

ドイツにおける太陽光・風力発電拡大の
系統安定性への影響

会津大学短期大学部

産業情報学科

石光 真

ドイツにおける太陽光・風力発電拡大の 系統安定性への影響

石光 真

平成28年1月8日受付

【要旨】ドイツは2000年の再生可能エネルギー法（EEG）でFIT（Feed-In-Tariff 固定価格買取制度）を導入した結果、自然変動電源（太陽光、風力発電）の増加が電力の系統安定性を圧迫する事態に至り、2014年の改正 EEG で FIT を中止した。系統安定性のためには、再生可能エネルギー拡大の速度は連系強化や蓄電技術の実用化などの技術革新と歩調を合わせたものにすべきである。

また、電力自由化の中で、各種発電の卸売価格が限界費用で決定されることによって、FIT 補助後の限界費用が最も安い太陽光・風力発電が最優先され、系統安定のためのバックアップ能力が高いにもかかわらず限界費用の高い天然ガス発電が発電専用には使われなくなり、バックアップに必要なミドル電源の設備維持へのインセンティブがなくなりつつある問題（ミッシングマネー問題）が生じている。

FIT と同様、電力自由化についても、系統安定性を損なわないような配慮が必要である。

1. 本研究の目的
2. ドイツの電力政策
 - ① 電力自由化
 - ② 再生可能エネルギー法(EEG)
 - ③ エネルギーヴェンデによる電源構成の変化
 - ④ 電力自由化下での再エネ発電増加による電力卸売価格の低下
 - ⑤ メリットオーダー
 - ⑥ ミッシングマネー
3. 系統安定化とは
 - ① 電力需給の同時同量
 - ② 電気はまだほとんど貯められない
 - ③ ベース電源、ミドル電源、ピーク電源
4. 電力自由化と系統安定性
 - ① 電力自由化以前のシステム
 - ② アンシラリー・サービス（系統運用者による周波数維持サービス）
 - ③ 自由化後の同時同量維持の仕組み
5. 変動電源の大量導入と系統安定性
6. 日本の電力政策への教訓
7. 今後の課題
8. 文献目録

1. 本研究の目的

本研究の目的は、固定価格買取制度によって太陽光発電・風力発電が拡大したドイツで、両者の出力の不安定性がドイツおよび近隣諸国の系統安定性にどのような技術的負担を与えているか、また電力自由化の中でそれが各種発電にどのような経済的負担を与えているかを検証し、日本の固定価格買取制度や電力自由化への教訓を探ることである。

2. ドイツの電力政策

① 電力自由化

EUが1996年の電力指令（Directive 96/92/EC）で2003年までの自由化を求めたのに応じ、ドイツでは1998年にエネルギー事業法を改正し、発電部門への参入規制緩和、送電部門の会計分離・機能分離、そして小売部門の全面自由化を最初から行った。

② 再生可能エネルギー法(EEG)

2000年に再生可能エネルギー法（EEG2000:Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29. März 2000）が制定され、太陽光発電50.6セント/kWh、風力6.19～9.10セント/kWhなどの固定価格買取（補償 Vergütung、いわゆるFIT:Feed-In-Tariff）が始まった。再生可能エネルギーによる電力（「エコ電気」）を長期にわたって固定価格で買い取ることによって投資を促進する政策である。1998年に保守のキリスト教民主党・社会同盟から政権交代したドイツ社民党・緑の党連合政権（赤緑連合）が始めたこの再生可能エネルギー推進は以後連邦政府等によってエネルギー転換（Energiewende エネルギーヴェンデ、エネルギー大転換）と呼ばれてきた¹。

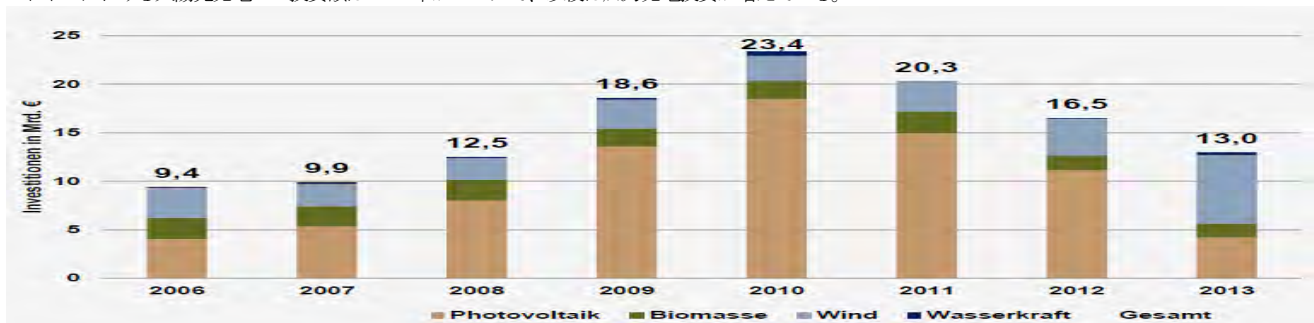
再生可能エネルギー法の2004年改正（EEG2004）では風力推進の抑制と補償率の引き下げが行われた。

EEG2009では2020年の電力供給に占める再生可能エネルギーの比率を30%以上にし、冷暖房源に占める再生可能エネルギーの比率を2020年までに14%以上にするという目標を立てた。

EEG2012では買取りを全量から90%に制限し、太陽光発電の買取価格を大幅に引き下げ、かつ買取価格の見直しを半年ごとから毎月の実施にした（中国製パネルの低廉化が急速に進んで事業者が大もうけする太陽光バブル²が発生したことへの対策）。ただし新設分への措置であるため、既設業者への高価格での買取りは長期に継続するものが累積し、電力需要家が負担する再生可能エネルギー賦課金が増え続けることは避けられない。

¹ Wende というドイツ語は1982年のシュミット政権（社民党）からコール政権（キリスト教民主党・社会同盟）への政権交代、東ドイツ末期の民主化など、180度の大転換という意味で使われてきた。Energiewendeには政治的スローガンの響きがある。ちなみにドイツでは1970年代の反核運動以来の伝統を持つ脱原発 Atomausstieg（原子力からの降車）や反原発 Atomverzicht は主に再生可能エネルギー推進を意味するエネルギーヴェンデとは相対的に別の概念である。なお、2010年秋にメルケル首相（キリスト教民主党・社会同盟）が原発停止の期限を延長しかけたことは Austieg aus Atomausstieg 2010（2010年の脱・脱原発）とよばれる。

² ドイツにおける太陽光発電への投資額は2010年がピークで、以後は風力発電投資が増えている。



下から、Photovoltaik 太陽光 Biomasse バイオマス Wind 風力 Wasserkraft 水力 BDEW (2015) S.19

2014年7月のEEG2014では一定規模以上のエコ電力事業者は、固定価格買取がなくなり、卸売市場で直接販売することになった。2017年から入札制度になる。再生可能エネルギー発電には出力停止のためのモニターが義務づけられた。FIT(卸売価格と関係なく固定価格で買取り)は中止になり、FIP(Feed-In-Premium 卸売価格にプレミアムを上乗せした価格で買取り)に格下げされた。ドイツと同じ再エネ大国のスペインは2014年6月にFITを逆発的に中止して入札制度に切り替えた。ただしドイツについてはFITの中止は新規の事業者に限り、既設の事業者はそれぞれの固定価格での買取りが長期に続く。

FITがもたらした所得再分配上の問題は、再エネ賦課金で電気料金が2倍にも上がる(図1)(図2)ことによって一般家庭から事業者への所得移転が生じていること、また国際競争力の確保のために大企業の負担を軽減してきた(図3)ことによって結果的に一般家計と中小企業への負担増が生じていることである。

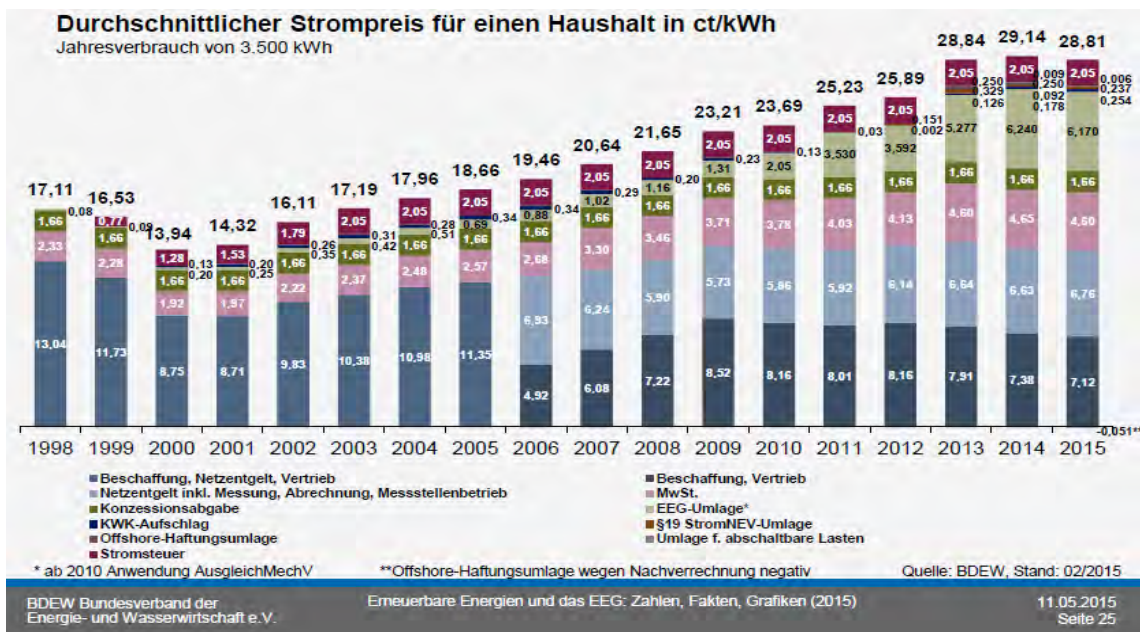


図1 ドイツの家計の電気料金の推移(2006年)(料金の中身) 下から、発電配電費用(2015年7.12セント)、回避可能費 用賦課金(6.76セント)、付加価値税(4.60セント)、営業許諾(公道使用)量(1.66セント)、再エネ賦課金(6.17セント)、(一番上)電力税(2.05セント) 2000年から 15年で2倍以上になっている。再生可能エネルギー賦課金だけでなく、その他を含めた公課が料金の半分以上に及ぶ。

