

2014年1月10日

固定価格買取制度1年間の評価と制度設計に関する提案

公益財団法人 自然エネルギー財団

要旨

固定価格買取制度1年間の評価

- ① 自然エネルギー電源に対する民間投資が増大し、400万kW超の自然エネルギー電源の稼働が実現した。これにより水力発電を除く自然エネルギー等電力の割合が1.4%から2.4%にまで増大している。
- ② 太陽光発電の導入量の増大に伴いモジュール販売額が急増している。また太陽光発電の施工・開発事業者の売上額が増大し、従業員数も増加しており、経済への好影響がみられる。
- ③ 投資の増大に伴い、部材の調達や建設段階におけるイノベーションが進み、低コストでの発電所の建設が可能となっている。「低コスト発電所」は全体平均よりも約2割安価に設置しており、今後、事業者におけるコスト意識が向上することによってコスト低減が期待できる。

固定価格買取制度の課題と改善のための提言

- ① 長期的な自然エネルギー市場の展望がない点について3割の事業者が課題・リスクを感じており、政府は速やかに野心的な自然エネルギーの中長期目標値を設定すべきである。
- ② 太陽光発電については、事業規模によってモジュールなどの機器費用のコスト差は明らかである。規模別のコストの実態を踏まえ、太陽光発電の買取価格区分については、(1) 低圧(10kW未満)、(2) 低圧(10kW以上50kW未満)、(3) 高圧(50kW以上2MW未満)、(4) 特別高圧(2MW以上)に区分すべきである。
- ③ 将来の買取価格見通しが不明な状況は、事業リスクを高めている。また、現状の年一回の価格設定では、急速な太陽光発電のモジュール価格の変動に機動的に対応できていない。コスト変動に柔軟に対応しながら、事業者に買取価格の予見性を付与することが重要である。これに対して、四半期ごとのコスト情報の公開を行い予見性と透明性を高めるとともに、買取価格見通しと機動的な買取価格設定のあり方を検討するためのコスト検証チームを創設すべきである。
- ④ 事業計画がないまま設備認定のみを取得し、コスト低下を待って高い利潤を得ようとするケースが問題視されている。これに対して、設備認定取得後、期限を定めて地権者との土地の賃貸契約・購入契約を行うことを義務付け、事業を早期に開始するよう適切に誘導すべきである。
- ⑤ 系統連系工事における費用や工期の妥当性に関する実態調査を実施し、系統連系工事に係る費用や期間の標準メニュー化を進めるべきである。また、系統連系の可否判断に係る情報や系統運用情報について第三者が検証できるよう定量データも含めた情報公開を行うべきである。
- ⑥ 回避可能費用が実態よりも安く見積もられていると見られ、その結果として賦課金が過剰に高く設定されている。海外事例も参考にしつつ、日本の現状に適合し実態を反映した回避可能費用算定の在り方について検討すべきである。

固定価格買取制度 1 年間の評価と課題

1. 13 か月で 400 万 kW 超の自然エネルギー電源の稼働を実現

固定価格買取制度の導入は、太陽光発電を中心とした自然エネルギーの普及に向けた大きな弾みになっている。2012 年 7 月から 13 か月で全体の設備導入量は 400 万 kW を超え、マクロの電力統計においてもその影響を見て取れるほどになっている。2013 年度 7 か月(4~10 月)の発受電量に占める自然エネルギー等(水力除く)の割合は 2.4%に達し、買取制度開始前の 2011 年度の 1.4%から 1%増加している(図 1 参照)。さらに、設備認定設備は、2,361 万 kW に達し、これらがすべて運転開始すれば自然エネルギー等電力(水力除く)の割合は約 4.5%に達するとみられる。このように、固定価格買取制度は、自然エネルギー導入加速に大いに貢献しており、その効果は高く評価できる。

