

テーマ：少子高齢社会を生きる

## ④9 再稼働原発の安全性と安定したエネルギー源を考える

岸田哲二\*

要旨：原発再稼働反対の最大の理由はプラントの安全性が理解されていなく、多くの人々が福島第1原発のような事故の再発を心配しているためと考えられる。本稿では電力供給の元・当事者の立場から、福島原発事故原因を踏まえて飛躍的な安全性の向上を成し遂げている福島以外の原発の実態をわかり易く整理し、安定したエネルギー源としての原発再稼働の評価を行っている。

### はじめに

地下資源に乏しく、エネルギー資源の全てを輸入に頼っている日本で、世界のトップレベルの生活を享受できるのは物やサービスを生産する高度な産業を維持しているからである。それを支えるのに必要不可欠な要素の一つは電力である。少子高齢社会を迎えた現在、将来にわたり安定した電力を確保することが極めて重要である。以下に最近の電力事情と問題点を整理するとともに、解決策の一つが原発利用の促進であり、そのための前提となる安全性が飛躍的に向上している現状について述べる。

### 1. 福島第一原発事故前後の状況

1973年の第一次オイルショック以後脱石油の方針で原発の建設を進め50基を超える原発が稼働していた。2000年前後では原発による発電は総発電量の30%を超えていた。一方1986年のチェルノブイリ事故以降、世界的に原発建設の停止が続いていた。21世紀に入り温暖化による異常気象があちこちで頻繁に起こった。また、中国の資源買

占めにより石油をはじめあらゆる資源の価格が激しく高騰した。そのため各国が原発のメリットを見直し次々に建設を再開し原子力カルネッサンスと云われるようになった。

原発事故前の2010年6月に閣議決定(鳩山内閣)されたエネルギー基本計画では、2030年の総発電量を1兆200億kWhと推計し、その内訳として原子力約54%、火力約27%、再生エネルギー約19%と策定された。当時温室効果ガス排出量の削減目標を、2020年に1990年比25%削減としていた。そのため2020年までに原発9基を増設し、2030年までに14基以上を新增設する計画であった。

しかし2011年3月の事故発生後当時の菅首相の強い要請により運転中の中部電力浜岡発電所が停止され、続いて全国のあちこちの原発が停止に追い込まれた。さらに事故の教訓を活かし安全性の一層の向上を求める新規基準が制定され、それに適合する原発のみが運転を許可されることとなった。その極めて厳しい適合性審査に長時間を要し、現在運転している原発は数基にとどまっている。

\* (株)原子力安全システム研究所顧問

上述した事情で、関西電力でも原発再稼働の穴埋めとして火力発電所をフル稼働する必要に迫られ、永い間休眠していた旧式の火力発電所まで運転することとなった。電力供給の信頼性が落ち、心配のたえない苦しい時期が続いている状況である。福島原発事故前後の我国の電源別発電量の比率は、原子力は2010年度32%、2011年度12%、2014年度0%であり、一方火力は夫々の年度で60%、79%、94%と推移している。94%の火力依存度は電力供給信頼度の低下の他にCO<sub>2</sub>排出量が激増するだけでなく、安定したエネルギー供給（エネルギーセキュリティ）上の大きな問題を抱え込んでいる。

その上に原発停止に伴う燃料費の増加による経済上の大きな問題も生じている。全国的に見ても原発と火力の燃料費差分の実績は2012年度3.1兆円、2013年度3.6兆円と試算されている。年間3兆円を超える大金を追加的に海外へ支払い国富を流出している。消費税1%引き上げによる税収増が2兆円弱と見積もられていることに鑑みると莫大な流出となる。ここ一年余り原油価格が下がっているのに年間の流出額は減っているが、原発事故以来現在までの流出累積額は10兆円を大きく上まわっている。デフレと景気低迷の続く日本でいつまでもこの状態を放置すると国力の衰退は目を蔽うばかりとなる。これらの損失は電気料金で賄われており、電気事業連合会の集計では2010年度と2014年度のkWhあたりの料金は家庭用電力で20.37円から25.51円へと25.2%の上昇、産業用電力は13.65円から18.86円へと38.2%の上昇となっている。

管内閣は原発を停止する一方で太陽光や風

力等いわゆる再生エネルギー（再生エネ）によって発電した電力を優先的に各電力会社がい取り取ることを義務付ける固定価格買い取り制度を法制化し、2012年から施行されている。発電コストが高いにもかかわらず、再生エネの普及拡大が図られている。すなわち事故以来原発を停止し、その代替に火力発電を増やし同時に再生エネの普及拡大に努めながら電力が供給されている。この現状を続けることが日本の将来に大きな問題を起こす懸念がある。

