JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

日本のエネルギー転換戦略の提案
ー豊かで安全な日本へー

2015年2月

公益財団法人
自然エネルギー財団

目次

はじめに　～エネルギー転換で豊かで安全な日本へ～　３

要旨　４

総論　選択すべき未来：持続可能な未来へのエネルギー政策

第１章　日本のエネルギー政策がめざすべき目標　８

第２章　持続可能な未来へのエネルギー政策：4 つの鍵　１１

第３章　これからの日本の電源構成の考え方　１９

第４章　「持続可能な電源構成」の内容とその意義　３７

各論　実現可能な未来

第１章　省エネルギー　４４

第２章　自然エネルギー　５６

第３章　分散型エネルギー　７４

第４章　日本版 SWITCH モデルによる 2030 年需給構造の評価　８３

参考文献リスト　９８

はじめに　～エネルギー転換で豊かで安全な日本へ～

東日本大震災からまもなく 4 年が経過しますが、日本のエネルギー政策は未だ混沌とした状態から抜け出せずにいます。

安全で安心な電力を求める国民の声を背景に開始された固定価格買取制度は、太陽光発電を中心に、日本で初めて本格的な自然エネルギーの導入を開始するものとなりました。しかし、昨年来、その拡大を押しとどめるような動きが始まっています。

政府と電力会社は、原子力発電の再稼働をめざす動きを強めていますが、国民の多数がその安全性に懸念を示す状況は変わっていません。急激に進んだ円安と最近まで続いた原油高による燃料費増加が主因となって、電気料金の引き上げをもたらし、中小企業などの経営へ少なからぬ影響を与えています。

しかし、こうした状況の中でも、日本の各地に目を向ければ、新たなエネルギーシステムの萌芽を随所に見ることができます。北海道から九州・沖縄まで、多くの場所で、地域の企業や住民が力を合わせた自然エネルギープロジェクトが生まれています。これまで一部の企業に独占されていた電力ビジネスには、異業種からの参入が活発になっています。地方自治体も積極的なエネルギー政策の展開を始めています。省エネルギーや電力需要管理の新たなビジネスも次々に立ち上がっています。

これらの動きは日本の中では、まだエネルギーシステムの全体を揺り動かすものにはなっていません。しかし、世界に目を向ければ、自然エネルギー、分散型エネルギー、エネルギー効率化をめざす新たな取り組みが、旧来のシステムを変革しつつあることがはっきりと見えてきます。

急成長してきた風力発電や太陽光発電などの自然エネルギーは、今や多くの国や地域で電力供給の主役になってきています。米国最大の独立発電事業者 NRG やドイツ最大の電力会社エーオンなど、原子力発電や石炭火力発電などの大規模集中型発電に依存してきた企業の中からも、変化を受け止め、新たな成長モデルを模索する動きが始まっています。

日本には化石燃料資源はほとんどありませんが、暮らしと経済をしっかりと支えられるほどの自然エネルギーを生み出せる豊かな自然資源があります。純国産の自然エネルギーは巨大な災害を引き起こす恐れのない安全安心のエネルギーであり、燃料資源をめぐる争いとも無縁な平和のエネルギーです。そしてもちろん、気候変動の危機の回避に貢献する低炭素のエネルギーです。

この「日本のエネルギー転換戦略の提案」は、エネルギー効率化を徹底し、国内の豊富な自然エネルギー資源を早期に最大限に活用することを中心に、日本の未来を拓くエネルギーシステムへの転換戦略を提案したものです。幅広い議論の素材となり、日本のエネルギー政策転換に貢献できることを期待しています。

要旨

この「日本のエネルギー転換戦略の提案」は、エネルギー効率化を徹底し、国内の豊富な自然エネルギー資源を早期に最大限に活用することを中心に、日本の未来を拓くエネルギーシステムへの転換戦略を提案したものです。

総論　　選択すべき未来：持続可能な未来へのエネルギー政策

第１章　日本のエネルギー政策がめざすべき目標

世界的に気候変動対策が強化される中で、化石燃料を自由に燃やすことのできる時代は終わりつつあります。もはや化石燃料の確保を追求するだけでは、日本のエネルギー安全保障は実現できません。

国内の豊かな自然とエネルギー技術のポテンシャルを活かし、自然エネルギーの拡大とエネルギー効率化を進めることが、「資源小国」の宿命を脱し、豊かな国と地域を実現する道です。また、それが二度と原発事故の惨禍をもたらさない道でもあります。

第２章　持続可能な未来へのエネルギー政策：4 つの鍵

１　エネルギー効率化を最優先の資源に

日本の省エネは 20 年余、停滞を続けてきました。1990 年以降は欧米のエネルギー効率の改善が日本を上回っています。これからは、エネルギー効率化を最も安価な「燃料」として活用していくべきです。

２　国内に豊富にある自然エネルギーの早期・最大限の活用

日本には、世界第 3 位の地熱資源、日本の電力需要の 3 倍以上の供給が可能な風力発電資源があります。また日本の日照条件はドイツよりも良好です。気候危機を回避するため、世界の化石燃料の 3 分の 2 は燃やすことができないとされており、これからは、自然エネルギーこそが、国と地域を豊かにする重要な資源です。

３　分散型エネルギーシステムへの転換

分散型エネルギーは災害に強く、需要地近接型の供給、熱電併給によりエネルギー効率を向上させます。また地域の資源を地域に還元する意義もあり、大規模集中型から分散型への転換が必要です。

４　発送電分離を中心とする電力システム改革の徹底

省エネルギーの推進、自然エネルギーの拡大、分散型への転換を実現するためにも、電力システム改革の徹底が必要です。

第３章　これからの日本の電源構成の考え方

１　節電・省エネルギーの徹底

2013 年度の時点で 2010 年度比約 8%の電力が削減されています。高効率機器の普及だけでなく、エネルギー利用のあり方、無駄の削減などを進めれば、2030 年度までに 2010 年度比で 30%の削減を行うことが可能です。

２　自然エネルギーを早く基幹電源に

EU では、2030 年に電力の 45%を自然エネルギーで供給することになる目標を決め、米国でもカリフォルニア州が 2030 年に 50%という目標をたてています。いまや、「2030 年に電力の 40%以上を自然エネルギーで供給する」ことが、先進国標準と言えます。

日本でも、自然エネルギー資源の大きさ、固定価格買取制度開始後の状況などを踏まえると、2030 年度に 3500 億 kWh の自然エネルギー電力の供給が可能です。30%の省エネルギー化を実現できれば、日本の自然エネルギー割合も、先進国標準の 45%になります。

３　高効率な天然ガス発電で未来につなぐ

石炭火力は最新型でも二酸化炭素排出量が天然ガス火力の 2 倍以上になります。日本政府も 2050 年までに温室効果ガスの 80%削減を決定しており、石炭火力の新増設をすべきではありません。電力事業者、ガス事業者の計画が実現すれば、高効率な天然ガスコンバインドサイクル発電とコージェネレーションで、2030 年度に 4000 億 kWh 以上の電力を供給できます。

４　原子力発電の可能な限りの低減

「エネルギー基本計画」は、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化で、原子力発電を可能な限り低減させる」としています。省エネルギーを 30%行えば、2030 年度の電力需要は 7725 億 kWh になります。自然エネルギー電源 3500 億 kWh、天然ガス発電・コージェネレーションの 4000 億 kWh で、そのほとんどまかなうことができるため、2030 年度時点では、原発を稼働させる必要は見えてきません。

第４章　「持続可能な電源構成」の内容とその意義

１　「持続可能な電源構成」の内容

電力供給の 45.3%は多様な自然エネルギーでまかなわれ、31.1%が天然ガスコンバインド発電によって、20.3%がコージェネレーションによって供給されることになります。電力需要を満たすために必要がないため、このシナリオでは 2030 年度における原子力発電の利用は想定していません。

変動型自然エネルギー（太陽光、風力）が 26%を占めますが、これは他国との連系線の小さいスペイン・ポルトガルが導入している割合とほぼ同じです。今回、電力需給モデルを使ったシミュレーションでも系統への統合が可能であることが示されました。

２　「持続可能な電源構成」の意義

(1)　自給率を高め、エネルギー安全保障を強化

電力の 4 割以上を純国産の自然エネルギーで供給し、中東依存度が高く、コストも高い石油火力は全廃します。天然ガス発電量は 2010 年度より減少します。この結果、エネルギー安全保障は格段に強化されます。

(2)　海外に流出する燃料費を 2010 年度よりも削減

発電用の化石燃料費の総額は、震災前の 2010 年度の 4.4 兆円と比べ 11％削減され、3.9 兆円になります。

(3)　発電からの二酸化炭素排出量を 70%削減

発電起源の二酸化炭素排出量は、2010 年度比で 70%、1990 年度比で 63％削減されます。

(4)　原子力発電所の事故リスクを回避

2030 年度時点では、原発の稼働を見込まないため、事故リスクは小さくなります。

３　2030 年のその先を展望する

2030 年に原子力発電である程度の電力供給を行ったとしても、40 年の運転期間を終えて次々に廃炉になり、2049 年には現在の原発の供給力はゼロになります。その代替を火力発電で行えば、二酸化炭素排出量の増加を招きます。

一方、自然エネルギー発電の賦課金は、2031 年度をピークに急速に減少していきます。気候変動対策の観点だけでなく、エネルギーコスト削減の観点からも、現在の時点から、自然エネルギーの拡大とエネルギー効率化を中心とするエネルギー選択が必要です。

「持続可能な電源構成」で想定している省エネルギー率、自然エネルギー、天然ガス発電、コージェネレーションの導入数値は、日本の企業や自治体などが目標や計画として決めているものとほぼ同一です。東日本大震災後に、企業や地域、自治体の中で始まった新しい変化の動きに立脚することこそ、最も現実的なエネルギー政策の選択です。

政府のこれまでのエネルギー政策は、原発による大きな発電量を計画して実現できず、石炭・石油火力などで埋め合わせる失敗を繰り返してきました。

2030 年をめざすエネルギー選択で、自然エネルギーの大幅な拡大、エネルギー効率化の徹底をめざす政策を選択し、日本の企業の持つ力を最大限にいかすこと、そして、地域や自治体から起きている先駆的な動きを全国に広げること、これこそが持続可能な未来につながる、最も現実的な選択ではないでしょうか。

各論　　実現可能な未来

第１章　省エネルギー

機器の効率化に加えて、これまでの非効率な運用の改善、運用基準の見直しなどを見込むことによって、2030 年度までに 2010 年度比で、産業部門約 3 割、業務部門、家庭部門で 4 割近い削減が可能です。このような削減の可能性を現実のものとするためには、これまで政府の中では十分に検討がされてこなかった総量削減義務と排出量取引制度なども含め、省エネルギー化を進める施策の本格的な検討が必要です。

第２章　自然エネルギー

自然エネルギーの種類ごとに、資源としてのポテンシャル、計画から建設までのリードタイムを考慮した導入可能性を検討した結果、財団の「持続可能な電源構成」で想定する自然エネルギーの導入は十分に可能であることが明らかになりました。

また、買取制度の賦課金額は、2030 年度に自然エネルギーで電力の 45%を供給するまで導入したとしても、新エネルギー小委員会で示された試算を下回りました。また、その金額は 2031 年度以降、急速に減少していきます。

自然エネルギーの導入を円滑に進めるためには、各種の社会的規制の適正化が必要です。

第３章　分散型エネルギー

欧米を中心に分散型エネルギーの導入が進んでいますが、日本でのコージェネレーションが電力供給に占める割合は 3%程度にとどまっています。ドイツ、デンマーク、米国などでは、分散型エネルギーの導入を促進するために、様々な推進策を導入しています。日本でも、電力システム改革の推進、地方自治体の積極的な役割の発揮など、分散型エネルギーの導入を進めていく必要があります。

第４章　日本版 SWITCH モデルによる 2030 年需給構造の評価

発電所、需要地、系統等情報によって構成される電力需給モデル「SWITCH-Japan モデル」を用いて、日本の年間の電力需要の時間変動データ、気象情報を基に、電力需要と自然エネルギーの出力の時間変動を考慮したうえで、財団の「持続可能な電源構成」の評価を行いました。その結果、2030 年度に財団のシナリオで想定する自然エネルギーの活用が可能という結果になりました。今後、自然エネルギーの普及拡大へ向けて、変動型自然エネルギーの出力の推計方法、原子力発電の稼働量の設定、地域間連系線の一層の活用など、様々な角度からのさらなる検討が求められます。

総論　　選択すべき未来
持続可能な未来へのエネルギー政策

第１章　日本のエネルギー政策がめざすべき目標

「エネルギー基本計画」が示さなかったもの

2014 年 4 月、政府は「エネルギー基本計画」の改定を行いました。この改定は、東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所の事故後に初めて行われたものであり、安全なエネルギーシステムへの転換の方向を明確に指し示すべきものでした。また、気候変動の進行が一層顕著となる中で、化石燃料への依存を大幅に減らす低炭素な社会への展望についても示すべきものでした。

計画の冒頭には「震災前に描いてきたエネルギー戦略は白紙から見直し、原発依存度を可能な限り低減する。ここが、エネルギー政策を再構築するための出発点であることは言を俟たない。」と計画策定の大前提を述べています。

しかし、基本計画の本文は、原子力発電と石炭火力をともに「重要なベースロード電源」に位置づけるなど、旧来のエネルギー政策に固執したものになっており、持続可能な未来につながる、新たなエネルギー政策の姿を示すものにはなりませんでした。

「エネルギー基本計画」の策定後、政府は原子力、省エネルギー、自然エネルギーに関する三つの小委員会を設置し、政策の方向を検討しています。しかし、これらの議論の中でも、依然として政策転換の方向は明確になっていません。

持続可能なエネルギー政策の目標

2015 年 1 月末からは、「エネルギー基本計画」が先送りした、いわゆる「エネルギーミックス」、具体的な電源構成の議論がようやく始まりました。

2015 年末には、気候変動対策の新たな国際枠組みを決める COP21 が開催されます。東日本大震災の教訓を踏まえるとともに、気候変動の危機回避に貢献する日本のエネルギー政策を世界に発信することが求められています。

国がエネルギー政策転換の方向を鮮明に示すことは、エネルギー効率化や自然エネルギーなど新たなビジネスの発展を可能にし、日本経済の持続可能な成長の道を切り開くことにもなります。

「基本計画」はエネルギー政策の基本的視点として、「安全性」、「安定供給」、「経済効率性の向上」、「環境への適合」の 4 つの要素を意味する「3E+S」を掲げています。これからのエネルギー政策の目標は、こうした一般的な表現ではなく、日本と世界の直面する現在の状況を踏まえ、持続可能な未来への政策目標として、以下のように、より明確に掲げられるべきだと考えます。

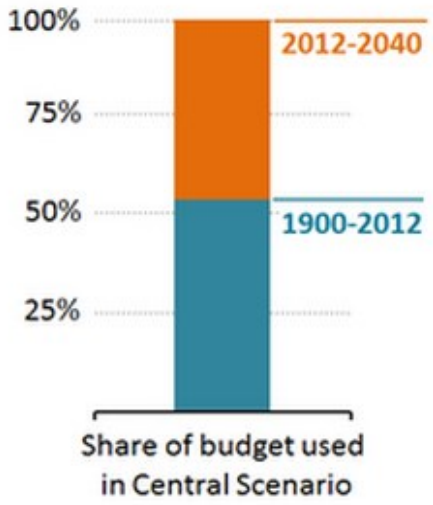
持続可能な未来をめざす４つの政策目標
（１） 環境制約の中で、必要なエネルギーを安定的に確保する
（２） 「国富の流出」を招かず、国と地域を豊かにする
（３） 気候変動の危機回避に必要な役割を果たす
（４） 二度と原発事故の惨禍をもたらさない

１　環境制約の中で、必要なエネルギーを安定的に確保する

エネルギー資源をめぐる世界の状況は大きく変化しています。この変化は単に、石油などの化石燃料をめぐる地政学的な変化に留まるものではありません。地域と地球の環境を維持し改善するために必要な制約の強化、エネルギー利用の安全性を求める世論の高まり、分散型エネルギーの新たな可能性を開く技術開発の急速な進展など、はるかに多様な内容を含んでいます。

とりわけ重要な変化は、気候変動の危機が深刻になる中で、化石燃料を自由に燃やすことが許される時代が終焉を迎えつつあることです。もはや化石燃料の確保を追及するだけで、日本のエネルギー安全保障が実現できる時代ではありません。エネルギーの新時代にふさわしい方法で、必要なエネルギーを安定的に確保することが求められています。

図 1-1　2100 年までの CO_2 排出可能量を 2040 年までに使い果たしてしまう



注）2℃目標、排出量 2.3 兆トン以内に抑制。
出典：IEA, World Energy Outlook 2014

２　「国富の流出」を招かず、国と地域を豊かにする

エネルギー需要を満たすために化石燃料と核燃料への依存を続ける限り、日本は「資源小国」という宿命から逃れることができません。資源輸入への依存は日本の「国富」を流出させることになります。また、資源の枯渇や国際情勢の変化によるエネルギー価格の高騰や急激な変動のリスクに、常に脅かされることになります。

国内の豊かな自然とエネルギー技術のポテンシャルを活かし、海外に流出していたエネルギー供給に要する資金を国内で、地域内で循環させ、豊かな経済を実現することが必要です。

また、エネルギーコストは、アフォーダブル（負担可能なもの）で安定的でなければなりません。海外からの輸入燃料依存のエネルギー政策の転換によってこそ、電力料金などエネルギーコストの高騰や変動を抑えていくことが可能になります。

３　気候変動の危機回避に必要な役割を果たす

化石燃料の消費を主因とする気候変動は、異常気象の頻繁な発生という形で、その深刻な影響を露わにしつつあります。2014 年は観測史上、最も暑い年になりました。「気候変動に関する政府間パネル（IPCC）」の第 5 次報告書は、気候変動の危機を回避できる時間的余裕が失われてきていることを示しています。世界で 5 番目に大きな温室効果ガス排出国として、日本のエネルギー政策は、気候変動の危機回避に大きな役割を果たすものでなければなりません。

４　二度と原発事故の惨禍をもたらさない

福島第一原発の事故は、東日本全体が壊滅するかもしれないという危機をもたらしました。事故から 4 年近くがたつ今日も、12 万人の人々が故郷を追われ、広範な地域での放射能汚染が続いています。

除染や賠償、廃炉など、これまで明らかになった損害額を合計すると 11 兆円を超えています。この中には、汚染土の最終処分、今後追加される廃炉費用などは含まれておらず、さらに膨らむことは確実です。

日本のエネルギー政策は、二度とこうした惨禍と巨額の経済的損失をもたらすものであってはなりません。

以上に掲げた 4 つの目標は、圧倒的に多くの国民と企業が共有できるものではないでしょうか。今、日本が選択すべきなのは、その実現にむけた政策であり、4 つの目標を同時に実現できる持続可能なエネルギーシステムです。

第２章　持続可能な未来へのエネルギー政策：4 つの鍵

持続可能な未来をめざすエネルギー政策の鍵となるのは、次の 4 つの考え方です。

持続可能な未来へのエネルギー政策：４つの鍵
（１） エネルギー効率化を最優先の資源に
（２） 国内にある豊富な自然エネルギーの早期・最大限の活用
（３） 分散型エネルギーシステムへの転換
（４） 発送電分離を中心とする電力システム改革の徹底

エネルギー効率化は経済活動と国民生活に必要なエネルギー量を減らし、海外資源への依存の低下、温室効果ガス排出量の削減などに寄与します。安全で低炭素な国産自然エネルギーの活用は、4 つの政策目標の全てに寄与します。分散型エネルギーへの転換は、効率性向上を通して気候変動対策などに寄与するとともに、より安全なエネルギーシステムの形成につながります。そして電力システム改革は、他の三つの政策の実現を促進するものになります。

これら 4 つの鍵となる考え方は、決して独創的なものではありません。欧州各国や米国のいくつかの先進的な地域が既にこうした考え方に基づくエネルギー政策を実現しているか、実現に向けた取り組みが進んでいるものであり、世界的には常識的な考え方です。

また、国内においても東日本大震災後、多くの企業や自治体、団体、コミュニティグループなどが、これらの考え方に沿った先駆的な取り組みをすでに開始しています。

問題は、日本政府の政策が、こうした世界の潮流や国内の自発的な取り組みに沿ったものになっていないことです。いま必要なのは、国の政策を明確に転換することにより、企業や自治体、地域住民、団体がすでに開始している新たな動きを促進することです。そして、新たなビジネスチャンスと経済成長を生み出し、持続可能な未来を実現することなのです。

1　エネルギー効率化を最優先の資源に

第一の鍵は、エネルギー効率化を最大限に進めることです。これは、仕事や暮らしに必要なエネルギーを我慢して無理に削減することではありません。快適性を損なわずに使い方を効率化することで、無駄を排除し、必要なエネルギーを最小化することです。

「乾いた雑巾」という神話

日本では、長らく「もう省エネの余地はない」という「乾いた雑巾」論が流布されてきました。1970 年代の石油危機への対応で徹底的にエネルギー効率化を行い、「世界に冠たる省エネ大国になった」という思い込みです。

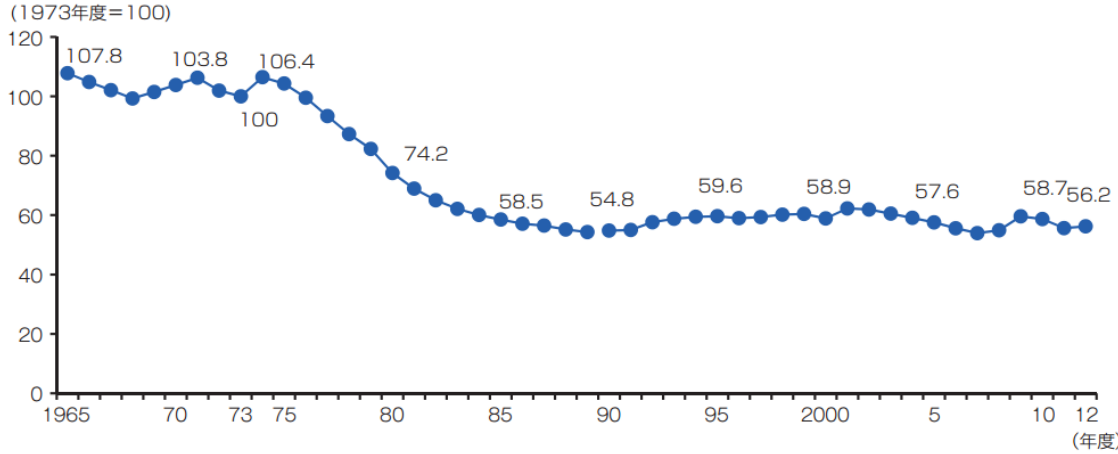
東日本大震災以降に実現された大幅な電力の削減は、「乾いた雑巾」論が少なくとも電力については全く誤りであることを証明しました。もはや震災直後のような「我慢の節電」は行われていませんが、2013 年度の日本の電力消費は 2010 年度より 7.7%削減されています。エネルギー機器の利用の最適化、高効率設備の導入など、「賢い節電」が行われるようになっているのです。

最大電力の削減はさらに大幅であり、2014 年度夏の最大電力は 10 電力合計で、1 億 5274 万 kW に留まりました。これは、震災前の最大電力 1 億 8269 万 kW（2001 年度）に比べて、16.4%減少しており、2010 年度比では、14.1%減少しています。

20 年以上停滞した日本の省エネ

電力だけでなく、エネルギー全体を見ても、日本には省エネの余地はないという主張は通用しなくなってきています。図 1-2 は、「エネルギー白書」2014 年版に掲載されている日本の製造業のエネルギー効率の推移です。1973 年の石油危機以降、80 年代の半ばまでは改善が進みましたが、それ以降 20 年余、停滞したままです。

図 1-2　20 年余、改善していない製造業のエネルギー消費原単位



注 1）原単位は、製造業 IIP（付加価値ウェイト）一単位当たりの最終エネルギー消費量で、1973 年度を 100 とした場合の指数である。
注 2）このグラフでは完全に評価されていないが、製造業では廃熱回収等の省エネルギー努力も行われた。
注 3）「総合エネルギー統計」では、1990 年度以降、数値の算出方法が変更されている。
出典：エネルギー白書（2014）

表 1-1　各国のエネルギー効率の改善率

	1973～2011	1990～2011
米国	60%	41%
英国	60%	42%
ドイツ	54%	36%
カナダ	42%	26%
日本	40%	12%
フランス	34%	19%
豪州	34%	26%
イタリア	29%	6%

出典：経済産業省　省エネルギー小委員会（第 2 回）配布資料より抜粋

経済産業省の設置した「省エネルギー小委員会」に提出された資料では、ボイラーの配管などに用いられる断熱材の劣化により、「我が国の製造業のエネルギー消費の 10%以上になる大きな損失」が生じている、という驚くべき指摘もされています（各論第 1 章参照）。「乾いた雑巾」などでは全くないのです。表 1-1 は同じく「省エネルギー小委員会」の資料ですが、特に 1990 年以降は、欧米各国のエネルギー効率の改善が日本を上回って進んでいることがわかります。

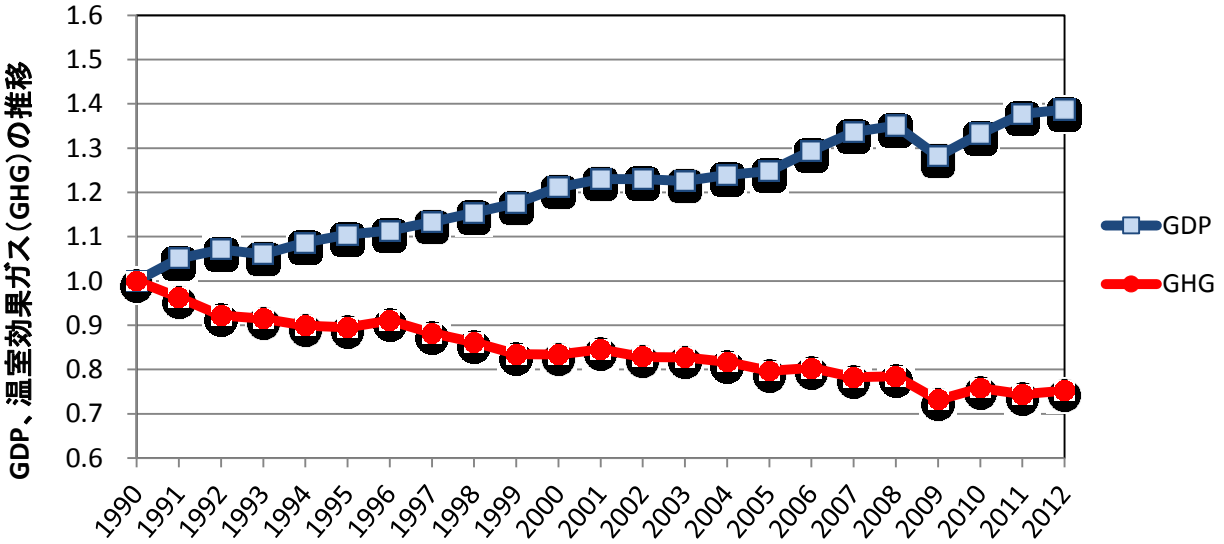
エネルギー効率化は最も安価でクリーンな燃料

エネルギー効率化は、エネルギー需要の増大に対応する、最も安価で容易な、そして最もクリーンな対応策であり、「隠れた燃料（hidden fuel）」とも呼ばれています。

2000 年に電力危機を経験したカリフォルニア州は、2003 年に制定した「エネルギーアクションプラン」の中で、エネルギー需要の増大には、第一に「エネルギー効率化」という需要側での対応を行うという原則（「ローディング・オーダー」）を定めています。こうした政策は、マサチューセッツ州やワシントン州など米国の他の州にも広がっています。

エネルギー需要の増大にまず効率化で対応することにより、経済の成長とエネルギー需要の増大を切り離す考え方は「デカップリング」と呼ばれ、米国だけでなく欧州でも共通的な政策になってきています。欧州連合（EU）は、2030 年までにエネルギー効率を少なくとも 27%改善することを目指しています。日本においても、こうした方向をエネルギー政策の基本に据えるべきです。

図 1-3　ドイツの GDP 成長と温室効果ガス排出量の「デカップリング」（1990 年＝1）



出典：IEA, CO_2 emission from fuel combustion 2014、気候変動枠組条約への各国通報より自然エネルギー財団作成

２　国内にある豊富な自然エネルギーの早期・最大限の活用

「日本は資源小国」という固定観念

第二の鍵は、国内にある豊富な自然エネルギーを早期に最大限、活用することです。「乾いた雑巾」論と同じように、日本のエネルギー政策は「日本は資源小国だ」という固定観念にとらわれてきました。

しかし、これは「資源」を化石燃料と核燃料だけに限定した場合の議論です。自然エネルギーに視野を広げれば、日本は先行して導入が進んでいる国々にひけをとらない自然エネルギー資源大国です。

水資源に恵まれた日本では古くから水力発電開発が進められ、20世紀に入ってから1960年代までは、水力発電が火力の発電量を凌駕する「水主火従」の時代でした。

まだ十分な開発が進んでいませんが、地熱発電の日本の資源量は、世界第3位という豊富なものです（表1-2）。

表 1-2　各国の地熱資源量・設備容量および開発割合

	地熱資源量（万 kW）	設備容量（万 kW）	開発割合
米国	3900	344.2	8.8%
インドネシア	2700	133.9	5.0%
日本	2300	50.3	2.2%
フィリピン	600	186.8	31.1%
メキシコ	600	82.3	13.7%
アイスランド	580	66.5	11.5%
ニュージーランド	370	85.5	23.1%
イタリア	150	87.6	58.4%

出典：JOGMEC ホームページ、BP エネルギー統計（2014）より自然エネルギー財団作成

風力発電資源は日本の電力需要の3倍以上の大きさ

世界的に自然エネルギー拡大の最大の推進力になっている風力発電について見ると、様々な地理的社会的な制約条件を考慮しても、日本には陸上・洋上をあわせて13.3億kWものポテンシャルがあると推計されています。これは、現在の日本の総発電量（1兆202億kWh、2013年度）の約3.3倍を供給できるほどの大きさです[1]。

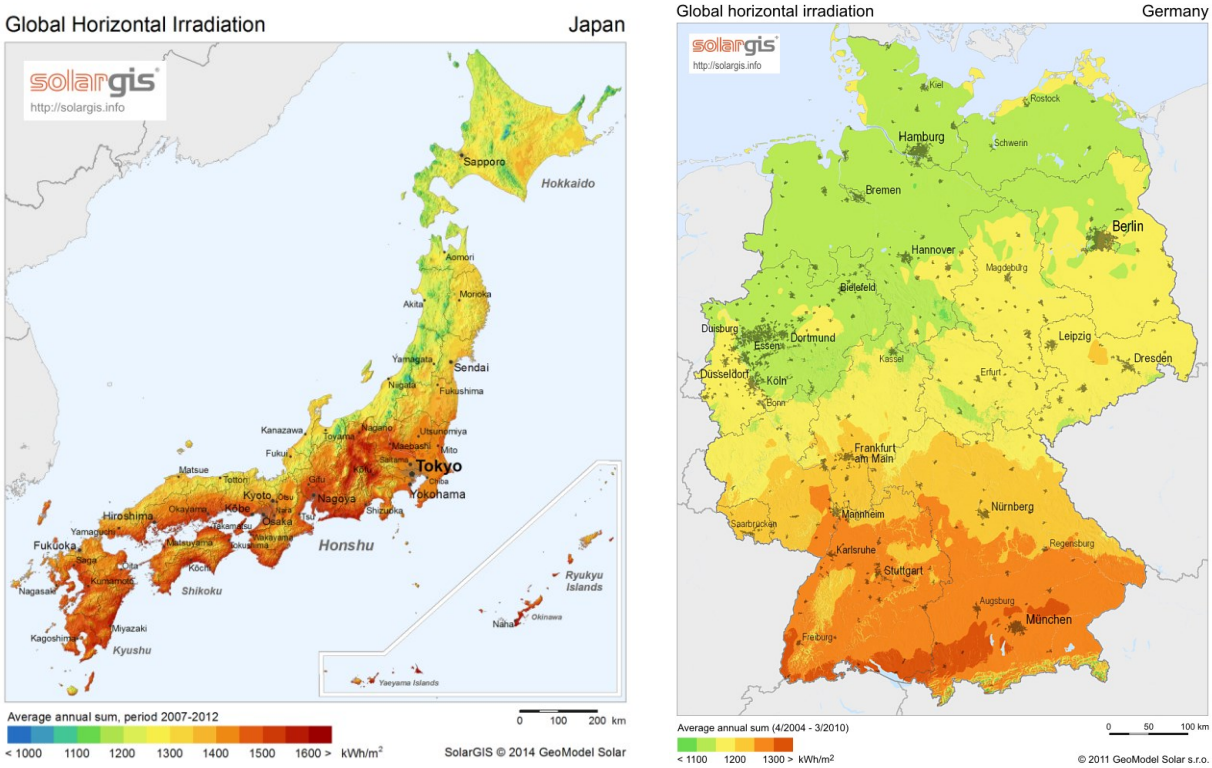
ドイツより豊かな日本の太陽エネルギー

太陽光発電については、これまでその供給力の「限界」を強調するために、「原子力発電所1基分を代替するには、山手線の内側面積とほぼ同じ面積が必要」という言い方がしばしばなされてきました。

しかし、2014年後半に多くの電力会社が、太陽光発電による電力の供給量が需要を上回ってしまうことを理由に、自然エネルギー電源の接続申込への回答保留措置を決めたことは、日本には太陽光エネルギーの巨大な供給能力があることを証明することになりました。実際、図1-4が示すように日本の日照条件は、すでに日本の導入量（1800万kW）の約2倍にあたる3500万kWの太陽光発電が導入されているドイツと比較しても、良好な状態にあるといえます。

[1] 設備利用率の前提を、陸上風力は25%、洋上風力は30%として算定。

図 1-4　日本とドイツにおける年間積算日射量の地域分布



注 1）日本の年間積算日射量は、2007-2012 年の平均値にもとづく。グラデーションは「1000kWh/m2 以下」から「1600 kWh/m2 以上」を示している。
注 2）ドイツの年間積算日射量は、2004-2010 年の平均値にもとづく。グラデーションは「1100kWh/m2 以下」から「1300 kWh/m2 以上」を示している。
出典：Solar GIS

国土の 3 分の 2 が森林の日本には、バイオエネルギー利用についても本来的に大きなポテンシャルがあります。さらに四方を海に囲まれた日本には、波力、潮力などの海洋エネルギーを活用できる将来の豊かな可能性も広がっています。

このように自然に恵まれた日本には、十分に活用されていない豊かで多様な自然エネルギー資源が存在しているのです。

「世界の化石燃料の 3 分の 2 は燃やすことができない」

一方、化石燃料については、いかにそれを豊富に保有していたとしても、気候変動の危機を回避するために、自由に使うことのできない時代が到来しつつあります。国際エネルギー機関（IEA）は、「(危険な気候変動を回避するために世界の気温を）2 度以上に上昇させないという目標を達成するためには、世界の確認されている化石燃料資源の 3 分の 1 以上を 2050 年以前に燃焼することはできない」としています[2]。

これからの時代は、自然エネルギーこそが、国と地域を豊かにする重要な資源なのです。

[2] IEA, World Energy Outlook 2012, p25

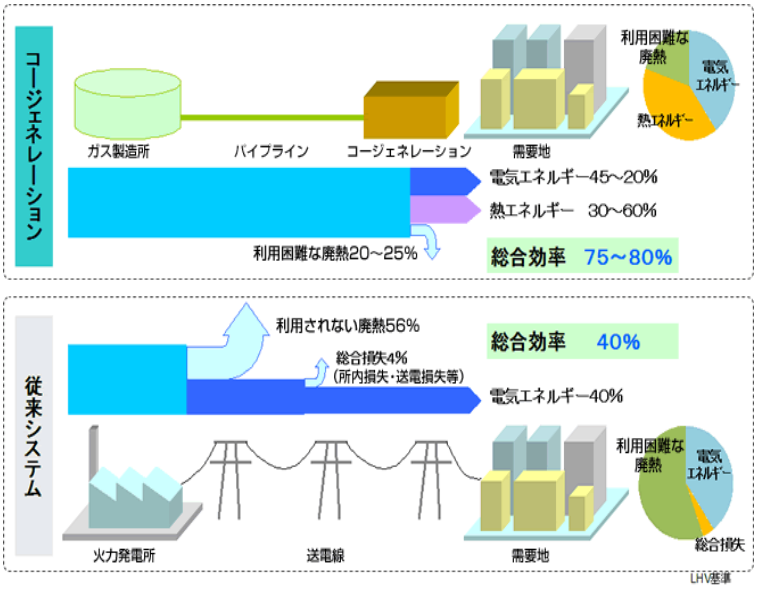
3　分散型エネルギーシステムへの転換

持続可能な未来をめざすエネルギー政策の第 3 の鍵は、大規模集中型のエネルギー供給から、多様な主体が担う地域分散型のシステムへの転換です。分散型への転換には以下の三つの意義があります。

