

5. ドイツの事例をもとに考える太陽光発電

太陽光発電は再生可能エネルギーとして期待が大きいのですが、最大の問題は、発電コストが高いことです。現状の火力発電の5倍前後、風力発電と比べても2~3倍です。加えて、ドイツや太陽光発電の導入が進んでいる国と比べ、日本の太陽光発電の設備価格はかなり高いのが現状です。

発電コストが高い太陽光発電は、そのままでは普及しません。固定価格買取制度（FIT）のような仕組みが不可欠です。太陽光発電のFITは、通常の発電のコストの数倍の価格で、20年間程度に亘り電力を買取り続けることを政府が保証するものです。

年間の発電電力量は、想定とあまり違うことはありませんから、太陽光発電の設置は、安全確実な投資になります。太陽光発電の買取価格が発電コストよりもかなり高く、充分な収益が期待できれば、太陽光発電の設置バブルが発生する事は事例が示しています。太陽光発電のFITは、かなり危うい制度です。買取価格の設定には、余ほどの注意を払う必要があります。

しかし、日本はFITの開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにすると法律で定めてしまいました。随分乱暴なことです。

発電事業者の投資収益は、税金で貯うのではありません。概して投資余力が乏しい一般の電気利用者が、投資収益を負担することになります。電気は必要不可欠なものであり、国の制度として、間違っているように思います。

ドイツより12年遅れて、日本はFITを開始しました。ドイツの多くの事例が参考になる筈ですが、残念ながら、日本のFITの実施には、あまり活かされなかったように思います。以下、データで示すことにします。

5.1 ドイツの太陽光発電の設備価格

太陽光発電の発電コストが、風力発電よりも高いことを3章で示しました。また、日本のコスト等検証委員会による各電源の発電コストも紹介しましたから、これ以上、発電コストが高いことを説明する必要はないでしょう。本

項では、日本と諸外国の太陽光発電の設備価格の違いについて、先ずドイツから見ることにしましょう。

<設備価格に係わる問題>

ドイツの太陽光発電の設備価格が、日本よりかなり安いことは、あまり知られていないようです。

太陽光発電の設備費の過半を占める太陽電池モジュールは、国際市場で取引されている商品ですから、本来は日本でも同じ価格水準のはずです。太陽光発電設備の据付費用等を含めたモジュール以外の部分は、BOS (Balance of System) と略称されることが多く、人件費の割合が高いものです。BOS の価格も、ドイツと日本なら、同水準でもよいように思われます。

日本は、ドイツにならって再生可能エネルギーの固定価格買取制度を始めました。行政に、国民負担を抑制する意思があるのなら、買取制度を始める前に、日本の太陽光発電の設備価格を低減する対策を講じるべきでした。しかし、太陽光発電の高い設備価格をそのままに、高い電力買取価格が設定されました。幾つかの不都合が生じ、2014年10月現在、急遽、買取制度の見直しを行う事態に至っています。

<ドイツの設備価格>

太陽光発電や太陽熱利用設備のドイツの業界団体は、ドイツ太陽産業協会(略称 BSW)です。BSWは、四半期ごとに太陽光発電の平均価格の情報をウェブページに公表しています。

また、IEAには、太陽光発電の研究開発を促進する組織として、IEA-PVPSがあります。IEA-PVPS 参加国の国別報告書が発行されており、下記ドイツ版には、BSWが調査、提供したと思われる太陽光発電の価格情報が記載されています。本項はそれらのデータをもとにしています。

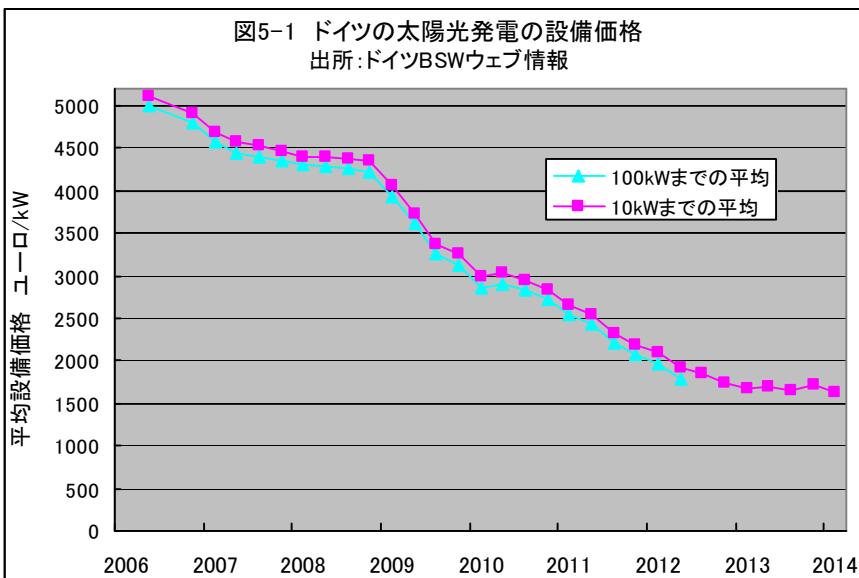
National Survey Report of PV Power Applications in Germany

図5-1は、ドイツの太陽光発電のkW当たりの設備単価の推移で、10kWまでの設備の平均値と、100kWまでの平均値を示しています。共に屋根に設置された太陽光発電システムのエンドユーザが支払う価格で、付加価値税

を含まない値です。100kWまでの平均値のほうが、僅かながら低い価格になっています。

図5-1 ドイツの太陽光発電の設備価格

出所:ドイツBSWウェブ情報



設備単価は、2006年に約5,000ユーロ/kWであつものが、2014年には1,640ユーロ/kWと1/3に低下しました。

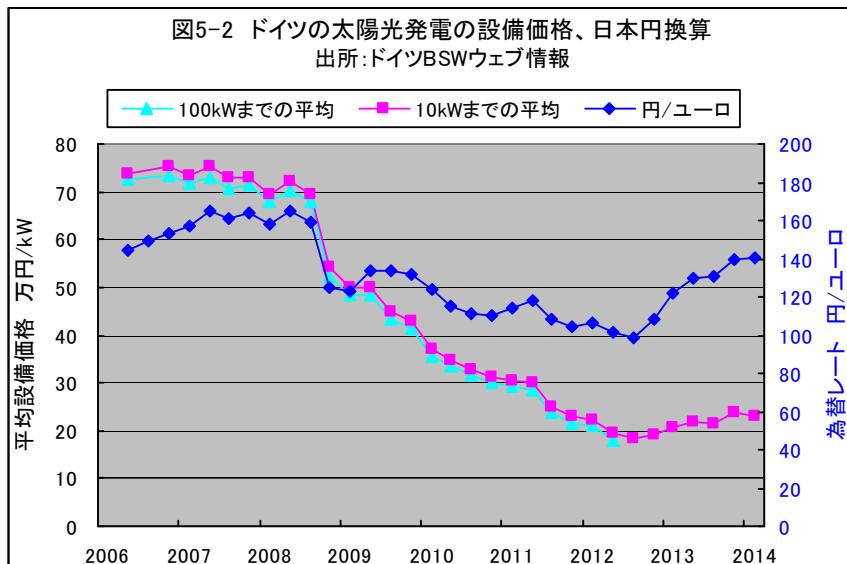
図5-2は、円/ユーロの為替レートを用いて、上図を日本円での設備単価に換算したものです。換算に用いた為替レートの推移も併記しました。1ユーロが98円から165円の範囲で大きく変動しています。

2008年頃までは、kW当たりの設備価格が70万円以上であったものが、2012年頃には20万円前後に低下したことが分かります。この価格低下は、ドイツの固定価格買取制度の効果です。

例えば、1999年に設立され、2001年に太陽電池モジュールの生産を開始したドイツのQセルズ社は、急成長し2007年には生産量で世界1位となっています。固定価格買取制度がうまく機能した結果です。

2009年ごろからは、中国製の安価な太陽電池モジュールがドイツに入って

きたことで、価格低下が進みました。中国の多くの国営企業と同様に、太陽電池の中国メーカーも、需要を考慮しない過大な設備投資を行ったことが、価格の低下に繋がったようです。2012年には、EUと中国の間でダンピング問題に発展しました。価格低下の一部は、コスト割れによる販売に起因するものと考えるべきでしょう。



日本の太陽光発電の設備価格については後述しますが、太陽光発電に関心のある方なら、ドイツの価格が日本に比べて随分安くなっていることが分かると思います。度々引用している2011年12月に発行されたコスト等検証委員会報告書では、太陽光発電の現状の設備価格を35~55万円/kWと想定しています。如何にドイツが安いか、若しくは、日本が高いかが分かると思います。

日本の太陽光発電の設備価格が高いだけなら、売れないので、それほど害はありません。しかし、経済原理を無視した固定価格買取制度が導入され、高い設備価格をそのままに、異常に高い買取価格が設定されると、大きな問

題が生じます。日本の問題については後述します。

<設備価格に対するスケール効果>

太陽電池モジュールは、工場で大量生産されるものです。大容量のメガソーラーでも、基本的に、住宅の屋根に設置するものと同様のモジュールを多数設置するものです。そのため、スケール・メリットは小さいと言われます。しかし、太陽光発電システム全体では、図5-1に示したように、10kWまで設備の平均値が、100kWまでの平均値よりも少し高くなっています。設備単価には違いがあります。

図5-3に、ドイツの太陽光発電の設備単価に対する、kW容量の影響を示しました。データは、前述したIEAのPV-PSのドイツに関する年次報告書から取ったものですが、データの出所はBSWであると思います。データ点数が少ないのですが、前記10kWまでの平均値と対比して示しました。

図5-3 ドイツの太陽光発電の設備価格、kW容量との関係
出所: National Survey Report of PV Power Applications in Germany

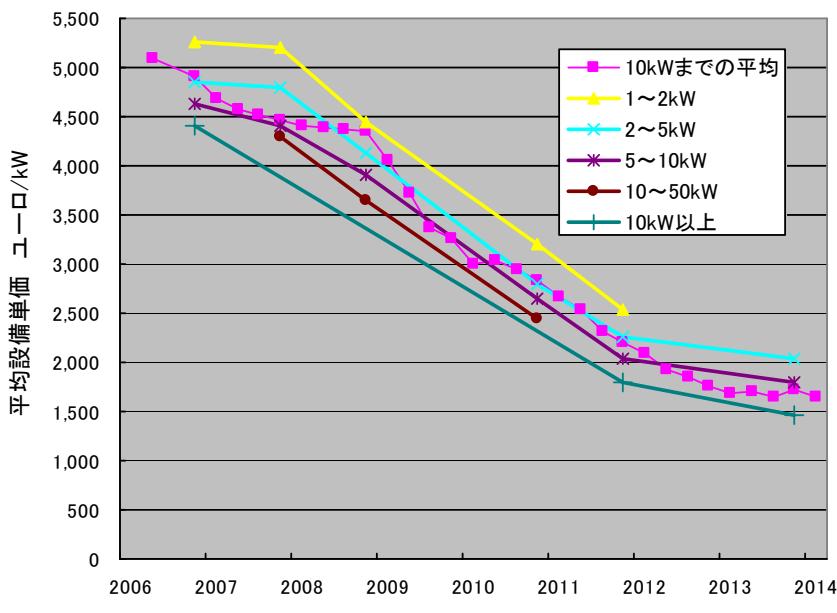


図5・3で、日本で住宅屋根に設置される2～5kWの設備単価と、10kW以上を比べると、後者は20%以上安くなっていることが分かります。日本でも、住宅用に比べて、メガソーラーの設備単価は20%くらい低くなってしまってもよいはずで、それがFITの買取価格にも反映されるべきです。FIT買取価格の決定過程で、メガソーラーの事業者の声が大きいため、その買取価格を有利に設定する傾向があるように思われ注視すべきです。

