第3章 原子力発電

東京電力福島第一原子力発電所の事故以来、国内で原子力発電をめぐってさまざまな議論が起こっています。福島第一原子力発電所の事故の様子は、映像として、テレビなどの各種メディアによって私たちに繰り返し伝えられました。これを見た多くの人々は、改めて原子力発電を危険なものとして認識したことでしょう。各地でデモなどが行われ、脱原子力の機運も高まっています。

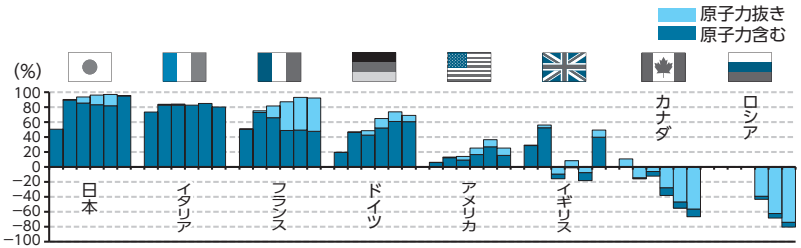
しかし、一方で、原子力発電がわが国で導入・利用されてきたことにも、それなりの背景と事情があります。事故以降の原子力発電所の運転停止は、わが国の経済全体に大きな影響を与えているのも事実です。

そこで第3章では、わが国において原子力発電が導入されてきた経緯を改めて解説するとともに、期待される役割や効果、さらにはリスクについて再確認してみましょう。

原子力発電導入の背景

わが国で原子力発電が導入されるきっかけとなったのは、1950年代中ごろから始まった高度経済成長といえます。当時、年平均10%以上の経済成長に伴う、電力需要の大幅な増加を支えていたのは、石油火力発電でした。日本は、国内でエネルギー資源がほとんど産出されません。そのため、石油のほとんどは中東からの輸入に頼っていました。この状況に対して、「輸入に頼ってばかりではいけない」、「国産のエネルギーが必要」、と指摘されるようになり、そこで注目されたのが原子力発電なのです（資料3−1参照）。

■資料3−1／主要国のエネルギー輸入依存度の推移（1962〜2012年）



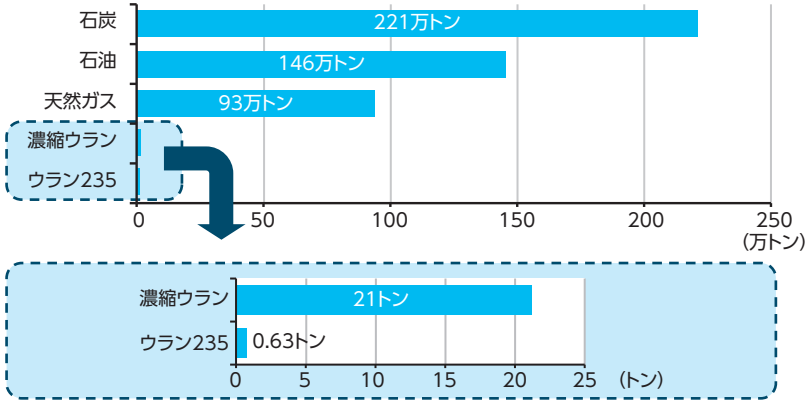
出典：IEA World Energy Statisticsを元に作成

注1：1962、72、82、92、2002、12年のデータ。ロシアは1992年以降のデータのみ。
注2：マイナスは輸出を示す。

原子力発電は、ウランやプルトニウムが核分裂する際に発生するエネルギーを利用する発電方法です。一般に、1グラムのウラン235が生み出すエネルギーは、石炭3トン分、石油2000リットル分に相当します（資料3−2参照）。このように、少量のウランから大量のエネルギーが得られるため、原子力発電は当時「夢のエネルギー」と呼ばれました。燃料となるウラン自体は、オーストラリアやカナダなど外国からの輸入に頼っていますが、原子力発電費用（8.9円/kWh）の内訳を見ると、ウラン購入を含む燃料関係費用（核燃料サイクル費用）は1.4円/kWhと2割弱にすぎず、発電所の建設や運転に掛かる費用がより大きな割合を占めます。このような原子力発電の性格を指して、「準国産エネルギー」とも呼ばれることがあります。

世界で最初に原子力発電所が運転開始したのは、1954年の旧ソ連（ロシア）で、その後、イギリスやアメリカ、フランスなどでも導入されていきました。日本で最初に商業運転が行われたのが1966年のことで、イギリスの技術を導入した日本原子力発電株式会社の東海発電所です。

