

# 太陽光発電促進政策の制度設計<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup>本稿は、2009年12月6日に開催される、WEST 論文研究発表会 2009 に提出する論文である。本稿の作成にあたっては、多くの方々から有益且つ熱心なコメントを頂戴した。ここに記して感謝の意を表したい。しかしながら、本稿にあり得る誤り、主張の一切の責任はいうまでもなく筆者たち個人に帰するものである。

## 要旨

---

近年、オバマ米国大統領の「グリーンニューディール政策」に代表されるように、地球温暖化問題などの「環境」への取り組みが注目されており、日本においても鳩山首相が温室効果ガスの削減目標値を掲げているなど、地球温暖化問題への対策は急務である。そこで注目されるのが再生可能エネルギーの有効活用であり、その中でも特に注目を集めているのが太陽光発電である。また日本においてはエネルギー安全保障の観点から、日本国内でエネルギーを生産できる再生可能エネルギーは安定したエネルギー供給構造の構築につながるという利点も有している。

日本における太陽光発電の歴史は長く、技術レベルでも世界トップクラスを誇っている。しかし普及の面で言えば、2004年に太陽光導入量がドイツに抜かれて以来、日本における普及量は伸び悩んでいる。この背景には普及政策の違いが挙げられる。ではなぜ制度によってこのような普及の差が生じるのか、日本に合った制度とはどのようなものなのか、などといった点から私たちは問題意識をもち、この論題に取り組むこととした。

本稿では、世界各国で取り入れられている各制度を比較・検証する上で理論分析をおこない、日本における太陽光発電の普及促進につながる政策とはどのようなものなのかを考察していく。再生可能エネルギーを普及させる政策としては固定価格買取制度(FIT 制度)、Renewable Portfolio Standard(RPS 制度)が挙げられるが、これらの制度はそれぞれメリット・デメリットを有しており、両制度の比較・検討を行った結果、私たちは FIT 制度がより普及促進につながると考えた。日本では 2009 年 11 月 1 日より日本版の FIT 制度が導入されているが、買取価格や期間等の設定に関する議論はまだ行われていないことが現実である。そこで私たちは、その中でも「買取価格」に対して重点を置き、欧州における各制度の分析の結果、有効な手段であると考えられる段階税率、税率低減、負担の平等分担といった 3 つの制度が有効性を持つと考えた。

以上の分析結果を踏まえて本稿では、①段階税率の導入、②税率逡減の導入、③負担の平等分担といった 3 つの政策提言を行う。

# WEST 論文研究発表会 2009

## I はじめに

ここ数年、地球温暖化問題がこれまでも増して活発に議論されるようになった。地球温暖化を加速させている原因の一つとして、石油、石炭などの化石燃料の存在が挙げられる。これまで我々の生活を支えるエネルギーの中心を担ってきた化石燃料だが、これらをエネルギー源として利用する際に排出される温室効果ガス（二酸化炭素等）が、地球に温室効果をもたらしていると考えられているからだ。

この問題への対応策として現在世界各国が力を入れて取り組んでいるのが再生可能エネルギーの普及である。

再生可能エネルギーとは具体的には太陽光、風力、バイオマスなどを利用したエネルギーと、廃棄物の焼却熱利用・発電などのリサイクルエネルギーを指す。これらは、化石燃料と比較して、枯渇せず永続的に利用が可能であることに加えて、温室効果ガスの排出量が少ない、などの長所を持ち、地球温暖化問題の解決の手段として大いに期待されている。

この再生可能エネルギーの普及に欧州はとりわけ積極的であり、2008年1月23日に欧州委員会は理事会で、EU全体の消費エネルギーに占める再生可能エネルギーのシェアを2005年の8.5%から2020年には20%まで引き上げる事で合意、各加盟国にもそれぞれ目標を課した。このように、化石燃料に代わって再生可能エネルギーを取り入れる動きは世界各国で年々活発になっている。

また、日本が地球温暖化問題を考える上でも再生可能エネルギーの普及は重要な政策である。2009年9月22日、民主党の鳩山由紀夫首相が国連総会において、温室効果ガスを2020年までに1990年比で25%、2005年比で33.3%削減する事を表明した。

しかしながら、この目標の達成に依然日本は厳しい状況にある。2006年度の段階で熱と電気を合わせたエネルギーのうち、約70%を温室効果ガスを発生させる化石燃料（石油、石炭など）に頼っている。これでは目標の達成は厳しく、エネルギー源そのものを環境低負荷、すなわち再生可能エネルギーに移行していく必要がある。

再生可能エネルギーの導入は地球温暖化問題だけではなく、日本のエネルギー事情の改善にもつながる。「日本のエネルギー2009」（経済産業省）によると、2006年度の段階で日本は一次エネルギーの約96%を海外からの輸入に頼っている。

一次エネルギーとは原油、液化天然ガス、石炭などの化石燃料や、原子力発電の原料としてのウランなどのエネルギー資源のことである。我々が日常生活で使用しているガソリンや灯油、電気等のエネルギーは各事業者がこの一次エネルギーを転換したものであり、これらは二次エネルギーと呼ばれている。

すなわち現在の日本では日常生活に不可欠なエネルギーのほぼ全てを海外に依存しているのである。このような脆弱なエネルギー供給構造を考慮すれば、特定のエネルギー源に過度に依存することのない各種エネルギーの適切な組み合わせによって、エネルギーの安定供給を確保する事が必要不可欠であり、安定したエネルギー供給構造の構築のためにも再生可能エネルギーの普及

## WEST 論文研究発表会 2009

は重要である。

これまでに述べてきた「地球温暖化問題」、「日本国内のエネルギーの安定供給」の2点から、再生可能エネルギーの普及は急務の課題と言え、その普及に関する政策を分析する事は重要な課題と言える。本稿では再生可能エネルギーの中でも特に太陽光発電の普及政策に着目することにした。日本は世界トップクラスの太陽光発電技術を持っていることに加え、2009年度から新たな普及政策が既に開始されており、その導入量の更なる増加が期待されているからだ。そこで本稿では、太陽光発電普及に関する各制度の評価を行い、日本における最適な太陽光発電普及政策の制度設計を行う。

本稿の構成は以下の通りである。第Ⅱ章では太陽光発電の促進制度の現状について述べる。太陽光発電の促進制度の種類の説明、各国の現状、日本の現状について述べる。第Ⅲ章では、FIT制度とRPS制度のどちらが普及制度として有利なのか、日本のFIT制度に内包する問題を述べ、本稿での問題意識について述べる。

第Ⅳ章では、第Ⅲ章であげた日本のFIT制度の課題の一つである「価格」について考察を行う。その考察を受け、第Ⅴ章では、①段階税率、②税率提言③負担の平等分担の3つの政策提言を行う。

# WEST 論文研究発表会 2009

## II 現状・問題意識

### 1. 太陽光発電普及に関する制度

本節では、図1を用いながら RPS 制度と FIT 制度の違いについて説明していく。

#### 1-1. Renewable Portfolio Standard(RPS 制度)

RPS 制度とは、図1左側のように政府が電気を供給している電気事業者(ex.関西電力)に対して、全消費者に供給・販売している電力量の一定割合を、再生可能エネルギー(ex.太陽光、風力)を用いて発電された電力でまかなわなければならないという基準を定め、義務付ける制度である。これによって発電コストが高い再生可能エネルギーの買い取りを促し、将来的に再生可能エネルギーで発電された電力の価格を下げようとするものである。

再生可能エネルギーを利用した電力の買取義務を負った電気事業者は、次のいずれかの方法によって義務量を達成しなければならない。

- ・自社の再生可能エネルギーを利用した発電設備による発電
- ・再生可能エネルギーを用いて発電された電力の購入
- ・再生可能エネルギーを用いて発電された電力のグリーン証書の購入

#### 1-2. 固定価格買取制度(FIT 制度)

固定価格買取制度とは、図1右側のように政府が電気事業者に対して、再生可能エネルギーを用いて発電された電力を太陽光発電やバイオマス発電などといった手段別に、一定の期間・一定の価格で買い取ることを義務づけ、買い取りによって生じる追加的な負担は全消費者の電気使用量に応じて電力料金に上乗せされて社会全体で負担していくという制度である。また、この際に適用される価格は太陽光発電設備のコストや普及度合いなどを考慮しながら年度ごとに引き下げられ、早めに設置するほうが高い価格で買い取ってもらえるような仕組みとなっている。この制度は一定の期間・一定の価格で買い取ることを政府が保証しているため、設置にかかるリスクが軽減され、投資インセンティブを高めるとされている。

日本においては 2009 年 7 月 1 日に成立した「エネルギー供給構造高度化法」が日本版の FIT 制度として導入されている。これは電気事業者が太陽光発電によって生じた余剰電力(太陽光で発電した電力量から自家で消費した電力量を除いた分の電力量)を国の定めた単価により購入し、購入に要した費用は電力を使用するすべての需要家が電気使用量に応じて負担するといった制度が同年 11 月 1 日より開始されている。これによって、導入初年度は発電能力 10kw 未満の一般家庭の場合、買取価格を 48 円、買取期間を 10 年間とすることが政府によって保証されている。この買取価格は普及の度合いを考慮して買取制度小委員会が毎年度議論を行い、徐々に低減させていくとされている。しかし、買取対象が余剰電力である日本版 FIT に対し、太陽光発電の普及が進

## WEST 論文研究発表会 2009

んでいるドイツでは買取対象を発電量全量としていることなど、国によって FIT 制度にも大きな違いがある。

### 1-3. 両制度の仕組み

一見 RPS と FIT の両制度は別々の制度に見えるが、両制度はそれぞれ「価格」と「数量」の固定といった表裏一体の関係性を持っている(図 2 を参照)。

まず RPS 制度において、たとえば A 社、B 社という生産にかかる限界費用がそれぞれ異なる 2 社に、それぞれ  $Q$  の生産義務量が課されると仮定する。このとき A 社は限界費用(MCA)が高いため生産量が  $Q$  に達せず  $q_1$  に留まる。一方、B 社は限界費用(MCB)が低いため、 $Q$  を超えて  $q_2$  まで生産することができる。そこで A 社は、 $Q - q_1$ (斜線部)の義務量の未達成分を B 社の義務量超過分  $q_2 - Q$ (斜線部)を買い取ることによって補う。B 社は義務量超過分を A 社に売ることによって利潤を得ることができ、A 社も費用の削減が図れる。このような関係が成立するため RPS 制度においてエネルギーの導入目標量が達成される。

これに対し、FIT 制度においては、 $P$  での固定価格での買取が行われた場合、A 社は  $q_1$  まで生産し、B 社は  $q_2$  まで生産することとなり、結果 RPS 制度と同等の生産量が得られる。

以上のように、RPS と FIT の両制度は「価格」と「数量」の固定といった表裏一体の関係を持っている。つまり RPS は導入量を規制することで、FIT は価格を規制することで普及目標を達成しようとするものである。両制度ともに理論上は同じ効果を発揮し、同程度の導入目標を達成できる。しかし、運用の仕方によって 2 つの制度の効果には差が出ているのが現実である。

### 1-4. RPS 制度のメリット・デメリット

今日の日本において、太陽光発電だけでなく他の再生可能エネルギーの導入も促進させているのは、RPS 制度である。本節では RPS 制度におけるメリット・デメリットについて論じること、この制度に対する客観的な視点を深めていきたい。

まずは RPS 制度におけるメリットについて見ていく。第一に、電気相当量の取引市場を創り出すことによって費用効率的な再生可能エネルギー普及を可能にし、ここに二つのコスト削減インセンティブが発生することが挙げられる。

RPS 制度がもたらす費用効率性には次の二つの面が挙げられる。一つは、各企業に限界費用を下げようとするコスト削減インセンティブが生じることである。RPS 制度はグリーン証書を売買することで市場が成り立っている。ここで、義務量よりも多く再生可能エネルギー電力を供給できる場合、余剰分をグリーン証書として売ることができ、より多くの利潤を得ることができる。このとき、前節のグラフを参照にすると、グリーン証書を売る側は B 社にあたり、買う側は A 社にあたる。A 社が B 社のようにするためには、限界費用である MCA を下げなければならない。ここにコスト削減インセンティブが働くのである。

もう一つは、義務量を達成するコストに関する効率性である。これは前節の RPS 制度の仕組み

## WEST 論文研究発表会 2009

と被ってくるのだが、費用効率的に達成するならば、A 社の場合には  $q_1$  まで生産して残りの分はグリーン証書で補う方法が、B 社の場合には自ら生産する方法が最も適していると言うことができる。このように RPS 制度は、最も低いコストで義務量を達成させることを可能とするのである。

このように、RPS 制度の下では、電気相当量の取引市場において費用効率的な再生可能エネルギー普及が可能になるのである。

第二に、RPS 制度が再生可能エネルギーの供給量に関する政策目標を、比較的確実に達成することが可能な政策手段であるということが挙げられる。(木村,2007) RPS 制度は政府が目標値を定めた上で義務量を配分するため、義務対象者が制度を遵守する限りでは、再生可能エネルギー電力が期待通りに導入されないという不確実性が小さくなる。

次に、RPS 制度におけるデメリットについて見ていく。第一に、再生可能エネルギーが悪天候や自然災害によっては供給が困難となるため、グリーン証書の価格動向が不確実になることが挙げられる。再生可能エネルギーの供給曲線は自然条件によって決まるものであることから短期的には非弾力的であり、気候によっては供給の不確実性が高くなってしまう。こうしたエネルギーの非弾力性と不確実性の高さは、グリーン証書の価格を乱高下させるリスク要因となる。(木村 2007) このようなグリーン証書の価格動向の不確実性は投資収益の見通しを悪くするために、再生可能エネルギーに対しての長期的な投資を阻害してしまうということが指摘されている。

第二に、認定設備も認定設備の対象とされているため、新規設備の導入が妨げられてしまうことが挙げられる。表1は、日本における新エネルギー等発電設備の設備容量の推移を示した表だが、これによると法における新エネルギー等の設備容量の合計は、2003年度は約252.7 万kWであったのが、2008年度には約583.8 万kWにまで増大しているのがわかる。

しかし、その設備形成の中身について見ると、以下2つの問題点を木村啓二は指摘している。10kW以上の認定設備の中で、2003年のRPS法施行後運転開始した認定設備は、2004年度末までに64万kW程度しかない。逆に言えば、現在のRPS市場の供給量の大部分が既存設備によって担われているといえる。特に、わかりやすいのがバイオマスの発電形態である。(表2) また、これには、二つの問題が内在している可能性がある。

まず、既に減価償却の終わった既存設備がRPS法のもとで過剰利益を受け取っている可能性があるという問題である。既存設備の中には減価償却を終わっている発電所もあり、それらの発電所は非常に安い費用で発電を行うことができるものもある。RPS法は、こうした減価償却済み既存設備とそれ以外の発電所とを区別していないのでこれらの既存設備は、新規設備に対してコスト競争力を持ちながら、過剰利益を得ることができる。

これは、RPS法がなくても電力供給が行える発電事業者にも政策的支援を与えるべきか否かという問題を提起している。

その結果、新規設備の市場参入をそれら既存設備が妨げてしまうという、もう一つの問題がある。義務負担を負う電気事業者にしてみれば、より安い新エネルギー等電力もしくは相当量を調達できればよいため、安い既存設備からの電力による義務の達成が優先され、それによって義務の大半がまかなわれれば、新規設備の市場参入は阻害されることになる。つまり、RPS法は、対

