

# ドイツにおける太陽光発電に対する フィード・イン・タリフの制度設計、費用と効果

竹濱 朝美\*

本稿は、太陽光発電に対する普及策の成功例として、ドイツの 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) を取り上げ、その制度設計の特徴を考察した。

①ドイツの FIT は、20年間の買取を保証し、設置者の投資リスクをゼロにした。初期設置費用の回収年数を10年以下にする買取価格を実現したこと、金利支払いを考慮に入れても年間売電収入が初期設置費用の10%程度になる収益性を実現したことが、大規模な普及の要因である。

②他の再生可能エネルギーの買取費用を入れても、FIT 買取費用は、電気料金の5%程度である。

③ドイツにおける太陽光発電の急速な普及にもかかわらず、太陽光発電の発電量は、最終電力消費量(系統連系分)の1.4%に過ぎない。他方、太陽光発電は、EEG(再生可能エネルギー法)の買取費用の約30%を占める。太陽光発電の買取費用は、風力発電に比べて割高であるため、風力発電、バイオマス発電の大量導入がなければ、CO<sub>2</sub>削減効果を上げることは難しい。

④電力集中型企業における FIT 分担金の負担を軽減することは、産業界の競争力維持のために必要である。ドイツでは、付加価値(利益)に対する購入電力量の比率で特恵を認定するため、主に中小企業が特恵に該当し、大企業は、購入電力額が大きくても特恵から脱落する。年間3500kWhを消費する標準モデル世帯では、特恵による EEG 分担金の増加分は、年間6ユーロに過ぎない。

キーワード：太陽光発電、再生可能エネルギー法、フィード・イン・タリフ(買取補償制)、  
電力集中型企業

## 1 分析の目的と方法

本稿は、太陽光発電に対する普及促進策の成功例として、ドイツの 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) を取り上げ、その制度設計について、①tariff(買取価格)、逓減率、②システム設置費用の回収年数、導入容量当たりに投入

した支援金額、平均買取価格、③FIT 分担金、④電力集中型企業に対する FIT 分担金の軽減措置(特恵)について、条件を確認する。⑤2010年に新たに導入された tariff、および逓減率の臨時改定を紹介する。これを通じて、日本の太陽光発電の余剰電力買取制とドイツ型の FIT を比較し、日本の政策に摂取すべき点を確認する。

\*立命館大学産業社会学部教授

## 2 ドイツの太陽光発電における feed-in tariffs の制度設計

### 2.1 ドイツ EEG の買取価格と遞減率

①ドイツにおける太陽光発電に対する FIT は、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）によって実施されている。EEG は、再生可能エネルギー源による電力を20年間、発電原価を回収できるだけの優遇的な固定価格で買い取ることを電力業者に義務づけている。電力事業者は、すべての再生可能エネルギー電力を、化石燃料由来電力に優先して、遅滞なく買い取り、系統接続することを義務付けられている。EEG は、シス

テム設置者に固定価格による20年間の売電収入を保証することで、再生可能エネルギーに対する投資リスクを解消する。

②2004年の改正 EEG は、太陽光発電からの買取価格を大幅に引き上げ、建物設置の場合の買取価格は、出力30kW までが家庭用電力価格の約3倍になった（図1、表1）。2004年 EEG 改正以降、太陽光発電の設置費用（初期投資額）は、約10年程度で回収できるようになり、太陽光発電事業への投資が拡大し、ドイツの太陽光発電は飛躍的に普及した。

③新設施設からの EEG 買取価格は、新設が一年遅れるごとに遞減する。発電開始後は、固定価格のまま20年間買取する。2008年までの遞減率は年5%、2009年は年8~10%、2010年は9~11%で急速に低減する（表1、表2）。2010

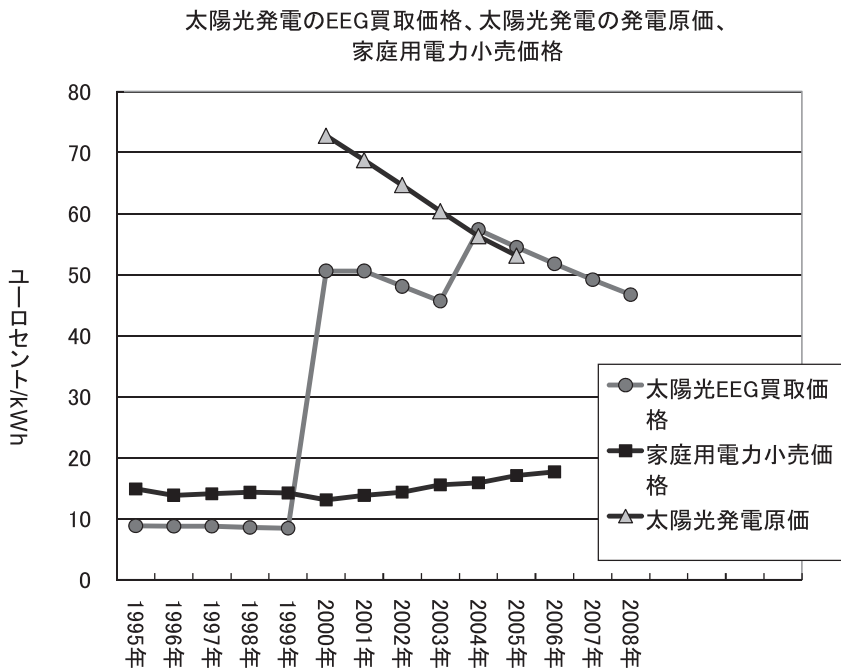


図1 太陽光発電に関する EEG 買取価格、発電原価、家庭用電力小売価格

注) 1999年まで電力供給法。2004年以降は、30kW 以下の建物設置に対する電力買取価格。

Source: International Energy Agency, 2006, Energy Prices & Taxes. BMU, 2008c, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.

表1 EEG における太陽光発電からの電力買取価格（2000年～2009年）

運転開始年		2000年	2001年	2002年	2003年		
電力買取価格 (ct / kWh)		50.62	50.62	48.1	45.7		
買取価格は、2002年1月1日～2003年12月末まで、毎年5%で逡減。買取対象は建物用太陽光発電システム5MW以下、地上用太陽光発電システム100kW以下。							
買取価格 (ct / kWh)		運転開始年					運転開始年
		2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年（再改正 EEG）
建物への設置 (屋根、防音壁 など)	30kW 以下	57.4	54.53	51.80	49.21	46.75	30kW まで43.01。30kW～100kW 以下は40.91 ct。100kW 以上は39.58ct。1000kW 以上は33.0 ct。建物・施設内での電力自家消費は30kW まで25.01ct。 逡減率は、100kW までは8%，100kW 以上は10%。
	30kW～100kW	54.6	51.87	49.28	46.82	44.48	
	100kW～	54.0	51.3	48.74	46.30	43.98	
	逡減率	年5%で逡減。設置容量の上限100kWは撤廃。					
ファサード形式 (建物外壁、正 面など)	30kW 以下	62.4	59.53	56.80	54.21	51.75	2009年から、ボーナス加算は廃止。基本買取価格は屋根設置を参照。
	30kW～100kW	59.6	56.87	54.28	51.82	49.48	
	100kW～	59.0	56.3	53.74	51.30	48.98	
	逡減率	ボーナス加算分は低減の対象外。ボーナス加算分とは、①の建物設置の価格に5 ctを加算したもの。					
未利用地・平地設置		45.7	43.42	40.6	37.96	35.49	2009年は31.94ct。2009年から10%で逡減。
逡減率		2004～2005年は年5%逡減、2006年から6.5%で逡減。					

Source: BMU, 2004, Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector; BMU, 2000, Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources; BMU, 2008a, Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009

表2 再改正 EEG における太陽光発電に対する買取価格と逡減率  
(2010年1月1日以降に運転開始のシステム)

2010年に運転開始システムに対する EEG 買取価格と逡減率		
種類	買取価格	逡減率
地面設置，未利用地	28.43ct/kWh	11%
屋根設置建物設置	最初の30kW まで	39.14ct/kWh
	30kW～100kW まで	37.23ct/kWh
	100kW～1 MW まで	35.23ct/kWh
	1 MW～	29.37ct/kWh
屋根設置建物設置，30kW 以下	22.76ct/kWh	9%
	最初の100kW まで	100kW を超える部分、および地面設置
2010年の逡減率 (%/年)	9	11

Source: BMU, 2008b, Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions.

年以降は、前年の新規設置容量の成長に応じて、逓減速度にプラスマイナス1%の調整を加える。2009年の新規設置容量が1500kWを超える場合は逓減率を1%大きくする。これによって、翌年の設置容量を調整する。システム価格の低下スピードと新規設置容量の推移に合わせて、逓減率と買取価格を調整する方式である。

④買取価格および逓減率は、4年先までの買取価格と逓減率を予告することで、投資家に予見可能性を与える。3年程度の将来の見通しが立たなければ、投資家が太陽光発電に積極的な投資ができないからである。この「投資安全性の保障」は、EEGの基本的方針のひとつである。

⑤2009年から、自家消費の促進のため、自家消費した発電量に対して25セント/kWhの買取価格が導入された。家庭用電気料金(2008年は21.6セント/kWh)の価値分を合わせると、46.6セント/kWhの価値となり、出力30kWまでの屋根設置の買取価格よりも有利になる。

## 2.2 2010年における臨時逓減率、システム価格の急落への対応

ドイツの太陽光発電システム価格は、2009年の一年間で25.6%も急速に下落した(BSW調べ)。BMU(ドイツ環境省)調べでは、2009年に30%~40%も低下した。2010年1月時点のシステム価格は、2860ユーロ/kWp程度である。システム価格の急速な下落によって、2009年のドイツの年間設置容量は、約3845MWにも達した(Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: BSW-Solar, 2010)(図2, 図3)。これは、2008年のドイツの新規設置容量1500MWの2.5倍にあたる。

急落した設置コストとEEGの買取価格との

差額により、太陽光発電者は過大な利益を得ているとの批判が出ている(BMU, 2010a)。さらに、今後のEEG買取費用の負担増加が懸念されている。太陽光発電者は過大な収益を得ているとの判断にたつて、ドイツ環境省は2010年7月より、システム価格の大幅な下落に対応して、太陽光発電からの買取価格を追加的に引き下げる臨時逓減率を導入した(2010年2月8日, DIW Berlin (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 主任研究員, Dr. Jochen Diekmann氏へのヒアリング。BMU, 2010a)(表3)。

臨時逓減率について要約する。

①EEGの再改正(2008年)により、2010年の買取価格は、前年に比べて、設備容量100kWまでは年9%、設備容量100kWを超える部分については11%逓減する。

