

自然エネルギー政策・固定価格買取制度(FIT)への提言 ～調達価格等の見直しに向けた課題～

昨年2012年7月1日に施行された自然エネルギー(再生可能エネルギー)電気の固定価格買取制度「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(以下、FIT制度という)が、運用開始から2年目を迎え、大きな成果と共に様々な課題が見えて来た。その中で、制度開始から3年目となる平成26年度の調達価格等の見直しの検討のため、調達価格等算定委員会が年頭(2014年1月10日)からスタートした。

FIT制度開始からわずか1年余りで、太陽光発電を中心に著しい普及成果を見せつつある一方で、FIT制度および自然エネルギー政策を取り巻く様々な課題もはっきりと見えてきている。そこで本提言は、FIT制度のこれまでの評価と現状での課題を示し、日本国内の各地域での自然エネルギーの本格導入に向けて、ここで改めてFIT制度および自然エネルギー政策全般に対する提言をするものである。

【大きな成果と見えてきた課題(要旨)】

(1) 普及成果

FIT制度は、すでに世界中で100近い国と地域が採用している自然エネルギーによる電力の普及の切り札とも呼ぶべき制度である¹。実際に、日本で2012年7月に開始されたFIT制度の設備認定の実績は、2013年10月末現在で2600万kWを超えているが、この設備容量は日本国内で1990年以降20年以上かけて導入されてきた自然エネルギーの発電設備の容量1300万kWの約2倍に達している²。ただし、この設備認定の約94%は太陽光発電が占めており、特にメガソーラー(1000kW以上の太陽光発電)が全設備容量の約54%を占めるという偏った状況になっている。一方で、太陽光発電を中心に日本国内での自然エネルギー市場は急成長しており、国連環境計画(UNEP)のレポート³によると2012年の日本国内の投融資額は160億ドル(約1.6兆円)で世界第4位となり、世界市場全体の市場(2440億ドル)の約7%を占めた。

(2) FIT制度で改善すべき点

FIT制度の運用においては、FIT制度で先行するドイツなど欧州各国で得られた知見を活かすと共に、日本国内の自然エネルギーの現状の課題を十分に考慮する必要がある。FIT制度のスタート時に定められた調達価格や調達期間などFIT制度の内容については、当研究所がこれまで提言してきたポイントがある程度反映されていた⁴。しかし、平成25年度からの調達価格の見直しの機会が平成24年度末にあったにも関わらず、現状の課題を解決するためのあるべき調達価格の区分や情報公開、電力系統への優先接続や優先給電の徹底など多くの重要な課題も残されている。

(3) FIT制度を取り巻く課題

さらに、日本において持続可能な社会を実現するために欠かせない自然エネルギーの本格的な普及のためには、FIT制度を取り巻く様々な課題があり、これらを継続的に解決すると共に、見せかけではない本質的な電力システム改革や、自然エネルギーに関する中長期的な導入目標の設定や情報公開、様々な規制・制度の

¹ REN21「自然エネルギー世界白書2013」 <http://www.isep.or.jp/library/1959>

² ISEP編「自然エネルギー白書2013」2013年3月 <http://www.isep.or.jp/jsr2013>

³ UNEP, “Global Trends in Renewable Energy Investment 2013”, June 2013
<http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-2013>

⁴ ISEP プレスリリース「自然エネルギー固定価格買取制度のスタートにあたり」2012年7月
<http://www.isep.or.jp/library/5196>

改革が必要である。

【FIT 制度の現状と課題】

(1) 設備認定 2600 万 kW、事業用太陽光発電 86%、運転開始は約 22%

2012 年 7 月にスタートした FIT 制度に関して、公表されている 2013 年 10 月末までの設備認定および運転開始の実績について図 1 に示す。なお、FIT 制度に関するデータは、本来、毎月更新されるはずであるが、この 2013 年 10 月末のデータは 2014 年 1 月になって公表された。それ以前は、2013 年末までは 2013 年 7 月末までの情報しか公開されていなかったなど、多くの国民が費用負担を含めて関わりを持つ制度として情報公開の課題は多い(認定設備や運転開始設備の一覧等も公開されていない)。2013 年 7 月末までに設備認定された設備容量は全体で 2620 万 kW に達しているが、特に出力 10kW 以上(非住宅用)の太陽光発電については 2250 万 kW 近くあり、設備認定全体の設備容量の約 86%を占めている。このうち出力 1000 kW を超えるいわゆるメガソーラーは 1400 万 kW 以上に達し、設備認定全体の実に約 54%を占めている。本来、発電設備の規模が大きいほど設備の建設費用単価はさがり、事業の採算性が高まるため、調達価格が 10kW 以上一律の現状では大規模な事業への参入が極端に進むと考えられる。

一方、太陽光全体(住宅用を含む)では 2450 万 kW 以上と設備認定全体の約 94%に達するが、実際に 2013 年 10 月末までに運転を開始した太陽光発電設備は 567 万 kW と、設備認定の 23%程度となっている。10kW 未満の太陽光発電のうち運転開始された設備は約 184 万 kW と設備認定された設備の 90%程度に達しているのに対して、10kW 以上の太陽光発電のうち運転開始された設備は約 380 万 kW と設備認定された設備のうち 17%程度に留まり、さらに 1000kW 以上のメガソーラーでは 108 万 kW で 8%以下に留まっている。発電設備の工事期間や 2013 年 11 月以降の情報が公開されていないことで不明な点も多いが、2012 年度末までに認定された設備の中には、太陽光パネルなどの機器の納期や連系工事の遅れなどから工事期間が延びるケースや、電力会社との電力系統への接続にまつわる様々な問題で、設備認定されても最終的に事業を断念するケースもあると考えられる。さらに、2012 年度末までに大量に認定された 1800 万 kW 以上の事業用太陽光発電の中には、土地の権利関係が曖昧なケースや資金調達や着工の目途が立たないまま放置されたり、建設費用の下落を待ち続けるケースなども含まれると考えられる。そのようなケースが大量に存在する場合には、太陽光発電の適切な市場拡大を阻害する恐れがあるため、その実態の解明と是正が急務である。

