

電力経済研究

特集「電力システム改革で創設される新市場の課題」

No.66 (2019.3)



RE 電力中央研究所
社会経済研究所

「電力経済研究」

「電力経済研究」は電気事業、電力産業に関わる社会経済・制度問題を対象分野とし、課題指向型、問題解決型に関連した研究成果等を掲載し、学術の振興に寄与することを目的とした雑誌です。一時休刊ののち、2015年3月にリニューアル復刊しました。当面の間は、広く一般に投稿論文を募ることは致しません。

原稿の種類と内容

電力経済研究の原稿には次のようなカテゴリーがあります（下記のカテゴリーは当面のものであり、今後、編集委員会での議論を経て追加・変更になる場合があります）。

(1) 総説

特集を全体的に俯瞰して、その目的や意義、内容などについて総合的に展望・解説したものの。

(2) 研究論文

主題、内容、手法等の新規性を有し、当該分野の発展に貢献すると思われる研究成果を報告したもの。また、特定の主題に関する一連の事象を、実態調査を通して、あるいは特定の主題に関する一連の研究及びその周辺領域の発展を、著者の見解にしたがって総括的かつ系統的に報告したもの。

(3) 研究ノート

総合的な報告までには至らないが、その研究途上で得られた有用な分析手法に関して記録にとどめておく価値があると認められたもの。特に、テクニカルな分析手法を特徴とするもの。また、特集の目的に沿って、他の媒体で報告した内容について、本誌向けに要約したもの。

(4) 研究トピックス紹介

経済、経営、エネルギー・電力、環境等に関連する国内外の新たな研究動向を紹介するもの。

一般財団法人 電力中央研究所

社会経済研究所

「電力経済研究」編集委員会

E-mail : src-henshu-ml@criepi.denken.or.jp

電力経済研究 No. 66 (2019. 3) 目次

特集「電力システム改革で創設される新市場の課題」

総説

電力システム改革における新市場創設の意義と課題

ー市場メカニズムの活用をめぐる議論の展望ー 服部 徹 … 1

論文

ベースロード市場をめぐる独禁法上の課題

ー不当廉売とプライス・スクイーズ規制の検討ー 佐藤 佳邦 …17

研究ノート

オプション型金融的送電権の価格に関する予備的考察

ー欧州の取引データの観察ー 服部 徹 …33

論文

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

ードイツのインバランス料金の変遷から見た考察ー 古澤 健 …39

論文

容量市場の価格決定要因に関する考察

ーわが国の制度設計と海外の経験からの示唆ー 服部 徹 …53

論文

長期エネルギー需給見通しの実現を見据えた非化石価値取引市場の制度設計 朝野 賢司 …69

特集

「電力システム改革で創設される新市場の課題」

わが国の電力システム改革では、従来の卸電力取引のための市場に加え、ベースロード市場、需給調整市場、容量市場、非化石価値取引市場など、新たな市場が次々に創設されることとなっている。併せて、連系線の利用ルールが見直され、その利用計画は間接オークションにより、卸電力市場の結果に基づいて決まることとなっている。このうち、FIT 電源を対象とする非化石価値取引市場は 2018 年 5 月に取引を開始している他、連系線利用ルールの見直しによる間接オークションも 2018 年 10 月から運用されている。その他の市場も 2019 年度以降、順次、運用が開始される見込みである。

こうした新市場が所期の目的を達成するには、それらが適切に設計される必要がある。しかし、新市場の設計はいずれも複雑であり、同じような市場を創設してきた海外でも試行錯誤が続き、様々な制約の下で、現実的に市場を適切に設計することの難しさを物語っている。わが国でもそうした難しさに直面することは避けられないと考えられるが、望ましい制度設計に向けては、電力システム改革の全体像を見渡しながらか、個別の市場の課題について理解を深めることが重要と思われる。

本特集号は、電力中央研究所・社会経済研究所が取り組んできた、新市場の制度設計の課題に関連するこれまでの調査研究の成果を収めている。新市場の全体像と電力システム改革における市場メカニズムの活用について論じた総説に続き、個別の市場の制度設計の課題について論じた論文 4 篇と研究ノート 1 篇を収めている。論文では、それぞれ専門分野の異なる執筆者が、特定の課題について論じており、制度設計の多岐にわたる論点の一部を扱ったに過ぎないが、今後の詳細設計の議論や見直しに向けて、参考となる知見を提供できれば幸いである。

2019 年 3 月

編集責任者 電力中央研究所 社会経済研究所 服部 徹

電力システム改革における新市場創設の意義と課題 —市場メカニズムの活用をめぐる議論の展望—

Aims and Issues in Developing New Markets in Electricity System Reform in Japan:
Perspectives on the Use of Market Mechanism for Electricity System

キーワード：電力システム改革，市場メカニズム，新市場，競争，公益的課題

服 部 徹

わが国の電力システム改革においては、競争の促進のみならず、安定供給に必要な供給力や調整力の確保、環境適合を念頭に置いたエネルギーミックスの確保といった、公益的課題の解決についても市場メカニズムを活用することを基本的な方針としている。そのために、従来の卸電力市場に加えて、連系線利用ルールの見直しにより間接オークションが導入されるとともに、ベースロード市場、需給調整市場、容量市場、非化石価値取引市場といった新たな市場（新市場）が創設されることとなっている。これら新市場は、それぞれ異なる価値を扱うが、需要と供給の自由な取引で資源配分を決めるのではなく、政策目標の達成を制約条件とし、その設定において規制が重要な役割を果たす特殊な市場である。個別の市場の設計には難しい課題が含まれるが、試行錯誤を通じて進化させていき、結果的に、同じ政策目標の達成に必要なコストを以前よりも低くすることを目指す必要がある。

- | | |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. エネルギー政策の目標と市場メカニズムの活用 <ol style="list-style-type: none"> 2.1 エネルギー政策基本法にみる市場原理の活用 2.2 電力の自由化とこれまでの電力市場 2.3 新しい市場の創設とそのねらい 3. 新市場の概要と課題に関する考察 <ol style="list-style-type: none"> 3.1 個別の新市場の概要 3.2 新市場の目的と取引する価値による整理 3.3 新市場の特徴としての規制側面 | <ol style="list-style-type: none"> 3.4 海外事例を踏まえた新市場の位置づけ 3.5 試行錯誤を通じた「進化」を見据えた市場メカニズムの活用 4. 新市場の詳細設計の経緯と本特集号で扱う論点 <ol style="list-style-type: none"> 4.1 ベースロード市場 4.2 連系線利用ルールの見直し 4.3 需給調整市場 4.4 容量市場 4.5 非化石価値取引市場 5. 結語 |
|--|--|

1. はじめに

東日本大震災後に進められてきた、わが国の電力システム改革においては、発電部門や小売部門における競争を促進し、電力供給の効率化を図るため、市場メカニズムの活用を柱とする構造改革が行われている。電力システム改革以前からの電力の自由化によって、卸電力市場や小売電力市場といった抽象的な市場の存在は既に認識されており、具体的な卸電力の取引の場としても、日本卸電力取引所（以下、JEPX）の前日市場や当日市場、先渡市場が開設され、今日まで運用されてきた。現在は、これらに加え、「新市場」と称され

る、ベースロード市場、需給調整市場、容量市場、非化石価値取引市場が新たに創設されることとなっている。

これだけ多くの新市場が、検討開始から数年のうちに創設され、運用を開始していくという計画は、海外でも例を見ないスピードだが、果たしてそれらが適切に設計され、期待通りに機能するのか、また、相互に過不足なく調和するのかどうか、さらに、適切な競争環境の整備や、電力の安定供給および環境適合といった公益的課題やエネルギー政策の目標達成に効果的なのかどうかについては、少なからず懸念の声もある。

本総説では、電力システム改革において創設さ

れる新市場の意義と課題を様々な角度から示しつつ、従来から存在する市場を含め、市場メカニズムの活用で留意すべき点や目指すべき方向性について展望する。

以下では、エネルギー政策における市場原理の活用の位置づけと、以前から存在していた市場について確認した後、電力システム改革で創設される新たな市場の概要を述べ、その全体像を踏まえつつ、それぞれが目指す目的や果たすべき機能、特徴などを整理する。その上で、市場メカニズムの活用によってエネルギー政策の目標達成を目指すことの意義について確認するとともに、その過程で生じる課題について論じる。次に、個別の新市場の制度設計に関するこれまでの経緯や論点を述べながら、本特集号の各論文が扱うテーマの位置づけを示し、最後に本総説をまとめる。

2. エネルギー政策の目標と市場メカニズムの活用

2.1 エネルギー政策基本法にみる市場原理の活用

わが国のエネルギー政策は、従来から、3つのE、すなわち、安定供給（Energy Security）、環境適合（Environment）、経済効率性（Economic Efficiency）の達成を目的としてきた。現在は、東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故を受けて、安全性（Safety）を大前提とすることが加わり、「3E+S」の達成を基本としている。2018年のエネルギー基本計画においては、「エネルギー政策の要諦」として、「安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図るため、最大限

の取組を行うこと」が謳われている¹。

このようなエネルギー基本計画の策定を定めたエネルギー政策基本法²では、エネルギー政策の基本方針が定められており、その第2条には「安定供給の確保」、そして第3条には「環境への適合」が掲げられている。しかし、その後続く第4条に掲げられているのは、「経済効率性の向上」ではなく、「市場原理の活用」である。第4条をあらためて見てみると、「エネルギー市場の自由化等のエネルギーの需給に関する経済構造改革については、前二条の政策目的を十分考慮しつつ、事業者の自主性及び創造性が十分に発揮され、エネルギー需要者の利益が十分に確保されることを旨として、規制緩和等の施策が推進されなければならない。」とある。電気事業において現在進められている電力システム改革は、まさに、「電力市場の自由化等の電力の需給に関する経済構造改革」と言えよう。そして、それは前二条の政策目的、すなわち、安定供給の確保と環境への適合を十分考慮しつつ、推進されなければならないとされている。

しばしばエネルギー政策の目的として語られる3E+Sの、Eのうちの一つが「経済効率性」であることからすると、市場原理（メカニズム）の活用は、経済効率性に対応するものといえる。ただし、一般的に言えば、市場原理の活用は、経済効率性を達成するための手段であって、それ自体が目的ではない。確かに方針として市場原理の活用が掲げられているにすぎないともいえるが、これまでの電力システム改革の進め方において、市場を創設し、市場メカニズムを活用すること自体が目的化していないかは留意する必要がある。

¹ エネルギー基本計画については、下記のURLを参照。
http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/（最終アクセス日：2019年2月18日）

² エネルギー政策基本法の条文については、下記のURLを参照。
http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=414AC1000000071（最終アクセス日：2019年2月18日）

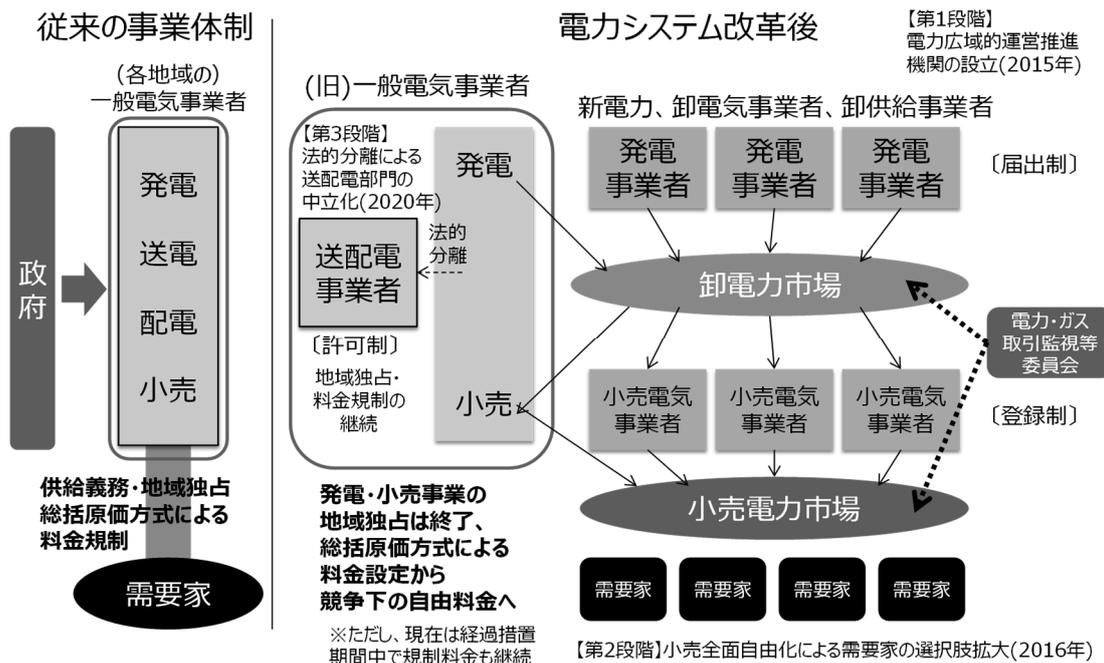


図1 電力システム改革と電力市場

しかし一方で、電力システム改革という電力分野の経済構造改革の推進にあたっては、事業者の自主性及び創造性が十分に発揮され、そして需要家の利益が十分に確保されることを旨とするあり、まさにここに市場原理の活用の原点が示されているといえる。もとより市場原理とは、市場での自由な競争を通じて経済厚生が高まるというものである。電力システム改革で創設される個別の市場は、制度設計が複雑で、それらを現実に運用可能な制度として整備していくだけでも多くの難題を解決していく必要がある。そのためか、あまり強調されることはないが、そもそも市場原理の活用には、事業者の自主性や創造性の発揮、そして需要家の利益の確保という重要な目的があり、制度設計の議論においても、時にその原点に立ち返ることが必要といえる。

2.2 電力の自由化とこれまでの電力市場

わが国の電力分野における市場メカニズムの活用は、1990年代半ばから徐々に始まった電力の

自由化とともに進められ、今日の電力システム改革へと引き継がれている（図1）。従来、発電・送電・配電・小売の垂直一貫体制の電気事業者が地域独占で供給義務を負い、規制下に置かれていたところ、1990年代の半ばから2000年代にかけて、発電部門と小売部門に競争が導入されることになった。それは、競争的な卸電力市場と小売電力市場を形成していくことを意味していた。基本的には、発電部門と小売部門が取引するのが卸電力市場であり、小売部門と需要家が取引するのが小売電力市場である。電力システム改革は2015年以降、3つの段階で進められることになっており、既に第1段階の電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）の設立と、第2段階の小売市場の全面自由化が完了している。第3段階は、2020年に、旧一般電気事業者の送配電部門の法的分離が予定されている³。

現在、電力システム改革で整備が進められよう

³ 第1段階から第3段階までの電力システム改革の概要については、山内・澤 (2015)、服部 (2016b)を参照。

としている新市場は、小売電力市場とも無関係ではないが、より関係が深いのは卸電力市場である。わが国の卸電力市場、あるいはそこで行われる卸電力 (kWh) の取引は、以前から、相対取引、すなわち発電と小売が個別に取引する形が中心であった。その中で、匿名の取引を行うことができる開かれた任意の取引の場として2005年に開設されたのがJEPXである。JEPXは、実需給の前日にオークション方式で取引を行う「前日市場」と呼ばれるスポット市場を運営する他、現在は、実需給の1時間前までにザラバ方式で取引を行う「当日市場」、将来の特定期間 (1年間、1カ月間、1週間) に受渡する先渡し契約を取引する「先渡市場」を運営している。これらに加えて、2016年には「電力先物市場」の必要性を見込んだ商品先物取引法の改正が行われた⁴。これらの市場は取引の時点に違いはあるものの、基本的には、エネルギーとしての電力 (kWh) を取引する市場である。海外でも、電力の自由化でこうした取引所が運営する市場が整備され⁵、特に前日市場のスポット価格が、卸電力取引全体にとっての指標価格として、重要な役割を果たしている⁶。

2.3 新しい市場の創設とそのねらい

2016年秋から開催された「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 (以下、貫徹小委)」では、競争の活性化に加え、自由化の下での公益的課題 (安定供給や環境適合性等) への対応の必要性が示された⁷。そして、そのような課題への対応

に際しては、市場メカニズムの活用による解決を探るとされた。例えば、「経済合理的な電力供給体制と競争的な小売市場の実現」という課題に対して挙げられた解決手段の例が、「卸市場 (kW 価値取引市場) の更なる流動化」である。次に、「中長期的な供給力 (kW) の確保と系統運用者による調整力 (ΔkW) の適切な調達」という安定供給の確保に向けた課題に対して挙げられた解決手段が、「kW価値の顕在化及び調整力の市場化」である。そして、「エネルギーミックスと整合的な電源構成を通じた温暖化目標の達成」という環境適合に向けた課題に対して挙げられた解決手段が、「非化石価値の顕在化」である。

ここで、競争の活性化に加えた、公益的課題の解決のための市場メカニズムの活用が示しているのは、従来の電力供給において、明確な境界もなく一体で取引されていた様々な価値 (kWh価値、kW価値、 ΔkW 価値、非化石価値) を明示的に分けた上で、個別に対応する市場を創設し、それぞれにおいて形成される価格をもって、効率的な取引を可能とすることである。つまり、kWhの価値に集約されていた電力の価値をまとめて取引するのではなく、異なる価値ごとに、個別に取引することで効率化を図ろうとするものである。

そして、2.2節で述べた既存の市場の活性化や公益的課題の解決のため、新たな市場が創設されることとなった。具体的には、「ベースロード市場」、「需給調整市場」、「容量市場」、「非化石価値取引市場」である。これらに加えて、貫徹小委後に進められたのが「連系線利用ルールの見直し」である。これは、直接的には「市場」という言葉を使っていないが、後述するように、既存の前日市場を介して、いわば連系線の容量を取引する市場と見ることができ、本稿では、これら合わせて5つ

⁴ 具体的には、無体物である「電力」が商品先物取引法の対象に加えられている。なお、本稿執筆時点において、わが国での電力先物市場は創設されていない。2018年11月の「規制改革推進に関する第4次答申」では、総合取引所の実現に向けた実施事項として、電力先物市場の創設は、総合取引所の実現と同時並行的に進めるとされている。

⁵ ネットワークを流れる同質的な電力のkWhは「コモディティ (商品)」とみなすことができ、そのような商品の取引は、取引所で行う方が効率的な面があると考えられる。

⁶ 例えば、欧州における最近のスポット市場の動向については、服部 (2017a)を参照。

⁷ 貫徹小委の中間とりまとめ (2017年2月) については下記を

参照。
http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_kaiku/20170209_report.html (最終アクセス日: 2019年2月18日)

の市場を「新市場」と呼ぶことにする。

3. 新市場の概要と課題に関する考察

3.1 個別の新市場の概要

ここでは、まず簡単に、個々の新市場の概要を述べておく。なお、詳細な制度設計の経緯や論点については4章で改めて論じる。

(1) ベースロード市場⁸

「ベースロード市場（以下、BL市場）」は、ベースロードの供給力（原子力、大型水力、石炭火力）に対するアクセスが限られているとされる新電力等が、取引所を通じて、ある程度長い契約期間（例：1年間）に一定の電力量を受け渡す標準化された商品として、旧一般電気事業者のベースロード電源が供給する電力を取引できる、一種の先渡し市場として創設される市場である。これにより、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットディングを図り、さらなる小売競争の活性化を図ることを目的としている。BL市場においては、旧一般電気事業者に一定の供出（切り出し）義務が課されることになっており、その意味で、いわゆる「非対称規制」としての側面がある。

(2) 連系線利用ルールの見直し

「連系線利用ルールの見直し」とは、地域（エリア）間の取引における連系線の利用について、これまでの「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則とするルールから、スポット市場を介した形で、市場原理に基づく利用を促す、「間接オークション」の適用を拡大するものである。これは、短期的には限られた連系線の容量を、前日段階においてより効率的な電源に割り当てるもので、30分単位の連系線の容量をめぐる市場と言える。これにより、広域的かつ効率的な電源の活用が期待される他、結果的に取引所の取引量が増加するこ

⁸ 貫徹小委においては、「ベースロード電源市場」とされていたが、現在は「ベースロード市場」と呼ばれている。

とで、卸電力取引の活性化も期待されている。ただし、間接オークションの供給側に当たる連系線の容量は、一般送配電事業者や広域機関の検討を経て決まるものであり、市場を通じて決まるものではない。

(3) 需給調整市場

「需給調整市場」は、一般送配電事業者が系統の安定化に必要な調整力（ ΔkW ）を調達するための市場で、買い手が一般送配電事業者のみとなる市場である。電源を持たない一般送配電事業者による調整力の調達という行為は、電力の自由化と発送電分離に伴い、必ず必要となる。すでに、旧一般電気事業者が所有する送配電ネットワークの運用の中立性を確保する観点から、一般送配電事業者は、2016年10月より、周波数維持義務を果たすのに必要な調整力をエリア別に公募により確保している。需給調整市場はそれを広域的に行うために創設される市場であり、2020年以降に、現在の公募の仕組みを移行させることになっている⁹。調整力の調達と運用の広域化は、国全体での効率化に資すると考えられているが、必要な調整力は、信頼度基準に基づいて決められることになっている。これは、技術的な観点から、この市場の需要が市場の外で決まるルールによって定まることを意味する。

(4) 容量市場

「容量市場」は、中長期的に安定供給に必要な供給力を確保しておくための市場である。競争環境下では、卸電力市場からの収入だけでは、市場参加者によって十分な供給力を確保することが困難になるとの懸念があったためである。一般に、中長期的な容量確保のための仕組みは、「容量メカニズム¹⁰」と呼ばれるが、容量市場は容量メカ

⁹ 以前は、「リアルタイム市場」という呼称も使われていたが、調整力の調達のタイミングは必ずしも実需給の直前に限られないため、現在は需給調整市場とされている。

¹⁰ 容量市場以外の容量メカニズムには、「戦略的予備力」や「容量支払」といった制度があるが、それらの概要については服部

ニズムの中で、最も効率的に必要な容量を確保する仕組みとされている。確保する供給力は、信頼度基準に基づいて決められることになっており、事前に設定される需要曲線に反映されることになる。また、小売電気事業者には、顧客の需要に合わせた容量を容量市場から買うことが義務付けられる。つまり、需給調整市場と同様に、需要が市場の外で決まるルールに基づいて定まる市場であり、需要側に参加義務が課せられる市場である。

(5) 非化石価値取引市場

「非化石価値取引市場」は、電力分野の環境適合の目標である2030年度非化石電源比率44%に向け、小売電気事業者に非化石電源の一定の調達を義務付けた上で、その達成を後押しするために創設される市場である。具体的には、非化石価値を証書化し、それを電気の価値とは分離して取引を行う市場である。FIT対象電源向けと、非FIT対象電源向けの2つがあり、前者については2017年度に発電された電気を対象に2018年5月から運用が始まっている。

以下では、新市場を横並びに比較しつつ、関連する海外事例も踏まえながら、それぞれの意義や課題について論じる。

3.2 新市場の目的と取引する価値による整理

新市場をそれぞれの目的と市場で取引する価値によって整理したのが図2である。目的は大きく分けると3つで、一つは、卸電力(kWh)の取引の更なる活性化や競争の促進、次に、供給力(kW)や調整力(Δ kW)の調達による安定供給の確保、最後に非化石証書¹¹を通じた非化石電源

比率の達成による環境適合である。

市場であるがゆえに、いずれの新市場でも、そこで競争を促し、効率的な取引が行われることが期待されるのであるが、ベースロード市場と連系線利用ルールの見直しは、基本的には競争の促進を通じた経済効率性の向上が主要な目的であるのに対し、需給調整市場と容量市場は、安定供給の確保、非化石価値取引市場は、環境への適合という、それぞれ公益的課題への対応を目的に含める市場となっている。

また、取引する価値に関連して、個々の新市場と電力供給のいくつかの側面との対応を示したのが図3である。これは、ピーク日で見た典型的な電力の負荷曲線上に、個別の市場がどのようにかかわるかを示したものである。

ベースロード市場と連系線利用ルールの見直しは、基本的にkWhの取引の効率化を目指す市場で、負荷曲線で囲まれる面積が取引の対象である。非化石価値取引市場は、非化石電源で発電する電力のkWhを単位としていることから、電力供給の面ではkWhの取引にかかわるものである。これらに対し、容量市場は、kWの効率的な確保を目指す市場で、図3の負荷曲線の高さを対象とする市場である。最後に、需給調整市場は、一般送配電事業者が、需給の細かい変動に対応するために必要な調整力の適切な調達を目指すものであり、kWhの取引で発生するインバランスを調整するための Δ kW、すなわち調整の幅やその能力を対象とする市場である。

(2015)を参照。

¹¹ ただし、非化石価値取引市場で取引される非化石証書には、高度化法の非化石電源比率算定時に計上できる「非化石価値」と、温対法上の二酸化炭素排出係数が0kg-CO₂/kWhである「ゼロエミ価値」、小売電気事業者が需要家に対して付加価値を表

示・主張することができる「環境表示価値」の3つの価値が含まれると整理されている。

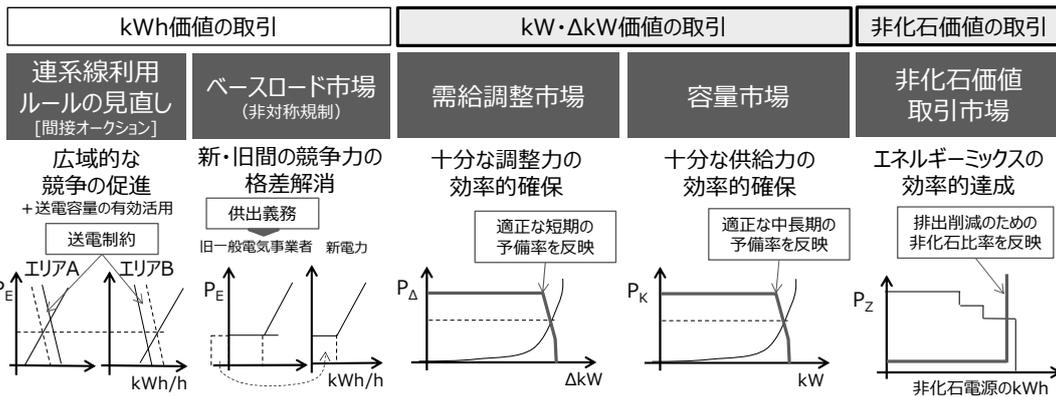


図2 新市場で取引される価値とその目的

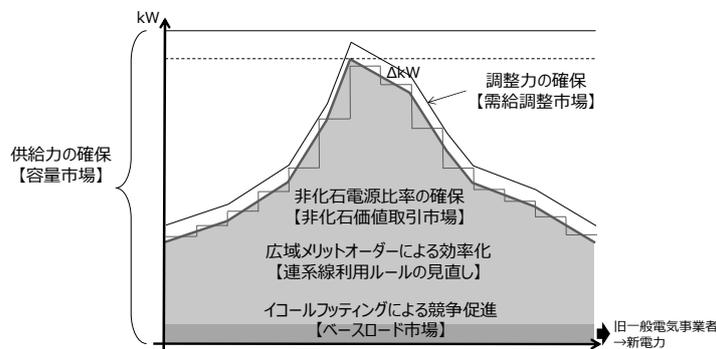


図3 新市場と電力需給の関係

3.3 新市場の特徴としての規制的側面

通常、市場においては、自由な取引の中で、取引される財に対する需要と、その財の供給がバランスするところで価格が決まっている。しかし、電力システム改革で創設される新市場は、需要と供給が必ずしも自由な取引の中で決まってこないという側面がある。ベースロード市場は、旧一般電気事業者に、所有するベースロード電源の一定割合を供出する義務を課すことで一定の供給を確保する市場である。連系線利用ルールの見直しで導入される間接オークションでは、取引に割り当てる連系線の容量は、広域機関が関与しつつ、あくまで規制された送配電部門において決定される。需給調整市場や容量市場では、信頼度基準などの技術的な観点から、調整力や供給力に対する需要が市場の外で決められている。そして、非化石価値取引市

場では、政府が定める目標としての非化石比率（44%）を通じて供給量が調整される¹²。つまり、市場といいながらも、需要と供給が市場参加者の自由な取引の結果で決まるのではなく、事前に定められる様々なルールや規制、政策目標が、取引に一定の制約を課したり、影響を与えたりするのである。そうしなければ、そもそも機能しえない市場ともいえる。

電力の場合、ネットワークと市場が密接不可分の関係にあり、技術的な制約を軽視することはできない。また、電力に限らず、現実に存在する様々な市場でも、技術的な理由などから何らかの制約を受けることがあり、それ自体をことさら問題視する必要もない。しかし、そうした制約が、市場

¹² ただし、再生可能エネルギーを対象とするFIT（固定価格買取制度）が存続する状況においては、実際にそうならない可能性を朝野（2019）が指摘している。

価格に影響を与えうるといふ点には注意しなければならない。これは、結果的に、政府や規制当局による市場への介入が行われることを意味する。自由な市場に対する政府や規制当局の介入はできる限り避けるべきという考え方は広く知られているが、はじめから政府や規制当局の介入を前提としてこれらの市場が運営されることになっている点に留意が必要である。

いずれにせよ、電力システム改革で進められる卸電力市場の活性化や、今後創設が予定されている市場の整備には、規制の果たす役割が不可欠といえる。競争を促しながら、公益的課題の解決も図っていくためには、いわば市場を補完する規制の役割が残るということの意味している。しかし、そもそも規制に非効率の源泉があったということが規制緩和の契機であったことを考えれば、それは必要であったとしても直ちに解決を約束するものではないと言える。伝統的な公益事業における競争導入後の主要な制度的課題として、Kahn (1988)が述べているように、「必然的に不完全な規制 (inevitably imperfect regulation) と必然的に不完全な競争 (inevitably imperfect competition) の可能な限り最善の組み合わせを見出すこと」が電力システム改革においても求められるといえよう。