②太陽光発電システム価格の急速な低下に対応して、2010年7月1日以降、臨時の逓減率が導入された。7月1日以降に稼働するシステムに対して、屋根用システムに対しては13%、商業地・道路側面での地面設置に対しては、12%、転換地(工場跡地など)での地面設置には8%の追加逓減率が導入された。これは、2010年1月1日からの年一回の買取価格の低下に加えて、追加の引き下げである。10月1日以降は、全てのシステムに対して、さらに3%の追加逓減率が導入された。地面設置のうち、元軍用跡地や工場跡地などからの転換による地面設置は、8%の引き下げにとどめて、優遇した。これにより、2010年の買取価格は、100kW以下の屋根用システムでは、9%+16%=25%の低下となった。この結果、買取価格は、2010年1月1日から10月1日の期間に、屋根用システム30kW以下では、39.14ct/kWhから33.03ct

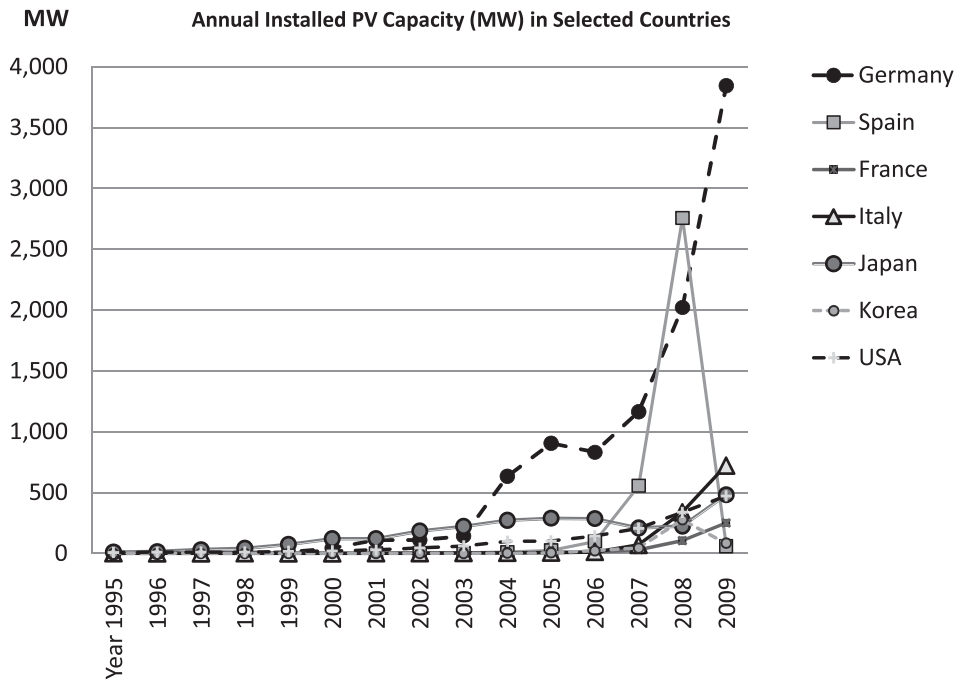


図2 主要各国の太陽光発電の新規設置容量 (MW)

Source: IEA-PVPS, 2009, *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. BSW, *Statistische Zahlen der Deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik 2010*.

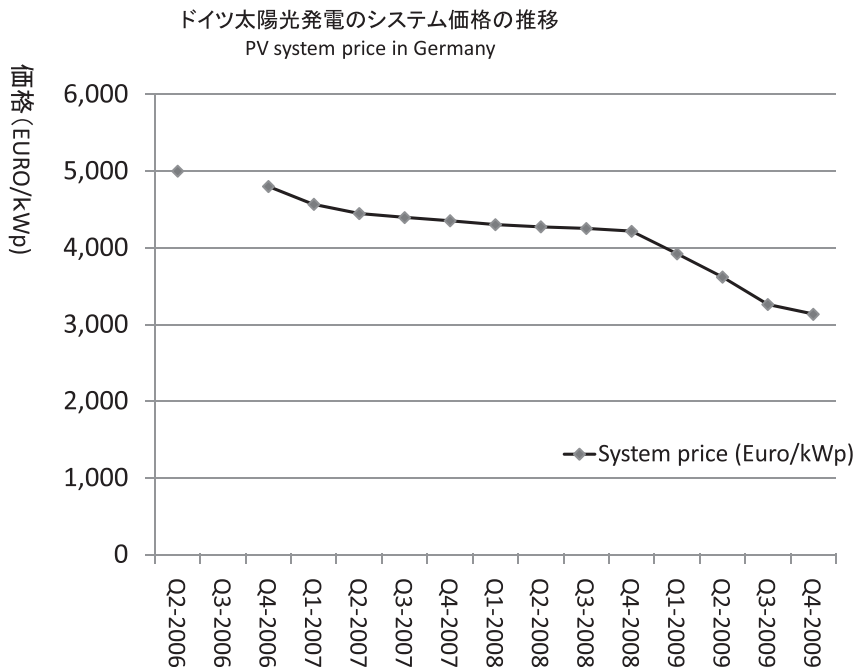


図3 ドイツ市場における太陽光発電のシステム価格の推移

Source: BSW (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.) 提供資料。

表3 太陽光発電電力の買取価格、2010年7月1日以降の臨時削減率

建物設置（屋根，ファサード）		～30kWp	30kW超～100kWp	100超～1000kWp	1000kWp超～
2010年1月1日～	買取価格（ct/kWh）	39.14	37.23	35.23	29.37
2010年7月1日～	買取価格の臨時削減率	-13%	-13%	-13%	-13%
	買取価格（ct/kWh）	34.05	32.39	30.65	25.55
2010年10月1日～	買取価格の臨時削減率	-3%	-3%	-3%	-3%
	買取価格（ct/kWh）	33.03	31.42	29.73	24.79
地面設置		その他の地面設置	転換地（工場跡地，軍用地跡地などからの転換地）	農地	
2010年1月1日～	買取価格（ct/kWh）	28.43	28.43	28.43	
2010年7月1日～	買取価格の臨時削減率	-12%	-8%	買対象外	
	買取価格（ct/kWh）	25.02	26.15		
2010年10月1日～	買取価格の臨時削減率	-3%	-3%		
	買取価格（ct/kWh）	24.26	25.37		

Source: BMU, 2010b, Solarstrom – Energiequelle mit Zukunft. Die neuen Vergütungsregeln für die Photovoltaik.

表4 2010年7月1日以降における自家消費奨励のための割増 tariff（建物屋根用，ファサード）

		30kW まで (ct/kWh)	30kW 超～100kW (ct/kWh)	100kW～500kW まで (ct/kWh)
2010年1月1日～6月30日		22.76	なし	なし
2010年 7月1日～	自家消費分30%超える	22.05	20.39	18.65
	30%以下	17.67	16.01	14.27
2010年 10月1日～	自家消費分30%超える	21.03	19.42	17.73
	自家消費30%以下	16.65	15.04	13.35

Source: BMU, 2010b, Solarstrom – Energiequelle mit Zukunft. Die neuen Vergütungsregeln für die Photovoltaik.

表5 自家消費奨励，逆流抑制のためのインセンティブの価値（運転開始が2010年10月1日以降の場合）

単位 = ct/kWh	2010年1月1日～	2010年10月1日～	
		自家消費30%以下	自家消費30%超
自家消費分の買取価格（Tariff）	22.76	16.65	21.03
家庭用電力料金節約効果	20.00	20.00	20.00
自家消費の場合の PV 電力価値	42.76	36.65	41.03
建物屋根用買取価格（Tariff）	39.14	33.03	33.03
（自家消費に対するインセンティブ価値）	3.62	3.62	8.00

Source: BMU, 2010b, Solarstrom – Energiequelle mit Zukunft. Die neuen Vergütungsregeln für die Photovoltaik.



／kWh に、商業地では、28.43ct/kWh から 24.26ct/kWh に、転換地では、28.43ct/kWh から 25.37ct/kWh に低下した。

③農地での地面設置は、買取対象から除外された。農地は農地として使用すべきであって、農地への大規模な地面設置は、環境上好ましくないという政策的判断である。

④太陽光発電電力を自家消費するシステムに対しては、自家消費を促進する方向での割増 tariff（奨励金）が与えられる。奨励金は、電力自家消費の比率が30%以上のシステムを積極的に優遇する。自家消費比率が30%以上のシステムでは、奨励金は、7月1日、および10月1日で、それぞれ、若干の引き下げが行われるのみである（表4、表5）。自家消費に対するインセンティブにより、2010年10月1日以降に稼働するシステムでは、自家消費電力の比率が30%以上であれば、屋根用システムから発電量全量を売電する場合に比べて、8 ct/kWh 優遇される（表5）。

### 3 ドイツ EEG におけるシステム費用の回収年数と収益性

#### 3.1 システム費用の回収年数

再生可能エネルギーに対する支援制度が普及効果を発揮するには、投資安全性を保障すること、設置コストの早期回収、平均期待利益（投資費用に対して予想される kWh あたり利益）が重要な要素である（Commission of the European Communities, 2008）。EEG は、太陽光発電設置者に20年間の売電収入を保証するため、システム設置費用（初期投資）は10年以下で回収することができる（図4）。これが金融機関による低利融資を可能にし、太陽光発電に対する投

資を拡大している。ドイツの経験に基づけば、太陽光発電事業に対する投資魅力性を実現するには、20年間の売電収入を確定させ（投資リスクの解消）、初期投資費用を10年程度で回収し得る買取価格であることが重要である。

注意すべきは、ドイツの回収年数10年は、平均的日射量（900kWh/年）であれば、EEG だけで実現できる点である。住宅用太陽光発電の場合は、EEG 売電収入に加えて、環境型住宅改築の減税も利用できる。自治体によっては助成金も利用できるため、実際の回収年数は10年よりさらに短い。日本がドイツ並みの大量普及を実現するには、全国レベルの制度だけで、回収年数10年を実現することが必要である。

#### 3.2 ドイツにおける収益性、投資安全性

2004年の EEG 改正時には、買取価格は、当時の金利水準を考慮して、年約6%以上の収益性を実現することを目安に設定された。この点について、BSW-Solar（Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 太陽エネルギー産業協会）の元事務局長で、現 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE エネルギー政策部長 Stryi-Hipp 氏から、次の指摘を得た。

「太陽光発電への投資は、設置費用の回収に長期間を要する点で投資リスクを伴うため、投資リスクを填補できるだけの収益性がなければ、投資家は、太陽光発電事業に投資することができない。大量の需要創出には、通常よりも高い収益性が必要である。2004年の EEG 改正の議論において、BSW は当時の銀行預金金利よりも少し高い収益性を確保できる買取価格として、当時の銀行借入金利（約4%/年）に2%を足して、年6%の収益性が達成できる買取価格を提案した。

