

ドイツ：2014年上半期の再エネ発電実績と電力取引市場¹

新エネルギー・国際協力支援ユニット

新エネルギーグループ

本年7月に発表されたフラウンホーファー太陽エネルギーシステム研究所（Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE）のレポート²によると、ドイツの2014年上半期の再エネ発電量³は前年同期から約10TWh増加して81 TWhを記録し、総発電量⁴（263TWh）の31%に達した。再エネ発電増加量の大部分は風力と太陽光発電が占め（それぞれ4TWh）、再エネ発電量の内訳は、風力（26.7TWh）、太陽光（18.3TWh）、バイオマス（25.6TWh）、水力（10.5TWh）となる。

一方、再エネ電力の増加に伴って石炭、原子力、天然ガスの合計発電量⁵は、前年同期比、約16TWh減少して182 TWhとなった。減少量の大部分は石炭と天然ガス発電が占め（石炭9.2TWh、天然ガス5.6TWh）、原子力発電量は微減であった。石炭、原子力、天然ガス発電量はそれぞれ、120.6TWh⁶、45TWh、16.6TWhとなる。

本年4月、上記研究所から発表されたレポート⁷によると、2014年第1四半期の一日前取引卸電力月平均価格⁸は3 ユーロセント/kWh⁹で2002年以降の最安値である。また、一日前取引

¹本稿は経済産業省委託事業「国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外省エネ等動向調査）」の一環として、日本エネルギー経済研究所がニュースを基にして独自の視点と考察を加えた解説記事です。

²“Electricity production from solar and wind in Germany 2014” 参照

<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf#search=Fraunhofer+Institute+for+Solar+Energy+System+s+ISE%2C+Electricity+production+from+solar+and+wind+in+Germany+2014>

³ 発電設備能力は風力（35GW）、太陽光（37GW）、バイオマス（8GW）、水力（6GW）

⁴ 100MW以下の石炭および天然ガス発電所の発電電力、および、自家発電分は含まない。

⁵ 発電設備能力は石炭（49GW：褐炭21GW、瀝青炭28GW）、原子力（12GW）、天然ガス（28GW）

⁶ 内訳は褐炭（69.7TWh）、瀝青炭（50.9TWh）。

⁷ “Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014”（Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE）参照

<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/electricity-spot-price-and-production-data-in-germany-2014.pdf>

⁸ 1998年の電力自由化後、電力は卸電力取引所のスポット市場で取引されている。取引所は欧州電力取引所（European Power Exchange (EPEX SPOT)）で、オーストリアの分と合わせてスポット取引（一日前取引と当日時間前取引）が行われる。EPEX SPOTではフランス、スイスの電力スポット取引も行われる。ドイツの再生可能エネルギー発電事業者が、固定価格での買取ではなく市場での直接販売を選択する場合に、電力市場価格に上乗せして支払われる市場プレミアムはスポット市場の月平均価格によって決められる。

⁹ 3.6 ユーロセント/kWh（1月）、3.4 ユーロセント/kWh（2月）、3.0 ユーロセント/kWh（3月）。4月、5月、6月の詳細は不明だが、4 ユーロセント/kWhを下回っていると推定される。

卸電力月平均価格は過去4番目の最高値¹⁰ (5ユーロセント/kWh) を付けた2011年以降継続的に低下し、2014年も低下傾向が続いている。一方、月平均取引量は20TWhを超えた¹¹。

当日時間前取引卸電力価格は2月16日（日）と3月16日（日）の午前0 - 8時の間マイナス¹²となり、最低価格はそれぞれ、マイナス5.4ユーロセント/kWh、マイナス6ユーロセント/kWhを記録した。いずれの場合も電力需要が低下する時間帯で、かつ、強風のため風力発電量が大幅に増加して全発電量の約60%を占めている。

このような特異な現象が起こったのは、供給サイドでは強風のため風力発電量が大幅に増加することが見込まれたため石炭火力、天然ガス火力発電所は発電量を削減したが、石炭火力、特に褐炭火力発電所の操業柔軟性が乏しく十分な削減ができなかったこと、また、削減作業にコストが掛かることから敢えて必要量の削減をしなかったこと、更に、風力発電の当日の発電量が前日の見込みよりも大きく増加したことが原因として挙げられる。

卸電力スポット市場の活用により、最も効率的で価格競争力のある電源から順番に使用することができる¹³。しかしながら、風力や太陽光発電の限界費用はほぼゼロであり、これらの再エネ電力が今後益々増加すると限界費用の大きい化石燃料電源が市場から駆逐される圧力が高まる。実際、天然ガス発電量は近年継続的に減少し、2014年上半期の発電量は2010年同期の半分まで減少している。当日時間前取引卸電力価格がマイナスとなる特異減少が起こった背景には発電見込みが時に大きく異なる風力発電が大量に導入されたことがあると言える。

お問い合わせ : report@tky. ieej. or. jp

¹⁰ 約7ユーロセント/kWh（2008年）が過去最高値。

¹¹ 取引量は総発電量の約45%に達していると推定される。

¹² 買い注文も売り注文もマイナス値を付けることが許容されているスポット市場において、買い注文量が少なく、限界コストが極めて小さい風力などの発電量が極めて多い場合、買い注文線と売り注文線がマイナス値で交差する。“Impact of renewable power in the wholesale market price formation” (EPEX SPOT) 参照

http://www.theapex.org/images/uploads/David_Assaad-Effect_of_Wind_Energy_on_the_European_Power_Exchange.pdf

¹³ ドイツのスポット電力価格が高い時は隣国から安い電力が輸入され、反対にドイツのスポット電力価格が低い時はオランダ、オーストリア、スイス、ポーランドなどの隣国に輸出されている。2014年第1四半期の実績は約18TWhのネット輸出となり、この傾向が継続すれば、過去3番目に多い輸出量を記録すると見込まれている。