



RIETI Policy Discussion Paper Series 18-P-001

欧州TSOによる調整電力市場と送電権市場の運用状況調査： 日本における電力改革への示唆

八田 達夫

公益財団法人アジア成長研究所

池田 真介

小樽商科大学



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/>

欧州 TSO による調整電力市場と送電権市場の運用状況調査： 日本における電力改革への示唆

八田 達夫（公益財団法人アジア成長研究所）

池田 真介（小樽商科大学）

要 旨

欧州では、TSO が調整電力市場や送電権市場などの市場を運用している。これらの市場の状況を把握するために、RIETI 研究班は、欧州の TSO やその連合体の訪問調査を行った。本稿は、以下の 3 点にフォーカスを当てて、その調査結果を報告する。

1. 国内調整電力市場の運用
2. 国際的な調整電力市場の運用
3. 送電権市場の運用

さらに、そこから日本の電力改革における TSO の市場運営の方向性について提示する。

キーワード：電力自由化、インバランス精算、調整電力市場、金融的送電権、物理的送電権

JEL Classification：L51, L94

RIETI ポリシー・ディスカッション・ペーパーは、RIETI の研究に関連して作成され、政策をめぐる議論にタイムリーに貢献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。

はしがき

ヨーロッパ各国の TSO は、安定供給を目的として、調整電力調達の運用や送電線建設計画などに、さまざまな改善を行ってきた。さらに近年、ヨーロッパ各国の TSO は、お互いの間での協力を強めている。

日本において調整電力調達市場を構築し、異なる TSO 間の新体制を整備するためには、ヨーロッパ各国における現状を知ることは重要である。

そこで、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）の研究プロジェクト「電力システム改革における市場と政策の研究」において、欧州調査メンバー（八田達夫・熊谷礼子・東愛子・池田真介および青柳あさ子）は、2017 年 3 月に下記機関へ訪問して調査を行った。

2017 年 3 月 3 日

- CORESO（ブラッセル，ベルギー）
- Elia（ブラッセル，ベルギー）
- ENTSO-E（ブラッセル，ベルギー）

2017 年 3 月 6 日

- Svenska Kraftnat（ストックホルム，スウェーデン）

2017 年 3 月 7 日

- BenetzA（ボン，ドイツ）

本報告書はその調査のうち、ヨーロッパの以下の 2 項目に関する報告である。

- ①TSO 間における調整電力調達に関する協力体制、および、
- ②連系線に関する金融的送電権と物理的送電権の現状。

まずこれらの報告の前提として、第一部でインバランス精算制度を、第二部で調整電力の調達市場の概要を解説する¹。それに続いて第三部で調整電力調達に関する国際協力を第四部では送電権を論じる。結論で、ヨーロッパ市場の現状が与える日本の電力改革への示唆をまとめる。

なお、報告書の附論 A は、調査に同行した青柳あさ子氏執筆による訪問機関における調査概要である。

附論 B では、北欧諸国の調整電力市場について詳説している。

附論 C は、計画値同時同量と、実同時同量の違いをインバランスの定義の違いから説明している。

¹ この部分では八田達夫・三木陽介 [2013] を活用している。

第一部 インバランス精算制度

今回の調査そのものを第三部以降で報告する前に、その前提となる大陸ヨーロッパのインバランス精算制度を第一部で、調整電力市場を第二部で解説する。

現在の大陸ヨーロッパの電力市場は EU 委員会の規制下で、かなり共通の制度になっているが、国別にいくらかの差異がある。その場合には、現在のヨーロッパ大陸全体の電力市場制度の原型となった北欧(特にスウェーデン・ノルウェー)の制度を第一部と第二部では解説する。

I. 同時同量

ほとんどの財は、需要と供給が一致していないとき、すなわちインバランスが起こっているときは、在庫の変動で調整する。需要超過であれば在庫が減り、供給超過であれば在庫が増える。在庫がなくなってしまうと、需要者はしばらく待たされることになる。

それに対して、電力の財としての特色は、在庫が持てないことと、在庫不足が許されないことである。毎分ごとの電力需要量と電力供給量がごく狭い幅で一致していなければ、周波数が変化して、発電機が停まってしまう。1つの発電機が停まると電力系統全体の周波数に影響を及ぼすから、ほかの発電機も次々に停まってしまう、停電が起きてしまう。

したがって、停電を防ぐために、送電線上の周波数の変化に反映される需給のギャップを時々刻々監視して、追加発電を命じたり、契約した需要家に節電を命じたりして需給を合致させる必要がある。上で述べた電力の財としての特色は、「送電線の使用においては、同時同量が要求されることだ」と言い換えることもできる。

この最終需給調整を主たる業務として行う機関が、給電指令所である。給電指令所は、各送電線の周波数を見ながら需給のミスマッチを監視し、需要が供給を越えているときには追加の発電を要請し、それで足りなければ契約している需要家に対して需要量を節電してもらう。

このような最終需給調整を含めて、停電が起きないように行う給電指令所の活動を、系統運用という。特定の送電線に混雑が発生しないよう、送電線のブレーカーを切ったり、潤滑油的な発電（無効電力の供給）を行ったりすることも系統運用の役割である。

給電指令所は、日本では電力会社の一部であるが、欧州の大部分の国では系統運用を行うと共に、管轄エリアの送電網の大部分を所有している Transmission System Operator (TSO) の一部である。以下、欧州の送電系統運用者について述べる際は TSO と記す。

Ⅱ．一般セクターと調整電力セクター

発電所と需要家による電力の売買は、①発電所と顧客需要家との間の相対取引^{あいたい}、および、②前日および当日の取引所取引によって行われる（②の詳細は、八田〔2012，第4章〕を参照）。これら相対取引と取引所取引における需要を「一般需要」と呼び、両取引における発電を「一般発電」と呼ぶ。一方、発電所と大口需要家は、入札に基づいて TSO とも最終需給調整のための電力の売買を行うことがあるが、そこで取引される電力は「調整電力」と呼ぶ（詳細は第三部Ⅱ節参照）。ここで、TSO を介さない一般発電および一般需要間の電力取引を「一般セクター」と呼び、TSO と発電者や需要家との取引を「調整セクター」と呼ぶ。

需要家も発電所も計画の通りに行動すれば、相対取引の当事者間による需給は一致しているはずである。また取引所取引も、全体としての需給は一致しているはずである。したがって需要家も発電所も計画の通りに行動すれば、毎時における一般セクター全体の需給は一致しているはずである。

しかし需要家も発電所も、計画値通り行動できるわけではない。実績値は計画値からずれる。

一般需要が一般発電を上回っている場合には、TSO が、15 分前の通知で特定の発電所や需要家に対して追加発電や需要削減を指令してこのギャップを埋める。一方、一般需要が一般発電を下回っている場合には、特定の発電所や需要家に緊急の発電削減や需要追加を命じる。

このように、最後の時点（以後「実動時」と呼ぶ）での一般需要と一般発電とのギャップ（「一般セクター超過需要」と呼ぶ）を埋めるために、TSO の命令によって送電線に追加投入あるいは削減される純電力投入量が、「調整電力」である。

一般セクター超過需要は、元来の電力取引によって発生したものであり、それを補正するのが調整電力である。したがって TSO による調整電力の購入量は、「一般セクター超過需要量」に等しい。

Ⅲ．インバランス

A. インバランス精算

欧州の自由化諸国では、「計画値同時同量」制度を採用している。すなわち、発電所と大口需要家は、時間ごとの契約に基づく計画発電量と計画需要量を、TSO に対して実際の取引の 45 分前までに直接・間接に届け出る。

しかし需要家も発電所も、必ずしも計画値の通りに行動できるわけではないため、実績値と計画値との間には、インバランス（差分）が生じる。その場合には、一般需要側も一般発電側も、自社のインバランスを、後述の BRP を通じて TSO に精算してもらう。

この精算方式を「計画値からのインバランス精算制度」、略して「インバランス精算制度」と呼ぶ。

発電者の実現発電量が契約発電量からずれても、発電者は取引相手に対して契約発電量（すなわち計画発電量）を供給する義務がある。ずれを正すため、実現発電量が計画発電量を下回ったときは、不足量（発電量インバランス）を TSO から買って、自社発電分を補い、取引先に契約量を供給する。一方、実現発電量が計画発電量を上回った場合は、余剰分を TSO に売る。