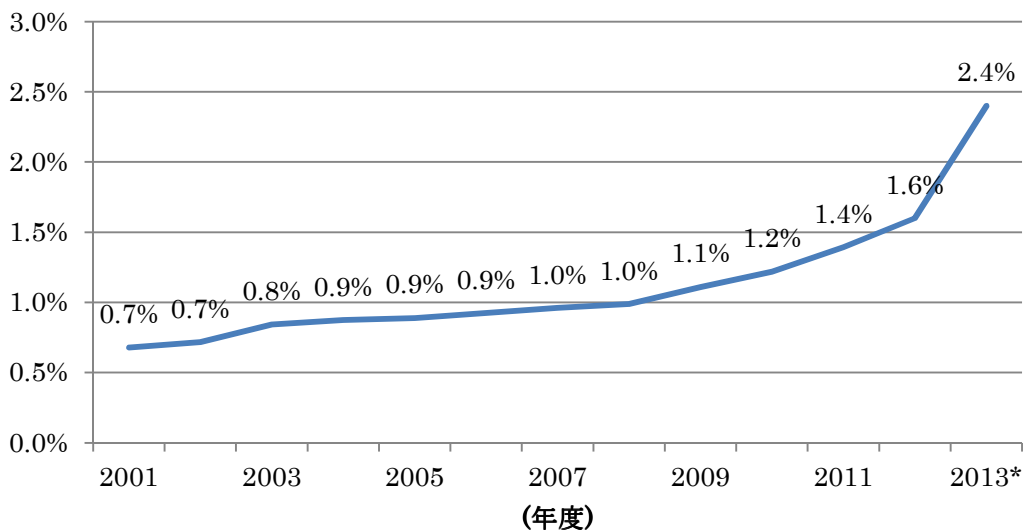


図 1 発受電量に占める自然エネルギー等(水力除く)電力の割合

出典：資源エネルギー庁『エネルギー白書 2013』及び資源エネルギー庁『電力調査統計』より作成。

※2013 年度数値は、4 月から 10 月までの 7 ヶ月間のデータ。

2. 経済にも好影響をもたらしている

導入量の増大に伴い、太陽光発電モジュール販売額も大幅に増加している。買取制度導入前の太陽光発電モジュールの販売額は、四半期ベースで約 900 億円程度であったが、2013 年 1~3 月には約 1,800 億円と二倍に達した。最新の 2013 年 7~9 月には約 1,700 億円程度となっている(図 2 参照)。また、固定価格買取制度導入後、太陽光の販売・施工・事業化に関するビジネスも活況を呈しており、当財団のアンケート調査結果¹からも、設置・開発事業者の約 9 割で売上が増大し、約 8 割の事業者が従業員数を増加させていることがわかった。このように固定価格買取制度のもとで、国内投資が拡大し、雇用も

¹ 自然エネルギー財団『太陽光発電事業の現況とコスト 2013』2013 年 12 月
http://jref.or.jp/library/release_20131220.php

増加するなど経済への好影響がみられ始めている。

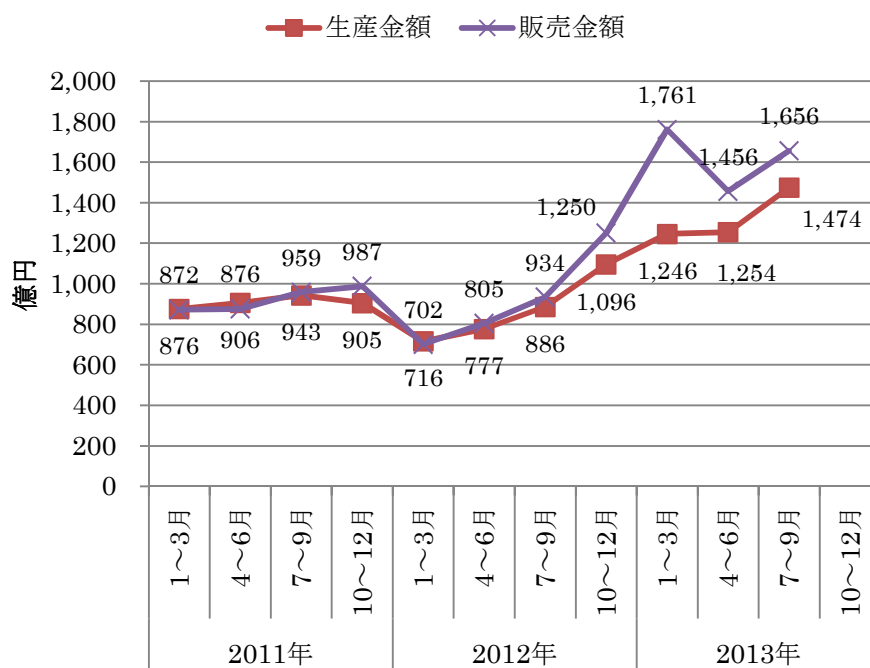


図2 太陽光発電モジュールの生産額及び販売額の推移

出典：経済産業省『経済産業省生産動態統計』より作成

他方で、買取にかかる追加的費用負担は現在のところ軽微である。再エネ賦課金は、2013年度で0.35円/kWhであり、太陽光発電促進付加金と併せて約0.4円/kWhである。2012年度の電気料金を前提とすると²、電灯料金（一般家庭）で1.8%、電力料金（事業所・工場等）で2.5%の増加に相当するが、全体としての影響は軽微といえる。さらに電力多消費企業は賦課金を8割減免されており、企業への影響は小さいといえる。

