

日独の最近の電力需給をめぐる技術的・社会経済的問題とその対策

石光 真

会津大学短期大学部研究紀要 第75号抜刷

2018年3月

日独の最近の電力需給をめぐる技術的・社会経済的問題とその対策

石光 真*

【要旨】

本研究の目的は、日本とドイツの最近の電力需給をめぐる技術的・社会経済的問題が何であるかを明らかにし、その対策を提起することである。先行研究は Ackermann (2012)、長山 (2016)、石川 (2017) であり、本研究の新規性は技術的または社会経済的問題を論じた先行研究に対し、日独の電力需給調整をめぐる技術的・社会経済的問題の両方を考察することである。

本研究の方法は、①日本の太陽光発電増大の状況に関する先進事例としての 2017 年 4 月 14 日の九州電力の電力需給と、ドイツの風力発電増大の状況に関する先進事例としての 2018 年 1 月第 1 週のドイツの電力需給に関するケーススタディと、②FIT 見直しや各国の電力構成に関する制度の国際比較である。

本研究の貢献は、①太陽光発電拡大にともなう揚水発電の役割の変化を石光 (2016) 永山 (2016) に続いて明らかにしたこと②人口減等による電力需要減少が電力需給調整に及ぼす影響を、Ackermann (2012) について日本に関しても明らかにしたことである。

* 会津大学短期大学部産業情報学科教授

目次

- 1 本研究の目的
- 2 最近の電力需給の変化
 - 2.1 電力供給構成の変化 (1) —太陽光発電の増加による揚水発電の役割変化
 - 2.1.1 揚水発電の従来の役割
 - 2.1.2 太陽光発電大量導入後の揚水発電
 - 2.1.3 揚水発電の役割増大—追加コストが少なく、微細な需給調整も
 - 2.1.4 揚水発電以外の需給調整—開門連系線の増強
 - 2.2 需要 (負荷) 平準化状況の3つの変化
 - 2.2.1 電力供給構成の変化 (2) —原発停止による、夜間需要ベースアップの必要性の消滅
 - 2.2.2 電力供給構成の変化 (3) —太陽光発電増加による、火力等の発電量引き下げの必要性の発生
 - 2.2.3 電力需要変化の可能性—「電気の需要の平準化の促進」(省エネ法改正 (2014年))
 - 2.3 電力需要平準化が電力系統調整に及ぼす影響
 - 2.4 FITは既存設備の存在、省エネ、人口減少の下では供給能力過剰を生む
 - 2.5 風力発電大量導入による系統安定上の変化の可能性
 - 2.5.1 風力発電に対する調整の特徴
 - 2.5.2 冬のドイツの風力発電量変動に対する調整 (1) —他の電源の出力変動による調整
 - 2.5.3 冬のドイツの風力発電量変動に対する調整 (2) —輸出入による調整
 - 2.5.4 日本で想定される風力発電量変動に対する調整
- 3 FITの導入と見直し
 - 3.1 ドイツにおけるFITの導入と見直し
 - 3.2 日本におけるFITの導入と見直し
 - 3.3 各国のFIT見直しと日本の太陽光バブル
 - 3.4 独仏合算、EU合計は震災前の日本と似た電源構成
- 4 結論
- 5 今後の研究課題
- 6 参考文献・参考URL

1 研究目的

本研究の目的は、日本とドイツの最近の電力需給をめぐる技術的・社会経済的問題が何であるかを明らかにし、その対策を提起することである。先行研究はAckermann (2012)、長山 (2016)、石川 (2017) であり、本研究の新規性は技術的または社会経済的問題を論じた先行研究に対し、日独の電力需給調整をめぐる技術的・社会経済的問題の両方を考察することである。

2 最近の電力需給の変化

2.1 電力供給構成の変化 (1) —太陽光発電の増加による揚水発電の役割変化

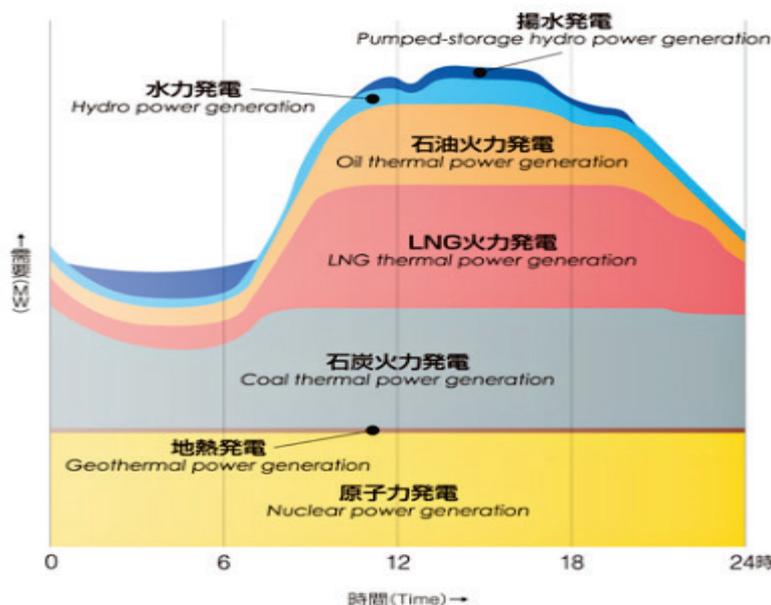
ドイツについては石光 (2016) ですでに「揚水発電は朝と夕の需給ギャップのピークに発電している」と指摘している (石光 (2016) p.15)。2.1 では九州電力をケースとして日本でも揚水発電の役割が変化している

ことを見る。

2.1.1 揚水発電の従来の役割

図1は、石光 (2016) p.10 で九州電力のサイトから引用した、従来の揚水発電所の活用方法である。太陽光発電のない電源構成では、需要 (負荷) の少ない夜間に揚水し、需要の多い昼間に発電してきたことを示している。

図1 従来の需給運用



出典：九州電力「電力需要に対応した電源」 (<http://www.kyuden.co.jp/effort> 2015年12月)

2.1.2 太陽光発電大量導入後の揚水発電

同じ九州電力が2017年時点では図2のような需給運用の状況を説明している。真昼に近づくほど太陽光発電が増え、需要 (負荷) を上回ってしまうので、火力発電が出力を抑制するが、それでも下げ代 (しろ) が足りないため、揚水発電所が従来は夜行っていた揚水を行って余った電力を吸収している。

逆に太陽光発電できない一方で電力需要の多い朝夕に、揚水発電所が発電を行って電力の不足を補っている。2017年4月30日の未明に需要が多い理由は分からないが、揚水発電所の昼夜の利用パターンは、太陽光発電が増えたここ数年で正反対になりつつあることが分かる。

このことは石光 (2016) で参照した2014年3月のドイツのデータでも見て取れたので、石光 (2016) p.14【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】の項でも指摘した。石光が2016年8月25日 (晴天) の午後に電源開発下郷発電所 (揚水) を訪問したときも、関東で定格出力300万kWに達した太陽光発電が発電しているせいか、最大出力100万kWの下郷発電所はその日は発電していない、ということだった (下郷発電所は主に関東、一部東北に送電している) (アカデミア・コンソーシアムふくしま (2016))。需要規模の多い関東 (並びに東北) に送電する下郷発電所ではその時点では昼間揚水して朝夕発電することは行っていなかったが、需要規模の割に太陽光発電の多い九州では揚水発電所の正反対の使用法がすでに行われていることを図2は明確に示している。