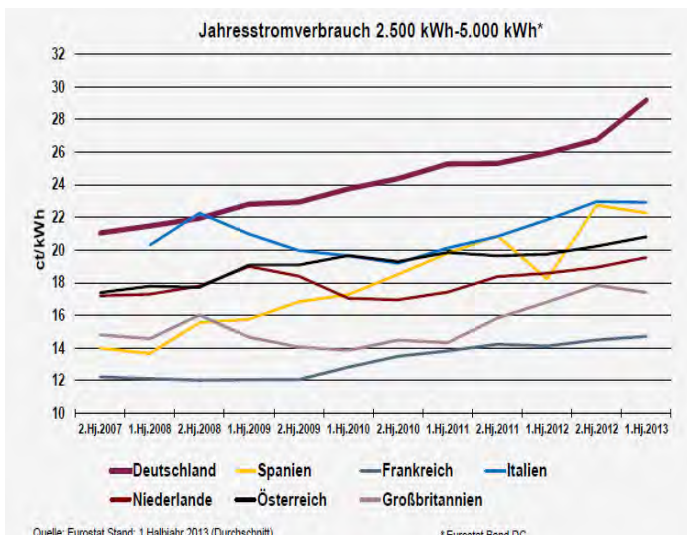


図2 ヨーロッパの家計の電気料金の推移(国際比較)

もともと高いドイツが再生可能エネルギーの伸張とともにますます高くなっている。これは家計には再生可能エネルギー賦課金がかかること、その他の公課も高いことが作用している。原産国フランスやイギリスが安く、脱原産国イタリア、再生可能エネルギー国スペインが高い [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/39BAE817DA547139C125796B00460F4B/\\$file/2013_01_Europäischer%20Strompreisvergleich_1.Hj.2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/39BAE817DA547139C125796B00460F4B/$file/2013_01_Europäischer%20Strompreisvergleich_1.Hj.2013.pdf)

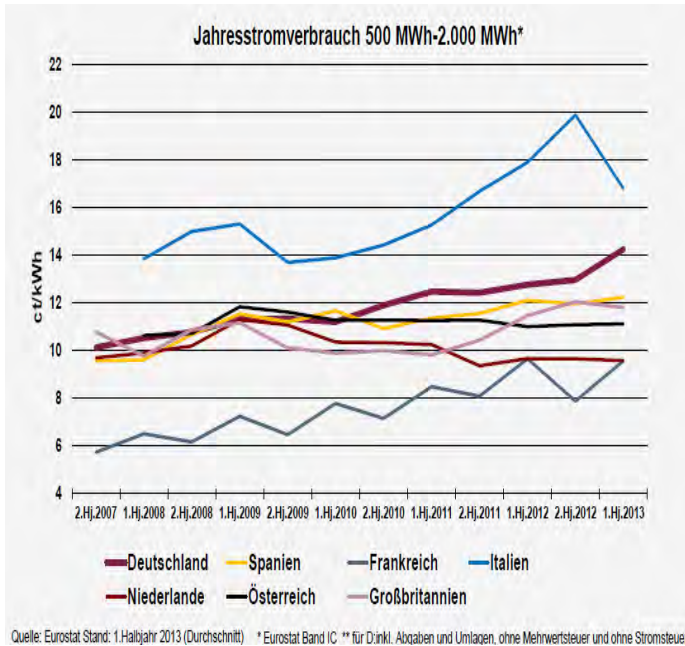


図3 ヨーロッパの産業の電気料金の推移（国際比較。付加価値税と電力税を除く）

再生可能エネルギー賦課金などを減免されているので家庭用電気ほど高くはない（それでもイタリアについて2番目に高い。燃料費のかからない再生可能エネルギーが増えているのに他国より安くならないのは、この間の原油価格がそれほど高くなかったために、再エネ増加が限界費用の相対的な低下になる度合いが低かったということである）。

<https://www.bdew.de/internet.nsf/id/>

39BAE817DA547139C125796B00460F4B/

\$file/2013_01_Europäischer%20

Strompreisvergleich_1.Hj.2013.pdf

③ エネルギーヴェンデによる電源構成の変化

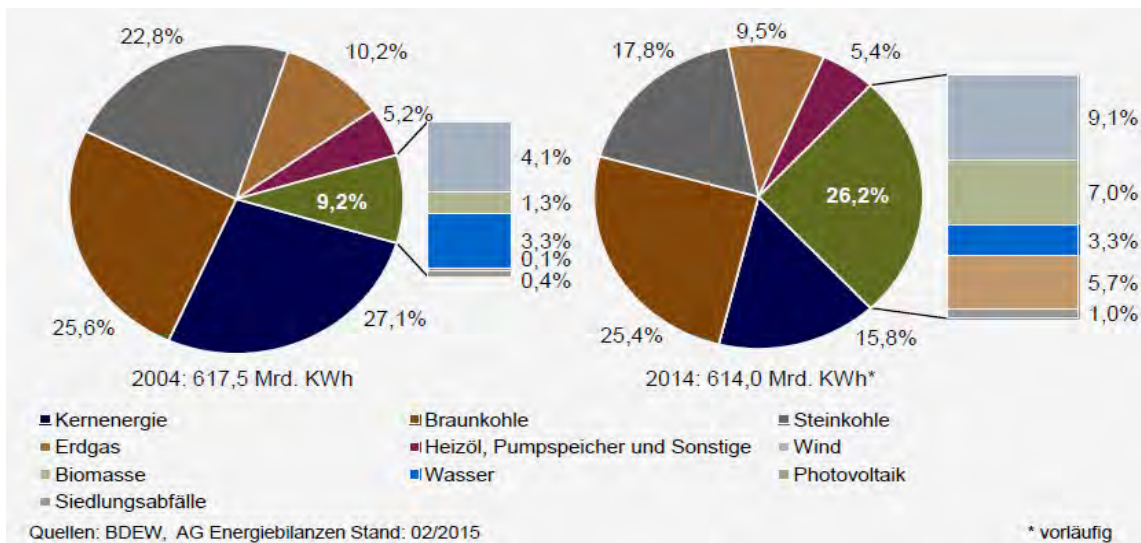


図4 ドイツの発電源構成 2004年と2014年

Kernenergie 原子力、 Braunkohle 褐炭、 Steinkohle 石炭、 Erdgas 天然ガス、 Heizöl, Pumpspeicher und Sonstige 石油、揚水、その他、 Wind 風力、 Biomasse バイオマス、 Wasser 水力、 Photovoltaik 太陽光、 Siedlungsabfälle 家庭ゴミ [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/1FA6564E20858FF3C1257EA6003D9EC8/\\$file/Brutto-Stromerzeugung%20D%20Vergleich%202004_2014_o_online_jaehrlich_Ki_10032015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/1FA6564E20858FF3C1257EA6003D9EC8/$file/Brutto-Stromerzeugung%20D%20Vergleich%202004_2014_o_online_jaehrlich_Ki_10032015.pdf)

図4はドイツの2004年の発電源構成と2014年の発電源構成を比較したものである。

当然ながら再生可能エネルギー発電が増えている(9.2%→26.2%)。そのうち風力は4.1%→9.1%、太陽光は0.1%→5.7%で風力・太陽光の自然変動電源の合計は4.2%→14.8%。他方、バイオマス1.3%→7.0%、水力3.3%→3.3%、家庭ゴミ0.4%→1.0%で、出力が安定的なベース電源も合計5.0%→11.3%と増えている。

原子力発電が減った(27.1%→15.8%)のはエネルギーヴェンデのもう一本の柱である脱原発政策の表われて

ある。

石炭火力発電のシェアが減っている (22.8%→17.8%) のは、増加した自然変動電源 (太陽光・風力) の出力変動のバックアップに使われるため、スタンバイが多いからである。

褐炭火力発電のシェアが変わらない (25.6%→25.4%) のは、原子力の減少を代替するベース電源としての役割増加 (11.3%ポ) と、再生可能エネルギーのうちのベース電源部分 (バイオマス、水力、家庭ゴミ火力発電) の増加による役割減少(6.3%ポ)、差し引き 5%ポイント増大するところ、自然変動電源とその変動をバックアップする石炭火力発電の合計の増大に圧迫されて、差し引き 0.2%ポの減少になったと考えられる。

