

フラウンホーファー太陽エネルギー研究所レポート

Q&A ドイツにおける太陽光発電の真実 2015

日本語版 ver 1.0

編著：ハリー・ヴィルト博士

(フラウンホーファー太陽エネルギー研究所、太陽光モジュール・システム信頼性研究班班長)

翻訳：朴勝俊 (関西学院大学教授)、加志村拓 (京都大学大学院)、津田啓生 (関西学院大学)、山崎一郎

2015年5月19日 当該英語版アップデート

2015年11月20日 日本語版公表

※フラウンホーファー太陽エネルギー研究所の承諾のもと、翻訳・公表しています。

Compiled by

Dr. Harry Wirth

Division Director Photovoltaic Modules, Systems and Reliability

Fraunhofer ISE

Contact:

Karin Schneider

Press and Public Relations

Phone +49 761 4588-5147

Fax +49 761 4588-9147

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE

Heidenhofstrasse 2

79110 Freiburg

Germany

info@ise.fraunhofer.de

目次

1. このQ&Aはどんな目的にかなうのですか？
2. 太陽電池は電力供給に対して重要な貢献をしているのですか？
3. 太陽光発電はコストが高すぎるのではないですか？
 - 3.1 均等化発電原価
 - 3.2 固定価格買取制度と太陽光電力の直接販売
 - 3.3 公定買取価格に基づく支払い総額
 - 3.4 電力取引所における価格付けとメリットオーダー効果
 - 3.5 差額費用の決定
 - 3.6 一部の電力需要家に対する優遇措置
 - 3.7 EEG 法賦課金
4. 補助金と電力価格
 - 4.1 太陽光発電の電力は補助金を受けていますか？
 - 4.2 化石燃料や原子力は補助金を受けていますか？
 - 4.3 借家に住む貧しい人たちがマイホームを持つお金持ちに補助をしているのですか？
 - 4.4 太陽光発電は家庭の電気料金を高くしていますか？
 - 4.5 太陽光発電はエネルギー集約産業の電力価格を引き上げたのですか？
5. ドイツは太陽光発電の電力を大量に周辺国に輸出しているのですか？
6. 新規の太陽光発電所は適正な投資収益をもたらすのですか？
7. 太陽光発電所の設置はアジアの雇用を増やすだけなのですか？
8. 大規模発電会社は太陽光発電を拒絶しているのですか？
9. 太陽光発電の研究開発には多額の資金が使われているのですか？
10. 太陽光発電は現在のエネルギー供給システムにとって厄介者なのですか？
 - 10.1 送配電
 - 10.2 電圧の変動性
 - 10.2.1 太陽光発電量は予測可能
 - 10.2.2 ピーク発電量は設置された設備容量より少ない
 - 10.2.3 太陽光と風力は補完し合う
 - 10.3 制御可能性
 - 10.4 出力調整速度の遅い火力・原子力との対立
 - 10.5 太陽光発電所を増やすには蓄電技術の普及を待たねばならないのですか？
11. 太陽光モジュールの製造には大量の電気が使われるのですか？

- 12. 太陽光発電所の新規建設は食料生産と競合するのですか？
- 13. ドイツで太陽光発電所を建設するのは効率的なのですか？
 - 13.1 太陽光発電所は劣化するのですか？
 - 13.2 太陽電池モジュールには汚れがつくのですか？
 - 13.3 太陽光発電所がフル出力で稼働することはあるのですか？
- 14. 太陽光発電は気候変動防止に役立つのですか？
 - 14.1 人為的な CO2 排出は地球の気候に悪影響を与えますか？
 - 14.2 太陽光発電は CO2 排出量の削減に寄与しますか？
 - 14.3 太陽電池の製造工程で CO2 以外に有害な排気ガスは出るのですか？
- 15. 太陽光発電所によって火力発電所や原子力発電所を完全になくすことができるのですか？
- 16. 私たちはエネルギー需要のかなりの部分を太陽光発電でまかなえますか？
 - 16.1 エネルギーシナリオ
 - 16.2 エネルギーの需要と供給
 - 16.3 補完的対策
 - 16.3.1 太陽光発電量を一定に保つ
 - 16.3.2 調整可能な発電所の補完的運転
 - 16.3.3 エネルギー消費量を減少させる
 - 16.3.4. 消費習慣を変える
 - 16.3.5 太陽光発電設備と風力発電設備をバランスよく増やしてゆく
 - 16.3.6 送電網の拡張
 - 16.3.6.1 国全体の電力網の拡張
 - 16.3.6.2 欧州送電網の強化
 - 16.3.7 蓄電可能な需要家に電気動力を利用させる
 - 16.3.7.1 熱供給部門
 - 16.3.7.2 輸送用エネルギー
 - 16.3.8 蓄電技術
 - 16.3.8.1 分散型蓄電技術
 - 16.3.8.2 集中型蓄電技術
- 17. 太陽電池は有害物質を含んでいるのですか？
 - 17.1 ウェファー型モジュール
 - 17.2 薄膜型モジュール
 - 17.3 回収システムとリサイクル
- 18. 太陽電池には原料が十分にあるのですか？
 - 18.1 ウェファー型モジュール

18.2 薄膜モジュール

19. 太陽光発電所は火災のリスクを増加させるのでしょうか？

19.1 欠陥のある太陽光発電所は火災につながるのでしょうか？

19.2 太陽光発電所は消防士にとっても危険なのでしょうか？

19.3 太陽光発電モジュールが屋根に設置されていることは、消火活動の妨げになるのでしょうか？

19.4 太陽光発電モジュールが燃焼すると、有毒な物質が出るのでしょうか？

20. 付録:用語解説

20.1 EEG 法(再生可能エネルギー法)賦課金

20.2 モジュールの効率性

20.3 発電設備の定格出力

20.4 設備容量あたり発電電力量

20.5 システム効率性

20.6 システム出力係数

20.7 ベース負荷、ミドル負荷、ピーク負荷、グリッド負荷、残余負荷(残余需要)

20. 総電力消費量と純電力消費量

20.9 外部費用

21. Appendix: Conversion tables [EEBW]

22. Appendix: Abbreviation(略語)

23. Appendix: Sources(出典)

24. Appendix: Figures(図表リスト)

* 本文の[半角括弧内]は参考文献です。

** [全角括弧内] は読者の理解を助けるべく翻訳者が補ったものです。

*** 本項では、1ユーロを140円として円換算しています。

**** 電力量等の単位については、k(キロ=千)、M(メガ=百万)、G(ギガ=十億)、P(ペタ=兆)、T(テラ=千兆)などの略号を断りなしに使用することがあります。

1. この Q&A はどんな目的にかなうのですか？

ドイツでは化石燃料や原子力に依存する時代が過ぎ去ろうとしています。持続可能な発電方法が活躍する未来において、太陽光発電(PV)が重要な役割を果たすこととなります。近年の事実や数値データ、知見をまとめたこの資料は、定期的に更新されます。このレポートは、ドイツの太陽電池の発展を全般的に評価する上で、お役に立てることを目指しています。

2. 太陽電池は電力供給に対して重要な貢献をしているのですか？

はい。

2014 年、太陽光発電の発電量は計 35.2 テラワット時であり(ドイツ連邦エネルギー・水道連合会 BDEW による速報値)、これはドイツの純電力消費量の約 6.9%を占めたこととなります(純電力消費量は発電所内消費分を除く最終エネルギー消費にあたる。20.8 節参照)。ドイツの総電力消費量[発電所内消費分を含む]に占める太陽電池と再生可能エネルギー(再エネ)全体の比率はそれぞれ 6.1%および 27%ですが、純電力消費量に占める再エネの割合は約 31%です。晴れた平日には、太陽光発電による電力は瞬間電力需要の 35%に達することがあり、休日や祝日には最大 50%をまかなっています。

2014 年末までにドイツで導入された太陽電池の定格出力[20.2 節]の合計は 38.5 ギガワットに達し、発電プラントは 150 万基を超える数となりました。この数字は、ドイツにおいては太陽光発電の設備容量が、他のどの発電方式をも上回っていることを示しています。

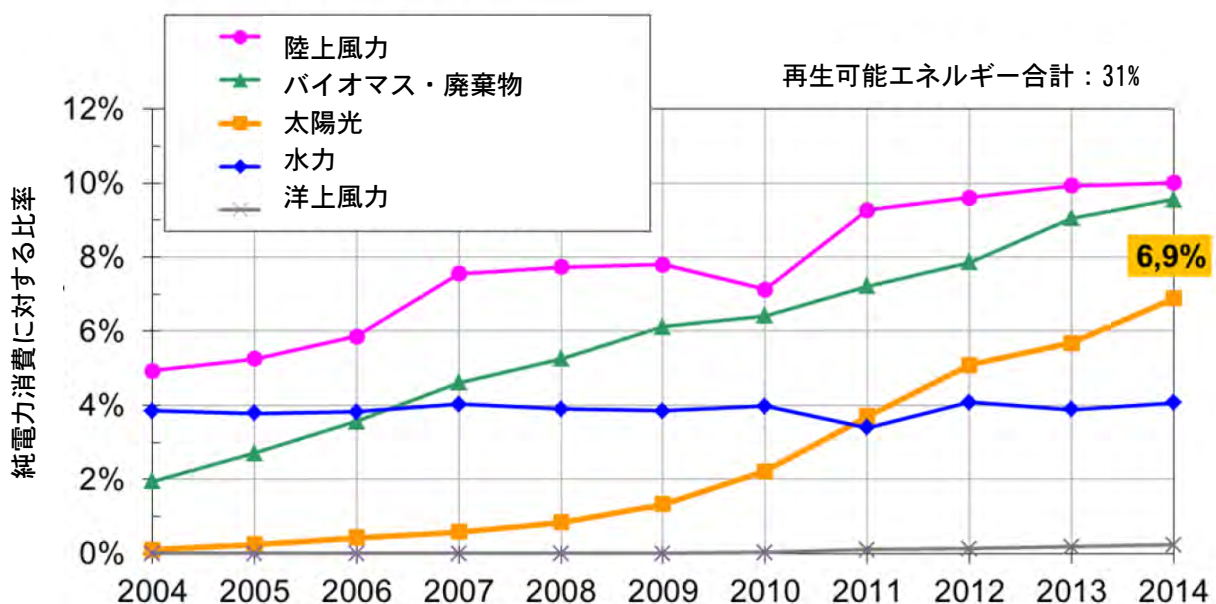


図 1: ドイツの純電力消費(最終エネルギー)に占める再生可能エネルギーの比率(2004-2013)

出典: [BMW1], [AGEB5], [AGEB6], Press Release BDEW.

ドイツ政府が設定した 2020 年における再エネ利用の目標値[BMW3]が現実的であったため、太陽光発電設備を新たに導入しようという気運が高まっています(図 2)。その結果、太陽光発電はドイツのエネ

ルギー供給に大きく貢献するだけでなく、再エネ中心のエネルギー供給体制への転換（エネルギーシフト）を後押ししています。洋上風力の導入、地上への電源線の設置、および送電線の拡張は予定より遅れています。2014年の EEG 法改正に伴い、2020年における洋上風力の発電容量目標は 10GW から 6.5GW に引き下げられました。

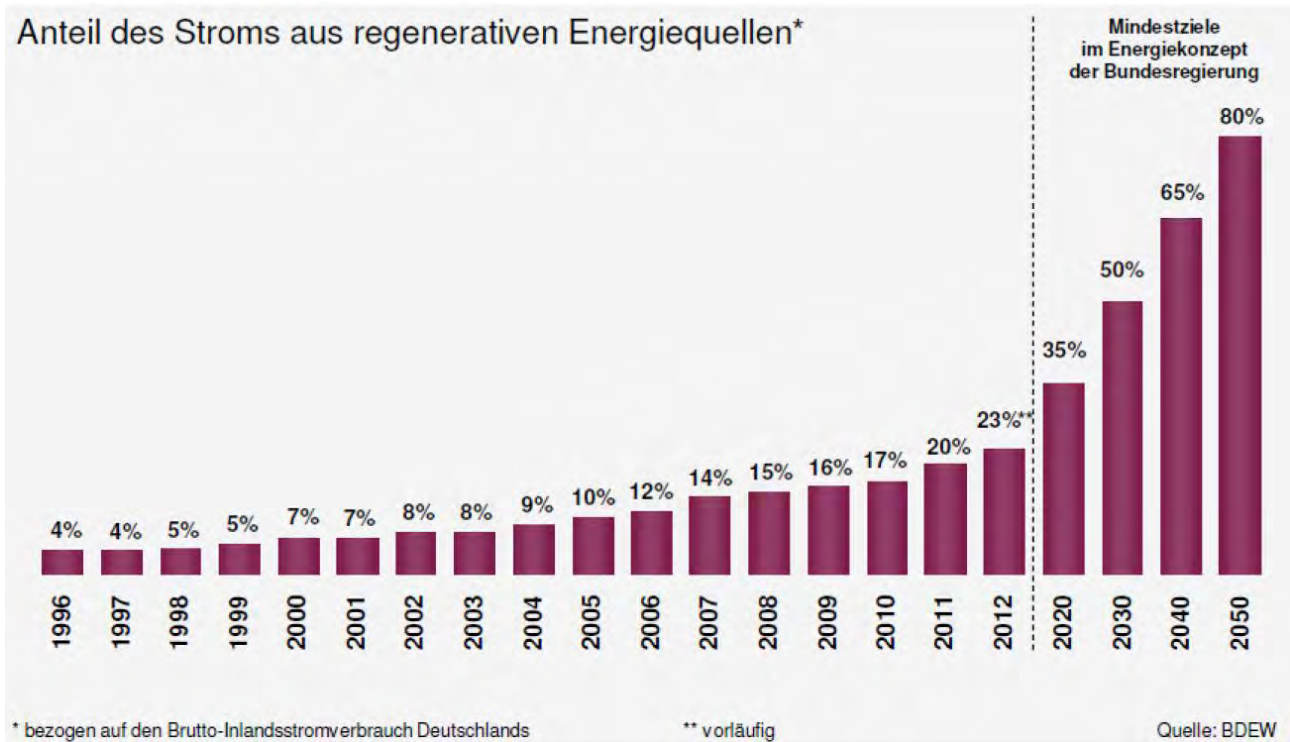


図2：ドイツの総電力消費に占める再生可能エネルギーの比率と、連邦政府の目標値 [BDEW2]
注：2012年は暫定値

3. 太陽光発電はコストが高すぎるのではないですか？

それは太陽光発電をどう見るかによります。

ドイツにおいては、太陽電池による電気の内部費用 [環境被害などの外部費用を除いた費用] は旧来型発電所の発電費用よりも高いです。太陽光発電はエネルギー転換の重要な柱ですが、再生可能エネルギー法 (EEG 法) による助成を受けています。EEG 法による買取価格保証によって、発電事業者は利益を確保しながら導入を進めることができるため、エネルギーシフトのための投資が促進されているのです。現在、電力のスポット価格は再エネ発電の追加費用 [差額負担] の計算に利用されています。この追加費用は電気代に上乗せされます。EEG 法の目的は今でも、再エネの均等化発電原価のさらなる引き下げです (3.1 章参照)。

外部費用を無視した計算では、太陽光発電と、火力発電や原子力発電との発電費用の比較を正しく行うことができません (20.9 節、[DLR]、[FÖS1]、[FÖS2]参照)。CO₂排出者にその代償を支払わせるために、EU 全域で排出枠取引制度が実施されていますが、排出枠が過剰に供給されたせいで、その取引はほとんど行われなくなっています。

太陽光発電の導入拡大はドイツのエネルギーシフトの費用増加要因のほんの一つにすぎません。長い間、太陽光発電の成長に伴う費用が議論の矢面に立たされてきました。ここ数年、太陽光や風力発電がエネルギー供給システムの一翼を担うようになり、その費用が注目を集めているのです。再エネの発電費用以外にも、以下の費用が重要となってきています。

- ・(特に風力にとっての)送電網の改良と補修

- ・火力発電所や原子力発電所の廃止および改修〔政策に基づく〕脱原発と脱褐炭火力によって、エネルギーミックスにおいて(今の計算では)最も安価な電源が市場から引退してゆく。再エネの設備容量増加の一方で原子力・褐炭火力が徐々に引退し、[今後の見通しとして国内では]電力消費が伸びないため、天然ガス火力の設備利用率が低下して発電原価が上昇する)。

- ・より効率的かつ多機能で、即応性のある(特にコージェネレーション型の)発電所の建設。これらの発電原価は現在の電力市場価格より高い。

- ・蓄電設備とエネルギー転換設備の建設(定置型蓄電池、電気自動車、揚水発電所、ヒートポンプ、蓄熱設備、Power to Gas [電力によるガスの生産])

これらの費用は、太陽電池の設備容量が拡大したせいで発生したものではなく、エネルギーシフトが普通に進展するなかで生じるコストとみるべきです。その実現に必要な費用は、エネルギー消費者みんなに負担する責任があります。というのも、長期的に持続可能なエネルギー供給体制は、それらの消費者のために創られるものだからです。

3.1 均等化発電原価

太陽光発電所が発電した電力の均等化発電原価(LCOE, The Levelized Cost of Energy)は、発電所の総費用(ユーロ)を総発電電力量(キロワット時、kWh)で割ることによって計算されます。ちなみにどちらも、発電所の経済的耐用年数にわたる数値です。それゆえ、太陽光発電所の発電原価[ISE1]に影響を与える要素は主に、以下のようなものです：

1. 発電所の建設・設置のための初期投資額
2. 資金調達条件(投資利回り、利子率、発電所の寿命)
3. 発電所が寿命に達するまでの運転費用(保険料、メンテナンス費用、修理費用)
4. 日照量
5. 発電所の寿命と毎年の設備劣化

技術進歩と規模の経済のおかげで、太陽光発電設備の投資費用(最大の費用項目)は2006年以降、年平均で13%ずつ低下しています。図3は、定格出力10 kWp [キロワットピーク]未満の屋上設置型太陽光発電設備の、近年の価格の推移を示しています。

太陽光発電所において、太陽電池モジュール費用は総投資費用の半分以上を占めています。太陽電池モジュールの価格低下はいわゆる学習効果曲線に従っており、この曲線において導入される設備容量が2倍になると一定の割合で価格が低下します。図4は価格がインフレーションにしたがって変動し、2013年為替相場に従い変動するユーロにおいて算出されることを示しています。2014年末には、太陽電池の累積導入容量は世界全体で約180ギガワットに達しました。ただし、大きな努力によって将来的に製品と製造プロセスが発展し続ければ、この経験則に従って価格は下がり続けると予測されます。

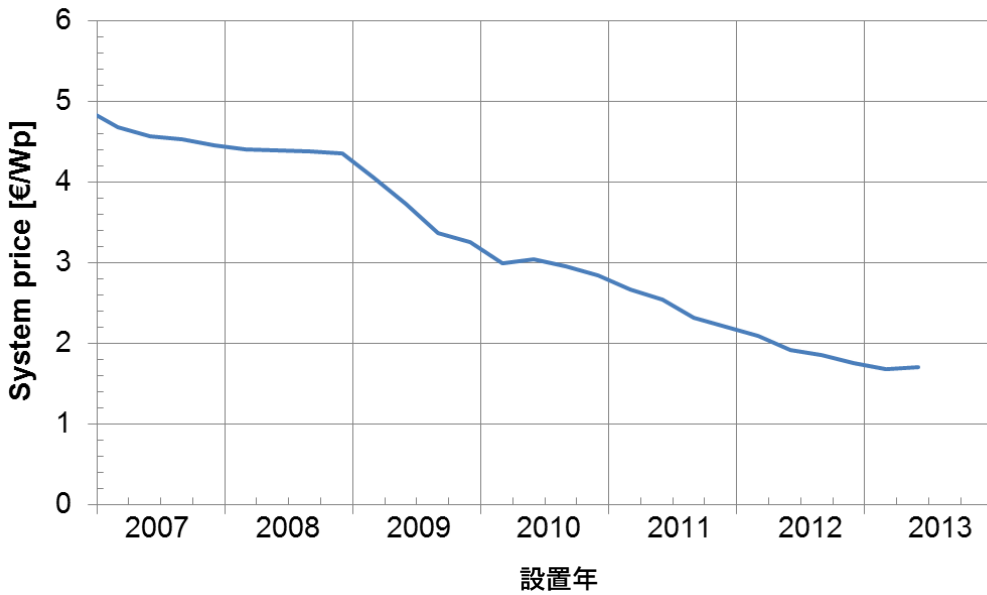


図3：定格出力 10 kWp 未満の屋上設置型太陽光発電設備の平均末端価格(純システム価格) [BSW].

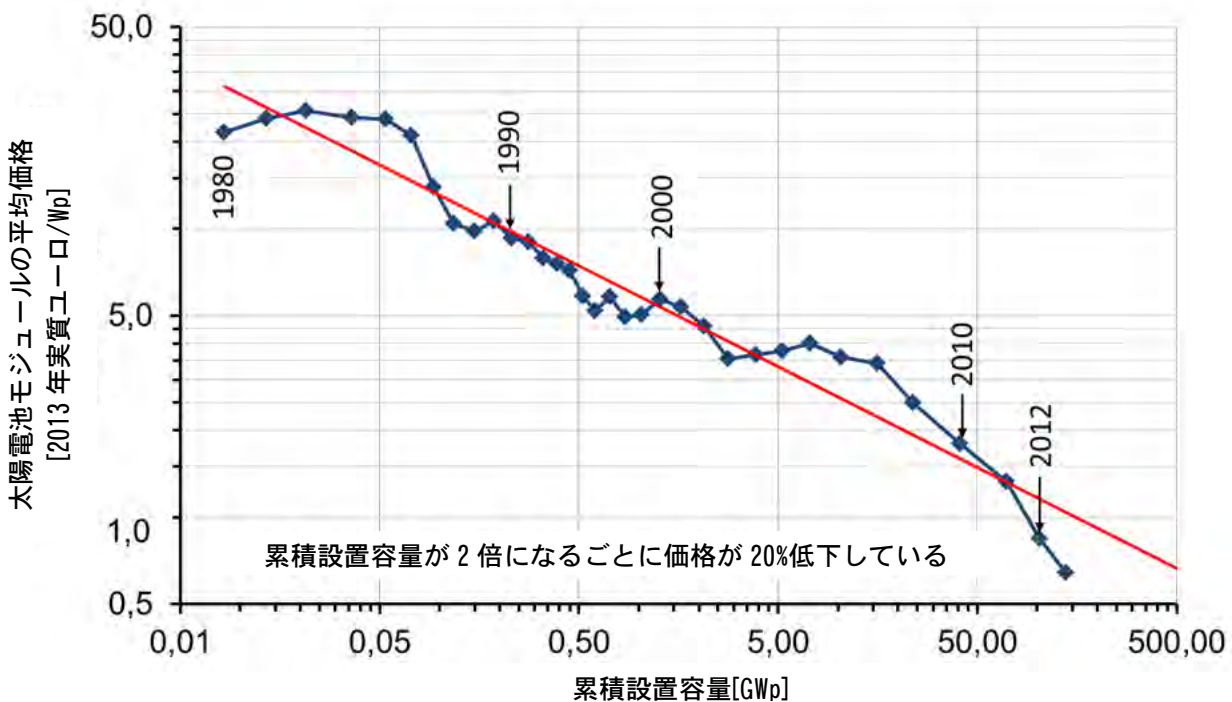


図4：太陽電池モジュール価格の変遷 (直線はトレンド)
出典：PSE AG/Fraunhofer ISE (データは Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD による)

平均価格は Strategies Unlimited、Navigant Consulting および EuPD によって算出されました。これには、結晶シリコン方式や薄膜方式など、市場で重要な位置をしめるすべての技術の価格が含まれています。これによれば、累積設備容量が 2 倍になると価格が 20% 減少するという傾向があることが分かります。

一方で、原発の発電原価は上昇しています。例えば、イングランドのヒンクリーポイント C 原発の基準価格（本質的には固定買取価格と同じもの）は、交渉の結果、35 年間にわたり 10.6 ユーロセント/kWh で、しかもインフレ調整がなされるということです。この発電所は 2023 年に稼働する予定です。

3.2 固定価格買取制度と太陽光電力の直接販売

ドイツのエネルギーシフトには、太陽光発電と風力発電に対する大規模な投資が必要でしたし、これからもそれは必要でしょう。今日の価格では（4.1 節参照）、小規模な屋上設置型太陽電池は言うまでもなく、いま建設される数メガワット級の太陽光発電所の発電原価（LCOE）でさえ、古くなった（あるいは減価償却を終えた）火力発電所や原発に対して、競争力はありません。

将来的には、導入される太陽光発電所は増加するので、投資費用単価（ユーロ/Wp）および発電原価（ユーロ/kWh）はもっと下がると予想されます。

再エネによる発電を奨励し、そのための投資を支援するために、小規模太陽光発電所の事業者には 20 年間にわたり、固定価格での電力買い取りが保証されています。大規模太陽光発電所を新規に設置した事業者は、新たなマーケティング上の課題に直面していますが、違った形で金銭的な補償を受けることとなります。2015 年 9 月 1 日改正の再生可能エネルギー法（EEG）第 55 条の 3 項の規定によれば、地表設置型の太陽光発電システムが発電した電力に対する金銭的な補償は、連邦ネットワーク庁の入札に参加し選定された人々に対して支払われることとなります。

減価償却を終えれば、運転費用が低く燃料費がかからない太陽光発電は、他のどの発電所よりも安価になります（運転費用と燃料費がいわゆる限界費用を構成しています）。それに対し、火力発電所や原発は減価償却が終わったあとも、燃料購入を続け、廃棄物を処分しなければなりません。

ドイツ再生可能エネルギー法（EEG 法）は、固定買取価格の水準と太陽光発電の優先給電を規定しています。固定価格買取制度の目的は、投資家に対して適正な利益を与えることです。EEG 法に組み込まれた価格逡減措置（degression）は、太陽光発電所の発電原価をさらに引き下げるための刺激策です（図 5 参照）。規模や種類によりますが、例えば 2015 年 6 月に運転開始した太陽光発電所は、その後の 20 年間の総発電電力量の少なくとも 90% に対して、8.59～12.40 ユーロセント/kWh を受け取ります。それに比べれば、洋上風力発電により生み出された電力は、2012 年以降、最大 19 ユーロセント/kWh（固定価格にボーナスを含む）を受け取ってきました。しかし系統接続に関する費用負担ルールから、洋上風力発電には費用とリスクが生じています。

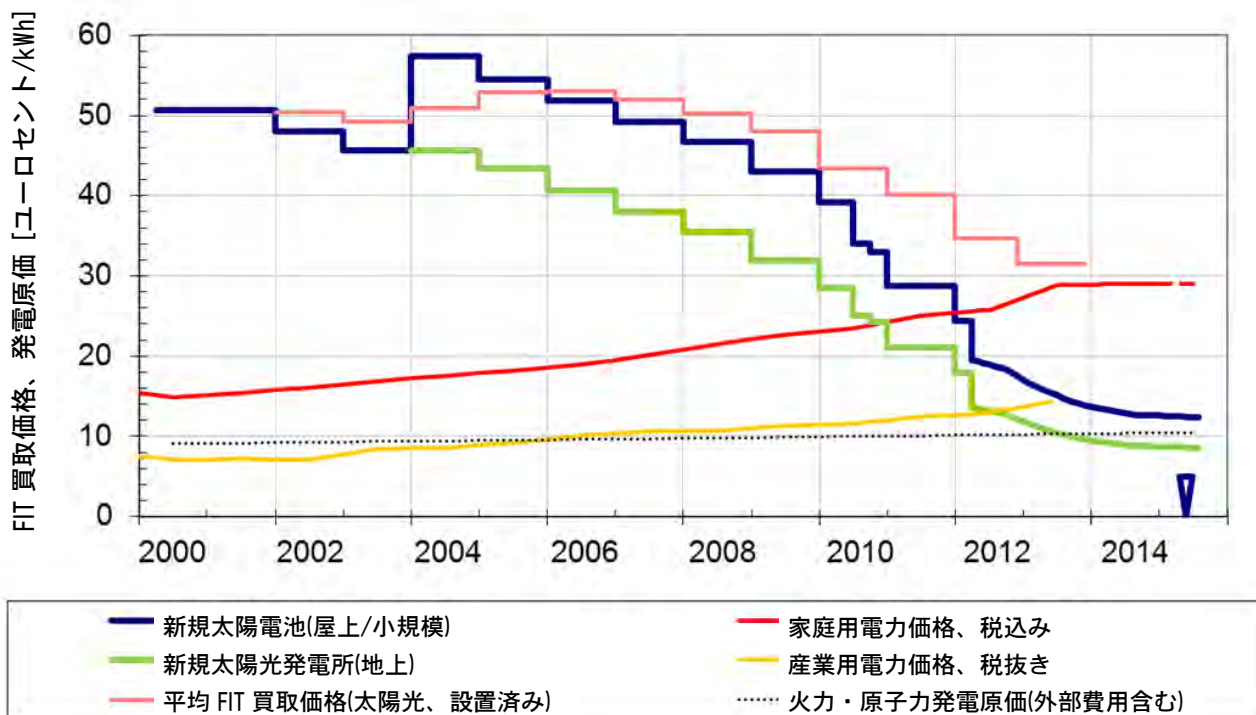


図 5：設置年別の太陽光電力の公定買取価格（青線は屋上設置、緑線は陸上設置）、すべての設置済み太陽光発電所に対する平均買取価格（送電会社の計算に基づく買取金額の総額を、太陽光電力総量で割ったもの、桃色）、火力・原子力の総発電原価（黒点線）[IFNE]、電力価格（赤色は家庭用税込み、黄色は産業用税抜き）[BMW1]。一部は推計を含む。

太陽光発電に対する EEG 法の公定買取価格は、他のどの再生可能エネルギーよりも急速に引き下げられてきました。新規設置の大規模太陽光発電所はすでに 2011 年に、国内消費者にとってグリッドパリティ〔発電原価が電気料金以下になること〕を達成しています。それ以来、公定買取価格は税込み電気料金を大幅に下回るようになっていました。2012 年初頭からは、新規設置の小規模屋上設置型太陽光発電設備もまたグリッドパリティを達成しています。

太陽光発電のグリッドパリティは、ほんの 10 年前にはほとんど考えられなかったような、重要で画期的な出来事です。しかし、それは太陽光発電の発電原価が旧来型電源に匹敵するようになったことを、必ずしも意味するものではありません。とはいえ、電力価格と公定買取価格の動向からして、多くの産業需要家にとっては、2013 年にはグリッドパリティが達成されたとみられます。

太陽光発電の電力を自家消費する利用者は〔太陽光の電気を買ってとってもらうとき〕、（発電原価の近似値としての）EEG 法の公定買取価格と、（系統からの電力に対する）税込み電力価格との差を、そのまま利益と考えるわけにはいきません。その理由の 1 つは、売却される電力が自家消費によって減少し、そのキロワット時あたりの固定費が増えてしまうことです。売却される電力が減少すれば、その減少した電力量で接続費用を割ることになるので、売却された電力 1kWh あたりの費用は高くなります。他の理由としては、発電システムの課税区分によっては、自家消費分の電気にかかる税や賦課金の金額も、相当の金額にのぼることが挙げられます[SFV]。2014 年 8 月現在、EEG 法の賦課金の一部が、10kWp を超える新設の太陽光発電システムが発電した電力の自家消費分にも課されています。

2013年7月1日はグリッドパリティにとって重要な1日になりました。この日、地表設置型の新規太陽光発電システムからの電力の公定買取価格が、火力・原子力発電の総発電原価〔外部費用を含む〕の推定値と同じぐらいまで下がったのです〔IFNE〕。

2013年には、EEG法による太陽光電力の平均買取価格は32ユーロセント/kWhでした。この平均価格は買取代金として実際に支払われた額に基づいており、より古い設備の公定買取価格の影響を受けています。しかしながらこの平均価格は、ドイツにおける太陽光発電の将来を決める上では、なんら重要なものではありません。新規設備に適用される現時点でのEEG法の公定価格買取のみが、将来の太陽電池の拡大にとって重要なのです。従って、新しくて安価な太陽電池の新規導入量が減少すれば、EEG法の平均買取価格の下落も遅くなると言えます。

2020年以降、最も古い発電所は20年間の買取期間を終えて固定価格買取の対象から外れます。しかし、これらの発電所も、あらゆる火力発電や再エネ発電を下回るコストで電力供給を続けるでしょう。

つまり、古い設備は現在のところは公定買取価格の平均値を引き上げていますが、2020年以降はその平均値を引き下げる役割を果たすことになるわけです。

公定買取価格が極端に下落する一方で、新規設備の建設や送電網への接続に対する制約がここ数年で強まってきたことから、2013年にはドイツ国内の太陽光発電所の新規設置数が前年比で55%も減少しました。同じ年に、世界全体では新規設置は約20%も増加しています。

2012年4月まで、公定買取価格は過去に例を見ないほど大幅に切り下げられてきました。その結果、今後の設備容量の伸びが予測できなくなりました。この問題の解決策として、公定買取価格の改定が毎月行われるようになっていきます。

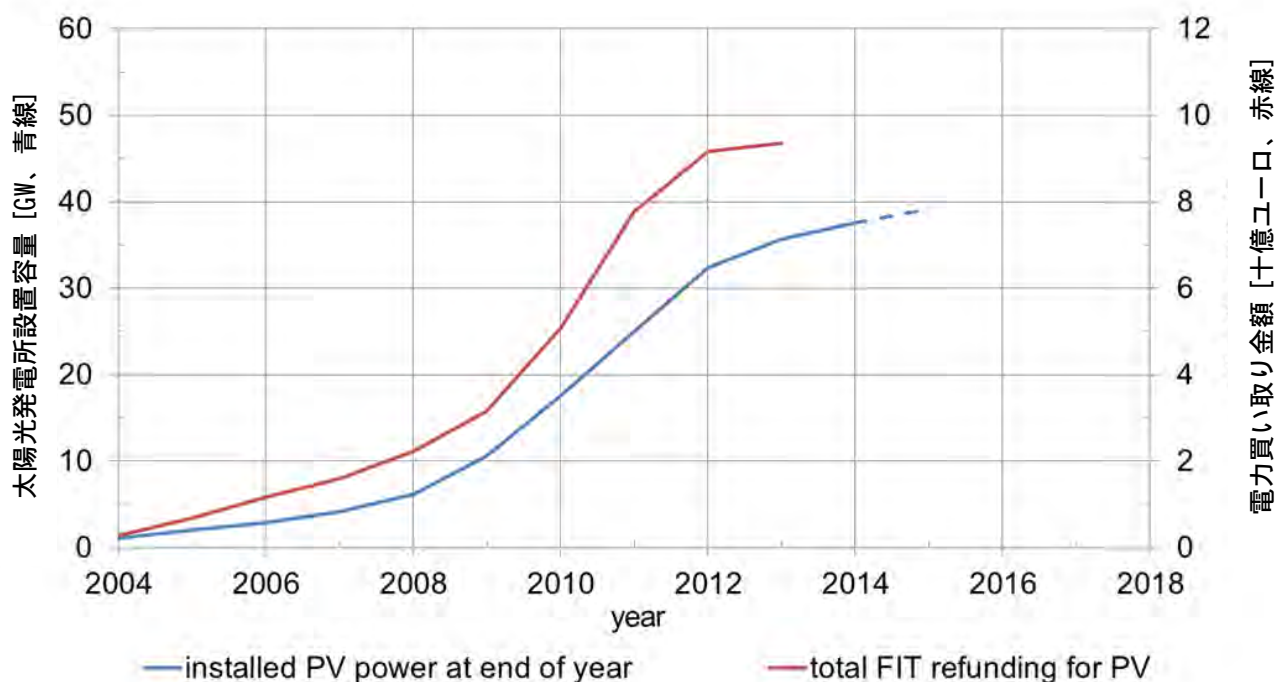


図6：太陽光発電設備容量の増加（青線）、および太陽光発電に対するFIT制度の固定価格買取総額（赤線）
出典：[BMW1]、送電会社による各年のデータ、および当研究所推計

3.3 公定買取価格に基づく支払い総額

すでに公定買取価格は大幅に引き下げられていますが、さらなるデグレッション [新規設備に対する公定買取価格の定期的な引き下げ] についても合意されており、しかも国内の導入設備容量が 52 ギガワットに達したところで新規の太陽電池システムに対する EEG 法の固定価格買取制度が終了するので、太陽光発電に対する買い取り総額は、年間 100-110 億ユーロに抑えられます[R2B]。

現在の EEG によれば、太陽光発電がさらに拡大しても、買い取り総額の増分はわずかでしょう (図 6)。逆に、太陽光発電の拡大速度を引き締める措置をとっても、買い取り総額はほとんど減りません。とはいえ、このような措置をとれば、非常に低廉な太陽光発電所の建設が鈍ることでしょう。

