

## 太陽光発電に対するフィード・イン・タリフの 買取費用：ドイツ型と日本型の比較

竹濱 朝美\*

本稿は、日本の太陽光発電に対して、feed-in-tariffs（フィード・イン・タリフ：固定価格買取補償制、以下、FITと記す）を導入する場合について、その費用を試算した。第一に、日本の住宅用太陽光発電にFITを導入する場合について、買取費用、原油輸入節約額、排出権購入費用の節約額を試算した。第二に、ドイツ型FITとの比較に基づいて、電力集中企業に対するFIT分担金の軽減措置（特惠）の条件を考察した。第三に、産業用・公共用システムをも含めてFITを実施する場合について、〈高買取価格・急速逓減率〉型FITと〈低買取価格・緩やか逓減率〉型FITの二つについて、買取費用を比較した。考察から、次の点を確認した。

1) ドイツのEEG（再生可能エネルギー法、Erneuerbare-Energien-Gesetz）の考察から、ドイツ並みの普及量を実現するには、収益率（システム価格に対する売電収入の比率）を10%程度にするような買取価格が必要である。反対に、収益率が10%をこえる買取価格は、太陽光発電設置容量の過熱状態を招く危険がある。

2) 買取価格と逓減率は、単年度方式ではなく、3年程度先まで予告されることが必要である。買取価格と逓減率が単年度ごとに決定される方式では、再生可能エネルギー投資を拡大することができない。制度の継続性と投資安全性が投資の拡大に不可欠である。

3) FIT実施に伴う買取費用（FIT買取補償額）の30～40%は、原油輸入費用の節約およびCO<sub>2</sub>排出権購入費用の節約分によって回収することができる。

4) 電力集中型企業に対する特惠は、年間購入電力量の大きい企業に認める必要がある。特惠条件を、「付加価値額に占める購入電力量の比率が10%以上」などの比率で設定すると、特惠を受けるのは主に中小企業になる。付加価値額が大きく、自家発電比率が低い企業は、FIT分担金の負担が大きくなる。

5) 〈高買取価格・急速逓減率〉型FITでは、たとえ逓減率を急速に低下させても、FIT買取補償額の負担が大きい。〈高価格買取・急速逓減率〉FITと〈低価格・緩やか逓減率〉FITの中間の買取価格、逓減率を採用するのが望ましい。電力消費者が負担するFIT分担金は、2020年には、0.9～1.1（¥/kWh）になる。

キーワード：太陽光発電、フィード・イン・タリフ、電力集中型企業、逓減率、買取費用、CO<sub>2</sub>排出削減、原油輸入費用

---

\* 立命館大学産業社会学部教授

## 1 分析の目的と方法

本稿は、日本の太陽光発電に対して、ドイツ型の feed-in-tariffs（フィード・イン・タリフ：固定価格買取補償制、以下、FIT と記す）を導入する場合について、その費用を試算する。

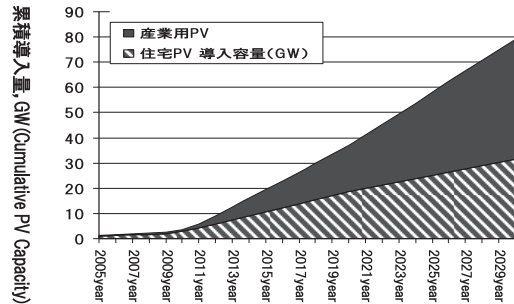
第一に、日本の住宅用太陽光発電に FIT を導入する場合について、買取費用、CO<sub>2</sub>排出回避効果、原油輸入節約額、排出権購入費用の節約額を試算する。第二に、ドイツ型 FIT との比較に基づいて、電力集中企業に対する FIT 分担金の軽減措置（特恵）について、条件を考察する。第三に、住宅用システムのみならず産業用・公共用システムをも含めて、FIT を実施する場合について、〈高買取価格・急速逓減率〉型 FIT と〈低買取価格・緩やか逓減率〉型 FIT の二つのタイプの買取費用を比較する。日本国内とドイツなど海外におけるシステム価格が大きくかい離している状況を考慮して、安定的な太陽光発電市場を成長に資する FIT の買取価格と逓減率を模索する。

なお、本稿で太陽光発電者という場合、商業的な発電事業だけでなく、家庭や個人、団体による太陽光発電行為を含めている。同様に、太陽光発電への投資という場合、営利目的での発電事業への投資だけでなく、家庭や団体が太陽光発電行為に資金を投じることも含めている。

## 2 日本における住宅用太陽光発電の大量導入シナリオ

### 2.1 住宅用太陽光発電の導入目標

日本の住宅用太陽光発電に FIT を導入し、太陽光発電を大量普及させるシナリオについて買



単位：GW (GW = 100万 kW)	住宅用太陽光 発電10kW以下	産業用・公共用 太陽光発電	累積導入量
2007年実績	1.52GW	0.39GW	1.92GW
2020年目標	18.5GW	18.5GW	37.1GW
2030年目標	31.6GW	47.4GW	79GW

図1 住宅用太陽光発電の導入シナリオ、2020年18.5GW、2030年31.6GW 導入目標

出典：太陽光発電協会、日本における太陽電池出荷量の推移。IEA-PVPS, 2009, *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. IEA

取費用を試算する。産業用・公共用システムを含めた日本の太陽光発電の目標導入量を、2020年には現在水準の約20倍、2030年に約40倍にすると設定し、このうち住宅用太陽光発電を2020年に目標導入量の5割、2030年に導入目標量の4割に導入する。住宅用太陽光発電の目標導入量は、2020年までに18.5GW、2030年には31.6GWと設定した（図1）。「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」は、日本の太陽光発電の導入目標を、2020年には37GW（1GW=1000kW）、2030年に79GWと設定している。この数字を参考に、導入目標を設定した（低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会、2009）。

日本の太陽光発電の累積設置容量は、2007年現在で1.92GWである（IEA-PVPS, 2009）。このうち1.6GW程度が住宅用太陽光発電であり、累積設置容量の約8割が既設住宅の太陽光発電であると推定する。今後は、住宅用システムは

2020年に累積設置容量の5割、2030年には累積設置容量の4割を満たすことで、目標量を達成すると仮定した<sup>1)</sup>。

住宅用太陽光発電の設置容量は、2020年の18.5GW、2030年の31.6GWの目標導入量に向かって、ほぼ直線的に増加させる。通常、導入容量は指数関数的に増加するが、FIT制を導入する場合は、スペインや2009年のドイツに見られるように、きわめて急激な普及を遂げる。FITは政策的に創出された市場だからである。ここでは、導入目標量に向けて、累積設置容量をほぼ直線的に増加させるという仮定で試算する。

## 2. 2 住宅用太陽光発電に対する FIT の買い取り条件

住宅用太陽光発電に対する FIT 買取条件を、次のとおりに設定した。

①買取対象は10kW以下の住宅用太陽光発電システムとし、余剰電力に限定せず、発電量全量を買取る。FIT制は2010年から買取を開始し、2009年までに太陽光発電を設置済みのシステムであっても、2010年に新規設置したものとみなして、2010年の買取価格（tariff）を適用する。

②買取期間は、運転開始後20年とする。2009年までに設置済みのシステムからは、買取期間を10年とした。

③2010年の買取価格は60円/kWhとする。買取価格は全国一律とした。これによって、20年間の売電収入が設置時点で確定し、初期投資の回収について、予見可能性をほぼ100%与える。

④新規設置システムの買取価格は、設置が一年遅れるごとに逓減させる。最初の四年間は、設置が一年遅れるごとに買取価格を毎年6%

逓減させ、次の4年間は年8%、次の4年間は毎年9%で逓減する。2011年に新規設置のシステムに対する買取価格は、56.4円/kWhとなる。

⑤家庭用電力料金は、2010年24円/kWhを想定し、年0.5%で電気料金が値上がりすると仮定した。これにより電気料金は、2021年に25.35円/kWhとなる。他方、2021年に、買取価格は24.5円/kWhとなり、家庭用電気料金よりも安くなる。2021年に、FIT買取価格はgrid parity（グリッド・パリティ、電気料金同等）となる。

⑥grid parityとなった以後も、2025年までFITを継続する。ただし、2022年以降に設置したシステムからは、余剰電力のみ買い取る。余剰電力と自家消費の割合は、半々とした。

⑦総電気消費量は、「長期エネルギー需給見通し」の「最大導入ケース」の発電電力量（電気事業用）の推移と同じ変化率で、電気事業用電力需要が推移すると仮定した（総合資源エネルギー調査会・需給部会、2008）。「長期エネルギー需給見通し・最大導入ケース」では、2020年から2030年にかけて、発電電力量は12%減少する。これに準じて、電力消費量も12%減少すると仮定した。電力消費量が2020年水準のまま推移する場合に比べて、電力消費量が2020年以降、減少する場合、1kWhあたりのFIT分担金が高くなる。

⑧2009年までに設置されていた既存システムからの買取費用は、大きな負担である。2009年末で、住宅用システムの累積設置容量が約2GWになると予測すると、既存システムからの買取だけで、毎年1200億もの買取費用を要する。今回のシナリオでは、既存システムからの買取は10年にとどめ、2010年に新規設置のシス

テムからのみ、20年間の買い取りを行う<sup>2)</sup>。

⑨買取価格については、システム費用の回収年数10年、あるいは、年間売電収入がシステム価格の10%程度を実現するように設計した。現在のシステム費用は、新築住宅用で約52万円/kWp、既築住宅で約63万円/kWpで、一部の大量生産メーカーおよび住宅メーカーの新築用システムでは、50万円/kWpの価格も見られる。回収年数10年を実現するには、52円～60円/kWhの買取価格が必要となる。他方、日本における住宅用システムの新規設置容量の約8割は既築住宅である。既築住宅用システムで、回収年数10年を実現する買取価格が必要である。

年6%の逡減率により、60円/kWhで開始しても、55円/kWhで出発しても、買取価格は約1年の違いにとどまる。またFIT開始当初は、取り付け工事を行う設置業者側の供給力が需要に追いつかない可能性がある。この点を考慮して、2010年の買取価格は、60円/kWpで開始する。

