添付資料－5－2、3】

福島第一原子力発電所の開閉所設備は、耐震安全性に関する基準である JEAG5003「変電所等における電気設備の耐震設計指針」（以下、「電気設備の設計基準」という。）に裕度を持って設計していたが、東北地方太平洋沖地震の観測データに基づいた1/2号開閉所（しゃ断器設置建屋）の地震応答解析を用いて解析的検討を実施した結果、今回の地震による1/2号開閉所の床表面地震動は、電気設備の設計基準を上回っていたと推定した。

損傷が確認された所内受電用しゃ断器の各部における応力等を解析したところ、しゃ断器のステーが今回の地震により緩むことが確認されたことから、しゃ断器が損傷した原因は、耐震強化のためステーを設置していたものの、それが今回の地震で緩むことによりしゃ断部の変位量が増大し、支持碍子の破損に至ったものと推定した。

【添付資料－5－4】

5. 3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況

地震発生直前の福島第一原子力発電所各号機の状態は、1～3号機は定格出力運転中であった。

また、4～6号機は定期検査のため停止していた。これらのうち、4号機はシュラウド取替作業のため、RPVからSFPへすべての燃料を移動させ保管及び冷却していた状態となっていた。

5号機は、定期検査の終盤にあり、RPVの中に燃料を装荷し、健全性を確認するための水圧による漏えい試験を実施していた。6号機についても、定期検査の終盤にあり、燃料は既にRPVに装荷された状態となっていた。

東北地方太平洋沖地震により、福島第一原子力発電所では、運転中の1～3号機は「地震加速度大トリップ」が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、その後、原子炉が未臨界状態となったことを確認した。また、1号機においては自動起動したIC、2号機及び3号機においてはSRV及び手

動起動したR C I Cにより、安定的に原子炉水位及び原子炉圧力が制御された。

地震発生時におけるプラントデータからは、地震直後から津波襲来までの間、主要なパラメータ、プラント機器動作状況などに異常な応答や挙動は認められず、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

また、定期検査中の4～6号機についても地震による停止状態への異常は認められなかった。

これらの状況から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持し、原子炉自動停止後の対応を適切に実施できる状態にあったものとする。

なお、1～6号機の地震発生直後のプラント状況については以下のとおり。

(1) 1号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 1号機は3月11日14時46分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－7－2（1／12）】

- ・ これに伴い平均出力領域モニタ（以下、「APRM」という。）の指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－7－2（2／12）】

- ・ また、外部電源が喪失したことにより、14時47分にD/G2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－7－3（5／8）】

- ・ 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、主蒸気隔離弁（以下、「MSIV」という。）が自動閉となった。

【添付資料－7－2（6／12）、7－3（1／8）、（2／8）】

②自動停止以降の挙動

- ・ 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－7－2（4／12）】

- 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MS I Vが自動閉したことにより上昇している。

【添付資料－7－2（3／12）】

警報発生記録データにおいて、MS I V閉の信号に前後して、主蒸気配管破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、主蒸気流量は0（ゼロ）となっており、蒸気流量の増大は見られない。

【添付資料－7－3（3／8）】

このことから、打ち出された隔離信号は、外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該信号が発されたものと考えられる。

- 14時52分、ICが「原子炉圧力高（7.13MPa [gage]）」により自動起動した。これにより、原子炉内の蒸気が冷却され、原子炉圧力は低下した。原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度変化率 $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を遵守できないと判断し、約10分後の15時03分頃、戻り配管隔離弁（MO-3A、3B（以降、それぞれ「3A弁、3B弁」と記す。））を一旦「全閉」とし、ICを停止、原子炉圧力は再び上昇している。なお、他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。

【添付資料－7－2（8／12）、7－3（4／8）、（7／8）、（8／8）】

原子炉圧力の低下については、操作手順書でRPVへの影響緩和の観点から原子炉冷却材温度変化率が $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないよう調整することとしている。実際、ICの作動時に急激に温度が低下した後、停止操作を行っており、その操作は操作手順書に則って行われている。

- 原子炉圧力を6～7MPa程度に制御するためには、ICは1系列で十分と判断、A系にて制御することとし、津波の影響で操作ができなくなる15時30分過ぎまで、3A弁を操作してIC（A系）の手動起動・停止を繰り返すことでこの圧力の範囲で制御していた。

【添付資料－7－2（3／12）】

ICは、冷却した戻り水が原子炉再循環系（以下、「PLR」という。）配管（B）に流入するが、PLRポンプ入口温度と原子炉圧力の変動時期があるため、ICにより圧力制御していたことがわかる。

【添付資料－7－2（5／12）】

IC1系列の操作とすることできめ細やかな圧力調整を行っている。

- ・ D/W圧力は、原子炉スクラム以降上昇している。また、D/W圧力とS/C圧力の差圧に変曲点が見られる。

【添付資料－7－2（10／12）、7－3（6／8）】

PCVの圧力上昇は、PCV内の温度上昇に伴う圧力上昇の結果と考えられる。

また、差圧の変曲点については、S/Cの冷却を行うために、15時10分前後に格納容器冷却系（以下、「CCS」という。）のポンプを手動で起動したことにより、S/C側の圧力低下が加わり差圧に変曲点が生じたものと考えられる。

- ・ PCV温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－7－2（9／12）、（11／12）】

PCV内において急激な温度上昇は認められないことから、配管等の破断はなく、電源喪失による格納容器空調停止に伴うものと考えられる。

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3）またはRPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、非常用ガス処理系（以下、「SGTS」という。）が自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－7－2（7／12）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降もノイズはあるものの、記録されている範囲で安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－7－2（12／12）】

（2）2号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 2号機は3月11日14時47分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－8－2（1／10）】

- ・ これに伴いAPRMの指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－8－2（2／10）】

- ・ また、外部電源が喪失したことにより、14時47分にD/G 2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－8－3（7／10）、（9／10）、（10／10）】

- ・ 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、MSIVが自動閉となった。

【添付資料－8－2（5／10）、8－3（4／10）】

②自動停止以降の挙動

- ・ 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－8－2（3／10）、8－3（1／10）】

- ・ その後、14時50分、外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の対応手順書に従い、RCICを手動起動している。RCICは原子炉水位の過渡的な変動の中、14時51分に原子炉水位高により停止し、以降、15時02分に手動起動、15時28分に原子炉水位高により停止、15時39分に手動起動している。

【添付資料－8－2（9／10）、8－3（6／10）】

- ・ 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MSIVが自動閉したことにより上昇している。この上昇に対しては、SRVの開閉により安定的に圧力が制御されている。

【添付資料－8－2（3／10）、8－3（2／10）、（3／10）】

警報発生記録データにおいて、MSIV閉に前後して主蒸気配管の破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、1号機と同様に外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該隔離信号が発されたものと考えられる。

【添付資料－8－3（5／10）】

- ・ 操作手順書で原子炉冷却材温度変化率が $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないよう調整することとしているが、原子炉水温（PLRポンプ入口温度）の記録で確認可能な1時間程度の範囲において数 10°C 程度の変化で安定している。

【添付資料－8－2（4／10）】

- ・ P C V温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－8－2（7／10）】

（ P C V内において急激な温度上昇は認められず、原子炉圧力も7MPa程度で制御されていることから、配管等の破断はなかったものと考えられる。 P C V内の温度上昇は、1号機と同様に電源喪失による格納容器空調の停止によるものと考えられる。

）

- ・ S / C温度は、S / CがR C I Cポンプ駆動用タービンの排気やS R Vの排気先となっていることから上昇している。このため、15時00分～15時07分頃にかけてR H Rポンプを順次起動し、S / Cの水の冷却を行っている。水温は15時30分頃上昇に転じているが、津波到達によりR H Rポンプが停止したことによるものと考えられる。

【添付資料－8－2（8／10）、8－3（8／10）】

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L－3）またはR P S電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、S G T Sが自動起動したことから、R / Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－8－2（6／10）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、1号機と排気筒を共用しているが、1号機で記した通り、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録されている範囲で安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－8－2（10／10）】

（3）3号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 3号機は3月11日14時47分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－9－2（1／10）】

- ・ これに伴いA P R Mの指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－9－2（2／10）】

- また、外部電源が喪失したことにより、14時48分にD/G 2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－9－3（5／6）、（6／6）】

- 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、MSIVが自動閉となった。

【添付資料－9－2（6／10）、9－3（3／6）】

②自動停止以降の挙動

- 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－9－2（3／10）、9－3（1／6）】

- その後、15時05分、外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の対応手順書に従い、RCICを手動起動している。RCICは原子炉水位の過渡的な変動の中、15時25分に原子炉水位高により停止、16時03分に再度手動起動している。

【添付資料－9－2（10／10）】

- 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MSIVが自動閉したことにより上昇している。この上昇に対しては、SRVの開閉により安定的に圧力が制御されている。

【添付資料－9－2（3／10）、9－3（1／6）、（2／6）】

警報発生記録データにおいて、MSIV閉に前後して主蒸気配管の破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、1号機と同様に外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該隔離信号が発されたものと考えられる。

【添付資料－9－3（4／6）】

- 操作手順書で原子炉冷却材温度変化率が $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないよう調整することとしているが、原子炉水温（PLRポンプ入口温度）の記録で確認可能な1時間程度の範囲において数 10°C 程度の変化で安定している。

【添付資料－9－2（4／10）】

- ・ PCV温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－9－2（5／10）、（8／10）】

PCV内において急激な温度上昇は認められず、原子炉圧力も7MPa程度で制御されていることから、配管等の破断はなかったものと考えられる。PCV内の温度上昇は、1号機と同様に電源喪失による格納容器空調の停止によるものと考えられる。

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3）またはRPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－9－2（7／10）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－9－2（9／10）】

（4）4号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 4号機は地震発生時、定期検査中で全燃料が原子炉からSFPに取り出されていた。
- ・ 地震発生時は、原子炉ウェル側でシュラウド切断作業が実施されており、プールゲートが閉で満水状態であったが、地震後も原子炉ウェル側の大きな水位変動は見られていない。
- ・ 地震により外部電源を喪失したため、待機中のD/G1台が起動した（残り1台は点検中）。

D/Gは、定期検査中でプロセス計算機、過渡現象記録装置の取り替え作業中だったこと等から、起動信号、電圧確立状態等に関する記録は残されていないが、燃料油タンクレベルの低下が確認されていることから正常に起動しているものと考えられる。

また、非常用パワーセンターの負荷として、中操の制御盤に設置されている記録計のチャートに地震以降の記録が残されていることから、D/Gから非常用パワーセンターまで地震後も健全であったことが確認できる。

なお、SGTSは、D/Gの電源供給により起動していたものと考えられる。

- ・ 地震前、SFPの冷却のため、RHRポンプ（D）を運転していたが、地震後、外部電源喪失によって当該ポンプは停止した。なお、地震前にSFPの水位が満水であること、プール水温が27℃であったことから、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなく、津波到達前に再起動するには至らなかった。
- ・ 排気筒放射線モニタは、3号機と排気筒を共用しているが、3号機で記した通り、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

（5）5号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 5号機は地震時、定期検査中で全燃料が原子炉内にあり制御棒はすべて挿入された状態で、RPVの耐圧漏えい試験を実施しており、7.2MPaに昇圧・保持されていた。
- ・ 地震発生により、原子炉を加圧していた制御棒駆動水圧系（以下、「CRD」という。）ポンプが電源喪失により停止したため、原子炉圧力は一時的に低下したが、その後は崩壊熱により8MPa程度まで緩やかに上昇した。
- ・ また、外部電源が喪失したことにより、D/G2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。
- ・ 外部電源が喪失したことにより、SFPを冷却していたFPCが運転を停止したが、プールの冷却は、SFPの水位が満水であり、プール水温が約24℃であったことから、早期に支障をきたす状況ではなかった。このため、プールの冷却に使用可能なRHRは待機状態とした。
- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、RPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動し、R/Bの負圧は維持された。
- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

（6）6号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 6号機は地震時、定期検査中で全燃料が原子炉内にあり、制御棒はすべて挿入され、RPVの上蓋がボルトで締め付けられた状態であった。
- ・ 原子炉圧力は、地震発生後、崩壊熱により緩やかに上昇した。なお、5号機と比較して停止期間が長かったことにより、その推移はより緩やかであった。
- ・ また、外部電源が喪失したことにより、D/G3台が自動起動した。
- ・ 外部電源が喪失したことにより、停止時冷却モードで運転中であったRHR、FPCが運転を停止したが、プールの冷却は、地震前にSFPの水位が満水で、プール水温が25℃程度であったことから、早期に支障をきたす状況ではなかった。このため、RHR及びFPCは待機状態とした。
- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、RPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動し、R/Bの負圧は維持された。
- ・ 排気筒放射線モニタは、5号機と排気筒を共用しているが、5号機で記した通り、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

5. 4 地震による設備への影響評価

福島第一原子力発電所を襲った津波は地震発生から1時間に満たないうちに到達したため、発電所所員が発電所の設備が地震でどの程度の損傷を受けたのか、津波が来るまでの時間において明確には確認できなかった。また、事故が炉心損傷や水素爆発にまで至り、建屋内の汚染水の滞留の問題や放射線の問題等から、R/B内の機器やT/B地下階の機器の状態確認は現在も困難である。

そのため、福島第一原子力発電所について、次に掲げる観点から設備の健全性に関する考察を加え、可能な範囲で損傷原因を究明し、当該地震による安全上重要な機器の機能への影響の有無についての評価を行った。

5. 4. 1 プラントパラメータによる評価

プラント情報を記録する媒体としては、運転員による記録の他、チャート、警報発生記録、過渡現象記録装置等が挙げられる。これらは、プラントの状態を示すものであり、設備の健全性を評価するための重要な情報となっている。

今回、津波の影響によりほとんどの計器電源等も喪失したため、情報は限定的であるが、その多くは津波までのプラント状態を示している。

高圧注水設備（IC、RCIC等）等について、地震直後の運転状況等から問題なく動作していると判断され、特に異常は認められない。

また、主蒸気流量やPCV温度のチャートから、配管の健全性についても、異常はないものと考えられる。

なお、3号機のHPCIの蒸気配管に関する地震の影響について、RCICが停止し、HPCIが起動してから原子炉圧力が約7MPa [gage]から約1MPa [gage]まで低下しているため、3号機のHPCIの蒸気配管破断の可能性も含め確認を行った。この結果、運転員からの聞き取りにより、実際にHPCI室に入室し異常が見られなかったということが確認されており、HPCIの蒸気配管に異常はなかったことが確認された。また、トラス室にも蒸気配管が通っているが、HPCIが停止した後の3月13日朝に運転員が入室しており、配管が破断したような異常は認められていない。3号機の原子炉圧力の挙動は、タービン駆動用に原子炉から引き込む蒸気の消費量が大きいHPCI（蒸気駆動）を連続運転したことにより変化したものと考えられる。

5. 4. 2 地震の観測記録を用いた地震応答解析結果

1～6号機について東北地方太平洋沖地震で得られたR/B基礎版上など多数の観測データに基づいたR/Bの地震応答解析を用いて解析的検討を行い、東北地方太平洋沖地震が耐震安全上重要な機器・配管系へ与えた影響を評価した。

影響評価の具体的な方法としては、R/Bの地震応答解析及びR/Bと原子炉等の大型機器を連成させた地震応答解析で得られた応答荷重や応答加速度等を、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と比較することにより実施した。

(1) R/Bの解析結果

1～6号機R/Bの東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデルを設定している。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、評価基準値 (2.0×10^{-3}) を十分に下回り、もっとも厳しい結果の2号機の場合でも 0.43×10^{-3} (東西方向、5階) であり、地震による応力はR/Bの健全性に影響するものでないことが確認された。

なお、損傷が確認されている1号機、3号機及び4号機のR/Bについて、損傷の状況を質点系モデルに反映し、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、残存している耐震壁に発生するせん断ひずみは評価基準値を大きく下回っており、十分な安全性を有していると評価した。

【添付資料－5－5、7、8、10、11、13～16】

(2) 耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果

1～6号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析を行い、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較を行った。

本検討の地震応答解析で得られた地震荷重等が、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上回る場合は、安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施した。

比較の結果、1～6号機において今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、耐震性評価の結果より、今回の地震に対して、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の耐震性評価の計算値は、すべて評価基準値以下であることを確認したことから、これらの設備の機能に地震の影響はないと考えられる。

なお、1号機IC及び3号機HPCIの蒸気配管に関する地震の影響について、当該配管の耐震性評価を実施し、計算値は評価基準値を十分下回るものであった。

これらの評価結果は、現時点における地震後のプラント挙動の分析結果と整合していることから、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において、要求される安全機能を保持できる状態にあったといえる。

また、実機の現状と比較が可能である5号機について、R/B内に設置されている耐震Sクラス設備の耐震性評価を実施し、一部の配管系(配管本体、サポート)で計算値が評価基準値を上回っていることを確認したが、現場との照合(目視確認)を行い、全ての箇所において有意な損傷等は認められなかった。

【添付資料－5－5～13】

5. 4. 3 発電所設備の目視確認結果

発電所設備の損傷状況を確認するべく、1～6号機までの設備状態を可能な範囲で目視によって確認した。汚染水が滞留しているエリアや高線量エリアなど、直接的な確認ができない範囲もあるが、各所の目視結果から以下のような観点での整理ができる。

- ・ 冷温停止に至った5号機及び6号機の屋内設備については、R/B、T/Bに

設置されている機器の目視確認ができる。これらの機器の一部は、被水、冠水という意味で津波の影響を受けているものの、耐震クラスに係わらず設備に対するほぼ地震のみの影響を確認することができると思う。

- ・ 1～3号機については、R/B内の設備の確認は難しいが、T/B内に設置されている機器については、地下階を除き目視確認することができる。これらの機器も5号機、6号機と同様に一部は、被水、冠水という意味で津波の影響を受けているものの、ほぼ地震のみの影響を確認することができると思う。
- ・ T/Bに設置されている設備については、そのほとんどが常用系の設備であり、耐震クラスが低い機器が多いことから、それらの機器に地震による影響が少なければ、プラントの耐震安全性に関する重要な判断材料になるものと思う。
- ・ 屋外設備については、損傷を受けている機器も多くある。その多くは津波や津波による漂流物の衝突などによるものと考えられる。しかしながら、厳密には地震による影響を必ずしも否定する判断材料としては使用できない場合も多く見られる。このため、屋外の損傷設備の要因については、損傷形態から原因を特定できるものを除き、参考扱いとした。

また、上記目視点検に加えて、回転機器について以下の項目を調査整理している。

- ・ 5号機及び6号機において現在使用中の機器
- ・ 5号機及び6号機において試運転により運転可能なことを確認できている機器
- ・ 運転や試運転を実施するにあたって事前に分解などの点検している場合、点検結果に地震による損傷が認められるか否かの確認

今回、確認できた範囲においては、安全上重要な機器はもとより、耐震クラスの低い機器でも地震によって機能に影響するような損傷を受けたものはほとんど認められなかった。

なお、5号機のR/B最地下階の地震加速度は548ガルであり、最大値が確認された2号機と同等である。

(1) 1号機 I C 目視確認結果

- ・ 1号機のR/Bに設置されている I C の本体、主要配管及び主要弁に原子炉の冷却材喪失となるような損傷の有無を目視により確認した。なお、PCV内側には立ち入ることができないため、PCV外側の本体、配管、弁を確認対象とした。
- ・ I C 本体が設置されているR/B4階では、5階での水素爆発の影響で天井の北側に損傷開口部が生じ、I C 上部北側で爆風によると思われる保温材の脱落や瓦礫の散乱が認められた。また、I C 本体南側の保温材が激しく脱落しているが、R/Bの機器ハッチ（吹き抜け）側であり、5階で生じた水素爆発の爆風が、吹き抜けを通じて I C の保温材を損傷させたものと考えられる。なお、3階、2階においては保温材の脱落、飛散は認められなかった。
- ・ I C 本体の損傷、配管の破断、フランジ部からの漏えい、弁の脱落等は認められなかった。また、配管破断が生じて原子炉内の高圧蒸気が大量に噴出したような状況は認められなかった。
- ・ これらのことからPCV外側に原子炉の冷却材喪失となるような損傷はないことが確認された。
- ・ この目視による現場確認にあわせ、I C の弁の開閉状態及び I C の水位の確認

を行った。A系の2A弁、3A弁は開であり、B系の2B弁、3B弁は閉であることが確認された。また、ICへの補給水弁はA系、B系ともに閉であることが確認された。ICの現場水位計（冷却水）は、A系65%、B系85%であり、中操の指示計と一致することが確認された。

【添付資料－5－17】

(2) 1～3号機T/B目視確認結果

- ・ 1～3号機のT/Bに設置されている設備について、汚染水が溜まっている地下階を除き1階、2階に設置されている設備を目視により確認した。その結果、確認できた範囲で、1階に設置されている機器は津波による被水及び浸水の痕跡があるが、地震による損傷は認められなかった。
- ・ なお、4号機については、被災当時定期検査の最中であり、分解されている機器も多いと考えられることから、今回の目視確認対象外とした。

【添付資料－5－18】

(3) 1～4号機側屋外設備目視確認結果

《写真①》等の記号は、添付資料－5－19中の目視確認対象の写真を示す。

- ・ T/B海側には、機器の冷却用の海水を送水する海水ポンプが設置されている。これらは津波の影響を受けて機能を喪失したが、主要なポンプについては津波の影響を受けても倒壊することなく、自立している。このことから、地震によるポンプの損傷は基本的にはなかったものとする。
- ・ 津波で流された、または、モータ自体が外れたポンプとしては、点検のために分解点検中のポンプの他、海水の除塵装置に使用されている海草やゴミなどを洗い流すための小型のポンプである。《写真③中央の小型のポンプ》
- ・ ボイラー用の重油タンクが流されており、地震の影響がどの程度であったかは判断できない。また、D/Gの燃料に使用される軽油タンク、冷却水の水源の一つである復水貯蔵タンクについては、地震の影響と思われる基礎周りの地面の沈降が認められるが、タンクに漏えいなどの損傷は認められない。
《写真⑦、⑧、⑨》
- ・ 屋外に設置されている取水設備関係の電源盤は、その形状から津波の圧力を受けやすいためか、なぎ倒されている。このため、地震の影響がどの程度であったかは判断できない。《写真⑬》

【添付資料－5－19】

(4) ろ過水、純水タンク他目視確認結果

- ・ 純水タンクについては、地震による影響で座屈による歪みが生じている（No. 1純水タンクの上段中央の写真のタンク下部ふくらみが代表的）。また、No. 1純水タンクについては、タンク付きの配管と外部配管を連結するフレキシブルの短管部分から地震時に漏水したことが確認されている。この漏水については、タンク側の弁を閉止することで漏えい量を抑制した。No. 2の純水タンクについては、タンク底部が地震により損傷しており、量的には多くないものの継続的に漏水した。
- ・ ろ過水タンクについても、純水タンクと同様に座屈による歪みが発生している

が、漏えいなどの事象は発生していない。

- ・ ろ過水タンクを水源としている変圧器防災用配管において、連結部分が外れ漏水していた。当該防災配管は斜面下部に設置されており、斜面を降りてきている別の配管と斜面下部で交差していた。地震により斜面が崩れ、斜面を降りてきていた配管がサポート部分から変位した。

この傾いたサポートが交差部分に位置する当該防災配管の連結部分に力を加え、連結部分が外れたものと考えられる。これは、地震の二次的な影響を受け、損傷したものと考えられる。

【添付資料－５－２０】

(5) 屋外F P配管目視確認結果

《写真①》等の記号は、添付資料－５－２１中の目視確認対象の写真を示す。

- ・ 屋外F P配管について損傷状況を調査した。F P配管は、新潟県中越沖地震の教訓から配管の架空化、溶接構造化などの強化策を実施していた。また、F P配管はR P Vへの注水に使用できるように設備変更していた。なお、津波や爆発による瓦礫を建屋周辺から除去する過程で、重機により撤去された箇所もあり、すべての場所について確認できてはいない。
- ・ 損傷事例としては、雑用水取り口《写真③》、４号機採水口基礎部《写真⑬》が漂流物等の衝突による損傷事例と考えている。両方ともに地震に対して強固な構造であり、雑用水の取り口先端は地震で荷重がかかるような構造でないこと、４号機採水口は長手方向に基礎が剥がされていることなどから、地震による被害ではなく津波によるものと考えられる。
- ・ 漂流物等が配管上に乗り上げている事例としては、消火栓《写真⑤、⑥、⑱》、消火栓他《写真⑳》があり、配管が変形している。
- ・ 建屋壁面のサポートにUバンドで固定されていた消火配管《写真㉒～㉔》は、Uバンドが破損し、配管が脱落・変形している。これらは海に面した建屋の壁であり、津波が壁に衝突し、下から配管を突き上げたことで損傷したものと考えている。
- ・ 配管が敷設されている土台部分が損傷し、消火配管が変形した事例《写真⑩》が認められる。土台部分の損傷原因は特定できない。
- ・ 津波の影響を受けにくい奥まった部分《写真⑯》やトレンチ内に設置されている消火配管《写真⑭》に損傷は認められない。また、屋外の海側に設置されていても、防波堤の内側の海に面した配管に損傷は認められず、衝撃が少ない、漂流物が当たらなかったなどの影響が考えられる。

【添付資料－５－２１】

(6) 防災道路目視確認結果

- ・ 発電所構内の道路については、車両が通行するなど、事故対応する上で重要なものである。新潟県中越沖地震でも発電所構内道路に段差が生じたり、道路脇の斜面が一部崩れるなど、車両の移動に支障を与えるような事例が散見された。このような反省から、福島第一原子力発電所では道路の補強工事や道路脇の斜面の強化工事を実施してきた。
- ・ 福島第一原子力発電所構内の防災道路については、各プラント周辺を周回できるように施設されているが、５号機南東側の防災道路に損傷が見られた。ただし、車両１台の通行が可能なように補強しており、補強部分の通行は可能な状態とな

っていた。

- ・ このように道路について地震の影響は少なかったものの、津波で破壊された物や流された物が通行を阻害しており、大きい物では重油タンクや放置されたクレーンが道路を塞いでいる状況が認められた。

【添付資料－５－２２】

(7) 5号機目視確認結果

- ・ 5号機R/Bに設置されている設備について、目視により確認したところ、損傷は認められなかった。
- ・ また、T/B内に設置されている設備を目視により確認したところ、D/Gや電源盤など重要な機器については地震による損傷は認められないが、高圧タービンと低圧タービンの中間にある湿水分離器のドレン配管のサポートがずれており、そのドレン配管に接続されている小口径配管一カ所で破損が認められた。これは破損形態から地震による損傷と判断される。

【添付資料－５－２３】

(8) 6号機目視確認結果

- ・ 6号機のR/Bは複合建屋方式を採用しており、原子炉棟の周囲に付属棟が設置された構造になっているが、付属棟に設置されているD/Gも含めて設備に外観上の損傷は認められない。
- ・ T/Bに設置されている設備に外観上大きな損傷はないが、給水加熱器(5B)の固定脚基礎に割れが確認されており、これは地震による損傷と思われる。

【添付資料－５－２４】

(9) 5号機及び6号機の運転状況確認結果

- ・ 5号機及び6号機においては、D/G、原子炉の冷却に必要なRHR機器、SFPの冷却に必要なFPC、弁作動や水の補給の役割を有する純水補給水系、MUWC、計装用圧縮空気系(以下、「IA」という。)などが機器の運転あるいは運転可能なことを確認して待機した状態となっている。
- ・ これらの機器のうち、気密性の高いR/Bに設置されていたポンプ等の機器については地震の影響もなく、事前の確認の上で運転を行い、健全性を確認している。
- ・ 海水が多く侵入したT/Bについては、付属する設備に微少な漏えいが認められるなどの不適合はあったものの、機器本体に地震による損傷と思われる影響は認められておらず、点検を実施した上で運転可能な状態となっている。
- ・ 屋外に設置されている海水系のポンプ類については、津波によりモータに付属する小口径の配管が破損したり、軸受へ砂が混入したためにモータ取替や軸受交換を行った上で運転を開始しているが、地震で機能を喪失したような事例は確認されていない。

【添付資料－５－２５、２６】

5. 4. 4 設備への影響評価まとめ

福島第一原子力発電所1～4号機については、津波襲来後の事故が炉心損傷や水素爆発まで至り、建屋内の汚染水の滞留の問題や放射線の問題等から、R/B内の機器

やT／B地下階の機器の状態確認は現在も困難な状況であるが、プラント運転状況及び観測された地震動を用いた耐震評価の解析結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったものと考えられる。

また、プラント内の巡視の結果や5号機、6号機の一部の機器では既に使用中、または試運転済みであることから、安全上重要な機能を有する主要な設備に地震による損傷は確認されておらず、耐震重要度の低い機器においても地震によって機能に影響する損傷はほとんど認められなかった。

従って、地震によって外部電源の喪失は生じたものの、地震後の時点においてはD／Gによる電源確保に成功しており、プラントとしては地震時及び地震直後の対応を適切に実施できる状態にあったものと考えられる。

6. 津波に関する状況調査

6. 1 福島第一原子力発電所での津波観測結果

福島第一原子力発電所に襲来した津波は、主要建屋敷地（1～4号機側でO. P. +10m、5号機及び6号機側でO. P. +13m）まで遡上し、浸水域は主要建屋設置エリアの全域に及んだ。浸水高は1～4号機側でO. P. 約+11.5m～約+15.5m^{*1}、浸水深で約1.5m～約5.5mであり、主要建屋周囲に顕著な浸水が認められた。

4号機南側の集中環境施設プロセス主建屋付近で津波襲来時の状況を撮影した写真では、敷地高さO. P. +10mに設置してある高さ約5.5mのタンクが津波により水没していく様子が撮影されている。この付近の建屋周囲の浸水高は、この付近では敷地上5m以上にも及んでいた。

一方、5号機及び6号機側では、浸水高がO. P. 約+13m～約+14.5m、浸水深が約1.5m以下であり、1～4号機側との比較では相対的には浅くなっているが、主要建屋周囲は浸水していた。

なお、福島第二原子力発電所では、主要建屋敷地エリアへの浸水の様相が福島第一原子力発電所の場合と異なり、O. P. +4mの海側エリアでは浸水（浸水高O. P. 約+7m）が全域に及んでいるものの、海側エリアからO. P. +12mの主要建屋敷地エリアへ斜面を超えて遡上した痕跡は認められなかった。

一方、主要建屋敷地エリア南東側では海側から免震重要棟へ向かう道路に沿って集中的な遡上が認められた。この結果、1号機南側は浸水深が深く、2号機及び3号機は1号機側からの回り込みが見られるものの建屋周囲の浸水深はわずかであり、4号機建屋周囲においてはほとんど浸水が認められなかった。

福島第一原子力発電所に襲来した津波の最大高さは、潮位計、波高計が地震、津波の影響を受けたため直接測定できていないが、O. P. +10mの防波堤を津波が乗り越えてくる様子が撮影されていることから、津波の高さは10mを超えるものであった。

また、インバージョン解析（津波の再現計算）により波源を推定し、津波高さを評価した結果、福島第一原子力発電所の津波の高さは約13mであった。

福島第一原子力発電所では、平成14年に土木学会から刊行された「原子力発電所の津波評価技術（以下、「津波評価技術」という。）」に基づく評価結果（O. P. +5.4m～+5.7m）を踏まえた対策を講じ、その後、平成21年に最新の海底地形データ等を用いた再評価結果（O. P. +5.4m～+6.1m）を踏まえた再度の対策を講じていたが、今回の津波はそれを大幅に上回るものであった。

福島第二原子力発電所においても潮位計、波高計が地震、津波の影響を受けたため津波の高さは直接測定されていないが、福島第一原子力発電所と同様の再現解析で津波の高さを評価したところ、津波の高さは約9mであった。

福島第一原子力発電所に襲来した津波（推定津波高さ：約13m）は、福島第二原子力発電所に襲来した津波（推定津波高さ：約9m）と比較して大きかった。両発電所の間隔は約12kmと近接しており、地形的にも大きな差異が無いにもかかわらず襲来した津波の高さが異なったため、津波規模に差異が生じた主な理由を解析によって評価した。

この結果から、両発電所において津波の高さに差異が生じた理由は、宮城県沖ならびに福島県沖に想定されるすべり量の大きい領域（波源）から発生した津波のピークの重なる度合いが、福島第一原子力発電所では強く、福島第二原子力発電所では弱かったことによるものと考えられる。

※1：当該エリア南西部では局所的にO. P. 約+16m～約+17m（浸水深 約6m～約7m）

【添付資料－6－1～5】

6. 2 津波評価について

6. 2. 1 津波高さの評価

福島第一原子力発電所の各号機は昭和41年～昭和47年に設置許可を取得した。当初、津波に関する明確な基準はなく、既知の津波痕跡を基に設計を進めていた。具体的には、小名浜港で観測された既往最大の潮位として昭和35年のチリ地震津波による潮位を設計条件として定めた。（O. P. +3. 122m）

昭和45年に「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（以下、「安全設計審査指針」という。）」が策定され、考慮すべき自然条件として津波が挙げられており、過去の記録を参照して予測される自然条件のうち最も過酷と思われる自然力に耐えることが求められている。安全設計審査指針を踏まえた国の審査においても、チリ地震津波による潮位により「安全性は十分確保し得るものと認める」として設置許可を取得した。設置許可に記載されているこの津波高さについては、現状でも変更されていない。しかしながら、実際には以下に述べるような様々な機会をとらえて津波評価を行うとともに、その対策も含めた内容を国へ報告している。その意味では、その結果に基づき必要な対応をしており、それらの評価が実質的な設計条件となった。

平成5年10月、国から、北海道南西沖地震津波を踏まえ、最新の安全審査における津波安全性評価内容を基に、改めて既設発電所の津波に対する安全性評価を実施するよう指示があった。これを受けて、平成6年3月、福島第一及び福島第二原子力発電所の津波に対する安全性評価結果報告書を国へ提出した。

報告書の主な内容は以下の通り。

- ・ 発電所周辺に影響を及ぼした可能性のある既往津波を文献調査により抽出したこと。
- ・ 簡易予測式により発電所における津波水位を予測したこと。
- ・ 簡易予測式による津波水位が相対的に大きい津波について数値解析をおこなった結果、福島第一及び福島第二原子力発電所における歴史上最大の津波は昭和35年に発生したチリ津波であり、慶長三陸津波（1611年）よりも大きかつ

たこと。

- ・ 津波による水位の上昇、下降に対する発電所の安全性は確保されていること。

なお、報告書には、文献調査から「阿部壽らの論文（1990年）」等を踏まえ、貞観津波（869年）は慶長三陸津波（1611年）を上回らなかったと考えられることも記載した。

また、平成6年3月に国へ報告した後、当時非公開で実施されていた通商産業省原子力発電技術顧問会が同年6月に開催され、当社が報告した内容が了承された旨、口頭で連絡を受けた。

平成14年に具体的な津波評価方法を定めたものとしては唯一の基準となる津波評価技術が土木学会から刊行された。その中では、過去に発生した津波をもとに、津波の発生する領域を設定し、その領域ごとに過去に発生した最大の津波の波源モデルを設定した上で、波源モデルの位置、方向、深さ、角度等の各種パラメータの不確かさを考慮し、多数の数値シミュレーションを実施することにより、想定される最大規模の津波を評価する手法が示されている。以降、この津波評価技術が国内原子力発電所の標準的な津波評価方法として定着し、規制当局へ提出する評価にも使用されている。

当社は、津波評価技術に基づき計算した津波水位を

- ・ 福島第一原子力発電所：O. P. +5.4m～+5.7m
- ・ 福島第二原子力発電所：O. P. +5.1m～+5.2m

と評価し、機能維持の対策としてポンプ電動機のかさ上げや建屋貫通部等の浸水防止などの対策を実施した。なお、この計算結果については、平成14年3月に国へ報告し確認を受けた。

平成19年6月、福島県の防災上の津波計算結果を入手し、福島県が想定した津波高さが当社の津波評価結果を上回らないことを確認した。

平成20年3月、茨城県の防災上の津波波源について評価し、算出した津波高さが当社の津波評価結果を上回らないことを確認した。

平成18年9月に発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針が改訂され、この新指針に基づき耐震性について再度確認する（以下、「耐震バックチェック」という。）よう国の指示が出された。耐震バックチェックにおいては、既に地質調査等を終え、基準地震動を策定するとともに主要設備の耐震評価を中間報告として国へ提出した。津波については、地震随件事象として最終報告書で評価する必要があることから、その最終報告に向けて最新の海底地形と潮位観測データを考慮し、平成21年2月に津波評価技術に基づき再評価した結果、津波の水位は

- ・ 福島第一原子力発電所：O. P. +5.4m～+6.1m

となり、その津波高さに応じて、ポンプ用電動機のシール処理対策等を講じた。また、福島第二原子力発電所の再評価の結果からは追加の対策は必要なかった。

以上のとおり、これまで様々な取り組みを行ってきたものの、今般の津波は当社の

想定を大きく超えるものであり、結果的に津波に対する備えが足らず、津波の被害を防ぐことができなかった。

6. 2. 2 津波に関する関連機関等の主張と当社の対応

当社は上述のとおり、確立された最新の知見に基づき津波の高さを評価しており、平成14年3月に国へ報告して以降現在に至るまで、津波高さについては、土木学会の津波評価技術に基づき評価することで一貫しているが、津波に関する知見及び学説等が出された場合は、試算も含め、自主的に検討・調査等を行ってきた。その一環として、津波評価に必要な波源モデル等の知見が定まっていなかったなか、以下の2つの仮定に基づく試算や津波堆積物調査を実施した。

以下に地震・津波に関する他機関の主張と当社の対応について示す。

(1) 地震調査研究推進本部の見解

平成14年7月に国の調査研究機関である地震調査研究推進本部（以下、「地震本部」という。）が、三陸沖から房総沖の海溝沿いのどこでも地震が発生する可能性があるという地震の長期評価（以下、「地震本部の見解」という。）を公表した。地震本部の見解は、有史以来大きな地震が発生していない領域（福島沖から房総沖の海溝沿い）でもM8.2前後の地震が発生する可能性があるとしていた。ただし、地震本部においては、今回のような連動した大規模地震は想定していなかった。また、有史以来大きな地震が発生していない領域の津波評価に必要な不可欠な波源モデルまでは示していなかった。

土木学会では、平成15年度から検討することとしていた確率論的評価手法の中で地震本部の見解を取り扱うこととし、津波評価を確率論的に実施する先駆的なその成果を平成17年及び平成19年に論文として発表した。

津波の確率論的評価では、専門家による投票意見なども考慮される結果、評価結果に幅が出てくる。このため実際の運用では、これらの評価値をどのように扱うかも問題となる。当社は、土木学会での検討状況を注視するとともに、平成15年～平成17年までの土木学会による検討成果を踏まえ、開発段階にある確率論的津波ハザード解析手法^{※1}の適用性の確認と手法の改良を目的として、福島サイトを一つの例とした確率論的津波ハザードの試行的な解析を実施し、津波の高さと年超過確率の関係を整理したもので、平成18年に論文投稿した。

※1：津波の確率論的評価手法は、土木学会で平成18年度～平成20年度も引き続き検討されている（後述する貞観津波の波源もこの中で確率論的に扱われた）が、現段階でも津波の評価手法として用いられるまでに至っておらず、試行的な解析の域を出ていない。

さらに、平成20年に、当社は、決定論に基づく耐震バックチェックにおいて、地震本部の「三陸沖から房総沖の海溝沿いのどこでも地震が発生する可能性がある」とする見解をどのように扱うか社内検討するための参考として、次に述べる仮想的な試算を実施した。

福島沖の日本海溝沿いでは、過去に大きな地震が発生しておらず、実際に津波評価をするために必要な波源モデルが定まっていなかった。このため、地震本部で示される地

震規模（M8.2）とも合致しないが、福島サイトに最も厳しくなる明治三陸沖地震（M8.3）の波源モデルを福島沖の海溝沿いに持ってきた場合の津波水位を試算した。試算の結果からは、福島第一原子力発電所取水口前面で、津波水位は最大O.P. +8.4m～+10.2mの津波の高さが得られた。

地震本部の見解の取り扱いについては、

- ・ 電気事業者が津波評価のルールとしている土木学会の津波評価技術では、福島沖の海溝沿いの津波発生を考慮していないこと。
- ・ 津波の波源として想定すべき波源モデルが定まっていないこと。

から、地震本部の見解に基づき津波評価するための具体的な波源モデルの策定について、土木学会へ審議をお願いすることとした。

なお、中央防災会議は、平成15年10月に「日本海溝・千島海溝周辺海溝型地震に関する専門調査会」を設置し、2年数ヶ月にわたる審議を経て、平成18年1月に被害想定に関する報告書を取りまとめた。報告書によると、過去に繰り返し発生している地震を防災対策の検討対象とするとしており、日本海溝沿いについては、三陸沖の地震は想定しているものの、福島～房総沖についての平成14年の地震本部の見解は反映されていない。

（2）貞観津波

貞観津波については、平成20年10月に産業技術総合研究所（当時）佐竹氏から貞観津波に関する投稿準備中の論文について提供を受けた。論文では、仙台平野及び石巻平野の津波堆積物調査結果に基づき、869年貞観津波の発生位置及び規模が推定されていた。波源モデルとしては、2つの案が示されていたが確定には至っておらず、確定のためには福島県沿岸等の津波堆積物調査が必要と指摘されていた。

当社は、平成20年12月、佐竹氏の論文には未確定ながら波源モデル案が示されていたことから、この論文の中で提案されている2つのモデル案を用いた試算を実施した。試算の結果では、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の取水口前面でO.P. +7.8m～+8.9m（満潮位の考慮方法を変更するとO.P. +7.8m～+9.2m）程度の津波の高さが算出された。

平成21年4月、正式に論文が発表され、当該論文には、前述のとおり貞観津波の波源モデルが記載されていたが、仙台平野及び石巻平野での津波堆積物調査結果に基づく波源モデルであり、発生位置及び規模等は未確定とされていた。確定のためには、福島県沿岸等の津波堆積物調査が必要とされていた。

平成21年6月、地震本部の見解の扱いと合わせ、津波評価するための具体的な波源モデルの策定について土木学会へ審議を依頼した。

当社は、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所への貞観地震による津波の影響の有無を調査するため、福島県の太平洋沿岸において津波堆積物調査を実施した。調査の結果、福島県北部では、標高4m程度まで貞観津波による津波堆積物を確認したが、南部（富岡～いわき）では津波堆積物を確認できなかった。調査結果と試算に使用した波源モデル案で整合しない点があることが判明したことから、貞観津波についても波源の確定のためには、今後のさらなる調査・研究が必要と考えた。

津波堆積物調査の結果については、平成23年1月に論文投稿し、同年5月に日本地球惑星科学連合2011大会で発表を行った。

なお、現時点でも貞観津波の発生位置及び規模等（波源モデル）は確定されていない。

（３）当社の対応のまとめ

当社は、地震本部の見解（平成１４年に長期評価として公表）について、社内的な試算などを実施したが

- ・ 電気事業者が津波評価のルールとしている土木学会の津波評価技術が、福島沖の海溝沿いでは津波発生を考慮していないこと。
- ・ 津波の波源として想定すべきモデルが定まっていないこと。

から、試算は、具体的根拠のない仮定に基づくものに過ぎなかった。

その後、具体的な根拠のない中、波源を確定していくための活動の一環として電気事業者共同で研究を行うこととし、その研究方針や検討の進め方について専門家へ相談の上、平成２１年６月に土木学会に波源モデル策定について審議を要請した^{※１}。

また、貞観津波についても、津波堆積物調査等の結果から、波源モデルの確定のためには、さらなる検討の必要があるものと考え、原子力発電所の津波評価上の取り扱いを明確にするべく、地震本部の見解と同様、土木学会で専門家に審議していただくこととした^{※１}。

※１：土木学会原子力土木委員会津波評価部会では、平成２１年度～平成２３年度までの期間に、

- ①日本周辺（太平洋側プレート境界沿い、南海トラフ沿い、日本海東縁部）及び外国沿岸の決定論に用いる波源モデルの構築
- ②数値計算手法の高度化
- ③不確かさの考慮方法の検討（確率論的検討を含む）
- ④津波に伴う波力や砂移動の評価手法の構築 等

を目的として、幅広い分野について審議し、平成１４年２月の津波評価技術刊行後の知見等を踏まえた改訂を行うこととしていた。上記地震本部の見解及び貞観津波の波源モデルについても、①の対象とされ、審議中であった。

なお、今回の東北地方太平洋沖地震は、地震本部の見解に基づく地震でも、佐竹氏により提案された貞観地震でもなく、より広範囲を震源域とする巨大な地震であったことが判明している。

【添付資料－６－６、７】

6. 2. 3 建屋敷地高さ・機器設置位置について

福島第一原子力発電所の主要建屋は、被害の大きかった１～４号機側がO. P. +10mのレベルに、５号機及び６号機側がO. P. +13mのレベルに設置されている。設置許可段階では、既往の最大津波としてチリ津波を想定しており、その時の津波の高さはO. P. +3.3m、現在では土木学会の津波評価技術に従って算出している津波の高さO. P. +6.1mが設計上の津波高さであり、建屋設置レベルに遡上するような津波はないと認識していた。

