

日本における太陽光発電普及促進政策の経済分析

大沼あゆみ研究会 第 10 期生 竹村 駿人

2014 年 1 月 31 日

地上に降りそそぐすべての陽光の一時間にも満たない量で、全世界の一年間のエネルギー需要を満たせるのです。暑い砂漠の一部だけで、われわれの文明に必要なエネルギーを供給できます。太陽光線はだれも所有できないし、私有化も国有化も出来ません。まもなく、だれもが屋根から、船の帆から、こどもたちのバックパックから、陽光を採取するようになるでしょう。

—イアン・マキューアン『ソーラー』より

目次

1	序章	3
2	日本のエネルギー問題	4
2.1	日本の電力事情	4
2.2	再生可能エネルギー	6
3	太陽光発電	8
3.1	日本の太陽光発電導入状況	8
3.2	住宅用太陽光発電	9
3.3	非住宅用太陽光発電	11
4	日本の太陽光発電普及促進政策	13
4.1	再生可能エネルギーの固定価格買取制度	13
4.2	その他の普及促進政策	16
4.3	過去の政策(RPS制度)	17
5	分析	19
5.1	モデルの仮定	19
5.2	各期における電力量の計算	19
5.3	消費者余剰を踏まえた考察	21
5.4	分析結果	22
6	産業用太陽光発電のシュミレーション分析	24
6.1	シュミレーションのモデルの仮定	24
6.2	太陽光発電導入量の決定・社会的負担の図示化	25
6.3	グラフを用いた分析	28
6.4	数値による分析	30
6.5	分析の限界・問題点	33
7	参考文献	34
8	あとがき	35

1 序章

昨今、日本においてエネルギー問題というものは大きな注目を集めている。以前は、エネルギー問題はいくまでも「地球温暖化問題」や「石油枯渇問題」という文脈の中で語られることが多かった。しかし、2011年3月11日に起きた東日本大震災以降、状況が一変した。東北地方太平洋沖地震による震度6強の揺れ、更に未曾有の大津波に襲われた福島第一原子力発電所はメルトダウンに陥り、大量の放射性物質を放出するに至った。この事件の影響は多岐に渡り、電力問題は当然として食料、居住などの状況も大きく変化した。3年経つまでに2ヶ月を切った現在においても、多くの地域が避難指示区域の指定を外されていないのである。この事故は原子力発電の恐怖を人々に植えつけた。そして、事故以前とは比べ物にならないほど、原子力発電に対する反対の気運が高まったのである。

事故後1ヶ月も経っていない同年4月5日、再生可能エネルギー買い取り法案が提出された。そして、検討を重ねて2012年7月1日に「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が施行された。この制度によって、再生可能エネルギー、特に非住宅用太陽光発電の導入数は大きく伸びている。しかし、再生可能エネルギー導入者に対して支払われる補助金は、電力料金に上乗せする形で消費者の負担となる。そのため、この制度が社会厚生を最大化するものであると言い切ることは難しいであろう。本論文は、電力消費者の視点に注目し、より良い制度設計や制度のより良い活用の仕方を模索することを目的とする。

2 日本のエネルギー問題

本章では日本の電力事情、そして「新エネルギー」とも称される再生可能エネルギーについて紹介していく。

2.1 日本の電力事情

図1^{*1}は日本の電源構成の推移を示したものである。この図を見ればわかるように、日本の電源は2010年度まで火力・原子力発電に強く依存した構成となっていた。そして、東日本大震災を経た2011年度以降は大きく原子力発電が縮小され、2012年度では「地熱及び新エネルギー」とほとんど同じ割合である1.7%を占めるだけである。その一方で、縮小した原子力発電

を補っているのは火力発電である。特にLNGを用いた火力発電の割合は29.3%から42.5%まで上昇していることがわかる。ここで、いくつかの観点から日本の電力の大部分を占めていた火力発電と原子力発電について考察していきたい。

初めに、環境性に関してから考察していく。図2^{*2}から分かるように、日本の電力発電が占めるCO2排出量の割合は37%と非常に大きい値をとっている。つまり、この部分に対する取り組みによって日本のCO2排出量は大きく削減することが出来ると考えられるのである。ここで、火力発電と原子力発電の環境性を比較する。火力発電に関しては、環境性は原子力発電に比べて大きく劣っているということが出来る。原子力発電においては、使用済燃料の処理なども含めた発電量1kWh当た

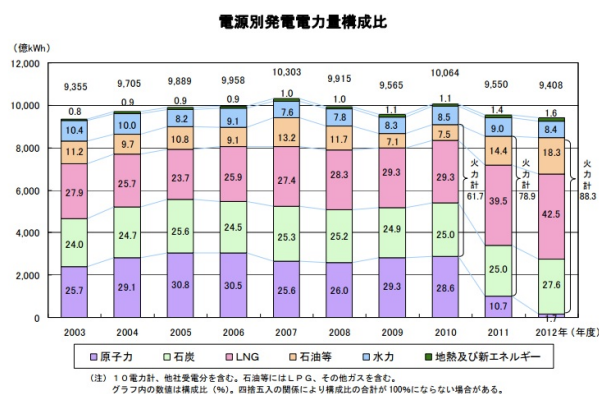


図1 日本の電源構成

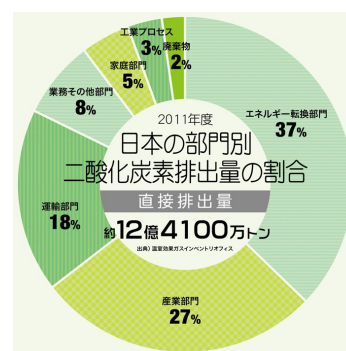


図2 日本のCO2部門別二酸化炭素排出量の割合

*1 電気事業連合会 http://www.fepc.or.jp/about_us/pr/sonota/_icsFiles/afieldfile/2013/05/17/kouseihi_2012.pdf

*2 JACCA「日本の現状」http://www.jacca.org/trend_japan/state/

りのCO2排出量は20gである。その一方、火力発電の中でも環境性が良いLNG火力発電のCO2排出量ですら599gであり、原子力発電のCO2排出量の約30倍もの値となっている。とは言うものの、原子力発電には放射線物質漏れという大きなリスクが伴うことも踏まえて考えていく必要がある。

次に、供給の安定性について考察していく。まず、発電の燃料については、火力・原子力発電とも輸入に大きく依存している。しかし、原子力発電は燃料交換後2年弱発電を継続できるなど、その性質から燃料の補給がなくとも一定期間は発電が継続することが出来る。火力発電は政情が不安定な中東に対する依存が大きいことや、備蓄が少ないことから供給の安定が優れているとは言うことは出来ない。ただし、LNGに関しては昨今の北米におけるシェールガスの開発などから輸入の依存の集中を防ぐことが出来る可能性がある。また、原子力発電においては設備のトラブル等による電力供給の停止が2000年以降で3回^{*3}も存在している。つまり、燃料の面では原子力が、設備の面では火力が優れているということが出来る。

最後に、経済性について考察していく。経済性については、発電量1kWh当たりのコストで比べるのが主流である。原子力発電のコストは8.4円/kWhと評価されている。ただし、これは燃料の処理費等は含まれているが、事故リスク対応費用は考えられていない。事故リスク対応費用に関しては1兆円毎にコストを0.1円ずつ上昇させるとされている。また、この計算は設備仕様率70%で考えられているが、昨今の状況を考えてと小さなトラブルにおいても稼働停止させられる状況が現実的だと考えられるので、コストはより高く見積もるのが妥当であろう。火力発電に関しては、発電方法によって大きく変わる。中でも費用効率が良いとされているLNG火力発電においても、11円前後とされている。火力発電においては燃料費が大きな割合を占める(LNGでは75%程度)ので、今後の燃料価格の変動に応じて火力発電のコストも大きく変動する。

以上のように、火力、原子力発電にはメリット、デメリットが明確に存在しているため、一概にどちらが優れていると論じることが出来ない。とはいえ、現状では原子力発電所を稼働停止して、その分の発電量を火力発電を追加的に稼働させることによってまかなっている。前述の通り、火力発電は燃料費が高く、原子力発電は設備建設の初期費用が大きいため以前と比べて費用が大きくかかっている。

^{*3} 2002年の原子力発電所のトラブル隠蔽による点検・補修工事、2007年新潟県中越沖地震、2011年東日本大震災を原因とする。

その額は、2011年度においては火力発電にかかった費用の増分が2.5兆円、原子力発電にかかった費用の減分が0.2兆円であり、総計では2.3兆円の増加となっているのが現状である。

2.2 再生可能エネルギー

前節では、日本の電力構成の大部分を占める枯渇性エネルギーに属する火力・原子力発電について考察した。本節では、枯渇性エネルギーと対を成す再生可能エネルギーについて紹介していきたい。日本の法令^{*4}における再生可能エネルギーの定義は「エネルギー源として持続的に利用することができる」と認められるもの」とされている。具体的にどのようなエネルギーが存在しているかは、資源エネルギー庁が図3^{*5}のように分かりやすくまとめている。

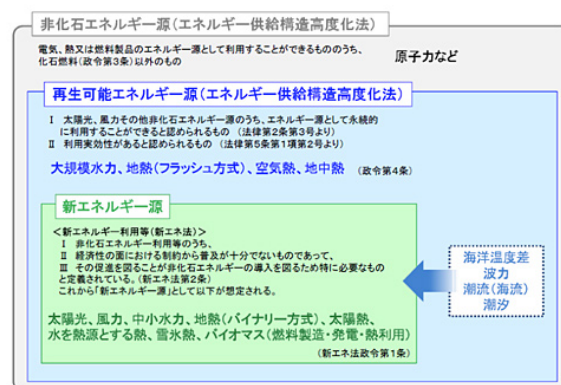


図3 エネルギー源の分類

日本において、再生可能エネルギーの発電量は総発電量の1.6%ほどの割合であるのが現状である。^{*6}また、日本国内においては再生可能エネルギーが火力・原子力発電等の旧エネルギーの代替エネルギーとしては機能しないのではないかと、という論調をよく耳にする