⑩前述のとおり、太陽光発電の大量普及のためには、FITだけで、最低でも10年の回収年数を実現することが必要である。自治体レベルの助成金は、付加的支援と位置づけるべきである。その理由は、助成金が無い自治体も存在すること、自治体の予算には限界があり、需要が予算枠を超過する場合は、補助を受けられない家庭がでるためである。大量の新規設置を実現するには、太陽光発電を設置する家庭が等しく約10年で、設置費用を回収できるミニマムの条件を確保することが必要である。

⑪国補助金を除外して、FITだけで回収年数10年となるように買取価格を設定した。その理由は、第一に、大量の新規設置を進めていけば、現行の国補助金を続けることは、数年のう

ちに財政的に困難になると考える。第二に、2005年に新エネルギー財団の補助金が廃止された事実に示されるように、単年度会計方式の国補助金は、支援規模と継続性に保証がないからである。再生可能エネルギーの支援制度が普及効果をあげるために重要なのは、制度の安定性、継続性、投資家にとっての予見可能性である。支援制度のstop and go、あるいは支援制度の縮小、廃止、中断は、制度に対する投資者の信頼を損ない、普及効果を低くする(Commission of the European Communities, 2008; 2009)。

## 2. 3 住宅用太陽光発電からのFIT買取補償額、およびFIT超過負担額

①目標導入量に向けて住宅用太陽光発電を導入する場合の買取費用を試算する。FIT実施によって純粋に追加的に発生する負担は、[FIT買取補償額 - 火力発電燃料費 = FIT超過負担額]である。このFIT超過負担額が、電力消費者が等しく負担すべきFITの買取費用となる。

②FIT買取補償額および超過負担額の試算結果を示す。FITの買取期間は20年としたため、初年度の2010年に新規設置したシステムからの買取が終了するのは2029年であり、FITの買取補償額が減少を始めるのは、2030年からである。火力発電燃料費として、石炭発電燃料費¥5/kWhをFIT買取補償費から差し引いて、FIT超過負担とした。

③FIT超過負担額は、2015年には約4930億円、2020年には約6030億円、2030年には6200億円程度になる。2019年には、2009年までに住宅用システムを設置済みの世帯から、¥60/kWhで10年間の買取が終了するため、FIT買取補償額およびFIT超過負担額は、一旦、減少する(図2)。

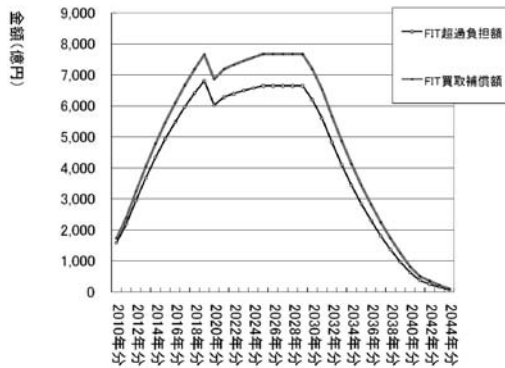


図2 住宅用太陽光発電からのFIT買取補償額、FIT超過負担額の推移

注) 電力消費者に対するFIT超過負担額は、実際には、買い取りの翌年に請求される。

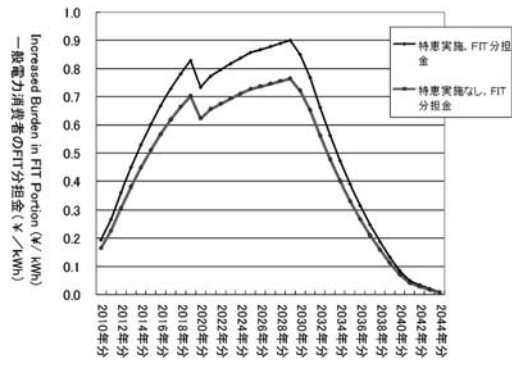


図3 電力消費1 kWhあたりFIT分担金、電力集中型企業に対する特恵を与える場合

注) 住宅用太陽光発電に対するFIT導入による電力消費者のFIT分担金（1 kWhあたり）。

電力集中型企業に対して特恵を実施する場合と実施しない場合のFIT分担金の比較。特恵実施は、最終電気消費量の15%に対して、FIT分担金の負担を免除した場合について、一般電力消費者のFIT分担金を示す。

## 2. 4 1 kWhあたりのFIT分担金、電力集中型企業に対する特恵の影響

①電力消費者のFIT分担金は、電力消費1 kWhあたりの超過負担額である。すべての電力消費者がFIT超過負担を均等に負担する場合、FIT分担金は、2015年に0.5円/kWh、2020年には0.6円/kWh、2025年には0.7円/kWh、2030年には、0.7円/kWhとなる。最高額は2029年の0.8円である。これ以後は、買取期間を満了するシステムが出るため、FIT超過負担額は減少する（図3）。

②ドイツは、電力集中型企業および鉄道企業に対して、FIT分担金を減免している。2008年のデータでは、ドイツの最終電力消費量の約16%に特恵を認めている（BMU, 2004, 2008）。ドイツの特恵制度の実績を参考にして、最終電力消費量の15%に特恵を行う場合の影響を試算すると、2015年のFIT分担金は、約0.6円/kWh、2020年には約0.7円/kWh、2025年には約0.85円/kWh、2030年には約0.8円/kWhとなる。最高額は2029年の0.9円/kWhである（図3）。

③特恵実施によるFIT分担金の増加額は小さなものである。分担金の増加額は、2015年で0.09円/kWh、2020年で0.1円/kWh、2025年に0.13円/kWh、2030年には0.13円/kWh、最大でも、2029年の0.14円/kWhである。電気消費量の世帯当たり平均（一か月に467kWh）でみれば、一世帯あたり特恵実施により、月に63円の追加負担が発生するにとまる。最終電気消費量の15%程度であれば、特恵による家庭への影響は軽微である。

以上から、日本企業の国際競争力を維持するために、電力集中企業に特恵を与えることは必要であり、許容できるものである。また、CO<sub>2</sub>排出削減に向けて、自動車輸送から鉄道輸送に転換を進めるためにも、特恵は必要である。

## 2. 5 一か月あたりの家庭のFIT分担金

①家庭のFIT分担金を試算する。一月あたりの家庭のFIT分担金は、図4のとおりである。

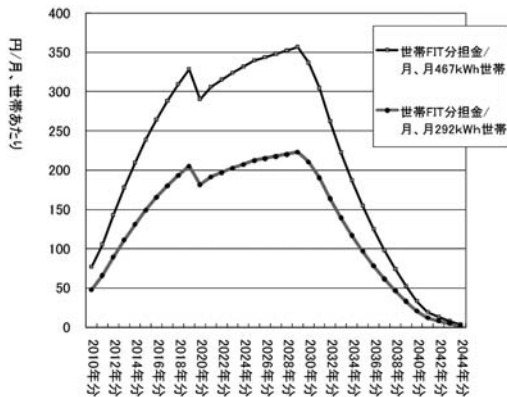


図4 世帯あたり一ヶ月のFIT分担金（円／月）

注）一月に467kWh（年5600kWh）は、日本の電力消費量の世帯平均値。一月に292kWhを消費する世帯（年間3500kWhの消費）は、モデル世帯。電力集中型企業に対する特恵は行わず、すべての電力消費者がFIT超過負担額を均等に負担する場合の分担金の金額を示す。

日本の世帯は2007年に、年間約5600kWhの電力を消費している（日本エネルギー経済研究所，2009，p.95）。FIT実施に伴う費用をすべての電力消費者が均等負担する場合，月467kWh消費する世帯（年間5600kWh消費の世帯）では，FIT分担金は，2015年分で238円，2020年分で291円，2025年分で340円，2030年で337円となる。

②ドイツ環境省（BMU）は，年3500kWhを消費する標準モデル世帯として，EEG分担金（FIT分担金に相当するもの）を開示している（BMU，2009a）。ドイツとの比較の便宜のために，年3500kWh（月292kWh）を消費する世帯のFIT分担金を示すなら，1ヶ月のFIT分担金は，2015年分で149円，2020年分で182円，2025年分で213円，2030年分で211円となる。最高額は，2029年の357円/kWhである。ただし，ここでのFIT分担金は，電力集中消費型企業に対する減免を行わない場合である。

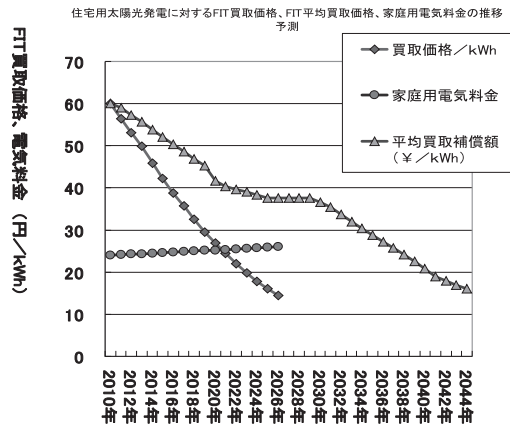


図5 FIT買取価格，FIT平均買取価格，電気料金の予測

③新規設置システムからの買取価格は，毎年，6%～9%で減速する。しかし，運転開始したシステムからの買取は20年間続いたため，ある年の1kWhあたりのFIT平均買取費用は，新規システムに対する買取価格とは異なるものになる（FIT平均買取費用）。FIT買取価格は減速制により急速に低下し，前述のとおり，2021年には，家庭用電気料金よりも低くなる。しかし，太陽光発電1kWhあたりの平均買取価格は，FIT買取価格よりもはるかに緩やかに低下する（図5）。FITにおいては，買取費用の負担は非常に長期に及ぶことが特徴である。

## 2.6 住宅用太陽光発電に対するFIT導入によるCO<sub>2</sub>排出回避量

①住宅用太陽光発電にFITを導入した場合のCO<sub>2</sub>排出回避量を試算する。太陽光発電は，化石燃料火力発電のすべて（石炭火力，石油火力，天然ガス）と代替するものとする。原子力発電とは代替させない<sup>3)</sup>。