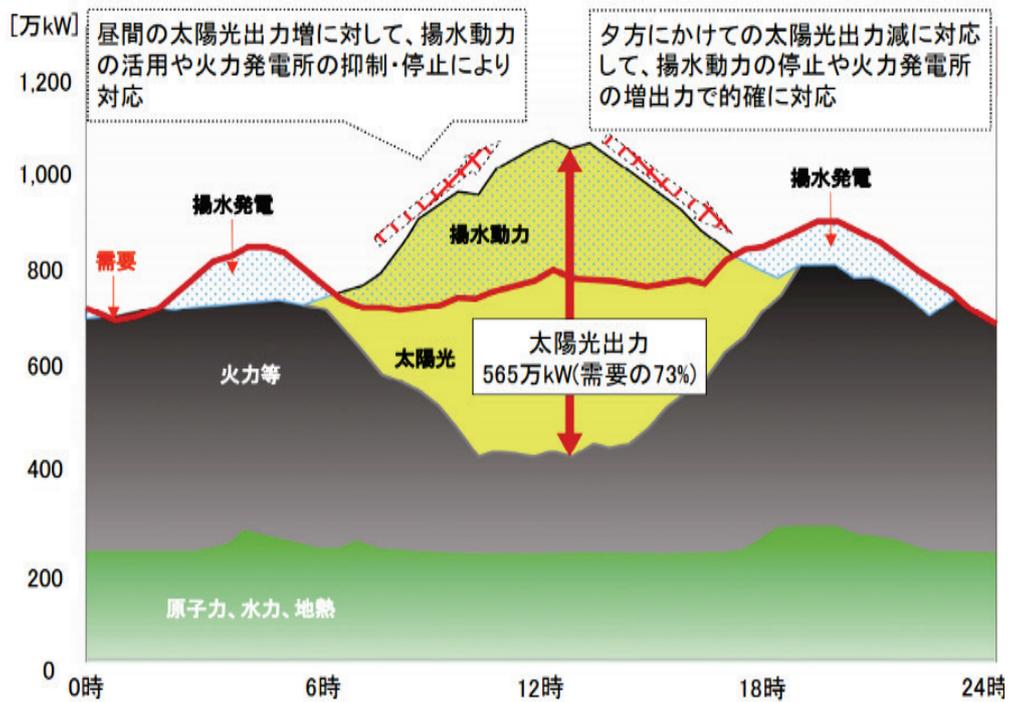
2016年度の太陽光発電の発電量 (kWh) 構成比では東京4.0%、九州7.3%である。これは冬季も雨の日も含めた年間平均である。いっぽう2016年度末の太陽光のエリア別電源 (kW) 構成比では東京10.8%、九州21.8%であり (電力広域的運営推進機関 (2017) p.20)、日照時間が長く、発電効率の高い4月末の晴れの日には優先

的に給電される太陽光発電の比率は九州においてはかなり高くなる。

発電業者の年間の収入を決めるのは発電量 (kWh) であるが、系統安定性 (需給同時、同時同量) において問題になるのは各瞬間の出力 (kW) である。出力は通常は設備容量で決まるが、太陽光発電、風力発電という VRE (Variable Renewable Energy 自然変動電源) においては気象条件 (太陽光発電の場合は日照と気温、風力発電の場合は風速等) で変動する。

図2 太陽光発電大量導入後の需給運用

[2017年4月30日の需給運用の状況]



出典：九州電力 (2017) p.15 (石井 (2017) の引用資料)

菅沼 (2016)、長山 (2016) も揚水発電所の使用法のこの逆転を指摘している。その背景として上述のような「1) 太陽光を中心とする変動性のある再生可能エネルギーが FIT 制度の導入から急増したこと」を挙げている。同時に、「2) 2016年4月以降、新電力の拡大や、実同時同量から計画値同時同量への運用の変化から、ゲートクローズ後の需給バランス調整が揚水発電機、特に可変速揚水発電機にかかるようになってきた」という、電力自由化による系統安定をめぐる制度の変化を指摘している。

2.1.3 揚水発電の役割増大—追加コストが少なく、微細な需給調整も

石光 (2016) と本稿の課題である、FIT による VRE の拡大に対する需給調整のコスト、という点から見ると、揚水発電の昼夜逆転というテクニックで需給調整の大半がまかなえるなら大きな追加コストはかからない。さらに可変速揚水発電機によって微細な需給調整 (しわ取り) までできるならば、天然ガスタービン発電の微細な調整能力をも、二酸化炭素を排出しない揚水発電で補完 (理想的には代替) しようことになる。

2.1.4 揚水発電以外の需給調整—閘門連系線の増強

問題は需給調整必要量に対する揚水発電所の需給調整能力の比率である。

図2の例では、未明の需要増に対する調整はもっぱら揚水発電が担い、宵の口の需要増に対しては揚水発電を中心に一部火力の焚き増しで応じている。そして昼間の太陽光発電の増加に対しては、揚水運転による吸収が4割、火力の出力減少による下げ代の提供が6割と読み取れる。ちなみに、ベース電源の位置にある「原子力、水力、地熱」の合計が、未明と宵の口にわずかに増えている。日本の原子力と地熱はベースロード運転なので、流れ込み水力発電以外のダム式（および調整池式）水力発電が負荷追従運転をしていると考えられる。

九州電力のあるページには、「電源ベストミックス」としては、揚水発電所は総発電設備容量の1割程度が適当（当社では、総発電設備容量2,354万kWに対して、揚水発電設備容量は230万kW）」と書いてある¹。このページは図1に似た、太陽光発電のない従来型の充電と放電の図が載っているため、ここで言う「1割が適当」というのは古い考え方もかもしれないが、さりとて九州電力が揚水発電所を増設することだけが対策ではない。FIT見直しにもかかわらず既存のFIT契約によって太陽光発電が増え続ける速度を考えると、原発再稼動が相次ぎ、太陽光発電が急増している九州からは、関門連系線（九州電力北九州変電所と中国電力新山口変電所を結ぶ直流の連系線）を通じて中国地方、関西地方に送ることが可能である。電力広域的推進機関は関門連系線の増強を検討しつつあり、中国電力も（関西にまで至る）管内の送電設備増強を検討しつつある（石川（2017））（図3）。「系統連系の増強」は揚水発電と並ぶ自然変動電源調整強化策（「柔軟化」）の一つである。

図3 系統連系の増強

出典：石川（1017）に引用の
2017年7月13日の中国新聞記事



2.2 需要（負荷）平準化状況の3つの変化

図2から読み取れるもう一つの変化は、電力需要（負荷）の曲線が図1と異なることである。図2では朝夕の負荷のほうが真昼より高い。冷房が始まっていない4月末とはいえ、昼間の電力需要が平らになっているのは、ルーフソーラー発電の自家消費、工場などの自家発電といったビハインド・ザ・メーター（behind-the-meter, BTM）の影響が想定される。

電力需要（負担）平準化とは、従来は、昼高く夜低い電力需要（負荷）に対して、昼のピークカットと夜のボトムアップをはかることであった。ボトムアップの必要性は、流れ込み式水力だけでなく、原子力発電、石炭火力が日本では出力一定のベースロード電源であることから生じる。負荷がベースを下回らないように、揚水をし、深夜電力を下げ、夜間蓄熱式機器（温水器や蓄熱式暖房）向けプランやオール電化住宅を推進した。

2.2.1 電力供給構成の変化（2）—原発停止による、夜間需要ベースアップの必要性の消滅

ところが2011年以降、原発停止によってベースアップの必要性がなくなった。これが第1の変化である。そこで一般電気事業者は2012年9月に夜間電力を引き上げ、夜間蓄熱式機器向けプランの新規加入を停止したが、ピークカットの必要性は残っていたので真昼の揚水発電のための夜間揚水運転を原子力より高い火力発電によ

¹ 九州電力 HP でんき予報（電気の使用状況）揚水発電
http://www.kyuden.co.jp/power_usages_faq_yousui.html

で行っていた。これが負担平準化の第1の変化である。

2.2.2 電力供給構成の変化(3) —太陽光発電増加による、火力等の発電量引き下げの必要性の発生

さらにここへ来て、**図2**に見るような、負荷のピークに応える発電増加の必要でなく、太陽光発電のピークに応える他の発電の減少の必要が生じた。これが負担平準化の第2の変化である。**図2**はある日の九州における現象に過ぎないが、太陽光による昼間の下げ代圧力増大は再生可能大量導入時代における典型的な問題の方向性を示唆している。