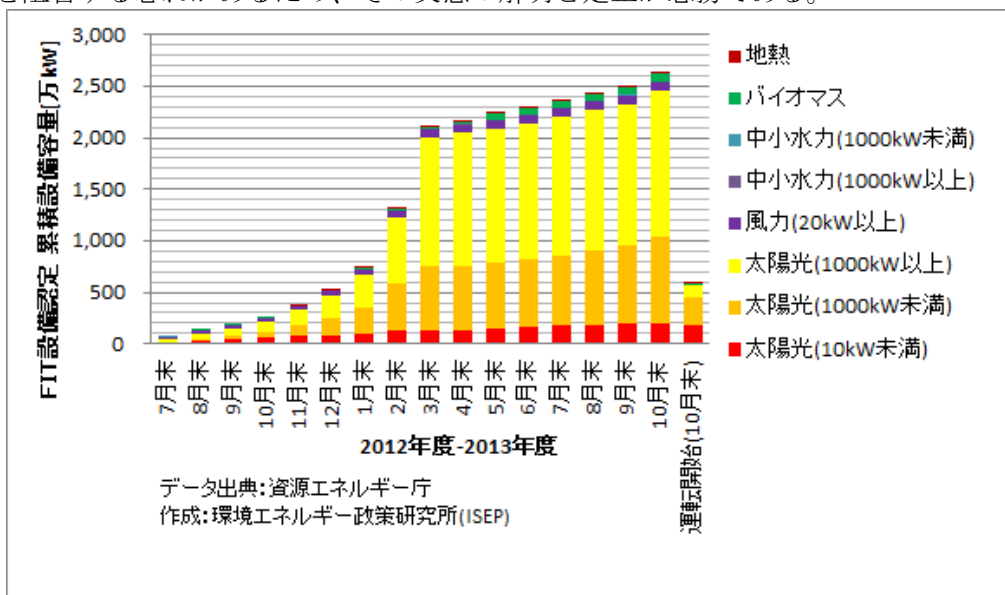


図 1 : FIT 制度における毎月の設備認定の状況(累積)と 2013 年 10 月末の運転開始状況

(2) 太陽光発電～電力系統の課題、特に北海道

太陽光発電に関して地域別の状況を見るために、図2には、都道府県別の太陽光発電設備の認定状況(2013年10月末現在)を設備認定の多い都道府県の順番に示す。北海道や九州地方で1000kW以上の大規模な太陽光発電設備(メガソーラー)の認定が多く、都市部では10kW未満の住宅用や1000kW未満の設備の認定の比率が比較的大きくなっている。

- ・北海道の系統制約と「無補償化」問題

しかし、特に北海道電力の管内では2013年3月末時点で出力2000kW以上の太陽光発電設備の受付が157万kWに達していたにも関わらず、北海道電力は電力系統への接続限度を40万kWとしており、その根拠を明確に説明していない。

さらに北海道電力の管内では出力500kW以上の太陽光発電設備について、系統への接続量が70万kWを超えた場合に、出力抑制の際の「無補償化」の特例が実施されている⁵。これはFIT制度で規定されている発電事業者の出力抑制(年30日を超える場合)に対する補償措置を電力会社に対して免除している。2013年12月には沖縄本島でも系統への接続容量の限界に対する発表があり、その対応が公表されている⁶。

- ・電力系統に関する課題の解決に向けて

これらの電力系統に関する課題の解決に向けては、電力系統の運用や整備に関する情報公開や中長期的な見通しを明確にすることが望まれる。本来、出力抑制に対する補償費用は、FIT制度の中での負担を原則とすべきであり、電力会社の負担とすべきではない。とくに、本質的な電力系統の中立的な運営・整備の観点から「無補償化」という一時しのぎの対応は望ましくない。

さらに、2013年5月末に行われたバンク逆流制限に係る各種規定の改正⁷では、これまで認められなかった配電用変電所でのバンク逆流(変電所から供給している電気の量を太陽光発電等が上回る事態)が保護装置の設置を前提に認められたことは一定の評価ができる。しかし、発電事業者側の負担費用が公表されているが、実際の電力会社側の対応には時間がかかる状況もあり、本来は太陽光発電等の接続を前提とした配電網の整備は系統運用者(電力会社)側で率先して行うべきものである。今後はこうした措置に伴う費用負担の原則を明確にすることで、さらに電力需要の少ない地域でも電力系統への接続が容易となるための対応を期待したい。

