

低炭素電力システムにおける原子力と再生可能 エネルギーの共生を考える

- 系統安定性、経済性及び自由化の観点から -

この報告書は、マサチューセッツ工科大学、東京工業大学、東京大学、電力中央研究所、日本エネルギー経済研究所による共同研究プロジェクトの成果である。当該報告書内で示されている見解は、執筆者の責任によるものである。当該報告書の内容を引用して使用する場合は、公表日とともに執筆者の名のもとに引用しなければならない。講演等で当該報告書について言及したり意見を発表する際は、見解や意見の公平な取り扱いがされなくてはならないが、正確性の最終的な責任は、報告書の執筆者にある。

1. はじめに

世界の電力市場における政策目標には、低廉で信頼性の高い電力供給の保証、温室効果ガス（GHG）排出削減等の環境目標の達成、供給に混乱が生じるリスクの低減等がある。日本では、これらの幅広い目標の達成に向け、2つの大きな変化、即ち、電力市場の自由化及び太陽光発電と風力発電を中心とする大規模な再生可能エネルギー・システム（RES）の導入が進行中である。これらはGHG排出削減と他の政策目標の達成に資するものである。米国でも類似の変化が起こりつつあり、その歴史は日本よりも少し長い。両方の変化を同時進行で起こすことには軋轢が伴う。日米どちらの政府も、分散型の市場メカニズムに電力価格の設定と資源の配分をより一層任せようとしているが、同時に、低炭素電力システムへの移行を積極的に進めようとしている。その際、日米両国の直面する課題は、これらの目標を効率的に達成するために、発電システムと市場の規制をどのように改善あるいは再設計したらよいかということである。このような目標を達成するには、どのような技術上及び制度上のイノベーションが必要であろうか？

この数十年、鉄道・航空・電気通信・エネルギー等の国有セクターや厳しい規制下に置かれてきたセクターは、多くの先進国で、自由化や民営化を経験した。政府は、価格設定や資源配分を、より一層市場メカニズムに任せようとしてきた。日本では、1995年に電力市場の自由化が始まったが、政府は、さらに2012年には、温室効果ガス（GHG）の排出を抑制するという目標の下に、太陽光発電と風力発電に一定の買取価格を保証する固定価格買取制度（FIT）を導入した。EUでは、発電と電力小売市場における完全競争が実施されている。米国では多くの場合、規制政策は州レベルで決定されるが、約3分の2の州は卸売市場メカニズムを採用しており、さらに20弱の州は電力の小売市場に競争原理を導入している。米国とEUの両方で、再生可能エネルギー・システム（RES）を奨励するために設計された様々な補助金制度が導入されてきた。政府は現在、納税者と電力消費者の負担を軽くする形でのRESの導入を推進したいと考えており、このような政策に修正を加えつつある。

低炭素システムへの移行のためには、原子力と再生可能エネルギー電力の両方が、今後も重要な役割を担わなければならない。しかし、既存の原子力発電所の運転と新規原子力投資の見通しは、そのいずれも、電力卸売市場と小売市場の現状の変化と、出力が不安定な再生可能電源の容量拡大の影響を受ける。低炭素電源としての原子力が、将来にわたってどのような役割を担っていくのかについては、日本や米国等、世界中の多くの国が関心を抱いている。

本白書の目的は、原子力技術と再生可能エネルギー技術の見通しのほか、将来の低炭素電力システムにおける両者の相互関係について理解を深めるために注目すべき主要な課題を明らかにすることである。殊に、日本の電力セクターに関連する課題に焦点を当てようとしている。既に述べたとおり、日本では電気事業の規制において大きな変化が進行中であり、原子力の見通しもまた、福島事故によって大きな影響を受けている。本稿は、炭素の排出量を大幅に削減しつつ低廉で信頼性の高い電力供給を保証できるよう、原子力と再生可能エネルギーを組み合わせた電力システムを設計する際の課題を考慮することにより、日本

の原子力発電所の将来に関する現在の議論に視点を提供しようとするものである。本稿の目的は、そのようなシナリオによって惹起される重要な課題を体系的に示すことである。問題の解決策を示すことも、追加の取組として必要になるろう。

本稿は、次のように構成されている。第2章では、日本において原子力と再生可能エネルギーに関する将来のシナリオの幅を制限する可能性のある一連の制約要因を示す。第3章では、現在の電力市場規制が直面している問題を概観する。第4章では、特に原子力、太陽光及び風力等、将来の電力市場における低炭素電源の十分な利用を促進するのに役立つであろう様々な新技術を紹介する。第5章では、それまでのセクションにおける所見をまとめたうえで、日本が低炭素電力システムの実現に向けて取り得る進路について議論する。