需要家は、その^{あいたい}相対取引の相手事業者や取引所からは、需要量と取引価格を契約したうえで、TSO に契約需要量を計画需要量として届け出る。さらに、需要家の実現需要量が契約需要量からずれても、取引相手からは契約需要量（すなわち、計画需要量）を購入する。ずれを正すため、実現需要量が計画需要量を上回ったときには、超過分（需要量インバランス）を TSO から買って、取引先からの契約量を補う。一方、実現需要量が計画需要量を下回った場合は、余剰分を TSO に売る。計画値からの節電分は、指令所に売却する（節電分は一種の発電とみなされることになる）。

個々の契約当事者が発生させる確定契約量からのインバランスは、契約当事者間ではなく TSO が精算してくれる。この精算制度のおかげで、発電所と大口需要家は、毎時間ごとの使用電力量と価格を決めてしまう確定数量契約の相対取引が可能になっている。

発電者や需要家が、計画量と比べての超過需要量を、TSO から買ったり不足量を TSO に売ったりするときの価格が、インバランス料金（精算価格）である。

B. 需給対応インセンティブ

インバランス精算は、時々刻々の需給状況を反映し、しかもインターネットで公開される精算価格によって行われる。このインバランス精算制度は、実動（アクティベーション）時における需給ギャップを強力に縮小させる効果を持つ。

まず、実動時と実動 45 分前までとの間における精算価格の観察から、需給逼迫により精算価格が高くなることが予想される時間帯では、発電会社は、計画値を超えて発電をしようとする。そうすることにより、超過発電分（インバランス）を、高い精算価格で TSO に買ってもらえるからである。一方、大口需要側には、そのような時間帯では、節電分を高く売れるので、節電しようとする動機が生まれる。自社の計画需要量未満に需要を抑えることにより、節約分（インバランス）を、高い精算価格で TSO に買ってもらえるからである。

逆に、送電ネットワーク全体で供給過多が予想されるときには、インバランス精算価格は安いことが予想される。そのような時間帯では、発電所は、自社の発電量を計画発電量より下げるインセンティブが発生する。契約遂行のための不足分は、TSO からインバランス精算を通じて自社で発電するより安く買うことができるからである。一方、大口需要家には、計画量を超えて安い電力を追加購入する動機ができる。

こうして、インバランス精算制度は、実動時における需給ギャップを強力に縮小させる。なぜなら、すべての市場参加者は、現在時点でのインバランス精算価格をネットで見ながら行動しているからである。

C. 取引所価格への影響

インバランス精算価格の変化は、前日スポット価格および時間前市場価格などの「取引所価格」にも、裁定を通じて影響を与える。

需給逼迫が予想されるときには、インバランス精算価格が上昇することが予想されるから、裁定によって、取引所の前日スポット価格や時間前市場価格自体が大幅に上昇する。このため、発電所には、前もって燃料費の高い発電機の稼働準備をして取引所に売る動機ができる。大口の需要家には、今日は会社を休みにして電気の購入量をゼロにしよう、あるいは普段より大幅に節電をしようといった動機が生まれる。

逆に、送電ネットワーク全体で供給過多が予想されるときには、インバランス精算価格は低下することが予想されるから、裁定によって、取引所の前日スポット価格や時間前市場価格自体が大幅に下落する。このため、そのような時間帯では、発電所は、自社の発電量を下げ、契約遂行のための不足分を取引所から安く購入する。さらに大口需要家は、安い電力を、それまでに契約した相対契約量を超えて追加購入する。

こうしてインバランス精算制度は、実動時のインバランス精算によるだけでなく、その 45 分前までの取引所取引をも通じて、需給ギャップを縮小させる機能を強力に発揮させる。すべての市場参加者は現在時点でのインバランス精算価格をネットで見ながら行動しているからだ。

インバランス精算価格が実動時点での需給ギャップを反映していない場合には、時間前市場やスポット市場は、実動時点での需給ギャップを有効に縮小し得ない。実動時の需給ギャップは、外部者には誰にも予測できないからである。

D. インバランス：発電量と需要量による定義

計画値同時同量の下では、発電者は、前もって届け出た計画発電量よりも実現発電量のほうが少ない場合には、次式で定義される正の発電量インバランス分を、TSO からインバランス料金で購入する。

$$\text{発電量インバランス} = \text{計画発電量} - \text{実現発電量} \quad (1)$$

一方、発電量インバランスが負であれば、発電量はその絶対値分を TSO に売却し、売却量に比例した額のインバランス報酬を TSO から受け取る。

計画値同時同量の下では、大口需要家は、前もって届け出た計画需要量に比較して実現需要量が上回る場合には、次式で定義される需要量インバランス分を、TSO からインバランス料金で購入する。

$$\text{需要量インバランス} = \text{実現需要量} - \text{計画需要量} \quad (2)$$

一方、需要量インバランスがマイナスであれば、その過小需要量を TSO に売却する。すなわち過少需要量は、TSO からは計画値を超えた超過発電と同等だと見なされる。

さらに、発電も需要も行っている小売事業者の場合には、自社の発電側に関しては(1)式で定義される発電量インバランスを、自社の需要側に関しては(2)式で定義される需要量インバランスを、それぞれインバランス料金を支払って購入する。すなわち、以下で定義されるインバランスに対してインバランス料金を支払うということである。

$$\text{インバランス} = \text{発電量インバランス} + \text{需要量インバランス} \quad (3)$$

発電量インバランスと需要量インバランスのそれぞれがゼロでなくても、この小売事業者のインバランスはゼロになることがある。すなわち、この小売事業者内で

$$\text{需要量インバランス} = - \text{発電量インバランス} \quad (4)$$

が成立している場合である。このように、発電能力を持つ（あるいは発電能力を持つ事業者と契約している）小売事業者は、契約事業者の超過発電によって、契約需要家の超過需要をまかなうことができる。

IV. Balance Responsible Party (BRP)

A. BRP の機能

複数の需要家や発電事業者のインバランスをまとめると、総体としてのインバランスを小さくすることができる。この機能を明示的に担う主体が、**Balance Responsible Party (BRP)** と呼ばれる会社である。BRP は、大口ユーザーや小売事業者、発電所などの各社と契約を結び、それらのインバランスを一旦束ねる。それによって、各社のインバランスは相殺され、小さくまとめられる。TSO は、個々の小売事業者や発電所における発電量や需要量の計画値と実現値との差のインバランスを直接精算するのではなく、少数の BRP 各社と、そのようにまとめられたインバランスの精算を行う。このように、インバランス精算に当たっては、BRP が、TSO と発電所や大口ユーザーとの間を、いわば卸業者のような形で仲介する。

BRP の根本的な機能は、短時間で発電を調整したり、デマンド・レスポンスを短期的に用いたり、直前まで開いている時間前市場を駆使したりして、BRP のインバランスをゼロに近づける需給調整を行うことである。それでも残るインバランスについては、TSO に時価で精算してもらう。この「時価」とは、第二部で詳述する「調整電力価格」

である。

このように BRP が TSO と発電所・小売業者との間を仲介することには、次のような利点がある。

- ① 精算業務では、支払いが滞る人への催促をしなければならない。さらに通常の料金徴収だけではなく、破産した会員企業の精算の仕事など、さまざまなサービスを行う。独占企業である TSO は、そのような工夫を要するサービスの提供が得意ではない。したがって、TSO が最終需要家や個々の発電所との精算を直接行えば、サービス供給は非効率的になる。複数の BRP が競争することによって、サービスの向上が初めて期待できる。
- ② 調整電力市場へのブロック入札が有効である場合は、TSO がその仕組みをデザインしなくても、BRP が工夫してブロック入札の方式を提供してくれる。

BRP が小売業者や発電所等の各社と契約を結び、それらのインバランスを一旦束ねることによって、各社のインバランスは相殺され、小さくまとめられる。BRP 各社は、そのようにまとめたインバランスの精算を、TSO と直接に行うことによって、大数の法則を活用できる。すなわち、BRP 顧客へのインバランス料金を引き下げることができる。

B. BRP の資格要件等

BRP の資格要件は TSO との間の契約で決まっており、大した要件があるわけではないが、担保要件が重要である（ウェブサイト詳しく書いてある）。

発電事業者や小売事業者は、自社の計画発電量や計画需要量を、所属する BRP に届け出る。BRP は、自社に届けられた取引に関する①全ての発電所ごとの計画発電量、②全ての顧客需要家の計画需要量、③当該 BRP に届け出た発電事業者や小売事業者の当該 BRP 以外の事業者（取引所を含む）からの計画輸入量を、実際の取引の 45 分前までに TSO に届け出る。

第二部 調整電力の調達

I. 調整電力入札

計画値同時同量制度が行われているヨーロッパ諸国では、送電線を利用する需要者や発電所が、時々刻々と変化するシステム全体の需給の逼迫状況に応じて行動する。このため、全体の需給ギャップが大幅に縮小される。