3.4 電力取引所における価格付けとメリットオーダー効果

ライプチヒの欧州エネルギー取引所 (EEX) では、電力価格はメリットオーダー方式で決定されます。一般に、発電会社による一定量の電力の売り注文は、(それぞれの限界費用で決まる) 付け値が安い順に並べられます (図 7) [これによって供給曲線ができる]。それに対し、電力需要家の買い注文は価格が高い順に並べられます [これによって需要曲線ができる]。この 2 つの曲線の交点で、売り買いされる全ての電力の取引価格が決まります。最も付け値の高い売り注文が、限界費用の安い発電所 (つまり原発や石炭火力) の利益に相当な影響を与えます。

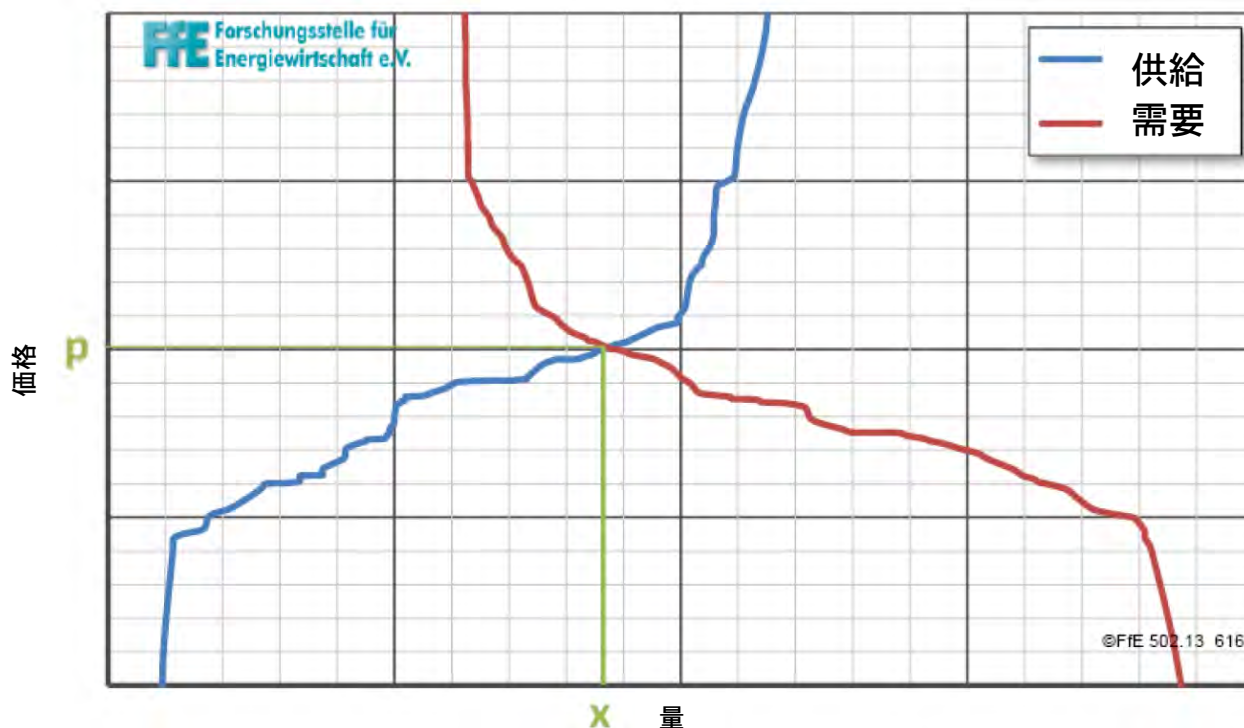


図 7：欧州エネルギー取引所 EEX における価格決定の模式図 [Roon]

太陽光発電所からの給電は法的に優先権が与えられているので、メリットオーダー曲線（限界費用曲線）の一番左に位置することになります。これは限界費用がゼロとみなされるので、太陽光発電の電力は常に発電された分だけ売れることとなります。太陽光発電の電力の大部分は、電力消費が真昼のピークを迎える日中に生み出されます。このとき、高価な発電所(特にガス火力発電所や揚水発電所)の電力の代わりに太陽光発電の電力が利用されることとなります。このように太陽光発電が取って代わることで電力価格が下がると同時に、火力発電所や原発を使っている発電会社の利益も減少します(図8)。またそのために設備利用率が低下して、旧来のピークロード発電所の利益率も下がります。

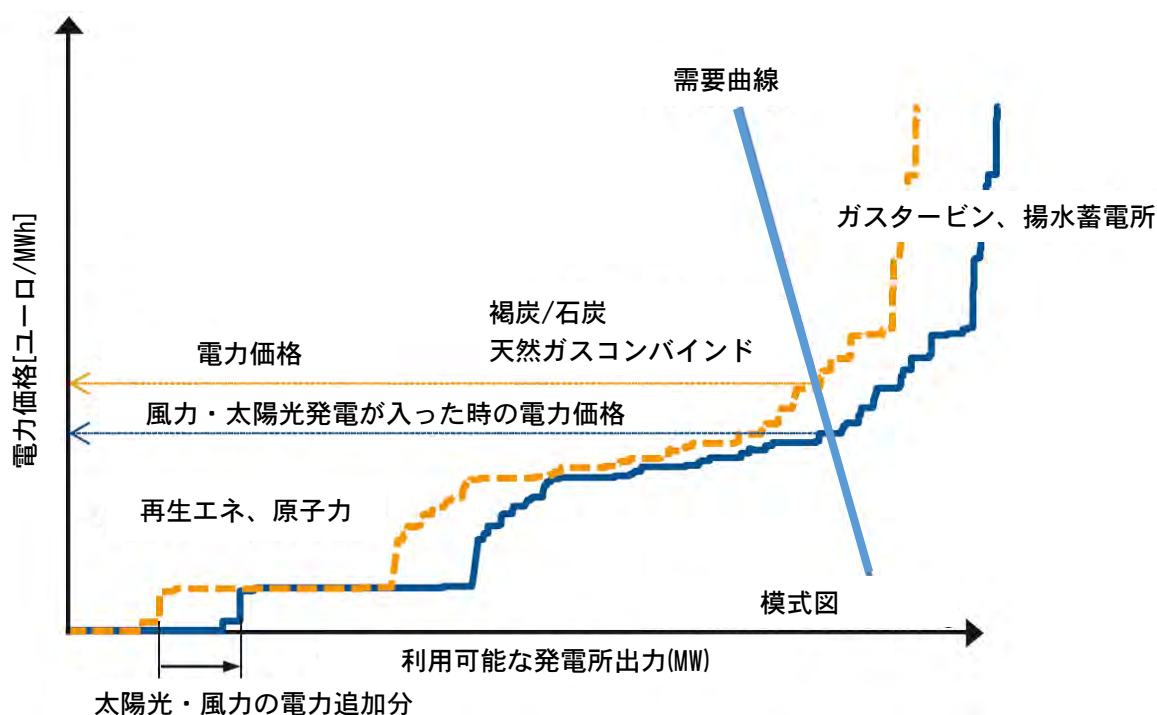


図8：2008年のエネルギー取引所(EEX)価格に対する再生可能エネルギーの影響の模式図 [WEC].

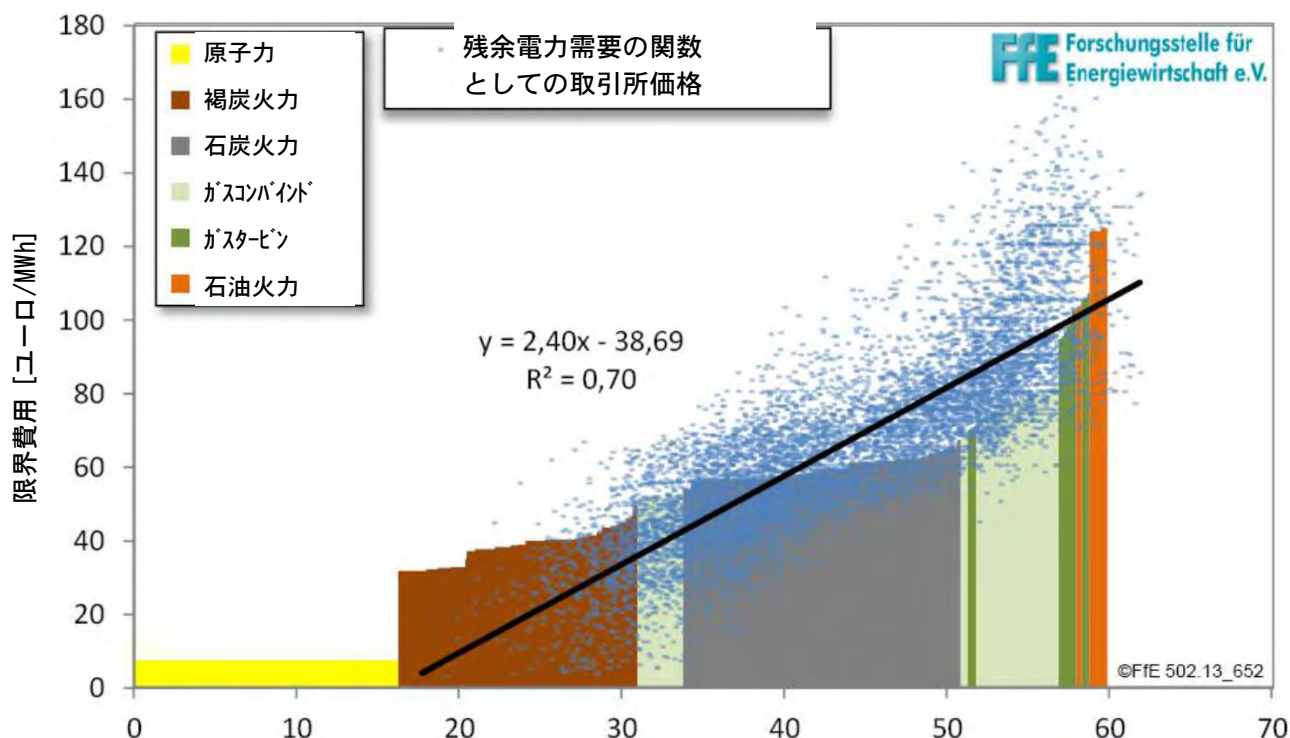


図 9 : 2008 年のメリットオーダー効果とエネルギー取引所(EEX)価格 [Roon].

図 9 は 2008 年のメリットオーダーと、残余需要(残余負荷、residual load)が取引所価格に与える影響を示したものです。残余需要とは、電力需要から、優先給電される風力・太陽光・水力および熱電併給の発電量を差し引いたものです [図 9 に再エネが示されていないことに注目してください。これは残余需要を満たす供給曲線であることを意味します]。

「電力価格と残余需要の間には正の相関がみられます。再エネ由来の給電量が増加すると残余需要が減少し、電力価格が下がります。これがメリットオーダー効果として知られているものです」 [Roon]。2011 年は、太陽光発電の給電量が 1 ギガワット増えると、平均スポット価格は 82 ユーロセント/MWh 下がるという関係が見られました[BDEW2]。

2011 年、エネルギー取引所で取引された電力量はドイツの発電電力量の約 1/3 に過ぎませんでした。とはいえ、エネルギー取引所の価格は先渡市場の^{あいたい}相対価格 (over-the-counter prices) にも同じように影響すると考えられます[IZES]。図 10 は 2011 年におけるメリットオーダーを示しています。

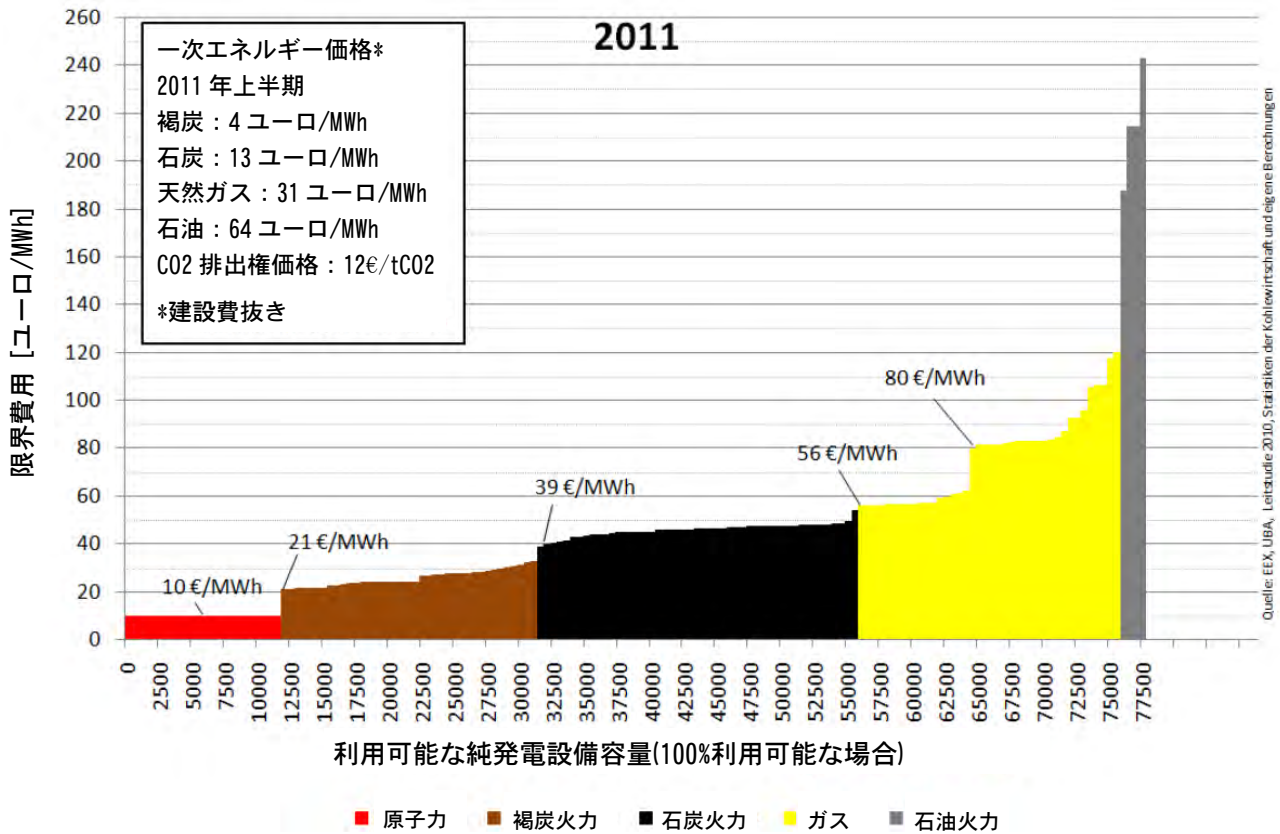


図 10：2011 年の旧来型発電所のメリットオーダー [IZES];
 注：枠内の一次エネルギー価格は熱量ベース、グラフの限界費用は電力量ベースである。

再エネ由来の給電量の増加と、石炭価格の下落、および CO₂排出枠の過剰供給によって、電力市場価格は劇的に低下してきています(図 11)。



図 11：ライプチヒの欧州エネルギー取引所(EEX)における価格動向 [EEX]

3.5 差額費用の決定

差額費用とは、助成策としての EEG 法に基づいて [送電会社から太陽光発電者に] 支払われる買取額と、太陽光発電の電力を [送電会社が] 市場で売却して得られる売上額との差を、補填するための費用です。

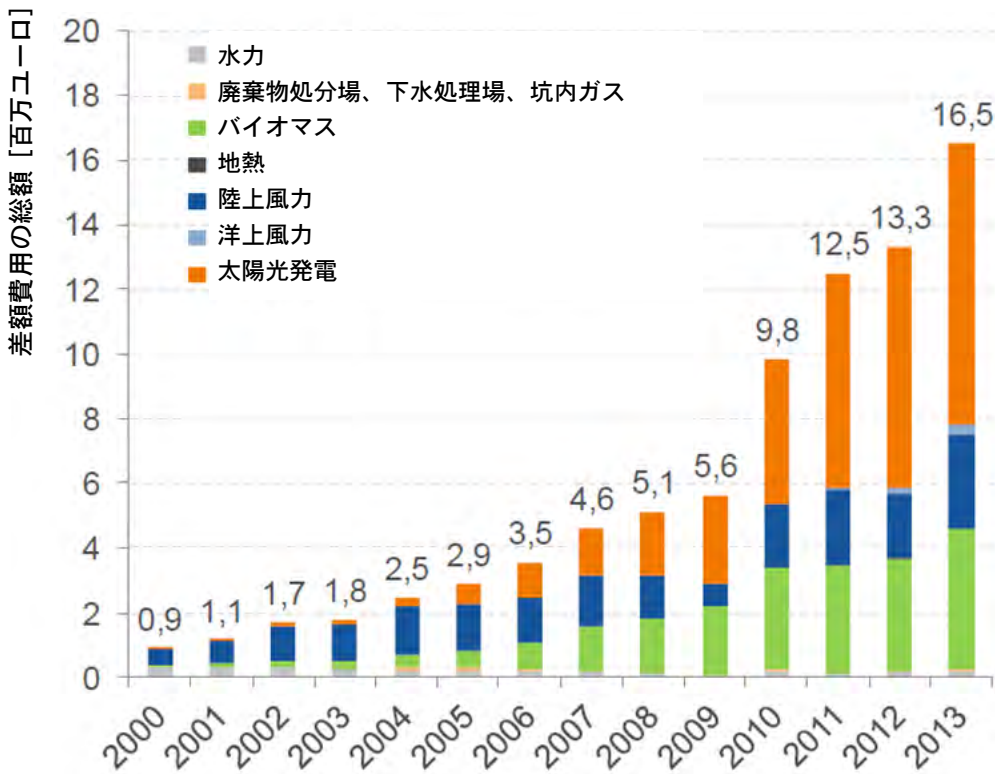


図 12：差額費用の動向 [EEX].

太陽光発電の電力の売上額は市場での平均電力価格に基づいて推定されます。電力のスポット価格は最高で約 7 ユーロセント/kWh に達しましたが、その後 4 ユーロセント/kWh に低下しています。この価格が、差額費用を決めるのに用いられるのです。

この算定方法の問題点は、簡単に言えば以下のようなものです：

- 太陽光発電による電力の給電がスポット市場価格を引き下げ、それがメリットオーダー効果によってスポット市場価格を引き下げる。その結果、おかしなことに計算上の差額費用は増えてしまう。この方法だと、太陽電池の設置が進めば進むほど太陽光発電の電力の価格が高くなったように見える。
- 石炭や CO₂排出枠の価格が下落すれば、電力のスポット価格が下がり、そのため計算上の差額費用が増えてしまう。

3.6 一部の電力需要家に対する優遇措置

政策決定者がエネルギーシフトの費用を誰が負担するかを決めています[BAFA]。彼らは、エネルギー集約産業（コストに占める電力費用が大きな産業）の EEG 法賦課金を大幅に減免することを決定しました。これらの産業は 2014 年には推定で総額 51 億ユーロの負担軽減を受けています。この賦課金減免の対象となる電力量は、ドイツの電力消費量全体のおよそ 5 分の 1 です。図 13 は 2013 年に産業部門が支払った EEG 法賦課金の内訳を示しています。この大規模な賦課金減免措置のせいで他の電力消費者、特に電力消費の約 30%を占める家庭部門の負担が増大しています。

EEG に規定された、優遇対象の需要家に対する賦課金免除のせいもあって、エネルギー集約産業にとっての 2012 年の電力価格は前年の水準にとどまりました。他方で kWh あたりの EEG 法賦課金率は上昇しました(図 21)。明らかにエネルギー集約産業は、太陽光発電による給電の結果として、ピーク時のエネルギー取引所価格が下落したことから、利益を得ています。賦課金の一部が間接的にこれらのエネルギー集約産業のふところに入ることになるのは明らかです。「EEG 法賦課金を大幅に免除されているか、あるいは 1 キロワット時あたり 0.05 ユーロセントという軽減賦課金率でしか支払っていないエネルギー集約企業は、メリットオーダー効果によって多大な恩恵を受けている。メリットオーダー効果により電力価格が下がれば、これらの企業にとって、EEG 法賦課金として負担した金額よりも大きな利益が受けられるのである」[IZES]。つまり、エネルギー集約企業はエネルギーシフトの費用をほとんど負担せず、利益だけを享受しているということなのです。

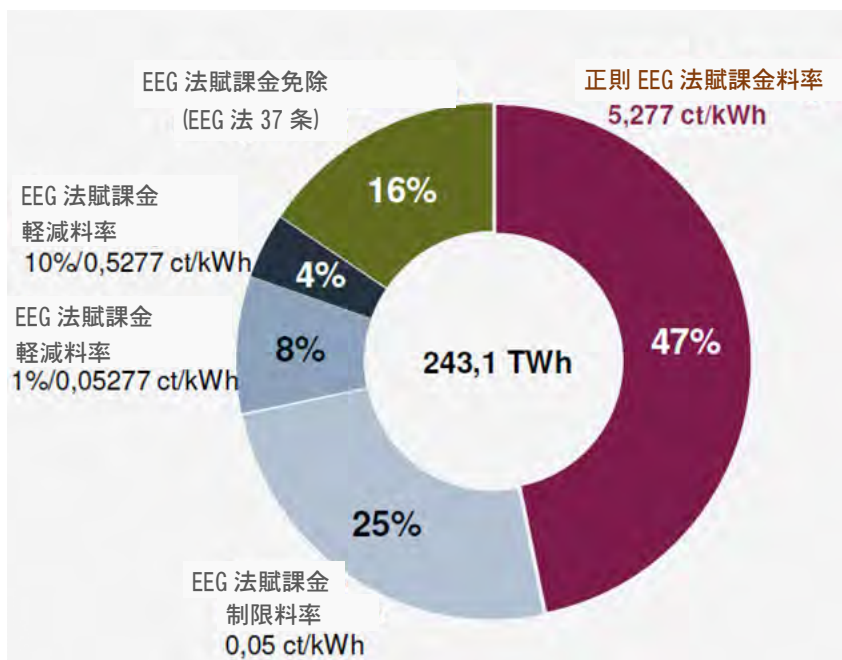


図 13 : EEG 法賦課金の工業優遇措置の対象内訳（工業部門のみ、2013 年） [BDEW24]

3.7 EEG 法賦課金

[送電会社が] 支払った買取代金と、再エネ電力の売上額（他の項目により調整）との差額は、EEG 法賦課金によって補填されます(図 14)。

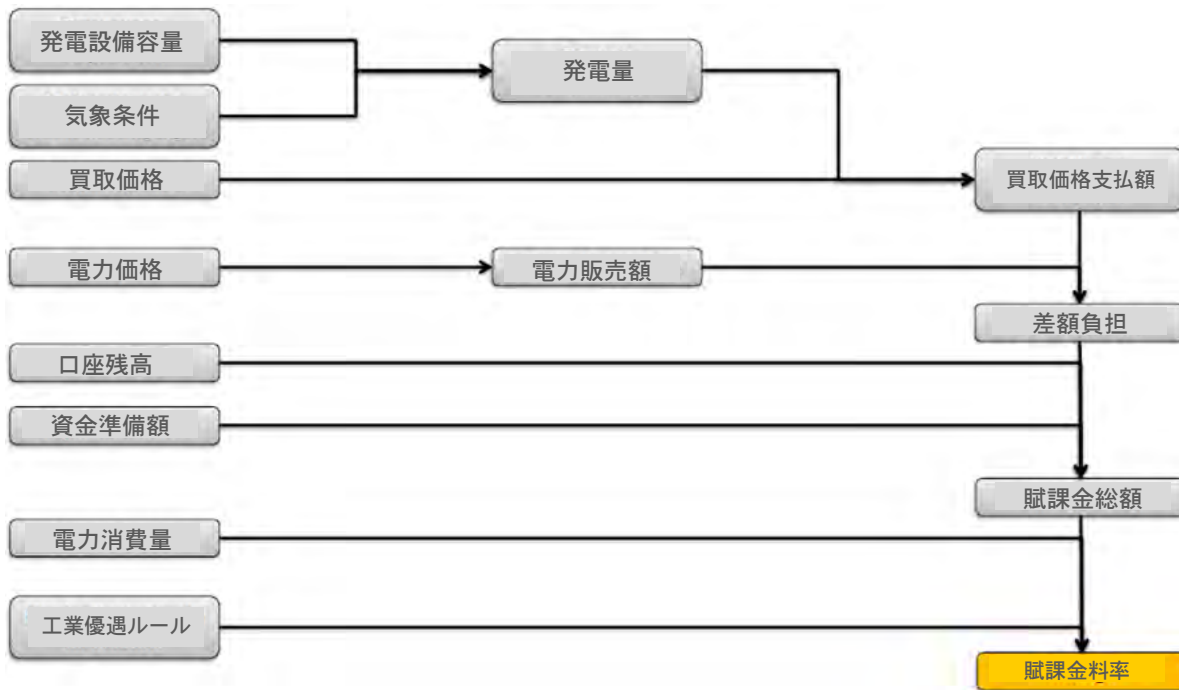


図 14 : EEG 法賦課金料率の計算方法の概観 [ÖKO]

減免措置の対象とならない電力消費者が賦課金を「電気料金に上乗せする形で」負担します。2014年の EEG 法賦課金は 6.24 ユーロセント/kWh です。最終消費者はこの賦課金の額に対する付加価値税をも支払わなければなりません [付加価値税は日本の消費税に相当します]。再エネの助成の直接の結果とみなせる金額は、この半分以下の 1 キロワット時あたり 2.54 ユーロセント/kWh だけなのです (図 15)。2015 年においては、EEG の賦課金は 6.17 ユーロセント/kWh に設定されています。

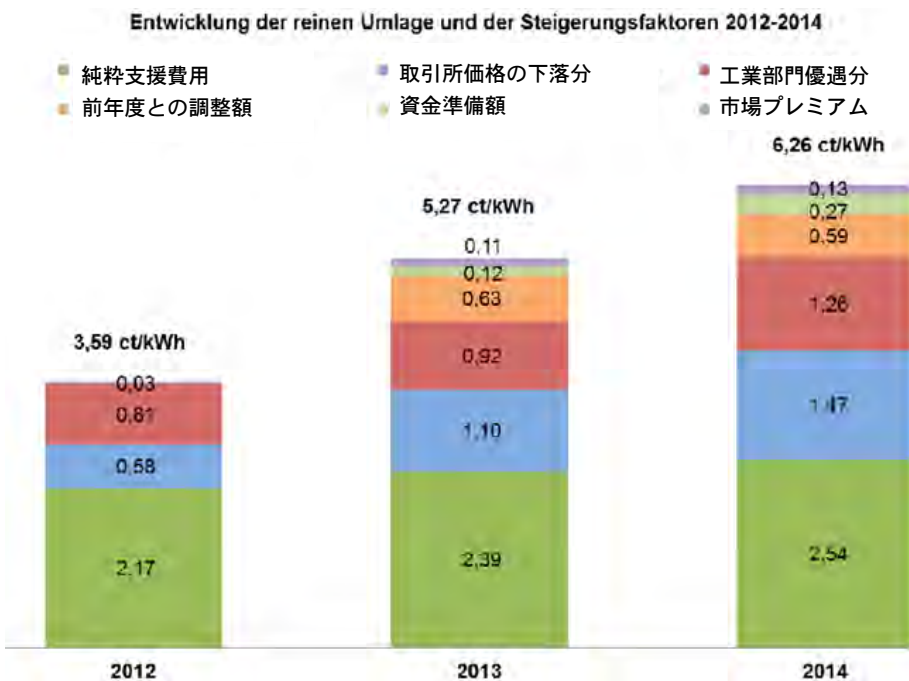


図 15 : EEG 法賦課金の構成と、純粋な支援コスト分 (2014 年は推計値に基づく) [BEE1].

付随的な費用を除けば、EEG 法賦課金のうち太陽光発電に支払われるものの割合は、2013 年には約 55%を占めました（図 16）。つまり、1.40 ユーロセント/kWh です。

2013 年において EEG 法によって買い取られた電力量のうち、太陽光発電の占める割合は約 25%に過ぎないので[R2B]、[それが金額的には 55%を占めるということから] 太陽光発電は [他の再エネに比べて] 大きな支援を受けていると言えます。EEG 法施行直後の数年間において、太陽光発電の発電原価とその固定買取価格が、他の再エネよりも何倍も高かったため（例えば、太陽光発電の発電原価と固定買取価格は風力発電の約 7 倍でした）、太陽光発電への助成額の比率が大きくなったためです。しかし太陽光発電は費用削減の余地がとて大きいと期待されたため、太陽光発電に対する買取は意図的に優遇されました。そして実際、予想をはるかに超えた低コスト化が実現しました。新規の太陽光発電所の電力の買取価格は、新規の洋上風力発電所設備の電力買取価格よりも大幅に安くなっているのです(初期の買取価格にはボーナスを含みます)。

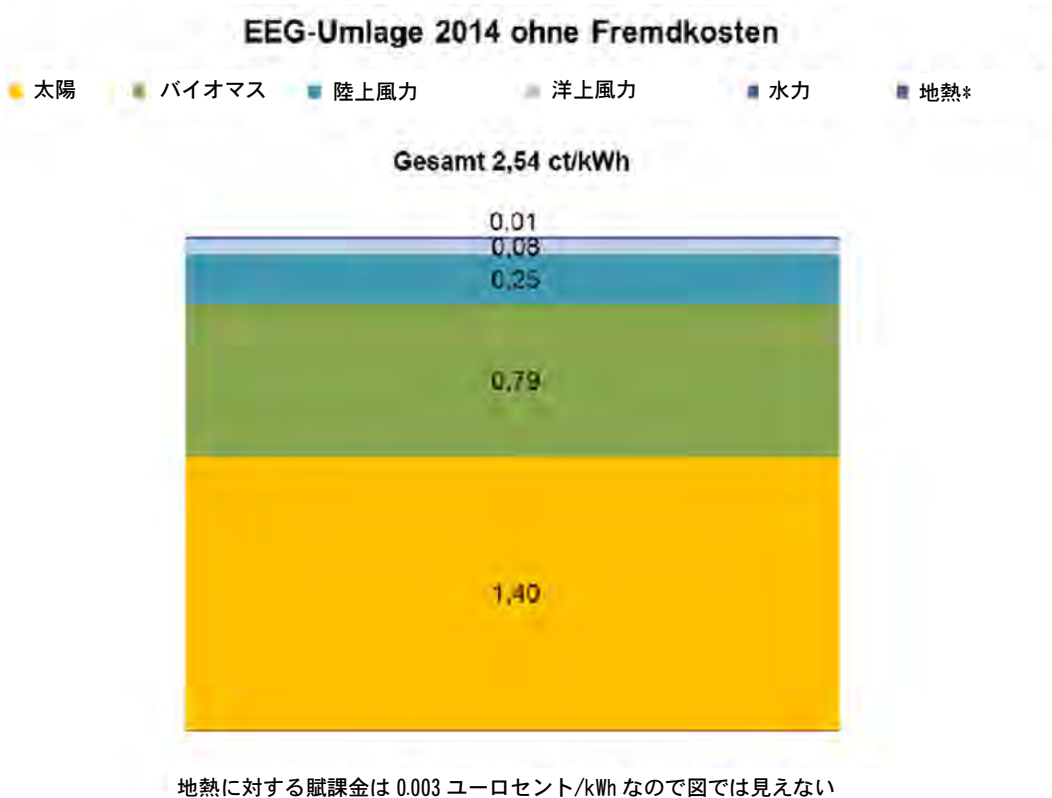


図 16: 2014 年の EEG 法賦課金の純粋な支援コスト分 [BEE1].

図 17 は、賦課金メカニズムの制定以来、EEG 法賦課金の料率（折れ線）と支払い総額（黄色棒）が乖離してきたことを示しています。この試算は 2010 年の欧州エネルギー取引所スポット市場の市場価格に基づいています。

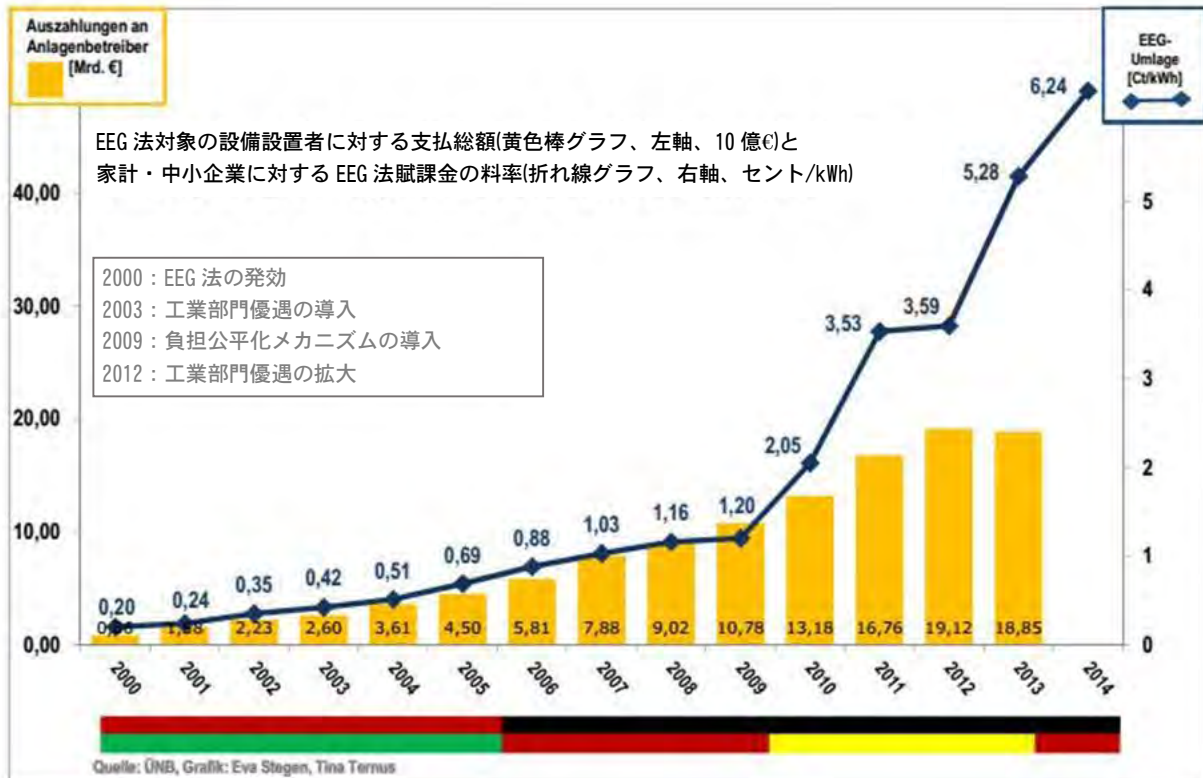


図 17： EEG 法賦課金の支払総額の変遷(棒グラフ)と賦課金料率(折れ線)との比較 [PV-Mag]

EEG 法の規定に基づいて考えれば、EEG 法賦課金料率の上昇は以下の要因によるものです：

1. スポット電力市場の下落

ライプチヒの欧州エネルギー取引所（EEX）の電力価格が下がれば下がるほど、EEG 法賦課金料率は引き上げられ、一般家庭や小規模消費者の電気料金は上昇します。対照的に、老朽化の進んだ石炭火力発電所を閉鎖することは、ドイツ政府の「気候変動防止のための」目標の達成を支えるだけでなく、「電力相場の上昇によって」EEG 法賦課金料率を引き下げるでしょう。

2. EEG 法賦課金の減免対象となる需要家が消費する電力量の増加

2014 年、発電電力量の約 1/5 は、賦課金をほとんど免除されているエネルギー集約産業によって消費されました。その結果として約 25 億ユーロ [約 3500 億円] の追加費用が生じましたが、これを負担するのは家庭や中小企業です。

3. オンサイト消費もしくは自家消費されない再エネ発電量の増加

再エネ電源の発電量の増加は望ましいことですが、少なくとも短期的には賦課金料率の上昇につながります。これは直接的には「再エネ発電量の増加に伴う」買取費用の増加のせいですが、間接的には「再

エネ発電量の増加に伴う CO₂ の] 排出枠価格の大幅な下落のせいです。排出枠価格の下落によって火力発電のコストが下がり、火力発電会社は売り注文価格を低くすることができます。

4. メリットオーダー効果

かつては昼間のエネルギー取引所価格が高かったのですが、その時間帯に太陽光発電の電気が給電されることで、電力市場価格が低下しています。その結果、FIT 買取価格と電力市場価格の差が増大します。この差が EEG 法賦課金料率の算定根拠となるため、料率の上昇につながるわけです。

5. 電力消費量の減少

電力消費量を減らす試みは電力購入量を減らすので、そのキロワット時あたりの賦課金料率は上昇します。

6. 市場プレミアムの要素としての管理プレミアム

市場プレミアム方式への移行 [再エネ電力の公定買取価格を定めた現在の方式から、再エネ電力を市場価格で売却させ、価格に上乗せする形で支援を与える方式への移行] のために、数億ユーロ [数百億円] の管理費用が生じます。