設計上の津波高さと主要建屋敷地の関係について、平成２３年６月に日本国政府が

ら I A E A 閣僚会議に提出された事故報告書に記載されている太平洋岸に位置する東北電力女川原子力発電所、日本原電東海第二発電所のデータに基づき、設計上の津波高さ等と建屋敷地レベルの関係について比較を実施した。

その結果、福島第一原子力発電所の建屋設置レベルは、土木学会の津波評価技術という同一のルールに基づき算定している設計上の津波高さとの比較において、特段低く設定されていない。

【添付資料－6－8】

6. 3 福島第一原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況

6. 3. 1 主要建屋への浸水経路

福島第一原子力発電所の主要建屋（R/B、T/B、D/G建屋、運用補助共用施設（共用プール建屋）、コントロール建屋、廃棄物処理建屋、サービス建屋及び集中環境施設：1～4号機側はO. P. +10m、5・6号機側はO. P. +13mの敷地高さ）の周囲は全域が津波の遡上により冠水した。冠水は1～4号機側のエリアで厳しく、建屋周囲の浸水深は5.5mにも及んだ。

これらの主要建屋について、外壁や柱等の構造躯体には津波による有意な損傷は確認されていない。一方で、建屋の地上の開口部に取り付けられている建屋出入口、D/G給気ルーバ、地上機器ハッチや、建屋の地下でトレンチやダクトに通じるケーブル、配管貫通部が、津波により冠水、損傷したことを確認した。これら建屋の地上の開口部や地下のトレンチやダクトに通じるケーブル、配管貫通部が、建屋内部への津波の浸水経路になったと考えられる。

なお、建屋内部の水配管等からの溢水で重要機器が損傷しないように必要な箇所には溢水対策を講じており、隣接するエリアからの浸水防止のため堰や水密扉の設置などを行っている。しかし、今般のようにルーバなど上部から浸水し、その浸水箇所の水密性が高い場合（D/G室など）、浸水が滞留するケースも見られた。

主な建屋の浸水概況は以下の通り。

(1) 1～4号機R/B

R/B内は高線量のため建屋内の調査を実施できず、津波による海水の浸水の有無は不明である。

(2) 5号機R/B

5号機では、R/B地下1階で浸水を確認した。なお、浸水した水の海水濃度は低く、流入が継続していたことから、津波が直接浸水したものではなく、海水を含む地下水の浸水によるものと推定した。

(3) 6号機R/B（原子炉棟及び複合建屋）

6号機では、複合建屋地下で浸水を確認した。T/B地下に滞留した海水が、配管貫通部を通じて複合建屋に浸水したと評価した。また、複合建屋から貫通部等を通じ、原子炉棟へ浸水したと推定した。一方、D/Gが設置されているエリアへの浸水は認

められなかった。R/B 1階にD/G給気ルーバ（O. P. 約+15m）が設置されているが、近傍の浸水はO. P. 約+13.5m～約+14.5mであったため、D/Gへの浸水はなかった。

（4）1号機T/B

1号機では、T/B 1階でT/B大物搬入口、建屋出入口から海水が流入し、広範囲に浸水した。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、機器ハッチからの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近の機器ハッチに浸水の痕跡があること、T/B地下1階が水没したことから、浸水したものと評価した。

（5）2号機T/B

2号機では、T/B 1階で大物搬入口、1～2号機連絡通路からの浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、機器ハッチ、及び1号機からの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近の機器ハッチ、D/G給気ルーバに浸水の痕跡があることから、浸水したものと評価した。

（6）3号機T/B

3号機では、T/B 1階で大物搬入口、建屋出入口からの流入による浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、ケーブル貫通部からの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近のD/G給気ルーバに浸水の痕跡があることから、浸水したものと評価した。

（7）4号機T/B

4号機では、T/B 1階、T/B 2階でT/B 1階大物搬入口からの流入による浸水が確認された。T/B 1階については、3～4号機連絡通路、D/G給気ルーバ、ブロック開口からの浸水も推定されるが、高線量のため詳細は不明である。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、機器ハッチからの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。T/B地下1階に設置されているD/Gについては、浸水を確認した。

（8）5号機T/B

5号機では、ケーブル貫通部を通じ、T/B地下1階電気品室が浸水した。また、配管トレンチからと考えられる浸水も確認されたが、トレンチが水没しているため、詳細調査は実施できない状況である。

T/B地下1階に設置されているD/Gのエリアには浸水は認められなかった。T/B 1階にD/G給気ルーバ（O. P. 約+14.5m）が設置されているが、近傍

の浸水はO. P. 約+1.3m～約+1.4mであったため、D/Gへの浸水はなかった。

(9) 6号機T/B

6号機では、T/B 1階でT/B 1階大物搬入口からの流入による浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、シャフト、トレンチ、T/B 1階からの浸水が経路と考えられる。また、5号機T/B地下1階に設置されている6号機電気品室が浸水した。

(10) D/G 建屋 (D/G 6B)

D/G建屋では、建屋内への浸水は確認されなかった。

(11) 運用補助共用施設 (共用プール及びD/G 2B、4B)

運用補助共用施設では、給気ルーバ、建屋出入口を通じ、1階が浸水した。地下1階でも浸水が確認され、1階からの浸水、ケーブル貫通部からの浸水等が浸水経路と考えられる。

D/G 2B、4B設備が設置されているエリアへの浸水は認められなかった。

【添付資料-6-9、10】

6. 3. 2 津波による設備被害

津波の被害を受けた設備のうち、原子炉の冷却に用いられる設備であり、今回の津波による設備被害の特徴を端的に示している設備について被害状況を以下に示す。

(1) 非常用海水系ポンプ

1～6号機は海水を利用することで崩壊熱の除去を行う構造になっている。また、一部の空冷式を除き、D/Gも海水を利用して機関の冷却を行う構造である。このため、海側エリアに海水を取り込むための非常用海水系ポンプ^{*1}が設置されている。

これらの非常用海水系ポンプを設置している海側エリアの敷地高さはO. P. +4mであり、津波高さの評価結果を踏まえ、津波の高さ5.4m～6.1mに対して機能を確保できるよう対策を講じていたものの、津波はそれを大幅に超えるものであったことからこれらのポンプの電動機は冠水し、システムの機能を喪失した。

その結果、1～6号機までの原子炉及びSFPを除熱し、冷温停止するための最終ヒートシンクを喪失することとなった。また、海水を利用した水冷式のD/Gも機能を喪失した。

なお、非常用海水系ポンプの躯体の機械的損傷は限定的^{*2}であり、6号機のD/G 6A海水ポンプは平成23年3月18日時点で特段の修理を行わずに起動することができたことから、その後の平成23年3月19日、D/G 6Aを起動することができた。

※1：非常用海水系ポンプ設備は、格納容器冷却海水系（以下、「CCSW」という。）ポンプ、RHRSPポンプ、D/G海水ポンプをいう。

※2：屋外ヤードエリア設置の非常用海水系ポンプ設備については、点検中で取り外していた4号機RHRSポンプ（A、C）を除き、いずれも津波を受けた後も据付場所に自立しており、ポンプ本体が流出したものはなかった。
しかしながら、設備点検用クレーンの倒壊、漂流物の衝突等によるポンプならびに付属機器の損傷、電動機軸受潤滑油への海水の混入が確認された。

【添付資料－6－11、12、13】

(2) D/G

主要建屋エリア全域が津波の浸水を受け、建屋への浸水が生じた結果、建屋内の電気品の機能喪失が生じた。

津波による被害の状況は、1～4号機のD/G本体（増設された共用プール建屋のD/G除く）が、5号機及び6号機より敷地レベルが低いため浸水している。

D/Gが設置されている建屋は、T/B、R/B付属棟等に関わらず、D/Gへの外気取入口であるルーバを1階に有しているが、多くの場合、ルーバが津波のD/G室への主たる侵入口となった。

5号機及び6号機の水冷式D/G（D/G 5A、D/G 5B、D/G 6A及び高圧炉心スプレィ系（以下、「HPCS」という。）D/G）本体は、被水を免れたが、1～4号機の水冷式のD/G本体は全て被水により停止している。被水しなかった5号機及び6号機の水冷式D/Gも、非常用海水系ポンプ等が機能喪失したため運転することができず、結果として、水冷式のD/Gは全て停止した。

一方、2号機（D/G 2B）、4号機（D/G 4B）及び6号機（D/G 6B）は空冷式のD/Gであり、これらについては非常用海水系ポンプがないため津波による冷却系への影響はなかった。2号機（D/G 2B）及び4号機（D/G 4B）については、4号機R/Bの南西にある運用補助共用施設（共用プール建屋）に設置しており、D/G本体には浸水被害がなかったものの、運用補助共用施設（共用プール建屋）地下の電気品室が浸水被害を受け、D/G電源盤が水没し機能を喪失した。

この結果、1～5号機までのプラントでD/Gが停止し、全交流電源喪失となった。6号機は、空冷式D/G 6Bが運転を継続し電源が維持された。

【添付資料－6－10、14、15】

(3) 電源盤

外部電源及びD/Gの電力は、高圧電源盤、パワーセンター、低圧電源盤を経由して各機器に供給される。また、交流電源喪失時に最低限の監視機能等を確保するために直流電源盤（バッテリーあり）が用意されている。

今回の津波襲来により、1～5号機までは常用系、非常用系の高圧電源盤が全て被水しており、仮に外部電源やD/Gが機能していたとしても電力を必要とする機器に供給することができない状況であった。

また、パワーセンターについても大半が被水しており、高圧電源車などの接続可能な箇所は限られてしまう状況であった。

直流電源盤の被害については、1号機、2号機及び4号機で被水したが、3号機、

5号機及び6号機では被水していない。3号機、5号機及び6号機の直流電源盤は、T/B中地下階に設置されていたことで浸水被害が及ばなかったものと推定される。

建屋への大規模な浸水が生じた施設では、建屋最地下階の浸水が顕著であり電源盤の被害もこれに対応している。最地下階に設置してあった電源盤は被水の被害を受けているのに対して、中地下階（一部被水の被害を受けているものあり）に設置してある電源盤は、被水を免れた。

また、最地下階に設置してあっても、建屋周囲に浸水高に対して建屋への浸水経路となるD/G給気ルーバ等の最下端が浸水高より上に設置され、浸水経路となるダクト、トレンチ等の貫通部もない箇所では、建屋への浸水がなく、設備も被水していない。5号機及び6号機のD/Gや6号機の非常用電源盤（高圧電源盤、パワーセンター）などがこれに該当した。

なお、6号機については、空冷式のD/G 6Bのみならず、高圧電源盤、パワーセンターといった電源盤（非常用電源系D系）も被害がなかったことから、供給先の機器を作動継続させることが出来た。

【添付資料－6－14、15】

（4）非常用冷却設備

福島第一原子力発電所は、東北地方太平洋沖地震で被災し、現在に至っても、建屋内への立入に関する制約事項も多いことから、発電所設備の損傷状況を完全に把握、整理するには至っていない。プラント運転データ等を整理活用するにあたり、設備の損傷状況について整理し取り纏めを実施した。

機器の損傷状況の整理は、運転記録や数少ない作業員からの伝聞情報をもとに作成したため、情報量は少なく粗いものとなっている。地震直後は余震、津波警報及び水素爆発等のために、設備の損傷状況とその原因を特定できるような確認をしていない。このような点を補うために、機器の損傷状況を整理するだけでなく、健全情報も記載した。これにより、僅かではあるが地震での損傷か、津波による損傷か区分することが可能となった。また、損傷の中には、電源の損傷による機器の機能喪失も含まれている。（1～6号機各非常用炉心冷却系機器等の状況は7章～12章で詳述する。）

なお、1～4号機については、代替注水として重要な設備であるMUWCポンプは電源の喪失のみならず、電動機の被水のため使用できない状態となった。

（5）重油タンク

津波襲来後、屋外に設置していた以下の重油タンクの破損または海への流出を確認しており、タンク内の重油は海へ流出または土壤に浸透したと推定されることから、主要電気工作物の破損事故に該当する。

- ・ No. 2重油タンク

津波によりタンクは海に流出しており、確認された漂流物の状況では、漂流方向について特定することが難しく、所在不明である。

- ・ No. 3重油タンク及びNo. 4重油タンク

津波の影響により、No. 4重油タンクは、No. 3重油タンク脇に移動して底

部が抜けた状態である。また、N o. 3 重油タンクは、底面から約 1 m 付近に亀裂が発生している。

なお、平成 23 年 5 月 31 日、5・6 号機取水口カーテンウォール付近の海面に、N o. 3 重油タンク及び N o. 4 重油タンクから流出した重油の一部と思われる油漏えいが確認されたことから、護岸内側に油吸着マットを設置するとともに、カーテンウォール周辺にオイルフェンスを設置し、油の流出拡散防止を実施した。

また、N o. 1 重油タンクについては、津波により 1 号機 R/B・T/B 北側の構内道路まで漂流したが、重油を抜いた状態で使用しておらず、重油の流出はなかった。

【添付資料－6－16】

6. 3. 3 津波による設備被害のまとめ

福島第一原子力発電所においては、津波による設備被害によって、以下の状況に直面した。

- ①地震後の津波襲来により全プラントで非常用海水系ポンプ設備の機能を喪失し、炉心の残留熱（崩壊熱）を海水によって冷却することができなくなった。
- ②1～5号機については電源設備の機能喪失から、電動の設備（安全系、並びにその他注水、冷却設備等）はすべて使用できない状態となった。また、MO弁を中操から開閉することができなくなった。
- ③さらに直流電源を喪失した1号機、2号機及び4号機では中操での計測機器がすべて機能喪失しプラントの状態監視ができなくなり、直流電源が残った3号機及び5号機も計測や状態監視がバッテリー残量の影響を受ける状況となった。
- ④また、原子炉を減圧するSRVやPCVのベント弁（AO弁）の制御用電磁弁の操作ができなくなった。
- ⑤加えて、中操や各建屋内部及び屋外ヤードの照明の停電や通信手段の制約が生じ、対応をさらに困難にした。
- ⑥なお、屋外ヤードにおいては津波による瓦礫や残留水、再度の津波襲来のリスクなど作業環境は極めて厳しい状態となった。

すなわち、原子炉の熱除去ができなくなり、すべての電動機器は動力源を喪失し、中操の監視機能及び操作手段を喪失し、現場との通信手段がなくなり、照明も無い状態で事故対応を始めなければならず、また津波の影響により作業は困難を極めた。

なお、1～4号機については、代替注水として重要な設備であるMUWCポンプは電源の喪失のみならず、電動機の被水のため使用できない状態となった。

以上より、これまで国と一体となって整備してきたアクシデントマネジメント（以下、「AM」という。）策の機器も含めて、事故対応時に作動が期待されていた機器・電源がほぼすべて機能を喪失した。このため、現場では消防車を原子炉への注水に利用するなど、臨機の対応を余儀なくされ、事故対応は困難を極めることとなった。このように、想定した事故対応の前提を大きく外れる事態となり、これまでの安全への取り組みだけでは事故の拡大を防止することができなかった。結果として、今回の津

波に起因した福島第一原子力発電所の事故に対抗する手段を備えることができず、炉心損傷を防止できなかった。

【添付資料－６－１７】

なお、福島第二原子力発電所においては、津波規模が異なり設備被害の様相も異なった。地震後の津波襲来により、１号機、２号機、４号機で非常用海水系ポンプ設備の機能を喪失し、炉心の残留熱（崩壊熱）を海水によって冷却することができなくなった。

しかし、全号機とも非常用電源系統が使用可能であったことから、MUWCなどの代替の低圧注水機能は使用可能な状況であった。また、中操の監視、操作の機能も維持された。

以上より、福島第二原子力発電所では、襲来した津波の規模が福島第一原子力発電所よりも小さかったこと、電源喪失を免れたことなどから、これまでに整備してきたAM策を有効に機能させることができ、プラントの安定化、冷温停止に至った。

【添付資料－６－１８】

6. 4 東北地方太平洋沖地震発生以降の余震に伴う津波への対応

東北地方太平洋沖地震発生以降、東北地方太平洋沖地震の震源域よりも沖側で、マグニチュード８級の余震が発生する可能性が複数の専門家や機関より指摘されていたことから、福島第一原子力発電所において、その余震に伴う津波対策として仮設防潮堤^{※１}を設置した（平成２３年５月１８日～６月３０日）。

※１：仮設防潮堤の設置エリアは、主要建屋設置エリア（標高１０ｍ）南側の３・４号機付近。仮設防潮堤の高さは、約２．４ｍ～約４．２ｍ。

【添付資料－６－１９】

7. 福島第一原子力発電所 1号機の事故状況

7. 1 地震発生前のプラント状況

1号機は平成22年10月15日（平成22年9月27日発電機最終並列）より第27サイクル運転中であり、地震発生時は定格電気出力（460MWe）にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

7. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時37分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格電気出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日15時02分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－7－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、所内受電用しゃ断器の被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失した。

同時刻にD/G2台（D/G1A、1B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-1C、M/C-1D）の電源が回復した。

非常用母線の電源が一度喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始した。

同日14時52分に、IC2台が「原子炉圧力高（7.13MPa [gage]）」により自動起動し、原子炉の減圧及び冷却を開始するとともに原子炉圧力が下降を開始した。

一方、原子炉水位は、原子炉自動停止直後にボイドがつぶれることで低下するが、外部電源の喪失による原子炉給水ポンプトリップまでの間、原子炉への給水は継続したと考えられ、HPCIが自動起動（L-L：TAF+1950mm）することなく水位が回復し、通常水位レベル（TAF+4370mm）で推移した。

同日15時03分頃、IC起動に伴う原子炉圧力の低下が速く、操作手順書に定める原子炉冷却材温度降下率55℃/hが遵守できないと判断したことから、ICの戻り配管隔離弁（3A弁、3B弁）を一旦「全閉」とした。他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。ICを停止したことにより、原子炉圧力が再び上昇した。その後、操作手順書で定める原子炉圧力の静定範囲（6～7MPa）で制御するため、ICはA系1系列にて制御することとし、戻り配管隔離弁（3A弁）の開閉操作にて原子炉圧力制御を開始した。

同日15時16分、原子炉圧力は6.8MPa [gage]、原子炉水位計（広帯域）の指示値で+910mm（TAF+4340mm）であった。

【添付資料－7－1～10】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、これに伴いRPS電源が喪失したことにより、MSIVが自動閉じた。MSIVが自動閉じたことから、その後のSRVの手動開閉によるS/C水の温度上昇に備え、操作手順書に従い同日15時05分頃～15時11分頃にかけてCCSを手動起動し、トラス水冷却モードでS/C冷却を開始した。

通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3：TAF+3610mm）またはRPS電源が喪失したことによる一次格納容器隔離系（以下、「PCIS」という。）隔離信号によりSGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-7-1～5、8】

(2) 【3月11日15時37分（全交流電源喪失）～3月12日（海水注入）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水等によりD/G 1A、1Bが停止したことから、3月11日15時37分に全交流電源喪失となり、同日15時42分に原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）の発生と判断した。全交流電源喪失により、炉心スプレイ系（以下、「CS」という。）、CCSは動作不能となった。

同日15時50分頃、計器用の電源が喪失し、原子炉水位が不明な状態となり、それまで原子炉圧力を手動で制御していたICは表示灯が消灯しており、開閉状態が確認できない状況、また、HPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し起動不能な状態であったため、同日16時36分に原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。その後、一旦は原子炉水位計が復旧し水位の確認ができたことから、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）の状態から回復したものと判断したが、再度、原子炉水位が確認できなくなったため、同日17時07分に、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。

なお、非常用炉心冷却装置注水不能に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<1号機の注水に関する対応状況>

- ・ 3月11日17時12分、発電所長は原子炉への注水を確保するため、FP、MUWCや消防車による代替注水について検討・実施するよう指示した。
- ・ ICは、表示灯が消灯し開閉状態が確認できない状態、また、ICと同様に直流で操作可能なHPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し、起動不能な状態であったため、中操では、原子炉への注水のため電源を喪失した状態で唯一使用可能

なD/D-FPを使用した代替注水ラインの構成を行った。当該ラインの構成は、照明が消えた暗闇の状況で懐中電灯を頼りにライン構成に必要な弁を手動にて開操作を行った。3月11日17時30分、故障復帰操作によりD/D-FPが自動起動したが、この時点で代替注水ラインの構成が完了していなかったため、一旦停止状態とした。

- そのような中、一時的に直流電源が復活し、IC(A系)の表示灯が点灯したため、運転員は、3月11日18時18分にICの弁の開操作を実施した。(その後、同日18時25分に蒸気発生が止まったことから閉操作を実施。同日21時30分に再度、開操作を実施。)
- D/D-FPについては、3月11日20時50分に代替注水ラインが完了したことから停止状態を解除、再度起動し、原子炉減圧後に注水可能な状態としたが、3月12日1時25分頃、運転員がD/D-FPの運転確認を行ったところ、D/D-FPが停止していることを確認した。燃料補給ラインから供給されないことから、同日1時48分に燃料切れを確認した。同日2時56分に燃料補給が完了し、D/D-FPの起動操作を行ったが起動しなかった。その後、バッテリーの交換作業を実施し、同日12時53分に作業が完了したことから運転員が起動操作を行ったが起動しなかった。同日13時21分、セルモータの地絡で使用できないことが発電所対策本部へ報告された。
- 発電所対策本部復旧班は、中操照明、監視計器類の復旧のため、図面やバッテリー、ケーブルを集め、計器類の復旧作業を行った。その結果、3月11日21時19分に仮設バッテリーをつなぎ込み、原子炉水位の指示値がTAFから+200mmであることを確認した。
- 3月11日21時51分にR/B内の放射線量が上昇し、同日23時00分にはT/B内で高い線量(北側二重扉前1.2mSv/h、南二重扉前0.52mSv/h)が確認された。
- 消防車による注水ラインの確保は、津波による道路の損傷や瓦礫の散乱等で困難を極めたが、3月12日4時頃、消防車に積載していた淡水をFPラインより原子炉へ注入、さらに、同日5時46分に防火水槽などを水源とした消防車による注水を再開した。
- 防火水槽の淡水には限りがあるため、海水注入の準備を行うとともに、ほう酸水注入系(以下、「SLC」という。)の電源復旧を行っていたが、3月12日15時36分にR/Bで水素爆発が発生し、海水注入用のホースやSLCの電源ケーブルが損傷するなどの被害が生じた。
- その後、海水注入のためのホースの引き直し等の準備を再開し、3月12日19時04分に消防車による海水注入を開始した。

【添付資料-7-1、2、4~7、9、11】

福島第一号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)

3月11日

15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失)
 16:36 原災法15条事象発生(原子炉水位が確認できず、注水状況が不明なため、非常用炉心冷却装置注水不能) →16:45 通報
 16:45 原子炉水位を確認 →16:55 原災法15条事象の解除を通報
 17:07 原子炉水位を再度確認できなくなる →17:12 原災法15条通報

計器類の確認・復旧作業
 16:44 炉水位 TAF+2500mm相当
 20:07 現場圧力計確認 炉圧 6.9MPa
 21:19 水位計復旧(バッテリー2個持込) 炉水位 TAF+200mm

非常用復水器(IC)操作
 18:18 開操作
 18:25 閉操作(ラインナップ作業)
 21:30 開操作

17:12 消火系及び消防車を使用した注水方法の検討開始を所長が指示
 17:30 D/D FP起動、CS「切」保持
 20:50 D/D FP起動 炉圧高く待機状態

海水注入

ホウ酸水(SLC)注入

・電源車手配
 ・電源盤の状況確認、絶縁測定等

2号機のP/Cを介して電源車により電源復旧検討

電源車到着

12日

2:30 原子炉水位(A)+1300mm (B)+530mm
 2:45 炉圧0.8MPa
 炉圧一定 原子炉水位低下

※ 高圧注水系は、制御盤の表示灯が消灯したため、起動不能と判断

1:25頃 待機中のD/D FP 運転状態確認
 1:48 燃料切れ確認
 軽油補給・バッテリー交換作業
 12:53 D/D FP 作業完了
 12:59 D/D FP 起動できず
 13:21 セルモータ地絡、起動不可

4:00頃 消防車による淡水注入開始
 14:53 約8万ℓ 淡水注入完了

所長が海水注入の準備を指示

・海水取水場所検討
 ・消防車配置検討
 ・ホース引き回し

14:54 所長が海水注入の実施を指示

・ケーブル敷設作業
 ・ケーブル端末処理

・ケーブルつなぎこみ
 ・高圧電源車へ接続

15:30頃 注入準備作業完了

<劣悪な作業環境>

- ・暗所作業
- ・緊対室との通信手段なし
- ・障害物散乱
- ・マンホール蓋欠落
- ・余震による作業の中断
- ・線量が高く、防護服を着た作業で、交替が必要

15:36 1号機 水素爆発

けが人発生、爆発の影響調査のためのサーベイ・現場確認等を実施
 爆発により海水注入ライン及びSLC注入ラインに損傷

・線量の高い瓦礫の片づけ
 ・ホースの収集・再敷設

19:04 消防車による海水注入開始

b. 閉じ込める機能

3月11日23時50分頃、中操で発電所対策本部復旧班が、中操の照明仮復旧用に設置した小型発電機をD/W圧力計につないで指示を確認したところ、600 kPa [abs]（最高使用圧力528 kPa [abs]（427 kPa [gage]）であることが確認され、発電所対策本部へ報告した。これを受けて、3月12日0時06分、PCVベント準備を進めるよう発電所長は指示した。（同日0時49分に原災法第15条該当事象（格納容器圧力異常上昇）と判断）

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、CCS及びSHCの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの圧力、温度が上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<1号機のPCVベントに関する対応状況>

- ・ 津波の影響による全交流電源喪失により、トラス水冷却モードでS/Cの冷却をしていたCCS（A系、B系）が停止し、SGTSも停止した。また、計器用の電源が失われたことから、D/W圧力が不明な状態となった。
- ・ 3月11日夕方、計器類の復旧が行われる中、中操ではAM操作手順書の確認を実施していた。早い段階でPCVベントの準備を進めるべく、バルブチェックリストを用いてPCVベントに必要な弁及びその位置の確認を行った。
- ・ 発電所対策本部発電班でも、電源がない状況におけるPCVベント操作手順の検討を開始した。また、発電所対策本部復旧班は、ベント操作に必要なS/Cベント弁（AO弁）が手動操作可能な型式及び構造であるか確認するために、関連する図面の調査や、協力企業への問合せを実施した。図面により、S/Cベント弁（AO弁）小弁に手動操作用のハンドルがあり、手動で開けることが可能であることを確認し、中操に連絡した。
- ・ 3月11日23時50分頃、中操で発電所対策本部復旧班が、中操の照明仮復旧用に設置した小型発電機をD/W圧力計につないだところ、指示値が600 kPa [abs]であることが確認され、発電所対策本部へ報告した。
- ・ これを受け3月12日0時06分、発電所長はPCVベント準備を進めるよう指示した。
- ・ 3月12日1時30分頃、ベントの実施について国に申し入れ、了解を得た。
- ・ 3月12日2時24分、ベントの現場操作に関する作業時間の評価結果が発電所対策本部に報告された（300 mSv/h）の環境であれば緊急時対応の線量限度

(100 mSv/h) で17分の作業時間と報告)。

- ・ 3月12日3時45分頃、本店対策本部にてベント時の周辺被ばく線量評価を作成、発電所と共有した。
- ・ 中操では、ベント操作に向けて弁の操作順番、トールス室での弁の配置及び弁の高さ等について繰り返し確認した。
- ・ 3月12日9時02分、大熊町(熊地区の一部)の避難ができていることを確認した。
- ・ 3月12日9時04分にPCVベント弁の操作を行うため運転員が現場へ出発し、9時15分頃にMO弁を手順通り25%開とした。
- ・ その後、R/B地下1階にあるS/Cベント弁(AO弁)小弁を現場で開操作を試みたが、現場の線量が高く操作できなかった。このため、IAの空気の残圧に期待して3月12日10時17分、10時23分及び10時24分に中操でS/Cベント弁(AO弁)小弁の開操作を実施したが、開となったかは確認できなかった。
- ・ 3月12日10時40分に発電所正門付近及び発電所周辺のモニタリングポスト(以下、「MP」という。)付近の放射線量が上昇していることが確認されたことから、発電所対策本部では、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと考えたが、同日11時15分、放射線量が下がっており、ベントが十分効いていない可能性があることを確認した。
- ・ その後、S/Cベント弁(AO弁)大弁の遠隔操作に必要な加圧空気を確保するため、仮設空気圧縮機を調達、接続箇所を確認した上で設置し、3月12日14時頃、起動した。同日14時30分にD/W圧力低下を確認、ベントによる「放射性物質の放出」と判断した。
- ・ 3月12日15時36分にR/Bで水素爆発が発生した。
- ・ MPで $500\text{ }\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($1015\text{ }\mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、3月12日16時27分、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)と判断した。

【添付資料-7-1、4、5、12~14】

※1: 福島第一原子力発電所1号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙-1: 福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

| | | | |
|--------------|---|---|---|
| <p>3月11日</p> | <p>15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失) 16:36 原災法15条事象発生(非常用炉心冷却装置注水不能)</p> <p>【プラント挙動】 21:51 原子炉建屋の線量上昇 23:00 タービン建屋の線量上昇 23:50頃 D/W圧力が600kPaであることを確認</p> | <p>【ベントの検討・操作】 ベントに向けた事前準備を開始 ・AM操作手順書、バルブチェックリストの確認 ・電源がない場合のベント操作手順の検討</p> | <p>発災直後からベントの必要性を認識し、事前準備</p> |
| <p>12日</p> | <p>2:30 D/W圧力が840kPaに到達したことを確認</p> <p>(その後、750kPa前後で、圧力安定)</p> <p>5:44 国が半径10km圏内の住民に避難指示</p> <p>10:40 正門、MPの線量上昇 11:15 線量が低下</p> <p>14:30 D/W圧力低下</p> | <p>0:06 D/W圧力が600kPaを超えている可能性がありベントの準備を進めるよう発電所長指示 弁の操作方法や手順など具体的な手順の確認を開始</p> <p>1:30頃 ベントの実施を国に申し入れ・了解</p> <p>2:24 ベントの現場操作に関する作業時間の確認(緊急時対応の線量限度で17分の作業時間)</p> <p>3:06 ベント実施に関するプレス会見</p> <p>3:45頃 ベント時の周辺被ばく線量評価を実施 ・原子炉建屋二重扉を開けたら白い“もやもや”。線量測定できず ・中央制御室では、弁の操作の順番等を、繰り返し確認。 作業に必要な装備を可能な限り収集。</p> <p>4:45頃 100mSvセットのAPDが中央制御室に届く</p> <p>6:33 地域の避難状況確認(大熊町から移動を検討中)</p> <p>8:03 ベント操作を9:00目標で行うよう発電所長指示</p> <p>8:27 発電所南側近傍の一部の地区が避難できていないとの情報</p> <p>9:02 発電所南側近傍の地区が避難できていることを確認</p> <p>9:04 ベントの操作を行うため運転員が現場へ出発 (9:15頃に第1班がPCVベント弁(MO弁)開、第2班が現場へ向かうが線量が高くS/Cベント弁(AO弁)小弁開できず)</p> <p>10:17～S/Cベント弁(AO弁)小弁の遠隔操作実施(3回:開となったか不明)。並行して仮設コンプレッサーの接続箇所検討(11:00頃まで)</p> <p>12:30頃 仮設コンプレッサー確保、ユニック車を用いて移動。接続用アダプタの搜索</p> <p>14:00頃 仮設コンプレッサーを原子炉建屋大物搬入口外に設置・起動</p> <p>14:30 ベントによる「放射性物質の放出」と判断</p> | <p>D/W圧力が高まったためベントの準備を開始し、ベントを国に申し入れ</p> <p>手動での手順の確認 作業時間の確認 周辺被ばく線量の評価 現場の線量確認</p> <p>住民避難を考慮する必要がある、避難状況を確認</p> <p>高線量、暗闇、通信機能を喪失した中での作業</p> |

8. 福島第一原子力発電所2号機の事故状況

8. 1 地震発生前のプラント状況

2号機は平成22年12月15日（平成22年11月18日発電機最終並列）より第26サイクル運転中であり、地震発生時は定格熱出力にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

8. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時41分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格熱出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時47分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日15時01分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－8－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、所内受電用しゃ断器の被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失した。

非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始したが、SRVの自動開閉により原子炉圧力が制御された。

同日14時47分、D/G2台（D/G2A、2B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-2C、M/C-2D及びM/C-2E）の電源が回復した。

外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、同日14時50分、RCICを手動起動したが、原子炉自動停止及びMSIV閉などの影響による原子炉水位の過渡的な変動のため、同日14時51分にRCICが原子炉水位「高」信号により自動停止した。

原子炉水位は、RCICが自動停止したことにより低下したが、同日15時02分にRCICを手動起動したことで上昇した。

その後、同日15時28分、RCICが再度、原子炉水位「高」信号により自動停止した。同日15時39分、RCICを手動起動した。

なお、HPCIについては、地震以降から全交流電源喪失に至るまで、原子炉水位がHPCIの自動起動レベル（L-2：TAF+2950mm）まで低下していないことから、手動起動を含めて作動していないが、津波の影響による電源喪失のため動作不能になったものと推定される。

【添付資料－8－1～5、7、8】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、これに伴いRPSの電源が喪失したことによりMSIVが自動閉じた。SRVの自動開閉、RCICの手動起動によりS/C水の温度が上昇していたことから、操作手順書に従い同日15時00

分～15時07分にかけてRHRを起動し、トーラス水冷却モードでS/C冷却を開始した。通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低(L-3: TAF+4443mm)またはRPS電源が喪失したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-8-1～3、6、8】

(2)【3月11日15時41分(全交流電源喪失)～3月15日(D/W圧力低下)】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水・水没等により3月11日15時41分にD/G 2A、2Bが停止したことから、同日15時42分、原災法第10条該当事象(全交流電源喪失)の発生と判断した。全交流電源喪失により、RHR及びCSは動作不能となった。

同日15時50分頃、計器用の電源が喪失し、原子炉水位が不明となっていることを確認した。それまで運転中であったRCICの運転状態が確認できず、また、HPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し、起動不能な状態であったため、同日16時36分に原災法第15条該当事象(非常用炉心冷却装置注水不能)と判断した。

なお、非常用炉心冷却装置注水不能に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<2号機の注水に関する対応状況>

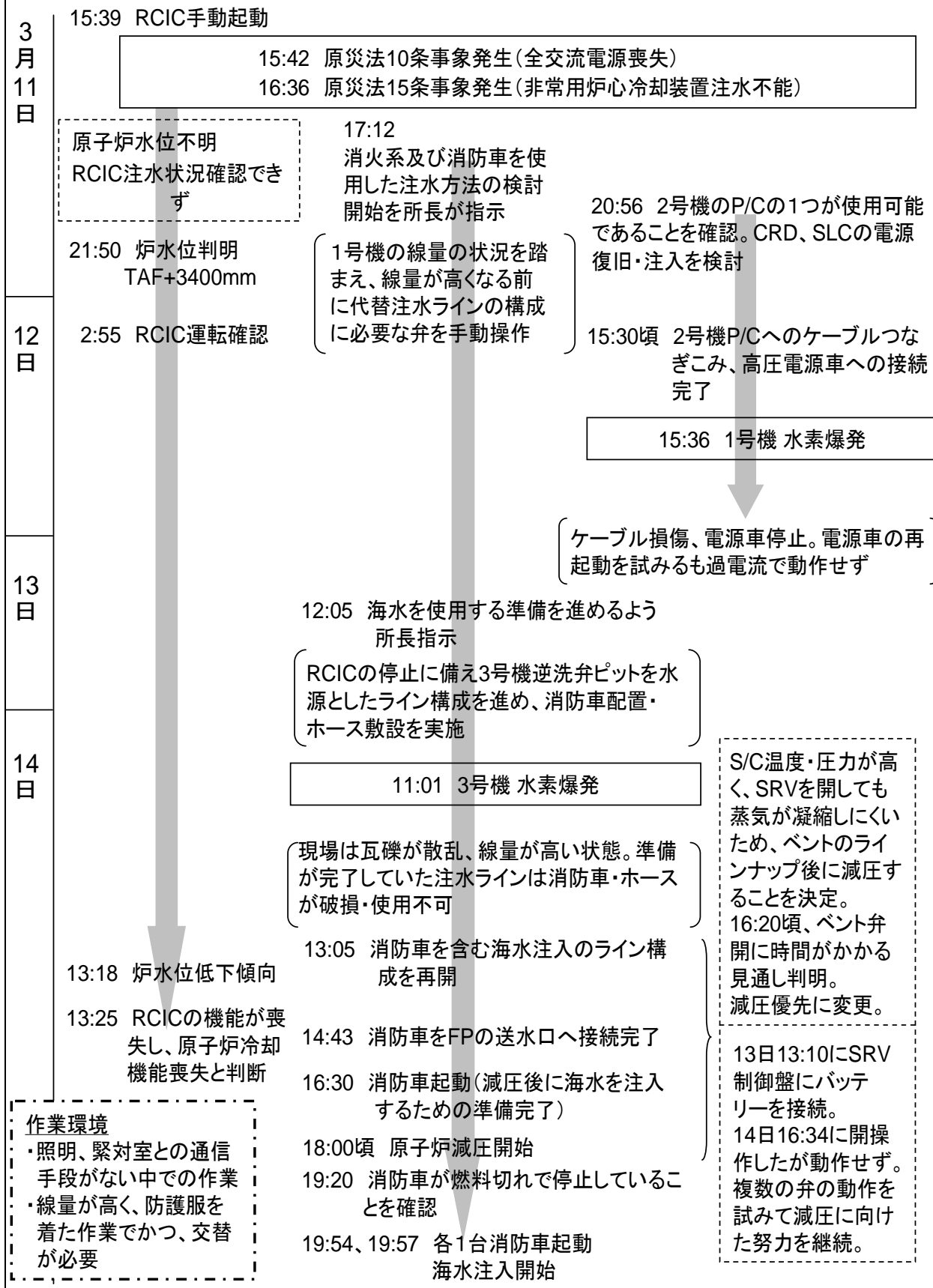
- ・ 3月11日17時12分、発電所長は原子炉への注水を確保するため、FP、MUWCや消防車による代替注水について検討・実施するよう指示した。
- ・ 原子炉水位が不明な状況が続き、RCICによる原子炉への注水状況についても確認できないことから、原子炉水位がTAFに到達する可能性があることを3月11日21時02分に官庁等へ連絡した。さらにTAFへの到達時間を同日21時40分と評価した。
- ・ D/D-FPの中操の状態表示灯は消灯状態であり、ポンプが設置してあるT/B地下階は高さ約600mmまで浸水しており、ポンプ室に入室することができなかったため、直接、起動状態を確認することはできなかったが、屋外にある排気ダクトから出ている煙により、D/D-FPが起動していることを運転員が確認した。その後も排気ダクトの煙の確認を継続して行っていたが、3月12日1時20分に排気ダクトからの煙が消えていたことにより、運転員はD/D-FPが停止していることを確認した。
- ・ 計器類の復旧作業の結果、3月11日21時50分に原子炉水位がTAF+3400mmと判明した。また、3月12日2時55分、運転員がRCICのポンプ吐

出圧力が原子炉圧力を上回っていること（運転していること）を現場で確認した。運転員は、その後もR C I Cの運転状況を定期的に確認した。

- ・ 2号機のパワーセンターの一部が利用可能であることを確認したため、高圧で注水可能なCRDポンプ、S L Cポンプの電源復旧を進めたが、3月12日15時36分の1号機の爆発により、敷設したケーブルが損傷し高圧電源車が停止した。
- ・ 3月13日12時05分、発電所長はR C I Cの停止に備え、原子炉への海水注入の準備を開始するよう指示した。消防隊は、消防車の配備及びホースの敷設を行い、海水注入ができるよう準備を整えた。
- ・ 一方、3月13日7時頃、3号機の減圧に必要なバッテリーに加えて2号機用のバッテリーを社員の自動車から収集、これらを中操に運びこみ、同日13時10分にS R V制御盤につなぎ込んだ。
- ・ 3月14日11時01分の3号機の爆発により、準備が完了していた海水注入ラインの消防車及びホースが破損し、使用不可能となった。
- ・ その後、瓦礫の散乱状況から、水源を当初考えていた3号機逆洗弁ピットから物揚場へ変更することとした。
- ・ 原子炉への注水はR C I Cで行っていたが、3月14日13時18分、原子炉水位が低下傾向となり、同日13時25分、R C I Cの機能が喪失した可能性があるとし、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 消防車により原子炉へ注水するためには、消防車の吐出圧力が低いため、S R Vによる原子炉圧力の減圧が必要となった。しかし、原子炉内の蒸気の逃がし先となるS / Cの圧力及び温度が高く減圧しにくい可能性があったため、P C Vベントの準備を行ってから減圧することとしたが、3月14日16時20分頃、ベント弁の開実施まで時間がかかる見通しとなったことから、S R Vによる減圧を優先することとした。
- ・ 中操のS R V制御盤において開操作を行ったが、弁がなかなか動作せずバッテリーの接続位置を変えるなどして対応し減圧を行った。
- ・ なお、S / Cの温度及び圧力が高く、原子炉からの蒸気が凝縮しにくかったため、S R Vを開操作してからも減圧に時間を要した。
- ・ 一方、注水に必要な消防車については、3月14日16時30分、消防車を起動し、原子炉減圧後に海水の注水ができるよう準備を行ったが、同日19時20分に起動していた消防車が燃料切れで停止していることを確認した。給油実施後、消防車を起動し（同日19時54分、19時57分に各1台起動）、F Pラインから原子炉内へ海水注入を開始した。
- ・ 3月14日21時頃、原子炉圧力が上昇したため、S R Vを追加で開操作したところ、同日21時20分にS R Vが開いて原子炉圧力が低下し、ダウンスケールしていた原子炉水位計の指示値が上昇傾向を示した。

【添付資料－8－1、2、4、5、8、9】

福島第一2号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)



b. 閉じ込める機能

R C I Cによる原子炉への注水が継続し、D/W圧力は約200～300 kPa [abs]と安定していたが、いずれPCVベントが必要となることが予想されたことから、3月12日17時30分、発電所長は2号機PCVベント操作の準備を開始するよう指示した。

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、RHRの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの内圧、温度も上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<2号機のPCVベントに関する対応状況>

- ・ R C I Cによる原子炉への注水を継続し、D/W圧力は約200～300 kPa [abs]と安定していたが、いずれPCVベントが必要となることが予想されたことから、3月12日17時30分、発電所長は2号機PCVベント操作の準備を開始するよう指示した。
- ・ PCVベントラインのMO弁を手動で開操作するため、現場（R/B内）に出発し、3月13日8時10分、手順書通りPCVベントラインのMO弁を手動で25%開とした。
- ・ 3月13日10時15分、発電所長は2号機PCVベント操作を実施するよう指示した。
- ・ 3月13日11時00分、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開にするため、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて電磁弁を強制的に励磁させ開操作を実施し、ラプチャーディスクを除くPCVベントライン構成が完了（ラプチャーディスク開放待ちの状態）した。また、3月14日3時頃、S/Cベント弁（AO弁）大弁の開状態を維持するために、空気ポンペに加えて仮設空気圧縮機を設置した。
- ・ 3月13日15時18分、ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等へ連絡した。（なお、これ以前の3月12日3時33分にもその時点での評価結果を連絡している）
- ・ 3月14日12時50分、3号機爆発の影響により当該弁の電磁弁励磁用回路が外れて閉となったことを確認したため、3号機爆発後の退避指示解除後、同日16時頃から開操作を実施したが、開操作ができなかった（当該弁は当初、仮設空気圧縮機からの空気が十分でなく開操作できないものと思われたが、その後、加圧されていることが確認できたため、電磁弁の不具合（地絡）により開不能になったと思

われる)。

- ・ D/W圧力に低下が見られないことから、3月14日18時35分頃、S/Cベント弁(AO弁)大弁だけでなく、S/Cベント弁(AO弁)小弁を対象としたPCVベントラインの復旧作業を実施し、同日21時頃、ラプチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成が完了(ラプチャーディスク開放待ちの状態)した。
- ・ 3月14日22時50分、D/W圧力が最高使用圧力427kPa [gage]を超えたことから、発電所長は原災法第15条該当事象(格納容器圧力異常上昇)が発生したと判断した。
- ・ 3月14日23時35分頃、S/Cベント弁(AO弁)小弁が開いていなかったことを確認した。D/W圧力は上昇傾向にある一方、S/Cの圧力は約300~400kPa [abs]で安定し、圧力が均一化されない状況が発生した。S/Cの圧力はラプチャーディスクの作動圧力よりも低く、一方でD/W圧力が上昇していることから、D/Wベント弁(AO弁)小弁を開けることによりPCVベントを実施する方針を決定した。
- ・ 3月15日0時01分、D/Wベント弁(AO弁)小弁の開操作を実施したが、数分後に閉状態であることを確認した。D/W圧力は約750kPa [abs]程度で高めのまま推移し、ベントの効果は現れなかった。
- ・ 3月15日6時00分~6時10分頃、大きな衝撃音が発生した。ほぼ同時期にS/Cの圧力が0MPa [abs]を示していた(「14. プラント水素爆発評価」で記述するが、衝撃音は4号機の爆発によるものと考えられる)。
- ・ 一方、D/W圧力は3月15日7時20分時点で730kPa [abs]を維持していた。
- ・ 次の測定である3月15日11時25分時点でのD/W圧力は155kPa [abs]に低下しており、この間にPCV内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられ、正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。

