



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

ディスカッション・ペーパー

固定価格買取制度2年の成果と 自然エネルギー政策の課題

2014年8月

公益財団法人

自然エネルギー財団



自然エネルギー財団

JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

〒105-0021

東京都港区東新橋 2 丁目 18-3 ルネパルティーレ汐留 3 F

Phone: +81-3-6895-1020, FAX: +81-3-6895-1021

<http://jref.or.jp>

要 旨

固定価格買取制度は、2012 年 7 月の開始以降、大きな成果をあげてきた。本ペーパーは、そうした成果を明らかにするとともに、日本における自然エネルギーのさらなる発展を実現するために必要な課題を指摘したものである。自然エネルギー財団では、このペーパーをもとに様々なステークホルダーとの議論を進め、今後、より具体的な提案を行っていく。

1 固定価格買取制度 2 年の成果

(1) 自然エネルギーの急増

日本の発電量に占める自然エネルギー等(水力除く)の割合は、2001 年度からの 10 年間では、0.7%から 1.1%へわずか 0.4%しか増えなかった。しかし固定価格買取制度開始後、2013 年度には 2.5%と急増した。データが得られる直近の期間(2014 年 4-5 月)では、4.2%となっており、急速な増加が進んでいる。

(2) 自然エネルギーの普及による便益の増加

制度開始後に導入された自然エネルギーが火力発電の増加を抑制し、2013 年度に削減された燃料費は、3,257 億円(石油換算)と試算される。同様に CO₂ の削減効果を試算すると、234 万世帯分の家庭の年間排出量(1,234 万トン)が削減されたことになる。また、2013 年度の国内の太陽光発電投資による雇用創出効果は、28.1 万人と試算される。

(3) 急速に低下する太陽光発電のコスト

制度開始前と比較して、太陽光発電の導入コスト 3 割から 4 割低下している。こうしたコスト低下が続けば、住宅用太陽光発電の発電単価は、2016 年には家庭用電気料金よりも安くなる可能性がある。

(4) 多様な電力供給主体の参入

制度開始後、これまで電力事業に無関係だった異業種の企業、地域の住民グループ、生協などの電力ビジネスへの参入が続いており、供給主体の多様化が進んでいる。

(5) 賦課金は電気料金上昇の主要因ではない

賦課金が家庭用電気料金に占める割合は、2014 年度でも 3%程度と推計される。また賦課金額は、震災後の電気料金上昇額の 1 割以下である。

電気料金上昇の主要因は、火力発電単価の上昇であり、10 電力会社平均で 2010 年度から 2013 年度に 3.8 円/kWh 上がっている。原発を持たない沖縄電力でも 3.8 円上昇しており、原発停止の影響もあるものの、原油・LNG など化石燃料価格自体の上昇が主要因になっていると考えられる。

2 自然エネルギー政策の課題

(1) 風力発電の停滞

風力発電の年間導入量は、固定価格買取制度の開始後に減少している。系統連系の制約に加え、制度開始に前後して行われた補助金廃止、建築、環境面の規制強化などが原因と考えられる。

(2) 系統連系問題

発送電分離の行われていない日本では、電力会社が系統運用を行っており、公平な系統への接続の確保が特に重要である。現状では、送電網等の設備容量による制約よりも、系統の運用ルールが連系量の制限を生み出していると考えられる。

(3) 設備認定の問題

現在の設備認定制度では、稼働までの時期が定められていないなどの問題がある。過去の買取価格案件が長期間、大量に残留することで費用削減へのインセンティブが低下するおそれがある。

(4) 情報公開の不十分さ

太陽光発電の価格低下は急速に起きており、柔軟な制度運営のため情報公開の内容を改善し、頻度を高めていく必要がある。また、買取制度の運用に関する会計情報が公開されておらず、改善が必要である。

3 固定価格買取制度の改善の方向

(1) 高い導入目標の設定

これまでに導入された自然エネルギー電源（大規模水力含む）による発電量は、年間電力量の 12.5%にあたる。「2020 年に 13.5%を更に上回る」という「エネルギー基本計画」の目標は過少であり、高い導入目標を設定すべきである。

自然エネルギーで電力の 20%供給すると、火力発電の燃料費を 1.5 兆円程度（石油換算）削減することができる。費用負担増大の回避という観点だけから導入の上限値を設定することは、コスト低廉化の道を閉ざし、自然エネルギーの便益を放棄するものとなる恐れが高い。

(2) 費用負担の抑制策

低廉な自然エネルギーの導入こそ、最も重要な費用負担の抑制策であるが、回避可能費用の適正化、減免制度の見直し、コスト低下の速やかな買取価格への反映などの改善を行うことも必要である。

(3) 設備認定のあり方の検討

認定済みの未稼働設備については、実態把握を進め、長期間、未稼働のまま存続する事態をなくしていく必要がある。今後の設備認定においては、市場のプレーヤーのインセンティブを損なわないようにしつつ、稼働時点のコストに見合った買取価格とするなど、検討を進める必要がある。

はじめに

自然エネルギーの導入拡大をめざす固定価格買取制度が 2012 年 7 月に施行されてから 2 年が経過した。この間に太陽光発電を中心に自然エネルギーの導入が進み、電力供給の一翼を担う電源としての存在感が高まってきている。また発電コストについても大幅な低下がみられ、買取制度導入前に比べて一段と低いコストでの発電が可能になりつつある。

一方で、自然エネルギーの中でも発電単価の低い風力発電の導入が進んでいないこと、現在の設備認定のあり方に看過できない問題点が指摘されていることなど、改善を図るべき課題も浮き彫りになってきている。

政府は、本年 4 月に新たな「エネルギー基本計画」を決定したが、それを受けて 6 月からは「新エネルギー小委員会」が設置され、自然エネルギー普及政策の今後のあり方について検討が始まっている。

昨年来、一部の経済団体からは、固定価格買取制度について「廃止も含め、早急に抜本的な見直しを行うべき」などという提案がなされてきた。しかし、原発に依存しない安全なエネルギーシステムへの転換、気候変動の危機回避をめざす化石燃料への依存低減のためには、自然エネルギーの更なる導入拡大を速やかに進める必要がある。いま求められるのは固定価格買取制度の廃止などでは全くなく、これまでの成果をさらに発展させる立場から、必要な改善を行うことである。全国の消費者を代表する団体などからも、買取制度を発展させる立場からの意見が表明されている。

本ペーパーでは、こうした観点から、固定価格買取制度の成果を確認するとともに、今後さらに自然エネルギーの拡大を進める上での課題を指摘している。自然エネルギー財団では、このディスカッション・ペーパーをもとに様々なステークホルダーの方々との意見交換を行い、より具体的な改善案を提案していく予定である。

2014 年 8 月

公益財団法人 自然エネルギー財団

1. 固定価格買取制度 2 年の成果

(1) 自然エネルギーの本格的な導入が始まる

固定価格買取制度の開始後、事業化に要する期間の短い太陽光発電を中心に導入が加速化している。図 1 でも明らかなように固定価格買取制度が導入されて急速に導入量が増え、2013 年度には 719 万 kW が稼働を開始した。これは、固定価格買取制度導入前の 2011 年度の年間導入量 155 万 kW の 4.6 倍に相当する。この結果、2013 年度末の自然エネルギーの累積の総設備容量は、2,918 万 kW に達したと推定される(3 万 kW 以上の水力発電を除く)。