4. 補助金と電力価格

4.1 太陽光発電の電力は補助金を受けていますか？

いいえ、再エネの支援は EEG 法賦課金を通じてなされています。

太陽光発電への投資の促進策は、公的資金によって行われているわけではありません。半端な報告書がしばしば、過去および将来の太陽光発電でつくられる電力の FIT 買取代金の支払い総額は何千億ユーロにも達するという数字や、「補助金」という単語を用いていますが、補助金とは公的資金からなされるものことです。EEG 法は電力の消費者に対して、賦課金を通じてエネルギーシフトのための費用を負担するよう義務づけるものです。欧州委員会もこの解釈を支持しています。賦課金の総額は、固定価格買取総額そのものではなく、支払い費用（買い取り金額）と再エネ電力売却収入の差額として求められる、差額費用の金額と一致します(3.5 章参照)。

費用の面では、送電網に給電される太陽光発電の電力に対する累積支払額は、2013 年を含めると約 410 億ユーロ [約 5.74 兆円] になります。

EEG 法の賦課金を計算する際には、太陽光発電の電力の売却額は欧州エネルギー取引所(EEX)における需給均衡価格によって決定されます。この方法だと太陽光発電の電力の便益は過小評価される傾向があります。なぜなら第一に、太陽光発電の電力は長年、この市場価格に好ましい効果（価格引き下げ効果）を及ぼしてきたことです(3.4 節参照)。第二に、この市場価格は、火力発電所や原子力発電所の深刻

な外部費用を無視したものです(4.2節参照)。1キロワット時あたり約10ユーロセント [約14円] という火力発電や原子力発電の電気の総費用 [外部費用を含む] を元に考えれば、太陽光発電に対する固定価格買い取りのための追加費用は急速に減少しています。2013年には太陽光発電の発電原価が火力や原子力を下回ったとも考えられます(図5)。とはいえ、太陽光発電所の新規建設は将来の政策決定に依存します。地面に設置される新規の太陽光発電所が、既存の火力発電や原子力発電よりも安い電力を生み出すと言えるためには、[外部費用を含んだ] 電力の総費用が考慮されなければなりません。総費用が考慮されれば、追加費用はすでに限りなくゼロに近く、将来的にはマイナスになるとみられます。

火力発電や原子力発電の総費用はやがて大変な金額に達するとみられるので、長期的には再エネの増加によって、電力が持続可能な価格で利用可能となります。わが国の産業部門には将来のエネルギー安定供給についての明るい見通しが必要です。それは、家庭部門でも同じことです。

電力政策は住宅建設政策における苦い経験から学ぶことができます。この分野では、既存の建築ストックの改修工事に関する総合的な政策が現在まで実施されてこなかったため、低所得者は高い光熱費を支払うために、社会保障給付をあてにせざるをえなくなっているのです。社会保障給付は間接的に、海外のガスや石油の供給者に流れていることとなります。

もしドイツがエネルギーシフトに失敗すれば、私たちはどれほどの代償を支払わなければならないのでしょうか？この金額を知ることなく、エネルギーシフトの費用の総額が大きいとか小さいとか言うことは難しいと言うべきです。

4.2 化石燃料や原子力は補助金を受けていますか？

はい。

政府は火力発電所や原発の電力の価格にも影響を与えます。政治的決断によってCO₂排出枠の価格や、排気ガス浄化の規制、必要ならばCO₂の半永久的な貯留(炭素隔離・貯留=CCS)、原子力への課税や、原子力発電所の安全規制や損害賠償保険などの条件が決まります。

これは火力発電所や原発の見えにくいリスクや費用をどれだけ現在のエネルギー消費者が負担すべきなのかについて、政策決定者が決断せねばならないということです。これらの費用がもっと厳密に考慮されれば、発電費用は全体的に見れば顕著に高くなるでしょうが、そうすると太陽光発電は発電部門全体のコストをむしろ引き下げるものとなります。そうならない限り、化石燃料および原子力の電力は外部性を隠蔽した価格で売られ、将来世代に負担を先送りにするでしょう(19.9節、[DLE][FOS1]参照)。

グリーンバジェット・ジャーマニーの報告書[FÖS2]は、「これまで数十年間、原子力、石炭、褐炭といった旧来型のエネルギー資源は、政府の補助金(資金支援、税の減免、その他の優遇政策)を大規模に与えられ、多額の利益を得てきた。再生可能エネルギーの場合と違って、これらの費用の大部分は透明性の保たれた方法で支払われていない。むしろそれらの資金は国家予算から割り当てられている。もしこれらの費用も「旧来型エネルギー固定価格買取制度」の形で電気料金に上乗せされるならば、その賦課金料率

は1キロワット時あたり10.2セントになるであろう。これは2012年の再エネのEEG賦課金料率のほぼ3倍に相当する」と述べています。「現在までの再エネに対する支援額は計540億ユーロ〔約7兆5600億円〕に上る。それに対して、1970年から2012年までの助成額の累計は、石炭では約1770億ユーロ〔24兆7800億円〕、褐炭では約650億ユーロ〔9.1兆円〕、原子力は約1870億ユーロ〔26兆1800億円〕にのぼる」というのです。

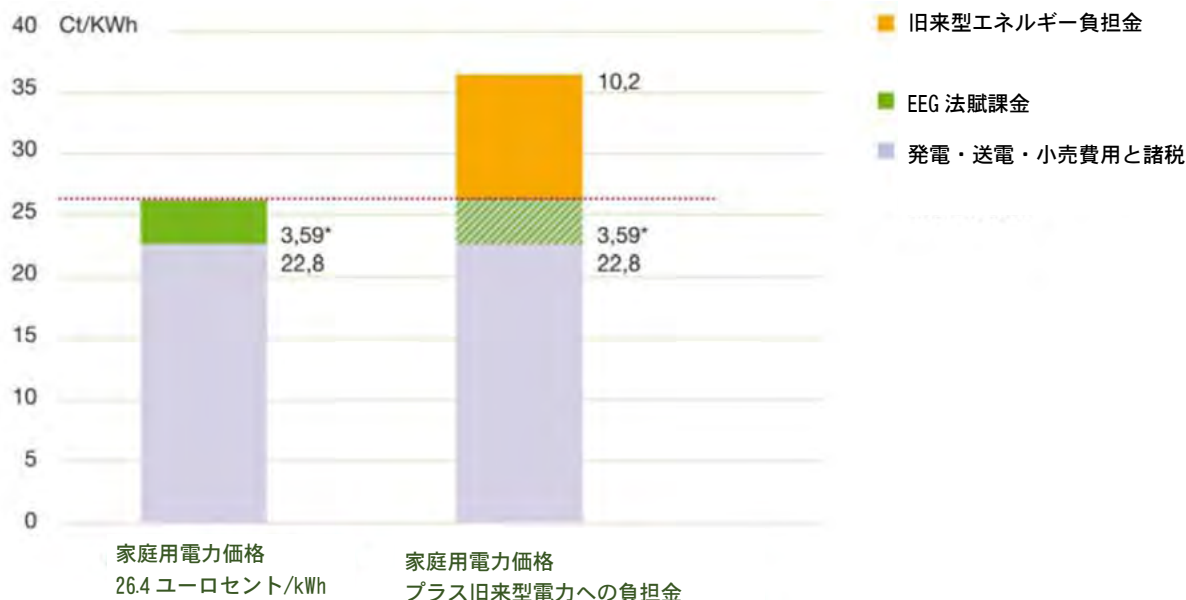


図 18 : 2012 年の外部費用・政策費用に基づく「旧来型エネルギー買取価格」の推定値 [FÖS2]

CO₂排出枠取引制度は当初の計画とは違って、CO₂ 1 トンあたりの排出枠価格が5ユーロ程度にとどまり、火力発電のコストにほとんど影響を与えていません。現実的な排出枠価格は1トンあたり70ユーロと推定されているので[DLR]、これと比較するならば、火力発電は年間200億ユーロ以上の補助金をもらっているのと同じことです。



図 19 : EEX スポット市場における CO₂ 排出許可証価格 (2008~2013 年、€/tCO₂)

(たとえば、CO₂増加で引き起こされる気候関連の大惨事、原発事故、永続的な放射性廃棄物の貯蔵、原発を対象とするテロ、永久的に汚染された土地など)化石燃料や原子力による発電の費用やリスクの大部分は将来になって現れると考えられるので、実際の発電コストやリスクについて正確に示すことは現在では不可能であり、そのため「再エネの費用と」比較することが非常に難しいのです。しかしながら、原発のリスクは非常に重大なものと専門家が推計しており、世界中の保険会社および再保険会社は、原発に対する保険証券を販売しようとしません。ライプチヒ保険フォーラム (Versicherungsforen Leipzig) の研究によれば、最も深刻なタイプの原発事故の賠償責任額は最大でも 6 兆円程度であり、これに対する保険金額を積み立てる期間によって、原発事故保険の単価は 1 キロワット時あたり 0.14~67.30 ユーロ [19.6 円~9422 円] にのぼると考えられています[VFL]。結局のところ、納税者が原子力発電会社の保険を引き受けているようなものです。また、ドイツ国民の大多数は長年原発に反対してきましから、彼らは意思に反して「保険の引き受け」を強制されてきたと言えます。しかも、事故の損害額には限りがありませんから、金額無制限の保険を引き受けているのと同じです。これは将来どれだけの負担になるかが分からない補助金なのです。

国際エネルギー機関(IEA)によれば、火力発電は 2012 年に世界全体で 5440 億ドル [65 兆 2800 億円] 以上の補助金を受け取っています[IEA4]。

4.3 借家に住む貧しい人たちがマイホームを持つお金持ちに補助をしているのですか？

いいえ。

これは 2011 年 12 月 8 日発行の新聞「ディー・ツァイト(Die Zeit)」の見出しとして、広く知られることとなった意見ですが、実像を捻じ曲げたものと言わざるをえません。政治的決断によるエネルギー集約企業への優遇措置を除いて考えれば、ドイツの再エネ中心のエネルギーシフトのための費用は、原因者負担の原則に従って全ての消費者が負担しています(その消費者にはすべての家庭が含まれるので、マイホーム所有者も借家人もみな含まれているのです)。これらの負担金は、太陽光発電だけでなく、風力発電やその他の再エネに対する資金提供にも貢献しています。全ての電力消費者はエネルギー効率の高い電化製品を選び使用することで電力消費量を減らすことができます。多くの自治体は省エネに関する無料相談サービスを実施し、効率の良い新型の機器の購入費用を補助しています。電力消費量の増加に応じて電気料金を高くするようになれば、低所得世帯の負担を抑えながら省エネを奨励することができます。

家庭に設置された太陽光発電設備はたいてい 10kWp 未満です。ドイツの太陽光発電設備に占める割合は、10kWp 未満の発電設備はわずかに 15%未満なのに対して、500kWp 以上の大型発電所は約 30%になります(図 32)。市民の出資や基金によってもっと大規模な太陽光発電所が建設されることがありますが、そういうものに対しては、借家に住む人々も出資することができます。

4.4 太陽光発電は家庭の電気料金を高くしていますか？

はい。

とはいえ、家庭が支払う電気料金には、それ以外にもさまざまな賦課金や負担金が含まれています。ドイツの立法者は EEG 法賦課金や、その他の税・賦課金を計算する原則を明確に定めていますが、それが現在のところ家庭に不利な影響を与えていることは確かです。

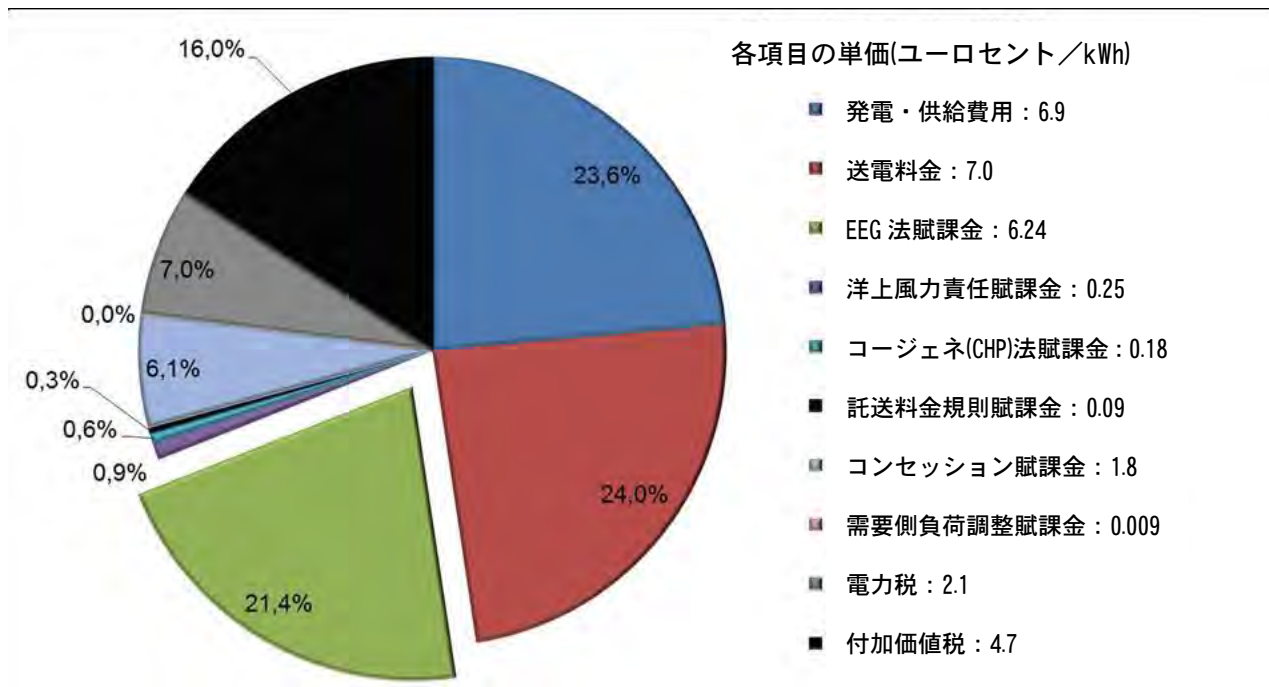


図 20：2014 年における kWh あたり 29 ユーロセントの電力価格の内訳

注：エネルギー集約産業の負担は減免されている。コンセッション賦課金とは電線設置のための道路使用に対する賦課金のこと。

年間 3500 kWh の電力を消費する典型的な家庭は、2014 年に 1 キロワット時あたり約 29 ユーロセントの電気代を支払いました。図 20 はこの電力価格の内訳を例示したものです。電力税は 1999 年に導入されました。法律によれば、この税の目的は電力価格を引き上げることです [環境税制改革の一環です]。その税収は原則として公的年金基金に組み入れられます [歳入中立なかたちで年金保険料の引き下げが行われます]。家庭は電力税や EEG 法賦課金に付加価値税を上乗せして支払わなければなりません (図 21)。

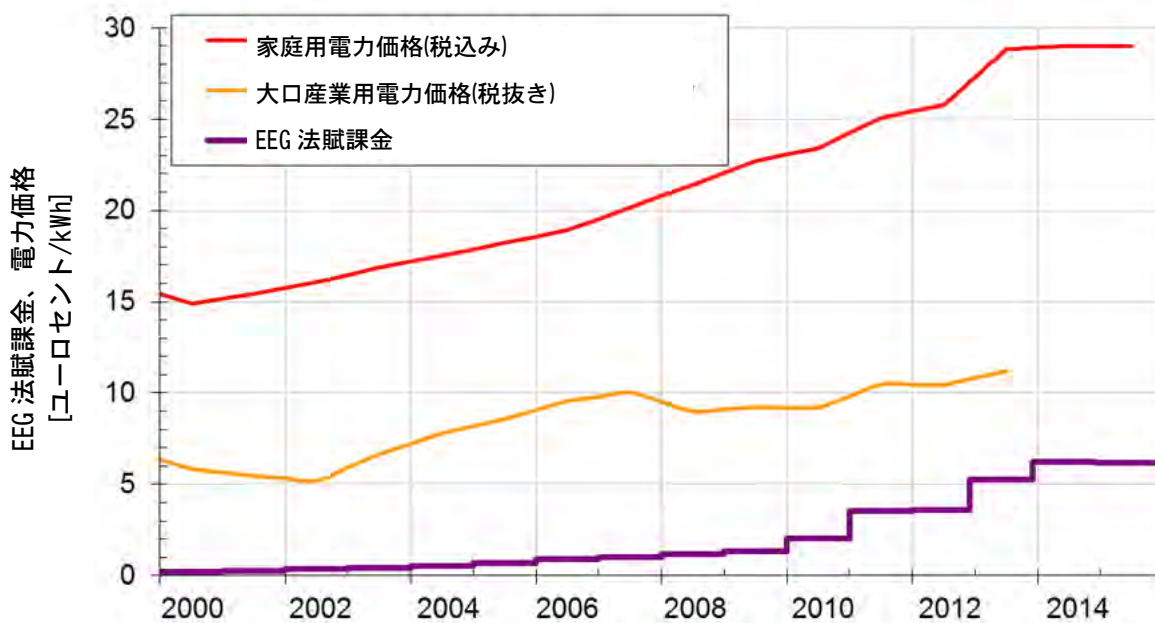


図 21：家庭用電力価格(税込み)と大口産業用電力価格(税抜き)の動向 [BMW1]、および EEG 法賦課金
 注：家庭用電力価格の半分は税・賦課金である。

4.5 太陽光発電はエネルギー集約産業の電力価格を引き上げたのですか？

いいえ、全く逆です。

エネルギー集約産業は実際、ライプチヒ電力取引所(EPEX)の電力価格下落によって利益を受けています。他方、彼らはエネルギーシフトの費用負担にほとんど協力していません[FÖS3]。彼らが支払うドイツの電力価格は 2008 年以降、ヨーロッパの大きな隣国と同様の変化を示してきました(図 23)。2011 年にドイツの電力価格が上昇したのは、福島原発事故に伴う脱原発政策によるものと言えます。

ドイツ工業エネルギー需要家連盟(VIK)によれば、商工業の中圧顧客に対する電力価格は、9 年ぶりの低価格だということです(図 22)。

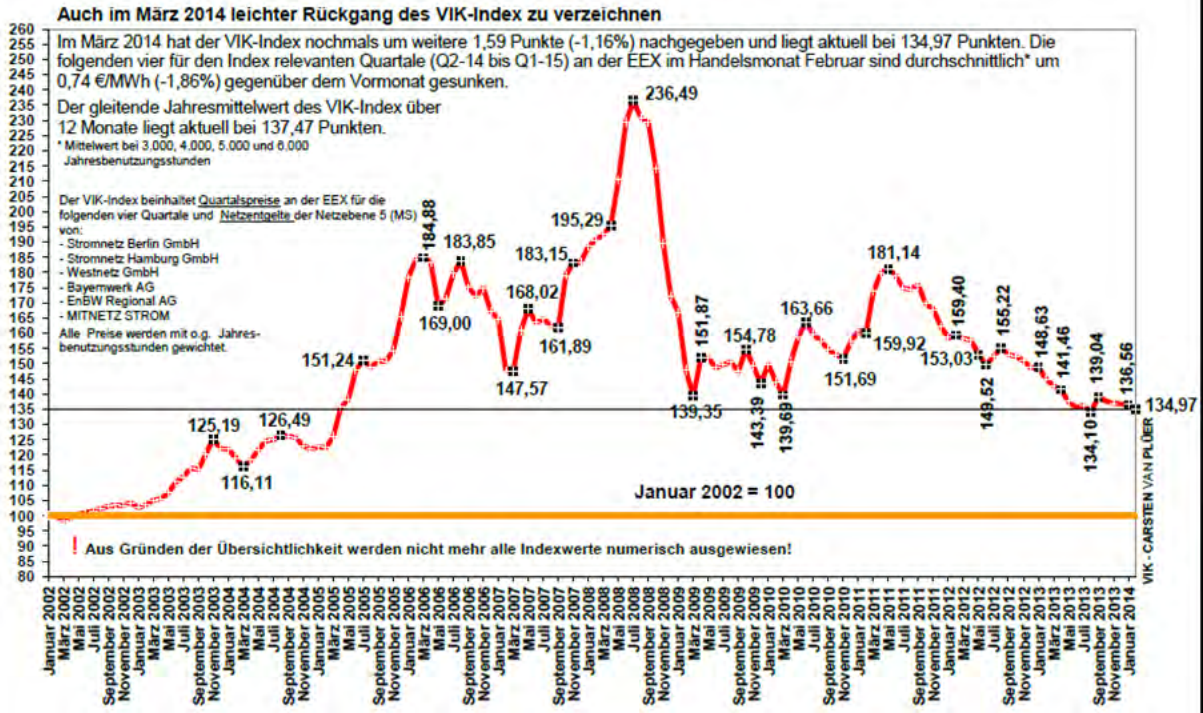


図 22：ドイツ工業エネルギー需要家連盟(VIK)による中圧需要家の電力価格指数(2002年1月=100) [VIK]
 記注：2002年を100とする指数。キャプションの翻訳は省略する。月名はJanuarが1月、2ヶ月おき。

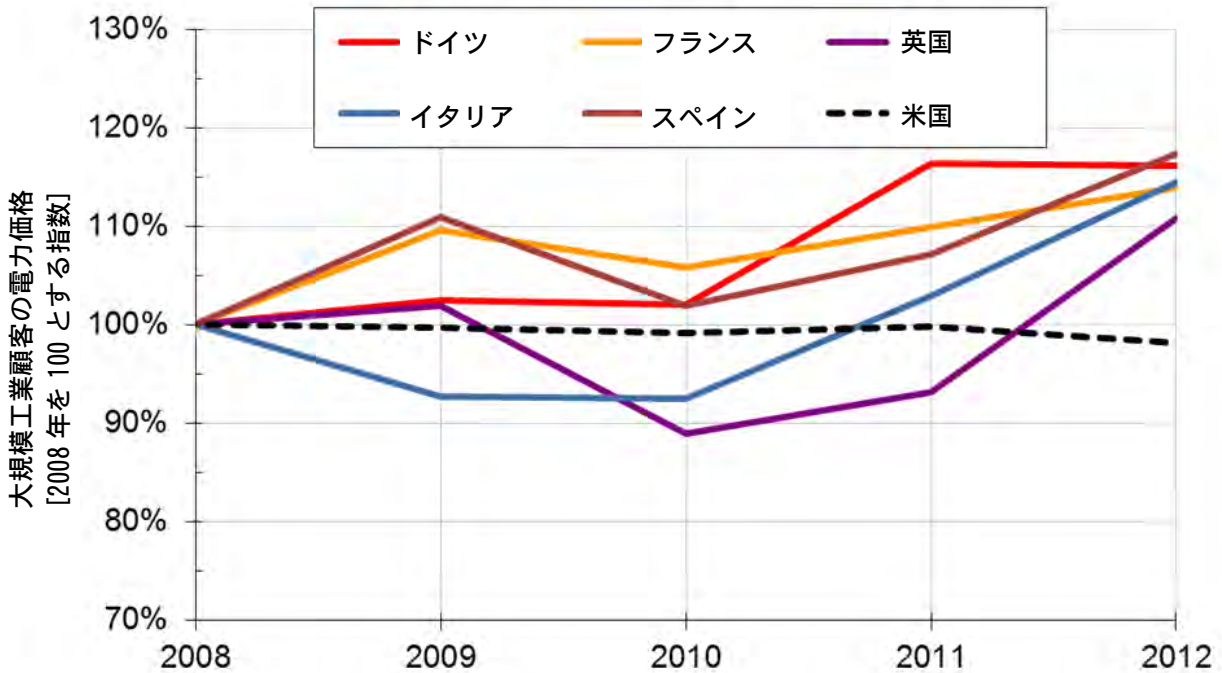


図 23：2008年以降の欧州における大規模電力需要家(20~70 GWh/年)にとっての電力価格の推移、および米国の工業用電力価格 ([BMW1], [DOE]からの数値)

2013年末には、オランダ最後のアルミニウム企業であるアルデル社が破産しました。その理由の一つは、ドイツなど周辺諸国の電気が安いからだということです。

米国では、シェールガスのフラッキング（水圧破碎法）によって、産業用電力価格が安定化しました。ドイツはエネルギー効率化（省エネ）と再生可能エネルギーを重視しています（図 24）。

10 億米ドルあたりペタジュール

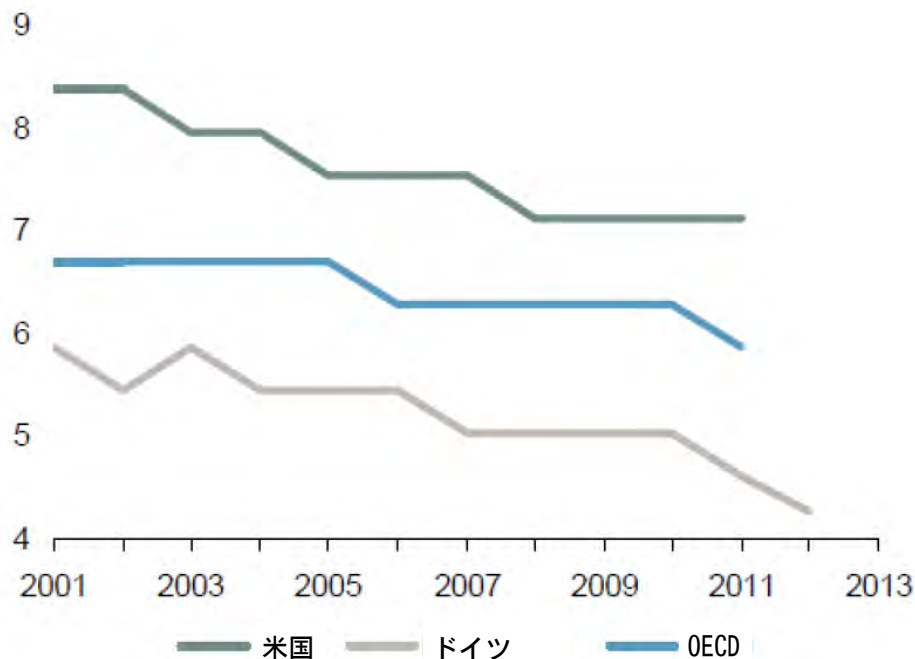


図 24：主要国のエネルギー消費原単位の変化

5. ドイツは太陽光発電の電力を大量に周辺国に輸出しているのですか？

いいえ。電力の純輸出量の大部分は新規石炭火力発電所によるものです。2013年のドイツの電力純輸出量は 32 テラワット時でした。これは過去最高の規模です（図 25）。その年、石炭と褐炭による発電量は 8 TWh も増加しましたが、太陽光発電の増分は 1.8 TWh に過ぎません。この発電量から、石炭・褐炭火力の増分が輸出に寄与したことが分かります。

月別の電力純輸出量（図 26）を見れば、年初（1月、2月）と年末（11月、12月）に特に大きいことが分かります。しかし、この時期は太陽光発電量が少ないのです（1 TWh 未満）。このことから、大量の太陽光発電の電気が輸出されているという説が、正しくないことが分かります。

Veränderung der Nettostromerzeugung: 2013 gegenüber 2012

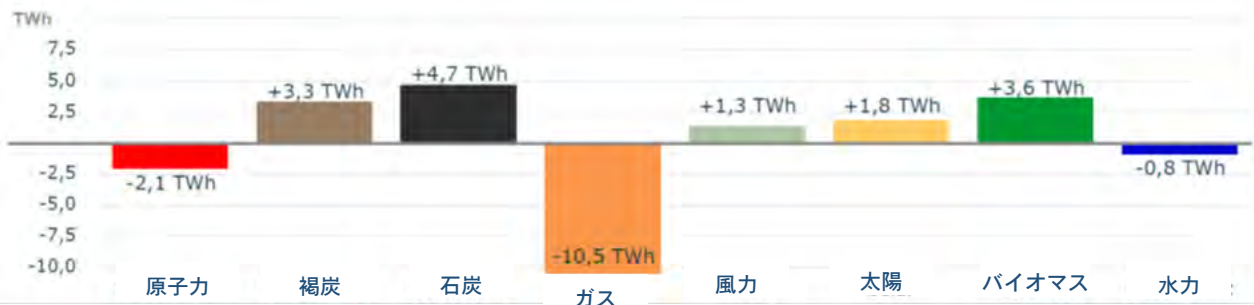


図 25 : 2013 年における発電量の対前年変化量 [ISE4]

Strom Export und Import



図 26 : 2013 年の月間電力輸出入量 [ISE4]

注 : 薄い緑色が輸出、濃い緑色が輸入

6. 太陽光発電所は適正な投資収益をもたらすのですか？

はい。しかし、新規建設が減少していることから、最近では投資の魅力が低下していることも分かります。新規の太陽光発電所は固定価格買取と自家消費によって利益をもたらします。しかし、政府はこの両面で、太陽光発電の利益を削ろうとしています。FIT の買取価格は近年急激に引き下げられたので、設置者はコスト削減に苦労しています。その他の問題としては、2010 年以降、耕作可能な土地に設置された太陽電池は、EEG 法の固定価格買取から除外されていることが挙げられます。10MW 以上の新規太陽光発電所は、最も低コストで発電できるものですが、2012 年以降は EEG 法の対象外となりました。中国から輸入される太陽光発電モジュールに対しては、欧州委員会が最低価格と数量制限を定めて、守らない中国企業には懲罰的関税をかけています。

自家消費は、電力会社から電力を買う価格と太陽光発電の発電原価との差が大きくなれば、それをする価値が高まります。蓄電池のない太陽光発電システムの場合は、どの程度自家消費ができるかは、発電量と消費量の偶然のギャップに依存します。自家消費された電力にも売上税が課される可能性があります。また 2014 年以降は、新規太陽光発電所から自家消費された電力にも、EEG 法の賦課金が課されることとなります。

日照条件のよい地域では収益率は高くなるでしょう。しかし、日照条件と発電量は、一対一の関係ではありません (kWh と kWp の関係、20.4 節を参照)。積雪や、太陽電池の温度に影響を与える風速など、その他のパラメタも年間収益に影響します。

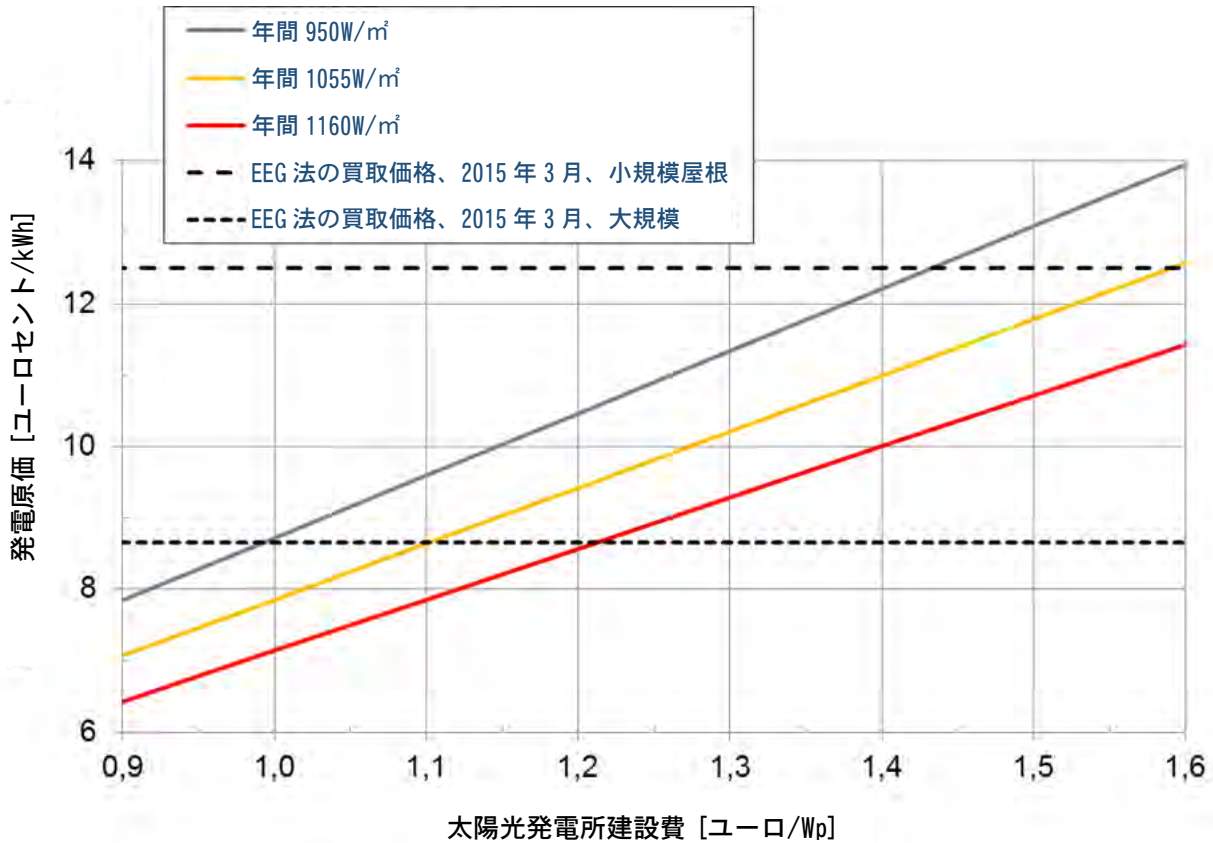


図 27：日射強度に応じた太陽光発電所の発電原価(LCOE)についての推計

発電原価(LCOE、インフレ調整なし)の大きな推定値(図 27)をえるために以下の仮定が用いられます:

- ・モジュールの向きは最適(およそ南向き 30°)
- ・システム出力係数(PR、20.6 節)は 85%
- ・毎年の発電量の減少率は 0.5%
- ・年間運転費は発電所設置価格の 1%
- ・インフレ率は 0%
- ・名目帰属利率は 5% (自己資本・他人資本投資の収益率の平均値)

ドイツでは、水平の地面に対する平均全天日射強度(average global irradiance)は毎年 1055[kWh/平米]です[DWD]。発電原価は現在割引価値法を用いて算出されます。それによれば、ランニングコストと発電原価(LCOE)は発電所設置時の利率を用いて割引計算されます。求められた発電原価にインフレ調整

は行われません。それは、FIT 買取価格が名目値で一定であり、かつ実質値で逓減してゆくように設定されているのと、比較しやすくするためです。

100%を株式投資でまかなった場合は、帰属利子率は収益率(rate of return)に等しくなります。参考までに、連邦ネットワーク規制庁(Bundesnetzagentur)は、電力・ガス網への新規投資と追加投資に対して、自己資本収益率を 9.05% (法人税引き前) と設定しています[BNA2]。

現在のところ、運転開始後 21 年目以降の太陽光発電の電気の価値を算入することはできません。しかし、多くの発電所がわずかなランニングコストでかなりの量の発電を続けると考えられます。これについては、自家消費の可能性や、電力会社が設定する将来の電力価格および買取価格、あるいは政策決定者の介入が収益計算に影響を与えます。EEG 法の買取価格が適用される期間についても、太陽光発電所の収益率に対する保証は一切ありません。財産保険や製造者による品質保証があったとしても、投資家にとってのリスクを完全に除去できるわけではないのです。

7. 太陽光発電所の設置はアジアの雇用を増やすだけなのですか？

そんなことはありません。とはいえここ数年、ドイツ国内で太陽光発電関係の仕事がかなり減ってきたのは事実です。

2013 年には、太陽光発電産業はドイツで約 56000 人を雇用していました[Press Release from BMWi on 26th May 2014]。そして、製品の輸出比率は 65%でした[BSW]。

以下のような産業部門のビジネスがドイツの太陽電池産業に寄与しています。

1. 原材料の製造部門 (シリコン、ウェファー、金属ペースト、プラスチック薄膜、ガラスなど)
2. 中間財・最終財の製造部門 (太陽電池、モジュール、インバーター、支持構造体、ケーブル、コーティング済みガラスなど)
3. 製造工場等の建設部門
4. 設置部門 (なかでも商業サービス部門)

ドイツの太陽光発電関連メーカー (部品・機械・プラントの製造会社) の世界市場シェアは 46%に達し、輸出比率は 87%を誇っていました[VDMA]。

2013 年には生産量が 1.3W となり、ドイツはセルおよびモジュールの純輸入国となりました (Photon 2014-01)。しかし、太陽光発電産業のうちそれ以外の分野ではドイツはいまだに純輸出国であり、一部の分野では世界のリーダーです (インバーター、PV 製造装置など)。ここ数年、企業の閉鎖や倒産ことによってドイツの多くの雇用が失われ、セルやモジュールの製造業者や機械エンジニアリング産業のほか、設備の設置者にも影響を及ぼしてきました。2007 年当時は、EEG 法に研究開発支援と旧東独地域への設置補助金を組み合わせる政策によって、ドイツを太陽光セルとモジュールの世界的生産拠点にするという計画が、うまく行くと思われていました。当時、生産量の国際ランキングではドイツ企業がトップ

