

# 電力経済研究

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」

No.64 (2017.3)



**R** 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) 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. 64 (2017. 3) 目次

### 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」のねらい

朝野 賢司

## 第1部 kW 価値の顕在化と調整力の市場化

### 論文

電力システム改革におけるアデカシー確保の考察

—長期エネルギー需給見通しにおける火力電源の収支分析—

永井 雄宇 岡田 健司 … 1

### 論文

欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察

—域内エネルギー市場での競争との両立性確保の観点から—

丸山 真弘 …17

## 第2部 非化石価値の顕在化

### 論文

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—

朝野 賢司 野口 厚子 …35

### 論文

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—

朝野 賢司 野口 厚子 谷 優也 …48

## 第3部 送配電網の広域的利用ルールのあるあり方と費用回収問題

### 論文

再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した

需給調整メカニズムの動向と課題

古澤 健 岡田 健司 …59

### 論文

欧州の配電料金構造の動向と課題 —固定定額の従量料金主体の料金構造の限界とその対応策—

古澤 健 岡田 健司 …78

### 研究ノート

エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発

岡田 健司 永井 雄宇 …89



## 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」のねらい

固定価格買取制度（以下、FIT）が2012年7月から実施されて、5年が経過しようとしている。FITの最大の特徴は、太陽光発電（以下、PV）等の自然変動電源の出力を長期間・優遇価格で買い取ることで、安定的な投資環境を整備することである。自然変動電源は電力需要の変化に応じた出力の調整が困難であるが、FITではたとえ供給超過であってもPV等の出力抑制を極力避ける優先給電を保証している。わが国においても、FITのこれらの特徴により、PV導入量は累積3500万kWを超えた（2016年9月末時点）。これはFIT実施前と比べて7倍の増加であり、年間800万kW超をFIT実施後5年間にわたり継続した導入ペースは、世界的にも前例がない。

こうしたPVバブルとも呼ぶべき状況をうけて、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の効率的な中長期的導入を企図する改正FIT法が2017年4月から施行される。また、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、今後の再エネの拡大に密接に関わるテーマとして、容量市場や非化石価値取引市場について議論された。いずれも、これまで一体的に取引されてきた電力量（kWh）の価値、発電容量（kW）の価値、非化石価値等を、電力システム改革の中で明示的に加味していく基本的な方向性は評価できる。

しかし、FIT等による再エネ普及政策や、その背景にある温室効果ガス削減政策は、自由化された電力市場に対して（結果的に）政策介入となる。そこで欧米諸国では両者が整合性をもつように、様々な試行錯誤を行っているのが現状である。

本号では、電力システム改革と再エネ普及政策が並行して進められることで生じうる問題について、先行する諸外国についての理論と現実から得られる示唆をとりまとめるとともに、あるべき制度設計について論じている。

具体的には、貫徹小委で取り上げられた次の3点について論ずる。第1部は容量市場等によるkW価値の顕在化と調整力の市場化である。前述した優遇価格・優先給電が保証されたFIT電源が大量導入されると、卸電力価格が下落する、いわゆるメリットオーダー効果が生ずる。同効果により、火力発電等の既存電源は発電電力量による収入だけでは、発電設備の固定費を回収できないリスクが高まる、いわゆるミッシングマネー問題が深刻化する結果、安定供給上必要となる電源ですら経済性が劣化する等の市場の歪みが生ずることになる。すなわち、FITは自由化された電力市場とは元来、不整合である。しかし、火力電源の収支がどの程度悪化する可能性があるのか、これまで定量的な分析はほとんどなかった。第1章（永井・岡田論文）では、わが国で長期エネルギー需給見通しの電源構成が実現すると仮定した場合、大半の火力電源が市場退出を迫られることを明らかにした。また、第2章（丸山論文）では、欧州委員会が2016年11月に提案した容量市場の導入基準や手続を定める欧州連合（EU）規則の改定案を事例として、卸電力市場での公正な競争の確保と、

再エネ電源の支援やアデカシー確保のための容量の確保という課題との間でどのように整合性をはかるのか、とりわけ発電設備の CO<sub>2</sub> 排出原単位に対する制約等のがわが国への示唆を念頭に論じている。

続く第 2 部は、非化石価値取引市場による非化石価値の顕在化である。第 3 章（朝野・野口論文）と第 4 章（朝野・野口・谷論文）では、同市場を創設する目的の一つでは FIT の賦課金負担の軽減は、現在議論されている制度設計では達成が困難であると指摘する。需要家自らがゼロエミ価値を評価し費用負担することで、再エネが導入される制度設計を模索することこそが、電力システム改革と再エネ政策との整合性の観点から重要であることを両論文は明らかにしている。

そして、第 3 部は、送配電網の広域的利用ルールのあり方と費用回収問題を取り上げている。第 5 章（古澤・岡田論文）では、わが国の将来的な広域需給調整と再エネ大量導入のあり方を検討する際の示唆をとりまとめている。例えば、連系線活用の便益評価は参考になる一方で、再エネによる連系線潮流の変動も考慮する必要があるため、欧州においても早急に需給調整で広域的メリットオーダーを推進しているわけではないことを指摘している。また、第 6 章（古澤・岡田論文）は、いわゆるデススパイラル問題（配電設備の維持費用が減少せず、むしろ住宅用 PV の大量導入による自家消費の増大等により系統需要量の減少が進むことで、料金収入の減少と系統需要の減少が連鎖的に生じる現象）への対応策を、北欧等の事例をもとに論じている。今後は、需要家側の分散型電源や電力貯蔵装置の活用に加え、配電事業者自らが、配電設備と電力貯蔵装置の最適な投資計画を検討することが重要になっている。

本特集では、十分に「整合性」の観点から、掘り下げられなかった点も多く残されている。しかし、2017 年度の非化石価値取引市場の創設を皮切りに、容量市場等の各種市場の制度設計が進む中で、各種制度の実施前に「整合性」を検証し、解決の方向性を提示する試みとして、今後の詳細制度設計論争の一助になれば幸いである。

2017 年 3 月

編集責任者 社会経済研究所 朝野賢司

## 第1部

### kW 価値の顕在化と調整力の市場化



# 電力システム改革におけるアデカシー確保の考察 —長期エネルギー需給見通しにおける火力電源の収支分析—

## Resource Adequacy under the Electricity System Reform

— Balance of payment analysis of thermal power generation based on the long-term energy supply and demand outlook —

キーワード：供給力，アデカシー，再生可能エネルギー，電力システム改革

永井雄宇 岡田健司

固定価格買取制度(FIT)等で補助された再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、従来型電源(主に火力電源)の販売電力収入による費用回収の不確実性の増大が懸念されている。その結果、市場退出を迫られる電源が増加し、新規電源への投資が鈍化するため、中長期的には安定供給に必要な供給能力(アデカシー)を確保できないリスクがある。わが国の長期エネルギー需給見通しでは、2030年における再生可能エネルギー比率22%以上等の電源構成の実現を掲げている。しかし、この実現の過程でアデカシー不足が生じる可能性があることは認識されているものの、ユニットレベルでの発電計画を考慮した火力電源の収支分析は行われていない。そこで、本稿では、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて、競争環境下において需給見通しの求める電源構成を実現しようとした場合、火力電源が卸電力市場の販売電力収入で発電費用を回収できるのか、定量的に評価した。その結果、大半の火力電源は販売電力収入のみでは電源維持は困難になり、需給見通しの実現やアデカシーの確保に必要な電源投資が停滞する可能性が高いことが示された。電力システム改革を進めていく中では、安定供給と需給見通しを両立すべく、供給力だけでなく調整力も確保できる電源の維持・投資を支援する制度設計が必要である。

- |                           |                      |
|---------------------------|----------------------|
| 1. はじめに                   | 3.2 長期エネルギー需給見通しの想定  |
| 1.1 電力システム改革と容量メカニズム      | 3.3 卸電力価格の想定         |
| 1.2 本報告の目的と構成             | 3.4 火力電源の固定費の想定      |
| 2. 電力システム改革後のアデカシー確保の課題   | 4. アデカシー確保と市場適応電源の評価 |
| 2.1 電力システム改革における供給義務      | 4.1 シナリオ設定と分析手法      |
| 2.2 自然変動電源の供給能力評価         | 4.2 燃種別年間収支評価        |
| 2.3 競争的電力市場下における火力電源の費用回収 | 4.3 市場適応電源の評価        |
| 3. 分析ツールと長期需給見通しの想定       | 4.4 アデカシー確保についての考察   |
| 3.1 需給運用シミュレータの概要         | 5. 結論と今後の課題          |

## 1. はじめに

### 1.1 電力システム改革と容量メカニズム

現状の電力供給システム及びその技術では、安価に大量の電力を貯蔵することが困難なため、気温予想誤差などによる最大電力予測差や電源の故障等に備えて、適切な予備力を確保しておくことが必要となる。電力システム改革後、発電事業者は卸電力市場での販売電

力収入により発電費用を回収するという考え方が基本となるが、通常は停止しており緊急時のみに運転する電源の維持費を販売電力収入のみで賄うのは難しい。米国の Brattle Group は、経済合理性のみで正当化される電源容量は、技術的視点から最適とされる容量より少なくなるという試算を発表しており、市場に任せるだけでは供給力不足に陥る可能性があることを示している [2]。

他方で、需給が逼迫すると価格スパイクが起こるため、その際に緊急時に運転する火力電源等は固定費を回収し、競争市場下でもアデカシーを確保していくことが可能になるという意見がある。理論的には、年に数時間でも電力の希少性を反映した価値で取引が行われた場合、固定費を回収することは不可能ではない。しかし、現実の市場では、市場支配力への懸念から課せられる電力価格の上限、市場価格を歪める再生可能エネルギー（以下、再エネ）の優遇措置、リアルタイムに反応できない需要などから、固定費が回収できるような希少性を反映した価値での取引には至っていない[3, 4]。とりわけ、短期限界費用が低く、優先給電ルールが適用される再エネが卸電力市場へ参入すると、メリットオーダー<sup>1</sup>効果を通じて卸電力市場価格が低下することから、火力電源の固定費を販売電力収入により回収するのが困難になる。

そのため、電力自由化を先立って実施している諸外国（米国、英国等）の中には、安定供給の維持に必要な供給能力（アデカシー<sup>2</sup>）の確保方策として、容量メカニズムの導入を進めているケースがある。容量メカニズムとは、供給力に応じた一定の報酬を発電事業者等に与えることで、競争環境下でも十分な供給力を確保するための仕組みである[5]。わが国でも、電力システム改革専門委員会報告書[6]において、中長期的にアデカシーを確保するためには「容量市場を創設することが適当」とされている。さらに、2016年9月に設置された電力システム改革貫徹のための政策小委員会では、電源投資の意思決定が市場原理に委ねられた場合でもアデカシーが確保されるよう、発電事業者等の投資回収の予見性を高め

<sup>1</sup> 様々な種類の電源を発電コストの安い順に並べ、安い順に使っていくことで発電コストを抑える手法。

<sup>2</sup> 電源や流通設備等の計画外停止および運用上の制約を考慮し、需要家の要求する電力を供給する能力。

ることが可能な集中型・分散型の容量市場創設に関する検討が進められている。

## 1.2 本報告の目的と構成

平成27年7月に公表された2030年における長期エネルギー需給見通し（以下、需給見通し）[7]では、再エネ比率を22%以上等にするのと共に、火力電源による供給見通しを掲げている（石炭：26%、LNG：27%、石油：3%）。需給見通しの実現可能性は、2030年までの火力電源計画に大きく依存する。しかし、競争環境下においては、発電事業者が、卸電力市場における収益性に基つき電源の新設・リプレースの時期と規模を判断するため、火力電源計画は投資回収の予見性に大きく依存することとなる。アデカシー確保に必要な電源容量と需給見通し達成に必要な電源構成が2030年に確保できているかを評価するには、ユニット単位で電源を考慮した上で、卸電力市場の市況により火力電源の収支がどう影響を受けるかを分析することが重要となる。しかし、わが国では、火力電源の収支と需給見通しの整合性を定量的に分析する評価は行われていない。

そこで、本稿では、わが国の火力電源の特性をユニットごとに考慮した、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて、2030年における火力電源の収支評価を行う。まず、第2章で自然変動電源の供給能力と競争的電力市場における火力電源について論じた上で、第3章で需給見通しが要求する電源構成を実現する際の火力発電の収支の定量的評価手法について説明する。第4章では、本研究で提案する分析ツールを用いた評価結果を通じて、アデカシーを確保しつつ需給見通しを実現するための課題を整理し、今後求められる制度設計について考察する。

## 2. 電力システム改革後のアデカシー確保の課題

### 2.1 電力システム改革における供給義務

わが国では、2016年4月1日に電力小売部門が全面自由化され、全ての消費者が料金メニューや小売供給事業者を自由に選択できるようになった。それと同時に、発電事業、送配電事業、小売事業のライセンス制が導入された。発電事業と小売事業における地域独占から競争環境への供給体制の変更により、これまで旧一般電気事業者に課されていた供給義務が撤廃され、小売料金の許認可制も、今後条件が整えば撤廃<sup>3</sup>されることとなった。

ただし、小売全面自由化後も電力の安定供給を維持するために、改正電気事業法（平成28年法律第59号）では、小売電気事業者による必要な供給力の確保が求められている。小売電気事業者は、国への登録申請時に「供給能力を確保できる見込みがない」と認められた場合は、登録を拒否されることとなっている。また、登録後も、「小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。」とされており、毎年度、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）に供給計画を提出することが義務付けられている。

小売電気事業者に義務付けられた供給能力の確保を達成する手段は、自社の販売需要に対し、自社電源による供給能力の確保に加え、卸電力市場や相対契約を活用した供給力確保がある。しかし、仮に発電事業者による電源の新設やリプレースが計画通りに進まない場合、小売事業者が卸電力市場を通じて調達可

能な供給力が十分に確保されない事態も想定され、最悪の場合は電力系統全体で供給力不足に至る可能性もありうる。2016年に提出された供給計画では、多数の小売電気事業者が中長期の供給力を「調達先未定」と計画している。そのため、広域機関が公表した「平成28年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」<sup>4</sup>では、将来的に供給力不足が発生することへの懸念が示されている。

### 2.2 自然変動電源の供給能力評価

電力システム改革以前から、アデカシー確保に必要な供給力は、過去の需要実績（各月最大3日平均需要等）を参考にLOLP<sup>5</sup>解析やEPA法<sup>6</sup>などを用いて検討が進められてきた。これらの手法では、メンテナンスなどの時期を調整することで最大需要時に発電可能な状態である確率を極めて高く保てることと想定するため、火力発電のような給電指令（dispatch）可能な電源は、その電源の定格出力が供給力として評価されてきた。また、季節別に発電量は変化するものの、貯蔵が可能な水力発電は、過去の発電量（原則として至近30年）の実績を参考に、定格出力の一定割合が供給力として認められている。自然変動電源（太陽光発電、風力発電）は、発電出力が気象条件に影響されるため需要追従はできないものの、時間帯・季節によっては一定水準の発電出力

<sup>4</sup> [https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/files/pressrelease\\_0629\\_kyoukei\\_bessi2.pdf](https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/files/pressrelease_0629_kyoukei_bessi2.pdf)

<sup>5</sup> loss of load probability：供給信頼度の表現方法のひとつで、わが国では、見込不足日数とも言われる。見込不足日数は、供給不足日数の期待値を表したもので、最大需要電力持続曲線、系統内の総合された供給力減少量とその発生確率から求められる。例えば、夏季最大需要月（8月）の毎日の需要を模擬した需要供給曲線に対し、需要変動や供給力減少量（出水変動や電源の計画外停止など）等の需給変動下において停電が発生する（供給力が需要を下回る）日数を不足日数とする [9]。

<sup>6</sup> 経済企画庁（EPA）が開発した手法。過去の需要実績から、季節変動成分、不規則変動成分、趨勢的傾向要素成分、循環変動成分を求め、持続的需要変動対応分に対応するために必要な予備力を算出する手法。

<sup>3</sup> 料金が著しく変動して消費者に悪影響を及ぼさないよう、競争の進展が確認され需要家の利益を阻害しないと判断されるまで、経過措置を実施することとなっている。わが国の料金制度の特徴をふまえた、規制料金の撤廃判断における留意点や課題については文献 [8] を参考。

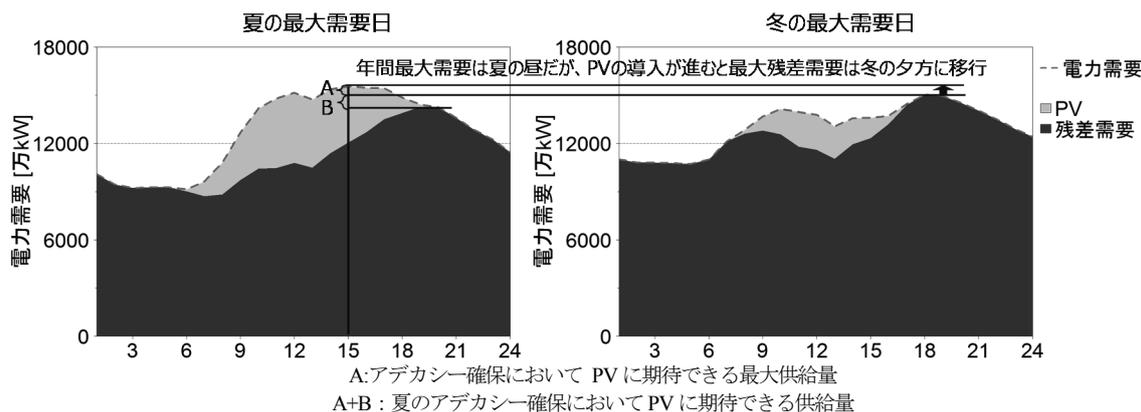


図1 2030年の需要予測と6,000万kWのPVが導入された場合の残差需要

は期待できる。そのため、自然変動電源の供給力は、一般送配電事業者が指定する時刻における発電実績の下位5日平均値により評価することとされてきた[10]。

期待出力が昼間のある時間帯に集中する太陽光発電（Photovoltaics, 以下PV）等と、給電指令可能な電源の供給力評価の大きな違いは、PV等の供給力は設備容量でなく最大需要の時間帯と残差需要<sup>7</sup>に依存することである。夏の最大需要日は冷房需要が増加する夏の猛暑日の昼に発生し、冬の最大需要日は暖房需要と照明需要が増加する夕方に発生する。昼間に発電出力が集中するPVが夏期の最大需要発生時の従来電源の発電量を代替する効果を持つことから、年間最大需要が夏に発生するわが国では、PVは供給力として評価されてきた。しかし、PVの導入が進むと、PVの出力を差し引いた最大残差需要は、図1のように冬の夕方に移行することとなる。残差需要に対しては、PV以外の電源で供給力を確保する必要がある。そのため、最大残差需要が冬に移行してから導入されるPVには、その他の電源を削減する効果はなく、追加的な供給能力は評価できないこととなる。

PV出力の想定と過去の需要実績を使用した文献[11]の最大残差需要の分析によると、わ

が国ではPVが1,695万kW導入された時点で最大残差需要は夏の16時に移り、4,873万kW導入されると冬の16時となるとしている。また、文献[12]は、東日本大震災以降、2013～2015年におけるPVによる最大電力需要の削減効果を分析しており、PVによる最大需要の削減効果が期待できる（最大残差需要が日没後等の時間帯に移行するまで）のは導入量が約900～2,900万kWまでと推計している。2016年4月末時点でわが国では3,300万kW導入されているため、これ以上の導入による最大電力需要の削減効果はあまり期待できないこととなる。

東日本大震災後、夏の最大需要は増加しておらず、広域機関は2025年の全国最大の夏の最大需要を、2010年比919万kW減の1億6,541万kWと想定している[13]。その一方で、北海道と東北の冬の最大需要は2010年比でそれぞれ6万kW、60万kWと伸びている。今後も、冬の最大需要が夏の最大需要を上回るペースで伸びると、PVがアデカシー確保に貢献できる供給能力は低下していくこととなる。自然変動電源を含めた中長期的なアデカシー確保を検討する際には、冬の夕方の時間帯等における分析も重要となる。

今後、DRなどITの活用による供給力の提供が期待されているものの、大半の供給力は引き続き給電指令可能な電源に依存すること

<sup>7</sup> 電力需要から自然変動電源の出力を差し引いた需要。

が想定される。次節では、アデカシー確保に不可欠な供給指令可能な火力電源が、電力システム改革と自然変動電源の導入により、どのような影響を受けるかについて説明する。

### 2.3 競争的電力市場下における火力電源の費用回収

系統内では商品として同質である電力は、理論的には、完全競争下では発電単価を基準に競争が行われることとなる。また、電力は貯蔵できないという特性があるため、電源増強を考慮しない期間（週間や日間などの短期）では、発電事業者が卸電力市場へ入札する販売希望価格は、収益最大化の観点から短期限界費用（運転にかかわる増分費用≒増分燃料費）に基づき算定される。卸電力市場運用者は、メリットオーダーに従い各売電入札に基づき作成した市場全体の供給曲線と買電入札に基づき作成した需要曲線の交点から市場価格と市場取引量を決定する。この様な競争市場環境下では、発電事業者は、短期限界費用によって形成される卸電力市場（kWh 市場 = energy only market）での販売電力収入により、可変費（燃料費・起動費）・固定費（運転維持費・資本費）を含む総発電費用を回収するという考え方が基本となる。

卸電力市場からの販売電力収入により利益を得るには、少なくとも卸電力価格が平均燃料費用を上回る必要がある。図2に示すように、火力電源の短期限界費用は発電出力の増加とともに上昇するのに対し、平均燃料費用は発電出力の増加に伴い低下する。しかし、火力電源は、発電効率が定格出力で最高となるように設計されていることから、図2に示すように、火力電源の短期限界費用は常に平均燃料費用より低い。また、短期限界費用と平均燃料費用の差は部分負荷運転を行うほど広がるため、調整力を確保するために部分負荷運転を行う LNG コンバインドサイクル（以下、

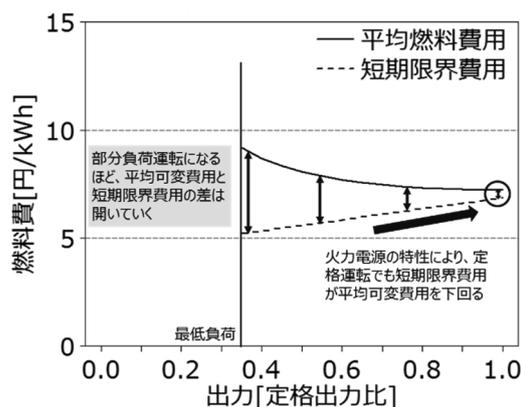


図2 一般的な火力電源の費用特性

LNGCC) などの機動力が高い電源は、卸電力市場価格が平均燃料費を下回るリスクが高くなってしまふこととなる。

発電事業者にとって、短期限界費用で取引される卸電力取引所の取引が唯一の発電収入であるとするならば、発電事業者は電源毎にみれば費用が未回収になるリスクを常に抱えていることとなる。つまり、卸電力市場価格の水準によっては、発電事業者は販売電力収入によって総発電費用を回収できない「ミッシングマネー問題」が生じる可能性がある [14]。さらに、短期限界費用が低く、優先給電ルールが適用される再エネが卸電力市場へ参入すると、火力電源が直面する費用回収問題はより悪化する。具体的には、給電指令可能な電源は、①メリットオーダーによる、卸電力市場価格の低下と②設備利用率低下による売電収入の低下、によって、ミッシングマネー問題を深刻化させる [12]。このように、電源の費用回収の不確実性が増大した状況では、中長期的にアデカシーの確保が難しくなることが懸念されている。

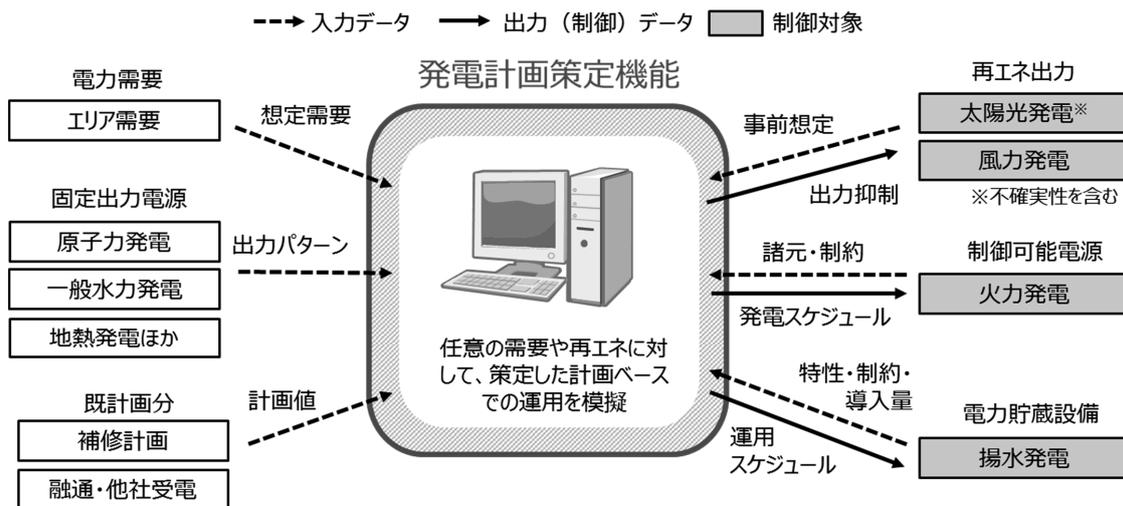


図3 需給運用シミュレータの基本構成（文献[1]を基に一部改変）

### 3. 分析ツールと長期需給見通しの想定

#### 3.1 需給運用シミュレータの概要

本稿の火力電源の収支の定量的分析は、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて行う。シミュレータの詳細は文献[1]及び本稿の補遺に記載しているため、本節では概要と基本設計のみについて述べる。

需給運用シミュレータは、需給バランスの維持や調整力確保など種々の制約条件の下で、最も経済的な電源の運転パターンと出力配分を求めるツールである。具体的に、需給運用シミュレータでは目的関数を総発電費用（燃料費＋起動費）とし、以下の制約を満足しつつ計画期間における発電費用の最小化を図る。

- 個別ユニット単位の考慮
- 電源ごとの起動停止費の考慮
- 部分負荷運転による発電効率低下の考慮
- 短・長周期変動に対する調整力・予備力の考慮
- 周波数維持を考慮した運用制約の考慮
- 再生エネルギー電源の優先給電の考慮

需給運用シミュレータによる発電計画は、スポット市場へ入札する発電計画に相当する

ものと考えている。想定需要や太陽光出力の予測誤差などを考慮した上で経済的な発電計画を策定する。前日の需給計画に相当し、リアルタイム運用は模擬していないことに留意されたい。ただし、揚水式水力の発電計画は、週間運用を基に策定している（図3）。

#### 3.2 長期エネルギー需給見通しの想定

本稿では、長期エネルギー需給見通しを参考に、2030年における電源を想定した上でアデカシー確保の評価を行っている。需要や風況などの地域特性を反映するため、わが国を5つの地域<sup>8</sup>に分割し、2030年におけるエリア別データを設定した。火力電源の構成は、需給見通しの発電量が実現可能となるよう、次のように想定した。まず、対象となる電源は、旧一般電気事業者と卸電気事業者が保持する電源と、特定規模電気事業者（PPS）の20万kW以上の火力電源とした。火力電源は45年で廃棄されるとし（石油は55年を想定）、2030年における残存電源（既存電源の中で2030年に廃棄されていない電源）を図4のように想定

<sup>8</sup> 北海道エリア、東北エリア、東京エリア、本四60エリア（中部エリア、北陸エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア）、九州エリアを指す。需給運用シミュレータの開発中に行った試算[15]では、地域間連系線を考慮していなかったため、東日本と西日本を分けて計算を行った。

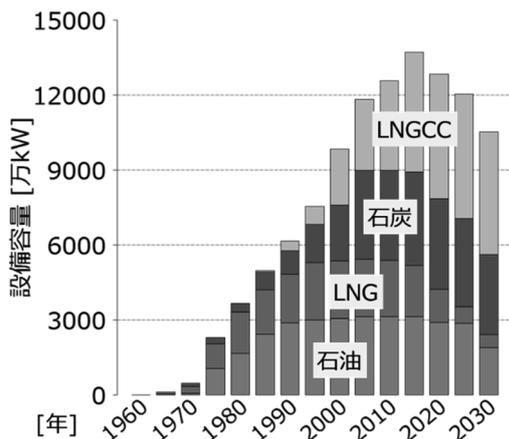


図4 2030年までの燃種別の残存電源

した。

石炭火力は、燃料費が低価であることから、設備利用率が高くなることが想定される。定期点検中となる2カ月を除きほぼフル稼働と想定すると、年間約80%の設備利用率となる。需給見通しの石炭火力の発電量は2,810億kWhであるため、2030年に必要となる石炭火力の電源容量は約4,000万kW (~2,810億kWh/8,760h/80%)となる。2030年における石炭火力の残存電源容量は3,645万kWとなるため、需給見通しを実現するためには約400万kWが新設・リプレースされる想定<sup>9</sup>をおき、2030年石炭火力の電源容量を4,042万kWとした。LNGCCは発電量当たりの二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の排出が少ないため、環境アセスメントに申請中の電源は計画通りに建設が進められると想定した。今回の計算における2030年の電源容量とユニット数を表1に示す。

火力の発電計画を策定する上で重要となる電源の熱効率は、次のように想定した。既存電源と詳細な計画が提出されている電源は、

<sup>9</sup> 旧一般電気事業者等が発表している供給計画と、2016年5月時点で環境アセスメントを開始し2020年までに運転開始を計画している電源は建設が進むとした。需給運用シミュレータの開発中に行った試算[15]では、廃棄される電源がリプレースされるという想定を置いたため、本計算の電源構成と大きく異なった条件であったことに注意されたい。

表1 2030年における火力電源

	ユニット数	定格出力 [万kW]
石炭火力	69	4,042
LNGCC	183	6,888
LNG火力	10	610
石油火力	42	1,891
合計	304	13,430

公開されている設計熱効率<sup>10</sup>を参考にした。計画段階で設計熱効率が公開されていない電源については、技術進歩を見込んだ上で、次のように熱効率を想定した。今後建設される石炭火力発電所は、超々臨界圧<sup>11</sup>相当となると想定し、2020年までに新設・リプレースされる電源は42% (発電端, 高位発熱量)、2020年から2030年の間に新設・リプレースされる電源は技術進歩を考慮し43% (発電端, 高位発熱量)とした。LNGCCも同様に、今後、最新鋭の電源の建設が主に進むと想定し、近年建設された電源を参考に、2020年までに新設・リプレースされる電源は53% (発電端, 高位発熱量)、2020年~2030年の間に新設・リプレースされる電源は技術進歩を考慮し54% (発電端, 高位発熱量)とした。

現在多くのLNG発電所は、LNG調達の契約条件等により、一定期間内に一定のLNGを消費する必要がある。しかし、2030年断面においてどのような契約が交わされているか、またどのような市場になっているかの想定は困難である。そこで、本計算では、2030年にはスポット市場等を活用して柔軟にLNGの必要量を確保できると想定し、燃料の使用に関する制約は設けないこととした。

需給見通しでは2013~2030年の実質経済成長年率の平均値を1.7%と想定しており、そ

<sup>10</sup> 電力会社のプレスリリース、環境影響評価方法書、電気新聞等の情報を参考とした。

<sup>11</sup> 2016年3月に公表された火力発電に係る判断基準WGの報告書[16]では、全体として超々臨界圧(Ultra Super Critical)相当の水準を目指すこととなっている。

れに伴い総発電電力量も1兆2,780億kWh程度に達するとしている。その一方で、トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上やBEMS・HEMSを利用した徹底的なエネルギー管理の実施などの省エネルギー政策により、需要の伸び率を17%抑えることを実現し総発電電力量を1兆653億kWhに抑える見通しとなっている。総発電電力量のうち、1,190億kWhはコージェネレーションの導入により供給される見通しとなっているため、系統電力需要は9,463億kWh(発電端)となる。エネルギー市場では、発電端ではなく送電端の電力量が取引されることとなる。そのため、需給運用シミュレータは、送電端の電力需要に対して発電計画を策定することとした。送電端での需要見通しは公表されていないため、過去の供給実績を参考に所内率を3.5%とし、送電端需要は9,132億kWhと本計算では想定した。

### 3.3 卸電力価格の想定

本稿で用いた需給運用シミュレータは、翌日の需要想定やPV出力の予測誤差などを考慮した上で、経済的な(発電費用を最小化した)発電計画を策定することに特徴がある。つまり、計算結果の発電計画は一日前市場(スポット市場)に入札する場合に検討される発電計画に近くなると想定される。そこで、本分析では、需給運用シミュレータの計算結果を参考にスポット市場の卸電力市場価格を算出し、その市場価格を用いて販売電力収入の分析を行うこととした。

わが国の卸電力取引所(以下、JEPX: Japan Electric Power Exchange)の取引ルールと同様に、本分析では、一日前市場の約定方式はシングルプライスオークション<sup>12</sup>とし、経済的発電計画を基本とし、メリットオーダーに従っ

て市場供給曲線は策定されることとした。市場は全国市場とし(沖縄を除く)、取引時間単位はJEPXのように30分単位ではなく、需給運用シミュレータの設定に合わせて一時間単位とした。全面プール市場を想定し(卸電力取引方式の詳細は[17]を参照)、各種火力電源の発電電力の全量が、短期限界費用に基づく入札価格によって一日前市場で取引されるものとした。つまり、メリットオーダーに基づき卸電力価格が確定されるため、稼働中の電源の中で短期限界費用が一番高い電源が卸電力価格を決定することとした。

なお、全国市場でシングルプライスオークションであるため、通常は全てのエリアで卸電力価格は同一価格となる。しかし、地域間の電力融通が、地域間連系線の運用容量などを超える可能性がある時間帯は、市場運営者による市場分断処理<sup>13</sup>がなされるものと想定した。地域間の電力融通量を最大限に使用している時間帯においては、その2つのエリアを境界に、複数の卸電力価格(エリアプライス)が形成されることとした。

その一方、現在、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合で進められている議論では、一般送配電事業者があらかじめ周波数制御・需給バランス調整のために常時待機する電源(電源I)を確保する制度が検討されている。そのため、周波数制御や需給調整の調整力が確保されている電源は、卸電力市場価格に関係なく稼働する必要がある。従って、今回の分析では、安定供給の維持のために調整力を確保している電源は市場対象外とし、その他の電源の中で一番高い入札価格(≡短期限界費用)が一日前市場価格となるものと仮定した。

<sup>12</sup>例えば約定価格よりも安い売値を入れた売り手も、高い買値を入れた買い手も、全員が約定価格で取引をする手法。

<sup>13</sup>全国大で売買を成立させた際に、連系線の送電混雑が生じる場合は、エリアごとに市場を分断してそれぞれ約定処理を行うこと。

### 3.4 火力電源の固定費の想定

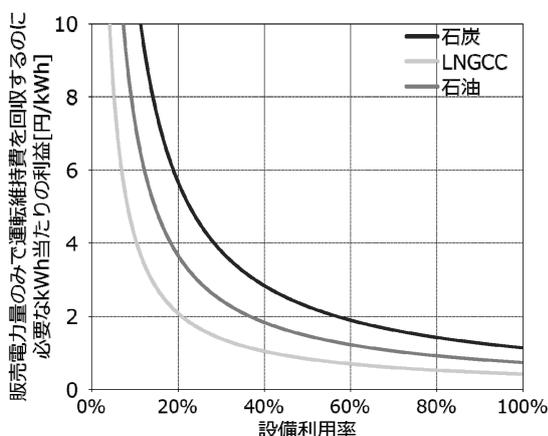
長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループにおける、電源別のモデルプラントにかかる資本費と運転維持費（人件費・修繕費・一般管理費など）を、表2にまとめる [18]。

これらデータを用い、石炭火力、LNGCC、石油火力が販売電力収入のみで可変費（燃料費と起動費）と運転維持費を回収しようとした場合に、販売 kWh 当たり必要となる利益（卸電力市場価格と平均燃料費用の差）を図5に示す。図5より、設備利用率の増加に伴い、販売 kWh 当たり必要となる利益は低下する様子が分かる。例えば、石炭火力の場合、設備利用率 40% で約 3 円 /kWh、設備利用率 80% で約 1.5 円 /kWh 程度の利益が必要となる。ただし、減価償却が終わっていない電源の場合、運転維持費に加え資本費の回収も必要となる。そのため、新規の電源建設を建設するとなると、図5よりさらに高い利益が確保できる見通しが必要となる。

表2 電源別資本費と運転維持費の想定

[円/kWh-年]	石炭	LNGCC	石油
運転維持費	9,940	3,650	6,420
資本費	10,820	5,190	8,650

注) 資本費は電源年数40年、割引率3%として算出



注) ここで利益は、卸電力市場価格と平均燃料費用の差。

図5 設備利用率と運転維持費を回収するのに必要なkWh当たりの利益の関係

## 4. アデカシー確保と市場適応電源の評価

### 4.1 シナリオ設定と分析手法

化石燃料価格は、ここ10年間で乱高下しており、産油国の国情など様々な要因から、今後も価格変動が予想される。そのため、将来の燃料価格は不確実性が高いため、政府資料 [7] の手法を参考に、World Energy Outlook 2016 のシナリオに基づき、表3に示す2通りの燃料価格シナリオを想定して感度分析を実施した。

電源の年間収支を検討するには、年間の発電計画を策定することが好ましい。しかし、計算時間の制約から8,760時間ではなく、各月における代表週<sup>14</sup>の週間発電計画を策定し、その週計画を1カ月分の結果として、年間収支を計算した。

電源にかかる費用は、燃料費、起動費、運転維持費、資本費の4種類を想定した。可変費は、需給運用シミュレータで求めた発電計画の結果から、各電源の熱効率と運転パターンを参考に算定し、固定費（運転維持費と資本費）は、発電コスト検証WGのデータ [18] を参考にした（表2）。

電源の収入は販売電力収入のみとし、需給運用シミュレータの結果から、式(3)を用いて電源のkW当たりの収支を計算する。

$$\text{kW 当たりの収支} : \{ (\text{販売電力収入}) - (\text{可変費} + \text{固定費}) \} / \text{電源容量} \quad (3)$$

表3 燃料価格の想定

シナリオ	450シナリオ	新政策シナリオ
石炭	8,748円/t	10,728円/t
LNG	61,807円/t	68,116円/t
石油	9,790円/bbl	12,650円/bbl

<sup>14</sup> 各月において、年末年始やGWなど特殊軽負荷時を含まない週。

上記の項目に基づき、競争市場化での発電事業者の収支の分析を、次の順番で進める。まず、販売電力収入で発電費と固定費を確保できる市場適応電源と、確保できない市場退出・不参入懸念電源<sup>15</sup>の評価を燃種別に行い、その次に系統電源全体としての市場適応電源について分析する。これらの分析結果を踏まえて、アデカシー確保のために重要となる制度設計について考察を行う。

#### 4.2 燃種別年間収支評価

燃料費が安い石炭火力は、短期限界費用が安くメリットオーダーでの優先度が高くなるため、ほぼフル稼働で運転する。そのため、新規と既存の石炭火力の販売電力収支に大きな差はなく、資本費以外の費用・収入項目は同等になるという結果となった。その一方、LNGCCは新規の販売電力収入が既存の約2倍(450シナリオ：1.66 vs. 3.01万円/kW、新政策シナリオ：1.71 vs. 3.07万円/kW)と、大きな差が生じる。これは、新規のLNGCCは効率改善により短期限界費用が既存より低くなるため、市場で落札される時間帯が増え、設備利用率の改善につながっていることを示す。2通りの燃料価格シナリオにおける、石炭火力とLNGCCの新規・既存の電源容量(kW)当りの収支を図6に示す。

既存石炭火力は、年間を通じて利益を確保しており、競争市場環境下でも電源維持の可能性が高いという結果になった。ただし、2通りの燃料シナリオにおいて、新規石炭火力は可変費と運転維持費は回収できるものの、資本費の回収は進まない。今回の燃料シナリオのように、石炭とLNGの燃料価格の差が大きく広がらない場合、石炭火力の市場参入は停滞することが懸念される結果となった。

既存・新規LNGCCは両燃料価格シナリオに

<sup>15</sup> 販売電力収入では、発電費用や維持費を回収できないため、閉鎖が懸念される電源。

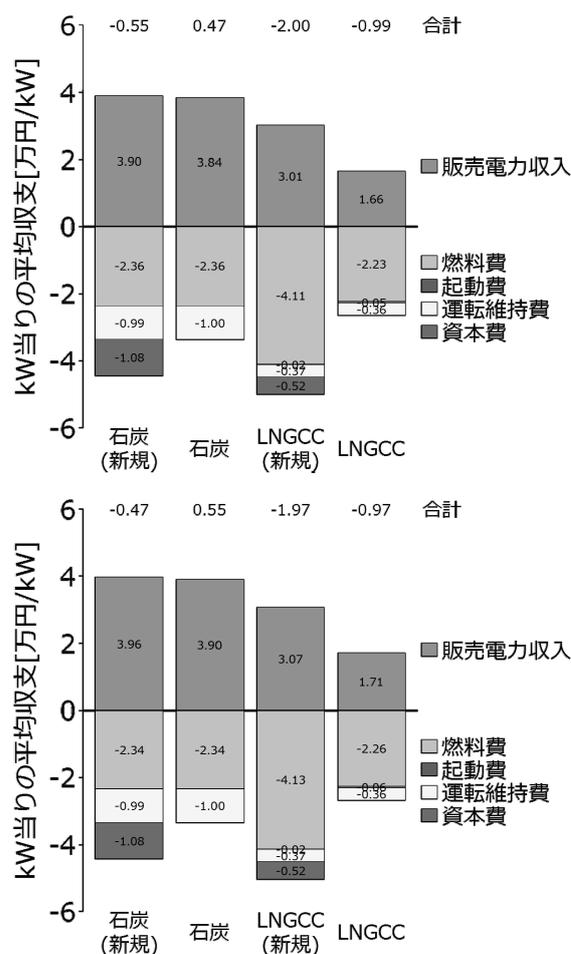


図6 燃種別kW当たりの収支  
(上：450シナリオ、下：新政策シナリオ)

において、発電費用だけでなく燃料費すら回収できず、市場退出・不参入懸念電源という結果となった。これは、短期限界費用で入札を行う市場において、限界プラントとなる燃種の電源が販売電力から収入を得ることが困難なことを示している。新規のLNGCCは53%～54%(発電端、高位発熱量)と高水準の発電効率を想定しているため、既存のLNGCCより稼働率が高くなり、販売電力収入も高くなる。その一方、LNGCCは応答速度が速いため、稼働中のLNGCCは調整力を確保するために部分負荷運転を行う時間が多く、効率が低下した状態での発電時間が増える(火力電源の応答速度については補.1を参照)。部分負荷運転時は、平均燃料費用と短期限界費用の差が広

がるため、卸電力価格での収入から利益が出せる可能性が減少し、時間によっては燃料費も回収できず赤字運転になってしまうことがある。そのため、新規 LNGCC のように一定の稼働率を保ち販売電力収入が増加したとしても、稼働時間に伴って利益は増えず、資本費が回収できないという結果となった。

#### 4.3 市場適応電源の評価

電源毎の年間 kW 当たりの収支を分類した結果を図 7 に示す。年間収支が黒字になる市場適応電源の合計は、約 4,000 万 kW 程度となり、長期固定電源（原子力や一般水力など）の発電出力を足すと、約 7,000 万 kW の供給力が確保できる結果となった。市場適応電源は資本費のかからない既存石炭火力のみとなり新設石炭火力は次に競争力があるものの、全ての電源が赤字運転を行う結果となった。既存・新規 LNGCC と石油火力も既存石炭火力と同じく、販売電力収入だけでは総発電費用を補うことができず、市場退出・不参入懸念

電源となった。特に、資本費の改修も求められる新規 LNGCC の収支見通しは厳しく、アデカシーと調整力確保に重要な電源であるにも関わらず、卸電力市場ではその価値が反映されないという結果となった。費用回収が困難となった新設の石炭、既存・新設の LNGCC、LNG 火力、石油火力は、合計で約 1 億 kW に上る。

今回の分析で用いた需要想定では、2030 年の全国の最大残差需要は、1 億 5,024 万 kW となり、冬季の夕方に発生する<sup>16</sup>。アデカシー確保のために必要となる予備力を 8% と想定すると、アデカシー確保に必要な供給力は 1 億 6,226 万 kW となる。つまり、販売電力収入のみの収入の場合、アデカシー確保に必要な容量の約 60% が市場退出・不参入電源になるという結果となった。今回の火力電源の収支結果を参考に、アデカシー確保のために供給能力に対して対価を払うこと想定した場合、kW 当たり必要となる費用は、450 シナリオで 19,899 円/kW、新政策シナリオで 18,954 円/kW となった（図 7）。