## WEST 論文研究発表会 2009

象電源を稼働年にかかわらず支援するという枠組みになっているため、政策支援を与える必要のない設備に支援を与え、本当に支援が必要な新規設備に対する門戸を狭めているという矛盾を抱えている。

上記のように、考えるとバイオマス発電の既存設備が太陽光発電の新規設備の市場参入の妨げになっていると考えられる。

第三に、日本の RPS 制度においては、罰則が弱いことが挙げられる。現在の RPS 制度においては義務量を達成できなかった場合には一律 100 万円の罰金が科せられているが、罰金が安すぎるため、故意に目標を未達成とするモラルハザードが生まれてしまう。もし仮に罰金をより高く設定したなら、義務量を達成しようとするインセンティブが生まれるのではないだろうか。

第四に、日本は義務対象者に対してバンキングやボロウイングといった制度を設定しているため、義務目標未達成が容認されてしまうことが挙げられる。バンキングとは、電気事業者がある年度に取得した再生可能エネルギー等電気相当量はその年の年度の義務履行を越えている場合、その分を翌年度の義務履行に充てることができるものである。またボロウイングとは、義務量の未達成分から正当な理由があるものを差し引いてもなお残余の量がある場合には、次年度に繰り越すことが可能となるもので、その上限は義務量の 20%と決められている。イタリアでも RPS 制度を導入しているのだがバンキングは認めていないし、ボロウイングにおいても 2 年まで延ばせるという制限付きで認めているが、両方を制度として取り入れているのは日本だけであり、RPS 制度を導入している EU 加盟国に比べて義務量達成への強制力が非常に緩いものとなっている。

このように RPS 制度には、費用効率性や目標量達成の確実性のようなメリットがある一方、再生可能エネルギーの供給における短期的な非弾力性から発生する「グリーン証書」価格の不確実性、既存設備の利用による新規設備導入の遅れ、罰則の弱さやバンキング・ボロウイングなどの義務目標未達成を容認する制度の存在のようなデメリットが存在すると言える。

### 1-5. FIT 制度のメリット・デメリット

まず、FIT 制度のメリットについて述べる。FIT のメリットとしてまず第一に、ドイツやフランス、デンマークなど各国で普及効果が実証済であることがいえる。表 3 は、1997 年～2004 年の風力発電における各国政策の普及促進状況を示した図だが、これによると各種普及促進政策の効果において明らかに最大の効果を上げているのは、FIT 制度であることがわかる。また、RPS 制度や入札等の制度と比較すると多いところでは、8 倍以上もの設備増加量が変化している。

そして、FIT 制度が、技術の発展に追従できる柔軟性を持つ制度であり、設置条件ごとに助成水準をきめ細かく設定できるので無駄を減らせて、助成費用あたりの効果が高くなるメリットがある。これは、各国における費用対効果の比較からわかる。(表 4) 陸上の風力発電における各国の実績比較であるが、太陽光発電でも同様の傾向が見ることができる。グラフの縦軸にある有効性とは、2020 年までに現実的に追加可能な容量に対する導入量の比率である。各国の実績から見て FIT の有効性の比率が quota/TGC の有効性の比率に比べて、明らかに高いので圧倒的に有利であると言える。



## WEST 論文研究発表会 2009

岩谷俊之は、FITは、一言でいえば「太陽光発電にビジネス投資としての魅力を付加することで太陽電池に対する需要を半強制的に喚起させる制度」であると述べている。太陽光発電等の再生可能エネルギー源からで発電された電力を通常の電力の2倍以上という高額な固定価格で電力会社が20年間買い取ってくれるとなれば、高い初期投資を払っても設備費を回収した上で更に確実な利益確保が見込めるため、投資家にとっては大変魅力的な“発電ビジネス”になるのである。

これはドイツのFIT制度の例であるが、発電の種類ごとに、発電コストに見合った支援レベルになるように買取価格が設定される特徴がある。発電コストが高い太陽光の場合は、制度開始当初は、通常電力料金の3~4倍の水準に設定された。太陽光の買取価格は、2009年に買い取りを開始する施設においても、依然として他の再生可能エネルギーと比べて圧倒的に高い水準が維持されている。(表5) また太陽光発電の買取価格は、一般家庭用電力が20セント/KWhなのに対し、09年において40.91セント/KWhと大幅に高い価格である。このように、高い買取価格であり、20年間という長期の売電収入が確保されることによって、8~10%/年程度の高利回りが期待できる投資商品であることもメリットといえる。

価格低減効果もメリットとして挙げられる。ドイツのFITでは買取価格が、普及状況に合わせて毎年下げられる設定となっている。つまり、後から導入する程、買取価格が低くなるため、早期に設置しようというインセンティブにつながる仕組みである。(図3)

実際、太陽光発電の買取価格は、年々低下している。(表6) 2004年から2009年までは、年5%の低減率となっている。このように普及を促進する効果が強いために買取価格も徐々に下がっている。ユーザーの間には、「買取価格が高いうちに早めに設置しよう。」という意識が生まれる。先に購入した人ほど得であるので「値下がりを待つ」心理が働かないことがいえる。そして、注目されるのは、発電施設の規模に応じて7~10%の間で設定されている低減率が、前年の設備の普及実績によって自動的に調整されるようになってきていることである。このように、太陽光発電に対する助成水準と、その普及度合いが常にバランスするように設計されていることもFITの利点である。

また、技術革新インセンティブについてFITのメリットとして挙げられる。図4は、縦軸を価格、横軸を発電量とした時の限界費用曲線を示した図である。限界費用曲線がC0であるとき、価格tで買い取るものとする。このとき、q0分の発電がなされ、このとき技術開発によって限界費用曲線をC0からC1へとシフトさせることによって、発電量q1を実現し、より多くの便益を発電事業者は得ることができる。このとき、発電事業者の余剰は $\alpha$ から $\alpha+\beta$ へと増大する。FIT制度では、買取価格はいったん設定されると固定されるのが一般的であり、発電事業者にとっては技術開発を進めることによって利益をあげることができる。よって、FITは、技術革新インセンティブが働くといえる。

同様に、コスト削減インセンティブについてもFITのメリットとして挙げられる。(図5) 太陽光発電による発電電力の買取価格(タリフ)が一定期間固定されるため、設置者にとって採算見通しが立てやすく、投資リスクが低いという利点がまず存在する。このことは、太陽光発電技術に投資資金が流れ込むことを意味し、技術革新インセンティブにもなると考える。また、上述した買取価格は年々低下していくように設定されるため、そのこと自体が太陽光電池製造メーカー

## WEST 論文研究発表会 2009

に価格低下を強制する。即ち、価格競争力の向上を生み、太陽光発電市場の拡大、さらには生産規模の拡大、最終的にはコスト削減に繋がると言える。FIT 制の下では上述したメリットのように「投資リスクが少ない」ため、普及拡大と価格低減がスムーズに進行すると考えられる。上述した多くの FIT のメリットを総合したものが、このコスト削減インセンティブといえる。

次に FIT 制度のデメリットについて述べる。まずは、買取価格が高すぎるとバブルが起こり、低すぎると導入が進まないため、価格決定の難しさや成熟した技術に適用すると、電力価格を人為的に操作することの弊害がでることである。そして、短期的にタリフを見直し、消費者が高すぎる料金を払わなくて済むように調整する必要がある。これは市場の監視によって解決できるが、固定価格買取制度において、最も労力が必要な部分とされている。

実際のドイツの固定価格買取制度下における買取価格の変化については、他の再生可能エネルギーも対象にした価格設定がなされているが、ここでは代表的な風力と太陽光を示している。(図 6) 最も重要なポイントは、「実質的に買取価格は下がっていない」ことにある。1991 年以来大幅な導入が進んできた風力発電については、電力供給法時代とほぼ同じ価格帯での買い取りが維持されたままである。2004 年の改正で洋上と地上に分離され、地上について導入価格の低下が進んでいるものの、それは、地上風力のコストが下がったのではなく、地上風力の建設適正の高い土地での開発が一段落したことが原因であると言われている。そして、今後の主力である洋上風力については、改正前と同じ 9.1 ユーロセント/kWh での買取価格が保証されているだけでなく、その期間は 5 年間から 12 年に拡大することで、投資リスクを下げている。太陽光については、電力事業者の大規模発電施設の買取価格は低下しているものの、家庭用については、2008 年になり、ようやく改正前の水準に低下してきただけである。固定価格制度の利点を挙げる人は「大幅な導入」と「コスト低減に見合った引き下げ」を合わせて語るが、現実には、「大幅な導入」のみが支配要因となっているのである。つまり、買取価格を引き下げた結果として、導入ペースが鈍ることがあれば、導入目標を早期達成するための支援策が必要になる。結果的に、適性の低い場所しか残されていなかったり、補助が低下しても十分な投資対利益が見込める場所を分離し、今後、普及を積極的に支援すべき場所や発電手段については、買取価格を維持することになる。

また、FIT は基本的にその国の国民すべてが少し電力費負担を増やすことで(あるいは税金で)太陽光発電市場を拡大させ、それによって太陽電池の技術開発、コストダウンを促すことが前提になっている。だがスペインでは、ドイツの Q-Cells 社のような「彗星のごとき急成長メーカー」が現れなかった。FIT 制度によって潤ったのは事実上ドイツや日本、中国などの外国メーカーばかりであり、他国の太陽電池メーカーの利益のためにスペイン国民はコストを負担しているのではないかという意見がスペイン国内で強まった。これは、FIT 制度が内包する問題の一つが顕在化した例と言える。

## 2.各国の現状

本節では、FIT と RPS の両制度が各国でどのような経済効果を出しているのかについて、いく

## WEST 論文研究発表会 2009

つかの国の実例を見ていく。具体的には、FIT を導入し太陽光発電が普及したドイツ、今後 FIT と RPS の双方を併用するイギリス、また FIT を導入したが失敗を招いたスペイン、そして、FIT と他の施策を組み合わせたイタリアの4ヶ国について述べていく。

### 2-1. ドイツ

ドイツでは1991年電力供給法において、電力小売価額の65～90%の価額による再生可能エネルギー電力の買取制度が導入されるなど、FITを段階的に発達させることによって、再生可能エネルギーを急速に普及させてきた。しかし、当時の買取制度は、低コストで発電可能な風力発電の伸びにはつなげたが、相対的に高コストである太陽光発電など、その他の再生可能エネルギーの普及支援にはならなかった。そこで2000年4月に制定された「再生可能エネルギー法」では次の20年間、電力会社に対して火力発電よりも割高な固定価格で、再生エネルギー電力の買取りが義務化された。これにより、再生可能エネルギーによる発電量が爆発的な勢いで拡大し始めた(表7)。そして、2004年の「改正再生可能エネルギー法」では、太陽光によって発電された電気の買い取り価格が2割近く引き上げられ、電力料金のほぼ3倍になった。このため2004年以降太陽光発電が急速に拡大し、それまで世界一の太陽光発電導入量を誇った日本を抜き、ドイツは世界一の太陽光発電普及国となった(表8)。

ドイツにおける FIT の特徴として、以下の3点が挙げられる。第一に、買取期間についてである。ドイツの FIT では、最初に決められた買取価格でその後20年間買い取ることを保障している。これは、最初の10年で完全に設備費を償却し、残りの10年間はシステムが買えるほどの金額を保証するためである。このため、設置事業者は太陽光発電による確実な収益を見込むことができ、投資家は安心して投資ができるのである。第二に、買取価格である。ドイツではエネルギーの種類によって異なる買取価格が決められているが、太陽光発電の場合は通常電力の3～4倍である。最後に費用の負担主についてである。ドイツは買取価格が上がった分は全国民が広く負担することになっている。

ドイツでは、日本と比べて日照時間が少ない上に日照強度も弱く、さらに冬になると入射角度が小さくなるという隘路があるにも拘わらず、太陽光発電が政府による優遇措置によって大きく普及している。また FIT 制度を導入した結果、それまで世界一の太陽光電池の製造シェアを誇ったシャープを抜き去った、Q-Cells 社のような企業も現れた。ドイツは技術革新や市場原理ではなく、FIT 制度を導入した事によって世界一の太陽光発電普及国になったと言える。

このようにドイツは FIT 導入の成功例として挙げられる。しかしその一方で、ドイツでは太陽光パネルを設置していない世帯も含め国民負担が月額350円から500円程度と他国に比べて非常に重くなっている点が問題視されている。

### 2-2. イギリス

イギリス政府は2010年までに再生可能エネルギー電力比率を10%にするとの目標を設定し、

## WEST 論文研究発表会 2009

2020年には20%の導入を指針としている。2002年に成立した再生可能エネルギー義務（RO）がイギリス政府の再生可能エネルギー電力に関する主要な施策である。ROは日本のRPS制度に相当する制度であり、電力供給会社に対して、販売電力の一定割合を再生可能エネルギーによるものに義務付けるものである。この制度を採用した理由は、全ての事業者に公平な負担（販売量に応じた負担）をさせることで、小売市場に悪影響を及ぼさないよう配慮したからである。しかしこの制度の導入により大規模なプロジェクト開発は進んだが、小規模なプロジェクトは滞りようになり、小規模電源に対するFIT制度の採用が議論に上がるようになった。このことからイギリスでは5MW未満の電源にはFITを導入し、5MW以上の電源にはROを適用するといった仕組みを2010年から導入することを決定した。イギリスでは、プロジェクトの規模に応じてRPSとFITの双方の制度を併用するといった形が今後とられていくことになる。

### 2-3. スペイン

スペインは、ドイツに続いて積極的にFITを導入し、2007年には新規の太陽電池設置量で世界2位となった。スペインでは買取価格を平均電力価格の約4倍から5倍の高値に設定したために、2008年には2GWという想定を大きく上回るペースで太陽光発電システムが急速に普及した。しかし急速に普及しすぎたことによって、装置価格が高騰するなど、ソーラーバブルが巻き起こった。この過熱に対してスペイン政府は同年9月に制度の見直しを決定し、10月以降の買取価格を大幅に引き下げたが、これによりかけこみ申請が殺到するというミスをおかした。その結果2009年の太陽光発電システムの導入量は500MWまで落ち込む見通しとなった。

このように、スペインでは太陽光発電の普及こそ一気に進んだが、本来であれば普及によって下がるべき装置の価格が高騰したり、また広大なブドウ畑をなぎ倒して太陽光発電の巨大ファームが作られるなど、投機目的の設置による弊害が起きたことを考えると、制度上不十分な側面があったことも忘れてはならない。

### 2-4. イタリア

イタリアでは2002年にRPS制度が導入された。イタリアは地中海に面しているため日差しが強く、一般的に「太陽の国」と呼ばれているにもかかわらず、太陽光発電設備普及が遅れていた。そこで省令で太陽光発電の導入目標を規定するとともに、2005年にFIT制度が導入され、FITと他の施策を組み合わせた政策が行われている。

まず、2005年に「エネルギーアカウント方式」が採用された。これは今まで実施されていたような新エネルギー源設備設置の際に補助金を与えるのではなく、設備設置は自費で行うが、発電した電力は非常に優遇された料金で国営の電力サービス管理会社(GSE)に売却できる補助金システムである。

一方、太陽光パネルの設置方式については、非建物一体型、一部建物一体型、建物一体型の3種類に分けられており、買取価格は、発電電力量の少ない建物一体型の設備の方が他の形態の設

