

京都大学大学院経済学研究科  
再生可能エネルギー経済学講座  
ディスカッションペーパー

**再エネ市場統合とアグリゲーター/直接市場家/VPP、BG/BRP**  
ー ドイツにおける EEG2012・2014 を中心に ー

**Market Integration of RE, Aggregator/ Direct Marketer/ VPP and BG/ BRP**  
Focusing on German EEG2012 and 2014



2021 年 1 月  
January 2021

京都大学大学院経済学研究科  
特定講師  
中山琢夫

**Takuo Nakayama**  
Senior Lecturer,  
Graduate School of Economics  
Kyoto University



## 再エネ市場統合とアグリゲーター/直接市場家/VPP、BG/BRP

— ドイツにおける EEG2012・2014 を中心に —

### Market Integration of RE, Aggregator/ Direct Marketer/ VPP and BG/BRP

Focusing on German EEG2012 and 2014

京都大学大学院経済学研究科 特定講師 中山琢夫

Takuo NAKAYAMA

Senior Lecture, Graduate School of Economics, Kyoto University

#### Abstract:

The "2050 Carbon Neutral Declaration" and the subsequent "Green Growth Strategy" announced "Japanese Renewable Energy (RE) ratio of 50-60% in 2050". This industrial policy, which aims to create a virtuous cycle of economy and environment, has finally made it comparable to the world in this field. The RE ratio in Japan is approaching the stage where a level of about 20% can be seen in 2019. At this point, Japanese RE, which has been promoted by FIT, has begun to discuss in earnest the introduction of a market-linked sliding FIP system in addition to FIT from 2022. It would be worthwhile to review what happened during German EEG2012 and how it changed towards EEG2014. This paper focuses on the discussions in Germany during this period. In EEG2012, a market premium system was introduced for the purpose of guiding RE to the market, then it will develop into the FIP system of EEG2014. The change from FIT to Market Premium (later FIP) scheme will significantly change the behavior of power producers. Many aggregators, direct marketers, and VPPs will appear in direct market trading of RE instead of FIT. The direct incentive was the management premium. After the integration period, VPP has grown to the BG/BRP level and is playing an active role.

**Keywords:** Market Integration of RE, Aggregator, Direct Marketer, VPP, BG/BRP

#### 要旨

「2050年カーボンニュートラル宣言」、それに続く「グリーン成長戦略」によって、2050年の日本の再エネ比率50-60%が公表された。経済と環境の好循環につなげるためのこの産業政策によって、当該分野でようやく世界に肩を並べることになった。日本における再エネ比率は、2019年の段階でおおよそ20%の大台が見える段階に差し掛かっている。ここに来て、これまで固定価格買取制度（FIT）によって導入が推進されてきた日本の再エネも、2022年度よりFITに加えて市場連動型の変動型市場プレミアム制度（FIP）制度を導入することが、本格的に議論され始めた。この段階に適合するであろう、ドイツのEEG2012時期にはいったい何が起こったのか、その後EEG2014に向けてどう変わったのか、レビューしておくことは有意義であろう。

本稿では、とりわけこの時期のドイツ国内の議論に焦点を当てる。EEG2012では再エネを市場に誘導することを目的として市場プレミアム制度が導入され、その後EEG2014のFIP制度へと発展していく。FITからFIPへの変更によって、発電事業者の行動は大きく変わる。再エネをFITではなく直接市場取引するにあたり、アグリゲーター・直接市場家・VPPが多く出現する。その直接的なインセンティブは管理プレミアムであった。統合期後のVPPは、BG/BRPレベルまで成長して活躍している。

**キーワード：**再エネ市場統合、アグリゲーター、直接市場家、VPP、BG/BRP

## 1. はじめに

2020年10月、「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが菅内閣総理大臣により宣言され、12月25日には「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が公表された。これは、「経済と環境の好循環」につなげるための産業政策と位置づけられる。この成長戦略において、電力部門の脱炭素化は大前提であり、再生可能エネルギー（再エネ）は最大限導入を図るとされる。2050年には発電量の約50-60%を再エネで賄うことがポイントになる。

日本における再エネの電源構成は、2019年の段階でおよそ20%の大台に達成する時期に差し掛かっている。ここにきて、これまでFIT（Feed-in Tariff）によって導入が推進されてきた日本の再エネも、2022年度よりFITに加えて市場連動型の変動型FIP（Feed-in Premium）制度を導入することが、本格的に議論され始めた。

FIPは、発電事業者が卸電力取引所等に直接販売する再エネ電力に対して、特定技術ごとに定められたプレミアムを付与する制度である。従来型の大規模集中型発電所とは異なり、多くの再エネ発電所は、一般的に小規模分散型である。さらに、FITの適用を受ける再エネ発電事業者は、一般送配電事業者（TSO・DSO）が固定価格で全量買取してくれたから、卸電力の市場取引になれておらず参入へのハードルが高い。

分散型の再エネ電力を直接市場取引するためには、その再エネ電力を取り纏めてして、卸電力市場や需給調整市場でトレーディングを行うようなプレーヤーが重要な役割を担う事になる。このようなプレーヤーは、アグリゲーターや直接市場家と呼ばれている。さらに、こうしたアグリゲートしたアセット（リソース）としての物理的な発電所群をあたかもひとつの発電所として制御する、仮想発電所（VPP: Virtual Power Plant）が数多く生まれ、その後統廃合が進んだ。

2012年、ドイツの再エネの電源構成は22%と言われた。この年の再生可能エネルギー法改正で、直接市場取引を行う発電事業者に対してプレミアムが支払われる市場プレミアム制度が導入され、2014年からは本格的なFIPの適用へとつながっている。その後もドイツの再エネは成長を続け、2018年には40%を越えたとも言われている。本格的に導入が議論される日本のFIPも、ドイツ型が応用とされている。

日本でも近年、FIPを見据えたアグリゲーター、VPP事業が注目されようとしている。ドイツにおけるアグリゲーター、直接市場家、そしてVPP事業規模の増加は、2012年の再生可能エネルギー法（EEG）において市場プレミアム制度が導入されたことが直接的なインセンティブとなっている。本稿ではまず、再エネの直接市場取引とVPP事業がドイツにおいて盛んになってきたこの時期に焦点を当て、EEG2012、EEG2014で再エネ取引がどのように展開されてきたのかを検証する。その後、VPP事業の現在と将来を展望し、バランスンググループ(BG)/需給調整責任会社（Balancing Responsible Party, BRP）との整合性について検討する。



## 2. ドイツにおける再エネ市場統合政策（EEG2012、2014）

2010年代前半、再エネ発電が拡大し続けるヨーロッパにおいて、EU加盟国は、再エネとくに変動性再エネの増加を、既存のエネルギーシステムや電力市場に統合するという課題に直面していた。この時期EU加盟諸国は、2020年目標に合致させるように、様々な取り組みを行っていた。

例えば、ドイツにおける2012年の再生可能エネルギー法(Erneuerbare Energien Gesetz: EEG)では、2020年までに最低35%の電力供給を再エネでまかない、2050年までにはその割合を80%にまで上昇させることを目的としていた。そのためには、大規模なベースロード発電所を中心とした集中型エネルギーシステムを、小規模分散型の再エネ技術のミックスに置き換えていかなければならない。こうした技術は、風力発電や太陽光発電の変動性電源が重要な役割を担うが、当時はまだかなりの課題を提起していた(BMU, 2011; Neubarth, 2011; Hiroux and Saguan, 2010)。

まず、電力システムの安定性の確保と経済効率のためには、発電事業者に対する短期だけでなく長期の市場シグナルが重要となる。ところが、この時期の多くの再エネ技術は、当時の市場価格ではまだ競争力が十分ではなく、依然として公的支援が必要であるとされてきた。投資に十分なインセンティブを提供しながら、再エネ発電を市場の価格シグナルに合致させる方法を模索していた。

再エネの特定技術毎に価格を定める固定価格買取制度(FIT)は、再エネ拡大・促進のために成功した手段であることは明らかである(Haas et al., 2011; Mitchell et al., 2006; Ragwitz et al., 2007)。しかしながら、優先的な買取や給電ルールと組み合わせることで政府によって管理される固定価格買取制度は、価格的にも量的にも、発電事業者を市場の価格シグナルから保護する結果となっている(Brandstätt et al., 2011; Wustlich and Müller, 2011)。

費用効率的なエネルギーのミックスを実現するためには、再エネ技術を永久に競争から切り離れたままにすることはできない。投資と生産の決定を希少性のシグナルと整合させる必要性が、市場統合のチャレンジとして浮き上がってくる。つまり、全てのエネルギー技術に均衡する電力価格を通じて、電力市場の配分プロセスに再エネを含めることである(Gawel and Purkus, 2015)。

エネルギー・オンリー・マーケットでは、市場の均衡価格は、限界費用を基にした需要と供給によって時間毎に決定される。しかしながら再エネ市場統合の課題は、代替的な市場デザインや、エネルギー・オンリー・マーケット市場と容量市場の組み合わせなどに関連してくる(Kopp et al., 2012)。

