

米国の再生可能エネルギーの現状と可能性

—発電コスト推計を中心として—

小林 健一*

はじめに

現在、風力、太陽光、地熱、バイオマスなどの再生可能エネルギーの現状と可能性に多くの関心が寄せられている。2011年の東日本大震災に伴った福島第一原子力発電所の過酷事故が起きたため、原子力や化石燃料に代わって再生可能エネルギーが将来の主要な電源になれるのかという関心が高まったからである。その点、早くから再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度（Feed-in Tariffs, FIT）を導入し、大規模な再生可能エネルギーの育成に成功したドイツなどヨーロッパ諸国への関心も高まっている。また、ヨーロッパほどではないにしろ、アメリカ合衆国（以下、アメリカ）は連邦政府の優遇税制や州政府の再生可能エネルギー・ポートフォリオ・スタンダード（Renewable Portfolio Standards, RPS）制度によって、風力発電や太陽光発電を育成してきたのであり、今後の日本の参考となるであろう。

さて、本稿ではアメリカの再生可能エネルギーの現状と可能性について考察する。Ⅰ（第1節）において、アメリカでは電力自由化のひとつの目的が再生可能エネルギーを育成することであり、電力自由化の進展のなかで再生可能エネ

ルギーの支援が強められてきたことを概観する。

Ⅱ（第2節）においては、再生可能エネルギーの主力である「風力発電」と「太陽光発電」の発電コストを推計することに集中したい¹⁾。というのは、再生可能エネルギーについては賛成し推進するグループも多い²⁾が、現在まで政府支援によって発展してきた再生可能エネルギーが将来、政府支援なしに自律的に発展し、電力システムの中で主要な役割を果たすようになることは絶対にありえないと主張する論者も多いのである³⁾。それほど意見が分かれる再生可能エネルギーの将来性については、コストの低下がどこまで進んできたのか、これからどれほど進みそうかが極めて重要であろう。Ⅲ（第3節）において、再生可能エネルギーが電力システムの中でその他の電源、石炭、原子力、天然ガスとどのような関係をもっているのか、とくにシェールガス革命が急速に進展する中で、天然ガスと

¹⁾大島堅一『再生可能エネルギーの政治経済学—エネルギー政策のグリーン改革に向けて—』東洋経済新報社、2010年；同氏『原発のコスト—エネルギー転換への視点—』岩波新書、2011年。

²⁾飯田哲也『エネルギー進化論』ちくま新書、2011年；植田和弘・梶山恵司『国民のためのエネルギー原論』日本経済新聞出版社、2011年；吉岡 斉『新版 原子力の社会史—その日本的展開—』朝日新聞出版、2011年。

³⁾たとえば、Robert Bryce, *Power Hungry: The Myths of "Green" Energy and the Real Fuels of the Future*, PublicAffairs., Cambridge, Massachusetts, 2010; ロバート・ブライス著、古館恒介訳『パワー・ハングリー—現実を直視してエネルギー問題を考える—』英治出版、2011年、など。

*小林 健一（Kenichi KOBAYASHI）：東京経済大学経済学部教授。東北大学大学院博士課程単位取得。『TV A 実験的地域政策の軌跡』御茶の水書房、1994年。『アメリカの電力自由化』日本経済評論社、2002年など。

の関係を概観する⁴⁾。

Ⅰ 再生可能エネルギーへの政府支援：概観 電力自由化の第1段階

再生可能エネルギー（renewable energy）とコージェネレーション（cogeneration）への政府支援が始まったのは、カーター政権による「1978年公益事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policies Act）」からである。現代的な再生可能エネルギー産業の誕生は、主として1978年公益事業規制政策法にその起源を求めることができる⁵⁾。再生可能エネルギーとは、風力、太陽光、太陽熱、小規模水力、バイオマス、ゴミ焼却発電などを指している⁶⁾。また、コージェネレーション（以下、コージェネと略記する）とは、これまでの火力発電においてはボイラーで発生した熱蒸気がタービン・発電機を回転・発電させたあと大気中に放出されていたが、この熱蒸気を大気中に放出しないで、近くの工場・ビルディングなどで熱として再び利用するという「熱電併給方式」の発電設備を指す。コージェネは同量の燃料を用いて、電気および熱をも発生させるので、エネルギー効率が高い⁷⁾。「1978年公益事業規制政策法」は電力産業の独占を終わらせ、再生可能エネルギーとコージェネを育成すること目標にしたものであっ

た⁸⁾。

このような電力改革政策はカーター大統領のエネルギー政策構想に基づいていた。石油危機によってアメリカが石油をOPECを始めとする海外に大いに依存している事実、カーター大統領は危機感を抱くようになった。1973年の石油危機のときにアメリカの石油輸入率は36%であったが、1976年になるとそれは42%に上昇し、1990年には56%になるだろうと予測された。こうした事態を回避しようと、カーター大統領はエネルギーの石油依存度あるいは化石燃料依存度を引き下げるエネルギー政策を構想し、電力分野では「1978年公益事業規制政策法」を制定したのであった⁹⁾。

同法はすべての州で実施されるはずであったが、主にカリフォルニア州において熱心に推進・実施された。というのは、同州では1973年以前から環境問題への関心が高く、火力発電所や原子力発電所の立地には長い期間を要し、そのことが発電能力の拡大に大きな制約となっていた。同州北部では1970年代末には、余剰発電能力が10%以下に落ち込むようになり、1976年に「小規模電力生産者法」を制定したほどであった。そこに、連邦政府が再生可能エネルギーとコージェネを育成するという「1978年公益事業規制政策法」を成立させたので、カリフォルニア州はそこに共通の目標を見出したのである¹⁰⁾。

カリフォルニア州は、電力会社が再生可能エネルギーとコージェネから電力を購入するに際し、スタンダード・オファーという定型的な契約方式を案出し、契約を促進した。電力会社の買い取り価格は再生可能エネルギーとコージェネにとって非常に有利な水準であったので、多くの再生可能エネルギーとコージェネ事業者が現れた。新規の再生可能エネルギーとコージェ

⁴⁾Daniel Yergin, *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*, Penguin Books, 2012: ダニエル・ヤーギン著、伏見威蕃訳『探求—エネルギーの世紀—（上・下）』日本経済新聞出版社、2012年。はエネルギーに関する歴史、現状を幅広く扱った博学の書であり、2030年になっても世界のエネルギー構成は今とほとんど変わらないのではないかと指摘している。

⁵⁾Eric Martinot, Ryan Wisser, and Jan Hamrin, “Renewable Energy Policies and Markets in the United States,” (<http://www.resource-solutions.org/lib/librarypdfs/IntPolicy-RE.policies.markets.US.pdf> [2013年8月13日閲覧、内容などから2005年以降の論文と推定される]) p. 3.

⁶⁾Richard Hirsh, *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, and London, England, 1999, p. 83.

⁷⁾Hirsh, *Power Loss*, p. 81.

⁸⁾Hirsh, *Power Loss*, p. 73.

⁹⁾Hirsh, *Power Loss*, pp. 73-4.

¹⁰⁾Hirsh, *Power Loss*, pp. 93-6.