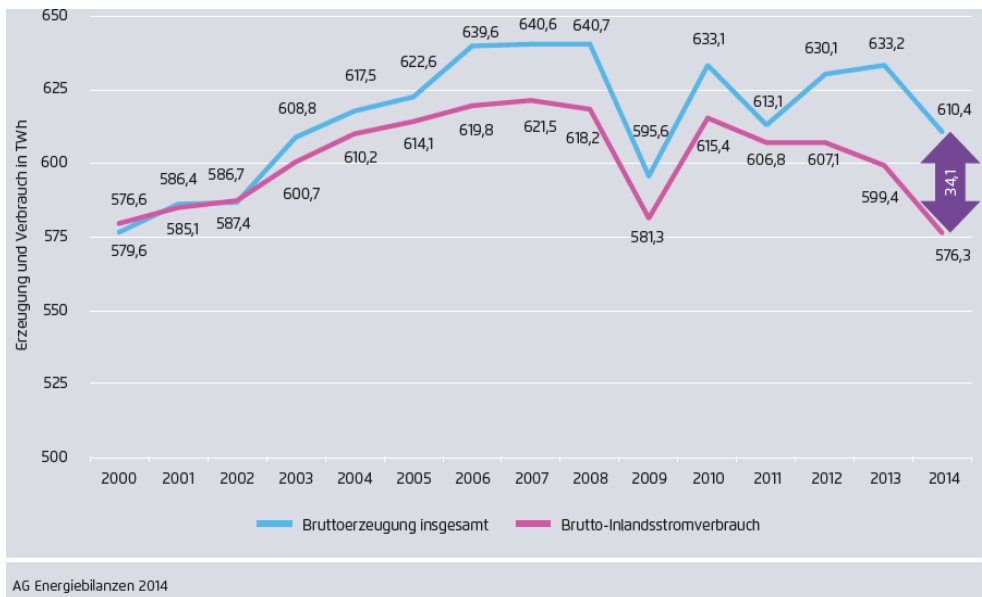


図5 ドイツの電力需要と電力供給の推移
http://www.agora-energiemende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiemende_Jahresauswertung_2014_web.pdf

自然変動性電源の増大は、褐炭火力発電の増大を抑えただけでなく、総発電量を増大させている。図5は2000年以降のドイツの電力需要と電力供給の推移を示している。2007年以降需要は減って2014年には2000年の水準に戻っているにも拘らず、供給は需要に必ずしも追随せず、2003年以降、供給が需要を上回っている。2014年には国内需要 576.3TWh に対して国内発電量は 610.4TWh、34.1TWh (5.9%) の供給超過である。

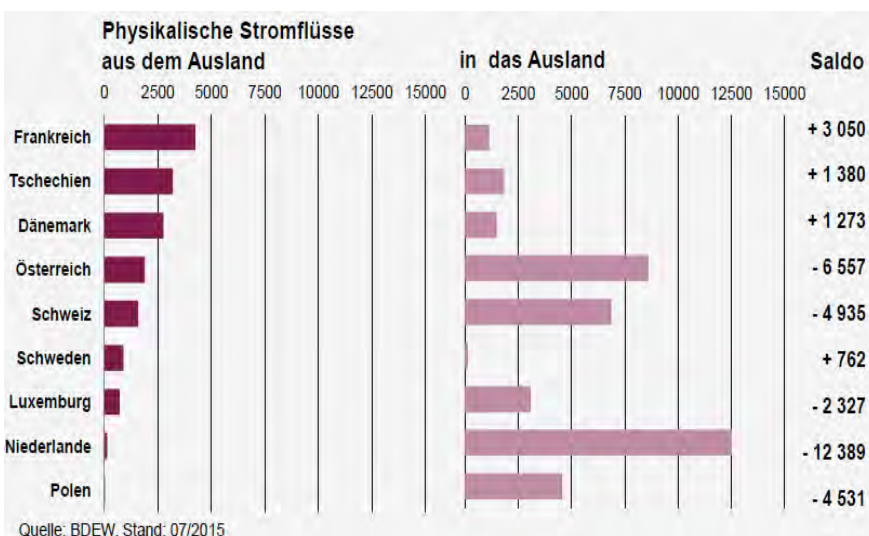


図6 ドイツの電力輸入 (左) と電力輸出 (右)
 (単位 100 万 kWh)

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/E554CBC4A415272AC1257CC5003EAD79/\\$file/Stromtausch%20mit%20dem%20Ausland%202015%20Q1%20online_o_quartalsweise_Ki_22072015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/E554CBC4A415272AC1257CC5003EAD79/$file/Stromtausch%20mit%20dem%20Ausland%202015%20Q1%20online_o_quartalsweise_Ki_22072015.pdf)

つまりドイツは2003年以降、電力の純輸出国なのであるが、輸入もしている。図6はエネルギーヴェンデ後の2015年7月におけるドイツの電力の物理的な流入・流出を示している。原発大国であるフランスに対しては流入超過である一方、オランダやポーランドに対してはほとんど流入なしの流出が生じている。

これはドイツ国内の地域別の電源構成を反映している。図7はドイツの州別の電源構成を示している。風況の良い北部の州は風力発電が多く、南部の州は水力発電、太陽光発電が多く、東部の州は褐炭の発電が多い。中部の州は再生可能エネルギー賦課金支出の方が多くなって苦しくなる。

エネルギーヴェンデの目的である、二酸化炭素の排出減少は実現しているのだろうか。図8を見ると減少している。ただしそれはリーマンショックの影響が大きい。

2022年までの予定で廃炉に向かいつつある原子力発電のベース電源機能を、化石燃料である褐炭火力発電で代替していることは二酸化炭素の排出量をむしろ増やしている³。

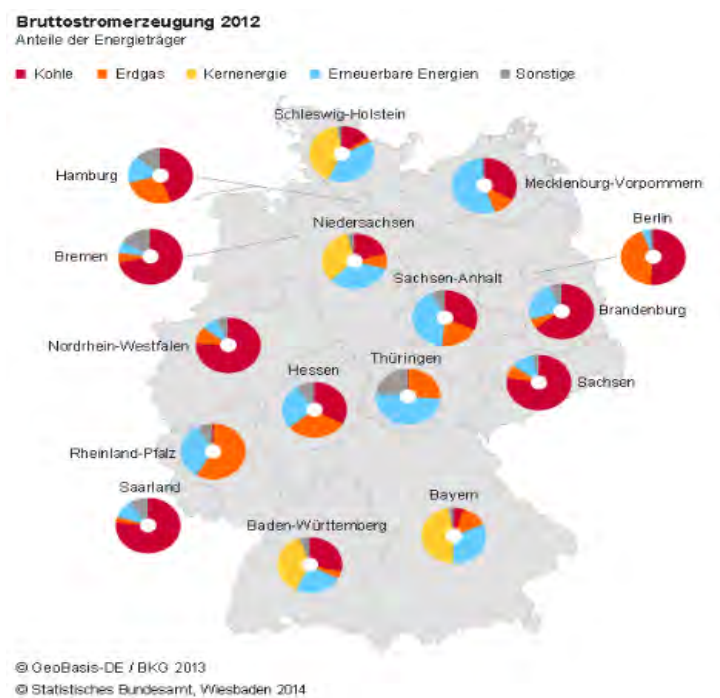


図7 ドイツの地域別電源構成

Kohle 石炭（・褐炭） Erdgas 天然ガス Kernenergie 原子力
erneuerbare Energien 再生可能エネルギー
Sonstige その他 <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html#tab196306No3>

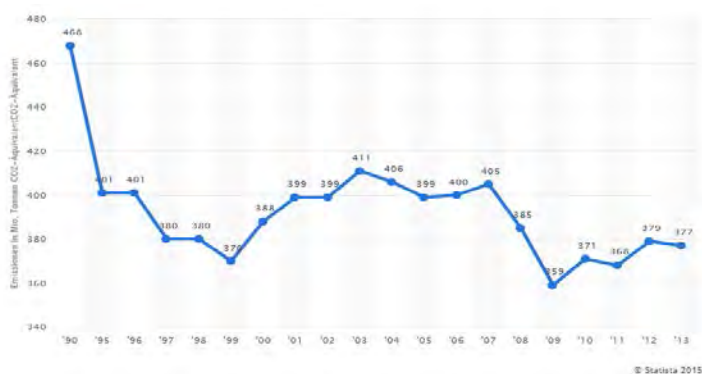


図8 ドイツのエネルギー産業の二酸化炭素排出量

<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12177/umfrage/treibhausgasemissionen-der-energiewirtschaft-seit-1990/>

④ 電力自由化下での再エネ発電増加による電力卸売価格の低下

電力自由化の下では、電力の買取りは送電事業者が担当する。送電事業者は、再生可能エネルギー賦課金

³ ドイツ政府は2015年7月、5基の褐炭火力発電所合計270万kWの電力販売を9億2000万ユーロの補償金を払って禁じ、緊急時の電源とし、4年後には廃止する方針を発表した。

(EEG-Umlage) を原資とする再生可能エネルギー補償を受けられるので、再生可能エネルギーの電力を高く買い取り、その電力を卸売市場に安く大量に供給する。かくして電力の卸売価格は低下する。図9はベースロード電源（下の折れ線）もピークロード電源（上の折れ線）も卸売価格が低下し続けている様を示している。高く買ってもらえる再生可能エネルギー発電者は、それを投資費用の回収に回すことができるが、天然ガス火力発電などの従来型発電については、設備投資資金（固定費用）回収の原資がなくなる（ミッシングマネー問題）。それどころか、需要が少ないときは電力の買い手がつかなくなる。高効率のダブルコンバインドサイクルのガスタービンを導入しても、買い手がつかなければ稼働できない。現在ドイツの天然ガス火力発電は発電単独で用いられることはほとんどなくなり、もっぱら熱電併給（Kraft-Wärme-Kopplung）に用いられている。