さらに、電力供給のセキュリティの課題として、電力システムの安全性を常に確保する必要がある。需要を考慮しないような、変動性の風力や太陽光からの発電は、電力システムの安定性に対して追加的な負担をかける。同時に、電力システムのその他のバランスング費用が増加し、システム全体の費用効率が低下する可能性もある。

例えば、2010年のドイツのエネルギーミックスでも、電力システムの地域的な混雑の増

加や電圧の変動はすでに観察されており、TSOによる短時間の介入が必要となっている(Brandstätt et al., 2011; Borggreffe and Nüßler, 2009; TenneT; 50Hertz)。さらに、とくに風力発電が多く発電し、需要が低い状況が同時に発生すると、卸電力取引所ではネガティブプライスのスパイクが発生する可能性があり、これには多大な経済的コストが伴うことがある(Brandstätt et al., 2011; Andor et al., 2010; Nicolosi, 2010)。

このような再エネの増加によって、システム統合のための追加的な課題がもたらされる。つまり、再エネもまた電力系統安定性に関する責任を受け入れ、バランシングサービスを提供し、発電を需要に合わせて調整する必要がある。もっとも基本的な問題は、再エネの市場導入体制から体系的に統合された市場価格体制へ、どのように制度的移行を設計するかにある。

このような課題に対処するための政策オプションとして、再エネ発電事業者に、卸電力市場価格にプレミアムを上乗せするプレミアム体系が、EU加盟国においていくつか実施されている(Eclareon and Öko-Institut, 2012; RES LEGAL, 2012)。しかし、このような制度の設計は、再エネ支援のための国内政策と同様に、国毎に大きく異なっている(Kitzing et al., 2012)。

いわゆる市場プレミアムの目的は、再エネ発電事業者に市場取引を経験させ、市場の需要を指向する発電に対してインセンティブを提供することにあつた。同時に、小規模施設など一部の再エネ発電所は、直接市場取引が困難になる可能性があるため、以前の固定価格買取制度も引き続き有効とされた(Fraunhofer-ISI et al., 2011)。

この並行的な市場統合のためのオプションとしての市場プレミアムは、再エネを支援するという根本的な目的を変更することは意図していない。市場ベースの体制への将来の移行のための基盤を準備することを目的としていた。以下、変動型プレミアムスキーム(Sliding Premium Scheme)の例として、ドイツの2012年の再生可能エネルギー法で導入された、市場プレミアム制度の有効性と効率性を、Purkus et al.(2015)、Gawel and Purkus (2013)をもとに検証する。

## 2.1 EEG2012における市場プレミアム制度

2012年再生可能エネルギー法(EEG2012)が施行されてから、再エネ発電事業者は固定価格(FIT)の適用を受けるか、月次ベースの変動型市場プレミアムを受け取るかを選ぶことができた。特定の要件を満たしていれば、発電事業者は再エネ電力を直接市場に販売することで、EEG賦課金を削減分から利益を得ることができる。再エネ発電事業者はまた、優先的な系統アクセスルールの恩恵を受け続けたまま、直接市場取引を選ぶことができた。

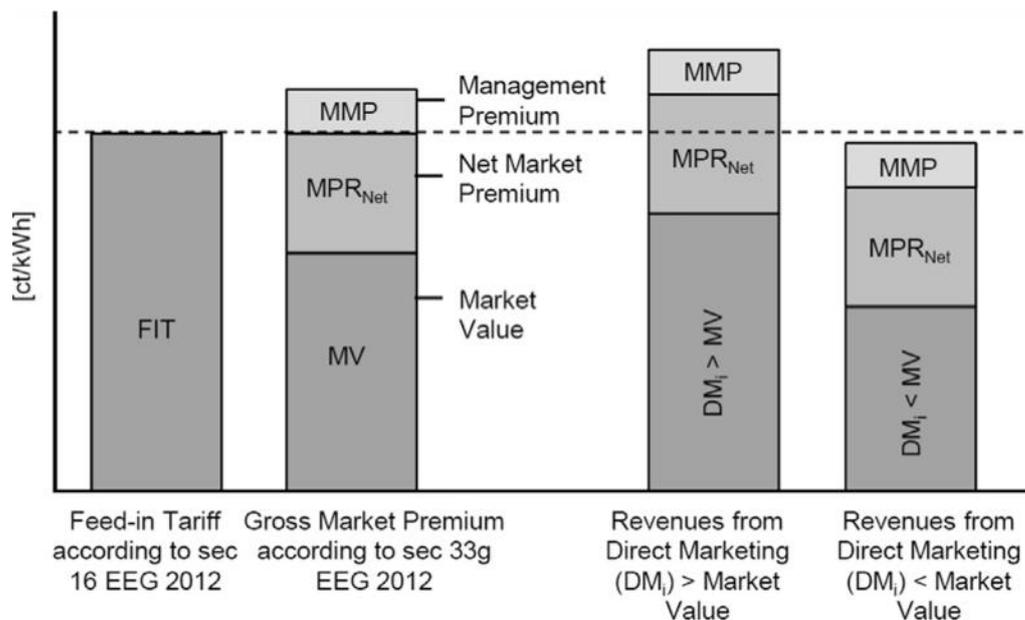


図1 ドイツの市場プレミアム制度の概要

出所：Gawel and Purkus (2013)

注：FIT：Feed-in Tariff (固定価格買取制度); MV: Market Value (市場参照価格); MPR<sub>Net</sub>: Net Market Premium (ネットの市場プレミアム); MMP: Management Premium (管理プレミアム); DM: Direct Marketing (直接市場取引)

FITの制度では、再エネ電力はTSOの責任においてスポット市場に卸売りされる。市場プレミアムの体系、または別の方法で直接販売する事を選択する発電事業者は、自分たちで電力を卸売りしなければならない。一方市場プレミアム制度では、発電事業者には、FIT価格と市場参照価格 (MV: Market Value) との差額が、ネットの市場プレミアム (MPR<sub>Net</sub>: Net Market Premium) として支払われていた。さらに、直接市場参加から生じる追加の費用をカバーすることを目的とした管理プレミアム (MMP: Management Premium) を受け取る。これには、実際の発電が予測から外れた時に発生するbalancingコストや、市場取引を取り扱うためのコストが含まれる (図1)。

EEG2012において設定された市場プレミアムの価格設定は、図1の左側二本の棒グラフで示されている。基本となるのは、それまでと同様に算定された左端のFIT価格である。このFIT価格を基準として、月ごとに算定される市場参照価格 (MV: Market Value) との差額が、ネットの市場プレミアム (MPR<sub>Net</sub>) としてTSO・DSOから発電業者に支払われる。さらに、直接市場取引の導入によって新たにかかるであろう費用が、管理プレミアム (MMP) として上乗せして助成されていた。

基準となるMVは毎月算定されるが、実際に発電した電力を直接市場に卸売り (DM: Direct Marketing) する場合には、ドイツでは15分ごとに定められる電力市場価格によることになる。右から二本目の縦棒は、実際の直接卸売り価格 (DM<sub>i</sub>) が、基準とされる市場参照価格 (MV) より高い場合 (DM<sub>i</sub> > MV) を示している。逆に、右端の縦棒は、実際の直接卸売り価格 (DM<sub>i</sub>) が、基準とされる市場参照価格 (MV) よりも安

い場合 ( $DM_i < MV$ ) を示している。

右から二番目の縦棒の状況 ( $DM_i > MV$ ) 時に発電して市場に卸売りすることができれば、管理プレミアム分を加えて、さらに高い売電額を発電事業者は得ることができる。この高い売電額を狙って、アグリゲーターや直接市場家、VPPといったサービス事業者が生まれた。FIT適用時と比べて上積みとなった利潤を、こうしたサービス事業者と発電事業者が分け合うようなビジネスモデルである。一方、右端の縦棒の状況 ( $DM_i < MV$ ) 時に発電して市場に卸売りすれば、FIT適用時と比較して発電事業者が得る売電額は低くなるリスクもある。

ネットの市場プレミアムの算出基準となる市場参照価格は、欧州電力取引所EPEX-SPOTの時間料金(hourly price)に基づいて月ごとに計算される。ディスパッチ(給電指令)が可能で変動性ではない再エネ電源の場合、市場価格はスポット市場における実際の時間毎の算術平均価格に等しくなる(EEG 2012 annex 4 no. 2.1)。

風力や太陽光発電には、技術固有の相対的な市場価格が使用されていた(EEG 2012 annex 4 no. 2.2 et seqq.)。なぜならば、風力による電力は、需要が低く、電力市場価格が安いときに頻繁に発生するのに対し、太陽光からの電力は、電力市場価格の高かった日中に発電のピークを迎えるからである。

結果として、ディスパッチ可能な再エネ電源と比較すると、風力発電は比較的低い市場価格を受けがちなのに対し、太陽光発電は比較的の高い市場価格を受けがちであるとも言われていた(Sensfuß and Ragwitz, 2011; Lehnert, 2012)。

管理プレミアムもまた、ディスパッチできるものとそうでないものに分類される。ディスパッチできないものについては、大幅に高いプレミアムを受け取る(Sensfuß and Ragwitz, 2011)。しかしながら、管理プレミアム価格は毎年著しく低下しており、風力・太陽光についてはその後さらに引き締められている(表1)。

表1 EEG2012における管理プレミアム料金

注：EEG 2012, annex 4 no. 2.1 et seqq., and the Management Premium Ordinance (MaPrV) 2012.