5.2 なぜドイツの太陽光発電は安いのか

ここまで読んだ方は、なぜドイツは安いのか疑問を持つことでしょう。なぜ日本は高いのかと言い換えれば、思い当たることは幾つかあります。しかし、それを定量的に示す事は簡単ではありません。

インターネットを探すと、同じ問題意識を持つ人は必ずいるものです。ここでは、下記の米国のレポートを紹介します。

Why are residential PV price in Germany so much lower than in United States? Joachim Seel ほか, Lawrence Berkeley National Laboratory, Sept. 2012

タイトルは訳すと「なぜ、住宅用太陽光発電のドイツの価格は、そんなにも米国より安いのか?」となります。50頁ほどのプレゼンテーション資料です。米国では、モジュール価格はそれほど高くないようで、その他の設備費用いわゆるBOSが、なぜ高いのかが検討の主題になっています。日本でのモジュール価格の高さについては後述します。

同レポートは、ドイツの太陽光発電の設置事業者に対する調査を行い、米国の設置実績と対比したものです。以下に検討結果を箇条書きで示しました。なお、対象は住宅用太陽光発電設備で2011年の価格です。()内には、当時の為替レートの1米ドル=90円で換算した値を併記しました。

<調査結果の概要>

◆ドイツの住宅用の太陽光発電設備のハードウェア(モジュール、インバータ、配線、設置金物など)以外の合計のソフト・コストは、米国より約2.70

ドル/W (24.3 万円/kW) 低い。

以下はその内訳で、

◆宣伝などの顧客獲得費用は、ドイツではたったの\$0.07/W (0.6 万円/kW) であり、米国に比べて約 0.60 ドル/W (5.4 万円/kW) 低い。

◆ドイツの調査報告では、設備当たりの平均設置時間は 7.5hr で、費用に換算すると、米国に比べ 0.55 ドル/W (5.0 万円/kW) の低下になる。

◆ドイツでは電力買取の許可申請はオンラインで行え、その業務（許可申請、許可手数料、検査、系統接続）には平均 10 時間である。申請手数料も無く、米国に比べておよそ 0.20 ドル/W (1.8 万円/kW) 低い。

◆ドイツの住宅用太陽光発電設備は、付加価値税が免除されている。米国の多くの州でも消費税が免除されていることを考慮すると、米国での平均の消費税分は約 0.20 ドル/W (1.8 万円/kW) となる。

◆上記以外の米国とドイツとのソフト・コストとの差である約 1.15 ドル/W (10.4 万円/kW) は、諸経費、利益、上記以外のソフト業務に関するものである。

その他に、ドイツの価格が低い要因として、下記を指摘しています。

◆ドイツでは、商談から設置完了までに要する期間が米国より短い。

◆ドイツの住宅用太陽光発電設備期は米国より容量が大きく、スケール・メリットがある。

また、次の点は 2011 年当時の状況で、現在とは違うと思いますが、日本にとっても興味深い指摘であると思います。

◆安い中国製モジュールの住宅用市場のシェアは、ドイツと米国ともに 1/4 程度であり、太陽光発電設備の大きな価格差を生む主な原因にはなっていない。

恐らく日本では、流通経費などの諸経費は、米国よりももっと多く掛かっていると思います。それらの経費を低減する対策を講じた上で、固定価格買取制度を始めれば、買取制度の国民負担がもっと少なくて済んだと悔やまれます。

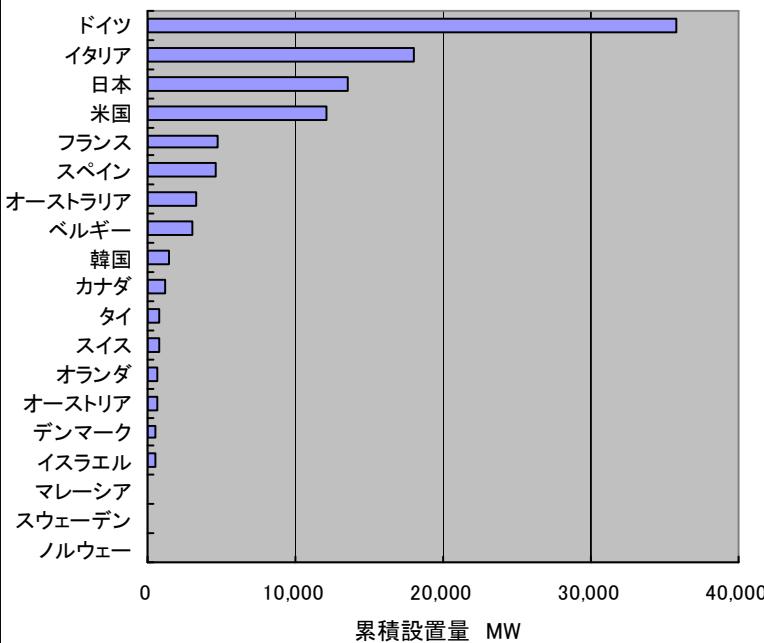
5.3 日本と世界の太陽光発電の設備価格

本項では、ドイツ以外の国と比べて日本の太陽光発電の設備価格が高いのかを紹介します。IEA-PVPS の 2014 年版年次報告書のデータにより、同参加国の範囲で価格データを紹介します。

概して、太陽光発電の導入量が少ない国では、設備価格の低下も進んでいません。そのため、図 5-4 には、IEA-PVPS 参加国の太陽光発電の導入量を示しました。日本は、ドイツ、イタリアに次いで 3 番目に多い国です。

図5-4 IEA-PVPS参加国の太陽光発電の累積導入量、2013年

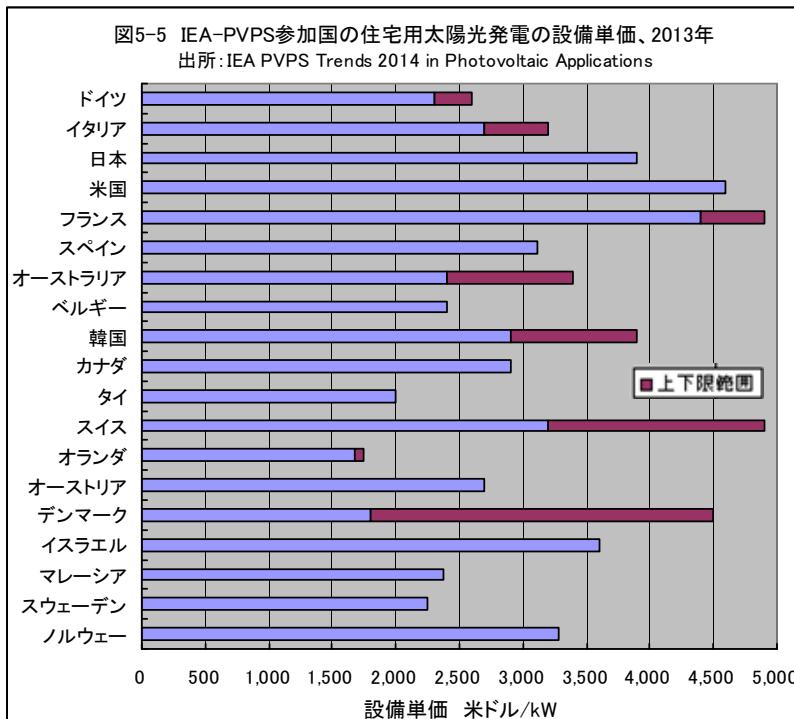
出所:IEA PVPS Trends 2014 in Photovoltaic Applications



なお、2014 年 7 月末時点での最新の日本の累計導入量は、全量買取制度開始以降の分が 1,163 万 kW、それ以前の分を含めると約 1,700 万 kW です。また、買取制度で認定されたものは、全てが設備化されるわけではありません

んが、実に6,934万kWです。

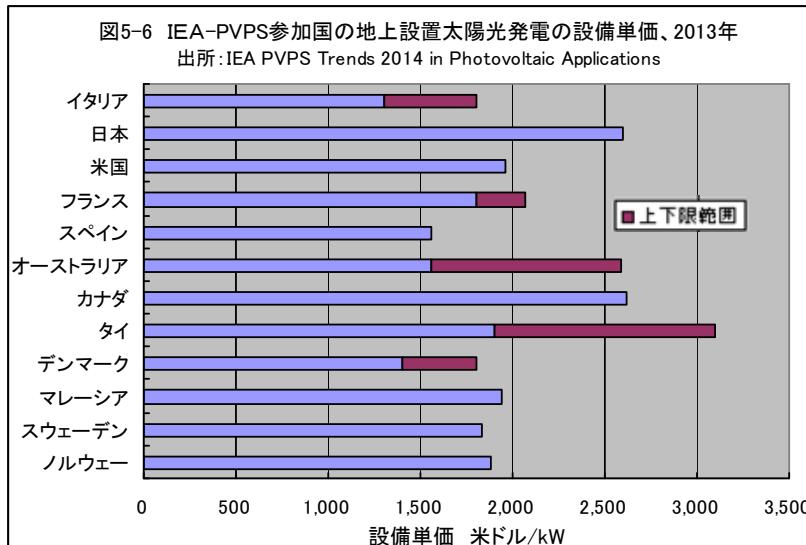
図5-5には、太陽光発電の導入量の多い国から順に並べて、住宅用太陽光発電の平均の設備単価を示しました。屋根に設置する費用を含めた値です。単価を範囲で示している国は、棒グラフの紫の部分で上下限を示しています。設備価格の低下を比べるのですから、単価範囲が示されている国については、下限値に着目すべきでしょう。



日本の住宅用発電設備の価格は、ドイツだけでなく、イタリアよりもかなり高い値です。日本より高いのは、米国とフランスだけですが、その理由は調べていません。

図5-6には、同様に、地上設置の太陽光発電の設備単価を示しました。住宅用よりも容量が大きい設備の単価です。なお、データを報告している国のみ

数は少なくなっています。



単価範囲の下限値で比べると、日本とカナダが同じ水準で、その他の国は、その70%前後です。住宅用でも地上設置の大容量設備でも、日本の太陽光発電の設備単価が、かなり高いことが分かると思います。

