

第1部 事故は防げなかったのか？

第1部では、平成23（2011）年3月11日の東北地方太平洋沖地震が発生した段階で、福島第一原子力発電所が地震にも津波にも耐えられない状態であったこと、またシビアアクシデント（過酷事故）にも対応できない状態であったこと、その理由として東京電力株式会社あるいは規制当局がリスクを認識しながらも対応をとっていなかったこと、そしてそれが事故の根源的な原因であること、すなわち、これらの点が適正であったならば今回の事故は防げたはずであること、を検証する。

1.1 本事故直前の地震に対する耐力不足

平成23（2011）年3月11日の東北地方太平洋沖地震発生時の福島第一原子力発電所（福島第一原発）は、大津波に耐えられないばかりでなく、強大で長時間の地震動にも耐えられるとは保証できない状態だった。1～3号機の設置許可申請がなされた昭和40年代前半は地震科学が未熟であり、敷地周辺の地震活動は低いと考えられた。そのため、原発の耐震設計において安全機能保持を確認すべき地震動（揺れ）の最大加速度はわずか265Gal（Galは加速度の単位）で、耐震性能は著しく低かった。

昭和56（1981）年に「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」が原子力安全委員会によって決定され、平成18（2006）年に大きく改訂された（新指針）。経済産業省原子力安全・保安院（保安院）は直ちに全国の原子力事業者に対して、新指針に照らした既設原発の耐震安全性評価（耐震バックチェック）の実施を求めた。東京電力株式会社（東電）は、平成20（2008）年3月に福島第一原発5号機の耐震バックチェック中間報告を提出し、耐震設計の基準地震動Ssを600Galとして、それに対して耐震安全性が確保されるとした。保安院はこれを妥当としたが、原子炉建屋のほか耐震安全性を確認したのは、安全上重要な多数の機器・配管系のうち、わずか7設備にすぎなかった。1～4号機と6号機についても平成21（2009）年に中間報告を提出したが、耐震安全性を確認した設備が極めて限定的だったのは5号機と同様である。

東電は、これ以後、耐震バックチェックをほとんど進めていなかった。最終報告の期限を平成21（2009）年6月と届けていたにもかかわらず、社内では最終報告提出予定を平成28（2016）年1月に延ばしていた。さらに、評価の計算の途中結果等から、新指針に適合するためには多数の耐震補強工事が必要であることを把握していたにもかかわらず、1～3号機については東北地方太平洋沖地震発生時点でもまったく工事を実施していなかったことが、本調査によって明らかになった。一方、保安院も、耐震補強工事を含む耐震バックチェックを急ぐ必要性を認識していたが、東電の対応の遅れを黙認していた。

東電と保安院は、本事故後の解析・評価によって、5号機の安全上重要な配管本体及び配管サポートに耐震安全性が確保されていない箇所があることを確認している。それらについて東電は、現地を目視調査をしたところ有意な損傷がなかったとしているが、非破壊検査等の詳細調査はなされておらず、地震動による破損がなかったとは何ら結論できない。さらに、5号機よりも古い1～3号機、特に設計が大きく異なる1号機で地震動による損傷がなかったかどうかについては何も言えない。「第2部（2.2.1）」で述べるように、東北地方太平洋沖地震による福島第一原発の地震動は基準地震動Ssを上回るものだった。ところが、そのような地震動に耐えられるような補強がほとんど行われずに、耐震脆弱性を抱えたまま、3.11を迎えることになったのである。

1. 1. 1 福島第一原発の概要

福島第一原発は、東京の北北東約220km、福島県の太平洋岸のほぼ中央に位置し、同県双葉郡の大熊町と双葉町にまたがっている（「図1. 1. 1-1」参照）。敷地面積は約350万 m^2 である。

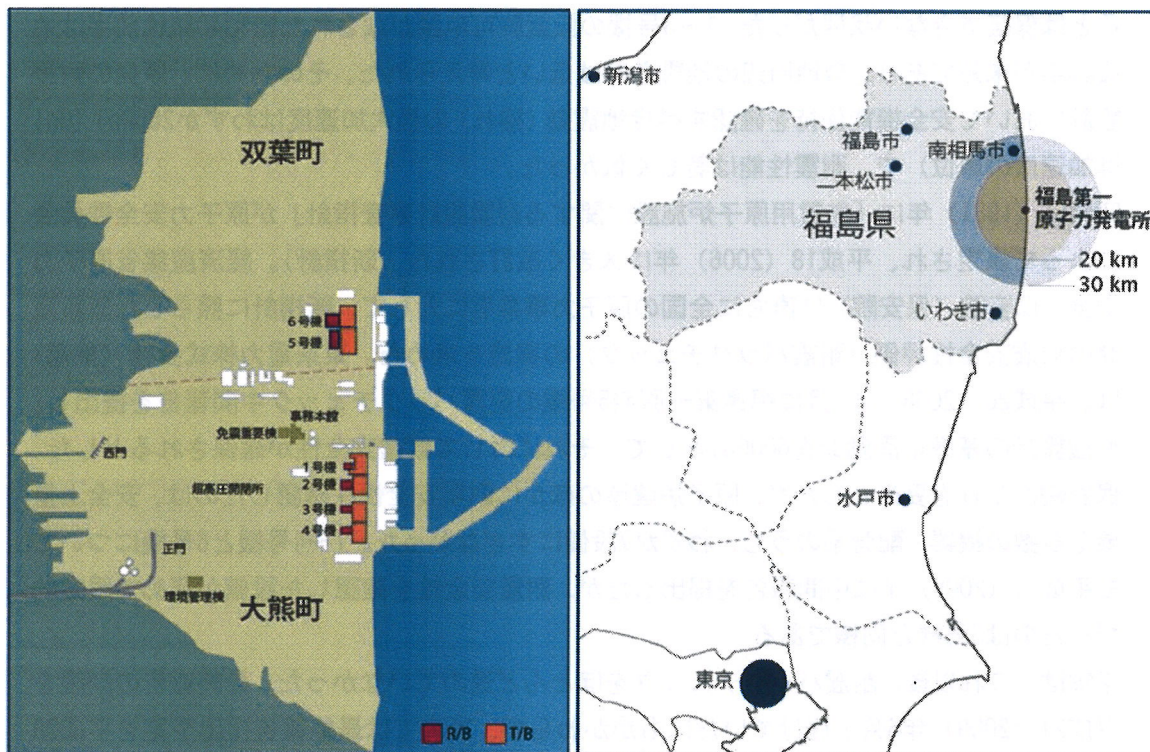


図1. 1. 1-1 福島第一原発の位置図(右)と主要施設の配置図(左)。(左)図のR/Bは原子炉建屋、T/Bはタービン建屋。

敷地はもともとほぼ平坦な丘陵(標高30~35m)であり、南北に延びる急峻な海食崖で太平洋に落ち込んでいた。本事故の直前の時点で6基の沸騰水型軽水炉(BWR)¹があったが、それらは丘陵を約20m掘り下げて設置された。造成された敷地高さは、大熊町側の1~4号機で0.P.(小名浜港工事基準面)+10m、双葉町側の5、6号機で0.P.+13mである。各号機とも内陸側(西側)に原子炉建屋(R/B)、海側(東側)にタービン建屋(T/B)が配置され、原子炉建屋は敷地から約13m下の泥岩に設置された(【参考資料2. 2. 1-3】参照)。

主要な施設の配置図を「図1. 1. 1-1」に示す。また、「表1. 1. 1-1」に、各号機の主として設置に関わる要目を示す。6基の総発電設備容量は469万6000kWであった。1号機は、東電にとっては初めての原発であり、本事故の15日後に運転開始から40年が経過した。この中で

¹ ウラン燃料の核分裂連鎖反応を維持するための減速材と、原子炉の炉心の熱を取り出すための冷却材に、軽水(普通の水)を用いる発電用原子炉を軽水炉という。米国で開発された。軽水炉のうち、冷却水が原子炉圧力容器の中で沸騰し、取り出された蒸気が直接タービンを回して発電するタイプのものが沸騰水型軽水炉である。

は最新の6号機であっても、既に31年が経過していた。

	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機
炉型	BWR3	BWR4	BWR4	BWR4	BWR4	BWR5
格納容器形式	MARK I	MARK I	MARK I	MARK I	MARK I	MARK II
電気出力 (万kW)	46.0	78.4	78.4	78.4	78.4	110.0
熱出力 (万kW)	138.0	238.1	238.1	238.1	238.1	329.3
原子炉設置許可申請	1966.7.1	1967.9.18	1969.7.1	1971.8.5	1971.2.22	1971.12.21
原子炉設置許可	1966.12.1	1968.3.29	1970.1.23	1972.1.13	1971.9.23	1972.12.12
着工	1967.9.29	1969.5.27	1970.10.17	1972.5.8	1971.12.22	1973.3.16
臨界	1970.10.10	1973.5.10	1974.9.6	1978.1.28	1977.8.26	1979.3.9
運転開始	1971.3.26	1974.7.18	1976.3.27	1978.10.12	1978.4.18	1979.10.24
主契約者	GE	GE/東芝	東芝	日立	東芝	GE/東芝
メーカー・I/O	EBASCO	EBASCO	東芝	日立	東芝	EBASCO
原子炉系	GE/GETSCO	GE/東芝	東芝	日立	東芝	GE/東芝
圧力容器	GE/GETSCO/ 東芝/石播	GE/GETSCO/ 東芝/石播	東芝/石播	日立/ パブリック日立	東芝/石播	GE/GETSCO/ 東芝/石播
炉心	GE/GETSCO	GE	東芝	日立	東芝	GE
燃料	GNF-J/NFI	GNF-J/NFI	GNF-J	NFI	NFI/AREVA NP	NFI
蒸気系統	GE/GETSCO	GE/東芝/GETSCO	東芝	日立	東芝	GE/東芝/GETSCO
タービン	GE/GETSCO	GE/東芝/GETSCO	東芝	日立	東芝	GE/GETSCO
土建工事	飛島/五洋/間/ 前田/熊谷/GE	鹿島/熊谷	熊谷/鹿島	鹿島/五洋/間/ 前田/熊谷	熊谷/鹿島/五洋	鹿島/熊谷/間/ 前田/五洋

各号機の原子炉設置(変更)許可申請書及び『原子力市民年鑑2010』(原子力資料情報室、平成22<2010>年)による。

表1. 1. 1-1 福島第一原発1~6号機の主として設置に関わる要目

1. 1. 2 福島第一原発の耐震安全性評価の変遷

本事故直前の福島第一原発の耐震性能を検討するに当たり、建設当初以降に耐震設計又は耐震安全性評価の基準が大きく変遷しているため、それを概観しておく。最初に、関連する基礎知識を簡単に説明する。

1) 原発の耐震設計の概要

「地震」は地下の岩盤が破壊して地震波を放出する現象であるが、地震波が到達して地面が揺れることを「地震動」と呼ぶ。地震動が建築、土木、機械などの構造物を振動させると、構造物内の至るところに大なり小なり新たな変形(歪み)や力(応力²)が発生し、それらが構造物の強度を超えると損傷や機能障害につながる。地震動によって構造物に力が加わるとみなして「地震力」という言葉も使われる。

原発の耐震設計とは、敷地地盤に予想される最強の地震動によっても、各種構造物に発生する変形や応力が許容範囲内に収まって、放射能漏出の防止という安全機能が損なわれないように、建物、構築物、機器、配管系を設計することである。変形には、地震力がなくなると元に

² 物体内部に任意の面を考えたとき、その単位面積を通して両側の物体部分が互いに及ぼしあっている力。面に垂直な成分(引っ張りあう場合と押しあう場合がある)と面に平行な成分(ずれ応力、せん断応力)に分解できる。

戻る「弾性変形」と、変形が残ってしまう「塑性変形」とがある。どんなに大きな地震力が加わっても原発施設のあらゆるものが弾性変形の範囲に収まるのが理想だが、現実には不可能なので、ある程度以上強い地震動に対しては、多少の塑性変形をしても（つまり多少損傷しても）各設備・機器等の安全機能が保持できればよいとされている。

耐震設計の出発点は、敷地地盤に予想される地震動（耐震設計の基準とする地震動）を適切に設定することである。そのためには、最強の地震動をもたらす地下の地震を的確に想定し、震源から敷地までの地震波の伝播を適切に評価しなければならない。次に、（原子炉建屋についていえば）地震動によって建屋の基礎から上階までがどのように振動するかを解析し（以下「地震応答解析」という）、各部位の変形や応力を算出する。原子炉建屋内の機器、配管系については、それらが据えられている床の振動を介した地震応答解析をすることになる³。

2) 地震動の基本的なこと

ある一つの地震動は、変位、速度、加速度という3種類の見方で捉えることができる。変位とは、地面が何cm動いているのか⁴、速度とは、1秒当たり何cmの速さで動いているのか、加速度とは、1秒当たり何cm/sの速度変化をしながら動いているのか、である。地震動は地震計で記録されるが、主な用語や概念に以下のようなものがある（関連するものを含む）。

- ① 時刻歴波形：時間とともに複雑に変化する地震動のダイアグラム⁵。工学では加速度時刻歴波形がよく出てくる⁶。
- ② 最大変位（速度、加速度）：揺れの間、時々刻々に違った値をとる変位（速度、加速度）の中で、最大の値。3成分それぞれで向きがあるが（北か南かなど）、絶対値に注目する。
- ③ Gal：ガルと読む。加速度の単位。1 Gal=1秒当たり1cm/sの速度変化（cm/s²）。
- ④ 周期：地震動を含むあらゆる振動現象において、一揺れ（振動が1往復）する時間。
- ⑤ 振動継続時間：一つの地震動が始まってから終わるまでの時間。
- ⑥ 固有周期：あらゆる物体は、大きさや重さや剛性によって、自由に揺れるときの周期が決まっているが、その周期⁷。構造物は、固有周期に等しい周期の地震動を受けると揺れが著しく増大する（共振）。
- ⑦ 減衰定数：振動が、何らかの抵抗によって時間とともに減衰する度合いを表す。値が小さければ、なかなか減衰せず、大きければ速やかに減衰する。
- ⑧ 応答スペクトル：一般に、地震動はさまざまな周期の揺れを含んでおり、ある特定の固

³ このような解析に基づく耐震設計法を「動的方法」という。それとは別に「静的方法」（一般構造物の耐震設計法の標準的手法）も用いられる。静的方法では、地震動が振動現象であることを無視して、地震力を一定の静的な（時間に依存しない）水平力に置き換えて取り扱う。

⁴ 長さの基本単位はmだが、地震動の場合はcmの方が現実的なので、それを用いて説明している。

⁵ 地震動は空間的には三次元の動きであるから、水平2成分と鉛直成分とに分けて示されるのが普通。南北（NS）方向、東西（EW）方向、上下（UD）方向が一般的である。

⁶ 地震動の加速度が地震力に直結することから、長年重視されてきたが、最近では地震動の速度が地震被害に関係することが注目されている。

⁷ 原発の場合、安全上重要な機器・配管系の固有周期は大略0.1～0.3秒である。

有周期の構造物に対する影響は地震動によって異なる。ある地震動が、いろいろな固有周期を持つ構造物にどれだけの揺れ（応答）をもたらすかを示すために、横軸に周期、縦軸に変位（速度、加速度）の最大応答値をとったグラフを、変位（速度、加速度）応答スペクトルという⁸。なお、応答スペクトルにおいては、揺らされる側の減衰定数が重要である。この値が小さければ応答値が大きくなり（影響が大きい）、大きければ応答値が小さくなる（影響が小さい）からである。

3) 福島第一原発の耐震設計の基本的枠組みの3段階の変化

福島第一原発の耐震設計方針の基本的枠組みは、建設当初を含めて、3段階に大きく変遷してきた。それぞれの問題点は順に述べるが、概略は以下のとおりである。

まず、昭和41～46（1966～71）年に原子炉設置許可申請がなされた当時は、安全規制のための耐震設計基準がなく、安全機能が保持されることを確認するための地震動（機能保持検討用地震動）は東電が独自に設定し、経験主義的に審査された。

次に、原子炉設置の安全審査における耐震設計方針の審査のよりどころとして、昭和56（1981）年に安全委員会が「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」（以下「耐震設計審査指針」という）を決定した。これにより、既に稼働していた1～6号機の耐震性がこの指針に適合しているかどうかを確認することになった。

さらに、平成18（2006）年に耐震設計審査指針が改訂され、基準が全般に引き上げられたことにより、それに照らした耐震安全性の評価が求められた。

以上の流れによって、耐震設計の基準とする地震動の最大加速度が、福島第一原発においては、建設時の265Galから、370Gal、600Galへと高められたのだが、3月11日の本事故の直前に本当に600Galに耐えられる実力を備えていたのかが、大きな問題である。

1.1.3 福島第一原発建設当初の耐震脆弱性

1) 地震科学が未発達で地震・地震動の想定が甘すぎた

a. 福島第一原発1号機の当初の地震動の想定

福島第一原発1号機を新設するために、昭和41（1966）年7月1日に東電から内閣総理大臣に「福島原子力発電所の原子炉設置許可申請書」⁹が提出された。その添付書類6には、敷地付近の地震について「福島県周辺は、会津付近をのぞいては、ほとんど顕著な地震被害を生じておらず、全国的に見ても地震活動性（サイスミシティ）の低い地域の一つであると云えよう」「福島原子力発電所敷地付近は、福島県内においても地震活動性（サイスミシティ）

⁸ 時刻歴波形から計算で求めることができる。また、想定する地震動についても、それがどんな特性をもつかを、応答スペクトルを与えることによって示すことができる。応答スペクトルが与えられれば、いくつかの仮定を置くことによって時刻歴波形を計算することもできる。

⁹ 国立国会図書館、原子力公開資料センター等で一般に公開されている。

の低い地域であると考えられることができる」「福島発電所敷地付近では、かつて震害を経験したことがないようである」と記されている。

このような認識によって、「クラスAsおよびクラスA¹⁰の設計は、基盤における最大加速度0.18g（ジー）¹¹の地震動に対して安全であるように設計される」「クラスAsの施設については、上記の0.18gの1.5倍の加速度の地震動に対して、機能が損なわれないことも確かめる」とされた¹²。0.18gは176Gal、0.18gの1.5倍（＝0.27g）は265Galに相当する。265Galという最大加速度は、先行した敦賀原子力発電所1号機¹³が、昭和23（1948）年福井地震（マグニチュード（M）7.1）を考慮して最大加速度368Galの機能保持検討用地震動を考慮した¹⁴のに比べると、相当低い。単純にいうと、敦賀のほうが福島の1.4倍くらい強いことになる。

以上の地震活動性に関する見解と耐震設計の基本方針は、昭和41（1966）年11月17日に原子力委員会委員長から内閣総理大臣に提出された答申¹⁵の中でそのまま踏襲・承認された¹⁶。しかしながら、当時としては止むを得ない面があったとはいえ、これらの想定は著しく甘いもので、当初の耐震設計は明らかに不十分だった。そうってしまった理由としては、地震対策の根拠とした東京天文台編『理科年表 昭和41年度』（地震編）（昭和41（1966）年）、河角広「わが国における地震危険度の分布」東京大学地震研究所彙報29巻（昭和26（1951）年）、金井清「日本における建物に震害を受けた度数の分布」東京大学地震研究所彙報28巻（昭和25（1950）年）などが古めかしい研究結果だったことと、近代的な地震観測が行われるようになってからの地震活動が福島原発立地点付近で低調だったことが挙げられる。

それでも、その後の地震科学の発展、地震観測データの蓄積、耐震基準の引き上げなどに応じて耐震安全性の見直しと耐震補強を自発的に迅速に行えばよかったのだが、「1. 1. 5」で述べるように、最低限の改善すら怠っていた。したがって、プラントの部位によっては、このときの耐震脆弱性が本事故時まで残存していた疑いすらあり、今後さらに検証すべき事柄だと考えられる。

b. 現代地震学による福島第一原発付近の地震・地震動の実情

地球表層の地震・火山活動や地質・地形変動の原因を説明する「プレートテクトニクス」という理論が、昭和43（1968）年に欧米で一挙に成立し、数年以内に日本列島にも広く適用されるようになった。それによって、北海道～東北地方の東方沖の千島海溝～日本海溝から

¹⁰ 安全性に対する施設の重要度に応じてAs、A、B、Cの4クラスに分類するという重要度分類は、当時すでに行われていた。

¹¹ g（ジー）は重力加速度で980Gal。Gと書くことが多いが、ここは原文のまま（Gには万有引力定数という別の意味もある）。

¹² 東電福島原子力発電所設置許可申請書本文及び添付書類8

¹³ 日本原子力発電株式会社が福井県敦賀市に設置。電気出力35.7万kW、昭和41（1966）年4月に設置許可、昭和45（1970）年3月運転開始。

¹⁴ 大崎順彦「第1章1. 入力、断層、動的解析等」大崎順彦・渡部丹監修『原子炉施設の耐震設計』（産業技術出版、昭和62（1987）年）3～21ページ

¹⁵ 科学技術庁原子力局「原子力委員会月報」第11巻第11号（昭和41（1966）年）
<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/ugoki/geppou/V11/N11/196600V11N11.html>（平成24（2012）年5月31日最終閲覧）に掲載されている。

¹⁶ 答申に別添された原子炉安全専門審査会（向坊隆会長）の審査報告中に記されている。

東北日本の下へ太平洋プレートが沈み込んでいて、北海道沖～三陸沖～茨城県沖でM7～8の大地震が繰り返し発生するという地震発生論が確立した。昭和43（1968）年5月に青森県東方沖で発生した十勝沖地震（M7.9）がその概念で理解され、昭和48（1973）年6月の根室半島沖地震（M7.4）がこの考え方によって事前に予測された。

一方、河角広や金井清のころには地震の震源の具体的イメージがなかったが、1960年代半ばに、「地震源＝震源断層面のずれ破壊」という「地震の断層模型論」が確立した。これは、プレートテクトニクスと結び合っってプレートの境界で発生する「プレート間地震」のイメージを具体化するとともに、1970年代半ば以降には、地震源から放出される地震波による特定地点の地震動（揺れ）の計算も、徐々にできるようになってきた。

このような最新知見によれば、福島第一原発は大規模なプレート沈み込み境界域に臨み、地球上でも有数の地震帯に位置することが明らかであり、発生時期は別として、起こりうる大地震による地震動の最大加速度が265Galを大幅に超える可能性が高いことは予想できたはずである。しかし、地震科学の側からの積極的な情報発信がなく、原子力関係者も最新知見を取り入れようとしなかったため、立地条件や耐震設計の見直しは行われなかった¹⁷。それどころか、昭和46（1971）年12月提出の「原子炉設置変更許可申請書（6号炉増設）」まで、まったく同じ内容で繰り返し申請され、増設が行われた。

