



電力自由化と再エネ急拡大がもたらしたものの 日本はドイツの教訓を活かした議論を

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 古澤 健
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 澤部 まどか

ドイツでは、低炭素社会の実現やエネルギーセキュリティ確保の必要性を背景に、再生可能エネルギー(再エネ)電源の普及が推し進められてきた。今回は、わが国でも今後、システム改革のもと、再エネの普及を進めていく上で参考となるよう、ドイツにおける再エネの大量導入が電力市場や系統に与えている影響について紹介する。

ドイツの電気事業体制と電気料金の概要

ドイツでは、1996年のEU(欧州連合)指令を受けて、1998年にエネルギー事業法(EnWG)を改正し、小売の全面自由化を実施した。小売全面自由化後、エネルギー事業者間の統合・合併を経て、RWE、E.ON、EnBW、Vattenfallが4大電気事業者として発

電・送電・配電・小売を垂直統合型で行って来た。その後、4大電気事業者は2000年代に、部門別に会社を分離してきている。

最近では、2007年のEU指令の影響と競争法違反の疑いを払拭するため、2010年にE.ONが送電部門をオランダの国営送電事業者TenneTに総額約11億ユーロ(約1540億円^{*1})で売却した。続いて、Vattenfallも送電部門(現在の50Hertz)をベルギーの民間送電事業者Eliaとオーストラリアの民間インフラファンドであるIndustrial Funds Managementにそれぞれ株式の60%と40%を総額約8億ユーロ(1120億円)で売却した。

EnBWとRWEの送電部門は法的分離(Independent Transmission Operator化)の状態にある。このうちRWE

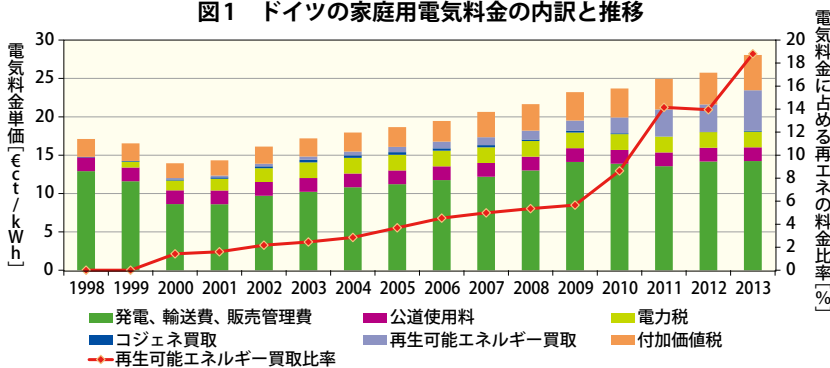
は2011年、送電子会社(Amprion)の株式の大半をドイツのCommerz銀行の投資信託子会社であるCommerz Realやスイスの保険会社Swiss Lifeに売却し、現在の保有比率は25.1%となっている。

こうした経緯を経て、現在のドイツの送電部門は、これら4つの送電系統運用者(Transmission System Operator、以下TSO)によって運用されている。

配電・小売部門では、1998年の小売全面自由化以前から地方公営の小規模な事業者が多数存在してきた。小売全面自由化後、その多くは4大電気事業者の傘下に統合されたものの、現在も約900の事業者が存在している状況である。

ドイツの家庭用電気料金の推移を見ると、小売全面自由化当初は低下傾向にあったものの、2000年代以降、上昇傾向が続いている(図1)。要因の1つは、電源構成の約40%を占める石炭^{*2}と約10%を占める天然ガスの価格上昇である。また、近年の料金上昇要因として最も大きいのは、再エネの固定価格買い取り制度(Feed-in-Tariff、以下FIT)による費用負担である。この結果、電気料

図1 ドイツの家庭用電気料金の内訳と推移



出所: BDEW(ドイツのエネルギー・水道事業者連合)を元に電力中央研究所により作成

*1 本稿では1ユーロ=140円として示す。

金の約20%を買い取り費用が占める状況になっている。

固定価格買い取り制度による再生エネルギーの導入促進

ドイツではFIT導入により、再生エネルギーが急拡大した(図2)。

FITは、再生エネルギー事業者にとって、長期間、固定価格での買い取りが保証されるという利点がある。しかし、電気料金に占めるFITによる費用負担の割合が増大している。これを受

けてドイツ環境省は、このまま再生エネルギーの導入が進めば、需要家の電気料金負担がさらに増加するとして、再生エネルギー導入促進策の抜本的な見直しを提言している。ただし、FITは、20年間一定額で買い取ることを定めているため、制度を見直したとしても、直ちに需要家の負担が軽減するとは限らない。

