



RIETI Discussion Paper Series 18-J-015

# 安定性と柔軟性を兼ね備えた調整市場の制度設計： EUの調整市場統合からの論点整理

東 愛子  
尚絅学院大学



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

## 安定性と柔軟性を兼ね備えた調整市場の制度設計 ：EUの調整市場統合からの論点整理<sup>1</sup>

東 愛子（尚綱学院大学）\*

### 要 旨

EUでは広域の電力市場を構築し、再エネの変動に対応しうる柔軟性を持った電源を効率的に確保して安定供給を担保しようという動きが加速している。ただし、EU各国の電力市場制度を比較すると、各国は様々な異なる電力市場制度を運営しており、各制度の利点欠点を精査したうえで今度どのように統合を図るかが課題となる。そこで本研究では、特にEU各国の調整市場制度の違いを明らかにしながら、再生可能エネルギーの普及拡大を支える安定的で柔軟な電力システムの構築に重要と考える制度項目の比較評価を行った。

各国調整市場制度を精査した結果、以下の2つの観点から各国の市場制度を評価することができる。第1の観点は、調整市場の競争をどのように促しているかである。調整市場にデマンドレスポンスや小型蓄電池や再エネを含めた多様な電源が参加できれば、費用効率的に柔軟な電源を確保して安定供給を担保することができる。したがって調整市場の活性化は、調整力の調達を行うオークション制度の設計と密接に関わる課題である。第2の観点は、需給インバランスの発生を予防するための方策をどのように構築しているかである。前日市場や当日市場で市場参加者の取引が活性化すれば、スポット市場を通じて需給インバランスは解消されて安定供給に寄与する。このようなスポット市場の活性化は、スポット市場自体の制度設計はもちろん、調整市場におけるインバランス料金の設定方法も影響を与える。このように、スポット市場と調整電力市場双方で競争を促す制度設計を行うことが、再エネ拡大の下で安定的な電力システムを構築するうえで非常に重要である。

キーワード：電力市場統合、調整市場、安定供給、柔軟性

JEL classification: D21, D47, L94, L98, N74

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

<sup>1</sup>本稿は、独立行政法人経済産業研究所におけるプロジェクト「電力システム改革における市場と政策の研究」の成果の一部である。また、本稿の原案に対して、プロジェクトメンバーの先生方、ならびに経済産業研究所ディスカッション・ペーパー検討会の方々から多くの有益なコメントを頂いた。ここに記して、感謝の意を表したい。

\* 尚綱学院大学総合人間科学部環境構想学科

〒981-1295 宮城県名取市ゆりが丘 4-10-1, a\_azuma@shokei.ac.jp

## 1. はじめに

EU では現在、域内全体で安定供給を図るために電力市場の統合が進められている。この背景の一つには、再生可能エネルギーの大幅な増加がある。EU では 2009 年に再生可能エネルギー指令が発効し、それ以来特に天候に左右されやすい太陽光や風力の発電量が増加している。その結果、ある国で想定以上に発生した再生可能エネルギーが国際連系線を通じて他国に流入し、各国の供給の安定性を脅かす問題が発生している。そこで、広域の安定供給を図ることを目的として、市場統合が進められるようになったのである。

変動性の高い再生可能エネルギーの拡大に伴って、電力システムの備えるべき要件も変化している。安定供給の担保は当然のことであるが、それに加えて電力市場が細かい変動に対応しうる柔軟性をいかに備えるかが新たに大きな課題となろう。ここで安定性とは、短期的安定性と長期的安定性に分けられることに留意したい。短期的安定性とは、需給ギャップを発生させないシステムを指す。一方で長期的安定性は、将来の電力需要を十分に満たすために、供給能力への投資が引き出せるかどうかを指す。また柔軟性とは、電力需給の変動に迅速に追従することのできる電力システムを指す。つまり、再生可能エネルギーの拡大を念頭に置くならば、「短期的安定性」と「柔軟性」を兼ね備えた電力システムの構築を目指す必要がある。

例えば再生可能エネルギーの増加が著しいドイツでは、2014 年から進む電力市場改革の議論の中で、「安定性確保」の課題に対処するために 2 つの策が検討されてきた。第 1 は、長期的な供給力を確保するために、容量市場をはじめとするキャパシティ・メカニズムを導入する案である<sup>1</sup>。Joskow (2008) が指摘するように電力自由化の進行する電力システムの下では、発電部門の投資が抑制され、将来必要な発電能力を十分に確保することができない可能性が懸念される。キャパシティ・メカニズムは発電所の投資コストに対する支払いを行って投資コストの回収を保障し、長期的な安定性を担保することに期待される手法である。しかしキャパシティ・メカニズムを通じて確保される電源は、必ずしも「柔軟性」を兼ね備えた電源でない。したがって東 (2015) は、電力自由化に加えて、再生可能エネルギーの大量導入という新たな要素が加わった電力市場においては、キャパシティ・メカニズムの創設が「安定性」を確保する上で十分な策ではないことを指摘している。そこで EU の電力市場統合やドイツ電力市場改革では、既存の電力市場価格シグナルを高めて、安定性と柔軟性を同時に確保する策が模索されている。そのためには電力市場が需給状況を的確に反映した価格シグナルを出し、この価格シグナルに応じて市場参加者が発電や需要の引き上げ引き下げの意思決定を行うことのできる制度を作ることが重要と考えられている。また、ディマンドレスポンスや小規模の蓄電設備、再生可能エネルギーなどすべての電源が、全く区別されることなく市場で競争できる環境を作ることも市場改革の大きな狙いである。このように、さまざまなプレーヤーの市場参入を促し、細かい価格シグナルに応じて柔軟性の高い電

---

<sup>1</sup>ドイツで導入が検討されてきたキャパシティ・メカニズムの制度比較に関しては、後藤ら (2014)、東 (2015) を参照されたい。

源が市場で活用される機会を創出されれば、柔軟性の高い電源への投資インセンティブが高まり、長期的な安定性もおおのずと担保できるという考え方である。ただし、EU 各国の電力市場制度を比較すると、各国は様々な異なる電力市場制度を、運営しており、電力市場統合においてそれをどのように統合するかが課題となる。

そこで本研究では、特に電力市場の最終的な安定供給を保障する調整市場に焦点を当て、各国の調整市場制度の相違が特に、柔軟性に与える影響を評価することを目的とする。さらに、EU 広域の調整市場がどのように形成され、運営される見込みかについても明らかにしたい。以下第 2 節では、ベルギー、オランダ、ドイツの調整市場の仕組みを明らかにする。第 3 節では、EU で現在行われている調整市場の協調の手法と効果について示し、第 4 節では今後 EU 域内で進められる市場統合のあり方を示す。第 5 節で、ベルギー、オランダ、ドイツの調整市場制度を比較しながら、安定供給や市場の柔軟性に特に影響を与えられとされる制度項目を同定し、各国制度の評価を行う。第 6 節で本論文の結論と日本の電力市場制度設計に対する示唆を示す。

## 2. ベルギー、オランダ、ドイツの調整市場の仕組み

本節ではベルギー、オランダ、ドイツの調整市場制度を明らかにし、各国制度の主要相違点のメリット、デメリットを検討する足掛かりとする。

### 2.1 電力市場の基本的な仕組み

図 1 に示すように、電力市場の構造は、先渡し市場、前日市場、当日市場、調整市場に分かれる。このうち、実動時に近い、前日市場、当日市場、調整市場の 3 つの市場を通じて、実動時に需要と供給が一致するように調整が行われている。この需要と供給を一致させるために調整を行うプロセスは、大きくは 2 つに区分され、プレイヤーが異なる。第 1 は、Balancing responsible parties (以下、BRPs と略す) が、前日市場、当日市場での電力の売買を通じて行う調整である。第 2 は、送電事業者 (以下、TSO と略す) が調整市場を通じて行う調整である。

BRPs は、発電事業者や小売事業者が形成するグループであり、グループごとに需給の計画値を立て、計画値を守る義務を負う。したがって BRPs による調整とは、自身の持つ計画値に実動時の需給量が一致するように努力することを意味する。例えば、実動時に 100kWh の発電を約束しているにも関わらず、天候不順で 80kWh しか発電できそうにない太陽光発電事業者は、不足する 20kWh を市場から調達する必要がある。BRPs は、需給の計画を TSO に報告しなければならない。計画値の報告とは具体的に、何日の何時に、どの発電設備からどれだけの電力が送電網に注入されるか、送電網のどのポイントからどれだけの電力が引き出されるかの計画である。また、前日市場や当日市場において、他の BRPs との取引がどのように行われたかについても報告を行う。

このように、前日市場や当日市場において、BRPs は自身の計画値に合致するように取引

を行うわけである。しかし、予測できなかった天候のエラーや突発的な発電機の事故等によって、当日市場の終了後（ゲートクローズ後）に計画値と実働値の乖離（インバランス）が発生する可能性がある。この最終的なインバランスは TSO によって調整される。