2) 米国GE社製原発のターンキー契約における問題点

福島第一原発1号機は、米国最大の重電機メーカーであるゼネラル・エレクトリック社（以下「GE社」という）が開発したBWRを、着工から運転開始までGE社に全責任を負わせる「ターンキー方式」で東電が契約（昭和41（1966）年12月8日）したものである¹⁸。GE社が始めたこの方式は国際的に注目され、スペインのサンタマリア・デ・ガローニャ原発（以下「スペイン炉」という）を受注していた。ヒアリング¹⁹によれば、東電がGE社に決めた大きな理由は、これらの実績だけでなく、スペイン炉と同じ設計のものを採用すれば設計図や製造図面が活用できて安いという経済性もあったという。

なお、「表1.1.1-1」にあるように、プラント全般の設計業務はGE社と関係の深いEBASCO社が担当し、炉心関係、蒸気系統、タービンなどはGE社とGETSCO社が担当したが、日本のメーカーもほかの設備を分担した。

東電原子力開発本部においてGE社との契約条件の策定と仕様の確定に当たった池亀亮氏（後に東電副社長、平成22（2010）年10月没）が記している²⁰ところによれば、ターンキー契約の

¹⁷ そもそも福島第一原発が立地する丘陵地は、地質年代の若い、柔らかい地層が30m以上あり、しっかりした基盤は海面下200mもの深さにあって、原発建設には本来適さない場所である。海拔10mまで丘陵を削って施設を造ったことについては津波対策の観点から批判があるが、原子炉建屋の支持層を海面より下に求めているくらいで、より高所への建設は不可能に近いのである（【参考資料2.2.1-3】参照）。

¹⁸ 東京電力社史編集委員会『東京電力三十年史』（東京電力株式会社、昭和58（1983）年）

¹⁹ 元東電幹部ヒアリング

²⁰ 池亀亮「初号機の誕生」縦の木会・東電原子力会編『福島第一原子力発電所1号機運転開始30周年記念文集』（平成14（2002）年）8～12ページ

文書化作業は厳密に行われたが、後日さまざまなトラブルが生じた。大きな問題は、スペインの先行炉があり、それと同型であれば低価格ということで契約したのに、スペイン炉の建設が遅れて、福島1号機の方が先行したことである。スペインの経験を取り入れるはずが、あらゆるトラブルを福島が最初に経験して対処する羽目になった。

また、当然のことながら耐震設計基準がスペイン用の原設計に比べて厳しいために、機器の支持構造物の補強が各所で必要になった。特に格納容器の中が大変で、もともと狭いMARK I型格納容器（「2.2.5」参照）の中に多くの補強材を入れたため、空間の余裕がなくなり、運転開始後の作業に困難を生じ、無駄な時間と余計な被ばくが増大することになったという。これは、その後の補修・補強にも問題を生じたと考えられ、「1.1.5」で述べる耐震バックチェックの遅滞にも影響を与えた可能性がある。

日本側の当時の耐震設計の仕様がGE社のパッケージ商品に適切に組み込まれたのかということが大きな問題だが、池亀氏が記すところは、GE社の設計には正しく入っておらず、建設中にその場しのぎで補強したことを示唆している。

他の資料²¹によれば、1～3号機の運転開始後、大小さまざまな初期トラブルがあったという。著者は、GE社の製品は米国での経験を生かして改善が図られ、商業プラントの域に達しているはずだと考えていたが、「予想外に次から次にトラブルが発生したのは驚きであった」と述べている。主なトラブルとして、燃料チャンネルボックスの損傷、燃料破損、配管の応力腐食割れ（SCC）などがあり、予測できなかった低サイクル熱疲労破壊（1～3号機の原子炉給水ノズル並びに制御棒駆動水戻りノズル）に関しては設計変更を余儀なくされた。SCCは現在まで問題になっている（【参考資料1.1.6】参照）。また、MARK I型格納容器が深刻な問題を抱えていたのだが、それについては「2.2.5」で述べる。

原発に関する日本の自主的な技術がほとんど皆無な中でGE社製品を丸ごと導入したことが、その後改修を重ねたとはいえ、さまざまな形で本事故直前の耐震脆弱性として尾を引いた可能性がある。今後の大きな検討課題の一つと考えられる²²。

1.1.4 耐震設計審査指針の制定と耐震バックチェック

1) 指針とバックフィットとバックチェック

昭和32（1957）年6月に公布された「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という）により、実用発電用原子炉の新・増設は内閣総理大臣（昭和53（1978）年から通商産業大臣、平成13（2001）年から経済産業大臣）の許可を受けなければならないが、福島第一原発1～6号機の設置が許可された当時は、安全審査のガイドライ

²¹ 豊田正敏『原子力発電の歴史と展望』（東京図書出版会、平成20（2008）年）、及び豊田正敏「福島1号機の思い出」縦の木会・東電原子力会編『福島第一原子力発電所1号機運転開始30周年記念文集』（平成14（2002）年）1～5ページ

²² MARK I型格納容器の中に多くの補強材を入れたことが、その後の補修・補強や耐震バックチェックに影響を及ぼしたのかどうか、また、日本の技術がほとんどない状態でターンキー契約によって原発を導入したことが、その後の耐震脆弱性にどう関連したのか、更なる検討が必要であろう。

ンとなるような基準等はほとんど成文化されていなかった。安全審査の一部である耐震設計方針の妥当性の評価についても同様で、個別の経験主義的な審査に委ねられていた。

昭和53（1978）年によりやく後述の耐震設計審査指針が制定され、平成18（2006）年にはそれが改訂されたが、それぞれの決定前に設置許可された原発に対してさかのぼって適用する（「バックフィット」といわれる）法的仕組みは何もなかった。しかし、一応は、既設原発が新たな指針に照らしても安全かどうかを確認すること（「耐震バックチェック」といわれる）が規制当局から電力事業者に求められた。なお、地震応答解析等によって新たな指針に適合しないと判明する設備があり得るわけだが、その場合は事業者が自主的に補強工事を行った上で解析をやりなおし、新たな指針をクリアしているとして「耐震バックチェック」報告をするのが通例になっている。

2) 昭和53（1978）年の旧耐震設計審査指針の制定とバックチェック

原子力委員会は、昭和53（1978）年9月に「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」を制定した。その半月後に安全委員会が発足し、昭和56（1981）年7月に安全委員会が、建築基準法の改正を取り入れて、あらためて同指針を決定した（以下「旧指針」という）。これは、原発の新・増設の安全審査の際に耐震設計方針の妥当性を評価するためのものである。

旧指針の主な内容を「表1.1.4-1」に示す。そこにあるように、耐震設計用の地震動は、解放基盤表面²³において2種類（基準地震動 S_1 と S_2 ）策定することとした。さらに、耐震重要度分類を定め、Aクラスの施設は S_1 に対して弾性範囲内にとどまること、Asクラスの施設は S_2 で一部塑性域に入ってもよいが安全機能を保持することを要求した。

旧指針決定から11年もたった平成4（1992）年5月、資源エネルギー庁公益事業部（当時）は、電事連を通じて原発事業者に対し、バックチェックを実施して結果を報告するように求めた。これに対して東電は、1年遅れの平成6（1994）年3月に、1～6号機のそれぞれについて「耐震性評価結果報告書²⁴」を提出した。一方で東電は、平成6（1994）年3月に許可された別件の設置変更許可申請の中で、旧指針に従って基準地震動を策定した。それらは、 S_1 -Dが最大加速度180Gal、 S_2 -Dが最大加速度270Gal、 S_2 -Nが最大加速度370Galになっていた（「表1.1.4-2」【参考資料1.1.4-1】参照）。

²³ 発電所敷地の地下の基盤面上に表層や構造物がないと仮定したうえで、基盤面に著しい高低差がなく、ほぼ水平であって相当な広がりのある表面をいう。ここで「基盤」とは、おおむね第三紀層及びそれ以前の堅牢な岩盤であって、著しい風化を受けていないものを指す。

²⁴ 東電資料

	旧指針（耐震設計審査指針：1981年版）	新指針（耐震設計審査指針：2006年版）
決定日	昭和56年7月20日、原子力安全委員会決定	平成18年9月19日、原子力安全委員会決定
基本方針	<ul style="list-style-type: none"> ・想定されるいかなる地震力に対しても大きな事故の誘因とならないよう十分な耐震性 ・建物・構築物は原則として剛構造 ・重要な建物・構築物は岩盤に支持させる 	<ul style="list-style-type: none"> ・地震力により安全機能が損なわれないこと ・建物・構築物は十分な支持性能をもつ地盤に設置（剛構造規定は削除） ・「残余のリスク」の存在の認識
耐震重要度分類	As、A、B、Cクラスの4分類	S（旧のAs+A）、B、Cクラスの3分類
基準地震動	<ul style="list-style-type: none"> ・耐震設計用の地震動は解放基盤表面で評価 ・基準地震動S1：設計用最強地震（歴史地震と過去1万年間に活動した活断層）による ・基準地震動S2：設計用限界地震（過去5万年間に活動した活断層、地震地体構造）による、M6.5の直下地震も考慮 	<ul style="list-style-type: none"> ・耐震設計用の地震動は解放基盤表面で評価 ・基準地震動Ssに一本化、鉛直方向も策定 ・敷地ごとに震源を特定して策定する地震動 ・活断層は過去12万～13万年間を考慮 ・震源を特定せず策定する地震動 ・弾性設計用地震動Sd（0.5Ss以上）
耐震設計方針	<ul style="list-style-type: none"> ・Asクラス：基準地震動S2による地震力に対して安全機能が保持される ・Aクラス：基準地震動S1による地震力が静的地震力の大きいほうに耐える ・B、Cクラス：静的地震力に耐える 	<ul style="list-style-type: none"> ・Sクラス：基準地震動Ssによる地震力に対して安全機能が保持される、Sdによる地震力が静的地震力の大きいほうに耐える ・B、Cクラス：静的地震力に耐える ・下位の破損が波及的破損を生ぜず【左欄も】
地震力の算定 (詳細は省略)	<ul style="list-style-type: none"> ・Asクラス：基準地震動S2による地震力(水平) 0.5S2の静的震度(鉛直) ・Aクラス：基準地震動S1による地震力と静的地震力の大きいほう(水平) ・B、Cクラス：建築基準法による基準値に係数を乗じた静的地震力(水平方向のみ) 	<ul style="list-style-type: none"> ・基準地震動Ssによる地震力(水平方向と鉛直方向を適切に組み合わせる) ・弾性設計用地震動Sdによる地震力(同上) ・静的地震力は旧指針と同様
荷重の組合せ (建物・構築物) (詳細は省略)	<ul style="list-style-type: none"> ・As、Aクラス：常時荷重+運転時荷重+地震力(水平・鉛直) ・B、Cクラス：常時荷重+運転時荷重+静的地震力 	<ul style="list-style-type: none"> ・Sクラス：旧指針のAsクラスと同様の考え方 ・B、Cクラス：旧指針と同様
荷重の組合せ (機器・配管) (詳細は省略)	<ul style="list-style-type: none"> ・As、Aクラス：(通常運転時又は運転時の異常な過渡変化時又は事故時の荷重)+地震力(水平・鉛直) ・B、Cクラス：(通常運転時又は運転時の異常な過渡変化時)+静的地震力 	
許容限界 (建物・構築物) (詳細は省略)	<ul style="list-style-type: none"> ・Asクラス：終局耐力に対して妥当な安全余裕 ・Aクラス：建築基準法による短期許容応力度 ・B、Cクラス：建築基準法に基づく短期許容応力度 	
許容限界 (機器・配管) (詳細は省略)	<ul style="list-style-type: none"> ・Asクラス：変形等が機能に影響しない(動的機器等は機能維持を確認した加速度等) ・Aクラス：降伏応力又は同等な許容限界 ・B、Cクラス：降伏応力又は同等な許容限界 	
地震随件事象に対する考慮	なし	以下による施設の安全機能への重大影響を考慮 <ul style="list-style-type: none"> ・施設周辺斜面の崩壊等 ・極めてまれに発生する津波

表 1. 1. 4-1 新旧の耐震設計審査指針の概要

※両指針そのものとともに、原子力安全・保安院、原子力安全基盤機構『新しい耐震設計審査指針』（平成19〈2007〉年）を参考にした。

「耐震性評価結果報告書」では、福島第一原発の各号機とも、①S₁より求めた模擬地震波²⁵を入力して発生する荷重又は応力を計算した結果、安全余裕があるので耐震安全性は確保される、②S₂より求めた模擬地震波を入力して検討した結果、施設の安全機能は維持される、とされた。しかし各号機とも、重要な配管の評価点のうち、発生応力値の許容値に対する割合が70%を超えるような点が複数存在し、約90%以上の箇所もあった。基準地震動がもっと大きくなった場合に課題を投げかける結果といえる（【参考資料1.1.4-2】参照）。

なお、このときに限ったことではないが、耐震性の評価に用いられる解析コードの信頼性が重要な問題である。原子力工学試験センター多度津工学試験所の大型高性能振動台設備で昭和59（1984）年に実施された、原子炉再循環系の加振試験による解析コードの検証²⁶によれば、配管系に支持された重い再循環ポンプの動きのモデル化が難しく、解析コードの予測性能と信頼性は十分とはいえなかったとされる。

年	名称	最大加速度 (Gal)	評価法	想定地震の概略	準拠するもの
昭和41 (1966)	機能保持検討 用地震動	265 (約270)	仮想	アメリカの 1940年エルセントロ波(南北) 1952年タフト波(東西)	東電独自
平成6 (1994)	基準地震動 S ₂ -D	270	過去の地震発生状況 活断層 地震地体構造	双葉断層の地震 (M6.9) 福島県沖の地震 (M7.8) 福島盆地西縁断層系の地震 (M7.5)	耐震設計審査指針 (1981年、原子力 安全委員会決定) (旧指針)
	資源エネルギー 庁に報告 基準地震動 S ₂ -N	370	直下地震	M6.5、震源距離10km	
平成21 (2009)	基準地震動 Ss-1	450	内陸地殻内地震とプ レート間地震の評価結 果を上回るように設定	双葉断層の地震 (M7.6) 仮想塩屋崎沖の地震 (M7.9)	耐震設計審査指針 (2006年、原子力 安全委員会改訂) (新指針)
	保安院と 安全委員会 が承認 基準地震動 Ss-2	600	海洋プレート内地震 の評価結果を上回る ように設定	想定敷地下方の地震 (M7.1)	
	基準地震動 Ss-3	450	震源を特定せず 策定する地震動	---	

表 1.1.4-2 福島第一原発の耐震設計の基準とされた地震動の変遷

※機能保持検討用地震動、基準地震動S₂、基準地震動Ssについて、水平動を示す。

1.1.5 改訂耐震設計審査指針に対するバックチェックの致命的な不備

平成18（2006）年9月に安全委員会が旧指針を改訂し、保安院が全国の原子力事業者に対し

²⁵ 応答スペクトルで与えられた地震動の特性を満たすように、いくつかの仮定のもとに数学的に作成された時刻歴波形のこと。

²⁶ 財団法人原子力工学試験センター・財団法人発電設備技術検査協会「原子力発電施設耐震信頼性実証試験」原子力発電施設信頼性実証試験の現状（昭和60（1985）年）6～55ページ

て、改訂指針に照らした耐震バックチェックの実施を求めた。しかし東電は、福島第一原発の耐震バックチェックを、本事故直前の時点でわずかしこ実施していなかった。さらに、改訂指針の要求を満たさない機器・配管系が多数あることを把握していながら、耐震補強工事をほとんど行っていなかった。耐震バックチェックを急ぐ必要性について、東電も保安院も認識していたにもかかわらず、東電は最終報告提出予定を平成28（2016）年1月としており、一方保安院は東電の対応の遅れを黙認していた。

「2.2.1」で述べるように、東北地方太平洋沖地震による福島第一原発の地震動は、加速度レベルと振動継続時間において、改訂指針に従って策定した地震動を上回るものであった。そのような地震動に耐えられるような補強がなされないまま、本地震を迎えることになったわけである。以下にこの問題を述べる。

1) 平成18（2006）年の耐震設計審査指針の改訂

平成7（1995）年1月17日の阪神・淡路大震災によって、耐震工学に対する国民の不信感が一挙に高まり、原発も地震で損傷するのではないかと不安が増大した。また、原発に関心をもつ人々の間では、旧指針は地震科学の最新知見からみて古すぎるのではないかと疑問があったが、それが顕在化した。安全委員会は旧指針の改訂になかなか着手しなかったが、平成13（2001）年7月に耐震指針検討分科会（以下「分科会」という）を設置して、ようやく改訂作業を始めた。調査審議は5年以上を要し、平成18（2006）年9月19日に新たな「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」（以下「新指針」という）が安全委員会で正式に決定された。なお、以上は従来いわれてきた指針改訂の経緯であるが、本調査が明らかにしたところによれば、分科会の設置以前も以後も、電事連、保安院、安全委員会、学識経験者が協働して、非公開の場で実質的に新指針が形づくられてきた。その実情は「5.2.1」で詳述する。

新指針の主な内容を、旧指針との比較の形で「表1.1.4-1」に示す。新指針が旧指針から大きく変わった点は、基準地震動（ S_1 と S_2 を S_s に一本化、検討用地震、地震動評価手法など）、活断層の評価期間（過去5万年間から12万～13万年間へ）、鉛直方向の地震動（上下動）の個別評価、耐震重要度分類（Aクラスを A_s クラスに統合してSクラスとする）、地震随件事象（周辺斜面崩壊等、津波）の明記、などである。重要度分類Sクラスの施設は、基準地震動 S_s による地震力に対して安全機能が保持できることが求められている。なお、 S_s より一定程度低い弾性設計用地震動 S_d も導入された。

旧指針の、M6.5直下地震を想定した基準地震動 S_2-N に代わるものとして、新指針では「震源を特定せず策定する地震動」が導入され、基準が厳しくなったようにいわれるが、実際はM6.8程度までを考慮したにすぎない²⁷。最大加速度は450 Gal程度にしかならず、旧指針が大幅に強化されたわけではない。この事項や活断層の評価期間などは、既存原発に影響が及ばないように事業者側が非常に気にしていた点であり、「5.2.1」で述べられているように、電事連が

²⁷ 現実には、「震源を特定できない」平成12（2000）年鳥取県西部地震（M7.3）が起きており、震源域近傍の地中で575 Galの最大加速度が観測された。

特定の委員を通じて分科会に影響力を行使した。活断層は思惑どおりにはいかなかったが、「震源を特定せず策定する地震動」の問題は、「5.2.1」に記されている電事連の希望どおりになった²⁸。

2) 保安院による耐震バックチェックの指示、東電の中間報告、その検討・審議

安全委員会による新指針決定の翌日、平成18（2006）年9月20日に、保安院は、原子力事業者に対し、稼働中又は建設中の発電用原子炉施設等についての新指針に照らした耐震安全性評価（以下「耐震バックチェック」という）の実施と、そのための実施計画の作成を求めた。このとき保安院は、「バックチェックルール」（耐震バックチェックの基本的考え方、評価手法、確認基準）の策定も行った。

さらに保安院は、平成19（2007）年7月16日に発生した新潟県中越沖地震（M6.8）を受けて、可能な限り早期かつ確実に評価を完了できるよう、原子力事業者に実施計画の見直しを指示した。また同年12月27日には、中越沖地震の知見を耐震バックチェックに反映するように求めた。

これらに対して東電は、同年8月20日に耐震バックチェックの実実施計画の見直し結果（平成21（2009）年6月完了とされている）を報告し²⁹、平成20（2008）年3月31日に福島第一原発5号機及び福島第二原発4号機に係る耐震バックチェック中間報告書を提出した。さらに、平成21（2009）年4月3日に福島第二原発1～3号機に係る中間報告書を、同年6月19日に福島第一原発1～4号機及び6号機に係る中間報告書を提出した。

保安院は、「総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会耐震・構造設計小委員会」の下に設置されている「地震・津波ワーキンググループ」及び「地質・地盤ワーキンググループ」による「合同ワーキンググループ」並びに「構造ワーキンググループ」に複数のサブグループを設置し、福島第一原発5号機及び福島第二原発4号機については「合同Aサブグループ」及び「構造Aサブグループ」においてバックチェック中間報告書の妥当性について検討を行った。その結果、平成21（2009）年7月21日に、保安院としての福島第一原発5号機に係る評価結果³⁰が取りまとめられた。

3) 東電の耐震バックチェック中間報告に対する保安院の評価

福島第一原発5号機に関して、東電の中間報告に対する保安院の評価は以下のとおりである。

a. 基準地震動Ssについて

基準地震動Ssの策定に関しては、必要な地質・地形・活断層等の調査が実施されており、

²⁸ 石橋克彦「原子力発電所の耐震設計審査指針改訂の諸問題（第2回）—基準地震動を考える（1）および2007年新潟県中越沖地震」『科学』77巻9号（平成19（2007）年）920～929ページ

²⁹ 保安院「耐震安全性評価（耐震バックチェック）の実実施計画の見直しに関する電力会社等からの報告について」（平成19（2007）年8月20日）

³⁰ 保安院「耐震設計審査指針の改訂に伴う東京電力株式会社福島第一原子力発電所5号機 耐震安全性に係る中間報告の評価について」平成21（2009）年7月21日 <http://www.nisa.meti.go.jp/shingikai/107/files/210721-1.pdf>（平成24（2012）年6月10日最終閲覧）

「震源を特定して策定する地震動」として、双葉断層による地震（長さ47.5km、M7.6；内陸地殻内地震）、塩屋崎沖の地震（M7.5及びM7.3；プレート間地震）並びに想定敷地下方の地震（M7.1；海洋プレート内地震）を検討用地震としていることは妥当とされた。

それぞれの地震についての震源モデルと不確かさの考慮、さらに地震動評価手法も妥当であり、内陸地殻内地震とプレート間地震の評価結果を包絡させた設計用応答スペクトルを基準地震動Ss-1とし、海洋プレート内地震の評価結果を包絡させた設計用応答スペクトルを基準地震動Ss-2とし、さらに「震源を特定せず策定する地震動」による設計用応答スペクトルを基準地震動Ss-3として設定していることも妥当なものとして判断された。