3. 「低コスト太陽光発電所」が登場

普及が進む太陽光発電については、全体としてゆるやかなコストの下落がみられるが、極めて安価に導入している事業者も現れている。こうした事業者は、主にモジュールなどの部材を安く調達し、設置工法などを工夫することで架台費用や工事費等を圧縮し、全体として非常に安価に太陽光発電を設置できている。実際に、財団が行ったアンケート調査によれば、特に導入コストの安価な上位20%の設備（「低コスト設備」と呼ぶ）の平均システム単価は、全体平均に比べて、16~26%安価に設置できていることがわかる（表1参照）。特に1,000kW以上の低コスト設備では、1kWあたり22万円で設置できている。この場合の発電単価（税抜）は25.1円/kWhとなる³。これは一般家庭が電力会社から購入する際の電灯料金に近い単価である。こうした低コスト化の実現は、固定価格買取制度による「コスト低減の動機付け」

² 2012年度の一般電気事業者の電力販売収入を販売量で割って算出した。電灯料金は22.3円/kWh、電力料金は15.7円/kWhとなる。

³ 割引率を6%とし、地代単価を150円/m²と置いた。

が機能していることの裏付けとなる。つまり、固定価格買取制度は、買取価格が予め確定しており、事業者はコスト削減努力によって収益率を向上させられるため、コスト圧縮インセンティブが働くのである。

表1 低コスト設備と全体の平均単価の比較

設備規模	低コスト設備 平均単価(万円/kW)	全体の平均単価 (万円/kW)	比較
10kW 以上 50kW 未満	32	41	-23%
50kW 以上 500kW 未満	30	38	-21%
500kW 以上 1,000kW 未満	28	33	-16%
1,000kW 以上	22	30	-26%

※固定価格買取制度導入後の設備を対象として集計

出典：自然エネルギー財団アンケート調査結果

4. 健全な自然エネルギー普及に向けた買取制度の課題

上記のように、環境面でも経済的な側面でもプラスの効果を上げつつある固定価格買取制度であるが、改善すべきいくつかの課題がある。第一に、中長期的な自然エネルギー導入目標がないこと。第二に、太陽光発電の価格区分がコスト構造の違いを反映していないこと。第三に、将来的な買取価格の見通しがなく、また太陽光発電のモジュール価格の変動に機動的に対応した買取価格の設定ができていないこと。第四に、認定後、事業開始までの期限が設定されていないため、事業計画のない設備認定案件の権利売買が指摘されている。第五に、系統連系の確保に不確実性が大きく、連系工事費用や工期に不透明性が高い。第六に、回避可能費用が実態よりも安く見積もられていると見られ、その結果として賦課金が過剰に高く設定されている。

これらの課題に対し、当財団では独自に実施したアンケート調査結果や専門家へのヒアリング等を踏まえて、以下に制度改善のための提言を行う。

固定価格買取制度の制度設計に関する提案

1. 野心的な自然エネルギー導入目標値設定を導入

国が具体的な自然エネルギーの導入目標値を示していないため、太陽光発電に取り組む事業者・団体は、長期的な市場展望を描けないでいる。財団が実施した太陽光発電事業者向けのアンケート調査によれば、太陽光発電に取り組む事業者の 26%が事業の問題点・リスクとして「政府の導入目標がないこと」を上げている。特に低圧規模の太陽光発電を設置・開発する事業者では、その割合が 34%に達する。こうした市場展望の不確実性は、中長期的な自然エネルギーに対する投資を阻害するため、政府は速やかに野心的な自然エネルギーの中長期目標値を設定し、目標値に基づいた固定価格買取制度の運用を行うべきである。

2. 太陽光発電の買取区分の細分化

10kW 以上の設備については、効率的な事業実施を行った場合でも規模によるコストの違いが大きく、同じ買取価格を設定すると、事業者が得られる利潤が大きく異なる。図 3 に示すように、1MW 以上のメガソーラーでは 53%が 30 万円/kW 以下で設備を設置しているのに対して、1MW 未満の設備では半数から 6 割は 30 万円/kW 代であり、規模により導入コストのボリュームゾーンが明らかに異なっている。