【添付資料-8-1、10、11】

※1：福島第一原子力発電所2号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙-1：福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一2号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

| | |
|-------|---|
| 3月11日 | 15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失) 16:36 原災法15条事象発生(非常用炉心冷却装置注水不能) |
| 12日 | <p>D/W圧力 格納容器ベント準備・操作</p> <p>23:25 141kPa</p> <p>約200~300kPaで安定</p> <p>D/W圧力はラプチャーディスク開放設定値以下</p> <p>2:55にRCICの運転が確認できたことから、1号機のベントを優先する方向とし、2号機はパラメータ監視を継続</p> <p>17:30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1号機のベント操作手順等を基に、ベントに必要な弁の操作方法を確認し、ベント手順を作成。 ・バルブチェックシートを用いてベント弁の現場の位置を確認 |
| 13日 | <p>8:10 PCVベント弁(MO弁)を手順通り25%開</p> <p>10:15 発電所長よりベント実施指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・S/Cベント弁(AO弁)大弁の開操作実施(仮設照明用小型発電機により電磁弁を励磁) <p>11:00 ラプチャーディスクを除くベントライン構成完了</p> <ul style="list-style-type: none"> ・S/Cベント弁(AO弁)大弁の開状態維持のため仮設空気圧縮機の手配を開始 |
| 14日 | <p>1:55頃 福島第二から仮設空気圧縮機到着。3:00頃にタービン建屋1階に設置し供給を開始</p> <p>11:01 3号機 水素爆発</p> <p>12:50 爆発の影響によりS/Cベント弁(AO弁)大弁の電磁弁励磁用回路が外れ、閉になったことを確認</p> <p>16:00頃 S/Cベント弁(AO弁)大弁開操作実施(16:20頃 開操作できず)</p> <p>18:35頃 S/Cベント弁(AO弁)小弁も対象としてベントラインの復旧作業を継続</p> <p>21:00頃 S/Cベント弁(AO弁)小弁が微開となり、ラプチャーディスクを除くベントライン構成完成</p> <p>原災法15条事象「格納容器圧力異常上昇」と判断</p> <p>22:50 540kPa (D/W圧力上昇)</p> <p>23:00 580kPa</p> <p>23:25 700kPa</p> <p>23:40 740kPa</p> <p>23:46 750kPa</p> <p>23:35頃 S/Cベント弁小弁が開いていなかったことを確認。S/C圧力とD/W圧力が均一化されない状況発生。D/Wベント弁小弁によるベント実施方針を決定</p> |
| 15日 | <p>0:05 740kPa</p> <p>0:10 740kPa</p> <p>7:20 730kPa</p> <p>11:25 155kPa</p> <p>0:01 D/Wベント弁小弁を開操作したが、数分後に閉であることを確認(ベントの成否は確認できず)</p> <p>6:00~6:10頃 大きな衝撃音発生(S/C圧力の指示値:0MPa[abs])</p> <p>11:25頃 D/W圧力の低下を確認</p> |

9. 福島第一原子力発電所3号機の事故状況

9. 1 地震発生前のプラント状況

3号機は平成22年10月26日（平成22年9月23日発電機最終並列）より第25サイクル運転中であり、地震発生時は定格熱出力にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

9. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時38分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格熱出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時47分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日14時54分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－9－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時48分頃、非常用母線の電源が喪失した。

非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始したが、SRVの自動開閉により原子炉圧力が制御された。

同日14時48分に、D/G2台（D/G3A、3B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-3C、M/C-3D）の電源が回復した。

外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、同日15時05分、RCICを手動起動することで原子炉水位は上昇し、同日15時25分に原子炉水位「高」信号により自動停止した。

なお、HPCIについては、地震以降から全交流電源喪失に至るまで、原子炉水位がHPCIの自動起動レベル（L-2：TAF+2950mm）まで低下していないことから、手動起動を含めて作動していない。

【添付資料－9－1～8】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時48分非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。

通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3：TAF+4443mm）またはRPS電源が喪失したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料－9－1～3、6】

(2) 【3月11日15時38分（全交流電源喪失）～3月15日（海水注水）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水等により3月11日15時38分にD/G 3A、3Bが停止したことから、同日15時42分、原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）の発生と判断した。全交流電源喪失により、RHR及びCSは動作不能となった。

一方、直流電源設備については被水を免れた。

3月13日2時42分のHPCI手動停止に伴い、D/D-FPによる注水を試みたが、SRVが開動作せず原子炉圧力が上昇したことにより注水できず、その後、HPCIはバッテリーの枯渇により再起動できず、またRCICも起動できなかった。

RCICによる原子炉注水ができなかったことから、同日5時10分、原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。

なお、原子炉冷却機能喪失に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<3号機の注水に関する対応状況>

- ・ 津波到達後、直流電源で操作可能な設備であるRCIC及びHPCIについては使用可能な状態にあり、3月11日16時03分には、原子炉水位維持のためにRCICを手動起動し、原子炉水位は維持されていた。
- ・ 原子炉注水中のRCICにより、駆動用タービンの排気蒸気がS/Cに放出されているため、12日からD/W圧力が上昇傾向にあった。S/C及びD/Wの圧力上昇を抑制するため、3月12日12時06分にD/D-FPによる代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 3月12日11時36分にRCICが自動停止し、同日12時35分に原子炉水位低（L-2：TAF+2950mm）によりHPCIが自動起動した。
- ・ HPCIのライン構成としては原子炉への注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するように中操のHPCI制御盤で操作を行った。
- ・ 3月12日20時36分に原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位の監視ができなくなった。
- ・ 3月13日2時00分に、これまで約1MPa [gage]で安定していた原子炉圧力が低下傾向を示したことから、HPCIのタービン回転数がさらに低下し、タービン振動の増加などにより設備損傷が起きることを懸念した。さらに原子炉圧力とHPCIの吐出圧力が同程度となっていたことから、HPCIによる原子炉注水はなされていないと考えた。これらのことから、SRVによる減圧維持、D/D-FPによる代替原子炉注水とHPCIの停止を早急に変更することとした。
- ・ 運転員はHPCIの停止前にD/D-FPの運転確認及び代替S/Cスプレイから代替原子炉注水へ切替えるためのRHR注入弁を手動にて開操作するためにR/Bに向かった。

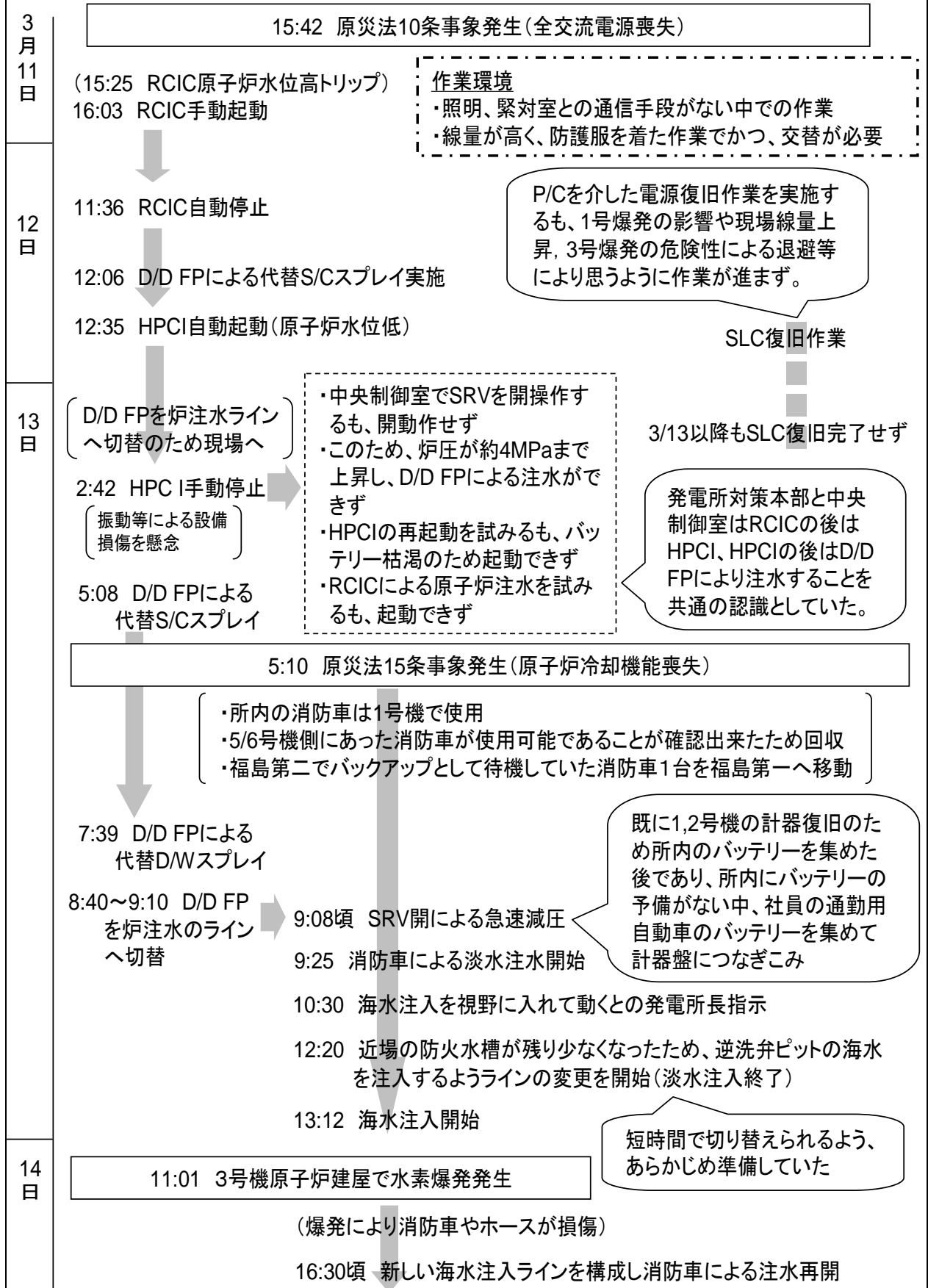
- ・ 3月13日2時42分、中操では、現場に向かった時間から代替注水ラインは完了していると考え、運転員は中操のHPC I 制御盤にてHPC I を手動にて停止した。
- ・ 3月13日2時45分、中操のSRV状態表示灯が点灯している制御盤にてSRVを開操作したが開動作しなかった。原子炉圧力が上昇しD/D-FPでの注水ができない状況となった。代替原子炉注水ラインの構成が完了したことが、3時05分に中操へ伝達された。
- ・ 運転員はSRVの復旧のために現場へ向かうとともに、HPC I、RCICの起動を試みることを検討した。
- ・ その後、タービン駆動であるRCIC及びHPC I を再起動して原子炉への注水を試みたが、HPC I は電源となるバッテリーの枯渇により起動できず、またRCICも起動できなかったことから、3月13日5時10分、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 3月13日5時08分、D/D-FPによる代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 一方、発電所対策本部は、3月11日17時12分の発電所長の指示以降、原子炉への代替注水について検討していたが、消防車は発電所に配備していた3台のうち、1台は1号機の海水注入に使用しており、1台は津波の影響により使用不能、5・6号機側の消防車1台については5・6号機側との通路が分断されていたことから移動が困難な状況であった。
- ・ その後、構内道路の復旧を進め、5・6号機側との往来が可能となったことから、5・6号機側の消防車を1～4号機側に移動した。さらに、福島第二原子力発電所で緊急時のバックアップとして待機していた消防車1台も福島第一原子力発電所へ移動した。
- ・ 消防車によって原子炉へ注水するためには、消防車の吐出圧力が低いため、SRVによる原子炉圧力の減圧が必要となる。また、このSRVを開けるためにはバッテリーが必要であったが、1号機、2号機の計器復旧等のために所内のバッテリーを集めた後だったこともあり、必要な電源が確保できずSRVを操作できない状態であった。
- ・ このため、3月13日7時頃、発電所対策本部の社員の自動車のバッテリーを取り外して集め、発電所対策本部復旧班が中操に運んだ。
- ・ 3月13日7時39分、運転員はD/D-FPによるS/CスプレイからD/Wスプレイへの切り替えを実施した。その後、同日8時40分～9時10分にかけて、運転員はD/Wスプレイから原子炉代替注水ラインへの切り替えを実施した。
- ・ 発電所対策本部復旧班が、バッテリーを直列に接続する作業をしていたところ、3月13日9時08分頃、運転員が、SRVが開いて原子炉圧力が急速に減圧されたことを確認した。（この時、接続作業は完了していなかった）
- ・ この原子炉圧力の減圧により、D/D-FPによる注水を開始するとともに、3月13日9時25分には、防火水槽（淡水）にホウ酸を溶解し、消防車による原子炉への注水を開始した。
- ・ 3月13日12時20分、防火水槽の淡水が残り少なくなったため、逆洗弁ピットの海水を注入するよう注水源の系統変更を行い、同日13時12分に海水注入を開始した。（消防車による海水への水源切替に伴う中断時も、D/D-FPは運転

継続。)

- 逆洗弁ピット内の海水が残り少なくなったことから、F Pに接続していた消防車ポンプを3月14日1時10分に一旦停止し、逆洗弁ピットの取水位置を調整し、同日3時20分頃、海水注入を再開した。
- 3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生した。この爆発により消防車やホースが損傷し、原子炉内への海水注入が停止した。
- 爆発後、逆洗弁ピットが使用できなくなったため、海から直接海水を取水して原子炉に注水するよう、消防車を物揚場付近に移動し、ホースを引き直した。
さらに、消防車2台を直列につなぎ、2号機、3号機の両方に送水する系統を構築し、3月14日16時30分頃に消防車ポンプによる海水注入を再開した。

【添付資料－9－1、2、4、5、7～9】

福島第一3号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)



b. 閉じ込める機能

3月12日17時30分、発電所長よりPCVベントの準備を開始するよう指示があり、中操では、監視計器類の復旧が行われる中、同日21時過ぎからPCVベント操作手順及びPCVベントに必要な弁の設置場所を確認した。

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、RHRの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの内圧、温度も上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<3号機のPCVベントに関する対応状況>

- ・ 3月12日17時30分、発電所長はPCVベントの準備を開始するよう指示した（手順の検討や必要な弁の設置場所の確認等を実施）。
- ・ 3月13日4時52分、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開けるために、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて、当該弁の電磁弁を強制的に励磁させた。
- ・ その後、運転員がトラス室（S/Cが設置されている部屋）に行き、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）の開度を確認したところ全閉であった。このため、3月13日5時23分頃より、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を駆動させる空気ポンペの交換を行った結果、当該弁が開となった。
- ・ 3月13日5時15分、発電所長はラプチャーディスクを除く、PCVベントの系統構成を完成させるよう指示した。
- ・ 3月13日5時50分、PCVベント実施に関するプレス発表を実施し、7時35分、PCVベント実施時の発電所周辺への被ばく評価結果を官庁等に連絡した。
- ・ 3月13日8時35分頃、PCVベントラインにあるMO弁を現場で手動にて15%開状態とした。手順書では25%開が標準的な調整開度であるが、PCV圧力の下がりすぎを考慮し、若干絞った15%開度に設定した。
- ・ 3月13日8時41分にラプチャーディスクを除くPCVベントライン構成を完了し、D/W圧力がラプチャーディスク作動圧力（427kPa [gage]）よりも低く、PCVベントされない状態（ラプチャーディスク開放待ち）で、PCVベントを系統構成する弁の開状態を保持し、D/W圧力の監視を継続した。
- ・ 3月13日9時24分、D/W圧力の低下（同日9時10分：0.637MPa [abs]→同日9時24分：0.540MPa [abs]）が確認されたことから、同日9時20分頃にPCVベントが実施されたと判断した。
- ・ 3月13日11時17分、ポンペの圧力低下によりS/Cからのベントラインに

あるAO弁（大弁）が閉となったため、ポンペを交換して開操作を再度実施し、同日12時30分当該弁が開になっていることを確認した。

- その後、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開状態で保持する必要があったが、AO弁（大弁）が設置されているトラス室に行ったものの、室内が熱く、作業が困難な状態であったことから、開で保持するための措置は実施できなかった。
- 3月13日17時52分頃、T/B大物搬入口に仮設コンプレッサーを設置するために現場へ出発、IAに接続し、同日21時10分頃にD/W圧力が低下したことから、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）が開になったと判断した。
- MP指示値は3月13日14時15分、放射線量が $905 \mu\text{Sv/h}$ を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。
- 3月14日2時頃よりD/W圧力が上昇傾向となったことから、S/Cからのベントラインにあるもう一つのAO弁（小弁）についても、同日5時20分開操作を開始し、同日6時10分に関になったことを確認した。
- 3月14日9時12分、MPで放射線量が $518.7 \mu\text{Sv/h}$ を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。
- 3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生した。
- なお、1号機と同様にR/B内に水素が溜まっている可能性が考えられたため、R/Bの水素を抜く方法として、「ブローアウトパネルの開放」「R/B天井の穴開け」などが検討されたが、爆発を誘発する可能性が高い等により実現に至らなかった。また、爆発を誘発する危険性が低い「ウォータージェットによるR/B壁への穴開け」については、機器は手配済みであったが、3号機の爆発までに発電所へ到達しなかった。

【添付資料－9－1、2、10～12】

※1：福島第一原子力発電所3号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙－1：福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一3号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

| | |
|-------|---|
| 3月11日 | 15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失) |
| | <p style="text-align: center;">D/W圧力 格納容器ベント準備・操作</p> |
| 12日 | <p>D/W圧力はラプチャーディスク開放設定値以下</p> <p>17:30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室では弁の操作の順番と場所を調べながらホワイトボードに記載 ・発電班では1号機のベント操作手順等を基に、ベント手順を作成 |
| 13日 | <p>4:52 S/Cベント弁大弁を開けるために、小型発電機を用いて電磁弁を強制的に励磁</p> <ul style="list-style-type: none"> ・トラス室にて弁の状態を確認したところ、開度表示は閉 ・駆動用空気ポンベ圧力が“0” <p>5:15 ラプチャーディスクを除くベントラインの完成作業等を開始するよう発電所長が指示</p> <p>5:23頃 S/Cベント弁(AO弁)大弁駆動用空気ポンベの復旧作業開始</p> <p>8:35 PCVベント弁(MO弁)を手動で開操作(15%開)</p> <p>8:41 S/Cベント弁(AO弁)大弁開。ラプチャーディスクを除くベントライン構成完了</p> <p>8:55 470kPa</p> <p>9:08頃 SRVが開いて原子炉の急速減圧開始。D/W圧力上昇後、減圧を確認</p> <p>9:10 637kPa</p> <p>9:24 540kPa</p> <p>9:20頃 ベントが実施されたと判断</p> <p>11:17 ポンベ圧力抜けによりS/Cベント弁(AO弁)大弁が閉となったことから、開操作を開始(ポンベ交換)</p> <p>12:30 S/Cベント弁(AO弁)大弁開確認。その後D/W圧力低下 (この頃、S/Cベント弁(AO弁)大弁の開ロックを試みるが、実施することできず)</p> <p>12:40 480kPa</p> <p>13:00 300kPa</p> <p>14:30 230kPa</p> <p>15:00 260kPa</p> <p>20:30 425kPa</p> <p>20:45 410kPa</p> <p>21:00 395kPa</p> <p>15:00頃 D/W圧力が再度上昇。仮設空気圧縮機を設置することとし、協力企業より調達。17:52頃、設置のために現場へ向かう(19:00頃接続完了)</p> <p>21:10頃 D/W圧力低下。S/Cベント弁(AO弁)大弁開と判断</p> |
| 14日 | <p>1:30 255kPa</p> <p>2:00 265kPa</p> <p>2:00頃 D/W圧力が上昇傾向</p> <p>5:20 S/Cベント弁(AO弁)小弁を開操作開始、6:10に開操作完了</p> <p>(以降、駆動用空気圧や空気供給ラインの電磁弁の励磁維持の問題から開状態維持が難しく、開操作を複数回実施)</p> |

10. 福島第一原子力発電所4号機の事故状況

10.1 地震発生前のプラント状況

4号機は平成22年11月30日から第24回定期検査のため停止中であり、シュラウド取替工事を実施していたことから、原子炉内の全燃料をSFPに取り出した状態（炉内からの取出燃料548体、使用済燃料783体、新燃料204体）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）で、水温は約27℃であった。また、原子炉（ウエル）側は、プールゲートが閉で満水状態であった。

【添付資料－10－1、2】

10.2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時38分（全交流電源喪失）】

a. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G1台（D/G4B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-4D）の電源が回復した。なお、D/G4Aは点検中であった。

RHR B系（A系は点検中）は、FPCに加えてSFPを非常時熱負荷モードで冷却運転中であったが、電源喪失により自動停止した。

【添付資料－10－1～4】

b. 閉じ込める機能

4号機については、定検停止中であり、プロセス計算機、過渡現象記録装置の取替作業中であったこと等から、記録上の確認はできないが、燃料油タンク（燃料デイトンク）レベルの低下が確認されていること等から、D/Gは動作していたものと思われる。その電源の供給によりSGTSは起動していたものと考えられる。

なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなかった。

【添付資料－10－1、2】

(2) 【3月11日15時38分（全交流電源喪失）以降】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、電源盤の被水等によりD/G4Bが自動停止したことから、3月11日15時38分に全交流電源喪失となり、RHR B系は動作不能となった。

発電所対策本部復旧班にて、中操照明及び監視計器の復旧のため、必要な図面の用意、バッテリーやケーブルの収集などを進め、同日21時27分、小型発電機設置により中操内に仮設照明が設置された。

【添付資料－10－1】

b. 閉じ込める機能

<R/B損傷>

3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生し、その後、R/B5階屋根付近に損傷を確認した。

<原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）>

R/B5階屋根付近に損傷を確認し、発電所正門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $583.7\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、3月15日6時50分、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。

<原災法第15条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）>

発電所正門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $807\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、3月15日8時11分、原災法第15条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）と判断した。

同日9時38分、R/B3階北西コーナー付近より火災が発生していることを確認した。

同日11時頃、R/B火災について、当社社員が確認したところ、自然に火が消えていることを確認した。

また、3月16日5時45分頃、R/B北西部付近から炎が上がっていることを確認し、消防署等へ通報するとともに、官庁等へ連絡した。

同日6時15分頃、当社社員が確認したところ、現場で火が見えないことを確認した。

【添付資料－10－1】

1 1. 福島第一原子力発電所 5号機の事故状況

1 1. 1 地震発生前のプラント状況

5号機は平成23年1月3日から第24回定期検査のため停止中であり、原子炉内に燃料を装荷した状態で、RPVの耐圧漏えい試験を実施中（水圧による漏えい試験中で、RPV満水、原子炉圧力約7MPa [gage]、原子炉水温度約90℃）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）、水温は約24℃であった。

【添付資料－11－1、2】

1 1. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時40分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

第24回定期検査中であり、RPVの耐圧漏えい試験を実施中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生した。地震直前まで制御棒機能検査も実施中であり、制御棒動作試験を実施していたが、地震発生時は全制御棒全挿入位置にあり、地震による停止状態の異常は認められなかった。

【添付資料－11－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害、夜の森線の鉄塔倒壊などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G2台（D/G5A、5B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C－5C、M/C－5D）の電源が回復した。

RPVの耐圧漏えい試験を実施中のため、CRDポンプにて原子炉を加圧（約7MPa [gage]）していたが、電源喪失により、CRDポンプが自動停止したため、原子炉圧力が一時的に低下した。

SFPについては、外部電源が喪失したため運転中のFPCは自動停止した。非常用系の高圧電源盤（M/C－5C、M/C－5D）の電源が回復後、SFP水位は満水（オーバーフロー水位付近）であり、水温約24℃であったため、早期にSFPの冷却に支障をきたす状況でないことから、RHRは待機状態とした。

【添付資料－11－1～4】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、通常換気空調系は、常用電源喪失により自動停止した。RPSの電源が停電したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料－11－1、2】

(2)【3月11日15時40分(全交流電源喪失)～3月20日(原子炉冷温停止)】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、D/G 5A、5B海水ポンプまたは電源盤の被水等によりD/G 5A、5Bが自動停止したことから、3月11日15時40分に全交流電源喪失となり、RHR、CSは動作不能となった。5号機側の中操内は非常用照明灯のみとなり、その後消灯した。なお、監視計器の一部は、全交流電源喪失後も直流電源で動作しており、指示値の確認をすることができた。

<6号機からの電源融通>

3月11日23時30分頃、5・6号機所内電源系統の点検のため、照明が切れて暗闇の中、運転員は懐中電灯を持ち現場確認を開始した。電源設備(高压電源盤)がすべて使用不可であったが、直流電源設備は被水を免れ使用可能であることを確認した。

AM策で敷設済みであった5号機と6号機間の本設ケーブル(AM設備タイライン)を利用し、3月12日8時13分、6号機のD/G 6Bから6号機T/Bの低压電源盤の一部(T/B MCC 6C-2)を介して、5号機R/Bの低压電源盤の一部(5号RHR MCC)への電源融通が可能となり、直流電源で動作する中操監視計器(直流A系)に計器用電源、及びRHRのMO弁等へ供給できた。また、電源融通が可能となった当該電源盤(5号RHR MCC)を介して、健全性確認が完了した5号機低压電源盤に仮設電源ケーブルを敷設し、電源供給が可能となった状態とした。

また、交流電源で動作する中操監視計器については、6号機サービス建屋の計測電源盤から5号機計測電源盤へ直接仮設電源ケーブルを敷設し、計器用電源を供給した。

同日14時42分、6号機のD/G 6Bからの電源により、5・6号中操非常用換気空調系(5号機側:2台、6号機側:1台)のうち6号機側の空調系を手動起動し、中操内の空気浄化を開始した。

<原子炉圧力の減圧>

原子炉圧力は、燃料からの崩壊熱により上昇していたため、RCIC蒸気ライン、HPCI蒸気ライン及びHPCI排気ラインを順次使用して減圧操作を試みたが、原子炉圧力に変化はなかった。その後も原子炉圧力は上昇し、3月12日1時40分頃からSRVが安全弁機能により自動開を繰り返して8MPa [gage]程度を維持(最高使用圧力:8.27MPa [gage]、設計圧力:8.62MPa [gage])していたと判断した。

原子炉への注水を実施するためには、さらに原子炉圧力を下げる必要があることから、現場でRPV頂部ベント弁の駆動空気供給ラインを構成後、同日6時06分に中操からRPV頂部のベント弁を手動開操作して、原子炉圧力の減圧を実施し、大気圧程度まで降下できた。

<MUWC復旧>

3月13日20時48分、6号機低压電源盤からMUWCポンプへ仮設ケーブルを敷設し、6号機D/G 6Bから電源供給が開始され、同日20時54分にMUWCポンプを手動起動した。

<SRV手動操作復旧>

崩壊熱の影響により原子炉圧力は上昇していた。SRVは、RPVの耐圧漏えい試験のため、中操からの操作ができない状態にしていたことから、3月14日未明より復旧作業を開始した。中操で電源ヒューズ（直流）を復旧し、PCV内でSRV駆動用窒素ガス供給ラインの弁開操作によりSRV操作のための系統構成が完了し、SRVが中操から操作可能な状態となった。SRVの復旧後、同日5時以降SRVを中操から手動開操作し、RPVの減圧を開始した。その後も原子炉圧力が2MPa[gage]程度まで上昇するとSRVを中操から手動開操作し、RPVの減圧を断続的に実施した。

<MUWCによる代替注水>

SRVでの減圧後、AM策で設置されたFPラインとRHRラインとをつなぐ代替注水ラインを使用し、3月14日5時30分、復水貯蔵タンクを水源としてMUWCによる原子炉注水を開始した。以降、断続的に原子炉への注水を継続し、原子炉水位調整を行うとともに、同日9時27分からはAM策で使用するラインを使用してSFPへも水の補給を開始し、ほぼ満水まで水の補給を行った後、断続的に補給を継続実施した。

津波の影響で補助冷却海水系（以下、「SW」という。）ポンプがすべて使用不可の状態であり、SFP冷却ができない状況であった。SFP内の崩壊熱について温度上昇率を評価したうえで、除熱機能の復旧までSFP水温の監視を継続した。

除熱機能復旧までの間、SFP水温の上昇を抑制するため、3月16日22時16分から3月17日5時43分にかけて温度が上昇したSFP水の一部をS/Cへ排水後、AM策で設置されたラインを使用し、MUWCで水の補給を実施した。

<RHR復旧>

発電所対策本部復旧班は、RHR Sポンプの健全性を確認した結果、使用できないことが判明したことから、RHR Sポンプの代替として一般使用品の水中ポンプを仮設で本設海水系配管に接続して復旧することについて検討を開始した。

3月16日より水中ポンプ設置に関わるエリアの瓦礫撤去、工事用道路の整地を開始した。

3月18日には、高圧電源車から仮設電源ケーブルを敷設し、屋外ポンプ操作盤の設置が完了した。

3月19日1時55分、仮設RHR Sポンプを起動した。なお、RHRポンプはT/B地下にある高圧電源盤が津波の浸水により電源供給が不可であったため、6号機電源盤より仮設電源ケーブルを敷設し、直接電源供給することとした。

同日5時00分頃、RHRポンプ（C）を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始した。

<D/G 6A復旧>

運転員及び発電所対策本部復旧班は、屋外の海水ポンプエリアの浸水状況や外観の損傷状態等の目視点検、機器の絶縁抵抗測定等を実施した。その際、津波で被水したD/G 6A海水ポンプの健全性を確認したことから、3月18日19時07分にD/G 6A海水ポンプを起動し、3月19日4時22分にD/G 6Aを起動した。こ

れにより5号機及び6号機に対し、非常用電源はD/G 2台を確保できた。

<原子炉冷温停止>

3月20日10時49分、非常時熱負荷モードでSFP冷却をしていたRHRポンプ(C)を手動停止し、同日12時25分、SHCモードでRHRポンプ(C)を手動起動し、原子炉冷却を開始した。同日14時30分に原子炉水温が100℃未満となり、原子炉冷温停止となった。

【添付資料-11-1~8】

b. 閉じ込める機能

<SGTS復旧>

高圧電源盤の水没により低圧電源盤への電源供給は不可であったため、6号機T/B低圧電源盤から5号機の復旧操作に必要な機器へ直接仮設電源ケーブルの敷設を開始した。SGTSへの仮設電源ケーブルの敷設が完了したことから、3月13日21時01分SGTSを手動起動し、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

<水素ガス滞留防止策>

地震発生以降、原子炉及びSFPの水位は維持されており、ただちに水素ガスが発生する状況ではなかった。しかしながら、余震により設備が被災し注水機能や除熱機能が失われるリスクもあることから、水素ガス滞留防止策を検討し、ボーリングマシンを使用してR/B屋上の屋根(コンクリート)に孔あけ(直径約35mm~70mmを3ヶ所)作業を実施し、3月18日13時30分に完了した。

【添付資料-11-1】

(3) 【3月20日(原子炉冷温停止)以降】

a. 冷やす機能

原子炉冷温停止以降、RHRによるSHCモードでの原子炉冷却と非常時熱負荷モードでのSFP冷却を交互に実施していたが、SWポンプの復旧によりFPCの除熱機能が確保できたことから、6月24日16時35分にFPCポンプを起動したことで、FPCによるSFP冷却を開始し、RHRは原子炉冷却とした。

RHR Sポンプ(D)を7月15日に本設復旧しRHRポンプ(D)の運転を開始し、12月20日にRHR Sポンプ(B)の本設復旧が終了し動作可能となった。

1.2. 福島第一原子力発電所6号機の事故状況

1.2.1 地震発生前のプラント状況

6号機は平成22年8月14日から第22回定期検査のため停止中であり、原子炉内に燃料を装荷し、冷温停止状態（原子炉圧力約0MPa [gage]、原子炉水温度約25℃であり、全制御棒が全挿入状態）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）、水温は約25℃であった。

1.2.2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時36分（D/G2台停止）】

a. 止める機能

第22回定期検査中であり冷温停止中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生した。地震発生時は全制御棒全挿入位置にあり、地震による停止状態への異常は認められなかった。

【添付資料-12-1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害、夜の森線の鉄塔倒壊などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G3台（D/G6A、6B及びHPCS D/G）が自動起動し、非常用系の高压電源盤（M/C-6C、M/C-6D及びM/C-HPCS）の電源が回復した。

この時、SFPの冷却機能を果たすFPCは、電源喪失により停止したものと推定した。なお、原子炉は冷温停止状態であることに加え、SFP水位は満水（オーバーフロー水位付近）であり、水温約25℃であったため、早期にSFPの冷却に支障をきたす状況でないことから、非常用系の高压電源盤（M/C-6C、M/C-6D）電源の回復後、RHR及びFPCは待機状態とした。

【添付資料-12-1～4】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、通常換気空調系は、常用電源喪失により自動停止した。RPSの電源が停電したことによるPCIS隔離信号により、SGTSは自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-12-1、2】

(2) 【3月11日15時36分（D/G2台停止）～3月20日（原子炉冷温停止）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、D/G海水ポンプまたは電源盤の被水等（D/G本体を除く）によりD/G6A及びHPCS D/Gが停止した。このため、HPCSポンプは電源喪失により使用不能となった。D/G建屋に設置されている空冷式のD/G6Bについては、海水系による冷却の必要がないこと及び電源盤が被水等しなかったこと

から停止に至らず、非常用系の高圧電源盤（M/C-6D）の電源を供給し続けた。

また、RHR Sポンプは、ポンプ本体が海水に冠水し、使用不能となった。このため、RHR及び低圧炉心スプレイ系（以下、「LPCS」という。）ポンプは補助設備（電動機、熱交換器等）の冷却ができず、使用不能となった。

<5号機への電源融通>

3月12日0時09分、5・6号機所内電源系統の点検のため、現場確認を開始した。同日6時03分D/G 6Bから所内電源供給の構成を開始し、AM策として敷設済みであった5号機と6号機間の本設ケーブルを利用し、同日8時13分、D/G 6Bから5号機R/Bの低圧電源盤の一部（5号RHR MCC）への電源融通を実施した。また、電源融通が可能となった当該電源盤（5号RHR MCC）を介して、健全性確認が完了した5号機低圧電源盤に仮設電源ケーブルを敷設し、電源供給が可能な状態とした。

同日14時42分、D/G 6Bからの電源により、5・6号中操非常用換気空調系（5号機側：2台、6号機側：1台）のうち6号機側の空調系を手動起動し、中操内の空気浄化を開始した。

<MUWCによる代替注水>

MUWCポンプは、D/G 6Bからの電源供給により起動できる状態であり、3月13日13時01分にMUWCポンプを手動起動し、同日13時20分、AM策で使用するラインから復水貯蔵タンクを水源としてMUWCによる原子炉注水を開始した。以降、断続的に原子炉への注水を継続し水位を調整した。

3月14日14時13分からはAM策で使用するラインを使用してSFPへも水の補給を開始し、ほぼ満水まで水の補給を行った後、断続的に補給を継続実施した。

<原子炉圧力調整>

崩壊熱の影響により、原子炉圧力が緩やかに上昇してきたことから、3月14日以降、SRVを中操から手動開操作し、原子炉圧力の減圧を断続的に実施した。

<SFP水循環運転>

津波の影響でSWポンプがすべて使用できない状態であり、SFP冷却ができない状況であった。SFP内の崩壊熱について温度上昇率を評価したうえで、除熱機能の復旧までSFP水温の監視を継続した。

FPCポンプは、D/G 6Bからの電源供給により起動できる状態であったことから、除熱機能復旧までの間、SFP水温の上昇を抑制するため、3月16日13時10分、FPCポンプを手動起動して、SFP水循環運転（除熱機能なし）によるSFP水攪拌を以下のとおり複数回実施した。

【FPCポンプによるSFP水循環運転】

3月16日 13時10分 ～ 同日21時44分

3月17日 15時40分 ～ 同日20時27分

3月18日 5時11分 ～ 同日20時18分

<D/G 6A復旧>

運転員及び発電所対策本部復旧班は、屋外の海水ポンプエリアの浸水状況や外観の損傷状態等の目視点検、機器の絶縁抵抗測定等を実施した。その際、津波で被水した

D/G 6A海水ポンプの健全性を確認したことから、3月18日19時07分にD/G 6A海水ポンプを起動し、3月19日4時22分にD/G 6Aを起動した。これにより5号機及び6号機に対し、非常用電源はD/G 2台を確保できた。

<RHR復旧>

発電所対策本部復旧班は、RHR Sポンプの健全性を確認した結果、使用できないことが判明したことから、RHR Sポンプの代替として一般使用品の水中ポンプを仮設で本設海水系配管に接続して復旧することについて検討を開始した。

3月17日より水中ポンプ設置に関わるエリアの瓦礫撤去、工事用道路の整地を開始した。高圧電源車から仮設電源ケーブルを敷設し、3月19日に屋外ポンプ操作盤の設置が完了したことから、同日21時26分に仮設RHR Sポンプを起動した。なお、RHRポンプ(B)はD/G 6Bから電源供給ができており、同日22時14分、RHRポンプ(B)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始した。

<原子炉冷温停止>

3月20日16時26分、非常時熱負荷モードでSFP冷却をしていたRHRポンプ(B)を手動停止し、同日18時48分にSHCモードでRHRポンプ(B)を手動起動し、原子炉冷却を開始した。同日19時27分に原子炉水温が100℃未満となり、原子炉冷温停止となった。

【添付資料-12-1~8】

b. 閉じ込める機能

3月11日15時52分、D/G 6A停止によりSGTS(A)は電源喪失となっているが、SGTS(B)はD/G 6Bからの電源供給によって継続して運転しており、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

<水素ガス滞留防止策>

地震発生以降、原子炉及びSFPの水位は維持されており、ただちに水素ガスが発生する状況ではなかった。しかしながら、余震により設備が被災し、注水機能や除熱機能が失われるリスクもあることから、水素ガス滞留防止策を検討し、ボーリングマシンを使用してR/B屋上の屋根(コンクリート)に孔あけ(直径約35mm~70mmを3ヶ所)作業を実施し、3月18日17時00分に完了した。

【添付資料-12-1】

(3) 【3月20日(原子炉冷温停止)以降】

a. 冷やす機能

原子炉冷温停止以降、RHRによるSHCモードでの原子炉冷却と非常時熱負荷モードでのSFP冷却を交互に実施していたが、SWポンプの復旧によりFPCの除熱機能が確保できたことから、9月15日14時33分にFPCによるSFP冷却を開始し、RHRは原子炉冷却とした。

RHR Sポンプ(C)を9月9日に本設復旧しRHRポンプ(A)の運転を開始し、12月27日にRHR Sポンプ(A)の本設復旧が終了し動作可能となった。

1 3. 福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査

1 3. 1 1号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、1号機のSFPには、使用済燃料292体、新燃料100体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失したため、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、水素爆発によりR/Bが損傷し、天井部分がSFP上部に落下した。ただし、天井部分は完全にオペレーティングフロアまでは落下しておらず、天井クレーン等に覆い被さる形でオペレーティングフロアの上部空間に留まった。

3月31日、コンクリートポンプ車による最初の放水(淡水)を実施したところ、R/B上部からの蒸気発生を確認した。

4月1日、コンクリートポンプ車に設置したカメラでR/B上部を観測したところ、位置関係から天井部分の一部が脱落しオペレーティングフロアに落下しているものと推定した。ただし、SFPと床の境界近辺に落下しており、正確な落下位置は特定できていない。

5月28日、淡水を水源としたFPC配管によるSFPへの試験注水を実施し、翌日、本格的な注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルの上昇を確認したことから、SFP満水を確認した。

6月5日、再度、FPC配管による注水を実施した。予想される5月29日からの蒸発相当量の注水が完了した時点でスキマーサージタンクレベルが上昇した。

SFP水量の変化が予測できるようになったことから、代替冷却系の導入までの間は、1ヶ月に1回程度の注水を実施し、蒸発量を補給することでSFP水位を安定的に維持した。

なお、8月10日11時22分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約47℃(代替冷却系入口温度)であり、8月27日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) スキマーサージタンク水の分析結果

平成23年6月22日、8月19日に、SFPからスキマーサージタンクに流出した水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を実施した(分析日は6月22日、8月19日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 1号機は平成22年3月25日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも1年程度冷却されているため、検出された短半減期核種のような素-131(以降、「I-131」と記す。)(半減期約8日)はSFPに貯蔵している燃料から放出されたものとは考えられず、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、R/B内にお

ける蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫の付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。

- ・ 1号機はR/Bが損傷したことから、SFP上部に損傷した屋根部分が覆い被さった状況にあるため詳細は確認できないが、SFPに落下した瓦礫により一部の燃料が損傷した可能性を否定することはできない。

(3) SFP水位評価

SFP水位は、地震時のスロッシングと爆発の影響により、3月13日までに水位が一旦低下し、その後は水温が蒸発開始温度70℃に到達するまでは水位は維持され、以後は蒸発により水位は低下したと推定した。3月31日の注水及び5月下旬のFPC配管による注水により水位は回復し5月28日、6月5日にスキマーサージタンクレベルの上昇により満水が確認されている。満水までに注水された水量の合計値は413tであり、全量がSFPに到達したとは考えにくいことから、事故発生時より満水確認時まで失われた水の量はこれよりも少ない量であると考えられる。通常水位のSFPの水量は約1000tであり、SFPの深さは燃料有効長の3倍程度であることから、1号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

【添付資料－13－1、2】

13.2 2号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、2号機のSFPには、使用済燃料587体、新燃料28体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失したため、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、1号機R/Bが水素爆発で損傷したが、その爆発の影響により2号機R/Bのブローアウトパネルが開放したと思われる。どの時点から始まったかは不明であるが、ブローアウトパネルからは白いもやが放出されているのが確認された。

3月20日、海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施した。3月22日に再度注水したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した。3月29日以降は水源を淡水に切り替えることができたため、海水の総注水量は88tであった。

4月10日、既設のFPC配管を用いた注水に、材料腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始し、以降、代替冷却系のインサービスまでにほぼ一定の間隔で1082tを注水した。

5月31日17時21分、代替冷却系によるSFP水冷却を開始したが、冷却開始時の水温は70℃(SFP温度計指示値)であり、6月5日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) スキマーサージタンク水の分析結果

平成23年4月16日、8月19日に、SFPからスキマーサージタンクに流出し

た水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を実施した（分析日は4月17日、8月19日）。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 2号機は平成22年9月16日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも7ヶ月程度冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131（半減期約8日）はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ セシウムの測定結果が 10^5 [Bq/cm³]オーダーであるため、使用済燃料の破損は否定できないが、2号機についてはR/Bの損傷がなく、既設のFPCラインからの定期的な注水によりSFP水位は適切に維持されていることから、SFP内の燃料が冷却不足により損傷している可能性は低いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、2号機のPCVから漏えいした放射性核種が、R/B内における蒸気の凝縮水、ダスト等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。また、2号機はR/Bの損傷がないため、1号機や3号機の原子炉から飛来した放射能の影響ではなく、2号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。

(3) SFP水位評価

2号機は、R/Bに大きな損傷がないため、既設のFPCによる注水が可能であったことから、当該ラインを用いた注水を定期的実施しており、SFPが満水になるとオーバーフロー水がスキマーサージタンクへ流れ込み、スキマーサージタンクの水位計が上昇するという原理を利用して、SFPの水位を確認している。水位測定値と水位評価値が概ね一致しており、SFP水位は、地震時のスロッシングの影響により低下し、蒸発開始以降は蒸発により低下しているが、注水実施毎に水位が回復している。のこぎりの刃状に、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理できているものとする。なお、3月22日に海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した。満水までに注水された水量の合計値は58tであり、この水量が事故発生時より満水までに失われた水の量であると考えられ、これは通常水位のSFPの水量約1400tと比較して充分小さい。

これらの水位に関する情報から、2号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP水温について

既設のSFPの水温計が利用可能な状態であり、定期的に測定を実施している。測定結果では、注水直後に70℃付近まで上昇し、1～2日後には50℃程度まで低下するという傾向が繰り返されていた。これはSFP水位の低下により温度計が水から露出し、露出後は水温ではなく雰囲気温度を示しているためと考える。

なお、5月31日17時21分に代替冷却系によるSFP冷却を開始して以降、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

【添付資料－13－1、3】

13.3 3号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で3号機のSFPには、使用済燃料514体、新燃料52体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月14日11時01分、水素爆発が発生し、R/B5階のオペレーティングフロアから上部全体の外壁が損傷し、SFPに大量の瓦礫が落下した。R/Bの損傷により、むき出しとなったオペレーティングフロアから大量の蒸気が放出されていることが確認された。

3月17日9時48分頃、ヘリコプターにより海水をR/B上部に放水した。放水後に蒸気が立ち上がったことが確認された。3月17日以降3月25日まで、放水車、屈折放水塔車によりSFPへ向けて放水を実施した。(一部を除きほとんどが海水)