■資料3−2／100万kWの発電所を1年間運転するために必要な燃料



出典：電気事業連合会のデータを元に作成

注：濃縮ウラン燃料には、3%強のウラン235が含まれている。1グラム当たりのウラン235に換算すると、およそ石炭3トン分、石油2000リットル分に相当する。

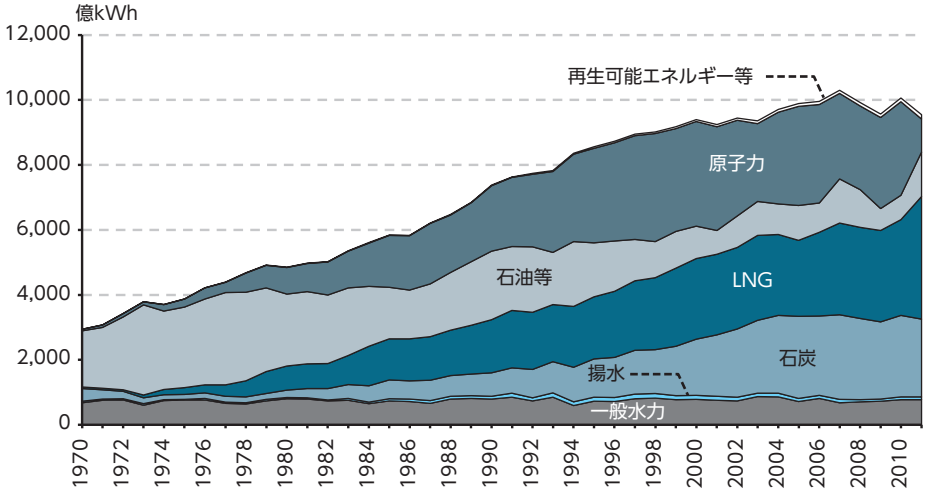
オイルショックとエネルギー・セキュリティ問題

1973年、第4次中東戦争をきっかけに、第1次オイルショックが起こりました。世界の原油価格が高騰したのです。高度経済成長期にエネルギーの大半を石油に依存していたわが国は、大打撃を受けました。多くのエネルギー資源を輸入に頼っていたことの脆弱性が、一気に顕在化した出来事であったといえるでしょう。

わが国の「エネルギー・セキュリティ」が国家の重要課題と位置付けられ始めたのはこの頃です。こうした中、先にも説明した通り、少量のウランから莫大なエネルギーを得ることができる原子力発電は、資源を持たないわが国にとっては、とても魅力的な発電方法であったのです。資料3ー3をご覧ください。原子力発電は、オイルショック以降、その発電シェアを着実に伸ばしていきました。

先ほど説明した通り、燃料となるウランは輸入していますが、発電費に占める割合は2割程度であり、さほど大きな要因ではありません。またその産地も、カナダやオーストラリアなど、政情が安定する地域に広く存在しているため、政情不安定な中東に集中する原油と比較して、燃料の入手の点でも、原子力発電はエネルギー・セキュリティ的に優れていると指摘されています。