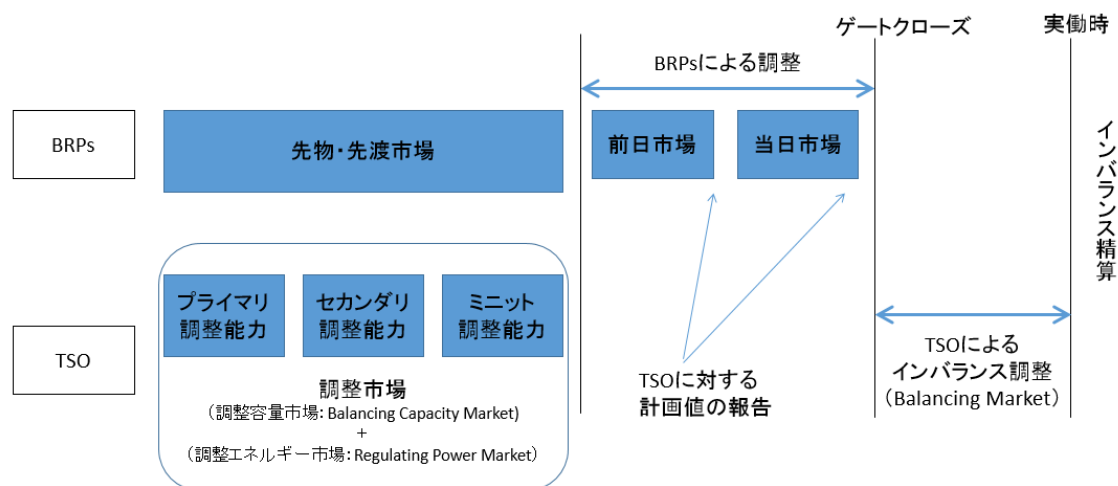


図 1：電力市場の基本的な仕組み（出所：BMW (2015) を参考に筆者作成）

## 2.2 調整市場の基本的な仕組み

当日市場のゲートクローズ後に残っている需給インバランスは TSO が最終的な調整を行う義務を負っている。しかし、TSO は発電設備を保有しないため、必要な調整力を調達する必要がある。この TSO が調整力を調達する市場を、調整市場と呼ぶ。例えば、供給量が需要量より少ない場合は、upward 調整力（発電の引き上げや需要の引き下げ）が必要になる。逆に、供給量が需要量を上回る場合には、downward（発電の引き下げや需要の引き上げ）が必要になる。このような調整力を提供する事業者を、Balancing service providers（以下 BSPs と略す）と呼ぶ。TSO は BSPs から調整力を購入し、それを使って電力市場全体の最終的な需給均衡を保つのである。

TSO が BSPs から調整力を購入する調整市場は、調整容量市場 (Balancing Capacity market) と調整エネルギー市場 (Regulating power market) に区分される。調整容量市場は、実働時に必要になるかもしれない調整力の発電容量を TSO が事前に確保するための市場であり、発電容量を提供する BSPs には容量(kW)価格が支払われる。この容量価格の支払いは、一種の待機料と理解することができる。一方で、調整エネルギー市場は、実際にインバランスが発生したときに使うエネルギーの価格と量を決定する市場であり、TSO から BSPs に対してエネルギー (kWh) 価格が支払われる。

TSO は確保した調整力を使って、BRPs の計画値と実績値の差分であるインバランスを調整する。このように TSO から BRPs に対して、インバランスを埋めるサービスを提供す

る市場は、Balancing Market と呼ばれ、BRPs は TSO のサービスに対する料金として、インバランス料金を支払う。

2.3 節以降では、調整容量市場 (Balancing Capacity market) と調整エネルギー市場 (Regulating power market) について、各国の制度を簡単にまとめておく。ただし、発電の引き下げや引き上げに要する時間は技術によって異なるため、調整力は①～③に示すような FCR、FRR (aFRR と mFRR)、RR に区分され、それぞれ別個に市場が開設されている。

- ① The Frequency Containment Process (FCR) : FCR は周波数を安定化するために使われる調整力である (ベルギー、オランダ、ドイツではプライマリと呼ばれる)。Central Western Europe (CWE) エリアのベルギー、オランダ、ドイツのいずれにおいても、upward と downward 方向の調整力は区別されずに同時に調達される。また、調整力の容量とエネルギーの区別がなく、調整力として採用された事業者には、入札した価格で容量価格が支払われ (pay-as-bid)、エネルギーに対する支払はない。インバランスが発生してから 15 分間の提供を行うが、FCR に対しては 30 秒で契約した最大出力に到達する能力が求められている。
- ② The Frequency Restoration Process (FRR) : 周波数を当初値まで戻し、FCR を代替する役割を担う。FRR は 2 種類あり、自動で稼働する aFRR と、手動で稼働する mFRR がある。(ENTSO-E やドイツにおいて aFRR はセカンダリと呼ばれる。また、mFRR はベルギー、オランダでターシャリ、ドイツではミニッツと呼ばれている。) FCR と異なり、FRR においては、調整に使用する電源として TSO に落札された電源にはまず容量価格が支払われ、実際に TSO から稼働が要請されて調整エネルギーを提供する場合にエネルギー価格が支払われる。
- ③ Reserve Replacement Process (RR) : FRR を置き換えるかサポートする役割を担う調整力である。ただし、Central Western Europe (CWE エリア)のドイツ、オランダ、ベルギーのいずれにおいても、RR にあたる調整力は調達されていない<sup>2</sup>。

### 2.3 ベルギーの調整市場<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> ヨーロッパの規制機関の集合である ACER は、調整市場の統合において、調整能力の商品の統一を促しているが、RR に関しては例外で、現在 RR を調達していない TSO はこの導入を強制されない見込みである。

<sup>3</sup> ベルギーの調整市場制度は、2017 年 3 月の Elia でのヒアリングと、50Hertz et.al.(2014)の内容に依拠する。

ベルギーには 77 の BRPs があり、access responsible parties (ARPs) と呼ばれている。ARPs は 15 分単位で自分の計画値を守る責任を負っている。図 2 に示すように、当日市場は実働 1 時間前に終了し、それ以降に残る需給インバランスは、ベルギーの TSO である Elia が調整を行う。Elia は発電ユニットを持たないため、調整市場で調整力を確保し、必要な時点でアンシラリーサービス（需給調整や混雑解消を行いながら周波数や電圧を適切なレベルに維持するサービス）を提供してもらう必要がある。Elia は、プライマリ、セカンダリ、ターシャリの 3 つの調整力を、BSPs から確保している<sup>4</sup>。確保量はプライマリが 70MW 程度、セカンダリが 140MW 程度、ターシャリが 780MW 程度である。

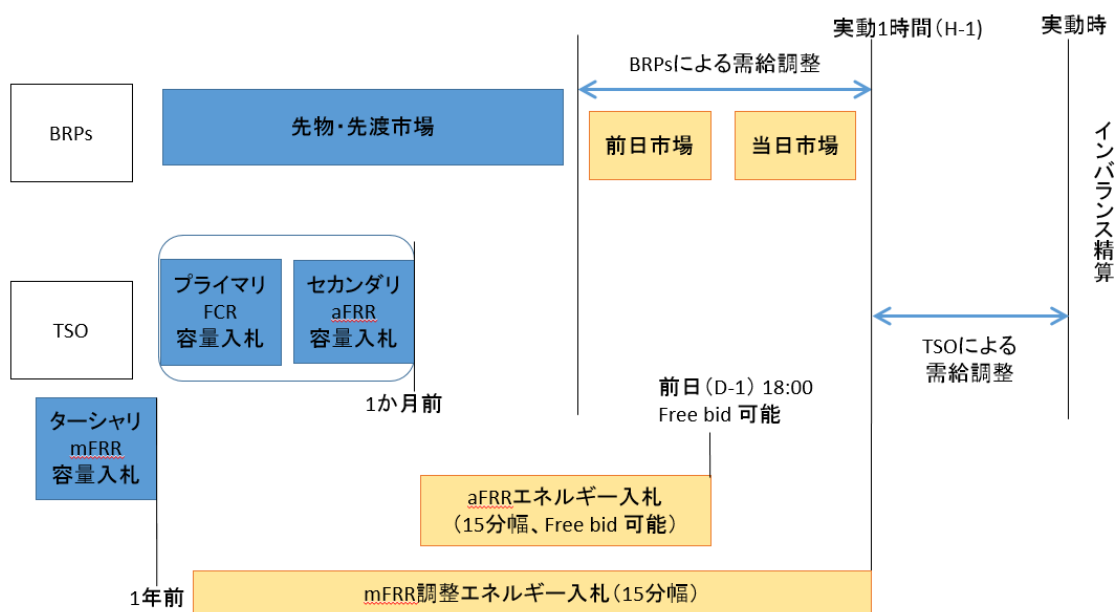


図 2：ベルギーの電力市場構造（50Hertz et.al.(2014)をもとに筆者作成。）

① プライマリ（FCR）

需給インバランスが発生したとき、システムオペレーターは EU 全域からプライマリリザーブの提供を受けることができる<sup>5</sup>。プライマリは、1500MW の発電所 2 基が脱落したときに対応できるようになっている。ベルギーの調整市場では、2015 年から FCR と aFRR の調整容量のオークションを月 1 回開催している。FCR と aFRR を合同で調達する理由は、最低限稼働させる可能性のある調整容量を安く確保する狙いがあるからである。

② セカンダリ（aFRR）

プライマリと異なり、セカンダリは調整容量と調整エネルギーのオークションは別々に行われる。aFRR の調整容量のオークションは、2015 年から月一回のペースで開催される

<sup>4</sup> 現時点で再生可能エネルギーは BSPs になる資格はない。

<sup>5</sup> FCR は 6 カ国共通の調達が行われている。

ようになっている<sup>6</sup>。一方、調整エネルギーの入札は、15分幅で入札が行われ、前日の18時に終了する。調整容量のオークションで、TSOに調整力として落札された事業者は、事前に契約した容量のエネルギー価格を必ず入札しなければならない (mandatory bid)。そのほか、調整容量市場の入札に参加せず TSO と調整容量の契約をしていない事業者も、調整エネルギー市場の入札に参加することが可能である。このように調整容量の入札と調整エネルギーの入札を分割して行う入札は、reactive bidding、additional bid、voluntary bids、free bids という名で呼ばれる。調整エネルギーの入札では、upward と downward それぞれ 150MW を入札価格の安い順に Elia が落札する。