こうした発電設備の増加に伴って、発電量(事業用)に占める自然エネルギーの割合も急速に増加している。水力発電を除く自然エネルギー等からの発電量の割合は、2010 年度はわずか 1.1%であった。しかし、固定価格買取制度導入後は急速に発電量が増えはじめ、2013 年度は 2.5%に達している。さらに、最新の 2014 年 4～5 月の 2 か月についてはその割合は 4.2% (2013 年 4～5 月は 2.8%) に達しており、電力供給の一翼を担う電源としての存在感を確実に高めている。

これまで日本における水力発電以外の自然エネルギー等の発電量は、2001 年度からの 10 年間で 0.7%(2001 年度)から 1.1%(2010 年度)へとわずか 0.4%の増加にとどまっていた。この長期間にわたる停滞と比較すれば、固定価格買取制度の導入が果たした役割の大きさはいっそう明らかである。

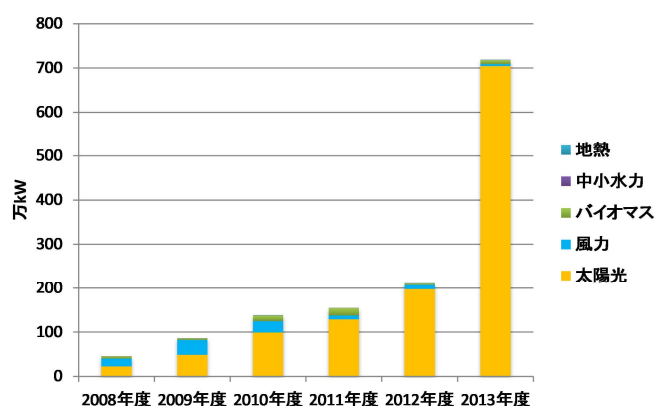


図 1 年間新規設備導入量

出典：日本エネルギー経済研究所(2014)『エネルギー・経済統計要覧』、資源エネルギー庁(2014)「再生可能エネルギー発電設備の導入状況を公表します(平成 26 年 3 月末時点)」より作成した。

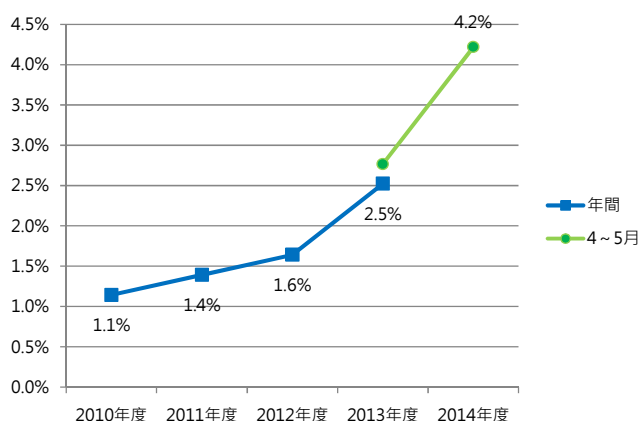


図 2 発電量に占める自然エネルギー等の割合
(水力発電を除く)

注：自然エネルギー等には、太陽光、風力、バイオマス、地熱、廃棄物が含まれる。中小水力のみの発電量が不明のため、水力発電は含まない。出典：資源エネルギー庁(2014)「エネルギー白書 2014」および「電力調査統計」より作成。

(2) 自然エネルギーの普及による便益の増加

自然エネルギーによる電力供給が増大するのにもとない、固定価格買取制度における自然エネルギーの電気の買取費用は 2013 年度に 5,792 億円となっている。一部には、こうした費用面だけを取りあげた議論もあるが、同時に様々な社会的経済的便益が生まれていることにも着目すべきである。以下では、自然エネルギーの電力供給増大による便益として、火力発電の燃料費削減効果、二酸化炭素(CO₂)削減効果、雇用創出効果の 3 点について述べる(表 1)。

表 1 固定価格買取制度の費用と便益

	費用	便益				
	買取金額 (億円)	化石燃料費削減効果 (億円)		CO ₂ 削減効果 (万トン-CO ₂)		雇用創出 効果 (万人)
		LNG 評価	石油評価	LNG 評価	石油評価	
2012 年度	1,782	620	～ 906	228	～ 381	-
2013 年度	5,792	2,325	～ 3,257	738	～ 1,234	28.1

出典：資源エネルギー庁(2014)「再生可能エネルギー発電設備の導入状況等について」の「C 表 買取電力量および買取金額の推移」の値から試算した。LNG および石油の燃料費については、石油連盟ウェブサイトの統計情報(<http://www.pai.gr.jp/statis/>)より、「原油石油製品輸入金額」の月別データを用いて試算。雇用創出効果は、太陽光発電によるもののみを試算している(詳細は後段)。

第一の便益は、自然エネルギー発電の増加が火力発電量の増加を抑制し、化石燃料費の削減に寄与していることである。現在、日本は発電の多くを火力発電に頼っているが、これらの燃料はそのほとんどが海外から輸入されている。この数年、世界的な原油価格の上昇と円安の進行によって化石燃料費が上昇している。自然エネルギーが増えることによって、こうした火力への依存度を低減し、海外から輸入する化石燃料費を削減することができる。この燃料費削減効果を見積もると、2013 年度では 2,325 億円～3,257 億円に達するものと推計される(表 1)¹。

第二の便益は環境効果である。火力発電の発電量を削減することは、地球温暖化の原因となる CO₂ 排出を削減することにもつながる。2013 年度換算では 738 万トン～1,234 万トンの CO₂ 排出削減に寄与したものと推計される(表 1)。これは、家庭からの年間 CO₂ 排出量(2012 年)に換算すれば 140 万世帯～234 万世帯分に相当する。

第三の便益として雇用創出効果が挙げられる。火力発電の発電コストの大半は石油、天然ガスなどの燃料費であるため、その多くは海外に対する支払であり、国内の雇用増加には結び付きにくい。他方で、太陽光発電、風力発電などの自然エネルギー電源は燃料を海外から輸入する必要はなく、発電設備の設計・調達・建設など、導入に要する費用の多くは国内への投資である。つまり、自然エネルギー電源の開発は、国内

¹ 下限値は LNG 火力の燃料費を削減したとした場合の削減効果。上限値は石油火力を削減したとした場合の削減効果。削減効果の数値に幅があるのは、自然エネルギーの発電量が増加することで、LNG の燃料費が削減されたか、石油(発電用 C 重油)が削減されたかについて厳密には不明だからである。ただし、電力会社はコスト削減の観点からより多くの燃料費を削減しようとすると考えられるため、現実的には石油火力の数値に近いと考えられる。後段の CO₂ 削減効果の評価についても同様である。

への設備投資需要を発生させるという経済的効果がある（太陽電池モジュールの一部は海外から輸入されるが、太陽光発電関連需要の 8 割以上は国内需要と推計される）。こうした国内設備投資需要は、国内の様々な分野に雇用を生み出すことが期待される。

財団では、2013 年度の自然エネルギー導入量の大半を占めた太陽光発電について、国内生産誘発額および雇用創出効果を試算した(表 2)。その結果、2013 年度の 704 万 kW の導入によって誘発された国内生産額は一次効果で 3.5 兆円であり、二次誘発効果が 0.8 兆円、合計 4.3 兆円の国内生産が誘発されたと推計した。これによる雇用の創出効果は年間 28.1 万人に達したと推計された。

表 2 太陽光発電によって創出された国内生産額および雇用の試算(2013 年度)

