

課題の多い「再生可能エネルギー」の普及に向けて

秋山 太志

はじめに

東日本大震災に伴う東京電力福島第一原発事故により、原発の「安全神話」は崩壊した。原発が抱える問題点が浮き彫りとなったため、再生可能エネルギーを最大限活用し、原発に依存しないエネルギーミックスを構築することが求められる。しかし、再生可能エネルギーには課題も多く、「ベースロード電源」としての役割を果たせていないのが現状である。そして、2015年8月11日、新規制基準を満たした九州電力川内原子力発電所1号機が再稼働を果たした。原発に依存しないエネルギーミックスを実現するまでの道筋は未だ見えてこない。

そこで本稿では、まず、原発を巡る日本のエネルギー政策の変遷について確認し、日本が原発回帰を決めた背景を考察する。

次に、原発が抱える問題点と、原発の果たす役割を述べる。そして、再生可能エネルギーを「ベースロード電源」として活用できるレベルまで、安定性・発電効率等を高めていく方法を論じる。

最後に、原発から再生可能エネルギーへとスムーズに移行し、環境省が目標としている「2030年に再生可能エネルギー33%」を実現するために必要な対策について論じる。

第1節 方針が定まらない日本のエネルギー政策

1.1 第一次オイルショックから始まる原発推進の動き

日本の原子力政策の火付け役として無視することができないのが「第一次オイルショック」である。1973年に第四次中東戦争が勃発し、アラブ石油輸出国機構(OAPEC)諸国がイスラエル支持国(アメリカなど)への石油輸出の禁止を発動した。その結果、「石油が枯渇するのではないか」という恐怖が世界中に広がり、混乱へと発展した¹。日本でも、中東の安価な石油に大きく依存していたため、オイルショックがもたらした影響は非常に大きいものだった。

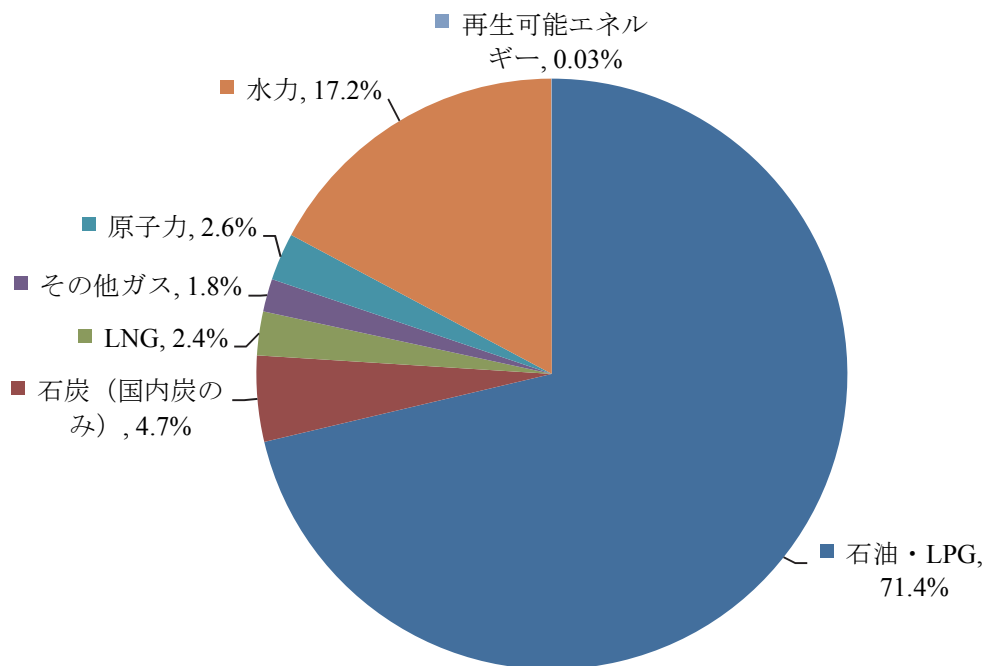
1973年(オイルショック当時)における電源別発電電力量の構成比(図1)を見ると、石油、LPG(液化石油ガス)、石炭(国内炭のみ)、LNG(液化天然ガス)、その他ガスの割合の合計が80.3%を占めている。つまり、オイルショック当時には全体の8割以上を化石燃料に依存していたのである。加えて、国内炭を除く全ての化石燃料を海外(主に中東)からの輸入に頼っており、その割合は75.6%にも上っていた。

海外からの化石燃料依存度の高さは、中東で発生した政治的・軍事的・社会的な緊張の高まりが、遠く離れた日本においても甚大な影響をもたらすことを意味している。実際に日本ではオイ

¹ 田原(2012) pp.16-17.

ルショック当時、中東でのオイルショックによる物資不足が噂されたことにより、トイレットペーパーの買い占めが相次ぎ、トイレットペーパーが品薄になる「トイレットペーパー騒動」と呼ばれる社会現象が起こった。以上より、石油に代わる新たなエネルギーを開発し、海外からの化石燃料依存度を低減させていくことが必要だと考えられたのである。

図1 1973年（オイルショック当時）における電源別発電電力量の構成比



（出所）経済産業省・資源エネルギー庁（2014a）「日本のエネルギー2014」より作成。

1.2 原発を進める震災前のエネルギー基本計画（2010年）

オイルショック以降、日本では、エネルギー資源を石油のみに依存することのリスクが浮き彫りとなったことから、原子力発電、石炭火力発電、LNG火力発電等の石油代替電源の開発が積極的に進められ、電源の多様化が図られた²。その中でも原子力発電には、発電の際に温室効果ガスを排出せず、大量の電力を安定して供給できるというメリットがある。そのため日本では、エネルギーの諸問題を解決できる原子力発電を中核としながら、再生可能エネルギーを最大限活用する方向へと舵を切ることになったのである³。

2010年（震災前）における電源別発電電力量の構成比（図2）を見ると、石油・LPGの割合が6.6%しかない。オイルショック当時（図1）には石油・LPGが7割以上を占めていたのと比

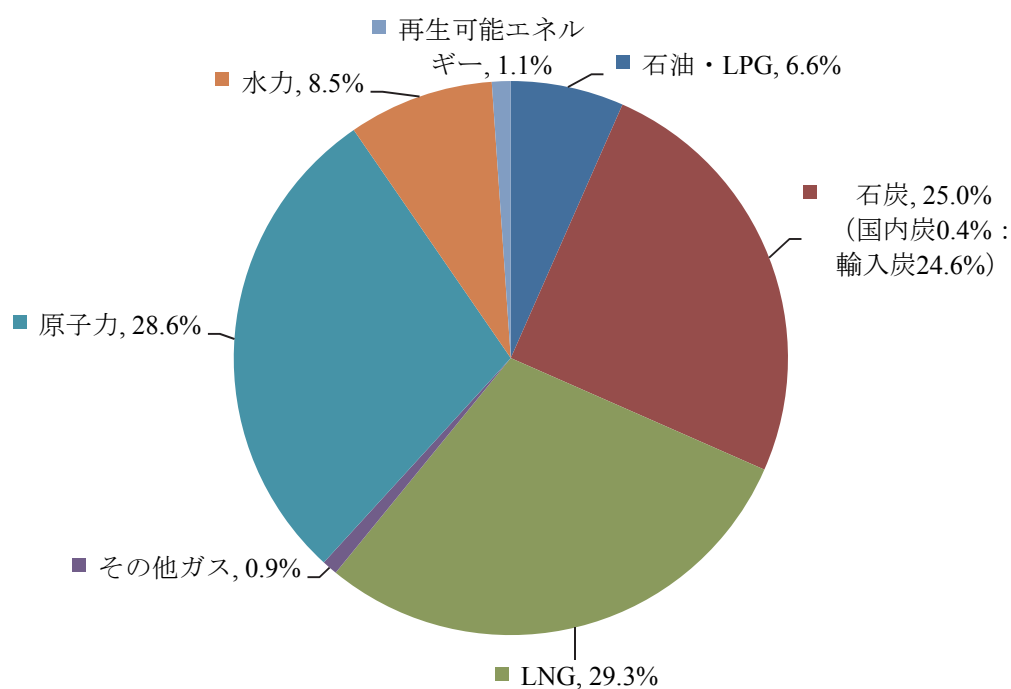
² 早稲田（2011）p.48.