が、世界では再生可能エネルギーの導入は想像以上に進んでいる。世界全体で見れば、再生可能エネルギーの発電量は総発電量の6.0%を占めている。それ以上に、新規発電設備容量という括りでは43.7%もの割合を占めている。つまり、世界で新しく作られている発電所の半分

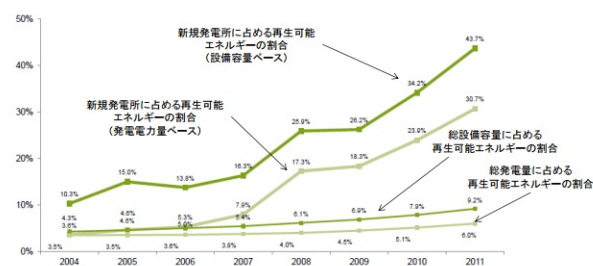


図2-7 新規発電所に占める再生可能エネルギーの割合（世界全体）

出典）(UNEP, 2012)

※大型水力を除く

図4 世界の新規発電所に占める再生可能エネルギーの割合

^{*4} 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

^{*5} 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの種類と特徴」http://www.jccca.org/trend_japan/state/

^{*6} 水力発電も含めて10%と評価する場合も多い。

弱が再生可能エネルギーを利用した発電所であるということである。さらに言えば、この割合は図4^{*7}のように上昇傾向を辿っている。

そもそも、日本における再生可能エネルギーの発電ポテンシャルはどの程度存在しているのだろうか。『国民のためのエネルギー原論』^{*8}によると、再生可能エネルギーの発電ポテンシャルは太陽光、陸上風力、中小規模水力、地熱と全てを合わせて日本の消費電力に匹敵するほどの大きさがあるということだ。また、まだ開発段階であるが、洋上風力発電の発電ポテンシャルは日本の消費電力の4倍にも匹敵するとされている。これはあくまでポテンシャルであって実際に導入されるかはまた別の話である。また、植田は前述の著書において2030年の再生可能エネルギーの総発電量に占める割合を3つのシナリオで算出している。電力会社に一定量の再生可能エネルギーの買取義務を与えるRPS制度、家庭用太陽光発電の余剰買取制度が存在している、当時の現状維持シナリオにおいては総発電量の4.1%とされている。次に、再生可能エネルギーの固定価格買取制度が導入された場合^{*9}は、10.5%とされている。最後に、固定価格買取制度において各発電方法毎に採算がとれる価格・期間が設定された場合は33.2%とされている。更に、この場合における2030年の家庭の電気代も算出されており、約1.1倍程度だとされている。

これらのことを踏まえると、原子力発電やその他の枯渇性エネルギーの代替として再生可能エネルギーを普及拡大していくことは、決して非現実的なことではなく、世界的にも主流になっていることが分かる。当然、安定供給性の問題や技術の問題など、大きな課題がいくつもあることは否定することは出来ない。しかし、これらのリスクを考慮してもなお再生可能エネルギーを導入する必要性は大きいと評価することが、再生可能エネルギーの過大評価だと決め付けることも出来ないであろう。

^{*7} 環境省「世界全体と国内外における再生可能エネルギーの現状と将来見通し」<http://www.env.go.jp/earth/report/h25-01/chapt02.pdf>

^{*8} 植田和弘、梶山恵司(2011)『国民のためのエネルギー原論』日本経済新聞出版社

^{*9} 太陽光は約40円/kWhで10年、他は15~20円/kWhで10年の全量買取制度が保証されていると仮定している。

3 太陽光発電

この章では、本論文の分析対象である太陽光発電について焦点をあてて考察を行っていく。太陽光発電は、出力が10kW未満であるものを住宅用、10kW以上であるものを非住宅用と分類している。この2つのどちらに分類されるかによって適応される買取価格等が異なるのだが、そのような政策に関することに関しては第4章で考察していくのでここでは割愛する。この太陽光発電の特徴は、資源エネルギー庁によって大きく5つにまとめられている^{*10}。

1. エネルギー源は太陽光であること。
2. メンテナンスをほとんど必要としないこと。
3. 用地を占有しないこと。
4. 送電設備のない遠隔地の電源となること。
5. 非常用電源として活用できること。

この中でも1つ目の特徴は掘り下げる必要があるだろう。エネルギー源が太陽光であるため、地熱や水力、風力などに比べて設置地域が限られない。また、これは3つ目の特徴にも表れているように、場所を選ばないということは地域的な問題だけではない。太陽光という性質上、平らな設備によって発電が出来るのである。そのため、住宅の屋根に設置することが容易であり、一般家庭が発電事業者となることが可能なのである。これらの特徴を持つ太陽光発電であるが、住宅用の設備と非住宅用の設備で大きな違いが存在する。そのため、まず現在の太陽光発電の導入状況を概観した上で、住宅用、非住宅用太陽光発電についてそれぞれ考察していく。

3.1 日本の太陽光発電導入状況

初めに、現在の日本の太陽光発電の導入状況を確認していく。図5^{*11}は、現在の太陽光発電の導入状況を表にしたものである。ここで、表が平成24年6月末で区切られているのは、平成24年7月に「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が施

^{*10} 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの種類と特徴」<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/renewable/solar/index.html>

^{*11} 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー発電設備の導入状況について(10月末)」<http://www.meti.go.jp/press/2013/01/20140110002/20140110002-2.pdf>

行されたことにより、太陽光発電、特に非住宅用太陽光発電に関しては補助内容が非常に強力なものになったためである。その結果、非住宅用については急激に導入数が伸びていることが分かる。特に、設備認定容量の値は驚くべきものである。2009年の経済産業省の資料^{*12}に買取制度を導入した上での導入量が想定されている。この資料によると、2020年において太陽光発電の総導入量は2800万kWであり、そのうち非住宅用が占めるのは約3割、つまり約840万kWとされている。この値を踏まえると、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の補助が当初の予定以上の効果を与えていることは言うまでもないだろう。

	H24 6月末までの累積導入量	H24 7月～3月末	H25 4月～10月末	設備認定容量
太陽光(住宅用)	470.0	96.9	87.0	204.2
太陽光(非住宅用)	90.0	70.4	312.3	2249.0

単位: 万kW

図5 太陽光発電の導入状況

3.2 住宅用太陽光発電

住宅用太陽光発電は、図6^{*13}のように一般住宅の屋根に設置されることを想定している。現在の主流は、この画像のように屋根の上に「載せる」形状のもの(以下「屋根置型」と称す。)である。ただ、屋根置型にはいくつかのデメリットが存在している。特に大きなデメリットは外観と設置容量の問題である。それ



図6 非住宅用太陽光発電のイメージ

らのデメリットを解消したものに屋根一体型というものが存在している。これは、屋根の上に載せる形ではなく、屋根の建材自体が太陽光発電を行える素材になっているものである。ただし、この形状は今のところ費用が高いことや、修繕等を行う際に屋根とは別に工事等が行える屋根置型に対し、屋根の修理となってしまう屋根一体型は費用はもちろん住民の手間も大きなものになってしまう。このデメリットが大きく評価されているのか、現在出回っている太陽光発電のほとんどが屋根置型のものとなっている。

^{*12} 経済産業省「太陽光発電の導入シナリオ(試算)」<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/renewable/solar/index.html>

^{*13} 著者撮影

一般的に、太陽光発電を自宅に設置するには高額な費用が必要だというイメージがある。都庁が実施したアンケート^{*14}によると、住宅用太陽光の未設置理由の半分以上の割合を設置費用の高額さが占めている。J-PECの平成25年4月～平成25年12月の期間で行われた調査^{*15}によると、住宅用太陽光発電の平均設置容量は4.55kWであり、それに対する平均価格は1kW当たり42万円だとされている。つまり、家庭が負担する平均価格は約191万円である。とは言うものの、国・地方自治体等から補助金が交付されるため家庭の負担はこの額よりは小さくなる。この導入にあたって交付される補助金については、4章2節において考察していきたい。

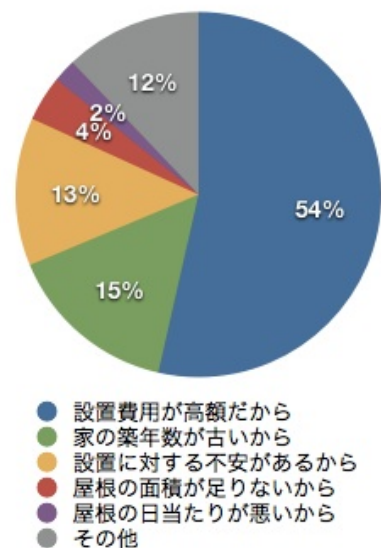


図7 住宅用太陽光発電の未設置理由

次に、新築住宅と既築住宅における太陽光発電の導入数等の差について考察していく。図8^{*16}は新築住宅と既築住宅それぞれの導入率・導入件数・総導入容量を表にしたものである。図7と図8

	新築	既築
導入率	26.70%	4.06%
導入件数	90,842	140,298
導入容量	378,811.14	673,430.40

図8 新築住宅と既設住宅の比較

を見ると、住宅用太陽光発電において既築建築であることはそこまで障害になるわけではないことが分かる。太陽光発電は初期費用を長期にわたって得ることができる売電収入によって回収し、場合によっては利益を得ることができるものである。また、その初期費用を回収するために必要な期間は10年以上であるとされている。そのように、長期にわたって太陽光発電を維持しなければならないという点で太陽光発電を導入することをためらう消費者が多いと考えることもできるが、そこには家の耐久性等の問題はそこまで大きく関与していないとすることができるだろう。これは、以前は20年ほどと言われていた日本の家の寿命が長くなっていることも影響しているだろう。