しかし、規制と競争(市場)のバランスもまた必然的に不安定なものである。特に電力に関しては、市場を機能させるためにも一定の規制の関与が必要とされる一方で、一般には規制の関与こそが市場の機能を妨げると考えられるためである。市場を新たに創設しても、それが機能していないと評価されると、(財の特殊性等により)そもそも市場が機能しないから規制の関与が必要になるといった見方もできれば、規制緩和が不十分であるからもっと市場に委ねるべきとの見方もできる。こうした見方は対立し、カリフォルニアの電力危機の際のように、電力の自由化や構造改革においてもしばしば見られたが、それは不毛な議論に終わることも多かつたように思われる。

電力システム改革の新市場に関して、建設的な議論を進めるには、市場の目的や規制の役割も多様であることを認識し、画一的な対応ではなく、個別の市場の性格を踏まえた検討や、現在検討中の市場の制度にとらわれない、柔軟な発想も必要になると考えられる。

3.4 海外事例を踏まえた新市場の位置づけ

電気事業への競争の導入に伴い、様々な市場が整備・運用されることは、海外の経験からも予想されていたことであった。欧米(特に欧州)における卸電力取引の制度設計の課題とも共通する部分は多く、実際、わが国の制度設計の検討においては、しばしば海外事例が参考とされている(服部, 2017b)。わが国では、これらの課題への対応(制度設計)をほぼ同時期に進めようとしているのが特徴であり、海外の経験に学べる後発者利益があるとはいえ、諸外国がそれなりの時間をかけ、段階を経て対応してきた課題に、まとめて取り組んでいるところに難しさがあるともいえる。

そうした点も踏まえつつ、新市場全体に関して留意しておきたいのは、現在の欧米諸国において、わが国で創設される5市場のすべてを運営している国はないということである。とりわけベースロード市場については、一種の先渡し市場という面があり、海外でも先渡し市場が存在して、活発な取引が行われている国も少なくないが、既存の支配的な事業者に供出義務を負わせる非対称規制という意味で、同じような市場を運営している国は現在ではほとんどない。欧米諸国で、かつて自由化当初に、競争条件のイコールフットイングを図るために、一時期、非対称規制による取引を義務付けていた例はあるが、ほとんどが一定期間の運用の後に終了している(服部, 2016a)。重要なことは、こうした非対称規制は、自由な市場競争と相容れない制度であり、一時的には必要とされたとしても、長期的に継続することにはどの国も

慎重であったということである。また、現在も続いている例として、フランスには既存の支配的な事業者（EDF）に、規制された価格で、既存の原子力発電所が発電した電力を新規参入者に供給することを義務付ける制度（ARENH）が存在する¹³。しかし、この制度も15年間という期間が定められた上で導入されたものである。わが国で非対称規制の要素を含むベースロード市場についても、本来は、諸外国と同様に一定の期間に限定して運用し、その後は、本来の自由な競争に委ねられるべきであると言える。

容量市場については、近年、海外では政策的支援によって再生可能エネルギーの導入が進む中、十分な供給力を確保するために必要な仕組みとしての容量メカニズムの一つとして注目されている。しかし、容量メカニズム、あるいはその一つとしての容量市場は、その必要性が常に議論される制度である。実際、電力の自由化を進めて、再生可能エネルギーの導入が進んでいても、容量市場を導入していない国や地域はある（米国テキサス州など）。これは本来、kWhの価値を取引する市場のみが存在する状況でも、供給力が不足する状態が近づけば、kWhの価値が十分大きくなり、設備投資を促すと考える見方が根強いためである。もちろん、卸電力市場が、そのような意味で有効に機能するかも疑問視されており、また、実際には市場価格に上限が設けられるなど人為的な制約もあることから、そうした中において、安定供給を効率的に確保する仕組みとして容量市場は必要との見方も支持されている。

非化石価値取引市場に関しては、筆者の知る限り、ほぼ同様の市場を創設している国はない。仕組みとしては、RPS制度の下での再エネ証書取引が近く、また、非化石価値に着目して非化石電源が一定の補償を受けられる仕組みとしては、米国

の一部の州で導入されたゼロ・エミッション・クレジット（ZEC）があるが、これらを合わせたような非化石価値取引市場は海外に例を見ない。海外に例がないからといって、否定すべきものではないが、日本の制度が前例のない制度であり、海外では、環境適合に向けて、異なる制度、特に汚染者負担原則に基づき、何らかのカーボンプライスを活用する方策などが採られていることに留意すべきである¹⁴。

需給調整市場と連系線利用ルールの見直しに伴う間接オークションの導入は、現在の電力システムの技術が大きく変わらない限り、今後も必要となる市場の制度である。欧州と米国では、これらの制度設計の枠組みが異なるところはあるが、両者を兼ね備え、それぞれの地域で標準化が進められている市場でもある。

このように、5市場と言っても、海外事例を参考にしながら見ていくと、その必要性や、代替手段の有無などで違いがあることがわかる。5市場は決して最終形ではないし、最終形とすべきではない部分もある。こうしたことを把握しておくことは、次に述べる市場設計の試行錯誤の中では重要になってくるだろう。

3.5 試行錯誤を通じた「進化」を見据えた市場メカニズムの活用

既に述べたように、電力システム改革において市場メカニズムの活用が図られる理由は、公益的課題の解決も含めて、経済効率性の向上を図るためである。長い目で見れば、市場メカニズムの活用で競争が促進され、それが革新的イノベーションをもたらし、これまでになかった様々な付加価値を生み出すという便益の実現も考えられる。し

¹³ 詳細は服部（2016a）を参照。

¹⁴ 二酸化炭素に価格をつけることで、炭素税や排出量取引などによる明示的な価格付けと、エネルギー関連税制や省エネ規制などを通じた暗示的な価格付けなどがある。カーボンプライスに関する論考については、例えば、上野（2018）を含む「電力経済研究」No.65の特集号を参照。

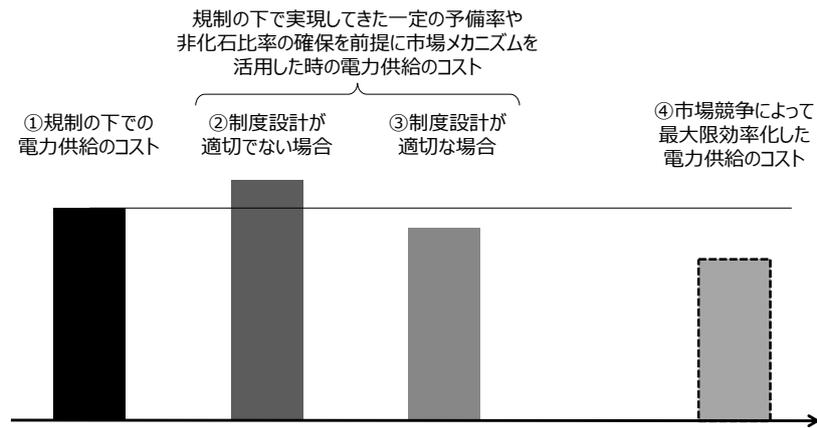


図4 市場メカニズムの活用がコストに与える影響に関する可能性

かし、ここでは、電気の消費によって需要家が得られる便益は今まで通りとすると、競争を通じた経済効率の目標というのは、電力供給にかかる費用の低減に集約される。

市場メカニズムの活用によって、電力供給の費用がどのような水準となりうるかを単純化して示したのが図4である。そもそも電力の自由化が進められたのは、規制による非効率が問題視されたことにある。その状況から、自然独占性が消滅したとされる発電と小売に競争を導入することが適切とされ、規制緩和が実施されて、市場の整備が進められてきた。したがって、その後の市場メカニズムの活用は、従来の規制下の電力供給のコスト（図4の①）よりも小さくすることを目標とすべきである。しかし、電力システム改革以前の規制の下で達成してきた安定供給や環境適合を前提とした上で、市場メカニズムを活用したにもかかわらず、結果として電力供給のコストが以前よりも増加してしまうとしたら（図4の②）、それは市場が適切に設計されていない可能性が高い。改革後、しばらくの間はそのような状態が続くかもしれないが、適切な制度設計を行った上で市場メカニズムを活用し、従来の規制下よりも電力供給のコストを低くすることを目指すべきである（図4の③）。なお、一定の予備率や非化石比率の確保といった制約をあらかじめ考慮するこ

となく、市場競争のみを徹底して最大限効率化した場合のコスト（図4の④）の実現も考えられるが¹⁵、公益的課題の解決を前提とする電力システム改革においては、このような究極的な費用の最小化を求めることは難しい。

いずれにせよ、市場メカニズムを活用するのであれば、その設計が極めて重要になることは言うまでもない。必然的に規制的側面の強い新市場については特にそうである。しかし、適切な市場の設計は、最初から明らかになっているわけでもなければ、簡単にたどりつけるものでもなく、多くの場合、試行錯誤を要する。海外ではまさに今も試行錯誤を続けているところといっても過言ではない。電力市場の制度設計において不断の見直しが必要となることが、市場参加者の予見性を妨げ、悪影響を及ぼすことになるかもしれない。膨大なコストをかけた試行錯誤が結果として失敗に終わるのではないかと懸念もあるだろう。

しかし、市場は試行錯誤を通じて「進化」させていくことが可能であるとの指摘もあり（McMillan, 2012）、そのような進化の先に適切な市場の設計が見えてくる可能性を否定する必要もない。海外でも、（失敗の経験を含めた）試行

¹⁵ これは、実現可能性はともかくとして、社会にとって効率的な予備率や非化石比率の決定も市場メカニズムに委ねる場合と解釈することもできる。

錯誤の結果として、着実に市場の設計に関する様々な知見が蓄積されてきた。そうだとすれば、電力システム改革においても、電力の需給にかかわる技術や政策の様々な制約の中で、市場メカニズムのメリットを最大限に発揮させるため、市場の進化を見据えた長期的な取り組みが求められるといえる。市場メカニズムの活用とは、そうした進化の可能性を含めた市場のポテンシャルを追求していくことでもある。

4. 新市場の詳細設計の経緯と本特集号で扱う論点

以下では、電力システム改革で創設される新市場の詳細設計の論点を振り返りながら¹⁶、本特集号の各論文のテーマとその位置づけについて紹介する。

4.1 ベースロード市場

BL市場を運営する取引所では、シングルプライスのオークション方式で、年複数回の取引が行われることとなっている。市場の範囲については、スポット市場の分断発生頻度を考慮し、北海道エリア、東北・東京エリア、西エリアの3つの市場に分割することとしている。

BL市場が創設されると、ベースロード電源を持たない新電力が買い手として参加し、落札すれば、安定的にベースロードの電力の供給を受けることができる。ただし、買い手は、多くてもベース需要の実需に見合った量までしか購入すること

ができない。そのベース需要は、日別のベース需要のうち、年間18日程度の下位の需要を除いたものを基本とすることとされている。その上で、各事業者のベース需要に基づいた購入量の制限が設けられることになっている。これは、スポット市場との裁定取引を目的として、BL市場から調達した電力を転売することなどを防ぐためである。また、BL市場からの調達を取り消したり、調達量を下方修正したりすることも、一部の例外を除き、認めないことが基本とされている。なお、旧一般電気事業者も、他エリアにおいて、買い入札を行うことができる。

一方、ベースロード電源を所有する旧一般電気事業者がBL市場に義務として供出する量は、市場全体で、新電力の需要（旧一般電気事業者にとっての離脱需要）のベースロード比率に調整係数（0.67～1）を乗じたものとなる。これは、新電力のシェアが増えるにつれて、旧一般電気事業者の支配力は弱まる一方で、供出量が増加することとなり、イコールフットィング以上の措置になることを緩和するため、当初は1として、新電力のシェアに応じて段階的に引き下げることとなっている。さらに、新電力のシェアが30%に達した段階で、その後の追加的な供出については、自主的な取り組みとして行うことも考えられている。エリア別の供出量については、エリア別の供給力やベースロード電源の比率、新電力のシェアなどの指標により、全体供出量を按分して求めることになっている。また、政策目的の重複する常時バックアップ契約に基づく取引量は、BL市場における供出量から控除することが考えられている¹⁷。

また、旧一般電気事業者は、入札の際、保有するベースロード電源の平均コストを上限とすることが求められている。本特集号の佐藤（2019）の論文では、BL市場において供出義務を負う旧一

¹⁶ 以下では主に、2018年7月の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 中間とりまとめと、広域機関で開催されている各種委員会の資料を参考とした。制度検討作業部会の中間とりまとめは以下のURLを参照。

http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/20180713_report.html（最終アクセス日：2019年2月18日）

広域機関の各種委員会の資料については以下のURLを参照。
<https://www.occto.or.jp/iinkai/>（最終アクセス日：2019年2月18日）

¹⁷ BL市場創設前に切り出した量などもBL市場への供出義務量からは控除される。

般電気事業者の入札価格に関して、自由化された小売電力市場における需要家向けの料金との関係で生じるとの指摘がある、独占禁止法上の課題を取り上げている。具体的には小売市場での不当廉売や、上流部門と下流部門の間でなされるプライス・スクイズの問題であるが、少なくとも独禁法上、問題視するには慎重に考えるべき要素が多いことを示している。

4.2 連系線利用ルールの見直し

連系線利用ルールの見直しの結果、導入の決まった間接オークションは、すでに2018年10月から運用を開始している。しかし、地域を跨ぐ取引がすべて取引所を介して行われる結果、市場参加者は、市場分断により発生するエリア間の値差の変動リスクを負担することになる。そこで、そうしたリスクをヘッジできる仕組みとしての「間接送電権」が合わせて検討されている。これは、海外で導入されている「金融的送電権 (Financial Transmission Rights, 以下FTR)」をモデルとしたもので、連系線を利用して物理的に電気を送る権利としての「物理的送電権」ではなく、連系線を利用するのに伴って発生する値差の精算を受け、リスクを回避するための契約である¹⁸。エリア間の値差が発生することで市場運営者は混雑収入を得ることができるが、基本的にはそれを原資として発行され、取引される。わが国では、混雑収入を得ているJEPXが発行主体となる。

海外では、FTRが、オークションを通じて市場参加者に与えられることになっており、わが国でもそのようなオークションが行われることで、間接送電権の市場取引が行われる。この間接送電権の市場には、電気の実物取引を行う事業者のみが参加できることになっている。オークションはシングルプライスオークションを基本として検討

¹⁸ ただし、間接送電権と欧州で導入されている金融的送電権には、いくつか異なる点もある。服部他 (2019)を参照。

されることとなっている。また、転売は認めない方向とされている。取引されるのは、隣接するエリア間の値差を基準とする商品で、契約期間等の詳細は検討を続けることになっている。値差リスクをヘッジする契約としては、先物契約に相当する、いわゆる「オプション型」と、オプション契約に相当する「オプション型」があるが、オプション型を基本として検討することとなっている。

市場参加者の利便性を考えれば、オプション型もわが国では検討に値するが、他方で、オプション型のFTRの価格変動は様々な条件に依存して複雑になると考えられている。本特集号の服部 (2019b)の研究ノートでは、欧州で導入されているオプション型の金融的送電権の価格の変動について、オプション理論を用いてある程度説明できる可能性を示唆している。今後も研究を蓄積する必要があるが、市場参加者のリスクヘッジにおける利便性を高めることを検討する際の参考になると考えられる。

4.3 需給調整市場

需給調整市場で買い手となる一般送配電事業者が行う需給調整は、応答速度や、自動/手動、期間で異なる様々な調整力を組み合わせて行われている。需給調整市場の創設にあたっては、こうした調整力の市場での取引を可能とするために、これらを細分化し、それぞれ定義する必要がある¹⁹。基本的には、制御機能に基づいて、「一次調整力 (ガバナフリー (GF) 相当枠)」、「一・二次調整力 (GF・負荷周波数制御 (Load Frequency Control, LFC))」、「二次調整力」、「三次調整力」、「三次調整力 (低速枠)」をそれぞれ「上げ」と

¹⁹ 現在の調整力公募においては、一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等を「電源Ⅰ」、厳気象対応用の調整力を「電源Ⅰ」、小売事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等を「電源Ⅱ」、調整力として機能しない電源を「電源Ⅲ」としている。

「下げ」の両方向に、合計10区分を基本的な区分として商品設計を行うこととしている²⁰。このうち、広域的な調達および運用は、三次調整力（低速枠）から進められることとなっている²¹。ただし、同じ商品区分の中でも、性能に関する違いを反映する調整係数を入札価格に乗じることとなっている。

需給調整市場は、一般送配電事業者の共通プラットフォーム上に開設することが適当と考えられている²²。広域化された需給調整市場における、一般送配電事業者と電源等の契約形態については、電源等が立地する一般送配電事業者を経由して契約を締結する「送配-送配モデル」を基本とすることとなっている。

需給調整市場で調達するのは、実需給の前に確保しておくべき「 ΔkW 」と呼ばれる出力の変動分であるが、それらは実際に運用する際の「 kWh 」の価値と合わせて決まることになる。需給調整市場の制度設計においては、この二つの要素をそれぞれどのように評価して調達するか、すなわち、 ΔkW のメリットオーダーと kWh のメリットオーダーのどちらを優先的に評価するかというのが一つの論点である。現時点では、 ΔkW のメリットオーダーに基づき落札する調整力を決め、運用時には、 kWh の安価なものから発動する方針となっている。

取引の方式については基本的にオークション方式を採用するが、ここでも、シングルプライスとするか、マルチプライスとするかという論点がある。海外の需給調整市場でも、この二つの方法のいずれかを採用しているが、わが国では当面は

マルチプライスを採用することとなっている。実需給の前のどのタイミングで調達するかも制度設計の論点の一つである。

需給調整市場の運用開始後の調整力コストは、基本的にインバランス料金の形で系統利用者から回収されることとなる。インバランス料金制度の設計は、一般送配電事業者が適切に調整力コストを回収できるものとした上で、系統利用者による調整力コストの抑制（すなわち、需給調整の円滑化）に資する適切なシグナルとなることが重要とされている。本特集号の古澤（2019）の論文では、需給調整市場との関係で重要性が高まるインバランス料金の制度設計の問題に焦点を当て、ドイツにおける試行錯誤の過程から、適切なコストの回収と需給調整の円滑化の両立の難しさを指摘するとともに、再生可能エネルギーに関する対応から学ぶべき点を整理している。

4.4 容量市場

わが国で創設される容量市場は、「集中型」の容量市場である²³。集中型容量市場とは、容量オークションを通じて、中長期的に十分とされる供給力を一元的に確保しておく仕組みである。相対契約のある小売事業者であっても、 kW 価値の支払いは容量オークションを通じて行うことを基本としている。発電事業者の参加は任意であるが²⁴、FIT適用電源は容量市場による支払いの対象外である。デマンドレスポンス（DR）は、参加登録時の需要家の確保状況に基づいて算定される期待容量で、売り手としてオークションに参加できる²⁵。

²⁰ ブラックスタート電源や特定地域立地電源の調達については、別途検討されることになっている。

²¹ 当面は、電話やメール等を使った簡易な仕組みで調達・運用することが考えられている。

²² 共通プラットフォームは、一般送配電事業者が開発し、費用負担する。また、一般送配電事業者が、市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体となることが適当と考えられている。

²³ 海外では、いわゆる「分散型」の容量市場も存在する。わが国でも、分散型の可能性を完全に排除するものではないとされているが、これまでに具体的な検討は行われていない。

²⁴ 市場支配力防止の観点から、一度不参加を選択した電源は、一定期間は再び参加できないようにする等の仕組みを検討することとしている。

²⁵ 確実な期待容量の確保を担保するために、実効性テストの実施や需要家確保状況の報告を求めることが検討されている。

国全体に必要なkW価値はすべて容量市場で取引されることになる²⁶。目標調達量は、連系線の運用制約を考慮し、エリア別に必要な供給信頼度を満たす量を算出し、それらを全国で積み上げることを基本とする²⁷。容量市場で入札できる容量は、電源の特性を考慮した実効性のある容量とするために、設備容量に調整係数を乗じた「期待容量」となっている²⁸。

容量市場で事前に設定する必要のある需要曲線については、傾斜型の需要曲線を基本とし、目標調達量において、価格がNet CONE（指標価格）と等しくなるように設定する。Net CONEとは、一年あたりの新規電源の建設費から卸電力市場で得られる利益（可変費を控除した後の卸電力市場での収入）を差し引いた値である。また、指標価格を超えた一定の水準で上限価格を設けることとしている。

容量オークションは全国単一で実施するが、連系線制約から、市場分断でエリア間でkW価値に値差が発生することを許容する。実需給の4年前に、必要な供給力のほぼ全量を調達するメインオークションを開催し、約1年前に過不足分を調整するための追加オークションを開催する。契約期間は1年間を基本とするが、新設電源を念頭に複数年のオプションの設定も検討されている²⁹。

容量市場では、オークションで確保した容量の実効性を担保するための要件（リクワイアメント）

を課し、それが達成できない場合のペナルティも設定する必要がある。リクワイアメントについては、年間で一定時期や一定時間以上、当該電源が稼働可能な計画としていることや、計画外停止をしないことなど、平常時から満たすべきものと、需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、電気を供給するか、スポット市場や需給調整市場に応札し、一般送配電事業者等の指示があった場合に電気を供給することなど、追加的なものがある³⁰。リクワイアメントを達成できない場合のペナルティとして、経済的ペナルティと参入ペナルティ（将来の一定期間は容量市場への参加を制限する等）が検討されている。

本特集号の服部（2019a）の論文は、すでにわが国で決まりつつある制度設計や、海外の容量市場の事例に関するこれまでの調査結果を踏まえつつ、容量市場における価格がどのように決まるのかについて、需要と供給の両面から考察している。容量市場においても、基本的には需要と供給のバランスで価格が決まるわけだが、価格の低い状態が続く、結果的に容量市場が電源構成を変化させる可能性についても論じている。

4.5 非化石価値取引市場

非化石価値取引市場は、FIT電源対象のオークションが2018年に開始されたのに続き、非FIT電源を対象とするオークションも、2019年度に発電した電気から取引できるよう、準備が進められている。

非化石価値取引市場はJEPX内に設けられており、FIT電源の非化石証書については、低炭素投資促進機構がFIT電気の買取量に相当する証書をオークションに入札する。オークションは年4回行われ、3カ月分の証書が取引されている。非化

²⁶ 具体的には、年間最大需要に対応する供給力に、持続的需要変動に対応する供給力、偶発的需給変動に対応する供給力、厳気象による稀頻度リスクに対応する供給力から成る。なお、需給調整市場において、2020年度から2023年度までに調達される調整力については、需給調整市場でkW価値も含めた対価を支払うこととなっている。

²⁷ なお、容量市場の費用のうち、託送料金への算入分は一般送配電事業者から回収する。

²⁸ 立地による影響は市場分断で対応するため、調整係数において考慮しない。

²⁹ 容量オークションでは、基本的に、新規電源と既設電源への支払額は分けずに同等に扱うものの、小売事業環境の激変緩和の観点から、既存の発電事業者への支払額を一定の率で減額する経過措置が講じられる。ただし、この経過措置に関しては様々な課題が指摘されている。制度検討作業部会の中間とりまとめを参照。

³⁰ また、落札後にやむを得ず供給力を提供できない場合は、落札していない電源等の差し替えが可能である。

石証書を求める小売電気事業者は、買い手として入札に参加し、マルチプライスオークションで決まった価格に基づいて証書を取得することができる。ただし、入札価格については、最低価格と最高価格が設定されており、現在は、入札最低価格が1.3円/kWh、最高価格が4.0円/kWhとなっている。

FIT電源を対象とする非化石証書³¹の売却で得られた収入は、FIT制度に伴う国民負担を軽減するために用いるとされている³²。売れ残った非化石証書については、そのゼロエミ価値や非化石価値を販売電力量のシェアに応じて小売電気事業者に配分することになっている³³。

非化石価値取引市場の課題については、需要家の視点に基づき、非化石証書に対する需要がどの程度存在するのかという課題(朝野・野口, 2017)や、企業のグリーン電力調達の実態を踏まえた非化石証書の課題(朝野他, 2017)が論じられてきた。本特集号の朝野(2019)の論文では、長期エネルギー需給見通しの実現を見据えた、非化石価値取引市場の制度設計の問題点を論じている。これまでのFIT電源を対象とするオークションの結果を振り返りつつ、FIT制度を存続させたままで非化石価値取引市場を運用しても、期待された効果は得られないことなどを指摘している。

5. 結語

本総説では、電力システム改革で創設される新市場の意義を踏まえつつ、市場メカニズムの活用をめぐる課題を述べ、個別の市場の制度設計の論点と本特集号の個別論文の位置づけについて紹

³¹ 非化石証書のメニューは、「再エネ指定」と「指定無し」の二種類とされ、FIT電源に係る証書はすべて「再エネ指定」となる。

³² ある年度の賦課金単価に、その前年度中に行われたオークションの売り上げを反映することとしている。

³³ ただし、無償で取得することになるため、その非化石価値については需要家に訴求できないこととされている。

介した。新市場ではいずれも規制が重要な役割を担うがゆえに、適切な制度設計ができなければ不要な市場への介入を招くリスクを抱えている。市場を創設しただけで課題が解決するとは限らず、むしろ詳細設計の試行錯誤は避けられないだろう。しかし、市場は進化させることができ、それによって政策目標の達成に必要なコストを最小限に抑えていくという長期的な取り組みとして、市場メカニズムの活用を考えていく必要がある。

そうした長期的視点に立つと、今はまだ認識されていない課題も含め、それぞれの制度設計には今後も検討しなければならない課題が数多く残されている。そうした中で、本特集号の論文で取り上げることができた課題はほんの一部に過ぎない。しかし、本特集号を手にする読者が、電力システム改革で創設される新市場の課題について少しでも参考となる知見を得て、より良い制度設計に向けた議論の一助としていただけるなら幸いである。また、まだ残されている論点についても、様々な機会をとらえて調査研究の成果を発信していく所存である。

【参考文献】

- [1] Kahn, A. (1988). *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, MIT Press
- [2] McMillan, J. (2002). *Reinventing the bazaar: A natural history of markets*, Norton (ジョン・マクミラン (瀧沢弘和・木村友二訳) 『市場を創るバザールからネット取引まで』NTT出版, 2007年) .
- [3] 朝野賢司, 野口厚子 (2017) 「非化石価値取引市場によって FIT と自由化の整合性は図れるのか? - 需要家の視点に基づく論点整理 -」電力経済研究 No.64, 35-47
- [4] 朝野賢司, 野口厚子, 谷優也 (2017). 「グリーン電力調達の動向と課題 - 非化石価値取引の詳細制度設計に向けた示唆 -」電力経済研究 No.64, 48-57.
- [5] 朝野賢司 (2019). 「長期エネルギー需給見通しの実現を見据えた非化石価値取引市場の制度設計」電力経済研究 No.66, 69-81.
- [6] 上野貴弘 (2018). 「温暖化対策はどうあるべきか - 本特集号の概要と政策課題への示唆 -」電

- 力経済研究 No.65, 1-15.
- [7] 佐藤佳邦 (2019). 「ベースロード市場をめぐる独禁法上の課題－不当廉売とプライス・スキーズ規制の検討－」 電力経済研究 No.66, 17-32.
 - [8] 服部徹 (2015). 「容量メカニズムの選択と導入に関する考察－不確実性を伴う制度設計への対応策－」 電力経済研究, No.61, 1-16.
 - [9] 服部徹 (2016a). 「電力市場の競争促進及び活性化に向けた制度的措置の課題」 電力中央研究所報告 Y15010
 - [10] 服部徹 (2016b). 「日本の電力システム改革の展望」 火力原子力発電, Vol.67, No.4, 9-18.
 - [11] 服部徹 (2017a). 「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
 - [12] 服部徹 (2017b). 「電力システムに関わる制度設計等の海外動向」 電機, No.791, 12-15.
 - [13] 服部徹 (2019a). 「容量市場の価格決定要因に関する考察－わが国の制度設計と海外の経験からの示唆－」 電力経済研究 No.66, 53-68.
 - [14] 服部徹 (2019b). 「オプション型金融的送電権の価格に関する予備的考察－欧州の取引データの観察－」 電力経済研究 No.66, 33-38.
 - [15] 服部徹, 古澤健, 星野光 (2019). 「欧州の金融的送電権の導入と運用に関する経済的課題」 電力中央研究所報告 Y18001
 - [16] 古澤健 (2019). 「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－」 電力経済研究 No.66, 39-52.
 - [17] 山内弘隆・澤明裕 編 (2015). 「電力システム改革の検証：開かれた議論と国民の選択のために」 白桃書房

服部 徹 (はっとり とおる)

電力中央研究所 社会経済研究所

ベースロード市場をめぐる独禁法上の課題 —不当廉売とプライス・スクイズ規制の検討—

The Baseload Market and the Antimonopoly Act: Examining the Predatory Pricing and Price Squeeze Claims

キーワード：ベースロード市場，独占禁止法，不当廉売，プライス・スクイズ

佐藤佳邦

旧一般電気事業者のベースロード市場入札価格をめぐることは、その適切性の監視に加えて、入札価格・小売価格・託送料金水準などを考慮して、小売市場で独禁法に違反する不当廉売が疑われる場合には、別途の対応を講ずるとされている。また、発電・小売が垂直統合された旧一電のベースロード電源に新電力が依存する構造は、プライス・スクイズと呼ばれる独禁法上の問題とも関連する可能性がある。政府審議会等においても、ベースロード市場を含め、電力市場における独禁法上問題となり得る行為への対応を求める指摘がある。そこで本稿は、不当廉売やプライス・スクイズに関する独禁法上の論点の学術的観点からの整理・検討を行った。具体的には、不当廉売について、通常提案されている費用基準に替えて、設備産業などで提案されている基準の採用が考えられるが、課題が多いことを指摘した。またプライス・スクイズについて、しばしば引用されるNTT東日本事件とは、事業法上の取引義務の有無という重要な差異があることを指摘した。

- 1. はじめに：ベースロード市場の課題
 - 1.1 ベースロード市場創設と入札価格の監視
 - 1.2 本稿の構成
- 2. ベースロード市場入札価格の監視の課題
 - 2.1 ベースロード市場の入札価格の監視をめぐる指摘
 - 2.2 ベースロード市場の入札価格と独禁法の課題
- 3. 不当廉売をめぐる課題
 - 3.1 独禁法における不当廉売規制の概要
 - 3.2 ベースロード市場と不当廉売
- 4. プライス・スクイズをめぐる問題
 - 4.1 独禁法とプライス・スクイズ規制
 - 4.2 NTT 東日本事件との比較検討
- 5. おわりに