しかし需給ギャップは、縮小されたとしても、完全にはなくなる。

一般セクターで超過需要が発生している場合には、TSO が 15 分前の通知で追加発電や節電を指令して、この超過需要を埋める。その際に TSO は、自社の発電装置を持っていないために、調整電力の入札制度を通じて、市場から電力を調達する。そのために市場があらかじめ準備している調整電力の供給容量を、「供給予備力」とも言う。これは具体的には、発電追加・発電削減容量および需要量追加・削減容量のことである。

欧州の自由化先進国では、必要な供給予備力の全発電能力に対する比率を、TSO なり政府なりがまず決める場合が多い。

次に TSO は、発電会社や大口需要家に、待機料を払って、その比率を達成するのに必要な供給予備力容量を待機してもらう。この待機料を決める供給予備力容量の入札を、「予備力容量入札」と呼ぶ。

この入札で予備力容量を落札した発電所や大口需要家は、さらに実働時の調整電力供給の入札を行う。ここでの落札価格が「調整電力価格」である。この価格が、インバランス精算に用いられる「時価」である。

したがって、これらの入札制度は、1a) 発電追加のための予備力容量入札、1b) 発電追加入札、2a) 需要削減のための予備力入札、2b) 需要削減入札とから成っている。

一方、一般セクターで超過供給が発生している場合には、希望する発電所や需要家に、15 分前の通知で緊急の発電削減や需要追加を命じる。その入札制度は、3a) 発電削減追加のための予備力容量入札、3b) 発電削減入札、4a) 需要追加のための予備力入札、4b) 需要追加入札とから成っている。

以上の 8 つの入札制度を合わせて、「調整電力入札制度」と呼ぶ。

A. 電力不足時

1. 発電追加のための入札

(a) 予備力容量入札

発電所には、電力不足時に備えて、発電追加容量を入札してもらう。具体的には、TSO は前もって発電会社、「いくら待機発電料を払ったら、どれだけの量を 15 分前の通知で発電してくれるか」を入札してもらう。

まず各発電会社が、それぞれが供給予備力容量を確保するために必要な待機料を入札する。次に TSO は、全体として必要な供給予備力水準に対応する予備力容量入札額以下の金額で応札した各電力会社に、落札額によって決まる待機料を支払い、発電機に待機してもらう。落札した発電所は、落札分の電力量を営業用には売らずに、調整電力用の発電のために待機させておく。

待機料は、実際に調整電力として、稼働してもしなくても支払われる。発電会社は、これらの発電所を通常の需要者への営業目的に使わずに TSO からの指令に備えて最後の瞬間まで待機しているわけだから、待機料はその機会費用に充てられる。

(b) 発電追加入札

どの発電所に対して実際の発電指令が下されるかは、発電追加入札に基づいて決められる。

待機している発電所は、待機していること自体に対して待機料を受け取る。さらに、予備力入札に成功した複数の発電所は、さらなる追加発電入札に参加し、その結果に応じてどの発電所が追加発電するかを決められる。各発電所は、少なくとも燃料費をカバーする額で入札を行う。当日に一般セクター全体で電力不足が発生する（すなわち一般セクターの超過需要がプラスである）時間帯では、TSO は追加発電入札額の安い順に待機発電所に追加発電を命じて、電力不足をうめる。結果的に、発電指令によって発電する会社のすべてに対して、指令を受けた発電所の入札価格のうちもっとも高い価格（すなわち追加発電料）が支払われる。これは燃料代をカバーする。

2. 需要削減のための入札

(a) 予備力容量入札

予備力入札されたすべての発電容量を使っても、十分な予備力確保には不足するのが普通だ。このため TSO は、大口需要家に、電力不足時に備えて、需要削減容量を入札してもらう。具体的には、TSO は前もって大口需要家に、「いくら待機発電料を払ったらどれだけの量を 15 分前の通知で急な節電をしてくれるか」を入札してもらう。

(b) 需要削減（節電）入札

追加発電入札に応札したすべての発電所に追加発電してもらっても、電力不足を賄うには足りない場合がある。そのような場合に、TSO は、待機してもらっている大口の需要家に、需要削減（節電）指令を出す。どの需要家に対して実際の節電指令が下されるかは、節電入札に基づいて決められる。すべての発電追加入札を用いても電力が不足する当日の時間帯では、節電入札額の低い順に入札需要者に節電を命じ、不足分を埋める。この入札を「ネガワット節電入札」ともいう。典型的な節電入札企業は素材産業である。

結果的に、節電指令によって節電する企業のすべてに対して、指令を受けた企業のうちもっとも高い価格が、節電料として支払われる。これは、操業停止ないし縮小した企

業の、無駄に支払った労賃や材料費等に充てられる。この最大節電料は、それが最大の追加発電料より高い場合、すべての発電指令を受けた発電所にも支払われる。この最大発電料を「調整電力価格」という。電力不足をもう 1kWh 解消するために必要な調整電力の、(社会的) 限界費用だからである。

節電入札が不要な場合には、最大の追加発電料が「調整電力価格」と呼ばれる。この場合には、文字通り、調整電力の限界費用だからである。

B. 電力過剰時

これまでは、一般セクターが超過需要である場合を考えた。

しかし、一般セクターがプラスの超過供給である場合には、TSO は、一般セクターの超過供給を買い入れると同時に、その分どこかの発電会社に発電の削減を指令したり、需要家に需要量増大を指令したりしなければならない。そのために、短時間の通知で発電を減らしてもらったり、需要を増やしてもらったりする入札も行う。電力不足時と同様、その入札制度も、予備力容量入札と調整電力入札から構成されるため、細かくは 3a) 発電削減追加のための予備力容量入札、3b) 発電削減入札、4a) 需要追加のための予備力入札、4b) 需要追加入札の 4 つから成る。これらは、電力不足時の入札制度と対称的である。

Ⅱ. 予備力 (Reserve) の種類

調整電力 (Regulating Power または Balancing Power) は、「リアルタイムの需給ギャップを埋めるための電力」と定義できる。各 TSO は一定以上の調整電力を必ず確保する必要があるため、一般的には、前もって TSO が予約料を払い、予備電力を発電追加・需要削減の組み合わせ、および発電削減・需要追加の両方に関して確保している。

調整電力を供給するために待機している予備発電能力は、3 つに分類される。すなわち、Primary, Secondary, および Tertiary である。

Primary 予備力とは、発電機の脱落など瞬時の需給変化に対応するための予備力である。これは給電指令所による指令なしに、発電所についた周辺の回路における電力センサーに反応して 30 秒以内に自動的に発動する。しかし次の事故に備えて 15 分程度で停止しなければならない。この電力を供給する発電機は、日本では「ガバナー・フリー」と呼ばれている。

Secondary は、事故が起きてから 5 分以内に、給電指令所のセンサーに反応して自動的に発動される。事故発生から 30 分くらいまでの予備力であって、これもコンピューターで自動的に発動される。

Tertiary は Secondary のあとをつけて手動で TSO が発電命令を下す予備力で、15 分から 60 分起動する (Kristiansen [2007, p. 3692])。

Primary は瞬時に動くものであるため、発電の費用も償却の費用も込みで一括して入札される。Secondary 予備力も同様に一括で入札される場合が多い。Tertiary は、待機に対しては、待機料が支払われ、発電自体に対しては、実際に発電され命令が起きた時のみ、発電費用が費用として支払われるという違いがある。

以下では、特に断らない限り、「調整電力入札」について論じるときは、この Tertiary の予備力を用いた調整電力について論じる。

調整電力の種類は、次のように分類できる。

	Primary Reserve (一次予備力) FCR	Secondary Reserve (二次予備力) aFRR	Tertiary Reserve (三次予備力) mFRR, RR
自動か 手動か	電源脱落等のための、 ガバナによる自動制御	LFC(AFC)による 自動制御	電源脱落等のための、 EDC による手動制御
時間幅	30 秒以内作動, 作動時間 15 分まで	5分以内作動, 作動時間 15 分から 30 分	15 分以内作動, 作動時間 15 分から 60 分
制御主体	分散	給電指令所	給電指令所

(注) ガバナとは発電機の調速機であり、給電指令所からの信号を受けることなく、発電機ごとに周波数異常を検知し、回転機の入力を自動的に調整して回転速度を一定に保つための制御装置である。

LFC (Load Frequency Control, 負荷周波数制御) とは、電力系統の負荷変動に対して、給電指令所が系統内の発電機出力を適切に制御・調整し、各地域の周波数変動を許容値以内に収めることである。