^{*14} 都庁「平成24年度第3回インターネット都政モニターアンケート 東京と都政に対する関心」

^{*15} J-PEC「平成25年度 住宅用太陽光発電補助金交付決定件数・設置容量データ」

^{*16} 一戸建ストック数は統計局「平成20年住宅・土地統計調査」、新築着工数は国土交通省「住宅着工統計（平成24年度）」・太陽光発電導入数はJ-PEC「都道府県別申請件数集計データ」の値を用いた。

3.3 非住宅用太陽光発電

また、非住宅用太陽光発電については図9^{*17}のように大規模な発電設備が想定されている。しかし、このようなメガソーラーと言われるような超大規模なものもあれば、住宅用太陽光発電のように一般住宅の屋根に載せられたものも存在している。日本における、この「非住宅用太陽光発電」という括りは非常に大きいのである。前節でも触れた通り、住宅用太陽光発電の平均設置容量は4.55kWほどであるが、屋根が大きな住宅であれば10kW以上の容量を設置することも可能である。



図9 住宅用太陽光発電のイメージ

木村・真野(2013)^{*18}は非住宅用太陽光発電のコストについてアンケートを用いて調査を行っている。それをグラフ化したものが図10である。また、規模別のシステム単価帯の割合をグラフ化したものが??である。これを見れば明らかに非住宅用太陽光発電において規模の経済が働いていることが分かる。更に、コスト内訳も考慮したものが12である。このグラフを見ると、規模の経済が働いているの

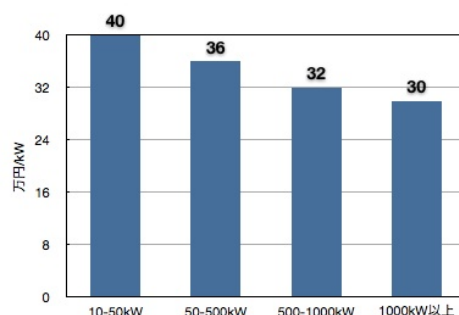


図10 住宅用太陽光発電のイメージ

は主にモジュール価格であるということが分かる。特に、屋根の低圧^{*19}の設備に関してはモジュール価格が非常に高くなっている。この点に関して、地上設置の低圧のモジュール価格は比較的安価であることから、規模の経済で説明することはできないものの、モジュール価格に関しては、概して規模の経済性が存在しているといえるだろう。このことから、固定価格買取制度の先駆とされるドイツにお

^{*17} 北海道電力株式会社 稚内メガソーラープロジェクト http://www.hepco.co.jp/corporate/ele_power/photo_lib/new_energy/wakkanai_2.html

^{*18} 公益財団法人 自然エネルギー財団 木村・真野 (2013) 「太陽光発電事業の現状とコスト 2013」 http://jref.or.jp/images/pdf/20131220/reports_20131220.pdf

^{*19} 低圧: 50kW、高圧: 50kW 1999kW、特別高圧: 2000kW の規模の発電設備とされている。

いては30kW、100kW、1000kWで区切りを設けて買取価格を定めている。また、日本でも自然エネルギー財団が政府に対して10-50kWという新たな区分を設け、適正な買取価格を設定することを求めている。このことに関しては、第6章においてシュミレーション分析を行っていく。

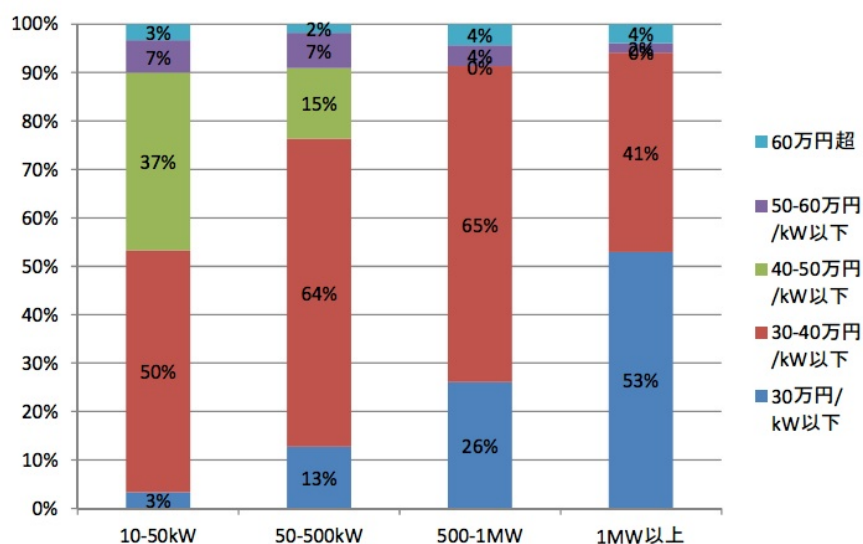


図 11 規模別のシステム単価帯

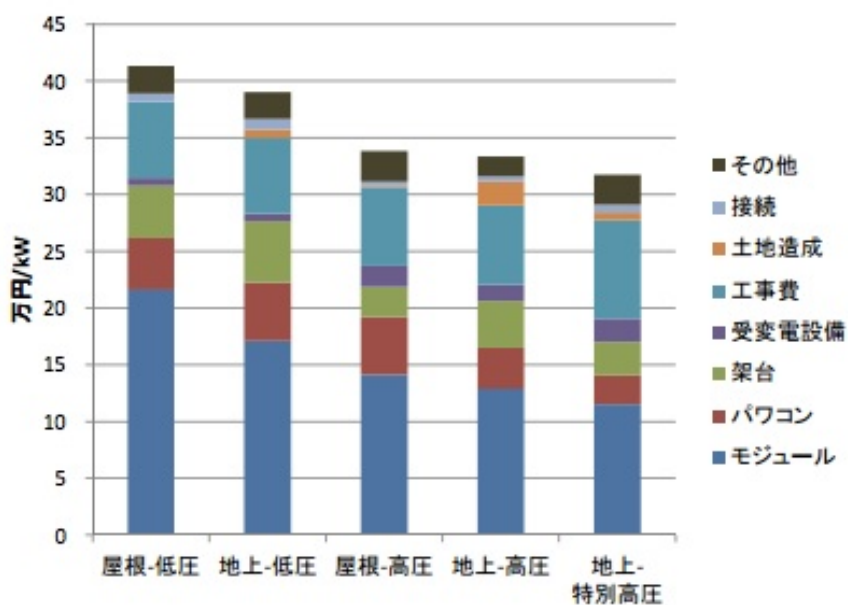


図 12 設置場所及び規模別残すと内訳

4 日本の太陽光発電普及促進政策

第2章においては、日本の電力を大きく枯渇性エネルギーと再生可能エネルギーに分類し、それぞれを考察した。本章においては、再生可能エネルギーの中でも太陽光発電に注目してその普及促進政策について議論を展開していく。再生可能エネルギーの普及促進政策は、大きく2つに分類される。1つがFIT(Feed-in Tariff)制度であり、もう1つがRPS(Renewable Portfolio Standard)制度である。FIT制度については第1節で、RPS制度については第3節で議論していきたい。

4.1 再生可能エネルギーの固定価格買取制度

初めに、現在の日本における太陽光発電の普及促進政策の根幹を成す「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」(以下「日本FIT制度」と称す)について考察していく。再生可能エネルギーの固定価格買取制度とは、日本におけるFIT制度として位置づけることが出来る。FIT制度は再生可能エネルギーで発電された電力を電力会社が定められた価格で一定期間買い取ることを保証する制度である。このことによって、初期の設備投資が高額である再生可能エネルギー事業のコスト回収の見通しを立てやすくすることで、再生可能エネルギーの普及を促進していくという政策である。また、この制度においては電力会社が買い取る再生可能エネルギーの買取費用は「再生可能エネルギー賦課金」として消費者の電力価格に上乗せされる。そのため、電力価格が高騰していくという批判も少なくない。

	太陽光	10kW以上	10kW未満	10kW未満 (ダブル発電)
	調達価格	37.8円 (36円+税)	38円 (税込)	31円 (税込)
	調達期間	20年間	10年間	10年間

	風力	20kW以上	20kW未満
	調達価格	23.1円 (22円+税)	57.75円 (55円+税)
	調達期間	20年間	20年間

	水力	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
	調達価格	25.2円 (24円+税)	30.45円 (29円+税)	35.7円 (34円+税)
	調達期間	20年間	20年間	20年間

	地熱	15,000kW以上	15,000kW未満
	調達価格	27.3円 (26円+税)	42円 (40円+税)
	調達期間	15年間	15年間

	バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	未利用木材 燃焼発電 (※1)	一般木材等 燃焼発電 (※2)	廃棄物 (木質以外) 燃焼発電 (※3)	リサイクル 木材燃焼発電 (※4)
	調達価格	40.95円 (39円+税)	33.6円 (32円+税)	25.2円 (24円+税)	17.85円 (17円+税)	13.65円 (13円+税)
	調達期間	20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

図13 日本FIT制度の買取価格等

図13^{*20}は、資源エネルギー庁による日本FIT制度の買取価格表である。表のように、発電方法、規模によって価格と規模が定められている。基本的に発電事業は規模の経済性が働くため、大規模なものは価格が低くなっている。風力発電や水力発電に関しては規模毎に大きな買取価格の差が生じている。しかし、太陽光発電についてはその限りではない。