1. はじめに：ベースロード市場の課題

本稿は、ベースロード市場（以下、BL市場）について、その入札価格の妥当性の監視策が提案されていることに鑑みて、これを競争法・独禁法の視点から検討するものである。

1.1 ベースロード市場創設と入札価格の監視

2016年4月に開始した電力の小売全面自由化に

ついては、新サービスの提供などの成果を生んでいるとの評価がある一方で、いくつかの課題も指摘されている。なかでも、石炭火力や大型水力、原子力といった、限界費用が安価なベースロード電源（以下、BL電源）¹の多くを旧一般電気事業者（以下、旧一電）が保有しているため、新電力はベース需要を天然ガス火力などのミドル電源で対応せざるをえず、競争上不利な立場に置かれていると指摘されている。

¹ 発電（運転）コストが低廉で、安定的に発電することが可能で、昼夜を問わず稼働可能な電源をいい、具体的には、地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭を指す（平成30年7月 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」6頁）（以下、「中間とりまとめ」）。

そこで、新電力によるBL電源へのアクセスを容易にし、競争のイコール・フットィングをはかるべく、旧一電が保有するBL電源を取引するためのBL市場が創設された²。さらに、新電力が十分な量のBL電源にアクセス可能となるように、制度的措置として、旧一電に対して一定量の電源供出を義務付けることとなったが³、新電力の競争機会を確保する観点から、入札価格の上限規制が設けられた。

そこで旧一電によるBL市場への入札価格に対する監視が予定されるとともに、それに関連して、独禁法上の問題が生じた場合には適切に対応すると整理されているが、その詳細については、いまだ明らかになっていない。

1.2 本稿の構成

そこで、まず次章において、BL市場入札価格について、新電力の競争機会を確保する立場から、どのような指摘がなされているかを確認する。つぎに3章では、BL市場の入札価格の監視に加えて、旧一電の行為が不当廉売に該当する可能性に留意すべきとの指摘がなされたことから、独禁法の不当廉売規制の問題について検討する。そして4章では、プライス・スクイーズの問題について検討する。なぜならば、不当廉売に該当しない場合であっても、支配的事業者によるプライス・スクイーズとしての規制が検討され得るからである。

2. ベースロード市場入札価格の監視の課題

2.1 ベースロード市場の入札価格の監視をめぐる指摘

たとえば、図1の左の例のようにBL市場への入札価格がkWhあたり10円、小売料金が12円であれば、新電力も2円の利潤を得られるため、特段の問題はない（議論の単純化のため、発電の利益と託送料金をともにゼロとしている。）。しかし、旧一電が入札価格を、小売料金水準を上回る13円にまで引き上げれば（図1の右）、新電力に逆ザヤが生じ、小売市場への参入は困難になる。

そこで、両者のイコール・フットィングと、BL電源の固定費を回収する機会を確保する観点から、旧一電の入札価格については、そのBL電源の発電平均費用を基礎とした上限価格を設けることとなった⁴。また、上限価格が順守されているかにつき、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視委）⁵が事後的な監視を実施する⁶。

しかし、この発電平均費用に基づいた入札価格の監視のみでは競争環境の維持には不十分ではないかとの意見があり、新電力の競争機会を重視する立場から、さらに以下のような指摘がなされている（図2を参照）。

まず、旧一電のBL電源平均費用を C_{BL} 、発電市場における利益を P_G とする。当該旧一電の送配電部門（一般送配電事業者）が受け取る託送料金を P_N 、その小売部門が得る利益を P_R 、旧一電の小売料金を X とする。本来、 X は発電原価、発電の利益、託送料金、小売の利益を併せた額となる。つまり、

² BL市場の制度設計については、服部徹「電力システム改革における市場創設の意義と課題—市場メカニズムの活用をめぐる議論の展望—」電力経済研究66号1頁(2019)を参照。

³ 制度的措置として導入される旧一電の電源供出義務やその際の上限価格規制については、「適正な電力取引についての指針」（最終改正：平成29年2月6日、以下、適正取引GL）に所要の記載がなされる。「中間とりまとめ」31頁を参照。

⁴ 電源の維持・運転に必要な費用については、現行の「みな

し小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」（平成28年経済産業省令23号）に準じて算出された、供出電源にかかる発電費の合計とすることが基本となる（「中間とりまとめ」30頁を参照）。

⁵ 「・・・BL市場の監視の主体については、監視等委員会が行うこととなる」（「中間とりまとめ」31頁）とされている。

⁶ 入札価格の妥当性・適切性を確認するため、旧一電に対して、必要に応じて当該事業者等に算定根拠の提示を求めることとされている（「中間とりまとめ」31頁）。

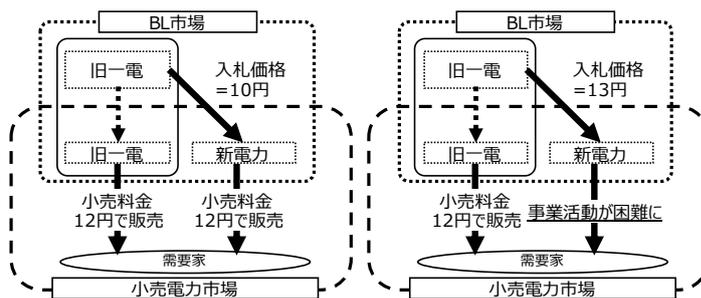


図1 BL市場入札価格と競争への影響

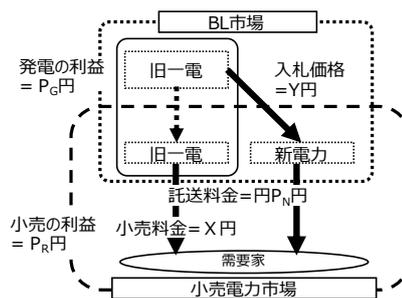


図2 BL市場入札価格をめぐる指摘

$X = C_{BL} + P_G + P_N + P_R$ となるはずである。

しかし、もしも小売料金から託送料金を差し引いた金額がBL市場入札価格（Y）よりも低い（ $Y > X - P_N$ ）とすれば、入札価格がコストに利潤を加えた水準よりも大きい（ $Y > C_{BL} + (P_G + P_R)$ ）ことになる。これは、 $Y > C_{BL}$ である、つまりBL市場の入札価格上限規制に違反している、または、 $P_G + P_R < 0$ である、つまり発電・小売を併せた利益がマイナスであり、不当廉売が疑われることになる。

そのため、監視委は把握可能な入札価格Yや小売価格X、そして託送料金 P_N の水準が適切なのか厳重に監視すべきとの指摘がある。さらに、この指摘に従えば、旧一電が発電上限価格規制を順守しており、小売で不当廉売でもないというならば、託送料金が不当に高いことが示唆されることになる。

以上のような趣旨の指摘について、政府審議会の議論では、「小売電気事業者の不当廉売等に関する競争上の問題の有無、対応については、必要に応じて、別途、監視等委員会において、然るべく対応することとなる」⁷と整理されている。

2.2 ベースロード市場の入札価格と独禁法の課題

上記のように、BL市場向け入札価格につき、小売市場での不当廉売に該当し得ることが指摘されている。

「中間とりまとめ」では、これを監視委において対応する旨の方針が示されているが、不当廉売は本来、独占禁止法が規制を担うものである。また、BL市場と小売電気市場は、上流市場（中間投入財の市場）と下流市場（最終消費財の市場）という関係にあるが、上流・下流部門が垂直統合された事業者が、下流市場へのライバル企業に対する出荷価格を引き上げることは、プライス・スキーズと呼ばれている。その問題点や規制の是非については、やはり独占禁止法において議論の蓄積がある。そこで以下では、BL市場の取引について、不当廉売（3章）とプライス・スキーズ（4章）という独占禁止法の論点から検討を行う。

3. 不当廉売をめぐる課題

3.1 独禁法における不当廉売規制の概要

独占禁止法（以下、独禁法）⁸は、費用を下回る価格でライバルを排除する行為を、不当廉売として規制する⁹。すなわち「正当な理由がないのに、

⁷ 「中間とりまとめ」32頁・脚注28を参照。

⁸ 「私的独占の禁止及び公正取引の確保に関する法律」（昭和22年法律54号）。

⁹ 独禁法の不当廉売規制の詳細については、中川寛子『不当

廉売と日米欧競争法』（2001、有斐閣）を参照。

商品又は役務をその供給に要する費用を著しく下回る対価で継続して供給することであって、他の事業者の事業活動を困難にさせるおそれがあるもの」(独禁法2条9項3号)を不公正な取引方法¹⁰の不当廉売と定め、事業者がこれを行うことを禁止している(同19条)¹¹。違反事業者には公正取引委員会(以下、公取委)による排除措置命令(同49条)のほか、違反を繰り返した場合には課徴金納付命令の対象(同20条の4)にもなる¹²。

不当廉売の規制根拠については、費用を度外視した低価格販売が、その行為者と「同等に効率的な競争者(equally efficient competitors)」を排除する点や¹³、短期的な利潤の犠牲によりライバルを排除し、事後的な独占利潤による埋め合わせを企図する点に求められる¹⁴。

過剰な低価格販売は、ライバルの駆逐後に独占的価格が設定されかねず、消費者厚生観点からは認できない場合もある。他方で、価格競争は独禁法が推奨する競争の核心でもあり、正常な価格競争を誤って違法としてしまうことの弊害は大きい¹⁵。また、不当廉売規制は、介入をおそれる事業者の価格競争を萎縮・抑制させる危険性もある。そのため、不当廉売の規制は、慎重かつ抑制的で

あるべきというのが、独禁法における基本的な考え方となっている。

3.1.1 不当廉売のコスト割れ要件

しかし、正常な競争と不当な廉売の区別は困難である。そこで過剰規制のリスクを回避するため、独禁法の不当廉売規制は「コスト割れ要件」を採用している。これはその定義である、「その供給に要する費用を著しく下回る対価で・・・供給し」という文言に現れている¹⁶。

その際に基準となる費用として、(i) 限界費用(MC: Marginal Cost)、(ii) 平均可変費用(AVC: Average Variable Cost)、(iii) 平均総費用(ATC: Average Total Cost)、(iv) 平均回避可能費用(AAC: Average Avoidable Cost)、(v) 平均長期増分費用(LRAIC: Long-run Average Incremental Cost)などが提唱されているが(表1参照)、今日では、平均回避可能費用(AAC)ないしはそのバリエーションを採用すべきとのコンセンサスが、各国の独禁法当局や研究者の間で出来つつある(図3)¹⁷。

AACとは、廉売対象製品の生産を中止した際に発生しなくなる費用であり、可変費のほか、仕入原価・製造原価、関連する運送費・倉庫費など

¹⁰ 「不公正な取引方法」は、「私的独占」(2条5項)、「不当な取引制限」(2条6項)と並ぶ、独禁法の規制の3本柱の1つとされる(これに、合併規制を加える場合もある)。

¹¹ 過去に公取委が法的措置を講じた例として、食品スーパーが牛乳をその仕入れ値を大幅に下回る価格で販売した行為が、近隣の牛乳専売店の事業活動を困難にしたと認定された事例(昭和57年5月28日勧告審決[マルエツ・ハローマート事件])、石油製品小売業者が販売総原価を下回る価格で継続的に販売した行為が他の事業者を排除したと認定された事例(平成18年5月16日排除措置命令[濱口石油事件])などがある。

¹² 本文で述べた、独禁法本体に定められた不当廉売(法定類型と呼ばれる)のほか、公取委告示「不公正な取引方法」(平成21年告示21号)が指定する不当廉売もある(こちらは、指定類型と呼ばれる)。このほか、不当廉売は理論的には私的独占としても規制され得るが(後述の排除型私的独占ガイドラインを参照)、公取委が事件化する場合には、今後も、法定類型の不公正な取引方法として取り上げるものと思われる。

¹³ 公取委の「不当廉売に関する独占禁止法上の考え方」(最終改正:平成29年6月16日、以下、不当廉売GL)は、「不当廉売規制の目的の一つは、廉売行為者自らと同等又はそれ以上に効率的な事業者の事業活動を困難にさせるおそれが

あるような廉売を規制することにある」とする。「同等に効率的な競争者」の考え方を、より広い独禁法の一般的な規制基準として採用すべきとの主張もあるが、その問題点については、佐藤佳邦「米国における競争者排除行為の反トラスト法による規制—違法性判断の一般基準に関する最近の議論について—」電力中央研究所報告Y08014(2009)を参照。

¹⁴ 不当廉売が米国で略奪的価格設定(predatory pricing)と呼ばれるのは、この側面に着目したものである。

¹⁵ このように、本来は正当な行為を誤って規制することを、偽陽性(false positive)と呼ぶ。反対に、本来は規制すべき行為を誤って見逃してしまう行為を、偽陰性(false negative)と呼ぶ。あえて刑事裁判で例えると、前者は冤罪であり、後者は真犯人を誤って釈放することに相当する。

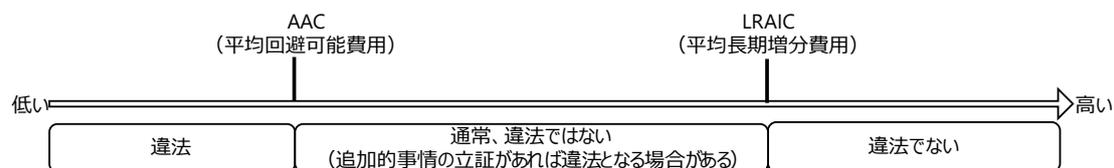
¹⁶ なお、「その供給に要する費用」とあるように、これは業界一般ないし特定のライバルの費用ではなく、廉売行為者自身の費用である。

¹⁷ 米国については司法省による2008年の報告書(Department of Justice, Competition and Monopoly: Single Firm Conduct under Section 2 of the Sherman Act(2009))を、EUについては欧州委員会の2009年の指針(European Commission, Guidance on the Commission's enforcement priorities in applying Article 82 of the EC Treaty to abusive exclusionary conduct by dominant undertakings(2009))を参照。

表1 不当廉売規制において「コスト割れ」判断のために提案されているコスト基準

名称	略称	内容	問題点など
限界費用	MC (marginal cost)	財の追加的1単位の生産に必要な費用	<ul style="list-style-type: none"> 規制する側は、限界費用を観察できない。
平均可変費用	AVC (average variable cost)	可変費 / 数量	<ul style="list-style-type: none"> 可変費と固定費が区別できない場合がある。
平均総費用	ATC (average total cost)	(可変費 + 固定費) / 数量	<ul style="list-style-type: none"> 複数製品を生産する企業の場合、共通固定費の扱いが問題になる。 可変費を上回る以上、生産継続は企業にとって合理的な行動であるため、それを違法とすると過剰規制のおそれがある。
平均回避可能費用	AAC (average avoidable cost)	廉売対象製品の生産を中止した際に発生しなくなる費用の平均値。可変費 (AVC) のほかに、仕入原価・製造原価、関連する運送費・倉庫費などが含まれる。	<ul style="list-style-type: none"> 現在、支持を集めている。 設備産業などでは、排除効果を持ち得る廉売を見逃すおそれがある。
平均長期増分費用	LRAIC (long-run average incremental cost)	(可変費+廉売に関連する固定費) / 数量	<ul style="list-style-type: none"> 固定費がかからむ設備産業、ソフトウェア産業などでの採用を提案する意見がある。 可変費を上回る以上、生産継続は企業にとって合理的な行動であるため、それを違法とすると過剰規制のおそれがある。

出典：筆者作成



出典：泉水文雄『経済法入門』（有斐閣，2018）229頁などから、筆者作成

図3 AAC基準による不当廉売の違法性

が含まれる。公取委の不当廉売GLにおいても、AAC基準ないしそれに近いものが採用されている。同GLは、商品・役務の供給に要する費用を「可変的性質を持つ費用」と「それ以外の費用」に区分するが、「可変的性質を持つ費用」を「廉売対象商品を供給しなければ発生しない費用」と言い換えており、AACに相当すると考えてよい。その上

で、同GLは、この「可変的性質を持つ費用」を下回った場合には、「供給に要する費用を著しく下回る価格」（前述の独禁法2条9項3号）に該当するとしている。そして、「可変的性質を持つ費用」を上回る価格は原則として合法であり、それが違法となるのは例外的な場合だとされる。

また、公取委の排除型私的独占ガイドライン¹⁸は、まず、①平均総費用（ATC）以上であれば、通常、違法とされないとする。これはそのような価格であれば競争を阻害する可能性が極めて低いと判断されるからである。そして、②「その商品を供給しなければ発生しない費用」未満の価格を違法とするとしている。排除型私的独占GLは明言していないが、これは上記のうちAACの定義に一致している。

以上をまとめると、AACを下回る価格では違法となり、AACを上回る価格は原則として不当廉売にならないということになる。しかし、この考え方のうちの後段、つまりAAC以上を合法とする点については、なんらかの特殊な事情がある場合には修正される可能性がある。例えば知的財産権で保護されたソフトウェアや、各種設備産業のように、初期開発費が膨大であるのに対して限界費用が非常に小さい産業においては、AAC以上であっても平均長期増分費用（LRAIC）以下の価格であれば違法とする余地があるとの見解がある。これは固定費の割合が大きい電気事業にとって重要な指摘であるため、AACに機会費用を含めるべきかという論点とあわせて、次節で再び触れる。

3.1.2 不当廉売のその他の要件

このほか、不当廉売の成立には当該廉売が「継続して」行われることも要件である。これは、廉売行為が一時的ではなく、相当期間にわたり反復して行われているか、その蓋然性があることを意味しており、必ずしも時間的に連続している必要はない。

¹⁸ 「排除型私的独占に係る独占禁止法上の指針」（平成21年10月28日、以下、排除型私的独占GL）。公取委が不当廉売を正式事件とする場合、不公正な取引方法として事件化すると予想される。そのため、一義的には不当廉売GLを参照すべきではあるが、不当廉売は、理論上、私的独占として規制することもありえるため、排除型私的独占GLにおいても不当廉売規制について記述されたものと思われる。また、排除型私的独占GLにおける不当廉売に関する考え方は、不公正な取引方法としての規制を検討する際にも、参考となり得るものである。

そして廉売の結果、「他の事業者の事業活動を困難にさせるおそれ」が必要である。この要件は、①廉売事業者の事業規模と態様、②問題となる商品・役務の性質、供給の数量、期間、方法、③廉売によって影響を受ける事業者の事業規模と態様などを総合的に考慮して判断するのが相当とされている（東京高判平成19年11月28日〔ヤマト運輸・日本郵政公社事件〕）。

なお、諸外国の例とは異なり、日本の独禁法では、廉売行為者がライバル排除後に価格を吊り上げて、廉売から生じた赤字を埋め合わせることの蓋然性の立証は求められていない。あくまで、事業者が排除されること（事業活動が困難化すること）が要件である¹⁹。

3.2 ベースロード市場と不当廉売

前述のように、BL市場の入札価格の監視においては、小売における不当廉売の観点からの対応が検討されている。すなわち、旧一電の入札価格が小売料金水準に近接しており、小売部門におけるコストなどを勘案した結果、小売部門において費用割れと判断された場合には、不当廉売が疑われることになる。

3.2.1 市場画定の問題

たとえ特定の需要家との関係において、一時的に費用割れとなっているような場合があっても、それが即、独禁法上違法な不当廉売とされるわけではなく、廉売行為が「市場」における競争にどのような悪影響を及ぼしているのかいないのかが、検証されなければならない。つまり、その廉

¹⁹ 米国の独禁法（反トラスト法）では、不当廉売が違法となるためには、費用割れのほか、ライバル排除の成功後に市場支配力を行使、すなわち価格を引き上げて、廉売から生じた損失の埋め合わせ（recoupment）が可能であることを、独禁法違反を主張する側が立証せねばならない。EU競争法においては、埋め合わせの立証は要件ではないが、廉売行為者は埋め合わせが不可能であることを抗弁として主張することが認められている。しかし、日本の独禁法では埋め合わせは不当廉売の要件とされず、抗弁としても採用されていない。

売行為がどの需要家に向けて実施され、そしてどの事業者との関係で問題が生じているのかを明らかにする必要がある。これは独禁法では一定の取引分野の画定、ないしは市場画定と言われる。

「一定の取引分野」（＝一般にこれが市場と解される）は、私的独占や不当な取引制限の規定で用いられている文言であり、不当廉売などの不公正な取引方法の規定では用いられていない。しかし、事業者の行為が競争・競争者に及ぼす影響を分析する上では、その大前提として市場の範囲を検討せざるを得ず、たとえ法文や公取委の事実認定中に文言そのものは登場せずとも、検討しなくてはならない。

市場画定は、一般に、地理的範囲と商品・サービスの範囲という二つの側面からなされる。商品の範囲については、需要家種別ごとなどの比較的狭い範囲について成立する可能性がある。というのも、小売電気事業者はなんらかの需要家グループごとに参入・退出の意思決定、価格戦略の策定を実施していると思われるためである。地理的範囲についても、実際の競争の実態に基づいて画定される。したがって、各都道府県や地域など、比較的狭い範囲の需要家について地理的範囲が成立する可能性はある²⁰。

3.2.2 基準となる費用の問題

不当廉売が費用割れを要件としており、費用基準としてAACが支持されていることはすでに述べたが、このAAC基準をめぐっては、以下のような論点を指摘できる。第一が、BL市場で調達した電気をを用いて小売供給を行う市場における費用割れの有無の判断方法、第二が、AACに機会費用を含み得るかという問題、第三が、電力産業にお

いてもAAC基準を堅持することが適切か、それとも別の基準（具体的にはLRAIC）を採用すべきか、という問題である。

3.2.2.1 小売電気事業の費用の考え方

通常、新電力には旧一電の費用の詳細は不明であり、直接把握できるのはBL市場入札価格のみである。しかし、旧一電の電源は自社BL電源に限られず、取引所からの調達や他社からの相対取引による調達など多様である。そのため、旧一電の小売市場における不当廉売が問題となった場合、BL市場入札価格を電力の調達に関する費用としてそのまま用いることは適切ではない。

さらに、BL市場入札価格にはその固定費も含むことにも留意する必要がある。小売価格は競争状況を反映して決まるが、競争圧力が存在する場面では、かりに固定費を回収できない水準でも、可変費を回収できる水準であれば、短期キャッシュフロー²¹は正であり、事業者にとって不合理とは言えないのである。

3.2.2.2 平均回避可能費用への機会費用組み込みの是非

一般的な電力市場の監視の議論では、事業者が他により高い収益を得ることができるにもかかわらず、そのような行動をしていない場合、これをなんらかの不当な行為の表れではないかとして、監視すべきであると主張されることがある。これに似た議論として、不当廉売規制のAAC基準を巡っては、廉売行為により失った利潤を機会費用としてAACに組み込むべきかという論点がある。例えば、ある需要家A向け電力販売の不当廉売該当性が問題になっているとき、かりにその電

²⁰ 電気事業における独禁法の適用に際しては、旧供給区域を地理的範囲とするのかなど、地理的範囲の画定が非常に重要な論点となる。ただしここで検討している不当廉売の問題に限って言えば、廉売行為が向けられている需要家が比較的容易に特定されるため、地理的範囲が大きな問題となる可能性は低いと考えられる。

²¹ 通常、キャッシュフローとは、企業単位で作成されるCF計算書で把握されるべき資金の増減を意味するが、ここでいうキャッシュフローとは、問題となっている廉売対象製品の販売から生じる単純な利潤ないし損失を意味する。

表2 不当廉売の法定類型と指定類型の違い

	法定類型	指定類型
条文	独禁法2条9項3号	公取委告示「不公正な取引方法」6項
課徴金納付命令 基準となる費用	対象 平均回避可能費用（AAC，つまり「供給に要する費用を著しく下回る対価で供給」）	対象ではない 平均長期増分費用（LRAIC，「不当に商品又は役務を低い対価で供給」）
「継続して」要件	要件である。	要件ではない。
原則違法/合法	原則違法（「正当な理由がないのに」）	原則合法（「不当に」）
規制実績	複数あり	ほぼ皆無。今後も見込まれない。
電気事業との関係		設備産業・固定費割合の高い産業であり，LRAICの採用が適当か，検討され得る。

出典：筆者作成

力を別の需要家Bや卸電力取引所に供給すれば、より高い価格で販売できていたとする。このとき、Bや取引所に販売すれば得られたであろう利潤（＝機会費用）を、AACに含むべきかという問題がある。

機会費用をAACに含めれば、その分だけ不当廉売と判断されやすい²²。経済学的には機会費用も「費用」に含めることが妥当であり、一般的な市場監視では、この点も加味して事業者の行動の合理性・適切性が判断されよう。また、機会費用の具体的な算出が困難な他産業と異なり、電気事業では卸電力取引所（JEPX）での販売機会と価格透明性が揃っているため、AACに含めるべき機会費用の算出は、比較的容易とも言える。

しかし、不当廉売規制で機会費用を組み込むことに、多くの独禁法の専門家は否定的である²³。なぜならば、機会費用は廉売規制の主要根拠である、「同等に効率的な競争者を排除し得るか」という観点とは関連性を持たないからである²⁴。

²² たとえば、事業者が需要家Aに10円で販売し、その費用が9円であれば、1円の利潤が出ており、不当廉売ではないように思える。しかし、需要家Aへの販売を停止して卸電力取引所に投入すれば12円で売れていたとすると、Aへ10円で販売することで取引所に12円で販売する機会を逸していたことになり、その差額の2円が機会費用である。したがって、需要家Aの供給のAACは9円+2円=11円となり、10円での販売はAACを下回ることになる。

²³ AAC基準の提唱者も、逸失利益としての機会費用は、費用に組み込むべきではないとしている。See William J. Baumol, *Predation and the Logic of the Average Variable Cost Test*, 39 J.L. & Econ. 49, 69-71 (1996). この見解につき、山田努「不当廉売ガイドラインにおける価格費用要件の解釈と運用の

また、JEPX価格を参考にすることについても、短期の需給によって変動するスポット市場価格と、短くとも数カ月、通常は年単位での契約となる小売市場の性格の違いに鑑みて、また価格競争への影響にも配慮すれば、機会費用をAACに含めることには、やはり慎重にならざるを得ないだろう。

3.2.2.3 電気事業における平均長期増分費用基準採用の是非

費用に占める固定費の割合が大きい電気事業において、不当廉売の基準費用としてAACを用いることは妥当か。通常、短期CFが負となるAAC未達の価格は、ライバルの排除以外には合理的な説明ができないため、不当性が推認される。反対に、AAC以上の価格は短期CFが正であり、企業行動として必ずしも不合理ではない。これが、費用基準としてAACを採用する根拠であった。

しかし、AAC以上の価格であっても、長期的に

考え方について」筑波ロー・ジャーナル10号143,156頁(2011)も参照。

²⁴ 例えば、川濱昇「不当廉売規制における費用基準とその論拠」根岸哲先生古稀祝賀『競争法の理論と課題』235,237頁（有斐閣，2013）は、同等に効率的な競争者を排除するかどうかの判断にとって自己の機会費用をカウントするかは無関係であることを根拠に、否定的である。このほか、独禁法の実務家（弁護士）で、否定的な結論をとるものとして、植村幸也「経済的な利益の意味」（URL: <http://kyu-go-go.cocolog-nifty.com/blog/2010/07/post-763e.html>）を参照。

固定費が回収できない水準であれば、自己と同等に効率的な競争者の参入を有効に阻止できる場合がある²⁵。新規参入を検討する側から考えると、参入後に既存事業者による対抗値下げが見込まれ、自社が参入時に負担すべき固定費の回収が不可能になると予想されれば、当初から不参入を選択するだろう。また、参入に直面した既存事業者の過去の行動から同様の対抗値下げが今後も繰り返されると予想されれば、その傾向は強くなる。

そのため、固定費の割合が大きく、その回収可能性が参入の意思決定に強く影響する産業では、AAC基準を貫徹すると理論上は規制すべき廉売を誤って見過ごしかねないので、これに替わって平均長期増分費用 (LRAIC) 基準を採用すべきとの見解がある²⁶。LRAICは、可変費に加えて、廉売対象製品に関連する長期的な固定費用を含むため、AACよりも不当廉売と判断されやすくなる²⁷。

そして、独禁法の不当廉売規制には、その本文に規定された法定類型と、公取委告示²⁸に基づく指定類型²⁹があるが、LRAICの適用可能性を示唆するのが後者である(表2)。法定類型が「供給に要する費用を著しく下回る対価」(独禁法2条9項3号)を要件とし、これがAAC未満の価格と解されているのに対して、指定類型は「・・・不当に商品又は役務を低い対価で供給し、他の事業者の事業活動を困難にさせるおそれがあること」(公取委告示「不公正な取引方法」6項)とされ、法定類

型の“費用を著しく下回る”という要件が緩和され、たんに“低い対価”となっている³⁰。

また、公取委による指定類型に基づく規制実績は皆無であるものの³¹、前述の不当廉売GLはその可能性に言及している。すなわち「可変的性質を持つ費用(引用者注:AAC)以上の価格・・・で供給する場合であっても、廉売対象商品の特性、廉売行為者の意図・目的、廉売の効果、市場全体の状況等からみて、公正な競争秩序に悪影響を与えるときは」、指定類型の不当廉売に該当し得るとし、「廉売対象商品の供給と関連のある費用(製造原価又は仕入原価及び販売費)を下回っているかどうかを考慮する」(下線引用者)と述べている。

「考慮する」の趣旨は明確ではないが、下線部分はLRAICの定義とほぼ等しいため、たとえAAC以上の価格であってもLRAIC未満であれば指定類型により不当廉売とされる可能性が残る。もちろんLRAIC未満の価格が常に違法となるわけではなく、ライバルの事業活動の困難化が要件となる。同GLは、指定類型の「他の事業者の事業活動を困難にさせるおそれがある」場合の例として、「市場シェアの高い事業者が、継続して、かつ、大量に廉売する場合」を挙げている³²。

では電気事業において、LRAICを採用すべきだろうか。まず小売事業については、固定費の割合が他の産業よりも高い訳ではないため、その適用が問題になる可能性は低いだろう。巨額の固定費