³ 柏木（2012）p.3.

較すると、その差は歴然である。一方で、LNG、原子力がそれぞれ 3 割近くにまで数値を伸ばしていることから、オイルショックを契機として石油に大きく依存したエネルギー構造が転換され、電源の多様化が進められたことが分かる。しかし、電源の多様化が進んだとはいえ、日本が先進国の中でも有数の資源小国であり、全体の 6 割以上を占める化石燃料のほとんどを、海外からの輸入に依存している事実は変わっていなかった。

当時の民主党政権は、2010 年 6 月に策定した「エネルギー基本計画」において、「供給安定性 (Energy security)、環境適合性 (Environment)、経済効率性 (Economic efficiency) の 3E を同時に満たす中長期的な基幹エネルギーとして、安全の確保を大前提に、国民の理解・信頼を得つつ、需要動向を踏まえた新增設の推進・設備利用率の向上などにより、原子力発電を積極的に推進する⁴⁾」として、エネルギー自給率の向上及び地球温暖化対策の要求を満たすために原子力を推進する姿勢をとっていた。より具体的には、「原子力を含むゼロ・エミッション電源比率を、2020 年までに 50%以上、2030 年までに約 70%とすることを目指す⁵⁾」としており、化石燃料への依存を軽減し、その減少分は原子力を倍増することで補う構図となっていた。この基本計画の策定からわずか 9 ヶ月後、東日本大震災によって原発の安全神話が崩れ、日本のエネルギー政策に注目が集まることとなったのである。

図 2 2010 年（震災前）における電源別発電電力量の構成比



（出所）経済産業省・資源エネルギー庁（2014a）「日本のエネルギー2014」より作成。

⁴ 経済産業省・資源エネルギー庁（2010）「エネルギー基本計画 2010」。

⁵ 経済産業省・資源エネルギー庁（2010）「エネルギー基本計画 2010」。

1.3 脱原発に動く震災後の革新的エネルギー・環境戦略（2012年）

東日本大震災に伴う東京電力福島第一原子力発電所の事故は、原発の安全神話を覆し、原発の負の要素を噴出させた。環境対策の観点から、クリーンなエネルギー源として原発の活用を加速させようとしていた矢先の出来事であった。日本国内の54基全ての原発が停止し、原発を軸としていた当時のエネルギー政策が180度転換することとなった。

これに端を発し、2011年6月に当時の民主党政権は、今後のエネルギー問題に政府一丸となって取り組む場として、国家戦略担当相を議長とするエネルギー・環境会議を設置した。そして翌2012年9月、エネルギーシステムの歪みや脆弱性を是正し、効率性や環境性を高めながら安全かつ安定供給を実現するため、「革新的エネルギー・環境戦略」を策定した⁶。この新たなエネルギー戦略は、省エネルギー・再生可能エネルギーといったグリーンエネルギーを最大限に引き上げることを通じて、原発依存度を減らし、化石燃料依存度を抑制することを基本方針としている⁷。より具体的には「原発に依存しない社会の一日も早い実現」を目標に掲げており、「再生可能エネルギーは、2010年の1100億kWhから、2030年までに3000億kWh（3倍）以上の開発を実現する」として、原発に依存しない社会への道筋を示している⁸。

2013年（震災後）における電源別発電電力量の構成比（図3）を見ると、震災前（図2）には3割近くを占めていた原子力がなくなり、石油・LPG、石炭、LNGの割合がそれぞれ5～15%程度増加している。そして、原子力の減少分を補うために火力発電の割合が増加した結果、海外からの化石燃料依存度は88%にも達している。これは図1で示したオイルショック当時の化石燃料依存度78.6%を上回っており、このままでは中東の不安定な情勢の影響をダイレクトに受ける危険性がある。

1.4 原発回帰を決めた新たなエネルギー基本計画（2014年）

2014年4月11日、自民政権は東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所の事故に伴うエネルギーを巡る環境の大きな変化を踏まえ、国のエネルギー政策の基本的な方向性を示すものとして、新たな「エネルギー基本計画」を閣議決定した。この計画は東日本大震災以降最初のエネルギー計画であり、今後の原発の位置づけをどうするのかについて大きな注目が集まった。

この計画において、原子力は「燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる低炭素の準国産エネルギー源として、優れた安定供給性と効率性を有しており、運転コストが低廉で変動も少なく、運転時には温室効果ガスの排出もないことから、安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源である⁹」と位置づけられ、原発の再稼働を進めていくことが正式に決定された。

⁶ 柏木（2012）pp.47-48.

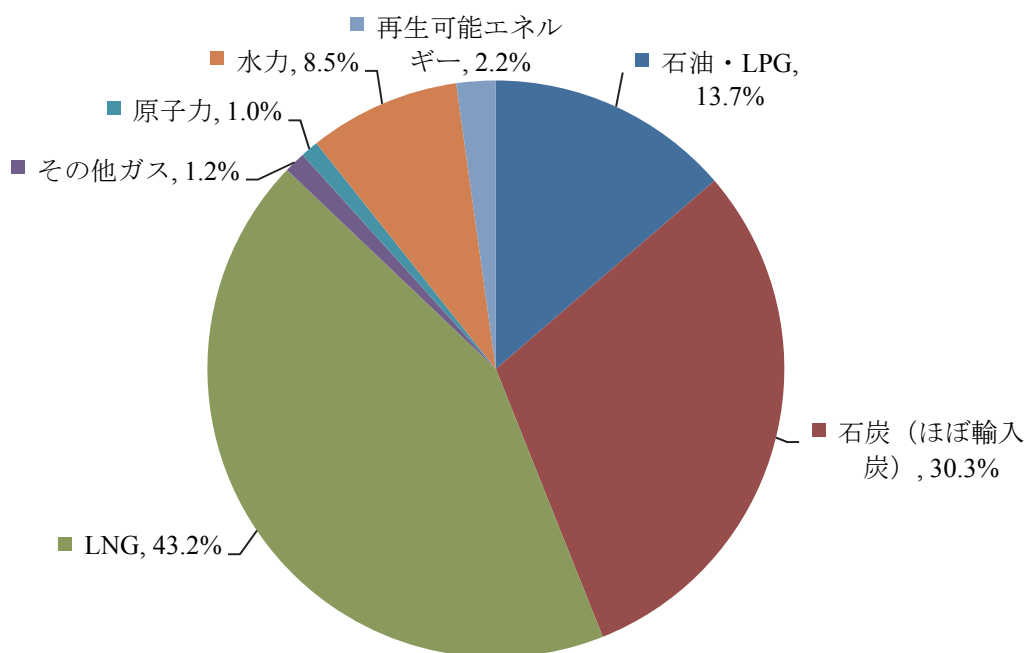
⁷ エネルギー・環境会議（2012）「革新的エネルギー・環境戦略」。

⁸ エネルギー・環境会議（2012）「革新的エネルギー・環境戦略」。

⁹ 経済産業省・資源エネルギー庁（2014b）「エネルギー基本計画2014」。

そして、2015年8月11日、新規規制基準を満たした九州電力川内原子力発電所1号機が再稼働を果たし、日本の原発は約2年ぶりに動き出した。東日本大震災を経験した日本は、再び原発回帰の道を歩み始めたのである。

図3 2013年（震災後）における電源別発電電力量の構成比



（出所）経済産業省・資源エネルギー庁（2014a）「日本のエネルギー2014」より作成。

第2節 大惨事から見える原発の問題点

2.1 原発事故が招く「放射線被ばく」の恐怖

2011年3月11日、東北地方太平洋沖地震（震災名は「東日本大震災」）が発生した。地震によって引き起こされた巨大津波は東京電力福島第一原子力発電所を襲い、未曾有の原発事故を引き起こした。大量の放射性物質が大気と海に放出され、被災者たちは地震と津波と放射能汚染の三重苦に見舞われることになった。2011年11月上旬の警察庁の発表では、その後の余震で死亡した者も含め、死者1万5836人、行方不明者3652人、負傷者5936人となっている¹⁰。原発事故に伴う避難者は16万人を超え、被害額は1986年に発生したチェルノブイリ原発事故のケースなどを参考に試算すると、今後50年で累計100兆円を上回ると推定されている¹¹。

¹⁰ 田原（2012）p.12.