## WEST 論文研究発表会 2009

備より高く設定されている。このようにイタリアの制度は、南北で日照条件の異なるイタリアの特性に応じて、買取価格を設定している。

これらの省令制定後の反響は予想外に大きく、優遇料金を適用できる限度枠を大幅に越える設備設置申請書が提出された。しかしながら申請認可数と実際に設置された設備数のギャップは甚だしく、促進の結果は全く期待はずれのものであった。この制度が成功しなかった要因として、手続きが複雑で時間を要することにあった。

そこで2007年に申請プロセスが大幅に簡略化された「新エネルギーアカウント方式」を導入した。しかしGSEとイタリア電気ガスエネルギー管理局との間で制度の運用面での整合が図られていないことや、投資の際の税制面でのルールが画一されていない点などの問題点もあり、この制度の導入により太陽光発電の普及が成功したとは言い難い。

イタリアでは 2010 年、太陽光発電の生産コストが既存電力の小売価格を下回る「グリッドパリティ」を世界で初めて達成しようとしている。しかし太陽光発電に対する政府支援で、コスト削減に向けた投資が集中しているため、投機バブルが発生することを懸念する声もあるのが現状である。

以上の4ヶ国の事例を見て、それぞれの国で FIT 制度の運用の仕方は多少異なっているものの、この制度の導入が、太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの普及に大きく貢献しているということが言える。また表 9 では風力発電ではあるが、FIT と RPS における再生可能エネルギーの普及に関する比較を表示している。縦軸は普及効果指数であり、グラフの棒の高さの高いデンマーク(DK)、ドイツ(DE)、スペイン(ES)は全て、FIT を採用した国である。一方、棒の高さの低いベルギー(BE)、イギリス(UK)は RPS を採用した国である。これらのことから、FIT 制度を導入した各国が RPS を導入している国よりも再生可能エネルギー普及に実績を残していることがわかる。

### 3.日本の制度

本節では日本の制度について述べていく。日本ではこれまでに 1992 年から開始された電力会社による自主的な余剰電力買い取り制度、1994 年から 2005 年まで行い、2009 年に再開された補助金制度、2003 年から RPS 制度を行ってきた。そして、2009 年 11 月 1 日より FIT 制度が導入された。

#### 3-1. 電力会社による自主的な余剰電力買い取り制度

各電力会社、まだまだ幼稚産業であった新エネルギー発電市場を支援することを目的に、自主的に買取価格を設定して、太陽光発電や風力発電によって発電された電力のうち、自家消費できなかった余剰電力を買い取る制度を 1992 年から導入した。この際、新エネルギーの買取価格は電力会社からの売電価格と同額程度（約 23 円/kWh）としているところが大半であった。この余

## WEST 論文研究発表会 2009

剰電力買取制度は、この後説明する補助金制度とともに日本が太陽光発電累積導入量のトップを維持する要因となった。しかし、2005年に補助金制度が廃止されて以降、国内太陽光発電市場は縮小していること(表11)から、買取期間が保証されたわけではなく、買取価格も低かったため、この制度単一では、太陽光発電の導入インセンティブはあまり働かなかったと考えられる。このため、2009年11月1日に同じ余剰電力を買い取るFIT制度が導入されたことを機に、この余剰電力買取制度は廃止されることになった。

### 3-2. 補助金制度

1994年から2005年まで国の主導で太陽光発電設備の導入に対する補助金政策が行われた。これは、財団法人新エネルギー財団が太陽光発電の自立的な普及拡大を促していくため、一定期間に集中的な支援措置を実施し、大規模な導入促進を図ることを目的に行った制度である。当時、個人向け補助金は世界的に見ても過去に前例がない制度であった。補助金額は10kWを上限として、平成16年度募集では1kW当たり4.5万円、平成17年度募集では1kW当たり2万円と変動するものであった。また、予算が設定されており、先着順で受け付けた。この制度により、日本は太陽光発電累積導入量のトップを走り続けた。(表10)

しかし、財務省が規制改革総点検を行った際に一定の成果を収めたとして、補助金制度は2005年に廃止されることになった。その結果、2007年までの国内太陽光発電市場は縮小していき(表11)、太陽光発電累積導入量の世界一の座をドイツに奪われることになった。(表10)。このため、2008年に福田元首相の福田ビジョンによって太陽光発電の導入量の大幅な増加が打ち出されたことにより、経済産業省が緊急提言を行い補助金の復活を示唆した。現在は、一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センターが2009年1月13日より国の主導の太陽光発電設備の導入に対する補助金政度を行っている。1kW当たり7万円であり、10kWを上限としている。

### 3-3. RPS 制度

#### (1) 日本版 RPS 制度とは

日本版 RPS 法(電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法)は、2003年4月にエネルギー自給の問題、地球環境問題、京都議定書の温室効果削減義務の遵守等の理由により、これまで行われてきた(補助金・電気事業者の自主的な余剰買い取り)などの制度より、一層の新エネルギー発電の導入を目的に制定された法である。この制度は、各電気事業者に対して販売電力量に応じた一定割合以上の再生可能エネルギーから発電された電気の利用を義務付けている制度である。

# WEST 論文研究発表会 2009

## (2) 目標量

電気事業者に配分される新エネルギー等電気の利用義務量は、政府が設定する利用目標に基づいて設定される。

新エネルギー等電気の利用目標については、経済産業大臣が、総合資源エネルギー調査会および環境大臣、農林水産大臣、国土交通大臣の意見を参考にして定めている。平成 19 年度以降の利用目標は表 12 によって示されている。例えば、2010(平成 22)年度においては、2003 年度の約 3.8 倍である 124 億 kW(全販売電力量の 1.37%)を導入目標量としている。さらに、26 年度には 177.3 億 kW の導入目標が設定されている。

## (3) 対象エネルギー

新エネルギーの導入量拡大を目標としているため、太陽光のみにとどまらず、風力、地熱(熱水を著しく減少させないもの)、水力(1000kW 以下のものであって、水路式の発電及びダム式の従属発電)、バイオマス(廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含む)にも及ぶ。

## (4) 義務とその履行

経済産業大臣は、先に述べた利用目標を勘案し、電気事業者に対して、毎年度その販売電力量に応じ、一定割合以上の量の新エネルギー等の利用を義務付けている。この義務量を基準利用量と言い、図7のように計算されている。目標量が本来、義務量となるべきであるが、RPS法施行後7年間を経過措置期間として、各電気事業者の導入実績を踏まえた現実的な基準利用量となるように目標値に調整を加えて、新たに「義務量」を設定している。これは、法施行前に最も新エネルギー等電気利用率が高い電気事業者の新エネルギー等電気利用率を起点として目標量を定めため、法施行初年度より全電気事業者に目標量を義務量として課した場合、新エネルギー等発電設備の形成には一定の期間を要するため、多くの電気事業者は、義務量を達成することが著しく困難となる状況が想定されたためである。ただし、2009年までは法施行前の電気事業者間の新エネルギー導入格差を考慮して、義務量が本来よりも低く調整されている。こちらは、年度ごとに調整率が定められ、図8のように計算されている。

電気事業者は次の3つの方法で義務を履行できる。すなわち、①自ら発電する、②他から新エネルギー等電気を購入する、又は、③他から新エネルギー等電気相当量を購入する、の3つの方法である。③の新エネルギー等相当量とは新エネルギー等電気から、環境に寄与するという価値(環境付加価値)を分離し、これを証書化したものである。この証書の売買によって義務量を減らすことができる。

## WEST 論文研究発表会 2009

### (5) 罰則

電気事業者が義務を履行せず、また経済産業大臣の勧告・命令に従わない場合、100万円以下の罰則を課せられる。ただし、需給の不均衡等の理由から、上限価格（1kWh当たり11円）以下の価格では、新エネルギー等電気相当量を確保できなかった場合、その確保できなかった新エネルギー等電気相当量については、正当な理由があるものとみなされ、勧告対象外となる。また、ある年度に取得した新エネルギー等電気相当量はその年度の義務履行に充てなかった場合、その分について翌年度の義務履行に充てることができるバンキング、基準利用量の未達成分がある場合にバンキングや上限価格による量を差し引いてもなお残余の未達成量がある場合に、上限を届出年度の義務量の20%として未達成量を翌年度へ繰り越すボロウイングがあり、これらも正当な理由とされ、勧告対象外となる。

### (6) 実績

RPS 法制定後、表 13 が示すように、新エネルギー等電気供給量は年々増加はしている。しかし、政府の導入目標に比べるとその伸びは不十分である。その原因は、RPS 法で制定された目標が過小であることが挙げられる。例えば、平成 20 年度は約 74 億 kWh の義務量が課されたが、義務者はすべて義務を履行し、約 70 億 kWh が平成 21 年度へバンキングが行われた。このように、政府の制定する義務量は過小であることから、義務量のほとんどをバンキングで補える時代へ突入しようとしている。また、京都議定書目標達成計画（平成 20 年 3 月閣議決定）において、太陽光発電の導入目標については、2010 年度目標量の下位ケースで約 300 万 kW、上位ケースで 482 万 kW が導入の目安とされているのに対し、2005 年度時点の約 142 万 kW から 2008 年度末時点で約 161 万 kW と伸びが悪く下位ケースですら達成が難しい状況になっている。

### (7) 評価

RPS 制度に対しては、太陽光発電をはじめとする新エネルギー発電の普及に一定の効果が出た点、新エネルギーに強制力のある法律で目標量を定めた点などが評価されている。一方、排出量削減の責任や費用負担を電力会社に転嫁しているため、導入目標量自体が低く、このため、各電力会社が早い段階で大幅に目標を達成しており、現在では過年度の超過分が繰り越されている状態であり、導入そのものが伸びず、量産効果によるコスト削減も進んでいないという課題がある。また、制度自体に技術水準やコスト水準に格差がある各種の再生可能エネルギーが同一の競争環境にさらされることから、相対的に導入コストが高い太陽光発電の導入が進まないという指摘もある。



# WEST 論文研究発表会 2009

## 3-4. FIT 制度の導入

### (1) 日本版 FIT 制度の成立

麻生太郎元内閣総理大臣は、2009年4月9日に行われたスピーチ（「新たな成長に向けて」）において、「太陽光発電の規模を、2020年までに今より20倍に」といった新たな方針が打ち出した。このため、見込んでいた大幅な太陽光発電設備の導入量の増加のインセンティブをRPS制度が与えられていないとの考えから、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（平成21年法律第72号）によって、2009年11月1日よりFIT制度が実施されることになった。この制度は、太陽光発電設備により発電された電力の買い取り価格と買い取り期間を保証し、投資リスクを下げる制度である。日本版FIT制度の特徴は、買い取り対象が「余剰電力」のみであり、買い取り価格が電力価格の「2倍」であり、買い取り期間が「10年」であることである。

### (2) 余剰電力の定義

余剰電力とは、自家消費を伴う場合において実際に系統に逆潮した電力量の実績を指している。すなわち、家庭で作られた電力のうち、自家消費できなかった分である。なお、「余剰電力」については、一般的に、次の式で算出される「余剰比率」で表わすことが多い。

$$\text{「余剰電力（＝実際に系統に逆潮した電力量）」} \div \text{「全発電量」}$$

### (3) 買い取り価格

電気事業者は、太陽光発電設備により発電された電力のうち、自家消費されなかった余剰電力分の買い取り義務を負う。住宅用（個人がその居住の用に供する家屋）の開始当初（制度開始後、平成23年3月末までに買取りの申込みのあったもの）の買取価格は、48円/kWhである。ただし、太陽光発電設備容量が10kW以上の場合は24円/kWh、自家発電装置を他に併設して居る場合は39円/kWhとなる。非住宅用（建築物であって、住宅用途ではないもの）の買取価格は24円/kWhである。ただし、太陽光発電設備容量が500kW以上の場合は対象外となる。住宅用価格が48円/kWhというのは、一般電気事業者による現在の「住宅用」の「余剰電力買取メニュー」の平均的な買取価格約24円/kWhの2倍程度である。同様に、非住宅用価格が24円/kWhというのは、一般電気事業者による現在の「余剰電力買取メニュー」において、「非住宅用」の太陽光発電について、販売電力の単価と同額の水準である概ね11～15円/kWhで買取価格が設定されていることに照らせば、概ね2倍程度に相当する。これらの価格については、設置する年度毎に低減されていくものとして、今後、買取制度小委員会において審議の上、大臣告示において定めていくことになっている。

## WEST 論文研究発表会 2009

### (4) 買い取り期間

買取期間は10年と設定されている。これは、買取制度とともに実行される支援措置（補助金）等を踏まえ、かつ、買取制度による負担の総額、電力の需要家全ての負担を可能な限り抑制するとの観点から、買取期間については、過度に長くする必要はないという判断と、「住宅用」のモデルケースにおいて、10年～15年程度で投資回収が可能となるという効果をもたらしていることを考慮したものである。

### (5) 電力需要家の負担額

電気事業者が買い取り義務を負うため、電力需要家は需要量に応じて電気代という形で負担を強いられる。買取制度に伴う月当たりの標準家計負担額は、電気事業者による買い取り総額を日本の全家計数で割ることにより導出した kWh 当たり負担額に、各家庭の標準家庭消費電力量を乗ずることによって導出される。

経済産業省の試算によると、導入当初の買い取り総額（円/年）は約800億から約900億と見込まれており、これを日本の全家計数で割ると kWh 当たり負担額約0.1（円/kWh）となる。標準家庭消費電力量が約300（kWh / 月）のため、標準家庭負担額は約30（円/月）と見込まれている。また、5年から10年後の買い取り総額（円/年）が約1800億から約3000億と見込まれており、このため、kWh 当たり負担額（円/kWh）が約0.15から約0.3になる。標準家庭消費電力量は変わらないため約300（kWh / 月）とすると、標準家庭負担額（円/月）は、5年後から10年後には、約45億から90億になると見込まれている。

### (6) 成果予想

経済産業省の試算では、この制度によって、2020年には、2005年度35万kl（140万kW）の20倍である700万kl（2800万kW）に達すると予想している。

# WEST 論文研究発表会 2009

## III 先行研究

### 1. FIT 制度が政策として有利な理由

本章では、FIT 制度が、日本の RPS 制度より太陽光発電の導入インセンティブをもたらすことについて述べていく。

まず、FIT に対する各団体・機関の評価について述べる。OPTRES (Fraunhofer ISI など欧州の6つの研究機関による評価プロジェクト) は、「FIT は導入されたばかりの技術への当面の助成制度として適する」とし、同様に、IEA (国際エネルギー機関) も「フィードインタリフ制度は、陸上の風力において、高い投資安全性と、低い制度・規制面での障壁、望ましい系統連系条件を整えた上で用いられた場合、幾つもの欧州諸国において普及促進を成功させている。助成水準は穏やかで、かつグリーン電力証書 (TGCs) を用いる quota 制 (義務付け型) を用いる諸国の同様の制度よりも安い。」と公言している。IEA を含め、各公的機関・NGO・団体も FIT を RPS よりも推奨していることがわかる。また、日本経済新聞 (2009年11月10日付朝刊) で大橋弘は、過去10年強の期間における住宅用太陽光発電システムの普及過程のデータから、産業組織論における需要関数の推定手法を用いて FIT 制度で太陽光発電の普及パターンがどんな影響を受けるかを送配電ネットワークに制約がないとの仮定の下で3つのシナリオに分けて解析を行った。3つのシナリオとは2009年11月1日に次の制度を導入した場合の導入効果を見るものである。1つ目は、日本で行われてきた RPS 制度をそのまま続けられたと仮想した場合、2つ目は、現実に日本で2009年11月1日に導入されたような買い取り対象が新エネルギー発電設備で発電された余剰電力に限定された FIT 制度を続けた場合、3つ目は、ドイツやスペインで行われている買い取り対象が新エネルギー発電設備で発電されたすべての電力を買い取る全量買い取りの FIT 制度を導入すると仮想した場合である。この結果を示した図が図9である。太陽光発電システムの2020年における累積導入量は、RPS 制度をそのまま続けていた場合、600万kWにすぎない。しかし、2つの FIT 制度は前政権の目標であった2005年の20倍である2800万kWを2020年において達成すると示されている。