だったのです。しかしそれ以降は、アジア諸国が産業政策を通じて巨額の設備投資を行ったことによって、ドイツ企業のマーケットシェアは大幅に縮小しました。こうした変化にとって、労働コストの違いはあまり重要ではありません。なぜなら、太陽電池の製造は相当に自動化されているためです。しかも重要なのは、自動車や電子技術産業などに比べて、太陽電池の生産は複雑なものではないということです。近年、高品質のモジュールを生産できるターンキー方式の生産ラインが、簡単に輸出され、急速な技術移転が進んでいるのです [ターンキー方式(turn-key)とは、建設や整備をすべて外国企業が引き受けるので、工場運営者はキーを回すだけでよい、という意味]。

ドイツや欧州諸国の実効性ある FIT 法は太陽光発電所への大規模な投資を刺激しました。それはドイツだけでも 2013 年までに 800 億ユーロの投資額にのぼると見積もられます。しかしこれらの国々では、競争力あるかたち（例えばギガワット規模）で生産拠点への投資が行われるようにするための、政治経済的枠組みが欠けていました。それに対し、中国その他のアジア諸国では投資と資金調達の条件を整え、大規模生産ラインの建設のために国内外の投資資金を 40 億ユーロも動員することに成功しました。

太陽光発電モジュールの輸入比率は大きいものの、太陽光発電所のバリューチェーンの大部分はドイツ国内に残っています。ドイツで設置されるモジュールの約 80%がアジア産と仮定し、このモジュールが太陽光発電所の建設費の約 60%を占める（残りの 40%は主にインバーター費用や設置費用である）と仮定しても、輸入モジュールを生産したアジア諸国に渡る金額は、FIT 電力買取金額のうち 30%にとどまります。しかも、アジア製の太陽光発電関連製品の約半分は、ドイツ製の設備で製造されていることを忘れてはなりません。

長期的には、太陽光モジュールの製造費が低下するとともに、運送費が上昇し、輸送にも時間がかかることから、ドイツの製造会社の競争条件は改善されるものと考えられます。

8. 大規模発電会社は太陽光発電を拒絶しているのですか？

これまで、彼らはほとんどドイツでの太陽光発電に関心を示していませんでした。

2010 年には、ドイツに設置された太陽光発電設備容量の半分以上が個人や農家の所有であり、それ以外は商事会社、プロジェクト事業者、投資ファンドなどによるものでした（残念ながらもっと新しいデータは入手できていません）。大規模発電会社の EnBW、Eon、RWE および Vattenfall（図 28 の Big Four）が所有するのはわずか 0.2%です。なぜ彼らはこれほどまでに太陽光発電を敬遠するのでしょうか。

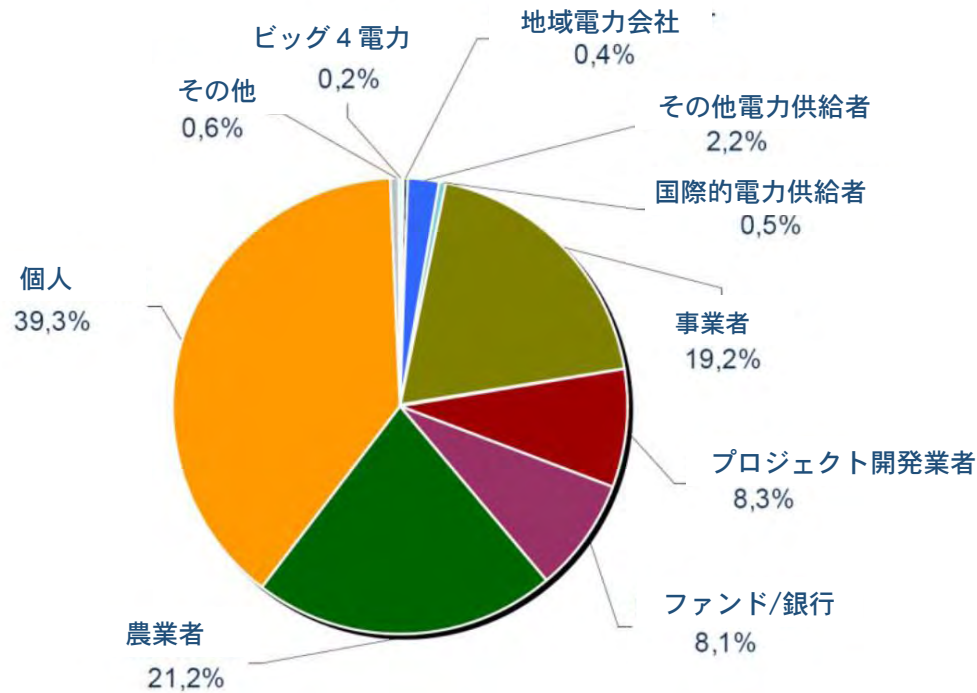


図 28：設置済み太陽光発電設備の所有者別シェア、2010 年末 [trend:research]

ドイツの電力消費量は 2007 以降減少しています。新規の太陽光発電所の建設は **Big Four** にとって、市場シェアを減らすだけでなく、売上高を減らすことにもなるのです。

太陽光発電所は昼間の需要ピーク時に発電量が増えます (図 56)。これによって、コストの高いガス火力発電所等が必要とされる時間が減り、エネルギー取引所(EEX)の電力相場も下がるのです。その時間帯に動いている発電所のすべてに同じ電力価格が適用されます (3.4 節)。以前は、**Big Four** 発電会社は安価な原子力や褐炭火力の電気を、日中に高い値段で売ることができました。しかし 2011 年までには太陽光発電の影響でエネルギー取引所の価格が下がり、彼らの利潤が大幅に減少したのです。この価格低下によって、長期供給契約にも影響が及びました。その上、太陽光発電は春と夏のピークロードの電力をまかなえるようになり、火力発電所の設備利用率を引き下げることになったのです。その結果、火力発電所の発電原価が上昇しました。太陽光発電量の増加に伴って負荷追従運転の必要が生じ、採算がとれていた安価な石炭火力発電所の電気が、春や夏にはますます使われなくなっていきました。このことから、大規模発電会社は太陽光発電にはほとんど関心を示していませんが、大型風力発電所 (特に洋上風力) は彼らのビジネスモデルにも合致するでしょう。

フランクフルト新聞(FAZ)のインタビュー (2013 年 4 月 2 日) で、欧州委員会委員のギュンター・エッティンガー氏は、この問題についての意見を次のように述べています。「ドイツの太陽光発電設備容量は増えすぎているので、制限を加えるべきです。要するに、十分な蓄電設備と送電網によって電力をスマートに供給できるようになるまでは、再生可能エネルギーの拡大速度を抑えるべきなのです (中略)。実のところ、風力資源は海上の方がはるかに多いので、洋上ウィンドファームを建設する方が、長期的には意味があるでしょう。ウィンドファームには立ち上げ資金が必要ですが、それは EEG 法のもとでうまく

集まることでしょう。クォータ制 [RPS 制度等] では価格がどうなるか分からないのに対して、FIT 買取価格は再エネ発電の種類別に固定されるからです。」

約 1000 社もの自治体電力供給者の多くはエネルギーシフトが直面する課題を認識しており、「バーチャル発電所 (表 29)」等の統合的な考え方や新たな商品を提供し始めています。

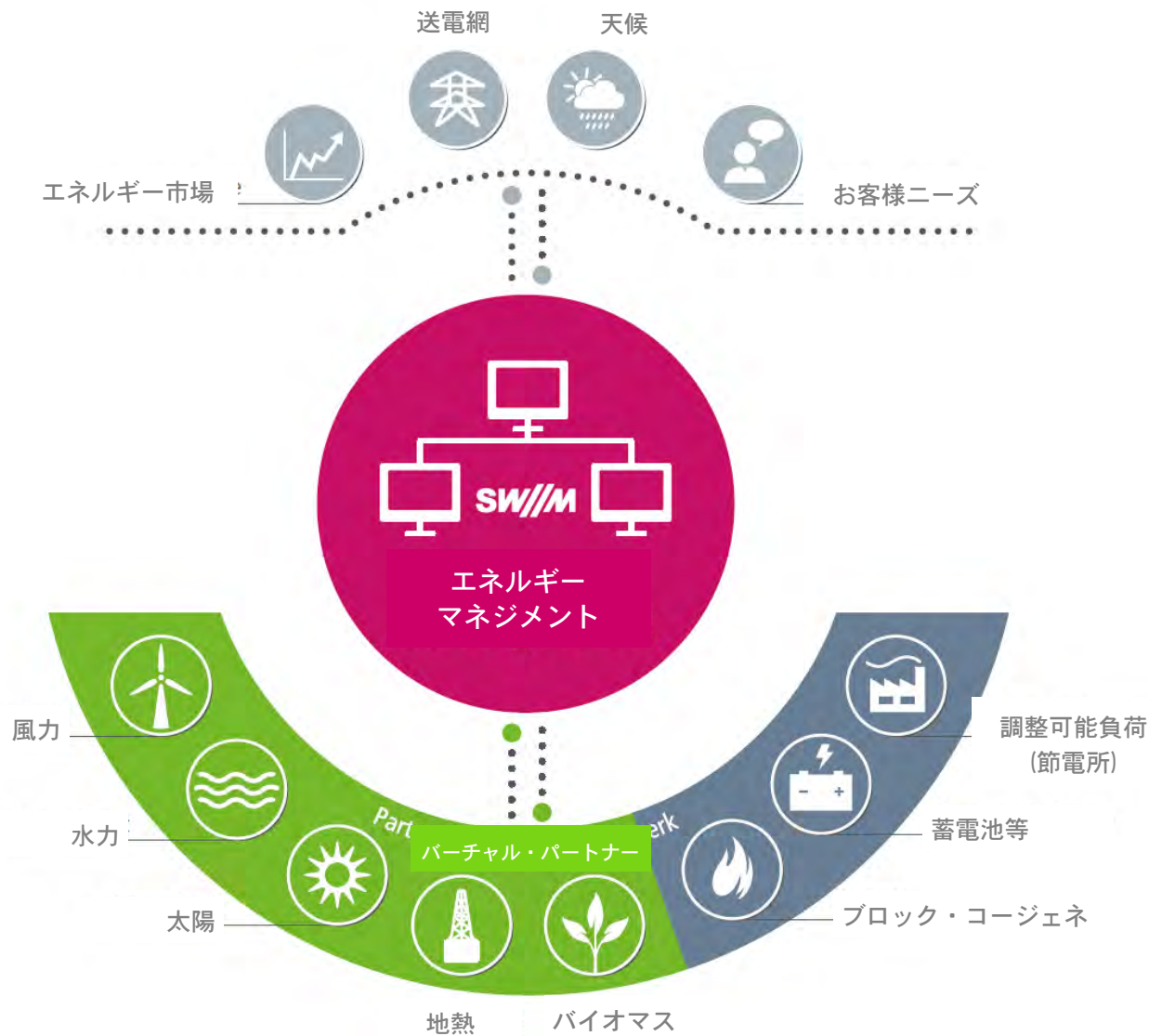


図 29 : バーチャル発電所の概念図 (ミュンヘン市営電力会社) [SWM]

9. 太陽光発電の研究開発には多額の資金が使われているのですか？

図 30 に示すように、過去の数字によれば、再エネや省エネがエネルギー研究開発の中心になるまでに、ずいぶんと時間がかかっています。図 31 は連邦環境省(BMU)の太陽光発電研究資金を示しています。

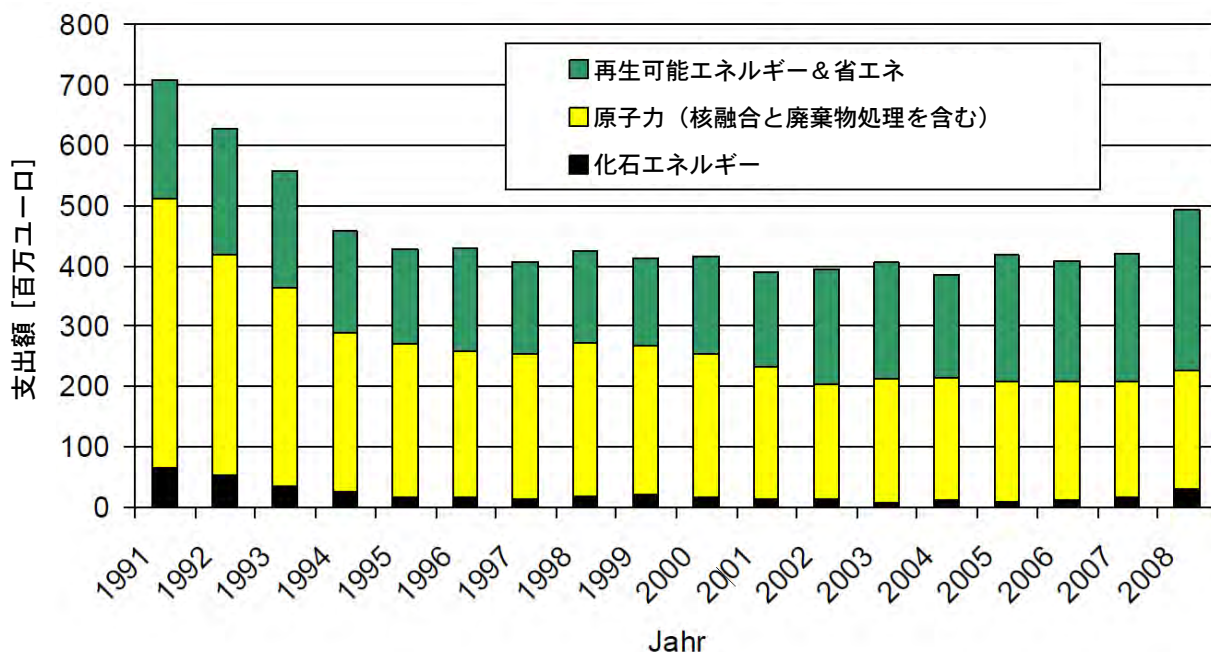


図 30 : ドイツのエネルギー研究開発支出 [BMW1].

百万ユーロ

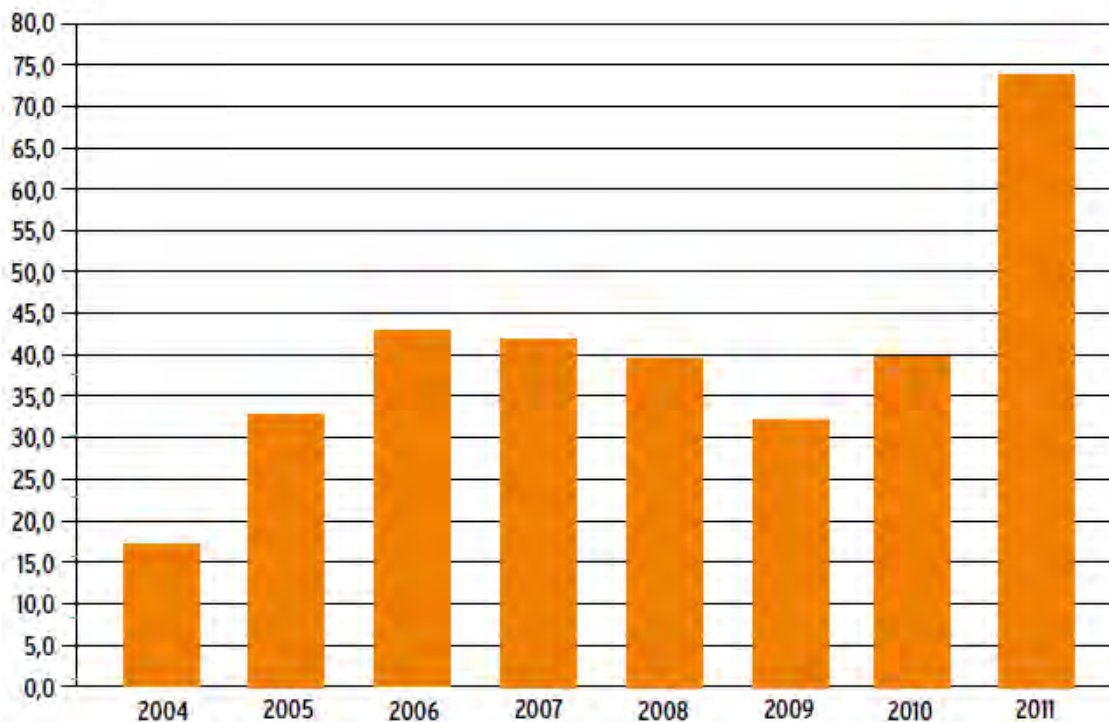


図 31 : 太陽光発電の研究開発のための新規資金規模

注 : 2011 年は「イノベーション・アライアンス」(Innovationsallianz)プログラムを含む [BMU3].

10. 太陽光発電は現在のエネルギー供給システムにとって厄介者なのですか？

10.1 送配電

ドイツの太陽光発電所は 100 万件以上あり、その 98%以上が分散的な低圧送配電網に接続されていて、消費者の近くで電力を生産しています[BSW]。1MW 以上の太陽光発電所は、ドイツの太陽光発電設備容量の 15%に過ぎません。

その結果、太陽光の電気は分散的な形で給電されているので、ドイツ国内の送電網を拡張させる必要はほとんどありません。

送配電網のうち低電圧の部分で太陽光発電所が密集すると、天気のよい日にはこの部分で発電量が消費量を上回る可能性があります。この場合、変圧器を通じて中圧送電網へと電気が戻されます。発電所の密度が高い箇所では、変電所の容量が一杯になる可能性もあります。しかし、送電網全体にまんべんなく太陽光発電所が分布すれば、送電網を拡張する必要はなくなります。

太陽光発電は分散型で均質なので、既存送電網を用いた給電と配電に対応しやすいものです。しかし、大規模な太陽光発電所の場合や、人口がまばらな地域で小規模太陽光発電所が密集した場合には、その地域の配電網や変電所を増強する必要があるでしょう。太陽光発電所をさらに設置する場合には、その電気の配電を単純化するために、電力供給にも配慮しつつ行うべきです。バイエルン州やブランデンブルク州は、ザール州、ノルトラインヴェストファーレン州、ザクセン州、ヘッセン州などと比べ、住民 1 人当たり 3~4 倍もの太陽光発電設備が設置されています。

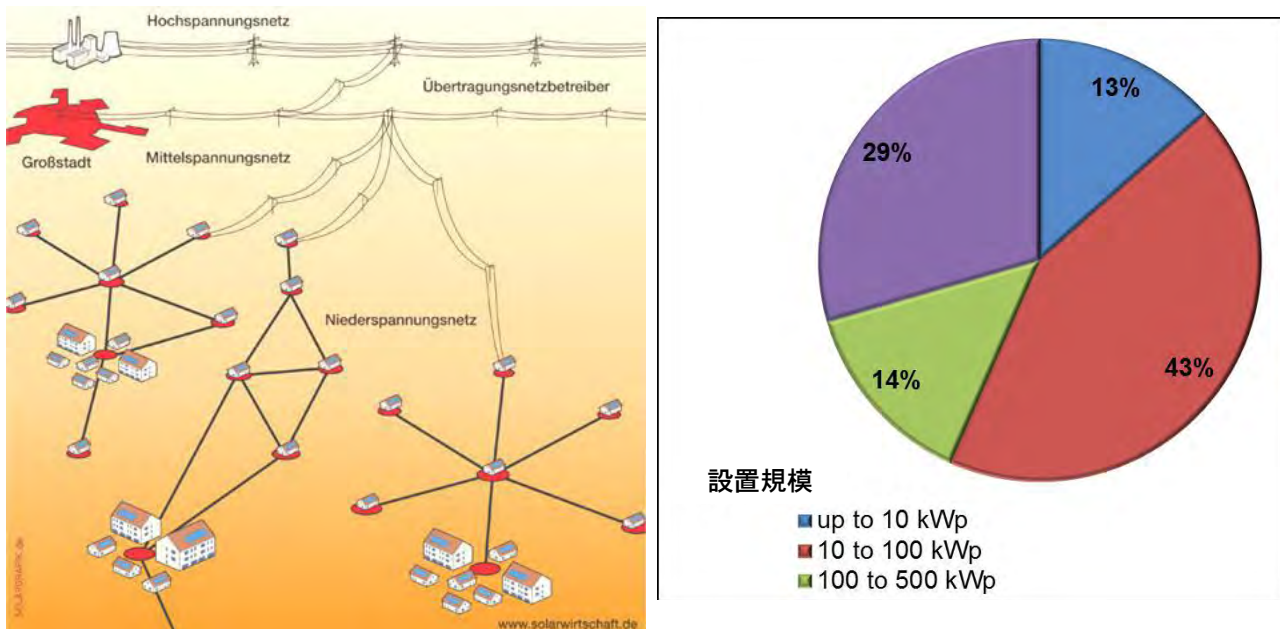


図 32 : (左図) 太陽光発電からの給電の概念図 [BSW]、(右図) 設置済み太陽光発電所のシステム規模別シェア(2012 年 12 月時点)

注 : 2008 年までのデータは送電系統運用者(TSO)、2009 年は連邦ネットワーク規制庁。データ統合は PSE/Fraunhofer ISE (2013)による。

10.2 電圧の変動性

10.2.1 太陽光発電量は予測可能

現在、国の天気予報が正確になったことで、太陽光発電量も正確に予想できるようになっています(図33)。太陽光発電は分散型なので、一部が雲に覆われたとしても、ドイツ全体の太陽光発電量が激しく変動するということはありません。

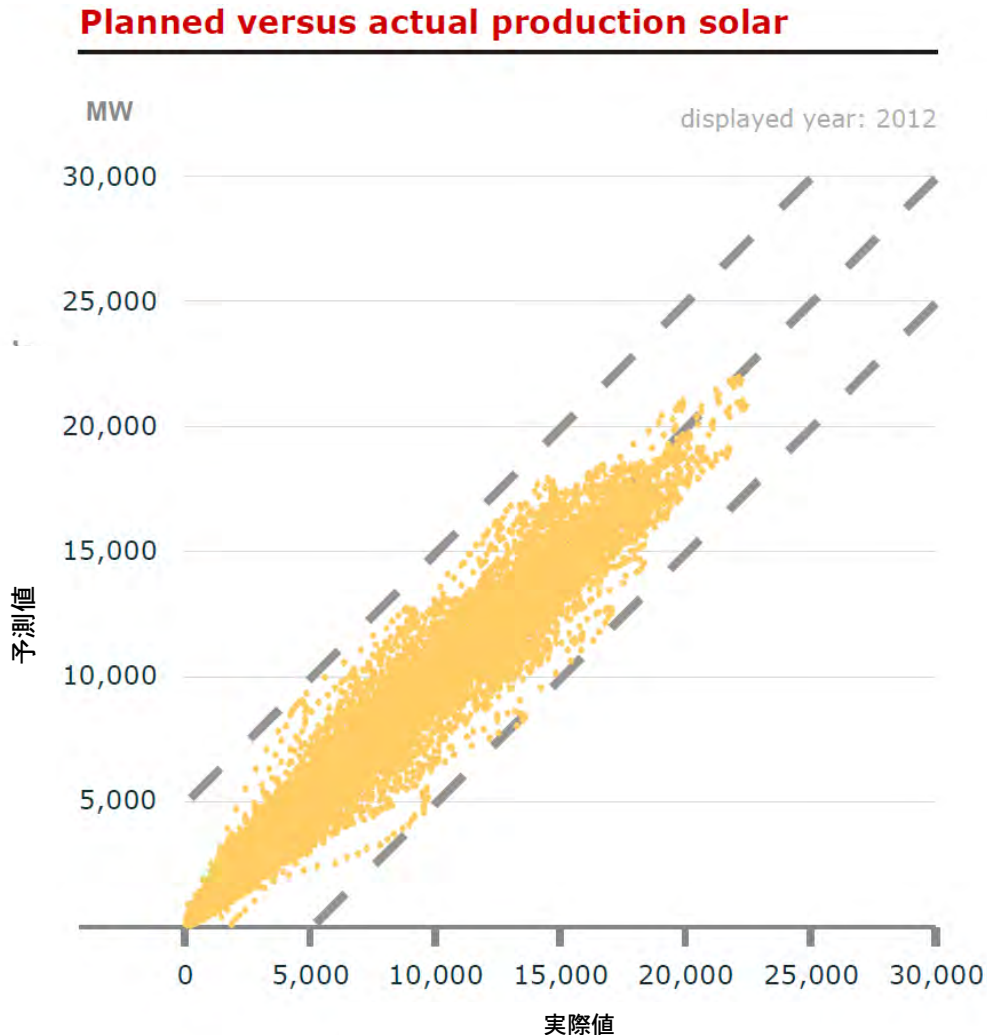


図 33： 2012 年の太陽光発電量(毎時)の実際値と予測値 [ISE4]

10.2.2 ピーク発電量は設置された設備容量より少ない

技術的な理由(システム出力係数(performance ratio, PR)は 90%より低い、20.6 節)と、天気の変化によって、ドイツ全体の実際の太陽光発電電力が設備容量(2 節)の 70%を超えるのは、年間でもごく数日に過ぎません。

個々の発電所の出力を設備容量の 70%に制限したり抑制すれば(いわゆる「出力抑制(feed-in management)」、電力収入が 2~5%減少すると見積もられます[Photon International 2011-07, p. 58]。小規模太陽光発電に対して実際に制限を加える法規制が 2012 年から実施されています。

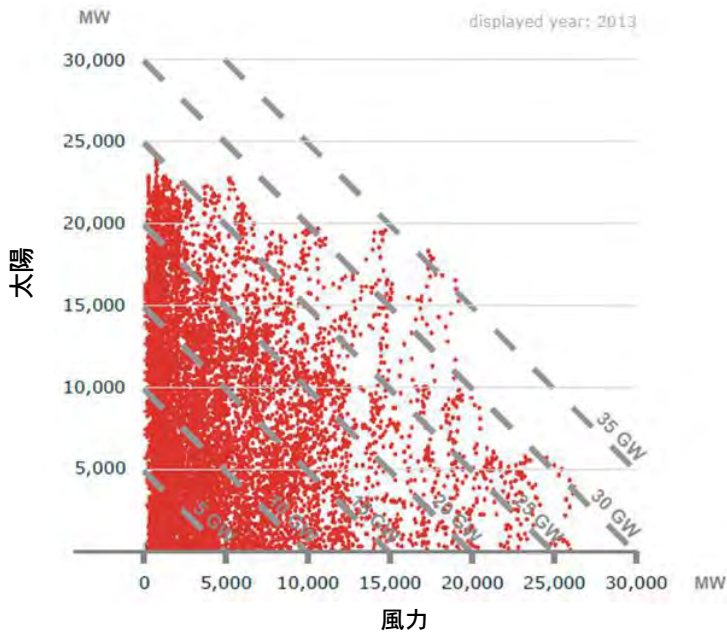


図 34 : 2013 年の太陽光および風力の 1 時間平均給電量 [ISE4]



図 35: 太陽光および風力の月間発電量(2011~2013 年) [ISE4]

10.2.3 太陽光と風力は補完し合う

ドイツ独特の気候によって、日照量と風況の間には負の相関関係があります。2013年には太陽光発電が35GW、風力発電が32GWの設備容量なので、それらの送電線への給電量の和が、目安とされる35GWを超えることはめったにありません(図34、図35)。従って、太陽光と風力の給電量を、公称発電設備容量の約半分まで制限したとしても、それほど損失は発生しないでしょう。太陽光と風力をバランス良く組み合わせることは、競争型インセンティブモデル([RPS制度などの]クォータ制)によってどちらか一方だけを推進するよりも、はるかに望ましいことなのです。

10.3 制御可能性

太陽光発電は発電設備容量が増加するのに伴って、系統を安定化させる調整電源としての役割を果たすようになってきています。2012年1月1日の改正EEG法は、低圧送配電網に接続されている太陽光発電所を規制すべく、送電会社による遠隔制御、あるいは定格出力の70%までの自動抑制による給電制御が行われるよう規定しています。また、2012年1月1日に施行されたEU低圧送配電網指令(VDE AR-N-4105)に対応して、送配電網を支える役割を果たすことがインバーターに求められています。

「...太陽光発電は主に消費者の所在地に近い配電網に分散的な形で給電されるので、系統費用、とりわけ送電網の運営費用を節約できる。太陽光発電の給電のもう一つの長所は、給電そのものに加えて、費用効果的に追加的な系統制御サービスを提供できることである(地域電圧制御など)。太陽光発電は下位の系統制御システムに統合しやすく、系統の安定性と品質の改善に寄与するであろう」[ISET2]。

10.4 出力調整速度の遅い火力・原子力との対立

太陽光発電の一日の出力曲線は系統の負荷曲線(電力需要曲線)に一致するので、今後数年間、太陽光発電設備が増加を続けても、その発電量がドイツの全電力需要(40~80GW)を超過するという事は考えられません。とはいえ、起動速度の遅い発電所(原子力発電や褐炭火力発電)との対立は深まりつつあります。現在の技術的・経済的な制約のもとで、これらの発電所は「残余電力需要[全需要から再エネ分を引いたもの]」の変動に対して、わずかしき出力調整運転を行っていません。本来、限界費用がゼロに近い、変動型再エネの電力を優先すべきです。しかしこの対立が解決していないため、一時的に電力の超過供給が生じ、低価格あるいはマイナス価格での輸出が行われています(図36)。

過去の熱波の際には火力・原子力の冷却水源として使われている川の温度がきわめて高くなりました。ドイツの太陽光発電所は、国内だけでなくフランス等の隣国についても、この問題を解決するのに寄与します。特に夏期にはドイツ国内に設置された太陽光発電所によって火力・原子力への電力負荷を大幅に減らすことができます。

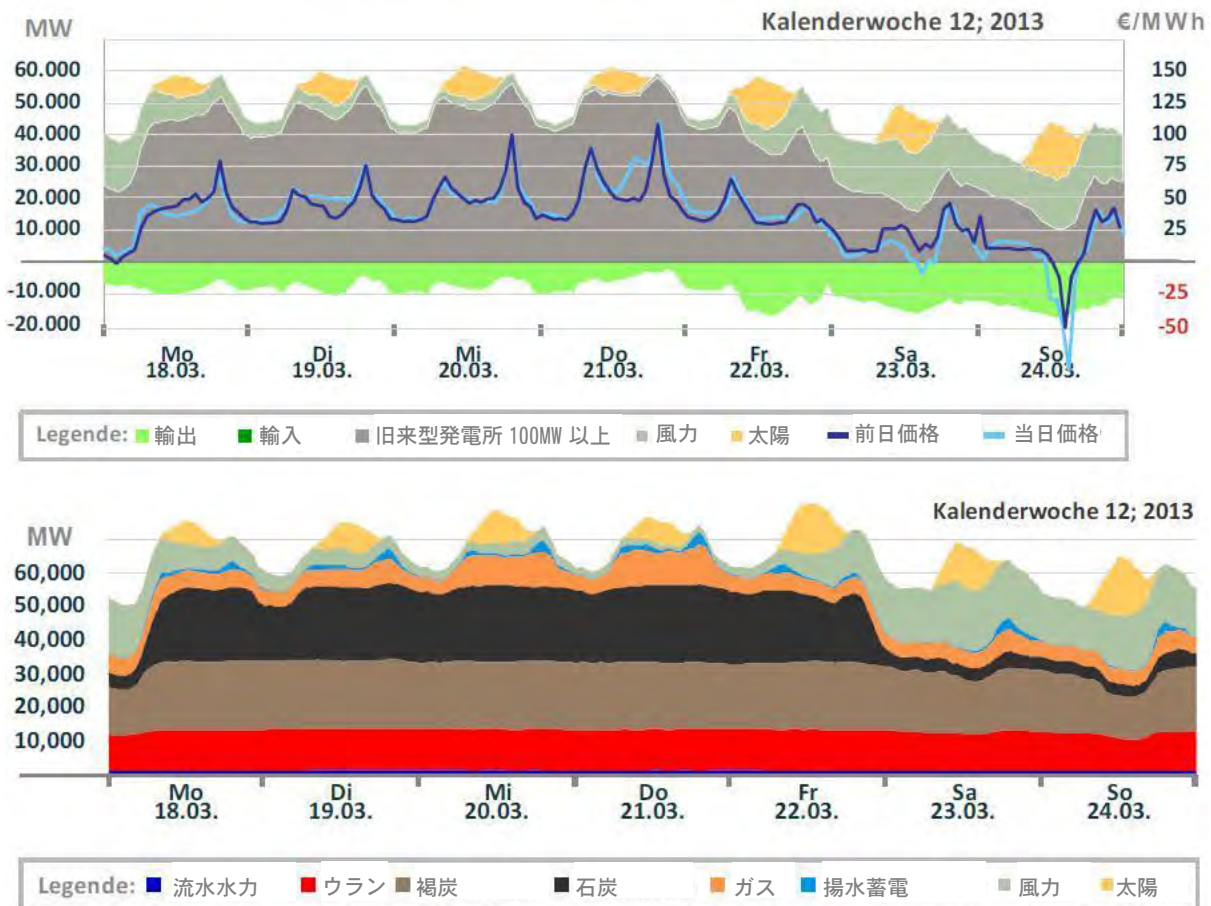


図 36: エネルギー取引所価格と、旧来型電源および再生可能電源の発電量 (2013 年 3 月 18 日～24 日)

10.5 太陽光発電所を増やすには蓄電技術の普及を待たねばならないのですか？

いいえ。

フランクフルト新聞(FAZ)のインタビュー (2013 年 4 月 2 日) で、欧州委員会委員のギュンター・エッティンガー氏は、「ドイツの太陽光発電設備容量は増えすぎているので、制限を加えるべきです。要するに、十分な蓄電設備と送電網によって電力をスマートに供給できるようになるまでは、再生可能エネルギーの拡大速度を抑えるべきなのです」と述べました。

しかし実際には、事実は正反対です。蓄電技術への投資が有利になるためには、エネルギー取引所レベルでも消費者レベルでも、電力価格が頻繁に大幅に変化する必要があります。現在、揚水発電所などの蓄電技術への投資は、費用効果的な運転ができないために、延期されているのが現状です。

太陽光発電や風力発電が伸び続ければ、まず、エネルギー取引所価格はより頻繁に、大幅に下落することになります。他方、脱原発政策による原子力発電量の減少と、CO₂排出許可証や炭素税が導入されることによる石炭火力発電コストの上昇は、エネルギー取引所価格の上昇要因となります。その結果として価格差が生まれて初めて、蓄電技術の運転によって利益を上げることができるのです。その価格差が電力消費者の料金メニューにまで影響するようになれば、消費者にとっても蓄電技術が魅力的なものとなります。

ドイツ経済研究所(DIW)の研究は、再エネ電源からの電力余剰は解決可能な問題だと結論づけています [DIW]。電力供給システムを柔軟化し、現在 20GW もある「動かし続けなければならない旧来型電源」をなくすことによって、そして柔軟なバイオマス発電システムを導入することによって、2032 年までに、風力と太陽光の電力余剰を 2%未満に抑えることが可能です。DIW の計算は、太陽光は 65GW、陸上風力は 66GW、洋上風力は 25GW とする 2013 年の送電網開発計画をベースとしています [NEP]。

11. 太陽光モジュールの製造には大量の電気が使われるのですか？

いいえ。

太陽光発電所のエネルギー回収年数(payback time)は、用いられた技術と設置場所に依存します。水平面での年間日照量はドイツの平均値で 1055[kWh/平米]ですが、この場合は 2 年でエネルギーが回収できます [EPIA]。太陽光モジュールの寿命は 20~30 年なので、現在建設される太陽光発電所は、製造時に消費したエネルギーの 10 倍以上を生み出すこととなります。しかも、製造工程がさらに効率化すれば、この値は将来もっと改善される可能性があります。ドイツの風力発電の場合はエネルギー回収年数がさらに短く、2~7 ヶ月となっています。

12. 太陽光発電所の新規建設は食料生産と競合するのですか？

いいえ。

耕作可能な土地への大規模太陽光発電所の設置は 2010 年 7 月より EEG 法の支援対象から外されています。従って、このような発電所は建設されなくなっています。新規建設が行われているのは、特定の再開された工業用地や、高速道路・鉄道沿いなどです。

さらに、普及拡大シナリオでも、耕作可能な土地に太陽電池を大量に設置することを想定していません。耕作地の 7% (ドイツの場合は 60 万ヘクタール) を放棄してゆくという EU の現行計画 [農業政策] のことを思えば、食料生産と競合するというのは奇妙な議論です。

実際には、農電兼業型太陽光発電所(Agro-PV)というタイトルのもとで、様々な技術の研究開発が進められています [Beck]。太陽電池の影になって日照量が減ったことにより、作物の生育が妨げられたというよりも、かえって生育が良くなったという観察結果が得られています。

13. ドイツで太陽光発電所を建設するのは効率的なのですか？

近年、商用のウェファー型太陽電池モジュール (シリコン太陽電池モジュール) の公称効率(20.2 節)は毎年 0.3 パーcentageポイントずつ改善し、平均値は 16%に達しています (Photon International 2-2013)。最高のもは 20%を超える効率です。1 m²のモジュールの定格出力は約 160W であり、高性能のもは 200W を超えます。薄膜型モジュールの公称効率は 6~11%で、最高のもは 12~13%です。

