

にまで SFP 水温が低下したものと判断し、5 号機 RHR の運転モードの切替作業等が完了した後、6 号機 RHR を SHC モードによる原子炉冷却に切り替えることとした²³⁶。そして、当直は、発電所対策本部の了解を得た上で、同月 20 日 16 時 26 分頃、非常時熱負荷モードを停止した²³⁷。

その後、当直は、RHR の運転モードを非常時熱負荷モードから SHC モードへ切り替えるに当たり、5/6 号中央制御室において必要な電動弁を開閉操作した。

そして、当直は、同日 18 時 48 分頃、RHR の B 系を SHC モードで起動し、原子炉冷却を開始した²³⁸（資料Ⅱ-3-5 参照）。その後、同日 19 時 27 分頃、6 号機についても原子炉水温が 100℃未満となり、冷温停止となった。

4 福島第一原発の外部電源復旧状況

（1）福島第一原発の外部電源設備の概要

- ① 発電所で発電された電気は、送電線を通して、電圧を変換する施設である変電所において変圧・分配され、電気を消費する施設・設備に送電される。

発電所の運転に必要な電気は、通常、発電所で発電された電気の一部が利用される。ただし、受電のみに使用される送電線が設置されている場合、発電所の運転に必要な電気の一部が、外部から供給される。また、定期検査中及び何らかの原因で原子炉がスクラムした際等発電が停止している期間において、発電所内で消費される電気は、外部から供給される。

- ② 福島第一原発が受電する外部電源については、まず、福島第一原発の南西約 9km の場所に位置する東京電力猪苗代電力所新福島変電所（以下「新福島変電所」という。）から、大熊線 1 号線（以下「大熊線 1L」という。）、同 2 号線（以下「大

²³⁶ 当直長は、5 号機及び 6 号機において、緊急の場合を除き、作業を並行させず、5 号機 RHR の運転モードの切替作業を完了させた後、6 号機 RHR の運転モードの切替作業を実施するよう当直に指示した。

²³⁷ 6 号機 RHR を非常時熱負荷モードで起動する直前の 3 月 19 日 22 時頃に約 67.5℃を示していた SFP 水温計は、同月 20 日 17 時頃には約 27.5℃を示していた。

²³⁸ 3 月 20 日 17 時 40 分頃、当直が 6 号機 RHR の B 系を SHC モードで起動したところ、原子炉水位が低下したため、当直は、同日 17 時 45 分頃、RHR を停止した。当直は、非常時熱負荷モードのラインに水が流入している可能性を考え、6 号機 RHR の非常時熱負荷モードのラインの電動弁を再度閉操作するとともに、手動弁を閉操作した。

熊線 2L」という。)、同 3 号線 (以下「大熊線 3L」という。) 及び同 4 号線 (以下「大熊線 4L」という。) を通じて、それぞれ 1 号機、2 号機、3 号機及び 4 号機で使用される 27 万 5,000V の電気が供給されるようになっていた。また、同じく新福島変電所から、夜の森線 1 号線 (以下「夜の森線 1L」という。) 及び同 2 号線 (以下「夜の森線 2L」という。) を通じて、6 万 6,000V の電気が 5 号機及び 6 号機に供給されるようになっていた。さらに、1 号機には、東北電力株式会社 (以下「東北電力」という。) の富岡変電所から東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気が供給されるようになっていた (資料Ⅱ・4・1 参照)。

福島第一原発構内まで送電された電気は、構内に設置された電路²³⁹の開閉を行う遮断器及び断路器等が設置された開閉所及び福島第一原発構内に設置された起動変圧器を経由して、各号機に設置された M/C に供給される。

具体的には、大熊線 1L 及び大熊線 2L から供給される 27 万 5,000V の電気は、1・2 号機超高圧開閉所 (以下「1/2 号開閉所」という。) を経由して、1 号機及び 2 号機の各 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr1S 及び STr2S) で 6,900V に降圧され、1 号機及び 2 号機の各共通 M/C²⁴⁰に供給される。

また、大熊線 3L 及び大熊線 4L から供給される 27 万 5,000V の電気は、3・4 号機超高圧開閉所 (以下「3/4 号開閉所」という。) を経由して、3 号機 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr3SA 及び STr3SB) で 6,900V に降圧され、3 号機及び 4 号機の共通 M/C²⁴¹に供給される²⁴²。

さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L から供給される 6 万 6,000V の電気は、5・6 号機 66kV 開閉所 (以下「66kV 開閉所」という。) を経由して、5 号機及び 6 号機 C/B 西側に設置された起動変圧器 (STr5SA 及び STr5SB) で 6,900V に

²³⁹ 電路とは、電気が発電されてから消費されるまでに通っているところをいう。本報告書において、電路とは、主に新福島変電所内の母線から福島第一原発構内の発電機及び各負荷までを示す。なお、新福島変電所の母線には、発電所又は他の変電所から電気が供給され、多数の遮断器及び断路器等が設置されている。

²⁴⁰ 共通 M/C は、常用 M/C の一つであり、受電した電気を常用 M/C を介して非常用 M/C に供給する。1 号機共通 M/C1S は、1 号機 T/B1 階に設置されている。また、2 号機共通 M/C2SA は 2 号機 R/B 南側に設置された M/C2SA の専用建屋 1 階に、2 号機共通 M/C2SB は 2 号機 T/B 地下 1 階に、それぞれ設置されている。

²⁴¹ 3 号機及び 4 号機の共通 M/C (3SA 及び 3SB) は、3 号機及び 4 号機 C/B 地下 1 階に設置されている。

²⁴² 3/4 号開閉所の大熊線 3L に接続した受電用の遮断器等は工事中であった。また、3/4 号開閉所の大熊線 4L に接続した送電用の遮断器等についても、工事中であった。

降圧され、5号機及び6号機の共通M/C²⁴³に供給される。

東北電力から東電原子力線を通じて供給される6万6,000Vの電気は、福島第一原発構内の予備変電所に設置された変圧器で6,900Vに降圧され、1号機の共通M/Cに供給される。

大熊線の各送電線は、外部電源を受電するのみならず、1号機から4号機で発電された電気を福島第一原発構外へ送電する場合にも使用される一方、夜の森線の各送電線は、受電のみに使用されていた。

なお、5号機及び6号機で発電された電気は、5・6号機超高圧開閉所（以下「5/6号開閉所」という。）を経由して双葉線1号線（以下「双葉線1L」という。）及び双葉線2号線（以下「双葉線2L」という。）から新福島変電所へ送電されていた。

各送電線は、新福島変電所から福島第一原発までの間、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持されている。また、福島第一原発構内においては、各送電線は、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L及び大熊線4Lが、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、並びに双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持され、それぞれの開閉所に接続されている（資料Ⅱ-4-1及び2参照）。

なお、以下では、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lを支持している鉄塔を「大熊線鉄塔」、福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lのみを支持する鉄塔を「夜の森線鉄塔」、双葉線1L及び双葉線2Lを支持する鉄塔を「双葉線鉄塔」という²⁴⁴。

²⁴³ 5号機及び6号機の共通M/C（5SA-1、5SA-2、5SB-1及び5SB-2）は、5号機及び6号機C/B地下1階に設置されている。

²⁴⁴ 大熊線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに22基設置され、新福島変電所側から順に、大熊線鉄塔（No.1）から大熊線鉄塔（No.22）まで番号が付けられている。夜の森線鉄塔は、福島第一原発構内に6基設置され、大熊線鉄塔に近い側から順に、夜の森線鉄塔（No.23）から夜の森線鉄塔（No.28）まで番号が付けられている。双葉線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに33基設置され、福島第一原発5/6号開閉所に近い側から順に、双葉線鉄塔（No.1）から双葉線鉄塔（No.33）まで番号が付けられている。なお、大熊線1L及び大熊線2Lが支持された鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに27基設置されている。

（２）福島第一原発の外部電源設備の被害状況

新福島変電所構内から福島第一原発構内までの外部電源設備に関する主な被害状況は、表Ⅱ-4-1 のとおりである（資料Ⅱ-4-3 及び 4 参照）。

表Ⅱ-4-1 福島第一原発の外部電源設備の主な被害状況

新福島変電所構内の設備	・各送電線に避雷のため併設されている架空地線の断線、遮断器部分に設置された送電線とその支持物とを絶縁する碍子（がいし）の破損等
送電線及び送電鉄塔等	・夜の森線鉄塔（No.27）が盛土の崩壊により倒壊
福島第一原発構内の設備 （送電線及び送電鉄塔を除く）	<ul style="list-style-type: none"> ・遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・1/2 号開閉所において、天井部分が損傷 ・予備変電所に設置された M/C（以下「予備変 M/C」という。）から 1 号機 T/B1 階に設置された M/C1S までの地中ケーブルが損傷 ・3/4 号開閉所の設備が 70cm 程度被水 ・大熊線 1L から大熊線 4L に接続した起動変圧器が被水し、起動変圧器（STr2S）について碍子が破損 ・1 号機から 6 号機までに設置された M/C のうち、6 号機 R/B に設置されていた 6 号機 M/C（6C、6D 及び 6H）を除く全ての M/C が被水し、機能喪失

（３）福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況等

a 3 月 11 日の福島第一原発の外部電源設備の確認状況等

- ① 3 月 11 日 14 時 46 分頃に発生した地震後、同日 14 時 49 分頃までに²⁴⁵、新福島変電所から福島第一原発に外部電源を供給する大熊線 1L、大熊線 2L、大熊線 3L、大熊線 4L、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L の保護装置が作動し、遮断器が開放され、電路が遮断された²⁴⁶。なお、保護装置が作動した原因について、

²⁴⁵ 外部電源が喪失した時刻は、東京電力本店の給電指令所遮断器動作システム上の時刻を基に記載しており、福島第一原発の各操作記録と必ずしも一致するものではない。

²⁴⁶ 電源設備や送電線に落雷や接触等の事故があった場合に、その状態を早期に発見して事故の影響を最小限に抑えるため、電路には保護装置が設置されている。保護装置には、監視する対象によって送電線保護装置、発電機保護装置等があり、それぞれ監視する範囲の電路において電流や電圧に異常が

大熊線 1L 及び大熊線 2L については福島第一原発の遮断器が碍子の落下等により損傷したことが考えられる。また、大熊線 3L 及び大熊線 4L については地震動により送電線が揺れて鉄塔と接近もしくは接触して高圧放電が起こったことが考えられる。さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L については夜の森線鉄塔が倒壊したことに伴い送電線において高圧放電及び損傷等が起こったことが考えられる。この結果、福島第一原発は、外部から受電することができなくなった²⁴⁷。

- ② 新福島変電所の東京電力社員は、災害時のマニュアルに従い、3 月 11 日 15 時頃から、新福島変電所内の状況を確認した。さらに、同日 16 時頃から、東京電力浜通電力所（以下「浜通電力所」という。）の社員が、新福島変電所から福島第一原発構内までの大熊線の各送電線の状況及び新福島変電所から福島第一原発構外までの夜の森線の各送電線の状況を、車により地上から目視で確認した。しかし、この時点で、福島第一原発構内の夜の森線鉄塔設置場所付近の構内道路が通行できなかったため、浜通電力所の社員は、福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認できなかった。そこで、浜通電力所の社員は、再び福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認するため、同日 20 時過ぎ頃に新福島変電所を出発した。一方、発電所対策本部復旧班は、同日 16 時 30 分頃から 1/2 号開閉所及び予備変電所を、同日 20 時 30 分頃から 3/4 号開閉所を、それぞれ状況確認した。これらの状況確認により、本店対策本部が同日中に把握した主な事項は、表Ⅱ・4・2 のとおりである。（資料Ⅱ・4・3 及び 4 参照）

本店対策本部の工務復旧班（以下「工務班」という。）、配電復旧班（以下「配電班」という。）及び原子力班は、同日夜半頃に、対面してそれぞれが把握した福島第一原発の外部電源に関する情報を共有した²⁴⁸。

感知された場合、保護装置から遮断器に信号が送られ、事故箇所を含む電路が隔離される。

²⁴⁷ 外部電源が喪失したことにより、福島第一原発構内の各非常用 DG が起動し、各号機へ非常用電源が供給された。なお、富岡変電所に電気を供給する送電線において地震動に伴い高圧放電が起こり、3 月 11 日 14 時 48 分頃、送電が停止したことにより、東電原子力線も送電が停止した。その後、東北電力が富岡変電所内の設備損傷を応急復旧し、同日 19 時頃までに、東電原子力線が送電可能となった。

²⁴⁸ これまでの間、福島第一原発の外部電源に関する現場確認内容等について、本店対策本部工務班、配電班及び原子力班は、他班が把握する情報を本部会議及び電話等により収集していた。

表Ⅱ-4-2 福島第一原発の外部電源設備の主な確認状況

新福島変電所構内の設備	・ 架空地線の断線、碍子の破損、送電線を支持する鉄構の傾斜、地盤沈下等 ²⁴⁹
送電線及び送電鉄塔等	・ 夜の森線鉄塔（No.27）付近で土砂崩れが発生 ・ 新福島変電所から福島第一原発構内の各開閉所までに設置された送電線は、外見上、送電に支障なし
福島第一原発構内の設備 （送電線及び送電鉄塔を除く）	・ 遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・ 予備変電所の設備は外見上損傷なし ・ 3/4 号開閉所の設備（遮断器の制御盤）が 70cm 程度被水 ・ 1 号機及び 2 号機に設置された M/C が被水 ・ 3 号機及び 4 号機の M/C が設置された T/B 地下階が被水

また、同日 19 時頃に、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力から東電原子力線の充電を行うか打診を受けた。本店対策本部原子力班は、発電所対策本部復旧班に対して状況を確認し、東電原子力線から受電する M/C1S 及びこれに接続するケーブルが被水したため、受電できない旨の回答を受けた。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力に対して、東電原子力線から受電することはできない旨回答した。

b 3 月 12 日以降 3 号機 R/B 爆発までの福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況（資料Ⅱ-4-5 及び 6 参照）

① 3 月 12 日未明以降、本店対策本部工務班は、外部電源施設の被害状況等を踏

²⁴⁹ 新福島変電所社員及び協力企業社員は、3 月 12 日未明以降、新福島変電所内で、暫定的に復旧できる箇所から作業を開始することとして、傾斜していた大熊線 3L 及び大熊線 4L を支持する鉄構をワイヤーで固定し、また、断線した大熊線 3L の架空地線を、今後の作業の支障にならないように鉄塔に固定した。また、同日夕方頃までに、新福島変電所社員及び協力企業社員は、新福島変電所において、鉄構に固定していた大熊線 3L の架空地線を撤去した。さらに、同月 16 日に、本店対策本部工務班が、新福島変電所内において、傾斜していた大熊線 3L 及び大熊線 4L を支持する鉄構への重量負荷を軽減するため、鉄構から大熊線鉄塔（No.1）までの送電線を撤去した。

まえて、1号機から4号機までの外部電源の復旧計画の検討を開始した。また、夜の森線鉄塔（No.27）は、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L が支持されている施設であるが、付近の状況から倒壊が推定されていたものの、いまだ現場確認がなされていなかった。さらに、6号機非常用 DG（6B）が起動していたため、5号機へ6号機から電源融通することが可能であった。そのため、本店対策本部は、5号機及び6号機については、当面6号機非常用 DG（6B）から電気を供給することとし、1号機から4号機までの外部電源復旧を優先することとした。

- ② まず、㉑1/2号開閉所において、1号機及び2号機の起動変圧器に接続する遮断器等が破損していたこと、㉒4号機の起動変圧器及び3/4号開閉所が被水し、その復旧の目途がたっていなかったこと²⁵⁰、㉓1号機から4号機の M/C が被水して使用できなかったこと²⁵¹、㉔移動可能な変圧器では 27 万 5,000V の高压電源を降圧することはできなかったことから、本店対策本部は、福島第一原発構内に 6 万 6,000V で電気を供給して、移動用変圧器により 6,900V に降圧した後、480V の所内低電圧回路に使用される電源盤である P/C に電気を供給する必要があると判断した。さらに、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を接続する P/C として、使用可能であった 2号機 P/C2C に加え、T/B1 階に設置され被水していない可能性があった 4号機 P/C4D²⁵²を選択することとした。

- ③ 本店対策本部工務班は、3月12日未明から同日午前中にかけての頃、これまでに把握した現場状況を踏まえ、6万6,000V用の送電線である夜の森線 1L 又は夜の森線 2L を活用して、福島第一原発構内に 6 万 6,000V で外部から電気を供給する計画を検討した。さらに、新福島変電所において、夜の森線 2L が接続する主要変圧器 4号²⁵³周辺の碍子や避雷器が損傷していることが判明して

²⁵⁰ 3号機は起動変圧器に接続する遮断器等が工事中で使用できなかった。

²⁵¹ 1号機及び2号機の M/C が被水して使用できないことが確認されていたため、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を直接 P/C に接続する必要があると判断した。また、3号機及び4号機について、M/C 設置場所である T/B 地下1階が被水したことから、M/C が使用できないことが推測された。その後、3月12日中に、発電所対策本部復旧班が、3号機から6号機までに設置された M/C の多くが被水したことを確認した。

²⁵² 発電所対策本部復旧班は、3月12日夜に、P/C4D が使用可能であることを確認した。

²⁵³ 新福島変電所には 50 万 V の電気を 27 万 5,000V 及び 6 万 6,000V に降圧する主要変圧器が四つ設

いたため、復旧作業が少ない主要変圧器 3 号に接続されていた夜の森線 1L が活用されることとなった。そこで、本店対策本部工務班は、同日昼頃までに、本店対策本部原子力班に対して、福島第一原発構内の 5 号機及び 6 号機付近の夜の森線鉄塔まで夜の森線 1L を活用して送電し、移動用変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する計画を提案した（資料Ⅱ・4・5 参照）。

- ④ しかし、この経路で供給された電気を 1 号機から 4 号機の電源として使用するためには、P/C2C 及び P/C4D まで、仮設の電線又はケーブルを 1km 以上にわたって敷設する必要があった。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部工務班に対して、1 号機から 4 号機近くまで電気を供給できる他の計画の検討を依頼した。

福島第一原発構内で 1 号機から 4 号機に最も近い既設の送電線は、3/4 号開閉所に接続した大熊線 3L 及び大熊線 4L であった（資料Ⅱ・4・2 参照）。また、大熊線鉄塔において夜の森線 1L と併架されている大熊線 3L 及び大熊線 4L のうち、鉄塔上で夜の森線 1L に隣接して支持されていた送電線は、大熊線 3L であった。

そこで、本店対策本部工務班は、3 月 12 日昼頃までに策定していた計画（資料Ⅱ・4・5 参照）に代えて、同日中に、新福島変電所から夜の森線 1L を活用して 6 万 6,000V で送電し、送電線が併架された福島第一原発構外の大熊線鉄塔において、夜の森線 1L から大熊線 3L に接続して、1 号機から 4 号機の近くまで電気を供給する計画を策定した（資料Ⅱ・4・6 参照）。また、本店対策本部配電班及び同原子力班もこの計画を了承した。

その後、この計画について、本店対策本部工務班は、同月 13 日午前中の本店対策本部で発話して了承を得た。そして、本店対策本部は、同日以降、具体的な作業手順等の検討を継続した。

c 3 号機 R/B 爆発後の福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況

- ① 本店対策本部工務班は、3 月 12 日中に、大熊線 3L を介した夜の森線 1L（以

置されている。主要変圧器 1 号が大熊線 1L に、主要変圧器 2 号が大熊線 2L に、主要変圧器 3 号が大熊線 3L 及び夜の森線 1L に、主要変圧器 4 号が大熊線 4L 及び夜の森線 2L に、それぞれ接続されている。なお、主要変圧器 1 号は工事中であった。

下「夜の森・大熊接続線」という。)を通じて福島第一原発へ供給された 6 万 6,000V の電気を 6,900V に降圧するため、福島第一原発構内に移動用変圧器を設置する計画を策定していた。しかし、同月 14 日 11 時 1 分頃、3 号機 R/B が爆発したことに伴い、この計画で移動用変圧器等を設置する予定であった 3/4 号開閉所付近に高線量のがれきが散乱した。同日夕方頃以降、本店対策本部工務班は、高線量のがれきが散乱して現場作業が困難を極める状況であることを把握したため、同日夜頃までに、福島第一原発構内における作業量を軽減させる目的で、移動用変圧器を新福島変電所構内に設置する計画に変更した（資料Ⅱ-4-6 参照）。

- ② 一方、3 号機 R/B が爆発し、夜の森・大熊接続線による電源復旧の作業場所の線量が高くなったことに加え、3 月 11 日以降進められていた高压電源車による電源復旧についても、損傷した高压電源車及びケーブル等の新たな資機材の確保及び設置が困難になり、作業完了までに時間を要することが想定された。これらの状況を踏まえ、1 号機から 4 号機までに外部から電気を供給する新たな復旧計画の検討が必要となった。

そのため、本店対策本部原子力班は、同月 14 日夕方頃以降、東電原子力線を通じた外部電源供給の検討を開始した。この時点で、本店対策本部原子力班は、夜の森・大熊接続線及び東電原子力線のうち、復旧が早い方を用いて、P/C2C 及び P/C4D に電気を供給することとしていた。

また、夜の森線 2L を通じて外部から 5 号機及び 6 号機に電気を供給する方法について、夜の森線鉄塔 (No.27) 付近の現場確認ができていなかったことから、本店対策本部工務班は、具体的な復旧計画の策定を進められずにいた。なお、5 号機及び 6 号機で使用する電気は、6 号機非常用 DG (6B) から供給されていた。

- ③ 3 月 15 日夕方頃、本店対策本部会議において、その時点で策定していた外部電源復旧計画について、本店対策本部原子力班が現場状況と併せて説明した。本店対策本部は、余震が継続している状況において、稼働している 6 号機非常用 DG (6B) が停止する可能性も考えられることから、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線のみならず、夜の森線 2L を含めた三つのルート全ての復旧を継続し、可能な限り迅速に実施するよう指示した。

この決定を受けて検討を進めていく過程で、同月 16 日夕方頃までに、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線が同時期に復旧する見込みとなった。そこで、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気の接続先を決定した。すなわち、東電原子力線から 1 号機及び 2 号機へ、夜の森・大熊接続線から 3 号機及び 4 号機へ、夜の森線 2L から 5 号機及び 6 号機へ、それぞれ電気を供給することを決定し、具体的な検討を継続した。これ以降、外部電源に関する復旧状況について、以下にそれぞれの復旧ルートに分けて述べる。