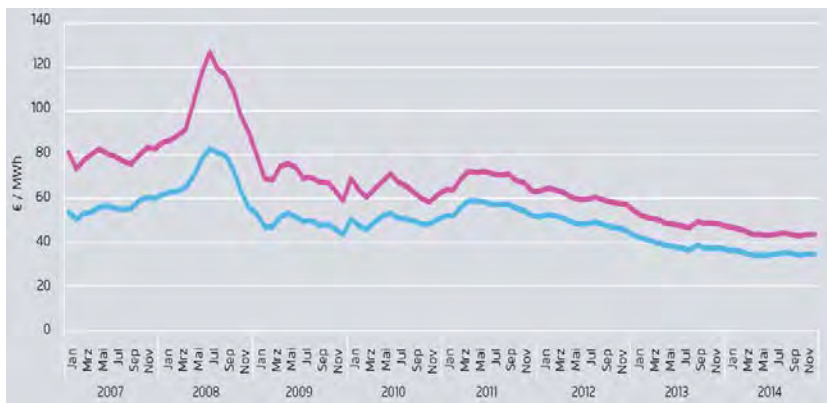


図9 電力卸売価格（前年先物）

卸売価格はほぼ一貫して下がっている。

上がピークロード電源

下がベースロード電源

<http://www.agora-energiemende.de/>

[fileadmin/downloads/publikationen/](http://www.agora-energiemende.de/fileadmin/downloads/publikationen/)

Analysen/Jahresauswertung_2014/

Agora_Energiemende_Jahresauswertung

_2014_web.pdf

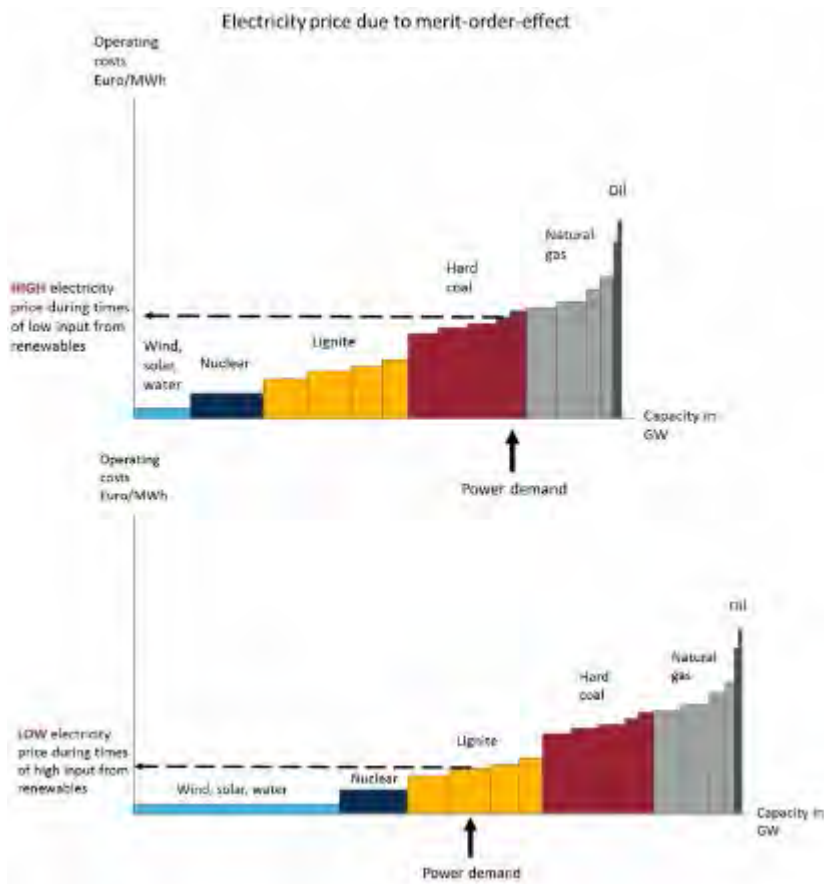


図10 メリットオーダー

上：再生可能エネルギーが少ないとき

下：再生可能エネルギーが多いとき

右上がりの曲線は限界費用曲線。限界費用（燃料代）の安い順に左から風力・太陽光（水色）、原子力（紺）、褐炭火力（黄色）、石炭火力（茶色）、天然ガス火力（灰色）、石油火力（黒）。

<https://www.cleanenergywire.org/>

factsheets/setting-power-price-merit-order-effect

⑤ メリットオーダー

図 10 はメリットオーダーと称し、どの電源で発電が行われ、どの電源にお呼びがかからないかを示す。

横軸が発電量、縦軸が限界費用（価格）という需要・供給のグラフである。左から限界費用（燃料費）の安い順に電源を並べ、棒グラフの上端を包絡する曲線と需要曲線（この図では上向きの矢印で示されている）の交点で均衡量（横座標）と均衡価格（卸売価格、縦座標）が決まる。

図 10 の上図の需要量では石炭火力の部分負荷状態で需給が均衡し、高めの卸売価格が成立する。下図では再生可能エネルギーが多くて需要が少ないので褐炭火力も部分負荷になって卸売価格は安くなる。後述する 2014 年 3 月 16 日のドイツでは、さらに再生可能エネルギーが多く、需要が少ないので、均衡点は下図よりもさらに左側に移動し、原子力発電まで部分負荷運転になってしまった。

メリットオーダーの原理は限界費用価格規制である。従来は平均費用価格規制（具体的には総括原価方式、あるいは二部料金制）で電力会社は固定費用が回収できたが、電力産業のような固定費用の大きな費用逓減産業では、自由化による卸売市場で限界費用で価格が決まり、まして再生可能エネルギーだけが究極の総括原価方式である FIT で下駄を履かされている状態ではイコールフットィングが成立せず、石油火力はもちろん、天然ガス火力も石炭火力も固定費用を回収できなくなってしまい、やがては操業を停止せざるをえない。

⑥ ミッシングマネー

このメリットオーダーの図で、価格を示す水平線から下、限界費用を示す右上がりの曲線から上にできる三角形の面積は生産者余剰を示す。再生可能エネルギー発電が増えて価格が下がると、生産者余剰が減る。このことをミッシングマネーと言う。再生可能エネルギーの増加の中で、（バックアップに必要な）火力発電が操業を停止しかねないことを言ったものである。

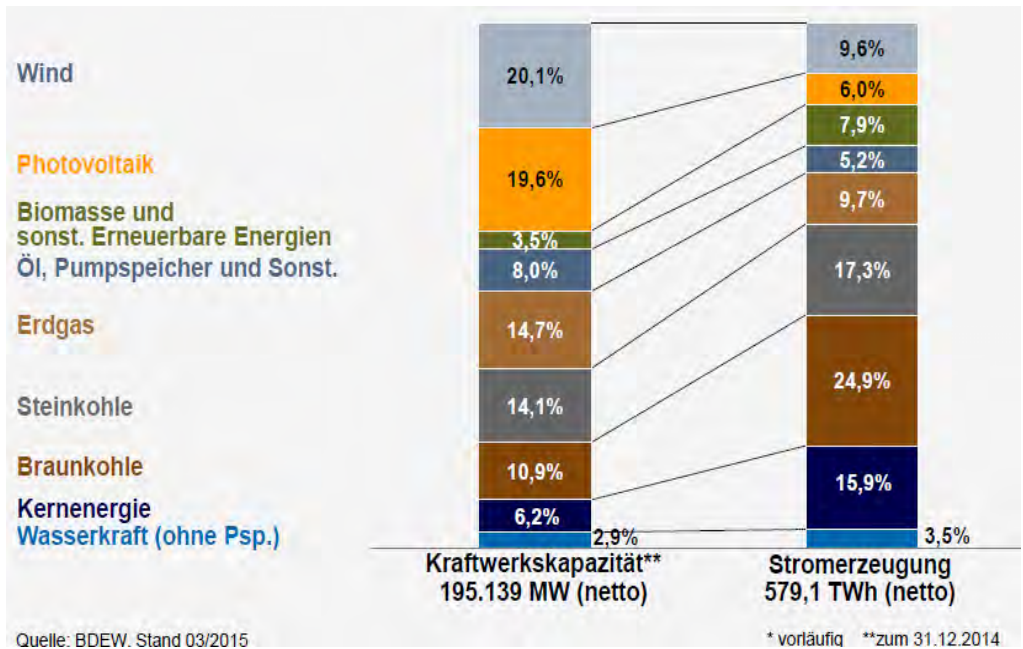


図 11 電源別の容量（左）と実際の発電量（右）
上から風力、太陽光、バイオマス他再生可能、石油・揚水他、天然ガス、石炭、褐炭、原子力、一般水力

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202014_04Mrz2015_o_jaehrlich_Ba.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202014_04Mrz2015_o_jaehrlich_Ba.pdf)

図 11 は、電源別の容量のシェア（左）と実際の発電量のシェア（右）を比較したものである。太陽光発電や風力発電の発電量が容量に比べて小さいのは、間欠的な発電であるという、発電の物理的な性質によるものであり、電力政策の問題ではない。問題は火力発電同士の比較である。発電量のシェア／容量のシェアが稼働率の高さの比較に使える。すると、褐炭火力の稼働率は高く、石炭火力の稼働率が中間で、天然ガス火力の稼働率は低い。