	価格	期間	買取方法
住宅用	37.8円	10年	余剰買取
非住宅用	38円	20年	全量買取

図14 日本FIT制度における太陽光発電の住宅用・非住宅用の違い

図14は日本FIT制度の住宅用太陽光発電と非住宅用太陽光発電の扱いの違いをまとめたものである。価格とは、を見ると、住宅用が38円、非住宅用が37.8円とほとんど同じ額である。「期間」とは日本FIT制度で定められた買取価格で電力会社による買取が保証される期間のことである。この期間は住宅用が10年であるのに対して、非住宅用は20年と2倍の期間が保証されている。最後の買取方法については、少し詳しく見る必要があるだろう。買取方法には大きく分けて全量買取と余剰買取の2つがある。全量買取とは、発電量の全てを電力会社に出買取価格で売電できる方法である。対して、余剰買取とは発電量から使用した電力量を差し引いた分のみ、電力会社に出買取価格で売電できる方法である。例えば、ある日の12時から13時の間に設置している太陽光発電設備が10kWh発電し、その間に6kWhの電力を消費したとする。この時、全量買取だと「(買取価格×10kWh)-(電力価格×6kWh)」だけの利益が上がる。対して、余剰買取だと「買取価格×(10-6)kWh」に利益が下がってしまうのだ。住宅用太陽光発電において余剰買取制度が用いられているのは、節電のインセンティブを与えるということが念頭に置かれている。消費電力を1kWh減らすインセンティブは、全量買取だと電力価格となるが、余剰買取だと電力価格よりも高い買取価格分だけのインセンティブが存在する。この点を踏まえると、エネルギー問題を解決する方法としての日本FIT制度において住宅用太陽光発電に余剰買取方式が採られていることは意味のあることだといえよう。また、基本的に買取価格に関しては発電コストを参考に算出されていて、根拠が存在するものであるが、この非住宅用太陽光発電の買取価格に関しては「高すぎる」という批判

^{*20} 資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/kakaku.html>

も多く存在している。実際、太陽光発電の設備費用は住宅用で42.7万円/kW、非住宅用で28.0万円/kW^{*21}と大きな差がある。ただし、住宅用においては国・地方自治体から補助金が交付されていることや、他の使用用途がほとんど無いと考えられる屋根を有効活用している点を考慮する必要がある。それに対して、非住宅用においては補助金が存在しないことや、設置場所によるものの土地の造成費や賃貸料等がかかることを想定する必要がある。この土地の造成費等に関しては前章で述べた通り規模でも大きな差が存在する上、個々のケースによって大きな差が生じてしまう。そのため、買取価格として現在の非住宅用の価格が高いかどうかを論じることが非常に難しい。

また、日本FIT制度の特徴として大きなものが、認定と稼働の時期がずれていることだ。日本FIT制度においては、設備が認定された日付をもって適応される買取価格等が定められる。つまり、2013年度に申請を行って認定を得ることができれば、実際の設備の稼働が2014年度だったとしても、2013年度の高い買取価格で売電することが可能になる。資源エネルギー庁などの再生可能エネルギー発電設備の導入状況に関する資料には「設備導入量」と「設備認定容量」の2つが書かれていることが多い。日本FIT制度が導入された平成24年7月から平成25年10月までの数値で比べるならば、住宅用の導入量が183.9万kW、設備認定容量が204.2万kWであり、非住宅用の導入量が382.3万kW、設備認定容量が2249.0万kWとなっている^{*22}。このように、特に非住宅用に関しては導入量と設備認定容量には大きな差が存在している。

この日本FIT制度ならではの「認定と稼働時期のずれ」にはメリット、デメリットの両面が存在している。メリットは、太陽光発電を導入する際の費用調達が容易になることだ。政府はこのことを理由に現在の制度を作成している。なぜ費用調達が容易になるかというと、費用調達、稼働、認定という順番である場合、費用を調達する時点ではどの年度の買取価格が適応されるかが不明確になってしまう。なぜなら、特に非住宅用に関しては稼働までの道のりは短いとは言えない。土地の造成、系統連系工事、パネルの調達などの多くの作業を行わなければならない。その中には、当然不確実性が存在し、作業に遅延が生じる場合も大いに有り

^{*21} 資源エネルギー庁(2013)「平成25年度調達価格見当用基礎資料」

^{*22} 図5の値を参照。

得るだろう。そのように、認定の時期の目処が立たないということは利益がどの程度得られるかが明確に算出出来ないため、資金の調達が難しくなってしまうのである。対して、認定を稼働の前に持ってきた場合、認定の時期が容易に予測できることから買取価格の変動というリスクが大きく減じ、資金調達も容易になるということである。対して、稼働を早めるインセンティブを失わせてしまうことだ。特に、太陽光パネルの価格は生産量によって下落していくということが広く認められているため、事業者側としてはなるべく太陽光パネルの調達を遅らせ、安価で仕入れたいと考えるのは妥当なことであろう。事実、前述の通り非住宅用の導入量と設備認定容量には大きな差が生じていて、1つの大きな問題となっている。

非住宅用太陽光発電における導入量と設備認定容量に関しては、木村・真野(2013)*²³によると、アンケート対象となった事業遅延件数のうち約1/3にあたる108件が「系統連系工事の遅れ」が原因であるとされている。これは、事業者が原因のものではなく、意図的に稼働を遅らせているとは言えないだろう。しかし、次に多いのが「パネルなどの部材の調達の遅れ」であった。件数は「系統連系工事の遅れ」とほぼ同じ100件である。この要因に対しては、日本FIT制度によるパネル調達を遅らせるインセンティブが作用していないと言い切ることは出来ないであろう。

4.2 その他の普及促進政策

太陽光発電における普及促進政策は、前節の日本FIT制度のような期間をかけた費用回収をサポートするものの他に、初期費用を補助するものも存在する。これは住宅用太陽光発電のみに存在する補助であり、非住宅用太陽光発電を運営する企業等に比べて初期投資の負担が大きいことなどが関係していると考えられる。このような補助は国単位、都道府県単位、市区町村単位それぞれに存在している。この節では、これらの補助について紹介していきたい。

*²³ 公益財団法人 自然エネルギー財団 木村・真野 (2013)「太陽光発電事業の現状とコスト 2013」http://jref.or.jp/images/pdf/20131220/reports_20131220.pdf

2013年度における国による補助金は、1kW当たりのシステム価格が2-41万円の場合、1kW当たり2万円が交付され、1kW当たりのシステム価格が41-50万円の場合は1kW当たり1.5万円が交付される。1kW当たりのシステム価格が50万円を上回る場合は、補助金の対象外とされている。

	kW当たりの補助金額	上限額
東京都新宿区	(2万)+10万	(19.9万)+30万
東京都港区	(2万)+20万	(19.9万)+60万
東京都立川市	(2万)+5万	(19.9万)+15万
佐賀県佐賀市	1.5万+2万	6万+8万
岩手県盛岡市	3万+2万	10万+8万

図15 地方自治体の補助金額の例

補助金の対象外とされている。都道府県・市区町村の補助金額は非常に幅があるものになっている。図??*²⁴はいくつかの地方自治体を例に、補助金額とその上限についてまとめたものである。佐賀県は住宅用太陽光発電導入数において日本で1位となっている。その一方で、東京都は新宿区、港区などの補助金は非常に高額ではあるものの、導入数は伸び悩んでおり、36位ほどとなっている。

また、地方自治体による普及促進政策は、金額的なものだけには限らない。例えば、東京都は「屋根ぢからソーラープロジェクト」というものを行っており、「金融機関の公募・選定」、「プランの公募・選定」、「情報発信と相談窓口の設置」などが行われている。この政策は、金額的なインセンティブではなく、太陽光発電に付随するリスクを減じるものであると言えよう。太陽光発電はメーカーによる製品の違いなどが消費者にとっては全く分からない商品である上に、初期費用の回収のためには長期にわたる稼働が必要であるため、故障等のリスクも大きい。そこで、地方自治体が仲介役を務め、安全なメーカー・プランを消費者に紹介することによってそのリスクを減じることが出来ると考えられる。そのため、このような金銭的な補助を手段としていない政策であっても、太陽光発電の導入を促進する効果はあると考えられる。

4.3 過去の政策 (RPS 制度)

日本で過去に行われていた制度として「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」が挙げられる。この制度は一般的にはRPS制度と呼ばれ、電気事業者に対して一定割合以上の「新エネルギー」由来の電力の利用を義務付ける制度である。この制度は一種の量的規制であると考えられるため、再生可能

*²⁴ 各自治体 HP より著者作成。東京都の補助金は蓄電池システム等と併用する場合のみ対象となる。

エネルギーの導入量の目標達成という面では非常に優れている。しかし、日本においてはその導入目標量が低く設定されていたため、再生可能エネルギーの価格低迷が生じて再生可能エネルギーの普及のインセンティブにならなかったという意見も存在する。また、制度の性質上、電気事業者としては定められた割合以上の再生可能エネルギーの利用を行うインセンティブが存在しないことや、価格が市場原理によって定められるため、再生可能エネルギー事業を開始するにあたって採算の見通しが見えにくいことなどもこの制度上のデメリットとして挙げる事が出来るだろう。

5 分析

本章の分析においては、FIT制度を用いた際に生じる電力の消費者余剰と買取価格等の関係を見ることで、適正な買取価格に関する含意を得ることを目標と定めている。第1節ではモデルにおける仮定について述べていく。

5.1 モデルの仮定

モデル分析を進めるにあたって、このモデルにおける仮定をこの節で定義していく。このモデルで考える主体は、一般電気事業者、電力消費者、太陽光発電事業者の3者である。そして、FIT制度が採用されていて太陽光発電業者は一般電気事業者に売電を行う。一般電気事業者は太陽光発電事業者から買い取った電力と、自ら発電した電力を消費者に提供する。この際、電力は無差別であるとする。また、このモデルにおいては、導入期(第1期)、成長期(第2期)、成熟期(第3期)の3つに期間を分けて考えている。太陽光発電は第1期、第2期の2期間で導入され、第3期には導入されないと考えている。FIT制度における売電の保証期間は2期間とする。そのため、第1期に導入された太陽光発電の売電は、第1期と第2期には買取価格にて行うことができるが、第3期には通常の電源として使うことしか出来ないと考える。また、単純化のために経年劣化の問題や、割引率は考慮していない。