ネ事業者による発電能力は、1990年までに941万kW（同州の総発電能力5,600万kWの16.8%）にまで増大した¹¹⁾。

全国的には1990年までに、再生可能エネルギーによる発電能力は952万kWに、コージェネによる発電能力は3,282万kWに達していた¹²⁾。この時期の新しいコージェネはガス・タービン式であり、1930年代に航空機のために製造されたものであった。ボイラーを用いないで燃焼した天然ガスを吹き付けタービン・発電機を回転・発電させる方式で、出力開始まで時間が短いため、ピーク用電源として発展した。一度タービンを回転し発電させた熱蒸気を、もう一度、別のタービンに導いて回転・発電させる「コンバインド・サイクル式」発電機は一層熱効率がよく、1991年には熱効率52.1%を記録した。こうした熱効率のよい、低コストの天然ガス発電機の普及によって、独立発電事業者が台頭してきたのである。これらの天然ガス発電のコストはkWh当たりわずか3.2セントから5.5セントであり、電力会社の平均発電コストより低くなった¹³⁾。小型でも低コストを達成したガス・タービン発電機の登場により、中小規模の独立発電事業者でも電力会社に競争を挑むことができるようになり、電力自由化は一層競争の激化する次の段階に進むのである。

電力自由化の第2段階

電力自由化の第1段階は、再生可能エネルギーやコージェネの分野に電力会社以外の独立系発電事業者の参入を認め、電力会社にそれらの電力を買い上げさせ、再生可能エネルギーやコージェネを育成した。しかし、低コストのガス・タービン発電機などが登場したのであるから、大口電力需要家などがこれらから電力を購入で

きるならば、電力自由化の恩恵は一層実現することになる。そのためには、電力会社の送電網が独立発電事業者によって利用可能となる必要があった。そこで、ブッシュ政権（1989-93年）は「1992年エネルギー政策法」を成立させ、電力会社の所有・管理していた送電網を開放し、電力会社は独立発電事業者の電力を有料ではあるが「託送（wheeling）」しなければならないようになった。たとえば、独立発電事業者がそれまで電力会社と契約してきた地方自治体に電力を売ることができるという卸売電力の競争が始まったのである¹⁴⁾。

ところで、ブッシュ政権のエネルギー政策は外国からの石油輸入をなくすことはできないという現実主義的な立場に立って、石油の供給と価格における大きな変動を緩和させるというものであった。そこで、アメリカ国内での化石燃料の生産を拡大し、再生可能エネルギーの利用も増大させるようにする。上記の「1992年エネルギー政策法」は風力発電とバイオマス発電にkWh当たり1.5セントの税額控除を認めていた。ただし、こうした政府支援は例外的であり、一般的には、エネルギー生産拡大方法はできるかぎり市場を利用し競争原理に依存するべきだとした¹⁵⁾。

電力会社の送電網開放は多くの実務上の問題があるので、連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission）がこれらを数年かけて検討し、1996年に「オープン・アクセス命令」を公表した。電力会社の送電網の利用をできるかぎり公平なものにしようと「発送電分離」に進むことも可能であり、また、電力会社の送電網を独立発電事業者に開放し「託送」することによる競争方式を選択するこ

¹¹⁾Hirsh, *Power Loss*, p. 93.

¹²⁾Hirsh, *Power Loss*, p. 275.

¹³⁾Hirsh, *Power Loss*, pp. 105-8.

¹⁴⁾Hirsh, *Power Loss*, p. 244. 州政府が認めれば、独立発電事業者は電力会社の送電網を利用し、大口電力需要家などへの小売り市場にも参入できるようになった。

¹⁵⁾Hirsh, *Power Loss*, pp. 241, 3.

とも可能であった。「送電分離」方式を選択し、電力会社の送電網を中立の「独立送電管理機構 (Independent System Operator, ISO)」や「地域送電管理機構」に移管し、徹底した競争体制を選択した州や地域も多い。最も早くISOを形成したのは1996年からのペンシルバニア・ニュージャージー・メリーランド州インターコネクション (PJM Interconnection) であり、これは実際には五大湖州にかけて13州に広がっている。ISOニューイングランド (ISO-NE, 1997年開始)、カリフォルニア州ISO (CAISO, 1998年開始)、ニューヨーク州ISO (NYISO, 1999年開始) と続いた。カリフォルニア州電力危機のあとに操業開始したのはミッドウェストISO (MISO, 2005年開始で、中西部13州に広がっている)、と南西部電力プール (SPP, 2007年開始) がある¹⁶⁾。そのほかにテキサス州電力安定協議会 (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) があり¹⁷⁾、「独立送電管理機構」を形成した州・地域は7つとなっている。

電力自由化の進展のなか電源間の競争が激化する見通しのもとで、再生可能エネルギーへの支援が新たに開始された。その第一が「1992年エネルギー政策法」における風力、バイオマス発電にたいする生産税額控除 (Production Tax Credit) であった。認定されれば10年間にわたり税額控除となった。のちに地熱、太陽光、小規模水力、ごみ焼却発電に拡大された¹⁸⁾。しかし、90年代には再生可能エネルギーへの投資はそれほど盛り上がりせず、この税額控除がそ

れほど利用されたわけではなかった。ブッシュ・ジュニア政権時の「2005年エネルギー政策法」は次の画期になるものであり、電力基盤技術、国内化石燃料、エネルギー効率、クリーンカー助成などに11年間に188億ドルの減税を行うものであった。2005年以降、再生可能エネルギーへの優遇税制利用が増加しはじめた¹⁹⁾。そして、大きな役割を演じたのが、オバマ政権によるエネルギー重視の景気対策法案「米国再生・再投資法」(American Recovery and Reinvestment Act of 2009) であった。その1603条は従来までの生産税額控除か、それとも投資時に認定を受けて選択すれば投資額の30%の補助金を受け取れるかを選択できるという投資促進策であった。この補助金を受け取るには風力は2013年1月1日までに、バイオマス、地熱などは2014年1月1日までに、太陽光は2017年1月1日までに運転開始しなければならないことになっている。合計で1,495件のプロジェクトが総額56億ドルの補助金を受けた。風力発電が最大の受け手だったが、まだ投資額の少なかった太陽光発電への投資も拡大したという²⁰⁾。

州政府の再生可能エネルギー・ポートフォリオ・スタンダード

電力自由化の第2段階では、再生可能エネルギーの支援政策は州政府の再生可能エネルギー・ポートフォリオ・スタンダード (RPS) によって担われて来た。RPSとは電力会社あるいは電力小売業者にその電力販売量の一定割合を定め、再生可能エネルギーから調達するよう義務付ける政策である。電力会社などは自ら再生可

¹⁶⁾ Federal Energy Regulatory Commission, *Energy Primer: A Handbook of Energy Market Basics*, July 2012, pp. 77-108.

¹⁷⁾ *The Story of ERCOT: The Grid Operator, Power Market & Prices under Texas Electric Deregulation*, 2011 (http://tcaptx.com/downloads/The_Story_OF_ERCOT.pdf (2013年9月15日閲覧)).

¹⁸⁾ Molly F. Sherlock, "Energy Tax Policy: Historical Perspectives on and Current Status of Energy Tax Expenditures," Congressional Research Service Report for Congress, R.41227, May 2010, p. 5.

¹⁹⁾ Molly F. Sherlock, "Energy Tax Policy," pp. 6-9, 18-24.

²⁰⁾ Phillip Brown and Molly F. Sherlock, "ARRA Section 1603 Grants in Lieu of Tax Credits for Renewable Energy: Overview, Analysis, and Policy Options," CRS Report for Congress, R41635, Feb. 2011, pp. 1-5, 11.

能エネルギーを生産してもよいし、他社から購入してもよい²¹⁾。RPS制度のもとでは電力会社は再生可能エネルギーの調達量を義務付けられるが、どのエネルギーを選択するかは自由なので、最も調達しやすい、たとえば、低コストのものを選択するであろうから、各種の、あるいは同種の再生可能エネルギーの間で競争が起きやすい。

アイオワ州が1983年にRPSを導入したが、それがRPSの最初であった。同州のRPSの目標は10.5万kWであったが、達成されたあとは新たな目標は設定されなかった。しかし、同州ではRPSとは関係なしに風力発電の大発展をみた²²⁾。電力自由化の第2段階に入った1990年代後半から、RPS制度が続々と各州に導入された。1997年にマサチューセッツ州がRPSを導入し、1998年にコネチカット州など2州が、1999年にはニュージャージー州やテキサス州が、2001年にはネバダ州など3州が続いた。カリフォルニア州は2002年に、ニューヨーク州は2004年にRPSを導入した。現時点では、29州とワシントンD.C.が導入している。なお、RPSの目標値を決めて努力目標にしているが、義務付けていない州も7州ある²³⁾。

²¹⁾Ryan Wiser, *et al.*, "Evaluating Experience with Renewables Portfolio Standards in the United States," Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004 (http://eetd.lbl.gov/EMP/report_s/54439.pdf [2013年2月3日閲覧]), p. 3. 多くの州が取引可能な再生可能エネルギー証書を利用している。

²²⁾アイオワ州は内陸部に位置しており、風力資源が豊かであり風力発電コストは低く有利である。同州は2012年に513万kWの風力発電能力をもちテキサス州、カリフォルニア州について全米3位である。なお、同州の風力発電は総発電量の25.3%に達しており、比率で全米第1位である (U.S. Dept. of Energy, *2012 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2013, p. 9.)。