調整エネルギーの稼働を行う前に、Elia を含めた TSO 間で、aFRR に関する International Grid Control Cooperation (IGCC) が行われる。IGCC とは端的に言えば、各 TSO が必要とする aFRR の相殺 (ネッティング) するプロセスである。この IGCC に関しては、4 節で説明する。

IGCC プロセスを経て、Elia のコントロールエリアで必要とされる調整エネルギーの稼働が要請されるわけであるが、ベルギーの調整エネルギーの稼働において特徴的な点は、メリットオーダーを作ってエネルギーコストの安い順に稼働を要請するのではなく、pro-rata activation と呼ばれる稼働方法を採用している点にある。これは、調整エネルギーとして落札されたすべての事業者が調整エネルギーをできるように、必要とされるエネルギー量を按分して稼働する方法である。エネルギーコストの高い事業者も一定割合を発電するので、pro-rata activation は費用効率的な手法であると言えない<sup>7</sup>。そこで Elia は今後、調整エネルギーの稼働方式を、メリットオーダー方式に変更する予定である。

BSPs に対する支払いは調整容量と調整エネルギーともに、pay-as-bid 方式で行われる。ただし、調整エネルギーに関しては、プライスカップが設定されており、熱効率 50% のガス火力発電所の限界可変費用 (燃料費) に 40€/MWh を上乗せした価格が上限になる。Elia の場合、pro-rata activation が採用されており、高いエネルギーコストを入札した事業者も一定率調整エネルギーを提供できるようになっているので、プライスカップを設定し、調整エネルギー価格が高くなるような措置が講じられていると考えられる。

### ③ ターシャリ (mFRR)

ターシャリは、ベース、ピーク、オフピーク (平日の 20 時～8 時と週末のすべての時間) の 3 種類に分けて、upward のみの容量入札が行われる。調整容量の入札は、1 年前に実施される。TSO によって落札された事業者は、pay-as-bid で容量価格の支払いが行われる。

調整エネルギー市場は 15 分幅の入札が行われる。事前の調整容量入札で、TSO によって落札された BSPs は、前日の 18 時に、契約した量のエネルギー価格を必ず入札しなければな

<sup>6</sup> それ以前は一定割合を月一回調達。

<sup>7</sup> なぜ Elia が pro-rata activation を採用するようになったかについては、ヒアリングで明らかにできず現時点で不明である。



らない (mandatory bid)。入札価格は、実働 1 時間前まで変更を行うことが可能である<sup>8</sup>。さらに、75MW 以上の発電事業者は、入札可能なエネルギー量を全て入札にかけなくてはならない (mandatory requirement)。75MW 未満の事業者や需要家は、事前に調整容量入札で TSO と契約をしていなくても、調整エネルギー入札に参加することができる。入札方法は implicit bidding と呼ばれ、価格のみを入札して、実際に稼働する量は Elia が各発電所の発電スケジュールにもとづいて決定する方法を採っている。調整エネルギーに対する支払いも pay-as-bid で行われている<sup>9</sup>。

## 2.4 オランダの調整市場

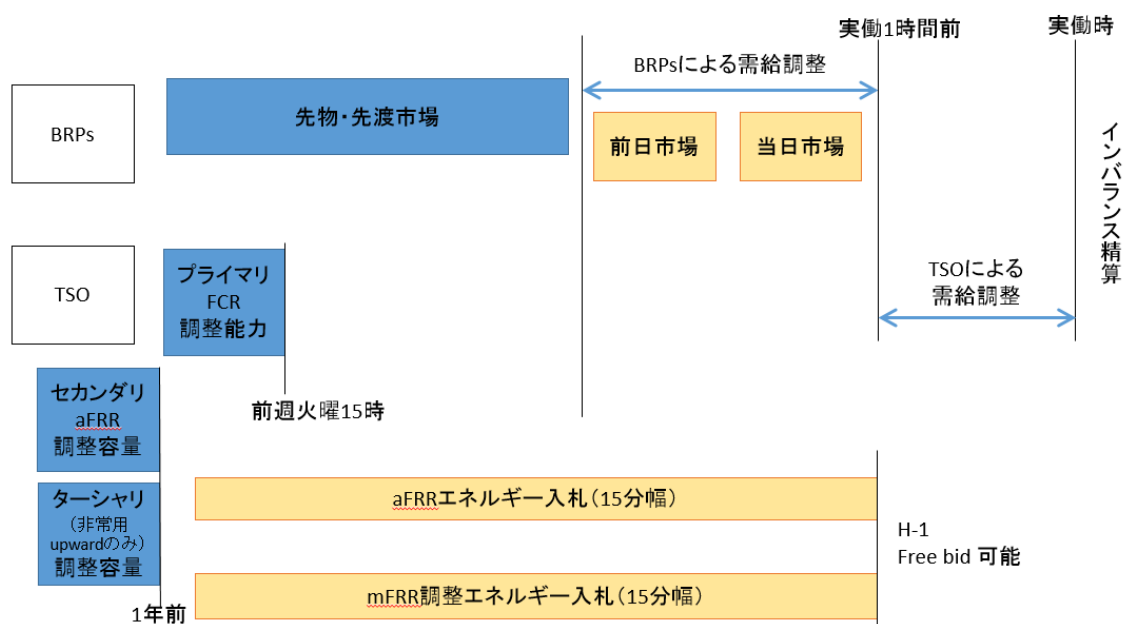


図 3：オランダの電力市場構造 (50Hertz et.al.(2014)をもとに筆者作成。)

### ① プライマリ

2014 年よりオランダの TSO である Tennet NL は、ドイツとスイスの共通プラットフォームで FCR の調達を始めている。ベルギー同様、調整容量と調整エネルギーの区別はなく、図 3 に示されるように、毎週火曜日の 15 時に、来週の月曜日から 1 週間分のプライマリリザーブがオークションで調達される。

### ②セカンダリ

<sup>8</sup>入札状況、どのような参加者が入札に参加しているか？調整容量を契約した量と、free bid の比率。

<sup>9</sup> Elia でのヒアリングより、pay-as-bid を採用する理由として、市場集中度が高く流動性がない場合には pay-as-clear 方式は効率的な方式ではないと考えていることが挙げられている。

ベルギー同様、オランダでは aFRR の調整容量と調整エネルギーの入札時期を分割した reactive bidding 方式が採用されている。aFRR の調整容量を事前に確保するオークションは、オランダでは 1 年間に 1 回しか開催されない。一方で aFRR 調整エネルギーの市場は、実働 1 時間前 (H-1) まで開いており、市場参加者は入札額を随時変更することができる。調整容量市場で TSO と調整力の契約を結んだ事業者は、必ず調整エネルギー市場に入札を行わなければならない (mandatory bid)。ただしベルギー同様、調整容量のオークションに参加しなかった事業者も、調整エネルギー市場に入札することが許されている (additional bid)。BSP に対する支払いは、調整容量の場合は pay-as-bid 方式であるが、調整エネルギーに関しては marginal pricing (pay-as-clear) 方式が用いられる。

#### ④ ターシャリ

オランダの mFRR は、大きく 2 つの商品区分に分けられる。一つは一般的な調整力で、upward と downward に分かれている。一方で、突然の大きな供給力の脱落に備えた非常時用の調整力も確保されており、これは upward のみの商品である。1 年前に行われる調整容量のオークションは、非常時用の upward のみを対象としており、落札された BSPs には pay-as-bid での支払いが行われる。

調整エネルギーの入札は、実働 1 時間前まで可能である。60MW 以上の発電設備は、その時点で入札可能な量を必ず入札に出さなくてはならない (mandatory bid)。60MW 未満の発電事業者や需要家は、調整エネルギー入札に自由に参加することができる。実際に調整エネルギーの提供を TSO から要請された場合、BSPs には marginal pricing 方式でエネルギー価格の支払いが行われる。

### 2.5 ドイツの調整市場

ドイツではすべての発電事業者や小売事業者が、何らかの BRPs を形成することが求められている (Balancing group obligation)。発電事業者や小売事業者が BRPs を形成することによって、まずグループ内で需給のインバランスの調整を行い、インバランスを効率的に小さくすることが可能である。BRPs は前日に、15 分ごとの需給計画値を TSO に報告する。具体的には、どの発電設備からどれだけの電力が送電網に注入されるか、送電網のどのポイントからどれだけの電力が抽出されるかの報告である。また、電力市場の取引の結果に基づき、他の BRPs との取引がどの程度行われるかについても報告を行う。

次に BRPs は、前日市場や当日市場での取引を通して計画値とのギャップの調整を行う。2011 年より当日市場は 15 分ごとの売買が可能になっており、2014 年秋からは前日市場も 15 分ごとの売買が可能になっている。当日市場のゲートクローズは、ベルギーやオランダよりも実働に近く、30 分前になっている。

当日市場の終了後 (ゲートクローズ後) に発生した最終的な需給インバランスは、TSO が

調整する責任を負っている。そのため、TSO は適切な量の調整能力を確保する必要がある。

ドイツには、Amprion、TenneT、TransnetBW、50Hertz の 4 つの TSO が存在する。以前は 4 つの TSO がそれぞれ別々に必要な調整電力を調達していたが、2006 年から 2010 年にかけて調整電力確保に関わる改革が行われ、現在では全国大で必要な調整能力を確定し、一つの調整電力市場（regelleistung）で調整能力を確保する手法に変更されている<sup>10</sup>。このように 4 つの TSO が必要とする調整力を共同で調達すれば、調整力の量や、調達に要するコストを削減することができる。4 節で述べるように、ドイツから発した Grid Control Cooperation の手法は、現在 EU 域内に拡大している。

