

日本の再生可能エネルギーの 発電コストについての考察

A discussion on generation costs of renewable energies in Japan

木村啓二*

1. はじめに

地球の平均気温の上昇を 1.5 度未満に抑えるため、世界的に脱炭素の推進が重要な政策課題になっている。日本においても、温室効果ガスの排出量を 2030 年度に 2013 年度比 46%削減する目標を決定している¹⁾。このため、エネルギー分野においては、化石燃料から非化石燃料への急速な転換が求められており、再生可能エネルギー（以下、再エネと略記）はその中でも中心的な役割を与えられている。同時に、2021 年より、世界的な政治経済情勢が大きく変化する中で、世界的に化石燃料価格が高騰しており、エネルギー・コスト増加に対する対応策として、再エネ推進の意義もさらに高まることが予想される。

日本における再エネ促進の中心的な制度は、2011 年に成立した「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、再エネ特措法と略記）である。本法のもとで、再エネの電源開発が急速に進み、発電電力量に占める再エネ電気の割合は、2010 年度の 9.5%から 2020 年度には 19.8%と大幅に増加した²⁾。このように、再エネの普及という観点から、再エネ特措法は大きな成果を上げたと言ってよい。

他方で、その促進に伴う費用負担もまた大きく増えている。再エネ特措法では、再エネ電気を買い取るための追加的な費用をまかなうために、電力消費者から賦課金を徴収している。当該賦課金額は、実績ベースで 2013 年度には 2462 億円であったのが、2020 年度には 2 兆 1244 億円に大きく増加している³⁾。2020 年度の小売電気販売額（賦課金と消費税を除く）が、13 兆 51 億円であったから（電力ガス取引等監視委員会、電力取引報、より集計）、電力消費者の賦課金に対する負担感も大きくなってきて

いるのは確かであろう。

このように、今後もさらなる再エネの普及促進を続けていく必要がある中で、そのコスト水準および普及促進の費用負担について長らく懸念が示されている。そこで、本稿では、再エネ特措法のもとで普及拡大してきた再エネの発電コストの変化およびその背景について考察していく。

2. 再エネの電源別の発電コスト

まずは、再エネの発電コストの動向を明らかにするため、政府による発電コストの検証結果を参照する。なお、ここで、発電コストとは、均等化発電単価を意味する。これは設備のライフタイム全体における発電にかかるすべての費用を同期間の発電量で平準化してやり、発電量 1kWh あたりの単価を計算したものである。

ここでは、再エネ特措法が施行される前の 2010 年の発電コストおよび、最新の 2020 年の発電コストを電源別に比較する。2010 年の発電コストについては、コスト等検証委員会（2011）によって計算された値を参照する⁴⁾。2020 年の発電コストについては、発電コスト検証ワーキンググループ（2021）によって計算された値を参照する⁵⁾。比較のために、計算前提を同じとし、前提が異なる「政策経費」については除く。また、2010 年と 2020 年では、貨幣価値が異なることから、2010 年の円を 2020 年の円価値にそろえた。

結果は表 1 のとおりであり、太陽光発電とそれ以外の電源で明暗が分かれている。太陽光発電については、2010 年に比べて大幅な発電コストの低減が実現していることがわかる。特に太陽光発電（メガソーラー）の 2020 年の発電コストは、2010 年の上

*大阪産業大学経済学部 准教授

表1 2010年と2020年の再エネの電源別発電コスト（インフレ調整後）

	2010年		2020年
	下限	上限	
太陽光(住宅)	35.2	40.4	17.1
太陽光(メガソーラー)	31.8	48.3	12.0
風力(陸上)	10.4	18.2	14.6
バイオマス(木質専焼)	18.4	34.0	28.1
小水力	20.1	23.2	22.0
地熱	9.7	12.2	10.9

単位：2020年円価値/kWh

出所：値は、参考文献(4)(5)より、総務省統計局の消費者物価指数(CPI)の年平均データを用いてインフレ調整を行った。

限值と比較して、75%のコスト低減となった。これに対して、風力発電（陸上）、バイオマス発電（木質専焼）、小水力発電、地熱発電の2020年発電コストは、いずれも2010年の上限と下限の間に収まっており、発電コストが下がっているとは言い難い。