5.2 各期における電力量の計算

初めに、第1期における太陽光発電事業者、一般電気事業者の利潤を考える。^{*25}

$$\begin{aligned}\pi_{x,1} &= 2p_{x,1}x_1 - c_{x,1}x_1^2 \\ \pi_{y,1} &= P_1Q_1 - (c_y y_1^2 + p_{x,1}x_1)\end{aligned}$$

$\pi_{x,t}$: t 期における再生可能エネルギー事業者の利潤

$p_{x,t}$: t 期に定められている固定買取価格

$x_{t,t}$: t 期に設置された太陽光発電設備の1期間の発電量

$\pi_{y,t}$: t 期における一般電気事業者の利潤

P_t : t 期における一般電力価格 Q_t : t 期における総電力量

^{*25} 太陽光発電事業者の利潤において、本来なら第1期に得られる利益は $2P_{x,1}x_1$ ではなく $P_{x,1}x_1$ であり、その差分は第2期に得るはずである。しかし、このモデルにおいては太陽光発電事業者の第1期の意思決定に関わる収入として、第1期の利潤関数の中に第2期に得る売電収入分も組み込んでいる。また、このことは今後の分析に影響を与えない。

$c_{x,t}, c_y$:費用に関するパラメタ

電力消費者の需要関数は線形であると仮定する。そのため、逆需要関数は以下のようになる。

$$P_t = a - bQ_t$$

第1期における各事業者の利潤最大化問題を解くことで以下の x_1, y_1, Q_1 を求めることができる。

$$x_1 = \frac{p_{x,1}}{c_{x,1}} \quad (1)$$

$$y_1 = \frac{ac_{x,1} - 2bp_{x,1}}{2c_{x,1}(b + C_y)}$$

$$Q_1 = \frac{ac_{x,1} + 2c_y p_{x,1}}{2bc_{x,1} + 2c_{x,1}c_y} \quad (2)$$

次に第2期における太陽光発電事業者、一般電気事業者の利潤を考える。第2期において、一般電気事業者は第1期に導入された分の太陽光電力も買い取る義務があるということに注意をしたい。

$$\pi_{x,2} = 2p_{x,2}x_2 - c_{x,2}(x_2^2 + 2x_1x_2)$$

$$\pi_{y,2} = P_2Q_2 - (c_y y_2^2 + p_{x,1}x_1 + p_{x,2}x_2)$$

第1期と同様に各事業者の利潤最大化問題を解くことによって x_2, y_2, Q_2 を求める。

$$x_2 = \frac{p_{x,2}}{c_{x,2}} - x_1$$

$$y_2 = \frac{ac_{x,1}c_{x,2} - b(c_{x,1}P_{x,2} + c_{x,2}P_{x,1} + bc_{x,1}c_{x,2}x_2)}{2c_{x,1}c_{x,2}(b + C_y)}$$

$$Q_2 = \frac{ac_{x,2} + 2c_y p_{x,2}}{2bc_{x,2} + 2c_{x,2}c_y} \quad (3)$$

最後に、第3期における太陽光発電事業者、一般電気事業者の利潤を考える。第3期においては太陽光発電事業者が新たに太陽光発電を導入することはない。しかし、第1期に導入された太陽光電力は固定価格で一般電気事業者によって買い取られることはないものの、存在していると考ええる。また、第2期に導入された太陽光電力に対しては固定価格による買取義務が生じている。これらのことを踏まえると、第3期においては太陽光発電事業者の利潤を考える必要はなく、一般電気事業者の利潤のみを考えれば良いことがわかる。

$$\pi_{y,3} = P_3Q_3 - (c_y y_2^2 + p_{x,2}x_2)$$

第1期、第2期と同様に一般電気事業者の利潤最大化問題を解くことで y_3, Q_3 を求める。

$$\begin{aligned} y_3 &= \frac{ac_{x,2} - 2bp_{x,2}}{2c_{x,2}(b + c_y)} \\ Q_3 &= \frac{ac_{x,2} + 2c_y p_{x,2}}{2bc_{x,2} + 2c_{x,2}c_y} \end{aligned} \quad (4)$$

5.3 消費者余剰を踏まえた考察

この節では消費者余剰に注目して買取価格の設定について考えていく。この節では、太陽光発電の導入目標量を x^* と設定し、その導入目標量に達するように買取価格 $p_{x,1}, p_{x,2}$ を定めていくこととする。なぜ社会厚生等ではなく、消費者余剰を分析対象に定めているかというと日本FIT制度は太陽光発電事業者に対して利潤を与えることを目的としているわけではないことが挙げられる。社会的厚生を分析の対象にすると、電力消費者が払った電力価格の上乗せ分(サーチャージ)は間接的に太陽光発電事業者に対して支払われることになるため、買取価格が高く設定されてサーチャージが高額になったとしても社会厚生には影響を与えなくなってしまう。特に、FIT制度に関しては貧困層から富裕層への所得移転であるという批判も存在する。なぜなら、金銭的余裕がある層が太陽光発電を導入することで売電収入を得る一方で、太陽光発電を導入する余裕がない層の人々は一部が富裕層の利益となるサーチャージを支払うという見方が出来るからだ。そのため、電力消費者の負担をなるべく小さくした上で、導入目標量 x^* を達成するような買取価格を分析していくことは、意義のあることであると考えられる。

電力消費者の消費者余剰は以下の式で求めることが出来る。

$$CS_t = a - b(Q_t)^2 \quad (5)$$

式5に式2, 式3, 式4を代入して

$$\begin{aligned} CS_1 &= \frac{b(ac_{x,1} + 2c_y p_{x,1})^2}{(2bc_{x,1} + 2c_{x,1}c_y)^2} \\ CS_2 &= \frac{b(ac_{x,2} + 2c_y p_{x,2})}{(2bc_{x,2} + 2c_{x,2}c_y)} \\ CS_3 &= \frac{b(ac_{x,2} + 2c_y p_{x,2})}{(2bc_{x,2} + 2c_{x,2}c_y)} \end{aligned}$$

ここで、導入量 X を達成する条件を考える。このモデルにおいては $x_1 + x_2 = \frac{p_{x,2}}{c_{x,2}}$ であるため、 $x_1 + x_2 = X$ となる条件は $p_{x,2} = c_{x,2}X$ である。この式を代入した上で各

期の消費者余剰の総和を求める。

$$CS_1 + CS_2 + CS_3 = b \left\{ \frac{(ac_{x,1} + 2c_y p_{x,1})^2}{(2bc_{x,1} + 2c_{x,1}c_y)^2} + \frac{(a + 2c_y X)^2}{2(b + c_y^2)} \right\}$$

ここで、太陽光発電の費用について考えていきたい。太陽光パネルは習熟効果と呼ばれ、累積生産量が増えれば増えるほど生産費用が安くなり、価格も下落していくと言われている。この習熟効果の特徴をモデルに反映させるため、 $f(x_1) = c_{x,2}$ と定義する。

これらを代入して最適な $p_{x,1}^*$ を求める。

$$p_{x,1}^* = c_{x,1} \left(X \frac{f'(x_1)}{f(x_1)} \left(2X + \frac{a}{c_y} \right) - \frac{a}{2c_y} \right) \quad (6)$$

$P_{x,1} = P_{x,1}^*$ である時、式1より x_1^* を得る。

$$x_1^* = X \frac{f'(x_1)}{f(x_1)} \left(2X + \frac{a}{c_y} \right) - \frac{a}{2c_y} \quad (7)$$

この式の $f'(x_1)/f(x_1)$ は第2期における価格の下落割合を表す。そのため、習熟効果が高く表れるほど $p_{x,1}$ を高く設定することが望ましいということである。これは、直感的に理解しやすいことであると言えよう。また、導入目標である X を高く設定すればするほど最適な $p_{x,1}$ は高く設定される。

式eq:x1*を一般電気事業者の費用パラメタである c_y で微分すると

$$\frac{\partial x_1^*}{\partial c_y} = \frac{a(f(x_1) - 2Xf'(x_1))}{2c_{x,2}c_y^2} \quad (8)$$

となる。 $\frac{\partial x_1^*}{\partial c_y} < 0$ となるのは $f(x_1) - 2Xf'(x_1) < 0$ であるときであるが、習熟効果の性質上、 $f'(x_1) < 0$ であることは明らかなので、 c_y の上昇、つまり一般電気事業者の限界費用の増大は第1期の太陽光発電の導入を促進するものであることが分かる。また、 $X - x_1^*$ より x_2^* を求めることができる。

$$x_2^* = \frac{(a + 2c_y X)(f(x_1) - 2Xf'(x_1))}{2f(x_1)c_y} \quad (9)$$

となる。前述のとおり、 $f(x_1) - 2Xf'(x_1) > 0$ が常に成り立つため、常に正の値を取る。また、 $x_1 + x_2 = X$ であるため、各定数を動かした時の x_2^* の増減は必ず x_1 と反対の方向となるため、改めて確認する必要はないと言える。

5.4 分析結果

以上のモデル分析の結果、いくつかの意義のある結果を得ることができた。まず、ある一定の太陽光発電導入を達成する際に、消費者余剰を最大化最適経路を

定式化することが出来たことである。このことにより、各値の変化によって第1期の太陽光発電導入量を増加させるべきか、減少させるべきか、つまり、買取価格をどのように設定するのかの目安とすることが出来る。最後に、それらの結果をまとめて本論文の分析の結論とする。