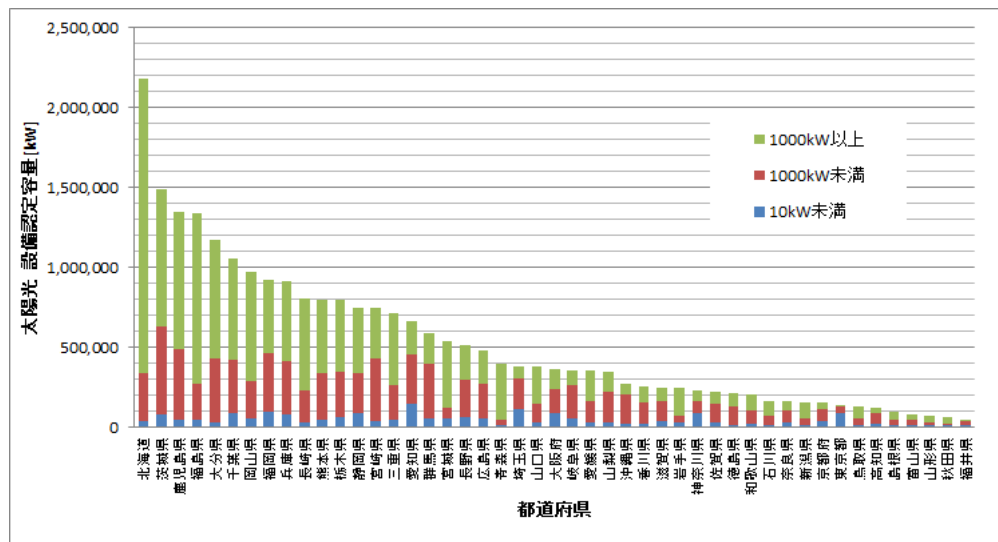


図2：都道府県別のFIT制度における太陽光発電設備の認定状況(2013年10月末)

⁵ 経産省報道発表(2013年4月17日) <http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130417003/20130417003.html>

⁶ 経産省報道発表(2013年12月3日) <http://www.meti.go.jp/press/2013/12/20131203002/20131203002.html>

⁷ 経産省(2013年5月31日) <http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/130531bank.pdf>

(3) 風力発電～既存設備からの移行が中心、新規導入は準備段階

事業用(出力 20kW以上)の風力発電については、IRR(内部収益率)8%を想定した比較的高い調達価格が設定され、平成 25 年度の新規導入にもそのまま適用されることになった。しかし、風況や電力系統などの立地条件や環境アセスメントなど調達価格以外の事業へのハードルが高く、風力発電への環境アセスメント(法アセス)の審査が 350 万 kW 以上(2013 年 6 月現在)⁸も行われて居るのに対して、風力発電の設備認定は 2013 年 10 月末で 83 万 kW に留まり、実際の運転開始も設備認定の約 8%に相当する 7 万 kW 程度に留まっている。風力発電の設備認定や運転開始のペースは環境アセスメントなどの準備期間の長さにより太陽光発電に比べるとまだまだ遅い状況である。

なお、既設の RPS 認定設備 256 万 kW のうち、98%にあたる約 252 万 kW が 2012 年度中に FIT 認定設備に移行したと推定される。これら新たに FIT に移行した既設の風力発電の運転状況や事業評価は、今後の日本国内での風力発電の普及において貴重な情報になると考えられ、データの情報公開や分析評価が望まれる。

太陽光発電が集中する北海道などの地域では、すでに設備認定が電力会社の公表する接続限度を超えており、導入に時間がかかる風力発電への配分が望まれる。また、東北や北海道など、風力発電に適した風況の良い地域について電力系統を計画的に整備するための調査や仕組みの構築が的確に実施されることが望まれる。北海道では、導入ポテンシャルの大きい風力発電の有望地域において、新たな送電網整備の実証事業が検討され、送電事業の特別目的会社による実証事業の実施とその支援策が発表されている⁹。しかしながら、送電を担う電力会社が行うべき本来の送電網整備のあり方ではなく、本質的な解決策とはほど遠い。

(4) 地熱発電・小水力～長期間の調査や手続きを要す

地熱発電では設備の規模により 2 段階の調達価格が定められているが、設備認定は 2013 年 10 月末で 5 千 kW 程度に留まる。地熱発電については、調達価格が比較的高く定められており、特に 1.5 万 kW 未満は各地でバイナリー方式を含む比較的小型の発電設備の事業化の検討が始まっている。しかし、数千 kW 規模の事業化計画が前に進む一方で、本格的な数万 kW 規模の地熱発電設備については、資源調査から環境アセスメントまで非常に長期に渡る調査や手続きが必要となり、運転開始までには 10 年以上かかると言われている。資源調査への支援や環境アセスメントの手続期間の短縮化などが課題となっている。

小水力発電については、200kW と 1000kW を境に三段階の調達価格が定められている。2013 年 10 月末時点の設備認定が 12.6 万 kW になったが、運転開始は 5 千 kW と約 4%に留まっている。図 3 には、2011 年度までの RPS 認定設備と FIT 認定設備の設備容量(累積)の推移を示す。なお、RPS 認定設備 22 万 kW のうち、約 16%にあたる 3.5 万 kW が 2012 年度中に FIT 認定設備に移行していると推定される。

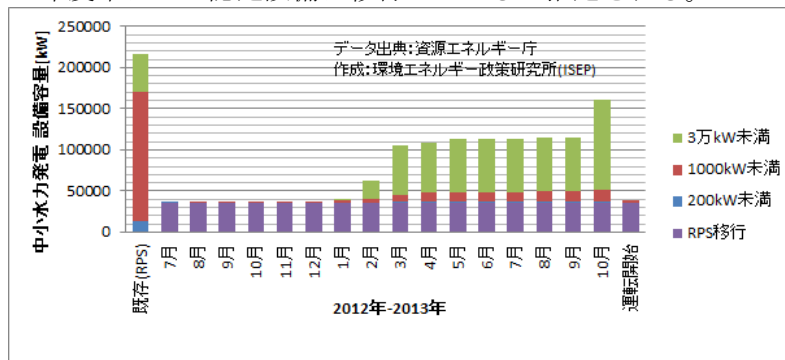


図 3: 中小水力発電の設備認定(累積)の推移と運転開始(2013 年 10 月末)

