

# 需給調整市場を考慮した わが国のインバランス料金制度の課題

## —ドイツのインバランス料金の変遷から見た考察—

Issues of imbalance price settlement under balancing control power market  
- a study based on German lesson of transition of imbalance pricing-

キーワード：インバランス料金，需給調整市場，再生可能エネルギー，卸電力市場

古 澤 健

欧州やわが国では、発電事業者等の前日の需給計画と実運用断面の差であるインバランスを、系統運用者が確保した需給調整能力で解消する。インバランスは、卸電力市場で取引された需給からの逸脱でもあり、小さいことが望まれる。需給調整市場の開設後において、需給調整に要する費用が明確になることから、インバランス解消費用の回収と、インバランス低減のためのインセンティブの付与を両立した新たなインバランス料金制度が期待されている。電力市場の自由化と再生可能エネルギー(再エネ)大量導入を進めるドイツでは、その両立に向け、インバランス料金の算出方法に補正が加えられてきた。同時に、再エネにもインバランスの責務を課しつつ、再エネが市場に参加しやすくなる市場制度の導入が進められてきた。わが国においても、発電・小売電気事業者にとっての適切なインバランスリスクとなる料金制度と、インバランス抑制に取り組みやすい市場環境の整備が重要である。

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. はじめに</li> <li>2. わが国のインバランス制度の動向と課題             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 わが国のインバランス料金の変遷と課題</li> <li>2.2 わが国の同時同量制度の変遷と課題</li> <li>2.3 わが国の再エネに関する同時同量制度の変遷と課題</li> <li>2.4 わが国の需給調整市場導入後に向けたインバランス料金制度の考え方</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>3. ドイツにおけるインバランス料金の変革             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 欧州における需給調整メカニズムの考え方</li> <li>3.2 ドイツのインバランス料金の動向と課題</li> <li>3.3 ドイツのインバランスの低減化に向けた動向と課題</li> </ol> </li> <li>4. わが国の望ましいインバランス制度の在り方<br/>付録 A. わが国の需給調整市場の動向</li> </ol> |
|--|--|

### 1. はじめに

わが国や欧州の発送電分離後の電力供給の仕組みにおいて、発電事業者や小売事業者は、一定時間幅において需給を一致させることが求められる。わが国では、発電事業者と小売電気事業者に需給の一致を求める間隔が30分毎であることから、この需給を一致させる仕組みは、「30分同時同量」と呼ばれている。系統全体での需給において、①30分よりも短い時間幅の需給偏差や②30分同時同量から逸脱した需給偏差は、一般送配電事業者が、需給調整能力を活用して調整している。この30分

同時同量からの逸脱した需給偏差はインバランスと呼ばれ、一般送配電事業者が補填するインバランスに対して発電・小売電気事業者等が支払う料金は、インバランス料金と呼ばれる<sup>1</sup>。

インバランスは、前日市場等で取引された需給からの逸脱であり、抑制されることが望ましい。そこで、インバランス料金を通じて、適切な金銭ペナルティを課すことで、発電・小売電気事業者

<sup>1</sup> 2018年時点のわが国では、インバランス料金は、発電事業者や小売電気事業者が支払う。例えば、一般送配電事業者の託送供給約款において、発電事業者が支払う「発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価」は、インバランス料金単価に消費税等相当額を加えた単価と記されている。

にインバランスを抑制する動機を与えることが重要である。同時に、需給調整市場で決まるインバランス解消に要する費用は、インバランス料金を通じて適切に回収される必要がある（資源エネルギー庁 2017, 資源エネルギー庁 2018a）。しかし、発電・小売事業者が負担するインバランスリスクを考えると、これらを両立するインバランス料金の設計は必ずしも容易ではない。

さらに、これらの両立を困難にさせる要因として、風力や太陽光電源等の再生可能エネルギー（以下、再エネ）電源の存在がある。これらの電源は発電電力量が気候条件によって左右されるため、インバランスの抑制が難しい。再エネ電源にインバランス料金を課してしまうと、その導入を妨げることに繋がりがかねない。しかし、再エネ電源にインバランス料金を課さないことは、インバランス解消に要する費用の回収を難しくするだけでなく、このような電源にインバランス抑制のインセンティブを与えないという点で、望ましいインバランス料金の在り方とは異なっている。そのため、将来的に再エネ電源をインバランス料金制度の中でどのように扱うかも合わせて検討する必要がある。

そこで本稿では、電力自由化と再エネ電源の普及政策で先行するドイツのインバランス料金制度の動向と課題を整理し、需給調整市場開設後のインバランス料金の適切な設計に向けた検討の一助となる情報を提供する。

以下、第2章で、2018年までにわが国で導入されているインバランス料金と再エネ特例制度の概要と課題を述べた後、第3章で、ドイツのインバランス料金制度の試行錯誤の経験から、インバランス料金による適切な費用回収とインバランス抑制のインセンティブの両立の難しさについて明らかにし、また、インバランス料金制度のもとで、再エネ電源が、インバランスの抑制に取り組むために必要な対応策について述べる。第4章で、わが国への示唆を述べ、本稿の結論をまとめる。

## 2. わが国のインバランス制度の動向と課題

本章では、わが国のインバランス料金制度のこれまでの変遷を踏まえ、その課題について述べる。

### 2.1 わが国のインバランス料金の変遷と課題

わが国で小売部分自由化が開始された2000年以降、インバランス料金は、一般送配電事業者によるインバランスへの補給に要する費用を考慮して設定されていた。また、変動範囲内と変動範囲外<sup>2</sup>のインバランス料金を分け、変動範囲外の不足インバランス（需給ひっ迫）と余剰インバランス（供給余剰）に対しては、それぞれ変動範囲内のインバランスよりも厳しい罰則を課すことを通じ、同時同量のインセンティブを付与していた<sup>3</sup>。しかし、そのインバランス料金には卸電力市場の市場決済価格は反映されていなかった（資源エネルギー庁 2014a）。

そこで、電力システム改革専門委員会（2013）に、市場と連動したインバランス精算の仕組みに関する提言が盛り込まれ<sup>4</sup>、2016年4月の小売全面自由化開始と同時に、エネルギー市場価格（主に前日市場のシステムプライス）にインバランスを

<sup>2</sup> 契約した電力の3%未満を変動範囲内と呼び、3%以上を変動範囲外と呼ぶ。

<sup>3</sup> 例えば、2008年以降2016年3月まで、変動範囲内不足インバランスは、各社の全電源コスト平均値であったが、変動範囲外不足インバランスは、昼間は変動範囲内不足インバランスの3倍（夜間は2倍）であった。