原子力と褐炭火力の稼働率が高いのはベース電源だからであるが、メリットオーダーで説明すると、グラフの左の限界費用（燃料代）の低いところにあるからである（ウランは原子力の桁違いの出力で割り算すれば安い。褐炭は掘ればすぐ出てくる国産の安い資源である）。

石炭の稼働率がそれほど高くないのは、再生可能エネルギーのバックアップを担っているの、太陽光や風力が発電しているときは出力を落としたり停止したりしているからである。メリットオーダーで説明すると、石炭は褐炭よりは単価が高いからである。

天然ガスの稼働率が低いのは、これは純粹にメリットオーダーで説明できる。天然ガスは石炭よりもずっと高いので、メリットオーダーでは需要曲線の右上に来てしまう。

このまま石炭火力や天然ガス火力の低い稼働率が続けば、左側の容量も減ってきてしまう。バックアップ火力がなくなれば系統安定性は保たれなくなる。対策が容量市場などの容量政策であるが、ドイツではまだ方針が決まっていない。決まっているのは 2022 年に原発をすべて停止すること、EEG2014 による FIT の中止で、新規の再エネ発電に対して系統運用者が出力停止を命ずることができることである。

3. 系統安定化とは

① 電力需給の同時同量

電気は需要と供給が同時に同量でないといけない、特殊な財である。周波数は現在ヨーロッパや東日本では 50 Hz、アメリカや西日本では 60Hz だが、日本では周波数の変動は $\pm 0.2\text{Hz}$ に抑えられている。これが崩れると停電が起きる。需要（負荷）が供給（出力）を上回ると周波数が下がる。50Hz が 49Hz を少し下回ると UFR（周波数低下防止装置）というものによって一次変電所の遮断器が開き（ブレーカーが落ち）、負荷遮断（停電）は生き物のように連鎖して大規模停電になる⁴。他に、周波数や電圧に変動が生ずると、繊維産業で回転ムラが生じたり、精密な機械が故障したりする。周波数、電圧の他にも発電機の位相が合っていないといけない（同期。全発電機のムカデ競走）、無効電力を提供しないとイケない、などの技術的制約が系統安定性を支えている。

② 電気はまだほとんど貯められない

電力の燃料化という技術が開発中である。もし日本で太陽光発電が非常に増えて、真昼の太陽光発電の供給がピークの需要をも上回ってしまうようなことがあったときなどに、その余剰電力で水素をつくり、その水素を液体燃料にして保存・輸送する技術である⁵。

Power-to-Gas（電力のガス化）というプロジェクトもある。余った電力でメタンガスを作というものである⁶。これは現在ドイツの北部に多くて余っている風力発電の電力を、産業が多いのに 2011 年に原発を 5 基停止して

⁴ 早稲田大学岩本伸一教授「大規模停電とその予防対策」（2011.4）http://www.shidai-rengoukai.jp/information/img/data0428_3.pdf 筆者は 2012 年 11 月 30 日 IEEE 仙台支部岩本伸一教授講演「東日本大震災後の電力問題」を聴講した。

⁵ 国立研究開発法人産業技術総合研究所福島再生可能エネルギー研究所水素キャリアチーム。水素ステーションで車に供給したり、高効率熱電併給に使ったりしようという構想である。Power-to-Fuel という。<http://www.aist.go.jp/fukushima/ja/unit/HyCaT.html>

⁶ http://www.climate-change-solutions.co.uk/wp-content/uploads/2015/03/Denis-Thomas-Hydrogenics_Return-of-experience-from-Power-to-Gas-projects-and-market-outlook_workshop_UK.pdf

電力が足りない南部に送る送電線が不足している問題を、豊富に既存する天然ガスのパイプラインを使って解決することが期待されている⁷。

しかしいずれもまだ実用化されていない。蓄電池は携帯電話の電波塔の停電時のバックアップなど、短時間では上記の水素キャリアより効率的であり、すでに実用化もされているが、電力網を支える力はない。ハイブリッド車や電気自動車のバッテリーを使えないかという期待もあるが、蓄電と自動車利用のタイミングが合うとは限らないし、自動車メーカーの技術者によると、そもそも自動車のバッテリーは自動車のために作られているのであって、たとえばルーフソーラー発電の蓄電に使うのは無理があるという。

電気は現時点においてはまだほとんど貯めることができないと考えるべきである。例外は揚水発電所で、原子力発電所並の出力を持つものもあるが、揚水量には上池の制約があるので、発電できる時間は限られている。揚水発電は日本での地熱発電と同様、景観上の制約が厳しい。

③ ベース電源、ミドル電源、ピーク電源

電力需要は日間変動（夜低く昼高い。日本では昼休みだけ凹む）、週間変動（平日高く週末低い）、年間変動（夏熱い日本では夏高く、夏が暑くないドイツでは冬高い）をする。

日負荷変動曲線の一番低い部分あたりから下を支えるのがベースロード電源で、ドイツでは従来は原子力発電と褐炭火力発電がベースロード電源として使われてきた。原子力発電は2022年に終了することが決まっており、褐炭火力はそれ以前に終わることが決まりつつある。バイオマス火力、流込式水力、地熱発電もベース電源である。

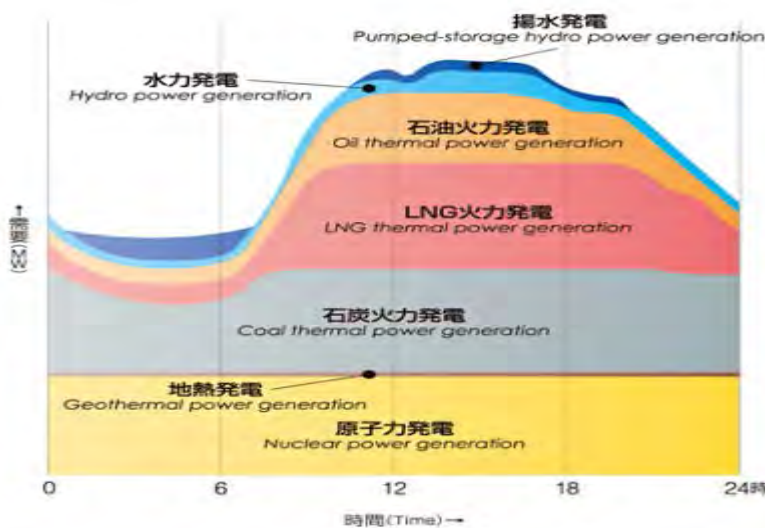


図12 電力需要に対応した電源

http://www.kyuden.co.jp/effort_power_composition.html

ピーク電源は日間変動の頂点で大きく変動する電力需要に追随する力が大きい電源で、通常流れ込み式以外の一般水力と揚水発電、石油火力がピーク電源として説明されてきた。天然ガスタービン発電も調整力は大きい。

ミドル電源はその中間で、ピーク電源ほどはドイツでは石炭火力が該当し、ドイツの石炭火力はそれほど大幅な変動も急速な変動も期待されて来なかったが、今日では増加した太陽光、風力の変動のバックアップをもつばら石炭火力が担っている。

⁷ 金子他編(2015)50頁、金子祥三「戦略的技術革新 これが日本の生きる道」

4. 電力自由化と系統安定性

① 電力自由化以前のシステム

日本でもドイツでも、太陽光や風力の発電が少なく、かつ発電一貫体制で運営されていた頃は(ドイツは1998年にいきなり完全自由化した)、日本は2016年に小売自由化、2020年に発電電法的分離で電力自由化が完成する)、異なる特性を持つ各電源を電力会社が使い分け、組み合わせて、各会社で多少方針は異なるものの、電力会社内の発電源ベストミックスを会計一体で(内部補助で)運営してきた。系統安定化と全需要家への供給の責任を発電一貫体制の電力会社が担ってきた。

料金は規制料金だった。つまり地域独占を認める代わりに国が(取引量も少なくなり、価格も高く消費者余剰が少なくなる)独占均衡を許さず、さりとて限界費用価格規制では取引量は増えるものの電力会社が固定費用を回収できないので、平均費用価格規制(完全競争市場における損益分岐点に近い)、あるいは総括原価方式に基づく規制料金を認めてきた⁸。地域独占ゆえのX非効率と、ある死重損失はあったが⁹、系統安定性を保つという一点に関しては全く問題のないシステムであった。

② アンシラリー・サービス(系統運用者による周波数維持サービス)