⁸ 環境審査顧問会 全体会(2013 年 6 月 4 日)配布資料「風力審査済案件一覧」

http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/safety_security/kankyo_shinsa/25_01_haifu.html

⁹ 経産省報道発表(2013 年 10 月 21 日) <http://www.meti.go.jp/press/2013/10/20131021002/20131021002.html>

(5) バイオマス発電～持続可能な森林資源の確保などが課題

バイオマス発電に関するFIT制度における調達価格の設定は、他の発電種別と比べて特殊で、発電の規模ではなく、バイオマス燃料の種類に応じて調達価格が定められている。例えば、畜産バイオマス(バイオガス)や間伐材等の未利用木材は調達価格が高く、木くずや生ごみなどの廃棄物は低く設定されているため、より高い調達価格が得られる未利用の間伐材など木質燃料の認証制度(トレーサビリティ)や燃料の安定供給確保、サプライチェーンの確立が課題とされている。さらに大量の燃料を必要とする石炭混焼に対する懸念、規模別の調達価格や熱利用(熱電併給)の評価なども考慮すべきという指摘や提言が従来から行われており、日本国内の森林資源の保護と有効活用という視点からも検討すべき課題は多い。

バイオマス発電は、2012年度末までの設備認定は約19万kWだったが、2013年10月末には71万kWに達している。そのうち7割程度(設備容量)は間伐材などの「未利用木材」あるいは製材工場などからの端材を利用する「一般木材」を燃料とする大規模なバイオマス発電であるが、設備の件数としては一般廃棄物や畜産廃棄物(メタン発酵)を利用した比較的小規模なバイオマス発電が7割を占めている。これらのバイオマス発電のうち、実際の運転開始率は16%程度であり、一般廃棄物(45%)やバイオガス(24%)が高くなっているが、未利用木材(4%)や一般木材(9%)と低い水準に留まっている(2013年10月末現在)。特に未利用木材を燃料として利用する大規模な木質バイオマス発電設備は全国各地で事業の計画が進んでいるが、実際には1施設しか稼働をしていない。なお、既存のRPS認定設備230万kWのうち、46%にあたる107万kWがFIT制度に移行しているとみられる。図4には、バイオマス発電の設備認定の毎月の状況を燃料種別に、既存のRPS設備の設備容量と比較して示す。

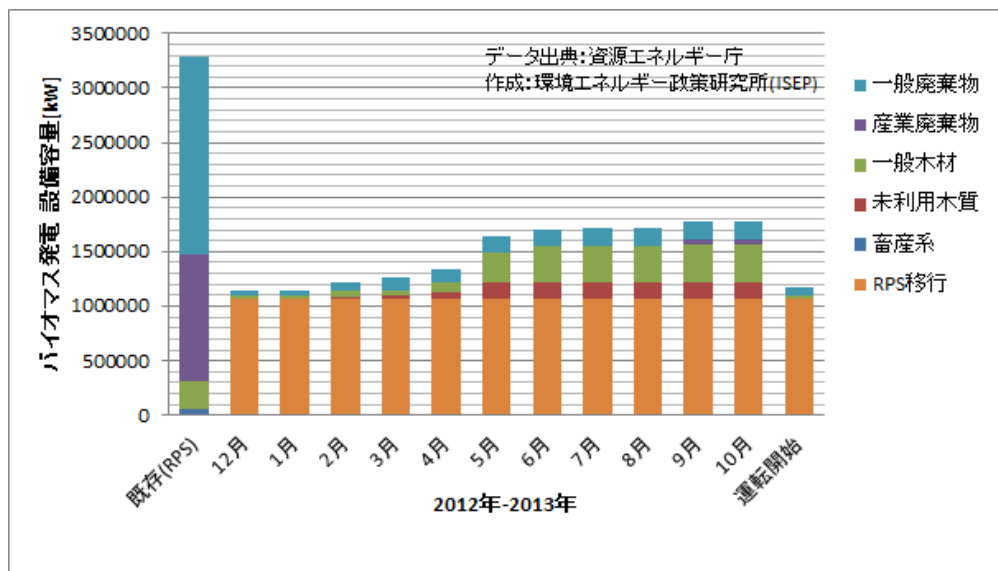


図4 バイオマス発電の設備認定の推移および運転開始(2013年10月末)

(6) 地域エネルギー事業におけるファイナンスの期待と課題

FIT制度に呼応して、自然エネルギーの発電事業者だけでなく、自然エネルギー資源が豊富な国内の各地域において自治体や民間の関係者などの期待は大きく、各地域の関係者が主体となり事業化の検討が進められている。従来、大規模な太陽光発電事業の多くは大企業によるコーポレートファイナンスによる資金調達が主流だったため、信用力の高い企業にとっては、日銀の金融緩和政策の継続による低金利状態が継続し、安定した資金調達環境が続いている。さらに、各地域の金融機関においても太陽光発電に対する事業評価や融資の体制が整ってきており、様々な資金調達スキームによりプロジェクトファイナンスによる事業も増え

始めている。また、比較的小規模なプロジェクトについては各地域の金融機関による事業評価の経験が乏しく、融資が難しい面もあるが、徐々に太陽光発電などに対する融資実績が広がってきている。今後、さらに事業開発段階での資金やノウハウの支援、信用保証制度の整備などが求められる。太陽光発電以外においても、小水力発電、風力発電、バイオマス発電等地域での事業開発段階において社会的合意形成や資金調達面で停滞しているプロジェクトも多く、こうした面での事業開発の初期段階での支援策等の整備が課題となっている。