<sup>4</sup> 電力システム改革専門委員会（2013）は、「系統安定の観点からは、計画外のインバランス発生は望ましくないため」、「インバランス精算は、その発生を抑制するインセンティブを持たせた仕組みとすること」を求めている。ただし、「リアルタイム市場が機能する将来においては、その価格が需給調整のコストを反映していると考えられることができるため、これをインバランス精算に用いることが合理的である。」その一方で、「リアルタイム市場が機能するまでには一定の期間を要する」等の問題点を指摘し、制度導入に当たっては、その効果を検証しつつ必要な修正ができる柔軟性を持った制度とすることが適当であるという点も指摘されていた（電力システム改革専門委員会 2013）。なお、この当時の「リアルタイム市場」には現在検討されていた「需給調整市場とインバランス決済」や「当日市場」の概念が、混在していた可能性もあることから、2018年時点ではリアルタイム市場という表現が使われなくなった。

含めた需給状況を踏まえた調整項を乗じた一律料金と、各エリアの需給調整コストの平均との差分の和から成るインバランス料金が採用された<sup>5</sup>。ただし、このインバランス料金は、需給調整に要する費用<sup>6</sup>を反映しておらず、その費用の回収には過不足が生じる場合があった。この問題は、導入決定時から指摘されていたが、資源エネルギー庁も、このインバランス料金は需給調整市場開設までの暫定的な料金であり、別途、託送料金やインバランス料金の収支を調整する仕組みを講ずるとして（資源エネルギー庁 2014b）。

## 2.2 わが国の同時同量制度の変遷と課題

2016年3月31日以前の同時同量制度は、「実需同時同量」と呼ばれ、実需要と実供給量の差分に対してインバランス料金が適用されていた。電力システム改革専門委員会（2013）の提言に則り、2016年4月の小売全面自由化の導入と同時に、「計画値同時同量」制度が導入され、実運用の前日段階での発電量（需要量）の計画値と実績値の差分がインバランスとされた。これにより、発電量の計画値が定まり、発電の余力部分が明確化されるため、市場での取引が促進される効果も期待できるとされた（電力システム改革専門委員会 2013）。

その一方で、偶発的需給変動対応の7%のうち、小売電気事業者が確保している1%は、前日市場のゲートクローズタイム時点で保有されていればよく、その後は当日市場に投入されることが望ましいとされた（電力・ガス取引監視等委員会 2017）。

<sup>5</sup> 2017年10月以降、インバランス料金に関するパラメータの決定方法が改訂された。具体的には、①エネルギー市場価格にインバランスを含めた需給状況を踏まえた需給曲線から算出する調整項の上下限を緩和し、②エリアの需給調整コストを反映していた調整項は、エネルギー市場のエリア価格とシステム価格の差分の月間平均値を採用することになった。さらに、2019年4月からは、新たなパラメータとして、不足インバランスを発生させた事業者には、インバランス料金に定数を加算し、余剰インバランスを発生させた事業者には、定数を減算する、という制度が導入される予定である（資源エネルギー庁 2018b）。

<sup>6</sup> わが国の2017年から2020年までと、2021年以降の需給調整能力の概要は付録A参照。

しかし、このことは、発電・小売電気事業者が「計画値同時同量」を達成した上で余力となった供給力を市場に入札し、一般送配電事業者に活用させることで、系統全体の需給調整に要する費用を低減させることと、発電・小売電気事業者が自らのインバランスを減らすことで、系統全体としてのインバランスの低減させることのいずれを目指すのかを不明確なものとしている。供給余力の確保において一般送配電事業者の役割が大きくなると、発電・小売電気事業者のインバランス抑制のインセンティブを阻害する可能性がある一方、発電・小売電気事業者の役割が大きくなると、インバランス料金制度の設計次第で、系統全体のインバランスと発電・小売電気事業者のインバランスによる相殺効果が見込めなくなる可能性がある。いずれをより重要視すべきかは、インバランス料金制度や各国の再エネのインバランスリスクに関する制度との関係で異なると考えられる。

## 2.3 わが国の再エネに関する同時同量制度の変遷と課題

わが国では、再エネ電源に関する固定価格買取制度（Feed-In-Tariff：FIT）が2012年から導入されているが、2016年4月のインバランス料金制度の開始と同時に、FIT発電事業者のインバランスリスクを免除するFIT特例制度が設けられた。さらに、2017年4月のFIT電源の送配電買取制度方式の導入に合わせて、FIT特例制度の種類が追加された（電力・ガス取引監視等委員会 2018c）。いずれのFIT特例制度においても、発電事業者にはインバランスを減らすインセンティブが働かない。そこで、資源エネルギー庁（2018c）は、FIT法の抜本見直しを見据えて、予測誤差を減らすインセンティブが働く仕組みの確立を2020年に具体化できるよう、検討を進めていく方針を示した。

## 2.4 わが国の需給調整市場導入後に向けたインバランス料金制度の考え方

本章で述べたように、インバランス料金の制度設計においては、①インバランス解消に要する費用の反映とインバランス低減へのインセンティブの付与の両立、②発電・小売電気事業者と一般送配電事業者によるインバランス解消への貢献に係る諸制度との整合、③再エネ電源の自立を促すための制度、の3点を考慮することが必要である<sup>7</sup>。上記の3点は密接に関係しており、一部の変更では、需給調整メカニズム全体が有効に機能しなくなる恐れがある。わが国では、調整能力の上げ代費用や下げ代費用とインバランス料金の関係について、基本的な方向性の議論が緒についたところであり（資源エネルギー庁 2018b, 電力・ガス取引監視等委員会 2018b）、現在は、他国のインバランス料金の変遷の教訓を活かす良い機会であると考えられる。

そこで、次章では、わが国のインバランス料金の検討への一助とするため、電力自由化と再エネ導入でわが国よりも先行しているドイツのインバランス料金制度で、上記の3点に関してどのような対応策が採られてきたのかを紹介する。ただし、論点②と③は、再エネ電源を含めた発電・小売電気事業者を念頭に置いた場合、分けて論じることはできないため、まとめて論じる。

## 3. ドイツにおけるインバランス料金の変革

### 3.1 欧州における需給調整メカニズムの考え方

欧州においても、発電・小売事業者は、実需の

<sup>7</sup> インバランス料金制度に関する課題には、インバランス料金単価の設定（限界費用か平均費用か）、系統全体インバランスと各発電・小売電気事業者のインバランスを反映したインバランス料金単価（シングルかデュアルか）など、様々な課題がある。他にもアンシラリーとインバランスの役割分担、インバランス料金と系統利用料金により回収すべき費用の区分け、需給調整と送電過負荷解消の関係とその費用負担等についても、議論が必要である。