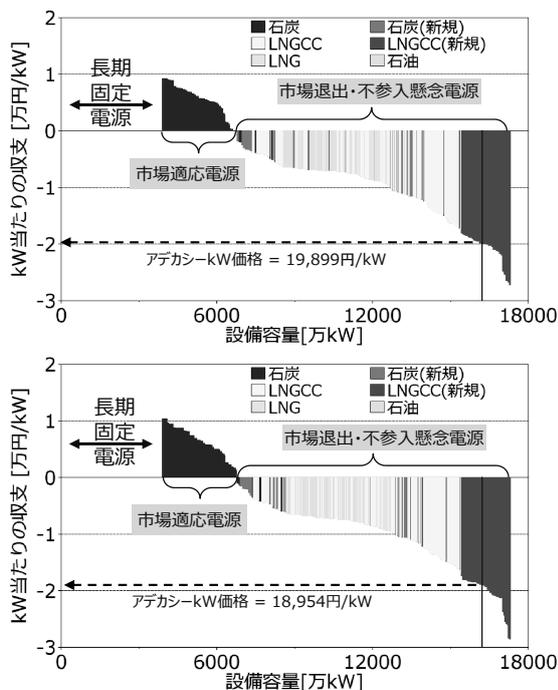


図7 電源ごとの収支と市場適応電源  
(上：450シナリオ、下：新政策シナリオ)

#### 4.4 アデカシー確保についての考察

わが国を含む多くの国では、自然変動電源の大量導入が計画されており、販売電力収入が不安定になり、新設電源への投資リスクは高くなる一方である。ただし、わが国では、2016年4月1日までは旧一般電気事業者が安定供給義務に従って電源を確保していたため、小売り全面自由化後直ちに、供給力不足に陥るような事態が生じる可能性は低いと思われる。その一方、今回想定した2通りの燃料価格シナリオの結果では、短期限界費用で卸電量市場に投入した場合、既存石炭火力は卸電

<sup>16</sup>年間最大電力需要は夏の昼間に発生するが、その需要は冬季の夕方と約 500 万 kW しか差がない。2030 年には 6350 万 kW の PV 設備が導入されている想定となっている。最大需要時の出力は PV の電源容量の 7.9% (500/6350) を超えること想定し、最大差引需要で分析を行うこととした。

力市場の電力販売収入から発電費用を回収できるものの、LNGCC・LNG火力・石油火力は総発電費用の回収が困難になることが明らかになった。電源の建設期間は長期に及ぶことを考慮すると、系統信頼度の低下を避けるためにも、発電事業者等の投資回収の予見性を高めることが、アデカシー確保には重要となる。卸電力価格が低下していくような状況下においても、小売電気事業者が供給義務を果たし、系統の安定供給に必要なアデカシーを確保するためには、供給力不足に陥る前に、適切な価格シグナルが働く卸電力市場の設立など、確実な電源の新設を担保するような新たな制度設計が必要である。

意図的な価格スパイク等により、既存電源の維持を確保するような制度を導入している例もある。米国のERCOT (The Electric Reliability Council of Texas) では、希少性の価値が反映されにくい課題を克服するため、需給逼迫時に意図的に価格スパイクを発生させる方策を2014年6月より導入している。この制度では、需給逼迫時など予備力が低下した際に、事前に定められたORDC (Operating Reserve Demand Curve) により、約定価格に追加的価値を加算する。ORDCは、需給逼迫時に市場価格に追加的価値が加算される、米国のISO New Englandで電源維持のために導入されているRCPFs (Reserve Constraint Penalty Factors) に似ているが、ORDCは希少性が生じた時だけでなく、全ての時間帯において適用されるという大きな違いがある。予備力に余裕がある場合は支払い額は少なくなるものの、年間を通じての収入が期待できることと、待機予備力に対しても支払われることから、ORDCによってアデカシー確保が可能との意見はある[19]。しかし、卸電力市場やアンシラリーサービスの価格シグナルのみで電源の新設を促すには、消費者や政策立案者が許容できないほどの、価格変動、供給力不足、信頼

度の低下を受け入れる必要があるという指摘もされている[20]。

そのため、アデカシー確保のためには、卸電力市場での販売電力収入だけでなく、供給力に対しての対価を支払う仕組み(容量メカニズム等)や、長期にわたり収入を確保できるような相対契約などが重要となる。欧州委員会でも、既に容量メカニズムを導入している11か国では、一定の市場・規制の失敗がみられることから、2016年の4月に発表された「容量メカニズムに関する中間報告書」[3]で、将来的にアデカシー不足の懸念があることは理解できるとしている。ただし、容量メカニズムは制度によっては国家補助になる可能性は否定しておらず、引き続き再エネを自立させ電力市場への統合や、デマンドレスポンスと国際連系線の活用などから、容量メカニズムに頼らずにアデカシー確保を検討することを推奨している(欧州委員会の容量メカニズムの導入の基準などについては文献[21]を参照)。

わが国でも、アデカシー確保のために必要な電源の種類(新規・既存、燃種)は、卸電力価格、需要、エネルギー政策など様々な要因に影響を受けることとなる。また、容量メカニズムの対象とする電源の設定により、アデカシー確保必要額は大きく異なる。そのため、電源間の公平性を保つためにも、電力システム改革貫徹のための政策小委員会で検討が進められている、ベースロード電源市場と非化石価値取引市場や調整力公募等で評価される電力の追加的価値も考慮しながら、アデカシー維持の状況に応じて必要となる支援の設定が可能な制度設計を目指すべきである。

## 5. 結論と今後の課題

今回の分析では、燃料費と起動費を最小化する需給運用シミュレータを活用し、前日段階における発電計画を策定し、卸電力市場で

の販売電力収入を想定したアデカシー確保の分析を行った。その結果、kWh市場のみからの販売電力収入では、短期限界費用が高いLNGCC等の火力電源の費用回収が困難になるため、既存の電源は市場退出が懸念され、新規電源への投資が鈍化することが示された。

今回想定した2通りの燃料価格シナリオでは、電力販売収入から燃料費と固定費を回収できた電源はほぼ石炭火力のみとなり、市場適応電源は3,000万kW程度に留まる結果となった。2030年の最大需要は1億5,000万kWを超えることが想定されているため、需給見通しもアデカシー確保も達成するには、電源の投資回収の確実性を高める容量メカニズム等の制度を早急に導入し、電源へ投資（リプレースや新設）が行われるような体制を整えることが重要である。給電指令可能な電源は、供給力だけでなく系統運用に不可欠な需給調整力を確保できる重要な電源である。電源の建設期間は長期に及ぶことも考慮すると、電源への投資が鈍化してしまう空白期間をなくし、アデカシー確保の施策を早期に導入するべきである。

本稿では、販売電力収入のみで電源が評価された場合に生じるアデカシー確保の評価を行い、アデカシーの確保に必要なkW価値を評価した。しかし、給電指令可能な電源は、供給力だけでなく、調整力を確保できるという価値もある。今後は、均等化発電原価(LCOE)のように発電量を中心に行われている電源価値評価ではなく、供給能力や調整力の価値も考慮した上で、定量的に電源を評価する手法の検討を行う。

#### 【参考文献】

- [1] 渡邊勇, 佐賀井重雄, 所健一, 小松秀徳, 比護貴之 (2014)「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発」, 電力中央研究所報告 R13013.
- [2] Newell Samuel, Spees Kathleen, Pfeifenberger Johannes, Mudge Robert, DeLucia Michael, Carlton Robert (2012) "ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy," The Brattle Group.
- [3] European Commission (2016) Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms.
- [4] Joskow Paul L. (2006) "Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies," Oxford, Elsevier: 1-32.
- [5] 服部徹 (2015)「欧米における容量市場の制度設計の課題」, 電力システム改革と再生可能エネルギー, 日本評論社.
- [6] 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 4 月 2 日.
- [7] 長期エネルギー需給見通し小委員会 (2015)「長期エネルギー需給見通し関連資料」, 平成 27 年 7 月 16 日.
- [8] 後藤久典 (2016)「電力小売全面自由化後の規制料金の撤廃判断のあり方—海外事例調査およびわが国市場環境をふまえた検討—」, 電力中央研究所報告 Y15019.
- [9] 調整力等に関する委員会 (2015)「これまでの供給予備力の考え方について」, 平成 27 年 4 月 30 日.
- [10] 電力・ガス事業部 (2016)「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」, 経済産業省.
- [11] 齋藤経史, 花田真一, 大橋弘 (2014)「太陽光発電の大規模導入に関するシミュレーション分析」, CIRJE-J-258, 日本経済国際共同研究センター.
- [12] 朝野賢司, 岡田健司, 永井雄宇, 丸山真弘 (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.
- [13] 電力広域的運営推進機関 (2016)「全国及び供給区域ごとの需要想定詳細一覧」, 平成 28 年 1 月 29 日.
- [14] 山本隆三, 戸田直樹 (2013)「電力市場が電力不足を招く, missing money 問題 (固定費回収不足問題) にどう取り組むか」, IEEI Discussion Paper.
- [15] 永井雄宇, 渡邊勇, 朝野賢司, 岡田健司, 古澤健 (2016)「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」, 電力中央研究所ディスカッションペーパー SERC16001.
- [16] 省エネルギー小委員会 (2016)「火力発電に係る判断基準ワーキンググループ報告書」, 平成 28 年 3 月 29 日.
- [17] 岡田健司, 永井雄宇 (2017)「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」, 電力経済研究第 64 号.
- [18] 発電コスト検証ワーキンググループ (2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 各電源の諸元一覧」, 平成 27 年 5 月 26 日.
- [19] Hogan W. William, ERCOT Staff (2013) "Back Cast of Interim Solution B+ to Improve Real-Time Scarcity Pricing," Electric Reliability Council of Texas.
- [20] Besser Janet Gail, Farr John G., Tierney Susan F. (2002)

"The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design," The Electricity Journal 15(7): 53-62.

- [21] 丸山真弘 (2017)「欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察—域内エネルギー市場での競争との両立性確保の観点から—」, 電力経済研究第64号.
- [22] 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会 (2001)「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」, 電気学会.
- [23] 関根泰次 (1976)「電力系統工学」, 電気書院.
- [24] 電力系統の需給制御技術調査専門委員会 (1989)「電気学会技術報告(II部)第302号」, 電気学会.
- [25] 永田真幸 (2012)「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価—系統電源利用率改善の観点からの評価手法の提案—」, 電力中央研究所報告 R11013.
- [26] 発電コスト検証ワーキンググループ (2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 参考資料」, 平成 27 年 5 月 26 日.

## 補.1 火力電源の諸元・特性

火力電源は、定格出力時が最高効率となるように設計されており、定格出力に近づくにつれて発電効率が上昇していく(補図 1)。経済性を考慮し、定格出力近辺の出力帯は発電効率の低下を抑える特性を持つことが多く、発電効率の改善率(Δ発電効率/Δ出力)は、通常定格出力に近づくほど低下していく。

燃料消費量は、発電効率の逆数と出力の積になるため、右上がりの単調増加曲線となる。この特性は、式(1)のような二次曲線として扱われることが多い[23]。

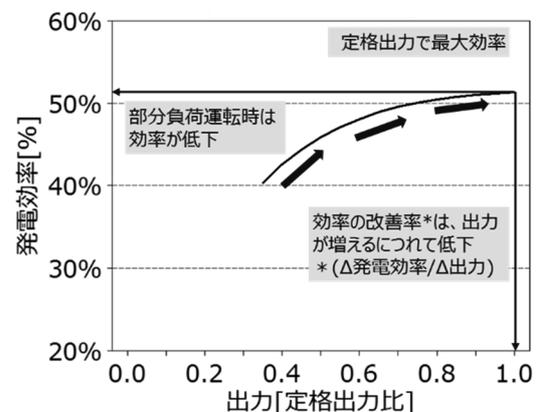
出力( $P$ )に対する燃料費( $F$ ):

$$F = aP^2 + bP + c \quad (1)$$

卸電力市場の入札基準となる短期限界費用は増分燃料費に当たるため、式(1)の微分となり、式(2)のような一次式で表すことができる。

$$\frac{dF}{dP} = 2aP + b \quad (2)$$

火力電源の応答速度特性は、使用する燃料や設備設計によって大きく異なる。一般的に、石炭のような固体燃料より液体燃料のほうが出力変化速度は速く、天然ガスは更に速くな



補図 1 LNGCC電源の出力による発電効率の変化例 (文献[22]を基に著者が作成)

る。また、出力変化速度は応答時間と正の相関関係にある。そのため、LFC（負荷周波数制御）調整力が必要な場合は、応答速度の速いLNGCCが調整力を確保することが多くなる。

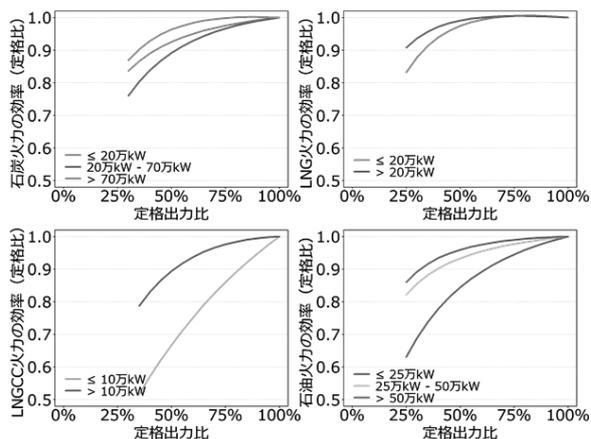
実際の応答速度は複雑となっており、同じ燃種でもボイラの形式、同じ電源であっても運転状態により、応答速度は異なる。本稿では、電気学会の報告書[24]の火力機の起動停止パターン例を参考に、応答速度を燃種ごとに補表1のように想定した。各燃種における所内率は、発電コスト検証WGのモデルプラントの数値[18]を参考にした。

火力電源の特性は設備を構成する各機器の設計に大きく依存し、燃種や定格容量のみから想定をすることは難しい。そこで、今回は電気学会の電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会のデータ[22]で公開されている燃種別・定格別発電特性を参考に補図2のように想定した。

火力設備は、一度運転を停止してから再起動するために設備を温める必要があるため、追加的な費用がかかる。その費用は停止時間や燃種や設備によって異なり、石炭火力のようにベース運転を基準としている電源は高くなる傾向がある。本計算における起動費は、文献[25]と発電コスト検証ワーキンググループのデータ[26]を参考に、補表1のように想定した。

補表 1 燃種・定格出力別の起動費の想定

燃種	定格出力 [万kW]	起動費 [万円]
石炭	< 35.0	160
	35.0-60.0	501
	60.0-85.0	728
	> 85.0	1500
LNGCC	< 17.5	104
	17.5-37.5	120
	37.5-57.5	247
	57.5-75.0	321
	> 75.0	420
LNG	< 35.0	66
	35.0-60.0	229
	60.0-85.0	337
	> 85.0	500
石油	< 37.5	800
	37.5-60.0	1264
	> 60.0	1635



補図 2 燃種別の部分負荷発電効率の変化

## 補.2 発電計画策定計算の進め方

需給運用シミュレータによる計算は、前日市場を想定しているため、再エネの発電出力や需要量は、前日段階での予測値を参考に、前日における経済的な発電計画を策定する。地域間の電力融通や各種需給運用条件を考慮した全国発電計画を求めるには、膨大な計算を必要とするため、日間発電計画は次のように2段階に分けて策定した(補図3)。

ステップ1: FC潮流計画の策定: 経済性を最優先した全国市場(沖縄は除く)を想定し、LFC調整力や運転予備力は考慮せず、燃料費と起動費が最小となる発電計画を策定する。ただし、周波数変換装置(FC)の制約(210万kW)と再エネの優先給電は考慮したうえで、費用最小化の計算を行う。

ステップ2: 東日本と西日本内の発電計画の策定: ステップ1のFC潮流計画を外生的に与え、以下のように東日本と西日本内の主なエリア間の電力融通制約を考慮し、LFC調整力と運転予備力も考慮し各エリアの発電計画を策定する。

ステップ2a) 東日本エリア内の2つの主な連系地点(北海道本州間連系設備、東北東京間連系線)を考慮し、3つのエリア(北海道、東北、東京)の発電計画を策定する。

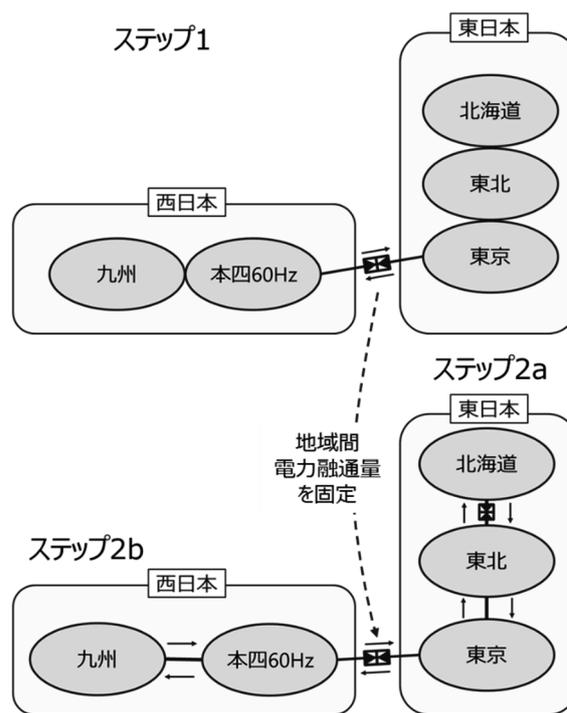
ステップ2b) 西日本エリア内の主な連系地点(中国九州間連系線)を考慮し、2つのエリア(本四60Hz<sup>17</sup>、九州)の発電計画を策定する。

永井 雄宇(ながい ゆう)

電力中央研究所 社会経済研究所

岡田 健司(おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所



補図3 本研究における発電計画策定の進め方

<sup>17</sup>中部エリア, 北陸エリア, 関西エリア, 中国エリア, 四国エリアを指す。

# 欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察

— 域内エネルギー市場での競争との両立性確保の観点から —

An Observation of the Proposal of Regulation for Capacity Mechanisms

by the European Commission

— from a viewpoint of compatibility with Competition in the Internal Energy Market —

キーワード：容量メカニズム，欧州委員会，制度提案，域内市場，EU 法

丸 山 真 弘

本稿では、欧州委員会が2016年11月30日に提案した、容量メカニズムの導入基準や手続を定める欧州連合(EU)規則の改定案について検討する。自然変動電源の卸電力市場への大量投入に伴い、火力発電等の柔軟性のある電源が退出を迫られ、アデカシーに対する懸念が生じるとして、容量メカニズムの導入を図る動きがEU加盟国の中に見られる。EU域内の統一されたエネルギー市場における競争促進を通じ、安価で安定的な電力供給の確保を目指す欧州委は、加盟国が独自の立場から、域内市場との整合性のない容量メカニズムの導入を避けるため、EU大でのアデカシー評価の結果、アデカシー確保に対する残余の懸念がある場合に限り、他の加盟国にも開かれた形で容量メカニズムを導入することを認めるという考えに基づき、本改定案を策定した。これに対しては、加盟国の政治的思惑に加え、EU条約が加盟国に認める「エネルギーミックスを定める権利」との関係からも問題が指摘されており、改定案の草案から正式決定までにも「揺り戻し」が見られる。また、最終段階で盛り込まれた「容量メカニズムの対象となる発電設備のCO<sub>2</sub>排出原単位に制約を課す」規定についても、様々な議論が予想される。

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. はじめに</li> <li>2. 規則提案に至る経緯             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 Energy Union 構想と今回の文書パッケージの位置づけ</li> <li>2.2 欧州のエネルギー政策の中での容量メカニズムの位置づけ</li> </ol> </li> <li>3. 競争法による規制との関係             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 国家補助規制とは</li> <li>3.2 容量メカニズムへの国家補助規制の適用</li> <li>3.3 具体例</li> </ol> </li> <li>4. 提案された規則の内容             <ol style="list-style-type: none"> <li>4.1 資源のアデカシーに関する加盟国での評価と対応 (第18条)</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>4.2 欧州大の資源アデカシー評価 (第19条)</li> <li>4.3 信頼度基準 (第20条)</li> <li>4.4 国境を越えた容量メカニズムへの参加 (第21条)</li> <li>4.5 承認の手続 (第22条)</li> <li>4.6 容量メカニズムの制度設計における原則 (第23条)</li> <li>4.7 既存の容量メカニズムの取扱 (第24条)</li> <li>5. 本提案の持つ意味と今後の動き             <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1 提案の位置づけ</li> <li>5.2 今後の動き</li> <li>5.3 わが国へのインプリケーション</li> </ol> </li> </ol> |
|--|--|

## 1. はじめに

欧州委員会 (European Commission : 以下「欧州委」) は、2016年11月30日に、“Clean Energy for All Europeans” と題する文書パッケージ<sup>1</sup>を発表した。

このパッケージ (2016 Winter Package) は、欧州委が2015年から進めている Energy Union 構想の具体化に向けた制度見直しの提案であり、再生可能エネルギーに対する支援やエネルギーの効率的利用、最終需要家の保護などに関し、既存の規則や指令に対する見直しや、

<sup>1</sup> 提案された文書の全体像については、補表1を参照。また、

本稿にて言及する法令・文書の関係については、補図1を参照。

新規の規則や指令の制定の提案が行われている。そのうち、2009年の第3次エネルギーパッケージで改定された、越境電力取引のためのネットワークへのアクセス条件に関する規則<sup>2</sup>の見直しの一環として、欧州委は、加盟国が容量メカニズムを導入する際に考慮しなければならない基準や、導入のための手続き等についての原則を設けることを提案[17]している（以下「規則改定案」）。

太陽光や風力などに代表される、自然変動電源（Variable Renewable Energy：以下「VRE」）である再生可能エネルギー電源が増大し、卸電力市場に投入されることにより、本来はこれらVREのバックアップとしての役割を持つ、火力等の柔軟性を持つ電源が市場から「追いつかれる」ことから、欧州各国では、今後の供給力（アデカシー）を確保する手段として、容量メカニズムを導入する動きが進んでいる。しかし、市場を自由化し、全ての電源が平らな土俵（level playing field）の上で公正に競争を行うことを眼目とする電気事業の制度改革の立場からは、再生可能エネルギーに対する支援策と同様、容量メカニズムも、メカニズムを通じて実際に支援を受けることになった特定の電源を他の電源よりも有利に扱う（えこひいきする）ものであり、相互の調整が必要となる。しかも、欧州においては、域内の人・物・サービス・資本の自由な移動を保証するという大目的の下、電力・ガスといったエネルギーについても、域内の市場を統合化しようという動きが進められている。Energy Union構想もその一環であり、個々の国々で異なる容量メカニズムの制度が乱立することは、このような統合の動きを妨げるという意味でも問題となる。なお、アデカシー確保の必要性や容量メカニズムに関する一般的な考え方について

<sup>2</sup> REGULATION (EC) No 714/2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003, OJ L211/15 (2009.08.14)

は[29]を参照。

本稿では、欧州連合（European Union：以下「EU<sup>3</sup>」）のエネルギー政策の動きを踏まえつつ、今回の提案に至るまでの経緯や、EU競争法（国家補助規則）に基づく容量メカニズムの規制に関する動きと今回の提案との関係を概観する。そして、EUがこれまで目指して来た、「域内のエネルギー市場の統合と、そこでの競争性の確保」という動きと、「エネルギーミックスを定める権限は、EUではなく各加盟国が保有する」という考え方との相互関係の視点を踏まえつつ、提案された規則の内容を検討する。その上で、この提案が持つ意味や今後の動向、さらに日本へのインプリケーションについて考察する。

## 2. 規則提案に至る経緯

### 2.1 Energy Union構想と今回の文書パッケージの位置づけ

Energy Union構想は、2014年11月に発足したJean-Claude Juncker委員長が率いる新しい欧州委の重要政策課題の一つとして、2015年2月にその形成に向けた枠組みとロードマップを示した文書[10]として発表された。その後、2015年11月（進捗状況の評価とロードマップの改定[14]等の文書パッケージ<sup>4</sup>）、2016年2月（持続可能なエネルギーセキュリティ確保のための文書パッケージ<sup>5</sup>）、さらに今回の文書パッケージという形で、構想の具体化が進められている。

<sup>3</sup> 本稿においては、特に区別をする必要がない限り、EUの前身である、欧州経済共同体（European Economic Community：EEC）や欧州共同体（European Community：EC）の時代の説明においても、EECあるいはECという表記を行わず、EUと表記する。

<sup>4</sup> 提案された文書の全体像については、欧州委のWebページ（[http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate/state-energy-union\\_en/](http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate/state-energy-union_en/)）を参照。

<sup>5</sup> 提案された文書の全体像については、欧州委のWebページ（<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-gas-and-heating-and-cooling-strategy/>）を参照。

現在の構想では、「安価なエネルギー」の「安定的な供給」を「持続可能性ある形で」保障するという EU エネルギー政策の実現のために、

- セキュリティ、連帯と信頼
- 完全に統合された域内エネルギー市場
- エネルギーの効率化
- 温暖化対策：経済の脱炭素化
- 研究、イノベーションと競争性の確保

という5つの柱を掲げている。そして、必要な EU 法の新設・改廃等を通じて、現在の欧州委の任期が満了する2019年までに Energy Union の完成を図るとしている [32]。

## 2.2 欧州のエネルギー政策の中での容量メカニズムの位置づけ

以下では、EU のエネルギー政策や法制度において、容量メカニズムがどのように位置づけられてきたかをみていくが、その前に、EU の法制において、エネルギーという分野がどのように位置づけられてきたかについて概観しておく。

EU の母体である欧州石炭鉄鋼共同体 (European Coal and Steel Community : ECSC) と欧州原子力共同体 (European Atomic Energy Community : Euratom) は、それぞれ石炭と原子力というエネルギーを対象とするものであった。しかしながら、EU の直接の前身である、欧州経済共同体 (European Economic Community : EEC) の基本法である、1957年のローマ条約には、エネルギーに関する共同体の権限等に関する規定は一切含まれなかった。その後、1992年のマーストリヒト条約において、EU の12の活動分野の一つとしてエネルギーという文言が記載されたが、具体的にどのような活動を行うのかといった点についての規定は設けられなかった。このような動きの背景には、自国のエネルギーに関する「主権」、すなわち自国のエネルギーミックスを定

める権限を手放したくないとする EU 加盟各国の意思が強く働いていたとされる。

1985年に発表された域内市場白書と、1987年の欧州単一議定書の制定により、それまでの共同市場 (a common market) の概念に代わり、域内市場 (Internal Market) の概念が EU の中で位置づけられ、市場統合の動きが加速化した<sup>6</sup>。その動きの中で、それまでは物やサービスの自由移動の原則の例外とされていた電力やガスといったエネルギーに関しても、域内統合を図るべきという主張がなされるようになってきた。これを受けて1988年に欧州委が発表した文書「域内エネルギー市場」[3]では、既存の条約の規定を活用して、域内エネルギー市場の形成を目指すとの考え方が示された [30]。

2009年に発効したリスボン条約では、EU 機能条約 (Treaty on the Functioning of European Union : 以下「TFEU」) の第 XXI 章が “Energy” の章とされ、第 194 条が設けられた。これにより、エネルギー分野に対する EU の権限が初めて明示的に示されることになった。しかし、第 194 条第 2 項但書では、エネルギー間の選択を行うことや一般的なエネルギーの供給構造を決定すること、さらにエネルギー資源の活用条件を定めることは、194 条の規定に基づく EU の権限に縛られることのない、加盟国の主権の内容として規定された。

### 2.2.1 電力自由化指令と安定供給の確保

1990年代後半以降、EU のエネルギー政策は域内エネルギー市場の統合とそこでの競争性の確保を大きな目標としていた。2003年に制定された第2次電力自由化指令<sup>7</sup>では、新規の

<sup>6</sup> 共同市場における人・物・サービス・資本の自由移動を実現するための EU 法 (規則・指令) の制定には、加盟国の全会一致が必要であったのに対し、域内市場の実現に関する EU 法の制定は、特定多数決による共同決定が採用されたことが、市場統合の動きの加速化につながった。

<sup>7</sup> Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the

電源の建設を承認するにあたり、加盟国に対して客観的かつ透明性のある、無差別の手續を採用することを求める（第6条第2項）一方、加盟国が入札により、電力の安定供給に必要な電源を確保することを認めていた（第7条第6項）。さらに指令では、加盟国が電力の安定供給の確保を目的に、給電の優先順位を定めること（第11条第4項）や、公益目的義務の内容として、電力の安定供給確保を自国の電気事業者に求めること（第3条第2項）も認めていた。2009年に制定された第3次電力自由化指令<sup>8</sup>でも、給電の優先順位に関する条文の位置は変わった（第15条第4項）ものの、その内容は維持された。

## 2.2.2 電力安定供給指令

一方、2000年代に入り、電力の安定供給に関する懸念が高まってきたことを受け、2006年に電力の安定供給の確保とインフラの投資に関する指令<sup>9</sup>（以下「電力安定供給指令」）が制定された。

指令では、十分な水準の発電容量と需要と供給のバランス、さらに適切な水準の国際連系の確保を通じ、域内電力市場の適切な機能を確保するために必要な、電力の安定供給確保のための手續について規定すること（第1条第1項）や、各加盟国に対し、電力の安定供給確保に資する、透明かつ安定的で、無差別の政策を、域内電力市場と両立する形で定めるための枠組みを規定すること（第1条第2項）を目的としている。

---

Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, OJ L176/37 (2003.07.15)

<sup>8</sup> Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, OJ L211/55 (2009.08.14)

<sup>9</sup> Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment, OJ L33/22 (2006.02.02)

その上で、適切な発電や需要のための価格シグナルを提供する卸電力市場の枠組みの存在の重要性を強調し、加盟国にその確立を求める（第5条第1項）一方で、加盟国が新規の電源開発を促進することや、第2次電力自由化指令第7条第1項規定の入札手續を実施することを追加的手段として認めている（第5条第2項）。

## 2.2.3 再生可能エネルギーの導入促進と域内市場の形成との整合性の確保

その後2007年3月に、欧州理事会<sup>10</sup>によりエネルギーと地球環境問題に対する20-20-20目標<sup>11</sup>が定められ、2009年には再生可能エネルギー支援指令<sup>12</sup>が制定された。このことに代表される再生可能エネルギーの導入促進の動きの中、再生可能エネルギー電源が大量に卸電力市場に投入されるようになった。

既に第1章でも述べたように、VREとしての再生可能エネルギー電源の導入による卸電力価格の下落（メリットオーダー効果）と、それに伴う発電設備の固定費未回収リスク（ミッシングマネー問題）の顕在化は、電力の安定供給（アデカシー）の確保に支障をきたすおそれを生むことになる。このような状況を回避するため、加盟国の中には、容量メカニズムを導入する、あるいは導入を検討する動きが見られるようになった。

これに対し、欧州委はアデカシー確保のあ

---

<sup>10</sup> 欧州理事会（European Council）は、EU加盟国の国家元首あるいは政府の長と欧州理事会議長、欧州委員会委員長で構成される会議体であり、EUサミットとも呼ばれる。EU加盟国の閣僚らによる会合であり、EUの政策決定機関である欧州連合理事会（Council of the European Union：以下「閣僚理事会」）とは異なることに注意。

<sup>11</sup> 2020年までに、1990年比で①温室効果ガスの排出を20%削減する、②再生可能エネルギーの比率を20%とする、③エネルギー効率を20%改善するという目標 [2]。

<sup>12</sup> Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, OJ L140/16 (2009.06.05)

り方や、容量メカニズムに関する意見募集 [4] を 2012 年 11 月に行い、寄せられた 148 件の意見を取りまとめた結果 [8] を 2013 年 2 月に公表した<sup>13</sup>。

意見募集において、欧州委は VRE である再生可能エネルギー電源の増大に対応し、柔軟性のある電源が確保されることの必要性は認めつつも、容量メカニズムの導入は、域内市場の取引や投資判断を歪め、今後の技術革新を阻害するおそれがあるとの考え方を示した。

一方、結果からは、電力の安定供給の確保のためには、まずは市場の機能を確保し、域内での市場統合を促進することが必要であるという点では意見が一致したものの、安定供給の確保のためには、容量メカニズムの導入が必要なのかという点では意見が分かれていることが明らかとなった。また、供給の安定性の評価にあたり、欧州大での協調と共通の方法論が必要であるとの意見が多かったものの、フランスやイギリスなどからは、欧州大での共通性の確保を重視することが、過度の規制につながることに對する懸念が示された。

欧州委は、この意見募集と並行して、「域内市場の機能の形成」と題する文書 [7] を 2012 年 11 月に公開し、その中で容量メカニズムの取り扱いについて論じた。この中で欧州委は、加盟国に対し、容量メカニズムの導入にあたっては、国際連系線の活用や需要家側での対応といった、卸電力市場を歪める程度がより小さい代替策を実施しただけでは、十分なアデカシーの確保ができないことを示す必要があるとした。その上で、各国の容量メカニズムの制度と域内市場との整合性を評価し、確保するための基準を策定することを提案した。

さらに、各加盟国による容量メカニズムの

制度と、域内電力市場との整合性を確保するためのより具体的な基準作りを求めた、2013 年 5 月の欧州理事会の指示 [22] を受け、欧州委は、「域内電力市場の形成と公的介入の最大限の活用」[6] を 2013 年 11 月に発表した。この文書において欧州委は、供給力の確保は、電力自由化指令にいう公共目的義務の内容に含まれるとしつつも、容量メカニズムの導入は、需要側の対応や国際連系線の活用、さらに市場に対する規制の失敗の除去といった、他に取らうる方策では是正できないアデカシーに対する懸念がある場合に初めて正当化されるという考え方を示した。

また、Energy Union 構想の実現に向けた動きの一つとして 2015 年 7 月に行われた新しいエネルギー市場デザインに関する意見募集 [12] でも、アデカシー評価の方法論や他の加盟国の容量メカニズムへの参加の枠組みの設定等についての意見が求められた。

これに対しては、320 件の意見が寄せられた。意見の取りまとめ結果 [13] からは、①適切に設計された卸電力市場（と、ラストリゾートとしての戦略的予備力<sup>14</sup>の制度）があれば、それ以外の容量メカニズムは不要であるという意見が多数であった一方で、容量メカニズムの必要性を主張する国もあったこと、②発電アデカシーの評価のより一貫した方法論が必要であるし、評価は各国別ではなく、地域大ないしは EU 大で行うべきであるという意見が多数であったこと、③容量メカニズムへの国境を越えた参加を認めるための EU 大の共通の枠組みを設けるべきとの意見が多かったことなどが示された。

<sup>13</sup> 意見募集の全体像については、欧州委の Web ページ (<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-generation-adequacy-capacity-mechanisms-and-internal-market-electricity/>) を参照。

<sup>14</sup> Strategic Reserve：容量メカニズムの一種であり、特定の容量を対象に、政府が必要な容量の数量をあらかじめ定めた上で、入札等の方法で調達を行う制度。詳細については、[16] [31] を参照。

### 3. 競争法による規制との関係

#### 3.1 国家補助規制とは

国が特定の産業や企業を支援することは、その産業や企業が競争を行う市場を歪め、公正な競争を阻害することにつながる。特に、域内市場を形成し、そこでの自由な通商を確保することを大きな目的としている EU にとって、加盟国が自国の産業や企業を優遇することは、公正競争の阻害に加え、加盟国間の補助競争により、域内市場の形成の阻害にもつながりかねない。このため EU では、競争法の一部として、このような国家補助 (state aid) を規制するルールを設けている (TFEU 第 107 条～第 109 条) [27]。

一方、国による特定の事業分野や地域に対する補助であっても、他の政策目標との関係で必要と判断されるといった場合には、必要最低限の範囲において補助が認められる (TFEU 第 107 条第 1 項)。この判断においては、法制上、欧州委の幅広い裁量が認められているが、通常、欧州委はガイドラインを策定することにより、裁量の範囲を明示・限定している。これは、規制の透明性や予見可能性を高めるとともに、補助を正当化しようとする加盟国からの政治的圧力に抵抗するためとされる。

また、国が定めた公共サービスの提供義務を果たしている事業者に対し、国が支出を行うことは、一定の要件の下で国家補助には当たらないとの判断が、欧州司法裁判所により示されている<sup>15</sup>。

<sup>15</sup> Case C-289/00, Altmark Trans GmbH and Regierungspräsidium Magdeburg v Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, and Oberbundesanwalt beim Bundesverwaltungsgericht, [2003] ECR I-07747 (アルトマーク判決)

#### 3.2 容量メカニズムへの国家補助規制の適用

##### 3.2.1 環境保護とエネルギー分野に関する国家補助ガイドライン

2012 年 5 月に欧州委員会が開始した、「国家補助現代化計画」[5]の一環として、2014 年 4 月 9 日に環境保護とエネルギー分野に関する国家補助ガイドライン (Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 : 以下「EEAG2014」) [9] が制定され、7 月 1 日より適用が開始された。本ガイドラインは、2008 年 1 月 23 日に制定された環境ガイドライン<sup>16</sup>の後継として位置づけられたものであり、従来は再生可能エネルギー支援といった環境関係の国家補助の事案に加え、供給力の確保といったエネルギー関係の事案についても盛り込まれたものになった。

本ガイドラインでは、供給力を確保するための補助に対して、以下のような基本的考え方を示している (3.9 章)。

- 小規模の VRE である再生可能エネルギー電源の増大は、今後の供給力の確保にとって大きな問題となっている。また、卸電力市場への上限価格設定といった市場と規制の失敗から、電源投資が不十分となるおそれが生じている。
- 今後の供給力確保のため、発電容量に対する補助 (容量メカニズム) を実施する加盟国が見られる。しかし、化石燃料を含む環境に悪影響ある補助の削減という方針と矛盾しないよう、まずは (デマンドリスポンス等の) 需要側の対応や、連系増強等の対応策が検討されるべきである。
- いつ・どこで供給力の問題が生じうるかを明確にする必要から、容量メカニズムの導入は、ENTSO-E<sup>17</sup>の行う供給力

<sup>16</sup> Guidelines on State aid for environmental protection, OJ C82/1 (2008.04.01).

<sup>17</sup> European Network of Transmission System Operators for

評価と整合的であることが求められる。

その上で、容量メカニズムが、域内市場の競争や通商との両立性があるかを判断するための具体的な評価ポイントとして、以下の点を挙げている。

#### 【必要性】

近隣の系統も含めた再エネ電源等の VRE による影響、デマンドリスポンス等の需要側の対応による影響、計画段階も含めた連系線の増強の影響、さらには卸電力市場の上限価格制といった市場の失敗等を評価した上で、導入の必要性が判断されていること<sup>18</sup>。

#### 【妥当性】

補助対象は、発電された電力量 (kWh) ではなく、発電容量 (kW) であること。対象となる発電設備は新設・既設を問わず、デマンドリスポンスや電力貯蔵も同様に取り扱うこと。

#### 【比例性】

補助の金額は、合理的とされる報酬額であること。通常は、明確で透明性がある無差別の競争入札で決まる金額が最も合理的と考えられる。また、制度導入に伴う棚ぼた的な利益の発生を避ける仕組みや、供給力が十分に確保された状況下では補助がなされないようにする仕組みも求められる。

#### 【悪影響の除去】

メカニズムへの参加は、それが供給力確保

---

Electricity : 電力国際取引規則を根拠に 2008 年 6 月に欧州の TSO により設立された組織。規則改定案では、従来以上の権限と義務を負うことが規定されている。

<sup>18</sup> 3.3 にて後述するイギリスの事例において、欧州委員会は、容量メカニズムの必要性判断が、EEAG2014 の規定に従って行われていると認定した理由の一つとして、アデカシーの評価が ENTSO-E による分析と整合的である点を挙げている。一方、フランスの事例では当初、「(フランスの系統運用者である) RTE によるアデカシー評価が、ENTSO-E の実施した評価よりも過度に保守的な仮定に基づき実施されている」ことが、容量メカニズムの必要性を否定する理由として示されていた。フランス政府は、RTE を通じて改めて ENTSO-E による分析と整合的なアデカシーの評価を行い、その結果として、容量メカニズムの必要性が認定されるに至った。

の問題の解決には不十分である場合に限りて制限しうる。また、参加が物理的に可能である場合には、他の加盟国からの参加も同様に扱うことが求められる。その一方、メカニズムの実施が連系線への投資インセンティブや市場統合の動きを阻害しないようにする必要もある。

### 3.2.2 容量メカニズムに関する調査

2015 年 4 月 29 日に、欧州委員会は容量メカニズムに関する分野別調査を開始した [11]。これは、2013 年 7 月に改定された国家補助に関する手続規則<sup>19</sup>に基づき、欧州委員会に与えられた権限の初めての行使事例である。調査の目的は、容量メカニズムについての情報を収集し、それが域内電力市場における競争を歪めていないかを評価することにあるとされた。

2016 年 4 月に発表された中間報告 [15] に引き続き、2016 年 11 月 30 日に Winter Package の一部として公開された、分野別調査の最終報告 [16] では、容量メカニズムに求められる要件として、①その導入は、適切な市場の改革と同時に行われなければならない、②導入にあたっては、電力の安定供給に関する懸念が生じていることを適切に評価されていることが必要となる、③導入は、目的に合致したものでなければならず、容量を提供できる全てのものに対して開かれていなければならないという、3つの原則が示された。その上で欧州委は、問題状況に応じた容量メカニズムが適切に選ばれるべきことや、容量の価格は入札などの競争の手続により定められるべきとの考え方を報告において示した。

---

<sup>19</sup> Council Regulation (EU) 734/2013 of 22 July 2013 amending Regulation (EC) No 659/1999 laying down detailed rules for the application of Article 93 of the EC Treaty (2013), OJ L204/15 (2013.07.31)

### 3.3 具体例

容量メカニズムに関する初期の事例<sup>20,21</sup>において、欧州委は、問題とされた供給力確保策は公益目的義務（自由化指令第3条第2項）の実現を求めたものであり、国家補助にあたらぬとする、加盟国側の主張を認める判断を示した。しかし、2009年12月に新規のベースロード電源を対象とした供給力確保策に関する申立を欧州委に対して行ったラトビア政府は、当該供給力確保策は公共目的義務に該当するという主張を行う代わりに、「支援のために使われる資金は、需要家から徴収し、TSOを通じて対象者に提供されるので、“国の資源による支援”という、国家補助の要件自体に該当しない」という主張を行った。しかし、その決定<sup>22</sup>において欧州委は、このような資金の循環の場合でも、“国の資源による支援”に該当する場合もあるという考え方にに基づき、本件支援策はTFEU第107条第1項に定める国家補助に該当しうるとした上で、第107条第3項に基づく、域内市場との両立性があり、その実施は認められるとの判断を示した。

これ以降、欧州委は容量メカニズムについて、公益目的義務としてではなく、国家補助規制の枠組みを用いて域内市場との両立性を判断することとした。EEAG2014における、供給力を確保するための補助に対する考え方の明示は、この点における欧州委の考え方を具体化したものといえる。

EEAG2014 制定後の容量メカニズムに関する事例としては、イギリスとフランスの容量メカニズムに関するものが知られている。欧州委は、イギリスの容量メカニズムの制度はEEAG2014に定められた基準をいずれも満た

しているとして、異議を述べることなく両立性を認めた<sup>23</sup>。一方フランスの事例に対しては、域内市場との両立性に疑念ありとして、詳細調査を行うことを決定した<sup>24,25</sup>。これを受けたフランス政府が、国外からの参加を認めるなどの制度の修正を行ったことを受け、欧州委は、2016年11月に両立性ありとの最終判断を示した<sup>26</sup>。

## 4. 提案された規則の内容

規則改定案は、第4章の表題を「資源のアデカシー (Resource adequacy)<sup>27</sup>」とし、第18条～第24条の7つの規定を置いている。このうち、第19条第1項は従来の規則<sup>28</sup>の第8条第4項の修正という立て付けとなっているが、それ以外は新設された規定である。

改定案の説明では、第4章は、加盟国が協調的な方法で資源のアデカシーの問題を解決するための新しい一般的な原則を定めているとした上で、具体的な内容として以下の4つを挙げている。

- 容量メカニズムの必要性をよりよく判

<sup>23</sup> Commission Decision of 23 July 2014, SA.35980, United Kingdom – GB capacity mechanism.

<sup>24</sup> Commission Decision to initiate the formal investigation procedure of 13 November 2015, SA.39621, France – French country-wide capacity mechanism.

<sup>25</sup> イギリス政府は、実施する容量メカニズムがTFEU第107条第1項に定める国家補助に該当するものであることを前提として、両立性を図るための対応策を含めた形で、欧州委に申立を行った。これに対し、フランス政府は実施する容量メカニズムは公共サービス義務の一部として実施されるものであり、TFEU第107条第1項に定める国家補助には該当しないという態度をとっており、欧州委に対して事前の申立を行っていなかった。

<sup>26</sup> Commission Decision of 8 November 2016, SA.39621, France – French country-wide capacity mechanism.

<sup>27</sup> 欧州委によれば、“resource adequacy”とは、「信頼できる電力の供給を常に保証するため、十分な発電と柔軟性が提供されていること」とされている[17]。

<sup>28</sup> Regulation (EC) No 714/2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003, OJ L211/15 (2009.08.14) (以下「電力国際取引規則」)

<sup>20</sup> Commission Decision of 16 December 2003, N475/2003, Ireland – Public Service Obligation (PSO) Notification.

<sup>21</sup> Commission Decision of 24 May 2007, C 7/2005, Slovenia – Slovenian Electricity Tariffs.

<sup>22</sup> Commission Decision of 14 June 2009, N675/2009, Latvia – Tender for Aid for New Electricity Generation Capacity.