(7) 地域主導型自然エネルギー～コミュニティパワーの勃興

今、全国各地で、地域外の大企業によるメガソーラー用の土地の囲い込みが進んでいる。風力発電も同様である。しかし、自然エネルギーが地域分散型であり、かつ地域の資源を使う技術であるがゆえに、こうした地域外の企業による土地の囲い込みは、植民地的な開発に例えられる。

これに対して、日本国内の各地域で自ら地域のエネルギー事業を興す「コミュニティパワー」と呼ばれる動きも続々と起きている。地域のエネルギー事業を自ら興し、地域の人たちが中心となってその計画を進め、その（経済的・社会的な）便益を地域社会が享受することを「コミュニティパワー3原則」と呼ぶ。このように、世界中で加速度的に進んでいる自然エネルギー革命が、ますます地域コミュニティによって担われていることは、最も重要な動きである。長く一部の人たちに独占されてきたエネルギーが、幅広い人たちによって担われる、社会の構造転換が起きようとしている。図5には、コミュニティパワーへの取組みの事例として、環境省が平成23年度から開始したモデル事業「地域主導型再生可能エネルギー事業化検討」の採択地域を示すが、それ以外の地域も含め、すでに全国各地で協議会での合意形成や地域主導型の事業化が進んでいる（詳しい事例は「コミュニティパワー・イニシアチブ」を参照¹⁰）。

【コミュニティパワー3原則】

- ・ 地域の利害関係者がプロジェクトの大半もしくはすべてを所有している
- ・ プロジェクトの意思決定はコミュニティに基礎をおく組織によっておこなわれる
- ・ 社会的・経済的便益の多数もしくはすべては地域に分配される



図5 環境省「地域主導型再生可能エネルギー事業化検討」採択地域

¹⁰ コミュニティパワー・イニシアチブ <http://communitypower.jp/>

(8) ドイツの固定価格買取制度(EEG法)の現状

ドイツにおける再生可能エネルギーの固定価格買取制度(EEG法)は2000年にスタートしてからすでに10年以上が経過し、再生可能エネルギーの本格的な導入に対して大きな成果を収めている。2000年に電力需要に再生可能エネルギーが占める割合が6%だったものが、2012年までには再生可能エネルギーによる発電量が4倍近く増加し、割合が約23%に達した(図6)。

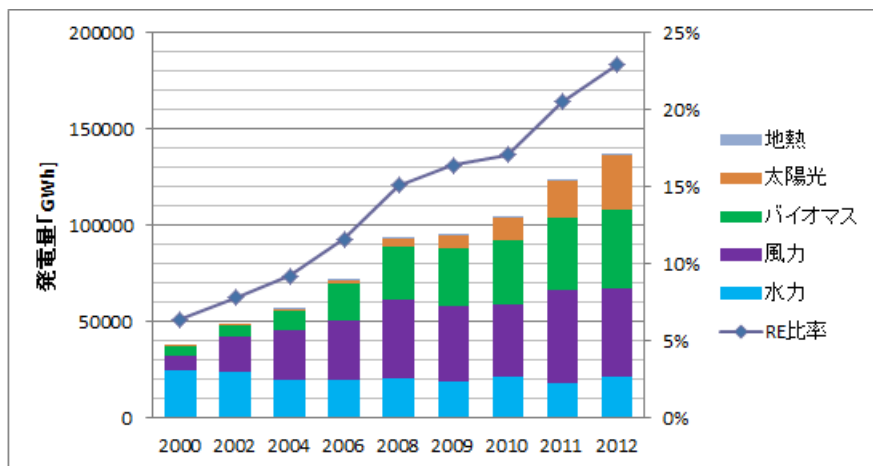


図6 ドイツの再生可能エネルギー導入状況(ドイツ環境省 BMU の資料より ISEP 作成)

その一方で、この買取に必要な補償額から市場電力価格分を差し引いて算定された「賦課金」(サーチャージ)が一般消費者の電力料金に上乗せされることから、近年、この賦課金が上昇傾向にあることだけが批判的に取り上げられることが増えている。しかし、賦課金はあくまで電気料金の一部にしか過ぎず、電力の卸市場価格の低下や電力多消費産業の需要家への減免対象の増加など電力システム全体を考慮した評価が必要である。ドイツにおいては、気候変動やエネルギー安全保障などを重視するエネルギー政策から、再生可能エネルギーの高い導入目標(2020年までに電力の35%以上)がすでに定められており、再生可能エネルギー導入への国民の幅広い関心や参加も進んでいる。ドイツにおいては、再生可能エネルギー導入のための国民への広く薄い公平な費用負担が持続可能な社会を実現するエネルギーシフト(Energiewende)に必要なものとして定着していると言える。

2013年10月15日、ドイツの固定価格買取制度(EEG法)に規定に基づき2014年1月からの賦課金の金額がドイツ国内の送電網運用会社(TSO)4社から合同で公表された。2014年1月からの賦課金は6.24セントユーロ/kWhとなり、2013年の5.277セントユーロ/kWhから約18%上昇する。この賦課金のうち2.4セントユーロ/kWhが純粋な再生可能エネルギーに対する負担部分であり、太陽光発電の導入コストの急速な低下から実質的に過去数年間ほとんど増加していない。一方で、電力の卸市場価格の低下や、電力多消費産業の需要家への減免対象による部分は、本来の再生可能エネルギーに対する負担部分を超えるまでになっている。図7には2013年9月にドイツの再生可能エネルギー協議会(BEE)が発表した賦課金の内訳の推計を示す。もはや賦課金だけでは、一般消費者への経済影響を評価することはできず、電力料金全体で卸市場価格の低下が反映された形で評価する必要があると考えられる。