ドイツで確保される調整能力も、プライマリ、セカンダリ、ミニッツの 3 つに区分されている。この区分は、主に応答時間などの技術的要件によって定められている。図 4 はドイツの電力市場の流れを示している。また表 1 は、古澤ら（2014）と Müsgens et al.（2014）、BNetzA（2016）に基づき、各調整能力市場の概要をまとめたものである。

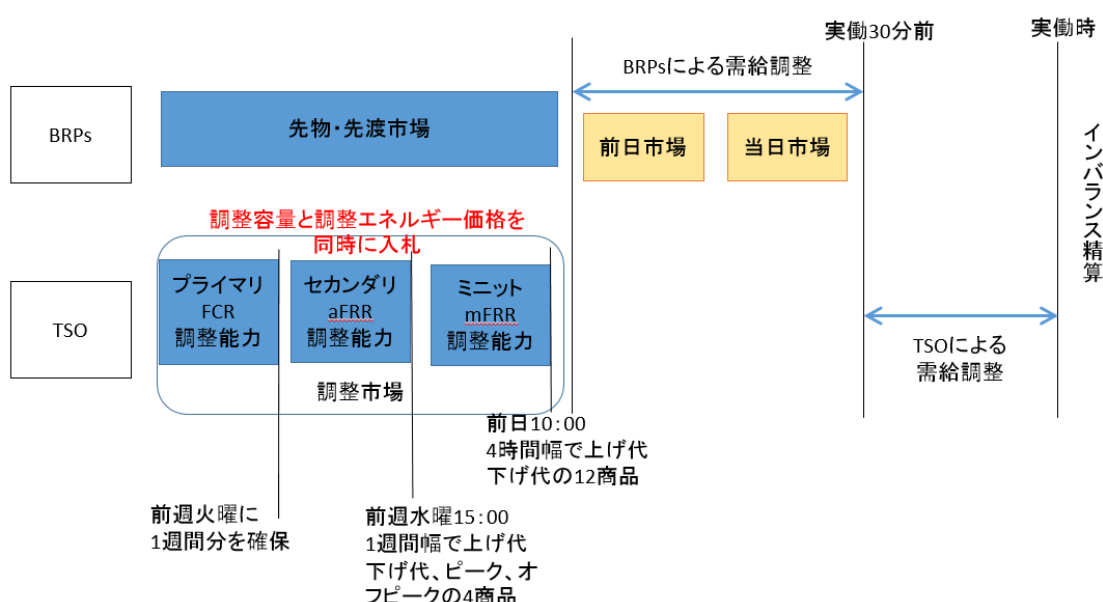


図 4：ドイツの電力市場構造（出所：BMW（2014）を参考に筆者作成。）

### ①プライマリ

<sup>10</sup> ドイツでは 2002 年から入札による調整電力の調達が行われている。当初は 4 つの TSO が別個に調整能力を調達していた。しかし、調整エリアをドイツ全土で統一し、超過需要と超過供給の発生しているエリアでインバランスを相殺すれば、調整能力の調達量を抑制し、コストを抑制することが可能になる。2006 年 7 月にエネルギー事業法（EnWG）に基づき調整電力を全国大で調達するための入札プラットフォーム regelleistung が開設され、単一のメリットオーダーで調整能力の調達が可能になった。また 2008 年からは Amprion を除く 3 つの TSO が協力して調整能力を確定し、確保を行うようになった。Amprion は単一の TSO で 4 つのコントロールエリアの周波数を調整することを主張していたが、Amprion を除く 3 つの TSO は、4 つの TSO が協力して調整能力を確保する案を主張した。結局、2010 年 6 月にドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）によって後者案が採用され、Amprion が既存の調整ネットワークに加わったことで、現在の調整電力市場の運用形態となっている（Haucapy et al., 2012）。

プライマリ調整能力は、瞬時の周波数変動に対応するための調整能力である。通常、周波数は 50Hz に保たれているが、ここから 10mHz の乖離が見られた場合に自動的に発動する。よって、プライマリ調整能力は、周波数の乖離が見られてから 30 秒以内に発動できることが求められる。プライマリ調整能力の稼働時間は、最大 15 分である。プライマリ調整能力は、月曜日から日曜日の 1 週間分（24 時間×7 日間）の調整能力を、前週の火曜日に確保する。表 2 に示すように、ベルギーやオランダ同様、調整容量と調整エネルギーの区別はなく、TSO によって落札された BSPs には、調整容量価格が pay-as-bid 方式で支払われる。BNetzA (2016) によれば、プライマリ調整力は 500MW 程度確保されている。

## ②セカンダリ

周波数の乖離が 30 秒以上続くような場合は、セカンダリ調整能力の発動が求められる。セカンダリ調整能力も自動的に発動されるが、発動から 5 分以内に最大出力に達する能力を要していることが求められる。セカンダリ調整能力の稼働時間も、最大 15 分である。

セカンダリ調整能力は、upward と downward の区別があり、ピークとオフピークに分けられ、合計 4 商品の取引が行われる。ピークは平日の 8 時～20 時までとなっている。セカンダリ調整能力は、前週の水曜日に確保される。ドイツのオークションが、ベルギーやオランダの方式と大きく異なる点は、調整容量の入札と、調整エネルギーの入札が同時に行われる点である。表 2 には、調整能力の入札から報酬が支払われるまでの流れを示している。セカンダリのオークションは 1 週間に 1 回開催されており、BSPs は、前週水曜日の 15 時までに入札を行う。その際、調整容量価格と稼働が要請された場合に必要なエネルギー価格の 2 種類の入札額を提出しなければならない。このように容量価格とエネルギー価格を同時に入札する方式を、Proactive bidding と呼ぶ。TSO は入札された容量価格の安い順に、必要な調整能力を落札する。つまり、調整能力を落札できるか否かは、容量価格のみに依存し、エネルギー価格には左右されない。調整能力を落札した事業者に対しては、実際に調整能力を発動させたかどうかに関わらず、調整容量価格が pay-as-bid 方式で支払われ、調整容量の確保にかかった費用は、TSO が送電料金を通じて電力消費者から広く回収している。

ドイツの当日市場は実働 30 分前に閉まり、その後の需給インバランスを TSO が調整する。事前に確保した調整能力を、インバランス解消のために実際に発動しなければならない場合は、入札されたエネルギー価格の安い順に発動が要請される。発動にかかるコストの支払いも、入札価格に基づく pay-as-bid 方式が採用されている。調整能力のエネルギー価格は、インバランスを発生させた BRPs からインバランス料金を通じて回収される。BNetzA (2016)によれば、セカンダリ調整容量は 2～2.5GW 程度確保されており、確保した容量の中で実際に調整エネルギーを提供が要請されているのは、平均で upward が 6.5%、downward が 9.3%程度である。

表 1：ドイツ調整市場の特徴

|                      | プライマリ (FCR)  | セカンダリ (aFRR)   | ミニッツ (mFRR)  |
|----------------------|--|--|--|
| 技術要件<br>(応答時間)       | 30 秒以内   | 5 分以内  | 15 分以内   |
| 運用方法                 | 周波数の変動を各発電機が自動的に検出して発動。ガバナフリー  | メリットオーダーで自動的に発動  | メリットオーダーで自動的に発動 <sup>11</sup>                          |
| リードタイム               | 前週火曜日に 1 週間分確保。  | 前週水曜日に 1 週間分確保。  | 前日市場ゲートクローズ前の、前日 10 時に 1 日分確保。                         |
| 確保期間                 | 24 時間×7 日間   | ピーク時平日 8 時～20 時とオフピークに分けて確保                            | 4 時間幅で確保   |
| 入札方法                 | 容量単価 (€/MW) のみ   | Proactive bidding<br>容量単価 (€/MW)<br>+ エネルギー単価 (€/MWh)  | Proactive bidding<br>容量単価 (€/MW)<br>+ エネルギー単価 (€/MWh)  |
|                      | TSO は容量価格の安い順に調整電源として落札。<br>(調整容量の調達に係るコストは送電料金から回収)                     |  |  |
| BSPs の報酬①<br>容量価格    | Pay as bid 方式<br>(0.5 GW 程度)   | Pay as bid 方式<br>(upward と downward<br>ともに 2-2.5GW 確保) | Pay as bid 方式<br>(upward と downward と<br>ともに 2-3GW 確保) |
|                      | 実際に調整エネルギーの提供を TSO が要請した場合。<br>(調整エネルギーの調達に係るコストはインバランス料金を通じて、BRPs から回収) |  |  |
| BSPs の報酬②<br>エネルギー価格 | なし   | Pay as bid 方式<br>(upward6.5%、<br>downward9.3%)         | Pay as bid 方式<br>(upward と downward<br>ともに 11%)        |

(出所) 古澤ら (2014)、Müsgens et al. (2014)、BNetzA (2016)より筆者作成。

<sup>11</sup> ドイツでは 2012 年 7 月 3 日より、ミニッツに関しても自動での発動を行っている。

### ③ミニッツ

事前に予測されるような需給変動に対しては、ミニッツ調整能力の発動が要請される。ミニッツ調整能力は発動要請から 15 分以内に最大出力に達する能力を要していればよい。この稼働に関しては、手動で行われる。ミニッツ調整能力の稼働時間は最大で 1 時間である。

ミニッツ調整能力は、前日 10 時に 1 日分が確保される。Upward と downward に区分し 4 時間幅で確保することになっており、計 12 商品の取引を行うことになる。セカンダリと同様、ミニッツに関しても、ドイツでは調整容量と調整エネルギーの入札が同時に行われ、調整容量入札価格の安い順に落札される。BNetzA (2016)によればミニッツ調整力は 2～3GW 調達されており、確保した容量の中で実際に調整エネルギーを提供が要請されているのは、upward と downward とともに 11%程度である。