3. コスト低減の要因の整理

同じ再エネ特措法のもとで支援されてきた電源であるにも関わらず、太陽光発電とそれ以外でなぜこのような大きなコスト変化の差が生じているのか。この点について検討していくためには、そもそも再エネのコスト低減はどのように実現しうるのか、という点について、既存の研究から整理しておく必要がある。

再エネのコスト低減に関する既存研究をレビューした参考文献(6)は、コスト削減の要因を4つの点から説明している⁶⁾。第一に、研究による学習効果である。技術進歩が進むことによって、発電コストの低減に寄与する可能性がある。コモディティは、輸出入可能なので、その技術進歩は世界で共通の効果をもたらすと考えられる。第二には、普及による学習効果(learning by-deployment)と分類されている効果である。これには様々な要素が含まれる。普及による学習効果は、生産や導入過程でメーカーや事業者による経験的な改善効果(learning by-doing)や、技術を利用する側の習熟(learning by-using)、使用者からの情報のフィードバックによる改善効果、他の産業間の協業効果(learning by-interacting)が含まれる⁷⁾。第三には、規模の経済によるコスト低下である。生産規模の拡大による平均費用の低減が、発電所、企業、産業レベルで実現されうる。第四に、市場の様々な投入コストの変化もコスト削減に寄与する。

そのほかにも、エネルギー政策や地球温暖化政策による需要創出効果もまた、コスト削減の誘因になる可能性があるとされているが、研究者の中では、その効果については結論が出ていない⁶⁾。確かに、表1で示したように、同じ再エネ特措法による支援を受けていながら、一部の電源にはコスト低減がみられ、その他の電源ではそれがみられないため、単一の政策効果のみでは説明が難しい側面がある。

これら一つ一つの要素について詳細に検討する紙面的余裕はないため、本稿では電源の技術動向の変化、普及動向、政策影響という3点から、日本の発電コストについて若干の考察をする。また、個別の電源について細かい検討を行うことが難しいため、ここでは、太陽光発電と陸上風力に絞って検討する。

4. 技術動向の変化

太陽光発電および陸上風力発電は、技術面の進歩が急速に進んでおり、それらが発電コストの低減に大きな役割を果たしている。

4.1 太陽光発電の技術動向

太陽光発電については、主要な機器コストの低減が、太陽光発電システム全体のコスト低減に寄与している。まずは、太陽電池モジュールのコストの低減であり、欧州で販売された結晶シリコン系太陽電池モジュールの価格は、2009年末から2020年末の間に、89%から95%低下した⁸⁾。その結果、2020年12月における太陽電池モジュール単価は、安いものでは190ドル/kWであり、高効率のモジュールでは400ドル/kW前後であった⁸⁾。日本においても太陽電池モジュール単価の下落はみられる。発電事業者へのアンケート調査研究では、国内の10kW以上の太陽光発電の太陽電池モジュール単価の中央値は、2018年に約6万円/kWであったのが2021年には約3万円/kWにまで大きく下落しており、世界的な価格水準に近づく状況がみられている⁹⁾。

太陽電池モジュールが単に安価になっただけではなく、その性能も向上している。主要な技術進歩は、変換効率の向上である。2021年第4四半期における結晶系シリコンモジュールの加重平均変換効率は20.4%となっている¹⁰⁾。10年前の平均変換効率15%であったことから、10年で33%の発電効率が向上したといえる。この発電効率の向上により、設備導入費の低減につながる事が推測される。というのも、発電効率の向上は同じ面積でより多くの発電量が見込めることを意味しており、発電出力あた