略語のリスト

FCR	Frequency Containment Reserve
FRR	Frequency Restoration Reserve
aFRR	Automatic FRR
mFRR	Manual FRR
RR	Replacement Reserve
LFC	Load Frequency Control
AFC	Automatic Frequency Control
EDC	Economic Dispatch Control

Ⅲ. Balancing Service Provider (BSP)

BRP のうちのいくつかの会社は、調整電力を TSO に供給する。そのような会社は、Balancing Service Provider (BSP) と呼ばれている。

スウェーデンに 30 ある BRP のうち、BSP は、AFC については 3 つ、FCR については 3 つ、Normal Manual については 7 つある。

一方、ノルウェーには約 150 の BRP がある（発電ステーションとしては約 200 である）。そのうち 40 が BSP である。

TSO は BSP に対して、通常の BRP の資格条件に加え、次の資格要件を課す（このことは、Balancing Guideline に書いてある）。

- ① Prequalification
- ② Activation
- ③ Availability（これについてはテストも行う）

BSP が予定通りのバランスを TSO に供給できないとき、最大のペナルティは、この市場に二度と参加できなくなるということである。金銭的なペナルティ自体は大きなものではない。

BSP の調整電力供給方式は 2 つある。

第 1 は、Portfolio-based というものである。これは、スウェーデンなどで行われているもので、TSO がプロバイダーのアセット全体の予約をするものだ（例えばスウェーデンでは、BSP の資格を持つ BRP に対しては、緊急事態では、TSO が電話で manual FRR を発動依頼する。次に BRP が各発電会社に出動命令を課す）。

第 2 は、Unit-based というものである。ノルウェーやスペイン、フランスで行われている。これは TSO がそれぞれの発電機ごとに契約を行うものである（例えば、ノルウェーでは、直接発電所に命令する）。

ノルウェーではさらに、gate closure の後でも、BRP は自主的な需給調整を行う。しかしスウェーデンでは、gate closure の後は自主的な需給調整が禁じられている。Gate closure の後は、すべて TSO の命令においてのみ動ける。

なお、ベルギーとノルウェーでは、BSP を BRP から外出しして、別のカテゴリーにするという議論もある。

第三部 調整電力調達に関する TSO 間の協力

I. 連系線におけるマージンの確保

ヨーロッパでは、TSO 間の連系線容量は、次の目的で用いられる。

- ① まず、primary 予備力のために一定の連系線容量を空けておく。これは日本で「マージン」と呼ばれている容量に相当する。
- ② 残りをすべて前日市場（スポット市場）のために供する。
- ③ 前日市場に使った後でも連系線容量に余力がある場合には、当時の時間前市場取引のために用いる（なお、前日市場用の連系線容量を減らして時間前取引のために予め空けておくということはない）。
- ④ 前日市場と時間前市場が使用しても、連系線容量に余力がある場合、北欧とドイツ以外では、空き容量は活用しない。しかし北欧とドイツでは、Ⅲ節で述べる方式で、連系線をはさむ TSO 間で調整電力の域間取引が行われている。

①の「マージン」とは、大きな発電機事故などが起きたときのために自動的に連系線を超えて Primary 予備力を他地域から補給できるように空けておく連系線容量のことである。その総量は、Dimensional fault (DF) に備える水準にする。DF とは、n-1 の事故が起きた場合（すなわち最大の発電機そのものが落ちた場合、あるいは送電線が落ちて最大の発電機が使えなくなった場合）のことである。

その際にはまず、域内の発電機の瞬時発動予備力を用いる。しかしそれでも不足する量を、連系線マージンを用いて、域外から瞬時にかつ自動的に調達する仕組みになっている。すなわち、この DF 事故に自動的に反応する域内のガバナー・フリー発電だけでは不足している電力分を、他地域におけるガバナー・フリーによる発電の輸入によって補完する。そのために必要な連系線容量を、マージンとして確保している。スウェーデンとノルウェーとの間には、連系線の約 5 %がこのために空けられている。

例えばフランスで大きな発電機事故が起きたときには、フランスだけでなく Coreso (IV 節参照) がカバーする全域の周波数が下がるから、全域でガバナー・フリーの発電が発動される。例えば、ベルギーのガバナー・フリーの発電も起動される。このためベルギーの電力は、ベルギー・フランス間の連系線に設定されたマージンを利用して、自動的にフランスに流れる。

Ⅱ．調整電力調達に関する TSO 間の実質的な国際協力

I-3 節で述べたとおり、大きな発電機事故のような DF が起こると、primary 用の発電機が Coreso 管轄の全域で発動し、連系線の primary 用マージンを使って、電流は自動的に国際間を流れる。しかし、これはごく短期間の措置である。

例えば、フランスで DF の事故が起き、ガバナー・フリーを数分稼働して対処した後は、次の DF が起こる可能性に備えなければならなくなる。このため、ガバナー・フリー稼働後 15 分以内に secondary や tertiary を起動させ、ガバナー・フリーを止める。これはフランスの調整電力価格を引き上げる。

その結果、フランスのインバランス精算価格は非常に高くなる。これは、裁定によって、フランス国内の取引所価格を上げる。

もしフランス＝ベルギー間の連系線容量に空きがあれば、それはベルギー国内の取引所価格も引き上げる。これは、裁定によってベルギーのインバランス価格も調整電力価格も上昇させる。結果的に裁定によって、フランスとベルギーの調整電力価格は近づく。これによって、ベルギーの予備力を活用した発電による電力がフランスに流れる。

このような形で、例えばフランス国内で発生した事故による電力不足に対しては、ベルギーの調整電力の発電が補定するという形で、実質的な国際協力が行われている。

Ⅲ．ドイツと北欧

北欧では、Primary reserve 用以外の連系線容量は、取引所用に用いられている。その結果、連系線に空きがない場合には、TSO 間のマージン利用を超えた調整電力の融通は行わない。

しかし連系線に混雑がなければ、ドイツ内の 4 TSO 間と北欧各国の TSO との間では、連系線を挟む地域間の連系線容量の余力を用いて、TSO 相互の間でマニュアル調整電力の取引を行う。

具体的には、北欧におけるマニュアル調整電力取引は、連系線を I.1 節の①②③のために活用したあとで空きがある場合には、スウェーデンの TSO が、北欧域内各 TSO の調整電力のメリットオーダーを見て、北欧全体あるいはドイツ全体の調整電力費用最小化の観点から、域内 TSO のそれぞれにどの発電機に出力させるべきかを知らせる。域内の各 TSO は、発電所に（場合によっては BRP を通じて）命令を出す。

一方、混雑が発生している時には、連系線を超えた調整電力の入札はせず、入札ゾーン（第四部 II. B. 1 節参照）の内側での調整電力の落札価格が上がることに任せる。したがって、混雑がない場合には、他国からの調整電力入札を得ることによって限界費用が相対的に低く抑えられるが、混雑がある場合には、インバランス精算価格が非常に高くなることもある。

ドイツ国内には 4 つの TSO があるが、その間では北欧の TSO 間における調整電力の

融通に似た形での融通が行われている。ドイツでは、アンプリオンが、北欧におけるスウェーデン TSO の役割を果たして、ドイツ全体の調整電力費用最小化の観点から、TSO にどの発電機あるいは BSP に出力させるべきかを伝える。

ところで、ノルウェー＝スウェーデン間では、連系線容量の一部を前もって mFRR 調整電力のために空けておく実験を行った。これは Hasle-Pilot Project と呼ばれる。この project では、2 週間ごとに、スポット価格差と両国における mFRR 調整電力価格差とをそれぞれ予測し、この二つの価格差が等しくなるのに必要な mFRR のための連系線マージンを計算し、実験した。このプロジェクトは上手くいったが、Excel を使ってマニュアルでやったので、現在はこれをシステム化すべく準備をしている。ヨーロッパ全体も、今これを達成すべく努力している。

ノルウェーでは、調整電力市場に参加しないが 10 MVA 以上の出力のある発電所は、冬の間は 12% の droop setting にして、慣性によって追加発電されるようにする。しかし、スウェーデンではこれはしない。

IV. Coreso を通じた TSO 間の国際協力

A. 概説

2006 年 11 月 4 日に、ドイツのエムス川で、クルーズ船の航行に備えて送電線を閉じた際、閉じる時間帯を直前になって早めたこと、その時間帯の送電量が予想以上に多かったこと、TSO 間の協調や安全性分析が欠如していたことなどが重なり、それ以外の送電線に過大な電流が流れてしまった。このため、ヨーロッパ各国で load shedding（局所的計画停電）を行わざるを得なかった。例えばフランスは 10% の load shedding を行った。