²⁵ この点の理論的な解説は、やや高度であるが、川濱・前掲注24・225-29頁を参照。

²⁶ 例えば、Richard A. Posner, *Antitrust Law* (2d ed, 2001) は、ソフトウェア産業などの固定費比率が高い産業においては、LRAIC基準を採用すべきと主張している。

²⁷ ただし、AACの定義が廉売行為者の意思決定のタイムスパンを含みえることを加味すると、両者の差異は相対的である。例えば、工場レベルでの投資意思決定になればAACとLRAICはかなり近接しよう。

²⁸ 「不公正な取引方法」(昭和57年公取委告示15号、改正:平成21年公取委告示18号)。なお、本告示は業種を問わず適用されるため、「一般指定」と呼ばれることがある。これに対して、特定業種についてのみ適用される指定を、「特殊指定」という(例:大規模小売業告示など)。

²⁹ 前掲注12を参照。なお、法定類型と異なり指定類型は課徴金納付命令の対象ではないが、これは平成21年独禁法改正により不公正な取引方法に課徴金が導入された際、競争へ

の影響などに鑑みて課徴金対象となったものを一般指定から「法定類型」に移し、課徴金対象から除かれるものをそのまま一般指定に残したものである。

³⁰ 「継続して」という要件も緩和されているように見えるが、後述するように、不当廉売GLは、競争者の事業活動の困難化を判断する際に継続性も加味するとしている。

³¹ 濱口石油事件(前掲注11)では指定類型(当時は、旧指定の6項後段)にも該当するとされたが、「普通揮発油をその供給に要する費用を著しく下回る対価で継続して供給し」たことも認定されている。

³² 指定類型については、価格カルテルその他の協調的行動に従わない競争者に対する制裁としての低価格設定(泉水文雄『経済法入門』(有斐閣, 2018) 234頁が挙げる例)に対しても適用可能とする見解もある。しかし、不当廉売GLには、それに対応する記述はない。

は参入障壁となるが、現実には、多くの小売電気事業者が参入を果たしている。したがって、原則どおりAAC基準を用いればよい。

他方で、典型的な設備産業である発電事業は、固定費の占める割合が圧倒的に大きい。また、発電市場の既存事業者の回避可能費用はそのほとんどが燃料費であろう。したがって、「燃料費は回収できるが固定費は回収できない価格」により新規参入者を排除できるが、これはAAC基準の下では合法となる。

通常、公取委が指定類型を適用する見込みは低いと見込まれるものの³³、上記発電事業の特殊性や、設備が規制下で建設・取得された事実から、発電市場への新規参入を重視する立場からは、LRAICの利用が主張される可能性はある。

しかし、上記のような特殊性を加味しても、やはりLRAIC基準の採用には、以下のような問題点を指摘できる。

第一に、LRAIC未満の価格を不当と論ずる根拠が必ずしも明確ではない。すなわち、LRAIC以下の価格でも短期CFが正であれば、ライバルの排除という結果がなくとも、行為者にとって合理的戦略であり³⁴、それを違法なものとして非難するのは容易ではない³⁵。

第二に、価格競争を萎縮させる危険性がある。指定類型は課徴金の対象となつてはいないものの、「独禁法に違反した企業」との評価を避けたい事業者が、価格競争を回避してしまう可能性はある。また、低価格販売を規制するという事実が誤ったメッセージとなり、本来は規制されないよう

な低価格販売をも事業者が手控えるおそれにも留意しなければならない。

第三に、LRAICに含むべき固定費などの範囲も問題となる。事業者は複数の技術で発電し、多様な需要パターンの需要家に電気を供給している。したがって、特定の需要家（群）に対する供給に関連する固定費を特定して算定することは容易ではない。いわゆるABC会計により事後的に検証することは可能であっても、これを行為者が事前に認識することは難しく、法的ルールとはなりにくいだろう。

電気事業における不当廉売の問題については、その得失について、諸外国における類似の議論を参考にしつつ検討していくことが求められる³⁶。

4. プライス・スキーズをめぐる問題

BL市場への旧一電の入札価格次第で競争者の生殺与奪が決まりかねない状況は、独禁法ではプライス・スキーズ（price squeeze、以下、スキーズ）³⁷と呼ばれる問題になる。BL市場での入札価格があまりに高い場合、それ自体が独禁法違反となり得るのか。

そこでまず、スキーズとはなにかについて説明し、それを独禁法上どのように評価すべきとされているかを整理する。その上で、スキーズ規制のメリットとデメリットを検討して、BL市場入札価格の監視についての示唆を得る。

³³ 公取委の指定類型適用への消極性を示す一つの証左として、不当廉売 GL において指定類型に関する記述の長さは、法定類型のそれと比較すると 10 分の 1 程度にすぎないことが指摘できる。

³⁴ 2008 年の米国司法省の報告書（前掲注 17）はこのような考え方から、LRAIC の採用は不適當である結論している。

³⁵ 価格カルテルなどと異なり、不当廉売規制には刑事罰の定めはないけれども、独禁法に違反する行為は通常は不法行為（民法 709 条）に該当することからも、この点は無視できないと思われる。

³⁶ 英国の電気事業者による不当廉売行為が問題となった事

例として、2003 年の London Electricity 事件がある。同事件を審査した英国のガス・電力市場局（Ofgem）は、結論としてコスト割れである旨を認定しているが、費用基準の詳細などについては述べられていない。なお同事件で Ofgem は、コスト割れを認定したものの、競争者が排除されることが立証されていないとして、1998 年競争法が禁止する不当廉売には該当しないと結論している。

³⁷ 文献によっては、マージン・スキーズ（margin squeeze）とも呼ばれる。

4.1 独禁法とプライス・スキーズ規制

4.1.1 プライス・スキーズ規制の根拠と副作用

スキーズとは、中間財（例：卸電力）と最終財（例：小売電力）の双方を供給する垂直統合企業が、最終財の市場での競争相手向けの卸価格を、川下市場でおおよそ利潤が出ない水準まで引き上げ、競争相手を排除することを言う³⁸。より詳細には、

- 川上市場と川下市場の双方で活動する垂直統合企業による行為であり、
 - 垂直統合企業が、川下市場に不可欠な中間財の市場（川上市場）において支配的な地位にあり、代替的な財も存在せず、
 - 垂直統合事業者が川上市場において中間財を川下市場でのライバル企業に供給しており、
 - 垂直統合事業者の最終財価格が、中間財出荷価格に比較して低いために、ライバルが逆ざやとなり、その事業活動が困難となること
- である³⁹。

スキーズを規制する根拠、つまりスキーズを放置することの弊害であるが、第一に、川下市場における市場支配力の強化・維持がある。垂直統合企業は、スキーズにより川下市場における自己と同等に効率的な競争者を排除することができ、競争圧力の緩和による値上げが可能となる。不当廉売規制の根拠も、同等に効率的な競争者を排除することであったが、プライス・スキーズ規制も、この点を問題にしている。

第二の弊害として、川上市場での市場支配力の

維持等がある。すなわち、新規参入者は、まず川下市場に参入してその経営・顧客基盤を確立した後に、中間財の市場（川上市場）へ参入を試みる可能性があるが、競争者の川下市場からの排除は、川上市場における地位の維持にもつながるのである。

他方で、以下のような、スキーズ規制の弊害も指摘されている⁴⁰。第一に、規制をおそれる垂直統合事業者が、川下市場における価格競争を回避するおそれがある。

第二は、中間財の供給自体の停止である。高価格での供給を禁止とすると、川上市場で事業法等に基づく供給義務がない限り、垂直統合事業者はスキーズ回避のために供給自体を停止するだろう。

第三は、川上市場での投資インセンティブ低下の危険である。自らの投資の成果を競争者と共有することを義務付けられることになれば、投資のインセンティブは生まれない。また新規参入者の側にとっても、スキーズ規制により安価に中間財へのアクセスが可能となると、自ら上流市場に進出するインセンティブを持ち得なくなってしまう。

したがって、個別の事例でスキーズを規制するかどうかを判断する際には、上記で述べたスキーズを放置することの弊害と、規制することによる弊害を、丁寧に比較することが求められる。

4.1.2 プライス・スキーズの独禁法上の評価

不当廉売と異なり、スキーズ規制は独禁法に明文で規定されていない。そこで、裁判所や公取

³⁸ 電力事業を念頭にスキーズ規制を検討するものとして、武田邦宣「プライススキーズの規制」舟田編著『電力改革と独占禁止法・競争政策』315頁（有斐閣、2014）を参照。米国については若林亜理砂「米国反トラスト法によるプライススキーズ規制について～LinkLine事件連邦最高裁判所判決を中心に～」駒澤法曹6号117頁（2010）を、EUについては、泉水文雄ほか「ネットワーク産業に関する競争政策～日米欧のマージンスキーズ規制の比較分析及び経済学的検証～」公正取引委員会競争政策研究センター（2012）を

参照。

³⁹ 岸井大太郎「独占禁止法とマージンスキーズ：再論」根岸古稀235,237頁を参照した。なお、スキーズ規制の無制限な拡大を懸念する立場から、その定義を、川上市場・川下市場の一方または両方に価格規制が存在する場合に限定すべきとの見解もあるが、ここではさしあたり、本文のように定義しておく。

⁴⁰ 岸井・前掲注39・239-41頁の整理に従った。

表3 不当廉売とプライス・スキーズの相違点

	不当廉売	プライス・スキーズ
行為者の短期CF	負	(垂直統合企業全体では) 正
持続可能な戦略か	内部補助なしには持続可能ではない	持続可能である
独占価格による事後の「埋め合わせ」	埋め合わせの見込みがなければ、合理的な戦略とはならない	埋め合わせがなくとも、合理的な戦略となり得る
競争者排除に至るリスク	競争者排除に成功しにくい戦略である	競争者排除に成功しやすい戦略である
不当性	原価割れの事実から「正常な競争手段ではない」ことの推認が可能。	原価割れではないため、「正常な競争ではない」との評価が難しい。不当性を根拠づける別の事情（事業法の義務に違反していることなど）が必要。

出典：筆者作成

委が、スキーズを独禁法のどの違反類型として審査すべきかが問題となる。

ある種の低価格販売で自己と同等に効率的な競争者を排除しかねない点では、スキーズと不当廉売は共通している。しかしスキーズを不当廉売の枠組みで判断することは適当ではない。なぜならば両者には、問題となっている行為の短期CFが正か負かという違いがあるからである。すなわち、不当廉売は短期CFが負であるため、他部門からの内部補助なしにはその継続が困難である。他方で、スキーズは川上・川下を併せたCFは正となるため、ライバル排除に至るまで継続可能な戦略である。このことは、スキーズによるライバル排除が、不当廉売よりも成功しやすい、つまり規制の必要性がより大きいことを意味する。

反対にスキーズは、不当廉売とは異なり、垂直統合企業全体ではCFが正であるため、不当と非難する根拠が必ずしも明白ではない。

以上から、スキーズと不当廉売とは同視できない。そこで、スキーズは取引拒絶に準じて審査すべきというのが現在の独禁法における一般的な考え方となっている。というのも、ライバル向け中間財の出荷価格を極端に引き上げるとは、事実上、取引拒絶と同視できるからである（反対に、取引拒絶を出荷価格の禁止的レベルまでの引き上げと考えるとよい）。事実、公取委の排除型私的独占GLは、スキーズを「供給拒絶・差別

的取扱い」と同様の観点から排除行為に該当するか否かが判断される」と整理している。

スキーズを取引拒絶に準じて考えるということには、重要な含意がある。取引の完全な拒絶は合法であるにもかかわらず、高価格での取引を違法とすると、取引拒絶を誘引しかねない。そのため、取引拒絶が違法とされる場合に限って—つまり、取引義務が存在する場合に限って—、スキーズも違法となるということである。

4.1.3 ベースロード市場の入札価格とプライス・スキーズ

取引拒絶は、独禁法では、私的独占（2条5項）または公取委告示「不公正な取引方法」2項に定める「その他の取引拒絶」に該当し得るが、その該当性を判断する上ではどのような要素を考慮すればよいか。私的独占に関するものだが、前述の排除型私的独占GLは、①川上市場及び川下市場全体の状況、②川上市場における行為者及びその競争者の地位、③川下市場における供給先事業者の地位、④行為の期間、⑤行為の態様から判断するとしているが、一般論であり、前述のスキーズ規制の根拠と副作用を総合的に判断することになる。これらは前述のスキーズの規制根拠である、川上市場や川下市場における競争への悪影響を吟味する際に考慮すべき要素と言えるが、これに加えて、規制した場合の弊害の観点からの反

論があり得る。

ではBL市場への入札価格が高すぎるとして、それが独禁法に違反するとの主張がなされた場合には、どう判断するべきか。

まず、独禁法違反を主張する側は、BL市場を通じた卸電力供給が小売電気市場での競争に不可欠であること、旧一電が支配的なシェアを有していることからBL電源の調達先が限定されており、また、旧一電以外によるその新規建設が困難であることを主張することになるだろう。これに対する反論としては、たしかにBL市場からの電源調達が重要な意味を持つとしても、各旧一電の発電市場におけるシェアなどを考慮すれば、個々の旧一電が持つ電源が市場競争に不可欠とまでは言えないとの主張が可能であろう。

また、スクイーズ規制が投資インセンティブへ及ぼす影響をめぐっては、BL市場への高価格投入を違法と主張する側からは、旧一電が保有するBL電源は、規制下の総括原価で建設された資産であり、かつ、その減価償却は終了しているので、投資インセンティブへの悪影響はないとの主張がなされよう。そのような主張に対しては、旧一電は規制下においてもリスクを負担していたことや⁴¹、たとえBL電源の建設の投資インセンティブへの悪影響が小さかったとしても、投資一般やイノベーションのインセンティブに対する悪影響も考慮すべきとの反論が考えられる⁴²。

加えて、たとえ自ら電源を持たない新電力が排

除されたとしても、旧一電や自ら電源を保有する新電力との有効な競争が残っているかぎり、事後的な価格引き上げは不可能であるとの主張も可能であろう⁴³。

さらに、取引拒絶や高価格での投入を違法とした場合、いくらでの投入を行えば合法と言えるかにつき指針がないことも指摘できる。託送拒絶が独禁法違反とされた米国の著名な事件（オッターテイルパワー事件⁴⁴）では、電力事業の規制機関（Federal Power Commission）による託送料金の算定方式が存在していることが指摘されていた⁴⁵。つまり、裁判所は託送拒否を独禁法違反と宣言しても、取引価格の問題に立ち入る必要はなかったのである。また、後述のNTT東日本事件最高裁判決は、電気通信事業者によるスクイーズを取引拒絶に準じて独禁法違反（私的独占）としたが、同事例でも、川上市場の料金の算定規則が存在している事例であった（さらに言えば、川上市場における取引義務が事業法上課されていた事例である）。

対照的にBL市場における問題では、取引価格自体を決める規制や論拠は存在しないため、裁判所・公取委は「kWhあたり〇〇円でBL市場に入札せよ」と命じるが必要になるが、その算定は決して容易ではない。現在の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に基づく卸電気価格をベースとした入札価格が提案されており、これを利用することも考えられるが、当該

⁴¹ 総括原価制度の下でも事業者が一定のリスクを負担し、資本コストを支払って設備を建設したことは、過小評価されるべきではない。料金審査時の資本費用・事業報酬の算定に瑕疵があり、過大（または過小）な報酬を得ていたと事後的に評価されることもあるが、それを「取用」の可否の判断に加味してよいかは、別の問題であろう。

⁴² 例えば、スクイーズ規制の副作用として、川上市場への投資インセンティブについて触れるなかで、「関連する特定の投資に対する影響だけでなく、広く経済全体におけるイノベーションと投資のインセンティブの一般的影響を問題にするものであり、他の企業全体に対して、イノベーションに成功すれば、ライバルに利潤を補償することを強制されるという強いシグナルを与えてしまうこと」（岸井・前掲注39・239頁）が問題になる。

⁴³ これに対しては、ライセンス制を採用した電気事業法が「小売電気事業者」（電気事業法2条1項3号）というカテゴリを設け、自らは電源を持たない形での小売事業参入を認めた以上、当該事業形態による競争機会も法的保護に値するとの反論もあり得よう。これは事業法と独禁法の相互補完をめぐるとの問題であり、今後の検討課題としたい。

⁴⁴ Otter Tail Power Co. v. United States, 410 U.S. 366 (1973)。同事例については、丸山真弘「米国におけるオープン・アクセスの法規制—Order No. 888の検討—」電力中央研究所報告Y97020 (1999)を参照。

⁴⁵ 同事例当時には、送電線を保有・管理する電力会社に託送を義務付けるオープン・アクセス規制は米国にも存在していなかった。米国の送電線オープン・アクセス規制の経緯を詳説するものとして、丸山・前掲注44を参照。

価格は燃料価格などによりその後も変化し得るため、具体的価格水準を定めることは困難である。

4.2 NTT東日本事件との比較検討

NTT東日本事件は、NTT東が提供する光ファイバー通信（FTTH）サービスにおける行為が、独禁法違反（私的独占）に該当するとされた事件である。BL市場の監視をめぐっても同事件が言及されているほか、独禁法による規制事例が他にほぼ存在しないこともあり、BL市場価格の妥当性が独禁法上の問題になった場合は、本事件は間違いなく参照されることになる。

そこで以下では本事件の概要を示したあと、BL市場との比較について触れる。結論を先取りすると、BL市場の問題を考える上で同事件を参照することは、必ずしも適当とは言えない。

4.2.1 NTT東日本事件の概要

FTTHサービスには、1本の光ファイバーを1ユーザーが専用する方式（芯線直結方式）と、複数ユーザーで共用する方式（分岐方式）の二つがあり、通信速度は前者が速かった。

NTT東日本はFTTHサービスを一般ユーザーに小売販売するとともに、電気通信事業法の接続義務に基づき競争者にも卸販売を行っていた。その際、競争者向けの卸料金（接続料金）として、回線1本あたり月額6,328円（芯線直結方式）で総務大臣の認可を得ており⁴⁶、小売料金については、芯線直結方式で9,000円、分岐方式で5,800円として同大臣に届け出していた。またNTT東は、分岐方式でも接続料金認可を受けたが、実態としては芯

線直結方式のみ卸接続サービスを提供していた。さらにNTT東は、芯線直結方式でサービス提供する小売ユーザーに分岐方式の小売料金を適用していた。その結果、競争者にとっては、6,328円で卸供給を受けつつ、5,800円の小売価格に対抗せざるを得ないという、逆ザヤが発生することとなった。

最高裁判所判決（最判平成22年12月17日民集64巻8号2067頁）は、①新規参入者の接続対象が事実上NTT東日本に限られていたこと、②NTT東日本は逆ザヤ発生防止のための各種行政的規制を実質的に免れていたことなどから、本件が私的独占に該当するとした⁴⁷。

4.2.2 光ファイバー接続市場とベースロード市場の比較

NTT東日本事件判決については、各種の見解が出されているが、多くはこれを取引拒絶ないしそれに準じる事例と位置づけている⁴⁸。

では、BL市場への投入価格が、取引拒絶と同視できる程度に高額であり、独禁法に違反すると主張する場合に、同判決を参照することは適切だろうか。

NTT東日本事件について留意すべき点は、川上市場（FTTH接続市場）で事業法上の接続義務（取引義務）が課されているにもかかわらず、行為者がそれを潜脱していたことが違法性を根拠付ける一要素とされていたことである⁴⁹。これに対してBL市場では、事業法上の取引義務は存在しない。BL市場の制度的措置は法改正や政省令改正を経ず、これを適正取引GLに記載することとなって

⁴⁶ 総務大臣の認可にかかる光ファイバー卸接続に関する料金については、第一種指定電気通信設備接続料規則（平成12年郵政省令64号）に従って計算される。

⁴⁷ 本件の事実関係や、公取委による審査と前後した総務省による規制（行政指導）の経緯は相当に複雑であるが、本稿では大幅に捨象してあることに留意されたい。本件の評釈として、川瀆昇・経済法判例・審決百選〔第2版〕16頁、越知保見「独占禁止法における因果関係-NTT東日本事件最高裁判決とその他の最近の事例から」根岸古稀31頁などを参照。

⁴⁸ ただし、中川寛子「プライス・スキューズと排除行為の基

準」根岸古稀259頁は、本件を取引拒絶の延長線上に位置付けると、違法となる取引拒絶の範囲が過度に拡大してしまうとして、本件をスキューズの事例として位置づけるべきとしている。

⁴⁹ 川瀆・前掲注47は、「川下における競争維持のために業法上接続義務があるにもかかわらず・・・取引拒絶と実質的にかかわらない行為が行われていた点などが総合的に判断され」たとする。

おり⁵⁰、供出義務は常時バックアップに準じたものと整理される予定である。常時バックアップも電気事業法に直接の根拠を持たず、独禁法を根拠とする⁵¹。

米国では電気通信事業をめぐる事件（トリンコ事件⁵²）に関連し、事業法上の取引義務の有無により取引拒絶の独禁法上の評価も異なるはずであるとの見解が表明されていた⁵³。同様に、FTTH市場における接続義務とBL市場における供出義務の法的根拠が異なるということは、その義務に違反する行為—例えば実質的にその義務を回避するような高価格を付ける行為—の法的評価も異なり得よう。

もちろん、BL市場への適切な価格での投入を怠ったとして、これを経済産業大臣の業務改善命令（電気事業法27条の29）の対象とすることは考えられ、これにより事実上、旧一電へのBL市場への導入が義務付けられたとみることもできる。しかし、立法が明文で規定する取引義務と、抽象的・一般的な取締規定を根拠とする義務を同列には扱えないだろう。

したがって、かりにBL市場への高価格投入の独禁法違反を問うのであれば、それ自体の私的独占なり不公正な取引方法の該当性を、個別に主張・立正することが必要になる。そしてその場合、上限価格規制を順守しているか否かは、決定的な要素とはならず、上限価格以上であることのみを以

って独禁法違反となるわけではない⁵⁴。他方で、旧一電が上限価格を順守しているからといって、それが必ずしも独禁法違反を免れる理由にはならない。価格水準、競争者の事業活動へ及ぼす影響などを考慮して、成否が判断されることになる。

5. おわりに

本稿ではBL市場に関連する独禁法の課題について、検討した。特に、不当廉売については、通常用いられている平均回避可能費用基準に替えて、電気事業の特徴を踏まえれば平均長期増分費用基準の利用が示唆されること、しかし、その利用には課題もあることを指摘した。またスクイーズについては、事業法上の取引義務がない以上、NTT東日本判決を参照することは必ずしも適当ではないこと、制度的措置における上限価格規制を順守しているかどうかは、独禁法違反の認定と直接は無関係であることを指摘した。

BL市場をはじめとする電力市場では、今後も独禁法をめぐる課題が浮上すると思われるが、2018年12月30日に、独禁法違反の認定は行わずに事業者が申し出た問題解消措置の実施を条件に審査手続きを終了する、いわゆる確約決定手続きが導入された。同制度はEUに倣ったものであるが、EUでは自由化後のエネルギー分野においてこの確約決定手続きが用いられていることが報告され

⁵⁰ 平成29年2月 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会「中間論点整理（第2次）」27頁、「中間とりまとめ」31頁。

⁵¹ 現行の適正取引GLが「常時バックアップについては、電気事業法上規制をされていない」と述べるように、常時バックアップは電気事業法に直接の根拠を持たないため、「電気事業の健全な発達を図る観点」から旧一電に自主的な実施が求められているにすぎない。そこで同GLは、その実施を確実なものとするための根拠を独禁法に求めている。すなわち、「他の小売電気事業者との間では卸供給を行っている一方で、特定の小売電気事業者に対しては常時バックアップを拒否し、正当な理由なく供給量を制限し又は不当な料金を設定する行為」が、独禁法に違反し得る（私的独占等）としている。

⁵² *Verizon Commc'ns v. Law Offices of Curtis V. Trinko*, 540 U.S. 39 (2004)。同事件では、大手電気通信事業者がライバル企業

との接続を実質的に拒否したことが、米国の独禁法に違反するかが問題となった。同事件連邦最高裁判決と電気事業に対する示唆については、丸山真弘「米国反トラスト法における不可欠施設の法理の論点整理—トリンコ事件判決を中心に—」電力中央研究所報告 Y04020 (2005) を参照。

⁵³ トリンコ事件で経済学者らが連名で最高裁に提出した意見書は、事業法による接続義務が課されている以上、取引拒絶の独禁法上の評価もそれを前提として分析すべきだとする。そして意見書は、議会は電気通信分野での競争を確実ならしめるために接続義務を課したのだから、通常ならば事業者の経営判断として尊重され得る取引拒絶も、事業法の義務に違反することで公共の利益に反するおそれがあり、合理的であるとの推定は働かないとしている。

⁵⁴ 供出義務自体が独禁法を根拠とする限り、上限価格違反を独禁法違反の根拠とするのは、「独禁法違反だから独禁法違反である」というのに過ぎないのではないかと。

ている。同制度が我が国の電力・エネルギー市場における独禁法の適用や事業法も含めた制度設計に及ぼす影響を、検討していくことが必要である。

佐藤 佳邦（さとう よしくに）

電力中央研究所 社会経済研究所

オプション型金融的送電権の価格に関する予備的考察 —欧州の取引データの観察—

Note on Pricing Financial Transmission Rights Options:
Observation of Auction Cleared Prices in Europe

キーワード：金融的送電権，オプション，間接オークション

服 部 徹

わが国で導入される間接送電権は、欧米でも活用されている金融的送電権（FTR）をモデルとしている。FTRにはオプション型とオプション型があり、わが国の間接送電権は、保有者がエリア間の卸電力価格の値差の変化に応じて、過不足を精算するオプション型である。一方、欧州のFTRは、保有者が値差に基づく収入を受け取る権利で、値差がマイナスに転じてもそれを支払う義務を負わないオプション型が主流である。金融オプションの理論によれば、オプション型のFTRの価格は、オプション型よりも高くなる可能性があり、エリア間の値差の期待値がゼロ以下であっても、一定の価格がつく。本研究ノートでは、欧州で実際に取引されているオプション型のFTRの価格データを分析し、先物価格で予想される値差の期待値が小さい時には、約定価格が概ね理論的に予想される範囲もしくはその近辺にあることを確認した。

- | | |
|-------------------|-------------------------|
| 1. はじめに | 4. 欧州のオプション型 FTR の価格の観察 |
| 2. オプション型の金融的送電権 | 5. まとめ |
| 3. 交換オプションによる価値評価 | |

1. はじめに

わが国では、間接的オークションの導入に伴い、エリア間の値差が発生するリスクへの対応として、「間接送電権」が導入されることになっている。間接送電権は、欧米で利用されている金融的送電権（Financial Transmission Rights, FTR）を参考にして制度設計がなされている。FTRは、エリア間の値差を原資産とするデリバティブとみなすことができる。

わが国で導入される間接送電権は、いわゆる「オプション型」と呼ばれるもので、エリア間の値差を固定する契約である。つまり、値差が変化した場合に過不足を精算する契約である。しかし、海外のFTRには「オプション型」と呼ばれるものがある。これはエリア間の値差が期待と逆方向となった場合には、その値差を支払う必要

がなく、収入を得るだけの契約である。欧州では、市場参加者の利便性を考慮して、オプション型のFTRの導入が進んでいる（服部他, 2019）。オプション型のFTRの価格は、値差の変化による収入を得る権利の対価となり、その対価としていくらが適正なのかについては、金融工学におけるオプション理論を応用して考えることが必要となる。

本研究ノートでは、オプション型のFTRの価格の考え方について、オプション理論を用いて説明し、その観点から、実際に欧州で取引されているオプション型のFTRの約定価格のデータを観察する。

2. オプション型の金融的送電権

オプション型の金融的送電権とは、エリア間の値差の変化に対するリスク管理の手段の一つである。これは、エリア間値差を原資産とするコールオプション（買う権利）と見ることができ、Locational Spread Optionとも呼ばれる。

例えば、連系線で結ばれた2つのエリア、AとBを考え、それぞれのエリアにおける卸電力価格を P_A と P_B とする。間接オークションの下では、連系線の容量に制約がなければ、2つの価格は同じとなり、値差は発生しない。しかし、送電混雑が発生し、エリア間で値差が発生する場合、エリアAからエリアBに送電する相対取引であっても、間接オークションの下では取引所を介して取引が行われることになるため、値差のリスクに晒されることになる。ここで、発電事業者がエリアAで発電し、小売事業者がエリアBで購入する状況において、エリア間の値差の期待値は0と仮定して、FTR保有者（例えば発電事業者）の損益を考えてみる。この時、オプション型のFTRの保有者は値差が正の値をとる時、すなわち、 $P_B - P_A > 0$ の時は権利を行使して、その値差 $P_B - P_A$ を受け取ることができる。この時に値差が受け取れるのはオプション型も同じである。しかし、逆に、その値差が負の値をとる場合には、オプションを行使しなければよく、損失は発生しない。このような、エリア間の値差に伴うオプション型のペイオフ（損益）を図示したのが図1である。

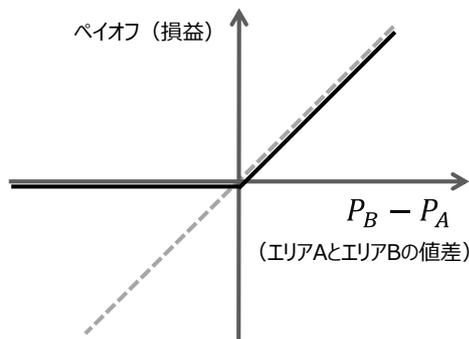


図1 FTRの保有者のペイオフ

オプション型の場合には、図の点線が示すように、その値差分の支払いが発生するが、オプション型の場合はそのような支払いが発生しないということである。したがって、オプション型のFTRの保有者の損益は、以下のように表すことができる。

$$\text{Max}(P_B - P_A, 0)$$

しかし、このようなオプションを新たに契約しようとしても、契約する相手にとっては支払い義務を負うだけとなるため、その対価（プレミアム）を与えなければ契約は成立しないと考えられる。したがって、オプションを保有することによる損益は、最終的には、プレミアム分を差し引いたものとなるが、値差が逆方向に大きく変化したとしても、損失はプレミアム分に抑えられるということの意味する。

