

価に関するものであった(甲ロ47の2、丙ロ31の2(各7、13頁))。最終的に、事務局(d e安全審査官)から、今後提出される耐震バックチェック最終報告でなされるはずの津波解析も踏まえて、貞観地震については、その津波解析との整合性も踏まえつつ地震動についての影響についても評価して検討する方向の意見が示され、議論が終わった(甲ロ47の2、丙ロ31の2(各14頁))。なお、同年6月及び7月の同WGいずれにおいても、本件長期評価の震源想定についての指摘や議論はなかった。

d g審議官(以下「d g審議官」という。)及びd h耐震安全室長(以下「d h耐震安全室長」という。)は、7月のエネ庁合同WGの後、d e安全審査官に、貞観地震を踏まえた検討方針を尋ねた(丙ニ共32の1)。

以上を受け、保安院は、同年7月21日付で、被告東電の本件原発耐震バックチェック中間報告書に対する評価書を作成し、被告東電に通知した。その中で貞観地震については、「貞観の地震に係る津波堆積物や津波の波源等に関する調査研究が行われていることを踏まえ、当院は、事業者が津波評価及び地震動評価の観点から、適宜、当該調査研究の成果に応じた適切な対応を取るべきと考える」と記載された。

被告東電社内においては、同年8月頃、(1)貞観地震に伴う津波は、その知見が確定していないことから土木学会に検討してもらい、(2)耐震バックチェックは津波評価技術に基づき実施する、(3)貞観地震に伴う津波について土木学会による検討等の調査を踏まえ改めて耐震バックチェックを実施し、必要があれば対策工事を行う、という方針が決定された。

被告東電は、同年8月28日、保安院において、d e安全審査官に対し、本件原発及び第二原発の津波評価、対策の検討状況につき、上記の対応方針を説明し、想定津波の検討結果については、耐震バックチェックの報告書作成作業を進める中で、平成21年2月頃、海上保安庁水路部が公表した最新の海底地形及び潮位観測の各データを踏まえ、津波評価技術に基づく再計算を実施し算出したところ、想定波高を本件原発でO. P. +5.4mから6.1mまで、第二原発でO. P. +5.0mに修正した上、想定津波の検討結果については、O. P. +5mから6mまでという波高を説明した。説明を受けたd e安全審査官は、被告東電に対し、貞観津波に関するa f論文に基づく波高の試算結果の説明を求めた。

被告東電は、同年9月7日、d e安全審査官と同人の上司であるd h耐震安全室長にa f論文に基づく貞観津波に伴う津波の試算結果を報告し、そこでは本件原発でO. P. +8.6~8.9mとなる旨の説明がなされた。d e安全審査官は、当該津波波高であれば本件原発の非常用海水ポンプが水没し、最終排熱系の機能が喪失することを認識したが、同人及びd h耐震安全室長は、当該津波発生への切迫性を感じず、被告東電が土木学会に検討を依頼する等の方針について異議を唱えず、対策工事等の具体的な措置を講じる等の要求はしなかった。ただし、耐震バックチェック最終報告書に貞観地震及びこれに伴う津波を盛り込むべきことを伝えた。

d g審議官は、平成22年3月19日、安全審査課の担当者に「私が持っている資料では、1F(判決注:本件原発を指す。)3の敷地レベルはO. P. +5.6mに対し、土木学会手法での評価では5.5mです。S2評価なので、(どの地震を対象にしているかにもよりますが)もっと大きくなる可能性が高いです。また、水位下降側も下回ります。東電はどのような対策を考えているのでしょうか。」とのメールを送った。また、d h耐震安全室長は、同月24日又はその前に、d g審議官に対し、本件原発の津波対策に関し、「津波堆積物の調査結果を踏まえ、近々シミュレーション解析結果が出ると思うが、貞観の地震による津波は簡単な計算でも、敷地高は超える結果になっている。防潮堤を作るなどの対策が必要になると思う。シミュレーション解析結果が出たら相談させていただく。」と報告した上、そのことをd e安全審査官に伝えた。d g審議官は、同月24日、保安院の複数の者に対し、メールを送り、「1F3の耐震バックチェックでは、貞観の地震による津波評価が最大の不確定要素である旨、院長、次長、1r審議官に話しておきました」として、伝えたもののうちに、「福島は、敷地があまり高くなく、もともと津波に対しては注意が必要な地点だが、貞観の地震は敷地高を大きく超える恐れがある。」、「1F3について、仮に中間報告に対する保安院の評価が求められたとしても、一方で貞観の地震についての検討が進んでいる中で、はたして津波に対して評価をせずにすむのかは疑問。」、「津波の問題に議論が発展すると、厳しい結果が予想されるので評価にかなりの時間を要する可能性は高く、また、結果的に対策が必要になる可能性も十二分にある。」、「東電は、役員クラスも貞観の地震による津波は認識している。」とのものであった(丙125添付の「d e」と左上に記載のあるメール及び1F3バックチェック(貞観の地震)で始まるメール)。

(甲イ2の1(400~402頁)、甲ロ47の1・2、丙ハ24、25、32の1・2、丙ハ41、124、125、丙ロ31の1・2、丙ニ共32の1・2)

オ 保安院の知見収集

保安院は、平成21年5月8日付で「原子力施設の耐震安全性に係る新たな科学的・技術的知見の継続的な収集及び評価への反映等について」と題する内規を定め、上記収集及び評価への反映等の仕組みを定めた。これに踏まえて、保安院は、同日付で、原子力安全基盤機構や原子力事業者等に対して、原子力施設の耐震安全性の評価のために反映すべきと考えられる新知見を保安院に報告すること等を求めた。当該報告においては、原子力事業者等において「基礎的な研究等で、耐震安全性及び耐震裕度の評価に適用できない情報」とされたものは原則保安院に報告不要とされ、報告不要とされたもの以外は、「反映が必要な新知見情報」、「新知見関連情報」及び「参考情報」に分類した上で保安院に報告されることとなっていた。「新知見情報」とは「国内原子力施設への適用範囲・適用条件が合致し、耐震安全性評価及び耐震裕度への反映が必要なもの」と定義され、「新知見関連情報」とは「原子力施設の耐震安全性評価に関連する新たな情報を含み、耐震安全性の再評価や耐震裕度の評価変更につながる可能性のあるもの」と定義されている。この報告対象には津波に関連するものも含まれていた。平成21年度において、原子力事業者からは、「新知見情報」はなし、「新知見関連情報」として5件、「参考情報」として140件の報告があった。「新知見関連情報」の中には、すべての原子力事業者に共通の「新知見関連情報」として推進本部作成に係る「全国地震動予測地図」が存在し、原子力事業者らは、原子力施設各サイトの地震動評価において、当該知見の「震源断層を予め特定しにくい地震」に関する情報を引用・参照したとして報告した(丙ハ126(11頁))。これは平成20年度まで毎年更新されていた「全国を概観した地震予測地図」を最新の知見等を反映して高度化し、主要活断層帯の震源断層モデルの構築等の検討結果を反映したものであった。保安院は、平成22年12月16日付で、上記原子力事業者らからの報告を、専門家の意見も踏まえた上で検討した結果をとりまとめているところ、そこでは保安院としても直ちに耐震安全性評価へ反映すべき新知見関連情報はないものと判断するとされており、また「新知見関連情報」のうち上記推進本部作成に係る「全国地震動予測地図」については、原子力事業者らが当該知見の「震源断層を予め特定しにくい地震」に関する情報を地震動評価において引用参照したとしていることを踏まえ、「保安院としては、耐震バックチェックにおいて内容を厳格に確認していく」とされている。

(丙ハ43、44、126)

カ 平成23年3月3日の文部科学省日本海溝長期評価情報交換会及び同月7日の被告東電報告

推進本部は、平成22年1月に「活断層の本件長期評価手法(暫定版)」を公表した。これを受けて、平成23年2月2日に、保安院(原子力安全審査課長、dh耐震安全室長、de安全審査官ら)と推進本部が置かれている文部科学省との意見交換が行われ、ここで保安院は、文部科学省から、平成14年の推進本部の本件長期評価について、貞観地震も加えて同年4月に改訂し公表する予定である旨が伝えられた。これを受け、保安院としては、本件長期評価の改訂版が出されれば、保安院として本件長期評価改訂を踏まえた本件原発の安全性確保に関する説明を求められる事態に進展するおそれがあると考え、意見交換が行われたその日中に、被告東電に連絡し、本件原発における津波対策の現状について説明を要請した。その結果、平成23年3月7日に、被告東電から保安院に対し、報告が行われることとなった。

また、併行して同月3日、文部科学省日本海溝長期評価情報交換会が行われた。これは、文部科学省会議室において、文部科学省の担当官、東北電力担当者、日本原電担当者、被告東電「di所長、dj・GM、dk」が出席して行われ、被告東電におけるdkがメモをとった。そのメモによると、その席で、文部科学省側が、「サイエンスに基づいて評価しているので、結論を大きく変えることはできないが表現の配慮など、相談に乗れる部分もあると考え、このような非公式な情報交換会をお願いした」との話をした上、文案を配布し、同年4月11日の推進本部地震調査委員会長期評価部会で審議した上で、同年4月中頃の公表を予定していることを説明した。これに対し、被告東電側が、貞観地震の震源はまだ特定できていないと読めるようにしてほしい、貞観地震が繰り返し発生しているかのようにも読めるので表現を工夫してほしいと述べたところ、文部科学省側は、表現を検討したいと述べた(甲イ2の2(307、308頁)、丙125添付「文部科学省 日本海溝長期評価情報交換会」、「宮城県沖地震の長期評価の改訂について(案)」)。

同月7日、被告東電は、保安院(dh耐震安全室長、de安全審査官ら)に対し、津波評価技術で示されている波源モデルを用いた試算結果のほか、(1)af論文に基づいた貞観地震の波源モデルに基づいた本件原発の想定津波と(2)被告東電平成20年推計を報告した。(1)の内容は、1ないし4号機取水ポンプ位置(O.P.+4m)で浸水高O.P.+7.8m、5・6号機の取水ポンプ位置で浸水高最大O.P.+9.2mというものであり、(2)については被告東電がこの時初めて保安院に示したものであった。de安全審査官は、まず(2)において本件原発主要建屋設置エリア敷地高を上回る結果となっているものに驚き、また(1)についても前記平成21年9月における報告及び資料ではO.P.+8.6~8.9mとなっているものより大きいものとなっていることに気がなった(丙ハ125(9頁))。そこで、いつまでに津波対策工事を行うのかということ向被告東電に尋ねたところ、被告東電は平成24年10月を目標に検討すると回答した。de安全審査官は、津波評価技術の改訂版が平成24年秋頃に改訂予定だったことを受け、それでは遅いと伝えたが、被告東電は同月までに対策工事を完了させるのは無理である旨説明した(甲イ2の1(405頁)、丙ハ125(9頁))。また、de安全審査官は、本件原発耐震バックチェック最終報告書の提出予定を尋ねたところ、被告東電は、全体であれば平成25年以降、一部であれば早いもので平成24年10月と回答した。これに対して、同人は、上記津波評価技術改訂の後に最終報告書がされれば世間的に耐えられないこと、津波対策をなるべく早く検討、具体化してできることから対策をされたいこと、同時になるべく早期に耐震バックチェック最終報告書を提出されたいこと等を伝えた。さらに、dh耐震安全室長は、前記した平成23年4月公表予定の推進本部本件長期評価改訂版の内容次第では今後指示を出すこともあり得ること、またai原子力発電所の耐震バックチェック最終報告書の審議次第では、口頭で指示を出すこともあり得ること等を伝えた。

他方で、被告東電においては、本件原発耐震バックチェック最終報告書について、土木学会による上記津波評価技術改訂後、必要な対策工事を終えてから最終報告書を提出するのが現実的であると判断した。

被告東電は平成23年3月7日付けで「福島第一・第二原子力発電所の津波評価について」と題する打合せ資料を作成したが、そこでは津波評価技術で示されている断層モデルと並列する形で本件長期評価の見解(本件長期評価の震源想定等)や貞観津波についての検討結果が添付されていて、後2者についての土木学会津波評価部会での審議状況が記載されていた(甲ロ21)。

(甲イ2の1(403~405頁)、甲ロ21、丙ハ124、125、丙ニ32の1・2)