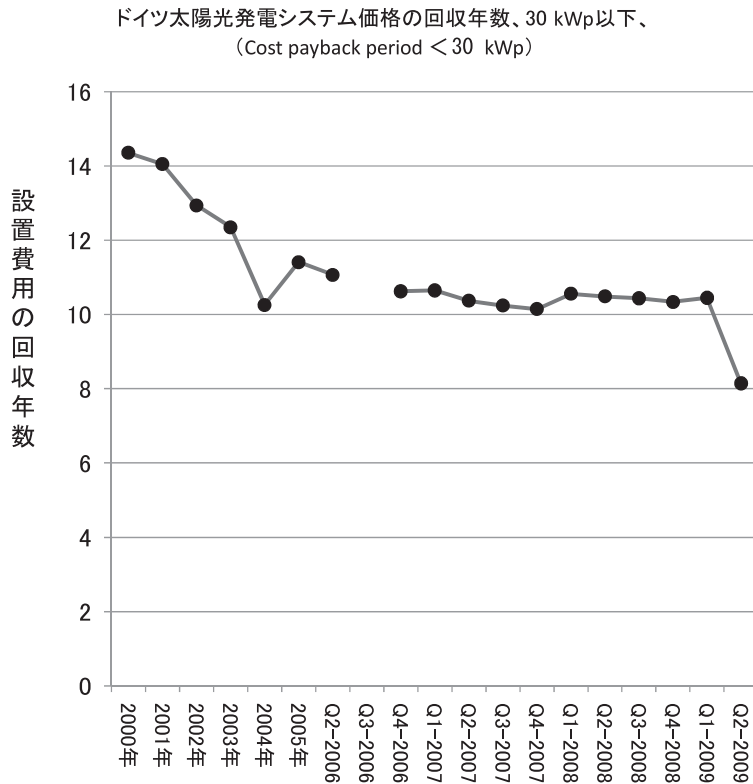


図4 ドイツの太陽光発電システム設置費用の回収年数、30kW以下

Source: BSW, 2010 Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik, および BSW 提供資料より計算。

日射量の地域的格差を考慮して、北部地域の買取価格と、南部地域の買取価格の二種類を提案した。実際には地域別買取価格は採用されず、買取価格は全国一律で、北部価格案と南部価格案の中間水準の価格となった。結果的に、ドイツの南半分では、概ね投資魅力性を実現している。北部地域では、いまだ投資魅力性を確保するには困難がある。普及の中心はドイツ南部で、北部地域の開拓には時間が必要である。地域格差が生じないように太陽光発電を普及させるには、日射量の違いを考慮した地域別買取価格が必要である。」(2009年3月23日、2010年2月10日、Stryi-Hipp氏へのインタビュー要約)。

つまり、ドイツの太陽光発電の買取価格は、銀行借入金利（自己資金率0%～30%程度）、メンテナンス費用、経年変化に伴う太陽光発電量の減少率を考慮しても、6%の収益を実現できるように、提案された。必要コストを考慮しても、預金金利程度の収益性を確保できる買取価格であることが、再生可能エネルギーの普及には必須である。

### 3.3 銀行融資を可能にする収益率

システム設置費用（初期投資）に対して、売電収入が10%程度あることは、金融機関の低利融資を獲得する上で重要である。ドイツの業者ヒアリングによれば、近年の状況では、企業形



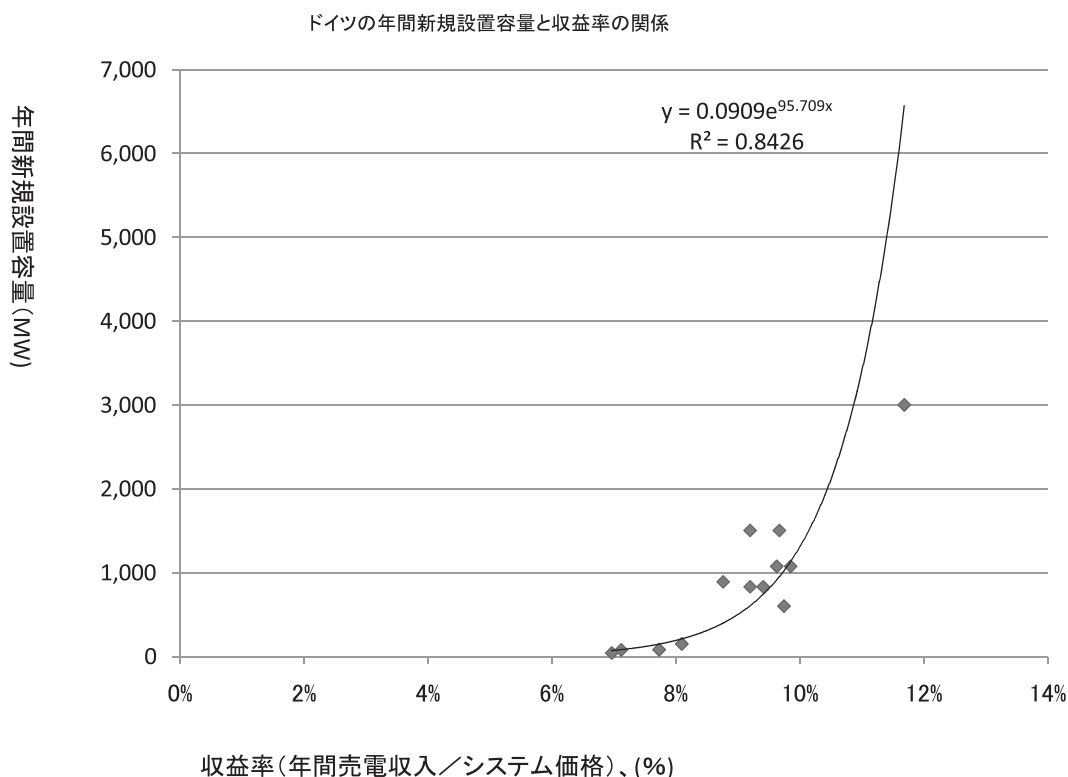


図5 ドイツ年間新規設置容量と収益率の関係（2000～2009年）

Source: Wissing, L., 2007, National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2006, IEA-PVPS. 2006～2009年は, BSW-Solar, 2010, Statistische Zahlen der Deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik.

態での太陽光発電事業や農業生産者による協同組合（Genossenschaft, ゲノッセンシャフト）形式の太陽光発電事業の場合、システム設置費用（初期投資額）に対して EEG の年間売電収入が概ね10%程度でなければ、金融機関から資金調達をすることが難しくなるか、融資条件が厳しくなる（地域、金融機関により異なる）。

企業あるいは協同組合で、太陽光発電設置を企画する場合、ドイツでは、初期投資額に占める自己資本の比率は0～30%程度で、多くの場合、自己資金10%前後である。日射量が好条件の場合は自己資本が0%という場合もある。逆に、売電収入が初期投資の10%より低い場合は、自宅に設置する場合を別として、発電事業

では銀行からの資金調達が厳しくなる（2008年9月、2009年3月および9月、ベルリンおよびマインツ地域における Juwi 社, Spree Solar 社, PQuandra Power GmbH 社, その他の太陽光発電設置業者に対するアリング）。売電収入が初期投資額の10%以上という水準は、金融機関の融資の目安となっている。

### 3.4 支援制度としての FIT と収益性のバランス

システム価格に対する EEG の年間売電収入の比率（30kW 以下、屋根設置）と、年間新規設置容量の関係を示す（図5）。2004～2006年のシリコン不足の時期を除き、10%程度の収益性があれば新規設置容量1000kW 以上を導入でき

る。ただしこのデータから、収益率を12%などの高い水準にすれば、3000MW以上を導入できると見なすことはできない。FITは再生可能エネルギー電力に対する支援金制度であるため、社会的水準から乖離した高収益が生じる場合は、再生可能エネルギーを援助する理由が立たなくなる。かつ、10%以上の収益率になると、太陽光発電市場は異常な過熱を示し、コントロール不可能になる危険がある。

新規設置容量が3800MWに達した2009年第4四半期の収益率は11.7%であり、2009年末から2010年1月にかけては、太陽光発電事業の収益性が12%程度あったと推定される。ドイツ環境省が臨時逓減率を導入する方針を示したの

も、太陽光発電の収益性が高すぎるとの認識による。日本のFITの設計においても、買取価格は収益率10%を上限とすることが必要である。

### 3.5 EEG買取価格の効果、1kWpあたり新規設置に要した買取費用

太陽光発電導入に対する買取価格の効果をみよう。新規設置容量1kWp（30kW以下）を促進するのに、EEGが要した年間買取金額と将来の20年間に投入する買取金額（推定）を確認した。改正EEG（2004年～2008年）のもとでは、1kWpの新規設置を促進するのに、年間211～599ユーロ/kWp（日本円換算、27,400～77,800円/kWh、1ユーロ=130円換算）を投入

ドイツ太陽光発電に対するEEG買取金の効率性  
新規設置1kWpに要したEEG買取金、20年間に要する買取金、システム価格の比較

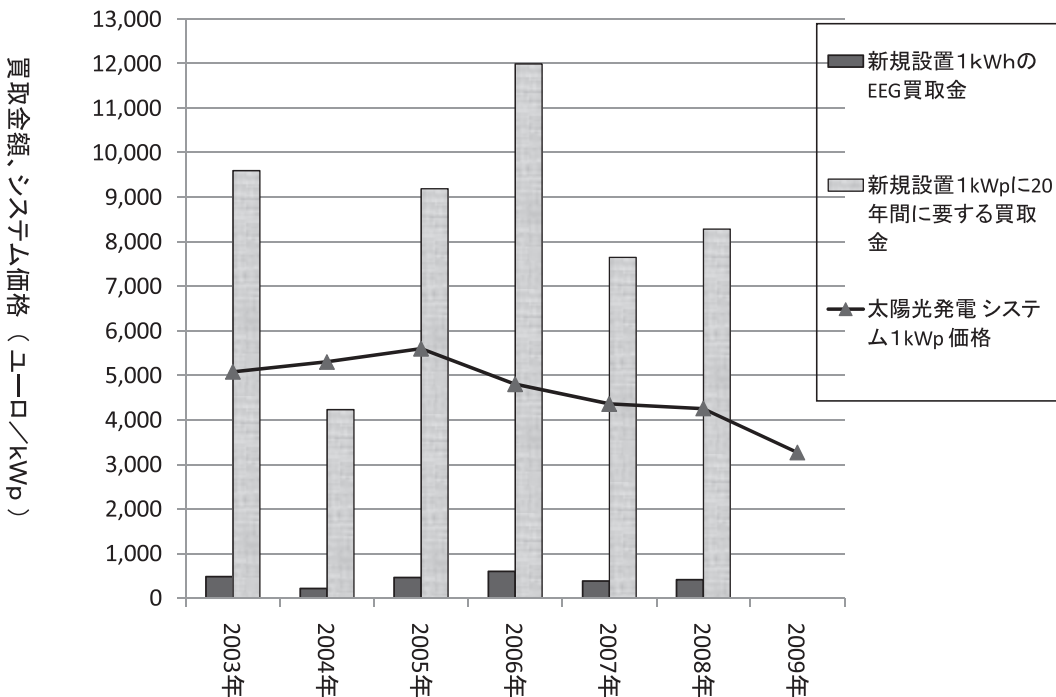


図6 新規設置1kWpに要したEEG買取金、20年間に要する買取金、システム価格の比較

Source: Wissing, 2007; BSW 提供データ; BMU, 2009b; BDEW, 2008a.