### ④インバランス料金精算

調整電源が発動したことによって発生したエネルギーコストは、インバランス料金精算を通じて、計画値を守ることでできなかった BRPs が負担する。つまり、インバランス料金精算は、計画値と実績値が乖離した場合の罰金としての機能があり、BRPs がきちんと需給バランスを取るために重要な役割を果たしているのである。TSO は、当日市場が終了後に BRPs が TSO に対して報告した計画値と、実働時の需給量の乖離を計算し、インバランス料金を徴収する。インバランス料金は、実際に稼働が要請されたセカンダリ調整力とミニッツ調整力のエネルギー費用の平均であり、以下のように計算される。

$$\text{インバランス清算価格} = \frac{\text{セカンダリ+ミニッツのエネルギー価格}}{\text{セカンダリ+ミニッツの使用エネルギー量}}$$

## 3. TSO 間の協調 (International Grid Control Cooperation)

2.5 節で示したように、2010 年にドイツの 4 つの TSO 間で始まった調整力を共同で調達する Grid Control Cooperation は、現在 EU8 カ国 11TSO 間で行われている。

### (1) IGCC の基本的仕組み

IGCC は稼働する aFRR の量を減らすために、地域的に協働して、インバランスネットティングを行う仕組みである。インバランスネットティングとは、異なる方向の aFRR の稼働を相殺することである。例えば、A 国は upward で 10MWh の aFRR が必要で、B 国は downward で 10MWh の aFRR が必要だとする。この時、A 国と B 国間でインバランスの取引を行えば、互いのインバランスは相殺されて aFRR を稼働する必要はなくなるのである。現在、各 TSO が aFRR を稼働する前に、この IGCC を行って TSO 間でインバランスの相殺が行われている。

## (2) IGCC の歴史的経緯

先に述べたように、TSO 間の協調は、ドイツの 4 つの TSO が各コントロールエリアのインバランスのネッティングを行ったことから始まっている。ドイツではこの協調によって、確保する調整力が大きく減少し、調整力の調達にかかる費用の削減につながった。

IGCC には現在、8 か国の 11 TSO が参加している。2010 年 5 月のドイツ国内 TSO (50Hertz, Amprion, TenneT DE, TransnetBW) の協調に続いて、2011 年 10 月にはデンマークの Energinet.dk、2012 年 2 月にはオランダの Tennet NL、2012 年 5 月にスイスの Swissgrid、2012 年 6 月にチェコの CEPS、2012 年 10 月にベルギーの Elia、2014 年 4 月にオーストリアの APG が IGCC に加わっている。IGCC メンバーは 2013 年 9 月から Multilateral Agreement (MLA) の構築を開始しており、MLA は 2016 年 1 月に発効し、これまでの TSO の相互契約に置き換わっている。フランス TSO の RTE は、それまでオブザーバーとして IGCC に参加していたが、IGCC MLA にサインし、2016 年 2 月から IGCC の正式メンバーになっている。

## (3) IGCC の手順

### ① 国際連系線の利用可能量の計算

ヨーロッパの電力取引はゾーンごとに行われている。ドイツ、オーストリア、ルクセンブルクは国をまたがって単一の bidding ゾーンを形成しているが、たいていの場合は、一つの国が一つの bidding ゾーンを形成している。ただし、スカンジナビア諸国は、一国内で複数の bidding ゾーンに分かれている。ゾーン内の電力取引は、送電容量の制約を考慮せずに行われるが、ゾーンをまたぐ電力取引は連系線容量が考慮されることになる。この連系線の利用可能量の計算は、ENTSO-E (2016) によれば、以下の (ア) ~ (ウ) の 3 つの手法を用いて行われている。

#### (ア) ATC-Limit (Available Transmission Capacity Limit)

国際連系線の利用可能量の計算 (capacity calculation) に関しては、ENTSO (2001) に示されるように欧州共通のガイドラインが策定されている。ATC の考え方は、以下の流れに沿って、TSO 間で各境界の各方向における送電可能量を計算する方法である。

まず、これまでのデータに基づき、security margin を送電容量から差し引く。これが Net Transfer Capacity (NTC) と呼ばれ、各境界間で最大流すことのできる送電容量である。NTC は、電力市場の時間的流れに沿って、市場メカニズムを用いて割り当てられていく。最初に、先渡し市場で必要な送電容量が押さえられる。先渡し市場は explicit auction が用いられている。これはいわゆる物理的送電権に相当し、use it sell it の原則が適用される。先渡し市場で押さえた送電容量の中で、実際に使用される容量に関しては前日の 8 時までには nomination (実際に使う量を申告) する。ここで nomination されな

かった送電容量は、自動的に前日市場や当日市場に使われる。

前日市場はや当日市場は、implicit auction（暗示的取引）が用いられる。これは、卸電力市場取引に付随する形で送電可能量が割り当てられていく方式である。前日市場で残った送電容量は、当日市場にまわり、当日市場で残った送電容量が、国際連系線を使った調整に使われる。すなわち、TSO が行う最終的な需給調整のために、あらかじめ送電容量を市場から取り置かれることはなく、あくまで DAM や IDM で需給調整や送電混雑の緩和を行うことが、EU における大原則である。

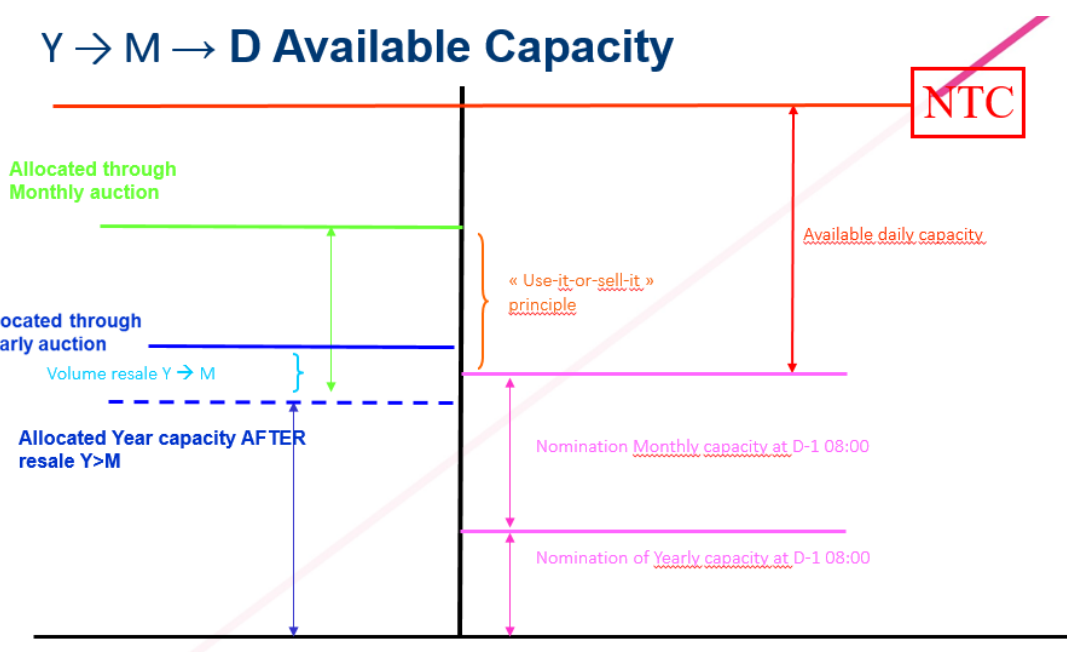


図 5 : Available Transmission Capacity の割り当て方法（出所：Elia 提供資料を抜粋）

#### (イ) Profile Limit

総輸出入量に上限を定めることを意味する。各メンバーがそれぞれ決定する権利を持っている。

#### (ウ) Flow-Base-Limit

EU 域内では、ATC による連系線容量の計算に替わって、フローベースに基づいた容量計算が導入されつつある。KU Leuven Energy Institute (2015) に示されるように、フローベースの送電容量計算とは、A 点から B 点の契約ベースの送電量を計算するのではなく、送電網の物理的な制約を反映し、実際に送電ネットワークにどのような流れが生じるかを計算する方法である。計算の際には、特定の連系線のみの流れを考えるのではなく、Critical branch と呼ばれるネットワークの流れをみる。Critical branch とは、ゾーンをまたぐ連系線に加えて、ゾーン間の取引で影響を受けやすい各ゾーン内の送電線を



含んだネットワークであり、A 点から B 点に電力が到達するまでの様々な通り道を反映している。フローベースによる容量計算は、現在ドイツで使われているが、その他の国ではまだ採用されていない。のちに述べるように、EU レベルの電力市場形成においては、フローベースによる連系線容量の計算が推奨されている。

## ②IGCC によるネッティングの手順と効果

IGCC メンバーは、参加者全体でネッティングを行う前に、特定地域内でネッティング (pre-netting) を行うことが可能である。pre-netting を行う特定地域は Optimization Regions と呼ばれ、少なくとも 1 つ以上の IGCC メンバーが含まれていれば、非 IGCC メンバーをこの Optimization Regions に含めることも可能である。