²³⁾Galen Barbose, "Renewable Portfolio Standards in the United States: A Status Update," Dec. 2012 (<http://www.cleanenergystate.org/assets/2012-Files/RPS-SummitDec2012Barbose.pdf> [2013年8月13日閲覧]), p. 4. なお、環境・エネルギー問題への取組に熱心でない州・地域もあるが、熱心な州・地域との対立が鮮明になるのは1997年の「京都議定書」の批准をめぐる意

RPSを導入している州は、北東部、中西部、そしてテキサス州からカリフォルニア州やワシントン州に至る南西部と太平洋沿岸州である。たとえば、カリフォルニア州は2020年までに州内発電量の33%を再生可能エネルギーからという目標値を、ニューヨーク州は2015年までに30%という高い目標値を掲げている。テキサス州は588万kWというように絶対値で目標を掲げていたが、すでに風力発電能力だけで1,221万kWに達している。また、ペンシルバニア州のように2020年までに8.5%とそれほど高くはない目標値を掲げている州もある。平均的な州は、およそ2020年までに15%から20%の目標を掲げているといえよう²⁴⁾。

さて、これら各州のRPS制度導入による再生可能エネルギーの発展はどれほどになっているだろうか。図1は2000年からの電源別発電能力の推移を示しているが、電力自由化の進展に伴い、2000年代前半に天然ガス発電が大躍進して、それまでの主力電源、石炭発電を追い越しているのが明らかである。次の特徴は、再生可能エネルギーによる発電能力の増加を示しており、原子力発電能力を2007年ごろ追い越していることであろう。ただし、この図では再生可能エネルギーのなかに通常のダム式水力発電も含まれているが、ダム式水力発電はほとんど増加していない。それにたいして伸長が著しいのが風力発電であり、2006年にバイオマス発電を抜き、2012年末に6,000万kWになっている²⁵⁾。風力発電はここ数年のうちにダム式水力発電能力(7,824万kW)を追い越すであろう。

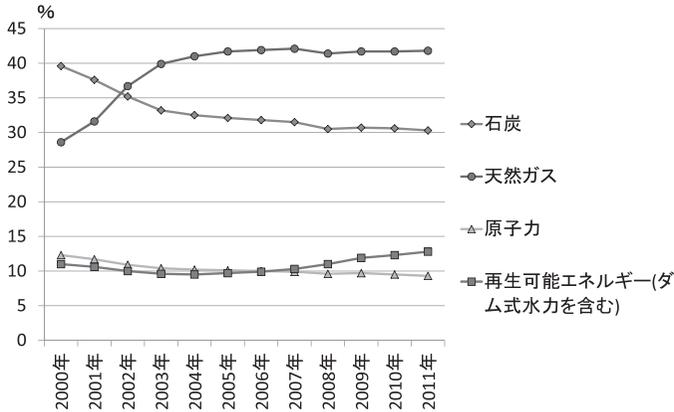
再生可能エネルギーの中で水力発電を別にす

見の相違からであった。Barry G. Rabe, *Statehouse and Greenhouse: The Emerging Politics of American Climate Change Policy*, Brookings Institution Press, Washington, D. C., 2004, pp. 12-3, 20を参照。

²⁴⁾Galen Barbose, "Renewable Portfolio Standards in the United States," p. 4.

²⁵⁾U.S. Dept. of Energy, *2012 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2013, p. 3.

図1 米国の電源別発電能力の推移



(出所) US Dept.of Energy, 2011 Renewable Energy Data Book, 2013, p. 11より作成。

表1 風力・太陽光発電能力の上位10州、2012年末

風力発電能力	万kW	太陽光発電能力	万kW
テキサス州	1,221	カリフォルニア州	256
カリフォルニア州	554	アリゾナ州	111
アイオワ州	513	ニュージャージー州	96
イリノイ州	357	ネバダ州	35
オレゴン州	315	コロラド州	30
オクラホマ州	313	ノースカロライナ州	21
ミネソタ州	299	マサチューセッツ州	21
ワシントン州	281	ニューメキシコ州	20
カンザス州	271	ハワイ州	20
コロラド州	230	ニューヨーク州	18
全米合計	6,001	全米合計	734

注) 風力発電能力については上位3州で全米合計の38%、上位10州では73%を、太陽光発電能力については上位3州で全米合計の63%を、上位10州では86%を占めている。

出所) U.S.Dept.of Energy, 2012 Wind Technologies Market Report, Aug. 2013, p.9; Interstate Renewable Energy Council, U.S.Solar Market Trends 2012, July 2013, p. 13, より作成。

ると、風力発電が最も有力なのである。それに次ぐのがバイオマス発電であるが、太陽光発電が急激にその発電能力を拡大させ、2012年末には累積発電能力は737万kWになっている²⁶⁾。太陽光発電がバイオマス発電を抜くのもそう遠いことではないだろう。水力発電を含まないとしても、再生可能エネルギーからの発電能力は2020年ごろまでに原子力発電能力を追い越すで

あろう。

表1では風力・太陽光発電能力の上位10州を示している。風力発電能力ではテキサス州、カリフォルニア州、アイオワ州が上位3州であり、上位10州には風力資源に富む中西部・内陸部や太平洋沿岸の諸州が多い。また、太陽光発電能力については、カリフォルニア州、アリゾナ州、ニュージャージー州が上位3州であり、太陽光資源に富む南西部諸州が上位10州に多い。風力発電能力については上位3州で全米合計の38%、

²⁶⁾ Interstate Renewable Energy Council, U.S. Solar Market Trend 2012, July 2013, p.21.

上位10州では73%を占め、太陽光発電能力については上位3州で全米合計の63%、上位10州では86%を占めている。再生可能エネルギーを育成しようと熱心な諸州がアメリカ全体を牽引してきたのである。

II 再生可能エネルギーによる発電コストの推計 再生可能エネルギーの将来予測

まず、再生可能エネルギーの将来性がどう考えられているのか、代表的な予測を取り上げる。将来予測はあくまで予測でしかなく、さまざまな仮定をおいて作成されており、作成する組織の利害が反映されている可能性もあろう。それでも、代表的な組織が再生可能エネルギーの将来性をどう見ているのかは、われわれ研究者にとって参考になると思われる。

再生可能エネルギーの将来性について最も悲観的な予測をしているのが、たとえば、電力研究所 (Electric Power Research Institute) であろう。その予測によれば、2025年になっても風力発電はkWh当たり7.3セントから13.4セントに、太陽光発電は21.0セントから39.8セントと非常に高い。他方、最も安価なのは天然ガス (コンバインド・サイクル) であり、4.7セントから7.4セントである²⁷⁾。この予測では太陽光発電は政府支援がない限り存続できず、主要な電源になることはできないということであろう。ちなみに電力研究所は主に既存大手電力会社が組織している研究所である。なお、この電力研究所の推計も含めて、異なる発電技術のコストを比較する場合、ほとんど、総運転期間平均発電コスト (Levelized Cost of Electricity, 以下、LCOEと略記する) という計算法を用いており、LCOEは初期資本費用、燃料、運転費用、維持費用、利益を含む発電施設の総コ

ストを総運転期間にえる総発電量で割った値である²⁸⁾。LCOEという計算法によって、性格の異なる発電技術間の比較が可能になった。

次に慎重な将来予測をしているのが、たとえば、米国エネルギー省エネルギー情報局である。エネルギー情報局は設備建設のリードタイムを考慮に入れ、予測作成時期の5年後に運転開始するであろう各電源の最新鋭設備の発電コストの推計をしており、中期将来予測となっている。その2013年に発表された推計では、風力発電は2018年にkWh当たり8.7セントに、太陽光発電は14.4セントになるという。一方、ベースロード用電源である石炭発電は2018年に10.1セント、新型原子力発電所は10.8セントになるという。また、ピークロード用電源となるコンバッション・タービン (天然ガス) は13.0セントである。最も安価なのは新型コンバインド・サイクル (天然ガス) であり、それは6.6セントになるという²⁹⁾。したがって、風力発電は2018年までにかなりのコスト競争力をもつようになるが、太陽光発電コストは最も高価なピークロード用電源のコストに近づくが、コスト競争力をもつには少なくとも2018年以降になるということである。風力発電については各種予測がそれほど大きく異ならないが、太陽光発電については各種予測が大きく異なっている。そこで、以下では、太陽光発電を中心に述べることにする。

太陽光発電について、やや楽観的な将来予測をしているのは、欧州太陽光産業協会である。その2011年の予測によると、太陽光発電パネル

²⁸⁾Electric Power Research Institute, *Program*, pp. 1-8. LCOEは、たとえば、再生可能エネルギーによる発電コストと通常の化石燃料による発電設備のそれを比較するのに用いられる (National Renewable Energy Laboratory, *A Manual for the Economics Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, 1995, p. 47)。

²⁹⁾US Dept. of Energy, Energy Information Administration, "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013," (http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf [2013年9月13日閲覧]) Jan. 2013, p.5.