出所：Gawel and Purkus (2013) より作成。

年	ディスパッチ可能 再エネ電源	風力・太陽光 EEG2012(旧)	風力・太陽光 EEG2012 (新)	
			遠隔制御付	その他
2012	0.300	1.200		
2013	0.275	1.000	0.750	0.650
2014	0.250	0.850	0.600	0.450
2015以降	0.225	0.700	0.500	0.300

単位：ct/kWh

つまり、市場プレミアム制度(MPS)にしたがって発電事業者に支払われるプレミアムの合計(グロスの市場プレミアム)は、技術固有のFIT価格の差として決定される変動性のネットの市場プレミアム(MPR<sub>Net</sub>)と、管理プレミアム(MMP)で構成される。



さらに、MPSは、再エネの市場統合およびシステム統合のための枠組みを改善することを目的としたいくつかの手段によって補完される。例えば、MPSを使用するバイオガスパラントの場合、柔軟性プレミアムが追加的なインセンティブをえることができる。このプレミアムは、より柔軟な発電のために必要となる、追加的なストレージ（貯蔵）や発電容量の投資コストを補償する(sec 33i EEG)。

## 2.2 ドイツの市場プレミアム制度の目的

ここでは、ドイツの市場プレミアム制度を分析するために、この制度を通じて推進しようとする原則的な目的を3つに分けてみる。第一に（狭義的な）市場統合、第二にシステム統合、第三に直接市場取引である。

### 2.2.1 （狭義的な）市場統合

再エネ電源の補償を平均市場価格レベルに参照させることで、プレミアム制度によって、価格リスクを市場参加者にさらけだすことができる(Eclareon and Öko-Institut, 2012)。この制度では、発電事業者の収入は、原則として電力市場によって決定される。

### 2.2.2 システム統合

さらに、プレミアム制度は電力システムの安定性を維持し、需給をバランスさせるのに貢献する。再エネ発電事業者には調整力・アンシラリーサービスを供給するインセンティブが働き、需要に応じた電力供給が推奨される(Eclareon and Öko-Institut, 2012)。

### 2.2.3 直接市場取引

最後に、プレミアム制度では、再エネ発電事業者の電力市場への直接参加を増やすために、流通経路を変更することが推奨される。経済的な観点からすれば、それ自体で目的を構成するものではないが、市場とシステム統合の目的を提供している。

ドイツの市場プレミアム制度は、再エネ電源の市場統合を促進するために、発電事業者が「受動的な参加者から、能動的な市場参加者」に進化するためのインセンティブを提供することを目的としている。FITから直接市場取引にスイッチングすることで、発電事業者は市場のオペレーションを経験することができ、同時に市場価格と強く整合した生産決定を行うことが推奨される。

需要が高い時間帯に売電すれば、市場価格は高いため、発電事業者は、市場プレミアムの平均価格よりも高い収入を得ることができる。固定価格のFITと比較しても、収入を改善することができる。高い収入を得るチャンスを提供することで、ネットの市場プレミアム (MPR<sub>Net</sub>) は、流通経路を変えるインセンティブを提供している。一方管理プレミアム (MMP) は、直接市場取引に参画するための取引費用等の費用リスクを補償することを目的としている。

需要が高く供給が少ない時間帯に発電をシフトすることによって、より高い収益を得る可能性は、需要志向の発電を推奨することを意味している。これは、再エネのシ

システム統合を改善することにつながる(BMU, 2011; Neubarth, 2011)。ここでの目的は、直接市場取引への参加を増やすことだけではなく、電力システムの効率に関する発電行動の変化にインセンティブを与えることにある。

ある見積もりによると、再エネ発電行動のこうした変化は、2010年比で、2015年に4.25億ユーロ、2020年には6.7億ユーロを節約するという。こうした削減は、主にディスパッチ可能な再エネ発電パターンの変更によって実現される。ただし、変動性の再エネ電源の場合、電力供給の柔軟性を高めるためにはストレージシステムへの大規模な投資が必要になる(Consentec and R2B Energy Consulting, 2010)。

これらの点は、市場プレミアム体系の含意に関する議論につながったが、ネットの市場プレミアム(MNP<sub>Net</sub>)は、風力・太陽光発電事業者が需要と供給を調整するための、少なくとも短期的なオプションを模索することを奨励している。例えば、電力市場のネガティブプライス(負の価格)に対応するための自主的な出力抑制、メンテナンス計画を需要の少ない時間へ調整することなどが挙げられる(Fraunhofer-ISI et al., 2011)。

さらに中期的には、市場プレミアム体系は、より柔軟な発電所設計とエネルギー貯蔵システムの開発に対してインセンティブを与えるべきである(Fraunhofer-ISI et al., 2011)。この体系は、FITと比べて、フィードイン(系統流入)の予測の質を改良するだけでなく、発電事業者と市場参加者の間の情報交換をより直感的に改善することが期待される(Möhrlen et al., 2012)。こうすることで、直接市場取引における発電事業者が負担しなければならない、予測エラーの調整するための費用が削減される(Sensfuß and Ragwitz, 2009; Consentec and R2B Energy Consulting, 2010)。

しかしながら、再エネ発電の需要志向の高まりは推奨されているものの、直接市場取引に参加している再エネ発電所の電力系統への優先給電ルールはそのままである(sec5, 8 and 9 EEG 2012)。結果として、市場プレミアム体系の再エネ発電事業者は、発電したい量を供給でき、一方で系統安定性の理由で出力抑制された場合には補償が受けられるという、高い確実性を保持していた(sec 11 and 12 EEG 2012; Schumacher, 2012)。

狭義の再エネ発電の市場統合の拡大は、ドイツの市場プレミアム制度の主たる目的ではない。その後の制度設計では、ネットの市場プレミアムは、市場平均価格とFITの差額をカバーすることになり、一般的な価格リスクをほぼ完全に排除している。そのため、電源構成に関する決定は、市場の力ではなく、公的に管理されているフィードイン補償によって指示されたままである。

この時点で、発電事業者を市場価格リスクの拡大にさらすことは、市場プレミアム制度の目的ではなかった。なぜならば、このことは計画の確実性を低下させ、再エネ電源への投資意欲を低下させるからである(Sensfuß and Ragwitz, 2009)。そこで、以下の議論では、直接市場取引とシステム統合の側面に限定して進める。

### 2.3 EEG2012の市場プレミアム制度の結果

2012年に市場プレミアム制度が導入されて以来、直接市場参加の数は、成功裏に増



加している。2014年には、EEGによる支援が適用可能な導入容量の49%が、市場プレミアム制度の下で市場参加している（図2）。同時に、直接市場取引によって再エネ電源に対する支援の大部分が置き換えられたが、この支援のないその他直接市場取引オプションは、実質的には無関係である（図3）。

当初は、特に風力発電の大部分が市場プレミアムに切り替えたが、同時に他の再エネ発電の参加も増加した。2014年4月には、おおよそ60%のバイオマス発電も市場プレミアムモデルに優位性をもっており、太陽光発電の参加も13.3%となっている。実際の市場統合目標に関して、ドイツの変動性市場プレミアム制度は、量的な意味では成功しているといえるだろう。

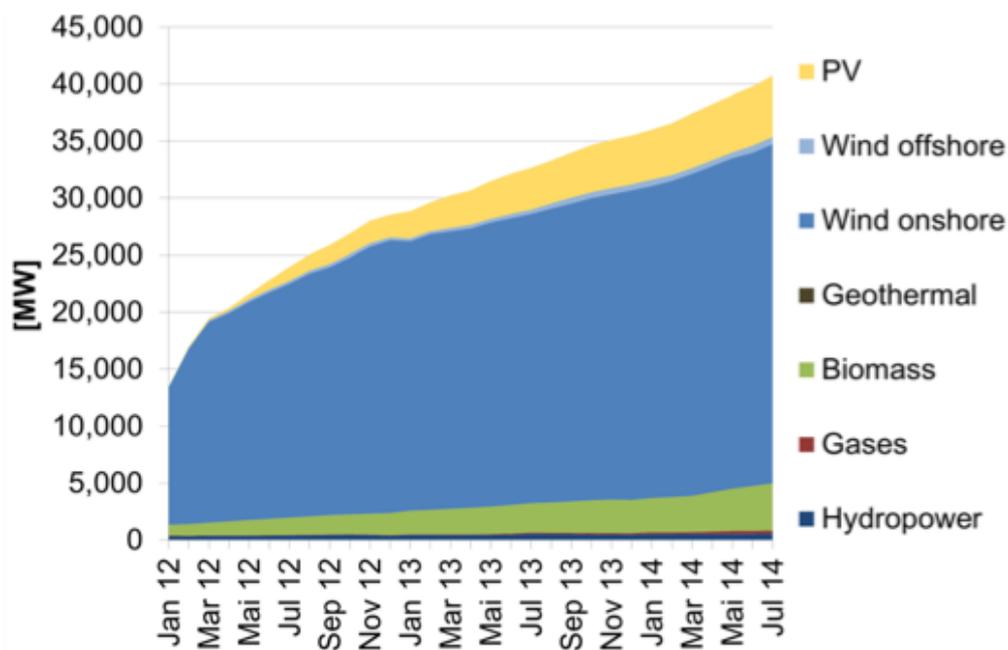


図2 市場プレミアムモデルによる導入容量（2012-2014）

注：ここでのガス(Gases)には、埋立・下水ガス等が含まれる。

出所：Purkus et al., (2015) based on 50Hertz et al., (2014)