この事故の反省から、送電線の空き容量に関する情報を各地の TSO にきちんと届ける Regional Security Coordinator を作るべきだということになった。その一つとして、フランス・オランダ・ベルギー・イギリスをカバーする「地域安全調整機関 (Regional Security Coordinator: RSC) である Coreso が設立された。Coreso の役割は、メンバー各国の TSO から出してもらった需給情報、工事情報、天気予報などの情報に基づき、連系線ごとの予想空き送電容量を、年・月・週・日の単位で各 TSO に報告することである。

混雑予測に関する報告を受けた TSO は、系統の安全性確保のために以下を行う。

- ① 停電メンテナンス計画を修正する
- ② 連系容量を再計算する
- ③ Phase shift を行い、送電の流れを変えることによって、混雑を軽減する
- ④ ブレーカーを trip させて、送電線の電流の流れを変え、やはり混雑を解消する（このことを「トポロジー変更」という）
- ⑤ 各地での、再給電指令（re-dispatch）の準備をさせる

実は、各国は安全保障の理由から、通常時は戦略的発電予備力を完全には公開していない。そのため、Coreso に報告していない送電線空き容量がある場合がある。Coreso は、TSO が報告できる範囲の情報に基づき、欧州全体の潮流を再計算し、より真実に近い連系線空き容量の改訂版を各国 TSO に連絡する。なお、Coreso が近い将来、予備力の TSO 間融通に関して何らかの役割を担う案が議論されている。

Coreso 内の国際間では、調節電力入札状況を共有していない（ただし、ドイツ国内の TSO 間では共有している）。そのため、共通のメリットオーダーに基づいて、ヨーロッパ全体で最も安い調整電力発電命令は出すということとはできない。

B. Coreso 業務の詳細

1. Coreso 設立の契機と目的

2006 年 11 月に、ドイツに端を発する過負荷により全欧州規模で周波数エリアが分断され、大規模停電寸前という状況が発生した。この事象は、欧州における電力の安定供給のために、以下のような改善が必要であることを明らかにした。

- ① 全 TSO（送電系統運用者）による、定期的な、N-1 原則に基づく容量計算の徹底²
- ② TSO 間の能動的な協調と情報・予測の共有
- ③ 緊急時の定義と、その際の具体的な負荷制限や、TSO 間の危機管理サービスの策定
- ④ 発送配電業者の責任や権限の明確化、欧州全体での共通化と法的整備

これらの業務を行うために発足・発展した組織が「地域安全調整機関」（RSC）である。RSC は、日本の「電力広域的運営推進機関（OCCTO）」の前身である「電力系統利用協議会」に対応した組織である。特に Coreso（Coordination of electricity system operators）は、図 1 に示されるように、主として欧州中・西・南部の TSO を株主とする RSC である。それ以外の RSC としては、ドイツとその周辺国の TSO が参加する TSCNET Services、およびバルカン諸国の TSO からなる SCC が活動中である。北欧でも近日中の設立が議論されている。これらの RSC で欧州全域を網羅し、分析手法や知識を共有しながら、グリッドの安全性を分析することになる。

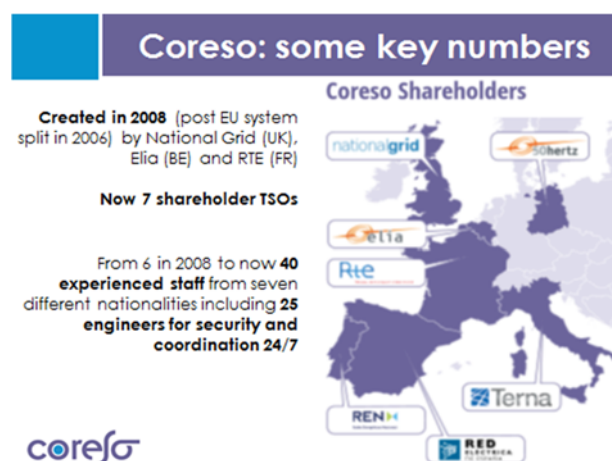


図 1：Coreso 加盟 TSO（出典：Coreso 提供資料）

² ある送電設備が脱落してもグリッド全体の運用に支障が起きないようにすること。

各 TSO の基本的な目的は、国単位での系統運用である。一方、RSC の目的は、国境を越えた地域の視点での、大規模停電リスクや市場参加者のコストの最小化である。特に、Coreso が主として管轄する欧州中西部は、欧州全人口の約 55 パーセントを占め、旺盛な電力需要のために送電系統が非常に混雑している。Coreso の使命は、他の RSC より積極的に国境を超えたグリッドモデルや混雑解消策を提示することによって、TSO 間の協調を促し、系統をより効率的で安全にすることである。ただし、系統運用やリアルタイムでの需給調整は TSO の責任下で行われる。このため、Coreso には系統運用設備は設置されていない。

2. Coreso の五大業務

Coreso が国境を越えて担う五大業務は以下の通りである。

- ① 発送電に関する動的な共通グリッドモデルの作成
- ② 系統運用の安全性の分析および是正措置の提案
- ③ 送電容量の計算や市場に提供する容量の最大化の支援
- ④ 短期的な十分性の予測
- ⑤ 発送電設備のメンテナンスや停電に関する統一的な管理

電力系統の「十分性」とは、系統上の制約内で、電力エネルギーに対する総需要を十分に満たすだけの供給能力の事である。十分性は、さらに発電の十分性（発電予備力）と送電の十分性（予備的容量）とに分類できるが、ENTSO-E が規定する十分性は、主として前者を意味する。したがって、Coreso が現在行っている十分性予測とは、欧州グリッドの発電予備力に関する予測のことである。

①～⑤の Coreso の五大業務は、以下のような時系列に沿って行われる。

(a) ～送電 1 週前：十分性予測（試験運用）と停電計画の調整

十分性予測のためには、まず発電計画、天候や負荷の予測などの情報を全 EU 加盟国から収集・統合し、欧州グリッドの基本モデルを作成する。このモデルを基にしたシミュレーションにより、各 TSO が最終的に取り分ける発電予備力が十分かどうか、再給電指令が必要となるか、を判断し、TSO に報告する。停電計画調整のためには、まず全ての TSO による月・週単位の停電計画を収集・統合し、停電計画の容量への影響に関する地域分析を行う。得られた知見を基に、市場への影響を抑えるため、停電計画の中止や日程変更を TSO へ提言する。

(b) 送電 2 日前：連系線容量の計算の支援

欧州中西部の TSO から得られた前々日混雑予測 (D2CF) ファイルと、それ以外の TSO

から得られた前日混雑予測（DACF）ファイルを統合して、発電当日の各時間帯に関する共通グリッドモデル（Common Grid Model）を作成する。このモデルを用いて、TSO による連系線容量の計算の支援や、連系線を最大限利用するような容量配分の安全性の検証を行う。

(c) 送電前日：安全性予測

スポット市場が送電前日の正午に締め切られ、容量配分が午後 4 時までに確定されると、TSO は送電当日業務の準備を始める。この際に作成される DACF ファイルや市場プラットフォームからのデータが Coreso に午後 6 時までに届けられ、精査の後に大陸欧州を網羅するより正確なグリッドモデルへと統合される。次に、このモデル上で、送電当日の 24 の時間帯ごとに様々な電力潮流のシミュレーションを行い、混雑の可能性、その予防や解消のための是正措置、電力輸出入に関する市場の奇妙な振る舞いや最悪の場合を識別し、関係 TSO や他の RSC へと報告する。一連の作業を繰り返し、午後 11 時までに参加 TSO に対して最終的な提案を行う。図 2 には、この前日業務の流れがまとめられている。

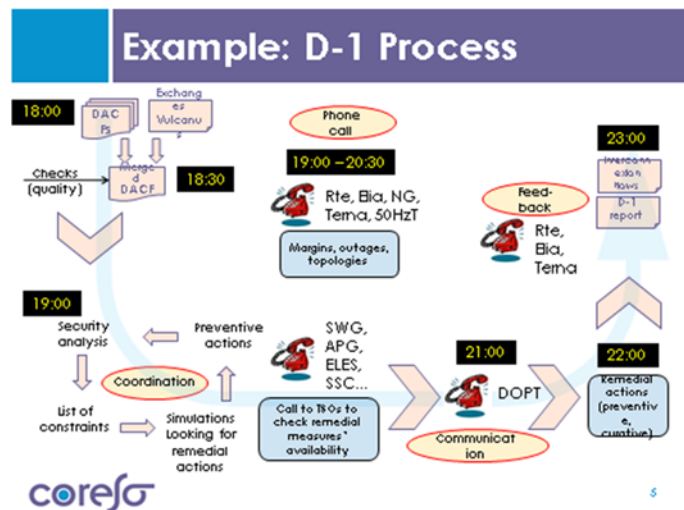


図 2：送電前日の Coreso の業務（出典：Coreso 提供資料）

(d) 送電当日（～送電 15 分前）：グリッド情報や是正措置の更新

TSO や関係者に対して、欧州全域を網羅する国際グリッドを用いた各時間帯の安全性分析、朝夕のピーク時に関するより詳細な分析、当日混雑予測（IDCF）ファイルや 15 分ごとの横断面ファイルなどを提供する。Coreso がグリッド上で潜在的な問題を察知した場合には、前日までの混雑予測や是正措置が引き続き妥当であるかどうかを再度分析し、必要に応じて新たな是正措置を提示する。このタイミングで更新される是正措置は、コスト面を考慮せずに、グリッドのリスク管理の観点で選択される。