(4) 福島第一原発の外部電源復旧状況

a 1 号機及び 2 号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-7 参照）

- ① 本店対策本部原子力班は、前記（3）c のとおり、3 月 14 日夜から同月 15 日未明にかけての頃、東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気を予備変電所に供給し、予備変電所内に設置されていた変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する復旧計画を決定した。さらに、同月 16 日夕方頃、本店対策本部原子力班は、この経路で供給された電気を 1 号機及び 2 号機の電源として使用するため、P/C2C に接続することを決定した。
- ② まず、東電原子力線を通じて電気を供給する方法を検討するに当たり、本店対策本部原子力班から要請を受けた本店対策本部給電班は、3 月 15 日朝方、東北電力に対して、東電原子力線について予備変電所までの充電を依頼した。そして、同日 9 時 45 分頃、東北電力は、予備変電所に設置された断路器まで充電可能であることを確認した。その後、同月 16 日午前中までに、本店対策本部工務班が、予備変電所に設置された断路器から予備変 M/C までの設備が使用できることを確認した。
- ③ 3 月 16 日明け方頃までに、発電所対策本部復旧班は、予備変 M/C から 1 号機 T/B に設置された M/C1S までに地中埋設されていたケーブルが使用できるか確認するために、絶縁抵抗を測定した²⁵⁴。すると、予備変電所から 1 号機 T/B までのケーブルに損傷があることが判明した。しかし、同ケーブルが地中に埋設されており、損傷箇所の特定に時間を要することから、本店対策本部原

²⁵⁴ 本店対策本部原子力班は、3 月 11 日に被水して使用できないと判断した地中ケーブルについて、乾燥して使用できるようになった可能性を考え、絶縁抵抗を測定した。

子力班は、既設のケーブルの活用を断念し、1号機 T/B 北側構内道路に仮設置した M/C（以下「仮設 1/2 号 M/C」という。）まで、予備変 M/C からケーブルを敷設することとした²⁵⁵。ただし、予備変 M/C が設置されている予備変電所が O.P.+30m 以上の高台に設置され、O.P.+約 12m の 1 号機 R/B 付近に設置する予定であった仮設 1/2 号 M/C までの高低差が大きかった。そのため、予備変 M/C 及び仮設 1/2 号 M/C を最短距離で接続することが困難であり、本店対策本部原子力班は、同日夜頃までに、予備変 M/C から仮設 1/2 号 M/C まで、仮設ケーブルを構内道路に沿って約 1.5km 敷設することを決定した。

- ④ 本店対策本部配電班、原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業は、3 月 17 日以降、ケーブル敷設ルートのがれき撤去やケーブル敷設、予備変電所の遮断器の油圧回復作業²⁵⁶等を行った。その後、同月 20 日 15 時 37 分頃に仮設 1/2 号 M/C まで、同日 15 時 46 分頃に P/C2C まで、それぞれ受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1 号機から 3 号機の格納容器ベント実施に向けた作業及び 1 号機及び 3 号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

b 3 号機及び 4 号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-8 参照）

- ① 本店対策本部工務班は、前記（3）b 及び c のとおり、地震による被害状況及び 3 号機 R/B 爆発の影響を踏まえ、3 月 14 日に、新福島変電所において移動用変圧器で 6,900V に降圧した電気を夜の森・大熊接続線を介して福島第一原発構内に供給することとした。また、本店対策本部は、同月 16 日夕方頃、福島第一原発構内において、電路の開閉装置であるミニクラッド²⁵⁷（以下「移

²⁵⁵ 本店対策本部原子力班は、仮設置する M/C を協力企業から 4 台調達した。

²⁵⁶ 遮断器の遮断部を開閉させるためには、油圧が必要である。3 月 11 日夜に予備変電所の状況を確認した際に、遮断器の油圧が残っていることが確認されたが、油圧を保つための電源が数日間喪失して油圧がなくなっていた。そのため、本店対策本部原子力班は、小型発電機で油ポンプを起動し、油圧を回復させた。

²⁵⁷ ミニクラッドは、遮断器及び保護装置等が一体化された開閉装置である。

動用ミニクラッド」という。)及び多回路開閉器²⁵⁸を設置し、これらの設備を介して供給された電気を、3号機及び4号機の電源として使用するため、P/C4Dへ接続することを決定した。

なお、本店対策本部工務班は、同月11日夜半頃から、本店において本店対策本部原子力班及び配電班と情報共有をして、大熊線1Lから大熊線4Lに接続した各起動変圧器が被水し、また、開閉所では遮断器が損傷したこと等を把握したことから、移動用変圧器の調達を開始していた²⁵⁹。

- ② 本店対策本部工務班及び協力企業は、夜の森・大熊接続線からの外部電源の復旧作業として、まず、新福島変電所構内において、地盤が陥没した場所の地下に埋設されていた夜の森線1Lのケーブルの損傷の有無を確認することとした。そして、3月14日2時過ぎ頃、本店対策本部工務班らは、新福島変電所において、端末処理されたケーブル接続部であるケーブルヘッドまで、充電が可能であることを確認した。

本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月15日午後から、福島第一原発構外に設置された大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において、同鉄塔に併架支持された夜の森線1Lと大熊線3Lを接続する作業を開始し、同日23時過ぎ頃までに、この接続作業を完了した。この接続作業を行う鉄塔は、①鉄塔前後の送電線の屈折が少なく、②送電線が2点で引っ張られた状態で鉄塔に支持され揺れが少なく接続作業がしやすく、③鉄塔周辺の敷地が機材の搬入・設置に適している鉄塔が選択され、大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において接続作業が行われた^{260 261}。

²⁵⁸ 多回路開閉器は、電気を複数の回路に分配する開閉装置である。なお、多回路開閉器に保護装置は内蔵されていない。

²⁵⁹ 新福島変電所は、発電所や変電所との送受電を主な目的とした施設であり、変電所周辺に低圧(6,900V)の電気を供給することが想定されていないため、移動用変圧器を常備していなかった。このため、本店対策本部工務班は、他の変電所及び電力所等から移動用変圧器を調達した。

²⁶⁰ 電圧と電流の方向と大きさが一定の周期で変化する交流電源が、3種類の方向(位相)に分けてそれぞれ別の送電線で送られる方法を、三相交流と呼ぶ。これは、現在、送電に多用されている送電方法である。そのため、一つの送電線が実際には3本(3相)に分かれており、電路同士を接続するためには、3本(3相)の送電線それぞれについて接続作業が必要になる。夜の森線1Lから大熊線3Lへの接続は、鉄塔(No.7)で1相、鉄塔(No.8)で2相接続された。また、電線は、ジャンパー線の支持箇所同士で接続された。なお、ジャンパー線とは、離れた電路をつなぐ部分のことをいい、例えば、送電線の鉄塔への接触を避けるために、送電線鉄塔付近を迂回させる部分に使用される。

²⁶¹ 本店対策本部工務班及び協力企業社員が、夜の森線1L及び大熊線3Lを接続する作業の一環として、

また、本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月 16 日午後から、新福島変電所構内の夜の森線 1L のケーブルヘッド付近に移動用変圧器を設置して、同ケーブルヘッドに接続した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 17 日から、福島第一原発構内において、移動用ミニクラッドを 3/4 号開閉所南西側に設置して大熊線 3L に接続し、同月 18 日に、移動用ミニクラッドまで充電できることを確認した。

そして、同月 19 日未明に自衛隊及び消防庁による SFP への放水作業が終了してから、本店対策本部配電班は、協力企業と共に、多回路開閉器を 3/4 号開閉所南西側に設置し、移動用ミニクラッドから多回路開閉器までケーブルを敷設した。また、同月 20 日以降、本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、多回路開閉器から P/C4D までケーブルの敷設ルートを確認した後、ケーブルの敷設・接続作業を行い、同月 22 日に P/C4D まで外部電源の受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1 号機から 3 号機の格納容器ベント実施に向けた作業並びに 1 号機及び 3 号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

c 5 号機及び 6 号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-9 参照）

- ① 5 号機及び 6 号機は、6 号機非常用 DG（6B）から電気が供給されていたものの、前記（3）c のとおり、3 月 15 日夕方頃、本店対策本部は、夜の森線 2L の復旧を可能な限り早急に行うことを決定した。そのため、本店対策本部工務班は、新福島変電所から夜の森線 2L を通じて 6 万 6,000V で電気を供給し、既設の起動変圧器（STr5SA）で 6,900V に降圧し、健全性が確認されていた M/C6C 及び M/C6D に電気を供給することとした²⁶²。

必要ない電路を遮断するため、3 月 14 日 18 時頃から、夜の森線と大熊線の接続予定であった鉄塔よりも福島第一原発側に設置された鉄塔（No.12）において、夜の森線 1L のジャンパー線を除去した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 16 日に、新福島変電所構外に設置された鉄塔（No.3）において、大熊線 3L のジャンパー線を除去して、必要ない電路を遮断した。

²⁶² 中間報告Ⅱ 3（3）bにおいて、非常用 DG から受電していなかったため、M/C6C の機能維持は

さらに、福島第一原発構内において、夜の森線鉄塔（No.27）が倒壊していたため、この鉄塔付近を迂回させて送電する必要があった。当初、本店対策本部工務班は、倒壊した鉄塔の近傍に仮設の鉄柱を設置して復旧することを検討していた。しかし、作業現場の放射線量が上昇していたことに加え、SFP への放水作業により現場退避が必要となったことから、鉄柱を設置するための十分な現地調査が実施できずにいた。その後、本店対策本部工務班は、同月 17 日に現場確認をした際に、必要な仮設鉄柱の数が多く、更なる現地調査が必要になるため、現場作業時間を短縮する必要性から、仮設の鉄柱設置を断念した。そして、夜の森線鉄塔（No.26）から、既に健全性が確認されていた双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）まで電線を仮設して、倒壊鉄塔付近を迂回させることとした。

ただし、夜の森線鉄塔（No.26）において、夜の森線 2L から双葉線鉄塔（No.2）に向けて電線を仮設した場合、夜の森線 1L が夜の森線 2L よりも双葉線鉄塔（No.2）により近い側に支持されているため、仮設の電線が夜の森線 1L に接近して短絡（通電）するおそれがあった。このため、本店対策本部工務班は、夜の森線鉄塔（No.26）から 66kV 開閉所までの送電については、夜の森線 1L を使うこととし、同鉄塔において夜の森線 2L から夜の森線 1L に接続した後、双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）において夜の森線 1L に再び接続することとした。

- ② 本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、3 月 17 日から、66kV 開閉所に設置された遮断器等の状況確認を行い、同月 19 日までに、遮断器（O-51）の開閉動作に必要な油圧を復旧した。これに加え、本店対策本部原子力班らは、被水して使用できない M/C を迂回して M/C6C 及び M/C6D に接続するため、起動変圧器（STr5SA）に接続されていた M/C1 次側から M/C6C 及び M/C6D まで仮設ケーブルを敷設し、接続した。

また、仮設する電線と樹木が接近・接触するような事故を防止する目的で、電線と樹木との物理的距離を確保して絶縁する必要があった。そのため、本店対策本部工務班は、協力企業と共に、同月 18 日から同月 20 日までに、鉄塔間

不明としていたが、外部電源復旧作業において M/C6C が使用されており、その機能は維持されていた。

の樹木を伐採した。その上で、本店対策本部工務班らは、夜の森線鉄塔 (No.26) から双葉線鉄塔 (No.2) を介して夜の森線鉄塔 (No.28) まで電線を接続した²⁶³。その後、本店対策本部工務班は、同日、66kV 開閉所に設置された夜の森線 1L の断路器 (LS-51) まで充電可能であることを確認した。なお、新福島変電所構内において、夜の森線 2L の断路器の部品がずれていたことに加え、主要変圧器 4 号から遮断器までに設置された碍子が損傷していたことから、それぞれについて、本店対策本部工務班及び協力企業社員が同月 18 日に修理を行った。

その後、同月 21 日 11 時 36 分頃 M/C6C に、同月 22 日 19 時 17 分頃 M/C6D に、外部電源の受電が完了した。

なお、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

(5) 福島第一原発へ供給される外部電源の安定化

- ① 前記 (4) のとおり、3 月 22 日までに、1 号機及び 2 号機に東電原子力線より、3 号機及び 4 号機に夜の森・大熊接続線より、5 号機及び 6 号機に夜の森線 2L より、それぞれ外部から電気が供給された (資料Ⅱ-4-7 から資料Ⅱ-4-9 参照)。
- また、これらの復旧作業と並行して、本店対策本部原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業社員は、福島第一原発構内において、一つの送電線からの受電が停止した場合に、他の送電線から受電した電気を融通できるように、外部電源復旧に使用された M/C 同士を連系させた。

さらに、これ以降、本店対策本部は、福島第一原発に外部から電気をより安定的に供給するための検討及び現場作業を行った²⁶⁴ (資料Ⅱ-4-10 参照)。

- ② 具体的には、本店対策本部は、夜の森・大熊接続線から供給される外部電源について、受電量増加及び高電圧化 (6 万 6,000V) ²⁶⁵のため、4 月 29 日までに移

²⁶³ なお、夜の森線鉄塔 (No.27) の倒壊に伴い夜の森線鉄塔 (No.28) の基礎部分が変形していたため、本店対策本部工務班は、ワイヤーで脚部を固定した。さらに、電線を迂回支持させることにより、夜の森線鉄塔 (No.26 及び No.28) 及び双葉線鉄塔 (No.2) に通常と異なる方向に荷重がかかることになったことから、傾斜・倒壊を防ぐためこれらの鉄塔を支線で固定した。

²⁶⁴ 受電した電気は、計測機器、原子炉冷却設備及び水処理設備等に使用された。

²⁶⁵ 前記 (3) c のとおり、当初移動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、福島第一原発構内まで 6 万 6,000V で供給する予定であった。また、建屋内の滞留水の処理設備を稼働すること等によって福

動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、また、5月16日までに福島第一原発構内に移動用変圧器を増設した。これらの作業によって、夜の森・大熊接続線からの受電量が2倍となったことに加え、高電圧（6万6,000V）でより安定的に外部電源を供給することが可能となった。

③ さらに、3月下旬、本店対策本部は、既設設備を活用した外部電源の安定化策を検討していた。本店対策本部は、1/2号開閉所に設置されていた共用所内ボイラ用の遮断器及び変圧器²⁶⁶が使用可能であることを把握したことから、5月10日までに、損傷していた遮断器部分の迂回作業及び移動用変圧器²⁶⁷等の設置作業等を行った。この結果、大熊線2Lから27万5,000Vの電気を供給することが可能となった²⁶⁸。

④ また、5号機及び6号機に送電していた夜の森線2Lについて、①新たに設置した電線の重量を支持するために夜の森線鉄塔（No.26及びNo.28）及び双葉線鉄塔（No.2）を支線で支えていたこと、②福島第一原発構内において双葉線鉄塔（No.2）に迂回支持させた電線部分に避雷機能がないことなどから²⁶⁹、本店対策本部工務班は、既設の設備を活用してより安定的に電気を供給する方法を検討していた。そこで、本店対策本部工務班は、送電用に設置されていた双葉線を介して電気を供給することとし、7月22日までに、新福島変電所及び福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lをそれぞれ双葉線1L及び双葉線2Lに

島第一原発構内の消費電力が増大することが想定されたため、受電する電力量を増加させる必要があった。受電量は、移動用変圧器の容量に依存するため、受電量を増加させるためには、移動用変圧器を増設する必要があった。仮に、新福島変電所に移動用変圧器を増設した場合、福島第一原発まで送電線を設置する必要があるため、本店対策本部工務班は、福島第一原発構内に移動用変圧器を増設することとした。この他、夜の森・大熊接続線の電路の福島第一原発側に避雷器を設置する必要があったが、避雷器が6万6,000V用であったため、高電圧化（6万6,000V）する必要があった。

²⁶⁶ 共用所内ボイラ用の変圧器は、1号機から4号機の暖房設備等に使用される共用所内ボイラへの電源供給に使用するために、27万5,000Vの電気を6万6,000Vに降圧する設備である。

²⁶⁷ 共用所内ボイラ用の変圧器で変圧された6万6,000Vの電気を6,900Vに降圧する。

²⁶⁸ 本店対策本部は、大熊線1L及びこれに接続した起動変圧器（STr1S）の活用も検討したが、1/2号開閉所において大熊線1L設置場所の上部に屋根の損壊が確認されたため、より安定的な経路の復旧として、大熊線2Lの活用を決定した。なお、大熊線2Lに接続した起動変圧器（STr2S）は、電線支持部分の碍子の損傷が確認されたことに加え、その設置場所の放射線量が高く、復旧作業を行うことが困難だった。

²⁶⁹ 通常時、電気設備の技術基準の解釈第59条第7項において、送電線鉄塔は支線を用いてその強度を分担させないこととされているため、本店対策本部は、長期間の送電を考慮して、支線で支えられた鉄塔を使用しない方法を検討した。

接続するなどした。この結果、これらの既設設備を活用して 2 回線で 66kV 開閉所に電気が供給されることとなった。

- ⑤ さらに、東京電力は、平成 24 年 3 月までに、1/2 号開閉所南側に 66kV 開閉所を新設し、大熊線 4L からの受電を開始する²⁷⁰などして、仮設設備の活用を減少させた。これ以降、新福島変電所において母線を増設するなど、更なる安定化策を講じることとしている。

5 福島第二原子力発電所における事故対処

(1) 福島第二原子力発電所における事故対処の概要

平成 23 年 3 月 11 日、東北地方太平洋沖地震が発生するとともに、地震に伴う津波が福島第二原子力発電所（以下「福島第二原発」という。）に到達した。福島第二原発においては、福島第一原発とは異なり、津波到達後においても外部電源による電源供給が継続している状況にあった。

このため、福島第二原発においては、各種監視計器によりプラントの状態を把握することが可能な状態であり、また、原子炉の減圧、原子炉への注水といったプラント制御に必要な操作についても特段の復旧を要せずを実施することができた。

しかし、福島第二原発では非常用海水ポンプや電源盤の被害により、3 号機の 1 系統を除き、RHR を起動させることができなかったことから、RHR を復旧させるまでの間、原子炉注水により原子炉水位を維持して燃料の露出を防ぐという方針で事故対処に当たり、同月 15 日までに全号機の冷温停止に至ったものである（資料Ⅱ-5-1 参照）。

(2) 福島第二原発の概要

a 施設の概要、規模、性能、設置経緯等

福島第二原発は、福島県双葉郡楢葉町及び同郡富岡町に位置し、福島第一原発の約 12km 南にある。敷地はほぼ正方形の形状となっており、東は太平洋に面している。また、敷地全体の広さは、海面埋立面積約 20 万 m²を含め約 147 万 m²で

²⁷⁰ 新福島変電所において夜の森線 1L 及び夜の森線 2L をそれぞれ大熊線 3L 及び大熊線 4L と接続する作業を実施して福島第一原発構内まで大熊線 3L 及び大熊線 4L で送電し、福島第一原発構内において、新設された 66kV 開閉所の母線に接続した。また、東電原子力線から供給される電気についても、新設された 66kV 開閉所の母線に接続した。

ある。

福島第二原発は、東京電力が建設・運転した原子力発電所であり、昭和 50 年 11 月に 1 号機の建設に着工して以来、順次増設を重ね、現在 4 基の沸騰水型原子炉を有している。昭和 57 年 4 月には 1 号機が運転を開始しており、現在では 1 号機から 4 号機までの総発電設備容量が 440 万 kW となっている。各号機の発電設備の規模、性能等については資料Ⅱ-5-2 のとおりである。

b 施設の配置、構造等

(a) 概要

1 号機及び 2 号機は福島県双葉郡楢葉町に、3 号機及び 4 号機は同郡富岡町に設置されている。

各号機は、R/B、T/B、C/B、サービス建屋、RW/B、海水熱交換器建屋 (Hx/B) 等から構成されている。これら建屋のうち一部については、隣接プラントと共用となっているものがある。各建屋の配置は、資料Ⅱ-5-3 のとおりである。

R/B、T/B、C/B、サービス建屋及び RW/B は、O.P.+12m の主要建屋設置エリアに設置され、Hx/B は O.P.+4m の海側エリアに設置されている。

(b) R/B の構造等

福島第二原発は、福島第一原発 1 号機から 5 号機までとは異なり、R/B について複合建屋方式を採用している。複合建屋方式とは、R/B として、原子炉棟及び付属棟を設ける方法をいい、これらは同一基礎版上に建設された一体構造となっている。原子炉棟には、圧力容器、格納容器、SFP 等が設置されている。また、付属棟には、非常用 DG のほか、非常用の M/C、P/C²⁷¹等が設置されている。

(c) Hx/B の構造等

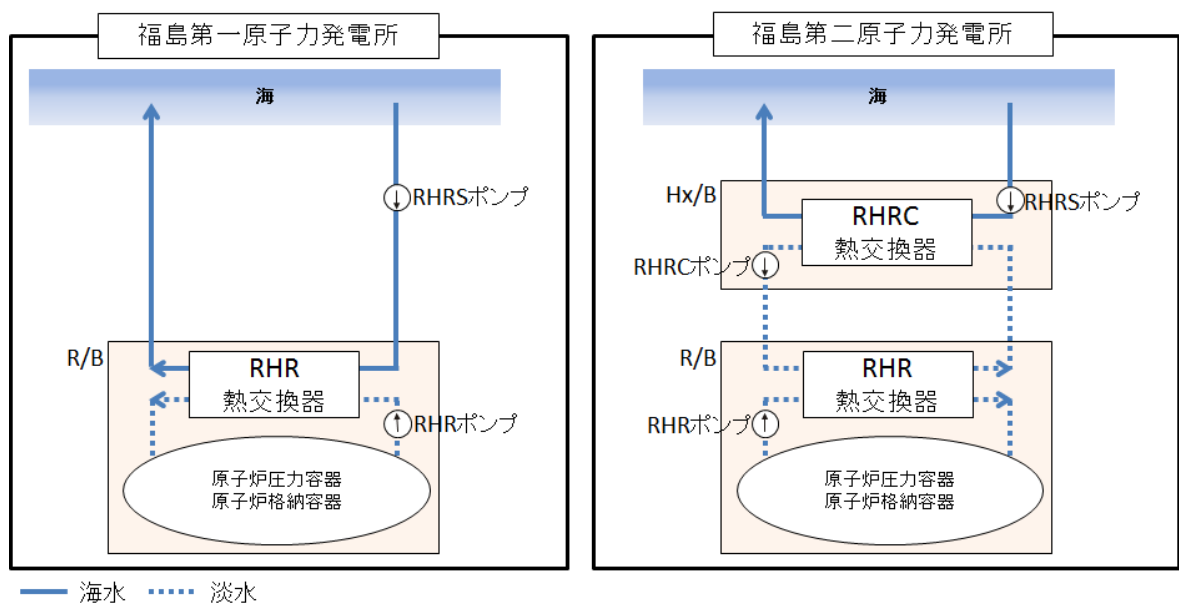
福島第二原発においては、各号機の T/B 東側の海側エリア (O.P.+4m) に地上 2 階地下 1 階建ての Hx/B を設け、内部に熱交換器や海水ポンプ等を設置し