注) 2004年の新規設置容量、買取金額には、旧EEGの設置容量、発電量を一部含む。

した。これは，日本の住宅用太陽光発電に対する国補助金（7万円/kWp，2008～2009年）と大差の無い金額である。それにも関わらずドイツは，日本の6倍以上の新規設置容量を実現している。

他方，EEG が20年間の買い取りに要する金額は，年間買取金額の20倍であり，システム価格の約2倍程度の資金を投じることになる。FITはいわば導入支援金の分割繰り延べ払いであり，将来の20年間にわたる期待利益が，太陽光発電投資のインセンティブになっていると言える。

#### 4 日本の余剰電力買取制における回収年数との比較

日本では，2009年11月1日から「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」に基づき，余剰電力買取制が開始した。余剰電力の買取単価は，10kW以下の住宅用太陽光発電（低圧供給）は48円/kWh，10kW以上は24円/kWh，非住宅用（高圧，特別高圧供給）システムは，500kW未満は24円/kWhで，買取期間は10年となった。

日本の余剰電力買取制の回収年数を示す。余

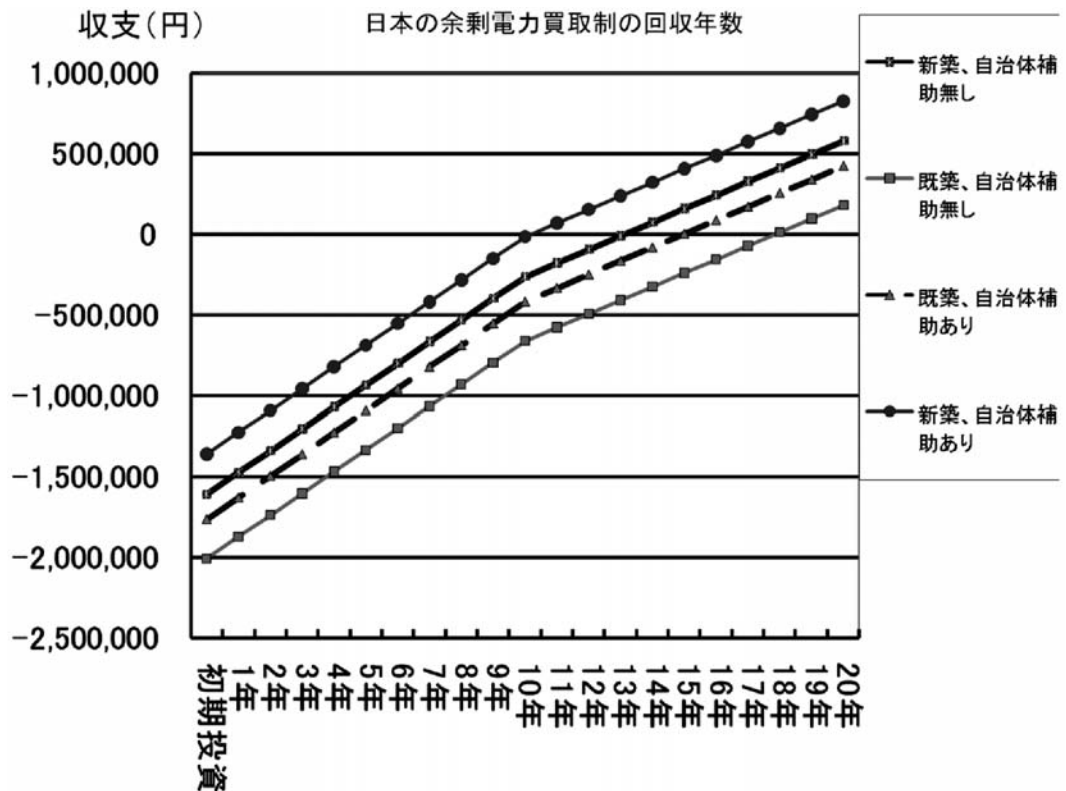


図7 日本の余剰電力買取制における設置費用の回収年数

新築用のシステム価格を528,500円×3.5kW，既築住宅用システム価格は，3.5kWで225万円。買取価格は48円/kWh，余剰電力は年間発電量の60%。自治体補助7万円/kW，国補助金7万円/kW。

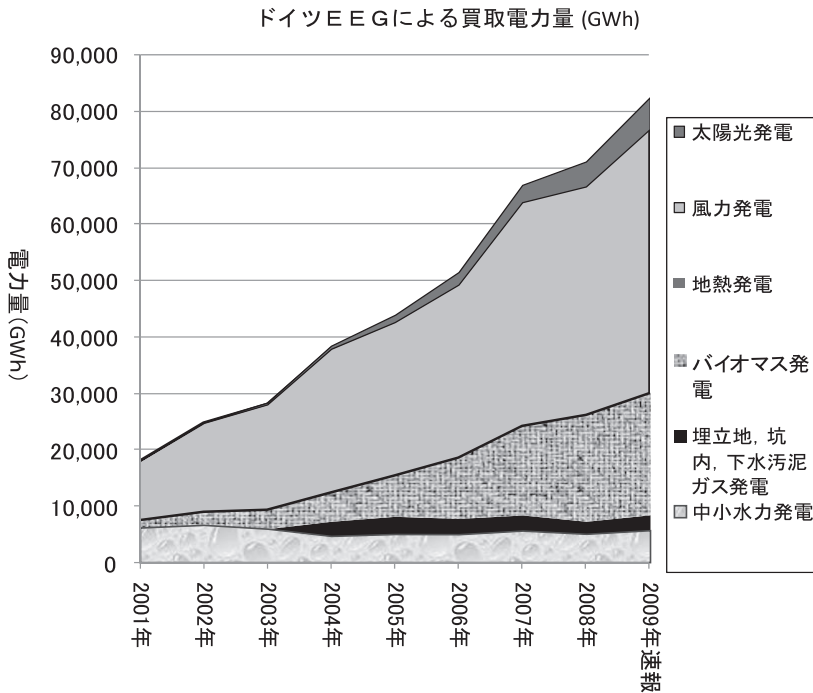


図8 ドイツ EEG による再生可能エネルギーの買取電力量

Source: BMU, 2009b, Renewable energy sources in figures. BDEW, 2008a. Jahresprognose 2009 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), (2009年は予報)。

剰電力買取制のもとでも、新築住宅の回収年数は11～15年、既築住宅では15～18年もかかる。日本の住宅用太陽光発電の年間設置容量の約8割は、既築住宅に設置されている。既築住宅で回収年数10年が実現できなければ、ドイツ並みの大規模な普及は難しい。補助金の無い自治体や金額の少ない自治体も存在するため、全国レベルの買取制と国補助金で回収年数10年、年間売電収入が初期設置費用の10%以上を実現できる状況でなければ、ドイツ並みの大量の普及効果をもたらすことはできない。

## 5 EEG の電力買取費用、家庭の EEG 分担金

### 5.1 EEG 買取電力量、平均買取価格

再生可能エネルギー電力について、EEG の

買取電力量と、買取補償額、平均買取額を示す(図8、図9)。温室効果ガス削減対策として、ドイツは2020年までに、電力消費量に占める再生可能エネルギーの比率を30%に、全エネルギー消費量に占める比率を18%に高める目標を定めている(BMU, 2009a)。2007年、ドイツは再生可能エネルギー比率を、電力消費量の14.2%にまで高めた。

ドイツの再生可能エネルギー発電量のうち、57%は風力発電であり、太陽光発電の発電量は約7%に過ぎない。2009年9月時点のBDEWの予報によれば、EEG買取補償額では、太陽光発電は全再生可能エネルギー買取補償額の27%を占める。2009年の年間新規設置容量が3800MWとすれば、太陽光発電の買取補償額は、全再生可能エネルギー買取補償額の約30%

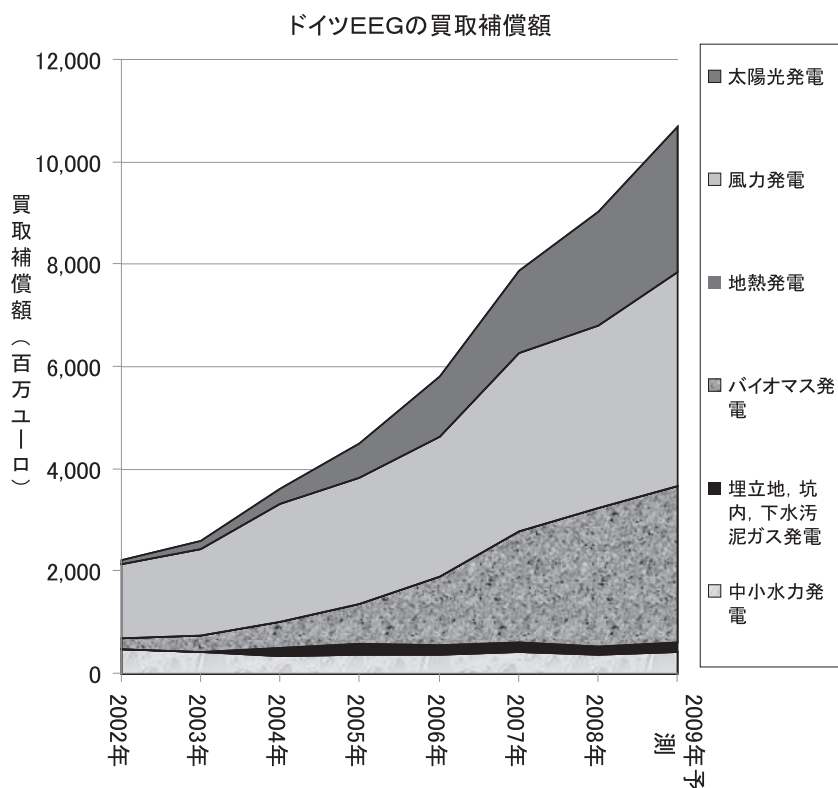


図9 ドイツ EEG による再生可能エネルギーの買取補償額

Source: BMU, 2009b Renewable energy sources in figures. BDEW, 2008a. Jahresprognose 2009 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), (2009年9月30日付速報)。

に達する。これに対して、風力発電からの買取補償額は、全再生可能エネルギー電力の買取補償額の39%にとどまる。EEG 買取電力量 1 kWh あたり平均買取額は、太陽光発電50~53セント、風力発電9セント、バイオマス発電9.7~14セント、地熱発電15セントである。太陽光発電は、風力発電の5倍の価格で買い取っている(図10)。