(e) 送電 15 分前～翌日：リアルタイムの監視および事後的フィードバック

Coreso は TSO に対して是正措置の選択や遂行を命令することはできないが、分析に

基づく提案は行う。特に、事前に関係 TSO と密に連絡を取ることで、できるだけその提案内容が現実的なものであるようにしている。このため、TSO が Coreso の提言を拒否することは稀である。TSO が拒否した場合は特別な事例として記録・検証の後に公開される。

3. Coreso と他機関との関係

(a) TSO との関係

Coreso の業務にとって最も重要なインプットは、個別 TSO から提供される情報の質と量である。Coreso は、TSO と密に連絡を取りながら混雑予測ファイルを精査するなど、常に情報の質を高めているが、TSO が持つあらゆる情報にアクセスできるわけではない。たとえば、Coreso による十分性予測は、理想的にはデマンド・レスポンス、TSO による予備力の強化、緊急の再給電などの可能性を考慮した上で行われるべきであるが、現在の試験運用ではそうっていない。これは、需給逼迫時には、各国のエネルギー安全保障戦略の観点（例えばエネルギー市場での投機誘発の回避）から、TSO が情報公開・共有に非常に慎重になるからである。したがって、Coreso による十分性予測は、現時点では TSO が公開・共有できる範囲の情報に基づいたものである。それでも、Coreso による十分性予測は、2016 年冬の電力需給ひっ迫時の TSO による新たな発電計画や顧客とのデマンド・レスポンスに関する交渉の際に有益な情報を与えた。また、RSC をより能動的な権限を持つ ROC へと発展させ、緊急時には各国別予備力を ROC 経由で共有・融通する可能性に関して現在議論されている。

(b) 電力市場との関係

Coreso にとって、市場に関する事柄は管轄外である。したがって、是正措置の提案は行うが、そのコスト面に関する特定の見解は持たない。しかし、グリッド運用に関する TSO 間の効率的な協調策や是正措置を提案するために、市場に関する情報（売り買いのボリュームや輸出入の方向）は常に活用している。また、TSO が是正措置や予備力融通などの手段を用いる場合の費用を誰がどう分担するか（例えば前日市場価格に基づいて決済）については、現在 Coreso も含めて ENTSO-E 内で議論されている。

4. 欧州の特殊事情

オランダ・デンマーク・東欧・オーストリアおよび旧西ドイツ圏の TSO は、Coreso とは別の RSC である TSCNET Services に加盟している。Coreso は TSCNET Services と密接に連携しており、それぞれがデータ収集、モデル構築、加盟 TSO との情報共有を行っている。しかし、TSCNET Services はいわば研究機関であり、Coreso ほど能動的に TSO に対して潜在的リスク回避のための具体策を提示することはない。

大陸欧州では、以前は過大な予備容量（overcapacity）のリスクを減らすために比例配分に基づく計画停電が必要だったが、市場統合が進展するにつれ、地域ごとの託送容量

の限界をケーブル接続で克服しつつある。しかし、その分系統の更新や連系線の拡大が急務となっている。また、現在の欧州では、再給電指令の方が時間前市場での需給調整よりも大きな課題である。特にドイツでは、再生可能エネルギーによる発電量の増大に伴い、容量の不足と電力潮流の変動に直面している。このため、2016年冬の需給逼迫時には、ドイツで停止中の発電所への再給電指令が頻発した。また、電力価格が高騰するイタリア北部は、大陸欧州の北部から電力を大量に輸入している。このため Coreso は、イタリア北部連系線に関して、前々日容量計算などの特別な役割を担っている。これに関連して、スロベニア、オーストリア、スイスといった中継国の TSO（Coreso ではなく TSCNET Services に加盟）は、偶発的事象を回避するために託送管理をより効率化し、Coreso と各国別グリッドモデルや予測を共有する必要に迫られている。

V. Emergency Restoration Code

送電線容量は、基本的取引所に対して割り当てられているが、Emergency Restoration Code というのがあって、緊急事態になると、まったく別の条件を適用する。

Emergency Restoration Code に関する Svenska Kraftnat へのヒアリングによれば、連系線を跨ぐ地域でどちらが load shedding をどの場所でやるのがよいか、事前に話し合っておくことが、緊急事態に備える方法だという。取引所が使っている分の連系線を、緊急事態だからといって開けることはできない。

例えばノルウェーで停電が起きそうになったとき、ノルウェーがスウェーデンの TSO に依頼して TSO 自身がやっている工事やその他の電力使用を、緊急に控えてもらうことができる。

数分の間ならば、常時のキャパシティを超えて連系線を用いても熱の上昇は過度にならずに済むので、それをやることもある。

第四部 送電権

I. 概説

A. 間接オークション

連系線を取引所が利用することを、Market Coupling と呼ぶ。

連系線容量に余裕がある場合には、連系線を挟む 2 地域の取引所価格は等しくなる。

連系線容量に混雑がある場合には、2 地域の取引所価格の差が生じ、安い地域から高い地域に電流が流れる。したがって連系線事業者である TSO は、安い地域から買い入れた電力を高い地域に売る事になり、その値差は TSO の収入になる。両地域の値差は、連系線を最大限活用して値差を縮めたにもかかわらず残る値差だと考えることができる。

送電権を直接 auction にかけて値段を決めることは、送電権の explicit auction と呼ばれている。一方、連系線の混雑時に地域間で生じる値差は、「implicit auction で決まった送電権価格」と呼ぶ。送電権自体の auction は無いにもかかわらず、各地域における取引所への入札の結果間接的に決まる価格だからである。

B. 金融的送電権

連系線を挟んだ 2 地域における取引所価格の値差に関する先物市場のことを、金融的送電権 (Financial Transmission Right: FTR) と呼ぶ。したがって、混雑がなく、両地域の取引所価格が等しい場合には、この先物価格はゼロになる。一方で混雑が予想される場合、輸入地域では、輸出地域と比べて、値差分だけ価格が高くなる。しかし FTR を購入しておけば、混雑発生による価格の変動に対してヘッジできる。すなわち、FTR 所有者は実際の取引では当該地域の取引所価格で取引するが、値差分は後から TSO が払い戻してもらえる。すなわち、前もって確定額を支払い、FTR を購入しておけば、混雑発生による価格の変動に対してヘッジできる。

具体的には、まず 1 年前に、金融的送電権を TSO が入札に出す。金融的送電権を落札購入した人は、この権利を TSO に売却することによって、対価として地域間の実現した値差を得る。取引をする側から見ると、送電権をあらかじめ買っておくことは、不確実性を伴う値差支払に対する保険となる。一方、TSO 側からすると、前もって金融的送電権を市場で売却したときの収入は確保できるが、最終的に送電権保有者から送電権を買い取る場合の資金額は、ちょうどそれに見合った量を implicit auction で売った場合の収入に等しいから、そこでは損も得もしない。しかしその分、market coupling から期待できる不確定な収入の代わりに、確実な収入を得ているのだと考えられる。

連系線の一部は、いわゆる primary reserve のためのマージンとして取っておかなければ

ばならないが、「残りの容量」のすべてを market coupling に提供するとしよう。その場合には、TSO は、market coupling に提供した「その他の容量」分の金融的送電権を入札に付す。仮に「残りの容量」を超えて売るとすると、後で入ってくる値差収入では賄えなくなってしまうからだ。

金融的送電権の入札参加資格は、支払能力などに関する協定を TSO と結んでいることであるが、物理的な業者だけでなく、金融事業者も入札資格を得ることができる。

C. 物理的送電権

物理的送電権 (Physical Transmission Right: PTR) とは、地域間で相対取引をする事業者たちが購入した物理的送電権の量だけ、連系線を使えるという仕組みである。したがって、取引所経由で取引することで値差のリスクに直面するよりは、相対契約で前もって物理的送電権の金額を支払っておき、確定した負担を済ませることによって、確実な取引が可能になるというわけだ。見方を変えると、この権利も、連系線を跨ぐ2地域間におけるスポット価格値差の変動に対してヘッジをする権利である。