¹¹ 三橋（2013）pp.42-44.

原発事故は、「放射線被ばく」という特異な健康被害要因を伴う。放射線による健康への影響には、一度に大量の放射線を被ばくした場合に起こる「確定的影響」と、比較的少量の放射線の被ばくによっても起こり得るがんや白血病などの「確率的影響」がある。確率的影響の場合には、何年、何十年もの時を隔てて発症するため、健康への影響が長期間にわたると考えられる。加えて、原発周辺地域の放射能汚染に対しては汚染土を除去したり、建物の表面をジェット洗浄したりする「除染」が行われてきたが、放射性物質の中で最も健康への影響が懸念されている「セシウム137」の半減期が30年であることや、広大な野山や森林を除染する難しさを考えると、対策は長期かつ困難なものになることを認識しなければならない。

2.2 繰り返される世界の原子力重大事故

福島で原発事故が発生する以前に、世界では原発の「安全神話」を脅かす重大な事故が繰り返されていた。それは、原子力先進国とみなされてきたアメリカで1979年に発生した「スリーマイル島原発事故」と、ソ連で1986年に発生した「チェルノブイリ原発事故」である。以下ではこの二つの事故を辿り、原発の危険性を明らかにする。

世界に衝撃を与えたスリーマイル島原発事故

スリーマイル島原発事故とは、1979年3月28日、アメリカ・ペンシルベニア州にあるスリーマイル島（TMI）原子力発電所で発生した原発事故である。炉内の冷却水が失われた結果、炉心上部がむき出し状態になり、燃料棒が破損したことが事故の原因であることから、冷却材喪失事故に分類されている。事故から4か月後、原子力規制委員会はTMI原発事故による放射線被ばくの影響について明らかにしている。その調査結果によると、発電所から80キロメートル以内に住む約216万人が受けた放射線量は、平均して0.01ミリシーベルトであり、健康への影響は無視することができるという¹²。

結果的には一人の犠牲者も出なかったものの、TMI原発事故が各国の原子力政策に与えた影響は大きかった。アメリカ、スウェーデン、西ドイツ、オーストリアでは新規の原子力発電所の建設が事実上困難になり、TMIと同型の軽水炉（軽水¹³を原子炉冷却材および中性子減速材として利用する原子炉）をもっていた国では点検を余儀なくされた。日本でも運転中の軽水炉が止められ、安全解析が行われた。しかし、TMI原発事故による犠牲者が出なかったことや、日本の原発の安全性が信じられていたこともあってか、日本が脱原発の道へと進むことはなく、「TMI原発事故を教訓に、慎重に原子力計画を進める」という政策がとられたに過ぎなかった。

¹² 飯高（2010）p.198.

¹³ 質量数の大きい同位体の水分子を多く含み、通常の水より比重の大きい水のことを重水と呼ぶのに対して、通常の水は軽水と呼ばれる。

史上最悪の原発事故となったチェルノブイリ原発事故

チェルノブイリ原発事故とは、1986年4月26日、旧ソ連ウクライナ共和国にあるチェルノブイリ原子力発電所で発生した、史上最悪の原発事故である。この事故は、外部からの電源供給がストップした場合にどこまで発電することができるかを実験している際に発生した。事故原因としては、この実験を行う際にあらかじめ非常用炉心冷却装置を切っておくなど、さまざまな規則違反があったことが指摘されている。この事故では黒鉛火災が発生し、水素爆発によって建物の一部が吹き飛んだ。黒鉛火災は二週間にも及び、欧州各国に放射性物質をまき散らした。この事故で、従業員・消防士など31名が死亡し、半径30キロメートル以内に住む約13万5000人が避難した¹⁴。

チェルノブイリ原発事故を契機として欧州各国は反原発の動きを見せた。オーストリアやイタリアでは原子力発電所の停止・解体が行われ、オランダでは新規に建設される予定だった原発二基が棚上げされた。一方、日本ではTMI原発事故の時と同様、大きな脱原発の動きは見られなかった。その理由として、チェルノブイリの炉型が軽水冷却黒鉛減速炉（原子炉冷却材として軽水を、中性子減速材として黒鉛を利用する原子炉）だったことが挙げられる。この炉型は旧ソ連独特の原子炉で、西側諸国の専門家からは安全性を疑問視する声が多かった。日本の炉型は軽水炉だったため、「チェルノブイリ原発事故は特殊な設計にもとづいた原子炉（黒鉛減速炉）で起こった事故だから、日本で起きることはない」と捉えたのではないかと考えられる。

2.3 超長期の年月を要する使用済み核燃料の処理

原発の怖さは、事故によって放射性物質をまき散らし、人々の安全を脅かすだけでなく、発電によって延々と「核のゴミ」を生み出し続けるところにもある。原子力発電とは、ウランの核分裂によって生じる熱エネルギーを利用し、蒸気タービンを回転させて発電する方法であるが、ウラン燃料を使用して発電した後は使用済み核燃料が残る。使用済み核燃料にはウランやプルトニウムといった放射性物質が大量に含まれており、その危険性と処理の困難さから、現存する使用済み核燃料をどう処理するかという問題が原発に重くのしかかっている。

全原発稼働時には年間約1000トンの使用済み核燃料が発生していた。日本では使用済み核燃料の一部を燃料として再利用し、利用できずに再処理で分離された高レベル放射性廃棄物は、ホウケイ酸ガラスと混ぜて熔融固化され、ガラス固化体にされる。ガラス固化体の放射能は時間とともに減少するが、その間は人間の生活環境から切り離しておく必要がある。そこで日本を含め各国で計画されているのが、放射性廃棄物を地下深くに埋める「地層処分」である。

ガラス固化体の放射能が元のウラン鉱石（自然界にあるウラン資源）と同程度の値になるのに10万年程度かかる。そこで地層処分では一つの目安として、埋設した放射性物質を10万年程度安全に閉じ込めておくことが求められている。しかし、「埋設した放射性物質が地下水に触れて環境に流出することを確実に防止できるのか」などの、地層処分の安全性を疑問視する声も多く、

¹⁴ 飯高（2010）p.202.

高レベル放射性廃棄物の最終的な処分場は確立されていない。2015年時点では、一時的に青森県六ヶ所村にある高レベル放射性廃棄物管理センターに貯蔵・管理されている状態である。加えて同センターの貯蔵プールはすでに6割近くが埋まっており、もし既存の原子力発電所がすべて再稼働し使用済み核燃料を生み出し続ければ、いずれ保管場所がなくなることにも問題視されている¹⁵。

2.4 それでも脱原発が困難な理由

繰り返される原発事故、そして使用済み核燃料の処理という原発の問題点を理解し、経験してもなお、日本が脱原発を決意せず、原発回帰へと舵を切ったのには理由がある。それは、ベースロード電源の割合を震災前の6割程度に戻すためには、原子力を抜きにしては困難だからである。

ベースロード電源とは「発電コストが低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源」であり、原子力、水力、石炭、地熱がこれにあたる。主要各国において、日本のエネルギー基本計画に見られるような「ベースロード電源」の定義がなされているわけではないが、日本がベースロード電源として認識している原子力、水力、石炭の主要各国における電源構成比率は、概ね6～9割程度である¹⁶。日本も震災前は同水準であったが、震災後は3割程度にまで大幅に低下しており、国際的にみても低い水準となっている。安定的に電力を供給するためには、日本もベースロード電源の割合を6割程度に増やしていく必要がある。

しかし、ベースロード電源である石炭は二酸化炭素の排出量が多いため、世界的に温暖化対策を進めている中では増やしにくい。さらに水力、地熱も大規模開発には限界があるため、ベースロード電源を6割とするためには、原子力の割合を2割程度にすることが前提となっていたのである。したがって、脱原発を実現するためには、原子力と同じベースロード電源である水力、地熱の開発を進めるとともに、再生可能エネルギーをベースロード電源として活用できるレベルまで、安定性・発電効率等を高めていく必要がある。しかし、再生可能エネルギーはクリーンなエネルギーである反面、コスト面や安定性などには課題がある。再生可能エネルギーの利用拡大に向けて、その課題をクリアしていかなければ、脱原発は不可能である。

第3節 再生可能エネルギーの利用拡大に向けて

3.1 注目を集める「再生可能エネルギー」とは

日本の新エネルギー政策は、1997年に制定された「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（新エネルギー法）」がベースになっている。この法律において「新エネルギー」とは、「石油代替エネルギーのうち、経済性の面における制約から普及が十分でないものであって、そ

¹⁵ 三橋（2013）p.69.