以上のことから、基準地震動Ss-1（水平成分Ss-1Hの最大加速度450 Gal）、Ss-2（水平成分Ss-2Hの最大加速度600 Gal）及びSs-3（水平成分Ss-3Hの最大加速度450 Gal）は妥当なものとして結論された（「表1.1.4-2」参照）。

b. 施設の耐震安全性評価について

建物・構築物及び機器・配管系の耐震安全性評価に関しては、まず、原子炉建屋の耐震安全性評価に用いられた地震応答解析モデル及び入力地震動の評価は妥当なものとしてされた。また、基準地震動Ss-1、Ss-2及びSs-3による地震応答解析の結果、原子炉建屋の耐震壁のせん断ひずみの最大値は評価基準値以内であることから、5号機の原子炉建屋の耐震安全性が確保されるものと判断された。

耐震安全上重要な機器・配管系の構造強度評価に用いられた地震応答解析手法、応力評価手法、床応答スペクトルの拡張、水平・鉛直方向の地震力の組み合わせ方法、減衰定数及び評価基準値、また制御棒挿入性に関する評価に用いられた地震応答解析手法、減衰定数及び評価基準値は、それぞれ妥当なものとしてされた。そして、機器・配管系の構造強度評価については、基準地震動Ss-1、Ss-2及びSs-3による地震力と地震以外の荷重を組み合わせで算定した評価部位の発生応力が、いずれも評価基準値以下であること、制御棒の挿入性に関する評価については、基準地震動Ss-1、Ss-2及びSs-3による燃料集合体の相対変位が、試験により挿入性が確認された相対変位より小さいことから、5号機の耐震安全上重要な機器・配管系の耐震安全性は確保されると判断された。

以上のことから、5号機の原子炉建屋及び機器・配管系は基準地震動Ssに対しても耐震安全性が確保されるものと結論された。

c. 問題点

しかしながら、東電の中間報告書に記載され、保安院が耐震安全性を評価した施設は、原子炉建屋のほかは、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係る安全上重要なSクラスの設備のうち7設備（原子炉圧力容器、原子炉格納容器、炉心支持構造物、残留熱除去系ポンプ、残留熱除去系配管、主蒸気系配管及び制御棒（挿入性））にすぎない。しかも、それぞれの設備の評価対象部位は限られている。対象設備が限定されている点で耐

震バックチェックとしては不十分なもので、5号機全体の耐震安全性が確認されたとは到底言えない。現に、保安院自身が「今後の検討課題」（最終報告に反映すべき事項）として、(1)主要8施設(原子炉建屋を含む)以外の安全上重要な施設に係る耐震安全性評価の妥当性、(2)主要8施設の中間報告における評価対象部位以外の部位の評価結果の確認、を明記している。

この点について、「5.1.1」で述べるように電事連及び保安院は、「機器の評価は中途であり、主要設備の一例を示し、概ね問題ないと考えられるということを示すことはあっても、発電所設備の耐震安全性を国に確認いただくことを目的としたものではない」と整理している³¹。電事連及び保安院双方の担当者に改めて確認したところ、中間報告の機器の評価は中途であるため、原発施設の耐震安全性を確認できるものではないとのことであった³²。にもかかわらず、東電は各号機の中間報告において、耐震バックチェックにより安全上重要な建物・構築物、機器・配管系の耐震安全性が確保されていることが確認されたと喧伝し³³、保安院は、そのうちの福島第一原発3号機(次項で述べる)及び5号機(前述)の中間報告の評価をして、耐震安全性は確認されていると公表してきた³⁴。

d. 3号機におけるプルサーマルの導入と保安院の評価³⁵

福島第一原発3号機のプルサーマル導入計画に関して、平成22(2010)年3月29日に佐藤雄平福島県知事が直嶋正行経済産業大臣(当時)を訪ね、プルサーマル実施に同意するにあたっては、必要不可欠な技術的条件の一つが耐震安全性の確認であると要望した。これを受けて保安院は、福島第一原発では代表号機として5号機の耐震バックチェック中間報告の評価が済んでいるところであるが、3号機についても特別な扱いとして東電中間報告の評価作業に着手し、同年7月26日に評価結果を公表した。しかし、5号機と同様に、扱った機器・配管系はわずか7設備であり、耐震安全性が十分確保されていると結論づけるには非常に不十分なものであった。

4) 東電の実際の耐震バックチェック作業状況

福島第一原発及び第二原発について耐震バックチェックの中間報告がなされてはいたが、東電から開示を受けた資料、並びに当委員会からの質問に対する東電からの回答³⁶によれば、そ

³¹ 電事連資料

³² 保安院及び東北電力ヒアリング

³³ 東電「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所『発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針』の改訂に伴う耐震安全性評価結果 中間報告書の概要」(平成20(2008)年3月31日)

³⁴ 保安院「耐震設計審査指針の改訂に伴う東京電力株式会社 福島第一原子力発電所5号機 福島第二原子力発電所4号機耐震安全性に係る中間報告の評価について」(平成21(2009)年7月21日)

³⁵ 保安院「耐震設計審査指針の改訂に伴う東京電力株式会社福島第一原子力発電所3号機 耐震安全性に係る評価について(主要な施設の耐震安全性評価)」平成22(2010)年7月26日

<http://www.nisa.meti.go.jp/genshiryoku/doukou/files/220726-1.pdf> (平成24(2012)年6月10日最終閲覧)

³⁶ 東電「3.11時点における福島第一原発1~6号機の機器・配管類のバックチェック状況」及び「耐震強化工事を必要とする設備の内容」に対する回答(平成24(2012)年5月18日)

れ以降のバックチェックは本事故の時点でほとんどなされていない状況であった。

平成21（2009）年の社内会議において、「福島第一原発及び第二原発については耐震バックチェック最終報告が2012年7月（福島第一原発2号機）、耐震強化工事の終了はそれ以降という工程である。この状況は新指針への対応を速やかに行う観点において、国及び地元の許容範囲を超えている」という問題点の指摘がなされ、耐震補強工事減少のための合理化や最終報告書提出時期の前倒しを検討していたが、十分なバックチェックはできなかった（【参考資料1. 1.5】参照）。

a. 本事故時点における耐震バックチェック状況に関する東電の回答

本事故の時点における福島第一原発各号機の機器・配管系の解析評価の予定と進行状況、耐震補強工事の予定と進行状況について、東電に対し対象設備を具体的に示して回答することを求めたところ、以下の回答がなされた。

福島第一原発 1、2、3、6号機	3.11時点においては、プラントメーカーにて耐震安全性評価を実施中であり、その時点において工事計画は定まっていない。
福島第一原発 4号機	プラントメーカーにて耐震安全性評価を実施中であったが、一部評価結果を踏まえ、2010年11月から工事実施予定であった。DGSWポンプ ³⁷ 等の一部の機器について工事を実施中。
福島第一原発 5号機	プラントメーカーにて耐震安全性評価を実施中であったが、一部評価結果を踏まえ、一部の配管サポートについて2011年1月から工事を実施中。

また、3.11時点における福島第一原発各号機の機器・配管系のうち耐震補強工事を必要とする設備の名称、場所、評価基準値と計算値について東電に対し説明を求めたところ、以下の回答がなされた。

福島第一原発 1、2、3、6号機	3.11時点においては、評価実施中の段階であり、工事箇所等は確定していない。
福島第一原発 4号機	DGSWポンプ基礎ボルト、サプレッションチェンバ脚部（取り付けボルト）について強化工事を行うことが確定していた。
福島第一原発 5号機	配管サポートの一部について2011年1月から強化工事を実施していた。62箇所の補強は実施済。

これらの回答によれば、4、5号機のごくわずかな箇所を除き、3.11時点において、福島第一原発各号機の機器・配管系のバックチェックと耐震補強工事はなされていない状況であった。

回答に添付された「3.11時点における福島第一原発の機器・配管類の解析進捗状況」によ

³⁷ ディーゼル発電機冷却用海水ポンプ

れば、1号機、4号機の配管の評価はゼロ、2号機の配管評価は1個、3号機の配管評価は2個であり、ほとんどなされていない（【参考資料1.1.5】参照）

b. バックチェック未了ながら耐震補強工事の必要箇所を多数認識していた

開示された資料によれば、そのようなバックチェック未了の状況下でも、東電は、社内会議において、すでに耐震補強工事が必要な設備の存在を認識し、検討していた。例えば、①福島第一原発1号機のRCW配管（原子炉補機冷却水系配管）は、建設当時は耐震Bクラスであったが、現行は耐震Sクラスであるので、基準地震動Ssに対する耐震安全性は確保されない見込み、②1号機のHCU（水圧制御ユニット）耐震サポート架台金物部及び溶接部は、引っ張り・せん断の組み合わせ応力の計算値が評価基準値を超えている、③柏崎刈羽原発の耐震補強工事を踏まえ、福島第一原発、第二原発においても配管・電路・ダクト・支持構造物について追設工事が必要、等の検討がなされていた（【参考資料1.1.5】参照）。

そして、東電から開示を受けた平成23（2011）年2月28日時点における「対象設備と耐震強化工事要否の見込みについて」によれば、3.11直前に、福島第一原発各号機において耐震補強工事を必要とし、あるいは耐震補強工事を必要とする可能性を有する設備等は、以下のとおり多岐にわたっていた。福島第二原発については【参考資料1.1.5】を参照。

「対象設備と耐震強化工事要否の見込みについて」福島第一原子力発電所

（注：耐震強化工事の必要とされた主要な設備を抜粋）

（凡例：×必要、△可能性あり）

設備、機器等		1号	2号	3号	4号	5号	6号	
土木	周辺斜面*	×	×			×	×	
建築	原子炉建屋屋根トラス	×	×	×	×	×	×	
	原子炉建屋天井クレーンランウェイガータ	×	×	×	△	×	×	
機器	原子炉格納容器**	△			△			
	配管	非常用ガス処理系配管	×	×	×	△	△	△
		原子炉補機冷却系配管	×	△	△	△	△	△
		その他の配管	△	△	△	△	△	△
	床置き機器	水圧制御ユニット***	×	×	×	△	×	△
	原子炉建屋天井クレーン	△	△	△	×	×	△	
	使用済燃料貯蔵ラック****	×	×	×	△	△	△	
燃料取替機	△	△	△	×	△	△		

注*：これらの他、共用プール、キャスク保管庫についても評価対象斜面がある

**：S/C支持脚ボルト、スタビライザー、シャラグ等に耐震性向上工事発生の可能性あり

***：2、3、5号機については、大規模な裕度向上工事が必要となる可能性がある

****：使用材の違いにより、耐震余裕が少ないため、耐震性向上工事が必要と考えられるが、工法について検討が必要

表1.1.5-1 対象設備と耐震強化工事要否の見込みについて

これに加えて、耐震バックチェック報告書の対象とならない設備である小口径配管、電線管、ケーブルトレイについても、各号機すべてにおいて耐震補強工事が必要となる可能性があるとしていた。また、東電が開示した「1F-5工認配管サポート改造案」は、配管の一部であるが、計算値が評価基準値を超えている多数の箇所を示している。そのなかには、溶接部の「最大応力/許容応力」が改造前5724/141→改造後136/141、改造前4315/141→改造後136/141といった、改造前の計算値が極めて大きい箇所がいくつもある（【参考資料1.1.5】参照）。

c. 耐震バックチェックの著しい遅れ

東電の内部資料によれば、本事故時点における最終報告書の提出予定は平成28（2016）年1月となっており、平成18（2006）年の耐震バックチェックの指示から約10年も先である。また、本事故時点において、解析作業の準備に必要な「配管計装図」や「アイソメトリック図」などの図面も十分に整っていない状況であった³⁸。耐震バックチェックの指示が出されてから4年半の年月が経過しているのにこのような状態であったのは、安全性の確保に不熱心であることの現れと考えざるをえない。

一方、保安院は、耐震バックチェックが遅れていることには懸念を抱き、口頭で督促していたというが、耐震バックチェックの進捗管理を行っていなかった³⁹。

5) 本事故後の解析で5号機の耐震Sクラスの設備に耐震安全性不足を確認

本事故後、東電は、福島第一原発5号機の耐震Sクラスの全ての施設について、一次スクリーニングを行い、応答比（今回の地震荷重等と設計時における応答値等の比）が設計時の裕度（設計基準値と計算値の比）を上回っている設備について、基準地震動Ssによる解析評価を実施した（ただし、主蒸気系配管、残留熱除去系配管本体は東北地方太平洋沖地震の地震動）。その結果、5号機では以下の箇所で発生応力の計算値が評価基準値を上回っていた⁴⁰。

（単位：MPa）

評価対象設備	評価部位	応力分類	計算値	評価基準値
原子炉冷却材再循環系	配管本体	一次応力	245	354
	サポート	一次応力	430	234
給水系	配管本体	一次応力	507	363
	サポート	一次応力	315	245

³⁸ 東電及びメーカー担当者ヒアリング

³⁹ 保安院担当者ヒアリング

⁴⁰ 保安院 建築物・構造に関する意見聴取会配布資料6-2（平成24（2012）年1月20日）、7-2-2（平成24（2012）年1月30日）

原子炉隔離時 冷却系	配管本体	一次応力	331	364
	サポート	一次応力	1043	245
高圧注水系	配管本体	一次応力	353	402
	サポート	一次応力	913	245
不活性ガス系	配管本体	一次応力	263	335
	サポート	一次応力	293	245
残留熱除去海 水系	配管本体	一次応力	338	428
	サポート	一次応力	849	245
残留熱除去系	配管本体	一次応力	189	364
	サポート	一次応力	754	245

これらは、本事故以前に耐震バックチェックが未了であった5号機の配管に、耐震安全性が確保されていないものが存在することを明らかにしたものであり、バックチェックが未了であるほかの号機の配管についても、耐震安全性が確認されていない箇所が存在する可能性が高い。また、これらは耐震バックチェック中間報告では対象にされていないSクラスの箇所であり、中間報告では耐震安全性の確認が不十分であることを改めて示すものでもある。

東電は、これら5号機の問題箇所について、現場で見た限りでは異常が認められなかったと報告しているが、非破壊検査等を実施しているわけではなくて、極めて不確実である。また、耐震安全性は発生応力の値が評価基準値内にあることによって確保されるものであり、評価基準値を超えてはいるが見たところ異常はないという評価方法は、原発の耐震設計思想の埒外であって、耐震安全性が保持されていたという言い訳にはまったくならない。

1.1.6 老朽化が本事故の発生に影響していないか？

「1.1.1」で見たように、本事故発生時の福島第一原発1号機は、運転開始から約40年が経過しており、2、3号機も約35年以上経過していた。そのため、設備の劣化が本事故の発生又は拡大に影響したのではないかと懸念が広くあり、「原子力安全に関するIAEA 閣僚会議に対する日本国政府の報告書」（平成23（2011）年6月）においても、「高経年化」による影響の詳細な評価や事故要因との関係の検証等が課題とされた。それを受けて保安院は、「高経年化技術評価に関する意見聴取会」⁴¹（以下「意見聴取会」という）を設けて専門家の意見を聴きつつ、平成24（2012）年2月16日に「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故における経年劣化の影響について」（以下「報告書」という）を取りまとめて公表した⁴²。

⁴¹ 保安院「高経年化技術評価に関する意見聴取会」

http://www.nisa.meti.go.jp/shingikai/800/30/800_30_index.html（平成24（2012）年6月8日最終閲覧）に、第1回会合（平成23（2011）年11月29日）以来の議事要旨、議事録、配布資料が掲載されている。

⁴² 保安院「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故における経年劣化の影響について」

1) 設備の劣化は事故の発生・拡大に影響しなかったとする保安院の見解

報告書についての意見聴取会の議論は、第1回（平成23（2011）年11月29日）から第6回（平成24（2012）年2月7日）まで行われた（ただし、第5回は報告書に関する審議はなかった）。

検討は、以下の2テーマについて行われ、福島第一原発1～3号機について号機ごとの分析がなされた⁴³。

a. 今回の地震動が経年劣化に及ぼす影響の検証

これは、地震動自体が、機器・配管の劣化に寄与しないか、という観点からの検証である。ここでは、①応力腐食割れ、②配管減肉・腐食、③低サイクル疲労割れ、④中性子照射脆化、⑤照射誘起型応力腐食割れ、⑥2相ステンレス鋼の熱時効、⑦電気・計装品の絶縁低下、⑧コンクリートの強度低下及び遮へい能力低下の8項目の劣化が取り上げられている。

しかし、①と②については、40年高経年化技術評価（1号機）及び30年高経年化技術評価（2号機、3号機）において、「現状の保全活動の継続により設備健全性が維持できていることを確認済み」であるとして、それ以上の検討をしていない。さらに、⑥⑦⑧については、地震発生時における経年劣化による影響は考えがたいとして、これも検討対象から外した。よって、意見聴取会で多少とも検討されたのは③④⑤のみであった。③低サイクル疲労割れについては、例えば1号機の原子炉再循環系ポンプ出口弁（弁箱）の場合、地震動による疲れ累積係数は「0.000」とされ、全く影響がないとされた。④中性子照射脆化及び⑤照射誘起型応力腐食割れについても、ほとんど影響はないと判断されている。

b. 経年劣化が耐震性能に及ぼす影響の検証

以上を踏まえて、これまでに現に進展している劣化が、耐震性能に影響を及ぼし、事故の発生又は拡大に影響していないか、という観点からの検証がなされている。具体的には、①原子炉建屋の耐震壁の強度低下・遮へい能力低下、②原子炉压力容器の基礎ボルトの全面腐食、③原子炉格納容器ドライウエルの全面腐食、④1号機原子炉停止時冷却系冷却ポンプ（2、3号機は残留熱除去系ポンプ）の基礎ボルトの全面腐食、⑤シュラウドサポートの疲労割れ、粒界型応力腐食割れ、⑥1号機原子炉停止時冷却系配管（2、3号機は残留熱除去系配管）の疲労割れ、⑦主蒸気系配管の疲労割れ、流れ加速型腐食、液滴衝撃エロージョン、⑧制御棒の照射誘起型応力腐食割れ、粒界型応力腐食割れ、靱性低下の8項目の劣化が取り上げられている。

ところが、①②③⑧については、「対象設備の振動応答特性上、または構造・強度上、今回の地震発生時の影響が『有意』な事象」ではないとして、検討されていない。

④については、60年間で6%の腐食を考慮しても、せん断応力の増加はわずかで許容応力

<http://www.meti.go.jp/press/2011/02/20120216005/20120216005.pdf>（平成24（2012）年6月8日最終閲覧）

⁴³ 例えば、第2回意見聴取会資料4参照のこと。

には十分な裕度があるという。また、⑤⑥⑦のうち疲労割れ以外については、上記高経年化技術評価で評価済みであるとされ、疲労割れのみが対象として残ったが、いずれも許容値を満たしているとされた。

以上を経て、第4回の意見聴取会では、「高経年化による劣化事象が福島第一原子力発電所事故の発生・拡大の要因になったことはないと考えられる」とする報告書案が提示された（第4回意見聴取会資料12）。

2) 意見聴取会における反対意見と報告書の修正

しかしながら同報告書案に対しては、第4回意見聴取会において、専門家から強い反対意見が出された。例えば以下のとおりである。

- ・「仮に過去の高経年化技術評価を認めるとしても、そのことから言えることは、単に、経年劣化による影響があったという証拠はこういう手法では得られなかったということだけであって、影響があったとは考えがたいとか、劣化事象が発生拡大の要因になったことはないと考えられるというようなまとめをされるということは、論理的にもおかしい」（第4回議事録52ページ）
- ・「それぞれの機器が経験をした圧力、それから、温度などのといった環境条件の履歴が分からない以上、高経年化の影響がなかったと結論するのは非常に早計であって」「こういう断定的なものの言い方は少し避けた方がよろしいのではないか」（第4回議事録53ページ）

この結果、報告書は、結論として「現時点で得られている知見に基づく評価の結果、耐震安全上重要な主要設備を含めて、今回の地震動によって機能を失うような影響があったとは考え難く、地震発生から事故が進展し設計上で考慮している条件を超えるまでの間は、経年劣化事象が福島第一原子力発電所事故の発生・拡大の要因になったとは考え難いとの結果になった」とされたが、その一方で、「ただし、現時点においては、現場における設備の確認を行うことが困難であるため、本報告は、過去の高経年化技術評価の結果を活用した解析等によって、経年劣化の影響を机上評価したものであり、今後、現地確認が実施される等により、新たな知見が得られた場合には、経年劣化の影響について追加的な検討を行うことが必要である」との留保を付加した。

3) 問題点

配管にひび割れや減肉が生じているところに地震による揺れがもたらされれば、損傷が生じていない配管に比べて耐震安全性が低いのは明らかである。

ところが、配管のつなぎ目（溶接部）の詳細調査は、毎回の定期検査ですべての箇所に対して行われているわけではなく、再循環系配管のような検査頻度の最も高いものであっても、5

年間で全体をひとわり検査するという事になっている⁴⁴。したがって、思わぬ箇所に思わぬ形で損傷が潜んでいることは十分ありえることで、それらについて想定したうえで評価をしなければならぬ。

また、維持規格による健全性評価を導入したことにより、安全上重要な配管にひび割れが見つかったとしても、配管を取り替えたり亀裂を除去したりすることなく、亀裂を残したまま運転を継続するケースもある。例えば、東北電力女川原発1号機では、平成22（2010）年5月に、再循環系配管の超音波探傷検査を実施したところ、一つの溶接部で長さ30mm、深さ5.2mmのひび割れが発見された。ところが、その後の5年間を予測した健全性評価を経たうえで、亀裂をそのままにして運転が行われていた⁴⁵。

東電が平成11（1999）年2月に保安院に提出した、運転開始後30年目の1号機の高経年化対策に関する報告書⁴⁶には、原子炉圧力容器のハウジング貫通部で耐震性に対する評価結果が載せられているが、この点について意見聴取会で議論されなかったのは大きな問題である。

1号機の30年目の報告書では、中性子束計測ハウジング及び制御棒駆動機構ハウジングに対して、一定の大きさの欠陥⁴⁷が軸方向に生じていることを仮定して、地震動 S_2 による耐震安全性評価を行っている。算出結果は「発生応力/き裂安定限界応力」という応力の比として示されており、制御棒駆動機構ハウジングの応力比は0.57、中性子束計測ハウジングの応力比は0.98となっている。応力比が1.0を超えれば亀裂が進展して管が破壊することを意味する。この評価では、とくに中性子束計測ハウジングはほとんど余裕がなく、地震動 S_s や東北地方太平洋沖地震による地震動で再評価すれば、1.0を超えて破壊に至る可能性は十分にある。

結局のところ、地震動自体が機器・配管系の劣化に寄与していないか、これまでに現に進展している劣化が耐震性能に影響を及ぼし、事故の発生又は拡大に影響していないかは、実際に設備を詳細に検査してみなければ分からない。