10 ai原子力発電所及びaj原子力発電所において採られていた津波対策等

(1) ai原子力発電所

東北電力ai原子力発電所1号機については昭和45年に設置許可申請が提出されているが、同申請書では敷地高をai原子力発電所工事用基準面(以下「ai基準面」という。)+14.8mとした。当時、文献調査や聞き込み調査から得られた痕跡記録はai基準面+3m程度のものであったが、敷地造成に係る土量配分の観点から前記敷地高とする計画が提案され、外部有識者を交えた東北電力での検討において、各種研究に基づいた津波評価試算がいずれもこれを上回るものではなかったこと等を踏まえ、このような敷地高での設置で妥当ではないかの結論に至ったためである。同発電所2号機については昭和62年に設置許可申請が提出されているが、この時点では津波シミュレーション技術が利用可能であったことから、既往最大津波である1611年慶長三陸地震による津波をシミュレートした結果、設計津波水位ai基準面+9.1mを得ている。平成14年には、津波評価技術に基づき再評価し、波高ai基準面+13.6mとの結果を得たが、当初の敷地高で防護可能と判断した。それ以降も、宮城県から宮城県沖地震の断層モデルの公表やaf等による貞観津波の断層モデルの提案等、津波に関する新たな情報が出されるごとに社内で津波評価が行われたが、いずれの評価結果においても敷地高を上回るものではなかった。

ai原子力発電所の潮位計で観測された本件津波の波高は約13mであり、ai基準面+13.8m(地震に伴う地盤沈下1mを考慮)を直接超えるものではなかった。

(甲イ2の1(406頁))

(2) aj原子力発電所

日本原子力発電株式会社aj原子力発電所は、昭和46年に設置許可申請が提出され、同申請書では津波は想定されておらず、過去の潮位記録から敷地高を東京湾平均海面(T.P.)+3.31mとしていた。その後7省庁手引きに基づく津波解析、津波評価技術に基づく解析、平成19年10月に茨城県が地域防災計画の一環として公表した「茨城県津波浸水想定区域図」に基づく津波評価(なお、同想定では、茨城県沖から房総半島沖にまたがる領域に1677年延宝房総地震の波源モデルを、青森県沖から宮城県沖にまたがる領域に1896年明治三陸地震の波源モデルを置き、福島県沖には波源モデルを置いていない(甲ロ121))等を経て、平成20年8月に非常用D/Gの冷却に必要な海水ポンプを設置しているエリアにT.

P. + 6. 11mの防護壁を増設することを決定し、同年9月には着工した(丙口67(45頁))。同防護壁は、平成22年9月に設置されたが、本件事故時点では側壁貫通部工事が完了しておらず、一部防水工事が完了していなかった。同原子力発電所には、本件津波によってT. P. + 5. 4mの津波高の津波が到来したところ、上記側壁貫通部工事が完了していなかったため、貫通部からポンプ室に海水が浸水し、非常用D/G3台のうち1台が機能喪失した。他方で、工事が完了していた南側の非常用D/G冷却に係る海水ポンプは被水を免れ、残る2台の非常用D/Gで原子炉冷却を行い、最終的に平成23年3月15日に原子炉冷温停止に至った。a) 原子力発電所においては、非常用D/G本体、電源盤、蓄電池等がT. P. + 8mの原子炉複合建屋内又は原子炉建屋内に設置されており、免震構造の緊急時対策室建屋(T. P. + 22m)に緊急用自家発電機が設置され、電源盤までのケーブルが敷設されていた。(甲イ2の1(406、407頁)、甲イ21の1・2、甲ロ121、丙口67(45頁))

11 地震及び津波の評価についての国際慣行

(1) IAEA

ア IAEAの定め

IAEAは、原子炉施設に関する安全基準をはじめとする各種の国際的な安全基準・指針を作成している。昭和51年以降、このうち安全基準は強制的な効力を有し、安全指針は安全基準を補完し推奨されるものとされていた。そして、立地選定に関する地震とそれに関連するトピックについての安全指針として、昭和54年に「安全シリーズ第50-SG-S1号」が定められたが、そこでは、「津波」に関し、「必要な情報と調査」として、「(1)過去の津波または似たような現象を示す歴史的記録の評価、(2)沖合の地震または火山活動の徴候の調査、(3)たとえ、歴史的な津波の記録がない場合でも、地震が活発なエリアから発生する津波に、サイトがどの程度、被害を受けやすいかの調査」を挙げ、他にも、「潮の干満、暴風波、暴風高潮、および、サイト周辺において海水の潮位に影響を与える現象」、「現地の地形、海底地形、および人工の構造物を考慮にいれながら、サイト周辺における津波の動きを推定する目的で、適切な分析的、物理的モデルが考えられるべき」であるとされており、「サイト周辺で、最も厳しい結果をもたらす可能性のある、遠方の津波発生源を特定し、最も厳しいローカルな津波発生源を特定するために、調査が行われるべきである。」、「通常、上記の評価を行うために、極めて大きな地域(大洋レベルのサイズ)からデータを評価することが必要になる」とされていた。

(甲イ2の2(297~302頁)、甲イ18、丙口90の1・2)

イ IAEAの本件事故後の見解

IAEAは、平成27年8月発行された「福島第一原子力発電所事故事務局長報告書」本文において、「事故当時に有効であったIAEA安全基準は、原子力発電所の建設前に、地震や津波などサイト特有の外部ハザードを特定する必要があること、及びサイトの包括的かつ全般的な特性評価の一環として、これらのハザードが原子力発電所に及ぼす影響を評価する必要があることを求めていた(IAEA安全基準NS-R-3(2003))。原子力発電所の供用期間にわたって十分な安全裕度を提供するために、適正な設計基準を設定することが要求された(同NS-R-1(2000))。これらの安全裕度は、外部事象の評価に付随する高レベルの不確実性に対処できるように十分大きいことが必要である。プラントの供用期間中に新たな情報・知見が得られた結果としての変更の必要性を特定するため、サイト関連ハザードも定期的に再評価する必要がある(同NS-R-3(2003))。1960年代及び1970年代には、地震及びこれに伴う(例えば津波)ハザードを評価する方法を適用する際に、歴史上の記録を利用することが共通の国際慣行であった。この共通の慣行には、サイト地域で歴史上記録された最大の地震強度又はマグニチュードを増加させ、また、このような事象がサイトから最も近い距離で起こると想定することによって、安全裕度を増すことが含まれた(IAEA安全ガイド50-SG-S1(1979))。」と指摘した上(甲イ17の2(45頁))、添付の技術文書2第1章において、「数十年ないし数百年というごく近年の期間分しかない、有史の実測事象データを主として用いるという、少なくとも2006年までの日本国内の手法が、津波ハザードの評価にあたって、地震規模を過小評価する主因となった。発電所の当初設計時点での一般的な国際慣行では、地震及びそれに付随する(津波などの)ハザードの推定手法を適用時に、歴史記録を用いることとされていた。必要とされる低確率(通常受け入れられている再来期間は1万年単位)と釣り合うような先史データがないことを埋め合わせるため、この慣行では次のような規定を置いていた。i 歴史記録のある最大の震度または規模に上乘せする決まりと、ii 震源をサイトから最短距離に置く想定とである。国際的に認知された、この安全寄りで決定論的な手法は、1970年代に用いられていた国際基準に従って策定・審議された1979年のIAEA安全シリーズNo. 50-SG-S1にも反映されている。」とした。

(甲イ17の1・2、甲イ20の1・2の1・2)

(2) 米国

米国政府機関NOAA(海洋大気局)は、平成18年に、M9.3の地震による津波が太平洋岸18か所で起きると想定し、NOAAが置かれたd1湾での津波高さを予想している。そして、震源として、日本の南海トラフと日本海溝も図示している。(甲ハ41の2(8・10頁))

第3 シビアアクシデント対策等について

1 意義等

原子炉施設には、起こり得ると思われる異常や事故に対して、設計上何段階もの対策が講じられているところ、この設計の妥当性を評価するために、「設計基準事象」という事象の発生が想定されて安全評価が行われる。設計基準事象は、実際に起こり得る様々な異常や事故について、放射性物質の潜在的危険性や発生頻度などを考慮し、大きな影響が発生するような代表的な事象であって、原子炉施設の安全設計とその評価に当たって考慮すべきとされた事象であり、安全評価上は、この設計基準事象に対処する機器にあえて故障を想定するなど厳しい評価が行われている。このように評価に当たって想定した事象の起こりやすさにかかわらず、その事象の発生を想定して安全評価を行う手法は「決定論的安全評価」と呼ばれる。これに対して、「設計基準事象を大幅に超える事象であって、安全設計の評価上想定された手段では適切な炉心の冷却又は反応度の制御ができない状態であり、その結果、炉心が重大な損傷に至る事象」を一般にシビアアクシデント(SA)と呼んでいる。そして、設計基準事象を超え、炉心が大きく損傷するおそれのある事象が万一発生したとしても、現在の設計に含まれる安全余裕や本来の機能以外にも期待し得る機能若しくはその事象に備えて新規に設置した機器を有効に活用することによって、その事象がSAに拡大するのを防止するため、又はSAに拡大した場合にその影響を緩和するためにとられる措置(手順書の整備並びに実施体制や教育・訓練等を含む。)をSA対策又はアクシデントマネジメント(AM)という。AMのうち、SAへの拡大防止のためにとられる措置をフェーズIのAM、SAに拡大した場合にその影響を緩和するための措置をフェーズIIのAMとい

うことがある。確率論的安全評価（PSA。なおPRAと呼ばれることもある。）とは、原子炉施設の異常や事故の発端となる事象（起因事象）の発生頻度、発生した事象の及ぼす影響を緩和する安全機能の喪失確率及び発生した事象の進展・影響の度合いを定量的に分析することにより、原子炉施設の安全性を総合的・定量的に分析することにより、原子炉施設の安全性を総合的・定量的に評価する方法のことをいう。PSAには、原子炉施設のシステム信頼性評価及び炉心損傷確率までを行うレベル1 PSA、損傷炉心及び核分裂生成物の環境への放出挙動評価までを行うレベル2 PSA、環境影響評価までを行うレベル3 PSAに分けられる。

また、SA対策、AMについては、深層防護の考え方がとられていて、具体的には、深層防護の概念は5つの防護レベルからなるとされている。

- 第1の防護レベルは通常運転からの逸脱防止
- 第2の防護レベルは異常事象の進展防止
- 第3の防護レベルは設計基準事故時の影響緩和
- 第4の防護レベルはSA時の対応
- 第5の防護レベルは事故に起因する放射性物質の放出の対応

（甲イ2の1（407～409頁）、甲ハ36、丙ハ27（先頭から4、6枚目及び末尾から1、2枚目）、29（2頁）、128）

2 AMの導入、位置付け、範囲等

（1）平成4年までのAM導入経緯等

ア 諸外国及び我が国で起きた原子力発電所の事故

（ア）昭和54年3月28日 スリーマイル島原発事故

1979（昭和54）年3月28日、米国スリーマイルアイランド原子力発電所2号機において生じた炉心溶融事故である。定格出力運転中、主給水ポンプが停止し、補助給水ポンプが起動したが出口弁が閉じており機能せず、一次冷却材の温度・圧力が上昇し、圧力逃し弁が開き、原子炉が緊急停止した。しかし、圧力逃し弁が故障により閉固着し、一次冷却材が流出し、冷却材喪失事故となり、原子炉圧力が低下し、非常用炉心冷却系が起動した。しかしながら、運転員が圧力逃し弁の開固着に気付かず、一次冷却材が十分にあると判断し、加圧器が満水状態となって圧力制御ができなくなるのを避けるために非常用炉心冷却系を停止した。これにより冷却材が沸騰して炉心水位が低下し、炉心が露出して燃料温度が上昇し、炉心が重大な損傷を受け、格納容器内に放射性物質が放出された。周辺公衆の最大被ばく線量は、1mSv程度と推定されている。INESレベルは5と判断された。（甲ハ83、85）