■資料3ー3／日本の電源別発電電力量の推移

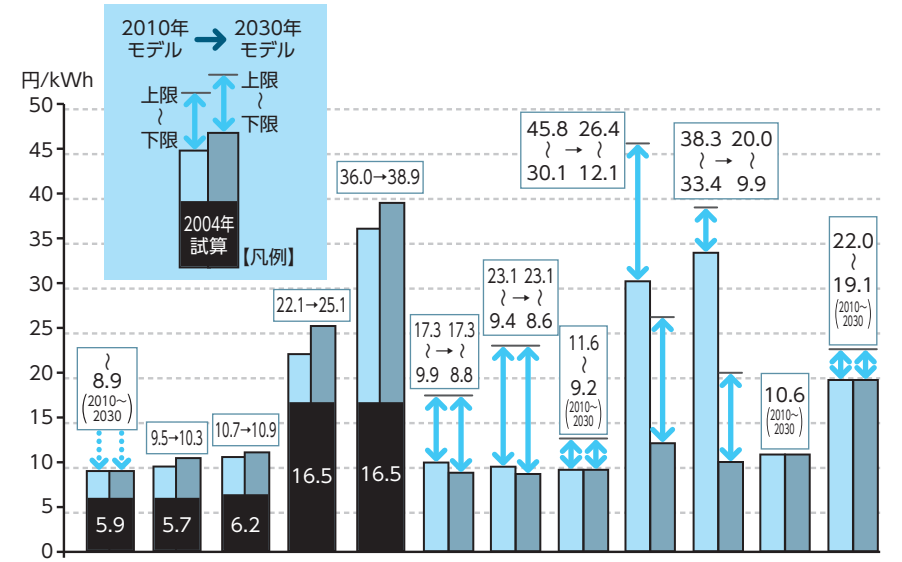


出典：資源エネルギー庁「エネルギー白書 2013」を元に作成

発電費用

原子力発電の優位性の1つに、その発電費用が挙げられます。資料3ー4は、電源別の発電費用を政府が試算したものです。この数値からは、確かに原子力発電が、他の発電方式よりも有利であることが分かります。これは、繰り返しになりますが、ウラン1単位から得られるエネルギー量が莫大であることに起因しているといえるでしょう。

■資料3ー4／各電源の発電費用



	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力		風力		地熱	太陽光		水力	
						陸上	洋上		メガソーラー	住宅	一般	小水力
設備利用率	70%	80%	80%	50%	10%	20%	30%	80%	12%	12%	45%	60%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	40年	20年	20年	20年	20年	20年	40年	40年

出典：国家戦略室（2011）「コスト等検討小委員会報告書」を元に作成

しかし、福島第一原子力発電所の事故以降、この電源費用の見積もりに対しては、批判も集まっています。資料3−4（42ページ）で、原子力発電費用の上限値が示されていませんが、これは「事故の際の損害額」について不明な点が残ることを考慮したものです。その上で、発電費用の「下限値」である8.9円/kWh以上として示されています。原子力発電の費用をどのように見積もるかについては、今後も議論されていくと考えられます。

原子力発電のリスクとその管理

原子力発電は、「準国産エネルギー」であると同時に、リスクを伴うものといえます。過去、世界では1979年のアメリカのスリーマイルアイランド原子力発電所や、1986年の旧ソ連（現ウクライナ）のチェルノブイリ原子力発電所で、重大な事故が起きたことは、わが国でも多くの人に知られていました。しかし、日本では、そのような事故は起こらない、もしくは、リスクがあってもきちんと管理されている、と信じていた人が多かったのではないでしょうか。ここで、原子力のリスクと、その管理について、改めて整理しておきましょう。

原子力発電に関わるリスクには、通常の建設・操業に伴う従事者の労働事故・災害や、放射性物質の微量の漏えい等に関わるものがあります。これらと比較して、やはり影響度の大きさから言えば、福島第一原子力発電所事故のような大事故に伴う放射性物質の大規模な放出が、はるかに深刻な問題になります。

原子力発電での安全確保の基本的な考え方は「多重防護」と呼ばれます。つまり、多重の策を講じておき、1つが破られても次の壁で食い止める、という考え方です。原子力発電の事故について言えば、「①異常の発生の防止」「②異常の拡大及び事故への発展の防止」そして「③周辺環境への放射性物質の放出防止」の3重の防護策が講じられます。

①異常の発生の防止は、地震対策などを十分に講じた安全設計、機械的誤動作や人間の誤操作の防止などによって、事故の原因となる異常を未然に防止することです。②異常の拡大・発展の防止は、異常の早期検出、そして異常が発生した際に原子炉を「止める」ことです。③周辺環境への放射性物質の放出防止は、止めた原子炉を「冷やす」ことと、原子炉格納容器によって内部にある放射性物質を「閉じ込める」ことです。

ここでは、福島第一原子力発電所事故の原因や進行過程などについては詳細に説明しませんが、ごく簡単に言えば、地震発生に対して原子炉を「止める」ことはできたものの、その後発生した津波によって、全ての電気系統が被害を受けました。冷却設備の非常用電源も停止したため「冷やす」機能が失われ、内部の温度や圧力が上昇した結果、最後の「閉じ込める」機能も破られてしまいました。

その反省から、すでに国内の原子力発電所で、非常用の電力供給システムを多重化して、津波の被害を受けない高台に設置するなどの対策が講じられています。また、事前の想定が甘かったのではないかという指摘もありますが、これについては、政府の原子力規制委員会によって2013年6月に安全確保のための新しい規制基準が決定され、同年7月に施行されています。その直後、北海道電力泊発電所、関西電力大飯・高浜発電所、四国電力伊方発電所、九州電力川内・玄海発電所が、新規制基準への適合性審査の申請を行い、現在審査が進められているところです（詳細については、45ページのコラム参照）。