断し、必要な場合には加盟国による信頼度基準を定めるための、欧州大の資源のアデカシーの判断を行う際の原則と手続を定める。

- 市場と協調的な容量メカニズムを、どのような条件の下で導入しうるかを明確にする。
- 他の加盟国にある容量の参加や、連系線の利用ルールといった、容量メカニズムが市場と整合的な制度となるための原則を定める。
- 地域系統の運用センター<sup>29</sup>や、各国の送電系統運用者（Transmission System Operator: 以下「TSO」）、ENTSO-E、ACER<sup>30</sup>を通じた各国の規制当局が、他国の容量を参加させるための技術的基準や、参加にあたっての運用ルールの設定に関与する方法を定める。

以下、改定案前文の関連する規定（第 27 項～第 31 項）や、11 月上旬に関係者に対して提示された、正式決定前の草案<sup>31</sup>の記述も参考にしつつ、規則改定案第 4 章の内容について検討していく。

<sup>29</sup> Regional Operational Centres : 規則改定案第 32 条で規定された新しい組織。ENTSO-E が提案し、ACER が承認した地理的範囲ごとに各国の TSO により設立され、地域間の送電系統運用に関し、規則改定案（第 34 条～）で定められた権限と責任を負う。

<sup>30</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators : ACER 設立規則（Regulation (EC) No 713/2009 of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators, OJ L211/1 (2009.08.14)）を根拠に 2009 年 3 月に EU 加盟国のエネルギー規制当局により設立された組織。エネルギー分野に関する各国の規制の協調を図ることを目的としている。2016 Winter Package では、エネルギー分野に関するガバナンス強化を目的とし、ACER 設立規則の改定が提案[19]されている。

<sup>31</sup> 欧州委より、11 月中旬の時点での草案が関係者に示されたことについては、例えば [26] を参照。本稿では、草案の内容として、Web 上の以下の資料を参照している。[http://www.politico.eu/wp-content/uploads/2016/11/11\\_14-Regulation-electricity-market-draft.pdf](http://www.politico.eu/wp-content/uploads/2016/11/11_14-Regulation-electricity-market-draft.pdf) (last visit 2017.02.01)

#### 4.1 資源のアデカシーに関する加盟国での評価と対応（第18条）

加盟国は、第 19 条で規定された、ENTSO-E により実施される欧州大の資源アデカシー評価に基づき、自国の資源のアデカシーに関する監視を行うことが要求される（第 1 項）。そして、欧州大の資源アデカシー評価がアデカシーに関する懸念を示している場合には、懸念の原因あるいは懸念と関連した規制の歪みを特定し（第 2 項）、それを解消するための方策と実施スケジュールを示さなければならぬ。その際、加盟国は規制の歪みの除去に加え、より短い期間での価格付け、国際連系の強化、エネルギーの貯蔵、（デマンドリスポンス等の）エネルギーの効率的利用といった方策を考慮することが要求される（第 3 項）。

草案の段階では、欧州大の資源アデカシー評価がアデカシーに関する懸念を示していない場合には、加盟国は容量メカニズムを導入することはできず、アデカシーの懸念がないとの判断が示されてから 6 か月が経過した後には、既存の容量メカニズムに対する評価を行った上で、そのメカニズムに基づく新規の契約を締結することができない旨が規定されていた（第 7 項）が、正式決定後の改定案ではこの規定は削除された<sup>32</sup>。また、容量メカニズムは、上に示したような、規制の歪みの解消等の方策では解消できない、残余の懸念がある場合に導入できる旨の規定（第 4 項）も

<sup>32</sup> 規則改定案の前文第 30 項では、欧州大の資源アデカシー評価がアデカシーに関する懸念がないことを示している場合は、新たに容量メカニズムを導入すべきではないし、既存の容量メカニズムに基づく新規の契約は締結されるべきではない旨が規定されている。ただし、規定が本文ではなく、前文に位置づけられていることに加え、草案では、欧州大の資源アデカシー評価が、アデカシーに関する懸念が「あることを示していない」場合は、容量メカニズムを導入「してはならない」という表現であったのに対し、正式決定後の改定案では、欧州大の資源アデカシー評価が、アデカシーに関する懸念が「ないことを示している」場合には、容量メカニズムを導入「すべきではない」という、より穏やかな表現が用いられていることに注意が必要である。

置かれていたが、正式決定後の改定案では、この部分は、制度としての容量メカニズムが確保すべき原則の一部という位置づけを与えられ、第23条（第1項）に移された。

さらに、容量メカニズムの導入にあたっては、少なくとも連系された近隣加盟国の意見を求める必要があるという規定（第5項）や、容量メカニズムは不必要な市場の歪みを生み出したり、国境を越えた取引を制限したりしてはならず、メカニズムの対象となる容量は、懸念の解消に必要な量を越えてはならないという規定（第6項）も、同様に第23条（第2項・第3項）に移された。しかし、草案で第5項に規定されていた、残余の懸念の存在に関して ACER の意見を求めなければならないとする部分は、正式決定後の改定案では削除された。

#### 4.2 欧州大の資源アデカシー評価（第19条）

ENTSO-E は毎年、10年先までの想定される需要に対する供給力が確保されているかを評価し、欧州大の資源アデカシー評価を取りまとめる（第3項・第1項）<sup>33,34</sup>。各国の TSO は、評価実施のために必要な情報を ENTSO-E に提供しなければならない。また、ENTSO-E は、第4項に規定された原則を踏まえた評価の具体的な方法論の案と、停電による機会損失

<sup>33</sup> 電力国際取引規則では、ENTSO-E が2年毎に策定する EU 大のネットワーク開発計画（ten-year network development plan : TYNDP）の一部として、今後5年～15年の5年毎のアデカシー評価を、各国 TSO の策定したアデカシー評価の積み上げの形で取りまとめることを規定していた（第8条第3項(b)、第8条第4項）。

<sup>34</sup> 今回の文書パッケージでは、欧州大の資源アデカシー評価とは別に、リスク準備のための指令改定案[18]に基づく季節単位のリスク評価と地域レベルのアデカシー評価を行うことが規定されている。欧州大の資源アデカシー評価は、容量メカニズムの必要性を評価するため、今後1～10年を対象に ENTSO-E が評価を行う。一方、季節単位のリスク評価は、今後6か月を対象に供給状況の悪化を招くおそれのあるリスクを評価するものであり、地域レベルのアデカシー評価は、ROC が前日から1週間前までの系統運用における評価を行うものである（前文第27項）。

（Value of Lost Load）と新規参入の費用（Cost of New Entry）の計算方法の案、さらにこれらで表現される信頼度基準の計算方法の案を、規則の施行後6か月以内に ACER に対して提出し、その承認<sup>35</sup>を受けなければならない。

#### 4.3 信頼度基準（第20条）

加盟国は、容量メカニズムの適用にあたり、自国が求める安定供給の水準を透明な基準で示すために、信頼度基準を定めなければならない（第1項）。この基準は、各国の規制当局が、ENTSO-E が定めた方法論に基づき（第2項）、一定の時間軸における停電による機会損失と新規参入の費用を用いて計算される（第3項）。また、容量メカニズムを通じて確保される容量を定めるためのパラメーターも、各国の規制当局により定められる（第4項）。

#### 4.4 国境を越えた容量メカニズムへの参加（第21条）

戦略的予備力以外の容量メカニズムでは、連系線によって接続されている他の加盟国の事業者による直接の参加を認めることが要求される（第1項）。加盟国は、自国内と同等の能力を持つ国外の容量について、同じ競争手続に参加することを保証しなければならない（第2項）。また加盟国は、自国の事業者が他の加盟国の容量メカニズムに参加することを制限してはならない（第3項）。

一方、容量メカニズムへの連系線を越えた参加は、規則改定案第14条で規定する、容量割当の結果として定められたゾーン間のスケジューリングや、物理的な潮流を変更し、影響を与えるものであってはならない（第4項）。さらに、容量の提供者は、複数の容量メカニズムに参加することができるが、当該複数のメカニズムにおいて実際に容量を提供する義務

<sup>35</sup> ACER 設立規則の改定案[19]第10条第1項(a)。

が同時に発生した際にこれに応じる事ができなかった場合、複数のメカニズムから不順守の支払を求められることを受け入れなければならない(第4項)。

#### 4.5 承認の手続(第22条)

ここでは、ENTSO-Eが提出することを求められている各種の提案を、ACERが承認するための手続を規定している。

ENTSO-Eは、ACERへの提案前に関係者、各国の規制当局、その他の当局に対し意見を求めなければならない。一方ACERは、ENTSO-Eから提出された提案に対する判断を、提出を受けてから3か月以内に行うことが求められている。ACERは、提案に対する修正を求めることができるが、その際には事前にENTSO-Eの意見を求めなければならないし、提案を承認した場合には、その結果をWebサイトに掲載しなければならない。

また、ACERは既に承認した提案であっても自由に修正を求めることができる。修正を求めた後の手続は、新規の手続と同一になる。

#### 4.6 容量メカニズムの制度設計における原則(第23条)

草案では、容量メカニズムの制度が備えるべき主要な内容について、メカニズム一般に当てはまるもの(第1項)と、戦略的予備力の制度に特有のもの(第2項)に分け、具体的な項目を挙げて規定していた。また、内容の一つである容量メカニズムに参加できる者の技術的要件の案を、規則施行後12か月以内にACERに対して提出することをENTSO-Eに求めていた(第3項)。

これに対し、実際の規則改定案では、表題こそ変わらないものの、その内容は草案とは全く異なるものとなっている。まず、第1項～第3項には、草案で第18条第4項～第6項に置かれていた規定がそのまま移ってきた。

その上で、第4項に、容量メカニズムに参加できる者の要件として、発電設備のCO<sub>2</sub>排出原単位に制約を設ける規定が盛り込まれた。この規定では、排出原単位が550g-CO<sub>2</sub>/kWh以上である発電設備については、当該設備の最終投資決定が規則の施行前である場合に、施行後5年以内に限って容量メカニズムに参加できるとしている。その意味するところについては第5章で触れる。

さらに、第5項では、欧州大の資源アデカシー評価がアデカシーの懸念を示していない場合は、加盟国は容量メカニズムを適用(apply)してはならないと規定している。これは、草案第18条第7項で、アデカシーの懸念が示されていない場合、加盟国は容量メカニズムを導入(introduce)してはならないとした上で、既存の容量メカニズムに対しても、毎年の欧州大のアデカシー評価の結果に応じて、アデカシーの懸念が存在しない場合は、新規の契約締結が認められないとしていたものと比較すると、加盟国に対する制約の度合いは弱くなっていると言える。しかし、容量メカニズムの可否の判断はENTSO-Eの行う欧州大のアデカシー評価によってのみ決まり、これには含まれない各国の個別の事情といったものは考慮してはならないという、提案の根幹は修正されていないとも言える。

#### 4.7 既存の容量メカニズムの取扱(第24条)

加盟国は、本規則の施行時に既に存在している容量メカニズムについて、第18条、第21条、第23条の規定に適合するよう、必要な対応をとらなければならない。一方草案では、対応は規則の施行後2年以内に行わなければならないという具体的な期限が規定されていたが、正式決定後の改定案では、この部分は削除されている。

## 5. 本提案の持つ意味と今後の動き

### 5.1 提案の位置づけ

今回の規則改定案は、これまで EU 競争法(国家補助)の枠組みを使って規制されていた容量メカニズムに対して、エネルギー法制(TFEU 第 XXI 章)の側から具体的な規制を行おうとする最初の事例であると評価できる。

既に見てきたように、欧州委はこれまで、VRE である、太陽光や風力などの再生可能エネルギーの大量導入が進んでいるという状況の下、電力の安定供給を維持するためには、火力等の柔軟性のある電源が確保されていることが必要との認識は持ちつつも、欧州全体で見た場合には、今後ともアデカシーを満たすのに必要な電源容量は確保されており、加盟国による容量メカニズムの導入は、域内市場の形成とそこでの競争性の確保という EU エネルギー政策の原則を歪めるというマイナス面が大きいことから、他の手段を選択した上でも不十分である場合に限って認められるべきものであるとして、否定的な立場をとってきていた。

今回の提案は、この動きを受け、さらに EU 競争法、特に国家補助規制の分野における、EEG2014 から分野別調査に至る、一連の容量メカニズムに対する動きを踏まえつつ、①卸電力市場の機能を阻害するような規制を見直した上で、②ENTSO-E の行う欧州大のアデカシー評価に基づき、国際連系線の活用や需要側の対応などを十分に考慮した上で、③それでもアデカシーに懸念が生じる場合に限って、容量メカニズムを認めるが、④その際にも、広く自国以外からの参加を認めなければならないという方針に基づき策定されたものと評価できる。また、アデカシー評価以外にも、ENTSO-E や ACER に従来以上の権限を付与している点や、地域大の協調組織としての ROC の設立を目指すことも、欧州大での統一的な

対応を強めるという観点からの動きと見ることができる(補表2も参照)。

しかし、各加盟国が、自国のアデカシーに対する独自の評価を行うことを認めず、欧州大のアデカシー評価にのみ基づいて容量メカニズムの実施の可否を判断しなければならないとする規則改定案の考え方は、TFEU 第 194 条第 2 項但書に示された、エネルギーミックスを定める権限は加盟国のエネルギー主権の一部であり、EU により侵害されないという考え方と整合的であるとはいえず、この規定を根拠とした、あるいはより政治的な立場からの加盟国からの反対が寄せられることは当然に予想される。

実際、草案と実際の規則改定案の間に見られる相違点は、残余の懸念の存否の ACER への確認(草案第 18 項)、欧州大のアデカシー評価で懸念なしと判断された場合の新規の容量契約締結の禁止(草案第 18 条第 7 項)、容量メカニズムの制度が備えるべき具体的内容(草案第 23 条第 1 項・第 2 項)、既存の容量メカニズムの見直し期限の設定(草案第 24 条)のように、いずれもが加盟国に対する制約を緩和する方向の修正となっている。これは、草案の策定から、最終の規則改定案の取りまとめまでの期間に、欧州委と加盟国をはじめとする関係者との間で、相当程度の議論がなされた結果であると想像できる。

その中で、草案の段階では、規則施行後に ENTSO-E が案を定め、ACER が承認するとしていた、容量メカニズムに参加できる者の技術的要件の一部として、発電設備の CO<sub>2</sub> 排出原単位に対する制約が、最終の規則改定案の段階で盛り込まれたことが注目される。550g-CO<sub>2</sub>/kWh という値は、2030 年度以降に技術確立を目指すとされる革新的石炭ガス化複合発電でも達成できない値<sup>36</sup>であり、この規定は、

<sup>36</sup> 経済産業省資源エネルギー庁が取りまとめた「次世代火力発電にかかる技術ロードマップ」[28]では、(水蒸気噴流床

CO<sub>2</sub>の回収・貯留（Carbon Capture and Storage : 以下「CCS」）なしの石炭火力発電を、少なくとも規則施行から5年を経過した後には容量メカニズムの候補から排除することを意味するものといえる<sup>37</sup>。

この規定自体は、EEAG2014 などにも示された、化石燃料を含む環境に悪影響ある補助の削減という方針に沿ったものであるといえる。しかし、このような形での制限は、TFEU 第194条第2項但書の規定に抵触するとの批判は当然に予想される。一方、この規定に対しては、規則施行までの石炭火力の駆け込みの建設を誘発するだけとの指摘もなされている [1]。

## 5.2 今後の動き

2016年は、イギリスがEUからの離脱を決める<sup>38</sup>など、EUと加盟国を巡る関係に大きな

---

ガス化)革新的IGCCのCO<sub>2</sub>排出原単位を570g-CO<sub>2</sub>/kWhとしている。これ以外でも、A-USC (710g-CO<sub>2</sub>/kWh), 1,700度級IGCC (650g-CO<sub>2</sub>/kWh), IGFC (590g-CO<sub>2</sub>/kWh)と、石炭火力発電技術でのCO<sub>2</sub>の排出原単位は、いずれも570g-CO<sub>2</sub>/kWhを上まわっており、CO<sub>2</sub>回収型のクローズドIGCCでなければこの目標を達成することはできない。

<sup>37</sup>2016 Winter Packageの発表記者会見の席上、欧州委員会のCañete委員(地球環境・エネルギー担当)は、欧州委は、直接的にも間接的にも化石燃料発電技術を特別に支援するものではなく、容量メカニズムはCO<sub>2</sub>排出量の高い化石燃料発電技術に対する補助の裏口として使われてはならないと述べた上で、このことが、550g-CO<sub>2</sub>/kWhという発電設備のCO<sub>2</sub>排出原単位に対する制約を課す理由である旨を示した[21]。しかし、規則改定案の説明[17]や、影響評価[20]の中では、「なぜ、550g-CO<sub>2</sub>/kWhなのか」という理由は示されていない。

<sup>38</sup>イギリスのTheresa Mary May首相は、EUからの離脱にあたり、移民受け入れの規制や欧州司法裁判所の管轄からの離脱を優先する代わりに、(ノルウェーのように、欧州経済領域(European Economic Area: 以下「EEA」)に留まることもせずに)域内市場から離脱するという、いわゆるHard Brexitを選択する旨を2017年1月17日に明らかにした[24]。この結果、イギリスのEUからの離脱(現状では、2019年3月になることと想定されている)以降、イギリスは、どのような形で域内エネルギー市場へのアクセスが可能となるのかという点が問題となっている。2017年2月はじめの時点では、計画されている国際連系線の建設資金の確保や、電力の国際取引における関税の取り扱いといった点での懸念が指摘されているが、それらの点が今後のアデカシーの確保にどのような影響を与えることになるかという点の予測は、現時点では困難である。一方、EU離脱後のイギリスはEU国家補助規制の適用も受けなくなるが、このことが

動きが見られた年であった。2017年にも、オランダの総選挙(3月)を始めとし、フランスの大統領選挙(4~5月)やドイツの総選挙(9月)など、EUと加盟国の関係を巡る大きな動きのきっかけとなりうるイベントが予定されている。一方、EU法の成立までには、今回の欧州委員会による提案を受け、閣僚理事会と欧州議会での審議が必要となる。欧州議会では、2016年2月に提出されたパッケージや、エネルギーの効率的利用に関する法制に関する議論が現在は先行しており、規則改定案などの議論は、2017年の下半期以降から開始されるとの見方がなされている。欧州委員会が目指す、2019年までの規則成立という目標の実現<sup>39</sup>のためには、エネルギーミックスに関する自らの権限の維持を求める立場から、容量メカニズムに対する規定の厳格化・統一化には否定的と思われる加盟国の主張や、環境重視の立場から石炭火力発電を容量メカニズムから排除することを主張する環境保護派と、容量メカニズムの手続と環境保護の課題は切り離されるべきであり、手続に環境要素を盛り込むことは、制度を歪めるおそれがあると主張する事業者との間の議論に対し、欧州委員会が、2017年に行われることになるこれら関係者との議論<sup>40</sup>の中でどのような調整を行い、当事者間でどのような合意や妥協が図られるのかという点が注目される。

---

今後のイギリスの容量メカニズムの制度設計に与える影響についても、現状では明らかにはなっていない。

<sup>39</sup>欧州委のユンケル委員長は、2017年2月12日に、2019年の委員会改選の際、2期目を目指すことなく退任する旨を表明した。

<sup>40</sup>2009年に制定された第3次自由化パッケージでは、2007年9月19日に欧州委が提案した規則・指令の案を受け、2008年6月に閣僚理事会と欧州議会からの意見が提出された。その後も、欧州委と閣僚理事会、欧州議会での議論や、それぞれの間での調整の結果、2009年7月13日に閣僚理事会と欧州議会の承認を受け、規則・指令が成立した。このことを踏まえるならば、新たな規則・指令の成立までには2年前後の時間が必要となる。さらに、2019年には、秋の欧州委の交代に先んじて、春には欧州議会選挙が予定されていることにも注意する必要がある。

### 5.3 わが国へのインプリケーション

「エネルギーミックスを定める権限は、EUではなく各加盟国が保有する」という論点に代表される、EUと加盟国との権限分配の問題は、EUに特有の問題であり、日本に直接関係するものではない。

しかし、本特集号のテーマである「電力システム改革と再生可能エネルギー政策の整合性」に関連して、卸電力市場での公正な競争の確保と、再エネ電源の支援やアデカシー確保のための容量の確保という課題との間でのような整合を図っていく必要があるのかという点については、わが国での制度設計の議論においても参考とすることができる。その中でも、発電設備のCO<sub>2</sub>排出原単位に対する制約や、容量の調達の範囲（加盟国というエリアに限るのか、それとも連系線の先のより広い範囲まで考えるのか）といった点については、ネットワークの状況といった、EUとわが国の相違点を考慮しつつも、その動向を注視する必要があるといえる。

#### 【参考文献】

- [1] Brown, Adam (2016) Something for everyone? The European Commission's Winter "Clean Energy" Package on Energy Union (November 2016), Global Energy Blog (12.02) at <http://www.globalenergyblog.com/something-for-everyone-the-european-commissions-winter-clean-energy-package-on-energy-union-november-2016> (last visit 2017.02.01).
- [2] Council of the European Union (2007) Brussels European Council 8/9 March 2007 Presidency Conclusions. 7724/1/07 REV1 (05.02).
- [3] European Commission (1988) The Internal Energy Market. COM (88) 238 final, (05.02).
- [4] European Commission (2012) Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity (11.15).
- [5] European Commission (2012) EU State Aid Modernisation (SAM). COM (2012) 209 final, (5.8).
- [6] European Commission (2012) Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention. COM (2013) 7243 final, (11.5).
- [7] European Commission (2012) Making the internal energy market work. COM (2012) 663 final, (11.15).
- [8] European Commission (2013) Responses to Consultation: generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity (02.07).
- [9] European Commission (2014) Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01), OJ C200/1 (06.28).
- [10] European Commission (2015) A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. COM (2015) 080 final, (02.25).
- [11] European Commission (2015) Commission Decision of 29.4.2015 initiating an inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector pursuant to Article 20a of Council Regulation (EC) No 659/1999 of 22 March 1999. COM (2015) 2814 final, (04.29).
- [12] European Commission (2015) Launching the public consultation process on a new energy market design. COM (2015) 340 final, (07.15).
- [13] European Commission (2015) Preliminary results from the public consultation on Electricity Market Design. (10.09).
- [14] European Commission (2015) State of the Energy Union 2015. COM (2015) 572 final, (11.18).
- [15] European Commission (2016) Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. COM (2016) 2107 final, (04.13).
- [16] European Commission (2016) Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. COM (2016) 752 final, (11.30).
- [17] European Commission (2016) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast). COM (2016) 861 final, (11.30).
- [18] European Commission (2016) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC. COM (2016) 862 final, (11.30).
- [19] European Commission (2016) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast). COM (2016) 863 final, (11.30).
- [20] European Commission (2016) Commission Staff Working Document Impact Assessment Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector. SWD (2016)

410 final, (11.30).

- [21] European Commission (2016) Speech by Commissioner for climate Action and Energy Miguel Arias Cañate at the Clean Energy press conference. SPEECH-16-4162, (11.30) at [http://europa.eu/rapid/press-release\\_SPEECH-16-4162\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-16-4162_en.htm) (last visit 2016.12.18).
- [22] European Council (2013) European Council Conclusions of 22 May 2013. EURO75/1/13 REV1 (05.22).
- [23] Eikeland Per Ove. (2012) EU Energy Policy Integration - Stakeholders, Institutions and Issue-linkages, FNI Report 13/2012, Fridtjof Nansen Institute.
- [24] Government of United Kingdom. (2017) The government's negotiating objectives for exiting the EU: PM speech, GOV.UK (01.17), at <http://www.gov.uk/government/speeches/the-governments-negotiating-objectives-for-exiting-the-eu-pm-speech> (last visit 2017.02.01).
- [25] Righini, E., Carlos, J., and Fernandez, G. (2016) Capacity Mechanisms and State Aid: Between PSOs, Market Liberalisation, and Security of Supply, J. of European Competition Law & Practice, Vol. 7 No.10 pp.661–675.
- [26] Stollmyer, Alice (2016) Leaked: draft EU Electricity Market Regulation, @Stellmeyereu (Blog) (11.14), at <http://stollmeyer.eu/?p=473> (last visit 2016.12.18).
- [27] 笠原宏 (2016) 「第9章 国家補助」, EU 競争法, pp.371–349, 信山社 (12.25).
- [28] 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会 (2016) 次世代火力発電に係る技術ロードマップ・技術参考資料集, (06.30), at <http://www.meti.go.jp/press/2016/06/20160630003/20160630003-2.pdf> (last visit 2017.02.01).
- [29] 永井雄宇・岡田健司 (2017) 「電力システム改革におけるアデカシー確保の考察—長期エネルギー需給見通しにおける火力電源の収支分析—」, 電力経済研究 第 64 号, pp.1-16.
- [30] 丸山真弘・岡田健司 (2008) 「送電部門から見た欧州電気事業制度改革の動向」, 電力中央研究所報告, Y07024. at <http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y07024.html> (last visit 2017.02.01).
- [31] 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. at <http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y13013.html> (last visit 2017.02.01).
- [32] 八木紀一郎 (2017) 「第4章 欧州環境・エネルギー政策の地域的次元」, 八木・清水・徳丸 (編著) 欧州統合と社会経済イノベーション, pp.165-188, 日本経済評論社 (1.24)

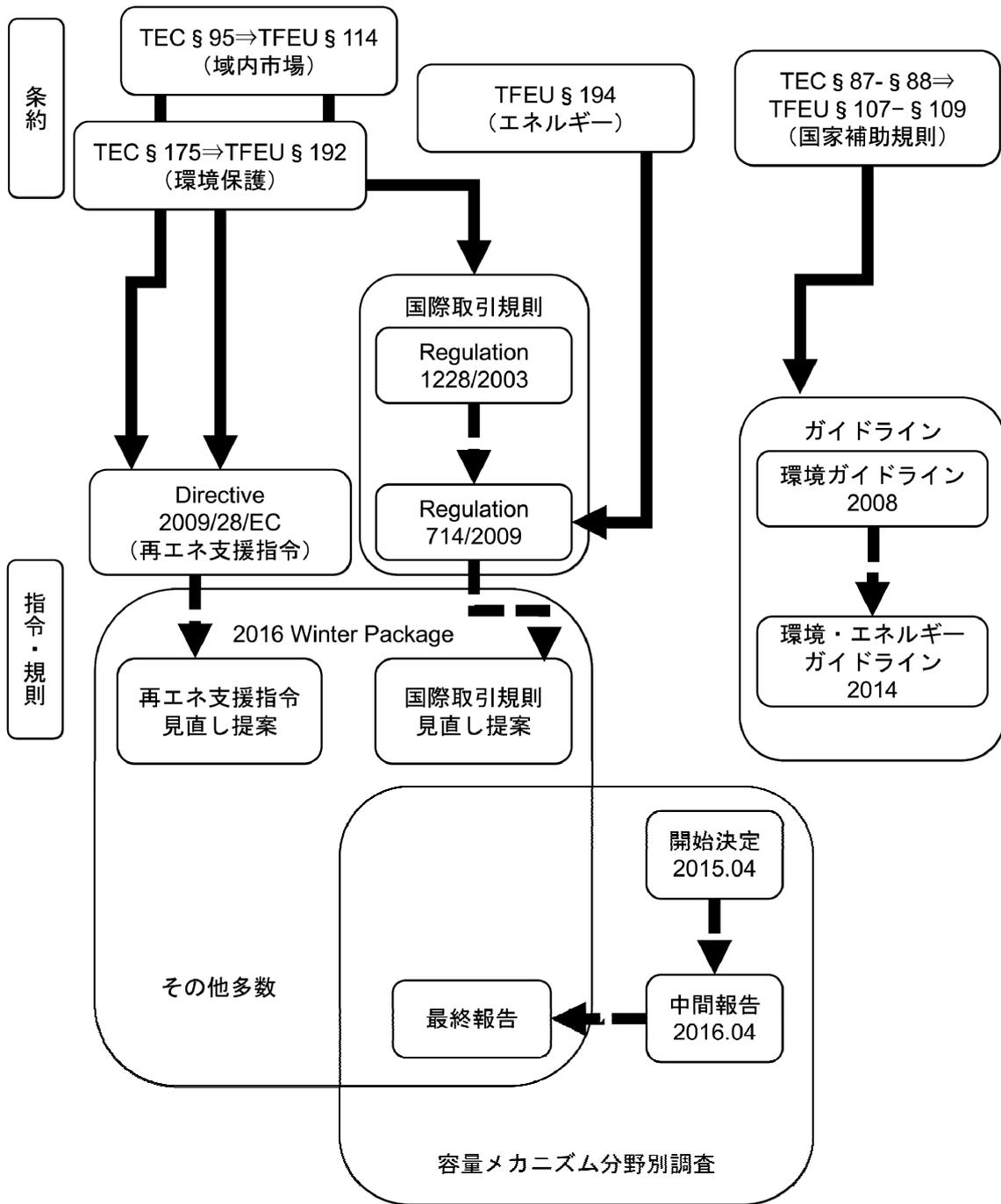
丸山 真弘 (まるやま まさひろ)

電力中央研究所 社会経済研究所

補表1 2016 Winter Package で発表された文書の一覧

分野	文書名[文書番号]
総論	「全ての欧州の人々のためのクリーンなエネルギー」に関する文書[COM(2016)860]
電力市場と需要家	電力規則の改定に関する提案[COM(2016)861]
	電力指令の改定に関する提案[COM(2016)864]
	ACER 設立規則の改定に関する提案[COM(2016)863]
	電力部門のリスクへの備えに対する新しい規則の提案[COM(2016)862]
	電力市場、リスクへの備え、ACER に関する規制の改定に関する影響評価[SWD(2016)410] (要旨:[SWD(2016)411])
	電力市場のマーケットデザインと供給セキュリティに関する評価[SWD(2016)412] (要旨:[SWD(2016)413])
	容量メカニズムに関する分野別調査・最終報告[COM(2016)752]
	容量メカニズムに関する分野別調査・欧州委スタッフによる作業文書[SWD(2016)385]
エネルギー 効率化指令	エネルギー効率化指令の改定に関する提案[COM(2016)761]
	エネルギー消費の検針と請求に関する EU 大での枠組みの評価[SWD(2016)399]
	エネルギー効率化指令第 6 条と第 7 条に関する評価[SWD(2016)402] (要旨:[SWD(2016)403])
	エネルギー効率化に関する優良事例[SWD(2016)404]
	エネルギー効率化指令の改定に関する影響評価[SWD(2016)405] (要旨:[SWD(2016)406])
建物の エネルギー効率化	建物のエネルギーパフォーマンスに関する指令の改定に関する提案[COM(2016)765]
	建物のエネルギーパフォーマンスに関する指令の評価[SWD(2016)408]
	建物のエネルギーパフォーマンスに関する指令の改定に関する影響評価[SWD(2016)415]
エコデザイン	2016 年～2019 年のエコデザインに関する作業計画に関する文書[COM(2016)773]
	空調と冷却塔に関するエコデザインの要求に関する規則[C(2016)7769]
	空調と冷却塔に関するエコデザインの要求に関する規則に関する影響評価[SWD(2016)442] (要旨:[SWD(2016)441])
	全てのエコデザインの手法の検証手続の限度に関する規則[C(2016)7767]
	全てのエコラベルの手法の検証手続の限度に関する規則[C(2016)7765]
	産業界でのエコデザインの自主規制の手法に関するガイドライン[C(2016)7770]
再生可能 エネルギーと バイオエネルギーの 持続可能	再生可能エネルギー指令の改定に関する提案[COM(2016)767]
	再生可能エネルギー指令に関する評価[SWD(2016)416] (要旨:[SWD(2016)417])
	再生可能エネルギー指令の改定に関する影響評価[SWD(2016)418] (要旨:[SWD(2016)419])
ガバナンス	Energy Union のガバナンスに関する規則の見直しに関する提案[COM(2016)759]
	Energy Union のガバナンスに関する影響評価[SWD(2016)394] (要旨:[SWD(2016)395])
	既存の EU のエネルギー法制の適合性の確認[SWD(2016)397] (要旨:[SWD(2016)396])
エネルギーの価格と コスト	欧州におけるエネルギーの価格とコストに関する報告[COM(2016)769]
	欧州におけるエネルギーの価格とコストに関する報告・欧州委スタッフによる作業文書 [SWD(2016)397] (要旨:[SWD(2016)496])
エネルギーに関する 資金	復興のための欧州エネルギープログラム (EEPR) と欧州エネルギー効率化ファンドの実施 に関する報告[COM(2016)743]
イノベーション	クリーンエネルギーイノベーションの加速化に関する文書[COM(2016)763]
運輸	協動的で知的な輸送システムに関する欧州大の戦略に関する文書[COM(2016)766]

出典：欧州委の Web ページ (<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>) をもとに著者作成



TEC:EC条約 TFEU:EU機能条約

Regulation:規則 (直接EUの市民・企業に対する効力あり)

Directive:指令 (各加盟国が国内法化をしてはじめて市民・企業に対する効力あり)

補図1 本稿で取り上げる法令・文書等の関係

補表2 今後の十分な投資に対する不確実性と協調的ではない容量市場の問題の解決策の評価

	選択肢0 【現状】	選択肢1 【評価方法の標準化】	選択肢2 【評価方法の統一化】	選択肢3 【評価主体の一本化】
選択肢の内容	各国当局は、引き続き、国境を越えた相互依存性を十分に考慮することなく、純粋に国別の資源アデカシー評価に依拠する。	拘束力のあるEU法により、各国TSOに対し、資源アデカシーの計算の方法論をハーモナイズすることを要求するとともに、容量メカニズムの導入時にはその方法にのみ依拠することを要求する。	拘束力のあるEU法により、ENTSO-Eに対して単一の資源アデカシーの計算の方法論を示すことを要求するとともに、加盟国に対して容量メカニズムの導入時にはその方法にのみ依拠することを要求する。	拘束力のあるEU法により、ENTSO-Eに対して単一のEU大の資源アデカシー評価を実施させるとともに、加盟国に対して容量メカニズムの導入時にはその方法にのみ依拠することを要求する。
肯定的な評価		各国の資源アデカシーの評価は従来よりも比較可能なものとなる。	単一の方法論による資源アデカシーの評価がより容易となる。	単一の組織が同じモデルで欧州大・地域大・各国の資源アデカシーの評価を行うため、結果はより整合的で比較可能なものとなる。
否定的な評価	各国の方法論が異なるため、国ごとの相互比較は困難。 欧州委員会は、引き続き容量メカニズムの主張の根拠を含む、各国の方法論の中の想定を検証するという困難に直面することになる。	ハーモナイズされた方法論があったとしても、各国の想定は地域大や欧州大では考慮されない。	単一の方法論があったとしても、各国の想定は地域大や欧州大では考慮されない。 各国TSOは国境を越える相互依存性について適切に考慮しないおそれがある。 30を越える欧州TSO間での協調は困難	ENTSO-Eの作業の結果を検証する必要がある。 各国TSOの意欲が薄れるおそれがある。
最も適切な選択肢：選択肢3⇒この選択肢は、資源のアデカシーでの容量の必要を最も適切に評価し、欧州委員会が提案された個別の加盟国の資源アデカシー確保の手法の導入の正当性の判断を有効に行うことを可能にする。				

出典：文献[20]をもとに著者作成

## 第2部

### 非化石価値の顕在化



# 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—

The issues of zero emission credits trading in Japan

キーワード：非化石価値，CO<sub>2</sub> 排出係数，発電源証明

朝 野 賢 司 野 口 厚 子

非化石価値取引市場を創設する目的の1つは、非化石電源の環境価値を需要家に訴求することで、固定価格買取制度(FIT)の賦課金負担の軽減を図ることにある。確かに、自由化された電力市場の下で、エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石電源比率44%の達成を義務づけられた小売電気事業者にとっては、流動性が担保される市場の創設は必要である。しかし、現状議論されている制度設計では、非化石証書はあくまで小売電気事業者の非化石比率目標達成の手段であり、需要家への訴求手段は調整後排出係数の低減であるものの、わが国の枠組みの中でいくら排出係数が低くなったとしても、これを評価する需要家は限定的であり、賦課金負担の軽減につながるのか疑問である。そこで、国際的な温室効果ガス算定・報告基準であるGHGプロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定すべきである。具体的には、①非化石証書を、欧州の発電源証明と同様に、発電源別にみた当該期間の発電量等をトラッキング可能とした上で、GHGプロトコルに対応した排出係数を算定する。その上で、②この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。こうした制度設計とすれば、需要家自らが再生可能エネルギー(再エネ)の環境価値を評価・選択し、費用負担を行うことで、再エネ導入が進んでいく可能性がある。これはまさに、電力自由化と再エネ政策が整合的であると言える。市場を機能させる観点から、真摯な制度設計の議論が必要とされている。

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. はじめに             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1 非化石価値取引市場は必要か</li> <li>1.2 本稿における論点</li> </ol> </li> <li>2. 非化石価値取引市場の制度設計             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 制度が必要とされる背景</li> <li>2.2 非化石電源の環境価値と初期配分</li> <li>2.3 ゼロエミ価値の排出係数への反映</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>3. 非化石証書に需要はあるのか             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 小売電気事業者にとってのインセンティブ</li> <li>3.2 需要家にとっての非化石証書の意義</li> <li>3.3 発電源証明と需要家による電源選択</li> <li>3.4 本稿の制度設計提案に考えられる懸念</li> </ol> </li> <li>4. 今後の詳細制度設計に向けた示唆</li> </ol> |
|--|--|

## 1. はじめに

### 1.1 非化石価値取引市場は必要か

地球温暖化対策計画において、わが国は温室効果ガス排出削減目標として、2030年度までに2013年比26%を削減する中期目標と、2050年までに80%を削減する長期目標を掲げている。この目標達成のため、エネルギー供給構造高度化法(以下「高度化法」)の基本方針および判断基準の見直しが行われ、2030年における電気事業全体の非化石電源比率44%

以上の達成を求めることを規定した。結果として、温暖化対策の推進に関する法律(以下「温対法」)に基づく調整後CO<sub>2</sub>排出係数(排出係数は3章と補章において後述)は、電気事業全体として0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWhとすることが自主的な目標として策定されている。

前述の非化石電源比率44%を達成するために、2017年度より非化石価値取引市場が創設される見通しである。この市場によって、卸電力取引所を経由した非化石電気とFIT電気の2つが持つ「非化石価値」に適切な評価を

与え市場で取引させることで、小売電気事業者の高度化法目標達成と FIT 国民負担の軽減につながることを期待されている [1][2]。

確かに、自由化された電力市場の中で、中期目標を達成するために規制的手法を導入することは一定の合理性がある。また、現状では非化石電源と契約する小売電気事業者の偏りがあることを考えると、共同達成ではなく、市場取引によって流動化を担保することは妥当と言えよう。

しかし、非化石価値取引市場に関しては、以下 2 点の根本的な問題点がある。第 1 は、たとえ非化石電源の発電量を目標通りに達成できたとしても、高度化法が規定する非化石比率 44% を達成できない可能性があるという点である。これは、電力需要や非化石電源の発電量等が長期見通しの前提と同じにならないければ、この目標に到達できないためである。また原子力発電の再稼働と運転期間の 60 年延長が順調に進むことを前提としているため、この前提通りにならない場合、非化石比率の目標達成は極めて難しい。つまり、非化石価値取引市場とは、同電源の 2030 年断面の発電量、あるいは発電比率を達成することを企図する制度であるものの、同制度では直接コントロールすることができない様々な要因が存在し、その結果、たとえ非化石価値取引自体が順調に推移したとしても、非化石電源比率の目標が達成されないことも十分に考えられるのである。

第 2 に、仮に非化石電源の比率の達成ではなく、発電量の達成を政策目的としたとしても、現行の制度設計ではこれを最小の費用で達成することはできない点である。非化石価値取引制度は、米国の CO<sub>2</sub> 排出規制 [3] [4] や、英国やわが国でかつて実施していた RPS(Renewable Portfolio Standard)[5] と類似点が多い。RPS は販売電力量の一定割合を再エネ電源から調達することを小売電気事業者等に

義務づける制度で、事業者は対象となる電源を安価な順に調達するため、理論的には最小費用での政策目標を達成することができる [6]。

ただし、わが国の非化石価値取引市場では、再エネ電源の大半は固定価格買取制度（以下 FIT）で買い取られた FIT 電源を対象としているため、非化石電源が安価な順に導入されるわけではない。もちろん、わが国が RPS から FIT に移行した経緯を踏まえれば、いま一度 RPS 型の制度に戻すことは政策的にみれば非現実的なものかもしれない。とはいえ、導入目標に対する費用対効果は RPS 型に比較すれば劣る<sup>1</sup>。非化石電源の発電量や発電比率の達成を目標とするのならば、対象となる電源を安価な順に小売電気事業者が調達できるようにすべきであろう<sup>2</sup>。

## 1.2 本稿における論点

以上の非化石価値取引制度それ自体が内包する実効性の問題や、政策目標に対する費用対効果といった論点については、本稿では分析の対象外とする。本稿では、非化石価値取引市場が創設されるという前提に立ち、前述した同市場によって得られる 2 つの効果（「小売電気事業者の高度化法目標達成」と「FIT 国民負担の軽減」）のうち、特に後者に着目して、今後の詳細制度設計に向けた論点整理を行う。すなわち、小売電気事業者が単に非化石電源比率を達成するためだけでなく、企業等の需要家に排出係数の改善等を通じた非化石価値を訴求することで、本当に FIT の賦課金負担の軽減につながるのか否か、という点である。

具体的な問題意識としては、本稿執筆時点

<sup>1</sup> 例えばわが国における RPS と FIT についての 1kWh あたりの補助単価は、RPS が 5.8 円/kWh に対して、FIT は 20 円/kWh 以上と費用対効果に劣る可能性がある [7][8]。

<sup>2</sup> 経産省は非化石価値取引市場を指して、「こうした仕組みは諸外国に例がない」と説明したと報道されている（日本経済新聞電子版 2016 年 9 月 12 日）。しかし、「諸外国に例がない」のは、本文で述べたように、政策目標に対しての実効性に疑問があり、費用対効果も疑わしいためである。

(2017年1月16日)では、非化石証書の買い手となる小売電気事業者には、高度化法が規定する2030年度等を除いて、非化石証書を取得するインセンティブはほとんどなく、国民負担の軽減につながらないというものである。現在国の審議会等では、非化石証書の取引にともなう排出係数の算定という極めてテクニカルな論点に議論が集中しており、市場参加者の予想される行動と、これを踏まえた市場設計の議論がおざなりになっている。例えば、本誌別稿[9]で論じるように、非化石証書は、国際的なグリーン電力調達の枠組みで認証され、企業を中心とした需要家が再エネ比率を高める証書として使用できる制度上の整理が必要である、といった点は全く議論されていない。

本稿では、まず制度設計の概要について整理し(第2章)、市場参加者(特に小売電気事業者)の予想される行動(第3章)、これらを踏まえた非化石価値取引市場の制度設計の示唆(第4章)についてとりまとめる<sup>3</sup>。

## 2. 非化石価値取引市場の制度設計

### 2.1 制度が必要とされる背景

非化石価値取引市場創設の目的は、前述したように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を2030年度までに44%以上とすることにある。同市場が必要とされる

<sup>3</sup> なお、本誌別稿[9]との差異は次の点である。本稿は、本稿執筆時点(2017年1月17日)における非化石価値取引市場の制度設計の中でも、同市場を創設した目的の一つである賦課金負担の軽減と、非化石証書に対する需要家の取得動機に着目した分析である。賦課金負担の軽減という観点からは、非化石証書の売却益が賦課金負担の削減に充当されるFIT電源を中心に論じている。

これに対して本誌別稿[9]では、既存のグリーン電力調達の仕組みを踏まえた上で、FIT電源だけでなく、非FIT電源も含む全ての非化石電源を対象に、主要企業等の需要家がどのような枠組みであれば非化石証書の環境価値を評価できるのかについて論じている。

理由は以下2点にまとめられる。

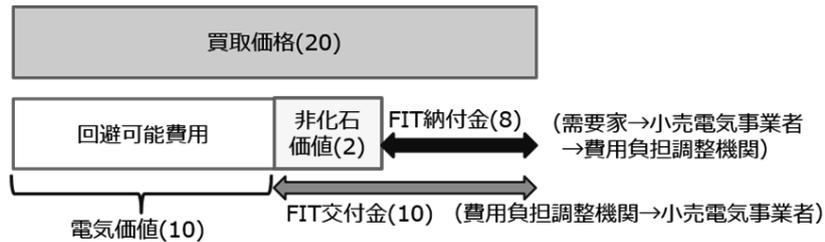
第1の理由は、卸電力取引所の取引によって非化石価値が埋没するため、小売電気事業者の非化石電源へのアクセスが不可能になることである。現行の電力市場では、発電事業者と小売電気事業者との相対取引の場合には、電気そのものに非化石価値が付随することが認められるが、卸電力取引所取引では化石電源と非化石電源が混在しており、うち非化石電源に関してはその他の化石電源と区別せずに取引されるため、その非化石価値が埋没している状況にある。したがって、前述の高度化法での義務達成が困難になることが懸念される。

第2の理由は、FIT電気のもつ環境価値を、需要側のニーズに応じて適切に評価することで国民負担の軽減を図ることである。本来、FIT電気の持つ環境価値は、賦課金を負担する全需要家に帰属する。他方、FIT電気の環境価値を顕在化させて取引させ、その売却益を賦課金に充てることで国民負担が軽減できると電力システム改革貫徹小委員会・市場整備ワーキング(以下「市場整備WG」)では指摘している。図1に、FIT電気の環境価値を需要家に還元する仕組みを示す。