りの部材の数の節約、電源ケーブルの節約、また工数の縮小につながるからである。

4.2 陸上風力発電の技術動向

陸上風力発電についても技術進歩による効率化が進んでいる。具体的には、風車の大型化が陸上風力の経済性を改善している。大型化の主要な効果は、第一に、ハブ高の高度化にある。風力発電のタワーの高さを上げることで上空のより強い風を利用することができる。風速があがることでより多くの発電が期待できる。第二に、ブレードの長翼化である。より長いブレードを採用することで、ローター直径は長くなり、受風面積が増え、より多くの風エネルギーを受けられるようになる。米国、ドイツ、インド、中国、ブラジルなど世界の主要な風力発電市場では、2010年にはローター直径が80mから90mであったのが、2020年には、120mを超えるようになってきている⁸⁾。こうした風車の大型化によって、風力タービンの発電出力も増加している。2010年から2020年の間に、スウェーデンやブラジル、カナダでは、風力タービンの発電出力がおよそ2倍に増加した。その他の国においても同期間に風力タービンの発電出力がおよそ1.5倍になっている⁸⁾。

こうした風車の大型化が、コストに与える影響は、数値に表れている。ブルームバーグNEFの風力タービン価格指標ベースでは、2009年から2020年の間に風力タービン価格は59%下落した⁸⁾。さらに、世界的に風力発電の設備利用率は、2010年の27%から2020年には36%にまで向上している⁸⁾。設備利用率は、風力発電が立地する場所の風況に強く依存するが、風車のハブ高の高度化やローター直径の増大等によっても増大する。その他にも、データ解析

や自動検査技術の進歩などにより、風力タービンの信頼性の向上やメンテナンス作業のコスト低減につながっている。

こうした風車の大型化は日本でも起こっている。実際の風力発電施設データより、日本の陸上風力発電においてもハブ高の高度化やローター直径の増大が確認されている¹¹⁾。また、風力タービンの平均発電出力も増加しており、2016 - 17年には2MWであったのが、2020 - 21年には2.8MWに増大している。さらに、参考文献11)によるコストの要因分析では、こうした風力タービンの大型化（単基出力の増加）が、風力タービン単価の下落につながっている可能性が定量的に示されている¹¹⁾。他方で、着工年別の平均風力タービン単価については、2013年から2019年にかけて、単価の下落は見られず、世界的には下落する風力タービン単価に対して価格差が広がっていることが示されている（図1）。

以上のように、技術動向に関して言えば、太陽光発電も陸上風力発電もまた世界的に技術が進んできている。その上で、これらの技術は、日本市場にも着実に導入されてきていることも確認しえる。こうした点で言えば、日本における太陽光発電の発電コスト低減は一定説明しうるものであろう。しかしながら、陸上風力発電について、世界的な風車の大型化による恩恵を受けながら、表1にみられるように、それが発電コストの低減に結び付いていないことがわかる。