コラム

原子力発電所の新しい規制基準

2013年7月8日に、原子力発電所の安全確保のための新しい規制基準が施行されました。この新規制基準は、2011年3月の福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえて、原子力規制委員会によって作成されたものです。

もちろん、この新規制基準が施行される前は当然のこと、事故が起きる前から、原子力安全に関する規制基準が定められていて、国内の全ての原子力発電所はこの基準に従って運転されていました。しかし、福島第一原子力発電所では事故を未然に防ぐことができませんでした。事故の後に出されたさまざまな事故調査報告書は、津波などの外部の事象を考慮に入れたシビアアクシデント（過酷事故）対策を直接的な形で規制対象としていなかったことや、新たな知見に基づく新基準をすでに運転している発電所に遡って適用し、改修工事などを通じてその発電所の安全性を向上させるための仕組み（これは「バックフィット」と呼ばれます）がなかったことなどを指摘しました。つまり、当時の規制基準にも事故原因の一端があるとしたのです。

これらの反省に立ち、新規制基準は、下記の内容を柱とする安全対策の強化を基準の中に取り込みました。

1つ目は、シビアアクシデント対策を法令上の義務として改めて事業者に対して要求したことです。一例として、新基準は、フィルター付ベント（排気）装置の設置を義務付けました。これは、万が一事故が起きた場合に、圧力や熱によって原子炉格納容器が壊れてしまうのを未然に防ぐため、中の蒸気を安全に外に逃がすための対策です。また、新基準は、津波や地震への対策もあわせて強化するとともに、意図的な航空機の衝突といったテロへの対策も新たに導入しました。

次に、新基準は、最新の技術的な知見を規制基準に取り入れ、すでに許可を得て運転している原子力発電所に対しても、最新の基準に合致することを要求しています。上記のバックフィットを法定化したわけです。既存の発電所を新しい規制基準に適合させるためには、改修工事も必要となりますから、一部の施設には猶予期間が認められていますが、これからは全ての発電所に、最新の規制基準に適合することが求められることになります。

さらに、新基準は、原子力発電所の運転期間を、営業運転に入る直前に行われる検査（使用前検査）に合格した日から40年としました。これまでは、原子力発電所の運転期間に法令上の制限はなく、原則13カ月に1回行われる定期検査に合格すれば、次の定期検査時まで運転することが認められる、という形で運転期間の更新が認められていました。これからは、その期間に40年という制限が設けられることになります。もっとも、設備の更新や改修によって安全性を維持・強化することができるので、原子力規制委員会が認める場合には、20年を超えない範囲で、1回だけ運転期間を延長することが認められています。つまり、規制上は最長60年の運転が可能です。

このように、新規制基準によって、原子力発電所に求められる安全性の水準は以前よりも格段に高まったといえます。電力各社には、原子力発電の安全性に関する第一義的な責任を担う者として、新規制基準への対応をはじめ、安全性向上のための日々のたゆまぬ努力がこれからも期待されています。

原子力発電所停止の影響

2013年9月に、一度再稼働された関西電力の大飯原子力発電所3、4号機も再度定期点検に入ったため、同年10月現在、日本の原子力発電所は、全て停止状態です。これらは、上記の新しい規制基準を満たすと確認されれば、再稼働が認められていくものと考えられます。事故から2年半が経過し、原子力発電所停止の経済への影響が大きいことも、多くの人に認知されるようになり、再稼働を期待する声が大きくなっているのも確かです。ここで、事故以降の原子力発電停止の影響についても触れておきましょう。