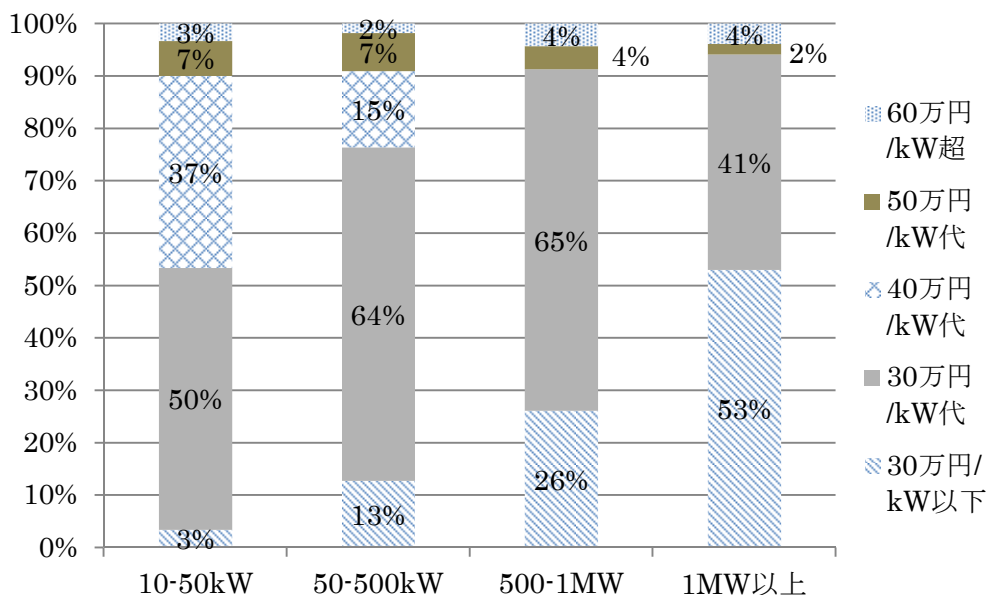


図 3 システムの規模別の導入コストの分布状況

出典：自然エネルギー財団アンケート調査結果

規模による導入コストの違いの主な理由は、機器調達費のスケールメリットにあるといえる。低圧規模(50kW 未満)、高圧規模(50~2000kW)、特別高圧(2000kW 以上)別にコストの内訳を見ると (図 4 参

照)、規模による差が大きいのは、モジュールやパワコンなど機器コストである。機器コストについては、大ロットで調達を行う大規模事業と、それができない中小規模の事業では、事業者の努力如何に関わらず規模による調達コスト差を完全になくすことは難しいと考えられる。他方で地上設置と屋根設置では、架台や土地造成に係るコストの差は一定程度見られるが、他の項目におけるコスト差と比べて大きくない。