2. 日本における原子力と再生可能エネルギーの発展： 制約及び示唆

a. 自由化及び出力が不安定な再生可能エネルギーのシェア拡大によって生じる技術的な問題

市場の自由化と出力が不安定な再生可能エネルギーの導入という2つの要素が組み合わさって、電力系統の運用上の幾つかの課題が生ずる。短期的にも長期的にも需給をバランスさせるため、適切な市場メカニズム（ルール）を設計する必要がある、また同時に、混乱が生じた時の系統安定性や供給安定性を確保し、さらにはGHG排出削減その他の環境目標を含む政策目標を達成しなければならない。電力出力全体の中で、自然条件で出力が変動する再生可能エネルギーのシェアが拡大することで、需給バランス、送電線の過負荷、電力の質（電圧や周波数制御を含む）等の観点で、電力系統の運用上の課題が生じる。風力システムや太陽光システムの出力変動に応じて既存の火力発電所は出力の上昇や抑制が求められるが、その幅には限度があるほか、運転可能な出力の最低水準という制約もある。このような困難な課題は、長期的には、新しい種類のエネルギー貯蔵技術で対処できるかもしれないが、また、スマート・グリッド技術などの新しい系統制御や運用システムの導入を必要とする可能性がある。

b. 経済的制約とその影響

日本の産業競争力と持続可能な経済成長のためには、低廉で安定的な電力供給が極めて重要である。日本政府の発電コスト検証ワーキンググループが行った最新（2015年5月）の試算によると、日本の電力の均等化発電原価（LCOE）は、原子力が最も低く（10.1円/kWh）、次が石炭（12.3円/kWh）で、ガス（13.7円/kWh）、石油（30.6～43.4円/kWh）、太陽光（29.4円/kWh）、風力（21.6円/kWh）であるが、長期的に見た場合、化石燃料、太陽光及び風力の価格変動には大きな不確実性が伴う。同ワーキンググループの試算によると、太陽光と陸上風力の均等化発電原価は、2030年までに太陽光で12.5～16.4円/kWh、風力で13.6～21.5円/kWhまで下がるとされる。日本その他の国における分析では、これらの技術のコストは、この水準よりもずっと低いと試算されている。

均等化発電原価は、電力供給の経済上の見通しに影響を与えるいくつかの要因の一つに過ぎない。その他の要因として、次のものがある。

- a) 発電全体に占める原子力のシェアを低減するという目標の結果として生じる全体的な電源ミックスの変化。これは GHG 排出という制約さえ考えなければ、石炭火力（2 番目に安い選択肢）の容量増加という結果に結びつく可能性が高い。
- b) 自然条件で出力が変動する太陽光発電や風力発電を補完するためのバックアップ電源又は系統の蓄電能力が必要になることに伴う追加コスト(上記セクション 2a を参照)
- c) 太陽光及び風力の FIT（固定価格買取制度）に関連して増えるコスト負担。発電コスト検証ワーキンググループは、出力が不安定な再生可能エネルギーのシェアが 6%になった場合には、年間の FIT のコストは 3,000 億円に達し、同シェアが 9%になった場合には 4,700 億円、12%になった場合には 7,000 億円に達すると試算している。これは、大まかに言って、4～5 円/kWh の追加コストに相当する。日本エネルギー経済研究所 (IEEJ) の試算によると、認定された再生可能エネルギー・プラント 88 GW の全てが運転を開始した場合、今後 20 年間の FIT プログラムに関連する累積コスト負担は 55 兆円 (0.5 兆米ドル弱) に達する。
- d) 日本の電力市場で大規模に再生可能エネルギーが利用された場合の影響。その一つの可能性は価格破壊で、これは欧州や米国の一部で既に起こりつつある現象である。The Future of Solar Energy と題したマサチューセッツ工科大学の最近の研究では、太陽光のマーケットシェア変化が電力価格に与える影響が分析されている (図 1)。

価格破壊は、欧州および一部米国ですでに起こりつつある。

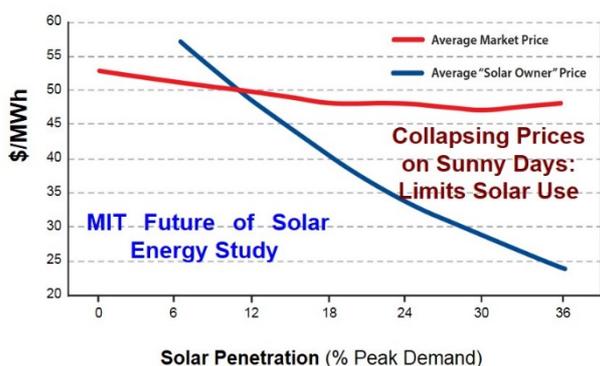


図 1. 太陽光発電電力量が電力需要に近づくことによる価格破壊

自由化された市場では、太陽光発電が追加されることで、晴れた日には電力価格が下がる（青の線）。より多くの太陽光発電が電力系統に参入するにつれ、個々の太陽光プラント所有者の収入は減少することになる。もし大量の太陽光発電設備が追加されると、太陽光発電

電の出力が高い時に、発電総量が需要を上回る事態が起こり得る。これに対し、太陽光発電の出力が低い時には、他の発電所が電力を供給しなければならない。しかしながら、もしその発電所が年に数時間しか運転を求められないとしたら、その数時間で発電した電力の価格が劇的に引き上げられない限り、そのような目的の為の新規プラントの建設は行われたい。多くの風力発電設備が導入された場合も、同じ現象が起こる可能性が高い。RES の容量増加によって電力の平