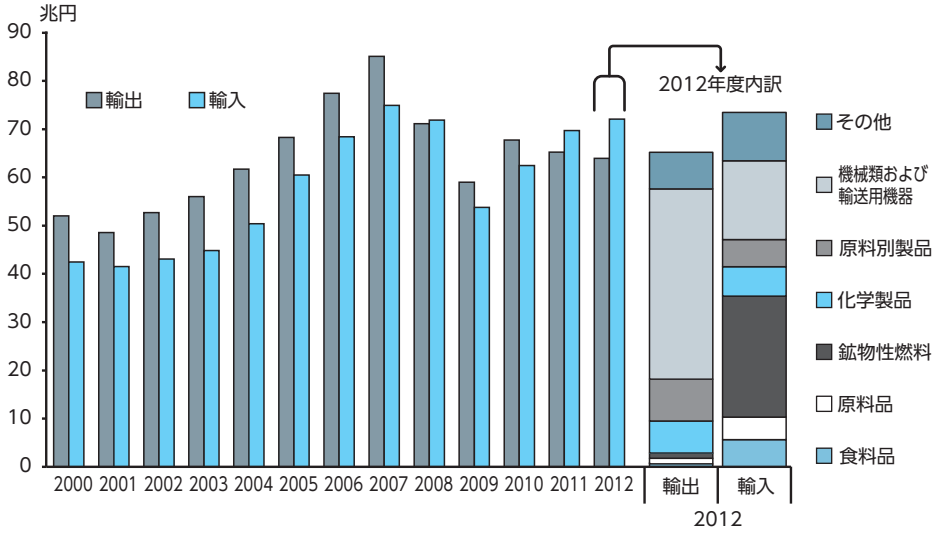
供給力不足と電気料金値上げの経済への影響

電力の供給力不足は、特に消費電力の大きい夏場の節電という形で、私たち一般家庭が生活の不便を経験したのみならず、産業活動にも大きな影響を与えました。特に製造業にとって、生産ラインの動力となる電気の使用を制限されることは、生産スケジュールや、製品の品質にも影響が出ることになります。これまで多くの人が、電気は必要なときに必要なだけ使えるものと思っていたかもしれませんが、原子力発電所の停止は、私たちの電気に対する考え方を変えざるを得ない大きなきっかけになったといえるでしょう。さらに、電力の供給不足への不安に加えて、電気料金の値上げによる経済的負担の増加が、これまで国内にとどまっていた企業に対しても、海外移転を決断させる最後の一押しになるかもしれません。

わが国は、大雑把に表現すると、輸入したエネルギー資源を使って、質の良い工業製品を作って輸出することで成り立っています（資料3−5参照）。エネルギー資源の輸入価格が高くなり、電気料金も値上がりすると、工業製品の製造費用の増加につながり、製品の国際競争を弱めてしまいます。わが国国内での生産活動が滞ると、回り回って、私たちの働き口や収入が減ってしまうことにもつながります。企業が海外に出ててしまい、産業の「空洞化」が進むことは危惧すべきことです。

また、大企業は海外に拠点を移すことができても、中小企業はそう簡単にはいきません。電力供給不足や電気料金上昇に直面することは、特に中小・零細企業にとっては、死活問題につながります。

■資料3−5／日本の貿易収支



出典:財務省 貿易統計を元に作成

注:石油やLNGの輸入は、鉱物性燃料に含まれる。

コラム

脱原子力の費用はどれくらい?

2011年7月13日、菅首相（当時）は「脱原子力依存」を宣言しました。さらに、政府は2030年代に原子力発電の割合をゼロにする方針を盛り込んだ「革新的エネルギー・環境戦略」を、2012年9月14日に決定しました。その後、同年12月の政権交代後に、安倍首相は、「革新的エネルギー・環境戦略」の見直しを表明しました。しかし、安倍政権のエネルギー政策は2013年10月時点でもなお不透明な状況にある一方で、原子力発電所の稼働がストップする「事実上の脱原子力状態」がすでに発生しています。

それでは、脱原子力によってどのような経済的な影響が発生するのでしょうか？ ここでは「脱原子力」を、動かせるはずの原子力発電所を動かさず、最終的に全ての稼働を停止することと定義します。その上で、原子力発電所の稼働を減らし、得られたはずの発電電力量を放棄することの影響を、稼働を続ける状況と比較して考えてみましょう。

・失った電力量を、LNG火力などの他の電源で補う必要があり、そのための燃料費や運転維持費が発生します。発電設備を追加する場合はその建設費も必要になります。一方、原子力発電所を停止した分については、その燃料費や運転維持費が節約できますので、正味の追加費用はその差引になります。
・上記に加えて、電力供給が不安定になる可能性を市場が嫌気することで電力価格が上昇したり、LNG需要の急増によって燃料価格が上昇する可能性が考えられます。
・失われる電力量を十分に補えない場合、経済活動の足枷になることが考えられます。

それでは、具体的にその影響はいくら程度になるのでしょうか。

2011年7月に脱原子力を表明したドイツでは、2022年までに国内の全ての原子力発電所（9基、1,269.6万kW）を順次廃止していきますが、これらの発電所が40年間稼働し続けると想定した場合と比較して、脱原子力政策によって100炉年強（「炉年」とは、原子炉1基が1年間稼働することを表す単位）が放棄されることになります。これに伴う経済影響の評価が出されており、おおむね500億ユーロ（およそ6.5兆円）程度とみる例が多いようです。