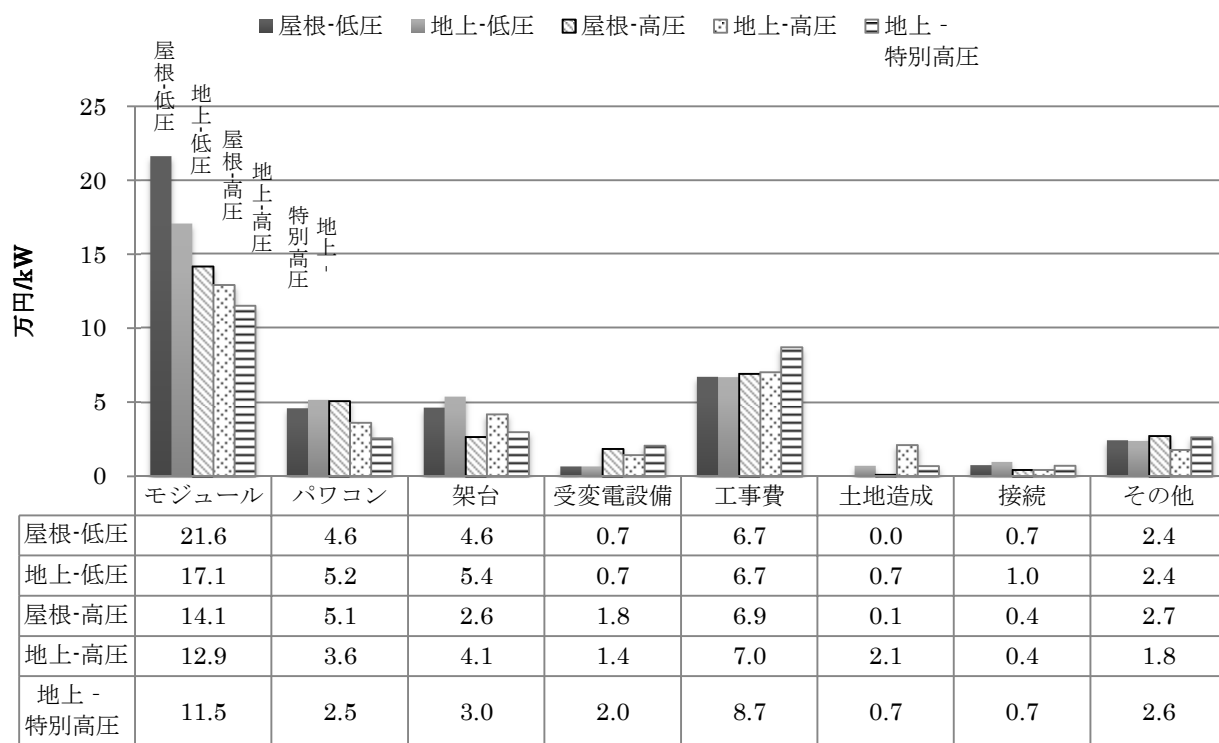


図4 太陽光発電の導入コストの内訳（規模・設置場所別）

出典：自然エネルギー財団アンケート調査結果

以上の通り、規模による導入コスト差は明らかで、現在の10kW未満と10kW以上の2種類のみの区分から、より実態を踏まえた価格区分を設定すべきである。具体的には、(1) 低圧(10kW未満)と(2) 低圧(10kW以上50kW未満)、(3) 高圧(50kW以上2MW未満)、(4) 特別高圧(2MW以上)の4種類の区分にすることを提案する。

3. 買取価格見通しや買取価格の機動的運用のための情報透明化およびコスト検証チームの設置

太陽光発電に取り組む事業者・団体にとって、中長期的な買取価格の見通しがなく、年度末に次年度の買取価格が決まる現状は、企業の投資戦略や人員配置戦略を困難にしている可能性がある。財団アンケート調査によれば、回答者の38%が事業の問題点・リスクとして「買取価格の見通しがないこと」をあげている。特に、低圧・高圧設備導入を行っている事業者では、買取価格の見通しがないことをリスクと回答した事業者が半数近くにのぼる。

一方、太陽光発電モジュール価格の変化は速く、年1回の買取価格設定では実態を踏まえた価格設定

が行えず、例えば年度末に認定を受けた方が安価なモジュール調達を行える可能性があり、有利になるといった状況が想定される。経済産業省生産動態統計によると、2013年度の買取価格の設定基準とされた2012年10～12月期のモジュールの販売単価に比べて、2013年7～9月期の販売単価は、13%減少している(図5参照)。現状では、モジュールコストがシステムコスト全体のおよそ4割を占めており、13%のモジュールコストの低下は全体コストの5%低下を意味する。こうしたモジュールコストの低減のスピードを機動的に反映できる買取価格の設定が必要である。