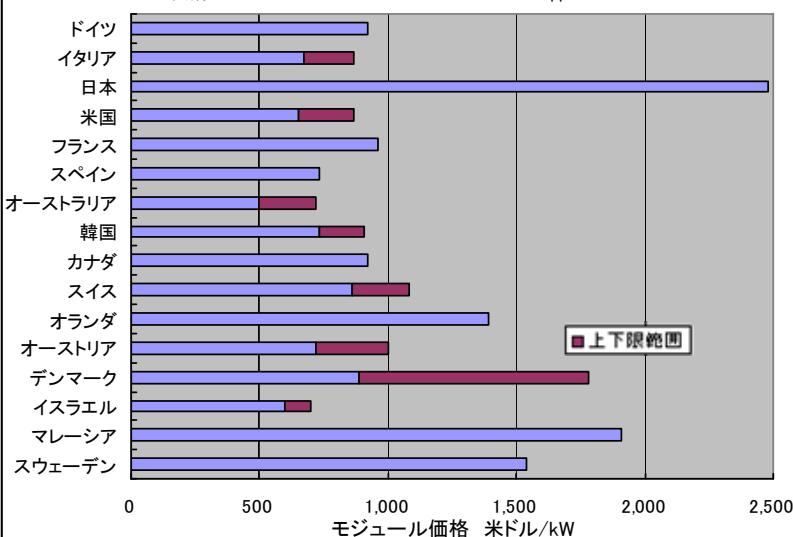
日本の固定価格買取制度では、地上設置の太陽光発電の認定量が、導入想定量を遥かに上回りバブルの様相を呈しています。日本の買取価格は、世界的に高い水準である設備価格をもとにしており、一般の電気使用者が、買取制度で過大な費用負担をしなければならないこと意味しています。

5.4 日本と世界の太陽電池モジュール価格

図5-7には、同じIEA-PVPSの年次報告書に記載されている太陽電池モジュールの各国のkW単価を示しました。モジュールについては、日本の価格が群を抜いて高いことが分かります。太陽電池モジュールは、国際市場で取引されている商品です。何もしなくとも、否、何もしなければ、国際的な価格水準になる筈のものです。

図5-7 IEA PVPS参加国の太陽電池モジュール価格、2013年

出所：IEA PVPS Trends 2014 in Photovoltaic Applications



2013年の価格ですから、日本で再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度が始まって2年目のものです。買取制度の適用を受ける太陽電池モジュールには、一定以上の変換効率や、日本国内でのメンテナンス体制が求められたため、安価な中国製などのモジュールが、あまり入ってこなかつたためかもしれません。

中国国営企業によるコスト割れの安価な太陽電池モジュールが、日本の太陽光市場を席巻することを望むものではありません。しかし、一般の電気使用者が、高い電気料金を負担することや、太陽光発電の事業者が手にする投資収益を、投資余力が乏しい多くの電気使用者が負担することは、もっと望まないことです。

再生可能エネルギーの導入を否定するわけではありませんが、国民負担の増加を抑制する視点が欠落しているように思われます。

5.5 太陽光発電の買取価格の決定

固定価格買取制度では、妥当な買取価格を設定することが極めて重要です。ここでは、日本の固定価格買取制度について、買取価格の設定過程について補足説明をしておきます。

<買取制度の狙い>

太陽光発電などの電力を、発電コストよりも高い価格で買取り、発電事業者が投資収益を確保できるようにすることで、発電設備の投資促進を図るものです。その結果、発電設備の市場規模が拡大し、設備価格の低下が進むことが買取制度の狙いです。

従って、買取価格が高い制度開始初期には、再生可能エネルギーの導入量はほどほどで、市場規模が拡大したことで、設備価格と買取価格が低下することが重要になります。そして、買取価格がかなり低下した段階で、設備導入量が大幅に増大することが望ましいわけです。買取制度運用の評価は、再生可能エネルギーの総導入量と、電力買取の総費用の比率で評価すべきです。

制度開始の1、2年目に、太陽光発電の投資バブルが発生したのでは、買取費用が想定外に増大し、大きな問題になります。固定価格買取制度は、費用負担が20年間続く、危うい制度です。買取価格の設定と、その後の買取価格引き下げには、余程の注意が必要です。そのことは、先行するドイツの事例で、日本では分かっていたはずです。

<日本の買取価格の設定経緯>

再生可能エネルギーを全量固定価格で買取る制度の法律は、「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」という名前です。超党派の国会議員が推進し、また、その法律の成立を、東日本大震災のあと辞職する予定の菅元首相が、辞任条件の一つにしたものです。それら議員の意向を入れ、その附則第七条には、下記規定が盛り込まれました。

「経済産業大臣は、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して三年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮するものと

する。」

制度の開始から 3 年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにすることを法律で定めたわけです。

買取価格は、5 名の有識者による「調達価格等算定委員会」により、国内外の関連情報と、再生可能エネルギーに関する業界団体や事業者のヒアリングを行い、価格案が出されました。

太陽光発電については、前述した日本の高い設備価格をそのままに、発電事業者の要望に概ね沿った買取価格案が設定されました。設定価格案に対するパブリックコメントでは、高すぎるという意見もかなりありましたが、委員会案がそのまま採用されました。

危惧されたとおり、メガソーラーに関しては、初年度末の駆け込み認定で、導入想定量を遥かに超える量が認定されました。その時点で、問題が認識されたはずですが、2 年目、3 年目も買取価格を少し引き下げただけで続けられ、現在に至りました。

問題が大きい非住宅用太陽光発電の認定容量の合計は、2014 年 7 月末時点で 6,634 万 kW となりました。

もし、認定容量の全てが発電を開始すると、設備利用率を 12% して、年間発電電力量は 700 億 kWh となります。日本の総発電電力量の 7% です。買取期間である 20 年間の買取費用の総額は 51 兆円になります。詳しくは、後述します。

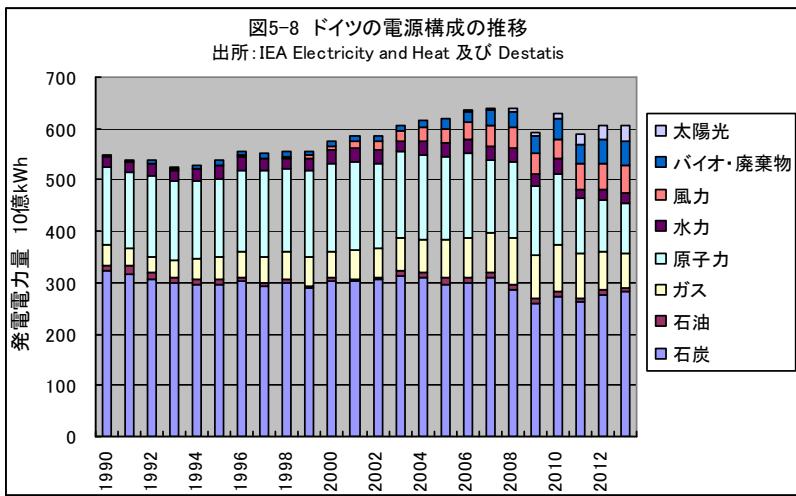
5.6 ドイツの太陽光発電買取制度の経緯

本項では、ドイツの太陽光発電の固定価格買取制度の経緯を紹介します。先ず、電源構成の推移から見ることにします。

<ドイツの電源構成の推移>

ドイツの近年の太陽光発電の導入量は目覚しく、最新の 2013 年のデータも含めたいと思いましたが、執筆時点では IEA のデータは 2012 年まででした。そのため、2011～2013 年はドイツ統計局 Destatis のデータを用いました。

複数の出所のデータを繋ぎ合わせると、データに少し違いがあり気になるもので。この場合も、特に揚水発電の扱いが違うかもしれません。図5-8にドイツの電源構成の推移を示しました。



再生可能エネルギーの電力では、2000年頃から風力発電の導入が、2008年頃から太陽光発電の導入が本格化しています。水力を含めた2013年の再生可能エネルギーによる発電電力量は総電力量の24%に達し、水力を除いても約20%あります。

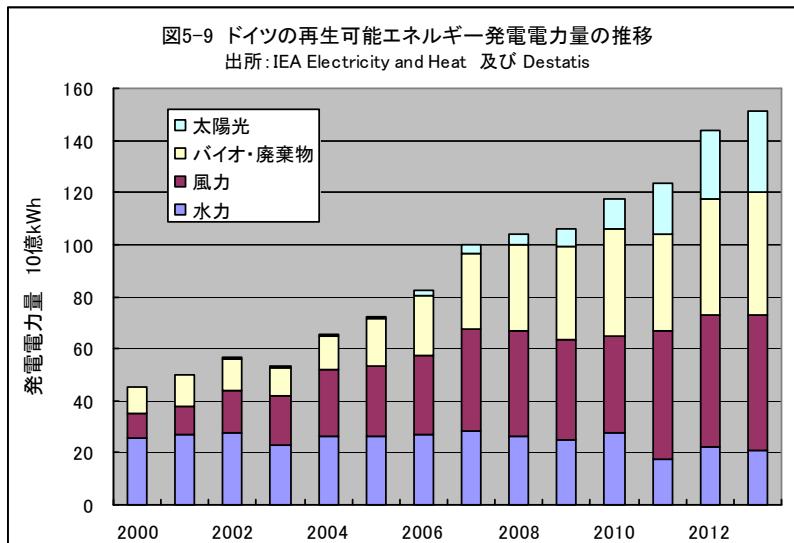
<ドイツの再生可能エネルギー>

図5-9には、再生可能エネルギーによる発電電力量の推移を示しました。風力発電の近年の増加は顕著ではありません。一方、2010年頃からの太陽光発電の増加は著しいもので、風力発電に追いつきそうな勢いです。

4章で、太陽光発電は風力発電よりおよそ3倍高い電力であり、EUが再生可能エネルギーの拡大と言っているのは、主に風力発電のことであると述べましたが、それが間違いでないかと思えるほどです。

太陽光発電の導入が進んだのは、固定価格買取制度によるものです。発電コストがいくら高くても、それよりも充分に高い価格で電力を買取ることを

保証すれば、太陽光発電の導入は促進されます。



＜固定価格買取制度の経緯＞

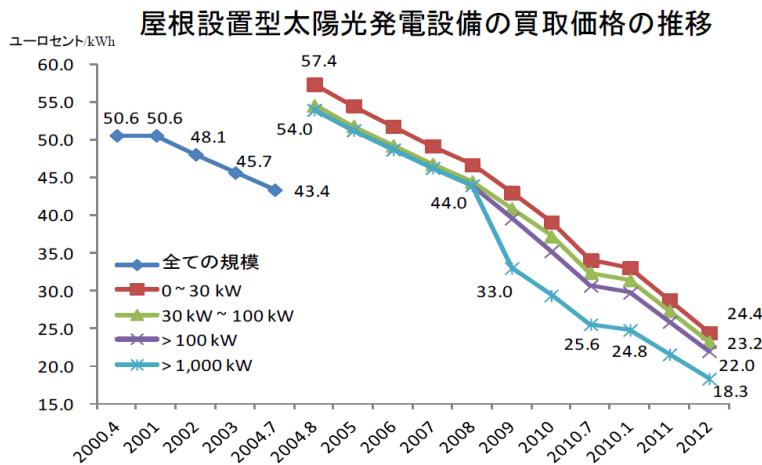
ドイツでの再生可能エネルギーによる電力の固定価格買取制度は、2000年に施行されました。太陽光発電は、風力発電などよりも高い買取価格が設定されましたが、当時の発電コストより低いものでした。

図5-10には、屋根設置型太陽光発電の買取価格の推移を示しました。なお、価格の単位はユーロセント/kWhです。ユーロ/円の為替レートの変動は大きく、2000年頃には100円/ユーロ、2008年のリーマン・ショック前には160円/ユーロに達し、その後、2012年には100円/ユーロ前後へと低下しました。2015年初めの現在の為替レートは140円/ユーロです。

図5-10に示されるように、2004年の改正で、太陽光発電の買取価格が大幅に引き上げられました。太陽光発電は、温暖化防止を目的とした地球環境保護の技術から、投資対象としての認識が持たれるようになりました。なお、買取価格は引き上げられましたが、グラフに示されるよう、買取価格は毎年遞減される制度になっています。

