

2011年9月2日 全15頁

経済社会研究班レポート - No.4 -

再生可能エネルギー法と電力料金への影響

経済調査部 経済社会研究班

神田 慶司¹溝端 幹雄²鈴木 準³

電力料金の上昇は再生可能エネルギーの導入量と買取価格次第

[要約]

- 8月26日に成立した再生可能エネルギー特別措置法では、再生可能エネルギーの固定価格での全量買取制度（住宅用は余剰買取制度）が採用され、買取費用はサーチャージとして電力料金へ上乘せされる。専門家による第三者委員会の意見を参考に、毎年度発電源ごとにより買取価格が決められる。特に法律の施行後3年間は、再生可能エネルギーによる発電量の拡大を図った価格付けが行われる。
- 今後の注目ポイントは、買取価格の決め方と電力料金の上昇幅である。諸外国の経験を踏まえると、再生可能エネルギーの導入を促進させるような数年先まで見通せる買取価格の発表の行い方や、再生可能エネルギー投資が過熱した場合に早い段階で買取価格を引き下げるルール、そしてエネルギー政策や国民の負担にも配慮した決め方が必要である。
- 制度開始後10年目で再生可能エネルギーの発電量シェアが20%、買取価格が半値まで低下するケースでは、標準的な家庭の電力料金は431円/月、大規模工場では345万円/月増加すると試算された。電力料金の上昇幅は仮定の置き方によって試算結果が異なる。これまで言及されることが多かった「月額150円程度の負担増」という従来の政府試算を前提にするのではなく、目標とすべき再生可能エネルギーの導入量や今後決まっていく買取価格の議論の中で、電力料金を見通す必要がある。
- 一般的に日本の電力料金は高いと言われるが、主要国の産業向け電力料金を購買力平価ベースで比較すると、日本はヨーロッパ諸国並みだが韓国より4割ほど高い。だが、製造業の電力負担率は、電力効率的な生産技術を保有しているため平均的な水準より低い。電力料金上昇の負担と産業の空洞化という面だけで見れば、省エネ投資を増やし、電力効率的な生産体制をいっそう整備することで国際競争力を維持・強化できるのではないだろうか。

¹ 大和総研エコノミスト（経済調査部 課長代理）

² 大和総研主任研究員（経済調査部 次長）

³ 大和総研主席研究員（経済調査部兼調査提言企画室 担当部長）

1. はじめに

再生可能エネルギー法がついに成立

2011年8月26日、菅直人前首相が退陣の条件の一つとしていた再生可能エネルギー特別措置法（正式名称は「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」、以下「再生可能エネルギー法」）が成立した。法律の施行は2012年7月1日である。国会審議の過程で政府提出の法案は様々な修正が施されたが、この法律により太陽光などの再生可能エネルギーによって発電された電力を、電力会社が政府の定める価格で全量買い取ることが義務付けられる。

再生可能エネルギーの拡大は日本の課題

菅前首相が白紙に戻って検討し直すと述べた、2030年までを対象とする現在のエネルギー基本計画（2010年6月閣議決定）では、現状18%のエネルギー自給率を倍増させることを目標にしている⁴。また、ゼロ・エミッション電源比率（原子力及び再生可能エネルギーによる発電）を34%から約70%へ大幅に引き上げることが目標としている。国産エネルギーの拡大は、新興国の台頭で化石燃料価格の高騰が見込まれる下、エネルギー安全保障の観点から重要である。また、二酸化炭素（CO₂）などの排出を抑制してゼロ・エミッション電源を増やすことは、地球環境問題の観点からの国際的要請であると同時に、成長戦略としてのエネルギー産業の新展開に直結する課題である。

ただし今後の展開は不透明

東日本大震災による原発事故により、日本は深刻で構造的な電力供給問題を抱えてしまった。当面、原子力政策は停滞せざるを得ず、電力需要側での取り組みに加えて、再生可能エネルギーの拡大が必要という議論が強まっている。再生可能エネルギー法はその起爆剤としての役割が期待されているが、もともと野心的な目標が掲げられていた再生可能エネルギーの導入が首尾よく拡大していくかはまだまだ不透明である。また、再生可能エネルギーはその質と量において、電力需要を果たしてどの程度みせるのかという問題もある。

再生可能エネルギーは“価格”が重要なポイント

さらに、法律が施行されていく中で電力買取価格と一般の電力料金がどうなるか、現時点では明らかになっていない。再生可能エネルギーをとりまく経済活動を今後の所得と雇用を生む戦略的成長産業としていく必要がある半面、電力価格があまりに高くなれば人々の生活水準を引き下げ、国内生産や雇用の海外流出を招くという問題も生じうる。そこで、本レポートでは再生可能エネルギー法の概要を整理し、エコノミスト的な視点から、再生可能エネルギーを考える上で最大のポイントの一つである“価格”の面に主に着目して議論してみたい。

2. 再生可能エネルギー法とはどんな法律か

（1）修正により成立した再生可能エネルギー法の概要

発電事業への投資を誘発する目的から全量買取制度を導入

全量の固定価格買取制度（Feed-in Tariff、以下FIT）の導入を最大の特徴とする再生可能エネルギー法の概要を図表1にまとめた。電力会社は企業などが再生可能エネルギーで発電した電力を、長期間にわたって固定価格で全量買い取ること（そのための契約締結や電氣的な接続）が原則として義務付けられる。これまで発電事業目的の設備で生み出した電力は、電力会社と相対取引で安価に買い取られることが多かったが、安定的かつ効率的に再生可能エネルギーを用いて発電

⁴ 一次エネルギー国内供給のうち、国産エネルギー（再生可能エネルギー等）及び準国産エネルギー（原子力）の供給の占める割合。OECD諸国のエネルギー自給率の平均値は約70%。

を行う設備と認定されれば、新制度では一定の価格での電力買取が保障される。再生可能エネルギーによる発電によって一定の利潤が見込めるため、すでに制度改正を見越してメガソーラーの建設を計画した企業が現れているという。これまでの買取制度は太陽光発電の余剰電力のみを対象としており、自家消費後の余剰電力が買取対象になっていた。

住宅向けは引き続き
余剰買取制度を維持

なお、住宅用の発電に関しては省エネインセンティブを促すことや国民負担を全量買取よりも一定程度抑えられることなどから⁵、全量買取制度ではなく、現行の余剰電力買取制度が継続される。

電力の買取費用はサ
ーチャージとして電
力料金へ転嫁される

電力会社が電力を買い取るための費用は、現行制度と同様にサーチャージ（賦課金）として電力料金へ上乗せされる。つまり、すべての電力利用者が使用電力量に比例して負担する「全員参加型」の制度である。そのため、再生可能エネルギーによる発電量が増加すればするほど、電力料金は上昇する。