²⁷¹ 非常用 P/C のうち、非常用海水ポンプ等に電源を供給する非常用 P/C については、Hx/B に設置されている。

ている。Hx/B には、残留熱除去機器冷却系（RHRC）²⁷²ポンプ、RHRS²⁷³ポンプ、非常用補機冷却系（EECW）²⁷⁴ポンプ等の非常用海水ポンプやこれらのポンプに電源を供給するための P/C が設置されている。

福島第一原発においては、崩壊熱の除去や機器の冷却に当たり、海側に設置した海水ポンプにより海水をくみ上げ、配管を通じてその海水を直接 R/B 内の熱交換器等に循環させている。一方、福島第二原発においては、くみ上げた海水を直接 R/B 内の熱交換器等に循環させるのではなく、R/B との間に淡水が循環する中間ループを設けた上で、それと海水を循環させるループとの間で熱交換を行うことにより冷却している。この方法による場合、熱交換器を Hx/B に設置することから、海水が R/B 内に直接流入することはない（図Ⅱ-5-1 参照）。

図Ⅱ-5-1 冷却水循環系の概要図



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

²⁷² RHRC とは、RHR の熱交換器、RHR ポンプと低圧炉心スプレイ系ポンプの冷却器等に冷却水を供給する系統をいう。

²⁷³ RHRS とは、RHR の冷却水を冷却するための海水を供給する系統をいう。

²⁷⁴ EECW とは、各種非常用機器が原子炉冷却材喪失事故等において要求される機能を維持できるように、非常用 DG、非常用空調機器等に淡水冷却水を供給する系統であり、RHR ポンプのモーターにも冷却水を供給する。

なお、RHRC ポンプ及び RHRS ポンプについては、各号機にそれぞれ 4 台 (A、B、C 及び D) が、EECW ポンプについては各号機に 2 台 (A 及び B) が設置されている²⁷⁵。また、これらの設備に電源を供給する非常用 P/C については、各号機に 2 台 (C-2 及び D-2)²⁷⁶が設置されている。

(d) 冷却機能を有する設備の概要

ここでは、福島第二原発における事故対処において使用した主な設備に限り、その概要について説明する (資料Ⅱ-5-4 参照)。

i RCIC

RCIC は、圧力容器から発生する蒸気の一部を用いるタービン駆動ポンプにより、蒸気として失われた冷却材を原子炉に補給し、炉心を冷却する系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

通常は、水源として CST の水を使用するが、S/C の水を水源とすることも可能である。

ii MUWC

MUWC は、CST を水源として、原子炉施設の運転に必要な水を復水移送ポンプを使用して供給する系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

アクシデントマネジメント策整備の一環として、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水できるようにするため、これらの配管の接続を変更するとともに、元々設置されていた手動弁を電動化し、中央制御室において遠隔操作できるようにしている。福島第二原発では、各号機共に MUWC と RHR の A 系を接続する配管上にこの電動弁を設けている。

²⁷⁵ RHR の A 系に供されるポンプとして RHRC ポンプ (A) 及び (C)、RHRS ポンプ (A) 及び (C) 並びに EECW ポンプ (A) が、RHR の B 系に供されるポンプとして RHRC ポンプ (B) 及び (D)、RHRS ポンプ (B) 及び (D) 並びに EECW (B) が設置されている。

²⁷⁶ P/C (C-2) は、RHRC ポンプ (A) 及び (C)、RHRS ポンプ (A) 及び (C) 並びに EECW (A) に電源を供給する。P/C (D-2) は、RHRC ポンプ (B) 及び (D)、RHRS ポンプ (B) 及び (D) 並びに EECW (B) に電源を供給する。

iii 高圧炉心スプレイ系 (HPCS)

HPCS は、配管破断事故等を原因として冷却材喪失事故が発生したような場合に、電動の高圧ポンプにより水を燃料にスプレイし、炉心の冷却を行う系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

通常は、水源として CST の水を使用するが、S/C の水を水源とすることも可能である。

iv RHR

RHR は、原子炉停止時の崩壊熱の除去を目的として、原子炉を停止した後の原子炉冷却材の冷却を行う系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。また、弁の切替操作により運転モードを変更することができ、非常時における冷却水の注入を行うこともできる。具体的な運転モードとして、SHC モード、低圧注水モード、格納容器スプレイモード、S/C 冷却モード及び非常時熱負荷モードがある。

なお、RHR により原子炉冷却材等の冷却を行うに当たっては、熱交換器への冷却水の供給や RHR ポンプの冷却が必要であるため、これらの役割を担う RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプがそれぞれ起動している必要がある。

(3) 福島第二原発の被害状況

a 外部電源の状況

福島第二原発の外部電源は、通常時は富岡線 1 号線及び 2 号線並びに岩井戸線 1 号線及び 2 号線の計 4 回線から受電する構成となっている。

3 月 11 日の地震発生当日は、定期検査のため、岩井戸線 1 号線からの受電が停止しており、富岡線 1 号線及び 2 号線並びに岩井戸線 2 号線の計 3 回線からの受電構成となっていた。

地震発生直後の同日 14 時 48 分頃、福島第二原発の北西約 7km の場所に位置する新福島変電所の断路器が損傷したことにより、富岡線 2 号線からの受電が停止した。さらに、地震発生後の新福島変電所におけるパトロールの結果、岩井戸

線 2 号線について避雷器の損傷が確認されたことから、同日 15 時 50 分頃、岩井戸線 2 号線からの受電が停止した。

このため、福島第二原発の外部電源については、富岡線 1 号線の 1 回線のみからの受電構成となったが、同月 12 日 13 時 38 分頃には岩井戸線 2 号線が、同月 13 日 5 時 15 分頃には岩井戸線 1 号線が復旧し、これら 3 回線からの受電構成に回復した（資料Ⅱ・5・5 参照）。

b 福島第二原発に到達した津波の状況

(a) 海側エリアの浸水状況

東北地方太平洋沖地震に伴う津波は、第 1 波が 3 月 11 日 15 時 22 分頃に、その後、断続的に福島第二原発に到達した。これらの津波により、福島第二原発の海側エリア（O.P.+ 4m）全域が浸水した。

海側エリアの浸水高は O.P.+約 7.0m から約 8.9m（浸水深は約 2.8m から約 4.3m）であり、同エリア南側では局所的に O.P.+約 12.6m の浸水高（浸水深は約 8.6m）が確認された（資料Ⅱ・5・6 参照）。

海側エリアには、前記（2）b（c）のとおり、各号機の Hx/B が設置されていたが、各 Hx/B は津波により浸水し、いずれの地下 1 階も水没した。また、浸水の痕跡からすると、各号機の Hx/B の 1 階部分については、3 号機南側部分を除き、床面から 2m 以上浸水した。なお、2 階部分については、1 号機南側を除き、浸水の痕跡は確認されなかった。

(b) 主要建屋設置エリアの浸水状況

主要建屋設置エリア（O.P.+12m）については、津波が海側エリアから斜面を超えて遡上することはなかったが、1 号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、大量の水が 1 号機側から 2 号機側に回り込んだ。

1 号機周辺の浸水高は O.P.+約 12.4m から約 15.9m（浸水深は約 0.2m から約 4.1m）であり、これにより 1 号機 R/B、T/B、チャコール建屋や 1/2 号サービス建屋への浸水が見られた（資料Ⅱ・5・6 参照）。

一方、2 号機から 4 号機については、1 号機側から津波が回り込んだものの、建屋周辺の浸水高は O.P.+約 11.9m から約 12.9m（浸水深は約 0.1m から約

1.0m) であり、3 号機 T/B、3/4 号サービス建屋、チャコール建屋以外は、ほとんど建屋内への浸水は見られなかった。

c 津波到達後の所内電源の状況

(a) 非常用 DG の状況

福島第二原発に到達した津波は 1 号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、1 号機 R/B に浸水した。

1 号機 R/B の付属棟地下 2 階には非常用 DG3 台 (1A、1B 及び 1H²⁷⁷) が設置されており、これら全台が被水により機能を喪失した。他号機の非常用 DG は、それ自体への被水を免れたものの、非常用 DG を冷却するための海水ポンプが津波により機能を喪失したことから、3 号機の非常用 DG2 台 (3B 及び 3H) 並びに 4 号機非常用 DG1 台 (4H) を除き、起動できない状況となった (資料 II-5-7 表 1 参照)。

(b) 非常用 M/C の状況

非常用 M/C については、各号機に C、D 及び H²⁷⁸の 3 台があり、これらは R/B の付属棟地下 1 階に設置されている。

津波到達後、1 号機の非常用 M/C (1C 及び 1H) が被水により機能を喪失したものの、他の号機の非常用 M/C については受電が可能な状態であった (資料 II-5-7 表 2 参照)。

(c) R/B の付属棟に設置された非常用 P/C の状況

非常用 P/C については、各号機 R/B の付属棟地下 1 階に、それぞれ 2 台 (C-1 及び D-1) が設置されている。

津波到達後、R/B の付属棟に設置された非常用 P/C のうち、1 号機の非常用 P/C (1C-1) は被水により機能を喪失したものの、それ以外の非常用 P/C は受

²⁷⁷ 各号機の非常用 DG (H) は、HPCS やその冷却に使用する海水ポンプへの電源供給のために設置されている。

²⁷⁸ 各号機の非常用 M/C (H) は、HPCS やその冷却に使用する海水ポンプへの電源供給のために設置されている。

電が可能な状態であった（資料Ⅱ-5-7 表 3 参照）。

なお、Hx/B には、海水ポンプ等に電源を供給する P/C2 台が別途設置されている（Hx/B に設置された非常用 P/C の状況については、後記（3）d（b）参照）。

（d）まとめ

福島第二原発においては、非常用 DG が、一部を除いて起動できない状況にあったものの、津波到達後においても外部電源の受電が継続しており、非常用 DG から受電しなければならない状況には至っていなかった。

1 号機については、非常用 M/C（1C）及び非常用 P/C（1C-1）が津波により被水して機能を喪失したため、A 系の交流電源が喪失し、さらに、A 系の直流電源も非常用のバッテリーで受電する状況²⁷⁹となった。他方で、2 号機から 4 号機については、非常用 M/C 及び R/B の付属棟に設置された非常用 P/C に被害はなく、交流電源及び直流電源の全てを維持していた。

d 非常用海水ポンプ及び電源盤の状況

福島第二原発においては、各号機の Hx/B 内に浸水し、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ、EECW ポンプ又はこれらのポンプに電源を供給する P/C の大半が被害を受けたことにより、3 号機の 1 系統を除き、RHR を起動することができない状態となった。

ここでは、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプ並びにこれらのポンプに電源を供給する P/C の被害状況について説明する。

（a）非常用海水ポンプ（RHRC、RHRS 及び EECW）の状況

前記（2）b（c）のとおり、RHRC ポンプ及び RHRS ポンプについては、各号機にそれぞれ A、B、C 及び D の 4 台が設置されている。また、EECW ポンプについては、各号機に A 及び B の 2 台が設置されている。

また、各号機の Hx/B は、いずれも地上 2 階地下 1 階の構造となっている。

²⁷⁹ 3 月 11 日 17 時 35 分頃に直流 125V を、同日 18 時 5 分頃に直流 250V をそれぞれ予備充電器からの受電に切り替えたことにより、非常用のバッテリーで受電する状況は解消された。

2号機のRHRCポンプ(2A、2B、2C及び2D)並びにEECWポンプ(2B)、4号機のEECWポンプ(4B)は、2階に設置²⁸⁰され、その他の非常用海水ポンプは全て1階に設置されている。

福島第二原発に到達した津波は海側エリア全域に浸水し、各号機のHx/Bも浸水した。各号機のHx/Bは地下1階が水没し、1階については、浸水の痕跡から3号機南側エリアを除き、床面から2m以上浸水したと認められる。

津波により、1号機についてはRHRCポンプ(1A、1B、1C及び1D)並びにEECWポンプ(1A及び1B)が、2号機についてはRHRSポンプ(2A、2C及び2D)並びにEECWポンプ(2A)が、3号機についてはRHRCポンプ(3A及び3C)並びにEECWポンプ(3A)が、4号機についてはRHRCポンプ(4A、4B、4C及び4D)、RHRSポンプ(4A、4B及び4C)並びにEECWポンプ(4A)が、それぞれモーターの被水のため機能を喪失した(表Ⅱ-5-1及び資料Ⅱ-5-8参照)。

表Ⅱ-5-1 Hx/Bにおける非常用海水ポンプ及び非常用P/Cの津波到達後の被害状況

海水ポンプ(RHRC、RHRS及びEECW)								
○: 使用可能 △: 電源盤が被水したため機能喪失 ×: 電源盤及びモーターが被水したため機能喪失								
設置場所	1号機		2号機		3号機		4号機	
	北側	南側	北側	南側	北側	南側	北側	南側
2階			△ RHRC(A) △ RHRC(C)	△ RHRC(B) △ RHRC(D) △ EECW(B)				△ EECW(B)
1階	△ RHRS(B) △ RHRS(D) × RHRC(B) × RHRC(D) × EECW(B)	△ RHRS(A) △ RHRS(C) × RHRC(A) × RHRC(C) × EECW(A)	× RHRS(A) × RHRS(C) × EECW(A)	△ RHRS(B) × RHRS(D)	△ RHRS(A) △ RHRS(C) × RHRC(A) × RHRC(C) × EECW(A)	○ RHRS(B) ○ RHRS(D) ○ RHRC(B) ○ RHRC(D) ○ EECW(B)	× RHRS(A) × RHRS(C) × RHRC(A) × RHRC(C) × EECW(A)	× RHRS(B) △ RHRS(D) × RHRC(B) × RHRC(D)
非常用P/C								
○: 使用可能 ×: 被水したため機能喪失								
設置場所	1号機		2号機		3号機		4号機	
	北側	南側	北側	南側	北側	南側	北側	南側
1階	× P/C1D-2	× P/C1C-2	× P/C2C-2	× P/C2D-2	× P/C3C-2	○ P/C3D-2	× P/C4C-2	× P/C4D-2

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

(b) Hx/Bに設置された非常用P/Cの状況

前記(2)b(c)のとおり、RHRCポンプ、RHRSポンプ及びEECWポ

²⁸⁰ Hx/B1階に設置スペースがなかったことから2階に設置したものであり、津波対策の観点からこの配置とされたわけではない。

ンプに電源を供給する非常用 P/C については、各号機 Hx/B1 階に C-2 及び D-2 の 2 台が設置されている。

これらの非常用 P/C については、3 号機 Hx/B の 1 階南側エリアに設置された P/C (3D-2) を除き、全て津波による被水により機能を喪失した（資料Ⅱ-5-7 及び表Ⅱ-5-1 参照）。

(4) 地震発生から津波到達までの状況及びこれに対する対処（3 月 11 日 14 時 46 分頃から同日 15 時 22 分頃までの間）

a 地震発生直前の福島第二原発各号機の運転状況

福島第二原発においては、1 号機から 4 号機までの全号機が定格熱出力一定運転中であった。各号機の記録計チャートによれば、地震発生直前の 1 号機から 4 号機までの原子炉圧力、原子炉水位（狭帯域）²⁸¹及び SFP 水温は、表Ⅱ-5-2 のとおりである。

表Ⅱ-5-2 地震発生直前のプラントパラメータ

	1号機	2号機	3号機	4号機
原子炉圧力 (MPa gage)	約6.9	約6.9	約6.8	約6.8
原子炉水位 (狭帯域) (mm)	約900	約900	約910	約910
SFP水温 (℃)	約37	約32	約35	約36

東京電力「記録計チャート」(平成 23 年 8 月)を基に作成

b 福島第二原発における発電所対策本部の動向

3 月 11 日 14 時 46 分頃、東北地方太平洋沖地震が発生し、福島第二原発においても、震度 6 強の強い揺れを観測した。

地震発生後、東京電力本店及び福島第二原発には、発生した事態に応じ、非常災害対策本部、次いで緊急時対策本部（以下、総じて東京電力本店内の本部につき「本店対策本部」、福島第二原発内の本部につき「第二発電所対策本部」という。）が立ち上げられた（資料Ⅱ-5-10 参照）。

²⁸¹ 原子炉水位計（狭帯域）の指示範囲について、資料Ⅱ-5-9 参照。

第二発電所対策本部は、免震重要棟 3 階の緊急時対策室に設置され、メインテーブルには、本部長である増田尚宏所長（以下「増田所長」という。）以下、副本部長であるユニット所長、副所長 2 名、本部員である防災安全部長、技術総括部長、運転管理部長、保全部長、品質・安全部長、総務部長、広報部長等が着席した。

第二発電所対策本部は、12 個の機能班²⁸²により構成され、各機能班はメインテーブルの後方に設けられたブースに控え、メインテーブルと各機能班のブースとの間で口頭による情報伝達を可能とする体制が取られた（資料Ⅱ・5・11 参照）。また、本店対策本部は、テレビ会議システムを通じて、第二発電所対策本部内のメインテーブルで発話された内容を聞き取り、また、第二発電所対策本部に対して助言や質問をするなどして、第二発電所対策本部との間で情報共有を図ることが可能であった。

第二発電所対策本部は、テレビ放送により、福島県沿岸の津波警報、津波予想到達時刻及び予想高さ等の情報を把握し、各中央制御室にその情報を提供していた。

増田所長は、地震発生以降、福島第二原発へ津波が到達することを懸念し、免震重要棟 3 階のテラスから津波の到達状況を監視させるとともに、現場作業員の退避を指示した。また、運転管理部長は、プラント情報を迅速に把握するため、第二発電所対策本部発電班から情報収集要員²⁸³ 2 名を各中央制御室にそれぞれ派遣した。発電班は、各中央制御室に派遣した情報収集要員から定期的に各号機のプラントパラメータ等の報告を受け、それをグラフにまとめるなどして第二発電所対策本部全体で情報の共有を図っていた。

c 各中央制御室における動向

（a）総論

地震発生当時、福島第二原発では全号機が定格熱出力一定運転中であり、1 号機及び 2 号機の中央制御室（以下「1/2 号中央制御室」という。）、3 号機及

²⁸² 情報班、通報班、広報班、技術班、保安班、復旧班、発電班、資材班、厚生班、医療班、総務班及び警備誘導班の 12 班であり、班長は担当グループマネージャーである。ただし、広報班については本部員たる広報部長が、復旧班については本部員たる保全部長がそれぞれ班長を兼務する。

²⁸³ 情報収集要員は、主に、中央制御室内でプラント情報の収集に当たるとともに、発電班への連絡を担当し、当直長のサポートを行っていた。

び4号機の中央制御室（以下「3/4号中央制御室」という。）では、当直²⁸⁴が原子炉施設の運転に従事していた（図Ⅱ-5-2参照）。

地震が発生してからも、それまで各中央制御室で当直業務に従事していた当直が中心となって、原子炉の運転操作等を行ったが、地震発生時に当直業務に従事していた当直班以外の当直も、随時、各中央制御室に応援に行き、あるいは免震重要棟で待機し、後日、交代で当直業務に当たるなどした。

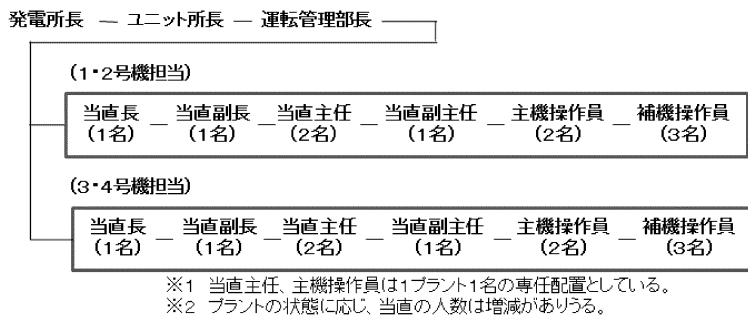
福島第二原発では、このような場合のプラントの操作対応について、「福島第二原子力発電所原子力事業者防災業務計画」に従い、原則として、当直長が判断を行い、例外的に、他プラントとの連携が必要な操作を行う場合や、プラント挙動に対して実施する操作の影響が大きい場合には、当直長が第二発電所対策本部に助言又は指示を仰ぎ、第二発電所対策本部は当直長に助言又は指示を行うこととしていた。

また、当直は、助言又は指示を仰ぐ場合でなくとも、原子炉制御に必要な基本的情報について、その都度、当直長等から第二発電所対策本部発電班にPHSで報告することとしていた。

（b）1/2号中央制御室の動向

地震発生直後、1/2号中央制御室において、当直は、身体の安全を確保するとともに、原子炉の自動スクラムに備えて制御盤上方の警報窓を注視していた

図Ⅱ-5-2 福島第二原子力発電所における当直体制



東京電力「福島第二原子力発電所3号機 福島第二原子力発電所4号機 定期安全レビュー(第2回)報告書」を基に作成

²⁸⁴ 当直は、当直長1人、当直副長1人、当直主任2人、当直副主任1人、主機操作員2人及び補機操作員3人の合計10人で一つの班を構成し、さらに5個班による交代制勤務を採ることにより24時間体制で原子炉施設の運転に従事している。

(図Ⅱ-5-3 参照)。

3月11日14時48分頃、当直は、1号機及び2号機共に全制御棒が挿入され、原子炉が自動スクラムしたことを中央制御室内の制御盤の表示により確認し、当直長が運転管理部長に PHS でこれを報告した。

その後、当直は、当直長の指示を受け、原子炉の高温かつ高圧の蒸気を主蒸気配管からタービンバイパス弁を介して主復水器に送り、ここで凝縮させた水を給復水系で原子炉に戻すという方法により、原子炉圧力の制御を開始した²⁸⁵。

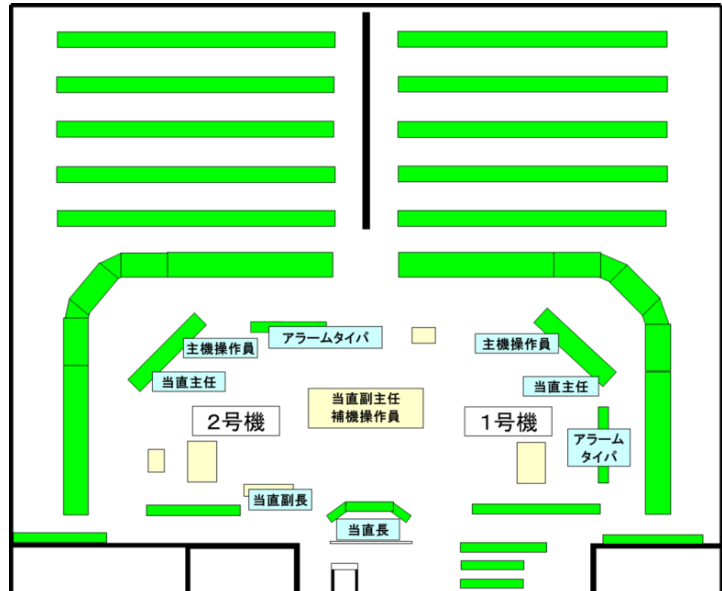
地震の揺れが収まった後、当直長は、作業のため R/B、T/B 等の現場に出ていた当直に PHS で連絡を取り、人員の確認をして中央制御室に戻るよう指示した。