図 5-10

出所：調達価格等算定委員会 第1回配布資料、2012年3月



＜太陽光発電のシステム価格の低下＞

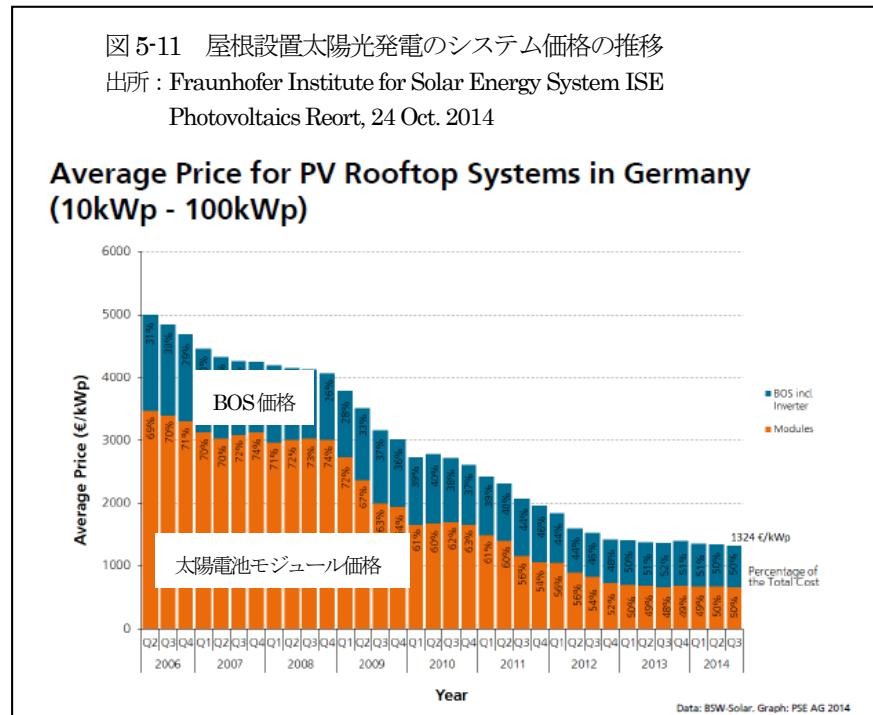
図 5-11 は、ドイツでの太陽光発電システムの平均価格の推移です。設置費を含めた太陽光発電のシステム価格を、太陽電池モジュールと前述した BOS 価格に分けて示したものです。価格低下が急速に進んだことが分かります。

太陽光発電の電力買取価格の引き下げ速度よりも、システム価格の低下が速ければ、太陽光発電設置の投資収益は拡大します。年間発電量の予測にくらいではなく、一定価格で 20 年間電力を買い取ることが保証されているのですから、安全確実な投資です。投資収益が拡大すれば、太陽光発電の投資バブルが発生します。実際、ドイツでは太陽光発電はバブルの様相を呈しました。

＜太陽光発電設置容量の推移＞

図 5-12 は、ドイツの太陽光発電の年間設置容量の推移です。累積設置容量の年毎の増分を、その年の設置容量として示したものです。データの出所は、ドイツを代表する研究機関フランホーファーのソーラ・エネルギー研

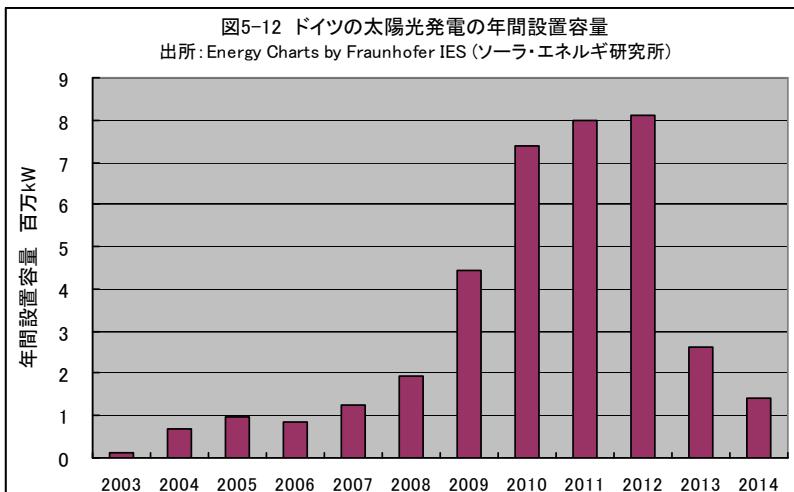
究所(IES)が、ウェブに掲載している”Energy Charts”から採ったものです。



余談になりますが、この Energy Charts のウェブは、ドイツの火力、原子力、再生可能エネルギーの電力をカバーしており、欧州エネルギー取引所(EEX)のデータを利用することで、2011年以降現時点まで、時間毎の発電量の変動を見ることができます。EEX はドイツの全発電はカバーしていないため、不足分は補正して表示していると説明されています。エネルギー取引所の電力であるため、NET 電力量であり、GROSS 電力量（発電端出力）ではないと注記されています。太陽光発電や風力発電の時間毎の変動を見る能够な興味深いサイトです。ドイツでは、再生可能エネルギーによる電力変動に関する問題を、実データをもとに検討していることが分かります。

図 5-12 からは、買取価格が引き上げられた 2004 年から目に見えて導入量

が増加し、2009年前後から年間の設置容量が急増してバブルの様相を呈していることが分かります。



買取価格の高い太陽光発電の導入量の急増は、家庭用や産業用の電力料金の上昇に繋がります。2010年には買取価格の臨時の引き下げが行われました。2012年に入り、固定価格買取制度を見直す動きや、買取価格の大幅な引下げが行われました。また、買取価格の引下げ前の駆け込み設置により、太陽光発電が急増したことも報じられました。

<最近の買取価格>

図5-13には、2012年4月の引き下げを含む、最近の買取価格の推移を示しました。不連続に引き下げられている部分がその値です。また、2012年4月の買取価格の改正で、太陽光発電は累積設備容量が5,200万kWになった時点で、固定価格による買取を終了することが決まりました。ドイツでは、中長期的に再生可能エネルギーは、風力発電を中心に考えられており、太陽光発電は、それほど多くの導入は必要ないと考えられているためでしょう。

その結果、太陽光発電の設置バブルが終わったことが、図5-12に示した2013年の設置容量から分かります。

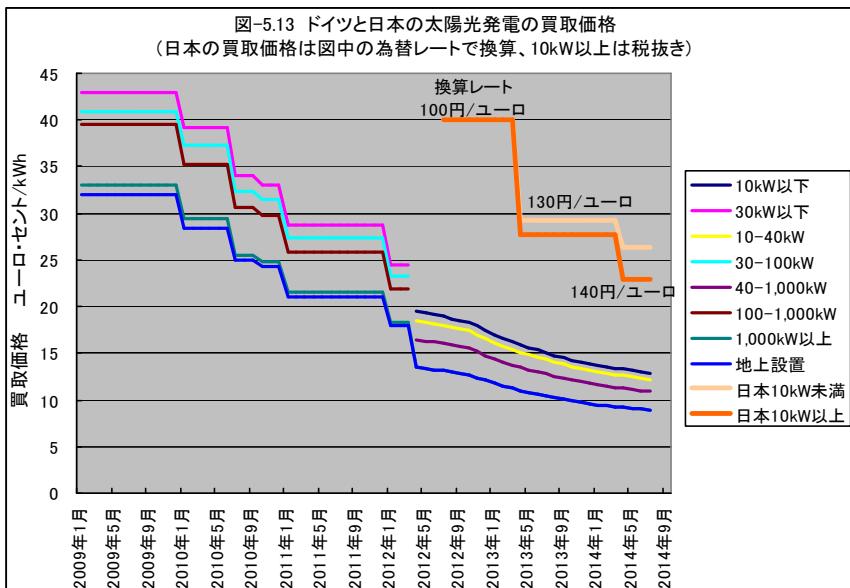


図 5-13 には、2012 年 7 月に開始された日本の固定価格買取制度の太陽光発電の買取価格を併記しました。図中に示した当時の円/ユーロの為替レートで換算して示したものです。

ドイツの太陽光発電バブルの只中に開始された、日本の太陽光発電の買取価格は、当時のドイツと比べ随分高い値に設定されました。その結果、日本で何が起きたかは後述します。

5.7 ドイツの太陽光発電の費用負担

固定価格買取制度により高い価格で電力を買取れば、発電コストが高い太陽光発電でも、導入量は増加します。問題は費用負担の増大です。

＜年間の FIT 買取費用＞

図 5-12 に示した年間の太陽光発電の導入量に、365 日と 24 時間と設備利用率を掛けると年間の発電電力量になります。日本の太陽光発電の平均の備利用率は約 12% です。ドイツの太陽光発電の設備容量と年間発電電力量から

逆算すると、設備利用率は9%前後です。日本より高緯度で、年間の晴天日数の違いもあるのかもしれません。

年間の発電電力量に、図5-13に示した買取価格の年間平均値を掛けると、その年導入された太陽光発電の電力について、年間の買取費用が概算できます。その価格で20年間買取り続けなければなりません。

FIT開始から10数年しか経過していないから、その年に支払う買取費用は、FIT開始から設置された全ての太陽光発電の電力買取費用の合計になります。

図5-14は、ドイツの太陽光発電の累積設置容量と、FITによる年間総買取費用の推移です。2013年末の累積設置容量が約3,600万kW、発電電力量が310億kWhで、FITによる電力の総買取費用は約99億ユーロです。太陽光発電によりドイツの総発電電力量の約5%が供給され、その費用は、為替レート130円/ユーロで換算すると、約1兆3,000億円になります。

図5-14 ドイツの太陽光発電の累積設置容量とFITによる総買取費用

出所 : Recent Facts about Photovoltaics in Germany

Fraunhofer ISE, 16 Oct. 2014

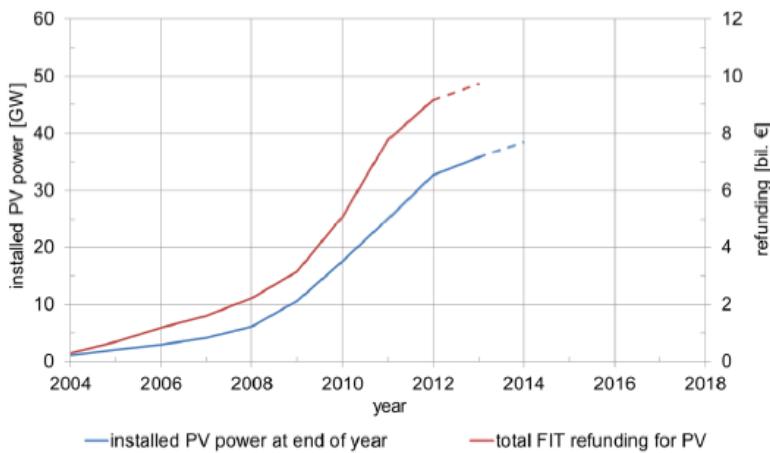


図 5-14 の FIT による総買取費用 (total FIT refunding) のグラフでは、2009 年に増加率が高まり、2011 年、2012 年に増加率が抑制されていることが分かります。