前日に送電系統運用者（Transmission System Operator: TSO）に需給の計画値を提出し、当日市場の活用等により、提出した計画値からの偏差を抑制する。その上で、前日に系統運用者に提出した計画値に対して同時同量を達成できなかった電力量がインバランスとなる。表1に示すように、インバランス料金制度も含めた需給調整メカニズムに関する各国の詳細な制度は異なる（ENTSO-E WG AS 2018a）。表1の左列は、需給調整能力の技術要件や必要容量等の需給調整能力の調達に関する内容であり、欧州の多くの国では、主に前日市場のゲートクローズタイム前に実施される項目である。表1の右列は、インバランス決済期間（Imbalance Settlement Period: ISP）やインバランス料金制度等であり、TSOが需給調整能力を確保した後に実施される項目である。両者は相互に関係しているが、全ての項目に関して、欧州で統一された唯一の仕組みは存在しない。

例えば、Frequency Containment Reserves（FCR）等は、ENTSO-Eによって整理された需給調整能力の定義が各国で徐々に採用されるようになった（European Commission 2017）。需給調整能力の調達方法に関しては、2019年7月から欧州全体でFCRの調達方法が統一される予定である（ENTSO-E 2018）。一方、需給調整能力の必要容量に関しては、欧州大陸でFCRを3,000MW確保すると設定されているが、2018年時点では、各国が独自にautomatic-Frequency Restoration Reserves（aFRR）の必要容量を算出している。

また、ISPに関しては、2018年時点、欧州では、15分、30分、1時間といった時間幅<sup>8</sup>が採用されており、その統合の議論がなされてきた<sup>9</sup>（ENTSO-E

<sup>8</sup> 具体的には、ドイツでは15分間、イギリスやフランスでは30分間、北欧（ノルウェー、スウェーデン、デンマーク、フィンランド）では1時間を1つのISPとしている（ENTSO-E WG AS 2018a）。

<sup>9</sup> ISPの統合が目的ではないが、確定的周波数変動（deterministic frequency deviation）の改善の議論として、30分のISPをより短くすることによる周波数の変動幅の低減が提案されている

表1 欧州で広域的な需給調整メカニズム設計時に必要と考えられていた項目

需給調整能力の調達に関する項目	スケジュールと決済に関する項目
<ul style="list-style-type: none"> <li>・需給調整能力の定義</li> <li>・需給調整能力の調達方法</li> <li>・需給調整能力提供者への支払い方法</li> <li>・需給調整能力の技術要件</li> <li>・需給調整能力の必要容量</li> <li>・需給調整能力の評価</li> <li>・調達費用の割当方法</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ゲートクローズタイム (Gate Closure Time : GCT)</li> <li>・インバランス決済期間 (Imbalance Settlement Period: ISP)</li> <li>・インバランス量の算出方法</li> <li>・インバランス料金制度</li> <li>・計画値同時同量の考え方</li> <li>・インバランス料金と需給調整費用の関係</li> <li>・市場データの公開</li> </ul>

出典：Van Der Veen (2012) 等をもとに電中研にて作成

※表1は欧州の広域的な需給調整メカニズム設計に向けたElectricity Balancing (EB) ガイドラインの検討初期に複数の機関・専門家により検討されていた項目であり、ENTSO-E WG AS (2018a) で示されているように、ゲートクローズタイムは未だに統一されていない。一方、市場データの公開は少しずつ統一されてきている。

2015)。Electricity Balancingに関するガイドライン (以下、EBガイドライン) によると、将来的には、欧州全体でISPを15分間に統一することになっており、北欧は2020年に15分間ISPを導入予定である (European commission 2017, Statnett 2018)。

インバランス料金制度に関しても、各国で様々な歴史的な背景をもとに導入・変更が行われてきた。一般的に、欧州各国でも、インバランス料金に関して適切に金銭ペナルティを付与することは、発電事業者や小売事業者がインバランスを抑制する動機となると考えられている (European Commission 2017)。また、欧州の主要国は、再エネ大量導入前に電力自由化を進めていたが、これまでは、原子力や火力といった、前日段階の運用計画から実運用の供給力の変化が大きくない電源がほとんどを占めており、前日の需給計画からの需給の偏差は少なかった。電源設備の故障等で供給力が減少するときには、そのための予備力が設定されており、インバランス制度のために、電源の起動停止を大きく変更する必要はなかった。また、インバランス料金制度が直接的な要因となって、

大きな停電が発生する等の技術的な課題も見られなかった。しかしながら、各国で経済的な課題が全く生じなかったわけではなく、EBガイドラインにおいても、活用した需給調整能力の限界費用とインバランス料金を関連付け、需給調整能力の確保に関しても限界費用方式を採用することを、欧州全体での統一的なインバランス料金の考え方の一案として述べている (European Commission 2017)。なお、ドイツで考えられている限界費用方式のデメリットについては、ドイツのインバランス料金の変遷を述べた後、3.2.4項で論じる。

### 3.2 ドイツのインバランス料金の動向と課題

#### 3.2.1 ドイツの需給調整メカニズムの基本概念

ドイツでは、インバランスの解消に要する需給調整能力の確保・運用はドイツ全体の需給調整メカニズム (Grid Control Cooperation: GCC) を通じて実施されている。GCCは2008年から段階的に導入され、2009年5月にはGCCの第2ステップとして、TransnetBW・TenneT・50Hertzの3TSOが自エリアで確保した需給調整能力の相互利用を開始した。このステップにおいては、需給調整能力のエネルギーに対する支払いは、3TSO間で行うべきとの考えに従って、共通のインバランス料金が導入され

(Eurelectric and ENTSO-E 2011)。

た。そして、2010年5月にAmprionがGCCに参加し、ドイツ全体で共通のインバランス料金単価が設定可能となった。その後、GCCの第4ステップでは、ドイツ全体の需給調整市場が設置された。2018年9月以前は、需給調整能力は容量価格のみのメリットオーダーを基準として確保され、電力量価格のみのメリットオーダーを基準として運用されていた。需給調整能力の提供者にはpay-as-bid方式での支払いが行われていた。

