

再生可能エネルギー政策の「市場化」

——2014年ドイツ再生可能エネルギー改正法をめぐって——

諸 富 徹

1 はじめに

1.1 再生可能エネルギー固定価格買取制度の「成功」

エネルギーは、国民経済の発展を支える基盤であるため、経済学の観点からもきわめて興味深い研究対象となってきた。とりわけ、2011年3月11日の東日本大震災で起きた福島第一原発事故をきっかけとして、エネルギー問題は、日本にとって最重要の社会的課題となった。そのなかで、「再生可能エネルギー（以下、「再エネ」と略称）の拡大」と「原発依存度の低減」は広い国民的合意事項となり、いまや日本のエネルギー政策の基軸となっている。

本稿は、その再エネ拡大を推進するための政策手段として導入された「再生可能エネルギー固定価格買取制度」（以下、「買取制度」と略称）を分析の対象とする。買取制度は、再エネ発電事業者が発電する電気を、政府が定める固定価格で買い取ることを電力会社に義務づける制度である。電力会社は買い取った電力を卸売電力市場で販売して収入を得る。しかし、再エネの固定価格は卸売電力市場価格よりも高く設定されるので、電力会社にとっては、「高く仕入れて安く売る」形となり、そのままでは損失が発生してしまう。そこで、再エネ買取費用と再エネ電力販売収入の差額を「賦課金」として電力料金に上乗せし、電力消費者から徴収することで電力会社はその差額を回収できる。したがって買取制度は、電力消費者の負担で再エネ拡大を進める仕組みだといえる。

この制度は、再エネ発電事業者の投資意欲を掻き立てる仕組みでもある。

それは第 1 に、事業者にとっては買取価格が固定されるため、収益の予見可能性が高まり、事業安定性が高まるからである。第 2 に、価格は再エネ発電の費用に加えて公正報酬率を上乗せした水準で決定されるため、再エネ発電事業者が費用を合理的な水準に抑制しさえすれば、確実に収益を上げることのできるビジネスになる。ここに、買取制度を導入した国がほとどの国も、再エネ発電の拡大に成功した理由を見出すことができる。これは、他の再エネ政策手段にはみられない買取制度の最大の特徴であり、かつ成功要因でもある。

福島第一原発事故を受けて 2012 年 7 月に導入された日本の買取制度は当初、買取価格が十分高く設定されたこともあって、所期の成功を収めた。制度導入の翌年 2013 年度には、再エネ設備容量が前年度比で一挙に 32% も増加し、その後も再エネの伸長は続いている。

ところが、こうした急速な再エネ発電拡大の結果、再エネで発電された電力の電力系統への受け入れが一時中断されるという問題も生じた（「九電ショック」）。これは、これまでの集中型電力システム¹⁾を前提とする電力系統では、

1) 「集中型電力システム」とは、火力や原子力などの大規模発電所で発電を行い、それを、電力系統を用いて電力消費者に送電するために構築された電力システムを指す。高圧から低圧に向けて一方向に電気が流されるが、逆に、低圧から高圧に向けて電気が流れることは通常、想定されていない。電力会社内に設けられた「中央給電指令所」の指示で発電所と電力系統を運用する運営方法は、まさに、かつて旧社会主義国で採用された「計画経済システム」にも比することができる。これへの対概念は「分散型電力システム」となる。再エネなどの小規模分散電源が大量に導入されると、それらを電力系統でつなぐ必要が生じ、そのための系統増強も必要になる。再エネ電源は、電力大消費地から離れて分散的に立地するため、発電地でその電力をすべて消費できず、これらの電気を集めて大消費地に送る必要が生じる。そのために基幹電力系統を増強する必要も生まれる。さらに、電力会社のエリアを超えて、広域的な電力融通を指揮する「独立系統運用機関 (Transmission System Operator : TSO)」の役割が重要になる。

「分散型電力システム」を「集中型電力システム」と分け隔てる大きな特徴は、第 1 に、それが電力系統の「末端」である配電網を通じて、無数の分散型電源が発電する電気を集め、大消費地に送る「集電機能」を果たす点にある。このとき、電力は低圧から高圧に向けて「逆潮流」する。

第 2 に、既存の電力会社以外の発電事業者が顕著に増大し、電力融通も電力会社のエリアを越えて広域化するために、もはや電力会社単位の「中央給電指令所」は従来の有効性を失う（役割がなくなるわけではない）。結果として、市場を通じた電力需給調整メカニズムがそれにとって代わり、「分散型電力システム」の中核に位置づかざるをえなくなる。日本では、「集中型電

再エネの急拡大を支えきれないことを、誰の目にも明らかにした。国際的には、電力システムは従来型の「集中型電力システム」から徐々に「分散型電力システム」へと移行しつつある。「九電ショック」は現行の電力システムの問題点とともに、新しい「分散型電力システム」への移行の必要性を明らかにしたといえよう。

とはいえ、この買取制度は、日本でもっとも成功した公共政策手段の1つとして評価できる。環境税や排出量取引制度など、気候変動政策上の政策手段はなかなか立法者の意図通りの効果を発揮できないことが多い。しかしこの買取制度は、予想を上回る再エネの急速な拡大をどの国でも実現し、その強力なインセンティブ効果を発揮してきた。その政策手段としての有効性は、もはや疑うべくもない。ただし、この強力な政策手段にも問題点がないわけではない。最大の問題は、それがもたらす費用膨張であろう。高価な再エネを既存電源よりも高い価格で買い取るために、電力消費者に追加負担を課し、それが国民経済や産業競争力に悪影響を及ぼす恐れが出てくる。

1.2 ドイツの「買取制度」——日本にとってのモデル？

日本の買取制度がモデルとしたドイツの買取制度で論争点となったのも、まさにこの費用膨張をめぐってである。それが強力なインセンティブ効果を発揮し、急激な再エネ拡大に寄与したことは疑いのない事実であり、この点はもはや論争点ではない。しかし日本でも、再エネ拡大に批判的な人々がドイツの買取制度を批判するときに焦点を当てるのは、それがもたらす費用膨

↘ カシステム」を前提とした既存の電力系統で受け入れることのできない再エネは、「抑制すべき」だという方向に議論が傾きがちである。それでは、いつまで経っても再エネは伸びない。再エネ促進政策と電力自由化で日本に先行する欧米諸国では、再エネ拡大に合わせて電力系統の増強投資を進めている。つまり、「買取制度」と「電力系統の増強」は、車の両輪として推進しなければならない。その過程で、電力系統が「集中型」から「分散型」にハード面で造り替えられるだけでなく、ソフト面でも、変動電源である再エネの大量導入を可能にする電力系統運用への転換が進んでいる。20～30年後には、20世紀の「集中型電力システム」とは大きく異なった21世紀の「分散型電力システム」がその姿を現してくるであろう。

張と国民経済への悪影響である。これらの批判は、これまでのドイツ再エネ政策に関する限り、たしかに的を射ている。だが、批判者たちがこうした問題により生じたドイツの制度改革や論争を厳密に検証することなく、「ドイツの再エネ政策と買取制度は破綻した」と安易に結論づけている点は、完全にミスリーディングである。

第 1 に、ドイツは、その再エネ拡大目標を引き続き堅持している。それどころか、福島第一原発事故を経てドイツは原発の全停止を決定し、ますます目標実現への取り組みを強化している。