太陽光発電の FIT 買取費用の総額が、日本円で 1 兆円を超えた 2012 年に、費用負担の増加に耐え難くなり、上述のように、累積設備容量が 5,200 万 kW を超えた時点で、太陽光発電の FIT を終了することが決められたわけです。

一方、開始して 2 年半に過ぎない日本の固定買取制度では、2014 年末の太陽光発電の値は、認定された設備容量では、設備容量も買取費用の総額もドイツの値を超えているのですから脅威です。

＜電力料金の上昇＞

図 5-15 には、ドイツの家庭用と産業用の電気料金の推移を示しました。2014 年の家庭用電気料金は 29.13 ヨーロセント/kWh、産業用が 15.37 ヨーロセント/kWh です。2014 年の平均的為替レートは 140 円/ユーロ前後ですから、それで換算すると、各々 40.8 円/kWh、21.5 円/kWh になります。日本の電気料金も、東日本大震災の後かなり高くなりましたが、ドイツの特に家庭用料金は、日本よりかなり高いことが分かります。

ドイツの電気料金は、発送配電コストに、8 項目の付加金が加えられたものです。その内、金額が多いのは、付加価値税、営業許諾税、再エネ法賦課金、電気税（環境税）です。その中で一番大きいのが、再生可能エネルギーの FIT に関する再エネ法賦課金です。2014 年の再エネ法賦課金は、6.24 ヨーロセント/kWh ですから、日本円に換算すると 8.7 円/kWh になります。

＜家庭用と産業用の料金差＞

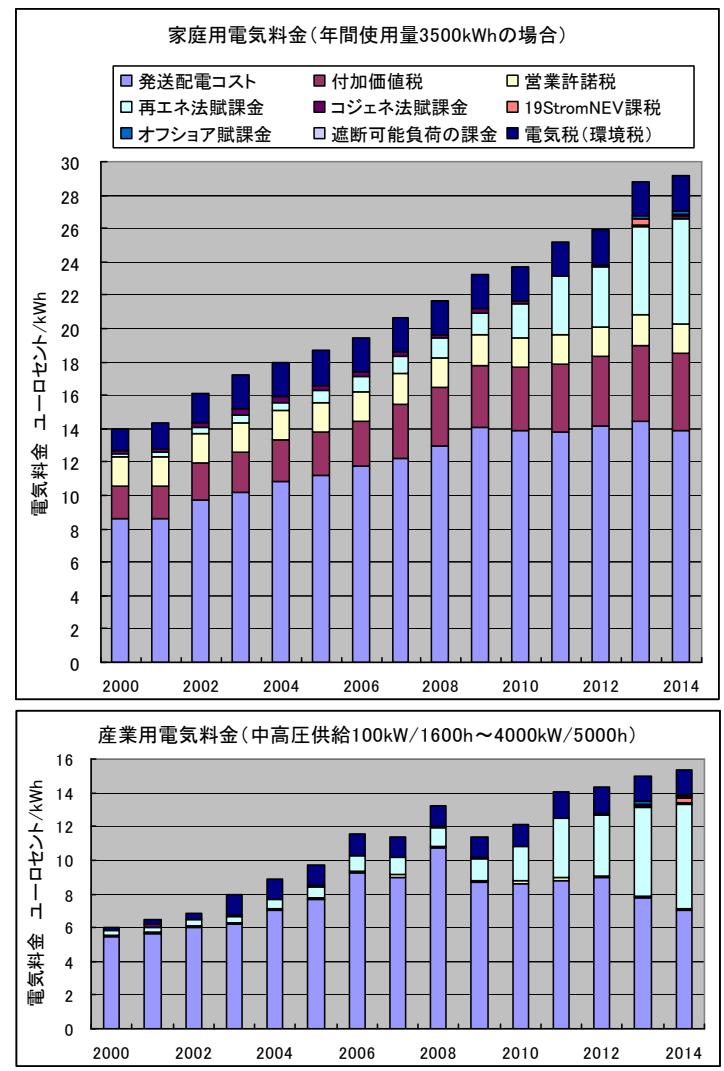
家庭用と産業用でなぜ大きな価格差があるのか、という疑問に答えておきます。先ず、産業用電気料金には、付加価値税が含まれていません。付加価値税は、消費者が負担するもので、企業は一時的に立替え払いしているだけだからです。

次に、発送配電コストのうち、発電コストは同じでも、小口に多くの家庭に送配電する場合に比べ、大口の産業用の送配電では kWh 当たりのコスト

が小さくなります。

図 5-15 ドイツの電気料金の推移

出所：BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014

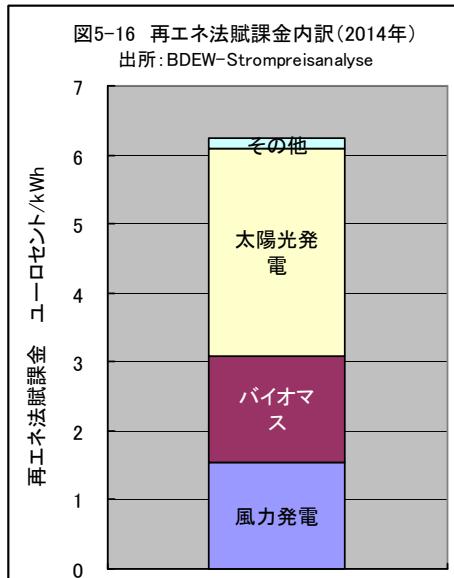


2014年の家庭用料金の発送配電コストは13.87ユーロセント/kWhであるのに対し、産業用は7.00ユーロセント/kWhです。

産業用電気料金で大きな比率を占めている再エネ法賦課金は、家庭用料金と同じ値です。その他の付加金は、家庭用と産業用の料金に、それほど大きな違いを及ぼすものではありませんが、両者で異なります。恐らく、国際的産業競争力などを考慮して、大口の電力消費者に対する優遇措置が講じられているものと思います。

<再エネ法賦課金内訳>

図5-16には、日本円で8.7円/kWhと紹介した2014年の再エネ法賦課金の内訳を示しました。太陽光発電の分が48%、風力発電とバイオマスが各々25%を占めています。発電電力量では、これらの約1/4に過ぎない太陽光発電が、賦課金の約半分を占めており、再生可能エネルギーの中でも、太陽光発電はお金の掛かるものです。総発電電力量の約



5%を占める太陽光発電が、電気料金を3円/kWh引き上げていると言えるでしょう。

なお、再エネ法賦課金は、従来型発電と比べた余分の費用に対するもので、図5-14に示した、FITの総買取費用とは違うものです。

<なぜ太陽光発電が必要か>

なぜ、発電コストが高い太陽光発電をドイツは導入するのでしょうか。先に図1-9で示したドイツの長期エネルギー・シナリオの2050年の電源構成で、風力発電が46%、太陽光発電が11%と想定されていることを紹介しま

した。安価な風力発電がメインですが、太陽光発電もかなりの導入量が想定されています。

ドイツは、英国などと比べると、風力資源が有り余るほど有るわけではないことを4章で紹介しました。また、お天気次第で発電電力量が変動する風力発電や太陽光発電は、多様なものを揃えることが変動の平準化に役立つこともあります。

その他に、太陽光発電には、風力発電を補完することも期待されているように思います。図5-17は、週ごとの風力と太陽光の発電電力量を、1月から12月までの52週分示したものです。グラフで両端の冬季には、薄緑で示される風力発電の電力量が多く、グラフ中央の夏季には、黄色で示される太陽光発電の電力量が多くなっています。風力発電と太陽光は、季節的な補完関係にあることが分かります。

太陽光発電は、昼間のピーク電力需要に対応するものとしても有効ですが、天気が悪い時には、他の発電手段で補わなければならないのが困ったところです。

<ウェブ Energy Charts>

本章のテーマとは関係ありませんが、図5-17を引用したフラウンホーファー研究機構 ISE のウェブサイト Energy Charts は、面白いデータを提供しているので紹介します。

図5-18は、輸出入を含めドイツの全ての電源について、週単位の発電電力量を2014年の1年間分示したものです。また、図25-19は、2014年の2月中旬と8月中旬の1週間の発電量の変動を示すサンプルです。

図 5-17 ドイツの年間の風力と太陽光の週単位の発電電力量

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS

Weekly electricity generation in Germany in 2014

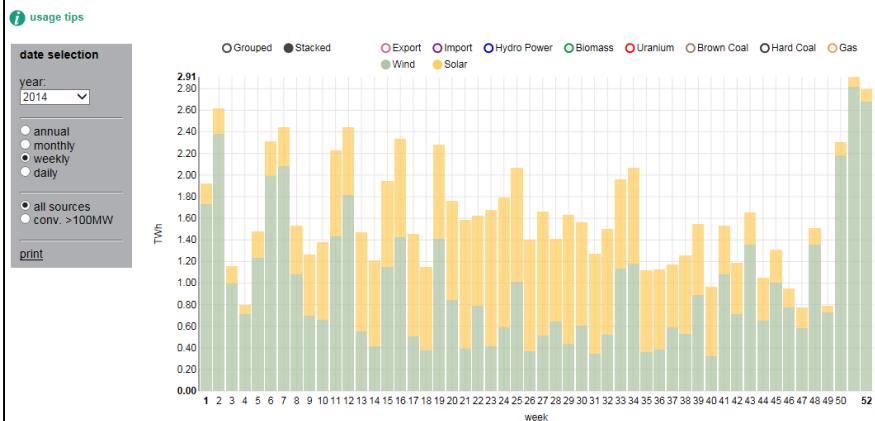


図 5-18 ドイツの年間の週単位の発電電力量 (2014 年)