（イ）昭和61年4月26日 チェルノブイリ原発事故

1986（昭和61）年4月26日、旧ソ連チェルノブイリ原子力発電所4号機において生じた大量の放射性物質放出事故である。外部電力供給停止を想定したタービン発電機の慣性エネルギーを利用した非常用炉心冷却システムの試験中、低出力時の不安定性、安全対策の不備や操作過誤などにより出力が暴走し、燃料が過熱され損傷した。多数の圧力容器が破損するとともに、水素／水蒸気による爆発が起こり、原子炉が崩壊して、黒鉛・建築物の火災が10日間継続した。大量の放射性物質が放出され、134人の作業員が高線量被ばくし、約30人が死亡、200人以上が急性放射線障害と診断された。INESレベルは7と判断された。（甲ハ83、85）

（ウ）平成3年2月 関西電力d m原発事故

平成3年2月9日、関西電力株式会社d m発電所2号機において生じた一次冷却材流出事故である。蒸気発生器伝熱管の1本が完全に破断し、放射性物質により汚染された一次冷却材が二次冷却材系に大量に流出した。原子炉が緊急停止し、非常用炉心冷却装置が作動した。微量の放射性物質が外部に放出されたが、周辺環境への放射能による影響は認められなかった。INESレベルは2と判断された。（甲ハ83、88）

イ 諸外国における状況等

（ア）第5層までの深層防護基準の明文化

原子力の分野では、古くから深層防護の考え方が取り入れられていたが、当初は、前記1で示した全5層のうち第3層までの考え方、すなわち、設計基準事象内での安全対策に限定されていた。その考えが大きく変化したのは、設計想定をはるかに超える事象に見舞われたチェルノブイリ原発事故がきっかけであった。そして事故の影響が大きかった欧州各国が中心となり、IAEAにおいて、平成8年に、設計基準事象内の対策である第3層までの考え方に加え、設計想定を超える事象、すなわちSAが起きたときの影響緩和対策を第4層に、そして事故が発生したときの防災対策を第5層に位置付ける前記1記載の深層防護基準（IAEA, *Defence in Depth in Nuclear Safety*, INSAG-10（1996））が明文化された。（甲ハ36）

（イ）当時の諸外国の対応

諸外国では昭和54年のスリーマイル島原発事故以降、PSAやSA対策が早期に進められた。そこでは、SA対策の対象が広く、深層防護が深く、具体的で実効的であった。平成4年までのSA対策についての諸外国における状況等は以下のとおりである。

まず米国においては、1970年代（昭和45年～昭和54年）から、原子力規制委員会（NRC）が原子力発電所へのPSA（米国ではPRAと呼ばれる）の活用の検討を開始し、1970（昭和45）年に原子力発電所の事故リスクを確率論的に定量的に評価する手法を提示した。昭和54年のスリーマイル島原発事故を契機にSA対策とPSAの研究が本格的に実施されることになり、同委員会は1985（昭和60）年にシビアアクシデント政策声明書を公表し、既設の原子力発電所には直ちに新たな規制措置を講じる必要はないとしながら、〈1〉今後、必要があれば規制措置を講じること、〈2〉既設の原子力発電所について個別プラントごとの解析を実施することが示された。さらに1988（昭和63）年には、内部事象を対象とした個別プラントごとの解析の実施を事業者に要請し、1991（平成3）年に地震、内部火災、強風・トルネード、外部洪水、輸送及び付近施設での事故等の外部事象を対象とした個別プラントごとの解析の実施を事業者に要請した。また1989（平成元）年には、本件原発1ないし5号機と同じ「マークI型」BWRについて耐圧強化格納容器ベントシステム（格納容器ベント操作時にベントラインの過圧破損をおそれて操作をためらうことを防止するとの観点から、耐圧性のあるベントラインを設置するというもの（丙ハ27（10枚目））の自主的整備を勧告した。

前記第1の3記載のとおり、フランスでは、1977（昭和52）年に当時の産業・国土開発省原子力施設安全本部がリス

クに対する一般的目標として、容認できないような影響を 10^{-6} /炉・年よりも小さくすることを目標とすること等を求め、当時のフランス電力庁が行ったPSA研究の最初の結果が、これらの安全目標を満足しなかったため、前記原子力施設安全本部は、同庁に対し、リスク低減のための設計変更と手順書整備を要請した。同要請を受け、同庁は、各種設計基準事象を上回る事象に対する安全目標として、炉心溶融に至った場合にも環境への核分裂生成物の放出量を緊急時計画に見合ったレベルまで低減させることを決定し、各種手順書を整備するとともに、砂フィルターを使用した格納容器ベントシステムの既設の全原子力発電所への整備を1989(平成元)年までに完了していた。ただし格納容器ベントシステムについては、単一故障、電源喪失及び地震を考慮していなかった。

当時の西ドイツでは、1976(昭和51)年から1989(平成元)年にかけて各種SA研究がなされ、1987(昭和62)年までにフィルター付格納容器ベントシステムの基本設計に関する勧告が出され、1992(平成4)年当時、大部分の既設原子力発電所で同システムが整備されていた。ただしフランス同様、同システムについて、単一故障、電源喪失及び地震を考慮していなかった。

スウェーデンでは、1980(昭和55)年から1981(昭和56)年にかけてSAに関する基本方針が政府から出され、フィルター付格納容器ベント設備の設置が要求され、その設計において単一故障、電源喪失及び地震が考慮されていた(丙ハ27(15枚目))。

(甲イ1の1(116~121頁)、甲イ2の1(414、415頁)、甲ハ2、丙ハ27、29)

ウ 我が国における状況

(ア) 原子力安全委員会は、それまでの諸外国におけるSA対策、昭和54年3月28日発生したスリーマイル島原発事故、昭和61年4月26日に発生したチェルノブイリ原発事故、チェルノブイリ原発事故を受けて原子力安全委員会のもとに設置された特別委員会の報告書等を踏まえて、昭和62年7月に共通問題懇談会を設置してSA対策について検討し、平成4年3月に「シビアアクシデント対策としてのアクシデントマネージメントに関する検討報告書—格納容器対策を中心として—」(平成4年共通問題懇談会AM報告書)をとりまとめた。原子力安全委員会は、これを受け、同年5月に「発電用軽水型原子炉施設におけるSA対策としてのアクシデントマネージメントについて」を決定した。当該決定においては、〈1〉我が国の原子炉施設の安全性は多重防護の思想に基づき十分確保されており、諸対策によってSAは工学的には現実には起こるとは考えられないほど発生の可能性は十分小さいものとなっている、〈2〉AMの整備はこの低いリスクを一層低減するものとして位置付けられ、原子力安全委員会は、原子炉設置者において効果的なAMを自主的に整備し、万一の場合にこれを的確に実施できるようにすることが強く奨励されるべきである、〈3〉原子炉設置者においては、原子炉施設の安全性の一層の向上を図るため、平成4年共通問題懇談会AM報告書が示す提案の具体的事項を参考としてAMの整備を継続して進めることが必要であり、行政庁においても同報告書を踏まえ、AMの促進、整備等に関する行政庁の役割を明確にするとともに、その具体的な検討を継続して進めることが必要である、〈4〉原子力安全委員会は、AMに関し、具体的方策及び施策について行政庁から報告を聴取し、当面は今後の新設原子炉については設置許可等審査における二次審査の際に、既設原子炉については順次、AMの実施方針について行政庁から報告を受け、検討することとし、その際に当該原子炉施設に関するPSAについても行政庁から報告を受け、検討する、〈5〉関係機関及び原子炉設置者においては、SAに関する研究を今後とも継続して進めることが必要で、原子力安全委員会もこれらの成果の把握に努めるとともに所要の検討を行う旨が示され、事業者の自主的なAMを強く奨励した。

通商産業省は、昭和62年8月からSA対策を検討し、上記原子力安全委員会の決定を受けて、平成4年7月に「アクシデントマネージメントの今後の進め方について」をとりまとめ、被告東電を含む原子力事業者に対して、当時の資源エネルギー庁公益事業部長名でAMは「これまでの対策によって十分低くなっている原子力発電所のリスクをさらに低減するための措置であり、原子力発電所の安全性を一層高めるために、その整備を継続して進めることが重要」であり、上記「アクシデントマネージメントの今後の進め方について」の「内容を勘案しつつ対応」されるよう通達(上記平成4年7月付「アクシデントマネージメントの今後の進め方について」と一体のものとして「平成4年通産省AM通達」)を發した。平成4年通産省AM通達においては、〈1〉厳格な安全規制により我が国の原子力発電所の安全性は確保され、SAの発生可能性は工学的には考えられないほどに小さく、AMはこのリスクをさらに低減するための電気事業者の技術的知見に依拠する「知識ベース」の措置であり、状況に応じて臨機かつ柔軟に行われることが望まれるものであることから現時点でAMに関して規制の措置を要求しない、〈2〉実施されるAMの技術的有用性については設計基準事象への対応に与える影響を含めて通商産業省において確認、評価等を行う、〈3〉以上の結論は当時の現状の知見に基づくものであり、今後のSA研究の成果により適宜適切に対応するとの総論的AMの位置付けが定められ、具体的な事業者の対応としては〈1〉運転時の内部事象のレベル1PSA及びレベル2PSAを実施し、AM候補の検討を平成5年末までに実施、〈2〉〈1〉を踏まえたAM整備、〈3〉後記する定期安全レビュー(PSR)等による〈2〉の定期的評価、〈4〉PSAの範囲を拡大する研究を実施すること等を要請し、通商産業省自身の対応としては、事業者の行うPSAの結果及びそれを踏まえたAMについて報告を求め、技術的妥当性を評価すること等を示した。

なお、以上のように、平成4年の原子力安全委員会の決定においても平成4年通産省AM通達においてもAMは事業者の自主的取組と整理されたが、事業者の認識としては、実効的には法的規制と変わらないとの認識があった。

(甲イ2の1(416~418頁)、甲ハ2、9、丙ハ7の1・2、丙ハ27、29、30、38)

(イ) 平成4年共通問題懇談会AM報告書においては、前記の諸外国のSA対策実施状況についてAMの観点からの利害得失を含めて技術的検討結果を示しているところ、〈1〉米国における「マークI型」BWRにおける耐圧強化格納容器ベントシステムについては、フェーズIのAMとしての対策であるが、既存ベントシステムの利用を考慮に入れた我が国の代表プラントのレベル1PSAによれば炉心損傷発生率は十分に低く、また全炉心損傷発生率のうち米国の耐圧強化ベントシステムが想定する事象が占める割合も小さい等とし、〈2〉他方で欧州諸国のフィルター付格納容器ベントシステムについては、フェーズIIのAMになるところ、「マークI型」BWRにおいてウェットウェルベントシステム又はフィルター付ベントシステムのみでは格納容器の加温破損が防止できないため必ずしも環境への核分裂生成物の放出低減に関して有効とならないが、格納容器への注水と組み合わせた場合は環境への同放出に関して有効なものとなる、としている(丙ハ27(23、24枚目))。

また平成4年通産省AM通達においては、フェーズIのAMの例として、BWRにおいては〈1〉全交流電源喪失事象に対しては、外部電源の復旧又はディーゼル発電機の修復、〈2〉注水失敗に対して、a 高圧系非常用炉心冷却設備、原子炉隔離

時冷却系（R C I C）の手動起動、b 自動減圧系、低圧系非常用炉心冷却設備の手動起動、c 代替注水設備の手動起動が挙げられていた。また、フェーズⅡのAMの例として、BWRにおいては、〈1〉フィルター付ベント設備又はウェットウェルベント設備の設置、〈2〉格納容器内注水設備の設置、〈3〉自動減圧系の機能強化、〈4〉水素制御設備の設置が挙げられていた。

（丙ハ27、29）

エ AMが自主的取組として導入され、また内部事象に限定された経緯

前記のとおり、平成4年の原子力安全委員会の決定においても平成4年通産省AM通達においてもAMは事業者の自主的取組と整理されたが、この整理の背景には〈1〉規制当局において過去の原子炉設置許可処分取消訴訟等の行政訴訟において決定論的な設計基準事象とその根拠を説明することによって現行規制において安全は十分確保されていると説明していたため、SA対策を規制要求とすると現行規制には不備があり現行施設に欠陥があることを意味することになり、過去の説明との矛盾が生じるのではないかと議論があり、〈2〉当時のPSAの試算値が 10^{-6} /炉・年となり、IAEAにおける目標水準である新設炉 10^{-5} /炉・年、既設炉 10^{-4} /炉・年よりも高い安全水準となっていたため現行規制で十分安全確保はされており、何も対策をする必要はないのではないかと議論があり、〈3〉他方でスリーマイル島原発事故やチェルノブイリ原発事故を踏まえAMが重要であることが国際的に広く認識され、実際SA対策の一環として格納容器対策が規制要求又は事業者の自主的意図によって採択されはじめていたという状況等を踏まえて、原子力安全委員会及び通産産業省において、現行規制によって安全確保は十分されているが、そのうえで事業者が主体となった自主保安としてさらなる安全確保を行うという位置付けとしてAMの整備を進めるという結論になったという経緯があった。