¹⁶ 経済産業省・資源エネルギー庁（2015a）「各電源の特性と電源構成を考える上での視点」。

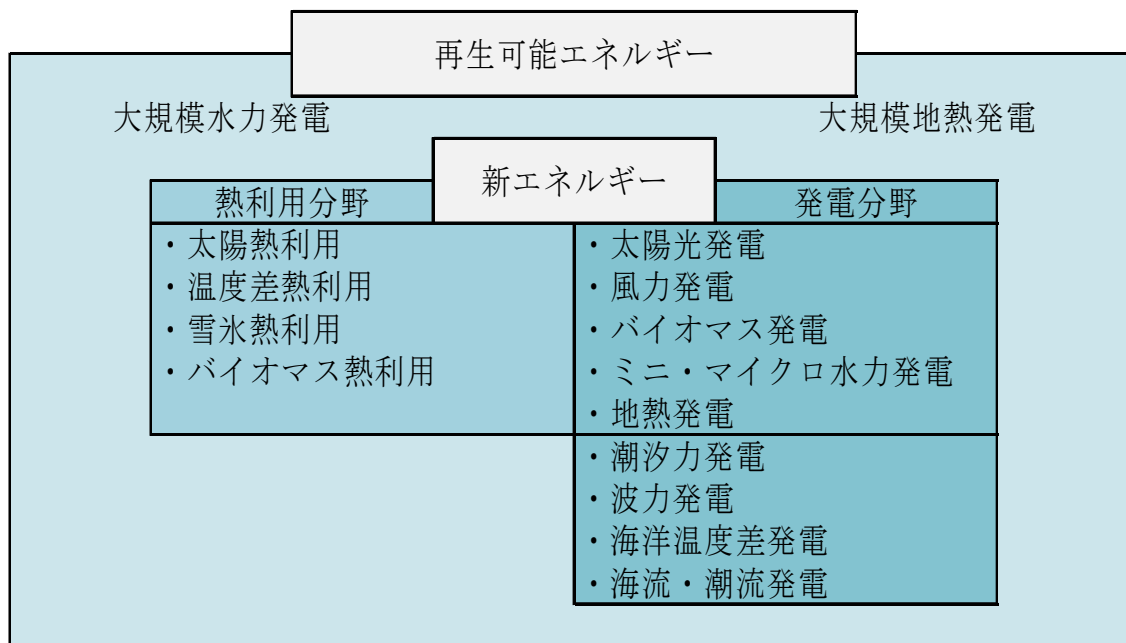
の促進を図ることが石油代替エネルギーの導入を図るため特に必要なものとして政令で定めるもの¹⁷⁾と定義されている。簡単に言えば、「石油に代わる新しいエネルギーとして導入を促進していく必要のあるもののうち、コストが高いために普及していないエネルギー」のことである。この法律で「新エネルギー」という用語が広く使われるようになったが、これは日本でのみ使われるものであり、国際的には「再生可能エネルギー」と呼ぶのが一般的である¹⁸⁾。

再生可能エネルギーとは、自然現象に由来し、基本的には枯渇することがなく、繰り返し使用することができるものを指す。具体的には太陽光や風、地熱、水力、潮汐などのことである。反対に石油や石炭などの化石燃料は、いつか枯渇すると考えられているため「枯渇性エネルギー」と呼ぶ。他にも「自然エネルギー」という用語も多く使われているが、これはほぼ再生可能エネルギーと同じ意味である¹⁹⁾。

「新エネルギー」と「再生可能エネルギー」というふたつの用語が混在することになり分りにくいことから、2008年4月の法改正に伴い「再生可能エネルギーのうち、その普及のために支援を必要とするもの」が新エネルギーの概念として定められた。つまり、再生可能エネルギーのうち支援が必要とされないもの（例：大規模水力発電）は新エネルギーには含まれない²⁰⁾。

以上より、再生可能エネルギーと新エネルギーは必ずしも同じものではないが、本稿では便宜を図るため、国際的に一般的な「再生可能エネルギー」という用語を用いることにする。

図4 再生可能エネルギーと新エネルギー



(出所) 早稲田 (2011) p.65.

¹⁷⁾ 「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」。

¹⁸⁾ 早稲田 (2011) p.20.

¹⁹⁾ 早稲田 (2011) p.20.

²⁰⁾ 早稲田 (2011) p.21.

3.2 再生可能エネルギーがもたらす恩恵

再生可能エネルギーがもたらす恩恵として、第一に、エネルギー自給率の向上が挙げられる。エネルギー自給率とは、生活や経済活動に必要な一次エネルギー（自然から採取されたままの物質を源としたエネルギー）のうち、自国内で確保できる比率のことである。日本のエネルギー自給率の推移（表1）を見ると、1960年には58%であったエネルギー自給率は、それ以降大幅に低下している。その理由として、高度経済成長期にエネルギー需要が大きくなる中で、供給側では石炭から石油への燃料転換が進み、石油が大量に輸入されるようになったことが挙げられる²¹。

石炭・石油だけでなく、オイルショック後に導入されたLNGや原子力発電の燃料となるウランも、ほぼ全量が海外から輸入されており、2010年の日本のエネルギー自給率は水力・地熱・太陽光・バイオマス等による4.4%にすぎない。東日本大震災後の電力不足による計画停電や、ガソリン不足が引き起こした混乱を見れば分かるように、エネルギー不足は即、国家の機能不全や社会の混乱につながる。したがって、エネルギー安全保障²²の観点から、自国内で確保できる太陽光や風力などの再生可能エネルギーを最大限利用し、できるだけエネルギー自給率を高める必要がある。

なお、原子力発電の燃料となるウランは、エネルギー密度が高く備蓄が容易であること、使用済燃料を再処理することで資源燃料として再利用できることから、海外からの資源依存度が低い「準国産エネルギー」と位置づけられている²³。この「準国産エネルギー」である原子力を含めた2010年のエネルギー自給率は19.5%であり、原子力は日本のエネルギー自給率の向上に寄与していたことが分かる。

表1 日本のエネルギー自給率の推移

年代	1960	1970	1980	1990	2000	2010
エネルギー自給率 (%)	58.1	14.9	6.3	5.1	4.2	4.4
(原子力含む) (%)	58.1	15.3	12.6	17.1	20.4	19.5

(出所) 経済産業省・資源エネルギー庁 (2013) 「エネルギー自給率の動向」より作成。

第二の恩恵として、再生可能エネルギーは発電の際に二酸化炭素を排出しないため、日本の二酸化炭素排出量を低く抑えられることが挙げられる。東日本大震災に伴う東京電力福島第一原子力発電所の事故によって日本の原発が全て停止し、火力発電への依存度が高まった結果、日本の二酸化炭素排出量は増え続けている。日本の二酸化炭素排出量の推移（図5）を見ると、2013