第一は、それが大規模集中型に比べ、より強靭なシステムだということです。日本では東日本大震災の際に、米国ではハリケーン・サンディが東海岸を襲った時に実証されたように、大規模な発電所や広域的な送電網が機能を停止した中でも、燃料電池やコージェネレーションなどの分散型エネルギーシステムが電力を供給し続けました。

気候変動の進行により強力な台風や激しい集中豪雨の発生が懸念され、また東日本大震災以降、地震活動の活性期に入ったという指摘がされる中で、自然災害への備えはますます重要になっています。分散型への転換はエネルギーシステムの強靭化に大きな意味を持つと言えます。

図 1-5　コージェネレーションと従来システムの比較



出典：一般財団法人コージェネレーション・エネルギー高度利用センター

第二は、エネルギー効率の向上に寄与することです。需要地近接型のエネルギー供給は遠隔地からの供給よりも送配電ロスを小さくすることが可能です。また、熱と電気を同時に供給するコージェネレーションの拡大は、総合的なエネルギー効率の向上に寄与することができます（図 1-5）。

そして第三は、分散型エネルギーが、自然エネルギーに代表されるように地域の資源を地域の資本で開発し、その利益を地域内に還元する循環型の経済モデルに適しているということです。分散型への転換は、地域振興や地方の活性化にも貢献するものです。

電力供給に代表されるように、かつてエネルギーは大規模集中型で供給することが、最も効率的と考えられてきました。しかし、自然エネルギー技術の開発、コージェネレーション技術の進展などにより、小規模分散型でも十分に効率的なエネルギー供給が可能になってきました。IT 技術の発達が、分散型エネルギーと需要管理をネットワーク化するマイクログリッドも多くの地域で展開されてきています。

少数の独占企業によるエネルギー供給から、多様な主体が担う分散型システムへの転換により、強靭で効率的な、また地域社会の活性化にもつながる持続可能なエネルギーシステムを実現することができるのです。

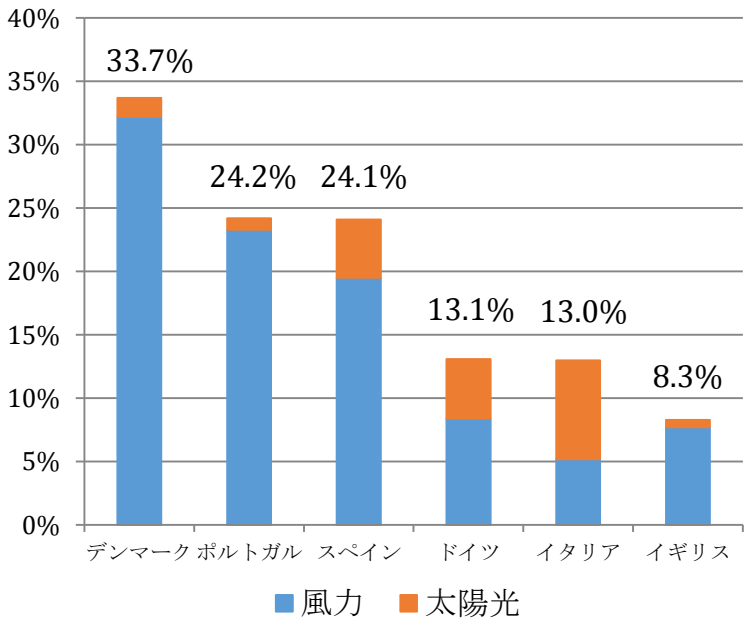
4　発送電分離を中心とする電力システム改革の徹底

持続可能な未来に向けたエネルギー政策の第 4 の鍵は、電力システム改革の徹底です。これまでに述べたエネルギー効率化、自然エネルギーの早期・最大限の活用、分散型エネルギーシステムの拡大という三つの柱を実現できるかどうかは、その多くの部分が、徹底した電力システム改革を成し遂げることができるかどうかにかかっている、と言って過言ではありません。

政府は 2020 年を目途に段階的に電力システム改革を進めていますが、その出発点になったのは、2012 年 7 月に公表された「電力システム改革の基本方針～国民に開かれた電力システムを目指して～」です。その冒頭には、電力システム改革の重要性が明確に述べられています。

> 「原子力発電への依存度を極力低減させ、省エネルギー・節電対策を抜本的に強化し、再生可能エネルギーの開発・導入への資本投入を加速させ、化石燃料インプットを最適化し、「大規模」と「分散型」のバランスある競争的な市場を創っていくことは、国や地域、企業や需要家の総力を挙げた挑戦となっていく。
>
> 再生可能エネルギー・分散型電源・省エネ社会と省エネ電力取引（節電した分の売買を行うネガワット取引）、卸市場の活性化等のあらゆるイノベーションを加速化させ、10 年後、20 年後のエネルギーミックスを先取りした電力市場の改革に、まさに今、着手しなければならない。」
>
> （電力システム改革専門委員会「電力システム改革の基本方針」、p2）

図 1-6　年間総発電電力量に占める風力・太陽光の割合（2013 年）



出典：IEA, Electricity Information 2014 より自然エネルギー財団作成

この基本方針の中でも指摘されているように、東日本大震災は、緊急時に供給力の広域的な活用ができないなど、地域分割、地域独占の垂直統合型電力システムの限界を明らかにしました。そして、その後も様々な弊害が浮かびあがっています。

太陽光発電などの変動型自然エネルギーの割合が、日本ではわずか 1.5%にすぎないにもかかわらず、2014 年 9 月以降に、多くの電力会社が「接続申込への回答保留」という措置を打ち出したのも、現在の電力システムの機能不全を如実に物語っています。

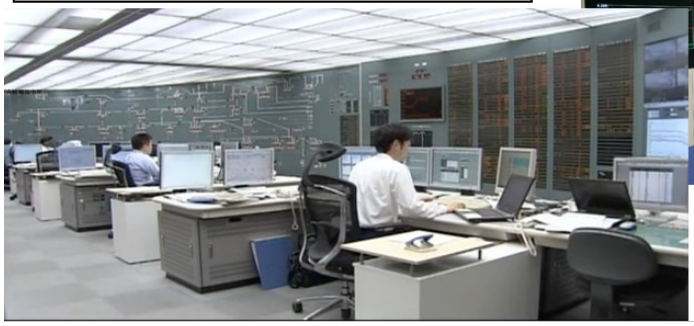
発送電分離などのシステム改革を成し遂げた欧米の先進各国、地

域では、10 数％から 30 数％という変動型自然エネルギーを電力系統に取り込み、安定的な電力供給を確保しています。

桁違いに導入率が低い段階で、「接続の限界」を言い出したのは、日本の電力会社が、大量の自然エネルギーを取り込むための系統運用の技術を持ち合わせておらず、旧来の電力制度が、系統運用を改善する意欲を削ぐ体制になっていることの証明ではないでしょうか。

ドイツでもデンマークでも、発送電分離を行い系統運用の中立性を確立したことが自然エネルギーの大きな発展につながりました。持続可能なエネルギーシステムの実現のためには、発送電分離を中心に、国民の「電力選択」の自由、独立的監視機関の設置といった電力システム改革を徹底していくことが必要です。

カリフォルニア州独立系統運用機関(CAISO)



東京電力中央給電指令室（同社HPより）

スペイン
再生可能エネルギー監視制御センター

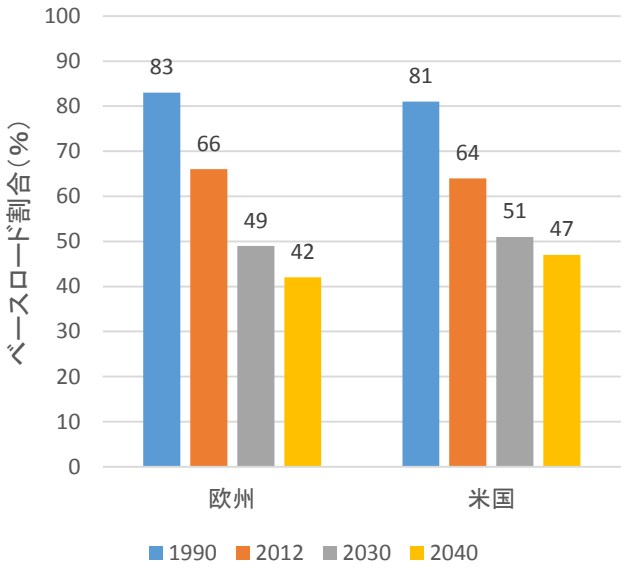
第３章　これからの日本の電源構成の考え方

東日本大震災後のエネルギー政策の議論の中で、最大の焦点となってきたのは、自然エネルギー、火力、原子力というそれぞれの電源をどのような割合で使っていくかという電源構成の問題でした。2014 年 4 月に策定された「エネルギー基本計画」では、この電源構成の決定は先送りされましたが、2015 年初めからようやくその検討が開始されています。

「ベースロード電源」という過去の概念への固執

「エネルギー基本計画」は、電源構成のあり方について、「低廉で安定的なベースロード電源を国際的にも遜色のない水準で確保すること」と述べています。電源構成を検討するために設置された「長期エネルギー需給見通し小委員会」に提出された資源エネルギー庁の資料でも、「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となるベースロード電源の諸外国における比率は、概ね 6 割以上」としています。こうした資料だけを見ると、石炭火力や原子力発電などの「ベースロード電源」を 6 割以上確保することが、あたかも国際的に標準的な考え方のような印象をうける人もいるでしょう。

図 1-7　低下する「ベースロード電源」の割合



注 1）2030、2040 は NPS シナリオの推計。
注 2）原子力、水力、地熱、石炭からの電力の割合。
出典：IEA, World Energy Outlook 2014 より自然エネルギー財団作成

「6 割以上」に特別の意味はない

しかし現実には、自然エネルギーや分散型エネルギーの拡大の中で、「ベースロード電源」の位置づけは大きく変わってきています。図 1-7 は、欧州と米国における「ベースロード電源」の割合の推移を示すものです。欧州でも米国でも 1990 年には 8 割以上あったものが、次第に低下してきて現在の 6 割程度になってきたのです。そして今後については、国際エネルギー機関（IEA）が 5 割台、4 割台へと低下していく見通しを示しています。国の資料が強調する「6 割」という数字は、変化していく過程のひとつの断面をしめすだけのもので、特別の意味があるわけではありません。

「自然エネルギーが主旋律を奏でる」

そもそも「ベースロード電源」という概念自体が過去のものになりつつあります。米国の連邦エネルギー規制委員会（FERC）の議長は、すでに 2009 年の時点で「ベースロード電源は、時代遅れのものになりつつあると思う（*"I think baseload capacity is going to*

become an anachronism" Jon Wellinghoff, Chairman of the Federal Energy Regulatory Commission in 2009）[3]」と発言しています。

自然エネルギーの価格が高く、供給量も限られていた過去の時代には、石炭火力などが大きな役割を果たして来ました。しかし風力発電に代表されるように自然エネルギーの価格低下が進み、また変動型自然エネルギーを電力系統に安定的に取り込めるような技術が発達してくる中で、「ベースロード電源」を必須とする考え方は、まさしく過去のものになってきているのです。

低炭素でバイオマス以外は燃料費のかからない自然エネルギーは、その発電量を全量、系統に取り込むことを原則とし、需給変動の調整は電力市場取引や発電予測技術の活用、そして柔軟な出力調整のできる他の電源などで行う系統運用が常識になってきています。「自然エネルギーが主旋律を奏でる」、これが今日の、そしてこれからの考え方なのです[4]。

これからの電源構成の考え方

自然エネルギー財団は、前節で述べたエネルギー政策の鍵を踏まえ、これからの電源構成を考えるにあたっては、次のような基本的なスタンスに立つことが必要だと考えます。

これからの日本の電源構成の考え方
（１） 節電・省エネルギーの徹底
（２） 自然エネルギーを早く基幹電源に
（３） 高効率な天然ガス発電で未来につなぐ
（４） 原子力発電の可能な限りの低減

以下、順次、この 4 つの考え方について述べるとともに、その結果として想定できる電源構成の提案、「持続可能な電源構成」の内容とその意義について説明します。

省エネルギー、自然エネルギー、分散型エネルギーの可能性と課題については、各論の各章で詳述しています。また、自然エネルギー財団では、今回、この「持続可能な電源構成」が日本の現在の系統の中で運用が可能であるかについて、シミュレーションモデル（SWITCH-Japan モデル）を構築し、検証を行っており、その内容も各論で紹介しています。

---

[3] The New York Times. April 22, 2009.

[4] 社説「週のはじめに考える“大転換”の風が吹く」（東京新聞、2014 年 10 月 12 日付）、ドイツ環境・建設・原子力安全省気候変動対策・エネルギー転換局長のトーステン・ビショッフ氏へのインタビューより。

1　節電・省エネルギーの徹底

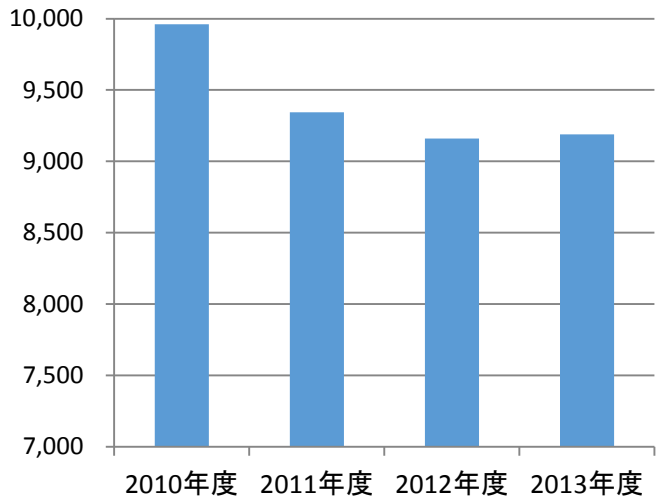
前節で述べたように、これからのエネルギー政策では、効率化を最優先の資源として評価することが必要です。この観点から電源構成を考えれば、省エネルギーを第一に活用する電源として位置付けるべきです。前述したカリフォルニア州の「ローディングオーダー」はまさにこうした考えに立つものです。

2012 年に当時の政府が「革新的エネルギー・環境戦略」の策定に向けた国民的議論を提起したとき、自然エネルギーや原子力発電の割合については三つの選択肢が示されましたが、省エネルギーについては、「2030 年度に 2010 年度比で 10%減」という想定が共通の前提としておかれていました。

すでに 2010 年度から 8%の削減

しかし、震災後の実績を見ると、前述のとおり、節電の定着により 2013 年度の日本の電力消費は 2010 年度より 7.7%削減されています。2030 年度に 10%減という想定では、これからの 10 数年間でわずかな 2%程度しか削減を見込まないことになります。

図 1-8　電力消費量の推移（単位：億 kWh）



出典：資源エネルギー庁総合エネルギー統計（エネルギーバランス表）より自然エネルギー財団作成

自然エネルギー財団の今回の提言では、震災後に進んだ電力消費の無駄の削減や、運用面の効率化が定着するとともに、今後もエネルギー利用の見直しが続き、高効率機器の普及が進んでいくことを想定して、産業、業務、家庭の各部門について 2030 年度までの電力における省エネルギー化の可能性の試算を行いました。

その結果、産業部門では 3 割弱、業務、家庭部門では 4 割弱の削減が可能と考えられ、これを踏まえ、2030 年度の年間電力需要は 2010 年度比 30%減の 7725 億 kWh と推計しました（詳細は各論第 1 章を参照）。

もちろんこのような削減の可能性は、自動的に実現されるものではありません。震災後の節電は、図 1-8 に見るようにすっかり定着していますが、さらに省エネルギーを進めるためには、これからも企業や家庭の意欲的な取り組みが必要ですし、それを促進する国や自治体の的確な政策の選択が必要です。企業の中には、「電力半減プロジェクト」に取り組むコマツ（小松製作所）、ゼロエネルギー住宅の拡大を進める積水化学工業など、先駆的な事例が生まれてきています。また、気候変動対策に積極的に取り組む地方自治体の中には、より意欲的な省エネルギー目標を掲げる自治体が現れるようになっています。長野県は「環境エネルギー戦略」の中で 2030 年に 2010 年比で最終エネルギー30%減、東京都は「長期ビジョン」の中で、2030 年に 2000 年比でエネルギー消費量 30%減という目標を定めました。いま必要なのは、こうした先駆的な企業や自治体の動きにならった国の積極的な政策です。

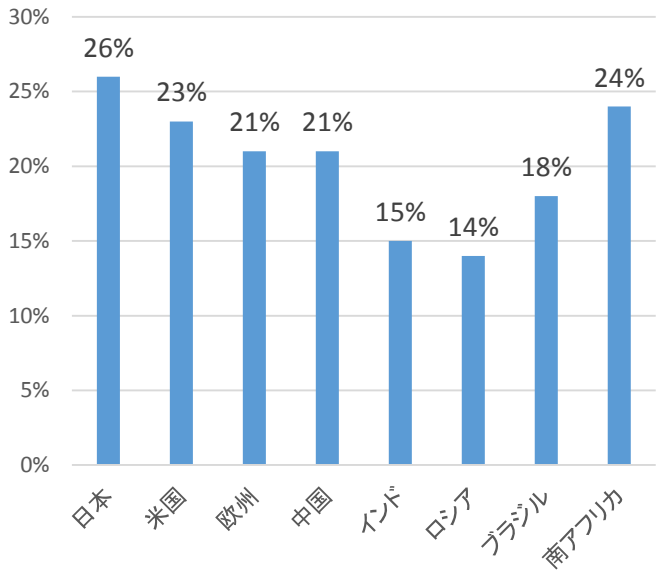
「電力化」の影響は小さい

日本の電力需要には大きな削減の可能性がありますが、逆に、エネルギー消費全体の中で天然ガスや灯油などに替わって電力の使用が増える「電力化」の進展によって電力需要が増えるという意見もあります。電気自動車の普及による需要増も指摘されています。しかし、今回の自然エネルギー財団の試算によれば、電力化の進捗による電力消費の増加量は限定的なものに留まりました（各論第 1 章参照）。

そもそも、国際的な比較をすると、日本の電力化率はすでにかなり高い水準にあります。IEA の報告書（World Energy Outlook 2014）によれば、2012 年の日本の電力化率は 26％で、これは世界で最も高いものとなっています（図 1-9）。

今後は、ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）や ZEH（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）のように年間の一次エネルギー消費量が正味でゼロとなる建築物が増加していくこと、コージェネレーションの普及で効率的な熱供給が促進されること、さらには太陽熱の普及を促進することなどにより、総合的なエネルギー政策の観点からは、電力化率が高まる方向だけには進まないと考えられます。

図 1-9　各国の電力化率（2012 年）



注）各セクター（産業、交通、建築物、その他）の最終エネルギー消費をもとに試算。
出典：IEA, World Energy Outlook 2014 より自然エネルギー財団作成

日本政府の不十分な省エネ対策を前提にした IEA のシナリオ

政府の「長期エネルギー需給見通し小委員会（第 2 回会合）」の資料では、IEA の新政策シナリオ（World Energy Outlook 2014 の New Policies Scenario）を紹介し、2030 年の電力需要は、「省エネルギー対策を織り込んだ後で」2012 年比 10％増としています。ここで問題なのは、どのような省エネ対策をこのシナリオに織り込んでいるか、という点ですが、小委員会の資料にその説明はありません。

IEA によれば、新政策シナリオが前提にしているのは、「2014 年半ばの時点で採用されているか、提案されている」政策です[5]。日本についてどのような政策が前提にされているかを見てみると、まず全体にかかわるものとしては、「2020 年までに 2005 年比で温室効果ガスを 3.8%削減する」という政策です（ちなみに、この目標は、1990 年比では 3.1％増加となるもので、内外の環境 NGO などから厳しく批判されているものです）。これに対して、米国の新政策シナリオでは、「2030 年までに 2005 年比で発電部門からの CO_2 を 30%削減する計画」が前提となっています。EU については、「2020 年までに 20%のエネルギー消費を

[5] IEA, World Energy Outlook 2014, Annex B, p.687

削減する」政策が前提となり、2030 年までの政策提案（エネルギー効率の 27％向上など）も考慮する、としています。

要するに当該の政府が、どのような意欲的な政策を実施し、提案しているかによって、IEA の新政策シナリオの予測も変わってくるということなのです。日本に関する IEA の新政策シナリオが、2030 年に電力の 10％増を予測しているのは、日本政府がその程度の省エネ対策しか提案していないからに他なりません。

日本に関する新政策シナリオで大きな増加が見込まれているのは、家庭・業務部門（IEA の表現ではビルディング部門）です。ここで前提にされている日本政府の政策は、「建築物や設備に対する自主的な省エネラベリング」などです。EU の新政策シナリオは、「全ての建築物の販売・賃貸、一定の家電製品、照明、器具への義務的なエネルギーラベリング」が明記されているのと対照的です。またゼロエネルギー建築物に関しても、日本では「新築建築物に対して 2030 年までに」となっていますが、EU では、「新築建築物に対して 2021 年までに。大規模な改修を行う既築建築物には省エネ性能向上を要求」となっています。

全体として、2020 年までの温室効果ガスを 2005 年比 3.8%削減（1990 年比 3.1％増）という政策を前提とし、業務や家庭部門でも EU に比べてはるかに弱い政策しか見込んでいないのですから、電力需要が増加する予測になるのも当然ではないでしょうか。日本政府自体の省エネ対策の不十分さを前提にした IEA の予測を説明なしに紹介し、それを政策検討の参考にしようというのは、エネルギー政策に関する議論をミスリードするものです。

なお、同じく「長期エネルギー需給見通し小委員会（第 2 回会合）」の資料で、IEA の新政策シナリオでは、「日本における民生部門の電化率は 2030 年にかけて 50％を超える水準に達すると見込まれている」と述べています。2012 年の 49％が 2030 年には 51％になるというもので、それ自体、大きな変化ではありませんが、これも上記のように民生部門（家庭・業務部門）での省エネ対策が不十分であることの結果にすぎません。家庭でも業務部門でも、全電力消費量の 2 割程度は照明が占めますが、2030 年度までに効率の高い LED 照明が普及すれば、照明に要する電力は半分以下になり、それだけで家庭・業務部門の電力を 10％削減する効果を持ちます。問題は、こうした普及を実現するための政策を行うかどうかであり、電化率はその結果です。

2　自然エネルギーを早く基幹電源に

先進国標準は「2030 年に電力の 40%以上を自然エネルギーで供給」

日本でも固定価格買取制度が開始され、太陽光発電を中心に自然エネルギーの拡大が始まりましたが、2013 年度の年間電力量に占める割合は、従来からの大規模水力発電を除けばまだ 2.5%です。この数字だけを見ると、自然エネルギーを基幹電源の一つに位置付けることが可能なのか、疑問を持つ人がいるかもしれません。

しかし視野を世界に広げれば、すでに少なからぬ国や地域で自然エネルギーは電力供給の主役になっていますし、多くの国が 2030 年までに 40%以上を供給するという高い目標やシナリオを掲げています。

先進国標準は 2030 年に 40%以上の電力を自然エネルギーで
ドイツ：2025 年　40～45%
スペイン：2020 年　40%
ポルトガル：2020 年　60%
イギリス：2020 年　30%
フランス：2030 年　40%
EU：2030 年　45%
カリフォルニア州：2030 年　50%
ニューヨーク州：2015 年　29%

脱原発を決めたドイツは 2025 年までに 40～45%、2035 年には 55～60%という高い目標を掲げています。同時に原発を維持する英国やフランスも積極的な導入目標を定めています。

英国は、2020 年までに電力の 30%を自然エネルギーで供給することを目指しており、風力発電の急速な導入が進んでいます。「原子力大国」のフランスも 2014 年 10 月に、熱や燃料を含むエネルギー全体における自然エネルギーの割合を、2030 年に 32%とするという目標を決定しました。この目標を決める国会の議論の中では、電力については 40%という数値が示されています。EU 全体で見ても、2030 年までには、自然エネルギーで 45%程度の電力を供給することになる目標を決定しています[6]。

一方、米国でも高い導入目標を掲げる州が増えてきています。人口 3700 万、全米最大の州であるカリフォルニアは、2020 年までに 33%の電力を自然エネルギーで供給する目標を決めていましたが、2015 年 1 月には 2030 年までに 50%というさらに高い目標を発表しました。カリフォルニア以外でも、ニューヨーク州が 2015 年までに 29%という目標を定めており、少なからぬ州が目標を引き上げ始めています。

[6] EU は最終エネルギー消費量における自然エネルギーのシェアを 2030 年に少なくとも 27%にする目標を決定しており、この場合、電力では 45%になると想定している。

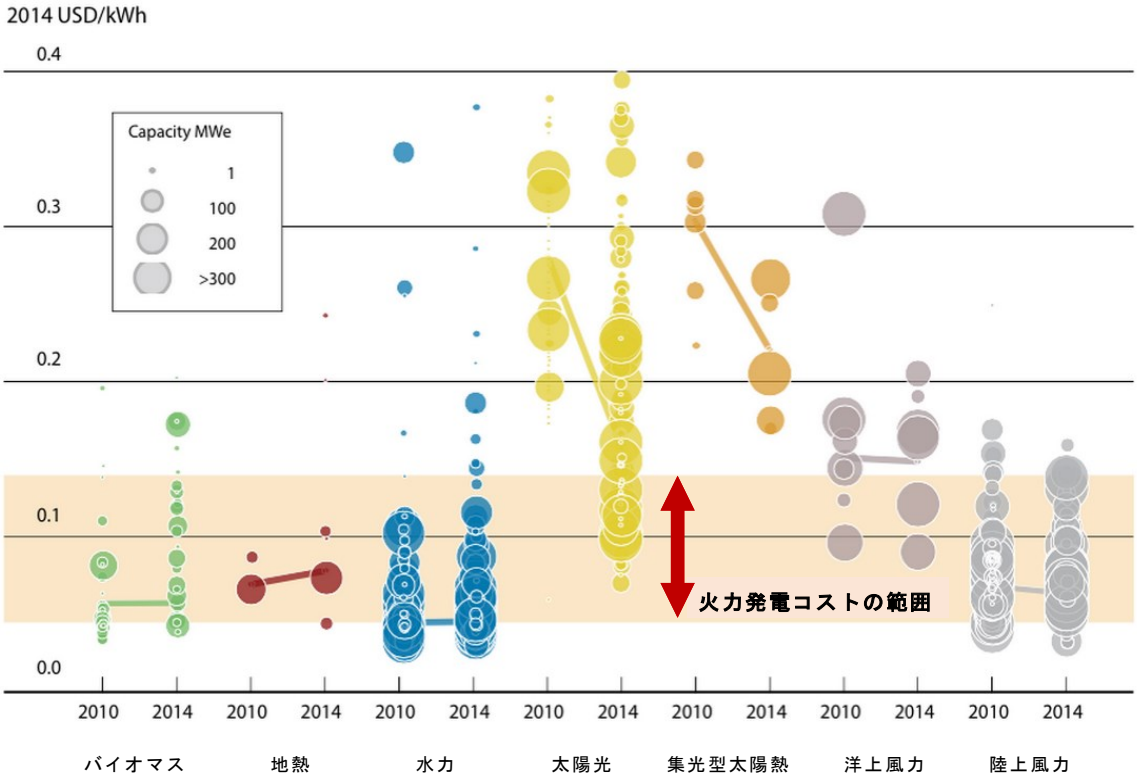
また日本や米国など 139 か国政府が運営に参加する「国際再生可能エネルギー機関（IRENA）」が、2015 年 1 月に公表した報告書では、米国では 2030 年までに自然エネルギーで 48%の電力を供給することが可能としています[7]。

日本政府が「ベースロード電源」と位置づけて固執する石炭火力や原子力発電ではなく、自然エネルギー電源を電力の 4 割以上を供給する基幹電源としていくことが、先進国の標準となっているのです。

自然エネルギー価格の低廉化

このように欧米各国、地域で自然エネルギー導入の高い目標が掲げられている理由のひとつは、気候変動対策であり、自然エネルギーが二酸化炭素を排出しない（増加させない）電源だからです。

図 1-10　火力発電と同等になってきた自然エネルギーの発電コスト



注）2010 年および 2014 年の自然エネルギー電力生産コスト（商業ベース）における規模別の加重平均値を表している。
出典：IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2014

同時にもう一つの大きな理由は、そのコストが急速に低下しつつあり、化石燃料による電力よりも安価な電力供給が可能になってきていることです。図 1-10 は国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が 2015 年 1 月に公表した報告書（Renewable Power Generation Costs in 2014）に示されたものです。すでに世界の多くの地域で、陸上風力発電、地熱発

[7] IRENA, REmap 2030 – Renewable Energy Prospects : United States of America (2015):
報告書では米国において、2030 年までに最終エネルギー消費の 27%、発電電力量の 48%を自然エネルギーで賄えるとしている。

電、バイオマス発電などは化石燃料による発電と同じか、より安くなっているのです。太陽光発電も、家庭用電気料金と等しくなりつつあります。

なお、自然エネルギーのコストに関しては、「自然エネルギーを大量に導入すると、急激な供給量の変動へのバックアップなどのために、稼働率の低い火力発電の準備や送電線の増強を行う必要があり、そのための追加コストが発生する」という意見もあります。前述の国際再生可能エネルギー機関の報告書は、この点にも分析を加え、次のように述べています。

> 「変動型自然エネルギーの割合が 40%程度になったとしても、推計されるコストは米国ドルにして、1kWh あたり、0.035 ドルから 0.05 ドルの範囲である。これらの数値は、注意深く扱われる必要があり、詳細なシステムモデリングに替わるものではないが、予想すべきコストの影響の程度を想定させてくれるものである。」
> （Renewable Power Generation Costs in 2014, p15）

大量の自然エネルギーを接続しても安定的な電力供給が可能

日本には、「太陽光や風力などの変動型自然エネルギーが増えると、電力供給の安定性を損なう」という誤解が根強くあります。前述のように 2014 年後半には、いくつかの電力会社が太陽光発電の増加を理由に自然エネルギーの送電網への接続申込に対し、回答保留をする、という事態が生まれました。資源エネルギー庁は、こうした事態を打開するための緊急の措置として、自然エネルギーの発電が需要に対して大きくなりすぎた場合には、無制限で無保証に自然エネルギーの出力抑制ができる制度（「指定電気事業者制度」）の適用を 7 つの電力会社にまで拡大しました。

表 1-3 は、日本よりはるかに多く風力発電が導入されている国や地域で、どのくらいの出力抑制が行われているかを見たものです。年間の全発電量の約 2 割を風力発電で供給しているスペインでも約 2%、導入率が 8.4%のドイツでは 0.9%など、いずれも 1～2%にすぎません。

表 1-3　各国・地域の出力抑制割合の実績（2013 年）

	出力抑制割合	風力発電割合
スペイン	2.1%	19.5%
英国	2.2%	7.7%
イタリア	1.0%未満	5.2%
ドイツ	0.9%	8.4%
デンマーク	まれ	32.5%
カリフォルニア州	まれ（未集計）	6.6%

注）カリフォルニア州はネット発電量、他はグロス発電量
出典：デンマークエネルギー庁、ドイツ連邦ネットワーク庁等の資料をもとに自然エネルギー財団作成

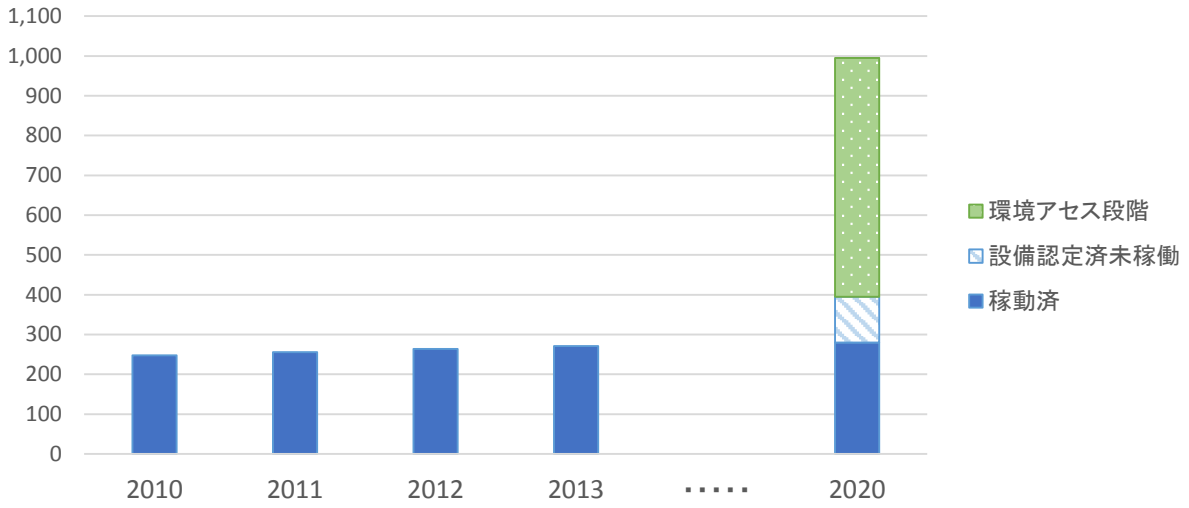
これらの国々では、気象データを用いた発電予測技術の活用、電力取引市場の活用、火力発電の柔軟な運用、地域間連系線の活用などで大量の自然エネルギーを導入しても安定的な供給を実現しているのです。日本でも、欧米の先駆的な経験に学び、電力系統に関するルールや運営方法を変えることで大量の導入が可能となります。

日本でも 2030 年に 4 割以上の供給が可能

今回、自然エネルギー財団では、国内の自然エネルギー資源の大きさ、導入に要するリードタイム、固定価格買取制度開始以降の導入の状況などを考慮して試算した結果、自然エネルギー電力の供給可能量は 2030 年度には 3500 億 kWh に達することが可能と推計しました（詳細は各論第 2 章を参照）。

この数値は、太陽光発電、風力発電業界の掲げている目標とも整合するものです。前述のような 2010 年度比 30%の省エネルギー化（節電）が実現されれば、2030 年度の電力需要全体の 45%を自然エネルギーで供給する目標となり、ほぼ欧米のめざす水準と等しいものになります。

図 1-11　日本の風力発電導入量実績と 2020 年度見通し（単位：万 kW）



出典：NEDO、環境アセス支援ネット、日本風力発電協会の資料より自然エネルギー財団作成

もちろんこの高い目標の実現のためには、系統運用方法の変更に加え、固定価格買取制度の適切な運営、導入を妨げる社会的規制の見直しなどが必要です。とりわけ、2014 年末に、国が適用を拡大した前述の「指定電気事業者制度」は、事業の採算見通しを不明確にし、プロジェクトファイナンスへの大きな障害になるものです。自然エネルギーの拡大を損なわないよう、早急に廃止される必要があります。

そして一番重要なのは、国が一刻も早く自然エネルギーを基幹電源とする高い目標を掲げることです。

日本でも大量の導入が始まった太陽光発電の発電単価[8]は、急速に下落しています。例えば、10～50kW の太陽光発電では、2010 年度に 63 円/kWh であったものが、2014 年第 4 四半期には 28 円/kWh にまで下落し、相当のコスト低下が進んでいます。しかし、ドイツにおける同規模の太陽光の買取価格（2014 年 11 月時点）が 18 円（12.28 ユーロセント）/kWh であるのと比べれば、まだ 1.5 倍も割高です。導入が本格化していない風力発電などは、世界で進む低コスト化のメリットを十分に享受できていません。政府が高い目標を決め