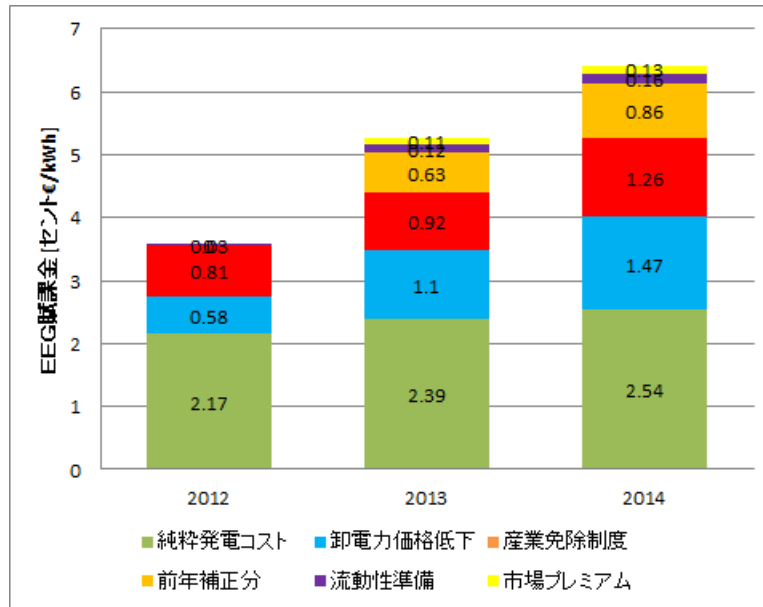


図7: ドイツの EEG 法の賦課金の内訳の推計(出典: BEE 資料より ISEP 作成, 2013 年 9 月)

※ 固定価格買取制度の様々な現状の課題を解決すると共に、自然エネルギーの本格的な導入に向けた提言として、FIT 制度および自然エネルギー政策への主な提言内容については、別紙に示す。

別紙

「固定価格買取制度および自然エネルギー政策への提言」
～日本の自然エネルギーの持続可能な発展のために

2014年1月22日

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所

【自然エネルギー政策への主な提言項目】

FIT制度を取り巻く様々な課題を踏まえた上で、自然エネルギー政策への主な提言項目を示す。詳細については、以下の提言内容を参照。

- 太陽光など規模により発電のコスト構造が異なる場合や洋上風力発電などに対して、新たな調達価格の区分を設ける
- 事業リスクを低減し、資金調達や事業の運用などを容易にする各種の規制や制度の改善が重要。
- 調達価格や調達区分を定めるその際に必要なコストデータを着実に集積し、頻繁に情報公開を行うと共に・それらを活用する仕組み(データベース等)を整える。
- 使用する燃料の種別やコストが大きく影響するバイオマス発電については、規模や燃料種別等によるきめ細かい条件を定め、それぞれに調達価格の設定が必要。
- 発電分離や電力取引を視野に、送電網への実質的な優先接続や優先給電を実現し、現在の電力会社間連系を含む系統の増強・出力変動への対応を積極的に行う。
- 再生可能エネルギーの本格的な普及に向かうためには、再生可能エネルギー統計の整備が不可欠。
- 中長期的な視野でしっかりと自然エネルギー導入の政策目標を掲げ、実効的な自然エネルギー政策を実施。

【固定価格買取制度に関する提言内容】

(1) 太陽光など規模により発電のコスト構造が異なる場合や洋上風力発電などに対して、新たな調達価格の区分を設ける

再生可能エネルギーの本格的な普及を進めるための調達価格および調達期間について、本格的な導入に必要な事業成立性を確保できる水準にする必要があるが、最新のコストデータや知見に基づき、予見性をもった設定が必要である。

- 平成25年度の調達価格の見直しでは結局反映されなかったが、平成26年度以降の調達価格の検討に際してはこれまで新規に導入された発電設備のコストデータを含め、新たな知見を取り入れた適切な調達価格の設定が必要である。設備認定時に提供された事業者のデータにより、特に平成24年度には、1MWを超える大規模な太陽光発電(メガソーラー)について、10%以上の建設費用の低減傾向があることが分かっている。よって、太陽光発電については規模などにより発電のコスト構造が異なる場合には、新たな区分を設けるべきである。今後、規模や事業形態および地域の状況等に応じたきめの細かい設定と共に、今後、導入が進むことが期待される洋上風力発電などについては、できるだけ早期に調達価格を定める必要がある。
- 事業リスクが高いとされた風力発電や地熱発電については、現状の調達価格の当面の維持と共に、事業リスクを低減し、資金調達が容易にする各種の規制や制度の改善が望まれる。また、後述するバイオマス発電については、バイオマス燃料の適切な調達を各地域で行うために、燃料種別だけではなく、コスト構造が他と大きく異なる石炭混焼のFIT制度からの除外や総合効率の高い熱電併給(コージェネレ