TSO は、連系線の一部を、いわゆる primary reserve のためのマージンとして取っておかなければならないが、残りの容量の一部は、この物理的送電権のために割り当てる。さらにその残りを market coupling に割り当てる。

TSO は、物理的送電権に割り当てられた容量については、物理的送電権を入札に付す。この物理的送電権を用いて取引を行う販売者と購入者とが、gate closure まではそれぞれ確定されれば、その取引に対して「物理的送電権が行使される」(nomination) という。もし物理的送電権購入者が権利を行使できなくなった場合は、その物理的送電権を TSO に売却できる。TSO はそれを事後的な地域間値差で購入してくれる。さらに、TSO は、その分の容量だけ market coupling の容量を増やす。

仮に、物理的送電権を購入した事業者たちが全員、これを TSO に売却すれば、物理的送電権は金融的送電権とまったく同じものになる。他方、一部を TSO に売却しなければ、売却しない部分を相対取引のために使えるわけだから、物理的送電権とは、金融的送電権をその一部として特殊な形で含むものだと見ることができる。ヨーロッパでは物理的送電権が一般的だったが、近年、金融的送電権に切り替わりつつある。

TSO は、PTR を入札を通じて販売するが、この入札参加資格があるのは、物理的なプレイヤー（すなわち、発電者や需要家、あるいはそれらを取りまとめる小売業者）だけでなく、銀行や、純粋なトレーダーなども参加できる。ただしこれらの参加者は、送電容量を売るためにそれぞれの TSO が示す条件を満たさなければならない。

TSO が1年前に売り出す PTR の入札を「一次マーケット」と呼ぶとすると、「一次マーケット」で送電権を購入した事業者は、その権利を、後に開かれる「二次マーケット」で売却できる。物理的送電権を「二次マーケット」で購入する事業者は、「一次マーケット」で購入する事業者とまったく同一の権利を持つ。すなわち、この権利を行使する売り手と買い手とを指名することもできるし、またこの権利を、「二次マーケット」で

再び売ることもできる。さらには、TSO に売却して、implicit auction の価格を事後的に手に入れることもできる。

このことを「物理的送電権に関しては、“Use It or Sell It Principle” が適用される」という。すなわち PTR を所有する事業者は、次のオプションを持つ。

- (1) この物理的送電権をそのまま行使する。
- (2) 二次的マーケットに売却する
- (3) これを TSO に売却する。

この場合、TSO は、購入した容量の分だけ、implicit auction 用の容量を増やす。そして TSO は、implicit auction で決まる値差を売り手に対して支払うのである。

D. 物理的送電権と金融的送電権

金融的送電権の購入者が購入した送電権を TSO に売却すると、TSO は、両地域のスポット市場の値差で購入してくれる。TSO がこうして支払う金融的送電権購入資金は、ちょうど market coupling で得る収入に等しい。しかし TSO は、元々の金融的送電権を入札によって売却して収入を得ているから、market coupling から期待できる不確定な収入の代わりに、当初における金融的送電権の販売によって確実な額を得ていると考えられる。金融的送電権の保有者は、それを元々の入札で買ったか、再販市場で買ったかに拘わらず、何れすべて TSO に販売しなければならない。

TSO が入札によって金融的送電権を売却する際に、仮に最初から連系線容量を超えて売ってしまうと、TSO は、自身の混雑料金収入を超えた額を金融的送電権の購入者に対して支払わなければならない、赤字になってしまう。したがって、金融的送電権の販売量は連系線の枠内に絞らなければならない。その際、一年モノ・半年モノ・月モノ・週モノの割合をきちんとそろえる必要があり、送電日時に近づくほどだんだんと増やしてゆくが、そのたびにどれだけの送電容量があるのか予測に基づいてそれを行う。

同一の連系線で金融的送電権と物理的送電権を共存させることはない。

連系線を挟む2つの市場のそれぞれで、電力先物の取引があるときは、理屈の上では、その値差が金融的送電権の価格に等しくなるはずである。ただしそれは、送電線の空き容量に関する正確な予想に基づいていなければならない。しかし、送電線の容量に関する正確な予想を持っているのは TSO であるから、TSO が金融的送電権市場を運用したほうがより正確になる。とはいえ、最初に両側に先物市場が存在していると、金融的送電権のスターティングポイントの価格は付けやすい。だんだんデリバリーに近くなると、金融的送電権の価格の方が正確になっていくのである。

Ⅱ．欧州における送電権の詳述

A. 容量の計算・分割・配分

本稿では、利用可能託送容量（ATC）による連系線容量計算を前提とする。TSO が市場に提供できる総容量は、各送電系統要素の物理的な性質から定まる総託送容量（TTC）から、最低限の安全マージンである送電信頼性マージン（TRM）を差し引いた正味託送容量（NTC）である。TSO が連系線容量を提供する市場は複数存在し、実際の送電日時以前に開催される。TSO は、限られた連系線容量を効率的かつ安全に提供するため、NTC をこれらの市場向けに細分化する作業を事前に行う。このような作業は「分割」（split）と呼ばれ、市場取引による参加者への容量の「配分」（allocation）とは異なる概念である。次の図 3 は、物理的送電権が定められた連系線の NTC の各市場への配分を示したものである。年間向けに分割された NTC がまず配分され、ここから後発の月間市場へ転売された分（“Volume resale Y→M”の部分）と、月間向けに分割された NTC との合計（緑の矢印）が月間市場へ供給される容量である。黒と緑の水平線の差が物理的送電権市場に配分された総容量であり、赤と緑の水平線の差が前日市場への供給が確定した容量である。

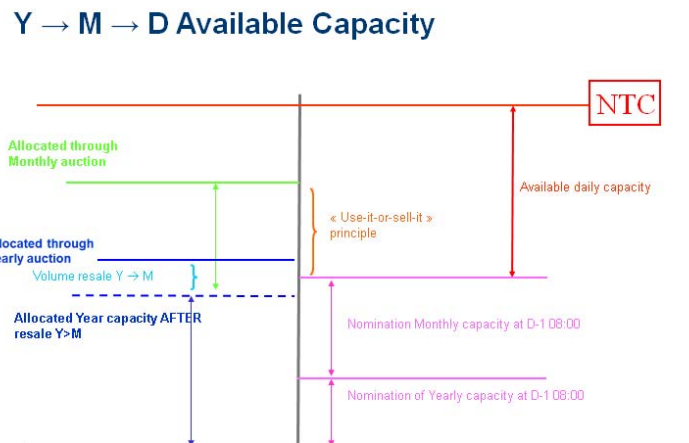


図 3：年間・月間・前日への容量配分（出典：Elia 提供資料）

図 4 左上のグラフ中にある赤色の曲線は、ある暦年の各月ごとの送電容量の利用実績、過去の気温、グリッド補修、発電力、安全性基準などに基づいた容量予測である。この曲線の下限である青の水平線と横軸との差が、年間市場（送電前年に開催）向けに分割される最大容量である。実際には、この最大容量の 30～45%を年間用に分割することが多い。横軸の時間に対して水平線としてこの容量が描かれているのは、年間市場で供給される容量が対象暦年内の各時間帯で共通の値（MW 毎時）だからである（ENTSO-E [2016, Article 28-3]）。図 4 右下のグラフ中の、緑とピンクの水平線の差は、事前の分割や年間市場の落札者からの転売を考慮して計算された、月間市場（送電前月に開催）

向け容量を示している。

Determination of LT capacity (ATC method)

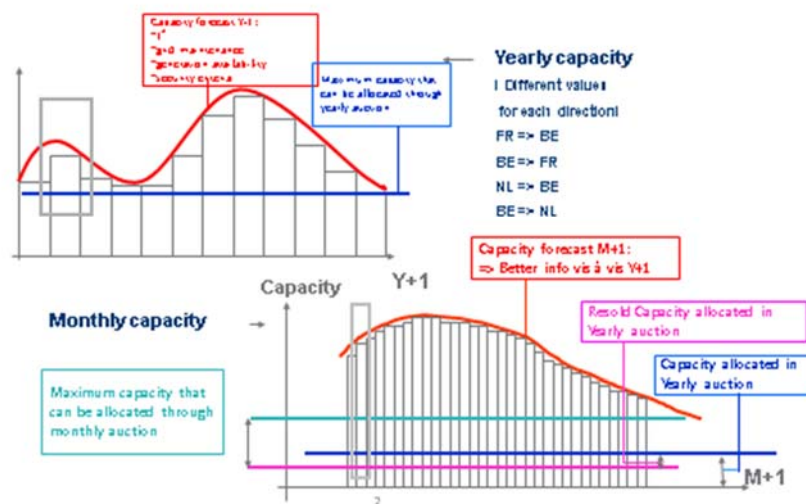


図 4：ATC に基づいた容量の分割（出典：ELIA 提供資料）

図 5 は、市場統合（market coupling）を前提とした容量の配分に関する時系列を示している（市場統合のコンパクトな解説としては、例えば Elia [2016] を参照の事）。連系線容量に関する年間・月間市場は先渡し市場（forward market）と呼ばれ、前日・時間前（Day-Ahead, Intraday）市場は現物市場（physical market）と呼ばれる。