第 2 に、再エネ拡大政策により、ドイツ経済は費用膨張によるマイナス面だけでなく、関連投資の増大、雇用増加、電力価格の低下による生産費低下という恩恵を受けており、全体として再エネ拡大政策はドイツ経済に恩恵をもたらしていることがはっきりしてきた。

第 3 に、確かに再エネ拡大政策による費用膨張は、ドイツでも大論争を引き起こし、2012 年と 2014 年における「再生可能エネルギー法」改正につながった。だが、再エネに対して助成を行うスキームを定めるというこの法律の根幹部分は何も変わっていない。その手法が今後、変化をしていくだけである。その手法として、特に 2014 年改正法を経て明確に見えてきたのが、「再生可能エネルギー政策の『市場化』」である。こうした試行錯誤を経て、ドイツの再エネ政策はさらなる再エネ拡大を目指しつつ、費用膨張をコントロールする手立てを見出したといえよう。

これは、ドイツの再エネ政策が第 2 段階に入ったことを示す。これまでの第 1 段階では、再エネ産業はいわば「幼稚産業」とみなされ、既存電源とは区別されて、高い固定価格で買い取ることで産業育成を推進する対象だった。しかし、以下で議論するように電力生産・消費に占める再エネの比率が顕著に増大し、その費用も急激に低下、再エネが電力市場にも大きな影響を与えるなど、実力がついてきた。そこで、再エネの市場統合を図る第 2 段階に入ったのである。ただ、まだ既存電源と同等に競争できる段階ではないので、移

行期として助成は続く。しかし、将来的な「完全市場統合」を見据えて助成は段階的に縮小されていく。そして「完全市場統合」を図る第3段階では、助成制度そのものが廃止され、再エネは他の電源とまったく同等に取り扱われる状態に到達する。

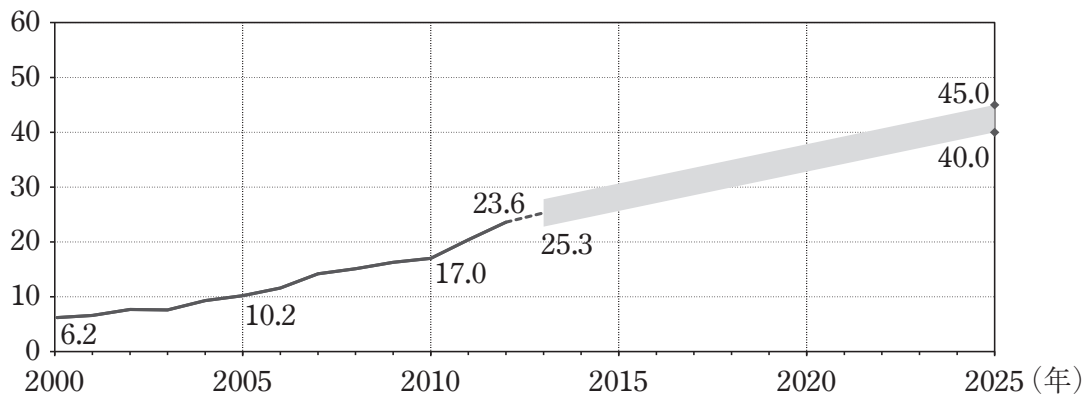
ドイツが費用膨張に慌てて対応に追われたのは事実である。しかし、決してそれは政策が破綻したことを意味しない。むしろ、再エネの予想を超える拡大という成功を収めたがゆえに、制度の再構築を迫られ、それが次のステップへ踏み出す契機となったというのが正確な理解である。生みの苦しみを経てドイツの再エネ政策がとった「市場化」という方向性は、日本の再エネ政策にとっても、必ず通らなければならない道である。その意味で、「市場化」が明確になったドイツ再エネ 2014 年改正法の内容を詳細に検討することは、日本の針路を考える上できわめて有益だと考える。以下では、主として 2014 年改正法に焦点を当て、それがもたらす意味や経済効果、そして今後の展望について順次議論することにした。その作業を通じて、日本の再エネ政策にとって、貴重な教訓が引き出されるであろう。

2 ドイツ再生可能エネルギー 2014 年改正法とその「市場化」政策

2.1 2014 年改正法の目的

2014 年法改正の最大目的は、もちろん再エネ拡大目標の達成にある。ドイツ政府は第 1 図に示されているように、電力総消費に占める再エネ比率を 2025 年までに 40～45% に、さらに 2035 年には 55～60% に、2050 年には 80% に引き上げる目標をもっている。ただし、費用膨張問題に対処するため、今後政策的に伸ばしていくエネルギー源を、安価な再エネ電源となりうることが明らかとなった陸上風力と太陽光に絞り込む方針である。これに応じて、その他の電源に対する助成は削減する。これまでは、いろいろな再エネ電源を万遍なく支援することで、どの電源にもチャンスを与えようとしてきた。しかし、「再エネ電源間競争」の勝者が見えてきたところで、太陽光と陸上風

再エネ比率 (%)



第 1 図 今日までの再エネ拡大と 2025 年までの再エネ拡大目標 (「目標回廊」)

出所：BMW (2014b), S.2, Abb. 1.

力を優先し、電源選別に踏み出す。

法改正の第 2 目的は、再エネをこれまでより一層、電力市場に統合することである。再エネ発電事業者には、これまで以上に市場のプレイヤーとして振る舞い、電力市場の価格調整機能に反応して最適な行動をとることが求められる。

法改正の第 3 目的は、再エネ費用を電力消費者の間でより公平に配分することである。これまで再エネの自家消費者と電力集約的な産業部門は、減免規定によってその費用負担を低く抑えられてきた。しかしその軽減された費用は、減免を受けられない電力消費者に上乘せして徴収されたため、彼らの不公平感を誘発してきた。そこで、減免規模を縮小し、費用負担をより公平なものにすることで、制度への合意を調達することが意図された。

2.2 「量的にコントロールされた再エネ拡大」への転換と「再エネの市場統合」

2.2.1 「目標回廊」と「呼吸する蓋」方式による買取価格の逡減

2014 年改正法の新たな特質は、法施行後の新規発電設備の導入に関して、「目標回廊 (Zielkorridor)」(上限と下限に挟まれた一定の幅をもった目標値)を設定し、その中に再エネ拡大が収まるよう、量的コントロールを図ろうとしている点

第1表 再エネ拡大目標の達成と買取価格引き下げの関係

						目標量						
風力発電量 (MW)	<1,600	<1,800	<2,000	<2,200	<2,400	2,400-2,600	<2,800	<3,000	<3,200	<3,400	>3,400	
買取価格	1.6%	0.8%	0%	-0.8%	-1.2%	-1.6%	-2%	-2.4%	-3.2%	-3.9%	-4.7%	
太陽光発電量 (MW)			<1,000	<1,500	<2,400	2,400-2,600	<3,500	<4,500	<5,500	<6,500	<7,500	>7,500
買取価格			6.1%	0%	-3%	-5.8%	-11.4%	-15.6%	-19.6%	-23.4%	-26.2%	-28.9%

出所：BMWi (2014b), S.2, Abb. 2.