均市場価格が大きく変化することはないが、価格変動幅は大幅に大きくなる可能性がある。

RES 補助金が発電量に連動する場合、太陽光と風力の発電量が総電力需要に近づく時、電力価格は不採算の水準になる可能性が高い。なぜなら、RES 発電事業者は、そのような補助金を受け取るために、採算のとれないコストでも発電を行い、電力を系統に供給しようとするからである。このようなタイプの市場行動は、RES のシェアが低い場合や、系統を保護するために RES を制限する仕組みがある場合には、起こらない。電力価格が化石燃料のコストを下回った場合、そのような市場では、化石燃料発電プラントは運転を短縮するか閉鎖されることになるが、原子力プラントは、定格出力で運転を継続するであろう。価格破壊は、低資本コスト・高運転コスト技術（化石燃料）から、高資本コスト・低運転コスト技術（原子力、風力、太陽光）への移行の結果として起こる。大規模な RES は、太陽光又は風力の発電量が大きい時の余剰電力を無駄なく利用できる場合にのみメリットがある。

価格破壊のリスクを減らすことが可能な技術的な解決策はいくつもある。例えば、低価格の電力を購入して運用する揚水式発電所や蓄電池等に電力を貯めておき、価格が上昇した時にそれを販売する。そのほか、生産が需要を上回った場合に再生可能エネルギー設備を止めるという解決法もある。第4章では、そのような選択肢について議論する。しかし、根本的な問題は、世界の多くの地域において、あまりにも急速に RES が広がっているため、太陽光と風力の発電量が必要とされる規模に達した時に、余剰電力を無駄なく利用するための費用対効果比の高い解決手段を開発する時間が足りないことである。化石燃料発電システムから低 GHG 排出システムへの移行過程は、1度は通らねばならないものである。

この問題は、RES と原子力に対して大きなインパクトを持っている。もし再生可能エネルギーの補助金がなければ、太陽光と風力の発電が高水準に達した時の価格破壊の結果、収益が壊滅的状況に陥り、再生可能エネルギーの利用を抑制することになる。

c. 気候変動問題に係る影響

2015年7月、日本政府は、2030年までに温室効果ガスの排出量を2013年の水準に比べて26%削減すると発表した。この目標は、2015年12月にパリで開催されるCOP21で議論するため、国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）に提出された。この削減目標は、経済産業省（METI）が2015年7月に作成した2030年までの正式な長期エネルギー見通しに基づいて設定されたものである。このエネルギー見通しは、「安定供給（Energy Security）」、「経済効率性（Economic Efficiency）」、「環境適合（Environment）」、「安全性（Safety）」という「3E+S」の目標を同時に達成するための進路を示し、化石燃料への依存を減らすことを求めている。この見通しによると、2013年時点では12億4千万トンであった日本のCO₂排出量は、2030年には9億3千万トンに減ることになる。電力会社10社の業界団体である電力事業連合会（FEPC）は、CO₂排出量を2030年までにkWh当たり0.37kgへ削減するという自主的な目標を掲げているが、これは2013

年時点の水準に比べ 35%の削減である。2030 年までの期間に新しい原子力発電所が建設されず（下記セクション 2.f で議論しているとおり）、既存の原子力発電所の稼働寿命が制限される（セクション 2.g）場合には、原子力発電が次第に低減していくので、この目標達成の見通しは、慎重な分析を必要とする。

長期のエネルギー見通しの中で優先順位が高いのは、カーボンフリーのエネルギー源の利用を増やすことと、エネルギー効率を向上することである。炭素目標に応じて必要になる政策と技術的対策は、「3E+S」目標の中のエネルギー安全保障と経済効率という他の 2 つの E と調和するものでなければならない。

d. 社会

日本が低炭素電力供給システムへ移行しようとする、2つの大きな社会的問題に直面する。国民が原子力エネルギーに対して不信感を持っていることと低炭素社会の経済的負担に対する受忍には限度があるという問題である。福島第一原子力発電所の事故は、自然災害が起こりやすい国におけるリスク管理の失敗であった。技術的問題、人的問題、組織上の問題に取り組み、より強力なリスク・ガバナンスを設定するため、業界と規制当局が行動を起こしている。それにもかかわらず、事故の影響による原子力への信頼の喪失によって、世論はこれまで、再生可能エネルギーの拡大、さらなる省エネルギー及び原子力発電の低減に賛成する方向へシフトしている。

再生可能エネルギーの増加は、固定価格買取制度（FIT）の補助金によって推進されている。このような補助金を導入した背景には、再生可能エネルギー技術利用を後押しする世論がある。このような補助金のコストは、今後大幅に増えると予想される（ただし、国内の休止中の原子力プラントの再稼働による化石燃料の使用量削減による費用低減を相殺する可能性がある）。米国の一部において、又はその他のいくつかの国で、再生可能エネルギーのための補助金のコストが増加したため、補助金の規模を縮小する決定がなされている。そうした補助金による電気料金のさらなる上昇を、日本の産業部門と家庭部門の消費者がどの程度受忍できるかは明確ではない。

e. エネルギー安全保障

歴史的に日本の電力供給は、化石燃料価格の変動に対して脆弱である。これは、日本が原子力エネルギーへの依存度を高める動機となった。

日本は資源の乏しい国であるため、世界市場における化石燃料の供給途絶や価格変動の脅威の影響を受けてきた。このような脆弱性のため、1970 年代の石油危機を受け、日本は、準国産電源として、原子力の役割を重視することとなった。2030 年の電源ミックスにおいて、原子力のシェアが 22%、再生可能エネルギーのシェアが 22~24%（日本政府が 2017 年 7 月に発表した長期エネルギー需給見通しの中で予測されている目標値）となった場合、日本のエネルギー自給率は現在の水準である 6%から約 25%への上昇することになる。これは、福島事故前の水準である 20%を超えるものである。原子力がなければ、自給率は約