ここで、**図2**で真昼に減少して太陽光発電増加に対する下げ代となっている「火力等」の電源構成については、ドイツと日本では状況が異なる。石光(2016)で見たように、ドイツにおいてVRE(自然変動電源)の発電量増加を吸収するのは主に石炭火力発電であるが、日本の石炭火力発電は現時点においては原子力発電と並ぶ(さらには原子力発電の減少を代替する)ベース電源であって、需要変化に追随するのは主に天然ガス火力発電である。

図2における電力需要のピークは未明と宵の口であり、それ以外は図らずも負荷が平準化している。

気になるのは未明の需要増大である。これが夜間電力を用いた温水器の蓄熱のための負荷だとしたら、原発事故以前の料金政策の名残であり、皮肉である。ただし、この未明の前日の揚水も前日の太陽光発電のバックアップとして行われたとすれば、原発事故直後の深夜の焚き増しのような燃料代はかかっていない。

2.2.3 電力需要変化の可能性—「電気の需要の平準化の促進」(省エネ法改正(2014年))

電力2014年の省エネ法改正は、時間を問わず化石燃料の消費量全体を抑える従来の省エネと異なり、ピークカット(消費量の季節間・日間変動の抑制)に重点を置いた。電力需要を抑制すべき季節・時間は、7~9月、12~3月の8時~22時である。

その手段は以下に引用する通りである。

- 1 電気の使用から燃料又は熱の使用への転換 (チェンジ)
 - 自家発電設備の活用
 - ① コージェネレーション設備
 - ② 発電専用設備
 - 空気調和設備等の熱源変更
 - ① 空気調和設備 電気エアコンからガスエンジンヒートポンプ
 - ② 加熱設備 電気からガス
 - 2 電気を消費する機械器具を使用する時間の変更 (シフト)
 - 昼から夜へ。蓄電池、蓄熱システム
 - 3 その他事業者が取り組むべき措置 (カット) 節電、見える化、サービス利用
- (資源エネルギー庁(2014))

資源エネルギー庁の省エネ政策は省電力、しかも電力負荷のピークカットに特化しつつある。省エネ意識に訴える節電だけでなく、省電力をピークカット(宵の口を含む)に絞り、ガスヒートポンプやコージェネ、蓄電、蓄熱という代替手段まで提示している。夜間の電気自動車充電も提案されている。

このような負担平準化政策が奏功すれば、太陽光発電の出力が増える晴れた真昼には、**図2**に見るような火力発電等の出力引き下げが必要になることが増えるだろう。

確かに、九州電力が**図2**で例示した2017年4月30日の赤線は、冷暖房の不要な4月末の、しかも工場や会

社の多くが休んでいる日曜日のデータであるので、電力需要が真昼にも増えていないのは、省エネ法改正(2014)による負担平準化政策などで需要のピークカットが進んだ一例であるとは言えない。しかし、電力需要の総量が人口減少と低成長の中で減少するので、電力需給調整の最大の問題が「夏の真昼の電力需要に電力供給が追いつくか」というピークロード問題でなくなっていくのは必至である。

2.3 電力需要平準化が電力系統調整に及ぼす影響

次に、電力需要の平準化が進んだ場合、それが電力系統安定調整に及ぼす技術的、社会経済的影響を考察する。この影響は二義的である。

①電気を使わなくなることによる変動の縮小

そもそも電気を使わなくなれば負荷変動は減る。微細な「しわ」も発生しなくなる。

②昼間の電力を使わなくなることによる太陽光発電の過剰

しかし太陽光による昼間の供給が増えているときに、あえて昼間の需要を減らせば、調整の必要は増大する。従来のように昼間の負荷が山を描けば、晴天の日は太陽光発電の山ときれいに相殺するのに、負荷が平坦になってしまえばそれができなくなる。

それでは、省エネ法の改正は周回遅れの間違った政策なのだろうか。揚水発電所が揚水運転をするように、太陽光がさかんに発電している夏の昼間には電気のエアコンをさかんに使えば需給が一致しやすくなるからそのほうがいいのだろうか。

そうではない。その理由は以下の通りである。

①原発事故以後の日本の電気は9割が輸入化石燃料による火力発電によるものであり、それは日本の貿易赤字を増やして国富を減らし、二酸化炭素排出を増やす。太陽光発電がピークを迎えているときに図2の段階では火力発電は行われており、節約できる電気は節約したほうがいい。

②昼間の電力が安くなる逆ピークロード料金が入るのでない限り、昼間の電力はまだ高く、電気を使う量が増えるほど家計等が払う電気代は増える。

③太陽光発電は使ってしまうと片付く安い電力ではなく、その電気料金には再エネ賦課金が含まれていてこの単価の増大も電気代を増やしている。

④需給同時の調整費用は誰かが負担しなければならないが、「晴れの昼間は需給調整のためにわざとエアコンを使う」などという形で家計が負担を引き受けるのは最適の解決でない。

⑤日々、時々刻々変化する需給ギャップを調整すること自体は、電力広域的運用推進機関を頂点とする系統運用者と、系統運用のルール、確立された柔軟化のテクニックに任せるしかない問題である。

2.4 FITは既存設備の存在、省エネ、人口減少の下では供給能力過剰を生む

「昼の電力需要は多いほうがよかったのに」というこの問題は、途上国の電力市場（「動的な電力システム」）と先進国の電力市場（「成熟した電力システム」）の差の問題と同質である。前者は電力需要が高い伸び率で増え、大きな投資の必要性があるので、VREシェアが伸びても吸収できる。ところが後者は既存設備が活用できる反面、VREの急増と、それを受け入れる柔軟な運用が、既存の発電設備に経済的な負担を与える。スペイン、イタリア、ドイツのようにVREの増加は卸売価格の低下、既存設備に廃止の可能性が高い（IEA（2014）p.15）。

FIT 制度を撤回不能と考えて天然ガス発電を捨てるにせよ、FIT 制度を見直せると考えて VRE の伸張を遅らせようとするにせよ、人口も電力需要も縮小する先進国では供給能力過剰が生じている。

成熟した電力市場で FIT が導入される前に何らかのエネルギーミックスが成立していた以上、FIT によって供給能力過剰が生じるのは当然である。

発電設備の過剰の現れ方はドイツと日本で異なる。ドイツではロシアからの天然ガスパイプラインが充実して、かつ天然ガスは化石燃料の中では二酸化炭素の排出が少なく、負荷追随能力にきわめて優れ、石油よりは安いにもかかわらず、固定価格買取制度の下ではMeritオーダー（限界費用曲線）の右上に押し出されてしまう。EU の方針で始めたと言える電力自由化と FIT 導入の結果として結果的に天然ガスの排除が生じてしまったのであって、「ロシアへのエネルギー依存をなくしたい」という目的を実現するために自由化や FIT 導入という大掛かりな遠回りを仕組んだわけではあるまい。ただ、「ロシアからのエネルギーの自立」という主張は「天然ガス火力発電所がもったいない」という主張への反論に使えるから温存されているだけではないか。

ただ、発電手段という持ち札が多いほど、ロシアとの天然ガス価格の交渉は有利に進められる。また、経済学者の Hans-Werner Sinn は、火力発電所を閉鎖するというのは発電事業者の脅しだと言っている（電気新聞(2015) p.394）。自由化、低炭素という国際的な義務も果たし、従来の発電業者には低利潤を、電力消費者には高価格を押し付けつつ、地政学的な資源の確保を有利に運ぼうとしているとすれば、それはメルケル首相の深謀遠慮だということになるが、果たしてそうだろうか？福島事故後の脱原発も政党政治学的には不可避ではなかったものの、ドイツの有権者の Angst（電磁波や放射能への恐怖心）を前提とするとある意味で合理的ではあるのだが、原発、石炭火力発電、褐炭火力発電をすべて廃止するというのは対ロシアの持ち札を減らすことでもある。それも系統運用者に苦勞を押し付けて乗り切るつもりなのか。