4) 小 括

以上のとおり、保安院は「経年劣化事象が福島第一原発事故の発生・拡大の要因になったとは考え難い」としているが、この判断は、従前の検査・評価に見落としがなく、40年高経年化技術評価（1号機）及び30年高経年化技術評価（2、3号機）が信頼できることを前提になされたものである。応力腐食割れ（【参考資料1.1.6】参照）の進展などの経年劣化の個別の事象について、新たな検証が行われたものではない。したがって、1号機から3号機までの設備の劣化が、事故の発生又は拡大に影響したかどうかは、現時点では不明というべきである。

⁴⁴ 配管の溶接部にひび割れが見ついている場合には、ひび割れの進展予測を行うために、毎回の定期検査ないしは隔回の定期検査で詳細検査を行う。

⁴⁵ 原子力施設情報公開ライブラリー「ニューシア」に掲載 <http://www.nucia.jp>（平成24（2012）年6月13日最終閲覧）

⁴⁶ 東電「福島第一原子力発電所1号機 高経年化対策に関する報告書」（平成11（1999）年2月）

⁴⁷ 1分間に1米ガロン（約3.785リットル）の水（冷却材）の漏えいを生じさせる大きさの亀裂。

1.1.7 本事故直前の福島第一原発の耐震脆弱性に関する小括

以上に述べたことから、東北地方太平洋沖地震の発生直前における福島第一原発の各号機は、「止める・冷やす・閉じ込める」という安全機能にとって重要な機器・配管系全体が、最大加速度600Galの基準地震動Ssに耐えられる状態にあったとは保証できない。平成18（2006）年以降に施されるべき大量の耐震補強がほとんど実施されていなかった事実を照らせば、むしろSsレベルの地震動には耐えられない状態であった可能性の方が高いことを否定できない。

老朽化も考慮すれば、耐震重要度分類がBやCの箇所ではなおいっそう、旧指針による基準地震動S₂（最大加速度370Gal）や、建設当初の機能保持検討用地震動（最大加速度265Gal）に対してさえ十分な強度を保持していなかった疑いすらある。1～3号機で格納容器内に立ち入って詳細な調査ができるのは遠い先のことであり、真相究明は不可能に近いかもしれないが、そのような問題意識を全国・全世界の原発の保守点検等に生かすべきだろう。

福島第一原発は、このような状態で、平成23（2011）年3月11日14時46分、基準地震動の2倍以上の強震動継続時間を持ち、基準地震動と同等かやや上回る加速度振幅を有する東北地方太平洋沖地震の強震動に襲われることになるのである。

なお、このような状況は、決して福島第一原発のみの特殊事情ではなく、旧指針策定前に設置許可された全国の21商業発電用原子炉に共通の問題だと思われる。さらに、新指針に対するバックチェックと耐震補強の不備に関しては、その有無を全原発について徹底的に調査する必要があるだろう。

1.2 認識していながら対策を怠った津波リスク

福島第一原発は40年以上前の地震学の知識に基づいて建設された。その後の研究の進歩によって、建設時の想定を超える津波が起きる可能性が高いことや、その場合すぐに炉心損傷に至る脆弱性を持つことが、繰り返し指摘されていた。しかし、東電はこの危険性を軽視し、安全裕度のない不十分な対策にとどめていた。

平成18（2006）年の段階で福島第一原発の敷地高さを超える津波が到来した場合に全交流電源喪失に至ること、土木学会手法による予測を上回る津波が到来した場合に海水ポンプが機能喪失し炉心損傷に至る危険があるという認識は、保安院と東電との間で共有されていた。

改善が進まなかった背景には少なくとも3つの問題がある。第一は、保安院が津波想定の見直し指示や審査を非公開で進めており、記録も残しておらず、外部には実態が分からなかったこと。第二は、津波の高さを評価する土木学会の手法の問題である。この手法は電力業界が深く関与した不透明な手続きで策定されたにもかかわらず、保安院はその内容を精査せず、津波対策の標準手法として用いてきた。第三としては、恣意的な確率論の解釈・使用の問題がある。東電は不公正な手続きで算出された低い津波発生頻度を根拠として、対策を施さないことを正当化しようとしていた。一方で津波の確率論的安全評価が技術的に不確実であるという理由で実施せず、対策の検討を先延ばしにしていた。

東電の対応の遅れは保安院も認識していたが、保安院は具体的な指示をせず、バックチェックの進捗状況も適切に管理監督していなかった。

今回重大な津波のリスクが看過された直接的な原因は、東電のリスクマネジメントの考え方にある。科学的に詳細な予測はできなくても、可能性が否定できない危険な自然現象は、リスクマネジメントの対象として経営で扱われなければならない。新知見で従来の想定を超える津波の可能性が示された時点で、原子炉の安全に対して第一義的な責任を負う事業者に求められるのは、堆積物調査等で科学的根拠をより明確にするために時間をかけたり、厳しい基準が採用されないように働きかけたりすることではなく、早急に対策を進めることであった。

1.2.1 津波想定と被害予測の変遷

津波が想定を超える可能性が高いことや、想定を超えた津波は容易に炉心損傷を引き起こすことを、東電は平成14（2002）年以降何度も指摘され、事故の危険性を認識していた。

津波想定と被害予測の変遷

津波が想定を超える可能性が高いことや、想定を超えた津波は炉心損傷を引き起こす可能性があることを、東電は認識していたが十分な対応をしなかった

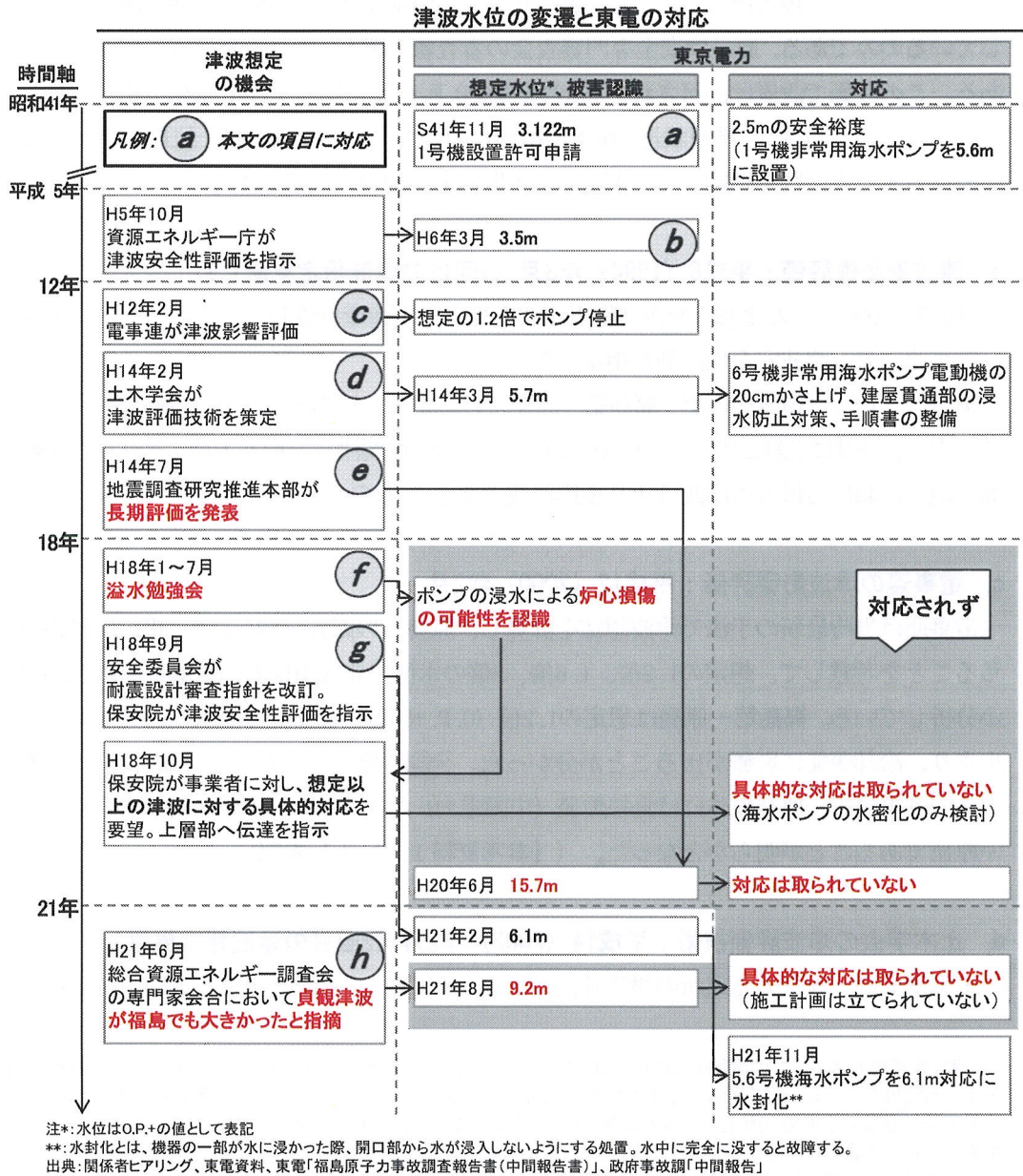


図1.2.1-1 津波想定の時系列

1) 地震調査研究推進本部の長期評価以前

a. 設置許可申請：昭和41（1966）年11月

1号機の設置許可申請書（「1. 1. 3 1）a.」参照）は、添付書類6の「2. 水理 2. 2 海象」の箇所で、「現地においては、潮位観測は行っていないが、敷地南方約50km小名浜港における潮位は、下記のとおりである」として「最高潮位O.P.（小名浜港工事基準面）+3.122m（1960.5.24 チリ地震津波）」「最低潮位O.P. -1.918m（1960.5.24 チリ地震津波）」と記しているのみである。原子炉安全専門審査会の審査報告書も、これを書き写しているだけである。この評価で設置は許可され、35mの丘陵をO.P. +10mに切り下げて原発が建設された⁴⁸。O.P. +10mという高さは、地質状況、復水器冷却水の揚水に必要な動力費、土工費、及び高波・津波に対する安全性を勘案して、東電の土木関係者が独自に決定した⁴⁹。

b. 津波安全性評価：平成6（1994）年3月（1回目の津波想定見直し）

平成5（1993）年の北海道南西沖地震津波を受けて、通産省資源エネルギー庁は同年10月に電事連に対し津波安全性評価を指示した⁵⁰。

東電は、平成6（1994）年3月、福島第一原発での想定は、上昇側でO.P. +3.5mと報告した⁵¹。この中で、文献に記録が残っている1611年以降の13の地震津波を取り上げ、それらと比較し福島地点における最大の津波はチリ地震津波であるとしている。

c. 電事連の津波影響評価：平成12（2000）年2月

電事連は当時最新の手法で津波想定を計算し、原発への影響を調べた⁵²。想定に誤差が生じることを考慮して、想定の上昇側1.2倍、1.6倍、2倍の水位で非常用機器が影響を受けるかどうか分析している。福島第一原発は想定の上昇側1.2倍（O.P. +5.9m～6.2m）で海水ポンプモーターが止まり、冷却機能に影響が出ることが分かった。全国の原発のうち、上昇側1.2倍で影響が出るのは福島第一原発以外には島根原発（中国電力）だけであり、津波に対して余裕の小さい原発であることが明らかとなった。（【参考資料1.2.1】参照）

d. 土木学会の津波評価技術：平成14（2002）年2月（2回目の津波想定見直し）

土木学会の「原子力発電所の津波評価技術」⁵³（以下「土木学会手法」という）策定を受

⁴⁸ 1号機の非常用海水ポンプの電動機はO.P. +5.6mのところ設置されており、津波がこれを超えると冷却機能が喪失する可能性があった。過去最高とされたO.P. +3.1mに、2.5mの安全余裕を加えた高さと考えられる。

⁴⁹ 佐伯正治「福島原子力発電所土木工事の概要（1）」『土木技術』22巻9号（昭和42（1967）年）101～110ページ

⁵⁰ 東電の開示した書面による。

⁵¹ 東電「福島第一・第二原子力発電所 津波の検討について」（平成6（1994）年3月）

⁵² 電事連資料

⁵³ 土木学会「原子力発電所の津波評価技術」は、初期の原発が建設されたのち、急速に進歩した津波の予測技術を標準化し、原子力発電所の安全設計に取り入れる目的で、平成14（2002）年2月にまとめられた。過去の津波を起こした地震の震源域を特定し、その海底の変動を数値計算する。その際、モデルの不確かさを考慮して断層の傾きなどを何通りも計算し、津波が最大になる条件を探す。この方法によって、おおむね既往最大の津波高さの約2倍程度を想定数値として算出した。東北地方では文献に残されている過去約400年分のデータに基づいた津波しか

けて、東電は福島第一原発の津波想定をO. P. +5. 7mに引き上げ保安院に報告した⁵⁴。東電は、6号機の非常用海水ポンプ電動機を20cmかさ上げし、また、建屋貫通部の浸水防止対策と手順書の整備を実施した。

2) 地震調査研究推進本部の長期評価以降

e. 地震本部の長期評価：平成14（2002）年7月

政府の地震調査研究推進本部（以下「地震本部」という）⁵⁵は平成14（2002）年7月、「三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価について⁵⁶」を発表した。この中で、福島第一原発の沖合を含む日本海溝沿いで、M8クラスの津波地震が30年以内に20%程度の確率で発生すると予測した。この長期評価は、東北地方太平洋沖地震の震源域の一部しか推定できていなかったが、本事故時の高い津波はこの長期評価からだけでも予測できた。東電が平成20（2008）年5月ごろに計算した結果によると、この長期評価の予測する津波地震は、福島第一原発の敷地にO. P. +15. 7mの津波をもたらし、4号機原子炉建屋周辺は2. 6mの高さで浸水すると予想された⁵⁷。

f. 溢水勉強会：平成18（2006）年5月

スマトラ沖津波（平成16（2004）年）でインド・マドラス原発の非常用海水ポンプが運転不能になったことや⁵⁸、宮城県沖の地震（平成17（2005）年8月）において女川原発で基準を超える揺れが発生したことから、想定を超える事象も一定の確率で発生するとの問題意識を持ち⁵⁹、保安院と独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「JNES」という）は平成18（2006）年1月に溢水勉強会を設置した。平成18（2006）年5月11日の勉強会で、福島第一原発5号機の想定外津波について東電が検討状況を報告した。O. P. +10 mの津波が到来した場合、非常用海水ポンプが機能喪失し炉心損傷に至る危険性があること、またO. P. +14mの津波が到来した場合、建屋への浸水で電源設備が機能を失い、非常用ディーゼル発電機、外部交流電源、直流電源全てが使えなくなって全電源喪失に至る危険性があることが示された。それらの情報が、この時点で東電と保安院で共有された。

想定しておらず、それ以上の間隔で起きる津波は想定の対象外となっていた。

⁵⁴ 東電「福島第一原子力発電所 福島第二原子力発電所 津波の検討—土木学会原子力発電所の津波評価技術に関わる検討—」（平成14（2002）年3月）

⁵⁵ 平成7（1995）年の阪神・淡路大震災を契機として政府に地震本部が設けられた。目的の一つは、「地震に関する観測、測量、調査または研究を行う関係行政機関、大学等の調査結果等を収集し、整理し、及び分析し、並びにこれに基づき総合的な評価を行うこと」（地震防災対策特別措置法第7条第2項第4号）である。これまで研究機関や研究者が地震についての情報をばらばらに発信してきた防災に役立たなかった反省から、政府としてとりまとめる役割を果たすとされた。

⁵⁶ 地震調査研究推進本部 地震調査委員会「三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価について」（平成14（2002）年7月31日）http://www.jishin.go.jp/main/chousa/kaikou_pdf/sanriku_boso.pdf（平成24（2012）年5月5日最終閲覧）

⁵⁷ 東電資料

⁵⁸ 東電資料

⁵⁹ 保安院担当者ヒアリング

溢水勉強会の結果を踏まえ、平成18（2006）年8月2日の第53回安全情報検討会において、保安院の担当者は「ハザード評価結果から残余のリスクが高いと思われるサイトでは念のため個々に対応を考えた方がよいという材料が集まってきた。海水ポンプへの影響では、ハザード確率⁶⁰⇨炉心損傷確率⁶¹」と発言している。

また、第53回安全情報検討会資料には、「敷地レベル+1mを仮定した場合、いずれのプラントについても浸水の可能性は否定できないとの結果が得られた。なお、福島第一5号機、泊1、2号機については現地調査を実施し、上記検討結果の妥当性について確認した」と記載されている⁶²。

g. 耐震設計審査指針の改訂：平成18（2006）年9月（3回目の津波想定見直し）

平成18（2006）年9月、安全委員会が耐震設計審査指針を改訂し、津波については「施設の供用期間中に極めてまれではあるが発生する可能性がある」と想定することが適切な津波によっても、施設の安全機能が重大な影響を受けるおそれがないこと⁶³」と定めた。

東電は、土木学会手法に基づいて津波想定を40cm引き上げ0. P. +6. 1mとし、それに伴い海水ポンプモーターの機器かさ上げなどの対策を平成21（2009）年11月までに実施した。

h. 貞観津波考慮の指摘：平成21（2009）年6月

平成21（2009）年6月に、総合資源エネルギー調査会の専門家会合において、貞観地震（869年）で福島にも非常に大きな津波が来ていたことが委員から指摘された⁶⁴。その後の東電の計算によると、貞観津波の波高は福島第一の地点で0. P. +9. 2mになり、東電はその数値を平成21（2009）年9月に保安院に報告した。

1. 2. 2 津波による全交流電源喪失及び炉心損傷に至る脆弱性の軽視

東電は、想定を超える津波が到来した場合に炉心損傷に至る脆弱性を軽視し、保安院の口頭指示に対しても十分に対応しなかった。その結果、溢水対策が実施されないまま本事故を迎えた。

1) もともと想定に対する裕度が低い

「1. 2. 1 1) c.」で述べたように、電事連が平成12（2000）年に実施した調査の結果、

⁶⁰ 想定を超える津波というハザード（危険）が発生する確率。

⁶¹ 津波の発生確率が炉心損傷の確率にほとんど等しいということは、（海水ポンプを止めるような）津波が来ればほぼ100%炉心損傷（炉心溶融を含む）に至るという意味であろう。

⁶² 保安院資料

⁶³ 安全委員会「耐震設計審査指針」（平成18（2006）年）「1. 1. 5 1）」参照

⁶⁴ 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会 耐震・構造設計小委員会 地震・津波、地質・地盤合同ワーキンググループ（第32回）議事録（平成21（2009）年6月24日）<http://www.nisa.meti.go.jp/shingikai/107/3/032/gijiroku32.pdf>（平成24（2012）年5月5日最終閲覧）

福島第一は津波に対する余裕が小さいことが分かっていた。それにもかかわらず、平成14(2002)年に津波想定をO.P.+3.1mからO.P.+5.7mに引き上げた際、それに伴う対策は一部のポンプを20cmかさ上げしたのみであった。津波想定水位に対して、非常用ポンプのモーター下端まで3cmしか余裕がなく、土木学会手法に0.5%程度の誤差が生じただけでポンプの機能が失われる状態だった。(【参考資料1.2.2】参照)

2) 溢水勉強会等を受けた事業者の消極的な反応

「1.2.1 2) f.」の溢水勉強会を踏まえ、電事連の内部では、想定を超える津波によって炉心損傷が起こる可能性があることが共通認識になったが、そのリスクを軽視していた。

以下、電事連資料から引用する。

「国の反応は、土木学会手法による津波の想定に対して、数十cmは誤差との認識。余裕の少ないプラントについては、「ハザード確率≒炉心損傷確率」との認識のもと、リスクの高いプラントについては念のため個別の対応が望まれるとの認識。」

しかしながら、今後の対応として検討されたのは、すぐに対応するというのではなく、

「土木学会の手法について、引き続き、保守性を主張。津波PSAについては、電力共研により検討を継続しつつ、できるだけ早めに、津波ハザードのレベルを把握し、リスクが小さいことを主張していきたい。」

ということだった。

3) 津波想定見直しに関する保安院からの口頭指示と東電内での非共有

保安院は、平成18(2006)年10月6日に、耐震バックチェックに係る耐震安全性評価実施計画書について、全電気事業者に対する一括ヒアリングを開いた。この席上で、保安院の担当者から津波対応について「本件は、保安院長以下の指示でもって、保安院を代表して言っているのだから、各社、重く受け止めて対応せよ」とし、以下の内容が口頭で伝えられた。

「バックチェック(津波想定見直し)では結果のみならず、保安院はその対応策についても確認する。自然現象であり、設計想定を超えることもあり得ると考えるべき。津波に余裕が少ないプラントは具体的、物理的対応を取ってほしい。津波について、津波高さや敷地高さが数十cmとあまり変わらないサイトがある。評価上OKであるが、自然現象であり、設計想定を超える津波が来る恐れがある。想定を上回る場合、非常用海水ポンプが機能喪失し、そのまま炉心損傷になるため

安全余裕がない。今回は、保安院としての要望であり、この場を借りて、各社に
しっかり周知したものと受け止め、各社上層部に伝えること」

東電内では原子力部門担当副社長までは共有されたが、社長・会長までは伝えられなかった⁶⁵。

4) 溢水対策の未実施

電事連の平成19（2007）年4月4日の、津波バックチェックに関する保安院打ち合わせの席上で、東京電力は福島第一原発について対策を取る方針と伝え、海水ポンプの水密化⁶⁶や建屋の設置といった対応策が検討された。しかし、事故時点まで、海水ポンプの水封化⁶⁷に係る軽微な対応策を除いて、具体的な対応策は取られていない。

1.2.3 津波高さ見直しにおける問題

東電は、津波調査に消極的な姿勢を続け、地震本部の長期評価や貞観津波について対応の先延ばしを図った。

1) 東電の津波調査への消極的姿勢

東北電力は女川原発の津波想定のため、昭和63（1988）年ごろから自ら津波堆積物を調査していた⁶⁸。これは400年ほどしかさかのぼることのできない文献のデータを補足し、さらに古い津波の実態を探るためである。

通常、このような調査には発掘作業などに費用がかさむため、大学レベルでは研究がかなり困難である。このため仙台平野から南の津波堆積物調査は、最初の論文が報告された平成2

（1990）年以降もデータがなかなか集まらなかった。東電は原発の安全評価のため、率先して調査するべきであったが、「今後の研究の進展を待ちたい」⁶⁹という他人任せの消極的な姿勢を続けていた。