²¹ 経済産業省・資源エネルギー庁 (2013) 「エネルギー自給率の動向」。

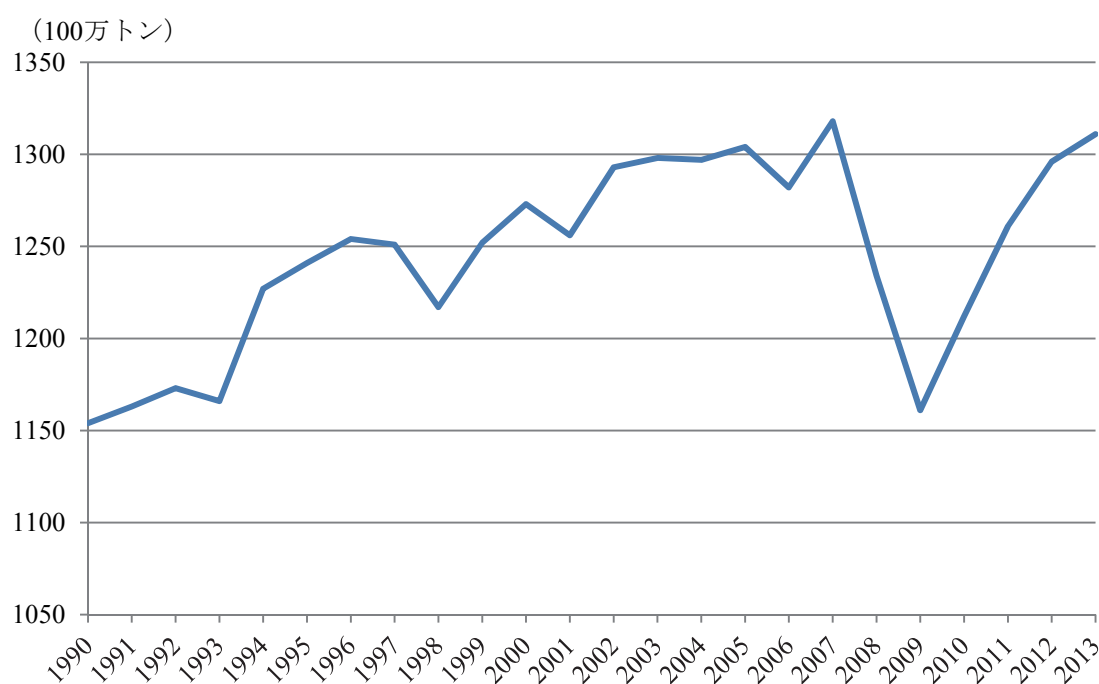
²² 2011年版エネルギー白書によれば、「国民生活、経済・社会活動、国防等に必要な量のエネルギーを容可能な価格で確保すること」と定義されている。

²³ 経済産業省・資源エネルギー庁 (2013) 「エネルギー自給率の動向」。

年の二酸化炭素排出量は約 13 億 100 万トンであり、原発の設備利用率の上昇によって排出量が低く抑えられていた 2010 年と比較すると、約 1 億トンの増加である。リーマンショック前の水準とほぼ同程度の値になっており、地球温暖化への対策は振り出しに戻ったといえる。加えて、火力発電の割合が高まった結果、火力発電で使用する化石燃料を海外からの輸入に依存しているため、電気代の値上がりが進んでいる。2013 年度の電力料金は、2010 年度（震災前）の原子力の割合が高かった頃と比較すると 28.4%も増加している²⁴。

以上の二点から、再生可能エネルギーの利用を最大限に引き上げることを通じて、エネルギー自給率を向上させ、二酸化炭素排出量を抑制することが目指されるが、2013 年の電源別発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合（図 3）はわずか 2.2%に過ぎない。したがって今後は、火力発電への依存から脱却して再生可能エネルギーの利用を推進していくために、これまで原子力発電の推進に振り向けてきたヒト、モノ、カネを、再生可能エネルギー分野に集中的に投入することが必要であると考えられる。

図 5 日本の二酸化炭素排出量の推移



(出所) JCCCA「日本の二酸化炭素排出量の推移」より作成。

3.3 再生可能エネルギーの普及を阻む壁

再生可能エネルギーは火力・原子力と比較して発電コストが高いという課題があるが、電源別の発電コストを比較することは、どの電源を国全体で増やしていくかというエネルギー政策を考

²⁴ 経済産業省・資源エネルギー庁（2014a）「日本のエネルギー2014」。

える上で、重要な決定要素の一つになる。

それでは、どのようにして電源の経済性を評価するのか。通常とられる手法は「1キロワットアワー（kWh）という電力量1単位を発電するのにいくらかかるか」で評価する方法である。すなわち、「〇円/kWh」と表され、通常「発電単価」と呼ばれる。算出方法については、耐用年数や稼働率をいくりに設定するかによってその値は変わってくるものの、一般的には、発電に要する諸費用（資本費+燃料費+運転維持費）を発電電力量で割ることによって算出される²⁵。

[算出式]

$$\text{発電単価} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転維持費}}{\text{発電電力量}}$$

太陽光や風力などの再生可能エネルギーの燃料費はゼロであるが、火力や原子力に比べて、資本費と運転維持費が高く、発電効率が悪いために発電電力量は少ない。その結果、再生可能エネルギーの発電単価が高くなると考えられる。この単価が高ければその電源は経済性が低いと評価され、単価が低ければ経済性に優れた電源と評価される²⁶。

福島第一原子力発電所の事故前には、最も安い電源としてエネルギー政策上推進されてきた原子力の発電単価は4.8～6.2円/kWhである。原子力発電の燃料として使用されるウラン1グラムで、石炭3トン、石油2000リットル分のエネルギーに相当するほどの低コストである²⁷。

以下では原子力・火力の代替電源として注目されている「再生可能エネルギー」が抱える課題を、発電単価の高さを中心に述べていき、それぞれを比較することで、どの電源を国全体で増やしていくのが最も効率的かを見出す足掛かりとする。

コストが高く不安定な太陽光発電

太陽光発電は太陽電池に光を当て、光エネルギーを電気エネルギーに変換する発電方法である。当然の話だが、太陽電池で発電するためには太陽が出ている必要があり、夜間の発電が不可能なのは大きな欠点である。発電が天候によって左右されることもあり、安定供給という面では課題が多いと言える。

加えて、原子力や火力をはじめ、風力や水力の発電単価が20円/kWh以下なのに比べて、太陽光発電の場合は46～66円/kWhと割高であり、経済的な面でも課題は多い²⁸。発電設備の設置などにかかるコストが高く、発電効率が低いことが発電単価を引き上げている要因である。

²⁵ 電気事業連合会「モデル試算による各電源の発電コスト比較」。

²⁶ 安齋（2013）p.160.

²⁷ 早稲田（2011）p.53.

²⁸ 早稲田（2011）p.75.

「洋上」がカギとなる風力発電

風力発電は「風」の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えることによって電気を起こす発電方法である。風力発電の発電単価は、風車の大きさや設置場所の風況に大きく左右される。資源エネルギー庁の試算によれば、大型で 7~11 円/kWh、中小型で 14~24 円/kWh であり、太陽光発電の 46~66 円/kWh と比較してもかなり安い²⁹。

太陽光発電と同様に風力発電も安定性に課題がある。風力発電は風任せのため、発電が不規則にならざるを得ない。島国である日本は風向が安定せず、雨・雪も多いという点で風力発電には不利だという指摘がある。何より普及が進むにつれて風力発電に適した地域がどんどん少なくなっているという問題もある。

しかし、島国である日本の特性を活かし、風力発電の不安定性と設置場所不足の問題を解決できる研究が進みつつある。それは、年中強く安定した風が吹く「洋上」に風車を設置する「洋上風力発電」である。2009 年には茨城県神栖市の海上に 2000kW の風車 7 本が設置されるなど、資源エネルギー庁や環境省などの委託で民間企業が調査研究・技術開発に力を入れており、将来的には大きな普及が見込まれている³⁰。

小規模化が進む水力発電

水力発電は水の流れを利用して電力を生み出す発電方法である。高いところから低いところに向かって流れ落ちる水の流れを水車に導き、発電機を回して発電する仕組みが最も一般的となっている。従来の大規模な水力発電ではダムを建設する必要があるが、環境への悪影響が指摘されていることや地域住民の反対が根強いこともあって、これから新たに大規模水力発電のためにダムを造ることは困難である。

ダムを必要としない「新しい水力発電」として期待されているのがマイクロ水力発電である。マイクロ水力発電とは出力規模が 100kW 以下の水力発電のことを指すが、大規模の水力発電と違い、落差と流量が小さい河川や水路でも発電することができる。日本には未利用の水力資源が数万 kW あると試算されており、今後の普及に関心が高まっている³¹。

効率がよいとされる水力発電とはいえ、小規模の水力発電は大規模の水力発電に比べると発電コストが割高である点が課題である。規模が小さくなるにつれて発電コストが高くなる傾向があり、出力規模が 100kW 未満だと発電単価は 10 円/kWh、10kW 未満だと 20~30 円/kWh というのが現状である³²。

資源豊富だが開発困難な地熱発電

地熱発電は地熱流体（地熱エネルギーによって高いエネルギーを獲得した流体）のエネルギーの一部を蒸気という形で取り出し、タービンを回転させて発電する方法である。日本は火山列島

²⁹ 早稲田 (2011) p.105.