系統安定化は、日本では一般電気事業者(10電力)の中央給電指令所(中給)が担ってきた。

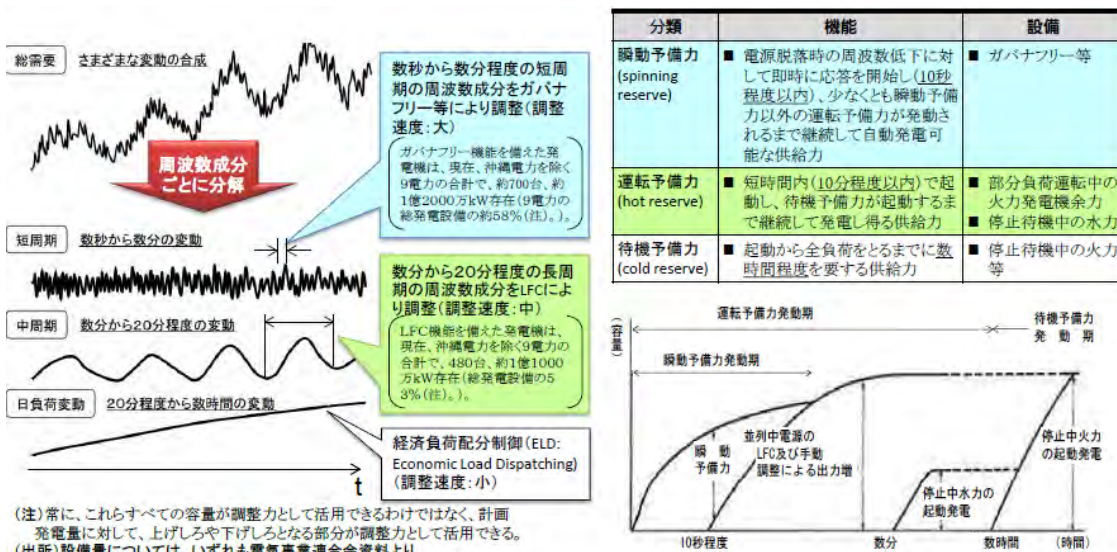


図13 一般電気事業者が実施している系統運用業務(周波数制御)

(経済産業省 第8回 制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料 ~送配電部門の調整力確保の仕組みについて~平成26年9月18日 4頁)

電力需給の各瞬間からの同時同量を維持するために、需要の変動から生ずる大中小の波を平準化しなければならない。需要の変動を10秒程度・数分・数時間単位の変動に分解して「しわ取り」する。

⁸ 麻生(2012)234頁、限界費用価格規制、平均費用価格規制。

⁹ 八田(2008)224頁、総括原価主義の問題点。日本の自由化で始まりつつある電力会社間やガス会社などとの競争、セット販売、デュアル・フェュエル、デマンドレスポンス、見える化プラットフォーム、料金比較サイト(公益事業学会学術研究会他(2015)75~77頁)は、理論的にはX非効率と死重損失がなくなりつつある過程と考えられる。

(1)10 秒以内の変動は発電用水車や蒸気タービンの調速機を使ったガバナフリーなど（瞬動予備力 Spinning Reserve）で制御する。

(2)10 分程度以内の変動は、部分負荷で稼働中の火力発電所の余力（自動）、停止待機中の水力発電所の手動調整による出力増（運転予備力 Hot Reserve）で調整する。

(3)数時間の変動は停止中の水力発電所の起動、停止中の火力発電所の起動（待機予備力 Cold Reserve）で調整する。

自由化後、このアンシラリー・サービスは送配電会社の役割になる。送電は自然独占なので、送配電会社は今までの電力会社（ドイツでは 4 つに統合された電力会社、日本では 10 電力）から発電事業者を法的分離した送電部門が母体となる（ドイツでは送電部門は別会社に売却されたが）。

③ 自由化後の同時同量維持の仕組み¹⁰

自由化後新たに登場する「30 分同時同量」とは、送配電ネットワークを利用する小売事業者と発電事業者（両者をバランシンググループとよぶ）の役割になる。利用者は自らが小売する需要を想定してそれに合わせて発電量を調整する。各瞬間に需給が同時同量である必要はなく、30 分の需要の積分値と供給の積分値との帳尻が合っていればよい。バランシンググループはこの電力需給計画を電力広域的推進機関（広域機関）に提出する。30 分のコマが始まる 1 時間前までに計画を確定・提出しなければならない。この締切りをゲートクローズとよぶ。

一方、「瞬時の同時同量」のためには、自由化後も、送配電会社が自らの指揮命令系統の下にある発電設備などを用いて上記のような調整（ゲートクローズ後に）行う。系統運用者（送配電事業者）は、

(1)バランシンググループが計画通り 30 分の同時同量を実現できたとしても、細かい需要変動に対するしわ取りはしなければならない。

(2)ゲートクローズ後、バランシンググループの需要想定の誤りなどによって需要量と供給量に生ずる乖離を「インバランス」とよぶ。系統運用者は同時同量を維持するためにはこのインバランスも調整しなければならない。なおバランシンググループは、供給の需要に対する過不足の実績に応じて「インバランス料金」という精算額を系統運用者に対して授受する。このプロセスを「リアルタイム市場」とよぶ。

(1)は自由化前からあるしわ取りだが、(2)のインバランスは自由化によって生じるものである。

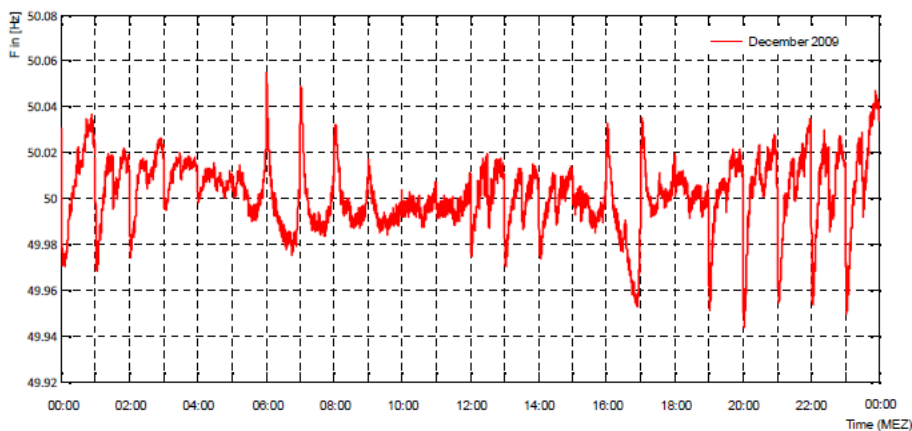


Fig. 4.4: Ensemble-average values of the frequency in December 2009. Source: University of Stuttgart.

図 14 確定的周波数変動問題

朝と夕方・宵の毎正時に大きく変動することと、1 時間の間にも変動することの 2 つの問題がある。

http://paulusjansen.sp.nl/weblog/files/2012/09/ENK-Frequency_Deviations.pdf

¹⁰ この節は公益事業学会学術研究会他(2015)87～93 頁を参照してまとめた。

なお、balancing groupは30分のコマ単位で動くので、毎正時、30分、需給がピクッと急増減するとんがり山ができる(毎正時が最大)。これはしわ取りしきれず、自由化で発送電一体が系統運用者(送配電事業者)とbalancing group(発電業者と小売業者)に分離した悪影響である。この周波数変動を「確定的周波数変動問題」とよび、発電業者が増えれば増える。ヨーロッパではすでに生じているが(図12)、今後再生可能エネルギー発電がさらに増えるにつれて多少とも電力の質が低下していく。

自由化が系統安定性にプラスに作用する面としては、ピーク時の料金を高くするピークロード料金が規制料金下より導入しやすくなることで、電力需要のピークカット、低需要時へのピークシフトがはかれることである。見える化やデマンドレスポンスや蓄電技術が進めば需要家側からの負荷曲線の平準化がさらにしやすくなる。ダイナミックプライシングで中央値12%、デマンドレスポンスで中央値23%のピークカットが得られたという実証実験結果がある¹¹⁾。

5. 変動電源の大量導入と系統安定性

太陽光発電の出力は、夜はゼロで真昼がピークになるという確定的な部分と、雨や雪、曇りだと減り、晴天でも雲がかかれば下がるという不確定的な部分がある。いっぽう風力発電の出力には太陽光発電における昼夜のような確定的な部分がない。

図15で示した2014年のデータでは、従来の発電の出力変動は50GWで±2GW以下(±4%以下)であるが、太陽光と風力の合計では、20GWで±5GW(±25%以下)である。太陽光・風力発電の比率が上昇するにつれてこの変動は増大していく。

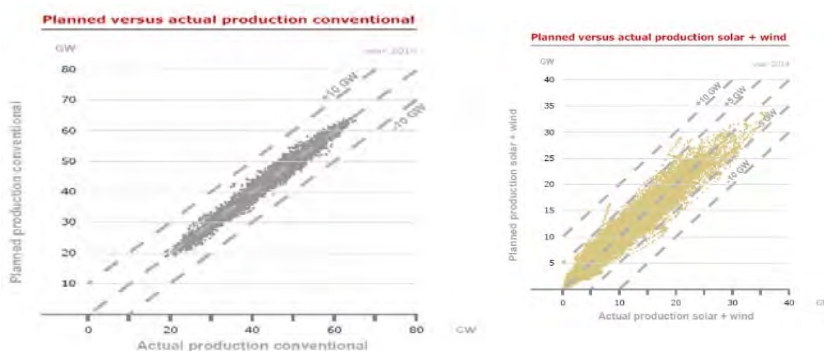


図15 従来の発電(左)と太陽光発電+風力発電(右)の計画と実績の乖離

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf> pp.50-51

図16は、2014年3月のドイツの電源別の発電量と電力の輸出入量を示したものである。上の図は従来型電源の内訳が明示されており、下の図は輸出入が加えられている。以下、この図から、ドイツにおける太陽光・風力発電の増加が系統安定性に及ぼす影響を観察する。

【太陽光発電のピークの過剰分は石炭火力発電の出力低下と輸出によって調整されている】

発電の出力は0(夜間)から最大23.0GWときわめて大きな自然変動をしている。需要がピークになる真昼に太陽光の供給もピークになるので、その点において太陽光発電はピークロード電源として機能しており、需給同時同量の系統安定化にプラスに作用している。