太陽光発電に対する買取費用は、すべての種類の再生可能エネルギーの買取費用の約30%である。これに対して、すべての種類の再生可能エネルギーの EEG 買取費用は、一般家庭の家庭用電気料金のうちの約5%に過ぎない(後述、図11)。したがって、太陽光発電に起因す

る買取費用が家庭用電気料金に占めるのは、約1.5%に過ぎない。現在のところ、太陽光発電の買取に伴う電気料金の負担は、極めて小さなものである。

①ドイツのように再生可能エネルギーの普及に成功した市場であっても、太陽光発電は、他の再生可能エネルギーに比べて非常に高い支援金を投入しなければ普及が進まない。②太陽光発電だけが急速に普及する場合、FIT 買取費用が高くなる一方で、発電量と CO<sub>2</sub> 排出削減効果はわずかの量しか得ることができない。③比較的発電原価の安い風力発電やバイオマス発電などバランスよく普及させなければ、FIT の買取費用と発電量のバランスをとることができな

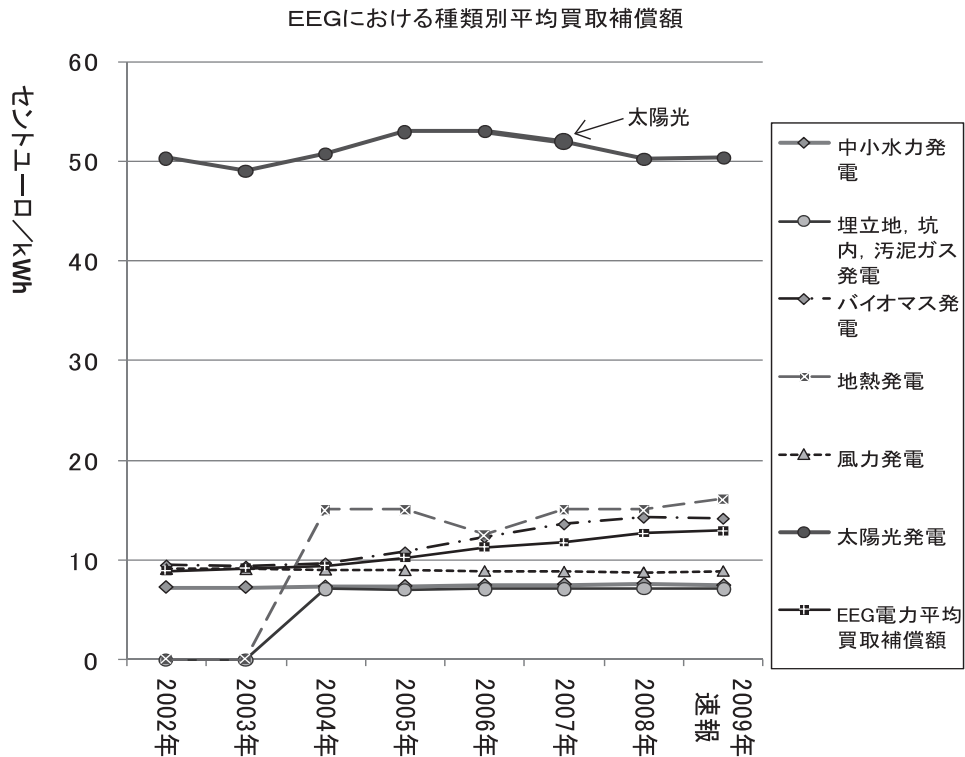


図10 EEGによるエネルギー種類別の平均買取価格

Source: BDEW (2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Jahresabrechnung. Jahresprognose 2009 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) より算出。

い。

### 5.2 家庭の EEG 分担金

EEG の電力買取費用は、電気料金に上乗せされ回収される。家庭が負担する EEG 分担金 (FIT 分担金に相当) を確認する。一年で3500 kWh を消費する標準モデル世帯の場合、EEG 分担金は、太陽光発電および他の再生可能エネルギー電力の買取費用を含めて、一ヶ月に3.2 ユーロ (417円程度、1 ユーロ=130円換算) である (一ヶ月の電気料金63ユーロ)。

家庭用電気料金 (21.6セントユーロ/kWh) のうち EEG 分担金は、約 5% である (2008年)。電気代には、電気税が9.2%、KWKG (電気・熱

コジェネ法) 分担金が0.9%、売上税が15.7%含まれる。電気税は節電と温室効果ガス削減を奨励するために課せられる一種の環境税である。KWKG は、発電時の熱利用コジェネレーションを奨励する分担金である。売上税と電気税の大きさに比べると、EEG 分担金の負担額は小さい。

FIT 導入に対する批判として、電気料金の上昇をもたらすことが指摘される。しかし、ドイツにおける電気料金の上昇の主な原因は、電力事業における発電、送電、配電費用の増大であり、EEG 分担金による影響は、小さい (図11)。



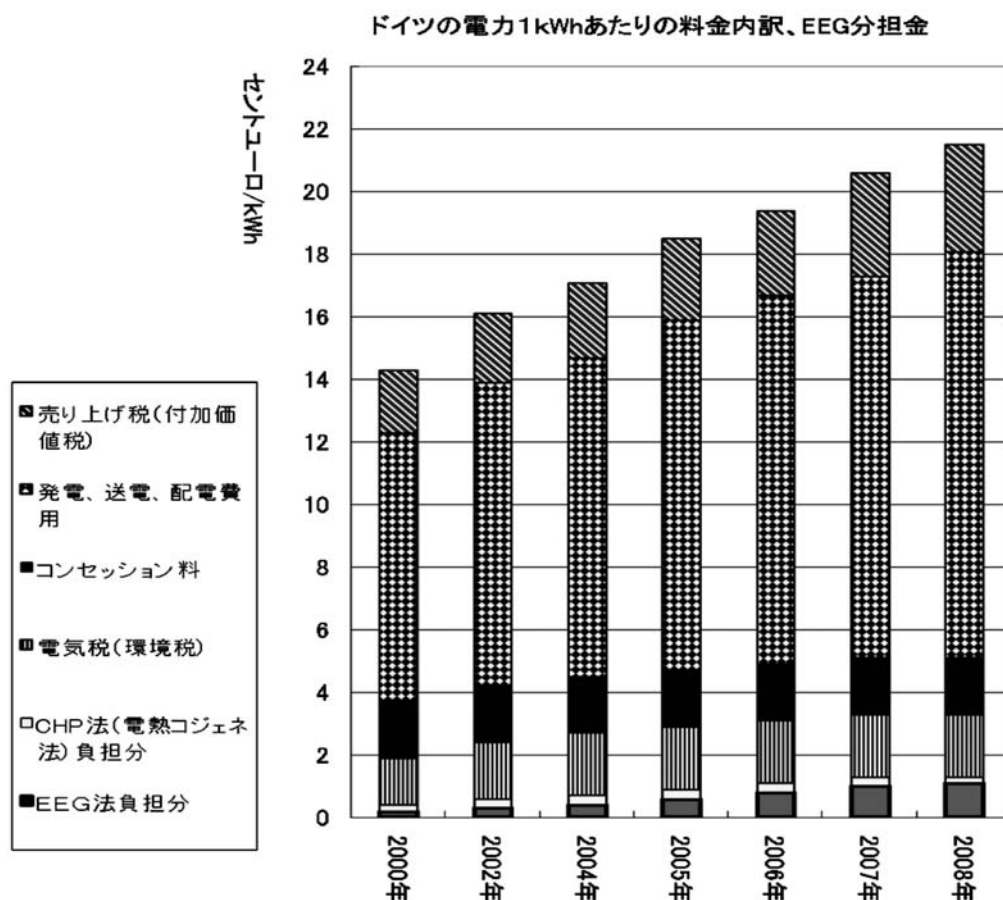


図11 ドイツにおける家庭の電気料金1 kWhあたりの費用内訳、EEG分担金額  
Source: BMU, 2009b, Renewable Energy Sources in Figures.

## 6 EEGにおける電力集中型企業に対する特惠

### 6.1 電力集中型企業に対する特惠制度の条件

FITにおいては、電力依存度が極めて高い産業、電力を大量に必要とする企業（以下、電力集中型企業と呼ぶ）、および鉄道企業では、電力費用の負担が大きくなる。2004年の改正EEG、および2009年施行のEEGはこれに配慮して、製造業の国際競争力を維持するため、また、陸上交通における鉄道部門と自動車部門の競争を促進するため、製造業と鉄道企業に対し

てEEG分担金を軽減している。これは、2008年改正EEGの第40項、41項、42項の特別軽減措置（Bensondere Ausgleichsregelung）である（BMU, 2004; BMU, 2008）。電力集中型企業に対する特惠条件は、次のとおりである。

①現行EEG（2009年施行）によれば、特惠認定を受けると、EEG分担金の負担は、1 kWhあたり0.05ct（ユーロセント）に軽減される。製造業では、②電力事業者から購入する購入電力量が1つの変電所で10GWhを超える企業、③粗付加価値額に対する購入電力額の割合が15%を超える企業に特惠が与えられる。④年間



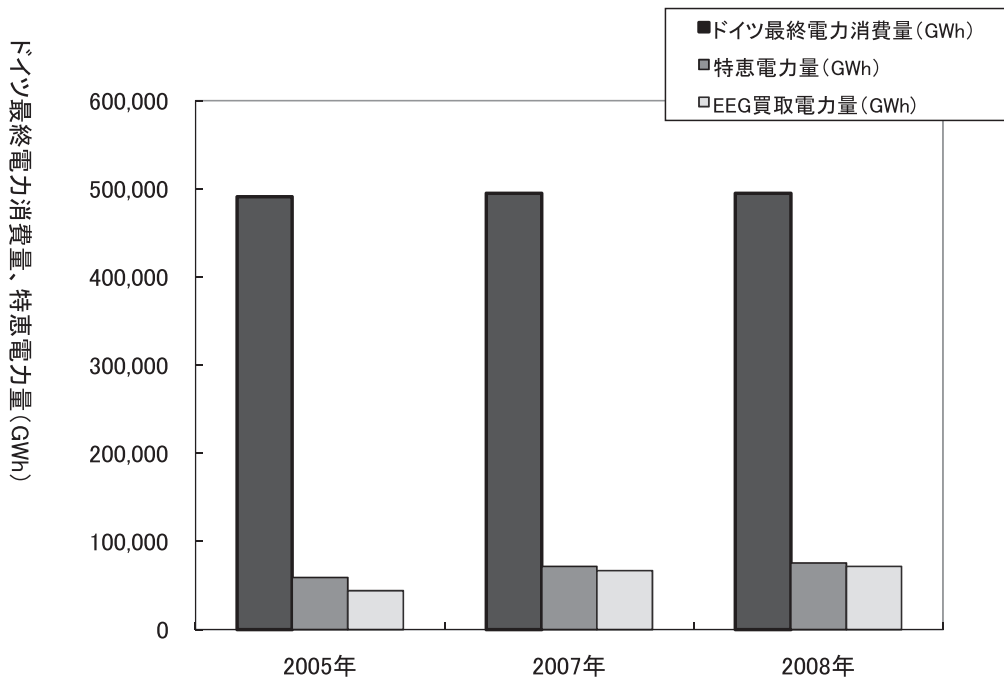


図12 ドイツ EEG による特惠電力消費量，最終電力消費量に占める比率

Source: BDEW, 2000-2008a, Erneuerbare-Energien Gezet (EEG) Jahresabrechnung.; BMU, 2009b, Renewable Energy Sources in Figures より推定。