また、平成4年通産省AM通達におけるPSAの実施とそれを踏まえたAMの整備は内部事象に限られたものであったが、共通問題懇談会当時の通産産業省においては、米国で要請されていたような地震等の外部事象を対象とした個別プラントごとの解析についての研究・開発の実施必要性や、ベント設備の取付け等のAMをPSAの結果にかかわらず行うことも検討されていた。ただし、当時の原子力安全委員会及び通産産業省において、リスクとして認識されていた外部事象は、火災、内部溢水、地震であり、津波についてのリスク認識はほとんどなかった。なお、米国において考慮されていた外部事象は、主に竜巻、大洪水、地震であった。

しかし、平成4年当時、日本においてPSAの手法が確立されつつあったのは、運転時の内部事象についてのPSAのみであり、地震等の外部事象に対するPSAは手法が確立されておらず、平成4年通産省AM通達案として、PSA評価の有無にかかわらずベントシステム等のAMを設置する、地震等の外部事象を対象とした個別プラントごとの解析についての研究・開発を明記するという案も考えられていたが、最終的に事業者側と社会的受容性を強く意識した結果の文言調整が行われた。結果、前記した内容の平成4年通産省AM通達となったが、ここで外部事象による個別プラントの解析の必要性については「PSAの範囲を拡大する研究を実施する」ことの要請に取り込まれ、明示されることがなく、よって、事業者はまず運転時の内部事象についてのPSAの結果のみに基づいてAMを検討し、措置を講じていくこととなった。

（甲イ2の1（418～420頁））

（2）全交流電源喪失事象について

SA対策の対象として取り上げられるものの一つに全交流電源喪失事象がある。前記前提事実第2の5（3）イ記載のとおり、平成13年安全設計審査指針は、「電源喪失に対する設計上の考慮」として、「原子炉施設は、短時間の全交流動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること」を求め、この内容に相当する規定は、昭和45年安全設計審査指針には存在しなかったが、昭和52年安全設計審査指針で「原子力発電所は、短時間の全動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること」（同指針9）とされたものが、平成2年安全設計審査指針（同指針27）で上記文言に変更され、平成13年安全設計審査指針でもそのまま残ったものである。

この点に関し、原子力安全委員会内部の検討会である「全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ」は、平成5年頃に、諸外国における全交流電源喪失事象の規制上の位置付けや国外の全交流電源喪失事象等を検討した上で、同年6月付で報告書を取りまとめ、そこでは〈1〉我が国で昭和63年までに発生した外部電源喪失した事例が合計4件であるが、いずれも非常用D/Gによる給電に成功し、また30分以内に外部電源も復旧しており全交流電源喪失に至っていないこと、

〈2〉我が国の外部電源喪失頻度が少なく、非常用D/Gの信頼性が高いこと、〈3〉万一の全交流電源喪失時には直流電源（非常用蓄電池等）が特に重要であるところ、我が国の原子力プラントでは非常用蓄電池の容量が5時間以上であり、また非常用蓄電池等の故障事例がないこと等から信頼性が高く維持されていること、〈4〉我が国の代表的原子力プラントについて行った内部事象のみを起因事象としたPSAによれば全交流電源喪失による炉心損傷発生頻度は低い等といった調査結果をまとめ、全交流電源喪失事象に対する今後の課題として、〈1〉運転員が手順書に十分習熟した状態を維持していくのはもちろんのこと、今後新たな知見が得られた場合には、これを適切に設計・運転・保守管理、手順書等に反映していく努力が必要である、〈2〉個別プラントのPSAにより全交流電源喪失事象による炉心損傷頻度の検討等を行うとともに、より一層効果的なAM等の整備に向けて、その検討に努めていくことが重要である、〈3〉今後は非常用D/Gの起動時の信頼性及び起動後の運転継続信頼性等についてのデータを収集・整理し、故障率の分析やPSAへの反映検討が行われることが望まれるとしている。ただし、ここにおける考慮は内部事象を起因とするものであり、自然災害によって全交流電源喪失が発生する事象は想定されていなかった。また、以上の検討結果から、平成2年安全設計審査指針27の要件を改めるには至らず上記平成13年安全設計審査指針に至っている。

（甲イ2の1（410～414頁）、甲ハ3、5、丙ハ61）

（3）平成16年までの被告国におけるAMの対応状況等

ア 原子力白書における深層防護の記載

原子力安全白書における深層防護に関する記載は、本件事故前において、下記のとおり変遷している。

（ア）昭和36年から平成6年まで 第3層までしか説明されず、第4層、第5層の説明がない。

（イ）平成7年から平成14年まで 深層防護の説明が毎年変化している。

- a 平成9年 事業者の自主対策としてSA対策を実施している旨を記述
- b 平成10年 事故発生があるものとして対策を講ずべきことを記述
- c 平成12年 「絶対に安全」とは誰にもいえないとし、初めて、第4層、第5層を記述

- d 平成14年 第4層、第5層を記述し、事故管理のためのAMの必要性を説明
 - e 平成15年、平成16年 第4層、第5層の記述が消えて、再び第3層までの説明に戻る。
- (ウ) 平成17年以降 深層防護の説明そのものの記述がない。

(甲ハ36、37の1～3)

イ 被告東電を含む原子力事業者のAM整備についての確認

通商産業省は、平成4年11月から「シビアアクシデント対策検討会」を開催し、原子炉型別代表プラントについてAMの検討を行っており、被告東電を含む原子力事業者から本件原発各号機を含む個別プラントのAM報告書の提出を受けて、その内容について検討を行い、平成6年10月、「軽水型原子力発電所におけるアクシデントマネジメントの整備について 検討報告書」において、各AM報告書について妥当であると評価し、同時に、「アクシデントマネジメントの整備が遅滞なく順次実施に移されることが望ましいとの立場から、今後概ね6年を目処に、運転中及び建設中の全原子炉施設に整備されるよう促す。」として、被告東電を含む電気事業者に対して、概ね平成12年を目処にAM策の設備及び手順書等の整備完了を促した。ただし、ここにおいても外部事象のAMについては検討されていない。原子力安全委員会は、上記の報告書を受け、平成7年12月、同報告書の内容を了承した。

原子力安全委員会は、平成9年10月、「新設される軽水炉のアクシデントマネージメント策については、原子炉の設置許可等に係る安全審査の際に検討する。」とした前記平成4年5月の原子力安全委員会決定の方針を見直し、よりの確かつ実効的なPSAを踏まえた円滑な整備が期待されるという見地から、「今後新しく設置される原子炉施設については、当該原子炉施設の詳細設計の段階以降速やかに、アクシデントマネージメントの実施方針（設備上の具体策、手順書の整備、要員の教育訓練等）について、行政庁から報告を受け、検討することとする。この検討結果を受け、原子炉設置者は、アクシデントマネージメント策を当該原子炉施設の燃料装荷前までに整備することとする。」とした。

通商産業省は、平成10年10月に、シビアアクシデント対策検討会のもとに小委員会を設置し、AMの実効性を確保する観点からAM整備上の基本的要件について検討を開始し、平成13年1月に発足した保安院は平成14年4月付で「アクシデントマネジメント整備上の基本要件について」を策定した。

被告東電を含む原子力事業者は、平成12年を目処にAMの整備を進め、最終的には平成14年3月までにすべての原子力発電所においてAMの整備を完了し、同年5月に保安院にAM整備報告書及び代表炉についてのAM整備有効性評価報告書を提出した（被告東電が行った本件原発におけるAM整備は後記（4）のとおりである。）。これを受けて、保安院は検討を行い、同年10月、「軽水型原子力発電所におけるアクシデントマネジメントの整備結果について 評価報告書」をとりまとめ、ここにおいて上記AM整備上の基本的要件に対する適合性を確認し、被告東電を含む原子力事業者の有効性評価を妥当とした。

また、保安院は、平成14年1月付で、被告東電を含む原子力事業者に対して、既に実施していた代表炉以外の原子炉施設についても、AM整備後における運転時の内部事象PSA（レベル1 PSA及びレベル2 PSA）の実施を事業者に要請し、被告東電を含む原子力事業者は、平成16年3月に、AM整備後PSA報告書を保安院に提出した。保安院においては、同報告書の提出を受け、原子力安全基盤機構に委託するなどして、事業者とは独立してその有効性を確認し、同年10月、「軽水型原子力発電所における『アクシデントマネジメント整備後確率論的安全評価』に関する評価報告書」をとりまとめ、これを公表した。同報告書の中では「本件をもって、既設原子炉施設52基のAMに関する確率論的安全評価が全て終了したことになるが、シビアアクシデントについては物理現象的に未解明な事象もあり、世界的に研究が継続されているところである。したがって、国内外における安全研究等により有用な知見が得られた場合には、AMに適切に反映させていくことが重要である。」と指摘されている。他方で、保安院においては、当該有効性評価が完了したことをもって、平成4年からの運転時内部事象PSAによるAM整備について一通り整備が終わったものと認識される状況となった（甲イ2の1（424、425頁））。

(甲イ2の1（421～425頁）、甲ハ6、7、丙ハ31～37)

ウ 定期安全レビュー（PSR）について

通商産業省は、平成4年6月、約10年ごとに、〈1〉原子力発電所の運転経験の包括的な評価、〈2〉最新の技術的知見の原子力発電所への反映状況の把握及び必要な対策の立案、〈3〉原子力発電所に対するPSA及び同評価に基づく対策の措置状況の把握及び必要な対策の立案の実施を求め、評価結果を同省資源エネルギー庁に報告すること（定期安全レビュー、PSR）を行政指導として求めた。保安院は、平成14年8月29日に公表された被告東電による自主点検作業記録の不正問題等を踏まえ、原子炉設置者における品質保証活動を国の認可事項である「保安規定」で規定し、これに伴い平成15年10月から実用炉規則の改正によってPSRは法令上の義務とされた。ただし、内部事象PSA実施とAMの有効性把握及び対策の立案に関しては、法的要求事項とするには十分な技術的知見が得られていないこと、設置許可を含む当時の規制体系のもとでPSAは義務事項とはされておらず、規制全体の整合性の観点から、PSAをPSRの中の義務事項とすることは適当でないこと等の理由から、従前どおり任意要求事項にとどめられた。（甲イ2の1（426、427頁）、丙ハ28）

(4) 本件原発における被告東電によるAM整備状況

平成4年通産省AM通達等を踏まえ、被告東電は平成6年3月までに本件原発及び第二原発におけるAMの検討を行い、平成14年5月までにその検討結果を踏まえた各種AM策の整備を行った。ただし、前記のとおりAMの原因事象が内部事象に限定されていたことから、自然災害等の外部事象は原因事象の対象外とされていた。被告東電が平成14年までに整備したAMの概要は下記のとおりである。（甲イ2の1（431～445頁））

ア 設備上のAM策整備

(ア) 圧力容器及び格納容器への注水機能に関するもの

従前整備していた非常用炉心冷却系の手動起動、圧力容器の手動減圧及び低圧注水操作並びに代替注水手段に加え、既設の復水補給水系、消火系（FP系）等を有効活用するため、平成10年6月から平成13年6月までの間、これらの系統から圧力容器及び格納容器へ注水できるようFP系と復水補給水系との間に接続配管及び遠隔操作可能な電動弁を新たに設置するとともに、1号機につき既設の復水補給水系と炉心スプレイ系（CS）及び格納容器冷却系（CCS）との接続配管に、2ないし6号機につき既設の復水補給水系と残留熱除去系（RHR）との接続配管に、それぞれ流量計と遠隔操作可能な電動弁を設置し、電動弁を開くことにより圧力容器及び格納容器へ注水できるようにした。このような代替注水手段は、FP系がディーゼル駆動のポンプ（D/DFP）を有していたことから、全交流電源喪失時にも利用することが可能なものであった。また、