さらに、急拡大する再生エネルギーは、電気料金以外にも、卸電力市場、系統運用、発電所の稼働状況ないし発電

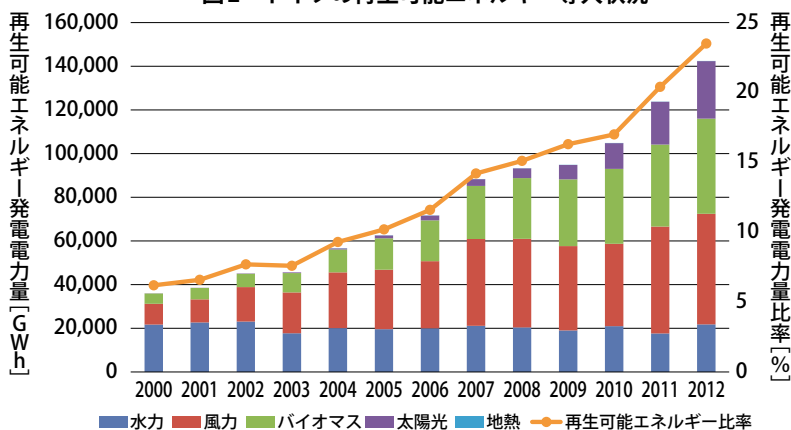
所の投資インセンティブに影響を与えている。以下ではこれらの影響について見ていくことにする。

失われる効率的・合理的な価格形成

ヨーロッパの卸電力取引所の一つであるEuropean Power Exchange(以下、EPEX)では、翌日の電力を取引する前日卸電力市場(以下、前日市場)が運用されている。図3は、2008年9月～2013年8月のドイツの前日市場の価格推移と価格帯別の発生頻度を示している。これを見ると、取引価格が0ユーロを下回る負の値を示しているケースがある。ドイツの前日市場では、再生エネルギー増加に伴う供給電力量の急増を背景に、2008年9月に負の市場価格(需要が少ない時間帯などに発電事業者がお金を払って電力を卸すこと)での取引が認められている。