このような権利の対価としてのオプションのプレミアム、すなわちオプションの価値をどう決めるかは難しく、簡単には求められないものとされてきたが、オプション価格理論の発展により、その適正価格は、一定の仮定の下、いくつかの条件に依存して決まることが知られるようになってきた。

3. 交換オプションによる価値評価

FTRのような、2つのエリアの価格の差を原資産とするオプションの価値評価には、「交換オプション」のモデルを用いることができる。交換オプションとは、満期日に、ある資産を別の資産と交換する権利を付与するオプションである。満期日のみ行使できるオプションは、ヨーロピアンタイプのオプションと呼ばれている¹。

このような、ヨーロピアンタイプの交換オプションの価値の解析解を得る評価式は、Margrabe

¹ 満期日までにいつでも行使できるオプションはアメリカンタイプのオプションと呼ばれる。

(1978)によって導出されている²。これを応用し、将来の、例えば、1年あるいは1カ月先の先物価格 (F_A と F_B) の値差を原資産とするオプションの評価式は、以下のように定式化されることが知られている (Aid, 2015)。

$$C = e^{-rT}[F_A N(d_1) - F_B N(d_2)]$$

$$d_1 = \frac{\ln(F_A/F_B) + \frac{1}{2}\sigma^2 T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma_A^2 + \sigma_B^2 - 2\rho\sigma_A\sigma_B}$$

ただし、 σ_A および σ_B は、それぞれエリアAとエリアBの先物価格のボラティリティである。また、 ρ は2つのエリアの価格の相関係数で、 r は無リスク利子率、 T はオプションの満期までの期間である。さらに、 $\ln(x)$ は自然対数、 $N(x)$ は標準正規分布の累積密度関数である。この評価式は、価格がそれぞれ幾何ブラウン運動に従うと仮定している。また、ボラティリティや相関係数は期間中一定と仮定している³。

この式に基づいて計算すると、オプション型のFTRの価値は、期待されるエリア間の値差が大きいくほど高くなるが、その他の要因によっても変化しうることが分かる。例えば、ボラティリティが大きいくほど高くなり、2つのエリアの価格の相関係数が小さいほど高くなり、満期までの期間が長いほど高くなる、といったことがわかる。

なお、オプションの価値のうち、オプションを行使することで得られる原資産の価値、すなわち、

² ここでは、式の導出については省略するが、基本的には、コール・オプションの価値を評価するブラック・ショールズ式を拡張して、2つの先物の相対価格を原資産とし、行使価格を0とした場合の評価式である。

³ 価格のスパイクなどを考慮する場合には、モンテカルロシミュレーションを行って評価する必要がある。Rosenberg, et al. (2010)を参照。また、スポット価格への適用を念頭に、間接オプションによって生じる値差の変動の特徴を踏まえたモデル化の試みについては、Mahringer, et al. (2015)を参照。

FTRの場合にはエリア間の値差に相当する部分は、「本源的価値」という。これに、原資産の価値の変動に応じて行使するかどうかを自由に決められるという、権利としての価値である「時間的価値」が加わる。

ここで、現在エリア間の値差がなく、それぞれのエリアの価格の月次のボラティリティが30%、相関係数が0.9、無リスク利子率1% (年) で、行使期間1カ月のオプションの価値をエリア間の値差との関係で示したのが図2である。これは、通常のコール・オプションにも当てはまることだが、オプションの価値は、原資産の価値を上回り、また、決して0より小さくはならない。

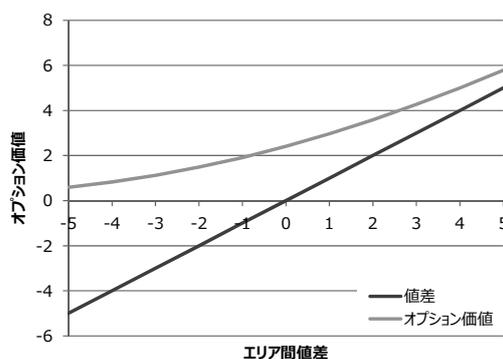
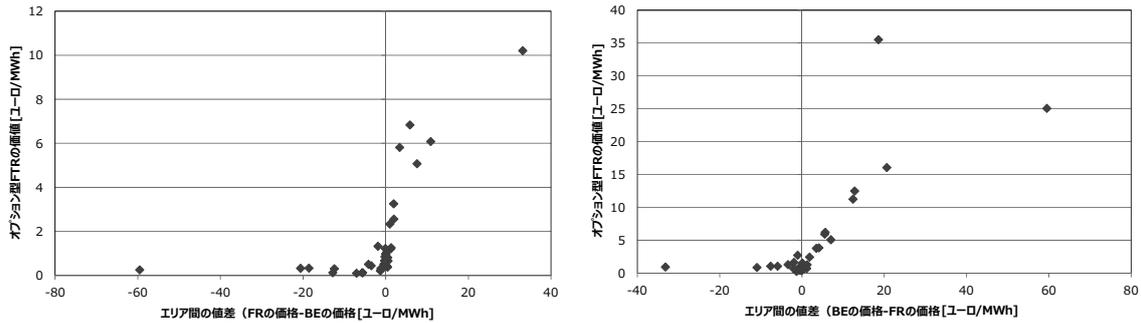


図2 エリア間値差とオプション価値の関係

原資産、すなわち、エリア間の値差が0であっても、オプションの価値は0にはならない。その場合は、オプションを持つ、いわゆる「時間的価値」が大きくなる。現時点での先物価格の値差がゼロであっても、価格が変動する限り、受渡期間中の値差がプラスになる可能性もマイナスになる可能性もあり、オプションを持つことのメリットも大きいのである。逆に値差が明らかに大きな値をとる場合には、オプションの価値は、ほぼその値差、すなわち原資産の価値 (本源的価値) で決まると考えられる。オプションの保有者が権利を行使することがほぼ確実で、その場合に得られる値差収入だからである。



(左がベルギー[BE]からフランス[FR]方向, 右がフランスからベルギー方向)
出所: JAOウェブサイトおよびBloombergより作成

図3 エリア間値差(先物)とFTRの約定価格の関係

4. 欧州のオプション型FTRの価格の観察

ここでは、交換オプションの価値評価式を用いて、欧州でオプション型のFTRを導入しているベルギーとフランス間のFTRの約定価格の説明を試みる。ベルギーとフランスの間では、2016年以降を対象期間とする年間と月間のオプション型のFTRの取引が2015年から行われている⁴。FTRの売り手は送電系統運用者(Transmission System Operator, TSO)で、提供されたFTRは、Joint Allocation Office (JAO) と呼ばれる共通プラットフォームにおける定期的なオークションで取引されている。以下では、月間のFTRの3年分のデータを観察する⁵。

まず、FTRの約定価格と、それぞれのオークションが行われた前日のベルギーとフランスの卸電力の先物価格、具体的には、デリバティブ取引を行う欧州エネルギー取引所(European Energy Exchange, EEX)に上場されている1か月先の月間のベースロード先物価格を用いて計算した値差との関係を示したのが図3である。両国間の値差(横軸上)を見ると、平均的には小さいものの、時折、大きく変動していることが分かる。

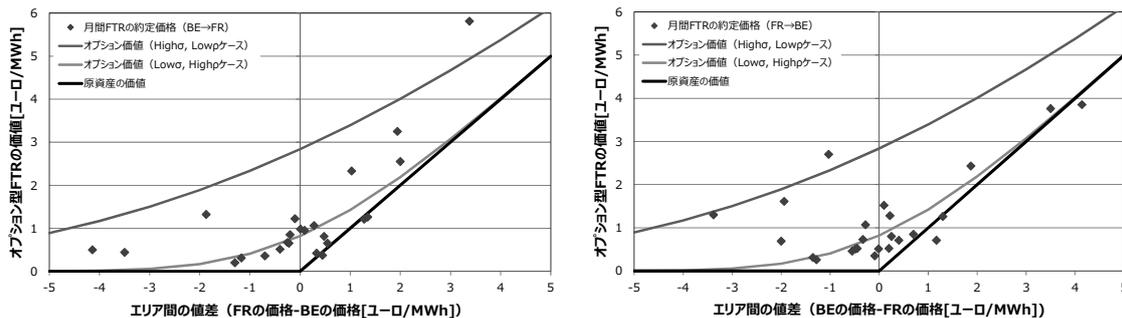
FTRの約定価格については、先物価格で見た値差が負の値をとっていても、理論が示唆するように0より大きい値をとっていることが分かる。反対に、値差が大きな正の値をとるときには、FTRの約定価格も大きくなっている。ただし、そのような場合、理論上は原資産である値差に近い値になるべきところ、実際には値差を大きく上回っていたり、下回っていたりする。

ここで、値差が0近辺の時にデータが集中しているため、値差が-5ユーロ/MWhから+5ユーロ/MWhの範囲に注目し、オプション理論で予想される価格を当てはめてみたのが図4である。

Margrabe式を用いたオプション価値の計算にあたっては、過去のデータから、両国の先物価格を46ユーロ/MWhとして、発電側の先物価格を変化させている⁶。また、先物価格のボラティリティ(月次)は、過去のデータから、取引される時期にもよるが、両国ともおおよそ10%から20%であった。また、両国の卸電力価格の相関係数は、サンプル期間を通じて約0.7であったが、値差が比較的小さかったサンプル期間の前半では約0.9であ

⁶ 両国の分析対象期間の平均的な価格に基づいて設定した。なお、評価式から明らかとなっており、値差が同じでも、例えば、2つのエリアの先物価格が45ユーロと50ユーロで5ユーロの値差があるときのオプション価値と、100ユーロと105ユーロで5ユーロの値差があるときのオプション価値は異なる。

⁴ 欧州のFTRの導入の経緯等については、服部他(2019)を参照。
⁵ 約定価格のデータはJAOのウェブサイトから入手した。



(左がベルギー[BE]からフランス[FR]方向, 右がフランスからベルギー方向)

図4 エリア間値差（先物）が比較的小さい時の値差とFTRの約定価格の関係

った。そこで、両国ともに卸電力価格のボラティリティが10%で相関係数が0.9のケースを“Low σ , Highケース”, 両国の卸電力価格のボラティリティが20%で、相関係数が0.7のケースを“High σ , Lowp”ケースとして、両者を示している⁷。その他、利率は年率で1%とし、満期までの期間を1カ月とした。

図4から、値差の期待値が小さいと仮定した時のFTRの約定価格は、“Low σ , Highp”ケースを下回るケースがやや多くみられるが、概ね、オプション価格の理論値の近辺で決まっていることがわかる。もちろん、実際には、市場参加者で共有されているボラティリティの大きさや相関係数などがオークションごとに異なっていて、それが誤差を生じさせている可能性もある。

なお、FTRは必ず売り手（TSO）が存在し、売り手はオークションに供給量のみを提示する。これは、通常の金融市場とは異なるが、こうした制度の特徴が、オプションの価値に違いをもたらすのかどうかについては今後検討する余地がある。

5. まとめ

本研究ノートでは、オプション型のFTRの価格が、交換オプションの価値評価式で評価しうることを紹介した上で、実際に取引されている欧州のオプション型のFTRの価格の説明を試みた。

オプション型のFTRは、その保有者にとって、値差の符号が期待していた方向と逆転したとしても、支払い義務を負わなくて済むという利点がある一方で、その利点ゆえに、FTRの価格自体が高めになる可能性がある。また、その価格評価式は複雑である。現実にとりされている欧州のFTRの価格は、原資産である先物価格の値差がプラスの方向に大きく変動した場合には、基本的なオプション理論で計算される価値とは乖離が生じるが、値差が負の値になっても、FTRの約定価格が0より大きい値をとっていることは、オプション理論により説明が可能である。また、値差が0に近い状態においては、FTRの約定価格はオプション理論で計算される値と近くなり、その値差との関係も、概ね理論で予想される範囲となることが示された。

今回は、あくまで予備的な分析であり、パラメータを個別のオークションごとに設定して、約定価格の実績値と理論値の関係を詳細に分析することは今後の課題である。

⁷ 他の2つの組み合わせは、この2つのケースの間に含まれるため図では示さない。

【参考文献】

- [1] Aïd, R. (2015). *Electricity Derivatives*, Springer Briefs in Quantitative Finance.
- [2] Mahringer, S., R. Füss, and M. Prokopczuk (2015). “Electricity Market Coupling and the Pricing of Transmission Rights: An Option-Based Approach,” Working Paper on Finance No. 2015/12, School of Finance, University of St.Gallen.
- [3] Margrabe, W. (1978). “The Value of an Option to Exchange One Asset for Another,” *Journal of Finance*, 33 (1), 177-186.
- [4] Rosenberg, M., J.D. Bryngelson, M. Baron, and A.D. Papalexopoulos (2010). “Transmission Valuation Analysis based on Real Options with Price Spikes,” in Rebennack, S. et al. (eds.) *Handbook of Power Systems II, Energy Systems*, Spriger-Verlag.
- [5] 服部徹・古澤健・星野光(2019). 「欧州の金融的送電権の導入と運用に関する経済的課題」電力中央研究所報告 Y18001

服部 徹 (はっとり とおる)

電力中央研究所 社会経済研究所

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"> 1. はじめに 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"> 2.1 わが国のインバランス料金の変遷と課題 2.2 わが国の同時同量制度の変遷と課題 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 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 | <ol style="list-style-type: none"> 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"> 3.1 欧州における需給調整メカニズムの考え方 3.2 ドイツのインバランス料金の動向と課題 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 4. わが国の望ましいインバランス制度の在り方
付録 A. わが国の需給調整市場の動向 |
|--|--|

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¹。

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

¹ 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²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³。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⁴、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

² 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。

³ 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。

⁴ 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⁵。ただし、このインバランス料金は、需給調整に要する費用⁶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）。

⁵ 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）。

⁶ 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⁷。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

⁷ 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⁸が採用されており、その統合の議論がなされてきた⁹（ENTSO-E

⁸ 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）。

⁹ 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"> ・需給調整能力の定義 ・需給調整能力の調達方法 ・需給調整能力提供者への支払い方法 ・需給調整能力の技術要件 ・需給調整能力の必要容量 ・需給調整能力の評価 ・調達費用の割当方法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ゲートクローズタイム (Gate Closure Time : GCT) ・インバランス決済期間 (Imbalance Settlement Period: ISP) ・インバランス量の算出方法 ・インバランス料金制度 ・計画値同時同量の考え方 ・インバランス料金と需給調整費用の関係 ・市場データの公開

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mFRR¹⁰）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¹¹。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、

¹⁰ 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）。

¹¹ 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。

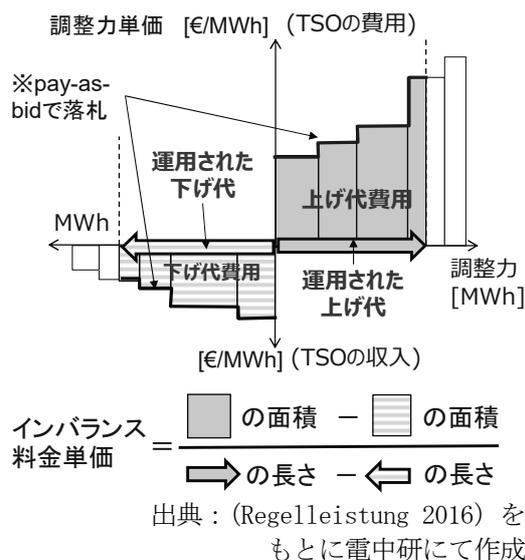


図1 ドイツの基本インバランス料金単価

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 group (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 responsibility holder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¹²。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）。

¹² 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¹³(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

¹³ 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。

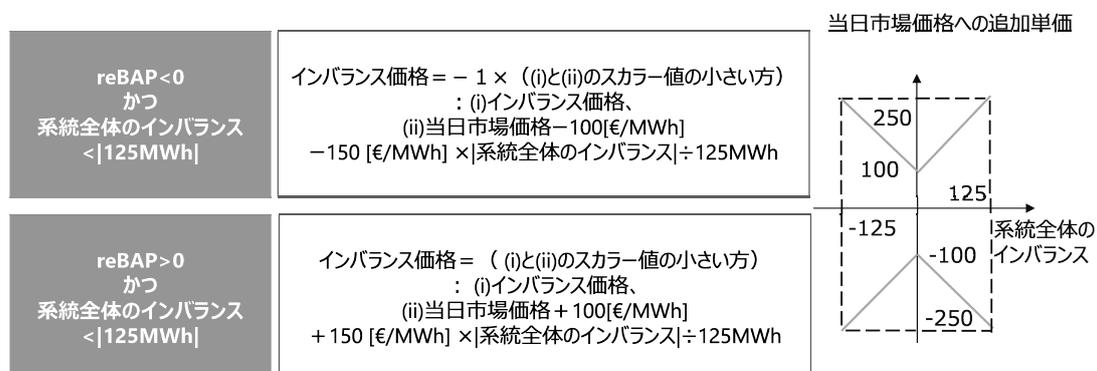
3.2.3 近年のドイツ及び欧州全体のインバランス料金を巡る議論の動向

(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う指摘がある (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)。

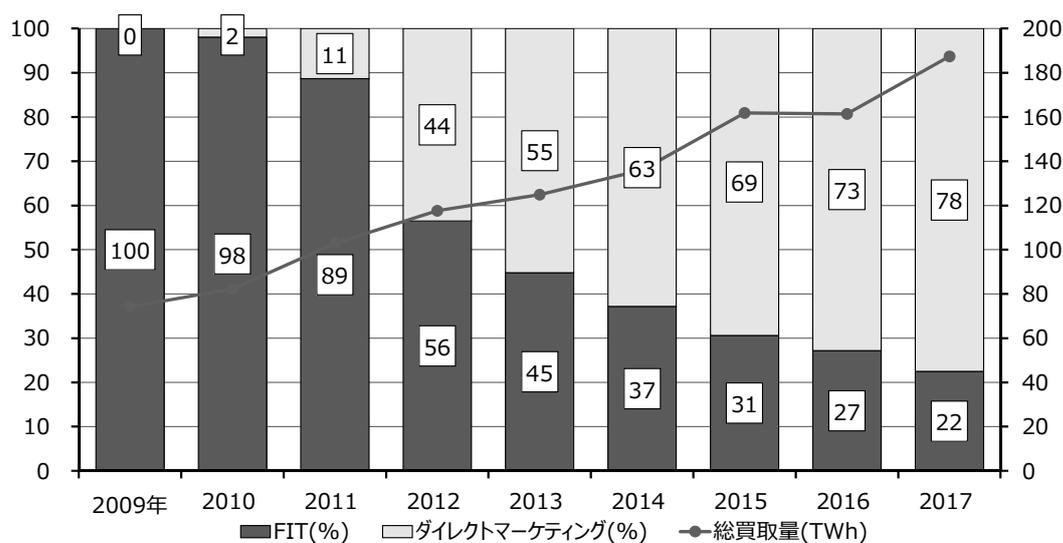
そこでドイツでは、3.2節で述べたインバランス料金制度の補正とともに、再エネ電源の市場メカニズムへの統合を進めてきた (Gawel, et al 2013)。具体的には、ダイレクトマーケティング制度¹⁴が2010年に導入され、再エネ電源は、競争メカニズムのもとで取引することを促されるようになった。再エネ電源は、再エネプレミアムとインバランスに対する補助を受け取ることができるが、直接的に市場に参加するため、インバランスリスクにも晒される。

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¹⁵。

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

¹⁴ 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。

¹⁵ 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¹⁶。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¹⁷。

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

¹⁶ 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。

¹⁷ 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,” 20th October 2015
- [22] ENTSO-E WG AS (2018a) “Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2017,” ENTSO-E, 22nd May 2018.
- [23] ENTSO-E WG AS (2018b) “Stakeholder workshop on EB GL implementation,” 20th June 2018
- [24] ENTSO-E (2018) “Frequency Containment Reserves,” 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,” 20th October 2015
- [26] European Commission (2017) “Commission regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a

- guideline on electricity balancing, ” 28th 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 regelenzonenübergreifenden 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, ” 10th 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 ʼ	電源 II ʼ
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

容量市場の価格決定要因に関する考察 —わが国の制度設計と海外の経験からの示唆—

On the Price Determination of Centralized Capacity Market:
Implications from Market Design in Japan and Experiences of the U.S. and UK Market

キーワード：容量市場，容量オークション，需要曲線，入札行動

服 部 徹

わが国の容量市場の制度設計において参考とされる米国や英国の容量市場では、新規電源が固定費を回収できる水準（Net CONE）を下回る約定価格が続いている。容量市場の価格も、通常の市場と同様に需要と供給によって決まると考えられるが、需要側では、事前に市場運営者が設定する需要曲線の形状や、目標とする容量及びその容量において支払われるべき指標価格などが約定価格に影響を与える。一方、供給側では、市場全体の需給に関する情報や落札した供給力が満たすべき要件（リクワイアメント）などが、容量を提供する市場参加者の入札行動に影響を与え、それが入札曲線を通じて約定価格に影響を与える。約定価格の短期的な変動は、こうした要因の動向を見極めることで、ある程度説明できる可能性はある。一方で、長期的な約定価格の水準は、市場参加者が不確実性の下で行動する結果として、低い状態が続く可能性がある。その場合、エネルギー政策が目指すエネルギーミックスの実現が困難になり得ることに留意する必要がある。

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. 集中型容量市場の制度設計と価格動向 <ul style="list-style-type: none"> 2.1 わが国における容量市場創設の経緯 2.2 集中型容量市場の概要と特徴 2.3 海外の容量市場における価格動向 3. 需要側の影響—需要曲線に関する考察 <ul style="list-style-type: none"> 3.1 需要曲線の形状 3.2 需要曲線のパラメータ 3.3 エリア別の需要曲線 4. 供給側の影響—入札行動に関する考察 <ul style="list-style-type: none"> 4.1 入札への参加の意思決定 | <ul style="list-style-type: none"> 4.2 オークション参加者の入札行動 4.3 制度設計が入札行動に与える影響 5. 容量市場の均衡価格としての約定価格の評価 <ul style="list-style-type: none"> 5.1 容量市場の約定価格の変動に関する分析と考察 5.2 容量価格の長期的な傾向に関する展望 6. まとめ 補論 1. 英国の容量市場の需要曲線における Net CONE の考え方 補論 2. 英国の分散型電源が受けていた経済的便益 |
|--|---|

1. はじめに

わが国で創設される容量市場は、すでに米国や英国において導入されており、その制度設計は、わが国でも参考とされてきた。ただし、そうした海外の容量市場で実際に決まっている約定価格は、新規電源が固定費を回収できる水準である Net CONE（Net Cost of New Entry）の半分程度という状態が続いている。

容量市場の約定価格が低くても、必要とされた

以上の容量が、その価格で確保されているということであり、供給力の確保にただちに問題が生じるわけではない。需要家の視点で考えれば、それが競争の結果で安くなっているのであれば歓迎すべき事でもある。しかし海外では、低い約定価格が続くことで、容量市場の制度設計が問題視され、詳細設計の見直しが繰り返されることも珍しくない。見直しによって、より適正な価格となる可能性もあるが、実際には今も試行錯誤が続いている。わが国でも、創設後ある程度の試行錯誤は

やむを得ないが、制度設計の見直しを適切に進めるためには、容量市場における価格がどのように決まるのかということについて、政策当局や市場参加者が理解を深めておくことが重要と考えられる。

本稿では、そのような理解を助ける試みとして、現在固まりつつあるわが国の容量市場の制度設計を踏まえ、米国や英国の容量市場の経験を参考にしながら、需要と供給を通じて、容量市場の価格に影響を与える主な要因を探り、それらの影響を評価する上での留意点などについて考察する。また、約定価格の変動や長期的な価格の水準とその影響についても考察する。

以下、第2章でわが国での容量市場導入の経緯や集中型容量市場の制度設計の概要、そして海外での価格動向を簡単に振り返る。続いて第3章で需要側の影響、特に市場運営者が設定する需要曲線の影響について考察し、第4章で供給側の影響、すなわち入札者の入札行動について考察する。第5章では容量市場の均衡価格としての約定価格について、その変動に関する考察や中長期的な価格の水準に関する展望を述べる。最後に本稿の結論をまとめる。

2. 集中型容量市場の制度設計と価格動向

2.1 わが国における容量市場創設の経緯

電力システム改革においては、競争環境下で十分な供給力を確保することが困難になるとの懸念から、中長期の供給力を確保する「容量メカニズム¹」を導入することとなっていたが、「電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下、貫徹小委）」で、一定の投資回収の予見性を確保する施策として「容量市場」を創設する方針が固

¹ 容量メカニズムには、容量市場を含め、様々な仕組みがある。服部 (2015a)を参照。

まった²。容量市場は、中長期的に必要となる供給力を最も効率的に確保する容量メカニズムとされ、それが容量市場を選択した理由となっている。

電源の投資回収の予見性が、従来の総括原価方式の状況と比較して低下していることは、これまでの電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）による供給計画の取りまとめでも示唆されてきた。特に、平成30年度の取りまとめ（電力広域的運営推進機関, 2018）では、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回る状況になるとして、広域機関からは、経済産業大臣に対して、「容量市場の必要性が一層高まった」との意見も提出された。また、2018年7月の「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（資源エネルギー庁, 2018）」では、競争の激化に加え、再生可能エネルギーの導入拡大により、市場価格が低下し、発電投資意欲をさらに減退させる可能性も指摘された。電源の新設やリプレース等が十分なされない状態で、既存の発電所が閉鎖するなどして、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、電気料金の高止まりや、再エネ導入で必要となる調整電源を確保できない問題が生じる恐れがあるとされたのである³。

一方で、容量市場が創設されると、小売電気事業者（最終的には需要家）は、購入した電力 (kWh) の対価に加えて、容量 (kW) の対価を支払うことになる。これは一見、追加的な費用の負担が求められるように思われるが、容量市場によって十分な供給力が確保されれば、安定供給に支障をきたすリスクを抑えられるとともに、卸電力市場に

² 貫徹小委が始まった時点で導入済みの施策として、小売電気事業者の供給能力の確保義務があるものの、これは確保する容量や時期についての具体的な要件を定めたものではなかった。また、広域機関による「電源入札制度」も導入されたが、あくまでセーフティネットとしての位置づけであり、中長期的に十分な供給力を確保する手段ではなかった。

³ こうした理由は、英国で容量市場が導入された背景でもある。後藤他 (2014)を参照。

における潜在的な供給量の増加によって、kWhの価格が低下するというメリットも期待される。容量市場の創設は、必要な電源投資のための総費用に直接影響を与えないが、価格変動の激しい卸電力市場からの収入のみに依存する状況よりもリスクが軽減する分、リスクプレミアム等の金利が減少することで、需要家の費用負担はむしろ抑制される可能性もあるとされている（資源エネルギー庁, 2018）。

2.2 集中型容量市場の概要と特徴

わが国で創設される「集中型容量市場」は、オークションを通じて、安定供給のために中長期的に必要な供給力を一元的に調達する市場である⁴。この容量市場により、わが国の場合、具体的には4年先の容量を一年ごとに確保していくことになる。

しかし、電力を使用する需要家、あるいは顧客となった需要家のためにkWhを卸電力市場から調達すればよい小売事業者は、容量市場で取引されるkWの価値を認識して、それを追加的に支払う意思を持たない。つまり、個々の市場参加者に、容量に対する需要があるわけではない。そこで、容量市場では、顧客を抱える小売事業者は、電力需要のピーク時の顧客の需要に応じた一定の供給力の確保を義務付けて、需要を創り出す必要がある。わが国でも、容量市場導入後は、供給力確保義務を負う小売電気事業者から、容量市場の価格に基づく「容量拠出金（仮称）」を徴収することになっている。個々の小売事業者が負担する費用は、設備形成の原因者に多くの負担を求めるといった考え方から、エリアピーク時の電力（kW）に応じて配分することを基本としている⁵。また、

⁴ わが国の容量市場の市場管理者は広域機関が担う。以下、わが国の容量市場の制度設計に関しては、資源エネルギー庁（2018）を参照。

⁵ わが国では、予見可能性を高め、供給力の確保に万全を期す観点から、夏期ピークと冬期ピークが設定される。小売電

需要の価格弾力性がゼロではないと仮定すると⁶、確保する供給力の水準に応じて、需要家がいくら支払っても良いと考えるかを勘案した需要曲線を設定する必要がある。つまり、容量市場には、市場の外で人為的に設定された需要曲線が必要となるのである。

一方、供給力を有する者は、その供給力によって生み出す電力を卸電力市場などで売るだけでなく、供給力そのものを容量市場に売ることができる。具体的には、容量オークションに参加して、落札できればその供給力の分だけ約定価格を得ることができるのである。わが国の場合、落札者は入札単位⁷で「容量確保契約（仮称）」を結び、容量価格を得ることになっている。基本的に、この契約は1年間である。

入札価格を安い順に並べると、入札曲線になるが、これが容量市場における供給曲線になる。ただし、落札した供給力は、決められた期間において、実際に供給力を確保する必要があり、確保した状態であると認められるための「リクワイアメント」と呼ばれる要件が課される。リクワイアメントを満たすことができなければ、ペナルティが課せられることで、その実効性が担保される。

2.3 海外の容量市場における価格動向

容量市場の価格は、上で紹介した、事前に設定された需要曲線と入札曲線（供給曲線）の交点で決まる。需要曲線が市場の外で人為的に決まっていること以外は、通常の市場と同じであり、その価格変動は、需要と供給の変化によってもたらされる。

気事業者のシェアは、競争の結果として変動するが、年度内で変動する場合に対応するため、託送契約電力等を用いて、年間ピーク時kWシェアを補正し、各小売電気事業者への配分額を決定する。

⁶ 確保する容量を定めるだけの場合は、垂直的な（つまり価格弾力性がゼロの）需要曲線を設定することを意味する。

⁷ わが国の容量オークションの入札単位は電源単位を基本とするが、小規模電源やデマンドレスポンスを集約（アグリゲート）して一つの供給力として入札することは可能である。