②化石燃料火力発電との代替は，2007年の電力会社10社の汽力発電用燃料実績（「平成19年度会社別汽力発電用燃料実績」，電気事業連合

会統計委員会，2008）に基づいて，石炭火力，石油火力（重油，原油），LNG 汽力，LNG 複合発電と代替させるものとした。化石燃料の使用割合は，燃料源別に発熱量換算して，次のとおりであった（2007年，燃料消費実績）。

石炭31.6%，重油10.4%，原油9.5%，LNG 48.5（発熱量換算，以上で合計100%）

LNG の消費量は，LNG 汽力発電と LNG 複合発電がそれぞれ50%，50%と仮定した。燃料消費量（発熱量換算）のシェアに応じて，各発電方式の CO<sub>2</sub>排出量に重み付けをおこなった。計算には次のデータを用いた（新エネルギー・産業技術総合開発機構，2005）。

石炭火力発電975.2（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

石油火力発電742.1（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

LNG 汽力発電607.6（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

LNG 複合発電518.8（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

太陽光発電53.1（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

$$[975.2(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) \times 0.316] + [742.1(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) \times 0.104] + [607.6(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) \times 0.095] + [518.8(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) \times 0.483 \times 0.5] + [518.8(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) \times 0.485 \times 0.5] = 728.9(\text{g-CO}_2/\text{kWh})$$

発電端投入熱量でみた化石燃料の CO<sub>2</sub>排出量 = 728.9（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

[化石燃料 CO<sub>2</sub>排出量] - [太陽光発電 CO<sub>2</sub>排出量] = [太陽光発電 CO<sub>2</sub>排出回避量]

$$728.9(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) - 53.4(\text{g-CO}_2/\text{kWh}) = 675.5(\text{g-CO}_2/\text{kWh})$$

太陽光発電による CO<sub>2</sub>排出回避量 = 675（g-CO<sub>2</sub>/kWh）

③住宅用太陽光発電による CO<sub>2</sub>排出回避量は，CO<sub>2</sub>換算で，2010-2015年期間で2647万トン，2016-2020年期間で5030万トン，2021-2025年期間で6442万トン，2026-2030年期間で6827

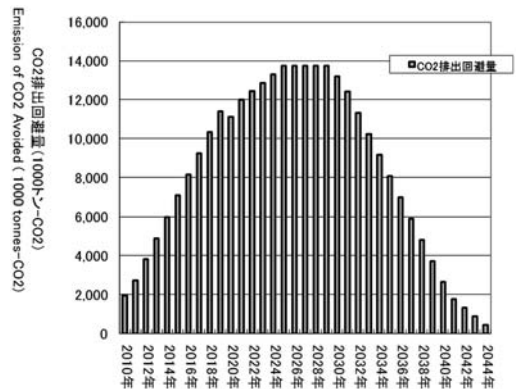


図6 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入による CO<sub>2</sub> 排出回避量

注) 既存システムからの10年買取の場合。太陽光発電の電力は化石燃料火力発電とのみ代替し，原子力発電とは代替しない。CO<sub>2</sub>排出回避効果は，太陽光発電 1 kWh について，675g-CO<sub>2</sub>/kWh。

万トンになる。2010年から2044年の FIT 終了までの全期間で，累計 2 億8924万トンの回避ができる（図6）。

## 2. 7 FIT 導入による原油輸入節約量

①住宅用太陽光に対する FIT 導入に伴う原油輸入の節約量を試算する。原油節約量は，太陽光発電 1 kWh 当たりの原油換算量 = 0.24324（リットル/kWh）で計算した。計算の前提条件は，下記のとおりである（新エネルギー・産業技術総合開発機構，1998，p.9）。

$$[\text{太陽光発電の年間原油節約量}] (\text{リットル}/\text{年}) = [\text{太陽光発電の年間発電量}] (\text{kWh}/\text{年}) \times [\text{原油換算係数}] (\text{kcal}/\text{kWh}) \div [\text{原油発熱量}] (\text{kcal}/\text{リットル})。$$

太陽電池アレイ出力 1 kW あたりの年間発電量：1000（kWh/年）

原油換算係数：2250（kcal/kWh）（[原油換算係数2250kcal/kWh] は，火力発電における熱効率38.1%（1971-1999年平均）の

発電端投入熱量である。)

原油発熱量：9250 (kcal/リットル)。

1 kW システムの年間原油節約量 = 1000 (kWh/年) × 2250 (kcal/kWh) ÷ 9250 (kcal/リットル) = 243.24 (リットル/年)  
 太陽光発電 1 kWh の原油換算量 = 243.24 (リットル/年) ÷ 1000 (kWh/年) = 0.24324 (リットル/kWh)

太陽光発電の原油換算量を0.24324 (リットル/kWh) と換算すれば、2010-2020年の期間に、原油輸入節約量は、276億6900万キロリットル、2021-2030年の期間に、原油輸入節約量は、478億1900万キロリットルになる。

②2004年の発熱効率、発電用原油の発熱量で算定した場合の原油輸入節約量を試算する。資源エネルギー庁は、2004年における火力発電の発電効率と発電端投入熱量、発電用原油の標準発電量を発表している (資源エネルギー庁、2007)。これらのデータを採用する場合、太陽光発電の原油換算量は、0.2236 (リットル/kWh) となり、前項の原油換算量よりも若干小さくなる。

一般電気事業者の火力発電の発電効率 (2004年) : 40.88%

発電端投入熱量 (2004年) : 8.81 (MJ/kWh) = 2104.2 (kcal/kWh)

発電用原油の標準発熱量 (2003年-2005年) : 39.4 (MJ/リットル) = 9410.5 (kcal/リットル)

1 MJ = 238.46kcal, 国際定義。発電用原油は、国際標準原油の発熱量38.721 (MJ/リットル) よりも高い。以上のデータに基づき、1 kWh あたりの太陽光発電の原油換算量は、  
 2104.2 (kcal/kWh) ÷ 9410.5 (kcal/リッ

トル) = 0.2236 (リットル/kWh)

1 kWh あたり原油換算量0.2236 (リットル/kWh) を用いて原油輸入節約量を計算すれば、住宅用太陽光発電に対する FIT 導入により、2010-2020年までに、254億3500万リットルを節約できる。2021-2030年までに、439億5800万リットルの原油輸入を節約することができる。

## 2. 8 FIT 導入による原油輸入費用の節約

①太陽光発電の発電量によって石油火力発電を代替させる場合について、FIT 実施に伴う原油輸入費用の節約額を試算する。ただし、原油輸入節約効果は、原油価格によって大きく左右される。原油価格は、2008年の平均価格90.5ドル/バレル～2009年10月20日、80ドル/バレルであった。ここでは次の三つのケースを比較した。ケース1：原油輸入価格が、2010年の80ドル/バレルから、年3%で値上がり続ける場合 (名目)。ケース2：原油輸入価格が38ドル/バレルで推移する場合。ケース3：原油輸入価格が90ドル/バレルで安定推移する場合。太陽光発電の原油換算量は、0.24324 (リットル/kWh), 1ドル = ¥90換算とした。

②2010年時点でも、原油が80ドル/バレルであれば、FIT 買取補償額の18%を、原油が90ドルであれば、FIT 買取補償額の21%を回収することができる (図7)。原油価格が80ドルから年3%で上昇する場合には、2015年には、FIT 買取補償額の25%を、2020年には、FIT 買取補償額の36%を、原油輸入節約分により回収することができる。

④原油が年3%で上昇を続ける場合、2020年の原油価格は、107.5ドル/バレルになる。100ドル/バレルは、既に2008年に現実の数字にな



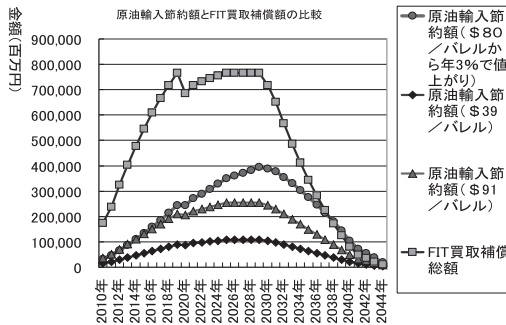


図7 原油輸入の節約額とFIT買取補償額の比較

注) 太陽光発電の原油換算量は電力1 kWhあたり、0.24324 (リットル/kWh)。原油価格が80ドル/バレルから毎年3%で値上がりする場合、原油価格が39ドル/バレルで安定する場合、原油価格が91ドル/バレルで安定する場合の三つのケースを比較した。1ドル=90円。1バレル=158.987リットル。

っているため、原油価格が100ドル/バレルを越すことは過大な想定ではない。原油が80ドル/バレルから毎年3%値上がりする場合、原油輸入節約効果により、2010年から2015年までに、合計で4753億円を節約することができる。2016年から2020年までに、1兆458億円もの資金流出を防ぐ効果がある。また、原油が1バレル90ドルのまま推移しても、2020年には、FIT買取補償額の30%を取り戻すことができる。

⑤以上から、原油価格が高水準で推移する場合、FITを実施しても、買取コストのかなりの部分を取り戻すことができる。反対に、原油が38.6ドル/バレルの場合は、原油輸入節約効果は、2015年のFIT補償額の10%、2020年のFIT補償額の13%にとどまる。この試算から、原油輸入節約額は非常に変動が大きいことを確認する。

## 2.9 FIT導入によるCO<sub>2</sub>排出権取得費用節約効果、原油輸入費用の節約効果、FIT収支

①太陽光発電による排出権購入費用の節約効果を算定する。太陽光発電によりCO<sub>2</sub>排出を回避することができれば、排出権購入によって資金の海外流出を回避できる。CO<sub>2</sub>二酸化炭素価格は、The European Climate Exchange (ECX) におけるEUA & CER Daily Futures (Spot) の価格を参照した (<http://www.ecx.eu/EUA-CER-Daily-Futures>)。実際の排出権がECXの価格で購入されるわけではないが、ECXの価格は、CO<sub>2</sub>価格を最も敏感に反映する取引市場のひとつであり、排出権価格の目安になる。EUA& CER Daily Futuresは、2009年3月以降は、10.3ユーロから15.5ユーロで推移しており、2009年10月15日現在、CO<sub>2</sub>-トンあたり14.22ユーロである。