5. 電源別の導入効果

次に、コスト低減に関わる普及量の違いの影響について考察する。前述したように、再エネ特措法のもとで、再エネの導入が進んだのは確かである。し

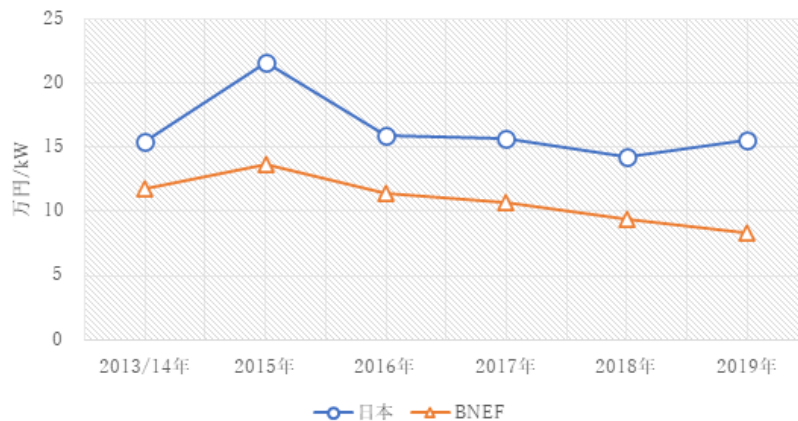


図1 風力タービン費用：日本と世界の比較

出所：木村・齊藤（2022），12。

注：日本およびBNEFデータの風力タービン費用には、国際輸送費は含まれていない。

かし、普及効果という観点から言えば、太陽光発電とそれ以外では大きく異なっている。再エネ特措法における太陽光発電の普及効果は非常に大きかった。10kW以上の太陽光発電は、再エネ特措法の施行前は90万kWの設備容量であったが、法施行後2021年末までに5105万kWが新たに建設された(表2)。住宅用太陽光発電(10kW未満)も再エネ特措法の下で設備導入が進み、829万W導入された。こうした普及が学習効果を生むかについては様々な研究があるが、例えば、ドイツの太陽光発電の学習効果に関する研究では、システム費用の経験的な学習効果(learning by-doing)は、11%~13%という結果になった¹²⁾。これはすなわち、ドイツ国内の累積導入量が2倍になるごとに、経験的な学習効果により、システムコストが11%~13%低減する、ということの意味する。このような普及に伴う経験的学習効果が日本にも存在したとすれば、再エネ特措法による導入拡大が国内の太陽光発電のシステム費用を低減する効果を一定程度もたらしている可能性がある。

これに対して、再エネ特措法のもとでの陸上風力発電の新規導入量は220万kWであり、年間の平均導入量は23万kWにとどまっている。これは再エネ特措法導入以前の年間導入量とほぼ同等か、やや少ない規模である。再エネ特措法という強力な支援策がありながら、陸上風力発電の年間導入量が増大していないのが実態である。この理由として、陸上風力発電の計画から建設までのリードタイムがすくなくとも8年以上かかることが影響していると考えられる。このため、再エネ特措法による普及効果がようやく表れ始めるのは2020年以降と考えることもできる。同時に、再エネ特措法導入とほぼ同時期に、環境影響評価法の対象に風力発電も含まれるようになった。これによって1万kW以上の風力発電のプロジェクトは、国の法律に基づく環境影響評価

表2 再エネ特措法導入以前の導入量と以後の導入量(2021年末時点)

	2011年度未までの累積(万kW)	再エネ特措法下における	
		新規導入量(万kW)	平均年間導入量(万kW)
太陽光(10kW未満)	440	829	87
太陽光(10kW以上)	90	5,105	537
風力(陸上)	260	220	23
風力(洋上)	0	0	0
バイオマス	230	309	33
小水力	960	82	9
地熱	52	9	1

出所：経済産業省資源エネルギー庁「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」

(環境アセスと略記)を受けることが求められるようになった。この国による環境アセスのプロセスに、4年から5年かかっている。その他の許認可取得に1年、建設に3年から4年かかると、計画から運転開始まで合計で8年から10年かかることになる。すでに、この問題に対して、環境アセスの審査期間の短縮化を目指したいくつかの取組みや実証事業が行われ、一部で短縮化の成果が出始めている¹³⁾。とはいえ、風力発電事業そのものは運転開始までにかかる時間を要することは確かであり、2021年末時点までに運転開始をした事業が限られていることからそのことは明らかであろう。

このことから、表1でみたように、陸上風力発電の発電コスト低減が進んでいないのは、陸上風力発電の導入拡大が進まないことによって、普及による学習効果が陸上風力発電では働いていないことが可能性の1つとして考えられる。

6. 制度による負の影響の可能性

再エネ特措法が再エネ、とくに太陽光発電の普及拡大を促し、その結果として、普及による学習効果をもたらしている可能性がある一方で、再エネ特措法の仕組みやその他の規制等によって、日本の再エネのコストが高止まりしている可能性がある。すなわち、再エネ特措法開始初期において、各認定事業に適用される買取価格は、認定された年度に決まり、かつ運転開始の期限が定められていなかった。このため、送配電事業者との接続契約もせず、高い買取価格を維持したまま稼働をしていない認定事業(未稼働案件)が大量に存在していた¹⁴⁾。これら未稼働案件は、年々の「機器のコスト低下の恩恵を受けられるため、コスト低減を図るインセンティブが相対的に低くなる。また、機器のサプライヤーも、高い買取価格の認定案件には、自社の商品をより高い価格で納入することで利益を上げようとする誘因が働く。」¹⁴⁾。実際、別の調査においても、同時期に運転開始をした設備であるにも関わらず、高い買取価格の発電所のほうが、低い買取価格の発電所よりも設備導入費や運転維持費が割高になっている傾向がみられている⁹⁾。このように、制度設計によって、かえって高コスト構造を温存してしまっている可能性がある。この点は、他の電源でも起こっていないのか、さらに詳しい調査が求められる。特に、日本の陸上風力発電のコストが低減していない理由に、この買取価格が関係していないか、という点も今後調査が必要である。