日本の発電設備の場合は、原子力発電所だけが窓際に置かれており、そのために火力発電は震災後不足気味で増設してきた。ただ 2012 年からの FIT で急増してきた太陽光発電によって、特に九州電力では上記のように火力発電がバックアップ電源として下げ代と焚き増しの両方を強いられている。

2.5 風力発電大量導入による系統安定上の変化の可能性

本節では日本とドイツの風力発電が今後も増えた場合の系統安定上の変化の及ぼす影響の可能性について考察する。

2.5.1 風力発電に対する調整の特徴

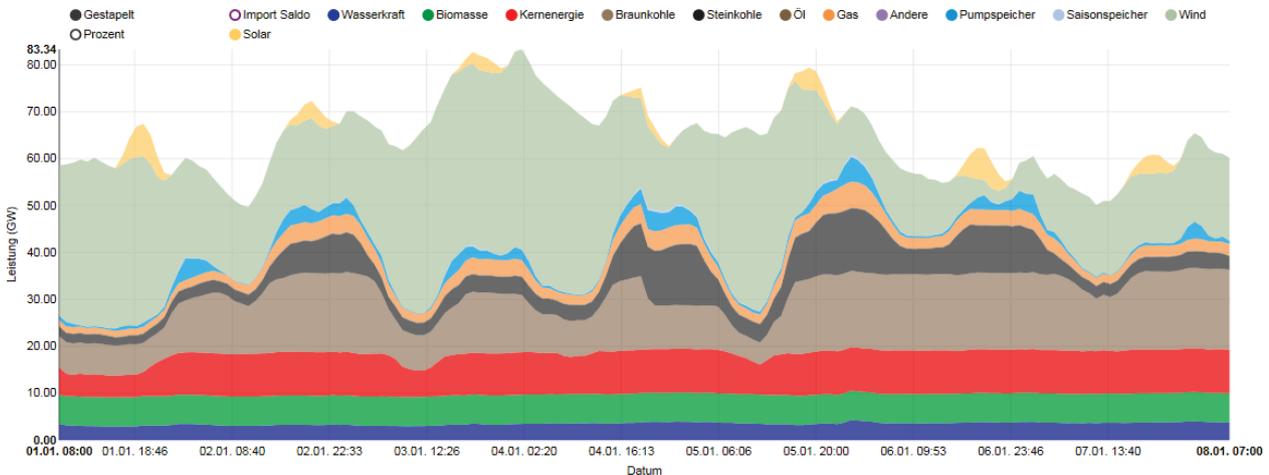
風力発電は図 2 には現れていない。九州は太陽光発電には適しているが、台風が多いため、風力発電には適していない。一方、風況の良い北海道や東北では、九州と同じく人口は少なくても、風力発電が増えたあとの風の強い日には、九州とは全く別の VRE 増大と系統調整圧力が生じるはずである。ドイツの再生可能エネルギー発電では、太陽光発電と風力発電がほぼ同量であるが、2012 年に導入された日本の FIT では、現在までのところ、太陽光が先行している。

風速は天気予報のよってある程度の予測は可能であるが、風力発電は、太陽光発電のように夜はゼロ、晴れていれば真昼がピーク、などという周期性がない分、需給調整上の問題は多い。太陽光発電は需要が一般的には少ない夜には供給もゼロであるが、風は吹くときは電力需要の少ない夜でも吹く。

風力発電には、「エアコンを使う夏の昼には太陽光発電も増える」というような、太陽光発電の「問題の少なさ」がない。

2.5.2 冬のドイツの風力発電量変動に対する調整 (1) —他の電源の出力変動による調整

図4 風力発電大量導入後のドイツの電力需給 (2018年1月第1週)



出典：Fraunhofer energy charts

https://www.energy-charts.de/power_de.htm?source=all-sources&week=1&year=2018

図4は2018年1月第1週のドイツの電力需給の構成を示したものである。冬なので太陽光発電は少なく、風力発電量が最大で電力需要の過半、40GW超に達している。この週のドイツの発電量の構成を図4の下から説明すると、

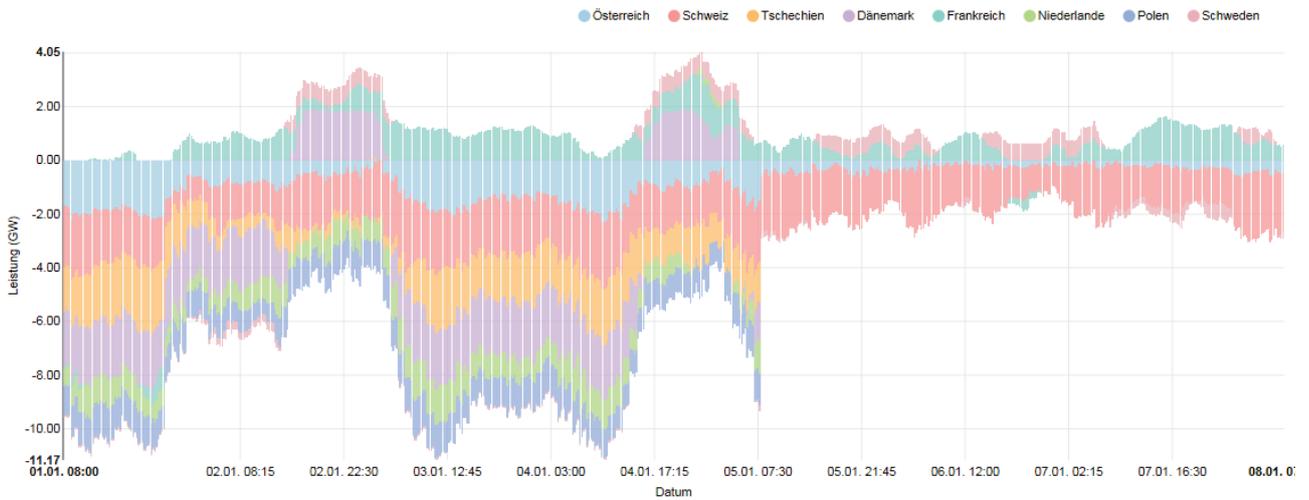
- ・流込式水力発電（濃青）とバイオマス発電（緑）はほとんど変動していない（ベース電源）。
- ・原子力発電（赤）も基本的にはベース電源であるが、風力発電量が多いときや、かつ電力需要が少ないときに限り、出力を抑制している（ドイツ国内ではこの週、4基の原発が、3GWから5GW発電している）。
- ・褐炭火力発電（褐色）は、1月5日以降ほぼ平坦であることから分かるように、細かい需給調整は担っていないが、必要時には大幅な出力抑制を行っている（ミドル電源）。
- ・石炭火力（黒）はドイツでは需要の変動や風力発電量の変動に追随するトップ電源である。
- ・天然ガス火力発電（オレンジ）は、石炭火力と比べると追随が少ないミドル電源である（これはドイツの天然ガス火力発電が発電だけではなく、自治体のコージェネレーションを担っていることが多いためである）。
- ・揚水発電（青）は、風力発電量の増減というよりは太陽光発電量を補完して朝夕に発電している。

2.5.3 冬のドイツの風力発電量変動に対する調整 (2) —輸出入による調整

図5に見るように、周辺諸国と系統連系しているドイツの電力需給には輸出入も加わっている。ドイツ国内の風力発電量が多いときは電力輸出量も多くなるが、電力輸入量が1GWを下回ることはない（輸入電力量はこの週、1GWから4GWの間を変動している）。原発大国のフランスからは、変動はあるものの常時電力を輸入しており、風の少ない日には水力発電国のスウェーデンからは変動の少ない電力輸入を行っている。最も風の少ない4日にはデンマークからも輸入している（デンマークは風況が良かったのだろうか）。