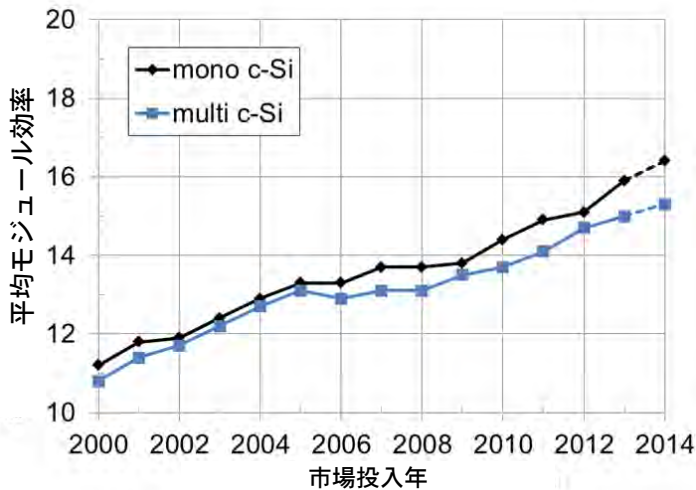


図 37： 市場投入年別にみた太陽電池モジュールの平均的効率の変化（単結晶・多結晶シリコン太陽電池）
出典： Photon International 2014/02

運転中には様々なロスが発生するので、実際のところ、太陽光発電所は公称効率を常に達成するわけではありません。これらの諸影響はシステム出力係数(performance ratio, PR)に要約されています。現時点で設置される、うまく設計された太陽光発電所は、年間を通じて 80~90%の PR を達成します。この PR には、実際の表面温度、日照条件の変動、モジュール表面の汚れ、電線の抵抗、インバーターの変換ロスなどがすべて含まれています。インバーターはモジュールが発電した直流(DC)の電気を、送配電網への給電のために交流(AC)に変換します。新規の太陽電池インバーターの効率は 98%に近づいています。

日照条件と PR 次第ですが、ドイツでは普通は 1kWp あたり年間 900kWh (900kWh/kWp) 程度、温暖な地方では 1000kWh/kWp 程度の発電量が達成されています。これはモジュール 1 m²あたり 150kWh ですが、最高性能のものでは 180kWh 程度に相当します。平均的な 4 人世帯では年間約 4400kWh の電気が消費されますが、これは現在の市場における平均的な効率性の場合、30 m²のモジュールがあればまかなえるものです。南向きの傾斜屋根を有する一戸建て住宅は、計算によれば、平均的に 20 個の太陽光モジュールを設置するのに十分です。これは 1 世帯の年間電力需要をまかなうのにも十分です。平屋根や平地の場合には、発電量を最大にするために傾斜をつけて設置されます。傾斜を付けて南向きに設置されたモジュールは、お互いが影にならないように間隔を開けて設置するので、それ自体の表面積の 2.5 倍もの土地が必要となります。

それに比べ、エネルギー作物を電力に変える場合には、日照エネルギー利用率は 1%に遠く及びません。効率については、石油・石炭・天然ガスといった化石燃料を電力に変換する場合には全く違った計算が行われます。火力発電所の効率は化石燃料に含まれる化学的エネルギーに基づくものです。例えばドイツの石炭火力発電所の平均効率は 38%とされています。

日照エネルギーや土地使用面積を基準と考えれば、自動車バイオ燃料を燃やす場合の効率は、もっと低いものとなります。図 38 には、各種のバイオ燃料を用いた自動車の年間走行可能距離を、電気自動車

(プラグイン・ハイブリッド)と比較したものです。毎年の燃料用エネルギー作物の栽培に必要な面積と、太陽光発電に必要な土地面積を、1アール(100㎡)にそろえて計算しています。

もちろん、1回の給油や充電での走行距離を比べれば、電気自動車はガソリン・軽油自動車に及びません。大量生産型プラグインハイブリッド車は、フル充電した場合でも、蓄電池だけで20~50kmの走行ができるにとどまります。

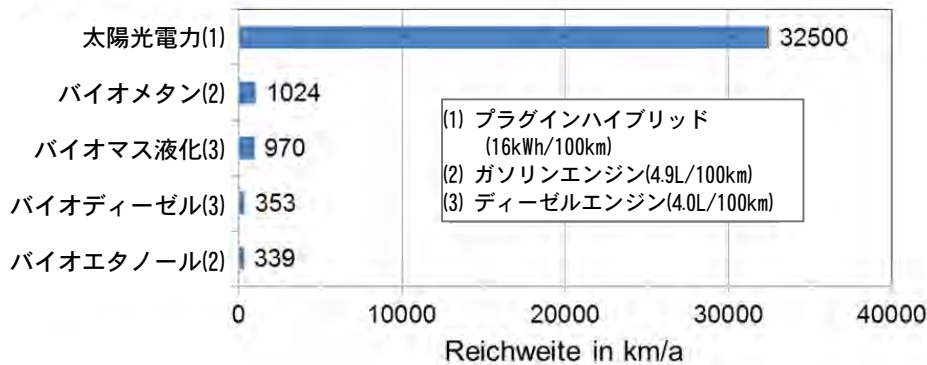


図 38： 1アール(100㎡)あたりのエネルギー作物収量(2,3)と、100㎡の平地に設置された40㎡の架台式太陽光発電設備の年間発電量による、自動車走行距離の比較

出典: Photon, April 2007 (1) and Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2), (3)

スペイン南部や北アフリカでは1600[kWh/kWp]程度の発電が可能ですが、ドイツまで送電線を引くことになれば電力の損失と新たな費用が生じます。電圧にもよりますが、送電ロス(100kmあたり0.5~5%)にのびます。高圧直流送電線(HVDC)を用いて、コンバーターのロス(100kmあたり0.3%以下)を抑えることができます。これによれば、5000kmのHVDC送電線の送電ロスは14%程度になります。

13.1 太陽光発電所は劣化するのですか？

はい。でも、その進展はとてもゆっくりです。

ウェファァ型太陽電池モジュールの老化は非常に遅く、発電量の損失を計算すること自体が科学者にとって難しい問題です。

多結晶・単結晶モジュールを用いたドイツの14カ所の発電所を調査した研究によれば、モジュールを含む発電所全体について、毎年の能率の低下は平均で0.1%でした[ISE2]。だとすれば、毎年0.5%の能率低下が起こると一般に想定されているのは、かなり保守的だと言えます。

上記の数字は製造上の欠陥から生じるロス(100kmあたり0.5~5%)を考慮に入れていません。フラウンホーファーISEが実施した全般的な試験では、太陽電池に用いられた原料によっては、日光による1~2%の劣化が運転開始後数日のうちに生じることが確認されました。モジュールの定格出力はふつう、こうした初期劣化後の出力を表示しています。

多種多様な薄膜モジュールについては、長期的なデータが集められていません。種類によって

運転当初数ヶ月の劣化と、季節的な発電量の変化が見られます。

13.2 太陽電池モジュールには汚れがつくのですか？

はい、でもドイツの大部分の太陽光発電所では、汚れの大部分は雨が降れば流されます。従って、出力の損失はほとんどありません。問題が生じるのは、非常に緩やかな傾きで設置されたモジュールや、落葉樹や汚れの発生源の近くに設置された場合に限られます。

13.3 太陽光発電所がフル出力で稼働することはあるのですか？

ありません。発電量の指標である「全負荷相当運転時間 (full-load hours)」は1年間の実際の発電量を定格出力で割ったものです(20.3節)。出力の変動と日照量の変化によって、太陽光発電所は年間 8760 時間 [24[時間/日]×365[日]] よりも少ない時間しか発電できません。また、発電している時でもたいていフル出力ではありません。2013 年から 2017 年の傾向を示したシナリオ(「ドイツにおける EEG 法の支援を受けた電源の発電量に関する 2013 年の年間予測および 2017 年までの中期予測」[R2B])は、ドイツの太陽光発電所は毎年、およそ 970 時間フル出力で発電したのと同程度の発電を行うとしています。図 39 はこの調査の結果であり、様々な電源についての予測の一覧です。

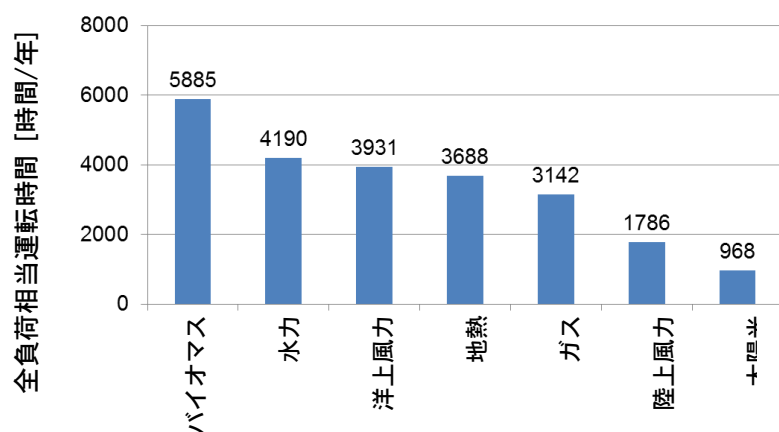


図 39 : 年間を通じて運転される発電設備の全負荷相当運転時間の比較 (2012~2016 年平均値) [R2B]

1981 年から 2010 年までのドイツの地平面の平均日射強度は年間 1055kWh/m²であり、場所により、年間 951~1257kWh/m²です[DWD]。図 40 はドイツ全土の日照強度を示しています。発電量を最大化するためには、太陽電池モジュールを南向きにして、地平面に対して 30~40° の傾斜で設置する必要があります。傾斜をつけることによって、水平に設置する場合に比べてモジュールへの入射光量を 15%程度増やすことができます。これによって、ドイツ全土の平均で入射光量は 1200kWh/m²程度になります。

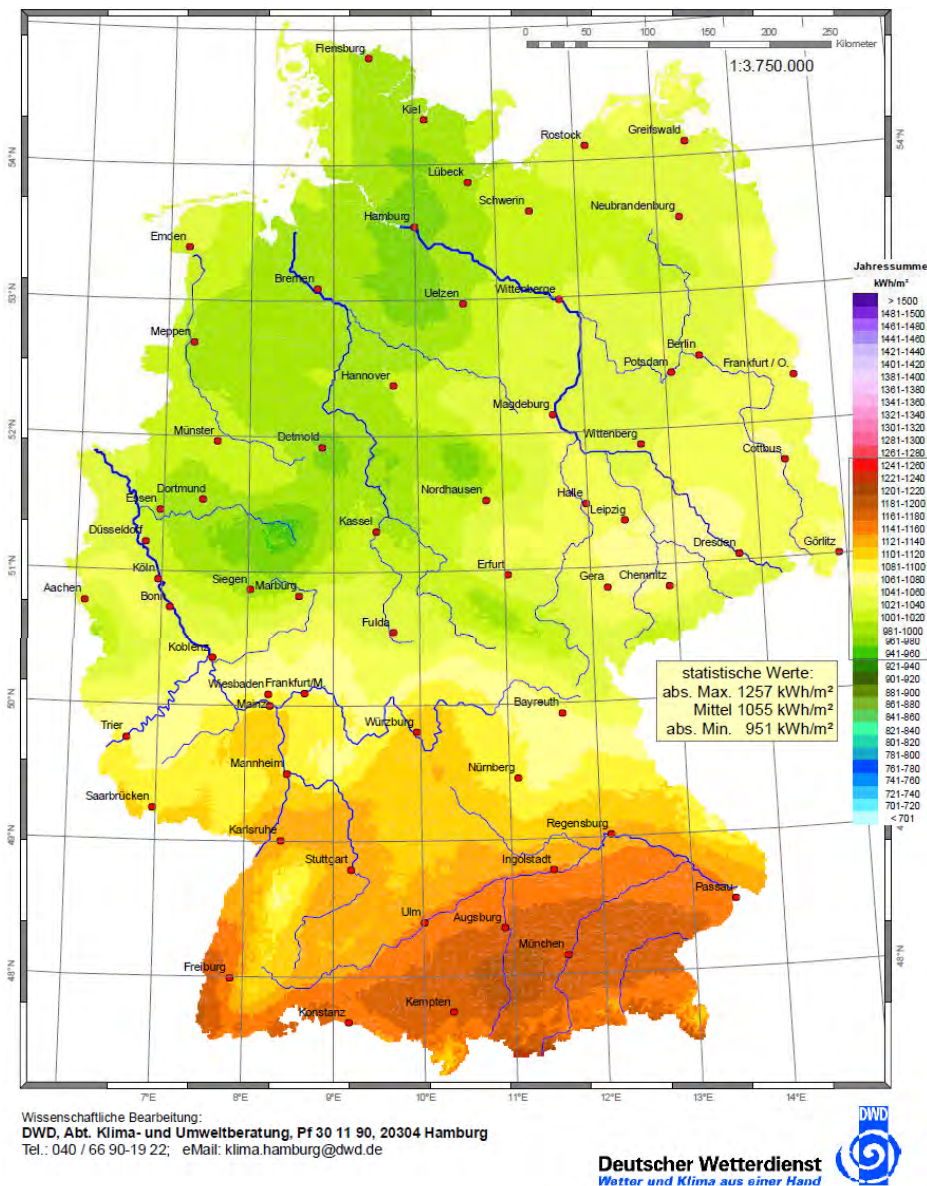


図 40 : ドイツ全土の水平地面の年間日射強度 (1981~2010 年) [DWD].

システム出力係数 (performance ratio, PR : 20.6 節) を 85%として、理想的な向きに設置したとすれば、ドイツ全土の平均全負荷相当運転時間は 1030 時間となります。理想的な向きに設置されていないものや、PR が 85%を下回るものがあるため、実際の全負荷相当運転時間はそれよりも短くなります。太陽追尾システムを用いれば、全負荷相当運転を大幅に増やすことが可能です (16.3.1 節)。モジュールと設置方法の技術的な改善によって PR を増加させ、発電量と全負荷相当運転時間を増やすことも可能です。その改善の内容は、太陽電池の温度係数の引き下げや、モジュールの運転温度の引き下げ、薄光や斜光の場合のモジュール性能の改善、積雪や汚れによる損失の最小化、などです。

風力発電所の場合、プロペラ軸の高さが高いほど、全負荷相当運転時間が長くなります。原子力、石炭火力、ガス火力の場合は、やれと言われれば、定格出力で連続運転を (1 年間 8760 時間ぶっ通しで) 続

けることができます。しかしながら、実際には文献[BDEW1]によれば、2007年の褐炭火力発電所の全負荷相当運転時間は6640時間、石炭火力発電所の場合は3550時間でした。

14. 太陽光発電は気候変動防止に役立つのですか？

14.1 人為的なCO₂排出は地球の気候に悪影響を与えますか。

はい。ほとんどの専門家が相当のリスクがあると指摘しています。地球温暖化が進んでいることには疑いありません[IPCC]。工業化前の時代と比較すれば、地球平均気温は0.8°C上昇しています[IEA]。科学者のうち半数以上が、CO₂等の温室効果ガス的人為的な排出が、大気中の温室効果ガス濃度の上昇と平均地球気温の上昇の主な原因であると考えています。2013年の5月には、過去80年で初めて大気中のCO₂濃度が400ppmを超えました。図41と図42は、過去と将来の大気中CO₂濃度の動向と、地球気温（というより南極気温）の動向を示しています。

地球気温の上昇が速まれば地球の気候システムの安定性が脅かされ、現時点では予想しえないような結果が起こりえます。気温の変化は地球の食料安全保障、沿岸の居住区域、種の多様性や生息地に大きな打撃を与えることになります。

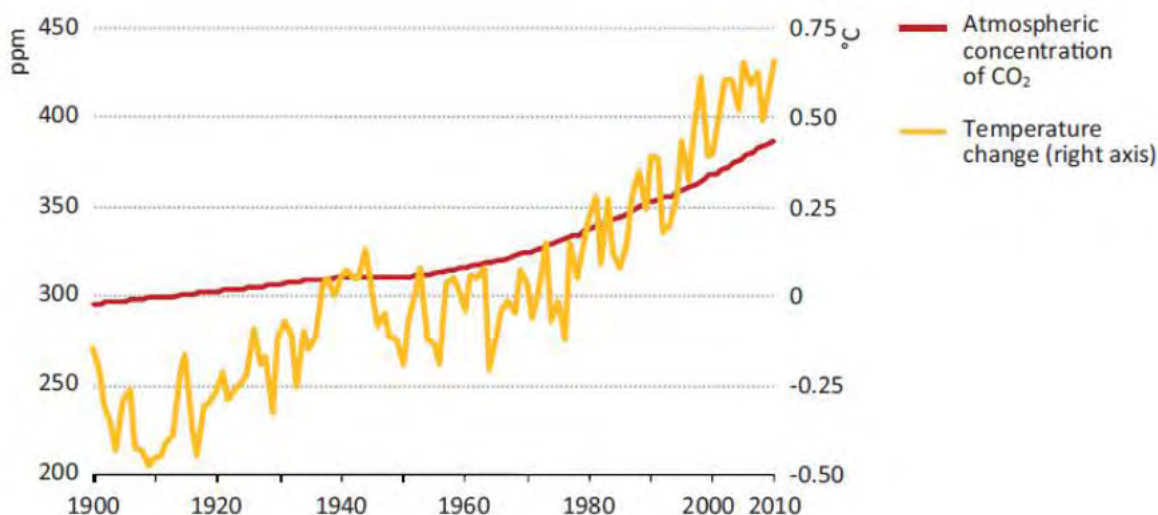


図41:大気中CO₂濃度と平均地球気温の変化(赤線:大気中CO₂濃度、黄線:気温変化[右軸])

出典:NASA Global Land-Ocean Temperature Indexによる [IEA2]

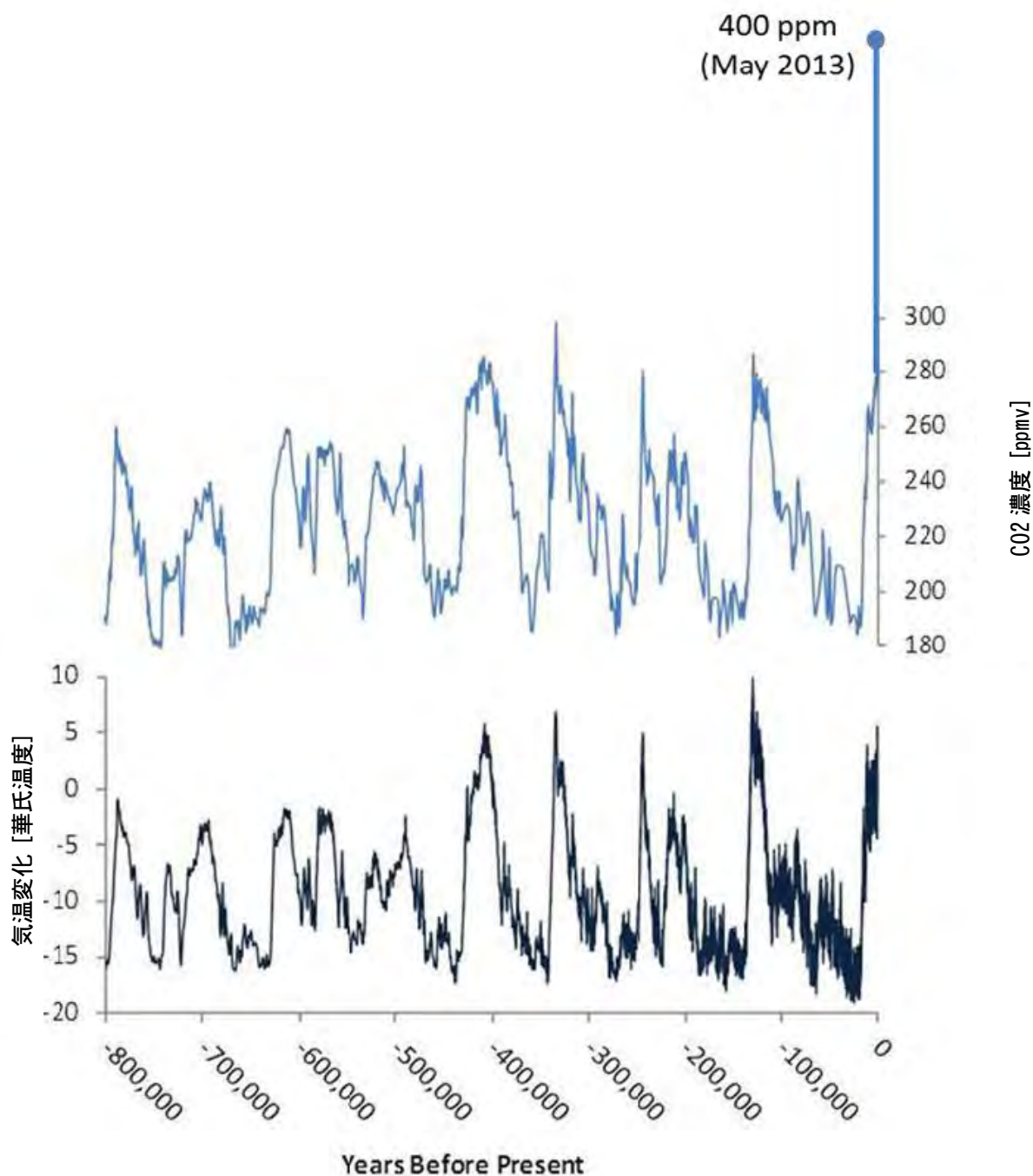


図 42: 大気中 CO₂ 濃度の推定値とアイスコアデータに基づく南極気温の推定値の比較 [EPA]
 注: 2013 年の CO₂ 濃度は追加した。

14.2 太陽光発電は CO₂ 排出量の削減に寄与しますか？

はい。

現在、太陽光発電は電力市場で天然ガス火力発電と石炭火力発電を排除しつつあります。それぞれの発電量と一次エネルギー投入係数を示した 2013 年のデータによれば、太陽光発電量の 1 kWh ごとに、2.2 kWh の一次エネルギー [発電用燃料のエネルギー] が節約されたことがわかります。2013 年には、一次

エネルギー節約量は 65 TWh に達しました。ただし、太陽光発電が他のそれぞれの発電所の操業にどのような影響を与えたのかについては、断定することはできません。

発電方法	kWh 一次/kWh 電力
褐炭	2.68
石炭	2.64
天然ガス	2.04
石油	2.48
水力	0.01
風力	0.04
太陽光	0.31
固形バイオマス (コージェネ)	0.06
液状バイオマス (ブロック・コージェネ)	0.26
バイオガス (ブロック・コージェネ)	0.37
下水処理場・廃棄物処分場ガス (ブロック・コージェネ)	0.00
廃棄物のうちバイオマス成分	0.03
地熱	0.47

図 43：各種発電方法の一次エネルギー必要量 [EEBW].

2011 年には、太陽光発電によって回避される CO₂ 排出量は、1 kWh あたり 664g-CO₂ でした[BMU1]。この排出係数は、回避された排出量を太陽光発電量で割ったもので、温室効果ガス以外の汚染物質も考慮したものです。この値は電源構成によって変化します。2012 年の太陽光発電量(消費量)は 28 TWh でしたが、これによって CO₂ 換算で 1860 万トンの温室効果ガスの排出が回避されました。ちなみに、石炭火力発電所の排出係数は 949g-CO₂/kWh であり、褐炭火力発電所の排出係数は 1153g-CO₂/kWh です。

大規模な新規の太陽光発電所の発電原価 (LCOE) は、FIT 買取価格を参考に考えれば、9.5 ユーロセント/kWh となります。これらの発電所については、二酸化炭素 1kg あたりの排出削減費用は 14 ユーロセントということになります。

ドイツのエネルギー政策は世界的な影響をあたえています。2008 年の世界の電力消費量に占める割合は 3%に過ぎません (しかも低下傾向にあります) が、ドイツの政策決定者は再エネ普及のためのインセンティブ政策に関しては先頭を走っています。EEG 法が良い例です。EEG 法のような政策措置は世界各国 (現在約 30 カ国) で採用され、効果を発揮しています。そして今では、中国が太陽光発電設備容量で世界一となり、毎年の設置容量ではドイツの数倍にも達しています (2013 年には 3.6 倍です)。

国際エネルギー機関(IEA)は「ドイツ 2013」と題されたレポートの中で、過去数年で再エネの費用を劇的に引き下げた非常に実効性のある普及策として、EEG 法を称賛しています[IEA3]。他方、ドイツの脱原発政策も世界の耳目を集めました。ドイツ以外にも 5 カ国 (ベルギー、スイス、スペインなど) が脱原発を決定していますし、すでに脱原発した国もあります (イタリア、リトアニア)。

CO₂ 排出量の回避という点では、EEG 法は大きな副次効果をもたらしています。将来何年にもわたって、太陽電池に対する最大で安全な市場がつけられたことによって、世界的な普及と技術開発、価格低下

が加速されました。2013年には、世界の太陽光発電設備の設置容量はドイツの10倍を超えました。この傾向は続いています。そして、世界で太陽電池が利用されることで、発電用の化石燃料消費が減少しているのです。

ドイツの EEG 法は途上国の多くの人々にとっても急速に太陽光発電を利用可能なものとなりました。これに関して、ボド・ホムバッハ氏 [元シュレーダー政権の官房長官] はハンデルスブラット新聞 (2013年1月11日) の中で「(EEG 法は) エネルギー供給に関しては、おそらくこれまでで最も成功した開発援助プログラムであろう」と述べています。もちろん、途上国の CO₂ 削減にも役立っています。

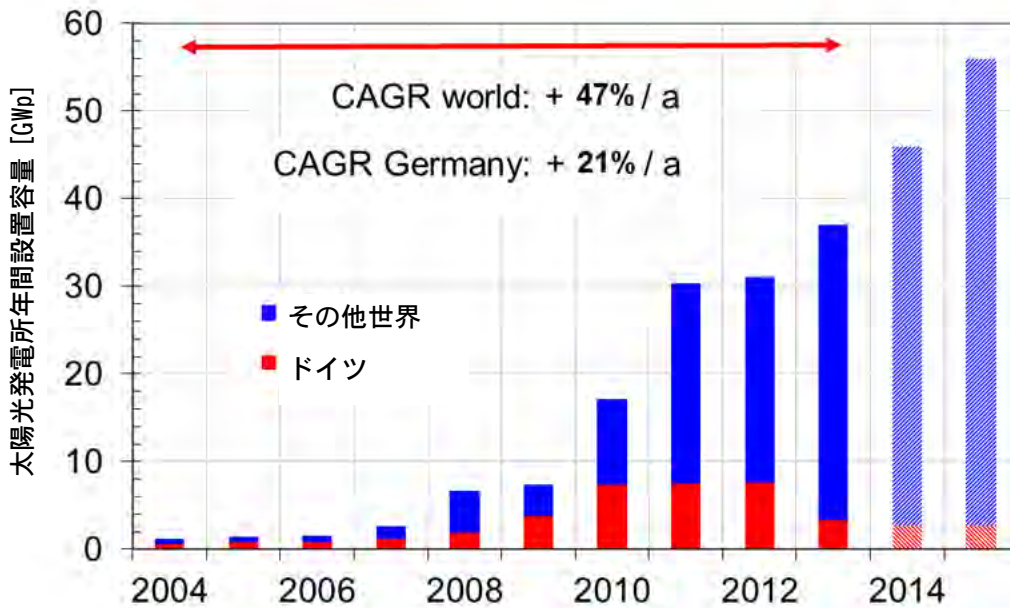


図 44：太陽光発電所の年間新規設置容量についてのドイツと世界の比較

注：CAGR は stands for the compound annual growth rate (複利法に基づく年平均成長率)

14.3 太陽電池の製造工程で CO₂ 以外に有害な排気ガスは出るのですか？

はい、薄膜製造工程の一部では排出されます。

薄膜型太陽電池や平面型スクリーンの製造工程で、コーティング装置を洗浄するために、3フッ化窒素 (NF₃) が今でも用いられています。これらのガスは大気中に放出されることがあります。NF₃ は大気にとっては二酸化炭素より 17000 倍も有害です。しかし 2013 年以降は、改正京都議定書によって 37 カ国で NF₃ の排出が規制されています。

15. 太陽光発電所によって火力発電所や原子力発電所をなくすることができるのですか？

いいえ、少なくとも近い将来においては困難です。

太陽光発電と風力発電は化石燃料の消費量や輸入電力量、CO₂ 排出量を減らすことができますが、送電網において蓄電設備や揚水発電所が利用可能となるまで、火力発電や原子力発電をなくすには至ら

ないでしょう。風がやんだ暗い冬の日が、つまり電力消費量が最大となるにも関わらず太陽光や風力の電気が得られない時期が、最大の課題です。

とはいえ、太陽光発電と風力発電はますます、起動・停止速度が遅い旧来型発電所（原発、旧式褐炭発電所）とバッティングするようになっていきます。これら、ベースロードをまかなうことしかできない発電所は、できる限り速く柔軟な発電所に置き換えてゆくべきです。望ましい発電所は、多機能型熱電併給プラント（コージェネレーション）で、蓄熱設備を備えたものとなるでしょう（16.3.2 節）。

16. 私たちはエネルギー需要のかなりの部分を太陽光発電でまかなえますか？

はい。私たちが新たな課題にそって、エネルギー需給のあり方と、エネルギー供給体制を変えてゆくことができれば、それは可能です[FVVE2]。以下の各段階は、現在の状況に基づいて、この目的を達成するために何が必要かを例示したものです。より詳しい説明は次節以降で与えられています。

2020 年までは「柔軟性」のための取り組みに注力する：

1. 太陽光発電は消費場所の近くに設置して、設備容量をすくなくとも 52GW まで増加させる。西向き&東向き設置方式(east/west orientation)や、追尾型太陽光発電システムを導入する。インバータに送電網を支援する機能を持たせる。2020 年には少なくとも年間 50TWh の太陽光発電量と、36GW のピーク太陽光出力を実現する。
2. 家庭と工場の（特に夜間の）電力消費効率を高める。
3. 電力需要の一定割合については、太陽光発電（および風力発電）に合わせて制御できるようにする（太陽光発電所や送電網からの制御信号、電気料金、工場の制御可能な負荷 [日本ではネガワット取引等と呼ばれるもの]、などによって）。冷房・冷蔵設備には蓄熱設備を補う。
4. 貯蔵可能な燃料等を用いる再エネ電源（流水利用型水力発電所、バイオマス発電所）は、太陽光や風力を補完するように運転できるようにする（貯水や燃料貯蔵を行う）。揚水発電所は現在の設備容量から 30~40%増やす。
5. 柔軟な発電ができるように、コージェネレーション設備や、ヒートポンプや加熱ロッドを用いて電氣的に加熱することが可能な、大型蓄熱設備を備えた多機能型発電所を建設すべきである。その発電所の規模は、地域熱供給用の大規模なものから、一戸建ての家庭用の小型のものまで様々である。
6. 太陽光発電所は送配電網に接続されたバッテリーシステムを備えるべきである。
7. 既存の石炭火力発電所は柔軟な負荷追従運転ができるよう最適化させる。原発や旧式褐炭火力発電所は段階的に廃止してゆく。
8. 近隣国との送電網接続を強化させる。

巨額の損失をもたらす失敗をさけ、上記の措置をその時期までに実現させるために、適切なインセンティブが必要です（例えば、ブレない EEG 法、エネルギー効率向上措置に対する投資補助、多機能発電所と揚水発電所、供給側の電源確保のための価格インセンティブおよび投資インセンティブ、需要側電源 [ネガワットと呼ばれるもの] に対する電力買取制度、石炭火力発電に対する見えない補助金をなくすべく排出枠の切り詰めによって排出枠価格を引き上げること又は国内で炭素税を導入すること、など）。

2040～2050 年までは「蓄電」のため取り組みに注力する：

1. 太陽光発電によって毎年 190 TWh の発電が可能となるよう、太陽光発電の設備容量を徐々に約 200 GW まで増加させる。
2. 熱供給システムを完全に再エネに切り替え、建物のエネルギー効率を改善させる。
3. すべての輸送手段を完全に、電気または再生可能なガスによって駆動するものに変える。
4. 相当量の再エネ（特に再エネ電力）を持続可能なガスに転換したり、バッテリーに蓄電できるようにする。
5. 化石燃料のエネルギー利用を完全に終わらせる。

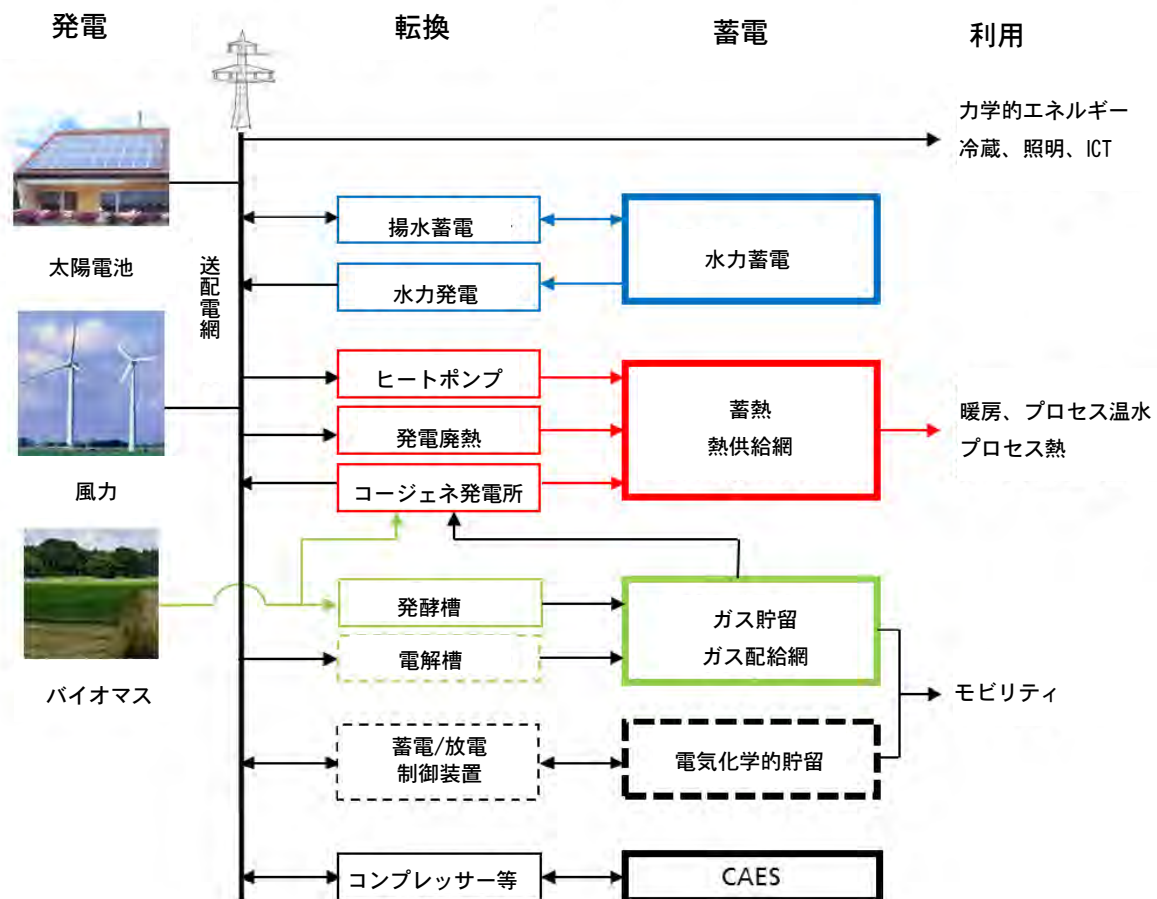


図 45：再生可能エネルギーの送配電網への接続に関する模式図

注：発電・転換・蓄電・消費に関する重要な設備・機器等を示した。ICT は情報通信技術。点線は現在の設備容量がきわめて小さいものである。

現在すでに、100%再エネのエネルギー需給体制について、技術的・経済的な可能性を見通すことが可能です。図 45 は、送配電網に接続された重要な要素について、発電から消費にいたる技術を示したものです。

16.1 エネルギーシナリオ

エネルギーシナリオは事実でもなければ予測でもありません。以下に示すいくつかのシナリオは、将来可能なエネルギー需給体制を技術的・経済的に評価するためのものです。

原発や火力発電に依存する現在のエネルギー需給体制は、いつまでも生き残ることができないものです。今後の数十年間に関する様々なエネルギーシナリオが作られています。それらの多くが再エネを含んだ評価となっています。ドイツが実現した急速な太陽光発電の普及も、そのコストの急速な低下も、それらの多くの研究の予測を凌駕するものとなっています。

連邦環境省(BMU)の委託で作られたドイツの再エネ増加のための長期シナリオと長期戦略[INFE]は、53 GWの太陽光設備容量が 2020 年末までに達成されるという仮定に基づいています(図 46)。全負荷相当運転時間(full-load hours)を 950[時間/年]と仮定し、50 TWh の電力が太陽光発電によって生み出されるとしています。