後述するが、容量市場においては、Net CONE (Net Cost of New Entry) が「指標価格」とされる。これは、CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) のような、新規に建設される典型的な電源の一年当たりの建設費 (固定費) から、卸電力市場等で得られる利益 (卸電力収入から可変費を支払った後のキャッシュフロー) を差し引いた値である⁸。しかし、容量市場の約定価格は、需要曲線や入札曲線が変化した場合、指標価格を上回ることもあれば、下回ることもあるといえる (図1)。

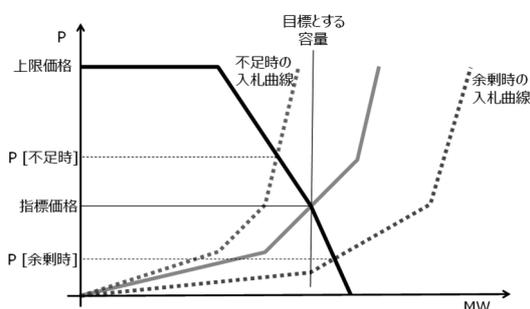
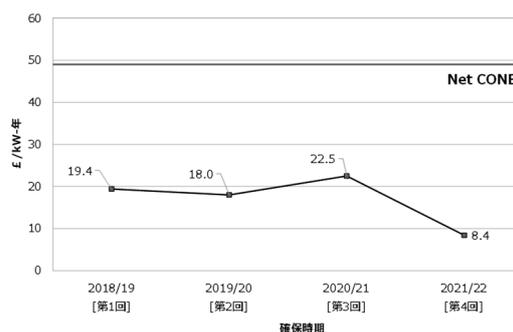


図1 需要曲線設定後の容量価格の変動

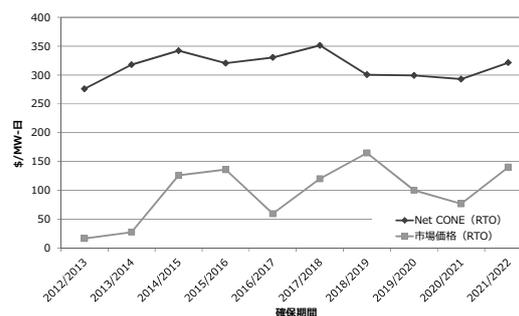
実際、海外の集中型容量市場の約定価格を見ると、年毎の価格変動が大きいだけでなく、その水準がNet CONEを下回る状態が続いている。例えば、英国では4年先の容量を確保するためのオークション (4年前オークション) が、既に4回行われているが、その価格の推移は図2に示すとおりである。



出所：National Grid “Final Auction Results”各年版より作成

図2 英国の容量市場における価格動向

また、米国PJMでは、3年先の容量を確保するためのBase Residual Auction (BRA) と呼ばれる容量オークションが開催されているが、その約定価格の推移 (PJM-RTOエリア) は図3に示すとおりである。



出所：PJMのデータより作成

図3 米国PJMにおける容量市場の価格動向

こうした価格を決定する要因について、以下では、需要側 (第3章) と供給側 (第4章) に分けて考察する。

3. 需要側の影響 — 需要曲線に関する考察

既に述べたように、集中型容量市場では、事前に需要曲線が市場運営者によって人為的に設定される。以下では、その設定が価格に与える影響について検討する。

⁸ 理論上、競争下では、どの電源も Net CONE は同じになると考えられる。固定費の大きい (小さい) 電源は、その分、卸電力市場で得られる利益が大きい (小さい)。

3.1 需要曲線の形状

約定価格に影響を与える需要側の要因として、需要曲線の形状が挙げられる。後述するパラメータの設定で形状が変わることもあり得るが、ここでは、特定の形状にすることを前提に需要曲線を設定することの影響を考える。

一般に需要曲線は、右下がりの曲線となることが知られているが、海外の容量市場では、以前、上限と下限を除き、目標調達量との交点で価格が決まるという、垂直の需要曲線を設定していたところがある。これは需要の価格弾力性がゼロということの意味しており、そのために市場支配力の行使が容易となり、結果的に価格変動も極端になることから、最近では、右下がりの傾きを持つ傾斜型の需要曲線を設定するのが主流となっている（服部, 2015b）。わが国でも傾斜型が採用される。

さらに、右下がりの傾きを持つ需要曲線でも、図4のように、後述する上限価格よりも下の部分で、凸型の曲線となるかどうかによって価格に与える影響は異なる⁹。需要曲線が右下がりの凸型の曲線となるのは、供給力が不足の状態の時には、供給力を追加することによる供給信頼度を改善するメリットの増分が大きく、供給力に余裕がある状態の時にはその増分が小さくなることを意味する¹⁰。容量市場の場合は、図4のように屈折した直線で設定されることがある。現在、PJMの容量市場でこうした形状が採用されている。

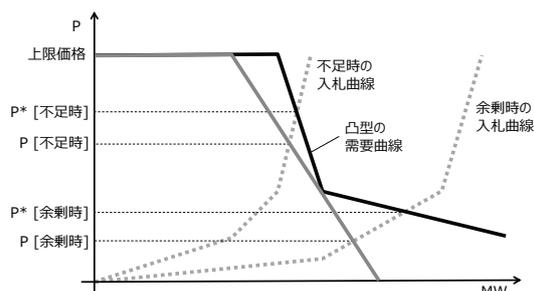


図4 需要曲線の形状が容量価格に与える影響

仮に同じ入札曲線が与えられた場合は、凸型の需要曲線の方が、例えば、指標価格で接する線形の需要曲線に比べて価格が高めとなる。これは、目標とする容量を確保できない場合（図4の「不足時」）は、将来の投資を促すとともに、目標とする容量以上に容量を確保できる場合（図4の「余剰時」）には、急速に廃止が進んで供給不足に転じることを防ぐという狙いがあり、供給力を安定的に確保することを重視した需要曲線の形状といえる。

3.2 需要曲線のパラメータ

容量市場における需要曲線は、基本的な形状を踏まえ、いくつかのパラメータに基づいて設定される（図5）。一つは、上限価格である。これは、需要家の負担に一定の限度を設けるためのものである。この上限価格が高く設定されれば、約定価格は高くなる可能性が高まると考えられる。ただし、上限価格が十分に高く設定されれば、実際の価格はそれよりも低いところで決まる可能性が高く、上限価格の水準が約定価格に影響を与えることはない。海外では、指標価格の1.5倍とするなど、指標価格に合わせて設定するケースが多い。また、上限価格が適用される容量も決める必要がある。

⁹ これは、上限価格以下の部分において、需要曲線の上側にある任意の2点を結んだ直線も需要曲線の上側に含まれることを意味する。

¹⁰ Pfeifenberger, et al. (2014)を参照。

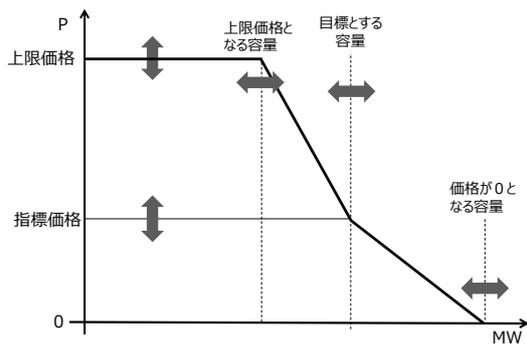


図5 需要曲線の設定で考慮するパラメータ

下限価格は、通常は0であるが、過去に一部の容量市場で最低価格を設定し、一定以上の価格が維持されるようにしていたケースもある。この場合は、供給余剰の状態での競争となった場合に、約定価格に影響を与えうる。しかし、下限価格が0である限り、入札価格も0を下回ることはいないため、それが約定価格に与える影響はないといえる¹¹。ただし、容量をどの程度確保していれば、約定価格を0として良いのかを検討する必要があり、それが大きくなるほど、供給余剰の時の約定価格には影響を与える。

需要曲線のパラメータのうち、重要な影響を与えうるのが、目標調達量と、その量を確保するために支払う価格である。後者は、わが国では、「指標価格」と呼ばれている。目標調達量が大きければ大きいほど、需要曲線は右側にシフトするため、結果的に約定価格は高くなる。海外の容量市場では、目標調達量は、基本的には、信頼度基準に基づいて決められる。安定供給を重視して、厳しい信頼度基準を適用すれば、目標調達量は大きくなり、価格も高くなるということになる。また、信頼度基準を満たすのに必要な容量は、実際にその容量を確保する期間中のピーク需要の予測にも

¹¹ 海外の卸電力 (kWh) の市場では、起動停止のコストが大きい電源などが、低負荷期においても運転を継続するために負の価格 (ネガティブ・プライス) で入札し、それが約定価格となることがあるが、容量市場においてはそのような事象は発生しない。

依存する。このピーク需要を過大に見積もっていれば、目標調達量も増えることになる。

指標価格が高ければ、約定価格も高くなる可能性が大きくなる。先に述べた海外の例と同様に、わが国でも、Net CONE、すなわち、新規に建設される電源の固定費から、燃料費などの可変費を控除した後に残る卸電力市場での利益を差し引いた金額を指標価格としている。容量市場の価格がNet CONEと等しければ、新規の電源は固定費をちょうど回収できることになる。理論的には、Net CONEは目標予備率を達成するために追加的に必要となる容量の限界費用を反映するものである。

Net CONEはモデルプラントの費用情報や卸電力市場の価格に基づいて推計される。米国や英国では、CCGTをモデルプラントとしているが、卸電力市場等からの利益を差し引く前のCONEは、その建設費の情報に基づいて算定される。年額換算するために、設備の運転期間が必要であり、将来の収支を現在価値に割り戻すためのハードレート¹²も推計する必要がある。こうした推計値も、Net CONEを通じて需要曲線に影響を与えることになる。

さらに、建設費から差し引かれる卸電力市場などでの利益が大きくなれば、Net CONEは低くなるが、これは卸電力価格が可変費と比較して高くなった時には、指標価格を低くすることによって、需要家の負担を抑えるということにもなる。結果的に、需要曲線の変化を通じて、容量市場の約定価格も安くなる可能性が高まる。なお、実際には、PJMの場合は、過去3年間の価格に基づいて、卸電力市場からの収入を算定している。また、英国の場合は、5年間据え置かれているため、その間は、実際の市場の動向とは関係なく一定である¹³。

¹² 投資案件の評価において最低限必要とされる収益率のこと。

¹³ その背景については補論1を参照。

3.3 エリア別の需要曲線

海外では、市場分断の結果として、エリアごとに需要曲線が異なる場合があり、それが結果的にエリア間の容量価格の差をもたらす可能性がある。米国のPJMの容量市場では、オークションの前に市場分断を行っている¹⁴。送電制約の解析の結果、事前に分断されたエリアでは、そのエリアにおける需要曲線が別途設定されることになる。したがって、エリアでの価格は、エリア間の連系線の制約にも依存する。制約が厳しく、需要過多のエリアでは、容量価格が高くなりうる。わが国では、市場を事後的に分断することを検討しており、その詳細は現時点では不明だが、結果的には同様の影響が生じることになると思われる。

4. 供給側の影響—入札行動に関する考察

以下では、供給側の影響として、容量市場の供給曲線となる入札曲線を形成する市場参加者の入札行動について考察する。

入札行動については、大きく2つの段階に分けて考える必要がある。一つは、入札に参加するかどうかの判断をする段階である。これは主に、これから投資する新規電源と、高経年化で廃止を検討するような既存電源の参加に当てはまる問題である。もう一つは、入札への参加を決めた電源が、入札価格を設定する段階である。

¹⁴ まず、市場が設定される各エリア (Locational Deliverability Areas, LDA) で信頼度基準を満たすのに必要な import の送電容量 (Capacity Emergency Transfer Objective; CETO) を計算する。次に、各 LDA の実際の送電容量の上限 (Capacity Emergency Transfer Limit; CETL) を計算する。もし、ある LDA の CETL の値が CETO の値の 1.15 倍以下 (マージンが 15% 以下) ならば、その LDA は分離される。加えて、過去 3 年間の容量オークション (BRA) で価格差がついた LDA、過去の入札データから価格差がつきそうな LDA も分離される。なお、3 つの特定の LDA (EMAAC, SWMAAC, MAAC) は常に分離されることになっている他、PJM が特に必要と認めた LDA も分離することになっている。PJM (2017) を参照。

4.1 入札への参加の意思決定

4.1.1 新規電源

競争力のある新規電源の増加は、仮に既存の電源で廃止する電源がないとすれば、供給曲線を右側にシフトさせ、結果として価格を安くする可能性がある。

ここで留意する必要があるのは、容量市場において競争力を持ち、投資が促される新規電源は、可変費が高いとしても、kW 当たりの建設費が安い電源である可能性が高いということである。こうした電源は、容量市場がなければ、卸電力市場で価格スパイクが一定以上生じない限り固定費を回収できないが、スパイクの頻度や程度に関しては不確実性が大きい。そうしたリスクを踏まえると、一度決まれば、リクワイアメントを満たせる限り、年間を通じて確定した収入が得られる容量市場が存在しなければ、参入しなかった電源かもしれない。同様のことは固定費が小さく、可変費が高いと考えられる需要側資源、いわゆるデマンドレスポンスにもあてはまる。

容量市場が存在することで十分な供給力を確保できれば、卸電力市場における価格スパイクによる収入は減っていく可能性が高まるので、これはトレードオフの側面もある。しかし実際、英国では、落札している新規の電源の大半が小規模なレシプロエンジン¹⁵や OCGT (Open Cycle Gas Turbine, 開放サイクルガスタービン¹⁶) といった電源である。こうした小規模な (100MW 以下の) 電源には、後述する別の経済的メリットがあったことも事実であるが、それらが縮小されることになった後でも一定程度の参入がみられる。

なお、特に海外の事例を見る際に注意を要するのは、政策や規制の影響で、費用が安く抑えられた、あるいは何らかの経済的利益を受けた電源などが、数多く容量市場に参加して、価格を低下さ

¹⁵ ピストンを用いる内燃機関を指す。

¹⁶ 燃焼したガスが大気に放出されるタービンを指す。

せてしまうということである。米国PJMでは、州政府が支援して建設した電源が安値で容量市場に入札し、約定価格を引き下げたと考えられていた。対応策として、そうした電源の存在を念頭に置いた、最低入札価格規則 (Minimum Offer Pricing Rule, MOPR) が導入されている。英国では、送配電料金制度に起因する経済的メリット¹⁷を受けた、小規模で配電網に接続する分散型電源が数多く容量オークションに参加して、やはり約定価格を歪めたとされていた。そのため、規制当局は、送配電料金制度を改革して、そうしたメリットの縮小を図ったという経緯がある。わが国でも、FIT電源は容量市場に参加できないようにしているが、政策的に普及を支援するような電源や需要側資源が容量市場に参加する場合には、それが容量市場の価格に与える影響に留意しなければならない。

4.1.2 既存電源

次に、既存の電源が入札に参加しない、すなわち、退出する可能性について考えてみたい。伝統的な経済学では、価格が平均費用を下回れば、企業はやがて市場から退出すると考える。もちろん、実際には、一定期間、価格が平均費用を下回ったとしても、企業は直ちに退出するわけではない。将来の価格に不確実性がある場合には、直ちに退出しない方が合理的な場合もある点に留意する必要がある。

このような行動は、「リアルオプション」の考え方をを用いて説明することができる。現在、発電可能な設備を持っている事業者が市場で固定費を回収できないような低価格に直面している場

¹⁷ 分散型電源がピーク時に発電することによって、その電源と契約を結んでいる小売事業者は、ピーク需要に応じて課金される送電料金の負担を減らすことができるメリットのこと。Embedded Benefitとも呼ばれる。補論2を参照。こうした経済的メリットが容量市場を歪めるとの指摘についてはNewbery (2016)を参照。

合、単純化すると、その事業者には、次の(数年先の)容量確保期間に、(i)設備を維持する、もしくは、(ii)設備を廃止する、という二つの選択肢があると考えられる。事業者が(i)を選べば、容量市場に入札するが、これは将来、価格が上昇した時に利益を獲得できるという「権利」を保有し続けるということであり、(i)と(ii)の選択においては、将来、価格が上昇した場合の利益を獲得できる権利の価値と、そのような権利を放棄して電源を廃止し、手元に残るスクラップバリューの比較で大きい方を選ぶことになる。前者のような「権利」を金融商品のオプションと見立てて、オプション理論を応用して、その価値を評価するのがリアルオプションである。実際の価値評価は様々な前提条件に依存するが、例えば、価格のボラティリティが大きい場合には、たとえ将来の価格の期待値が低くても、権利としての価値は大きくなる。結果的に、高経年化した電源も、廃止を先送りする価値が高くなるといえる。このことは、供給余剰の状態になって、平均的な価格が下がっても、価格が一定程度変動し、高くなる可能性がある限り、電源の廃止などによる供給力の調整はただちには行われず¹⁸、その結果、しばらくは供給余剰が続くこともあり得ることを示唆している。

4.2 オークション参加者の入札行動

容量オークションへの参加を決めた電源のオークションでの入札行動、すなわち入札価格の設定は、卸電力市場での入札行動と比較すると複雑である。基本的に、シングル・プライス・オークションの下では、供給するのに必要最小限の費用を正直に入札価格とすることが、利潤最大化の観点からは望ましいと言える。卸電力市場においては、ほぼ燃料費に等しい短期限界費用で入札する

¹⁸ 一方で、環境規制の強化によって石炭火力発電所が廃止を余儀なくされることなどもあり、それが容量市場の価格に影響を与える可能性もある。

ことが最適な戦略になり、その費用を把握することは比較的容易である。容量市場においては、理論上は、1kWを確保するための追加的な費用になると考えられるが、個別の電源にとって必要な費用がどの程度となるのかは必ずしも明確ではない。

ここでも、新設と既設を分けて考える。既存の電源は、設備を数年先に1年間維持するために追加的に生じる費用から卸電力市場等で得られる利益を差し引いた値を入札価格とすると考えられる。約定価格は、最後の落札者となる他の電源等の入札価格で決まるため、それが結果的に、例えば粗利益から減価償却費等を差し引いた後の会計上の利益を出せる水準になるとは限らないが、そのような利益を入札価格に織り込むことは必ずしも最適ではない。

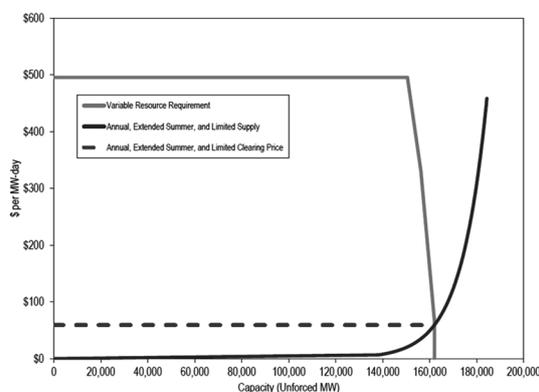
さらに、設備容量を一定として考える短期の状況において、卸電力市場で価格が平均可変費用を上回って、一定の時間、発電することが期待できる電源の場合は、容量市場からの収入がなくても、設備を維持して事業を継続するのが合理的である。その場合、容量市場での入札価格は0とすることが考えられる。

実際、米国PJMの容量市場においては、既存の電源と見られる大半の電源が、ほぼ0ドルで入札している状況も見られる(図6)¹⁹。米国PJMでも英国でも、落札できなかった既設の電源があることから²⁰、このことは必ずしもすべての既設電源に当てはまるわけではない。しかし、電源の維持

¹⁹ 英国では、競り下げ時計方式のオークションのため、落札した電源の入札価格というのは明らかではない。競り下げ時計方式とは、高い価格を市場参加者に提示し、その価格で売ることが希望する参加者の容量が需要を上回った場合、価格を引き上げて提示し、同様にその価格で売ることが希望する参加者の容量と需要を比較する。このようにして最終的に残った参加者の容量と需要が一致するところで約定価格を決める。英国の容量市場では、上限価格から開始し、5ポンド/kW刻みで価格を下げっていく。

²⁰ 例えば、米国では、運転を継続する原子力発電所が、容量オークションで落札できなかったことが報じられている。服部(2018)を参照。

に必要な改修のために追加的な費用が必要となるような電源でなければ、0に近い入札価格となることは、十分に想定される。



出所：Monitoring Analytics (2014)

図6 PJMの容量オークション (BRA) における入札曲線の例

次に新設電源の場合は、投資の意思決定にあたり、正味現在価値 (Net Present Value, NPV) が0となるような価格で入札することが考えられる。新規電源の場合には、落札できなければ、投資せずに(投資した場合の)損失は回避できることから、この価格を下回れば投資はしないと判断する価格で入札すると考えられるためである。ただし、同じような電源でも、将来の卸電力市場や容量市場の価格の見通しをどのように考えるか、また、価格変動リスクをどのように考えるかによって差は生じうる。

主に新規電源や設備の改修を要する電源が、NPV=0となるような入札価格を設定する際には、どのような要因が働いているだろうか。それは、約定価格の変動の理由にもなる。例えば新設電源の建設費は、長期的には技術革新で安くなることなどが考えられるが、一年単位で大きく変わるとは考えにくい。すると、卸電力市場など、容量市場以外の市場からの収入の見込みが、容量市場からの一定の収入を必要とする電源の入札価格、そして約定価格を大きく左右する可能性がある

いえる。

容量確保期間に受渡する卸電力や燃料の先物価格があれば、それに将来の価格に関する情報が織り込まれるため、参考となる指標となり得る。ここで、先物価格の動向から、容量確保期間中の卸電力価格が低くなると予想される場合はどうなるだろうか。一つの可能性としては、卸電力市場で得られる利益が減った分、一部の市場参加者は、容量市場からの収入で補うために高い価格を設定するかもしれない。しかし、卸電力価格が低くなるということが、卸電力市場の供給曲線が右側にシフトして、供給過剰な状態を反映した結果だとすれば、それは容量市場における競争がより厳しいということも意味する。これは例えば、燃料価格がそれほど下がっていないのに、卸電力の価格が下がっている場合に生じている可能性があるが、卸電力市場に入札する電源の数や規模が変化し、すなわちkWが変化するということがある。したがって、それは容量市場における需給、ひいては競争の程度を反映している可能性がある。

一方で、卸電力価格の低下が、燃料価格の低下によってもたらされており、供給力には変化がない場合、すなわち、卸電力市場における供給曲線が垂直方向に下がっているような場合には、容量市場における競争の程度にはそれほど変化がないと見ることができ、卸電力市場での利益が下がった分、入札価格を引き上げることも可能かもしれない。

PJMの容量市場の需要曲線のように、Net CONEの推計を過去の卸電力価格の実績値に基づいて設定している場合、例えば、卸電力価格が低下し続けるならば、Net CONEの水準がやがて高くなることを通じて需要曲線の位置も変わるため、容量市場の約定価格も安くなるということは避けられる可能性もある。しかし、卸電力 (kWh) の市場価格が供給余剰で安くなっている場合には、それは容量 (kW) の市場においても供給余剰と

なっていることを意味するため、卸電力市場で減少した収入を容量市場の約定価格の上昇で補うことにはならないという点には留意する必要がある。

4.3 制度設計が入札行動に与える影響

容量市場の制度設計が入札行動に影響を与える可能性も無視できない。ただし、実際に影響を与えるかどうかは、そうした制度の詳細次第でもある。以下では、3つの例を挙げておきたい。

まず、直接、入札価格に影響を及ぼす例として、市場支配力の行使による価格の高騰を未然に防ぐための入札上限価格がある。これは、既存の大手事業者等に対して適用され、需要曲線の上限よりも低い上限価格が課されることがある。こうした事前規制による入札価格の上限が、過度に低く設定されていれば、価格が(必要以上に)安くなることは考えられる。ただし、海外の容量市場においては、約定価格は既存電源などに適用される入札価格の上限よりも明らかに低い水準で決まっており、少なくともこれまでは、大きな影響はなかったと推察される。

また、容量オークションの方式の違いが入札行動に影響を与える可能性もある。米国PJMでは、密封入札方式であるのに対し、英国では、競り下げ時計方式を採用している。競り下げ時計方式は、価格の推移を見ながら入札行動を変更することが可能であり、価格発見機能に優れていると言われることがある²¹。しかし両者の約定価格を単純に比較して、その違いをオークション方式の違いに求めることは難しい上、ともにNet CONEを大きく下回る価格であることから、オークション方式の違いによる影響が大きかったとは考えにくい。

²¹ Harbord and Pagnozzi (2014)は、競り下げ時計方式には、市場支配的な事業者が存在する場合、市場支配力を行使して約定価格を高くできるタイミングを推察しやすいという問題点があることを指摘している。

最後に、落札した供給力に対して、必要な時にそれらが確保されていることを担保するために求められるリクワイアメントの影響がある。このリクワイアメントの厳しさが、それを満たせなかった場合のペナルティの厳しさと合わせて、入札価格に影響を与えると考えられる。リクワイアメントやペナルティが厳しければ、発電事業者などは対策に費用をかける必要があり、そのために入札への参加を見送ったり、高い入札価格を設定したりすることがあり得るからである。

リクワイアメントには様々な方法が考えられるが、米国PJMや英国では、需給ひっ迫時に実際に発電するなどして、供給力を提供できていることを示さなければペナルティを課すという方法を採用している。PJMでは、2015年のオークションから、Capacity Performanceと呼ばれる制度で、リクワイアメントの厳格化を進めた²²。これは3年間の移行期間を設けて、徐々に適用範囲を広げる形で進められた。その結果、移行期間の最初の年の容量オークションでは価格が上昇したものの、その後は下落に転じている。リクワイアメントの変更だけで約定価格の変動を全て説明できるわけではないが、リクワイアメントそのものに理由があった可能性もある。例えば、需給ひっ迫時の発電を求める方法は、需給ひっ迫がどの程度起きるかに依存するが、そうした状態がそれほど発生しないと見込まれれば、実効性はなくなる。つまり、そうした場合には、確実にリクワイアメントを満たすための対策を施す必要はなく、入札行動にも影響を与えないと考えられる。それゆえ、実効性のないリクワイアメントでは、価格の上昇は期待できないということである。

²² その概要については服部(2018)を参照。

5. 容量市場の均衡価格としての約定価格の評価

以下では、需要と供給の関係で決まる容量市場の約定価格の年毎の変動について、簡単な分析に基づく考察を行うとともに、長期的な価格水準に関する展望について述べる。

5.1 容量市場の約定価格の変動に関する分析と考察

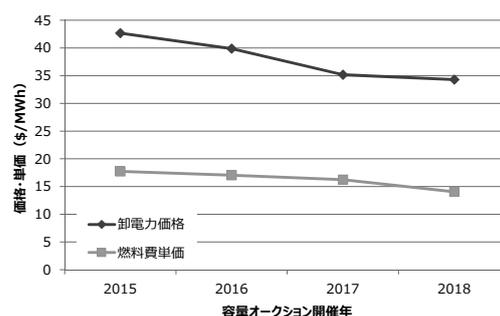
これまでに述べてきた、需要側と供給側で、価格に与える個別の要因の影響については、あくまでも、その要因以外の条件はすべて同じという前提で考察したものである。実際の約定価格の変動は、こうした様々な要因が同時に影響を与えた結果と考えられる²³。どの要因がより重要なのかを明らかにするためには、それぞれがどの程度の影響を与えているのかを分析して明らかにすることが望ましい。しかし、個々の要因が与える影響を定量的に把握するために、計量経済学的手法を用いて明らかにしようとしても、年に1回の容量オークションのデータではサンプル数が少ないという問題があり、現時点では十分な分析は困難と思われる。さらに、市場参加者が約定価格の変化を見極めたいと考える場合には、需要曲線のパラメータに加えて、発電所の建設計画や廃止計画といった供給力の動向の把握と、制度設計の影響についての理解が必要となる。

ただし、限られたデータでもある程度の説明は可能である。以下では、米国PJMの容量市場の約定価格について、卸電力と燃料の先物価格を用いた説明を試みる。

分析対象とするのは、PJM-RTOの容量価格である。PJMの容量市場は、事前に必要に応じて市場

²³ 実際には、市場運営者が設定する需要曲線が先に決まり、その情報が公表された後にオークションが行われるため、需要曲線に関する情報を考慮に入れた市場参加者の入札行動により入札曲線が決まり、約定価格が決まると考えられる。

分断を行うが、PJM-RTOは、分断されなかった大半のエリアに適用される価格である。具体的には、必ず分断されることになる東部の需要地エリアが除かれるため、ペンシルバニア州の西部地域が中心となる。市場参加者は、そのエリアの卸電力価格と燃料価格の関係に基づいて容量市場での入札行動を決めるものと想定する。具体的には、ペンシルバニア州西部のPJM Western Hubの3年先の1年物の卸電力の先物価格と、Dominion Sと呼ばれる、3年先の1年物の天然ガスの先物価格を用いる²⁴。過去のデータは、2015年以降に取引されたものしか取得できなかったため、分析対象の期間を2015年から2018年に行われた容量オークションの価格とする²⁵。なお、これは2018/2019年（2018年6月から2019年5月）の容量を対象とするオークションから4回分となる。先物価格は、いずれも、容量オークション（Base Residual Auction）開催期間中²⁶の平均値をとっている。発電によるおおよその利益（卸電力価格－燃料費単価）を見るために、7,000MMBtu/MWhと仮定したヒートレートをを用いて²⁷ MWh当たりの燃料費単価を求め、卸電力価格と合わせて示したのが図7である。



(注：ヒートレート7,000MMBtu/MWhと仮定)

図7 容量オークション開催時の卸電力の先物価格とガスの先物価格（それぞれ3年先1年物）を用いて計算した燃料費単価

卸電力価格からガスの燃料費単価を差し引いた値は、「スパーク・スプレッド」と呼ばれるが、オークション期間中の先物価格を用いて計算した3年後に期待されているスパーク・スプレッド²⁸と、容量市場の約定価格を比較したのが図8である。

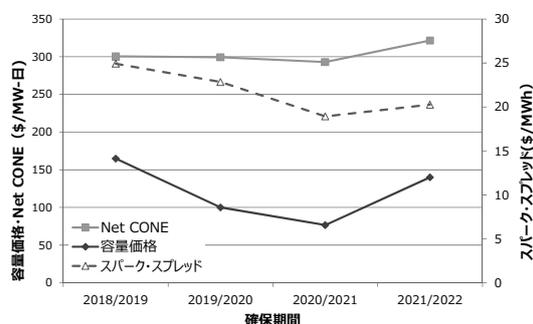


図8 米国PJM-RTOの容量価格とスパーク・スプレッドの比較

PJM-RTOの容量価格は、2018/2019年から、Net CONEがそれほど変化しなかったにもかかわらず、2020/2021年まで連続して下がっていた²⁹。しかし、