³⁰ 早稲田 (2011) p.107.

³¹ 早稲田 (2011) p.110.

³² 早稲田 (2011) p.117.

と呼ばれるほど火山が多い国であり、主要国における地熱資源量及び地熱発電設備容量（表2）を見ても分かるように、日本の地熱資源量は発電量にして2347万kWと、米国、インドネシアに次ぐ世界第3位である。それにもかかわらず地熱発電設備容量は54万kWと全資源量のわずか2.3%、順位にして世界第8位にとどまっております、その資源量を十分に活かしてきていない³³。

その理由として地熱資源が眠る場所の約8割が、開発規制の厳しい国立公園や温泉地に位置していることが挙げられる。地熱発電が温泉の湧出量、温度、泉質などに悪影響を及ぼすのではないかという懸念から地域住民の反対が根強く、これが開発を阻む大きな要因となっている。

地熱発電のコストは20～22円/kWhであり、風力発電よりもやや割高である。地熱発電所の建設費と地熱井の採掘費が、地熱発電のコストを跳ね上げている要因である。井戸を掘る費用は一本につき5～7億円ともいわれ、井戸を掘るためには地下深部の調査（ボーリング調査など）が必要不可欠であり、こうした調査・開発期間は10～20年にも及ぶ。これらの理由もあって、1999年に八丈島で地熱発電所が完成して以来、日本で新たな地熱発電所の建設は行われていない³⁴。

表2 主要国における地熱資源量及び地熱発電設備容量

国名	地熱発電量（万kW）	地熱発電設備容量（万kW）
アメリカ合衆国	3,000	309
インドネシア	2,779	119
日本	2,347	52
ケニア	700	16
フィリピン	600	190
メキシコ	600	95
アイスランド	580	57
ニュージーランド	365	62
イタリア	327	84
ペルー	300	0

（出所）経済産業省・資源エネルギー庁（2015b）「再生可能エネルギー各電源の導入の動向について」。

3.4 カギを握る再生可能エネルギー普及策

普及への起爆剤となる固定価格買い取り制度

固定価格買い取り制度とは、再生可能エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で買い取ることを国が約束する制度である。この制度により、発電設備の高い建設コストも回収の見

³³ 経済産業省・資源エネルギー庁（2015b）「再生可能エネルギー各電源の導入の動向について」。

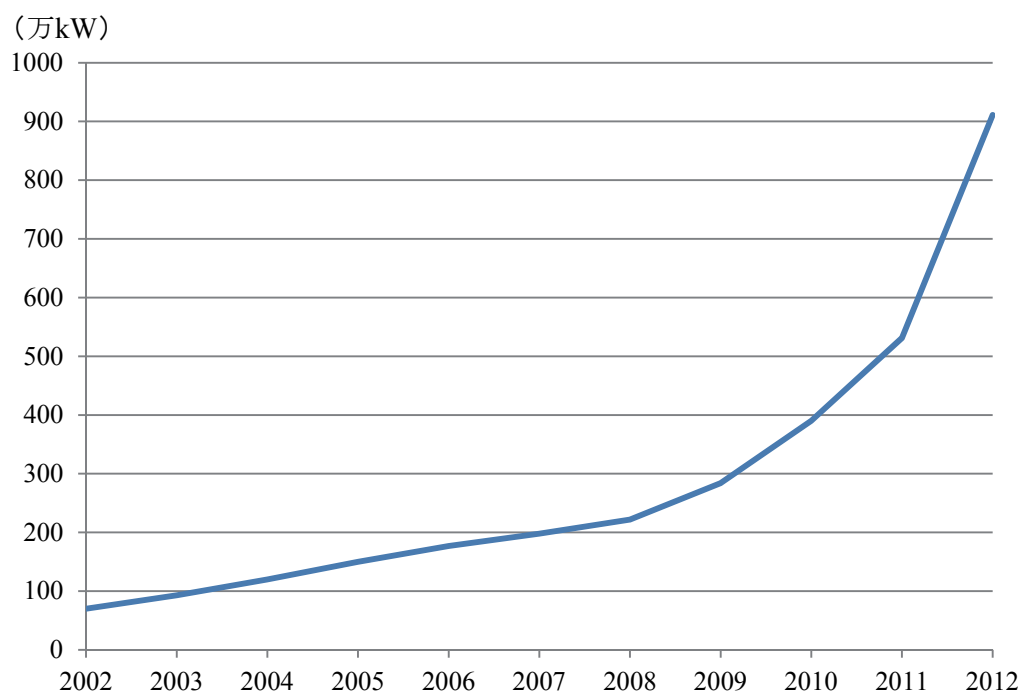
³⁴ 安齋（2013）p.154.

通しが立ちやすくなり、より普及が進むことが期待されている。

発電単価が最も割高な太陽光発電の市場規模（図6）を見ると、固定価格買い取り制度が開始した2012年の市場規模は911万kWであり、2011年の市場規模の約2倍にまで増加している。しかし、この制度にも課題がある。設置が容易で、買い取り価格も高かった太陽光の導入が急増したため、九州電力など5社が新たな買い取り手続きを一時中断するなどの混乱が発生した。さらに、2015年には、太陽光発電の市場規模が約2400万kWと、制度開始前の約4倍に増える一方、開発に時間がかかる地熱や水力の普及は進んでいない。このため、経済産業省は太陽光の抑制も含め、国民負担を抑えながら再生可能エネルギーがバランスよく普及する対策を検討している³⁵。

太陽光発電の普及が著しく増加していることから、固定価格買い取り制度が再生可能エネルギー導入の起爆剤として大きな役割を果たしたことは間違いない。しかしそれは、コストの問題が解決されたから普及したわけではなく、電力会社が買い取ってくれるから普及したのである。固定価格買い取り制度のような助成制度を整備して、再生可能エネルギーの導入を促進しても、制度を運用するための財源は税金や電力料金への上乗せ分でまかなわれているものなので、割高な電力であるという根本は変わっていない。このままでは、制度が適切に運用できなくなると同時に、再生可能エネルギーの普及が頭打ちになるということにもなりかねないのである。したがって今後は、助成と同時に、再生可能エネルギーの根本的なコストの削減を行う必要があると考えられる。

図6 太陽光発電の市場規模



（出所）経済産業省・資源エネルギー庁（2014c）「太陽光発電市場の動向」より作成。

³⁵ 日本経済新聞（2015a）「太陽光普及抑制へ 経産省、再エネ制度見直し」。

革新的なスマートグリッド

米国のオバマ大統領が2009年に入ってからすぐ、グリーン・ニューディールと称される政策を発表した。その政策の中核となるのがスマートグリッドである。「スマート」は賢い、有能な、という意味で、「グリッド」は送配電系統網を指す。これは、電力システムを監視する「広域監視システム」や、余剰電力を蓄える「蓄電池」、そして電力消費パターンの計測、双方向通信を行う「スマートメーター」など、様々な技術を組み合わせたシステム全体を指している。再生可能エネルギーを電力網で問題なく扱えるようにするために、出力抑制や、余剰電力を蓄電池に蓄えるといった電力調整方法が構想されており、スマートグリッドは「次世代送電網」と呼ばれるように、従来の発電、送電、配電の形を革新的に変えるものと考えられている³⁶。