15%となる。

再生可能エネルギーによるエネルギー安全保障の向上は、部分的には、風力や太陽光による発電量が低レベルにとどまった時にバックアップとして利用される電源が何であるかに依存する。これまでのところ、米国や欧州の場合と同様、バックアップは化石燃料で提供されているため、その分、再生可能エネルギーによるエネルギー安全保障上のメリットは低下する。セクション 5 でさらに詳細に議論するが、再生可能エネルギーのバックアップとして化石燃料に頼らざるを得ない理由の一つとして、柔軟に、必要に応じて供給できる電力源として、化石燃料に代わる経済的な低炭素技術がまだ開発されていないことがある。

f. 原子力発電所の運転延長投資に対する自由化の影響

競争の激化により、経年化した発電所が早期閉鎖を迫られる可能性がある。

原子力発電は資本集約的であるが、燃料費と運転及びメンテナンスに伴う変動費が低いため、原子炉の寿命を延ばすことで、非常に低価格の電力を供給することができる。日本の法律は原子力発電所の寿命を 40 年に設定しているが、規制上の要件を満たしていることを条件に、延長の余地を残している。米国では、運転中の原子炉の約 80%が運転を 60 年まで延長できる認可を規制当局から受けているが、現在、規制当局は、今やライセンスを 80 年まで延長可能な道筋を決定している。寿命を延長する動きは、他の多く国でも見られる。

電力市場の自由化は、再生可能エネルギーのシェア拡大と相まって、原子力発電所の寿命に影響を与える可能性がある。卸売市場で競争が激化しており、運転寿命を延長するために必要な投資負担が大きくて市場での経済メリットを上回る可能性があるという状況下では、一部の経年化した発電所の閉鎖を早めざるを得なくなるかもしれない。再生可能エネルギーの拡大がもたらした電力の低価格又はマイナス価格と、再生可能エネルギーに対する補助金の影響により、最近では、米国の経年化した原子力発電所のいくつかが早期閉鎖を余儀なくされているが、今後数年にわたっても、さらに多くの発電プラントが閉鎖に追い込まれる可能性がある。

g. 原子力発電所の新規建設投資に対する自由化の影響

米国では、自由化された州の中で、原子力発電所の新設が行われている州はない。

自由化された電力市場では、電力市場の不確実性が大きくなっているため、資本集約的な発電技術を用いた発電所の建設は困難である。原因の一部として、規制上の変化、再生可能エネルギーの参入、低 GHG 電力システムへの移行に対する期待等を挙げることができる。現在、米国では、建設中の原子力発電所は数件のみであるが、これらのプロジェクトは全て、電力産業に対する伝統的な

市場規制を維持している州で行われている。欧州では、原子力発電所の新設は他のインセンティブがある国でのみ行われている。原子力発電所の新設の経済上及び財務上のリスクを低減するために提案されている施策には、次のようなものがある。

- 全ての低炭素発電（再生可能エネルギーだけではない）に対して固定価格買取制度（FIT）又は同等の制度を設ける。
- 確実に、かつ指令に応じて供給することができる電力に対して、対価付きの容量市場を用意する。
- 長期の電力売買協定を結ぶ。
- 全てのカーボンフリー電力に電源構成シェア目標を設ける（ポートフォリオ・スタンダード）。
- 需要の伸びに合わせた発電容量の拡大が可能な小型モジュール炉を用いる。

それ自体は自由化と RES 導入の結果ではないものの、様々な研究が「炭素排出量を抑える努力の結果として、電力消費が長期的に増加していく」可能性を指摘している。なぜなら、低炭素エネルギー・システムを実現する最も可能性の高い方法の一つとして、エネルギー効率の一層の向上と共に、輸送セクターでの電力の利用等、継続的な電化が挙げられるためである。

3. 規制上の選択肢と自由化された市場における問題

a. 自由化の目標と市場の限界

自由化の目的は、発電事業者と消費者との間の適正なリスク配分に基づき、電力システムの運用、拡大、計画における効率を向上することである。規制下における事業者の計画の誤りは、顧客が支払う料金で回収されるため、事業者には効率的な意思決定をしようという強いインセンティブは働かない。それとは逆に、競争市場の創設の背景にある考え方は、正しい選択をすればそのメリットを享受でき、失敗すればそのコストを負担する事業者に投資と運転の意思決定を任せようというものである。このようなインセンティブにより、事業者がより多くの情報を公表しながら意思決定をし、結果として、社会的享受できるメリットが最大になることが期待される。

意思決定（特に長期計画）を市場に任せる場合、意思決定が本質的に近視眼的なものになるという限界がある。規制の追加的介入がなければ、市場は、短期的・中期的にエネルギー供給コストを最小限に抑えることだけを目指し、GHG 排出の削減あるいは再生可能エネルギーの導入等、その他の優先されるべき目標を無視するであろう。米国や欧州の経験によれば、自由化に向けた市場ルールを作ることは多くの課題が伴う。その結果、米国や欧州では、規制当局が、良好な事例・そうでない事例を学ぶ都度、市場ルールを改正する事態に陥っている。

また、本来なら、自由化によって発電部門と小売部門の競争が激化し、電気料金が下がるはずであった。しかし、米国と欧州の経験により、自由化のための市場ルールを作ることは困難であり、また、実質的な電力価格の変動を確認し