電力料金サーチャー
ジの減免措置

ただし、一部の利用者に対しては軽減措置が設けられた。具体的には、電力を大量に使用する事業所で、一定基準を上回る場合はサーチャージの8割以上が減免される（3（2）で詳しく述べる）。また、東日本大震災で著しい被害を受けた企業や家計は、2013年3月末まではサーチャージが請求されない。軽減措置によって支払われないサーチャージ分は、エネルギー対策特別会計の石油石炭税や電源開発促進税の税収を充てることが検討されているもようである。

買取価格は透明性を
担保した上で経済産
業大臣が決定

再生可能エネルギーへの投資を大きく左右することになる電力の買取価格は、第三者の専門家による公開された委員会（調達価格等算定委員会）の意見を尊重して経済産業大臣が決める。委員の任命は衆参両院の同意が必要とされ、価格を決定した時には速やかにその根拠や算定方法を国会に報告することを定めており、価格設定の透明性を確保している。

図表 1 再生可能エネルギー法の概要

買取対象の発電源	太陽光、風力、中小水力、地熱、バイオマス
買取制度	全量買取制度。ただし住宅等での太陽光発電は余剰買取制度。買取期間中は電力会社が固定価格で電力を買い取る。
買取期間	再生可能エネルギーの発電設備が設置されてから設備の更新が必要になるまでの標準的な期間
買取価格	経産大臣は発電源ごとの所管に応じた担当大臣と協議し、両議院の同意を得て任命された委員で構成される「調達価格等算定委員会」の意見を尊重して決める。毎年度発電源ごとに買取価格を決めるが、設置コストなどの変化によって必要がある場合は半年毎に決めることができる。施行後3年間は、再生可能エネルギーによる発電量の拡大を図った価格付けを行う。
サーチャージ	買取費用はサーチャージとして電力料金に上乗せ。ただし、①電力を多く使用する企業は、一定の基準を満たせばサーチャージの8割以上を割引、②東日本大震災で著しく被害を受けた企業や家計は2013年3月末まで電力料金に上乗せしない、といった軽減措置あり。
電力会社の接続義務の例外	電力会社が電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるときは、電力の買取を拒否できる。

（出所）大和総研作成

⁵ 総合資源エネルギー調査会、新エネルギー部会・電気事業分科会、買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について 買取制度小委員会報告書」（2011年2月18日公表）を参照。

買取価格は毎年ないし半年ごとに決定。当面3年間は高めの設定

買取価格は、毎年度、発電設備の区分や設置の形態、規模ごとに決められるが、再生可能エネルギーによる電力供給量の状況や設置コストの急激な変動といった環境の変化によって価格を変更する必要がある場合は、半年毎に決めることもできる。また、法律の施行後3年間は集中的に再生可能エネルギー電気の利用拡大を図るため、買取価格は高めの設定となる見通しだ⁶。買取価格が高いほど再生可能エネルギーへの投資収益率が高くなり、再生可能エネルギーによる発電が拡大すると見込まれる。

買取期間は15～20年程度（住宅用太陽光は10年）か

買取期間について再生可能エネルギー法は、再生可能エネルギーの電力供給が開始されてから、設備の更新が必要になるまでの標準的な期間を勘案して決めるとしているのみである。これに関して、脚注5で示した買取制度小委員会報告書などでは、15～20年程度と示唆されていた。ただし、住宅用の太陽光発電については現行制度と同じ10年とされるのではないかという予想が一般的だ。

関係者が注目する買取義務の例外条項の運用

なお、新制度では、電力会社は企業や家庭からの売電を原則として拒否できないが、「電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき」などには、電力供給者との電氣的な接続を拒否できるという例外が認められている。太陽光発電や風力発電などの自然エネルギーは供給が不安定という性質が否めず、電力会社が例外条項を理由に買電に消極的にならないかどうかは専門家の間でも大きな注目点である。正当な理由なしにそうした事態が生じることを避けるためにも、スマートグリッド（次世代送電網）の構築や再生可能エネルギー技術の高度化を同時に図っていく必要がある。

（2）電力の買取価格はどのように設定されるべきか

本稿は価格に注目

エコノミストの立場から再生可能エネルギー法で最も注目したいのは、①電力の買取価格の決め方、②電力料金の上昇幅、の2点である。人々の行動や資源配分の効率性は価格やその見通しによって変化するからだ。そこで、以下ではFITを先行して導入した諸外国の経験を踏まえて、この問題について考えていきたい。

難しい買取価格の設定

FITでは買取価格と買取期間が固定されるため、電力総収入（売電量×買取価格×買取期間）が総費用を上回る限り、「必ず儲かる」投資となる。再生可能エネルギー法は買取価格について、サーチャージが過重なものにならないように配慮することを規定してはいるものの、基本的には発電コストや電力供給者の利潤などを考慮して決められる。投資コストを大きく上回る買取価格を設定すれば、想定以上に再生可能エネルギー投資が拡大し、最終的には電力料金的大幅引き上げという形で国民の負担が増大する恐れが全くないとはいえない。反対に、買取価格が低く必要な収益が見込めなかったり、一定期間、ある程度決まった価格で電力を買い取ってもらえることが保証されていなかったりすれば（政権が変わると制度が変わってしまう政治リスクが大きければ）、再生可能エネルギー投資は起こらず、制度を導入した所期の目的は達成できない。仮に制度運用中に投資抑制のために買取価格を急に引き下げると、投資の反動減で無視できないほどの倒産や失業者を生むかもしれない。

⁶ 再生可能エネルギー法附則7条が、「経済産業大臣は、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して三年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮するものとする」と規定している。

太陽光バブルの発生と崩壊を経験したスペイン

それが現実となった例としては、スペインが記憶に新しい。スペインは2007年に太陽光発電の拡大策を実施し、長期間かつ高額な固定価格での買い取りを保証するFITを導入した。その結果、太陽光発電への投資が爆発的に拡大し、2008年の新規導入量は2,760MWと、2007年の約5倍（2006年の約28倍）に達した⁷。その後、政府が投資抑制のために買取価格を大幅に引き下げると、2009年には60MWまで導入量が激減し、多くの倒産や失業をもたらした。