²⁷⁾Electric Power Research Institute, *Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options*, June 2011, pp. 1-12.

表2 太陽光発電コストの各種将来予測

	2010年	2015年	2016年	2017年	2018年	2020年	2025年	2030年
電力研究所 ¹⁾		24.2-45.5					21.0-39.6	
エネルギー情報局 ²⁾			21.1	15.3	14.4			
欧州太陽光産業協会 ³⁾	16-35					8-18		
Breyer論文 ⁴⁾	16					6		
グーグル・グループ ⁵⁾	15.7					4.5		2.9

注) 欧州太陽光産業協会の数値は欧州におけるkWh当りのコストに関してでありその単位はユーロセントであり、その他の欄はすべてアメリカにおけるコストに関する数値であり、それらの単位はセントである。

出所) 1)はElectric Power Research Institute, *Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options*, 2011; 2)はU.S.Energy Information Administration, "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013," 2013; 3)はEuropean Photovoltaic Industry Association, *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector: On the Road to Competitiveness*, 2011; 4)はCh.Breyer and A.Gerlach, "Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics," 2012; 5)はGoogle.org, "The Impact of Clean Energy Innovation: Examining the Impact of Clean Energy Innovation on the United States Energy System and Economy," 2011.

の価格は将来10年間に大いに低下し、その発電コストも、ドイツ、イタリア、スペイン、フランス、そしてイギリスにおいて、2010年に16-35ユーロセントから、2020年には8-18ユーロセントに低下するという。つまり、10年間でおおよそ50%へと低下するというのである。通常、地上設置の大規模太陽光発電所（2,500kW以上）の場合には、通常、コンバインド・サイクル（天然ガス）との競争になるが、イタリアでは2014年に太陽光発電はコスト競争力をもつに至り、2020年までに欧州主要国でもそうなるというのである³⁰⁾。

Breyer論文もかなり楽観的な予測を行っている。これまでの学習曲線の検討からの太陽光発電パネルのコスト、規模の経済、太陽光パネルのエネルギー効率などを検討した結果、2010年代にコストが急低下し、日照時間の長い地域において、2010年の16セントから2020年に6セ

ントに低下すると予測している³¹⁾。

最後に、グーグル・グループの将来予測を紹介しよう。それは2020年までに風力発電コストは4.7セントに、太陽光発電コストは4.5セントになるという。総じて、風力発電や太陽光発電は2020年までは政府支援政策に依存した発展であるが、それ以降は電力需要の増加は再生可能エネルギーの増加によって供給され、2030年以降は再生可能エネルギーが化石燃料を駆逐し始めるという³²⁾。

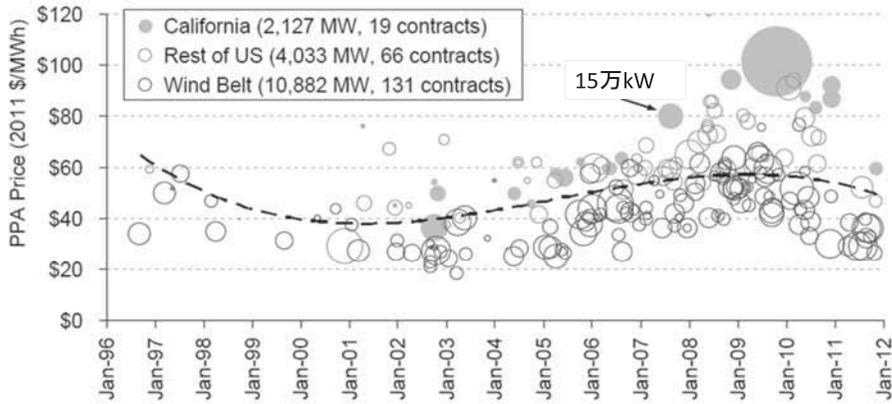
以上、紹介した5つの将来予測は相当に異なっており、表2に示すように太陽光発電に関する将来予測は極端に異なっている。これらの将来予測を作成した組織は電力産業に関わっており、それぞれの立場が反映されているのかもしれない。こうした異なる将来予測があることを念頭におき、以下は風力発電や太陽光発電にかんする客観的データを検討する。

³⁰⁾European Photovoltaic Industry Association, *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector: On the Road to Competitiveness*, Sept. 2011, pp. 4-7. なお、欧州27カ国での2000-11年の新規発電能力の増加は、第1位が天然ガスで1億1600万kW、第2位が風力で8,400万kW、第3位が太陽光で5,100万kWであった。すでに天然ガスと再生可能エネルギーの時代になっているのである（EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012, p.62）。

³¹⁾Ch. Breyer and A. Gerlach, "Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics," ([http://www.q-cells.up
load/tx_abdownload/files/11_GLOBAL_OVERVIEW
_ON_GRID-PARITY_paper.pdf](http://www.q-cells.upload/tx_abdownload/files/11_GLOBAL_OVERVIEW_ON_GRID-PARITY_paper.pdf) (2013年9月13日閲覧))。

³²⁾Google.org, "The Impact of Clean Energy Innovation," ([http://www.google.org/energyinnovation/
The_Impact_of_Clean_Energy_Innovation.pdf](http://www.google.org/energyinnovation/The_Impact_of_Clean_Energy_Innovation.pdf) (2013年9月13日閲覧)), pp. 3-4.

図2 電力会社の風力発電プロジェクトからの長期電力購入契約価格



注) 縦軸は長期電力購入契約 (Power Purchase Agreement, PPA) の価格であり、たとえばMWh当たり40ドルとは、kWh当たり4セントになる。MWは0.1万kWである。
(出所) U.S. Dept. of Energy, *2011 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2012, p.52 より作成。

風力発電の長期契約価格

風力発電能力は2000年に250万kWであったが2012年末には6,000万kWと急激に増加³³⁾、ダム式水力発電能力に迫るほどであり、再生可能エネルギーのなかで最も主力なものとなっている。6,000万kWという規模は原子力発電の1基が平均100万kWであるので、原発60基分に相当するものである。これまで建設された累積の風力発電能力の83%が独立発電事業者によって所有されており、それらの発電する電力の80%が民間電力会社か公営電力会社によって購入されている³⁴⁾。風力発電に限らず正確な発電コストを知ることは困難なので、ここでは電力会社が長期契約によって風力発電プロジェクトからの電力の購入価格を検討することにする。

図2はエネルギー省セントローレンス・パークレイ国立研究所が収集した、1998-2011年までの271風力発電プロジェクトから電力会社が長期購入契約によって買い取った価格データを描いたものである。これはアメリカの風力発電

所の総発電能力の44%、つまり2,019万kWに相当する風力プロジェクトのデータを包含している³⁵⁾。この図2から読み取れるのは、第1に低下してきた長期購入契約価格が2003年頃から上昇し、2010年ごろから再び低下していること、第2に、「ウィンド・ベルト」における風力プロジェクトの契約価格は低く、それ以外地域やカリフォルニア州では高いということである。

まず、第1の点から検討しよう。2003年頃からの契約価格の上昇は、風力プロジェクトの設備建設費 (installed project costs) が上昇しはじめたことによる。1980年代初期にはkW当たり約5,000ドルと高かったが、2000年代初期に約1,500ドルに低下したが、ふたたび上昇している。それは風力タービンの価格が同時期に上昇しているからである。それは、ドルのユーロに対する価値下落、原材料費の値上がり、タービン・デザインの洗練化、などがあったためである。風力タービン価格は2008-09年の金融危機のあとに下落し始めた³⁶⁾。最近になって契約

³³⁾ U.S. Dept. of Energy, *2012 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2013, p. 3.

³⁴⁾ U.S. Dept. of Energy, *2012*, pp. 29-31.