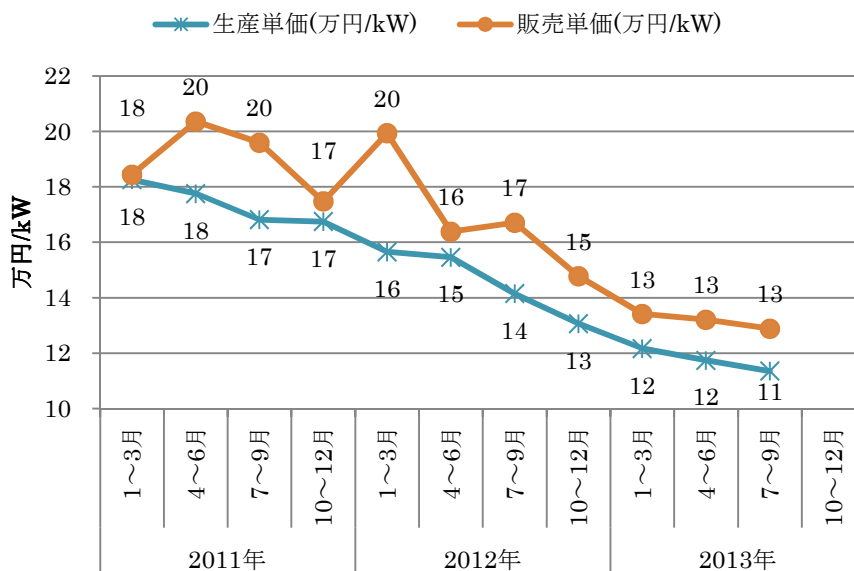


図5 太陽電池モジュールの四半期別の生産単価と販売単価の推移

出典：経済産業省『経済産業省生産動態統計』より作成

こうした状況を踏まえ、普及スピードとコストの変化が速い太陽光発電については、買取価格の予見性を与えること、そしてコスト変化に対応した機動的な買取価格の設定を可能とするために、以下2点を提案する。

① 四半期毎のコスト情報の公開

四半期毎にコスト情報を公開することで、発電事業者に対して市場のコスト動向を把握する機会を提供することで、次の買取価格の予見性を与える。迅速なコスト情報の公開は、事業者のコスト意識を高め、結果的に高コスト案件を低減させる効果も期待できる。

② コスト検証チームの設置

数年程度先の買取価格設定の仕組みの検討や、コスト変化に合わせた機動的な価格設定のあり方を分析・検討する検証チームを、例えば調達価格等算定委員会の下に設置し、モジュールコストを始めとした機器コスト・工事費の変動実態や将来展望、コスト低減の可能性などについて、専門的な観点から検証を行う。検討は公開で行い、透明性を確保した形で進める。

4. 設備認定の運用ルールの見直し

事業計画がないまま設備認定のみを取得し、42 円/kWh の買取価格の事業案件が宙に浮いているケースが問題視されている。こうした事態が発生する原因の一つとして、事業開始の期限を定めていないことが挙げられる。これに対して、設備認定から運転開始までの期限を区切り、それを超えるものについては改めて設備認定を取得するよう運用を変更すべきという意見もある。しかし、当財団がおこなったアンケート調査によれば、事業開始の遅れの理由は、部材調達の遅れや系統連系の遅れなど必ずしも事業者の意図的な遅延行動によらないものが多い(図 6 参照)。そのため、現状では、単純に設備認定から事業開始までの期間を区切る方法は適切ではないと考えられる。

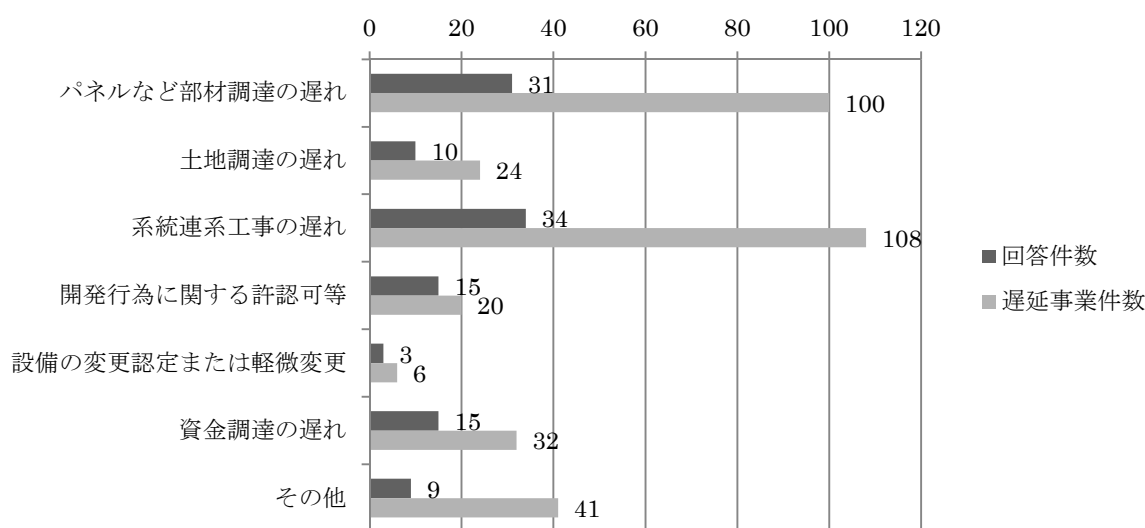


図 6 事業遅延の理由

出典：自然エネルギー財団アンケート調査結果

現行ルールでは、設備認定申請時点で、設置場所の所有、または賃貸・地上権設定を受けていない場合でも権利者の証明書を提出することで認定が取得できるが、運用をより厳格化し、設備認定取得後、一定期間のうちに地権者との土地の賃貸あるいは購入契約し、契約書の写しを提出することを義務付けるよう、設備認定の運用を変更すべきである。これによって、土地契約交渉を迅速化し、さらに、一旦契約をした土地においては事業を迅速に進めるインセンティブにもつながる。