たところ、新しい市場ルールと同程度に天然ガス価格等の外部要因の影響を受けたことが判明した。

b. エネルギー安全保障と持続可能性のための市場誘導手段

環境適合性及びエネルギー安全保障の向上に向けた政策を効率的に実現するためには、電力システムと市場規制をどのように改善又は再設計すれば良いか？

現在の政策では、エネルギー安全保障と持続可能性という目標は、少なくとも競争力と同程度に優先度の高い事項である。このため、ある種の長期ビジョンのある市場を作り上げることが必要となる。例えば、市場配分メカニズムに対する介入を最小限としつつも、事業者が正しい方向に導かれるようシグナルを受け取ることができる市場である。問題は、持続可能性とエネルギー安全保障を重視する政策目標を効率的に達成するために、電力システムと市場規制をどのように改善又は再設計するのかという点である。

基本的な経済原則によると、このような規制上のサポートを設計する最も直接的な方法は、いわゆる「市場誘導」手段を用いることである。即ち、何らかの支援により、まだ競争力のないクリーン技術が市場に浸透できるように市場の条件を整えることである。炭素税や排出枠の割当等が例である。この種のメカニズムは、事業者の意思決定プロセスに環境上の配慮が入るようにすることで、市場の近視眼的問題の一つを解決することができる。しかし、残念ながら、これらのメカニズムは、事業者の長期的視点の欠如に関する問題に十分に対処するものではない。炭素税又は取引可能な排出枠（又は排出基準）は、理論的には、排出削減目標を実現するに当たって、市場メカニズムの最も効果的補完手段であり、短期的に導入可能な最も低コストのクリーン技術ソリューションの導入につながる可能性を持っている。しかし、これらの施策は、長期的にメリットをもたらす代替手段を開発できないという市場の欠陥を十分に補うものではなく、技術開発に補助金を拠出する場合よりも小売価格の上昇を招くため、政治的・社会的に受容されないケースが多い。

技術支援政策は、支援を必要とする全てのタイプの技術（例えば、風力、太陽光、炭素回収・貯留）の導入促進に利用することができる。最近まで、そのような技術導入を支援する最も一般的な手法は、**固定価格買取制度（FIT）**の実施を通じたものであった。規制当局は、（投資に対して満足できる利益率を保証することで）再生可能エネルギーによる一定量の発電を実現するために必要と考えられる料金制度を定め、市場の自由度を容認する。FIT は、二つの側面で、世界中で新制度に置き換えられたり、あるいは少なくとも再設計されたりしている。第一に、技術的進歩に付いていくため、追加の規則及び/又はメカニズム（例えば、容量オークション）が設計され、補助金の額が繰り返し改定されている。第二に、最適な投資インセンティブと市場との共存生との間の効率的なトレードオフの関係を見出すため、容量報酬メカニズムが規定されつつある。

再生可能エネルギーは、卸売市場のリスクと競争圧力から隔離されるべきで

あるという考え方は、主に、この特別扱いが非効率をもたらすという理由で、次第に姿を消しつつある。このことによって、再生可能エネルギーもまた従来型の発電所と同じ責任とリスクを負って卸売市場に参加すべきで、関連する支援政策も市場適合性のあるものになるべきだとの意識が育ってきた。

再生可能エネルギーの導入促進コストを削減するという最終目標に向けて、習熟曲線に沿って補助金の額が改定されるよう、またシステム運営の信頼性と効率の向上のための再生可能エネルギーへのインセンティブ付与の点で、支援メカニズム（例えば FIT）の再設計が行われている。

c. 不確実性と CRM の下で困難な投資環境

電力産業は国家経済の土台であるため、常に一定程度政治的統制の下にあった。その結果、事業者は起こり得る規制上の変化というリスク、即ち通常「規制リスク」と呼ばれる要因にも対応しなければならないため、他の全ての市場において一般的に見られる水準（例えば、価格ボラティリティ、競合他社の戦略に関する不確実性等）を超える投資上の不確実性が大きい。さらに、2つ目の心配事もある。需要側（顧客側）は、少なくとも現在では、理由はどうあれ電力不足のリスクについて「心配無用な」状態にある。これは一般的に、政府がそのような状況（もちろん電力価格が高騰するような事態についても同様）に陥らないよう対策を取るはずだとの前提に基づいている。このようなリスクの認識上のギャップのために、電力会社は、高資本コスト・低運転コストの発電技術に十分な投資を行っておらず、結果として供給保障に不安が生じている。

多くの国で、原子力等の電源が電力システムの信頼性に貢献した場合には報酬を支払うという容量報酬メカニズムを導入している。

原子力発電所は投資回収に多くの年数を要するが、そのような技術への長期の資本投資を考えた場合、電力自由化は、事業者にとっての不確実性とリスクを明らかに増大させる。電力システムの容量拡大は、もはや中央集権的には計画されてはならず、むしろ、いくつかの投資家の個別の意思決定に依存している。さらに、規制当局は戦略目標を追求するために市場規則を変更する可能性があるが、そのような当局の介入は、もう一つの制御不能なリスクを生む。発電所の閉鎖を回避し、供給安定性を確保するため、多くの国では、容量確保メカニズム（CRM）を導入しつつある。これは、原子力等の電源が電力システムシステムの信頼性に貢献した場合に、報酬を支払うシステムである。