しかし太陽光発電の出力のピークは需要のピークを補って余りが出てしまっている。晴れた日の真昼には

¹¹⁾ 依田他(2012)21~22頁

20GW 前後の発電をする。午前中の電力需要増には、太陽光が強くなる前から石炭火力やガス火力がすでに追隨しているため、真昼の需要が増えても太陽光発電の上げ代はそれほどないのに、ソーラーパネルはそれを上回る発電をしてしまう。系統運用者は2014年以前に認可された太陽光発電の電力は必ず買い取らなければならない。

それに対して、2014年3月3日、6日、7日、10日～14日などには、石炭火力発電が真昼に出力を平均最高10GW 前後下げている。フル稼働でない稼働を部分負荷運転と言い、稼働率を下げる余地を下げ代というが、石炭火力発電が自社の電力売上げを犠牲にして下げ代を提供して部分負荷運転をすることによって、太陽光発電の変動をバックアップしているのである。石炭火力発電は技術的にも本来ベース電力に向いており、出力変動は得意とせず、まして頻繁に停止することは故障の原因であるが、ドイツでは毎日停止させられる石炭火力発電所もある。

また、需要のピークがきわめて高かった3月31日以外の毎日、真昼をピークとしてこれも平均最高数GW 前後の電力をドイツはポーランドなどの隣国に輸出している。他国の系統安定性に負担を与えている。

【風力は風の強い週末や風の強い夜には石炭火力の下げ代を使い切ってベース電力の出力まで下げさせる】

この月は3月15日から21日まで風が強かった。3月17日（月）から21日（金）までは需要の多い平日なので、石炭火力が低めに稼働することで風力発電の増量分は吸収されていたが、15日（土）16日（日）は、週末で需要が少ない上にたまたま特に風が強かったので石炭火力はもう下げ代がなくなってしまう¹²、常時フル稼働するベース電源である褐炭火力発電、さらには原子力発電（どちらも技術的・経済的に、石炭火力発電よりさらに出力変動に適さない¹³）まで部分負荷運転をするに至っている。褐炭火力発電や原子力発電が下げを提供するのは需要の減る夜が特に多い。19日～21日は平日であるが、夜には褐炭火力発電が出力を下げている。この2日間は輸出電力量（出力GWの積分値GWh）も多い。

【揚水発電は朝と夕の需給ギャップのピークに発電している】

揚水発電は、今も一種のピークロード電源として用いられている。ただし、従来のピークの真昼は太陽光初発電が過剰なまでにピークロード電源を担っている。揚水発電が現在発電をしている時間帯は、第一には日が沈んでから人々が家庭で電化製品を使う宵の口のサブピークであり、第二には朝人々が起きて動き出しているのにまだ日が高く昇らない時間帯であることが見て取れる。このグラフではいつ揚水しているのかは分からない。真昼であろうか¹⁴。

【木質バイオマス発電、流込式水力は純粋なベースロード電源】

木質バイオマス（チップなど）を燃やす木質バイオマス火力発電は純粋にベース電源として用いられている。図16の表にある水力発電の最低発電量0.8GW というのは、図16上のグラフの一番下に示されている流込式水力発電を表している。いずれも質の良いベース電源であり、しかもこの月、太陽光発電の3.3TWh/wを上回

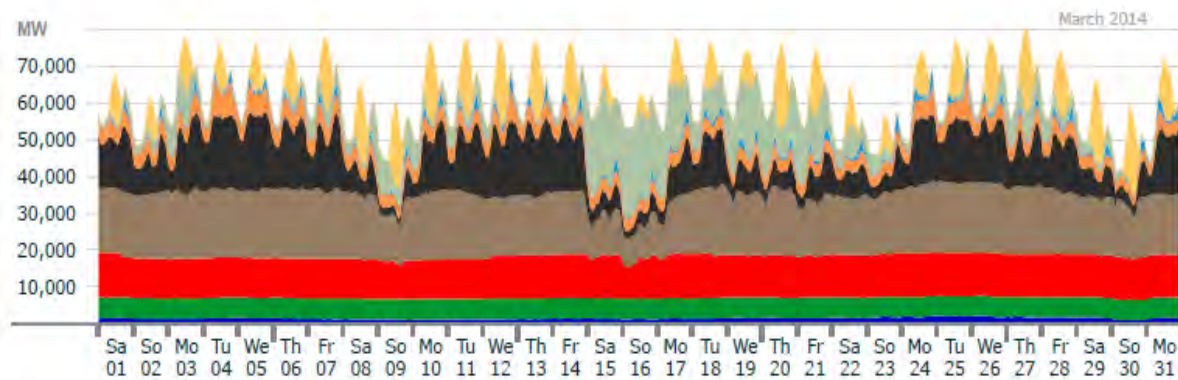
¹² 多くの石炭火力発電は部分負荷運転とどまらず、停止せざるをえない。停止・起動を繰り返すと、起動に使う重油代がかかるだけでなく、故障が多くなる。今日のドイツでは毎日停止・起動を繰り返している石炭火力発電所もあるという。これ以下では停止せざるを得ない稼働率を最低負荷とよび、褐炭火力が50%、石炭火力が15～20%であるが、これを15%以下に下げること、負荷変化の速度を上げることなどを石炭火力発電所の柔軟性とよび、柔軟性向上が日独の技術者の課題である（金子他編(2015)104頁）。

¹³ ただしフランスでは、大半の原発が（一日単位の予定調整の枠内においてではあるが）、負荷追隨の出力調整を行っている。経済性に反するが、原発による電気が全電力供給の75%にも達しているため、本来はベース電源として用いられるのが最適である原発がミドル電源として使われている例である。

¹⁴ 揚水発電のこの使い方は経済的にも技術的にも無理がない。Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISEのBruno Burger教授は太陽光・風力の変動の調整には①揚水発電②(国内)送電網③隣国との接続の拡大が必要だと言っている。<https://www.ise.fraunhofer.de/en/news/news-archive/news-2012/interconnected-european-grid-acts-as-storage>

り、風力の4.6 TWh/w に迫る 4.1 TWh/w もの電力量を、系統安定性に何の負担をかけることもなく産み出している。ドイツの再生可能エネルギー法 (EEG) で顕彰すべきは、太陽光・風力発電よりもこの木質バイオマス発電の拡大である。

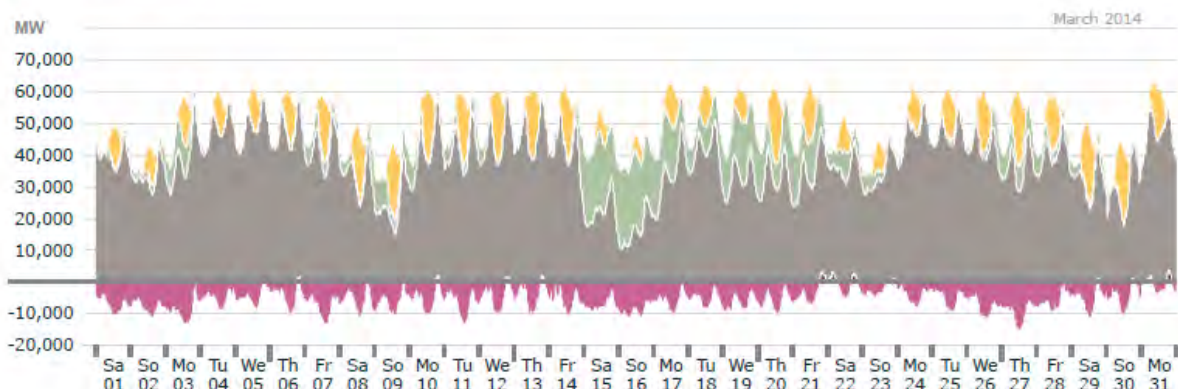
Actual production



	Hyd	Bio	Uran	BC	HC	Gas	PSt	Wind	Solar
min. power (GW)	0.8		8.5	7.7	2.1	2.3	0	0	0
max. power (GW)	2.0		12.1	19.4	20.9	12.5	5.0	24.8	23.0
weekly energy (TWh)	1.0	4.1	8.4	12.4	8.5	3.0	0.6	4.6	3.3

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX Transparency Platform and German Federal Statistical Office

Actual production



	Export	Import	Conventional > 100 MW	Wind	Solar
min. power (GW)				0	0
max. power (GW)				24.8	23.0
weekly energy (TWh)				4.6	3.3

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX Transparency Platform; Entso-e

図 16 ドイツの発電の国内電源別変動 (上) 輸出入を含む変動 (下) (2014 年 3 月)

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>

【ダム式水力発電もある種のピーク電源】

水力発電は最低出力が 0.8GW、最高出力が 2.0GW である。この差 1.2GW が調整能力のある貯水池式水力・調整池式水力の出力で、揚水発電と連動して朝と宵の口に発電していると考えられる。

【ガスはミドル電源、実は熱電併給の燃料】

ガス（天然ガス、LPガス）火力発電は、2.3GW～12.5GW で変動している。今まで通りミドル電源として機能しているように見えるが、前述のように実は多くが熱電併給の一環として発電しているに過ぎない。高い効率を誇る最新鋭の天然ガス発電所が活用されていないのは投資資源の無駄遣いである。

【輸出入が系統安定性に寄与している】

近隣諸国と連系していない日本ではないことだが、電力の輸出入が、石炭火力と並んで自然変動電源の変動を吸収している（図 16(下)）。ただし輸出先で系統不安定が生じる問題もある。北ドイツの風力発電の電力が、送電線不足のために南ドイツの需要地に運ばず、ポーランド等にループフローを起こすのは相手国にとっては迷惑であることがある。ゴミ電力としてお金を払って引き取ってもらうネガティブ・プライスがときどき生じている。