平成17（2005）年度以降、文部科学省の委託による重点調査で、ようやくこの地域での本格的な調査が始まり、東北大学などが福島第一原発の北約4kmで平成19（2007）年度に実施した津波堆積物の調査において、貞観津波を含め過去に5回の大津波が起きていたことが判明した⁷⁰。その後、東電が同様の調査を福島県沿岸で始めたのは平成21（2009）年であり、東北電力から20年以上出遅れていた。

⁶⁵ 勝俣恒久東電取締役会長 第12回委員会

⁶⁶ 水中に全体が没しても、水位が下がったあとすぐに運転可能な仕様にすること。

⁶⁷ 電動機の一部が水に浸かっても開口部から水が浸入しないようにすること。水中に完全に没すると故障する。

⁶⁸ 阿部壽ほか「仙台平野における貞観11年（869年）三陸津波の痕跡高の推定」地震、第2輯、43巻、平成2（1990）年、513～525ページ

⁶⁹ 東電担当者が、地震本部海溝型分科会委員に送った電子メール

⁷⁰ 今泉俊文ほか『東北地方太平洋沿岸域における地質調査 宮城県沖地震における重点的調査観測（平成19年度）成果報告書』107～132ページ

2) 地震本部の長期評価への対応の遅れ

当委員会の津波研究者に対するヒアリング⁷¹によると、東電は平成14（2002）年の地震本部の予測について、発表直後に複数の研究者に意見を求めていた。

例えば予測発表の1週間後、東電で津波想定を担当する者は、地震本部で長期評価を取りまとめた海溝型分科会委員に意見照会の電子メールを送った。東電の担当者は「（土木学会と）異なる見解が示されたことから若干困惑しております」とし、地震本部がこのような長期評価を発表した理由を尋ねている。これに対し、委員は「1611年、1677年の津波地震の波源がはっきりしないため、長期評価では海溝沿いのどこで起きるかわからない、としました」と回答している。

このような情報があったにもかかわらず、東電の担当者は、この津波予測への対策を検討することを見送った。文献上は福島県沖で津波地震が起きたことがない、というのが主な理由だった⁷²。

平成16（2004）年には、土木学会津波評価部会が、日本海溝で起きる地震に詳しい地震学者5人にアンケートを送り、地震本部の長期評価について意見を聞いている⁷³。その結果、「津波地震は（福島沖を含む）どこでも起きる」とする方が、「福島沖は起きない」とする判断より有力だった。

地震本部長期評価への対応について、平成20（2008）年時点での東電の方針は、同社が開示した文書によると以下のようなものだった。

「推本（地震本部）で、三陸・房総の津波地震が宮城沖～茨城沖のエリアのどこで起きるか分からない、としていることは事実であるが、原子力の設計プラクティスとして、設計・評価方針が確立しているわけではない。

（中略）

以上について有識者の理解を得る（決して、今後なんら対応をしないわけではなく、計画的に検討を進めるが、いくらなんでも、現実問題での推本即採用は時期尚早ではないか、というニュアンス）

以上は、経営層を交えた現時点での一定の当社結論となります。」

「いくらなんでも時期尚早ではないか」と判断した理由は、対策が困難で、実現するにしても巨額の費用がかかると見込まれたためと思われる。しかし先延ばしにしてもよい根拠はなかった（【参考資料1.2.3】参照）。

⁷¹ 津波研究者ヒアリング

⁷² 東電担当者ヒアリング及び文書回答

⁷³ 土木学会提出資料

3) 大幅な想定超えの認識

耐震指針改訂に伴う津波想定見直しのため、平成20（2008）年以降に地震本部の長期評価による津波と貞観津波の両者について計算し、従来の想定を大幅に超えることを知ったものの、迅速な対応をしていない。

東電は、平成20（2008）年2月ごろに有識者の意見を求めたところ、「福島県沖海溝沿いで大地震が発生することは否定できないので、波源として考慮すべきである」との意見が出されたことを受けて、遅くとも平成20（2008）年5月下旬から6月上旬ごろまでに、地震本部の長期評価に基づき、福島第一原発2号機付近でO.P. +9.3m、福島第一原発5号機付近でO.P. +10.2m、敷地南部でO.P. +15.7mといった想定波高の数値を得た。しかし、武藤副本部長ほかは、津波到来の緊急性は低いと考えた⁷⁴。

東電は、平成20（2008）年3月に耐震バックチェックに関して、代表プラントである福島第一原発5号機及び福島第二原発4号機の間接報告を保安院に提出した。平成21（2009）年6月及び7月、「総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会 耐震・構造設計小委員会 地震・津波、地質・地盤合同ワーキンググループ」が、中間報告の評価をした際⁷⁵、その委員が、貞観地震（869年）で福島にも非常に大きな津波が到達していたことを指摘した。

その後、平成21（2009）年9月ごろに、保安院の審査官は東電から津波評価に関する説明を受けている。土木学会手法に基づく評価値を大幅に上回る津波が到来する可能性があることを、保安院も認識していた⁷⁶。

東電は本事故の約半年前の平成22（2010）年8月から4回にわたり、津波対策に係る検討会（福島地点津波対策ワーキング）を開き、防潮堤、防波堤、海水ポンプの水密化等の対策について検討していた。

平成22（2010）年8月27日に東電が開催した福島地点津波対策ワーキング（第1回）では、土木学会のモデルを利用した津波の最高水位はO.P. +6.1mであった。一方、地震本部による知見や貞観津波を踏まえた社内の計算では、津波の最高水位はO.P. +15.7mと評価していた。この評価結果を受けて、東電土木技術グループでは防潮堤設置の検討を開始したものの、周辺集落にはかえって津波の影響が大きくなる等の理由から防潮堤の建設は取り止め、各設備での対応が代替して進められることとなる。

同年12月6日の第2回福島地点津波対策ワーキングでは、第1回の会議を経て、O.P. +10mまでの津波対策について、各部門より対策工事についての報告を受けている。また、それぞれの対策については、工事の緊急度に応じて、土木学会手法の改訂される時期（平成24（2012）年10月）までには着手されるように考慮している。

津波対策ワーキングにおいてこうした津波対策の検討が行われたものの、本事故の時点では

⁷⁴ 東電 武藤前副本社長ヒアリング

⁷⁵ 「1.1.5 2）」参照

⁷⁶ 政府事故調「中間報告（本文編）」（平成23（2011）年12月）402ページ

「さらなる調査が必要」との理由から、津波堆積物調査が実施されたのみで、具体的な施工計画は何一つ立てられていなかった。

1.2.4 保安院と土木学会の不透明性

津波リスクを軽視してきた背景に、保安院の不透明な監督の在り方と、土木学会が不公正な手続きで策定した手法を、保安院が精査せずに利用していた問題が挙げられる。

1) 保安院の口頭指示と記録不備による不透明性

保安院では、津波バックチェックの指示や審査結果など、非常に重要な連絡を口頭でのみ事業者へ伝え、記録を残さないまま不透明な指導を行ってきた。

平成18(2006)年10月、保安院は、新指針に基づく津波バックチェックについて「土木学会手法による評価でよい」と口頭で電事連に伝えた、と東電は述べている⁷⁷。これに対して保安院は「指摘の事実は確認できない」としている⁷⁸。仮に、東電の言うとおりのならば、保安院は津波想定の見直し範囲を限定し、土木学会手法に含まれない地震本部の長期評価や、貞観地震を最初から切り捨てていたことになる。

また、溢水勉強会の結果についても、「本件は、保安院長以下の指示でもって、保安院を代表して言っているのだから、各社、重く受け止めて対応せよ、また、本件、上層部にも伝えよ」との趣旨を、口頭でのみ電事連に伝えている。

同様のことが、平成14(2002)年2月の津波想定見直し⁷⁹にもいえる。この時の報告内容⁸⁰は本事故時における原発の津波想定を決めた重要なものであるにもかかわらず、東電によれば、バックチェックは保安院から東電に口頭で指示され、結果も報告したとされている。一方、保安院は、指示や審査をした記録はなく、内容の妥当性を検討していないとしている⁸¹。

また、平成6(1994)年の津波安全性評価⁸²の際も同様である。東電へのヒアリング⁸³によると、この報告書の内容は、通産省原子力発電技術顧問会で審議され、了承された旨が口頭で連絡された。一方、保安院の書面による回答⁸⁴によれば、審査の有無や報告を了承したかについて資料がないため確認できないとしている。

⁷⁷ 東電からのお知らせ「平成18年に保安院から津波による全電源喪失のリスクを伝えられ、必要な対策をとらなかったという事実はありません」<http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/info/index-j.html>

⁷⁸ 保安院の書面による回答(平成24(2012)年5月25日)

⁷⁹ 平成14(2002)年に「土木学会手法」策定を受け、東電が津波想定をO.P.+5.7mに引き上げた際の保安院への報告

⁸⁰ 東電「福島第一原子力発電所 福島第二原子力発電所 津波の検討—土木学会『原子力発電所の津波評価技術』に関わる検討—」(平成14(2002)年3月)

⁸¹ 保安院元担当者ヒアリング

⁸² 東電「福島第一・第二原子力発電所 津波の検討について」(平成6(1994)年3月)

⁸³ 東電担当者ヒアリング

⁸⁴ 保安院の書面による回答(平成24(2012)年4月14日)

2) 保安院と東電による想定見直しの非公開

平成14（2002）年2月の津波想定見直し⁸⁵により、津波想定はO. P. +5. 7mと、建設時の約2倍に引き上げられた。

しかし本事故後に至るまで、東電や保安院はこのときの報告書を公開していなかった。そのため、本事故当時、どのような津波を想定し、どんな備えをしていたのか、外部には実態が分からない状態であった。

3) 土木学会手法の問題

土木学会手法のような民間で策定した技術基準を、規制に用いるには以下のような要件が必要とされている⁸⁶。

① 策定プロセスが公正、公平、公開を重視したものであること（偏りのないメンバー構成、議事の公開、公衆審査の実施、策定手続きの文書化及び公開など）。

② 技術基準やそのほかの法令又はそれに基づく文書で要求される性能との項目・範囲において対応がとれること。

（以下略）

しかし、土木学会手法は、これらの要件を満たしていない。①の「公正、公平、公開」については、手法の研究費の全額（1億8378万円）、手法の審議のため土木学会に委託した費用の全額（1350万円）を電力会社が負担しており、公正性に疑いがある⁸⁷。メンバー構成についても、土木学会津波評価部会における土木学会手法策定時の委員・幹事等30人のうち13人が電力会社、3人が電力中央研究所、1人が電力のグループ会社の所属であり、電力業界に偏っていた⁸⁸。議事の公開についても、極めて不十分な議事要旨が、本事故8カ月後の平成23（2011）年11月によりやく公開されるなど問題があった。②の点については、土木学会手法で算出される想定津波高さが、安全審査指針⁸⁹が求める性能に適合し、この手法に従えば原発の安全は確保できるのか、検証されていない。

土木学会手法をまとめた土木学会原子力土木委員会津波評価部会の委員（大学の津波研究者）は、土木学会手法による想定を超えた津波が福島第一原発を襲ったことについて、「まったく驚かなかった」と証言している。「その可能性は何度も主張していたが、実例がないことには、電力会社に対し、費用がかかる対策まで結びつける説得力がなかった」と述べている⁹⁰。

一方、東電は平成14（2002）年1月に保安院に対し、土木学会手法で想定する津波高さにつ

⁸⁵ 平成14（2002）年に「土木学会手法」策定を受け、東電が津波想定をO. P. +5. 7mに引き上げた際の保安院への報告

⁸⁶ 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会原子炉安全小委員会（第23回）資料「学協会規格の規制への活用の現状と今後の取組について」（平成21（2009）年1月27日）

⁸⁷ 東電書面回答による（平成24（2012）年5月31日）

⁸⁸ 土木学会原子力土木委員会津波評価部会「原子力発電所の津波評価技術」（平成14（2002）年2月）

⁸⁹ 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」（安全設計審査指針）では、「指針2. 自然現象に対する設計上の考慮」に関する解説で津波も挙げ、予測される自然条件のうち最も過酷と思われる条件を考慮した設計であることを求めている。

⁹⁰ 土木学会原子力土木委員会津波評価部会の委員ヒアリング

いて、「物を造るという観点で想定される津波のmaxである」と説明していた⁹¹。また、この際、土木学会手法で算定される水位を超える津波が襲来する頻度は1万年から10万年に1回起きる程度と表現していた⁹²。しかし、土木学会手法がそれほどの安全性を持つものであるかどうかに関して科学的な根拠はなく、東電の担当者の推測にすぎなかった⁹³。当時の保安院の担当者はこれに懐疑的で、100年から1万年に1回は想定を超えるレベルか、それ以下の頻度ととらえていたと証言している⁹⁴。別の保安院担当者は、土木学会手法について「まだ課題が多く残されており、初歩的なものという認識を持っていた」と述べている⁹⁵。しかし、規制当局は、この土木学会手法を事実上の基準として規制に用いてきた⁹⁶。

1.2.5 確率論の恣意的な利用

科学的根拠に乏しい手法で算出された津波の発生頻度により、津波のリスクが過小評価されていたと思われる。一方、シビアアクシデント対策では、津波の確率論的安全評価は技術的に不確実として、検討自体が先延ばしされ対策がとられなかった。このように津波リスクを明確にしないために、東電は確率論的な評価を自社に都合のいいように使っていた。

土木学会の津波評価部会は、平成15（2003）年以降、津波の確率論的リスク評価の研究に着手した。その成果をもとに、東電は福島第一原発の津波の危険性を計算した英文論文を発表している。この論文によると、福島第一原発に、「土木学会手法で想定した0.P. +5.7m以上の津波が到達する頻度は数千年に一回程度」であり、関係者に対するヒアリング⁹⁷によれば、「まだ完成された手法ではないが、リスクレベルは高くないと認識していた」とのことである。

東電はこの計算結果を、平成18（2006）年9月には安全委員会委員長にも説明し、土木学会手法の想定を超える頻度は低いと説明している⁹⁸。

しかし、津波の発生頻度は、当時の土木学会津波評価部会の委員・幹事31人と外部専門家5人へのアンケート調査をもとに算出している。31人中、津波の専門家ではない電力会社の社員が約半数を占めていた。

これは、多様な研究及び実務機関から専門家を選定するという、日本原子力学会が定めた手順⁹⁹から外れている。このようなアンケート結果を用いたリスク評価の数値は、信頼性が乏しく、少なくとも科学的ではない。

実際、JNESが本事故以前の地震学的な情報に基づいて、土木学会手法で算定される水位を超

⁹¹ 東電資料

⁹² 東電が政府事故調に送った書面回答「8月24日ヒアリングの回答内容に係るお尋ねへのご回答」

⁹³ 東電元担当者ヒアリング

⁹⁴ 保安院元担当者ヒアリング

⁹⁵ 保安院元担当者ヒアリング

⁹⁶ 保安院は、津波は個別の原発ごとに審査しており、土木学会手法を規制基準として用いていないとしている（保安院ヒアリングによる）。しかし東電は「国内原子力発電所の標準的な津波評価方法として定着」（東電「福島原子力事故調査報告書（中間報告書）」（平成23（2011）年）9ページ）と述べている。

⁹⁷ 東電関係者ヒアリング

⁹⁸ 東電資料

⁹⁹ JNES担当者ヒアリング

える津波が福島第一原発に押し寄せる頻度を計算したところ、約330年に1回程度となり、東電の計算より10倍以上大きくなっている¹⁰⁰（【参考資料1.2.5】参照）。

¹⁰⁰ 原子力安全基盤機構「確率論的津波評価に基づく設計基準津波作成に関するJNESモデルとその検証—中間報告」（平成24（2012）年3月28日）

1.3 国際水準を無視したシビアアクシデント対策

日本におけるシビアアクシデント対策（SA対策）はいずれも実効性に乏しいものであった。日本は自然災害大国であるにもかかわらず、地震や津波といった外部事象を想定せず、運転上のミスあるいは設計上のトラブルといった内部事象のみを想定したSA対策を行ってきた。

日本では、SA対策は検討開始当初より自主対策とされてきた。平成3（1991）年の原子力安全委員会の共通懇¹⁰¹において「アクシデントマネジメント（AM）は、原子炉設置者の『技術的能力』、いわゆる『知識ベース』に依拠するもので、現実の事態に直面しての臨機の処置も含む柔軟なものであって、安全規制によりその具体的内容が要求されるものではない」と明記されている。

自主対策では、規制要件上の工学的安全設備のように高い信頼性が、SA対策設備に求められない。そのため、従来の安全設備が機能できない事故時に必要なSA対策設備にもかかわらず、その安全設備よりも、そもそも耐力が低く、先にSA対策設備が機能を失う可能性が高いという矛盾を抱えた、実効性の乏しい対策となっていた。またその検討、整備も海外に比べて大きく遅れるものとなった。

事業者の自主的な対応であることは、事業者が電事連¹⁰²を通じて、規制当局に積極的に働きかけを行う余地を生じさせた。特に、海外の動向を受けた平成22（2010）年ごろからの規制当局のSA規制化の流れに当たっては、積極的な働きかけを行ってきた。事業者から規制当局への折衝方針には、繰り返し、訴訟上問題とならないこと、及び既設炉の稼働率低下につながるぬようバックフィット¹⁰³が行われないことが挙げられている。このようにして確率は低いが壊滅的な事象を引き起こす事故シナリオへの対応がなされていなかったのである。

¹⁰¹ 平成3（1991）年原子力安全委員会 共通問題懇談会 「アクシデントマネジメントとしての格納容器対策に関する検討報告書」

¹⁰² 昭和27（1952）年11月に設立された電力会社の連合会。北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の10社が加盟している。

¹⁰³ 既設炉にも最新基準への適合を義務付ける制度

1.3.1 本事故における実効性のなさ

日本では、シビアアクシデント（以下「SA」という）¹⁰⁴対策として、設備、体制、手順書、訓練・教育の整備が行われてきたが、実効性に乏しく、本事故ではさまざまな問題が顕在化し、事故の緩和、防止には不十分なものであった。

1) 設備の準備状況とその問題

SA対策設備の整備は主に①原子炉停止機能、②原子炉及び格納容器への注水機能、③格納容器からの除熱機能、④安全機能のサポート機能からなり、うち②～④のそれぞれに、対策をしていたが実効性が不足していた点、若しくはそもそも対策がされていなかった点が指摘されている。

福島第一原発において整備されていたSA対策設備は、以下のとおりである（「表 1.3.1-1」参照）。

¹⁰⁴ 「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、炉心の重大な損傷に至る事象。設計基準事象とは、原子炉施設を異常な状態に導く可能性のある事象のうち、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（通産省資源エネルギー庁「アクシデントマネジメントの今後の進め方について」平成4（1992）年7月）

1号炉：平成11(1999)年11月整備終了

機能	平成6(1994)年3月以降	平成6(1994)年3月以前
原子炉停止機能	●代替反応度制御 (RPT 及び ARI)	●手動スクラム ●水位制御及びホウ酸水注入系の手動操作
原子炉及び格納容器への注水機能	●代替注水手段 (復水補給水系、消火系ポンプによる原子炉・格納容器への注水手段及び格納容器冷却系から停止時冷却系を介した原子炉への注水手段)	●ECCS等の手動起動 ●原子炉の手動減圧及び低圧注水操作 ●代替注水手段 (給復水系、制御棒駆動水圧水系による原子炉への注水手段)
格納容器からの除熱機能	●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 ●格納容器冷却系の故障機器の復旧 ●耐圧強化ベント	●格納容器冷却系の手動起動 ●不活性ガス系、非常用ガス処理系を通したベント
安全機能のサポート機能	●電源融通(隣接プラントから480V) ●非常用ディーゼル発電機 (D/G)の故障機器復旧 ●非常用D/Gの専用化	●外部電源の復旧及び非常用D/Gの手動起動 ●電源融通(隣接プラントから6.9kV)

2～5号炉

(2号炉平成11(1999)年8月、3号炉平成13(2001)年6月、4、5号炉平成12(2000)年10月整備終了)

機能	平成6(1994)年3月以降	平成6(1994)年3月以前
原子炉停止機能	●代替反応度制御 (RPT 及び ARI)	●手動スクラム ●水位制御及びホウ酸水注入系の手動操作
原子炉及び格納容器への注水機能	●代替注水手段 (復水補給水系、消火系ポンプによる原子炉・格納容器への注水手段) ●原子炉減圧の自動化	●ECCS等の手動起動 ●原子炉の手動減圧及び低圧注水操作 ●代替注水手段 (給復水系、制御棒駆動水圧水系による原子炉への注水手段、海水ポンプによる原子炉・格納容器への注水手段※2号炉は除く)
格納容器からの除熱機能	●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 ●格納容器冷却系の故障機器の復旧 ●耐圧強化ベント	●格納容器冷却系の手動起動 ●不活性ガス系、非常用ガス処理系を通したベント
安全機能のサポート機能	●電源融通(隣接プラントから480V) ●非常用D/Gの故障機器復旧 ●非常用D/Gの専用化	●外部電源の復旧及び非常用D/Gの手動起動 ●電源融通(隣接プラントから6.9kV)

表 1.3.1-1 福島第一原発におけるSA対策設備整備状況¹⁰⁵

これらのSA設備において、本事故により以下のような実効性の問題点が顕在化した。これらの実効性の問題は、本事故以前から指摘されていたものと今回判明したものが存在する。

¹⁰⁵ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」(平成14(2002)年5月)を基に作成

機能	整備された SA 対策	顕在化した問題点	
		3.11 以前より指摘されていた問題	3.11 により判明した問題
原子炉及び格納容器への注水機能	●消火系ポンプによる原子炉・格納容器への注水手段	●MARK I ではヘデスタル直接注水系が存在せず、ヘデスタル下部のデブリ冷却効果が乏しい ●耐震レベル C となっており地震により先に破損し機能しない可能性	
格納容器からの除熱機能	●耐圧強化ベント	●ウェットウェルベントではサブプレッションチェンバー温度上昇などにより放射性物質除去効果が低下する可能性	●電源がある中操で行うことが前提であり、手順書・図表の整備不備、手動閉閉ハンドルがないなど、手動ベント操作が困難となった。
安全機能のサポート機能	●電源融通 (隣接プラントから480V) ●非常用 D/G の故障機器復旧 ●非常用 D/G の専用化		●単一プラント事故のみを想定しているため、隣接プラントも電源喪失しているケースを考慮していない ●配電盤の浸水や、D/G 起動用直流電源の喪失を考慮していない