購入電力量が100GWh以下の事業所，または付加価値額に対する購入電力額の割合が20%以下の事業所の場合，①のEEG分担金の軽減は，購入電力量の10%を超える部分についてだけ認められる。購入電力量の10%は，非特惠電力消費者としてEEG分担金を負担する。⑤鉄道企業の場合，特惠は年間の購入電力量が100GWh以下の事業者に認定される（BMU，2008b）。前年の購入電力量に応じて翌年の特惠が決定する。

## 6.2 EEGにおける特惠の規模と特徴

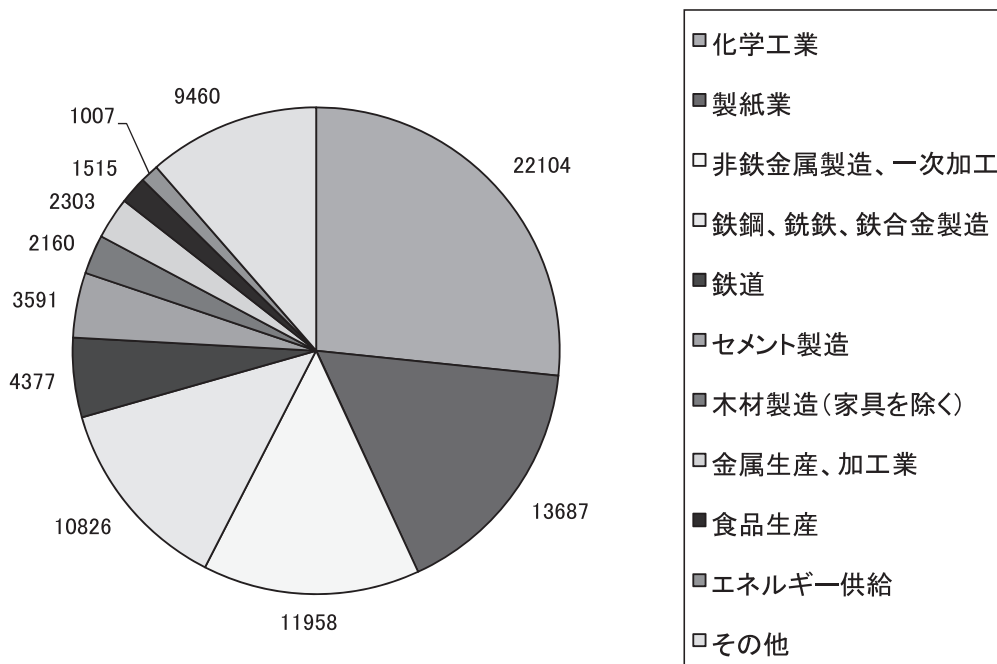
EEGの下での特惠の特徴を要約する。

①2009年12月時点で，2010年のEEG分担金の特惠を認定された電力集中型企業数は560社であり，その数は2005年の297社から増加して

いる。特惠を受けた電力量も増加し，2010年の特惠電力消費量は，EEG買取電力量に匹敵する（図12）。特惠電力消費量が増える分だけ，非特惠消費者（一般の企業，家庭）のEEG分担金の負担が大きくなる。

②2010年に特惠を認定された企業数は，主に非鉄金属製造，鉄鋼・製鉄業，化学工業，製紙業，化学工業，製紙業の企業に多い（図13，14）。2010年の特惠認定を受けた電力消費量の70%はこれらの業種が占める。

③現在の特惠制度では，主に中小企業が特惠制度の恩恵を受けている。2010年では，一企業あたり電力量148GWhが特惠認定を受けている（BMU，2009c）。「購入電力額が付加価値額の15%を超える」という条件に該当するのは，主に中小企業である。大手の製造企業の多くは付

ドイツEEGにおいて特惠を受けた最終電力消費量、産業別内訳  
(2010年、GWh)図13 EEGにより特惠を受けた最終電力消費量、電力集中型企業の産業別内訳（2010年特惠対象、GWh）  
Source: BMU, 2009c, Informationen zur anwendung von Paragraf 40 ff. EEG

加価値生産額が高いため、この条件に該当しない。

④ドイツの企業では自家発電の利用は非常に少なく、ほとんどの企業が電力を系統電力から購入する。このため、自家発電によってEEG分担金の負担を逃れる企業は非常に少ない。この点に注意が必要である。特惠に該当しない大手製造企業はEEG分担金を負担している。日本では、電力消費量に占める自家発電比率が極めて高い産業も存在する。これに対して、ドイツでは燃料消費に炭素税がかかること、排出権取引制度が機能していることから、大手の製造業では、電力消費のほとんどが購入電力である。非特惠企業にとっては、EEG電力量の増加はほぼ直接的に企業の負担を押し上げる構造になっている。

### 6.3 家庭のEEG分担金、特惠実施によるEEG分担金への影響

非特惠電力消費者のEEG超過負担額は、2008年では1.08セント/1kWhであった。一年に3500kWhを消費する標準モデル世帯でみれば、家庭のEEG分担金は、37.8ユーロ/年（年間、約4914円。1ユーロ=¥130）である（BMU, 2009a, 2009b; BDEW 2008a, 2008b）。ドイツの家庭は、EEGのために一月あたり約409円の分担をしている。

2008年のデータによれば、EEGはドイツの最終電力消費量の15.8%について、電力集中型企業に特惠を与えている。特惠を実施しない場合に比べて、特惠実施の場合、非特惠電力消費者（一般企業および家庭）のEEG分担金が高くなる。しかし、特惠によってEEG分担金が増

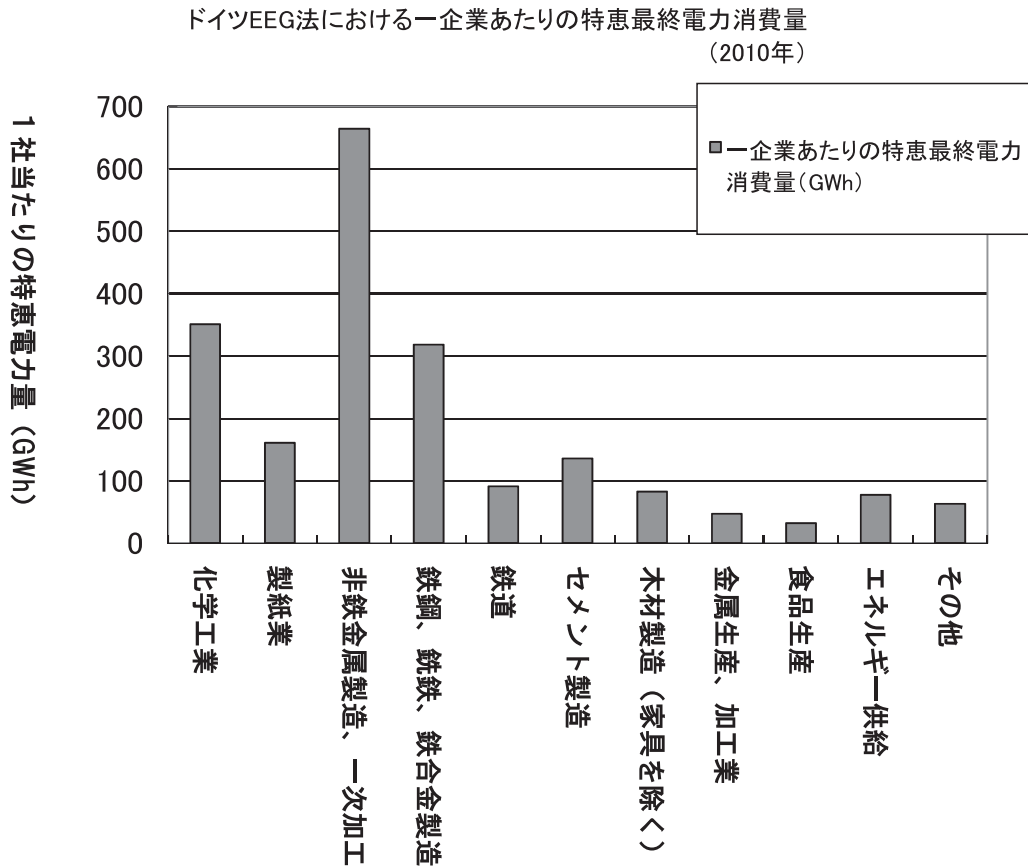


図14 EEGによる一企業当たりの特惠最終電力消費量，業種別（GWh／1社，2010年）

Source: BMU, 2009c, Informationen zur anwendung von Paragraph 40 ff. EEG

加する影響は、現在のところ小さい。特惠により、EEG 分担金は1 kWhあたり0.17セント増加するにすぎない（2008年）。年間3500kWhを消費する標準モデル世帯（3人家族の世帯）では、特惠によるEEG 分担金の増加分は、年間で5.95ユーロ（約774円）である（図15）。このEEG 分担金の増加分は、太陽光発電以外のすべての再生可能エネルギー電力の買取費用を含む。

ドイツ EEG における特惠では、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

恵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。

## 7 系統電力における太陽光発電の比率

電力は、必要な時に必要な量が系統に供給されなければならないという供給と需要の時間的・量的一致が必要である。これに対して、風力発電と太陽光発電は、風況と日射条件によって発電量が絶えず変動するため、系統における風力発電および太陽光発電の発電量が増えるの