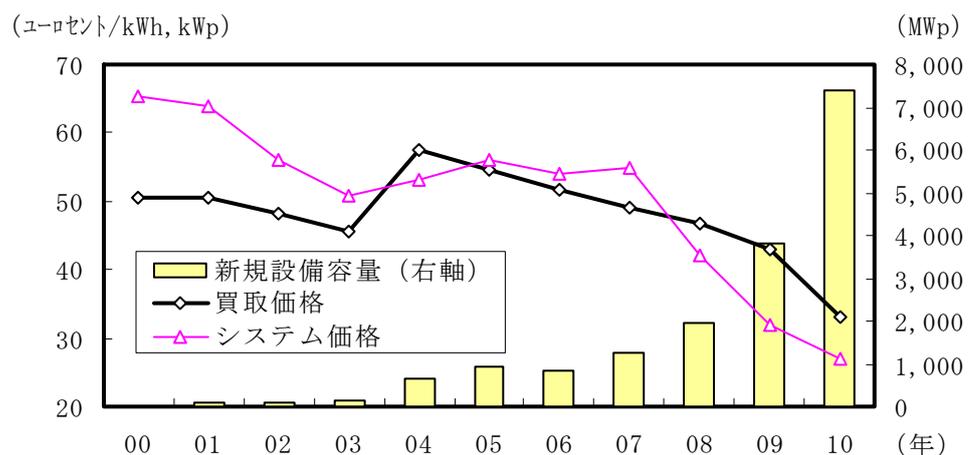
先行きの透明性とシステム価格を考慮したドイツの買取価格設定

一方、ドイツはスペインのようなバブルを発生させることなく、持続可能なペースで再生可能エネルギー投資を増加させることに成功し、経済活性化に貢献しているようである。ドイツ連邦環境・自然保護・原子炉安全省（BMU）によると、2010年における再生可能エネルギー投資額は266億ユーロ（うち太陽光が195億ユーロ）であり、名目民間固定資本形成の約6.5%に達した⁸。また、これにより約37万人の雇用を生み出したという。ドイツのFITの主な特徴としては、①システム価格（設置費用）の低下に見合った形で買取価格を低下させている、②数年先までの買取価格の逓減率（annual percentage reduction in tariffs）を示し、発電事業者が先行きを見通しやすいように設計している、という2点が挙げられる。

ドイツでは買取価格とシステム価格が概ね連動して低下した

ドイツでは、再生可能エネルギー法（Erneuerbare Energien Gesetz、以下 EEG）の2000年施行時、2004年改正時、2008年改正時ごとに将来の買取価格と逓減率が規模別、エネルギー別に示された。例えば、太陽光発電（設置型）の逓減率は2005～08年で毎年▲5%、風力は同▲2%であった。太陽光発電はシステム価格の水準が他の再生可能エネルギーに比べて高く、下落ペースが速いため、買取価格の水準や逓減率もそれに応じて設定されている。実際に太陽光発電における電力買取価格とシステム価格の推移を見ると（図表2）、買取価格は2004年を除いて低下しており、システム価格も概ね連動する形で低下している（なお、図の買取価格とシステム価格は対象とする設備規模が異なるため、単純に両者の差が利益を表しているわけではない）。

図表2 ドイツの太陽光発電における電力買取価格とシステム価格、新規導入量



(注) 買取価格は建物設置型30kW以下で、2010年は10月1日以降の臨時削減率を反映。
システム価格は発電能力100kWp未満の屋根設置用発電システムの平均価格。
(出所) IEA、BMU、経済産業省資料より大和総研作成

⁷ 数値についてはIEA（2010）“TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009”を参照。

⁸ 投資額と雇用者数についてはBMU（2011）“Renewable energy sources 2010”を参照。

買取価格の事前アナウンスは投資を誘発し、システム価格の低下と産業競争力の向上を実現

将来にわたる買取価格の事前アナウンスは、発電事業者にとって収益計画を立てやすいため設備投資を誘発しやすい。また、申請時点が早いほど買取価格が高いことは、投資時期を前倒するインセンティブになっているだろう。一方、発電システムの製造メーカーにとっては、買取価格が低下し続ける中で利益を確保しつつ製品を販売しなければならないため、システム価格を下げようと努力する。これは技術水準の向上やコスト管理の厳格化に繋がり、産業育成と国際競争力の強化をもたらすと考えられる。

買取価格またはシステム価格が変化すると投資行動も変化する

図表2の新規設備容量の推移に注目すると、2004年と2009～10年に前年の水準を大幅に上回って増加している。前者は2004年のEEG改正により、それまで発電容量が少なかった太陽光発電の投資拡大を狙い、買取価格を引き上げたことが背景にある。後者は2008年から2009年にかけてシステム価格が毎年25%程度低下したことから、買取価格と投資コストであるシステム価格との差が拡大（＝収益率が上昇）して設備投資が促進された。ドイツ政府は2010年7月1日から通減率をそれ以前の▲9%から▲13%へ拡大し、10月1日からはさらに▲3%通減率を上乗せしたが⁹、それでも2010年の設備容量は約7,400MWpと前年の約2倍に達した。

持続的なペースで設備投資を増やすには、システム価格に見合った買取価格の設定が不可欠

このように、買取価格を引き下げてもシステム価格との相対感によっては再生可能エネルギーへの設備投資が想定以上に急増するリスクがある。竹濱[2010]¹⁰によれば、ドイツでは収益率（システム価格に対する年間売電収入の割合）が10%を超えると太陽光発電市場は過熱し、導入ペースのコントロールが困難になる恐れがあると指摘している。また、新規設置容量が急増した2009年第4四半期の収益率は11.7%であり、2009年末から2010年1月にかけては12%程度あったと推定している。ドイツと日本では潜在成長率や金利水準が異なるため、収益率10%という基準は単純に日本へ当てはめられない（低成長に苦む日本ではより低い収益率でも投資が拡大する可能性がある）が、最適な価格設定を考える上でドイツの事例は示唆に富む。

将来価格を見通しやすい工夫

スペインやドイツの経験を踏まえて、日本はどのような価格設定を行うべきだろうか。事前に数年先までの買取価格や通減率を示すドイツと異なり、日本では長くて1年先までの価格しか発表されない可能性がある。足下の価格設定の根拠や算定方法が開示されるので、ある程度の予測をたてることは可能かもしれないが、発電事業者が将来価格を見通すことはドイツよりも難しく、収益計画を立てにくい制度や運用となる恐れがある。また、システム価格が下がらなければ買取価格を下げにくいいため、システム製造者の技術革新やコスト削減努力を促すインセンティブはドイツより弱いとみられる。将来価格の不透明さを改善させるために、例えば大まかで暫定的なものであっても毎年度数年先まで買取価格の見通しを価格発表時に示すことが有効かもしれない。

設備導入量の目標値設定も一案

また、スペインからの教訓として、再生可能エネルギー投資がコントロール不能なほど過熱しそうな場合に、早い段階で買取価格を引き下げるルールも事前に明確にしておくことが望ましいと思われる。特に、再生可能エネルギー法施行後