3月23日、24日に既設のFPC配管を用いて注水(海水)を実施したが、ポンプの吐出圧力が予測よりも高く、系統の途中での詰まり等の可能性が想定されたことから、ほとんど注水されていないと判断した。

3月27日、コンクリートポンプ車による最初の放水を実施した。実施後、R/B上部からの蒸気発生量の増加を観測した。3月29日からは水源を淡水に変更し4月22日までにコンクリートポンプ車により約815tの放水を実施した。

4月12日、カメラを装備したコンクリートポンプ車に変更することで、カメラ画像により水位上昇を確認しながらの注水が可能となり、初めて3号機のSFPの満水を確認した。

4月22日、既設のFPC配管を用いて試験注水を実施した結果、水位の上昇が確認できたことから注水可能と判断し、4月26日以降6月29日まで、既設のFPC配管を用いて約824.5tの注水を実施した。

5月9日以降、既設のFPC配管を用いた注水に、材料腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始している。サンプリングの結果から、落下した瓦礫からのアルカリ金属(Ca等)の溶出により、SFP水がアルカリ性を示すことが確認されたため、SFP内の設備に対する水質の環境改善として、6月26日、27日、既設のFPC配管を用いた注水実施時に、アルカリ性を中和するためのホウ酸水を注入した。これにより注水前には強アルカリ性のpH11.2(5月8日測定)であったが、注水後には弱アルカリ性のpH9.0(7月7日測定)となり水質が改善した。

なお、6月30日19時47分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約62℃(代替冷却系入口温度)であり、7月7日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) SFP水の分析結果

平成23年5月8日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取した。また、平成23年7月7日、8月19日には、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した(分析日は5月9日、7月7日、8月19日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3号機は平成22年6月19日に定期検査で停止しているが、取り出し燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも10ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のセシウム-136（以降、それぞれ「Cs-136」と記す。）やI-131はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
3号機T/B地下溜まり水の分析結果と核種毎の比率が同程度であることも原子炉由来の放射能である可能性が高いことを示している。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、R/B内における蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫への付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。

(3) SFP水位評価

評価結果では、地震時のスロッシングと爆発の影響により3月14日までに2m程度の水位の低下を仮定しているが、3月17日以降に集中的な放水を実施したことにより水位は回復しており、以後、定期的な注水（4月末～5月初めの期間はポンプ車の故障により注水できず）により満水付近で水位が管理されているものと評価した。なお、事象初期に実施された放水車等による放水、コンクリートポンプ車による注水、FPC配管からの注水は、それぞれSFPへの実際の流入割合が異なると考えられるため、それぞれに歩留まりを設定した。

水位の測定は4月中旬以降からポンプ車に設置したカメラの観察画像を基に実施しているが、測定値は評価値と概ね一致している。SFP水位は、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理できているものとする。

3号機ではR/B爆発以降、他号機と比べ多量の白いもやがR/B上部から立ち昇る様子が確認された。SFP内の燃料の崩壊熱による蒸発量は他号機と比較して大きくないので、この原因はSFPからの蒸気ではなく、3号機SFPに向けて放水したもののSFPに命中しなかった水が何らかの経路によりPCVヘッド側へ流入して蒸気発生したものと推測している。

なお、4月12日の満水確認時の注水量（約35t）は、漏れ等により失われる水の補給も考慮した想定注水量（約80t（4月10日の実績））よりも小さかったことから、崩壊熱により失われる以上の水位の減少は無かったと考えられる。また、満水確認後の注水の実績から1日あたりの蒸発量は、10～20t程度と推定されるため、満水確認時までに蒸発により失われた水の量は320～640t程度となる。仮に、満水までSFPへの注水が無かったと仮定しても、SFP水量は約1400tであり、SFPの深さは燃料有効長の3倍程度であることから、水位は半分以上残る計算となる。また、蒸発以外にスロッシングや建屋爆発時に水位が減少すると仮定しても、露出するまでには2m以上の余裕がある。したがって、3号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP内の状況

5月8日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。SFP水中には大量の瓦礫が落下しており、SFPに保管されていた燃料等の状況は確認できなかった。

【添付資料-13-1、4】

13.4 4号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、SFPには、使用済燃料1331体、新燃料204体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月15日、原因は不明であるが、水素爆発により、R/B5階オペレーティングフロア上部等の壁面が損傷した。

3月20日8時21分以降、断続的に高圧放水車を用いて淡水を放水した。3月22日～27日には、コンクリートポンプ車を用いて海水を断続的に注水、3月30日以降は、コンクリートポンプ車を用いた淡水の注水を定期的に継続してきた。SFP満水に向けてコンクリートポンプ車による放水と水位測定を実施し、4月27日に大幅なスキマーサージタンクレベルの上昇(4300→6050mm)をもって、満水を確認した。4号機のSFPは、漏えいの可能性が指摘されていたが、その後の注水と水位の関係は、崩壊熱から予想される蒸発による減少の範囲の中にあり、SFPからの大量の水漏れがないと考える。

現在、SFPは、原子炉ウェル、DSピットを含め注水手段が確保されており、スキマーサージタンクレベルから満水を確認でき、水位が安定に維持されている状態にある。

なお、7月31日12時44分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約75℃であり、8月3日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) SFP水の分析結果

4号機では平成23年4月12日、4月28日及び5月7日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取した。また、平成23年8月20日には、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した(分析日はそれぞれ4月13日、4月29日、5月8日、8月20日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3回の採取結果ともに事故発生前(3月4日)に採取された濃度よりは高いが、絶対値は大きくなかった。このため、SFP内の大部分の燃料は健全な状態にあり、系統的な大量破損は発生していないと推測できる。ただし、R/Bが損傷しているため、SFPに落下した瓦礫により一部の燃料が損傷した可能性を否定することはできない。
- ・ 4号機は平成22年11月30日に定期検査で停止し、最も冷却期間が短い燃料でも4ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131(半減期約8日)はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、1～3号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、他号機のPCVベント等により放出された放射性物質の飛来や放水した海水に含まれる放射能の影響の可能性が高いと考えられる。

- ・ 核種の減衰とSFP水量の変化を考慮した評価値は、測定値と同程度の値であり、3回の測定結果の関係は妥当であると考ええる。

(3) SFP水位評価

SFP水位は地震時のスロッシングと爆発の影響により低下したと仮定し、その後は蒸発による低下とした。また、全体的にSFP水位が低下傾向にあった4月22日以前についてはSFPと原子炉ウエルの水を一体とし、それ以降の集中的なSFP注水実施後はSFPの水はウエルとは独立したものとして評価を実施した。

評価の結果、水位の実測値が概ね評価値と整合していることから、SFPは水位維持に影響を与えるような漏えいは生じていないと考えられる。

R/Bが損傷した平成23年3月15日の6時頃のSFPには、SFP内の使用済燃料を覆うのに十分な水位であったと推定している。

その後に実施したコンクリートポンプ車を用いた水位の測定結果においても、概ね評価値と整合する結果となった。これらのことから、地震発生以降現在に至るまで、SFPには水位の維持に影響を与えるような破損は生じておらず、注水により水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP内の状況

5月7日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。撮影された写真から、SFP水中には大小様々な瓦礫が落下しているが、SFPに保管されていた燃料はラックに収納された状態を維持しており、大量の燃料破損は無いことが確認された。

【添付資料－13－1、5】

(5) SFP底部の支持構造物設置

R/Bの壁については大きく損傷したが、この状態におけるSFPの健全性についてはR/Bの耐震性評価を実施し、計算値が評価基準値よりも十分な余裕(耐震強度)を有していることが確認できているが、更なる安全裕度向上のために、SFP底部に支持構造物を設置することとした。

5月9日に設置工事を着手し、6月20日までにSFP底部に鋼製の支柱を設置完了し、SFPの負担荷重の低減効果を期待できる状態となった。

その後も、機能をより確実なものとするため、SFP底部にコンクリート壁の設置及びコンクリート壁とSFP底部との間にグラウトの充填を行い、7月30日に設置工事が完了し、その結果、安全裕度(耐震強度)は支持構造物設置によりさらに2割程度向上した。

【添付資料－13－13】

13.5 5号機SFP状況

3月11日時点で、5号機のSFPには、使用済燃料946体、新燃料48体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。

SFPの水温は上昇を続けたが、3月19日1時55分に仮設RHR Sポンプを起動し、その後、同日5時00分頃にRHRポンプ(C)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始したことで水温の上昇は最大68.8℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。RHRは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、系統を切り替えながら運用し、SFP水温は冷却系の切り替え時には上昇し、30～50℃程度の間を推移してきた。

なお、6月25日からは、FPCによる冷却が出来るようになったことで、より安定した冷却状態を維持できるようになり、季節による変動はあるものの、水温は安定している。

【添付資料－13－6】

13.6 6号機SFP状況

3月11日時点で、6号機のSFPには、使用済燃料876体、新燃料64体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、D/G 6Bは機能維持したもののSWポンプが機能を喪失したため、SFPの冷却機能が喪失した。

SFPの水温は上昇を続けたが、3月19日21時26分に仮設RHR Sポンプを起動し、その後、同日22時14分にRHRポンプ(B)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始したことで水温の上昇は最大67.5℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。RHRは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、系統を切り替えながら運用し、SFP水温は冷却系の切り替え時には上昇し、20～40℃程度の間を推移した。

なお、9月15日からは、FPCによる冷却が出来るようになったことで、より安定した冷却状態を維持できるようになり、季節による変動はあるものの、水温は安定している。

【添付資料－13－7】

13.7 共用プール状況

3月11日時点で、共用プールには、使用済燃料6375体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、電源盤の被水等によりD/G 2B、4Bが自動停止したため、全交流電源喪失となり、共用プールの冷却機能(空冷)及び補給水機能を喪失した。

共用プールの電源については、通常は、外部電源を3号機M/C 3SA及び2号機M/C 2SAから集中環境施設M/Cを経由した2つのM/Cから受電している。これらのM/Cが使えなくなった非常時には、2号機D/G 2B、4号機D/G 4Bから受電する。

3月18日、共用プールの点検を実施し、水位が確保されていることを確認した。

共用プールの水温は上昇を続けたが、外部電源の復旧に伴い、共用プールの電源について仮設電源設備を経由して受電し、3月24日18時、共用プール冷却ポンプを起動したことで水温の上昇は最大73℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。共用プール水温は安定している。

13.8 乾式貯蔵キャスク保管建屋状況

3月11日時点で、乾式貯蔵キャスク保管建屋には、大型乾式貯蔵キャスク5体（1体につき燃料集合体52体収納）、中型乾式貯蔵キャスク4体（1体につき燃料集合体37体収納）に使用済燃料が合計408体貯蔵されていた。なお、乾式貯蔵キャスクは自然対流により空冷される設計である。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源を喪失した。乾式貯蔵キャスク保管建屋には、大量の海水、砂、瓦礫等が流れ込んだ。

3月17日以降、複数回にわたり、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の調査を実施した。乾式貯蔵キャスク保管建屋は乾式貯蔵キャスク保管エリア床面まで浸水し、ルーバや扉等についても損壊している状況である。ただし、自然空冷で期待している空気の流れが阻害される状況にはなく、冷却上の問題は生じていないことが確認された。

乾式貯蔵キャスクについては、津波により建屋内に流入した瓦礫等が付着しているものの、ボルトにより固定されていた元の位置から移動しておらず、これまでのところ、外観からは健全性に関する問題については確認されていない。

また、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の放射線量（～数十 μ Sv/h）についてもバックグラウンドレベルと比較して、異常な値とはなっていない。乾式貯蔵キャスクは1次蓋、2次蓋と2重の構造で密封を維持する構造であるため密封性能は高く、密封性能は維持されているものと考えられる。ただし、現時点ではリーク確認試験等による直接的な確認が実施できていないため、今後、乾式貯蔵キャスクを乾式貯蔵キャスク保管建屋から搬出し、密封性能を直接的に確認する予定である。

13.9 天井クレーンの状況（1～6号機R/B及び共用プール）

1号機については、R/B爆発後の画像より、R/Bの屋根が落ち、天井クレーンの位置は確認できていない状況、また、3号機については、R/B爆発後の画像より、R/B5階に天井クレーンの存在は確認できるものの、位置の特定まではできていない。

2号機及び4号機は、現場調査結果よりオペレーティングフロア上部で天井クレーンの外観は確認できたが、設備状態の詳細については確認できていない状況である。なお、4号機については、今後のR/Bカバーの設置に先立ち、R/B上部の瓦礫撤去作業を平成23年9月21日より実施しており、当該作業の中で平成24年2月24日に天井クレーンのトロリーの撤去、その後、3月5日にガーダーの撤去を実施し、天井クレーンの撤去が完了した。

5号機及び6号機については、地震後のオペフロ環境が悪く未点検であったが、天井クレーンの健全性確認のため、外観点検（5号機：9月27日～11月25日、6

号機：10月11日～12月10日）を実施しており、天井クレーンは本来設置されてある位置にあり、機械本体について地震による損傷は認められていない。なお、電気品等の一部に吸湿の影響による錆やカビの発生が確認されており、今後、対策を検討する。

共用プールについては、10月27日、天井クレーンの年次点検において、当該クレーンの走行用車軸の連結部ケーシングの1つに割れを確認した。

その後、破損箇所の調査を実施した結果、破損部位は走行原動部ギヤーカップリングカバーのひびであることを確認した。これは、地震の際に当該クレーンの車輪（ギヤーカップリングにつながる車輪はレールの肩に接している）がレール上を横にすべり、車輪がレールの肩に引っかかった際、カップリングカバーが歯車と衝突して衝撃的な荷重がかかり、カップリングカバーにひびが入ったものと推定した。

なお、ギヤーカップリングはクレーンの自重を支える部品ではなく、カップリングカバーが損傷してもクレーンが落下する可能性はない。また、ひび発生箇所は動力が伝わる箇所ではないこと、破損箇所の調査と合わせて実施した走行原動部の点検及び走行試験結果からも、天井クレーンの機能への影響はない。

当該箇所については、ひびが入った状態であることから今後、ギヤーカップリングの新規取替を行う。

【添付資料13-14、15】

1 4. プラント水素爆発評価

1 4. 1 地震計による爆発事象の考察

1号機及び3号機のR/Bでの爆発は、メディア映像に残されており、爆発発生時刻が特定されている。一方、2号機と4号機に関しては、ほぼ同時刻（3月15日の6時～6時10分頃）に大きな音が確認されており、2号機ではS/Cの圧力指示値が0MPa [abs]まで低下していること、4号機ではR/B最上階が損傷していることが確認された。

このため、2号機はS/Cで、4号機ではR/B上部で爆発が発生した可能性があるとの見方も出ていた。

今回、2号機及び4号機の爆発発生状況を把握するため、福島第一原子力発電所敷地内に設置されている仮設の地震観測記録計のデータを分析した。

地震、爆発に関わらず、振動にはP波（縦波）とS波（横波）があり、両方の伝達速度は異なっている。一般にP波に比べてS波の伝達速度は遅く、同じ振動源から発せられた振動は、P波よりS波の方が遅れて到達する。このため、振動源の位置が観測点の位置より離れているほど、P波とS波の到達時刻には大きな差が生じることとなる。

このような原理を応用して、敷地内に設置されている地震計の振動を分析すれば、発電所構内での爆発を起因とする振動ではP波とS波の到達時間の差は1秒以内と小さく、震源が遠い地震動の場合には到達時刻の差は数秒となること等から、地震による振動と爆発による振動を区別することができる。

2号機、4号機でほぼ同時期に大きな音が確認された3月15日6時～6時15分間の振動をこのような手法で差別化したところ、爆発による振動は6時12分に記録されているものだけであることが判明した。

一方、発生が明確に確認されている1号機、3号機の爆発事例において、各号機から地震計までの距離を縦軸に、そこまでのP波、S波の到達時刻を横軸にして、P波とS波の観測記録を整理すると、それぞれ精度良く線形となり、発生源の特定ができることが確認された。

3月15日6時12分に記録されている振動について、2号機と4号機におけるそれぞれの距離と到達時刻の関係を同じ方法で整理したところ、2号機からの距離で整理した場合はデータに関連性を見いだせないが、4号機からの距離で整理した場合はP波、S波ともに精度良く線形になることを確認した。したがって、当該の振動は4号機の爆発によるものと推定される。

なお、2号機については、念のために、今回の調査範囲である6時～6時15分前後の時間帯におけるデータの精査も行ったが、これまで確認された爆発以外に、爆発のような事象で発生したと思われる振動は確認されなかった。

以上のことから、福島第一原子力発電所における爆発は、メディア映像でも確認されている1号機、3号機と今回地震計による観測記録で確認された4号機の3回と推

定される。このため、3月15日6時10分頃に確認された大きな音（爆発）は、正確には6時12分に4号機で発生した爆発音と判断した。

2号機については、4号機の爆発音に前後して発生したS/Cの圧力指示値が0MPa [abs]に低下したため、2号機のS/C付近で爆発のような事象が発生した可能性があるとして誤って認識したものと考えられる。

S/Cの損傷は大気開放を意味するため、絶対圧力で0MPa [abs]というのは物理的にはあり得ないが、計器誤差まで考慮し、何らかの損傷が発生してS/Cの圧力が低下した可能性は否定できない。

ただし、本来ほぼ同様な圧力であるはずのPCV圧力と3月14日夜から異なる挙動をしていること、解析結果や格納容器雰囲気モニタ（以下、「CAMS」という。）のデータから判断して、その時刻から炉心損傷が進行していることを考え併せれば、PCV圧力は上昇局面にあると想定され、S/Cの圧力計が0MPa [abs]（真空）に低下した原因は、圧力計が故障していた可能性が高いと考えられる。

なお、他の号機と同様に炉心損傷に至ったものの、2号機で水素爆発が発生しなかった要因の一つに、R/B最上階のブローアウトパネルの開放が挙げられる。ブローアウトパネルの開放は1号機の水素爆発の衝撃で偶然発生したものと推定しているが、この開放により水素が建屋外に放出され、建屋内に滞留する水素が抑制された可能性は高いと考えられる。

【添付資料－14－1】

14.2 水素爆発の原因

(1) 1号機、3号機水素爆発の原因について

1号機、3号機については、原子炉内の燃料損傷に伴い、水-ジルコニウム反応等による水素が発生したものと考えられる。

a. 1号機、3号機の水素流出経路

明確な水素流出経路は不明であるものの、PCV上蓋の結合部分、機器や人が出入りするハッチの結合部分等、漏れ止めのためにシリコンゴム等を使用しているシール部分が高温に晒され、機能低下した可能性があると考えられる。水素はこれらのような場所からR/B内へ漏えい・滞留し、水素爆発に至ったものと推定される。

【添付資料－14－2】

b. 3号機SGTSフィルタの線量測定

1号機、3号機の水素流出はPCVからR/B内への直接漏えいを推定しているが、この他のPCVからの流出経路としてPCVベント時にSGTSラインを経由するルート（但し、入口側、出口側の各境界には弁やダンパ設置）も存在する。

このラインからの漏えいの可能性を確認すべく、3号機SGTSフィルタトレインの線量測定を行うとともに、確認出来る範囲で弁状態を確認した。

（平成23年12月22日実施）

津波後の全交流電源が喪失している状況においては、I Aが停止しており、圧縮空気により駆動する弁（AO弁）の駆動源が無くなっていることから、3号機SGTSは、電源喪失時の弁状態になっていたと想定される。

調査の結果、3号機SGTSで確認できた弁の開閉状態は、電源喪失時における設計通りの状態「開」であることを確認した。

また、フィルタトレイン線量測定結果より、3号機のSGTSラインには放射性物質の大量流入がなかったことが確認されたものの、A系では出口側より中央部の線量が高かったことから、R/B内の高線量雰囲気はSGTSラインより流入し、粒子状の放射性物質がSGTSフィルタに捕捉された可能性が考えられ、B系では出口側と中央部の線量が同程度であることから、PCVベント時にSGTS出口側よりベント流が漏えいし、R/B側に一定量逆流した可能性を否定出来ないが、4号機の調査結果よりも線量の数値が小さいことから漏えいがあったとしてもその程度は限定的と考えられる。

【添付資料－14－3】

(2) 4号機水素爆発の原因について

以下に4号機の爆発に関する調査・確認結果を示すが、これらの結果から4号機の爆発は、3号機のベント流の回り込みにより水素がR/Bに蓄積し発生したものと考えられる。

a. SFPの状態

3月15日に発生した爆発が4号機におけるものであったことについては、「14.1 地震計による爆発事象の考察」で特定したが、4号機は定期検査期間中であり、原子炉の燃料はすべて取り出されていたことから、原子炉からの水素発生の可能性はなかった。

また、「13.4 4号機SFP状況」に記載した通り、4号機のSFPにおいて燃料は露出していないこと、水の分析結果からも燃料破損の兆候がないことが確認されている。

このため、4号機においては、4号機保有の燃料から水-ジルコニウム反応による水素発生が起こったとは考えられない。加えて、SFP内での水の放射線分解による水素発生はごくわずかであり、このことも爆発の原因とは考えられない。

b. 4号機への水素流入経路

このような状況から、4号機の爆発の原因を調査したところ、3号機の水素ガスを含むベント流が排気筒合流部を通じて4号機に流入した可能性があると考えられた。4号機のPCVベント配管は、4号機のSGTS配管に接続され排気筒に導かれるが、排気筒付近で3号機のSGTS配管に合流している。

通常、SGTSは待機状態で停止しており、系統に設置されている空気式の弁も閉止している。このため、3号機側からPCVのベントガスが流れてきたとしても4号機にベントガスが流れ込むような事象は発生しない。しかしながら、今回の福島第一原子力発電所で発生した事故は、隣り合う複数の号機で全交流電源喪失が長時間継続するというAMの前提を超えた事故であり、全交流電源を喪失した中で3号機のPCVベントが行われた。同じく、4号機も全交流電源を喪失しており、非常時にも作動

できるように設計されているSGTSの弁は、電源を喪失することで開状態となり、3号機からのPCVのベントガスがSGTS配管を通じて4号機に流入できるラインが構成された。このような経路から、3号機の原子炉で発生した水素が4号機に流入し、蓄積・爆発した可能性は十分にあるものと考えられる。

【添付資料－14－4】

c. SGTSフィルタの線量測定

SGTSには、放射性物質を除去するフィルタ類が収納されており、通常は汚染空気の流れてくる上流側（設置されている号機のR/Bから気体が流入してくる側）のフィルタの方が汚染度合いは高くなる。一方、SGTSフィルタを3号機のPCVベント流が逆流した場合は、下流側のフィルタの汚染度合いが高くなることとなる。この事実関係を確認すべく、4号機のSGTSフィルタが収納されているトレインの放射線量測定を実施した。（平成23年8月25日実施）

調査の結果、通常と異なり、SGTS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）に行くに従い放射線量は下がっていくことが確認された。これは、汚染された気体が4号機のSGTS配管を下流側から上流側に流れたことを意味しており、3号機のPCVベント流がSGTS配管を経由して4号機に回り込んだ可能性を示す結果と考えられる。

【添付資料－14－4】

d. R/B内の調査

4号機R/Bの現場調査を行ったところ、以下が確認された。

(①) 等の記号は、添付資料－14－5中の現場確認箇所の写真を示す。

- ・ SGTSの排気ダクトはR/B2階から3階を経由し、4階の天井中央西寄りの部分を南側へ向かって通り、南壁面付近で5階へ通じる設計となっていた。
- ・ 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、ダクトの残骸も認められなかった。
- ・ 5階フロア南西部では、床面が大きく損傷し、鉄筋が上方向に曲げられていた(①)。また、1区画はオペフロ側に捲れ上がるとともに、下からの力による変形（床面、クレーンのレールなど）が認められた(②、③)。
- ・ 4階から通じる、原子炉ウェル及びSF Pの排気口ネットは逆流方向への張り出しが認められた(④、⑤)。
- ・ R/B4階西側エリアでは、5階フロア床の損傷が大きい箇所の近傍で、床面が下方に変形していたほか、排気ダクトの残骸と推定される瓦礫が多数存在していた(⑥～⑪)。
- ・ R/B3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骸と推定される瓦礫が多数存在していた(⑫～⑯)。

これらのことから、5階フロア床面は、4階で発生した爆発の圧力により、上向きの力を受けて破壊したものと考えられる。また、R/B 4階南西部では、本来の設置位置にダクトは存在せず、ダクトの残骸と推定される瓦礫が散乱していたことから、爆発による主な圧力の発生場所は4階南西部のダクト付近である可能性が考えられる。また、排気ダクトを通じて回り込んだ水素により、3階及び5階でも爆発が生じ、その圧力で建屋等の破損を生じたものと考えられる。

以上より、爆発が発生した現場の状況は、3号機のベント流が回り込み、4号機のR/B 2階からSGTS配管・ダクトを経由して建屋の各所に流れ込んだとの推定と一致するものとする。

【添付資料－14－5】

1 5. 事故の分析と課題の抽出

今般の事故を「プラント挙動」、「事故進展ステップ毎の設備・機能」ならびに「事故対応を困難にした障害要素」の観点から整理を行い、炉心損傷防止を確実に達成するための取り組むべき課題を抽出する。

1 5. 1 事故時のプラント挙動からの課題

プラント挙動からの課題を抽出するために、現時点で収集できた情報及びそれらの情報を基にした事後的な解析結果も含めてプラントの挙動から事象進展の整理を行った。対象としたプラントは、炉心損傷に至った1～3号機及び非常用海水系の仮設電源の復旧などの迅速な対応により冷温停止に成功した福島第二原子力発電所1号機とした。

なお、1～3号機については、地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報を踏まえて、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下、「MAAP」という。）を用いて炉心状態を評価^{※1}した。

※1：現時点までに事故発生当初のプラントの状況や機器の作動状況に関する情報等、推定を含め明らかになっている情報を元に、事故時のプラント挙動をできる限り再現出来るように解析条件を設定し、解析した結果については、「別紙－2：MAAPコードによる炉心・格納容器の状態の推定（平成24年3月12日公表）」を参照。

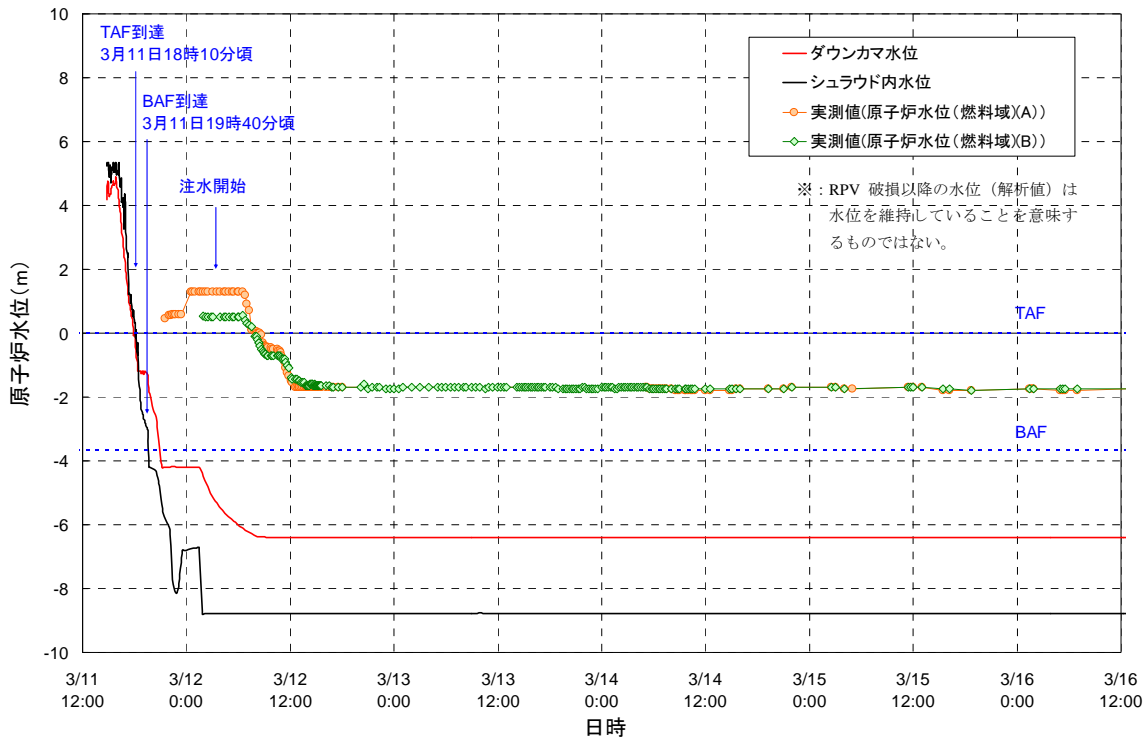
(1) 1号機のプラント挙動

a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による1号機の原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

解析では、津波到達まではICを原子炉圧力の変動にあわせて間欠動作させていたものとし、津波到達以降、ICは動作していないものと仮定している。そのため、原子炉冷却材は蒸発し、SRVからS/Cへ排気されることとなり、原子炉水位の低下が始まる。

解析において、原子炉水位がTAFに到達する時刻は、地震発生（3月11日14時46分）から約3時間後であり、炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生から約4時間後である。その後さらに水位は低下し、地震発生から約5時間後には有効燃料底部（以下、「BAF」という。）に到達する。

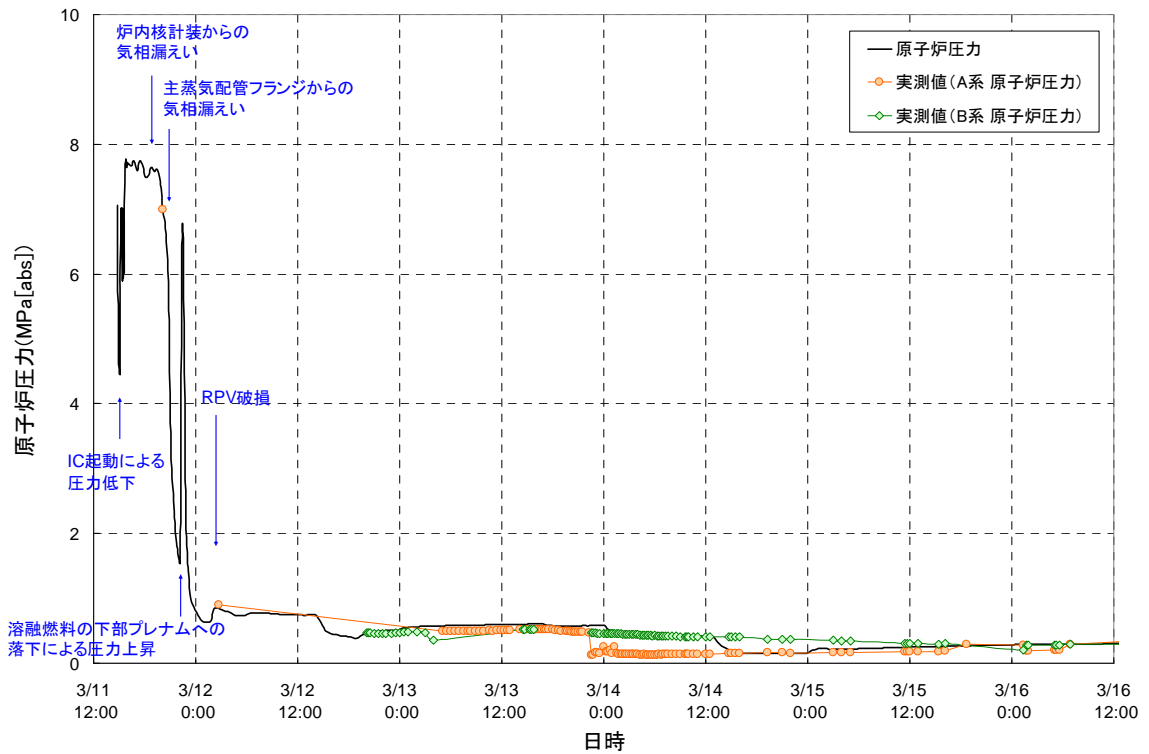


1号機 原子炉水位変化

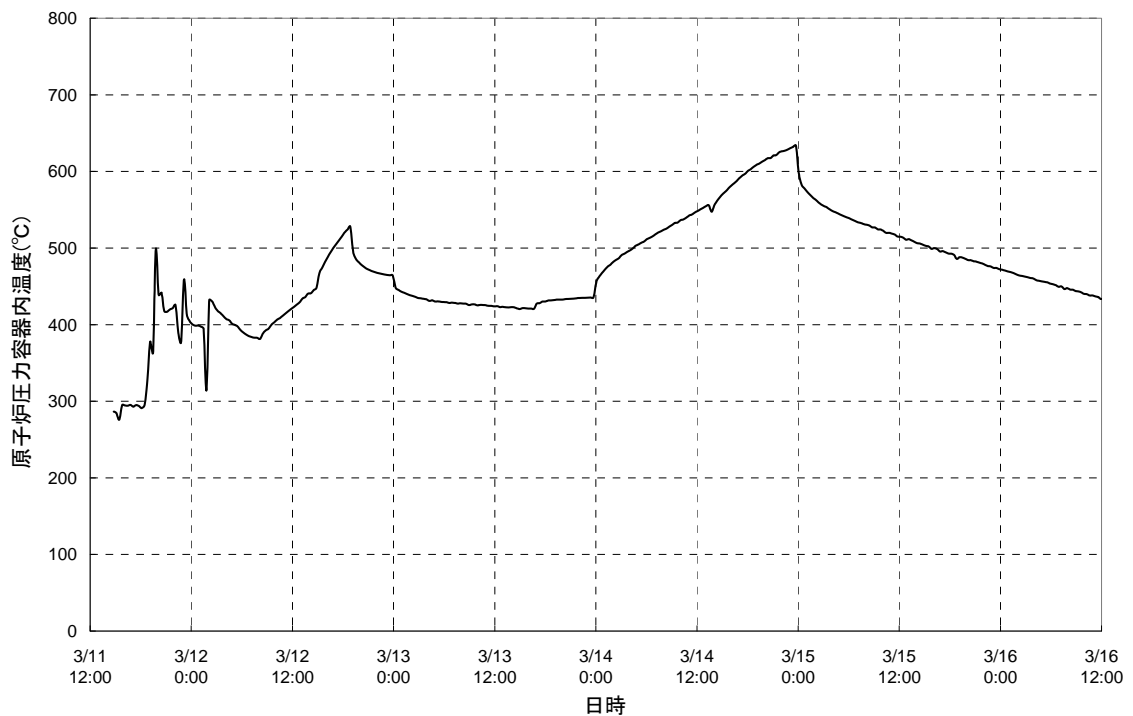
津波到達後の原子炉圧力について、解析では、SRVの動作により8MPa [abs] 近傍で維持され、SRVから排気された蒸気はS/Cで凝縮される。地震発生から約4時間で炉心損傷に至るが、炉心損傷からBAFに到達するまで（地震発生から約5時間後）は、炉心からの蒸気発生により原子炉圧力は高圧を維持している。その後、崩壊熱により発生する蒸気量が低下することとなるが、原子炉圧力の実機計測値が3月11日20時頃には7.0MPa [abs]、3月12日2時45分には0.9MPa [abs]を示していることを踏まえると、炉心損傷後のいずれかのタイミングで気相漏えい^{*1}が生じていたものと推定される。

以降、RPVからの気相漏えいに伴って圧力は低下し、低い圧力で維持される結果となった。

※1：解析では被覆管破損後に核計装束管の損傷を想定した微少な気相漏えいが生じたと仮定（漏えい面積：約0.00014m²）。また、RPV内のガス温度が450℃到達後に、主蒸気配管等のフランジ部（ガスケット）から気相漏えいが発生すると仮定（増加漏えい面積：約0.00136m²）。



1号機 原子炉圧力変化

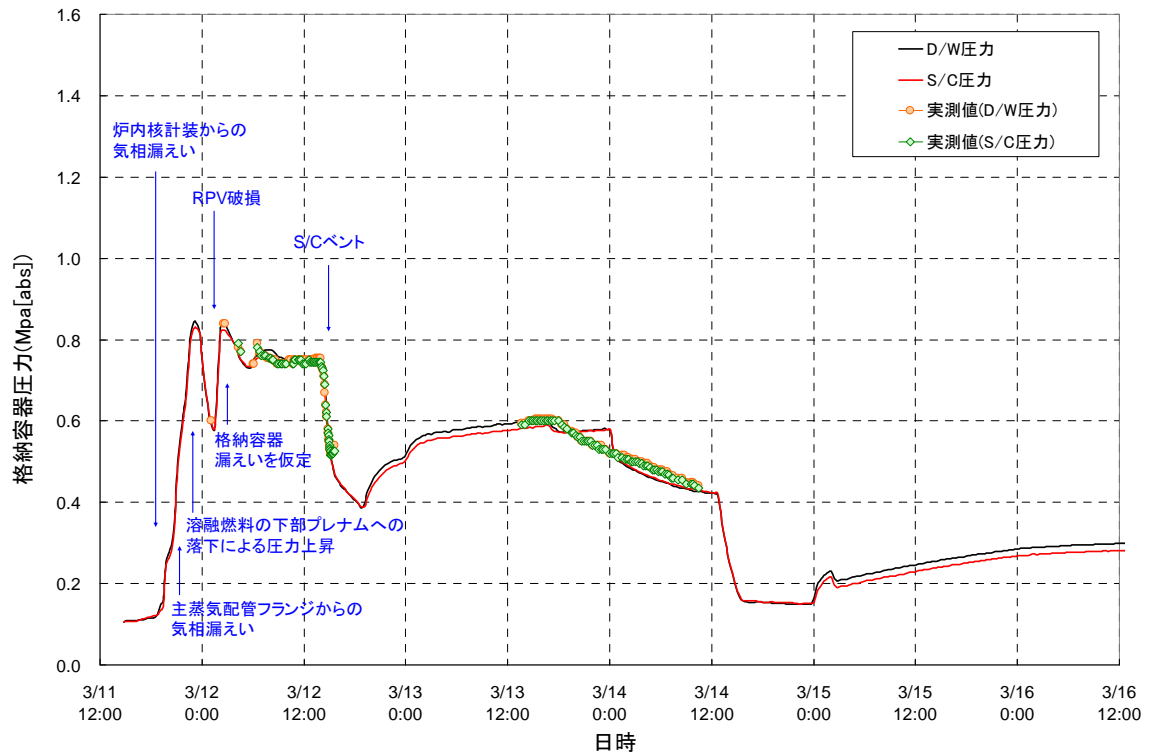


1号機 原子炉圧力容器内の温度変化

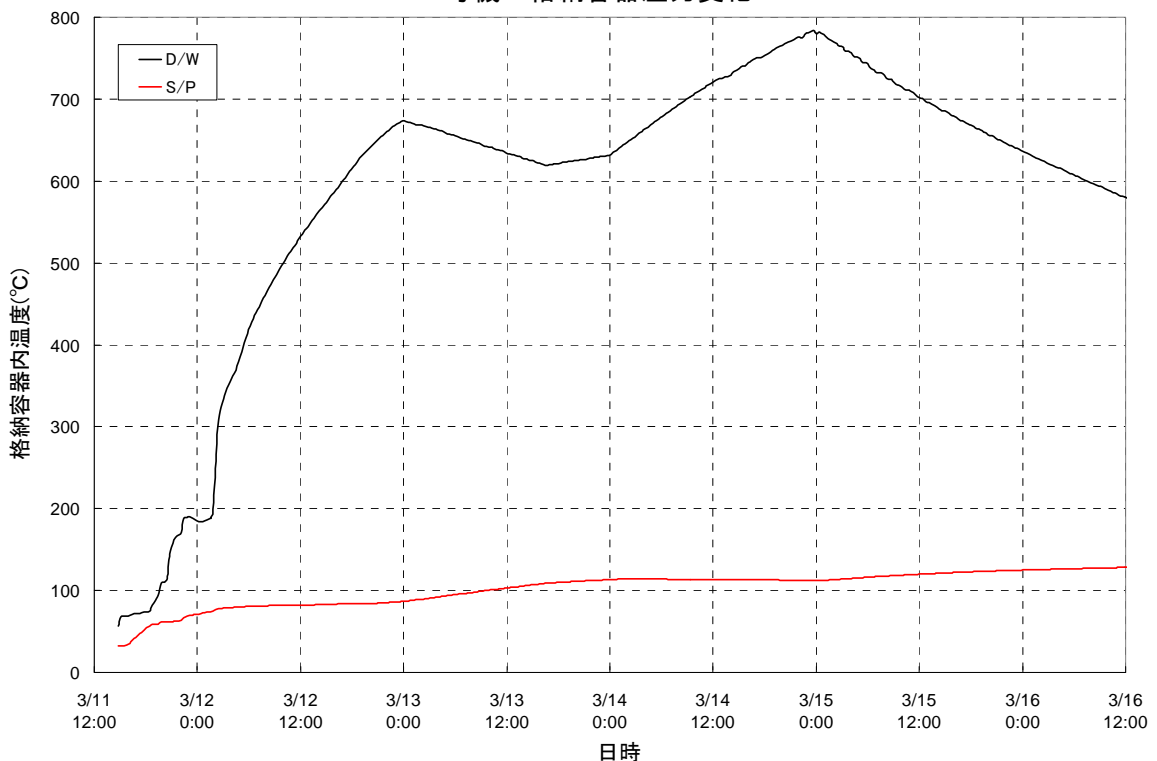
PCV圧力は、解析で仮定したRPVからの気相漏えいに伴って上昇する。
 その後も気相漏えいに伴ってPCV圧力が上昇していくが、原子炉圧力が十分に低下した後、S/Cによる凝縮の効果によりPCV圧力は減少に転じる。

地震発生から約11時間後にRPVが破損し、PCV圧力が再度上昇するが、実機計測値が約0.8MPa [abs]の一定レベルを維持しており、解析結果からPCV内の温度が上昇していると考えられることから、PCVから漏えい^{※2}が発生していたと想定される。

※2：解析では、PCV内温度が300℃に到達した時点で過温漏えいを仮定（漏えい面積：約0.0004m²）。

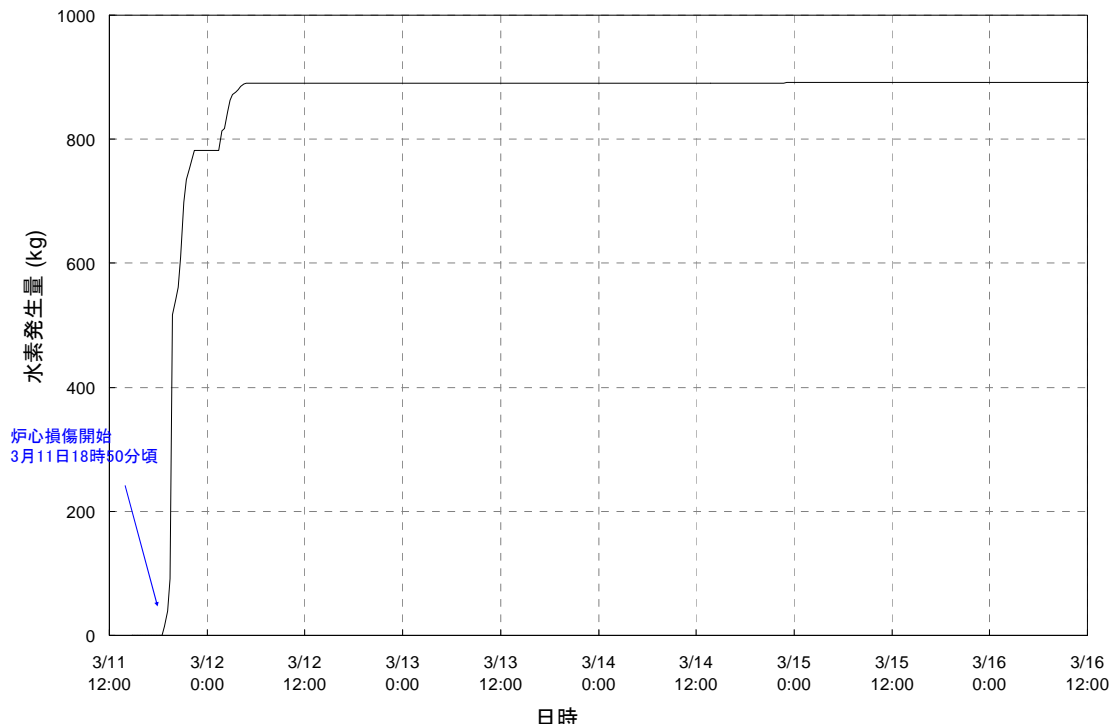


1号機 格納容器圧力変化



1号機 格納容器内温度変化

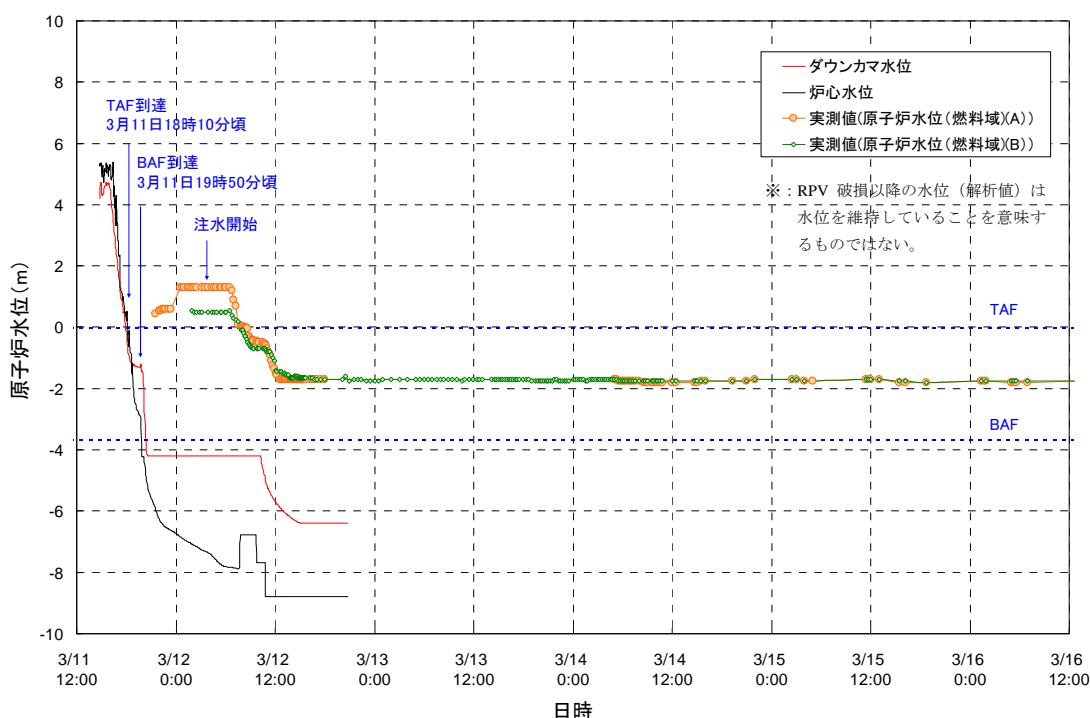
また、炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴って、水-ジルコニウム反応等により非凝縮性ガスである水素が発生する。なお、R/Bで水素爆発が発生した3月12日15時36分までの水素発生量は、約890kgとなっている。