1. 習熟効果が強くなる場合、第1期の太陽光発電導入量を増加させるべきである。

2. 導入目標を増加させる場合、第1期の太陽光発電導入量を増加させるべきである。

3. 一般電気事業者の発電コストが高くなった場合、第1期の太陽光発電導入量を増加させるべきである。

6 産業用太陽光発電のシュミレーション分析

本章においては、日本FIT制度において1つの争点となっている「産業用太陽光発電に新たな区分を作るべきか否か」ということに対してExcelのソルバーを用いたシュミレーション分析を行っていく。産業用太陽光発電においては第3章第3節で述べた通り、規模の経済が働くことが分かっている。そのため、固定価格買取制度の先駆とされるドイツにおいては30kW、100kW、1000kWで区切りを設けて買取価格を定めている。また、日本でも自然エネルギー財団が政府に対して10-50kWという新たな区分を設け、適正な買取価格を設定することを求めている。このように、産業用太陽光発電を更に小さな区分に分け、それぞれの区分に買取価格を設定することを本章では「政策」と称することとする。そして、「政策」を導入することによってどのような変化を起こるかを検証する。第1節ではモデルにおける仮定について述べていく。

6.1 シュミレーションのモデルの仮定

本章の分析を進めるにあたって、シュミレーションの際に用いるモデルの仮定をこの節で定義していく。今回のシュミレーションでは単純化のために産業用太陽光発電のみを分析対象とし、住宅用太陽光発電は分析の対象としない。なぜなら、今回のモデルにおいては産業用太陽光発電の導入量が増加しようとも、住宅用太陽光発電に与える影響は存在しないため、住宅用太陽光発電を分析から除外しようとも、結果には影響しないからである。

今回のモデルでは、第1期と第2期からなる2期間モデルを採用している。第1期、第2期ともに太陽光発電は導入されるが、太陽光パネルの価格や適用される買取価格は異なっている。また、産業用太陽光発電においては市場は競争的だと考えられるため、太陽光パネルの価格が低下することを想定して第1期において導入を見送るということはないとする。

産業用太陽光発電は「政策」において規模別にLarge, Smallの2区分に分割される。この際、単純化のためにこの2区分における導入ポテンシャル等々の条件は変わらないものとする。ただし、導入コストには規模の経済が働き、規模が大きいLarge区分の方がより安いコストで導入できるとする。買取価格の設定においては、

各期において発電量が「政策」を導入しない場合と同量になり、かつ社会的負担 (SC: Social Cost と表す)*26が最小になるような買取価格の設定を行う。

6.2 太陽光発電導入量の決定・社会的負担の図示化

太陽光発電導入量の決定について考えていく。太陽光発電における事業者全体の利潤は以下のように仮定する。

$$\pi_{n,t} = p_{n,t}(x_{n,t} - 2bx_{n,t}^2) - (c_{n,b} + a^{t-1}c_{n,m})x_{n,t}$$

n : Large, Small どちらの区分に属するかを示す。S の時は Small、L の時は Large に属する。

$\pi_{n,t}$: 区分 n の t 期における太陽光発電事業者の利潤

$p_{n,t}$: 区分 n の t 期に定められている固定買取価格。また、 $P_{N,t}$ は政策を導入しなかった場合の産業用太陽光発電の買取価格を表すとする。

$x_{n,t}$: 区分 n の t 期における太陽光発電総導入量

$c_{n,b}$: 区分 n におけるモジュール(太陽光パネル)以外のコスト。以降、BOS(Balance of System)コストと表す。

$c_{n,m}$: 区分 n におけるモジュール(太陽光パネル)のコスト

a : モジュール価格の1期間のコスト低下の割合

この式において $(x_{n,t} - 2bx_{n,t}^2)$ は太陽光発電設備による発電量を表す。発電量が逡減する形になっているのは、初めは日当たりが良い等、太陽光発電において条件が良い場所から導入されていくが、徐々に条件が悪い場所に導入する必要性が生じていくからである。また、 b はパラメタである。 $(c_{n,b} + a^{t-1}c_{n,m})$ は太陽光導入の限界費用を表している。Large 区分においては規模の経済が働き、コスト全体は Small 区分よりも安くなる。ただし、規模の経済は主にモジュール価格にかかっていることが第3章第3節から分かる。また、BOSコストに関しては規模が大きいほど、微増するとしている。また、太陽光発電には習熟効果が存在しているため、モジュール価格は第1期のモジュール価格が C とすると、第2期には aC に低下する。ただし、BOSコストに関しては土地の造成費や工事費など、習熟効果は見られないもので構成されているため、コスト低下はないと考えている。*27

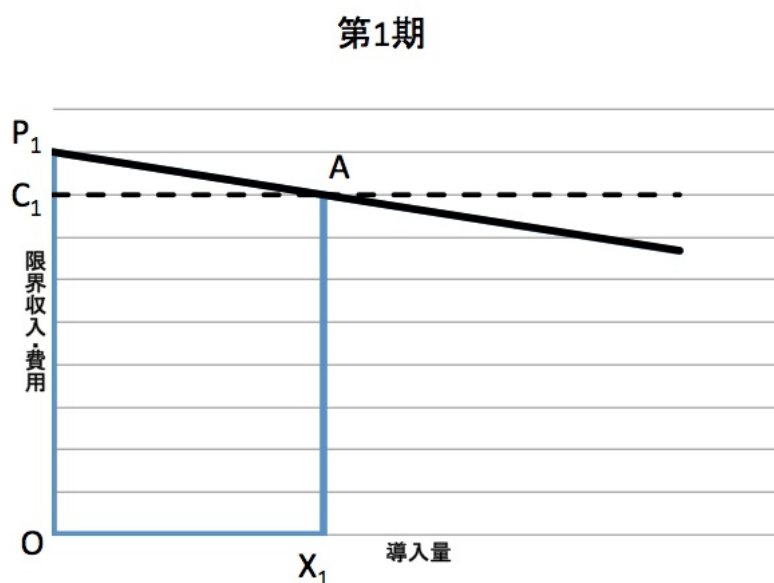
*26 この SC から回避可能原価を引いたものがサーチャージ総料として考えられるが、分析結果には影響を与えないため、回避可能原価を引かない値で分析をしている。

*27 特に住宅用太陽光発電においては、屋根への設置工事の簡略化などの技術発展による BOS コストの低下が期待されているが、今

これらの仮定から、区分nのt期における最適な太陽光導入量は以下の式で求められる*28。

$$x_{n,t} = \frac{p_{n,t} - (c_{n,b} + a^{t-1}c_{n,m})}{bp_{n,t}}$$

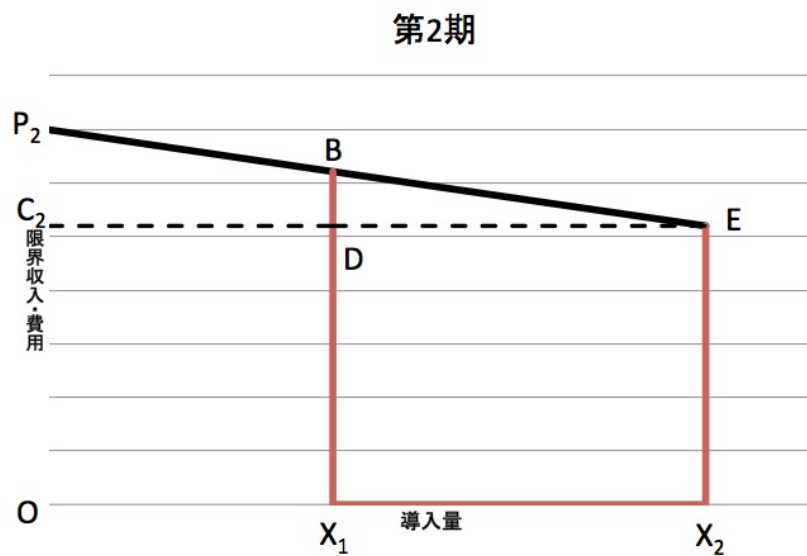
これらを図示化すると、以下のようになる。C₁はBOSコスト、モジュールコストを合わせた価格を示している。このグラフは第1期の限界収入、限界費用を表した



ものである。黒線が限界収入、黒の点線が限界費用を表している。第1期では、限界収入と限界費用が一致する導入量X₁だけ太陽光発電は導入される。この時の社会的負担は四角形OX₁AP₁で表され、導入に際し事業者が支払う費用は四角形OX₁AC₁となる。

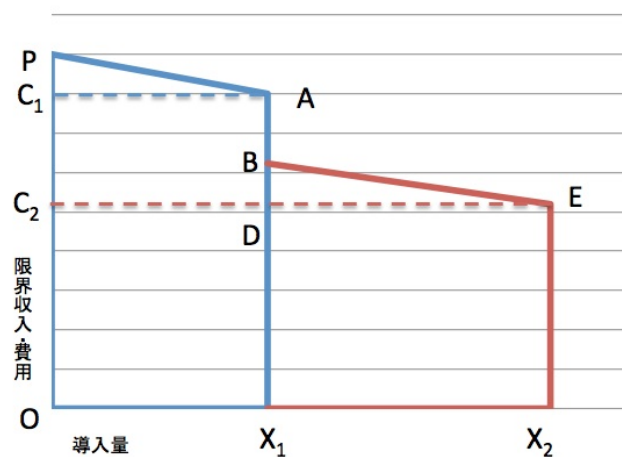
回のシュミレーション分析においては産業用太陽光発電を対象としているため、BOSコストは変化しないものと考えている。

*28 この式において $x_{n,1} > x_{n,2}$ となる場合は、第2期はn区分において追加的には太陽光発電を導入しないことが最適と考えられる。そのため、 $x_{n,2} = x_{n,1}$ と考える。