[8] 発電単価とは、運転期間にかかる総費用を、1kWh あたりの単価として平準化したもの。 内部利益率は 6%で計算。

導入を加速化するための必要な政策を進めれば、日本でも自然エネルギーコストを引き下げることができます。

国内にほとんど化石燃料がなく、悲惨な原発事故を経験した日本こそ、これまでの立ち遅れを克服して、自然エネルギー導入で世界をリードすべきではないでしょうか。

３　高効率な天然ガス発電で未来につなぐ

省エネルギー化を徹底して進め、自然エネルギーの大幅な導入を進めたとしても、2030年の時点では、火力発電が日本の電力供給の一翼を担う重要な基幹電源のひとつであることは間違いありません。問題は、どのような火力発電を活用するかという点です。

火力発電の燃料は、主に石炭、石油、天然ガスの3種類ですが、日本では海外からの輸入にほぼ100％を依存しています。この間の急激な円安の進行は、最近まで続いていた原油高とあいまって燃料輸入費を増大させ、「国富の流出」と言われる事態が生じました。燃料費負担の軽減が火力発電の活用にあたって大きな論点であることは確かであり、そのために価格の安い石炭火力の増強が必要という意見もあります。

しかし、忘れてならないのは、気候変動対策の観点です。「気候変動に関する政府間パネル」（IPCC）の第5次評価報告書は、危険な気候変動を回避するためには、今世紀末には温室効果ガス排出量を少なくともゼロにしなければならないとしています。さらにエネルギー供給に関連しては、2040－2070年までの間に2010年比90％以上を削減することが必要としています。

日本政府も、2050年までに80％の温室効果ガスの排出削減を目指すことを定めており（2012年4月閣議決定）、日本の二酸化炭素排出量の約4割を占める最大の発生源である火力発電のあり方については、この目標との整合性を確保することが必須の要件です。

今回の自然エネルギー財団の提言では、気候変動対策との整合性を前提に、コスト軽減の視点も考慮し、火力発電に関して次のようなシナリオを想定しています。

1. 石油火力発電は、二酸化炭素排出量が大きいことに加え、発電コストが火力発電の中で最も高い。また大半の施設は老朽化している。その稼働は経済的にもメリットのないものであり、速やかに稼働を停止していく。

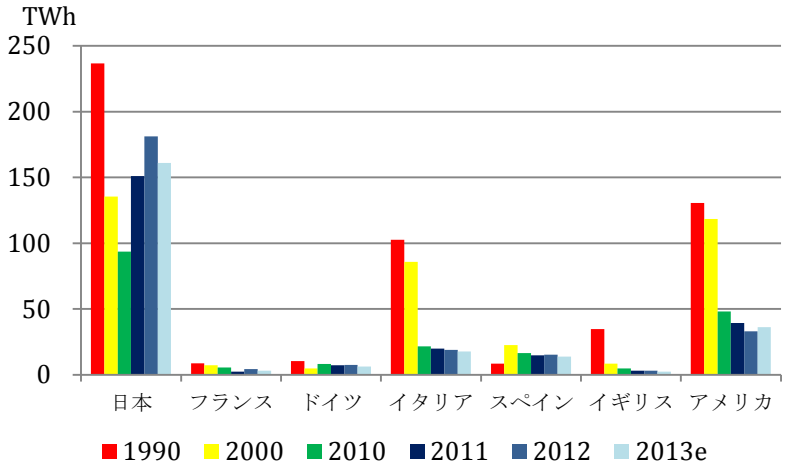
2. 石炭火力の燃料費は現時点では安価であるが、最新型であっても、二酸化炭素排出量が天然ガス発電の 2 倍以上と極めて大きい。今後、気候変動対策が強化される中で、炭素価格が上昇していけば、経済的なメリットも失われていく。このため新増設は行わず、既存発電所は常時稼働するのではなく、バックアップ電源として活用していく。

3. 天然ガス発電は、火力発電の中では最も二酸化炭素排出量が少ない。燃料費削減のためにも、高効率なコンバインドサイクル発電を推進する。また、熱と電気の併給でエネルギー効率が高いコージェネレーションは、分散型供給への転換にも貢献するものであり、推進していく。

石油火力の早期停止

日本の火力発電構成の特徴のひとつは、東日本大震災前においても石油火力の比率が高いことでした。全電力供給に占める石油火力の割合は、2010 年の時点で米国が 1%、欧州が 3%であるのに対し、日本では 9%という高さでした。1973 年の石油危機以前には 9 割程度を占めていたので、もちろん、そこからは大きく減少していますが、なお電力供給の 1 割程度を石油火力に依存していたのは、欧米にはない日本だけの特徴です。

図 1-12　日本の石油火力発電量は欧米各国より大きい



出典：IEA, Electricity Information 2013 & 2014 より自然エネルギー財団作成

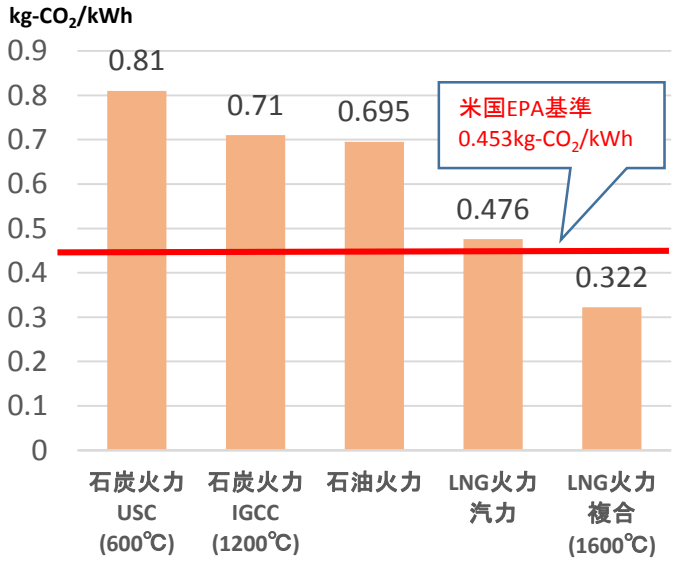
図 1-12 に示すように、発電の絶対量で見ても日本の石油火力発電の絶対量は諸外国に比べて、震災前から際だって大きなものだったのです。高コストで経済的なメリットがなく、中東依存度が高い上に、二酸化炭素排出量も高い石油火力を使い続けることには、合理性がありません。

石炭火力からの速やかな脱却

気候変動対策の強化が求められる中で、米国でも欧州でも石炭火力からの脱却が進められています。米国では事実上、石炭火力発電所の新設ができなくなる排出規制の導入が予定されており、欧州でも英国やドイツなどで規制が導入されつつあります。世界銀行や欧州復興開発銀行などの国際金融機関は、発展途上国に対しても石炭火力発電所建設への融資を中止する方針を打ち出しています。

ところが東日本大震災後、日本では、大量の石炭火力発電所の新増設が計画されています（環境 NGO「気候ネットワーク」の集計によれば、35 基 1500 万 kW にも及び、二酸化炭素排出量の合計は 1 億トン近くになると推計されています）。これから建設を始めれば、稼働するのは気候変動対策の新たな国際的な枠組みが始まる 2020 年以降になります。

図 1-13　石炭火力の排出係数は天然ガスの 2 倍以上



出典：自然エネルギー財団作成

日本では、「新たな石炭火力は高効率で排出削減に寄与する」という主張もありますが、図 1-13 が示すとおり、最新の石炭火力発電も二酸化炭素排出量は最近の天然ガス発電の 2 倍以上です。2020 年以降、気候変動対策の新たな国際的枠組みが開始され、二酸化炭素排出に対する制約が厳しくなる中で、炭素価格が上昇していけば、現在のようなコストメリットは失われていきます。石炭火力がこれからも制約なく稼働を続けることができると考えるのは、あまりに「楽観的な」経営判断ではないでしょうか。

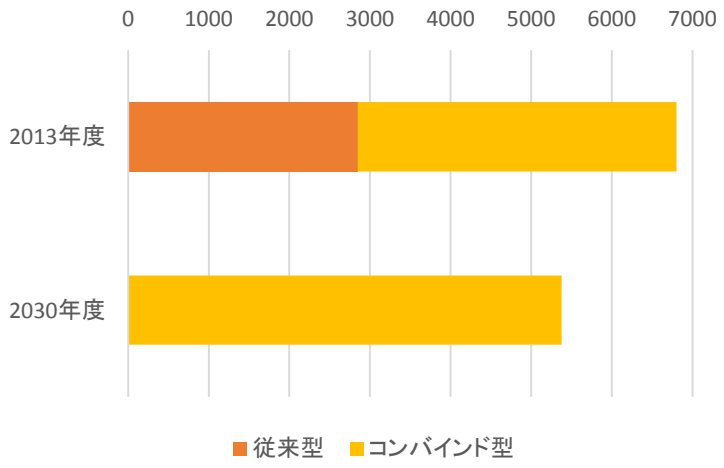
石炭火力発電所の新増設は行うべきではなく、既存の発電所も可能な限り早く稼働を停止するべきです。2030 年時点では、運転 40 年未満の石炭火力が約 3000 万 kW ありますが、これらは日常的に運転するのではなく、他の電源による供給に支障が生じた場合のバックアップ電源としての位置づけにすべきです。

天然ガス発電のコンバインド化、コージェネレーションの推進

天然ガス発電は化石燃料の中では、最も二酸化炭素排出量が少ないものですが、そのメリットを活かすためには、コンバインドサイクル化（天然ガスを燃焼させた高温ガスでタービンを回転させて発電した後に、回収した排熱で蒸気タービンを回転させて二重に発電する方式）を進める必要があります。これにより発電効率を 1.5 倍にし、必要な燃料を 3 分の 2 にすることができます。

国内には約 6800 万 kW の天然ガス発電がありますが（2013 年度）、その 4 割強はコンバインド化されていません。電力事業者などが、2030 年度までの稼働を計画している天然ガスコンバインド発電は、合計して約 2000 万 kW であり、これを着実に進め、今後は新設も含めすべての天然ガス発電を、コンバインド化する必要があります。

図 1-14　天然ガス発電はコンバインド型へ
（設備容量、単位：万 kW）



出典：自然エネルギー財団作成

また天然ガス発電を使ったコージェネレーションは、熱供給との総合効率で 80%にも達するものであり、気候変動対策の観点から推進が必要です。同時に分散型供給を促進していく上でも重要な役割を果たすものです。一般社団法人日本ガス協会や一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センター（以下、コージェネ財団と略記）は、2030 年までに 3000 万 kW のコージェネレーション導入を目標に掲げており、その実現をめざすことが必要です。

こうした電力事業者やガス事業者などの計画が実現すれば、2030 年度には約 4000 億 kWh の電力供給を行うことができます。コンバインド発電やコージェネレーションの拡大は発電効率を高め、それだけ燃料費負担を削減する意義もあります。

4　原子力発電の可能な限りの低減

「エネルギー基本計画」は、原子力発電について「重要なベースロード電源」という位置づけを行う一方で、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」と規定しました。

2030 年度の電源構成における原子力発電の位置づけを考える際には、まさしく省エネルギー、自然エネルギー、火力発電の効率化によって、どこまで電力需給のバランスを維持することが可能かを検討する必要があります。

今回の提言でここまで検討してきた結果は、以下のようなものです。

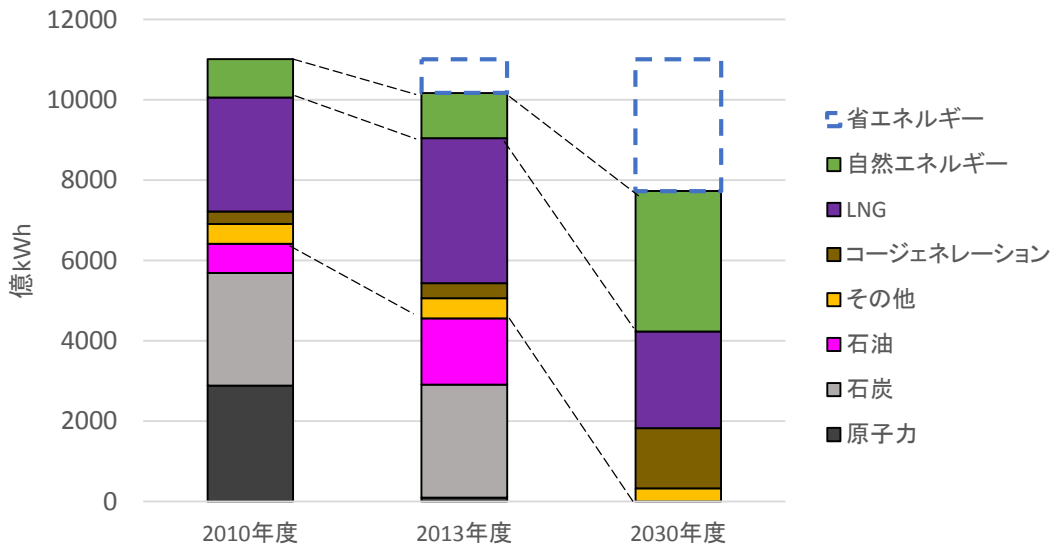
1. **電力の省エネルギー化には大きな可能性があり、2030 年度までに 2010 年度比で 30%削減を行うことが可能である。この場合、必要な電力量は 7725 億 kWh となる。**

2. **太陽光発電、風力発電、水力、地熱、バイオマスなどの自然エネルギー電源による電力供給量は、2030 年度に 3500 億 kWh に達することが可能である。**

3. **電力事業者の事業計画、ガス業界などの目標を踏まえれば、高効率な天然ガス発電とコージェネレーションの導入によって、2030 年度には 4000 億 kWh 以上の電力供給を行うことができる。**

1～3 を合わせて考えれば、2030 年度には必要な電力量の殆どを、省エネルギー、自然エネルギー、天然ガス火力発電、コージェネレーションで供給できる十分な可能性があります。これに廃棄物発電や副生ガス発電などによる発電を加え、既存の石炭火力発電の一部をバックアップ電源として確保しておけば、原子力発電を継続する必要性は見えてきません。

図 1-15　2010、2013 年度と 2030 年度の電源構成比較



出典：自然エネルギー財団作成

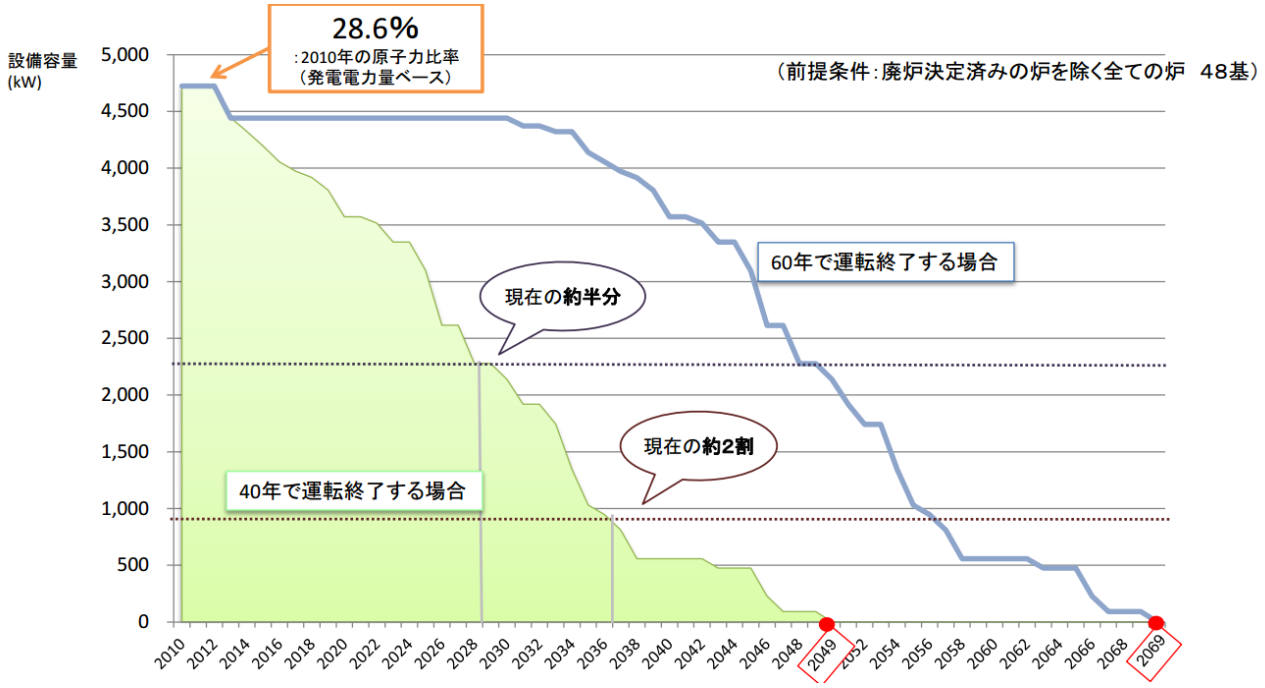
まさしくエネルギー基本計画に書かれているように、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより」、原子力発電の必要がゼロになるまで、「可能な限り低減させる」ことができるのです。

原発の 40 年超の長期運転と新増設

2015 年 1 月末から開始されたエネルギーの長期需給見通しの検討の中で、2030 年度の原子力発電の割合について、15%、20%、25%などの数値が提起されています。原発の割合について重要なのは、こうした数値が、現実の原子炉の稼働年限や新設との関係で、どのような意味を持つかを明確にすることです。

福島第一原発事故の痛切な教訓を踏まえて、原子炉等規制法には 40 年運転制限の原則が定められました。この原則を維持すれば、仮に現存する全ての原子炉が再稼働するようなことがあったとしても、2030 年末までに 48 基中 30 基の原子炉が運転を終了し、2030 年度に供給できる電力量は、2013 年度の年間発電量の 11%程度[9]にすぎなくなります（これは原発事故前 10 年間（2001-2010）の設備利用率の平均 67.8%をもとに、利用率 70%を前提にした数字です。原子炉の経年化、老朽化が進む中で、安全管理の観点から高い設備利用率を前提にすることはできません）。

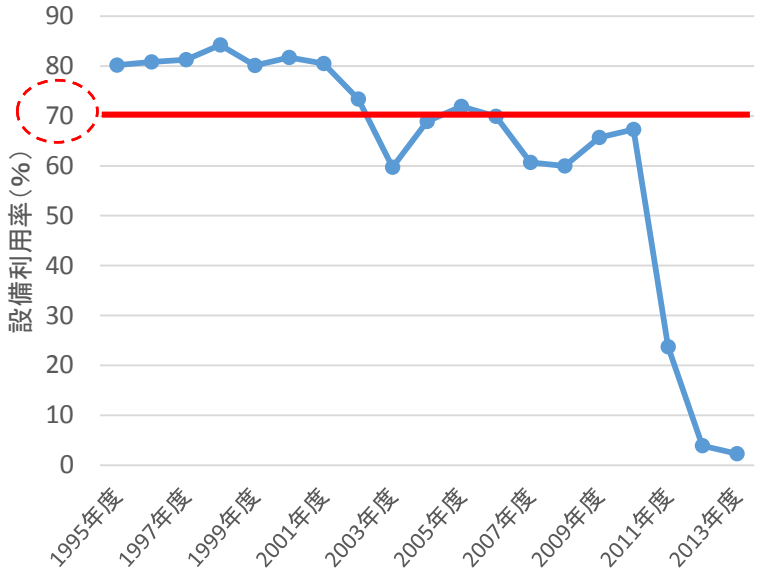
図 1-16　原子力発電の廃炉スケジュール



出典：経済産業省　原子力小委員会（第 11 回）配布資料より抜粋

[9] 2013 年度の年間発電量 1 兆 202 億 kWh、2030 年以降の残存容量 1891.3 万 kW、設備利用率 70%を前提に算定。

図 1-17　原子力発電の設備利用率推移



注）日本原電を含む
出典：電気事業連合会資料より自然エネルギー財団作成

仮に政府が言うように「福島原発事故前に設置許可が出ている原発は新増設にあたらない」として、その稼働を見込んだとしても、供給可能なのは 13%にとどまります[10]。これよりも多い電力量を原発で供給するためには、原発の新増設か 40 年運転の例外を認めることが必要になるのです。

新増設はコスト的にもスケジュール的にも成り立たない

しかし、原子炉の新増設は、コスト的にも成り立たちませんし、スケジュール的にも 2030 年には間に合いません。

英国政府は原発の新設を可能にするために、火力発電よりも高い 1kWh あたり 15.7 円（1 ポンド＝170 円換算）という価格保証を 35 年間も行うことを決めました。日本で震災後に行われた様々な世論調査の中では、原発の新増設を支持する意見は、再稼働を支持する意見に比べても、さらに少数でした。当面の電力料金上昇への懸念から再稼働をやむを得ないと考える人の中でも、新増設には反対という意見は相当数に及ぶと推測できます。

まして、どのように安全対策をほどこしてもリスクが残り、核廃棄物の処分先も決まらない原発を、価格保証までして作る政策を日本で支持する人はどれだけいるでしょうか。再稼働の是非と新増設の是非は全く次元の異なる問題です。

また、原子炉の新設にはこれまでも、10～20 年以上という長期間を要しました。新たな規制基準への適合、原発事故前とは比較にできないほど厳しくなった国民の監視を考慮するだけでも、これまで以上に稼働までの期間を要することは明らかです。

10 中国電力島根原発 3 号機、電源開発大間原発の発電量を参入。東京電力東通原発については、東京電力が建設再開の方針を示しておらず除外。

欧州で新設中の原子炉は建設だけで 10 年以上、建設費は 2.5 倍以上に

欧州では、最新型の安全対策をほどこしたとされる「欧州加圧水型原子炉（EPR＝European Pressurized Water Reactor)」の建設がフィンランド（オルキルオト 3 号機）とフランス（フラマンビル 3 号機）で進められています。オルキルオト 3 号機は 2005 年に着工され、2009 年の完成が予定されていましたが、たびたび予定が変更され、現時点では 2018 年完成予定になっています。フラマンビル 3 号機も同様に 2007 年着工、2012 年完成の予定でしたが、今のところ 2017 年完成予定となっています。直接の建設期間だけで 10 年以上を要しているのです（ちなみにこの二つの原子炉の建設費は、ともに当初の予定の 2.5 倍以上に膨れ上がり、85 億ユーロ、日本円にして 1.1 兆円以上になっています)。

2030 年まであと 15 年です。原子炉の新増設を必要とするような電源構成案は、全く現実性がありません。

米国では既設原発の閉鎖が相次ぎ、新設は延期とコスト増加に直面

米国では、ここ 18 年間新しく運転開始した原発はありません。現在 3 か所で計 5 基の原発が建設中ですが、そのうちの 1 基、ワッツバー2 号機は 1972 年に建設を開始したものですが、一時の中断をはさみ、すでに 43 年間「建設中」です。

他に建設中の発電所は、2013 年に建設開始されたボグトル発電所 3 号、4 号機とヴァージル C サマー原子力発電所 2 号、3 号機です。当初 2016 年の運転開始を予定していたボグトル 3 号と 4 号は、それぞれ 2019 年、2020 年へと延期され、延期によるコスト増は 40 億ドル以上といわれています。ヴァージル C サマー2 号と 3 号も、当初 2016 年、2018 年に運転開始といわれていたのが、両方とも 2019 年以降となり、12 億ドルのコスト超過といわれています。どちらも増加する建設コストをまかなうために、完成前から建設コストを消費者に課したり、電気料金の値上げを求める動きになっています。

一方、ここ数年で、5 基の既設原発が経済性を理由に閉鎖されました。これ以外にも、新しい安全規制や電力市場の経済性の問題で、少なくとも 10 基の原子力発電所が近年中にも閉鎖されると予測されています。

原発の過大な発電量を計画し、破綻してきた日本のエネルギー政策の歴史

新増設が 2030 年度の電力供給に間に合わない以上、原発の高いシェアを見込む電源構成案は、40 年運転という原子炉等規制法の原則の例外をあらかじめ想定する案になります（表 1-4)。

特に 20%では 14 基、25%では 24 基という多くの原子炉の運転延長が必要になります。このように多くの原発の長期運転を行えば、必然的に新たな原発事故のリスクを高めることになります。

表 1-4　各割合に必要な運転延長基数

原発の発電量に占める想定割合	延長基数
15%（1530 億 kWh）	4 基
20%（2040 億 kWh）	14 基
25%（2550 億 kWh）	24 基

注）2013 年度の発電量をもとに算定。
出典：自然エネルギー財団作成

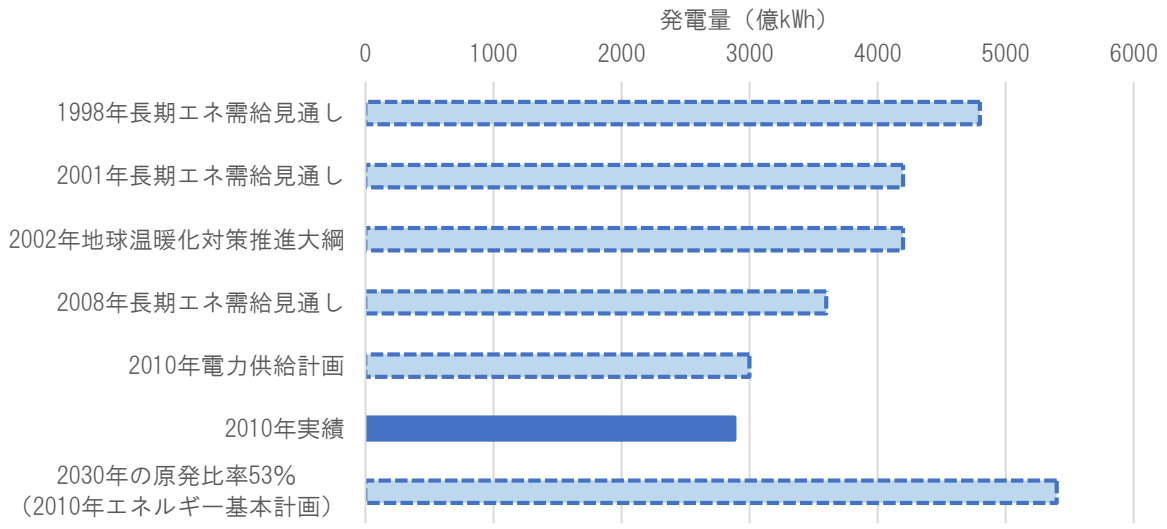
さらにここで指摘しておくべきなのは、このような高い依存率を見込むことが、過大な原発の発電量を想定しては、実現できずに終わったこれまでの日本のエネルギー政策の失敗を繰り返すことになる恐れが高い、ということです。

震災後の原発をめぐる事態の推移を考慮すれば、全原子炉の再稼働と 2 基の新たな原子炉の稼働を見込むこと自体、その実現可能性には疑問が大きいと言わざるをえません。東海地震の想定震源域の中にある浜岡原発など、再稼働を見込むこと自体の妥当性が問われる原発もあります。また、建設中の大間原発は、フル MOX 燃料を使う世界初の試みであり、函館市が建設凍結を求めて訴訟を起こしています。これに加えて、原則的には認められていない運転延長を多くの原子炉について前提とするような案は、相当、現実性を欠くものと言わざるをえません。

これまでも政府が策定した様々なエネルギー需給見通しや計画は、原発の高い稼働率や多くの新設計画などを前提にし、結局、実現できずに破綻するということを繰り返してきました。これまで日本で原発による発電量が最も大きかったのは、1998 年度の 3322 億 kWh であり、2000 年代に入ってからはほとんどの年で 3000 億 kWh を下回ってきました。これに対して、政府の想定の多くが 4000 億 kWh 以上もの発電を見込んできたのです。2010 年策定の「エネルギー基本計画」では、2030 年に 53%[11]もの電力供給（5000 億 kWh 以上）を原発に依存し、破綻したのはその最新の事例です。

電力需給計画の中で原発依存度を高くすることは、まず計画段階で省エネルギーの促進や自然エネルギーの拡大、さらには天然ガス火力の効率化などの必要性を弱める効果を持ちます。そして、実践段階では、予定していた原発による発電量が確保できず、結果的に石炭火力や石油火力などへの依存を高め、燃料費の高騰や二酸化炭素排出量の増大を招きます。今回のエネルギーミックスの策定にあたっては、このような過去の過ちを繰り返すことは避けるべきです。

図 1-18　過大な原発の発電量を見込んできた政府の供給見通しと計画



出典：自然エネルギー財団作成

[11] 2010 年のエネルギー基本計画における原発比率「53%」は大規模電源における比率（コージェネレーションを除いたもの）である。コージェネレーションを含めた場合、原発比率は「46%」になる。

第４章　「持続可能な電源構成」の内容とその意義

１　「持続可能な電源構成」の内容

前節までに述べてきた各電源についての考え方に基づいて、2030 年度の電源構成の姿を示せば、表 1-5 のようになります（以下では、この電源構成を「持続可能な電源構成」、略称で「JREF シナリオ」と呼びます)。電力供給の 45.3%は多様な自然エネルギーでまかなわれ、31.1%が天然ガスコンバインド発電によって、20.3%がコージェネレーションによって供給されることになります。これ以外に、廃棄物、副生ガスなどによる発電が 4.2%を供給します。二酸化炭素排出量の高い石炭・石油火力は基本的に使用しない想定ですが、既存の発電設備はバックアップ電源としての役割を果たすことになります（2030 年時点で稼働 40 年未満の石炭火力は 3069 万 kW あり、これがバックアップ電源になることを想定しています)。

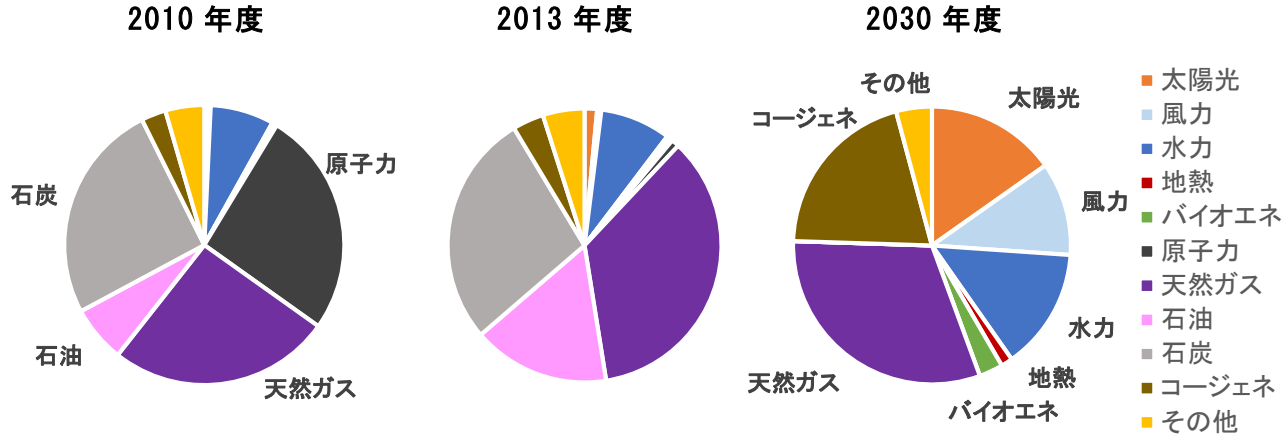
また、前述のように電力需要を満たすために必要がないため、「エネルギー基本計画」にある「原発依存度を可能な限り低減する」立場から、このシナリオでは 2030 年度における原子力発電の利用は想定していません。

表 1-5　2030 年度の「持続可能な電源構成」

		2010年度	2013年度		2030年度		
		発電量 (億kWh)	発電量 (億kWh)	割合	発電量 (億kWh)	割合	設備容量 (万kW)
自然エネルギー合計		954	1,126	11.0%	3,500	45.3%	16,647
	太陽光	38	151	1.5%	1,175	15.2%	10,000
	風力	43	50	0.5%	840	10.9%	3,600
	水力	809	849	8.3%	1,095	14.2%	2,378
	一般	441	-		464	6.0%	1,178
	中小	368	-		631	8.2%	1,200
	地熱	26	26	0.3%	104	1.3%	165
	バイオエネルギー	37	51	0.5%	215	2.8%	361
原子力		2,882	94	0.9%	0	0.0%	0
LNG		2,836	3,607	35.4%	2,403	31.1%	5,379
石油		721	1,649	16.2%	0	0.0%	0
石炭		2,807	2,815	27.6%	0	0.0%	3,069
コージェネレーション（CGS）		314	376	3.7%	1,570	20.3%	2,549
その他		494	501	4.9%	322	4.2%	N/A
総計		**11,036**	**10,202**	100%	**7,725**	100%	**27,500**

注 1）自然エネルギー合計には「バイオエネルギーCGS」も含まれる。
注 2）「その他」には、廃棄物、黒液、副生ガスが含まれる。
注 3）若干の誤差が含まれるため、各項の合計と総計が一致しない。
出典：自然エネルギー財団作成

図 1-19　電源構成割合の変化



出典：自然エネルギー財団作成

自然エネルギーの中で最大の割合を占めるのは太陽光発電で、全体の 15.2%を供給します。ついで水力発電が 14.2%、風力発電が 10.9%、バイオエネルギーが 2.8%、地熱が 1.3%となっています。様々な自然エネルギーがバランスよく発電を担うことで、電源の多様性を確保することになります。

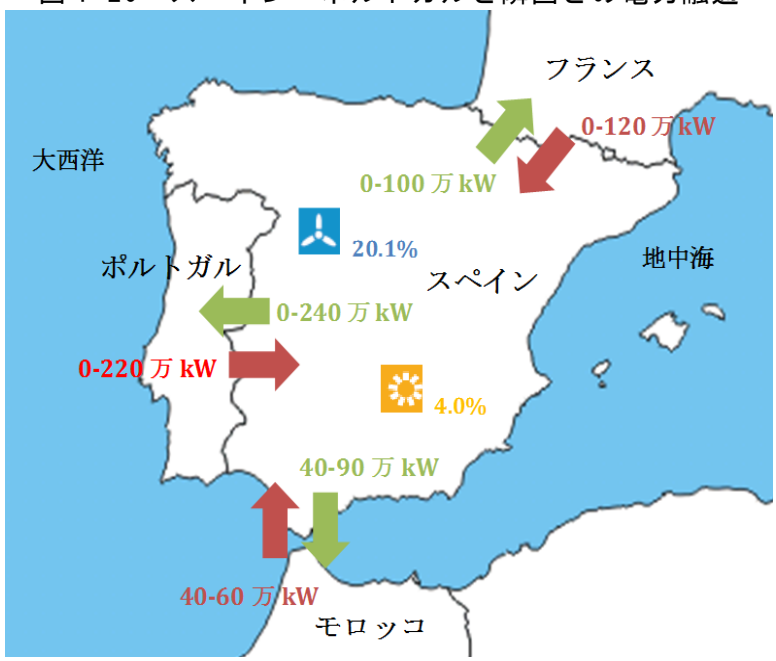
系統運用面での実現可能性

JREF シナリオの中では、変動型自然エネルギーである風力と太陽光の合計が電力供給の 26%を占めています。これは図 1-6 で見たように、デンマーク、スペイン、ポルトガルの 3 国が 2013 年時点で実現している水準とほぼ同じです。

特に着目すべきなのは、欧州の他国の電力系統との連系が小さいスペインやポルトガルですでに同等の率の変動型自然エネルギーを自国の系統に統合し、安定的に電力供給を維持していることです（図 1-20）。