ドイツ全体の基本インバランス料金単価は、reBAPと呼ばれており、需給調整に要した費用をドイツの系統全体で生じたインバランス量で除した値となる。需給調整に要した費用とは、具体的には、4TSOが確保・運用している3種類の需給調整能力のうち、応答速度の遅い2つの需給調整能力（aFRRとmFRR<sup>10</sup>）の上げ代と下げ代の電力量の売買で生じたネットの費用である<sup>11</sup>。系統全体で生じたインバランスとは、aFRRとmFRRの上げ代と下げ代のネットのエネルギー量である（図1参照）。

ドイツの基本インバランス料金単価の設計上、需給調整に要したエネルギー費用は、インバランス料金により、過不足なく回収できる。加えて、このようなドイツのインバランス料金には、小売事業者等がインバランスを抑制するインセンティブが付与されている。なぜならば、活用する需給調整能力（aFRRとmFRR）のコストは、逡増的に増加する傾向があり、系統全体の不足（余剰）インバランスが大きいほど、インバランス料金単価が高く（低く）なり、小売事業者等が自らのインバランスを抑制すれば、系統全体のインバランスは縮小され、需給調整能力の運用量も減少して、

<sup>10</sup> ドイツで主に確保と運用されている需給調整能力としては、FCR 以外に、aFRR、manual- Frequency Restoration Reserves (mFRR) がある。ENTSO-E に参加するドイツ以外の国では、これらの3種類以外に、Replacement Reserve (RR) が需給調整能力として定義されている場合もある（ENTSO-E WG AS 2018a）。

<sup>11</sup> ドイツのFCRの運用に伴うエネルギーは、15分間ではほぼ相殺されていることから、エネルギーに対する支払いはゼロになる。そのため、インバランス料金の算出に、FCRの影響はない。

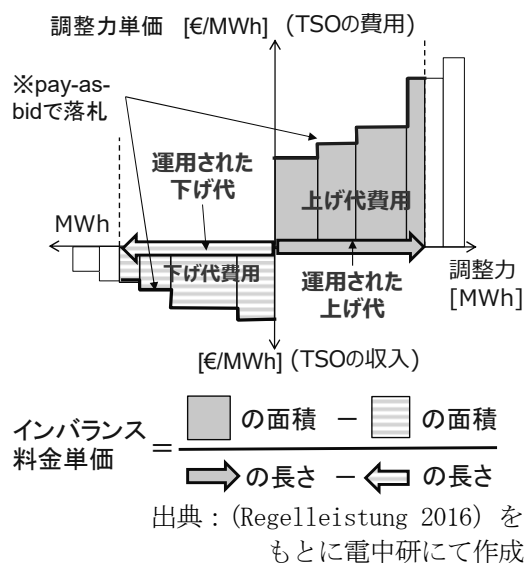


図1 ドイツの基本インバランス料金単価

インバランス料金単価が小さくなるからである。

図1のインバランス料金が課される発電・小売事業者は、balancingグループ（Balancing Group: BG）を形成することになっている（古澤、岡田、後藤 2014）。BG内に最低1つのbalancing責任事業者が設定され、この事業者がTSOとのやり取りを代表して行う<sup>12</sup>。すなわちドイツでは、BGごとにゲートクローズタイム前まで当日市場取引等でインバランスを減らすことになっている。TSOは、全てのBGのインバランスの総計をゲートクローズタイム後に、需給調整能力を活用して解消する（ENTSO-E WG AS 2018a, Van Der Welle 2016）。なお、ドイツでは、国内の送電容量制約を考慮せずに、前日市場と当日市場のエネルギーバランスが確保されており、インバランスゼロの状態から、TSOが送電過負荷解消のための再給電指令等を実施する。TSOは、需給調整と送電過負荷解消を一体的には実施していない（古澤、岡田 2015）。

<sup>12</sup> ドイツでは、BGが前日に翌日の一致した発電計画と需要計画をTSOに提出する。ドイツTSOへのインタビューによると、例えば発電事業者のみのBGが、前日市場での電力供給を約定していた場合、発電計画はその発電電力量となり、需要計画は前日市場運営者が同量を購入するという計画となる。

### 3.2.2 ドイツの適切なインバランス抑制インセンティブを見据えたインバランス料金の変遷

ドイツのインバランス料金では、“インバランス解消に要した費用の回収”と“インバランスを抑制するインセンティブ”が両立すると考えられていたが、実際には様々な課題が生じ、今もその解決に向けて、試行錯誤が続けられている。

#### (1) 価格スパイクの回避

図1の基本インバランス料金単価の設定方法では、系統全体で運用したaFRRとmFRRのネットのエネルギーが微小のときに、単価がスパイクすることがある。そうしたスパイクの頻度が多ければ、インバランスを発生させた小売事業者が、過大な費用を支払うことになるという問題が生じかねない(Regelleistung 2016)。そのため、落札された需給調整能力の最高電力量単価と、基本インバランス料金単価の絶対値の小さい方をインバランス料金単価とする補正〔補正1〕が導入された。この〔補正1〕により、基本インバランス料金の設定方法に起因する価格スパイクは緩和できると考えられていた。

#### (2) 当日市場との時間差と需給ひっ迫時のペナルティ

もう1つの課題として、当日市場の価格次第では、小売事業者が当日市場で自らのインバランスを解消するよりも、TSOによる需給調整でインバランスを解消させる方が経済的に望ましくなる可能性もあった。このような問題点は、Just, et al. (2015)でもその可能性が示唆されていた。これは、前日市場のゲートクローズタイム前に、需給調整市場の入札が締め切られ、ドイツで主に需給調整に活用されるaFRRの需給調整能力の電力量価格が、実運用の約1週間前に公開されることに起因していた。

そこで、2012年12月から、発電事業者や小売事業者が当日市場でインバランスを解消させるようなインセンティブを付与するため、以下の2つの価格補正ルールが追加された。系統全体の需給ひっ

迫(供給余剰)のときには、インバランス料金単価は、当日市場価格以上(以下)とする補正〔補正2〕と、系統全体のインバランス量が大きく、事前にTSOが確保した需給調整能力の80%以上を運用した場合、不足(余剰)インバランスが大きいほど、インバランス料金単価はより高く(より低く)する補正〔補正3〕である。〔補正3〕は、〔補正1〕と〔補正2〕の実施後に、インバランスの不足(余剰)時のインバランス料金の絶対値の0.5倍と100€/MWhの大きい方を加える(差し引く)というものである。この2つの補正により、系統全体の需給状況とインバランス料金および、当日市場の取引価格の整合性が保たれると同時に、過酷な需給ひっ迫(供給余剰)を回避することができるようになると考えられた。ただし、需給ひっ迫(供給余剰)時にインバランス料金単価の最低価格(最高価格)を当日市場の価格とほぼ等しくしたため、発電・小売事業者が当日市場でインバランス抑制するための強いインセンティブにはならなかったと考えられる。