以上見たように、あちこちにしわ寄せをすれば処理しきれていないわけではないが、系統不安定性、下げ代の確保を含むアンシラリー・サービスの難しさは太陽光、風力のほうがはるかに大きく、再生可能エネルギーの増えたエネルギーヴェンデ後のドイツの電力の系統安定性は、無理に無理を重ねて保たれているに過ぎない。ドイツ政府は EEG2014 によって FIT を中止したが、十数年続いた既存契約を遡及して破棄しない限り、この不安定は解消されない。ドイツ政府はさらに現在バックアップ電源として使われている石炭火力発電を制限しようとしている。2022 年にはベース電源の原子力発電がすべて廃止になれば、不安定な電源である太陽光・風力発電を補完・補正する電源はますます減っていく。蓄電技術の発達や速度や系統安定性を考慮しない政府の方針が続く限り、ドイツの電力の系統安定性は危機に瀕するであろう。

6. 日本の電力政策への教訓

再生可能エネルギー拡大自体は望ましい政策である。カーボン・ニュートラルの木質バイオマス発電の拡大は EEG の最大の成果である。

しかし、第一に、太陽光・風力発電という自然変動性電源については、現時点においてはその変動のバックアップが石炭火力の出力を乱高下させることによってしか成り立っていない。これは石炭火力発電設備によっても持続できる方法ではなく、二酸化炭素排出削減にもなっていない。

第二に、他国への余剰電力の押しつけは、他国の系統安定性を乱し、負の電力料金をも発生させている。一方原発停止で電力が不足している南西ドイツの工業州バーデン・ヴュルテンベルク州ではたとえばフランスが原子力で発電した電気を輸入している。風力発電の盛んな北部ドイツと結ぶ南北送電線案がやっとまとまったが、これも中間州の反対や、電磁波への恐怖により、高圧線地下化という非常に高価で年月のかかる方式になった。しかも、太陽光よりもさらに確率的な風力発電は、たとえ南北送電が充実しても、安定的な原子力発電の代わりにはならない。

第三に、再生可能エネルギー電力の固定価格買取制度は、ドイツの家庭の電気料金を押し上げ、家計の負担になってきた。EEG2014 による FIT 中止は遅きに失し、電気料金は今後も上がり続けるしかない。

第四に、ドイツの電力自由化がドイツの電力産業に与えた影響は本稿の課題ではないが、発送電一貫体制に比べて、電力自由化下での系統安定化（アンシラリー・サービス）は確定的周波数変動問題等、技術的には多少と

も困難になる。さらに、自由化によるメリットオーダーと卸売料金の低下が、系統安定性のために技術的に必要なピーク、ミドル、ベースの各電源を確保する経済的インセンティブを奪いつつあるという、ミッシングマネー問題、容量問題が生じており、ドイツにおけるバックアップ電源の確保をますます難しくしている。

	ドイツ	日本
電力自由化開始	1998	1995
電力自由化完成	1998	2015-2020
固定価格買取制度導入	2000	2012
固定価格買取制度中止	2014	-
ベース電源	流込式水力、木質バイオマス火力、原子力、褐炭火力	流込式水力、原子力、石炭火力
ミドル電源	天然ガス火力、石炭火力	天然ガス火力、
ピーク電源	揚水（朝夕）	揚水（真昼）、ダム水力
変動バックアップ電源	石炭火力、電力輸出入	天然ガス火力、揚水、ダム水力
原子力発電	稼働中、2022年までに順次停止	停止、徐々に再稼働
太陽光、風力発電のシェア	FIT15年で大。	FIT4年目ゆえまだ小。
太陽光、風力発電のバックアップ	石炭火力、輸出入、揚水（朝夕）、ときに褐炭火力で供給変動調整。他国、他電源に負担。	（通常のピーク電源、ミドル電源で需要変動調整）広域化（連系強化）計画策定中
国内送電網強化	すでに必要なのに進まず	連系強化計画策定中

表1 電力システムの日独比較

最後に、EEGと同時に決まったドイツの脱原発（Ausstieg aus Atomkraft 2032年で停止）が、脱・脱原発（Ausstieg aus Ausstieg 停止を12年延長）になりかけたところで、2011年以降極めて性急な脱原発（2022年までに全原発を停止）になってしまった。国会の決めた法律によって段階的な脱原発を決めているところは法治国家としては優れているし、それがドイツ国民の意思ならば尊重するしかないが、電力系統安定性や二酸化炭素排出量削減を考えると、ドイツの2022年までの脱原発は技術的・経済的・環境的に無理のある政策である。日本の現時点の原発停止は天然ガス火力や石炭火力、さらには石油火力の焚き増しでバックアップされているが、ドイツの脱原発は、木質バイオマス火力発電を別にすると、安い国産化石燃料である褐炭火力発電と、原発大国フランスからの電力輸入で支えられている。しかもまだ多くの原発が稼働している。

以上から得られる日本の電力政策への教訓は以下の通りである。

(1)固定価格買取制度は即時廃止すべきである。

スペインは2013年にFITを遡及的に廃止した。EUは電力料金を上げるFITの停止を勧告し、ドイツもこれに従った。韓国も2003年からのFITを廃止して2012年にRPSに移行している。日本が2012年に及んでFITを導入したのは、太陽光発電や風力発電が原子力発電の代わりになると思ったからかもしれないが、太陽光発電や風力発電は急には増えない。十数年も続けければドイツのように増えるが、そうすると出力の不安定性が

他電源の迷惑になり、電気料金が上がるのは本稿で見たとおりである。そこで生じたゆがみを是正するのは容易ではない。ドイツは手遅れだが、日本はまだ引き返せる。韓国、スペイン、ドイツに続いて日本も RPS(Renewable Portfolio Standard 電気事業者に一定量以上の再生可能エネルギーの電気の利用を義務づける制度)に戻るか、FIP (Feed-in-Premium 電力卸売市場価格にプレミアムをつけて買い取る制度)に移行するか、いずれかにすべきである。

(2)電力自由化に過剰な期待を持つべきではない

ドイツでは電力自由化後、電力会社の寡占化が進み、電力料金が上がった。エコを好む人がエコな発電者にか電力料金を払わない、という選択が可能になり、無数のルーフソーラーが南ドイツの、無数の風車が北ドイツの野を覆い、太陽光パネルや風車のオーナーに固定収入をもたらしたのは事実だが、ドイツから火力発電がなくなったわけでもないし、原子力発電と縁が切れたわけでもない。

技術的には、電力系統の安定化は多少とも難しくなる。日本では2015年から2020年までで完成する電力自由化の中で、2015年に広域機関ができ、太陽光・風力発電の増大に向けて連系・送電強化の計画が策定中であるが、これだけで系統安定性が保証されるわけではない。自由化が進めばなおさら、系統担当者は変動電源が迷惑なときはこれを買わない自由も与えられるべきである。「自由化するとエコになって、脱原発になって、電力料金も安くなる」というのは幻想である。

7. 今後の課題

EEG2014によってドイツの太陽光発電、風力発電がどうなるのか、天然ガス火力はどういう出力変動をしているのか、石炭火力の大幅な出力変動が発電者にどう影響を与えているのか、全原発が停止したらベース電源はどうなるのか、負の電力価格の実態、ポーランドやチェコ、オランダへの電力輸出の実態、ドイツの水力発電の現状、などが今後の研究課題である。

8. 文献目録

(図表の出典は図表ごとに示した)

麻生良文『ミクロ経済学入門』ミネルヴァ書房(2012.2)

石川和男 (NPO 法人社会保障経済研究所代表)「再生可能エネルギー政策に関するドイツ調査報告」(2015.3)

http://iigssp.org/activity/report_150321_01.pdf

金子祥三・前田正史編『世界の中の日本 これからを生き抜くエネルギー戦略』東京大学生産技術研究所エネルギー工学連携研究センター先端エネルギー変換工学寄附研究部門 (2015.5)

川口マーン恵美『ドイツの脱原発がよくわかる本』草思社(2015.4)

公益事業学会学術研究会・国際環境経済研究所監修『まるわかり電力システム改革キーワード360』日本電気協会新聞部(2015.8)

竹内純子『誤解だらけの電力問題』ウェッジ(2014.4)

奈良宏一編著『電力自由化と系統技術—新ビジネスと電気エネルギー供給の将来—』電気学会(2008.9)

八田達夫『ミクロ経済学 I 市場の失敗と政府の失敗への対策』東京経済新報社(2008.11)

山内弘隆・澤昭裕『電力システム改革の検証』白桃書房(2015.4)

山本隆三『電力不足が招く成長の限界』エネルギーフォーラム(2015.6)

依田高典・田中誠・伊藤公一朗「4 地域社会実証の現状と課題 横浜・豊田・けいはんな・北九州」(2012.12)

<http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/~ida/4Hoka/smagri/20130128JST1.pdf>

Christoph Buchal, Patrick Wittenberg, Dieter Oesterwind, “Strom, Die Gigawatt-Revolution, Geschichte, Energiewende, Technik, Markt, Zukunft” MIC(2013)

Kreutzfeldt, Malte, “Das Strompreis-Komplott, Warum die Energiekosten wirklich steigen und wer dafür bezahlt”, Knauer taschenbuch(2014.4)

Sinn, Hans-Werner, “The Green Paradox, A Supply-Side Approach to Global Warming” The MIT Press(2012)