②ここでは、14ユーロ/CO<sub>2</sub>-トン（日本円換算1,820円/CO<sub>2</sub>-トン、1ユーロ=¥130）で排出権を購入する場合について、排出権購入費用節約額を試算した。太陽光発電のCO<sub>2</sub>排出回避量=675g-CO<sub>2</sub>/kWh、太陽光発電の原油換算量=0.24324 (リットル/kWh) で試算した。CO<sub>2</sub>排出権購入費用の節約額は、2010年~2020年の期間に1335億円、2021年~2030年の期間に2307億円になる。

③排出権購入費用節約額をFIT買取補償額と比較した(図8)。CO<sub>2</sub>排出権購入節約額は、FIT買取補償額に比べて非常に少ない。2020年でもFIT買取補償額の2%、2030年で3.4%、2040年でも5.9%にしかならない。原油輸入節約額と比べて、排出権購入費節約効果は小さく、かつ、排出権購入費の節約効果については、CO<sub>2</sub>の価格次第である。

表1 住宅用太陽光発電に対する FIT 収支（原油輸入費用節約効果，排出権購入費の節約効果を考慮し，原油価格が \$ 80/バレルから年 3% 上昇の場合。既設システムから10年買取）

単位 = 百万円	原油輸入費節約 (\$ 80/バレル, 年 3% 値上)	排出権購入 費節約額	FIT 買取補 償額	FIT 収支	比率 (FIT 収支/ FIT 買取補償額)
2015年	1,339	128	-5460	-3,991	-73%
2020年	2,439	202	-6854	-4,212	-61%
2025年	3,500	250	-7669	-3,918	-51%
2030年	3,893	240	-7174	-3,040	-42%
2035年	2,760	147	-3446	-538	-16%
2040年	1,047	48	-814	281	35%

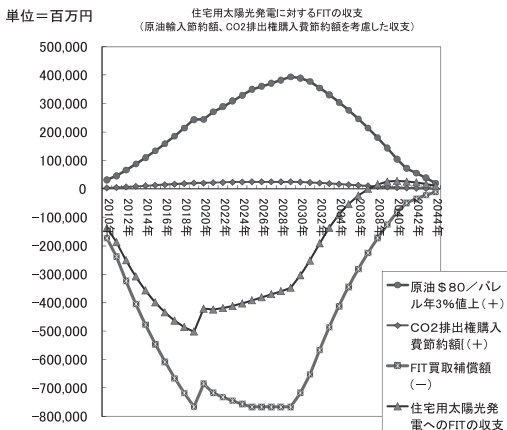


図8 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入の収支

注) FIT 収支 = 効果 (CO<sub>2</sub>排出権購入費節約額 + 原油輸入費用の節約額) - 費用 (FIT 買取補償額)。原油価格が80ドル/バレルから年 3% で値上がりする場合の原油輸入節約額，および，CO<sub>2</sub>排出権価格が14ユーロ/CO<sub>2</sub>-トンで推移する場合の排出権取得費用の節約額について，FIT 買取補償額 (-) と比較した。太陽光発電 1 kWh の原油換算量 = 0.24324 (リットル/kWh)。太陽光発電 1 kWh あたり CO<sub>2</sub>排出回避量 = 675g-CO<sub>2</sub>/kWh。1 ドル = ¥90。1 ユーロ = ¥130。原油 1 バレル = 158.987リットル。

④ FIT 制度に対する批判として，FIT は買取費用が高く，電気料金が値上りするとの意見がある。そこで，FIT 制度の収支バランスを示す。これは，節約効果である原油輸入購入費節約額と，CO<sub>2</sub>排出権購入費節約額の二つの節約

額の合計から，FIT 買取補償額を差し引いた収支である。FIT 収支をみると，二つの節約額によって，2010年ですら，FIT 超過負担額の20%を取り戻すことができる。2015年には27%，2020年には約39%，2025年には49%，2030年には58%を，原油輸入節約分と排出権購入費節約分によって，回収することができる。FIT 導入の実質的な費用は，FIT 買取補償額よりも，はるかに小さいと結論できる (表1，図8)。

## 2. 10 既設システムから20年買取の場合，住宅用太陽光発電における FIT 買取費用

2009年時点で既に住宅用太陽光発電を設置している既設システムについて，20年間の買取を行う場合の買取費用を試算する。前項までの10年間の買取との比較を示す。

買取条件：①2009年までに既設の住宅用太陽光発電システムからも，新設システムと同様に，20年買い取る。②総電気消費量は，長期エネルギー需給見通し，最大導入ケースの発電電力量に準じて推移する。ただし，2020年以降は，電力消費量は減少せず一定のまま推移すると仮定した。③これら以外の条件は，既設システムから10年買い取りの場合と同じ条件である。

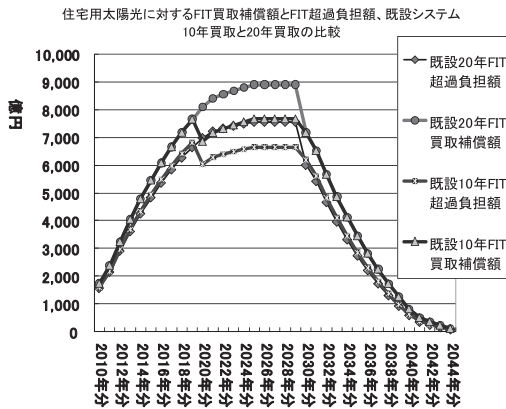


図9 住宅用太陽光発電に対する FIT 買取補償額と FIT 超過負担額（既設システムから20年買取と10年買取の比較）

表2 住宅用太陽光発電に対する FIT 買取補償額、FIT 超過負担額（既設システムから20年買取の場合）

	FIT 超過負担額 (億円)	FIT 買取補償額 (億円)
2015年分	4,831	5,460
2020年分	6,980	8,092
2025年分	7,559	8,907
2030年分	6,000	7,174
2035年分	2,728	3,446
2040年分	580	815

試算結果：試算結果を示す。

①11年目～20年目まで、2009年時点での住宅用太陽光発電の累積設置容量を2.1GW程度、初年度買取価格を60円/kWhとすると、既設システムからの買取補償額が毎年1200億円以上、追加的に必要になる（図9、表2）。

②既設システムから20年間買取を実施すると、電力集中型企業に対する特恵を実施した場合は、FIT分担金は最大で、0.12円/kWh高くなる。この増加分は、ごくわずかである（図10、表3）。

③FIT分担金の推移は、総電力消費量が今後一定のまま推移するか、あるいは減少するか

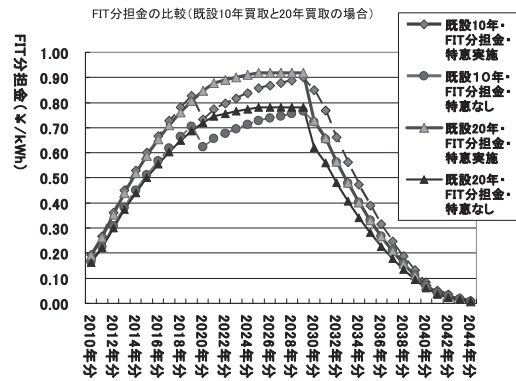


図10 住宅用太陽光発電に対する FIT 分担金，既設システムから20年買取と10年買取の比較

表3 既設システムから20年買取の場合の FIT 分担金

単位 = ¥ / kWh	特恵実施, FIT 分担金	特恵実施なし, FIT 分担金
2010年分	0.19	0.16
2015年分	0.59	0.50
2020年分	0.85	0.72
2025年分	0.92	0.78
2030年分	0.73	0.62
2035年分	0.33	0.28
2040年分	0.07	0.06

で、相違がでる。既設システム10年買取の場合は、総電力消費量が2020年以降減少すると仮定した。これに対して、既設システム20年買取については、総電力消費量が2020年以降一定と仮定した。この違いにより、2030年以降は、FIT分担金は、既設システムから10年買取のほうが若干高くなる（図10）。

④原油輸入費用節約効果、および太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出回避効果を石油火力発電代替とした場合におけるCO<sub>2</sub>排出権購入費節約額を考慮して、FIT収支を試算した。原油価格は、1バレル80ドルから年3%上昇を続けると仮定した。これは、既設システム10年買取の場合と同様である。

既設システムから20年買取の場合でも、原油

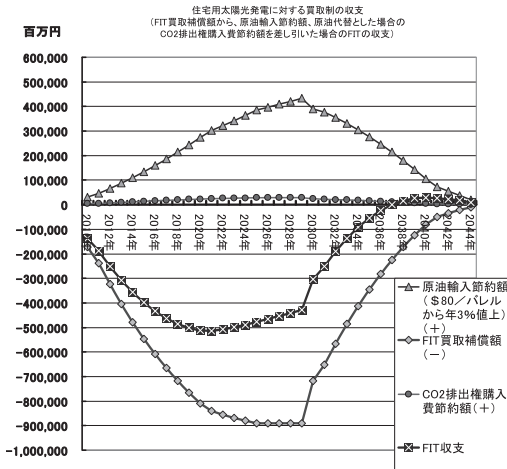


図11 住宅用太陽光発電に対する FIT 収支（既設20年買取の場合。原油輸入費用節約額，石油火力発電代替とした場合の CO<sub>2</sub>排出権購入費節約額を FIT 買取補償額から差し引いた FIT 収支）

表 4 住宅用太陽光発電に対する FIT の収支（既設システムから20年買取の場合，原油輸入費節約額，石油火力発電代替とした場合の CO<sub>2</sub>排出権購入費節約額を考慮した FIT 収支）

年	原油輸入節約額(\$80/バレルから年3%値上)(百万円)	FIT 買取補償額(百万円)	排出権購入費節約額(百万円)	FIT 収支(百万円)	収支/FIT 買取補償額(%)
2010年	31,802	-173,215	3,620	-137,792	-80%
2015年	133,942	-546,013	13,152	-398,919	-73%
2020年	274,453	-809,190	23,247	-511,490	-63%
2025年	385,418	-890,655	28,160	-477,077	-54%
2030年	389,367	-717,441	24,540	-303,534	-42%
2035年	276,055	-344,642	15,008	-53,579	-16%
2040年	104,776	-81,465	4,914	28,224	35%