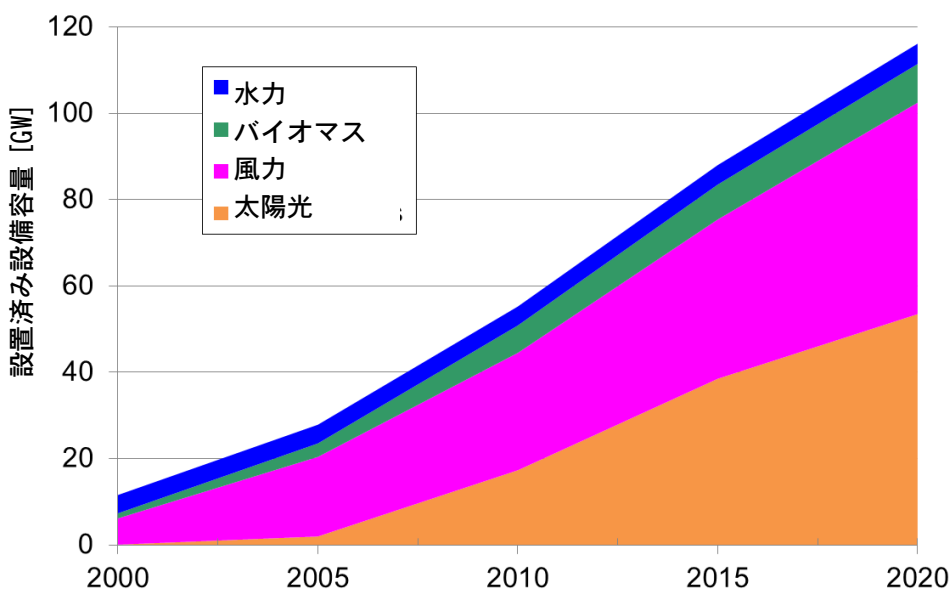


図 46：再生可能エネルギー設備容量に関する「2011A」シナリオ [IFNE]

連邦環境局(Federal Environment Agency)が委託した研究は、2050 年までにすべての電力を再エネによって、環境にやさしい形でまかなうことは可能だと結論づけています[UBA1]。この研究は、太陽光発電の 2050 年の設備容量を 120 GW と仮定していますが、ここでは、技術的・環境的ポテンシャルは保守的な評価によっても、275GW とみなされています。図 47 は、電力部門および熱利用部門のエネルギー転換および蓄電・蓄熱技術の概要を示したものです。

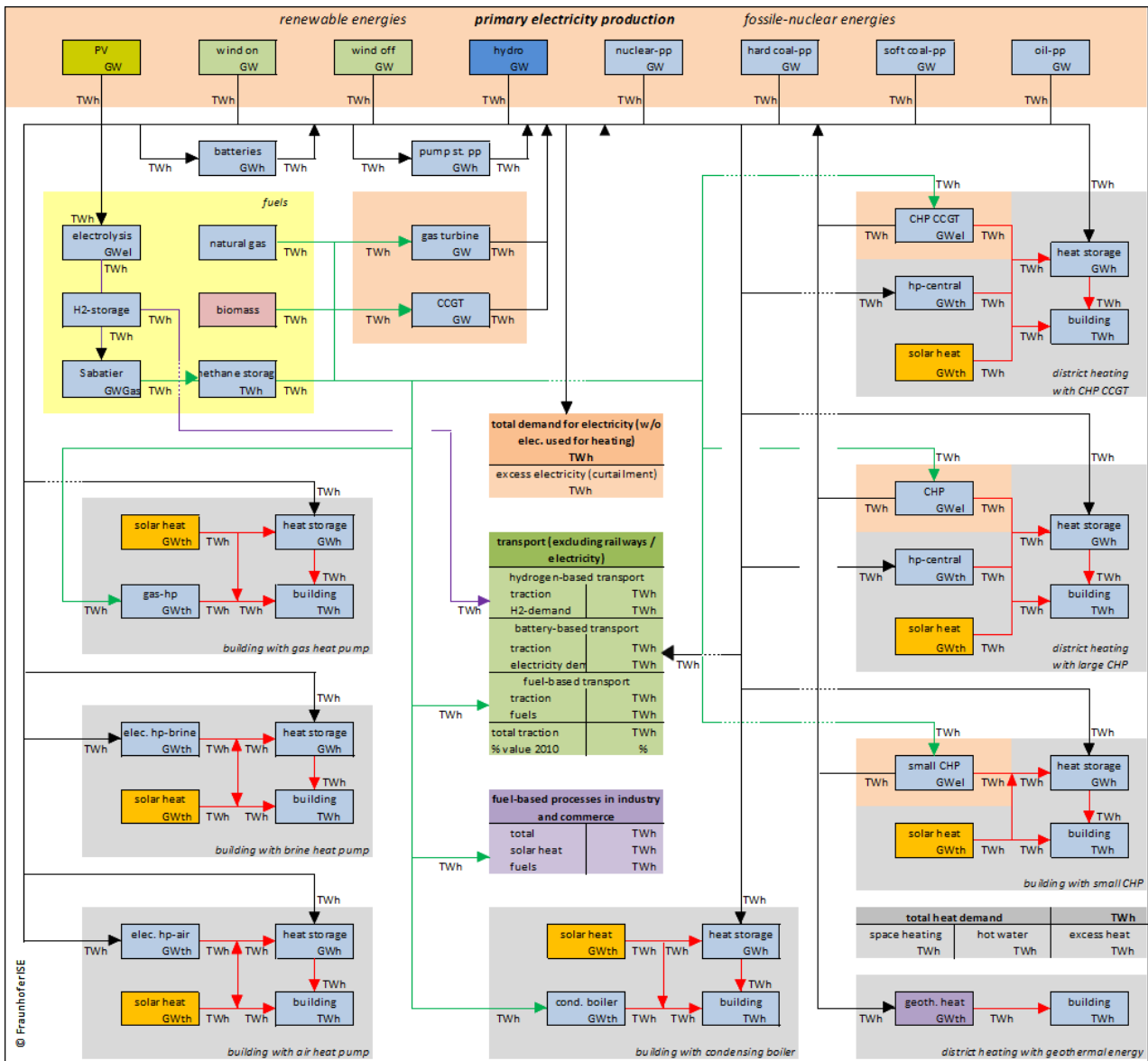
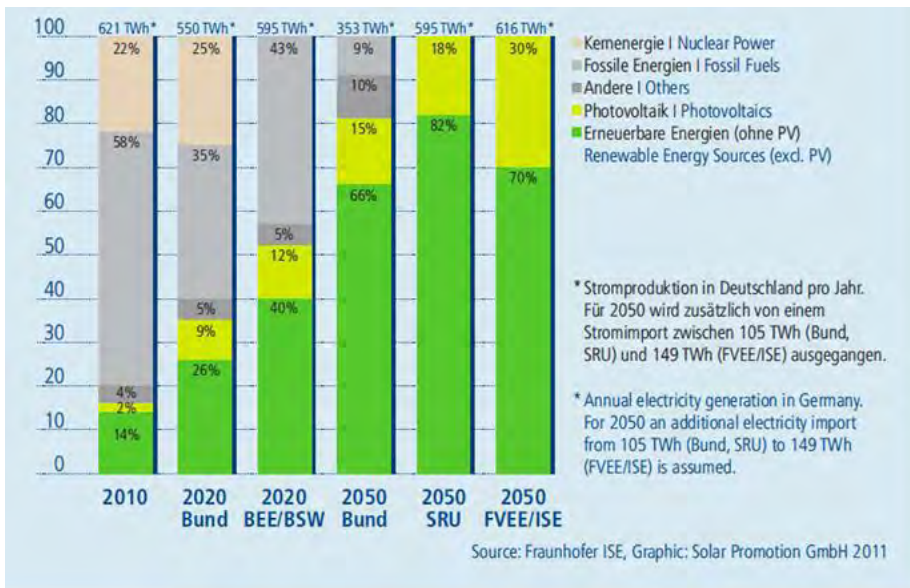


図 47：ドイツのエネルギーシステムについてのシナリオ（システム構造の模式図、翻訳省略）[ISE5]

ドイツ再生可能エネルギー研究協会が作成したエネルギーコンセプト[FVEE]に基づいて、フラウンホーファー ISE 研究所は 2050 年にエネルギー生産の 30%を太陽光発電が占めるというシナリオを作成しました。図 48 はその報告書に納められている、2020 年と 2050 年の電力供給シナリオを比較したものです。

Photon 誌が行った研究は、2030 年には風力発電と太陽光発電だけですべての電力がまかなわれるとしたシナリオにおいて、太陽光発電が 170 GW となる電源ミックスが経済的にみて最適だとしています[PHOTON]。

フラウンホーファー ISE 研究所の研究者は、1 時間間隔で一定期間のシミュレーションを行い、ドイツにおいて可能なエネルギーシステムを分析しました。このシステムは再エネだけでエネルギーをまかなうもので、熱利用部門の蓄熱と断熱の可能性を考慮に入れたものです。これによれば、経済的に最適な電源ミックスにおいては、太陽光発電の設備容量は 200 GW となります。



Quellen | Sources:
 2020 Bund, 2050 Bund: Szenario IIA mit 52 GW PV | energy scenario IIA with 52 GW PV, ewi/gws/prognos, 8/2010
 2050 SRU: Gutachten 100 % erneuerbare Stromversorgung | Report 100 % renewable electricity supply, Sachverständigenrat für Umweltfragen, 1/2011
 2050 ISE: ISE-Szenario auf Basis des FVEE-Energiekonzepts 2050 | ISE-Szenario based on the FVEE-energy concept 2050, Fraunhofer ISE, 5/2011

図 48 : ドイツの電源別シェアに関する各種シナリオ (翻訳省略) [ISE3]

地球規模エネルギーシナリオの中には、ロイヤル・ダッチ・シェル社が作成した「ニューレンズ・シナリオズ」があります[Shell]。その中の動的な「オーシャンズ(Oceans)」シナリオは、2020 年までに世界の太陽光発電設備容量が 500GW に達する状況を描いたもので、2060 年までには太陽光発電が最も重要な一次エネルギー源にまで成長するとしています(図 49)。国際エネルギー機関(IEA)は世界全体について、2016 年には再エネが天然ガスに追いつき、原発の二倍のエネルギーを生産すると予想しています[IEA1]。

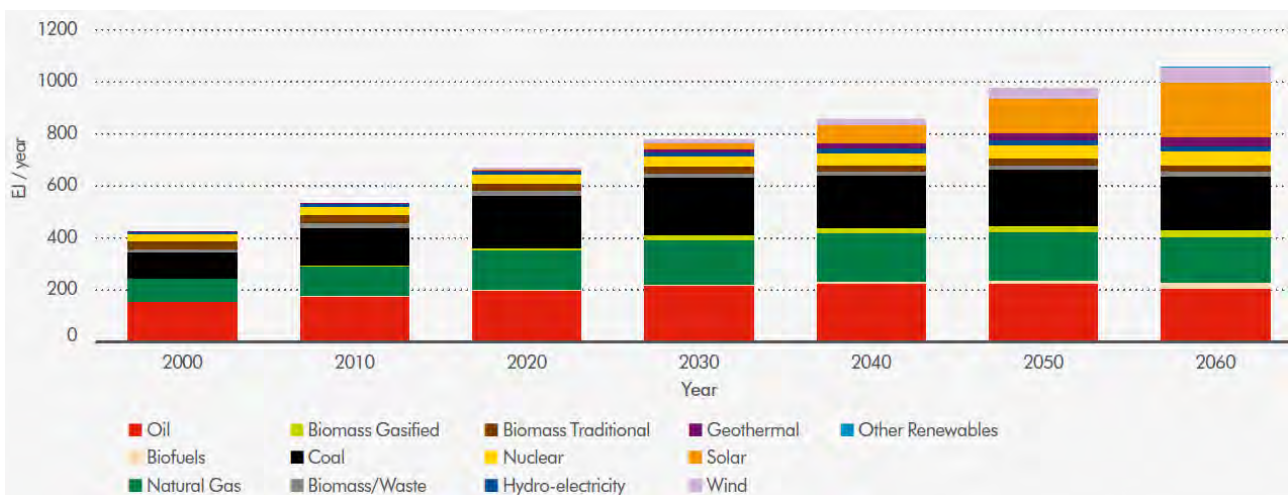


図 49 : 各種電源の一次エネルギー消費量の見通し (翻訳省略) [Shell]

16.2 エネルギーの需要と供給

伝統的なエネルギー産業は、化石燃料および原子力(一次エネルギー)を採取し、転換して最終消費者に供給しています。ドイツのエネルギーフローを示す図 50 は、ドイツのエネルギー輸入依存度の高さを示しています[図 51 も参照]。

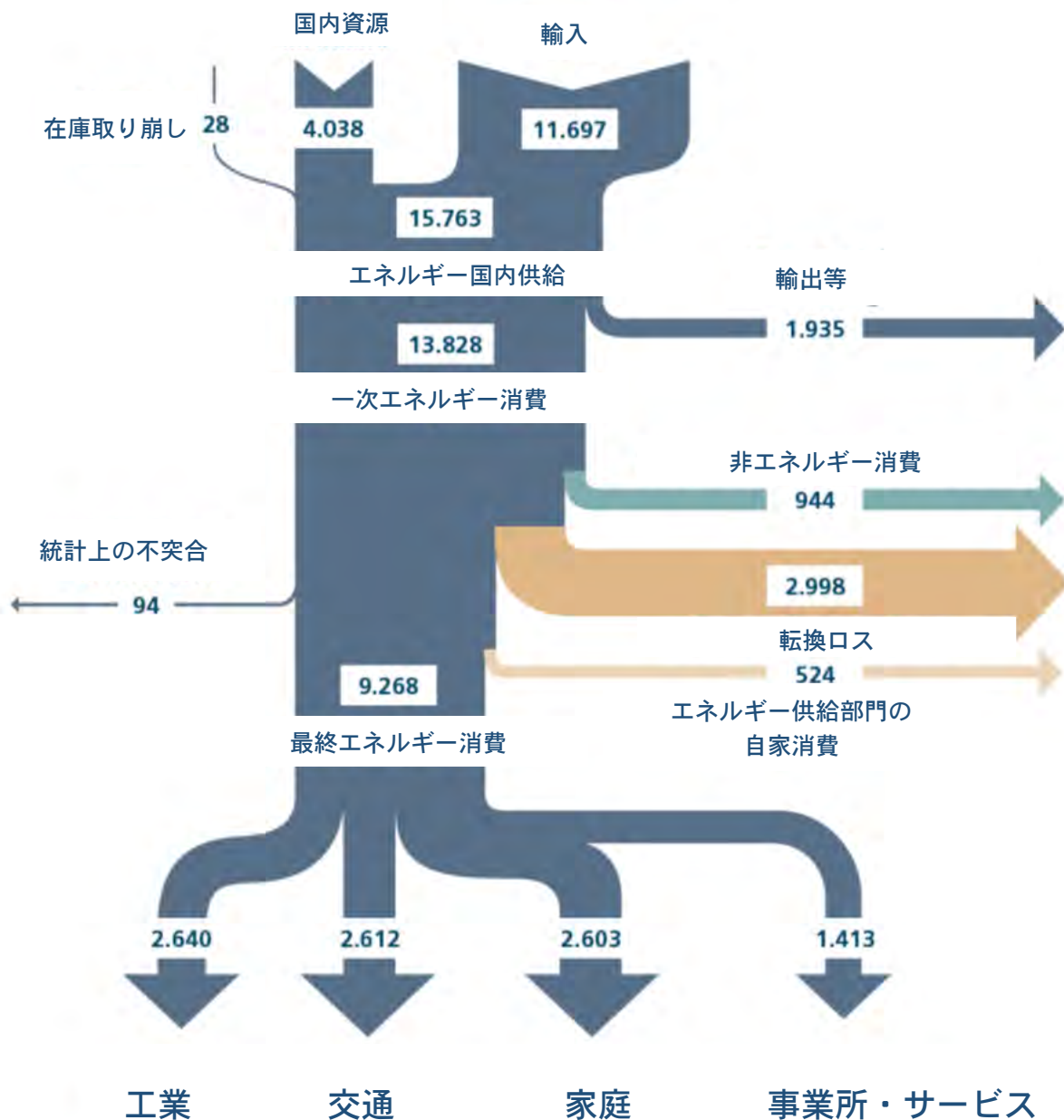


図 50：ドイツ連邦共和国のエネルギーフロー（2013年、ペタジュール[PJ]、暫定値）[AGEB2]

エネルギーの転換と消費の過程でかなりのムダが生じています。例えば、自動車のエネルギー最終消費ではエンジン排熱によるロスが圧倒的に多く、ブレーキの摩擦熱として失われるエネルギーもかなりのものです。家庭の最終消費エネルギーの75%は熱需要を満たすものですが、簡単な熱回収装置を導入すれば、その消費を半分減らすことが可能です。こうした例からも、現在と将来のエネルギー需要の比較は(需要量についても、エネルギー源についても)簡単にはできないことがわかるでしょう。

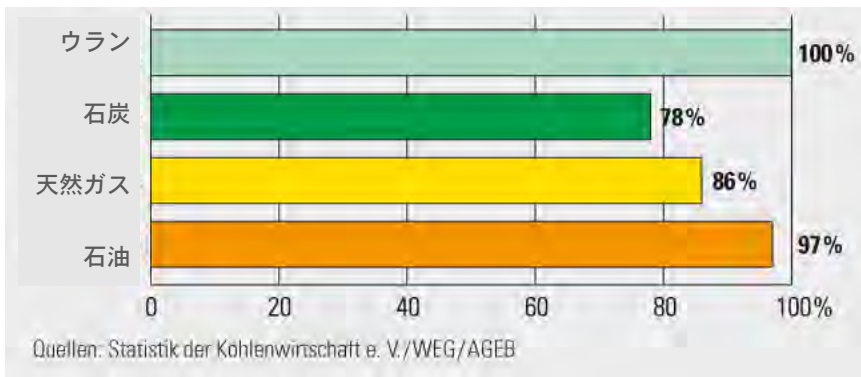


図 51：ドイツのエネルギー源輸入依存度（2011 年）

図 52 によれば、エネルギー輸入額が上昇し、2012 年には 1000 億ユーロ [約 14 兆円] にしたと見られます。

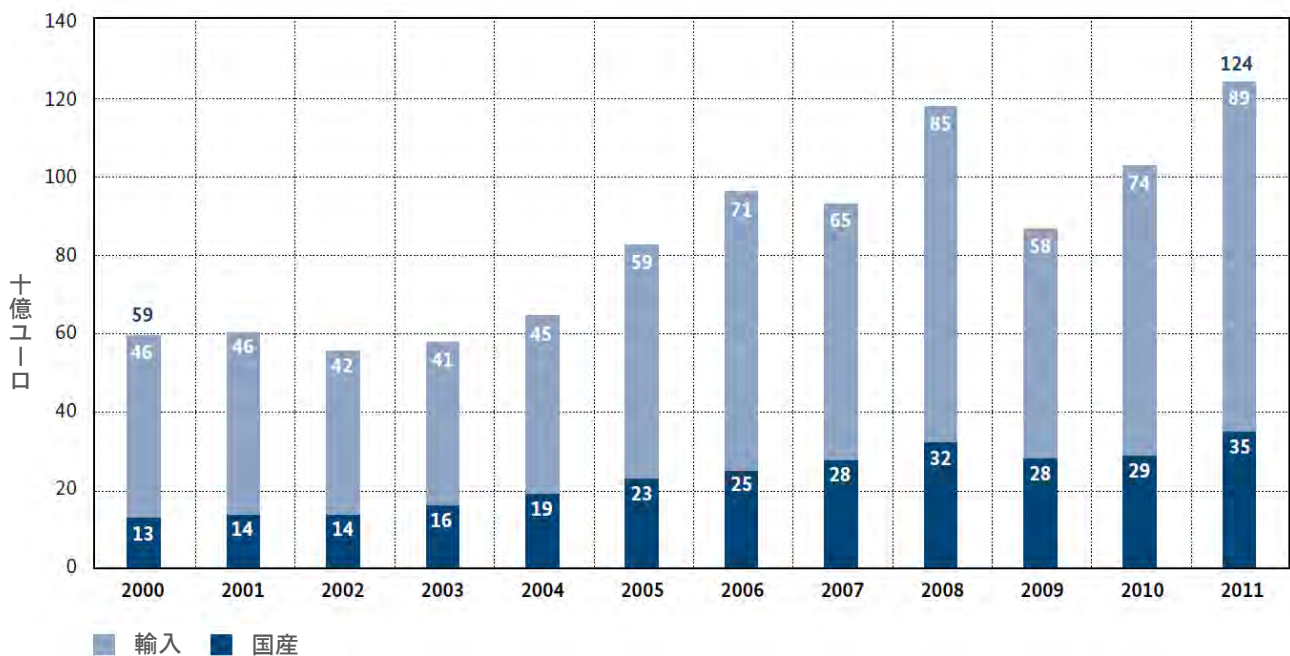


図 52: : ドイツの一次エネルギー供給費用の動向 [BMWi2]

図 53 は、ドイツの一次エネルギー消費の資源構成を示しています。化石燃料と原子力を使用する発電は非常に非効率なので、一次エネルギーの 50%~75%が損失となります。これらの発電が非効率性なので、見た目の一次エネルギー資源構成は大きくなっていると言えます。例えば、原子力発電の効率は約 33%です [EEBW]、石炭が主に使用される火力発電の効率は約 40%です。他方で、断熱性の低い建物や効率の悪い乗用車には石油製品が使用されているのです。

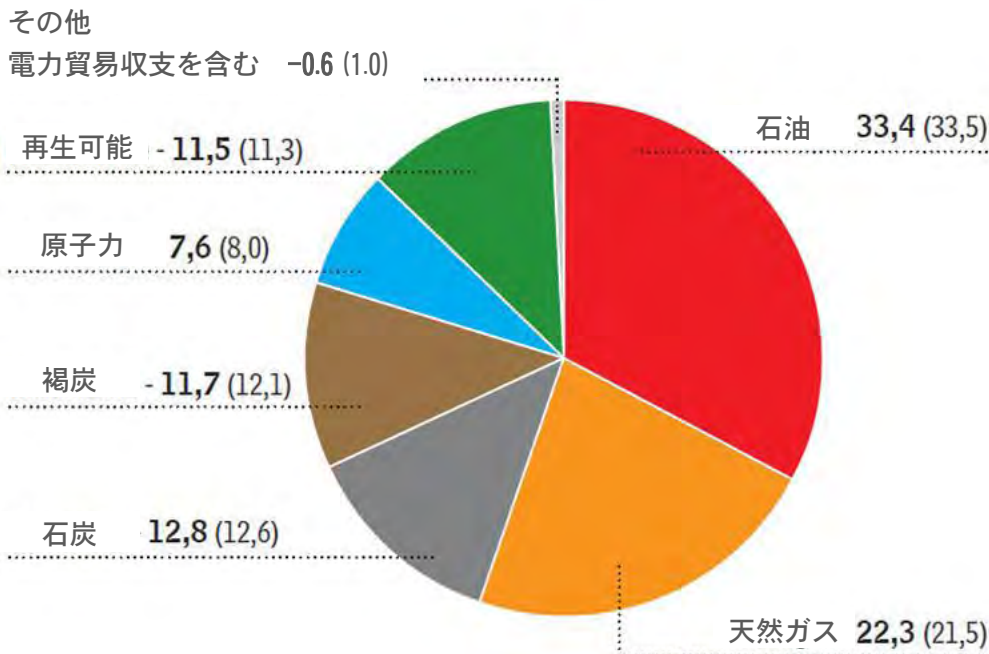


図 53：ドイツの一次エネルギー消費の構成（2013年）

注：数字はパーセント（括弧内は前年）であり、総量（暫定値）は 13.908 ペタジュールである[AGEB3]
 [訳注:ドイツ語では小数点としてコンマが用いられている]

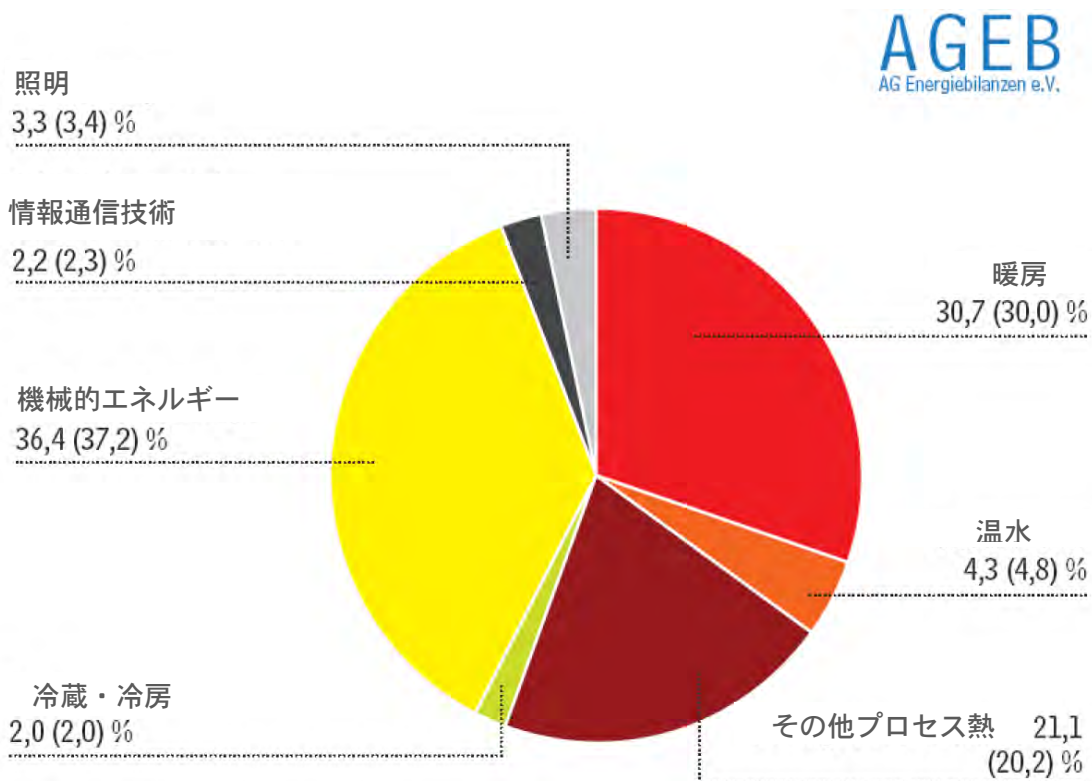


図 54：ドイツの最終エネルギー消費の構成（2010年）

注：括弧内は前年 [AGEB4]

[訳注:ドイツ語では小数点としてコンマが用いられている]

最終エネルギーの大半(36%)は、乗り物のエンジンや定置型エンジンで機械的エネルギー(動力)の発生させるために消費されています(図 54)。道路を走る自動車のエンジンではかなりのエネルギー転換ロスが生じます。

最終エネルギー消費が 2 番目に多いのが暖房ですが、断熱性が低いせいで、かなりの熱損失が生じています。冷房も機械エネルギーを使って間接的に行われています。温水と暖房のための電気ヒートポンプの使用が増えてきているためです。大規模な蓄熱が行われなければ、電力需要が気温に影響される度合いが大きくなります。送配電網に十分な蓄電能力がないので、火力発電所と原発の発電能力のゆとりが大量に必要とされているのです。

図 55 は、エネルギー需要が年間を通してどのように変化するかを示しています。道路輸送のエネルギー消費は年間を通じてほぼ一定です。それに対し、温水のための電力消費量とエネルギー消費量は、夏には若干減じます。熱需要は日射強度と負の相関を示しています。

太陽光発電量と風力発電量の月別推移もこの図に示されています。太陽光発電量の約 69%が春から夏(4~9月)に生まれるのに対して、風力発電量の62%が秋から冬に生まれています。

季節を超えてエネルギーを蓄蔵する手段がなくても、秋と冬に他のエネルギー資源が利用できさえすれば、太陽光発電は電力・道路輸送・温水需要のかなりの部分をまかなえることが、図 55 に示されています。しかし、太陽光発電で暖房需要をまかなえるのは春だけなので、秋と冬の暖房需要を太陽光発電だけでまかなうのは今のところ難しいと言えます。他方で、風力発電量は春と夏に少なく秋と冬に多くなるので、太陽光発電と組み合わせれば一年を通じて再エネによる発電が可能となるでしょう。

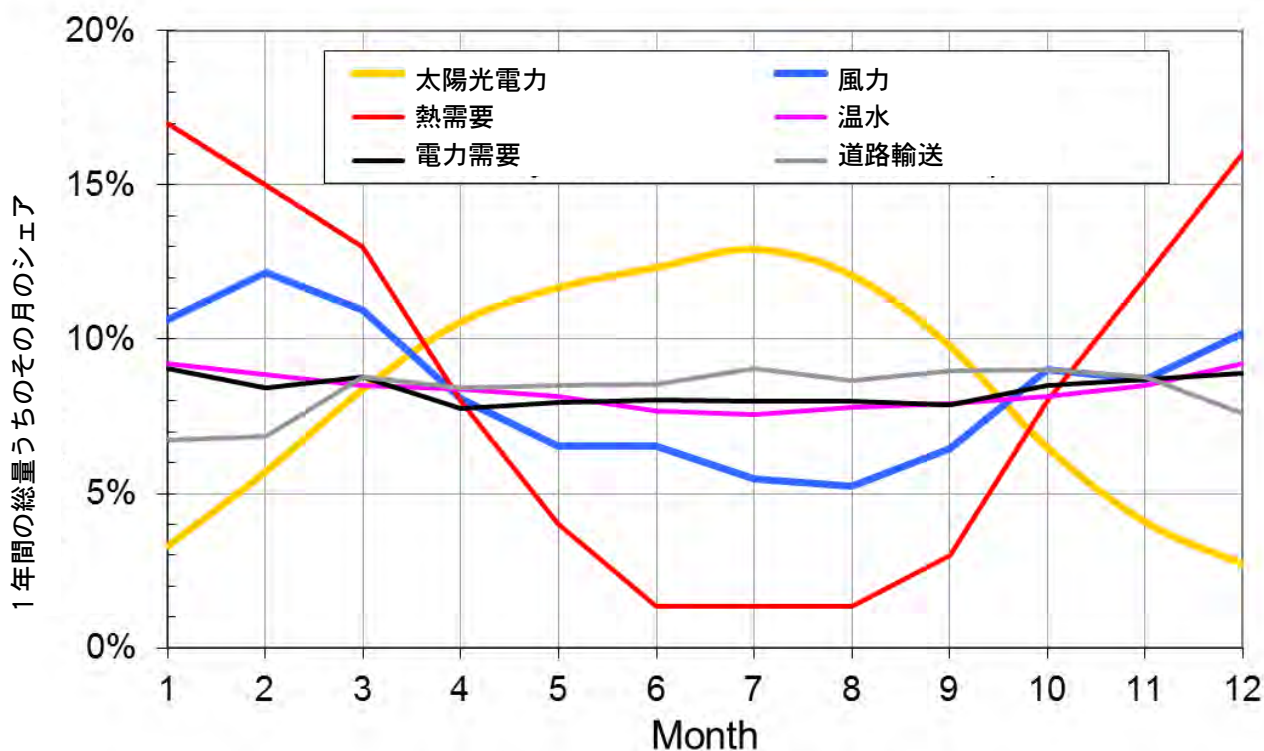


図 55 : 毎月の太陽光発電量 (フライブルク市) [PVGIS]、風力発電量 [DEWI]、暖房度日に基づく熱需要量(VDI Guideline 2067 and DIN 4713)、家庭用温水のためのエネルギー必要量、電力需要 [AGEB1]および燃料必要量の推計値 [MWV]

太陽光発電は季節変動に加えて、時間単位、日単位、週単位でも大きく変動します。地域レベルで見ると、分単位、秒単位の変動もありますが、国全体の電力網に大きく影響することはありません。

他方でエネルギー需要(負荷)も一日のうちに変動しています。夜間よりも昼間のほうがエネルギー需要は大きく、週末や休日よりも平日の方がエネルギー需要は大きくなっています。このような需要の変動に対応するため、電力会社はベース負荷、ミドル負荷、ピーク負荷を区別しています(21.7 節参照)。ベースロード(ベース負荷)は30~40 GWですが、一日の間は一定です。ミドル負荷は穏やかに周期的に変動します。これに対してピーク負荷とは、ベース負荷とミドル負荷を超える負荷の頂点部分で、急速に激しく変化する性質のものです。

ドイツの太陽光発電には晴れた日の昼間のピーク負荷をカバーする能力がすでにあります。春と夏のあいだは太陽光発電量が日中の電力消費量と同じような動きをするので、現在設置されている太陽光発電設備容量だけで晴れた日のピーク負荷の大部分を十分にまかなうことができるのです。太陽光発電の容量がさらに増大すれば、曇った日でも日中のミドル負荷部分までを供給できるようになります。さらには、週末の晴れた日であれば、太陽光発電だけでベース負荷の一部もまかなうことができるでしょう(図 56 参照)。

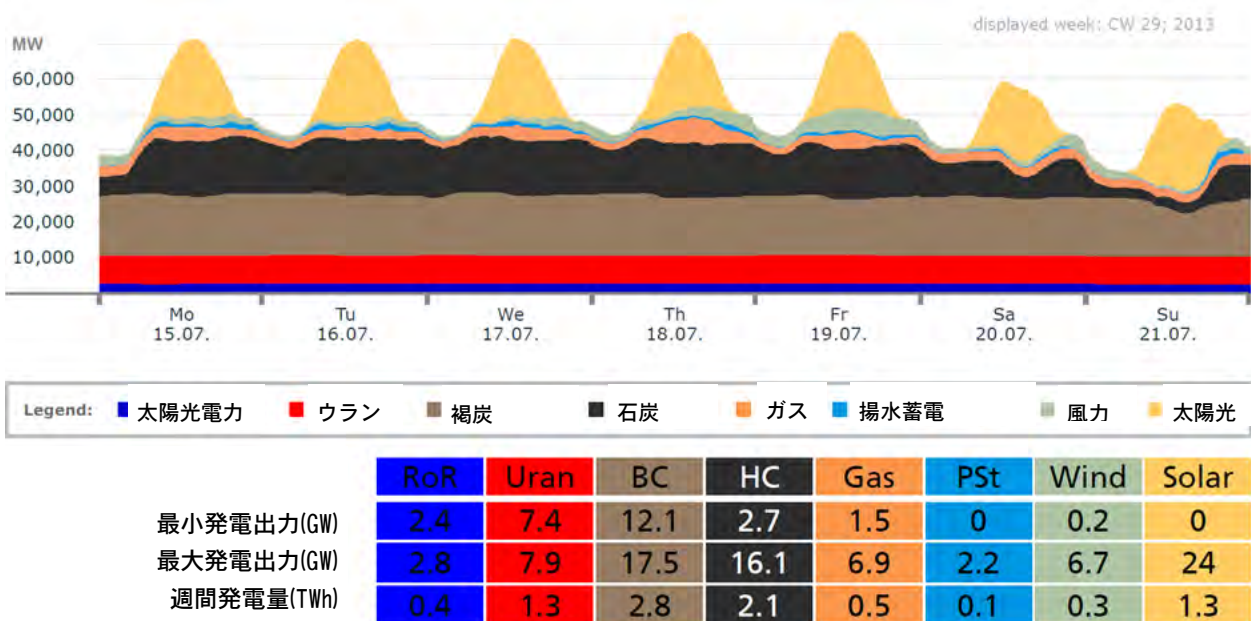


図 56 : 2013 年 7 月の一週間の発電量

注 : 太陽光発電の最高記録は 7 月 21 の 24GW であるが、公称発電設備容量は約 34.5GW であった

出典 : B. Burger, Fraunhofer ISE、データは European Energy Exchange in Leipzig, EEX

太陽エネルギーが得られる日中にはエネルギー需要が大きくなるのが普通です [図 57]。これまでは、需要が大きいときほど電力価格が高くなっていました。今後は太陽光発電設備の建設が増えたとしても、他の電源が同時に増加しない限りは、電力が過剰になることはないでしょう。