³⁵⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2012, p. 48.

³⁶⁾ U.S. Dept. of Energy, *2008 Wind Technologies Market Report*, July 2009, pp.35-6.

価格が低下し始めたのは、契約価格の低い「ウィンド・ベルト」に風力プロジェクトが集中してきたからともいえる（図2参照）。

第2の点であるが、図2を見てわかるように点線の下に位置する「ウィンド・ベルト」のプロジェクトの契約価格は点線の下に位置し、それ以外の州やカリフォルニア州のプロジェクトの契約価格が点線の上に位置している。つまり、「ウィンド・ベルト」のプロジェクトの契約価格は低く、それ以外の州やカリフォルニア州のプロジェクトの契約価格は高いのである。「ウィンド・ベルト」とはノースダコタ、ミネソタ、アイオワ、ワイオミング、コロラド、オクラホマ、テキサス州など内陸部の13州をさすが、テキサス州から北上してオクラホマ州へ、そしてアイオワ州へ、また、コロラド州など山岳州へ至る地域である³⁷⁾。この地域は風力が強く風力発電設備の稼働率が高くなり有利である³⁸⁾。これらの諸州の稼働率は36-37%、そしてテキサス州で34%であるが、これはテキサス州での送電能力の不足によって風力発電が活発に行われても送電できないために意図的に稼働率を落としているからである。もし送電能力が十分であれば稼働率は38%になるだろうと指摘されている。ニューイングランド諸州は28%、東部諸州は25%となっている³⁹⁾。カリフォルニア州などの契約価格が高いのは、稼働率が低いということに加えて、風力発電プロジェクト開発費用が高いこと、そもそも電力価格が高いこと、風力発電を積極的に推進しているため風力発電の独立発電事業者の交渉力が高まっていることなども指摘される⁴⁰⁾。

³⁷⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011 Wind Technologies Market Report*, p. 52. 「ウィンド・ベルト」のその他の州はサウスダコタ、ミズーリ、ネブラスカ、カンザス、ニューメキシコ、モンタナ州である。

³⁸⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011*, pp. 46-7.

³⁹⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011*, pp. 46-7.

⁴⁰⁾ U.S. Dept. of Energy, *2012 Wind Technologies Market Report*, Aug. 2013, p. 50.

図2では2000年代になると「ウィンド・ベルト」以外の州にも風力プロジェクトが立地するようになったが、これらの州は風力が弱いので、建設される風力発電設備は大型化し、風車の直径が1998-99年の50mから2011年に80mへと大きくなり、風を受ける面積を多くしたため、1基当たりの出力は同時期に720kWから1,970kWになっている⁴¹⁾。「これらの大型化した風力発電設備のほとんどは、東部や五大湖地方のような風力のそれほど強くない地域に建設された」⁴²⁾。しかし、それでも全国的には稼働率は頭打ちになっている。図2にもどると、風力発電プロジェクトの2009年の平均契約価格はkWh当たり7.2セントであり、2010年には5.9セント、2011年には3.5セントに低下している。これらは政府の優遇税制の恩恵を受ける前の計算なので、2セントは上乘せしなければならない。「ウィンド・ベルト」の風力発電プロジェクトに限れば、それらは5.3セント、4.4セント、そして3.2セントであった⁴³⁾。

ただし、シェールガス革命によって天然ガス価格が低下しているため、全国的に見れば風力発電はやや不利になっているが、2セント程度の優遇税制があれば、「ウィンド・ベルト」の風力発電プロジェクトは天然ガスを中心とする一般電源と十分に競争しうる。風力発電が発展し続けるには、送電網の充実や連邦政府の助成政策や各州のRPS制度による支援が必要であろう⁴⁴⁾。

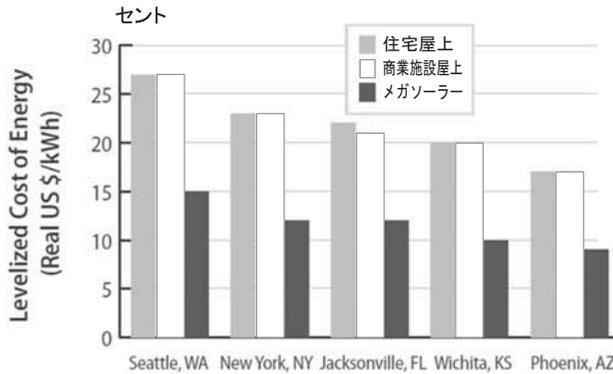
⁴¹⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011 Wind Technologies Market Report*, p. 25.

⁴²⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011*, p. 25.

⁴³⁾ U.S. Dept. of Energy, *2011*, p. 52.

⁴⁴⁾ U.S. Dept. of Energy, *2012 Wind Technologies Market Report*, pp. 55-60. なお、National Renewable Energy Laboratory, “IEA Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy,” May 2012, p. 28は「風力発電コストは将来20年間に20-30%低下するという最新の調査があるが、将来のコスト低下の幅は不確実である」と述べている。

図3 太陽光発電コスト、2010年



注) 縦軸は総運転期間平均発電コストであり、単位は1 kWh当たりセントである。
 (出所) U.S. Dept. of Energy, *2010 Solar Technologies Market Report*, Nov. 2011, p. 52 より作成。

太陽光発電のコスト推計

太陽光発電は当初は高コストであったため、風力発電に比べて発展が遅く、個人住宅の屋根への太陽光パネル設置が中心であった。ビジネスとして設置される大規模な太陽光発電プロジェクト、いわゆるメガソーラーが大いに設置され始めたのは2010年ごろからであるが、現在では設置能力増加の半分ほどがメガソーラーによるものである。メガソーラーの発電能力の3/4はアリゾナ、カリフォルニア、ネバダ、そしてノース・カロライナ州に集中している。太陽光発電能力が100万kWに達したのは2008年であり、わずか4年後の2012年末に737万kWへ急増しているのである。最新のデータでは2013年第2四半期に886万kWに達しているという⁴⁵⁾。

2012年時点でメガソーラーの93%が、電力会社への長期契約で電力を販売している⁴⁶⁾が、その価格については風力発電と異なりほとんどデータが得られない。例外的に契約価格が分かって

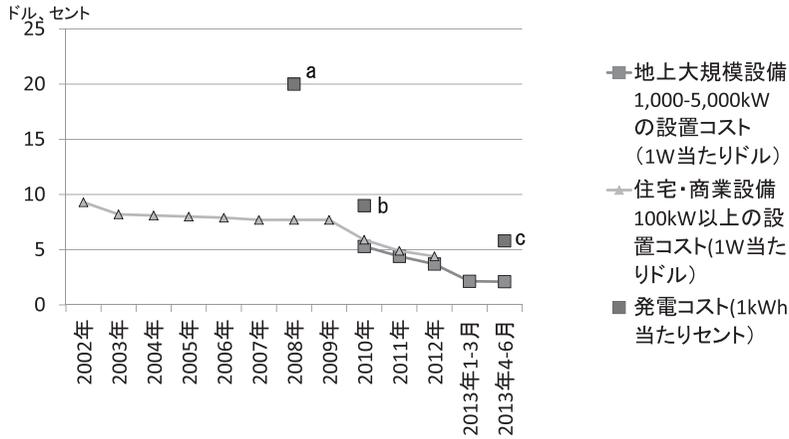
いるのは、カリフォルニア州の3大電力会社の買い上げ価格である。同州の3大電力会社はそれぞれ2011年に12.6セント、12.99セント、そして13.44セントで買い上げていた⁴⁷⁾。この2011年の買い取り価格は13.0セント前後であり、同州の太陽光発電への投資は急激に増え風力発電への投資とほぼ同じになっている⁴⁸⁾ほどなので、コストを上回る買い取り価格水準であると推定できよう。

太陽光発電コストは、2008年にメガソーラーではkWh当たりフェニックス市20セント、ロサンゼルス市22セント、サンフランシスコ市22セント、フロリダ州24セント、ニューヨーク市26セント、シアトル市33セントであった⁴⁹⁾。2010年には図3に示すようにkWh当たりフェニックス市9セント、カンザス州10セント、フロリダ州12セント、ニューヨーク市12セント、シアトル市15セントであり、わずか2年間に半分ほどに低下している。これは政府の優遇税制や補助金を受ける前は、2セントほど高くなる。発

⁴⁵⁾ U.S. Dept. of Energy, *2010 Solar Technologies Market Report*, Nov. 2011, pp. 6; Solar Energy Industries Association, *Solar Market Insight Report 2013 Q2* (<http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2013-q2> [2013年9月19日閲覧]), p. 1; Interstate Renewable Energy Council, *U.S. Solar Market Trends 2012, 2013*, pp. 6-9.
⁴⁶⁾ IREC, *U.S. Solar Market Trends 2012, 2013*, p. 9.