	初期需要 [億円/年]	一次		二次		合計	
		生産誘発額 [億円/年]	雇用増[万人]	生産誘発額 [億円/年]	雇用増[万人]	生産誘発額 [億円/年]	雇用増[万人]
電気機械	9,195	9,954	2.9	188	0.1	10,142	3.0
その他製造業	0	6,682	2.2	1,556	0.7	8,238	2.8
建築・土木	5,674	5,871	5.5	104	0.1	5,974	5.6
サービス業	3,405	10,946	10.4	4,947	4.1	15,892	14.4
その他	0	1,988	1.0	1,206	1.3	3,194	2.3
合計	18,274	35,440	22.0	8,000	6.1	43,441	28.1

注：本試算は、2005 年産業連関表 190 部門を用いて試算した。2013 年度の太陽光発電に対する初期投資需要を設置単価と設置容量から 2.3 兆円、うち海外生産モジュールに対する需要を 0.4 兆円とし、それらを控除して国内初期需要を 1.8 兆円とした。

(3) 急速に低下する太陽光発電のコスト

自然エネルギーの中で先行して普及している太陽光発電は、固定価格買取制度のもとで急速にシステム費用が低下している。その結果、住宅用太陽光発電によって 1kWh の電気を発電する費用(発電単価)は、家庭向け電気料金(電灯料金)よりも安価になる可能性が見えてきた。

まず住宅用太陽光発電(10kW 未満)については、四半期ごとでもシステム費用の低下が確認できる。2010 年 1～3 月には、1kW あたり平均 59.8 万円であった太陽光発電システムは、2014 年の同期には 39.8 万円へと、33%コストが低下した（住宅用太陽光発電については、他の自然エネルギーに先駆け、2009 年 11 月から余剰電力の固定価格買取制度が導入されており、その効果も表れているとみら

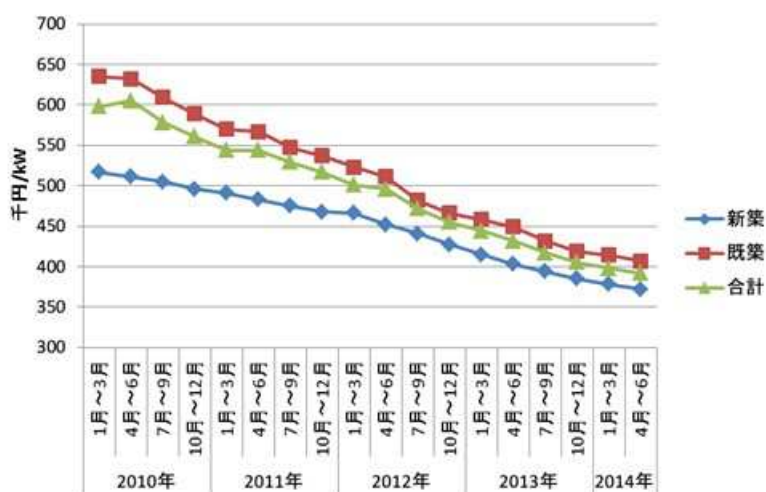


図 3 10kW 未満の太陽光発電の平均システム費用

出典：一般社団法人太陽光発電普及拡大センターによる平成 22 年度から平成 26 年 6 月までの「住宅用太陽光発電補助金交付決定件数」データより作成。

れる)。

この傾向は 2014 年度に入っても続いており、2014 年 4～6 月の平均システム費用は、前四半期に比べて、1kW あたり 6 千円低下し、39.2 万円となっている。

10kW 以上の太陽光発電については、2012 年度の固定価格買取制度以前の導入が少なかったため、情報が十分ではないものの、

いくつかの公開データから過去のコストとの比較をすることができる。10kW 以上 50kW 未満の設備では、2009 年度、10 年度のコストはいずれも 1kW あたり 60～70 万円であったが、2012 年度には 42.1 万円、13 年度には 38.3 万円と大幅に下落した。50kW～500kW 未満の設備についても同様の下落傾向がみられ、2013 年度は 33.5 万円/kW であった。2010 年度と比べておよそ 40% のコストダウンを実現している。

固定価格買取制度のもとで太陽光発電のコスト低減が実現した結果、発電単価は数年前に比べてかなり安価になっている。2014 年 4～6 月期に設置された住宅用太陽光発電の発電単価は、平均で 29.9 円/kWh(補助金込で 27.9 円/kWh)になると推計される

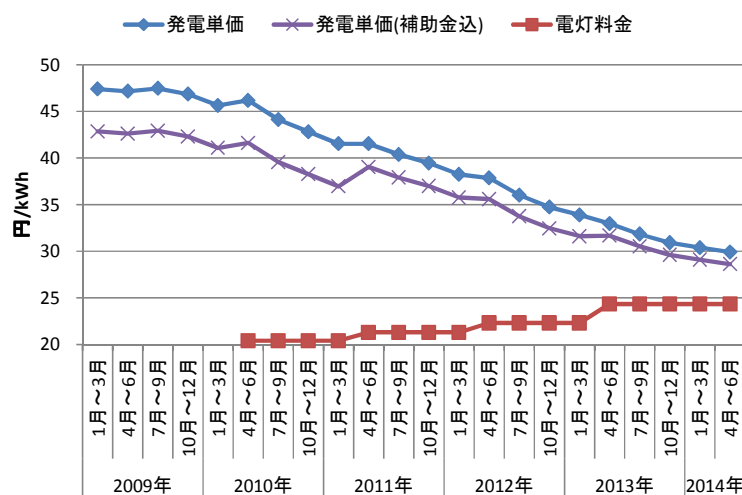


図 5 10kW 未満の太陽光発電の発電単価と電力 10 社の平均電灯料金

注：電灯料金は電力 10 社の電灯料金収入を電灯販売電力量で割った値(数値は、電力 10 社の有価証券報告書より集計)。発電単価は、図 3 の平均システム費用を用いて、割引率：3.2%、運転管理費：システム費用の 1%、廃止費用：システム費用の 5%と仮定して計算した。

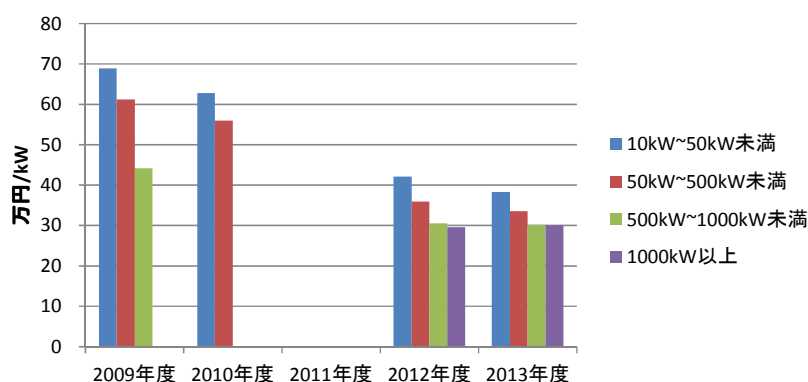


図 4 10kW 以上の太陽光発電のシステム費用の推移

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構(2012)「太陽光発電技術開発動向等の調査」、資源エネルギー庁(2014)「最近の太陽光発電市場の動向および前回のご指摘事項について：第 13 回調達価格等算定委員会資料」より作成。

(図 5)。2010 年同期に設置されたものの発電単価が 46.2 円/kWh であったことと比較すれば、大幅な下落である。

こうした下落傾向が続けば、住宅用太陽光発電の発電単価は、2016 年には平均電灯料金よりも安くなる可能性がある。また、各電力会社には昼間の電灯料金が低い料金メニュー(例：東京電力の「朝得プラン」、「夜得プラン」など)があり、こうしたメニューでは