2ないし6号機では、圧力容器への注水機能を向上させるため、圧力容器減圧の自動化（圧力容器内水位低の信号発生から10分経過した時点で自動的にSR弁を開ける仕組み）を整備した。なお、1号機については、ICが2系統あり、圧力容器内圧力が高い場合における炉心冷却機能が優れているとの判断から、圧力容器減圧の自動化は整備されなかった。（甲イ2の1（433頁））

（イ） 格納容器からの除熱機能に関するもの

平成6年3月までに、格納容器冷却系（CCS）の手動起動、不活性ガス系、非常用ガス処理系を通したベントを整備していたが、その後、格納容器からの除熱機能を向上させるため、ドライウェルクーラー、原子炉冷却材浄化系を利用した代替除熱手段等を整備したほか、平成10年6月から平成13年6月までの間、非常用ガス処理系を経由することなく、不活性ガス系から直接排気筒へ接続する耐圧性を強化した格納容器ペントラインを設けることにより、格納容器の過圧を防止するための減圧操作の適用範囲を広げ、格納容器からの除熱機能を向上させた。（甲イ2の1（433頁））

（ウ） 電源供給機能に関するもの

原子炉施設における外部電源喪失時のAM策として、平成6年3月までに、外部電源の復旧、非常用D/Gの手動起動及び隣接プラントからの動力用高圧交流電源（6900V）を融通することを手順化していた。その後、電源供給能力をさらに向上させるため、平成10年6月から平成12年8月までの間、隣接するプラント間に低圧交流電源（480V）のタイライン（母線間の連絡）が設置された。また、平成10年1月から平成11年3月までの間、それまで非常用D/G2台のうち1台は隣接するプラントと共用であったところ、非常用D/Gを追設し、各号機がそれぞれ2台ずつ非常用D/Gを有するようにして非常用D/Gの専用化を図った。具体的には、運用補助共用施設（共用プール）に2台、6号機のディーゼル発電機6B建屋に1台追設したところ、これらの追設された非常用D/Gはいずれも空冷式であった。

以上のように整備されたAM策のもとに、原子炉施設が全交流電源を喪失した場合には、IC又はRCIC及びHPCIにより炉心を冷却しつつ、外部電源を復旧し、非常用D/Gを手動起動すること及び隣接するプラント間で動力用の高圧交流電源（6900V）及び低圧交流電源（480V）を融通することが手順化されていた。ただし、以上のAM策及びこれをもとにした手順は、隣接するプラントのいずれかが健全であることを前提とするものであった。

（甲イ2の1（433、434頁））

イ AMの実施体制、手順書及び教育・訓練の整備

AMの実施が必要な状況下では、プラントパラメータ等の各種情報の収集、分析、評価を行って各号機の状態を把握し、実施すべきAM策を総合的に検討及び判断することが必要であることから、〈1〉AMを実施する組織とその役割分担を明確化し、〈2〉AMを実施する支援組織が活動する場所として緊急時対策室を整備するなどした。また、AMの手順書類については、その使用者と事象の進展状況に応じ、運転員が用いる事故時運転操作手順書、支援組織が用いるアクシデントマネジメントガイド等をあらかじめ準備し、これらを中央制御室及び緊急時対策室に備え付けた。

さらにAMの適切な実施に当たっては、AMの実施組織の要員があらかじめSAの事象に関する幅広い知識を有していることが必要であることから、AMの実施組織における要員の役割に応じて必要な知識の習得、維持及び向上を図るため、AMを実施する組織の全要員に対し、AMに関する教育を実施することとされた。

（甲イ2の1（434～437頁））

ウ AM対応の限界

以上のAM策では、SAの原因事象が内部事象に限定されたことから、津波を含む自然災害等の外部事象は原因事象の対象外とされた。

なお、AM用の手順書としては、前記イのとおり、運転員が用いる事故時運転操作手順書（事象ベース（AOP）、徴候ベース（EOP）及びSA（SOP））並びに支援組織が用いるアクシデントマネジメントガイド等があり、これらは中央制御室及び緊急時対策室に備え付けられていた。もともと、被告東電は、津波を含んだ自然災害等が発生した場合のSAに対する対処法は検討しておらず、当然、手順書にも記載がなく、それを前提とした訓練もしていない。

全電源喪失対応策については、これらのAM策は、隣接するプラントのいずれかが健全であることを前提としており、自然災害等の外部事象により複数のプラントが同時に損壊故障する可能性を想定していなかったことから、全電源喪失時に隣接するプラントから電源融通を受けられない場合の対処方策までは事前に検討されておらず、隣接するプラントを含む複数プラントが同時に損壊故障して直流電源を含む全電源を喪失するという状況下における計測機器の復旧、電源復旧、格納容器の耐圧強化ベント、SR弁の操作による圧力容器減圧等の作業の手順化がすべて未整備であり、被告東電の従業員に対する普段の教育・訓練においても、かかる事態を想定していなかった。また、上記作業に必要なバッテリー、エアコンプレッサー、電源車、電源ケーブル等の備蓄はされていなかった。さらに、そのような事態となったときの、原子炉冷却機能を有するIC、RCIC等の動作状況の確認方法や操作について手順書は未整備であり、被告東電の従業員に対する普段の教育・訓練においても、かかる事態を想定した教育・訓練は行われていなかった。

さらに、訓練、教育の行い方については、AM手順書に従った操作は、当直長、当直副長を対象とした机上訓練をしていたのみで、運転訓練を行っていなかった。訓練シミュレーターにはICは設置されておらず、ベント等のAM操作もパソコンで模擬したのみであった。事業者がサイトごとに設置するサイトシミュレーター訓練も同様であった。

（甲イ1の1（103～105頁）、甲イ2の1（431、432、436～445頁））

（5） 平成18年の省令62号改正や新耐震設計審査指針策定時における議論等

ア 当時の国際的な水準等

（ア） IAEA

IAEAは、前記1及び2（1）イ（ア）記載のとおり平成8年以降、全5層の深層防護を明文化し、その後もそれを採用し、IAEA安全基準のうち技術基準に対応する「原子力発電所の安全：設計（NS-R-1：2000）」の第2章においても同様であった。

IAEA安全基準においては、設計基準事故を超え、安全系の多重故障の結果として重大な炉心の損傷に至るような発生頻度が極めて低いプラント状態で、放射性物質を閉じ込めるための多数又はすべての障壁の健全性が脅かされているおそれを有する事象推移をシビアアクシデントと定義し、複数の条項において関連する要求事項が規定されている。

5. 3.1においてSAに関する設計対応につき考慮すべき事項を以下の6点にまとめている。

（1）確率論的手法、決定論的手法等を併せてSAに至る重要な事象推移の同定

- 〈2〉SAに対して設計で考慮すべきか決定するための基準に照らしたこれら事象の対応
- 〈3〉SAへの対応（発生頻度の減少又は起きた場合の影響緩和）について評価し点合理的で実務的であればその実施
- 〈4〉特定の系統を当初意図した機能や想定した運転状態を超えて利用すること等を含め、プラント全体の設計上の能力の検討

- 〈5〉同一敷地内に複数の原子炉が建設されている場合、隣接する原子炉から利用可能な手段の活用の検討
- 〈6〉代表的かつ支配的なSAのシナリオを考慮し、AM手順を策定（甲イ2の2（297～302頁）、甲ハ52の3（24～28頁））

（イ）平成5年以降の諸外国のSA対策等の実情等

a 諸外国の対応

平成4年までのSA対策についての諸外国における状況等は前記2（1）イ（イ）記載のとおりである。平成5年以降、まず米国では、深層防護について、平成6年の規格NOREG/CR6042で初めて第5層の考えが示され、平成18年のNUREG1860ではさらに第6層として「Sitting」（立地）が定義され、外部事象の発生頻度限界を要件として求めた。米国では、SAの原因事象として外部事象も想定しており、前記2（1）イ（イ）記載のとおり、平成3年から地震、内部火災、強風・トルネード、外部洪水、輸送及び付近施設での事故等の外部事象について、個別プラントの確率論的安全評価を実施していたほか、平成13年の9.11テロを受けたB.5.bにて航空機テロを想定した規定も設けた。B.5.bでは、次の具体的な対応が、フェーズ1～3として求められている。

（フェーズ1）使用済み燃料プールにおける燃料配置について、崩壊熱の高い新しい使用済み燃料と、古い使用済み燃料を市松模様状に配置する。

（フェーズ2）使用済み燃料プールへの電源を必要としない外部注水及びスプレイラインを敷設する。

（フェーズ3）原子炉隔離時冷却系（RCIC）が直流電源の喪失によって使用不能となった場合には、現場でマニュアル操作により起動する。

外部事象の想定について、欧州各国は、航空機テロを想定した設計要求を行っており、イギリスでは地震や極端な気象についての想定を行っていた。

（甲イ1の1（116～121頁））

b 諸外国で実際に設置されている設備等

諸外国の原子力発電所で本件事故前に実際に設置されていた設備等の具体例として以下のようなものがある。（甲イ4（129～132頁））

(a) 非常用電源（米国・1s原子力発電所）

計器を8時間読み取れるよう移動式の直流電源（バッテリー）が準備されている。

(b) 防水扉（同上）

非常用D/Gは、嚴重な水密扉の部屋の中に設置されている。

(c) IC弁の手動ハンドル（米国・1t原子力発電所）

IC弁の少なくとも一部についてハンドルを回すことで手動開操作が可能となっており、電源喪失時にIC弁を手動で開ける訓練がされている。（甲イ4（130頁）、丙ハ164、165）

（政府事故調技術解説（甲イ4（130頁））は、ICの格納容器内側弁について手動開操作できる設備であったことを前提にした記載をするが、丙ハ164、165から、同原子力発電所のIC格納容器内側弁が手動開操作できる仕組みであったとは認められない。）

(d) シュノーケル（米国・ma原子力発電所）

海沿いにある海水ポンプは水密化された建屋に収納され、電気モーターを空冷するための吸気口は、シュノーケルで高さ13.5mにまでかさ上げされている。

(e) ベント用フィルター（スイス・mb原子力発電所）

S/Cプールによるろ過よりも、さらに多くの放射性物質のろ過をできるよう、薬液入りの水を通してベントを行うシステムを準備している。薬液の投入には電力を必要とせず、重力で注入される。

(f) 独立非常用冷却設備（同上）

本件原発1号機的设计者である米国GE社設計の非常用炉心冷却システムに加えて、まったく独立した別の非常用冷却設備一式を、建屋ごと独立させて追加している。その建屋の内部には、水密化された部屋に非常用D/Gや電源盤が設置されている。

イ 平成18年の省令62号改正における議論

前記前提事実四第2の4（2）記載のとおり、省令62号は、平成17年7月1日省令68号（平成18年1月1日施行）によって大きな改正が施されているところ、保安院に置かれている原子炉安全小委員会は同改正のために平成17年3月に「原子力発電施設の技術基準の性能規定化と体系的整備について～中間とりまとめ～」をとりまとめている。ここではIAEAの示す安全基準に対応する省令62号の規定がない事項として、SAに関する設計についての報告がなされており、IAEAは「シビアアクシデントを考慮して設計することを求めており、設計基準事故とは異なる事象として、現実的なあるいは最も確からしい想定に基づいて決定論的手法及び確率論的手法（PSA）を組み合わせて評価を行うことを求め」、「ただし、具体的な個々の設備に対して明確な施設要求を行うのではなく、考慮すべき機能・設備を示し、全体として確率論的目標に適合することを求めている」ところ、〈1〉「我が国においては、AM策は規制要件とせず、規制当局が事業者に対してその実施を要請し技術的妥当性を評価する制度としており、これにより、事実上IAEA基準が求める「シビアアクシデントについての考慮」は十分に行う制度となっている」、〈2〉また「技術基準はその大部分が安全設計審査指針に対応することからも明らかなように、設計基準事象に対応したシステム及び機器に対する性能要求となっている。「シビアアクシデントについての考慮すること」そのものを規制上の要求事項とするかどうかについては検討の余地があるが、その場合には、設計基準事象との関係の明確化など設置許可を含めた規制制度上の取り扱いについて再検討が必要になる。この場合においても、技術基準は具体的な設備の機能・性能を規定するものでありこのような規定はなじみにくい。」といったことから省令62号の改正においてSA又はSA対策については盛り込むことはせず、「他での検討に委ねることとする。」とされた。ただし、中長期的課題としてはPSAを活用し、技術基準（省令62号）の性能目標を定量化することを検討課題とし、定量的性能目標を