⁴⁷⁾ California Public Utility Commission, *Renewables Portfolio Standard Quarterly Report, 4th Quarter 2011*, Attachment, pp.3-5.
⁴⁸⁾ California Public Utility Commission, *Renewables Portfolio*, p. 7.
⁴⁹⁾ U.S. Dept. of Energy, *2008 Solar Technologies Market Report*, Jan. 2010, p. 51.

図4 メガソーラーの設置コストと発電コスト



注) 発電コストについて、a,b,cともにニューメキシコ州フェニックス市のデータで、政府補助金を受けた後のコスト。
 (出所) 設置コストについては、U.S. Dept. of Energy, *Tracking the Sun VI*, July 2013, pp. 13, 42およびSolar Energy Industries Association, *Solar Market Insight Report 2013 Q2*, p. 11 より、発電コストについては、U.S. Dept. of Energy, *2010 Solar Technologies Market Report*, Nov. 2012, p. 52 などより作成。

電コストの急激な低下は太陽光発電パネルの普及が始まり技術革新が進み、また、世界的な過剰生産もあって、太陽光発電モジュールの急激な価格低下が進行しているからである⁵⁰⁾。

前述のように太陽光発電の電力会社による長期契約での価格は例外的にしかわからない、また、エネルギー省報告書によって2010年までの発電コストは分かるが、やや古いデータである。そこで、2013年現在の太陽光発電コストを推計するために、詳細に紹介されている太陽光発電パネルの1W当たりの設置コストの推移のデータを使って図4を作成した。1,000-5,000kWの地上設置大型発電施設の設置コストは1W当たり2010年に5.3ドル、2011年に4.4ドル、2012年に3.7ドルとなっている。これに続いて2013年第1四半期は2.14ドル。第2四半期には2.10ドルとなっている⁵¹⁾。設置コストの低下は2010年

から2013年第2四半期にかけて半分以上に低下している。設置コストにはすべての材料費、労働費、土地取得費、準備費、利益などを含んでおり、運転・保守費用はかなり小さいので、設置コストが急激に低下したということは、発電コストがほぼ同等に低下したと考えてもそれほど間違っていないだろう。発電コストについては、フェニックス市20セント（2008年）、9セント（2010年）であり、2013年第2四半期に半分に低下すると仮定すれば、フェニックス市4.5セント程度に低下すると考えられよう。ちなみに、NGOのクリーンテクニカではニューメキシコ州で5.8セント（ただし、政府支援策がなければ10.8セントとなる）という推定をしている⁵²⁾が、設置コストの急激な低下からすればほぼ妥当な推定であろう。アメリカの太陽光発電についての買い取り価格についてのデータ

⁵⁰⁾ U.S. Dept. of Energy, 2008, p. 60.

⁵¹⁾ 設置コストについては、U.S. Dept. of Energy, *Tracking the Sun VI: An Historical Summary of the Installed Price of Photovoltaics in the United States*, July 2013, p. 42; Solar Energy Industries Association, *Solar Market Insight Report 2013 Q2*, p.11.

⁵²⁾ ニューメキシコ州では、あるメガソーラーが2013年にkWh当たり10.8セント（政府補助金を受ける前）での25年間の長期契約を得たという。CleanTechnica, "Solar - \$1.2/Watt in Europe, & Much More Solar \$ Fun," (<http://cleantechnica.com/2013/08/2013/solar-panels-prices-europe-australia-us-india/>) [2013年9月19日閲覧]。

がほとんど得られないので、ドイツの事例で補うことにする。

ドイツとアメリカでは確かに補助金制度や太陽光パネル設置費用（太陽光パネルのコストではなく、労働費用など）が異なっているが、太陽光パネル製品は世界的な商品であり、ドイツでもアメリカでも有名メーカーの太陽光パネルは入手可能である。むしろ、発電コストに影響を与える最も大きな要素は日照時間の長さの相違なのである。補助金制度や太陽光パネル設置費用の違いを別にすれば、日照時間の長さの点ではドイツよりアメリカ南西部の方が有利である。だから、ドイツで達成できる太陽光発電コスト水準は、アメリカ南西部で達成できる可能性が極めて高いのである。したがって、ドイツにおける太陽光パネル発電コスト推計を述べることに一定の意義があると思われるのである。

ドイツの太陽光発電

ドイツはアメリカのRPSと異なり、1990年から固定価格買い取り制度（FIT）を導入してきている。2012年末に、風力発電能力は3,132万kWに、太陽光発電能力は3,264万kWに達しており⁵³⁾、非常に成功していると評価されている。ドイツの固定価格買い取り制度は1990年に始まったが、買い取り価格は風力発電と太陽光発電については、最終消費者が電力会社に支払う電力料金の90%であった1 kWh当たり8ユーロセント強であった。それでも低コストの風力発電には利益をもたらし1990年には5万kWにすぎなかった風力発電能力は1999年には444万kWに急激に増加した。ところが、同水準の買い取り価格では、当時コストが77ユーロセント

⁵³⁾ Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety, "Development of Renewable Energy Sources in Germany 2012", Feb. 2013 (http://www.erneuebare-energien.de/Fileadmin.Daten_EE/Dokumente_PDFs_/20130328_hgp2012_fin_bf.pdf [2013年9月19日閲覧]), pp. 19, 21.

であった太陽光発電は発展できなかったのである⁵⁴⁾。

そこで、「2000年再生可能エネルギー電源法」は、ドイツの再生可能エネルギーが2010年の総発電量の12.5%になるように目標を設定した。同法では買い取り価格は、再生可能エネルギーのコストをカバーするよう科学的調査によって決められことになった。新しい買い取り価格は固定化され、買い取りは20年間と決められた⁵⁵⁾。風力発電の買い取り価格は当初、1 kWh当たり8.78ユーロセントに、太陽光発電のそれは50.62ユーロセントに設定された。発電コストの相違を反映するようになったのである。技術革新を促進するために、年々の減額が開始され、太陽光発電については毎年5%の減額とされ2002年には48.09ユーロセントに、03年には45.68ユーロセントに、04年には43.40ユーロセントになっている⁵⁶⁾。

2004年以降の太陽光発電の買い取り価格は、図5に示す通り急激に減額され、2010年には30 kWという比較的小規模の屋上太陽光発電は39.14ユーロセントに、地上設置の大規模なメガソーラーによる発電は25.02ユーロセントになっている。2012年に規模区分が変化し、2013年10月には10 kWという小規模の太陽光発電は14.27ユーロセントに、地上設置のメガソーラーによる発電は9.88ユーロセントになっている。

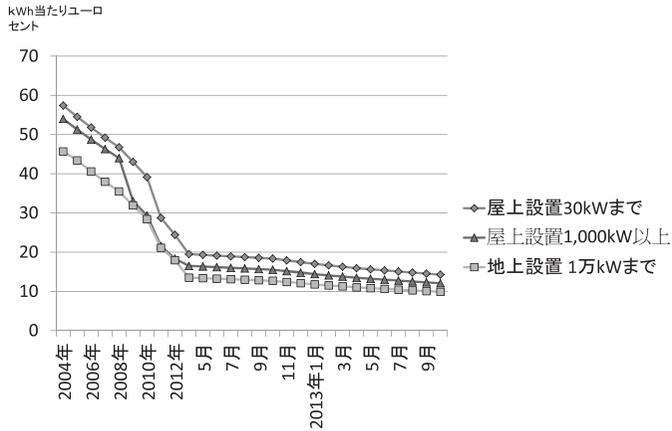
さて、ドイツの太陽光発電能力はどれほど増

⁵⁴⁾ Mischa Bechberger and Danyel Reiche, "Renewable Energy Policy in Germany: Pioneering and Regulations," *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, No. 1, March 2004, pp. 27-8.