昼間の電気料金は 30 円/kWh を超えている(2014 年 7 月時点)。こうしたメニューの利用者の場合は、すでに太陽光発電を設置したほうが電力を安く利用できる可能性が高い。

(4) 多様な電力供給主体の参入

固定価格買取制度開始以降のもうひとつの大きな成果は、自然エネルギー電力の供給主体として、それ以前よりもはるかに広範で多様な主体が参加してきていることである。これまで発電事業とは縁のなかった様々な業種から、多くの企業が電力ビジネスに参入してきており、自然エネルギーの急速な拡大を可能にする推進力となっている。

さらに注目すべきなのは、全国各地で、地域の企業や住民グループが共同出資などの方法で資金を集め、自然エネルギー発電を行う取組が活発になっていることである。本年 5 月 23 日には、こうした活動に取り組む団体の全国的組織として、「全国ご当地エネルギー協会」が設立されている。

日本生協連を始め、各地域の生協も自然エネルギーを活用した新電力会社(PPS)の設立などの取組みを開始しており、固定価格買取制度は、これまで一握りの電力会社などが独占していた電力ビジネスを、より広範な主体に身近なものにするという大きな役割を果たしてきている。

(5) 賦課金は電気料金上昇の主要因ではない

以上のように、固定価格買取制度の運用は大きな成果を上げている。同時に重要なのは、こうした成果をあげながら賦課金の増加は限定的なものにとどまっているということである。

固定価格買取制度では、自然エネルギー電源の普及を支えるために、電力消費者から電気の使用量に応じて賦課金を徴収し、自然エネルギー電源の買取費用の一部をまかなっている。賦課金の 1kWh あたり単価は年度ごとに定められることになっており、2013 年度は 0.35 円/kWh、14 年度は 0.75 円/kWh となっている。

たしかに賦課金単価は上昇しているが、電気料金の中に占める割合は大きくない。13 年度

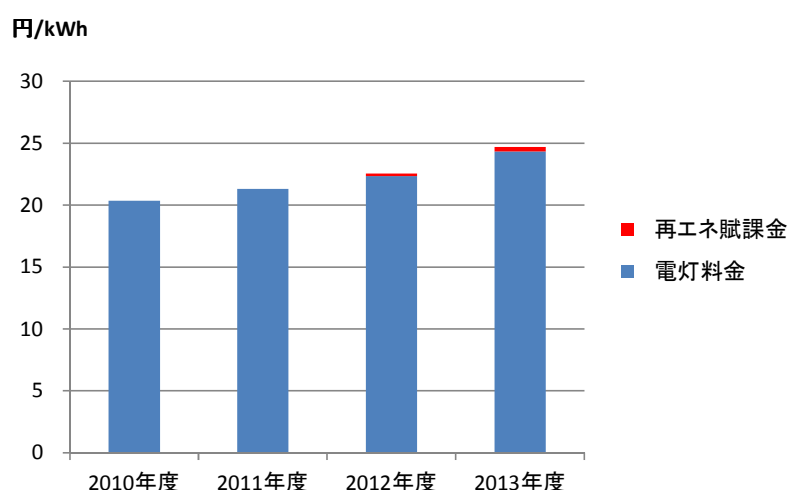


図6 電灯料金単価と再エネ賦課金

注：電灯料金は電力 10 社の電灯料金収入を電灯販売電力量で割った値(数値は、電力 10 社の有価証券報告書より集計)。

の賦課金単価が家庭向けの電気料金(電灯料金)に占める割合は 1.4%であった。14 年度の賦課金単価は上昇したが、それでも電灯料金に占める割合は、3%程度と予想される。

東日本大震災以降、電気料金は 2 割以上上昇しているが、その主要な要因は賦課金の増加ではない。2010 年度から 13 年度の電力 10 社の電気料金は、家庭向けの料金(電灯料金)で 4.31 円/kWh 上昇しているが、そのうち賦課金額は 1 割以下の 0.35 円/kWh であり、電灯料金単価自体が 3.96 円/kWh 上昇している。同様に、業務や工場向けの料金(電力料金)の上昇額 4.23 円/kWh のうち、3.88 円/kWh は賦課金以外の要因によるものである。

電気料金の主要な上昇要因は、火力発電の燃料価格が上昇していることによるものと考えられる。電力 10 社の火力発電の平均発電単価(送電端)は、2010 年度に 10.0 円/kWh であったのに対し、2013 年度には 13.7 円/kWh へと 3.8 円/kWh 上昇している。この火力発電単価の上昇幅は賦課金の 10 倍に相当する大きなものである。

こうした火力発電単価の上昇は、原発による発電量の減少を補うために、火力発電の中では相対的に発電単価の高い石油火力や LNG 火力の割合が増えた影響もあるが、むしろ国際的な原油価格、LNG 価格の上昇と円安の進行による燃料費単価の上昇の影響が大きい。実際に、原子力発電を保有せず、原発停止の影響のないはずの沖縄電力でも、火力発電の発電単価(送電端)は、2010 年度 11.6 円/kWh から 13 年度 15.3 円/kWh へと、10 電力平均とほぼ同額の 3.8 円/kWh 上昇している。

他方、原発がほとんど発電していないにもかかわらず、維持管理経費などに依然として巨額の費用を要していることも、電気料金の上昇に影響を与えていると考えられる。福島第一原子力発電所の事故後、原子力発電の発電量(送電端)は 2010 年度の 2,584 億 kWh から 2013 年度には 63 億 kWh となり、ほぼ停止状態といえる状況にある。しかし、原子力発電の維持管理や安全対策工事、使用済燃料再処理等にかかる費用はほとんど減少しておらず、原子力発電を有する電力会社の大きな負担になっている。2010 年度の原子力発電に要した費用は、電力 9 社で 1.7 兆円であったが、2013 年度の当該費用は 1.3 兆円とあまり変わっていない。

このように近年の電気料金上昇の要因は、主に火力発電の燃料費単価の上昇によるものであり、また、発電をしていない原発に依然として巨額の費用を要していることも影響している。固定価格買取制度における賦課金による影響は大きいものではない。

2. 自然エネルギー政策の課題

前節で見たように、固定価格買取制度は全体として大きな成果をあげてきたと評価できる。他方、自然エネルギーが日本で有する本来のポテンシャルを最大限に実現させるためには、改善すべきいくつかの課題が存在している。これらの課題には、固定価格買取制度自体に関わるものと、買取制度外のエネルギー政策・制度上の課題がある。以下では、その双方について主要な事項をとりあげる。

(1) 風力発電の停滞

固定価格買取制度 2 年の運用の中で、太陽光発電の飛躍的な拡大とは対照的に、世界的には自然エネルギーの中でも最も価格競争力の高い風力発電の導入は、ほとんど進んでいない。風力発電事業は通常、太陽光発電よりも大規模な事業となり、計画から事業化まで時間がかかるため、立ち上がり
が太陽光より遅くなるのは当然である。しかし、図 7 に見るように、風力発電の導入量は固定価格買取制度の開始後に、それ以前よりも落ち込み、ここ 10 年でもっとも低くなっている。

自然エネルギーを速やかに日本の基幹電源としていくためには、価格競争力が高く大きな潜在量を持つ風力発電の拡大が不可欠である。その拡大を阻む阻害要因を明らかにし、改善を進める必要がある。