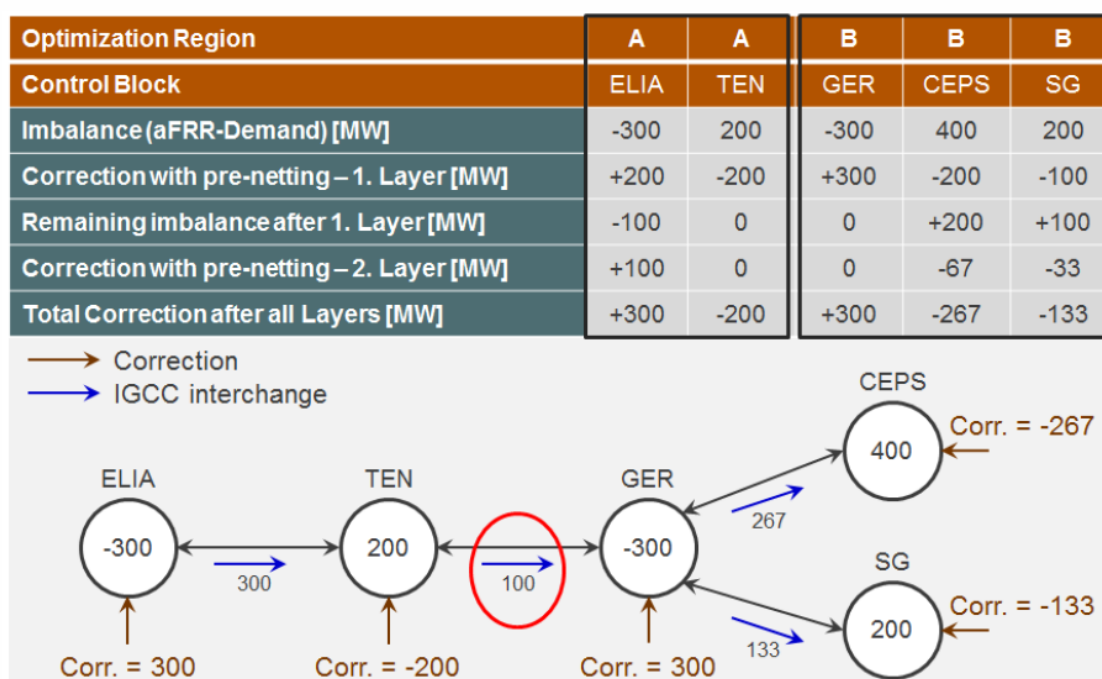


図 6 : IGCC による aFRR のネッティングの流れ (ENTSO-E (2016) より抜粋)

図 6 に示されるように、まず各 TSO エリアで必要とされる aFRR 量が決定される。ネッティングを行わなかった場合に必要となる aFRR 量は、upward の aFRR 量が 800MW、downward の aFRR 量が-600MW である。Optimization Region A と、Optimization Region B の中で、pre-netting が行われる。ここでは一例として、A 地域にベルギーの Elia とオランダの Tennt、B 地域にドイツ、チェコの CEPS、スイスの Swiss grid が入っている。pre-netting (第 1 段階) では、A 地域のベルギーの Elia とオランダの Tennet NL 間で 200MW のネッティングが行われ、ドイツとチェコとスイスの間で 300MW のネッティングが行われる。第 1 段階のネッティングで解消できなかった aFRR 必要量は、Elia の-100MW と、

CEPS の+200MW、Swiss Grid の+100MW である。これらが、全 IGCC メンバーを通じた取引（第 2 段階）で相殺される。Elia の-100MW が CEPS と SG の aFRR 必要量比率（2：1）で按分され、必要 aFRR のうち CEPS では 67MW、SG では 33MW が、Elia との取引で相殺される。第 1 段階、第 2 段階のネッティングを通じて、最終的に IGCC メンバー全体で必要となる aFRR 量は、CEPS の 133MW、SG の 67MW の計 200MW に抑えることが可能になる。

pre-netting の実施は、最終的に IGCC エリア全体で行われるネッティング量に影響しないが、各メンバーのネッティングの分配量には影響を与える。小さな optimization region 内で pre-netting を行うことによって、猥雑さを避ける効果がみられることもあるが、小さなエリアで事前取引を行うことは、費用効率性が妨げられるデメリットもある。

このように IGCC を行うことによって 2 つのコスト削減効果が見込まれる。一つは、IGCC メンバー間で、逆方向のインバランスの取引（ネッティング）を行うことによって、インバランス解消のために使われる aFRR 量が減少する効果である。二つ目は、稼働する aFRR 価格の低下である。aFRR の稼働指令は、メリットオーダーに沿ってエネルギーコストの安い順に行われるが、稼働する aFRR 量が減少することによって、aFRR の価格が低下するのである。これはメリットオーダー効果と呼ばれる。

IGCC の清算は事後的に行われる。IGCC 清算価格は 15 分ごとに計算され、opportunity price（IGCC を行ったことによって使われなかった各 IGCC メンバー地域の aFRR のエネルギー価値）と、IGCC の輸出入量の加重平均によって決定される。各地域の opportunity price は、IGCC メンバー TSO それぞれが計算し、計算方法が各地域で異なるが、使われなかった aFRR の価値を反映するという基本原則は共通している。各地域の TSO が IGCC によって得ることのできるメリットは、この opportunity price と IGCC 清算価格との差に表される<sup>12</sup>。

#### 4. EU の調整市場統合<sup>13</sup>

EU 域内では、4 節で述べたような IGCC による TSO 間の協調などが進んでいるが、今

---

<sup>12</sup> IGCC 清算価格が、ある特定地域の opportunity price を上回り、加国全体の IGCC から得られるベネフィットはプラスでも、ある地域のベネフィットはマイナスになる場合は、事後的に調整が行われる。調整は、各 TSO のポジティブベネフィットから、ネガティブベネフィット分を差し引く形で行われる。差し引かれる按分比は各 TSO のポジティブベネフィットのシェアが用いられている。したがって、特定地域にネガティブベネフィットが発生した場合は、各 TSO の IGCC 清算価格は異なることになる。

<sup>13</sup> 本節の内容は、2017 年 3 月に実施した ENTSO-E でのヒアリング内容に基づく。

後はその協調を拡大し、EU レベルの電力市場を構築することが進められている。TSO 間の協調を促進するために作成されているルールは、ネットワークコードと呼ばれる。特に、調整市場の統合に関するネットワークコードは、Network Code on Electricity Balancing (NC EB)とよばれている。

#### (1) Network Code on Electricity Balancing (NC EB)の意味

NC EB の役割は、EU 全域での安定供給を確保すると同時に、調整市場の効率性をあげるステップの構築と実施を行うことである<sup>14</sup>。この安定供給と効率性の確保を達成するために共通市場を構築するわけであるが、構築において最も重要な点は、Demand side management (DSM)や蓄電、変動電源を様々な BSP が参加できるようにすることである。TSO は、NC EB が発行してから 6 年以内に、market based cooperation を少なくとも地域レベルで行うモデルを構築しなければならないと定められている。

#### (2) Network Code on Electricity Balancing 策定における ENTSO-E の役割

ENTSO-E とは、EU の送電事業者の組織であり、ENTSO-E には EU メンバー以外のスイスやノルウェーやトルコも含まれ、42 の TSO をカバーしている。ENTSO-E の役割は、ハード面とソフト面に分かれる。ハード面とは、いわゆる送電網の整備を意味し、2 年ごとに送電網の整備計画 (10-year Network Development Plan、TYNDP) を更新している。直近の TYNDP2016 では、200 の送電網整備プロジェクトがあり、トータルで 1000 億ユーロ (約 13 兆円) の予算が計上されている。一方でソフト面とは、EU 域内の市場統合の基礎となる Network code を策定し、TSO-TSO 間や TSO-DSO 間の連携を促し、価格を通じてよりよく機能する市場の構築を図ることである。Network code の策定は、EU commission や、EU の規制機関の組織である ACER と協働で行われている。

#### (3) 統合的な Balancing Market の手順

EU Commission (2017)に示されるように、NC EB の定めでは、TSO は今後、Coordinated Balancing Area(CoBA)を形成し、一つ以上の商品を取引することが義務付けられている。将来的には CoBA を統合し、EU 大の市場を構築することが最終的な狙いである。したがって、国際連系線を使って、どのように調整力を調達し運用するかが、NC EB において重要になる。特に今後の調整エネルギーの調達に関して、各国でばらつきのある調整市場制度を下記の①～④のように統一していくことが目標となっている。

- ① 前提として、調整エネルギーの商品の定義が一致している必要がある。
- ② 調整エネルギーの入札には、基本的には調整容量入札に参加し、TSO によって落札された事業者が参加できる。ただし、容量入札に参加できなかった事業者も、追加的

---

<sup>14</sup> ENTSO-E (2013)によれば、調整市場で取引される電力量は全体の 2-3%であり、調整市場の統合によるコスト節約効果は比較的小さいと考えられている。

に調整エネルギーの入札に参加することを可能にする。特に、需要サイドや再生可能エネルギーや小規模の発電事業者は、事前の調整容量入札に参加することは難しいので、調整エネルギー入札にのみ参加することが念頭に置かれている。

- ③ EU 全域で共通の調整エネルギー入札を行い、全ての入札を集約した **Common Merit Order list** を作成する。BSPs に対するエネルギー価格の価格付け方法は、**pay-as-bid** 方式か、**marginal pricing** 方式か、どちらかで協調する。NC EB では、**marginal pricing** 方式が推奨されている。
- ④ 市場のゲートクローズも協調する。

#### (4) 統合的な調整エネルギー市場における調整エネルギーの稼働までの流れ

統合的な調整エネルギー市場は、以下のような手順を踏みながら、調整エネルギーの稼働が行われることになっている。図 7 に示すように、まずは各 TSO が統括する市場において調整エネルギーの入札が行われる。当日市場のゲートクローズから調整エネルギー市場のゲートクローズまでの間、BSP は調整エネルギー価格の入札を変更することが可能である。その後、各調整エネルギー市場の入札結果を、その地域の TSO が共通プラットフォームに送る。この共通プラットフォームで **Activation Optimization Function** を利用しながら、最も効率的な調整エネルギーの稼働方法を計算し、その結果を TSO に戻していくことになる。どの調整エネルギーをどれだけ使うかを決定し落札していく最適化計算においては、すべての入札情報を反映した **Common Merit Order List** の作成したうえで、利用できる送電容量や送電安定制約の情報や、TSO が必要な調整エネルギーの量やインバランスのネットティング量の情報も加えられる。TSO は落札できた調整エネルギーの入札者に電話か自動で稼働を要請する。送電容量の計算では、TSO が行う最終的な調整のためにあらかじめ送電容量が取り置かれることはなく、あくまで前日市場や当日市場で需給調整や送電混雑の緩和を行うことが、EU における大原則であることに変わりはない。