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS

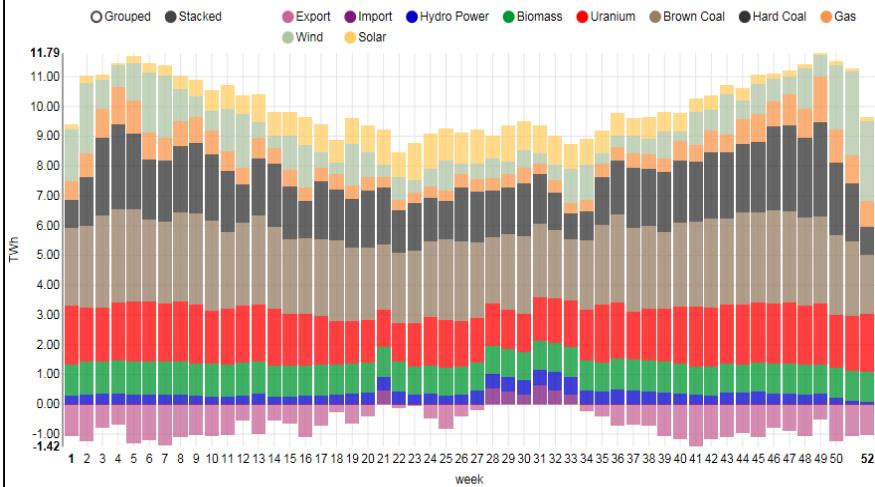
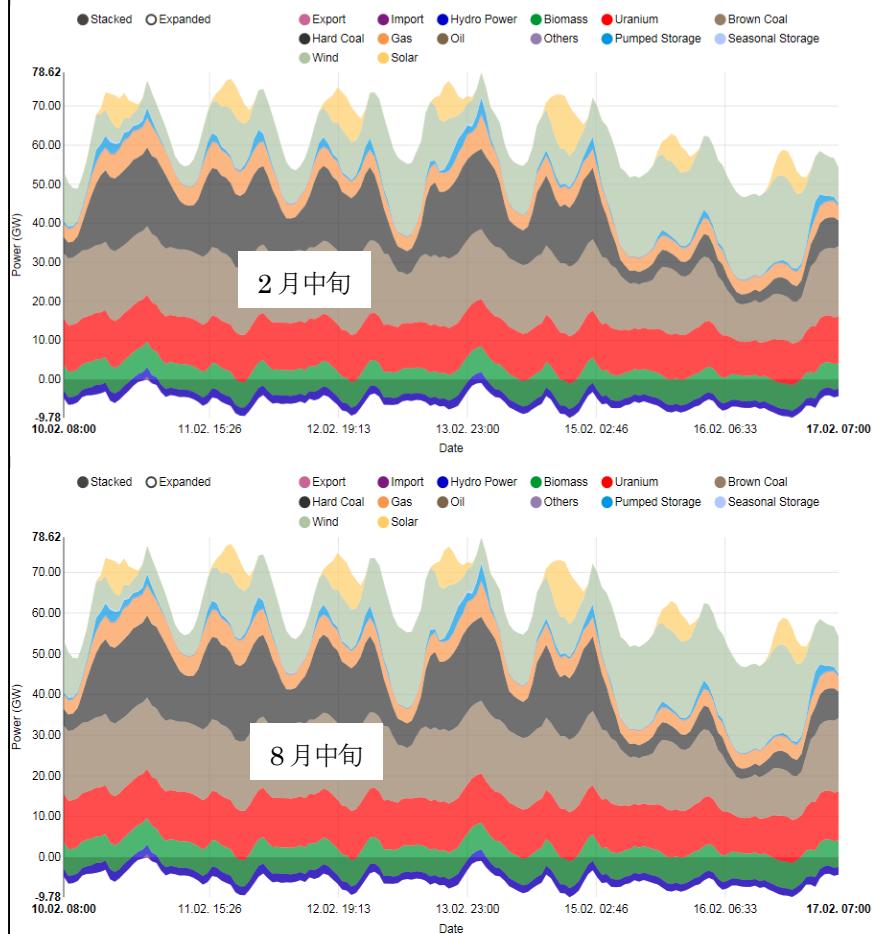


図 5-19 ドイツ 1 週間の発電量の変動サンプル (2014 年)

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS



5.8 ドイツの太陽光発電の事例から学ぶこと

ドイツの実施から、約10年遅れで始められた日本の固定価格買取制度は、ドイツの経験から学ぶことがあります。前述と繰り返しになりますが、太陽光発電を対象に整理して示します。

<危うい制度としての認識>

太陽光発電の固定価格買取制度は、現状の発電コストの数倍の価格で、20年間に亘り電力を購入することを政府が保証するものです。法治国家ですから、買取費用が過大になったからといって、途中で止めるわけにはいきません。加えて、買取価格の設定が高すぎれば、太陽光発電設置の投資バブルが発生します。

かなり危うい制度です。買取価格は、余ほど慎重に設定する必要があります。ドイツは制度開始の初年度は、太陽光発電の当時の発電コスト（当時の設備価格に基づくコスト）より、少し低い値に買取価格を設定しました。初めての経験であり、危うい制度であることを認識し、慎重な対応を取ったものと思います。

一方、日本には、危うい制度としての認識が乏しく、ドイツで成功した制度と考えたのかもしれません。法律に「制度の開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにする」と、恐らく政治が書きこんでしまったものと思われます。それを、再エネの推進者と発電事業者が悪用したように思われてなりません。

<設備価格と電力買取価格>

FITの狙いは、発電コストが高い太陽光発電を導入するために、発電電力を高い価格で買い取ってやることではありません。太陽光発電の市場規模を拡大することで、技術革新を速め、市場競争を活発にすることで、太陽光発電の設備価格低減を進めることができます。

2004年に引き上げられたFIT買取価格は、妥当な水準であったと思われます。太陽光発電の想定範囲の導入量であったことが、図5-12からは窺われます。太陽光発電の設備価格も低下していき、Qセルズ社のように急成長

して2007年は生産量で世界1位となるドイツ企業も現れました。

一方、日本では、国際的に見て太陽光発電の設備価格が高いことは、関係者は分かっていた筈ですが、高い設備価格をそのままに、太陽光発電の業界団体や発電事業者の要望にほぼ沿った高い買取価格が設定されました。それは、一般の電気使用者に、余分な負担を押し付ける結果となりました。

<投資バブルの発生>

固定価格買取制度は、安全確実な投資ですから、買取価格が高すぎれば、投資バブルが発生します。

ドイツの場合、バブルは安価な太陽電池モジュールを持った中国企業によりもたらされました。中国の多くの国営企業と同様に、需要を無視した過剰の設備投資をした中国の太陽電池メーカーが、安価なモジュールを販売したと報じられています。

図5-11に示される2009年頃からの急速の価格低下がそれです。図5-13に示されるように、買取価格を引き下げましたが、設備価格の低下に追いつかず、買取価格との較差が拡大し、バブルの様相を呈しました。

一方、日本では、前述の法律の規定に従い、高い設備価格をそのままに、意図的に高い買取価格が設定されました。やはりバブルが発生したことでの太陽光発電の認定量が急増したことを後述します。

<外国のモジュール・メーカー>

恐らくドイツは、買取制度を始める時には、中国の安価な太陽電池のメーカーの進出を想定していなかったでしょう。世界1位の生産量を誇ったQセルズ社は、中国勢との競争激化により、2012年4月には一旦倒産に追い込まれました。また、2013年6月には、EUと中国との間でダンピング問題にも発展しました。

日本の太陽光発電の買取制度には、太陽光発電モジュールの変換効率の基準があり、また、国内メンテナンス体制の確保が求められています。これらの規定は、安価な外国製品に対する意図もあるのかもしれません。国内市場が、外国メーカーに席巻されることを望むものではありません。しかし、電気

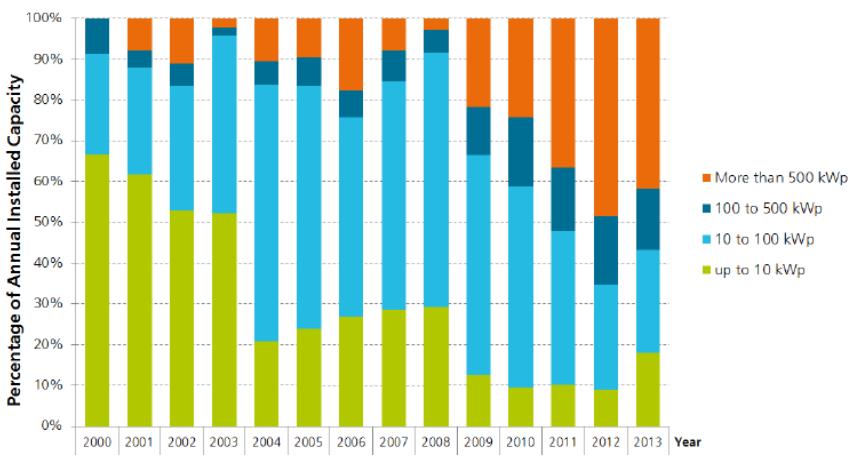
使用者の負担を考えれば、太陽光発電の設備価格が、先ず外国並みになることが重要であると思います。

<メガソーラーの増加>

図 5-20 には、ドイツで各年に設置された太陽光発電を、設備 kW 範囲毎の設置 kW 割合を示しました。設置量が少なかった 2000 年代の初めには、屋根設置の容量が小さい設備が多くを占めていました。しかし、太陽光発電の設置量が急増した 2009 年以降は、地上設置の大容量設備の割合が増加しています。投資対象の太陽光発電は、大容量の設備になります。また、屋根設置の設備は、環境保護に積極的な住宅が一巡すれば、新たな設置は減少します。

図 5-20 ドイツの各年設置の太陽光発電の設備サイズ構成

出所：フラウンホーファ ISE, Photovoltaics Report, 24 Oct. 2014



日本の太陽光発電は、固定価格買取制度が始まる前は、殆どが屋根設置の数 kW の設備でした。しかし、太陽光発電が投資と見做されれば、日本でもメガソーラーが増加することになります。

屋根設置の場合には設置スペースが限られるためね、太陽光発電モジュー

ルの変換効率を高めることが重要になります。しかし、地

上設置の場合には、変換効率が高いことよりも、kW当たりの設備価格が安いことが重要になります。

また、太陽光発電は、少なくとも20年間は使用するものです。広い面積を占有するメガソーラーが、無計画に多数設置されると、種々の問題を起こすことは想像に難くありません。現在は、メガソーラーに対して、自治体が環境条例を制定する程度ですが、世界的な食料問題が起きれば、メガソーラーと農業生産が競合する事態も考えられます。日本は平地面積が限られており、メガソーラーについては計画的設置が必要であると思います。

<認定時の買取価格>

ドイツの固定価格買取制度（FIT）では、発電事業開始時点のFIT買取価格が適用されています。それに対し、日本では設備認定時点のFIT買取価格が適用されます。そのため日本では、認定だけ先にとり、設備価格が低下してから設備を建設する事業者が現れ大きな問題になっています。

日本のFITの制度設計の際には、ドイツの制度を充分に調査したはずです。なぜ、ドイツと異なる制度となったのか、調べてみましたが、分かりませんでした。

電力の買取価格が決まってから、発電事業の計画を詰めたほうが、発電事業者にとって都合が良い事は分かります。しかし、前例に倣うのが、お役所仕事の基本ですから、ドイツと異なる制度とする場合には、問題が起きないか検討したはずです。これも、発電事業者の都合を優先したためと思わないわけにはいきません。

<なぜドイツの事例が活かされなかつたか>

最後に、なぜ、ドイツの事例が、日本の固定価格買取制度に活かされなかつたかと考えてみます。

再生可能エネルギーの導入は、中長期的に考えるべきことです。過大な国民負担を伴う制度でもない限り、2、3年で実質的成果を期待することは無理なことです。それでも拘わらず、拙速に太陽光発電の導入を推進した背景に

は、二つの理由があるように思います。一つは、政治が単純に早期の成果を求めたのだと思います。もう一つは、東日本大震災の後、再生可能エネルギーで原発を代替できるとする再エネ推進者の主張の可否に、実績で答えを出し、原発の再稼動を進めようとしたのではないかと思います。その結果、後述するように、一般の電気使用者に過大な負担をもたらすことになりました。

次に、固定価格買取制度の危うさに対する浅薄な認識と、太陽光発電の国際的設備価格の情報の欠如が挙げられると思います。その結果、高い電力価格で買取り、発電事業者に充分な収益を約束する法律の規定が生まれたのではないかと思います。その結果は、想定を遥かに超えるメガソーラーの認定量を発生させることになりました。

その他に、多くの問題に係わるものとして、一般の電気使用者の負担増加よりも、発電事業者や太陽光発電メーカーの収益が優先されたように思われることがあります。

また、政治主導の制度であったことも理由の一つのように思われます。政治主導を否定する訳ではありませんが、政治は充分詳しい知識が無いことを自覚して、官僚を活用することが重要です。お役所仕事の基本は、前例主義ですから、官僚に遣らせれば、ドイツの事例が活かされただろうと思われます。