輸出量は2GWから10GWの間を変動している。常時電力を輸出している先はスイスであり、風力発電量が多いと輸出する先はオーストリア、チェコ、デンマーク、量は少ないがオランダ、ポーランドである。デンマークはドイツの風況によって輸出したり輸入したりしていることが分かる。

図5 ドイツの電力輸出入 (2018年第1週)

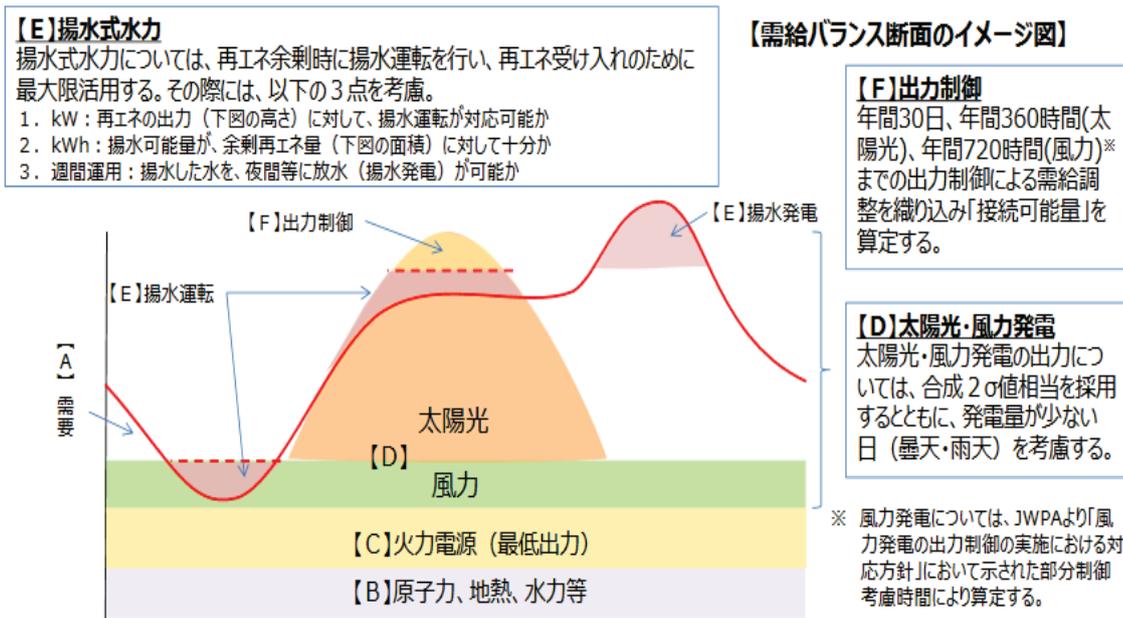


出典：Fraunhofer energy-charts

https://www.energy-charts.de/power_de.htm?source=import-export&week=1&year=2018

2.5.4 日本で想定される風力発電量変動に対する調整

図6 風力を含む需給調整



出典：資源エネルギー庁 (2016)

図6は、資源エネルギー庁が想定している、現時点の制度による風力を含む需給調整の概要である。その手段は【E】の揚水式水力が一つである。夜に風が吹いた場合は、昼に日照が強い場合と同様、揚水運転が必要になることが示されている。もう一つの手段が【F】の出力制御である。VREに対する出力制御も年間30日までなら可能である。

①出力制御

図6【F】に見るように、日本では風力の場合年間720時間までの出力制御が可能である。北海道電力等も「接続可能量」（現在は「2017年度算定値」「30日等出力制御枠」などという）を設定している。ドイツでも可能であるが、2017年改正までは有償であった。

②系統連系増強

Ackermann (2012) は、ドイツで風力発電の発電量増大が系統の容量が限界を超えたことに対して、長期的には送電系統の増強が唯一の解決策であると言っている。アルプス地方とスペインでの揚水発電増加、スカンジナビアの揚水発電との HVDC 連係線による接続を提案している (p.558)。

③揚水発電増設

長山 (2016) によると日本の揚水発電所は約 2700 万 kW (27GW) で、周波数調整が可能な可変速揚水発電所は世界に 16 基あるうちの 13 基が日本で運用されているという。可変速に限らず山国の日本は揚水発電所の適地であり、もし VRE の大量導入を続けるなら系統安定のためには増設が望ましい。

3 FIT の導入と見直し

ドイツの EEG2014 (2014 年再生可能エネルギー法) や EEG2017 (2017 年再生可能エネルギー法) は、再生可能エネルギーの大量導入にともなう、電力料金の大幅値上げなどの問題に対して、これからの設置については FIT (再生可能エネルギーの固定価格買取制度) を中止するものである。

再生可能エネルギー発電の普及度ははるかに少ないが日本の FIT 見直し (再エネ特措法等の一部を改正する法律 (2017 年 4 月施行)) が行われている。これはすべて系統安定性を破綻させないため、消費者の負担を増やさないため、勝ち組にもうけさせすぎないための改正である。ただしそれがどの程度問題を解決しうるかは別問題だし、最終的なエネルギーミックスがどうなるかもまだ流動的である。

以下、日独両国における FIT の導入と見直しを系統安定上の論点別に概観する。

3.1 ドイツにおける FIT の導入と見直し

2000 年に再生可能エネルギー法 (EEG2000) で、太陽光 50.6 セント/kWh、風力 6.19~9.10 セント/kWh などの 20 年間の固定価格買取 (補償 Vergütung, いわゆる FIT: Feed-In-Tariff) が始まった。補償金額は電力の市場価格より高く設定されており、その差額は消費者から賦課金として徴収する。

2004 年の EEG2004 では風力推進の抑制と補償率の引き下げ、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。

2012 年の EEG2012 では買い取りを全量から 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。再生可能エネルギーの割合が 25.4%になり (2013)、賦課金が消費電力 1kW につき 1.16 セント (2008) 3.59 セント (2012)、6.24 セント (2014) と増えたことにより、国民負担が 238 億ユーロ (2014) に達し、FIT の見直しが始まった。

2014 年の EEG2014 では EU の方針転換を受け、一定規模以上 (2014 年 8 月以降開始は 500kW 超、2016 年以降開始は 100kW 超) の再エネ発電事業者は、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。平均 17 セント (2014) だった補償金額を 2015 年以降に開始する発電施設については平均 12 セントにする (渡辺 2014)。

再生可能エネルギーの割合が 33%になり (2016)、賦課金は 6.88 セント/kWh (2017) になった。EEG2017 では①風力、太陽光、バイオマスによる新規の発電について入札制を導入し、