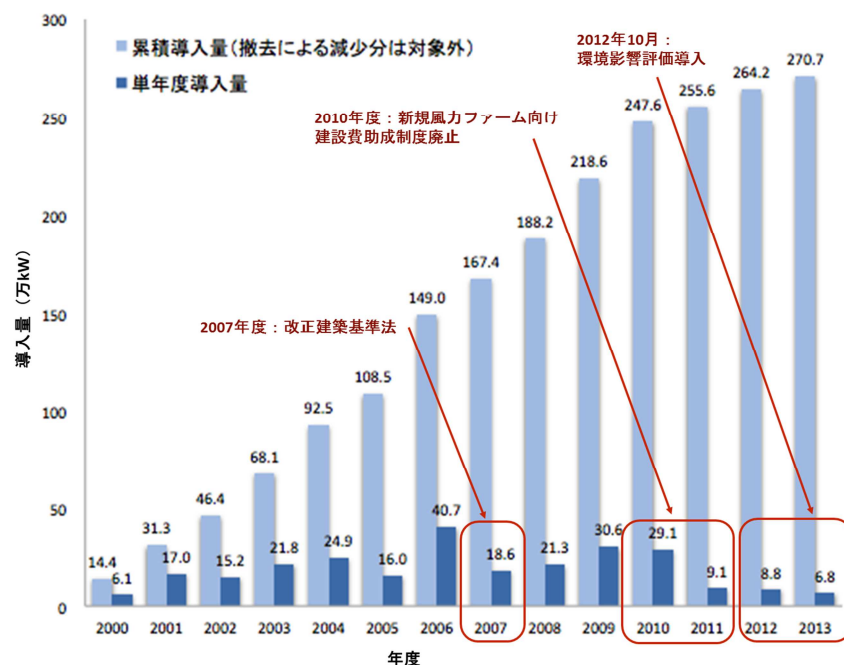


図 7 日本の風力発電導入量（年度別）

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構（2014）「日本における風力発電導入量の推移」を基に自然エネルギー財団作成。

注：単年導入量は新設導入量。累積導入量は撤去による減少分を除外した累積量。

日本の風況は、風力発電の導入の進む諸外国に比べて遜色がない。また国内には、三菱重工などの優れた風力発電技術を持つメーカーが存在する。それにも関わらず、2013 年末の累積導入量では、トップの中国は日本の 35 倍、米国は 23 倍、ドイツは 13 倍となっており、国土面積が日本の 6 割程度のイギリスでも 4 倍となっている。

風力発電が拡大しない理由として、まず一番に上げられるのが、ここ 15 年間程度にわたり、系統制約を理由として行われている電力会社の導入制限である。風力発電

ポテンシャルが比較的高い地域に系統を有する電力会社は、風力発電の受け入れ枠（連系可能量）を設定し、その枠内での「くじ引き」や「入札」を行い、風力発電の拡大を制限してきた。その結果、日本の風力産業そのものが導入制限を前提として縮小し、国内風力メーカーも海外での受注を主なマーケットとしてきた（系統連系の問題については次の項で扱う）。

拡大を阻む原因として次に指摘する必要があるのは、風力発電の拡大を目指すという国の一貫した方針が示されない中で、自然エネルギーに関わる法律が次々に変わり、また、建築行政、環境行政などの個別法が、それぞれの行政目的の観点からの規制強化を行い、結果的に風力発電の導入を難しくしてしまっているという点である。

2007 年に風力発電に対して改正建築基準法が適用されたため、風力発電開発にあたって、超高層ビルと同等の耐震設計・構造計算を国土交通大臣へ届け出ることが必要になり、開発の遅れや設置コストの高騰につながっている（2014 年 4 月からは電気事業法と建築基準法の審査は一本化され、手続き自体は簡素化された）。

また 2010 年度には、固定価格買取制度の導入を見越して、建設費補助が廃止された。そのため、固定価格買取制度の導入のメリットは、短期的にはこの補助金の廃止と相殺される形になった。

さらに、固定価格買取制度導入直後の 2012 年 10 月から、風力発電開発に対しても環境影響評価が適用されることになり、結果的に計画から審査、立地、事業開始まで、合計で 5 年から 9 年の時間がかかることになった（現在、環境影響評価調査をアセスメントの他の手続きと並行して進めることができるようにするなど、期間の短縮がめざされている）。

固定価格買取制度の導入に前後したこれらの一連の措置が、この時期における風力発電の停滞の要因になっていると考えられる。買取制度においては、「事業者の利潤に配慮する期間（3 年間）」が設定されたが、ここで述べた措置が導入されたこともあり、風力発電に関しては、この期間設定の意義が有効に発揮されていない。

風力発電の拡大を進めるためには、固定価格買取制度を導入するだけでは不十分であり、系統連系問題の解決と共に、他の行政目的も考慮しつつ、風力導入を阻害する要因が生じないように、総合的な導入政策を展開することが喫緊に求められている。

(2) 系統連系問題

上述のように、電力会社が系統への連系可能量を制限してきたことが、日本における風力発電の停滞の大きな要因であるが、風力のみならず、自然エネルギー電源の普及にとって、系統への接続が可能かどうか、また発電した電気を供給できるかどうかは、極めて重要な問題である。

そのため、固定価格買取制度では、電力会社に対して原則として系統連系の拒否を行ってはならないとしている。しかしながら、風力発電に加えて、太陽光発電については固定価格買取制度開始後わずか 2 年間で系統連系の制限が始まり、普及の大きな足かせになっている。電力会社から提示される連系のための工期の長期化や高額な工事費により、事業の採算がたたず連系できないケースも多々ある。

ドイツなど固定価格買取制度で自然エネルギーの導入が進んだ他の国と違って、日本では発送電の分離が行われておらず、発電会社でもある地域独占の電力会社が系統運用を行っているという特徴がある。このため、電力会社自身の所有する発電設備と他者の自然エネルギー発電設備が系統連系において公平に取り扱われるよう、特段の注意が必要である。

自然エネルギー電源の系統連系に関する問題点は、系統全体における制約問題と個別の発電設備の連系における制約問題の 2 つに大きく分けられる。

- 系統全体における制約問題

系統全体における制約問題については、当財団が 2014 年 1 月に出した報告書「自然エネルギーの系統連系問題と今後の方向性」で指摘したとおり、現状では、電力会社の送電網や電力会社間の連系線の設備容量による制約よりも、系統の運用ルールにおける様々な制約が、系統連系量の制限を生み出していると考えられる。財団の報告書が指摘したのは、特に以下の 2 点である。

- ① 原子力発電をはじめとした長期固定電源を最優先で用いるとしてきたため、地域内で火力発電などにより出力調整のできる範囲が制限され、風力・太陽光の入る余地が狭められてきた。
- ② 地域間連系線の運用は、「電力系統利用協議会ルール」に基づいて行われてきたが、連系線の空容量を用いて、他の電力会社との広域系統運用を行うことで、風力・太陽光の変動性を調整する手法が十分に用いられてこなかった。

このうち、②については、2015 年 4 月から業務開始される「広域的運営推進機関（仮称）」のもとで、地域間連系線を活用した広域的な周波数調整を行うとしており、一定程度緩和されると考えられる。しかし、①については、未だ解決に向けた検討が行われていない。

- 個別発電設備の連系制約問題

個別発電設備の連系制約問題としては、接続点近傍およびその上流系統(特別高圧送電線)での接続問題が発生している。このうち接続点近傍での問題（「バンク逆潮流」）については、2013 年 5 月末から一定の対策を行った場合には逆潮流が認められるようになった。