### 2.2 非化石電源の環境価値と初期配分

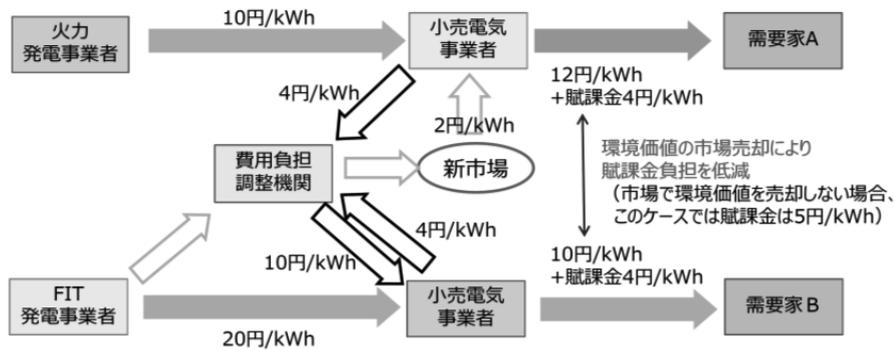
では、非化石価値取引市場において取引される価値とは何か。市場整備WGでは、非化石電源の保有する環境価値は次の3つに分類されるとしている。すなわち、①非化石価値(高度化法上の非化石比率算定時に非化石電源として計上できる価値)、②ゼロエミ価値(温対法上のCO<sub>2</sub>排出係数が0kg-CO<sub>2</sub>/kWhであることの価値)、③環境表示価値(小売電気事業者が需要家に対しその付加価値を表示・主張する権利)である。

非化石価値取引は、同価値をその実電気と一体で取引する方法(バンドリング)ではなく、



※買取価格20円/kWhのうち、FITによる回避可能費用が10円/kWhと仮定

注) 下図説明用に筆者らが作成。現行の制度では、FIT 買取価格 (20 円 /kWh) のうち、電気価値分 (10 円 /kWh) を除いた残り (20-10=10 円 /kWh) が FIT 交付金 (需要家が負担する賦課金 = FIT 納付金) として小売電気事業者に支払われている。これに対して、非化石価値取引市場創設後は、非化石証書売却益 (2 円 /kWh) は小売電気事業者の FIT 電気買取費用の補填にあてられる。その差額 (8 円 /kWh) が FIT 交付金となり、賦課金の削減につながるという仕組みになる。



出典：文献 [1]

図1 非化石価値を需要家に還元する仕組み

非化石価値を証書化し、実電気とは分けて取引する方法（アンバンドリング）によってなされる予定である。これは実電気と分離された非化石価値に価格がつくことによって、確実に非化石価値の顕在化を実現できる点等による。また、相対取引も含め、発電段階で全ての非化石電源の非化石価値を分離し、一律に証書発行の対象とする [2]。

非化石証書の初期配分に関しては、FIT 電源由来証書は費用負担調整機関に、非 FIT 非化石電源由来証書は発電事業者に配分される [2]。そもそも発電段階で生じた非化石価値（および売却益）が、まず誰に帰属するのかについては、FIT のように政策的に補助されていた電源と、それ以外の非化石電源に次のように整理されている。前者の FIT 電源の非化石価値は、この費用を負担する需要家に帰属し、この価値を費用負担調整機関が小売電気事業者に売却することで賦課金の低減を行うことになる。

これに対して、後者の非 FIT 電源の非化石

価値（売却益）は、同電源を保有する発電事業者に帰属される。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。また、RPS 等の買取期間終了後の電源に関しては、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整理されている。

また「環境表示価値」は、FIT 電気を含む再生可能エネルギーを対象とした「再エネ指定」と、原子力や大型水力を含み電源を特定しない「指定なし」に分けられる。したがって、「再エネ指定」の非化石証書には「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。このため、再エネ由来電源の価値は原子力に比べて相対的に高くなるだろう。以上、非化石証書の環境価値をまとめたのが表 1

表1 非化石証書に付随する各種環境価値

電源種別	売り手	小売電気事業者にとって		
		非化石価値	ゼロエミ価値	環境表示価値
F II 電源	費用負担 調整機関	高度化法の非 化石発電比率	温対法上の排 出係数ゼロ	再生エネルギー
非F II 再生エネルギー	発電事業者	44% に利用可能	0kg-CO <sub>2</sub> /kWh	なし
非F II 非化石電源 (原子力)				

である。

### 2.3 ゼロエミ価値の排出係数への反映

非化石証書の購入によって、小売電気事業者に移転するゼロエミ価値は、CO<sub>2</sub>の調整後排出係数の計算式を変更することで、以下の極めて複雑な算定式により計算される予定である。

調整後 CO<sub>2</sub> 排出係数 (kg-CO<sub>2</sub>/kWh)

$$= (\text{実 CO}_2 \text{ 排出量} + \text{FIT 調整 CO}_2 \text{ 排出量}^{\text{a)}} - \text{認証排出削減量} - \text{ゼロエミ価値排出削減量}^{\text{b)}}) \div \text{販売電力量}$$

$$\text{a)} \text{FIT 調整 CO}_2 \text{ 排出量} = \text{FIT 買取調整電力量}^{\text{c)}} \times \text{全電源平均係数}$$

$$\text{b)} \text{ゼロエミ価値排出削減量} = \text{非化石証書認証電力量} \times \text{全国平均係数}$$

$$\text{c)} \text{FIT 買取調整電力量} = \text{FIT による当該小売電気事業者買取電力量}^{\text{d)}} - \text{FIT による非化石価値認証電力量 (在庫)} \times (\text{当該小売電気事業者販売電力量} \div \text{全国の総販売電力量})$$

$$\text{d)} \text{FIT による当該小売電気事業者買取電力量} = \text{交付金対象} + \text{卸調達量} - \text{卸販売量} + \text{みなし FIT 電力量}^{\text{e)}} \text{ (JEPX (日本卸電力取引所) 調達分)}$$

$$\text{e)} \text{みなし FIT 電力量} = (\text{小売買取 (市場供出分)} + \text{送配電買取 (市場供出分)}) \div \text{市場約定電力量}$$

そもそも CO<sub>2</sub> 排出係数とは、電気事業者の販売電力量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量を示す指標である。従来の実排出係数と調整後排出係数が

使用されてきたが、2017 年度から導入予定であるメニュー別排出係数を算定した事業者については、調整後排出係数は参考値として扱われる。3 種類の排出係数の変遷については巻末の補遺に示し、算出方法の概要は以下のように示される。

第 1 の実排出係数とは、CO<sub>2</sub> 排出量を電気事業者の販売電力量で除したものである。

これに対して、第 2 の調整後排出係数とは、実際の排出量から温室効果ガス排出抑制を行った実績を控除して算出された係数である。調整後排出係数の設定当初、電気事業者の地球規模での排出削減の取り組みである「京都メカニズム」の活用を適切に評価する目的で公表されていた。他方、2012 年 7 月に施行された FIT を踏まえ、まず実排出量に FIT 買取費用の負担に応じた買取電力量相当量 (FIT 調整 CO<sub>2</sub> 排出量) を加算した後、クレジット等を控除すると定められている (前述の式での項目<sup>b)</sup> が該当する)。

ただし、FIT 調整 CO<sub>2</sub> 排出量により、FIT 電気の買取量が多い電気事業者においては加算される排出量が多くなり、調整後排出係数は逆に悪化してしまうこともある。例えば表 2 に示すとおり、地域的に FIT 設備導入量が多い九州電力や、多くを FIT 電気の買取により電気事業を行っている新電力でこの傾向が見られる。

そして、第 3 の排出係数である「メニュー別係数」は、2017 年度から導入される。これは小売電気事業者が販売する料金メニューを類型化して設定されるものである。メニュー別係数は小売電気事業者が任意で設定し国に提出するが、国がこれを確認し公表した場合、当該電気事業者の調整後排出係数はメニュー別排出係数に代わることとなる (調整後排出係数は参考値として表示される)。

メニュー別係数算定の際には、非 FIT 非化石電源由来証書の初期配分は発電事業者にあ

表2 電気事業者別排出係数（抜粋）

平成28年12月27日公表

電気事業者名	実排出係数 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	調整後排出係数 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)
北海道電力(株)	0.669	0.676
東北電力(株)	0.556	0.559
東京電力EP(株)	0.500	0.491
中部電力(株)	0.486	0.482
北陸電力(株)	0.627	0.615
関西電力(株)	0.509	0.496
中国電力(株)	0.697	0.700
四国電力(株)	0.651	0.669
九州電力(株)	0.509	0.528
沖縄電力(株)	0.802	0.799
アーバンエナジー(株)	0.255	0.249
愛知電力(株)	0.512	0.483
アストモスエネルギー(株)	0.328	0.300
アンフィニ(株)	0.296	0.575
イーレックス(株)	0.555	0.410
池見石油(株)	0.683	0.655
いこま電力(株)	0.569	0.540
(一財)泉佐野電力	0.536	0.490
出光グリーンパワー(株)	0.228	0.000
伊藤忠エネクス(株)	0.489	0.241
伊藤忠商事(株)	0.560	0.531
HTBエナジー(株)	0.615	0.586
エコエンジニアリング(株)	0.520	0.491
SBパワー(株)	0.072	0.331

るため、小売電気事業者が大型水力等を中心に調整後排出係数の低い料金メニューを作成した場合、ゼロエミ価値を当該発電事業者から購入することになると思われる。これは前述したように、市場整備WGにおいて、証書の売り手としてFIT電源由来証書は費用負担調整機関が、非FIT非化石電源由来証書は発電事業者という整理がなされていることによる[2]。

以上のように、小売電気事業者に移転された非化石証書の中で、非化石価値は高度化法の非化石比率に、ゼロエミ価値は地球温暖化対策の推進に関する法律（以下、温対法）上のCO<sub>2</sub>排出係数に、環境表示価値は電源構成表示に反映されることになる。

### 3. 非化石証書に需要はあるのか

前述したように、非化石証書の買い手は原則として小売電気事業者であり、売り手はFIT電源由来証書については費用負担調整機関（売

却益は賦課金の軽減に使用）、非FIT非化石電源由来証書については発電事業者（売却益は発電事業者の事業収入）を予定している。

非化石価値取引市場の取引はPay as Bid方式による入札、つまりマルチプライスオークションが実施される予定である。売り手である費用負担調整機関にはFIT電源由来証書を高く売るインセンティブがなく、成り行き価格の入札がなされ、買い入札価格がそのまま約定価格となる可能性が高い。

問題はこの買い入札がどのように実施されるのか、すなわち買い手である小売電気事業者に非化石証書を購入する十分なインセンティブがあるのか否かである。換言すれば、非化石価値取引制度の目的の一つであるFIT国民負担の軽減についての成否は、買い手の市場での行動次第とも言える。

しかし、文献[1][2]や制度設計WGの議論等をみれば、現在の制度設計では非化石証書の需要はほとんど生じないものと思われる。本章では、その理由を示すとともに、改善策について考察する。

#### 3.1 小売電気事業者にとってのインセンティブ

非化石証書を小売電気事業者が保有する動機としては、高度化法の目標年次である2030年度や、2030年度以前のある年度に目標値を設定される可能性がある「中間年」での目標量になる。しかし、この目標年を除き、小売電気事業者に非化石証書を保有するインセンティブはほぼ生じないだろう。換言すれば、買い手である小売電気事業者にとって、非化石証書を取得する唯一の動機は、高度化法が規定する2030年度断面での非化石電源比率44%以上（設定されるのであれば中間年での目標達成）でしかない。

そこで、中間年の設定は今後の論点になるだろうが、これを合理的に設定することが極

めて難しい<sup>4</sup>。これは前述 (1.1 節) したように、販売電力量や原子力の再稼働の状況等、再エネ導入以外の複合的な要因で決定しなければならないことによる。すなわち、高度化法の非化石比率達成には、小売電気事業者の自助努力だけでは如何ともしがたい外部要因が複雑に絡み合っているため、中間年の設定が難しいのである。

### 3.2 需要家にとっての非化石証書の意義

そこで小売電気事業者が取得したゼロエミ価値を需要家に訴求できるのであれば、小売電気事業者にとって非化石証書を取得するインセンティブが生ずることになる。文献 [2] では「環境表示価値については、非化石証書によって加算された非化石比率やオフセットされた排出係数に関しては、その付加価値を需要家に訴求することは可能」としている。つまり、前述 (2.3) の算定式で示したように調整後排出係数の低減を需要家に訴求することである。しかし、以下 2 つの問題から需要家へ訴求する効果は限定的である。

第 1 の問題は、需要家にとって排出係数低減の意義が、国内的に見いだせなくなっていることである。これは以下のように説明できる。従来、わが国では、温対法を基本とした排出抑制が推進されてきた。しかし、省エネ法・温対法の対象企業が調整後排出係数を用いた排出量を記載する箇所は、事業者全体の取り組みを記載する「特定表」の 1 箇所にすぎず、個別工場等ごとに報告する「指定表」では実排出係数を用いる。つまり、温対法上は依然として実排出係数が重視されているのが現状である。

これまで、わが国では、排出量算定の軸と

なる CO<sub>2</sub> 排出係数の低減を通じてクレジットの経済価値を高めることが狙いとされてきた。特に調整後排出係数にクレジットや FIT といった政策的要素をどう反映するのか、この検討に多大な労力を費やしてきた。しかし、調整後排出係数は、国の政策 (Jクレジット等で大量に安価なクレジットが供出される等) に左右されることによって毎年の変動が大きくなる。企業の排出抑制の取り組みを排出係数という指標で「見える化」という、本来の目的が果たして達成されているのか疑問である。

今後、メニュー別排出係数が調整後排出係数を代替するなど、ますます複雑化することにより、排出係数の形骸化に繋がる恐れもある。特に報告対象事業所が多い企業にとっては作業負担が増える一方で、報告したからといって何ら社会から評価されることのない温対法に対し、排出抑制の取り組み継続意義を見出し、長期の排出抑制対策を推進することは困難になると考えられる。

第 2 の問題は、国際的にも、需要家にとっての排出係数低減の意義が低下していることである。ゼロエミ価値を小売電気事業者側で排出係数の低減に利用したとしても、主要企業に環境情報の開示を求める CDP<sup>5</sup> の下では、高評価が得られないことが挙げられる。

グローバルな事業を展開する主要企業は、自社の排出削減の取り組みを国内外に発信する場として、温対法ではなく、企業の環境対策に関する情報開示・評価の国際的プロジェクト「CDP」を意識している。筆者らの別稿 [9] で論じたように、排出量の算定ガイダンスである GHG プロトコルが改定され、企業の再エネ電源 (または低炭素電源) の調達による排出削減を反映する内容となった。これにな

<sup>4</sup> また、証書の有効期間が 1 年間でバンキングが認められていないことも、中間年の設定を難しくしている一因でもある。バンキングが認められていれば、目標年次より前年量を確保するインセンティブが生じる。

<sup>5</sup> CDP は、以前は Carbon Disclosure Project の略称とされていた英国に本部がある NGO で、現在は正式名称が「CDP」になっている。詳細は本誌別稿 [9] 参照のこと。

らい、2016年報告より、CDPでは電力や熱の利用による間接排出量（Scope2 排出量）の算定にあたり、排出削減の根拠として、再エネ電源の調達量と調達手段を明確にすることとなった。

しかし、非化石価値取引市場と CDP は次の3点から相容れない構造になっている。

#### (1)算定に用いる排出係数：マーケット基準とロケーション基準

前述の GHG プロトコルでは、マーケット基準とロケーション基準という2つの算定手法が体系化されている。それぞれで用いる排出係数の定義や算定方法を定めており、CDP 報告もこれに準じて行われている。

マーケット基準は、発電源の特定の情報が記載されている発電証明等が取得できる場合や、発電源から需要までを特定できる電力購入契約（再エネからの出力について電気価値と環境価値を一体（バンドル）として調達する契約）を行った場合、これらに基づく排出係数を使用して Scope2 排出量を算定する手法である。発電証明が取得できない、あるいはバンドルした契約でない場合、契約している電気事業者の実排出係数や調整後排出係数を用いて算定することになる。例えば、わが国の料金メニューとして、非化石比率を高めたメニュー別排出係数が策定されたとしても、発電源を特定できる発電証明や契約に基づくものでない限り、CDP 報告においては実排出係数や調整後排出係数と同等の扱いである<sup>6</sup>。

一方のロケーション基準は、国や地域内の平均排出係数（わが国では代替値に該当）に基づき Scope2 排出量を算定する手法である。

これら2つの手法で算定された Scope2 排出量の差を、再エネ電源の調達による排出削減量として報告し、調達量もあわせて報告する。

<sup>6</sup> メニュー別排出係数を用いて Scope2 排出量の算定ができるよう、CDP 事務局への働きかけが別途必要である。

#### (2)排出係数の精度: 「高い」 から 「低い」 へ

GHG プロトコルでは、マーケット基準で用いる排出係数の精度を「高い」から「低い」に分類・評価している（本誌別稿 [4] 表5 参照）。発電証明や契約に基づく排出係数は「高い」、それ以外の排出係数（実・調整後排出係数等）は評価が「低い」と評価される。CDP でも同様である。

#### (3)CDPの動向を考慮していない非化石価値取引市場の制度設計

これに対して、現在検討されている非化石価値取引市場では、前述したように非化石証書に伴うゼロエミ価値分を、証書を取得した小売電気事業者の排出係数の調整（低減）に用いる。需要家に訴求できるゼロエミ価値は、排出係数の低減ということになる。しかし、前述したように、発電証明のない排出係数はマーケット基準においては精度の「低い」排出係数として扱われる。したがって、現状の制度設計の下で、排出係数への反映を通じた訴求はできるものの、その排出係数は CDP では低い評価しか受けられないため、需要家が直接、排出削減や再エネ電源の購入量（再エネ比率）にカウントできる制度設計にした方が、訴求効果も大きいのである。

### 3.3 発電源証明と需要家による電源選択

以上のように、現状の制度設計では、非化石証書を小売電気事業者が積極的に欲する、いわば証書の需要が生ずるとは考えにくく、「FIT 国民負担の軽減」とする政策目標の達成は難しいであろう。

そこで、考えられる方策の一つが、国際的な温室効果ガス算定・報告基準である GHG プロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定する方策である。具体的には、次の2段階のプロセスを経る。

第1に、非化石証書を、欧州の Guarantee of

Origins（発電源証明，以下 GO）と同様に，再エネ種別と各発電所別にみた1年間等の一定期間における発電量等をトラッキング可能とした上で，前述のGHGプロトコルに対応した排出係数を算定することである。非化石証書がGOと同程度の信頼性を備えれば，前述のScope2のマーケット基準において「精度が高い」排出係数として認定され，企業等の需要家が取得するインセンティブが高まることになる。

その上で，第2に，この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。こうした制度設計とすれば，需要家自らが再エネの環境価値を評価・選択し，費用負担を行うことで，再エネ導入が進んでいく可能性がある。再エネの脱FIT化（＝脱補助金化）が進むのであれば，これはまさに，電力自由化と統合的な再エネ政策のあり方である。

そもそもGOとは，全ての供給事業者に対して自身の顧客への発電源の情報開示を義務づける欧州委員会（European Commission：以下「欧州委」）による2009年の電力市場指令（2009/72/EC）に基づくもので，主に再エネ発電に対して設備情報（電源種別場所，容量等）と一定期間内の発電量を証明書として発行してきた[10]。ただし，各国で対象電源の選定は異なり，他方で，GOが発行可能な再エネ電源種別は加盟国が設定可能であるため，現状は不揃いである。例えば，そもそもEU大のGO取引に不参加である英国，FIT等補助対象電源を除くドイツと補助の有無を問わず発行するオランダや北欧諸国，再エネだけでなく全電源に証明書を発行するスイスとオーストリアといった違いがある。

しかし，2016年11月30日に，欧州委から発表された“Clean Energy for All Europeans”と題する文書パッケージ（いわゆる2016 Winter Package）では，GOに関して，FIT等の補助対

象の再エネ電源のGOについては，その売却益を賦課金低減の原資とする案が示されている[11]。これはまさに，わが国のFIT対象電源からの非化石証書の売却益を賦課金負担の軽減に利用する点と同じ発想である。この提案に対しては，制度が複雑化する懸念があるものの<sup>7</sup>，GOを通じて再エネの「価値」を評価する需要家に，同価値を売却し賦課金負担の軽減を促す案自体には，再エネの脱補助金化として評価する意見もある[12]。いずれにせよ，わが国の非化石証書がGOと同程度の信頼性を確保すれば，GHGプロトコルの国際的な枠組みに取り込むことが可能であり，欧州委提案と同様の国際的な制度設計の実験と知見共有にも位置づけられるであろう。

したがって，本稿執筆時点で議論されているように非化石証書を小売電気事業者間で流通させ調整後排出係数に用いるのではなく，欧州GOと同程度のトラッキングの信頼性を確立させ，国際的なGHGプロトコルの枠組みとして，排出係数に適用させることが肝要である。こうした制度設計によって，小売電気事業者が取得した非化石証書を需要家が料金メニューとして選択可能とする。これにより主要企業が再エネ価値を取得する方策を示しながら，「FIT賦課金負担の軽減」を進めることは，非化石価値取引制度を導入する目的の一つに合致するものである。

### 3.4 本稿の制度設計提案に考えられる懸念

他方で，以上のようなゼロエミ価値を需要家へ訴求する方策に対して，懸念される点として以下の2点が挙げられる。第1に，企業等の需要家による支払意志額が賦課金負担を十分に減らせるほど大きいのかという点であ

<sup>7</sup> 通常GOは再エネ発電事業者に帰属し，売却益は発電事業者に帰属する。しかし，欧州委の提案では，FIT等補助電源の売却益は賦課金軽減に使用される（つまりGOの帰属は需要家）となる。これではあたかも2つの制度が並存するため，複雑になるとする懸念がある。

る。例えば、現在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である[9]。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、これを多く見積もり例えば5円/kWhで取引されているとしても<sup>8</sup>、現時点では企業からは年間50億円ほどが支払われているに過ぎない。これに対して、2016年度のFIT賦課金単価2.25円/kWhを0.01円減らすだけでも、年間100億円必要である<sup>9</sup>。したがって、非化石証書を前述したGHGプロトコルの精度が高い排出係数に対応させ、ゼロエミ価値を需要家に訴求できるとしても、FIT賦課金負担を十分に軽減させるためには、更なる参画企業の増加と取引量の拡大が不可欠であることが分かる。他方で、これまでわが国のグリーン電力調達はあくまで企業による「企業の社会的責任（CSR）」活動の一環に過ぎなかったため、グリーン電力調達の市場規模が限られていたことは十分に考えられる。

第2に、こうしたCDPの枠組みの中での企業による環境対策の推進が、果たして環境負荷の低減として実効性があるのか、必ずしも明らかではない点である。本誌別稿[9]で論じたように毎年公開されるCDPランク付けは、機関投資家等の行動を規定するまでに影響力が大きくなっており、世界規模で事業を展開する主要企業にとっては無視できないどころか、積極的な環境負荷低減へのコミットメントを表明している。ところが筆者らが主要企業10数社のCDPへの回答書をダウンロード

してみたところ、CDPランクと各企業による再エネ調達量・GHG削減量の相関は必ずしも明確ではなかった。もちろんCDPはあくまで「申告主義」であり、回答内容の確認は監査法人等の第三者機関の認証にまかされているものの、例えば実際に当該企業の活動が環境負荷の低減に寄与しているのか、またこうした企業活動によるCO<sub>2</sub>削減の費用対効果等は明らかではないのである。したがって、CDP等による企業を対象とした環境負荷低減活動の実効性やその費用対効果が今後分析されることが望まれる。

とはいえ、これら2つの懸念を抱えながらも、本稿で繰り返し言及しているように、電力自由化の中で再エネ普及を整合的に実施するという観点からは、本稿が提案するように需要家自らが再エネを選択し、その費用負担を行う方向性は目指していくべきである。これまで電力量(kWh)や発電容量(kW)と一体的に取引されてきた非化石価値を、市場の中で明示的に加味していくことは、システム改革の方向性自体は間違いではない。市場は人工物であり、思った通りに機能しないのであれば仕組みを変える方法を編み出すことが重要である。電力自由化と非化石市場との整合性や、政策目標に対する費用対効果を事前・事後に検証しながら、機動的な制度修正がのぞまれている。

#### 4. 今後の詳細制度設計に向けた示唆

市場整備WGでは、非化石電源（再エネと原子力）で発電された電気の非化石価値を顕在化し、それを小売電気事業者が売買できる非化石価値取引市場の2017年度の創設を提起した。

確かに、自由化された電力市場の下で、エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石電源比率44%の達成を義務づけられた小売電気

<sup>8</sup> 5円/kWhは、CO<sub>2</sub>排出削減コストで換算すると約1万円/トン-CO<sub>2</sub>と極めて費用対効果の悪いGHG削減手段になる。

<sup>9</sup> 2016年度のFIT賦課金単価2.25円/kWhは以下の式から算定されている。

2.25円/kWh= (①買取費用2兆3000億円 - ②回避可能費用4975億円 + 費用負担調整機関事務費2.9億円) / ③販売電力量8025億kWh

①、②、③が変わらない前提で、賦課金単価2.25円/kWhから2.24円/kWhに0.01円/kWh減るには、分子が約100億円減る必要がある。

事業者にとっては、流動性が担保される市場の創設は必要ではある。

しかし、現状議論されている制度設計案では、非化石証書の買い手となる小売電気事業者には、高度化法が規定する2030年度等を除いて、非化石証書を取得するインセンティブはほとんどなく、国民負担の軽減につながらない。

そこで、国際的な温室効果ガス算定・報告基準であるGHGプロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定すべきである。具体的には、①非化石証書を、欧州の発電源証明と同様に、発電源別にみた当該期間の発電量等をトラッキング可能とした上で、GHGプロトコルに対応した排出係数を算定する。その上で、②この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。

こうした制度設計とすれば、需要家自らが再エネの環境価値を評価・選択し、費用負担を行うことで、再エネ導入が進んでいく可能性がある。再エネの脱FIT化（＝脱補助金化）が進むのであれば、これはまさに、電力自由化と整合的な再エネ政策のあり方である。

ここで重要なことは、電力自由化と再エネ政策を整合的に進めるという観点からは、需要家自らがゼロエミ価値を評価し、費用を負担することで、再エネ導入が進むことは望ましいという点である。したがって、非化石取引市場を創設することで、FIT賦課金負担の軽減を目指すという原点を改めて認識すべきである。そのためには市場を機能させる観点から、真摯な制度設計の議論が必要とされている。今後の詳細検討では、政策目標に照らし費用対効果に優れた制度設計を行うとともに、適宜、事後の政策評価に基づく機動的な制度修正が必要である。

## 補. 各種CO<sub>2</sub>排出係数の概要と算定経緯

### 補.1 算定・報告・公表制度の概要

気候変動に関する国際連合枠組条約第3回締約国会議（COP3）において採択された京都議定書の着実な実施に向け、国・地方公共団体・事業者および国民が一体となって地球温暖化対策に取り組むための事項を規定した温対法が1998年に制定・公布された。

その後、2005年2月の京都議定書の発効に伴い温対法が改正され、温室効果ガスを一定量以上排出する者（特定排出者）に対し、温室効果ガスの排出量を算定し、国に報告することを義務付け、報告されたデータを国が集計・公表する「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」が2006年4月から施行された。これは、温室効果ガスの排出者が自らの活動による排出量を算定・把握することにより、自主的な排出抑制対策のPDCAを実行することが可能となるとともに、算定された排出量を国が集計して公表することにより、国民・事業者全般の排出抑制に向けた気運を醸成することを目指した制度である。

### 補.2 報告事項と排出量の算定方法

本制度において報告対象となる温室効果ガスは、CO<sub>2</sub>（エネルギー起源CO<sub>2</sub>および非エネルギー起源CO<sub>2</sub>）、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O、HFC、PFC、SF<sub>6</sub>、NF<sub>3</sub>の7ガスである。特定排出者は、自らが抽出した燃料の使用、電気の使用、セメントの製造といった活動ごとに「温室効果ガス排出量＝活動量×排出係数」として、政省令に定められている排出係数を用いて排出量を算定する。

電気の使用に伴うCO<sub>2</sub>排出量（エネルギー起源CO<sub>2</sub>）の算定に使用する排出係数を「CO<sub>2</sub>排出係数」と呼び、通常「kg-CO<sub>2</sub>/kWh」で表される。

### 補.3 CO<sub>2</sub>排出係数の変遷

#### (1)CO<sub>2</sub>排出係数1本立て時期（2005年度～2007年度）

CO<sub>2</sub> 排出係数は、国からの協力依頼により電気事業者が算出し国に提出する。国による内容の確認を経たものを確定値として、電気事業者別に公表される。

本制度における排出量の報告は2007年度（2006年度の排出実績）から開始されているが、この当時のCO<sub>2</sub> 排出係数は、「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（2006年3月29日経済産業省令・環境省令第3号）」に定めるデフォルト値（0.55kg-CO<sub>2</sub>/kWh）の他、電気事業者（旧一般電気事業者およびPPS）別係数<sup>10</sup>が使用されていた。

また、特定排出者の報告対象範囲は、1979年に制定されたエネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）により指定される「エネルギー管理指定工場<sup>11</sup>」であり、これを温対法に定める「特定事業所」として、国が公表するCO<sub>2</sub> 排出係数を使用してエネルギー起源CO<sub>2</sub>（実排出量）を算定していた。

#### (2)CO<sub>2</sub>排出係数2本立て時期（2008年度～）

2008年の温対法改正により本制度の一部が改正され、2009年4月から施行されている。2010年度報告（2009年度の排出実績報告）から報告対象範囲が拡大され、各種クレジットが排出量へ反映可能となるなどの制度改正が行われている。主な変更点は以下のとおりである。

①電気の使用に伴うCO<sub>2</sub> 排出量の算定に当たり、デフォルト値を廃止し、国が公表する電気事業者ごとの排出係数を用いて算定する。

<sup>10</sup>デフォルト値を下回るものについて2007年3月に初めて公表された。

<sup>11</sup>年度のエネルギー使用量が原油換算で1,500kL以上あるいは3,000kL以上の工場・事業場。

②特定排出者は、事業者（会社）単位で温室効果ガス排出量を算定して報告する。なお、特定事業所を有する場合は、その排出量の内訳も報告する。

③特定排出者は、温室効果ガス算定排出量（実排出量）の報告に加え、調整後温室効果ガス排出量（調整後排出量）を報告する。

この変更により、特定排出者は、特定事業所における実排出量の報告は従来どおり行い、さらに事業者（会社）全体の実排出量と調整後排出量の報告が加わることとなった。

#### 【参考文献】

- [1] 第2回市場整備WG（2016）「資料3 非化石価値取引市場について」、2016年11月9日
- [2] 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会（2017）「資料5-2 中間とりまとめ」、2017年2月9日
- [3] 若林雅代・上野貴弘（2015）「米国における火力発電所CO<sub>2</sub>排出規制の動向と今後の展開—連邦環境保護庁の規制『Clean Power Plan』提案を巡って—」、電力中央研究所報告Y14005.
- [4] 若林雅代・上野貴弘（2016）「米国火力発電所CO<sub>2</sub>排出規制 Clean Power Plan の事前評価」、電力中央研究所報告Y15005.
- [5] 田頭直人・西尾健一郎（2007）「海外の再生可能エネルギー支援政策による導入量及び費用」、電力中央研究所報告Y06012.
- [6] Menanteau, P. et al (2003) "Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy", Energy Policy vol31, pp.799-812
- [7] 朝野賢司（2014）「我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討」、電力中央研究所報告Y13031.
- [8] 朝野賢司（2013）「日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計」、電力中央研究所報告Y12034.
- [9] 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
- [10] Seebach, D. et al (2015) Reliable Disclosure in Europe: Status, Improvements and Perspectives, Final Report Reliable Disclosure Systems for Europe (RE-DISS) – Phase II
- [11] European Commission (2016) Proposal for European Commission's legislative proposal to revise the Renewable Energy Sources Directive

- [12] Jansen, J. et al (2016) The Disclosure of Guarantees of Origin: Interactions with the 2030 Climate and Energy Framework, Center for European Studies Special Report

朝野 賢司 (あさの けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

野口 厚子 (のぐち あつこ)

電力中央研究所 社会経済研究所

# 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—

A Review on Green Power Program Design in Japan under a Global Context

キーワード：非化石価値，グリーン電力調達，CDP，RE100

朝野賢司 野口厚子 谷優也

非化石価値取引市場が顕在化させようとしている、再生可能エネルギー(再エネ)の環境価値はどのように評価され、取引されるのか。本稿では、企業が再エネからの電力を自主的に購入するグリーン電力調達に関する動向と課題について、以下3点について整理した。第1に、従来、企業のグリーン電力調達は社会的責任(CSR)の枠組みで議論されてきたが、近年、投資家による企業評価として重視されてきている。国際的な企業に環境調達の情報開示を促す取り組みの中で、グリーン電力調達の拡大が極めて重要になっている。この情報開示の中では、サプライチェーンでの比率を示すことも求められており、わが国の国際的な企業にとってもグリーン電力の拡大は不可避な状況にある。第2に、今後、わが国でグリーン電力調達を量として確保しようとした場合、固定価格買取制度(FIT)の非対象電源の中では、水力発電や地熱発電、あるいはFIT等の買取期間が終了した電源の調達が有力な選択肢である。これが前述の国際的な情報開示の枠組みの中で、グリーン電力調達として認められるためには、再エネの発電量と消費量の精査、二酸化炭素削減価値の帰属と償却等のトレーサビリティの確立が不可欠である。しかし、第3に非化石価値取引市場の制度設計では、非化石証書は小売電気事業者の間で取引され、需要家への帰属はほとんど議論されてない。企業による環境取組が公開・比較評価され、その結果に応じて投資家から選択される時代を迎えている。国際的な枠組みとの整合性を図り、わが国企業が国内で手軽にグリーン電力調達を可能とする視点が望まれる。

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 非化石価値取引市場は企業のグリーン電力調達を促すか</li> <li>2. わが国におけるグリーン電力調達             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 再エネ直接購入</li> <li>2.2 再エネみなし購入</li> </ol> </li> <li>3. 諸外国におけるグリーン電力調達             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 現状整理</li> <li>3.2 企業の環境取組と投資家選好</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>3.3 企業の環境情報開示</li> <li>3.4 GHG Protocol Scope 2 Guidance</li> <li>3.5 企業の環境取組と投資家選好</li> <li>4. わが国におけるグリーン電力調達の課題と今後の展望             <ol style="list-style-type: none"> <li>4.1 再エネみなし購入は CDP に対応可能か</li> <li>4.2 再エネ直接購入は CDP に対応可能か</li> <li>4.3 非化石証書は CDP に対応可能か</li> </ol> </li> </ol> |
|--|--|

## 1. 非化石価値取引市場は企業のグリーン電力調達を促すか

電力システム改革貫徹小委員会・市場整備ワーキング(以下「市場整備WG」)では、エネルギー供給構造高度化法(以下「高度化法」)に基づく「2030年における電気事業全体の非化石電源比率44%以上の目標達成のために、非化石価値取引市場の2017年度以降の創設を目指すことが概ね了承された。

同市場を創設する目的の1つは、固定価格

買取制度(以下、FIT)の対象電源や、FIT電源以外の非化石電源(原子力、大規模水力)による出力によって生ずる環境価値を市場で適切に評価することで、FITの国民負担の軽減を図ることにあるとされる。

では、再生可能エネルギー(以下、再エネ)の環境価値は、誰が、どのように評価し、取引されるのだろうか。考えられる需要家として挙げられるのは、グローバルなビジネス展開をおこなっている企業である。

2016年以降、米国・欧州の大企業では、自

らの消費電力における再エネ比率を2020年より前に100%とする等の野心的な目標を掲げる動きが広がってきている。例えばオバマ前大統領の論考 [1] で言及されているように、Google は2017年中に、ウォールマートは近年中に、再エネ比率を100%に高める目標を掲げている。欧州でも同様に、2016年の企業によるグリーン電力調達に契約量は前年比の約3倍に達したとされる [2]。

企業によるグリーン電力調達に活用されているのが、いわゆる「グリーン電力プログラム」である。このプログラムでは、需要家は通常の電気料金に加えて電力消費量等に比例した額を自発的に支払い、小売電気事業者等がこれを再エネ設備により発電された電力の調達等に用いるものである [3][4]。従来から言われてきた小売市場の自由化に伴う需要家の電源選択行動の一環であると同時に、株式市場を通じた資金調達を容易にしていく投資家への対応策でもある (第3章で後述)。こうした背景を踏まえれば、諸外国と同様に、わが国の主要企業にも非化石価値取引によって電力需要に占める再エネ比率を高めることができれば、その費用負担を通じて賦課金負担を減らすことが可能になる。

しかし、「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間取りまとめ」(以下、「中間取りまとめ」 [5])、およびワーキンググループでの資料 [6] で示された制度案をみると、非化石証書は小売事業者間のみで流通することを想定している。つまり、本誌別稿 [7] で論じたように、需要家への訴求手段は調整後排出係数の低減に位置づけられているが、わが国の枠組みでの低い排出係数を欲する需要家は限定的であるということ想定していない。したがって、小売電気事業者が需要家に非化石価値等を訴求することで、本当に将来的にFITの賦課金負担を減らせるのか疑問が残る。

本稿では、非化石証書は、第3章で後述す

る企業の環境調達に関する国際的な情報開示を行うCDP<sup>1</sup>(詳細は3.3節に詳述)において活用できる枠組みとして、企業を中心とした需要家が再エネ比率を高める証書として使用できる制度上の整理が必要ではないのか、という問題意識に基づき、以下3点についてとりまとめる。まず現在のわが国におけるグリーン電力調達を整理した上で(第2章)、諸外国のグリーン電力調達が特に2015年のCDP Scope2の改訂によって大きく変容していることについて述べる(第3章)。最後に、これら国内外の動向を踏まえた上で、非化石価値取引市場の創設を見据えた今後のグリーン電力調達への課題と展望をとりまとめる(第4章)。

## 2. わが国におけるグリーン電力調達

わが国では、需要家がグリーン電力を調達できる手段は、再エネ直接購入と再エネみなし購入に大別され、計4種類に分類される。

再エネ直接購入とは、FIT等の買取期間終了後の電源(表1再エネ直接購入の(1))、あるいはそもそもFIT等の補助対象ではなかった水力発電等(表1同の(2))、原則として個別に特定できる発電源からの発電量について、小売電気事業者が調達し、需要家が購入する手法である<sup>2</sup>。

これに対して、再エネみなし購入とは、再エネ電気を「電気価値」と「環境付加価値」にわけた上で、後者を「グリーン電力証書」として小売電気事業者、または需要家が購入し、通常の電気と組み合わせることで、再エネ設備を自ら所有しなくとも、グリーン電力を使用しているとみなす購入形態である(表1再エネみなし購入の(1)と(2))。みなし購入の

<sup>1</sup> CDPは、以前はCarbon Disclosure Projectの略称とされていた団体で、現在は正式名称が「CDP」になっている。

<sup>2</sup> ただし、わが国では当該発電源からの発電量と需要家の消費量のトレーサビリティを確立できていないため、CO<sub>2</sub>排出削減効果の二重計上を防げているのか等の批判もある。

表1 わが国におけるグリーン電力調達の国内における扱い

	手段	CO <sub>2</sub> 排出係数 への反映	再エネ比率 への反映	供給力 上段：設備容量 下段：発電電力量
再エネ直接購入	(1)RPS・FIT終了電源	○	○	291万kW 116億kWh *1
	(2)100%グリーン電力メニュー	○	○	1,500万kW 587億kWh *2
再エネみなし購入	(1)グリーン証書付きメニュー ※(2)も実質同じ	検討中	○	41.5万kW 3.3億kWh *3

\*1 出典：RPS管理システムウェブサイトおよび資源エネルギー庁資料より試算

\*2 出典：電力調査統計（平成28年度）および電気事業便覧（平成28年度版）  
ここでの設備容量と発電電力量のうち、水力発電については揚水を除いている。

\*3 出典：グリーンエネルギー認証センターウェブサイト

対象電源は、原則として、FIT等の政策的な補助を受けていない電源からの出力、あるいは自家発自家消費された電力量である。

本章では、これら4つの国内のグリーン電力調達手法について、温対法におけるCO<sub>2</sub>排出係数改善への寄与と安定的な供給量が期待できるか否かの2点から評価する（表1）。排出係数の概要については論文[7]を参照頂きたい。

## 2.1 再エネ直接購入<sup>3</sup>

### (1)RPSやFITの買取期間終了電源の購入

第1の方法は、RPS（Renewable Portfolio Standards）やFIT等の買取制度に基づく買取期間が終了した電源の調達である。具体的には、2009年から開始された住宅用の太陽光発電（Photovoltaics, 以下PV）に対しての10年間の買取期間終了後、FIT以前に実施されていたRPSの買取期間終了後<sup>4</sup>、あるいは2012年より開始されたFIT買取期間終了後の電源に対して、買取期間終了後もなお、小売電気事業者が自主的に買取を行い、再エネ比率の高い電気（＝非化石電力）の料金メニューを設定し、

<sup>3</sup> 非化石価値取引市場が導入された場合、全ての非化石電源について、電気と環境価値の分離（アンバンドリング）が予定されている。これに伴い、排出係数も実排出係数ではなく、調整後排出係数が用いられる予定である。

<sup>4</sup> RPS電源はFITへの移行が認められていたが、移行電源の買取義務は2023年から順次終了する。

需要家はその料金メニューを契約する手法である。

この手法によるグリーン電力調達では、現行の制度では温対法上の実排出係数<sup>5</sup>はゼロとなる（脚注3を参照）。

しかし、あくまで買取期間が終了した電源が対象となるため、対象電源に限られることから、十分な供給量を確保するのは困難である。

### (2)100%グリーン電力メニューの購入

第2の方法は、FITやRPS等の対象電源ではない水力発電や地熱発電等の調達である。わが国ではFIT以外の再エネ電源由来のメニューは本稿執筆時点（2017年1月17日時点）で存在しないが、例えば旧一般電気事業者の発電事業者が保有するFIT対象外の水力発電に特化したグリーン料金メニューがあれば、需要家はまとまった量の再エネ電気を安定的に調達することができる。

上述の再エネ直接購入の2つの方法は、相対取引の場合、現行の制度では電気とゼロエミ価値<sup>6</sup>が一体となって供給されるため（脚注

<sup>5</sup> 実排出係数とは、CO<sub>2</sub>排出量を電気事業者の販売電力量で除した値。これに対して、調整後排出係数とは、実際の排出量から温室効果ガス排出抑制を行った実績を控除して算出された係数である。詳細は文献[7]参照のこと。

<sup>6</sup> 非化石価値取引制度における非化石証書がもつ環境価値は次の3つで構成されている[5]。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ゼロエミ価値（温対法上のCO<sub>2</sub>排出係数が0kg-CO<sub>2</sub>

3を参照), 需要家にも非常にわかりやすい。また, 小売電気事業者の販売電力量あたりのCO<sub>2</sub>排出量を示す指標である実排出係数が低減されるため(脚注3を参照), 需要家は電力購入契約を通じてCO<sub>2</sub>排出削減を図ることができるというメリットがある。

## 2.2 再エネみなし購入

わが国では, 2000年11月に, 「日本自然エネルギー株式会社」が企業・団体等の大口需要家向けに, グリーン電力証書を販売する事業を開始した。このスキームでは, まず需要家が日本自然エネルギー社に再エネによる発電の実施を委託し, 次に同社が再エネ発電事業者に再委託を行って, 発電実績をグリーン電力証書として需要家に発行することになる。具体的には, 以下2つのグリーン電力証書調達の手段が適用される。

### (1) グリーン電力証書付電気の購入

第1の方法は, 通常の電気にグリーン電力証書が付加された電力商品を購入することである。既にこのタイプの料金メニューを設定している小売電気事業者も存在しており, 電気供給量に応じて再エネ比率が30%, 50%, 100%といった電力メニューがある。電気の契約のみでグリーン電力証書が入手できるという簡便さもあり, 徐々に需要が伸びている。

### (2) 需要家自らのグリーン電力証書の購入

第2の方法は, 需要家自らグリーン電力証書の購入契約をし, 小売電気事業者から購入した電気と併せてグリーン電力とみなすものである。電気とグリーン電力証書の2本の契約が必要という手間はあるが, 購入量や再エネ電源種を比較的自由に選択できる。

近年, 再エネ100%での事業運営を目指す国際イニシアチブ「RE100」<sup>7</sup>に参加表明している

／kWhであることの価値), 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)。

<sup>7</sup> RE100については下記webサイトを参照のこと。

外資系企業の日本法人等がCO<sub>2</sub>削減の目的で再エネ比率を高める動きが見られるが, 多くの企業がこの手段をとっている<sup>8</sup>。

これら「再エネみなし購入」の2つの方法では, 電気と環境価値(グリーン電力証書)が別々に供給あるいは調達され, 入手したグリーン電力証書は小売電気事業者の実排出係数には反映されず<sup>9</sup>, 需要家側で温室効果ガスが排出削減に利用される。

また, 表現の方法に一定の制限<sup>10</sup>はあるものの, グリーン電力証書という発電証明をもって環境価値の表示は可能である。

ただし, グリーン電力証書の発行可能量は多いとは言えない。これはグリーン電力証書の対象が, FIT等の政策的な補助を受けていない電源からの出力, あるいは自家発自家消費された電力量に限られる等による。表2にわが国の主要なグリーン電力証書販売団体を示すが, 最大の日本自然エネルギー株式会社ですら, 年間約3億kWh程度の発行可能量に過ぎない。そのため, 安定的な量の確保という点には難点がある(表1)。

## 3. 諸外国におけるグリーン電力調達

### 3.1 現状整理

海外では, 再エネ由来等のグリーン電力を企業が積極的に利用する機運が高まってきている。自社施設に再エネ由来発電設備を設置し自家消費するケースのほか, グリーン電力

<http://there100.org/>

<sup>8</sup> 例えば, 表4にあるように, Novo Nordisk A/Aは, 2014年における再エネ比率73%を, 2020年までに100%にすることを掲げている。