にある(第1図参照)。実際に、目標回廊の上限を超える再エネ拡大が生じた場合は、買取価格の削減率を強化し、逆に下限を下回った場合は削減率を緩めるといった微調整を行う。つまり、買取価格は今後、「目標回廊」に再エネ拡大ペースを収めるための調節手段としての役割が与えられることになる。再エネ拡大目標の設定は電源種別ごとに設けられ、費用の高い洋上風力とバイオマスは、陸上風力や太陽光に比べて拡大目標を低く抑えることで、再エネ費用全体を抑制する。2014年改正法で定められた再エネ拡大の目標量(「目標回廊」)は、下記の通りである。

- ・陸上風力：年間 2,500MW の拡大(「目標回廊」は 2,400 ~ 2,600MW)。
- ・太陽光：年間 2,500MW の拡大(「目標回廊」は 2,400 ~ 2,600MW)。
- ・洋上風力：2020年までに 6,500MW の拡大(年間 800MW の拡大に相当)。
- ・バイオマス：年間 100MW の拡大。
- ・その他の再エネ発電技術(水力、地熱)については、量的目標は設けない。

買取価格は、一定期間ごとに逡減するよう定められ、さらに、「目標回廊」を実際の再エネ拡大量がどれだけ超過する(あるいは下回る)かによって、あらかじめ定められた逡減率が強められたり弱められたりする。この「呼吸する蓋(Atmender Deckel)」と呼ばれる買取価格決定方式を、(陸上)風力発電と太陽光発電を例にとって説明するならば、第1表のようになる。

(陸上) 風力については施設の運転開始から 5 年間は 8.9 セント/kWh の買取価格とし、その後、段階的に 4.95 セント/kWh にまで逡減する。買取価格は、四半期ごとに 0.4% ずつの逡減となる。実際の再エネ発電量が目標回廊に収まっていれば、予定通り四半期ごとに、階段状に 0.4% ずつ引き下げていく。これは、第 1 表における風力発電の「目標量」の欄に示されているように、1 年間で合計 1.6% の逡減率になる。これに対して、実際の再エネ発電量が目標回廊よりも下回った場合は、予定されていた逡減率を緩和することで、投資を後押しする(第 1 表の「目標量」の左側の欄を参照)。これに対して、目標回廊を上回る再エネ発電量が実現した場合は、予定されていた逡減率を上回る逡減率を適用することで、拡大スピードを抑える(第 1 表における「目標量」の右側の欄を参照)。

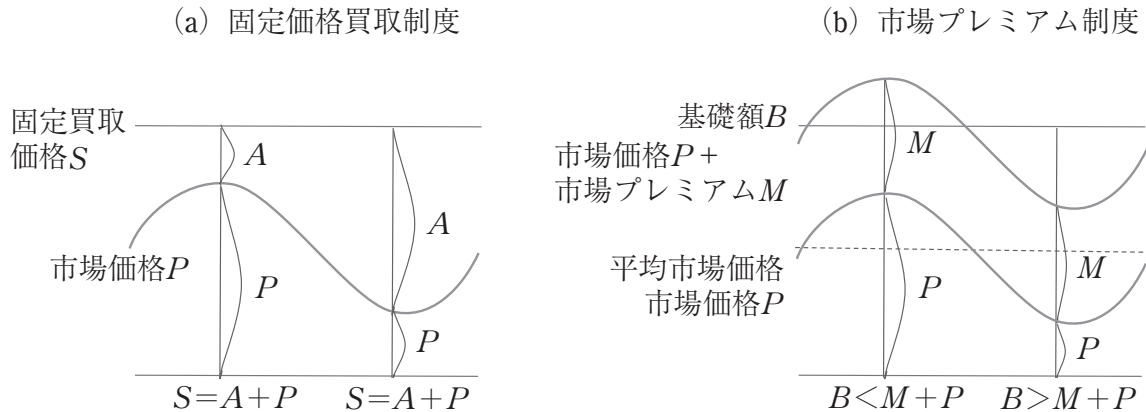
太陽光については、発電設備容量に応じて 9.23 セント/kWh から 13.2 セント/kWh の間で買取価格が設定され、その後、価格は毎月 0.5 セント/kWh ずつ逡減していく。第 1 表が示すように、実際の再エネ発電量が「目標回廊」を下回った場合は逡減率を緩和し、それが目標回廊を上回った場合は、逡減率を強化する。

以上のように、「目標回廊」の達成度合いを見ながら、買取価格の逡減率を操作することで、費用膨張を抑えながら再エネ拡大ペースをコントロールする仕組みが整えられた。

2.2.2 「市場統合」策(1)——「直接販売」および「市場プレミアム」への移行

ドイツの固定価格買取制度は、再エネの「市場統合」へ向けて、これから大きく変化を遂げる。その重要な構成要素が、「直接販売」と「市場プレミアム」の組み合わせへの移行である。「直接販売」とは、再エネ発電事業者が市場で自ら電気の買い手を探さなければならない仕組みを指す。また、「市場プレミアム」制度の下で、再エネ発電事業者は変動する市場価格に直面することになる。これは彼らにとって、大きな事業環境の変化である。

「直接販売」は、2009 年法改正で初めて導入されたが、2012 年改正法まで



第2図 固定価格買取制度と市場プレミアム制度の比較

出所：渡辺 (2014), 75 頁, 第 1 図を修正.

事業者は、「固定価格買取」と「直接販売」のどちらか有利な方を選択できた。それが 2014 年改正法では、一定規模以上の発電設備を有する再エネ発電事業者にはすべて、「直接販売」での電力販売が義務づけられることになった。その対象となるのは、2014 年 8 月 1 日以降に操業を開始した 500MW 以上の再エネ発電設備である。2016 年 1 月 1 日以降は対象設備が拡大し、100kW 以上の発電設備が直接販売を義務づけられる。

これに対して「市場プレミアム」は 2012 年改正法で導入された。2012 年改正法まで事業者は、「固定価格買取制度」と「市場プレミアム」のどちらか有利な方を選択できた。しかし 2014 年法では、一定規模以上の発電設備を有する再エネ発電事業者には、「市場プレミアム」への参加が義務づけられることになった。2014 年法の施行後 (2014 年 8 月 1 日) は、500kW 以上の設備容量の発電設備が対象となり、さらに 2016 年 1 月 1 日以降は、100mkW 以上の発電設備が対象となる。これは、住宅や農家の屋根に乗っている通常の太陽光パネル規模を上回る、あらゆる再エネ発電が「市場プレミアム」に移行することを意味する。

ここで市場プレミアム制度を、第 2 図を用いて、固定価格買取制度との対比において説明しよう。第 2 図の左側には (a) 固定価格買取制度, 右側には (b)

市場プレミアム制度が描かれている。左側の (a) 固定価格買取制度の下では、政府があらかじめ固定買取価格 S を定めている。再エネ発電事業者は、電力市場価格がどのように変動しようとも、この S を受け取ることができる。逆に言えば、送配電会社は S の価格で再エネ電力を発電事業者から買い取って、市場価格 P で販売する。したがって彼らには、その差額である A だけの損失が発生する。この費用は、電力消費者に課される賦課金によって賄われる。したがって、 A は賦課金額にほかならない。ここでは、つねに固定買取価格 $S = \text{電力価格 } P + \text{賦課金 } A$ が成り立っている。