II 章 1 節に述べたように、FIT 制度と RPS 制度の両制度はそれぞれ「価格」と「数量」の固定といった表裏一体の関係性を持っているが、運用の仕方によってどちらにもメリット・デメリットがあり、実際に2つの制度の下における普及効果には差が出ている。II 章 3 節に述べているように、実績をみる限りにおいて、FIT 制度が太陽光発電を導入する際に、RPS 制度よりも有利であることが分かる。

### 2. 日本の FIT 制度の課題

2009年11月1日から日本でも FIT 制度が開始した。この制度はすでに多くの国が導入して実績も出ており、再生可能エネルギーの発電の著しい普及をもたらす原動力となった。また雇用創出にも非常に有効な制度であると言える。しかし他国で導入されている FIT と比べると、日本版

## WEST 論文研究発表会 2009

ではいくつかの課題も見られる。ここではそのような日本の FIT 制度の課題について述べる。まず日本における FIT 制度の特徴として、次の 3 点がある。1 つ目に、電力会社の買い取り対象が、主に一般家庭に設置された設備から生み出された電力の自家消費を超える「余剰電力」に限定されていることである。そして 2 つ目に買い取り価格が電力価格の 2 倍であること、最後に買い取り期間が 10 年であることが挙げられる。

FIT は欧州各国をはじめとする多くの国で導入されたが、制度の運用において日本の FIT とは異なっている。ここではその中でも特に買取価格について言及する。日本の FIT において、太陽光発電を用いて発電された電力の買取価格は 2 種類に分類されている。住宅用の設備に関しては 1kWh 当たり 48 円、非住宅用の設備に関しては 1kWh 当たり 24 円であり、今後買取価格に関する細かい制度が整備されていくことが予測されるが、現段階での日本の FIT 制度の買取価格に関する制度設計はこれのみである。欧州を中心に FIT 制度を導入している国の制度設計を調べてみると、単に買取価格を設定するといっても、さまざまな要素を考慮した上で買取価格を設定しており、そういった各国がそれぞれの状況を考慮した細かな制度設計がより効率的な FIT 制度の運用に繋がっていることがわかってきた。そこでここでは今後日本の FIT 制度を設計していく上で考慮する点に関して述べることにする。

# WEST 論文研究発表会 2009

## IV 理論・分析

前章では日本の FIT 制度の課題の中でもとりわけ、「買取価格」に着目する事を述べた。本章では欧州の FIT 制度採用国の中で行われている買取価格の設定方法の中でもとりわけ有効な手段だと考えられる、①段階税率、②税率低減、③負担の公平性の観点に考慮して買取価格を設定する方法に関して考察する。

### 1. 段階税率 (stepped tariff)

段階税率は①発電設備の設置場所、②設備の規模を考慮してそれぞれ異なる買取価格を設定する手法である。現段階での日本の FIT 制度では買取価格を設定する際にこれらの事が具体的に考慮されていない。本節では実際に段階税率を FIT 制度に組み込んでいる国を例に挙げながら、その現状とそれらの制度が日本に導入されるべき根拠を述べていく。

#### 1-1 発電設備の設置場所に対する考慮 (フランスのケース)

ここではフランスで実施されている FIT 制度に発電設備の設置場所を考慮した段階税率が組み込まれている例について考察していくことにする (表 13)。まずフランスにおける電力買取期間は 15 年間である。最初の 10 年間に関しては全ての場所に設置された設備で発電された電力を一律 8.2 € Cents/kWh で買取ることが定められている。そして、その後の 5 年間の買取価格に関しては、最初の 10 年間における年間の平均の稼働時間によって決定される。年間の平均の稼働時間が 2400 時間未満だった場合においては 8.2 € Cents/kWh が買取価格として設定され、最初の 10 年間の水準が維持される。しかし平均稼働時間が 2400~2800 時間の場合に関しては、買取価格が引き下げられ、6.8~8.2€ Cents/kWh の間で設定されることになる。さらに年間の平均稼働時間が 3600 時間を越えたケースに関しては大幅に買取価格は引き下げられ、一律に 2.8 € Cents/kWh での買取価格が設定される。

年間の平均稼働時間というのは設備の設置される場所に大きく左右される、ここであげた風力発電の例をとっても、風力発電を効率的に行える場所もあれば、効率的に行えない場所もある。仮に買取価格を設定する際に場所による効率性の優劣を考慮しなかった場合、発電に望ましい場所での設備導入は進むが、望ましくない場所での設備導入は滞る。しかし、最初の 10 年間で各設置場所が発電に望ましいかどうかを判断した上で、それぞれの場所、稼働時間に応じた買取価格を設定することで、発電に望ましい場所のみならず、発電に望ましくない場所についても設備導入が進むと考えられる。このため、買取価格を一定にするケースと比較して、段階税率を導入した方が国全体での新エネルギーの普及に貢献すると考えられる。

このことを、簡単なグラフを参考にしながら示していくことにする (図 10)。図 10 に示されているのは、買取価格の設定を高いレベルで固定したケースである。この価格の下では稼働時間

## WEST 論文研究発表会 2009

1600h/a の条件から発電することで利益を得られることが示されている。また価格は一定であるにも関わらず、稼働時間の増加に伴い発電の平均費用は減少していくので、発電者の利益がそれに伴い増加しているのがわかる。しかしながら、発電者の利益が増加するという事は、消費者の負担分が同時に増加してしまっていることを意味している。

これに対して、図 11 で示されているのが買取価格の設定を低いレベルで固定したケースである。先ほどの図 10 と比較すると発電者の利益が大幅に減少していることがわかる。その一方で、稼働時間が 2800h/a 未満の条件では利益が生まれず設備の設置が不可能であることも読み取ることができる。

すなわち図 10、図 11 から読み取れることは買取価格を設定する際に稼働時間（すなわち場所）を考慮しないと、発電者の利益や消費者の負担が過剰に増大する恐れがあったり、価格の設定によっては一切利益を上げることができない設備が存在することになることである。

そこで稼働時間を考慮して買取価格を設定している例について取り上げる（図 12）。図 12 にあるように、買取価格を固定した場合に関しては上記で述べたように発電者の利益と消費者の負担が増大している。しかし稼働時間の増大に伴うコストの低下を考慮した買取価格の設定を行った結果、発電者の利益も消費者の負担も一定の割合を維持していることを読み取ることができる。これにより、買取価格を固定した際に比べて稼働時間を考慮した価格設定は発電者の利益や消費者の負担を適切なレベルに調整できる手段といえる。

以上、発電設備の設置場所に対する段階税率の設定について考察してきたが、その有効性は①発電に望ましくない条件の場所でも設備の導入が期待出来る、②発電者の利益、消費者の負担を適切なレベルに調整できる、の2点があげられる。

日本で太陽光発電を行うにしても、日照時間の多寡は地域によって存在する（表 14）。日照量が少ないからといって、普及を諦めるのではなく、各地域に応じた買取価格の適切な設定を行うことで、太陽光発電の裾野を広げるような政策が取られることが望まれる。

### 1-2. 設備容量に対する考慮（ポルトガルのケース）

次にポルトガルで実施されている FIT 制度に設備の規模を考慮した買取価格設定の制度が組み込まれている例について考察していくことにする。

（図 13）が示すように、ポルトガルの水力発電における FIT 制度では 10~30MW の容量に対して、それぞれ 7.04~5.91€ Cents/k Wh 取価格が設定されている。図からもわかるように、10MW の際の買取価格は 7.04€ Cents/k Wh であり、30MW の際の買取価格は 5.91€ Cents/k Wh と表示されている。

すなわちこれは小規模で発電効率性の悪い設備に対して手厚い補償を行う一方で、大規模で発電効率の優れた設備への補償を一定割合引き下げることで、規模の経済性により生じる利益の差を埋めようとしているのである。仮に、設備の規模を考慮せずに、一律の買取価格を設定した場合、規模の経済の働く効率の良い大規模設備の普及は進むが、小規模設備の普及が滞ることになる。大規模設備だけでなく、小規模設備の普及も促進することで全体としての普及量を増加させ

## WEST 論文研究発表会 2009

ることがこの制度の目的となっている。

しかし、この価格設定において最も注意を払わなければならない点は、大規模施設にどれだけ規模の経済が働いているかである。新規設備を導入する際に、大規模設備に大きく規模の経済が働いているとき、複数の小規模設備を導入するよりも、大規模設備を導入することが当然望ましくなる。しかし、大規模設備に規模の経済があまり働いていなければ、大規模設備を導入するよりも、複数の小規模設備を導入することが電力設置者にとっては望ましくなる。

例えば、2 倍の発電量によって買い取り価格が半分になるような段階税率を設定する場合、規模の経済性が強く発揮されて 2 倍の発電量でコストが半分以下になるのであれば、電力設置者は大規模な設備を導入しようとするが、規模の経済性があまり発揮されず 2 倍の発電量でコストが半分まで低下しない場合には、電力設置者は大規模設備を導入するよりも、非小売な小規模設備を 2 つ導入することを選択するだろう。このように、規模の経済を正確に考慮できなかった場合には段階税率の導入によって不効率的な投資が行われることになってしまうため、その点に特に注意して買取価格を設定する必要がある。

このように、設備容量を考慮して買取価格を設定するメリットとしては、規模の経済を考慮した買取価格の設定が可能な点があげられる。

現在の日本の FIT 制度では 10kW 未満の発電設備に対しては 48 円/kW、10kW 以上の発電設備に対しては 24 円/kW の買取価格が設定されている。しかし、これもこれまで市場で取引されていた電力価格を単純に 2 倍しただけのものであり、今後設備の規模に応じて、規模の経済がどのように働いているかを考慮しながら適切な買取価格が設定されることが望まれる。

## 2. 税率逡減 (tariff degression)

税率逡減とは買取価格をある年を基準として一定期間にわたって毎年一定の割合で引き下げていく事をあらかじめ定めておく制度である。

ここではドイツにおける FIT 制度で税率低減の制度が運用されている例を用いてこの制度を考察していく。ドイツにおいては再生可能エネルギーで発電された電力での買取価格は毎年一定割合で引き下げられている。小規模な水力発電は 1% までの引き下げ率、太陽光発電設備では 6.5% までの引き下げ率とがそれぞれ設定されている。このように一定の割合で毎年価格が引き下げられていくわけだが、その際重要になってくるのが各エネルギーの価格の経験曲線である (図 14)。図 6 は海拔 30m の高さで秒速 5.5m の風が吹く環境で、年間 450 万 kWh を発電する風力発電設備における経験曲線を示したものである。1900 年から 2004 年にかけて年間の発電量に対するタービンの価格が 80€ Cents/kWh から 38€ Cents/kWh に減少しているのがわかる。全体での価格は 53% 減少しており、習熟度は 5.2% である。このような経験曲線から、再生可能エネルギーはその普及の拡大と共に、法則性を持ってコストが低減することがわかっており、そこから将来の価格低減速度を予測することができる。

ではこの経験曲線と買取価格がどのような関係にあるのか、それは図 15 に示されてある。買取価格は 1991 年では 9.95€ Cents/kWh であったのが、2005 年には 7.65€ Cents/kWh にまで引き下

## WEST 論文研究発表会 2009

げられているがわかる。すなわちドイツの買取価格はエネルギー価格の低減に応じて引き下げられていると考察することができる。エネルギー価格の低下に応じて買取価格を設定する最大のメリットとして、エネルギー価格に応じた適切な補助を行う事が出来る点がある。仮に、エネルギー価格の低下を考慮せず、買取価格を固定した場合、エネルギー価格は低下しているにもかかわらず、エネルギー価格が高かった時と同様の固定価格の支払いが必要となり、全体としての再生可能エネルギーに対する支払額は総費用に対して莫大なものになる。しかし経験曲線から将来の価格低減を予想した上で、買取価格もそれに応じて通減させていけば、再生可能エネルギー導入費用の増大を防ぐ事が出来、エネルギーの価格に応じた適切な補助を行う事が可能になる。

税率低減のメリットはそれだけではない。経験曲線に応じてあらかじめ買取価格を設定するので、投資家としては将来の価格を保証されているので安心して投資する事が出来る、という利点がある。

また、買取価格は毎年一定の割合で通減していくため、設置者が受け取る利益は毎年減少していく。このことが設置者に設備を早期導入させるためのインセンティブになるとも考えられる。また同様の理由で発電設備の製造メーカーにもコスト削減、技術革新インセンティブを与える事が出来る。

上で述べたように、税率低減制度を採用するメリットは①経験曲線に応じた適切な買取価格の設定、②投資の安全性、③設備早期導入のインセンティブ、④メーカーに対するコスト削減、技術革新インセンティブを与えられる点、などがあげられる。

今後の日本においては FIT 制度の導入の影響もあって、太陽光発電の発電コストがさらに低下すると見込まれている（図 16）。このため、発電コストの低下に応じた適切な買取価格の通減率を設定することが望まれる。

### 3. 負担の平等分担(Burden Sharing)

#### 3-1. 制度の概要

再生可能エネルギーによる発電によって生じたコストというものは通常、全消費者が平等に負担を負い、電力価格に付加して請求される。だが、電気価格の上昇による影響は消費者のタイプによって異なる。特に、鉄道業や鉄鋼業などといった電力集約型の産業においては電力コストが重要なファクターとして捕らえられるため、電力価格の上昇がその産業の国際競争力に影響を与えかねない。このような事情を考慮し、電力集約型産業に対して適正な負担を求めため、ヨーロッパ諸国では消費者タイプによって負担の度合いを変化させる負担の平等分担(Burden Sharing)といった仕組みが取り入れられている。

#### 3-2. オーストリアにおける Burden Sharing の導入状況

ここでは、Burden Sharing を取り入れている国の代表例として、オーストリアの例を取り上



## WEST 論文研究発表会 2009

げて説明を行っていく。

オーストリアでは、400V～380kVの配電レベルによって7段階に区分された電力ネットワークを形成しており、その配電レベルによって再生可能エネルギー支援のための負担額を設定している。

### ・2006年まで

表15のように、オーストリアでは2003年成立のグリーン電力法により配電レベルによって再生可能エネルギー支援のための負担額を4つの価格帯に設定している。この負担額は、2006年の標準的な消費者の再生可能エネルギー支援のための貢献額を0.42€cents/kWhと設定し、たとえば電気集約型産業(配電レベル1～3)の場合はこの貢献額の78%を負担、一般家庭(配電レベル7)の場合は111%を負担とするといった計算方式によって求められている。

### ・2007年以降

2種類の違う方法によって再生可能エネルギー支援のための負担金が賄われることを規定した、グリーン電力改正法が2006年に成立し、2007年より実施されている。

1つ目の方式は「Zählpunktpauschale」と呼ばれる、全消費者が配電レベルに応じて毎年決められている負担金を納めるというものである。2007年から2009年の負担金の金額は、一般家庭(配電レベル7)で15€、電気集約型産業(配電レベル1～4)で15,000€となっており、全負担額の38%がこの「Zählpunktpauschale」によって賄われている。