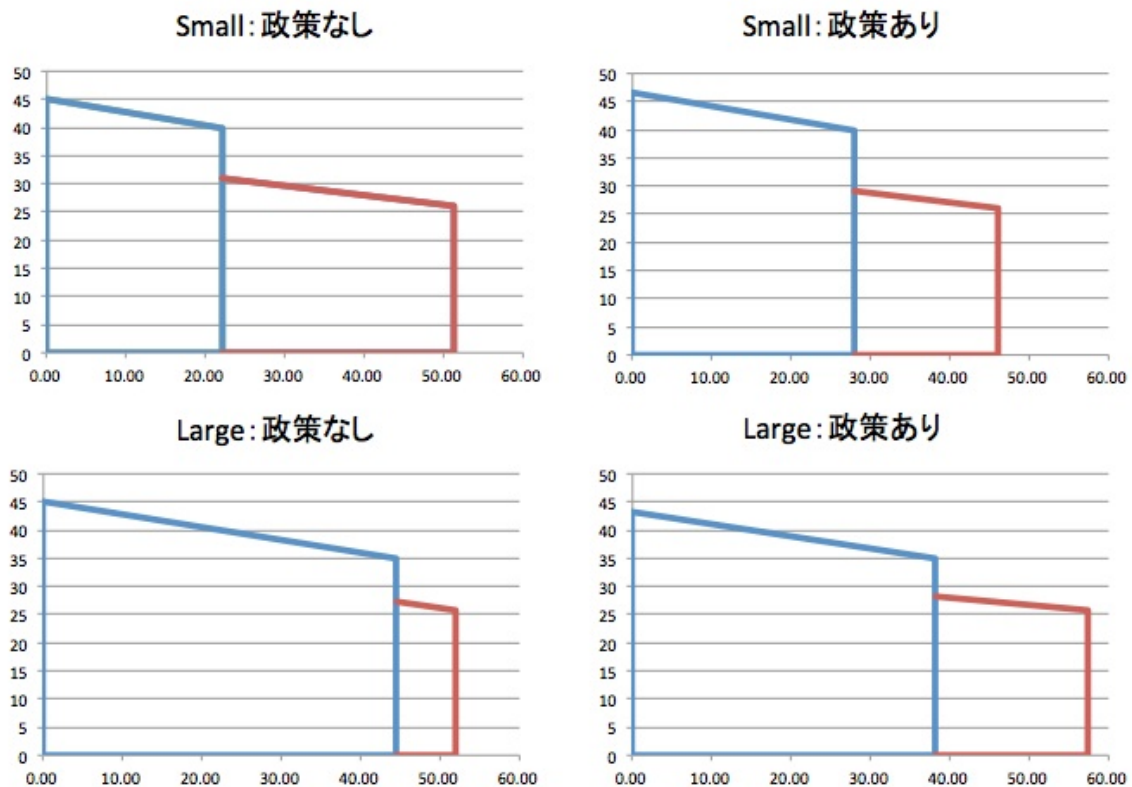
このグラフは第2期の限界収入、限界費用を表したものである。第2期では、限界収入と限界費用が一致する X_2 が太陽光発電の総導入量となる。ただし第2期において X_1 だけ太陽光発電が導入されているため、第2期に導入されるのは $X_2 - X_1$ となる。この時の社会的負担は四角形 X_1X_2EB で表され、導入に際し事業者が支払う費用は四角形 X_1X_2ED となる。

これらの図を重ねあわせると、以下のグラフが得られる。



6.3 グラフを用いた分析

この節では、数値を代入し、Excelのソルバーを用いてシミュレーション分析を行っていく。その上で、得られた結果をグラフ化して考察を加えていく。



上記の4つのグラフは、それぞれ適当な値^{*29}を代入して得た政策を導入しなかった場合、導入した場合におけるSmall区分、Large区分の限界収入、限界費用を表したものである。

まず、政策を導入しなかった場合について考察していく。第1期においては、Large区分がSmall区分に比べてより多く導入されている。これは、買取価格が両区分で同じ値をとっていることに対して、規模の経済が働いていることによってLarge区分のほうが限界費用が低くなっているからである。また、このケースにお

^{*29} $p_{N,1} = 45.0, p_{S,b} = 20, p_{S,m} = 20, p_{L,b} = 22, p_{L,m} = 13, b = 0.005, a = 0.3, p_{N,2} = 35.0$ を代入している。Small 区分においてはモジュール価格の比率が高く、Large 区分では BOS コストの比率が高くなっている。

いては第2期でも両区分とも太陽光発電の導入が行われる。これは、モジュール価格が低下による限界費用の減分が、買取価格の低下による限界収入の減分を上回ったからである。この際、モジュール価格の割合が大きいSmall区分におけるコストの低下の幅は、Large区分のコスト低下幅よりも大きいため、第2期における追加的導入量はSmall区分がLarge区分を大きく上回っている。

次に、政策を導入した場合について考察していく。第1期、第2期ともにバランス良く両区分の太陽光発電が導入されていることが分かる。これは、各期毎に社会的負担を最小化しつつ、政策なしの場合と導入量を一致させるようにそれぞれの区分の買取価格を設定していることが理由としてあげられる。

これらのグラフから「政策を導入するべきか、否か」の問題に対して答えることは難しい。だが、政策導入による効果から考察を加えていきたい。この「政策」を導入しないことを正当化する理由はいくつか挙げられる。1つが、Large区分の方が限界費用が小さいのだから、市場の原理からより多くの太陽光発電が導入されるべきであるとするものである。さらに言えば、Small区分のコストはモジュールコストが多くを占めているため、時間経過によるコストの低下が期待できる。そのため、上記のグラフのように、第1期では限界費用が安いLarge区分において太陽光発電を多く導入して、モジュール価格が低下した第2期においてSmall区分において太陽光発電を導入するシナリオは、太陽光発電を導入するにあたって効率が良いと考えられる。

対して、「政策」を導入することを正当化する理由として挙げられるのが、買取価格の問題である。特にLarge区分に関しては、より少ない買取価格を設定しても十分に導入を期待することができる。本節初めのグラフからも分かるように、「政策」を導入した場合は $p_{L,1}$ は「政策」なしの場合に比べて安くなっている^{*30}。そのため、非常に簡略に考えれば(その差分×導入量)だけの社会的負担が減少するのである。当然、その一方で買取価格を低下させたことによって生じるLarge区分の太陽光発電導入量をSmall区分で補う必要があるが、概して社会的負担は減少する結果が得られている。社会的負担の増減など、数値を用いる分析は次節で行うこととする。

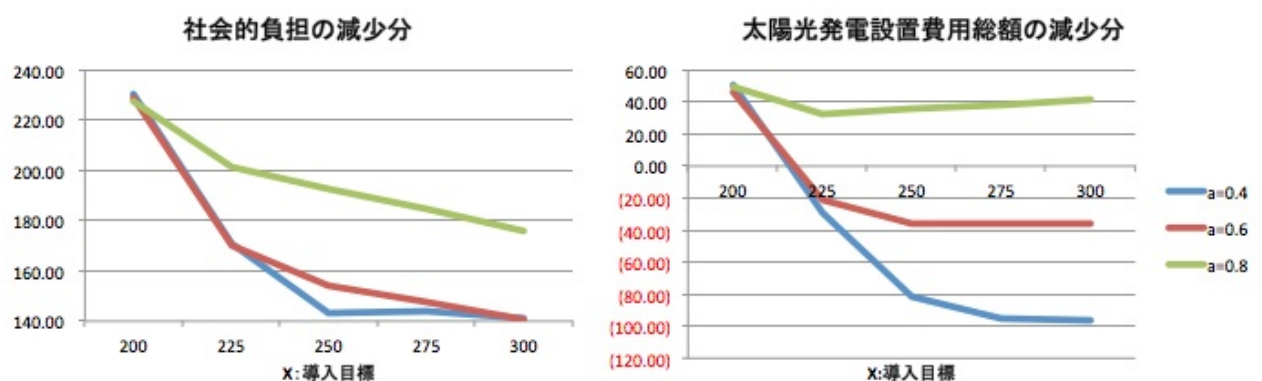
^{*30} 政策ありの場合 $p_{L,1} = 43.2$ であり、政策なしの場合に適用される $p_{N,1} = 45$ よりも安いことがわかる。

6.4 数値による分析

前節においてはグラフを主な分析対象としていたが、本節では実際に社会的負担等がどのように変動するかを数値から分析し、考察していく^{*31}。

本節においては様々なパターンの第2期を想定し、社会的負担や太陽光発電の設置費用がどのように変化していくかを主な分析対象としている。様々なパターンとあるが、今回はモジュール価格の低下率(a)と第2期における導入量(X)を変化させている。前節では $p_{N,2}$ を所与のものとして考えているが、本節では $p_{N,2}$ は導入目標 X を達成するように設定するものとする。

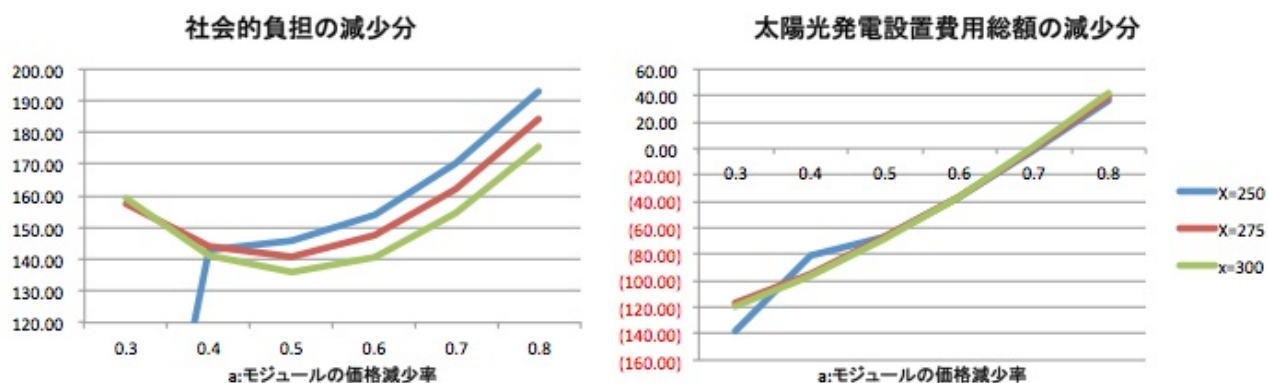
まず、横軸に導入目標を取り、導入目標の変化が社会的負担や太陽光発電の設置費用にどのような影響を与えるかを考察する。