1号機 水素発生量変化

なお、津波到達以降のICの動作に関するパラメータスタディとして、ICが津波到達以降も一時的に動作していたものとした場合の感度解析を行ったところ、炉心損傷や炉心溶融のプロセスが若干遅れる程度の影響はあるものの、最終的な炉心の状態が有意に変わる結果とはならなかった。

(津波到達以降、片系のICが3月11日18時18分～25分の間で動作、同日21時30分から胴側水位が65%に至るまで動作していたと仮定した解析を実施)



1号機 原子炉水位変化（非常用復水器が一時的に機能していたと仮定）

炉心については、全交流電源喪失（津波到達）以降、比較的早期に炉心損傷が開始し、RPVが破損するとの解析結果となった。プラント挙動としては、燃料域水位計の水張り及び校正の結果からRPV内の水位は燃料域内でないこと、平成23年8月以降、注水の顕熱だけで崩壊熱を除去するのに必要な量を注水していないにもかかわらずRPV下部の温度が100℃以下となったこと、平成23年11月初旬にはRPV及びPCV各部の温度がS/C温度を下回ったこと等から、解析同様、燃料はほぼ全量が下部プレナムに落下し、その大半がPCVペデスタルに落下しているものと考えられる。

b. 実機の挙動に関する評価

1号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-1に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-1中のグラフの着目点を示す。

- 3月11日16時40分～17時頃にかけて、それまで見えなかった原子炉水位（広帯域）が一時的に確認できるようになり、津波襲来前に確認されていた水位より低下していることを確認したが、その後は、津波の影響により、プラントパラメータが得られない状態が続いていた。同日20時頃、原子炉圧力が定格圧力付近にあることを確認できているが、原子炉水位は不明であり、炉心の状態は把握できていなかった。なお、この段階では原子炉圧力がかかる圧力境界の原子炉冷却材圧力バウンダリは健全であった可能性も考えられるが、解析ではこの頃

には既に炉心が損傷しており、微少な気相漏えいが発生している可能性も考えられる。《A》

- 3月11日21時過ぎに原子炉水位（燃料域A系）の指示が得られ、TAFを若干上回るレベルであったため、この時点では炉心が健全であると考えていた。その後、同日23時頃にはT/B線量の上昇が確認され、炉心の状態に疑義を抱かせる状態となったが、原子炉水位は特に変化が見られず、TAF以上を指示していた。《B》
- 津波発生からおよそ8時間30分後の3月11日23時50分頃、津波後初めてD/W圧力が測定できたが、その時点で既にD/W圧力は設計圧力を大幅に超えており、R/B内の線量が増加していた状況も踏まえると、この時点では既に炉心損傷が発生していた可能性が高いと思われる状態となっていた。《C》
- 原子炉水位計を仮復旧してからこの時点までの原子炉水位の指示は継続してTAF以上で安定している。その後も水位指示値は安定していたものの、この状態は上述した建屋内の線量やD/W圧力などから推察されるプラント状況と矛盾しており、津波発生からおよそ6時間後の3月11日21時台に仮復旧された水位計で測定された原子炉水位は、プラントパラメータやプラント状態に即しておらず、正しい値を示していない状態にあったと考えられる。《B》
- 原子炉水位計は原子炉内の水頭と原子炉の外に設置された凝縮槽の基準水面の水頭との差圧から水位を計測するものである。炉心損傷による温度上昇で基準水面側が蒸発して低下すると実際の水位と異なった値を示すが、5月11日に校正作業を行ったところ、燃料域内に水位がないことが判明しており、実際に基準水面側が蒸発していた可能性が高い。したがって、炉心損傷後に測定された水位は信頼性が低く、解析による水位の方が実態に近かったものと考えられる。
- 原子炉圧力は、3月12日3時頃には1MPa [abs] 以下に減圧されており、この間、原子炉の減圧操作を行っておらず、何らかの理由で原子炉冷却材圧力バウンダリからPCVへの漏えいが生じたと考えられるが、その経路については明確ではない。このPCVへの漏えいが、先に測定されているD/W圧力の増大につながったと考えられる。《A》、《C》、《D》
- 以上の状況から、津波直後のプラントパラメータの測定が困難である間に事象が進展していたと考えられる。《E》
- D/W圧力は3月12日2時過ぎに約0.8MPa [abs] のピークを示して以降、増加することなく、ほぼ横ばい、若しくは若干の低下傾向が見られており、この段階で、PCVから放射性物質及び燃料の水—ジルコニウム反応等で生じた水素を含むガスが漏えいしていたと考えられ、このことが同日4時過ぎの発電所構内の線量上昇につながったものと推定される。
- 3月12日4時過ぎにAM策であるFPライン経由で消防ポンプを利用し、原子炉への淡水注入を開始した。このときは既に炉心の損傷が進んでおり、炉心損傷を防止できなかったものの、この操作（作業）は、その後の進展の抑制に寄与したものと考えられる。

この頃は、炉心損傷に伴い、大量の水素がPCV内に充満しており、PCV圧力や温度が高かったことから、R/Bに放射性物質及び水素が漏えいしたものと推定される。《F》

- ・ P C V内の圧力を低下させるため、S / Cベントの操作を実施し、3月12日14時過ぎにP C V内の圧力低下が確認されたことから、ベントは成功したものと判断している。《G》
- ・ その後、3月12日15時36分、R / Bが爆発したが、これは、炉心損傷等に伴い発生した水素がR / Bに蓄積し、何らかの理由で着火したことで発生したものと考えられる。

【添付資料－15－1】

c. I Cに関する考察

前項に示すプラント挙動の経緯を踏まえると、炉心の損傷は津波到達以降、短時間で進展していると考えられ、停止後の初期段階において原子炉の冷却を行う設備であるI Cの状態が事象進展に影響を与えた可能性が考えられる。

I Cに着目してまとめた経緯は以下の通りである。

(a) I Cに関する操作経緯

- ・ 3月11日14時52分：I Cの自動起動
外部電源の喪失に伴い非常用母線の電源が喪失したため、MS I Vが自動閉し、I C 2系統が「原子炉圧力高（7. 13 MP a [gage]）」により自動起動し、原子炉の減圧及び冷却を開始するとともに原子炉圧力が下降を開始した。
- ・ 3月11日15時03分頃：I Cの手動停止
I C起動に伴う原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度変化率55℃/hを遵守できないと判断し、I Cの戻り配管隔離弁（3A弁、3B弁）を一旦「全閉」とした。他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。
（通常I Cの起動及び停止操作においては、供給配管隔離弁（2A弁、2B弁）の「開」及び「閉」操作はせず、戻り配管隔離弁（3A弁、3B弁）の「開」及び「閉」操作のみで実施する）
これにより原子炉圧力は再び上昇している。
その後、原子炉圧力を6～7 MP a [gage]程度に制御するためには、I Cは1系列で十分と判断、A系にて制御することとし、戻り配管隔離弁（3A弁）を開閉することにより、原子炉圧力制御を開始している。
- ・ 3月11日15時37分：電源の喪失
津波の浸水によって、1号機はすべての交流電源を喪失。また、直流電源も喪失した。このため、中操の照明の他、監視計器や各種表示ランプも消灯し、I Cは弁開閉表示の確認や操作ができない状態となった。
- ・ 3月11日16時42分頃：一時的な水位計復帰
3月11日16時40分頃～17時頃にかけて、それまで見えなかった原子炉水位（広帯域）が一時的に確認（16時42分 T A F + 2500 mm相当）できるようになり、津波襲来前の水位より低下していることを確認した。
- ・ 3月11日17時19分：I Cの現場確認の試み
中操からI Cに関する確認ができないため、I Cの設置されている現場にあるI Cの冷却水である胴側の水の水位計レベルなどを確認することとなり、運転員が現場に向かったが、現場（R / B入口）の線量レベルが通常より高かったこと

から、3月11日17時50分、一旦引き返した。

- ・ 3月11日18時18分：A系外側隔離弁用の直流電源の復帰／A系外側隔離弁の開操作

津波の影響で直流電源が一時的に不安定な状態にあったのか、その後、一部の直流電源が復活し、IC（A系）の供給配管隔離弁（2A弁）、戻り配管隔離弁（3A弁）の「閉」を示す緑ランプが点灯（直流）していることを運転員が発見した。通常、開であるICの供給配管隔離弁（2A弁）が閉となっていたことから、「ICの配管破断」を検出するための直流電源が失われたことに伴い、安全側への動作として、「ICの配管破断」信号が発信され、ICのすべての隔離弁が閉動作したことが考えられたが、運転員はPCVの内側隔離弁（1A弁、4A弁）が開いていることを期待し、3月11日18時18分、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）、供給配管隔離弁（2A弁）の開操作を実施したところ、状態表示灯が閉から開となった。

運転員は、電源がなく監視計器が作動していないため、ICが動作していることを確認する手段がなかったことから、開操作後にICベント管から蒸気が発生したこと（原子炉の蒸気を冷却したクリーンな水が気化して大気に放出されていること）を、蒸気発生音とR/B越しに見えた蒸気により確認した。

- ・ 3月11日18時25分：A系外側隔離弁の閉操作

しばらくして蒸気が発生が停止したため、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）を閉とし、ICを停止した。

また、中操で操作可能な対応として、FPによる原子炉注水ラインの構成を進めた。

予想できない事象が次々と起こる中、運転員は蒸気発生が停止した原因として、PCVの内側隔離弁（1A弁、4A弁）が隔離信号により閉となっていることを考えたが、ICの冷却水である胴側の水が何らかの原因でなくなっている可能性を懸念した。運転員はICが機能していないと考えるとともに、胴側への水の補給に必要な配管の構成ができていなかったことも考え合わせて、戻り配管隔離弁（3A弁）を一旦閉操作した。

- ・ 3月11日20時50分頃：FPによる原子炉注水ラインの構成

FPによる原子炉注水ラインの構成が完了し、D/D-FPを起動した。これにより、ICの胴側へ冷却水を補給できる見通しを得た。その後、運転員がICの運転状態を確認したところ、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）の閉状態表示灯が不安定で、消えかかっていることを確認した。

- ・ 3月11日21時19分：原子炉水位計の仮復旧

今まで見えなかった原子炉水位がTAF+200mmを指示していることが判明した。

- ・ 3月11日21時30分頃：3A弁の開操作（A系起動）

原子炉水位は燃料より上にあるものの、蒸気駆動のHPCIの電源が消え起動ができない状況になっており、この時点でICは作動が期待できる唯一の高圧系の冷却装置であった。通常であれば、胴側給水がなくてもICは10時間程度運転できること、D/D-FPが起動していることでIC胴側への給水にも対応できるようになったことから、胴側の水の不足の懸念は減ずる一方、ICが次はいつ操作できるか分からない状況であることも踏まえ、高圧系の冷却装置であるI

Cが動作することを期待し、一旦は閉止した戻り配管隔離弁（3A弁）を3月11日21時30分頃に再度開操作したところ弁は開動作し、蒸気の発生を蒸気発生音とR/B越しに見えた蒸気により確認した。なお、蒸気発生については、発電所対策本部発電班も免震重要棟の外に出て、確認している。

- ・ 3月29日：ICの胴側水位計の復旧
ICの胴側水位計を復旧した。
- ・ 4月1日：ICの弁の制御回路による弁開閉状態の確認
PCV外側隔離弁（IC（A系）：2A弁、3A弁、IC（B系）：2B弁、3B弁）、PCV内側隔離弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は、「IC配管破断」を検出する回路の直流電源が喪失した場合、フェールセーフ信号により閉動作するため、復旧作業の一環としてICの弁の制御回路の導通状態から弁の開閉状態の確認を実施した。PCVの内側の弁については、事故時の加熱等の影響もあり確認できなかったが、PCVの外側の弁については開閉状態を判定することができた。IC（A系）の3A弁、2A弁は開状態、IC（B系）の3B弁、2B弁は閉状態であった。
- ・ 4月3日：IC、胴側水位の確認
中操でICの水位計の指示値を確認したところ、A系63%、B系83%であった。
- ・ 10月18日：現場調査
現場における目視確認によって、ICのPCV外側の状態を確認した。本体、主要配管に破損は認められず、弁状態は4月1日の回路調査の結果と同様であった。なお、ICの現場水位計がA系65%、B系85%であることが確認され、同じ日に中操で確認した計器指示値と一致することが確認された。

以下に、上記経緯と先に述べた解析結果を踏まえた考察を記す。

(b) ICの地震直後の動作に関する評価

「5.3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況、(1)1号機地震発生直後のプラント状況、②自動停止以降の挙動」で述べた通り、操作手順書でRPV保護の観点から原子炉冷却材温度変化率が $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないよう調整することとしており、また、操作手順書に基づき手動で適切な圧力制御を行っていることから、設備及び操作ともに問題はないと考える。

(c) IC電動弁回路調査結果（平成23年4月1日実施）

- ・ 運転員が「閉」操作を実施していないIC（B系）の供給配管隔離弁（2B弁）については、全閉を示す回路状態であり、「IC配管破断」を検出する回路の直流電源喪失に伴うフェールセーフ信号による弁の「閉」動作状況と一致した。
- ・ 運転員が「開」操作を実施した供給配管隔離弁（2A弁）、戻り配管隔離弁（3A弁）の開閉状態については、全開を示す回路状態であり、運転員による「開」操作状況と一致した。
- ・ 運転員が津波襲来前に「閉」操作を実施した戻り配管隔離弁（3B弁）の開閉状態については、全閉を示す回路状態であり、運転員による「閉」操作状況と一致した。

- ・ PCV内側隔離弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は、「中間開」を示す回路状態であった。

(d) 津波襲来後のICの弁の状態

- ・ 津波襲来時までの操作経緯から津波襲来時の弁の状況は、IC（A系）の3A弁は閉と考えられ、その他の3つの弁は全開であったと考えられる。B系については、3B弁が閉であり、その他の3つの弁は全開であった。
- ・ また、A系については、3月11日18時18分頃に操作していない2A弁が全閉であったことが確認されている。また、B系についても、4月1日に行った弁の回路調査結果から同じく操作をしていない2B弁が全閉である事が確認された。（このことは10月18日に現場の当該弁の開度計によっても確認されている。）以上、2A弁、2B弁ともに、津波到達前には開の状態であり、その後操作していないにもかかわらず閉となっていたことが確認された。
- ・ 2A弁、2B弁の動作については過渡現象記録装置の開閉記録から最初の停止操作の時点まで確認でき、運転員が誤って操作した可能性は考えられない。一方、ロジック回路の構成から、ロジック回路の直流電源が喪失した場合には、インターロックが作動し、IC1系統あたり4弁あるすべての弁が両系統ともに自動的に全閉動作する仕組みとなっている。今回の場合、津波によってロジック回路の直流電源が喪失し、当該インターロックにより弁の閉動作要求が働いたと考えられる。

【添付資料－15－2、3】

- ・ なお、弁の全開から全閉までの動作に要する時間は、外側弁は15秒以内、内側弁は20秒以内である。津波による被水で直流電源が喪失したが、計測用の直流電源が津波浸水によって影響を受け、インターロックが作動してから、動力用の直流電源が喪失するまでの間に弁は自動的に閉動作する。
- ・ 閉動作中に動力用の直流電源が喪失した場合は中間開度となるが、前述の通り、2A弁、2B弁は全閉であることが確認できているため、津波の浸水により電源盤が被水したことで、ICの弁へ隔離信号が入り、動力用の直流電源が喪失する前に自動で全閉した蓋然性は高い。
- ・ また、PCV内側の弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は動力が交流電源であるが、これらの弁は計測用の直流電源と交流電源の喪失したタイミングによって開閉状態が定まることとなる。PCV内側弁の開閉状態を特定することはできないが、全開から全閉までのすべての可能性があり得る。
- ・ したがって、津波前のICの運転状態が津波後のICの運転状態を決定するものではない。

【添付資料－15－4】

(e) 炉心損傷との関連について

- ・ ICは、津波に起因する電源喪失によってICの自動隔離インターロックが作動し、操作もできなくなったことから、その機能を喪失した。MAAPの解析結

果によれば、崩壊熱が大きい原子炉停止直後であったため短時間で原子炉水位が低下、燃料の露出（地震発生から約3時間後、TAFへ到達）に至ったと考えられる。

- ・ その後、IC（A系）の直流電源が復帰し、3月11日18時18分、IC（A系）の隔離弁（3A弁、2A弁）を開け、蒸気が発生したことを確認、蒸気発生が止まったことから、同日18時25分に3A弁を閉止している。MAAPの解析結果から、この時点では既に炉心は露出しており、同日18時18分以降のICの運転継続の有無に関わらず結果的には炉心は損傷するに至ったものと評価される。

(f) 津波後の内側隔離弁の状態の推定

- ・ 10月18日にICの現場確認を行い、現場に設置されている水位計によってA系65%、B系85%の水位であることが確認された。一方、中操の指示計も同じ値であることが確認された。
- ・ 中操の水位計で読み取ったICの水位は現場の指示値と一致していることから、データ伝送は正確に行われていると考えられる。このことから、過去に読み取った中操での指示値も現場計器の出力を示していると考えられる。
- ・ したがって、4月3日に確認した中操の指示値（A系63%、B系83%）も現場計器の指示を反映したものと考えることができる。これらの値は、10月18日の現場確認で確認された水位と異なっているが、4月以降、何らかの理由で計器指示値が2%程度変動したものである。
- ・ ICは、津波後の3月11日18時18分～18時25分、同日21時30分以降は3A弁を開けている。計器指示値の誤差等もあり厳密な推計は困難ではあるが、A系の水位計が示している水位からは、地震から津波襲来までの原子炉の発熱量に相当する水量以上を消費していると評価される。したがって、A系の内側弁は開度の特定はできないが開いていると考えられる。津波後のIC運転時にある程度の除熱が行われており、その結果として、指示値65%水位まで減少したものと考えられる。
- ・ このことは、3月11日18時18分及び同日21時30分にICの3A弁を開けた際にICベント管から蒸気が発生したとの聞き取り結果とも整合する。
- ・ しかしながら、胴側に相当量の水量が残っていることが示す通り、A系のICによる除熱は、結果として限定的なものであったと考えられる。

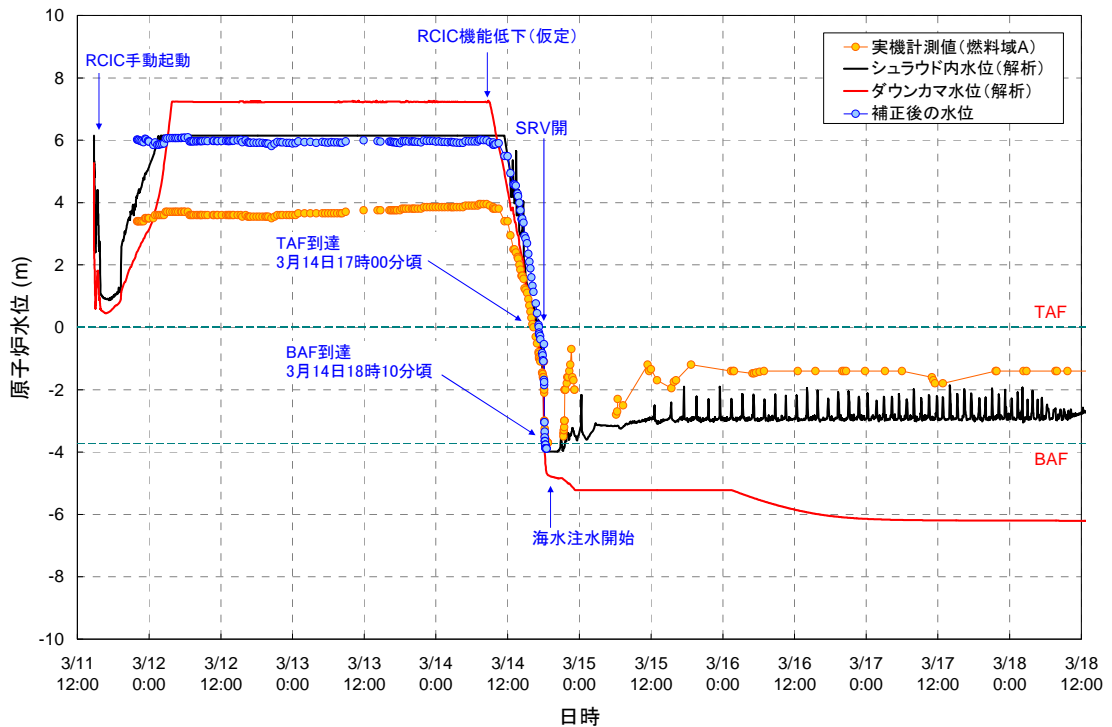
【添付資料－15－5】

(2) 2号機のプラント挙動

a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による2号機の原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

R C I Cの運転期間中、燃料域水位計の実機計測値は4 0 0 0 mm程度で推移している。



2号機 原子炉水位変化

この計測値は燃料域水位計にて計測しているが、燃料域水位計は原子炉冷却材喪失事故時の水位監視等を使用目的としていることから、大気圧、飽和温度で校正されているため、計測された原子炉水位を原子炉圧力およびD/W温度で補正^{※1}すると、水位計の基準面器水面（T A F + 約 5 9 1 6 mm）あたりとなる結果となった。

※1：原子炉圧力の実測値がない時刻の水位の補正は、測定されている他の時刻の値をもとに線形補完した。D/W温度は実測値がないため平成23年5月23日に原子力安全・保安院に報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」に記載の解析結果の値を用いた。

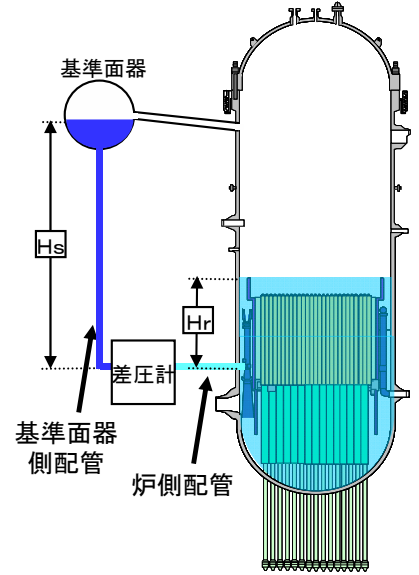
本来、原子炉水位が原子炉水位高L-8（T A F + 5 6 5 3 mm）に到達した時点でR C I Cはトリップするため、L-8以上の水位になることはない。

しかし、今回の事故において、2号機では、制御電源の喪失によりR C I Cが制御されることなく運転を継続していたと推測され（制御電源が喪失した場合、設計上、ポンプ駆動用タービンへ供給する蒸気流量を調節する加減弁が全開となり、流量調整はできなくなる）、崩壊熱の減少も考慮するとL-8以上の水位になっていた可能性が高いものと考えられる。

水位計の構造上、原子炉水位が基準面器水面以上となると基準面器側配管と炉側配管の差圧（右図に示す $H_s - H_r$ ）が変化しなくなるため、見かけ上の原子炉水位は基準面器水面の高さで一定となる。

したがって、RCICの運転期間中は原子炉水位がL-8を超えて、さらに基準面器水面以上であったと考えられる。

また、解析では、原子炉水位が基準面器水面以上との想定のもと、3月14日9時からRCICの停止を仮定している。原子炉水位はTAF到達時刻が、地震発生（3月11日14時46分）から約74時間後であり、約75時間後にはBAFに到達する。



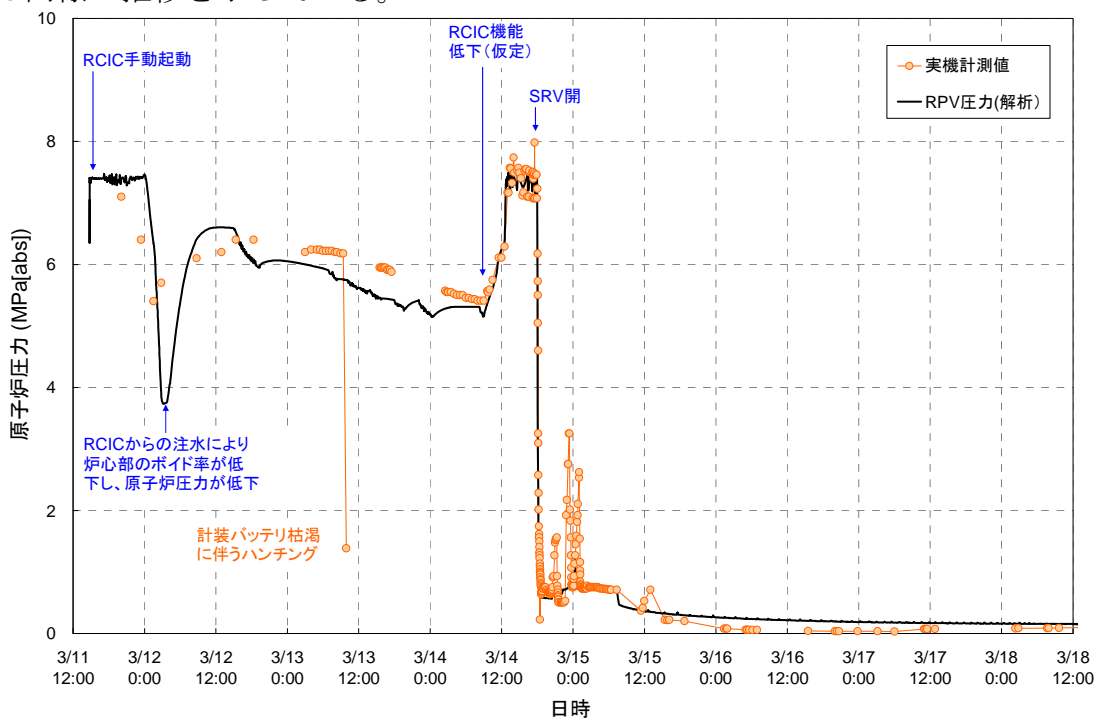
原子炉水位計の構造

以上の通り、原子炉水位は基準面器水面を超えていた可能性があり、さらに、主蒸気管高さ（TAF+約7301mm）以上に上昇していたということも考えられる。その場合には、主蒸気管へ原子炉水が流れ込むことにより、RCICのタービン駆動蒸気が二相流となっていたことが考えられる。

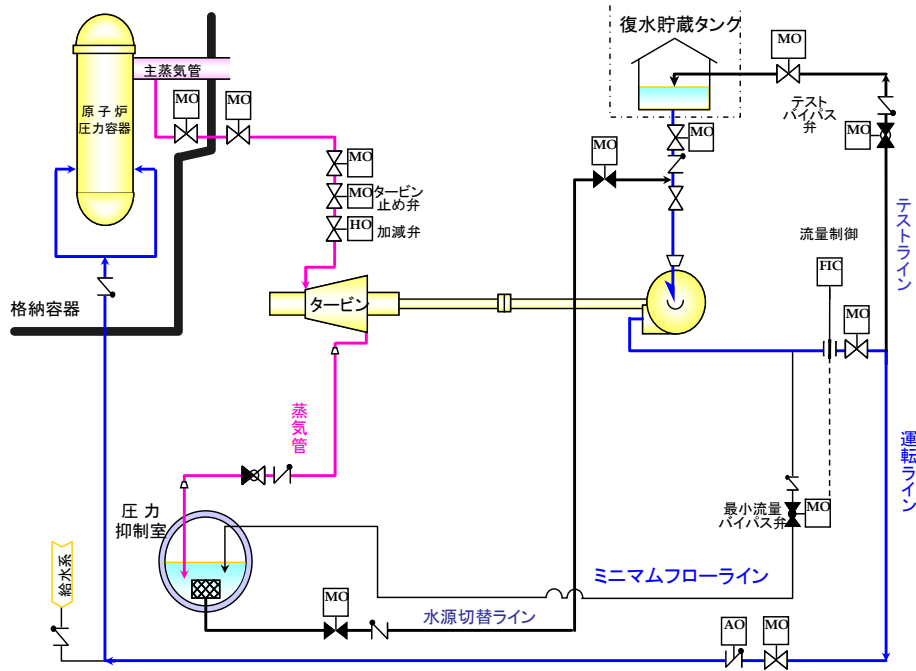
駆動蒸気が二相流となった状態でのRCICの注水能力については、定量的な評価は困難であるものの、タービン回転数は通常より少なくなることで注水流量も定格より少なくなっていた可能性が考えられる。

このような推定をもとに、RCICの流量を定格の $95 \text{ m}^3/\text{h}$ の約 $1/3$ である $30 \text{ m}^3/\text{h}$ と仮定して解析を実施したところ、実機計測値の原子炉圧力の挙動をおおよそ再現できる結果が得られた。

なお、実機において、3月14日18時頃にSRVを開操作していることにより、原子炉圧力は急速減圧され、 1 MPa [abs] 以下となった。解析においても原子炉圧力は同様の推移を示している。



2号機 原子炉圧力変化



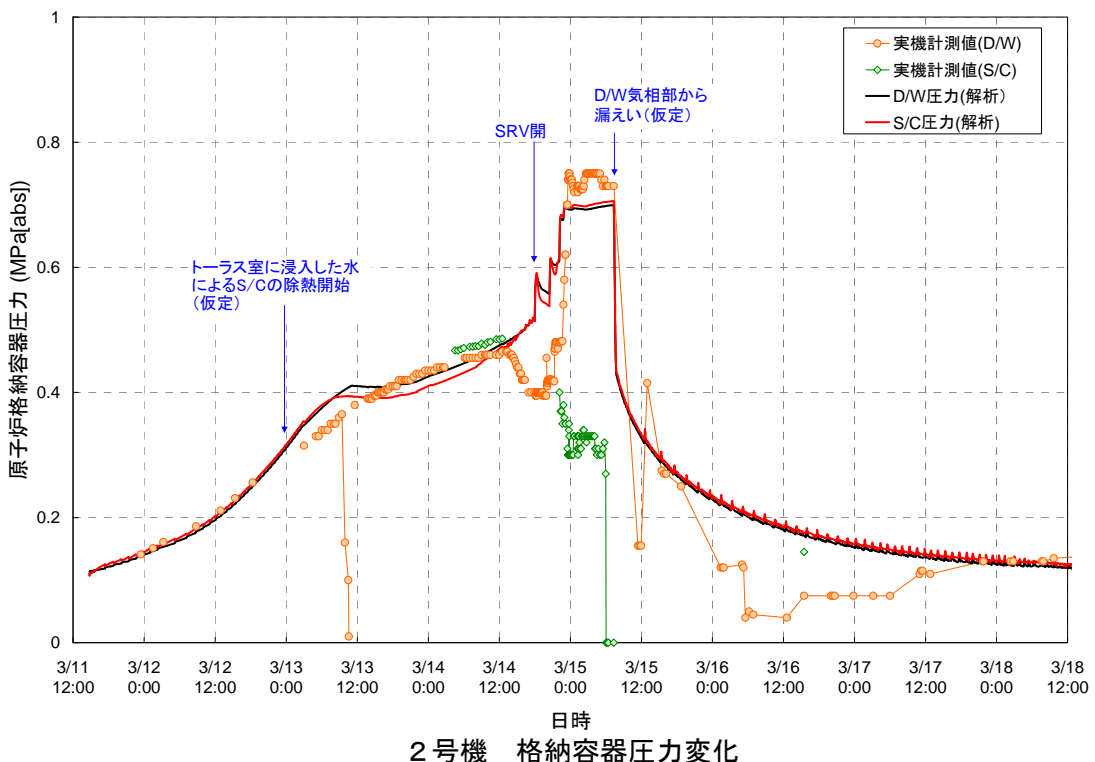
2号機 原子炉隔離時冷却系 系統概要図

PCV (D/W、S/C) 圧力は、原子炉で発生した蒸気がRCICやSRVを経由してS/Cに排気されることに伴い上昇する。

2号機のD/W圧力、S/C圧力について、これらの排気を仮定して解析を行ったところ、3月12日0時頃～3月14日12時頃の圧力上昇に関して実機計測値が解析値と比べ上昇の度合いが緩慢な結果であることが解析過程で確認された。

このため、S/Cが収められているトラス室が津波により浸水し、大きな表面積を持つS/Cが壁面を介して浸水した水に熱伝達を行うというシナリオによる解析を行った。

その結果、D/W圧力はRCICが運転している間、緩慢に上昇し、炉心損傷に伴う水素の発生等により急上昇する結果となり、その挙動はおおむね再現できる結果が得られた。



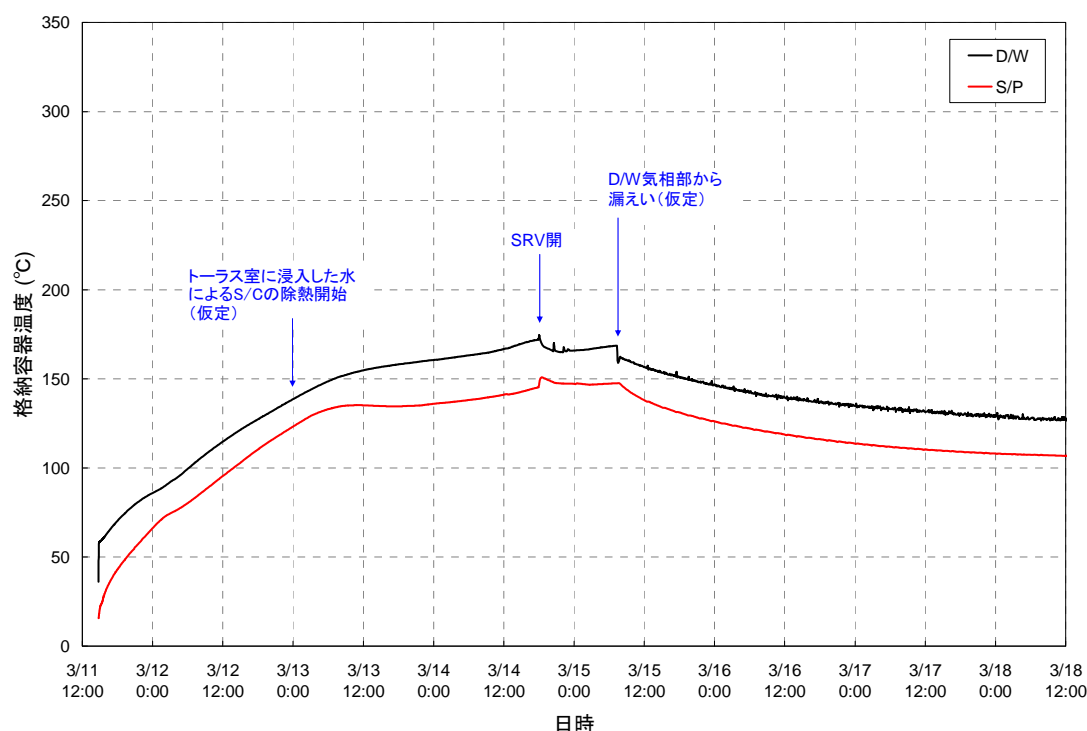
上記解析においては、S/Cが壁面を介して浸水した水に熱伝達を行うというシナリオを用いたが、3月12日0時頃～3月14日12時頃におけるPCV圧力の上昇を緩慢にする要素としては、「D/Wからの漏えい」、「外部水源からのスプレイ等によるPCV内の冷却」も考えられる。

しかし、以下の理由からこれらのシナリオは想定し得ないと評価される。

< 「D/Wからの漏えい」シナリオ >

- ・ 実機計測値において、3月14日22時40分頃にD/W圧力が急激に上昇し、その後、高い圧力状態を維持している。ところが、D/Wからの漏えいを仮定した場合、このような急激な上昇及び高い圧力状態の維持は模擬できない。
- ・ また、過去の研究^{※2}で得られた知見によれば、過温によるPCVからの漏えいはガスケット等から発生する可能性が高く、その際の温度は300℃程度との知見が得られているが、解析におけるPCV内温度は300℃まで上昇していない。

※2 : K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des.,145, 375-386 (1993).



2号機 格納容器温度変化

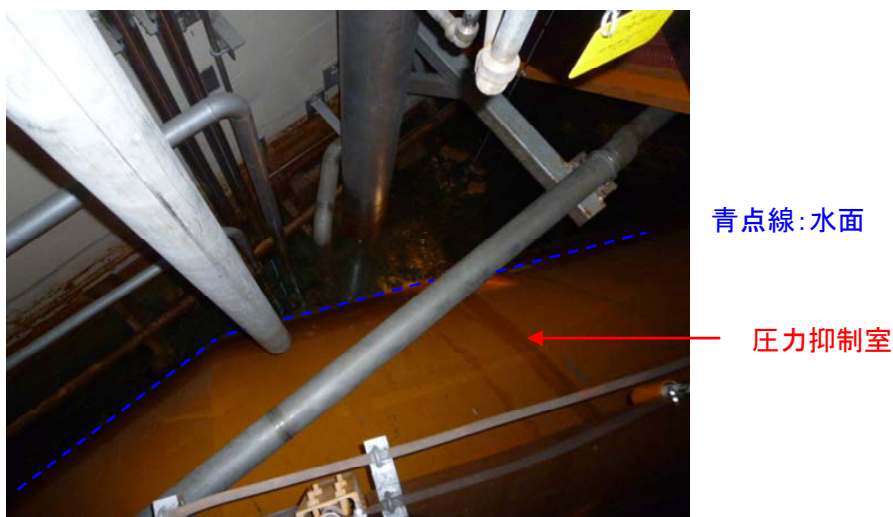
< 「外部水源からのスプレイ等によるPCV内の冷却」シナリオ >

- ・ 3月12日0時頃～3月14日12時頃の期間において、PCVを冷却する運転操作は実施していない。

また、解析のシナリオにおいてはトーラス室が浸水していることを仮定しているが、実際に浸水していたか否かに関する証言等の事実は現在のところ確認できていない。

ただし、津波後の早い段階でR C I C室、T / B地下階等が浸水していたことが確認されていること、水が各建屋間のケーブル貫通部等を通じて移動していることは、現在の滞留水の各建屋における水位等から判断できること等を考えると、R / Bの最下層にあるトーラス室が津波の影響により浸水していた可能性はあると考えられる。

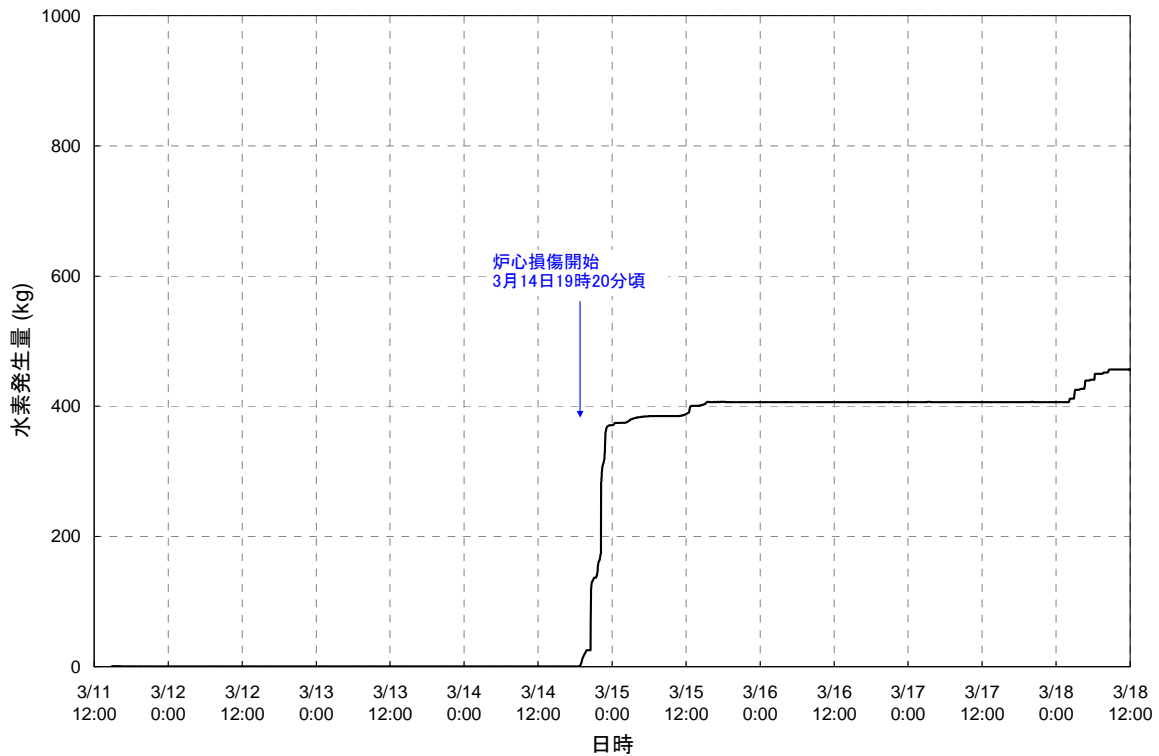
なお、2号機とほぼ同じ構造である4号機のトーラス室はS / C高さの半分程度水没していることが確認されており、4号機が定期検査中、2号機が運転中であったという状況の違いはあるものの、トーラス室への浸水については4号機と同様に2号機でも生じていた可能性はあると考えられる。



4号機トーラス室キャットウォークから真下を撮影

解析では、炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生（3月11日14時46分）から約77時間後である。炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴い、水-ジルコニウム反応により水素が発生している。

解析で算出された水素の発生量は約460kgとなっている。



2号機 水素発生量変化

MAAP解析では、2号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、RPV破損には至らないとの結果となった。ただし、2号機で実施した燃料域水位計への水張り作業の結果及びCS配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、RPVは破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAPの持つ解析の不確かさが原因である。

以上のことから総合的に考えると、「別紙-3：福島第一原子力発電所1～3号機の炉心状態について（平成23年11月30日公表）※³」にて取り纏めている通り、2号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部はRPV下部プレナムまたはPCVペデスタルに落下している状態であると考えられる。

※3：事故収束に向けた作業により、RPVやPCVの圧力及び温度が低下し、原子炉の安定的な冷却が達成できる状況となり、温度データ等の蓄積、注水方法及び流量変更時のRPV温度の挙動の変化、また、PCV内ガスの採取及び分析の実施やR/B内の状況確認等から得られた情報を総合的に分析することにより、炉心の状態を推定した。

b. 実機の挙動に関する評価

2号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-6に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-6中のグラフの着目点を示す。