基礎として、技術基準の各要求事項に定量的性能目標を設定できる事項については、技術基準に適用すべく検討することが重要であって、PSAについては、PSAの観点に加え、「シビアアクシデントについての考慮すること」そのものを規制上の要求事項とする観点、「設計基準事故の観点からの検討も検討することが重要」であり、「シビアアクシデントを考慮することの検討に当たっては、設置許可を含めた全体の規制制度上の取扱い～に留意する必要」があり、「設計基準事故の観点からの検討に当たっては、～我が国としても設計基準事故とシビアアクシデントの位置づけの整理が今後必要となることに留意する必要」があると指摘している。(甲ハ52の3(26～28、48、49頁))

ウ 新耐震設計審査指針における「残余のリスク」についての議論

前記前提事実第四第2の5(4)記載のとおり、原子力安全委員会は、平成18年9月19日付で新耐震設計審査指針を策定しているところ、その「解説」においては「策定された地震動を上回る地震動の影響が施設に及ぶことにより、施設に重大な損傷事象が発生すること、施設から大量の放射性物質が拡散される事象が発生されること、あるいはそれらの結果として周辺公衆に対して放射線被ばくによる災害を及ぼすこと」のリスクをいうとされる「残余のリスク」について「それを合理的に実行可能な限り小さくするための努力が払われるべきである」としている。この点について、原子力安全委員会原子力安全基準・指針専門部会耐震指針検討分科会が平成18年5月19日付で出した「耐震指針検討分科会報告書」には(1)「原子炉施設の設計には「残余のリスク」が存在することについては、分科会における共通の理解である」と整理されたこと、(2)しかしその評価手法として、PSAを導入することについては、手法の成熟度に関する認識において専門家間でもかなりのばらつきや不一致があること、原子力安全規制上のリスクに対する明確な定量的目標値が未設定であるという現状等を踏まえ、なお今後の検討に委ねるべき事項があるとの理由から、全面的採用には至らなかったこと、(3)そのため「解説」において補足的記述を行い、上記(1)の共通理解部分を表すこととしたことが記載されている(甲ハ15(7～9頁))。

新耐震設計審査指針の「解説」を受けて、保安院は、原子力事業者に対して「残余のリスク」については定量的な評価を行い、報告することを要請しており、平成19年3月には日本原子力学会の標準委員会において地震を起因としたPSAの実施基準が策定された。他方で、地震PSAに基づくAMについては検討されなかった。

他方で、津波を起因事象とするPSAについては、平成23年3月時点においても、原子力安全基盤機構の研究が試解析段階であるなど、確立されているとはいえない状況であった。

(甲イ2の1(428、429頁)、甲ハ15(特に7～9頁))

第4 本件事故の態様

第4において、「平成23年」及び「平成23年3月」については特に明記する場合を除きその表記を省略することとし、単に月日のみを記載した場合は、平成23年のことを、単に日付のみを記載した場合は、平成23年3月のことを表す。また第4において、時刻の表示は24時間表記を用いる。

証拠(甲イ2の1・2、甲イ4、6、21の1、甲ロ9の2、甲ロ99、128、甲ハ22の1、甲ハ22の1、甲ハ29、75の1・2、甲ハ76の1～4、甲ハ77の1～4、甲ハ78の1～3、甲ハ79の1～20(孫番があるものはそれも含む。)、甲ハ80の1～14(孫番があるものはそれも含む。)、丙ロ55、乙ロ4の1・2、乙ロ23、27、丙ハ56、130～132、136、141、143、145、148、150、167、169、170)によると、次の事実を認めることができる。特に用いた証拠は、後掲括弧内に再掲し、第4において単に頁数のみを表記した証拠は政府事故調中間(甲イ2の1)の頁数を指す。

1 本件地震発生から本件津波到達まで

1においては、11日についてはその日付の表記を省略する。

(1) 本件地震発生直前の状況

本件地震発生直前、本件原発では、1ないし3号機が運転中であり、4号機は定期検査中で全燃料が圧力容器から使用済み燃料プールに取り出されていた。5・6号機も定期検査中で、いずれも圧力容器内に燃料が装荷された状態であった。(17、18頁)

前記前提事実第二第2の1記載のとおり、本件原発において、1・2号機、3・4号機、5・6号機が1つの中央制御室(「1/2号中央制御室」のごとく表記する。)を共有しており、本件地震発生時まで、それぞれ当直5個班が交代で当直業務に従事していた。当直1個班には、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、補機操作員4人の11人がいた。(78頁)

(2) 本件地震による本件原発の被害等

14時46分頃、本件地震が発生し、本件原発においても震度6強の強い揺れを観測した(77頁)。これに伴う本件原発(特に1ないし3号機)の被害状況等(被害が生じていない場合も含む。)として本件証拠上認められるものは、下記のとおりである。

(1) 外部電源設備：本件地震により、鉄塔の倒壊、遮断器及び断路器の部品落下、引込鉄構の傾斜等の損傷が生じ、本件原発への給電が停止した(32頁)。

(2) 非常用D/G、非常用M/C及び非常用P/C：いずれも本件地震による損傷は受けていない(30頁)。

(3) 圧力容器又はその周辺部：1ないし3号機に閉じ込め機能を損なうような損傷は生じていない(甲イ2の2(28、32、37頁)、甲イ4(45頁))。特に1号機においては、炉心の露出・損傷に至るような圧力容器からの冷却材の漏えいもなかった(丙ハ136(6頁))。

(4) 1号機IC：配管及び非常用復水タンクに冷却機能を喪失するような配管破断は生じていない(甲イ2の2(31頁)、甲イ4(45頁))。

(5) 2・3号機RCIC：注水機能を喪失するような重大な損傷は生じていない(甲イ2の2(32、39、40頁)、甲イ4(45頁))。

(6) 1ないし3号機HPCI：注水機能を喪失するような損傷は生じていない(甲イ2の2(31、32、40頁)、甲イ4(45頁))。

(7) 2号機RHRに係る非常用海水ポンプ：少なくとも1台はその冷却機能を損なうような損傷は生じていない(26頁)。

(8) 代替注水関係：1・3号機のD/DFPは、その機能を損なうような損傷は受けていない(36、37頁)。

(3) 本件地震発生から本件津波到達までの経緯

本件地震及び本件津波発生後、事前の定めに従い、被告東電本店及び本件原発にそれぞれ、発生した事態に応じ、非常災害対策本部、次いで緊急時災害対策本部（被告東電本店内の本部が「本店対策本部」、本件原発内の本部が「発電所対策本部」である。）が設置された。発電所対策本部は、免震重要棟2階に置かれ、d n 所長が本部長となり、そのもとに複数の機能班が置かれた。また本件地震発生直後から、各中央制御室ではそのときに当直業務に従事していた当直班が中心となって原子炉の制御を行ったが、本件地震発生時に当直業務に当たっていた当直班以外の当直班も、随時自ら交代で勤務する中央制御室に応援に行く、又は免震重要棟の緊急対策室で待機して、後日、交代で当直業務に当たるなどした。本件原発では、事前の防災業務計画に従い、プラントの操作対応については、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等に対して実施する操作の影響が大きい場合に、当直長が発電所対策本部に助言又は指示を仰ぐことになっていた。（49～51、77、78頁）

本件地震発生後、本件原発1ないし3号機はいずれも自動で原子炉スクラムし、その後本件地震の影響で本件原発への給電が停止し、外部電源が喪失した。その結果、いずれのプラントも主蒸気隔離弁が自動閉となり、非常用D/Gが自動起動し、これによって所内電源が確保された。1号機では、14時52分頃、IC（A系、B系いずれも）が自動起動し、当直班は15時03分頃、IC（両系統）を手動停止し、さらに15時17分頃以降、IC（A系のみ）を手動起動、手動停止させることを3度繰り返した。2号機では、当直班は、14時50分頃、あらかじめ定められた手順に従いRCICを手動起動したが、14時51分頃、原子炉水位上昇のために自動停止した。さらに当直班は、15時02分頃、RCICを再度手動起動したが、15時28分頃、再度自動停止した。3号機では、当直班は、15時05分頃、RCICを手動起動したが、15時25分頃、原子炉水位上昇のために自動停止した。なお、1号機ICについて、当直班が手動起動と手動停止を繰り返したのは、保安規定に定める原子炉冷却材温度変化率を超えて原子炉冷却材温度が降下することを避けるためであり、通常の操作手順では、A系、B系いずれについても、残る弁は全開状態にしたまま、格納容器外の3A弁及び3B弁を操作する方法で行うものとされていた（IC隔離弁の位置等につき別紙一11参照）。そして、当直班は、上記操作手順に従い、15時03分頃にIC両系統を、3A弁及び3B弁開操作する方法で停止させた後は、A系のみを作動させて制御しようと考え、B系については3B弁のみを全開のまま（すなわちIC（B系）は停止させたまま）とし、15時17分頃以降は3A弁のみを開閉操作を繰り返すことでIC（A系のみ）の制御を行った。（79～84頁）

2 本件津波による本件原発に生じた被害

2 においても、11日についてはその日付の表示を省略する。

(1) 本件津波の本件原発への遡上、浸水

本件津波は、その第1波が15時27分頃到達し、第2波が15時35分頃到達し、第2波が遅くとも15時36分頃に本件原発1ないし4号機建屋敷地高（O. P. +10m）を超えて主要建屋設置エリアへ遡上した（19頁、甲ロ128・丙ロ56（各1頁）、丙ハ136（15頁））。本件原発の海側エリア及び主要建屋設置エリアはほぼ全域が浸水し、1ないし4号機主要建屋設置エリアの浸水高はO. P. +11.5～15.5m（浸水深1.5～5.5m）であり、南西部では局所的にO. P. +16～17m（浸水深6～7m）であった。なお、5・6号機主要建屋設置エリアの浸水高はO. P. +13～14.5m（浸水深1.5m以下）であった。その詳細は、別紙一26（甲イ2の1（資料Ⅱ-11））のとおりである。（19頁、甲ロ99、甲ハ29、丙ロ55）

本件津波により、各号機主要建屋内部は浸水しているところ、1ないし4号機への浸水経路は次のとおりである。すなわち、1号機についてはT/B大物搬入口、S/B入口及び機器ハッチから、2号機についてはT/B大物搬入口、機器ハッチ、非常用D/G吸気ルーバ及び1・2号機連絡通路から、3号機については、T/B大物搬入口、S/B入口、非常用D/G吸気ルーバから、4号機は、T/B大物搬入口、機器ハッチ、非常用D/G吸気ルーバ、ブロック開閉及び3・4号機連絡通路から浸水したものである。その具体的な位置や建屋内浸水経路は、別紙一27（丙ハ132（4-33））のとおりである。（被告東電は、以上のとおり浸水経路を推定しており、この点についての反対証拠はないから、上記のとおり認定する。）（乙ロ4の1（105頁）、乙ロ4の2（添付7-1）、23、丙ハ132）

(2) 本件津波による被害等

ア 電源喪失等

本件津波により、本件原発の水冷式非常用D/G海水ポンプ及び多数の非常用D/G本体が被水又は水没し、ほとんどの電源盤が被水し、15時37分頃から42分頃にかけて、1ないし6号機は、6号機を除き、全交流電源喪失に陥った（1号機について37分頃、2号機について41分頃、3・4号機について38分頃）（91、92、95頁）。さらに、1、2及び4号機は直流電源も喪失し（1・2号機について遅くとも15時50分頃までに）、全電源喪失に陥った（91、92頁）。他方で、3号機は、直流電源盤がT/B中地下階にあって被水を免れたため、直流電源喪失は免れた（95頁）。その具体的な電源喪失状況は、別紙一8記載のとおりである（乙ロ4の2（添付7-4））。