## 2.4 再エネ電源の効率的な市場、直接市場家と管理プレミアム

固定価格のFITの下では、平準化スキーム規程（§ 2, AusglMechV）に従い、再エネ電力は前日または当日のスポット市場で取引される。このFITと比較して、変動性市場プレミアムは、以下の場合、より効率的な市場取引となるだろう。

- (a) 直接市場取引によって、市場の取引費用が減少する場合
- (b) 再エネ発電のフィードイン量のよりよい予測と発電所ポートフォリオのよりよい管理の結果として、エネルギーのバランスング費用が減少する場合（例：発電所を遠隔制御する等）
- (c) 市場取引形態をより革新的にし、取引する市場の選択を最適化することによって、

再エネで得られる価格を高くできる場合（例：当日市場や前日のスポット市場、需給調整市場、相対取引等）

これらが市場プレミアムモデルに適用できるかどうかは、以下の点に注意が必要になる。まず、多くの再エネ発電所の設置事業者は、エネルギー分野で確立された従来型のプレーヤーではない。つまり、彼らのほとんどは、中央的な電力市場に発電した電力を直接販売するために必要なインフラも、知識も持ち合わせていない。

再エネ発電所のオペレーターを市場に誘導するためには、電力を取引するトレーダーを介することによってのみ可能であった。このトレーダーは、直接市場家と呼ばれている。直接市場家は、再エネ発電所設置事業者へのサービス提供者として機能する。その機能は、発電・系統流入量予測、系統運用者とのコミュニケーションスケジュール、予測誤差の価格補償など、広範囲に及ぶ。

直接市場家は、再エネ発電量予測と電力市場価格に基づいて、FIT体系の適用範囲内に留まるか、あるいは直接市場販売するかについて、再エネ発電所の設置業者に代わって最初の決定を行う。直接市場販売を選ぶ場合、彼らは再エネ電力が売りに出される時間・量・市場を決定する。直接市場家は、電力取引所における取引を可能にするのに必要な特定のインフラにアクセスすることができる。

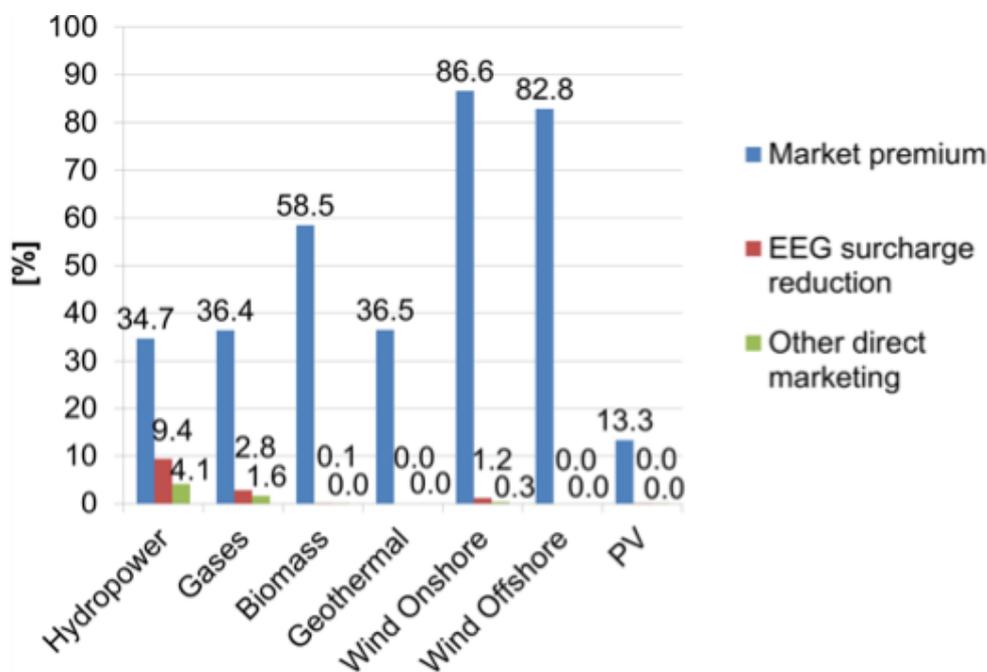


図3 EEG対象直接市場取引の容量シェア（2014年4月時点）

注：ここでのガス(Gases)には、埋立・下水ガスが含まれる。

出所：Purkus et al., (2015) based on 50Hertz et al., (2014) and Bundesnetzagentur

取引費用の削減について、TSOを介したFIT制度での販売に比べると、当初は追加的な費用が発生しているともいえる。さらに、あらたな市場取引費用の大部分は固定費が占めるため、この費用は規模の経済の影響を受ける。管理するポートフォリオが大



きいほど、エネルギーのバランスを取るためのコストが低くなる。ポートフォリオが大きいほど、予測の精度が高くなるためである。このことは、取引費用の観点からは、大規模な直接市場家はTSOに近づいてゆくことを示唆している。

市場プレミアム制度のもとで、直接市場取引による追加的な費用のおおよその部分は、管理プレミアムによって提供される。2012年には、この費用は約4億6700万ユーロに達したものの、2013年には管理プレミアム料の引き下げにより、推定3億5400万ユーロから4億ユーロが支払われた(50Hertz et al, 2014; MaPrV, 2012)。

ただし、この管理プレミアムは、実際の取引費用ではなく、主として直接市場取引に関連する追加的な支援の費用の指標として機能している。とりわけ、2012年には直接市場取引のための費用を過剰に支援することで高収益が発生した。その後、変動性再エネ電源の管理プレミアム料金が大幅に引き下げられることが判明した。ただし、EEG2012に準規した管理プレミアムは、直接市場取引のビジネスモデルの基本となっている。管理プレミアムが減少する制度設計は、市場家にとってのコスト圧力を増大させている。

風力発電および太陽光発電の直接市場取引において使用される市場チャンネルは、前日および当日スポット市場であり、TSOが使用するものと同じである。スポット市場価格は、市場価格(MV)を算出するために使用されるため、この市場そのものは市場プレミアム制度によって支援されているといえる。

変動性の再エネ電源の場合、この頃急速に拡大にしていた仮想発電所(VPP)ネットワークを構築することで、再エネ電力の直接市場取引に革新的な変化が見られる。風力発電・太陽光発電の直接市場取引によって達成された効率の利点は、主として、新しい設備だけではなく既存の設備にとっても、遠隔制御機能を付けることで、リアルタイムの発電量を管理するためのインセンティブを与えたということになる。

一方バイオマス(バイオガス)設備は、需給調整市場にも多数参加している。バイオマスCHP設備は、原則的に熱利用と組み合わせて利用できる柔軟性オプションがある。他の再エネ電源と違ってより特徴的な概念が必要となるものの、柔軟性オプションの分、直接市場取引は効率を高める可能性が高い。

調整力を供給することのできるバイオマス・水力発電を除いて、再エネ電源が使用することのできる市場は、TSOによってすでに採用されているものとほとんど同じである。2014年頃には、再エネ電源の直接市場取引は市場取引コストの増加につながるとも言われていた。この取引コストをTSOのみが市場取引する場合に匹敵するレベルまで下げることが、主として規模の経済性を活用することによって達成される。直接市場家間の強い価格競争は、集中を促進させる可能性があるとも言われていた。

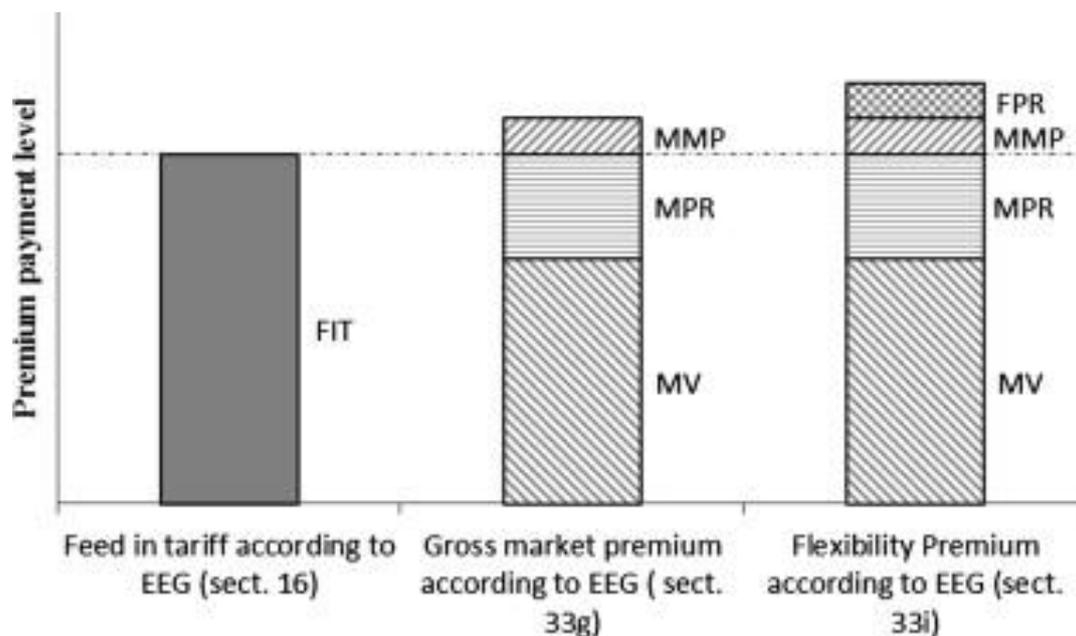


図4 柔軟性プレミアム（FPR）の概念図

出所：Hahn et al. (2014)