⁵⁵⁾ David Jacobs, *Renewable Energy Policy Convergence in the EU: The Evolution Feed-in Tariffs in Germany, Spain, and France*, ASHGATE, 2012, p. 67; Lutz Mez, "Renewable Energy Policy - Institutions and Measures Promoting a Sustainable Energy System," (http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/Miguel/FIT.History.Mez.pdf [2013年8月21日閲覧]), p. 8.

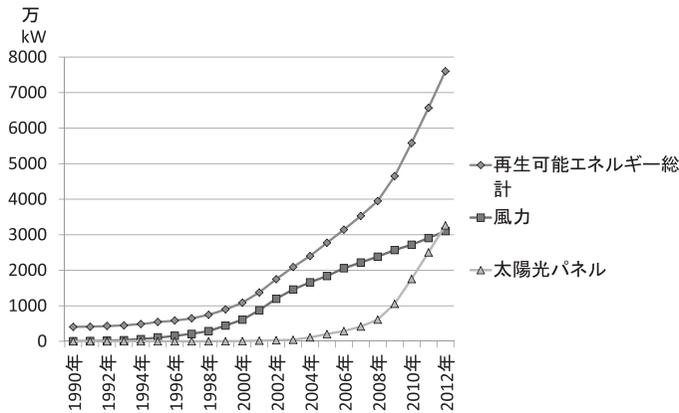
⁵⁶⁾ M. Bechberger and D. Reiche, "Renewable Energy Policy in Germany," p. 30.

図5 ドイツの太陽光発電買い上げ価格



注) 2012年4月より月毎に変化するようになり、横軸のスケールを変えてある。
 (出所) “German Feed-in Tariffs 2011,” (http://www.germanenergyblog.de/?page_id=4984:visited on Aug. 23, 2013) などより作成。

図6 ドイツの再生可能エネルギー発電能力



(出所) Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety, “Development of Renewable Energy Sources in Germany 2012,” Feb. 2013, p. 13.

加しているであろうか。太陽光発電能力が100万kWを超えたのが2005年であり、2010年には1,600万kWに達し、2012年末には3,264万kWとなり、3,132万kWの風力発電能力をわずかながら凌駕している。こうした成功は、ドイツのFIT制度が2000年に太陽光発電に有利に変化したこと、買い上げ価格の減額が適切であったこと、太陽光発電コストが低下してきたことによるだろう。設定された買い上げ価格が、再生可能エネルギー・プロジェクトに投資した投資家たちに適正な利益を保証する水準であったこと、

20年という長期にわたる買い上げ制度であったため、投資家たちの投資に確実性を与えたと指摘されている⁵⁷⁾。

太陽光発電への買い取り価格が急激に低下しているなかで、図6に示すように少なくとも2012年までは発電能力の増加が止まっていないことに注目したい。2012年のメガソーラーから

⁵⁷⁾ Hans- Josef Fell, “Feed-in Tariff for Renewable Energies: An Effective Stimulus Package without New Public Borrowing,” April 2009 (http://solar.gwu.edu/index_files/Resources_files/Fell_Feed-in-Tariffs.pdf (2013年9月20日閲覧)), p. 14.

の買い取り価格は17.94ユーロセント（2012年12月には12.08ユーロセント）に低下したが、発電能力の増加は衰えていない。欧州太陽光産業協会は「ドイツでは……FIT買い取り価格の年々の改訂公表が、太陽光発電コストの低下を相殺するのに間に合わなかった（つまり、買い取り価格が高止まりした）。その結果、高利益の魅力が投資家を引きつけ、2012年1月に買い取り価格が低下する前に市場ブームが起きたのだった」⁵⁸⁾。この記述は事実にあっているとと思われる。というのは、買い取り価格が低下していた2011年、2012年には発電能力は急激に増大した（図6参照）のだから。同時期の買い取り価格は実際の発電コストにたいして低すぎる水準ではなかったということである。つまり、メガソーラーにとって12.08ユーロセントは利益を出せる水準であり、発電コストはそれより低いかそれと同等と考えてよいだろう。今後、ますます買い取り価格が低下するなかで、発電能力増加（投資額の増加）を見ることによって、コストを推定できると思われるのである⁵⁹⁾。

III 再生可能エネルギーと電力システム

再生可能エネルギーは比較的高コストであるという点のほかに、さまざまな課題を抱えている。まず、これまでの大型発電所ほどではないが、立地問題が挙げられ、たとえば、風力発電所は騒音、景観破壊などの問題を抱えている。風力発電や太陽光発電の有利な立地は一般的に

人口の少ない地域であり、電力需要の大きい大都市部から離れており、送電線を新たに建設しなければならない場合が多い。送電線にも立地問題があり、その送電線が採算がとれるか、送電線の建設費用を誰が負担するか、などの課題が発生する⁶⁰⁾。さらに、風力発電や太陽光発電の出力は天候の変化によって変化し、発電できるときと発電できないときもあるという間欠性（intermittency）の問題ももっている。これは広域に分散する多数の風力発電所が送電網で連結されれば、出力していない風力タービンが出力している風力タービンによって相殺され、ある程度、解決できる問題である⁶¹⁾。あるいは、風力発電所や太陽光発電所が広域送電網によってその他の電源、たとえば、天然ガス発電所などによって補完されれば、かなりの程度緩和されるのである。これらは、また、後で論じることにしてしよう。

さて、ここでは、再生可能エネルギーの政府支援政策についての評価・論争を紹介し、再生可能エネルギーとこれまでの主要電源との関係、とくに天然ガスとの関係を取り上げたい。ドイツでは政府支援によって再生可能エネルギーが躍進を遂げた2000年代中期までに、産業界からそれが故に電力料金が高くなっているという批判が高まった。再生可能エネルギーの電力会社による買い取り価格は、電力料金に上乗せされているからである。このような批判に反論する、つまり、政府支援による再生可能エネルギーの増加が電力料金を低下させる可能性を示唆した研究論文が多数発表されるようになった。

そのうち、Sensfussたちの論文（2007年）

⁵⁸⁾ European Photovoltaic Industry Association, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012, p. 6.

⁵⁹⁾ Mark Fulton, "The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes," Sept. 2012, pp. 5-7によれば、ドイツのFIT制度は2012年から変化し、再生可能エネルギー発電設備の経営者はかなり低下した固定買い取り価格での長期契約を続けるか、直接、卸売市場で市場価格で売り、それが固定買い取り価格より下回る月はその差額を支払ってもらうという市場プレミアム・オプションを選択するようになったという。徐々に、通常の電源との競争になってゆくのであろう。

⁶⁰⁾ Arne Olson, *et al.*, "Renewable Portfolio Standards, Greenhouse Gas Reduction, and Long-Line Transmission Investments in the WECC," *The Electricity Journal*, vol. 22, no. 9, Nov. 2009, pp. 38-46.

⁶¹⁾ Brendan Kirby and Michael Milligan, "Facilitating Wind Development: The Importance of Electric Industry Structure," *The Electricity Journal*, vol. 21, no. 3, April 2008, pp.40-54.

においては、次のように主張された。再生可能エネルギーによる電力は電力会社によって長期契約によって購入されているので、電力市場において購入される残りの電力需要はそれだけ削減される。それゆえ、再生可能エネルギーによる電力は、その他の電源にたいしての需要を削減することになる。電力供給曲線は右上がりなので、電力需要の削減は均衡価格を低下させることになる。これが「メリット・オーダー効果」と呼ばれるものである⁶²⁾。この「メリット・オーダー効果」は2001年に10億ユーロ、2006年には50億ユーロに達したと推計している。こうした現象の主な推進力は、再生可能エネルギーによる電力生産の増加であると共に、燃料コスト、とくに天然ガス価格の上昇であった。天然ガス価格の上昇は電力供給曲線のスロープを急にし、「メリット・オーダー効果」を増すからである⁶³⁾。

上記の再生可能エネルギーと天然ガスの関係を理解するには、これまでの電力システムと再生可能エネルギーの関係を知っておく必要がある。まず、従来は一般的に、深夜などのように電力需要が最低となる時も必要な電力を「ベースロード」といい、建設費用（資本費用、固定費用）が高いが、燃料費用（可変費用、限界費用）が安価な石炭発電所や原子力発電所が「ベースロード」用に用いられる。これらの発電所は大型であり、発電開始・停止に時間がかかるためもあり、長期の連続運転が行われる。それにたいし1日に数時間しかない電力需要が最高に達する時に必要となる電力を「ピークロード」といい、燃料費用（可変費用、限界費用）が高