#### (3) 容量価格と電力量価格の設定に伴う課題

ドイツの需給調整市場では、入札時の容量価格と電力量価格には上限がなかったため、発電事業者は低い容量価格で容量を提供した上で、高い電力量価格で利益を得ようとするのが可能であった。そのため、近年、〔補正1〕の効果がなくなってきたことが、新たな課題として考えられている。これは確保されたaFRRのピーク時間帯の上げ代最高単価が高くなってきていることによるものである。2013年4月～6月のピーク時間帯のaFRRの上げ代最高単価が500€/MWhであったのに対し、2016年4月～6月は20,000€/MWhに達していた<sup>13</sup>(Regelleistung 2018a)。このようなときには、系統全体のインバランス量が微小となった場合で

<sup>13</sup> 需給調整能力の容量価格は、古澤、岡田(2018)で述べているように低下傾向にあるが、確保された需給調整能力の電力量単価の価格は低下していない。

あっても、結果として、価格スパイクが生じてしまう。例えば、基本インバランス料金単価と、〔補正1〕のみでは、2016年4月～6月のインバランス料金単価は、系統全体のインバランスが少なくても20,000€/MWhになる可能性があった。

そのため、2016年5月には、系統全体のインバランス量の絶対値が125MWh以下のときには、当日市場価格に100～250€/MWhを付与した価格をインバランス料金とするような補正〔補正4〕が導入された（図2参照）。具体的には、基本インバランス料金単価が正の値で、系統全体のインバランスが125MWh以下のときには、125MWhに対する系統インバランスの比率に150€/MWhを乗じ、100€/MWhを付与した価格と、基本インバランス料金単価の小さい方をインバランス料金とするものである（系統全体のインバランス料金が負の値のときは正反対の補正をする）。この〔補正4〕により、系統全体のインバランスが小さい状態では、価格スパイクは生じないと考えられた。ただし、系統全体のインバランスが125MWh以下のときのみの補正であり、仮に当日市場の取引価格が高騰する場合には価格スパイクを回避する効果は見込めない。

2018年12月時点では、基本インバランス料金単価に、〔補正1〕、〔補正4〕、〔補正2〕、〔補正3〕をそれぞれこの順に実施して得られた値が、最終的なインバランス料金単価となっている。

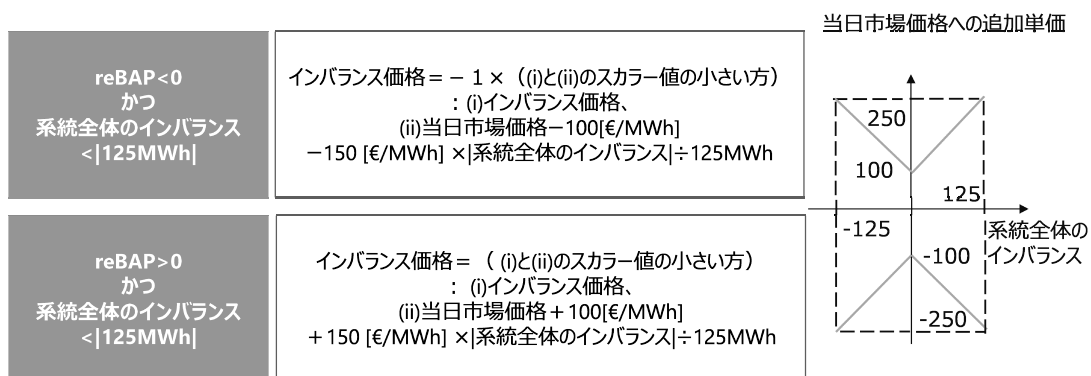
### 3.2.3 近年のドイツ及び欧州全体のインバランス料金を巡る議論の動向

#### (1) ドイツの需給調整能力確保指標の変更

3.2.2項で述べた4つの補正が導入された後の2017年10月、インバランス料金が24,455.05€/MWhと高騰するケースが見られた。このため、2018年10月からは、aFRRとmFRRの確保に関して、従来の容量価格のみのメリットオーダーではなく、容量価格と電力量価格に、需給調整能力の利用率を乗じた値の和を、需給調整能力の確保を評価する新たな指標とすることとなった（Regelleistung 2018b）。この新たな指標に基づくメリットオーダーリストを用いることで、確保される需給調整能力の容量価格が例え0€/MWであっても、電力量価格が極端に高価となることを防ぎ、結果として、インバランス料金の高騰を防ぐと考えられている。

#### (2) 欧州全体のインバランス料金の議論

3.2.1項で述べたように、EBガイドラインでは、インバランス料金を、活用した需給調整能力の限界費用と関連付ける案を示している（European Commission 2017）。しかし、15分間ISPの間で一瞬だけ活用した需給調整能力の限界費用を、そのISPのインバランス料金とすることにより、極端な価格スパイクが生じることを懸念する意見もある（ENTSO-E WG AS 2018b）。他方、ドイツでは、TSOが4秒周期でaFRRを指令することから、4秒毎の重み付け平均価格をインバランス料金とするこ



出典：(Regelleistung 2016) をもとに電中研にて作成

図2 ドイツで2016年に導入された新たなインバランス料金の補正



とで、極端な価格スパイクは避けることができると考えられている (ENTSO-E WG AS 2018b)。しかし、これにより、上述の〔補正1〕～〔補正4〕が必要となった全ての課題を解決できるとは言えない。

### 3.3 ドイツのインバランスの低減化に向けた動向と課題

#### 3.3.1 ドイツの再エネ電源に対するインバランス料金制度

ドイツのFITでは、再エネ電源の事業者は、FIT電力を固定的な価格で、直接または、配電事業者を通じてTSOに買い取られる制度が主であった。再エネ電源の前日の需給計画を買取義務事業者としてのTSOが作成する。そして、需給の計画値に対して、TSOが当日市場等により需給偏差を相殺させ、最終的なインバランスもTSOが支払う。この仕組みのメリットとして、TSOが中央集権的に出力予測をするので、データの収集等を活用した予測精度の向上が見込めるといふ指摘がある (Klessmann, et al 2008)。また、FITが適用された再エネ事業者は需給調整市場の流動性が低いことによるリスクにさらされることはない (Klessmann, et al 2008)。なぜならば、需給調整能力の提供者が、需給調整市場に入札するためには、一定の技術要件を満たす必要があるため、需給調整市場は、エネルギー市場よりも市場の流動性が低くなる傾向があり、その影響を受けるインバランス価格は、需給偏差次第ではスパイクする可能性もあるからである (Klessmann, et al 2008)。