一方、日本で今後脱原子力を実行した場合はどうでしょうか。電力中央研究所では、2030年にかけての日本経済の長期展望において、原子力の稼働状況の違いの影響を評価しました。原子力の稼働を継続する場合と比較して、その稼働を見込まないケースでは、2030年にかけて約500炉年分のエネルギー生産が喪失することになります。これを石炭火力とLNG火力の追加で補うとして、その経済影響は、2010年から2030年までの累積GDP損失で約86兆円にのぼるとの結果を得ました。

ヨーロッパにおける国際系統を介して、隣国からの（例えば、フランスの原子力発電由来の）電力の調達が可能なドイツと、他国からの調達が不可能な日本の状況の差などから、日本での「脱原子力の費用」が不可避的に高価となるとの予想が、ある程度の確度をもっていえるでしょう。「脱原子力」それ自体の当否は論じませんが、日本にとって「脱原子力」は相当な規模の社会的実験になることを、予め覚悟する必要があるのではないでしょうか。

化石燃料価格への影響

第2章において、原子力発電所の停止の替わりに電力供給を担ったのは火力発電であり、その結果、LNGや石油など、火力発電燃料の輸入量が急増していることを説明しました。その際、それらの価格も同時に上昇していることも指摘しました。実は、この燃料価格の上昇にも、原子力発電の停止が一部影響しているといわれています。

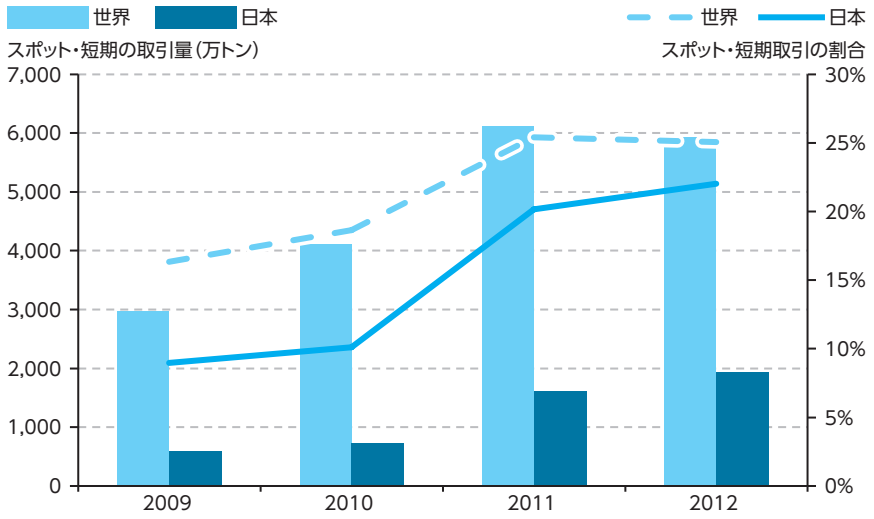
ここではLNGの価格に着目してみましょう。

すでに紹介したように、日本では海外のLNG供給事業者（売主）から、長期の売買契約に基づいてLNGを購入していることが一般的です。しかし、急激にLNGの需要が増えてしまった場合などは、「スポット市場」から調達することもあります。これは、石油や金、穀物などの取引市場と同様のものと考えてください。残念ながら、現時点でLNGのスポット市場は、石油などのようにたくさんの参加者が取引を行う、大きな市場ではありません。欲しいときに、欲しい品質のLNGがすぐに買えるわけではない、という現状です。しかし、原子力発電所の停止後は、このスポット市場での取引量が増えています。資料3−6を見ると、2011年以降、日本の全LNG取引量の20%強が、スポット取引や短期契約によって調達されています。

スポット市場の価格は、経済学でいう「需要と供給」で決まります。つまり、LNGを欲しい人が多ければ、価格が上昇します。さらに、今後、LNGの需要が増えるだろう、という市場の予想も、価格上昇に影響を与えます。事実、日本における原子力発電所の停止で、LNGの実際の需要が増えました。これに加え、日本政府が「脱原子力政策」を打ち出したことは、市場に対して、今後、資源の持たない日本はLNGをたくさん輸入するだろう、というメッセージとなってしまいました。資料3−7をご覧ください。価格上昇の原因が全て日本の原子力発電所停止の影響とはいえませんが、それでもその値動きから、価格の変動に影響を及ぼしていることを推察できます。