<sup>9</sup> グリーン電力証書の排出係数への反映は今後, 国により議論される予定である。

<sup>10</sup> 制約とは以下のことを指す。「当社が平成××年に本社ビルで使用した電力の××%をグリーン電力で賄っています」という表記が可能であるが, 何らかの制度において権利行使を行った場合(例えば東京都の排出権取引制度に使用した等), その旨記載することが義務づけられている。これはダブルカウントの防止である。

表2 わが国の主要なグリーン電力証書の発行団体と保有量

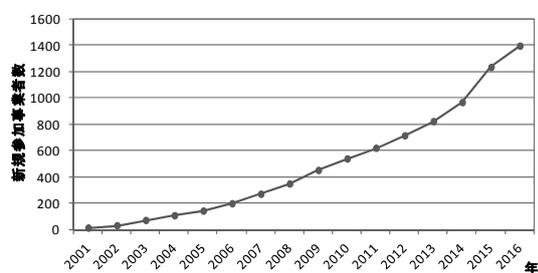
発行団体	日本自然エネルギー	ネクストエナジー・アンド・リソース	東京都環境公社
保有量	3億kWh/年程度	4.7千万kWh/年程度	1億kWh程度 (2016年度販売量)
電源種別	太陽光・風力・小水力・バイオマス	太陽光・風力・小水力・地熱・バイオマス	東京都内家庭用太陽光

出典：各発行団体Webサイト等をもとに筆者作成

発電事業者との電力購入契約（PPA）や証書購入契約等の外部調達によるケースが進んでいる。

図1に、EPA（United States Environmental Protection Agency, 米国環境保護庁）が2001年から開始したGreen Power Partnership事業の参加事業者の推移を示す。同事業は、米国内での再エネ利用の拡大を目的とし、EPAが参加事業者を支援するものである。アメリカ国内に閉じた情報ではあるが、グリーン電力調達への関心は、年々拡大してきていることが確認できる。

それでは、企業によるグリーン電力利用の高まりの理由は何か。グリーン電力の調達価格が安価で通常の系統電力価格より価格優位性がある等、需要家が積極的（能動的）に利用したい動機もある。一方で、パリ協定等の国際的枠組みや各国政策といった外部環境の変化への対応等、受動的な要因に起因してグリー



注) 本図はEPA所管のGreen Power PartnershipホームページのGreen Power Partner Listよりみずほ情報総研(株)にて作成 (2016年12月8日時点)

図1 Green Power Partnership 参加事業者数の推移

ン電力を調達することもありうる。本章では、受動的な要因のなかでも、近年特に大企業の再エネ利用の拡大を後押しする要因の1つとなっている、企業が投資家等から受けている“外圧”に焦点を当てて記述する。

### 3.2 企業の環境取組と投資家選好

近年、欧米の機関投資家を中心に、ESG投資が拡大している。ESG投資とは、企業の環境（Environment）、社会（Social）、企業統治（Governance）情報を考慮した投資判断を行う手法のことである。株式の長期保有におけるリスク管理の観点から、投資先選定にあたっては非財務情報も含めた企業評価が重要となっている。

ESG投資の拡大に大きく寄与したのは、国連環境計画の金融イニシアチブ（UNEP FI<sup>11</sup>）である。2006年にUNEP FIにより提唱された「国連責任投資原則（PRI）」は、投資分析と意思決定のプロセスにESGの課題を組み込むこと等を宣言するものであり、2016年12月13日現在、機関投資家を中心に1624社が署名している。

また、投資ポートフォリオのCO<sub>2</sub>排出量を毎年測定・公開することを公約とする「The Montreal Carbon Pledge (MCP)」, 投資ポートフォリオの脱炭素化を推進する機関投資家による

<sup>11</sup> 1992年に創設された、国連環境計画（UNEP）と銀行等の金融機関による自主的な協定に基づく組織。環境保護・社会の持続可能性に配慮した金融事業を進める調査等を実施している。

イニシアチブ「Portfolio Decarbonization Coalition (PDC)」等、投資のグリーン化を進める動きも盛んである。

この状況を受け、投資家の支持を得るための環境取組の1つとして、グリーン電力利用を進める企業が増加したものと考えられる。

### 3.3 企業の環境情報開示

前述の通り、投資家は、企業の環境情報を投資判断の材料としている。では、投資家は、環境情報を如何にして取得しているのか。

「CDP」は、企業による環境取組の開示及び評価を行う主要なスキームの1つである。国際的な企業の環境情報開示プログラムであるCDPは、世界の大企業に対して気候変動等に関する環境取組実績や戦略を問い、その回答をもとに企業評価を行い、各社の回答及び企業評価結果を公開している。

CDPの特徴は、CDP自体が投資家の依頼に基づいて代理で質問しているという点にある。投資家に代わり、企業の取組を質問票(表3)によって明らかにし、各社の回答を整理・評価することで、投資家による企業比較を容易にしている。

2016年より欧米企業によるCDPへの回答は有料化されたが<sup>12</sup>、引き続き多くの企業が回答を寄せている。このことから、企業にとって、CDP質問票への回答は単なる外部要求ではなく、投資家の評価向上のための手段という認識があるものと考えられる。

2013年より、CDPの質問票のなかに温室効果ガスの「削減目標」(表3のCC3)や「低カーボンエネルギーの消費量」(表3のCC11)等、グリーン電力に関する質問が追加された。これを受け、自社評価の向上を目的とする企業

<sup>12</sup> 下記の国々に本社を置く企業が有料化対象。オーストリア、ベネルクス、カナダ、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、アイルランド、イタリア、ノルウェー、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、スイス、英国、米国。

表3 CDP質問票項目

モジュール	No.	項目	概要
マネジメント	CC1	ガバナンス	気候変動に関するマネジメント体制等
	CC2	戦略	事業戦略における気候変動考慮等
	CC3	削減目標及び活動	削減目標、他者の削減に寄与する製品・サービス、削減活動等
	CC4	コミュニケーション	CDP以外の気候変動情報開示等
リスクと機会	CC5	気候変動リスク	気候変動による事業活動のリスク等
	CC6	気候変動機会	気候変動による事業活動の機会等
排出量情報	CC7	排出量算定方法	Scope1, 2 排出量算定に用いた基準・方法論、温暖化係数、排出係数等
	CC8	排出量データ	排出量総量 (Scope1, Scope2)、不確実性、外部検証等
	CC9	Scope 1 排出量内訳	国別 Scope1 排出量、その他の分類による Scope1 排出量等
	CC10	Scope 2 排出量内訳	国別 Scope2 排出量、その他の分類による Scope2 排出量等
	CC11	エネルギー消費	エネルギー消費量、低カーボンエネルギー消費量、発電量等
	CC12	排出量実績	Scope1, 2 排出総量の前年比較、排出量の売上高原単位等
	CC13	排出量取引	排出量取引制度への参加有無、排出権の創出購入実績等
	CC14	Scope 3 排出量	Scope3 排出量、外部検証、バリューチェーン協働等

注) 本表はCDP「Guidance for companies reporting on climate change on behalf of investors & supply chain members 2016」[11]よりみずほ情報総研(株)にて作成

がグリーン電力調達を進めているものと考えられる。

### 3.4 GHG Protocol Scope 2 Guidance

CDPによる気候変動に関する2016年質問票から、企業の電力消費に伴う温室効果ガス排出量の考え方が変更された。これは、Scope 2 排出量の概念が再整理され、グリーン電力の調達による排出量の削減が明確に認められたことによる。本節では、Scope 2 排出量の概念整理に関して記述する。

企業の直接的排出量を指すScope 1 排出量に対し、Scope 2 排出量は企業が電力や熱等を使用することによって生じる間接的な温室効果ガス排出量を指す。これは、事業者による温室効果ガス排出量の算定及び報告の手法開発を目的とする国際組織GHG Protocol Initiativeにより開発された考え方であり、デファクトスタンダードとして国際的に利用されている。

2015年1月に発行されたGHG Protocol Scope 2 Guidance(以下、Scope 2 ガイダンス)[12]

により、従来用いられてきた Scope 2 排出量の考え方は再整理され、2つの考え方に基づく Scope 2 排出量を算定、報告することが求められるようになった。この2つの考え方が、「Location-Based method」と「Market-Based method」である。

「Location-Based method」は事業者が接続している“グリッドにおける”電力の平均的排出量、「Market-Based Method」は事業者が“契約している”電力の排出量を算定する方法である。Scope 2 ガイダンスの発行以前は、「Location-Based method」と「Market-Based method」のいずれの方法も整理されておらず、企業によって Scope 2 排出量の考え方は異なっていた。中には、Scope 2 排出量が小さく見えるように、都合よく算定の考え方を変える企業も存在したようである。Scope 2 ガイダンスの整理により、各企業が共通の考え方にに基づき比較されるようになったことは、企業によるグリーン電力調達に動機付けになっている。

また、Scope 2 排出量の考え方が変更されたことで、CDP の質問は変化していないにも関わらず回答内容が変化する企業も多数見られた。特に、CC3「削減目標及び活動」の「削減量及び削減理由」に関する質問（表3）である。従来、設備更新等に伴う省エネルギー化に関する記述が多かったが、グリーン電力の調達等による削減が記述されるようになった。Market-Based Method の整理により、グリーン電力の外部調達や証書の償却等が削減活動として Scope 2 排出量の削減手法の1つとして認められたことで、温室効果ガス排出量の少ない企業としての評価を求め、グリーン電力調達が進み始めたと考えられる。

### 3.5 企業の環境取組と投資家選好

企業評価を行うのは、CDP 及び投資家だけではない。顧客による商品選好に当たって、環境取組を含めた「企業の評判」が動機にな

り得る。少なくとも、企業側はその可能性を踏まえて環境取組を推進していることが、CDP の回答から明らかになっている。

例えば、大手 IT 企業である DELL は、環境取組を通じた「企業の評判」を、ビジネスチャンスと捉えているようだ。CDP が公表する DELL の回答「CDP Climate Change 2016 Information Request DELL inc. [13]」によれば、2度目標に整合した温室効果ガス排出量削減目標の設定及び削減の推進により、持続可能な IT 事業者としてのリーダーシップを示すことが製品のブランド価値醸成の鍵であり、製品需要の機会となり得る旨を述べている。

同じく大手 IT 企業である Apple は、環境取組を含めた「企業の評判」の変化を、DELL とは逆にリスクとして捉えている。「CDP Climate Change 2016 Information Request Apple inc. [14]」によれば、気候変動への対策を行い、それらを積極的に発信していかなければ、気候変動に対する責任を果たしていない企業として様々なステークホルダーに誤解され、商品販売の売上げが悪化する可能性がある旨を述べている。また、その対策として、再エネの導入を進めていることを記述している。

その他多くの企業が、CDP の質問票に対し、環境取組に伴う「Reputation（評判）」によるリスクあるいは機会に関する記述をしている。このことから、企業が環境取組に対して、営利的な価値（ないし営利目的での価値）を見出していることがわかる。Scope 2 排出量の削減、再エネ由来電力の発電及び消費の推進を通じた企業の評判の醸成を目的とし、グリーン電力調達を進めていると言えよう。

## 4. わが国におけるグリーン電力調達の課題と今後の展望

### 4.1 再エネみなし購入はCDPに対応可能か

第3章で明らかにしたように、CDPにおいて、

グリーン電力証書を再エネ比率として示すことができるか否かが企業にとって最も重要になっている。では、第2章で示した「再エネ直接購入」と「再エネみなし購入」は、CDPにおいて再エネ比率として利用することが出来るのだろうか。前者は次節(4.2節)で後述するが、後者の「再エネみなし購入」については次のように整理できる。

これまでCDPにおいて、わが国のグリーン電力証書はその存在自体認識すらされていないと理解されてきたが[15]、2016年のCDPにおいてソニー等が同証書を使用していることが明らかになった(表4)。

CDPのScope2で使用可能な各国の発電証明等を取りまとめた、文献[15](p.23)には、"CDP is currently unaware of any of such systems in Japan"と記載されていた。このため、CDPにおいてわが国のグリーン電力証書が再エネ比率としてカウントされるためには、グリーン電力証書の認証機関であるグリーンエネルギー認証センターが認証基準の英語版を策定し、CDPに示す必要があると同センターの関係者等には理解されてきた。ただ、CDPは質問票を企業に送付し、その回答を開示するプロジェクトであり、その内容を精査することは一切しない、いわば申請主義にある。大企業であるほど回答送付時に監査事業者の承認を経るこ

とが慣例になっているため、これが虚偽記載を予防する強力なインセンティブとなる。

筆者らがソニー等の関係者にヒアリングした結果によると、こうしたCDPの枠組みではわが国のグリーン電力証書も十分に使用可能であると判断された模様である。ソニーと同様の判断の下に、2016年のCDPでは外資系の日本法人もグリーン電力証書をCDPに使用しており、今後は日本企業も追随するものと思われる。

#### 4.2 再エネ直接購入はCDPに対応可能か

これに対して、現時点では「再エネ直接購入」は発電証明がないため、CDPにおいて排出係数の「精度が低い」ものとして扱われる。CDPでは排出係数の精度について、精度が「高い」から「低い」として扱っている(表5)。諸外国の発電源証明や再エネ証書は精度が「高い」と扱われており、わが国のグリーン電力証書もここに位置づけられる。他方で、わが国の小売電気事業者が自らの需要家を開示する実調整後の排出係数は精度が低いと位置づけられている。したがって、再エネ直接購入は「精度が低い」として扱われることになる。

#### 4.3 非化石証書はCDPに対応可能か

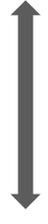
しかし、非化石価値取引制度が導入された

表4 ソニー等のCDPにおける再エネ目標とグリーン電力証書の利用

	Sony Corporation	Novo Nordisk A/S
対象とするエネルギー種別	全エネルギー	電力
基準年	2015	2014
基準年の再エネ割合(%)	4.25%	73%
目標年	2020	2020
目標年の再エネ割合(%)	4.70%	100%
調達方針	太陽光パネルの設置等とグリーンエネルギー証書の活用	RE100に参加表明し、2020年までに目標達成

出典：各社CDP報告およびRE100のwebサイトより作成

表5 CDPにおける排出係数の精度

排出係数	指標となるものの例	精度
発電証明・証書や発電源が特定できる契約書に基づく係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー証書 (REC) &lt;米国、カナダ、オーストラリア等&gt;</li> <li>発電事業者宣言書 &lt;英国&gt;</li> <li>発電源証明 (GO) &lt;EU&gt;</li> <li>RECやGO等の証書が発行されている電力購入契約書 (PPA等)</li> <li>その他Scope2に適合する証書 ※<b>グリーン電力証書</b></li> </ul>	高  低
電力購入契約書 (PPA) に基づく係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源トラッキング・システム対象外の化石燃料による契約書</li> <li>証書が発行されないが電力商品を証明する契約書</li> <li>発電源が特定できない契約書</li> </ul>	
小売電気事業者の係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>通常料金プログラム (国が公表する排出係数)</li> <li>※<b>温対法の実排出係数・調整後排出係数</b></li> <li>再生可能エネルギータリフプログラム</li> <li>任意型グリーン料金プログラム</li> </ul>	

出典:文献[12]より作成

場合、CDPで対応可能とする方策も考えられる。

まず前提として、非化石価値取引制度においては、再エネ直接購入とみなし購入は、両者とも再エネ由来の非化石証書が当該電源の発電事業者に初期配分される。ここで小売電気事業者が非化石証書のもつゼロエミ価値が償却された場合、当該事業者の調整後排出係数が低減されることになる。

しかし、本稿で論じたように、わが国の調整後排出係数がどれだけ低くなるろうとも、これを電源選択の基準としている需要家はほとんどいない。そこで、国際的な温室効果ガス算定・報告基準であるGHGプロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定すべきである。具体的には、①非化石証書を、欧州の発電源証明と同様に、発電源別にみた当該期間の発電量等をトラッキング可能とした上で、GHGプロトコルに対応した排出係数を算定し、②この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする等の方策が考えられる(本誌別稿[7])。

以上みてきたように企業もその環境取組を公開され、評価され、比較され、その結果に応じて選択される時代を迎えている。非化石証書の持つ発電証明とゼロエミ価値を生かし

たグリーン電力の調達、この時代への適合策として、更に拡大していくべきである。したがって、CDP等の関連制度との整合性を図り、わが国企業が国内で手軽にグリーン電力や証書を調達できる仕組みが望まれる。

【参考文献】

- [1] Obama, B.(2017) The irreversible momentum of clean energy. Science, DOI: 10.1126/science.aam6284
- [2] BNEF(2016), Corporate PPAs, guarantees of origin and grid parity
- [3] 田頭直人(2005)「米国のグリーン電力プログラムの設計に関する考察」, 電力中央研究所報告 Y04013.
- [4] 田頭直人・馬場健司(2006)「家庭用需要家のグリーン電力プログラムの設計に対する意識分析ー電力量保証型を対象にー」, 電力中央研究所報告, Y05016.
- [5] 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会(2017)「資料5-2 中間とりまとめ(案)」, 2017年2月9日
- [6] 第2回市場整備WG(2016)「資料3 非化石価値取引市場について」, 2016年11月9日
- [7] 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?」電力経済研究 No.64, pp.35-47
- [8] 第10回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会「資料4 再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に向けて」, 平成29年1月25日
- [9] 電力調査統計(平成28年度), 資源エネルギー庁
- [10] 電気事業便覧(平成28年度版), 日本電気協会
- [11] CDP(2016) Guidance for companies reporting on climate change on behalf of investors & supply chain members

2016

- [12] GHG Protocol (2015) GHG Protocol Scope2 Guidance
- [13] CDP (2016) CDP Climate Change 2016 Information Request DELL inc.
- [14] CDP (2016) CDP Climate Change 2016 Information Request Apple inc.
- [15] CDP(2015) Accounting of Scope 2 emissions -Technical notes for companies reporting on climate change on behalf of investors & supply chain members 2015

朝野 賢司 (あさの けんじ) \*

電力中央研究所 社会経済研究所

野口 厚子 (のぐち あつこ) \*

電力中央研究所 社会経済研究所

谷 優也 (たに ゆうや) \*\*

みずほ情報総研株式会社

環境エネルギー第2部

\* 第1章, 第2章, 第4章については, 電力中央研究所が担当し, 文責を負う。

\*\* 第3章については, みずほ情報総研株式会社が担当し, 文責を負う。



## 第3部

### 送配電網の広域的利用ルールのある方と費用回収問題



# 再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題

Issues of cross-border balancing mechanism in European countries under high penetration of renewable energy sources

キーワード：国際連系線取引，需給調整メカニズム，卸電力市場，再生可能エネルギー

古澤 健 岡田 健 司

欧州では、単一の市場を作ることを目指して、国際連系線を活用した欧州大での電力取引が進められている。国際連系線を活用した電力取引としては、前日や当日市場等の卸電力市場におけるエネルギー取引の他に、需給調整メカニズムにおける取引が考えられる。従来から需給調整とは、当日市場のゲートクローズ後のネイティブな需要変動や電源不調への対応として、各国・地域の送電系統運用者（Transmission System Operator: TSO）が、自らの責務で行うものであった。しかしながら、欧州単一市場を進める過程で、再生可能エネルギー（再エネ）電源が大量に導入されると、国際連系線を通じて多くの国で、再エネ由来の電力が取引されることになり、その結果、当日市場のゲートクローズ後であっても、太陽光発電や風力発電の特性によって、発電出力が大きく変動する可能性が生じる。そのため、発生しうる需給変動に対して、TSO間で協調して対応するための検討が始まっている。その検討においては、国際連系線の送電混雑の発生を考え、安定供給維持のために必要な需給調整能力を、各地域で一定量を確保することが望ましいといえる。

- |   |   |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. はじめに</li> <li>2. 欧州の卸電力市場統合化に向けた国際連系線利用および需給調整に関わる共通指針の整備             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 欧州の卸電力市場の統合化と再エネ導入拡大による課題</li> <li>2.2 欧州のネットワークコードの種類</li> </ol> </li> <li>3. 欧州における国際連系線利用の特徴と現状             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 欧州の国際連系線の送電混雑対策の特徴</li> <li>3.2 欧州の国際連系線に適用する明示的取引と暗示的取引の得失</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>3.3 広域的な需給調整メカニズムの導入</li> <li>4. ドイツ・北欧における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題             <ol style="list-style-type: none"> <li>4.1 ドイツ・北欧の需給調整能力の種類</li> <li>4.2 北欧の広域的需給調整メカニズムの動向と課題</li> <li>4.3 ドイツの広域的需給調整メカニズムの動向と課題</li> </ol> </li> <li>5. 再エネ大量導入下における需給調整のための国際連系線利用のあり方</li> </ol> |
|---|---|

## 1. はじめに

再生可能エネルギー（以下「再エネ」）の大量導入に伴い、需給調整機能を強化する必要性が高まる中、容量の限られた連系線の利用をどのように進めていくのかは、電力システム改革における重要な課題である。

わが国では、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）において、連系線の効率的な活用等の観点から、地域間連系線利用ルール

の見直しが議論されている<sup>1</sup>。この議論において、①現行の先着優先ルールを廃止し、地域間連系線の利用可能容量を日本卸電力取引所

<sup>1</sup> 現在、地域間連系線の利用ルールに関して、広域機関において「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」（2017年1月末時点では、第1回～第6回が開催済）で議論がなされている [1]。この検討会に先立って、2016年4月から6月に開催された「地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会」において、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式に関する知見の収集、関係機関との共通認識の醸成、利用計画や混雑管理方式のメリットと課題について、経済面、法制面、運用面と設備投資の面におけるの整理を行っており [2]、成果を踏まえ、わが国の地域間連系線の利用ルール等に関する具体的な制度設計案の検討が目的とされている。

(JEPX) の前日スポット取引に割り当てる「間接オークション方式」の導入や、②エリア間の価格差リスクの回避手段としての「間接的送電権」の導入等が論点として挙げられている<sup>2</sup>。特に、広域機関において新しい地域間連系線利用ルールとして議論されている「間接オークション」と呼ばれている方式は、欧州の「暗示的取引 (implicit auction)」を参考にして検討されたものである<sup>3</sup>。

一方、広域機関の業務内容として、主に、

- ① 需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域 (エリア) を超えた全国大での系統運用等を図る
- ② 平常時において、各区域 (エリア) の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う
- ③ 災害等による需給ひっ迫時において、火力電源等の出力増加や電力融通を指示することで、需給調整を行う

<sup>2</sup> この間接的送電権は、米国の一部の地域で導入されている「金融的送電権 (以下「FTR」)」を参考にしてしている。米国北東部の広域系統運用機関である PJM では、送電系統の状況を反映した時間別の地点別電力価格 (以下「LMP」) に基づき、域内の前日スポット市場やリアルタイム市場でのエネルギー取引が精算される。LMP は、エネルギー取引市場の市場均衡価格、送電線の混雑 (潮流が利用可能容量を超える状態) を解消する混雑料金と送電ロス補償料金の 3 項目から構成される。LMP はエネルギー取引の値段であり、送電系統設備費用等の負担を求める送電料金ではないことに留意されたい。PJM は LMP の変動リスクに常に晒される市場参加者 (送電系統利用者) への救済策として、LMP 導入に併せて FTR と呼ばれる仕組みを導入した。前日スポット市場の運営者でもある PJM は、混雑解消により得た収入を、FTR 保有量に応じて市場参加者に還元する。これを見越して、市場参加者は、域内のエネルギー取引開始前に、PJM が運営するオークション市場を通じて FTR を取得する。PJM のように、送電混雑による LMP の格差が定期的に発生する状況下では、市場参加者は事前に FTR を調達し、クレジットを受け取ることで、送電混雑それ自体が解消されずとも、発生したはずのエネルギー取引に対する送電混雑費用の負担を軽減することができる。米国では同様の特徴を持つ仕組みが導入されている地域があるが、その名称は様々である。例えば、ニューヨーク州では、送電混雑契約 (TTC) と呼ばれている [3]。

<sup>3</sup> 暗示的取引は、市場取引を通じて国際連系線の容量を割り当てる方式である。詳細は第 3 章で述べる。

等が挙げられている [4]。

この議論に関しては、全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化することが重要であり、そのために、地域間連系線の利用ルールの見直しが急務であると経済産業省は述べており [5]、エネルギー取引のための利用と広域的な需給調整メカニズムをどの様に実現するかが重要課題である。

一方、欧州各国では「送電系統運用者 (Transmission System Operator : 以下「TSO」)」に需給調整を行う義務が課せられているため、当日市場のゲートクローズ後、TSO が実運用よりも前に確保した需給調整能力を活用して需給調整を行う。そのため、各国・地域の TSO は、需給調整を隣接する TSO と一定程度の協調は行うものの、自らの責務を果たすのに適した仕組みを構築してきた。しかし、近年の欧州の単一市場化や再エネ電源の大量連系により、複数の TSO による国境を越えた需給調整メカニズムが検討されている [6]。

欧州の各 TSO エリアをわが国の各送配電事業者のエリア、欧州の国際連系線をわが国の地域間連系線とみなすと、欧州の国際連系線に関する議論は、わが国の地域間連系線に関する議論に資することができる。そこで、本稿では、わが国におけるメリットオーダー<sup>4</sup>に基づく地域間連系線の利用と地域間の需給調整の活用の整合的な実現に向けた議論に資するために、第 2 章では、欧州における市場統合に向けた取組みを述べた後、なぜ系統利用・運用の共通指針を欧州大で整備する必要があるかについて述べる。第 3 章では、国際連系線の利用ルールの動向と、なぜ年間から実運用の 1 時間前まで、すべてのタイミングで暗示的取引が採用されていないのかについて述べる。第 4 章では、国を跨ぐ卸電力市場が一体的で、需給調整と送電混雑を一体的に運用

<sup>4</sup> 様々な種類の電源を発電コストの安い順に並べ、安い順に使ってゆくことで総発電コストを抑える手法である。

する北欧と、卸電力市場を一体的にしつつも、需給調整と送電混雑は異なるメカニズムとして運用するドイツ周辺国における国際連系統線を利用した広域的な需給調整能力の確保と活用に関する取組みについて述べる。第5章で、北欧とドイツの広域的な需給調整メカニズムが直面している課題について整理することで、わが国への示唆を得る。

## 2. 欧州の卸電力市場統合化に向けた国際連系統線利用および需給調整に関わる共通指針の整備

### 2.1 欧州の卸電力市場の統合化と再エネ導入拡大による課題

欧州では、1987年の単一欧州議定書制定以降、EU域内における人・物・資本・サービスの自由移動に向けた法的整備の検討が進められてきた。電気事業に関しても、単一欧州議定書の枠組みに入っており、欧州の電気事業に対して、送電部門の分離を求める動きは、欧州委員会による第1次から第3次の電力自由化に関する指令を通じ、次第に強化されてきた。欧州委員会は、欧州全体での卸電力の市場を創設し、欧州各国における電気料金の価格差を小さくすることが、電力自由化の目的の1つであるとしてきた[7][8]。

その一方で、低炭素エネルギーシステムの実現についても、欧州大で目標を設定し、その目標達成のために各国レベルでの検討が進められている。2009年制定の再生可能エネルギー促進指令[9]により、卸電力市場で取引される再エネ電源の発電電力量が増加している。このような再エネ電源の発電電力量の増加は、各国の卸電力市場のみならず、国際連系統線を通じて他国に流れる再エネ電力を増加させる傾向にある。具体的には、総供給量に占める再エネ電源の割合が増加することで、自国内の送電ネットワークおよび国際連系統線の電力

潮流の予測が難しくなると共に、ループフロー問題<sup>5</sup>が悪化する可能性が高くなる[10]。

そのため、再エネ電源の導入を推進している欧州において、広域的な電力の安定供給の観点からも、電力市場への再エネ電源の統合は重要なテーマと位置づけられている。

### 2.2 欧州のネットワークコードの種類

第3次電力自由化パッケージにおいて、欧州大の送電系統運用者の協調機関（European Network of Transmission System Operators for Electricity：以下「ENTSO-E」）<sup>6</sup>の設立と欧州大の「系統利用・運用の共通指針（network code）」<sup>7</sup>の策定が規定された。特に、国際連

<sup>5</sup> 送電ネットワークが格子状または網目状に連結するメッシュ型系統では、各送電線の電氣的な特性によって、計画外潮流（≡計画潮流と実潮流の差）の内、計画潮流と異なる送電線に流れる電力潮流をループフローと呼ぶ。ループフローが増加し、想定していないルートに電力が大量に流れると、送電可能容量を超えた電力潮流（送電混雑）を発生する。実際、ドイツの北部への風力発電の大量連系により、ドイツの南北間の送電混雑が発生している。そのため、2011年と2012年の平均的な計画外潮流量がドイツからポーランドに900MWh/h、ドイツからチェコに540MWh/h、ドイツからオランダに420MWh/h、フランスからドイツに1000MWh/hであった。ドイツの最大需要が約80GWであり、平均的に最大需要の数%にあたるループフローが発生していた。

<sup>6</sup> ENTSO-Eは欧州の6つの送電系統運用組織を統合し2009年7月に発足した組織であり。2017年1月末時点で、35カ国、42の系統運用者から構成される欧州全域のTSOの協調機関として、欧州大の10カ年系統開発計画や系統利用・運用に関する共通指針の策定などの役割を担う[11]。

<sup>7</sup> 現在、ENTSO-Eが策定している系統利用・運用の共通指針は、

- ・送電系統に電源を接続するときの技術要件（RfG）
  - ・需要家の電力系統への接続要件（DCC）
  - ・交流の電力系統に高圧直流送電設備を接続するときの要件（HVDC）
- などの連系に関するコード、
- ・スケジューリング（OPS）
  - ・負荷周波数制御（LFCR）
  - ・系統事故時の運用（OS）
  - ・緊急時と復旧時の運用（ER）
- などの運用に関するコード、
- ・長期的な送電線の容量割当（FCA）
  - ・短期的な送電線の容量割当と混雑管理（CACM）
  - ・インバランス（EB）
- などの市場に関するコードがある[12]。

系線の利用可能容量の認識や需給調整の考え方が隣接する TSO 間で異なっていたことが、2006 年の西欧大停電の発生理由の 1 つとして考えられていたことが [13], 欧州大の系統利用・運用の共通指針策定の背景にある。

系統利用・運用の共通指針のうち、前日市場や当日市場などの短期的な国際連系線の容量割当と混雑管理に関するものは、「Capacity Allocation and Congestion Management (以下「CACM」)」[14], 長期的な国際連系線の容量割当に関するものは「Forward Capacity Allocation (以下「FCA」)」[15] で整理されている。さらに、需給調整メカニズムに関しては、「Load Frequency Control and Reserve (以下「LFCR」)」[16] と「Electricity Balancing (以下「EB」)」[17] で定められている。

各国・地域の TSO の関与の下、ENTSO-E が中心となって策定された系統利用・運用の共通指針は、最終的には欧州委員会での承認を受け、その内容に沿って、各国の関連ルールが変更されることとなる。

### 3. 欧州における国際連系線利用の特徴と現状

以下、3.1 節で欧州の国際連系線における送電混雑対策の基礎的情報、3.2 節で、明示的取引と暗示的取引の得失、3.3 節で、エネルギー取引後の国際連系線の利用可能容量を需給調整メカニズムに活用するための現在の検討状況について述べる。

#### 3.1 欧州の国際連系線の送電混雑対策の特徴

系統運用者は、送電線の熱容量や安定度などの制約を考慮して系統全体を運用しなければならない。ある送電線の電力潮流が、制約を考慮した利用可能量を超えた状態（送電混雑）になる場合、その対策は設備計画段階と運用段階に実施するものに大別できる。

設備計画段階で採られる主な対策は、送電ネットワークの利用状況を想定し、送電混雑が発生しないよう、送電線を増強・拡充することである。一方、運用段階では、既存送電ネットワークの能力の範囲で送電混雑を解消しなければならない。例えば、混雑送電線の上流側（発電の多い地域）の発電量を減少させ、下流側（需要が多い地域）の発電量を増加させる方法（「発電振替」）がある。また、送電ネットワーク内の送電線の連結状況の変更により電力の流れを調節し、送電混雑を解消する方法（「系統構成変更」）もある。これら対策を講じてもお送電混雑が解消されない場合や、災害時等のやむを得ない場合は、一部の需要家への電力の供給抑制（停電）を考慮した需給調整という最終手段を講じる必要に迫られる。

運用段階での送電混雑対策は、さらに需給計画段階と実運用段階に分けられ、表 1 に示すように諸外国で様々な方法が適用されている。特に、欧州では、需給計画断面で、ある送電線で混雑が見込まれる場合、「明示的取引 (explicit auction)」や暗示的取引 (implicit auction) などの「市場メカニズムに基づく方法」が実施されている。欧州では複数の国際連系線で各国が連結し合うため、電力取引の利用枠は、国家間の総送電可能量に対して割り当てられる。

国を跨ぐ相対取引は、国際連系線が混雑した場合には、制限を受けることとなる。その制限を回避する手段として、明示的取引が利用されている。この方式は、競売に出される利用可能容量よりも買入札の総容量が上回る場合、入札価格の高い順に利用可能枠を割り当てる仕組みである。

一方、暗示的取引は、隣接する国の卸電力市場を統合するために考案された仕組みで、市場価格の安い国から高い国へ電力を融通することで、両国間の価格差を縮小する効果を

表1 欧米で主に用いられる運用段階における送電混雑対策の概要

混雑対策		特徴
市場メカニズムに基づく方法	明示的取引	<ul style="list-style-type: none"> <li>取引単位で送電可能量の利用枠をオークション等に基づき割り当て</li> <li>『物理的送電権』に相当し、空押さえ禁止（Use It Or Sell It：以下「UIOSI」）が適用</li> <li>欧州（国際連系線）で主に年間・月間の需給計画段階で実施</li> </ul>
	暗示的取引	<ul style="list-style-type: none"> <li>卸電力市場取引に付随して送電可能量を割り当て</li> <li>地点間・地域間の取引価格の格差変動のリスクヘッジとして『金融的送電権』などの手法の併用</li> <li>欧州（国際連系線）、米国の一部の地域（PJMなど）、わが国（地域間連系線）で、主に前日の需給計画段階で実施</li> </ul>
市場メカニズムによらない方法	先着優先	<ul style="list-style-type: none"> <li>利用申込み順に、送電可能量を割り当て</li> <li>欧州の一部の地域（ドイツ近隣国の国際連系線など）で、主に実運用に近い需給計画段階で実施。わが国（地域間連系線）では、先着優先方式に基づき無償で地域間連系線の利用枠を割り当て</li> </ul>
	再給電指令、逆取引	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統運用者による給電指令や反対潮流を流すこと（逆取引）で送電混雑を解消</li> <li>欧州（国内の送電系統や国際連系線）で主に実運用段階で実施</li> </ul>

出典：[18]を基に作成

持つ。複数の国の事業者が参加する卸電力市場では、国際連系線混雑を国家間の発電振替で解消しようとするのである。

### 3.2 欧州の国際連系線に適用する明示的取引と暗示的取引の得失

表2に示す4点について、明示的取引と暗示的取引の得失を述べる。

#### (1)国際連系線を介した独占的な取引

これまで、欧州の国際連系線の利用可能容量の割当では、物理的に国際連系線の容量を利用できるという仕組み（物理的送電権）を基本としてきた。物理的送電権は、他の事業者の取引を排除する可能性がある[3]。

表2 明示的取引と暗示的取引の比較

	暗示的取引	明示的取引
国際連系線を介した独占的な取引	• 独占的な取引に陥らない	• 独占的な取引に陥る可能性あり
卸電力市場の価格決定メカニズムとの整合性	• 卸電力市場の価格差の反映が容易	• 卸電力市場の価格差の反映が困難
国際連系線の容量取引の導入費用	• 大きい（両端の卸電力市場の仕組みを統一する必要あり）	• 小さい（両端の卸電力市場の仕組みに変更の必要なし）
国際連系線を跨いだ長期的なアデカシー評価との整合性	• 国際連系線を跨いだアデカシー評価が困難	• 国際連系線を跨いだアデカシー評価が容易

そのため、国際連系線の利用可能容量に対する物理的な利用権は、その容量を利用しないことの蓋然性が高くなった場合、権利を他の利用者に譲らなければならない。しかし、実際には、この利用ルールの下では、再エネを含めた電力に対して、国際連系線の容量を利用しないことの蓋然性を測ることは難しい<sup>8</sup>。

(2)卸電力市場の価格決定メカニズムとの整合性

市場メカニズムを活用した国際連系線容量の暗示的取引は、CACMにおいて、「市場統合」にあたって最も推奨された取引である。ただし、現在のCACMにおいては、暗示的取引が望ましいとするものの、それ以外の取引方法を禁止するわけではないとも記述されている[14]。仮に、国際連系線の全容量を明示的取引で割り当てた場合、国際連系線の容量自体は、各国の卸電力市場の価格決定とは独立して決まる。その結果、確保した国際連系線の容量

<sup>8</sup> 欧州の国際連系線の長期的な利用可能容量割り当てにおいて、再エネ電源由来であるが故の優遇扱いや、変動性を考慮して確保の拒否といったことは行われていない。

の方向が、その国際連系線と連系する各卸電力市場の価格差と逆になる可能性がある。すなわち、明示的取引では価格の高い卸電力市場で電力を購入し、価格が安い卸電力市場に輸出するために、国際連系線の利用可能容量を利用する可能性があり、実際にノルウェーとオランダ間の国際直流連系線において、この事象が生じていたことが報告されている[19]。

そのため、連結する卸電力市場間の価格水準に従い国際連系線容量が配分される暗示的取引の方が合理的であるという意見がある[20]。

### (3)国際連系線の容量取引の導入費用

明示的取引は、各国で設立された卸電力市場の仕組みを大きく変更することなく、導入できる。一方、暗示的取引は、国際連系線の両端の卸電力市場における市場決済の仕組みを統一する必要がある[21]。すなわち、全く異なる市場決済の仕組みを導入している国同士で暗示的取引を導入する場合には、卸電力市場のシステム改修にともなう追加的な費用が必要となる。

### (4)国際連系線を跨いだ長期的なアデカシー評価との整合性

欧州では、長期のアデカシー評価において、自国・地域の電源の供給能力と、最大需要を元に評価してきた。しかしながら、現在、欧州では、国際連系線を介した供給能力も含めて、長期のアデカシー評価を論ずるべきとの議論がなされている。これは、ドイツの white paper の measure 18 でも述べられている内容である[22]。国際連系線を介した供給能力を自国・地域の供給能力として評価するためには、長期的にその供給能力と同じ容量の国際連系線容量を確保しておく必要がある。その観点からは、市場の落札結果次第で割り当てられる国際連系線の容量が変化する暗示的取引ではなく、直接的に容量が確保できる明示的取引

の方が適していると言えよう。

なお、欧州の卸電力市場の統合化の中で、上述の送電混雑対策が活用されてきた変遷とドイツとその隣国の国際連系線で使われている送電混雑対策の現状は補2を参照されたい。

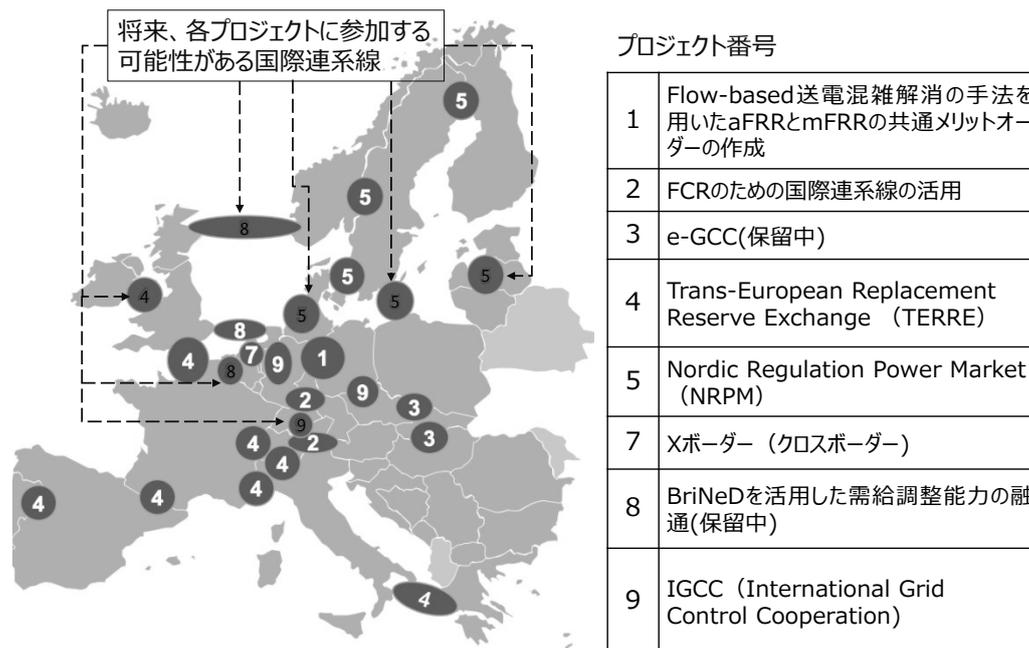
### 3.3 広域的な需給調整メカニズムの導入

第1章で述べたように、多くの国の TSO は、需給調整を行う義務が課せられている。そのため、需給調整を隣接する TSO と一定程度の協調は行うものの、各国・地域の TSO が自らの責務を果たすのに、適した仕組みを構築してきた。しかしながら、欧州の単一市場を目指す動きや、近年の再エネの大量導入により、TSO が個別に需給調整を行うのではなく、国際連系線を活用し、広域的に協調する仕組みの導入が検討されている(図1)。

例えば、フランスの TSO である RTE は、FCR、aFRR、mFRR に相当する需給調整能力の他に、「Trans-European Replacement Reserve Exchange (以下「TERRE」)」を通じて、RR に相当する需給調整能力を隣接する国の TSO 間で融通している(図1)。一方、プロジェクト4の TERRE や、プロジェクト5の「Nordic Regulation Power Market (以下「NRPM」)<sup>9</sup>や、プロジェクト9の「International Grid Control Cooperation (以下「IGCC」)<sup>10</sup>のように、関係する TSO の地域を拡大しているものもある。そこで、第4章では、近年の欧州における国を跨ぐ需給調整メカニズムの動向として、北欧とドイツ周辺国における国際連系線を利用した広域的な需給調整能力の確保と活用に関する取組みを取り上げ、それぞれが直面する課題について整理する。

<sup>9</sup> NRPM では、北欧内で主に、マニュアル操作で応答可能である需給調整能力を融通する仕組みである。詳細は4.2.2節で述べる。

<sup>10</sup> IGCC では、国際連系線に空き容量がある場合、TSO 間で、インバランスエネルギーの相殺を行う仕組みである。



出典：[23]を基に作成

図1 Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projectsの概要

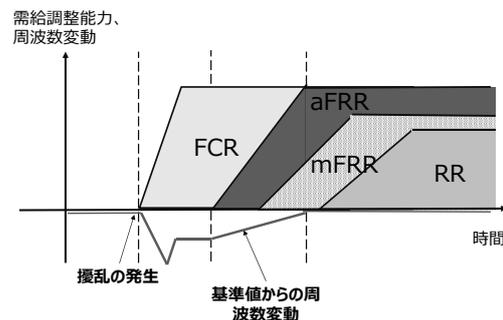
#### 4. ドイツ・北欧における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題

4.1節では、ENSTO-Eで定義されている需給調整能力の基礎的情報を述べ、4.2.1節～4.2.3節は北欧における需給調整メカニズムの基礎的情報、4.2.4節で北欧における広域的需給調整メカニズム導入の課題について述べる。4.3.1節で、ドイツの需給調整メカニズムの基礎的情報、4.3.2節で、ドイツにおける広域的需給調整メカニズム導入の課題について述べる。

##### 4.1 ドイツ・北欧の需給調整能力の種類

欧州においては、前日市場や当日市場のゲートクローズまでは、発電事業者や小売事業者などが、自らの利益最大化を行うために取引を行う。そして、当日市場のゲートクローズ後は、TSOが実運用よりも前に確保した需給調整能力を活用して、需給調整を行う。

現在のLFCRで定義されている需給調整能



出典：[16]を基に作成

図2 LFCRで定義される需給調整能力の分類

力は、系統の擾乱に対して求められる応答速度から、以下のように区分けされている(図2)。

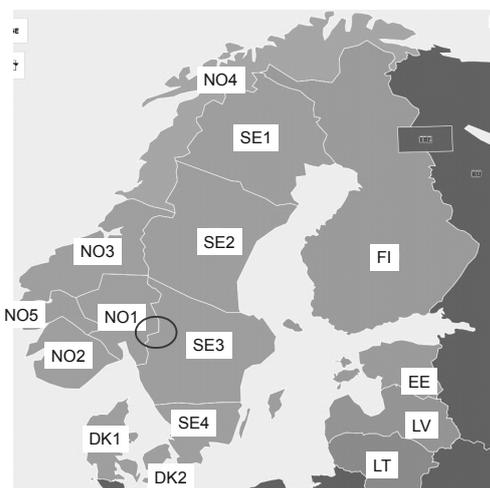
- Frequency Containment Reserves (以下「FCR」)
- Automatic Frequency Restoration Reserve (以下「aFRR」)
- manual Frequency Restoration Reserve (以下「mFRR」)
- Replacement Reserve (以下「RR」)

ただし、各TSOが全ての区分けの需給調整能力を確保しているわけではない。例えば、ドイツのTSOは、FCR、aFRR、mFRRに該当

する需給調整能力は確保しているが、RRに相当する需給調整能力は確保していない。一方、ノルウェーやスウェーデン等の北欧のTSOは、2012年までは、FCR、mFRR、RRに相当する需給調整能力のみを確保していた。しかし、近年の再エネ電源等の増加の影響もあり、2012年以降、北欧各国のTSOは、図2のaFRRに相当する「Frequency Restoration Reserve – Auto(以下「FRR-A)」を新たな需給調整能力として導入している。