CO<sub>2</sub>排出回避量は，石油火力発電と代替する場合。石油換算係数=0.2432 (リットル/kWh)。原油価格が1バレル80ドルから年3%上昇する場合。

輸入費用節約分と排出権購入費用節約分によって，FIT 買取補償額の30%~40%を回収できる。2015年時点でも，FIT 買取補償額の27%を，2020年時点でも37%を，節約効果によって回収できる。FIT 買取補償額は，実際には，これら節約効果によって，かなり取り戻すことができる(図11, 表4)。

⑤排出権購入費節約効果は CO<sub>2</sub>価格しだいで

あり，節約効果は，わずかである。FIT 買取補償額は，主に原油輸入費用の節約分によって回収することができる。

## 2. 11 住宅用太陽光発電に対する FIT の費用と効果

住宅用太陽光発電の累積設置容量を，2020年に現在水準の20倍，2030年に40倍にする導入目標に対して，FIT を導入する場合の費用と効果を試算した。考察を通じて，次の点を確認した。

① FIT だけでシステム費用の回収年数10年を実現する買取価格で，20年間の売電収入を確定させることが，設置者の投資安全性を確保するうえで，必要である。国補助金，自治体補助金は付加的な支援と位置づけるべきである。買取価格および遞減率については，3年程度先まで情報を提示し，設置者および投資家に予見可能性を与えることが望ましい。

②買取価格を2010年の60円/kWh で20年間，買い取る場合，石炭火力燃料費分を差し引いた FIT 超過負担金は，2020年には約6000億円，2029年には6640億円程度が必要である。

③ FIT 分担金は，1 kWh あたり2020年に0.6円/kWh，最高額で2029年に0.8円/kWh となる。家庭の FIT 分担金は，月292kWh を消費する家庭では，一月に2020年で約180円であり，2029年には約360円になる。

④電力消費量の15%について，電力集中型企业に対して特恵を実施する場合，FIT 分担金は，上記金額よりも，2020年に0.1円/kWh，2029年に0.14円/kWh 高くなる。一月の家庭の追加負担額は，60円程度に収まる。日本企業の国際競争力を維持するには，電力集中型企业に対する特恵が必要である。かつ，特恵に伴う家庭

の負担増加額は、許容範囲に収まっているといえる。

⑤原油価格が比較的高水準で推移した場合、FITを実施しても、FIT買取コストをかなり取り返すことができる。原油が1バレル80ドルで年3%値上がりする場合、原油輸入節約分により、2020年にはFIT補償額の36%を回収できる。2010年から2020年の10年間の累積では、1兆5211億円の資金流出を節約することができる。

⑥CO<sub>2</sub>排出権購入費用の節約効果は、FIT買取補償額に比べて非常に小さい。CO<sub>2</sub>排出権価格が14€ / CO<sub>2</sub>-トンの場合、CO<sub>2</sub>排出権購入費用節約額は、2020年でもFIT買取補償額の2%にとどまる。しかし、原油輸入節約額とCO<sub>2</sub>排出権価格の購入節約額を合計すると、2020年には、FIT補償額の4割近く、2030年には6割近くを回収できる。

⑦住宅用太陽光発電において10年回収を実現するには、他の再生可能エネルギーに比べて、高い買取価格を要する。太陽光発電だけを促進するFITを導入した場合、買取費用の負担が大きくなる半面、発電量およびCO<sub>2</sub>削減効果を十分に得られない。コストの社会的負担からみて、風力発電、バイオマス発電、地熱発電を含めたバランスのとれたFITを導入することが必要である。

⑧2009年時点までに住宅用太陽光発電を設置している既設システムから20年間買取を行う場合、2009年までの既設システムを2.06GW、買取価格を60円/kWhとすると、既設システムからのFIT買取補償額は、11年目～20年目まで、年額で1237億円程度が、毎年追加的に必要になる。負担が大きいと判断する。

⑨既設システムから20年買取を実施する場

合、電力集中型企業に対する特恵を実施したとして、FIT分担金は、最高で0.12円/kWh程度高くなる。

⑩既設システムから20年買取を実施した場合でも、原油輸入費用の節約効果、石油火力発電代替とした場合のCO<sub>2</sub>排出権購入費節約効果によって、FIT買取補償額の約30%～40%を回収することができる。

### 3 電力集中型企業に対する特恵の設定と影響

FIT実施により、購入電力を大量に使用する電力集中型企業では、FIT分担金の負担が大きくなるため、電力集中型企業に対しては、FIT分担金を軽減する特恵制度が必要である。ここでは、どのような条件によって特恵対象の事業所を限定すべきかを考察した。

一事業所あたりの購入電力使用額は工業統計では捕捉されていないため、便宜的に、工業統計表の第1220表および第4110表から、30人以上の事業所を対象にした産業細分類により、電力集中型産業を次の条件で抽出した。a. 付加価値に占める購入電力使用額の割合が10%となる産業を抽出した。b. 購入電力使用額が170億円を超える産業を抽出した。c. 製造業全体の購入電力使用額の約0.5%を目安として、これを上回る産業を電力集中型産業として抽出した(2007年度の場合、170億円(図12, 13。紙面の制限で主要な産業のみ示す)。d. エネルギーバランス表(本表)から、産業別にみた購入電力量と自家発電の比率を算出した。次の点を確認した。

①購入電力使用額が付加価値額の10%以上で、かつ購入電力使用額が170億円を超える産業は、わずか14業種である。2007年の場合、こ

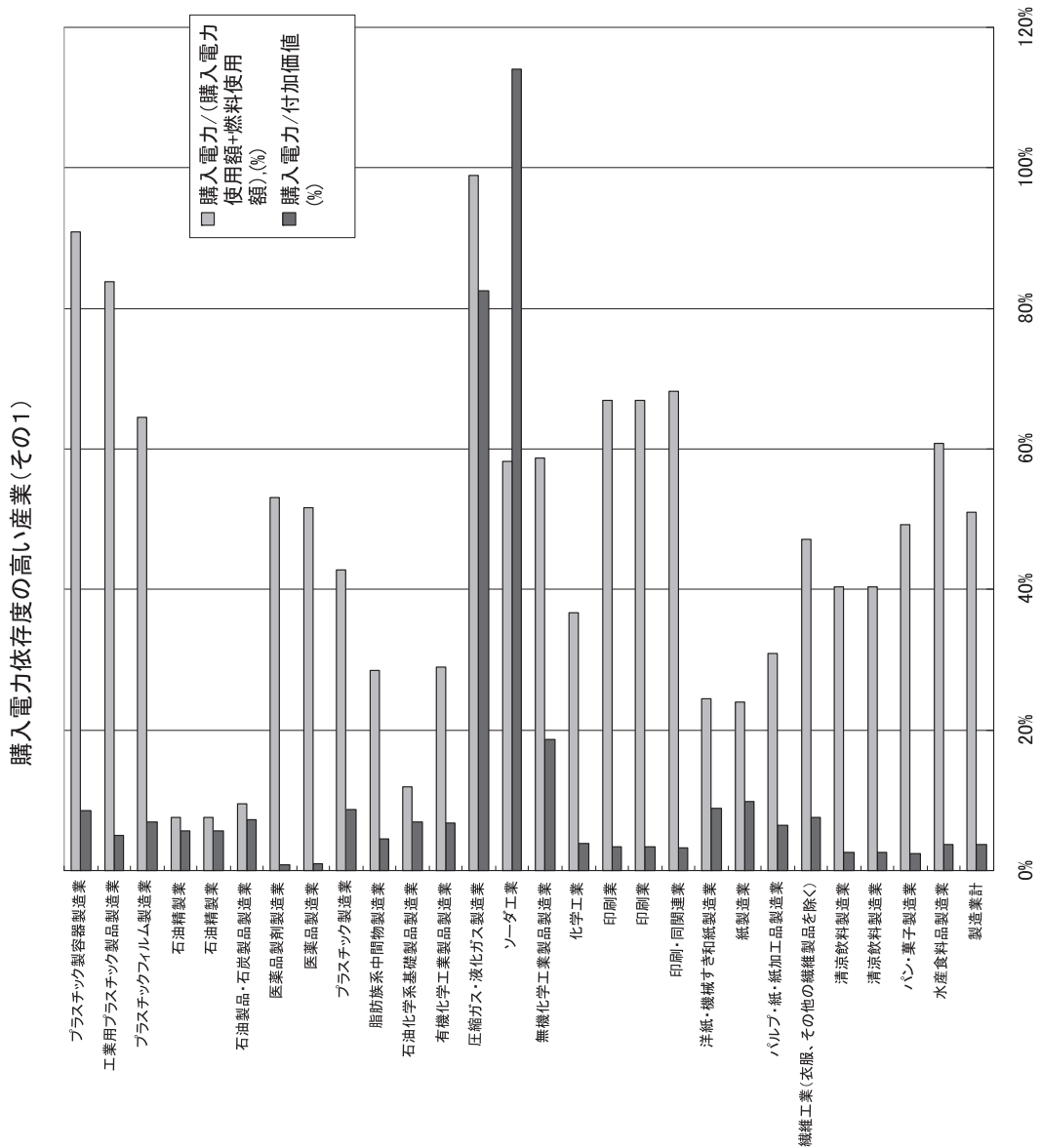


図12 購入電力使用額の高い産業，付加価値額に対する購入電力使用額が多い産業，その1 (2007年)  
 出典：平成19年工業統計表「産業編」データ (経済産業省)，1220表。30人以上の事業所に関する統計表。

の二つの条件を満たす産業は、無機化学工業製品製造、ソーダ工業、圧縮ガス・液化ガス製造、セメント製造、鉄鋼業、製鉄業、高炉製鉄業、フェロアロイ製造、製鋼・製鋼圧延業、製鋼・製鋼圧延業、鉄素形製造、非鉄金属・同合金圧延、アルミニウム・同合金圧延業などであ

る。

②付加価値額に対する購入電力使用額の比率が10%となること条件とすると、付加価値額が大きい産業は特惠対象に該当しなくなり、付加価値額の少ない小規模事業所が特惠を受けやすくなる。付加価値額に対する購入電力使用額の