注：FIT：Feed in Tariff (固定価格買取制度); MV: Market Value (市場参照価格); MPR: Market Premium (市場プレミアム); MMP: Management Premium (管理プレミアム); FPR: Flexibility Premium (柔軟性プレミアム)

## 2.5 需要志向の再エネ発電と柔軟性に対するインセンティブになっているか

市場プレミアム制度が下記の点を推奨するようなインセンティブを設定することで、再エネ発電において、より需要指向のフィードインとより大きな柔軟性が実現されうる。

- (a)電力市場価格がネガティブプライス時の、自主的な出力抑制
- (b)変動性電源の場合、市場価値（MV）の最大化に念頭に置きながら、システム要件に沿った保守計画とプラント設計
- (c)ターゲットを絞った、ディスパッチ可能な再エネ電源の負荷変動
- (d)再エネ電源設備の遠隔制御の増加
- (e)需給調整市場への再エネ発電事業者の参加

このような措置が講じられているかどうかだけでなく、供給面の安全性とコスト削減に関する全体的な目的に貢献しているかどうかも重要となる。

限界費用がほぼゼロの変動性再エネ電源の場合、電力市場価格が大幅にネガティブの時には、入札を制限することを推奨するようなインセンティブが付与される。スポ



ット市場に参加する電力トレーダーが、管理プレミアムを含む市場プレミアムの受け取り額よりも高い金額を買い手に支払わなければならないような場合、自主的な出力抑制が有効になる。

2014年の段階で、例えば直接市場取引を行うある風力発電所では、約-65ユーロ/MWhのネガティブプライスで、自主的な出力抑制を行っている。このような対応能力は、とりわけ、管理プレミアムが対応する発電設備の遠隔制御能力に依存している。遠隔制御は2013年頃から成長し続けている。

保守計画の最適化と切り分けると、変動性の再エネ電源には、市場の需要価格変動に対応する他のインセンティブはほとんどない。市場の価格シグナルが、発電所の設置や投資を刺激するのに十分ではない場合もある。さらに、代替的な設備コンセプトの市場価値の優位性が、関連するサプライヤーの増加によって損なわれているともいわれている。需給調整市場では、変動性電源の事前認定は限定的である。

ディスパッチ可能な電源に関して、バイオガスプラントの場合、柔軟性プレミアム（図4）を採用することで、需要ベースの柔軟な運転ができるかどうかの条件を検討することができる。2014年4月には、約216MW（電力）の370の設備が、柔軟性プレミアムを申請した。これは、直接市場取引に参加するバイオガス・バイオメタン容量の約11%に相当する。2012年にゆっくりとスタートした後、柔軟性プレミアムの利用は急速に増加した。

水力発電設備に次いで、バイオマス発電設備は需給調整市場でもっとも活発な再エネ電源となっている。2014年4月には、直接市場取引するバイオマス発電容量の24%、水力発電容量の43%が、事前資格を取得した。これまでのところ、主として下げ調整力が供給されている。

需給調整市場を活用することによって発電設備が柔軟性を提供することは、システム全体をサポートしながら、実際にその経済効率により効果をもたらすことができる。したがって、発電設備が対応する適応を奨励し需給調整市場への参加を可能にすることは、電力貯蔵施設の事業者だけでなく、その他新規参入者の参加によって競争を活発にしておき、理に適っているといえる。

しかしながら、全体としてみれば、変動性電源にとっての市場プレミアムは、出力抑制プレミアムとしての性格を持っている。出力抑制シグナルは、電力市場価格が大きくネガティブの場合に有効になる。ディスパッチ可能な再エネ電源の場合、とりわけ下げ調整力は有益なため、この価格シグナルは正の限界費用の早期の段階で発生する。特にバイオマス設備の場合、電力市場価格シグナルへの応答は、その資源利用を最適化するために重要なインセンティブとして設定される。

2014年の段階では、このモデルではディスパッチ可能な再エネが、上げ調整力に関与するインセンティブはほとんど設定されていなかった。この上げ調整力は、変動性再エネ電源からのフィードインが少ない場合に再エネ電源からのエネルギー供給を高めることに寄与し、システムの安定性に貢献するという点で望ましいだろう。

これはスポット市場における相対的に低いピーク（オフピーク）によっても決定さ

れる。さらに、上げ調整力を供給するディスパッチ可能な再エネ電源や、設備設計に関して市場価格に基づいた決定を行う変動性再エネ電源に対するインセンティブは、この時点ではほとんどなかった。

電力市場価格が低価格やネガティブプライスの時間帯に補償されなければならぬ電力量を減らすことにより、自主的な出力抑制はEEG賦課金の負担を軽減する。再エネ電源のためのEEG賦課金は、FIT価格や市場プレミアムの参照価格と、電力市場価格の差に基づいて決定される。

しかしながら、限界費用がほぼゼロの変動性再エネ電源の継続的な拡大により、同時に変動性再エネ電源がフィードインすることで、その市場価格は低下する。たとえ、すべての再エネ発電コストが減少したとしても、このことはEEG賦課金負担が増加することにつながり、エネルギー・オンリー・マーケットの再エネ市場にとっての根本的な問題となりうる。

さらに、電力市場価格のネガティブプライスの発生の要因分析は、原子力発電所に加え、特にCO<sub>2</sub>排出量の多い褐炭火力発電所が高負荷で運転し続けることにあるとされる。再エネ電源の出力抑制は、従来型発電所の運営者が運転を削減したり、柔軟性対策に投資したりするインセンティブを減らしている。気候変動政策と電力システム改革の観点からすれば、この状況には大きな問題があると言われていた。

## 2.6 EEG2014の下での市場プレミアム-EEG2012以後の再エネ市場統合政策

再エネの市場統合に関する再生可能エネルギー法2014年改正における変更点は、以下のとおりである。第一に、大規模な新規導入設備の直接市場取引の義務化、第二に、市場プレミアム算出に使用される参照価格による管理プレミアムの価格設定、第三に、長期間に渡るネガティブプライス時の補償の削減、最後に、市場プレミアム支払い要件としての遠隔制御機能の導入である。

EEG2014では全般的に補償額が低下されたが、それはとくにバイオマスエネルギーで顕著であった。問題は、EEG2012と比較して、市場効率と需要志向で柔軟な電力供給の促進に関して、市場プレミアムの貢献にどのような違いがあるのか、ということである。

市場の効率性に関しては、EEG2012の市場プレミアムモデルで使用されてきたEPEX-SPOT等の市場チャンネルの活用しており、インセンティブを創造する構造に変化がないため、そのまま継続するように考えられていた。

バイオガス設備の場合、サイトのオペレーターが設計する柔軟性の市場取引コンセプトが、新たに導入された制限によって、設備の定格電力の50%までの補償となった。この点では、特定の設備に合わせて、電気の市場取引と熱供給を最適化できるという、それまでのディスパッチ可能な直接市場取引に関連するメリットは小さくなっている。

とくに、管理プレミアムの削減が伴う中で必須となる直接市場取引は、規模の経済によって、市場取引コストが低く、競争力を維持できる大規模な直接市場家を強化す



る傾向があると予想される。管理プレミアムの引き下げは、2012年と2013年に明らかに変化があり、その後の利益の減少に反映されている。

利益の損失は、市場取引費用を低くし、効率性を改善することでコストを低減するという、圧力の増大を伴っている。しかし、すべての直接市場家が必要に応じてコストを削減できるわけではないため、直接市場家の寡占は、再エネ発電設備の事業者の交渉力を弱めることになる。

さらに、直接市場家は、最低限のバランスのとれた計算をするために、発電設備の事業者からコストを回収する必要がある。これは、特定の直接市場取引費用もまた、発電設備の事業者にとっての報酬率の引き下げとして解釈される可能性があることを意味する。