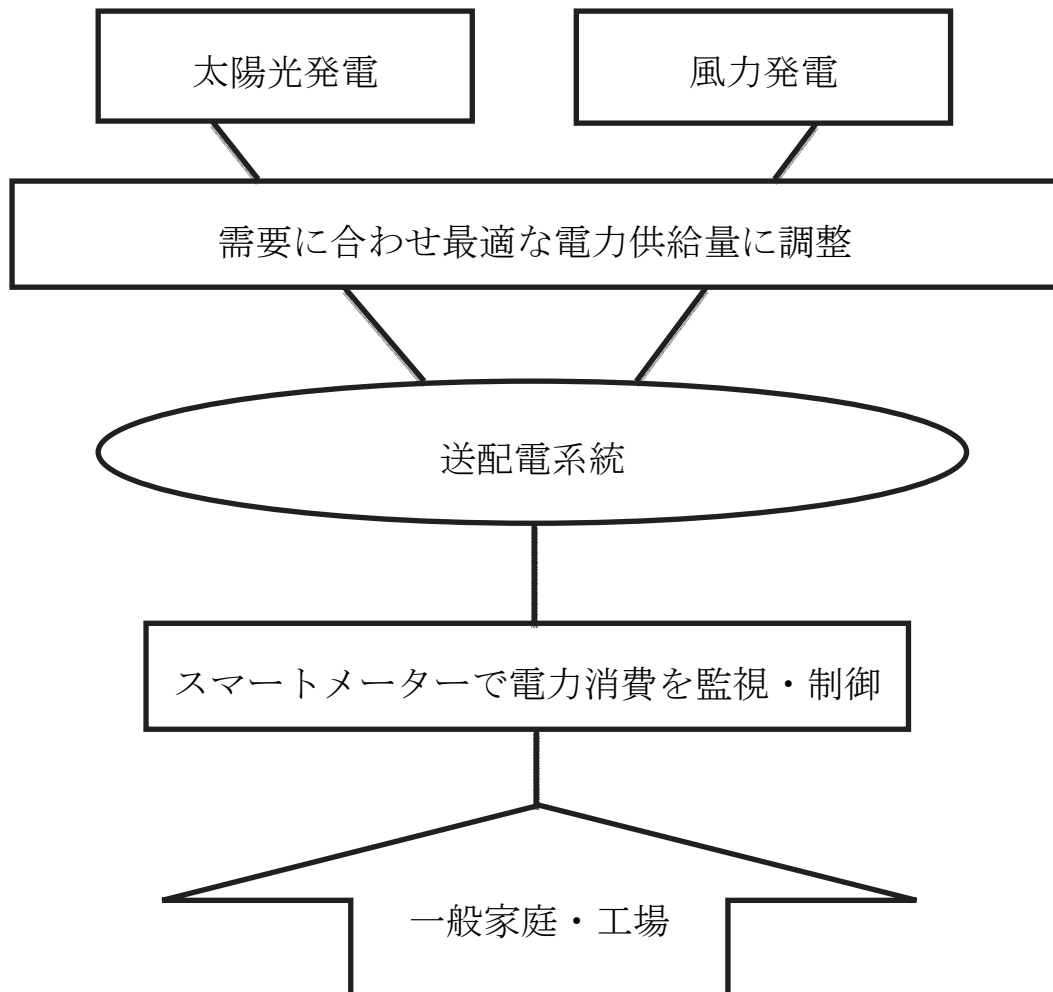
太陽光発電や風力発電は、天候次第で出力が大きく変動するという特性があるが、送配電系統では電気を貯めておくことができないため、電気の供給は需要にピッタリ一致させる必要がある。しかし、従来の送配電系統は天候によって変動する電源を想定していなかったため、こうした電源が送電網に組み込まれると、余剰電力の発生、周波数の変動、電圧の上昇といった問題が発生する。電力会社からすれば、不安定な再生可能エネルギーによる発電を大量に受け入れるのは困難であり、そのことが再生可能エネルギーの普及を阻害する要因となっている。その点、スマートグリッドは、双方向通信機能をもったスマートメーターと呼ばれるデバイスを用いて、電気の消費をリアルタイムで計測し、そのデータを電力会社に送ることで、今までは制御の対象になっていなかった需要の制御も行うことができる。つまり、再生可能エネルギーの発電の制御と、需要の制御の両方を行うことで、需給を一致させることができるのである。

加えて、太陽光などで発生した余剰電力を使って水の電気分解を行い、水素を製造・貯蔵し、必要な時にこの水素を用いて燃料電池で発電を行う「水素電力貯蔵システム」も開発されている。このように、再生可能エネルギーの不安定性を改善するためには、エネルギー相互の観点からの対策も効果的だと考えられる³⁷。

³⁶ 山藤（2010）p.10.

³⁷ 日本経済新聞（2015c）「東芝、水素使い電力貯蔵 設置費用は蓄電池の半分」。

図7 スマートグリッドのイメージ



(出所) 早稲田 (2011) p.257.

第4節 原発に頼らないエネルギーミックスの実現に向けて

4.1 省エネルギー政策によって電力消費量を減らす

省エネルギーとは、エネルギーの節約を意味し、エネルギー消費を減らす技術システムの開発のみならず、エネルギー輸送などについての新技術開発をも含む概念である。経済産業省は2030年時点に家庭や企業などで使う電力消費量の試算を示している。それによると、消費電力が少ない発光ダイオード(LED)照明の導入といった省エネルギー政策を実施することで、2030年時点の電力消費量が9373億kWhに減り、2012年度実績の9680億kWhを3%下回ると推測されて

いる³⁸。

省エネルギーによる電力消費量の減少に加えて、2030年には少子高齢化がますます進行し、日本の人口が約1億1660万人になると見込まれている³⁹。人口の減少に伴い、エネルギー需要も減少すると考えられる。

省エネルギーと人口の減少によって電力消費量が減ればこれ以上発電量を増やす必要がなくなる。原発に頼らずに電力需要を満たすためにも、国民全員が節電・省エネルギーに取り組むことが必要である。

4.2 2030年に再生可能エネルギー33%を目指す

経済産業省は2030年度のエネルギーミックス（電源構成比率）について、原子力を20～22%、再生可能エネルギーを22～24%、火力を56%程度とする政府案を提示し、コストが低い原子力を重要な電源として再活用していく方針を改めて明確にした⁴⁰。

一方で、環境省が提示している試算によると2030年における再生可能エネルギーの発電電力量は3171kWhであり、2030年時点の電力消費量が9373億kWhと仮定すると、全体の33%を再生可能エネルギーが占めることになる⁴¹。

経済産業省と環境省の試算が大きく異なる要因は、環境省が再生可能エネルギーの導入量を予測するにあたって、原子力の活用を前提にしていない点にあると考えられる。経済産業省からは「数値の裏付けはあるのか」との批判もあるが、原発の割合を可能な限り低減していくためにも、発電コストで優位な洋上風力発電、マイクロ水力発電の普及を推し進め、経済産業省の予測値を環境省の予測値である「2030年に再生可能エネルギー33%」へ近づける必要がある。

4.3 効率的なコージェネレーションシステムを導入

発電コストを考える場合、「発電効率」も重要な指標となる。例えば、太陽光発電の発電効率は、「太陽電池が受ける光エネルギーを電気エネルギーにどの程度変換できるか」の割合で示される。最も普及しているシリコンタイプの太陽電池で、発電効率は16%程度と言われている⁴²。その発電効率を改善する方法として期待されているのが「コージェネレーションシステム」である。「コー」は二つ、「ジェネレーション」は生成という意味で、「熱」と「電気」の二つを同時に生成し利用することから、日本では「熱電供給システム」とも呼ばれている。

コージェネレーションシステムは、天然ガス、石油、LPG等を燃料として、エンジン、タービン、燃料電池等の方式により発電し、その際に生じる廃熱も同時に回収するシステムである。