²⁴ ただし、容量の確保期間が6月から翌年の5月であるのに対し、先物の対象とする期間は1月から12月であり、容量確保期間よりも少し前になる。

²⁵ データはS&P Globalのデータベースから取得した。

²⁶ 例年5月に1週間程度の期間で入札を受け付けている。

²⁷ このヒートレートの値は、米国エネルギー情報局がCCGTを想定したベンチマークとして用いている。

²⁸ これは図7の卸電力価格から燃料費単価を差し引いた値で、例えば、図7の2015年の値が図8の2018/2019年の値となっている。

²⁹ 容量オークション（Base Residual Auction）は例年5月に開催されているが、2015年は8月に開催されている。仮に2015年も5月に開催されていた場合として、5月のスパーク・スプレッドの平均値を見ると、図8の2018/2019年の8月の値

それぞれのオークション開催時に取引されていた先物価格で計算したスパーク・スプレッドも、同じ期間に下がっていたのである。図7を見ると、この間、卸電力価格の方が燃料費よりも大きく減少している。これは電力の供給および供給力に余剰感が出てきたことを反映している可能性がある。なお、2018/2019年を対象とするオークションからは、Capacity Performanceと呼ばれるリクワイアメントの強化策が導入され、その後3年間は移行期間として、その適用範囲を徐々に拡大していった期間である。その影響だけを考えると、約定価格を上昇させる可能性があったものの、そうならなかったという点にも留意する必要がある。

その後、2021/2022年を対象とするオークションでは、容量価格は反転しているが、この時はスパーク・スプレッドも上昇に転じている。図7を見ると、この時のスパーク・スプレッドの上昇は、主に燃料価格の下落によってもたらされている。燃料価格が下がったほどに卸電力価格が下がっていないことから、以前のような余剰感はなくなったと見ることができる。このことから、容量市場では以前ほどの競争圧力はないと考えられ、それが入札価格に反映されたかもしれない。なお、この年の容量価格の上昇は大きいように見えるが、この時には、過去のデータに基づいて計算されたNet CONEも上昇していることを考慮に入れる必要があるだろう。

過去4年の傾向であり、この観察結果をもって一般化することはできないものの、市場参加者が将来の卸電力市場の価格などから需給状況を判断して入札価格を決定し、それが約定価格に反映された可能性は否定できない。

ブレッドの平均値を見ると、図8の2018/2019年の8月の値よりも\$0.92/MWh高くなるだけで、以下の結果とその解釈には影響を与えない。

5.2 容量価格の長期的な傾向に関する展望

短期的には、毎年の価格変動はやむを得ないとはいえ、海外の容量市場において約定価格がNet CONEを下回っている状況を踏まえると、長期的にどの程度の水準で価格が安定するのかについては検討しておく必要がある。容量市場が「市場」である限り、低価格が長く続けば、やがては供給力の退出などを通じて、価格が上昇局面に入ること十分考えられる。結果的に、投資のブーム&バースト・サイクルのような状況が生じる可能性もあるが、理論上、長期的には目標とする容量の確保に必要なNet CONEの水準に落ち着くということが考えられる。

しかし他方で、退出が見込まれる高経年化した電源も、不確実性の下では必ずしも退出せずに、容量市場において競争力のある供給力として市場に残り続ける可能性がある。また、容量市場の価格が上昇するとしても、kW当たりの建設費が安く、建設のリードタイムも短い小規模な電源が直ちに参入し、再び価格を下げる圧力となる可能性は否定できない。電源構成は容量市場だけで決まるわけではなく、卸電力市場の価格にもよるが、当面は電源構成の変化を伴いつつ、容量価格は低い水準のまま、不確実性の下での投資リスクを考えると、建設のリードタイムの長い、大型の電源の参入が困難な状況が続くこともあり得る。

このことは、わが国の目指すエネルギーミックスが、大型の高効率電源の新規投資を前提としたものであるとすると、その実現を困難にする可能性を示唆している。容量市場の創設のねらいであった、投資の予見性を確保するということが、そうした電源を念頭に置いたものであったとすれば、これから創設される容量市場が、少なくとも短期間で、期待された結果をもたらすとは言えない可能性がある。

6. まとめ

わが国の容量市場については、制度設計が徐々に固まりつつあるが、海外の容量市場の運用開始後がそうであったように、詳細設計の試行錯誤は避けられない可能性がある。本稿では、需給の両面から、容量価格の変化に影響を与える要因について考察してきたが、実際には偶発的な要因を含め、様々な要因が複雑に絡んで、約定価格を変化させるものと思われる。

海外の容量市場において、指標価格を下回る約定価格が続いていることについては、それ自体を過度に問題視する必要はなく、むしろ、需要家の負担を最小限に抑制するという意味で、容量市場はその果たすべき役割を果たしているともいえる。しかし、その傾向はしばらく続く可能性があり、ゆくゆくは電源構成の変化をもたらす、卸電力市場の価格の変動にも影響を与える可能性がある。

原因者負担の原則に基づき、十分な供給力の確保に必要な最小費用を小売事業者間で公平に負担するための仕組みという意味において、その価格がいくらになろうとも、容量市場の存在意義はあるといえる。しかし、容量市場の創設は、大型の高効率電源の新規投資を前提としたエネルギーミックスの実現を困難にする可能性がある。そのような可能性が高まった場合、エネルギー政策と市場メカニズムの活用の整合性を図っていくという点で、どのような改善策をとれるのかを検討する必要があるといえる。

【参考文献】

- [1] DECC (2013). “Electricity Market Reform Delivery Plan, Annex C: Reliability Standard Methodology, Policy Paper.”
- [2] Harbord, D. and M. Pagnozzi (2014). “Britain’s Electricity Capacity Auctions: Lessons from Columbia and New England,” *Electricity Journal*, 27 (5), 54-62.
- [3] Monitoring Analytics (2014). “Analysis of the 2016/2017 RPM Base Residual Auction,” The Independent Market Monitor for PJM.
- [4] National Grid (2015). Introduction to Triads, Information.
- [5] Newbery, D. (2016). “Questioning the EU Target Electricity Model- How Should It Be Adapted to Deliver the Trilemma?” Cambridge Working Paper Economics: 1634.
- [6] Ofgem (2017). “Impact Assessment and Decision on industry proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators.”
- [7] Pfeifenberger, J.P., S.A. Newell, K. Spees, A. Murray, and I. Karkatsouli (2014). “Third Triennial Review of PJM’s Variable Resource Requirement Curve,” prepared for PJM Interconnection, L.L.C., Brattle Group.
- [8] PJM (2017). PJM Manual 18: PJM Capacity Market, Revision 37.
- [9] 後藤美香・古澤健・服部徹 (2014). 「欧州における容量メカニズムの動向と課題－イギリス、フランス、ドイツの事例を中心に－」 電力中央研究所報告 Y13013.
- [10] 資源エネルギー庁 (2018). 「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
- [11] 電力広域的運営推進機関 (2018). 「平成 30 年度供給計画の取りまとめ」
- [12] 服部徹 (2015a). 「容量メカニズムの選択と導入に関する考察－不確実性を伴う制度設計への対応策－」 電力経済研究 61, 1-16
- [13] 服部徹 (2015b). 「欧米における容量市場の制度設計の課題」 諸富徹編著『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社, 135-152
- [14] 服部徹(2018). 「米国の電力市場改革と原子力発電の収益性－収益の見通しに関する総合評価－」 電力中央研究所報告 Y17005

補論1. 英国の容量市場の需要曲線におけるNet CONEの考え方

英国の容量市場の需要曲線のNet CONEが、一定の値となっている背景には、経済的に最適な信頼度基準に基づく考え方を現実に適用していることがある³⁰。

英国は信頼度基準の指標として期待停電時間

³⁰ 本補論の内容については、DECC (2013)を参照。

のLOLE (Loss of Load Expectation) を採用しているが、経済的に最適なLOLEが実現している時、kWh当たりの停電コストVoLL (Value of Lost Load) とCONEは以下のような関係にある。

$$\text{CONE} = \text{LOLE} \times \text{VoLL}$$

これは、経済的に最適な信頼度基準の下では、供給力を1kW追加するために必要な費用(CONE)が、それによって回避できる停電コストの総額と等しくなることを表している。

ここで、上の式を変形すると、以下のような条件が得られる。

$$\text{LOLE} = \text{CONE} / \text{VoLL}$$

CONEの値とVoLLの値を与えると、経済的に最適なLOLEが得られる。英国政府は、このLOLEを年間で3時間以内にすることを目標として定めている。VoLLは政府が民間に委託した調査の結果から17,000ポンド/MWhと推定されており、またCONEは、実際にはNet CONEを用いているが³¹、49ポンド/kWとなっていることから、計算すると(49/kW)/(17,000/MWh)=2.88時間 < 3時間となり、政府の目標も達成されることが確認できる。

ただし、VoLLの推定値は5年毎にしか見直さないこととなっており、上記の関係も5年間は変わらないものとして、Net CONEも5年間は変えないことにしたと考えられる。

補論2. 英国の分散型電源が受けていた 経済的便益

以下では、英国の容量市場で問題視されていた、100MW以下の小規模な分散型電源 (Embedded Generation, 以下EG) が得ていた送配電料金制度に起因する経済的メリット (Embedded Benefits) について説明する。

³¹ 制度導入前、CONEはCCGTをモデルプラントとして、47ポンド/kWとされていた。その後2013年10月に、モデルプラントをCCGTに変更している。

Embedded Benefitには様々なものがあるが、需要側の送電ネットワーク利用料金 TNUoS (Transmission Network Use of System Charges) の負担軽減に基づくメリットが最も大きなものであった。英国の送電事業者は、このTNUoSを通じて、送電システムの構築と維持に必要な費用を回収することになっている。小売事業者が(最終的には需要家が)支払うネットワーク利用料金は、冬季のピーク時 (Triad period³²) の差引需要 (同じ接続地点 (Grid Supply Point) における需要家の使用電力からEGによる発電を差し引いたもの) に応じて計算される。すなわち、EGの発電は負の需要とみなされる。EGの多くは小売事業者と契約するが、その小売事業者が支払うネットワーク料金は、EGによるピーク時の発電によって引き下げられるため、小売事業者に経済的メリットがもたらされ、EGはそのメリットに基づく報酬を受け取っていたとされる。

そもそも、送配電料金制度において、こうしたメリットが得られていたのは、EGがネットワークに接続することによって、ネットワークの追加的な投資が回避できるというメリットがあると考えられているためである。しかし、Ofgem (2017) によると、Embedded BenefitはkW当たり47ポンド/kWの利益をもたらしており (2017年)、2021年度には、約70ポンド/kWになると見込まれていた。47ポンド/kWはCCGTのNet CONE (49ポンド/kW) にほぼ等しく、容量オークションの約定価格の倍以上の大きさで、消費者の負担は2016年には総額で3.7億ポンドに達していたとされている。実際には、以前から増加傾向にあったが、容量市場導入後の近年は、さらに急速に増加していたのである³³。

³² Triad Period とは、冬季の日最大需要を大きい順に、それらが発生した日の前後10日間が重複しないように選ばれた3日間である。また、その3日間の日最大需要の平均値をとったものはTriad Demandと呼ばれる (National Grid, 2015)。

³³ 増加の背景として、英国の送配電部門では、低炭素化の目標を達成するため、大規模な設備投資が求められ、積極的な投資を促す規制方式RIIOの下で認められた料金収入 (上限)

規制当局は、Embedded Benefitの大きさが容量市場等における競争を歪めることを懸念して、2017年に送配電料金制度を見直し、分散型電源の経済的メリットは縮小することになった。具体的には、分散型電源の発電を差し引く前の需要に応じて小売事業者が支払うネットワーク料金を決定することとし、2018年から2021年にかけて、kW当たりの利益を段階的に減額していくこととした。

服部 徹 (はっとり とおる)

電力中央研究所 社会経済研究所

の額が増加していることがある。他方で、料金単価の分母であるピーク需要は年々減少している。この減少には、需要の低迷に加え、分散型電源が増加して発電することで系統需要が減少しているという背景がある。さらに規制で認められた収入を確保するために、現在のネットワーク利用料金と需要の下で不足する場合は、需要側の負担する単価(ポンド/kW)を上昇させる必要がある。しかし、発電側の負担にはキャップがかけられており、その超過分も需要側が負担することになっている。

長期エネルギー需給見通しの実現を見据えた 非化石価値取引市場の制度設計

Institutional design of non-fossil fuel value trading market
to realize the long-term energy supply-demand outlook

キーワード：非化石価値取引市場，長期エネルギー需給見通し，オークション，固定価格買取制度（FIT），ゼロ・エミッション・クレジット

朝 野 賢 司

非化石価値取引市場のオークションは、2017年にFIT非化石電源を対象に開始され、2019年には非FIT非化石電源（大型水力、原子力等）も対象として本格運用が始まる。本稿では、まずFIT非化石のオークション結果を検証した上で、今後の非FIT非化石を含めた制度設計の課題について検討した。主要な結論は次の3点である。第1に、FIT非化石のオークションにより実現するとされていた賦課金軽減効果は全く生じておらず、FIT電源の環境価値が安価に売却されたに過ぎない。そもそもFITのもとで想定している環境価値と、非化石価値取引市場において経済価値化された非化石価値とは、本来一致していない。FIT非化石の非化石価値取引は、異なる環境価値のコンタミネーション（混在）を生み出しており、当初の目的である賦課金軽減も見込めないため、その取引は廃止すべきである。第2に、同市場はFITと結びついた構造的問題により、市場として機能しない。非化石電源が2030年44%とする目標に不足するとしても、非化石電源が増えることはない。なぜならFIT非化石の売却益は賦課金軽減に充当されるため、非化石証書価格の高低はFIT電源の新設には影響を与えない。一方で、非化石電源の新設を考える事業者にとっては、FITで得られる利益が非化石証書の売却益を大きく上回るため、FITを選択するからである。そもそも小売電気事業者は非化石電源の新設ができないため、同市場を活用しても目標達成が難しい場合、「実態上勘案すべき事項」として目標比率自体が下方修正される可能性が高いのである。第3に、非化石証書の市場としての機能が期待できないのであるならば、市場で非化石価値を決めるのではなく、非化石電源の維持のために発電事業者が非化石価値を受け取れる仕組みを検討すべきである。制度導入の当初の目的である「非化石価値の顕在化」に立ち戻れば、例えば米国のゼロ・エミッション・クレジットや、炭素税等が考えられる。確かにこれら制度にも課題は含まれるものの、長期エネルギー需給見通し達成のために、効率的な「非化石価値の顕在化」をどのように実現すべきか再考すべきである。

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 1. はじめに <ul style="list-style-type: none"> 1.1 制度設計議論の迷走 1.2 本稿における問題意識と構成 2. 非化石価値取引市場のオークション設計問題 <ul style="list-style-type: none"> 2.1 証書の売り手と買い手 2.2 オークション設計における論点 2.3 FIT非化石のオークション結果と考察 3. 長期エネルギー需給見通しを前提とした制度設計 | <ul style="list-style-type: none"> 3.1 非化石比率の未達は証書の供給を増やせるか 3.2 発電端と送電端における非化石電源の発電電力量の不整合問題 3.3 長期エネルギー需給見通しの実現を前提とした非化石価値取引市場の市場規模 3.4 ゼロ・エミッション・クレジットとしての非化石証書 4. 本稿のまとめと政策的な示唆 |
|---|---|

1. はじめに

1.1 制度設計議論の迷走

わが国の電力システム改革が掲げる、いわゆる

「五市場」の先陣を切って、非化石価値取引市場については固定価格買取制度（以下、FIT）の補助対象電源を対象とするFIT非化石オークションが2017年度から、FIT以外のその他電源（非FIT非化

表1 非FIT非化石オークションを巡る主要論点

- | |
|----------------------------------|
| 1. 非化石価値のダブルカウント回避 |
| 2-1.非FIT非化石証書の市場取引に係る価格決定方式 |
| 2-2.非FIT非化石証書のオークションにおける価格決定システム |
| 3. 非FIT非化石証書の価格水準 |
| 4. 非化石証書の種類 |
| 5. 非FIT非化石証書の約定/未約定分の取り扱い |
| 6. 非FIT非化石証書の初回オークション |
| 7. 非FIT非化石証書のオークションスケジュール |
| 8. 非FIT非化石証書収入の取り扱い |
| ①非化石電源の新設・維持に資すること |
| ②小売事業者間の公平な競争環境を確保すること |

出所: 文献[1]をもとに筆者作成

石)を含む本格的なオークションの運用が2020年度から開始される。

しかし、オークションの本格運用を控えて、政府審議会¹における非化石価値取引市場の制度設計議論が迷走している。とりわけ問題となっているのが、審議会で提示された8つ論点のうち(表1)、8点目の「非FIT非化石証書収入の取り扱い」についてである[1][2][3]。

そもそも、非化石価値取引市場は、長期エネルギー需給見通し(以下、長期見通し)に基づき、エネルギー供給構造高度化法(以下、高度化法)において、小売電気事業者に2030年度に非化石電源比率44%以上の達成を求めることが定められたことを受け、小売事業者間で非化石電源比率が異なることから、効率的な目標達成を促すために創設されるものである。

非化石電源は、前述したようにFIT非化石と、非FIT非化石に分けられる。前者に対する非化石証書の売却益収入は、FIT非化石電源が既にFITにより費用と利益を保証されていることから、FIT賦課金の軽減に用いられる。

後者の売却益収入は、当該電源設備の維持管理等に用いられることが提起されてきたが、「総括原価方式が適用されてきた時代に建設された電源にとっては棚ぼた利益」であり、送電線建設等の公共的目的に回すべきだとする売却益の使途制限が、新電力や審議会委員の一部から提案されてきた。こうした議論の中、本格運用を踏まえた今年度(2018年度)における制度設計部会では、旧一般電気事業者の小売部門と新規参入者の間で非化石電源の保有状況が異なるため、非化石証書取得に伴う追加的負担を一律にする案(以下、差異化案)が複数の審議会委員からなされた。これは証書取得に関する追加的負担が一律となるものの、実態としては、旧一般電気事業者の小売部門と新規参入者での非化石比率が異なることとなる。

確かに、小売事業者間で非化石証書へのアクセス条件は平等にすべきである。例えば、旧一般電気事業者の小売部門が同発電部門から取得する非化石証書が、新電力が取得する証書の単価に比べて相対的に安価である等の内外差別の状態は原則禁止されるべきである。

しかし、非化石価値証書取得の条件を小売事業者間で公平にするのならば、その最善の策は非化石価値の全量オークションであるが、審議会ではほとんど議論もされず、差異化案に舵が切られている。

全量オークションであれば、非化石証書の全量が市場に抛出され、非化石証書に高い価格をつけた小売事業者から落札可能となるため、小売事業者間での非化石証書へのアクセスも取得条件も、必要となる費用も等しくなる。これに対して、差異化案では、その詳細は本稿執筆時点では明らかではないが、例えば、最終目標を2030年度非化石比率44%と小売電気事業者間で同じ目標を維持しつつ、2025年度等の中間地点までは、各小売電

¹ 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

気事業者の現時点で既に保有している非化石比率を起点として、追加的に取得する非化石証書の負担額を一律となるようにする。

しかし、最終目標が2030年度44%と小売電気事業者間で同じなのであれば、将来的には全量オークション等を検討せざるを得ない。差異化案は暫定措置に過ぎず、議論の先送りである。

また、差異化案では、小売電気事業者は現時点で既に取得している非化石証書への支払いはなく、追加的に取得する非化石価値にのみ支払うことになるため、それに必要となる金額は極めて小さくなる。一方で、既設の非化石電源を持つ発電事業者は証書収入を得ることは実質的にほぼ不可能であり、これを当該電源の維持管理費に充当することは期待できない。すなわち、非化石価値を顕在化させることで、非化石電源の新設・維持管理を促すという、当初の政策目標を実現することは困難となるだろう。

1.2 本稿における問題意識と構成

本稿における問題意識は、非化石価値取引市場の本格運用を間近に控える中で、合理的な根拠なく問題の先送りを続けた結果、当初企図していた政策目標の達成から乖離した制度設計が進められている、というものである。

本稿では、まず第2章でオークションの設計問題を取り上げる。制度検討作業部会で提示された8つの論点のうち(表1)、7つはオークションに関連する。この章では、既に2017年から実施されているFIT非化石のオークション設計と落札結果を分析する。筆者は非化石価値取引市場の導入前、非化石証書のメニュー化による賦課金軽減を期待する論考[3][4]を執筆した。しかし、実際に行われたFIT非化石オークションは、応募に対する落札量が極めて低調な結果に終わり、賦課金軽減という意図は達成できなかった。第2章ではこの原因を明らかにするとともに、中間目標や2030年度という将来においても、賦課金軽減はほとんど期

待できないことを示す。その上で、FIT非化石のメニュー化を行う企業は「FIT非化石証書を活用したCO₂削減先進企業」[6]と喧伝されているが、その実態は、FITと非化石価値取引市場で異なる環境価値のコンタミネーション(異物混在)であることを指摘する。

続く第3章では、2019年の非FIT非化石オークションの開始を控えて、非化石価値取引市場は市場を通じた需給バランスの調整が機能しない構造的な問題があることを指摘する。そこで、2030年の長期見通しの実現を見据えて、小売電気事業者が非化石電源に支払える費用負担(あるいは、支払うべき費用負担)に基づいた今後の制度設計を示す。

最後に第4章で、本稿の結論として政策的な示唆をとりまとめる。

2. 非化石価値取引市場のオークション設計問題

本章では、非化石価値取引市場におけるオークションの設計問題、とりわけ既に運用が開始されているFIT非化石オークションの設計と実際の結果に関する分析を行う。まず、同市場の基本的事項として、取引される非化石証書の価値とその取引をする主体(売り手と買い手)について述べる(2.1節)。続いて、オークション設計として、非化石価値取引として特徴的な論点についてとりまとめ(2.2節)、FIT非化石のオークション結果の分析を行う(2.3節)。

2.1 証書の売り手と買い手

非化石価値取引市場における非化石証書の売り手(供給)と買い手(需要)は、次のように整理される。対象電源は「FIT非化石」と「非FIT非化石」に大別され、後者の「非FIT非化石」は更に旧一般電気事業者が保有する大型の水力発電等とFIT買取期間の終了した電源(以下、卒FIT電源)

である「非FIT再エネ」と、原子力発電を対象とした「非FIT原子力」に細分化される。

発電段階で生じた非化石価値、および売却益の帰属には、FIT非化石と非FIT非化石の間で次のような区別がある。まず、FIT非化石の非化石価値は、この費用を賦課金として負担する需要家に帰属している。したがって、費用負担調整機関が証書を小売電気事業者に売却し、売却益を賦課金の低減に活用することで、価値を需要家に還元することになる。

これに対して、非FIT非化石の売却益は、同電源を保有する発電事業者に帰属する案が政府審議会において提案されてきた。これは、非FIT電源はFIT等の政策的な補助によるのではなく、発電事業者の経済判断と費用負担のもとに導入されていることによる（他方で、前述のように政府審議会では、旧一般電気事業者に対する非FIT非化石電源の非化石証書の売却益の帰属を認めるべきではない等の意見もあった）。

また、いわゆる卒FIT電源に関しては、たとえ補助を前提に導入されていたとしても、買取期間終了後は運転時に補助がないと維持できない、あるいは温暖化対策として買取期間終了後も補助する必要があるとして、当該発電事業者に売却益の帰属を認めると整理されている。

他方で、非化石証書の買い手である小売電気事業者にとって、非化石証書の環境価値は次の3つに分類される。すなわち、①非化石価値（高度化法上の非化石比率算定時に非化石電源として計上できる価値）²、②ゼロエミ価値（温対法上のCO₂排出係数が 0kg-CO₂/kWh であることの価値）³、③環境表示価値（小売電気事業者が需要家に対しその付加価値を表示・主張する権利）である。

2.2 オークション設計における論点

制度検討作業部会で示された論点（表1）を参照しながら、非化石証書オークションの特徴をまとめると、次の4点に整理できる。

第1に、非化石価値を同一市場とするか、複数の市場とするか、についてである（論点4「非化石証書の種類」）。前述したように非化石電源は大別すると「FIT非化石」と、「非FIT再エネ」、「非FIT原子力」の3分類に分けられる。非化石証書の3つの価値のうち、ゼロエミ価値は全て同じであるが、環境表示価値はこれら3分類で異なる。具体的には、「FIT非化石」「非FIT再エネ」を対象とした「再エネ指定」と、「非FIT原子力」や電源を特定しない非化石証書から構成される「指定なし」に分けられる。したがって、「ゼロエミ価値」に加え、小売電気事業者が需要家に「環境表示価値」の一環で「再エネ由来」として訴求できるため、再エネ指定の非化石証書の価値は原子力に比べて相対的に高くなる。制度検討作業部会では、「オークションの統合や再エネ指定証書の細分化等については、取引状況を勘案しながら必要に応じて検討すること」が事務局から示されている[1]。

第2は、オークションの価格決定システムについてである（論点2-2「オークションにおける価格決定方式について」）。2017年度から始まったFIT非化石を対象としたオークションでは、マルチプライスオークションが2018年度末までに計4回実施された。マルチプライスオークションが採用されたのは、「FIT賦課金による国民負担の軽減を最大限に図る」ためとされているが、これは、両者のオークション方式で、入札行動が同じであるという前提に基づくものである。確かに、買い手がそれぞれの限界費用を入札することを前提とすれば、マルチプライスオークションの方が売却益

² 前年度5億kWh以上である全ての小売事業者は、2030年度に非化石電源比率44%以上、それ以前の年度に中間目標が設定された場合は中間目標の達成を求められる。

³ 高度化法に基づく非化石電源比率の目標（2030年度44%

以上）を踏まえ、電気事業全体として排出係数を0.37kg-CO₂/kWhとすることが自主的な目標として策定されている。「ゼロエミ価値」はこの目標達成に寄与するものである。

は最大化される。

しかし、入札者が戦略的な行動をとった場合には、限界価格を入札することはないため、売却益が最大化される保証はない。オークションに関する経済学の基本的な知見に基づけば、マルチプライスオークションでは自らの入札価格が落札価格になるため、出来るだけ安く指値をするという戦略的行動による非効率が生ずることが知られている。したがって、先に述べたような理由から、FIT非化石にマルチプライスオークションを採用したことには、合理的根拠があるとは言えない⁴。

他方、2019年度から始まる非FIT非化石については、「通常の電力のスポット市場と同様に、売入札者は複数の発電事業者等、買入札者は複数の小売事業者等となることが想定されるため」、シングルプライスオークション方式を採用する方向で検討が進められている。

第3は、非化石証書の下限価格と上限価格の設定である（論点3「非FIT非化石証書の価格水準」）。FIT非化石オークションの下限価格は、「FIT環境価値は賦課金を負担する需要家に帰属し、その賦課金単価が2.64円/kWhであることから、その1/2である1.3円/kWh」とされた。他方、上限価格は、「FIT買取価格と回避可能費用の差額が最小のもので4円/kWh程度」であるとして、4円/kWhと設定された[7]。

確かに、下限価格と上限価格の設定は、オークションの乱高下を抑制することで、小売電気事業者の負担や、非化石電源の発電事業者の収益に対する予見性という点から、検討する価値はある。

しかし、下限価格の算定根拠には経済的な合理性がない。そもそも賦課金単価は、年間賦課金総

額を電力需要で除したものである。これに対して、FIT非化石の1kWhあたりの環境価値は、この環境価値に対する費用負担（賦課金総額）を、FIT非化石の発電電力量で除したものである。つまり、両者の分母は異なっており、単位として全く比較できない性質にある。

例えば、FIT非化石の第1回オークションは次のように実施されている。対象期間である2017年4月～12月におけるFIT電源の買取総額（1兆8,822億円）を、買取発電量（531.6億kWh）で除すと、買取単価（35.4円/kWh）が得られる。電気価値（回避可能費用単価）を約10円/kWhとして、買取単価から差し引くと、環境価値が約25円/kWhと算定される（図1）。FIT非化石オークションとは、この環境価値（約25円/kWh）に対して、小売電気事業者が取得を希望する価格を入札している、と言えよう。

したがって、下限価格を賦課金単価の半額とするという説明は全く根拠がない。むしろ、資源エネルギー庁（以下、エネ庁）自身の資料に一文が挿入してあるように⁵、非化石価値取引市場が導入された今、その必要性が疑問視されるJクレジットの延命策として下限価格が設定されたと推察される。

制度検討作業部会では、非FIT非化石の下限価格は設定しない。そもそも、非FIT非化石には、FIT賦課金単価と同様の基準が存在しない一方、「高度化法の中間評価の基準の設定等による証書価格高騰による負担抑制の観点から」、上限価格については設定することが提案されている。

第4は、非化石証書の売れ残り分の配分である（論点5「非FIT非化石証書の約定/未約定分の取り

がある」との記載がある。実際に、再エネJクレジットの落札価格は1,716円/t-CO₂であり、これは0.9円/kWhに相当する。したがって、下限価格1.3円/kWhが設定されれば、割安なJクレジットの需要は一定程度保たれることになる。他方で、Jクレジットと同列に挙げられたグリーン電力証書は、そもそもFIT等の補助対象でない再生可能エネルギー等を対象としているため、非化石価値取引市場創設による影響は考えにくい。

⁴ シングル／マルチプライスのオークションは一長一短があり、これら戦略的行動を抑えるためにセカンドプライスオークション等が検討されている。オークション理論の基礎を平易な言葉で解説した良書として、例えば文献[8]と[9]が挙げられる。

⁵ 文献[7]には、「FIT電源に係る非化石証書の価格が著しく低くなった場合には、Jクレジットやグリーン電力証書の価格にも影響を与える可能性があり、再生可能エネルギー電源の維持インセンティブに好ましくない影響を与えるおそれ