## 2. エネルギー政策の基本と各発電方式の評価

エネルギー政策を考える上で基本となる四つの要件がある。すなわち（1）使用される技術が安全で安心できること、（2）いつでも供給され且つ、将来に亘って供給が保障されること（エネルギーセキュリティ）、（3）経済性が良いこと、（4）地球環境に良いこと、我国の国情に鑑みこれらの四要件をできるだけ満足する技術を採用することが望まれる。現在世界で使用されている発電方式は大きく分類すれば水力、火力、原子力、再生エネである。これらを四つの要件に照らし、各方式を以下に評価する。

### （1）安定供給

欲しいときにスイッチをひねればいつでも電気が使えることが安定供給の本質である。ところで、電気は他の物やサービスと違い電気のみ特有の同時同量という性質がある。これは消費電力量と発電電力量が瞬間々々常に一致させねばならないということである。つまり貯蔵が出来ない。そのためには発電所は必要に応じていつでも発電でき、また発電機出力が常に調整可能でなければならない。

この点では再生エネのうち太陽光と風力はお天気次第であるので本来不適な発電方式である。そのため火力発電にその調整を押しつけることになり、送配電上特別に扱わざるを得ない。

(2) 安全保障（エネルギーセキュリティ）

将来に亘りエネルギー供給の保障を得るためには一つの技術あるいは発電方式に過度に依存しない事が要諦である。もしその方式に大きな問題が発生すると供給不足が起こる事が否定できないからである。したがって発電方式の多様化が肝要であり、エネルギーミックスが必要でベストミックスを追及することが望まれる。

水力や再生エネの資源は国内にあり国産エネルギーと呼ばれている。一方、火力・原子力を使う石炭、石油、天然ガス、ウランは特定の国に偏在している。したがって輸入せざるを得ない。輸入相手国の政治的・社会的安定性、輸入に伴う資源の大量輸送、長いシーレーンの確保、万一のための資源備蓄等重要な課題がエネルギーセキュリティを怯やかすリスクとなる。火力資源の場合、中東諸国に多量に依存しているため、ペルシャ湾、ホルムズ海峡、マラッカ海峡、南シナ海、東シナ海、日本の発電所の港と長いシーレーンが必

要である。世界の火薬庫と云われている中東諸国とホルムズ海峡のリスクの他に、最近では南シナ海リスクが心配されている。新鋭天然ガス（LNG）発電所の例を挙げると、マイナス162℃のLNG輸送専用船で海上輸送に約2週間、発電所構内のLNGタンクへの移送に2日を要し、稼働状況によっては1週間以内にタンクが空になる。LNG、石油をはじめ色々な物資を積んだ多数の輸送船がこのシーレーン上を常に日本に向かっている現状に基づけば、南シナ海の航行の自由は極めて重要で日本の死活問題とも云える。

原子力資源としてのウランはカナダ、カザフスタン、オーストラリア等で多く産出し粗製錬したものを購入するが、その後化学プロセス、濃縮工程、成形加工等の技術加工を経て原子炉に装荷する燃料となるので技術燃料とも呼ばれる。また原発では原子核反応を利用するので化石燃料に比べエネルギー密度が10万倍のオーダーで大きい。そのため、輸送の物量が極端に少なく、さらに万一の場合のための備蓄も容易である。このような観点から原子力は準国産エネルギーとも云われ、エネルギー自給率に算入される。

表1 2013年の電源別発電コスト推計

	原子力	石炭	LNG	風力 (陸上)	太陽光 (住宅)	太陽光 (メガソーラー)
発電コスト (円/kWh)	8.4	9.5	13.3	26.0	38.8	36.8

### (3) 経済性

地球環境技術研究機構が最近の色々な状況を考慮して試算した発電方式別のコストを表1に示す。原子力では追加安全対策費用はもちろんその対策後の事故リスク費用や立地地域交付金も算入し火力ではCO<sub>2</sub>処理費を算入している。

経済性は原子力が最も良く再生エネは不利である。今後の技術開発を考慮して2030年のコストを推計した結果でもコスト差は小さくなるが順位は変わらないとされている。再生エネの固定価格買い取り制度では、すべての電気利用者が賦課金を電力使用料金に上乗せして電力会社に支払い、会社はそのまま再生エネ事業者を支払うことになっている。賦課金のレートは経済産業省により、再生エネの設備量と技術開発の状況をベースに適時決定される。最近のレートは平成28年5月に2.25円/kWhと決まり、消費者が使用量に応じて支払っている。2012年以来賦課金として徴収された額は12年度0.1