これに対して、第 2 図右側の (b) 市場プレミアム制度では、再エネ発電事業者は固定価格での買い取りをもはや保証されない。代わりに、彼らは自らが発電した電気を市場で売り、その収入 P と、固定買取価格の下でならば得られたであろう収入 B との差額 ($B - P$) を、市場プレミアム M として受け取ることになる。したがって固定価格は、もはや買い取りのための価格水準を意味しない。それは「市場プレミアム」を計算する土台、もしくは基礎を提供するにすぎないために、「基礎額 (anzulegende Wert)」と呼ばれる。市場プレミアムを決定するには、図に描かれているように、変動する電力市場価格の一定期間における平均価格を計算し、下記のように算出する。

$$\begin{aligned} & \text{「市場プレミアム (} M \text{)」} \\ & = \text{「基礎額 (} B \text{)」} - \text{「一定期間における電力の平均市場価格 (} P \text{)」} \end{aligned}$$

市場プレミアムは月ごとに算出されるので、その値は電力価格の変動にかかわらず、1 か月間は固定される。再エネ発電事業者が受け取るのは、直接販売による電力販売価格 P に、市場プレミアム M を上乗せした金額になる。 P は市場の需給状況によって変動するので、第 2 図に描かれているように再エネ発電事業者の受け取る $P + M$ も、それに合わせて変動する。

再エネ発電事業者は、 $B < P + M$ となっているときに電気を販売すれば、

B を上回る収入を得られるが、 $B > P + M$ となっているときに電気を販売すれば、逆に B を下回る収入しか得られない。つまり、電力市場の価格が高い時を狙って電力を販売すれば、より高い収入を得られる。こうして、再エネ発電事業者には、市場動向をよく見極めながら収入を最大化できる最適なタイミングで発電・売電するインセンティブが働く。この改正法の主目的の1つはまさにこの点にあり、再エネ事業を、通常の「市場現象」に移行させ、再エネ発電事業者に、市場価格の変化に柔軟に対応しつつ事業を営む能力を向上させるよう求める点にある。

2.2.3 「市場統合」策(2)——入札制度の導入

2014年改正法は、「市場統合」策の一環として、初めて入札による再エネ助成への道を切り開いた。図2を用いて説明すれば、市場プレミアム M に相当する助成額を、もはや基礎額と電力市場価格の差額として決定するのではなく、入札によって決定することがその眼目である。その本格導入は2017年に予定されているので、同年に現在の固定価格買取制度は、「市場プレミアム制度」からさらに「入札制度」へ移行することになる。そのための準備として2014年改正法は、平地設置型太陽光発電に限って、助成金額を競争入札で決定することを決めた。このパイロット入札事業を通じて、新しい助成政策手段についての経験と知見を深め、教訓を引き出した上で、2017年には他のすべての再エネ電源に、新しい入札制度が適用される。

入札制度の主催者は、「連邦ネットワーク規制庁」(Bundesnetzagentur: BnetzA)になる。規制庁は2015、2016、2017年の3年にわたって、それぞれ年3回(4月、8月、12月)、入札を実施する。第1回目の入札は2015年4月15日に成功裏に実施された²⁾。それ以後は、当該月の1日に入札が実施され、

2) 第1回目の平地設置型太陽光発電では、全部で170件の応募があり、入札にかけられた150MWの枠以上の応募があったという。入札は成功裏に終了し、助成価格が初めて競争的な入札によって決定された。ライナー・バーケ連邦経済エネルギー省事務次官は、「入札制度が再エネの領域で機能することが示された。この高い参加率は、市場参加者が平地設置型太陽光発電の促進手段としてこの入札制度を受け入れた証拠を示しており、その実施にあたって特段の問題は発生しなかった。入札制度へ移行しても広範な市民の入札参加が見られたことは、よい兆候だ」とのコメントを、

その 8 週間前に公示が行われる。年間に入札に付される規模は平均で 400MW が予定されており、2015 年には 500MW、2016 年には 400MW、2017 年には 300MW が入札にかけられる予定である。入札が不成立となった場合は、その回の対象となった入札枠は、次の回に送られる。

入札方法は、一回限りの封印入札で実施され、価格決定方式は「応札価格方式 (Pay-as-Bid)」(応札の際に落札者が提示した価格を適用) が採用された。ただし、2015 年 8 月 1 日および 12 月 1 日の入札回では、「均一価格方式 (Uniform Pricing)」あるいは「均衡価格方式 (Pay-as-Cleared)」(市場均衡価格をどの落札者にも均一に適用) が、経験を積むために適用されるという。入札結果は検証された後、2 週間以内に落札者を決定し、公表される。

入札参加者は 1 つのプロジェクトだけで応募をしてもよいし、同時に複数のプロジェクトをもって応募してもよい。入札の際には自治体による(再エネ発電設備の)建築計画決定に関する証明書の提出を求められるほか、4 ユーロ/kW の入札保証金と手数料を支払う。プロジェクトの規模は最大で 10MW に限られる。

落札者は、そのプロジェクトが確実に実現することを保証するために、設備容量 kW あたり 50 ユーロの保証金を支払う。発電設備建設の遅れや操業に遅れが発生する場合は、罰金が科される恐れがある。24 か月たって操業開始しない場合は、保証金すべてが没収され、助成を受ける権利が失われる³⁾。

↘ 公表している。ただし連邦経済エネルギー省は、(1) 多数の参加者をえて競争的な入札が行われること、(2) 入札参加者が直面するリスクと入札制度運営のための手続費用を最小化すること、そして、(3) 落札できないかもしれないリスクがあることで、応札者の資金調達コストが顕著に高まらないように配慮する必要のあること、以上 3 点を今後の成功の条件として挙げている。再エネ事業者にとっても、固定価格の下でならば事業の収益見通しを立てやすかったが、入札制度の下では、結果が判明するまで買取価格が決まらないため、事業リスクが飛躍的に高まることになる。このことが、彼らの資金調達コストを引き上げる可能性がある (BMW 2014c, S.5)。

3) これまでの再エネ入札制度に関する国際的な経験から、落札で助成を得たプロジェクトのかなりの割合が、実際には実現されないまま終わっているという。これらの教訓から、経済エネルギー省は、こうした問題への予防措置が必要だと強調している。具体的には、応札にあたって保証金を求めること、また、入札参加者には資格証明を要求し、プロジェクトの延期や未実現の場合には、罰金を科す必要があると述べている。これらの考慮が、こうした入札制度上の設計に反映されている (BMW 2014c, S.4-5)。

2.3 費用負担の再配分——電力集約産業と自家消費者に対する減免措置の改革

2.3.1 電力集約産業に対する減免措置

2014年改正法の第3目的は、再エネ費用を電力利用者間でより公平に配分することであった。ここで問題となるのは、2つの問題である。第1は、電力集約産業の賦課金軽減問題、第2は、電力の自家消費に対する減免措置である。

この点でドイツは、第1に、電力集約産業に対する賦課金軽減措置については、負担の公平性を回復するためにどの程度、軽減措置を縮小すべきかという課題、第2に、EUから軽減措置が「ドイツ産業に対する国家補助(State Aid)」とみなされないよう、EUルールと整合的な形に切り替えるという課題、さらに第3に、それでもなおドイツ産業の国際競争力を保つため、引き続き電力集約産業に絞って軽減措置を継続させなければならないという課題、これら3つの課題の同時解決を迫られた。