しかし、今後も再エネ電源が市場メカニズムから外れたままであれば、低需要であっても市場価格に反応しないまま発電し続けるといった事象が生じるのは望ましくないとの意見がある一方、単純に市場メカニズムに晒すだけでは、従来電源と同様の自立は不可能という意見もある (Klessmann, et al 2008, Vandezande, et al 2010, Hiroux, et al 2010 and Gawel, et al 2013)。

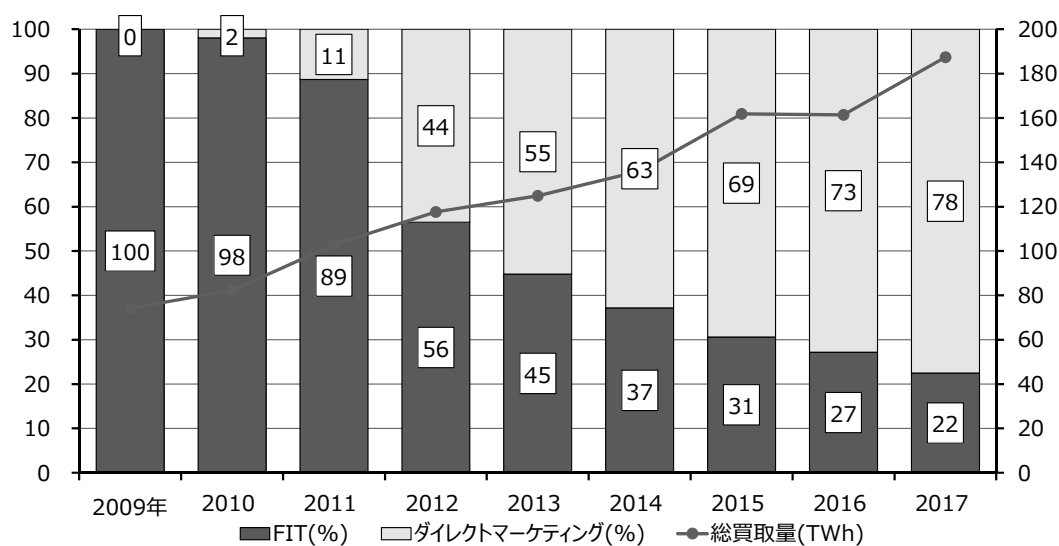
そこでドイツでは、3.2節で述べたインバランス料金制度の補正とともに、再エネ電源の市場メカニズムへの統合を進めてきた (Gawel, et al 2013)。具体的には、ダイレクトマーケティング制度<sup>14</sup>が2010年に導入され、再エネ電源は、競争メカニズムのもとで取引することを促されるようになった。再エネ電源は、再エネプレミアムとインバランスに対する補助を受け取ることができるが、直接的に市場に参加するため、インバランスリスクにも晒される。

2012年の時点では、全てのFIT電源は、FITとダイレクトマーケティングを毎月選択することができた。しかし、2014年の再エネ促進法の改正により、改正法施行以降、2015年末までに新設される500kW超の電源と、2016年以降の100kW超の電源は、ダイレクトマーケティング制度を選択しなければならなくなった (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014, 朝野他 2016)。加えて、プレミアムも縮小傾向にある<sup>15</sup>。

ダイレクトマーケティングでの取引割合は、増加傾向にある (図3参照)。Bundesnetzagentur (2018)によると、風力電源の多くは、ダイレクトマーケティングへの移行が実施されており、ドイツの計画同時同量の制度のもとで市場取引が不可能ではないと考えることもできる。一方、太陽光電源は、2017年の年間発電電力量のうち、ダイレクトマーケティング制度を選択しているのは約25%に留まる。太陽光電源の特性や、電源の規模 (例えば、住宅の屋根設置型) がダイレクトマーケティングを選択させることを難しくさせている

<sup>14</sup> ダイレクトマーケティング制度とは、再エネ電源の事業者が直接的に卸電力市場に売り入札をすることを推奨する制度である (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014)。再エネ電源への再エネプレミアム (FITの下であれば、受け取ることができた金額と、卸電力市場の参照価格との差額) とインバランスに対する金銭補助は2012年以降に拡大された。詳細は (朝野他 2016) を参照されたい。

<sup>15</sup> 6時間以上卸電力市場の市場決済価格が負になった場合、プレミアムをゼロとする補正が追加された (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014)。



出典：(Bundesnetzagentur 2018) をもとに電中研にて作成

図3 ドイツにおけるダイレクトマーケティングの割合

可能性があると考えられる。

再エネ電源も競争メカニズムのもとで自立した電源となりうるようにするためには、究極的には、プレミアムやインバランスに対する補助を全廃することが求められる。ただし、気候条件により出力が変動する風力や太陽光等の再エネ電源の特性を考慮すると、単純に再エネに対する優遇を廃止するだけで課題は解決しない。再エネ事業者のインバランスが増大しないような市場メカニズムの変更が必要となる。

### 3.3.2 ドイツの再エネ電源の自立に向けた卸市場制度の変遷

再エネ電源を市場メカニズムに統合させるためには、インバランス料金制度のみならず、発生するインバランスを減少させるためのエネルギー取引市場関連の制度を導入する必要がある。中でも、出力予測の精度向上を反映した入札行動を促すために、市場のゲートクローズタイムから実運用までの時間を短くする方策が望ましいと考えられている (Weber 2010)。

市場関連制度の中で、ドイツでは、2010年以降、

以下に述べる3つの対応策が実施されてきた。

- (i) 当日市場の市場コマの変更
- (ii) 新しい卸電力市場の導入
- (iii) 当日市場のゲートクローズタイムと実運用の時間差の短縮

#### (i) 当日市場の市場コマの変更

ドイツのザラ場方式の当日市場で取引する商品として、1時間コマに加え、15分コマが2011年に設計された (古澤 2013)。従前の当日市場のゲートクローズタイムが実運用の45分前であったことから、この変更により、105分後の出力予測から60分後の出力予測に基づいて市場取引が実施されるようになった。

#### (ii) 新しい卸電力市場の導入

ドイツでは、ISPが15分である一方、前日市場は1時間コマの取引であり、両者は整合していなかった。ただし、前日市場は、欧州全体での統合が進んでおり、新しく15分コマを導入することや、既存の1時間コマを15分コマに変更することは、他国の卸電力市場の市場価格にも影響を与えるという課題もあった。そこで、当日オークション市場と名付けられた15分を1コマとした新たなシングル