2つ目の方式は「Ökostromabwicklungsstelle」と呼ばれる責任当局を介した買い取りであり、これによって残りの62%の負担額が賄われている。(図17)のように、

「Ökostromabwicklungsstelle」が法律の規定に従って毎年調整される買取価格によって電力を買い取り、買い取った電力を配電量に応じて各電力会社へ割り当てて購入させる。この買取価格は一般的に市場価格よりも高いため、電力会社には追加的コストが発生することになるが、この追加的コストは電気料金に上乗せされるため、各消費者に負担が発生する仕組みとなっている。

### 3-3. Burden Sharing と国際競争力

Burden Sharingを導入する最大のメリットとしては電気集約型産業の国際競争力の低下を防ぐことにある。

会社の競争力を決めるひとつの指標として、総生産価値と資本・資源生産性との比率をみることによって国際競争力をみることができる。もし電力価格が高くなり、そのコストが製品価格に転嫁できないと仮定すると、電力コストの増加は資本・資源生産性を減少させざるを得なくなり、この比率の低下が続くとなれば国際競争力の低下を恐れる企業は他国への移転という最悪の結果を招きかねない。ただ、電気集約型産業への負担を減らした分の負担は広く一般家庭に求めることとなり、どの程度負担を軽減させるのかといったバランスをとることが重要である。

# WEST 論文研究発表会 2009

## V 政策提言

前章の考察結果をもとにこの章では政策提言を行う。我々は太陽光発電普及促進政策としてFIT制度を支持し、今後の日本においてFIT制度を適切な運用を行うために、条件に伴う買取価格の設定を行う「段階税率の導入」、予め毎年一定割合で価格が逡減する事を定める「税率逡減の導入」、消費者レベルに応じて負担の度合いを変化させる「負担の平等分担」の3つを提言する。

### 1. 段階税率の導入

まず、我々は日本におけるFIT制度の買取価格の設定条件として「段階税率の導入」を政策提言としてあげる。現行のFIT制度と比較して、「段階税率」を導入したFIT制度の方が、より多くの場所での太陽光発電の普及が望めるという結果が得られた。また、消費者の負担、発電者の利益を適切なレベルに調整する事が可能である事からも日本のFIT制度に「段階税率」を導入する意義は十分あると考えられる。

### 2. 税率逡減の導入

次に「段階税率の導入」を政策提言としてあげる。今後更なる低コスト化が望まれる太陽光発電においては、買取価格を太陽光発電の経験曲線に応じて逡減させていく事で適切な補償を行っていくことが必要である。また、「税率逡減」を導入することで、投資の安全性を確保できる点、製造メーカーにコスト削減、技術革新インセンティブを与えられる点からも「税率逡減の導入」は有効な政策提言であると考えられる。

### 3. 負担の平等分担

最後に、消費者のタイプに応じて負担を変化させる「負担の平等分担」を政策提言としてあげる。「負担の平等分担」を取り入れる最大のメリットは、電力集約型産業の国際競争力の低下を防ぐことにある。しかし、この際、電力集約型産業の負担分から外れた負担分を広く一般家庭に負担させることになるので、どの程度のバランスで負担を割り当てるか、といった点に関しても同時に考慮する必要がある。

本稿では、技術革新や産業育成等の高い政策効果が見込まれる太陽光発電を普及促進する制度の設計について述べてきた。日本では2009年11月1日からFIT制度も導入され余剰電力の買取制度も開始している。そして、更なる環境整備に向けて、国民負担の在り方、電力系統安定化対策などの多様な論点を踏まえつつ、再生可能エネルギーの全量買取制度の在り方について検討を行うことを目的に同年11月「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」が立

## WEST 論文研究発表会 2009

ち上げられた。今後日本の FIT 制度が設計されていく際に、我々が本稿で述べたような観点が考慮され、さらなる日本の太陽光発電の普及が促進されることを我々は願ってやまない。

# WEST 論文研究発表会 2009

## 【参考文献】

### 《先行論文》

- ・ Arne Klein ・ Anne Held ・ Mario Ragwitz ・ Gustav Resch ・ Thomas Faber(2008)  
「Evaluation of different feed-in tariff design options -Best practice paper for the International Feed-in Cooperation」  
[http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user\\_upload/Miguel/best\\_practice\\_paper\\_final.pdf](http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/Miguel/best_practice_paper_final.pdf)

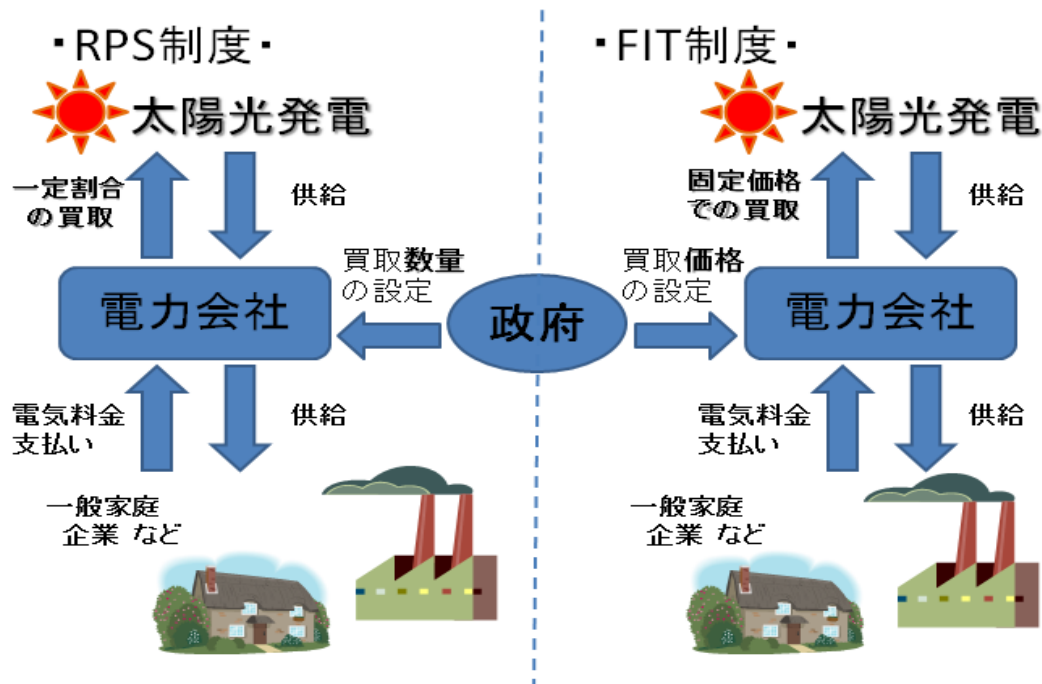
### 《参考文献》

- ・ 木村啓二 (2007) 「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計問題」『立命館国際研究』第 20 巻 2 号 pp287-305
- ・ 徐世旭 (2007) 「日本型 RPS 制度の問題点」『日本農業経済学会論文集』2004 年度 pp288-295
- ・ 大島堅一 (2007) 「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験－電力買い取り補償制の枠組みと実際－」『立命館大学人文化学研究所紀要』88 号 pp65-91
- ・ 岩谷俊之 (2008) 「ドイツ太陽光発電市場 現地調査報告 －“国家政策原理”が生み出す“新・市場原理”－」『経営センサー』pp22-27
- ・ 日本経済新聞 2009/11/10 朝刊 pp27
- ・ 経済産業省ホームページ <http://www.meti.go.jp/>
- ・ 環境省ホームページ <http://www.env.go.jp/>
- ・ 中部電力ホームページ <http://www.chuden.co.jp/>
- ・ 国土交通省ホームページ <http://www.mlit.go.jp/>
- ・ 関西電力ホームページ <http://www.kepcoco.jp/>
- ・ 独立行政法人産業技術総合研究所 <http://www.aist.go.jp/>
- ・ 櫻井啓一郎 (2009) 「固定価格買取制入門」  
<http://ksakurai.nwr.jp/R/slides/WhyFIT/WhyFIT-Seminar.pdf>
- ・ 太陽光発電協会ホームページ <http://www.jpea.gr.jp/index.html>
- ・ みずほ総合研究所 (2009) 「みずほレポート 低炭素化社会へ向け大きく舵を切る太陽光発電普及策～固定価格買取制度は普及の起爆剤となり得るか～」  
<http://www3.keizaireport.com/report.php/RID/93605/>
- ・ 海外電力.51(5)2009.05
- ・ NEDO 海外レポート NO.1011, 2007.11.14
- ・ NEDO 海外レポート NO.1000, 2007.5.23
- ・ 太陽光発電買取制度の設計による影響評価 <http://www.gdl.jp/papers/GDL090604.pdf>
- ・ オーストリアにおける再生可能エネルギーの現状 <http://www.jsim.or.jp/kaigai/0904/001.pdf>
- ・ J-PEC 太陽光発電普及拡大センター <http://www.j-pec.or.jp/02gaiyou.html>

# WEST 論文研究発表会 2009

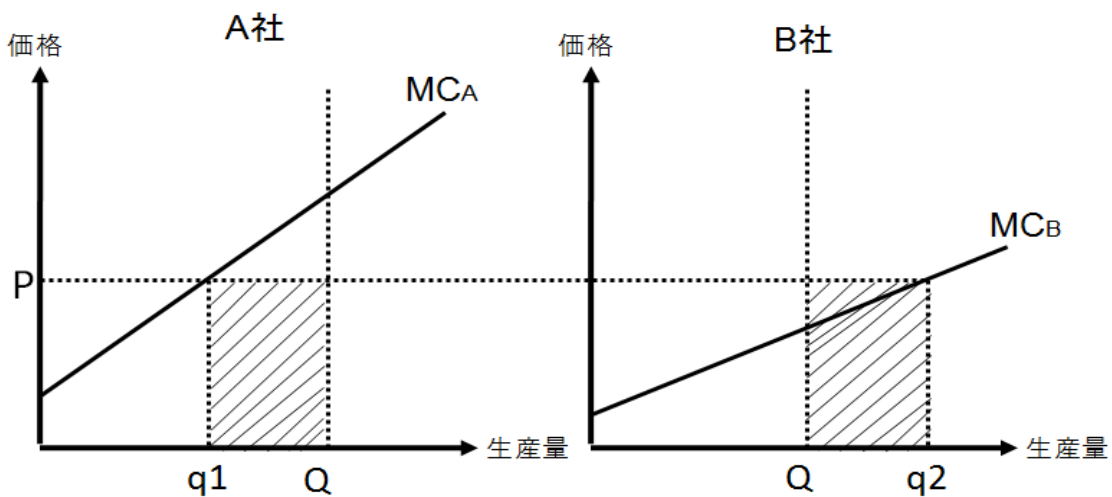
## 【図表】

図 1



出典：中部電力 HP を参考に作者作成

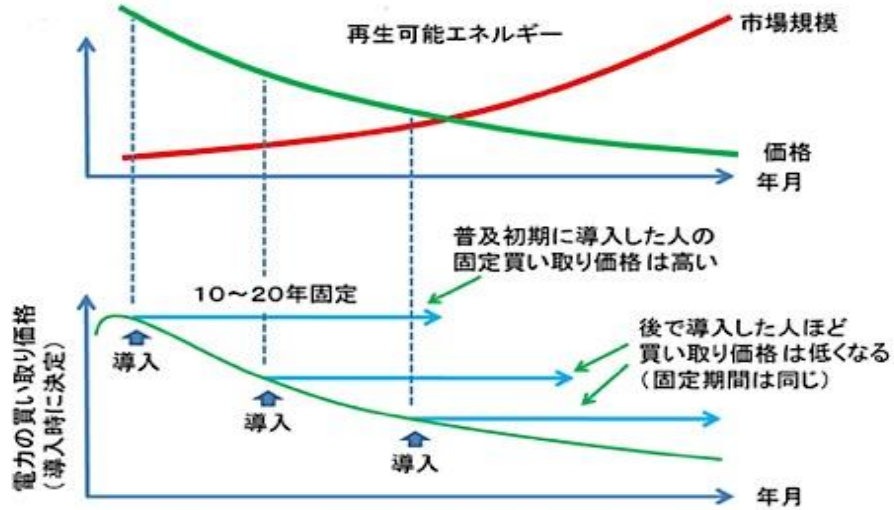
図 2



出典：木村啓二 「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計」

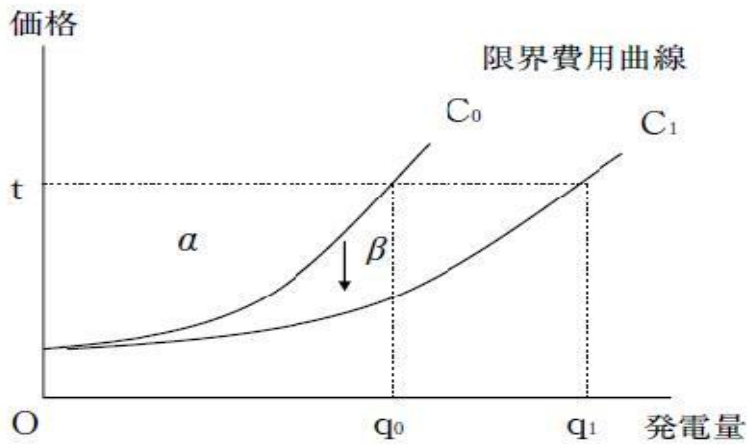
# WEST 論文研究発表会 2009

図3 FITの仕組み



出典：(独) 産業技術総合研究所 太陽光発電研究センター 化合物薄膜チーム

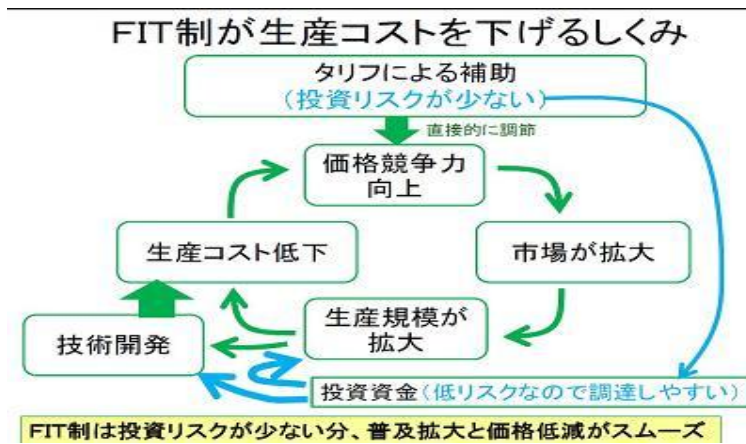
図4 技術革新インセンティブ



作者作成

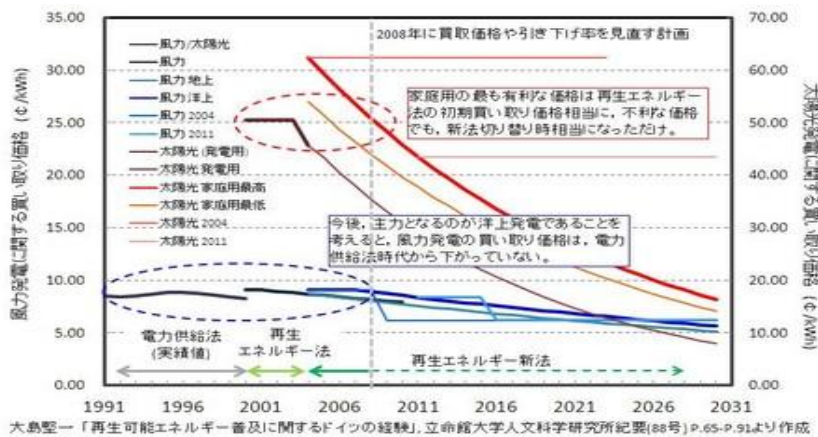
# WEST 論文研究発表会 2009

図5 コスト削減インセンティブ



出典：固定価格買取制入門 櫻井啓一郎氏

図6 ドイツの固定価格買取制度下における買取価格の変化



出典：http://d.hatena.ne.jp/rcf/20080408/1207640416

図7

$$\text{基準利用量} = \text{電気事業者の電気供給量 (前年度)} \times \text{基準利用目標率 (当該年度)} \times 1$$