- ・ R C I Cが津波後長時間機能したことから、3月14日朝まで原子炉水位は維持されている。なお、当該水位は燃料域水位計に仮設電源をつなぎ計測したものであるが、前に述べた通り原子炉圧力、D/W温度の補正等を考慮すると主蒸気管高さまで上昇していた可能性が考えられる。《A》
- ・ また、原子炉圧力は定格圧力より低い約6 MP a [gage] で推移している。これは、注水を行っていたR C I Cのポンプ駆動用タービンへの蒸気が主蒸気管に原子炉水が流入し、蒸気のみ状態よりエネルギーが高い二相流となったことにより、原子炉からS/Cへエネルギーが多く流出したことで、低い原子炉圧力の状態でエネルギーがバランスしたものと考えられる。《H》
- ・ その後、R C I Cの機能低下に伴って原子炉圧力は3月14日9時頃からS R V（安全弁機能）の作動圧まで上昇している。《B》
- ・ この間に、3月14日11時頃から原子炉水位は低下し、その後、S R VからS/Cに蒸気が逃げることで炉内の保有水量が減少し、T A Fを下回るに至っている。《B》、《C》
- ・ その後、S R Vを作動させて原子炉を減圧したが、低圧の注水が直ちに成功していないこと、また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる更なる保有水量の急減で、結果として冷却が一段と悪化したことから、炉心の損傷が始まり3月14日22時頃からC A M Sの測定値が急昇している。また、ほぼ同時期にD/W圧力が上昇し始め、水素発生が始まっていることを示唆している。《D》、《E》、《F》
- ・ 水位低下開始（3月14日11時頃）から、炉心損傷（3月14日19時頃）までの動きが比較的穏やかであるのは炉心の崩壊熱が減少しているためと考えられる。
- ・ なお、原子炉水位計は原子炉内の水頭と原子炉の外の基準水面の水頭の差圧から水位を計測するものであり、炉心損傷による温度上昇で基準水面側が蒸発して低下すると実際の水位と異なった値を示すが、2号機も1号機と同様、6月23日に水位計の水張り作業を行ったところ、燃料域内に水位がない可能性が示唆されており、実際に蒸発していた可能性が高い。したがって、炉心損傷後はM A A P解析結果の方が現実に近い挙動を模擬していることが考えられる。
- ・ 3月14日22時頃より、D/W圧力とS/C圧力が乖離しており、これらの圧力の値に関する信頼性が疑われていたところ、3月15日6時過ぎにS/C圧力が0 k P a [abs]（真空）を指示し、一方、D/W圧力は同日7時20分時点で730 k P a [abs] を維持していた。なお、圧力計はダイヤフラム式等のシンプルな構造で測定の信頼性は高いが、D/WとS/Cの圧力はほぼ同じ値になるものであり、S/Cの圧力計の故障の可能性が考えられる。
- ・ 次の測定である3月15日11時25分時点でのD/W圧力は155 k P a [abs] に低下しており、この間にP C V内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられ、正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。

【添付資料－15－6】

c. R C I Cの運転に関する考察

- ・ R C I Cタービンへ流入する蒸気が二相流となっている可能性について前述したが、一般にタービンへ流入する蒸気の状態が設計条件より多少悪化しても直ちに翼破損やブレーキにはならず、かつ、ドレン水（二相流の水）はS/C方向へ排出され、直ちにタービン内に蓄積されることはないと考えられる。
- ・ このことから、2号機では当該タービンが二相流により駆動され運転が継続された可能性が考えられる。
- ・ さらに原子炉水位が上昇し、主蒸気管（R C I Cの蒸気供給ライン）が水没、もしくはそれに近い状態となった場合には、R C I Cタービンへの蒸気供給が十分でなくなるため、タービンが減速し停止に至る可能性がある。
- ・ ただし、タービンは直ちに停止せず、減速に伴う注水量の減少により原子炉水位が低下してタービンへ蒸気が流入する状態に戻るなど、原子炉水位が主蒸気管高さ近傍で維持され、運転が継続された可能性も考えられる。
- ・ 以上より、R C I Cによる注水は、不確かさは残るものの、制御電源の喪失により制御されることなく運転が継続したことで駆動用タービンへ供給される蒸気が二相流となり、二相流による原子炉から持ち出されるエネルギーと崩壊熱がS R Vの作動がなくてもバランスした状態となっていたものと考えられる。

(3) 3号機のプラント挙動

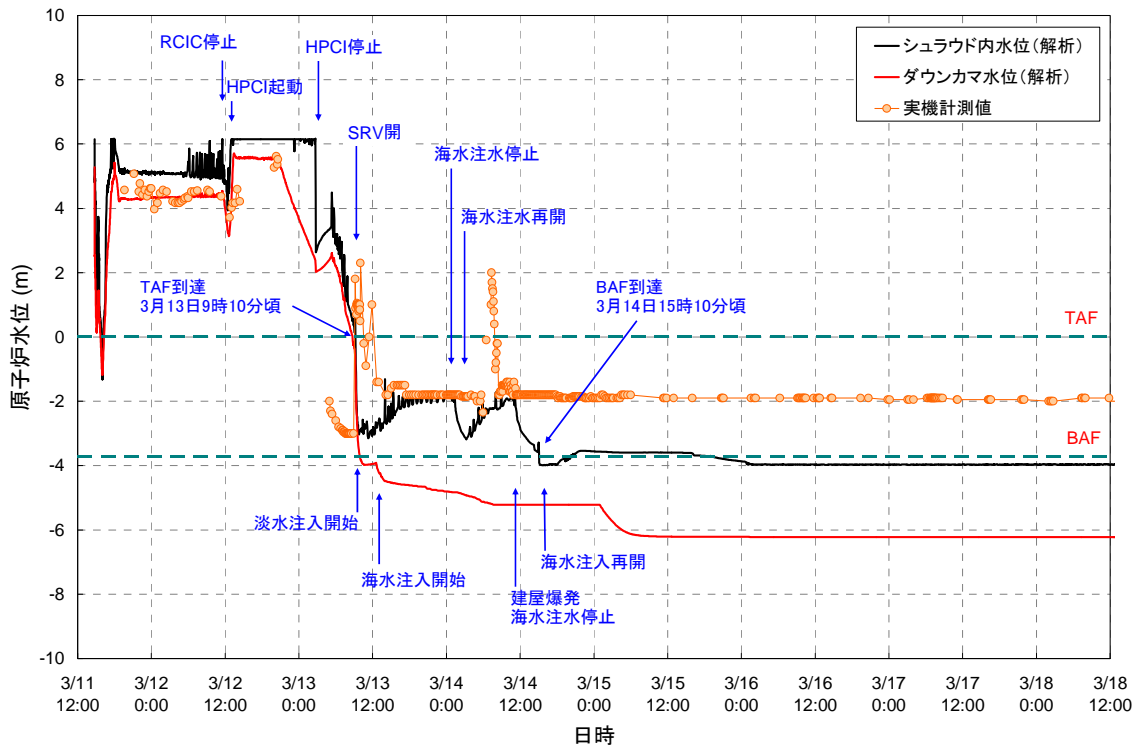
a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による3号機の原子炉水位、原子炉圧力、P C V圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

R C I C及びH P C Iの運転期間中、原子炉への注水に関して、原子炉水位の変動による起動と停止の繰り返しを回避するため、原子炉水位を確認しながら流量を調整していたことが確認できている。

このことから、これらの運転期間中においては、実際に測定された原子炉水位を模擬するよう、注水量を変化させた解析を行った。

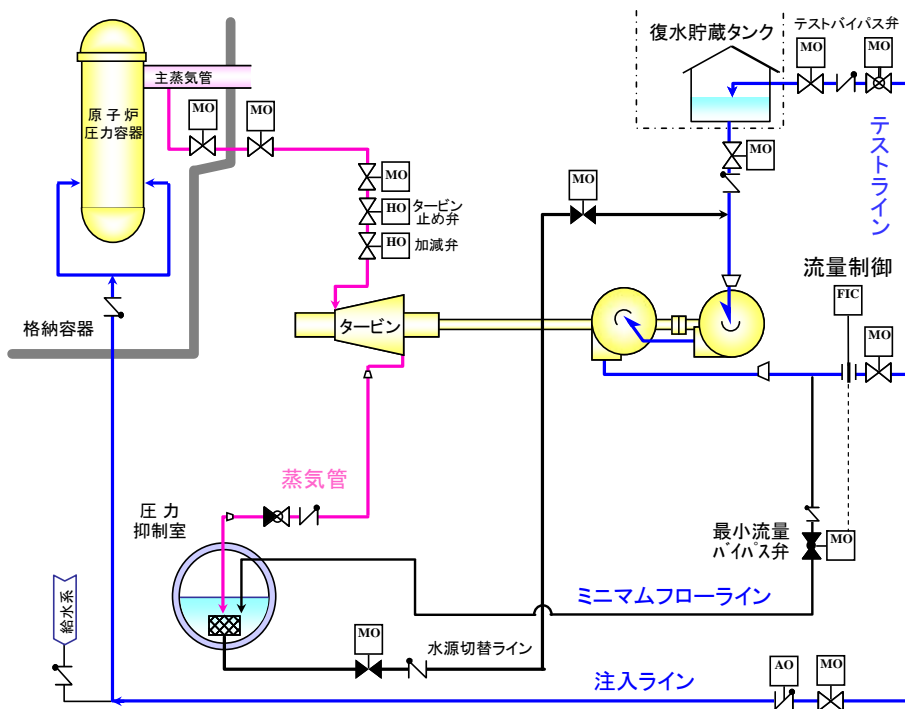
3月13日2時42分のH P C I停止に伴い、解析値、実機計測値ともに水位は低下している。解析によれば、原子炉水位がT A Fに到達する時刻は、地震発生（3月11日14時46分）から約42時間後であり、約72時間後にはB A Fに到達する。



3号機 原子炉水位変化

なお、原子炉水位を確認しながらの流量調整は、復水貯蔵タンクを水源としたテストラインを通じて復水貯蔵タンクへ戻す系統構成をした上で、流量制御装置の設定値変更やテストラインの弁の開度調整により行った。

以下にH P C I の系統概要図を示す。

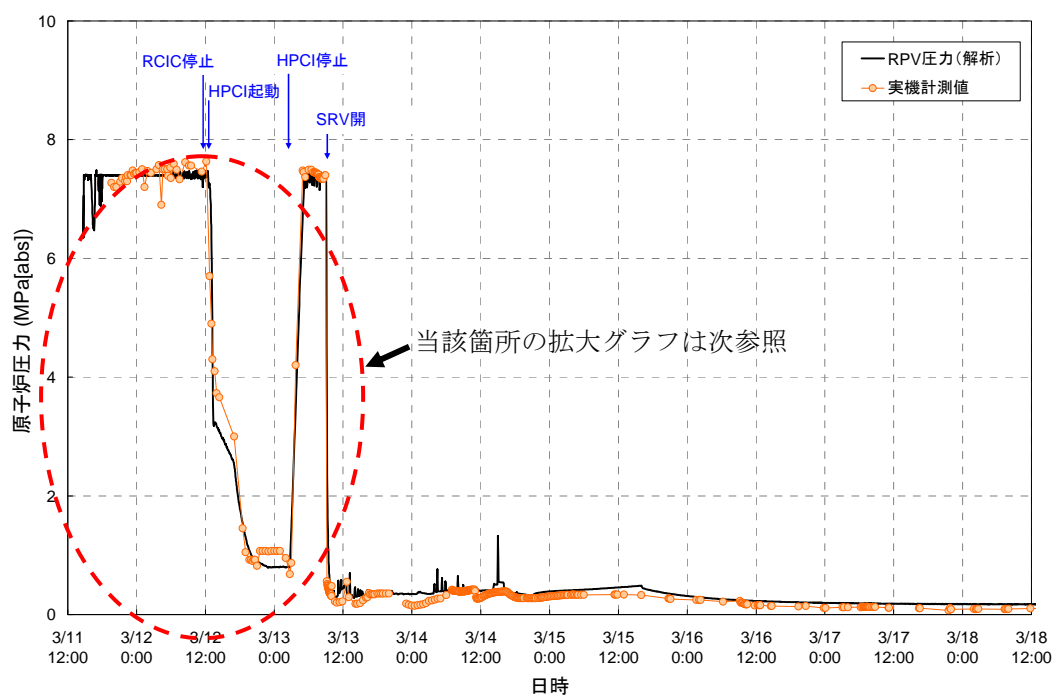


高圧注水系系統概略図

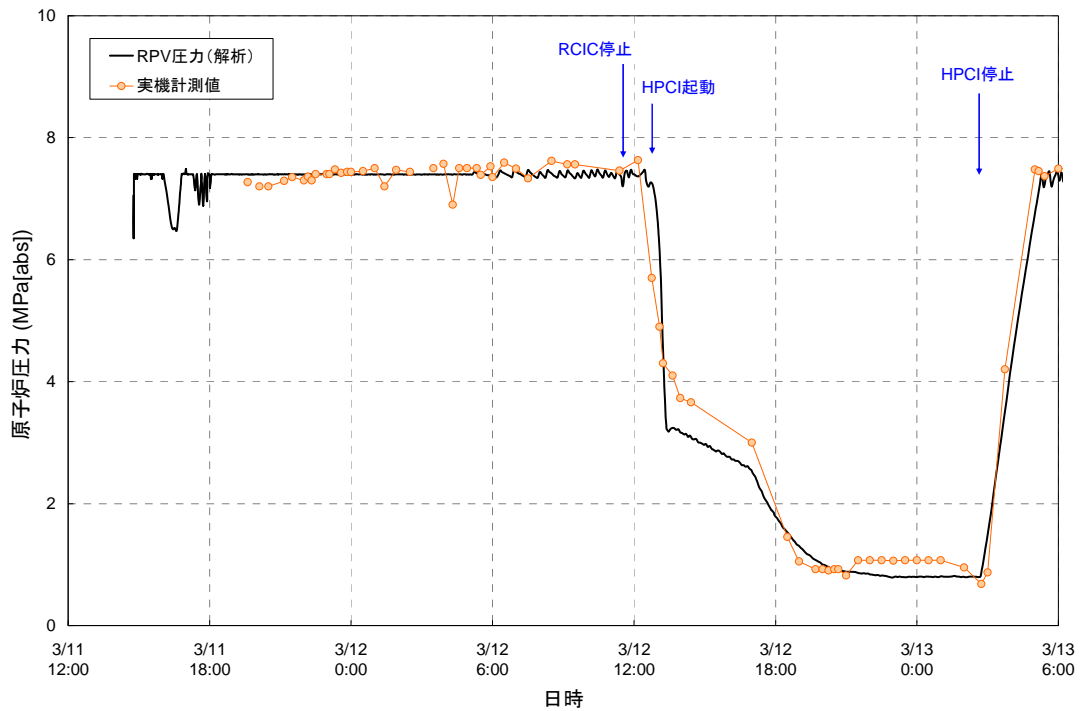
原子炉圧力は、RCICが運転している間はほぼ一定の圧力を保っているが、HPCIの起動により原子炉圧力が低下する。(いずれも原子炉の蒸気をタービン駆動用として使用するが、HPCIの方がRCICより容量が大きいことによる)

また、HPCIは上記の通り流量調整をしていることから、解析において、HPCI起動直後に注水量を多くし、水位が上昇した後は少なくするとの流量調整を実施すると、注水量低下直後はタービン流量の低下、蒸気発生量の増加によって、一時的に圧力低下速度が緩やかとなり、解析と実機計測値が整合する。

HPCIが停止した後はタービンによる蒸気の消費がなくなるため、原子炉圧力が上昇するが、3月13日9時頃に、解析値、実機計測値とも原子炉圧力は急速に低下している。



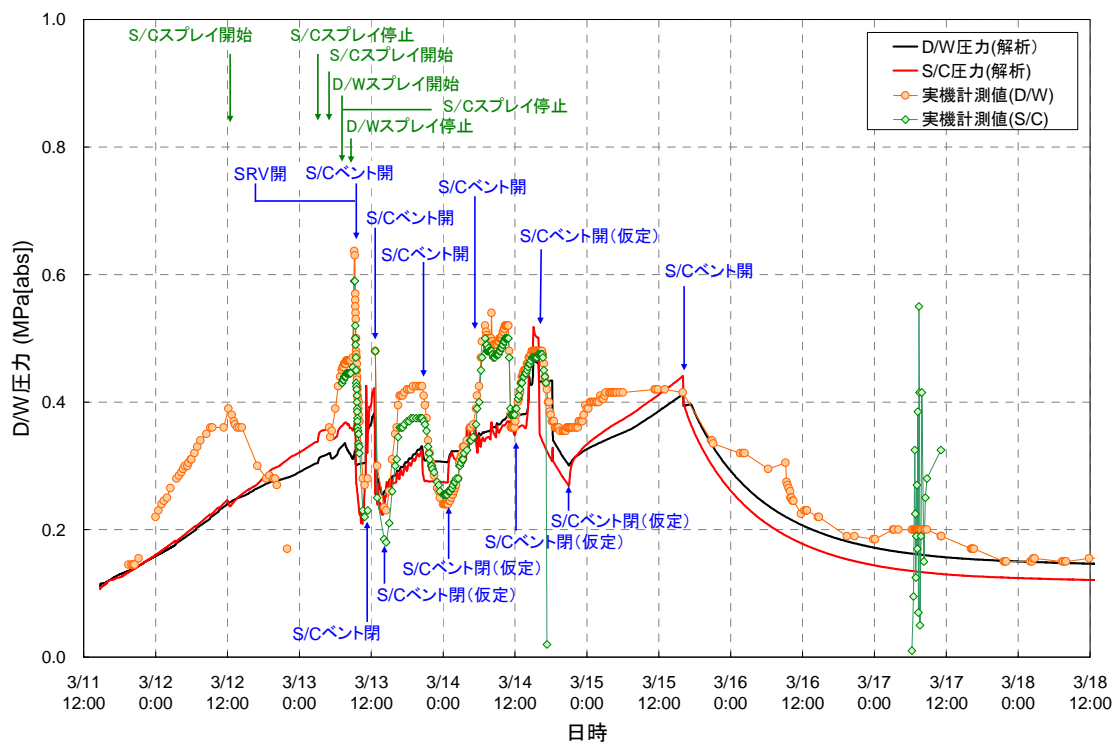
3号機 原子炉圧力変化



3号機 原子炉圧力変化 (RCIC、HPCI 運転期間を拡大)

次にPCV圧力に関する解析結果を示す。

3号機のPCV圧力の実測値は、3月12日12時頃まで上昇を続け、その後同日22時頃にかけて低下する推移を示しているが、解析の結果と比較すると、3月12日12時頃までの期間においては、実測値の方が最大で150kPa程度高い推移を示し、その後の同日22時頃までの実測値の低下傾向を解析では再現できていない。

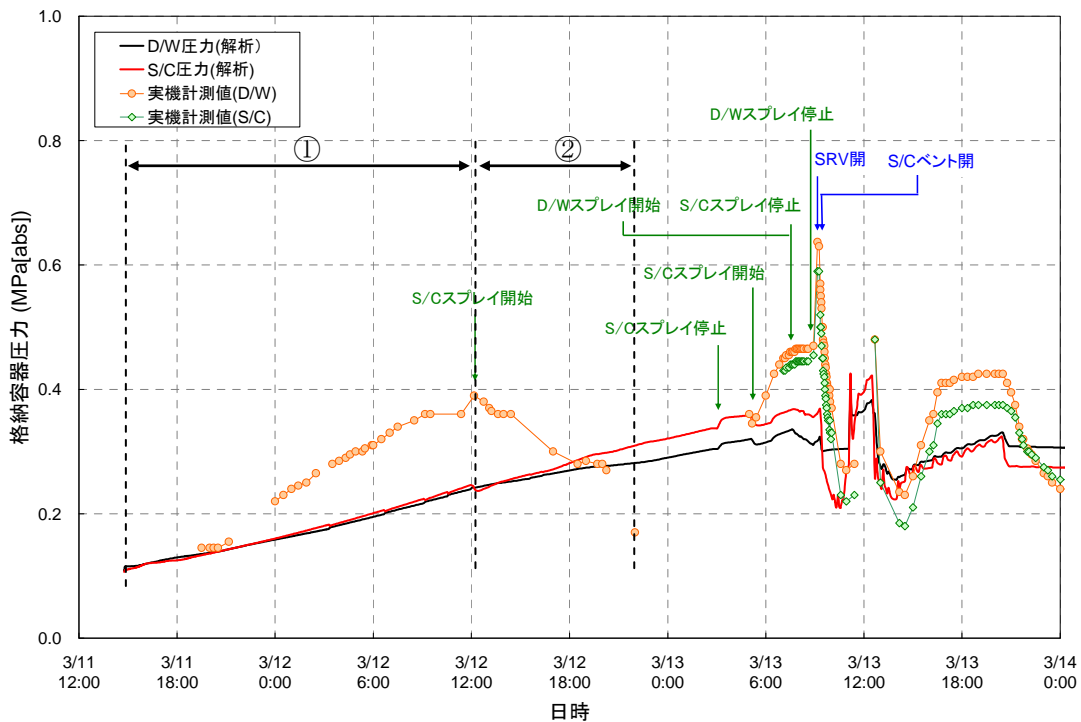


3号機 格納容器圧力変化

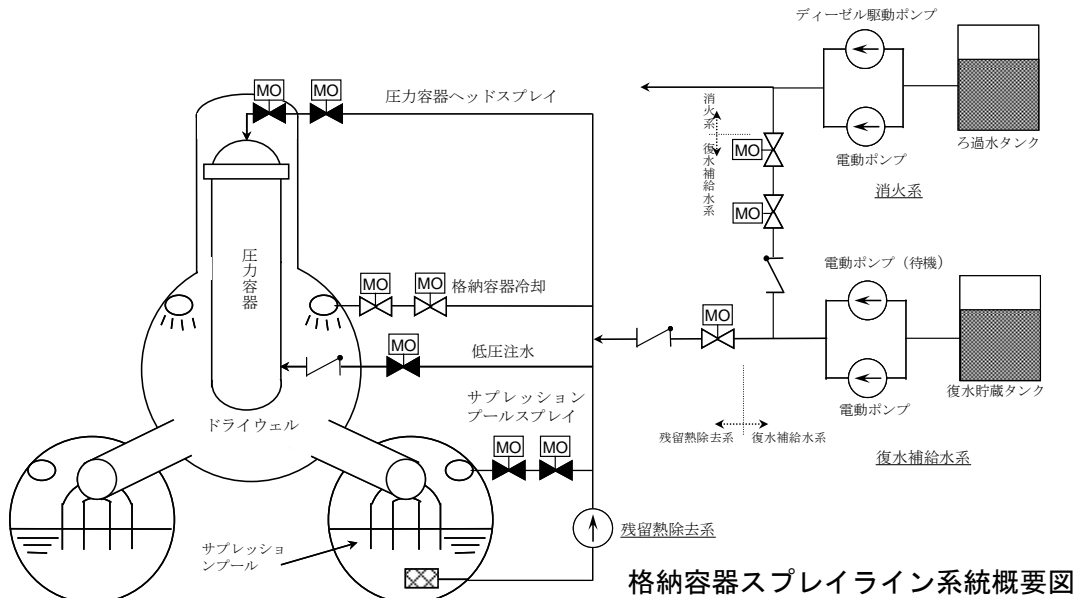
上述した再現できていない①地震発生から3月12日12時10分までの期間（実測値のPCV圧力が上昇している期間）と、②3月12日12時10分～同日22時00分までの期間（実測値のPCV圧力が低下している期間）の2つに分けて検討を実施した。

なお、PCVの冷却の操作に関する解析上の仮定は以下の通りである。

| 日付 | 時刻 | 事象 |
|------|-----------|--------------------|
| 3/12 | 12:06 | D/D-FPによるS/Cスプレイ開始 |
| 3/13 | 3:05 | D/D-FPによるS/Cスプレイ停止 |
| | 5:08 | D/D-FPによるS/Cスプレイ開始 |
| | 7:39 | D/D-FPによるD/Wスプレイ開始 |
| | 7:43 | D/D-FPによるS/Cスプレイ停止 |
| | 8:40～9:10 | D/D-FPによるD/Wスプレイ停止 |



3号機 格納容器圧力変化（初期の期間を拡大）



格納容器スプレイライン系統概要図

<①の期間に関する考察>

この期間のPCV圧力の上昇は、主に、SRVの動作及びRCICの排気蒸気によるものと考えられる。両者ともに、S/Cのプール水において蒸気凝縮することから、PCVの圧力上昇は抑制される。そこで、S/Cではなく、D/Wに直接エネルギーが移行する経路を想定すると、PCV圧力の上昇を再現することが可能であると考えられる。なお、地震後のプラントパラメータから、RPVバウンダリは健全であると考えられることから、バウンダリの損傷以外のメカニズムについて検討した。

メカニズムの1つとして、PLRポンプメカシールからの炉水の漏えいが考えられる。通常、PLRポンプメカシールでは、CRDポンプから供給されるシール水により炉水をシールし、シール水の一部がPLRポンプ主軸部からD/W機器ドレンサンプに滴下する構造（この滴下量を以下、「コントロールブリードオフ流量」という。）となっているが、外部電源喪失時にはCRDポンプからのシール水の供給が失われるため、高温の炉水がPLRポンプ主軸部からD/W機器ドレンサンプに滴下していたものと考えられる。

そこで、メカシールからの漏えい量をコントロールブリードオフ流量と同じ約31/min/pumpを仮定して解析を実施したが、実機計測値の圧力上昇を再現するには至らず、崩壊熱をより現実に近づけるために値を見直した結果、PCV圧力の解析値は①の期間で低下し、実測値より最大で150kPa程度低い値を示すこととなった。

その他の可能性として、RCIC運転期間においては、RCICタービンの排気蒸気により排出管近傍におけるS/Cのプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として①の区間でPCV圧力が上昇した可能性が考えられる。

今回の解析では、S/Cのプール水は全体が平均温度となるモデルを使用しているため、成層化を扱っていないが、仮にこれが原因であるとすれば、今回の解析で①の区間におけるPCV圧力の再現性が悪いことと整合する。

<②の期間に関する考察>

3月12日12時06分からS/Cスプレイを実施しており、②の期間におけるPCV圧力の低下挙動に影響を与えたものと考えられる。今回の解析はこの操作をもとに実施したものであるが、得られた結果をみると、②の期間でPCV圧力の上昇を抑制する効果はあるものの、PCV圧力を低下させるには至っていない。

RCIC、HPCIの運転中は水位が保たれ、燃料の除熱ができている状態であるため、RPV圧力、PCV圧力は、津波により海水系のヒートシンクを喪失してからの崩壊熱の積分量が、原子炉水、構造物、D/W、S/Cの気相、水相のそれぞれにどのように配分されたかによって決定される。したがって、現在の解析ではHPCI運転時の水位等を実測値との相違が存在しているため、その配分が現実と異なっている可能性があり、その結果としてPCV圧力を過大に評価している可能性がある。

なお、②の期間も①の期間と同様、PLRポンプメカシールからの漏えいが発生していると考えられるが、HPCIの運転の影響により原子炉圧力が大きく低下していることから、漏えい水量は減少しており、かつ漏えい水のエンタルピーも減少していると考えられる。従って、メカシールからの漏えい水によるPCV圧力の上昇については、①の期間よりも寄与が小さいものと考えられる。

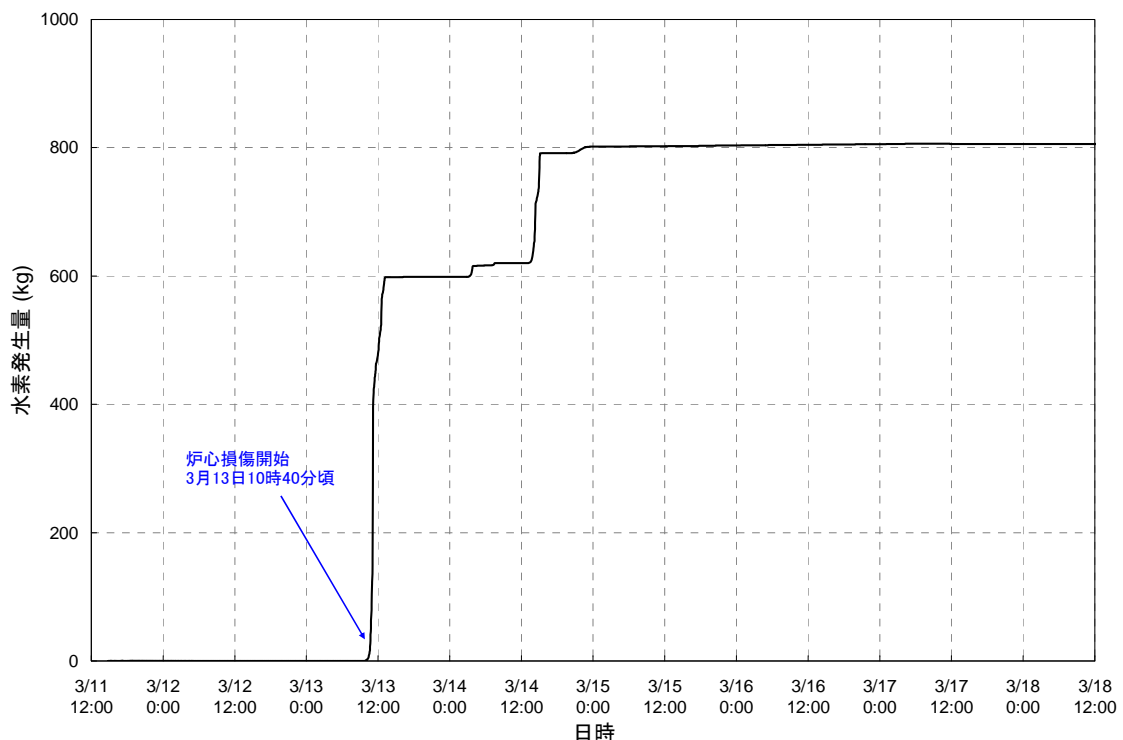
一方、①の期間と同様に、温度成層化が発生した可能性を考えた場合、S/Cスプレイを実施するとプール表層部が優先的に冷やされることから、スプレイ実施時（HPCIへの切替時とほぼ同時）のPCV圧力の低下を説明できる可能性がある。

S/Cスプレイ実施以降の解析値と実機計測値が概ね一致する結果となっていることから、温度成層化の発生の可能性を裏付けるものと考えられる。

次に水素発生量に関する解析結果を示す。

炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生（3月11日14時46分）から約44時間後である。解析では、炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴い、水-ジルコニウム反応により水素が発生している。

3月14日11時01分にR/Bで水素爆発が発生している。解析で算出された水素の発生量は地震発生後約1週間までに約810kgとなっている。



3号機 水素発生量変化

MAAP解析では、3号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、RPV破損には至らないとの結果となった。ただし、CS配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、RPVは破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAPの持つ解析の不確かさが原因である。

以上のことから総合的に考えると、「別紙-3：福島第一原子力発電所1～3号機の炉心状態について（平成23年11月30日公表）^{※1}」にて取り纏めている通り、3号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部はRPV下部プレナムまたはPCVペデスタルに落下している状態であると考えられる。

※1：事故収束に向けた作業により、RPVやPCVの圧力及び温度が低下し、原子炉の安定的な冷却が達成できる状況となり、温度データ等の蓄積、注水方法及び流量変更時のRPV温度の挙動の変化、また、PCV内ガスの採取及び分析の実施やR/B内の状況確認等から得られた情報を総合的に分析することにより、炉心の状態を推定した。

b. 実機の挙動に関する評価

3号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-7に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-7中のグラフの着目点を示す。

- ・ 事象初期において、1号機、2号機の場合と異なり直流電源が機能していたことから原子炉水位（広帯域）が計測可能な状態であった（添付資料-15-7の広帯域の原子炉水位計測値はTAFを基準（0mm）として換算表記している）。3月12日20時過ぎに電源が枯渇して計測が途絶えたが、3月13日に電源を仮復旧し計測（広帯域及び燃料域水位計）を再開している。
- ・ 原子炉水位は、RCICが3月12日11時30分頃まで作動したこと、RCICトリップ後に原子炉水位低（L-2）でHPCIが自動起動したことによって、揺らぎはあるもののTAFに対して十分な余裕を維持している。《A》
- ・ 原子炉圧力に関しては、HPCIの作動によって蒸気の消費量が増大したことにより低下しており、その後、3月13日2時42分のHPCI停止によりおよそ2時間でSRVの作動圧まで増加している。《B》
- ・ HPCIが停止する直近の原子炉水位は電源が無く不明である。また、電源の仮復旧後は広帯域水位計、燃料域水位計（A）及び（B）がそれぞれ異なった値を示しておりこれ以後の水位の判定は難しい。この時期の原子炉水位は事故解析結果の方が現実に近い挙動を模擬していることが考えられる。《C》、《D》
- ・ 3月13日9時過ぎにSRVを作動させて原子炉を減圧したが、HPCIの停止後に低圧注水への切替えが直ちに成功していないことから、結果として燃料の冷却が悪化し、炉心損傷が始まったものと考えられる。また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる保有水量の急減で、結果として燃料の冷却が一段と悪化したことも考えられる。同時期に、D/W圧力が上昇しており炉心損傷による水素発生が始まっていることを示唆している。《E》

- ・ なお、H P C I 停止によって注水が停止したと仮定したM A A P による解析結果では、およそ3月13日9時頃にT A F へ到達、同日10時40分頃に炉心損傷開始との解析結果であり、D / W 圧力の測定値が同日9時頃に急増して炉心損傷開始を示唆していることと概ね整合した結果を得ている。
- ・ 3月13日9時頃にS / C からのベントを実施して以後、複数回の当該ベントを実施しており、正門付近のモニタリングカーの指示が一時的に上昇したものの、バックグラウンドレベルに大きな上昇は見られていない。
- ・ その後、3月14日11時01分にR / B が爆発したが、これは、炉心損傷に伴い発生した水素がR / B に蓄積し、何らかの理由で着火したことによるものと考えられる。

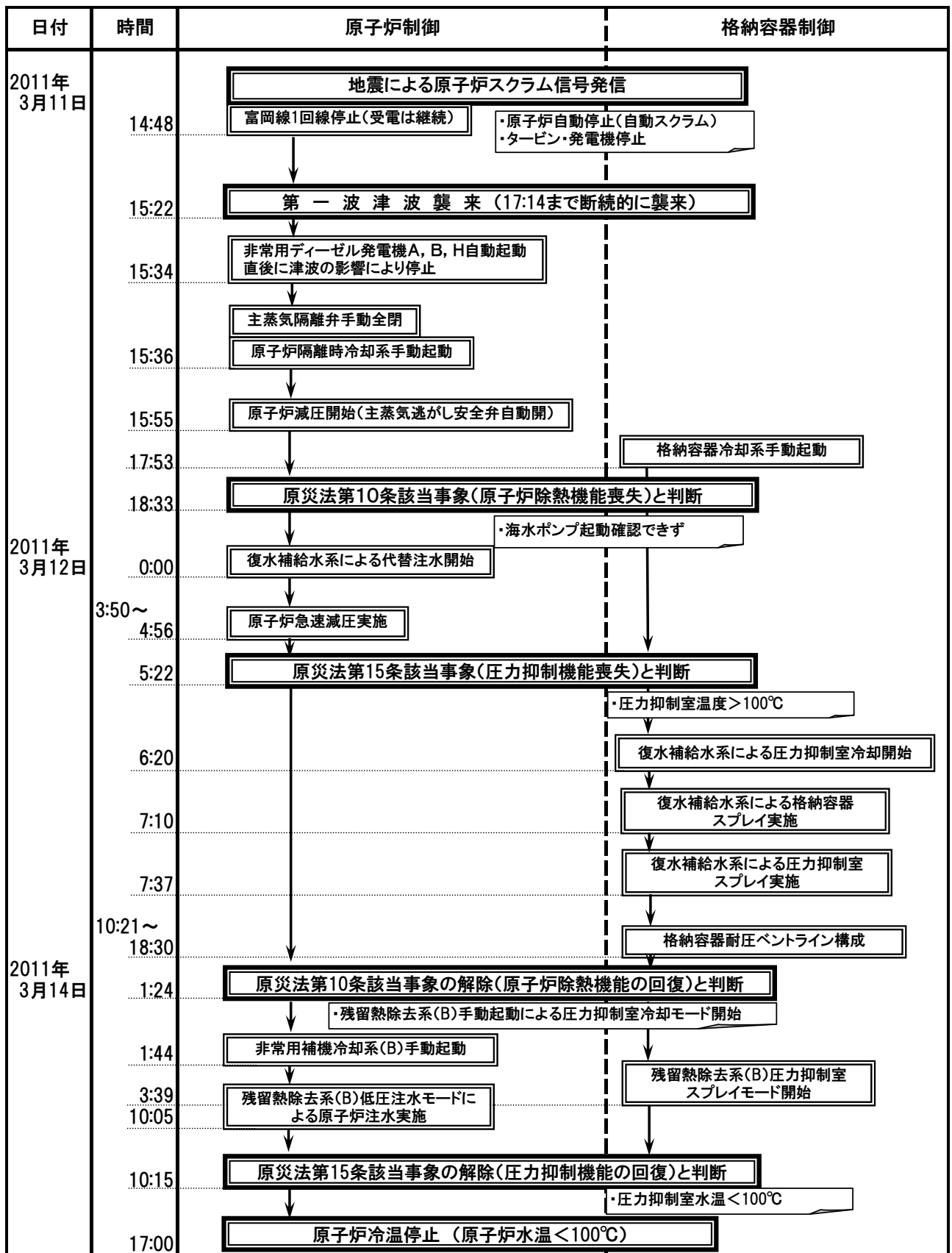
【添付資料－15－7】

(4) 福島第二原子力発電所1号機のプラント挙動

a. 地震後の対応状況

(a) 主な事故対応の流れ

- ・ 福島第二原子力発電所1号機は、定格熱出力一定運転中のところ、3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、同日14時48分、スクラム動作し制御棒がすべて挿入され、原子炉が自動停止した。
- ・ 原子炉自動停止直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及びS F P の冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。
- ・ しかし、当該地震後の津波（3月11日15時22分、第一波到達目視確認）により、原子炉の冷温停止及び使用済燃料の冷却に必要な設備が被水するなどし、使用不能となった。これにより原子炉の除熱ができなくなったことから、同日18時33分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）と判断した。
- ・ また、原子炉の除熱機能の喪失によりS / C の冷却ができなくなり、徐々にS / C 水温が上昇し100℃以上となったことから、3月12日5時22分、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）と判断した。
- ・ 原子炉の冷温停止及びS F P の冷却に必要な設備の一部を使用可能な状態とするため、被水した設備の点検及び補修を行うとともに、仮設電源による電源供給を実施した。原子炉の除熱機能を復旧したことにより、3月14日1時24分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）の状態から回復したと判断した。
その後、S / C の冷却を行うことによりS / C の水温が100℃未満となったことから、同日10時15分、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したものと判断した。
- ・ これ以降、R H R 1 系統により原子炉の除熱を継続し、3月14日17時00分に原子炉水温100℃未満の冷温停止状態にするとともに、S F P についても継続的に冷却を行い、現在においてプラントは安定な状態を維持している。



福島第二発電所1号機 地震後の事故進展の流れ

(b) 注水に関する対応状況

- ・ 地震発生以降、3月11日15時36分に津波の影響により循環水ポンプが停止し、復水器で原子炉内の蒸気を水に戻すことができなくなる等と備え、MSIVを手動全閉とし、SRVにて原子炉の圧力制御を行うとともに、原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、RCICを同日15時36分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。（以降、RCICの「原子炉水位高(L-8)」に伴う自動停止と手動起動を繰り返し、原子炉水位を調整）
- ・ 津波によるR/B付属棟の浸水により、非常用電源が使用不能となったことから、LPCS、RHR(A)及びHPCSポンプが起動できない状態となった。
- ・ また、海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転/停止表示ランプなどから、すべての非常用機器冷却系のポンプが起動できない状態（一部モータ及び非常用電源被水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断した。このため、すべての非常用炉心冷却系ポンプが起動不可能な状態となり、原子炉から残留熱を除去する機能が喪失したことから、3月11日18時33分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）と判断した。
- ・ 原子炉への注水は、当初、RCICにて行っていたが、3月12日0時00分よりAM策として導入したMUWCによる代替注水と併用し行った。
- ・ 3月12日3時50分、原子炉圧力とS/Cの水温の関係から熱容量制限における運転禁止範囲に入ったため、原子炉圧力の急速減圧を開始した。
- ・ RCICについては、急速減圧に伴うRCICタービン駆動用蒸気圧力低下のため3月12日4時58分に手動停止し、これ以降はMUWCによる代替注水により原子炉の水位を調整した。
- ・ 3月12日5時22分にS/Cの水温が100℃以上となったことから、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）と判断した。なお、S/Cの水温は最大で約130℃（3月13日11時30分）まで上昇した。
- ・ S/Cの冷却のために、3月12日6時20分より可燃性ガス濃度制御系の冷却器からS/Cへの冷却水排水ラインを利用して、冷却水（MUWC）をS/Cへ注水するとともに、MUWCによる原子炉への代替注水を同日7時10分よりD/Wスプレイ、同日7時37分よりS/Cへのスプレイに適宜切替え、PCVの代替冷却を実施した。
- ・ S/Cへの冷却と並行して、残留熱除去機器冷却系（以下、「RHRC」という。）ポンプ(D)、RHR Sポンプ(B)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)の点検及び補修(RHRCポンプ(D)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)については、モータを交換)を実施した。
- ・ また、海水熱交換器建屋が浸水し非常用電源が被水したため、所外から緊急手配した高圧電源車や仮設ケーブルを使用し、外部電源系から受電されている放射性廃棄物処理建屋の電源からの仮設ケーブル敷設及び受電や、高圧電源車からの受電によりRHRCポンプ(D)、RHR Sポンプ(B)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)を起動可能な状態に復旧し、3月13日20時17分より順次起動した。
- ・ 3月14日1時24分にRHR(B)を起動したことにより、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）の状態から回復したものと判断した。
- ・ また、RHR(B)にてS/Cの冷却を実施した結果、徐々にS/C水温が低下

し、3月14日10時15分にS/Cの水温が100℃未満となったことから、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したものと判断した。

- ・ さらに、S/Cの冷却に加え原子炉水を早期に冷却するため、あらかじめ定められた操作手順書を参考に実施手順書を作成し、3月14日10時05分よりRHR(B)にて低圧注水ラインよりS/Cの水を原子炉へ注水を開始するとともに、SRVを経由してS/Cへ原子炉水を流入させ、S/Cの水をRHR熱交換器(B)で冷却して再度低圧注水ラインより原子炉に注水する循環ライン(S/C→RHR(B)→RHR熱交換器(B)→低圧注水ライン→原子炉→SRV→S/C)による冷却を応急的に実施した。これにより、同日17時00分には原子炉水温度が100℃未満となり冷温停止となったことを確認した。

(c) ベントに関する対応状況

- ・ 3月11日14時48分、原子炉が自動停止した際に発生した「原子炉水位低(L-3)」に伴い、RCIC及びSGTSは正常に動作し、PCVの隔離及びR/Bの負圧維持が行われた。
- ・ 排気筒放射線モニタやMPの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響がないことを確認した。
- ・ その後、PCV圧力が上昇傾向にあり、原子炉除熱機能の復旧に時間がかかることを想定し、3月12日10時21分～同日18時30分にかけて、PCV耐圧ベントのためのライン構成(S/C側の出口弁開操作のワンアクションを残した状態)を実施した。
- ・ なお、PCV圧力は最大で約282 kPa [gage] (S/C側)まで上昇したが、PCV最高使用圧力310 kPa [gage]には達しなかった。

b. 実機の挙動に関する評価

福島第二原子力発電所1号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを、添付資料-15-8に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-8中のグラフのプラントデータ推移を示す。

- ・ 津波後、RCICによって原子炉水位が維持されている。《A》
- ・ その状態でSRVによって、原子炉圧力を徐々に低下させ並行して低圧の注水系であるMUWCを起動して待機させている。《B》
- ・ SRVによって原子炉圧力を徐々に低下させることでMUWCが注水可能な圧力まで低下させ、MUWCによって原子炉水位維持ができる状態にして、RCICを停止させている。《C》
- ・ この結果、原子炉水位は、通常水位付近を維持しており、シームレスに低圧系の注水に切り替えを行うことができている。《A》
- ・ D/W圧力は、非常用海水系による除熱機能を喪失しているため徐々に上昇しており、3日目にはD/Wの設計圧力に到達している。《D》

- ・ 3日目には非常用海水系の復旧がなされたため、D/W圧力は減少に転じている。《E》
- ・ 仮に非常用海水系の復旧が更に延びた場合には、PCVベント操作によってPCV圧力を下げることになるが、その準備は既に整えてあった。