プライス市場が2014年に開始された（European Power Exchange 2014）。

### （iii）当日市場のゲートクローズタイムと実運用の時間差の短縮

ドイツの当日市場のゲートクローズタイムは、2009年に75分前から45分前に、2015年には45分前から30分前と、実運用との間隔が短縮されてきたが、2017年には実運用の5分前にまで短縮された<sup>16</sup>。これにより、予測誤差の精度向上を反映した入札行動を実施することが可能となった。

ドイツの発電・小売事業者は、これらの制度改革が、出力予測誤差の精度向上や、取引の制約の緩和につながることで、インバランスの抑制が可能となることを期待している。

また、（i）～（iii）の制度変更も相まって、当日市場の取引量の増加がみられる。このことは当日市場の流動性を高め、インバランスを抑制するための一助となる<sup>17</sup>。

一方、最終的な需給調整の責務があるドイツのTSOは、必要な需給調整能力をゲートクローズ前に確保する必要があるが、（i）～（iii）の制度変更により、ゲートクローズタイム後の系統全体のインバランスが抑制されれば、自らインバランスを解消するのに必要な費用を低減させることができる。

ドイツのように、市場メカニズムに再エネ電源を統合し自立できるようにするには、インバランス量低下に向けた再エネ電源自体の自助努力とともに、そうした努力をし易くする市場の環境整備が重要となる。

## 4. わが国の望ましいインバランス制度の在り方

第2章で述べたように、わが国においては、“インバランス解消に要した費用の回収”と“インバランスを抑制するインセンティブ”の両立したインバランス料金の設計を目指した議論が進められている（資源エネルギー庁 2018a）。電力自由化と再エネ導入で先行しているドイツにおいては、インバランス料金制度の補正が継続的に議論されている。第3章で述べたように、補正導入の過程において、価格スパイクにより小売事業者等に過度なリスクを負わせてしまう可能性や、インバランスの抑制には、インセンティブだけではなく抑制に取り組み易い市場環境の重要性を示した点で、ドイツの経験は参考になる。

具体的には、価格スパイクの問題は、平均費用に基づくインバランス料金制度の問題点であり、系統全体のネットインバランス量が微小であっても、インバランス料金が高騰しない仕組みが求められる。また、需給調整能力の確保における容量価格と電力量価格の重み付けにも留意する必要がある。発電・小売事業者のインバランスの抑制に取り組み易い市場環境については、当日市場のゲートクローズタイムと実運用の時間差の短縮などが重要となる。

近年ドイツが進めているインバランス料金の各種の補正や市場関連制度の改革が、第2章で述べた両立を踏まえたインバランス料金の達成のために効果的であったのかどうかは、今後の評価を待つ必要がある。また、わが国でドイツの経験を参考にするには、わが国とドイツの制度の違いについて留意する必要がある。

こうしたことを踏まえつつも、小売全面自由化の進展や再エネの大量導入が進むわが国において、差し迫った需給調整市場開設後のインバランス料金制度の在り方を検討する際には、発電・小売電気事業者に過度なリスクを負わせないようにしつ

<sup>16</sup> 国際連系線を活用した当日市場は、2018年現在において、実運用の60分前が締切時刻である。

<sup>17</sup> ドイツの当日オークション市場と当日市場の合計の取引量は増加してきており、2009年の当日市場の取引量が5.7TWhであったのに対し、2018年の合計の取引量は52.8TWhに達している。

つ、インバランスの費用を適正に回収するため、インバランスに対する再エネ電源への過度な支援をなくすとともに、インバランス抑制に取り組みやすくするための環境整備が重要である。

#### 【参考文献】

- [1] 朝野, 岡田, 永井, 丸山 (2016) “欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題,” 電力中央研究所報告 Y15022, 2016年.
- [2] 資源エネルギー庁 (2014a) “インバランス制度に係る詳細制度設計について,” 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 第8回制度設計ワーキンググループ 資料5-3, 2014年9月18日
- [3] 資源エネルギー庁 (2014b) “送配電部門の調整力確保の仕組みについて,” 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 第10回制度設計ワーキンググループ 資料6-3, 2014年11月27日
- [4] 資源エネルギー庁 (2017) “インバランス料金の当面の見直しについて,” 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 第7回制度検討作業部会 資料4, 2017年6月6日
- [5] 資源エネルギー庁(2018a) “電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 中間とりまとめ”, 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会, 2018年7月13日
- [6] 資源エネルギー庁 (2018b) “効率的かつ安定的な需給調整バランスの確保に向けたインバランス料金制度について,” 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 第12回電力・ガス基本政策小委員会 資料6, 2018年11月8日
- [7] 資源エネルギー庁 (2018c) “再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築について,” 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 第11回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料4, 2018年12月26日
- [8] 需給調整市場検討小委員会 (2018) “商品設計の見直しについて,” 第6回需給調整市場検討小委員会, 資料2, 電力広域的運営推進機関, 2018年
- [9] 電力・ガス取引監視等委員会 (2017) “卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者(小売り部門)の予備力確保の在り方について(案),” 第23回制度設計専門会合 資料6-1, 2017年10月26日
- [10] 電力・ガス取引監視等委員会 (2018a) “一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について,” 第26回制度設計専門会合 資料4, 2018年1月30日
- [11] 電力・ガス取引監視等委員会 (2018b) “海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会,” 第1回-第2回, 2018年.
- [12] 電力・ガス取引監視等委員会 (2018c) “今秋の再生可能エネルギー出力制御時の卸電力市場の状況及び今後の対応について,” 第35回制度設計専門会合 資料7, 2018年12月17日
- [13] 電力システム改革専門委員会 (2013) 「電力システム改革専門委員会報告書」, 平成25年2月
- [14] 服部徹 (2017) “欧州主要国の卸電力市場の流動化とスポット市場の取引量,” 電力中央研究所報告 Y16003, 2017年.
- [15] 古澤健 (2013) “ドイツの再生可能エネルギー電源普及に伴う影響-卸電力市場の価格と系統運用の再給電指令-,” 電力中央研究所報告 Y12009, 2013年.
- [16] 古澤健, 岡田健司, 後藤美香 (2014) “ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-,” 電力中央研究所報告 Y13018, 2014年.
- [17] 古澤健, 岡田健司 (2015) “ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題,” 電力中央研究所報告 Y14021, 2015年.
- [18] 古澤健, 岡田健司 (2018) “ドイツ再エネ政策から何を学ぶべきか-電力自由化のもとでの再エネ導入促進の光と影-,” 電気学会誌, Vol.138, No.3, 2018年.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014) “Eneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2014,” 2014.
- [20] Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018) “Monitoring report 2017,” 2018.
- [21] ENTSO-E (2015) “Cost benefit analysis for electricity balancing –ISP harmonization methodology,” 20<sup>th</sup> October 2015
- [22] ENTSO-E WG AS (2018a) “Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2017,” ENTSO-E, 22<sup>nd</sup> May 2018.
- [23] ENTSO-E WG AS (2018b) “Stakeholder workshop on EB GL implementation,” 20<sup>th</sup> June 2018
- [24] ENTSO-E (2018) “Frequency Containment Reserves,” [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/fcr/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/) (2018年12月確認)
- [25] Eurelectric and ENTSO-E (2011) “Deterministic frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions,” 20<sup>th</sup> October 2015
- [26] European Commission (2017) “Commission regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a