⁹ IEA “National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2010”によれば、2011年以降の太陽光（建物設置型30kW以下）の買取価格は2011年1月1日から28.74ユーロセント/kWh（改定前からの通減率▲13%）、同年7月1日から24.43ユーロセント/kWh（同▲15%）、2012年は22.23ユーロセント/kWh（同▲9%）、2013年は20.23ユーロセント/kWh（同▲9%）と、継続的に速いペースの価格引き下げを予定している。

¹⁰ 竹濱朝美「ドイツにおける太陽光発電に対するフィード・イン・タリフの制度設計、費用と効果」『立命館産業社会論集』（2010年12月）を参照。

3年間は価格を高め設定することになっているため、その趣旨を十分に適えつつ、結果として急激な価格引下げの必要に直面しないよう運用されなければならない。そもそも、新しいタイプの投資の急増はそれが望ましいものであるのか、問題があるのかの判断は極めて難しい。買取価格を通じたアクセルとブレーキをうまく使い分けることが難しいとすれば、事前に設備導入量の目標値（上限値、キャップ）を設けて周知させることも一案である。導入量の増加ペースが速く目標値を上回る可能性が高まれば機動的に価格を引き下げ、逆に投資があまり増加しなければ価格を維持する（引き上げる）といった形で価格を調整するのである¹¹。ここでも、重要なことは民間部門の予測可能性を高めるということである。

安定供給や国民負担ともバランスをとった価格設定が必要

さらに、価格設定はエネルギー政策や国民の負担にも十分配慮すべきである。現在の日本は、原子力発電所の再稼働が政治的に難しく、電力不足への不安を抱えている。エネルギー政策という観点からいえば、稼働率が低く電力供給が不安定な太陽光や風力による発電を急激に増やすことが望ましいとは必ずしも言えない。中でも、買取価格がとりわけ高い太陽光発電にあまりに偏った形で再生可能エネルギーを増加させていけば電力料金の負担の増加に繋がりがやすい（電力料金の試算は3.（1）で示す）。

エネルギー政策の観点から地熱発電を増やす価格付けを

原子力発電が果たしてきたベースロード電源の代替という観点から最も有効な再生可能エネルギーは地熱発電だろう。日本は火山大国であり、インドネシアやアメリカと並ぶ世界最大級の地熱資源量（3,180万kW）を有している¹²。地熱発電の稼働率は時間帯に関係なく70%程度で安定しており、ベースロード電源の一部としての役割が期待できる。しかし、現在の設備容量はわずか53万kW（全設備容量の0.2%）にとどまっており、自然公園法によって開発ができないことや初期コストが高いことなどが制約となっている。地熱発電の買取価格を高め設定し、自然公園法の規制緩和も行っていくことで地熱発電を増加させることのメリットは大きいのではないかと。

3. 再生可能エネルギー法で電力料金はどうなるか？

（1）電力料金はどの程度上昇するのか

サーチャージ総額約4,600～6,300億円、家庭の電力料金月額150～200円程度との試算

再生可能エネルギー電力の買取費用は電力料金へ転嫁されるため、再生可能エネルギーの発電量増加によってどの程度電力料金が上昇するのかということが、すべての家計と企業にとって問題である。再生可能エネルギー法が国会審議で修正される前の段階のものではあるが、経済産業省は制度開始後10年目のサーチャージの総額が約4,600～6,300億円になると試算しており、家庭の電力料金が月当たり150～200円程度（＝0.5～0.68円/kWh×300kWh）上昇すると見込んでいた¹³。ドイツのサーチャージ総額は2009年で47億ユーロ（1ユーロ110円で換算すれば約5,200億円）であるから¹⁴、経済産業省の試算額はドイツとほぼ同額である。

一人歩きしている「家庭の負担増月額150円」という見通し

ただ、再生可能エネルギー法は立法過程で制度設計の修正がなされ、買取価格がどう決められるのか現時点で不明である。また、電力料金の見通しは仮定の置

¹¹ これを金融政策に当てはめれば、望ましいインフレ率を各経済主体が共有することで期待インフレを安定させ、金融政策の柔軟性が増すといった効果に近いと言える。

¹² 150℃以上の熱水系資源（2,347万kW）と、53～120℃の温泉発電による資源（833万kW）の合計量。

¹³ 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について」（2010年8月4日）の資料及び参考資料。

¹⁴ BMU（2010）“Renewable energy sources in figures”を参照。

き方に大きく左右される。不確定要因が極めて多いにもかかわらず、電力料金の上昇幅について「月額 150 円」という数字だけが一人歩きしている印象が非常に強い。

本レポートでの電力 料金試算の考え方

そこで、本稿では独自の試算を示したい。試算の具体的な考え方や仮定は次の通りである（なお、試算が複雑になるのを避けるため、サーチャージの軽減措置は考慮しない）。

- ① 電力需要量や火力発電による発電量、化石燃料価格は一定とする。これは、再生可能エネルギーの発電量増加による純粋なコスト増加分を知るための仮定である。
- ② 再生可能エネルギーの発電量シェアを、制度開始後 10 年目で約 20%へ引き上げ、その分だけ原子力のシェアを引き下げる¹⁵。すなわち、2009 年度の再生可能エネルギーのシェアは 9%であるから、再生可能エネルギーのシェアを 11%ポイント引き上げ、原子力のシェアを 29%から 18%へ引き下げる。ただし、原子力発電設備の再稼働が困難な現状を考えれば、原子力のシェアはさらに低下する可能性がある。その分を火力発電で補えば、燃料費が増加してここでの推計結果よりも電力料金が上昇することになる。
- ③ 再生可能エネルギー発電の新規導入量に占める太陽光発電の割合を 82%（累積される設備容量は 5,000 万 kW¹⁶）とする。この割合は、資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの全量買取制度の導入に当たって」（2010 年 8 月 4 日）で示されている追加導入量の内訳構成比を参考にした。ただ、発電コストの高い太陽光発電の割合は電力料金全体に与える影響が大きいため、本試算では設置容量が半分（2,500 万 kW）のケース（再生可能エネルギーの新規導入量に占める割合が 56%）の代替ケースも試算する。
- ④ 買取価格は太陽光が 45 円/kWh、太陽光以外は 20 円/kWh とする。現時点で買取価格がどの程度になるかは分らないものの、太陽光発電については現行制度（住宅用は 42 円/kWh、非住宅用等は 40 円/kWh）をベースに決められるとみられ、太陽光以外については「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」（総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会・電気事業分科会 買取制度小委員会報告書、2011 年 2 月 18 日）などで示された 15~20 円/kWh が参考となるだろう。既述したように、新法施行後 3 年間は高めの価格設定になることを考慮すれば、太陽光が 45 円/kWh、太陽光以外が 20 円/kWh というのは現実的な想定と思われる。