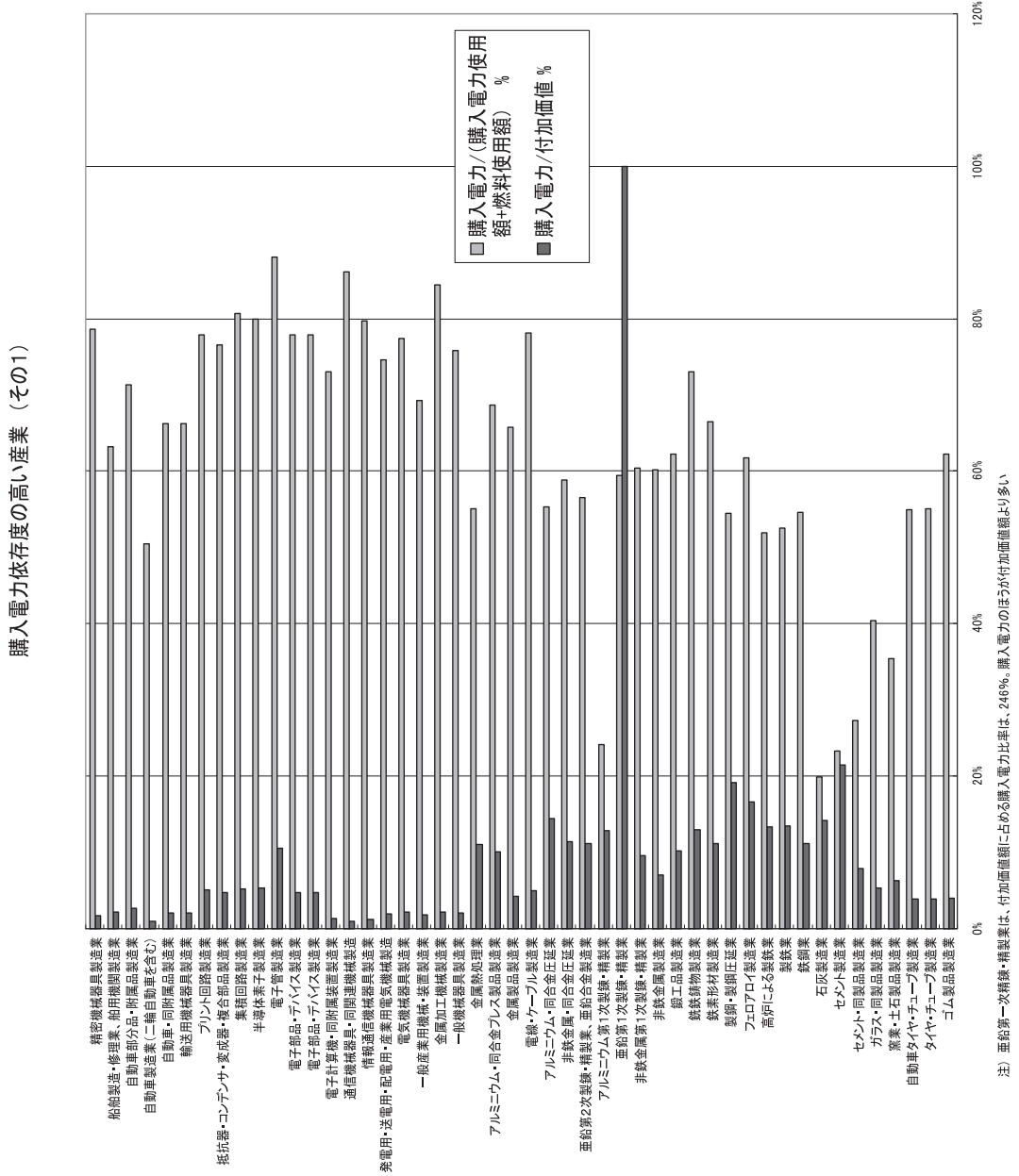


図13 購入電力使用額の多い産業，付加価値額に対する購入電力使用額が多い産業，その2，(2007年)

出典：平成19年工業統計表「産業編」データ（経済産業省），1220表。30人以上の事業所に関する統計表。

注) 亜鉛第一次精錬・製造業は、付加価値額に対する購入電力比率が246%で、付加価値額より購入電力が大きい。紙面の都合で表示を省略している。

比率10%を満たす産業の多くは、付加価値額が相対的に小さい産業である。

これに対して、付加価値額が大きい産業（パ

ルプ・紙製造，紙製造，化学工業，有機化学工業，石油化学工業製品，医薬品製造，石油製品，石油精製，ゴム製品製造，タイヤ・チューブ製

産業別にみた自家発電と購入電力の比率, 2007年  
Ratio of Auto Generation and Purchased Electricity in Electricity Consumption

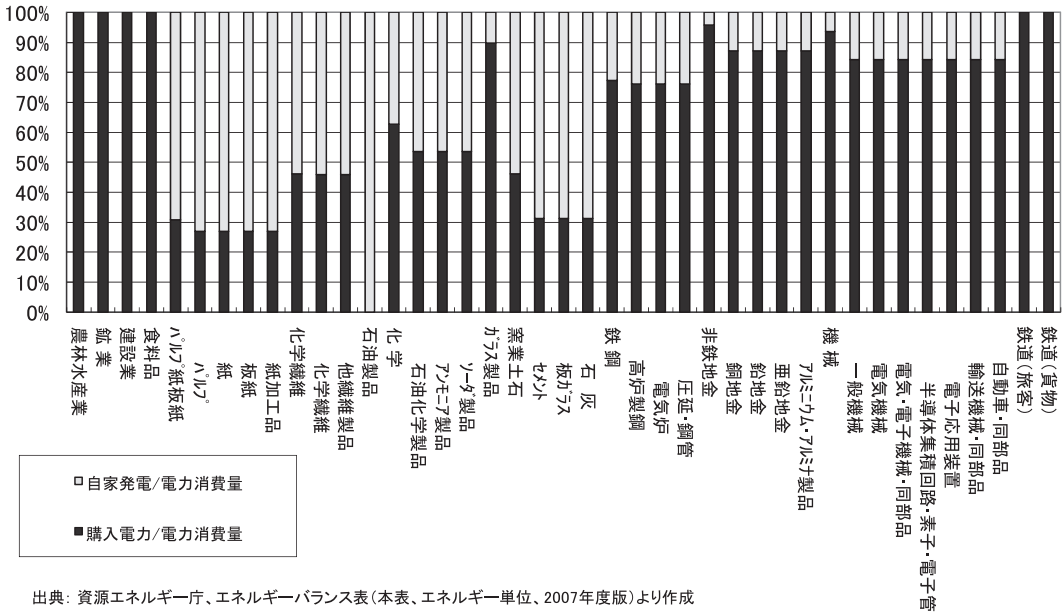


図14 産業別にみた自家発電と購入電力の比率, 2007年

造, 自動車タイヤ・チューブ製造, 一般機械器具製造, 一般産業用機械・装置製造, 電気機械器具, 電子部品・デバイス製造, 集積回路製造, 半導体素子製造, 輸送用機械器具製造, 自動車製造, 自動車付属品製造, 精密機械製造など)では, 付加価値額に対する購入電力使用額の比率は10%未満である。特惠条件の設定においては, 一定額以上の購入電力使用額に達する事業所または企業が特惠対象になるように, 設定する必要がある。

ドイツの EEG (再生可能エネルギー法, Erneuerbare-Energien-Gesetz; 以下, EEG と記す。2000年施行, 2004年改正, 2008年再改正, 2010年再々改正)における電力集中企業に対する特惠では, a) 購入電力量が年間10GWh を超え, かつ b) 粗付加価値額に対する購入電力額が15%を超える企業に特惠が与えられる。しかし, b) の条件により, 特惠制度の恩恵を受け

ているのは, 主に小規模企業である (BMU, 2009b)。反対に付加価値額の大きい企業, 例えば自動車製造業などは特惠対象には入っていない。

③日本では, 電力消費量のうち自家発電比率が高い産業では, FIT 分担金による負担の影響は, 相対的に小さいものとどまる。工業統計表 (第1220表) から, エネルギー総コスト (燃料使用額+購入電力使用額の合計)のうち, 購入電力使用額が60%以上を占める産業を抽出した。購入電力使用額が付加価値額の10%以上で, かつ170億円を超える産業に該当する14産業のうち, エネルギー総コストに占める購入電力使用額が60%以上の産業は, わずかに四つ (圧縮ガス・液化ガス製造, フェロアロイ製造, 鉄素形材製造, 鋳鉄物製造業) である。

④購入電力使用額の大きい産業のうち, パルプ・紙製造, 無機化学工業, ソーダ工業, セメ



ント製造、鉄鋼、製鉄業では購入電力比率は相対的に低く、自家発電比率が高い。反対に、タイヤ・チューブ製造、一般機械製造、電気機械製造、電子部品・デバイス製造、半導体製造、集積回路製造、輸送用機械、自動車および自動車部品製造業では、購入電力依存度が非常に高い。これらの産業は、付加価値額が大きいいため、特惠対象からほとんど外れてしまうにもかかわらず、購入電力に大部分依存しているため、FIT 分担金の負担が大きくなる（図12, 13, 14）。

⑤以上の点から、特惠制度の設計にあたっては、付加価値額に占める購入電力使用額の比率だけで特惠対象を限定すると、付加価値額の相対的に小さい事業所がその恩恵にあずかり、付加価値額の高い大規模事業所が特惠を得られない可能性が高い。購入電力使用額が一定規模をこえる事業所に対して、特惠が与えられるように配慮する必要がある。また、自家発電比率の少ない企業に対して特惠を設ける必要がある。

#### 4 公共用・産業用太陽光発電を含めた買取制における買取価格と通減率

##### 4. 1 2009年ドイツにおけるシステム価格低下の教訓

産業用・公共用太陽光発電（100kW以上のシステム）を含めて、買取制を導入する場合について、その買取価格と通減率を検討する。設置規模が大きい産業用・公共用システムでは、買取価格と通減率の設定が非常に難しい。産業用・公共用システムでは、低価格の海外製品が使用される可能性が高いこと、太陽電池は国際市場で取引される製品であるため、国際相場から乖離した買取価格を設定した場合、海外の低