5.9 日本の太陽光発電の買取制度の実績

＜危惧が現実に＞

全量買取制度による太陽光発電の導入実績は、危惧されたことがそれ以上の規模で現実になったショッキングな結果と言えると思います。先ずは、太陽光発電の買取制度の実績を紹介します。

図5-21には、買取制度による認定設備容量の累計値と、運転を開始した設備の累計設備容量を示しました。買取制度では、10kW未満の設備と、10kW以上では、発電電力の調達期間と調達価格が違っています。図5-21には、10kW以上の設備を1000kWまでと、それ以上に分けて示しました。

1000kW以上は文字通りメガソーラーと呼ぶべきものです。データは経済産業省の毎月のプレスリリースを集計したものです。

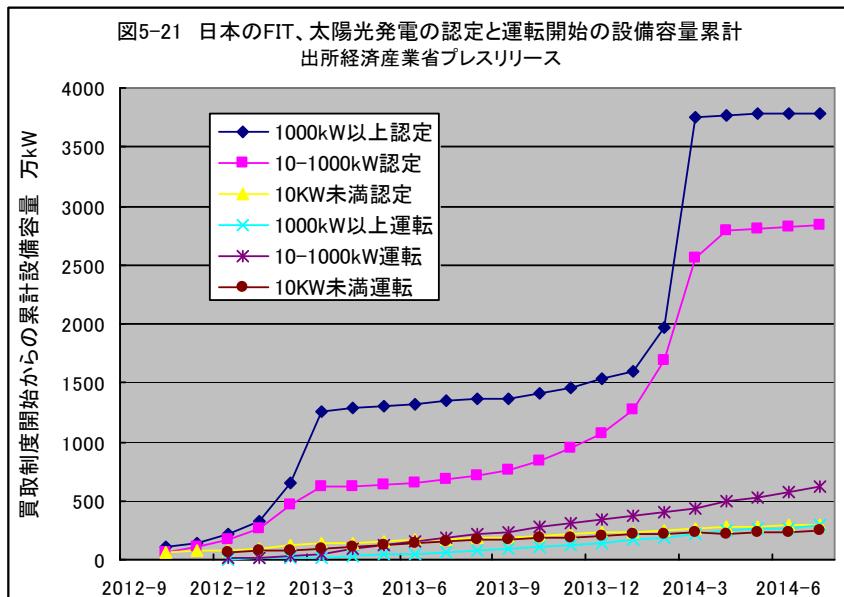


図5-21で、10kW以上の認定量の累計とその他の項目では、非常に大きな差があります。それは、10kW以上の認定量が、想定よりも遥かに大きくなつたためです。

10kW以上の認定量累計と、運転を開始した設備の累計にも、大きな差があります。また、調達価格の見直しが行われる直前の年度末に、認定量が急激に増大していることも分かります。

それらの理由は後述するとして、実績の数値を紹介しておきます。全量買取制度の開始以降の実績として、執筆時点で最新の2014年7月末の値は、認定容量累計では、10kW未満が300万kW、10kW以上が6,634万kW、その内1,000kW以上が3,789万kWです。一方、運転を開始した設備容量の累計では、10kW未満が248万kW、10kW以上が914万kW、その内1,000kW以上が290万kWです。

10kW 以上の設備の認定容量累計は、10kW 未満の設備の実に 22 倍です。全量買取制度の開始により、大規模な太陽光発電の計画が急増したわけです。

また、10kW 未満の設備では、運転を開始した設備の比率は、認定量の 83% を占めていますが、10kW 以上の設備では認定量の 14% に過ぎません。2013 年度末に認定された大規模設備の建設、運転が済んでいないのは当然としても、2012 年度末に認定されて設備の多くも、運転を開始していなように思われます。

<買取価格>

主題に入る前に、再生可能エネルギーの買取制度について、少し紹介しておきます。表 5-1 には、再生可能エネルギーの調達期間と調達価格を示しました。本項で論じるのは太陽光発電だけですか、その他の再生可能エネルギーについても併記しました。

表5-1 再生可能エネルギーの買取制度の買取期間と買取価格

電源		調達期間 年	調達価格(税抜き) 円/kWh		
			2012年度	2013年度	2014年度
太陽光	10kW以上	20	40	36	32
	10kW未満(余剰買取)	10	42	38	37
風力	20kW以上	20		22	
	20kW未満	20		55	
地熱	1.5万kW以上	15		26	
	1.5万kW未満	15		40	
中小水力	1,000kW以上 30000kW未満	20		24	
	200kW以上 1,000kW未満	20		29	
	200kW未満	20		34	
既存誘水 路活用中	1,000kW以上 30000kW未満	20			14
	200kW以上 1,000kW未満	20			21
	200kW未満	20			25
バイオマス	メタン発酵ガス	20		39	
	間伐材等由来の木質バイオ	20		32	
	一般木質バイオ・農作物残さ	20		24	
	建設資材廃棄物	20		13	
	一般廃棄物・その他のバイオ	20		17	

表 5-1 からは、初年度の太陽光発電の買取価格が、他の再生可能エネルギーに比べて高いことが分かります。大型の風力発電の約 2 倍です。また、10

kW未満の太陽光発電に比べ、10kW以上 の設備は随分優遇されています。

10kW未満の太陽光発電は、主に住宅の屋根に設置された設備で、2009年11月から先行して実施されている余剰電力買取制度が、そのまま延長されました。家庭で使用した残りの電力のみを買い取るもので、買取期間も10年間と半分です。メガソーラーにもスケール・メリットがあることを前述しましたが、10kW未満の買取価格は、10kW以上と殆ど差がありません。その言い訳として、10kW未満の余剰電力買取制度には、国や自治体による補助金制度があることが述べられていましたが、それだけでは、とても不充分です。

5.5項で紹介した、制度の開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにする法律の規定が、大規模太陽光発電の事業者やその他の関係者に利用された結果です。

太陽光発電だけは、初年度の買取価格が高過ぎることが認識され、毎年引き下げられています。

＜発電開始までの流れ＞

買取制度の適用を受けて、再生可能エネルギー発電を行う場合には、発電設備・発電事業の計画を立て、経済産業省に設備認定の申請をして、認定を受けます。認定時の電力買取価格が、20年間などの調達期間に亘り適用されます。

それと並行し、電力を買い取る電力会社に、電気の接続可否の事前相談を行った上で、電力会社に正式なアクセス協議を依頼し、特定契約、接続契約を申し込みます。その上で、資金調達、設備発注、建設、完成、試運転を経て、電力供給開始の運びになります。

＜認定量と運転開始量の差＞

発電までの上述の流れにより、認定時と運転開始時には、かなりの時間的ずれが生じます。また、認定申請は無料であり、調達価格は毎年引き下げるだろう事は分かっていますから、取り敢えず認定を取得しておこうとする事業者も現れます。そのような事業者の中には、設備建設を取り止める事

業者も出てきます。

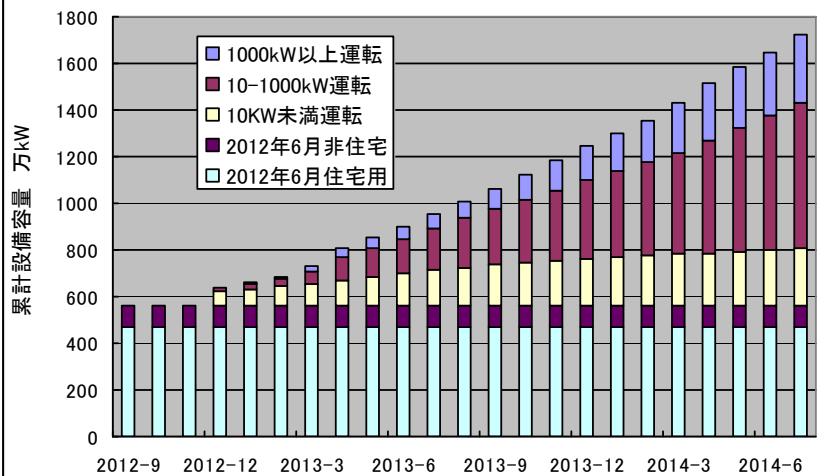
更に問題なのは、意図的に発電設備の建設を遅らす事業者です。買取制度は、発電設備の価格の引き下げを狙いとしたものです。調達価格が高いうちに認定を取り、設備価格が低下してから設備を発注すれば、事業収益を大きくできます。買取制度の開始時には、そのような事業者への対策が講じられていませんでした。認定量と運転開始量の違いには、それらのものが含まれています。

なお、最近電力会社が再生可能エネルギー電力の買取を拒否した、とマスコミで報じられたのは、電気接続の事前相談や正式のアクセス協議依頼で、新規接続の回答を保留したものとのようです。

<運転開始設備量>

買取制度による太陽光発電について、運転を開始した設備容量の累計から見ることにしましょう。図5-22には、全量買取制度が始まる前の、2012年6月末の住宅用太陽光発電と、非住宅用の累計値を併記しました。

図5-22 日本のFIT、太陽光発電の運転開始設備容量累計の推移
出所：経済産業省プレスリリース



2014年7月末の全量買取制度による累計値は1,162万kWで、全量買取

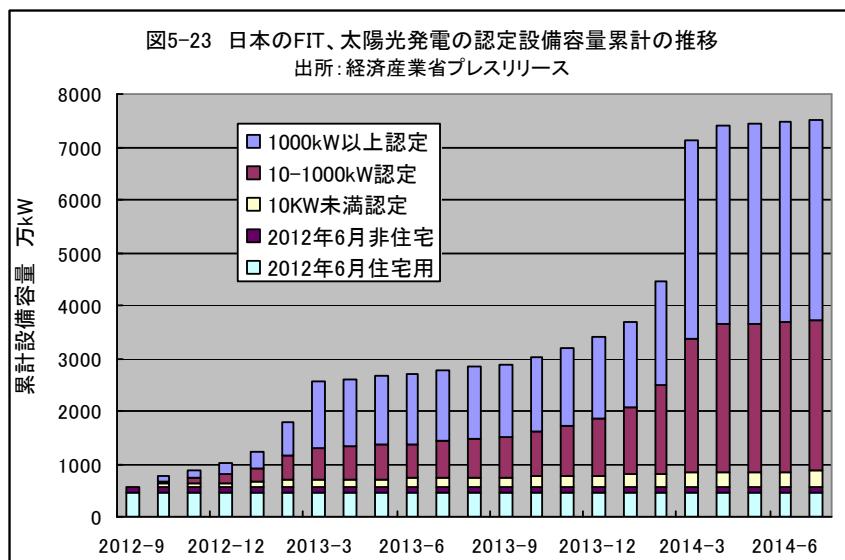
制度が始まる前の値は 560 万 kW です。買取制度により、2 年間で設備容量が約 3 倍に増大したわけ、買取制度が有効であったことを示しています。但し、驚くほどの増加ではありません。

10kW 未満は、従来の余剰電力買取制度が、そのまま延長されただけで、優遇策が加わったわけではありません。そのため、増加量もあまり大きくはありません。

一方、10kW 以上の設備は、2012 年 6 月末までは買取制度がなく、設備容量は僅かでしたが、全量買取制度が始まったことで、顕著に増加したことが分かります。

<認定量>

図 5-23 には、認定設備容量累計の推移を示しました。上図と比べて、縦軸の目盛りが大きくなっていることに注意して下さい。認定容量に全量買取制度が始まる前の値を加えると、2014 年 7 月末の値は、7,490 万 kW になります。運転開始設備の同様の値は 1,720 万 kW ですから、その 4.4 倍です。