買取価格について横ばいケースと遞減ケースについて試算

図表 3 が制度開始後 10 年目における試算結果をまとめたものである。電力料金の実績（2009 年度）からの増加額（月当たり）を表している。左図が標準的家庭（電気使用量 300kWh/月）、右図が大規模工場（電気使用量 240 万 kWh/月）についてである。それぞれの図には、制度開始後 10 年目でも買取価格が横ばいのケース（棒グラフ左側）と、買取価格が徐々に低下して 10 年目で 2 分の 1（半値）になるケース¹⁷（棒グラフ右側）を載せている。2 つのケースを設けたのは、現実的にはシステム価格の低下に伴って買取価格も徐々に低下していくと見込まれるためであり、価格が横ばいのケースは電力料金が最大限上昇する悲観ケースと言え

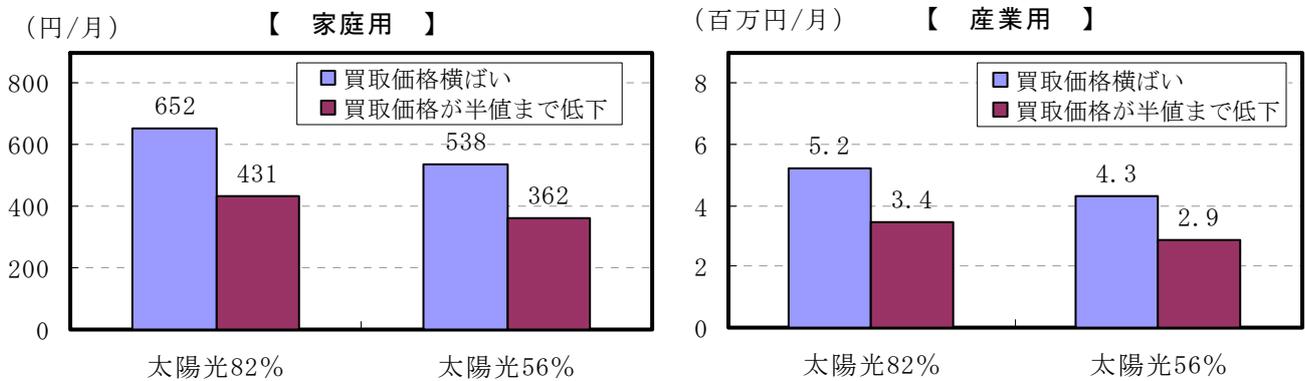
¹⁵ なお、原子力発電の発電コストは 5.5 円/kWh とした。この想定は電気事業連合会「モデル試算による各電源の発電コスト比較」（2004 年 1 月）の試算結果を参考にしてしている。

¹⁶ 住宅用太陽光発電の 6 割を余剰電力として計算する。

¹⁷ 買取価格が低下するにしたがって、設備導入量は定率で増加すると仮定した。

るだろう¹⁸。

図表3 制度開始後10年目に再生可能エネルギー20%を達成したときの電力料金上昇額



(注1) 「太陽光82%」とは、再生可能エネルギー発電の新規導入量に占める太陽光発電の割合が82%のことで、設備容量は5,000万kW。太陽光56%の設備容量は2,500万kW。

(注2) 1kWh当たりの電力料金上昇額に月当たりの標準的な使用量(家計:300kWh、企業:240万kWh)を乗じた。

(出所) 大和総研作成

買取価格横ばいのケースでは電力料金は大幅に上昇

買取価格が横ばいで太陽光の割合が82%のケースでは、電力料金が2.2円/kWh上昇する。月当たりの電力料金を標準的な家庭で6,600円(=22円/kWh×300kWh)、企業(大規模工場)で2,450万円(=10.19円/kWh×240万kWh)とすると、家庭では2009年度比で+10%上昇(+652円増)し、企業では同+21%上昇(+522万円増)する。ただし、より現実的な仮定と言える買取価格が半値へ低下するケースでは1.4円/kWhの上昇となり、電力料金は家庭向けで+7%上昇(+431円増)、企業向けで同+14%上昇(+345万円増)する。

太陽光発電の割合が高いほど電力料金は上昇

次に、買取価格が横ばいで太陽光の新規導入割合が56%のケースに注目すると、82%のケースに比べて電力料金の増加額が縮小している。これは買取価格が他の電源より高い太陽光発電のウェイトが縮小するためである。太陽光発電には技術的な制約に加えて、平均的な稼働率が12%と風力(25%¹⁹)や地熱(70%)などより低いという自然環境面での制約もある。稼働率が低いということは、同じ発電量を得るのにより多くの設備容量が必要になるので、単位当たりの発電コストが高くなる。太陽光の導入量が多いドイツでは、2008年における太陽光の発電量が再生可能エネルギー全体の6.2%にもかかわらず、買取金額では太陽光が24.6%も占めている²⁰。太陽光発電にあまりに偏重した設備投資を促すことは国民の負担を増加させることにもなる点に留意しつつ、発電構成のベストミックスを考える必要がある。

経済産業省の試算結果よりも電力料金が高く試算される理由

経済産業省の試算結果と比べると、電力料金の上昇幅は私たちの試算の方が大きい。私たちの試算のうち再生可能エネルギーの導入や発電コストの前提が経済

¹⁸ 本試算では電力需要量を一定としているが、これは経済規模(実質GDP)が拡大しても省エネなどが進んで需要量が増加しないということを暗に仮定している。そのため、省エネが進まずに電力需要量が増加すれば電力料金は悲観ケース以上に上昇することもあり得る。

¹⁹ 陸上風力(稼働率20%)と洋上風力(稼働率30%)の単純平均値。

²⁰ Frondel, Ritter, Vance (2009) "Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience" を参照。

産業省の想定に最も近いのは「買取価格が半値へ低下、太陽光の導入割合が82%」のケースだが、ここでの試算結果である1.4円/kWhの電力料金上昇は、経済産業省の試算結果(0.5~0.68円/kWh)の2.1~2.8倍である。この違いは、発電設備の導入ペースや将来の買取価格など前提の置き方が異なるためだが、特に経済産業省の試算が想定する設備導入量が、本稿の想定の半分程度である点が大きな要因だろう。