イ 非常用冷却設備等の状況

(ア) 1号機のICについて

前記前提事実第2の3（3）イ（イ）記載のとおり、1号機のICの動力源は自然循環力であるから、動力に電源は不要であるが、蒸気等を循環させる経路にあるM/O弁（IC隔離弁）を開かないとICは機能しない。そして、M/O弁としては、例えば、A系には、格納容器内の直流駆動隔離弁である2A弁及び3A弁、格納容器内の交流駆動隔離弁である1A弁及び4A弁があり、B系についても同様である。いずれの弁についても、ICフェールセーフ機能があるため、配管破断などによって、配管破断検出回路に流れるDC分電盤〈1〉（制御用電源）から供給される直流電流が喪失したときは、DC分電盤〈2〉（制御用電源）から受電する制御回路を介して閉信号が弁閉駆動回路に伝達される。弁閉駆動回路は、格納容器外の直流駆動隔離弁（2A弁、3A弁、2B弁、3B弁）については、DC分電盤〈3〉（駆動用電源）から、格納容器内の交流駆動隔離弁については、MCCから給電され、給電されている状態で閉信号を受信すれば隔離弁が開動作をする。したがって、弁駆動用電源が、それぞれの制御用電源（DC分電盤〈1〉又は〈2〉）より前に喪失したときは、閉信号が発せられても、現実には開動作が行われないこととなるから、ICフェールセーフ機能が働かないこととなるが、その逆であれば働く。（乙ロ4の2（添付8-7～9）、丙ハ136（67～78頁））

本件津波到達後の、ICの客観状況は以下のとおりである。すなわち、A系については、格納容器外の直流駆動隔離弁（2A弁及び3A弁）のうち、3A弁については全電源喪失前から前記手動の開閉操作の結果、制御盤上で全開操作されて、全開状態となっており、2A弁については15時37分頃以降、ICフェールセーフ機能によって閉動作し、全開状態となった（乙

ロ4の2(東電事故調添付資料)の添付8-9及び政府事故調中間98頁(特に注24)ではややこの点曖昧であるが、原子力規制委員会が平成26年10月8日付で作成した東京電力福島第一原子力発電所事故の分析中間報告書である丙ハ136(66頁)によると、2A弁は浸水後「全閉」のランプが点灯したこと、制御回路に給電する分電盤が被水していないことから上記のとおり認定できる。甲イ4(53、72、73頁)も同旨である。なお、これらのA系格納容器外隔離弁(2A弁及び3A弁)は18時18分頃に開操作され、3A弁は18時25分頃開操作され、21時30分頃開操作され、その後は、いずれも全開となった(98、99、105~108頁、乙ロ4の2(添付8-9・10)、丙ハ136(73~75頁)。原子力規制庁の現地調査等で2A弁が「全開」であると確認されている。)。他方でIC(A系)は本件津波到達後、少なくとも限定的にしかその機能を果たさなかったところ、その原因として、ICフェールセーフ機能によって、格納容器内の交流駆動隔離弁(1A弁及び4A弁)がほとんど冷却機能を果たせない程度に閉状態となっていた可能性のほか、18時18分まで2A弁及び3A弁が開であったことに加え、その頃までに炉心損傷が進み、それ以降も発生した水素がICの伝熱管に蓄積することでICの除熱性能が低下した可能性もあることが指摘されており、15時36分59秒まで1A弁及び4A弁が開状態であり、その弁駆動用電源である交流母線Dが機能維持していたことが認められるものの、15時37分以降の同駆動用電源喪失と破断検出回路に流れるDC分電盤(1)からの直流電源喪失との前後関係が不明であることからすると、1A弁及び4A弁の開閉状態は不明である(102頁、甲イ4(53、72、73、78、80、81頁)、乙ロ4の1(143~145頁)、乙ロ4の2(添付8-7~9)、丙ハ136(73~79頁)。このうち甲号証の理解は近い可能性が高いもののようであるが、上記ICの除熱性能の低下や電源種類やそれぞれの当時の通電状況の分析を踏まえた乙号証、丙号証に照らし、採用しない。なお、むしろ、乙ロ4の1(145頁)には、1A弁及び4A弁は、ある程度開いていたことをうかがわせる記載があり、この点は、争点である「結果回避可能性」や「因果関係」の判断に関連する重大な事実認定であるので、後に、そこで判断することとする。)。IC(B系)については、格納容器外の直流駆動隔離弁(2B弁及び3B弁)は、3B弁については全電源喪失前から前記手動の開閉操作の結果、制御盤上で全閉操作されて、全閉状態となっており、2B弁については15時37分頃以降、ICフェールセーフ機能によって全閉状態となった(98、99頁、乙ロ4の1(143、144頁)、丙ハ136(66頁)。上記のとおり。)。他方でB系の格納容器内の交流駆動隔離弁(1B弁及び4B弁)は、ICフェールセーフ機能作動前に弁駆動用電源となる交流母線Cの電源喪失によって閉動作できなくなっていたことから、開状態が維持された(丙ハ136(66、77頁))。しかし、上記のとおり格納容器外隔離弁(2B弁及び3B弁)が開状態となっていたため、IC(B系)は機能しなかった(102頁、丙ハ136(77頁(特に注58))。なお、少なくとも本件津波到達時点で、IC(A系)の非常用復水タンク水量は約65%以上あり、IC(B系)の非常用復水タンク水量は約85%以上あったところ、被告東電のAMによれば、ICの非常用復水タンクの水量は使用前段階で約80%程度確保され、その場合約6時間冷却水の補給がなくともよいものとされていた(100頁(特に注28))。また、原子力安全基盤機構は本件事故後に1号機ICの挙動解析を実施しているところ、IC(A系)が本件地震後本件津波到達前に一定程度作動していることを前提に、本件津波到達後も作動を継続したと仮定した場合、本件津波到達後約3.5時間後には非常用復水タンクの保有水がなくなり、16時15分にIC(A系)の再起動を仮定した場合、炉心は露出しないうまま原子炉水位は維持されるが、非常用復水タンクへの補給がない場合は19時30分頃までにA系の保有水がなくなると解析し、他方で非常用復水タンクへの補給がある場合は炉心が露出しないうまま原子炉水位が維持されると解析している(丙ハ141(5-1~3、5-15頁))。)

(イ) 上記以外

2号機RCICは、後記のとおり全電源喪失前の15時39分頃当直班が手動起動し、フェールセーフ機能が作動する前に隔離弁駆動用電源が喪失したため、隔離弁が開状態のままとなり、冷却機能は原子炉内で発生する蒸気を駆動源として、一定期間作動し続けたが、直流電源喪失により制御不能となった(23、24、94、146頁)。3号機RCICは、3号機の直流電源が喪失しなかったため、後記のとおり12日11時36分頃に停止するまで稼働を続けた(24頁)。1・2号機HPCIは、本件津波により操作に必要な直流電源を含む全電源が喪失したため、起動不能となり、その冷却機能を喪失した(25、93、94頁)。3号機HPCIは、3号機の直流電源が喪失しなかったため、その冷却機能は喪失しなかった(25、95、170頁)。2ないし5号機のRHRは、少なくとも各非常用海水ポンプが必要とする交流電源が供給されなくなり、作動させることができず、その冷却機能を喪失した(26頁)。

本件震災時、本件原発には3台の消防車が配備されていたが、1台は本件津波の影響により使用できなくなり、5・6号機に置かれていた1台は本件津波到達による道路の損傷や津波の影響で5・6号機との通行が分断され、移動ルートが確保されない限り利用不能となり、即時に利用できる状況にあったのは本件原発正門付近の倉庫にあった1台のみであった(123、124頁)。

ウ 被告東電の対応

全交流電源喪失等を受けて、dn所長は、まずもって法令上定められた手続をしようと考え、15時42分頃、官庁等に対して原災法10条1項に基づく特定事象(全交流電源喪失)が発生した旨を通報(10条通報)した(91頁)。

1/2号中央制御室は、本件津波到達直後、1・2号機の全交流電源及び直流電源が喪失していく中で、照明や表示灯が徐々に消え、1号機側照明は非常灯のみが点灯し、2号機側照明は完全に消灯した。また、15時50分頃までに1・2号機いずれも直流電源を喪失し、原子炉水位その他のパラメータを監視することができなくなった。当直班は、AM用の手順書を取り出して確認したが、前記第3の2のとおり、同手順書は地震・津波といった外部事象を原因事象の対象外としており、全交流電源や直流電源が失われる事態を想定しておらず、また、プラント状態を監視でき、必要な制御盤上の操作ができることを前提としていたものであったため、当直班は、手順書の記載に代えて、限定的な情報に基づく各号機プラント状態を予測し、現場で手動操作を考えて実行するなどの対応を余儀なくされることとなった。3/4号中央制御室も、全交流電源喪失に伴い、15時38分頃室内の照明が非常灯のみとなったが、LEDライトを導入していたため、それを照明に代用した。4号機では、交流電源を必要とする使用済み燃料プール水温等の計測機器を確認できなくなったが、3号機では前記のとおり直流電源喪失を免れたため、当直班は、原子炉圧力や原子炉水位等主要なパラメータを計測機器で確認することができた。dn所長は、特に原子炉水位や原子炉圧力が分からなければ、各号機のプラント制御に必要な措置も講じられないと考え、発電所対策本部復旧班に対し、主要なパラメータ計測機器類から優先的に復旧を急ぐように指示した。(92、93、95頁)

さらに、本件津波到達前に、3/4号中央制御室から4号機に現場確認に向かった被告東電社員2人が本件津波に巻き込まれ死亡した(乙ロ4の1(114頁)、丙ハ167)。

エ その後の津波の状況

福島県における津波警報は、本件津波が本件原発に到達する前の14時49分に「津波警報（大津波）3m」が出され、15時14分には「津波警報（大津波）6m」と、15時30分には「津波警報（大津波）10m以上」となり、本件津波到達後も、12日13時50分まで同警報は継続した。同時刻、津波警報は、「津波警報（大津波）」となり、同日20時20分まで継続し、同時刻頃「津波警報（津波）」となり、13日7時30分に津波注意報となり、同日17時58分に解除された。（乙ロ4の2（添付8-2））