## 4.2 北欧の広域的需給調整メカニズムの動向と課題

北欧では、ノルウェーとスウェーデンを中心に卸電力市場の統合や、需給調整メカニズムにおける協調が実施されている。本節では、その協調の動向と課題について紹介する。なお、本節における北欧とは、ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマークの4か国を指すものとし、バルト三国については、本稿の対象外とする(図3)。



出典：[24]を基に作成

注) 丸印の箇所が4.2.3節で述べる国際連系線を活用した需給調整の実証試験Hasle pilot projectを示す。

図3 Nord poolの卸電力ゾーン

### 4.2.1 北欧の電力取引の基本構造

北欧における市場を介した電力取引は、図4に示すように、以下の4つに大別できる。

- ・先物・先渡契約市場
- ・実運用の前日12時まで取引可能な前日市場
- ・実運用の60分前まで取引可能な当日市場
- ・ゲートクローズ後に、TSOが需給調整や送電混雑解消等を行うための調整能力を確保する需給調整市場<sup>11</sup>

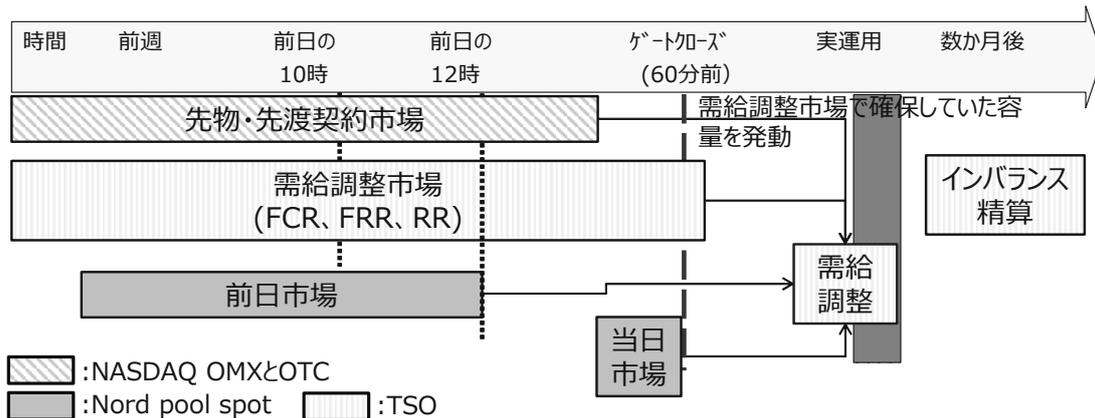
北欧では、ドイツとは異なり、各国のTSOはそれぞれ1つである。しかしながら、図3のように、Nord poolでは、ノルウェー、スウェーデン、デンマークにおいて、複数の卸電力市場ゾーンを設定している。Nord poolの前日市場や当日市場では、JEPXの前日市場と同じく、ゾーン間に送電混雑が発生しない限り、市場決済価格は同じ価格となる。

### 4.2.2 北欧における需給調整能力の拡張

北欧における需給調整能力は、2012年までは、図2のFCRに相当する「Frequency Containment Reserve – Normal(以下「FCR-N)」, 「Frequency Containment Reserve – Disturb-ance(以下「FCR-D)」, 図2のmFRRやRRに相当する「Frequency Restoration Reserve – Manual(以下「FRR-M)」を需給調整能力として各TSOが確保していた<sup>12</sup>。先に述べたように、近年の再エネ電源等の増加の影響もあり、2012年以降、図2のaFRRに相当するFRR-Aが北欧各国のTSOにおいて、新たな需給調整能力として導入された。このFRR-Aは、既存の他の需

<sup>11</sup> 北欧では、応答速度の遅い需給調整能力を送電混雑管理にも活用する。北欧のTSOにとっては、当日市場のゲートクローズ後に、「システムを運用するための調整能力」という位置付けで確保している。

<sup>12</sup> FCR-Nは、かつては、Frequency「Normal」Control Reserve、FCR-Dは、かつては、Frequency「Disturbance」Control Reserveと呼ばれていた。その名称の名残で、現在も-Nや-Dという略称が使用されており、それぞれの需給調整能力に求められる技術要件は、当時の名称のときと同じである。



出典：[24]を基に作成

注) Nord poolの前日市場はElspot, 当日市場はElbasと呼ばれている。

図4 北欧のエネルギー市場から需給調整までの流れ

給調整能力とは異なり、北欧内で協調して運用することを前提としており、北欧内で協調された技術要件が定められている。また、既存の需給調整能力の補助的な位置付けのため、2016年時点では、FRR-Aは、朝と夕方においてのみ確保されている。

既存の需給調整能力に関しても、広域的な協調が進められている現状であるが、全てのFCR-NやFCR-Dに関し、各TSOエリア内で確保することを基本として、需給調整能力が確保される。FCR-NとFCR-Dに関しては、必要容量の1/3は、各TSOエリア外で確保することを可能とし、必要容量の2/3は、各TSOエリア内で確保することを義務付けている。なお、その際には、上述の卸電力市場のゾーンも考慮して必要容量が確保されている。国際連系線を通じて融通されるFCR-NやFCR-Dは、補.1で述べている Transmission Reliability Margin (以下「TRM」)の範囲内で取引が可能と考えられており、TSOは国際連系線の利用可能容量をFCR-NやFCR-Dのために確保しているわけではない。

#### 4.2.3 北欧における広域的需給調整メカニズムプロジェクトの仕組み

FRR-Mについては、2000年頃から北欧内で

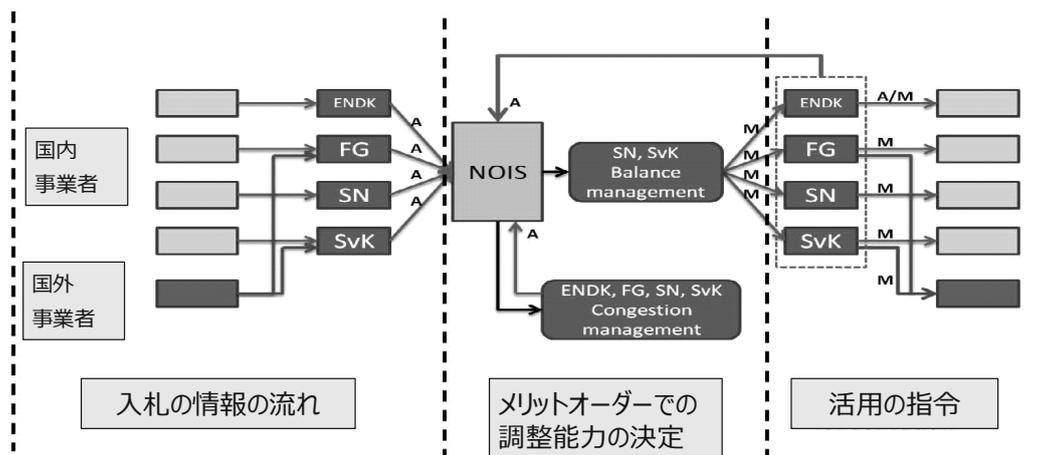
の協調の議論が進められており、2016年時点では、図5のような北欧大でのFRR-Mの入札、確保、活用の指令の流れが構築されている。これは Nordic Regulation Power Market (以下「NRPM」)と呼ばれている。このNRPMの最終的なゲートクローズは、実運用の45分前であり、当日市場のゲートクローズ後である。すなわち、この時点での国際連系線の空き容量は全てのエネルギー取引を終えた後の空き容量であり、TSO以外は活用できない容量である。上述のことからわかるように、FRR-Mの需給調整能力に関しても国際連系線の利用可能容量を需給調整のために事前確保しているわけではない。

TSO間での協調を前提として、北欧で近年設定された需給調整能力FRR-Aの国際連系線を通じた需給調整能力の融通の実証試験「(Hasle pilot project)」がノルウェーとスウェーデンの国際連系線で実施された。

このHasle pilotにおいては、5つのステップで需給調整能力が融通される。

ステップ0：各TSOによるFRR-Aの確保

ノルウェーのTSOであるStatnettとスウェーデンのTSOであるSvenska kraftnatは、自らのエリア内でFRR-Aの技術要件を満たす需給調整能力に関して、各TSO



出典：[25]を基に作成

注1) NOISは、Nordic Operational Information Systemというサーバー機能の名称

注2) ENDK：Energinet DK（デンマークのTSO）、FG：Fingrid（フィンランドのTSO）、SN：Statnett（ノルウェーのTSO）、SvK：Svenska kraftnat（スウェーデンのTSO）

注3) 矢印の「M」はマニュアル操作での指令や情報伝達を示し、「A」は自動操作を示す。

図5 Nordic Regulation Power Market

で必要な容量を確保する。

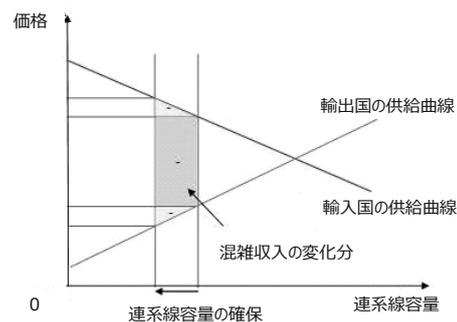
#### ステップ1：FRR-A 融通による経済分析

各 TSO で確保した FRR-A を 2 国間で融通することによる便益を評価する。融通することで両国に便益が生じないならば、FRR-A の融通は行わない。ここでの便益とは、(上げ代融通)と(下げ代融通)と、(連系線確保費用)の合計のことである。上げ代融通(下げ代融通)の便益は、融通する上げ代(下げ代)の容量と、Svenska kraftnat と Statnett で上げ代(下げ代)を確保した価格差の積とする。一方、連系線確保費用は図6に示す色づけした部分が、連系線を確保することにより減少する社会全体での便益であると整理されている。

#### ステップ2：FRR-A 融通のための国際連系線の容量の確保

ステップ1で設定した FRR-A の容量と同じ容量の国際連系線の利用可能容量を事前に確保する。

#### ステップ3：FRR-A 融通の実施によるメリットの確認



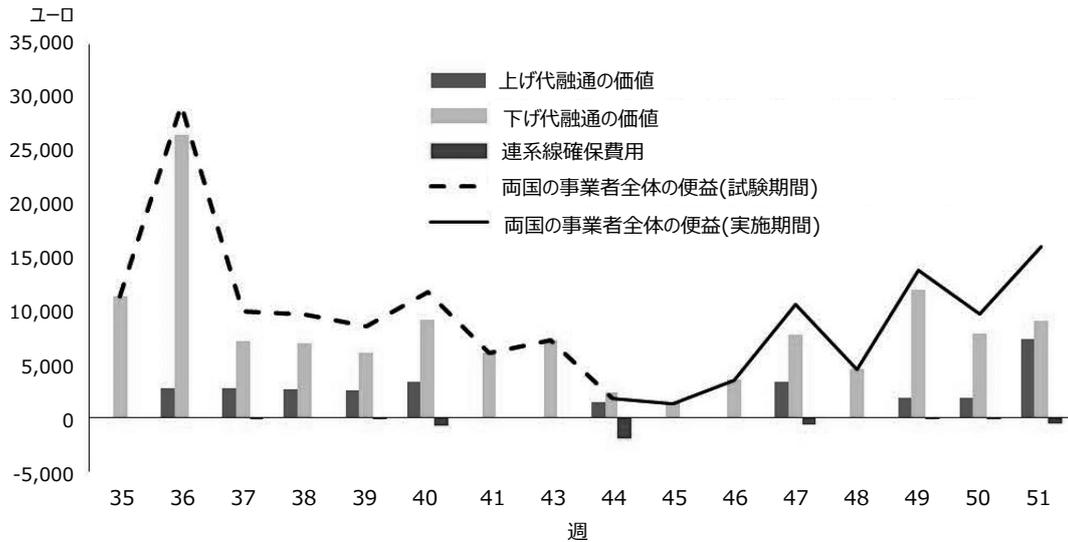
出典：[26]を基に作成

図6 Hasle projectにおける連系線確保費用の考え方

前日市場の取引情報から、前日市場のゲートクローズ前に、ステップ3で確保した需給調整能力のための国際連系線の容量を前日市場に活用するか、需給調整メカニズムのために活用するかを再確認する。前日市場のために活用することで便益が生じるならば、FRR-A の融通は行わず、FRR-A の融通は不実施とする。

#### ステップ4：FRR-A の融通の実施

国際連系線を通じた FRR-A の融通を実施する前提で、暗示的取引で前日市場のゲー



出典：[26]を基に作成

注) 上げ代融通の価値，下げ代融通の価値は，融通する容量と，両国での確保単価の差との積であり，連系線確保費用は，連系線の容量を前日市場で使わないことによる両国の社会全体での混雑費用である。両国の事業者全体の便益は（上げ代融通の価値）+（下げ代融通の価値）- 連系線確保費用で示す。

図7 Hasle pilot projectにおける両国の便益

トクローズを行う。

実証試験のための融通容量は最大 50MW と決められた。上述のステップで，2014/2015 年の冬期に実施した実証試験において，両国の事業者全体でのメリットが，試験期間，実施期間を通して生じていることがわかる（図7）。図7には，便益は縦軸の正の値，費用は負の値で示されており，連系線確保費用はほとんどの期間で生じていないことが分かる。これは，この実証試験の対象となる国際連系線の両端で，前日市場の価格差が生じていないためである。

#### 4.2.4 北欧における広域的需給調整メカニズムにおける課題

FRR-A の技術要件と FRR-A 融通のステップおよび実証試験の結果から，以下の3つのことが分かり，わが国へ2つの示唆を得ることができる。

##### (1) FRR-A の位置づけ

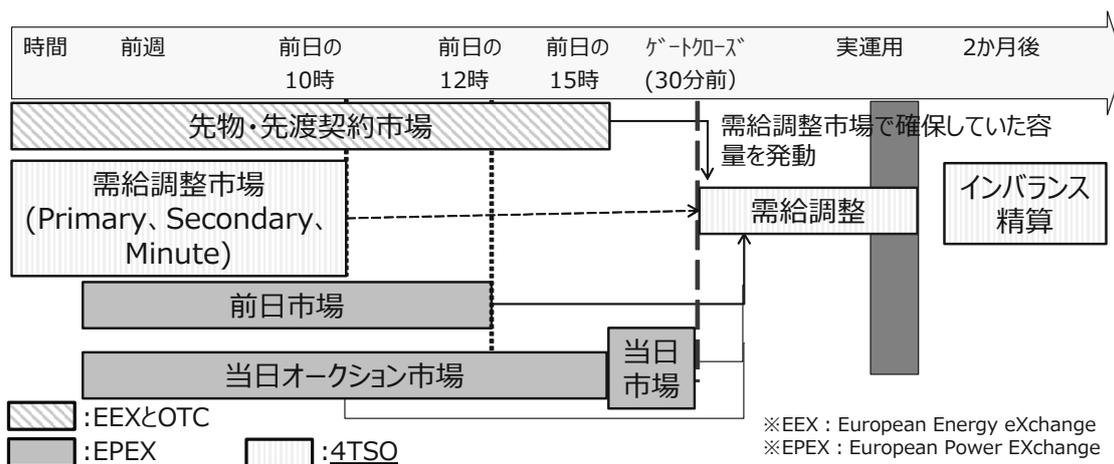
FRR-A は，各 TSO で不足すると直ちに系統運用に危機的な状況をもたらすような，需

給調整能力ではない。つまり，これまでには FCR-N, FCR-D, FRR-M で需給調整を行ってきており，これらの 2012 年以前からある需給調整能力に関して，各 TSO は確保すべき容量を設定し，確保するが，FRR-A に関しては重要度が低い需給調整能力である。

##### (2) FRR-A 不足を根絶するメカニズム

ステップ0で，各 TSO が FRR-A を確保した後，隣接する TSO で FRR-A による融通のメリットを評価している。ステップ1やステップ2で融通すると決めた後，ステップ3で FRR-A の融通を中止する場合，各 TSO は，すでにステップ0で FRR-A を確保できているため，FRR-A が不足することはない。また，上述したように，そもそも送電混雑が発生していない国際連系線を活用している。

北欧の TSO の動向について上述の点から，国際連系線を活用した需給調整能力の融通は，安定供給確保を維持しつつ推進していることがわかる。わが国で広域的需給調整メカニズムを検討する際にも，安定供給の確保を維持しつつ進めることが重要である。



出典：[27][28]のサイトを基に作成

注) 国際連系線を通過する当日市場のゲートクローズにおいて、2016年時点では、60分前である。

図8 ドイツのエネルギー市場から需給調整までの流れ

### (3)再エネの出力変動による連系線潮流の変動

ステップ3とステップ4からわかるように、再エネの大量導入により、エネルギー市場における国際連系線の潮流の向きが変わることが頻発する場合、ステップ1での便益評価やステップ3での確認を行っても、正確に便益評価が行えない可能性がある。そのため、現在の便益評価でよいかの検討は必要となるであろう。

わが国においても将来的には同様の課題が考えられる。この点については、今後の北欧の動向に注視すべきである。

## 4.3 ドイツの広域的需給調整メカニズムの動向と課題

### 4.3.1 ドイツの電力取引と需給調整メカニズムの基本構造

ドイツでは、前日市場、当日オークション市場<sup>13</sup>、当日市場がEPEXにより運営されてお

<sup>13</sup> 当日オークション市場とは、2015年から設置された新しい卸電力市場である。市場決済価格の決定方式は、前日市場と同じく、ユニフォームプライス方式である。時間幅に関して、1コマが15分のみで、1日96コマが設定されている。ゲートクローズの時間は、前日の15時である。また、この卸電力市場はドイツ国内の事業者のみを対象者としており、

り、ドイツの需給調整メカニズムについては、文献[6][27]で述べているように、4つのTSOが、「全国需給調整市場 (regelleistung)」を活用した需給調整能力の確保、「Grid Control Cooperation (以下「GCC」)」を活用したドイツ全国大の需給調整、ドイツ大でのインバランス価格 (rebaP) の利用等で協調している (図8)。ドイツの需給調整能力は図3のFCRに相当する Primary Control Reserve (以下「PCR」)、aFRRに相当する Secondary Control Reserve (以下「SCR」)、mFRRに相当する Minute Reserve (以下「MR」) が設定されている。全国需給調整市場において、PCR、SCR、MRは4TSOで共同確保されている<sup>14</sup>。2012年までは、SCRに関して、確保するエリアを限定する状況もあったが、それ以降SCRをドイツの全てのTSOのエリアから

再エネ事業者の市場参加を促すために設置された市場である。EPEXは、当日オークション市場の設置による効果もあり、当日オークション市場と当日市場の取引量が増加していると述べている。

<sup>14</sup> 全国需給調整市場において、PCRの確保する市場では、ドイツのみならず、スイス (2012年3月以降)、オランダ (2014年1月以降)、オーストリア (2015年4月以降)、ベルギー (2016年8月以降)、フランス (2017年1月以降) のFCRに相当する需給調整能力が共同調達されている。ただし、市場を分断して需給調整能力が確保される場合もある。

確保してもよい状況になっている [26]。

この GCC では、SCR と MR に対して、

- (1) インバランスエネルギーの融通、
- (2) TSO が確保した需給調整能力の相互利用、
- (3) 全国的な需給調整能力の確保、
- (4) 共通メリットオーダーの活用

が段階的に実施されてきた。さらに、ドイツと隣接する国々との間では IGCC が導入されている。IGCC では、GCC の (1) に相当するインバランスエネルギーの融通のみを実施している。

ドイツ連邦ネットワーク庁（以下「BnetzA」）等は、広域的な需給調整メカニズムを実施するメリットとして、

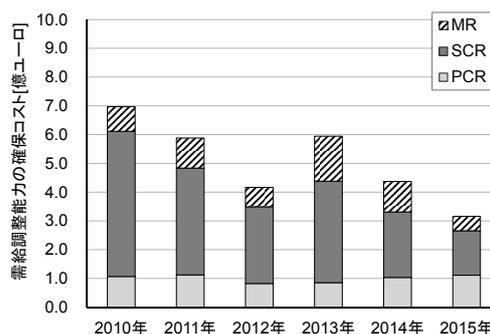
- (A) TSO にとっての需給調整能力の確保先の多様化による競争の活性化、
- (B) インバランスエネルギーの融通による需給調整能力の活用への減少、
- (C) ドイツ内での全国メリットオーダーの実現等の効果により、需給調整能力の確保に要する費用が低下

等を指摘している（図 9） [29][30]。

また、2016 年 7 月からドイツ、オーストリアの TSO は SCR の活用時の共通のメリットオーダーの活用を開始し、さらなる需給調整メカニズムの広域化を進めている<sup>15</sup>。

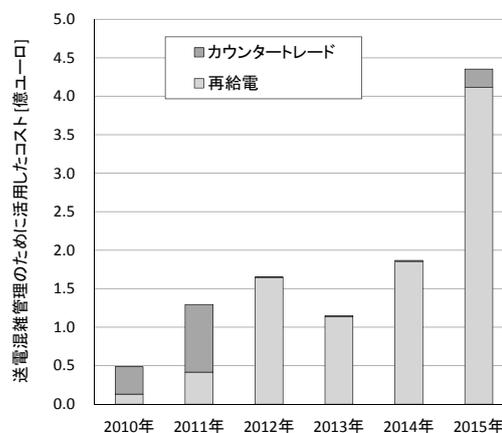
その一方で、ドイツ国内の送電混雑解消の調整能力は、需給調整能力確保後の残った調整能力を活用している。送電混雑解消に要するカウンタートレードや再給電指令の費用は、近年、さらに増加している（図 10）。ドイツでは、需給調整メカニズムと送電混雑解消を一体的に実施していない。これは、それぞれのメカニズムの費用をわかりやすくし、そのメカニズムに関する施策を導入する場合に、他の制度に不必要な影響を及ぼさないようにするためである。図 9 と図 10 の結果と、それぞれの

<sup>15</sup> 需給調整能力の確保において、ドイツの 4TSO と Austrian Power Grid はそれぞれの必要な SCR の確保している。



出典：[30]を基に作成

図9 デイツの需給調整能力確保費用の推移



出典：[30]を基に作成

図10 デイツのカウンタートレードと再給電による費用の推移

メカニズムを一体的に実施しないことから当然のことであるが、需給調整メカニズムのみ広域的な仕組みを進めたとしても、TSO が事前に確保した需給調整能力は送電混雑解消に利用されることが無い。したがって、需給調整と送電混雑解消等の系統運用に関わる費用が減少するとは限らない。

一方、2015 年 9 月に BnetzA とオーストリアのネットワーク規制当局である E-control により、ドイツ国内の混雑解消に要する費用低減のために、ドイツ/オーストリアの前日市場において、ゾーン制の導入の議論があることを報じている [31]。規制当局以外でも、様々な機関でゾーン制に関する議論がなされているが、それらはエネルギー市場や、より長期的観点

での設備投資計画についての議論が多く [32] [33], ゾーン制が需給調整メカニズムに与える影響についての議論は、ほとんどなされていない。

#### 4.3.2 ドイツにおける広域的な需給調整メカニズムにおける課題

ドイツの需給調整メカニズムと混雑管理の関係から2つのことが分かり、わが国へ2つの示唆を得ることができる。

##### (1) ゾーン制の導入による課題

仮に、送電混雑解消の費用を減少させるために、ドイツ国内でゾーン制を導入するのであれば、需給調整市場において、需給調整能力を確保する際に、ゾーンを考慮した確保が必要となる可能性がある。その結果、需給調整能力の確保費用が増加する可能性がある。ドイツでは今後、こうした矛盾が生じないのかどうかという議論が必要となるであろう。また、ドイツ大のインバランス価格は成立できなくなる。

わが国では、すでに前日市場においてゾーン制が導入されている。仮にGCCの(3)まで進めることを想定すると、ゾーン間で送電混雑が発生する場合に、広域的に確保した需給調整能力は活用できなくなる。わが国では、GCCの(1)の便益の検討から始めるべきであり、GCCの(4)の達成を当然として、広域的需給調整メカニズムの議論をすべきではない。

##### (2) 需給調整と混雑管理の線引き

ドイツでは、需給調整と混雑管理は独立的に扱っている。混雑管理の費用を低減させるためには、需給調整能力確保後の残った調整能力ではなく、一定程度の容量を事前に確保することも重要である。その一方で、ドイツでは、国際連系線のループフローの影響もあり、混雑状況を正確に想定して需給調整能力や混雑解消の調整能力を確保することは不可能である。

わが国では、混雑解消の調整能力についての議論はまだ行われていない。需給調整能力の議論と同時に行うことも重要である。

## 5. 再生エネ大量導入下における需給調整のための国際連系線利用のあり方

本稿では、再エネが大量導入する環境下で国際連系線の活用について、欧州における検討状況を見てきた。

北欧とドイツでは、国際連系線を活用した需給調整を推進していること、エネルギー取引の便益を損なわない範囲で広域的需給調整を行うことは共通している。ただし、北欧では、広域的な需給調整を行うための新たな需給調整能力を定義し、既存の需給調整能力が機能していれば、安定供給を損なわないという姿勢である。一方、ドイツは需給調整能力を融通するのではなく、まずインバランスエネルギーを相殺しあうことで、相互に不必要に需給調整能力を活用しなくさせる。その結果、安定供給を損なわず、広域的需給調整を段階的に進めようとしている。

また、北欧では、送電混雑箇所がドイツよりも予測しやすいため、連系線の予測潮流量をもとに、広域的需給調整の費用便益の評価を行っている。予測が難しくなった場合の費用便益評価が課題である。ドイツでは、送電混雑が予測できないことを前提とした広域的需給調整を進めてきたが、混雑緩和のために、ゾーン制の導入を検討している。ゾーン制がドイツで推進してきた広域的需給調整を妨げないかの議論は必要となる。

わが国で将来的に広域的な需給調整メカニズムを議論する際には、連系線を需給調整のために活用することの便益評価が重要となる。また、再エネによる連系線潮流の変動も考慮する必要がある。

また、卸電力市場の市場分割を考慮して、

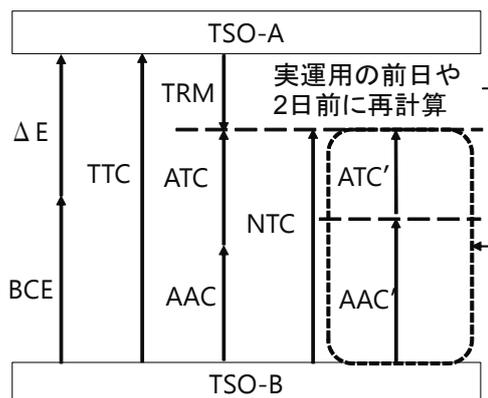
広域的な需給調整メカニズムを行うならば、ドイツの現在のIGCCのように、連系線の空き容量がある場合のみ、インバランスエネルギーを相殺する方式か、北欧のように安定供給に支障が生じないように、新たな需給調整能力を定義し、送電混雑が発生しない箇所で融通する方式が望ましい。欧州では需給調整における広域的メリットオーダーの実現を、時間をかけて推進してきたのである。

また、再エネの導入状況によっては、わが国の地域間連系線潮流の変動が大きくなる可能性もある。そのときの費用便益評価等については、欧州の今後の議論の動向を注視することが重要である。

### 補.1 欧州における国際連系線の利用可能容量の考え方

欧州における各国間の国際連系線の利用に際して、国際連系線の利用可能容量の評価は、関連する各国の規制機関により承認された方法が使われている。ただし、欧州における各国間の国際連系線の利用に際して、国際連系線の利用可能容量の評価を、各国独自の方法で行うのではなく、共通の方式が必要であると、電力自由化の進展とともに認識されている。そこで、Net Transfer Capacity（以下「NTC」）の算出に関して、欧州大のガイドラインが作成されており、このガイドラインに沿った計算方法をドイツ等では採用している（補図1）[34]。

BnetzAに承認された方法では、ベースケースとなる発電と需要からベースケースの国際連系線潮流量であるBase Case Exchange（以下「BCE」）を求める。BCEから、一定容量の潮流を増加させたときに、N-1基準を維持できる範囲の潮流量Additional Exchange Program（以下「 $\Delta E$ 」）を求める。このBCEと $\Delta E$ の和が、国際連系線のTotal Transfer Capacity（以下「TTC」）



BCE: Base Case Exchange  
 $\Delta E$ : additional Exchange Program  
TTC: Total Transfer Capacity  
TRM: Transmission Reliability Margin  
NTC: Net Transfer Capacity  
ATC: Available Transfer Capacity  
AAC: Already Allocated Capacity

出典：[34][35][36]を基に作成

補図1 欧州の国際連系線の利用可能容量の評価手続き

であるとする。このTTCから、TRMを差し引いた容量が、NTCであるとしている。

TRMは、(1) 緊急時にPCR (Primary Control Reserve)を融通するために必要な容量と、(2) TBCによる周波数制御等も含めて想定外の潮流のために必要な容量、の2種類に対応できるマージンという考え方であり、計算方法は様々ある。例えば、最過酷断面を想定して、(1)と(2)の合計をTRMとする考え方と、(1)と(2)は同時に発生しないため、(1)と(2)の容量の大きい方をTRMとする考え方が紹介されている[34]。ドイツのTSOであるAmprionやTransnet BWのTRMの計算方法に関して、詳細な計算方法は記述されていないが、TRMは国間の国際連系線の数の平方根に比例した定数量が採用されている。例えば、ドイツーフランス間のTRMは、 $\sqrt{4} \times 100\text{MW}$ 、ドイツースイス間のTRMは $\sqrt{15} \times 100\text{MW}$ としている。NTCのうち、すでに容量が割り当てられているalready allocated capacity

(AAC) を除いた分が available Transfer Capacity (ATC) として、エネルギー取引に割り当てていた [35][36]。

しかしながら、近年の電力自由化の影響と再エネ電源の導入拡大もあり、電力潮流量が現在の NTC の評価手法での容量を超えていなくても、ループフロー等の影響もあって送電混雑が発生するようになってきた。そこで、ドイツでは、前日等の短期的な ATC の新たな評価手法 (C-function) が導入された。これは、TTC から TRM と前日時点での AAC' を差し引いた容量に対して、N-1 基準で ATC' を算出する。この AAC' の評価には、風力の出力予測に幅を持たせて計算することができる (例えば、Amprion では、風力出力の予測が、0 ~ 7,000MW のときは、ドイツからの輸出の ATC は 7,449MW、ドイツへの輸入の ATC は 8,249MW となり、他に風力出力の予測が、7,000 ~ 11,000MW の場合、11,000 ~ 14,000MW の場合、14,000 ~ 18,000MW の場合、18,000MW 以上の場合でそれぞれの ATC を計算している [34])。

また、ドイツやその隣国では、TSO に代わり、TSO Security Cooperation (TSC) が、2015 年から国際連系線の ATC の計算を行うようになった。これは計算主体を統一することで、各国の BCE のデータの統一がはかれることになる。国際連系線の ATC の容量の統一化を見据えた動きである。

## 補2 欧州における国際連系線利用方法の現状

各国で設立されてきた卸電力市場に関する市場決済の仕組みは各国で異なる。本稿で述べている市場決済の仕組みとは、入札情報、市場決済の際に考慮する入札情報、市場で決済する電力の時間幅 (15 分, 30 分, 1 時間等)、市場のゲートクローズする時間等を指す。電力自由化の進展にともない、補 1 で述べてい

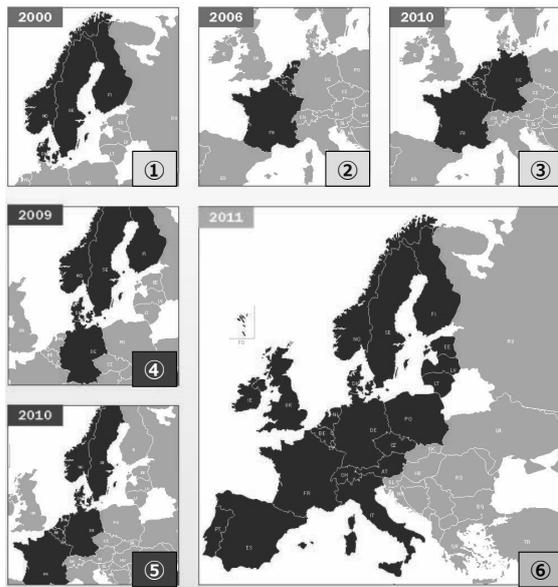
る国際連系線の利用可能容量を利用者に割り当てる際に、欧州では、主に明示的取引と暗示的取引が採用されている [37]。明示的取引と暗示的取引を採用した卸電力市場の統合の構想は、補図 2 に示す tight volume coupling, price coupling に相当する。以下に、各取引の仕組みの概要を述べる。また補図 2 の市場間の統合は、各国における市場決済の仕組みがほとんど同じである前日市場に関する統合である。一方、当日市場に関する市場統合は、現在、図 1 中の⑥で示されている地域ほど市場統合が進んでいない。

### (1) 明示的取引 (Explicit Auction)

この取引では、国際連系線の利用可能容量をそれぞれの方向毎に競売する。2016 年時点での欧州では、ドイツと隣接する国々等の国際連系線の年間、月間の容量取引に利用されている (補表 1)。もしも競売に出される容量よりも入札された総容量が少ない場合には、利用希望者に無償で利用する権利が付与される。競売に出される容量よりも入札された総容量が多い場合には、入札価格の高い順番に利用可能容量が付与される。この仕組みの特徴として、各国の卸電力市場の市場決済の仕組みとは無関係に国際連系線の利用可能容量の取引が成立することがあげられる。そのため、国際連系線と連系する各卸電力市場の市場決済の仕組みにおいて、明示的取引導入に関する変更費用は必要ではない<sup>16</sup>。また、確保された国際連系線の容量のうち、UIOSI (空押さえ禁止) のルールに従い市場に放出された分、再度、明示的取引等で競売される<sup>17</sup>。すな

<sup>16</sup> 市場決済の仕組みの変更として、例えば、前日市場におけるゲートクローズの時間の統一などがある。明示的取引を導入する場合、その国際連系線の両端の卸電力市場のゲートクローズ時間よりも前に明示的取引で容量が割り当てられておればよい。

<sup>17</sup> 例えば、2016 年のドイツ→フランス間の国際連系線の年間の取引容量 600MW が、明示的取引で Joint Auction Office (JAO) を通じて競争入札にかけられた。その際に、ドイツ→フランス間の年間の明示的取引で確保された 600MW を除いた



	市場統合の 構想	開始 時期	対象エリア
①	Price coupling	2000年	北欧
②		2006年	FR, BE, NL
③		2010年	CWE
④	Tight volume coupling	2009年	北欧, DE
⑤		2010年	北欧, CWE
⑥	Price coupling	2011年	北欧, CWE、 SWE他

北欧 : NO(Norway), SE(Sweden), FI(Finland),  
 DK(Denmark)  
 CWE(Central West Europe) : DE(Germany),  
 BE(Belgium), FR(France), LU(Luxembourg),  
 NL(Netherlands)  
 SWE(South West Europe) : PT(Portugal),  
 ES(Spain)等

出典 : [38]を基に作成

注) 各国の前日市場に関する統合の変遷を示す。

補図2 欧州の前日市場の市場統合の変遷

わち、空押さえ禁止が機能すれば、国際連系線の利用可能容量の支配力は発生せず、様々な利用者が利用可能となると言われている。

## (2) 暗示的取引 (Implicit Auction)

この取引は、以下の2ステップで国際連系線の潮流とその両端の卸電力市場の価格が決まる。

- ① 国際連系線を想定せずに、卸電力市場の価格をそれぞれ決める。
- ② 国際連系線の容量制約に達するか両端の価格差がなくなるまで、国際連系線の潮流を変化させる。

このステップで行う暗示的取引は、特に market coupling と呼ばれている。北欧で採用されている market splitting は、以下の2ステップで国際連系線の潮流と卸電力市場のエリア価

格を決める。

- ① 国際連系線を想定せずに、国際連系線の潮流を決める。
- ② 国際連系線の容量制約に収まるまで両端の価格差を変化させる。

補表1に示すように、ドイツーフランス間の前日取引では、暗示的取引が採用されている。システム利用者にとっては、手続きの煩雑さが減ることになる。言い変えると、卸電力市場に入札するのみで、結果として国際連系線を跨いだ取引となっている場合がある。

また、補表1に示すように、ドイツとその隣国との当日市場では、明示的取引や暗示的取引のみではなく、先着優先 (First-come First-served) も採用されている。先着優先方式は、国際連系線の利用可能容量を使う取引が約定するごとに、利用可能容量を割り当てる方式である。これは、当日市場の取引がガラ場方式を採用しているため、当日市場で取引が約定した順番で、空いている連系線容量を割り当てていくことになるためである。

残りの空き容量のうち400MWが2016年の月間容量として、明示的取引でJAOを通じて競争入札にかけられる。実際には、2016年4月～10月の月間の競争入札には、年間取引分から再販売となった15MWが加わった415MWが、月間の明示的取引で取り扱われた。さらに、残りの空き容量と月間容量での再販売分が、前日市場等で取引される [39]。

補表1 ドイツとドイツの隣接国との国際連系線の利用可能容量の割当の概要

	年	月	前日	当日
ルクセンブルク	容量割当なし			
オーストリア	容量割当なし			
スイス	Explicit auction			First come first served
フランス	Explicit auction		Implicit auction	First come first served
オランダ	Explicit auction		Implicit auction	First come first served
デンマーク	Explicit auction		Implicit auction	First come first served(TenneT-Demark west) Implicit auction(50Hertz-Demark east)
チェコ	Explicit auction			First come first served
ポーランド	Explicit auction			First come first served

出典：[24][28]，各国TSOのサイトを基に作成

注) ルクセンブルクやオーストリアはドイツとの国際連系線の容量が、実際の利用量よりも非常に大きいため、連系線の容量の割当は行われていない。

また、当日市場の決済において、明示的取引のように、エネルギー取引とは別に国際連系線の容量の入札・決済を行う時間的余裕はなく、ザラ場方式なので、1つの取引時間帯毎に価格差の最小化を行っているわけではないため、先着優先方式が採用されている場合が多くみられる。ただし、当日市場での暗示的取引の導入を否定しているわけではない。

#### 【参考文献】

- [1] 電力広域的運営推進機関 (2016) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会，第1回～第6回。
- [2] 電力広域的運営推進機関 (2016) 地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会 中間とりまとめ。
- [3] 岡田健司，渡邊尚史 (2007) 「欧米諸国における送電権の動向調査」，電力中央研究所報告，Y07001。
- [4] OCCTO (2016) 業務規程 July 2016。
- [5] 経済産業省 (2016) 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」
- [6] 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。
- [7] EU Commission (2009) *Regulation (EC) No714/219 of*

- the european parliament and of the council*, 13 July 2009.
- [8] 丸山真弘 (2017) 「欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察 - 域内市場との両立性の確保の観点から -」，電力経済研究，No.64, pp17-34。
- [9] European Commission (2009) *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of the energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC4.*
- [10] THEMA (2013) “Loop flow – Final advice” ,THEMA Report 2013-36。
- [11] ENTSO-E (2017) *about ENTSO-E.*
- [12] ENTSO-E (2017) *ENTSO-E network code development.*
- [13] UCTE (2006) *Final report System disturbance*, 4 November 2006。
- [14] ENTSO-E (2017) *Capacity Allocation and Congestion Management, ENTSO-E network code development*
- [15] ENTSO-E (2017) *Forward Capacity Allocation, ENTSO-E network code development*
- [16] ENTSO-E (2017) *Load Frequency Control and Reserve, ENTSO-E network code development*
- [17] ENTSO-E (2017) *Electricity Balancing, ENTSO-E network code development*
- [18] 岡田健司 (2016) 「欧州ではどのような送電混雑解消方法が講じられているか?」，電気新聞，電気新聞ゼミナール，no.122,平成28年12月19日。
- [19] R.Beune, J.van Putten, K.A. Barmsnes and O. Gjerde

- (2010) ” Interregional market coupling ?a challenge for the NordNed cable” , CIGRE Paris, C5-103-2010.
- [20] Leonardo Meeus (2011) “Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?” , Energy Economics, 33(3), pp413-418.
- [21] P.Solc and B Nemecek eru (2010) “Czech and Slovak spot electricity market coupling on the basis of implicit capacity allocation” , CIGRE Paris, C5-106-2010.
- [22] BMWi (2015) “An electricity market for Germany’ s energy transition,” BMWi white paper.
- [23] ENTSO-E (2017) *ENTSO-E Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projects*.
- [24] Nord Pool SA (2017) at <http://www.nordpoolspot.com/> (last visit 2017.1.20).
- [25] Martin Moller (2015) “Development of the Nordic RPM” , 6th Annual European Electricity ancillary services and balancing forum, 11th September 2015.
- [26] Statnett and Svenska kraftnet (2015) *Market based transmission capacity reservation 27th of October 2014 to 19th of December 2014*.
- [27] 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.
- [28] EPEX (2017) at <http://www.epexspot.com/en/> (last visit 2017.1.20).
- [29] Lion Hirth Inka Ziegenhagen (2015) “Balancing power and variable renewables: Three links” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, No.50, pp1035-1051.
- [30] BnetzA (2017) *Monitoring report 2016*.
- [31] BnetzA and E-control (2015) *Press Release the agency for the cooperation of energy regulators (ACER) Recommends capacity allocation at the German-Austrian border*.
- [32] Johas Egerer, Jens Weibezahn and Hauke Hermann (2015) “Two pricing zones for the German electricity market ? market implications and distributional effects” , Discussion paper 1451.
- [33] Consentec (2015) “Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones” .
- [34] ETSO (2001) *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*.
- [35] Amprion (2015) *Calculation of transmission capacities between partner-grids*.
- [36] TransnetBW (2015) *Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransnetBW GmbH*.
- [37] Petri Mantysaari (2015) “EU electricity Trade law the legal tools of electricity produces in the internal electricity market” .
- [38] European Wind Energy Association (2012) *Creating the internal energy market in Europe*.
- [39] Joint Auction Office (2017) at <http://www.jao.eu/main> (last visit 2017.1.20).