上流系統における容量不足については、未だに系統の増強に関する合理的なルールが確立されていない。現在のルールでは、最初に系統接続する事業者が工事費の全額を負担し、その後 3 年以内に他の事業者が増強された系統を共用する場合に、当初に要した工費を案分して負担することになっている。しかし、このルールでは、将来、どの程度の事業者が系統連系するか不明確である上に、そもそも当初の資金調達が困難になるケースが想定される。このような不完全なルールの結果、事業が断念されるか縮小されることが報告されている。

地域内系統整備の費用負担のあり方について、早急に再検討が行われる必要がある。

(3) 固定価格買取制度の設備認定の問題点

10kW以上の太陽光発電においては、2012年度と13年度の2年間で、6,304万kW(2014年3月末時点)もの設備認定がなされた。これは、2013年度の10kW以上の太陽光発電の導入量約600万kWの10倍超である(図8)。

このような大量の設備認定が可能であった理由は、①設備認定において、設備の稼働までの時期などの要件が定められていないため、事業化の熟度の低い案件も設備認定がとれたこと、②本来、買取価格が定まるのは電力会社による接続検討終了後、電力会社に接続申込みをした時点であるが、実際は電力会社との接続検討が終わっていても接続申込みをすることができるという「救済措置」が特例としてとられていたことにあると考えられる。

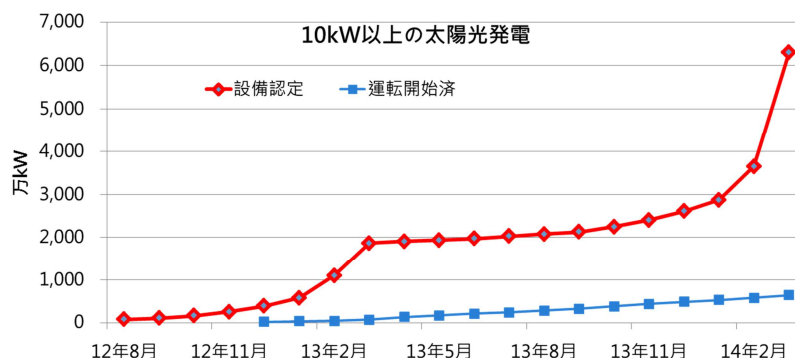


図8 10kW以上の太陽光発電の累積設備認定量と累積稼働容量

出典：資源エネルギー庁(2014)「再生可能エネルギー発電設備の導入状況を公表します」の2014年3月末時点までのデータを集計した。

このよう形で大量の認定が行われたことは、今後、2つの弊害をもたらす懸念がある。

第一は、今後、実際に設置を行う時点で、太陽光発電部材のサプライヤーや設置業者が提供する財・サービスのコスト削減が進みにくくなるという懸念である。2012/13年度認定で認められた買取価格は、その時点での太陽光発電の導入費用を基礎に定められているが、今後は、さらに低い費用での導入が可能になると見込まれる。設備の設置が遅れても、2012/13年度認定設備時の買取価格が維持される結果、費用削減へのインセンティブが低下するおそれがある。

第二は、電力消費者が、太陽光発電の導入費用低下のメリットを受けにくくなる懸念である。固定価格買取制度は本来、普及にともなう費用低下を反映した買取価格の引き下げにより、賦課金の増加抑制が行われる仕組みとなっている。しかし、過去の買取価格に基づく認定案件が大量に長期間残留することで、太陽光発電の実際の費用低下が賦課金の増加抑制につながらないことが懸念される。

(4) 固定価格買取制度の情報公開の不十分さ

この2年間の太陽光発電の価格動向で実証されたように、自然エネルギー電源のコスト低下は急速に起こりうる。また、大規模な火力発電所などと違い、分散型電源であるために導入件数も多く、人々に身近な地域に立地するケースも多い。このため、自然エネルギー電源の導入の実態を把握し、柔軟性のある制度設計・制度運用をするためにも、また制度に対する信頼を高めていくためにも、迅速な情報公開と高い透明

性が求められる。この制度に基づく費用負担は電力消費者が担っていることを考えれば、情報公開の重要性は一層高いものになる。

こうした固定価格買取制度における情報公開の特別の重要性に鑑みると、これまでの情報公開は十分とは言えない。2014 年 7 月までは、毎月の設備認定量および運転稼働実績が都道府県別に公表されてきた。また、稼働した設備の費用情報については、年 1 回の調達価格等算定委員会で、一部情報が出されてきた。2014 年 8 月からは、新たに買い取られた電気の電力量および買取金額も公表されることになり、また市町村別の情報も公開されるようになった。このように徐々にではあるが、透明性を高める努力が行われており、この点について評価できる。

しかし、いくつかの重要な情報についてはいまだ公表されていないか、公表の頻度が十分ではなく、改善が求められる。中でも重要な情報としては、固定価格買取制度の運用に関する会計情報がある。すなわち、電力消費者から電気事業者を通じて集められた賦課金額および調整機関に納付された金額、調整機関から各電力会社に交付された金額など、賦課金に関する資金の流れが公開されていない。また、これに関連して、賦課金の算定根拠や回避可能費用の算定根拠についても公開される情報が限られている。

さらに、発電費用については、調達価格等算定委員会で公表されるが、発表の頻度が年 1 回しかなく、また公表されるデータも平均値あるいは中央値の推移と限られている。住宅用太陽光発電に対する設置補助金制度「住宅用太陽光発電導入支援補助金」では、太陽光発電普及拡大センター(J-PEC)から四半期ごとに平均システム費用に関する情報「住宅用太陽光発電補助金交付決定件数」が公開されていた。これと比べても情報公開の頻度が少ない。特に太陽光発電については普及の速度や費用低下の速度も速いので、年 1 回の情報公開ではなく、四半期ベースの情報公開が望ましい。

表 3 固定価格買取制度の情報公開の内容と頻度

項目	情報公開の内容	情報公開の頻度
設備認定量・稼働実績	都道府県別/市町村別(新)	毎月(3 か月遅れ)
買取電力量	電源別	不明(2014 年 8 月より)
買取金額	電源別	不明(2014 年 8 月より)
発電費用	平均費用/中央値等	年 1 回(調達価格等算定委員会)
固定価格買取会計	未公開	—
賦課金	計算根拠開示	毎年度末
回避可能費用	数値結果・電力会社別	毎月

3. 固定価格買取制度の改善の方向

前節で述べたように、日本での自然エネルギーの拡大を実現するためには、固定価格買取制度自体の運用改善とともに、系統運用の改善や他の行政分野をも横断する総合的な促進策の展開が必要である。自然エネルギー財団では、今後、様々なステークホルダーとの意見交換を経て、こうした観点からの提案を行っていく予定である。

以下では、全ての施策の前提となる導入目標設定と固定価格買取制度の運用改善策に関して、その基本的な方向を述べる。

(1) 高い導入目標の設定

本年 4 月に政府が策定した「エネルギー基本計画」では、「2020 年に 13.5%」「2030 年に約 2 割」という過去の目標値が参考として脚注に示され、これらを「さらに上回る水準の導入を目指」す、という「目標」が示されている。

これらの「目標」は自然エネルギー先進国であるドイツ、スペイン、デンマークが 2020 年、2030 年の目標として掲げる水準よりはるかに低い。そもそも日本が 2030 年に上回ることをめざすとする約 2 割という「目標」は、これらの国では現在の時点で既に達成済みの水準である。こうした現状から更に高いレベルをめざし、スペインでは 2020 年目標として 40%を掲げ、ドイツは 2030 年目標として 50%を掲げている。欧州だけでなく米国に目を転じて、その先進地域であるカリフォルニア州では、既に 30%以上の電力を自然エネルギーで供給しているし、2020 年目標としては大規模水力を含まずに 33%という目標を定めている。