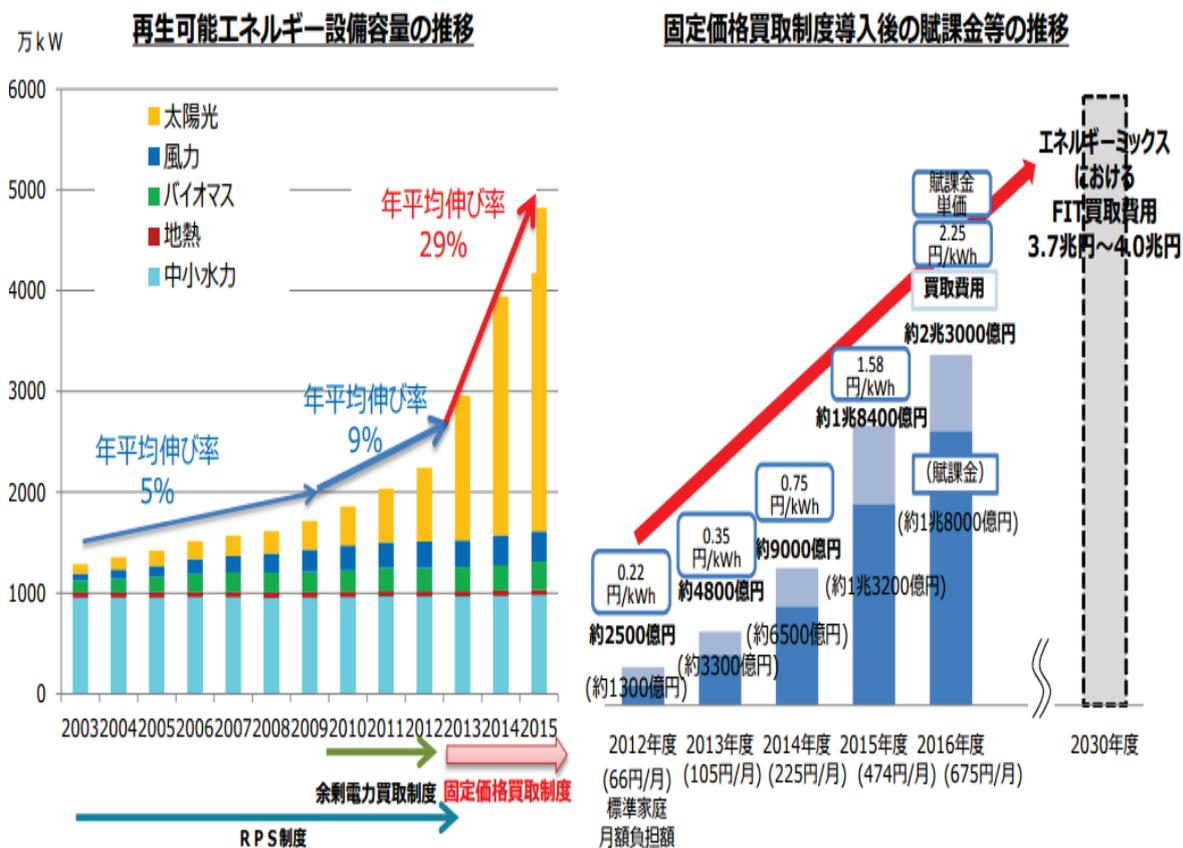
②送電システムの整備が遅滞している地域では、再生可能エネルギーによる発電が増えすぎないようにし、送電システムの整備と歩調を合わせるようになった(渡辺 2017)。

③アンシラリーコスト(系統安定のための調整費用)を発電業者が担うことになった。ただし、既存の再エネ施設に対しては固定価格買い取りが続くので、国民負担は少なくとも2020年代の前半までは増え続ける。

3.2 日本におけるFITの導入と見直し

日本では、FIT(Feed-In Tariff 固定価格買取制)が導入される前、2003年にRPS(Renewables Portfolio Standard・再生可能エネルギー利用割合基準)である「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」が施行されている。電気事業者に対して、一定割合以上の新エネルギー等電気の利用(自ら発電、他から購入、または他から相当量を購入)を義務づけるものである。そして日本のFITは、2012年7月に「再生可能エネルギー特別措置法」(FIT法)として施行された。

図7 再エネ発電の増加と国民負担の増大



出典: 資源エネルギー庁 (2017)

FIT法では、10kW以上の太陽光で20年間42円/kWh、20kW以上の水力で20年間23.1円などの固定的な調達価格で買い取るようになった。ただし年間30日以内の無補償出力抑制があるところが2017年までのドイツのFITと異なる。電気事業者は需要家に賦課金(0.22円/kWh。現行2.25円/kWh)を課すので、固定価格買い取りの費用は最終的には電力消費者が負担することになる。

日本の太陽光発電が9割を占める拡大によって国民負担は2016年で2.3兆円に達し、目標年度の2030年には3.7兆円~4.0兆円に達する(図7)。未稼働案件(補償金が高いときに申請だけしておいて、システムが安く

なるのを待って着工・稼働しない)、電力自由化への対応という課題もあった。

これに対して2017年4月施行の改正FIT法(「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(通称:FIT法)等の一部を改正する法律」)は、太陽光発電ばかりが多すぎる事態に対しては①大規模な太陽光発電に入札制度を導入して投資を抑制し、②未稼働案件への対策を講じ、③育てたいその他の再生可能発電(リードタイムの長い風力、地熱、中小水力、バイオマス)の予見可能性を高める優遇策を講じた(図8)。

図8 2017年FIT見直しの内容



出典: 資源エネルギー庁(2017)

3.3 各国のFIT見直しと日本の太陽光バブル

図9に見るように、韓国が2012年FITをやめてRPSを採用しており、スペインも2013年にFITを漸次的に中止し、ドイツでは2012年はFITによる太陽光バブルの最後の年だった。ところが日本は2012年になってRPSからFITに乗り換えた。日本が2003年から行っていたRPSは目標がゆるく、かつ投資推進策が不足していた(それだけに過剰な増大は起きなかった)。2011年3月11日午前に関議決定された時点では家族の賦課金が150円を超えない程度、という穏当な目標設定のFIT案だったが、菅首相の主導の下、国会審議の中で現行法に至った。

図7で見たように、高い固定的な買取価格のせいで太陽光発電は急増した。

2000年代のドイツを上回る普及の速度なので、このままFITを継続すれば国民負担はドイツをも上回ること

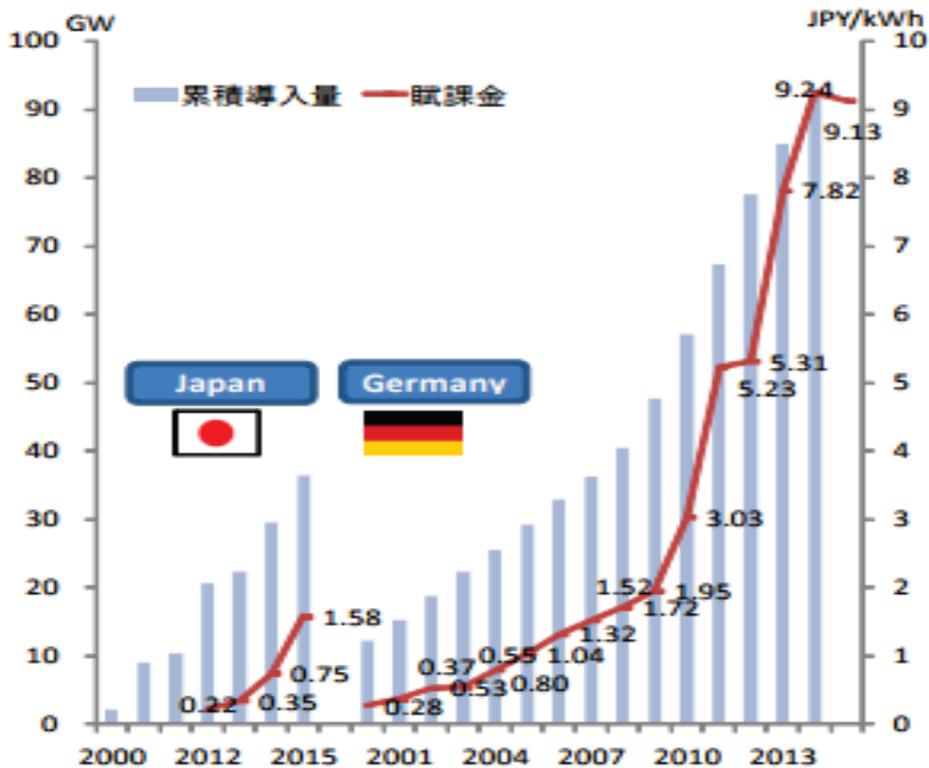
になる (図10)。

図9 各国の再エネ支援策の変遷

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	~	2010	2011	2012	2013	2014	2015	再エネ電力	目標・計画
日本						RPS				FIT				10.7%	2030年22-24%
韓国					FIT					RPS				3.7%	2022年10%
カリフォルニア					RPS									20.9%	2020年33%+
スペイン	FIT/FIP													29.6%	2020年40%
ドイツ			FIT									FIP		22.9%	2050年80%
イタリア					RPS					FIP				16.2%	2020年26.4%
イギリス					RO							CfD		11.4%	2020年31%