古澤 健 (ふるさわ けん)

電力中央研究所 社会経済研究所

岡田 健司 (おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

# 欧州の配電料金構造の動向と課題

## —固定定額の従量料金主体の料金構造の限界とその対応策—

The issues of distribution tariff structure in European countries

— The limitations of flat fixed volume tariff and countermeasures —

キーワード：配電系統利用料金，従量料金，分散型電源

古 澤 健 岡 田 健 司

わが国と同様に欧米においても、配電系統利用料金には、従量料金主体の構造が採用されている。省エネの進展や、再生可能エネルギー(再エネ)等の分散型電源の導入進展による自家消費の増大は、系統需要量の減少を引き起こす。これによる料金収入の減少に伴う設備費用回収漏れを避けるために、従量料金の値上げを行うと、自家消費の増大は加速するが、系統需要の最大電力は減少しない可能性がある。すなわち、系統需要量のさらなる減少による収入減をもたらすが、設備の維持費用は減少しない可能性がある。このように、系統需要量の減少と料金収入の減少が連鎖的に生じる現象は、デススパイラルと呼ばれている。このデススパイラルに陥らないために、欧州の配電事業者は、料金の構成の見直しを検討、あるいは実施しているが、十分な対応策となるかは不透明である。例えば、容量・固定料金の割合を増加させることで、短期的には費用回収漏れの可能性を低減させることを期待しているが、バッテリーの導入を踏まえると、長期的に十分な対応策とはいえない。また、北欧の時間帯別料金については、従量料金的一种であるため、費用回収漏れの解決策にはならない可能性がある。さらに、配電系統利用料金は、設備の費用を反映する以外に、系統を利用することの価値を反映する考え方が重要となる。

1. はじめに
2. 配電系統利用料金の構造設計の概念
3. 欧州の配電系統利用料金における動向
  - 3.1 容量・固定料金の導入に関する動向
  - 3.2 時間帯別料金に関する動向
4. 配電系統利用料金に求める役割
5. 今後の配電系統利用料金の在り方と今後の課題

### 1. はじめに

電力・ガス取引監視等委員会の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGでは、送配電網を利用して電気事業を行う場合に支払う託送料金のあり方について議論がなされている[1]<sup>1</sup>。このWGでは、①送配電網の維持・運用コストの抑制・低減、②需要家負担に係る公平性の確保、③イノベーションの促進の3

つについて、検討を行っている。具体的には、以下の4つの論点について、ステークホルダーからのヒアリングを受け、議論を進めている。

- ・発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- ・送配電網の固定費の負担の在り方
- ・高度なネットワーク利用の推進
- ・送電ロスの取扱い

一方、欧州の電気事業においても再生可能エネルギー(以下「再エネ」)の大量導入、省エネの推進等により、わが国と同様に送電系統利用料金や配電系統利用料金に関する議論が進められている。文献[2]では、欧州において、配電系統を通じて需要家に供給される

<sup>1</sup> 現在の日本の託送利用料金は、送電系統や配電系統の維持と増強に要した費用等を回収する系統利用料金、系統に接続する際に新たに必要となる設備等の費用を負担する系統接続料金、アンシラリーの費用等を含めた料金を指す。一方、欧州では、系統利用料金と接続料金とアンシラリーの費用は、それぞれ異なる料金として認識されている。本稿では、欧州の系統利用料金について述べる。

電力需要（以下「系統需要」）が減少する環境下<sup>2</sup>、従来の従量料金を主体とする配電系統利用料金の構造のままでは、配電事業者に設備費用回収漏れが生じる可能性がある<sup>3</sup>と述べている文献が多数あることを紹介した。このような配電系統利用料金の値上げが自家消費の増大を加速させ、系統需要のさらなる減少をもたらす現象は、デススパイラル（death spiral）と呼ばれている [3]。

欧米諸国における送電系統利用料金や配電系統利用料金に関する議論としては、送電事業者や配電事業者が回収できる費用の総額をいかにして決めるのかという料金規制（総括原価、レベニューキャップ等<sup>3</sup>）、料金規制により回収を定められた費用を、誰に（需要側、発電側）、どのように（固定料金、容量料金、従量料金等<sup>4</sup>）賦課するかという料金構造の議論の2つに分けて考えることができる。例えば、欧州の料金規制に関しては、主にインセンティブ規制の動向と課題に関して様々な文献で議論がなされている [5][6][7]。また、送電系統利用料金の料金構造について欧州大の情報や考え方についての文献も数多く存在する [8][9][10]。しかし、欧州の配電系統利用料金に関する文献は、多くない。そこで本稿では、欧州の配電系統利用料金の料金構造に関する動向と、現在議論されている課題に関して整理す

<sup>2</sup> Eurelectric は、配電系統を通じて供給される電力需要を 2011 年と 2014 年に調査し、その結果として、分散型電源の導入、省エネの促進等により、配電系統を通じて需要家に供給される需要は減少傾向にあることを述べている [4]。各国の 2011 年の需要量に対する 2014 年の減少率は、イタリアで 8.6%、スペインやギリシアは 6.8%、ポルトガルで 6.4%、デンマークで 4.4%、ドイツで 2.9%、ノルウェーで 2.5%、フィンランドで 1.6%、フランスで 0.3% である。

<sup>3</sup> レベニューキャップとは、事業者の総収入があらかじめ設定した上限を超えない範囲で料金設定を事業者にも認める仕組みで、費用を削減するほど利潤を増やせる。インセンティブ規制の 1 つの形態である。

<sup>4</sup> 固定料金は、配電系統を通じて電力を購入する利用者が、利用状況に依らず固定的に支払う料金、容量料金は、配電系統を通じて電力を購入する最大電力に比例した料金、従量料金は、配電系統を通じて電力を購入する電力量に比例した料金である。これらの料金の得失は第 2 章で述べる。

る。本稿では、筆者らの先行研究 [2] で十分に論じられなかった次の点について述べる。

- ・費用回収漏れの対応策としての容量料金の有効性
- ・従量料金の一種である時間帯別料金の有効性
- ・系統利用料金に求める新たな役割としての系統を利用する価値

以下、第 2 章では、配電系統利用料金の構造設計に求められる原則を紹介する。第 3 章では、再エネ電源の大量導入を 1 つの要因として、配電系統利用料金の料金構造の変更がなされてきているドイツと、系統需要が数年のうちに大きく増減しないが、将来的には省エネの進展や、様々な分散型電源の導入等により、小売事業者にとって系統利用の形態に変化が生じると考えられている北欧での議論の動向について述べる。第 4 章では、配電系統利用料金に求める役割について、費用回収の要素と系統利用へのシグナルの要素を分けて設定することによって、固定定額の従量料金主体の構造で対応できなかった課題に対する定性的な影響について述べる。第 5 章では、本稿の結論を述べる。

また、本稿では欧州の動向を中心に述べる。欧州では、多くの配電系統運用者と配電事業者は同一事業者であるため、本稿では同一事業者として、配電事業者と呼ぶ。

## 2. 配電系統利用料金の構造設計の概念

電力自由化の導入に関わらず配電系統利用料金は、System sustainability, Economic efficiency, Consumer protection という 3 大原則を満たすべきであると多くの文献で述べられている [11][12]。さらに、文献 [12] は、これらの 3 大原則は、より具体的な 10 個の原則に細分化できるとしている (表 1)。

ただし、全ての原則を満足する配電系統

表1 配電系統利用料金の設計の原則

	原則	概要
System sustainability principle 事業持続性の原則	Universal access : ユニバーサルアクセス	全ての系統利用者が公平に利用可能となる料金
	Cost recovery : 費用回収性	配電事業者が費用回収可能となる料金
	Additivity of components : 費用の加算性	事業維持に必要な収入を回収可能となる料金
Economic efficiency principle 経済効率性の原則	Productive efficiency : 生産効率性	費用最小で系統利用を可能とする料金
	Allocative efficiency : 配分効率性	系統利用の状態を反映した料金
	Cost-causality : 費用因果性	需要家が自らの系統の利用により生じた費用を負担する料金
	Equity : 公平性 (同量同額と言う意味)	同量を利用するなら, 需要家は同額の費用負担となる料金
Consumer protection principle 系統利用者保護性の原則	Transparency : 透明性	全ての系統利用者に費用の配分がわかる料金
	Simplicity : 簡易性	できるだけ分かりやすい料金
	Stability : 安定性	長期的に変化が少ない料金

出典 : [12]を基に作成

利用料金を設計することは難しい。例えば、「Cost-causality」を追及して、リアルタイムの電圧や周波数維持に要する費用について、各需要家単位に振り分けた料金が可能となったとしても、その料金が、系統利用者にとって「Simplicity」を満たす料金とならない可能性がある。また、「Allocative efficiency」を追求した料金は、料金単価がリアルタイムで変更する料金となる可能性がある。一方、「Stability」を追求した料金の設計は、長期的に固定定額の料金となる可能性があり、「Allocative efficiency」とはトレードオフの関係がある。

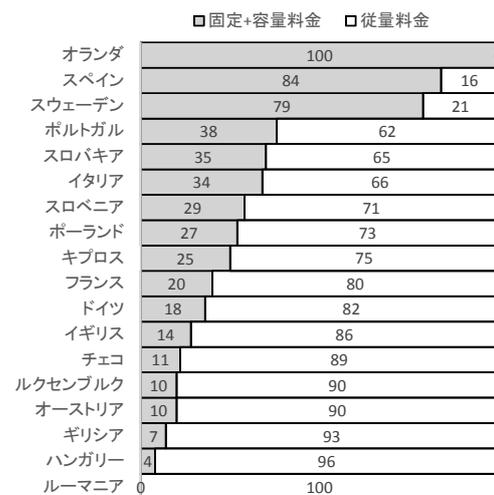
欧州の各配電事業者は、10個の原則のうち、重要であると考えられる原則を考慮し、自らの制御エリアの系統利用者（発電事業者や小売事業者や大規模需要家）の情報、管轄する電圧や配電網の延長を基に配電系統利用料金の構造を設計する。

欧州において、契約電力6kW・年間需要量3,500kWhの家庭用需要家をモデル需要家と想定し、需要家が支払う配電系統利用料金における従量料金とそれ以外の料金（固定料金・容量料金）の構成比を図1に示す。

図1に示すように、各国で配電系統利用料金における従量料金とその他料金（固定料金・容量料金）の構成比は異なり、さらに国でも

配電事業者毎に料金の構成比が異なっている。従量料金、固定料金、容量料金の概要、得失、表1の原則と料金構造について表2に示す。それぞれの料金が重視している原則を整理すると以下ようになる。

- ・従量料金：系統を通じた電力量を多く利用する需要家ほど、多くの配電系統利用料金を支払うべきという「Equity」と「Simplicity」を重視した料金である。
- ・容量料金：設備投資を必要とする理由は最大電力が設備容量を上回るからである。設



出典 : [11]を基に作成

図1 欧州18か国の家庭用需要家の配電系統利用料金の構造 (2013年)

表2 配電系統利用料金設計の得失と料金設計が反映している料金原則

料金設計	料金設計の概要	料金設計の導入によるメリット	料金設計の導入に際しての注意点	重視している料金設計の原則
従量料金	配電系統を通じて供給する電力量に比例した料金	・配電系統を通じてより多くの電力量を供給された需要家が、設備の維持費用をより多く負担する意味で公平	・配電網からの離脱が増えれば、費用の回収漏れが生じるリスクが増加	・ Universal access ・ Equity ・ Simplicity
容量料金	配電系統を通じて供給する最大電力を反映した料金	・供給された電力量に関係なく、設備容量に反映した費用回収が可能となり、回収漏れのリスクが低減	・系統需要の最大需要発生時刻と各需要家の最大需要発生時刻を考慮した費用配分が必要 ・最大電力低下による費用の回収漏れリスク	・ Universal access ・ Cost recovery ・ Additivity of components ・ Cost-causality ・ Transparency
固定料金	配電系統を通じて供給する需要家に固定的に課金	・系統に連系する需要家から一律に回収することが可能となり、回収漏れのリスクが低減	・他の料金制と組み合わせるときに費用回収分を大幅に上回る収入としない設計が必要 ・従量料金が平等という観点から見たら不平等	・ Universal access ・ Cost recovery ・ Additivity of components ・ Stability
時間帯別料金	時々刻々の配電系統の需給状況を反映した従量料金	・重負荷時の料金値上げによる需要抑制により、長期的には追加的な設備投資の抑制期待	・料金設計が複雑 ・需要家が時間帯別料金に反応しないと設備投資の抑制効果が見込めない ・この料金制のみで、配電網からの離脱分の費用回収漏れリスクの低減は短期的には見込めない	・ Universal access ・ Productive efficiency ・ Allocative efficiency ・ Cost-causality ・ Transparency

出典：[2] [12]を基に作成

備投資に必要となる費用を需要家にそのままの形で転嫁するため、「Cost-causality」や「Cost recovery」を重視した料金と言えよう。

- ・固定料金：設備投資後、設備を維持するための費用は長期間、固定的に発生する。その費用を需要家に転嫁するため、「Cost recovery」や「Stability」を重視した料金と言えよう。
- ・時間帯別料金：系統の需給状況を反映した料金で、「Economic efficiency」を重視した料金、容量料金の機能を含めた従量料金と言えよう。

近年、分散型電源の導入に対する障壁が低くなっており、従量料金だけの料金構造であれば（特に三段階料金のように、需要量に対して逦増料金の場合）、需要家は、分散型電源の導入等により、系統を通じて購入する電力量を減らそうとする可能性がある。そのとき、配電事業者は、減少した電力量に相当する費用回収漏れ分を回収するために、従量料金を一律に値上げする可能性がある。そうすると、値上げした従量料金から、新たに分散型電源の導入しようとする需要家が増えることになる。この連鎖的なデススパイラルを近年、欧州の事業者は課題と考えている。家庭用需

要家が、分散型電源の1つである太陽光電源（Photovoltaic generation：以下「PV」）を導入する場合、このデススパイラルの流れに当てはまる。ただし、PVを導入することで家庭用需要家の最大需要が減少するわけではなく、完全に系統から離脱するわけでもない。そのため、容量料金や固定料金は、系統に連系している家庭用需要家から一律に回収することが可能となり、回収漏れのリスクを低減させる料金と言われている。時間帯別料金は、上述のように、容量料金の機能を含めた従量料金と考えられており、固定定額の従量料金と比較すると緩和策となりうると言われている [13]。

また、従量料金の値上げは、分散型電源等の設備導入が可能な需要家と不可能な需要家の間での不公平を生み出す（cost-causality や equity を逸脱する）といった課題もある [14]。

### 3. 欧州の配電系統利用料金における動向

本節では、欧州の配電系統利用料金の現状と課題について紹介する。3.1 節で容量・固定料金の導入に関する動向について、3.2 節で時間帯別料金に関する動向について整理する。

### 3.1 容量・固定料金の導入に関する動向

#### 3.1.1 固定料金の導入による対応

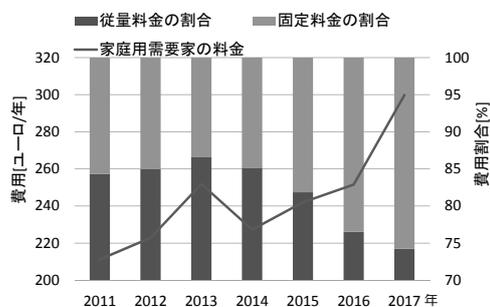
ドイツでは、固定価格買取制度（Feed-in-Tariff: 以下「FIT」）による再エネ支援政策の結果、PVを中心とした再エネ電源の導入が拡大し、2014年には再エネ電源が設備容量の約5割を占めるまでになった。家庭用需要家がPVを導入すれば、PVが発電した電力量に応じ、系統からの需要量が減少することが予想される。ドイツでは、図1に示したように従量料金主体で配電料金が構成されており、PV導入に伴う費用回収漏れの可能性があることから、PV導入量の増加に伴い、配電系統利用料金の値上げの必要があるとの主張がなされている[15]。しかしながら、第2章で述べたように、従量料金を一律に値上げすると、配電系統の最大電力は減少させず、負荷率を悪化させる可能性がある。設備の費用は減少せずに、系統需要量のみが減少する結果となり、配電事業におけるデススパイラルを招く可能性がある。

ドイツには800以上の配電事業者があるが、その中で系統需要量の大きい事業者の1つである、EWE netzは、単純な値上げだけでなく、従量料金で費用回収する割合を減らし、固定料金で費用回収する割合を増加させている(図2)<sup>5</sup>。固定料金は、系統に連系している需要家から一律に回収することが可能となり、PVを導入している需要家からも回収漏れのリスクが低減する料金と言われている[13]。

また、同じく大手事業者であるStromnetz Hamburgは2015年から、Stromnetz Berlinは

<sup>5</sup> EWE netzは2015年1月からの値上げに関して、最終需要家に向けたプレスリリースを発表している。その内容は、以下の3点を述べている。(1) 値上げは、系統需要減少と再エネの導入のために避けられない、(2) 配電系統利用料金は、最終需要家の小売料金の20～25%程度であり、どのように最終需要家に反映させるかは小売事業者の戦略である。また、その配電系統利用料金はドイツのネットワーク規制当局であるBnetzAの承認を得ている、(3) EWE netzの上位系統の配電事業者であるAvaconも、さらに上位系統の送電事業者であるTenneTも値上げを行っている。

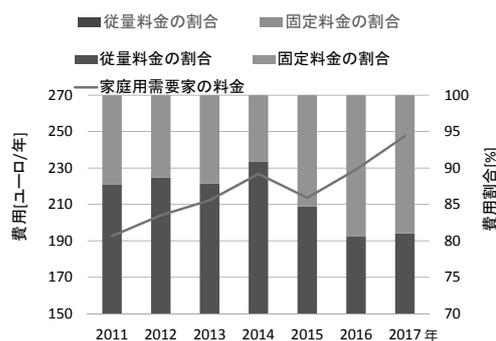
2016年から、メータリング費用以外は従量料金のみとする料金を改め、従量料金と固定料金から成る料金への変更を採用している。この料金構造の見直しの結果、それぞれの年に固定料金の割合が増加している(図3、図4)。



出典：[16]を基に作成

注) 年間需要量3,500kWhを想定

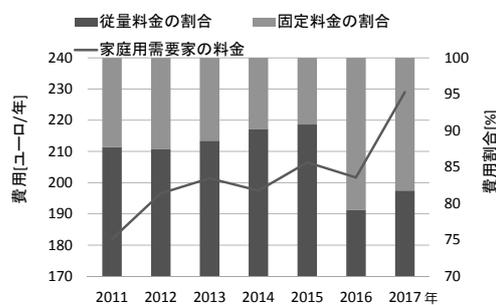
図2 家庭用需要家がEWE netzに支払う配電系統利用料金の推移



出典：[17]を基に作成

注) 年間需要量3,500kWhを想定

図3 家庭用需要家がStromnetz Hamburgに支払う配電系統利用料金の推移



出典：[18]を基に作成

注) 年間需要量3,500kWhを想定

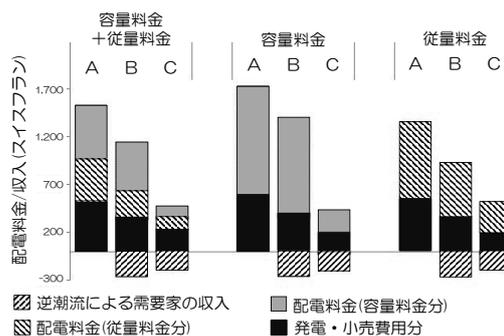
図4 家庭用需要家がStromnetz Berlinに支払う配電系統利用料金の推移

さらに、これらの配電事業者が家庭用需要家から回収している配電系統利用料金は、増加傾向にあることもわかる。

### 3.1.2 容量・固定料金導入についての課題の検討

固定料金や容量料金の割合を増加させる料金構造の変更は、「短期的には」系統需要量の減少時の費用回収漏れへの対応策と考えられている [13]。しかしながら、家庭用需要家が電力貯蔵装置を導入した場合には、従量料金の割合を減らし、容量料金の割合を増加させる料金構造の見直しを行っても、配電事業者の費用回収漏れは生じる可能性がある点を、チューリッヒの配電事業者である EWZ が述べている (図 5) [19]。図 5 のモデル試算において、PV とバッテリーを保有する需要家は、保有しない需要家や PV のみ保有する需要家と比較して、配電料金の支払いが少ないことが分かる。もしも配電事業者にとっての費用が減少しないならば、「需要家と供給者の両方の立場をとる需要家 (以下「prosumer」)」の増加により、費用回収漏れになる可能性がある。

その一方で、EWZ は、太陽光発電と電力貯蔵装置などを導入する prosumer による、配電系統の運用への貢献を評価し、これを盛り込んだ配電系統利用料金の検討を行っている [20]。具体的には、5 つの配電系統利用料金のシナリオを想定して、それぞれのシナリオにおいて、prosumer は、配電系統利用料金と小売料金の合計費用の最小化を行っている。prosumer の最適化の結果から、各時間の需要量と逆潮流が得られるが、それにより、配電系統に電圧制約や熱容量制約の逸脱が生じる場合、配電事業者は、再給電指令を出す。そのときの再給電指令の電力量をシナリオ毎に試算した結果を図 6 に示す。ここからわかるように、配電系統利用料金の構造が、系統を通じて購入する最大電力と系統に逆潮する最



出典：[19]を基に作成

注1) 需要家の料金は、容量料金と従量料金の組み合わせ、容量料金のみ、従量料金のみ3パターンを想定

注2) 需要家の導入設備としては、(A)分散型電源なし、(B) PVのみ導入、(C) PVとバッテリーの導入を想定

図5 PVとバッテリーを設置した家庭用需要家の小売り料金の試算

大電力のそれぞれに比例する容量料金の場合、配電事業者が調整すべき再給電指令の電力量が最も小さくなる。すなわち、配電事業者に生じる費用が少なくなる。

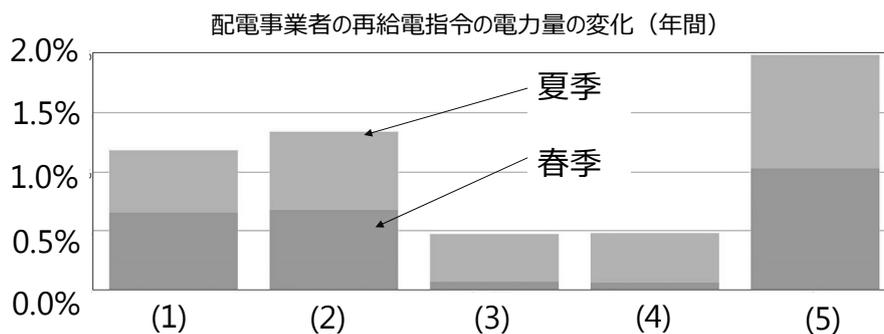
prosumer が電力貯蔵装置を導入した場合、配電系統利用料金の構造が容量料金を基本とするものになっていけば、配電事業者にとっての収入である系統利用料金は減少するものの、系統運用に要する費用も削減される [19] [20]。その結果、従量料金主体の料金構造のときよりも、費用回収漏れが緩和される。ただし、容量料金によりデススパイラルを完全に解消できるわけではない。

## 3.2 時間帯別料金に関する動向

### 3.2.1 北欧の家庭用需要家の配電系統利用料金の推移

北欧においても、省エネの推進等によって将来的に配電系統を利用する電力需要量が減少していくことを見据え、配電系統利用料金の料金構造の見直しの議論がなされている。

表 3 では、北欧における配電系統利用料金の構造として、各国の家庭用需要家の標準的



出典：[20]を基に作成

- (1) ピーク時間とオフピーク時間で価格が異なる従量料金,
- (2) 系統を通じて購入する最大電力にのみ比例する容量料金,
- (3) 系統を通じて購入する最大電力と逆潮する最大電力のそれぞれに比例する容量料金,
- (4) 系統を通じて購入する最大電力と逆潮する最大電力の大きい方に比例する容量料金,
- (5) 需要家が接続した容量に比例する容量料金を想定

図6 prosumerの料金シナリオ毎での配電事業者が必要とする再給電指令の電力量

表3 北欧の標準的な家庭用需要家の配電系統利用料金の例

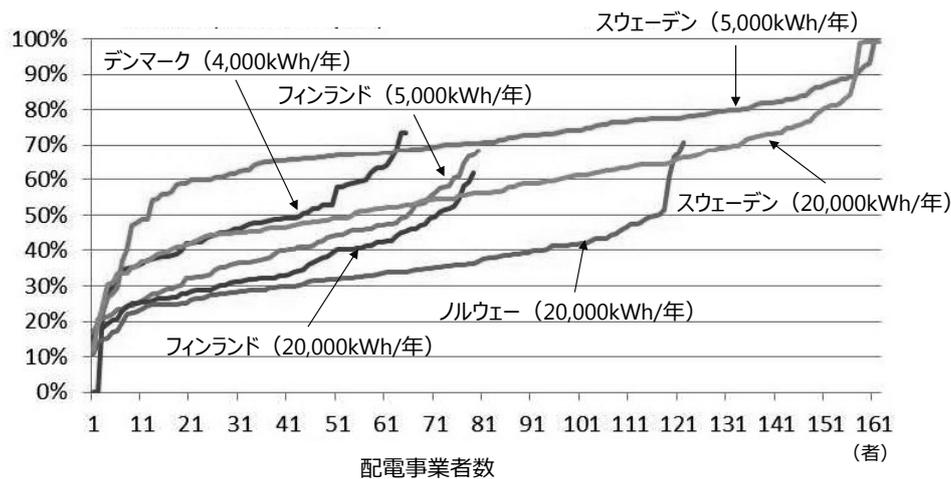
	デンマーク ※	フィンランド		ルウエー ※	スウェーデン	
		※1	※2		※3	※4
年間需要量 [kWh/y]	4,000	5,000	20,000	20,000	5,000	20,000
平均的な配電系 統利用料金 [ユーロ]	178	224	505	583	314	680
従量料金 [ユーロ/kWh]	0.027	0.025	0.016	0.02	0.017	0.017
固定料金 [ユーロ]	70	99	188	181	228	348
固定料金の割合 [%]	40	44	37	31	73	51
従量料金の割合 [%]	60	56	63	69	27	49

出典：[21]を基に作成

注) 年間需要量は、各国の家庭用需要家の標準的な需要量(※)。フィンランドは、熱需要を電気で供給する標準家庭用需要家(20,000kWh/year)(※3)としない家庭用需要家(5,000kWh/year)(※2)。スウェーデンは、アパートメント(5,000kWh/year)(※3)と一軒家(20,000kWh/year)(※4)を想定。

な年間需要量と配電系統利用料金、さらに料金のうち固定料金と従量料金が占める割合を示している。各国の家庭用需要家の標準的な年間電力需要量は、図1の想定で用いた欧州の平均的な需要量である3,500kWhよりも多い。一方、料金構造については、デンマークは従量料金の割合が高く、スウェーデンはその割合が低い。次に、北欧各国において、配電系

統利用料金の中で固定料金の割合が低い順にどのようになっているかを示しているのが図7である。同じ国であっても、固定料金の割合が高い事業者と低い事業者があることがわかる。以下では、北欧での料金構造に関する議論を紹介する。



出典：[21]を基に作成

図7 北欧の配電事業者における家庭用需要家向けの配電系統利用料金の固定料金の割合

### 3.2.2 北欧の配電事業者による配電料金構造の改定の検討

デンマークの配電事業者である Radius (Dong Energy distribution) は、従来の固定的な従量料金での費用回収は、配電系統の設備の最適化に向けての需要家の行動を促すことができないため、全ての需要家にとって「Cost-causality」の概念で公平とは言えない、と指摘している [22]。Radius は、理想的には、配電系統の設備投資・維持費用は容量料金として、メータリング費用は固定料金として、配電損失は従量料金として、それぞれ回収する構造が望ましいと考えている。しかし、需要家の最大需要が同時に発生しないことを考慮した容量料金の設計が難しいことや、需要家に容量料金の意味を理解してもらうことが難しいといった理由から、Radius は容量料金へのシフトではなく、容量料金の要素を入れた従量料金としての時間帯別料金に対応策であると考えている。Radius は時間帯別の配電系統利用料金を適用した家庭用需要家 525 軒と、固定的な従量料金の配電系統利用料金を適用した家庭用需要家 525 軒を対象に、2014 年 4 月～2015 年 3 月に実証試験を行った。その結果、配電系統利用料金の違いによる家庭用需要家の 1 日の総需要量に差は見られなかったが、ピーク時

間からオフピーク時間への需要のシフトが見られた。この結果から、配電系統の設備の最適化に時間帯別料金が貢献すると、Radius は考えている。ただし、市場の価格変動をそのまま反映したような料金は需要家にとっては複雑すぎるため望ましくないというのが、Radius の結論である。また、時間帯別料金は従量料金の 1 つであるため、デススパイラルへの直接的な対応策となるとは限らない [13]。

## 4. 配電系統利用料金に求める役割

これまでで述べたように、欧州の配電事業者は、自らのエリアの需要家に適した料金構造を採用している。しかしながら、全ての配電事業者にとってデススパイラルを生じさせない解決策となる料金の構造は、見つかっていない [23]。そこで、単一の料金構造で、設備費用の回収と、配電系統の設備投資計画・運用の最適化を求めるのではなく、それぞれの役割に適した料金を組み合わせることを検討すべきという意見がある [14][24]。

文献 [24] では、料金に求める役割を、2 軸で考えることを提案している (表 4) [24]。具体的には「設備計画」や「系統運用」という軸と、「系統の状況を示すシグナルとしての役割」や

表4 ネットワーク利用料金の役割別の  
料金構造

	系統状況を示す シグナルとしての役割	費用回収としての役割
設備計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>•LRMC tariffs</li> <li>•Contracted tariffs</li> <li>•Market tariffs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fixed tariffs</li> <li>•Use-based tariffs</li> <li>•Ramsey pricing tariffs</li> </ul>
系統運用	<ul style="list-style-type: none"> <li>•LRMC tariffs</li> <li>•Contracted tariffs</li> <li>•Market tariffs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fixed tariffs</li> <li>•Use-based tariffs</li> <li>•Ramsey pricing tariffs</li> </ul>

出典：[24]を基に作成

「費用回収としての役割」という軸が示されている。従来の配電系統利用料金は、「設備計画」の面での「費用回収としての役割」のみを対象として設計されていることになる。それぞれの軸の組み合わせによる料金構造の役割は以下ようになる。

- **LRMC (Long Run Marginal Cost) tariffs** (長期限界費用料金)：長期の限界費用を考慮した料金で、もっとも系統状況を反映できる料金と言われている。ただし、配電事業に関しては長期の平均費用よりも安価となるため、この料金構造のみによる配電系統利用料金の場合は、費用回収漏れが生じる。
- **Contracted tariffs**：LRMC tariffs と似た料金構造であるが、系統利用者の需要削減等の行動を考慮し、配電事業者と系統利用者との「契約」を主体としたものであることが異なる。契約であるため、契約とは異なる系統利用となった場合には系統状況を反映できず、費用回収漏れになる可能性がある料金である。
- **Market tariffs**：「系統運用」では、卸電力市場やアンシラリー市場価格を反映した料金である一方、「設備計画」では、接続に要する費用を反映した料金である。時間帯別料金はここに分けられる。市場メカニズムを反映した料金と言える。
- **Fixed tariffs** (固定料金)：費用回収漏れを防ぐには最も適した料金構造である。ただし、

他の料金との組み合わせで、費用回収が大きくなりすぎる可能性がある。

- **Use-based tariffs**：系統利用に対する料金であり、具体的には容量料金や従量料金のことである。デススパイラルの解決策とは言えない。
- **Ramsey pricing tariffs**：価格弾力性が低い需要家に対して高い料金を課すラムゼイ価格<sup>6</sup>にもとづく料金。税金等には最も適した料金構造と言われている。

この文献の考え方を参考にすると、第3章で述べたドイツの配電系統利用料金の見直しは、Fixed tariffs と Use-based tariffs の割合の変化であり、「費用回収としての役割」を考慮しているに過ぎない。一方、デンマークの Radius の配電系統利用料金は、低い割合の Fixed tariffs と Use-based tariffs のうち、Use-based tariffs を Markets tariffs に変更することを考慮している。そのため、「系統の状況を示すシグナルとしての役割」も含めた配電系統利用料金と言えよう。ただし、「費用回収としての役割」が低い Fixed tariffs のみである。

また、文献[14]では、ネットワーク利用料金は、①費用を反映した料金、②公益的なサービスを供給するための料金、③市場のプラットフォーム化を促す料金、④ prosumer のビジネスを考慮した料金の4点を考慮したものであるべきとしている。①は時間やロケーションを反映した料金、②は税金のような公益的サービスに対する料金、③は従来の需要家ではなく、系統を利用して利潤を生み出す側が系統利用手数料として支払う料金、④料金を変更することでの分散型電源の保有需要家の電力需要(逆潮流も含む)の変化を考慮した料金である。

これらの文献[14][24]では、配電系統に導入される分散型電源の導入量、ロケーション、

<sup>6</sup> ラムゼイ価格とは、公共料金など収支均衡条件のもとで社会的余剰を最大化する次善的な価格を指す。

配電事業者がなすべき役割等により、料金構造が変わると述べている。しかし、このことは、システム利用者にとって、「Simplicity」を満たさない配電システム利用料金となる可能性がある。

## 5. 今後の配電システム利用料金の在り方と今後の課題

本稿では、欧州の配電システム利用料金の料金構造の変更に関する議論の動向と課題をまとめた。配電システムを通じて供給される電力需要が減少している状況の下、各国の全ての配電事業者にとって、解決策となる配電システム利用料金の構造は、欧州においてもまだ見つかっていない。

短期的には、固定料金を導入することで、需要家が完全にシステムから離脱しない間は、費用回収漏れの対応策になりえるが、長期的な観点、例えば電力貯蔵装置の普及次第では、対応策になりえない可能性がある。

長期的な観点で、時間帯別料金の導入により、配電システムの設備費用の低減を試みる配電事業者が存在する。しかしながら、デススパイラルへの直接的な対応策になるとは限らない。

そこで、需要家にとっての「Simplicity」はないものの、配電システム利用料金に求める役割を複数の軸で分け、必要となる役割ごとに異なる料金構造を導入するアイデアが新たに考えられている。

わが国の再エネ電力に対する固定価格買取制度により、家庭用需要家がPVを導入することで、デススパイラルを生じさせる可能性がある。また、送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGで検討がなされている容量料金へのシフトは、わが国でバッテリーの普及が進むと、費用回収漏れの対応策になりえない可能性がある。

さらに、欧州では、配電事業者がシステムを維

持するために、一定の要件の下で、電力貯蔵装置の保有が認められた[25]。今後は、需要家側の分散型電源や電力貯蔵装置の活用に加え、配電事業者自らが、配電設備と電力貯蔵装置のいずれに投資するのかを検討することが求められる。このため、配電事業者の電力貯蔵装置の導入を踏まえた配電システムの設備計画の意思決定について検討する必要がある。

### 【参考文献】

- [1] 電力・ガス取引等監視委員会 (2016) 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG 第1回～第4回。
- [2] 古澤健, 岡田健司, 丸山真弘, 朝野賢司, 永井雄宇 (2016) 「欧州の配電事業者の配電料金設計の現状と課題 - システム需要減少の影響を中心に -」, 電力中央研究所報告, Y15024.
- [3] Frank A. Felder, Rasika Athawale (2014) “The Life and Death of the Utility Death Spiral,” *The electricity Journal*, Vol.27, issue6, p9-16.
- [4] Eurelectric (2016) Network tariffs, Eurelectric position paper.
- [5] 三枝まどか, 服部徹 (2011) 「ドイツの送配電事業におけるインセンティブ規制の課題 - 低炭素社会に向けた設備投資への影響を中心に -」, 電力中央研究所報告, Y10032.
- [6] 服部徹, 三枝まどか (2012) 「長期的視点に基づく送配電料金収入の規制方式のあり方と課題 - 英国の新たな規制方式 RIIO からの示唆 -」, 電力中央研究所報告, Y11012.
- [7] Nordic Energy Regulators (2012) “Economic regulation of TSOs in the Nordic countries,” NordREG report.
- [8] ENTSO-E (2016) *ENTSO-E overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2016*.
- [9] ACER (2014) *Opinion of the agency for the cooperation of energy regulators No 09/2014*.
- [10] Cambridge Economic Policy Associates Ltd (2015) *Scoping towards potential harmonization of electricity transmission tariff structures*, ACER.
- [11] AF-Mercados, REF-E and Indra (2015) *Study on tariff design for distribution systems*, European Commission.
- [12] A.Picciariello, J.Reneses, P.Frias and L.Soder (2015) “Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?” , *Electric power systems research*, vol.119, p370-376.
- [13] Eurelectric (2013) *Network tariff structure for a smart energy system*, Eurelectric position paper, May.
- [14] Michael G. Pollitt (2016) “electricity network charging for flexibility,” EPRG working paper 1623.

- [15] Heinz Werner Gottlob (2013) “Ein Überblick zu den Stromverteilernetzentgelten in Deutschland,” BnetzA.
- [16] EWE netz Netzentgelte strom, 2011 ~ 2017.
- [17] Stromnetz Hamburg Preisblatt, 2011 ~ 2017.
- [18] Stromnetz Berlin, Preisblatt, 2011 ~ 2017.
- [19] Dona Mountouri, Florian Kienzle, Vasileios Poullos, Christine Dobeli and Hansruedi Luternaure (2015) “Suitable network tariff design for the grid integration of decentralized generation and storage,” CIRED 23rd international conference on electricity distribution, paper 1062.
- [20] Uros Markovic, Evdokia Kaffe, Dona Mountouri, Florian Kienzle, Stavros Karagiannopoulos and Andreas Ulbig (2016) “The future role of a DSO in distribution networks with high penetration of flexible prosumers,” CIRED 24th international conference on electricity distribution paper 0119.
- [21] Nordic Energy Regulators (2015) “Tariffs in Nordic countries –survey of load tariffs in DSO grids,” NordREG report.
- [22] Mads Paabol Jensen (2015) “experiences and results from experiments with time-of-use network tariffs, NordREG load tariffs in Nordic countries” .
- [23] Kenneth Hanninen (2015) “Developing DSO’s tariff structure, Tariffs in Nordic Countries survey of load tariffs in DSO grids seminar” .
- [24] G. Macfadzean, S. Weatherhead, P. Taylor, I. Alexander and M. Pollitt (2016) “The impacts of distributed energy resources on future network utility tariff structures,” 2016 Grid of the future symposium, CIGRE US national Committee.
- [25] European Commission (2016) *Clean Energy for All Europeans*.

古澤 健 (ふるさわ けん)

電力中央研究所 社会経済研究所

岡田 健司 (おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

# エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発

## Development of Regional Transmission Congestion Cost Evaluation Tool

キーワード：卸電力市場，再生可能エネルギー電源，送電混雑コスト，エリアプライス格差

岡田 健司 永井 雄宇

わが国の電力システム改革において、小売全面自由化の実施や地域間連系線利用ルールの見直しの検討が進む中、再生可能エネルギー(再エネ)電源の卸電力市場への投入増加が、卸電力市場価格の低下を引き起こし、電源の収益低下からピーク需要時に必要な供給力の維持が困難になることが懸念されている。それに加えて、政策介入による再エネ電源の導入の地域偏在が顕在化してきており、今後、地域間連系線に混雑が多発し、特定の地域において市場価格の低下がより進行してしまう恐れがある。わが国の電力システム改革の進展と再エネ電源の導入等の政策介入に合わせ、長期・短期に及ぶ電力需給やアデカシー確保に関する定量的な評価の重要性が高まっている。本稿では、再エネ電源の卸電力市場への大規模参入時における、卸電力市場価格の定量的な評価と送電混雑解消に要するコストの把握のために開発中の、「エリア別送電混雑コスト評価ツール」の概要を紹介する。さらに、本ツールを用いた再エネ電源の市場入札時のシステムプライスや地域間連系線混雑処理後のエリアプライスの変動などに関する試算結果からツールの有用性を確認する。

- |   |   |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. はじめに</li> <li>2. 欧米における卸電力取引の考え方             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 卸電力取引方式の分類</li> <li>2.2 プール方式の適用事例</li> <li>2.3 諸外国における需給計画断面での連系線の送電混雑対策事例</li> </ol> </li> <li>3. エリア別送電混雑コスト評価ツールの概要             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 卸電力取引のフレームワーク</li> </ol> </li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>3.2 メリットオーダーに基づくエリア別送電混雑コスト評価の考え方</li> <li>4. 再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響の試算とその考察             <ol style="list-style-type: none"> <li>4.1 試算条件</li> <li>4.2 試算結果と考察</li> </ol> </li> <li>5. 評価ツールの有用性と今後の開発課題</li> </ol> |
|---|---|

### 1. はじめに

わが国では、2016年4月に小売全面自由化を実施し、電力システム改革は地域間連系線利用ルールの見直しの検討へと進んでいる<sup>1</sup>。その中で、固定価格買取制度(Feed-in-Tariff:

以下「FIT」)の対象電源を含む再生可能エネルギー(以下「再エネ」)電源の卸電力市場への投入量が増大することにより、卸電力市場価格の低下が引き起こされる可能性がある<sup>2</sup>。それに加えて、わが国では再エネ電源の導入の地域偏在が顕在化してきており、今後、地域間連系線等での混雑が多発することで市場価格の地域格差<sup>3</sup>が拡大し、特定の地域において市場価格の低下がより進行する可能性もある。その結果、火力電源等の既存電源は発電電力

<sup>1</sup> 電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」)では、連系線の効率的な活用等の観点から、連系線利用ルールの見直しを議論している。そこでは、①現行の先着優先ルールを廃止し、連系線の利用可能容量を日本卸電力取引所の前日スポット取引に割り当てる「間接オークション方式」の導入や、②エリア間の価格差リスクの回避手段としての「間接的送電権」等の導入が議論されている。この間接的送電権は、米国の一部の地域で導入されている「金融的送電権(以下「FTR」)」を参考にしている。FTRは、地点間の混雑料金変動をヘッジする仕組みであり、地点間の電力取引を保証する物理的な送電権とは概念も機能も異にすることに留意されたい。

<sup>2</sup> このような卸電力価格の下落は、メリットオーダー効果とも呼ばれる。

<sup>3</sup> 市場価格の地域格差とは、地域間連系線に混雑が発生する場合、混雑連系線を境界として卸電力市場(前日スポット市場)を分断し、その分断エリア毎に求められるエリアプライスの格差を指す。

量による収入だけでは、発電設備の固定費を回収できないリスクが高まるものと予想される<sup>4</sup>。このような費用回収リスクが深刻化する結果として、既存電源の市場からの退出、あるいは電源投資が特定の地域で停滞するなどの状況に陥り、将来必要となる供給力を確保することが難しくなることが予想される。

これらの課題を回避するため、容量メカニズムの適用などの施策が検討されている。しかし、これらの施策を検討するにあたっては、電力システム改革の進展や政策介入による再エネ大量導入等に合わせる形で、長期・短期に及ぶ安定的な電力需給やアデカシーが確保されているかという点についての影響を定量的に評価しておくことが重要となる。具体的には、以下のような、広域的なアデカシー確保に関わる定量的評価が求められる。

- ① 長期的視点（数十年程度）からの電源投資や電源構成の分析を目的とした、長期アデカシー評価
- ② 短中期的視点（週間～年間）からの域内および広域的な需給調整力（アンシラリーサービス含む）の確保と利用に関する評価
- ③ 新しい地域間連系線利用ルールの下で、卸電力市場への再エネ電源の参入拡大時の送電混雑コストの把握や、市場分断時に生じるエリア別卸電力価格の影響評価

本稿では、その中の③、すなわちメリットオーダーに基づく新たな地域間連系線利用ルールの下、地域間連系線で発生しうる送電混雑によりもたらされる、卸電力市場でのエリア別卸電力価格（以下「エリアプライス」）への影響に着目し、開発を進めている「エリア別送電混雑コスト評価ツール」の概要について述べる。

以下、第2章で卸電力取引方式の分類や欧米での卸電力取引の考え方を整理した上で、

<sup>4</sup> このような費用回収リスクは、ミッシングマネー問題とも言われる。

第3章でエリア別送電混雑コスト評価ツールの概要を述べ、第4章で試算結果を通じて本開発ツールの機能を紹介する。最後に、第5章においてエリア別送電混雑コスト評価ツールの必要性和今後の開発の課題についてまとめる。

## 2. 欧米における卸電力取引の考え方

### 2.1 卸電力取引方式の分類

自由化された卸電力市場の下での電力取引は、プール方式、相対取引方式、混合方式の3種に大別することができる（表1）。

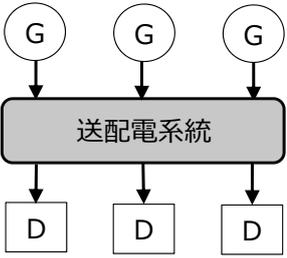
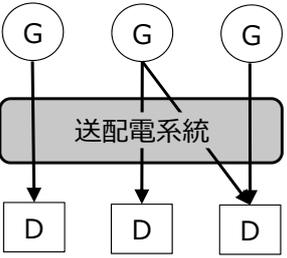
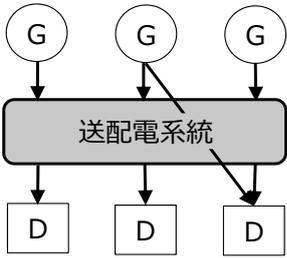
プール方式は、送配電ネットワークを介して需要家に供給される全ての電力について「プール市場」と呼ばれる卸電力市場を介して売買することを義務付けた制度（強制プール）に基づく方式である。この方式においては、発電設備を保有している小売事業者は、プール市場（≒卸電力取引所）に自社の発電設備が発電した電力を全て売り、改めてプール市場から自社の需要家に供給する電力を調達する。

相対取引方式では、電力の売買を行いたい事業者が個別に売買相手を探し、直接相対交渉によって電力を取引する。混合方式は、相対取引と、電力の取引を義務付けず任意参加とするプール市場（「任意プール」）を併用する卸電力取引方式である。

わが国の制度は、相対取引をベースとしつつも、電源調達の多様化を図るため、全国大の卸電力取引市場として創設された日本卸電力取引所（Japan Electric Power eXchange：以下「JEPX」）<sup>5</sup>においても卸電力を取引することができる、混合方式に属する。

<sup>5</sup> JEPXは、2005年4月1日より電力取引（スポット市場・先渡市場（先渡定型商品）・掲示板市場）を開始している。なお、一般社団法人日本卸電力取引所は、平成28年（2016年）4月1日付で、電気事業法第97条第1項に定められた卸電力取引所として指定を受けている。

表1 卸電力取引方式の概要

プール方式	相対取引方式	混合方式
		
<p>事業者の形態に係わらず送配電システムを介して需要家に供給される全ての電力について、プール市場（＝卸電力取引所）を介して売買する。</p>	<p>電力の売買を行いたい事業者が、個別に売買相手を探し直接相対交渉により取引（相対取引）する。</p>	<p>プール市場（＝卸電力取引所）と相対取引が混在する。</p>

⊙ : 発電事業者 □ : 供給事業者（需要家等も含む）

出典：[2]を基に作成

いずれの卸電力取引方式でも、大多数の発電事業者や小売事業者は、送配電ネットワークを介して電力を取引する。そのため、電力システムの全体の信頼性や安定性を満足しつつ、全ての卸電力市場参加者にとって、公平かつ透明性の高い送配電ネットワークの利用の仕組みを設けなければならない。

## 2.2 プール方式の適用事例

プール方式の代表例として、米国北東部を管轄する PJM のエネルギー市場が採り上げられることが多い。PJM のエネルギー市場は、前日スポット市場とリアルタイム市場に区分されている。PJM の前日市場では、発電事業者や供給事業者が入札した売電量・売電価格および買電量・買電価格の情報を基に、市場運営者である PJM が市場供給曲線（売電側）と市場需要曲線（買電側）を作成し、その交点より市場取引量と市場均衡価格（市場価格）を決定する。さらに、PJM は、この市場価格を基に、送電ネットワーク内の送電運用制約や送電ロス を考慮した地点別の取引価格（Locational marginal price：以下「LMP」）を算定する。PJM 域内の全ての卸電力取引は、この LMP によって精算される。具体的に、PJM に

おける地点  $i$  ・ 時間  $t$  の  $LMP_{t,i}$  (\$/MWh) の構成は以下のとおりである [5],[6]。

$$LMP_{t,i} = P_{system_t} + CP_{t,i} + LOSS_{t,i} \quad (1)$$

$P_{system_t}$  : システムエネルギー料金。送電制約や送電ロス を考慮しない場合の、時間  $t$  のエネルギー需給均衡価格 (\$/MWh)。

$CP_{t,i}$  : PJM エリア内の送電ネットワーク内の送電線（主に基幹送電線）で発生した送電混雑の解消のために、地点  $i$  に賦課される時間  $t$  の送電混雑料金 (\$/MWh)。