前述のとおり、固定価格買取制度の導入後、日本でも自然エネルギーの拡大は急速に進みつつある。また日本には、風力発電や地熱発電、小水力発電などの、未だ実現されていない豊かな可能性がある。太陽光発電に加え、こうした他の自然エネルギーのポテンシャルが活かされれば、2020 年段階で 20%を超える電力を自然エネルギーで供給することは十分に可能である。すでに 2014 年 4 月時点で稼働している自然エネルギー電源(大規模水力含む)による 1 年間の発電量は、1,179 億 kWh に達すると推計される。これは 2013 年度の発電量全体の 12.5%となる。

日本において、自然エネルギーによる電力の 20%供給が実現されれば、火力発電の燃料費(2013 年度価格)を年間 1.1~1.5 兆円程度削減することができる。また、その CO₂削減効果は年間 36~58 百万トン程度に達する。

固定価格買取制度の今後の改善にあたっては、何よりも、ようやく始まった自然エネルギーの導入を加速させ、日本の豊かな自然エネルギーポテンシャルを引き出すことのできる高い導入目標を、2020 年と 2030 年の双方について設定する必要がある。

世界的に見れば、風力発電は、その発電コストが火力発電をも下回る極めて低廉な電源となってきた。これまで割高だった太陽光発電も急速に導入コストが低下しつつあり、世界の多くの国や地域でグリッドパリティを実現しつつある。日本でも、高い目標を設定し、導入を拡大することによって、自然エネルギーの低廉化を実現す

ることが可能となる。

一部のメディアでは、固定価格買取制度の「改革案」として、「総量規制」導入が検討されていると報道されている。政府の設置した新エネルギー小委員会の資料では、これまでのところ、こうした提案は行われておらず議論もなされていない。したがって、「総量規制」が何を意味するのか明確ではない。

仮にそれが費用負担増大の回避という観点だけから、自然エネルギー拡大の抑制をめざすような目標値（あるいは上限値）を設定するものであれば、コスト低廉化の道を閉ざすだけでなく、海外に流出する燃料費の削減や CO₂ 削減、更には新たな雇用の創出など、自然エネルギーのもたらす様々な便益を放棄するものとなり、妥当ではない。

(2) 固定価格買取制度の運用改善策 その１－費用負担抑制策

自然エネルギー導入による便益を増大させつつ、費用負担を抑制していくために最も重要なことは、風力発電に代表される低廉な自然エネルギー電力の導入を促進することであり、日本でも始まっている太陽光発電の価格低下をさらに促進することである。同時に、買取制度自体についてもいくつかの改善を行うことで、費用負担の抑制を進めることが可能である。

① 回避可能費用の適正化

まず重要なのは、回避可能費用の適正化をただちに行うことである。回避可能費用は、賦課金算定の際に用いられる概念であり、自然エネルギー電源を買い取ることで回避される電気事業者側の費用である。回避可能費用の算定方法については、本年 3 月に一定の改善策が決定された。しかし、その適用は 2014 年度の新規認定分からとされており、2013 年度末までに認定された設備には、実際の稼働年次に関わらず、従来の算定方法が引き続き適用されることとされた。

図 9 に示すように、従来の算定方法と是正後の算定方法では、1kWh あたりで 2 円以上にも及ぶ大きな差があり、新たな方法を適用すれば、その分、電力消費者の賦課金負担を軽減することができる。そもそも設備がいつ認定されたかによって、回避可能費用の算定手法が異なるというのは合理性に欠ける。とりわけ、認定されている未稼働設備の稼働までに数年単位の期間を要するという指摘がなされている中では、是正が必要と判断された従来の算定方法が長期間残ることになり、著しく妥当性を欠く。賦課金負担の適正化のため、新たな算定方式を、認定年度に関わらず、今後稼働する設備に速

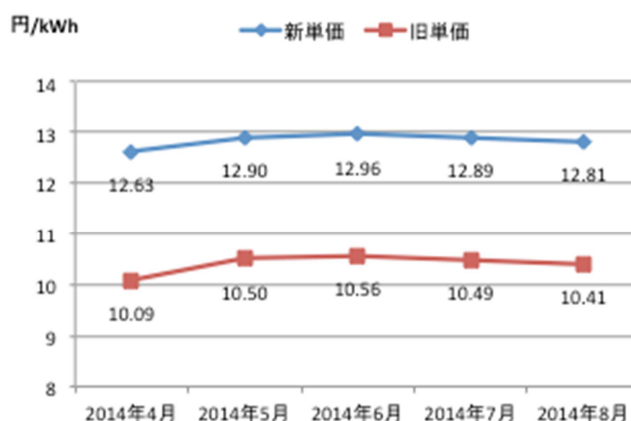


図 9 回避可能費用単価（新単価と旧単価）の推移

出典：低炭素投資促進機構(2014)「FIT 交付金_回避可能費用【平成 26 年 4 月～平成 26 年 8 月分】」より作成。

やかに適用すべきである。

一方で、回避可能費用が適正評価されると、これまで電源不足によって認定設備の買取りを積極的に行ってきた新電力にとっては、自然エネルギー電力の調達コストが上昇し、事業運営に支障が出るとの意見もある。とくに、自然エネルギーを中心にした電力の販売を目指している新電力にとっては、その影響は大きいとみられる。電力消費者に自然エネルギー電力を選ぶ選択肢を広げることは社会的に大きな意義がある。そこで、販売電力量に占める固定価格買取制度に基づく自然エネルギー電力の割合が高く、販売電力量の小さい事業者については、影響緩和策を検討することが望ましい。

② 賦課金減免制度の見直し

固定価格買取制度において、電力多消費事業者は、法にもとづく認定をうけた場合、賦課金の支払いを 8 割減免される仕組みになっている。法にもとづく認定を受けるためには、製造業の場合、売上高当たりの電力使用量原単位が製造業の平均値の 8 倍を超え、かつ事業所の電力消費量が 100 万 kWh 以上となることが要件である。この現在の減免制度についても、より公正な制度となるよう、見直しを検討すべき点がある。

• 賦課金による影響の大きい中小事業者に対する配慮の必要性

中小企業の中には、経営基盤がぜい弱であり、また電気料金上昇分を価格に転嫁することができない事業者もいる。そうした事業者の場合、事業所単位でみれば 100 万 kWh 未満の消費電力量であっても、売上高に占める電力消費量が高ければ、当該経営に与える影響が大きい可能性がある。そこで、まずは、電力多消費産業における中小事業者の賦課金負担状況について調査を行い、必要であれば、適切な賦課金減免の措置を検討すべきである。

• 減免対象者と非対象者との負担額が逆転する現象の是正

現在の減免制度には、電力をより多く使っている事業所のほうが負担金負担の絶対額が小さくなるという問題点がある。例えば、90 万 kWh を消費している A 事業所の場合、100%の賦課金を支払う義務が発生するが、100 万 kWh の B 事業所の場合、賦課金額は 20%に減額される。賦課金が 0.75 円/kWh の場合、A 事業所の賦課金支払額は年間 68 万円となるが、B 事業所の場合年間 15 万円ですむ。減免の境界線付近の事業所においては、負担額が逆転するような制度は、負担の公平性の観点から問題が大きく、より公平な減免制度となるよう検討が行われる必要がある。

③ 低廉な自然エネルギーの促進のための価格設定のあり方の検討

既に見たとおり、固定価格買取制度の成果として、太陽光発電のコストは、大きく低下してきている。こうしたコスト低減の成果を、電力消費者の負担軽減にいかに関速やかに還元していくかは重要なポイントであり、今後、価格設定のあり方を検討していく必要がある。