多くの国々が CRM を導入済みか、導入中である。目標は、自由化環境下にある電力システムの適切性を確保するために、短期的電力市場が出す経済的シグナルを補強して、投資を呼び込み、金融ヘッジを追加することにある。主な課題は、この制度の効果と経済効率性を最大にするためのメカニズムを設計する最も適切な方法を見出すことである。

d. その他の問題

既存の未解決の問題と規制上の欠陥の多くは、新たな要素が加わることで増幅される。例えば、自然条件で出力が変動する再生可能エネルギーの普及は、市場設計と価格形成ルールをテストすることとなる。地域市場の地理的範囲の拡大は、送電能力の拡張計画をより複雑化する。系統運用により高い柔軟性が要求されると、今はまだ研究が進んでいないディマンド・レスポンスの積極活用がより求められるようになる。エネルギー効率と省エネルギーに対するプレッシャーの増加により、配電業者と小売業者の間に生じる利益相反が顕在化し、革新的な規制対策が必要になる。分散発電の拡大に伴って配電網に支払われる報酬に対する標準的アプローチの修正が必要になる。

4. 科学技術：電力生産と需要の釣り合い

世界中で、再生可能エネルギー技術の効率を高めコストを抑えるため、現在、大きな取り組みが実施されている。さらに現在、受動安全にこれまで以上に大きな信頼を置くことができ、建設コストがより安く、廃棄物の管理や処分の負担減の目標を持ち、核不拡散という目標の助けとなる、次世代原子力技術の開発にも努力が注がれている。このセクションで我々は特に、ほとんど化石燃料に頼ることのない電力系統の運用上と経済上の課題に取り組むことを目的とする技術イノベーションに焦点を当てている。

化石燃料による発電プラントは、資本コストが安く、操業コストが高い。従って、需要に電力生産を合わせて部分負荷でプラントを稼働させるのが経済的である。これに対し、原子力、風力、太陽光は、資本コストが高く、操業コストが安い。すなわち、このような技術を部分負荷で運用することは、たいへん高くつく。さらに、これらの設備を常時フル稼働させると、秒単位から季節単位で変化する電力需要に合わせることはできない。需要が常に充足され、同時に資本集約的で操業コストが安い原子力、風力、太陽光の発電プラントがフル稼働することでコストを最小限に抑えることができるよう、新しい技術により、原子力と再生可能エネルギーを低炭素システムへ採算良く統合することが求められる。そのような目的で期待される6種類の技術について、下記で検討を加える。そのうちいくつかは、すでに商業化されつつある。そうでないものも、現在、鋭意開発が進んでいる。しかし、一部の技術については、まだ予備的検討の段階にあり、フィージビリティを判断するのにまだ多くの追加的な取組が必要である。

a) **需要のシフト**。電力価格が低い時間帯で利用するように、一部の産業施設の操業スケジュールを変更すると同時に、一般家庭顧客にリアルタイムの価格情報を送るなどの方法を用いれば、秒単位から時間単位の間隔で電力需要をシフトすることができる。電気自動車のバッテリーを電力系統から（夜間に）充電するなど、新しい応用によって掘り起こされた「新しい」需要は、系統サービスに対する需要として供給と需要との整合に資する。

b) **蓄電**。低価格の時間帯の電力（仕事量）は、価格が高い時に電力を供給するために貯めておくことができる（水力発電の揚水システム、バッテリーなど）。このような技術は、何時間分かの電力を貯めることができるが、何週間

分、あるいは一定の季節を賄うほどの量を貯めるといふわけにはいかない。蓄電には費用がかかる。従って蓄電容量には限界があり、外部条件（何日も続く熱波、曇天、弱風など）によって、貯めておいた電気は使い果たされ、結果的に停電を引き起こすという低炭素システムのリスクがある。

c) ハイブリッド・システム。ハイブリッド・システムは、フル稼働で運転している原子力又は太陽熱発電のプラントからの熱出力を利用するもので、様々な比率で見て2番目にエネルギー集約的な製品である。電力価格が安く、需要が少ない時に、電力の生産を減らして、副産物を生産するシステムである。長期の見通しでは、水素が主な電気以外の副産物になるであろう。なぜなら(1) 既存の工業マーケットがある（金属生産、化学、精錬など）、(2) 必要な時まで貯蔵しておくことができる、(3) 潜在的に輸送やピーク時の電力生産に利用できるからである。

さらに、経済的な低炭素の原子力・再生可能エネルギーシステムを可能にするいくつかの新しい種類の技術が開発段階にある。

d) 工業その他で応用するために、電気を蓄熱に転換する。風力発電と太陽光発電の大規模配備により、電力供給が需要を上回る期間が生じることになる。このような期間、余剰電力は、高温熱に転換し、蓄えることができる。余剰電力と蓄熱の合計コストが、工業熱用に利用されると仮定した場合の化石燃料発電所から市場に出る価格を下回る水準まで下がったとすると、そのような高温熱は、経済的に競争力のある熱源となる。低コストの蓄熱技術の事例のひとつ（kWh 当たり 5 ドル以下、10 分の 1 以上バッテリーよりも安い）は、耐火煉瓦抵抗加熱式エネルギー貯蔵 (FIRES) である。FIRES ベースのシステムの場合、電力価格が競合する化石燃料発電所からの価格より低くなった時に、電力を使って煉瓦を高温に熱する。工業用の炉や窯で天然ガスを利用して、その一部を補うために熱風を供給する必要がある場合に、熱した煉瓦を通して空気を吹き込む。FIRES は実質的に、電力価格を天然ガスと同等の（又はそれより少し低い）最低水準に設定している。これは、風力又は太陽光の出力が大きい時の余剰電力を工業部門に送り、化石燃料の利用の一部を補い、それによって GHG の排出を削減することができるからである。