【添付資料－15－8】

(5) プラント挙動に関するまとめ

a. 1号機のプラント挙動に関するまとめ

- ・ ICは、津波に起因する電源喪失によってICの自動隔離インターロックが作動し、その機能を喪失した。その後、短時間で原子炉水位が低下、燃料が露出(TAFへ到達)して炉心損傷に至った。この間、電源喪失によりプラント状態の把握は困難な状況であった。
- ・ IC(A系)の弁操作を3月11日18時18分、同日21時30分を実施しているが、解析結果より同日18時18分以降のICの運転継続の有無に関わらず結果的には炉心は損傷するに至ったものと評価される。
- ・ 一方、3月11日21時過ぎに仮設の電源により水位計を仮復旧したところ、原子炉水位がTAFを上回っているとの指示が得られたが、その時点ではこれが誤指示であることを総合的に判断するに足る情報が得られてない。発電所対策本部及び本店対策本部では、この時点ではICが停止していたとの認識に至ることがなかった。3月11日23時頃にR/B二重扉前での放射線量の上昇、3月12日0時頃に初めて得られたD/W圧力の測定値が異常に高いことから、炉心損傷の可能性が認識された。
- ・ 3月12日3時頃、原子炉の減圧操作を実施していないにもかかわらず原子炉圧力が減少しているが、これは炉心の損傷を起因として原子炉冷却材圧力バウンダリに損傷を生じた可能性を示しており、短時間で炉心の損傷が相当程度進展していたことを示唆している。
- ・ なお、事後のMAAPによる解析結果によれば、地震後、TAF到達まで3時間程度、炉心損傷開始まで4時間程度であり急速に炉心損傷まで進展するが、これは得られた実事象の動きと整合している。
- ・ さらに、炉心損傷に伴い発生する水素がPCV内で完全には保持されず、R/Bに漏えいし、R/Bの爆発の原因となったと推定される。

b. 2号機のプラント挙動に関するまとめ

- ・ 2号機は、RCICが比較的長時間機能していたため、炉心の崩壊熱は停止直後より小さくなっていたものの、高圧系(RCIC)の機能停止とともに原子炉水位の低下が始まった。
- ・ RCICが停止した1時間20分程度後に消防車のポンプは起動しており低圧注水の用意は整っていたが、原子炉の減圧操作においてSRVが直ちに動作しなかった。また、SRVが動作し原子炉の減圧が行えた時点で低圧注水が直ちに機能しなかったこと、また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる保有水量の急減で、結果として燃料の冷却が一段と悪化したことから炉心損傷を生じたも

のと考えられる。

- ・ なお、MAAPを用いて解析を行ったところ、RCICの機能低下に伴う原子炉水位低下により、炉心損傷が開始するという結果が得られている。
 - ・ この進展パターンは次に述べる3号機も同様である。また、3月15日7時過ぎから同日11時頃までの間に、PCV内のガスが放出され、バックグラウンドレベルの上昇につながっている。
- c. 3号機のプラント挙動に関するまとめ
- ・ 3号機は、D/D-FPを起動して低圧注水の用意を整えていたが、原子炉圧力が注入圧力を上回り、高圧系（HPCI）の停止後に低圧の注水への切替えが直ちに成功していないことから、結果として燃料の冷却が悪化し、炉心の損傷に至った。
 - ・ なお、S/Cからのベントを実施して以後、複数回の当該ベントを実施しており、正門付近のモニタリングカーの指示が一時的に上昇したが、バックグラウンドレベルに大きな上昇は見られていない。
 - ・ さらに、炉心損傷に伴い発生する水素がPCV内で完全には保持されず、R/Bに漏えいし、R/Bの爆発の原因となったと考えられる。
- d. 福島第二原子力発電所のプラント挙動に関するまとめ
- ・ 福島第二原子力発電所1号機は炉心の健全性を維持でき冷温停止に成功しているが、福島第二原子力発電所1号機の場合は、高圧注水（RCIC）が機能している間に低圧注水（MUWC）の運転を開始した。
 - ・ その後、高圧注水によって水位を維持しつつ、減圧操作を徐々に行って低圧注水が可能となる圧力まで原子炉圧力を減圧し、低圧注水系からの注水を開始した。この間、原子炉水位を維持しつつ、シームレスに注水機能の切替えを行うことができている。
 - ・ その後、残留熱除去海水系の電源復旧等により最終的な除熱先を確保し、冷温停止に至った。
 - ・ なお、福島第二原子力発電所2号機及び4号機の場合も基本的に同じ進め方で冷温停止に成功している。福島第二原子力発電所3号機は非常用海水系が1系統残ったため、通常の手順で冷温停止に至っている。
 - ・ 以上、福島第二原子力発電所では、これまでに整備してきたAM策を有効に機能させることができプラントの安定化、冷温停止に至った。

(6) プラント挙動からの課題

炉心損傷に至った1～3号機及び冷温停止に成功した福島第二原子力発電所1号機のプラント挙動から事象進展を整理すると以下のような特徴が明確であることから、炉心の冷却、損傷防止を確実に達成していくためには、これらの課題に取り組むことが重要と考える。

①速やかに高圧注水設備による注水手段を確保すること

原子炉停止後の早期に高圧系の冷却及び注水機能が喪失すると原子炉水位は急速に低下する。冷却及び注水機能の喪失が原子炉停止後数時間以内の場合には、機能喪失後2時間程度でTAFに至る。高圧系の冷却及び注水手段を喪失した後の事

象進展は非常に早い。

高圧注水手段は事故発生後直ちに機能する必要がある、本設設備で対応できることが重要となる。

②高圧注水機能を喪失する前に減圧手段を確保すること

③減圧段階では、安定した低圧の注水手段が確保できていること

高圧系が作動している間のD/W圧力は緩やかに上昇するが、炉心の損傷が開始すると水素が発生することから、D/W圧力の上昇は急速になる。2号機ではCAMSの測定によって炉心損傷が開始した時点を特定できるが、D/W圧力の急上昇の開始と整合している。また、原子炉圧力の減圧が行われた後にD/W圧力の急上昇が開始している。これは、減圧沸騰によって炉内の保有水量が急減するために、炉心の冷却が一段と悪化し、炉心損傷に至ったと考えられる。

したがって、原子炉圧力の減圧までに信頼できる低圧系を準備し、減圧による水位低下と注水量のバランスをとりながら低圧系へスムーズに切替えることが重要となる。

また、この際、SRVによる減圧操作の操作性確保も重要である。

④確実なPCVベント手段（熱の 대기放出による除熱）を確保すること

福島第二原子力発電所1号機では、結果的に実施することはなかったが、D/W圧力が高くなった場合に低圧注水とベント操作でPCVから除熱（フィード・アンド・ブリード）が可能な状態にあった。このような対応が、悪条件下でも実現できることが重要である。

⑤海水による冷却機能の復旧手段を確保すること

先にも述べたが、福島第二原子力発電所1号機では高圧注水（RCIC）が機能している間に低圧注水（MUWC）の運転を開始し、高圧注水によって水位を維持しつつ、減圧操作を徐々に行って低圧注水が可能な圧力まで原子炉圧力を下げ、シームレスに注水機能の切替えを行うことができている。また、低圧の注水手段を確保して注水を維持している間に非常用海水系による除熱機能を復旧している。

⑥①～⑤の操作及び状態監視に必要な計測ができる手段を確保すること

①～⑤の操作を的確に実施するためには、プラントの状態を正確に把握することが重要である。1号機の場合、重大な状態変化の進行中に監視装置が機能喪失している。3号機においてもHPCIの停止前の数時間直流電源の枯渇によって原子炉水位の監視ができていない。プラント状態の把握のみならず、注水系の切替え操作においても監視機能は重要である。

したがって、原子炉水位等の計測機能の確保が重要である。

15.2 設備・機能上の課題

(1) 機能喪失の状況及び設備・機能上の課題

これまでに示した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地震及び津波による設備被害の状況（被害の詳細は5章、6章に記述）や地震以降の事故進展の過程（1～6号機の経緯は7章～12章に記述）、水素爆発の状況（評価の詳細は14章に記述）から、以下の進展ステップ毎に設備が機能喪失した状況を整理し、設備・機能上の課題を抽出する。

- ①地震後の冷却の維持
- ②津波後の高圧注水（冷却）の維持
- ③原子炉減圧による低圧注水系への切り替え
- ④非常用海水系による崩壊熱の除熱
- ⑤ベントによるPCVの除熱
- ⑥水素爆発の防止
- ⑦監視機能の維持

【添付資料－15－9、10】

①地震後の冷却の維持

福島第一原子力発電所は、地震直後に外部電源が喪失しているが、全号機ともD/Gによって電源供給が確保されている。また、福島第二原子力発電所の全号機とも外部電源が確保されている。したがって、福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所のどちらについても、地震後の交流電源は津波襲来までは確保されており、炉心の冷却機能は維持されている。この段階においては、炉心損傷につながる要因は生じていない。

②津波後の高圧注水（冷却）の維持

1号機は、津波直後にICの機能を喪失し短時間で炉心損傷に至ったと考えられる。ICは運転中に動的機器を必要としない設備であるため、故障停止の確率が小さい信頼度の高い設備であるが、直流電源の喪失によって機能が十分に発揮できない状態となった。また、バックアップのために高圧の注水手段であるHPCIを起動することができなかった原因も直流電源の喪失である。直流電源が喪失した原因は津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

2号機は、津波襲来前に起動したRCICが運転を継続したため高圧状態での注水が維持できている。しかし、直流電源は喪失しており、HPCIによるバックアップはできない状態であった。直流電源が喪失した原因は津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

3号機は、RCICが機能し高圧注水が維持された。直流電源が残存していたことから、RCICが機能喪失したことによる水位低下を検出して、HPCIがバックアップで起動し注水が継続された。ただし、HPCIが停止した以降、直流電源が枯渇し、RCICやHPCIを再度起動させることはできなかった。直流電源が

枯渇した原因は、バッテリーを充電するための交流電源が喪失していたためであり、交流電源が喪失した原因は、津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

以上、IC、RCIC、HPCIといった交流電源を必要としない高圧注水（冷却）機能の維持のためには、直流電源が必要であり、その確保が重要である。

なお、1号機のICが、津波の影響で直流電源を喪失し隔離された事例については、結果として今回冷却機能を失うこととなったことから、在り方を整理・検討し、より柔軟な運用が可能か慎重に検討をする必要があるものとする。

③原子炉減圧による低圧注水系への切り替え

2号機は、高圧注水手段を喪失した時点において、原子炉を減圧し低圧の注水手段に切替える必要があった。しかしながら、本設の低圧系の注水設備は交流電源の喪失によって運転することができず、大型機器で冷却のために非常用海水系を必要とするものも、容易に使用できる状況ではなかった。さらに、単独での運転が可能な小型のMUWCポンプなども交流電源の喪失や当該設備の被水によって使用することができなかった。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

また、SRVによる減圧操作が滞り、タイムリーな原子炉圧力の減圧が困難であった。操作が困難となった原因は、直流電源喪失により制御用の電磁弁の操作ができなかったためである。3号機の場合も、同様である。

なお、D/D-FPは電源によらない低圧の注水設備であるが、1号機、2号機の場合は、起動したものの津波浸水のため短時間で機能喪失した。3号機については、運転可能であったが原子炉圧力の減圧が困難であり、原子炉への注水はできなかった。

このため、仮設バッテリーの使用や消防車の使用といった代替操作が必要となった。

以上、SRVの機能確保のためには、直流電源の確保が重要である。また、信頼性の高い低圧の注水設備の確保が重要である。

④非常用海水系による崩壊熱の除熱

非常用海水系の除熱機能は、非常用海水系ポンプの本体モータへの津波の被水による機能喪失や、交流電源の喪失によって機能を喪失している。交流電源が喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

1～3号機については、非常用海水系の復旧まで至る前に事故が進展し、炉心損傷に至っている。低圧注水の段階まで至ることに成功した5号機、6号機、福島第二原子力発電所1～4号機においては、非常用海水系のモータ復旧、仮設ポンプによる仮復旧及び仮設電源による電源の復旧を行っている。低圧注水に成功し炉心の冷却が確保されたことによって、非常用海水系を復旧する時間的な余裕を確保できたためと考えられる。

以上、まず、低圧の原子炉注水を確実にして対応の時間的な余裕を確保すること、その上で非常用海水系の仮復旧の手段を予め用意することで対応の信頼性を上げることが重要である。

⑤ベントによるPCVの除熱

炉心損傷に至った1～3号機については、PCVの内圧の上昇のためベント操作が必要になった。ベント操作には、2つの弁を開ける必要があり、一つは電動駆動、もう一つは空気圧駆動である。電動駆動の弁は、交流電源喪失のため中操から操作することができなかった。交流電源喪失の原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。また、空気圧駆動の弁は、駆動用空気圧が低下したこと及び駆動用空気を送り込む電磁弁操作の交流電源を喪失したため中操から操作することができなかった。駆動用空気圧が低下した原因は、交流電源喪失による本設の空気圧縮機の機能停止によるものである。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。なお、空気圧縮機の運転には冷却が必要であり、海水系による冷却機能も必要である。

以上、ベント経路の確保のためには、交流電源の確保及び駆動用空気圧の確保を含む代替手段によるバルブ操作方法を予め用意することが重要である。PCVベントは、PCVからの除熱機能を持つことから、炉心損傷防止のための低圧注水手段が確保された時点から、非常用海水系の除熱機能を復旧するまでの間の除熱機能として活用することが重要である。

なお、上記対策の実施により、確実にPCVベント操作はできると考えるが、低圧注水機能・除熱機能をより確実に確保するためには、ラプチャーディスクを積極的に作動させる方策についても検討する必要があるものとする。ただし、不用意な放出につながる可能性もあることから、慎重に検討を進める必要がある。

⑥水素爆発の防止

炉心損傷に至ったプラントは、原子炉内で水-ジルコニウム反応によって大量発生した水素がPCVに滞留した。この水素が何らかの経路でR/Bへ漏えいし、建屋の爆発が発生したと考えられる。PCV内は不活性ガスである窒素が満たされており、PCVで爆発が生じていないことから、PCVへの窒素封入は機能したものと考えられる。一方、放射性物質の吸着フィルタを通して建屋換気を行うSGTSも交流電源の喪失によって機能を失ったことから、R/B内に蓄積した水素を積極的に排出することができなかった。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

1号機と3号機の場合、水素爆発により建屋が損傷したが、2号機の場合は建屋での爆発は生じていない。建屋最上階のブローアウトパネルが1号機の爆発の際に開放されたことによって、2号機建屋内の換気が促進されたためと考えられる。

また、4号機では当該プラントでの水素発生は考え難いが、隣接する3号機のベント時に水素ガスがSGTS配管を通じて回り込んで滞留し、これが爆発したもの

と考えられる。

水素爆発の防止については、R/Bへの漏えい経路等について更に検討する必要があると考えるが、2号機の事例から換気を促進することは爆発防止に効果があると考えられる。なお、炉心損傷を防止して水素発生自体を防止することが第一である。

⑦監視機能の維持

今回の事故では、原子炉水位、原子炉圧力など事故時の炉心の状態把握に必要な監視機能が喪失した。監視機能を喪失した原因は、直流電源と交流電源を喪失したことによるものであり、電源が喪失した原因は津波浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

このため、事故時に重要なパラメータの監視に用いる計器の機能維持のためには、計器用電源を確保するための方策が重要である。

更なる安全性向上のためには、例えば今回炉心損傷後の原子炉水位計で実際と大きく指示が異なっていた事例を考慮し、単に水位計の精度の向上だけを目指すのではなく、事故時に必要な目的に応じた計測装置を研究、開発することで多様性を持たせていくことが必要であると考えられる。

(2) 設備・機能上の課題のまとめ

今般の事故進展をふまえた重要な機能の喪失に至る要因の相関を添付資料-15-11に示す。今回の事故は津波による浸水を起因として、多重の安全機能を同時に喪失したことによって発生しており、「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」と「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」がその要因である。

なお、交流電源や直流電源が使用不能な場合に備え、隣接号機から電源を融通できるよう備えていたが、今回の事故では、津波の直接被害は広範囲に及び隣接号機も同様の状況であった。

従って、事故から抽出される設備・機能上の課題については、上述の「(1) 機能喪失の状況及び設備・機能上の課題」における②から⑦の機能確保を確実にするとの観点から以下のように整理できる。津波に対しての設備への浸水防止による機能維持の対策、電源や除熱機能を長時間喪失した場合の機能確保のための代替策を検討する必要がある。

- ・ 施設周囲への津波浸水の防止によって重要施設・機能への影響を低減する。
- ・ 高圧注水機能、必要な監視計器を維持するために、直流電源盤、バッテリー設備を確保する。
- ・ SRVによる原子炉の減圧機能を維持するために、直流電源盤、バッテリー設備を確保する。

- ・ 低圧の注水機能を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））及び必要な低圧注水設備を確保する。
- ・ PCVベント操作に必要な弁の駆動源を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））、駆動用空気圧を確保する。
- ・ 崩壊熱除去、補機の冷却を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））、非常用海水系の冷却設備を確保する。
- ・ SGT Sの機能を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））を確保する。
- ・ その上で、「直流電源」、「交流電源」及び「非常用海水系の除熱機能」を喪失した場合でも炉心損傷を防止できるための機能の代替策を検討する。

【添付資料－15－11】

15.3 事故対応を困難にした障害要素

津波によって福島第一原子力発電所では建屋設置エリア全域にわたって浸水した。それによって、照明、プラント監視計器、通信連絡手段、原子炉冷却のための機器等、事故対応に不可欠な機能がほぼ完全に喪失した。

このような事態は事前の想定（対応体制、手順書等の前提）を大きく外れる事態であり現場対応（オペレーション）は困難を極めた。また、複数の号機で同時にプラント状態が刻々と悪化し、作業の障害が増加するという緊迫した状況に直面した。

そのような中、発電所はこれまでに培ってきた知識、経験等を背景に、プラントの安定化に向けて原子炉への注水、PCVベント操作等に関し臨機な対応策を考案し、劣悪な現場環境下でそれらを遂行した。以下に対応上の重要操作である原子炉への注水、PCVベントに関連して、発電所が直面した状況（作業障害の増加等）を整理する。

(1) 原子炉冷却、注水機能喪失

津波による電源、海水（冷却）系喪失等により、通常の給復水系はもとより、非常用炉心冷却系、復水補給水系等の代替注水系に至るまで、原子炉の冷却、注水に使用可能なほとんどすべての機器が機能喪失した。

事故発生初期（事故発生から数時間～数日）においては、IC（1号機）、RCIC（2号機）、RCIC、HPCI（3号機）が稼働したものの、その後は消防車等を利用した代替注水が実質的に唯一の注水手段となった^{※1}。

消防車からの原子炉注水を行うためには、原子炉を1MPa程度以下に減圧する必要があるが、減圧に使うSRVについても電源（直流）喪失により開けられない状況であった。消防車を利用した注水、バッテリーやコンプレッサー、窒素ポンプなどの調達、接続によるSRVの開操作での原子炉減圧などはいずれも臨機の対応であった。

※1：3月27日（2号機）、3月28日（3号機）、3月29日（1号機）以降、仮設電動ポンプで注水実施。

(2) PCV除熱機能喪失（ベント不能）

AMとして整備していたPCVベントのためのライン構成を行うにはMO弁とAO弁の操作が必要であったが、電源喪失及びAO弁駆動用圧縮空気の喪失によりこれらの弁が駆動できず、通常の操作ではベントラインの構成が不能な状況であった。そのため、MO弁については現場で手動により開操作を実施した。

また、AO弁については、発電所所員が工夫を凝らして仮設の交流発電機、空気圧縮機またはポンペを接続して開操作（ベント操作）を実施した。

(3) 臨機の対応

上記のとおり、事前に整備されていた手順書を記載通り遂行したのでは対応できない状況に直面し、臨機の対応策を考案しつつ原子炉注水、PCVベント等、必要なプラント操作を実施する必要性が生じた。

(4) プラント監視機能（放射線監視、気象観測含む）（監視機能喪失）

- ・プラント監視： 中操には原子炉水位等のパラメータ毎に複数の監視計器が備えられていたが、津波によって、直流電源も含めほとんどすべての電源を喪失したことでこれらを利用したプラント監視ができなくなった。

また、弁の開閉表示等の機器状態表示も失われたことから、中操での機器状態の把握が困難になった。

原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力等、一部の計器についてはバッテリー等を接続して指示を確認できるようにしたが、読み取り作業自体に手間がかかり、得られる情報は種類、頻度共に限定的であった。さらに、通常の使用環境条件を大幅に超えている状況で使用されている計器もあったことから、単独の計器指示からはプラント状況の把握が困難なケース（原子炉水位計等）もあった。

- ・放射線監視： 津波後の電源喪失により排気筒放射線モニタ、プラント建屋内のエリアモニタ、発電所敷地境界付近に設置されたMP等の放射線モニタ設備は稼働不能となった。このため、放射線測定車、可搬式放射線測定器を活用し線量把握につとめた。

排気筒放射線モニタが機能を失っていたために、PCVベント成功（ラプチャーディスク開放）についてタイムリーでかつ感度の高い情報が得られない状況であった。

- ・気象観測装置： 風向、風速等を観測し、オンラインで表示するシステムが設置されていたが、津波後の電源喪失により稼働不能であった。

このため、PCVベントに際しての線量予測・評価にあたっては風向、風速等に関し代替値を使用する必要があった。

(5) 通信連絡設備（通信連絡手段喪失）

発電所構内連絡用として一般に使用されていたPHS、有線ページング設備（プラ

ント内固定通話装置、拡声装置)とも、地震直後は使えていたが、その後の電源喪失等の影響で使用不能となった。このため、現場との情報連絡(中操と現場、免震重要棟(発電所対策本部)と現場間の連絡)が困難な状況となった。

消防車搭載無線機等が使えた一部の場合を除き、現場に出向した対応者が戻って状況報告するまでは情報が得られない状況となった。

さらに、事故時にプラント状況を伝達する緊急時対応情報表示システム(S P D S)については、プラント側の電源喪失により伝送すべきパラメータが無いため機能しなかった。中操と免震重要棟間も使用できた連絡手段はホットラインと固定電話のみであった。このため、現場から得られる情報(プラント情報、操作状況)が大きく制限されただけでなく、限られた情報の入手にも時間を要した。

(6) 作業環境の悪化(津波瓦礫、照明喪失、放射性物質放出、爆発の被害)

余震、津波のリスク、津波瓦礫による屋外作業の障害のほか、全交流電源の喪失によって、中操、建屋内、ヤードの照明が喪失したことにより、作業の困難性が増加した。また、放射性物質の放出の影響で中操、建屋内外の作業環境が加速度的に悪化していく状況であった。

また、建屋の爆発により負傷者がでた他、敷設した送水ホースやケーブル等が損傷し手戻りが生じるなど対応作業は極限的状況下で行われた。

1 5 . 4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ

1～3号機が炉心損傷に至った原因を総括すれば、号機間で若干の差違はあるものの、概略以下のように取り纏めることができるものとする。

- ・ 原子力発電所の設計にあたっては、機器の単一故障を想定した事故に対して、多重性や多様性及び独立性を持たせた非常系の冷却設備等を設置してきた。
一方、津波に対しては、その時々最新の知見を設計に反映しながらも、建屋敷地の高さには十分な余裕があるものと考え、建屋敷地レベルに津波が遡上し、機器の多重故障を起こす要因になり得るとは考えていなかった。
- ・ このような状況下において、マグニチュード9.0の世界の観測史上4番目の規模となる巨大な地震が発生し、それに伴って高さが13mにも及ぶ高い津波を発生させた。この津波は福島第一原子力発電所の建屋敷地レベルにまで遡上し、建屋の空気取入口や搬入口等を破壊し、機器の設置されている建屋内に流入してきた。
これにより、屋外に設置されていた機器はもとより、建屋内に設置されている機器、特にD/Gや電源関係の機器がその機能を喪失した。さらに、制御や計測等に必要な直流電源についても、3号機を除いて失うこととなった。
このように、1～3号機は、電源を喪失したため、安全への備えとしてきたすべての電動機駆動の機器がその機能を喪失した。
- ・ 安全への備えとしては、この他にも蒸気を駆動源とするH P C I、R C I Cや

ICがあったが、制御に必要な直流電源の持続時間の問題や浸水による機能喪失の問題から、蒸気を駆動源とする注水系を使った対応時間にも限度があったため、それまでに原子炉圧力の減圧や原子炉圧力が低い状態時に使用する低圧注水設備が必要となった。なお、最終的には原子炉内の崩壊熱を除熱・冷却するための設備が必要となる。

- ・ 本来の目的を低圧注水設備として整備した機器は、全交流電源喪失により機能を喪失したが、更なるプラントの安全性向上を目的に、いわゆるAM策としてその能力を活用すべく整備したD/D-FPも、原子炉への注入ポンプ(代替注水)として利用を図ったが、屋外配管が津波により損傷を受けていたことや浸水等により、十分な機能を発揮することなく機能を喪失した。

このように今回の津波は、発電所の安全への備えの機能をことごとく奪ったために、発電所の対応を行った当社社員や関係企業の方々は、満足な設備の無い中での対応を余儀なくされ、結果的に事象の進展に追いつけず、炉心損傷に至ってしまった。

なお、AMで整備した設備を利用しつつ、消防車による原子炉への注水や仮設の空気圧縮機や自動車用のバッテリーを活用してPCVベントを行うなど、臨機かつ直接的に安全設備を操作する応用動作により、炉心やプールの冷却を行ったが、この対応はその後の事故の更なる拡大を防止する観点で、対応それ自体としては、その方向性は正しかったものとする。

- ・ 一方、福島第二原子力発電所の各プラントは電源喪失を免れ、RCICで原子炉へ注水しつつ、SRVで原子炉を減圧し、津波浸水による機能喪失を免れたMUWCポンプで原子炉へ注水することができた。

また、5号機及び6号機は、定期検査期間中であり崩壊熱が小さかったことに加え、6号機の電源を有効活用でき、低圧注水できるMUWCポンプが津波浸水の影響を免れた。これらのプラントは、運転状態から停止した1～3号機に比較して事象進展の速度が相対的に遅かったこともあり、燃料の冷却に成功している。

- ・ このように、これらのプラントが燃料冷却等に成功した要因は、代替注水、電源融通を含めた電源の確保等、ほぼ事前に想定した事象の対応の考え方に沿って対応できたことや、新潟県中越沖地震の教訓として免震重要棟を当社のすべての原子力発電所に設置していたことなどが挙げられる。

- ・ 特に免震重要棟は、緊急時対応のために設置した免震構造の施設で、震度7クラスに耐える設計としており、通信設備、TV会議システム、自家発電設備や高性能のHEPAフィルタ付きの換気装置などを装備し現地事故対応の拠点となった。

以上述べてきたように、今回の事故は津波を起因として全電源の喪失が長時間に及び、これまでの安全確保の取り組みの前提を大きく外れる事態に至ったことで発生した。この結果、多重に備えていた安全機能がほぼすべて喪失した。

今般、想定を超える津波による浸水被害で多重の機能喪失に至ったことを踏まえ、今回と同様の事故を起こさないためには、今回の事故時の挙動と現場対応の困難さから得られた対応を具体化した津波対策を徹底することが重要である。(具体的な対応策は、16章の対応方針1の検討で詳述する)

また更に、津波以外の何らかの要因によって、崩壊熱除去が困難となる場合に対しても対応策を検討し備えを講じることが既存の原子力発電所の安全性向上にとって重要であると考ええる。

今般、全電源の喪失が長時間に及びこれまでの安全確保の取り組みの前提を大きく外れる事態に至ったことを踏まえ、「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」と「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」による多重の機器故障や機能喪失があったとしても、炉心損傷に至ることを未然に防止する応用性・機動性を高めた対策を講じておくことが必要である。(具体的な対応策は、16章の対応方針2の検討で詳述する)

事故進展の状況及びプラント挙動から見て、炉心・燃料の損傷へ事故を進展させていく物理的な駆動力は燃料の崩壊熱であり、これは停止後の時間とともに減少するものの、停止後も発生し続ける。従って、事象進展を停止するためには、崩壊熱に応じた注水・冷却手段を復旧する以外に対策はない。一旦炉心損傷が生じると影響の広がりには速く、また、予想できない事態を生じることとなり、放射性物質・水素の拡散・滞留が復旧作業自体を困難にしていくため、第一義的に炉心損傷に至らないようにすることが重要である。

また、実績から示される事項として、津波後の炉心冷却の成否については高压注水設備による燃料冠水維持の有無、減圧し低压注水に切替えできる状態であったか否か、これらの運転操作に必要なパラメータを運転員が利用できたか否かが重要なポイントとなる。すなわち、高压注水設備が機能している間に準備を整え、低压注水設備で安定した注水に持ち込めたか、これらで原子炉の安定を維持している間に最終的な除熱・冷却の設備を復旧する対応をとることができたか等が最終的な結果に影響することとなる。今回の場合には、津波による被災後でも、結果的に注水機能等を維持または復旧できたプラントにおいてはプラントの冷温停止に成功し、様々な悪条件により注水機能等を準備できなかったプラントは炉心損傷に至った。

従って、対応策を整備するにあたっては、対応のための環境条件が悪い場合であっても、炉心の注水・冷却が切れることなく確実に実行できるようにしなければならない。すなわち、以下が達成すべき事項である。

- ①速やかに高压注水設備による注水手段を確保すること
- ②高压注水機能を喪失する前に減圧手段を確保すること
- ③減圧段階では、安定した低压の注水手段を確保できていること
- ④確実なPCVベント手段(熱の大気放出による除熱)を確保すること
- ⑤海水による冷却機能の復旧手段を確保すること
- ⑥①～⑤の操作及び状態監視に必要な計測ができる手段を確保すること

1 6. 事故原因を踏まえた今後の対応

1 6. 1 炉心損傷防止のための対応方針

本報告では、福島第一原子力発電所の事故をふまえ、既存の原子力発電所の安全性向上に寄与するために、必要な対策を検討した。

今回検討した対策は、炉心損傷の結果として様々な厳しい事象が発生したことに鑑み、同様の事態を再び招かぬよう、炉心損傷を未然に防止するための技術課題への対策を中心に立案した。

安全確保の考え方としては、異常の発生防止、拡大の防止、影響の緩和という目的で整備された既存の安全設備が津波を起因として多重故障に至ったという事実をふまえ、先ず多重故障の要因となった津波による電源喪失や非常用海水系の除熱機能喪失に対する徹底した設備防御の対策を検討した。

また、津波に限らず何らかの理由で多重故障の要因となり得る電源喪失や非常用海水系の除熱機能喪失が発生したとした場合でも、炉心の損傷を防止するための対応力を備えるという観点からの対応方針を検討した。この際には、今回の事故時の経過からも示された炉心損傷を防止するためのサクセスパスを実現するという観点から検討した。

更に、炉心損傷防止策に留まることなく、安全性向上の継続的改善の観点から炉心損傷発生を敢えて仮定した上で、その際の影響を緩和するための技術課題への対策も検討した。

なお、津波等の「外部事象」の想定のある方に関しては、今後十分な検討が必要な課題と認識しているが、ここでは自然現象に含まれる大きな不確定性を考慮し、設計想定を超える福島第一原子力発電所に襲来した津波規模を念頭に検討を進めた。

以上を踏まえ、対策の立案は以下の対応方針のもとで検討した。

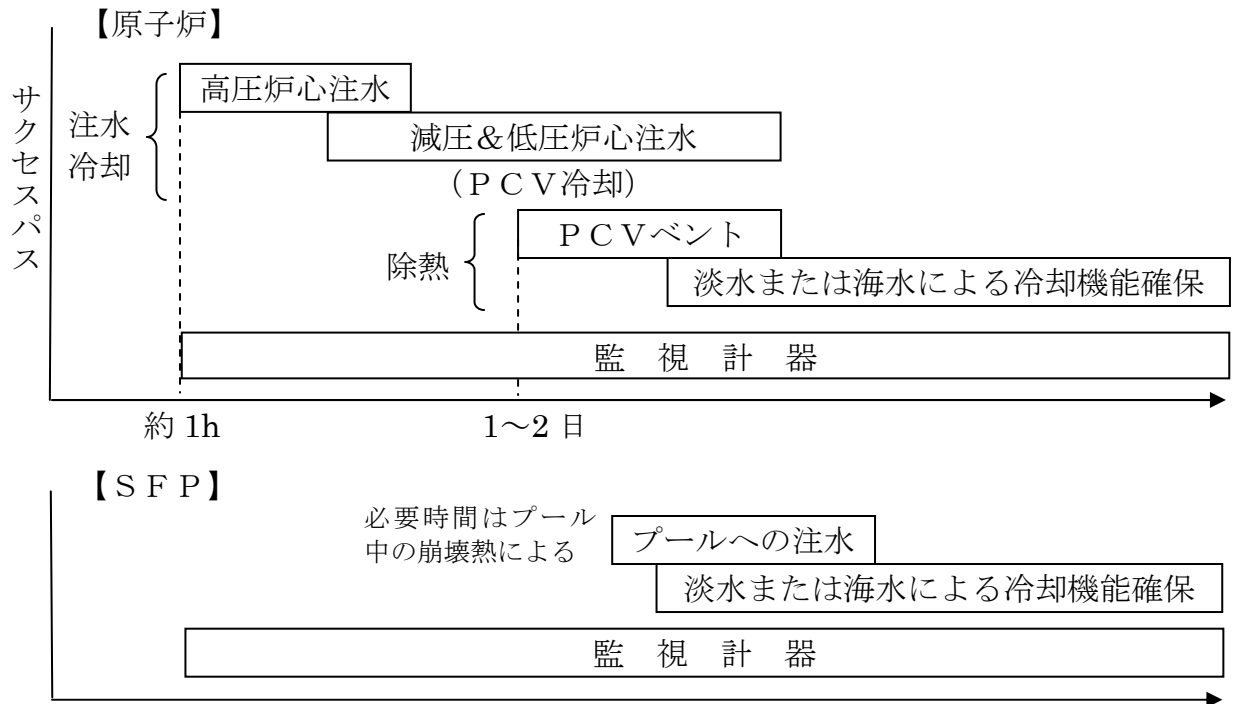
対応方針 1 : 事故の直接原因である津波に対して、津波そのものに対する対策のほか、今回の事故への対応操作やプラント挙動からの課題を踏まえた原子炉注水や冷却のための重要機器に対する徹底した津波対策を施すこと

対応方針 2 : 今回の事故のような（「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」や「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」による）多重の機器故障や機能喪失を前提に、炉心損傷に至ることを未然に防止する応用性・機動性を高めた柔軟な機能確保の対策を講じること

対応方針 3 : 更なる対策として、炉心損傷防止を第一とするものの、なおその上で炉心が損傷した場合に生じる影響を緩和する措置を講じていくこと

対応方針1については、「15.4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ」の通り、事故時の挙動の考察から重要なことは崩壊熱を除去する注水を切らすことなく確実に行うことである。このときの時間軸も考慮した冷却までのステップは以下の通り。

原子炉及びSFPの冷却・除熱に関するサクセスパス



対応方針2については、今回の津波で引き起こされたような多重の故障や機能喪失があったとしても、炉心損傷に至ることを未然に防止し、冷温停止が可能となるよう、上記ステップを成し遂げることが必要である。したがって、対応方針2についても津波対策を踏まえた上で、さらに応用性や機動性を高めた柔軟な対策の検討が必要である。

具体的には、福島第一原子力発電所の対応で利用した消防車、電源車等のように、原子力プラントの非常用の設備としてはこれまで期待していなかった機器について、プラント設備が故障した場合の機動的な後備えとして、プラントに思わぬ事態が生じた場合においても原子炉への注水・冷却が有効に機能するよう配備することを検討する。ここで取り上げた諸対策は、炉心損傷防止のための安全機能の厚みを増す観点から、他の外部事象の発生時にも有用なものになると考えている。

対応方針3については、深層防護の観点から炉心損傷防止対策を講じた上で、なおその上で炉心損傷が生じた場合においても、建屋への水素滞留の防止や放射性物質の放出抑制の対策を講じるとの観点で検討する。

事故の経過と対応方針の関連の概略は、添付資料-16-1の通りである。

16. 2 福島第一原子力発電所事故の具体的対策

今回の経験を今後の原子力発電所の運転に活かしていくためには、徹底した建屋への浸水対策を講じるとともに、炉心損傷を未然に防止するための必要要件から対策を立案することが重要である。

津波への備えのほか、先に述べた冷却成功までのステップ毎に、具体的な対応策を以下に検討・整理した。検討結果については、添付資料-16-2、3参照。なお、ここでは炉心損傷を未然に防止することに目的を限定した設備的な対策を中心に記載したが、実際に有効活用するためには、手順、訓練などソフト面の充実を確実に図っていく必要がある。また、万一に備えた炉心損傷後の対策についても整理したが、今後も更なる検討を進め改善を図っていく。

(1) 徹底した建屋への浸水対策

今回の事故はこれまで述べてきたように、津波が主要建屋に流れ込み、重要設備（電源設備等）の浸水により機器の多重故障や機能喪失したことが原因であることから、中長期的に整備するものも含め、重要な設備及び炉心損傷防止に有効な設備を設置するエリアの浸水防止対策が必要である。

[方針1：敷地への浸水対策]

発電所敷地内への浸水を防ぐことは、津波の衝撃緩和及び広範囲に一斉に津波の被害を受けるような事態を防止することに寄与することから、防潮堤の設置を実施する。

[方針1：建屋への浸水対策]

津波の浸水経路となった建屋外壁に設けられた空調設備の空気取り入れ口等の開口部に防潮板、防潮壁を設置することにより、外部からの水の侵入を防止する。加えて、建物内部への水の侵入を防ぐために、扉の水密化を図るとともに、配管、ケーブルを通すために設けられた壁貫通部からの浸水を防ぐための止水処理を実施する。

(2) 高圧注水設備

プラント運転状態から事故停止した場合、当初はRPVの圧力が高いために高圧で注水できる設備の機能が求められる。また、今回の事故において、電動機で動く高圧注水用のポンプについてはすべての交流電源が喪失し使用できなかったことから、蒸気駆動の高圧注水設備が重要となる。具体的には、1号機のIC（ICの場合冷却機能のみ）やHPCI、2号機及び3号機のRCICやHPCIが挙げられる。今回、2号機及び3号機についてはRCICの長時間運転に成功したが、RCICやHPCIを確実に起動するためには、直流電源の確保が必要となる。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、前項で述べた徹底した津波対策に加えて、高圧注水設備本体や起動に必要な直流電源（バッテリー室、主母線盤など、供給ルート）を水から守る（被水及び浸水させない）ため、設置場所の止水対策を確実に実施する。ポンプ等の機器本体の場合、設計上の制約から水源との位置関係等、設置位置を変更することは

根本的な難しさを伴うが、電源等については移設が可能な場合も想定できることから、止水処理に代わって高い場所への移設も選択肢の一つに挙げられる。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（蒸気駆動高圧注水設備の強制起動）]

応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、蒸気駆動の高圧注水設備（H P C I または R C I C）が起動しない場合を想定し、人が現場で強制的に起動させる方法を確認しておくことが挙げられる。高圧注水設備については、即座に対応すべき設備であることから、短時間で対応できることが第一に求められる。従って、高圧注水設備が中操から起動できない場合に、現場で、かつ、人力で高圧注水設備の蒸気入口弁等を開操作し、強制的に駆動用の蒸気タービンを起動させることでポンプを動かし、原子炉に注水する方策を考えておくことが有効と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（電動駆動高圧注水設備の活用）]

更なる柔軟な対策としては、電源車などプラントに直接関連しない設備を、通常は安全な場所に保管・充電しておき、本設の電源設備から給電できない場合に当該プラントに緊急で移動させ給電することで、数少ない高圧注水設備を起動させる方策が必要と考える。

対象となる機器の条件としては、起動条件の少ない設備、すなわち関連する設備が少ない高圧注入設備を選択して起動させることが有効と考える。

具体的には、S L C（または C R D）のシステムをできるだけ早期に起動させる手段を講じることが有効と考える。これらの機器にも、浸水により直接ポンプ本体が機能喪失しない状態を作り出す対策（ポンプ設置エリアの止水）を考慮する必要があるが、特に S L C は気密性の高い R / B 原子炉棟にあることから、津波対策の意味でも最も有利と考えられる。

これらを活用するために、D / G を含む電源設備の止水に加え、プラント内の電源設備から電気が供給できない場合に備え、外部からの速やかな電源車の持ち込みにあたって、単に電源車を送るだけでなく、トランス、遮断器、機器までのケーブルをセットしたものを事前に準備しておき、手順等も含めた交流電源の確保対策を立案しておくことが必要である。また、D / G の多様化として建屋外の高台に相応の電源を確保する。なお、S L C については、システムとして保有する水の量が少ないことから、補充を含めた水源の確保方策まで事前に確立しておく必要がある。

(3) 減圧装置

プラントの除熱、冷却まで最終的に移行するためには、R P V の減圧操作が必要不可欠である。今回、プラントによっては、R P V の減圧装置である S R V の開操作を円滑に実施することが困難な状況が生じた。これは、電源喪失により S R V の操作に必要な直流電源が不足したことが挙げられる。

[方針 1：機器の浸水対策]

このため、直流電源の確保対策（バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水（または配置見直し））が必要と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（SRVの駆動源の確保）]

応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、バッテリーが不足した場合に備えて、補充用のバッテリーを通常はプラントから離れた安全な場所で充電、保管し、必要な時には緊急で搬送し電気を供給できるように配備しておく必要がある。

なお、福島第一原子力発電所の事故における減圧操作ではSRVを作動させるために必要な窒素ガスが不足することはなかったが、AO弁での駆動用空気圧の低下なども想定し、窒素ポンベの予備を配備しておくことが必要と考える。

(4) 低圧注水設備

低圧注水設備としては、非常系の低圧注水設備の他、MUWC、FPが挙げられる。今回の事故では、すべての交流電源を喪失していたため、本来期待していた電動機駆動の非常系低圧注水設備は機能しなかった。いわゆるAM設備として、原子炉への注水を可能とするべく配管連結したMUWCもまた、電動機が被水したことで機能を喪失した。

このため、起動可能な低圧注水設備はD/D-FPのみであったが、その能力も前述したように十分に発揮することはできなかった。したがって、低圧注水設備として活用したのは本来、別の目的で配備していた消防車であり、事前に原子炉への注水として十分な手法の検討がなされていなかったこと、厳しい環境下に晒されていたこと等から、安定して確実に注水できる低圧注水設備を短期間に用意することが困難となり、スムーズな低圧注水への切替えを阻んでいた。

低圧注水設備については、高圧注水設備で対応する時間があることから、注入体制を整えるまでには多少の時間的な余裕が生じることとなる。

[方針 1：機器の浸水対策]

低圧注水系の確保対策としては、本設設備であるD/D-FPを含めたFPポンプやMUWCポンプを冠水から守り、燃料切れや電源喪失から復旧することが第一優先と考える。このため、FPポンプに対しては設置箇所の止水、D/D-FPには燃料確保（燃料の配送方法含む）、電動機駆動消火ポンプには電源車等による電源の確保、制御用バッテリー設置場所の止水が必要と考える。

また、MUWCについては、ポンプの設置エリアの止水、D/Gを含む電源設備の止水または電源車等による交流電源の確保対策が必要と考える。

D/D-FPの場合、交流電源の喪失では優先的にその使用を考慮すべきと考えるが、交流電源が確保できた段階ではMUWCポンプの方が燃料補給がない等、安定した給水が可能と思われる。低圧注水系の場合、高圧注水と比較して確保までの時間に若干の余裕があることから、状況を見極め、より安定した注入方法を選択することが重要と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（代替注水設備の電源確保）]

更なる備えとなる柔軟な対策としては、上記D/D-FPの制御用バッテリーの能力低下に備えて、別の安全な場所での予備バッテリーの充電と保管を行い、いつでも搬送できるよう事前に検討及び準備しておくことが必要と考える。

また、MUWCポンプ等の電源を喪失した場合については、「高圧注水設備」の

項でも述べたように電源車の配備やD/Gの多様化として建屋外の高台に相応の電源を確保することで対応する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（消防車による注水手段確保）]

加えて、本設の低圧注水設備がすべて使用できない場合は、消防車による原子炉注水を基本とする。通常は、消防車を安全な場所に待機させ、本設のポンプが使用できないような事態が発生する恐れがある場合には、当該プラントに緊急で移動させ、外部連結口に注水することで原子炉への注水を可能とする設備を構成する。

なお、低圧注水設備に共通の問題として、水源確保の問題がある。今回の事故の場合には、原子炉注水に使用できるポンプがD/D-FPと消防車に限定され、まとまった淡水水源を確保できなかったこと、初期段階では高低差の問題から近くの海から直接海水を汲み上げることができなかったことが、原子炉注水に時間を要した一因でもあると考える。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（水源の確保）]

低圧注水設備は多様であり、使用するポンプに応じて水源も異なる。このため、水源確保において重要なことは、消防車を利用して、事前に海から海水を汲み上げることが可能であることを確認し、その手順を確立しておくこと、発生する状況によって、対応できるポンプが限定される可能性があることから、水源となり得るタンク間の水の融通についても事前に手順を確認しておく必要がある。

また、今回の事故において、FPの配管が津波や漂流物の衝突の影響で損傷している事例が散見されていることを考慮し、FP配管のルート図を配備し、損傷箇所を把握することを容易にしておくことも重要と考える。

(5) 除熱・冷却設備

①PCVベント（S/Cベント）

低圧注水段階では、原子炉の圧力をSRVでS/Cへ逃がし、原子炉の水位低下については低圧注入設備で水を補給するが、やがてS/Cは圧力、温度ともに上昇してくる。このような状況において、海水を冷却源とすることができない場合は、大気を冷却源とするためS/Cのベント操作を実施し、S/C内の圧力と熱を大気に逃がすことが必要である。

今回の事故では、2号機でS/Cの圧力が設計圧力付近まで上昇し、S/Cの温度が100℃以上となった。これは原子炉の熱をS/Cに逃がしたものの、除熱ができなかったことにより、熱がこもってしまったものである。この段階のベントに限らず、今回の事故ではPCVベント操作で開操作が思うようにできず、対応が長引くなど困難が生じていた。