(※1)

$$\text{利用目標率} = \frac{\text{全国の基準利用量 (当該年度)} \times 2}{\text{全国の電気供給量 (前年度)} \times 3}$$

(※2)

全国の基準利用量 (当該年度) = 利用目標量 (当該年度) - 特定太陽光電気利用目標量 (当該年度)

(※3)

全国の電気供給量 (前年度) は、経済産業省が5月中旬頃に公表する予定。

出典：経済産業省資源エネルギー庁 RPS 法ホームページ

# WEST 論文研究発表会 2009

図 8

$$\text{調整後の基準利用量} = \frac{\text{調整前の基準利用量}}{\text{利用目標率}} \times \text{調整利用目標率} \text{ ※ 3}$$

(※ 3)

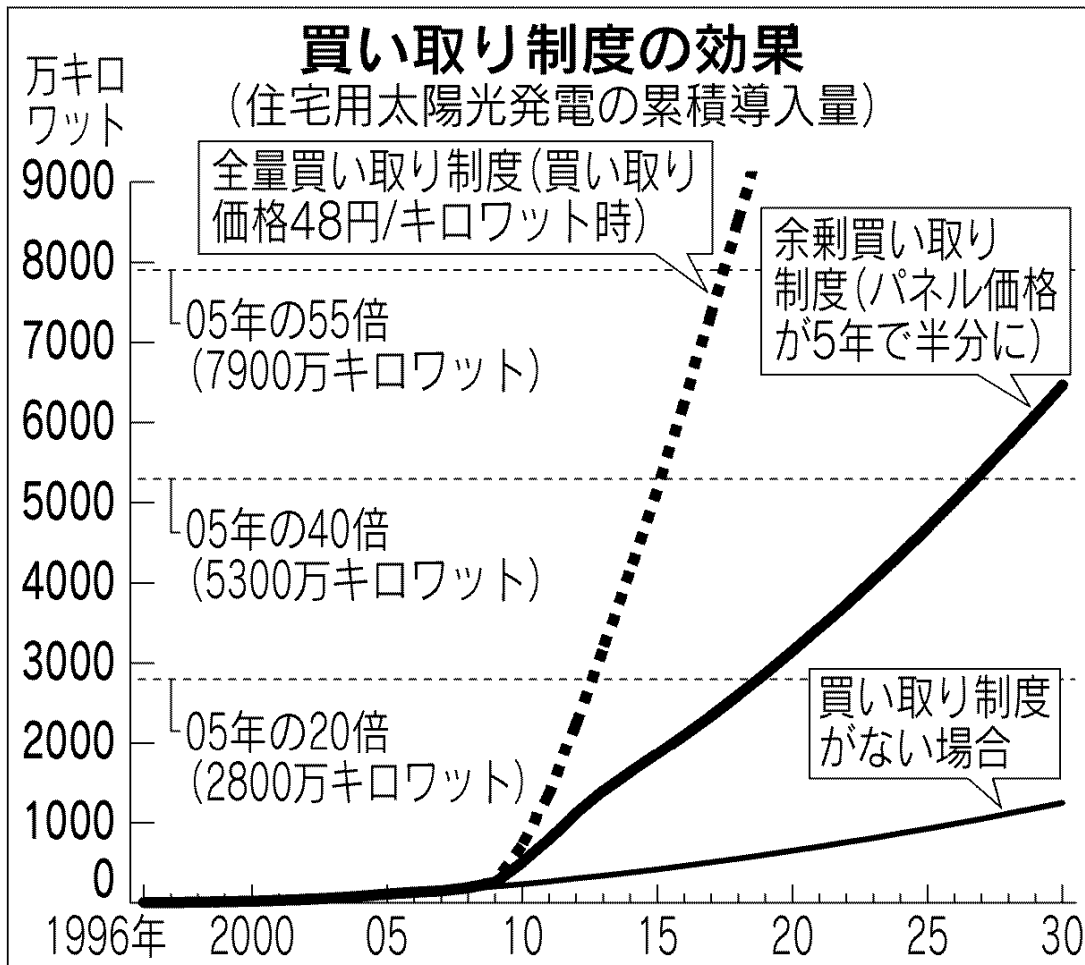
調整利用目標率 = 利用目標率 - (最大既存利用率 - 自己の既存利用率) × 経過調整率

経過調整率

2003年度	2004年度	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度
1	1	1	1	1	2/3	1/3	(0)

出典：経済産業省資源エネルギー庁 RPS 法ホームページ

図 9



出典：2009/11/10 日本経済新聞 朝刊 27 ページ



# WEST 論文研究発表会 2009

図 10

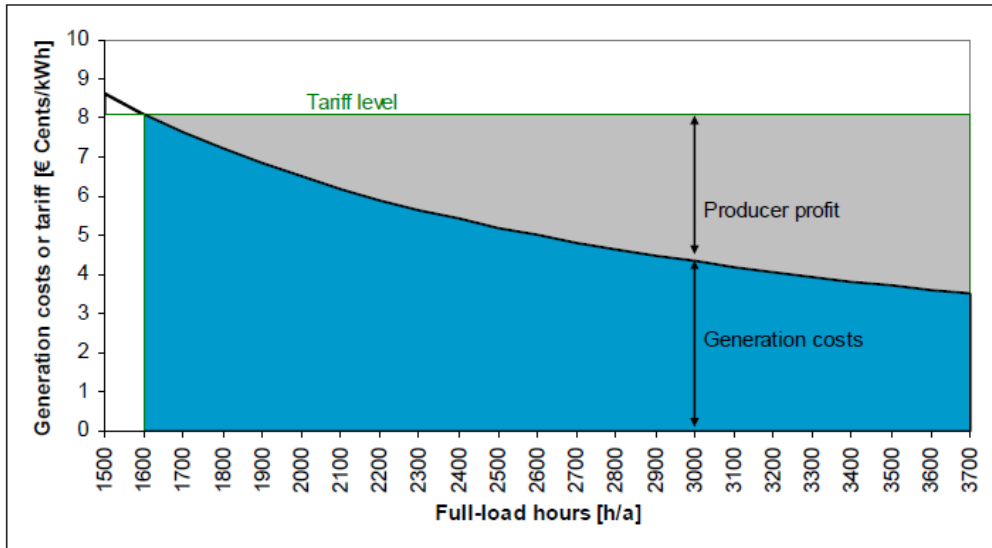


Figure 3.7: High level of remuneration per kWh

出典：Evaluation of different feed-in tariff design options

図 11

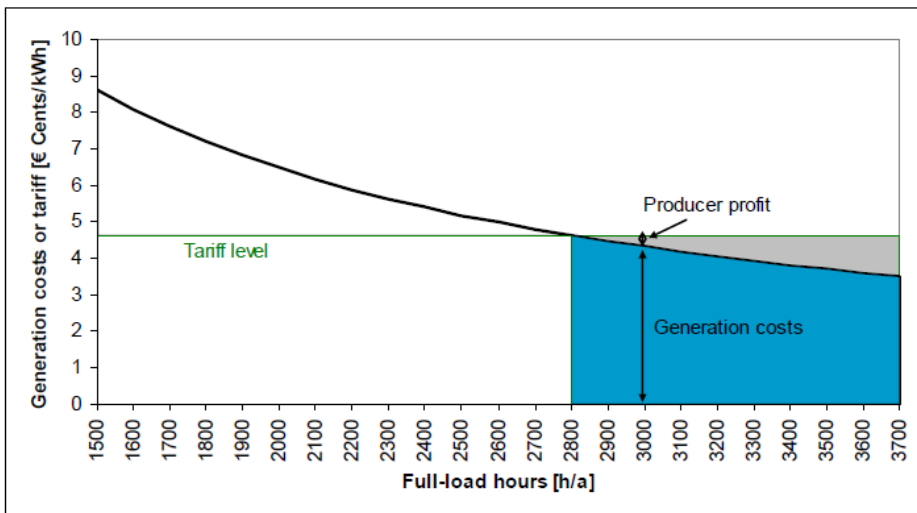


Figure 3.8: Low level of remuneration per kWh

出典：Evaluation of different feed-in tariff design options

# WEST 論文研究発表会 2009

図 12

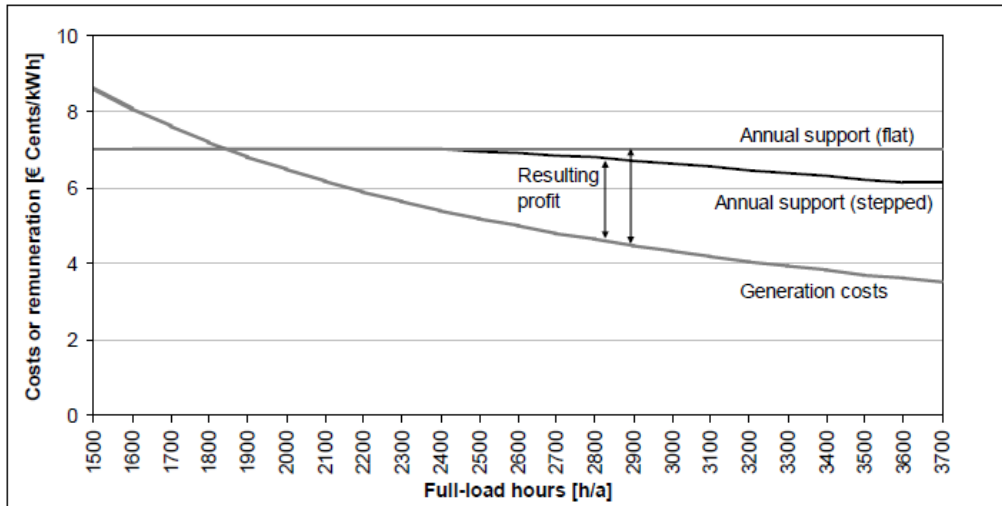


Figure 3.11: Electricity generation costs and annual support for onshore wind turbines in France in 2006<sup>10</sup>

出典 : Evaluation of different feed-in tariff design options

図 13

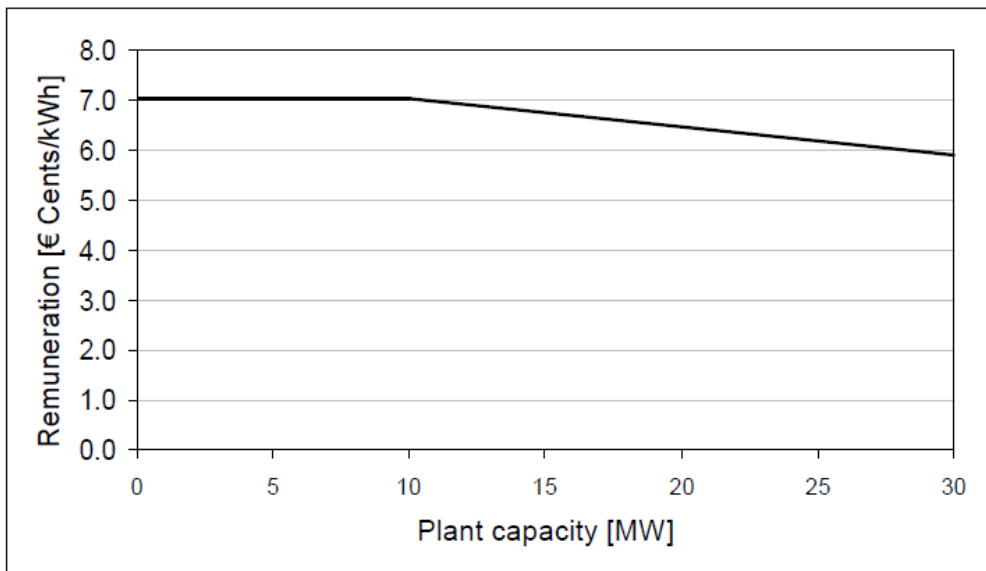


Figure 3.13: Remuneration for electricity from hydro power plants in Portugal<sup>12</sup>