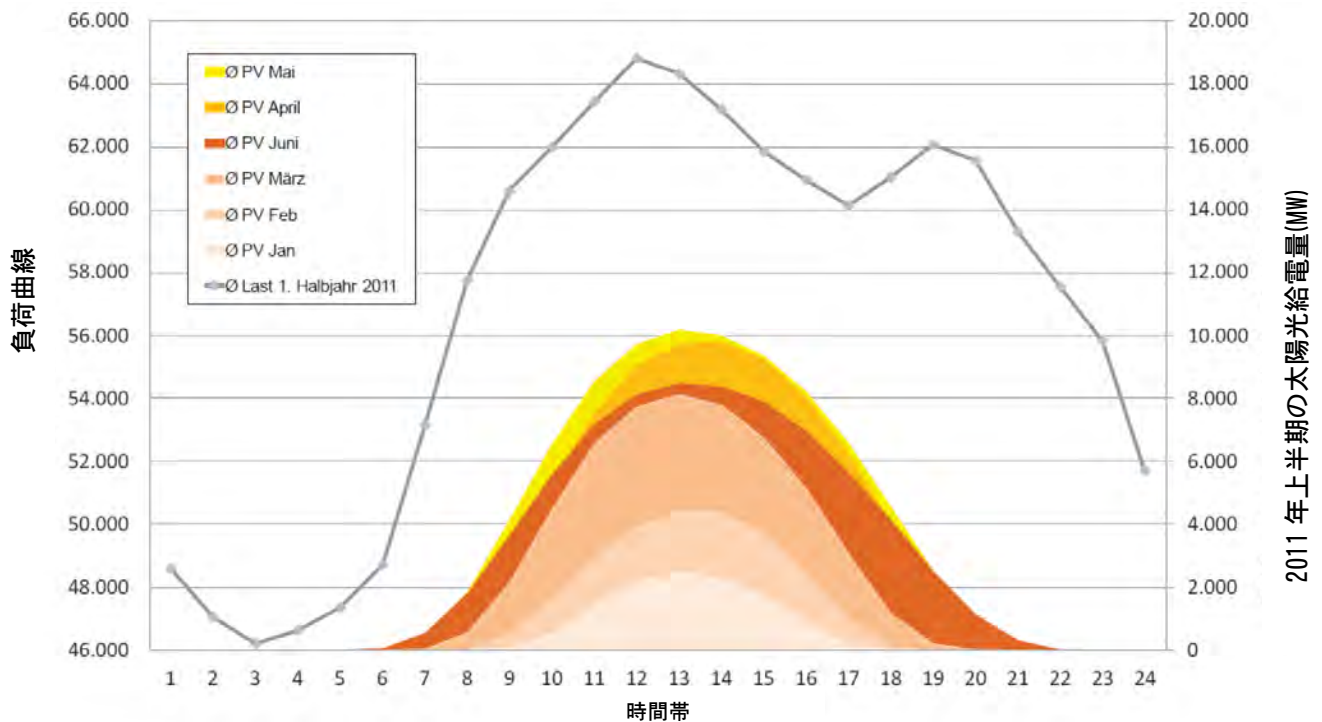


図 57：2011 年上半期の平均的な負荷曲線（一日の電力需要曲線）と太陽光発電量曲線 [IZES]

図 58 は太陽光発電の設備容量が 50GW まで増加した時の状態を示しています。太陽光発電量が年間で最高となる週を選ぶことによって、太陽光発電が発電量の全体に及ぼしうる最大の影響を明らかにできます。50GW まで発電設備容量が増加しても、太陽光発電の最大電力は約 35GW です。残余負荷(residual load [電力需要(負荷)のうち再エネでまかなわれる分を除いたもの]、20.7 節参照)のうち、ミドル負荷部分が発生するのは午後となり、ピーク負荷部分が発生するのは夕刻となります。再エネの増加に伴って、残余需要のベース負荷部分は消滅してゆきます。

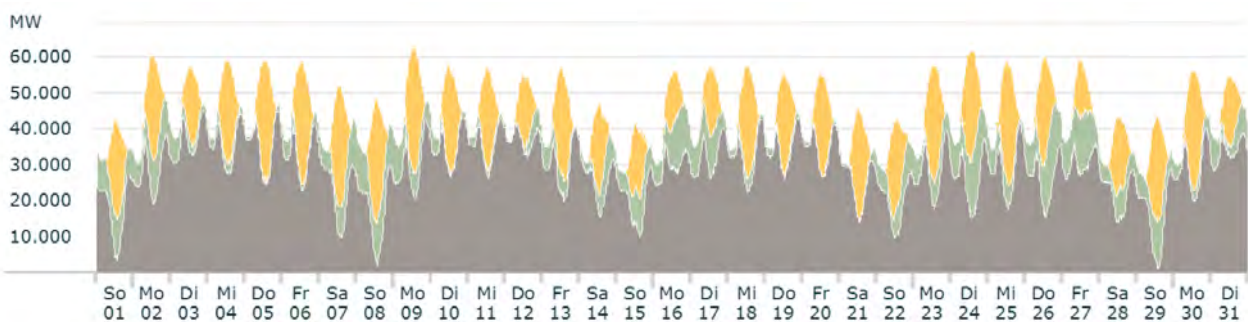


図 58：5 月の晴れた一週間の負荷曲線および電源構成のシミュレーション
(黄色が太陽、緑色が風力、灰色が旧来型電源を示す)

注：設備容量は太陽光 50GW、風力 40GW とし、最高出力は太陽光 35GW、風力 21GW とする

出典：B. Burger, Fraunhofer ISE

16.3 補完的対策

間欠的な太陽光発電を大量に、技術的にも経済的にもうまくエネルギーシステムに統合させるための「速やかな勝利の方程式」は存在しませんが、この目的にかなった補完的な対策としては、いろいろな方法があります。以下では、これらの最も重要な点を詳しく説明してゆきます。

16.3.1 太陽光発電量を一定に保つ

送配電網で使用できる太陽光発電量をどうすれば一定に保てるのでしょうか。もっとも簡単な方法の一つが、西向き&東向き設置方式(east/west orientation)の地上設置型太陽光発電所を増やすことです。この方式をとれば、南向き設置方式の場合と比べてモジュールあたりの年間発電量は低下しますが、国ドイツ全体の太陽光発電量の日中ピークがより長時間続くことになり、午後遅くまで補完的な発電所を動かす必要がなくなります(図 58 を参照)。もっと効果的なのは 1 軸または 2 軸の追尾式太陽光発電システムです。この方法をとれば、発電レベルが一日中安定するだけでなく、年間の発電量が 15~35%増加します。通常の方法と比べて、追尾式は運転温度の上昇や積雪による発電ロスを減らすこともできます。

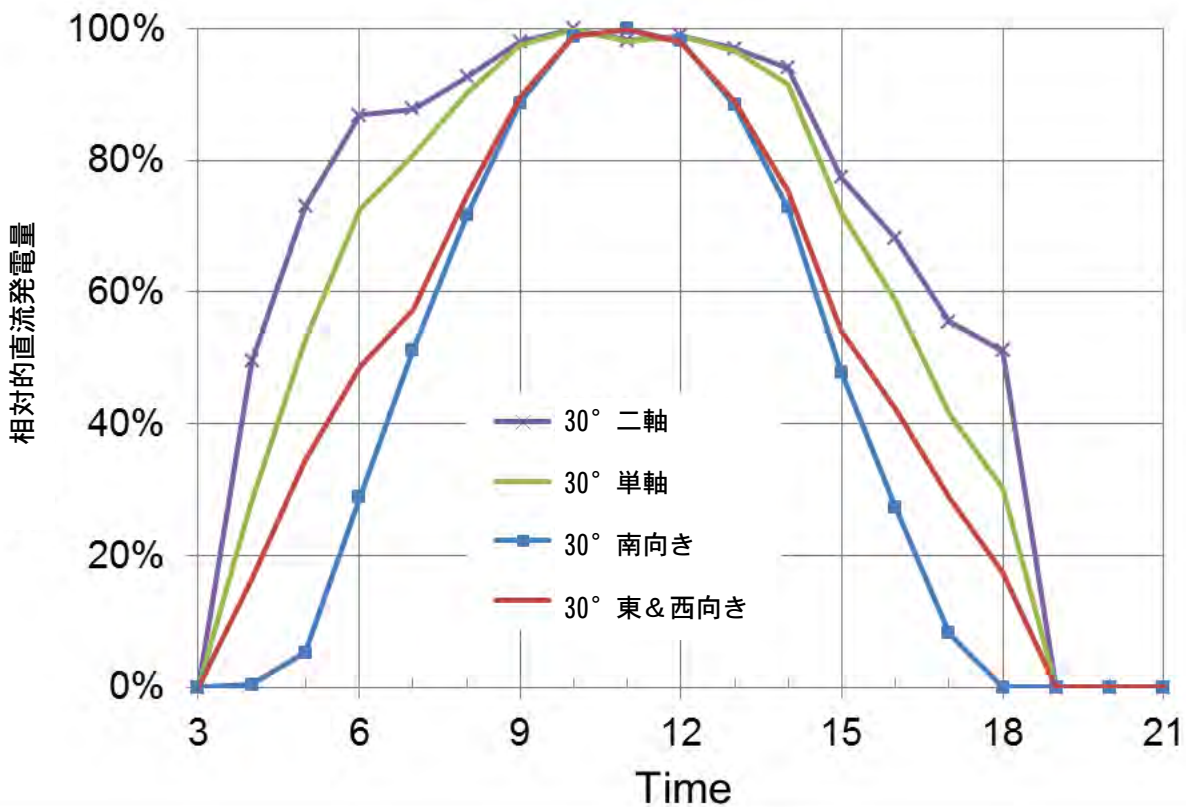


図 59：太陽光発電所の設置状況別の時間別発電量シミュレーション

注：calculated using the software PVsol ソフトウェアを用いて、7月の晴天のフライブルク市についてシミュレートした

電気を自家消費して、購入する電気を減らすことによって、太陽光発電の設置者(特に企業)は、進んだ技術の導入に伴うコストの増分をすぐに回収できます。また、13.3 節で紹介した全負荷相当運転時間 (full-load hours) を伸ばす措置も、太陽光発電による電力供給の安定性に寄与します。

16.3.2 調整可能な発電所の補完的運転

多くの火力発電所を、ベース負荷とミドル負荷の両方に対応できるように操業、設計、改修することは技術的に可能です(図 60)

部分負荷操業とそれに関連した改修によって、発電原価が上昇することになります。ガス火力発電所は変動する負荷に対応するのに非常に適しています。電熱併給システム(CHP)と組み合わせると、天然ガス火力発電所の効率は非常に高く、80~90%に達します。ガスエンジンによるガス火力発電所の設備費用(ユーロ/kW)は、ガスコンバインドサイクル発電所(CCPP)の数分の1に過ぎません。

しかしながら、太陽光発電が日中の電力需要と電力取引所価格を顕著に引き下げているので、ガス火力発電所への投資は少なくなっています。天然ガスの大部分は輸入です。2013 年には輸入比率が 90%であり、そのうち 38%はロシアからの輸入でした[AGEB6]。

原発と、古い褐炭火力発電所は柔軟な操業が非常に困難です。再エネ発電の設備容量の増加は、長期的みれば、これらの発電設備が淘汰されてゆくことを意味します。より柔軟な発電方式の導入が進むほど、太陽光発電や風力発電への移行が早まるのです。



図 60：発電所の出力調整速度 [VGB]

注：図は左から天然ガスコンバインド、石炭火力、原子力および新規褐炭火力
[縦軸は出力、横軸は出力調整時間を示す。翻訳は省略]

既存の水力発電所(揚水発電所については 16.3.8 参照)は、太陽光発電を補完する形で操業すれば電力供給の制御性の向上に役立つでしょう。しかしそのさいには、水運業界の利益や環境保護にも配慮せねばなりません。水力発電の定格出力は 4.5GW 程度で、2011 年には約 20GWh の発電をしました[BMW1]。今後この数字が改善する可能性は低いでしょう。

蓄電システムを備え、低い設備利用率を受け入れることを前提とすれば、バイオマス発電事業者には太陽光発電を補完する形で操業する能力があります（2013 年末には 5.9 GW の設備能力を有していました[BMWi1]）。コージェネ設備（CHP）は、一戸建て用のマイクロシステム（小規模コージェネレーション設備）から地域熱供給ネットワーク用の大規模設備にいたるまで、管理者が熱需要と電力需要の両方にうまく配慮するならば、太陽光発電を補完するシステムにうってつけです。2010 年にドイツでは 20 GW のコージェネ設備が送配電網に接続されていました[Gores]。燃焼エンジン、あるいはスターリングエンジンを利用すれば、小さなコージェネ設備でも 25%の発電効率を達成でき、トータルで 90%もの熱効率を実現できます[LICHTBLICK]。

コージェネ設備が電力需要に対応して運転できるためには、大規模な蓄熱システムが必要ですが、既存設備のほとんどにはそれがありません。再エネが大量の発電をしている場合、電気ヒートポンプを利用した蓄熱システムが利用可能ですし、再エネ発電量が年間のピークに達する場合にはもっと効率性が低い加熱ロッドによる蓄熱も可能です。さらには再生可能ガス[再エネ電力で生産したガス]を用いてコージェネ設備を運転することも、技術的には可能です。結論として、蓄熱システムを備えたコージェネ設備は、再エネ中心のエネルギーシフトにおいて、重要な役割を果たします。

16.3.3 エネルギー消費量を減少させる

家庭と企業のエネルギー効率改善は、残余負荷を引き下げる上で、最も費用対効果の高い方法の一つです。例えばヴァーレント財団は、古い電気器具を使用する家では、省エネ器具を使用している同規模の家に比べ、2 倍の電気を消費していることを明らかにしました[TEST]。夜間電力消費を減少させる措置が、特に効果的です。太陽光発電の電気を夜間に利用するには蓄電システムが必要ですし、それは電気を昼間に直接利用するのに比べてコストが高く、非効率的なためです。

16.3.4. 消費習慣を変える

消費者の意識を高めることや、タイマーの利用、将来的には電力供給者（送電線や屋上の太陽電池を含む）からの制御信号を用いて家電製品を最適な時間に起動すること、あるいはもっと熱容量の大きな冷蔵庫を利用することなどで、家庭の電力消費パターンを太陽光発電（および風力発電）の発電量に合致させてゆくことができるでしょう（図 61）。蓄電装置を備えた洗濯機・乾燥機や冷房装置は送配電網を補完しますし、自宅の太陽電池の場合には自己消費の最適化に役立ちます。家電製品の一部は屋上の太陽電池や電力供給者と通信できるようにします。このような通信機器によって、企業の自家消費を大幅に増大させることも可能です。

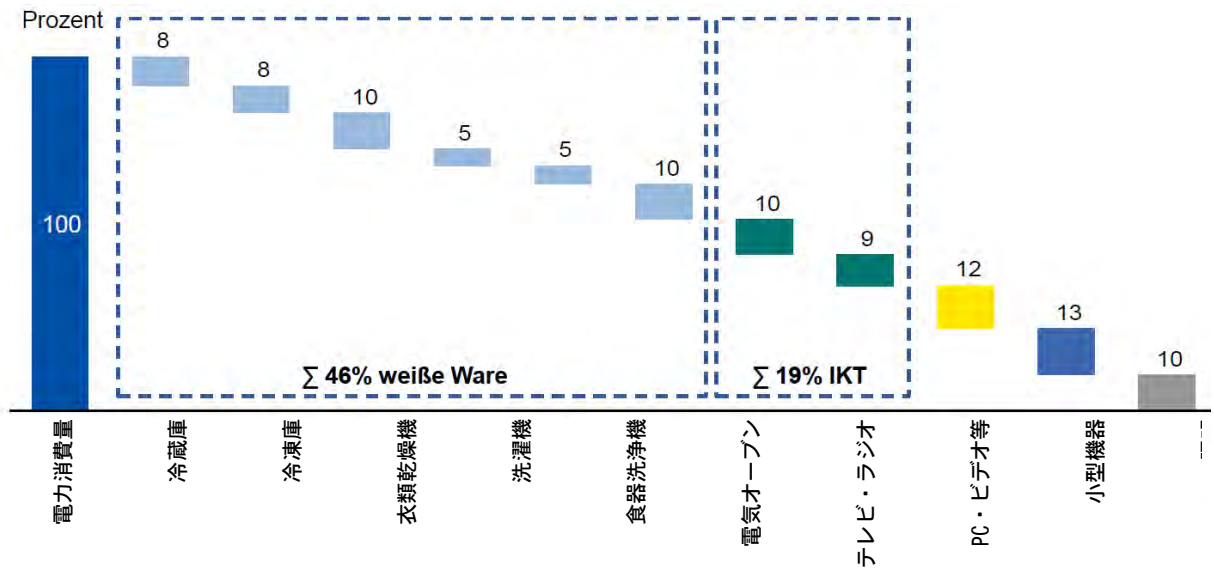


図 61：平均的世帯のエネルギー消費量（温水を除く）[RWE]

平日においては、企業は「太陽光発電の電気」自家消費の割合を高くすることができますが、追尾システムを備えた太陽光発電設備を用いれば、さらに自家消費の割合を高めることができます。

消費者自身が自分のところの屋根で太陽光発電を行っているかどうかにかかわらず、日中に特別な「太陽光発電量に応じた電気料金」が適用されれば、消費者は電力消費をこの時間帯にシフトするよう促されるでしょう。家電メーカーはすぐにこれに対応する制御プログラムを開発することでしょう。

エネルギー多消費企業にも、その消費パターンを適応させる方法があります。それは、昼間の電力がさらに安くなれば、つまり太陽光発電の設備容量がさらに増加すれば、おのずと可能となるでしょう。そのさい、電力需要（負荷）を引き下げながら、エネルギー集約的な工程の各段階でキャパシティを増やし、倉庫の容量を大きくするなど、投資が必要になる場合があるでしょう。

例えば冷蔵倉庫や食料販売店、空調設備においても消費パターンの適応は可能です。しかも、それらの多くは何らかの蓄熱設備をすでに備えていて、蓄熱設備を拡張することが費用面で比較的有利なのです。

自家消費が望ましいのは、送配電網の送電負担や調整負担を減らすためです。個人や企業は、太陽光発電の電気が送配電網からの電気よりずっと安くなってきているので、消費パターンを調整するインセンティブが与えられているのです。

16.3.5 太陽光発電設備と風力発電設備をバランスよく増やしてゆく

ドイツでは気象上の理由から、太陽光発電量と陸上風力発電量との間には、時間単位でも月単位でも、負の相関関係が見られます(図 34、図 35)。時間単位での変動に注目すれば、太陽光発電と陸上風力発電の合計出力はめったに定格出力合計の 50%を超えることはありません。他方、月単位での変動で見れば、両者の出力の合計は個別の出力より均一化されています。

太陽光発電と陸上風力発電の出力がほぼ同じであれば蓄電の必要性は低くなります。

16.3.6 送電網の拡張

16.3.6.1 国全体の電力網の拡張

フラウンホーファー風力エネルギー技術研究所(IWES)と ECOFYS が連邦太陽エネルギー連盟(BSW)の委託を受けて実施した研究によれば、2020年までにPVの設置容量を70GWまで増加させるには、送配電網の拡張だけで約11億ユーロの費用がかかります[IWES]、[ECOFYS]。大まかに言って、この送配電網拡張費用を年当たりの費用に換算すれば、毎年ふつうに支払われている送配電網増強費用のおよそ10%にすぎません。上記の研究は、アンシラリーサービス(例えば無効電力補償による電圧調整など)を提供する太陽光発電所を利用した低圧配電網の拡張や、制御装置を備えたローカル配電変圧器の設置なども考慮にいたれたものです。

16.3.6.2 欧州送電網の強化

ドイツの電力網はより大きな欧州送電網の一部です。近隣諸国はみな制御可能な発電所を有し、みな電力需要にピークがみられます(例えば正午など)。国家間の接続容量(現場では約20GW)を強化し、欧州レベルの電力取引を活発化することは、太陽光発電量の変動を平準化するのも大いに役立ちます。

水力発電[訳注:正しくは揚水発電]の設備容量は、スイスでは約2GW、オーストリアは約4GW、フランスでは約25GWです。「2012年6月27日の時点で、ドイツの電力網に接続されていた揚水発電所の設備容量は9229MWであった(発電モードにおける正味定格出力)。その内訳は、ドイツ6352MW、オーストリア1781MW、ルクセンブルグが1096MWである。ドイツの揚水発電所の蓄電容量は現在37713MWhである」[Bundesreg]。

ノルウェーフール水力発電設備が約30GWであり[Prognos]、まだ拡張の余地があります。2018年までには、送電容量1.4GW、長さ600kmの海底ケーブルが設置され、ドイツの電力網と直に接続されます。スイスとオーストリアの水力発電設備容量はそれぞれ12GWおよび9GWです[図62参照、揚水発電所を除いた値]。

	オーストリア	スイス	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
水力発電所設備容量 [MW]	12.919	13.728	9.790	31.004	16.735
- ダム式水力発電所	3.744	8.078	335	23.405	10.802
- 揚水発電所	3.781	1.839	6.521	1.344	108
- 水力発電所設備容量	5.395	3.810	2.934	6.255	5.825

図62：欧州主要国の水力発電所の設備容量(2010年)[Prognos]

注：各種発電所の設備容量は情報源によって異なる

16.3.7 蓄電可能な需要家に電気動力を利用させる

動力利用技術の変更によって、重要な需要家たちがこうした用途に電力を用いることができます。これらの需要家が蓄電技術を用いれば、変動性の太陽光発電や風力発電の電力をその出力変動に応じて受け入れられるようになります。これは、一時的なピーク出力がその時の需要よりも大きくなった場合にも、発電された電力が活用

されることを意味します。これにより太陽光と風力のさらなる拡大が可能となり、エネルギー供給量に占める割合を高めることができるようになります。

16.3.7.1 熱供給部門

暖房や給湯は現在のところ、主に化石燃料の燃焼によって行われていますが、電気ヒートポンプと蓄熱設備の組み合わせによっても可能です。ヒートポンプの効率(熱量対電力)は季節エネルギー効率比(SEER)で表され、用いられた技術や負荷に関わらず一般に 300%程度となっています。エネルギーは熱に転換すれば効率的に費用効果的に蓄えることができます。

太陽光発電にヒートポンプと蓄熱技術を組み合わせて温水を供給すれば、ドイツでも太陽光発電機の設備利用率を魅力的な水準まで高めることができます。特に、太陽光発電システムを急な南向きの屋根かファサードに設置した場合はそうです。太陽光発電機による暖房は、年間の電力供給量と暖房需要の相関性が弱いため、より難しくなります。暖房のために太陽光発電を利用しようとするれば、大規模な季節調整用蓄熱設備が必要となります。季節的な問題を考慮すれば、熱需要を満たすには風力発電と適正規模の蓄熱装置の組み合わせの方がよいでしょう。実用化されている蓄熱設備に比べれば相変化物質(phase change materials)の方が、はるかに蓄熱容量が大きくなります。

風力や太陽光のような変動性の再エネ発電設備は限界費用がゼロに近いので、最大限の効率で 100%の需要を満たすようにシステムをデザインすることには、あまり経済的な意味はありません。発電量がピークに達するわずかな時期には、(非効率ですが)加熱ロッドを用いて電力を熱に変えるか、最後の手段として発電出力を抑制すればよいのです。出力抑制はキャッピングとも呼ばれますが、年間発電量を数%減少させるにすぎないので、全体的な影響が大きなものではありません。

16.3.7.2 輸送用エネルギー

自動車やトラックによる道路輸送は化石燃料の燃焼効率が著しく低いものです。なぜなら、エネルギーの大部分がエンジンやブレーキから廃熱として放出されるからです。電気自動車は効率的に走行し、ブレーキで回収されたエネルギーも活用できます。また、自動車のバッテリーは充電・放電を制御することにより、送電網の安定化にも利用できます。例えば、企業が従業員に充電設備を利用させることができれば、接続されたバッテリーは日中の太陽光発電量のピークカットにも役立ちます。いくつかの自動車メーカーが 100%電力で 200km 程度の走行が可能な電気自動車を販売しています(例えば、日産 Leaf は 24 kWh の蓄電池を有し、燃費が 17.3 kWh/100 km なので、199 km の走行が可能です)。これは、通勤に自動車を使う人々には現実的な選択肢です。ドイツ連邦政府の計画によれば 2020 年までにドイツでは 100 万台の電気自動車が普及しています。1 台あたりの充電容量を約 40 kW(充電器は現在開発中)として、25000 台の自動車を送電網に接続されていれば、100 万 kW の調整可能な需要となります。家庭用輸送手段の燃料革命は、すでに二輪車の分野で始まっています。2014 年末時点で 100 万台以上の電気オートバイがドイツで販売されており、これは約 86000 台のハイブリッドカーや約 24000 台の電気自動車よりも多いのです。

16.3.8 蓄電技術

16.3.8.1 分散型蓄電技術

小型定置型蓄電池を用いれば、太陽光発電の電力をその場で夕刻まで利用できるようになり、電力自家消費量を大幅に引き上げることができます(図 63)。

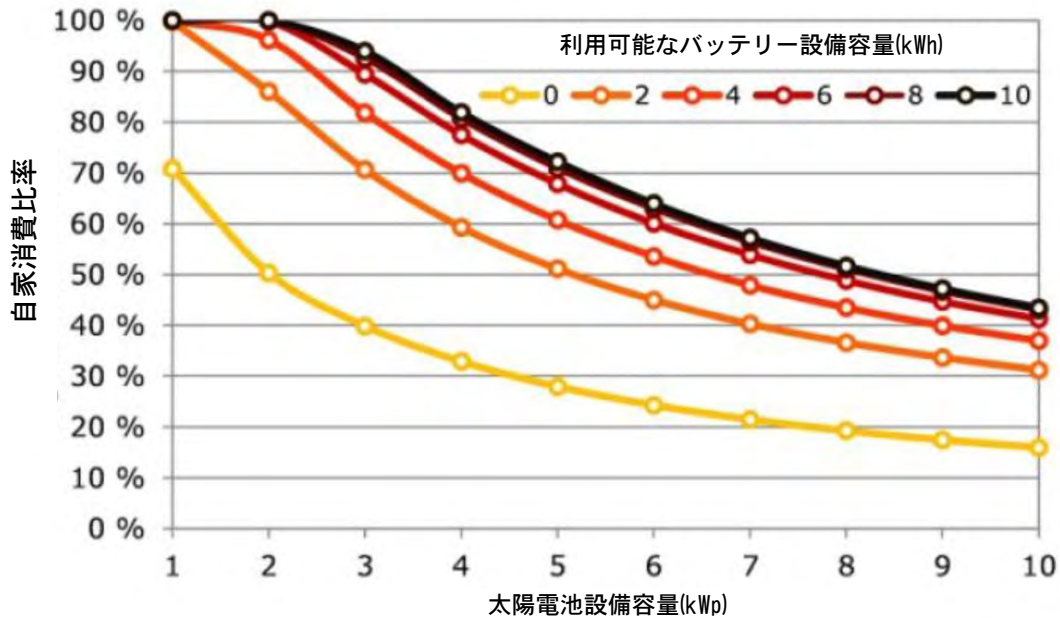


図 63：蓄電設備容量および太陽電池設備容量とオンサイト消費比率（自家消費比率）との関係
注：世帯の年間電量消費量は 4700kWh とする [Quasch]

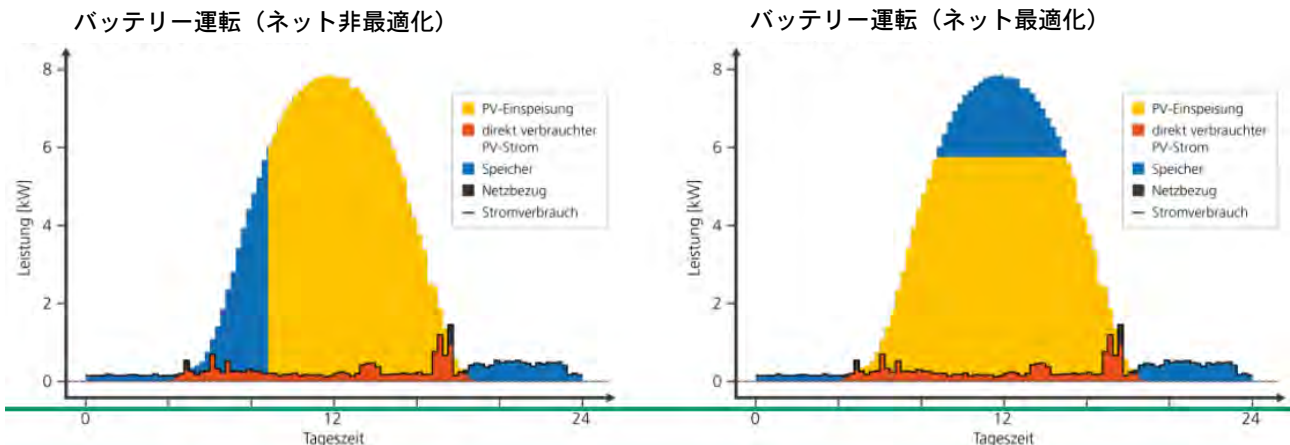


図 64：従来の系統制御と最適化された系統制御の比較 [ISE7]

注：キャプションは上から(黄)太陽光給電、(赤)太陽光電力の直接消費、(青)蓄電池、(送電網からの買い入れ)、線は電力需要

Fraunhofer ISE の研究によれば、グリッド最適化制御を備えた太陽光システムは、発電ピーク時の給電量を増やし、夜間の電力購入量を減らすことができます(図 64)。蓄電装置を用いれば太陽電池の設置可能量を増加させることができます。「負荷フロー計算によれば、グリッド最適化太陽光発電・蓄電制御によって全システ

ムの給電ピークを約 40%引き下げることができる。その結果、これらがさらにグリッド最適化給電方式で運転されれば、太陽光発電・蓄電システムの設置量を 66%増やすことが可能となる」ということです[ISE7]。

送電網に接続され、すぐに使う必要のない電気自動車は蓄電システムとして利用できます。蓄熱技術と組み合わせたヒートポンプについては、すでに述べました(16.3.7 項を参照)。

16.3.8.2 集中型蓄電技術

集中型蓄電システムは現在のところ揚水発電所しかありません。ドイツの送電網に接続されている揚水発電所は 38 GWh(3800 万 kWh)であり、定格出力は 6.4 GWh(640 万 kW)、平均効率は 70%です(送電ロスを除く)。それに比べれば、上述の蓄電池等はドイツ全体の太陽光発電設備の全負荷相当運転時間で 2 時間分の電気も蓄えられません。現在計画中のプロジェクトの一部が実現するだけで 10GW 程度の蓄電設備が利用可能となります

現在、断熱圧縮空気蓄電システム(CAES)の研究が進められています。太陽光や風力の電気を水素やメタンに転換・貯蔵する技術も有望で、スケールアップと実証が進められています。現存する設備容量はわずかです。とはいえ、再エネ電力をガスに転換する技術は、膨大なエネルギー貯蔵容量を開拓しうるもので、すでに商業化されています。既存のガス供給網および地上・地下のガス貯蔵タンクは、200TWh 以上の電力(2000 億 kWh、720 ペタジュールのエネルギー)を受け入れる能力があります。

電力を再生可能なガスに転換することによって、自動車用化石燃料を置き換えることは可能ですが、その場合には効率が低くなります。図 65 は太陽光発電の電気を転換、貯蔵する技術的な可能性を示したものです。

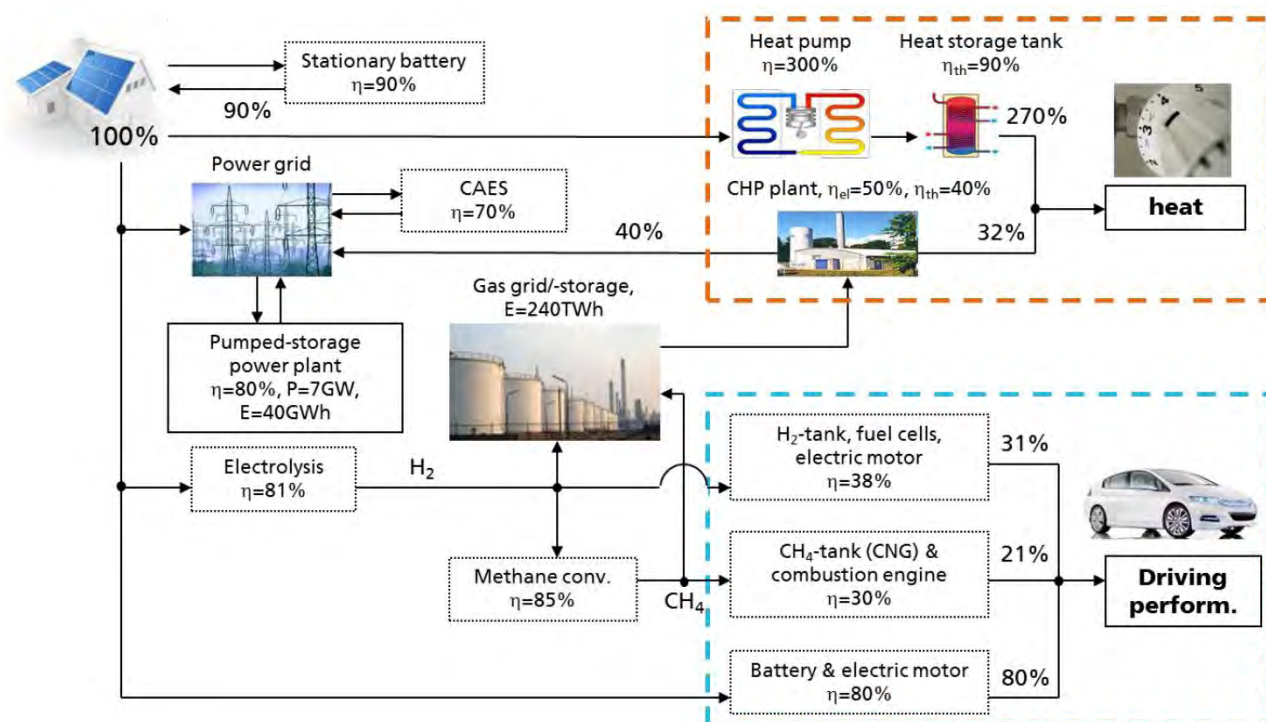


図 65：太陽光発電の電力の転換・蓄電方法
注：翻訳省略、数値はエネルギー効率

17 太陽電池は有害物質を含んでいるのですか？

17.1 ウェファ－型モジュール

多くのメーカーが生産している、シリコン製ウェファ－型モジュール(2013 の市場シェアの約 90%)は、しばしば鉛がセル金属化層(60 セル・モジュールあたり約 2 グラム)と用いられたハンダ(60 セル・モジュールあたり約 10 グラム)に含まれています。わずかな追加費用で鉛を無害な材料で完全に代替することは可能です。鉛の他には、ウェファ－型モジュールには既知の有害物質は含まれていません。

17.2 薄膜型モジュール

テルル化カドミウム(CdTe)製薄膜モジュール(2010 年の市場シェアの約 8%)はカドミウムを含み、この種の技術が用いられている場合、カドミウムを他の物質で代替することはできません。それ以外の薄膜方式は、アモルファスシリコンかセレン化銅インジウム(CIS)を用いたもので、カドミウムをほとんど(あるいは全く)含みません。CIS 太陽電池はセレンを含みますが、これは有害物質に分類され、(火災の後などで)酸化した場合には特に有害な影響があるとされます。

17.3 回収システムとリサイクル

太陽電池メーカーは、メーカーから独立のリサイクルシステムを 2010 年 6 月設立しており、300 以上の企業が加盟しています。2012 年 8 月 13 日に施行された改正欧州電気電子機器指令(WEEE)は、2014 年 2 月末までに EU の全加盟国が国内法制化を義務づけられています。この指令はメーカーに太陽電池モジュールの 85% 以上を無償で回収するよう義務づけるものです。

18 太陽電池には原料が十分にあるのですか？

18.1 ウェファ－型モジュール

ウェファ－型モジュールは、近い将来になくなるような原料を必要としません。アクティブ・セルの主な原料はシリコン、アルミニウム、そして銀です。シリコンは地球の地殻の 26%(質量ベース)を占める物質なので枯渇しないと言っても間違いではありません。アルミニウムも十分にありますが、銀には課題があります。太陽電池産業は年間およそ 1500 トンの銀を使用していますが[Photon Int. 2011-08]、これは 2010 年の生産量の 7%近くに相当します。将来、太陽電池内部の銀はより効率的に使用されるか、可能な限り銅によって代替されると考えられます。

18.2 薄膜モジュール

原料資源の利用可能性は用いられた技術に依存します。

CdTe モジュールや CIS モジュールに用いられるテルルやインジウムの利用可能性に関しては、たくさんあるという報告と、稀少だという報告がなされています。シリコン製薄膜モジュールについては、原料不足は当面のところ考えられません。

19. 太陽光発電所は火災のリスクを増加させるのでしょうか？

19.1 欠陥のある太陽光発電所は火災につながるのでしょうか？

はい。しかしすべての電力設備に関して同じことが言えます。

太陽光発電所の電力を伝達する設備に欠陥があれば、アーク放電が発生しかねません。屋根材や木材といった可燃性の素材がその近くにあれば、物質の燃えやすさ次第では発火することになるでしょう。交流の設備と比較すると、太陽電池の直流電力は障害電流を一定化させる性質さえあります。その電流を止めるためには、回路を遮断するかモジュールを照らす太陽光を遮る必要があるため、太陽電池の設置は注意深くなくてはなりません。