また、同日14時48分頃、新福島変電所の断路器の損傷により、富岡線2号線からの受電が停止となったが、富岡線1号線及び岩井戸線2号線の2回線からの受電が継続していた。

(c) 3/4 号中央制御室の動向

地震発生直後、3/4 号中央制御室において、当直は、身体の安全を確保するとともに、原子炉の自動スクラムに備えて制御盤上方の警報窓を注視していた

図Ⅱ-5-3 1/2 号中央制御室のレイアウト



東京電力作成資料を基に作成

²⁸⁵ 福島第二原発1号機から4号機では、全ての外部電源が失われた福島第一原発1号機から3号機と異なり、地震が発生した際に主蒸気隔離弁が閉とならなかったことから、原子炉圧力制御のため、主復水器を用いることが可能であった。

(図Ⅱ-5-4 参照)。

3月11日14時48分頃、当直は、3号機及び4号機共に全制御棒が挿入され、原子炉が自動スクラムしたことを制御盤の表示により確認し、当直長が運転管理部長にPHSでこれを報告した。

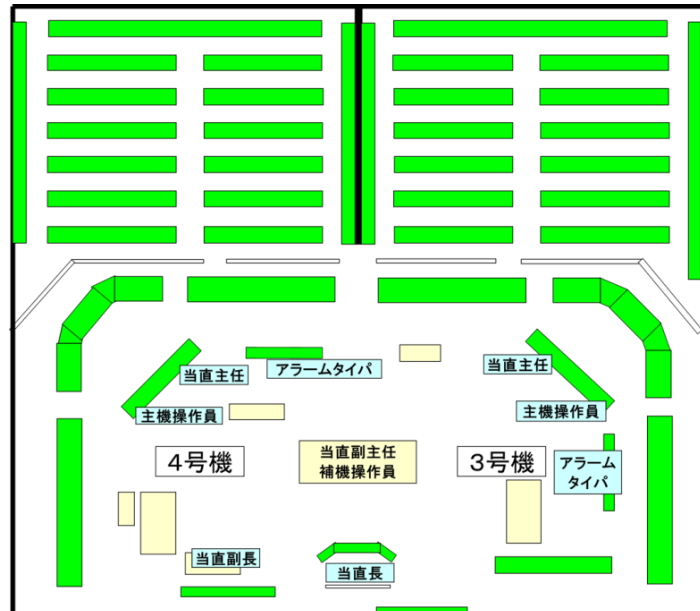
その後、当直は、当直長の指示を受け、原子炉の高温かつ高圧の蒸気を主蒸気配管からタービンバイパス弁を

介して主復水器に送り、ここで凝縮させた水を給復水系で原子炉に戻すという方法により、原子炉圧力の制御を開始した²⁸⁶。

地震の揺れが収まった後、当直長は、ページング等を用いて、建屋内でパトロール等を行っていた当直に対して、人員の確認をして中央制御室に戻るよう指示した。

同日14時48分頃、3号機及び4号機についても、1号機及び2号機と同様に、新福島変電所の断路器の損傷により富岡線2号線からの受電が停止となったが、富岡線1号線及び岩井戸線2号線の2回線からの受電が継続していた。

図Ⅱ-5-4 3/4号中央制御室のレイアウト



東京電力作成資料を基に作成

(5) 津波到達以降の3月11日の状況及びこれに対する対処(3月11日15時22分頃以降)

a 第二発電所対策本部の動向

(a) 緊急時対策室の停電及び復旧状況

²⁸⁶ 前記脚注285参照。

3月11日15時22分頃以降、断続的に福島第二原発に津波が到達した。

福島第二原発に到達した津波は、1号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、免震重要棟1階まで到達した。これにより、免震重要棟1階の電源室に設置された電源盤が機能を喪失し、緊急時対策室が停電となって室内の照明が消灯したほか、テレビ会議システムによる本店対策本部等との通信もできなくなる状態となった。

増田所長は、第二発電所対策本部復旧班に対して、緊急時対策室の電源を早期に復旧するよう指示した。第二発電所対策本部復旧班は、協力企業の協力を得て、事務本館地下1階に設置された電源盤から、緊急時対策室脇にある照明用の分電盤（100V用）までケーブルを敷設し、同日18時から19時にかけての頃、緊急時対策室の電源を復旧した。これにより、テレビ会議システムによる本店対策本部との通信が回復した。

なお、停電中においても固定電話の使用は可能であったため、第二発電所対策本部は、テレビ会議システムが使用できない間、固定電話を使用して本店対策本部と連絡を取っていた。

(b) 1号機に係る原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく特定事象（原子炉冷却材漏えい）発生のお知らせ

3月11日17時35分頃、運転管理部長は、1/2号中央制御室の当直長から、「1号機に『D/W 圧力高』の警報が出ており、アラームタイプを確認すると、15時37分に『主蒸気隔離弁（MSIV）原子炉水位低（L-2）』が記録されている」旨の報告を受けた。

運転管理部長は、原子炉水位計によれば、原子炉水位がL-2まで低下している状況は確認されなかったものの²⁸⁷、「D/W 圧力高」信号に加えて、「MSIV 原

²⁸⁷ 原子炉水位がL-2（1号機においては、原子炉水位計（広帯域）で966mmのレベルを指す。）に到達した場合、論理回路にその情報が伝達され、この論理回路に流れている電流が失われる。論理回路上の電流が失われることにより、電磁継電器（リレー）と呼ばれる電流制御装置に設けられた作動コイルが無励磁となり、コイル端子が計算機にMSIV水位低（L-2）を打ち出す回路の端子に接着し、アラームタイプに「MSIV 原子炉水位低（L-2）」と記録される仕組みとなっている。

この論理回路については、プラントバイタル電源により動作するものであるが、津波によりM/C(1C)が被水し、その下流のプラントバイタル電源A系が喪失した。本来は原子炉水位がL-2に到達した場合に流れなくなるはずの電流が、津波による電源喪失を原因として流れなくなったことで、コイル端

子炉水位低 (L・2)」信号が発信されていたことから、D/W 内で原子炉冷却材の漏えいが起きている可能性も否定できず、念のため、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（原子炉冷却材漏えい）の通報を行っておいた方がよいと考え、その旨を増田所長に進言した。

これを受け、増田所長は、第二発電所対策本部通報班に対して、原災法第 10 条第 1 項に基づく通報を行うように指示し、同日 17 時 50 分頃、官庁等に対し、これを通報した。

その後、CAMS を確認しても放射線量が上昇している状況にはなかったことから、第二発電所対策本部は、同日 18 時 33 分頃までに、原子炉冷却材の漏えいが起きていないものと判断し、官庁等に対し、その旨通報した。

（c）原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（除熱機能喪失）発生の通報
（1 号機、2 号機及び 4 号機）

津波到達直後、第二発電所対策本部は、1/2 号中央制御室及び 3/4 号中央制御室の各当直長から、1 号機、2 号機及び 4 号機において津波の影響により RHR が起動不能である旨の報告を受け、1 号機、2 号機及び 4 号機の RHR の状況について検討を行った。このとき、Hx/B の被害状況について実際に現場確認を行ったわけではなかったものの、1 号機、2 号機及び 4 号機の非常用海水ポンプの制御盤上の状態表示灯が消えていたことや津波の規模等を検討した結果、増田所長は、直ちに RHR を復旧させることはできないと考え、この状況が原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（除熱機能喪失）に該当すると判断し、3 月 11 日 18 時 49 分頃、官庁等に対して、これを通報した。

（d）建屋内の被害確認状況

津波到達後、増田所長は、R/B、T/B、Hx/B 等にある電源盤や各機器の被害状況を確認する必要性を認識していたものの、余震が頻発しており、津波が再

子が計算機に「MSIV 水位低 (L・2)」信号を打ち出す回路の端子に接着したことから、実際には原子炉水位が L・2 には到達していないにもかかわらず、アラームタイプに「MSIV 原子炉水位低 (L・2)」と記録されることとなったと考えられる（資料Ⅱ・5・12 参照）。

度到達するおそれがあったことから、すぐにはこれらの被害確認には向かわせなかった。

その後、増田所長は、津波が再度到達した場合に人命に及ぼすリスクを考えると、海側エリアに建つ Hx/B よりも、主要建屋設置エリアの R/B 及び T/B の方が安全であると考え、3 月 11 日 20 時頃、第二発電所対策本部復旧班に対し、まず R/B 及び T/B の被害状況を確認するように指示した。

これを受け、第二発電所対策本部復旧班電気機器グループは、協力企業からの応援を得て、R/B 内を確認する班、T/B 内を確認する班及び Hx/B 内を確認する班の 3 班を編成した。

同日 20 時過ぎ頃から、R/B 及び T/B 内を確認する班が、先行して建屋内の被害状況の確認に出発した。その結果、1 号機について、非常用 DG が設置された R/B 付属棟地下 2 階の部屋が水浸しとなっている状況や、R/B 付属棟地下 1 階に設置された M/C (1C)、P/C (1C-1) が水没しているといった状況が、徐々に判明してきた。

同日 22 時過ぎ頃、増田所長の指示により、Hx/B 内を確認する班は、Hx/B の被害状況の確認を実施した。その際、第二発電所対策本部は、Hx/B 内の確認中に津波が再度到達することを危惧していたため、第二発電所対策本部内のモニターで海の方を監視するとともに、現場で確認を行う者と第二発電所対策本部復旧班員との間で PHS を通話状態に維持したまま、いつでも連絡が取れる態勢を整えていた。

このようにして被害状況の確認を進めた結果、各号機 Hx/B の地下 1 階部分が水没し、1 階部分についても P/C²⁸⁸を超える高さまで浸水した痕跡があることが判明した。他方で、3 号機 Hx/B 南側については、同じ 1 階部分であっても床面が少し濡れた程度であることが判明した。

こうした確認の結果について、確認に向かった班は、第二発電所対策本部に対し、PHS により、これらの確認結果を随時報告し、報告を受けた第二発電所対策本部復旧班は、これらの被害状況をホワイトボードに書き出すことにより、情報共有を図っていた。

²⁸⁸ P/C の高さは、約 2,300mm である。

b 津波到達直後の各中央制御室の動向

(a) 1/2 号中央制御室の動向

1 号機は、津波の影響により、海側エリアに建つ Hx/B のほか、R/B 付属棟地下 2 階に設置されている非常用 DG²⁸⁹ (1A、1B 及び 1H)、R/B 付属棟地下 1 階に設置されている非常用 M/C (1C 及び 1H) が被水するなどした。1 号機では、富岡線 1 号線及び岩井戸線 2 号線によって外部電源の供給は続いていたが、非常用 M/C (1C) が津波により被水したことから、3 月 11 日 15 時 37 分頃、A 系の交流電源が喪失した。

さらに、2 号機も、Hx/B が津波により浸水し、海水ポンプが被水したことから全ての非常用 DG (2A、2B 及び 2H) が起動できなくなった²⁹⁰。

1/2 号中央制御室では、制御盤上で警報が鳴り響き、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ、EECW ポンプ等の作動状況を示す状態表示灯が次々に消灯していった。当直長は、こうした状況から、Hx/B が津波により浸水し、1 号機及び 2 号機共に RHR を起動することができない状況になったことを認識した。

同時に、当直は、津波の影響により、所内ボイラが被水して停止したことから、「事故時運転操作手順書 (事象ベース)」(AOP) の規定に従い²⁹¹、同日 15 時 34 分頃に 2 号機の MSIV を、同日 15 時 36 分頃に 1 号機の MSIV を、それぞれ手動で閉操作した。

当直長は、MSIV を閉操作したため、主復水器が使用できなくなり、かつ、RHR が起動できない状況にあるため、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (除熱機能喪失) に該当すると判断し、その旨を 3/4 号中央制御室の当直長に確認するとともに、前記 a (c) のとおり、これを第二発電所対策本部に報告した。

その後、当直長は、東京電力本店の基幹系統給電指令所から、ホットラインを通じて、新福島変電所内の避雷器が損傷したため岩井戸線 2 号線による給電

²⁸⁹ 1 号機の非常用 DG については、1A、1B 及び 1H が 3 月 11 日 15 時 34 分頃にそれぞれ自動起動したが、津波の影響により、非常用 DG 本体が被水し、直後に停止した。

²⁹⁰ 2 号機の非常用 DG については、2H が 3 月 11 日 15 時 34 分頃に、2A 及び 2B が同日 15 時 41 分頃にそれぞれ自動起動したが、津波の影響により、直後に停止した。

²⁹¹ AOP によれば、所内ボイラが使用できない場合は、MSIV を閉止することとされている。

を停止する旨の連絡を受けた。当直長は、その旨を 3/4 号中央制御室及び第二発電所対策本部発電班に連絡した。そして、同日 15 時 50 分頃、岩井戸線 2 号線の給電が停止した。以降、外部電源の供給は、富岡線 1 号線によるのみとなった。

(b) 3/4 号中央制御室の動向

3 号機は、津波の影響により、海側エリアに建つ Hx/B の一部が浸水し、非常用海水ポンプが被水したことから、非常用 DG (3A) が起動できなくなった²⁹²。

さらに、4 号機も、Hx/B が津波により浸水し、非常用海水ポンプ又は電源盤が被水したことから、非常用 DG (4A 及び 4B) が起動できなくなった²⁹³。

3/4 号中央制御室では、制御盤上で警報が鳴り響き、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ、EECW ポンプ等の作動状況を示す状態表示灯が次々と消灯していったことから、当直長は Hx/B が浸水したことを認識した。

当直長は、制御盤上で 3 号機及び 4 号機の非常用海水ポンプの作動状況を確認したところ、3 号機 RHR の B 系のポンプの状態表示灯だけが点灯していたため、同ポンプは被水を免れ、起動可能な状態にあると判断した。

当直長は、RHR を SHC モードにより作動させれば、原子炉を安定的に冷却し、冷温停止の状態にすることができると考えた²⁹⁴。もっとも、RHR を SHC モードで運転するには、原子炉圧力を約 0.76MPa gage 以下に保たなければならないため、SR 弁の開操作により原子炉を減圧する必要がある。他方で、SR 弁による減圧操作を繰り返した場合には、原子炉内の高温かつ高压の蒸気が配管を通じて S/C に移行することとなるため、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇していくことが明らかであった。そこで、当直長は、SR 弁による減圧操作と並行して S/C を冷却する必要があると考え、3 月 11 日 15 時 36 分頃、当直に

²⁹² 3 号機の非常用 DG については、3A、3B 及び 3H が 3 月 11 日 15 時 35 分頃にそれぞれ起動したが、津波の影響により、3A が直後に停止した。

²⁹³ 4 号機の非常用 DG については、4A、4B 及び 4H が 3 月 11 日 15 時 34 分頃にそれぞれ起動したが、津波の影響により、4A 及び 4B が直後に停止した。

²⁹⁴ 福島第二原発 3 号機ユニット操作手順書によれば、原子炉を冷温停止させるための手順として、RHR を SHC モードにより作動させることとしている。RHR の SHC モードは、炉心の崩壊熱及び圧力容器等の保有熱を最終的な熱の逃し場（海）に逃し、原子炉を冷却する。

指示して、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより起動させた。

また、当直は、4 号機についても同様に、RHR を S/C 冷却モードで手動起動したが、その直後に停止し、再起動させられなかった。

また、当直は、津波の影響により、所内ボイラが停止したことから、AOP の規定に従い、同日 15 時 36 分頃に 4 号機の MSIV を、同日 15 時 37 分頃に 3 号機の MSIV を、それぞれ手動で閉操作した。

また、当直長は、第二発電所対策本部に対し、津波到達後に自動起動していた 3 号機及び 4 号機の非常用 DG (3B、3H 及び 4H) をどの時点で停止させればよいか確認した。第二発電所対策本部は、外部電源の供給が確保されていたため、当面の間、非常用 DG を用いる必要がないものの、一度起動した非常用 DG を停止すると、外部電源の供給が停止した場合に再起動できなくなることを懸念し、これらの非常用 DG を無負荷状態で作動させ続けるよう当直長に指示した。

その後、同日 15 時 50 分頃、3 号機及び 4 号機においても、1 号機及び 2 号機と同様に、岩井戸線 2 号線による給電が停止した。それ以降、外部電源の供給は、富岡線 1 号線のみによることとなった。

c 1/2 号機における原子炉注水の状況

(a) 原子炉注水に関する当直の方針

当直は、前記 b (a) のとおり、1 号機及び 2 号機の MSIV を手動で閉操作し、原子炉の隔離操作を行った。1 号機及び 2 号機共に、津波により RHR を起動させることができない状況となったことから、RHR を復旧させるまでの間、原子炉への注水を維持し、燃料が露出しないようにする必要があった。そこで、当直は、「事故時運転操作手順書 (徴候ベース)」(EOP) の規定に従い、1 号機につき 3 月 11 日 15 時 36 分頃に、2 号機につき同日 15 時 43 分頃に、それぞれ RCIC を手動により起動させた。

しかし、1 号機及び 2 号機では、原子炉への注水手段のうち高圧のものは RCIC しか残されておらず、不測の事態により RCIC が作動しなくなった場合にも間断なく原子炉注水を継続するためには、原子炉を減圧した上で、低压注水手段により原子炉注水を続ける以外に選択肢がなかった。仮に、原子炉圧力

を高压に維持したままの状態、故障や自然災害その他の不測の事態により RCIC が作動しなくなった場合、次なる低圧注水手段に移行するために減圧操作をする間は注水が途切れることとなるため、当直長は、RCIC が作動している間に SR 弁による減圧操作を実施し、次の低圧注水が可能となる原子炉圧力となるまで減圧しておく必要があると考えた。

そこで、当直長は、1 号機及び 2 号機共に、原子炉が高压である間は RCIC²⁹⁵ による注水を継続し、RCIC が作動している間に SR 弁による原子炉減圧操作を繰り返し、原子炉を減圧した上で、RCIC が自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替え、間断なく原子炉注水を実施しながら、RHR の復旧を待つという方針で対応することとした。

このとき、当直長は、RCIC の次の注水手段として、1 号機及び 2 号機共に、アクシデントマネジメント策整備の一環として設けられた MUWC から RHR を介して原子炉に注水する手段を選択し²⁹⁶ ²⁹⁷、その旨を第二発電所対策本部発電班に連絡した。

(b) 減圧操作及び S/C の監視状況

当直長は、SR 弁による減圧操作をするに当たり、「福島第二原子力発電所原子炉施設保安規定」（以下「保安規定」という。）第 37 条第 1 項、表 37-1 等²⁹⁸によれば、原子炉冷却材温度変化率は 55°C/h 以下と定められ、これを運転上の制限としているところ、この規定に従って操作を実施するように当直に対して指示した。

²⁹⁵ RCIC の運転許容範囲は、約 0.34～約 9.22MPa gage である。

²⁹⁶ 復水移送ポンプの吐出圧力は約 1MPa gage であるが、配管との摩擦等により段々と圧力が弱まり、圧力容器に到達する頃には約 0.7MPa gage まで低下すると考えられる。

²⁹⁷ MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインにつき、前記（2）b（d）ii 参照。なお、その他にも、原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられるが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみの使用に限られていた。

²⁹⁸ 1 号機の AOP によれば、MSIV 開操作が不可能な場合において、SR 弁等による原子炉減圧実施の際に操作員が行うべき手順・方法として、「原子炉冷却材温度変化率 55°C/h 以下」と枠囲みして明記されている。また、1 号機の EOP でも同様に、「原子炉の冷却速度 55°C/h は、保有水量を維持するためと RPV に過度な熱荷重を与えないため及び急激な減圧による放射能の追加放出を抑制するために要求するものである」として、SR 弁等による原子炉減圧の際に原子炉冷却材温度変化率 55°C/h 以下となることを要求している。

なお、2 号機、3 号機及び 4 号機の AOP 及び EOP にも、それぞれ同様の規定がある。

また、当直長は、1号機及び2号機共に、RHRの機能が喪失している状況において、前記（a）記載の対処方針のとおり、SR弁の開操作を繰り返した場合には、S/C水温及びS/C圧力が上昇することは避けられないと認識していた。当直長は、S/C水温及びS/C圧力が上昇すれば、いずれS/Cの圧力抑制機能が失われることになり、そうなれば、SR弁を開いても十分に減圧できず、MUWCによる原子炉注水に切り替えられなくなることを懸念した。そこで、当直は、S/Cの圧力抑制機能が失われる前に、必要に応じて、SR弁による原子炉減圧及びMUWCによる原子炉注水への切替えを実施しなければならないと考え、S/C水温計及びS/C圧力計を継続的に監視し、S/Cの状況把握に努めた。

さらに、第二発電所対策本部発電班員2名が、1/2号中央制御室に情報収集要員として派遣されており、S/C水温及びS/C圧力を含むプラントパラメータを定期的に第二発電所対策本部発電班に報告していた。これにより、1号機及び2号機のS/C水温、S/C圧力等のデータについては、第二発電所対策本部においても共有され、第二発電所対策本部及び当直の双方で監視する態勢が整えられていた。

（c）RCICの水源切替

2号機について、当直が、津波到達後にMSIVを閉操作した後、SR弁を開操作して原子炉減圧を繰り返していたため、S/C水位は上昇傾向にあった。

そして、3月11日15時52分頃、1/2号中央制御室内において、2号機のS/C水位が+51mmとなったことを知らせる「S/C水位高」の信号が発信された²⁹⁹。当直は、「S/C水位高」信号の発信に気付き、当直長に対して、EOPの規定に従い、RCICの水源をCSTからS/Cに切り替える旨の報告をした。

当直長は、津波の影響によりRHRが使用できずS/Cの冷却ができない状況において、SR弁の開閉を繰り返すだけでなく、S/Cを水源としてRCICを作動させると、S/C水温及びS/C圧力をより一層上昇させ、圧力抑制機能が損なわれるおそれがあると考えた。

しかし、当直長は、EOPにおいて、「S/C水位高」信号が発信された場合、

²⁹⁹ 2号機は、S/C水位が+5cm上昇した場合に「S/C水位高」の信号が発信される。

RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている以上、RHR が作動していなくとも RCIC の水源を切り替えるべきと考え、EOP の規定に従い、同日 19 時 44 分頃、2 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。そして、当直は、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、次の代替注水手段に移行できるよう、引き続き、S/C 水温及び S/C 圧力を監視して S/C の状況把握に努めた。