e) 時期をずらした電力生産のための熱エネルギー貯蔵。原子力と太陽熱システムは、作り出した熱を直接電力に転換するか、あるいは一旦貯めておき、あとで電力に転換するか、いずれかの方法をとる。電力価格が低い時、熱は、貯蔵装置に送られる。電力価格が高い時、原子力と太陽熱システムは電力を生産し、貯められていた熱はピーク電力生産の追加部分として転換される。原則的には、技術次第で、熱は分単位から季節単位の期間を賄えるほど貯蔵することができるが、現在までに開発された技術では、数時間分を賄うことができるのみである。現在、いくつかの太陽熱発電プラントは、余剰電力が供給された時に熱を蓄え、のちに必要な時点で電力を生産している。同じ技術が原子力にも応用できる。

f) トッピングサイクルの原子力発電。これは、改良型原子炉と発電サイ

クル技術との組み合わせによるもので、ガスタービン動力サイクルの付いたベースロード原子炉が2つのモードで稼働する。すなわち、(1) 原子力の熱によるベースロードと (2) 天然ガス (短期的)、蓄熱、バイオ燃料及び/又は水素を用いた追加的な可変ピーク電力の生産という2つのモードである。トッピングサイクルの増加する熱変換効率は、単独型天然ガスプラントその他の技術よりもずっと良く、従って、潜在的に、追加熱を可変電力に転換する最も効率の良い方法である。フッ化物塩冷却高温炉に連結した原子力トッピングサイクルを、ベースロード電力とピーク電力の間の熱対電気効率の違いと共に、図2に示す。このようなパワーサイクルは、稼働温度が低すぎるために軽水炉に連結することはできないが、様々な高温原子炉に連結することができる。

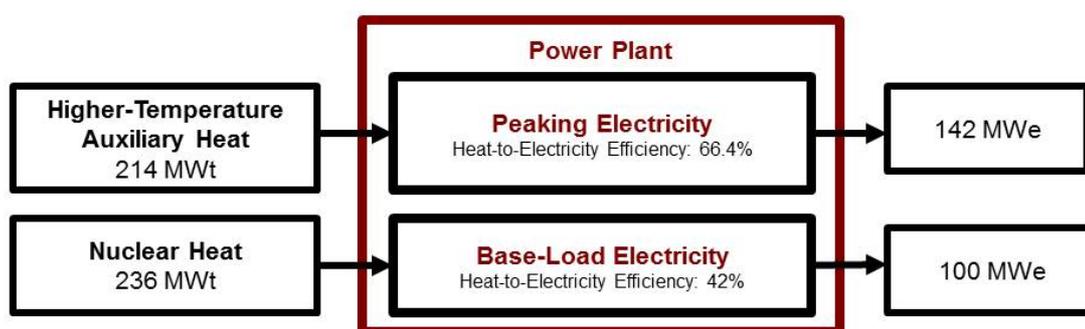


図2. 天然ガス、水素又は蓄熱を利用する高効率トッピングサイクルの高温原子炉

これらの6カテゴリーは、それぞれを応用する際、互いに排他的なものではない。個々の技術の役割は、次のことに依存している。すなわち、(1) それぞれのケースにおける技術進歩のペース、(2) 原子力、風力、太陽光の発電容量の相対的な大きさ、(3) 時間と共に変化する需要動向である。エネルギーを1時間蓄えるのに望ましい技術と、エネルギーを1日又は1か月蓄えるのに望ましい技術は異なる。太陽光発電の出力は1日のサイクルで変化するのに対し、風力発電の出力は数日間のサイクルで変化し、さらに両者とも季節ごとのサイクルでも変化する。これらの技術の配備がどの程度の規模になるかは、原子力、風力、太陽光の発電容量の相対的な大きさによって決まる。太陽光発電と風力発電は季節変動が大きいため、風力と太陽光の割合が大きく原子力の割合が小さいシステムでは、かなりの原子力発電が配備され年間を通じて稼働するシステムに比べ、より長い時間にわたって対応可能な、より規模の大きい貯蔵容量が必要になる。

最後に、原子炉は熱を生産し電力に転換するが、これに対して、風力と太陽電池は、直接電力を生産する。これは重要な違いである。最も低コストのエネルギー貯蔵技術は、電力 (仕事量) よりも熱を貯めることである。その理由は、仕事量と熱の本質的な物理的違いにある。このような違いにより、原子力エネルギーが再生可能エネルギーの大規模な利用を可能にする技術となる。なぜな

ら、原子力は、低コストの蓄熱（上記 c、d、e、f の選択肢の中で見られるとおり）を通じて、（再生可能エネルギーと異なり）可変電気出力を提供することができ、それによって、需要と供給を一致させるための原子力+風力+太陽光という組み合わせのシステムが可能になるからである。