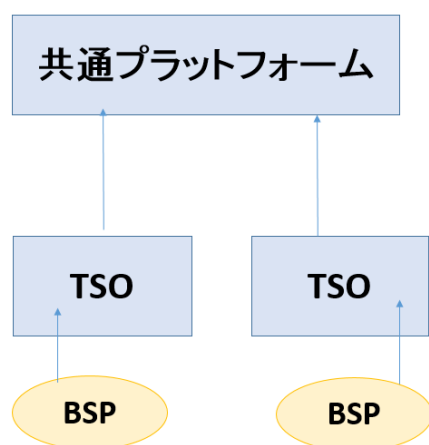


図 7: EU の統合調整市場における調整エネルギー稼働までの流れ(出所: ENTSO-E (2013))

を参考に筆者作成)

## 5. 安定性と柔軟性を兼ね備えた調整市場の構築に向けた考察：ベルギー、オランダ、ドイツの調整市場制度比較からの示唆

変動電源である再生可能エネルギーの普及拡大の中で、電力供給システムが満たすべき条件は、安定性、柔軟性、費用効率性である。これらの条件は、2つの方向からのアプローチで達成される。第1は、TSOが効率的に調整能力を確保できる制度を整えることである。第2は、TSOが行う最終的な需給調整に頼るのではなく、BRPsができるだけ事前に、市場を用いて計画値との乖離を調整するようにインセンティブを付けることである。ここでは、各国の電力市場制度を比較しながら、電力市場の安定性、柔軟性、費用効率性を担保するうえで重要な制度項目を検討する。

### (1) 柔軟な調整能力の安定的確保：リードタイムや商品提供期間の比較

安定性・柔軟性・費用効率性を兼ね備えた電力供給システムを構築するには、第1に、TSOが最終的な需給調整を行う調整能力を確保しやすくする制度を整える必要がある。すでに述べたように、調整能力には様々な技術的要件が求められる。その技術的要件の厳しさから、調整電力市場に参入できる事業者が限られてきたわけであるが、参入条件を緩和し、多くの事業者が調整電力市場に参入することを可能にすることによって、様々な特徴を持った調整能力を安定的に調達することが可能になる。さらに、調整能力間の競争が促されることによって、費用効率的に調整能力を確保することが可能になると考えられる。

調整電力市場の参入条件の緩和策は具体的に、入札規模の縮小、リードタイム（入札から実働までの期間）の短縮、商品提供期間（調整力を提供する長さ）の細分化が重要である。特に、調整エネルギー市場が実働からどれだけ近いは、事前に提供できるエネルギー量を予測しづらい事業者を市場に呼び込めるかどうかに影響する。この点に関して、例えばaFRR市場制度をCWEエリアで比較すると、表に示されるように、各国間で大きく市場制度が異なることが分かる。

表2に示されるように、ベルギー、オランダ、ドイツのaFRR市場の最大の相違点は、調整容量市場と調整エネルギー市場の開催時期（リードタイム）や入札方法、調整エネルギーを提供する期間である。

まず調整容量のオークションに関して比較すると、オランダでは年1回、ベルギーでは月1回しか開催されていないが、ドイツでは1週間に1回のオークションが開催されている<sup>15</sup>。ただし、調整市場に様々な特性を持った多くの事業者が参加し、市場の競争や柔軟性

---

<sup>15</sup> ベルギーは2015年から月に1回のオークションに変更されている。ドイツは2011年6月に月1回のオークションから週に1回のオークションに変更された。BNetzA (2016)は、このようなオークション時期の改革によって、調整電源市場への参入者が増加し、競争にプラスの影響が見られていること主張している。プライマリ調整市場への参加者は、2013年から2015年7月20日までの間に、14から16に増加。また、2010年から2015年7月20日までに、セカンダリ調整電源は15から31に増加、ミニッツ調

を高めるためには、調整容量のオークション開催時期ではなく、調整エネルギーのオークションの開催時期が重要な影響を与えると考える。

調整エネルギーのオークションに関しては、ベルギーやオランダは調整容量のオークションと別に開催する方式を採用している。ベルギーでは前日の 18 時調整エネルギーの入札が締め切られ、オランダは実働の 1 時間前まで調整エネルギーの入札が可能である。また、調整容量の契約をした事業者は強制的に調整エネルギーの入札に参加しなければならないが、**additional bid** や **free bid** と呼ばれる調整エネルギー市場のみの入札参加も認められている。一方ドイツの場合、1 週間前に調整容量の入札が行われるが、その際に、エネルギー価格の入札も同時に行わなければならない、調整エネルギーのオークションのみに参加することはできない。**aFRR** を提供する期間も、ベルギーとオランダが 15 分幅で入札が可能なのに対し、ドイツの商品は長く、ピーク、オフピークにしか区分されていない。このように比較すると、ドイツの場合、1 週間前に **aFRR** を提供できると判断でき、かつ、長い時間調整エネルギーを提供し続けることのできる事業者のみが調整市場に参加することができる。今後、再生可能エネルギーや小さな蓄電池なども調整力として市場に呼び込み、調整市場の競争と柔軟電源の確保を狙う場合、ドイツの方式は、ベルギーとオランダの方式より多様な市場参加者を呼び込むことは難しいと判断できる。

このような短所についてドイツではすでに認識され改革が進められており、2014 年から進む電力市場改革において、調整能力のリードタイムの短縮や確保期間の細分化が検討課題に挙げられている。セカンダリ調整能力は、1 週間に 1 回、ピークとオフピークに分けて入札が行われるが、週末のオフピークの期間が 60 時間と長いことから、入札を 1 日に 1 回行って確保期間を細分化することが検討されている。また、再生可能エネルギーを含め、より多くの負荷追従性の高い柔軟な電源を調整力として活用するためにミニッツ (**mFRR**) の市場において、調整容量と調整エネルギーを別々に開催することも検討されている。

ただしドイツの場合、**TSO** による需給調整を減らし、できるだけ当日市場を使って市場参加者が需給調整を行う仕組みづくりに重点を置きつつある。特にドイツは当日市場のゲートクローズを、他国と比較してできるだけ実働に近い時間においている。2015 年 7 月 16 日からは、当日市場のゲートクローズが実働 45 分前から 30 分前に変更され、今後はさらに、15 分前まで当日市場を使った需給調整が行えるように改革を進めようとしている。**Just (2015)** によれば、実際にドイツでは、システムインバランスを解消するための調整市場の利用が減少し、当日市場の利用が増加している。当日市場のゲートクローズをできるだけ実働に近い位置に持ってくるのか、または、調整エネルギー市場のゲートクローズをできるだけ実働に近い位置に持ってくるのか、どちらが安定供給により資するのかを判断することは難しい。**Nabe and Nuefoff (2015)** は、ドイツの当日市場のゲートクローズの短縮化について、オランダやベルギーなどの EU 諸国での合意は得られない可能性があることを指摘している。したがって、今後の EU 電力市場統合において、調整市場だけではなく、前日市

---

整電源は 35 から 42 に増加している。

場や当日市場のデザインをどのように統一するかは大きな課題であると考えられる。

表 2：aFRR 市場制度の比較

|                         | ベルギー   | オランダ   | ドイツ  |
|-------------------------|--|--|--|
| 調整容量の確保時期               | 月 1 回オークション  | 年 1 回オークション  | 週 1 回(前週水曜 15:00)  |
| BSP に対する調整容量の支払い方法      | Pay-as-bid   | Pay-as-bid   | Pay-as-bid   |
| 調整エネルギーの確保時期            | D-1, 18:00<br>150MW 確保   | 当日 H-1   | 週 1 回(前週水曜 15:00)  |
| 商品の長さ                   | 15 分   | 15 分   | ピーク、オフピーク  |
| 調整エネルギーの additional bid | 可、D-1, 18:00   | 可、H-1  | 不可   |
| 調整エネルギーの稼働              | Pro-rata <sup>16</sup>   | Merit order  | Merit order  |
| BSP に対する調整エネルギーの支払い方法   | Pay-as-bid<br>ただし、プライスカップあり。   | Marginal pricing<br>ただし、プライスカップあり。   | Pay-as-bid   |
| インバランス料金                | Single price<br>Marginal pricing + additional price (インバランスが 140MW を超えた場合) | Single price & dual price (TSO が一方だけの調整を行う場合と、上げ下げ 2 方向の調整を行う場合)<br>Marginal pricing <sup>17</sup> | Single price<br>Average price (ただし、契約した調整電力の 80%以上が使用される場合は、当日市場価格の 1.5 倍の価格設定。) |

## (2) インバランスの発生を抑制するインセンティブ作り

安定的な電力市場を構築するための第 2 のアプローチは、インバランスの発生をできる限り減らすことである。このためには、BRPs が前日市場や当日市場を用いて、計画値から

<sup>16</sup> ベルギーは、aFRR のエネルギー入札で、上げ代下げ代ともに 150MW を確保する。この確保したエネルギーをMeritオーダーではなく按分して発電する。それに対してオランダは、確保した調整エネルギーを必要に応じてMeritオーダーで確保する。ただし、ベルギーはMeritオーダーへの移行を検討している。