こうした先駆的な経験を学べば、今から 15 年後の 2030 年時点で、日本においてこの程度の変動型自然エネルギーを取り入れることができないはずはありません。

図 1-20　スペイン・ポルトガルと隣国との電力融通

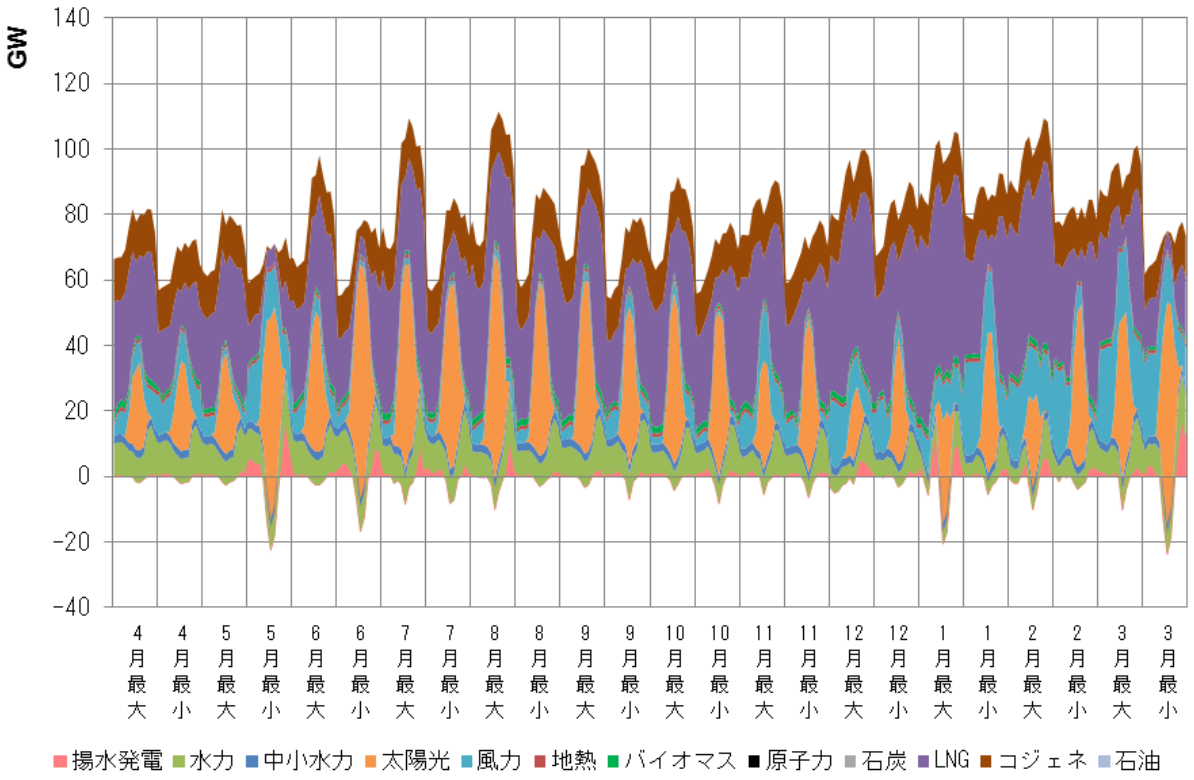


注）風力、太陽光の割合はスペインとポルトガルを一体とみなして算出している。
出典：REE, the Spanish Electricity System 2013 (2014); IEA, Electricity Information 2014 より自然エネルギー財団作成

また、自然エネルギー財団では、今回、電力需要の時間変動データ、気象データ、系統情

報などを入力した電力需給モデル（「SWITCH-Japan モデル」）を用いて、JREF シナリオの系統運用上の実現可能性についてのシミュレーションを行いました（図 1-21）。その内容は各論で説明していますが、今回のシミュレーションでは、JREF シナリオで想定する変動型自然エネルギーの系統への統合が可能であることが示されています。JREF シナリオでは、2030 年時点における原子力発電の稼働を想定していないために、電力需要の少ない時期においても、自然エネルギーを導入する余地が大きいことなどが、その理由と考えられます。

図 1-21　JREF シナリオにおける需給バランス（日本全体合計）



注 1）24 日間（各月の最大最小需要日）の需給の時間変動（2 時間×12 区分）をプロットしている。
注 2）マイナス方向の伸びは揚水発電が水をくみ上げ、電力を消費している様子を示している。
出典：自然エネルギー財団作成

２　「持続可能な電源構成」の意義

本提言の冒頭に、「日本のエネルギー政策がめざすべきもの」として 4 つの政策目標を示しました。ここで示した JREF シナリオは、この 4 つの政策目標の実現に資するものであり、大幅な省エネルギーの促進、欧米並みの自然エネルギーの導入を特徴としています。

(1)　自給率を高め、エネルギー安全保障を強化

政策目標の第一は、「環境制約の中で必要なエネルギーを安定的に確保する」です。

「持続可能な電源構成」は電力供給の 45%を自然エネルギーで供給します。このうちバイオエネルギーの一部については、燃料が海外から輸入される可能性がありますが、それを考慮しても、電力の 4 割以上は純国産の自然エネルギーで供給されるため、電力に関わるエネルギー自給率が 4 割以上になります。

また、石油火力発電を全廃するため、中東での政治情勢、治安の変化などによるエネルギー安全保障上のリスクを解消することができます。

火力発電はほとんどが天然ガスコンバインド発電になりますが、その発電量は、原発が停止していた 2013 年度だけでなく、原発事故前の 2010 年度よりも少なくなります。天然ガスの調達先は、現在でも石油よりずっと多様であることに加え、今後は北米などからの輸入拡大により、分散化が進むとされています[12]。

以上のように、JREF シナリオは、

i.　国産の自然エネルギーの拡大、
ii.　中東依存度の高い石油火力の全廃、
iii.　天然ガスコンバインド発電による発電量の減少、調達先の多様化

によって、日本の電力に関わるエネルギー安全保障を格段に強化することになります。

(2)　海外に流出する燃料費を 2010 年度よりも削減

政策目標の第 2 は、「『国富の流出』を招かず、国と地域を豊かにする」です。「持続可能な電源構成」は、2030 年度の時点において原子力発電の稼働を想定していませんが、発電に要する燃料費を福島原発事故前の 2010 年度に比べても大幅に削減できることができます。

具体的には、発電用の化石燃料費の総額は、2010 年度の 4.4 兆円から、2030 年度には 3.9 兆円へと 11%減少します。また「国富の流出」が言われた 2013 年度と比較すれば、半減することになります。

[12] 経済産業省の試算では、2020 年時点で北米・オーストラリアからの輸入が 6 割を占める。（日本経済新聞電子版、2014 年 10 月 13 日付）

このような大幅な燃料費の削減が可能になるのは、

i. バイオマス以外の燃料費を必要としない自然エネルギー発電が全体の 4 割以上の電力を供給する。

ii. 2010 年度比で 30%の省エネが行われているため、全体の発電電力量が、1 兆 1036 億 kWh から 7725 億 kWh へと減少している。

iii. 火力発電の中でも最もコストの高かった石油火力を全廃している、

という理由によるものです。

(3) 発電からの二酸化炭素排出量を 70%削減

政策目標の第 3 は、「気候変動の危機回避に必要な役割を果たす」です。JREF シナリオでは、この発電起源の二酸化炭素排出量は、2010 年度の 4.0 億トンから、1.2 億トンへと 70%という大幅な削減をすることができます（1990 年度比（3.3 億トン）では 63%減）。日本の二酸化炭素排出量の中で発電起源の排出量は、4 割を占める大きなものですから、発電部門の 70%削減により、日本全体の排出量の 3 割弱を削減する効果があります。

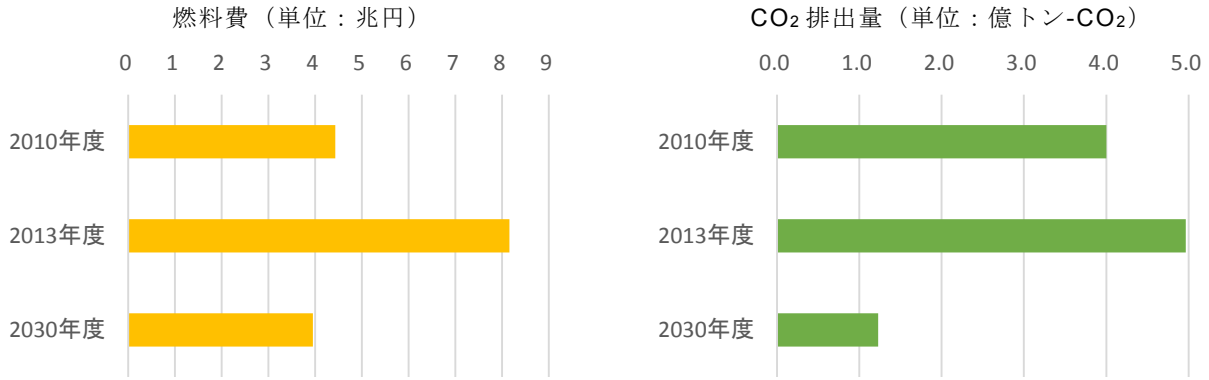
(4) 原子力発電所の事故リスクを回避

政策目標の第 4 は、「二度と原発事故の惨禍をもたらさない」です。JREF シナリオでは、2030 年度時点での原子炉の稼働を必要としていませんから、大規模地震や津波、テロなどが運転中の原発を襲い、メルトダウンのような事態が発生するリスクはありません。

もちろん、稼働が停止していても、発電所には燃料プール内に大量の使用済み核燃料などが貯蔵されていますので、事故の発生するリスクは残りますが、稼働している場合に比べれば、リスクは小さくなります。

これは原発の稼働を見込むシナリオとの大きな違いです。

図 1-22 「持続可能な電源構成」により、燃料費・二酸化炭素排出量を削減



出典：自然エネルギー財団作成

３　2030 年のその先を展望する

2030 年の電源構成に関しては、すでにいくつかの提案が公表されていますし、これからも様々な議論が行われていくことになるでしょう。この議論で大切なのは、「2030 年以降を展望した場合に、2030 年時点にどのような電源構成が望ましいか」、という視点を持つことです。

原子力発電は、前述のとおり、40 年運転の原則を守る限り、仮に「全ての現存する原発が再稼働し、建設中の 2 基が稼動する」という、相当、大胆な仮定をおいたとしても、2030 年で供給できるのは、2013 年度の全発電量の 13%程度でした。そして重要なことは、その後も年を追って廃炉になる原発が続き、その供給能力は急速に減少していくということです。2040 年には 4.8%になり、2049 年には現在、建設中の原発を除き、すべての原子炉が廃炉になります。

2030 年以降、急減する原子力発電の供給力を火力発電で代替すれば、それだけ二酸化炭素排出量の増加を招くことになります。日本政府は 2050 年までに 80%の温室効果ガス削減を目標として掲げており、2030 年以降の火力発電の増強は、この目標に反することにならざるを得ません。

一方、原発の新増設という選択肢が、日本だけでなく、少なくとも先進国では、コスト的に成り立たなくなっていることは、既に見たとおりです。また運転延長は、再度の原発事故の発生という深刻なリスクを負いながら、廃炉による供給力の減少という不可避の事態への直面を先延ばしするだけの選択肢であり、未来につながる道ではありません。

気候変動対策での日本の役割を放棄しない限り、2030 年以降に必要となる電力供給は、自然エネルギーを用いることが、最も合理的な選択です。

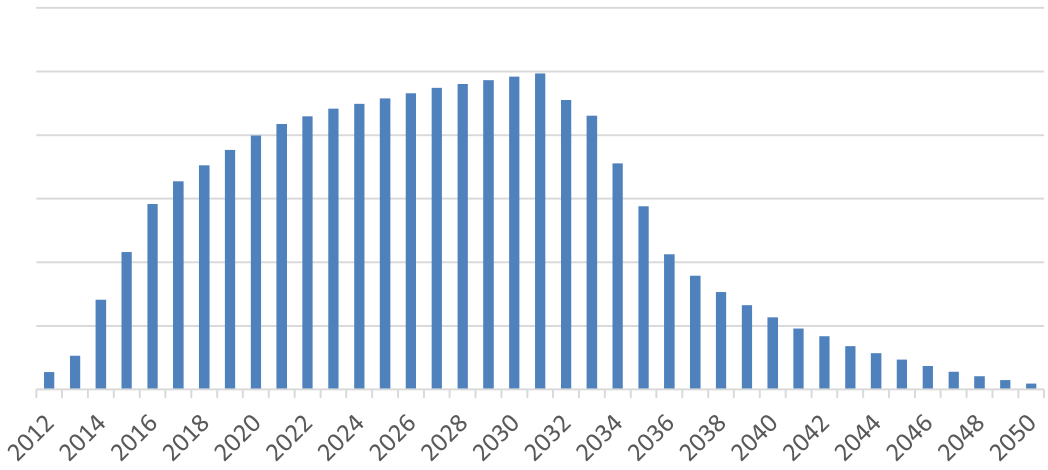
自然エネルギー発電の賦課金は 2031 年度以降、減少していく

今回、自然エネルギー財団が提案した 2030 年度のシナリオは、省エネルギーの促進を前提に、自然エネルギー、天然ガス発電、コージェネレーションで電力供給を担うというものです。このシナリオで重要なポイントは、発電コストの将来の増大を抑えることができるということです。省エネルギー化、高コストの石油火力の廃止、天然ガス発電の高効率化などによって、海外に流出する燃料費を大幅に削減できることは、すでに示したとおりです。

これに加えて、自然エネルギー発電の導入を支える固定価格買取制度の賦課金も、2030 年度までは増加しますが、それ以降は、図 1-23 に示すとおり、急速に減少していきます。これは、自然エネルギーの価格自体の低廉化が進むことに加え、買取期間が 10 年の住宅用太陽光発電を筆頭に、次々に買取期間を終了する発電設備が増えてくるからです（詳細は各論第 2 章を参照）。

さらにこの図には示されていませんが、買取期間の終わった太陽光発電などが、燃料費のかからない極めて安価な電力を供給し続ける、という大きなメリットも生まれてきます。

図 1-23　固定価格買取制度の賦課金は 2031 年度以降、減少していく



出典：自然エネルギー財団作成

2030 年度以降を展望すれば、気候変動対策の観点だけでなく、エネルギーコストの削減の観点からも、自然エネルギーのメリットが大きくなります。

欧州各国や米国のいくつかの州が、2030 年には 4 割以上の電力を自然エネルギーで供給する高い目標を決めているのは、気候変動対策に加え、こうした中長期的な経済的メリットもしっかりと把握しているからに他なりません。

今は安価な石炭火力の経済的メリットは、二酸化炭素排出への制約が厳しくなる中で急速に失われていくでしょう。原子力発電の発電コストは上昇を続けており、放射性廃棄物を増やし続ければ、どれだけの負担が次世代に残されるのか予想もできません。

将来を展望し、安定的でアフォーダブル（負担可能）な電力供給を実現するためにも、自然エネルギーの拡大を急ぐ必要があるのです。

持続可能な未来に向け、現実的な選択肢を選ぶ

政府のこれまでのエネルギー政策は、原発による大きな発電量を計画して、結局、実現できず、石炭・石油火力などで埋め合わせる失敗を繰り返してきました。原発と石炭火力への固執を続けるのは、持続可能でもなく現実的でもありません。

自然エネルギー財団の「持続可能な電源構成」で想定している省エネルギー率、自然エネルギー、天然ガス発電、コージェネレーションの導入数値は、日本の多くの企業や自治体などが、東日本大震災後の変化に直面して、新たに目標や計画として決めたものとほぼ同一です。日本のエネルギー政策に求められるのは、企業や地域、自治体の中で始まった、新しい動きにしっかりと立脚することです。

2030 年をめざすエネルギー選択で、自然エネルギーの大幅な拡大、エネルギー効率化の徹底をめざす政策を選択し、日本の企業の持つ力を最大限にいかすこと、そして、地域や自治体から起きている先駆的な動きを全国に広げること、これこそが持続可能な未来につながる、最も現実的な選択ではないでしょうか。

各論　　実現可能な未来

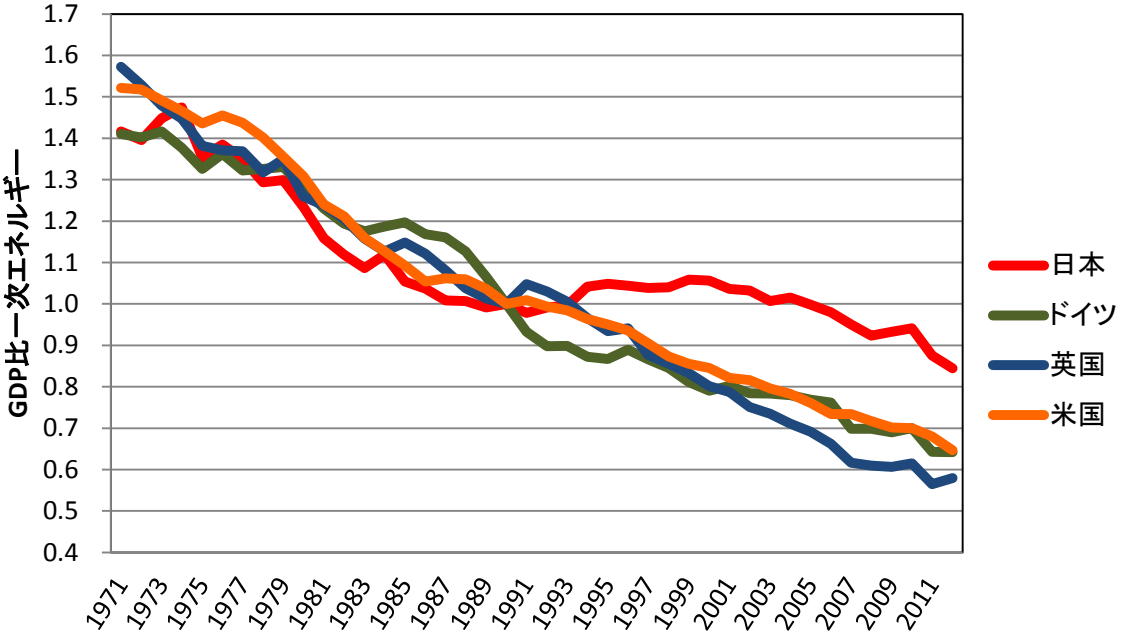
第１章　　省エネルギー

１　「省エネの失われた 20 年」

総論で述べたように、震災後の節電の取組みは、「日本にはもう省エネの余地がない」という「乾いた雑巾」論が誤りであったことを明らかにしました。日本では 1973 年の石油危機から 1980 年代半ばまではエネルギー効率化が進んだものの、90 年代以降から 20 年余、改善の進まない「省エネの失われた 20 年」になっていたのです。

日本での改善が進まない間に、欧米諸国はエネルギー効率化を継続的に進めてきました。図はその状況を示すものです。

図 2-1-1　日本と欧米諸国の GDP 比一次エネルギーの推移（1990 年＝1）



出典：IEA, CO_2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2014 より自然エネルギー財団作成

このように日本の省エネが相対的に遅れる中で、「日本は省エネ先進国」という見方は、国際的には通用しなくなってきています。2014 年に米国のエネルギー調査機関 The American Council for an Energy-Efficient Economy（ACEEE）が公表した「国際エネルギー効率化スコアカード」では、図 2-1-2 のように日本のエネルギー効率は世界第 6 位と評価されています。もちろんこうした各国比較は、基準の設定方法などで国の順位が入れ替わったりすることがあります。

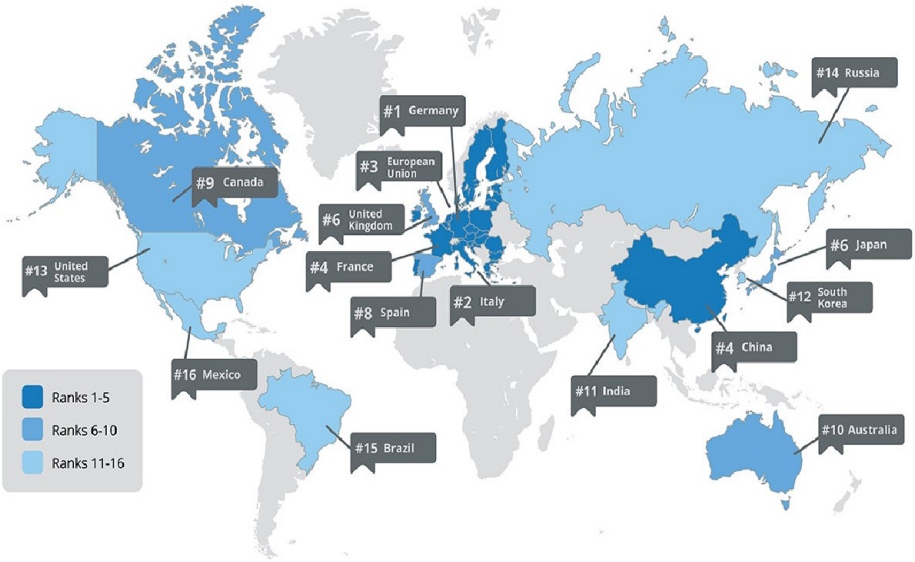
しかし、例えば住宅の省エネ性能に関しては、経済産業省が行った調査[13]でも、欧米に比べ省エネ性能が低いことが指摘されているなど、日本の省エネ対策の立ち遅れを指摘する調

[13] 野村総合研究所「平成 23 年度エネルギー使用合理化促進基盤整備事業　住宅・建築物の省エネ基準適合義務化に係る調査」

査は ACEEE だけに限られません。産業部門の電力消費の実に 75%を占める産業用モーターに関しても、欧米では数年前から進められた高効率化が、日本では 2013 年にトップランナー基準が作られるまで行われてきませんでした。

日本では当たり前のように使われる「日本は世界一の省エネ大国」という概念が、日本以外では通用しなくなっていることを認識し、省エネ対策の強化に取り組む必要があります。

図 2-1-2　国際エネルギー効率化スコアカード（2014 年）



1	ドイツ
2	イタリア
3	EU
4	フランス
4	中国
6	英国
6	日本
8	スペイン
9	カナダ
10	オーストラリア
11	インド
12	韓国
13	米国

出典：The American Council for an Energy-Efficient Economy

2　省エネルギーの大きな可能性

過去 20 年余、日本の省エネが停滞してきたということは、裏を返せば、今後に大きな可能性がある、ということでもあります。そのポテンシャルの大きさを、以下、いくつかの事例から見てみましょう。

(1)　産業部門の省エネの可能性

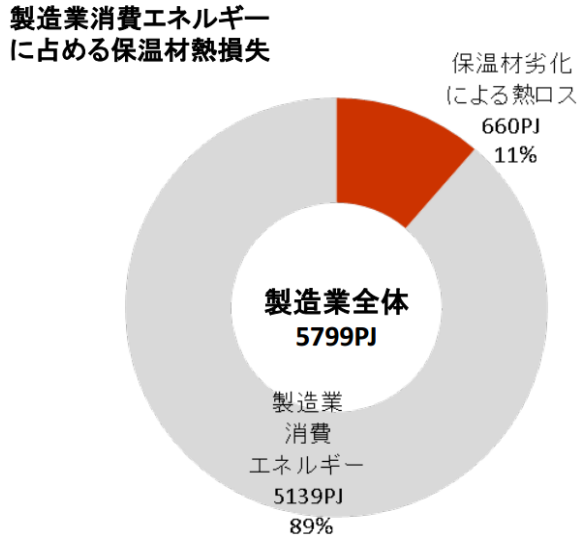
もう省エネの余地がないという「乾いた雑巾」論が最も声高に主張されてきたのは、工場などの産業部門に関してでした。しかし、総論第 2 章のグラフでも示したように製造業の効率改善が 20 年以上も進まない中で、最近では国の政策検討の場でも、産業部門の省エネの可能性が言及されるようになってきました。

一例をあげれば、「エネルギー基本計画」の策定後に設置された「省エネルギー小委員会」での議論です。その第 3 回小委員会に提出された一般財団法人　省エネルギーセンターの資料では、全部門に共通する問題として、「設備老朽化やメンテナンス不足によるエネルギーロスの増大」があると指摘し、以下のように述べています。

> ◆ **バブル期前後に導入した設備は、軒並み耐用年数を超え設備の老朽化が進展。**
> ◆ **更には経営環境悪化による補修費削減やベテラン人材リタイア等によるメンテナンス不足や更には設備機能劣化などにより、エネルギーロスが増大しているのではないか。**

その上で、具体例としてボイラーなど「熱供給設備における断熱性能劣化」をあげています。これは、屋外配管の老朽化やメンテナンス不足で、断熱材が写真のように劣化している状態を指し、これによる熱の損失だけで、「我が国の製造業のエネルギー消費の 10%以上になる大きな損失」という驚くべき指摘が行われています。(図 2-1-3)

図 2-1-3　製造業消費エネルギーに占める保温材熱損失（右写真：配管が露出している実際の例）



出典：経済産業省　省エネルギー小委員会（第 3 回）配布資料より抜粋

(2)　トップランナーの取組み

東日本大震災後、節電が広がる中で、意欲的なエネルギー効率化の取組みを開始したトップランナー的な事例が数多く生まれてきています。震災の前年 2010 年から大規模事業所に「温室効果ガスの総量削減制度」が導入されていた東京都では、制度の対象となっている工場で積極的な省エネルギー化が進められました。森永乳業の東京多摩工場、コニカミノルタの東京サイト日野、日本電気府中事業所、日野自動車羽村工場などは、その一例です。これらの工場では、生産ラインの見直し、冷水ポンプの運転台数の見直し、照明・空調などの見直しなど、様々な方法で生産活動に影響をあたえずにエネルギー消費量を削減してきました。

一方、全国に目を広げると、工場の新設を契機に大幅なエネルギー削減に取り組む企業もあります。その代表例の一つがコマツ（小松製作所）の「電力半減プロジェクト[14]」です。同社では、

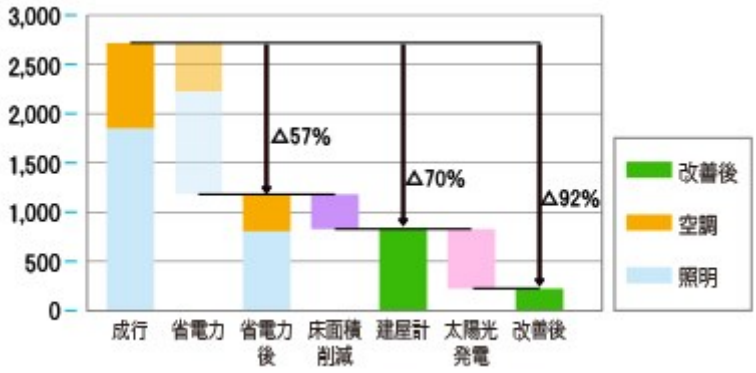
① 電力の見える化によるムダの排除
② 生産改革：加工設備、加工プロセスの改善
③ 代替エネルギーの利用

という三つの方法で電力の削減をめざすとしています。

注目されるのは、生産プロセスの見直しにまで踏み込んでエネルギー効率化を進めている点です。同社は、「ポンプやモーターなど補機類のインバータ制御化やきめ細かな停止により加工中、および待機中の電力使用を削減します。加工速度向上、設備稼働率向上により、加工時間、待機時間双方を短縮します」としています。

また、産業部門では従来、軽視されがちだった照明や空調などのユーティリティ部門にも着目して、ここでの電力削減を進めているのも特徴的です。同社の国内の主力工場である粟津工場では、2014 年 5 月、築 40 年を超えた 2 棟の組立工場を一つの新築工場に集約し、「最新の省エネ、ICT、生産技術を導入」するなどにより、2010 年度に比べ電力使用量の半減をめざしています。

図 2-1-4　粟津工場新建屋の電力削減率



出典：コマツホームページ

(3)　ゼロエネルギービル・住宅（ZEB、ZEH）をめざす施策

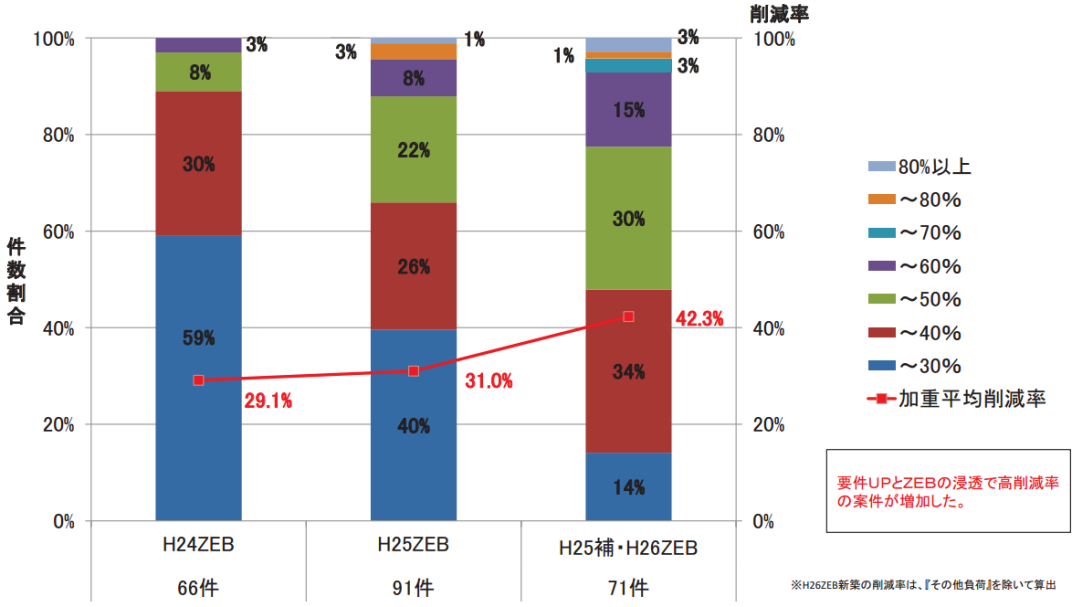
建築物に対する日本の省エネルギー基準は、これまであまり厳格なものではありませんでした。特に躯体の断熱性能などは欧米の水準より低いことが指摘されています。ビルや住宅の省エネ性能の向上をめざす施策の一環として、ゼロエネルギービル（ZEB）やゼロエネル

[14] コマツホームページ　http://www.komatsu.co.jp/CompanyInfo/csr/environment/2013/pr-03.html

ギー住宅（ZEH）の実現をめざす施策や民間の率先した取組みが行われています。ZEB、ZEH とは、躯体・設備の省エネ性能向上によるエネルギーの削減と、自然エネルギーによるエネルギーの創出（創エネルギー）により、年間の一次エネルギー消費量を正味ゼロにする建築物・住宅のことです。この取組みの結果からも、省エネルギーの大きな可能性を伺うことができます。

図 2-1-5 は、資源エネルギー庁の「ZEB 実証事業」に 2012 年度から 2014 年度の間に採択された建築物の一次エネルギー削減率を見たものですが、平均して 29.1%から 42.3%という大幅な削減が実現されています。

図 2-1-5　一次エネルギー削減率の推移



出典：一般財団法人　環境共創イニシアチブ

一方、住宅でも、ハウスメーカーが建築する一部の新築住宅において、既に ZEH（ゼロエネルギー住宅）が実現されるようになっています。例えば、積水化学工業　住宅カンパニーが公表した、「太陽光発電システム（PV）＋ホームエネルギーマネジメントシステム（HEMS）搭載住宅の電力量収支実邸調査（2014）」の結果によると、2011 年 4 月以降に販売したセキスイハイム 3545 棟のうち、2014 年の 1 年間に消費電力が発電電力を下回る「ネット・ゼロ・エネルギー住宅（ZEH）」となったのは 589 棟で 17%となっています。更に、「家電の消費電力を除いたゼロエネルギー評価＝ZEH（家電抜き）」も含めると約 66%が ZEH を達成したことを報告しています。

これらのゼロエネルギー住宅は、自然エネルギーによる創エネルギーでゼロを達成したものですが、給湯、家電、冷暖房の各分野で、電力消費量自体も他の新築住宅と比較して削減されていると報告されています。

3　省エネルギー可能性の試算

(1)　試算の方法

国の省エネルギー小委員会では、今後の省エネルギーの可能性の試算方法として、市場における高効率機器の普及台数を予測し、現状の機器との効率差に基づいて、エネルギー消費の削減を予測する方針を示しています[15]。

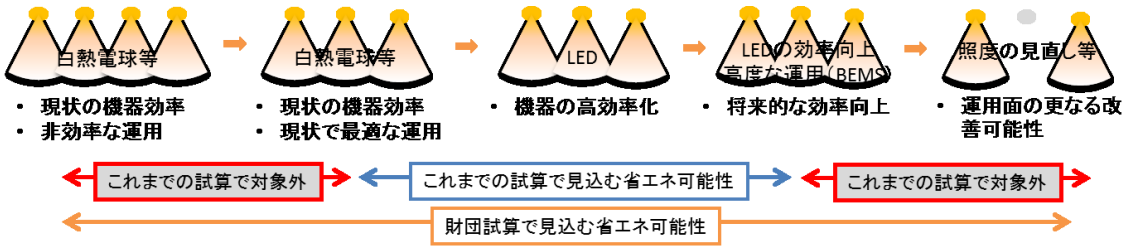
これは、従来から国における省エネルギー試算で用いられてきた方法です。しかし、この方法では、現状の電力消費の無駄をなくす効率化の効果や、これまでの明るすぎた照明の照度を見直すこと、クリーンルームやマシンルームの温度湿度設定の見直し等、運用面をより効率化していくことによる省エネの可能性を把握することができません。

これに対し、自然エネルギー財団の試算では、機器の効率改善だけでなく、エネルギー消費の無駄の削減や、運用面の見直しの効果を見込むことで、省エネの可能性の全体像を評価しています。省エネを着実に進めていくためには、高効率機器の普及だけに着目するのではなく、電力・エネルギーが実際に何に使われているかを把握して、無駄なエネルギー消費をなくすこと、そしてより効率的な運用を検討することが必要です。

自然エネルギー財団では、今回の試算にあたって、次のような三つの要素を織り込みました。

① 機器の高効率化
② これまでの非効率な運用の改善
③ 運用基準の見直しなど、更なる効率化の可能性

図 2-1-6　省エネの評価における財団試算と政府試算の考え方の違い



出典：自然エネルギー財団作成

なお、今回の試算の前提となるマクロ経済フレームは、2012 年に策定された「革新的エネルギー・環境戦略」で採用された慎重ケース（実質経済成長率：2010 年代 1.1%、2020 年代 0.8%）を使用しています。また、以下の具体的な省エネルギー率の試算は、電力について行っています。

[15] 経済産業省　省エネルギー小委員会（第 9 回）配布資料

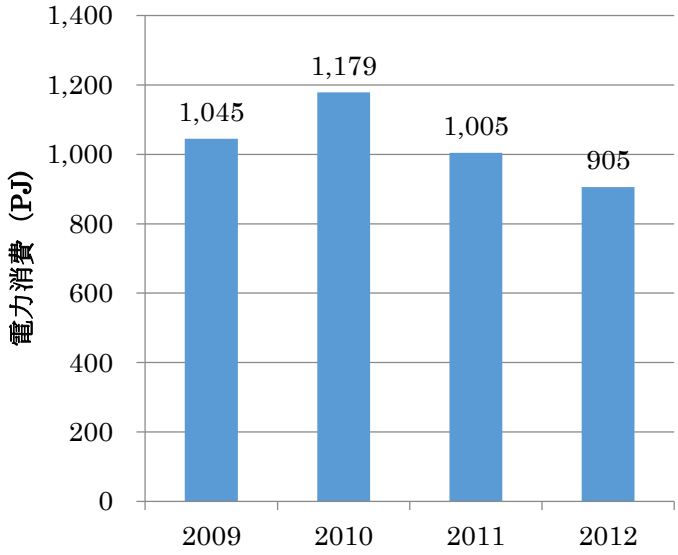
(2)　産業部門の省エネルギー可能性の試算

産業部門の省エネルギー可能性の試算については、前述の考え方に従い、具体的には次のように行いました。

① 運用の改善

総合エネルギー統計によると、産業分野の電力消費は 2010 年から 2011 年にかけて、約 15%削減しています。この削減分には、生産量の変化などの影響もありえますが、多くは東日本大震災以降の節電努力の影響によるものと判断できます。また、その節電の内容は 1 年間という短期間で行われたものであることから、設備の更新ではなく、主に無駄の排除など運用面での改善によるものと考えられます。図 2-1-7 に示されているように、2012 年には更に 10%程度の削減が進んでおり、今回の推計では、2010 年から 2011 年への削減は運用改善の効果として定着していると判断しました。

図 2-1-7　産業部門のエネルギー消費



出典：資源エネルギー庁「2012 年度総合エネルギー統計（エネルギーバランス表）」より自然エネルギー財団作成

② 機器の効率改善

機器の効率改善の推計については、生産設備の改善と、ユーティリティ設備（照明、空調など）の改善にわけて推計を行いました。

産業部門のうち、まず、素材産業については、省エネ法に基づくベンチマーク指標の達成状況（経済産業省）をもとに、生産設備の改善可能性を評価しました。このベンチマーク制度では、各業界で全体の約 1～2 割の事業者が満たしている水準（平均値に標準偏差（σ）を加えた値よりも高い水準）を、目標値として定めています。2013 年度の報告結果をもとに、表 2-1-1 に示すように、業界ごとに平均効率から目標効率までの改善分を省エネの可能性としました。