出典：伊藤 (2015)

図10 日独の賦課金の増大



出所：BMW Germany 及び資源エネルギー庁より作成

出典：伊藤 (2015)

FIT と RPS の違いは、RPS は売買交渉を経ての支援策であるのに対し、FIT は固定価格で優先的に買取るといふ計画経済的な制度である。

図11で、実線の両矢印が再エネ発電業者に支払われる。FIT は一定額が支払われる。FIP (Feed-in Premium) (差額) は市場価格と基準価格との差額だけが支払われる。FIP (固定) は支払われる差額が固定し

ている。RPS は買取り価格全体を相対取引で決定する。

図 11 再生可能エネルギー支援策の比較



出典：伊藤（2015）

日本は FIT を導入する前にスペインやドイツや韓国の反省を踏まえるべきだった。投資の刺激策を電力需要家からの再エネ賦課金の強制徴収で賄うのは市場メカニズムに反する。買取価格は実際の発電コストを反映し、市場の需給を反映するべきである。

システム価格が下落する中での下落の遅れがちな固定価格買い取りは発電業者を不当にもうけさせる。未稼働の業者だけでなく、しっかりした安全な支柱でメガソーラーをつくる業者もいる一方で、山や森を削って土砂崩れの危険のあるソーラーパネルを建設する業者もいる。低酸素社会のための制度で森林を破壊するのは本末転倒である。経産省か環境省によるアセスメントの制度を創設する必要がある。そして発電の対価についてはゆるやかな目標による RPS に戻すべきである。

投資に過剰な刺激を与えてまで太陽光バブルを継続させることは、系統安定のためのコストを他の発電業者や系統運営者に強い、再エネ賦課金による家計の圧迫を電力消費者に強い、自然破壊を日本の野山に強い。

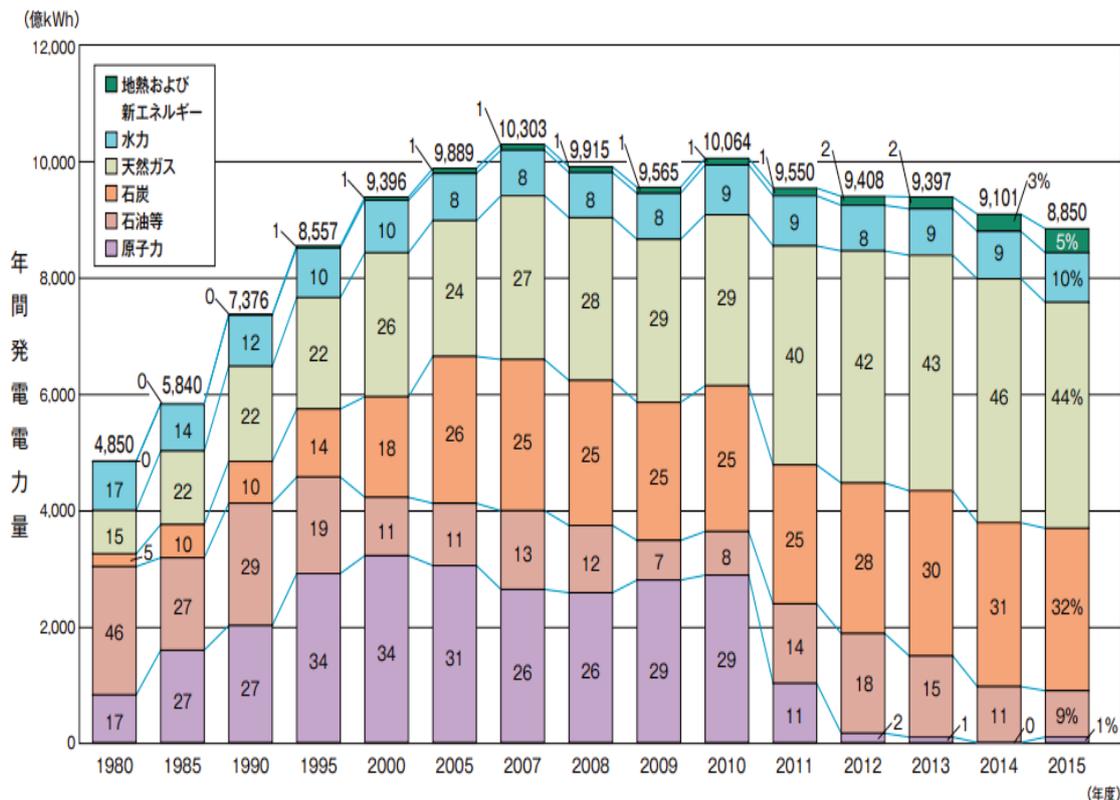
3.4 独仏合算、EU 合計は震災前の日本と似た電源構成

EU が 2013 年から FIT を制限する方針を出したのは、再エネの急速な導入がもたらした問題点を学習したからである。確かに系統安定性には柔軟化方策、アンシラリーサービス、ミッシングマネーには容量市場など、市

場や機関を使った対策は可能な問題は多い。その際に重要なのは政策のための負担にバランスをとることである。

図12に示す震災後の日本の電力構成は原発の再稼働が遅れている分、韓国と比べて安価なベース電力が欠けていると私は考えている（私が原子力発電の再稼働を支持するのは廃炉や補償や系統強化の原資を旧一般電気事業者に与えるためである。そうでないとますます電気料金負担増や税負担増が生じる。ランニングコストでは石炭火力と原子力は大差ないが、石炭火力発電所を増設するのと、既存の原子力発電所を再稼働するのでは、これからかかる費用では、バックエンド費用を算入しても建設費用がかからない分、後者がはるかに安価である）。再生可能エネルギーは増えてきてはいるが、原発停止を補完しているのは、再エネの増加より天然ガスの焚き増しが多く、天然ガスの焚き増しよりさらに2010年以降の電力需要の減少が大きい。人口が減り、省電力が進む中でのリバランスがこれからの課題である。