兆円、13年度0.3兆円、14年度0.7兆円、15年度1.3兆円、16年度1.8兆円となっている。

### (4) 環境性

電力中央研究所が各発電方式別のCO<sub>2</sub>排出量を評価した結果を表2に示す。この評価はライフサイクルを通しての排出量であり、発電中の燃料の燃焼に加えて、原料の採掘から発電設備等の建設、燃料輸送、精製、運用、保守等のために消費されるすべてのエネルギーを対象としてCO<sub>2</sub>排出量を算出している。合計排出量を総送電量で除しgr-CO<sub>2</sub>/kWhの単位で評価している。火力発電のCO<sub>2</sub>排出量は格段に高い。パリ協定が発効し日本も温暖化ガス排出を削減しなければならない。先述したように94%を火力発電に頼っている現状を打開しなければならない。

### (5) 総合評価

火力、水力、原子力、再生エネについて基本要件に照らして評価した。火力は環境性とセキュリティに再生エネ（太陽光、風力）は

表2 電源別の炭酸ガスCO<sub>2</sub>排出量 (gr-CO<sub>2</sub>/kWh)

		石炭	石油	LNG	コンバインド <sup>※</sup> LNG	太陽光	風力	原子力	地熱	中小水力
CO <sub>2</sub> 排出量		943	738	599	474	38	25	20	13	11
内訳	燃料燃焼	864	695	476	376	0	0	0	0	0
	設備運用	79	43	123	98	38	25	20	13	11

安定供給と経済性に問題がある。水力は問題なく最良の発電方式であるが、大型水力はすでに適地は開発し尽くされており新しい地点が見当たらない。再稼働対象の原子力については、残念ながら安全性が世間に認知されていない。安全性が広く理解されれば、原子力は水力を凌ぐオプションとなり得る。次章以降で再稼働対象原子力の安全性を詳しく述べる。

### 3. 再稼働原発の安全性向上対策

#### (1) 事故の教訓

一般に通常の原子力プラント停止では原子炉を停止した後、外部電源（送電線）の電力で炉心の余熱を冷却し冷温停止する。もし外部電源が使用できない場合は非常用発電機（ディーゼル）が起動しその電力でプラントを冷温停止するよう設計されている。

2011年3月11日の東北地方太平洋沖地震が起こった時、福島第一発電所の運転中であった3基の原子炉は自動停止した。同時に発電所周辺の送電鉄塔が倒壊しすべての外部電源が喪失したが、設計通り非常用発電機が起動し炉心の余熱が冷却され冷温停止に向かっていた。

地震から49分後に津波が襲来し海水ポンプ、非常用発電機や蓋電池等が水没しこれらが停止した。そのため炉心の余熱の冷却が不可能となった。余熱により炉心の温度が上昇し高温になった燃料と炉心内の水との化学反応で水素が発生し、一方で燃料溶融が進行し炉心がメルドダウンした。発生した水素が格納容器から建屋内に漏れ水素爆発を起こした。もし津波がなければメルドダウンや水素の発生がなくプラントは冷温停止されたと考えられる。

事故の最大の教訓はいかなる場合でも炉心の冷却ができることである。このため『地震と津波に関する最新の知見に基づき起こり得ると考えられる最大地震と最大津波を再評価しこれに耐えられる事、さらに炉心余熱の冷却能力担保の信頼性を最大限に引き上げる事』が必須である。以下の節に関西電力高浜3,4号機、大飯3,4号機を例に、この教訓を生かして今回追加または改造された設計を具体的に述べる。

ところで今回地震が起こった時、東北地方の14基の原子力プラントのうち、11基が運転中であり、そのうち福島第一発電所の3基と停止中の1基が重大事故を起こした。他の運転中の8基は非常用炉心冷却設備が作動し冷温停止に至った。この8基のうち、東海第二発電所では外部電源が全喪失し津波により浸水し福島第一発電所と同じく最悪の状況であったが、3台の非常用発電機のうち2台を使用できたので冷温停止できた。当時東海第二発電所では、非常用発電機を冷却するための海水ポンプの津波対策工事を実施中で、地震発生時点では2台分の工事が完了していたので非常用発電機2台が使用できた。このことは電力各社が現在とっている海水ポンプ対策があのような大地震と大津波に対して有効であることを計らずも実証することになった。

#### (2) 地震・津波に対する安全性向上対策

原発の設計では原子炉格納容器や安全上重要な設備は表面の土を掘り下げて露出する岩盤の上に密着して設置される。耐震設計では、その岩盤表面での想定最大地震（基準地震動：Ss）を決め、その地震でプラントを振動させ設置されている機器や配管が健全であるこ