表 1.3.1-2 SA対策設備の実効性の乏しさ

a. 実効性が欠けていた対策①：消火系ポンプによる原子炉と格納容器への注水手段

消火系ポンプによる原子炉と格納容器への注水手段については、以前より実効性の問題が指摘され認識されていたが、改善されることなく本事故を迎えることとなった。

MARK I 型格納容器では、上部に設置された格納容器スプレイのみが格納容器冷却系として備わっており、事故時の SA 対策として格納容器雰囲気冷却と、圧力容器から溶け出しペデスタル内格納容器の床の上にとまったデブリ（溶融炉心）の冷却の両方の機能を持たされている。

MARK II 型格納容器と改良型沸騰水型原子炉（ABWR）では、格納容器上部にあるスプレイからの水が構造上直接ペデスタルの下部へ流入しないため、ペデスタル下部に直接注水するラインが設けられている。一方 MARK I 型では格納容器の構造上、上部スプレイからの注水が最終的にペデスタル下部へ流入することから、ペデスタル下部への直接注水ラインは増設されていない（「図 1.3.1-1」及び「図 1.3.1-2」参照）。

しかし、上部スプレイからペデスタル下部への流入経路は限定されている上、実際の事故時は格納容器内の雰囲気も相当に高温となっていることが予想され、上部スプレイからの注水のみでは、格納容器雰囲気冷却にのみ利用されてしまい、ペデスタル下部の格納容器の床上に落ちた溶融デブリの冷却には効かないことが懸念される。

また、この代替注水するための消火系配管は耐震クラス C となっており、明確な証拠は見つかっていないが、今回の地震災害の際はほかの安全設備より先に破損し使用不能となって

いた可能性が指摘されている（詳細は「1.3.2 3）」で後述）。

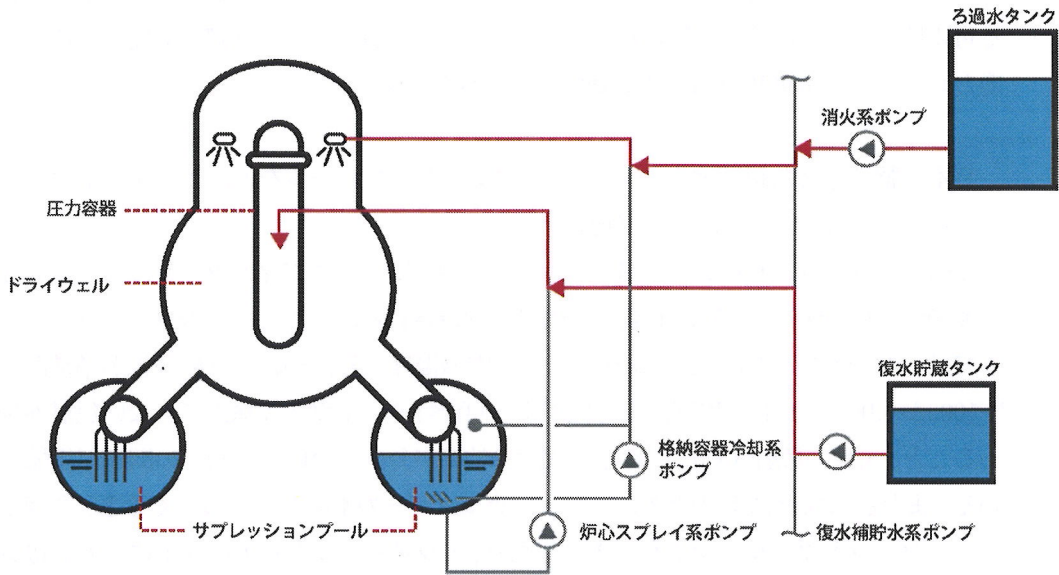
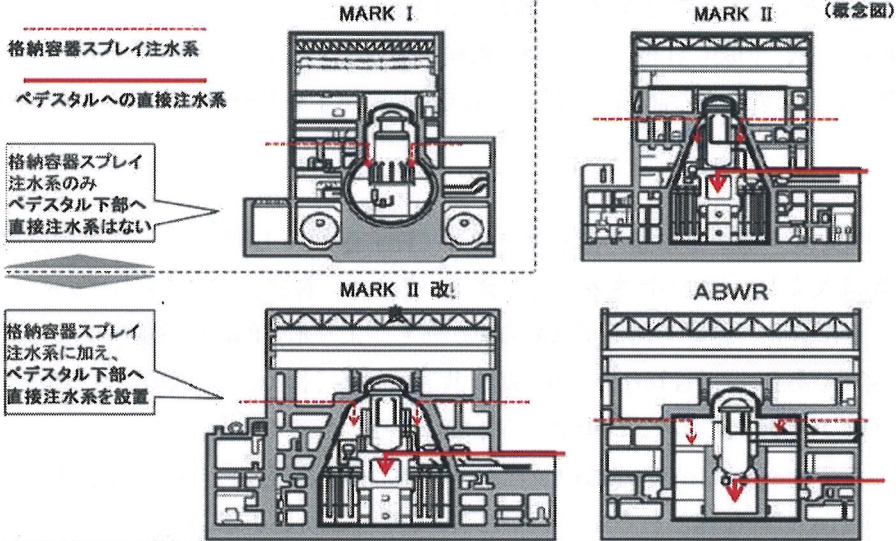


図 1.3.1-1 代替注水設備の概念図¹⁰⁶

プラント種類別の格納容器への注水機能

MARK I 型は唯一、ペDESTAL下部への直接注水系ラインを持たない



出典: 東京電力IP資料より当委員会作成

図 1.3.1-2 プラント種類別の格納容器への注水機能

¹⁰⁶ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14（2002）年5月）を基に作成

b. 実効性が欠けていた対策②：耐圧強化ベント

耐圧強化ベントでは、ウェットウェルベントの放射性物質除去効果が条件によって低下する可能性が、事故以前から知られていた。また、電源があり中央制御室で操作することを前提としており、本事故を通じて実効性の乏しさが判明した。

日本で整備された耐圧強化ベントは、サプレッションプールを通したウェットウェルベントである（「図 1.3.1-3」参照）。

このウェットウェルベントでは、プールスクラビング（水フィルター）により放射性物質をDF1000（1/1000）¹⁰⁷程度に低減する効果が期待される。しかし、このウェットウェルベントでは、事故時にサプレッションチェンバー内の温度上昇につれて低減効果が通常温度時のDF1000からDF10（1/10）程度にまで低下する可能性や、希ガス等除去できない放射性物質もあること、大量の放射性物質に対しては除去効果が分からないことなどの問題が指摘されている。また注水などによりサプレッションチェンバーの水面が上がってくると、今回事故のようにウェットウェルベントができなくなり、ドライウェルからのベントにより直接気体を逃がす必要が出てくる。その場合は放射性物質の低減効果は期待できない。

このような問題により、ヨーロッパではチェルノブイリ以降、格納容器にフィルターを設置することが主流であり、1990年代に既にEUのフィルターベントの技術情報は日本にも共有されていたが、日本の沸騰水型原子炉（BWR）はアメリカのプラントと同様ウェットウェルベントで十分であるとしてフィルターは設置されなかった。

東電においても、平成3（1991）年のSA対策検討初期にフィルターベントの有効性は認識されていたが、以下のような議論¹⁰⁸を経て、結果としてフィルターなしとすることが決定された。

フィルタベントは確かにリスク低減に資するが、「それをやっておけば格納容器は大丈夫」という印象を広く与えている点で「神話」がつくられている。

進展防止、格納容器荷重低減の点からも、より本質的には溶融デブリの冷却が大切であり、これはprevention AMと共通項を多く持つ。すなわち、いわゆるフェイズ1 AMの充実がこれを助けることになる。

このprevention AMは設置者の不断のリスク低減努力の一部として、また、cost-effectiveなAMとして自主的に電力にて考えてゆく方向にある。

溶融デブリの冷却を中心とした対策を設計上採用して（格納容器設計の“不備”を補うという形での）フィルタベントはなしとすることが好ましいと考えている。

また、このベント弁を操作するための圧縮空気ボンベから弁までの配管も、消火系配管と

¹⁰⁷ DFは除染係数（Decontamination Factor）の略。

¹⁰⁸ 東電資料

同様耐震クラスCとなっており、地震災害の際は他の安全設備より先に破損し使用不能となっていた可能性が存在する（詳細は「1.3.2 3）」で後述）。

さらに、このベント操作は電源があり中央制御室で操作することが前提となっており、弁のスイッチを動かすだけという最も簡単な操作の一つとなっていたため、電源を失った後の手動開操作は手順書にも記されておらず、また図面や手動操作部品の整備不備により手動操作は非常に困難な状況であった。

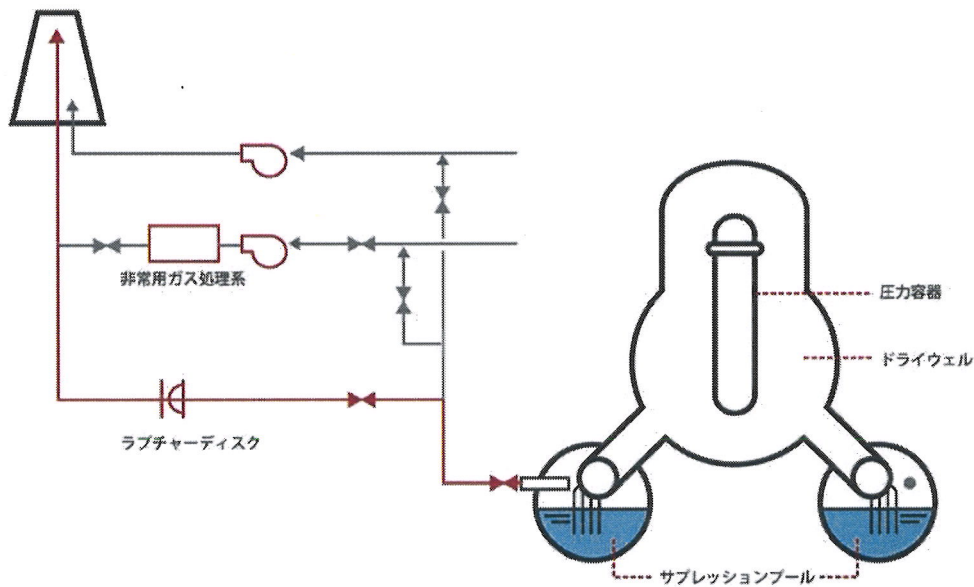


図 1.3.1-3 耐圧強化ベント設備（概念図）¹⁰⁹

c. 実効性が欠けていた対策③：電源融通

電源融通では、本事故を通じ、複数プラントの電源喪失や配電盤ごとに浸水することを考慮していないことによる実効性の乏しさが判明した。

電源融通（隣接プラントからの480V及び6.9kVの接続）の対策（「図 1.3.1-4」参照）は、今回のように外部事象によって隣接の複数プラントの電源が一斉に喪失し得ることを考慮しておらず、機能しなかった。また、非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」という）の専用化、複数化による電源の多重化についても、複数のD/Gが全て地下に設置されており水没したこと、また全電源をハブとして中継している配電盤1カ所も地下に存在したため水没し、機能しなかった。すなわち、電源融通のSA対策は外部事象を考慮しない、つまりたとえ

¹⁰⁹ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14（2002）年5月）を基に作成

電源喪失しても明確な根拠なく8時間以内には電源が復旧するとしたことで、津波という同一の起因事象により全て破られ、これまでのSA対策は、多重性、多様性、独立性を欠いた、実効性に乏しいものであったことが判明した。また、この問題について、「1.2」で述べた「溢水勉強会」により事業者側は事前に把握していた可能性がある。

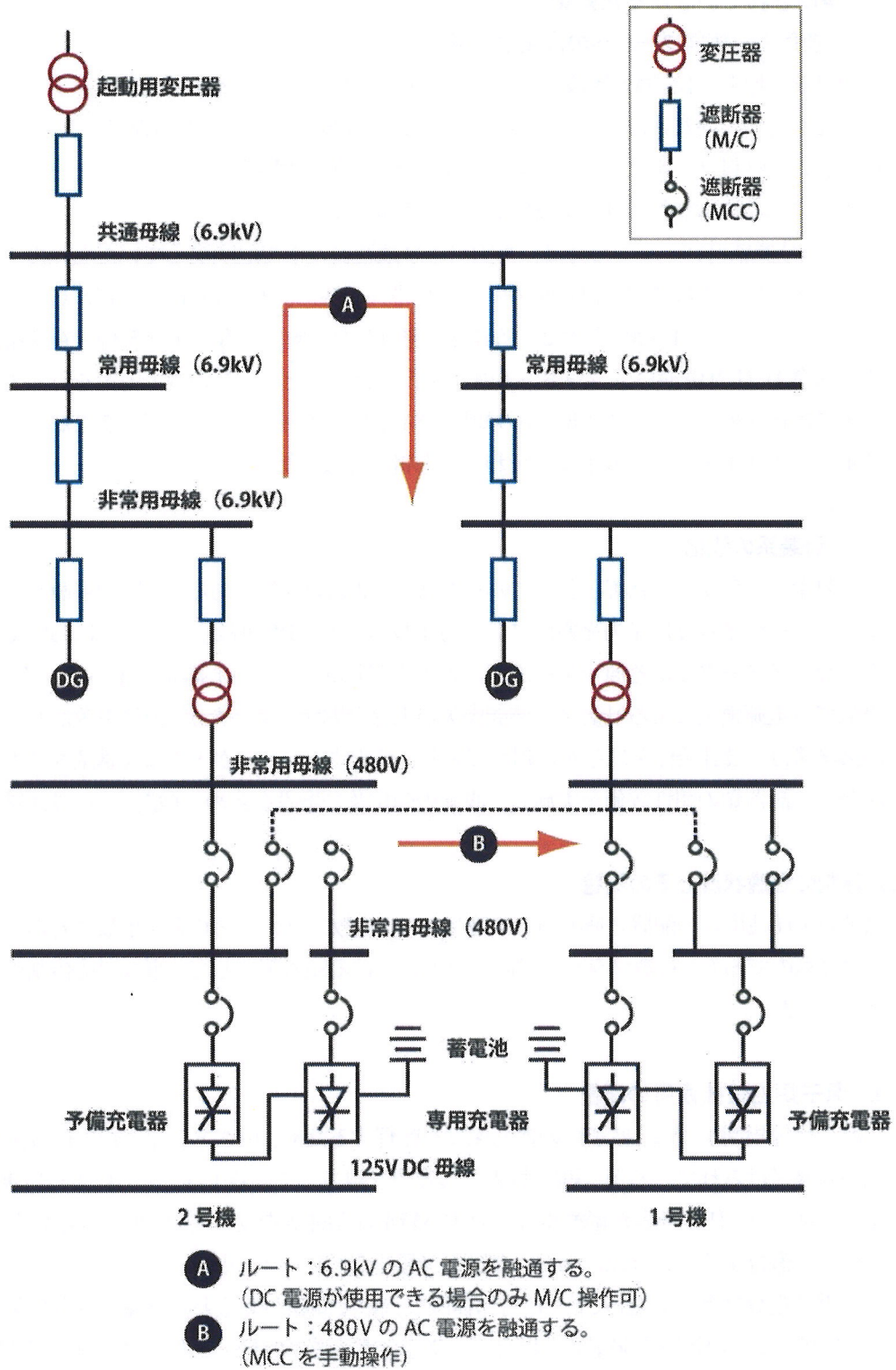


図 1. 3. 1-4 電源の融通（概念図）¹¹⁰

¹¹⁰ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14（2002）年5月）を基に作成

d. 整備されていなかった対策

① 使用済み燃料プールへの直接注水系

福島第一原発では、SA対策設備として使用済み燃料プールへの直接代替注水ラインは設置されておらず、冷却系は多重防護されていない。本事故では、定期検査で停止していた4号機において燃料プールに注水する必要が生じたが、直接代替注水ラインがなかったことから放水車による注水が行われ、危機状態への推移が食い止められた。

この4号機燃料プールの冷却は、米国が本事故進展の中で危険視していたものの一つである。米国では、平成13（2001）年の9.11テロ事件を機に、原子力規制委員会（以下「NRC」という）が、平成14（2002）年2月25日付で発行した「暫定的な安全と警備の補完措置に関する命令書（ICM Order）」の第B.5.b項（以下「B.5.b」という）の中で対策を行っている。日本では後述のように、このB.5.bの知見をSA対策へ反映させることができなかったため、放水車での注水という代替手段を行わざるを得なくなった。

② 計装系の強化

SA対策で、もう一つ見落とされているのは、計装系の強化である。今回の事故だけではなく、スリーマイル島原子力発電所における事故（以下「TMI事故」という）においても最も重要なパラメータである原子炉や加圧器の水位が計測できず炉心溶融に至っている。今回の事故では電源喪失による計装系の機能喪失が大きな問題であったが、仮に電源があっても炉心溶融後は、設計条件をはるかに超えており、計測器そのものがどこまで機能するか、既設原発での計器類の耐性評価を実施し、設備の強化及び増設を含めて検討する必要がある。

2) 体制の整備状況とその問題

原子炉主任技術者の配置と運転員の当直体制は、複数プラント同時多発事故に対応するには不十分なものであり、複数プラント併設の日本におけるSA対策として、事故対応体制の準備が不足していた。

a. 原子炉主任技術者の配置

原子炉等規制法では、原子炉の運転保安を監督するため、炉ごとに原子炉主任技術者の選任が義務付けられているが、実際は1人で複数炉を担当している（「表 1.3.1-3」参照）。また、原子炉主任技術者が過酷事故に対する特別な訓練等を受けていないため、緊急時の運転保安を監督するという点からは、制度が形骸化していたといえる。

東電は複数プラントを1人で受け持つ体制について問題があるとの認識は示さなかったが¹¹¹、今回のような複数多発事故の場合に、急速な事故進展が見られた1～4号機を同時に保安監督することは困難であったと考えられる。

¹¹¹ 東電ヒアリング

b. 運転員の当直体制

東電では、福島第一原発全号機（1・2号機、3・4号機、5・6号機）、福島第二原発全号機（1・2号機、3・4号機）、柏崎刈羽の6・7号機においては、2プラントで一つの中央制御室となっており、同時多発事故に対応するには運転当直員が不足していた（「表 1.3.1-4」参照）。その結果、本事故時においても当直長、副長¹¹²1人ずつが2プラントの指揮を執っており、1プラント当たりの運転員も1プラント1中央制御室の柏崎刈羽1～5号機などと比べて少ない体制だった。

東電は平成20（2008）年の社内での重要会議で、2プラント1中央制御室の当直体制について、当直長は1人のままで変えないものの、当直副長と副主任をそれぞれ2人に増員し、補機操作員も4人とする2プラント3人増の体制強化を諮っていたが、本事故までに対応されなかった。

発電所	号機	原子炉主任技術者
福島第一	1号機	1人兼務
	2号機	
	3号機	
	4号機	
	5号機	1人兼務
	6号機	
福島第二	1号機	1人兼務
	2号機	
	3号機	
	4号機	
柏崎刈羽	1号機	1人兼務
	2号機	
	3号機	
	4号機	
	5号機	1人兼務
	6号機	
	7号機	

表 1.3.1-3 原子炉主任技術者の配置

¹¹² 当直長は外部との通報連絡の役割が多く、プラントの指揮では当直副長が重要な役割となる。

発電所	号機	運転員当直体制						計	1プラント 当たり 当直副長	1プラント 当たり 運転員
		当直 長	当直 副長	主任	副 主任	主機 操作員	補機 操作員			
福島 第一	1号機	1	1	2	1	2	3	10	0.5人	5人
	2号機	1	1	2	1	2	3			
	3号機	1	1	2	1	2	3			
	4号機	1	1	2	1	2	3			
	5号機	1	1	2	1	2	3			
	6号機	1	1	2	1	2	3			
柏崎 刈羽	1号機	1	1	1	1	1	1	6	1人	6人
	2号機	1	1	1	1	1	1			
	3号機	1	1	1	1	1	1			
	4号機	1	1	1	1	1	1			
	5号機	1	1	1	1	1	1			

表 1.3.1-4 運転員当直体制の比較

3) 手順書の整備状況とその問題

東電の事故時運転手順書は、電源があることを大前提としていたため、本事故のような電源喪失等の事態では機能できない、実効性に欠いたものであった。

東電の事故時運転手順書は、「事象ベース」「徴候ベース」「シビアアクシデント」の3つに分かれて作成されている。

①「事象ベース」

想定された異常事象または事故が発生した場合に、その起因事象から過渡状態が収束するまでに適用するもの。

②「徴候ベース」

起因事象にかかわらず、観測されるプラントの兆候に応じて、(1) 原子炉の未臨界の保持、(2) 原子炉の冷却と炉心損傷の防止、(3) 一次格納容器の健全性の確保を行うための操作手順を示したもの。

③「シビアアクシデント」

徴候ベースの適用範囲を超えてしまった場合(上記(1)(2)(3)が行えない場合)に適用するもの。

事故時、「徴候ベース」から「シビアアクシデント」手順書への移行は、格納容器雰囲気モ

ニタ（以下「CAMS」という）による各種パラメータ管理で炉心損傷が発生したとみなされた場合であるが、電源喪失時にはCAMSの線量計測ができなかったため、今回の事故では「シビアアクシデント」へ移行せず、現場での対応は訓練等に基づく応用動作となり¹¹³、手順書は活用できなかった。

また、電源があることを前提としており、電源喪失後の対応操作（例えばベント手動開操作など）は手順書に記されておらず、実効性に欠いたものであった。

手順書の移行については、福島第一原発の現場責任者の1人が「この移行基準にのっとって何か判断したということは全くなくて、全電源全交流電源を喪失した時点で、これはシビアアクシデント事象に該当し得ると判断しておりますので、いちいちこういうような手順書間の移行の議論というのは、私の頭の中では飛んでいますね」と政府事故調のヒアリング¹¹⁴に答えており、今回の事故時に手順書は生かされなかった。

4) 訓練、教育の準備状況とその問題

BWR運転訓練センターでは、SA手順書操作は当直長、当直副長を対象とした机上訓練のみであり、運転訓練は行っていなかった。また訓練シミュレータには非常用復水器（以下「IC」という）が設置されておらず、ベント等のアクシデントマネジメント（以下「AM」という）操作もパソコンで模擬したのみで、実効性のある訓練とはなっていなかった。事業者がサイトごとに設置するサイトシミュレータ訓練においても同様の状態であった。

a. BTCでの訓練

BWRを稼働させている電力事業者は、メーカーと事業者の出資によるBWR運転訓練センター（以下「BTC」という）で、実際の中央制御室と同型（BWR4、5、ABWR型）のシミュレータによる訓練や机上訓練、運転員試験を行っている。