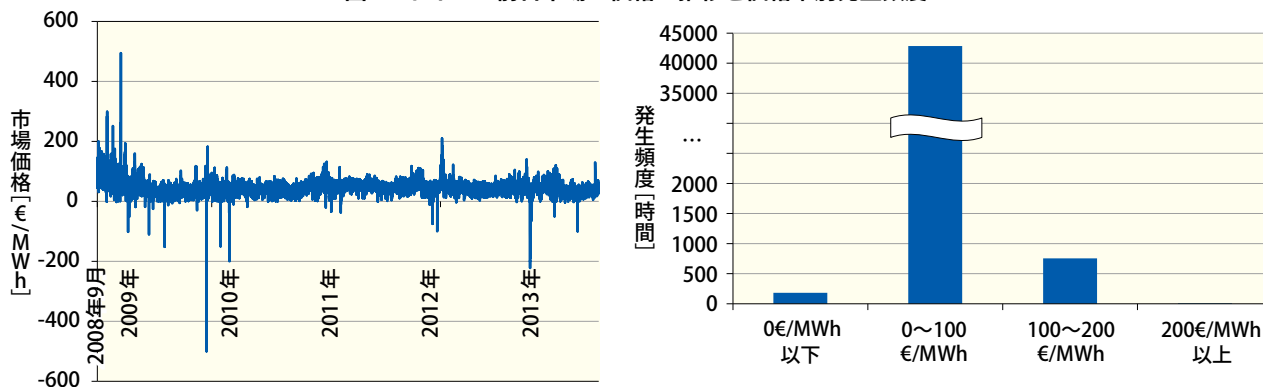
FITの導入により、再生エネルギーによる発電電力は配電系統運用者(Distri

図2 ドイツの再生可能エネルギー導入状況



出所: BMU(ドイツ環境省)を元に電力中央研究所により作成

図3 ドイツの前日市場の価格の推移と価格帯別発生頻度

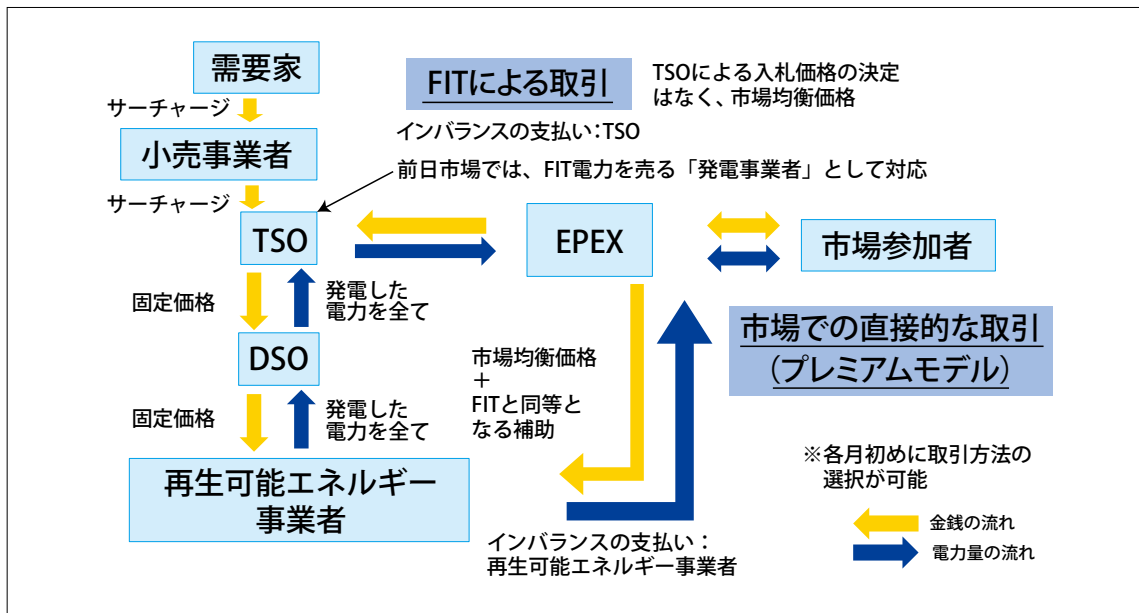


出所: EPEX を元に電力中央研究所により作成

※2 ドイツは、石炭資源が豊富にあり、石炭を政策的に保護してきた歴史がある。



図4 ドイツの再生可能エネルギー電力の前日市場での取引の流れ



bution System Operator、以下DSO)を通して、TSOに固定価格で買い取られている(図4)。2009年以降、TSOは、買い取った再エネに価格をつけずに卸電力市場で売り入札にかけ。そして、TSOはDSOを通して再エネ事業者から買い取った固定価格と卸電力市場で売る価格の差額を全ての需要家からFITサーチャージとして回収する。

他方、再エネ事業者がDSOやTSOを介さずに、直接、卸電力市場で取引することも認められている。さらに、この取引を促進するため、2012年から再エネ事業者がFIT価格と毎月の卸電力市場の平均価格との差額をプレミアムとして受け取ることが可能となっている。2014年の夏からは、法改正により、新設の一定規模以上の再エネはFITではなく、プレミアムモデルでの販売が義務づけられること

になった。プレミアムモデルでの販売が義務づけられる新設の規模は、段階的に引き下げられる。2014年8月からは500kW以上、2016年1月からは250kW以上、2017年1月からは100kW以上となっている。また同時に、各年に買い取り発電枠が設定され、買い取り発電枠に対する導入容量に関連して、プレミアムの引き下げ幅が決まる制度が導入された。

こうしたFITやプレミアムモデルのもと、TSOによって高い価格で買い取られた再エネ電源の電力が、卸電力市場では低価格で取引されるため、発電コストの高い従来型の火力電源の電力が落札されることが難しくなっている。この結果、ガス火力は待機状態を余儀なくされ、稼働率が減少傾向にある。必然的に利益率も低下し、火力発電所の廃止が検討されるようになってきている。