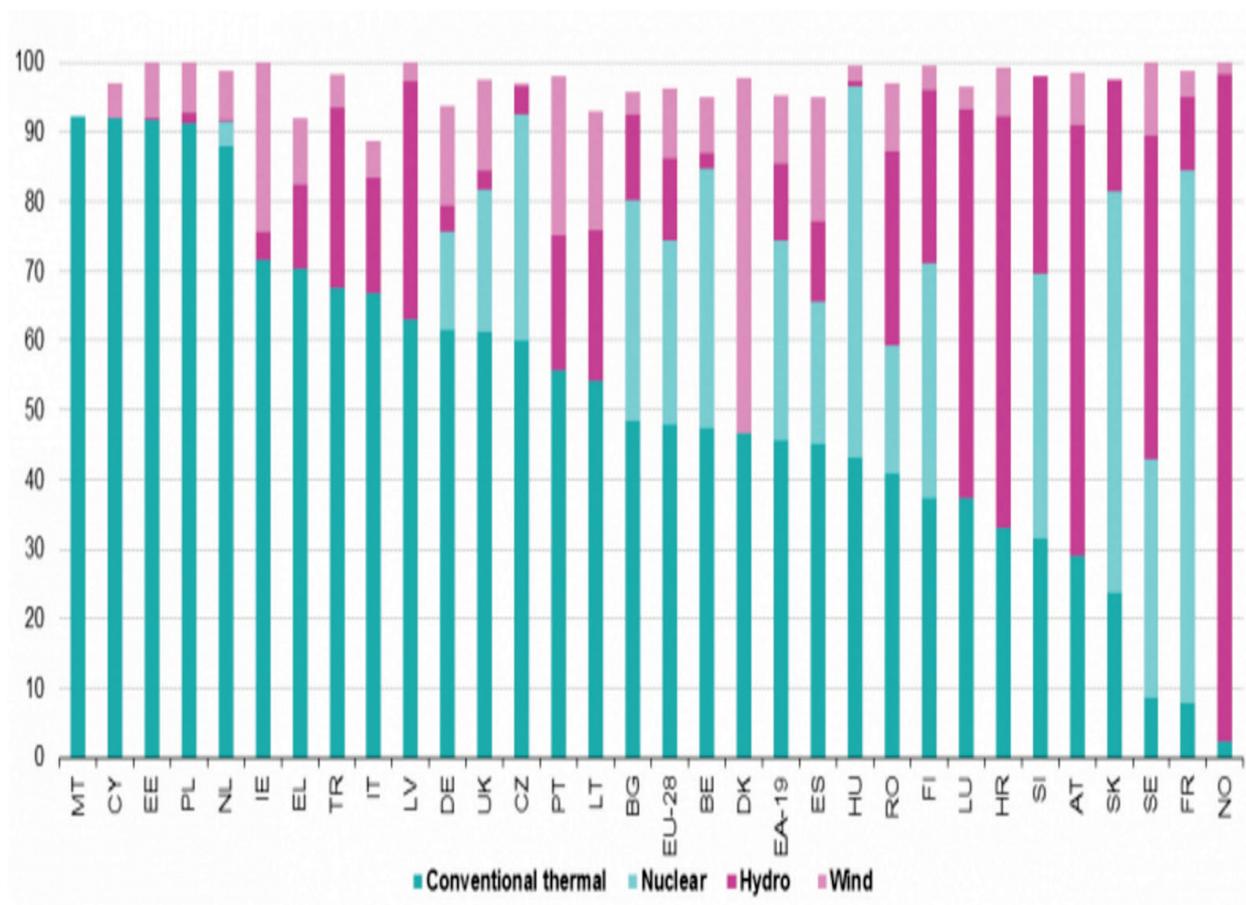
図12 日本の電源別発電電力量



出典：日本原子力文化財団 (2016)

図13はヨーロッパ各国の電源構成である。風力が6割、火力が4割というデンマークは、水力発電国ノルウェー、スウェーデンと連系している。ドイツ北部が風力発電の余剰電力を輸出しているオランダとポーランドはほとんど火力発電しかない国なので、ドイツから安い、時にネガティブプライスの電力を輸入することはさして負担にならない（と思える）。火力と風力のドイツは、隣接する上述の火力国や、原発大国フランスと補完しあっている。ユーロ28カ国の合計は火力、原子力、水力、風力のベストミックスになっている。日本や韓国のように単独でのバランスを考える必要はないが、補完によって結果的にバランスがとれている。

図 13 ヨーロッパ各国の電源構成



出典：Eurostat（2017）

4 結論

本稿では、電力消費者の負担増だけでなく、太陽光発電拡大が電力系統運営に及ぼす新たな影響、それ並行して生じつつある電力需要の平準化、風力発電が今後拡大しても系統安定性自体は保たれること、について考察した。影響の具体例として、2017年4月30日の九州電力の電力需給を観察し、揚水発電の昼夜逆転を指摘した。また2018年度1月第1週のドイツの電力需給もケースとして観察し、ドイツにおける風力発電の変動が他の電源の出力抑制や電力輸出で吸収されている現状を見た。他に、電源間のバランスの変化がもたらす将来の系統安定費用についても考察した。

さらに、FIT がもたらす VRE（Variable Renewable Energy 太陽光発電、風力発電という自然変動電源）の拡大が、先発国の電力料金の値上げという社会経済的な負担を増大させていることを見た。それに起因するドイツと日本の FIT 見直しを概観した。

以上の考察から得られた結論は以下の通りである。

①VRE（Variable Renewable Energy 太陽光発電、風力発電という自然変動電源）の拡大は、現在日本で行われている天然ガス火力発電等の操作可能な電源によるバックアップだけでなく、揚水発電、系統連系増強、出力抑制で調整することが可能である。

②需要平準化は、VRE 大量導入の下では今までとは逆に需給調整のためのコストを増大させる。

③FITの導入も世界的な動向であったし、FITの見直しも世界的動向である。見直しの背景には電力消費者の負担増がある。日本ではFIT見直しを徹底させないと、ドイツではすでに終わった太陽光バブルが今後も拡大する可能性があり、それは電力料金の値上げと、規制がなければ一部の業者による自然破壊を拡大するおそれがある。

④FIT見直しを徹底させ、ゆるやかな目標によるRPSに復帰してVREの急速すぎる拡大、電力消費者の負担の増大を避けることが必要である。

なお、本研究の貢献は、①太陽光発電拡大にともなう揚水発電の役割の変化を石光(2016)永山(2016)に続いて明らかにしたこと②人口減等による電力需要減少が電力需給調整に及ぼす影響を、Ackermann(2012)について日本に関しても明らかにしたことである。

5 今後の研究課題

日本の将来の電源構成については、FIT見直しによるVRE拡大の速度が減速するかどうかという論点の他には、原子力発電再稼働の速度が需要家負担の増加の速度にどう影響するかという論点があるだけであるが、ドイツの将来の電源構成については、自由化によるミッシングマネーに対する容量政策の動向や、現政権が原子力発電だけでなく褐炭発電も廃止しようとしていることの影響を次の研究課題としたい。また、ドイツの電力のネガティブプライスや、輸出先の諸国の電力需給との関係についても調べたい。

6 参考文献・参考URL

- アカデミア・コンソーシアムふくしま(2016) アカデミア・コンソーシアムふくしま「発電所見学会2016」(2016年8月26日) <http://acfukushima.net/u-renkei/program1/922/>
- 石川(2017) 石川和男「九州電力～作られ過ぎる太陽光発電をどこに流すのか・・・？」霞が関政策総研 Blog by 石川和男(社会保障経済研究所代表)(2017年7月12日) http://blog.livedoor.jp/kasumigaseki_soken/archives/50400805.html
- 石光(2016) 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」『会津大学短期大学部研究紀要』第73号
- 伊藤(2015) 伊藤葉子「再生可能エネルギー支援策の変遷～国内外の制度事例から得る日本のFIT見直しへの示唆～」(2015年8月) <http://eneken.ieej.or.jp/data/6241.pdf>
- 九州電力(2017)九州電力「2017年度 経営計画の概要」(2017年6月2日) <http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0076/5472/iy09lk3.pdf>
- 資源エネルギー庁(2014)資源エネルギー庁省エネルギー対策課「省エネ法の改正について」(2014年4月1日)
- 菅沼(2016)菅沼祐一「日最大電力データからみた東日本地域での夏期のピーク時電力消費の減少動向の分析と考察」『環境科学会誌』29(6) 296-304
- 電気新聞(2015)電気新聞「電力新生記第4部ドイツエネルギー大転換」(電子版)(2015年3月17日)
- 電力広域的運営推進機関(2017)電力広域的運営推進機関「平成29年度供給計画の取りまとめ」(2017年3月) https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/170330_torimatome.pdf

長山 (2016) 長山浩章「我が国における揚水発電所のありかた -可変速揚水発電の価値をもっと評価すべき-」(2016年12月1日)

http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/occasionalpapers/occasionalpapersno7

日本原子力文化財団 (2016) 「原子力・エネルギー」図面 http://www.ene100.jp/map_title

資源エネルギー庁 (2017) 「改正 FIT 法施行に向けて」(2017.1)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/017_01_00.pdf

資源エネルギー庁 (2016) 各社接続可能量 (2016年度算定値) の算定結果 (2016年11月)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/009_08_01.pdf

Ackermann (2012) Thomas Ackermann 編『風力発電導入のための電力系統工学』(2013年11月) オーム社

Eurostat (2017) Eurostat, *electricity production and supply statistics*, May 2017

http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production_and_supply_statistics

IEA (2009) 国際エネルギー機関風力実施協定第25分科会「風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用」(2009年) https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/wind/images/IEA_WIND_Task25_Ph1_JP.pdf

IEA (2014) 国際エネルギー機関「電力の変革 風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値」(2014年) NEDO <http://www.nedo.go.jp/content/100643823.pdf>