しかし、シビアアクシデント手順書（以下「SOP」という）については、当直長、当直副長を対象に机上で教育を行うのみとなっている¹¹⁵。ベント操作等AM盤操作については訓練可能となっているが、パソコン画面でAM盤を模擬しているのみで、開閉動作の訓練はマウスをクリックするという内容であり、SOP前までの訓練では実際の機器を各運転員の動線も含めて操作していることに比べ、現実には即していない。また、福島第一原発1号機のICについてはパソコン画面での模擬もなく、事故対応に当たった現場責任者の1人¹¹⁶は「私はICを使った経験もないし、運転員はICの操作、**君とかはよく知っていると思うんですけども、私自身はICそのもののコントロールの仕方だとか、そういうのはほとんど分かりません」と述べている。

¹¹³ 東電担当者ヒアリング

¹¹⁴ 政府事故調ヒアリング資料

¹¹⁵ 柏崎刈羽BTCでの施設訓練視察、担当者ヒアリング

¹¹⁶ 政府事故調ヒアリング資料

これらのSA対応の設備がシミュレータに反映されていなかった背景には、SOPのためのシミュレータの改造が高コストであり、事業者（BTCの株主である）にて不要との判断があり、机上訓練にとどまったとのことである。

b. サイトシミュレータでの訓練

東電は各サイトにシミュレータを整備しており、福島原発ではBWR4型のシミュレータで訓練を行っていたが、BTCと同様の訓練状況でありSOPの対応は不十分であった。

具体的な徴候ベース手順書（以下「EOP」という）、SOPの訓練は実地訓練で行っていたが、ベント開閉操作についてはAM盤の前に立ち、資料を示しながら操作を説明するという内容であった。本事故時には、電源喪失により中央制御室からのベント操作が不能となっており、これら事前の訓練は事故の準備としては不十分であった。

5) 事業者と規制当局による改善の乏しさ

事業者におけるSA対策は、規制当局によるチェック・評価と、事業者自身による定期安全レビュー（以下「PSR」という）により実効性が確認され、新知見を含め改良されることになっているが、実際は大きな改善が見られないまま本事故を迎えた。

a. 事業者における改善の乏しさ

福島第一原発では、平成6年に各号機のAM検討報告書が出され、平成14（2002）年にAM整備報告書が出されている。これを受け1号機では、平成18（2006）年、平成22（2010）年にPSRが出されているが、この中では、AM対策設備に関して主な追加や改善は見られない¹¹⁷（「表1.3.1-5」参照）。

b. 規制当局の評価による改善の乏しさ

これらの事業者のAM対策の報告を受け、平成14（2002）年に保安院がAM整備結果の評価報告書を公表しているが、この報告では事業者の対応を確認したのみであり、そのSA対策についての実効性確認や改良の指摘などは見られない¹¹⁸。SA対策を自主規制として事業者の対応責任としたことにより、規制当局として事業者の原子力安全対策をチェック、向上を促すという機能を果たさないまま、実効性のないSA対策は規制当局により看過されている。

¹¹⁷ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント検討報告書」（平成6（1994）年）、東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14（2002）年）、東電「福島第一原子力発電所1号機定期安全レビュー（第2回）報告書」（平成18（2006）年）、東電「福島第一原子力発電所1号機定期安全レビュー（第3回）報告書」（平成22（2010）年）。この間、新潟県中越沖地震を受け、福島第一原発においても電源車の配置などの対応がなされているが、ここでは上記資料中のAM対策について記載。

¹¹⁸ 保安院「AM整備結果の評価報告書」（平成14（2002）年）

第1部 事故は防げなかったのか？

		平成6(1994)年3月 AM 検討報告書	平成14(2002)年5月 AM 整備報告書 (平成11(1999)年11月整備終了)	平成18(2006)年9月 定期安全レビュー第2回	平成22(2010)年11月 定期安全レビュー第3回
整備したAM策 【ハード】	原子炉停止機能	●代替反応度制御機能の整備 (再循環ポンプトリップ、代替制御棒挿入)	同左	「平成11(1999)年 第21回定期検査で完了」	「AM策を整備した(平成11 年(1999)年度第21回定期点 検時)」
	原子炉及び 格納容器への 注水機能	●代替注水手段の整備(復 水補給水系、消火系ポン プによる原子炉・格納容 器への注水手段、格納容 器冷却系から停止時冷却 系を介した原子炉への注 水手段)	同左		
	格納容器からの 除熱機能	●ドライウェルクーラー、 原子炉冷却材浄化系を利 用した代替除熱の確立 ●格納容器冷却系の復旧手 順の確立(復旧手順ガイ ドライン) ●耐圧強化ベント	同左		
	安全機能の サポート機能	●電源融通(隣接プラント から480V) ●非常用D/Gの故障機器 復旧手順の確立(ガイド ライン) ●1,2号炉で共用していた非 常用D/G1台を専用化	同左		
平成6(1994)年以降、主要なAM設備の自主的改善、整備は見られない					
整備したAM策 【ソフト】	その他	—	—	●PHS、携帯電話の整備 ●緊急時対策室へテレビ会 議システムを整備 ●発電所内に訓練用シミュ レーターを新設(平成15 (2003)年)	●PHS・携帯電話の整備
	組織・体制	検討要件の記載	●支援組織を設置し運転員 と支援組織がAMを実施	●事故時の対応に係る自主 的改善事項なし	●事故時の対応に係る自主 的改善事項なし
	社内マニュアル	検討要件の記載	●運転員手順書： ①事故時運転操作基準 (SOP)制定 ●支援組織手順書の整備： ①アクシデントマネジメン トガイド(AMG)制定 ②復旧手順ガイドライン (残留熱除去系(RHR) 及びD/G)制定	●事故時対応マニュアルの 自主的改善事項なし	●事故時対応マニュアルの 自主的改善事項なし
	教育訓練	検討要件の記載	●支援組織：机上研修を 在任中1回、AM想定演 習を年1回実施 ●運転員：AM基礎的知識 を机上研修。BTCでAM 対応操作を訓練。当直 長、副長は応用的知識 を机上研修。「訓練直」 を設け、運転員に年1 回研修実施	●原子力発電所共通の教 育・訓練に関するマニ ュアル制定 ●新設の訓練用サイトシミュ レーターでの訓練を開始	●事故時対応マニュアルの 自主的改善事項なし

表 1.3.1-5 AM策整備の変遷(福島第一原発1号機)¹¹⁹

¹¹⁹ 東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント検討報告書」(平成6(1994)年)、東電「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」(平成14(2002)年)、東電「福島第一原子力発電所1号機 定期安全レビュー(第2回)報告書」(平成18(2006)年)、東電「福島第一原子力発電所1号機定期安全レビュー(第3回)報告書」(平成22(2010)年)を基に当委員会作成

1.3.2 事業者と規制当局のなれ合いによる消極的な検討

日本のSA対策は、規制当局と事業者の足並みがそろった検討過程の中で、訴訟とバックフィットによる既存炉の稼働率への影響がないことを重要な判断基準として対応されてきた。結果として現状のSA対策は、事業者による「知識ベース」¹²⁰の自主対策のままであり、外部事象、人為的事象の検討も積極的に進められることはなかった。

1) 訴訟と既存炉への影響を判断基準としたSA対策の検討

事業者と規制当局の間では、訴訟とバックフィットによる既設炉の稼働率への影響がないことが共通の重要な判断基準となり、なれ合いの検討がなされている。これらの検討過程からは、原子力安全の向上を最優先に考えず、目先の訴訟や稼働率を優先する事業者と規制当局の体質が見受けられる。

a. 事業者から規制当局への働きかけ

海外の動向を受けた平成22(2010)年ごろからの規制当局によるSA規制化の流れに対して、事業者は、訴訟への影響と既設炉への影響を最小限に抑えるべく、電事連を通じて規制当局への積極的な働きかけを検討している。平成22(2010)年12月の電事連資料¹²¹では以下のような規制当局との折衝方針が検討されている。

(a) SA規制化に関し規制側と折衝する上で、事業者としての基本的な考え方を説明し新設炉については安全性のさらなる向上をはかろうとしている事業者のSAに対する積極的な姿勢を理解していただく。

(事業者としての基本的な考え方として)

既設：現有設備を有効活用して対応—平成4年以降のAM策により、追加設備などは必要ない。

(b) その上で、SAの規制化は基本認識②が大前提であることを確約しておくために、原安委による最上位文書により「現行の規制体系により既設炉のリスクは十分小さくなっており、さらに設置者における自主的に整備されたAMによりリスクはいっそう小さいレベルにある」主旨の宣言をして頂くよう要請する。

(基本認識として)

① 既設炉に対する訴訟の観点から影響のないこと

¹²⁰ 「知識ベース」という言葉は、安全委員会共通問題懇談会「アクシデントマネジメントとしての格納容器対策に関する検討報告書」(平成3(1991)年)、通産省通達「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4(1992)年)など、日本におけるシビアアクシデント対策では一貫して使用されている。

¹²¹ 電事連資料

② 既設炉はAM策を講じ安全水準は十分なレベルにあること

(c) SAの規制化パターンとしては、c案（「図1.3.2-1」参照）の行政指導を提案する。しかし規制側が省令も含めた法令化の意向が強い場合は上記の原安委最上位文書が出されることと以下の2つを条件としつつ、改めて検討していく。

- ① 法令としては、既設で実現不可能な（AM整備以上）要求をしないこと（新設への要求が既設より高い場合は、既設と新設を明確に切り分けること）が明確になっていること
- ② SA評価結果に関して後段規制の保安検査等で必要以上に詳細な規制要求のないこと

さらに、方針(c)において複数のSA規制パターンを検討し（「図1.3.2-1」参照）、上記基本認識①、②を踏まえて、既設炉への影響が最も少ない行政指導が提案された。

事業者による SA 規制化への折衝状況

電事連内では SA 規制化に対し、①訴訟上問題とならないこと、②既設炉にバックフィットされないこと、が判断基準となり指導書案が折衝方針として評価・選択されている

規制化パターン	説明	電事連内のSA規制化に対する折衝方針	
		認識 1 訴訟上の観点から影響のないこと	認識 2 既設炉は AM 対策を講じ安全水準は十分なレベルにあることを踏まえた対応となること
		訴訟上問題とならないこと	バックフィットされ既設炉が「運転停止に至ることがないこと」「過度な要求が課せられないこと」
a. 設置許可段階からの取り入れ	原子炉等規制法第 24 条(許可の基準)を改訂し、許可の基準にとりこむ。設計想定事象(DBE)の拡大	××	××
b. 省令 62 号改訂	原子炉等規制法第 24 条(許可の基準)は改訂しない(DBEを拡大せず)が、省令 62 号を改訂し、維持基準として取り込む。	△	×
c. 原子力安全委員会決定、保安院行政指導書	法令による規制ではなく、規制行政からの行政指導により、その対応を取り込む。	○	△
d. 原子炉等規制法改訂	原子炉等規制法第 24 条(許可の基準)は改訂しない(DBEを拡大せず)が、原子炉等規制法第 35 条(保安管理)の主務省令である炉規則を改訂し、SA に対する評価を求める。	△	△

①訴訟上問題とならない、②バックフィットされないことが判断基準となり

↓

最も緩い規制である指導書案が折衝方針となる

図 1.3.2-1 事業者によるSA規制化への折衝状況¹²²

上記のように、SA対策についての事業者から規制当局への折衝方針には、繰り返し、訴訟上問題とならないこと及び既設炉へのバックフィットが行われなことが挙げられている。バックフィットへの警戒には、認識②（「図 1.3.2-1」参照）に「運転停止に至ることがないこと」と記載されているように、稼働率低下の懸念が関与している。また、訴訟上の警戒に関しても、原発設置許可を行った規制当局側の敗訴を受けた運転停止による稼働率低下を懸念したものであることが推察される。

b. 事業者による規制当局のとり込み

事業者側と規制側で非公式な意見交換が繰り返され、前記a.での事業者からの折衝に対し、規制当局も理解を示し、落としどころが探られている（以下電事連資料¹²³より抜粋）。

¹²² 電事連資料

¹²³ 電事連資料

「今後も保安院と継続的に意見交換を行い、事業者としてこれまでのNISAや原安委対応状況、諸外国の状況を踏まえ、訴訟上のリスクをなるべく軽減し、既存炉にも影響が少ないSA対策に係る対応案を検討したことから、保安院へ打ち出し、引き続き協議していくこととする」

「SA対策は災害防止ではなく、すなわち許認可要件とは関係ないという前提で、災害防止ではなく安全性の一層の向上を図ることを目的に、新設に対して基本設計段階での妥当性、詳細設計段階での仕様等および工認段階での報告又は説明を行うことを記載したNISA文書を発出する。

事業者はコミットメントとして、保安規定にアクシデントマネジメントの実施に必要な手順の整備、教育等、PSRの実施項目にPSA/SAを明記して申請する」

「SA規制化の懸案を踏まえた基本ポジション（案）」

- ・ 既存と新設（既設計新設を含む）は是非とも切り分けるべき
- ・ SA規制化受け入れ範囲は事業者から提案すべき
- ・ SA規制化の形はある程度規制色が強くなるのは必然、影響はよく検討
- ・ SA規制化は段階導入、完了時期は平成35年

また、事業者と保安院との打ち合わせの場で、保安院の考えが以下のように述べられている¹²⁴。

「既設炉へ影響が及ばない方法での規制化を検討しているが簡単ではない」

「今後も事業者の状況を踏まえ検討を進めたく、継続的に打合せを実施したい」

「規制できる範囲を見定めるため、既設炉の実力を示して欲しい」

こうしたやり取りから、事業者のみでなく、規制側である保安院も、「既設炉への影響がない」ということを大前提として、事業者と共にSA規制化の落としどころを模索していたことがうかがえる。

2) 起因事象の想定の狭さ

日本では、積極的に海外の知見を導入し、不確実なリスクに対応して安全の向上を目指す姿勢に欠けており、自然災害大国にもかかわらず外部事象や人為的事象は想定されず、内部事象のみが考慮されたSA対策となった。しかも、内部事象のみのPSA結果は海外基準に対し炉心損傷確率が低いという高評価となったため、十分な安全対策がとれていると認識され、さらなる

¹²⁴ 電事連資料

SA対策の改善を怠る結果となった。

a. 外部事象の非想定

日本では、平成4（1992）年のSA対策検討開始から現在に至るまで、内部事象のみが対象とされ、外部事象はSA対策に反映されてこなかった。

対して米国では平成3（1991）年より外部事象を含めた確率論的安全評価：外部要因評価（以下「IPEEE」という）の実施を事業者へ要求し、以下の外部事象について（「表1.3.2-1」参照）評価手法を開発し評価を行い、平成8（1996）年には終了している。

日本においても、SA対策の検討初期において既に、規制当局である通産省や事業者の間ではIPEEEの必要性が認識されていた。平成5（1993）年には通産省で「（AM対策は）地震リスクとの関係が重要である。IPEEEによって地震リスクがドミナント（主要な）な場合のAMであっても、既存の耐震設計で良いのかどうか、よく考えないといけない」¹²⁵と注意が促されている。しかし、平成22（2010）年の電事連の議論においては「外的事象の評価は内的事象の評価に比べ不確かさが大きいため、今回の対応において確率論に基づく検討を行う際には内的事象を対象とすること」¹²⁶とされ、SA対策へ反映されることはなかった。

日本		米国		
	対象	評価手法		
安全評価	地震	地震 PSA	地震	地震 PRA 又は耐震余裕評価手法
			内部火災	火災 PRA 又は簡略化火災リスク評価手法
			強風・トルネード	スクリーニング・タイプ・アプローチ
			外部洪水	スクリーニング・タイプ・アプローチ
			輸送及び付近施設での事故	スクリーニング・タイプ・アプローチ
時期	平成16(2004)年前後より事業者が非公表で内部検討を開始。SA対策には未反映		平成3(1991)年に開始、平成8(1996)年に終了。平成14(2002)年にIPEEE知見報告書を公表(原子力規制委員会)	

表 1.3.2-1 外部事象の想定の日米比較¹²⁷

上記のように、日本において唯一実施されていたのは地震PSAであるが、これは平成16

¹²⁵ 通産省 原子力発電技術顧問会（総合予防保全）第2回シビアアクシデント対策検討会

¹²⁶ 電事連資料

¹²⁷ 電事連資料を基に当委員会作成

(2004)年ごろに事業者側及び規制当局側¹²⁸の双方で実施されている。しかし、この評価結果では国内の炉心損傷頻度の基準を大きく上回るプラントが多数存在したため、公表されることはなかった。

事業者側での評価¹²⁹では、評価対象となった17発電所27基の中で、炉心損傷確率が国内基準 10^{-5} より高く、基準に満たないものが8基存在する結果となった。なお、フランスの基準 10^{-6} では泊発電所（北海道電力）以外の全ての評価対象が基準に満たないこととなっている。

この結果は、電事連における電力事業者間の以下のような議論¹³⁰のため、公表されることはなかった（以下原文引用）。

[既存原子力発電所の耐震安全性の公表について]

電力自主の地震PSAなどにより定量的に示すことについて、自治体やマスコミの不安感を解消するメリットよりも、内部事象と比較して評価値が数桁大きいことや一部発電所において炉心損傷頻度が国の性能目標である 10^{-5} /年を満足しない結果となる可能性があり評価値の優劣が目立つなどのデメリットが大きいと考えられるため、積極的に公表することは、当面、取りやめる。

また、平成21（2009）年に入りSA対策の規制要件化の議論を受け、ようやく事業者において外部事象の確率論的安全評価のスケジュールが検討されているが、平成30（2018）年前後をめどに試評価を実施し、平成35（2023）年ごろに安全規制を本格化させる、といった予定で検討がなされている（「図1.3.2-2」参照）。

¹²⁸ 保安院が平成12(2000)年度から財団法人原子力発電技術機構に委託して実施し、平成15(2003)年9月に報告書として公開された「確率論的手法を用いた設計用地震動の作成手法の整備に関する事業」による。この報告書の成果は、平成15(2003)年10月に設立されたJNESに引き継がれた。JNESでは、当該試算は手法の開発のために実施した、現実に即さない仮定を置いた試算であり、実際のプラント評価としては不適切としている（JNES「原子力発電所の耐震性に関する毎日新聞の報道について」プレスリリース 平成16（2004）年11月22日）。

¹²⁹ 電事連資料

¹³⁰ 電事連資料

海外に対する外部事象検討の遅れ

米国では平成14(2002)年に外部事象について評価を終了。それに対し日本の事業者では平成32(2020)年以降をめどにロードマップを検討しており、米国に20年以上の遅れとなる

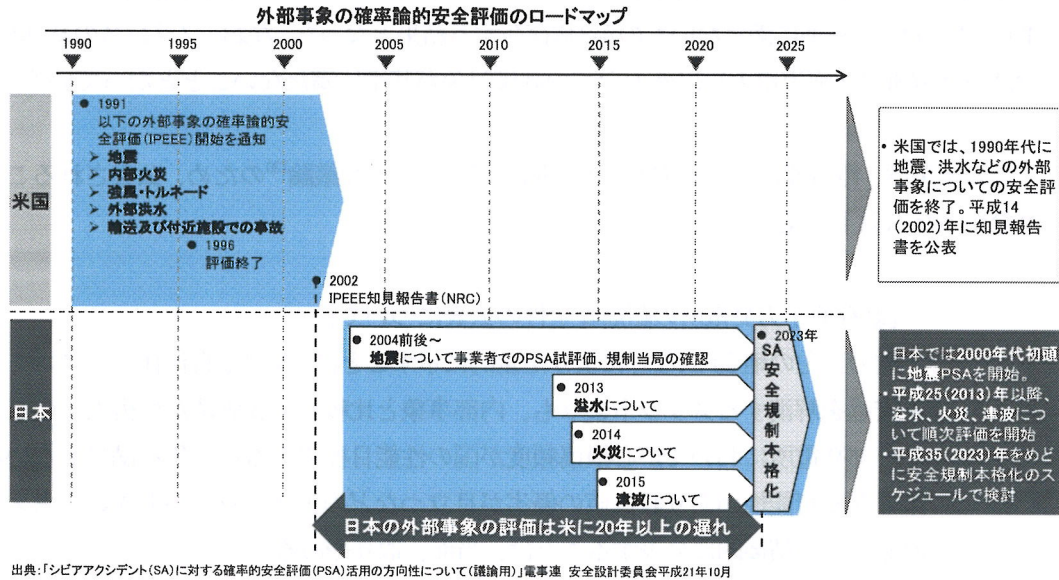


図 1. 3. 2-2 海外に対する外部事象検討の遅れ

b. 人為的事象の非想定

日本では、テロ等の人為的事象についてもSA対策には盛り込まれてない。

NRCでは、同時多発テロを契機としたテロ対策として、B. 5. bが制定されている(詳細については「1. 3. 3」にて後述)。

B. 5. bについては、日本は平成18(2006)年と平成20(2008)年の2度、保安院の審議官クラスとJNESからなる調査団が渡米しNRCより説明を受けているが、以下の経緯でそれが日本の規制に反映されることはなかった¹³¹。

- ・NRCにてB. 5. bの説明を受けるも、コンフィデンシャルを理由に他言を禁じられ資料も受領できなかった上、外部攻撃の対処が中心でありシビアアクシデント対策とは結びつけて考えず、直接国内の安全対策へ活用はできなかった。
- ・口頭で説明を受けるも録音は禁止であり、聞くだけという条件。まず、口外してはいけない旨、強く念を押され、その後説明を受け、その後1-2時間程度の説明を受ける。説明の半分以上は、外部からの航空機衝突や、火災の場合の対処の説明であり、シビアアクシデント対策とは結び付けなかった。
- ・ホテルにて、参加者全員で思い起こしをするが、帰国後の報告書にならない

¹³¹ 当時の保安院担当者ヒアリング

と考え、外務省を通じ資料をNRCへ要請した。

- ・日本では地震対策やシビアアクシデント対策は別途検討とされており、B. 5. bと地震津波対策（設計基準事象）を結びつけては考えなかった。テロは地震、津波の第4層をさらに上回る様な状況と捉えていた。
- ・強く口止めをされていたため、電気事業者へは伝えていない。

また、安全委員会に対しても、B. 5. bについての情報提供を怠っていた。当委員会で、安全委員会の班目春樹委員長は「B. 5. bなんかに至っては、安全委員会は全く実は知らなかった。今回初めて知って、ああ、これをもっとちゃんと読み込んでおくべきだった。9・11核セキュリティの話としてあったので、安全委員会の所掌ではなく原子力委員会の所掌で、安全委員会は蚊帳の外に置かれた」と述べている¹³²。