また、既に認定を受けている案件のうち、具体的な事業計画を持たずに、転売目的で制度初年度に 42 円/kWh の認定を受けている案件については、改めて期限を定めて地権者との契約状況や事業進捗状況を確認し、実質的な進捗が見られない場合には、認定の取り消し等の対応を行うべきである。このようなルールの厳格化により、悪質な案件の排除が可能となるだけでなく、実施に向けて確実に取り組まれている案件において系統連系の確保や、工事費の低減などの効果が期待され、結果として健全な市場形成に寄与すると考えられる。

5. 系統連系の環境整備

系統連系については、バンク逆潮流ルールの規制緩和など改善が見られる部分もあるが、財団アンケート調査からは、未だ事業者にとっての最大の事業リスク要因は、系統連系の確保である。固定価格買取制度の成否は、自然エネルギー事業者がいかにスムーズに系統連系を確保できるか、政策によってそのような環境が整備できるかにかかっている。以下では、系統連系の環境整備に向けて具体策を2点提案する。

① 系統連系工事に係る費用や期間の標準メニュー化

バンク逆潮流対策の工事負担金については電力会社ごとに標準単価が示されたが、上位系統の増強工事費などの逆潮流対策以外については、未だ不透明で費用の妥当性が精査できない。財団アンケート調査によると、連系線整備を自社で行っているケースは3割、電力会社に工事を依頼しているケースが7割で、工事費用単価は、電力会社が工事を実施するケースでは、自社が行うケースと比べ4倍ものコスト高となっている(図7参照)。回答のサンプル数が少ないため(合計18件)更なる検証が必要であるが、公正取引委員会からも東京電力関連会社による送電線工事発注時の談合行為が指摘されており⁴、東京電力以外の電力会社においても、工事発注の不正行為が無いか、工事費が妥当なレベルとなっているか、国による実態調査が必要である。さらに、第三者による精査結果を踏まえて、バンク逆潮流対策工事費以外についても、工事費の標準メニュー化を進めるべきである。

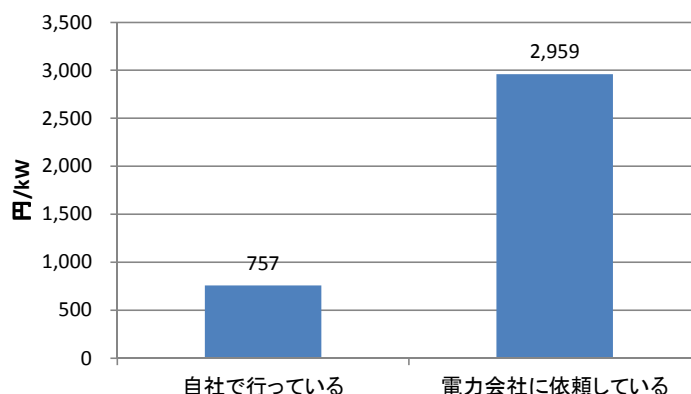


図7 系統への接続費の比較

出典：自然エネルギー財団アンケート調査結果

また、事業遅延の主な理由として電力会社が実施する系統連系工事の工期の遅れが挙げられている。自然エネルギー発電事業者にとって、系統整備は自らの事業努力が及ばず、独占的に系統設備を所有する電力会社の意向に委ねるしかないのが現状である。発送電分離が未実施の現在の電力システムにおいて、電力会社に系統整備のインセンティブは低く、国による監視の下で、着実な系統整備と工期の妥当性の検証を実施すべきである。

⁴ 公正取引委員会平成25年12月20日報道発表資料
<http://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/h25/dec/131220.html>

② 検証可能な定量データを含めた情報公開の徹底

「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」では、電気事業者に対して、自然エネルギー発電設備の接続が義務付けられている。しかし、例外的に、「電気事業者による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」は接続を拒んでも良いとされており、財団アンケートでも明らかになった通り、系統連系可能量の制約を理由として接続が制限または実質的に拒否されるケースが多数発生している。