価格製品の流入によって、年間設置容量は予測を超えて一気に急増する危険がある。

ドイツの経験では、2009年のシステム価格の急落によって太陽光発電事業の収益性は10%を上回り、2009年の新規設置容量は3000MWに達した。これは予測していた年間設置容量（2008年1500MW）の倍であった。これにより太陽光発電からの EEG 買取費用は増加し、2010年の EEG 買取費用（1230万ユーロ、予測）のうち、太陽光発電からの買取費用（390万ユーロ、予測）が32%を占めると予測される（2010年2月10日、Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems ISE, Energy Policy 部長、Stryi-Hipp 氏へのインタビュー。Stryi-Hipp, 2009年11月26日、ケルンにおける Photovoltaikmarkt 発表資料）。これに対応して、ドイツ環境省は2010年7月に太陽光発電に対して、一回限りの臨時的通減率-16%を導入する方向で、現在議論中である（現在議論中であるが、実施時期、臨時的通減率の数値が多少、変更になる可能性がある（BMU, 2010））。

ドイツにおける関係者ヒアリングから、次の点を確認した。

①国際市場のシステム価格を考慮して、買取価格を設置する必要がある。国際市場でのシステム価格から大きくかけ離れた水準で、買取価格を設定することは、太陽光発電市場の沸騰を招く。システム価格に対する売電収入の比率が10%を超えると、年間設置容量は急激に増加し、予測不可能な加熱に陥る危険がある。

②高い買取価格を設定した場合、買取費用が膨大になるため、急速な通減率を導入せざるを得なくなる。高い買取価格を長期間続けると、FIT 制度を財政的に維持できない。10%を超える急速な通減率では、産業界（太陽電池製造メ

ーカーおよび太陽光発電事業）は適応できない。

③再生可能エネルギーに対する投資安全性を確保する観点から、通減率または通減率の決定方法は、少なくとも3年前に提示される必要がある。単年度ごとに通減率に変更されると、企業は太陽光発電に投資できない。通減率の予告は、企業が投資計画を立てるため、投資安全性を保障するために必要である。

④日本水準のシステム価格と、ドイツ水準のシステム価格との中間水準のシステム価格を想定して、買取価格を設定することは、有意義である。中間水準の買取価格は、国内太陽電池メーカーおよび設置業者に対して、システム価格の低下を要求する圧力となる。多くのメーカーは、新しい買取価格に合わせてシステム価格を下げる努力をするであろう（2010年2月、Dr. Jochen Diekmann氏（Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung、主任研究員）、Mr. Stryi-Hipp氏：Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems ISE、再生可能エネルギー政策部長）へのヒアリングによる）。

#### 4. 2 〈高価格・急速通減率〉FITと〈低価格・緩やか通減率〉FIT、公共用・産業用システムを含めたFITの買取価格と通減率

公共用・産業用システムを含めてFITを実施する場合について、買取価格、通減率、買取費用を試算する。公共用・産業用システムは設置規模が大きいため、買取価格しだいで年間設置容量に劇的な違いが発生する点で、買取価格と通減率の設定が難しい。これについて検討する。

為替相場にもよるが、現在の日本国内のシス

テム価格は、ドイツに比べてかなり高い水準にある。2010年1月時点で、ドイツの100kW以下のシステム価格は、2800ユーロ台/kWp（BSW調べ。約33.6万円、1ユーロ=120円）である。大規模設置およびCdTr薄膜タイプは、これをかなり下回る。他方、日本市場のシステムの価格は、住宅用で49~60万円/kWpである。

①早期に普及を進めるには、設置費用を10年で回収する買取価格が必要である。買取価格は、日本のシステム価格を前提にすれば、49円~55円/kWhが必要である。ドイツのシステム価格およびEEGの買取価格よりも高価格で買い取りを始めることになるため、急速な通減率が必要になる。そうでなければ、買取費用が膨大になり、制度の維持が困難になる。

②ドイツのシステム価格を前提にすれば、買取価格は34円/kWh程度が必要である。この場合は、現状の日本水準のシステム価格を購入した場合は、10年回収を実現できない。この点を考慮して、低い買取価格に対応した緩やかな通減率が必要になる。

以上を考慮して、二つのタイプのFITの設計を検討する。

①一つめは、高い買取価格と急速な通減率を採用するFITである。〈高価格・急速な通減率〉型のFITは、小規模設置（住宅用~100kW以下）は58円/kWh、大規模設置（100kW以上）は44円/kWhで買取価格を設定する。これは、日本のシステム価格水準で回収年数10年を実現する買取価格である。通減率は、100kW以下システムは年6.5%~7.5%とし、100kW以上システムには7.5~8%とした。日本市場における価格競争は未知であるため、ドイツの通減率（9%）より低めにしている。

②二つめは、低い買取価格と緩やかな通減率

表5 〈低価格・緩やか通減率〉FIT と 〈高価格・急速通減率〉FIT の買い取り価格と通減率

	ドイツ水準システム価格で10年回収が可能		日本水準システム価格で10年回収が可能	
	低買取価格 緩やか通減率 100kW 以下	低買取価格 緩やか通減率 100kW 以上	高買取価格 急速通減率 100kW 以下	高買取価格 急速通減率 100kW 以上
2010年	¥45/kWh で買取開始	¥33/kWh で買取開始	¥58/kWh で買取開始	¥44/kWh で買取開始
2011年	3 %	3 %	6.5 %	7.5 %
2012年	3 %	3 %	6.5 %	7.5 %
2013年	3 %	4 %	6.5 %	7.5 %
2014年	4 %	4 %	6.5 %	7.5 %
2015年	4 %	4 %	7.5 %	8.0 %
2016年	4 %	5 %	7.5 %	8.0 %
2017年	5 %	5 %	7.5 %	8.0 %
2018年	5 %	6 %	7.5 %	8.0 %
2019年	5 %	6 %	7.5 %	8.0 %
2020年	5 %	6 %	7.5 %	8.0 %
2021年	5 %	6 %	7.5 %	8.0 %

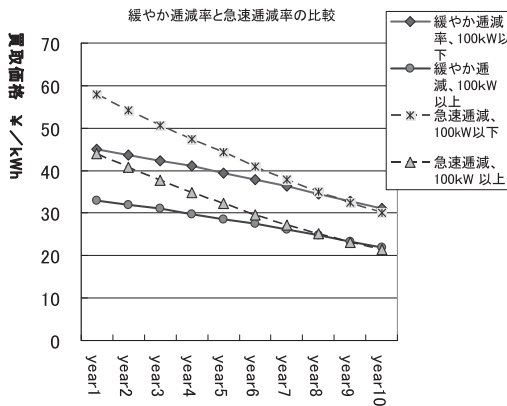


図15 〈高価格・急速通減率〉型FIT と 〈低価格・緩やか通減率〉型FIT における通減率と買取価格の比較

のFITである。〈低価格・緩やか通減率〉型のFITでは、ドイツ水準のシステム価格を想定して回収年数10年を可能にする買取価格にした。議論を簡単にするために、ここでは、住宅用システム、公共用・産業用システムの用途区別はせず、設置規模により区別した。小規模（住宅用～100kW）システムは45円/kWh、大規模システム（100kW以上）は33円/kWhで買い取る

ことにした。通減率は、小規模システムが年3%～5%、大規模システムが年3%～6%とした（表5、図15）。

③買取期間は、二つのタイプとも、小規模および大規模システムとも、運転開始後20年とした。新規稼働システムに対する買取は、小規模システムは2010年～2021年まで、大規模システムは、2010年～2016年までとした。家庭用電気料金が現在の24円/kWhから、年0.05%で上昇するものと仮定すると、大規模システムの買取価格は、2017年に家庭用電気料金よりも低くなる（grid parity）。小規模システムの買取価格は、2022年に家庭用電気料金よりも低くなる。

④総電力消費量は、「長期エネルギー需給見通し」における「最大導入ケース」の発電電力量（電気事業用）の推移と同じ変化率で、電気事業用電力需要が推移すると仮定した（総合資源エネルギー調査会・需給部会、2008）。ただし2020年以降は、電力消費量は一定のまま推移すると仮定した。

⑤導入目標量は、2.1節と同様に、累積設置

容量で、小規模システムが2020年までに18.5GW、2030年までに31.6GW、大規模システムが2020年までに18.5GW、2030年までに47.4GWとした。小規模システムおよび大規模システム合計で、2020年までに、累積容量37GW、2030年までに79GWを導入するとした(図1参照)。

4. 3 <高価格買取・急速通減率> FIT と <低価格・緩やか通減率> FIT の費用

試算結果を示す。① FIT 買取補償額は、<高価格買取・急速通減率> FIT では、2015年に8395億円、2025年には1兆1880億円も必要になる。<低価格・緩やか通減率> では、2015年に7061億円、2025年に1兆548億円となる(図16)。

②電力消費1kwhあたりのFIT分担金は、

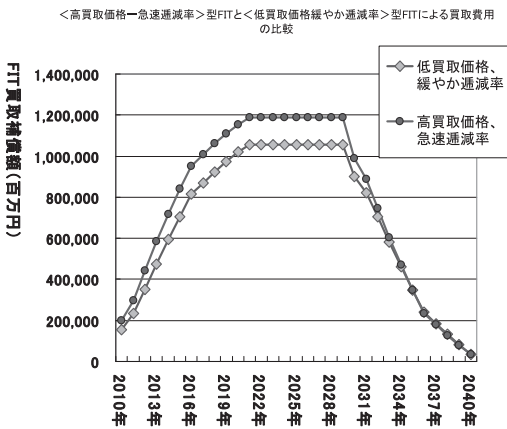


図16 FIT 買取補償額の比較、<低買取価格・緩やか通減率> 型 FIT と <高買取価格・急速通減率> 型 FIT の比較

<高価格買取・急速通減率> FIT では、2020年ごろには、約1円/kwhが必要になる(表6、図17)。ここでは、FIT 分担金は、最終電力消費量の15%部分を、電力集中型企業へ特恵を実施すると仮定している。FIT 分担金は、<高価格買取・急速通減率> FIT の場合、2015年には0.7円/kWh、2020年~2029年までは、約1円/kWhが必要である。いずれのタイプも、FIT 分担金の違いはごく、わずかである。