「月額150円の負担増」を前提にした議論は妥当ではない

再生可能エネルギー法の制定プロセスでは、エネルギーの種別だけでなく発電設備の設置形態や規模などに応じて買取価格を多様化させる方向が強まった。また、原発問題や環境問題を踏まえて再生可能エネルギーの発電量を大幅に引き上げるには、経済産業省が試算した前提以上に大規模な太陽光や風力等の発電設備導入が必要である。すなわち、将来目標とする再生可能エネルギーの導入量や買取価格の態様によって、電力料金への影響は大幅に違ってくるはずである。竹濱[2011]²¹によれば、2010年のドイツの場合、年間3,500kWを使う3人家族の場合、電気料金に上乘せされる分担金は年間7893円(月額658円)で、2011年度はさらに上昇しているという。「政府が150円/月程度と試算」という言葉はメディアなどで引用されることが直近でも多いが、もはやそれを前提にした議論は妥当なものとはいえないだろう。

(2) サーチャージの軽減措置によってどの産業が恩恵を受けるのか

サーチャージ軽減額は初年度70億円

(1)の試算では、電力多消費企業や被災地に関する軽減措置を織り込んでいない。2.(1)で説明したように、軽減措置によって支払わなくてもよいサーチャージ分は、エネルギー対策特別会計の資金を充てることが検討されており、実際にそうなれば特会で賄える限り電力料金は上昇しない²²。報道によれば、経済産業省は初年度(2012年7月~13年3月)の軽減額を約70億円と試算しており、特会の前年度剰余金(1,172億円、平成23年度当初予算)に比べれば非常に小さい。

サーチャージが減免される場合とは

しかしながら、実際に軽減措置の対象となるサーチャージ額がどの程度になるのかは不透明である。再生可能エネルギー法では、電力使用原単位(電力会社から供給を受けた電力使用量÷売上高)が、①製造業に属する企業は製造業平均の8倍を超える事業、②非製造業に属する企業は非製造業平均の一定倍数を超える事業についての事業所が、一定量を超える年間電力購入量がある場合に限りサーチャージの8割以上を割り引くことになっている。

軽減額は実際のところ不透明

すべての電力使用量が算定対象ではなく、電力会社からの購入分のみであるため、電力多消費企業でも自家発電が多ければ基準を満たさない可能性がある。また非製造業についての一定倍数や、さらには製造業も含めた電力購入量の最低基準は政令で決められることになっているため、現時点で明らかでない。もう一つの軽減対象である東日本大震災で著しく被害を受けた企業や家計についても、その対象を決める基準やサーチャージ軽減額の規模を現時点で把握することは難しい。

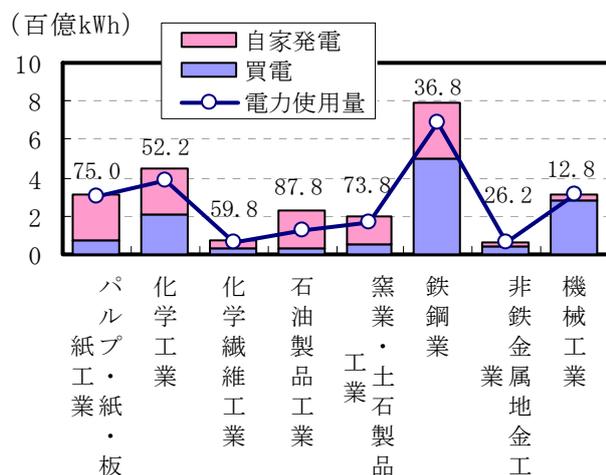
²¹ 竹濱朝美「再エネ普及のカギは買い取り価格 参考になるドイツの先進性」『週刊エコノミスト』(毎日新聞社)、2011年9月6日号

²² もっとも、エネルギー対策特別会計の財源は石油石炭税や電源開発促進税といった国民負担である。

製造業では鉄鋼と非鉄鉄を中心に軽減措置を受ける

そこで、ここでは製造業のみに関して、どのような産業がサーチャージの減免を受けることができるかを、マクロ統計を用いて大まかに把握しておきたい。まず、図表4は産業別に見た電力使用量と自家発電量を表している。図中の数値は自家発電割合を表しており、石油製品、パルプ・紙・板紙、窯業・土石といった素材産業で高い。この産業別データをもとに、電力使用量から自家発電を除いた電力購入量を売上高で割った値が図表5の折線グラフである。窯業・土石やパルプ・紙・板紙などは、自家発電を含めたベース（棒グラフ）では高いものの、自家発電割合も同時に高いため、購入電力ベースでは機械工業と同程度である。結果的には鉄鋼業と非鉄金属の高さが目立っており、この2業種を中心に軽減措置の対象となると考えられる。ただし、この分析はセクター別にみているに過ぎず事業所ベースではないこと、データの制約から電力使用量は大口（契約電力500kW以上）に限られていること、自家発電の割合が分かる産業のみを対象としていることなどから、試算結果は幅をもってみる必要があることは言うまでもない。