結局、2014年改正法では、軽減規定を受ける企業は、最初の1GWの発電量に対しては通常の賦課料率を負担するが、それを超える消費電力に対しては通常の賦課料率の15%を適用することになった。ただし、この負担は最大でもその企業の粗付加価値額の4%までに留められる(Cap)。

当該企業の粗付加価値に対する電力費用の割合が20%を超える場合には、この負担は粗付加価値額の0.5%までに留められる(Super-Cap)。ただ、たとえCapやSuper-Capを適用される企業であっても、最初の1GWに対する通常賦課料率を超える部分について、少なくとも0.1セント/kWhを負担しなければならないと定められた。そして、特に電力集約的なアルミニウム、鉛、亜鉛、錫産業については、より抑制された最低賦課料率0.05セント/kWhが適用される。

欧州委員会が2014年に策定した環境・エネルギー関連の「国家補助に関するガイドライン」によれば、軽減規定を適用しうる産業リストは、もっぱら統計的基礎に基づき、電力集約度もしくは／かつ貿易集約度を基準として判

定されることになっている。これらの対象産業は、再生可能エネルギー 2014 年改正法の附則 4 のリスト 1 と 2 に掲げられているが、これは欧州委員会のガイドラインと合致した内容となっている。賦課金軽減対象となるのは、このガイドラインに合致した 219 産業に絞り込まれる。なお、リスト 1 に記載される産業が電力集約度と貿易集約度の両方の条件の組み合わせで決まるのに対し、リスト 2 は、貿易集約度が低いためにリスト 1 には記載されないが、電力集約度がリスト 1 よりも高い産業を含む。

対象産業となる企業は、個別に軽減申請を行い、粗付加価値に占める電力費用が特別に大きいことを証明する必要がある。附則 4 のリスト 1 に記載されている 68 産業に属する企業がこの軽減規定の適用を受けるには、粗付加価値に占める電力費用の比率が 16% 以上（2015 年以降に申請、2016 年以降から適用を受けようとする場合は 17% 以上）でなければならない。附則 4 のリスト 2 に属する企業の場合は、粗付加価値に占める電力費用の比率が 20% 以上でなければならない。

2012 年改正法が、粗付加価値に占める電力費用の比率 14% を適用基準としていたのに比べると、今回の改正法はその基準をより厳格化し、対象を絞り込んだことになる。これは、賦課金負担の膨張を背景として、その負担をより多くの電力消費者で分担して負担すべきだという要請を考慮したものである。

2.3.2 自家消費の減免措置

自家消費は 2012 年改正法まで、賦課金を免除されてきた。既存の自家発電用発電設備については今後も引き続き、賦課金免除の適用は変わらない。しかし、2014 年改正法が施行される 2014 年 8 月 1 日以降に新規に稼働する発電設備で、再エネによる発電設備か、あるいは高効率コージェネ発電設備でない限り、自家消費用発電設備は通常賦課料率を負担しなければならない。再エネ発電設備か、新規の高効率コージェネ発電であれば、軽減賦課料率が適用され、2015 年末までは通常賦課料率の 30%、2016 年末までは 35%、そして 2017 年以降は 40% が適用される。

もっとも、次の3つのタイプの自家消費は引き続き免除を受けることができる。第1は発電設備容量が10kW以下の施設、第2は発電所の電力消費や系統からまったく切り離された電源(「島嶼施設」)である場合、そして第3は再エネ法の助成を受けない設備である。

3 2014年改正法がもたらす費用への影響

3.1 再エネ発電費用の将来動向

以上、2014年改正法の内容を詳細に検討してきた。次の論点は、ドイツのこうした費用抑制に向けた努力が実を結ぶのか否かという点にある。その成否は、再エネ発電費用が、実際に買取価格の逡減スケジュールと同じか、それ以上の速度で下落することで、再エネ発電事業の収益性が保たれるか否かにかかっている。収益性が確保できなければ、投資は冷え込む。逆に、買取価格低下にもかかわらず、それを上回る費用低下で引き続き収益性が確保できれば、再エネ発電事業には投資余力が生まれ、結果として連邦政府が狙う再エネ拡大も達成される。果たして、このような好循環は可能なのか。この点で参考になるのが、独フラウンホーファー研究所による太陽光発電の発電費用に関する将来推計である(Mayer et al. 2015)。

結論的に言えば、フラウンホーファー研究所による研究は、こうした好循環が生まれ、連邦政府がその目標を達成できる条件が整う可能性が高いとの結論に至っている。しかも、太陽光発電は間もなく世界の多くの地域において最も安価な電源にすらなるというのである。この結論を得るにあたって、彼らは以下の方法を用いている。まず、2015年から2050年にかけてのグローバルな太陽光発電市場の発展に関する首尾一貫したシナリオを描く。このシナリオ作成にあたっては、専門家ワークショップでの議論を経て修正を加えた上で、「非常に楽観的」なシナリオから「非常に悲観的」なシナリオまで複数のシナリオを描く。

これらのシナリオに基づいて、太陽光発電モジュールの将来価格が「太陽

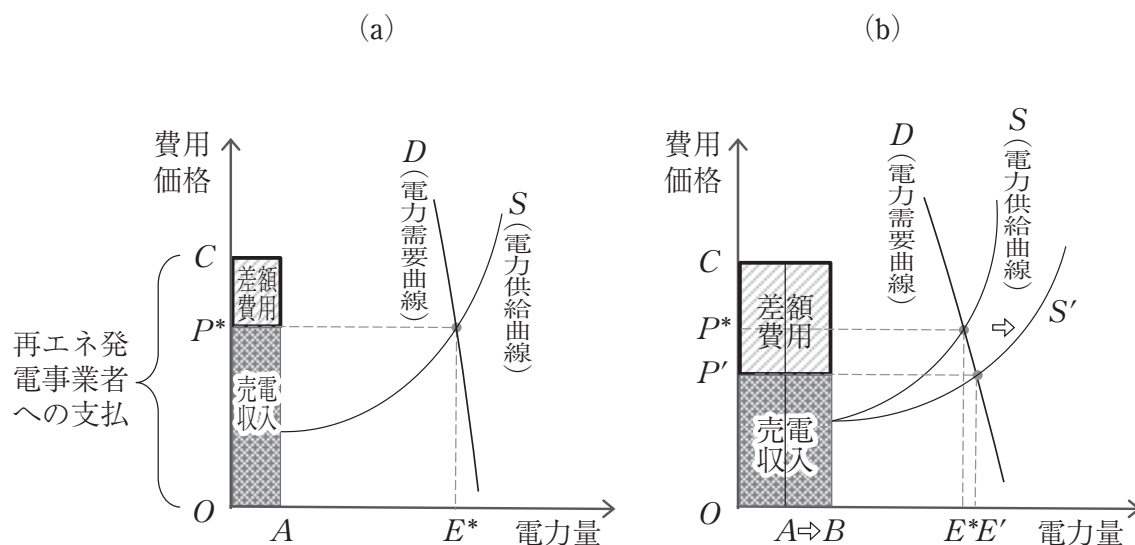
光発電学習曲線」を用いて予測された。これは、モジュールの生産量が2倍になると、その価格が約20%低下するという過去の歴史的経験値に裏付けられている。この研究は、専門家ワークショップでの議論に基づいて、19～23%の学習率を想定し、価格は10%程度下落するという、より保守的な仮定を採用している。