また、北海道電力や沖縄電力では既に系統接続量の限界に達したとして、大規模太陽光に対して実質的に無制限の出力抑制を行えるようルールを改正したが⁵、定量データに基づく根拠は示されていない。

系統連系における電気事業者の恣意的な判断を完全に排除するためには、系統連系可否に係る判断の情報や、系統運用情報について第三者による検証も可能な定量データも含めた徹底的な開示を行い、政府は実態的に平等な系統連系が担保されるよう監視を行うべきである。

6. 回避可能費用算定の適正化

回避可能費用は、自然エネルギー電力の買取によって削減された電力会社の費用である。現在、経済産業省では全電源平均可変単価で設定されている。しかし、こうした回避可能費用の算定方法は、電力会社の電源の運用実態および経済合理性の考え方からかけ離れている。これにより、回避可能費用が過小評価されており、財団試算では 1,000 億円超再エネ賦課金が過剰に徴収されていると見られる⁶。回避可能費用は、運転単価の高い可変費、あるいは卸電力価格など限界費用ベースで算定し、自然エネルギーの追加的費用負担、すなわち再エネ賦課金を適切に評価すべきである。

その際具体的な指標として、理論的にもっとも適切なのは卸電力単価であると考えられるが、日本では卸電力市場のボリュームが未だ十分ではなく、販売電力量の 0.9%(2012 年度)にすぎない⁷。卸電力市場の活性化によって卸電力価格を指標として活用することも想定されるが、現状では代表性を有しているとは言い難い。

他方、現状では石油火力発電が主要な限界部分をまかなう電源であるとみられる。その観点から、当面は石油火力の可変費単価を用いるのが 1 つの方法である。燃料費単価がわかる電力 6 社分について、石油火力の燃料費単価を財団独自で試算したところ、16.65 円/kWh となった。これは、現在採用されている全電源平均運転単価：8.05 円/kWh の約 2 倍となる。

しかしながら、夜間などオフピーク時は、石油火力が用いられていない可能性がある。これに対しては、まずは各電力会社から時間帯別に限界部分で用いられている電源についての情報を集め、実態の把握を行うことが重要である。

次に、夜間などオフピーク時に石油火力が用いられていない場合、回避可能費用をどのように評価す

⁵ 資源エネルギー庁プレスリリース

<http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130417003/20130417003.html>

<http://www.meti.go.jp/press/2013/12/20131203002/20131203002.html>

⁶ 自然エネルギー財団『回避可能費用の計算方法に関する分析』2013 年 9 月

⁷ 経済産業省「第 3 回 制度設計ワーキンググループ事務局提出資料～卸電力市場の活性化について～」2013 年 10 月

るかが問題になる。この点に関して、参考になる海外事例として、米国カリフォルニア州がある。カリフォルニア州では、1970年代末に制定された公益事業規制政策法のもとで、回避可能費用算定の方法論を確立し、その費用単価で分散型電源を買取ってきた。近年は、小型のコジェネレーションシステムで発電された電力の買取価格の指標として回避可能費用を用いている。

同州では、短期の回避可能費用として、限界部分で用いられている燃料を特定し、その燃料価格と発電熱効率から 1kWh あたりの燃料費を算出し、これに可変運転管理費を加えることで算出している。しかしながら、ピーク時間帯とオフピーク時間帯では、回避可能費用も異なってくることから、TOU(time of use)係数という係数を電力会社ごとに設定して、調整している。すなわち、短期の回避可能費用計算式は次のとおりである。

$$\text{短期の回避可能費用} = \{(\text{発電所の熱効率} \times \text{燃料費} \times \text{換算係数}) + \text{運転維持費}\} \times \text{TOU 係数}$$

さらに、同州では発電所の固定費の回避可能費用についても算定しており、通常電源のみならず、As-available 電源⁸についても、固定費分の回避可能費用を定めている。

こうした海外事例も参照しながら、短期についてはピーク時の回避可能費用、オフピーク時の回避可能費用を算定し、なおかつ長期的に代替される固定費部分についても検討を開始すべきであろう。早急に日本の現状に適合し実態を反映した回避可能費用の算定を行うべきである。

⁸ 供給する電力について、その量と時間、信頼性について契約上の義務が課されていない電源のこと。