図 10 は、太陽光発電の平均システム単価の動向を規模別で見たものだが、とりわけ 10kW から 500kW 規模の太陽光発電設備で急速なコスト低下が見られる。このクラスの太陽光発電設備の場合、2012 年 7～9 月から 2013 年 10～12 月までの間に四半期ごとに約 1 万円/kW のシステム費用の低下が見られた。500kW～1000kW クラス

でもやや緩やかではあるが、四半期ごとに 6 千円/kW のシステムコストの低下傾向が見られた。

2014 年度価格までは、買取価格の変更が年に 1 回となっており、コストの低下速度に価格設定の変更が遅れることになる。事業者の事業実施に支障をきたさないよう価格変更の予見性を確保することに配慮しつつ、機動的な買取価格の設定のあり方が検討される必要がある。

その際、これまで、買取価格は主にシステム費用の平均単価を基礎として決定されてきたが、こうした手法の妥当性についての検討も行われる必要がある。さらに、例えばドイツでは、設備の稼働状況に応じて買取価格の調整を行うなどの措置も導入されている。自然エネルギーの導入拡大を促進しながら、低廉化のメリットを電力消費者にいち早く還元するための手法について幅広い検討を進めていく必要がある。

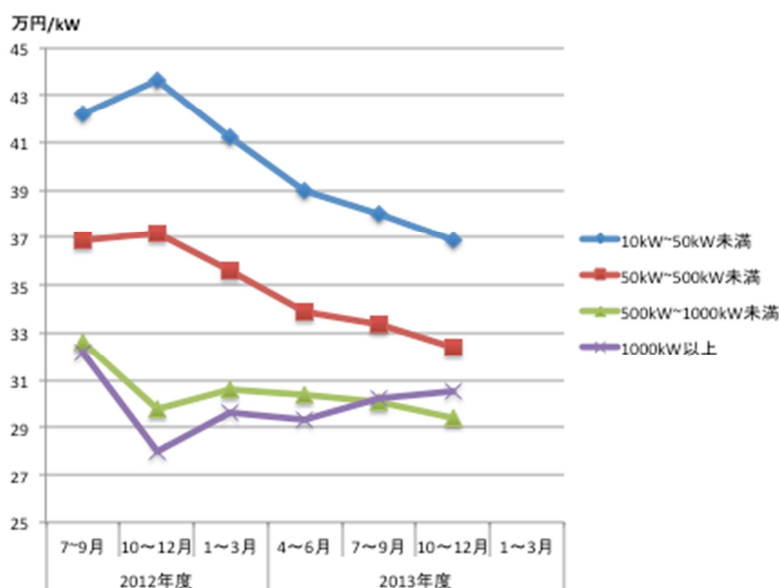


図 10 太陽光発電のシステム単価の推移

出典：資源エネルギー庁（2014）「最近の太陽光発電市場の動向および前回のご指摘事項について：第 13 回調達価格等算定委員会資料」より作成。

(3) 固定価格買取制度の運用改善策 その 2 - 設備認定のあり方の検討

設備認定後、相当の期間を経ても稼働しない認定設備に対して、資源エネルギー庁は報告徴収を行い、用地および設備の取得が行われていないものについて認定の取

表 4 資源エネルギー庁による未稼働設備への対応および認定運用

	2012 年度認定設備	2013 年度認定設備	2014 年度以降認定設備
50kW 未満	特になし	特になし	特になし
50kW 以上 400kW 未満	特になし	特になし	認定後 6 ヶ月を経ても場所および設備の確保が書類により確認できないものは認定失効
400kW 以上	土地と設備の取得状況を確認→未決定の案件の認定取消(2014 年 8 月末最終期限)	土地と設備の取得状況を確認→未決定の案件の認定取消(2014 年 9 月末)	

出典：資源エネルギー庁（2014）「太陽光発電設備に関する報告徴収の結果について」、資源エネルギー庁（2014）「平成 26 年度の認定運用を変更します」、資源エネルギー庁（2014）「太陽光発電設備に対する報告徴収を実施します」より作成。

り消しを行うなどの対応を進めてきている。また、2014 年度以降に認定される設備に対しては、認定後 6 ヶ月を経ても場所および設備の確保が書類により確認できないものは認定失効にするという新たなルールが定められた。

このように資源エネルギー庁においても、未稼働設備への一定の対応がなされてきているが、図 11 に示したように規模別に稼働状況を見ると、とりわけ 10kW 以上 50kW 未満の認定設備の稼働率が著しく低い。そのため、現在進められている 2013 年度認定分も含めた 400kW 以上の案件についての調査とともに、それ以外の規模の案件についても状況を把握し、認定設備が長期間、未稼働のまま存続するような事態をなくしていく必要がある。

今後の設備認定の運用において重要な点は、①事業者やメーカーなど市場のプレイヤーに対して、自然エネルギーのコスト低減のインセンティブを損なわないこと、②電力消費者の負担抑制の観点から、稼働時点のコストに見合った買取価格が提供されるようにすることである。また、③参入障壁となるような過剰な要件を課さないようにする、という観点も必要である。これらの観点を踏まえ、必要な設備認定の運用のあり方について、包括的に検討していく必要がある。

以上、固定価格買取制度の改善について基本的な方向性を述べてきた。

自然エネルギーは資本費が費用全体の多くを占めるので、事業の予見性が確保されてこそ、事業者が安心して事業に参入することができる。同時に金融機関からの低コストでの資金調達も円滑に進めることができる。また、政府の長期的なコミットメントにもとづいた信頼性の高い市場の展望がなければ、事業者は技術革新に向けた投資や戦略的なビジネスモデルの構築を行うことができない。

電力消費者の費用負担の抑制に関しては、自然エネルギーの拡大から得られる様々な便益を評価し、総合的で長期的な視点から改善策を検討すべきである。日本における自然エネルギーの更なる拡大のために解決しなければならない、買取制度以外の課題の中では、系統運用のあり方が特に重要である。

自然エネルギー財団では、今後、海外での知見も活用しながら、風力発電を初めとする自然エネルギーの速やかな導入拡大を実現する政策について検討を進め、提言を行っていく。

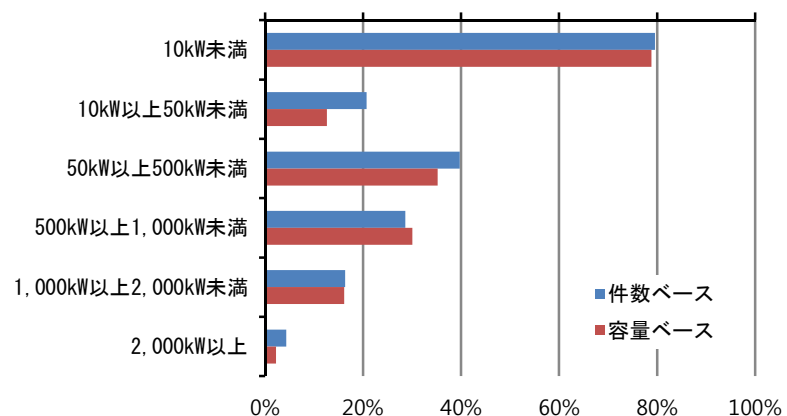


図 11 件数ベースと容量ベースの規模区分別の稼働割合
(2014 年 4 月末時点)

出典：資源エネルギー庁（2014）「再生可能エネルギー発電設備の導入状況等について（4 月末時点）」より作成。