表 2-1-1　省エネ法に基づくベンチマーク達成状況

	単位	目標効率	平均効率	分野省エネ余地
高炉による製鉄業	kl/t	0.531	0.59	10.0%
電炉による普通鋼製造業	kl/t	0.143	0.18	18.7%
電炉による特殊鋼製造業	kl/t	0.36	0.53	22.5%
電力供給業	%	100.3%	99.2%	0.9%
セメント製造業	MJ/t	3891	4108	4.0%
洋紙製造業	MJ/t	8532	14464	31.4%
板紙製造業	MJ/t	4944	8723	37.6%
石油精製業	-	0.876	0.946	6.9%
石油化学系基礎製品製造業	GJ/t	11.9	12.5	4.3%
ソーダ工業	GJ/t	3.45	3.59	2.5%

出典：資源エネルギー庁「エネルギーの使用の合理化等に関する法律に基づくベンチマーク指標の報告結果について（平成 25 年度定期報告分）」より自然エネルギー財団作成

次に、ベンチマークが作成されていない非素材産業の生産設備については、省エネルギー法が年に 1%の効率改善を求めていることを踏まえ、2011 年から 2030 年までに 10%の改善が行われると想定しました。

最後に素材産業、非素材産業ともにユーティリティ設備については、後述する業務部門と同等の効率改善（29.3%）が可能と想定しました。

③　試算結果

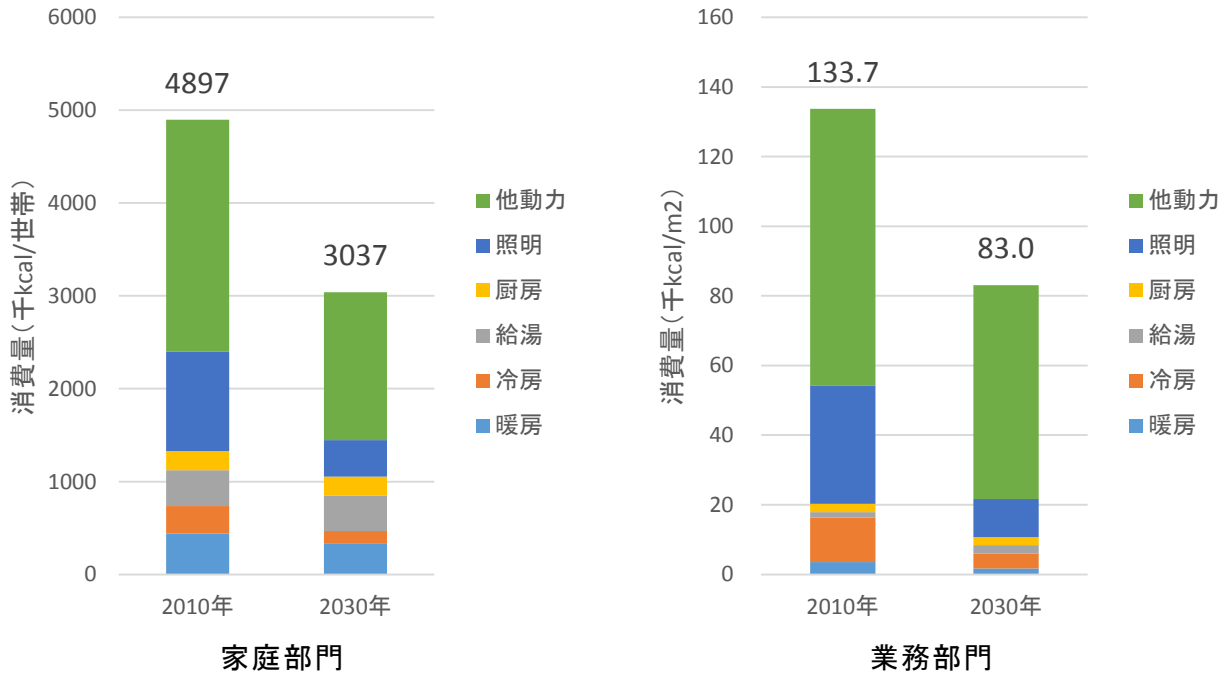
以上の方法で、産業部門の省エネルギーの可能性を試算した結果、2030 年に 2010 年比で 27.3%の削減が可能であることがわかりました。

(3)　家庭部門・業務部門の省エネルギー可能性の試算

家庭部門・業務部門の省エネルギーの可能性の試算も産業部門と同様に、2011 年から 2012 年にかけての削減を運用改善による削減分とみなした上で、今後については、暖房や給湯での燃料転換、運用基準の見直しなどによる需要の変化をみこみ、これに機器の効率改善による省エネルギー効果を加えて、試算しました。機器の効率改善、運用面での改善など、対策の効果については、国立環境研究所による AIM モデルの「対策導入量等の根拠資料」を参考にして設定しました。

試算の結果、図 2-1-8 に示す通り、家庭部門でも業務部門でも 4 割近い削減が可能であることがわかりました。

図 2-1-8　家庭部門・業務部門の省エネルギー可能性の試算結果



出典：自然エネルギー財団作成

照明の改善

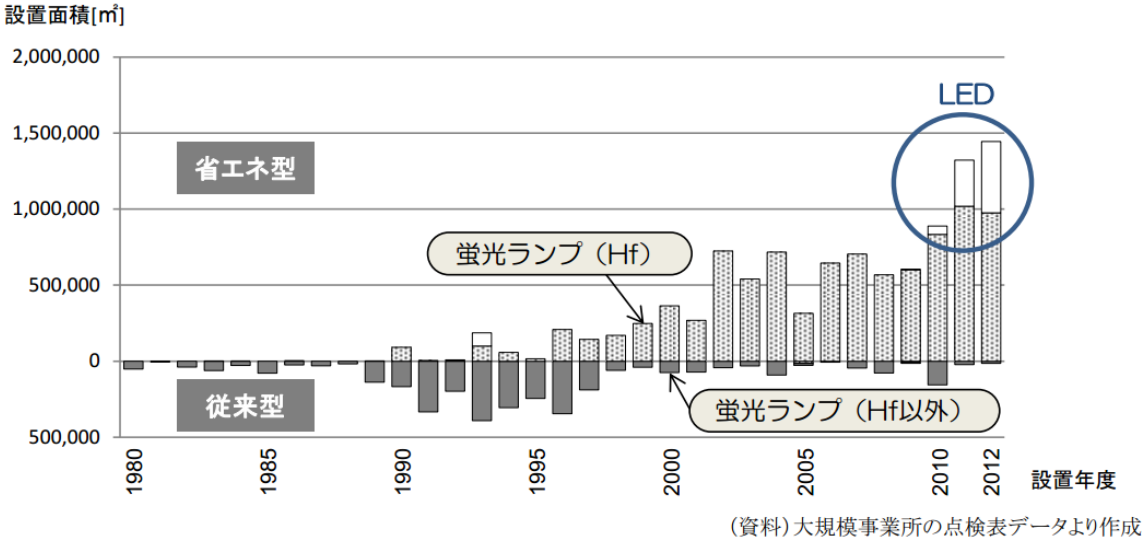
業務、家庭部門でのエネルギー効率化の可能性の大きさを示す代表例は照明です。照明のための電力は、業務部門でも家庭部門でも全電力使用量の 2 割程度を占めています。

家庭部門の照明分野における電力消費は、2010 年から 2011 年にかけて、すでに 5.8%減少していました[16]。震災を契機に、無駄な照明の使い方が見直され削減されたものと考えられます。

運用改善に加え、今後は LED 照明の普及により大幅な省エネが進むことが期待されます。図 2-1-9 は東京都の総量削減義務制度の対象事業所で、従来型の照明が高効率な蛍光ランプに替わり、更に震災後は LED が急速に普及し始めている状況を明確にしめしています。

[16] 日本エネルギー経済研究所　計量分析ユニット編（2014）「エネルギー・経済統計要覧」

図 2-1-9　都内事務所エリアの照明器具設置状況（大規模事業所）



出典：東京都環境局

照明機器の効率は照度（lm:ルーメン）と電力消費（W:ワット）であらわされます。現状の消費電力の少ない蛍光灯の効率は 86 lm/W ですが、LED の効率は 2030 年に 200lm/W という水準に達すると想定されています。これは電力消費が約 57%削減されることを意味しています。LED は 2030 年時点で 100%の普及が想定されており、この実現によって照明分野の電力消費が大きく削減されると期待されます。

さらに、日本では、海外と比較して建物の照度基準が高すぎると指摘されています。つまり照明が明るすぎるのです。今後、照明の利用のあり方が見直されたり、あるいは HEMS・BEMS の利用によって照明の運用がより効率化されたりすることで、照明分野の運用が改善され、さらなる無駄の削減や効率化が可能であると期待されます。

4　省エネルギー化に影響を与える要因

「電力化」の影響は小さい

ここまで述べてきたように、日本の電力需要には大きな削減の可能性があります。一方、逆に、エネルギー消費全体の中で天然ガスや灯油などに替わって電力の使用が増える「電力化」の進展によって電力需要が増えるという意見もあります。

自然エネルギー財団の今回の試算でも、空調や給湯分野、産業における電炉利用増などで電力利用の機会が増加することを織り込んでいます。しかし、試算の結果、電力化の進捗による電力消費の増加量は限定的なものであることが明らかになりました。

暖房では、灯油などの燃料利用からエアコンへの移行が進むことから、電気の利用機会が増加することを想定しています。一方、空調では、機器の効率改善と建物の断熱化によって、エネルギーの利用効率が向上すると考えられます。その結果、今回の試算では、暖房における電力化（エアコンへの移行）による電力消費量の増加量を効率改善効果による削減量が上回り、全体としては、電力消費量が削減される結果となりました。

また給湯分野でも、灯油や燃料の利用から、ヒートポンプ給湯機への移行が進むことで、電気の利用機会が増加することを想定しています。同時に、灯油など従来型の給湯器から、高効率のガス給湯器への移行も同時に進むことや、効率の低い電気温水器からヒートポンプ給湯機への移行が進むことを想定しています。そのため、ヒートポンプ給湯機への移行が進むものの、そのシェアは限定的にとどまること、電気温水器の代替も進むため、給湯分野における電力消費は家庭分野で現状維持程度、業務分野で現状の 1.5 倍程度にとどまると推計しています。

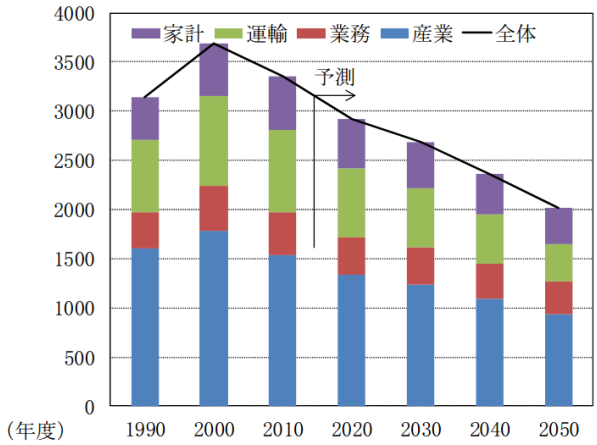
総論で述べたように、日本は、欧米諸国と比較しても、電力化率はすでに最も高い水準にあります。今後、ZEB、ZEH のようにネットエネルギーゼロをめざす住宅、建築物が増加していくこと、コージェネレーションの普及で効率的な熱供給が促進されること、更には太陽熱の普及を促進することなどにより、総合的なエネルギー政策の観点からは、電力化率が高まる方向だけには進まないと考えられます。

産業構造の変化

前述のように、今回の試算の前提となるマクロ経済フレームは、2012 年の「エネルギー環境会議」で示された慎重ケースを使用しています。この慎重ケースで想定する実質経済成長率は 2010 年代 1.1%、2020 年代 0.8%というものですが、例えば粗鋼生産量についてリーマンショック前の生産量維持を前提とするなど、産業構造については大きな変化を見込んでいません。

2014 年 11 月に公益社団法人　日本経済研究センターが発表した報告書は、非製造業が主体となる産業構造に転換すれば、エ

図 2-1-10　経済全体の構造変化を考慮したエネルギー消費量の試算（単位：兆 kcal）



出典：日本経済研究センター

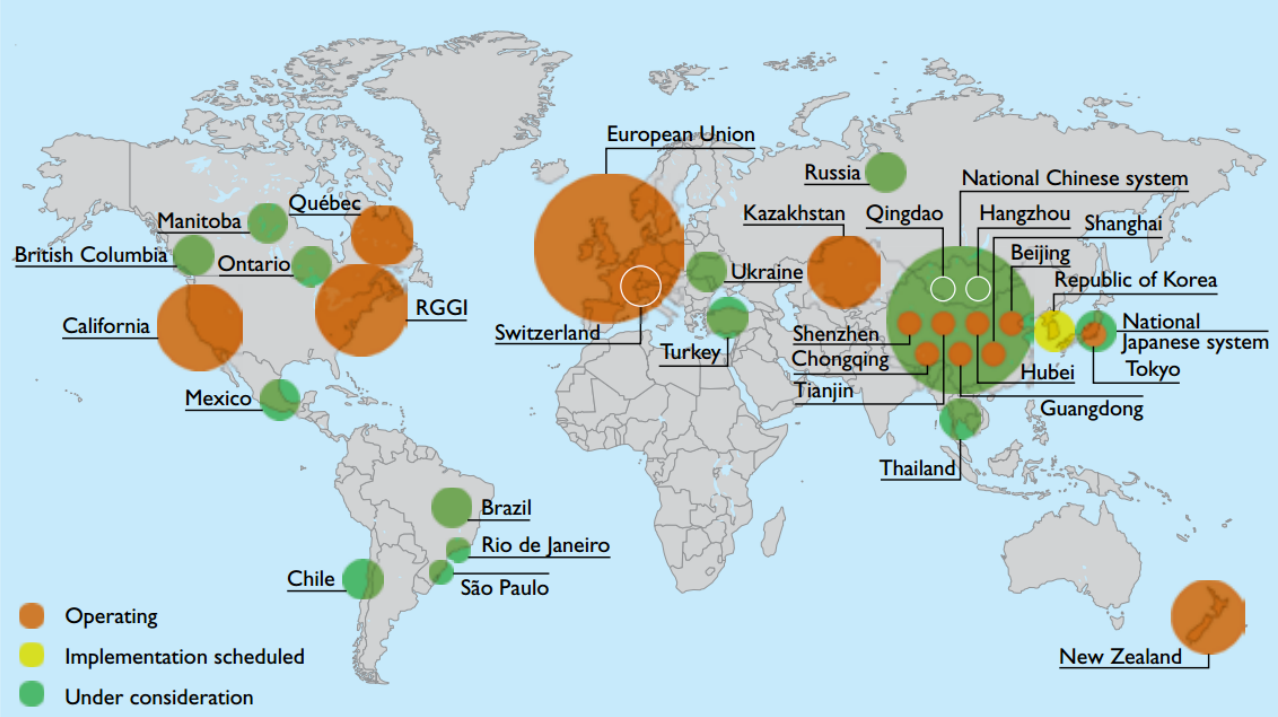
ネルギー消費量は 2050 年度までに 2010 年度比で 40%減少すると予測しています。今回の自然エネルギー財団の 2030 年推計は、大きな産業構造の変化を前提としていませんが、日本経済研究センターのような想定を織り込めば、さらなるエネルギー効率化の可能性があることも示唆されます。

エネルギー効率化を進める政策の選択

今回の 2030 年の電力需要の推計では、2010 年比で産業部門では 3 割弱の、家庭部門・業務部門では 4 割弱の削減の可能性が明らかになりました。総論で示した「持続可能な電源構成」では、この試算を前提に 30%の電力使用量の削減を想定しました。

もちろんこのような削減の可能性は、自動的に実現されるものではなく、エネルギー効率化を推進する的確な政策の選択が必要です。この点に関して、「省エネルギー小委員会におけるこれまでの議論の中間的整理」では、既存の施策の不十分さへの認識は示しつつも、「省エネルギー対策に係る国の役割」として、「規制に関して言えば、国として事業者に対し誘導的なガイドライン等を示すことは有効であるが、経済的・技術的に到達が困難な範囲まで事業者の行動を制限するような規制は逆に事業者の成長の妨げとなる」と述べています。

図 2-1-11　世界における排出量取引の現況



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries, and to the name of any territory, city or area.

出典：IEA, Energy, Climate Change & Environment 2014 (Executive Summary)

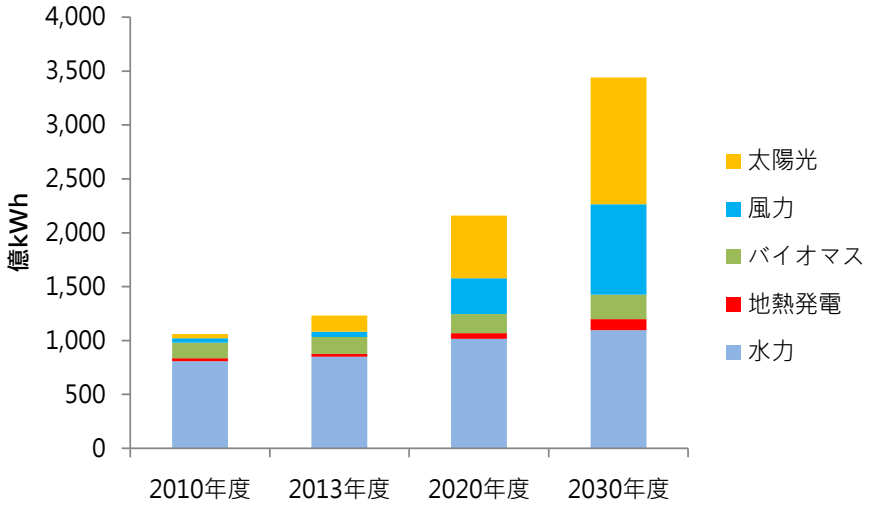
規制が合理的なものでなければならないのは当然です。しかし、これまでの政府の検討では欧州諸国や米国の諸州、東京都だけでなく、韓国政府や中国の地方政府にまで導入が拡がってきた総量削減義務と排出量取引制度など、強力にエネルギー効率化を進める施策について、まともな検討すら行われてきませんでした。今後は、こうした施策も含めて、省エネルギーを促進する施策の本格的な検討が行われるべきです。

第２章　　自然エネルギー

１　本章の目的

自然エネルギー財団が提案する「持続可能な電源構成（以下では、「JREF シナリオ」と呼びます)」では、2030 年度に日本の総発電電力量 7725 億 kWh のうち自然エネルギーの総発電量が 3500 億 kWh に達することを想定しています（図 2-2-1、表 2-2-1)。

図 2-2-1　JREF シナリオの自然エネルギー発電量の想定



出典：自然エネルギー財団作成

表 2-2-1　自然エネルギーの設備容量（単位：万 kW）

	直近年（実績）	2030 年度（JREF シナリオ）	備考
太陽光	1,432	10,000	JPEA（2014）の 2030 年度の目標値を参照した。
風力	271	3,600	JWPA（2014）の 2030 年度の中期目標値を参照した。ただし、陸上風力と洋上風力の数値は、配分調整を行っている。
陸上	-	2,800	
洋上	-	800	
水力	2,164	2,378	国家戦略室エネルギー・環境会議（2012）の「ゼロシナリオ（追加対策なし)」を参照。環境省（2014）の中位シナリオに近い。
一般	1,118	1,178	
中小	1,046	1,200	
地熱	52	168	環境省（2014）の地熱の導入見込み量を参照した。
バイオエネルギー	244	498	既存の設備に加え、2014 年 11 月末時点の設備認定容量、110 万 kW の追加導入がなされると想定した。

注）直近年：太陽光、風力、地熱、バイオエネルギーは、2013 年度末時点の値。水力については、2010 年度の値。
出典：自然エネルギー財団作成

これは、2030 年度には自然エネルギーが発電量の 45%を占め、日本の電源の主力になることを意味しています。他方で、2010 年度の自然エネルギーの発電量が 954 億 kWh ですから、上記の値は 20 年間で発電量を約 3.5 倍に増大させることでもあります。はたして、そのようなことが可能なのか、そのためにはどのような課題があるのか。本章では、これらの点について検討します。

以下、まず第 2 節では、太陽光発電、風力発電など電源ごとに導入の可能性ついての検討を行います。次に第 3 節で、自然エネルギー普及の課題と、それを乗り越えるための方策について述べて行きます。

本節で検討する自然エネルギー普及の課題は、主なものに絞って以下の 3 点とします。

第一は、太陽光や風力といった気象によって大きく出力が変動する「変動型自然エネルギー」が電力の 2 割以上を占めたとしても、電力の需要と供給のバランスが取れるか、という問題です。これは系統運用における物理的制約問題といえます。

第二は、自然エネルギー普及のコストはどれほどかかるのか、という問題です。このコストには、①まず、固定価格買取制度（以下、買取制度と略記）を通じて、自然エネルギーの電源の買取にかかる追加的費用があります。②また第一の問題と関連して、需給バランスをとるための追加的費用や自然エネルギーの電気を送るための送電線の増強費用に関する問題があります。これらのコストがあまりにも大きすぎると、家庭や企業の電気料金が高くなりすぎて、経済的にも社会的にも大きな損失になります。そこで、これらの費用がどれくらいになりそうなのか、ある程度見積もりを持っておく必要がありますし、なるべく費用が高くならないような制度が求められます。

第三は、土地利用や環境などに関する社会的な規制に関する課題です。これらの社会的規制は、無謀な乱開発による地域での紛争を未然にふせぎ、貴重な自然環境を守るためにも極めて重要なものです。しかし、これらの社会的規制の中には、その手続があまりに煩雑であったり、現実にそぐわないものになっていて、結果的に自然エネルギーの普及を進めるうえで妨げになっているものもあります。こうした場合には、改善が必要になります。

以上の 3 つの課題について、第 3 節で具体的に検討します。

2　各自然エネルギー電源の導入可能性の評価

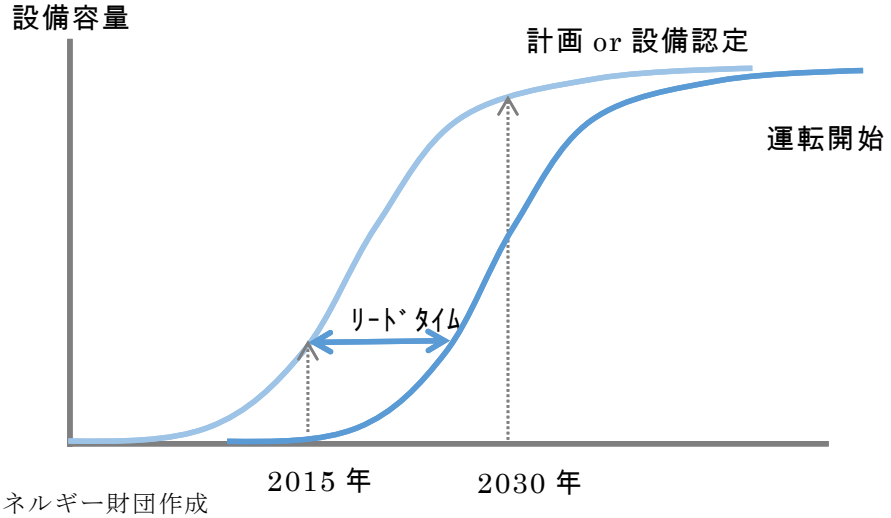
(1)　評価の視点

各種の自然エネルギー電源の 2030 年までの導入可能性について評価する際に重要なのは、次の 2 点です。第一は、資源としてのポテンシャルが存在するのか、という点です。この点に関しては、すでに環境省が各電源の評価を行っており、ここでもその資料を用いて検討を行います。

第二は、計画から建設までのリードタイムを考慮した導入可能性の検討です。2015 年から 30 年までは 15 年間です。この期間内に、計画策定から建設、運転開始にいたることができる発電所をどの程度見込むことができるか、という点についての検討です（図 2-2-2）。例えば、計画から建設までリードタイムが 10 年ある発電設備の場合、2020 年に計画段階にあるプロジェクトであれば、2030 年までに運転開始することが見込めます。

ここでの可能性評価においては、系統の制約やコストの評価は含めず、上記の二つの観点からの供給可能性を評価します。系統やコスト面からの課題については、第 3 節で検討を行います。

図 2-2-2　建設計画と運転開始までのリードタイムの概念図



出典：自然エネルギー財団作成

(2)　再生可能エネルギーの導入ポテンシャル

環境省の評価によれば、日本における再生可能エネルギーの導入ポテンシャルは、表 2-2-2 に示されているとおりです。ここで導入ポテンシャルとは、「エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量」を意味します。ここで考慮する制約には、例えば次のようなものがあります。陸上風力発電では、標高が一定以上で風速が 5.5m/s 未満などの場合は開発対象から外しています。また、国立・国定公園、世界遺産、鳥獣保護区、保安林など、規制によって開発が許可されていない場所も除外されています。もちろん、市街化区域、居住地などからの距離も考慮しています。こうした現実に導入できない場所を除外していき、風況も一定確保できる条件の場所を積み上げていったものが導入ポテンシャルと言えます。

これら制約を踏まえた環境省の評価において、もっとも大きいポテンシャルを有するのは、洋上風力発電で 10.6 億 kW です。続いて、太陽光発電が 3.3 億 kW、陸上風力発電が 2.7 億 kW の導入ポテンシャルを有すると評価されています。地熱発電の導入ポテンシャルは 230 万 kW と小さいですが、これは多くが国立・国定公園内に存在しており、これらの公園内での開発を除外しているためです。

いずれにしても、JREF シナリオで示した 2030 年度までの導入量は、環境省の導入ポテンシャル評価内に収まっており、資源量が制約になることはないと言えます。

表 2-2-2　導入ポテンシャルと JREF シナリオの比較

	導入ポテンシャル（百万 kW）	JREF シナリオ（百万 kW）
太陽光発電	332.1	100.0
陸上風力	267.6	28.0
洋上風力	1,062.9	8.0
中小水力	29.0	12.0
地熱	2.3	1.7

注）導入ポテンシャルは環境省（2012）、環境省（2013）より引用。
出典：自然エネルギー財団作成

(3)　開発リードタイムを考慮した JREF シナリオの可能性

各自然エネルギー電源の開発に要するリードタイムは、それぞれ異なっています。住宅用太陽光発電の場合、2～3 か月程度で設置工事を行って運転を開始することが可能ですが、地熱発電になると、資源量調査から運転開始まで 10 年前後かかるといわれています（表 2-2-3）。

表 2-2-3　電源ごとの運転開始までの期間

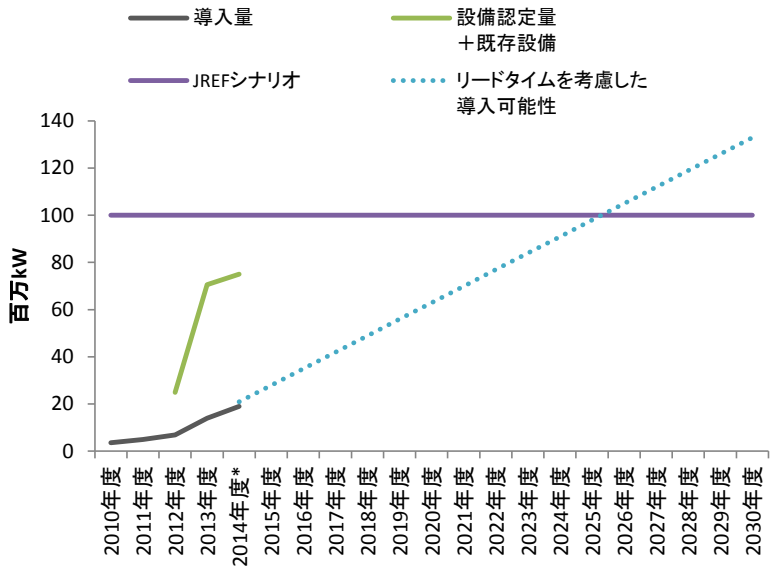
電源	計画～稼働の期間	参考情報
住宅用太陽光	2～3 か月程度	契約手続、設置工事、系統接続等を合わせて 2～3 か月程度。
太陽光（ﾒｶﾞｿｰﾗｰ）	1 年前後	①系統連系協議、②電気事業法の手続業務、③建設工事、④使用前安全管理検査をあわせて 1 年前後。
陸上風力	5～6 年程度*	①風況調査、②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続業務、④建設工事、⑤使用前安全管理検査を合わせて 5~6 年程度。
中小水力	小規模（2~3 年程度） 中規模（4~5 年程度）	①水利権使用許可申請、②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続業務、④建設工事、⑤使用前安全管理検査等。
地熱	9～13 年程度	机上検討、予備調査を除き、①資源量調査、②許認可手続・地元調整、③建設（3～4 年）を併せて 9～13 年程度。
バイオマス（木質専焼）	3～4 年程度	①環境影響評価、系統連系協議、②廃掃法上の手続業務、③電気事業法・建築基準法に係る手続業務、④建設工事、⑤使用前安全管理検査等を併せて 3～4 年程度。

注：陸上風力については、2012 年 10 月より環境影響評価法の対象になった。この影響で環境影響評価に 3～4 年程度を要するといわれている。これを考慮し、稼働までの期間を 5～6 年程度とした。また、中小水力については、規模によってリードタイムが異なる。
出典：国家戦略室コスト等検証委員会（2011）より自然エネルギー財団作成。

太陽光発電

JREF シナリオの中でもっとも導入量を高く設定している太陽光発電は、2013 年度は約 700 万 kW が導入されました。仮に、毎年 700 万 kW が導入されていけば、2030 年度には、1.3 億 kW に達することになります（図 2-2-3）。太陽光発電はリードタイムが短いことに加え、買取制度開始後の供給実績の点からみても、2030 年度に 1 億 kW に到達することは十分に可能であると考えられます。

図 2-2-3　太陽光発電に関する JREF 目標値とリードタイムを考慮した導入可能性



出典：自然エネルギー財団作成

陸上風力発電

次に、陸上風力発電については、JREF シナリオでは 2030 年度までに 2800 万 kW という導入量を設定しています。これは、日本風力発電協会の中長期導入目標（V4.3）の値（2660 万 kW）を参考にしたものです（JWPA, 2014）。その可能性をリードタイムの観点から検討します。

風力発電は、買取制度が開始されてから 2 年 4 か月で 20 万 kW が運転を開始し、導入済みの総設備容量は約 280 万 kW に達しました。また、設備認定段階にあり、まだ未稼働のものが 14 年度 10 月末時点で 115 万 kW あります（表 2-2-4）。これらは、2016 年度までに運転開始することが見込まれます。その他に、環境影響評価プロセスには約 600 万 kW（2014 年 12 月末段階）の事業があります。陸上風力発電では環境影響評価のプロセスが 3 年から 4 年、建設工事に 2 年程度かかります。そのために買取制度がはじまって 2 年余り経過しても、運転を開始した量が少ないのです。現在、環境影響評価プロセスにあるプロジェクトは、2018 年度から 20 年度にかけて次々と運転開始に至ると考えられ、この結果、総設備容量は 2020 年度に 1000 万 kW 程度に達することが可能となります。

2020 年度以降の導入状況については、2015 年度以降にどの程度の風力発電が計画されるかによります。それを見通す指標の一つとして、配慮書段階・方法書段階にある設備容量（約 520 万 kW）が参考になります。これらはここ 2 年程度で計画された案件が多いと考え

られます[17]。つまり 1 年あたり約 260 万 kW が計画されているということになります。

そこで、この数値を参考に 2015 年度以降も毎年 250 万 kW が計画されていくとみなした場合、2030 年度までには約 3510 万 kW の導入容量に達することになります。ただし、環境影響評価プロセスの中で、環境保護の観点で中止になる事業もありえます。この点を考慮し、約 2 割が中止になると想定しても 2810 万 kW ですので、2800 万 kW という JREF シナリオの目標値は実現可能な範囲であると考えられます。

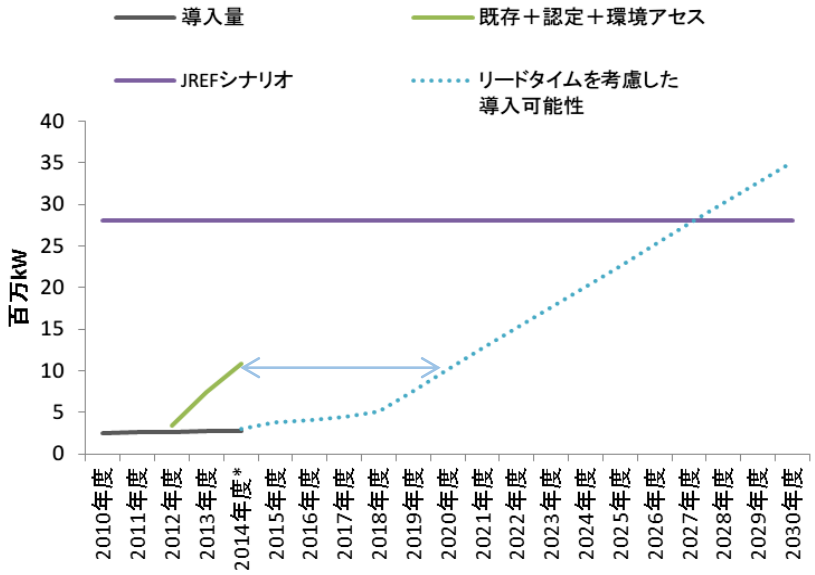
さらに、第 3 節でみるように、環境影響評価に要する期間の短縮化が目指されており、他の社会的規制の緩和も合わせ、リードタイムが短縮化される可能性があります。その場合には、ここでの見通しをさらに上回る導入が可能になります。

表 2-2-4　風力発電の開発プロセスと運転開始予測年

段階		設備容量（万 kW）	運転開始予測
設備認定済（未稼働）		120	2016 年度ごろ
環境影響評価	準備書段階	70	2018 年度ごろ
	方法書段階	250	2019 年度ごろ
	配慮書段階	270	2020 年度ごろ

出典：自然エネルギー財団作成

図 2-2-4　陸上風力発電に関する JREF シナリオと導入可能性



出典：自然エネルギー財団作成

[17] 配慮書手続きが開始され方法書段階が終了するまで、およそ 2 年前後かかるとみられることによる。

洋上風力発電

洋上風力発電は、国内に膨大な導入ポテンシャルが存在するものの、これまでの累積導入量は約 5 万 kW にとどまっています。JREF シナリオでは、JWPA の中期目標を参考に、2030 年度までに導入量を 800 万 kW にまで高めることを想定しています。

買取制度の開始後、これまでに公表されている導入計画は、合計約 211 万 kW に達しています。これらの計画の中には、事業主体が決まって、建設にむけて動き出しているプロジェクトや、地方自治体が管理する港湾内に設置可能区域を設定し、洋上風力の建設事業者を公募する段階にあるものなど、様々な進捗の段階にあるものがあります。もっとも早い事業としては、2017 年頃の運転開始を目指す、茨城県鹿島港沖洋上風力発電（25 万 kW）があります。

洋上風力発電の場合、環境影響評価の期間に 3～4 年程度、建設に 3 年かかると見られます。このためリードタイムを 7 年とすると、2030 年度に JREF シナリオが想定する 800 万 kW に到達するには、遅くとも 2023 年度までに、新たに 600 万 kW の洋上風力発電の建設計画が決まることが必要になります。買取制度の開始 2 年間で 211 万 kW の計画が動き始めていることを踏まえれば、今後 8 年間でさらに 600 万 kW の計画が具体化されることは十分に可能と考えられます。

中小水力発電

全国小水力利用推進協議会によると、中小水力発電のリードタイムは、5000kW 以上の水力発電では「個別事業の影響が全体に大きな影響を与えることと、計画・工事に要する時間が長い（多くの場合 4-5 年程度以上）」とあります。ですから、中小水力の中でも規模によってリードタイムが変わってきます。ここでは、1000kW 未満の水力発電については、リードタイムを 3 年、1000kW 以上のものについては 5 年とみて検討します。

ここで、直近 1 年間（2013 年 12 月~14 年 11 月）の認定容量は、1000kW 未満のものが約 3 万 kW、1000kW 以上のものが約 19 万 kW あります。リードタイムの違いのため、これらの設備が運転開始すると予想される時期は異なります（表 2-2-5）。これを考慮しながら、今後も過去 1 年間と同様の速度で認定量が増え続ければ、2030 年度までに新たに 294 万 kW が運転開始すると見込まれます。既存のものと合せると、総設備容量は 1244 万 kW となり、JREF シナリオの想定値 1200 万 kW を超えます。