他方、当直は、2 号機と同様に、1 号機についても S/C 水位が上昇を続け、「S/C 水位高」信号が発信されることを予測し、S/C 水位を注視していた。そして、同日 21 時 50 分頃、当直は、S/C 水位が+70cm を超えた³⁰⁰ことを知らせる「S/C 水位高」の信号を確認したことから、当直長に対して、1 号機についても RCIC の水源を CST から S/C に切り替える旨の報告をした。

この報告を受けた当直長は、2 号機について RHR が使用できない状況においても EOP の規定に従って RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を既に実施していたことから、1 号機についても同様に、同日 21 時 53 分から同日 21 時 56 分にかけての頃、RCIC の水源切替操作を実施した。そして、当直は、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、次の代替注水手段に移行できるよう、引き続き、S/C 水温及び S/C 圧力を監視して S/C の状況把握に努めた。

(d) 高圧注水から低圧注水への切替状況

i 1 号機の状況

福島第二原発では外部電源による電源供給が継続しているとはいえ、富岡線 1 号線の 1 回線のみであった。また、富岡線 1 号線から電源を供給している 1/2 号中央制御室の照明が瞬間的に停電になるなど、富岡線 1 号線からの電源供給についても不安定な状態であった。

当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、何らかの原因により MUWC による原子炉注水が実施できなくなり、あるいは実施までに時間を要するといった不測事態に陥ることを懸念し、これを回避するため、RCIC が作動している間に、MUWC による注水ラインを

³⁰⁰ 1 号機は、S/C 水位が+70cm 上昇した場合に「S/C 水位高」の信号が発信される。

構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととした。

通常であれば、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水する場合、1/2 号中央制御室において、MUWC と RHR の A 系との間の接続配管上に設置された MUWC-RHR 接続配管弁³⁰¹及び RHR の注入弁の遠隔手動開操作が可能である。しかし、1 号機では、津波の影響により、交流電源の A 系を喪失していたことから、1/2 号中央制御室において、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁の双方を遠隔手動開操作できなかった。

そこで、当直長は、MUWC による原子炉注水を実施するに当たり、流量調整等のため、RHR の注入弁を 1/2 号中央制御室において遠隔操作する必要があると判断し、電源が喪失していなかった RHR の B 系を介して、MUWC による原子炉注水を実施することとした。

MUWC から RHR の B 系を介する原子炉注水ラインを構成するためには、二つある RHR 注入ライン除染ライン止め弁を手動で開操作する必要があることから³⁰²、3 月 11 日 22 時 9 分頃、当直 2 名は、放射線管理員と共に、RHR 注入ライン除染ライン止め弁を開操作するため、R/B3 階に向かった。そして、同日 22 時 36 分頃、当直は、RHR 注入ライン除染ライン止め弁を手動で開とし、これを当直長に報告した。これを受け、同日 22 時 41 分頃、当直長は、RHR の B 系の注入弁の開閉動作確認を行い、弁動作が良好であることを確認した。

その後、当直長は、原子炉圧力が 1MPa gage を下回るようになったことから、確実に MUWC による原子炉注水が可能であることを確かめておく必要があると考え、当直に対し、その確認のために MUWC による原子炉注水を実施するよう指示した。そこで、当直は、同日 23 時 24 分頃³⁰³、同日 23 時 29 分頃³⁰⁴及び同日 23 時 42 分頃³⁰⁵の合計 3 回にわたり、RHR の B 系の

³⁰¹ MUWC-RHR 接続配管弁は、前記（2）b（d）ii のとおり、アクシデントマネジメント策整備の一環として、元々設置されていた MUWC と RHR の A 系を接続する配管上の手動弁を電動化したものであり、1/2 号中央制御室において遠隔操作することが可能である。なお、この弁を手動で操作することも可能である。

³⁰² これらの弁は、MUWC-RHR 接続配管弁と異なり、電動化されていなかったため、現場において手動で開ける必要があった。

³⁰³ この時点の原子炉圧力は、約 0.85MPa gage であった。

³⁰⁴ この時点の原子炉圧力は、約 0.80MPa gage であった。

注入弁を制御盤上で開操作し、MUWC による原子炉注水を試みた。しかし、これらの注水確認を実施した時点では、原子炉圧力が復水移送ポンプの吐出圧力を上回っていたことから、原子炉への注水はできなかった。

その後、当直は、同日 23 時 58 分頃、RHR の B 系の注入弁を再度開操作すると、原子炉水位計の指示値が上昇傾向を示したので、原子炉への注水が確認できた³⁰⁶。さらに、当直は、同月 12 日 1 時頃までの間に、同様の方法で、MUWC による注水確認を 2 回実施し、再度原子炉への注水が可能であることを確認した。

しかし、この頃、原子炉圧力計によれば、原子炉圧力は、約 0.65MPa gage を示しており、RCIC による注水が可能であったことから、当直長は、原子炉圧力が低下して RCIC が自動隔離するまでは RCIC による注水続けることとした。

1 号機については、この頃、RHR による S/C 冷却ができない状況において、SR 弁の開操作を繰り返し、また、S/C を水源として RCIC を運転継続していたため、S/C 水温が上昇傾向にあった。EOP によれば、S/C 水温に応じて急速減圧操作をすべき原子炉圧力が定められ、原子炉圧力が当該圧力を超えた場合には、SR 弁を手動で開操作して急速減圧操作を実施することとされている。

同日 3 時 48 分頃、原子炉圧力が約 1MPa gage の状態で S/C 水温が約 96℃ に達し、EOP が定める急速減圧操作の実施基準に該当したことから、当直は、EOP の規定に従い、SR 弁による急速減圧操作を実施することとした³⁰⁷。SR 弁による急速減圧操作をした場合、圧力容器内の冷却材が蒸気として S/C に大量に移行し、原子炉水位が急激に低下するため、そのような状況で MUWC による原子炉注水に移行できなくなれば炉心損傷に至ることが懸念された。そこで、当直は、確実に代替注水に移行するため、RCIC が作動している間に、MUWC による注水を開始し、注水がなされていることを確認した上で³⁰⁸、

³⁰⁵ この時点の原子炉圧力は、約 0.71MPa gage であった。

³⁰⁶ この時点の原子炉圧力は、約 0.65MPa gage であった。

³⁰⁷ 急速減圧操作の結果、この時点の原子炉圧力は約 0.33MPa gage まで低下した。

³⁰⁸ EOP によれば、急速減圧操作を実施する際には、「低圧注水可能システム 1 系以上又は代替注水系が作動していることを確認する」ことと規定されている。

SR 弁による急速減圧操作を開始し、同日 4 時 56 分頃まで同操作を実施した。

急速減圧操作を実施している最中の同日 4 時 50 分頃、原子炉圧力が、RCIC が自動隔離される水準である 0.34MPa gage まで低下した。当直は、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限を逸脱すると考え、同日 4 時 58 分頃、RCIC の蒸気隔離弁を手動で閉操作した。

ii 2 号機の状況

2 号機は、1 号機と異なり、交流電源の A 系及び B 系共に使用できる状態であったが、当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、何らかの原因により MUWC による原子炉注水が実施できなくなるという不測事態を回避するため、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととした。

そして、3 月 11 日 21 時 25 分頃、原子炉圧力が約 0.7MPa gage を下回り始めてきたことから、当直は、当直長の指示を受け、MUWC-RHR 接続配管弁及び原子炉に続く RHR の A 系の注入弁を制御盤上で開操作し、MUWC から RHR の A 系を介して原子炉に注水するラインを構成した。さらに、当直は、MUWC 及び RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値から MUWC により原子炉へ注水できることを確認して、同日 21 時 26 分頃、RHR の A 系の注入弁を閉操作した。さらに、同日 21 時 31 分から同日 21 時 32 分にかけての頃、当直は、再度 RHR の A 系の注入弁を開操作し、同様の方法で MUWC により原子炉へ注水できることを確認した。

しかし、この頃、原子炉圧力計が約 0.7MPa gage を示しており、RCIC による注水が可能であったことから、当直長は、原子炉圧力が低下して RCIC が自動隔離するまでは RCIC による注水を継続することとした。

その後、SR 弁の開操作を繰り返して原子炉圧力を制御していたところ、原子炉圧力が約 0.36MPa gage まで低下し、RCIC が自動隔離する原子炉圧力 (0.34MPa gage) に近づいたことから、当直は、RCIC がいまだ停止する前に、RHR 注入弁を制御盤上で操作し、同月 12 日 4 時 50 分頃、MUWC による注水を開始した。

同日 4 時 53 分頃、当直が RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいてきたことから RCIC を手動停止しようとしたところ、原子炉圧力が約 0.34MPa gage まで低下したため RCIC が自動停止した。

d 3/4 号機における原子炉注水の状況

(a) 原子炉注水に関する当直の方針

i 3 号機の方針

当直は、前記 b (b) のとおり、3 号機の MSIV を手動で閉操作し、原子炉の隔離操作を実施し、3 月 11 日 16 時 6 分頃、EOP の規定に従い、RCIC を手動起動した。

3 号機については、RHR の B 系を作動させることが可能であったことから³⁰⁹、当直長は、原子炉が高压である間は RCIC による注水を継続し、RCIC が作動している間に SR 弁による減圧操作を繰り返して徐々に原子炉を減圧して、他号機と同様に、RCIC が自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替えた上で、RHR を SHC モードにより作動させることとした。

このとき、当直長は、RCIC の次の注水手段として、1 号機及び 2 号機と同様、MUWC から RHR を介して原子炉に注水する手段を選択し³¹⁰、その旨を第二発電所対策本部発電班に報告した。

なお、3 号機については、原子炉が高压の状態でも注水できる HPCS が使用できる設備として残っていたが、当直長は、HPCS が RCIC に比べて流量が極めて多く、原子炉水位を安定的に推移させることが難しいと考え、HPCS による原子炉注水を選択しなかった。

ii 4 号機の方針

当直は、前記 b (b) のとおり、4 号機の MSIV を手動で閉操作して、原子炉の隔離操作を実施し、3 月 11 日 15 時 54 分頃、EOP の規定に従い、RCIC

³⁰⁹ RHR を SHC モードにより作動させるためには、原子炉圧力を約 0.76MPa gage まで減圧する必要があった。

³¹⁰ MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインにつき、前記 (2) b (d) ii 参照。原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられたが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみの使用に限られていた。

を手動起動した。

4号機については、同日15時37分頃、RHRのA系及びB系がいったん起動したものの、その直後、津波によりRHRSポンプ、RHRCポンプ、EECWポンプ等が被水したため停止した。

このような状況を踏まえ、当直長は、RHRを復旧させるまでの間、別の手段により原子炉への注水を維持し、燃料を露出させないようにしなければならないと考えた。

4号機では、3号機と同様、原子炉の注水手段のうち高圧のものとして、RCICのほか、HPCSが使用できる設備として残っていた。しかし、当直長は、HPCSがRCICに比べて流量が極めて多く、原子炉水位を安定的に推移させることが難しいと考え、RCICの次なる代替注水手段として、HPCSではなく、原子炉を減圧した上で、低圧注水手段を活用することとした。

当直長は、仮に、原子炉圧力を高圧に維持したままの状態、大地震や津波その他の不測の事態によりRCICが作動しなくなった場合、次なる低圧注水手段に移行するために減圧操作をする間、原子炉への注水が途切れるので、RCICが作動している間にSR弁による減圧操作を実施し、次の低圧注水が可能となる原子炉圧力にまで減圧しておく必要があると判断した。

そこで、当直長は、原子炉が高圧である間、RCICによる注水を継続し、SR弁による減圧操作を繰り返して徐々に原子炉を減圧した上で、RCICが自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替え、間断なく原子炉注水を実施しながら、RHRの復旧を待つという方針で対応することとした。

このとき、当直長は、RCICの次なる代替注水手段として、3号機と同様、MUWCからRHRを介して原子炉に注水する手段を選択し³¹¹、その旨を第二発電所対策本部発電班に報告した。

(b) 減圧操作及びS/Cの監視状況

当直長は、SR弁による減圧操作を実施するに当たり、運転上の制限として

³¹¹ MUWCからRHRを介して原子炉へ注水するラインにつき、前記(2)b(d)ii参照。原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられたが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみの使用に限られていた。

保安規定等³¹²で定められている原子炉冷却材温度変化率（55℃/h 以下）を遵守して、減圧操作を実施するよう当直に指示した。

また、当直長は、4 号機について、RHR の機能が喪失している状況において、前記（a）記載の対処方針のとおり、SR 弁の開操作を繰り返した場合には、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇することは避けられないと認識していた。当直長は、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇すれば、いずれ S/C の圧力抑制機能が失われることになり、そうなれば、SR 弁を開いても十分に減圧ができず、MUWC による原子炉注水に切り替えられなくなることを懸念した。そこで、当直は、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、必要に応じて、SR 弁による原子炉減圧及び MUWC による原子炉注水への切替えを実施しなければならないと考え、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握に努めた。

さらに、第二発電所対策本部発電班員 2 名が、3/4 号中央制御室に情報収集要員として派遣されており、S/C 水温及び S/C 圧力を含むプラントパラメータを定期的に第二発電所対策本部発電班に報告していた。これにより、3 号機及び 4 号機の S/C 水温、S/C 圧力等のデータについては、第二発電所対策本部においても共有されていた。

（c）RCIC の水源切替

4 号機は、津波到達後に MSIV を閉操作して以降、SR 弁の開操作による減圧を繰り返し、S/C 水位は上昇傾向にあった。

そして、3 月 11 日 15 時 51 分頃、3/4 号中央制御室内において、4 号機の S/C 水位が+51mm となったことを知らせる「S/C 水位高」の信号が発信された³¹³。当直は、この「S/C 水位高」信号の発信に気付き、当直長に対して、EOP の規定に従い、RCIC の水源を CST から S/C に切り替える旨の報告をした。

当直長は、津波の影響により RHR が使用できず S/C の冷却ができない状況において、SR 弁の開閉を繰り返すだけでなく、S/C を水源として RCIC を作動させると、S/C 水温及び S/C 圧力がより一層上昇して S/C の圧力抑制機能が損なわれることを懸念した。

³¹² 前記脚注 298 参照。

³¹³ 4 号機は、S/C 水位が+5cm 上昇した場合に「S/C 水位高」の信号が発信される。

しかし、当直長は、EOPにおいて、「S/C 水位高」信号が発信された場合、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている以上、RHR が作動していなくとも RCIC の水源を切り替えるべきと考え、EOP の規定に従い、同日 18 時 13 分頃、4 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。

当直は、4 号機について、前記（b）のとおり、RHR の機能が喪失している状況において、SR 弁の開操作を繰り返していたことから、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握を行っていたが、さらに、RCIC の水源を S/C に切り替えることにより、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇して S/C の圧力抑制機能が損なわれるおそれが高まるため、より一層 S/C の状況把握に努めた。

3 号機についても、同日 16 時 12 分頃、S/C 水位が+5.8cm となったことを知らせる「S/C 水位高」信号が発信された³¹⁴。そして、この信号に気付いた当直は、当直長に対して、RCIC の水源を CST から S/C に切り替える旨の報告をした。3 号機では、同日 15 時 36 分頃以降、RHR の S/C 冷却モードにより、S/C の冷却が続けられていたため、当直長は、4 号機で抱いたような S/C 水温及び S/C 圧力上昇の懸念は抱かなかった。そして、当直は、同日 18 時 31 分頃、4 号機と同様に、EOP の規定に従い、3 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。

その後、地震発生以降、福島第二原発における外部電源による電源供給が富岡線 1 号線のみが続いており、また、富岡線 1 号線が供給する電源も不安定であったことから、当直長は、特に、非常用 DG（4A 及び 4B）が起動できなくなっていた 4 号機について SBO の懸念を強く持ち、仮に SBO になった場合にいかに対応すべきかを事前に検討しておくよう、当直に指示した。

この指示を受けた当直は、AOP のうち SBO の項目を参照するなどして、SBO になった場合の運転操作手順等を確認した。この AOP の確認作業中、当直は、S/C 水温が 60℃を超える場合には「S/P 水位高となっても、RCIC の水源は S/P 側に切替えないこと」とする規定があることに気付いた。当直は、この

³¹⁴ 3 号機は、S/C 水位が+5cm 上昇した場合に「S/C 水位高」の信号が発信される。

ときまで、この規定の存在を知らなかったが、SBO の状況下においても直流電源で動作する RCIC の健全性を維持し、その運転を継続させるという趣旨に基づくものであると理解し³¹⁵、S/C 水温が 60℃を超えた場合には RCIC の水源を CST にしなければならないと考えた。当直は、この規定を適用するかどうかについて検討した結果、当時の状況はいまだ SBO に至っていなかったものの、S/C 水温が約 70℃まで上昇していたため、この規定が RCIC の健全性を保つことを目的とする以上はこれに従うべきと考え、同日 23 時 19 分頃、RCIC の水源切替操作を実施し、RCIC の水源を S/C から CST に切り替えた。

なお、3 号機については、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより作動させており、RCIC の運転を継続していた同日 16 時 6 分頃から同日 23 時 11 分頃までの間、S/C 水温が 60℃を超えなかったため³¹⁶、当直は、RCIC の水源を S/C から CST に切り替えなかった。

(d) 高圧注水から低圧注水への切替状況

i 3 号機の状況

3 号機は、津波到達後も引き続き、富岡線 1 号線から外部電源の供給を受けていたほか、非常用 DG (3B 及び 3H) が起動していた。また、前記 (a)

i のとおり、RHR の B 系が津波による影響を受けずに S/C 冷却モードにより運転できる状態であった。

当直長は、当初からの方針のとおり、原子炉が高圧である間は RCIC で原子炉への注水を維持し、原子炉を減圧した後は MUWC から RHR を介して原子炉へ注水することとしていた。当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替える際に、不測の事態により、原子炉への注水が途切れることを懸念し、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成した上で、その注水状況について確認することとした。

3 月 11 日 22 時 53 分頃、当直長は、原子炉圧力が約 0.8MPa gage を下回ってきたことから、MUWC による注水確認を行うこととし、MUWC・RHR 接

³¹⁵ AOP によれば、「RCIC の水源を S/P とするときの制限温度 (RCIC 運転用の潤滑油冷却のための設計水温) は 60℃」と規定されている。

³¹⁶ この間の S/C 水温の最高温度は、3 月 11 日 23 時頃に記録された約 54℃であった。

続配管弁及び RHR の A 系の注入弁を制御盤上で開操作した。このとき、当直は、MUWC 及び RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値から MUWC による原子炉注水が可能であることを確認³¹⁷し、いったん MUWC による注水を停止した。

その後、3 号機について、原子炉圧力が更に低下し、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいたことから、当直は、同日 23 時 11 分頃、RCIC を手動で停止し、同日 23 時 15 分頃、MUWC による原子炉注水を開始した。

ii 4 号機の状況

4 号機は、津波到達後も引き続き、富岡線 1 号線から外部電源の供給を受けていたほか、津波到達後に非常用 DG (4H) が起動していた。しかし、非常用 DG (4H) は HPCS 専用とされており、HPCS 以外の系統に電源を融通するためには遮断器を投入するなどの作業が必要であった。

また、4 号機は、1 号機及び 2 号機と同様、津波の影響によって RHR が使えない状況であった。

当直長は、このような状況を踏まえ、当初からの方針のとおり、原子炉が高压である間は RCIC で原子炉へ注水を維持し、SR 弁によって徐々に原子炉を減圧していき、RCIC から MUWC に原子炉注水手段を切り替えることとしていた。当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替える際に、原子炉への注水が途切れることを懸念し、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成した上で、その注水が可能であることを確認することとした。

当直長は、原子炉圧力が約 0.8MPa gage を下回ってきたことから、MUWC から RHR の A 系を介した原子炉注水が確実に行われることを確認するため、ラインを構成するように当直に指示した。そこで、当直は、3 月 11 日 23 時 23 分頃に MUWC・RHR 接続配管弁を、同日 23 時 33 分頃以降に RHR の A 系の注入弁を、いずれも制御盤上で遠隔手動開操作し、MUWC と RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値によって MUWC に

³¹⁷ この時点の原子炉圧力は、約 0.75MPa gage であった。

よる注水状況を確認した。

その後も原子炉圧力は低下を続け、同月 12 日零時 16 分頃、原子炉圧力が約 0.37MPa gage となり、RCIC が自動停止したため、同時刻頃、当直は、MUWC による原子炉注水を開始した。

(6) 3 月 12 日の状況及びこれに対する対処

a RHR の復旧に向けた作業

(a) 背景

福島第二原発では、津波到達後においても外部電源からの受電が継続しており、原子炉注水手段が確保できていたものの、原子炉を冷温停止の状態にするために必要な RHR は 3 号機の B 系を除いて起動できない状態であった。

福島第二原発では、前記(5) b (a) 及び(b)のとおり、津波到達後に、所内ボイラが停止したことから MSIV を手動で閉操作した。この状況において、原子炉の崩壊熱は、高温の蒸気として SR 弁を通じて S/C に移行することとなるため、RHR の S/C 冷却モードにより、S/C を冷却する必要があった。

しかしながら、1 号機、2 号機及び 4 号機では RHR を起動させることができず、S/C を冷却することができない状態が続き、S/C 水温は上昇を続けていた³¹⁸。

また、RHR は、S/C を冷却するために必要であるのみならず、原子炉を安定的に冷却して冷温停止の状態とするためにも必要な設備であった。

このため、増田所長は、1 号機、2 号機及び 4 号機の RHR について、A 系又は B 系のいずれか 1 系統を速やかに復旧するように指示した。この指示を受け、第二発電所対策本部復旧班は、3 月 11 日夕方頃から RHR 復旧に向けた検討を開始した。

(b) RHR 関連機器の被害確認

RHR を起動させるためには、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプをそれぞれ少なくとも一つ以上起動させる必要があった。

³¹⁸ 加えて、1 号機につき 3 月 11 日 21 時 53 分頃以降、2 号機につき同日 19 時 44 分頃以降、4 号機につき同日 18 時 13 分頃から同日 23 時 19 分頃までの間、RCIC の水源を S/C として作動させており、各号機で S/C 水温の上昇に拍車がかかっていた。

第二発電所対策本部復旧班では、これらの非常用海水ポンプの被害状況を確認するため、速やかに Hx/B の浸水状況を確認する必要があると考えていたが津波の襲来を懸念して、海側エリアへの立入りができず、立入り可能な場所から優先的に被害確認を実施したため、3月11日22時頃になってようやく、Hx/B に行き、RHR の起動に必要な非常用海水ポンプの状況確認を開始した。そして、同月12日未明頃以降、第二発電所対策本部は、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプのモーターについて絶縁抵抗測定を開始し、その測定結果を第二発電所対策本部内のホワイトボードに書き出すなどして、非常用海水ポンプの使用の可否を選別し、絶縁抵抗のないモーターについては真水で洗浄するとともに、洗浄作業と並行して代替のモーターを手配するという方針で作業を進めた。