3) 事業者の自主対策となったことによる実効性のなさ

海外で多くのSA対策が規制要件化されているのに対し、日本では事業者の自主対策としたことで、規制要件ほどの高い信頼性を獲得し得ず、実効性のないSA対策となった。

a. 規制要件とされる海外と自主対策となる日本

アメリカでは昭和56（1981）年に水素制御規則、昭和59（1984）年にATWS¹³³規則、昭和63（1988）年にSBO¹³⁴規則などが相次いで設けられ、規制要求の下で具体的なSA対策が進められた。また、フランスにおいても格納容器耐圧強化ベント（以下「CVベント」という）を含め、規制要求とされている（「表 1. 3. 2-2」参照^{135, 136}）。

¹³² 班目春樹原子力安全委員会委員長 第4回委員会

¹³³ 主要事故シーケンスの「スクラム不能過渡事象」

¹³⁴ 全電源喪失状態を示す「ステーションブラックアウト」

¹³⁵ 原子力安全基盤機構 SA検討会事務局 平成22（2010）年4月5日「SA基準案に対する既設発電所の適合性について（補足資料）」

¹³⁶ 電事連資料

SA 対策設備	日本	米 国		フランス	
	既存・新設炉	既存炉	新設炉	既存炉	新設炉
ATWS	自主規制	自主規制	規制要件	規制要件	規制要件
水素対策	自主規制	規制要件 (BWR 及び アイス型 PWR)	規制要件	規制要件	規制要件
SBO	自主規制	自主規制	規制要件	規制要件	規制要件
CV ベント	自主規制	自主規制 (MARK I 格納容器 への自主的設置)	自主規制	規制要件 (フィルターベント)	規制要件

表 1.3.2-2 日米仏のSA対策の規制状況

これに対し日本ではSA対策は検討開始当初より自主対策とされてきた。平成3（1991）年の安全委員会の共通懇報告書¹³⁷において「AMは原子炉設置者の『技術的能力』、いわゆる『知識ベース』に依拠するもので、現実の事態に直面しての臨機の処置も含む柔軟なものであって、安全規制によりその具体的内容が要求されるものではない」と明記されている。SA対策の検討開始当初の平成5（1993）年には通産省内¹³⁸で「実力ベースでSA時に確実に動く」ものとするべきではという議論も出されたが、以降現在に至るまで「知識ベース」の自主対策の位置付けが変わることはなかった。

広瀬研吉元保安院長は、当委員会で「AMの要求を法令化していくことについての世界的な状況は認識していたが、もう一步進めて具体的に取り組む努力が十分でなかった。AM自体、92年から取り組んだが、もっと強化をしていく努力に欠けていた」「（AMの法規制をしなかったことについて）仕事の重点を運転段階の色々な安全規制の充実に置いていて、優先度をそちらに置いて取り組んでいた」と述べており¹³⁹、SA対策規制化の取り組みの遅れや消極性に関して認識はあったものの重要視されなかった状況がうかがわれる。

b. 自主対策となったことによる実効性のなさ

日本における自主対策では、SA対策設備に対して、規制要件上の工学的安全設備のような

¹³⁷ 安全委員会共通問題懇談会「アクシデントマネジメントとしての格納容器対策に関する検討報告書」（平成3（1991）年）

¹³⁸ 平成19（2007）年前後になり、海外の趨勢を受け安全委員会、保安院の規制当局で、SA対策の規制化が検討され始める。安全委員会では平成4（1992）年から続く「AMに関する原安委決定」を廃止し、平成23（2011）年3月末には新たな規制化の決定をする予定であった。

¹³⁹ 広瀬研吉元原子力安全・保安院長 第8回委員会

高い信頼性が求められない。そのため、従来の安全設備が機能できない事故時に必要なSA対策設備にもかかわらず、その安全設備よりもそもそも耐力が低く、先にSA対策設備が機能を失う可能性が高いという矛盾を抱えた、実効性の乏しい対策となっていた。

本事故時には、代替注水機能としてのSA対策である消火系配管は耐震クラスCだったため、地震の影響によって機能しない可能性が認識されていた。保安院の東電に対するヒアリング資料¹⁴⁰によると、「消火系ラインは耐震系がCクラスだったため、ライン構成ができて配管破損等で途中で漏えいする可能性もあり、実際に注水できるか不安があった。事故当時の現場責任者の一人によると『原子炉压力容器を減圧し即座に消火系で注水する（そうしないと急激に水位が下がり炉心が露出する）のは一か八かの賭け』」との認識がされている。

また、格納容器からの除熱機能としてのSA対策である耐圧強化ベントについても、弁の開操作に必要なポンペと弁を接続する配管が耐震クラスCとなっており、破損した可能性も指摘されている。保安院のヒアリングでは「開操作に空気圧が必要なA0弁の開状態を維持するのは難しかった模様。（中略）配管の耐震クラスは低かった（おそらくCクラス）ため、地震による破損の可能性も」とされている。

この懸念は、SA対策の検討初期から指摘されていた。平成5（1993）年に通産省原子力発電技術顧問会¹⁴¹では「安全設備でないと言うのか、重要度分類で区分される『安全機能』を有する設備と考えるか2案あるが、安全設備と言った方がよいのではないか」との意見が顧問より発言され、別の顧問からは「AM設備が地震で先に壊れて役立たないということも気にする必要がある」との指摘がなされている。しかし、「耐震Cクラスでまずいことはない。ただ、地震リスク評価でクレジットがとれないだけの話だ。耐震性のあるAM設備が必要かどうかは、全体のリスクのパイチャートの中で地震がどのような位置付けかによるものだ」といった意見や、「（耐震Cクラスの設備でよいかは）PSAの中で効果的であるかをジャッジできればよい」と言った意見が出され、この問題は看過された。

この議論では、耐震性の低いSA対策設備でよいことを外的要因（地震）のPSAによるリスク評価で確認する、としているにもかかわらず、実際には後述のように外的要因のPSAは手法の不確実性が高いとして長い間実施されなかった。

SA対策で、もうひとつ見落とされているのは、計装系の強化である。今回の事故だけではなく、TMI事故においても、最も重要なパラメータである原子炉や加圧器の水位が計測できず炉心溶融に至っている。今回の事故では電源喪失による計装系の機能喪失が大きな問題であったが、設計条件を超えた中で計測器がどこまで機能するのか、早急に既設原発で計器類の耐性評価を実施し、設備の強化及び増設を含めて検討する必要がある。

¹⁴⁰ 保安院資料

¹⁴¹ 通産省 原子力発電技術顧問会（総合予防保全）「第2、3回シビアアクシデント対策検討会」（平成5（1993）年）

1.3.3 シビアアクシデント対策範囲の狭さと遅れ

日本では、IAEA（国際原子力機関）での5層の深層防護の考え方に対して、第4層を知識ベースの対策という位置付けとして規制対象としなかった。また起因事象としても内部要因のみを考慮し、広範囲の事象を想定しないパッチワーク的な対応であったため、SA対策の範囲が非常に狭いものとなった（「図1.3.3-1」参照）。

1) 日本におけるSA対策の範囲の狭さ

IAEAは、原子力安全対策において、5層の深層防護という考え方を提示している。第1～3層は炉心の損傷を防ぐまでのPrevention、第4層は炉心の深刻な損傷とその影響を緩和するためのMitigation、第5層は放射性物質の放出から住民を守るためのEvacuationとされる。しかし、日本の規制は第3層までを対象としており、第4層のSA対策はあくまで事業者の自主対応による「知識ベース」の対策とされている¹⁴²。

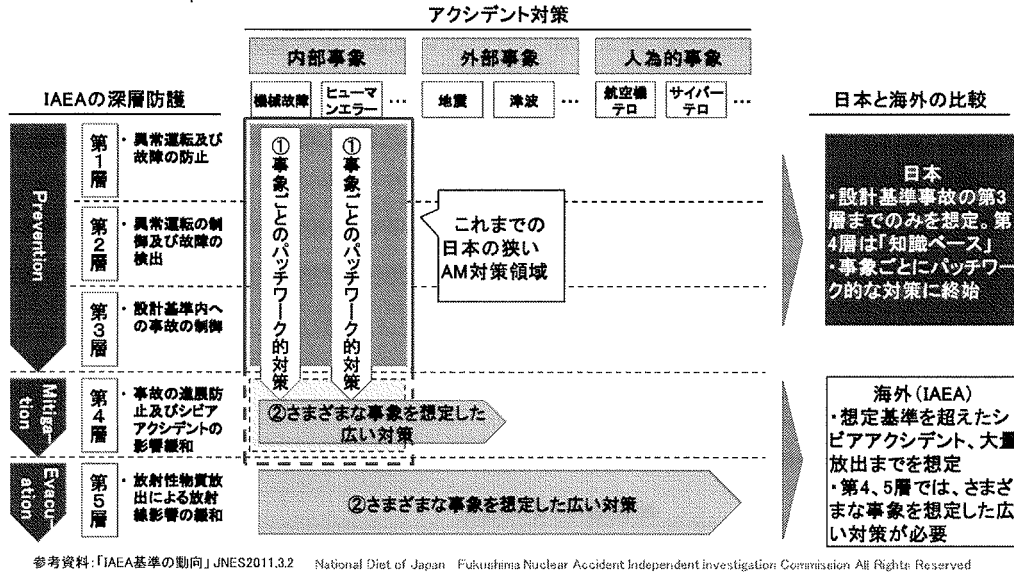
SAの起因事象としては、内部事象（機械故障、ヒューマンエラーなど）、外部事象（地震、津波、台風等）、人為的事象（テロ等）が考えられる。しかし、日本ではこれまで内部事象を対象としたSA対策が主に検討され、外部事象、人為的事象に関しては対策が乏しかった。

また、第1～3層では起因事象に応じた個別の対策が可能であるが、炉心損傷に至った後の第4層や放射性物質放出後の第5層では、広範囲の起因事象を想定したSA対策が求められる。しかし、これまで日本では過去や海外の知見から学び、広範な起因事象を想定した対策をとることができず、事故が起こるとその事故のみに対応するというパッチワーク的な対策に終始してきたため、アクシデント対策の範囲が狭いものとなった。

¹⁴² 安全委員会共通問題懇談会「アクシデントマネジメントとしての格納容器対策に関する検討報告書」（平成3（1991）年）

深層防護の考え方と日本の対応

海外では広い事象を想定し深層防護の第5層まで検討しているのに対し、日本では設計基準内の内部事象のみの狭い領域に対し、事象ごとのパッチワーク的なAM対策を行ってきた



参考資料:「IAEA基準の動向」JNES2011.3.2 National Diet of Japan Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission All Rights Reserved

図 1.3.3-1 深層防護の考え方と日本の対応

これらSA対策検討範囲の狭さが規制当局にも問題意識として認識されていたことは、以下のよう
 に当委員会での参考人発言¹⁴³からも見受けられるが、改善が行われる前に本事故を迎えた。

「そもそもSAを考えていなかったというのは大変な間違いだった。決定論的な考え方だけでなく確率論的な考え方とか色々なものを組み合わせて適切に考えなさいと国際的な安全基準はなっているが、全く追いついていない。ある意味では30年前の技術が何かで安全審査が行われているという実情がある」(班目春樹 原子力安全委員会委員長)

「色々な何かが起こる可能性があることについての備え、体制の問題あるいは安全基準の問題、色々な形、意味での備えが十分できていない中で事態が発生した」、「事態が発生した後の対応についても備えについて足りない点が多くあった。規制当局として大変問題があった」(寺坂信昭 前原子力安全・保安院長)

2) 海外におけるSA対策の範囲の広さ

海外では、深層防護の第5層(米国では第6層)までを想定し、外部事象や人為的事象につい

¹⁴³ 班目春樹原子力安全委員会委員長、寺坂信昭前原子力安全・保安院長 第4回委員会

て考慮した深く広いSA対策が取られている。

a. 海外での深層防護における深さ

日本における第3層までの対策に対し、海外では1990年代半ばから第5層までの対策の必要性が唱えられていた。チェルノブイリ事故前は、IAEAによる報告書IAEA 75-INSAG-3（昭和63（1988）年）にて第3層の深層防護までが示されていたが、事故後のINSAG-10（平成8（1996）年）ではSA対応強化のため5層の深層防護へと改訂され、以降平成11（1999）年のINSAG-12、平成12（2000）年の安全基準NS-R-1においても一貫して繰り返し第5層までの考え方、対策の必要性が示されている。また、米国においても平成6（1994）年の規格NUREG/CR6042で初めて第5層の考え方が示され、その後のNUREG1860でもその対策が示されている（「図1.3.3-2」参照）。NUREG1860ではさらに第6層としてSiting（立地）が定義され、外的事象の発生頻度限界を要件として求めている（「表1.3.3-1」参照）。

海外における深層防護の考え方の変遷

海外ではチェルノブイリ事故を契機に、1990年代半ばから深層防護の第5層の対策が示されてきた

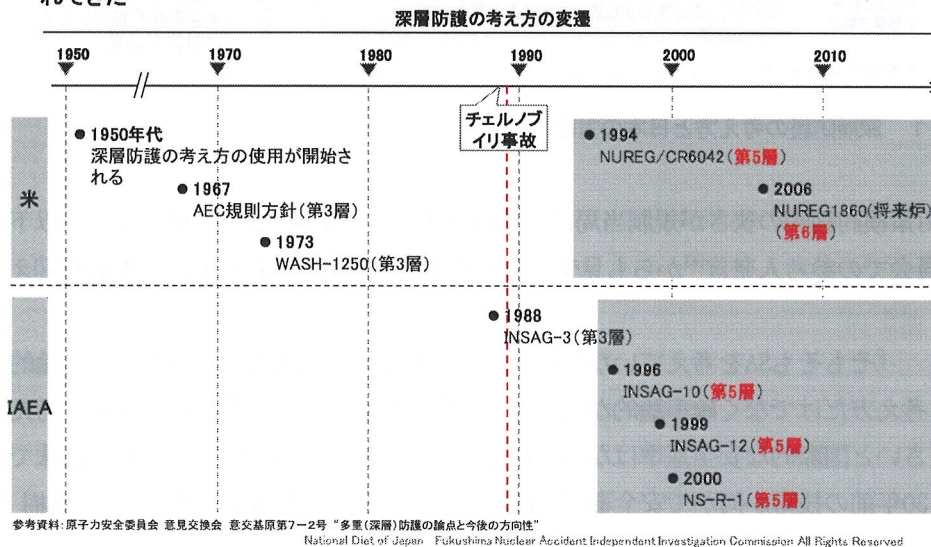


図 1.3.3-2 海外における深層防護の考え方の変遷

NRC NUREG1860 Defense-in-depth provisions

深層防護	物理的な防護	運転の安定性	防護システム	防護バリアの完全性	防護対応行為
(1) 故意、及び不慮の事象を考慮	統合的な設計プロセス	統合的な設計プロセス	統合的な設計プロセス	統合的な設計プロセス	統合的な設計プロセス
事故対応として検討すべき項目					
(2) 設計で炉心損傷防止と影響緩和を考慮	安全評価と安全性能指標	事象発生時の累積頻度の制限	事故防止と緩和 ・燃料損傷度の基準 ・冷却可能な配置基準	事故防止と緩和 ・防護バリアの完全性基準	緊急時運転の対応と、設計と統合したアキュデントマネジメントの構築 EP
(3) 設計、建設、保安、運転の1要素に頼らない多重性を考慮	安全評価と安全性能指標	複数の防護策が失敗する確率 $<10^{-7}$ を確保	原子炉停止対策および崩壊熱の除去対策のため、独立したバックアップ手段を準備	最低2重のバリアを準備	ひとりの人間による行為やひとつの機器によって安全機能が損なわれないこと
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> NRCでは、深層防護の第4層と第5層に加え、第6層を独自に定義してNUREG-1860の中で対策に言及 </div>					
(4) 性能と安全マージンの不確実性を考慮	安全評価と安全性能指標	信頼性保証プログラム 運転限界に対する安全裕度の担保	PRA(確率論的リスク評価)と矛盾なく信頼性と実行可能性が高い目標 信頼性保証プログラム 保守的なソースタームの使用 当局規制による制約に安全裕度を確保	燃料とRCSから独立した放射能格納機能の提供 保守的なソースタームの使用 当局規制による制約に安全裕度を確保	安全裕度のため、保守的なソースタームを使用 EP
(5) 放射性物質の許容し得ない放出の防止	安全評価と安全性能指標	複数の防護策が失敗する確率 $<10^{-7}$ を確保	N/A	燃料とRCSから独立した放射能格納機能の提供	アキュデントマネジメント
(6) 立地	安全評価と安全性能指標	外部事象の累積頻度への制限	N/A	N/A	EP

深層防護の考えにおける深さ

表 1.3.3-1 NRC NUREG-1860 Defense-in-depth provisions

※EP: 緊急時対応

b. 海外での想定事象の広さ

海外では内部事象を超え、外部事象や航空機テロ等の人為的事象についても想定を行っている。

外部事象については、米国では平成3 (1991) 年より、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などの外部事象について、個別プラントの確率論的安全評価 (IPEEE) を実施し、イギリスでも地震や極端な気象についての想定を行っている。

人為的事象についても、欧州各国では航空機テロを想定した設計要求を行い (【参考資料 1.3.1】参照)、米国でも平成13 (2001) 年の9.11テロを受けたB.5.bにて想定を行っている。

B.5.bでは、使用済み燃料プールの破損に備えた外部注水ラインの敷設や、仮にプールを冠水できない場合であってもスプレーによって使用済み燃料を冷却するように求めるなど、原

子炉のシビアアクシデントに対してのみならず、施設全体に対して高いレベルの安全対策を求めている。福島第一原発など日本の原子力発電所ではそうした対策はとられておらず、今回の事故で、例えば同原発4号機の使用済み燃料プールは、爆発による損壊の規模がさらに著しいなどの状況によっては、冷却水が保持できず、危険な状況となった可能性がある。したがってわが国においても、福島第一原発はもちろんのこと、すべて原子力発電所では早急にB. 5. bで指示されている対策の導入を検討すべきである。

B. 5. bでは以下の具体的な対応が、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、古い使用済み燃料の配置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

本事故の直後においては、全電源喪失によって中央制御室での操作や監視が不能になり、未経験の作業が発生して対応に時間がかかったとの指摘がある。B. 5. bを実践することにより、将来の事故対応能力が強化されるものと考えられる。

3) 日本におけるシビアアクシデント対策の遅れ

日本におけるSA対策は、チェルノブイリ事故を受けた昭和61（1986）年の検討開始から平成14（2002）年の整備完了まで16年の期間を要し、1980年代から90年代前半で主なSA対策研究とAM策整備が完了していた欧米に対し、大きく遅れることとなった（「図1. 3. 3-3」参照）。

世界では昭和54（1979）年のTMI事故以降、確率論的安全評価やSA対策が早期に進められた。米国では昭和60（1985）年に「過酷事故政策声明」により個別プラントによる確率論的安全評価（IPE）実施やSAに対する脆弱性について必要な改善が求められ、平成元（1989）年にはMARK I型BWRへの強化ベントの自主的整備を勧告するなど、矢継ぎ早に検討、対策が行われた。

フランスでは昭和52（1977）年に「許容できない影響を与える事象の発生確率を 10^{-6} /炉年以下に抑える」ことを決定したが、翌年の評価では目標が達成できなかった。このため各種徴候ベース手順書を整備し、サンドフィルターを使った格納容器ベント系の各原発への配備を平成元（1989）年までに完了した。

また、ドイツでは昭和61（1986）年に原子力安全委員会からフィルター付き格納容器ベント系の基本要件に関する勧告が出され、既設原発に順次配備された。

こうした各国の動きに対し、日本の対応は後手に回った。昭和61（1986）年のチェルノブイリ事故を受け、通商産業省資源エネルギー庁が公表した安全性高度化計画「原子力発電安全確保対策のより一層の充実について-セイフティ21-」でSA研究と徴候ベース手順書の整備検討を

開始。また、安全委員会の「ソ連原子力発電所事故調査報告書」においてもSA研究の必要が指摘され、日本でのSA研究が本格的に開始される。

その後、平成4（1992）年に「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」の通産省通達文書によりAM策の整備が開始され、平成14（2002）年には事業者から各発電所についての「アクシデントマネジメント整備報告書」が出そろい、保安院による確認をもって日本におけるSA対策が完了することとなった。

日本のシビアアクシデント対策の遅れ

海外では1980～90年代半ばにシビアアクシデント対策が講じられていく中、日本での対策は後手に回ってきた

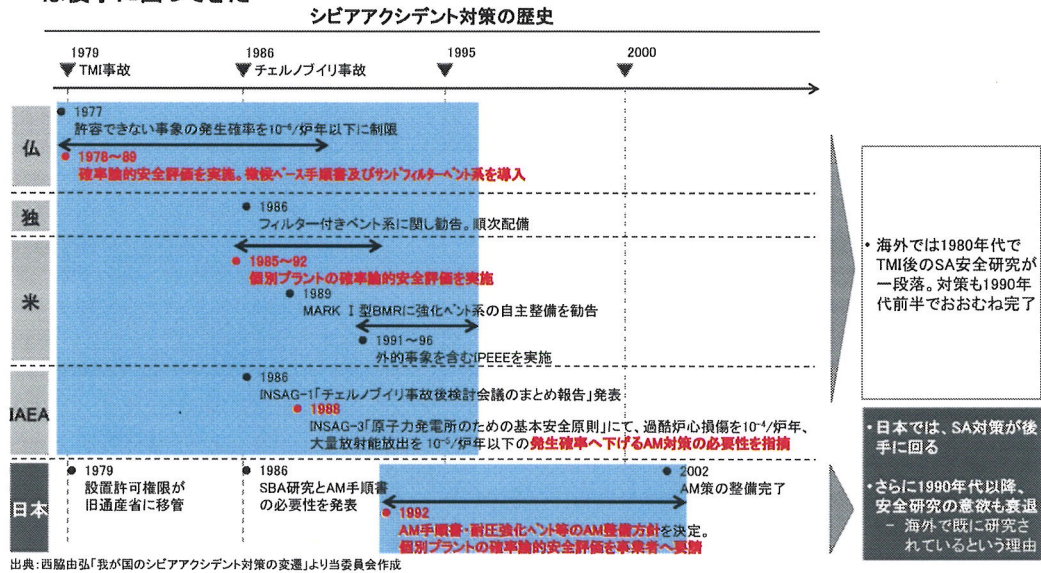


図 1.3.3-3 日本のシビアアクシデント対策の遅れ