表 2-2-5　中小水力発電の直近の認定容量と推定運転開始年度

	1000kW 未満	**1000kW 以上**
直近 1 年間の認定容量（万 kW）（2013 年 12 月~14 年 11 月）	2.5	18.7
リードタイムを考慮した推定運転開始年度	2016 年度	2018 年度

出典：自然エネルギー財団作成

地熱発電

環境省の「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」によれば、最新の開発地点情報を精査したところ、約 117 万 kW の開発計画があるとされています。地熱発電の開発リードタイムは 9~13 年程度ですので、これらが 2030 年度までに運転開始することは可能であると考えられます。新規の開発量 117 万 kW と既存の地熱発電所 52 万 kW を合計すると、JREF シナリオの想定する 170 万 kW にほぼ達することになります。

バイオマス発電

バイオマス発電については、買取制度の開始前に稼働している設備が 240 万 kW あり、買取制度の開始後に認定を受けた設備が 148 万 kW（2014 年 11 月末時点）ありますので、合計して 388 万 kW の設備容量に達することが見通せます。これらの設備は、表 2-2-3 のリードタイムをふまえれば、2018 年度までには運転開始することが見込まれます。JREF シナリオで描く 498 万 kW の設備容量にむけては、さらに 110 万 kW の設備導入が必要であり、リードタイムを考慮すれば、2026 年度までに開発計画が具体化されなければなりません。買取制度後 2 年あまりで約 150 万 kW の開発計画が具体化していることを踏まえれば、2026 年度までに 110 万 kW の計画が具体化されることは十分に可能と考えられます。

以上、JREF シナリオで掲げた自然エネルギーの導入目標が、資源としての導入ポテンシャルの視点、またリードタイムの視点から、実現可能な範囲にあることを示しました。もちろん、実現の可能性を現実に変えるためには、様々な主体の積極的な取組が必要です。買取制度の適切な運用を通じて、民間投資を呼び込み、技術革新と市場の拡大を図ること、さらに、自然エネルギーの導入を阻む様々な制約を取り除き、その効率的な導入を促進することにより、JREF シナリオで掲げた目標の実現可能性を高めることができます。

３　実現のための課題と解決の方向性

（1）　系統運用の課題

JREF シナリオでは、2030 年度に自然エネルギーが電力供給の 45%を占め、特に太陽光発電や風力発電という変動型自然エネルギーが 26%を占めることを想定しています。総論で述べたように、この太陽光と風力の導入水準は、現在のスペイン及びポルトガルで既に実現しているレベルとほぼ同じです。スペイン、ポルトガルと欧州の他の国々の間の送電網の容量は大きくありませんが、系統運用技術の活用で大量の変動型自然エネルギーを系統に取り込むことに成功しています。日本でも、こうした先進的な経験を学べば、同様に太陽光や風力発電の大規模な導入が可能と考えられます。

一方、日本では、依然として「お天気まかせの太陽光や風力がたくさん系統に流れると、電力の需要と供給のバランスが崩れてしまうのではないか。」「バランス維持のためには大規模な蓄電池が大量に必要になり、多大なコストがかかるのではないか。」「大量の太陽光発電や風力発電が建設されると、膨大な送電網を建設せねばならず、そのための費用が膨大にかかるのではないか」という声も聞かれます。

このため、今回、自然エネルギー財団では、SWITCH-Japan モデルを用いて、JREF シナリオの電源構成が、各送電網の容量とそこに流れる電力量、また需要と供給のバランスの点で支障が生じないかについてのシミュレーションを行いました（詳しくは各論第 4 章を参照）。その結果からは、1 年の各月における最低需要日と最高需要日のいずれにおいても、需給バランス上、問題が生じないことが示唆されました（今回のシミュレーションでは、現在すでに計画されている北本連系線の 60 万 kW から 90 万 kW への増強以外の連系線の強化は想定していません）。

このモデルでは次の前提条件を置いています。

①2030 年度には原子力発電の運転を想定しない。
②変動型自然エネルギー出力増加により、供給が需要を上回る局面では、その調整のために地域間連系線を利用する。
③②の対応後も需要よりも供給が過多になる局面では、揚水発電を活用する。
④③の対応後も需要よりも供給が過多になる局面では、変動型自然エネルギーの出力抑制を行う。
⑤需要の変動への対応、変動型自然エネルギー出力の予測誤差の発生を考慮し、ピーク供給力の 15%に相当する予備力を確保する。

上記の前提条件のうち、③揚水発電の活用、④出力抑制については、今後電力会社の送電運用に取り入れられる予定となっています。①の 2030 年度における原子力発電の扱いについては今後の電源構成の議論にかかわるものです。②地域連系線の活用については、現在、日本の系統運用の中に十分に取り入れられていません。

現在は、各電力会社管内で需給調整を個別に行っており、地域間連系線の活用は限定的な電力の取引に限られています。これは、自然エネルギーの積極活用の観点のみならず、広域における効率的な資源利用の観点からも重大な問題をはらんでいます。

各電力会社は自然エネルギーの「接続可能量」という枠を設定し、原則として 2015 年 1 月以降[18]の自然エネルギーの接続申込に対しては、無制限かつ無補償の出力抑制を条件として受け入れることを示しています。さらに、風力発電に関しては 2004 年度より「連系可能量」と呼ばれる接続上限値が設定されています。東京、中部、関西（中 3 社）を除く各電力会社が設定しており、合計で 563.5 万 kW（2014 年 3 月末時点）が上限だとしています。特に風況がよいとされ、多くの開発案件が存在する北海道、東北の両電力管内にはそれぞれ 56 万 kW、200 万 kW の連系可能量が設定されています。いくら導入ポテンシャルがあっても送電網に接続できなければ事業化が困難となるため、これまでも普及拡大の大きな障壁となってきました。

EU では「自然エネルギーにかかる EU 指令」に基づき、系統への接続や給電に関して他の電源に対し自然エネルギーを優先するよう規定が定められており、「接続可能量」や「連系可能量」といった概念はそもそも存在しません。特にドイツなど一部の国々では自然エネルギーの優先接続・給電が送配電会社に義務として課されており、系統容量の不足を理由に拒否できないことになっています。

実際に欧州各国で風力の大量導入が実現している以上、電力会社が一方的に設定した枠の妥当性については、早急に客観的な検証が必要です。2014 年 12 月、国の「新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ」で、東京電力、中部電力、関西電力以外の電力会社は、自然エネルギーの接続可能量の試算値を公表しました。しかし、風力発電に関しては、従前の連系可能量の数値がそのまま用いられています。

(2) 自然エネルギーの費用負担

JREF シナリオの実現に関する第二の課題は、自然エネルギーの費用負担の問題です。自然エネルギーを 45%にまで拡大していった場合、どれほどの追加的な費用負担が生じるのかについて、以下に検討を行います。費用負担の検討にあたって大切なのは、どのような前提条件を置くかです。中でも重要なのは、自然エネルギーコストの低減化の見込みです。低減化の程度によって、買取価格をいくらに設定するかが異なります。また、またいつの時点で買取制度から卒業させることができるかが決まってきます。本来、買取制度は永久に続けることを前提した制度ではなく、コスト低下によって他の電源との価格競争が可能になるまでのあいだ支援する制度です。

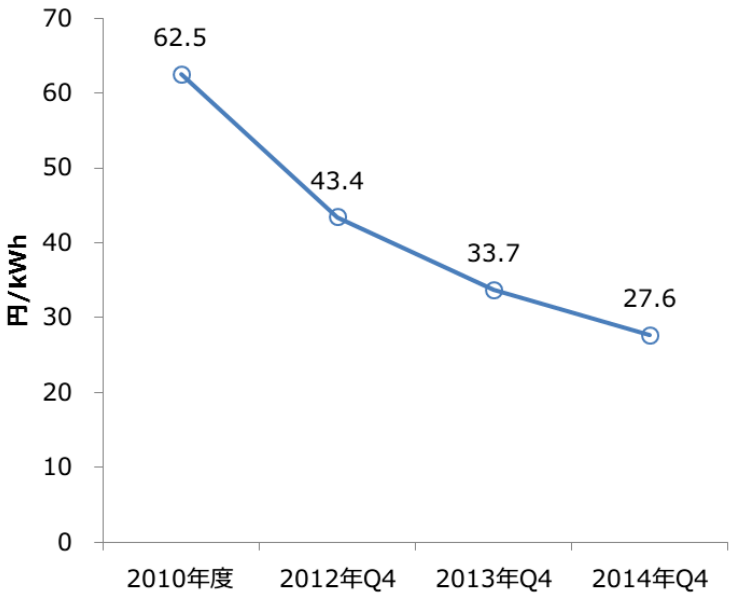
急速に普及が進む太陽光発電については、急激なコスト低減が実現しています。財団で試算したところ、太陽光の中でも導入が速い 10～50kW の低圧設備では特にコストの低下が激しく、2010 年度の段階では発電単価 62.5 円/kWh であったものが、14 年第 4 四半期には 27.6 円/kWh にまで下落していることがわかりました（図 2-2-5）。これは設備の価格下落に加えて、発電量の増加による影響が大きいと言えます。

太陽光発電については、こうした急速なコスト低下が起こっているため、今後数年間のうちに、買取制度によらなくても普及が進む段階にいたりうる、ということが想定できます。今回の費用負担の試算では、太陽光発電については 2020 年度まで買取制度の対象とするこ

[18] 厳密には、太陽光発電の規模によって適用時期が異なる。また、接続可能量超過後の接続申込については、期日前であっても出力抑制の対象となる。

とを想定しました（それ以降は、火力発電との市場で価格競争を行っていくという想定になります。ただし、この場合、火力発電に対しては、炭素税などを通じて、CO_2 排出に伴う環境影響を反映した価格付けがなされることが必要と考えられます）。

図 2-2-5　10～50kW の太陽光発電の発電単価試算



注）Q4 は、第 4 四半期（10～12 月）を指す。試算の際には、内部収益率 6%で計算した。
出典：自然エネルギー財団作成

他の自然エネルギー電源も含め、追加的費用を計算する際の前提条件について以下の通り設定しました。

＜前提条件＞

①買取価格：2011 年のコスト等検証委員会の 2020 年、2030 年の数値データをもとに年々低下する想定とします。

②買取制度の対象：太陽光発電、廃棄物系バイオマスは 2020 年度まで、陸上風力発電は 2025 年度まで買取制度の対象とする設定にします。その他の自然エネルギー電源は 2030 年度まで買取の対象とする設定にします。

③価格適用：認定された年の買取価格が適用されるとします。ただし、太陽光については、土地と設備の確認による認定取消、仕様の変更等による変更認定の規定があります。このため、2012 年度及び 13 年度の認定容量分については、太陽光発電協会の想定（「太陽光発電システムの現状と課題」新エネルギー小員会第 2 回資料）した取消数を反映するとともに、13 年度認定分については、残りの認定容量の 3 割が変更認定されると仮定しました。これらの取消・変更認定されたものは 15 年度以降の認定容量に繰り入れられます。

④回避可能費用：自然エネルギーの導入によって LNG 火力を代替すると仮定しています。太陽光・風力の電力については、LNG 火力の燃料費を回避可能費用とし、それ以外の電力については、LNG の燃料費のみならず、固定費も代替されるとしました。

＜試算結果＞

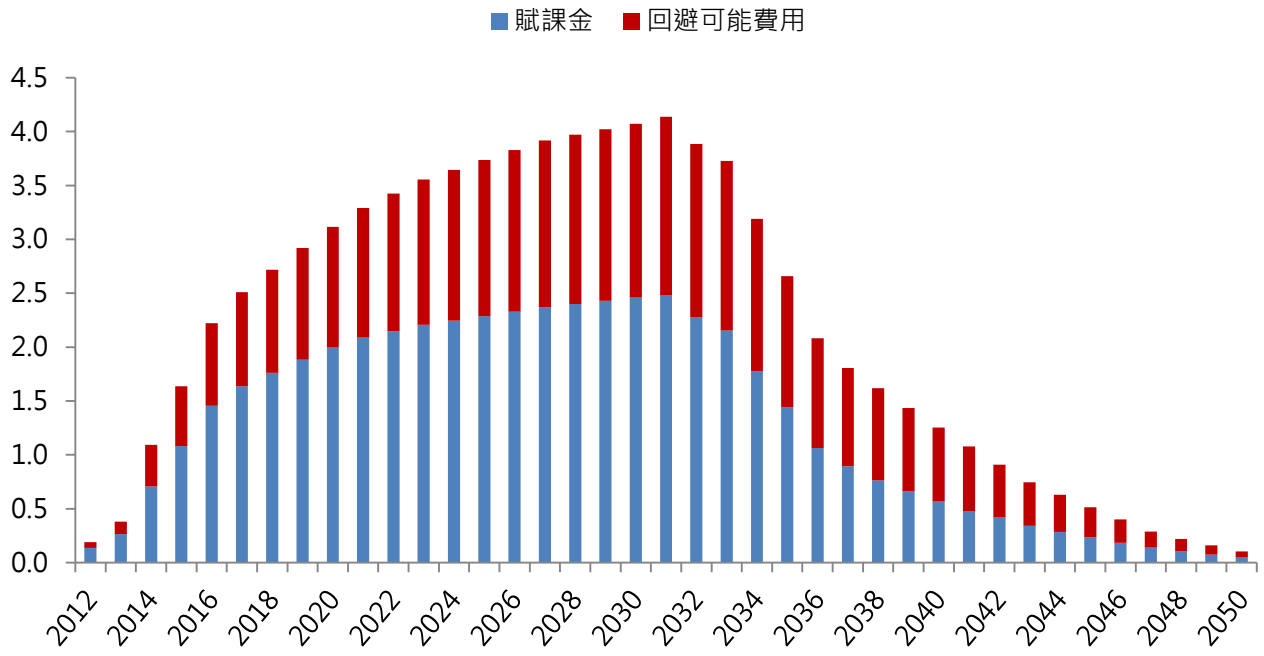
試算の結果、2030 年度における買取制度の賦課金は 2.5 兆円となると試算されました。国の新エネルギー小委員会では、これまでに認定された自然エネルギー事業案件が全て稼働した場合の賦課金額を機械的に試算した数値として、2.7 兆円という数値が示されています[19]。

今回の財団の試算は、2030 年度時点で、より大規模な自然エネルギーの導入を前提としたものですが、小委員会での試算を下回っています。

2030 年度における買取費用の総額は、年間 4.1 兆円と試算されますが、自然エネルギーの導入で不要になる火力発電の発電費用（回避可能費用）が 1.6 兆円となるため、買取費用と回避可能費用との差額である賦課金は、上記のように 2.5 兆円と試算されました。2013 年度の電力 10 社の電気事業営業費が約 18.7 兆円（電気事業連合会）ですから、2.5 兆円はその 13%程度ということになります。

ここで重要な点は、この賦課金額は 2031 年度をピークに急速に下がっていくことです。2035 年度には約 1.4 兆円になり、2040 年度には約 5700 億円になります。これは、2020 年代初頭頃より住宅用太陽光発電の買取が終了し始め、2030 年代からはメガソーラーを含む 10kW 以上の太陽光発電の買取が次々と終了し始めるからです。

図 2-2-6　年間の回避可能費用及び賦課金額の推移（単位：兆円/年）



出典：自然エネルギー財団作成

[19] 経済産業省　新エネルギー小委員会（第 4 回）配布資料

次に、2030 年度の賦課金の家庭負担額について試算したところ、1 家庭あたりの賦課金負担額は月額約 200 円（2014 年度）から、月額約 620 円（2030 年度）へと 420 円の増加にとどまる見込みとなりました。これが 2030 年度の時点で、電力供給の 45%を自然エネルギーで供給するために必要な追加的な負担額ということになります。

また前述のように賦課金総額が 2031 年度以降減少していくので、家庭の負担額も減少していき、2035 年度には月額約 360 円、2040 年度には現在よりも少ない約 140 円へと急減していくと見込まれます。

買取期間終了後の自然エネルギーなどがもたらす効果

ここまで述べたのは、買取制度内の賦課金の変化についてです。しかし、自然エネルギーの中には、買取期間終了後も発電されるものなど、制度の中で評価されない電力もあります。その効果は、通常の賦課金計算では見えてきませんが、確実に火力発電等の電力の代替に役立ち、経済的にもメリットが生まれています。こうした賦課金の対象とならない自然エネルギーは、以下の 3 つに分類されます（表 2-2-6）。

①10kW 未満の太陽光発電の電力はまず自家消費し、余った電力を電力会社に販売しています。このとき、余った電力部分は買取制度の対象ですが、自家消費部分は対象外となっています。しかし、確実に家庭内で消費されている電力です。この電力分の価値について適切に評価する必要があります。

②次に見落とされがちなのが、買取期間終了後も継続運転する発電所の電力です。買取制度の買取期間は電源ごとに異なります。もっとも短い電源は 10kW 未満の太陽光発電で 10 年間になります。しかし、買取期間が終わったからといって発電所を撤去する必要はもちろんありません。

運転にかかる費用よりも発電による収入が大きければ、そのまま運転し続けるほうが設置者にとってはメリットがあります。特にバイオマス発電を除き自然エネルギー電源の費用は、燃料費はゼロで、修繕費・運転管理費のみとなり、ランニングコストは非常に安価です。したがって、多くの場合、それらの発電所はそのまま運転を続けることになるでしょう。

③最後は、買取制度を卒業した自然エネルギー電源があります。今回の試算の想定では、2020 年度末に太陽光発電と廃棄物系バイオマス発電が、2025 年度末には陸上風力発電が買取の対象外となることを想定しています。これ以降に建設される上記の自然エネルギー設備は、買取制度の対象ではなく、電力市場で電気を販売していくことになります。

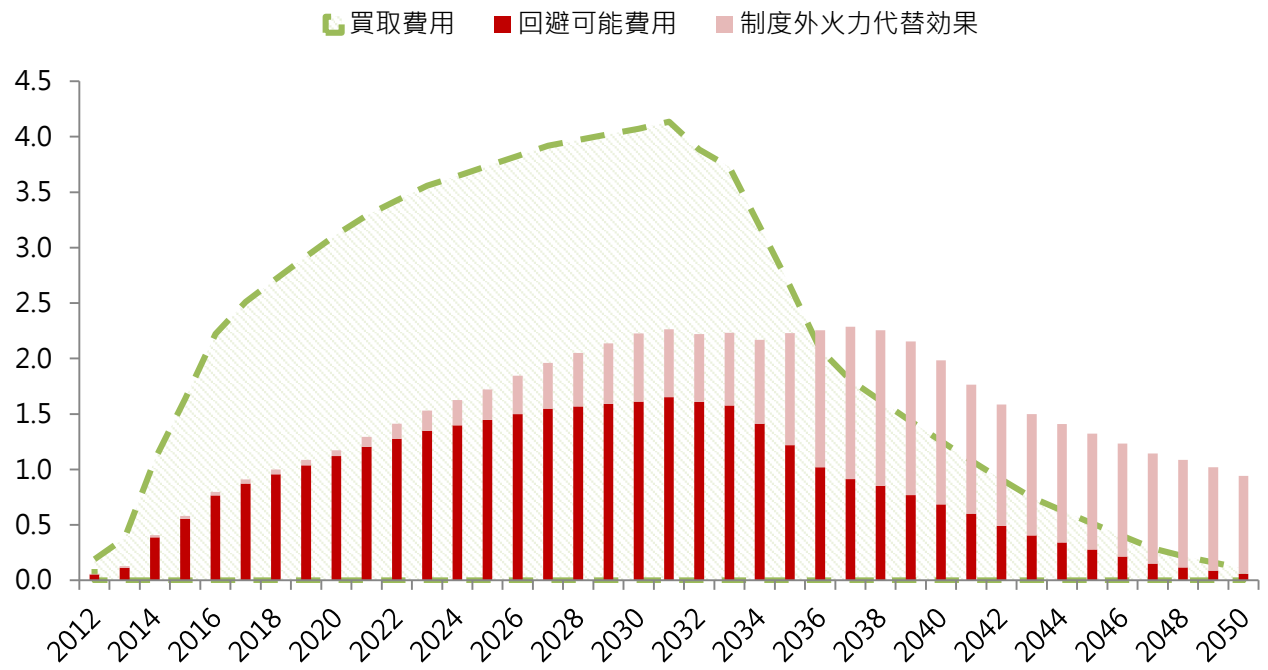
表 2-2-6　買取制度外の自然エネルギー

	対象電源	想定
自家消費電力	10kW 未満の太陽光発電	発電量のうち 4 割が自家消費されると想定した。
買取期間終了後も継続運転する発電所の電力	太陽光発電 陸上風力発電・洋上風力発電 バイオマス発電 地熱発電 中小水力発電	IEA/NEA（2010）に基づいて、太陽光・風力の運転期間を 25 年、バイオマス・地熱：40 年、水力：80 年として計算した。
固定価格買取の対象外となった発電所の電力	2021～30 年度に新設される太陽光発電・廃棄物系バイオマス発電 2026～30 年度に新設される陸上風力発電	

出典：自然エネルギー財団作成

上記の自然エネルギー電力は、自家消費されるか、電力市場で販売されるので、賦課金を発生させずに火力発電の電力を代替する効果を持ちます。これらの自然エネルギー電力のもたらす代替効果を「制度外火力代替効果」と呼び、それを試算したものが図 2-2-7 になります。図 2-2-7 では、買取制度において回避される火力発電の費用「買取制度回避可能費用」に加えて、「制度外火力代替効果」が上乗せされています。その金額は、2038 年度に最大になり 1.4 兆円にも上ります。買取制度の回避可能費用と合わせると、2.3 兆円の効果を持ちます。

図 2-2-7　制度外火力代替効果の推計（単位：兆円/年）



出典：自然エネルギー財団作成

以上の検討から、自然エネルギーの費用負担が集中的にかかってくるのは 2030 年度ごろ

までであって、それ以降は賦課金が減少するのに加えて、買取制度外の安価な自然エネルギーの電力が大量に供給され始め、火力発電を代替していきます。その結果、発電にかかる費用を下落させ、電気料金の低減に寄与することが見込まれます。2030 年度頃までかかる費用負担にのみ着目するのではなく、中長期的に得られる便益を併せて考慮にいれることが重要です。

送電費用について

自然エネルギーの導入に関する追加的な負担として、もうひとつ検討が必要なのは、送電費用に関するものです。もし自然エネルギーを大量に導入することによって、大幅な送電網の増強が必要になるのであれば、それら送配電にかかる費用についても考慮しなければなりません。

前述のように、SWITCH-Japan モデルでは、北本連系線の増強は織り込んでいますが、この増強は自然エネルギー電源のためのものではなく、「北海道エリアの安定供給を確保する観点から」、2010 年に北海道電力が提起したものですから、自然エネルギーのコストに含めるべきではないでしょう（北海道電力、2013）。SWITCH モデルでは、その他の連系線の増強については想定しておらず、大幅な送電費用の増加なしに自然エネルギーの大量導入が実現できる可能性を示しています。

制度のコスト面での課題

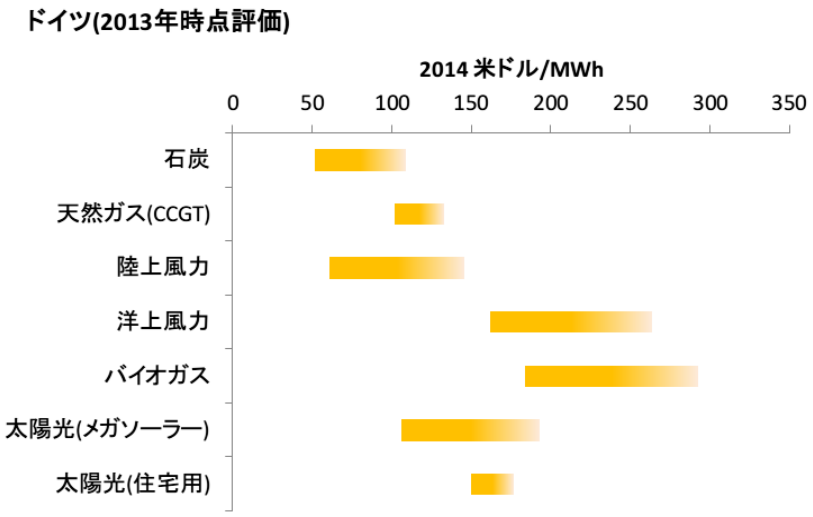
自然エネルギーは、市場が拡大するにつれて、技術発展や習熟が進み、発電にかかるコストも低減することが期待されています。JREF シナリオでは、こうしたコスト低減を見込んだうえで買取価格を引き下げることを前提としています。他方で、現実の買取価格の動向をみると、太陽光発電は順調に買取価格を引き下げていますが、他の電源は導入量が少ないことから、2014 年現在、買取価格の引き下げを行っていません。

日本では、前述した風力発電に対する「連系可能量」という制限や様々な規制の存在など価格以外の要因で、太陽光発電以外の導入速度が速くならないのです。このため価格をすえおき、様子を見る、というのは妥当な側面もありますが、反面、いつまでも買取価格が調整されないままだと、企業のイノベーションも起きにくくなる可能性があります。したがって自然エネルギーの導入を阻害する要因をなくす取組とともに、適切な形で価格の引き下げが行われるような工夫も必要です。

買取制度を採用している国の多くでは、毎年価格が一定の割合で引き下げられる「低減率」を定めています。毎年定率で買取価格が下がっていくため、数年後の買取価格の見通しが得られ、それを目標として、企業は技術開発・コストダウンを行っていくことができるためです。これは自然エネルギー産業の競争力を高めつつ、持続的に発展させていくためにも重要なことです。

ドイツは、買取制度の買取価格に毎年、低減率を設定してきました。その結果、自然エネルギーのコストも順調に低減しており、2013 年時点の評価では、陸上風力発電は石炭火力と同等の競争力をもち、天然ガス火力よりも安くなっています（図 2-2-8）。太陽光についても天然ガス火力と同等のコストを実現しているものもあります。

図 2-2-8　ドイツにおける電源別発電単価試算



注）結果には幅があるため最低と最高の幅を示している。
出典：Kost et al （2013）より自然エネルギー財団作成

（3）　社会的な規制に関する課題

①　環境影響評価法手続の簡素化・迅速化

2013 年 6 月に閣議決定された「日本再興戦略」において、環境影響評価手続期間の半減が目標とされましたが、依然として法アセスの手続に長期を有する事態は変わっていません。また 1 万 kW で 1 億円、7500kW でも 4000 万円かかるといわれるアセスにかかる費用も事業者負担として重くのしかかっています。さらには内容面でも、火力発電と並列で扱われていることから、大気汚染物質の計測など、風力発電に不要と思われる項目まで調査の対象となっています。その一方で、低周波騒音に関する環境基準がないため、個別事業ごとに周辺住民との交渉が必要となるなど、風力発電の環境影響を効果的・効率的に評価する仕組みになっているとは言い難いのが現状です。

国は、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）を通じて、環境アセスメント手続期間の半減を目指し、環境調査の前倒し・並行実施（前倒環境調査）の方法論に関する知見を得ることを目的とした「環境アセスメント調査早期実施実証事業」（事業期間：2014-2016 年度）の公募を 2014 年 4 月より開始しました。しかし、買取制度施行から 2 年が経とうとしている時期に実証事業の公募を行っているようでは、買取制度との整合性やアセス制度見直しのスピード感に欠けるばかりか、海外から「日本は風力発電の本格的な普及に消極的」と見られても仕方ありません。事業者ヒアリングなどから実態の把握に努めるとともに、プロジェクトチームや第三者による検討会を立ち上げるなどしてアセスの見直しにスピード感を持って取り組むべきです。

②　行政手続の煩瑣さ、許認可取得までの期間長期化

自然エネルギーの発電設備を設置には、環境影響評価以外にも、多くの法令が関係します。表 2-2-7 は、関連する法令の一例です。発電設備を設置する場所、規模や条件等によって、

関係する法律は異なるので、この表に記載のある法律すべての手続を、いつもしなければならない訳ではありません。しかし、1 つの発電設備を設置するために、どの法令のどの行政手続をとらなければならないか判断し、手続をとらなければならないことは、非常に煩雑であり、自然エネルギー発電設備を導入するにあたり、阻害要因の一つとなっていると言えます。

また、農地法に基づく農地の転用や、河川法に基づく水利権の調整、環境影響評価法に基づく環境アセスメント手続など、手続の完了までに非常に長い時間がかかります。このような問題を解消するためには、行政手続のワンストップ化や、手続にかかる時間を短縮することが必要となります。

上記のような負担解消も意図した法律として、2014 年 5 月に施行された「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律（農山漁村再生可能エネルギー法)」があります。この法律は、「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電を促進する」ことを目的としたもので、発電をしようとする者が設備整備計画を作成し、その計画が認定されることで、行政手続の許可や届出があったものとみなされるというものです。この法律では、行政手続のワンストップ化が実現し、行政手続の時間が短縮されるという効果が期待されています。

しかしながら、「農林漁業再生可能エネルギー法」で許可や届出の手続があったとみなされるのは、7 つの法律（農地法・酪農及び肉用牛生産の振興に関する法律・森林法・漁港漁場整備法・海岸法・自然公園法・温泉法）に限定されおり、河川法など他の法律については、別途、手続をすることが必要となっています。

買取制度の導入後、太陽光発電設備の設置は進んだのに比べ、風力・小水力等他の自然エネルギー発電設備の設置は進んでいません。この原因のひとつには、行政手続の煩雑さがあります。自然エネルギー促進のためには、国全体としての目標値を定めるとともに、自然エネルギー発電設備の行政手続のワンストップ化、及び、許認可取得までの時間の短縮が求められます。

表 2-2-7　自然エネルギー等の導入に関する関係法令の一例（●が該当する関連法令）

	太陽光	風力	バイオマス	水力	地熱
都市計画法	●	●	●	●	●
農地法	●	●	●	●	●
農業振興地域の整備に関する法律	●	●	●	●	●
工業立地法		●	●		
生産緑地法	●	●	●	●	●
都市緑地法	●	●	●	●	●
海岸法	●	●	●		
国土利用計画法	●	●	●	●	●
自然公園法	●	●	●	●	●
森林法	●	●	●	●	●
自然環境保全法	●	●	●	●	●
砂防法	●	●	●	●	●
環境影響評価法	●	●	●	●	●
地すべり等防止法	●	●	●	●	●
文化財保護法	●	●	●	●	●
鳥獣保護及び狩猟に関する法律	●	●	●	●	●
絶滅のおそれのある野生動植物の主の保存に関する法律	●	●	●	●	●
温泉法					●
騒音規制法		●	●	●	●
振動規制法		●	●	●	●
悪臭防止法			●		●
水質汚濁防止法			●	●	●
大気汚染防止法			●		●
土壌汚染対策法	●	●	●	●	●
河川法	●	●	●	●	●
廃棄物の処理及び清掃に関する法律			●		
電気事業法	●	●	●	●	●
建築基準法	●	●	●	●	●
消防法	●	●	●	●	●
高圧ガス保安法			●		●
道路法	●	●	●	●	●
道路交通法	●	●	●	●	●
航空法		●	●		
電波法		●	●		

出典：自然エネルギー財団作成

第３章　　分散型エネルギー

１　世界で進む分散型シフト

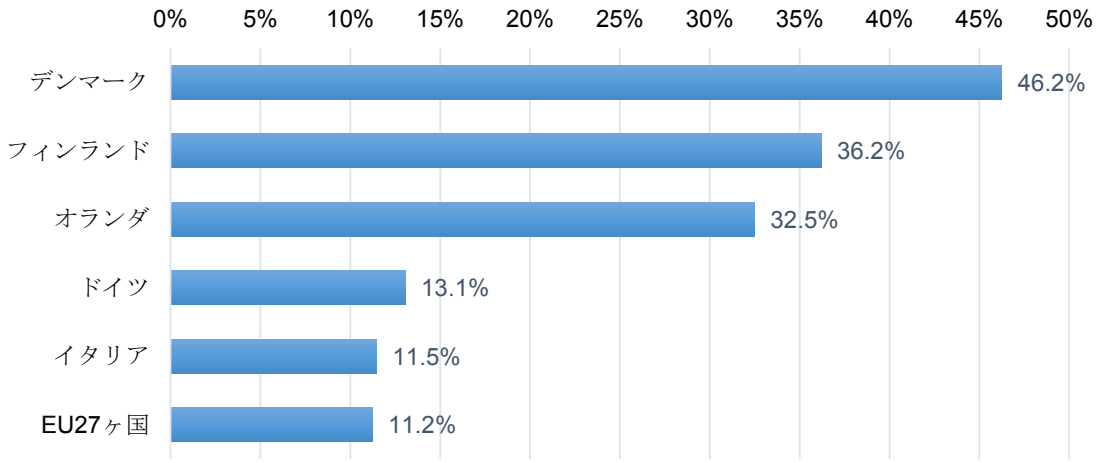
(1)　分散型エネルギー利用の現状

世界では、欧米を中心に分散型エネルギーの導入が急速に進んでいます。分散型シフトの主役である自然エネルギーについては前章で触れた通りですが、熱電併給設備（コージェネレーション）も自然エネルギー同様、導入量が伸びており、国や地域全体の電力量において大きな割合を占めるようになってきています。本章ではコージェネレーションに焦点をあて、世界や日本の現状を中心に概説します。

図 2-3-1 は欧州各国の総発電電力量に占めるコージェネレーションからの電力量の割合を示したものです。デンマークでは 5 割弱、オランダやフィンランドでは 3 割超、ドイツやイタリアといった G8 主要国でも 10%を超えています。EU27 カ国では約 11%となっており、約 12%の米国とほぼ同じ割合を占めるようになっています（これに対し、日本では後述するように 3%程度にとどまっています）。

欧州におけるコージェネレーションは、現状で年間 2 億トンの CO_2 削減効果をもたらしており、今後 20 年で電力生産量の少なくとも 25%を占めるようになるとみられています[20]。

図 2-3-1　欧州各国における総発電電力量に占めるコージェネレーションの割合（2011 年）



出典：Eurostat CHP data 2013 より自然エネルギー財団作成

[20] The European Association For the Promotion of Cogeneration website http://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre_36.html

(2) 世界で展開される分散型エネルギー政策

コージェネレーションをはじめとする分散型エネルギーの普及の進んでいる国や地域では、導入加速化、市場形成のための様々な政策が展開されています。たとえば欧州では、2004 年の「CHP 指令（CHP Directive ; 2004/08/EC）」を機に各国におけるコージェネレーションの普及拡大が進むとともに、ポテンシャルや障壁、先進事例などが明確化されました。2012 年の「エネルギー効率化指令（European Energy Efficiency Directive）」では、2015 年 12 月までに高効率な地域熱供給やコージェネレーションのさらなる導入ポテンシャル評価を実施するとともに、2020 年および 2030 年に向けた具体的な政策・戦略の分析をすすめるよう要請しています[21]。また米国においても 2012 年の大統領令をはじめ、連邦・州のそれぞれの政府レベルで導入促進が図られています。

以下ではドイツ、デンマーク、米国の政策を概説します。

ドイツ

ドイツ政府は、「CHP 法（2002 年制定、2009 年及び 2012 年改定）」に基づき、2011 年時点で 17%であった電力生産量に占めるコージェネレーションのシェアを 2020 年までに 25%へと引き上げる目標を掲げました。そのための支援策として、コージェネレーション由来の電力に対する優先アクセスを自然エネルギー同様に与えるとともに、kWh あたりの助成金（Bonus payments）を付与することを系統運用者に義務付けています（表 2-3-1）。

また、連邦経済・輸出管理局（BAFA）は、2012 年 1 月の 20kW までの容量の熱電併給プラント導入支援に関する指針に基づき、小規模設備を対象として費用の 45%を上限とする助成金を支給しています。

表 2-3-1　新規設備に対する助成金（CHP 法による規定）

対象発電容量	ボーナス（セント/kWh）	ボーナス支給期間
50kW 以下	5.41	10 年間または全負荷相当時間 3 万時間
50kW 超 250kW 以下	4	全負荷相当時間 3 万時間
250kW 超 2000kW 以下	2.4	
2000kW 超	1.8	
	2.1	