出典 : Evaluation of different feed-in tariff design options

# WEST 論文研究発表会 2009

図 14

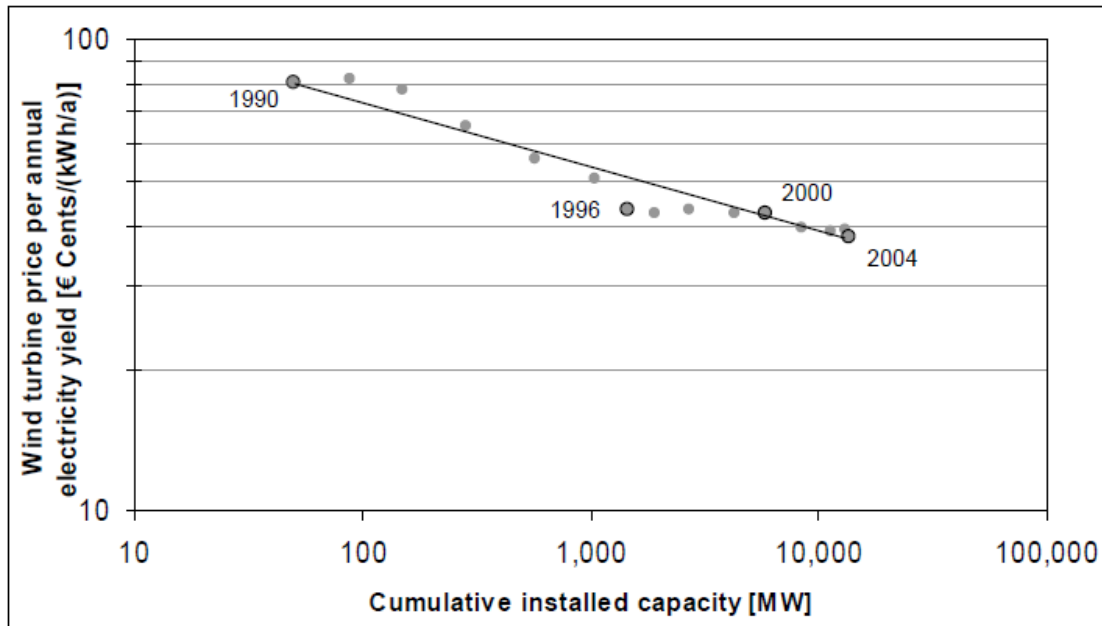


Figure 3.15: Experience curve of onshore wind turbines in Germany

出典 : Evaluation of different feed-in tariff design options

図 15

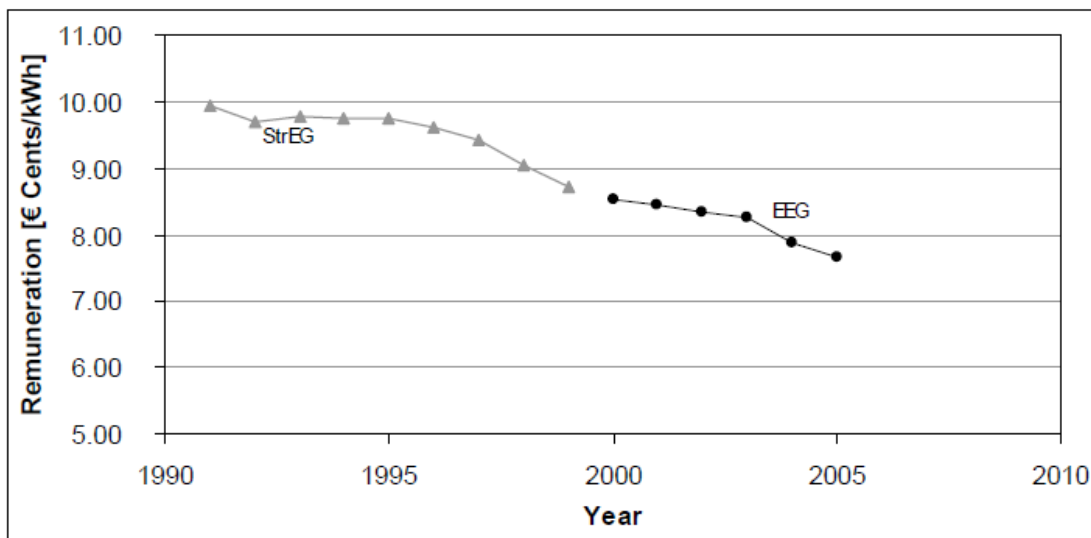


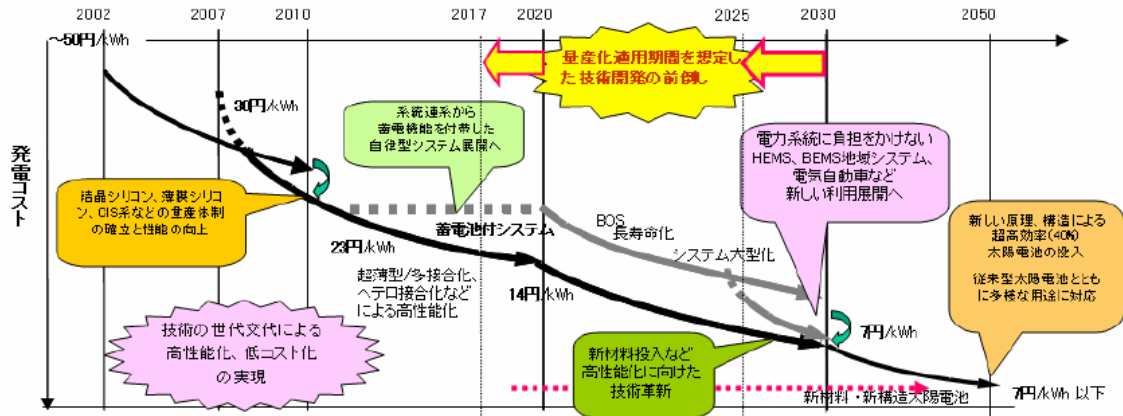
Figure 3.16: Development of the remuneration of electricity from onshore wind energy in Germany

出典 : Evaluation of different feed-in tariff design options

# WEST 論文研究発表会 2009

図 16

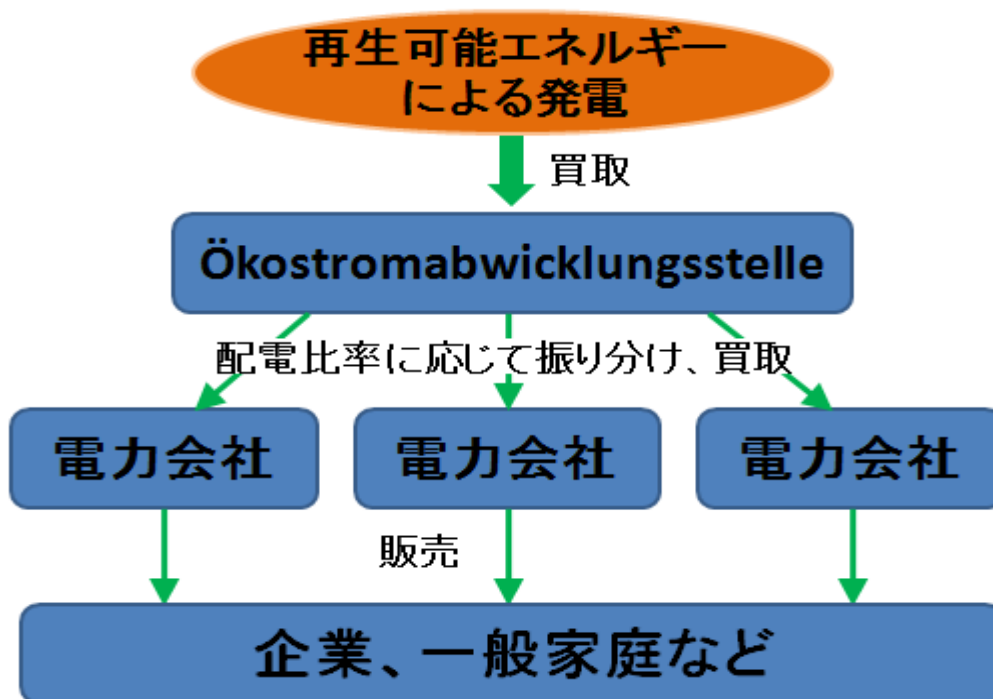
## ● 低コスト化シナリオと太陽光発電の展開



実現時期(開発完了)	2010年~2020年	2020年(2017年)	2030年(2025年)	2050年
発電コスト	家庭用電力並 (23円/kWh)	業務用電力並 (14円/kWh)	事業用電力並み (7円/kWh)	汎用電源として利用 (7円/kWh以下)
モジュール変換効率 (研究レベル)	実用モジュール16% (研究セル20%)	実用モジュール20% (研究セル25%)	実用モジュール25% (研究セル30%)	超効率モジュール40%
国内向け生産量(GW/年)	0.5~1	2~3	6~12	25~35
(海外市場向け(GW/年))	~1	~3	30~35	~300
主な用途	戸建住宅、公共施設	住宅(戸建、集合)、 公共施設、事務所など	住宅(戸建、集合)公共施設、 民生業務用、電気自動車など 充電	民生用途全般 産業用、運輸用、 農業他、独立電源

出典：産業技術総合研究所「太陽光発電のコスト」

図 17



Evaluation of different feed-in tariff design options より作成

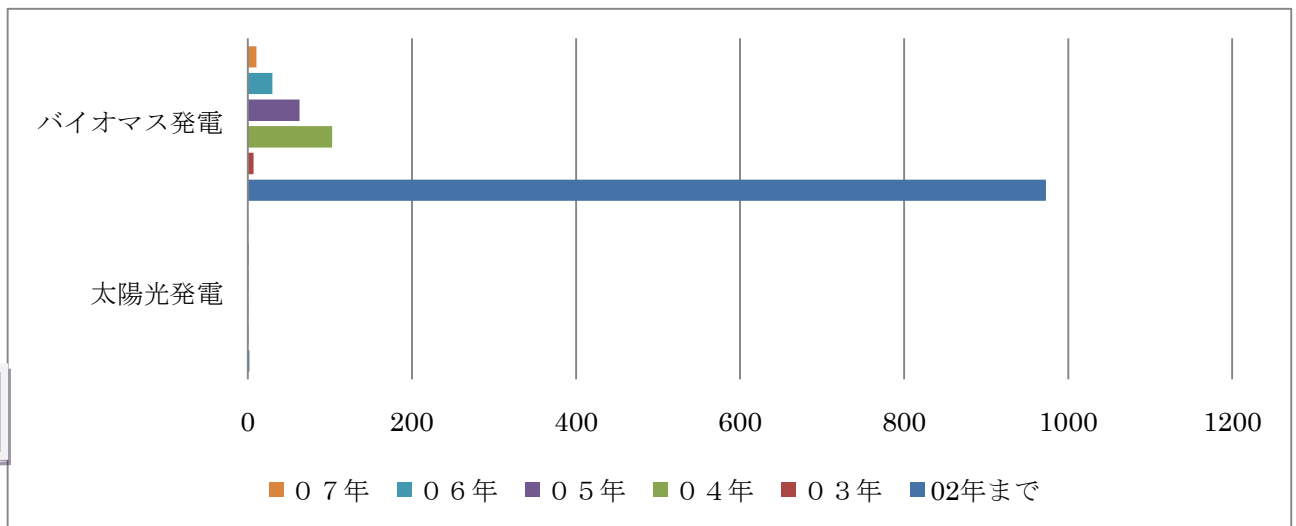
表 1 新エネ等発電設備の設備容量の推移 (万 kW)

発電形態	2003 年度	2004 年度	2005 年度	2006 年度	2007 年度	2008 年度
バイオマス	116.4	134.3	151.3	179.3	192.3	197.5
水力	16.2	16.4	17.0	17.1	19.2	20.1
太陽光	52.8	74.1	98.8	123.2	143.2	161.9
風力	67.3	92.1	107.5	155.2	181.5	204.3
合計	252.7	316.9	374.6	474.8	536.2	583.8

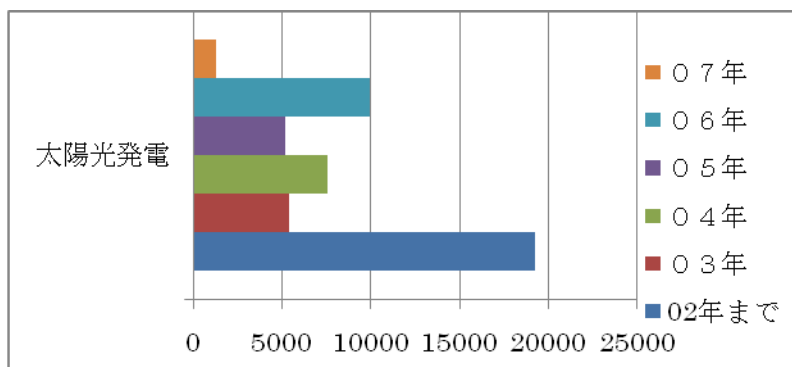
出典：電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法 の平成20年度の施行状況について [http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rps\\_H20.pdf](http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rps_H20.pdf)

# WEST 論文研究発表会 2009

表 2 運転開始年別設備容量 (万 KW)



太陽光運転開始年別設備容量 (KW)

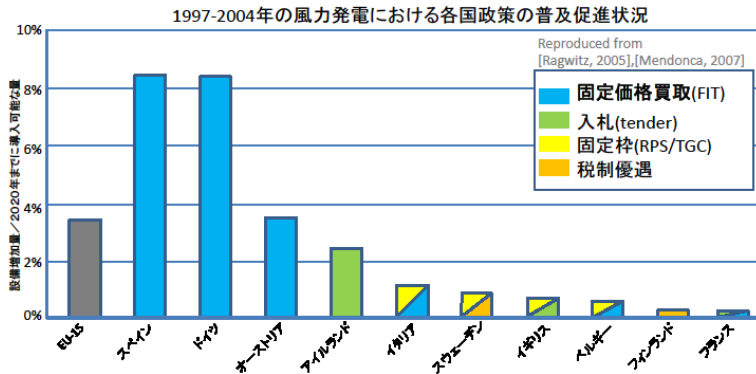


出典：資源エネルギー庁 「RPS 法ホームページ」平成 21 年 3 月 31 日現在の認定設備のデータファイルより運転開始年別に加工。<http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/joholink-dl.html>

# WEST 論文研究発表会 2009

表 3

## 各種普及促進政策の効果の比較



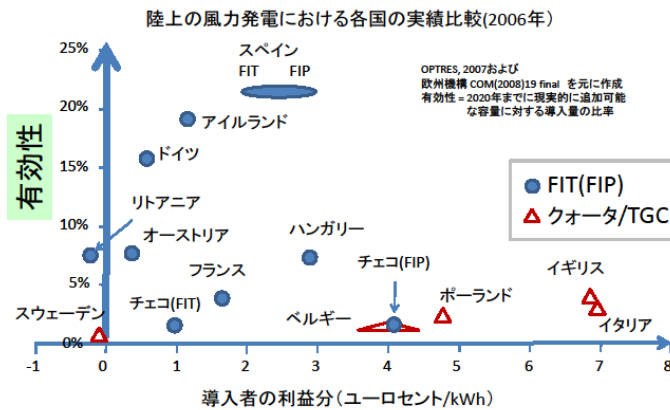
最大の効果を挙げているのは、固定価格買い取り制(FIT制)です。他の政策では、これほどの効果を示せていません。

(これは風力発電の例ですが、太陽光発電でも同様の傾向が出ています)

出典：固定価格買取制入門 櫻井啓一郎氏

表 4

## 各国における費用対効果の比較(風力)



導入者の利益分(ユーロセント/kWh)

太陽光発電でも同様の傾向が見られる。

実績から言って明らかにFITが有利

出典：固定価格買取制入門 櫻井啓一郎氏

# WEST 論文研究発表会 2009

表 5 主なエネルギー源別の買取価格の例（2009年買取開始施設）

エネルギー源別[施設規模等]	買取価格（ユーロセント/ kWh）
太陽光[30kW～100kW]	40.91（約 53 円/kWh）
陸上風力[最初の 5 年間]	9.20（約 12 円/kWh）
海上風力[最初の 5 年間]	13.00（約 17 円/kWh）
バイオマス[500kW～5000kW]	8.25（約 11 円/kWh）
水力[500kW～2000kW]	8.65（約 11 円/kWh）

\*1 ユーロ=130 円として換算。

出典：ドイツ連邦環境省（BMU）“2009 EEG payment provisions”

表 6 建物へ設置された太陽光発電による電力の買取価格

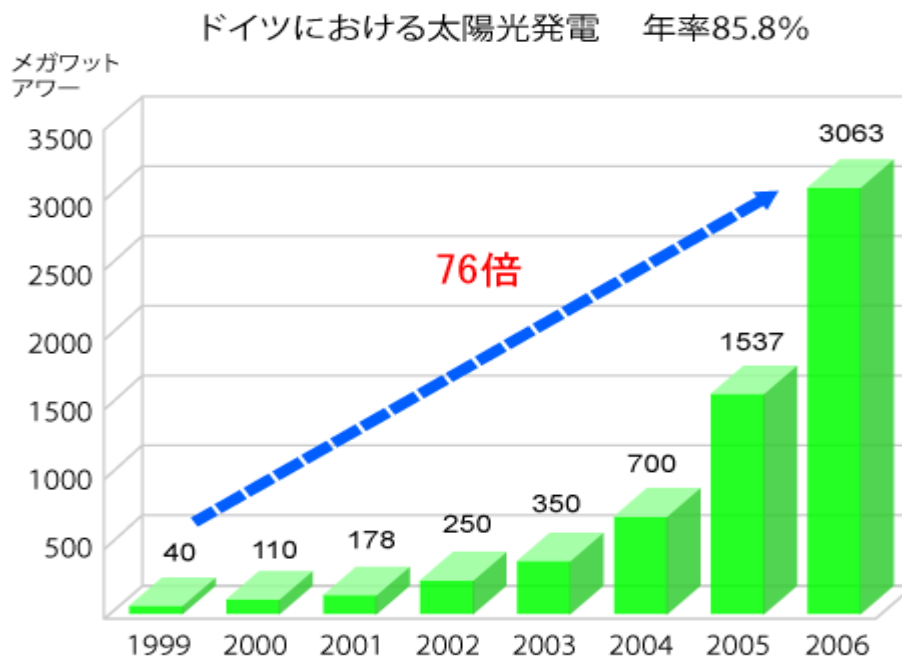
施設規模	買取価格（ユーロセント/ kWh）					
	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
30kW以下	57.40	54.53	51.80	49.21	46.75	43.01
30kW～100kW	54.60	51.87	49.28	46.82	44.48	40.91
100kW～	54.00	51.30	48.74	46.30	43.98	39.58