くとも、運転開始がすぐできる小型の発電設備、通常は天然ガスを燃焼させるコンバッション・タービンが用いられる。コンバッション・タービンは運転準備から送電可能な状態まで10分ほどしかかからないので「ピークロード」用電源にふさわしい。「ベースロード」と「ピークロード」の間が「イミィーデアト・ロード」であり、エネルギー効率が高いが、燃料費用の高いコンバインド・サイクルが最適であるとされてきた⁶⁴⁾。

再生可能エネルギーが政府支援によって成長し、現在は電力会社が長期購入契約によって買い取っているが、将来は、電力市場において競争入札によって販売することも考えられる。発電の間欠性をもつ風力発電や太陽光発電は上記の「ベースロード」、「ピークロード」そして「イミィーデアト・ロード」のいずれのカテゴリーには入らず、発電可能な時に利用される。風力発電や太陽光発電は燃料を用いないために可変費用が著しく低く、最低の価格での入札が可能である。だから、これらの再生可能エネルギーは燃料費が高いため高価格で入札せざるを得ないコンバッション・タービンやコンバインド・サイクルからの電力に置き換わることができるのである⁶⁵⁾。現実には、たとえば、ニューヨーク州独立送電管理機構における電力取引所では、通常、最初に選択される電源は風力発電であり、次いで水力発電、原子力発電、石炭発電が続くという。それから天然ガス発電になるという。つまり、限界費用の低い順に供給曲線を構成し、限界費用の最も低い電源が最初に選択され、限

⁶²⁾ Frank Sensfuss, *et al.*, "The Merit-order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany," Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, 2007, pp.2-3.

⁶³⁾ Frank Sensfuss, *et al.*, "The Merit-order Effect," p. 20.

⁶⁴⁾ Stan Kaplan, "Power Plants: Characteristics and Costs," Congressional Research Service Report for Congress, RL 34746, Nov. 2008, pp. 3-4; Federal Energy Regulatory Commission, *Energy Primer: A Handbook of Energy Market Basics*, 2012 (http://www.ferc.gov/market-oversight/guide_Primer/pdf [2013年8月26日閲覧]), p. 51によれば、典型的なコンバッション・タービン発電機は1-5万kWの規模である。

⁶⁵⁾ Kaplan, "Power Plants," pp.4-5.

界費用の最も高い電源が最後に選択されるのだという⁶⁶⁾。だから、風力発電は電力需要の多い時は天然ガス発電に置き換えることができるのである。

また、太陽光発電が急激に増加したドイツでは、次のような指摘がある。「将来エネルギー・システム研究所」のUwe Leprich氏は「2007年に午前10時から午後1時までの時間帯に電力需要が増加すると、電力価格は急激に上昇した。しかし、最近の2年間(2010-11年)は、電力需要には変化がないのに、突然の電力価格の上昇はみられなくなった。さらに、ベースロード価格とピークロード価格の差が、2010-11年には大いに縮小したのである。この時期は太陽光パネルが大いに設置された2年間であった。この時期に電力需要は変化しなかった。したがって、われわれはベースロード価格とピークロード価格の差が縮小した理由は、太陽光発電であると推定している。ベースロード価格とピークロード価格の差は20-25%であったが、この差は約12%に縮小しているのである」⁶⁷⁾。要するに太陽光発電の激増がピークロード時の高コストの発電、つまり、天然ガスを置き換えていると主張しているのである。

再生可能エネルギーからの電力の増大が、電力価格の低下をもたらしたかどうかは明らかではない。ドイツでもアメリカでも電力価格が低下しているという事実は報告されていないからである。上記の主張とやや異なった見解を紹介しよう。風力発電が非常に発展したテキサス州の事例である。2009年の春季と夏季に、風力発電はより高コストの天然ガス発電と石炭発電を

置き換えていた。風力発電が増え、CO₂削減規制がより一層厳しくなれば、減少するのは天然ガス発電ではなく、むしろ石炭発電が減少していると指摘される。石炭発電所は長期継続運転を予定して設計されており、運転開始・停止を繰り返せばコストが高くなる。コンバインド・サイクル方式の天然ガス発電は、出力が変動する風力発電が増えれば、それに対応して運転開始・停止を繰り返すことが可能なので、非常に有用な電源になるであろうというのである⁶⁸⁾。

アメリカの原発は2013年に入って、4件の廃炉決定が行われた。シェールガス革命が進行しており、天然ガス発電にコスト的に太刀打ちできないという理由のようである。こうしてみると、石炭発電、原子力発電は後退しており、最近では天然ガス発電と再生可能エネルギーが中心的役割を果たしている。

結びにかえて

アメリカでは電力自由化の開始とともに再生可能エネルギーの育成政策が講じられ、2012年末までに風力発電能力は約6,000万kWに、太陽光発電能力は約737万kWに達した⁶⁹⁾。ヨーロッパほどではないにしても、アメリカの再生可能エネルギー育成政策はまずまずの成果を挙げた。さて本稿では再生可能エネルギーの現状と可能性を評価するために、風力と太陽光の発電コストの推計を試みた。

その結果、風力発電についてはそれに適した

⁶⁸⁾ J. Nicolas Puga, "The Importance of Combined Cycle Generating Plants in Integrating Large Levels of Wind Power Generation," *The Electricity Journal*, vol. 23, no. 7, Aug./Sept. 2010, pp. 33-44.

⁶⁹⁾ 太陽光発電能力は急激に拡大する可能性が高い。というのは、「国立再生可能エネルギー研究所のデータベースによると、2012年1月時点でアメリカで開発中の大規模太陽光発電所(5,000kW以上)は合計でおよそ1,604万kWに上っている」(Michael Mendelsohn, *et al.*, *Utility-scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects*, April 2012, p. v.) からである。2013年末に1,200万kWに達し、2,000万kWに到達するのもそれほど時間がかからないのではないか。

⁶⁶⁾ FERC, *Energy Primer*, p. 58. 電力需要の多い時は天然ガスの高い価格が電力価格を決め、電力需要が少なくなると石炭の安価な価格が電力価格を決めることになる。

⁶⁷⁾ "Solar PV Reducing Price of Electricity in Germany," (<http://beforeitsnews.com/environment/2012/02/solar-pv-reducing-price-of-electricity-in-germany-1740112.html> [2013年9月9日閲覧]) より引用した。

テキサス州では、電力会社の長期購入契約において価格はkWh当たり3.0-4.0セントになっており、2セントほどの政府補助金を受ける前は5.0-6.0セント（2012年）と推定できる。太陽光発電については南西部が最も適しており、2010年のデータではニューメキシコ州フェニックス市においてkWh当たり約9セントであり、政府補助金2セントを受け取る前は11セントほどといえる。2013年現在、同州で5.8セント、カリフォルニア州パロアルトで6.9セント（ただし、政府補助金を受ける前はそれぞれ10.8セント、9.9セントとなる）という指摘は、太陽光パネル価格が低下しているの、妥当なものといえる。

ただし、上記の風力発電コスト、太陽光発電コストはそれぞれ最も有利な地域のデータであり、全国的には、風力、太陽光は通常の電源と比較するとコスト競争力は弱い。とくに太陽光発電はまだコスト競争力はなく、2020年ごろまでは連邦政府や州政府の支援政策が必要であろう。とくにシェールガス革命の進展によって有利になりつつある天然ガス発電と、風力発電・太陽光発電とをバランスさせるような政策が追求されるべきであろう。

最後に、本稿におけるアメリカの事例研究が日本のエネルギー政策の参考となる点について述べる。まず、電力自由化の目的が、競争の導入による電力料金の低下ばかりではなく、再生可能エネルギーやコージェネを育成し、消費者の選択肢を広げようとしたことであった点である。電力自由化が初めから再生可能エネルギーの育成を目指しているという観点は、日本においては極めて薄いのではないだろうか。電力自由化にはこの新しい電源の育成・選択という視点を常に重視すべきである。次に、アメリカの場合、連邦政府の政策が変化しても多くの州政府が再生可能エネルギーを育成してきた。この点、日本でも地方自治体ももっと積極的に再生

可能エネルギーの育成に関わるべきであろう。