140 万を超える太陽光発電所を抱えるドイツでは、ほんのわずかなケースにおいて、それらの要因の全ての組み合わせが、火災の原因になることが明らかになっています。火災の大半は、ケーブルや接続の欠陥によって発生しています。

「こういった事態を防ぐための最適な方法は、今ある安全基準を遵守すべく、知識と技能をそなえた労働者を雇うことでしょう。現在までに、すべての太陽光発電設備のうち 0.06%にあたる設備で火災が発生し、深刻な損傷が発生しています。過去 20 年間で 350 の設備において火災が発生していますが、そのうち 120 のケースで何らかのシステムの不備がありました。さらにそのうち 75 のケースでの損傷は酷いもので、設備が全焼してしまったケースが 10 件ありました。

太陽光発電システムの最も重要な特徴は、直流の電気を生み出すということです。太陽光発電では、モジュールに太陽光が降り注ぐかぎり発電が続くので、それを簡単に止めることはできません。例えば、質の悪いコネクタが用いられたり、コネクタの接続に不手際があったりすれば、電流を適切なタイミングで遮断することができなくなります。それはアーク放電の発生の原因となり、最悪の場合は火災につながります。そこで、アーク放電をどのように防ぐかという点が研究・検討されています。それに加えて、小さなアーク放電を検知するとすぐに警告を鳴らすような警報器も整備されています。

太陽光発電所は、他の技術的な設備と比較すれば、大きな火災のリスクを持っているわけではありません。太陽光発電システムにおける電気の安全を守るための規制は十分に存在しており、重要な事はそれが守られるかということです。火災は、あまり技術に詳しくない下請けの担当者がシステムを触った際に起きることもあります。太陽光モジュールの接続作業専用で作られた道具や適切な手段を使わずに設備を設置すると、上述したような問題点や弱点があらわになります。したがって、システムの運営者は安全のために、しかるべき箇所にはお金をかけないといけません。それに加えて、技術的な進歩や、制御や規制も重要です。自らの設備が規制に従って稼働しているかどうかを、システムの導入者自身で確認することが現在は認められています。しかし、専門家は外部の第三者によるテストを受けることを勧めています。しばしば、商業用の発電所で毎年実施されているような安全テストを、個人で所有するソーラーシステムでも義務化するべきだという指摘もあります。」[ISE6]

19.2 太陽光発電所は消防士にとっても危険なのでしょうか？

はい。ただし電気ケーブルを有する多くの設備において同じことがいえます。

建物の外から消火作業を行う際、炎から数メートル程度離れていれば、消防士が感電することはありません。屋上設置型の太陽電池については、安全のための距離はふつうこの程度です。消防士にとって最も危険なのは、建物の中で消火作業を行なう場合です。発電設備とつながっている電気ケーブルが火災で燃えると、消火用の水に電気が流れるリスクや、消防士自身が感電するリスクがあります。リスクを最小限に抑えるために、屋根のすぐ近くモジュールを直流電流コネクタから安全に切り離すための緊急スイッチが発達しています。ドイツでは、太陽光発電所の火災の消火作業において、消防士が怪我をしたということはありません。雑誌や新聞で取り上げられた事例では、太陽熱温水器が太陽電池と誤解されていました。事故があった家にはそもそも太陽電池が設置されていなかったのです。

「消防隊向けの包括的な訓練コースによって、消防士が抱く不安を取り除くことができました。どんな電力設備についても言えることですが、アーク放電の種類に応じて、1～5メートルの距離からの放水で消火が可能です。太陽電池のせいで住宅の火災を鎮火できなかったという指摘は、これまでの調査によってすべて間違いだったことが分かっています。」[ISE6]

19.3 太陽光発電モジュールが屋根にあることは、消火活動の妨げになるのでしょうか？

はい。

太陽光モジュールは「二枚目の屋根」になるわけですが、これが水を撥ね返すので、消火活動の妨げになるといえます。ただし、消防隊によれば、住宅や屋根に向けた放水によって消火するような火災の場合、中にある家財が無事であることはめったにないといえます。つまり、太陽光発電設備が消火活動の邪魔になるような事態になる前に、取り返しのつかない被害が発生してしまっているというわけです。

19.4 太陽光発電モジュールが燃焼すると、有毒な物質が出るのでしょうか？

カドミウムを含むモジュールの場合、健康被害のリスクがあるでしょう。一方で、テルル化カドミウムを含むモジュールであれば、火災に巻き込まれそれが煙となって放出されても、周辺に深刻なリスクを与えることはないというのが、バイエルン環境庁の結論です。[LFU]

ウェファァー型のモジュールの場合には、裏面の保護膜にフッ素重合体が含まれていますが、それ自体には毒性はありません。しかし、火災時に高温になるとそれらは分解されます。バイエルン環境庁は実験に基づき、フルオロポリマーよりも火災によるガスのほうがはるかに、潜在的な危険性が大きいと結論づけています。

20. 付録：用語解説

20.1 EEG（再生可能エネルギー法）賦課金

「EEG 法賦課金(ドイツ語では EEG-Umlage)とは、再生可能エネルギーの普及促進のために、電力の最終消費者が支払う電力価格の一部のことです。これは、再生可能エネルギー法(EEG 法)に規定された、再生可能エネルギー源の負担公平化制度に基づくものです。市場に任せておけば再エネ発電所は建設されませんので、EEG 法によって、再エネ発電所を建設するインセンティブを与えているのです。EEG による支援の対象となるのは、水力、埋立地ガス、下水ガス、坑内ガス、バイオマス、地熱、風力、太陽光などのエネルギーです。

再エネ普及のための費用を、電力の最終消費者にどれだけ負担してもらうかを定める上で、いくつかの段階があります。第 1 段階として、発電所の運営者は、再エネ電源が発電した全電力量に対して、公定の固定価格(フィードインタリフ)による買い取りが保証されています。」[Bundestag]

公定の固定価格の水準は、ある年に設置された太陽光発電所の均等化発電原価(LCOE)に基づいて設定され、20 年はその水準が約束されます。

「送電会社(the grid operators)は、それら再エネ発電所を送電網に接続し、給電された再エネ電力に対して買取代金を再エネ発電者に支払います。送電会社はさらにその電力を、管轄の送電系統運用者(TSO)へと送り届け、TSO から代金を受け取ります。これが第 2 段階です。第 3 段階では、地域間の再エネ発電量の不均衡を調整するために、ドイツの 4 つの TSO のあいだで比例的に再エネ電力が分配されます。

2009 年 1 月 17 日付けの負担公平化メカニズム令(Ausgleichsmechanismusverordnung, AusglMechV)によって、再エネ電力の買取価格(renumeration)や代金払戻(reimbursement)に関する制度の第 4 段階に対して、変更が行われました。この第 4 段階が適用されるまでは、再エネ電力は TSO を単に通過するだけで、電力小売会社に公定の固定価格で売却されていました。しかし現在では、TSO は再エネ電力を欧州エネルギー取引所(EEX)のスポット市場で売却する決まりになっています。最終的に最終消費者に電力を送り届けるのは電力小売会社ですが、彼らはどのくらい再エネ電力が送電網に給電されるかに関わらず、市場から電力を手に入れることができます。これは彼らに将来計画上の安心(Planungssicherheit)をもたらし、コストの節約を可能にしています。結果的に、EEG 法による再エネ普及促進費用は、最初から最後まで TSO が管理することになります。EEG 法による再エネ普及促進費用は、再エネ発電者に支払われた公定買取価格にもとづく支払い総額と、市場(EEX)での再エネ電力の売却金額との差として求められます。(…)」[Bundestag]

公定価格での買取金額と電力取引所での売却額との差が、EEG 法による支援のための費用というわけです。この費用は全電力消費で割り算され、電力 kWh あたりの負担額が定められます(これが EEG 法賦課金料率です)。そして、電力小売会社が EEG 法賦課金を消費者から徴収します。「負担公平化メカニズム令に基づいて TSO は、毎年 10 月 15 日に翌年度分の EEG 法賦課金料率を決定するよう義務づけられています。賦課金料率の計算はドイツ連邦ネットワーク庁の監督を受けます。(…)エネルギー集約的な企業に対しては、EEG 法賦課金料率は 0.05 ユーロセント/kWh に制限されています。」[Bundestag]

結果的に、電力コスト比率の高いエネルギー集約企業は、EEG 法賦課金をほとんど免除されている状況です。

20.2 モジュールの効率性

特にことわりがない限り、モジュールの効率性は公称効率(nominal efficiency)という概念で考えます。公称効率は、標準試験条件(STC)の下で、発電電力量とモジュール全面積の日射強度との関係から計算されます。このSTCとは、モジュールの温度を25℃とし、1㎡あたり1000Wの日射強度、そして標準的な太陽光スペクトルを用いるという条件のことです。実際の設備運転条件は当然ながらこの標準的な条件から乖離しますので、効率性も変化します。

20.3 発電設備の定格出力

発電設備の定格出力は標準試験条件の下での理想的な直流出力のことであり、太陽光モジュールの全面積に、標準的な日射照度(1㎡あたり1,000W)およびモジュールの公称効率を掛け算したものです。

20.4 設備容量あたり発電電力量

太陽光発電所の設備容量あたり発電電力量(kWh/kWp)とは、一定期間(たいてい1年間)の(交流の)有用発電量(useful yield)を、モジュールの設備容量で割ったものです。有用発電量は実際の運転状況から影響を受けます。運転状況とは、モジュールの温度、日射強度、太陽光の入射角、標準スペクトルからのスペクトルの乖離、日陰、積雪、送電ロス、(変電設備や)インバータでの変換ロス、運転上の欠陥などを意味します。

標準試験条件下でのモジュール出力に関するメーカーのデータは、実際の出力から乖離しているかもしれません。従って、その乖離の許容範囲に関する情報を必ず確認する必要があります。

設備容量あたり発電電力量はふつう日射量の多い場所では高くなりますが、それは公称効率には依存しません。

20.5 システム効率性

太陽光発電所のシステム効率性は、有用発電量(交流)と、太陽光モジュールの表面に対する日射総量との比率です。モジュールの公称効率はシステム効率性に影響を与えます。

20.6 システム出力係数

システム出力係数(Performance Ratio, PR)とは、様々な立地点で、様々なモジュール方式を用いて、送電網に接続された複数の太陽光発電所の効率性を比較するためにしばしば用いられる値です。

システム出力係数は、発電所からの有用発電量(交流)と、理想的な総電量(発電設備の表面の日射総量とモジュール公称効率との積)との比率です。

新規でかつ適切に計画された発電所であれば80%~90%の年間システム出力係数を実現します。

20.7 ベース負荷、ミドル負荷、ピーク負荷、グリッド負荷、残余負荷(残余需要)

「電力需要は一日のうち時間帯によって変動しますが、一般に需要のピークは日中におとずれ、逆に最も需要が小さくなるのは深夜 0 時から翌朝 6 時までの間です。[kWh ではなく kW の単位で表される]電力需要の変動は負荷曲線や負荷プロファイルで表現されます。旧来型の電力制御技術の下では、負荷曲線は下記の 3 つに分類されています。

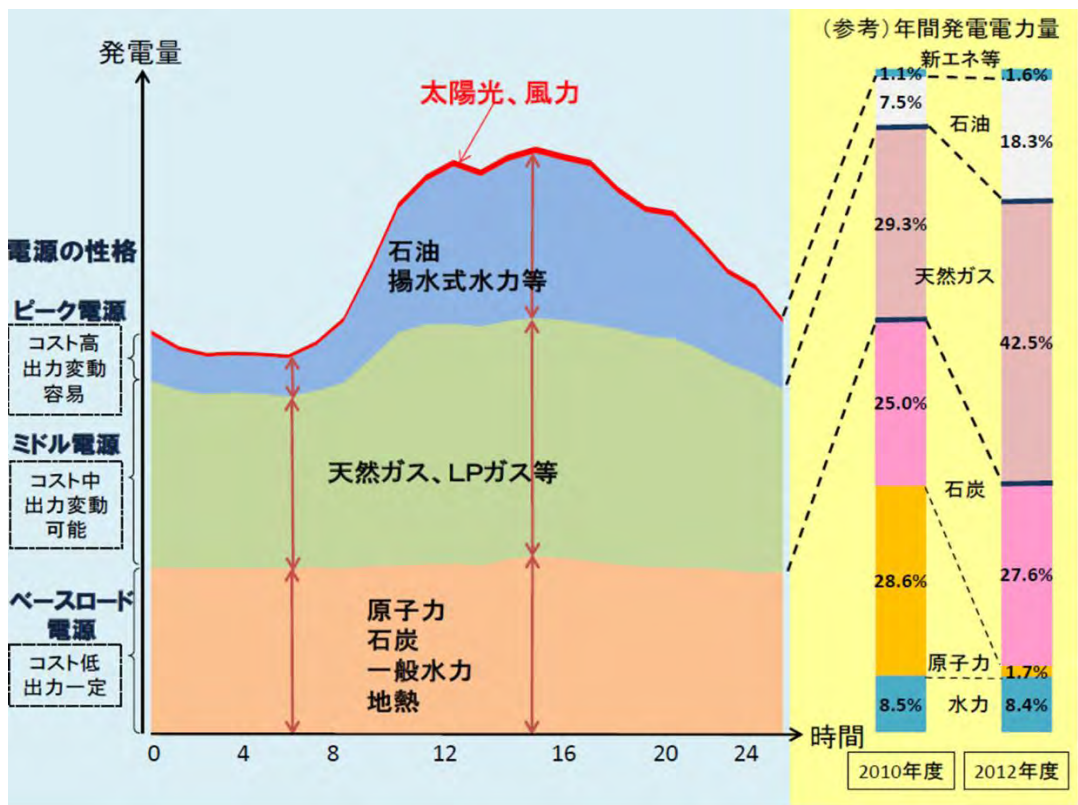
- 1、ベース負荷(ベースロード)
- 2、ミドル負荷(ミドルロード)
- 3、ピーク負荷(ピークロード)

ベース負荷は、24 時間ほぼ一定水準の負荷曲線で示されます。このベース負荷は、例えば原発や褐炭火力発電所、あるいは(しばらくの間は)流水利用型水力発電所などの、ベースロード電源によってまかなわれます。

ミドル負荷は、なだらかで予測可能な電力需要の山として表現され、ベース負荷部分を超える日中の電力需要の大部分を含んだものです。ミドル負荷は、石炭火力発電所や、メタン等のガスを利用したガスコンバインドサイクル発電所(GuD)などのミドルロード電源によって賄われます。この部分に石油火力発電所が用いられることはめったにありません[石油の価格が高いため]。

ピーク負荷はベース負荷とミドル負荷を超える電力需要のことですが、普通は、一日のうち負荷が最大となる際に生じます。ピーク負荷は、ガスタービン火力や揚水発電所といったピークロード電源によって賄われることとなります。これらの発電所は、非常に短時間で公称出力の水準まで出力を上昇させられるので、負荷(電力需要)の変動をならし、ピーク需要に応えることができます。

(...)グリッド負荷とは送電網から電力を取り出そうとする総電力需要(負荷)のことであり、他方、残余負荷は送電網に給電された再エネ電力をグリッド負荷から差し引いた負荷のことです。」[ISET1]



参考図

記注：日本の経済産業省のエネルギー基本計画説明資料(2014年12月)に含まれていた図であり、フラウンホーファーISEの資料原典に含まれていたものではない。縦軸の「発電量」は、発電量は kWh 単位で示されるものであるため不正確であり、kW 単位で示される「負荷」または「出力」と呼ぶべきである。

20.8 総電力消費と純電力消費

総電力消費量は、国内の総発電量と、隣国からの電力純輸入量の合計として計算されます[電力は供給量と需要量がいつでも必ず一致しています]。それは、発電所内での自家消費や蓄電ロス、送電ロス、そして原因不明な消費量を含みます。2013年には、全ての損失(ロス)の合計が総発電量の12%に上っていましたが[AGEB6]、そのうち蓄電ロスは1.3%に過ぎませんでした。

純電力消費量とは、最終需要者によって消費された電力量(最終エネルギー量)のことです。太陽光発電所はとりわけ電力需要のピークの時に分散的に発電を行ない、しかも発電した電力を太陽光発電設備そのものが消費することはほとんどありません。通常は、[各種電源の]発電量は総電力消費量と比較されますが、太陽光発電に関しては、発電量と純電力消費量とを比較することが妥当でしょう。

20.9 外部費用 [DLR]

「技術的外部効果という狭い意味で定義される外部費用は、経済活動によって発生した汚染物質や騒音による、環境被害、気候システムへの被害、人間の健康被害の結果として発生するものです。これには以下のようなものが含まれます:

- ・大気汚染が植物、動物、物質、あるいは人間の健康に及ぼす悪影響。大気汚染に起因する被害のほとんどは、エネルギーの転換と消費(輸送を含む)に起因するものです。
- ・二酸化炭素などの温室効果ガスの大気中濃度の上昇によって、気候変動やそれに伴う悪影響が発生すること。ドイツでは温室効果ガスの85%はエネルギー転換・消費部門から排出されたものです。
- ・水質汚染、土壌汚染、廃棄物や騒音の発生などに起因する悪影響。本レポートはエネルギー転換[発電]によって生じる旧来型大気汚染物質や温室効果ガスに検討範囲を絞っているため、これらの問題は取り扱っていません。

21. Appendix: Conversion tables [EEBW] (翻訳省略)

Vorsätze und Vorzeichen

k	Kilo	10 ³	Tausend
M	Mega	10 ⁶	Million (Mio.)
G	Giga	10 ⁹	Milliarde (Mrd.)
T	Tera	10 ¹²	Billion (Bill.)
P	Peta	10 ¹⁵	Billiarde (Brd.)

Umrechnungen

		PJ	GWh	Mio. t SKE	Mio. t RÖE
1 PJ	Petajoule	1	277,78	0,034	0,024
1 GWh	Gigawattstunde	0,0036	1	0,00012	0,000086
1 Mio. t SKE	Mio. Tonnen Steinkohleeinheit	29,31	8.141	1	0,70
1 Mio. t RÖE	Mio. Tonnen Rohöleinheit	41,87	11.630	1,43	1

Typische Eigenschaften von Kraftstoffen

	Dichte [kg/l]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l]
Biodiesel	0,88	10,3	9,1	37,1	32,6
Bioethanol	0,79	7,4	5,9	26,7	21,1
Rapsöl	0,92	10,4	9,6	37,6	34,6
Diesel	0,84	12,0	10,0	43,1	35,9
Benzin	0,76	12,2	9,0	43,9	32,5

Typische Eigenschaften von festen und gasförmigen Energieträgern

	Dichte [kg/l] bzw. [kg/m ³]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l] bzw. [kWh/m ³]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l] bzw. [MJ/m ³]
Steinkohle	-	8,3 - 10,6	-	30,0 - 38,1	-
Braunkohle	-	2,6 - 6,2	-	9,2 - 22,2	-
Erdgas H (in m ³)	0,76	11,6	8,8	41,7	31,7
Heizöl EL	0,86	11,9	10,2	42,8	36,8
Biogas (in m ³)	1,20	4,2 - 6,3	5,0 - 7,5	15,0 - 22,5	18,0 - 27,0
Holzpellets	0,65	4,9 - 5,4	3,2 - 3,5	17,5 - 19,5	11,4 - 12,7

22. Appendix: Abbreviations

CHP plant	Combined heat and power plant – a plant that uses combustion engines or gas turbines to generate electrical energy and heat
BMU	German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety
BSW	German Solar Industry Association
CCS	Carbon dioxide capture and storage – segregation of CO ₂ from power plant emissions and storage in geological formations
RE	Renewable energy
EEG	Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act, EEG)
ESC	Energy supply company
IEA	International Energy Agency
ICT	Information and communications technology
CHP	Combined heat and power – the principle of simultaneously generating mechanical energy (ultimately converted into electrical energy) and useful heat
PV	Photovoltaics
W _p	Watt peak – rated power of a PV module or array

23. Appendix: Sources

AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1.-3. Quartal 2011, Working Group on Energy Balances (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., November 2011)
AGEB2	Energieflussbild 2013 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, AGEB, Status September 2014
AGEB3	AGEB, Press Service, 9/2011
AGEB4	AGEB, Press Service, 1/2012
AGEB5	Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, AGEB, http://www.ag-energiebilanzen.de/ , February 2014
AGEB6	Energieverbrauch in Deutschland in Jahr 2013, AGEB, März 2014
AGEB7	Wirtterung treibt Energieverbrauch, AGEB, Pressedienst 3/2014
BAFA	Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung, Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 15 October 2013
BDEW1	Durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke im Jahr 2007 in Stunden, as of September 2010
BDEW2	Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013); BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 31 January 2013

BDEW3	BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014, Haushalte und Industrie, Berlin, 20. Juni 2014
Beck	M. Beck, G. Bopp, A. Goetzberger, T. Obergfell, C. Reise, S. Schindele, Combining PV and Food Crops to Agrophotovoltaic – Optimization of Orientation and Harvest, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, September 24–28, 2012
BEE1	Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 15. October 2013
BMU1	Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), July 2012
BMU3	Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2011, German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), July 2012
BMU4	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Grafiken und Tabellen, Februar 2013
BMWi1	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, as of June 23, 2014
BMWi2	Die Energiewende in Deutschland – Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, BMWi, February 2012
BMWi3	First Monitoring Report „Energie der Zukunft,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), December 2012
BNA	Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, German Federal Network Agency, March 2012
BNA2	Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze fest, Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 2. November 2011
BSW	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), German Solar Industry Association (BSW-Solar), March 2014
Bundestag	EEG-Umlage 2010, German Parliament, Scientific Services, No. 21/10, March 25, 2010
Bundesreg	Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – printed material 17/10018 –
DEWI	Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), February 2005
DIW	Erneuerbare Energien: Überschüsse sind ein lösbares Problem, DIW Wochenbericht Nr. 34/2013
DIW2	Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten, DIW Wochenbericht Nr. 47.2014
DLR	Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ver-

	gleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, May 2007
DOE	Electric Power Monthly, U.S. Department of Energy, October 2013
DWD	Wolfgang Riecke, Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik, Second Symposium on Energy Meteorology, April 2011
ECOFYS	Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen, ECOFYS, March 2012
EEBW	Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011, Ministry of the Environment, Climate Protection and the Energy Sector of Baden-Württemberg, November 2012
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz- EEG 2014), Nicht-amtliche Lesefassung des EEG in der ab 11. August 2014 geltenden Fassung, http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=646214.html
EEX	Positionspapier der European Energy Exchange und EPEX SPTO, February 2014
EPA	United States Environmental Protection Agency, downloaded on 9.7.2013 from http://www.epa.gov/climatechange/science/causes.html#GreenhouseRole
EPIA	EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet, May 13, 2011
FÖS1	Externe Kosten der Atomenergie und Reformvorschläge zum Atomhaftungsrecht, Hintergrundpapier zur Dokumentation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Green Budget Germany (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.), September 2012
FÖS2	Was Strom wirklich kostet - Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS), August 2012
FÖS3	Strompreise in Europa und Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie, Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion BÜNDIS 90/Die Grünen, Forum Ökologisch-soziale Marktwirtschaft e.V., January 2013
FVEE1	Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien“, German Research Association for Renewable Energy (Forschungsverbund Erneuerbare Energien, FVEE), June 2010, chart by B. Burger and updated on November 28, 2011
FVEE2	Ökonomische Aspekte eines neuen Stromsystemdesigns, FVEE Position paper, Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), June 2013
Gores	Sabine Gores, Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Entwicklung im Zeitraum 2003-2010 und mögliche Ausbaupfade 2020/2030, CHP Workshop,

	November 16, 2011
IEA1	Medium-Term Renewable Energy Market Report 2013 – Market trends and projections to 2018, International Energy Agency (IEA), July 2013
IEA2	Redrawing the Energy-Climate Map, World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency (IEA), June 2013
IEA3	Energiapolitik der IEA-Länder, Prüfung 2013, Deutschland, Zusammenfassung, International Energy Agency (IEA), April 2013
IEA4	World Energy Outlook 2013, International Energy Agency (IEA), November 2013
IFNE	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, study commissioned by BMU as of March 2012
IPCC	Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report, Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Summary for Policymakers, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), WGI AR5, Sept. 2013
ISE1	Christoph Kost, Dr. Thomas Schlegl; Levelized Cost of Electricity Renewable Energies, study conducted by the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, December 2010
ISE2	Kiefer K, Dirnberger D, Müller B, Heydenreich W, Kröger-Vodde A. A Degradation Analysis of PV Power Plants. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, 2010.
ISE3	Brochures on the PV ENERGY WORLD special exhibit at Intersolar Europe 2011, Solar Promotion GmbH (ed.), Munich, Juni 2011, http://www.intersolar.de/fileadmin/Intersolar_Europe/Besucher_Service/ISE2011_PV_Energy_World.pdf
ISE4	Bruno Burger, Electricity production from solar and wind in Germany, http://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data , study conducted by the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, updated Feb. 2014
ISE5	Hans-Martin Henning, Andreas Palzer; 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland; study conducted by the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, November 2012
ISE6	Fire Protection in Photovoltaic Systems – Facts replace Fiction – Results of Expert Workshop, press release by Fraunhofer ISE, February 7, 2013; more information on fire protection can be found at www.pvbrandsicherheit.de
ISE7	Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Januar 2013
ISE8	Kohlevertrömmung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, Kurzstudie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, August 2013
ISSET1	Yves-Marie Saint-Drenan et al. "Summenganglinien für Energie 2.0", study conducted by the Institute for Solar Energy Technology (Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V., April 2009

ISSET2	Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, investigation commissioned by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, May 2008
IWES	Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, study commissioned by the German Solar Industry Association (BSW) and the Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES, November 2011
IZES	Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), January 31, 2012
KFW	Fracking: Wer nicht „frackt“ verliert? KFW Economic Reserach, Nr. 19, April 9, 2013
LFU1	Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bavarian Environment Agency (Bayerisches Landesamt für Umwelt), 11-2011
LFU2	Beurteilung von Kunststoffbränden, Az: 1/7-1515-21294, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 1995
LICHT-BLICK	Analyse des Beitrags von Mini-BHKW zur Senkung von CO2-Emissionen und zum Ausgleich von Windenergie, Gutachten zum geplanten »Zuhause-Kraftwerk«, commissioned by LichtBlick AG, LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2009
MWV	Homepage of the Association of the German Petroleum Industry (Mineralölwirtschaftsverband e.V.), as of December 10, 2011
NEP	Netzentwicklungsplan Strom 2013, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 17.07.2013
ÖKO	EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 – Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, June 2013
Photon	„Herr Altmaier, so geht's!“, study on full supply with solar and wind energy by 2030, Photon, October 2012
Prognos	Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, study conducted by Prognos AG and commissioned by the World Energy Council, Germany (Weltenergieerat – Deutschland e.V.), October 9, 2012
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
PV-Mag	BSW Solar verschläft Aufheben des EEG-Paradoxons, pv magazine Deutschland, Solarpraxis AG, 14 March 2014
Quasch	V. Quaschnig, Solare Unabhängigkeitserklärung, Photovoltaik, Oktober 2012
R2B	Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, study conducted by r2b energy consulting GmbH and commissioned by grid operators, Novem-

	ber 2012
Roon	S. von Roon, M. Huck, Merit Order des Kraftwerksparks, Research Center for Energy Economics (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.), June 2010
RWE	Die Energiewende, Daten und Fakten von RWE Deutschland, October 6, 2012
SFV	P. Hörstmann-Jungemann, R. Doemen, Ist nicht vergüteter Eigenverbrauch von Solarstrom umsatzsteuerpflichtig?, Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., April 2013
Shell	"New Lens Scenarios – A Shift in Perspective for a World in Transition", study commissioned by Royal Dutch Shell, March 2013
SWM	M-Partnerkraft - Das virtuelle Kraftwerk der SWM, Flyer der Stadtwerke München, Januar 2013
TEST	„Immer sparsamer“, test 1/2012, Stiftung Warentest
Trend research	Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen in der Stromerzeugung, trend: research institute for trend and market research, August 2011
UBA	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Federal Environment Agency, July 2010
VDMA	"PV-Maschinenbau erreicht 2011 Rekordumsatz, Auftragseingang eingebrochen", German Engineering Federation (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau, VDMA), press release April 26, 2012
VFL	Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungsprämie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren, study conducted by the Versicherungsforen Leipzig and commissioned by the German Renewable Energy Federation (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., BEE), April 1, 2011
VGB	Kraftwerke 2020+, opinion of the Scientific Council of VGB PowerTech e.V., 2010
VIK	VIK Strompreisindex Mittelspannung, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., March 2014
WEC	Energie für Deutschland 2011 – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, World Energy Council Germany (Weltenergierat – Deutschland e.V.) (ed.), May 2011

24. Appendix: Figures

Figure 1: Percentage of renewable energy in net electricity consumption (final energy) in Germany from 2004-2013, data from [BMW1], [AGEB5], [AGEB6], Press Release BDEW.	5
Figure 2: Percentage of RE in gross power consumption in Germany and minimum targets set by the German government [BDEW2].	6
Figure 3: Average end customer price (net system price) for installed rooftop plants with rated power of up to 10 kWp, data from [BSW].	8
Figure 4: Historical price development of PV modules (PSE AG/Fraunhofer ISE, data from: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). The straight line shows the price development trend.	9
Figure 5: Feed-in tariff for PV power as a function of commissioning date, average PV power remuneration for all installed systems (quotient of total remuneration according to calculations from the grid operators and the entire PV power production, with estimates in part), Full costs for the fossil and nuclear power production [IFNE], Electricity prices from [BMW1] with some estimates.	10
Figure 6: PV expansion and total feed-in tariff refunding, (Data taken from [BMW1], the annual figures from the German grid operators and estimates)	12
Figure 7: Pricing at the EEX [Roon].	13
Figure 8: Influence of RE on pricing on the energy exchange for 2008 [WEC].	14
Figure 9: The merit order effect in 2008 and EEX prices [Roon].	14
Figure 10: The merit order of conventional power plants in 2011 [IZES]; the data on primary energy prices refers to calorific values, while the marginal costs refer to electrical energy.	15
Figure 11: Price development on the European Energy Exchange in Leipzig [EEX]	16
Figure 12: Development of the differential costs [EEX].	17
Figure 13: EEG surcharge paid by industry according to quantity of power consumed in 2013 (industry only) [BDEW24].	18
Figure 14: Overview of the influencing factors and calculating method of the EEG surcharge [ÖKO]	19
Figure 15: Composition of the EEG surcharge (for 2014 still based on estimates) [BEE1].	19
Figure 16: Components of the EEG surcharge in 2013 excluding external costs [BEE1].	20
Figure 17: Development of Total Payments and the EEG surcharge [PV-Mag]	21
Figure 18: Estimate of a "conventional energy tariff" using the additional costs of conventional energy sources 2012 as a basis [FÖS2]	24
Figure 19: Price of CO2 allowances from 2008 - 2013 on the EEX spot market	24
Figure 20: An example showing components making up the domestic electricity price of 29 €-cts/kWh in 2014 (CHP: German Combined Heat and Power Act; German Electricity Grid Access Ordinance (Strom-NEV): easing the burden on energy-intensive industries; concession fee: fee for using public transmission lines).	26

Figure 21: Development of gross domestic electricity prices, net electricity prices for large-scale industrial consumers [BMWi1] and the EEG surcharge; half of the gross domestic electricity prices are made up of taxes and fees.....	27
Figure 22: VIK Electricity price index for medium voltage customers [VIK].....	28
Figure 23 : Changes in the electricity price since 2008 for large electricity consumers in Europe from over 20-70 GWh/a, as well as the price for industrial electricity in the USA (values from [BMWi1], [DOE]).....	28
Figure 24 : Development of the energy intensity of large economies [KfW].....	29
Figure 25: Difference in electricity production in 2013 as compared to 2012. [ISE4]	30
Figure 26: Monthly Export and Import in 2013 [ISE4].....	30
Figure 27: Rough estimate of levelized cost of electricity (LCOE) for PV power plants at different annual irradiances.....	31
Figure 28: Division of ownership of the total installed capacity of PV plants at the end of 2010 [trend:research].....	35
Figure 29: Concept for a virtual power plant of the Stadtwerke München (Munich municipal works) [SWM]	35
Figure 30: Germany's expenditure on energy research, Data from [BMWi1].	36
Figure 31: New funding volumes approved for PV research, in 2011 including funding for the "Innovation Alliance" ("Innovationsallianz") program [BMU3].....	36
Figure 32: Left: Schema of PV power feed-in [BSW], Right: Installed PV power categorized by system size (as of Dec. 2012) (Data up to 2008 from transmission system operators (TSO), 2009: Bundesnetzagentur (German Federal Network Agency); Data compiled by PSE/Fraunhofer ISE 2013.....	37
Figure 33: Actual and predicted hourly generation of power in 2012 [ISE4].....	38
Figure 34: Average hourly amount of solar and wind energy fed into the grid in 2013 [ISE4].	39
Figure 35: Monthly production of PV and wind power for the years 2011 - 2013 [ISE4].	40
Figure 36: Example showing course of electricity trading price, conventional and renewable electricity in the 12th calendar week (March 2013).....	42
Figure 37: Development of the mean efficiency of PV modules, based on mono and multicrystalline solar cells, according to year of market introduction. Data from Photon International 2014-02.	44
Figure 38: Vehicle range for an annual yield of 1 a = 100 m ² of energy crops (2,3) or 40 m ² of elevated PV modules constructed on 100 m ² of flat open ground, Sources: Photon, April 2007 (1) and Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2), (3).....	45
Figure 39: Forecasted hours of full-load operation for plants that run the whole year round, average annual values between 2012 and 2016, data from [R2B].	47
Figure 40: Global annual solar irradiance on a horizontal surface in Germany between 1981 and 2010 [DWD].....	48
Figure 41: Development of the atmospheric CO ₂ concentration and the mean global temperature change based on the NASA Global Land-Ocean Temperature Index [IEA2].	49

Figure 42: Estimate of the atmospheric CO ₂ concentration and the temperature in Antarctica based on ice core data [EPA], CO ₂ concentration for 2013 is included	50
Figure 43: Primary energy required to generate power from various energy sources [EEBW].....	51
Figure 44: Development of annually installed PV capacity for Germany and globally (RoW), CAGR stands for the compound annual growth rate.	52
Figure 45: Simplified diagram of a renewable energy system with the most important grid-connected components for production, conversion, storage and consumption; ICT: information and communications technology; dotted lines: very low outputs/capacities currently available.	55
Figure 46: Scenario "2011 A" for the expansion of RE capacity, data from [IFNE].....	56
Figure 47: Scenario for Germany's energy system, diagram of the system's structure [ISE5].	57
Figure 48: Scenarios for the share of various energy sources in power production in Germany [ISE3].	58
Figure 49: Primary energy consumption of various sources of power [Shell].....	58
Figure 50: 2013 Energy flow diagram for the Federal Republic of Germany in petajoules (preliminary values) [AGEB2].....	59
Figure 51: Germany's dependence on the import of raw energy materials 2011	60
Figure 52: Cost development for the provision of primary energy in Germany [BMWi2].....	60
Figure 53: Composition of primary energy consumption in Germany 2013, figures given as percentages (data for previous year in brackets) and are preliminary estimates totaling 13,908 petajoules [AGEB3].	61
Figure 54: Different proportions of the various energy types making up Germany's final energy consumption in 2010 (data for previous year in brackets) [AGEB4].	62
Figure 55: Rough estimate of the monthly distribution (annual total = 100 percent) of solar power calculated for Freiburg [PVGIS], wind power [DEWI], heating requirements based on the heating degree days (VDI Guideline 2067 and DIN 4713), energy requirements for domestic hot water production, electricity demand [AGEB1] and fuel requirements [MWW].....	63
Figure 56 : Power production in 29th week of 2013, showing the current record value of 24 GW PV power generated on Sunday, July 21 with total nominal power of c. 34.5 GW (Chart: B. Burger, Fraunhofer ISE; Data: European Energy Exchange in Leipzig, EEX)	64
Figure 57: Average load profile and average monthly PV feed-in profiles in the first half of 2011 [IZES].	65
Figure 58: Simulated load profile and power generation based on weather data for a sunny week in May for installed capacities of 50 GW PV and 40 GW wind. Peak powers of 35 GW PV and 21 GW wind are generated respectively. (B. Burger, Fraunhofer ISE)	65
Figure 59: Yield development throughout the course of a day of PV plants installed in a variety of different ways, calculated using the software PVsol on a predominantly clear July day in Freiburg.	66
Figure 60: Power plant availability [VGB].....	67

Figure 61: Energy consumption of an average household not including hot water production [RWE].....	69
Figure 62 : Total power of hydroelectric stations in selected countries, status in 2010 [Prognos]. The capacity given for each of type of power plant differs according to the data source.....	71
Figure 63: Percent of on-site consumption in dependence of the battery capacity and PV array power for a single-family home with an annual electricity consumption of 4,700 kWh. [Quasch].....	72
Figure 64: Comparison of the conventional and grid-optimized system operation [ISE7]	73
Figure 65: Possible ways of converting and storing PV power with indicative data on efficiency values.....	74