上の2つのグラフから分かるように、導入目標を低く設定すればするほど「政策」は社会的に見て良い影響を与える。また、社会的負担の減少に関しては今回設定した導入目標内ならば全て正の値をとっている、つまり、「政策」が肯定的に評価されているが、設置費用の面から見ると必ずしも正の値をとっているわけではない。これは即ち、「政策」を導入することによって同量の太陽光発電を発電するとして、電力消費者側の負担は常に減少するが、事業者側としては費用負担が大きくなる可能性を示唆している。

^{*31} 本節においては $p_{N,1} = 42.0$, $p_{S,b} = 20$, $p_{S,m} = 20$, $p_{L,b} = 22$, $p_{L,m} = 13$, $b = 0.005$ を代入している。また、 a , $p_{N,2}$ については分析において操作したため、適宜示していく。

次に、横軸にモジュールの価格減少率を取り、価格減少率の増減が社会的負担や太陽光発電の設置費用に与える影響を考察する。



まず、社会的負担の減少分のグラフを見ると、モジュールの価格減少率の増減は社会的負担の減少分に対して一意的な効果を与えるわけではないことが分かる。導入目標の設定値にもよるが、概ね0.4 0.5ほどで最小値をとっている。また、X=250のシナリオにおいてグラフが特異な形をとっているが、これは $X_{L,1} > X_{L,2}$ 、つまりは第2期においてLarge区分は導入しないほうが良いという結果が出ていることに由来する。X=250という他に比べて小さな導入目標を設定し、かつ、モジュールの価格低下が著しい場合は第2期において限界費用が大きく減じたSmall区分の太陽光発電を導入することで十分に導入目標を達成できているのである。この時「政策」の特徴的な効果である「第2期にもバランスよくSmall区分とLarge区分を導入する」という減少が生じないため、「政策」の有無における社会的負担の増減が非常に小さなものになる。また、グラフには表されていない、X=250,a=0.3の場合においても「政策」導入による社会的負担の減少は正の値をとっている。

次に、太陽光発電の設置費用の減少分のグラフについて見てみると、モジュール価格低下が著しいほど「政策」によって設置費用の減少が起こらなくなってしまうことがわかる。それどころか、おおよそ $a < 0.7$ の場合には「政策」を導入することによって設置費用はより大きな値をとってしまうことがわかる。これは、前節でも述べた通り、「政策」を導入することによって第1期におけるSmall区分の太陽光発電導入量が増加し、第2期の導入量が減少することが原因としてあげられる。「政策」がなかった場合、Small区分は第1期はあまり導入せず、モジュール価格

が低下した第2期において多く導入している。このことによって、設置費用としては効率的に行われているのである。そのため、モジュール価格の低下が大きいほど太陽光発電の設置費用が増加してしまうと考えることができる。

以上の分析によって得られる結果をまとめる。

1. 導入目標が低ければ低いほど、政策によって社会的負担、太陽光発電設置費用ともに大きく減じさせることができる。

2. モジュールの価格減少率がある一定の値を超える場合($a > 0.5$ ほど)の場合、モジュールの価格低下が小さければ小さいほど、政策によって社会的負担を大きく減少させることができる。

3. モジュールの価格減少率が大きければ大きいほど、政策によって太陽光発電設置費用を増加させる。

これらの結果により「産業用太陽光発電に新たな区分を作るべきか否か」という問題に対して結論を導くと、社会的負担の面から見れば、つまり、電力消費者側の視点を用いた場合は作るべきであるということが言える。産業用太陽光発電に新たな区分を作ることによって、限界費用が小さな大規模な発電設備の買取価格を減少させ、限界費用が比較的大きな小規模な発電設備の買取価格を増加させることで、より低い買取総額で同量の太陽光エネルギーを発電させることができるのである。その一方で、事業者側から見ると必ずしもこの政策は歓迎できるものではない。特に、小規模な太陽光発電事業に将来的に参入しようと考えている事業者は、この政策が導入されることによって不利益を被るといえるであろう。当然のことであるが、現在小規模な太陽光発電事業に参入しようと考えている事業者にとっては買取価格が上昇する結果になる。そのため、「政策」を推進してもらうよう働きかけることが想定される。

また、本分析は上記の争点の他に「政策」をより効果的に運用する方法についても含意している。それは、より細やかな制度改定を行うことである。本分析において、導入目標が小さい(第2期の導入量が小さい)ほど、モジュールの価格低下が小さい(一定値を超える場合)ほど、政策は社会的に正の効果を生じさせることが分かっている。本論文においては価格改定におけるコスト等は考えられていない点には注意を払う必要があるものの、期間設定をより短く設定することによって政策の効果を高めることができると結論付けることができる。

6.5 分析の限界・問題点

本分析においては単純化のための仮定をおいている点が存在している。特に、産業用太陽光発電を2つの区分に分けるにあたって、限界費用以外は同様のものとして扱っている点は一般的とはいえない。しかし、2012年のドイツにおいて1,000kW以上の規模の太陽光発電設置容量は全体の半分ほどを占めている。確かに、発電効率が悪くなっていく程度が全く同様であると考えている点は根拠は存在しないものの、ポテンシャル量をほぼ同様な値と考える点については制度設計上、非現実的ではないとすることができると考えている。また、本論文では発電効率が良いところから順に太陽光発電が導入されていくとしているが、現実的にはこのように効率的な導入することは難しいと考えられる。特に、大規模な太陽光発電設備においては土地の確保に時間がかかるであろうことは容易に推測できる。また、屋根に設置する産業用太陽光発電設備を想定するのならば、その建物の所有者の選好によって発電効率の良い屋根だとしても導入が遅れることや、反対に発電効率が悪くとも早期に導入されるケースも考えうるだろう。更に言えば、屋根設置の太陽光発電設備は、地上設置の太陽光発電設備に比べてBOSコストがより安く、モジュール価格もより高いと言われているため、更に別の区分を設定することも考えたが、大まかな特徴として大規模な太陽光発電設備ほどモジュール価格が安く、BOSコストが高くなるという点に集約できると考えたため、今回のような仮定を用いた。これらの点を踏まえると、太陽光発電の設置場所をめぐる問題が本分析における仮定のように競争的であるかどうかは、更なる検証が必要であるだろう。

7 参考文献

庫川 幸秀 (2013) 「RPS 制度と FIT 制度下の再生可能エネルギー導入量の比較」『環境経済・政策研究』第 6 巻第 1 号,65-74 ページ

大平 佳男 (2010) 「電力自由化における再生可能エネルギー促進政策の比較分析」『公益事業研究』第 60 巻第 2 号,23-30 ページ

大平 佳男 (2010) 「RPS(固定枠)制度と太陽光 FIT(固定価格)制度に関する比較分析-日本の再生可能エネルギー普及政策を事例に-」『公益事業研究』第 62 巻第 2 号,1-9 ページ

植田 和弘、梶山 恵司 (2011) 『国民のためのエネルギー原論』日本経済新聞出版社

自然エネルギー財団 木村・真野 (2013) 「太陽光発電事業の現状とコスト 2013」http://jref.or.jp/images/pdf/20131220/reports_20131220.pdf (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

資源エネルギー庁 HP <http://www.enecho.meti.go.jp/> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

環境省 HP <http://www.env.go.jp/> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

経済産業省 HP <http://www.meti.go.jp/> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

都庁 「平成 24 年度第 3 回インターネット都政モニターアンケート東京と都政に対する関心」<http://www.metro.tokyo.jp/INET/CHOUSA/2012/10/60ma9114.htm> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

J-PEC(太陽光発電普及拡大センター)HP <http://www.j-pec.or.jp/> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

統計局 HP <http://www.stat.go.jp/> (最終アクセス日 2013 年 1 月 31 日)

8 あとがき

電力とは、今や人間が生きていくためには不可欠なものになっている。その一方で、今まで発電に用いてきた手段はずっと先の将来まで使い続けることができるものではない。つまり、持続可能性がないエネルギーなのである。もちろん、技術革新や石油等に代わる新たな環境性の良い膨大な量の燃料が見つかる可能性はないということとはできない。しかし、技術革新にしても新たな資源の発見にしても、不確実性は大きく、少なくとも何かしらの行動を起こしていなければ実現は難しいだろう。確かに、再生可能エネルギーは発電単価の高さなど、導入における障害は多く存在する。しかし、それらの問題は再生可能エネルギーを導入しないことの理由になりえるだろうか。私は、そうではないと思う。太陽光発電を初めほとんどの再生可能エネルギーは習熟効果が存在しており、導入量を増やすことによって発電コストは逡減していく。この事実が存在しているのならば、再生可能エネルギーに「投資」をすることは、未来世代に対して貢献をすることに必ず結びつくだろう。だが、これは適切な制度あつての話である。「適切」という言葉は非常に曖昧なものである。だからこそ、「適切」な制度を誕生させるため、多くの人びとが興味・関心を持って問題に対してアプローチしていくことが大切だろう。末筆となりましたが、「環境」という公共性の高いテーマに強い関心をもつに至った研究会に入るきっかけを与えていただき、その後の勉強においても多くの指導をしていただいた大沼先生、澤田先生、先輩方、そして、共に2年間という研究会生活を過ごした同期、論文作成などに奮闘する姿で刺激を与えてくれた後輩たちに深い感謝の辞を述べさせていただきます。本当にありがとうございました。

2013年1月