EEG2014では、市場統合のためのインセンティブとバイオエネルギーの報酬の大幅な削減との間に相互関係がある。新しいバイオマス設備の導入が、経済的にどの程度実現可能かは疑わしいが、電力システムの柔軟性オプションとして、新規設備の役割は限定的になる可能性がある。しかしながら、バイオガス設備の場合、補償の対象となる電力量に制限を設けることは、可能な限り高い市場価格で電力を販売するインセンティブを提供することになり、新規設備の収益性をさらに悪化させる可能性がある。

さらに、気候への影響の観点からは、柔軟性に関する適正要件の一方向的な焦点を、批判的に評価する必要がある。これは、高レベルの熱利用を伴う概念が、発電のみの場合と比較して、大幅に温室効果ガスの排出削減につながるからである。あいにく柔軟性要件には、この点は無視されている。

柔軟性オプションとしては、EEG2012に基づいて市場プレミアムを請求できた既存のプラントが主たる役割を果たす可能性がある。ここでは、固形バイオマス設備を含む柔軟性プレミアムが、フィードイン操作の変更を促進し、柔軟性への投資を価値あるものにするためには適切であった可能性が高い。

変動性の再エネにおいて、新規発電所の設置要件とされた遠隔制御の導入は、明確な改良を示している。これとは別に、変動性の再エネが、出力抑制を越えた電力市場価格シグナルに反応しないことは引き続き問題である。電力市場価格がネガティブになる時に報酬がカットされることでのみ、発電事業者は苦痛を感じる。

EEG2012に基づく市場プレミアムは、主にネガティブプライスのスパイクを防止するのに役に立った。EEG2014では、6時間以上継続してネガティブプライスとなった場合に、発電を削減することを目的としている。これは、限界費用がほぼゼロの再エネ発電事業者は、限界費用が比較的高い従来型発電所を運転停止する前に、発電量を削減することが推奨されることを意味する。この状況は、経済効率性と気候変動の観点からは、有益であるとはいえない。

同時に、適度なネガティブプライスの存在は、従来型発電所のオペレーターが、柔軟性シグナルを送信するための経済的合理的手段を構成するとも考えられている。ただし、新しい規制により、システム変更を実施する責任が、後者から大幅に軽減される。一方で、再エネ発電事業者は、増大する電力市場価格リスクに耐える傾向がある。

ネガティブプライスの発生頻度が少ないことは、柔軟性への投資コストを回避できる、従来型発電所のオペレーターに利益をもたらす。

EEG2014は、短期的にはEEG賦課金の国民負担を軽減するかもしれないが、システム全体の柔軟性へのインセンティブが低下するため、電力システムの変革にかかる長期的なコストの上昇が予想されるという、批判的な意見もあった。

### 3. ドイツにおけるBG/BRP

BRP(Balance Responsible Party; 需給調整会社)とは、EU規則において、電力市場参加者のインバランス責任を負うと決められた代表者のことを指している(Article2(14), Regulation(EU))。すべての市場参加者は、システムに生じるインバランスの責任を負うものとする(Balance Responsible)。そのため、市場参加者はBRPの責任者であるか、選択したBRPにbalancingの責任を委任契約するものとする。それぞれのBRPは、インバランスに対して金銭的な責任を負ってバランスとるように努め、電力システムのバランスを取るのに協力する(Article 5, *ibid.*)。

一部、革新的技術のデモンストレーションプロジェクトや小規模な再エネ発電に対する例外は認められてはいるものの、EUにおいて電力市場に参画するためには、原則その主体はBRPであるか、もしくはBRPに加盟しなければならないことが定められている。

ドイツには、BG (Balancing Group) が数多くある。それぞれのBGには、オーナーとして知られるBRPがある。このBRPは発電量と需要量を正確に予測する義務がある。さらに、BRPは、BGの電力不足・過剰を短期の電力市場取引によって調整する。BRPの予測やディスパッチ計画は、TSOに送信されて潮流計算に用いられる。

BGは、電力市場モデルの最少単位を表しており、すべての発電所と需要家を含める義務がある。さらに、発電と需要の予測に基づいて、balancingのスケジュールを通知・維持する義務も含まれる。BGは、balancingシステムを使用して、予期しないインバランスをオフセットする。

BGは、いわゆる仮想エネルギー量のノードとなり、仮想的な世界の電力市場を物理的世界、つまり電力網のエネルギーの流れに接続する。こうした仮想的なエネルギー量のノードは、市場参加者がスケジュールに基づいたフィードイン量とフィードアウト量のバランスをとることを可能にする。

TSOは、BGで残ったインバランスを調整し、BRPにその料金を請求する。オランダとドイツにおけるTSOであるTenneT社と契約しているBG数は2724、BRPは700である(2020年12月18日、HP TenneT)。

#### 3.1 BGマネジメント

BRPは、適切なスケジュール管理とバランスのために、BGに割り当てられた発電と需要を15分ごとにバランスさせる義務を負う (§ 4 para. 2 StromNZV)。関連するすべ



での市場参加者は、そのプロセスと期限に従って参加が義務づけられる。

インバランス料金の請求は、TSOが15分ごとのインバランスに対してドイツの均一のエネルギーバランシング価格(reBAP)を掛け合わせて行う。この計算は、現段階の連邦ネットワーク庁の法的要件および該当する規程にしたがって、TSOから公開される。reBAP価格は、15分ごとに正負のバランス料金が定められている。

TSOによる調整エネルギーは、送電システムの安全性と信頼性を維持するためにのみ使用される。BRPが彼らのBGを管理することは、決して無駄ではない。もしBGの範囲で重大な計画からの逸脱が発生した場合、TSOはまず、BRPによって逸脱を回避できたかどうか、もしくはどの程度回避できたかを検証する。もし、業務上の違反の疑いが払拭出来ない場合には、TSOは連邦ネットワーク庁に問題を報告し、BRPに対する監督手続きを決定する。

### 3.2 BGによるバランシング（需給調整）

BGは、発電と需要のバランスを取るために使用される基本ユニットになる。これらはBRPによってエネルギー量が仮想的に管理される。たとえば、BGには独立系の発電所や、ユーティリティの発電・需要全体が含まれる。また、取引された電力のみを対象とするBGもある。ドイツにおけるすべての発電所と需要家はBGに含まれている。

スケジュールの通知は、BRPが特定の発電所から電力システムに供給したい電力量、電力システムのある地点から取得したい電力量を、翌日の15分毎に通知する。このスケジュールには、電力取引市場の結果に従って他のBGとの電力交換も含まれる。

reBAP価格は、発電と消費を同期させるための主たるインセンティブになる。発電と需要の間の物理的な逸脱を相殺するためのバランシングサービスの使用は、届け出されたスケジュールと実際の状況との不一致生じた場合、制御領域全体で相殺されることを保証する。

バランシングサービスの利用コストは、システムを介して請求されるため、BGはその利用コストを負担する必要がある。したがって、バランシング価格は、届け出されたスケジュールから逸脱した場合のペナルティ支払いのように機能する。それらは、BG内、BG間でバランスを取るための重要なインセンティブとなる。

再エネ、とりわけ変動性再エネの普及が進むと、これらの予測はより複雑になる。気候や季節変動の影響を受けることで、不安定な発電をもたらし、時には極端に変動することもある。こうしたリスクを軽減するために、BGは柔軟に出力を制御できる発電と需要に関する多様なポートフォリオを構築する必要がある。

バイオガスやCHPプラント、水力発電は、制御しやすい発電源の例である。需要側では、日常のオペレーションを別の時間にシフトできる場合にも、一定の柔軟性を提供できる。蓄電池も制御可能で、これは電力の生産と需要の両方の面で機能する。このような制御しやすく地理的に多様なアセットをポートフォリオに含めることは、BGのインバランス発生を回避する重要な方法となっている。

ひとつの例を考えてみよう。あるVPPの電力トレーダーは、複数の風力発電を含む

BGを管理している。この風力発電の毎日の発電量予測はもちろんBGに届けられている。しかし、予期しない嵐によって、ある15分間にトレーダーが予測したよりも多くの発電をしてしまったとしよう。

このトレーダーは、この15分間の余剰電力を当日市場に販売することでBGをスムーズにするか、あるいはもし可能であれば、BG内の他のアセットの発電量を減らすか、という決断に直面する。TSOに調整を頼るならば、BRPはインバランス料金をペナルティとして支払わなければならない。

TSOは、予定された電力量と供給された電力量との間に不一致が残っている場合、その差の電力量をバランスしなければならない。送電網の安定性を維持するためには、アンシラリーサービスによって電力過不足を補正する必要がある。

#### 4. アグリゲーターとVPP

アグリゲーターは、需要家・発電事業者・プロシューマー、あるいはそれらを組み合わせたグループが、卸と小売の両方の電力システム市場に参加してサービスを販売する、単一の代理業者として機能する (Burger et al., 2016)。