そして、同日朝方頃までに各号機の詳細な被害状況が判明し、その被害状況を踏まえ、第二発電所対策本部復旧班は、1号機、2号機及び4号機の RHR について、A 系又は B 系のどちらの系統を復旧するかを検討を行った³¹⁹。

その結果、第二発電所対策本部復旧班は、1号機について、津波の影響により、A 系の交流電源を喪失しており、RHR の A 系を作動させることができなかったことから、B 系の交流電源からの受電が維持されていた RHR の B 系を復旧させることとした。そして、RHR の B 系を復旧するためには、RHRC ポンプ（1B 及び 1D）並びに EECW ポンプ（1B）のモーターを交換する必要がある。

2号機については、RHR の A 系を復旧させるためには RHRS ポンプ（2A 及び 2C）並びに EECW ポンプ（2A）のモーターを交換する必要がある一方で、RHR の B 系を復旧させるためにはモーターの交換は必要としなかったことから、復旧作業が容易な RHR の B 系を復旧させることとした。

4号機については、RHR の A 系を復旧させるためには、RHRC ポンプ（4A 及び 4C）、RHRS ポンプ（4A 及び 4C）並びに EECW ポンプ（4A）のモーターを交換する必要がある一方で、RHR の B 系を復旧させるためには RHRC ポンプ（4B 及び 4D）並びに RHRS ポンプ（4B）のモーターを交換するのみで

³¹⁹ 3号機については、RHR の B 系が作動していたため、復旧の優先順位は低かった。

足りたことから、RHR の B 系を復旧させることとした。

また、RHR を復旧させるためには、各号機の Hx/B1 階に設置されている非常用海水ポンプに電源を供給するための P/C が、3 号機 RHR の B 系を除いて全て被水により機能を喪失していたことから、仮設ケーブルをそれぞれのポンプまで敷設するなどして電源を融通する必要があった。

(c) 復旧に必要な資機材の手配状況

前記 (b) のとおり、各号機 RHR を復旧するためには一部の非常用海水ポンプについてモーターを交換するとともに、各非常用海水ポンプに供給する電源を復旧する必要があった。

そこで、第二発電所対策本部復旧班は、3 月 11 日 22 時頃以降、本店対策本部に対して、福島第二原発構内のいずれかの箇所から非常用海水ポンプへ電源を融通するためのケーブルの手配を依頼した。

また、同月 12 日午前中、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発から支援の申し出を受け、1 号機の RHRC ポンプ (1B 及び 1D) のモーターの調達を依頼した。そして、同日 11 時 24 分頃、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発から、1 号機 RHRC ポンプとして代用が可能なモーター 2 台が協力企業の三重工場にあるとの連絡を受けたことから、これらのポンプをヘリコプターで移送するよう依頼した。

その後、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発に対し、1 号機 EECW ポンプ (1B) のモーターや 4 号機 RHRC ポンプ (4B 及び 4D) 復旧に必要なモーター 2 台の手配を依頼した。

(d) RHR の復旧に向けたがれき撤去作業

非常用海水ポンプに電源融通をするために仮設ケーブルを敷設するに当たっては、後記 (e) のとおり、RW/B から海側にアクセスする道路や Hx/B がある海側エリアにケーブルを敷設する必要があった。

しかし、これらのエリアは津波で流されたがれきや車両が散乱しており、まずはがれき撤去作業を行う必要があった。

そのため、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、協力企業の協力を得

て、3月11日22時頃からがれき撤去作業を実施した。その際、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、協力企業が所有していた重機等を活用し、非常用海水ポンプのモーターやケーブルが到着する同月13日朝方までにはおおむね作業を終了した。

(e) 2号機 RHRC ポンプへの電源融通

1号機、2号機及び4号機の非常用海水ポンプに電源を融通するに当たり、第二発電所対策本部復旧班は、構内のいずれかの電源盤から仮設ケーブルを敷設し、各非常用海水ポンプに直接接続するという方針で復旧作業を進めることとした。その際、第二発電所対策本部復旧班は、S/C 圧力の上昇傾向が最も大きかった2号機の RHR を優先して復旧させることとし、2号機 RHRC ポンプ (2B) 及び RHRS ポンプ (2B) への仮設ケーブルの敷設ルートの検討を行った。

このとき、第二発電所対策本部復旧班は、作業の容易性や作業時間を考慮して、1号機 R/B 西側の RW/B1 階北側出入口に比較的近い箇所にある P/C (1WB・1) から1号機 R/B 南側を東西に走る広い道路を経由して、2号機 Hx/B の RHRC ポンプ (2B) まで仮設ケーブルを敷設することとした。

3月12日5時4分頃、自衛隊のヘリコプターにより、東京電力土浦資材センターから低圧ケーブルが到着した。

このとき届けられた低圧ケーブルは約900mであり、ちょうど RW/B から2号機 Hx/B まで敷設できる程度の長さであったため、第二発電所対策本部復旧班は、これを用いて敷設作業を実施することとした³²⁰。そして、第二発電所対策本部復旧班は、協力企業の作業員約30名を含む約40名の態勢で敷設作業を行い、同日昼頃までに2号機 RHRC ポンプ (2B) に低圧ケーブルを直接接続し、敷設作業を完了した。

b 1号機、2号機及び4号機 S/C 水温の上昇

第二発電所対策本部は、前記(5) c (b) 及び(5) d (b) のとおり、各

³²⁰ この頃、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、海側エリア等のがれき撤去作業を実施していた。

中央制御室に派遣した情報収集要員からの報告等により、1号機から4号機までのプラントパラメータを逐次把握していた。

1号機、2号機及び4号機については、RHRを起動させることができないため、S/C水温が上昇の一途をたどっていた³²¹。増田所長は、津波到達後にRHRが起動できないことが判明して以降、いずれS/C水温が100℃を超えると認識していた。

そして、1号機については3月12日5時頃、2号機については同日5時30分頃、4号機については同日6時過ぎ頃にそれぞれS/C水温が100℃を超えた。

1号機及び2号機の当直長は、津波到達以降、RHRが起動できない状況であるのに、SR弁による原子炉減圧操作を繰り返し、更に水源をS/CとしてRCICの運転を継続していたことから、いずれS/C水温が100℃に到達するであろうと考えていた。1号機及び2号機の当直長は、運転管理部長並びに3号機及び4号機の当直長に、1号機及び2号機のS/C水温がそれぞれ100℃を超え、原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(圧力抑制機能喪失)に該当する旨を報告した。運転管理部長は、これをテレビ会議システムで発話し、本店対策本部及び第二発電所対策本部で情報を共有した。

さらに、増田所長は、1号機について同日5時22分頃、2号機について同日5時32分頃、それぞれ原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(圧力抑制機能喪失)が発生したと判断し、同日5時47分頃、これを官庁等に報告した。

また、4号機についても、第二発電所対策本部は、同日6時7分頃、S/C水温が100℃に到達した旨の報告を受け、増田所長は、同時刻頃、4号機でも原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(圧力抑制機能喪失)が発生したと判断し、同日6時17分頃、これを官庁等に報告した。

増田所長は、1号機、2号機及び4号機のS/C水温が100℃を超えたことをもって、すぐにS/Cが破損するとは考えていなかったものの、S/Cによる圧力抑制機

³²¹ 1号機のS/C水温は、地震発生直前は約18℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約50℃、同日21時頃には約66℃、同月12日零時頃には約84℃となった。

2号機のS/C水温は、地震発生直前は約20℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約44℃、同日21時頃には約64℃、同月12日零時頃には約78℃となった。

4号機のS/C水温は、地震発生直前は約18℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約42℃、同日21時頃には約58℃、同月12日零時頃には約75℃となった。

能が損なわれ、原子炉圧力が上昇した場合に SR 弁による原子炉減圧ができなくなり、低圧注水手段が使えなくなることを懸念し、各号機の RHR が復旧するまでの間、S/C 水温及び S/C 圧力の上昇を抑制するための手段を講じなくてはならないと考えた。

こうした状況下において、1 号機及び 2 号機の当直長からの発案により、S/C を冷却するため、可燃性ガス濃度制御系の冷却器から S/C につながる排水ラインを介して S/C に水を補給する操作を行うこととし、1 号機については同日 6 時 20 分頃、2 号機については同日 6 時 30 分頃、4 号機については同日 7 時 23 分頃から開始した。しかし、この操作による S/C の冷却効果は、各号機共にほとんど認められなかった。

その後も S/C 水温が上昇を続け、1 号機及び 2 号機の当直長は、現場作業から戻ってきた当直から、1 号機 R/B 地下 1 階南東付近において格納容器貫通部付近から振動音が聞こえたとの報告を受けた。この報告を受け、当直長は、格納容器内で原子炉冷却材の漏えいが生じたことも懸念したが、D/W 圧力及び D/W 温度が急激な上昇傾向を示していなかったこと、原子炉水位が維持されていたこと、付近の放射線線量が上昇していなかったことなどから、原子炉冷却材の漏えいは発生していないものと判断した。また、当直長は、この振動音の原因について、S/C 水温の上昇に伴う D/W 圧力及び D/W 温度の上昇によるものと考えた。

そこで、当直長は、格納容器の冷却を急いで実施する必要性を感じ、D/W スプレー及び S/C スプレーを行いたい旨、運転管理部長に連絡した。

運転管理部長は、当直長からの報告を受け、D/W スプレーを速やかに実施する必要性を認識したが、それまでに D/W スプレーを実施した経験がなく、D/W 内の電気機器設備に影響しかねないとの懸念を持ったため、D/W スプレーの実施について増田所長の判断を仰いだ。増田所長も、同様の懸念を持ったものの、EOP 等の手順書にも実施手順の記載があることから、D/W スプレーを実施したとしても電気機器設備に悪影響が出ることは考え難いと判断し、D/W スプレーの実施を指示した。

これを受け、1 号機及び 2 号機の当直長は、1 号機について、同日 7 時 10 分頃から D/W スプレーを、同日 7 時 37 分頃から S/C スプレーをそれぞれ実施した。また、当直長は、2 号機について、1 号機のように振動音がしていたわけではな

かったものの、D/W 圧力及び D/W 温度が上昇していたことから、1 号機と同様に、格納容器を冷却する必要性が高いと判断し、同日 7 時 11 分頃から D/W スプレーを、同日 7 時 35 分頃から S/C スプレーをそれぞれ実施した³²²。

また、4 号機では、1 号機及び 2 号機と同様に、S/C 水温が上昇を続けていたことから、同日 7 時 35 分頃から S/C スプレーを実施した。また、4 号機の D/W 圧力及び D/W 温度も、1 号機及び 2 号機と同様に上昇傾向にあったものの、当直長は、S/C スプレーのみで D/W 温度及び D/W 圧力の上昇を抑制できると考え、D/W スプレーを実施しなかった。

c 格納容器ベントラインの構成

増田所長は、1 号機、2 号機及び 4 号機において、RHR が起動できない状況にあることから、S/C 圧力及び D/W 圧力が上昇していくことは明らかであり、RHR の復旧が遅れた場合には格納容器ベントを実施する必要性が生じ得ると考えていた。また、格納容器ベントの必要性について、運転管理部長や各当直長も、増田所長と同様の認識を持っていた。

本店対策本部においても、第二発電所対策本部と同様、RHR が起動できない以上は S/C 圧力及び D/W 圧力の上昇が続くことから、いずれ 1 号機、2 号機及び 4 号機について格納容器ベントを実施しなければならない可能性があると考えていた。

ところで、福島第一原発 1 号機において、3 月 12 日零時 6 分頃以降、D/W 圧力が上昇したため格納容器ベントの準備を進めていたものの、津波の影響により全ての交流電源及び直流電源を喪失していたことから、格納容器ベントのライン構成に必要な弁の開操作を手動で実施しなければならないなど、その準備に非常

³²² 1 号機において、3 月 12 日 6 時頃の時点で D/W 圧力が約 183kPa abs、S/C 圧力が約 181kPa abs、同日 7 時頃の時点で D/W 圧力が約 195kPa abs、S/C 圧力が約 190kPa abs、同日 8 時頃の時点で D/W 圧力が約 196kPa abs、S/C 圧力が約 187kPa abs であり、S/C スプレー及び D/W スプレーの効果はみられた。

また、2 号機では、同日 6 時頃の時点で D/W 圧力が約 158kPa abs、S/C 圧力が約 158kPa abs、同日 7 時頃の時点で D/W 圧力が約 165kPa abs、S/C 圧力が約 166kPa abs、同日 8 時頃の時点で D/W 圧力が約 166kPa abs、S/C 圧力が約 165kPa abs であり、S/C スプレー及び D/W スプレーの効果はみられた。

に手間取っていた³²³。そこで、本店対策本部は、福島第二原発において、富岡線 1 号線からの受電が維持されているうちに格納容器ベントの準備を完了させておいた方がよいと判断し、同日 6 時 18 分頃、これをテレビ会議システムにより発話した。

これを受け、第二発電所対策本部は、格納容器ベントラインの構成方法・手順の検討を開始した。増田所長は、RHR が起動できない状態であった 1 号機、2 号機及び 4 号機のほか、RHR を作動させていた 3 号機についても、冷温停止に至るまでは不測の事態に備えるべきであると考え、1 号機から 4 号機までの全号機で S/C ベントラインの構成を行うため、第二発電所対策本部発電班において基本的な手順の検討を行った。

第二発電所対策本部発電班は、福島第一原発と異なり、S/C ベントラインの構成については、各中央制御室において制御盤上の操作のみで実施できると考えていた³²⁴。そこで、第二発電所対策本部発電班は、AM 設備 SGTS バイパス配管止め弁³²⁵、格納容器 SGTS 側ベント弁³²⁶及びサプレッションチェンバ N₂ベント弁³²⁷を各中央制御室において開操作し、S/C ベントラインを構成することとした（図Ⅱ-5-5 参照）。ただし、直ちにこれらの弁を全て開けるのではなく、サプレッションチェンバ N₂ベント弁の開操作を残した状態³²⁸でベントラインの構成準備を実施することとし、1 号機から 4 号機までの D/W 圧力の上昇傾向から判断して、1 号機、2 号機、4 号機、3 号機の順で作業を開始することとした。

³²³ 福島第一原発 1 号機における格納容器ベント実施状況につき、中間報告Ⅳ 3（5）参照。

³²⁴ 後記のとおり、実際には、1 号機については、電源喪失により、格納容器 SGTS ベント弁を中央制御室において開操作することができず、復旧作業を要した。

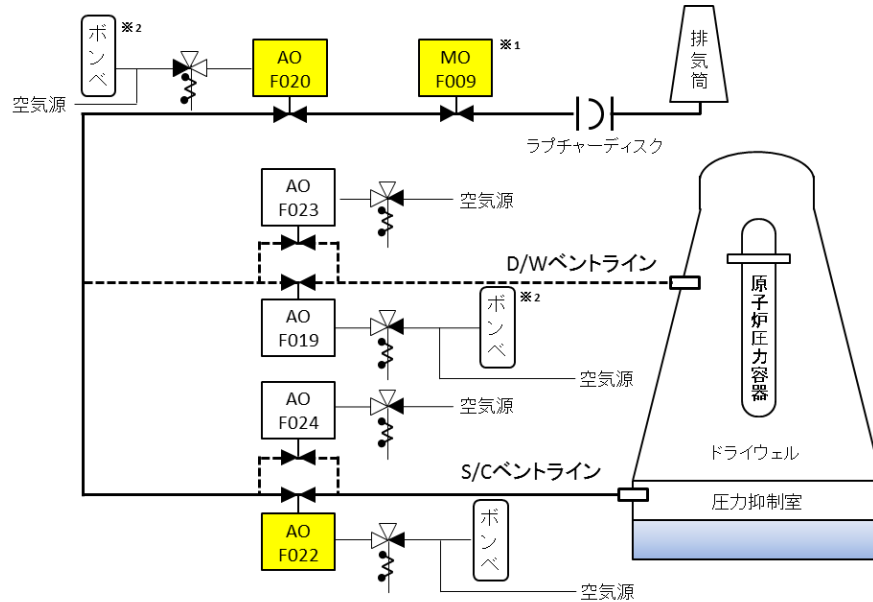
³²⁵ MO-F009 弁（2 号機及び 4 号機においては MO-F041 弁）のことをいう。この弁は、電動弁である。

³²⁶ AO-F020 弁のことをいう。この弁は、空気作動弁である。

³²⁷ AO-F022 弁のことをいう。この弁は、空気作動弁である。

³²⁸ 第二発電所対策本部発電班は、D/W 圧力がラプチャーディスクの破損に至る程度までには上昇していなかったことから、ラプチャーディスク破損予測時刻の約 1 時間前に格納容器ベントライン上の弁を全て開けることとしていた。

図Ⅱ-5-5 格納容器ベントラインの概要



※1：2号機及び4号機においては、MO-F041弁

※2：2号機及び4号機においては、AO-F019弁とAO-F020弁は2本のポンペを共用している。

東京電力作成資料を基に作成

同日 9 時 43 分頃、1 号機及び 2 号機の当直長は、運転管理部長の指示を受け、1/2 号中央制御室において、1 号機の S/C ベントラインを構成する作業を開始した。その後、同日 10 時 21 分頃、1 号機について、格納容器 SGTS 側ベント弁の駆動源である空気を送るための電磁弁が、電源喪失により開操作できない状況であることが判明した。そこで、当直長は、同日 10 時 32 分頃、S/C ベントラインの構成作業を中断し、第二発電所対策本部復旧班に対し、この電磁弁の電源復旧を依頼した。

第二発電所対策本部発電班は、1 号機について復旧作業を行う間、2 号機から 4 号機までの格納容器ベントラインの構成準備に順次取り掛かることとした。

これを受け、各当直長は、2 号機については同日 10 時 33 分頃から同日 10 時 58 分頃までに、3 号機については同日 12 時 8 分頃から同日 12 時 13 分頃までに、4 号機については同日 11 時 44 分頃から同日 11 時 52 分頃までに、それぞれサブプレッションチェンバ N₂ベント弁の開操作を残した状態で S/C ベントラインの構成準備を完了させた（図Ⅱ-5-5 参照）。

他方で、1号機について、第二発電所対策本部復旧班は、1/2号中央制御室内に設置されている交流電源（100V）のコンセントから、制御盤裏側にある電磁弁の電子回路にケーブルを接続することにより、格納容器 SGTS 側ベント弁の駆動源である空気を送るための電磁弁の電源を復旧した。その後、当直は、S/C ベントラインの構成作業を再開し、同日 18 時 30 分頃、サプレッションチェンバ N₂ ベント弁の開操作を残した状態で S/C ベントラインの構成準備が完了した。

d 3号機における RHR の運転状況

3号機においては、津波が到達した直後の 3 月 11 日 15 時 36 分頃以降、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより作動させていた。

同月 12 日 1 時 23 分頃、原子炉圧力が約 0.2MPa gage となり、RHR を SHC モードで運転可能な程度まで十分に低下したことから、当直は、RHR のモードを切り替えるため、S/C 冷却モードにより作動させていた RHR を手動停止した。

しかし、当直は、RHR の運転モードを切り替えるに当たり、3/4 号中央制御室の制御盤上において、RHR の SHC モード配管上に設置されている D/W 内側及び外側の隔離弁の開操作を実施したが、これらの隔離弁を開けることができなかった。

3号機については、同月 11 日 19 時 46 分頃、「D/W 圧力高」信号が発信されており、この信号が発信されると、インターロックにより、RHR の SHC モード配管上に設置されている D/W 内側及び外側の隔離弁を開操作することができない設計となっている。当初、当直は、RHR の B 系が S/C 冷却モードにより作動していたことから、D/W 圧力についてもそれほど上昇するとは考えておらず、「D/W 圧力高」の信号が発信されていることに気付いていなかった。

当直は、RHR を S/C 冷却モードから SHC モードに切り替えるに当たり、D/W 隔離弁を開操作することができなかったことから、「D/W 圧力高」の信号によるインターロックがかかっているのではないかと考え、3/4 号中央制御室内のアラームタイパを確認し、そこで「D/W 圧力高」信号が発信されていることを把握した。

第二発電所対策本部及び当直は、「D/W 圧力高」の信号が発信されていたことから、D/W 内において原子炉冷却材が漏えいしている可能性も考え、原子炉水位、

原子炉圧力、D/W 圧力、D/W 温度、S/C 水温、S/C 圧力等のパラメータを確認するなどし、原子炉冷却材漏えいの可能性を検討したが、そうした兆候は確認されなかったことから、「D/W 圧力高」信号によるインターロックを解除し、D/W 内側及び外側の隔離弁を開操作しても問題はないと判断した。

第二発電所対策本部及び当直がこうした検討を行っている間、S/C 冷却モードによる RHR の運転を停止していたことから、S/C 水温が上昇を続けていた。そこで、当直は、当面の間、RHR を SHC モードに切り替えることができないのであれば S/C 冷却モードにより S/C の冷却を続けた方がよいと判断し、同月 12 日 2 時 39 分頃、再度 RHR の B 系を S/C 冷却モードにより起動した。

そして、前記のとおり、D/W 内で原子炉冷却材の漏えい可能性がないと判断されたことから、当直は、再度 RHR の B 系を S/C 冷却モードから SHC モードに切り替えることとし、3/4 号中央制御室において、「D/W 圧力高」信号によるインターロックを解除する操作を実施した。

その後、当直は、同日 7 時 59 分頃、S/C 冷却モードにより作動させていた RHR の B 系を停止させた上で、同日 8 時 23 分から同日 8 時 43 分にかけての頃、3/4 号中央制御室において、弁の開閉操作を行い、SHC モードのラインを構成した。そして、同日 9 時 37 分頃、当直は RHR の B 系を SHC モードにより起動し、原子炉の冷却を開始した。

そして、同日 12 時 15 分頃、原子炉水温が 100℃を下回り、冷温停止に至った。

e 4 号機における HPCS の運転状況

4 号機については、3 月 12 日零時 16 分頃、RCIC が自動停止してから、CST を水源として MUWC による原子炉注水を行っていた。

4 号機 CST 水位は、地震発生前の時点で約 8.7m であったが、その後、MUWC により CST を水源として注水を続けていたことから、同日 12 時 30 分頃には約 4.2m まで低下していた。

福島第二原発では各号機ごとに CST が設けられているが、CST に水を補給する純水タンクは構内に二つしかなかった。3 号機及び 4 号機の当直長は、第二発電所対策本部から、純水タンクの水はプラント状況の厳しい 1 号機及び 2 号機の

CST に優先して補給を実施したいとの連絡を受けていた³²⁹。

こうした状況を踏まえ、当直長は、できるだけ CST の水を温存したいと考え、CST を水源とする MUWC による注水を停止し、その代替手段として S/C を水源とする HPCS によって原子炉注水を行うこととし、同日 10 時 53 分頃、これを第二発電所対策本部に連絡した。