ドイツ環境省(BMU)“Amending The Renewable Energy Sources Act(EEG)-Key provisions of new EEG as amended on 21 July 2004”、“2009 EEG Payment Provisions”より作成



# WEST 論文研究発表会 2009

表 7



出典：<http://www.genenergy.jp/germany/transition.html>

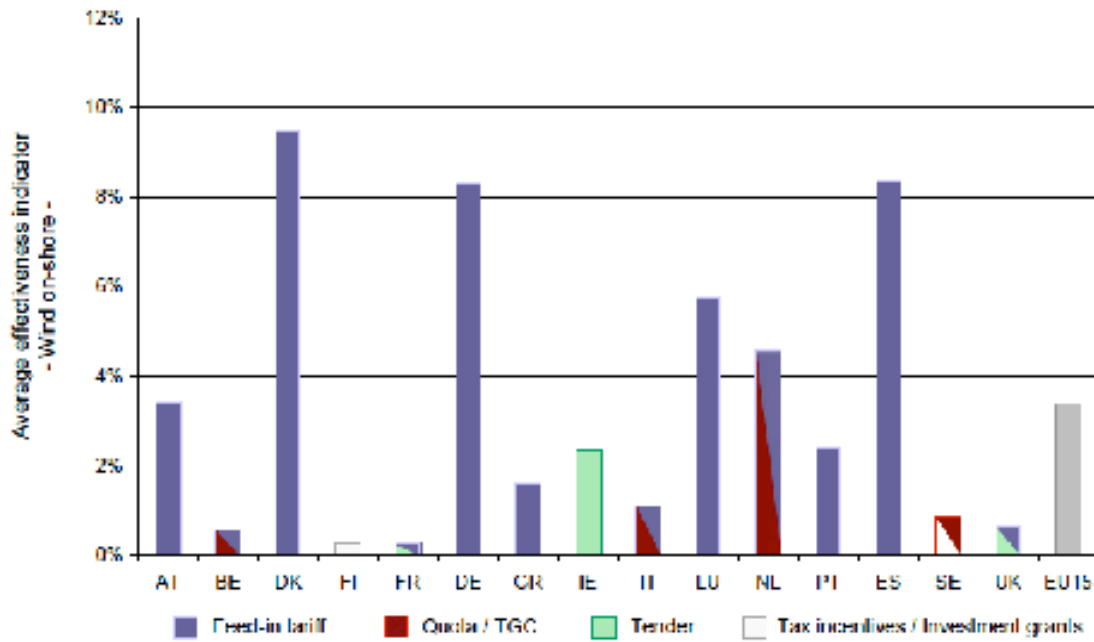
表 8 IEA-PVPS 加盟国における太陽光発電システム累積導入量(単位：MW)

国名	96年	97年	98年	99年	00年	01年	02年	03年	04年	05年
ドイツ	27.8	41.8	53.8	69.4	113.7	194.6	278.0	431.0	794.0	1429.0
日本	59.6	91.3	133.4	208.6	330.2	452.8	636.8	859.6	1132.0	1421.9
米国	76.5	88.2	100.1	117.3	138.8	167.8	212.2	275.2	376.0	479.0
オーストラリア	15.7	18.7	22.5	25.3	29.2	33.6	39.1	45.6	52.3	60.6
スペイン	6.9	7.1	8.0	9.1	12.1	15.7	20.5	27.0	37.0	57.4
オランダ	3.3	4.0	6.5	9.2	12.8	20.5	26.3	45.9	49.1	50.8
イタリア	16.0	16.7	17.7	18.5	19.0	20.0	22.0	26.0	30.7	37.5
フランス	4.4	6.1	7.6	9.1	11.3	13.9	17.2	21.1	26.0	33.0
スイス	8.4	9.7	11.5	13.4	15.3	17.6	19.5	21.0	23.1	27.1
オーストリア	1.7	2.2	2.9	3.7	4.9	6.1	10.3	16.8	21.1	24.0
メキシコ	10.0	11.0	12.0	12.9	13.9	15.0	16.2	17.1	18.2	18.7
カナダ	2.6	3.4	4.5	5.8	7.2	8.8	10.0	11.8	13.9	16.7
韓国	2.1	2.5	3.0	3.5	4.0	4.8	5.4	6.0	8.5	15.0
英国	0.4	0.6	0.7	1.1	1.9	2.7	4.1	5.9	8.2	10.9
ノルウェー	4.9	5.2	5.4	5.7	6.0	6.2	6.4	6.6	6.9	7.3
スウェーデン	1.8	2.1	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2
デンマーク	0.2	0.4	0.5	1.1	1.5	1.5	1.6	1.9	2.3	2.7
イスラエル	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.9	1.0

出典：IEA-PVPS

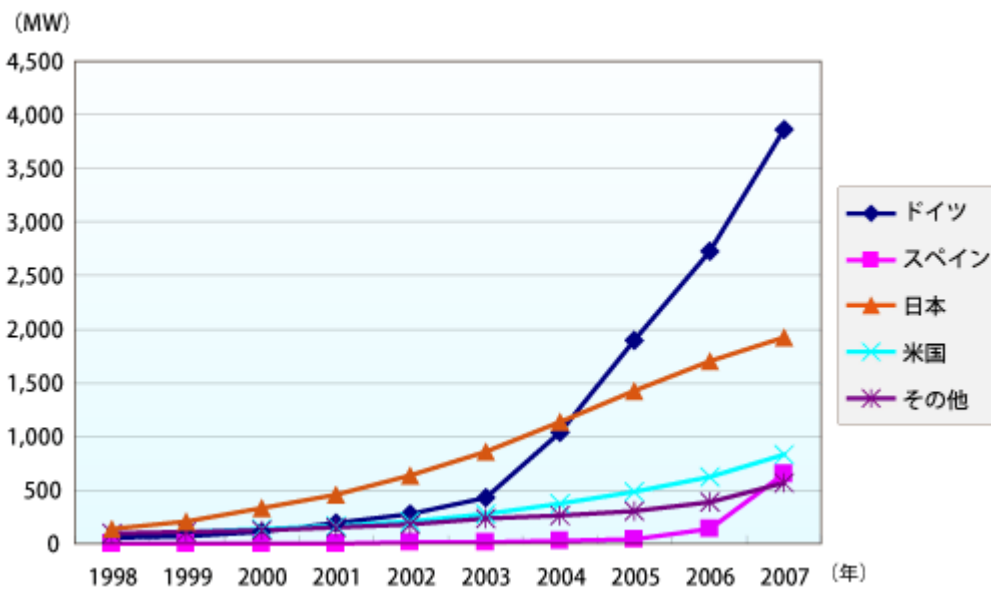
# WEST 論文研究発表会 2009

表 9



出典：EU Report(Dec.2005)

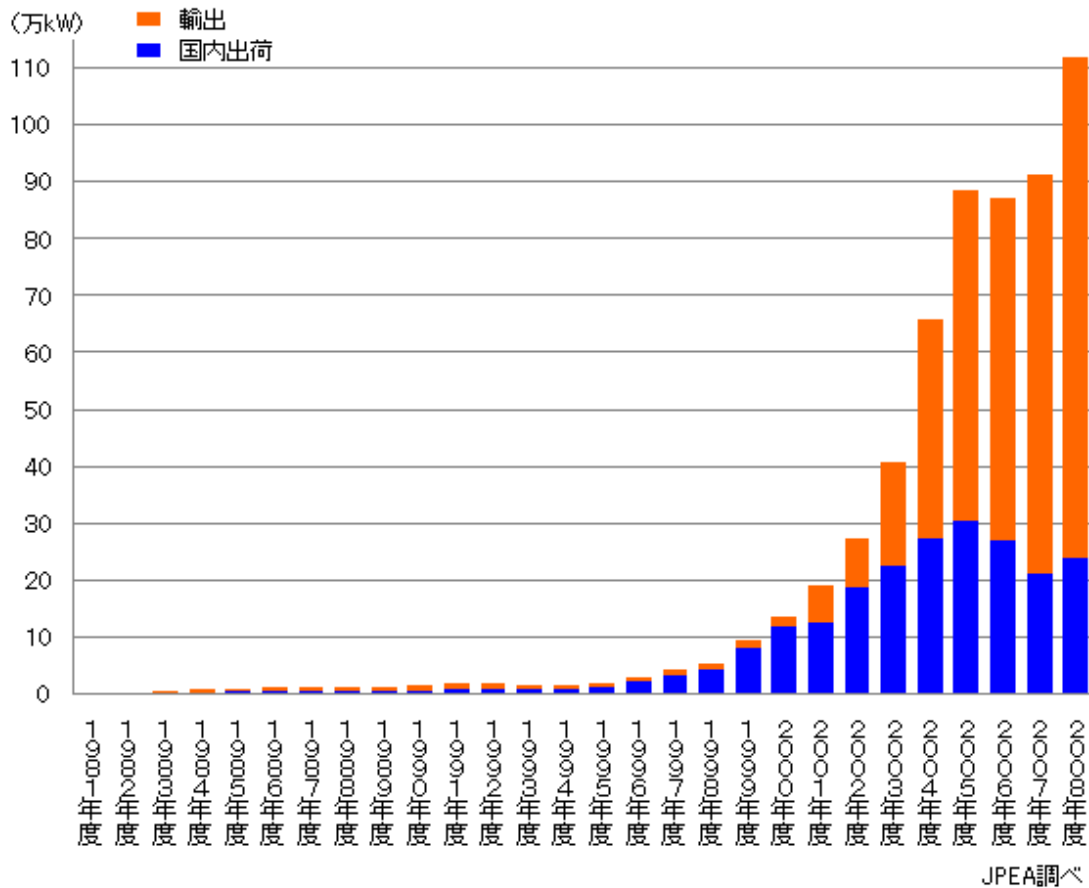
表 10. 世界の導入量実績



出典：IEA (Photovoltaic Power Systems Programme)

# WEST 論文研究発表会 2009

表 11. 総出荷量推移



出典：太陽光発電協会ホームページ

表 12

平成19年度以降の8年間についての電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標

年度 (平成)	19年度	20年度	21年度	22年度	23年度	24年度	25年度	26年度
目標量 (億 kWh)	86.7	92.7	103.8	124.3	128.2	142.1	157.3	173.3

2009年8月31日公布

出典：経済産業省資源エネルギー庁資料

## WEST 論文研究発表会 2009

表 13

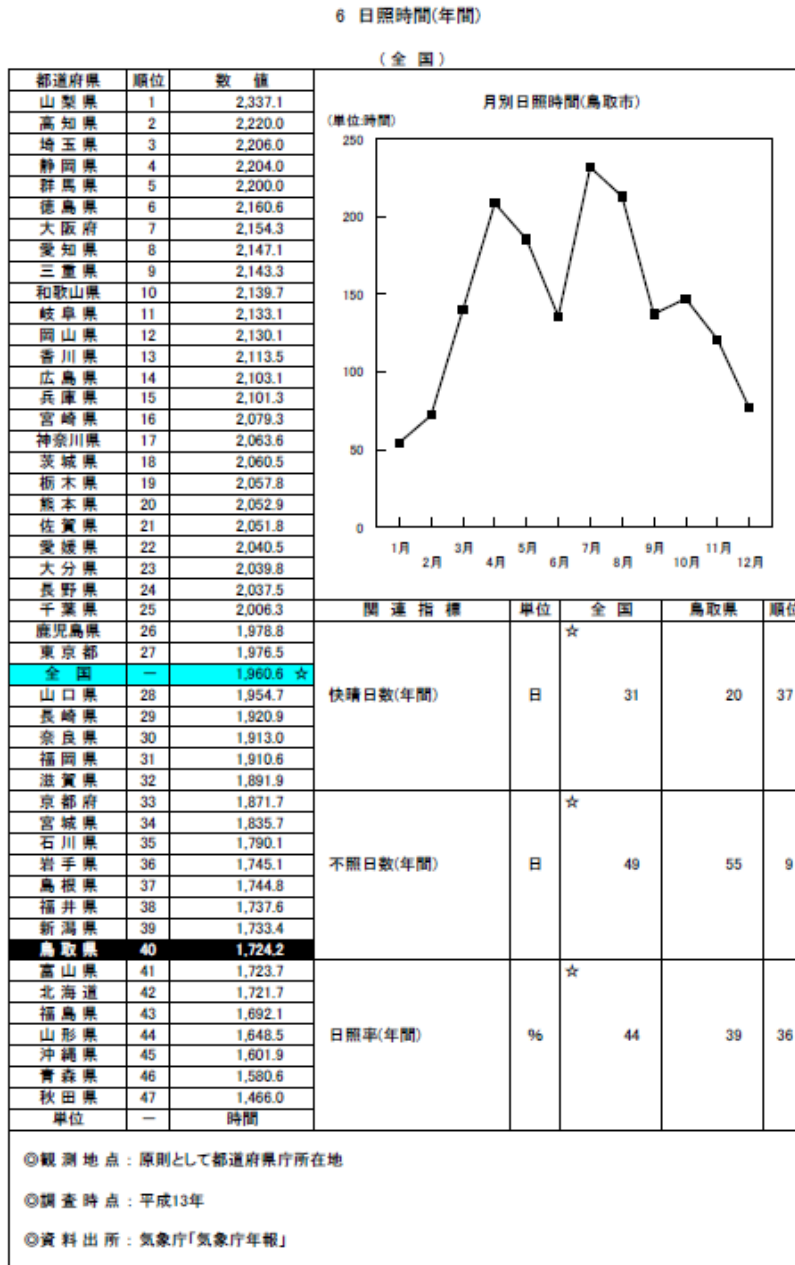
新エネルギー等電気供給量の推移 (億 kWh)

年 度	風 力	太陽光	水 力	バイオマ ス	その他	合 計
15年度	9.9	2.0	8.4	20.4	0.0	40.6
16年度	14.4	3.5	9.1	22.1	0.0	49.1
17年度	19.1	4.6	7.0	25.0	0.1	55.8
18年度	21.4	5.4	9.4	28.6	0.1	65.1
19年度	27.4	6.6	8.5	31.7	0.1	74.3
20年度	30.6	7.6	9.6	31.3	0.1	79.2

出典：経済産業省資源エネルギー庁 RPS 法ホームページ

# WEST 論文研究発表会 2009

表 14



出典：気象庁「気象庁年報」

表 15

Grid level	Costs for RES-E support
Grid level 1 – 3 (110 - 380 kV)	0.325 € Cents/kWh
Grid level 4 (Transformation from 110 kV to 10-30 kV)	0.382 € Cents/kWh
Grid level 5 (10 – 30 kV)	0.382 € Cents/kWh
Grid level 6 (Transformation from 10-30 kV to 400 V)	0.398 € Cents/kWh
Grid level 7 (400 V)	0.464 € Cents/kWh

出典：Evaluation of different feed-in tariff design options