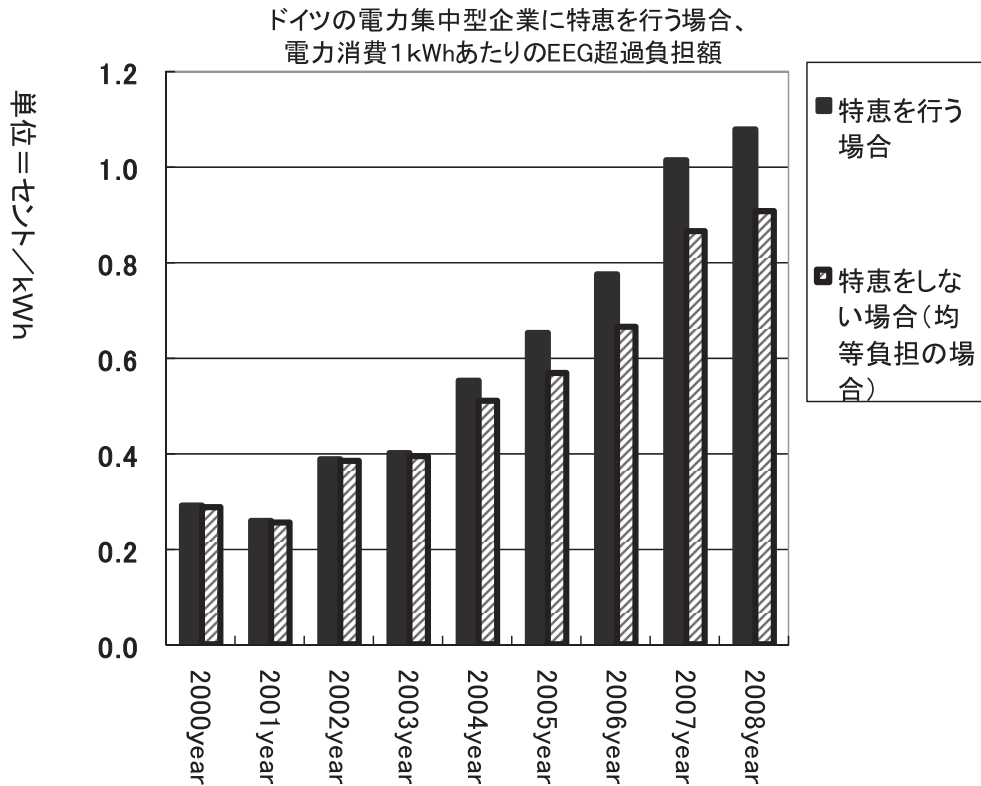


図15 ドイツ電力集中型企业と鉄道企業に対する特惠，EEG 超過負担額，電力消費1 kWhあたり  
注) 特惠を実施しない場合と，特惠を実施した場合の1 kWh 当たり EEG 超過負担額の比較。

Source: BMU, 2009b, Renewable Energy Sources in Figures; BDEW, 2000-2008a, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung. より推定。

に応じて、火力発電その他の従来技術による発電量を需給調整する必要が発生する。このため、系統電力に占める再生可能エネルギー電力量が増大するにつれて、系統の安定性が低下するのではないかと、あるいは系統の需給バランス調整費用が大きくなるのではないかと、という懸念が指摘される。

この点を検討するため、まず、ドイツの再生可能エネルギー発電量が系統電力に占める量を確認しよう。ドイツの2009年末の累積設備容量は、風力発電が25.77GW、太陽光発電が9.78GWであった。これら設備容量のほとんどが系統に接続されている。しかし発電量で見ると、風力

発電量は38,580GWhで、系統電力の8.3%に達する。これに対して、太陽光発電発電量は6,578GWhで、系統に占める比率はわずか1.4%に過ぎない(図16, 17, 18, 19)。

このため、現在のところ、太陽光発電による系統電力の不安定化は、大きな問題になってはいない。もっとも、太陽光発電の発電量は、雲の動きによって、1秒単位で、瞬時に発電量に変動するため、技術的に予測が難しい点がある。現在のところ、送電業者は、太陽光発電の需給調節のために蓄電池などは設置していない。ただし、近年、大規模な太陽光発電場が増加しているため、今後は、太陽光発電の増加に

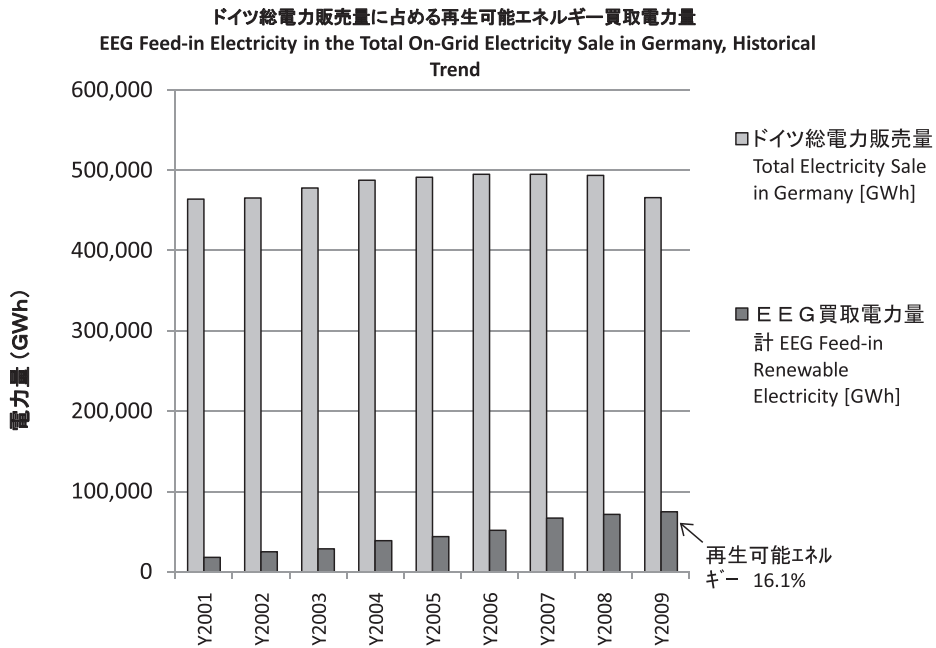


図16 ドイツ総電力販売量に占める再生可能エネルギー買取電力量

Source: BDEW, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008a, 2009, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung.

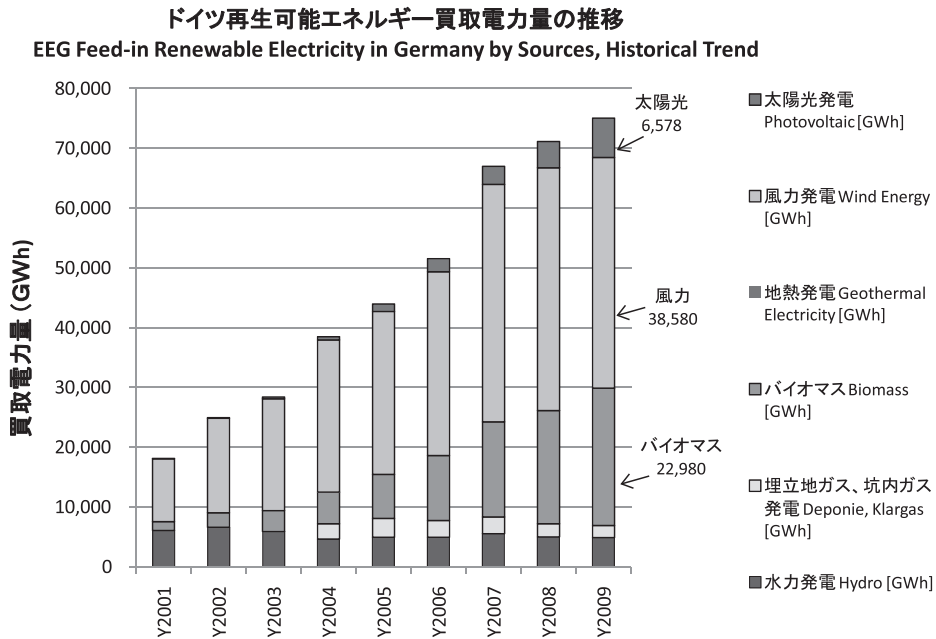


図17 ドイツ再生可能エネルギーの買取電力量の推移

Source: BDEW, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008a, 2009, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung.

**ドイツ系統連系電力消費量に占める再生可能エネルギー比率の推移**  
**Shares of Renewable Electricity in the Total On-Grid Electricity Consumption in Germany, Historical Trends**

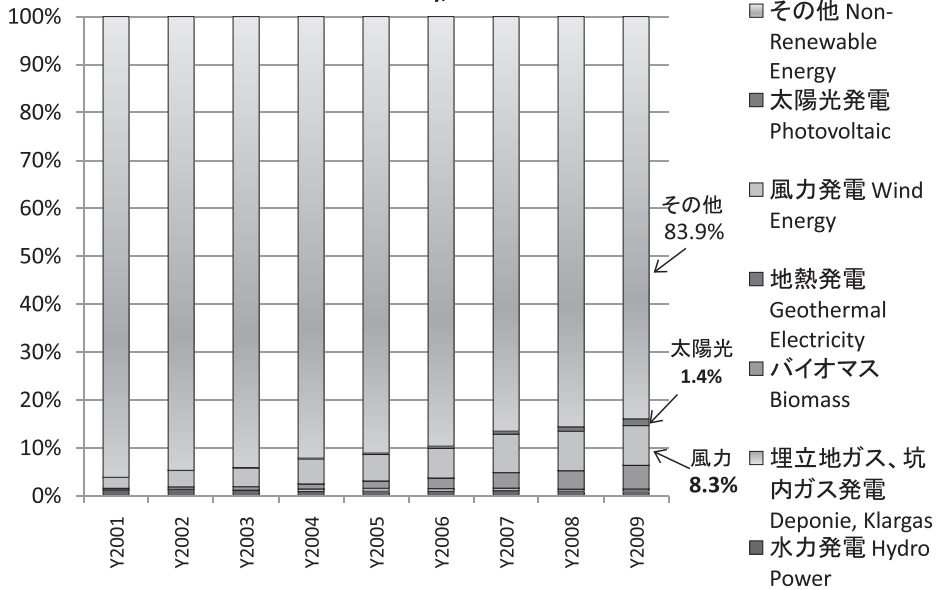
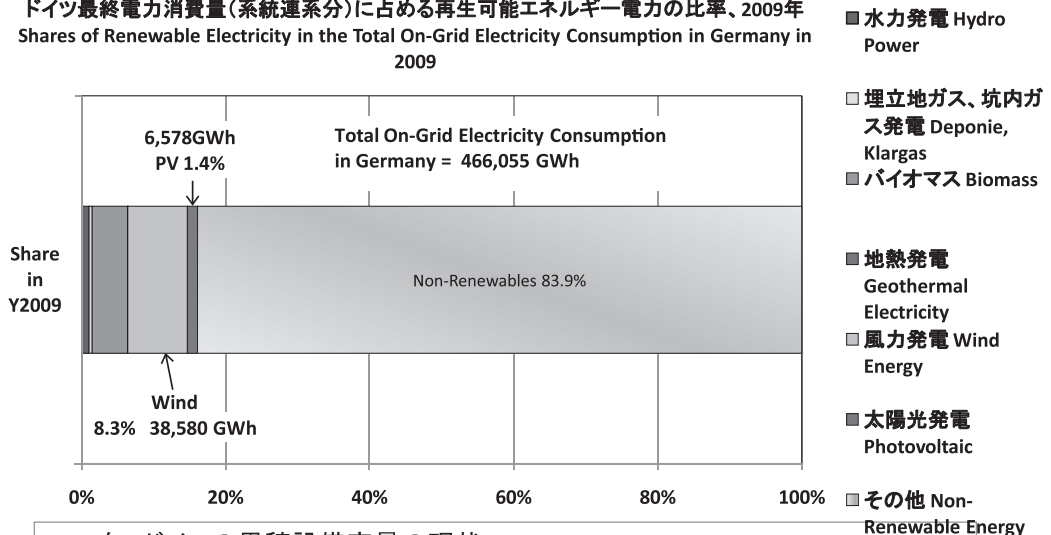


図18 ドイツ系統連系電力消費量に占める再生可能エネルギーの比率の推移

Source: BDEW, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008a, 2009, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung.