10kW 以上の設備の認定量には、買取価格引き下げ前の年度末の駆け込み

認定が極めて多いことが分かります。

大規模な太陽光発電については、認定だけ取得し、その後の投資判断で発電を取り止めるケースもかなりあると思われますが、この認定量の大きさがどの程度の影響を持つものか、次の項で考えてみます。

5.10 日本の太陽光発電の大きな認定量の影響

全量買取制度で認定された太陽光発電の量は、実施前に想定された値に比べ、極めて大きなものです。太陽光発電の導入が進んだと、喜んでいる場合ではありません。認定量が大きく、20年間に亘り買取り続ける費用負担が過大だったとしても、法治国家である日本では、認定を取り消すことはできません。

認定量の一部、若しくは、かなりの部分は、実際に発電設備の設置に至らないかもしれません。その調査が行われているようですが、全容は公表されていないようです。

<認定量の大きさ>

太陽光発電の認定量の全量が発電を行う場合について、その影響を示します。10kW未満の太陽光発電は認定量が少ないと加え、余剰電力を10年間だけ買い取るもので、その影響はそれほど大きくありません。10kW以上の太陽光発電の6,633万kWの認定量について検討することにします。

百万kW級原発66基分というような不正確な表現がテレビなどで報じられますが、充分な日照がある時だけのことです。年間の発電電力量で評価すべきです。

日本では、太陽光発電の設備利用率は12%として評価するのが一般的です。その場合、年間発電量は697億kWhになります。日本の年間の総発電電力量は約1兆kWhですから、その7%です。

百万kW級原発と比較するなら、原発の設備利用率には議論がありますが、70%が一般的の値です。1基の年間発電電力量は61億kWhになりますから、認定された太陽光発電は11.4基分です。

<太陽光発電の電力比率>

天候により発電量が変動する太陽光発電や風力発電の比率が大きくなると、電力システムには、電力需給を調整する変動対策が必要になると言われています。今回認定された太陽光発電が、全て発電を行う場合の太陽光発電の比率がどの程度になるかを調べてみました。

昼間の電力需要が最も高くなるのは、一般に8月中旬の冷房負荷が最高に達する日です。一方、昼間の電力需要が最も低いのは、5月の連休中と言われます。太陽光発電は優先的に発電を行う設備ですから、その比率が最も高くなるのは、昼間の電力需要が最も低く、且つ、日照が良好な日です。

電力系統利用協議会が発行している ESCJ 年報によれば、電力需要が1年間で最も小さい5月の連休中では、昼頃の電力需要は、年間単純平均電力の80%前後です。年間総発電電力量を1兆kWhとすると、年間単純平均電力量は1億1,416万kWですから、その80%は9,130万kWになります。およそこの値が、日本の昼頃に発生する、年間で最も低い電力需要です。

一方、図5-17に示したように、固定価格買取制度の開始前の値に認定量の全てを加えた値は7,490万kWです。最低電力需要の昼間に、日照状態が良好で認定量の全てが発電を行うと、太陽光発電の比率は実に82%に達することになります。

電力システムに、どの様な変動対策を講じれば、そのように高い太陽光発電の比率を受け入れることができるのか、私には知見はありませんが、驚異的な値であることは理解できると思います。

<電力の買取費用>

次に、太陽光発電の認定量が全て設備して発電する場合に、買取期間の20年間にどれだけの買取費用が掛かるかを示します。買取費用が大きい10kW以上について検討します。

表5-2には、各年度の認定量、設備利用率を12%とした年間発電電力量、買取単価および20年間の総買取費用を示しました。3年間の総買取費用は、税抜きで51兆5,000億円です。買取費用と発電電力量から逆算した平均の

買取単価は36.9円/kWhになります。

表5-2 太陽光発電の固定価格買取制度
10kW以上設備の認定量(2014年7月末実績)に基づく試算

項目	24年度分	25年度分	26年度分	合計	備考
認定容量 万kW	1,868	4,436	330	6,634	
年間発電量 億kWh	196	466	35	697	利用率12%
買取単価(税抜) 円/kWh	40	36	32	36.9	
総買取費用(20年間) 兆円	15.7	33.6	2.2	51.5	

5.11 太陽光発電の導入想定量と認定量の乖離

10kW以上の太陽光発電の認定量が非常に多いことを述べてきましたが、買取制度の開始時に、導入量をどの程度に想定していたかを見ることにしましょう。国の制度であり、国民負担を伴うものですから、再生可能エネルギーの導入量の想定があったはずです。

その種の情報として、買取価格を検討した「調達価格等算定委員会」の委員会資料「サーチャージ額の試算」があります。

<サーチャージ>

ここでサーチャージとは、再生可能エネルギーの電力を高い価格で買い取ることにより余分に掛かる費用を、再生可能エネルギーの促進付加金として電気料金に上乗せする金額のことです。

サーチャージ単価=(買取総額-回避可能費用)/想定される総需要電力量

回避可能費用とは、電力会社が太陽光発電の電力を買取ることで、発電電力量を減じ、燃料費などの支出を減らすことができる額です。

固定価格買取制度の2012年度導入分のサーチャージの額について、「サーチャージ額の試算」には、下記のように記載されています。再生可能エネルギー導入の標準ケースを設定し、その前後に幅を持たせた試算値であると記されています。

■サーチャージ額 約0.2円/kWh～0.4円/kWh程度

■月額の電気料金7,000円の標準的家庭(300kWh/月)で、一月当たりのサーチャージ額 概ね70～100円程度

買取制度による初年度の再生可能エネルギーの導入により、平均的な家庭で、月の電気料金が70～100円くらい高くなることが想定されていたわけです。

＜導入想定量＞

上述の資料には、サーチャージ額を試算した再生可能エネルギー導入の標準ケースが記載されており、それを表記して表5-3に示しました。

表5-3 固定価格買取制度、2012年度の導入見込量

出所：調達価格等算定委員会の資料「サーチャージ額の試算」、2012年4月

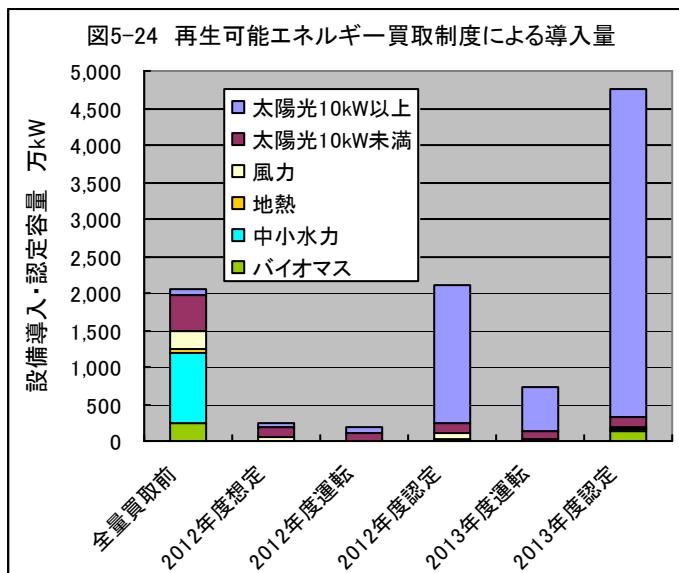
電 源	2012年度導入見込量	導入見込量の仮定
太陽光 10kW以上	50	7月～年度末までに50万kW増加
太陽光 10kW未満(余剰買取)	150	対前年度で4割の伸び
風力	38	年度導入量が5割増加
地熱	0	
中小水力 1,000kW以上	2	7月～年度末までに2万kW増加
中小水力 1,000kW未満	1	年度導入量が5割増加
バイオマス	9	年度導入量が5割増加
合 計	250	初年度で250万kWの増加

10kW未満の太陽光発電が約150万kWと一番多く、次が10kW以上の太陽光発電で約50万kW、風力発電が38万kWと続きます。その他の電源については、僅かな導入量しか想定されていません。

発電容量の合計は250万kWですが、太陽光や風力という設備利用率が低い発電が中心ですから、年間の発電電力量を計算すると、国内総発電電力量の0.3%程度のものです。それにより、月額電気料金が70～100円くらい高くなるということです。

＜想定量と実績の比較＞

図5-24には、全量買取制度が始まる前の2012年6月末の再生可能エネルギーの累積導入量、2012年年度の導入想定容量、2012年度に運転を開始した導入設備容量、2012年度に認定を受けた設備容量、同様に2013年度の運転開始と認可の設備容量を示しました。



2012年度の運転開始設備容量は177万kWであり、制度開始あたり想定した250万kWに概ね近い値です。

一方、2012年度の認定量は2,108万kWで、その大半は10kW以上の太陽光発電です。7月から始まった制度ですから、殆どのメガソーラーは、翌年の3月末までに発電を始められないと想定したものと思います。しかし、サーチャージ額の試算は、負担がどの程度になるかを示したものだから、このように大きな認定量が想定されたのなら、認定量に基づくサーチャージ額も示すべきであったと思います。恐らく、このように大きな認定量は、想定していなかったものと思います。

<買取価格の引き下げ>

2013年度の認定量は、4,755万kWと2倍以上に増加しました。10kW以上の太陽光発電の買取価格が、適切な値ではなかったためでしょう。

調達価格等算定委員会の資料を見ると、2013年度の買取価格は、2013年の1月21日から3月11日までに4回の委員会が開催され、買取価格の委員

長案が出されています。委員会で参照した導入状況のデータは、2012年11月末までのようです。2013年3月末に、10kW以上の太陽光発電の駆け込み認定が大量にあったことは考慮されず、買取価格は40円/kWhから36円/kWhへ10%だけ引き下げられたものと想像されます。

2013年4月以降になれば、10kW以上の太陽光発電の認定量が異常に多く、買取価格の設定が妥当でないことが分かった筈です。しかし、2014年度の買取価格の設定にも、特に対策は講じられませんでした。2014年の秋になり、やっと買取制度の見直しの議論が始められました。

＜制度運用に関する反省＞

日本が全量買取制度を始めた2012年7月時点には、ドイツの太陽光発電の設備単価は、日本の半値以下に低下していたことを前述しました。

ドイツのFITの買取価格も、地上設置太陽光発電は13.1ユーロセント/kWhまで引き下げられていました。当時の為替レートの約100円/ユーロで換算すると、13.1円/kWhになります。今の為替レートの140円/ユーロで換算しても18.3円/kWhです。3年間の日本の買取単価の平均は、前述したように36.9円ですから、ドイツに比べて2倍です。買取費用も2倍掛かるということです。

日本の全量買取制度では、制度開始3年間は、高い価格で買い取ることが法律で規定されたことを前述しました。もし、6～7年掛けて、同じ認定量を達成する計画とし、初年での買取価格をもっと低く設定すれば、総買取費用は大幅に低減できたはずです。太陽光発電を短期間で大量に導入する必要性は無かつたと思います。

法律を作った議員や関係者が、早期に成果を出すことに拘り、国民負担を低減する視点に欠けていたように思います。ドイツの先行事例があったのですから、よく考えればできた筈で、残念です。今となっては、認定されたものの多くが、設備化を断念することを願うだけです。