以上の仮定に基づくシナリオで計算したところ、2015年時点で5～8セント/kWhであった太陽光発電の費用は、2025年までに4～6セント/kWhと約3分の2の水準に低下、さらに2050年までには2～4セント/kWhと、約2分の1の水準にまで低下するという。これらの結果が示すのは、これまで高価だと思われていた太陽光発電は、将来的には他の伝統的電源（火力、原子力）に対して、費用面で優位に立つということである。伝統的電源の発電費用は5～10セント/kWhである。したがって太陽光発電は現在すでに、これらの伝統的電源と費用面で拮抗できる水準に達している。将来的に太陽光発電は、その競争優位をますます拡大できるというのが、彼らの研究の結論である。

3.2 賦課金膨張の要因

以上のように太陽光発電に関して継続的な費用低下が見込まれるのであれば、ドイツの中長期的な再エネ拡大目標の達成について、きわめて明るい見通しが与えられる。このシナリオを前提にすれば、論争の的となってきた賦課金負担の膨張も抑えられそうである。しかし、話はそう単純ではない。賦課金の水準を決定するのは、再エネ発電費用だけではなく「メリット・オーダー効果」による卸売電力料金の低下や、賦課金の減免措置なども影響してくるからである。ここでは、賦課金がどのように決定されるのか、そのメカニズムと賦課金膨張の要因を明らかにしよう。

さて、すでに第2図を用いて説明したように、これまでの固定価格買取制度では、再エネ電力は送配電会社が買い取り、それを卸売電力市場で売却してきた。この電力販売収益と再エネ発電事業者に対する固定価格での買取額



第3図 電力卸売市場と再エネ賦課金計算の関係

注：図の「差額費用」を「賦課金減免の対象とならない電力消費量」で割ることにより、「(kWh 当たりの) 賦課金単価」が算出される。

出所：Loreck, C. (2013), S.9, Abb.3.

との差額が、賦課金として徴収されるのであった。したがって賦課金料率の計算は、次式のようになる。

賦課金料率 (ユーロセント / kWh)

$$= \frac{\text{再エネ発電事業者に対する支払額} - \text{電力販売収益}}{\text{電力消費量}}$$

ただし、上式の「電力消費量」は、ドイツにおけるすべての電力消費者の電力消費量を意味しているわけではない。なぜなら、電力集約型の産業や自家消費による電力消費は、これまで賦課金の減免対象とされ、賦課金計算を行った場合の電力消費量から除かれてきたからである。したがって、ここでの電力消費量とは、賦課金の減免対象とならない電力消費量を指している。

以上を前提に、賦課金の決定要因を示したのが、第3図である。この図は、

縦軸に費用・価格（ユーロセント）、横軸に電力販売・消費量（kWh）がとられている。まず、第 3 図 (a) に示されているように、卸売電力市場における均衡価格 P^* は、電力の供給曲線と需要曲線の交点で決定される。この下で消費される電力量は図の E^* となる。電力需要 OE^* のうち OA は、「再生可能エネルギー法」による再エネ優先給電規定により、再エネ発電設備で発電された電力が優先的に市場に給電され、需要を満たす。残りの需要 AE^* は、伝統的電源によって満たされる。

ただし、再エネの供給費用は伝統的電源よりも高く、第 3 図 (a) の OC の高さとなっている。固定価格買取制度の下では、この OC が買取価格であり、それが再エネ発電事業者に対して支払われる価格に他ならない。しかし、送配電会社は価格 OC で買い取った電気を卸売電力市場では価格 OP^* で販売しなければならない。そのままでは送配電会社は損失を抱え込むことになる。この固定買取価格 OC と卸売電力価格 OP^* の差額にあたる CP^* が「差額費用 (Differenzkosten)」と呼ばれている費用部分であり、ここがまさに再エネ賦課金によって賄われるべき費用部分となる。第 3 図 (a) の斜線で示されている「差額費用」の面積を、減免対象とならない電力消費量で割ることで、kWh あたりの賦課金単価（賦課金料率）が算出される。

以上の準備の上で、賦課金料率水準を左右する要因を見ていこう。第 1 の要因は、再エネの固定買取価格の水準 OC である。固定価格が高く設定されればされるほど、「差額費用」は大きくなるので、賦課金料率は上昇する。第 2 の要因は、再エネ供給量の拡大である。第 3 図 (b) に描かれているように、再エネ供給が OA から OB に増加したとする。このとき、図の「差額費用」の面積は、底辺が OA から OB に拡大するのに伴って大きくなるので、賦課金額も増加する。ところが、この再エネ拡大は意図せざる形で、賦課金膨張の第 3 要因をもたらす。それが、「メリット・オーダー効果」と呼ばれる現象である。

いま、第 3 図 (b) の OB で表されている再エネ電力は、優先給電規定によっ

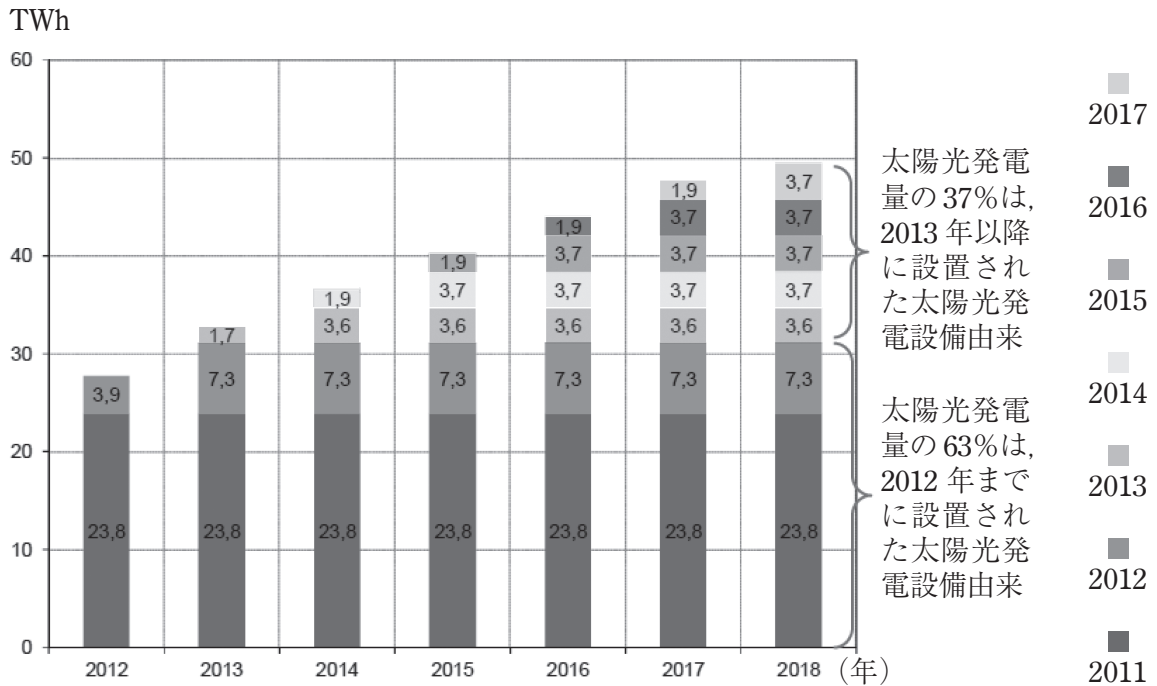
て優先的に電力系統に接続され、需要 OB を満たす。伝統的電源は、 OB を除いた残余需要を満たす。これは第3図(b)でいえば、電力供給曲線を AB だけ右方にシフトさせることを意味する。そうすると電力市場では、均衡価格が P^* から P' に意図せざる形で低下する。これにより、伝統的電源のうち、より高価な電源が採算性を失って押し出されてしまう(「メリット・オーダー効果」)。この効果により、第3図(b)の「差額費用」面積の高さが CP^* から CP' に拡大し、したがって「差額費用」面積は拡大する。こうして再エネの拡大は、「差額費用」面積、つまり賦課金額を、底辺と高さの両面から拡大させる効果を持つ。