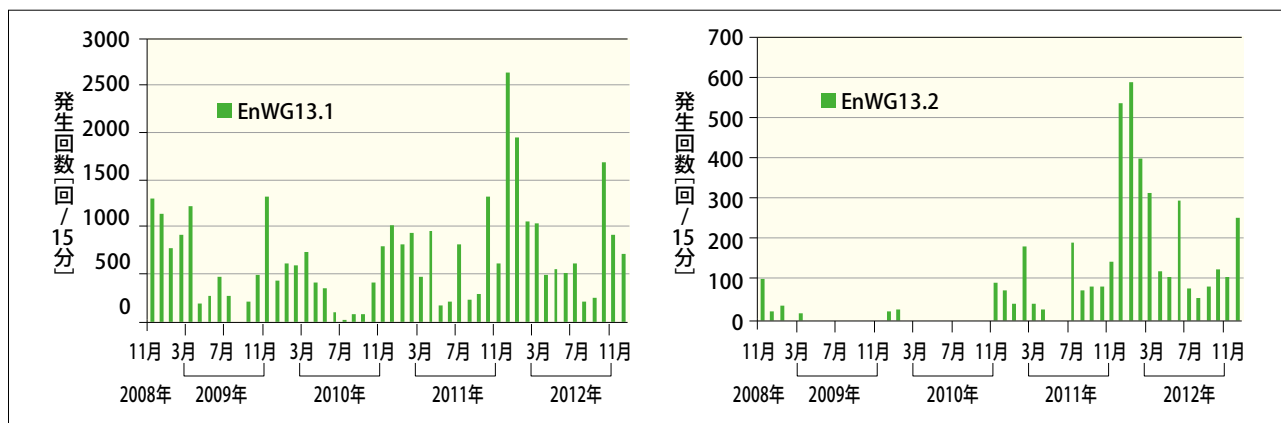
需給調整能力不足による停電リスクの増大

前日市場での発電事業者と需要側の需給計画が決まった後は、TSOが系統制約の違反の解消を行う。しかし、制約違反が残る場合、TSOはやむを得ず、エネルギー事業法13条(1)や13条(2)(以下、EnWG13.1、EnWG13.2)に基づく再給電指令を行う。

まず、EnWG13.1による再給電指令とは、安定供給を阻害するような場合の再エネ電源以外の従来型電源への出力調整の要請を指す。EnWG13.1により発電事業者が出力調整をする場合、調整に要する費用はTSOにより支払われる。この費用は託送料金として最終的に需要家から回収される。

また、EnWG13.2による再給電指令とは、EnWG13.1でも解決できなかった場合の再エネ電源も含めた全電源

図5 再給電指令の増加の推移



出所：50Hertzを元に電力中央研究所により作成

対象の出力調整を指す。実需給までの時間がない場合などは、EnWG13.1による再給電指令と同時、もしくは、EnWG13.2による再給電指令が直ちに行われる。EnWG13.2による再給電指令は、系統指令の最終手段であるため、再給電指令の発動回数に上限はない。この制度のもと、50Hertzのエリア内では、年間2億ユーロ(約280億円)を再給電指令に費やしている。なお、再エネ事業者は、再給電を引き起こす要因になったとしても、そのために必要な費用を支払う義務はない。

近年は、出力変動の大きい再エネの増加に伴う系統制約の課題に対応するため、EnWG13.1やEnWG13.2による再給電指令が増加している(図5)。一方で、先述したような卸電力価格の低下が、新たな電源投資へのインセンティブを削いでいる。供給力確保対策の動向について、以下で紹介したい。

電源への規制導入と将来動向

系統運用を維持するために必要な

供給力を確保するには、ドイツの需要地の中心部である南部にも電源が必要である。しかしながら、卸電力市場の価格が低下していることから、採算がとれない電源が休廃止する傾向にある。そこで、現在のエネルギー市場では採算がとれない電源のうち、系統運用に必要な電源に対して、廃止規制やWinter Reserve (WR) という制度が導入された。廃止規制のもとでは、電源の廃止を望む事業者は、TSOに申請して承認を得た場合のみ電源を廃止できる。廃止規制により、廃止が認められなかった電源と休止していた電源がWRとして、連邦ネットワーク庁の許可のもと、メンテナンス費用をTSOから受け取り、高需要の冬季の緊急時の発電に備える。例えば、2013年から14年にかけての冬季は、2,540MWの供給力が必要とされている。

ただし、WRは相対契約で行われるため、透明性に欠ける点が指摘されている。この課題に対応するため

の代替案として、スウェーデンやフィンランドで導入されている、競争入札制度による、Strategic Reserveという制度がある。この制度は、需給が逼迫した緊急時のみ利用する電源をTSOにより確保するものである。

さらに、将来的には北部の電源も含めてドイツ全体で供給能力不足になる可能性が懸念されており、そのためには、容量市場の導入が必要であるという意見もある。ドイツの容量メカニズムは議論中であり、今後の議論の進展が注目される。

ドイツでは、優遇政策により再エネ電源が想定以上に急増したため、卸電力市場、系統運用、設備投資にまで様々な影響を及ぼしている。また、こうした影響に対応するため、ドイツでは、火力電源の廃止規制や、火力電源投資に対する補助など、自由化と相反する状況も招いている。わが国でも今後、再エネの導入促進と電力市場の自由化を進めていくにあたり、ドイツの教訓を活かした議論をする必要があるだろう。E