**ドイツ最終電力消費量(系統連系分)に占める再生可能エネルギー電力の比率、2009年**  
**Shares of Renewable Electricity in the Total On-Grid Electricity Consumption in Germany in 2009**



2009年 ドイツの累積設備容量の現状			
風力発電	25.77 GW	太陽光発電	9.78 GW
バイオマス発電	5.89 GW	再生可能エネルギー設備容量総量	45.84 GW

図19 ドイツ最終電力消費量 (系統連系分) に占める再生可能エネルギー電力量と構成比, 2009年

Source: BDEW, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008a, 2009, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung.

対して、何らかの系統強化の対策が必要であるとみられている（2010年8月26日、ドイツ大手送電会社、Amprion社、技術・需給バランス会計担当・副社長、Uwe Bock博士へのヒアリングによる）。

これに対して風力発電は、既に系統電力量の8.3%に達しているため、送電業者は、需給バランス調整に非常な努力が必要である。EEG法は、化石燃料発電および原子力発電よりも、再生可能エネルギー電力を優先的に接続することを送電業者に義務付けているため、送電業者は、風力発電からの接続要請を拒否することはできない。送電業者は、ドイツ北部に大量に設置されている風力発電電力を、系統を通じて、ドイツ南部の電力大消費地に流すことによって、需給バランス調整を行っている。さらに、風力発電量が余る場合には、隣国に輸出している。

こうした状況のもとで、ドイツの送電業者は、風力発電による発電量の予測モデルを精緻化させ、翌日の発電量を15分間隔で予測している。この発電量予測に基づき、電力取引の前日市場に対して、15分間隔で電力取引の発注を出している。ドイツ北部では、沖合風力発電を中心に、今後も風力発電の増設が予定されているため、風力発電に対しては、高圧送電線の大規模な拡張が緊急に必要であると指摘される（2010年8月26日、Amprion社、技術・需給バランス会計担当・副社長、Uwe Bock博士へのヒアリング）。

日本と比較するなら、2009年末の時点で、ドイツの太陽光発電の累積設備容量は9.78GWに達しているのに対して、日本の累積設備容量は、2.1GWに過ぎない（IEA-PVPS, 2009）。日本の太陽光発電累積設備容量からの全発電量が

系統連系されると仮定しても、日本の太陽光発電量は、年間約2,100GWhに過ぎない（日本の年間発電量1000kWh/kWとして計算）。これは、2009年度の日本の系統電力総需要858,500GWh（電力事業連合会, 2010）に対して、0.25%に過ぎない。

実際には、産業用システムなど、規模の大きい太陽光発電システムは系統連系されていないこと、住宅屋根用太陽光発電システムからの年間発電量の約40～45%は、家庭で自家消費されている。累積設備容量からの全発電量が系統に連系されている訳ではない。したがって、系統における総需要量に占める太陽光発電量の実際の比率は、0.25%よりも、さらに小さいものになるはずである。今後、日本が太陽光発電からの買取制によって、設置容量を増大させていくとしても、太陽光発電によって日本の電力系統が不安定化するほどに、系統電力量に占める比率が高まるまでには、相当の時間がかかると見てよい。

## 8 結論

ドイツのFITは、太陽光発電の普及に大きな成果を上げてきたことを確認した。普及をもたらした要因は、次のような要素であった。

①発電原価を短期間で回収できる買取価格を保証したことにより、投資家、設置者の投資リスクをほとんどゼロにした。この点で、回収年数が10年以下となるような買取価格であること、支払金利を考慮に入れても、年間売電収入が初期設置費用の10%程度になるような収益性を実現しなければ、大規模な普及を進めることは難しい。

②再生可能エネルギーの普及には、銀行融資



が円滑に拡大することが不可欠である。この点で、20年間の固定価格による買取補償を法的に保証したことが、銀行融資のリスクを解消する重要な要素になっている。

③太陽光発電の発電量は、系統連系された電力消費量のわずか1.4%に過ぎないが、EEGの買取費用の約30%を占める。太陽光発電の買取費用は、風力発電に比べて相対的に割高であるため、太陽光発電のみを急速に拡大させることは、費用対CO<sub>2</sub>削減効果の点で、相対的に割高な経費を要する。

④風力発電など、他の再生可能エネルギーの買取費用を入れても、FIT買取費用に伴う電気料金の押し上げは5%程度であり、わずかである。

⑤電力集中型企業におけるFIT分担金の負担を軽減することが必要である。ドイツの経験では、鉄鋼・製鉄業、化学工業、製紙業、化学工業、製紙業の一部が特恵に該当するが、多くの場合、相対的に規模の小さな企業が特恵条件に該当している。ドイツのように、付加価値（利益）に対する購入電力量の比率で特恵を与えると、中小企業のみが特恵に該当することになり、購入電力量および購入金額の大きい電力集中型企業の多くは、特恵条件から脱落する。購入電力量が大きい企業に対して、特恵を与えるような制度に改善する必要がある。

⑥年間3500kWhを消費する標準モデル世帯（3人家族の世帯）では、特恵によるEEG分担金の増加分は、年間で6ユーロ程度にすぎない。電力集中型企業に対する特恵付与は、産業界の競争力維持のために必要である。

⑦ドイツにおける太陽光発電の急速な普及にもかかわらず、太陽光発電の発電量は、最終電力消費量（系統連系分）のうち、わずか1.4%に

過ぎない。風力発電に比べると、太陽光発電は設備容量に比べて発電量が相対的に小さい。太陽光発電以外の各種再生可能エネルギー電力のバランスのとれた導入がなければ、CO<sub>2</sub>削減で効果を上げることは難しい。

⑧現在のところ、太陽光発電量は、系統電力全体のわずかな割合であるため、電力系統の不安定化は、深刻な問題になっていない。ただし、今後さらに太陽光発電が増大する場合、系統強化の対策が必要である。

#### [参考文献]

- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008a, 2009, Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung. ([http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_EEG-Jahresabrechnungen/\\$file/2009-07-27\\_BDEW](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresabrechnungen/$file/2009-07-27_BDEW)), accessed 10/10/2009.
- BDEW, 2008b: Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas und Stromversorgung, BDEW.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 2000: Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act). (<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/res-act.pdf>) accessed 10/10/2009.
- 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, 2008a, Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009.
- BMU, 2008b: 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) accessed 10/10/2009.
- BMU, 2008c: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, ([http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_wirkungen\\_kap0.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_wirkungen_kap0.pdf)) accessed 10/10/2009
- BMU, 2009a: Erneuerbare Energien in Zahlen, National und International Entwicklung. ([http://www.bmu.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)) accessed 10/10/2009.
- BMU, 2009b: Renewable Energy Sources in Figures. 80p. ([http://www.bmu.de/english/renewable\\_energy/downloads/doc/5996.pdf](http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/5996.pdf)) accessed 10/10/2009.
- BMU, 2009c: Informationen zur Anwendung von §40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2010 ([http://www.bmu.de/english/renewable\\_energy/downloads/](http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/)) accessed 10/02/2010.
- BMU, 2010a: Eckpunkte der künftigen Photovoltaikvergütung im EEG. (<http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/print/45543.php>) accessed 01/02/2010.
- BMU, 2010b: Solarstrom: Energiequelle mit Zukunft. Die neuen Vergütungsregeln für die Photovoltaik. ([http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere\\_solar\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_solar_bf.pdf)) accessed 22/12/2010)
- BSW (Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)), 2010: Statistische Zahlen der Deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik. BSW.
- 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.
- IEA, 2006: *Energy Prices & Taxes*.
- IEA-PVPS, 2009: *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*, IEA.
- Prometheus Institute & Greentech Media, *PV News*, Vol. 28, no. 6, June 2009.
- Wissing, L., 2007: National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2006, IEA-PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme). (<http://www.iea-pvps.org>) 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熱量の検討結果と改訂値について, 年度標準発熱量表. (<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyuu/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。
- 電力事業連合会, 2010: 2009年度分, 電力需要実績 (確報). ([http://www.fepc.or.jp/library/data/demand/\\_icsFiles/afieldfile/2010/04/28/kakuho\\_fy200\\_0430.pdf](http://www.fepc.or.jp/library/data/demand/_icsFiles/afieldfile/2010/04/28/kakuho_fy200_0430.pdf)) accessed 01/09/2010.

## The Feed-in Tariff Scheme for PV Electricity in Germany: Its Costs and Effects

TAKEHAMA Asami \*

**Abstract:** In order to counter climate change, we must quickly increase electricity production from renewable energy sources in the household sector. This paper analyzes the feed-in tariff scheme (hereinafter, it is written as FIT scheme) for photovoltaic electricity (hereinafter, it is written as PV electricity) in Germany. The paper investigates key factors, costs and effects of the German FIT scheme, which effectively increased the capacity of PV installations.

First, we examine the tariff levels and degressions (set annual reduction of tariffs) for PV electricity, including the additional special degressions of PV tariffs in 2010. The fixed tariffs give much investment security for PV power producers.

Second, the German FIT scheme provides very high tariffs which enable the cost-payback-period to be around 10 years and the annual income from PV electricity sales to be around 10% in the average PV system price. The German FIT scheme has a 6 times greater effect in increasing PV installation than Japan's government subsidy scheme, although both schemes spent almost the same amount of support money per kW capacity.

Third, the cost of FIT remuneration per kWh is a very small percentage of the electricity price for households. 1.5% of electricity price for households was spent for the remuneration cost for PV electricity and 5% of it was spent for all kinds of renewable electricity in 2009.

Fourth, the paper examined the cost and effects of the privilege which allows electricity-intensive businesses to have reduced FIT surcharges. The privilege scheme increased the EEG surcharge for non-privileged electricity consumers to 0.17 cents per kWh and 6 euros per year for a typical family which consumes 3500kWh per year. In many cases, the privileged electricity-intensive businesses are manufacturers in the fields of steel, metal, metal-refinement, paper and chemical industries, and they are often small-scale businesses.

**Keywords:** Photovoltaic electricity, EEG, Feed-in tariffs, Electricity-intensive businesses

---

\* Professor, Faculty of Social Sciences, Ritsumeikan University