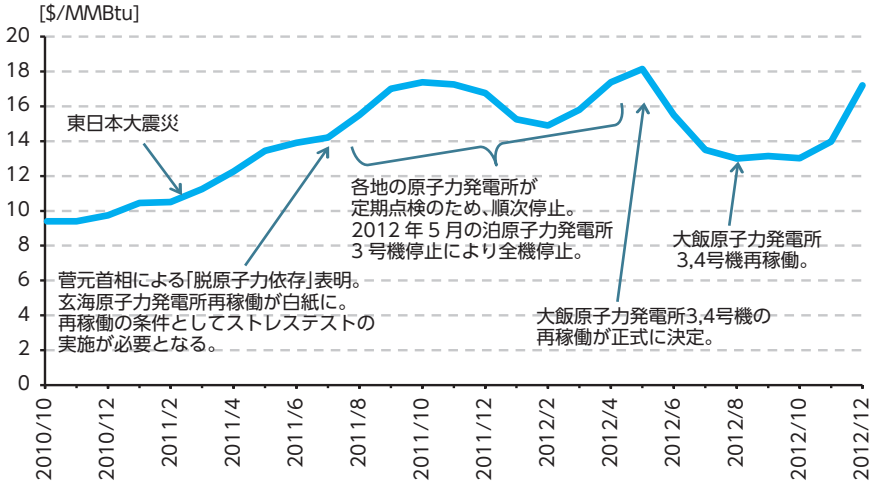
化石燃料価格の上昇を受け、改めて日本は、エネルギー資源を持たないことのリスクと、準国産エネルギーである原子力発電の、エネルギー・セキュリティにおける役割を再認識することになったといえるでしょう。

資料3−6／LNGのスポット・短期取引量とその割合



出典：GIIGNLを元に作成

資料3−7／アジアのLNGスポット価格と原子力発電所をめぐる動き



出典：ロイターLNG-Monthlyデータを元に作成

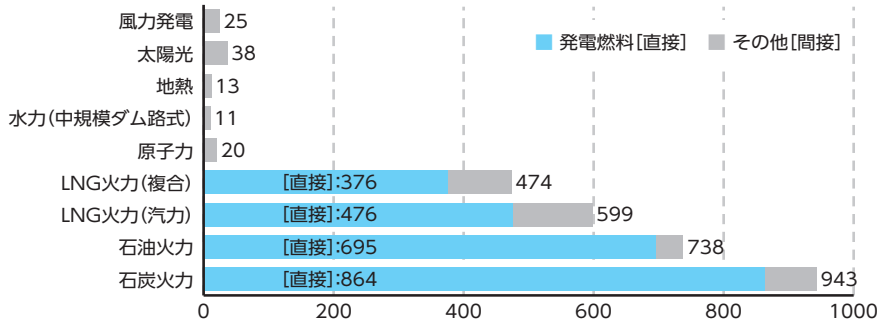
地球温暖化問題への影響

震災以降、被災地の復興や、電力の供給力確保など、喫緊に取り組まなければならない課題が次々に現れました。その結果、震災前までは重要な課題の1つとされていた地球温暖化問題への対応が、後回しになっている状況です。

震災前の原子力発電所は、発電の過程で二酸化炭素（CO_2）を発生しない、クリーンなエネルギーとして扱われていました（資料3−8参照）。2010年に策定された日本のエネルギー基本計画では、2030年までに新規に14基以上の原子力発電所を設置し、原子力や再生可能エネルギー等の「ゼロ・エミッション電源」による発電比率を70%とすると掲げられています。原子力は、温暖化対策の切り札であり、当時、原子力発電比率の高い電力会社は、クリーンな会社としてみなされていました。しかし、原子力発電所の事故以降、状況は一変しました。原子力発電比率の高い会社ほど、供給不足や、燃料費高騰に悩まされることになったのです。

世界に目を向けると、地球温暖化問題の重要性は震災以前と変わっていません。最近では日本でも、徐々にCO_2問題も議論の場にあがるようになってきました。今後、CO_2問題にどのように取り組んでいくか、国際社会の一員として考えていかなければなりません。

■ 資料3−8／各種電源のCO_2排出量



出典:電力中央研究所報告Y09027

注1:2009年時点で得られたデータに基づいて推計。
注2:原子力は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処理等を含めて算出。

プルトニウム保有に関する政治的な問題

原子力発電所で使い終わった使用済みの核燃料は、残ったウランに加えて、ウラン238から生成されたプルトニウムという物質が含まれています。これらを回収して再利用することができれば、ウラン燃料の節約になります。この目的で、日本原燃株式会社が青森県六ケ所村に使用済み核燃料の再処理施設を設置しており、商業運転の開始に向けて試験が行われています。このように、取り出したプルトニウムをウランに混ぜた燃料を作り（「MOX燃料」といいます）、これを現状の原子力発電所などで発電に利用することは「プルサーマル」と呼ばれています。なお、再処理施設の竣工は、2013年10月に予定されていましたが、竣工延期が発表されています。