ーション)を推奨する調達価格の設定などが望まれる。

- 電力システム改革の実現により、電気事業者(電力会社、新電力など)や発電事業者が卸電力取引市場に容易にアクセスでき、発電事業者や電気事業者が電力市場で柔軟に売電するオプションを持つことも措置すべきである。
- 普及に伴う導入コストの低減に伴い、原則年度毎に設定される新規の発電設備に対する調達価格を、予見性をもって低減していく必要がある。予め翌年度の調達価格の逓減率を定める方法が望ましいが、予見が可能な様にコストデータなどを積極的に情報公開することも重要である。そのためには、調達区分や調達価格を定めるその際のコストデータを着実に集積し、できるだけ頻繁に公表(ホームページ等)・活用する仕組み(データベース等)を整えるべきである。

- (2) バイオマス発電については、規模や燃料種別等によるきめ細かい条件を定め、それごとに調達価格の設定が必要。

使用する燃料の種別やコストが大きく影響するバイオマス発電については、規模や燃料種別等によるきめ細かい条件を定め、それごとに調達価格の設定が必要である。特に、木質バイオマスについては熱電併給や燃料のカスケード利用を前提とした買取価格の設定を行う必要がある。

- バイオマス資源の特性から、地域資源の活用が前提となるため、大量の燃料を必要とする大規模な設備に対しては、一定の制限が必要である。発電規模の上限(例えば2万kW程度)を設定とすることや、発電規模に応じた調達価格を定めることが考えられる。発電規模の上限を設けない場合でも、比較的成本が低く、事業採算性の高い大規模な石炭混焼発電については、FIT制度の対象外とするか、新たな調達区分を設け、そのコストを反映した調達価格を定めるべきである。
- バイオマス比率の測定精度は電力量の計測精度に比べて著しく劣るため、特に調達価格の高い未利用木材および一般木材などについては、バイオマス比率を100%に限定すべきである。また、エネルギー効率の向上、GHG排出量や持続可能性の観点から総合効率の高い熱電併給を前提とすることも重要であり、木質バイオマス(未利用木材、一般木材等)については、熱電併給を前提に設備の総合効率を60%以上とするべきである。
- 使用するバイオマスの持続可能性などにも配慮したトレーサビリティの仕組みなどを整備し、日本国内における持続可能なバイオマスの利用を目指す必要がある(詳細は、2012年3月19日のバイオマス産業社会ネットワーク等からの提言を参照)。
- バイオマス発電単価が法的に定められるFIT制度では、燃料のサプライチェーンに携わる全ての主体(山元、収集業者、チップ工場、発電所)が、高く売るために不正を行うインセンティブがある構造となっている。木質バイオマスについては、農林水産省がトレーサビリティのガイドラインを整備するとのことであるが、経産省は別途、根本的解決策を措置すべきである。

- (3) 送電網への実質的な優先接続や優先給電を実現すべき

欧州で行われている発送電分離や電力取引を視野に、送電網への実質的な優先接続や優先給電を実現し、現在の電力会社間連系を含む系統の増強・出力変動への対応を積極的に行うべきである。特に風力発電については地域毎の分布に偏りが大きく、適地に大量導入するための送電網の整備が不可欠である。また、北海道などでは、さらに太陽光発電の大量導入を前提とした電力系統の情報公開や系統の整備が必要である。

- 送電網への優先接続が達成されるための最大限の努力を電気事業者が行うために、やむを得ない理由で接続を拒否する場合には、必ず第三者による情報開示内容の正当性の評価を義務付けそれを公開すると共に、電気事業者は電力系統の増強や出力変動への対応に関する計画を示すことを義務付ける。

- 地域の電力システムの整備状況により、出力抑制を前提とした系統連系が行われる場合には、出力抑制による機会損失が発電事業者の事業に悪影響を及ぼさないようにできるだけ配慮すべきである(調達価格の地域別の設定もあり得る)。一方で、年間日数で8%を超える出力抑制に対しては電気事業者側に補償の義務があることから、発電設備が集中する地域については、交付金の分配などで配慮が必要。
- 自然エネルギーの発電事業者にとって技術的・経済的にみて優れていると考えられる接続可能な地点の提示が可能な時期を明示することを発電事業者に義務付け、これらの情報開示や評価については、回答期限を必ず定めるべきである(例：申請から1か月以内)。

(4) 既存設備の扱いは進められているが、これまでの実績の情報公開が必要

既存設備の運転が問題なく継続できるだけでなく、既存事業者のノウハウを活かしつつ、新たな設備導入へのインセンティブを生み出す仕組みとするために、既存設備を認定する際には、今後の新規事業の参考になるように、これまでのコストデータや運転データ(発電量など)の提示を義務付けるべき。特に、これまで設備認定されたRPS設備については、これまでの実績データを整理し、必要に応じて発電事業者や研究者が実績データを活用できる仕組み(データベース)を作るべきである。

(5) 住宅用太陽光発電の全量買取について

住宅用の太陽光発電(出力10kW未満)については、現状の余剰電力の買取制度を継続することがこれまでの経緯に配慮した形としてスタートした。しかしながら、本来は以下の理由により住宅用の太陽光発電についても全量買取に移行すべきである。実際に10kW以上の非住宅用の急速な導入増加に比べ、10kW未満の住宅用についてはFIT制度開始前のペースでの導入に留まっているのが現状である。

- 家庭毎に電力の余剰率には10～90%程度と大きな差があり、不公平を内在している。全量であれば、本質的に公平な制度となる。
- 余剰のみ比べて飛躍的な普及が可能となり、導入量の拡大による技術学習効果によってコスト低下が早まり、長期的にはむしろ有利である。
- 「余剰の方が省エネ効果」との指摘もあるが、一時的かつ限定的な効果に過ぎず、省エネはそれを目的とした施策や技術により対応することが本筋である。同じく「余剰の方が賦課金負担が小さい」との指摘もあるが、これは買取単価設定との見合いであるため、全量方式にしたうえで、適切な単価を設定すべきである。
- なお、全量買取は既存の余剰制度との選択制にすること、全量買取は屋内配線を変えなくても「見なし」として扱うことにより施工費も低減できるため、既存制度からスムーズに移行できる。