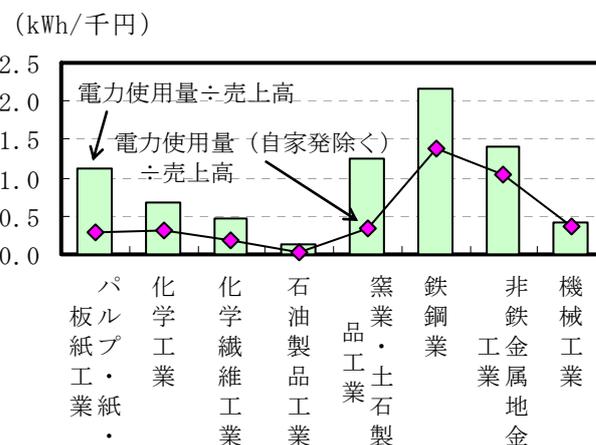
図表4 電力受払量の産業間比較（2010年）



(注) 該当業種、約1600事業所の調査。図中の数値は自家発電割合。棒グラフと折線グラフの差分は売電に相当。

(出所) 経済産業省統計より大和総研作成

図表5 電力使用原単位の産業間比較（2010年）



(注) 電力使用量は大口電力。売上高は全規模で、石油製品工業は石炭含む。折線グラフは電力使用量に左図の自家発電割合を乗じた使用量で計算。

(出所) 財務省、経済産業省統計より大和総研作成

4. 日本の電力料金は国際的にみて高いのか

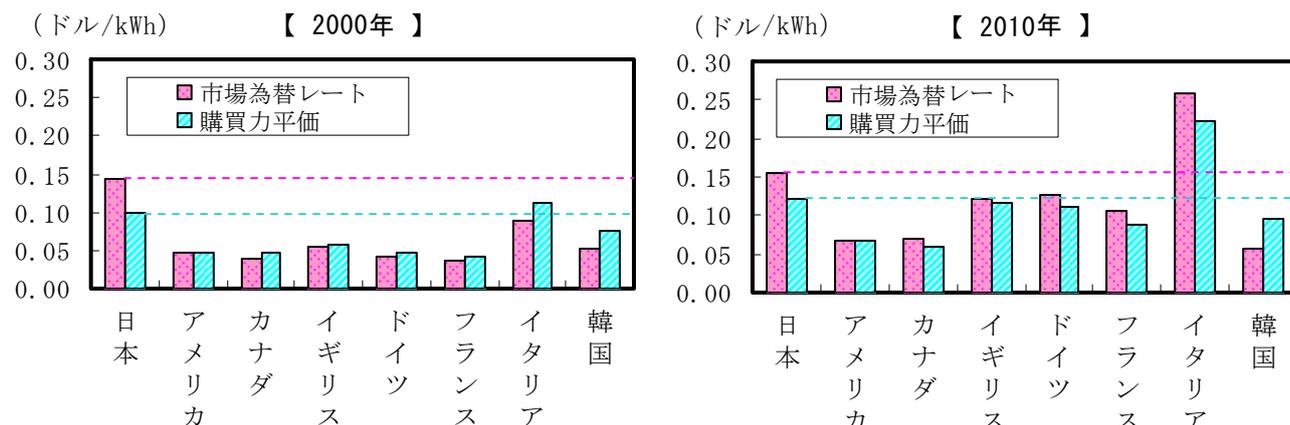
(1) 産業用電力料金の国際比較

電力料金と産業競争力

再生可能エネルギー法が施行されると、電力の買取量が増加するに従って電力料金の上昇が見込まれる。そこで気になるのが国際的に見た日本の電力料金の水準である。一般的に、日本の電力料金は海外と比べて高いと言われている。中でも輸出産業で競合している韓国と比べれば2～3倍の価格差があり、これ以上電力料金が上がると非常に厳しいと指摘されることがある。日本の電力料金は各国と比べてどの程度異なるのだろうか。相対的に料金が高いとすれば、それは製造業の電力料金の負担が大きいことを意味しているだろうか。以下では産業用の電力料金について、国際比較を試みたい。

図表6は、IEA等のデータをもとに主要先進国（G7+韓国）の電力料金を2000年と2010年（韓国のみ2009年）について比較したものだ。ここで用いた電力料金は1年間の平均単価²³を表しており、ある特定の料金体系を設定して比較したものではない。また図表には市場為替レートで測ったもの（米ドル換算）と、購買力平価（IMFの公表値）で測ったものを載せている。図表6から以下のような特徴を指摘できるだろう。

図表6 産業用における電力料金の国際比較



(注) 購買力平価はIMF。アメリカとドイツ以外の国はIEAのデータ（ただし韓国は2009年）。ドイツはデータが2007年までなので、Eurostatのデータで延長した。アメリカはEIAのデータを用いている。

(出所) IMF、IEA/OECD、EIA、Eurostat統計より大和総研作成

海外との料金格差は10年前に比べて縮小

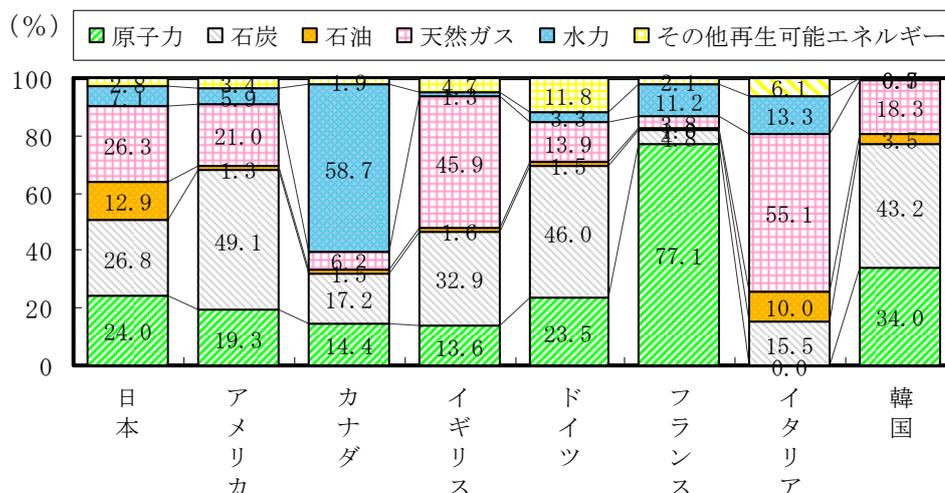
まず、2000年と2010年のいずれの時点においても日本の電力料金は海外より高い水準にあるが、海外との料金格差はその間に縮小している。これは、換算レートの変動ではなく、各国の通貨ベースでみたとき日本の電力料金が絶対的、相対的に低下した要因が大きい。すなわち、IEAのデータから逆算すると、2000年に15.4円/kWhだった日本の電力料金は、2010年には13.5円/kWhと1割強低下した。それに対して同期間のカナダや韓国は逆に3割弱上昇し、アメリカも5割弱上昇している。ヨーロッパ諸国にいたっては2倍以上も上昇している。各国で電力料金が上昇した主な理由は、石油や石炭、天然ガスといった火力発電の燃料費上昇や、FITが導入されたことなどで発電コストが上昇したことが挙げられる。特にイタリアは原子力に頼らずに火力に大きく依存していることや（図表7）、電力の輸入量が多い（最終消費量に占める純輸入量の割合は2008年で12.9%）ことから、上昇幅が他国よりも大きかったとみられる。もちろん日本も燃料費の増加によって電力料金が上昇したが、同時に電力需要の伸びが鈍化し、電力自由化による一定の効果もあり²⁴、電力料金が低下したと考えられる²⁵。もっとも、日本はヨーロッパ諸国に比べて電力自由化が遅れており、この10年間の世界の電力料金の動きをみると、電力自由化と電力料金の関係はそう単純ではなさそうである。

²³ IEAによれば、電力料金は様々な契約や料金体系が存在する中で、産業部門や家庭部門といった幅広い分野の代表的な電力料金を調べるために平均単価（average unit value）を用いたと説明している。

²⁴ 山口聡「電力自由化の成果と課題」『調査と情報』（2007年9月25日）を参照。

²⁵ 日本は一般物価のデフレ傾向が続いているのだから電力料金の低下も当然との見方があるかもしれない。しかし、国内企業物価指数で電力料金と総平均物価のこの間の関係を見ても、電力料金は相対的に低下している。