③前述した買取価格の場合、<高買取価格・急速通減率> 型 FIT では、たとえ通減率を急速に低下させても、FIT 買取補償額の負担が大き

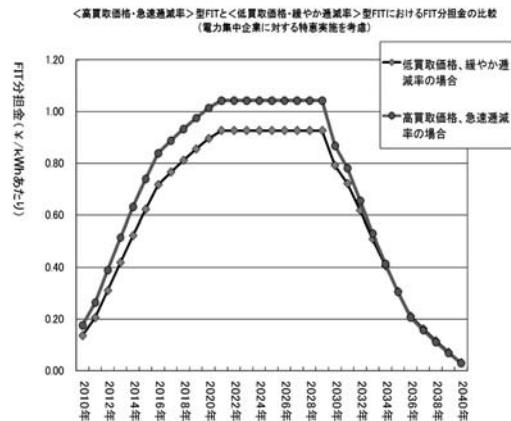


図17 <高価格・急速通減率> 型 FIT と <低価格・緩やか通減率> 型 FIT による FIT 分担金 (1kWhあたり) の比較

表6 <低買取価格・緩やか通減率> FIT と <高買取価格・急速通減率> FIT における FIT 分担金 (電力集中企業に対する特恵実施の場合)

FIT 分担金 (特恵実施) (円/kwh)	<低買取価格・緩やか通減率> FIT	<高買取価格・急速通減率> FIT
2015年分	0.62	0.74
2020年分	0.90	1.01
2025年分	0.93	1.04
2030年分	0.79	0.87
2035年分	0.31	0.31

い。FIT 分担金における二つのタイプの違いは、わずかである。しかし、〈高買取価格・急速通減率〉型 FIT の場合、大量に電力を消費する企業で非特惠である場合には、FIT 分担金の負担が大きくなるはずである。

④日本における FIT 導入の示唆として、〈高価格買取・急速通減率〉FIT と〈低価格・緩やか通減率〉FIT の中間あたりの買取価格、通減率を採用するのが望ましいと考える。換言すれば、ドイツと日本のシステム価格の中間のシステム価格を想定して、買取価格を設定するのが望ましいであろう。

## 5 結論

① EEG の考察から、ドイツ並みの普及量を実現するには、収益率（システム価格に対する売電収入の比率）が10%程度になるような買取価格が必要である。反対に、収益率が10%をこえるような買取価格は、太陽光発電設置容量の過熱状態を招く危険がある。

②買取価格と通減率は、単年度方式ではなく、3年程度先まで予告されることが必要である。買取価格と通減率が単年度ごとに決定される方式では、再生可能エネルギー投資を拡大することができない。制度の継続性と投資安全性が投資の拡大に不可欠である。ただし、買取価格と通減率は、その「計算方法」が予告されていれば、産業界は準備することできる。

③FIT 実施に伴う買取費用（FIT 買取補償額）の30～40%は、原油輸入費用の節約および CO<sub>2</sub> 排出権購入費用の節約分によって回収することができる。原油価格が将来上昇する場合には、節約効果が大きくなる。

④電力集中型企業に対する特惠の設定にあた

っては、年間購入電力量の大きい企業への特惠を設定する必要がある。特惠条件を、「付加価値額に占める購入電力量の比率が10%以上」などの比率で設定する場合、特惠の恩恵を受けるのは、主に中小企業になる。特惠条件の設定では、自家発電の比率が少ない企業に配慮する必要がある。付加価値額が大きく、自家発電比率が低い企業は、FIT 分担金の負担が大きくなる。

⑤住宅用太陽光発電について、既設システムから20年の買い取りを実施すると、FIT 買取費用の負担が大きく、FIT 分担金を¥0.1/kWh 程度押し上げる。

⑥〈高買取価格・急速通減率〉型 FIT では、たとえ通減率を急速に低下させても、FIT 買取補償額の負担が大きい。〈高価格買取・急速通減率〉FIT と〈低価格・緩やか通減率〉FIT の中間の買取価格、通減率を採用するのが望ましい。日本市場と海外市場とで、システム価格に乖離がある場合、海外市場のシステム価格を考慮した買取価格を設定しなければ、収益率が高くなりすぎる危険がある。

## 注

- 1) 大量の太陽光発電の普及は、相対的に導入規模の大きい公共用・産業用システムの大量導入によって、支えられなければならない。例えば、ドイツでは、2008年の年間新規設置容量1500MWのうち、10kW以下の住宅用太陽光発電が約55%、10～100kW、および100kW以上のシステムが35%、地面設置が10%程度を占める。地面設置の多くは、中規模から巨大規模の設置である（BSW, Jan Knaack 氏、および Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE エネルギー政策部長、Stryi-Hipp 氏へのインタビューと提供資料による。2009年3月および9月）。

- 2) EEG では、既存システムからの電力は、EEG 法施行年（2000年）に設置されたものとみなして、新規設置と同様に、発電量全量を買取りしている。EEG 法では、既存システムからの買取期間は、新規設置システムと同様に、20年である。
- 3) ドイツ環境省による再生可能エネルギー発電に関する CO<sub>2</sub>排出回避効果の計算においても、太陽光発電は、原子力発電とは代替していない。BMU は、太陽光発電が石炭火力50%、天然ガス発電50%と代替するものとして計算している（BMU, 2009a）。

### 参考文献

- BMU, 2004: Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector of 21.  
 〈July 2004. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_en.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_en.pdf)〉 accessed 10/10/2009.
- BMU, 2008: Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions.  
 〈[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2009\\_en.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf)〉 accessed 10/10/2009.
- BMU, 2010: Eckpunkte der künftigen Photovoltaikvergütung im EEG.  
 〈<http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/print/45543.php>〉 accessed 01/02/2010.
- Commission of the European Communities, 2008: The Support of Electricity from Renewable Energy Sources. Accompanying document to the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable energy sources. Brussels, SEC (2008) 57.  
 〈[http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/2008\\_res\\_working\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf)〉 accessed 10/10/2009.
- Commission of the European Communities, 2009: The Renewable Energy Progress Report: Commission Report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, Article 4 (2) of Directive 2003/30/EC and on the implementation of the EU Biomass Action Plan. Com (2005) 628, Brussels, COM (2009) 192 final.  
 〈<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0192:fin:en:pdf>〉 accessed 10/10/2009.
- 資源エネルギー庁, 2007: 2005年度以降適用する標準発電量の検討結果と改訂値について、年度標準発電量表。  
 〈<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyu/resource/pdf/070601.pdf>〉 accessed 10/10/2009.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 1998: 太陽光発電導入ガイドブック。
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2005: 太陽光発電のライフサイクル CO<sub>2</sub>排出量。  
 〈[www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/h/0001h005.html](http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/h/0001h005.html)〉 accessed 10/10/2009.
- 石油連盟, 2009: “主要原油スポット価格。OPEC バスケット価格の推移（月平均）”  
 〈<http://www.paj.gr.jp/statis/data.html>〉 accessed 10/10/2009.
- 総合資源エネルギー調査会・需給部会, 2008: 長期エネルギー需給見通し。資源エネルギー庁, 68p.
- 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会, 2009: 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）。環境省。  
 〈[http://www.env.go.jp/earth/ondanka/conf\\_re-lcs/rcm/main.pdf](http://www.env.go.jp/earth/ondanka/conf_re-lcs/rcm/main.pdf)〉 accessed 10/10/2009.
- 電気事業連合会統計委員会編, 2008: 電気事業便覧, 平成20年版。日本電気協会。

## The Costs of Feed-in-Tariff Schemes for Photovoltaic Electricity: A Comparison of Germany and Japan

TAKEHAMA Asami \*

**Abstract:** In order to counter climate change, we must increase electricity production from renewable energy sources as quickly as possible. This paper analyzes the costs and economic benefits of feed-in tariff schemes (hereafter, referred to as FIT) for photovoltaic electricity (hereafter, referred to as PV electricity) in Japan.

First, the paper examines the FIT scheme for residential PV electricity. This research proposes a scenario in which 18.5 GW in cumulative capacity of residential PV is installed by 2020 and 31.6 GW by 2030. The scenario projects a twenty-fold increase in cumulative capacity by 2020 and a 40-fold increase by 2030, from the 2007 level. The research estimates the cost of the FIT remuneration with privilege for electricity-intensive businesses, the FIT surcharge, avoidable costs for oil import and avoidable costs for CO<sub>2</sub> credit. Second, based on a comparison with Germany, the research investigates conditions of privilege for electricity-intensive businesses in Japan which allow reduction of the FIT surcharge. Third, the paper compares the FIT with a high-level tariff and a rapid degression and the FIT with a low-level tariff and a mild degression. Both FIT schemes follow a scenario projecting 37 GW of cumulative capacity by 2020 and 79 GW by 2030 including industrial and public PV systems. The research makes clear the following points:

1) The experiences from the German FIT scheme show that PV tariffs must be sufficiently high to enable PV power producers to have an annual profitability around 10 %. In order to expand the Japanese PV installation with steady growth, tariffs need to be announced for PV investors a few years ahead to give them predictability and to reduce investment risks.

2) If oil prices continue at a high level, around 30 to 40 % of the FIT cost for remuneration could be paid off through the reduced expense for oil imports. When the price of crude oil continues to increase at 3%/year from the level of \$80/barrel, 36% of the FIT cost for remuneration in 2020 could be paid off through the reduced cost for oil imports.

3) The privilege of the FIT surcharge for electricity-intensive businesses must be given to businesses which purchase a large amount of electricity from the grid, rather than businesses which show a large percentage of electricity consumption in comparison with the companies' annual profit. If the privilege is set according to a percentage of electricity consumption in the profit, the privileged businesses would be small-scale companies in many cases.

---

\* Professor, Faculty of Social Sciences, Ritsumeikan University

4) The FIT scheme with high tariffs and rapid degression would lead to a high cost of FIT remuneration, even if the scheme has a rapid decrease in degression. It is suitable to set a medium level tariff and degression between the two types of FIT. It is estimated that the FIT surcharge would be about 0.9 to 1.1 ¥/kWh in 2020.

**Keywords:** Photovoltaic electricity, Feed-in-Tariffs, Electricity-intensive businesses, Degression of tariffs, Remuneration costs, CO<sub>2</sub> emission reductions, Oil import costs