当直は、HPCS による原子炉注水を実施するに当たり、S/C 水温が上昇していたことから、同日 11 時 17 分頃、HPCS を起動させ、S/C 内の水の攪拌を実施した。この時点における S/C 水温は、S/C 上部が約 103℃、S/C 下部が約 75℃であったところ、HPCS による攪拌の結果、S/C 全体の水温が約 96℃となった。

その後、当直は、同日 12 時 30 分頃、HPCS から原子炉へ注水するラインを構成するとともに、同日 12 時 32 分頃、MUWC による注水を停止した。以降、当直は、HPCS による原子炉注水を間欠的に実施し、原子炉水位を維持した。

(7) 3 月 13 日以降の状況及びこれに対する対処

a RHR の復旧状況

(a) 資機材の到着状況

柏崎刈羽原発は、前記 (6) a (c) のとおり、3 月 12 日 11 時 24 分頃、第二発電所対策本部復旧班から依頼を受け、1 号機 RHRC ポンプ (1B 及び 1D) 並びに EECW ポンプ (1B) を復旧するために必要なモーターが、協力企業の三重工場にあることを把握し、その手配を開始した。これらのモーターは、協力企業の三重工場から自衛隊小牧基地に運ばれ、小牧基地から福島空港を經由して広野町役場まで自衛隊が輸送した。そして、これらのモーターは、広野町役場において、第二発電所対策本部復旧班及び協力企業社員に引き渡され、同月 13 日 6 時 33 分頃、福島第二原発に到着した。

また、第二発電所対策本部は、同月 12 日のうちに、4 号機の RHRC ポンプ (4B 及び 4D) を復旧するために必要なモーターについても、柏崎刈羽原発に

³²⁹ 第二発電所対策本部は、1 号機、2 号機及び 4 号機について、各号機の S/C 圧力の上昇傾向から判断し、3 月 12 日の時点では、対処の優先順位を 2 号機、1 号機、4 号機としていた。その後、2 号機よりも 1 号機の S/C 圧力の上昇傾向が強くなったことから、同月 13 日の時点では、第二発電所対策本部は、優先順位を 1 号機、2 号機、4 号機と変更した。

手配を依頼し、同月 13 日朝方、福島第二原発に到着した。また、同じ頃、第二発電所対策本部が同月 11 日に本店対策本部に手配を依頼していたケーブルも福島第二原発に到着した。

(b) モーターの交換及びケーブル敷設の状況

各号機の RHR を復旧させるために必要な資機材が福島第二原発に到着した 3 月 13 日午前中までに、1 号機 R/B 南側を東西に走る道路や各号機の Hx/B が建つ海側エリアのがれき撤去作業はおおむね完了していた。

そこで、第二発電所対策本部復旧班は、同日午前中には RHR を復旧させるためのモーターの交換、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプへの仮設電源ケーブルの敷設作業を開始した。

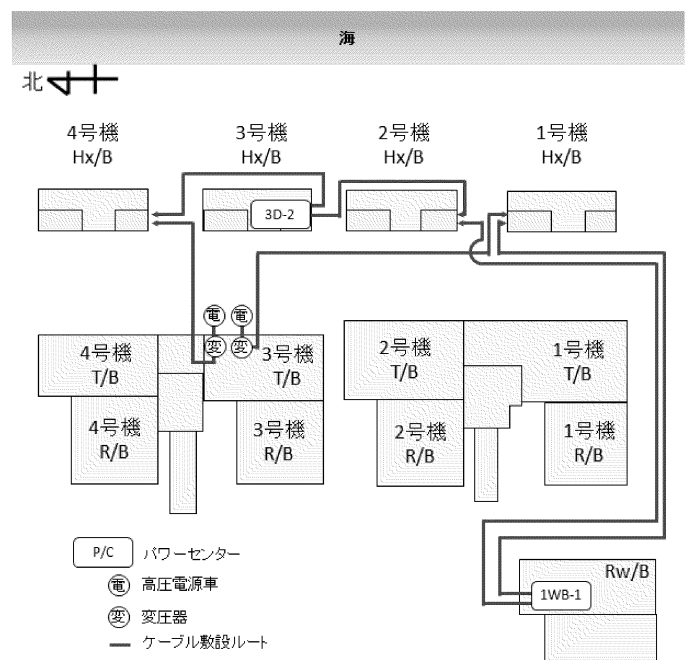
前記 (a) のとおり、1 号機に関しては、RHRC (1B 及び 1D) 並びに EECW (1B) を復旧させるためのモーター3 台が福島第二原発に届けられていた。

しかし、第二発電所対策本部復旧班は、RHR を起動させるためには少なくとも RHRC を 1 台起動させれば足りることから、まず RHRC (1D) についてのみモーターの交換を行うこととして、復旧作業を進めた。

また、4 号機については、RHRC (4B 及び 4D) を復旧させるためのモーター2 台が福島第二原発に届けられていた。第二発電所対策本部復旧班は、1 号機と同様の理由により、RHRC (4B) のみモーターの交換を行うこととして、復旧作業を進めた。

モーターの取り外しや据付けといった実際の作業は、協力企業社員が行い、第二発電所対策本部復旧班は立会いの

図Ⅱ-5-6 ケーブル敷設ルート(略図)



東京電力作成資料を基に作成

みを行った。

また、モーターを交換する作業と並行して、協力企業の協力の下、RW/B1 階の P/C (1WB-1)、3 号機 T/B 東側に配置した高圧電源車、3 号機 Hx/B の P/C (3D-2) から 1 号機、2 号機及び 4 号機の RHRC ポンプ、RHRS ポンプ 及び EECW ポンプへのケーブル敷設作業が進められた (図Ⅱ-5-6 参照)。

b RHR 復旧から冷温停止までの状況

(a) 1 号機

1 号機については、RHRS ポンプ (1B) が 3 月 13 日 20 時 17 分頃に、RHRC ポンプ (1D) が同日 21 時 3 分頃に、それぞれ起動した。1 号機の RHR を復旧させるためには、この時点で EECW ポンプ (1B) の復旧を待つのみとなった。

しかし、1 号機については、同月 12 日 5 時 47 分頃、S/C 水温が原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (圧力抑制機能喪失) が発生した旨を官庁等に報告して以降、S/C スプレイを実施していたものの、S/C 水温が上昇の一途をたどり、同月 13 日 21 時頃には約 122℃に達していた。

そこで、第二発電所対策本部は、一刻も早く RHR を起動させて S/C の冷却を実施するため、EECW ポンプ (1B) が復旧する前に、RHR の B 系を起動させることの可否について検討した。その結果、EECW ポンプが RHR ポンプのモーターの軸受部分を冷却する系統であり、RHR ポンプのモーターが摩擦等により温度が上昇してくるまでに限れば、EECW ポンプが復旧する前であっても RHR を起動させることが可能と判断した。

また、この時点では、EECW ポンプ (1B) の復旧の見通しも立っており、RHR ポンプの温度を監視し、警報が発生したらすぐに RHR ポンプを停止させることとして、同月 14 日 1 時 24 分頃、RHR の B 系を起動させ、S/C 冷却モードによる運転を開始した³³⁰ (資料Ⅱ-5-13 参照)。

その後、1 号機については、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより運転していたところ、当直は、同日 10 時 5 分頃、RHR による S/C 冷却を維持したまま、

³³⁰ EECW ポンプ (1B) については、3 月 14 日 1 時 44 分頃に復旧した。

同時に原子炉へ注水できるラインを構成することとした。

この方法は、S/C の水を RHR 熱交換器において冷却し、その水を再度 S/C に戻すという RHR の S/C 冷却モードのラインを一部変更したもので、S/C の水を RHR 熱交換器において冷却した後、その水を S/C に戻すとともに、RHR の低圧注水モードの配管を通じて原子炉にも注水し、原子炉を満水状態にした上で開状態を維持した SR 弁から S/C に水を循環させるというものであった（資料Ⅱ-5-13 参照）。

当直は、この方法によれば、S/C の冷却を維持しながら、同時に原子炉への注水も実施できることから、この運転方法を継続した。その後、当直は、S/C 水温が 100℃未満となったことを確認し、これを第二発電所対策本部に報告した。

これを受け、増田所長は、1 号機に関し、同日 10 時 15 分頃、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）に該当しなくなったと判断し、同日 10 時 35 分頃、これを官庁等に報告した。

1 号機については、その後も同様の方法により、原子炉への注水及び S/C の冷却を続け、同日 13 時 40 分頃、原子炉水温が 100℃未満となった。その後、第二発電所対策本部は、原子炉水温が安定的に低下傾向を示し、再度 100℃を超えないことを確認した上で、同日 17 時頃、冷温停止に至ったとの判断をした。

（b）2 号機

2 号機については、前記 a（b）のとおり、RW/B1 階の P/C（1WB-1）、3 号機 Hx/B の P/C（3D-2）から 2 号機の RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプへのケーブル敷設作業を実施して電源を復旧し、3 月 14 日 3 時 20 分頃に EECW ポンプ（2B）が、同日 3 時 51 分頃に RHRS ポンプ（2B）が、同日 5 時 52 分頃に RHRC ポンプ（2B）が、それぞれ起動した。

これを受け、当直は、同日 7 時 13 分頃、RHR の B 系を起動し、S/C 冷却モードにより運転を開始した（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、当直は、同日 10 時 48 分頃、RHR のラインを S/C の冷却を維持しながら同時に原子炉への注水も行うため、1 号機と同様の方法に切り替えた（資

料Ⅱ-5-13 参照)。

そして、同日 14 時 10 分頃、S/C 水温が 100℃未満となったことから、増田所長は、2 号機に関し、同日 15 時 52 分頃、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）に該当しなくなったと判断し、同日 16 時 15 分頃、これを官庁等に報告した。

2 号機については、S/C 水温が 100℃未満となった以降も同様の方法により、原子炉への注水及び S/C の冷却を続け、同日 14 時 20 分頃、原子炉水温が 100℃未満となった。その後、第二発電所対策本部は、原子炉水温が安定的に低下傾向を示し、再度 100℃を超えないことを確認した上で、同日 18 時頃、冷温停止に至ったとの判断をした。

(c) 4 号機

4 号機については、3 月 14 日 11 時頃に EECW ポンプ (4B) が、同日 13 時 7 分頃に RHRS ポンプ (4B) が、同日 14 時 56 分頃に RHRC ポンプ (4B) が、それぞれ起動した。

これを受け、当直は、同日 15 時 42 分頃、RHR の B 系を起動し、S/C 冷却モードにより運転を開始した（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、当直は、第二発電所対策本部からの助言を受け、同日 21 時 43 分頃、RHR のラインを S/C の冷却を維持しながら、同時に原子炉への注水も行うため、1 号機と同様の方法に切り替えた（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、4 号機については、S/C 水温が 100℃未満となったことから、増田所長は、同月 15 日 7 時 15 分頃、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）に該当しなくなったと判断し、同日 7 時 35 分頃、これを官庁等に報告した。

また、4 号機については、同日 3 時 50 分頃、原子炉水温が 100℃未満となっており、原子炉水温も安定的に低下傾向を示していたことから、第二発電所対策本部は、同日 7 時 15 分頃、併せて冷温停止に至ったと判断した。

(8) 福島第一原発及び福島第二原発における事故対処の状況と比較

前記（1）から（7）までの項において、福島第二原発における地震発生から各

号機が冷温停止に至るまでの事故対処の概要について述べた。

東北地方太平洋沖地震又は同地震に伴う津波による福島第二原発の被害状況は、地震発生後も外部電源の供給が維持され、津波到達後も原子炉の状況を把握するための各種監視計器の機能が維持されるなど、福島第一原発の被害状況と大きく異なる。

しかし、両発電所共に、原子炉を安全かつ速やかに冷温停止とするという目的は共通しており、これに向けた事故対処につき、福島第一原発及び福島第二原発を比較することは重要である。この観点から、中間報告Ⅳ章をも踏まえつつ、後記二つの点について検討する。

a 高圧注水から低圧注水への切替状況について（福島第一原発 3 号機における事故対処との比較）

（a）福島第一原発 3 号機における事故対処

- ① 福島第一原発 3 号機においては、3 月 12 日 12 時 35 分頃以降、HPCI により、原子炉への注水を維持していた。3 号機原子炉は、HPCI の作動によって減圧が顕著となり、同日 19 時頃以降、3 号機の原子炉圧力は、原子炉圧力計によれば、0.8MPa gage から 1.0MPa gage までの数値を示すようになった。

HPCI は、本来、原子炉圧力が 1.03MPa gage から 7.75MPa gage 程度の高圧状態にある場合に、短時間で大量に原子炉注水をするために用いることが予定された注水設備であった。

しかし、実際には、原子炉圧力が 1.0MPa gage を下回る状況下において、当直は、流量調整をしながら、手順で定められた運転許容範囲を下回る回転数³³¹で HPCI を長時間作動させ続けていた。さらに、同日 20 時 36 分頃以降、原子炉水位計が計測不能に陥り、また、次第に、HPCI の吐出圧力が低下傾向を示し、原子炉圧力と拮抗するようになっていった。そのため、当直は、原子炉水位が不明な中で、HPCI による注水が十分になされているのか判然とせず、かつ、通常と異なる運転方法であったため、HPCI の設備が壊れる

³³¹ 福島第一原発 3 号機の EOP によれば、HPCI の許容連続運転範囲として、タービン回転速度を 2,060rpm 以下に絞り込まないこととされている。

懸念を抱き、ディーゼル駆動消火ポンプ（D/DFP）による原子炉注水に切り替えようと考え、同月 13 日 2 時 42 分頃、HPCI を手動で停止した。

- ② 他方で、当直は、D/DFP による注水ラインを構成するため、HPCI を手動停止する前に 3 号機 R/B 内に立ち入った。しかし、この頃、現場に向かった当直と 3/4 号中央制御室との連絡手段が確保されておらず、現場における D/DFP による注水ライン構成及び 3/4 号中央制御室内での HPCI の手動停止操作の前後関係は不明であるが、少なくとも、3/4 号中央制御室にいた当直は、HPCI を手動停止する前に、D/DFP による原子炉注水ライン構成の完了を確認していなかった³³²。

- ③ その後、当直は、SR 弁による減圧操作を実施するため、3 月 13 日 2 時 45 分頃及び同日 2 時 55 分頃、3/4 号中央制御室において、制御盤上の遠隔操作により SR 弁の開操作を実施した。しかし、この操作により SR 弁が開くことはなく、当直は、SR 弁の手動開操作による減圧に失敗した。

さらに、当直は、D/DFP による注水ができない状態が続いたことから、HPCI の再起動を試みたものの、これを再起動できなかった。

- ④ 福島第一原発の緊急時対策本部（以下「第一発電所対策本部」という。）及び当直は、その後も SR 弁による原子炉減圧に手間取り、結果として、当直が HPCI を手動停止した 3 月 13 日 2 時 42 分頃から消防車による原子炉注水が開始される同日 9 時 25 分頃³³³までの間、3 号機の原子炉注水は全く実施されないという事態となった。

³³² 当直員引継日誌によれば、3 月 13 日 3 時 5 分の欄に「D/DFP ポンプ炉注入 MO-10-27B 15% 開 7%で流れる音がしたみたい」と、R/B 内に立ち入って D/DFP による原子炉注水のラインを構成した当直から報告された内容が記載されている。当直は、HPCI を手動停止する前、D/DFP の運転確認及び原子炉への注水ラインを構成するため、R/B 内に立ち入ったが、この記載からすれば、中央制御室において、D/DFP による原子炉注水ラインの構成が完了したことを確認したのは、同日 3 時 5 分頃以降のことであると認められる。

また、当委員会において実施したヒアリングにおいても、福島第一原発 3 号機の当直は、HPCI を手動停止した時点で D/DFP による原子炉注水ラインの構成が完了したか否かの確認を行っていない旨供述しており、HPCI を手動停止した当直が、この時点で D/DFP による原子炉注水ラインの構成完了を確認していなかったのは明らかである。

³³³ もっとも、福島第一原発 3 号機のプラント関連パラメータによれば、原子炉圧力が 3 月 13 日 9 時 10 分頃に 0.460MPa gage まで低下しており、この頃には消防車による代替注水の準備が整っていたと考えられるから、この時点で代替注水が開始された可能性がある（資料Ⅱ・1・1 の第 4.1.(3)参照）。

(b) 福島第二原発における事故対処

- ① 1号機について、当直は、3月11日15時36分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、前記(5)c(d)のとおり、当直長は、原子炉への注水手段をRCICからMUWCに切り替えるに当たり、RCICが停止した後、何らかの原因によりMUWCによる原子炉注水が実施できなくなるという不測事態を回避するため、RCICが起動している間にMUWCによる注水ラインを構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととし、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成した上で、同日23時58分頃以降3回にわたり、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。

その後、当直は、原子炉圧力及びS/C水温がEOPに定める急速減圧操作の実施基準に該当したことから、同月12日3時48分頃、MUWCによる原子炉注水を開始したことを確認した上で、急速減圧操作を実施した。その後、当直は、同日4時58分頃、原子炉圧力が低下して、RCICのタービン回転数が運転範囲の下限を逸脱すると考え、RCICの蒸気隔離弁を手動で閉操作した。

- ② 2号機について、当直は、3月11日15時43分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、当直は、1号機と同様、RCICが起動している間にMUWCによる原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成し、同日21時26分頃以降2回にわたり、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。その後、当直は、原子炉圧力が低下してRCICが自動隔離される圧力に近づいたことから、同月12日4時50分頃、MUWCによる原子炉注水を開始した。その後、RCICは、同日4時53分頃、原子炉圧力が低下したことにより自動停止した。

- ③ 3号機について、当直は、3月11日16時6分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、前記(5)d(d)のとおり、当直は、RCICが起動している間にMUWCによる原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成し、同日22時53分頃、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。その後、当直

は、同日 23 時 11 分頃、原子炉圧力が低下を続け、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいたことから、RCIC を手動で停止し、同日 23 時 15 分頃、MUWC による注水を開始した。

- ④ 4 号機について、当直は、3 月 11 日 15 時 54 分頃以降、RCIC によって原子炉への注水を続けていた。その後、当直は、3 号機と同様、RCIC が起動している間に MUWC による原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWC から RHR を介する原子炉注水ラインを構成し、同日 23 時 33 分頃、MUWC による原子炉注水の確認を実施した。その後、原子炉圧力は低下を続けており、同月 12 日零時 16 分頃、RCIC が自動停止した。そのため、当直は、同時刻頃、MUWC による注水を開始した。

(c) 問題点の指摘

- ① 一般に、運転中の原子炉を停止した直後の崩壊熱は非常に大きく、原子炉への注水が途切れることになれば、原子炉水位が低下して燃料が露出し、炉心の損傷に至るおそれ大きい。すなわち、炉心損傷を回避し、かつ、原子炉を安定的に冷却するためには、燃料を露出させないよう原子炉への注水を間断なく実施する必要がある。

これは、原子炉注水手段を切り替える場合であっても同様であり、原子炉注水手段を切り替えるに当たっては、その切替えを速やかに実施するとともに、不測の事態により原子炉への注水が途切れることがないよう、細心の注意をもって実施しなくてはならない。

したがって、高圧注水手段から低圧注水手段に切り替えるに当たり、東京電力が作成した運転操作手順書³³⁴や福島第二原発における事故対処から明らかとなっており、高圧注水手段が機能している間に、SR 弁による原子炉減圧操作を行い、必要に応じて急速減圧操作を実施して、速やかに低圧注水手段

³³⁴ 福島第一原発 3 号機の EOP によれば、「減圧冷却」の項目において、主復水器が使用不能の場合、SR 弁を用いて減圧することとされており、その際、原子炉水位を RCIC、HPCI 等の原子炉注水手段により TAF から L-8 までに維持することを要求している。

なお、S/C 水温に応じて、急速減圧操作をすべき原子炉圧力が定められており、原子炉圧力が当該圧力を超えた場合には、SR 弁を手動で開操作することにより急速減圧操作を実施することとされており、原子炉及び S/C の状況によっては、低圧注水手段又は代替注水手段を確保した上で、急速減圧操作を実施することを要求している。

に移行する必要がある。そして、このような手順を確実に実施するには、高压注水手段が機能している間に、プラントの具体的な状況に即して、低压注水手段に切り替えるために必要な措置を確実に講じておかなければならない。

- ② 福島第二原発では、津波到達後、各号機で RCIC により原子炉注水を行っており、次なる代替注水手段は MUWC による RHR を介した原子炉注水であった。

MUWC による原子炉注水を実施するためには、原子炉注水ラインを構成するほか、SR 弁による原子炉減圧操作が必要であった。

このような状況を踏まえると、福島第二原発において、間断なく原子炉注水を実施するためには、RCIC 作動中に、余裕を持って、代替注水ラインを構成し、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、必要に応じ、SR 弁による原子炉減圧操作を実施して、代替注水手段に移行する必要があった。

これに照らして、まず、福島第二原発 1 号機及び 2 号機における事故対処をみると、RCIC から MUWC による RHR を介した原子炉注水へと移行する際、各号機で RCIC による原子炉注水が継続されている間に、MUWC による原子炉注水ラインを構成し、SR 弁による減圧操作を実施した上で、MUWC による注水が可能か否かの確認を実施している³³⁵。さらに、福島第二原発 1 号機及び 2 号機においては、原子炉注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、RCIC が停止する前に MUWC による注水を開始しており、注水手段が途切れることはなかった³³⁶。

他方で、福島第二原発 3 号機及び 4 号機における事故対処をみると、原子

³³⁵ 福島第二原発では、津波到達以降、RCIC による原子炉注水を継続しているところ、RCIC の運転中に MUWC による原子炉注水へ移行するために必要な SR 弁による減圧操作と MUWC による原子炉注水のライン構成作業を並行して実施している。しかし、慎重を期すという観点からすれば、代替注水手段の準備が完了したことを確認した上で、SR 弁による減圧操作を開始するという方法を採用すべきであったと考えられる。実際に、柏崎刈羽原発は、今回の事故を受け、「津波アクシデントマネジメントの手引き」を策定し、津波による海水系機能喪失及び SBO の状態における緊急対応措置を定めているところ、本手引き中では、代替注水手段の準備完了を確認した上で SR 弁による減圧操作を実施することとしている。

³³⁶ この点、当委員会において実施したヒアリングにおいて、福島第二原発の当直は、原子炉の運転操作に当たって最も重要なことは原子炉への注水を維持することであって、常に原子炉注水手段のバックアップを準備しておくことは当直として当然である旨供述している。

炉注水手段を切り替えるに当たり、RCIC が停止した後に MUWC による注水を開始しており、わずかな間ではあるものの原子炉への注水手段が途切れる時間があった。もっとも、福島第二原発 3 号機及び 4 号機においても、1 号機及び 2 号機と同様に、RCIC による原子炉注水が継続されている間に、MUWC による原子炉注水ラインを構成し、SR 弁による減圧操作を実施した上で、MUWC による注水を開始する数十分前にその注水が可能か否かの確認を実施していた。