3 本件津波到達後の本件事故経緯

(1) 1号機水素爆発（12日15時36分頃）まで

3(1)においても、11日については特に明記する場合を除きその日付の表記を省略する。

ア 1号機における1号機水素爆発までの事故経緯

(ア) IC関係

本件事故時1号機を運転操作していた当直のうち、本件事故より前にICを実際に作動させた経験のある者はいなかった。本件津波到達直後、IC隔離弁の開閉状態を示す制御盤上の表示灯が消えて確認できなくなり、当直班が本件津波到達前のIC隔離弁の開閉状態を覚えていなかったこともあって、当直班は、ICの稼働状態を把握できなかった。なお、前記のとおり本件津波到達直前はA系を用いて原子炉を制御していたため、B系については格納容器外の直流駆動隔離弁である3B弁を全閉にしており、それを開かない限り機能する余地はなかった。また、そのことは、ICの構造を理解していれば、既に3B弁の開作動をした者がいたものであるから当直班等は知り得る状況であった。加えて、前記のとおりICフェールセーフ機能によって格納容器外の直流駆動弁である2B弁も全閉となり、この点からもB系は機能する余地はなかった。この点も、ICフェールセーフ機能を理解していれば当然予想できる事態であった。また、本件津波到達まで冷却に用いていたA系についても、ICフェールセーフ機能により少なくとも格納容器外の直流駆動弁である2A弁及び3A弁は全閉となり、ICは冷却機能を果たさなくなったものであるが、当直班は、この時点でICフェールセーフ機能によって隔離弁が閉となることがあり得ることに思いを致していなかった。dn所長も同様であったため、1号機ICが作動していると期待しつつも、ICによる冷却がなされているとは断定できないとも考え、最悪の事態を想定して、16時45分頃、原災法15条1項が規定する特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したとして、官庁等に報告した。もっとも、ICの機能不全の可能性に対するさらなる確認をしたり、対策を検討したりはしておらず、当然何らの対策もとっていない。なお、当時のdn所長は、長期の全電源喪失に対するAMマニュアルのない中、本件原発全体の本件震災による被災状況の報告を次々に受け、被告東電本店や被告国との連絡への対応もする必要があったこともあり、「具体的な運転操作に関していえば、ある意味、運転員の方がプロですから、発電班長と運転員に任せているんです。基本的な運転の細かい操作作業はですね。ただ、大きいところでシビアアクシデントの対応をしないとイケないとか、そういうことは言うわけで、それをもって具体的に何をやるかということは運転員側で対応してほしいという判断をしていたものであった（甲ハ22の1）から、主体的・積極的に1号機のICの機能不全の有無の確認、検討について、判断し、運転員らに指示を出すという態勢や状況ではなかった。16時42分頃、1号機の圧力容器内水位を示す原子炉水位計（広帯域）（なお原子炉水位計には広帯域と燃料域の二つの表示がある（甲イ2の1（資料IV-12））。）が見えるようになり、-90cmを示した後、低下傾向を示し、-150cmを示したのを最後に、16時56分頃再び見えなくなった（なお、一時表示が見えたということは、少なくとも一時、一部の電源が復旧したとうかがわれるが、その機序、範囲及び継続時間は不明である。）。このような水位低下傾向は、ICが正常に作動していた場合と矛盾するため、当直班は、ICが正常に機能していない可能性があると考えた（もっとも、この時点で、ICフェールセーフ機能により全く機能をしていない可能性には思い至らなかった。）。そのため、当直は、D/DFPを用いた代替注水手段についても視野に入れ、1号機T/B地下1階にあるFPポンプ室に立ち入り、17時20分頃には、D/DFPの起動確認をして、いつでも起動可能となるように待機状態とした。他方で、当直班は、17時07分頃までに上記水位計の表示を発電所対策本部に報告した。同本部では17時15分頃、水位が低下し、有効燃料頭頂部（TAF）に到達するまで1時間であると予測したが、同本部内でICの機能不全を指摘する者はおらず、当然、それに対する対策は取られなかった。特に、dn所長は16時45分頃、当直から、原子炉水位計（広帯域）による原子炉水位が確認できたと報告を受けたところ、上記のとおり水位の低下はICの正常な作動と矛盾するものであるのに、水位が確認でき水があるということが確認できたことから、ICは作動しているだろうと考え、非常用炉心冷却装置注水不能には至っていないと判断し、16時55分頃、上記原災法15条が規定する特定事象が発生した旨の通報を解除する旨の報告を行った（甲ハ22の1（17頁））。17時19分頃、当直班は、ICの非常用復水タンク内の水量が十分確保されているかを確認するため、1号機R/B4階の非常用復水タンク脇に備えられた水位計を確認しに行くこととしたが、この際、防護マスクや防護服を着用しておらず、17時50分頃1号機R/B二重扉付近にさしかかったところ線量計の針が最高値（約2.5 μ Sv/h相当）で振り切れたため、確認作業をあきらめ、1/2号中央制御室に引き返した。よって、この時点で、既に1号機において炉心の露出が始まり、放射線量が高くなっていた可能性が十分あり（104頁）、この時点でこの放射線量が認められたことは、ICが正常に作動していないことをうかがわせる事実である。この線量についても発電所対策本部に報告されたが、同本部内でこのことによってICの機能不全を指摘する者はいなかった。18時18分頃、当直班は、1/2号中央制御室においてIC（A系）の格納容器外隔離弁の全閉を表すランプが点灯していることに気付いた。このことはIC（A系）については少なくとも一部の直流電源が、一時期復旧したことを示すがその機序、範囲及び正確な期間（後記のとおり21時30分には弱いながら上記ランプが点灯していたようであるので、その時点までは継続して復旧していたようである。）は判然としない（105頁、乙ロ4の1別紙2（39頁））。ここで当直班は、ICフェールセーフ機能によって格納容器外隔離弁が全閉となった可能性に気が付き、表示上格納容器内隔離弁の開閉状態は判然としなかったが、格納容器内隔離弁も全閉となっているかもしれないと考えた。しかし、格納容器内隔離弁の状態は断定できず、いずれにせよ格納容器外隔離弁が全閉のままではIC（A系）が全く機能しないことが確実であったため、制御盤上の操作により格納容器外隔離弁（2A弁及び3A弁）の開操作を行った。IC（B系）についても、前記のとおり本件津波到達直後時点で格納容器外側隔離弁（2B弁及び3B弁）が閉状態となっていたが、少なくとも直流電源が復旧し中央制御室からの遠隔操作が可能となればその格納容器外側隔離弁（2B弁及び3B弁）を開操作できることとなるころ、これら2B弁及び3B弁の開操作はなされていない（上記2A弁及び3A弁の開操作が可能な程度に直流電源が復旧した段階で、2B弁及び3B弁の開操作が可能な直流電源が復旧したかは証拠上明らかではない。他方で、105頁注32から直流電源が復旧されれば、中央制御室において2B弁及び3B弁の開操作が可能であることが認められる。政府事故調中間、東電事故調いずれ

にもIC(B系)の格納容器外側隔離弁(2B弁及び3B弁)の開操作をしたとの記載はなく、IC(A系)の操作について詳細に記載されていることからすれば、IC(B系)については操作されていないものと推認するのが相当である。)この経過は発電所対策本部に報告されたものの、同本部及び本店対策本部では、この当直班からの報告からすると、必然的に、18時18分まではICが機能していなかったこととなることを理解せず、1号機ICは作動しているものと判断していた。また、この頃、発電所対策本部には、ICの非常用復水タンクにFP系ラインから水を補給可能であることが報告された(乙ロ4の1(別紙2(40頁)))。さらに当直班は、1号機R/B西側側壁のIC排気口から蒸気が発生しているか否かについて確認し、少量の蒸気発生を確認した(蒸気発生が事実であれば、ICがその時点で少なくともある程度作動していたとうかがわせる事実である。)が、ほどなくして再確認すると蒸気発生を確認できず(蒸気の発生があったのに、それが減った、もしくは、止まったのであれば、ある程度作動していたICの作動が落ちた、又は、止まったことをうかがわせる事実である。)ICの非常用復水タンクの冷却水が少なくなっている可能性も考え、その場合ICを稼働させ続けるとIC配管が破損して、放射性物質で汚染された压力容器内蒸気が直接大気中へ放出されるおそれすらあると懸念し、いずれにせよICがほとんど機能していないと考えて、18時25分頃、制御盤上の操作によりIC(A系)の格納容器外側隔離弁の一つ(3A弁)を開操作した。しかし、これらの当直班の確認、判断及び対処によると、論理的には、全電源喪失から18時18分まではICが一切機能しておらず、18時18分から18時25分まではICの機能不全が強く疑われ、18時25分以降はそれが一切機能しないこととなるのに、これを少なくとも発電所対策本部が認識・理解しなかったため、同本部では依然ICが正常に作動しているものと判断し続けていた。この頃、当直班はICが正常に機能していない以上、代替注水手段を講じる必要があると考えていたが、とりうる手段としてはD/DFPを用いたFP系配管からの注水しか思い浮かばず、18時30分頃以降、FP系ラインから復水補給水系ラインを通じて原子炉に注水可能となるように必要な弁の切替操作を1号機R/B等に立ち入って手動で実施した。当直班は、21時30分頃までにはICを数時間作動させても非常用復水タンク内へ冷却水を補給する必要がないことを知ったため、上記18時18分頃以降において蒸気発生量が少なかったのはICフェールセーフ機能による格納容器内側隔離弁(1A弁及び4A弁)が開いていない可能性が高いと考えた。そして同時刻頃(21時30分頃)、制御盤上、ICの3A弁が開状態であることを示すランプが消えかかっていることに気づき、今後電源が喪失すれば同弁を開操作できなくなることを懸念し、また冷却水の補給が必要になったとしてもD/DFPが作動している以上、FP系ラインから非常用復水タンクへの補給に必要な弁操作をして補給すればよいと考え、格納容器内側隔離弁(1A弁及び4A弁)がわずかでも開いており、作動する可能性がゼロではないと考え、ICの3A弁の開操作を実施した。この21時30分頃のICの3A弁開操作は、発電所対策本部に報告され、その内容によれば全電源喪失から18時18分まで、18時25分から21時30分まではICが一切作動しておらず、18時18分から18時25分までも機能不全が強く疑われる状態であったこととなるのに、なおも同本部は事態を正確に理解せず、ICが正常に作動中であると判断し続けていた。

21時51分頃、1号機R/Bの放射線量上昇が確認され、dn所長は1号機R/Bへの入域を禁止する指示を出し、これ以降線量の上昇や1号機D/W圧力の異常上昇といった情報が報告され、発電所対策本部も本店対策本部もICの機能に疑問を抱くようになり、dn所長は、23時50分頃、1号機D/W圧力が最高使用圧力を超える値を示したことの報告を受け、ようやくICが正常に機能しておらず、压力容器内で大量に発生した水蒸気が格納容器内に抜けてD/W圧力が異常上昇したと考えるに至った。そして、dn所長は、12日0時6分頃、既に1号機で炉心の損傷が相当に進んでいるはずであり、D/W圧力も最高使用圧力を超えている可能性があると考えて、1号機格納容器ベントの準備を進めるよう指示した。(93、94、96、97、103～110、113～119、142、143頁、甲イ4(37～41、52～60頁))
(84～121頁、甲ハ22の1、乙ロ4の1(別紙2(36～40頁))、乙ロ4の2(添付8-7～10))

(イ) 代替注水関係

dn所長は、17時12分頃、1・2号機について、ICは非常用復水タンクの水量の問題で、RCICはバッテリー枯渇の問題でいずれすべての非常用炉心冷却装置が使えなくなると考えたことから、早期に代替注水を実施することが必要と判断し、AM策として定められていたFP系ラインからの注水に加え、AM策として定められていない消防車を使用した压力容器内への注水方法を検討するよう指示した(121、122頁、甲ハ22の1(23～25頁))。これはFP系ラインからの注水については、水源となるろ過水タンクからT/Bまでの建屋外の配管については耐震強度が強いとはいえず、本件地震によって破断している可能性が高いと考え、D/DFPを用いてろ過水タンクを水源としてFP系配管を利用した注水は十分にできない可能性があることを懸念し、他方で建屋内の配管に大きな破断が生じた可能性は低いと考えたためである。実際のろ過水タンク及び建屋外配管の状況としては、11日夕方頃までに、消火栓からの噴き出しや、変圧器防災配管からの漏えいが確認されており、自営消防隊等は、漏えいを止めるための作業を開始しており、19時18分頃、原子炉への注水に必要なFP系ラインを活かしたまま、他のラインについてろ過水タンクの出口弁を閉めていた(乙ロ4の1(別紙2(41、42頁)))。

そして、まずD/DFPを用いたFP系ラインによる代替注水については、上記dn所長の指示が出る前から前記のとおり1/2号中央制御室当直班においてICが正常に機能していない可能性があると考えており、当直班は、16時55分頃にD/DFPの作動確認のために1号機T/B地下1階のD/DFPが設置されているFPポンプ室に向かった。しかし、途中で津波が再到達するおそれがあるとの情報があり、引き返した。当直班は、17時19分頃、津波再到達のおそれがないことを確認の上、再度FPポンプ室に向かい、同所は浸水していたが、長靴を履いて入り、17時30分頃D/DFPを自動起動させた。しかし、この頃まだFP系から压力容器内へ注水するラインの構成に着手しておらず、D/DFPを作動させたままにしておくと、焼き付いたり、又は燃料を浪費したりするおそれがあるため、当直班は交代で、1/2号中央制御室においてD/DFPを待機状態(制御盤上の操作スイッチ・レバーを停止位置で保持し、手を離せば起動する状態)にした。1号機のFP系から压力容器内へ注水するラインについては、そのラインを構成するFP系、復水補給水系、CS系(炉心スプレイ系)を接続する電動弁を開操作する必要があったところ、本件津波に伴い中央制御室から遠隔操作ができなくなっており、1号機R/Bに立ち入って手動操作する必要があったため、当直班は、18時30分頃までに開操作する必要がある電動弁の位置を確認するなどしていた。そして前記のとおり、当直班はこの頃既にほとんどICが機能していないと考えており、18時25分頃にIC(3A弁)を開操作した後、18時30分頃、1号機R/B及びT/B内に立ち入り必要な電動弁を手動で開け、FP系から1号機压力容器内に注水可能なラインを構成した。ただし、この際、電動弁の位置が判然としなかったり、手動操作ハンドルがかたかったり、電動弁が設置されている部屋に入る鍵が合わなかったりしたため、その都度R/B外へ応援要員を求めに行く、鍵を受取りに行くなどして時間を要し、最終的に注水ラインを構築し、D/DFPの待機状態を解除して起