原子力発電所が稼働していれば、使用済み核燃料が排出され、これを再処理施設で受け入れて処理するという定常的な操業が行われます。しかし、再稼働の見通しがはっきりしない場合には、再処理施設の操業も見通しが立たないことになります。さらに、再処理して回収したプルトニウムは、MOX燃料に加工して原子力発電所でプルサーマル発電に利用する計画になっていますが、プルトニウム燃料加工施設の設置や操業の見通しも立ちません。

実は、（ウランもそうですが）プルトニウムは核兵器の原材料になるため、「核兵器の不拡散に関する条約」のもとで厳格な管理がなされています。特に非核兵器保有国ながら原子力利用先進国でもある日本として、諸外国から無用の懸念を持たれないよう、政府の原子力委員会が「利用目的のないプルトニウム、すなわち余剰プルトニウムを持たない」という原則を提示しており、この方針のもとに毎年のプルトニウムの管理状況が公表されています。このように、プルトニウムの管理には厳格な透明性が要求されており、保有すること以前に、生産・消費の計画が確立できていないこと自体が、国際政治上の問題につながってしまう可能性があるのです。

原子力発電技術の流出

もし原子力発電の停止が長期化すれば、その稼働を支えてきた「技術力」が散逸・風化してしまうことも懸念されています。「技術力」を一言で表すことは難しいですが、電力会社で発電所の運転・保守に従事していた人、メーカーで設計や施工に携わっていた人などが持つノウハウなど、設計図やマニュアルなどの形で記録保存することが難しい「知恵」のようなものは、それを人から人へと受け継いでいかない限り、いつかはなくなってしまうでしょう。そして、そのような「経験知」を含む技術力は、ひとたび喪失してしまえば、その再獲得は非常に困難を伴うであろうことは容易に予想できます。後述の通り、脱原子力の動きは、決して全世界共通のものとはいえません。世界のどこかで、原子力発電の開発が続けられている状況で、これまで日本が蓄えてきた技術を風化・散逸させてしまうのは大きな損失といえるでしょう。

世界の原子力政策の動向

日本が、原子力発電所事故直後に「脱原子力」を表明したことは、少なからず世界の原子力発電所保有国に影響を与えました。同様に脱原子力の方向に動いている代表国として、ドイツが挙げられます。ドイツでは、1980年以前に運開した原子炉の即時廃止、2022年までに全ての原子力発電所の停止という政策を打ち出しました。また、1986年に全ての原子力発電所を停止していたイタリアでは、原子力発電所再開に対する国民投票が行われ、95%が再開に反対するという結果でした。

このように、脱原子力政策に動いた国がある一方で、事故以降も変わらず原子力政策を続ける国も多くあります。電力供給の8割を原子力に依存しているフランスをはじめ、アメリカ、イギリス、フィンランドなどは、今後も原子力発電を継続して利用し、発電所の新規建設も計画・検討しています。スイスでは、いったんは2034年までに国内の全ての原子力発電所を停止する方針を示していました。しかし、首都近郊にある原子力発電所について、2013年3月に最高裁が運営会社に運転許可を与える逆転判決を下しています。また、中国やインドなどの多くの新興国においても、今後の国内のエネルギー需要を担う重要なエネルギー源として、原子力発電に注目しています。新規導入国としては、アラブ首長国連邦（UAE）が挙げられます。同国の原子力発電所の導入に向けた入札では、韓国が受注しました。一方でトルコは、2013年5月の安倍首相訪問にあわせて、日本への原子力発電所の発注を表明しました。

原子力利用の継続あるいは新規導入を計画する国々は、日本での事故の経験を活かし、より安全な原子力発電を目指しています。このような中で、日本の知見や技術が、より安全な原子力発電所管理に役立てられることが期待されますし、それは日本の国際的な責務ともいえるのではないでしょうか。

国民経済の負担を軽減するために

第3章では、原子力発電がわが国で導入された背景や意義を振り返った上で、原子力発電所の停止の影響の例をいくつか挙げてきました。ここで紹介したようなさまざまな影響を回避するには、再稼働に向けた着実な取り組みが求められるでしょう。

しかし一方で、本当に原子力発電でなければならないのか、という声も聞かれます。そこで次の第4章では、燃料を輸入に頼らない、クリーンなエネルギーとして注目を集める再生可能エネルギーに着目してみましょう。