図表7 主要国の発電の電源構成



(注) 自家発電分含む。

(出所) IEA/OECD統計より大和総研作成

国際比較する際は市場為替レートよりも購買力平価を用いる方が望ましい

次に、図表6に示した購買力平価で測った電力料金は、市場為替レートで測った場合よりも海外との格差が小さい。電力料金に限らず、様々なデータを国際比較するときにはどのような為替レートで単位を合わせるかが問題になる。その際に重要なこととして、比較対象国について物価水準が同じになるように調整された換算レートでなければ、同じ物差しで比べたことにはならない。この条件を満たす為替レートが購買力平価である。市場為替レートで測ったデータによる電力料金の国際比較をしばしば目にするが、市場為替レートでは通貨単位は統一されるものの、各国の価格水準が調整されていないため単純には比較ができない。また、市場為替レートはその時点の金利差や国際的な資本移動などを反映していることも、国際比較を行う上で望ましくない要因と言える。例えば、為替市場で一時的なショックによる円高ドル安が起きれば、ドル換算した日本の電力料金は上昇したように見えてしまう。

日本の電力料金はヨーロッパ並みだが韓国より4割ほど高い

購買力平価で測った日本の電力料金は、市場為替レートよりも各国との格差が小さく、ヨーロッパ諸国並みとなっている。輸出競争国である韓国と比べると日本の方が高いことには違いないが、2009年における日本の電力料金は、市場為替レート換算で韓国の約2.7倍であるのに対し、購買力平価換算では約1.4倍である。結論としては、一般的に言われているほど日本と韓国の価格差が大きいと言えないが、それでも日本の方が4割ほど高いという評価になる。

(2) 製造業の相対的な電力負担は高くはない

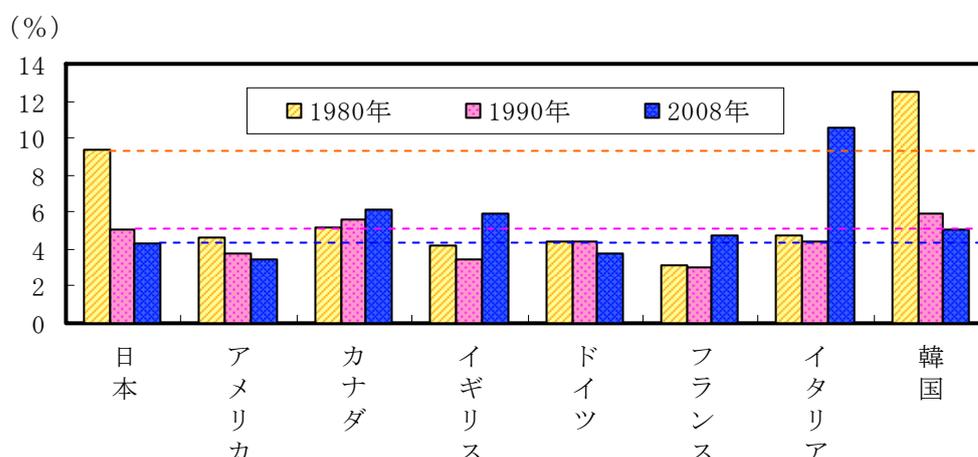
電力料金の負担を考えると電力の原単位を考慮すべき

日本の産業向け電力料金は韓国よりも4割ほど高いわけだが、このことが同時に「日本企業の電力負担が韓国よりも4割程度重い」ということを意味しているとは限らない。なぜなら、日本の企業が電力1単位を用いて生み出す付加価値が韓国よりも多ければ、同じ金額の付加価値を生み出すのに必要な電力量は少なくて済むからだ。したがって、電力の原単位を考慮した形で負担感を比較する必要がある。

日本の電力負担率は 相対的に低い

図表8は、製造業が産み出した名目 GDP に対する製造業の電力料金支払額（以下、電力負担率と呼ぶ）を、G7に韓国を含めた8カ国で比較したものである。付加価値を生み出すのにどの程度電力料を支払ったかを見たもので、製造業の電力負担感を国際比較している（データの直近値は2008年）。日本の電力負担率は、1980年時点では韓国に次いで2番目に高かった。しかし、1990年にかけて電力の原単位が大幅に改善し、他の先進国並みの水準まで電力負担率が低下した。2008年時点では比較国の中でやや低いところに位置している。さらに、2008年から2010年にかけての日本の電力料金の伸びは他国よりも低かったため、おそらく足下の電力負担率は相対的に低下していると考えられる。仮に、2010年の電力負担率を電力料金の伸びの分だけ変化したと仮定して試算すると、日本は4.1%となる。これは、アメリカ（3.4%）に次いで2番目に低く、韓国（5.7%、2009年の値を使用）よりも4割程度低い。

図表8 製造業の電力負担率（名目 GDP に対する電力料金支払額）



(注) 現地通貨建ての電力料金に消費量を掛け、名目GDPで割ったもの。
(出所) IEA/OECD、国連、EIA、Eurostat統計より大和総研作成

産業の空洞化を深刻化させているのは趨勢的に続く円高

今後、原発の停止に伴う火力発電稼働のための燃料費の増加などから電力料金が上昇する可能性がある²⁶。しかし企業の電力負担感からみれば、今後の電力料金の上昇によって、ただちに韓国との競争上不利になるというわけではない。日本の製造業は電力効率的な生産技術を保有しているからである。また他の主要国と比べても、日本の製造業の電力負担率は平均的な水準より低い。電力料金上昇の負担と産業の空洞化という面だけでみれば、省エネ投資を増やし、電力効率的な生産体制をいっそう整備することで国際競争力を維持・強化できるのではないだろうか。もちろん生産コストである電力料金の上昇は最大限の努力をして回避すべきだが、電力料金の上昇で製造業が立ち行かなくなるというのは悲観的に過ぎる見方だと思われる。産業の空洞化を深刻化させているのは趨勢的に続く円高であり、行き過ぎた円高を克服することこそが重要な問題だろう。

— 以上 —

²⁶ 溝端幹雄・神田慶司・鈴木準「電力供給不足問題と日本経済」（2011年7月13日）を参照

【経済社会研究班レポート】

- ・ No.1 神田慶司・鈴木準「「実質実効為替レートなら円安」の意味—コスト削減の企業努力は円高・内需低迷・デフレを生んだ」2010年11月10日
- ・ No.2 鈴木準・原田泰「財政を維持するには社会保障の抑制が必要—社会保障の抑制幅が増税幅を決める」2010年12月29日
- ・ 鈴木準・溝端幹雄・神田慶司「日本経済中期予測（2011年6月）—大震災を乗り越え、実感ある成長をめざす日本経済」2011年6月16日
- ・ No.3 溝端幹雄・神田慶司・鈴木準「電力供給不足問題と日本経済悲観—シナリオでは年率平均14兆円超のGDP損失」2011年7月13日
- ・ No.4 神田慶司・溝端幹雄・鈴木準「再生可能エネルギー法と電力料金への影響—電力料金の上昇は再生可能エネルギーの導入量と買取価格次第」2011年9月2日