$LOSS_{t,i}$  : 限界ロス料金。PJM エリア内で発生する送電ロスの補償のために賦課される、地点  $i$  ・ 時間  $t$  の送電ロス補償料金 (\$/MWh)。

なお、LMP は、エネルギー取引の価格であり、送電系統設備費用等の負担を求める、送電料金ではないことに留意する必要がある。

送電ロス補償料金を考慮しなければ、各地点の LMP の格差は、系統内に発生する送電混雑の発生場所とその大きさに左右される<sup>6</sup>。例え

<sup>6</sup> 2015 年度の PJM の市場監視報告書 [7] によれば、2015 年の前日スポット市場の LMP（ゾーン別需要量による加重平均値）の最大価格差は約 18.5 ドル /MWh である。また、システムエネルギー料金に対する各ゾーンの送電混雑料金の比率は、約 26%～-13.5% で、送電ロス補償料金の比率は約 3.9%

ば、前日スポット市場の市場均衡の結果から、A地点とB地点を直結する送電線で、A地点からB地点に向かう潮流が利用可能容量を超える場合、市場均衡価格から、混雑の度合いに応じて、A地点の地点別料金を引き下げ、発電量を抑制する一方、B地点の価格を引き上げて発電量を増加させ、当該送電線の潮流を抑制する。つまり、送電混雑を解消するための地点別料金の引き下げや引き上げが、各地点間のLMPの差を生むこととなる。

なお、相対ベースの地点間取引等もこのLMPにより精算される。地点間取引等を行う事業者は、前日スポット市場の開場前に、PJMにその取引内容を報告しなければならない。つまり、取引内容の通告は、地点間取引において、発電側はPJMのエネルギー市場（前日スポット市場）に価格ゼロで発電量を入札し、需要側は需要量のみを入札する、ということに相当すると言える<sup>7</sup>。

このような卸電力市場は、効率的な資源配分の達成を目標としつつ、完全競争状態での短期の市場取引を意識した市場モデルといえる。さらに、PJMのエネルギー市場では、リアルタイム市場においても前日スポット市場と同様に、LMPが計算される。本稿におけるメリットオーダーに基づく地点別混雑コスト評価のフレームワークは、PJMの前日スポット市場を想定している。

## 2.3 諸外国における需給計画断面での連系線の送電混雑対策事例

電力自由化が先行する欧米諸国における、需給計画段階での送電線や国際連系線の送電

混雑対策は、市場メカニズムに基づく方法と市場メカニズムによらない方法に大別することができる[4]。欧州では、需給計画断面である送電線で混雑が見込まれる場合、明示的取引（explicit auction）や暗示的取引（implicit auction）などの、市場メカニズムに基づく混雑対策が実施されている<sup>8</sup>。欧州では、複数の国際連系線で各国が連結し合うため、電力取引の利用枠は、国家間の総送電可能量に対して割り当てられる。国を跨ぐ相対取引は、国際連系線が混雑した場合には、制限を受けることとなる。その制限を回避する手段として、明示的取引が利用されている。この方式は、競売に出される利用可能容量よりも買入札の総容量が上回る場合、入札価格の高い順に利用可能枠を割り当てる仕組みであり、物理的送電権に相当し、空押さえ禁止のルールが適用される。一方、暗示的取引は、さらに市場分断方式（market splitting）と市場統合方式（market coupling）に二分される。

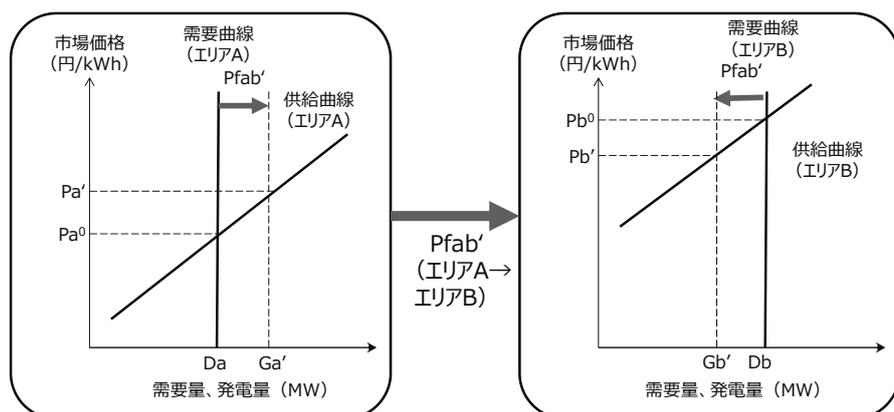
市場分断方式は、混雑送電線を境界にして市場を分断し、連系線の混雑を解消しつつ、システム価格と分断されたエリア価格の格差を最小に留めるように、各エリアプライスを策定する方式である。この方式は、ある卸電力市場の送電線または地域間連系線で生じた混雑の解消に主眼を置く方式であり、北欧やわが国のJEPXで採用されている。先に説明したPJMのLMPは、卸電力市場内の市場分断単位をノード単位まで細分化した市場分断方式と考えることもできる。

一方、大陸欧州の卸電力市場間で主に用いられる市場統合方式は、隣接する国の卸電力市場を統合するために考案された仕組みである。図1に示すように、卸電力取引市場を結

から-4.2%であり、LMPの地域間格差の主たる要因は、送電混雑料金であることが判る。

<sup>7</sup> このようにPJMでは、全ての卸電力取引がプール市場を介して売買されるプール方式ではあるものの、地点間の混雑料金変動をヘッジする仕組みであるFTRを採用しつつ、相対取引をプール市場に取り込む工夫が講じられていることに留意されたい。

<sup>8</sup> その他、市場メカニズムによらない方法として、現在わが国で採用されている「先着優先」や、主にドイツ国内の送電系統で用いられる「再給電指令・逆取引」などがある。これらの需給計画段階で用いられる送電混雑対策の概要は、文献[4]を参照されたい。



- 注1)  $P_{fab'}$ は、エリア間連系線に流れるエリアAからエリアB向きの電力潮流で、その時点のエリア間連系線の利用可能容量を超えないものとする。
- 注2) 市場統合前の各エリア価格の格差 ( $P_{b0}-P_{a0}$ ) は、市場統合後には ( $P_{b'}-P_{a'}$ ) 縮小している様子が分かる。具体的には、エリアA (低価格エリア) では、エリアAの需要曲線を融通電力分右にシフトし、エリアAの供給曲線の交点からエリア価格と落札発電量を決定する。一方、エリアB (高価格エリア) は、エリアBの需要曲線を融通電力分左にシフトさせて、エリアBの供給曲線の交点からエリア価格と落札発電量を決定する。

出典：[8]を基に作成

図1 市場統合によるエリア価格の格差縮小のメカニズム

ぶ国際連系線の利用可能容量を最大限に活用し、国際連系線で混雑が発生しないように市場価格の安い国から高い国へ電力を融通することで、両国間の価格差を縮小する効果を持つ。

異なる卸電力市場を統合する市場統合方式と、ある卸電力市場内で発生した送電混雑を解消する市場分断方式は、その目的は異なるものの、送電混雑を回避しつつ、電力市場取引に付随して国際連系線またはエリア間連系線の送電可能量を割り当てる方式であるという点は共通している。

### 3. エリア別送電混雑コスト評価ツールの概要

#### 3.1 卸電力取引のフレームワーク

前述の通りわが国では、混合方式を採用しているが、一般的には、事業者間の合意の下で結ばれる相対契約の内容は、卸電力市場の動向に合った価格や取引量が決められることが想定される。その一方で、電力システム改革に伴い、わが国の卸電力市場の活性化が進

展することが予想される。将来、市場が十分に活性化し、事業者が卸電力市場の状況に応じた契約内容とすれば、プール方式でも混合方式でも結果に大きな差は生じないとの意見もある<sup>9</sup>。

そこで、本稿で紹介するエリア別送電混雑評価ツールでは、卸電力市場が十分に活性化したものと仮定し、相対取引は考慮せず、米国の PJM 等で採用される仕組みを参考にした全量プール方式に基づく卸電力取引モデルを想定した。

具体的には、発電側（発電事業者）は、売電量として保有する各発電機の発電可能範囲（発電出力の上下限）と、売電価格として発電

<sup>9</sup> 広域機関の第1回地域間連系線の利用ルール等に関する検討会（2016年9月1日開催）の「資料5 地域間連系線利用ルール等に関する検討会（連系線の送電容量割当て方式の概要）」では、スポット市場を介した地域間電力取引でも、市場価格との差金決済取引を導入することにより固定価格での相対取引を実現することが可能である例を示している。ただし、これら資料で示す事例は、再エネ電源の導入拡大による市場価格の下落などの影響は考慮されていないことに留意されたい。

([http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuinkai/files/renkeisen\\_kentoukai\\_01\\_05.pdf](http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuinkai/files/renkeisen_kentoukai_01_05.pdf))

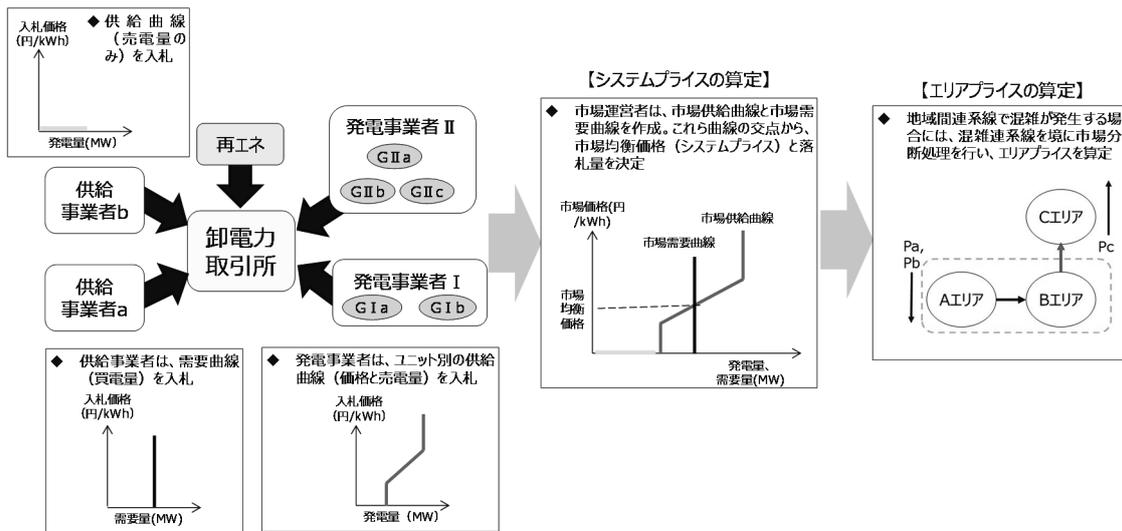


図2 エリア別送電混雑コスト評価ツールにおける卸電力取引のフレームワーク

可能範囲に対する発電機の短期限界費用曲線（≒増分燃料費）を入札することとした。ただし、原子力発電と一般水力発電は、売電価格を0円/kWhとし、計画された発電量のみ入札する。さらに、再エネ発電事業者から電力を買い取る系統運用者は、予想される発電量を売電量として入札する（図2）。

一方、需要側（小売電気事業者や大口需要家）は、買電価格を指定せず、買電量として自身の需要量のみ入札することとした。

卸電力市場の運営者は、発電側の入札情報に基づき、入札価格の安い順に市場供給曲線を作成するとともに、需要側の入札内容に基づき、市場需要曲線を作成する。そして、市場供給曲線と市場需要曲線の交点（市場均衡点）から、市場での取引量と取引価格が求められる。

なお、本ツールは前日市場を想定しているため、再エネの発電出力や需要量は、前日段階での予測値である。

### 3.2 メリットオーダーに基づくエリア別送電混雑コスト評価の考え方

本ツールでは、エリア間連系線で混雑が発生した場合、JEPXが現在採用している市場分

断方式により、送電混雑を解消することを通じて、市場分断後のエリアプライスを算定することとした。その算出方法の基本的な考え方は、先に説明した米国PJMで採用されているLMPを参考にした<sup>10</sup>。

系統全体で社会厚生（≒生産者余剰+消費者余剰）が最大となる需給バランスが決定されるものと仮定すると、以下のように時間tにおいて、各電源の発電費用（C(G)）と需要側の便益（B(D)）で構成される目的関数の最小化問題として定式化することができる。

$$OBJ_t = \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) + \sum_{i=1}^{NC} B_{i,t}(D_{i,t}) \quad (2)$$

$C_{i,t}(G_{i,t})$ : 時間tの電源iの発電費用(燃料費) (円)

$G_{i,t}$ : 時間tの電源iの発電出力 (MW)

$B_{i,t}(D_{i,t})$ : 時間tの需要家iの便益 (円)

$D_{i,t}$ : 時間tの需要家iの需要量 (MW)

NG: 系統に接続する電源の総数

NC: 系統に接続する需要家の総数

ただし、先に述べたように本ツールで想定した卸電力市場では、需要側は買電価格を指定せず、買電量として自身の需要量のみ入札

<sup>10</sup> 米国PJMで採用されるLMPを参考とするノードルプライスの算出方法の詳細は、文献[1]を参照されたい。

することとしている。そこで、目的関数を次式のように、各電源の発電費用 ( $C(G)$ ) により構成される目的関数の最小化問題を解くことに改め、本ツールで想定する卸電力市場の市場均衡解を求めることとした。

$$OBJ_t = \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) \quad (3)$$

上記の目的関数の最小値を求める際には、以下の制約条件を考慮している。

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{i,t} = \sum_{i=1}^{NC} D_{i,t} \quad (4)$$

$$Gmin_i \leq G_{i,t} \leq Gmax_i \quad (5)$$

$$PFmin_k \leq PF_{k,t} \leq PFmax_k \quad (6)$$

$Gmin_i, Gmax_i$ : 電源  $i$  の発電出力の下限値と上限値 (MW)

$PFmin_k, PFmax_k$ : 送電線  $k$  の利用可能容量の下限値と上限値 (MW)

$PF_{k,t}$ : 時間  $t$  の送電線  $k$  に流れる電力潮流 (MW)

本ツールでは、送電線を地域間連系線とし、各連系線の電力潮流は DC 法 (直流法) を用いて求めた。また、送電系統内で発生する混雑に対するエリア別送電混雑コストの評価に重点を置くため、本稿では、LMP の構成要素のひとつである送電ロスとは考慮しないものとした。

各制約条件を満たし、目的関数を最小とする各電源の発電出力を求めるために、以下の Lagrange 関数を用いた。

$$\begin{aligned} \phi_t = & \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) + \lambda_t (\sum_{i=1}^{NC} D_{i,t} - \sum_{i=1}^{NG} G_{i,t}) + \sum_{i=1}^{NG} \mu GU_{i,t} (Gmax_i - G_{i,t}) + \\ & \sum_{i=1}^{NG} \mu GL_{i,t} (G_{i,t} - Gmin_i) + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} (PFmax_k - PF_{k,t}) + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} (PF_{k,t} - PFmin_k) \quad (7) \end{aligned}$$

$\lambda_t$ : 需給バランス制約 (等式制約)

$\mu GL_{i,t}, \mu GU_{i,t}$ : 電源  $i$  の出力上下限制約

$\mu TL_{k,t}, \mu TU_{k,t}$ : 時間  $t$  の送電線  $k$  の電力潮流の出力上下限制約に関する Lagrange 未定乗数

ここで、各電源の発電出力 ( $G_{i,t}$ ) に関する Lagrange 関数の 1 階微分ベクトル (勾配ベクトル) は、次式のようになる。

$$\begin{aligned} \frac{d\phi_t}{dG_{i,t}} = & \frac{dC_{i,t}(G_{i,t})}{dG_{i,t}} - \lambda_t - \mu GU_{i,t} + \mu GL_{i,t} - \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} + \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} \quad (8) \end{aligned}$$

(3) 式の目的関数を最小にする各電源の発電出力は、有効制約条件の勾配ベクトルが 1 次独立ならば、Kuhn-Tucker 条件を満たす解が存在する [3]。この時、(8) 式で表される各変数 (各電源の発電出力) の勾配ベクトルの間には、以下の関係が成立する。

$$\frac{d\phi_t}{dG_{1,t}} = \frac{d\phi_t}{dG_{2,t}} = \dots = \frac{d\phi_t}{dG_{NG,t}} = 0 \quad (9)$$

上記の条件が成り立ち、需給バランス制約など各制約条件を満足する各電源の発電出力が求められたときの Lagrange 未定乗数を用いれば、以下のように各電源のノードルプライスを求めることができる<sup>11</sup>。

$$\begin{aligned} \frac{dC_{i,t}(G_{i,t})}{dG_{i,t}} = & \lambda_t + \mu GU_{i,t} - \mu GL_{i,t} + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} - \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} \quad (10) \end{aligned}$$

ここで、電源  $i$  の短期限界費用は燃料費関数 ( $C_{i,t}(G_{i,t})$ ) の 1 階微分値 (≡増分燃料費) に相当する。さらに、需給バランス制約の Lagrange 未定乗数  $\lambda_t$  (上式の右辺第 1 項) は、需給運用でよく知られる経済負荷配分制御 (Economic Load Dispatching Control: 以下「EDC」) の等  $\lambda$  に相当し、PJM の LMP でのシステムエネルギー料金 (1 式) にあたる。つまり、この  $\lambda_t$  は、卸電力市場の市場分断前のシステムプライスを意味する。

<sup>11</sup> 対象電源は上下限制約を違反することなく部分負荷運転であれば、電源  $i$  の発電出力の上下限制約は活性化することは無いので、(10) 式右辺の第 2 項と第 3 項は、電源  $i$  の発電出力の上下限制約の Lagrange 未定乗数は共にゼロとなる。また、発電出力が上限値または下限値に固定される場合には、固定した制約値の Lagrange 未定乗数は非ゼロとなることに留意されたい。

系統内で送電混雑が発生しなければ、(10)式右辺の第4項と第5項の値は共にゼロとなる。ただし、送電線 $k$ で、潮流計算上定義した正方向の電力潮流が、送電線の利用可能容量を超えて流れ、混雑状態となった場合には、(10)式右辺の第4項の $\mu TU_{k,t}$ のみ非ゼロとなる。さらに、同一ノードに接続する電源において、(10)式右辺の第4項の値は同一値となる。つまり、系統内で発生した送電混雑の解消のために地点 $i$ に賦課された価格調整により、各ノードの発電量が調整されることとなる。すなわち、(10)式右辺の第4項および第5項は、PJMのLMPにおける送電混雑料金((1)式)に相当する。

#### 4. 再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響の試算とその考察

##### 4.1 試算条件

本稿では、送電ロスの補償を考慮せず、想定した電源が全て利用可能であるという理想的な条件の下ではあるが、現在開発中のエリア別送電混雑コスト評価ツールを用いて、再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響について試算した。具体的には、2030年断面の系統需要を対象として、旧一般電気事業者、旧卸電気事業者、旧特定規模電気事業者や共同火力などの事業者が、卸電力取引所に入札することを想定した。なお、JEPXでは卸電力取引の約定時の地域間連系線等の空容量を考慮して地域分断処理を行い、各エリアプライスを決定している。そこで今回の試算では、東京中部間連系線(以下「FC」)のみ対象とした市場分断を考慮し、再エネ電源の市場入札水準が東エリアと西エリアのエリアプライスに及ぼす影響について、特に、系統需要量と再エネ電源(特に太陽光発電)の発電出力等の水準の違いから、夏期(7月の水曜14時)と春期(4月の水曜14時)の2点を取

り上げ検討した。需要想定と電源想定など関連する試算条件を表2に示す。

##### 4.2 試算結果との考察

###### (1)卸電力市場価格(システムプライス)への影響とその考察

夏期と春期における、再エネ発電量の卸電力市場への投入が、卸電力市場価格(システムプライス)に与える影響を図3に示す。この図に示すように、いずれの時期においても、再エネ電源の入札により、市場供給曲線は右にシフトする。特に、市場需要(≒系統需要)の水準が低い春期では、再エネの市場参入による市場供給曲線のシフトにより、市場均衡点(市場供給曲線と市場需要曲線との交点)は、市場供給曲線の低価格帯へと移行している様子が分かる。

市場均衡時の発電種別毎の発電量を図4に示す。今回の想定では、各種火力電源の短期限界費用の範囲は以下の通りである。

- ・石油火力：13.22～17.06円/kWh
- ・石炭火力：1.27～3.78円/kWh
- ・LNG火力：9.58～12.50円/kWh
- ・LNGコンバインド(以下「LNGCC」)：5.65～10.98円/kWh

各火力電源がメリットオーダーによって落札される場合、入札価格(≒短期限界費用)の水準が高い石油火力、LNG火力、LNGCCは、市場需要(≒系統需要量)水準の低下により経済的に不利となり、卸電力市場で落札され難くなる。

通常は、市場需要の増加に伴い卸電力市場価格も上昇するが、再エネ電源の卸電力市場への入札により、火力電源の分担する需要量(以下「差引需要」<sup>12</sup>)が減少する。その結果、市場需要の水準が高い夏期(図4)では、再エ

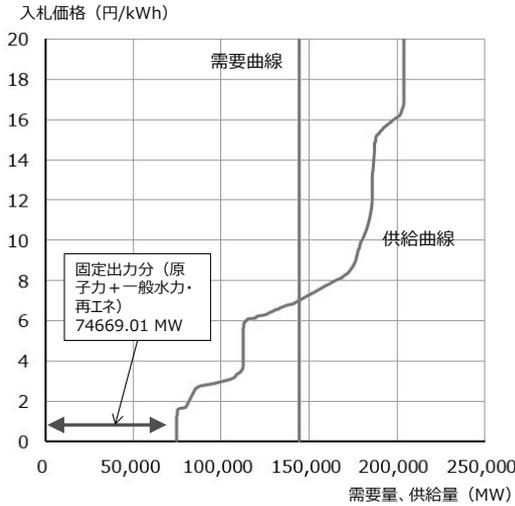
<sup>12</sup>差引需要(または残差需要)とは、想定した電力需要から再エネ電源の出力や原子力電源や一般水力電源の出力を差し引いた需要。

表2 再エネ電源の市場入札が卸電力市場に及ぼす影響評価の条件設定

項目	概要
需要想定	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030年度の時間帯別電力需要のロードカーブは、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 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループにおける30日等出力制御枠の算定にあたって、旧一般電気事業者が公開するシミュレーションの諸元データを利用。ただし、シミュレーションの諸元データを公開していない旧一般電気事業者（東京・中部・関西）は、各社「でんき予報」で公開されている2014年度の時間帯別電力需要に、太陽光発電の自家消費分想定を足した需要を利用。</li> <li>広域機関による2025年度の各エリア総需要の想定を参考に、エネルギーミックス想定に合うよう、各エリアの需要カーブを修正。</li> </ul>
電源想定	<p>火力電源 (石油、石炭、LNG、LNGコンバインド)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>旧一般電気事業者・卸電力事業者・その他事業者（共同火力や新電力等）の2015年度の供給計画を基に電源を想定。2020年時点までに廃止を発表している電源・2030年時点で運用開始から45年（石油は55年）を経過する電源は廃止。</li> <li>新規の電源は、環境アセスメントに申請中の電源のみを考慮。</li> <li>小規模石炭も考慮。ただし、バイオマスと混焼の設備は燃料費等の諸元の設定が困難なため除外。</li> <li>電気学会の想定<sup>*</sup>や、各事業者や政府等が公表する発電効率を参考に電源毎に燃料費用関数を想定。</li> <li>IEAによるWE02016年報告書の「New Policies Scenario」：石炭：10,728円/トン、LNG：68,116円/トン、石油：12,650円/バレル、為替レート：110円/\$（2016年実績見直し）を適用。</li> <li>各電源のLFCなどの調整力や予備力の確保量は考慮せず。</li> </ul>
	<p>原子力電源</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギーミックスケース（発電量の20～22%）。</li> <li>想定発電量（通年で一定値に固定）は売電価格0円/kWhで入札。</li> </ul>
	<p>水力電源 (一般水力)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>一般水力（自流式・ダム式等）のみとし、揚水電源（発電・揚水動力）は考慮せず。</li> <li>一般水力電源の発電量は、省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループにおける30日等出力制御枠の算定にあたって、旧一般電気事業者が公開するシミュレーションの諸元データを参考に、発電量をエネルギーミックスに合うように修正。ただし、シミュレーションの諸元データを公開していない旧一般電気事業者（東京・中部・関西）は、過去10年間の実績から、一般水力（自流式・ダム式等）の発電量を、エリア別・月別に想定。</li> <li>想定発電量（月別一定値に固定）は、売電価格0円/kWhで入札。</li> </ul>
	<p>再エネ電源 (太陽光発電、風力、バイオマス、地熱)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電：2015年度末（2016年3月）時点の累積導入量から、過去3年の平均年間導入量で引き続き導入が進むと想定し2030年までの導入量を推計。接続可能量を発表している7社においては、その+10%まで導入を認めるものとした。</li> <li>風力：環境アセスメントと日本風力発電協会のエリア別導入可能量を参考に、2030年度のエリア別設備容量を設定。</li> <li>その他再エネ（バイオマス・地熱）：FIT認定量を参考に、エネルギーミックスに合うように出力を設定（年間一定の出力）。</li> <li>時間別想定発電量は売電価格0円/kWhで入札。</li> </ul>
その他	<p>地域間連系線</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>地域間連系線の利用可能容量として、広域機関が想定する2025年の連系線運用容量を利用。</li> </ul>

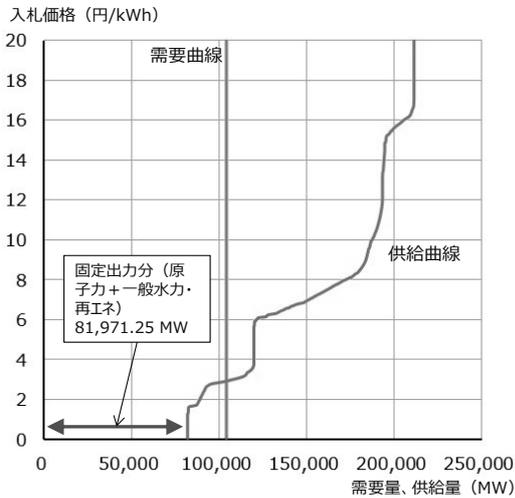
※電気学会・電力系統標準モデルの普及・拡張調査専門委員会「モデル拡張に関する報告書(マニュアル)」(2001年10月)

システムプライス	7.024 円/kWh
再エネ入札量	381,074.47 MW 太陽光：31,384.17 MW 風力：834.14 MW バイオマス：4,695.20 MW 地熱：1,160.96 MW



(a) 夏期(7月水曜14時を想定。市場需要は144,365 MW)

システムプライス	3.14 円/kWh
再エネ入札量	47,721.59 MW 太陽光：38,642.02 MW 風力：3,223.41 MW バイオマス：4,695.20 MW 地熱：1,160.96 MW

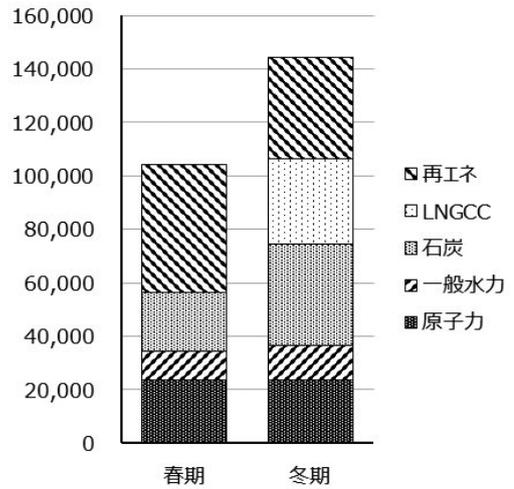


(b) 春期 (4月水曜14時を想定。市場需要は104,174MW)

図3 再エネ電源の卸電力市場への入札による卸電力市場価格 (システムプライス) の影響

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石炭火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約 17%程度に留まる。さらに、需要水準が低い春期では、LNGCC は全く落札されない。需要水準の高い夏期では部

発電量 (MW)



春期：4月水曜14時を想定。想定需要は104,174MW  
夏期：7月水曜14時を想定。想定需要は144,365 MW

図4 市場均衡時の燃料種別毎の発電量

分負荷運転を行う LNGCC、春期では石炭火力の短期限界費用の水準が、それぞれ卸電力市場価格の水準を左右していることが判る。

## (2)エリアプライスへの影響評価とその考察

システムプライスは、地域間連系線の利用可能容量を考慮しない、全域で発電費用 (燃料費) が最小となる需給均衡時の卸電力市場価格である。しかし、東西地域を繋ぐ地域間連系線では、春期 (4月の水曜) の1日の全時間帯で東向きに流れる電力潮流が利用可能容量を越え、終日混雑状態となった。そこで、この混雑連系線を境に地域分断処理をした結果、図5に示すように、全時間で、東地域のエリアプライスは、西地域のエリアプライスよりも高い状態になる。これは、東向きの連系線潮流で発生する混雑を解消するため、電力の受取側である東地域の供給力を増加させて、東地域のエリアプライスを値上せざるを得なかったことを意味する。一方、西地域は、地域間連系線の利用可能容量以上に東地域へ電力を送ることができない。そのため、再エネ電源の市場入札水準が高く、東向きの電力潮流の増加が望めない場合には、図6(b)に示すように、西地域の差引需要の増加が望めず、

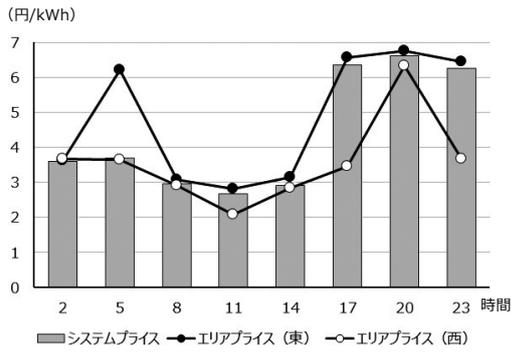
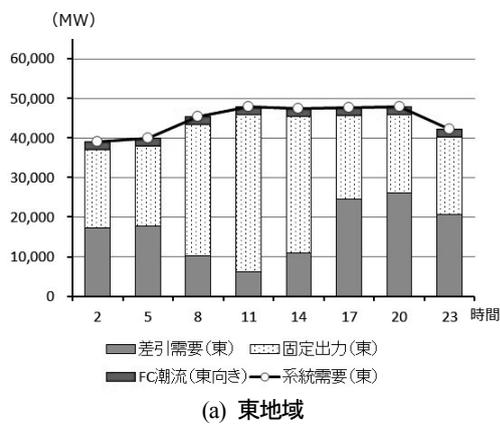
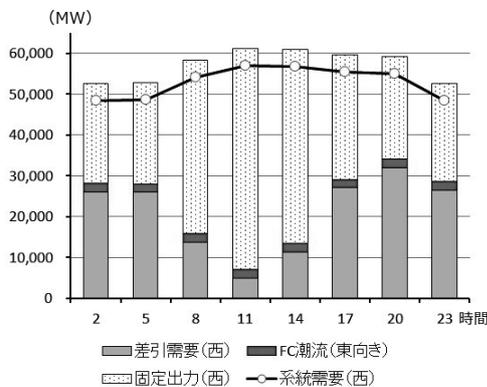


図5 春期の日間のシステムプライスと各エリアプライスの推移



(a) 東地域



(b) 西地域

- 注1) 東向きの地域間連系線の利用可能容量は、終日2100 MWと想定。  
 注2) 各地域の固定出力は、原子力、一般水力と再エネ電源からの発電量を指す。

図6 春期の日間の各地域の差引需要の推移

市場分断後のエリアプライスのさらなる低下を招く可能性があることを示している。

本稿では、春期や夏期などの特定期間のみを対象とし、再エネ電源の市場入札を考慮した時の卸電力市場のシステムプライスの推移

と、ある一部の地域間連系線で発生する混雑が招く市場分断後のエリアプライスの変動についてみてきた。ただし、これら各プライスの変動は、送電ロスの補償を考慮せず、さらに想定した電源が全て利用可能であるという理想的な条件の下での評価結果である。実際には、電源は、故障等による計画外停止や、保守点検などにより運転できない時期がある。従って、電源の保守点検による停止や計画外停止により市場供給曲線の形状が変化し、システムプライスやエリアプライスが変動する場合もありうる。ただし、電源の計画外停止を考慮しその時点での利用可能な電源が確保されていれば、供給不足、いわゆるアデカシー不足に陥ることは無い。しかし、本稿で示した試算結果より、再エネ電源の市場入札割合がさらに増加し、再エネ電源など固定出力分が想定需要を上回り、供給過剰状態に陥り、連系線混雑が解消できず卸電力市場が約定しないケースも起こる恐れが内在していることを示すものといえる。

## 5. 評価ツールの有用性と今後の開発課題

本稿では、大規模な再エネ電源の卸電力市場への参入が卸電力市場価格に与える影響と送電混雑解消に要するコストの把握を定量的に評価できる、エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発と概要について紹介した。さらに、本ツールを用いた再エネ電源の市場入札時のシステムプライスや地域間連系線混雑時の市場分断処理のエリアプライスの推移に関する試算結果から、ツールの有用性を確認した。

再エネ電源は、エネルギーポテンシャルや立地条件を優先して、通常建設が進められる。そのため、FIT等の政策により再エネ電源の導入が進むにつれて、電源の偏在化が進展し、エリアプライスの格差を引き起こす混雑が地

域間連系線で多発することが想定される。送電混雑の解消の根本的な解決策は、送配電ネットワークの増強・拡充であるものの、設備増強には巨額な資金とともに、計画から運用開始までに数十年という期間を要する。そのため、卸電力取引に対する送電混雑費用の負担軽減を目的とした施策が議論されているが、現状では、運用段階での送電混雑対策の役割が増している。しかし、設備形成なしの運用対策にも限界があるため、設備増強の適切な時期・場所・規模の判断が、今後は更に重要となる。ただし、送配電部門の中立性を一層確保する観点から、2020（平成32）年4月には法的分離による送電分離が行われることが決まっており、長期的視点で電源計画と一体的な送電線の設備計画を進めていくことは難しくなる。また、再エネ電源の偏在化の可能性に加え、広域的な電力取引の活性化に伴い、広域的な視点で火力電源等の開発が進む可能性も指摘されている<sup>13</sup>。電力システム改革に求められている電力取引の活性化や今後の電源開発の動向等との整合性を図りながら、どのように効率的な送電設備投資を促していくかが問われている。送電混雑解消に要するエリア別のコスト評価が可能なエリア別送電混雑コスト評価ツールの開発は、運用による対応の評価だけでなく、設備投資の意思決定を支援するためにも、今後さらに重要になっていくと考えられる。

本ツールは、あくまでも卸電力市場を通じた翌日の需給計画の策定に主眼を置いている。しかし、翌日の需給計画策定段階では、予測し難い再エネ電源の出力変動に対応するため、

<sup>13</sup> 広域機関が2016年12月27日に公開した意見募集を求めた「広域系統長期方針（案）」では、今後、再エネ電源がエネルギーポテンシャルや立地条件を最優先に建設された場合、電源の偏在化が進展してゆく可能性や、電力自由化と広域的な電力取引の進展に伴い、需要地エリアを意識せずに火力電源等の開発が進められる可能性が指摘されている。  
([http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/161227\\_ikenboshu\\_koikikeito.html](http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/161227_ikenboshu_koikikeito.html))

予め周波数変動や需給変動に対応した調整能力を確保しておく必要がある。欧州での事例では、卸電力市場の開場前に、系統運用者が調整能力をあらかじめ確保するケースもある。卸電力市場において、アデカシーや需給調整の維持を担う電源をマストランと位置付け、優先的に落札したことによる卸電力市場価格の変動への対処など、需給調整能力を提供する電源をメリットオーダーに基づく卸電力市場においてどのように取り扱っていくのかなどの問題も、今後の評価ツールの開発の課題の一つとして挙げられる。

#### 【参考文献】

- [1] 岡田健司, 浅野浩志 (1998) 「ノーダルプライスに基づく送電料金のシミュレーション分析」, 電力中央研究所報告, Y97019.
- [2] 岡田健司 (2015) 「送配電ネットワーク利用に関わるサービスとその制度の概要」, 電気評論 第616号 (第100巻7月号), pp.65～70.
- [3] 茨木俊秀・福島雅夫 (1991) 「FORTRAN77最適化プログラミング」岩波書店
- [4] 古澤健, 岡田健司 (2017) 「再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題」, 電力経済研究, No. 64, pp.59-77.
- [5] PJM (2017) *PJM Manual 10: Pre-Scheduling Operations (Revision: 35, Effective Date: January 1, 2017)*.
- [6] PJM (2016) *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations (Revision: 85, Effective Date: November 01, 2016)*.
- [7] Monitoring Analytics, LLC (2016) *2015 State of the Market Report for PJM, Volume 2: Detailed Analysis*.
- [8] Francois Leveque (2003) "Transport Pricing of Electricity Network", Kluwer Academic Publishers

岡田 健司 (おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

永井 雄宇 (ながい ゆう)

電力中央研究所 社会経済研究所

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」  
 の訂正について

研究ノート「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」の本文 98 ページに下記の誤りがありました。既にダウンロードされた皆さまにはご迷惑をおかけしますことを深くお詫びいたします。なお、研究ノートの主な内容には変更ございません。

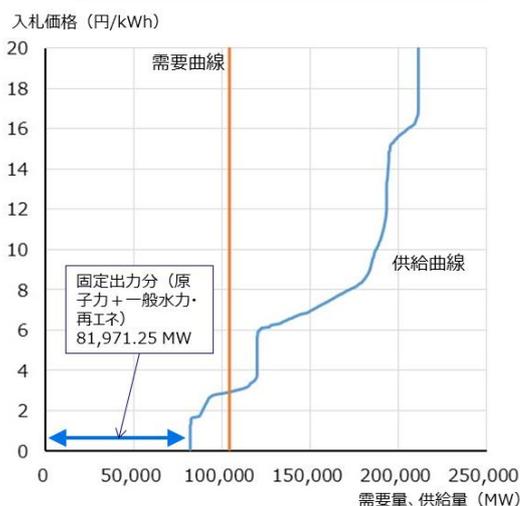
訂正内容

- (1) 図 3 再エネ電源の卸電力市場への入札による卸電力市場価格（システムプライス）の影響  
 (b) 春期（4 月水曜 14 時を想定。市場需要は 104,174MW）

システムプライスの値を「3.14 円/kWh」から「2.92 円/kWh」に訂正いたします。なお、グラフに変更はございません。

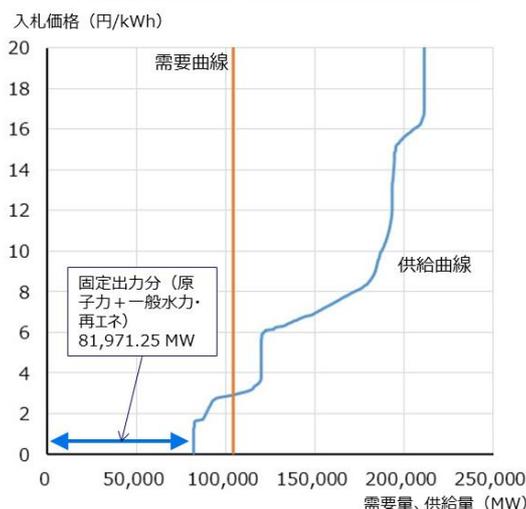
訂正前

システムプライス	<del>3.14 円/kWh</del>
再エネ 入札量	<b>47,721.59 MW</b> 太陽光 : 38,642.02 MW 風力 : 3,223.41 MW バイオマス : 4,695.20 MW 地熱 : 1,160.96 MW



訂正後

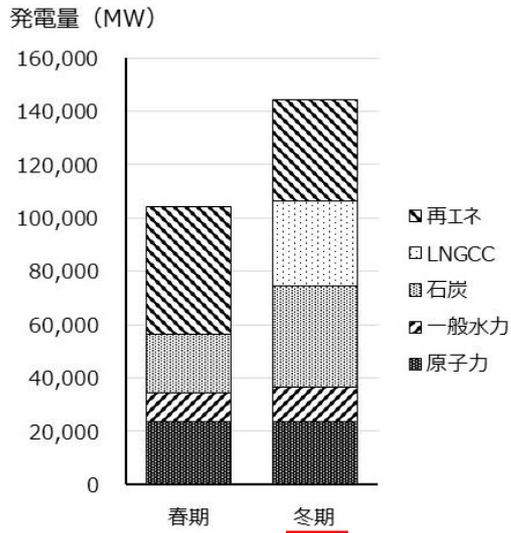
システムプライス	<del>3.14 円/kWh</del> <b>2.92 円/kWh</b>
再エネ 入札量	<b>47,721.59 MW</b> 太陽光 : 38,642.02 MW 風力 : 3,223.41 MW バイオマス : 4,695.20 MW 地熱 : 1,160.96 MW



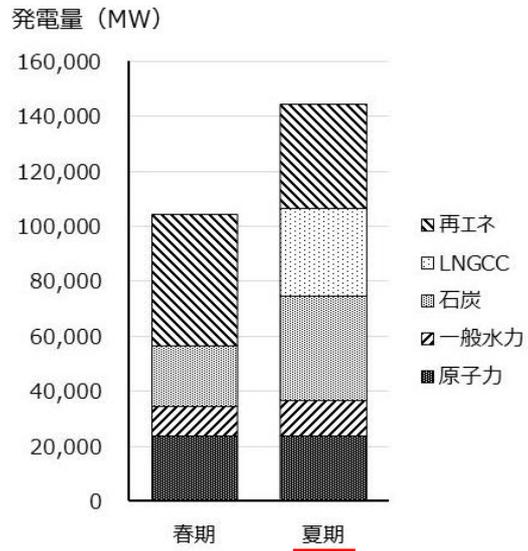
(2) 図4 市場均衡時の燃料種別毎の発電量

図中の「冬期」を「夏期」に訂正いたします。

訂正前



訂正後



(3)本文 (左段下1行目) の「石炭火力と LNG 火力は落札されず、」の部分を下のように訂正いたします。

訂正前

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石炭火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約17%程度に留まる。

訂正後

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石油火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約17%程度に留まる。

以上

本号の特集「電力システム改革と再生可能エネルギー政策の整合性」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

<http://criepi.denken.or.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）

欧州の配電事業者の配電料金設計の現状と課題—系統需要減少の影響を中心に—(Y15024：2016.09)

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）

地域間電力融通の効果を定量的に評価する電源構成モデルの開発—再生可能エネルギー大量導入時の電源構成分析の改良—(Y15021：2016.06)

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）

欧州における発送電分離後の送電系統増強の仕組みとその課題（Y14019：2015.05）

我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討（Y13031：2014.05）

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)

日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計（Y12034：2013.04）

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)

風力電源大量導入を考慮した多地域・多時間帯の火力電源運用プログラムの提案（Y11025：2012.05）

再生可能エネルギー電源を含む供給信頼度価値の評価手法の動向—欧米における風力電源の利用可能容量—(Y09030：2010.05)

太陽光発電は需要創出によりどこまでコストが下がるのか（Y09020：2010.04）

欧州での再生可能エネルギー発電設備の系統接続等に伴う費用負担の動向（Y08019：2009.05）

#### ■社会経済研究所ディスカッションペーパー，SERC Discussion Paper

SERC16001 長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価（2016.05）

#### ■電気新聞「ゼミナール」

2017年の再生可能エネをめぐる政策議論では特に何に留意すべきか？（2017.01.30）

欧州ではどのような送電混雑解消方法が講じられているか？（2016.12.19）

金融的送電権（FTR）とは何か？（2016.12.05）

太陽光発電の FIT による優遇策からの「出口戦略」は、どのように考えるべきか？（2016.08.29）

配電事業者の継続的な費用回収漏れ（デススパイラル）に対する有効な対策はあるか？（2016.08.15）

広域送電ネットワーク計画における不確実性への対応は？（2016.02.15）

「長期エネルギー需給見通し」の再エネ比率は想定した費用負担で実現可能か？（2015.07.27）

ドイツは、再生可能エネルギーの大量導入による送電混雑に対応できているのか？（2015.06.08）

太陽光発電等の大量導入により、今後の賦課金負担はいくらになるのか？（2015.03.09）

\* 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.64 2017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  
電話：03 (3201) 6601 (代)

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」のねらい  
..... 朝野 賢司

## 第1部 kW 価値の顕在化と調整力の市場化

### 論文

電力システム改革におけるアデカシー確保の考察  
ー長期エネルギー需給見通しにおける火力電源の収支分析ー  
..... 永井 雄宇 岡田 健司 ... 1

### 論文

欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察  
ー域内エネルギー市場での競争との両立性確保の観点からー  
..... 丸山 真弘 ...17

## 第2部 非化石価値の顕在化

### 論文

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？  
ー需要家の視点に基づく論点整理ー  
..... 朝野 賢司 野口 厚子 ...35

### 論文

グリーン電力調達の動向と課題  
ー非化石価値取引の詳細制度設計に向けた示唆ー  
..... 朝野 賢司 野口 厚子 谷 優也 ...48

## 第3部 送配電網の広域的利用ルールのあり方と費用回収問題

### 論文

再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した  
需給調整メカニズムの動向と課題  
..... 古澤 健 岡田 健司 ...59

### 論文

欧州の配電料金構造の動向と課題  
ー固定定額の従量料金主体の料金構造の限界とその対応策ー  
..... 古澤 健 岡田 健司 ...78

### 研究ノート

エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発  
..... 岡田 健司 永井 雄宇 ...89