- guideline on electricity balancing, ” 28<sup>th</sup> November 2017
- [27] European Power EXchange (EPEX) (2014) “15-minute intraday call auction, ” 2014.
- [28] Gawel E. and Purkus A. (2013) “Promoting the market and system integration of renewable energies through premiums schemes – a case study of the German market premium, ” Energy Policy issue61 p599-609, 2013.
- [29] Hiroux C. and Sagan M. (2010) “Large-scale wind power in European electricity markets: time for revisiting support schemes and market designs?, ” Energy Policy issue38, p3135-3145, 2010.
- [30] Just S. and Weber C (2015) “Strategic behavior in the German balancing energy mechanism: incentives, evidence, costs and solutions, ” Journal of Regulatory Economics, vol.48, issue2, pp218-243, October 2015.
- [31] Klessmann C., Nabe C. and Burges K. (2008) “Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and UK, ” Energy Policy issue36, p3646-3661, 2008.
- [32] Regelleistung (2016) “Modell zur Berechnung des regelenzonübergreifenden einheitlichen Bilanz-ausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, ” 2016.
- [33] Regelleistung (2018a) “Tender overview, ” 2018. <https://www.regelleistung.net/ext/tender/> (2018年12月確認)
- [34] Regelleistung (2018b) “Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung der Regelenenergieart Sekundärregelleistung, ” 2018.
- [35] Statnett (2018) “Nordic TSOs confirm 15 minutes resolution by end of 2020, ” 10<sup>th</sup> March 2018
- [36] Van Der Veen R.A. C. (2012) “Designing Multinational Electricity Balancing Markets, ” Delft University of Technology
- [37] Van Der Welle A. (2016) “Required adjustments of electricity market design for a more flexible energy system in the short term, ” ECN, ECN-N-16-033, December 2016.
- [38] Vandezande L., Meeus L., Belmans R., Sagan M. and Glachant J. M. (2010) “Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration, ” Energy Policy issue38, p3146-3154, 2010.
- [39] Weber C. (2010) “Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems, ” Energy Policy issue38 p3155-3163, 2010.

## 付録A. わが国の需給調整市場の動向

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会が2018年7月に公表した「中間とりまとめ」では、需給調整メカニズムの広域化を進めるに当たっては、関連するシステムの改修や連系線の運用変更を伴うと考えられるため、まずは低速域の三次調整力②（付表1参照）の広域運用を行うことを目指して準備を進めること、広域調達については、適切な開発期間を確保する観点から、2021年度の運用開始を目指して準備を進めること等が適切であることが示された。現在、2021年から本格的に運用が予定されているわが国の需給調整市場における基本的な商品区分の概要を付表1に示す（需給調整市場検討小委員会 2018）。なお、付表1に示す需給調整能力に関しては、ドイツで見られるように、容量価格をメインとして確保し、エネルギー価格をもとにメリットオーダーで運用することが想定されている。

一方、2017年4月より、電力広域的運営推進機関の定める送配電等業務指針に基づき、一般送配電事業者が公募により確保している需給調整能力の区分を付表2に示す。電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格が支払われる。しかし、電源Ⅱは、必要量を明示せず募集して契約した後、電源Ⅰと同様に、運用段階で一般送配電事業者が調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格のみが支払われるが、電源ⅠのようなkW価格は支払われない。

電源Ⅰ-aや電源Ⅱ-aは、付表1に示す一次調整力、二次調整力①、二次調整力②に、電源Ⅰ-bや電源Ⅱ-bは三次調整力①に相当する。ただし、これら調整力の区分けについては、それが明確に可能か否かも含めて、現在、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関等で議論されている。なお、本稿の論点としては取り扱わないが、付表2の需給調整能力から付表1の需給調整能力へのスムーズな

付表1 わが国の需給調整市場開設後の需給調整能力の商品設計

区分	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (簡易指令システムも可)
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	3時間	3時間
指令間隔	— (自端制御)	0.5～数10秒	1～数分	1～数分	30分
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力 変化可能な量 (機能性能上の GF幅を上限)	5分以内に出力 変化可能な量 (機能性能上の LFC幅を上限)	5分以内に出力 変化可能な量 (オンラインで調整 可能な幅を上限)	15分以内に出力 変化可能な量 (オンラインで調整 可能な幅を上限)	45分以内に出力 変化可能な量 (簡易指令システムを含むオンライン で調整可能な幅 を上限)

出典：需給調整市場検討小委員会（2018）から一部抜粋

※簡易指令システムとは、中給システムと直接接続しないシステムであり、詳細は現在検討中である。

※GF：Governor Free（ガバナフリー）、LFC：Load Frequency Control（負荷周波数制御）、EDC：Economic load Dispatching Control（経済負荷配分制御）

付表2 わが国の需給調整市場開設前の公募調達における需給調整能力の区分

区分	電源 I -a	電源 II -a	電源 I -b	電源 II -b	電源 I ´	電源 II ´
指令・制御	専用線で 指令・制御可	専用線で 指令・制御可	専用線で 指令・制御可	専用線で 指令・制御可	簡易システムで 指令	簡易システムで 指令
発動時間	5分以内	5分以内	15分以内	15分以内	3時間以内	1時間未満
周波数制御機能 (GF・LFC)	あり	あり	なし	なし	なし	なし
費用精算	落札時に決定した契約容量に応じたkW価格と、指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う	指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う	落札時に決定した契約容量に応じたkW価格と、指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う	指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う	落札時に決定した契約容量に応じたkW価格と、指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う	指令に応じて発電した電力量に応じたkWh価格を支払う

出典：電力・ガス取引監視等委員会（2018a）から抜粋

移行を実現するための課題も考えられる。

古澤 健（ふるさわ けん）

電力中央研究所 社会経済研究所