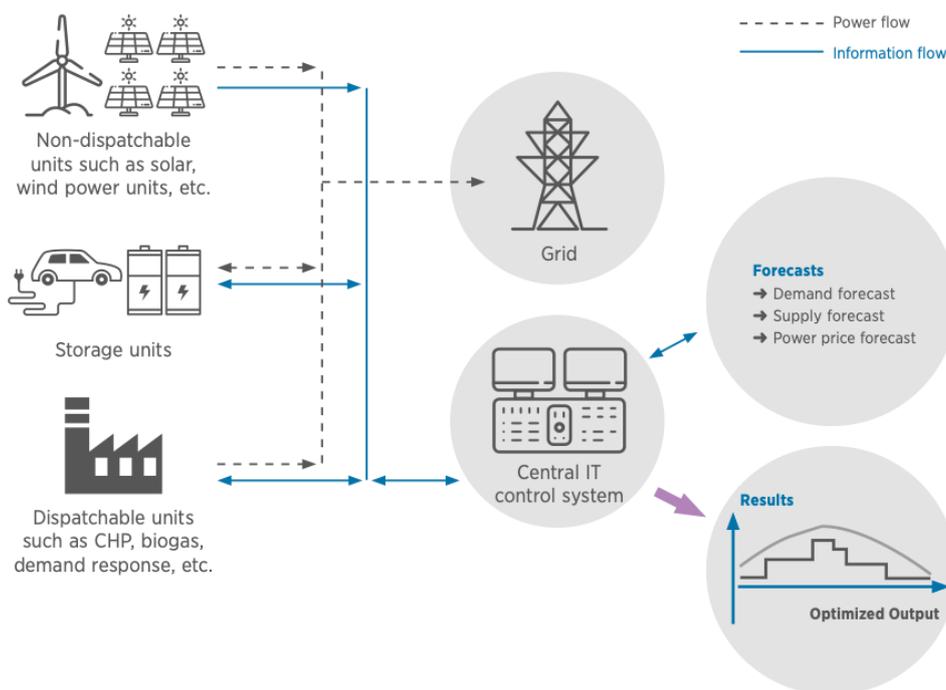


図5 アグリゲーターの概観

出所：IRENA (2019)

このようなアグリゲーターは、VPPとして運営される会社である。VPPは、分散した比較的小さなエネルギー源(Distributed energy Sources; DER)をひとつの集合体として、電力システムに対してサービスを提供できるようにすることを目的としている。



VPPは、DERをアグリゲートしてあたかもひとつの従来型発電所のように運転し、市場に参加して電力やアンシラリーサービスを販売する。そのオペレーションには、最小・最大発電容量管理、ランプアップ・ダウンなどが含まれる。

VPPは、社内の中央情報技術システムによって制御される。このシステムには、風力・太陽光発電量予測のための天気予報や、卸電力取引所の市場価格に関連するデータが含まれる。また、発電と消費の調整は、VPP内のアセットに含まれるディスパッチ可能なDERの運転によって最適化処理される。

アグリゲーターは、需要側と供給側の両方の柔軟性サービスを電力系統に提供する。そのことで、再生可能エネルギー資源のよりよい統合を支援することができる。需要側の柔軟性は、デマンドレスポンスやエネルギー貯蔵設備を、系統要件に適合するようにアグリゲートすることで提供することができる。供給側の柔軟性は、バイオガスプラントなどの熱電併給（CHP）プラントで発電を最適化したり、エネルギー貯蔵設備を利用することで提供する。

運用の最適化は、需要・発電・価格に関する過去および将来の予測データに基づいて行われる。アグリゲーターのDERのオペレーションは、図5で概観されている。今日のアグリゲーターは、ディスパッチしにくい太陽光や風力等の電力、ディスパッチ可能なバイオガス等CHPやデマンドレスポンス、蓄電池やEVなどのストレージ（貯蔵設備）からの電力を集め、グリッド（電力系統）に供給する。中央情報制御システムには、こうしたアセットの情報とともに、需要・供給・電力価格予測情報を統合することで、出力を最適化する。

#### 4.1 電力セクター変革への貢献

分散型電源をまとめて VPP を構築することによって、アグリゲーターは卸電力取引所に参加するのに十分な発電容量を得ることができる。アグリゲーターは、分散型エネルギー資源の適したポートフォリオを最適化することで、周波数調整・予備力などの様々なサービスを系統運用者に提供することができる。

VPP は、バイオガス等 CHP ユニットやデマンドレスポンス設備に、スーパーキャパシタやバッテリーなどの高速応答ユニットなど加えることで、さまざまな柔軟性サービスを供給することも可能である（Ma et al., 2017）。

アグリゲーターが VPP を構築することによるベネフィットには、以下の点が含まれる。第一に負荷変動、第二に調整サービス、第三にローカルな柔軟性の供給である。

負荷変動に関して、アグリゲーターは、商業・産業用の需要をリアルタイムにシフトすることを可能にし、市場の価格シグナルに基づいて、系統運用者に需要側の管理サービスを提供できる。オランダで実施されたフィールド実験では、マイクロ CHP およびヒートポンプの熱システムを管理することで、ピーク需要を 30-35%削減できることが示された。同時に、配電・送電網の投資を延期するビジネスケースとなった。

調整サービスとして、アグリゲーターは、最適化プラットフォームを使用することでさまざまな補助サービスを提供し、さらに VRE リソースを統合するためのシステ

ムの柔軟性を高めている。アグリゲーターは、夕方太陽が沈むときに起こるダックカーブと呼ばれる時間帯のランプアップや、その他の VRE の出力変動を緩和する。

こうしたランピング要件に加え、VPP ではアンシラリーサービスも提供する。ドイツのある VPP では、こうした出力アップ・ダウンを、一日 20 回程度行っている。発電所は、スポット市場のその時の価格に基づき、15 分単位で制御できる。TSO のオペレーターは、こうした貴重な需給調整力の恩恵を受けている。電力貯蔵プラントからの柔軟性を追加的にアセットに含めることで、風力や太陽光の変動を補正することができる。

柔軟性のための地域/地方的な市場が整っていれば、アグリゲーターは配電系統のオペレーターレベルで柔軟性を提供できる。こうした配電レベルの柔軟性はローカルフレキシビリティ (Local flexibility) と呼ばれ、ドイツでも市場整備が進められている。

## 4.2 電力限界費用の低減・インフラ投資の最適化

わずかな需要を満たすために、大規模な発電所を使用して発電している場合があり、結果として発電コストが高くなっていることがある。たとえば、ピーク需要の増加に対応するために、追加的に化石燃料発電所にディスパッチしなければならないような場合、電力システムの発電限界費用は増加する。その代わりに、アグリゲーターがデマンドレスポンスで需要を減らすことであれば、限界費用を低減することができる。

また、アグリゲーターに含まれるリソース、つまりまとめられた分散型電源技術と充電された蓄電池をディスパッチすることで、ピーク時の発電所を置き換えることも可能である。

アグリゲーターは、DER をまとめて制御することで、必要に応じてアンシラリー市場に参加することができ、リアルタイムの運用予備力を系統に提供することができる。このことは、DER 所有者の経済的利益を高めることにつながる。

さらに、既存の DER 資源を使用して予備容量サービスを提供することで、ピーク時のためだけの容量への投資を回避するのに役に立つ。たとえば、アメリカのニューメキシコ州では、VPP を利用して 20-25MW の柔軟性を提供することで、従来型の高価な発電所の必要性を軽減している。VPP は、すでに接続されている DER リソースの追加的な収益を生み出しつつ、新規容量に対する追加的なコストを節約するのに貢献している。

アメリカのエネルギー情報局では、新規石炭火力発電所を建設するのに、kW あたり 2934-6599USD かかると見積もっている。ガス火力発電所の建設費は、kW あたり 676-2095USD である。さらにこれらのオプションには、重大な環境リスクと投資リスクが伴う。

一方、すでに系統に接続されている発電所を、アグリゲーターを介して使用すると、追加の容量に必要な投資を最小限に抑えることができる。アグリゲーターは、kW あたり 70-100USD のコストで需給バランスを維持することで、同時に DER 所有者に経



済的な利益を提供できるとされる。

またアグリゲーターを活用して、デマンドレスポンス（DR）や需要側の管理（Demand Side Management: DSM）を活用して負荷をシフトさせることで、送電網や配電網強化への投資も最小限に抑えることが示唆される。

### 4.3 アグリゲーター、VPPを展開するためのキー要素

アグリゲーターが確立するためには、価格のキャップのない自由化された卸電力市場、とくにスポット市場が整備されていることが重要なポイントになる。アグリゲーターを組成するための主なインセンティブは、卸電力市場におけるピーク価格とオフピーク価格の差、また調整力やその他アンシラリーサービスを提供するための、TSOからのシグナルによって付与される。

こうした規制の枠組みは、アグリゲーターが、卸電力市場およびアンシラリーサービス市場に参加できるようになっていなければ展開することはできない。

さらに、VPPの構成を運用のためには、DERからのリアルタイムデータの収集が必要になる。これにはスマートメーター、ブロードバンド通信インフラ、ネットワーク、遠隔制御・自動化システム、つまりネットワークのデジタル化が必要である。

VPPオペレーターとDERは、リアルタイムに接続されていなければならない。収集されたデータから需要もまた正確に予測できるため、ネットワークのデジタル化は効率の向上にも役に立つ。双方向通信ネットワーク装置は必須になる。