最後に、賦課金膨張の第3要因として、賦課金料率計算の分母に相当する「電力消費量」の縮小を挙げることができる。賦課料率の算出式から明らかのように、賦課料率は、差額費用を賦課金の減免対象とならない電力消費量で割ることによって求められる。減免対象者が増えて、賦課金を負担しなくてもよい電力消費者が増えれば増えるほど、この算出式の分母が縮小するため、賦課金料率は上昇するという関係が生まれる。

3.3 賦課金抑制の見通し

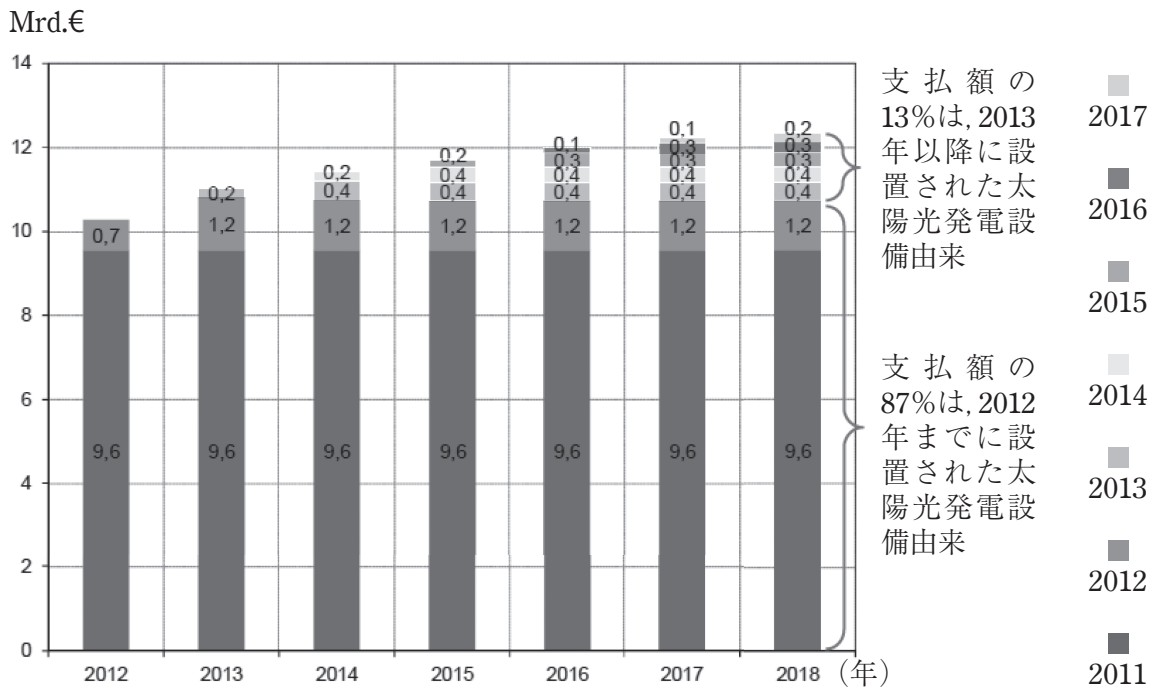
以上のように、賦課金膨張には4つの要因が働いていることが分かった。ここから、賦課金膨張を抑制するための対策として挙げられるのは、(1)買取価格の引き下げ、そして、(2)賦課金減免の縮小により賦課金負担の分母となる電力消費量を拡大すること、この2点である。再エネの拡大は政策目標そのものなので、これによる賦課金膨張は甘受しなければならない。また、それがもたらす意図せざる副作用としての「メリット・オーダー効果」も、優先給電規定を削除しない限り、回避不能である。ゆえに、2014年改正法は、まさにこの(1)と(2)に取り組むことを最優先しているのである。

ところで、それぞれの要因は、いったいどの程度、賦課金膨張に寄与しているのだろうか。2013年から2014年にかけて、賦課金料率は5.277セント/kWhから6.240セント/kWhへと0.963セント/kWhだけ上昇した。以下は、



第 4 図 2012 年から 2018 年における太陽光発電量の伸び

出所：Loreck (2013), S.24, Abb. 11.



第 5 図 2012 年から 2018 年における太陽光発電事業者に対する支払額の推移

出所：Loreck (2013), S.24, Abb. 12.

その上昇要因の分析である (Loreck 2013, S.13-14)。この上昇分のうち、ほぼ半分の 46% (0.44 セント/kWh) 分の上昇を占めるのが再エネそのものの拡大である。その内訳は、洋上風力が 20%、陸上風力が 12%、そして太陽光が 8% だという。これに対して、メリット・オーダー効果による上昇は 37%、賦課金減免の拡大による効果は 15% に相当するという。

2014 年改正法における費用抑制の取り組みは、実を結ぶのであろうか。それを、最も論争的となってきた太陽光発電に関して示しているのが、第 4 図および第 5 図である。結論的には、再エネのさらなる拡大により、賦課金負担の増大傾向は続くものの、その増加率は徐々に鈍化すると結果が導かれている。実際、第 4 図が示しているように太陽光発電量そのものは、2012 年から 2018 年にかけてさらに伸びていくとの予測にもかかわらず、買取価格が今後どんどん逡減するため、賦課金負担の追加的な増加分は年を経るごとに縮小する。そして第 5 図に示されているように、賦課金の膨張は徐々に緩やかになり、やがてはほぼフラット化すると見込まれている。つまり、取り組みは実を結ぶのである。こうしてドイツは、費用膨張に歯止めをかける試みに成功をおさめ、費用水準を安定させる段階に、間もなく到達できると判断してよいであろう。

4 結論——「未来への投資」は報われる

再エネをめぐる批判はこれまで、その費用の高さを論拠としたものがほとんどであった。しかしそれは現時点では妥当しても、将来的に、批判の成立根拠が失われることが明確になった。つまり、現時点で費用が高くても再エネに投資することは、将来的な費用低下をもたらし、今世紀半ばにかけては、伝統的電源を大きく下回る費用で電力供給を可能にしてくれることが明らかになってきた。つまり、現在の再エネへの投資は将来的に報われるのである。