注 1）適用単価は、最初の 50kW が 5.41、次の 200kW が 4.0、次の 1,750kW が 2.4、それを超える kW が 1.8 あるいは 2.1 と割合ごとに適用される。
注 2）2kW 以下は、30,000 時間相当プレミアム一括受給の選択も可能。
注 3）コージェネレーション運用者は、上記以外に逆潮電力に対して系統ネットワーク回避可能コストが補填される。
注 4）2000kW 超、2.1 セント/kWh は 2013 年以降 EU 排出量取引制度対象施設に限定。
注 5）機器の交換による設備更新の場合、新設コストの 50%以上であれば 3 万時間、25%以上であれば 1 万 5000 時間が支給期間となる。
出典：JETRO（2013）、コージェネ財団

ドイツは、2030 年時点のコージェネレーションのシェアを電力生産量の 3 分の 1、熱生産量の 4 分の 1 にまで可能な限り引き上げるとしています。またコージェネレーション燃料投入の 3 割をバイオエネルギーとすることで、自然エネルギーシェアや脱炭素化に関する目標との整合性を図ろうとしています。

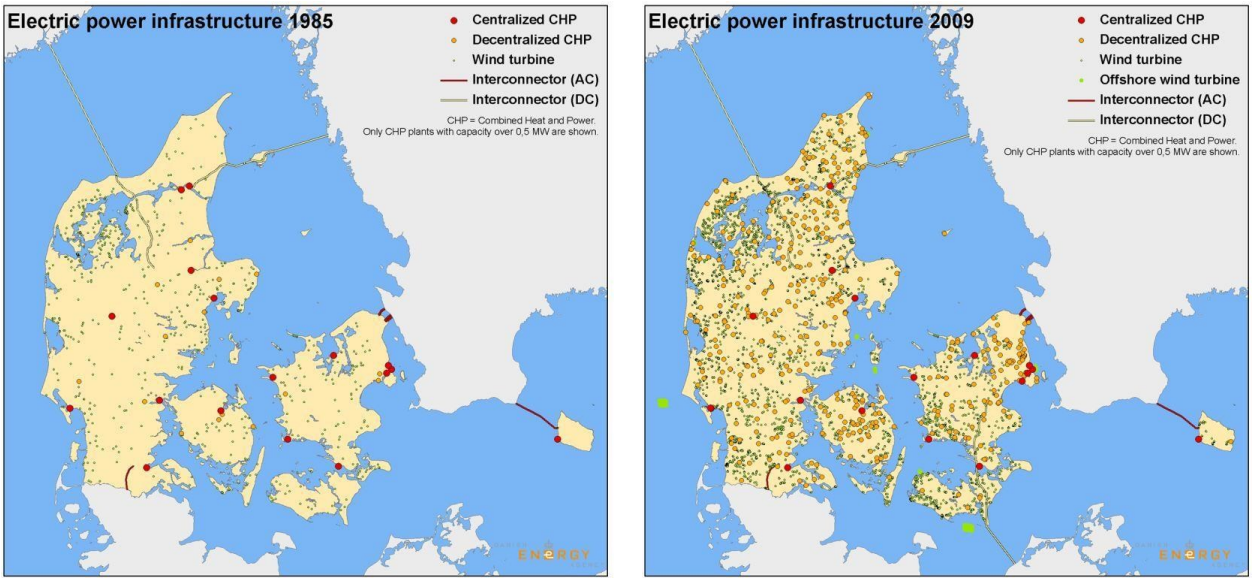
[21] IEA, 2014, Linking Heat and Electricity Systems, p19

デンマーク

分散型エネルギーを基盤としたエネルギー供給システムが確立している国として真っ先に挙げられるのは、北欧のデンマークでしょう。かつてエネルギーの 9 割以上を石油輸入に依存していたデンマークは、1970 年代の石油危機以降、脱石油、国産資源の活用、省エネルギーの推進へと大きく舵を切りました。

特に 1979 年に制定された「熱供給法」は、国産の天然ガスを利用したコージェネレーション、地域熱供給を省エネルギーの重点施策としており、自治体によるエリア指定と「熱供給事業計画」の策定を義務付けるとともに、全需要家にたいする天然ガス導管、地域熱導管への接続が義務化されました。この結果、80 年代、90 年代を通してコージェネレーションや地域熱供給の導入が進み、90 年代後半からの急速な風力発電の導入もあいまって、全発電電力量の約 5 割をコージェネレーション、約 3 割を風力が賄うようになっています。

図 2-3-2　デンマークにおける分散型電源の配置や数の変化



1985 年　　2009 年

出典：デンマークエネルギー庁

図 2-3-2 はデンマークにおける発電設備の配置について、1985 年と 2009 年で比較したものです。ご覧の通り、大規模集中型の発電所が点在していた当時から約四半世紀を経て、国全体に分散型電源の導入が進んでいることが分かります。また自然エネルギーの積極的導入と熱の有効活用を両立することで、国全体の年間 CO_2 排出量を 90 年代のピーク水準（7970 万トン-CO_2、1996 年）から 2013 年の 4460 万トン-CO_2 へと 4 割以上減少させています。

米国

欧州と並んでコージェネレーションの導入が進んでいるのが米国です。2012 年時点で約 8200 万 kW の設備があり（全発電設備容量の約 8%）、年間発電電力量の約 12%を賄っています。2012 年 8 月の大統領令（Executive Order）では、2020 年末までに費用効果的な産業用コージェネレーションを新規に 4000 万 kW 導入することを国家目標として掲げ、関係諸機関が連携して支援するよう要請しています。これにより 1 億 5000 万トン/年の CO_2 削減（車 2500 万台分に相当）、100 億ドル/年のエネルギー費用削減が達成可能であり、400-800 億ドルの新規建設投資を誘発することになると試算しています[22]。

米国では連邦レベルだけでなく、州レベルでもコージェネレーションの導入拡大に向けた政策が実施されており、情報提供を含む手厚い支援が行われています（表 2-3-2）。

表 2-3-2　米国におけるコージェネレーション導入政策

連邦レベル	
エネルギー省	・地域クリーンエネルギー利用センター（Regional Clean Energy Application Centers）を通じ、市場評価、教育、技術上の支援等を提供
環境保護庁	・2001 年、環境保護庁はコージェネレーション産業、州・自治体等との関係強化により高効率コージェネレーションの普及を図る自主的プログラム（CHP Partnership）を立上げ ・2001-2011 年に CHP Partnership は 640 のプロジェクト（新規設備容量 5490MW）を支援
州レベル	
RPS 制度	・2013 年 4 月現在、16 州の RPS 制度で再生可能エネルギー由来電力に加え、コージェネレーション電力を適用対象としている（ルールは州ごとに異なる） ・本制度では、電力小売事業者に対して販売量の一定割合（あるいは絶対量）以上を再生可能エネルギー由来電力やコージェネレーション電力で賄うことを義務づけ
系統連系基準	・分散型発電システムが系統連系の承認に要する遅れ等を防ぐために、州ごとに系統連系基準を策定し、州内の電力会社に適用される系統連系の手続や技術上の要件を明確化している ・2013 年 4 月現在、28 州、コロンビア特別区及びプエルトリコ自治連邦区でコージェネレーションに関する系統連系基準を規定

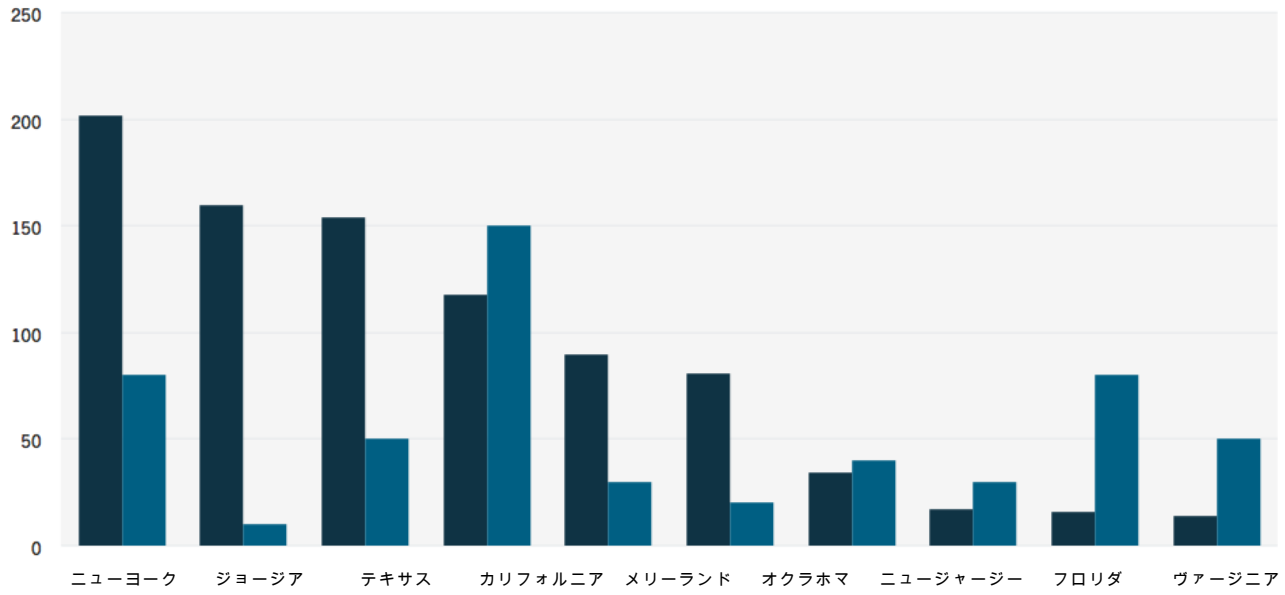
出典：コージェネ財団

米国では、ユニットとしての自然エネルギーやコージェネレーションの導入に留まらず、蓄電池や燃料電池を含め、あらゆる分散型エネルギーを組み合わせた「マイクログリッド[23]」が急速に増えています。マイクログリッドは、気候変動に起因する異常気象などが引き起こす災害に対し、高いレジリエンスを有する区域単位のグリッドであり、かつては病院や大学向けなどがほとんどでしたが、近年は自治体や企業、軍施設などにも活用事例が広がっています。

[22] 米国エネルギー省/環境保護庁, 2012, p3-4

[23] 「マイクログリッドは、自然エネルギーや CHP、蓄電池などの分散型エネルギーで構成される独立した（discrete）エネルギーシステムであり、電力系統と同調、もしくは独立的に運用することで負荷追従する。」（The business case for microgrids より引用）

図 2-3-3　マイクログリッド導入が進んでいる州



注）左が導入容量（単位：MW）、右がプロジェクト数。
出典：GTM research

州ごとの導入状況をみると、設備容量ではニューヨーク州が最も多く、導入プロジェクト数ではカリフォルニア州がトップとなっています（図 2-3-3）。特にニューヨーク州は、2012 年 10 月のハリケーン・サンディによる浸水や停電などの甚大な被災以降、レジリエンスを兼ね備えた非常用電源としての役割も果たすマイクログリッドの導入が進んでいます。米国では既存の電力系統におけるバックアップ電源としてもマイクログリッドが評価されており、連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、2013 年 7 月、電力会社に対し、即応性のあるバックアップ電源としてのマイクログリッドに高い電力買取価格を支払うよう、指令を出しています。

調査機関の最新の報告書によれば、2017 年末のマイクログリッドの設備容量は約 180 万 kW に達し、累積の市場規模は 30 億ドルを超えると予想しています[24]。

(3)　エネルギービジネスモデルの大転換へ

世界における小規模分散型電源の新規導入容量は、2018 年にも集中型電源の新規導入容量を超え、2023 年までの 10 年間に 3.2 億 kW 分の大規模電源による供給力を小規模分散型電源が賄うことになると予想されています。これにより、1 兆ドル（約 120 兆円、1 ドル＝120 円換算）規模の分散型電源市場が創出される反面、世界の電力会社の売上は 2228 億ドル（約 27 兆円）相当が失われるとの試算も出ており、世界の潮流を見る限り、自然エネルギーやコージェネレーションといった分散型へのシフトはより鮮明になってきています[25]。

欧米の大手エネルギー会社も過去のビジネスモデルからの転換を図ろうとしています。

たとえば、2014 年 11 月 30 日、欧州最大のエネルギー会社「E.ON（エーオン）」は、火力・原子力等の従来発電部門を新会社に分離・独立させ、親会社は自然エネルギーと顧客サ

[24] GTM Research, 2014, Microgrids 2014: The Evolution of Localized Energy Optimization
[25] NAVIGANT RESEARCH, 2014, Global Distributed Generation Deployment Forecast

ービス関連部門に集約するとの方針を発表しました。エネルギー市場の劇的な変化や技術革新、多様化する顧客志向にたいして、「もはや既存の包括的事業モデルではこれらの新たな課題に適切に対処することは困難」（ヨハネス・テイセン CEO）[26]であり、今後の成長や安定利益の見込める自然エネルギー事業、配電事業、エネルギー効率化支援事業に経営資源を配分することを決定したのです。2013 年通期の売上高 1224 億ユーロ（16.5 兆円、1 ユーロ＝135 円換算）、税引前利益 93 億ユーロ（1.2 兆円）を誇るエネルギー業界の巨人ですら、生き残りをかけてビジネスモデルの転換、分散型シフトの加速化を図ろうとしているのです。

その他、ドイツの RWE や米国の NRG といった欧米を代表するエネルギー企業でも分散型を軸とするビジネスモデルの転換を進めており、大きなうねりとなりつつあります。

[26] REUTERS. Nov 30 2014.

2　日本において分散型シフトを加速させるために

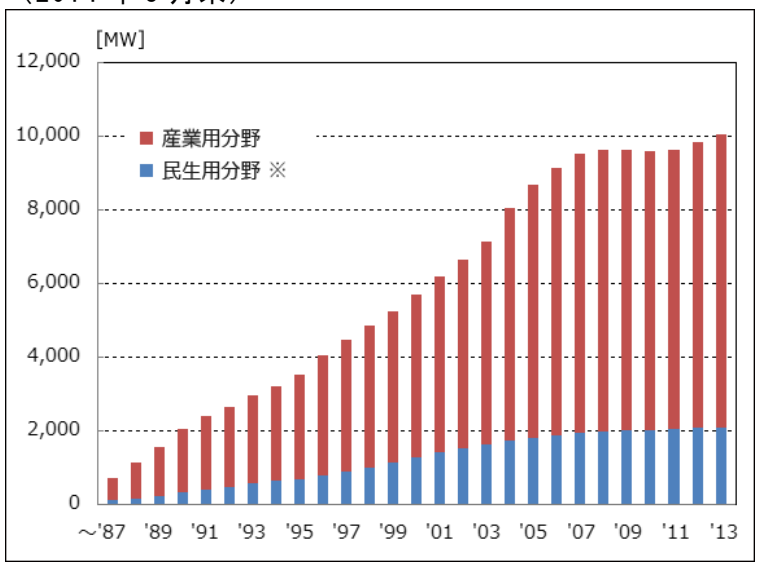
(1)　日本の分散型の現状

日本の全発電量に占めるコージェネレーションの割合は約 3%（2010 年度）となっていますが、2000 年代後半から伸びが鈍化していることが分かります（図 2-3-4）。自然エネルギーやコージェネレーションの導入を加速させている世界の主要国に比べて、日本は分散型シフトが進んでいるとは言い難い状況です。

2012 年に公表された革新的エネルギー・環境戦略では、2030 年の導入目標として総発電電力量の 15%（1500 億 kWh）を CHP で賄うこととされました。

また、コージェネ財団による 2030 年の導入量推計では、家庭用、業務用、産業用をあわせて、約 1540 億 kWh に達するとしています。この数値は 2013 年度発電電力量（1 兆 202 億 kWh）の 15%に相当し、2030 年に 2010 年比 3 割減となる JREF シナリオ（7725 億 kWh）では 20%を占めることになります。ちなみにドイツではコージェネレーション電力の総発電電力量に占める割合を 2020 年までに 25%へと高める目標を掲げています。現時点ですでに 3 割を超える国々もあります。日本で議論されている目標値は世界的にみても現実的な水準といえるでしょう。

図 2-3-4　日本のコージェネレーション累積導入容量（2014 年 3 月末）



注 1）民生用には、戸別設置型の家庭用燃料電池（エネファーム）やガスエンジン（エコウィル）等を含んでいません。
注 2）設置・撤去を加減した正味値。
出典：コージェネ財団

(2)　分散型シフト加速化に向けた方策

分散型エネルギーへのシフトが世界的な潮流であり、すでに大きな変革がはじまっていることがお判りいただけたと思います。では、日本において分散型シフトを加速させるためにはどのような点を重視すべきでしょうか。

ここでは基本となる要素を 2 点、取り上げます。

電力システム改革の着実な推進

自然エネルギーやコージェネレーションといった分散型エネルギーの導入を加速させるためには、送配電網などエネルギーインフラの中立・公平な運用が必要不可欠になってきます。実際、分散型シフトの進む欧米でも、発送電分離を行い、系統運用の中立性を確立したことが自然エネルギーの大きな発展につながりました。これまでの大規模集中型を推進してきた、地域独占・垂直一貫体制をあらため、エネルギーネットワークを公共インフラとして開放することが分散型シフト加速化の前提条件といえるでしょう。

地方自治体による積極的な役割

地域のレジリエンス向上、エネルギーの地産地消による経済の活性化といった分散型シフトのメリットを最大限享受するには、各地域の行政の役割が重要になってきます。人口減少や産業衰退に悩む地方、あるいは異常気象や気候変動影響の脅威に晒されている都市など地域によって抱えている課題は様々ですが、それらの解決策として分散型エネルギーの活用を積極的に推進すべきです。日頃より地域の課題と向き合い、持続可能で、魅力ある地域づくりに取り組んでいる地方自治体こそ、積極的に分散型シフトのイニシアチブをとっていくべきでしょう。

(3) コージェネレーションの普及加速化に向けて

コージェネレーションの普及拡大を図るべく、各団体が要望や提言を公表しています。たとえば、日本ガス協会は、分散型エネルギーシステムの普及に関する政策要望として「電源構成におけるコージェネレーション、燃料電池など分散型エネルギーシステムの比率の明確化」、「コージェネレーション・燃料電池の発電電力の価値の適正評価」、「分散型エネルギーシステムによる国土強靭化の推進」の 3 点を挙げています。また経済同友会は、2014 年 4 月の提言書において、「分散型エネルギーシステムに関する推進法の制定」、「建築物や地域間の面的なエネルギー利用を促進する法整備」の必要性を説いています。これらの要望・提言および海外の政策を俯瞰すると、以下の 3 点が特に重要だと思われます。

コージェネレーション推進基本法の制定

分散型シフトを強力に推進するには、国によるビジョンの明確化とそれを実現させるための法的根拠を伴った政策が必要不可欠です。コージェネレーション等に関する導入目標値の設定はもちろんのこと、国・自治体による熱導管等のインフラ整備や一定規模以上の新規開発におけるコージェネレーション等の導入義務付けといった施策を、法律に基づいて行政や事業者間の役割を明確にしながら展開していくことが肝要です。

コージェネレーション等の設備や発生する電気・熱の価値を適正に評価する

電気や熱に色はついていませんが、自然エネルギー同様、コージェネレーション由来の電気や熱にも特有の価値があることを忘れてはいけません。需要地に近接するかたちで分散設置されたコージェネレーション等は、エネルギーの効率的利用や地域防災に資する電源・熱源であり、大規模集中型にはない付加価値をもたらしているといえます。価値を適正に評価し、発生する電気や熱にプレミアムをつける、あるいは価値に見合った助成金等のインセンティブを付与することで普及を後押しすべきではないでしょうか。

地域熱供給の促進、および障壁となっている法規制の見直し

いかにしてコージェネレーション等の分散型電源を設置するかは、いかにして発生する熱を有効に活用するかにかかっています。そして熱の有効活用の促進には、コージェネレーション等から発生する熱をいかにして多くの需要家に送り届ける（地域内でシェアする）かが重要になってきます。

そこでキーワードとして上がってくるのが地域熱供給です。実際、海外では一定量のまとまった熱を、導管を通してエリア全体へと面的に供給する地域熱供給が普及していますが、日本では旧来からの法規制などが障壁となり、導管ネットワークの整備が諸外国に比べてかなり遅れています（表 2-3-3）。

表 2-3-3　海外における地域熱供給の状況（2009 年）

国名	年間熱供給量（TJ）	導管ネットワーク（km）
中国	263,188,000	110,490
ロシア	6,891,293	173,100
アメリカ	365,818	3,206
ドイツ	284,386	19,538
韓国	201,389	2,268
スウェーデン	181,612	21,100
フランス	86,472	3,321
アイスランド	25,272	6,950
日本	22,997	736

出典：エネルギー白書（2011）

先の経済同友会の提言書においても「現行の「道路法」「共同溝の整備等に関する特別措置法」等の法律では、電気、上下水道、ガスに関する規定はあるものの、熱供給事業者や熱導管の位置付けが不明確なため、道路占用許可が難しいという問題が現に生じて」おり、「関連法における熱供給事業者や熱導管の位置付けの明確化や、公共性の高い熱源設備や熱導管等の敷設に対するインセンティブ付与（容積率割増や空地率の指定の緩和など）など、熱エネの利活用を前提とした法整備を進めるべき」として、道路を縦断する熱導管の敷設に関する法整備等を主張しています[27]。障壁となっている法規制の見直しをすみやかに行い、発生した熱を運ぶ熱供給インフラの整備を進めるべきでしょう。

[27]「熱導管は道路法第 32 条、熱供給事業は第 36 条に明記がなく、道路への縦断占用許可が下りにくい。民有地への敷設の場合、交渉が長期化、維持管理が困難になるリスクがある。」（経済産業省　まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会（第 2 回）、大阪ガス資料より）

第４章　　日本版 SWITCH モデルによる 2030 年需給構造の評価

１　電力需給モデルによるエネルギーシナリオの分析

本章では、自然エネルギー財団が提案する 2030 年度のエネルギーシナリオ（JREF シナリオ）の実現可能性やコストを分析します。

このシナリオの分析には、発電所、需要地、系統等情報によって構成される電力需給モデル「SWITCH-Japan モデル」を用いました。SWITCH-Japan モデルは、日本の年間の電力需要の時間変動データ、発電所情報、系統情報、気象情報を基に、電力需要と自然エネルギーの出力の時間変動を考慮したうえで、エネルギーシナリオを評価します。

新エネルギー小委員会のもとに設置された「系統ワーキンググループ（以下、系統 WG と略記）」では、自然エネルギーの接続可能量の拡大の可能性を検討するため、風力発電・太陽光発電の最大出力見通しを推計し、火力発電の調整、揚水発電の活用、自然エネルギーの出力抑制、地域間連系線の活用（一部）による接続可能量を算定しています。系統 WG での検討結果は、事前に各電力会社が公表していた可能量から大きな変化はありませんでした[28]。

一方、今回、SWITCH-Japan モデルを用いた評価では、2030 年度に JREF シナリオの想定する自然エネルギーの活用が可能という結果になりました。今後、自然エネルギーの普及拡大へ向けて、系統 WG などの場において、変動型自然エネルギーの出力の推計方法、原子力発電の稼働量の設定、地域間連系線の一層の活用など、様々な角度からのさらなる検討が求められます。

[28]経済産業省　新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ（第 3 回）配布資料

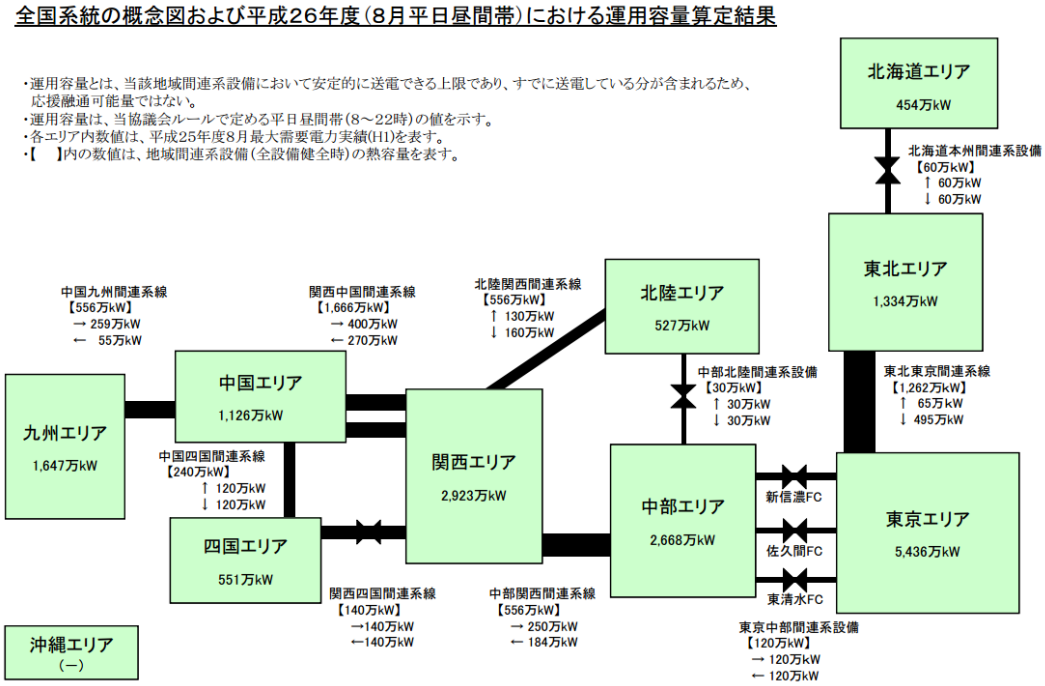
参考①：SWITCH モデルの概要

SWITCH モデル[29]は既存の発電所、系統、需要データを基にして、各地域における将来の自然エネルギーの普及（設備容量）をシミュレーションし、発電コストや、CO_2 排出量などを計算するモデルです。このモデルでは、さらに需要と気象の時間変動データから、自然エネルギーを含めた各地域の電力需給バランスをシミュレーションすることができます。

需給バランスのシミュレーションでは、電力需要や気象情報を、過去の各地域の実績値を用いることで、需要と気象変動の相関や、太陽光や風力の平滑化効果をより現実的に分析することが可能になります。今回の試算では、サンプルとして 2013 年度の毎月 2 日間（月間最低需要日・最大需要日）×12 か月の計 24 日間の需要・気象データを基に需給バランスのシミュレーションを行いました。これらのサンプルによって、季節変動（12 か月間）や需要変動（最大・最小需要）を考慮したうえで、シナリオの需給バランスが維持できることを評価します。また、1 日の変動については、24 時間を 2 時間毎の 12 区分で再現しました。なお今回の試算では、需給バランスのシミュレーションを行う上で、LFC の調整力や火力発電の立ち上がり、出力変化速度、事故時の安定供給などは制約条件として考慮していません。

SWITCH モデルを日本で用いるにあたり、モデルの作者である Matthias Fripp 博士の協力によって、モデルの発電所や系統、気象データを日本の情報に修正して用いました。系統情報では、地域間連系線は ESCJ の運用容量[30]を引用し、各電力管内の都道府県間の系統は、それぞれの設備情報[31]から熱容量を推定しました。

図 2-4-1　前提とした系統容量



出典：ESCJ（2013）

---

[29] Switch: A Planning Tool for Power Systems with Large Shares of Intermittent Renewable Energy（Matthias Fripp*, 2012）
http://www2.hawaii.edu/~mfripp/papers/Fripp_2012_Switch_Calif_Renewables.pdf

[30] 各地域間連系設備の運用容量の算定結果（ESCJ）
http://www.escj.or.jp/rep/pdf/h2604_opecapa_posting.pdf

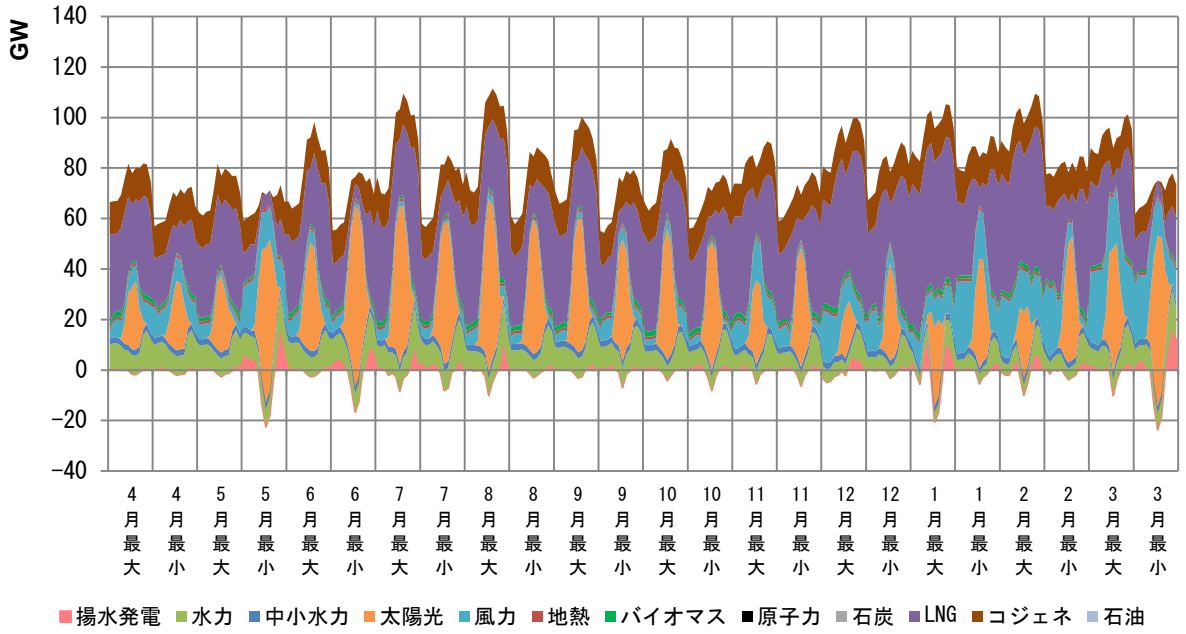
[31] 供給信頼度評価報告書（平成 25 年度 5 月）
http://www.escj.or.jp/system/pdf/h2505_reliability_posting.pdf

２　自然エネルギーを活用する需給バランス

SWITCH-Japan モデルを用いた評価では、2030 年に JREF シナリオの想定する自然エネルギーが活用される場合でも、需給バランスが維持される結果となりました。図 2-4-2 では、サンプルとして 2030 年の 4 月から翌年 3 月の毎月 2 日間（月間最低需要日・最大需要日）について、各日 2 時間毎に 24 時間の需要と供給のバランスをシミュレーションした結果を示しています。図では、各月のそれぞれ最大需要日と最小需要日の需要変動に対して、需要を賄う電源構成を色分けして示しています。さらに、一部でみられるマイナス方向の伸びは揚水発電が水をくみ上げ、電力を消費している様子を示しています。

JREF シナリオにおける需給パターンでは、特に春から夏にかけて日中のピーク需要の時間帯に太陽光発電（橙）が出力を増加させます。そして自然エネルギーからの出力が需要を上回る時間帯では、LNG の出力（紫）が低下することや、揚水発電が水をくみ上げることで需給バランスを維持しています。

図 2-4-2　JREF シナリオにおける需給バランス（日本全体合計）

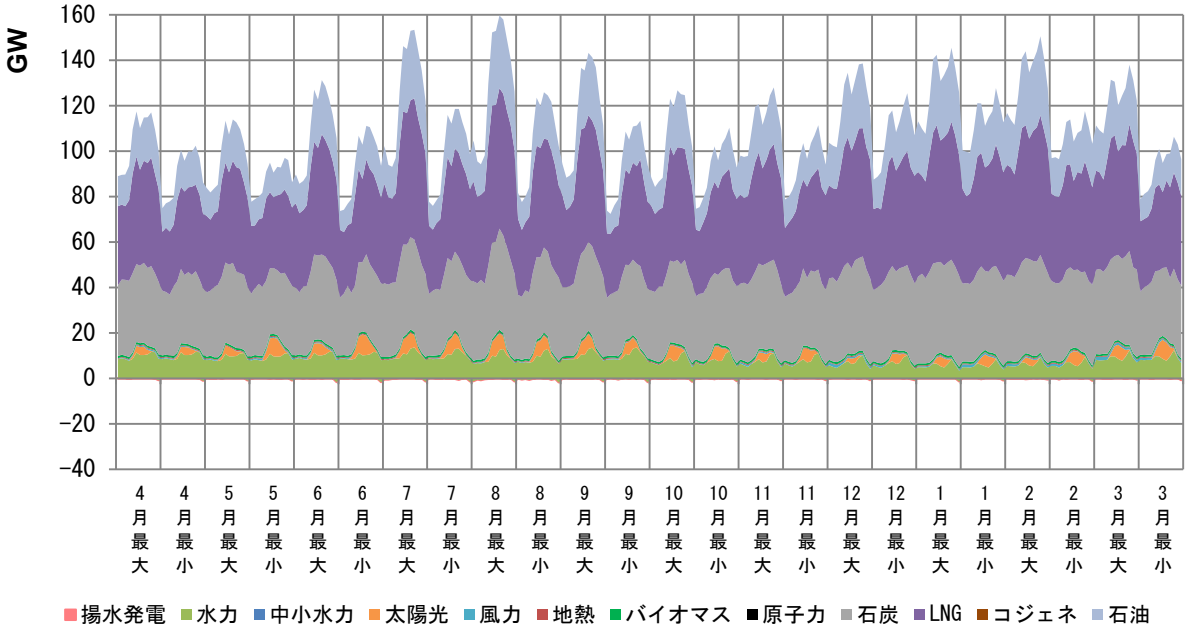


注 1）24 日間（各月の最大最小需要日）の需給の時間変動（2 時間×12 区分）をプロットしている。
注 2）マイナス方向の伸びは揚水発電が水をくみ上げ、電力を消費している様子を示しています。
出典：自然エネルギー財団作成

図 2-4-3 では SWITCH モデルを用いて、現状 2013 年の需給パターンをシミュレーションしました。ここでは一日の需要変動が日中にピークを迎えることに対して、LNG（紫）や石油火力（水色）の出力を増加させることで、需給バランスを維持しています。

JREF シナリオでは、現状の発電設備や系統設備に、現在計画されている系統増強（北本連系 60 万 kW→90 万 kW）のみを前提としています。今回のシミュレーション結果は、現状設備の利用で、自然エネルギーの変動に合わせた需給バランスを維持できる可能性を示唆しています。

図 2-4-3　現状（2013 年）の需給バランス（SWITCH-Japan モデルによる、日本全体）



出典：自然エネルギー財団作成

３　発電設備の分布

SWITCH-Japan モデルでは、自然エネルギーやガスコジェネレーションの導入見通しを、前提条件として与えています。その地域ごとの分布は、「需給バランスの維持」と「日本全体の発電コスト」の面から最適となる分布をシミュレーションしています。

その結果、表 2-4-1 に示すように、JREF シナリオでは、東京、中部、関西といった需要の大きな地域や九州地域で多くの太陽光発電が導入され、風力発電については、風況の良好な北海道、東北、九州を中心に導入される結果となりました。自然エネルギーを広く（適切な分布で）普及させていくことで、2030 年度に JREF シナリオの想定する高い水準の導入が可能であることを示唆しています。

表 2-4-1　JREF シナリオの太陽光・風力発電の分布（単位：MW）

	現状		2030JREF シナリオ	
	太陽光	風力	太陽光	風力
北海道	373	315	1,639	4,343
東北	933	754	7,276	21,355
東京	3,508	186	24,874	186
北陸	241	146	7,623	146
中部	2,550	285	20,175	3,101
関西	1,818	138	13,929	1,386
中国	1,208	300	12,497	681
四国	725	124	4,594	124
九州	2,854	435	18,197	4,678
合計	14,208	2,683	110,805	36,000