³⁸ 日本経済新聞（2015b）「2030年の電力消費、12年度を下回る 省エネ実施なら」。

³⁹ 総務省統計局「人口の推移と将来人口」。

⁴⁰ 産経ニュース（2015）「2030年の電源構成、経産省が政府案」。

⁴¹ 環境省「再生可能エネルギーの導入見込量」。

⁴² 早稲田（2011）p.74。

回収した廃熱は、蒸気や温水として、工場の熱源、冷暖房、給湯などに利用できる。従来の発電システムでは排熱は放出されるのみであり、総合エネルギー効率は 30～40%程度に留まっていた。しかし、コージェネレーションシステムを導入して排熱を無駄なく利用すれば、燃料が本来持っているエネルギーの約 75～80%という高い総合エネルギー効率を実現することができると考えられている⁴³。したがって、地域規模・家庭規模でコージェネレーションシステムを普及させ、高効率の分散型エネルギーシステムを構築することで、エネルギー全体の発電コストを低く抑えることができると考えられる。

4.4 天然ガス・コージェネレーションシステムに注力

再生可能エネルギーにスムーズに移行するためにも、脱原発を達成するまでの移行期間は既存の一次エネルギーに頼らざるを得ないのが現状である。したがって、当面は化石燃料がエネルギーの主役であることは変わらない。

火力発電の最大のデメリットは、二酸化炭素をはじめとした温室効果ガスの排出量にあり、1kWh で発生する二酸化炭素の量は、石炭火力で 975 グラム、石油火力で 742 グラム、天然ガス火力で 608 グラムである⁴⁴。そこで、一定量の電気をつくる際に生じる二酸化炭素を減少させるための技術開発に力が注がれている。熱と電気の二つを同時に生成し利用するコージェネレーションシステムもその一つである。

さらに、コージェネレーションシステムと同じく、排熱を利用する省エネルギー政策として「コンバインドサイクル発電 (CC 発電)」が実用化されている。CC 発電は蒸気タービンとガスタービンを組み合わせたもので、ガスタービンを回した時に排出されるガスの余熱を再利用して蒸気タービンを回す発電方式である。

原発をゼロと仮定すると、再生可能エネルギーだけでカバーできない電力分は、火力発電によって補うことになるだろう。コージェネレーションシステム、CC 発電のように火力発電の効率を改善する研究・開発は進んでいる。当面はそれらの技術を用いて、化石燃料の中でも比較的二酸化炭素の排出量が少ない天然ガスを中心としたエネルギー政策を進めていくべきである。

おわりに

本稿では、原発を巡る日本のエネルギー政策の変遷、日本が原発回帰を決めた背景と原発が抱える問題点、普及が進まない再生可能エネルギーの課題とその対策、そして、脱原発を現実的なものとするために必要な対策について述べてきた。

ベースロード電源として原発が果たす役割は大きいものの、原発が生み出す放射線被ばくの恐怖と「核のゴミ」はエネルギーの持続可能性を脅かしている。原発代替エネルギーとして、再生

⁴³ 経済産業省・資源エネルギー庁 (2012) 「コージェネについて」。

⁴⁴ 早稲田 (2011) p.56。

可能エネルギーが脚光を浴びているものの、高コストと不安定性がその普及を阻んでいる。起爆剤としての固定価格買い取り制度に加えて、不安定な発電に対応できる「スマートグリッド」と、電力を水素に変換し貯蔵する「水素電力貯蔵システム」を整備し、発電コストで優位な洋上風力発電、マイクロ水力発電の推進に注力すべきである。

国民一人一人が節電に取り組み、電力需要量を減らすことは極めて重要である。それでも、再生可能エネルギーだけで全ての電力需要を補うのは不可能だろう。そこで、天然ガスを燃料としたコージェネレーションシステムをエネルギー政策の中心に置くことで、地球温暖化対策の要求に応えつつ、原発から再生可能エネルギーへとスムーズに移行することができる。原発事故を目の当たりにしたため、「原発は夢のエネルギー⁴⁵」と考える人はおそらく少数であろうが、原発のメリットも大きいため、原発推進の意見も根強い。しかし、原発ありきのエネルギー政策では、再生可能エネルギーへの転換が進まないのもまた事実である。「脱原発」というエネルギー政策の方向性を明確に示すことは、環境省が目指す「2030年に再生可能エネルギー33%」の達成のために不可欠な要素である。

参考文献

- ・安齋育郎（2013）『「原発ゼロ」プログラム』かもがわ出版。
- ・飯高季雄（2010）『次世代に伝えたい原子力重大事件&エピソード』日刊工業新聞社。
- ・石川憲二（2011）『電気とエネルギーの未来は?』オーム社。
- ・柏木孝夫（2012）『エネルギー革命』日経BP社。
- ・山藤泰（2010）『スマートグリッドの基本と仕組み』秀和システム。
- ・田原総一郎（2012）『日本人は原発とどうつきあうべきか』PHP研究所。
- ・中野加都子（2012）『この国にとっての脱原発とは?』技報堂出版。
- ・西尾漢（2012）『なぜ即時原発廃止なのか』緑風出版。
- ・三橋規宏（2013）『環境経済入門』日本経済新聞出版社。
- ・早稲田聡（2011）『徹底比較!「新エネルギー」がよくわかる本』PHP研究所。
- ・エネルギー・環境会議（2012）『革新的エネルギー・環境戦略』。
http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf
- ・経済産業省・資源エネルギー庁（2010）『エネルギー基本計画2010』。
http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/100618honbun.pdf
- ・経済産業省・資源エネルギー庁（2011）『エネルギー白書2011』。
http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2011pdf/whitepaper2011pdf_gaiyou.pdf
- ・経済産業省・資源エネルギー庁（2012）『コージェネについて』。
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/other/cogeneration/
- ・経済産業省・資源エネルギー庁（2013）『エネルギー自給率の動向』。

⁴⁵ 毎日新聞（2015）によると、東京電力福島第一原発が立地し、全町避難が続く福島県双葉町は「原子力明るい未来のエネルギー」などの標語を掲げた原発PR看板2基の撤去を始めた。

- <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2013html/2-1-1.html>
- ・ 経済産業省・資源エネルギー庁（2014a）『日本のエネルギー2014』。
http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/pdf/energy_in_japan2014.pdf
 - ・ 経済産業省・資源エネルギー庁（2014b）『エネルギー基本計画 2014』。
http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/140411.pdf
 - ・ 経済産業省・資源エネルギー庁（2014c）『太陽光発電市場の動向』。
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/013_02_00.pdf
 - ・ 経済産業省・資源エネルギー庁（2015a）『各電源の特性と電源構成を考える上での視点』。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/005/pdf/005_05.pdf
 - ・ 経済産業省・資源エネルギー庁（2015b）『再生可能エネルギー各電源の導入動向について』。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/004/pdf/004_06.pdf
 - ・ 産経ニュース（2015）『2030年の電源構成、経産省が政府案』。
<http://www.sankei.com/politics/news/150428/plt1504280034-n1.html>
 - ・ JCCCA 『日本の二酸化炭素排出量の推移』。
http://www.jccca.org/chart/chart04_03.html
 - ・ 総務省統計局 『人口の推移と将来人口』。
<http://www.stat.go.jp/data/nihon/02.htm>
 - ・ 電気事業連合会 『モデル試算による各電源の発電コスト比較』。
http://www.meti.go.jp/policy/electricpower_partialliberalization/costdiscuss/siryoku/4.pdf
 - ・ 日本経済新聞（2015a）『太陽光普及抑制へ 経産省、再エネ制度見直し』。
http://www.nikkei.com/article/DGXLASFS24H3U_U5A620C1EE8000/
 - ・ 日本経済新聞（2015b）『2030年の電力消費、12年度を下回る 省エネ実施なら』。
http://www.nikkei.com/article/DGXLASDF27H0X_X20C15A2PP8000/
 - ・ 日本経済新聞（2015c）『東芝、水素使い電力貯蔵 設置費用は蓄電池の半分』。
<http://www.nikkei.com/article/DGXLZO81990780W5A110C1TJ2000/>
 - ・ 毎日新聞（2015）『原発 PR 看板撤去「過ち伝えて」移設、保存へ』。
<http://mainichi.jp/articles/20151221/k00/00e/040/145000c>