しかも、それは経済的に合理的な選択でもある。「エネルギー大転換シナリオ」を「仮想現実シナリオ」と比較した一連の研究は、前者の方が、後者

に比べてより望ましい経済パフォーマンスを発揮できることを明らかにした (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety 2011; Lutz u.a. 2014; Blazejczak et al. 2014). 再エネに対する批判はこれまで、それがもたらす費用膨張が経済と産業に悪影響を与えることを論拠にしてきた。しかし、これら一連の研究結果が明らかにしてきたのは、むしろ再エネ拡大に取り組むことが、経済と産業の好影響を与えるということである。それでも大きな影響が予期されるのが電力集約産業だが、このセクターに対しては、すでに再エネ賦課金の軽減措置が十分に手当てされているほか、「メリット・オーダー効果」により電力料金低下の恩恵が及ぶことで、むしろエネルギー大転換シナリオの下で、二重に恩恵を享受できるセクターであることが分かってきた。つまり電力集約産業が、エネルギー転換を理由として国際競争力を失うことはない、ということである。

実際、イギリスの鉄鋼生産者は、ドイツではイギリスよりも電力価格が 50% も安いと不平不満を述べているという (Maier und Schmidt 2014, S.16-17)。フランス産業エネルギー消費連盟 (UNIDEN) によれば、2014 年におけるフランス原子力発電の電力価格は 4.2 セント/kWh だが、ドイツ産業が直面している電力価格は、これよりも 35% も低いという (2013 年のドイツの電力価格は 3.78 セント/kWh, フランスでは 4.3 セント/kWh, イタリアおよびイギリスでは 6.2 セント/kWh)。もっとも、電力は生産過程で不可欠な生産要素だが、その費用が全生産費に占める比率はわずかな部分に過ぎない。ドイツ連邦統計局によれば、粗生産価値額に占める電力コストの比率は、わずか 2.2% に過ぎないという。

ドイツの産業は 2014 年時点で雇用をさらに増やしており、ドイツの輸出は記録的に高い水準に達している。そして鉄鋼業のようなエネルギー集約産業ですら生産を増やし、収益を増大させているのである。消費もまた堅調で 2013 年にはそれまでの記録を塗り替えた。賦課金高騰が生産拠点を海外に流出させるという批判についても、これまでのところ 1 件もその証拠は見いだせていない。こうした一連の事実は、ドイツの再エネ政策が電力料金高騰を

もたらして、ドイツ産業を衰退に追いやるという批判には根拠がないことを示している。

最後に、確認をしておかねばならないのは、ドイツが数次にわたる再生可能エネルギー法改正を経て、ついにその費用膨張抑制に目途を付けたという点である。日本でドイツの買取制度の批判が行われるときには、目の前で起きている費用膨張にのみ目を奪われ、誤って「破綻」との烙印を押してしまうことが多い。だがこれらの論者は、ドイツで過去5年間に行われてきた費用膨張抑制策の詳細、およびその実績には無知である。そしてそれが現在、および将来にわたって費用膨張に効果を発揮することも考慮に入っていない。我々がドイツから学ぶべきは、固定価格買取制度の下で費用膨張をコントロールすることは可能であり、そのためには初期時点で費用をかけてもまずは規模拡大を図ることが重要である。そうすれば、量産効果や学習効果が働いて、費用が低下してくるので、将来的にその恩恵を受けることが可能になる。

こうして再エネが、(1)環境性能面で優れた特質をもっており(原発事故のリスクから免れており、温室効果ガスを排出しない)、(2)国産エネルギー源であるという意味でエネルギー安全保障に寄与し、さらにそれが、(3)経済や産業、そして雇用に好影響をもたらし、(4)将来的には費用面で優位な電源になることがはっきりしてきたのであれば、躊躇なくそれに賭けて投資を実行すべきだ、というのが本稿を通じてのメッセージとなる。なぜなら、本稿全編を通じてみてきたように、「未来への投資」は報われるからである。

【参考文献】

大島堅一(2010)『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社。

渡邊斉志(2005)「ドイツの再生可能エネルギー法」『外国の立法』No.225, 61-86頁。

渡辺富久子(2014)「ドイツにおける2014年再生可能エネルギー法の制定」『外国の立法』No.262, 72-109頁。

- Blazejczak, J. et al. (2014) "Economic Effects of Renewable Energy Expansion : A Model-Based Analysis for Germany," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, pp.1070–1080.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2014a) *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 : Die wichtigsten Fakten zur Reform des EEG*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2014b) *Reform des EEG : Wichtiger Schritt für den Neustart der Energiewende*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2014c) *Eckpunkte für ein Anschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2014d) *FAQ zur Verordnung der PV-Pilotausschreibung („Freiflächenausschreibungsverordnung“)*.
- Federal Ministry of the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2007) *EEG – The Future Renewable Energy Sources Act : The Success Story of Sustainable Policies for Germany*.
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2011) *Renewably Employed : Short and Long-term Impacts of the Expansion of Renewable Energy on the German Labor Market*.
- Fronde1, M. et al. (2010) "Economic Impacts from Promotion of Renewable Energy Technologies : The German Experience," *Energy Policy*, 38, pp.4048–4056.
- Graichen, P. (2014) "Zehn Fragen und Antworten zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014," Hintergrundpapier, Agora Energiewende.
- Häder, M., (2005) "EEG – Jobmotor oder Jobkiller?," *EW*, 104 (26), S.18–22.
- Jacobsson, S. and V. Lauber (2006) "The Politics and Policy of Energy System Transformation: Expanding the German Diffusion of Renewable Energy Technology," *Energy Policy*, 34, pp.256–276.
- Loreck, C. (2013) *Analyse der EEG: Umlage 2014*, Öko-Institut e.V, Geschäftsstelle Freiburg und Büro Darmstadt.
- Lutz, C. u.a. (2014) *Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende*, Projekt Nr. 31/13 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Gesellschaft für Wirtschaftliche

Strukturforschung mbH (GWS), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), und Prognos AG.

Maier, M. und J. Schmidt (2014) “Erneuerbare Energien: Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland,” *Renews Spezial*, Ausgabe 72, Agentur für Erneuerbare Energie.

Mayer, N. J. et al. (2015) *Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*, Fraunhofer ISE.

Pregger, T., J. Nitsch und T. Naegler (2013) “Long-term Scenarios and Strategies for the Deployment of Renewable Energies in Germany,” *Energy Policy*, 59, pp.350–360.

(もろとみ とおる・京都大学大学院経済学研究科教授)

The Doshisha University Economic Review, Vol. 67 No. 3

Abstract

Toru MOROTOMI, *“Marketization” of Renewable Energy Policy: The Significance of the German Renewable Sources Act of 2014*

The feed-in tariff system is a core instrument for renewable energy policy promotion. It has successfully contributed to the growth of renewable energy nearly all over the world, but it suffers the problem of cost expansion incurred by purchasing renewables at higher prices. The German Renewable Energy Sources Act of 2014 tackled this issue through a step-by-step reduction in remuneration/feed-in tariffs as well as “marketization” of the renewable energy policy via “direct selling,” “market premium,” and “auctioning.” This paper discusses the significance of the Act and predicts that it will succeed in controlling the cost expansion issue.