7. 日本の再生可能エネルギーのコスト競争力の獲得のために

2050年カーボンニュートラル実現のため、また、昨今の化石燃料価格の価格変動リスク低減のため、再エネは早期に主力電源になることが必須である。そのためには、単純に再エネの量的な拡大のみならず、化石燃料と同等もしくはそれよりも相対的に安価になり、国民が手ごろな値段でエネルギーの利用が可能ないように、政策的に適切な誘導が求められる。

これまで検討してきたように、2010年代の再エネ特措法は、太陽光発電を中心とした再エネの量的拡大には大きな効果を発揮したものの、その他の規制や系統接続・運用ルール等の整備は、再エネの拡大の後追いになってきた側面もある。このため、陸上風力発電といったより難度の高い電源開発は低迷したままとなっている。それが、再エネ拡大に伴う学習効果を弱めてしまい、そのコスト低減の障害になっている可能性がある。また、再エネ特措法自体の当初の制度設計の不備により、膨大な未稼働案件を生み出し、それが日本の再エネの高コスト構造を温存してしまっている可能性もある。

2020年代においては、さらなるコスト低減が求められる。2022年時点では、いくつかの電源については競争入札により価格が決まるようになっていく。その結果として、買取価格の段階的な低減が実現しつつある。この競争入札制度が低コストかつ大量の再エネの導入に寄与するよう適切な運用がなされることが求められる。また、同時に、これまでの固定価格での買取制度から、発電事業者がより能動的に卸電力市場に参加し、一定の責任を負うことも求められるようになっていく。これは、再エネが主力電源となるためには避けて通れない道であり、コストの低減と合わせて重要な問題となっている。この点において、単なる発電所のコスト低減のみならず、市場を通じたシステム全体のコスト最適化も合わせて重要な課題となるであろう。

参考文献

- 1) 地球温暖化対策推進本部, 日本のNDC(国が決定する貢献)(2021)
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁, 令和2年度(2020年度)エネルギー需給実績を取りまとめました(確報)(2022)
- 3) 一般社団法人低炭素投資促進機構, 収支決算書(2021).
- 4) コスト等検証委員会, コスト等検証委員会報告書(2011)
- 5) 発電コスト検証ワーキンググループ, 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(2021)
- 6) Elia, A., Kamidelivand, M., Rogan, F., and B. O Gallachoir, Impacts of innovation on renewable energy technology cost reductions, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 138 (2021).
- 7) Samadi, S., The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 3, 2346-2364 (2018).
- 8) International Renewable Energy Agency : IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2020, (2021)
- 9) 木村啓二, 日本の太陽光発電のコスト構造分析2021(2021), (公財)自然エネルギー財団
- 10) Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report. (2022).
- 11) 木村啓二・斉藤哲夫, 日本の陸上風力発電の技術動向とコストに関する分析(2022), (公財)自然エネルギー財団
- 12) Wiebe, K., and C. Lutz, Endogenous technological change and the policy mix in renewable power generation, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, 739-751 (2016).
- 13) 環境省環境影響評価課, 最近の風力発電所に係る環境影響評価手続の迅速化状況(2018)
- 14) 木村啓二, 再生可能エネルギーの費用と便益, 大島堅一編著, 炭素排出ゼロ時代の地域分散型エネルギーシステム(2021), 日本評論社

著者略歴



木村啓二 (きむら けいじ)

2007年3月立命館大学大学院国際関係研究科博士後期課程修了, 博士(国際関係学)。2022年4月より現職。公益財団法人自然エネルギー財団特任研究員。専門は、環境経済学, 再生可能エネルギー政策論。