炉心損傷が起きていない段階でのS/Cからのベントは、基本的に放射性物質の放出のない、積極的なベント操作を意味しており、原子炉の冷却のみならず、PCVの健全性を維持する意味でも重要な役割を持つ。S/Cのベントラインを完成するには、MO弁とAO弁を開することが必要となる。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、除熱の観点でS/Cベントを確実に行うことができるよう、駆動用の交流電源確保と駆動用の空気の確保を第一の対策とする。具体的には、D/Gを含む電源設備の止水と駆動用の空気としての可搬式空気圧縮機（またはポンペ）の確保が必要となる。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（AO弁の開操作の多様化）]

柔軟な対策としては、電源に関しては前述のように電源車を配備するとともに、AO弁用の電磁弁に対する可搬式発電機を安全な場所に備え、緊急時には即座に搬入して利用できるような方法を確立しておく必要がある。また、最終的に人力により対応するため、MO弁に加えてAO弁も手動で操作することができる構造に設計変更を実施する。

②停止時冷却モード（RHR）による除熱

最終的に冷温停止に到達した5号機、6号機においても、その途中段階においては、最終的な除熱装置であるRHRの海水系等が機能喪失している。

これについては、電源を確保するとともに、代替ポンプの設置やモータ修理または交換などを行って最終冷却源である非常用海水系を復旧している。

[方針1：機器の浸水対策]

RHRポンプは気密性の高いR/B原子炉棟内に設置され、立型ポンプである点を考慮すれば津波に対して強いことから、津波対策（止水等）によりD/Gを含む電源系を確保するとともに、非常用海水系や中間冷却系のポンプを作動させることができるように、交換用の予備モータを設置することが対策になると考える。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（RHRの電源確保）]

柔軟な対策としては、電源の喪失に備えて、D/Gの多様化として相応の電源を建屋外の高台に確保する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（熱交換設備の多様化）]

さらに、応用性・機動性を高めた対策としては、これらの復旧をより速やかに行うため、電源や冷却設備を一体で移動式とした可動式熱交換設備（ポンプ、熱交換器一式）の配備を検討する。

③SFPの除熱

[方針1：機器の浸水対策]

FPCはR/Bの中に設置されており津波に対して基本的には強いが、横型ポンプであることから、ポンプ室と電源系の津波対策（止水）を基本とする。なお、電源については、電源車等の配備を後備えの対策として考える。

なお、現在は水位が低下すると水位及び温度の測定が困難となることから、冷却をより確実に実施できるようにするため、プール内に深部の水位及び温度が計測可能な装置を設置する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（注水方法の多様化）]

今回の事故からSFP内の燃料損傷防止対応には時間的に余裕があると考えられることから、応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、注水機能の後備えとして消防車の配備並びにFP配管の活用を検討する。

(6) 監視計器の電源確保

今回の事故では、交流電源とともに直流電源も喪失し、炉心損傷に至った1号機、2号機は監視計器が機能喪失した。また、直流電源が使用できた3号機においても、不要な計器電源を切るなど、できる限り長時間使用するための工夫を要した。各機器の運転状態の監視機能を喪失したことは、判断や対応に誤りや遅れを生じさせる恐れがあるため、これに対し、仮設バッテリーを持ち込み計器の復旧を行ったが、いずれもかなりの時間を要している。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、冷温停止に向けて必要な計器については、計器に必要な電源を津波から保護するための対策（バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水または配置見直し）が必要である。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（計器用電源の多様化）]

また、応用性・機動性を高めた柔軟な対策として、直流電源については可搬式バッテリーの配備を、さらには、長時間使用するために電源車並びに可搬式の充電器を配備することが必要と考える。

(7) 炉心損傷後の影響緩和策

今回の事故では、炉心損傷の結果、水素や放射性物質が大量にPCV内に放出され、これらが、建屋に漏れ出し、環境への放射性物質の放出につながった。

また、PCVから建屋に漏れ出したと考えられる水素の爆発によって放射性物質の閉じこめ機能の喪失のみならず、復旧活動自体が著しく困難となった。

炉心損傷を契機に生じた悪影響の防止は、炉心の損傷自体を防止することが第一であるが、深層防護の観点から、炉心損傷が生じた場合における更なる対策を講じておくことが肝要である。

なお、炉心損傷後の影響緩和策については、今後の事故調査を踏まえ、改善していくこととする。

①水素滞留の防止

炉心損傷が生じて水素が発生した場合においても、建屋への水素滞留を防止して水素爆発を防ぐ対策を講じることが重要である。

2号機の場合は建屋の爆発は発生していないが、これは建屋最上階のブローアウトパネルが開放されていたことで換気が促進されたためと考えられる。

[方針3：炉心損傷後の影響緩和策]

従って、水素滞留を防止してR/Bの水素爆発を防止するために、R/Bの換気促進の対策が必要である。

必要な場合にはR/B屋上へ穴を開ける措置（トップベント）やR/B最上階のブローアウトパネルを開放する措置でR/B内の水素滞留を防止する。

②放射性物質の放出抑制

[方針3：炉心損傷後の影響緩和策]

炉心損傷前のPCVベントでは、放射性物質が大量に放出することはないが、1号機、3号機では、炉心損傷が発生した中でウェットウェル（S/C）ベントにより放射性物質を水フィルタを介して放出することで、放射性物質放出の低減を図った。

対応方針2において、ベント実施の確実性を向上する対策を講じていることは炉心損傷後においても効果を持つものと言える。

また、PCVを冷却するため、消防車等による原子炉への注水手段に加え、PCVへの注水が可能となる手順を準備する。

(8) 共通的事項

以上、今回の事故を踏まえた津波に対する具体策を記載したが、これらを有効なものとするためには、これまで述べた設備的な対応のほか、対応する人が安全に安心して効率的に動けるように、作業を支援する装備や補助設備を充実する必要がある。

具体的には以下に述べる。

①外部電源

外部電源の喪失は、今回事故の直接の原因ではなく、福島第一原子力発電所は、安全設計審査指針に定められる2回線以上の送電系統で接続されていたが、地震によってすべての外部電源が喪失した。今回の地震では送変電設備が広範囲に被害を受けたことと合わせ、原子力発電所の外部電源の信頼性の向上という観点から設備設計及び電源系統設計について以下の検討を進めていく。

- ・ 変電設備に対して、遮断器、断路器などのがいし形の変電機器に多くの被害が発生していることから、これらの損傷原因の分析評価を行っている。この評価結果を踏まえ、今後の耐震性向上方策を検討していく。
- ・ 送電鉄塔に対しては、夜の森線のNo. 27鉄塔が隣接地の盛土の大規模な崩落により倒壊したことを踏まえ、原子力発電所の外部電源送電線について、このような二次的被害を引き起こす3項目（盛土の崩壊、地滑り、急傾斜地の土砂崩壊）について評価を実施した。なお、評価結果については、二次的被害を引き起こす有意な箇所がないことを平成24年2月17日に原子力安全・保安院へ報告している。
- ・ 地震時における原子力発電所の外部電源の信頼度確保の観点から、1変電所の全停電という過酷なケースにおいても外部電源が喪失しないレベルの十分な供給信頼度を確保するため、異なる2つの変電所から受電を行うか、大元が1つの変電所となっているため、外部電源は喪失するが、送電系統の切替えによる早期復旧を可能とする設備形成の検討を進めていく。

②瓦礫撤去設備

今回の事故対応の中では、津波や爆発による瓦礫が散乱し、消防車等の移動や対応

活動の阻害要因になったことから、事前に瓦礫撤去用の重機を配備する必要があるものとする。なお、駐車車両の漂流が重要施設に影響を与えないように施設内の駐車場の位置については留意が必要である。

③通信手段の確保

今回の事故対応の中では、PHSなどの通信手段が使えなくなり、スムーズなプラント情報の交換や対応動作に支障を与えている。電源の問題などを整理し、状況に応じた通信手段の確立を検討する。

④照明用設備の確保

今回の事故対応の中では、電源の喪失により、対応動作に必要な不可欠な照明を失った。安全、迅速、確実な対応を行うためには、両手を使えるようなヘッドライトタイプの照明の他、より広範囲を照らせるような照明設備の配備を実施する。

⑤防護設備（防護服、マスク、APD、可搬式空気清浄機、非常用中操換気設備）

現場での対応を余儀なくされる人々、特に運転員はプラントの異常の影響をいち早く受ける立場にあり、防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもって配備しておく必要がある。

また、中操の非常用換気設備については、最前線の拠点である中操の環境を守る上で重要な設備であり、電源車等により優先的に機能回復を図るべき設備であるとする。

(9) 中長期的技術検討課題

今回の事故を踏まえ、津波を念頭に、炉心損傷防止のための安全機能の厚みを増す観点で、他の外部事象の発生時にも有用なものとなる対策を以上の通りとりまとめた。対応の信頼性をより向上させるためには、以下について検討を進める必要があるとする。

まず、事故直後に必須となる高圧注水設備に関して、今回の事故では1号機のICが津波の影響で直流電源が喪失したことにより隔離され、結果として冷却機能を失うこととなった。

[高圧注水設備の信頼性向上に資する検討]

この結果を踏まえ、ICの隔離信号のインターロックも含め、高圧注水設備の信頼性向上に資する考え方を整理・検討し、より柔軟な運用が可能か慎重に検討することが必要である。

次に、PCVベントに関して、ベントを確実に実施するための対策は既に述べたが、その除熱機能として放射性物質を大幅に除去する形でのPCVベントをより有効なものとするための検討を進めていく必要がある。

[ベントラインの信頼性向上に向けた検討]

このため、ラプチャーディスクを積極的に作動させる方策やベントラインの信頼性

向上についても検討する必要があるものと考え。ただし、不用意な放出につながる可能性もあることから、慎重に検討を進める必要がある。

[フィルタベントの検討]

なお、炉心損傷後においても、PCVベント時の放射性物質の放出を低減するため、放射性物質をフィルタを介して放出するフィルタベントの設計検討を行う。

また、今回の事故において、監視計器が直流電源喪失により監視不能となったことから、対策として電源を確実に確保するための対策を立案した。

一方、原子炉水位計に関して、炉心損傷後、実際と大きく指示が異なっていたという事例が発生していることを踏まえ、これを考慮した事故時の計測に関する検討が必要である。

[事故時の計測装置の研究開発]

このため、単に水位計の精度の向上だけを目指すのではなく、事故時に必要な目的に応じた計測装置を研究、開発することで多様性を持たせていくことが必要であると考える。

17. 福島第一原子力発電所の事故による環境影響について

17.1 事故進展に伴う福島第一原子力発電所敷地境界の線量率の変動

被災後、発電所周辺に設置しているMPは停止しており、線量率の測定ができなかったことから、モニタリングカーにより線量率を測定してきた。

PCVベントやR/B爆発といった、環境への放射性物質に密接に関連すると考えられる事象が発生した期間の正門付近のモニタリングカーによる測定結果を添付資料-17-1に示す。

平成23年3月11日～3月12日の明け方までは、線量は平常値近辺であったが、3月12日5時頃から線量率が上昇してきている。これは、既に炉心損傷が発生していたと推定されている1号機からの放射性物質の放出の影響によるものと考えられる。

1号機のPCVベントのラインナップのため、S/Cベント弁(AO弁)小弁の遠隔操作を実施(3月12日10時17分、同日10時23分及び10時24分に3回)した3月12日10時～同日11時頃に線量率のピークが見られているが、この際にはPCV圧力の低下は見られておらず、その原因は明確ではない。その後、1号機のPCVベント(S/C側)、R/B爆発があったが、特段のピークは見られていない。3月13日には3号機で複数回、PCVベント(S/C側)を実施し、ピークが見られるものの、線量率は $10\ \mu\text{Sv/h}$ 未満であり、バックグラウンドの上昇は見られていない。

2号機で炉心損傷が生じたと推定される3月14日夜以降、バックグラウンドの上昇が見られる。特に、3月15日7時20分にD/W圧力が $730\ \text{kPa}$ [abs]であったが、同日11時25分には $155\ \text{kPa}$ [abs]へ低下しており、この2号機におけるD/W圧力の減少の時期に、線量率が $1000\ \mu\text{Sv/h}$ を超えて最大で $10000\ \mu\text{Sv/h}$ に達し、バックグラウンドレベルの大幅な上昇が見られる。

D/W圧力は放射性物質放出に関連する重要なプラントパラメータであることから、3月31日までのD/W圧力の推移を発電所内外で測定された線量率とともに添付資料-17-2に示す。

先に述べたように、3月16日までの間に、放射性物質の放出があり、バックグラウンドレベルが高い状態になったが、それ以降は若干のピークが見られるところはあるものの、総じて徐々に線量率が低下している。この線量率の低下傾向は、I-131の半減期(約8日)に相当するものとなっている。

これらのことから、事故当初に放出された放射性物質が地面等にフォールアウトしたことでバックグラウンドレベルの上昇があり、それ以降は、地面等に付着した放射性物質の崩壊によりバックグラウンドレベルが低下していったものと推定される。

【添付資料-17-1、2】

17.2 放射性物質の大気中への放出量の評価

今回の事故では、事象の進展に伴い、PCVベント、R/Bの爆発等があり、1～4号機より大気中への放射性物質の放出に至っている。

今回の事故による放射性物質の放出については、原子炉施設の故障等に起因した排気施設による排出状況の異状、排気筒以外の場所からの管理区域外での漏えい、法令に定める大気中の放射性物質濃度の濃度限度^{※1}の超過が確認されている。

※1：法令に定める大気中の放射性物質の濃度限度

実用炉規則 第15条第4号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第9条

放出量については、発電所敷地周辺8ヶ所のMP及びモニタリングカーにおける空間線量率の推移から、事象に応じて放出され線量率が上昇したものと考えられる。

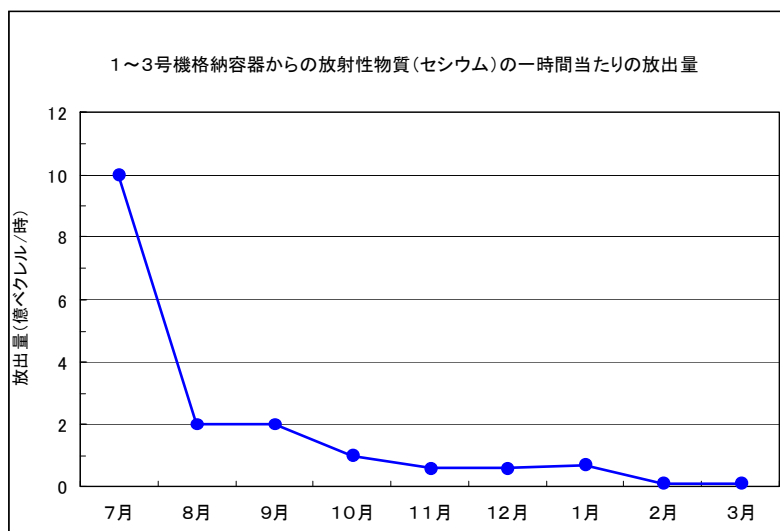
なお、現在、原子炉は安定的に冷却されている状態にあり、事故直後に比べ放射性物質の放出量は大幅に減少している。

現状放出されている1～3号機から放射性物質の放出量について、平成23年8月までは敷地周辺における大気中の放射性物質濃度の測定結果から評価していた。より精度の高い評価結果を得るために放射性物質の放出源により近い地点においてサンプリングを行うこととし、同年9月から継続して、R/B上部でのサンプリングを実施し、測定結果から現時点のPCVからの放射性物質の放出量を求めている。

同年12月時点の放射性物質の放出量として、1号機R/Bカバー排気設備及びPCVガス管理設備（1号機及び2号機）の運用を反映した形で、同年11月下旬～同年12月上旬のR/B上部や開口部等のダスト濃度測定結果による放出量評価について以下の通り取り纏め、平成23年12月16日に公表した。

12月時点の評価結果は、1号機約0.1億Bq/時、2号機約0.1億Bq/時、3号機約0.4億Bq/時となり、3基合計では約0.6億Bq/時と評価し、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約0.6億Bq/時と評価している。

なお、その後も現状の放出量については、月毎に評価を継続しており、平成24年3月時点の評価結果は、3基合計で約0.1億Bq/時であった。



引き続き、事故発生直後から平成24年3月末までの大気中への放出量について、推定される放出要因（PCVベント等の操作）を抽出し、要因毎に空間線量率の測定結果や気象条件等から評価を進めている。

【添付資料－17－3、4】

17.3 建屋内への漏えいによる放射性物質を含む滞留水の状況

1～6号機及び集中廃棄物処理建屋の主要建屋地下には、津波の浸水や地下水の流入等により滞留水が存在しており、核種分析の結果、放射性物質を含む汚染水の滞留であることを確認している。

今回の事故による建屋内の放射性物質を含む汚染水の滞留は、原子炉施設の故障等が生じたことによる放射性物質の管理区域内での漏えい事象である。

(1) 6号機廃棄物処理建屋地下の低濃度汚染水の滞留

6号機廃棄物処理建屋地下床面の滞留水について、3月22日に核種分析を実施した結果、低濃度の放射性物質を検出した。これは、今回の事故で大気中へ放出された放射性物質等により汚染した5号機及び6号機付近のサブドレンの地下水の水位が上がり、5号機及び6号機の建屋内に一部侵入してきたことから滞留水が汚染したものと推定する。

なお、地下水の侵水による低濃度汚染水の滞留は、4月3日に6号機廃棄物処理建屋地下トレンチ内でも確認した。

【添付資料－17－5】

5号機及び6号機の建屋内に滞留する低濃度汚染水については、地下水の浸水継続により水位が上昇し、非常用系の高圧電源盤等の安全重要な機能を有する設備が被水するおそれがあることから、循環浄化装置により放射性物質を除去したうえで、仮設タンク及びメガフロートへ処理水の移送を行っている。

さらに、9月中旬より逆浸透膜装置にて処理水の塩分除去ならびにさらなる放射性物質の除去を行い、10月7日以降、伐採木の自然発火防止や粉塵の飛散防止を目的とした構内散水の水源に滞留水の処理水を使用開始し、仮設タンク及びメガフロートの余剰水対策を図っている。

(2) 1～4号機T/B地下の高濃度汚染水の滞留

3月24日に3号機T/Bで発生した作業員の被ばくを契機に3号機地下の滞留水について、核種分析を実施した結果、高濃度の放射性物質を検出した。

1号機及び4号機についても3月24日、2号機については3月26日にT/B地下の滞留水の核種分析を実施した結果、3号機と同様に高濃度の放射性物質を検出した。

これは、事故の進展に伴い、原子炉への注水がRPV及びPCVから漏えいし、R/B地下に滞留するとともに、漏えい経路の詳細は特定できてないがT/Bまで

原子炉からの漏えい水が流出してきたことで滞留水が汚染したものと推定した。

【添付資料－17－6】

T/B地下等に滞留した高濃度汚染水については、原子炉への注水に伴い水位上昇が継続していたことから、4月19日以降、止水対策のうえで一時保管先とした集中廃棄物処理施設のプロセス主建屋及び雑固体廃棄物減容処理建屋へ滞留水の移送を行いながら、外部へ漏えいしないよう1～4号機ならびにプロセス主建屋及び雑固体廃棄物減容処理建屋の滞留水水位を維持した。

その後、滞留水を処理するための施設を設置し、6月17日より水処理設備を稼働し滞留水の処理を開始した。また、6月27日以降、1～3号機については、滞留水を処理した水を原子炉への注水に再利用する「循環注水冷却」を開始した。

なお、その後も処理施設については、第二セシウム吸着装置（サリー）を8月18日運用開始、処理水受けタンクを順次設置等により増強させ、処理施設を安定的に稼働し滞留水を処理することにより、現状の滞留水水位は豪雨や処理施設の長期停止があっても建屋外に溢れない目標レベル（O. P. + 3000 mm）を維持している。

【添付資料－17－7】

17.4 放射性物質の海水中への放出量の評価

4月に発生した2号機取水口付近からの放射性物質を含む汚染水の海洋への流出をはじめとし、海洋への排出基準を超える放射性物質濃度の排水の放出は4件発生している。

今回の事故による放射性物質を含む汚染水の海洋への流出については、法令に定める海洋中の放射性物質の濃度限度^{※1}を超える、放射性物質の管理区域外への漏えい事象である。

※1：法令に定める海洋中の放射性物質の濃度限度

実用炉規則 第15条第7号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第9条

(1) 2号機取水口付近からの流出

4月1日～6日にかけての2号機T/B高濃度汚染水（以下、「2号機汚染水」という。）の漏えいによる港湾内への流出量は、流出水の流況の目視確認結果から推定した流量約4.3 m³/hと空間線量率の上昇時期から推定した流出時間約120時間から約520 m³、放射性物質の漏えい量は汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約4.7 × 10¹⁵ Bqと評価している。

【添付資料－17－8】

(2) 集中廃棄物処理建屋滞留水及び5号機、6号機サブドレン水の放出

4月4日～10日にかけて、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第64条第1項に基づく措置として緊急放出した集中廃棄物処理建屋滞留水及び5号機、6号機サブドレン水（以下、「低濃度汚染水」という。）の放出量は、集中廃棄物処理建屋滞留水約9,070m³、5号機サブドレン水約950m³、6号機サブドレン水約373m³の合計で約10,393m³、放射性物質の漏えい量はそれぞれの汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約 1.5×10^{11} Bqと評価している。

【添付資料-17-9】

(3) 3号機取水口付近からの流出

5月10日～11日にかけての3号機T/B高濃度汚染水（以下、「3号機汚染水」という。）の漏えいによる港湾内への流出量は、流出水の流況の目視確認結果から推定した流量約6m³/hと流出箇所の上流側に当たる3号機立坑内水位の変動から推定した流出時間約41時間から約250m³、放射性物質の漏えい量は汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約 2.0×10^{13} Bqと評価している。

【添付資料-17-10】

(4) 蒸発濃縮装置からの流出

12月4日の蒸発濃縮装置から外部への漏えいに伴う一般排水路から港湾内への流出量は、蒸発濃縮装置ハウスの堰のひびの部分からの流況の目視確認結果から推定した流量約1リットル/分と蒸発濃縮装置ハウス外への漏えい確認から土嚢設置完了までに一般排水路へ漏えい水が流れ込んでいたと推定した流出時間約145分から約150リットル、放射性物質の漏えい量は回収した漏えい水を12月5日に採取し分析した結果と流出量からストロンチウム-89（以降、それぞれ「Sr-89」と記す。）、Sr-90、Cs-134、Cs-137の4核種合計で、約 2.4×10^{10} Bqと評価している。

【添付資料-17-13】

(5) 汚染水の海洋放出に関わる影響の評価

① 港湾外への放出量

港湾内へ漏えいした2号機汚染水は、港湾内海水の放射性物質濃度の測定値に基づき推定した結果、5月9日までに、その99.9%が港湾外に流出したものと考えられる。また、低濃度汚染水は、港湾外に直接放出された。なお、3号機汚染水については、取水口前面に施したシルトフェンスなどによる拡散防止対策により、現時点では、大部分が港湾内に滞留しているものと考えられる。港湾内に滞留している放射性物質の量は2号機汚染水の漏えい放射性物質の総量と比較して小さく、従ってこれが港湾外に流出したとしても沿岸海域に与える影響は小さいと評価できる。いずれにしても海洋モニタリングにより注意深く監視してゆ

くこととする。

12月4日に確認した蒸発濃縮装置からの漏えい水は、側溝が発電所構内の一般排水路へ繋がっているため、12月4日に南放水口付近の海水を採取し、核種分析を行った結果、セシウム濃度に関しては、日々公表している分析結果と同程度もしくは若干高い程度の値であったことから、12月5日に再度海水を採取し、ストロンチウムを含めた核種分析を行った結果、ストロンチウム濃度については毎月公表している分析結果に比べて、千倍以上の高濃度であり、港湾内海水に漏えいによる影響が認められた。これは、蒸発濃縮装置から漏えいし、海域に流出した放射性物質は、排水路及び海域で希釈拡散したものの、海水中放射能濃度を上昇させたと考えられ、引き続き、周辺海域へ漏えいした放射性物質の拡散の状況を把握し、それを踏まえて放射性物質による周辺環境に対する影響を評価中である。

【添付資料－17－13】

②海洋モニタリング結果の概要

福島第一原子力発電所周辺の海洋モニタリングについては、当社は3月21日より逐次ポイント数を増加し海水モニタリングを実施している。このモニタリング結果によると、4月5日頃～4月20日頃にかけて、発電所近傍のみならず、発電所沖合15km及び周辺海域30kmポイントにおいても、2号機汚染水漏えいの影響と思われるピークの上昇が観察された。その後減少傾向を示し、5月初めには、全般的に、検出限界値以下(約10Bq/L)が多くを占めつつある。

また、3号機からの漏えいの影響については、5月15日に採取した沿岸15km地点のモニタリング結果においても、ほとんどが検出限界値以下となっており、現状では、その影響は観察されていない。

【添付資料－17－11】

なお、事故発生以降、定期的に実施中の発電所沿岸(北放水口及び南放水口)と沖合15km地点における海水モニタリングの結果においては、海水の放射性物質濃度は低下傾向を示しており、現時点では、告示濃度を下回る濃度で推移している状態である。

【添付資料－17－12】

12月4日に確認した蒸発濃縮装置からの漏えい水による海洋への影響を確認するため、12月10日に海洋モニタリングにおいてストロンチウム濃度の測定を行ったが、調査した全地点で低濃度ながらSr-90が検出されたことから、引き続き、海洋モニタリングにおいてストロンチウム濃度の測定頻度を増やし、海水の分析を実施中である。

【添付資料－17－13】

18. 福島第一原子力発電所における作業者の被ばくについて

18.1 緊急作業の放射線管理

今回の事故発生当初、福島第一原子力発電所における緊急作業に従事する作業者については、東北地方太平洋沖地震以前からの法令の定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）を遵守し、事故収束の対応にあたった。

事象の進展に伴い、現場の放射線量は高くなり、法令の定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）を遵守するとなると、事故収束に必要な作業の継続は困難な状況となった。

3月14日、厚生労働省及び経済産業省より省令^{*2}及び告示^{*3}が施行され、福島第一原子力発電所における緊急時の線量限度は、100mSvから250mSvに引き上げられた。

事故の収束に向けては、PCVベント、R/B爆発等により放射性物質の放出や建屋の爆発により発生した高線量瓦礫の存在、また、高線量汚染水が滞留するT/B地下、過酷な放射線環境となったR/B内等において、事故収束に必要な作業が実施された。

3月24日、3号機T/B地下のケーブル敷設作業において、作業員が170mSvを超える被ばく線量を受けたが、その後、この事象を教訓として、地震前の状況と異なり、どのような場所においても作業環境が大きく変わりうることなどについて周知徹底を図り、放射線マップ等を活用して事前に作業環境の把握に努め、現場状況を共有することの徹底を図った。

また、福島第一原子力発電所構内すべて（ただし、免震重要棟及び休憩所は汚染のないエリアとして管理）を「管理区域と同等の管理を要するエリア」として定め、「管理対象区域」として線量管理並びに身体汚染防止のための防護装備の着用等の運用を講じた。

11月1日、省令^{*2}及び告示^{*3}が改正され、原則として、一部の作業^{*4}を除いて、緊急時の線量限度は250mSvから100mSvへ引き下げられた。

12月16日、福島第一原子力発電所の原子炉を安定的な冷温状態にするための工程（ステップ2）の完了をもって、省令^{*2}及び告示^{*3}が廃止となり、原則として、一部の作業^{*4}については法令に定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）、それ以外については法令に定める通常時の線量限度^{*5}（50mSv／年かつ100mSv／5年）が適用されることとなった。

なお、今回の事故収束の対応における作業者の被ばくの状況は、事象の進展に伴い、法令に定める通常時の線量限度^{*5}を超える、または超えるおそれのある作業環境となった。

- ※1：実用炉規則 第9条第2項
実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第8条
- ※2：平成23年東北地方太平洋沖地震に起因して生じた事態に対応するための電離放射線障害防止規則の特例に関する省令
- ※3：平成23年東北地方太平洋沖地震の特にやむを得ない緊急の場合に係る実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示
- ※4：原子炉の冷却や放射性物質放出抑制設備の機能維持のための作業
- ※5：実用炉規則 第9条第1項第1号
実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第6条

18.2 作業者の被ばくの状況

東北地方太平洋沖地震発生後に福島第一原子力発電所の緊急作業に従事した作業者の被ばく線量について、「内部被ばく線量」、「外部被ばく線量」の2つに分けて測定・評価を継続して実施中である。

平成23年3月以降、緊急作業に従事した作業者について、平成24年2月末までの「各月毎の外部被ばく線量」及び平成23年3月からの「実効線量（内部被ばく線量と外部被ばく線量の合算値）の累積値」の分布等を、添付資料－18－1に示す。

作業者の被ばくの傾向は、外部被ばく線量の月毎の評価結果より、平成23年3月は3796名の平均値が13.76mSvと一番高く、4月は5811名の平均値が5.18mSv、5月は7092名の平均値が3.54mSvと低下傾向で推移し、平成24年2月は5588名の平均値が1.31mSvと被ばく線量は月を追うごとに小さくなってきている。

特に平成23年3月には、緊急作業の作業者の線量限度250mSvを超えた作業者が6名発生している。いずれも当社社員で事故発生後に中操等で運転操作・監視にあたった運転員や監視計器等の復旧作業にあたった電気・計装関係の保全業務従事者であった。

【添付資料－18－1】

18.3 線量限度を超える作業者の被ばく

線量限度の超過については、これまで以下の①と②の事象が発生していることを確認している。

なお、以下の社員に対して実施したこれまでの健康診断の結果において、異常は見られていない。

- ①当社女性社員2名が法令に定める線量限度^{*1}（5mSv／3ヶ月）を超過
東北地方太平洋沖地震発生後の作業に従事していた女性作業者の被ばく線量

の測定・評価を実施した結果、当社女性社員2名の実効線量が法令の線量限度を超えており、平成23年4月27日及び5月1日に原子力安全・保安院へ報告している。

当該当社女性社員2名は、消防車の給油、免震重要棟での机上業務及び免震重要棟での体調不良者の介護等に対応していた。現場作業時にはチャコールマスクを着用する等適切な放射線防護を実施していたが、免震重要棟内において、外部から流入した放射性物質を吸い込んだことにより、結果として実効線量が法令の線量限度を超えたものと推定する。

なお、3月23日以降、女性社員は福島第一原子力発電所構内では勤務させていないことから、同日以降、被ばくの可能性はない。

②当社男性社員6名が法令に定める緊急時の線量限度^{※2}（250mSv）を超過

福島第一原子力発電所の緊急作業に従事した作業員の被ばく線量の測定・評価を実施した結果、当社男性社員6名の実効線量が法令に定める緊急時の線量限度を超えており、平成23年6月10日に2名、6月20日に1名、7月7日に3名、原子力安全・保安院へ報告している。

当該当社男性社員6名は、中操の運転員、電気・計装関係の保全業務従事者であり、地震発生当日から数日間、中操等で運転操作・監視対応、監視計器等の復旧作業対応を行った。

R/Bの水素爆発によって、汚染された空気が破損した扉から中操内に流入しており、マスクの適切な選択、装着、配備など、放射線管理上の防護措置を的確に行うことは非常に困難な状況であったこと等から放射性物質の体内への取り込みが発生した。

※1：法令に定める線量限度

実用炉規則 第9条第1項第1号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第6条第3項

※2：法令に定める緊急時の線量限度

実用炉規則 第9条第2項

平成23年東北地方太平洋沖地震の特にやむを得ない緊急の場合に係る実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示

【添付資料－18－2】

18.4 線量限度を超える被ばくに係る再発防止策

線量限度の超過について、原子力安全・保安院に対し原因の究明及び再発防止策の策定について、当社女性社員2名については平成23年5月2日に、当社男性社員6名については平成23年6月17日及び8月12日に報告書を提出し、また、原子力安全・保安院及び厚生労働省の指導のもと、緊急作業に従事する作業員の線

量限度を適切に遵守するため、被ばく線量管理の強化、再発防止策^{※1}の徹底を行っている。

※1：線量限度を超える被ばくに係る再発防止策

(平成23年6月17日及び8月12日原子力安全・保安院報告)

- a. 情報の共有化
緊急時対策組織の会議等で各班の持つ情報を共有し、判断・指示を確認しあうようにした。
- b. 資機材の配備充実と使用
マスクやヨウ素剤などの資機材を適所に配備し、速やかに使用できるようにする。
- c. 飲食の制限
法令等で定める管理区域の設定レベル以上のエリアでの飲食を禁止する。
- d. 保護具に関する啓蒙活動
免震重要棟、J-Villageなどに保護具に関する注意喚起のための掲示を行った。
- e. 保護具に関する教育
現場に初めて入域する者については、J-Villageで保護具の着用指導、放射線教育を行う。
また、保護具の必要性と効果、使用方法について、社内及び協力会社に周知を図った。
- f. 着実な保護具の装着
作業着手前に保護具の装着状況をチェックし、不備がないことを確認する。
- g. 新たなマスクの採用
密着度を高める、あるいは全体を覆うマスクなどの型式について検討を行い、採用を進める。
- h. 作業前サーベイの充実と情報の共有
作業前サーベイの充実に加え、放射線マップなどを掲示し、情報の共有を通して被ばくの低減を図る。
- i. 適切な保護具の装着
作業前のサーベイを基に、作業環境に応じた保護具を選択することを徹底する。

【添付資料－18－3】

19. 安定化への取り組み

19. 1 事故の収束に向けた道筋

福島第一原子力発電所については、事故の収束を計画的に進めるため、「福島第一原子力発電所・事故収束に向けた道筋（以下、「道筋」という。）」を平成23年4月17日までに取り纏め、以降、この道筋に基づき全力をあげて、事故収束に向けた対策の実施に取り組み、現時点までに、ステップ1を平成23年7月19日に目標達成、ステップ2を平成23年12月16日に目標達成した。

ステップ2の目標達成により、原子炉は「冷温停止状態」に達し、不測の事態が発生した場合も、敷地境界における被ばく線量が十分低い状態を維持できるようになり、安定状態へ移行した。

＜各ステップの達成目標＞

- ステップ 1：放射線量が着実に減少傾向となっている。
- ステップ 2：放射性物質の放出が管理され、放射線量が大幅に抑えられている。

なお、道筋に基づく放射性物質の放出の抑制への取り組みとして、以下の海水中及び大気中への拡散防止策をステップ2完了までに実施してきている。

(1) 放射性物質を含む液体の海水中への拡散防止強化策

放射性物質を含む汚染水の海洋への流出について、原子力安全・保安院に対し、再発防止策及び流出防止計画を平成23年5月20日及び6月1日に報告書を提出した。

確認した汚染水の流出経路を踏まえ、以下の通り流出防止対策を行うとともに、流出した場合に備えた拡散抑制対策を実施（一部実施予定あり）した。

（【1】等の記号は、添付資料－19－2中の対策を示す）

①流出経路の上流部に位置する海水配管トレンチの閉鎖【5】

- ・ 流出経路の上流部に位置する2～4号機海水配管トレンチの立坑部を閉鎖した。

②流出リスクのあるピットの閉塞【5】

- ・ 2号機及び3号機における流出事象と類似のスクリーンポンプ室に隣接する全ピットを閉塞した。
- ・ 海水配管トレンチと電源ケーブルトレンチとの接続部近傍のピット等、接続経路が確認できないピットを含めて、流出の可能性のある全ピットを閉塞した。

③護岸の損傷箇所の閉塞【5】

- ・ 地震に伴い鋼矢板が破れている護岸がある。損傷箇所に近接するトレンチが

ないことなどから、損傷箇所から汚染水が流出することは考えにくいですが、念のため損傷部分においてグラウト材充填による止水対策を実施した。

④ 1～4号機スクリーンポンプ室の隔離【3、7】

- ・ 2号機スクリーンポンプ室前面に、応急対策として鉄板を設置した。
- ・ 1～4号機の各スクリーンポンプ室前面に角落としを設置した。

⑤ シルトフェンス及び大型土嚢の設置【1、2】

- ・ 1～4号機の各スクリーンポンプ室前面及び1～4号機取水路開渠北側及び南側に、応急対策として、シルトフェンスを設置した。
- ・ 1～4号機取水路開渠南側に、大型土嚢を設置した。

⑥ 透過防止工破損箇所の復旧【8】

- ・ 取水路開渠南側の透過防止工のうち、津波により破損した箇所について、鋼管矢板による閉塞工事を行い、破損箇所を復旧した。

⑦ 前面海域の海水からの放射性物質の除去【4、6】

- ・ 海水の放射性核種の除去を目的とし、ゼオライト土嚢の投入及びゼオライトを装填した海水循環型浄化装置の運転を実施している。
- ・ 当初、応急対策として、4月中旬にゼオライト土嚢を投入・浸漬した。本格的な対策として、水中ポンプにて強制的にゼオライトへ循環通水させる海水循環型浄化装置を設置し、6月中旬に運転を開始した。現在、海水中の懸濁物質などの除去の実施、より粒径の細かいゼオライトへの変更など、さらなる吸着率の向上に向けた対策を実施している。

⑧ 地下水を經由した海洋汚染の防止対策【9】

- ・ 現時点では、建屋内の滞留水の水位はサブドレン水（地下水）の水位と同程度であり、地中へ大量に流出することはないと考えられるが、今後、滞留水が地中へ漏出し、海洋汚染を拡大させる可能性は否定できない。このため、1～4号機の既設護岸の前面に、R/B周りの難透水層の透水係数と同程度となる 10^{-6} cm/sec の遮水性を有する鋼管矢板による遮水壁（海側）を設置するとともに、遮水壁（海側）と既設護岸との間に地下水ドレンを設置し、地下水が海洋に漏れ出さないように管理する計画である。遮水壁（海側）の延長は約800m、鋼管矢板の長さは22～23mで、下部の難透水層まで根入れする計画である。工期は約2年の予定である。

⑨ 港湾内海底土被覆工事【10】

- ・ 海底土のサンプリング結果から、港湾内の海底土からは比較的高い濃度の放射性物質が検出されている。海底土については波浪等の影響による港湾外への

拡散が考えられることから、海底土を固化土により被覆することにより、海洋汚染拡大防止を図る。工期は3～4ヶ月の予定である。

【添付資料19-2】

(2) 放射性物質の大気中への飛散抑制のためのR/Bカバー設置

1号機、3号機及び4号機は、R/B最上階（オペレーティングフロア）より上部が開放された状態であり、放射性物質を含む水蒸気の蒸散や瓦礫及び粉塵が風雨による飛散が懸念されることから、放射性物質の閉じ込め機能及び放射線の遮へい機能を有する構造物を設置するまでの間の応急措置的対策として、放射性物質の飛散を抑制するR/Bカバーを設置することとした。

1号機については、原子力安全・保安院へ、6月23日に報告書を提出し、R/Bカバーの設置に関わる安全性を確認した後、設置工事に着手し、10月28日にカバー設置を完了した。

また、3号機及び4号機についても、今後のR/Bカバーの設置に先立ち、R/B上部の瓦礫撤去を開始した。

【添付資料19-3】

19.2 廃止措置に向けた中長期対策への取り組み

ステップ2完了から原子炉の廃止に向けての作業が開始されるまでの期間（中期：3年程度以内）における原子炉施設の安全の確保、さらに、1～4号機の廃止措置に向けて必要な現場作業や研究開発等、全力をあげて取り組んでいく。

(1) 1～4号機に対する中期的安全確保

原子炉施設からの新たな放射性物質の放出を管理し、放射線量を大幅に抑制するため、以下の目標を達成させるべく設備設置等を実施した。

- ・ 放射性物質の放出源を特定し、適切な放出抑制策を講じ、モニタリングを行う（放出抑制・管理機能）
- ・ R P V、P C V及びS F P内での崩壊熱を適切に除去する（冷却機能）
- ・ R P V、P C V及びS F P内での臨界を防止する（臨界防止機能）
- ・ 可燃性ガスの検出、管理及び処理を適切に行う（水素爆発防止機能）

a. 崩壊熱の適切な除去、水素爆発の防止

- ・ 原子炉に残留する核燃料物質の崩壊熱を除去するため、原子炉注水設備を設置。
- ・ 核燃料物質からの放射線が水を分解することで僅かながら水素が発生。水素爆発を防止するため、窒素封入設備を設置し、可燃限界（水素濃度4%）以下に維持するために、P C V及びR P Vに必要な窒素量を封入。

(a) 原子炉注水設備の信頼性

R P V及びP C Vへの注水設備については、故障や事故に備え何重ものバックアップ。仮に、新たに設置した設備が全て使用不能となっても3時間程度で消防車による注水再開が可能。

・注水ポンプ

常用高台（海拔35m）炉注水ポンプ3台を常用系とし、非常用高台炉注水ポンプ3台及び純水タンク脇炉注水ポンプ3台を予備。消防車6台も待機。

・タンク

独立した2種類の水源（処理水、ろ過水）に対して、それぞれ複数のタンク（処理水バッファタンク、ろ過水タンク、純水タンク）を保有。

・原子炉注水ライン

常・非常用高台炉注水ポンプの注水ラインと、純水タンク脇炉注水ポンプの注水ラインをそれぞれ独立ラインで構成。

・電源

複数母線から受電できるようにするとともに、電源車、D/Gからも受電可能。また、非常用高台炉注水ポンプ、純水タンク脇ポンプは専用D/Gを有し、外部電源の供給に関わらず受電可能。

(b) 窒素封入設備の信頼性

- ・ 窒素製造設備を複数台設置、その一部については専用の発電機を設置。
- ・ 常用に2台（うち1台待機）の他、予備に4台（うち1台は高台）設置。
- ・ 電源は系統電源やD/Gから受電可能な設備を設置。
- ・ 予備4台は、専用D/Gを設置。

b. 原子炉における臨界防止

原子炉に存在する核燃料は臨界に適した形状から大きく崩れており、再臨界の可能性は考えがたい。しかし、保守的に考えて再臨界が発生したとしても、ホウ酸水（中性子を吸収、臨界を止める）注入設備により臨界を止めることが可能であり、外部への影響は十分小さい。

(a) ホウ酸水注入設備の信頼性

- ・ ホウ酸水注入設備のポンプ及び電源は原子炉注水設備と共用であるため同等の信頼性有。
- ・ ホウ酸水のタンクは2基設置。

(b) 臨界検知機能

- ・ R P V底部の温度上昇率監視。
- ・ M P及び可搬型M Pの空間線量率監視。
- ・ 更に、臨界時発生する短半減期核種をP C Vガス管理システムによって測定を実施。

c. S F Pの冷却

S F Pに保管される使用済燃料の崩壊熱を除去するため、循環冷却設備を設置。

(a) S F P循環冷却設備の信頼性

- ・ 循環冷却設備の動的機器（冷却塔、ポンプ、熱交換器等）は多重化。蒸発または、万が一の漏えいによるプール水の減少については、外部から注水を可能にすることで対応。

(b) 水質改善

- ・ 発災時に応急措置として海水を注入したプールには、使用済燃料の被覆管やプールが腐食しないよう、塩分の除去装置を設置。

d. 高レベル放射性汚染水の処理

津波や炉心冷却水等の流入によりR/BやT/B等に滞留した高レベル放射性汚染水を処理し、放射性物質（Cs-134、Cs-137）の濃度を約1/10,000以下に低減。処理済水は、原子炉の注水に再利用。

(a) 汚染水処理設備の信頼性

- ・ 汚染水処理装置は、故障等に備え、複数系統を設置。ポンプ等の動的機器は原則多重化。

(b) 設備等からの漏えい管理

- ・ 高レベル汚染水の処理装置等からの漏えいは、検知器等にて検知するとともに、堰や建屋等で漏えい拡大を防止。
- ・ 平成23年12月4日に発生した淡水化装置からの施設外への漏えい事象を踏まえ、類似の堰は、点検・補修を実施。当該堰を含め、全ての堰について、漏えい検知器を設置。
- ・ 屋外の濃縮塩水を貯蔵するタンク等については、静的な状態であり、巡視点検により監視し漏えいがあれば止水、堰の設置等を実施。

(c) 建屋に溜まった高レベル汚染水の管理

- ・ 建屋に滞留する汚染水が建屋外に漏出しないよう、汚染水の水位を地下水の水位より低く管理。これにより、ひび割れ等から地下水が流入することがあっても汚染水が流出することを防止。

(d) 使用済セシウム吸着塔及び廃スラッジの貯蔵容量

- ・ 汚染水処理により生じる使用済セシウム吸着塔や廃スラッジ、淡水化装置から生じる濃縮塩水の貯蔵、保管施設は、発生量に対して十分な貯蔵容量を有し、必要に応じ増設。

【添付資料－19－4】

(2) 1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ

平成23年12月21日に、「東京電力福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ（以下、「中長期ロードマップ」という。）」を取り纏めた。

この中長期ロードマップにおいては、確実に安定状態を維持しつつ、SFPで冷却されている燃料の取出しやRPV及びPCV中に存在していると考えられる損傷燃料の取出しなど、廃止措置に向けて必要な現場作業や研究開発等を進めていく。

【添付資料－19－5】

19.3 今後の予定

本報告書の記載内容については、これまでに判明している事実に基づいたものであり、事故の全体像の解明が進み、原因の分析・評価を行う過程で新たに確認された事実、得た知見については、引き続き報告していく。

以 上