【自然エネルギーの本格的な導入に向けた提言内容】

(6) 電気料金への賦課金などFIT制度の仕組みへの理解促進

自然エネルギーの普及を前提としてコストベースの買取価格の設定や送電網の整備を行った場合、2020年頃までの普及期の需要家負担(電気料金への賦課金)は、一時的に見た目には大きくなると予測される。ただし、再生可能エネルギーに関する負担は、化石燃料の負担を軽減する効果もあり、これまでも電気料金に含まれてきた他の化石燃料や原子力発電に関する負担と比較して考えることが重要である。むしろ、確実に自然エネルギーが普及することにより、国内事業への投資が進み、設備投資も大きく伸びるだけでなく、雇用の創出や地域の活性化が同時に進むという多くのメリットを評価すべきである。

(7) 回避可能原価の算定方法の透明化

現時点では賦課金算出のため、買取費用から回避可能費用を控除することとなっている。一層の透明性、客観性を確保するために、市場価格を適用すべきであるが、このためには速やかに電力システム改革の実現が必要である。当面は回避可能費用を適用するとしても、変動費だけでなく固定費も含んだ回避可能費用が適用されるための情報公開と、電力市場の整備を進めるべきである。

(8) 自然エネルギー統計の体制整備

FIT 制度の実施状況やその効果を適切に評価し、自然エネルギーの本格的な普及に向かうためには、再生可能エネルギー統計の整備が不可欠である。太陽光発電を始め、風力発電、小水力発電、バイオマス発電に関する統計データの整備は途上であり、当研究所で取り組んでいる「自然エネルギー白書」や「エネルギー持続地帯」においても多くの推計に頼らざるを得ない状況である。設備の認定・導入に伴うデータと共に、地域別の小規模な自家発電を含む発電量や電気事業者毎の受電量のデータなどを月ごとに集計し、公表する必要がある。

(9) 自然エネルギー導入の政策目標の策定

再生可能エネルギーの本格的な導入には以下の様な様々なメリットがあり、現在検討が進んでいる新エネルギー基本計画などで、中長期的な視野でしっかりと自然エネルギー導入の政策目標を掲げ、実効的な自然エネルギー政策を実施していく必要がある。

- 原子力や化石燃料を代替し、将来のエネルギー需給において基幹的な役割果たす再生可能エネルギーを大量に比較的短期間に導入することができる(欧州や世界各国での成功事例)。
- 原子力の安全性や経済性に大きな疑問符がつき、そのリスクを考慮する場合には、短期的には天然ガスや石炭・石油など化石燃料にシフトすることも考えられるが、化石燃料の将来の供給リスク(供給ピークによる価格高騰)や気候変動対策の世界的な流れから化石燃料への依存度も将来的に下げることができる(原発依存度の低減、温室効果ガスの大幅な削減)。
- 設備投資、事業投資など国内投資や雇用の拡大による経済的な効果。再生可能エネルギーのポテンシャルが豊富な地域における事業により、地域の経済活性化を実現できる。
- 国内の再生可能エネルギー産業を成長分野として、国際的な再生可能エネルギー市場へうって出られる企業群を生み出すことができる。

(10) 地域主体の自然エネルギー事業の仕組み作り

太陽光発電や風力発電など自然エネルギー事業を各地域で主体的に進めるには、土地利用など社会的な合意形成を適切に進めるための仕組み作りが必要である。太陽光発電では1000kWを超える大規模な事業が増加しており、風力発電については、従来から数万kW規模のファームが主流となっている。地域での自然エネルギー事業の地域のオーナーシップや土地利用に対する社会的合意をスムーズに進めるための条例やガイドラインなどの制度作りが必要である。

- 地域での自然エネルギー事業に関するガイドラインの制定
- 予防的な土地利用のゾーニング(ポジティブ・マップ)
- 事業への地域のオーナーシップや意思決定プロセスへの参加、事業利益の地域への還元など

(11) 先行する欧州などの経験に学ぶ

世界では80を超える国と地域でこの固定価格買取制度(FIT 制度)が導入され、特に先行するドイツでは

2000年にFIT制度を導入して、2012年には約23%の電力が再生可能エネルギーにより賄われており、2020年には35%以上、2030年には50%以上を目標としている(日本は大規模な水力発電を含めて現状11%程度で、目標も2020年14%に留まる)。ドイツの太陽光発電については、2012年末までの累積導入量が約3000万kW以上に達し、日本の累積導入量700万kWの4倍以上、国全体の電力需要から考えると10倍程度の割合の太陽光発電が導入されていることになる。風力発電に至っては日本の20倍程度の割合を導入している。ドイツでは、これまでの経験からFIT制度の内容を少しずつ調整しながら、持続的な再生可能エネルギーの導入政策を進めているが、2022年までの脱原発を含むエネルギーシフト政策が国民の理解と共に着実に進められている。この様に自然エネルギーの本格的な導入や電力システム改革などで先行する欧州各国の経験に学び、国際的な政策ネットワークを構築する中で、日本の自然エネルギー政策や電力システム改革などを再構築していく必要がある。

【このプレスリリースに関するお問い合わせ】

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所 (ISEP)

お問い合わせ: https://www.isep.or.jp/about_contact

TEL: 03-5942-8937, FAX: 03-5942-8938

担当: 松原