出典：自然エネルギー財団作成

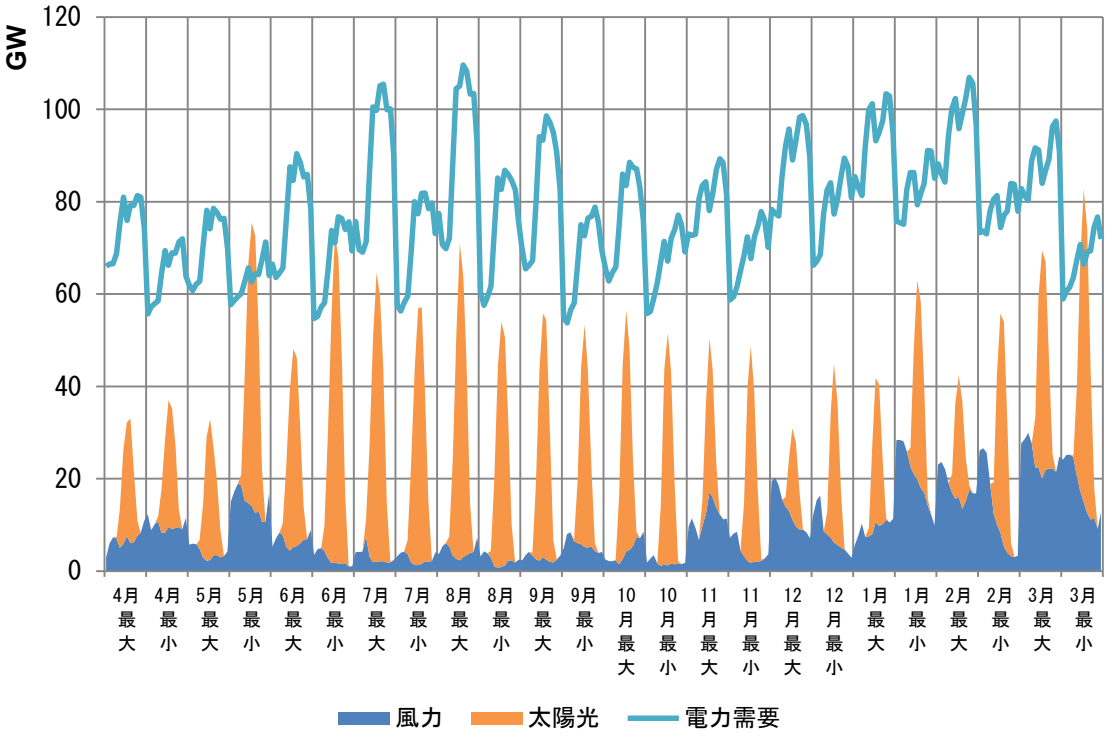
4　自然エネルギーの発電出力

SWITCH-Japan モデルでは、気象庁の全天日射量観測データ（1 時間ごとの値）[32]から 2013 年の都道府県規模の各需要地の太陽光出力の時間変化を再現しました。また、気象庁の数値気象予測モデル[33]のデータから風力発電出力の時間変化を再現し、これらを用いて需給調整のシミュレーションを実施しました。図 2-4-4 では、各月の最大・最小需要日における電力需要（折れ線）と太陽光（橙）、風力発電（青）の出力の合計を比較しています。

その結果、分析した期間では、日本全国規模では太陽光の出力が最大 67GW（設備容量比 61%）、風力発電では最大 30GW（設備容量比 80%）となりました。また 5 月や 3 月の最小需要日には、風力・太陽光の合計出力が 70～80GW に達する結果となりました。

春から夏では主に低需要日において太陽光や風力の出力が大きくなり需要を上回る日が存在しますが、一方で低需要日に出力が小さくなる日も存在します。季節やその日の天候によって、太陽光や風力の出力と需要との関係は多様なパターンが考えられます。太陽光や風力出力と需要との相関について、さらに分析を進めていく必要があります。

図 2-4-4　JREF シナリオにおける太陽光・風力導入容量と時間別出力と需要



出典：自然エネルギー財団作成

[32] 気象庁ホームページ　http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php
[33] GPV/JMA Archive　http://gpvjma.ccs.hpcc.jp/~gpvjma/

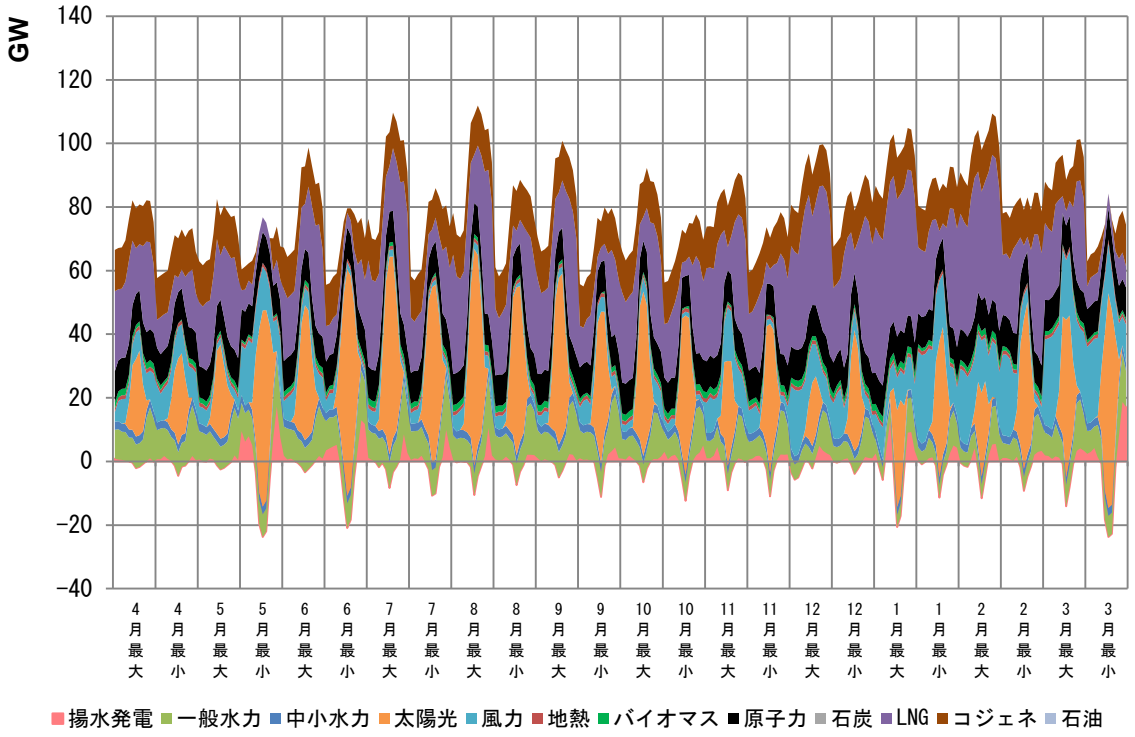
5　原子力発電の影響

系統 WG の自然エネルギーの接続可能量の検討では、電力需要に対して、全ての原子力発電の稼働（震災前過去 30 年の設備利用率平均×設備容量）を前提としており、自然エネルギーが導入される余地が少なくなっています。一方で、JREF のシナリオでは、2030 年に原子力発電からの供給を想定していないため、自然エネルギーを導入可能な（自然エネルギーが需要を賄う）部分が大きくなっています。

JREF シナリオと同様の自然エネルギーの普及規模で、原子力発電をベースロードとして位置付けた場合、需給バランスは図 2-4-5 のようになります。ここでは、原子力規制委員会に適合性審査を申請している 13 原発 20 基（2014 年 11 月時点）に対して、40 年での廃炉を想定して 2030 年時点で稼働している原発 13 基の稼働を想定しています。

図 2-4-5 では、春夏期に太陽光発電の出力がピークを迎える時期にも、原子力発電（黒）が供給しています。SWITCH-Japan モデルの計算結果からは、このような時間帯の存在から、自然エネルギーの出力抑制が JREF シナリオで年間 8.6 億 kWh であったことに対して、原子力の稼働を想定する場合には年間 47 億 kWh に増加しました。原子力発電をベースロードとして想定することは、自然エネルギーの活用をより困難にする可能性があります。

図 2-4-5　自然エネルギー普及時における原子力発電（ベースロード）の影響



注 1）24 日間（各月の最大最小需要日）の需給の時間変動（2 時間×12 区分）をプロットしています。
注 2）マイナス方向の伸びは揚水発電が水をくみ上げ、電力を消費している様子を示しています。
出典：自然エネルギー財団作成

６　地域間の電力融通

自然エネルギーの接続可能量について、系統 WG では「空き容量（運用容量から従来型発電などによって占有された枠（計画潮流）を除いたもの)」の利用を前提とした試算が行われています。これに対し、JREF シナリオのシミュレーションでは、より柔軟な運用を行う観点から、「空き容量」ではなく「運用容量」を試算の前提としています。

これは、地域間連系線において自然エネルギーを、「空き容量」を用いて調整する追加的なものとして位置付けるのではなく、「運用容量」の中で既存の電源と自然エネルギーを対等に扱い、最適な地域間連系線の運用をめざす方が、全体的な効率化が実現できるという考え方に基づいています。

JREF シナリオの需給シミュレーションでは、地域間連系線で年間合計約 142 億 kWh が融通される結果となりました。ESCJ が公表する 2013 年度の融通実績[34]約 866 億 kWh よりも小さくなっていますが、上述のように、試算の前提として現在の融通実績の中で大きな割合を占めている計画潮流を含んでいないことが、この差に反映していると考えられます。

また、JREF シナリオでは、自然エネルギーが普及する際に、需要と近接する場所に分散型に配置される結果となっており、このために系統利用が減少したと考えられます。さらに、地域間連系線を占有していた電力融通が減少したことによって、日中のピークの時間帯に太陽光発電の出力が需要を上回る地域で、地域間連系線を用いた広域での需給調整の調整可能幅が増加し、より自然エネルギーを導入しやすい環境になっていると考えられます。

[34] ESCJ 年報（平成 25 年度版）　http://www.escj.or.jp/news/2014/ESCJ_AR_2013.pdf

7　揚水発電の活用

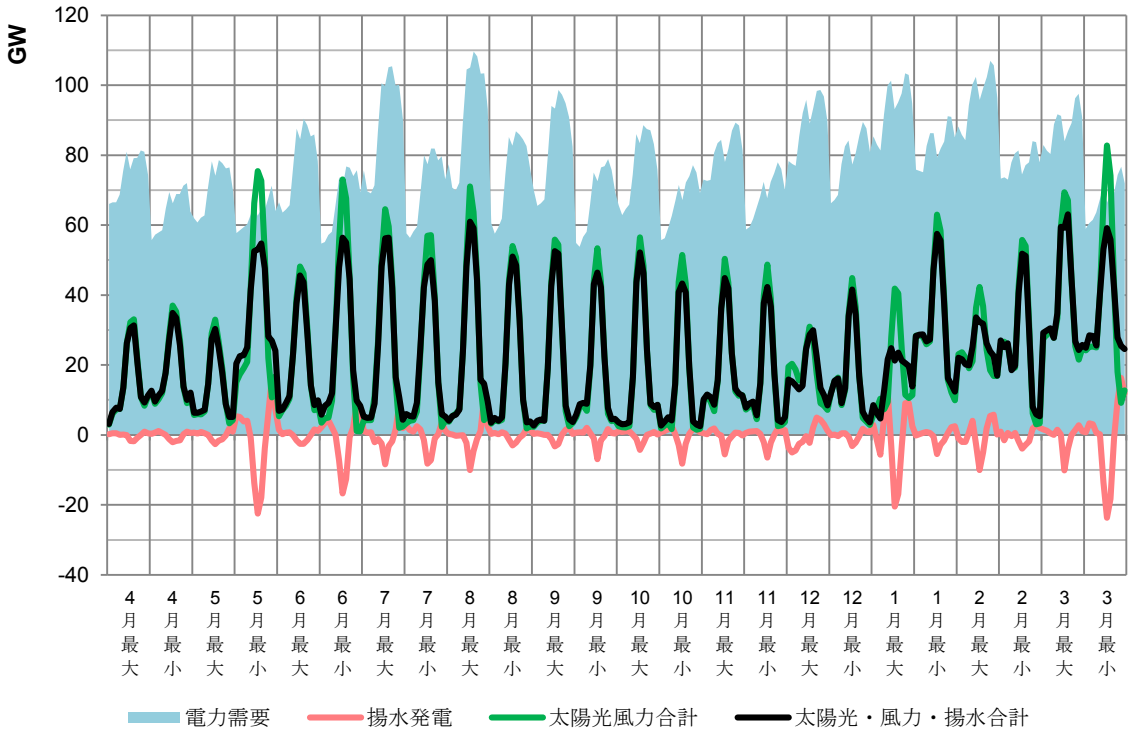
需要変動や自然エネルギーの出力変動に対して、揚水発電を活用することで、（ア）供給力に余裕がある時間帯に貯水し、需給がひっ迫する時間帯に供給する、（イ）自然エネルギーなど変動電源による供給が、需要を大きく上回る時間帯に貯水し、他の時間帯に供給する、などの調整が可能になります。SWITCH-Japan モデルでは、前提として現状の揚水発電が利用可能としています。

図 2-4-6 では JREF シナリオにおける太陽光・風力の合計出力と、電力需要、揚水発電の関係を示しています。JREF シナリオの計算結果では、電力需要（水色）に対して、太陽光と風力の合計出力（緑）が高まるにつれて、揚水発電（桃色）が水をくみ上げはじめ、その後自然エネルギーの出力低下に伴って、揚水が発電を開始する調整が取られていることを示しています。

その結果、太陽光・風力・揚水発電の合計出力（黒）では、出力が需要（水色）を下回っています。このように揚水発電によって、太陽光発電や風力発電の出力のピークを和らげる効果が出ています。

2013 年度の揚水発電実績[35]は 68.2 億 kWh であり、設備利用率は 3%程度と言われています。一方で、年間の揚水発電量は JREF シナリオで約 111 億 kWh となりました[36]。そのため、JREF シナリオにおける揚水発電の活用も実現可能なものと考えられます。

図 2-4-6　JREF シナリオにおける揚水発電稼働状況



出典：自然エネルギー財団作成

[35] 電力調査統計　http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/

[36] 揚水に要した電力の約 83.5%が発電に利用できると想定した。揚水発電の汲み上げ能力は、現状の稼働時間を 1000 時間と想定して、現状の揚水発電量から必要とされる汲み上げ能力を推定した。

8　火力発電の稼働状況

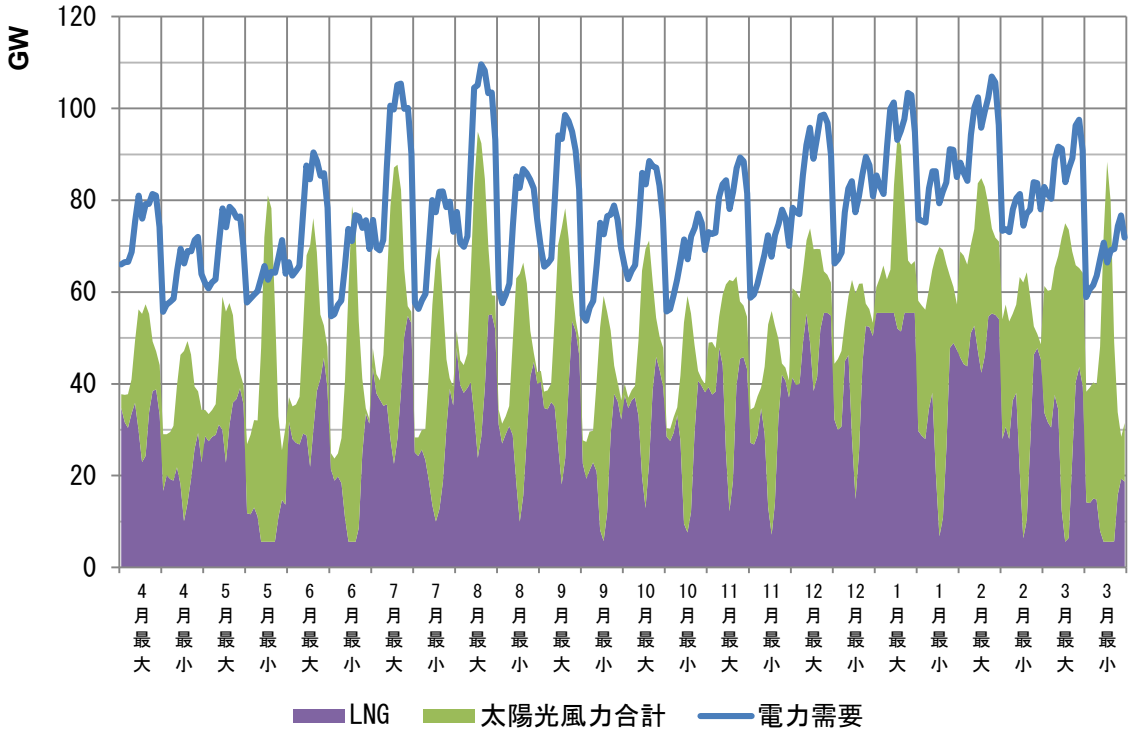
自然エネルギーの普及にともなって火力発電の設備利用率が低下し、発電コストが増加する可能性が懸念されます。そこで SWITC-Japan モデルでは、自然エネルギー普及による火力発電の設備利用率の変化について分析しました。

JREF シナリオでは、自然エネルギーの変動に対して火力発電が需要との調整を担うにあたって、火力発電の最低出力を 10%、天然ガス火力発電の年間の設備利用率の上限値を 60%に設定して需給シミュレーションを行いました。

図 2-4-7 では、サンプルとした 24 日間（各月最大・最小需要）において、太陽光・風力の出力（緑）のピークの時間帯に天然ガス火力発電（LNG、紫）が出力を下げて需給を調整する様子を示しています。ここで天然ガス火力発電（LNG）の年間の設備利用率は、年間で 56%と試算され、高い水準を維持する結果となりました。

JREF シナリオでは、2030 年時点で省エネルギーの進展と自然エネルギーの普及を想定していますが、同時に、原子力発電、石炭・石油火力発電の稼働を見込んでいないため、天然ガス火力発電の設備利用率は高い水準が維持される結果になっていると考えられます。

図 2-4-7　JREF シナリオにおける火力発電の稼働状況



出典：自然エネルギー財団作成

９　自然エネルギーの出力抑制

SWITCH-Japan モデルでは、火力発電出力の調整、電力融通、揚水発電の活用を行ったうえでも、変動電源からの出力が電力需要を上回る場合には、自然エネルギーの出力を抑えることを想定しています。

シミュレーションの結果では、JREF シナリオでは、約 8.6 億 kWh の出力抑制量が計算されました。この出力抑制量は太陽光・風力発電の約 0.44%に留まっています。系統 WG では、各電力会社で 3~4%前後の出力抑制が必要になると想定しています。この二つの試算の差は、（１）電源構成について原子力による発電を想定するか、（２）地域間連系線の活用の想定方法、等によって生じていると考えられます。最適な自然エネルギー発電設備の地域的な分布のもとで、火力発電による調整、揚水発電の活用を進めた場合、省エネルギーの進展・自然エネルギーへの転換が進んだ 2030 年の JREF シナリオにおいても、自然エネルギーの出力抑制の発生量は十分小さくなると考えられます。

表 2-4-2　JREF シナリオにおける需給調整量（単位：億 kWh）

	現状	JREF
太陽光発電量	93.9	1,211
風力発電量	49.8	763
揚水発電	68.2	111
抑制量	0	8.6
抑制量（%）	0%	0.436%

出典：自然エネルギー財団作成

表 2-4-3　系統 WG における実績に基づいて試算した出力抑制量[37]

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州
自然エネ出力抑制量（億 kWh）	0.49	5.21	0.44	1.12	1.64	4.64
抑制率	2.90%	4.60%	3.30%	1.30%	4.50%	4.20%
自然エネ発電量（億 kWh）	16.9	113.3	13.3	86.2	36.4	110.5

注）自然エネ発電量は、風力発電の連系可能量ケース
出典：系統 WG 資料をもとに自然エネルギー財団作成

[37] 経済産業省　新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ（第 3 回）配布資料

１０　2030 年のエネルギーシナリオのコスト比較

SWITCH-Japan モデルを用いて、JREF シナリオと 2 つのシナリオの発電コストを評価しました。これらのシナリオでは、現状の発電・系統設備を前提として、下記に示したようなそれぞれの方針に従って需給構造が変化していくことを想定しています。

SWITCH-Japan モデルにおけるコストは、（１）従来型火力、原子力発電所の発電コスト（初期投資コストの償却、燃料費、維持コスト)、（２）自然エネルギーの発電コスト（初期投資コスト、維持コスト)、（３）系統の維持・送配電コストを計算します[38]。これらの３つの視点から評価されるコストを、社会的にかかる電力コストを示す指標として、シナリオの比較に用いました。

JREF シナリオ：自然エネルギーと省エネの推進、天然ガス火力の活用によって、2030 年に原子力、石炭火力ゼロの電力需給を実現します。

参照シナリオ：現状の電力需要が維持され、自然エネルギーの普及想定を福島第一原発事故以前の目標水準として、火力発電と原子力発電を主力とした電力供給を行います。

原子力発電については、原子力規制委員会に適合性審査を申請している 13 原発 20 基（2014 年 11 月時点）に対して、40 年での廃炉を想定して 2030 年時点で稼働している原発 13 基の稼働を想定しています（現状維持シナリオも同一)。

現状維持シナリオ：現状の電力需要が維持され、現状の自然エネルギー導入規模、火力発電利用規模を維持します。

表 2-4-4　各 2030 年シナリオの主な特徴

	JREF シナリオ	参照シナリオ	現状維持シナリオ
自然エネルギー	約 3500 億 kWh	約 2100 億 kWh	約 1000 億 kWh
原子力	稼働しない	9%	9%
火力発電	石炭、石油火力は稼働しない	石油火力ゼロ 石炭火力 1300 万 kW 増強	現状水準を維持
電力消費	2010 年比 30%削減	2013 年水準	2013 年水準

出典：自然エネルギー財団作成

[38] コストの計算では原価だけでなく利益率も考慮する。

表 2-4-5　エネルギーシナリオの電源構成（発電量、単位：TWh）

	2013	JREF	参照	現状維持
原子力	0.0	0.0	85.5	85.5
石炭	303.1	0.0	266.3	362.6
石油	163.5	0.0	0.0	65.1
LNG	377.5	272.8	256.4	341.9
一般水力	74.4	74.4	74.4	74.4
揚水	0.0	11.1	3.1	0.0
中小水力	0.1	21.7	21.7	0.1
コジェネ	0.0	108.8	132.3	0.0
太陽光	15.3	121.1	63.1	12.5
風力	3.7	76.3	23.5	4.4
バイオマス	7.6	12.5	12.7	5.2
地熱	3.2	10.3	10.1	3.2
合計	948.4	709.1	949.1	954.9

注）SWITCH-Japan モデルでのシミュレーションでは、2013 年実績、JREF シナリオをモデル上で再現しているが、モデルの性質上、各電源の発電量などが完全に一致しているわけではない。
出典：自然エネルギー財団作成

SWITCH-Japan モデルの分析では、試算した 3 つのシナリオのうち、JREF シナリオのコストが最も低い結果となりました。表 2-4-6 では、各シナリオのコストをまとめています。このコストは各シナリオの 2030 年における発電設備の初期投資や維持コスト、燃料費を積算したものであり、各電源では稼働時期や設備容量、発電量が異なるため、電源間のコストを比較するものでありません。JREF シナリオのコストが低くなった要因は、省エネルギー・自然エネルギーの普及によって、原子力、石油火力、石炭火力の発電をゼロにし、LNG の発電量も現状より減少させているためです。なお、JREF シナリオでは原子力や石炭火力の発電量がゼロとなっていますが、設備の償却のためのコストは計上されています。

これに対して参照シナリオは、JREF シナリオより高いコストとなっています。これは、①原子力発電の稼働を前提としても、多くが 40 年の運転期間を終え、発電量が限定的となる見通しであること、②自然エネルギーの増加見込みが少ないことから、③依然として石炭、LNG など化石燃料への依存が高くなること、④省エネ化が進んでいないこと、が要因となっています。

「現状維持シナリオ」は、3 つの内で最も高コストとなっています。しかし、石油火力が減少していることから、現状（2013 年）より約 1 兆円程度減少すると考えられます。

表 2-4-6　シナリオ別の発送電にかかる年間コスト（単位：兆円）

	2013	2030		
		JREF	参照	現状維持
原子力	0.66	0.33	1.16	1.16
石炭	2.39	0.33	2.30	2.99
石油	4.27	0.00	0.12	2.49
LNG	5.24	4.09	3.79	4.98
一般水力（揚水含む）	0.46	0.46	0.46	0.46
中小水力	0.00	0.46	0.46	0.00
コジェネ	0.00	1.39	1.67	0.00
太陽光	0.25	2.05	0.56	0.26
風力	0.09	1.13	0.27	0.09
バイオマス	0.18	0.27	0.27	0.08
地熱	0.07	0.21	0.21	0.07
送配電	2.05	2.00	2.01	2.01
合計	15.89	13.76	14.15	14.85

注）2013 年の数値は SWITCH-Japan モデルを用いて再現したコスト構造である。

出典：自然エネルギー財団作成

参考②：SWITCH モデルにおけるコスト試算

SWITCH-Japan モデルにおけるコストは、（１）従来型火力、原子力発電所の発電コスト、（２）自然エネルギーの発電コスト、（３）系統の維持・送配電コスト、を計算し、評価を行います。これらの３つの視点から評価されるコストは、電気料金の原価の一部となります。これを指標として、シナリオの比較を行いました。

（１）従来型火力、原子力発電所の発電コスト

既存の火力や原子力の発電コストは、燃料費、設備投資の償却と運転維持費に、IRR を上乗せして計算されています。具体的には、設備投資は運転期間で償却する前提で配分され、一定の運転維持費と発電量に応じて変動する燃料費によって、その年の発電コストが計算されます。燃料費の算出では、電力需給検証委員会資料[39]より、各燃料の発熱量、平均熱効率を参照し、燃料価格の見通しを IEA シナリオより引用しました。また、原子力発電のコストでは、発電していない原子力発電所の運転維持費、償却費も発生しています。

（２）自然エネルギーの導入コスト

自然エネルギーの発電コストは、設備投資の償却と運転維持費に、IRR を上乗せして計算されています。バイオマスについてはこれに燃料費が加算されます。設備投資は既存発電所と同様に、運転期間で償却する前提で配分されます。設備投資や運転維持費は、2014 年の調達価格等算定員会の数字を参照しました。また初期投資コストの将来的な低減を見込むために、コスト等算定員会の見通しを参照しました。

（３）系統・送配電コスト

系統への新たな設備投資は今回のモデルでは見込んでいません。一方で、送配電コストについては、発電量に比例して大きくなる想定を置いています。

[39] 経済産業省　電力需給検証小委員会（第 2 回）配布資料

参考文献リスト

総論

独立行政法人　石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC)「地熱資源情報」
http://geothermal.jogmec.go.jp/geothermal/world.html
経済産業省、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会　省エネルギー小委員会(第 2 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/sho_ene/002_haifu.html
資源エネルギー庁 (2014)「平成 25 年度(2013 年度)エネルギー需給実績(速報)」
http://www.meti.go.jp/press/2014/11/20141114001/20141114001.pdf
資源エネルギー庁 (2014)「平成 25 年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書 2014)」
http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/
一般財団法人　コージェネレーション・エネルギー高度利用センター (コージェネ財団)
http://www.ace.or.jp/web/chp/chp_0030.html
International Energy Agency (IEA), 2012, World Energy Outlook 2012.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_free.pdf
International Energy Agency (IEA), 2014, World Energy Outlook 2014.
http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2014/
International Energy Agency (IEA), 2014, World Energy Outlook 2014(Presentation to the Press).
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2014/WEO2014_LondonNovember.pdf
International Energy Agency (IEA), 2013, Electricity Information 2013.
http://www.oecd-ilibrary.org/energy/electricity-information-2013_electricity-2013-en
International Energy Agency (IEA), 2014, Electricity Information 2014.
http://www.oecd-ilibrary.org/energy/electricity-information_20783442;jsessionid=mlcg06jbswt4.x-oecd-live-02
International Energy Agency (IEA), 2014, CO_2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2014.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-emissions-from-fuel-combustion-highlights-2014.html
International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015, Renewable Power Generation Costs in 2014.
http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=494
Noelle Straub, Peter Behr. 2009. Energy Regulatory Chief Says New Coal, Nuclear Plants May Be Unnecessary. The New York Times. April 22, 2009.
http://www.nytimes.com/gwire/2009/04/22/22greenwire-no-need-to-build-new-us-coal-or-nuclear-plants-10630.html
International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015, REmap 2030 – Renewable Energy Prospects: United States of America.
http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_USA_report_2015.pdf

Danish Energy Agency, 2013, Energy Policy Toolkit on System Integration of Wind Power Experiences from Denmark.
http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/climate-co2/low-carbon-transition-unit/danish-energy-policy-toolkits/system_integration_of_wind_power.pdf
Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railway, 2014, Monitoring Report 2014.
http://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/CollectionSpecificData_Monitoring/MonitoringBenchmarkReport2014/Monitoring_Benchmark_Report_2014_node.html
International Energy Agency Wind (IEA Wind), 2014, 2013 Annual Report.
http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2013/2013%20AR_small_090114.pdf
BP, Statistical Review of World Energy 2014.
http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html
SolarGIS
http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI

各論

第 1 章　省エネルギー

一般財団法人　日本エネルギー経済研究所　計量分析ユニット編 (2014)「エネルギー・経済統計要覧」一般財団法人　省エネルギーセンター
経済産業省、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会　省エネルギー小委員会(第 9 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/sho_ene/009_haifu.html
経済産業省　総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会　省エネルギー小委員会(第 3 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/sho_ene/pdf/003_02_00.pdf
資源エネルギー庁 (2014)「エネルギーの使用の合理化等に関する法律に基づくベンチマーク指標の報告結果について(平成 25 年度定期報告分)」
http://www.meti.go.jp/press/2014/09/20140902002/20140902002a.pdf
資源エネルギー庁「総合エネルギー統計(エネルギーバランス表 2012 年度)」
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html
東京都環境局 (2015)「東京都の新たな省エネ目標　2030 年までに東京のエネルギー消費量を 30%削減(2000 年比)」
http://www.kankyo.metro.tokyo.jp/climate/attachement/2030tokyo_energy_target.pdf
野村総合研究所 (2012)「平成 23 年度エネルギー使用合理化促進基盤整備事業　住宅・建築物の省エネ基準適合義務化に係る調査」
http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2012fy/E002558.pdf

公益社団法人　日本経済研究センター (2014)「2050 年への構想　エネルギー・環境選択の未来　原発事故後の省エネ・節電」
http://www.jcer.or.jp/policy/pdf/141104_policy1.pdf
小松製作所(コマツ)「気候変動対応　電力半減プロジェクト」
http://www.komatsu.co.jp/CompanyInfo/csr/environment/2013/pr-03.html
積水化学工業「太陽光発電システム搭載住宅の電力量収支実邸調査（2014）について」
http://www.sekisuiheim.com/info/press/20150209.html
International Energy Agency (IEA), 2014, Energy, Climate Change & Environment 2014 (Executive Summary).
http://www.iea.org/Textbase/npsum/EECC2014sum.pdf
International Energy Agency (IEA), 2014, CO_2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2014.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-emissions-from-fuel-combustion-highlights-2014.html
The American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)
http://www.aceee.org/

第 2 章　　自然エネルギー

環境省 (2012)「平成 23 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
http://www.env.go.jp/earth/report/h24-04/
環境省 (2013)「平成 24 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
http://www.env.go.jp/earth/report/h25-03/full.pdf
環境省 (2014)「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」
https://www.env.go.jp/earth/report/h26-01/chpt0_mokuji.pdf
経済産業省　総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会　新エネルギー小委員会(第 4 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/004_08_00.pdf
国家戦略室エネルギー・環境会議 (2012)「エネルギー・環境に関する選択肢」
http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120629/20120629_1.pdf
一般社団法人　日本風力発電協会 (JWPA) (2014)「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標　V4.3」
http://jwpa.jp/pdf/2014-06dounyuumokuhyou.pdf
全国小水力利用推進協議会 (2014)「中小水力発電の現状と見通し」総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会(第 3 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/003_haifu.html
一般社団法人　太陽光発電協会 (JPEA) (2014)「太陽光発電システムの現状と課題」総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会(第 2 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/002_haifu.html
電気事業連合会「電力統計情報」
http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/

電気事業連合会「電力各社の風力発電の連系可能量の推移と既連系量」
http://www.fepc.or.jp/environment/new_energy/renkei/sw_index_01/
北海道電力 (2013)「北海道本州間連系設備の増強について」
http://www.hepco.co.jp/info/2013/1189138_1521.html
International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (OECD/IEA-NEA), 2010, Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition, OECD.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf
Kost, Christoph, Johannes N. Mayer, Jessica Jhomsen, Niklas Hartmann, Charlptte Senkpiel, Simon Philipps, Sebastian Nold, Simon Lude, Noha Saad, and Thomas Schlegl, 2013, Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany.
http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf

第 3 章　　分散型エネルギー

北欧研究所 (2014)「分散型エネルギーに関する調査」
http://www.chiikinogennki.soumu.go.jp/chiiki/files/sankoujirei.pdf
独立行政法人　日本貿易振興機構 (JETRO)(2013)「欧州の熱電併給給（コージェネレーション：CHP）に関する市場および政策の動向」
http://www.jetro.go.jp/jfile/report/07001354/eu_market_trend_policy.pdf
大阪ガス (2011)「まちづくりにおける熱融通に対する当社の考え方」まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会（第 2 回）配付資料
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/nestu_energy/002_04_00.pdf
山家公雄「再エネと顧客サービスに軸足を移す欧州の巨人　エーオンの歴史的な事業革新プラン」日経ビジネスオンライン, 2014 年 12 月 12 日
http://business.nikkeibp.co.jp/article/report/20141209/274909/?ST
一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センター (コージェネ財団)
http://www.ace.or.jp/
International Energy Agency, 2014, Linking Heat and Electricity Systems.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/LinkingHeatandElectricitySystems.pdf
U.S. Department of Energy and Environmental Protection Agency (U.S.DOE/EPA), 2012, Combined Heat and Power: A Clean Energy Solution.
http://energy.gov/eere/amo/downloads/chp-clean-energy-solution-august-2012
GTM Research, 2014, Microgrids 2014: The Evolution of Localized Energy Optimization.
http://www.greentechmedia.com/research/report/north-american-microgrids-2014
NAVIGANT RESEARCH, 2014, Global Distributed Generation Deployment Forecast.
http://www.navigantresearch.com/research/global-distributed-generation-deployment-forecast
Robert Liam Dohn, 2011, The business case for microgrids, SIEMENS AG.

http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/microgrid/Documents/The%20business%20case%20for%20microgrids_Siemens%20white%20paper.pdf
The White House Office of the Press Secretary, 2012, Executive Order: Accelerating Investment in Industrial Energy Efficiency.
http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2012/08/30/executive-order-accelerating-investment-industrial-energy-efficiency
Christoph Steitz. 2014. German utility E.ON to split in two in major overhaul. REUTERS. Nov 30 2014.
http://uk.reuters.com/article/2014/11/30/uk-e-on-divestiture-idUKKCN0JE0TZ20141130
Eurostat
http://ec.europa.eu/eurostat
The European Association For the Promotion of Cogeneration
http://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre_36.html
Danish Energy Agency, Download premade maps
http://www.ens.dk/en/info/facts-figures/energy-info-maps/download-premade-maps

第 4 章　日本版 SWITCH モデルによる 2030 年需給構造の評価

一般社団法人電力系統利用協議会 (ESCJ)(2014)「ESCJ 年報(平成 25 年度版)」
http://www.escj.or.jp/news/2014/ESCJ_AR_2013.pdf
一般社団法人電力系統利用協議会 (ESCJ)(2014)「各地域間連携設備の運用容量の算定結果」
http://www.escj.or.jp/rep/pdf/h2604_opecapa_posting.pdf
一般社団法人電力系統利用協議会 (ESCJ)(2013)「供給信頼度評価報告書」
http://www.escj.or.jp/system/pdf/h2505_reliability_posting.pdf
資源エネルギー庁 (2014)「各社接続可能量の算定結果(暫定)」総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第 3 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/003_09_00.pdf
経済産業省　総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会　電力需給検証小委員会(第 2 回)配布資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/pdf/002_02_00.pdf
資源エネルギー庁「電力調査統計」
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/
気象庁
http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php
GPV/JMA Archive
http://gpvjma.ccs.hpcc.jp/~gpvjma/
Matthias Fripp, 2012, Switch: A Planning Tool for Power Systems with Large Shares of Intermittent Renewable Energy.
http://www2.hawaii.edu/~mfripp/papers/Fripp_2012_Switch_Calif_Renewables.pdf