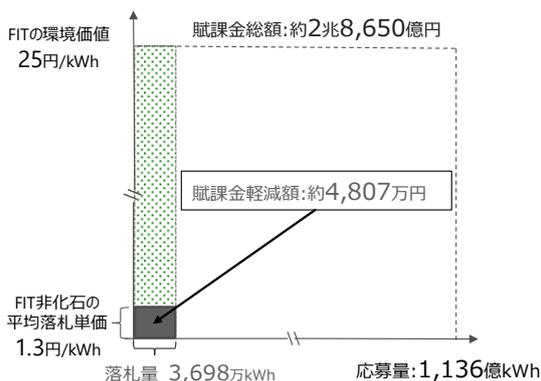


図1 FIT非化石のオークション結果
(2017年および2018年第1回～第3回の合計)

扱い)。FIT非化石のオークション後の売れ残りについては、販売電力量に応じて小売電気事業者が無償配分される。これは、当該環境価値がFIT賦課金を負担している需要家に均等に帰属していることによる。

他方で、非FIT非化石証書は、「需要家全体がFIT賦課金のように費用を負担しているという事情がないため、未約定分の非FIT非化石証書の環境価値については、小売電気事業者に対する再配分は行わないこと」が提案されている。

つまり、小売電気事業者が必要とする非化石証書を購入しようとした場合、FIT非化石と非FIT非化石では、自身の購入量と、結果的に入手できる非化石証書の量に違いが生ずる。前述したように、売れ残りのFIT非化石証書は無償配分されるため、小売電気事業者にとって、2030年度の最終目標や中間目標がなければ、それらを取得するインセンティブは極めて低い。これに対して、非FIT非化石は小売電気事業者が自身の排出係数を維持する、あるいは非化石電源のメニュー化を行う目的等から、目標の有無に関わらず一定程度の需要が生ずる。

2.3 FIT非化石のオークション結果と考察

FIT非化石のオークションは、2017年分(対象となる発電期間は2017年4月～12月発電分、オークションは2018年5月18日実施)⁶、2018年第1回(同2018年1～3月分、同年8月10日実施)、第2回(第1回の繰り越し分に、同年4～6月分を加算。同年11月9日実施)、第3回(第1回と第2回の繰り越し分に、同年7～9月分を加算。2019年3月1日実施)が本稿執筆時点で実施されており、2018年分については第4回を実施する予定である。

2017年と、2018年第1回から第3回のオークションの結果について、それぞれ図1に示す。この結果からの示唆は次の3点である。

2.3.1 低調に終わったオークション

小売電気事業者にとって、非化石証書取得インセンティブはほぼないため、オークションは低調に終わった。例えば、オークションの応募量に対する落札量の割合は極めて低く(2017年は0.01%、2018年の第1回～第3回までは0.05%)、落札価格は下限価格(1.3円/kWh)に張り付いた。これは現時点での中間評価が未設定であり、売れ残りのFIT非化石証書は小売電気事業者は無償配分されることになっているためである。

2.3.2 限定的な賦課金軽減効果

賦課金軽減効果は、ほぼ全くなかった。FIT非化石のオークション収入は、2017年が670万円、2018年の第1回が291万円、第2回が2,733万円、第3回が1,114万円である。これに対して、同じ期間における賦課金総額を回避可能費用が10円/kWhであったとして推計⁷すると、それぞれ、約1兆3,500億円、約3,911億円、約5,703億円、約5,521億円であった。2018年度の賦課金単価(2.9円/kWh)を、0.01円下

⁶ 2017年のオークションで落札した非化石証書は2017年度の高度化法の非化石電源比率の報告(2018年7月末報告⁶切り)や、温対法の排出係数の報告(2018年6月末⁶切り(メニュー別排出係数の場合)の2017年度実績報告)等に利用可能。

⁷ エネ庁の「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト(<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>) 最終アクセス日2019年2月28日」にある、対象期間の買取発電量と買取総額に基づき試算した。

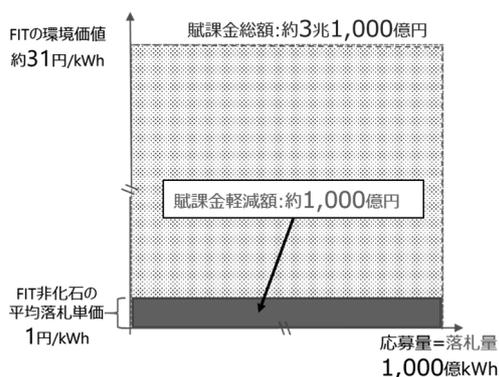


図2 長期エネルギー需給見通しの実現を前提とした2030年時点におけるFIT非化石オークション

- FIT非化石オークションの平均落札価格1円/kWhと仮定
- ① 賦課金軽減効果は限定的：賦課金単価3.45円/kWhの3% (0.1円/kWh) を軽減
 - ② 環境価値のコンタミネーション（混在）問題：FITで支払われた環境価値の僅か3%で取得。非化石電源の新設・維持管理にも影響なし

げるためには約81億円必要となる。賦課金軽減効果として実感を得るには、相当量のFIT非化石の落札が必要となる。

では、中間評価や2030年度の最終目標において、小売電気事業者による非化石証書への需要が高まることで、今後、賦課金軽減効果を期待できるのだろうか。結論から先に言えば、今後の賦課金軽減効果は限定的である。

前提として、最終目標等の断面において、小売電気事業者の非化石比率が未達であっても、非化石証書の供給が増えることは考えにくい（詳細は3.1節で述べる）。したがって、小売電気事業者がFIT非化石の非化石証書にいくら支払うことが出来るのかという点から、おおまかな賦課金軽減効果を推測することができる。

最近の再エネクレジットは1,700～2,200円/t-CO₂（前掲脚注5）で取引されており、この水準が維持されれば0.6～0.8円/kWh程度となる。これを仮に約1円/kWh（1,900円/t-CO₂相当）として、高度化法における目標がない年度と、2030年度におけ

る賦課金削減軽減効果を検討する。

まず、中間評価や2030年度の最終目標が設定されない場合、前述のようにほとんど賦課金軽減効果は生じない。わが国で最大のグリーン電力調達を行っている日本自然エネルギーの年間取引量は約3億kWh[5]である。通常、グリーン電力調達は相対取引であるため、この取引単価は明らかではないが、これが前述の約1円/kWh（1,900円/t-CO₂相当）で取引されると想定すると、その市場規模は年間3億円に過ぎない⁸。また日本のグローバル企業1社による電力消費に起因するCO₂排出量が年間130万t-CO₂だとすると、CO₂削減に約1円/kWh（1,900円/t-CO₂相当）の支払いが可能ならば、その費用は約35億円となる。前述したように、2018年度の賦課金単価0.01円下げのためには約81億円必要となるため、こうした企業が3社集まれば0.01円程度の賦課金軽減効果が得られる。一方で、日本において、約1円/kWh（1,900円/t-CO₂相当）という費用負担を前提にCO₂削減や再エネ比率の拡大に迫られているグローバル企業の数はいずれも多いとは言えないのが現状である。仮に、約1円/kWh（1,900円/t-CO₂相当）を支払い可能な企業が10社あったとしても、年間の市場規模は約350億円に過ぎず、これは2018年度の賦課金単価では約0.04円を削減できるに過ぎない。

一方、2030年度には小売電気事業者は非化石比率44%の達成義務があり、これは全てのFIT非化石証書が小売電気事業者に取得されることを意味する。長期エネルギー需給見通しが想定する2030年断面におけるFIT電源の発電量が約1,000億kWhであるため、非化石証書売却による賦課金軽減効果は2030年度に年間約1,000億円である（図2）。これは2030年度資源エネルギー庁が想定する賦課金単価3.45円/kWhのうち約0.1円/kWh、僅か3%を軽減するに過ぎない。

⁸ 実際のグリーン電力証書の取引価格は、同証書が企業が直接購入可能である日本では希少な再エネ証書であるため、実

際の取引価格は1円/kWh上回っていると推察される。

2.3.3 異なる環境価値のコンタミネーション問題

前述(2.3.2)の裏返しであるが、FIT非化石の証書を落札した小売電気事業者にとっては、FITによる支払いに比べれば、極めて安価に環境価値を取得できることを意味する。前述のように、これまでのオークションでの落札価格は下限価格である1.3円/kWhに張り付いた。しかし、このオークションに拠出されているFIT非化石の環境価値は約25円/kWhに相当する。つまり、全ての需要家がFIT賦課金を通じて取得した環境価値は、非化石入札を通じて、僅か5%の価格で転売されているのである。換言すれば、需要家は95%の価格で、環境価値が剥がされた後の謎の価値に対する支払いが強制されていると言える。

もちろんFITには、CO₂ゼロといった環境価値だけでなく、エネルギー自給率の向上等も含まれ、これらがFITの付加価値とも言えよう。しかし、大多数の需要家は、FITの付加価値のほぼ全てが環境価値で占められていると認識しているはずで、これがFIT非化石のオークションを通じて環境価値が剥がされてしまうのであれば、95%の価格で支払いを強いられることを許容することはないだろう。(図2)。

FIT非化石のオークションを通じて、非化石電源の新設や維持管理に少しでもインセンティブが与えられるのであればともかく、そのようなことはあり得ない。なぜなら、FIT非化石の発電事業者は既にFITで利益が賄われているため、非化石証書の売却益は得られないからである。

3. 長期エネルギー需給見通しを前提とした制度設計

本章では、非FIT非化石オークションの開始を2020年度に控え、まず、非化石価値取引市場は、市場を通じた需給バランスの調整が機能しない構造的問題があることを指摘する(3.1節)。加え

て、高度化法では送電端での非化石電源の比率が規定されているが、長期見通しにおける発電端での自家発の発電電力量の取り扱いに起因して、電力量の不整合問題が生ずる懸念について明らかにする(3.2節)。

その上で、そもそも非化石価値取引市場の当初の目的は、2030年の長期見通しの実現を見据えた非化石価値の顕在化であることを踏まえ、長期見通しの実現を前提とした制度設計を検討する(3.3節)。

3.1 非化石比率の未達は証書の供給を増やすのか

2.3節では、非化石価値取引市場の市場構造の問題として、非化石比率の未達が、必ずしも非化石証書の供給を増やすことにつながらないという問題点を指摘した。

そもそも、通常の市場であれば、証書が不足すれば、価格上昇を通じて、非化石電源の新設等にインセンティブが与えられ、その発電電力量(つまりは証書の供給量)が増加する。しかし、非化石価値取引市場ではそうしたメカニズムは働かない。

例えば、電力各社が提出している供給計画では、2027年までの非化石電源の発電電力量が示されている。ここでは、原子力発電の発電電力量を織り込んでいないため、長期見通しの2030年断面と比較すると非化石電源は約2,500億kWh不足する(図3)。これは仮に長期見通しが掲げる原子力の発電量が得られたとしても、非化石電源の発電電力量が約300億kWh不足することを意味する。

しかし、非化石価値取引市場では、前述のような通常の市場メカニズムは機能しない。その理由は次の3点である。

第1に、FIT非化石の新設インセンティブはFIT買取価格の高低のみであることである。前述のようにFIT非化石の売却益は賦課金軽減に充当されるため、非化石証書価格が高くなろうとも低迷し

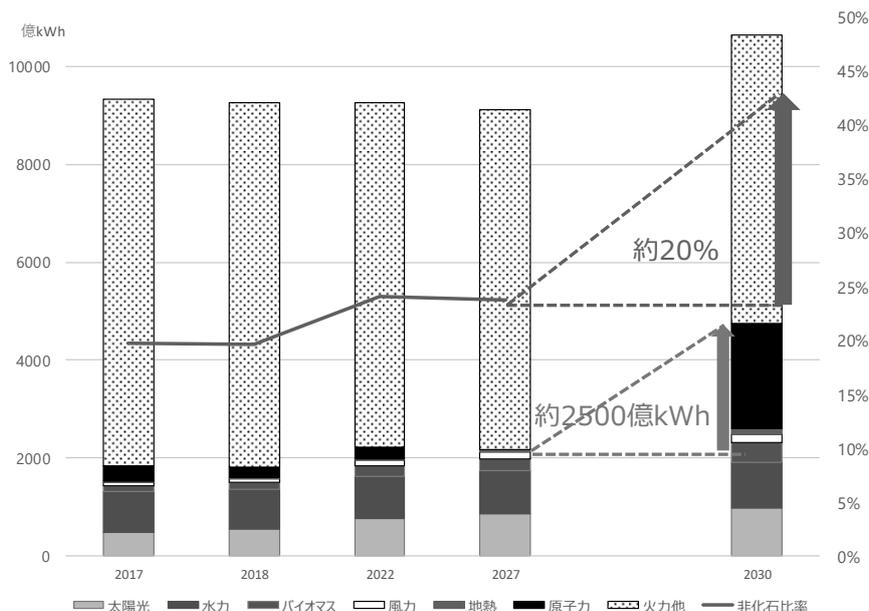


図3 供給計画 (2027年) と長期エネルギー需給見通し (2030年) を比較した非化石発電比率ギャップ

ようとも、FIT電源の新設には影響を与えない。

第2に、非化石電源の新設を考える事業者は、非FIT非化石ではなく、FIT非化石を選択するからである。1kWh発電することで得られる環境価値は、FITでは平均約25円/kWhだが、非化石では現在実施されている非化石オークションの上限価格ですら4円/kWhである。FITが続く以上、FITで得られる利益が非化石証書の売却益に比べ小さくなることは考えられない。

第3に、小売電気事業者にとって非化石比率目標の未達のペナルティが重くないことである。高度化法において、小売電気事業者が目標未達の場合には、業務改善命令が下され、それでも改善されなければ罰則として100万円以下の罰金を受ける。経済的負担だけに着目すれば、この罰金額は2030年における証書購入費用よりもはるかに安価であろう。また、そもそも小売電気事業者からすれば、前述のように証書価格が上がり、構造上の問題で非化石電源の新設 (新規の証書供給) が見込めないという、やむを得ない状況であることを考えると、目標自体が切り下げられることも、十分想定される。実際、中間評価においては、「実

態上勘案すべき事項 (案)」として、「小売事業者による実行可能性」「非化石価値取引市場等を活用して目標達成が可能となるかどうか」が挙げられており、同様の判断が下される可能性が高い。

3.2 発電端と送電端における非化石電源の発電電力量の不整合問題

反対に、非化石証書が大幅に供給超過する可能性はないのだろうか。長期見通しが規定する非化石電源の発電電力量は発電端での電力量であり、高度化法で規定する44%は送電端での電力量であることから、仮に長期見通しの目標通りに非化石電源の発電電力量が得られた場合、両者には差異が存在する。

文献[10]にある長期見通しの説明では、2030年における発電端の発電電力量として1兆650億kWh、需要端/使用端の電力量として9,808億kWhのみの記載がある。非化石電源の発電電力量は発電端の数字を用いており、仮に長期見通し通りの非化石電源の発電電力量が得られる場合、発電端における44%にあたる、約4,863億kWhを得ることになる (図4の左)。

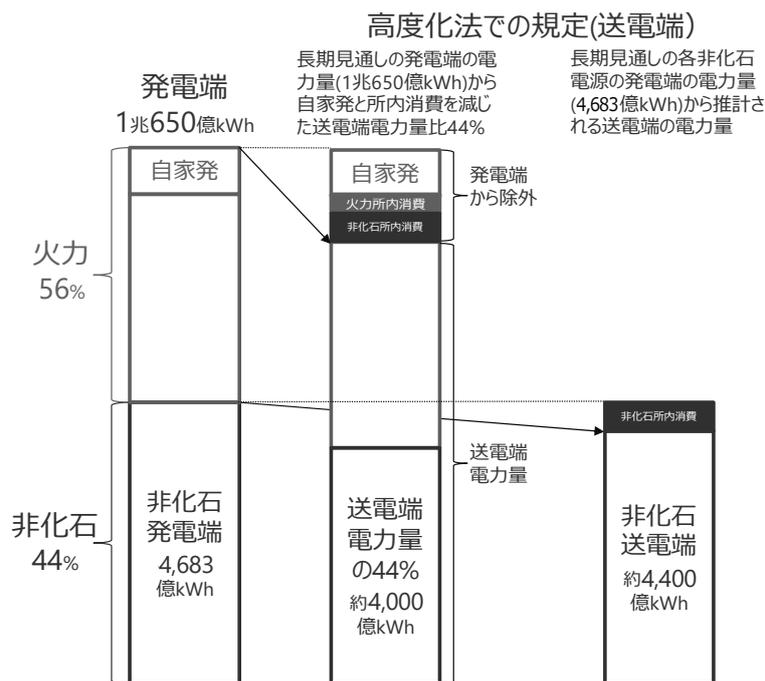


図4 送電端における非化石電源発電量の不整合問題

一方で、高度化法が規定する「小売電気事業者への非化石電源比率44%」とは、発電端の電力量から、自家発と発電所所内電力を差し引いた送電端の電力量に対する比率である。非化石電源の送電端における電力量を推計するには2つの方法が考えられる。

第1は、送電端における火力と非化石電源を合わせた全ての電力量を推計し、その44%とする方法である。文献[10]には、送電端の電力量の記載はないため、高度化法の規定する44%に相当する電力量は不明である。長期見通しでは自家発の電力量が約1,000億kWhと織り込まれており、その大半は化石燃料を用いた電源であると推察されるため、発電端の電力量からこの自家発分は差し引かれる。この電力量に対して、仮に所内率を5%として送電端における電力量をもとめ、その44%を送電端における非化石電源の電力量とすると、約4,000億kWhとなる(図4の中央)。

第2は、非化石電源の発電端における電力量4,683億kWhから、送電端の電力量を求める方法である。発電端から所内電力を減じた送電端におけ

る電力量がいくらになるのか、文献[10]には記載がない。ただし、発電コスト検証ワーキンググループの文献[11]には、原子力、地熱、水力、バイオマスの所内率の記載がある。その他の非化石電源である太陽光発電と風力発電の所内率を約10%と仮定すると、非化石電源の送電端での電力量は約4,400億kWhである(図4の右)。

したがって、送電端における非化石電源の発電量は、両者の方法で400億kWhのギャップが生ずることになる。高度化法で規定している非化石電源の発電電力量は、第1の方法で求められた電力量となる一方で、実際の証書の発行は第2の方法での電力量となる。したがって、仮に長期見通し通りの非化石電源の発電電力量が実現した場合、約400億kWhの供給超過に陥る可能性が高い。その場合、非化石価値取引市場にはバンキング等の柔軟性措置が講じられないため、証書の価格は極めて安価になるだろう。

3.3 長期エネルギー需給見通しの実現を前提とした非化石価値取引市場の市場規模

以上のように、非化石証書の市場としての機能はほとんど期待できない。そうであるならば、市場で非化石価値を決めるのではなく、非FIT電源の維持管理のため、非化石価値を発電事業者が受け取れる仕組みとして、非化石価値を固定価格で買い取る制度を検討すべきではないか。

前述(3.2節)したように、長期見通しを実現する場合、高度化法で規定する送電端での非化石電源の電力量は約4,000億kWhとなる。そのうちFIT非化石は約1,000億kWh、非FIT非化石は約3,000億kWhである。前述(2.3.2節)と同様、2030年断面で仮に約1円/kWhが支払われるのであれば、2030年度における非化石価値取引市場の市場規模は4,000億円となる。ここから、2.3節で示したように、不必要なFIT非化石への支払いを除けば、市場規模は3,000億円ということになる。

もちろん、約1円/kWhは仮の数字であり、その大小について議論があるだろう。しかし、その点については、長期エネルギー需給見通しを実現するために、必要となる非化石価値の程度や、わが国における温暖化対策としての費用対効果という観点から議論すればよいことである。

3.4 ゼロ・エミッション・クレジットとしての非化石証書

このように既存の非化石電源に固定価格を支払う提案は、米国ニューヨーク州やイリノイ州等で実施されているゼロ・エミッション・クレジット(Zero Emission Credit, ZEC)⁹と考え方は同じである。

これらの州では、原子力発電の維持存続が困難となっているが、早期閉鎖により火力発電に代替されれば、CO₂排出量の増加が避けられない。

そこで、既設原子力発電の環境価値として、発

電量に応じたクレジットを発行し、固定価格で買い取るZECを導入した。その費用は小売事業者が販売電力比率に応じて負担し、最終的には電気料金に上乗せする。ZECの価格の設定は、炭素の社会費用(Social Cost of Carbon, SCC)に基づき算出される。

ZECには、そもそもSCCの算定根拠を巡る論争[12]や、市場の競争を歪めるという非難もある一方、温室効果ガスの排出削減の費用対効果は高いとする指摘もある[13]。

4. 本稿のまとめと政策的な示唆

非化石価値取引市場は、2017年にFIT非化石電源を対象にオークションが開始され、2019年には非FIT非化石電源(大型水力、原子力等)も対象とした本格運用が開始される。

本稿の問題意識は、非化石価値取引市場は本格運用を間近に控える中で、合理的な根拠なく問題の先送りを続けた結果、当初企図していた政策目標の達成から乖離した制度設計が進められているのではないか、というものであった。

本稿では、まずFIT非化石のオークション結果を検証した上で、今後の非FIT非化石を含めた制度設計を検討した。「賦課金軽減効果」「FIT非化石証書取得による環境表示」「非化石電源の事業環境整備」という当初意図していた政策目標の実現に関して、その評価は次の3点に整理できる。

第1は、賦課金軽減効果は極めて限定的である。FIT非化石の非化石証書が約1円/kWhと、炭素価格に換算して約2,000円/t-CO₂で売却されたとしても、FIT非化石による賦課金軽減効果は2030年度で年間約1,000億円である。これは賦課金単価で約0.1円/kWhであり、年間賦課金総額の僅か3%に過ぎない。

第2は、異なる環境価値のコンタミネーション

⁹ 詳細は文献[12][13]を参照。

(異物混在)問題である。FITのもとで想定している環境価値と、非化石価値取引市場において経済価値化された非化石価値とは本来一致していない。これはFITでの環境価値が、非化石価値取引市場における上限価格よりもはるかに高いことから明らかである。しかし、非化石価値取引市場におけるFIT非化石証書の取引は、異なる環境価値を混在させ、結果的にFITの環境価値に対して僅か3～5%の価格で小売電気事業者に帰属させている。FIT非化石のオークションを通じて、非化石電源の新設や維持管理に少しでもインセンティブが与えられるのであれば一理あるが、そのようなことはあり得ない。なぜなら、FIT非化石の発電事業者は既にFITで利益が賄われており、非化石証書の売却による収入を得られることはないからである。

第3は、非化石電源の事業環境整備に関する問題である。新設の非化石電源は実質的にFIT電源のみであるため、新設インセンティブは非化石証書の価格ではなく、FIT買取価格に依存する。なぜなら、非化石電源を新設する場合、FITで得られる利益よりも非化石証書の売却益の方が大きくなることは考えられないからである。ところが、前述のようにFIT非化石の売却益は賦課金軽減に充当されるため、非化石価値取引市場のオークション価格が高くなろうとも、低迷しようとも、非化石電源の新設にはほぼ何も影響を受けない。非化石証書への需要の高低に供給の高低が連動しないのであれば、それは市場として機能しているとは言えない。

以上を踏まえた政策的示唆は次の2点である。

第1は、FITが継続することで、非FIT非化石電源への新設インセンティブを阻害している点である。前述のように賦課金軽減効果はない以上、もはやFIT電源を非化石価値取引市場の対象電源として含む合理性はない。それどころか、先に事業環境整備の問題で述べたように、FITが続く以上、FITで得られる利益が非化石証書の売却益に比べ

小さくなることは考えられないため、非化石電源の新設はFITによる以外は検討の余地はほぼない。FIT継続による非化石価値取引市場に与える悪影響を改めて認識した上で、わが国の非化石価値の顕在化という制度的な一貫性を維持するためにも、FITの撤廃を急ぐべきである。

第2は、制度導入の目的として当初掲げていた「非化石価値の顕在化」という点に、立ち戻るならば、長期エネルギー需給見通しの実現に小売電気事業者がいくら支払えるのか(支払うべきか)という観点から制度設計を再考すべきである。例えば、現在Jクレジット等で支払われている環境価値である、約1円/kWh(約1,900円/t-CO₂)とすると、2030年目標が達成された場合、非FIT非化石が得られる証書収入は年間約3,000億円である。この金額に対する意見は分かれるが、長期見通し達成のため、わが国の温室効果ガスの排出削減における費用対効果の高低、あるいは非化石電源の事業環境整備として必要となる費用とは、いくらか、という方向を睨んだ制度設計が行われるべきである。

非化石価値の顕在化とは、環境価値である二酸化炭素の価格付けに他ならない。迷走を続ける政府審議会での議論を超えて、制度設計の再考が必要である。

【参考文献】

- [1] 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(2018a)「非FIT非化石証書の取引に係る制度設計について」、第26回(2018年11月26日開催)、資料3
- [2] 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(2018b)「非FIT非化石証書の取引に係る制度設計について」、第27回(2018年12月17日開催)、資料3-1
- [3] 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(2018)「非FIT非化石証書の取引に係る制度設計について」第14回(2018年12月19日開催)、資料5-1
- [4] 朝野賢司・野口厚子(2017)「非化石価値取引市場によって FIT と自由化の整合性は図れるのか?—需要家の視点に基づく論点整理—」電力経済研究

No.64, pp.35-47

- [5] 朝野賢司・野口厚子・谷優也 (2017) 「グリーン電力調達の動向と課題—非化石価値取引の詳細制度設計に向けた示唆—」, 電力経済研究 No.64, pp.48-57
- [6] 資源エネルギー庁 (2019) 「「非化石証書」を利用して, 自社のCO2削減に役立てる先進企業」資源エネルギー庁ウェブサイト, スペシャルコンテンツ
http://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/hikasekishousho_jirei.html (最終アクセス日: 2019年2月28日)
- [7] 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(2017) 「非化石価値取引市場について」第6回 (2017年12月20日) 資料4
- [8] 坂井豊貴(2013) 『マーケットデザイン: 最先端の実用的な経済学』ちくま新書
- [9] ティモシー・P・ハバード& ハリー・J・パーシュ (2017) 『入門 オークション:市場をデザインする経済学』NTT出版
- [10] 資源エネルギー庁(2017) 「長期エネルギー需給見通し関連資料」
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_02.pdf (最終アクセス日: 2019年2月28日)
- [11] 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ (2015) 「資料2 各電源の諸元一覧 (第6回, 2015年4月27日)」 (最終アクセス日: 2019年2月28日)
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_06.pdf
- [12] 服部徹(2018) 「米国の電力市場改革と原子力発電の収益性—収益の見通しに関する総合評価—」 電力中央研究所報告, Y17005
- [13] 若林雅代・上野貴弘(2017) 「排出量取引制度の設計と現状の評価」 電力中央研究所報告, Y16001

朝野 賢司 (あさの けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

本号の特集「電力システム改革で創設される新市場の課題」に関連する研究報告書などをご紹介します。
弊所 Web サイトから PDF 版をご利用ください（無料）。

電力中央研究所 社会経済研究所

<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/index.html>

■電力中央研究所 研究報告書（報告書番号：発行年月）

米国の電力市場改革と原子力発電の収益性—収益の見通しに関する総合評価—(Y17005：2018.03)
欧州卸電力市場における情報の公表と市場監視のための制度の概要 (Y17004：2018.03)
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 (Y16003：2017.04)
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 (Y15022：2016.05)
電力市場の競争促進及び活性化に向けた制度的措置の課題 (Y15010：2016.04)
ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題 (Y14021：2015.05)
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—(Y13018：2014.04)
欧州における容量メカニズムの動向と課題—イギリス、フランス、ドイツの事例を中心に—(Y13013：2014.04)
米国における電力自由化後の供給力確保に関する制度の比較分析 (Y13011：2014.05)
米国の卸電力市場の制度設計と課題—短期の市場の効率性と長期の供給力の確保—(Y12020：2013.05)
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—(Y12009：2013.05)

■電力経済研究

No.64 特集「電力システム改革と再生可能エネルギー政策の整合性」(2017.03)
No.61 特集「電力システム改革における制度設計のリスク」(2015.03)

■電気新聞「ゼミナール」

ドイツのインバランス料金制度の変遷から何を読み取るべきか？ (2018.11.28)
海外の容量市場の価格とその影響から何を読み取るべきか？ (2018.11.14)
B L 市場の監視策について、独禁法のプライス・スキーズ規制からなにが言えるか？ (2018.10.31)
欧州における卸電力市場のゾーン変更にはどのような影響があるか？ (2018.10.03)
再生可能エネ大量導入下のドイツはどのように需給調整の費用低減を目指したか？ (2018.02.14)
電力システム改革における市場メカニズムの活用で留意すべき点は何か？ (2017.02.13)
金融的送電権 (F T R) とは何か？ (2016.12.05)

* 原稿の採用、雑誌の編集等については、「電力経済研究」編集委員会がその責任を負います。本誌に掲載されたすべての論文を含む本誌の著作権は、電力中央研究所に帰属します。複製や他の出版物等に転載を希望する場合は、「電力経済研究」編集委員会を通じて電力中央研究所の承諾を得てください。

電力経済研究 No.66 2019年3月

発行：一般財団法人 電力中央研究所 社会経済研究所
〒100-8126 東京都千代田区大手町1-6-1
E-mail: src-henshu-ml@criepi.denken.or.jp

特集「電力システム改革で創設される新市場の課題」

総説

電力システム改革における新市場創設の意義と課題
ー市場メカニズムの活用をめぐる議論の展望ー

..... 服部 徹 ... 1

論文

ベースロード市場をめぐる独禁法上の課題
ー不当廉売とプライス・スキーズ規制の検討ー

..... 佐藤 佳邦 ... 17

研究ノート

オプション型金融的送電権の価格に関する予備的考察
ー欧州の取引データの観察ー

..... 服部 徹 ... 33

論文

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
ードイツのインバランス料金の変遷から見た考察ー

..... 古澤 健 ... 39

論文

容量市場の価格決定要因に関する考察
ーわが国の制度設計と海外の経験からの示唆ー

..... 服部 徹 ... 53

論文

長期エネルギー需給見通しの実現を見据えた非化石価値取引市場
の制度設計

..... 朝野 賢司 ... 69