5. まとめと今後の道筋

- 1) 日本では、電力システムにおける2つの変化、即ち、電力市場の自由化及び自然条件次第で出力が変動する再生可能エネルギーの導入が進行中である。これは、（需要家であると）同時に発電事業者でもある多くの需要家を巻き込んだ、より分散型の電力システムへの変化を意味する。世界的に、電力市場の自由化には既に多くの経験があるが、再生可能エネルギーのシェアを大きく高めた場合の市場への影響に関する経験はそれほど多くない。
- 2) 電力市場の自由化と自然条件次第で出力が変動する再生可能エネルギーの導入の組み合わせは、技術的にも経済的にも、課題を生む。電力会社のアンバンドルによって、もはや中央集権的に計画できないシステムが生まれる。電力システムの中に自然条件次第で出力が変動する再生可能エネルギーのシェアが拡大することは、需給バランス、送電線の過負荷、配電される電気の質の観点で系統運用の安定性に影響を与える。このため、系統に追加的な容量と貯蔵能力が必要になる。
- 3) 低炭素電力システムへのシフトが進むと、特にそれによって RES が著しく増え、化石燃料の利用が減った場合、いくつかの点で、電力市場に大きな変化が生じる。例えば、風力や太陽光の発電出力が大きな時に固定価格買取制度 (FIT) の負担が増えたり、価格破壊が生じたりする可能性がある。そのような時に、余剰の安い電力を生産的に利用する技術を開発する必要があるが、そのペースは、RES の急速な増加に追い付いていない。
- 4) 本来なら、自由化によって発電部門と小売部門の競争が激化し、電気料金が下がるはずであった。しかし、米国と欧州の経験により、自由化のための市場ルールを作ることは困難であり、また、実質的な電力価格の変動を確認したところ、新しい市場ルールと同程度に天然ガス価格等の外部要因の影響を受けたことが判明した。市場メカニズムにのみ依拠することは、近視眼的な意思決定につながる恐れがある。長期的な持続可能性と安全保障のための政策が必要である。その中には、FIT 制度の修正又は関連する低炭素電力のための施策、容量市場、長期電力売買契約、原子力と RES の両方を含めたカーボンフリー電力のシェアに適用される電源構成シェア目標設定等の選択肢が含まれる。これら全てのメカニズムによって、高資本コストで低運転コストの原子力発電、太陽光発電、風力発電を建設する場合の財務リスクを減らすことができる。
- 5) 再生可能エネルギーをリスクと卸売市場での競争圧力から隔離すべきだという考え方は、特別扱いが不効率をもたらすという理由で、次第に姿を消しつつある。
- 6) 低炭素エネルギー・システムの開発は、電力システムや多くの産業の構造を変化

させることになる。そのような経済の中で、原子力、風力、太陽光が主な電源になっていく。化石燃料から低炭素電力システムへの移行には、新しい技術と新しい政策が必要になる。資本集約的な低運転コストの原子力、風力、太陽光のプラントがフル稼働することで、コストを最小限に抑えることができるよう、採算の良い形で原子力と再生可能エネルギーを低炭素システムに統合するための新技術が必要になる。原子力も再生可能エネルギーも、どちらも資本集約型である。再生可能エネルギーによる電力は、供給側の自然条件で変化し制御できない。再生可能エネルギーには FIT の支援があるが、原子力にはない。原子力の場合の難しさは、経済的、技術的、政策的なものである。原子力発電所には、原子炉自体は定格出力で経済的に稼働しながらも、系統ピーク時に変動電力の供給を可能にする新しい技術が必要である。そのような技術は、原子力の経済性を高め、同時に RES の大規模な利用を可能にする。ハイブリッド運転（例えば、電力需要が少ない時に水素を生産する）、原子炉と蓄熱装置の連結、トッピングサイクルの原子力などの選択肢の研究開発のためには、インセンティブが必要である。

- 7) 意思決定を行う立場の者には、次のことが求められる。a) 電力市場を自由化することと出力の不安定な再生可能エネルギーの導入を同時に行うことに伴う課題を理解し、持続可能性とエネルギー安全保障の目標に向けて慎重にシステムを設計する。b) 低炭素グリッドの中で発電された余剰電力を無駄なく利用できる方法を見つける（自然条件次第で出力が変動する再生可能エネルギーの利用を拡大し、その一方で原子炉を定格出力で経済的に稼働した場合に、その結果として余剰電力が生産される）。c) 主に再生可能エネルギーと原子力からなる低炭素電力システムを設計する際、どのようなイノベーションが最も重要であるかを検討する。原子力と再生可能エネルギーを共存する形で導入することで、低廉で信頼性の高い電力サービスを提供する低炭素電力システムの基幹を作り上げることができる。このような潜在能力を引き出すには、技術面と制度面の両方でのイノベーションが必要になる。

執筆者は以下の通り（アルファベット順）：

（米国）

FORSBERG, Charles W.	マサチューセッツ工科大学 教授
HARATYK, Geoffrey	マサチューセッツ工科大学 博士課程
LESTER, Richard	マサチューセッツ工科大学 教授
BATLLE LOPEZ, Carlos	マサチューセッツ工科大学 客員教授

（日本）

藤井 康正	東京大学 教授
小宮山 涼一	東京大学 准教授
栗原 郁夫	電力中央研究所 首席研究員
尾本 彰	東京工業大学 特任教授
村上 朋子	日本エネルギー経済研究所グループマネージャー
谷口 富裕	東京工業大学 特任教授