③ これに対し、福島第一原発 3 号機につき、間断なく原子炉注水を行うために必要な措置を検討する。

i 福島第一原発 3 号機では、前記 (a) のとおり、3 月 12 日 12 時 35 分頃、HPCI が自動起動し、流量制御しながら運転していたが、福島第二原発における RCIC が正常運転であったのと異なり、同日 19 時頃以降、原子炉圧力が 1.0MPa gage を下回る状況下において、手順で定められた運転許容範囲を下回る回転数で HPCI を作動させていた。

また、同日夜、プラント制御に必要な機器のバッテリーが次々と枯渇していき、長時間運転していた HPCI も、電源の枯渇により停止する可能性があったほか、原因不明のまま作動停止するといった不測の事態が生じるおそれも否定できなかった。現に、同じ福島第一原発 3 号機の RCIC は、同日 11 時 36 分頃に原因不明のまま作動停止していた。

さらに、同日 20 時 36 分頃以降、電源枯渇により原子炉水位計が計測不能に陥った上、HPCI の吐出圧力が低下傾向を示し、原子炉圧力と拮抗するようになっていた。そのため、HPCI による原子炉注水がなされているか判然としない状況となった。

そして、第一発電所対策本部及び当直は、HPCI の運転状況に不安を抱き、また、HPCI 設備の破損を懸念し、同日夜から、HPCI の次なる代替注水手段について協議を行っていた。HPCI 設備が破損した場合、放射性物質が漏えいし、その後の事故対処の障害となるおそれもあった。

ii 福島第一原発 3 号機において、当時考えていた次なる代替注水手段、すなわち D/DFP による原子炉注水を実施するためには、通常時と異なり、照明もない R/B 内において、RHR 注入弁を開するなどの操作が必要であっ

た。

このような注水ライン構成作業は、RHR 注入弁を開操作できない、そもそも操作すべき弁に近づけないなど、不測の事態が生じて作業に時間を要するおそれがあった上、現場と中央制御室との間の通信手段も確保できなかったため、仮にそのような不測の事態が生じて、中央制御室において即時に把握できない状況にあった。

現に、同日日中、福島第一原発 1 号機において、原子炉注水に必要な弁や格納容器ベントに必要な弁の開操作が極めて困難な状況に陥って、相当な時間を要しており、第一発電所対策本部も中央制御室も、現場作業の進捗状況を把握することに困難を来していた。

iii 福島第一原発 3 号機において、D/DFP による原子炉注水を実施するためには、D/DFP の吐出圧力が低く³³⁷、圧力損失も考慮に入れれば、SR 弁による原子炉減圧操作を要する可能性が高かった。

しかし、福島第一原発 3 号機では、津波到達以降、様々な負荷を落としながらも、RCIC や HPCI を長時間にわたって継続的に運転しており、これらと電源を共通にする SR 弁開操作の電源が枯渇するリスク³³⁸が考えられたほか、SR 弁の開操作に必要な駆動用窒素圧力が不足するリスクも

³³⁷ 福島第一原発 3 号機の当直引継日誌によれば、3 月 12 日 14 時の欄に「D/DFP ポンプ 吸込圧：0.02MPa 吐出圧：0.35MPa」、同月 13 日 1 時 45 分の欄に「D/DFP ポンプ軽油補給 70↑110L 吸い込み圧：0MPa 吐出：0.42MPa」と記載されている。

³³⁸ 3 月 12 日 20 時 36 分頃以降、電源喪失により原子炉水位計が計測不能に陥っていたが、このことと SR 弁開操作の実施可能性との関係について検討する。

3 号機について、原子炉水位計が計測できない状況は、当直が HPCI を手動停止して、同月 13 日 2 時 45 分頃及び同日 2 時 55 分頃に SR 弁の開操作を行った際も続いており、当直は、原子炉水位計が計測不能の状況下で SR 弁による減圧操作を試みていたことは明らかである。加えて、今回の事故対処については、SR 弁による原子炉減圧操作を実施する際には、原子炉圧力を読み上げ、これを目安として対処に当たっていたが、原子炉水位を判断の基準としていたことはなかった。また、福島第一原発 3 号機の EOP は、「水位不明」の項目において、原子炉水位が不明の状況に陥った場合の注水確保のための運転操作として、「低圧注水可能システムを起動し、少なくとも 1 台以上作動した場合は、不測事態『急速減圧』へ移行する」、「低圧注水可能システムが作動しない場合は更に、代替注水系を起動させ、代替注水系が作動した場合は、不測事態『急速減圧』へ移行する」と規定し、原子炉水位が不明である場合には、原子炉注水手段の確保のため、低圧注水手段又は代替注水手段を 1 系統以上起動させた上で、急速減圧操作を実施することを要求している。

したがって、原子炉水位計が計測不能であるからといって、SR 弁による原子炉減圧操作の実施が遅れ、さらには D/DFP による原子炉注水手段への切替えが遅れたことを正当化する理由にはならない。

考えられた。

- iv このような状況を踏まえると、間断なく原子炉注水を実施するためには、**HPCI** 作動中に、3 月 12 日夜、**HPCI** の継続運転に懸念を抱き始めた時点で、余裕を持って、代替注水ラインを構成し、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、必要に応じ、**SR** 弁による原子炉減圧操作を実施して、代替注水手段に移行すべきであった。
- ④ しかしながら、福島第一原発 3 号機では、前記③で述べた、間断なく原子炉注水を実施するために必要な措置を行っていなかった。
 - i 第一発電所対策本部及び当直は、3 月 12 日夜の段階で、**HPCI** の注水機能に疑問を抱いたり、設備破損のおそれを懸念していたりしていたのに、この段階では、**HPCI** の次なる代替注水手段、すなわち、**D/DFP** による原子炉注水ラインを構成しようとしなかった。

これに対し、福島第二原発では、**RCIC** が正常に作動し、福島第一原発 3 号機の **HPCI** に関して抱かれたような懸念がなかったにもかかわらず、**RCIC** が作動している間に、次なる代替注水手段として、**MUWC** による原子炉注水のライン構成を実施していた。

なお、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成作業は、3 号機当直のみでなし得る作業であり、同日夜、仮に第一発電所対策本部が 1 号機及び 2 号機における事故対処に追われていたとしても、**D/DFP** による原子炉注水ラインを構成しなかった理由にはならない。
 - ii 福島第一原発 3 号機の当直は、**HPCI** を手動停止する際も、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成が完了したか否かの確認をしないまま、**HPCI** を手動停止した。

前記③ ii 及び iii に記載した福島第一原発 3 号機の状況に照らせば、今回のような極めて過酷な事故に対処する上で、**D/DFP** の原子炉注水ラインの構成作業を 3 月 13 日 2 時頃から開始していたからといって、不測の事態が起こり得ることを考慮せず、安易に、**D/DFP** の原子炉注水ラインの構成が完了しているだろうと期待することは、決してあってはならない。
 - iii 福島第一原発 3 号機において、当直が **SR** 弁による原子炉減圧操作を試みたのは、**HPCI** 停止後であり、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成が

完了したか否かの確認もなされていなかった。

HPCI 作動中に、制御盤上の SR 弁の状態表示灯が点灯していたとしても、前記③iiiのとおり、その表示のみからは駆動用窒素圧力が足りているか否かまでは判断できず、不測の事態によって SR 弁が開かない可能性を否定できないから、制御盤上の状態表示灯が点灯していることをもって常に SR 弁を開けられるとは限らない。今回のような過酷事故への対処に当たっては、SR 弁が開かない事態があり得ることも想定し、HPCI が作動している間に SR 弁の開操作を実施し、仮に開状態とならない場合には、HPCI 作動中に原因を究明して復旧をする必要があり、それだけの時間的余裕をもって SR 弁による原子炉減圧操作を実施すべきであったと考えられる。

- ⑤ 前記③ivのとおり、福島第一原発 3 号機では、間断なく原子炉注水を実施するためには、HPCI 作動中に、HPCI の継続運転に懸念を抱き始めた時点で、余裕を持って、D/DFP による原子炉注水ラインの構成をし、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、SR 弁による原子炉減圧操作を実施する必要があった。

しかし、前記(a)のとおり、第一発電所対策本部及び当直は、D/DFP による原子炉注水ラインの構成開始が遅れたばかりか、その注水ラインが構成されていない可能性があるにもかかわらず、そのリスクを適切に評価することなく HPCI を手動停止させ、その後に初めて SR 弁の開操作を実施したものであり、間断なく原子炉への注水を実施するための必要な措置が取られていたとは認められない。

b S/C 水温及び S/C 圧力の監視並びにその後の対応（福島第一原発 2 号機における事故対処との比較）

(a) 福島第一原発 2 号機における事故対処

- ① 福島第一原発 2 号機では、津波到達後も RCIC が作動していたものの、直流電源を喪失していたことから RCIC を制御することは不可能な状態であり、いつ RCIC が停止するかも分からない状況にあった。

当直は、3 月 12 日 4 時頃、RCIC の水源となっていた CST の水位低下を

認め、その水位を確保するとともに、S/C の水位上昇を抑制するために、同日 4 時 20 分から同日 5 時にかけての頃、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えた。これにより、福島第一原発 2 号機では、RHR が機能していないにもかかわらず、S/C を水源として RCIC が作動し続けることになり、いずれ圧力容器と S/C との間を循環する水又は蒸気の温度が上昇し、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇することとなった。

- ② しかし、福島第一原発 2 号機において、津波到達後、3 月 14 日 4 時 30 分頃までの間、S/C 水温や S/C 圧力の計測が全くなされなかった。そして、S/C 圧力については、同日 4 時 30 分頃に計測を開始し、その時点で S/C 圧力計によれば 0.467MPa abs を示し、その後も上昇傾向にあり、同日 12 時 30 分頃の時点で 0.486MPa abs を示していた。また、S/C 水温については、同日 7 時頃に計測を開始し、その時点で S/C 水温計によれば 146℃を示し、その後も上昇傾向にあり、同日 12 時 30 分頃の時点で 149.3℃を示していた。

福島第一原発 2 号機において、RCIC が作動しなくなった場合に採り得る代替注水手段としては、消防車を用いた消火系（FP 系）しか残されていなかった。消防車を用いた FP 系による原子炉注水を実施するに当たっては、SR 弁による原子炉減圧操作が不可欠であったが、当直は、S/C が高温かつ高压の状況にあることを把握してからも SR 弁による原子炉減圧操作を行わなかった。

- ③ 3 月 14 日 12 時頃以降、原子炉水位計によれば、原子炉水位の低下が顕著となり、同日 13 時 25 分頃、第一発電所対策本部は、RCIC が停止したと判断した。
- ④ 3 月 14 日 14 時 43 分頃、第一発電所対策本部は、消防車を用いた FP 系による原子炉注水ラインを構成し、その後、余震が続いて避難のために作業が中断したが、同日 16 時 30 分頃になって、消防車を起動させ、原子炉を減圧すればいつでも海水注入可能な状態とした。

そして、同日 16 時 34 分頃、第一発電所対策本部復旧班は、中央制御室において、バッテリーを制御盤裏につなぎ込み、SR 弁の電磁弁を強制励磁して、SR 弁による原子炉減圧操作を開始したが、原子炉減圧に手間取り、結果として、原子炉圧力計が 0.630MPa gage を示した同日 19 時 3 分頃になっ

て、ようやく消防車を用いた FP 系による原子炉注水が可能となる程度まで減圧することができた。

しかし、福島第一原発 2 号機への注水のために用いていた消防車が燃料切れのため作動停止していることが確認され、消防車に燃料を補給した上で、同日 19 時 57 分頃になってようやく原子炉への注水が開始された。

(b) 福島第二原発における事故対処

- ① 福島第二原発では、3 号機 RHR の B 系を除き、津波の影響により RHR を起動させることができなかった。当直長は、RCIC 作動中から SR 弁による原子炉減圧操作を実施しており、高温かつ高圧の蒸気が S/C に移行するため、RHR による S/C の冷却ができない状況下では S/C 水温及び S/C 圧力が上昇することを予測し、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握を行っていた。
- ② また、福島第二原発 1 号機から 4 号機までの全号機において、「S/C 水位高」信号が発せられたことから、当直長は、RCIC の水源を CST から S/C にそれぞれ切り替えた。当直長は、3 号機 RHR の B 系を除き、津波の影響により RHR を起動させることができない状況下において、水源を S/C として RCIC の運転を続けられれば、いずれ圧力容器と S/C との間を循環する水又は蒸気の温度が上がり、それに伴って S/C 水温及び S/C 圧力が上昇すれば、S/C の圧力抑制機能が損なわれて、SR 弁による減圧操作ができず、RCIC が停止した後に代替注水手段に切り替えることができなくなるおそれがあると考え、より一層 S/C の状況把握に努めていた。
- ③ 実際に、福島第二原発では、前記 (5) c (b) 及び (c) 並びに (5) d (b) 及び (c) のとおり、当直は、当直長の指示に従い、継続的に S/C 水温及び S/C 圧力の監視を行っていた。また、こうしたプラントパラメータは、当直長や第二発電所対策本部発電班から各中央制御室に派遣された情報収集要員等により、第二発電所対策本部にも逐次連絡されており、第二発電所対策本部内でも情報共有されていた。

1 号機では、当直が S/C 水温及び S/C 圧力の監視を継続的に行っていた結果、当直は、3 月 12 日 3 時 48 分頃、原子炉圧力が約 1MPa gage の状態で

S/C 水温が約 96℃に達し、EOP に定める急速減圧操作の実施基準に該当したことを把握したことから、EOP の規定に従い、MUWC による原子炉注水の準備を整えた上で、同日 4 時 56 分頃まで急速減圧操作を実施した。

他方で、2 号機から 4 号機では、原子炉及び S/C の状況から急速減圧操作を要する状況とはならなかったものの、RCIC が作動している間に、SR 弁による原子炉減圧操作と並行して MUWC による原子炉注水の準備を整え、原子炉圧力が低下した段階で、原子炉注水手段を RCIC から MUWC に切り替えている。

- ④ また、当直は、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えた後も、原子炉圧力が上昇する事態になれば、SR 弁による減圧操作が必要となることを認識しており、その場合、S/C の圧力抑制機能が損なわれれば、SR 弁による減圧操作ができず、原子炉注水が不能となるおそれは同じであることから、原子炉注水手段を MUWC に切り替えた後であっても S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視する必要性は高いと考え、その後も S/C 水温及び S/C 圧力の監視を続けていた。

(c) 問題点の指摘

- ① 炉心損傷を回避し、かつ、原子炉を安定的に冷却するためには、燃料を露出させないよう原子炉への注水を間断なく実施する必要があることは、前記 a (c) で既に述べたとおりである。そのためには、高圧注水手段が機能している間に、プラントの具体的な状況に即して、低圧注水手段に切り替えるために必要な措置を確実に講じておかなければならない。
- ② 福島第二原発では、前記 (b) のとおり、津波到達後、3 号機を除き、RHR が起動できなかった。

また、福島第二原発では、1 号機から 4 号機までの全号機で RCIC により原子炉注水を行っており、「S/C 水位高」の信号が発信されて以降、RCIC の水源を S/C に切り替えていた³³⁹。

³³⁹ 福島第二原発では、前記 (5) c (c) 及び (5) d (c) のとおり、1 号機から 4 号機の全号機で RCIC の水源を CST から S/C に切り替えている。その後、4 号機のみ RCIC の水源を S/C から CST に戻す操作を行っている。また、福島第一原発 2 号機では RCIC の水源を CST から S/C に切り替え

さらに、福島第二原発では、RCIC の次なる代替注水手段として、MUWC による RHR を介した原子炉注水を実施することとしていたため、SR 弁による原子炉減圧操作が繰り返し行われていた。

こうした状況下においては、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇し、S/C の圧力抑制機能が損なわれ、SR 弁を開操作しても減圧しきれず、MUWC による原子炉注水が不能となるおそれがあったことから、S/C の状況を継続的に監視し、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、SR 弁による原子炉減圧操作を実施して、MUWC による原子炉注水に移行することが必要であった。

そのため、各当直長は、RCIC 作動中、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握に努め、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、段階的に SR 弁による原子炉減圧操作を実施し、MUWC が実際に機能するか否かを確認の上で、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えた。

したがって、福島第二原発では、S/C の状況を把握した上で、SR 弁による原子炉減圧操作を行い、RCIC 作動中に、次なる代替注水手段としての MUWC が実際に機能するか否かを確認の上で原子炉注水手段の切替えが実施されており、基本的には、原子炉への注水を間断なく実施するという観点

た一方で、福島第一原発 3 号機では RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることはせずに CST のままとしていた。このように、RCIC の水源切替操作に関し、福島第一原発及び福島第二原発を通じ、号機によって RCIC の水源切替えに関する運転操作に違いが生じている。

EOP によれば、「S/C 水位高」信号が発信された場合、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている一方で、AOP によれば、「S/P 水位高となっても、RCIC の水源は S/P 側に切替えないこと」とされており、これらの運転操作手順書上、なすべき運転操作が一義的に明らかになっていない。この点に関し、RHR が起動できない状況下において、RCIC の水源を CST とすべきだったか、又は S/C とすべきだったかについて、当委員会がヒアリングを実施したところ、第二発電所対策本部及び当直のみならず、AOP、EOP 等の運転操作手順書を所管する本店担当者ですら、明確に答えられなかった。

このように異なる運転操作手順書間で矛盾する記述がなされ、その運転操作の是非の判断を事故対処に当たっている当直長に委ねるのは、事故対処に混乱を来すことになりかねず、運転操作手順書の不備が事故対処に重大な悪影響を及ぼすことは明らかである。場合によっては、過酷な状況に置かれた当直長が不十分な情報に基づき、誤った判断を下せば、重大な結果を引き起こす危険性も十分に考えられる。実際に、RCIC の水源切替操作に関し、AOP と EOP で異なる運転操作が規定されており、結果として、号機によって異なる運転操作が実施されている。

これを踏まえ、東京電力は、今一度運転操作手順書を見直し、客観的かつ具体的なデータ等に基づき、それぞれの具体的な状況に即した適切な運転操作を検討し、最も過酷な状況に置かれる者からしても運転操作が一義的に明らかになるようにすべきであり、こうした不備がそのまま放置されてはならない。

から必要な措置が取られていたと言える³⁴⁰。

- ③ これに対し、福島第一原発 2 号機における事故対処について述べる。

福島第一原発 2 号機では、福島第二原発 1 号機、2 号機及び 4 号機と同様、津波の影響により RHR を作動させることができなかった。

また、津波到達以降も RCIC が作動していたものの、福島第二原発各号機で作動していた RCIC と異なり、直流電源を喪失していたため RCIC を制御できず、いつ RCIC が停止するかも分からない状況にあり、いったん停止すれば、再起動させることができない状況にあった。さらに、3 月 12 日 4 時 20 分から同日 5 時にかけての頃、RCIC の水源を S/C に切り替えており、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇する状況にあった。

こうした状況下において、福島第一原発 2 号機では、RCIC が作動しなくなった場合に採り得る代替注水手段としては、消防車を用いた FP 系しか残されておらず、そのためには SR 弁による減圧が必要であった。しかし、S/C を水源として RCIC が作動し続ければ、福島第二原発と同様に RHR による冷却ができなかったため、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇し、S/C の圧力抑制機能が損なわれ、SR 弁によって十分減圧できず、消防車による FP 系注水が不能となるおそれがあった。

加えて、福島第二原発と異なり、RCIC を制御できず、いつ作動停止に陥るかも分からなかったことから、RCIC 作動中に、次なる代替注水手段として、消防車を用いた FP 系注水をいつでも利用可能な状況にしておく必要性は、福島第二原発以上に高かった。

そうであれば、福島第一原発 2 号機において、間断なく原子炉注水を行うためには、RCIC が作動している間に、S/C 水温及び S/C 圧力を十分監視し、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、SR 弁の開操作により低压注水が可能な程度にまで原子炉を減圧して、消防車を用いた FP 系注水に移行することが必要であった。

- ④ しかしながら、福島第一原発 2 号機では、RCIC 作動中に S/C に水源を切り替えてから約 48 時間が経過した 3 月 14 日 4 時 30 分頃までの間、S/C 水

³⁴⁰ 前記脚注 336 参照。

温も S/C 圧力も全く監視していなかった。

さらに、S/C の監視を開始してからも、S/C の圧力抑制機能が大きく損なわれ、EOP 上も SR 弁による急速減圧が求められる S/C 水温となっていることを把握していたにもかかわらず³⁴¹、RCIC が制御不能のまま作動していることを過大評価して、急速減圧操作及び代替注水手段への移行を実施しなかった。

その結果、福島第一原発 2 号機については、RCIC 停止後、S/C の圧力抑制機能が大きく損なわれた状況下において、原子炉減圧操作に手間取り、消防車による FP 系を用いた代替注水開始まで時間を要したばかりか、その後も十分な減圧状態を維持できず、断続的かつ不十分な代替注水しかなし得なかった。

これは、第一発電所対策本部及び当直が、いつ停止するかも分からない RCIC が動いていることに過度に気を許し、2 号機の状況を実際よりも楽観視していたため、S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視した上で、S/C の圧力抑制機能を適切に評価する必要性についての意識が希薄であったことに起因するものと考えられる。

他方で、福島第二原発各号機では、RCIC 作動中、S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視して S/C の状況把握に努めており、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、段階的に SR 弁による原子炉減圧操作を実施した上で、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えていた。

- ⑤ 以上のとおり、福島第二原発では、津波到達後も外部電源からの給電が継続していたことによる余裕があったのに対し、福島第一原発 2 号機では全電源喪失の状況下で事故対処に当たらなければならなかったという違いは大きかったにせよ、福島第一原発 2 号機における事故対処は、福島第二原発におけるそれと比べて、具体的なプラントの状況を踏まえた上で、事態の進展

³⁴¹ 福島第一原発 2 号機で、S/C 水温の計測を開始した 3 月 14 日 7 時頃、プラントパラメータによれば、原子炉圧力は 5.333MPa gage であり、S/C 水温は 146℃であった。福島第一原発 2 号機の EOP は、原子炉圧力が 5.333MPa gage である場合、S/C 水温が約 78℃以上まで上昇すれば、低压注水系又は代替注水系を確保した上で、SR 弁による急速減圧操作を実施することを要求しており、この時点で、福島第一原発 2 号機は、原子炉圧力と S/C 水温の値からして急速減圧操作を実施して、代替注水手段としての消防車を用いた FP 系による原子炉注水に移行しなければならない状況にあったことは明らかであった。

を的確に予測し、事前に必要な対応を取るというものにはなっておらず、間断なく原子炉への注水を実施するための必要な措置が取られていたとは認められない。