変動性の再エネが増加するにつれ、より制度の高い発電予測も重要になってくる。再エネによる発電力を予測し、電力システムの需要予測を行い、さらにディスパッチ可能なDERの最適化スケジュールを導き出すためには、高度な予測ツールと手法が必要になってくる。DERの発電量予測と需要予測を統合し、ネットの需要が予測できるようになれば、需要側の変化の可視性が高まる。

## 5. まとめ

本稿を通じて明らかにしたかったことの一つは、ドイツにおいてVPPのような主体が出現し発展した過程には、どのような背景があったのかということである。それには、EEG2012によって、これまでFIT制度の下でTSOによって固定価格買取されてきた再エネが、市場プレミアム制度の下で直接市場参加することが推奨されたことが直接的に関係している。

ドイツでアグリゲーター、直接市場家と呼ばれるようなトレーダー、VPPといわれる主体が生まれ、成長してきた要因には、EEG2012で直接市場取引が推奨され、FIT水準の市場プレミアムが設定されるだけでなく、さらに直接市場取引を行うための追加的費用について、管理プレミアムが上乗せされたことが、大きなインセンティブとなっていることは明らかである。

EEG2012の段階では、再エネ電源をいきなり市場価格リスクにさらけ出すことは目的ではなかった。こうしたプレミアムをFIT価格水準以上で付与することで、再エネ電源に対する投資意欲が衰退することは何としても避けなければならないこととされていた。また、柔軟性の高いディスパッチ可能なバイオマスCHP等は特に重宝され、フレキシビリティオプションが上乘せされた。

ただし、こうした主体の形成に対して強いインセンティブとなった管理オプションは、2013年適用分から次第に減額されていくことになる。2012年初期に、このプレミアムを使って市場取引基盤、情報基盤、遠隔操作基盤を整備したアグリゲーター、直接市場家としてのVPPは、先だってインフラ整備を行うことができたが、管理プレミアムが少額しか受けられない後発組はどうしても不利になる。管理プレミアムにはbalancing費用も含まれているため、規模を持つものの方が有利になる。こうした背景から、VPP事業者の統廃合がその後進むことになる。

いずれにせよ、従来型の発電所を所有するようなプレーヤーとは異なり、卸電力取引所等の市場取引経験のないFITに慣れた再エネ発電事業者が、あらたに市場プレミアム体系に参入して直接市場取引しようとするならば、いずれかのVPPと契約をして市場取引を委託する方が、事業性が高くなる。なぜならば、発電事業者がFITに比べて市場プレミアムを選ぶ方が優位性を保つためには、市場取引費用を最低限にし、そのためには規模の経済性を活かすことが必要になるからである。

EEG2014では、実質的に管理プレミアムはなくなってしまう、さらにディスパッチ可能な再エネ電源に対する柔軟性プレミアムの優遇も削減されている。この時期にはディスパッチ可能なバイオマスCHPや水力の新設が期待できるかどうかとも疑問があるし、限界費用がほぼゼロの風力・太陽光の変動性再エネ電源が、卸電力取引所におけるメリットオーダーでも、すでに価格優位性が高まっていたことも背景にある。予測精度を向上させることがVPPの強みのひとつとなってきた。

発電した電力を系統にフィードインし、直接市場取引を行うためには、TSOに対して計画値を提出して実需給とマッチさせなければならない。そのためのユニットとなるのが、BGであり、ヨーロッパではBRPと呼ばれる組織である。ドイツでは、BGの管理者をBRPと呼んでいるようである。

日本におけるBGと目立った違いは見受けられないが、敢えて挙げておくとすれば、先進的なBGとしてのVPPでは、発電BG・需要BGという切り分けではなく、ひとつのBGで発電と需要を含めてbalancingしているようである。VPPは積極的にdemand side management (DSM) やdemand response (DR) を利活用するため、むしろ発電と需要を一括してBG内、あるいはBG間でbalancingした方が、柔軟な運用がしやすいのかもしれない。

直接市場取引のための規模の経済性を保ちつつ、さらにこの組織内で需給調整を行うためには、このBG/BRP単位で需給調整を行い、同時に卸電力取引所や需給調整市場に参画することが合理的なユニットとなるだろう。VPP間の統廃合を経て成功したVPP事業者は、すでにBG/BRPとしてTSOに登録し、事業を展開している。このBG/BRP



という組織は、再エネの直接市場取引を安定的に行う上で、一つの目安となり得るだろう。

VPP は、太陽光発電所や風力発電所のようなディスパッチできない電源、バイオガス CHP や DR のようなディスパッチ可能な電源だけでなく、蓄電池や電気自動車 (EV) のような電力貯蔵ユニットをまとめてあたかもひとつの発電所のように運用する。こうしてアグリゲートした電力を、調整力として TSO に提供する一方で、需給予測や卸電力市場価格予測に基づいて出力を最適化する。これは、TSO の系統運用に貢献するよう配慮されており、TSO と VPP との協力関係も見られるようになってきた。

また、最近の VPP の動きとして顕著なのが、配電事業者 (DSO) レベルで柔軟性を集め、市場取引していくという傾向である。こうした柔軟性は、ローカルフレキシビリティ (Local Flexibility) と呼ばれている。分散型太陽光等の従来からの DER (Distributed Energy Resource) アセットに加え、系統側から見てメーターの背後に隠れている (Behind the Meter) ような蓄電池や EV も加えられ、一括して運用するような取り組みが見られるようになってきた。これには近年の遠隔制御や情報技術の発展だけでなく、再エネをできるだけ有効に使えるよう市場取引するための工夫が詰め込まれており、今後の発展分野となるだろう。

## 参考文献

- Burger, S., Chaves-Ávila, J. P., Batlle, C., and Pérez-Arriaga, I. J., (2017), A review of the value of aggregators in electricity systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 77, pp.395-405.
- Brandstätt, C., et al. (2011) How to deal with negative power price spikes? Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind. *Energy Policy* 39 (6), pp.3732–3740.
- Eclareon, Öko-Institut (2012) *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION*. Eclareon, Öko-Institut, Berlin, Freiburg.
- Gawel, E. and Purkus, A. (2013) “Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes- A case study of the German market premium”, *Energy Policy*, 61, pp.599-609.
- Haas, R., et al. (2011) Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources—lessons from EU countries. *Energy* 36, pp.2186–2193.
- Hahn, H., Bernd Krautkremer, B., Hartmann, K., Wachendorf, M. (2014) Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, pp.383–393
- Hiroux, C., Sagan, M. (2010) Large-scale wind power in European electricity markets: time for revisiting support schemes and market designs? *Energy Policy* 38, pp.3135–3145.

- IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Aggregators*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Kitzing, L., et al., (2012) Renewable energy policies in Europe: converging or diverging? *Energy Policy*, 51, pp.192–201.
- Mitchell, C., et al. (2006) Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* 34, pp.297–305.
- Nicolosi, M. (2010) Wind power integration and power system flexibility—an empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. *Energy Policy* 38, pp.7257–7268.
- Purkus, A., Gawel, E., Deissenroth, M., Nienhaus, K., and Wassermann, S. (2015) Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme, *Energy, Sustainability and Society*, a SpringerOpen Journal, 5:12, DOI 10.1186/s13705-015-0040-1
- Ragwitz, M., Held, A., (2007) *OPTRES. Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market*. Fraunhofer-ISI, Karlsruhe.
- Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 (recast)
- RES LEGAL (2012) Legal sources on renewable energy: renewable energy policy database. An initiative of the European Commission.
- 50Hertz. Measures and adjustments performed to meet the responsibility for the system. <http://www.50hertz.com/en/157.htm?languagevariantid=ENG&lang=en&switchLanguage=yes>
- Andor, M., et al. (2010) Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34 (2), S.91–99.
- BMU(2011) *Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz*. BMU, Berlin.
- Borggreve, F., Nüßler, A. (2009) Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze. *uwf – UmweltWirtschaftsForum* 17, S.333–343
- Bundesnetzagentur (2014), Kraftwerksliste BNetzA Stand 02.04.2014. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).
- Consentec, R2B Energy Consulting (2010) Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. R2B, Consentec, Köln, Aachen.
- Fraunhofer-ISI, et al. (2011) Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011. Fraunhofer-ISI, Karlsruhe.
- Kopp, O., et al., (2012) Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (4), pp.243–255.



- Lehnert, W. (2012) Markt und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. *Zeitschrift für Umweltrecht* 23 (1), S.4–17.
- MaPrV (2012) Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung - MaPrV) vom 2. November 2012 (BGBl. I S. 2278)
- Möhrten, C., Pahlow, M., und Jørgensen, J. U. (2012) Untersuchung verschiedener Handelsstrategien für Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der EEG 2012 Novellierung *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (1), S.9–25.
- Neubarth, J., (2011) Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (8), S.8–13.
- Sensfuß, F., Ragwitz, M. (2009) Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien. Fraunhofer-ISI, Karlsruhe.
- TenneT. Feed-in management according to § 11 EEG. Available online: <http://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/reporting-service/feed-in-management-according-to-par-11>
- Wustlich, G., Müller, D. (2011) Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 15 (4), S.380–396.
- 50Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW (2014) Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen: Monatsprognosen. Direktvermarktung nach § 33b EEG. <http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm>.