とを確認する。必要に応じて支持物等を追加して補強する。基準地震動は①震源を特定する地震のみならず②特定せずに定める地震も考慮して策定される。前者に関しては、若狭湾沖海底にはFO-A、FO-B断層、陸側の全く離れたところに熊川断層があり、これらが最大地震を起こすと考えられている。FO-AとFO-Bの二連動で最大と考えて妥当であるが、今回はより安全側に15kmも離れた独立の熊川断層も同時に動く三連動を想定した。また、震源深さも4kmと考えられているが安全側に3kmと想定した。後者に関しては、断層が知られていなくて起こった過去の地震記録から「鳥取県西部地震(2000年)」と「北海道留萌支庁南部地震(2004年)」が採択された。

これらに基づいて今回の基準地震動が策定された結果高浜3,4号機では水平方向は550galから700galに、上下方向は367galから467galに、また大飯3,4号機では水平方向は700galから856galに、上下方向は468galから583galに引き上げる大きな地震を想定した。

次に津波の設定については若狭海丘列付近断層の音波探査記録をふまえた評価では約38kmであるところを90kmと安全側に想定した断層が動く等、最大津波を保守的に評価した。最大津波の高さにさらに余裕を持たせ、高浜発電所では取水口側に海拔8.5m放水口側に8.0mの防潮壁を設置した。大飯発電所では取水口側に8.0mの防潮壁を設置中である。

### (3) 炉心冷却性能信頼性の向上

1) 外部電源の信頼性向上：送電鉄塔周辺の盛土崩壊、地すべり、急傾斜地の土砂崩壊

の可能性を再評価し必要に応じ増強した。また安全系の所内高圧母線に77kV大飯支線を接続し外部電源の信頼度をさらに向上した。

2) 炉心冷却性能の信頼度向上：原発には非常時に炉心を冷却するための非常用発電機はじめポンプ、配管、タンク等で構成する非常用炉心冷却システムが、多様化と多重化の思想で完備されている。今回の教訓を受けて、何らかの原因でこれらのシステムが作動しないと仮定しても炉心余熱を冷却可能にするという全く新しい、視点の異なるシステムが設置されることとなった。すなわち、プラントの外で発電所敷地内の高所に、可搬式あるいは移動式の種々の設備を配置保管し、必要な場合にそれらをケーブルやホースで接続し炉心余熱の冷却を可能とするシステムを構築した。冷却に必要なポンプ、モーター、電源、水源、電カケーブル、ホース等の他にプラント本設備と可動式の設備との電氣的、物理的接続ポイントの整備などである。

具体的には大型電源車、空冷式発電装置、大型発電機、バッテリー容量を倍増することに加え、可搬式整流器、号機間電力融通ケーブル等の電気関係の設備と可搬式低圧注水ポンプ、中圧ポンプ、大容量ポンプ、エンジン駆動ポンプ、消防ポンプ等のポンプ類を代替使用目的と容量に応じてそれぞれの機器の必要台数を算定し、これらを発電所ごとに保管管理し万が一に備えている。さらにプラントの内部溢水や、万一反防潮壁を超えて海水が来襲した場合に配管貫通部からの浸水あるいは安全上重要機器を設置している部屋への浸水を防止するため、シール加工や水密性扉への変更を行った。

#### (4) 安全性向上のソフト対策

これまではハードの対策について述べたがそれを補完するソフト対策もとっている。先ず挙げられる事は発電所内の対策室と本社や国県等外部との連絡のための通信機能の強化である。衛星を介する携帯電話や可搬局を含む通信システムの増強や緊急時対応支援システムの伝送系増強等である。またこれだけの多種多数の設備を追加配置している状況下で、万一の緊急時に初動対応として外部からの支援なしに炉心冷却のための電源と給水の確保ができるよう、発電所の常駐要員を大幅に増やした。メーカーや関係会社の人々の支援も含め約800名体制を予め定め本格対応の早期活動を可能としている。さらに必要な時に人々が確実に対応できるように訓練も怠りなく実施している。シミュレーション訓練、ケーブル接続訓練、ホース接続訓練、大容量ポンプ訓練、通報連絡訓練等を多数回行ない常に要員の力量を維持している。また年に一度は大規模な総合訓練も実施している。

#### (5) おわりに

本稿では福島原発事故の教訓のキーポイントのみに焦点を絞りその対応を述べた。政府は事故の教訓に加え、火災対策の強化、竜巻等自然現象の対策さらに意図的な航空機落下等に起因するシビアアクシデント対策等を要求する新規制基準を事故後に制定施行している。この基準に適合する原発に限り運転が許可される。電力会社はこれに安住することなく、2つの組織を設立し更なる安全性向上の追及を継続している。一つは原子力推進協会の設立であり、継続的に国内外の最新知見の収集・分析や他社の良好事例を学び必要に応じて反映する活動である。他の一つは原子力リスク研究センターの設立である。海外の専門家の参画も得、リスクマネジメントの国際的中核研究拠点となる。安全性追求に終わりはない事を踏まえ関係者は日々前向きに活動している。