<sup>17</sup> オランダは emergency power を確保しており、これを稼働しなければならないような非常事態が発生した場合は、上げ代は marginal energy price+10%、前日市場価格+200€/MWh などの価格上乗せが行われる。

の乖離を減らすように努力を促す制度作りが必要である。そのために以下の制度項目が影響を与えると考える。

#### ① 当日市場の取引幅の短縮化やゲートクローズ

前節で触れたように、ドイツのように当日市場のゲートクローズを実働にできるだけ近づけ、当日市場の活性化を図る取り組みも見られる。ドイツでは 2015 年 7 月 16 日から、当日市場のゲートクローズが実働 45 分前から 30 分前に変更され、より当日市場を使った需給調整が行えるようになっている。BMW(2015)に示されるように、当日市場のゲートクローズの変更の背景には、TSO が確保する調整力を減らし、送電料金への負担を抑える狙いがある。ただし、ベルギーやオランダのように、事前に調整容量の契約をしていない事業者の調整エネルギー市場での入札を認めれば、調整容量確保に係る費用は抑制できると考える。また、実際に調整容量価格は非常に低い水準であり、BNetzA(2016)に示されるように、調整容量の確保に係る費用は減少傾向にある。

#### ② インバランス料金

ベルギー、オランダとドイツを比較するとインバランス料金の計算方法も異なる。調整電源が発動したことによって発生したエネルギーコストは、インバランス料金精算を通じて、BRPs が負担する。つまり、インバランス料金精算は、計画値からの乖離を埋め合わせるサービスの料金であり、BRPs がきちんと需給バランスを取るために重要な役割を果たしているのである。TSO は、当日市場が終了後に BRPs が TSO に対して報告した計画値と、実働時の需給量の乖離を計算し、インバランス料金を徴収する。

インバランス料金の計算方法には、**marginal pricing** と **average pricing** の 2 つの方法がある。リアルタイムのインバランスの状況を適切に反映するためには、ベルギーやオランダで使われるような **marginal pricing** を採用することが望ましいが、ドイツでは **average pricing** が採用されている。ドイツのインバランス料金は、実際に稼働が要請されたセカンダリ調整力とミニッツ調整力のエネルギー費用の平均で計算される。

ドイツの電力市場改革の中では BRPs が計画値をきちんと守り、インバランスの発生を抑制するインセンティブを付与するために、インバランス料金の計算方法が改訂されている。ドイツの調整電力入札は、前日市場の開かれる前に終了するため、調整電力市場の終了後から実運用時までの期間に、実際の電力需給量が計画値から大幅に変化することがありうる。例えば、前日市場や当日市場で急に需給ひっ迫が発生し、電力価格が高騰しているにも関わらず、調整電力市場のエネルギー価格が安いという現象が起きることもある。このような場合、BRPs は、当日市場で高い電力価格を支払ってインバランスを調整せず、TSO に安い調整電力価格を支払ってインバランスを調整してもらおうとするインセンティブが生じてしまう。このような事態を避けるために、2012 年 12 月に BNetzA によってインバランス精算方法の改訂が行われた。前述のように、需給ひっ迫が発生してスポット市場の電力価



格が調整電力価格を上回るような場合には、インバランス料金の下限値は当日市場価格に設定される。また逆に、供給過多が生じてスポット市場の電力価格が調整電力価格を下回る場合には、インバランス料金の上限値は当日市場価格に設定される（BMW<sub>i</sub> (2015)、古澤ら (2014)）。また、調達された調整電源の 80%以上が実際に運用されるような多大なインバランスが生じた場合には、BRPs に対して通常よりも高いインバランス料金を課すように変更されている。この場合のインバランス料金は、当日市場価格の 1.5 倍と定められており、スポット市場を通じて需給調整を行わなかった BRPs に対するペナルティとしての役割を果たしている（BMW<sub>i</sub> (2015)）。ただし、この問題の根本は、ドイツの調整エネルギー市場が、前日市場や当日市場が開く前に開催されることにあり、ベルギーやオランダのように調整エネルギー市場をより実働に近い位置に持つことができればインバランス料金に対する様々な措置は不要になると考える。

またインバランス料金の設定方法には、**single pricing** と **dual pricing** がある。**dual pricing** とは、システムインバランスが発生している方向と同じ方向のインバランスを発生させた事業者のインバランス料金は、調整エネルギーの平均調達コストかマージナル調達コストで料金が設定され、システムインバランスと異なる方向のインバランスを発生させた事業者のインバランス料金は、電力市場価格で清算される仕組みである<sup>18</sup>。つまり **dual pricing** は、実動前のポジションによって、インバランス清算価格に価格差が生じ、システムインバランスと同じ方向にインバランスを発生させた参加者へのペナルティ色が強くなる。それによって、システムインバランスと同じ方向のインバランスが発生することを避けさせるインセンティブが生じると考えられる。オランダは基本的に **single pricing** を採用するが、状況に応じて、**dual pricing** に切り替える場合がある。ベルギーは **single price** を採用している。ただし、ある方向へのインバランスが大量に発生した場合には、インバランスが多く発生した方向の BRPs に対して、追加的なペナルティを課している。

## 6. 結論

本稿では、EU 各国の調整市場制度の違いを明らかにしながら、再生可能エネルギーの普及拡大を支える安定的で柔軟な電力システムを構築するにあたって、特に影響を与えると考える制度項目の比較評価を行った。

現在 EU で進められる電力市場統合は、この各国制度の違いをどのように協調するかが今後の争点になる。市場統合は、スポット市場、調整電力市場双方で競争を促し、費用効率的に電力の需給調整を行うことを目指すことが可能であると評価できる。スポット市場や調整電力市場にさまざまなプレーヤーの参入を促し競争を強化するとともに、より柔軟性（負荷追従性）の高い電源が市場に残る機会を創出し、柔軟性の高い電源への投資意欲を高めることで、長期的な安定性を確保することにも寄与すると考えられる。

---

<sup>18</sup> Vandezande (2010)を参照。

わが国でも、再生可能エネルギーの普及拡大と、電力自由化を同時進行で推し進める中で、安定供給・コスト効率性・柔軟性をいかに同時に担保するかが課題になる。容量市場などの追加的な市場が必要なのか、電力市場制度改革によって課題が乗り越えられるのかを、先行事例を検討しながら十分に考慮する必要がある。

■ 参考文献

- ・ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Elia System Operator NV, TenneT TSO B.V., TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2014), “Potential cross-border balancing cooperation between the Belgian, Dutch and German electricity Transmission System Operators” , [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/141008\\_Final\\_report.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/141008_Final_report.pdf).
- ・ 東愛子 (2014) 「ドイツにおけるキャパシティー・メカニズムの制度設計 -Strategic Reserve と Capacity Market を中心に-」 諸富徹編著『電力システム改革と再生可能エネルギー』第4章, pp113-133 (2015)。
- ・ 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ーイギリス、フランス、ドイツの事例を中心に」 電力中央研究所調査報告 Y13013。
- ・ 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ー需給調整能力の確保と費用決済ー」 電力中央研究所調査報告 Y13018。
- ・ BMWi (2015) “An Electricity Market for Germany’s Energy Transition” , <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt-englisch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- ・ BNetzA (2016) “Monitoring report 2015” [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2015/Monitoring\\_Report\\_2015\\_Korr.pdf;jsessionid=165CFF4A6EB871C52EC718033FDF4A2?\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2015/Monitoring_Report_2015_Korr.pdf;jsessionid=165CFF4A6EB871C52EC718033FDF4A2?_blob=publicationFile&v=4).
- ・ Christian Nabe and Karsten Neuhoff (2015) “Intraday- and real time activity of TSOs: Germany” , [https://www.econstor.eu/bitstream/10419/111265/1/Report\\_1st\\_FPM\\_2015\\_Germany.pdf](https://www.econstor.eu/bitstream/10419/111265/1/Report_1st_FPM_2015_Germany.pdf)
- ・ ETSO (2001) “Procedures for cross-border transmission capacity assessment” , [https://www.elsesi/Portals/0/Documents/entsoe\\_proceduresCapacityAssessments.pdf](https://www.elsesi/Portals/0/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf).
- ・ ENTSO-E (2013) “Supporting document for the network code on electricity balancing” , <https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/131>

223\_NC\_EB\_Supporting\_Document\_FINAL.pdf

- ENTSO-E (2016) “Stakeholder document for the principles of IGCC” , [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/IGCC/20161020\\_IGCC\\_Stakeholder\\_document.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/IGCC/20161020_IGCC_Stakeholder_document.pdf).
- EU commission (2017), “Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing” , <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>.
- Felix Müsgens, Axel Ockenfels, Markus Peek (2014) “Economics and design of balancing power markets in Germany” , *Electrical Power and Energy Systems*, vol.55, pp.392–401.
- Joskow PL (2008) Competitive electricity markets and investment in new generating capacity, In: Helm D (ed) *The new energy paradigm*, Oxford University Press, Oxford.
- Justus Haucapy, Ulrich Heimeshoff, and Dragan Jovanovicx (2012) “Competition in Germany's Minute Reserve Power Market: An Economic analysis” , DICE Discussion Paper Series No.75.
- KU Leuven Energy Institute (2015) “Cross-border electricity trading towards flow-based market coupling” , <http://www.globalsmartgridfederation.org/2015/09/28/cross-border-electricity-trading-towards-flow-based-market-coupling/>.
- Leen Vandezande, Leonardo Meeus, Ronnie Belmans, Marcelo Saguan, Jean-Michel Glachant (2010), “Well-functioning balancing market: A prerequisite for wind power integration” , *Energy Policy*, 38, pp 3146-3154.
- Sebastian Just (2015), “The German market for system reserve capacity and balancing energy” , EWL Working Paper No.069/15.