EU Target Model (as to be described in Market Codes)

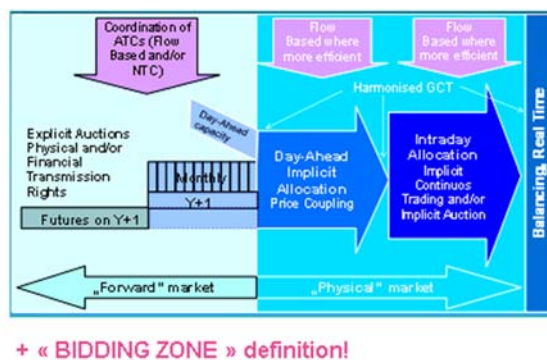


図 5：容量配分の時系列（出典：ELIA 提供資料）

先渡し市場は直接オークション（explicit auction）を採用している。この方式では、電力エネルギーの需要とは独立に連系線容量に関する権利に対し直接入札する。この権利は、特に「長期送電権」（long-term transmission right）と呼ばれる。一方、現物市場では「間接オークション」（implicit auction）を採用している。この方式では、複数市場の統

合により、前日市場である地域での電力エネルギーに対する入札が市場価格・使用量だけでなく連系線容量も自動的に決定する。

TSO はすべての先渡し市場と前日市場で容量を用意できるように分割を行う。特に、予測精度が相対的に低い年間市場への容量分割は非常に用心深く定める。さもないと、後発市場に提供する容量が不足する恐れがあるからである。他方で、時間前市場（送電 15 分前まで開かれている）に対して事前に容量を分割することはない。計算・予測可能な容量を前日市場までに分割・配分した後で、天候や発電計画の変化に対応した容量の変化分が再度計算され、時間前市場で取引される。時間前市場が閉まった後は、リアルタイムでの需給調整（balancing）が TSO とその取引相手との間で行われる。

B. 送電権の種類と概要

1. 用語と一般原則

「入札ゾーン」（bidding zone）とは、市場参加者が連系線容量配分なしで取引できる最大の地理的領域のことである（EU Commission [2016, Article 2-(9)]）。国境と一致する場合が多いが、一国内が複数ゾーンに分割されている場合（北欧・イタリア）や、複数国からなる場合（ドイツ・オーストリア・ルクセンブルク）もある。

「スポット価格」とは、ある送電日時のある入札ゾーンにおける電力エネルギーに対して、前日市場（スポット市場）で成立する需給均衡価格の事である。

「市場間値差」（market spread）とは、2つの入札ゾーンごとに成立するスポット価格の特定方向への差のことである（ENTSO-E [2016, p. 8]）。例えば、入札ゾーン A と B のある時間帯における電力エネルギーのスポット価格がそれぞれ PA と PB である場合、A から B への市場間値差は $PB - PA$ であり、B から A への市場間値差は $PA - PB$ である。統合市場間の連系線に混雑がない場合の市場間値差はゼロである。このため、値差の存在は連系線混雑を意味し、また値差の符号（正負）は混雑の方向を示す。A から B への市場間値差が正の場合、A から B への追加的送電は市場間値差を縮小する方向であるため、経済合理的である。

「混雑収入」（congestion income）とは、TSO がゾーン間の連系線容量の配分により受け取る収入、すなわち先渡し市場における送電権売却の収入と、市場統合された現物市場での間接オークションによる連系線使用量および市場間値差により定まる収入の事である（ENTSO-E [2015, Article 2-16; 68-7]）。長期送電権の目的は、市場参加者へ混雑収入を再分配することにより、入札ゾーン間の値差リスクに対する事前のヘッジ手段を提供することである（ENTSO-E [2012, pp. 7-9]）。

欧州委員会規則は、各連系線の長期送電権としては、物理的送電権（PTR）あるいは金融的送電権（FTR）のいずれかを設定することを求めている。両者を併用することはできない（EU Commission [2016, Article 31-6]）。

2. 物理的送電権

「物理的送電権」とは、ある時間帯にある量の電力エネルギーをある入札ゾーンから別の入札ゾーンへ物理的に託送するために連系線容量を用いる権利の事である（[1, p.8]）。

物理的送電権の「行使」あるいは「通知」（nomination）とは、物理的送電権保有者とその契約相手、もしくはそれぞれから権限を付与された第三者が、送電権に示されている期間内の各日時において使用する 2 ゾーン間の連系線容量を各ゾーンの TSO に対して申告することである（EU Commission [2016, Article 2-(8)]）。この定義にある「権限を付与された第三者」とは、送電網の同一地点に接続する複数の発電業者や大口需要家を束ねる仲介業者である「需給調整責任業者」（BRP）を意味することが多い³。多くの場合、BRP は TSO への通知や前日市場で入札を行う主体である（JAO [2016, Section 1]）。

ある暦年向けの送電権市場はその前年の 11 月下旬から 12 月上旬に開かれ、ある月向けの送電権市場はその前月の上旬から中旬に開かれる。後発市場への送電権容量の転売可能な期間が過ぎると、権利者は権利期間内の各日時に関する前日市場が開催される前に TSO へ容量の使用量を「通知」しなければならない。通知作業の締め切りは連系線ごとに異なるが、送電前日午前 8:30 までの作業完了が求められる（JAO [2016, Section 3]）。未通知の容量は自動的に前日市場へ返却され、前日市場間値差と返却容量に基づく代金が TSO から後日支払われる。これが、「使うか売るか」（Use-It-or-Sell-It）原則であり、容量の空抑えや不必要な通知を防いでいる。他方で、通知作業の締め切りと前日市場への売却との時間差は、通知された送電方向が前日市場での混雑方向と一致しないリスクを生み出している。

3. 金融的送電権

「金融的送電権」とは、2 つの入札ゾーン間のある時間帯・ある方向に関する連系線容量の前日市場での配分結果に基づき、何らかの金銭的な報酬を TSO から受け取る権利である（ENTSO-E [2016, p. 7]）。しかし、ゾーン間電力潮流に影響を与える権利ではない。このため、金融的送電権は、物理的送電権の「通知」部分を省略したものである。

物理的送電権に定められている容量とは、権利保有者が実際に使用可能な連系線容量である。一方、金融的送電権に定められている容量とは、権利保有者にとっては、前日市場で混雑による市場分断が発生した場合に TSO とやり取りする金額の算定基準となる名目的な容量のことである。具体的には、正の前日市場間値差と名目容量を掛けた金額が権利保有者へ支払われる（値差が負の場合はゼロ）。したがって、金融的送電権保有者が受け取る金額は、物理的送電権を一切「通知」せずに全容量を前日市場へ売却する場合と同一である。各連系線で物理的送電権と金融的送電権は併存できないため、金融的送電権が設定されている連系線の NTC（この場合 ATC と同一になる）は全て前日市場に提供される。これにより、前日市場の価格シグナル機能の向上が期待される。

³ BRP の詳細については、八田・三木 [2013, 第二部 II-F 節] および本稿第一部 IV 節を参照。

例えば、入札ゾーン A に発電能力を持ち、ゾーン B の顧客と電力供給契約を結んでいる発電業者を考える。この業者は既に A から B への金融的送電権を保有しており、またその名目容量はゾーン B の顧客への送電に必要な連系線容量と同一であるとする。金融的送電権を持つだけではゾーン A で発電した電力をゾーン B に託送することはできない。このため、この業者は、ゾーン B のスポット市場で電力を購入しゾーン B の顧客に供給しなければならない。この支出はゾーン A 内で発電した電力をゾーン A のスポット市場で売却することでまかなうことになる。金融的送電権は、この A から B への市場間値差リスクを相殺する。ただし、両ゾーンのスポット市場への参加手数料はカバーされない。

D. 容量市場への参加者の行動について

物理的送電権は金融的送電権よりも前日市場の流動性を抑制する。しかし、「使うか売るか」原則の施行と欧州各地の前日市場統合により、2011 年時点で既に物理的送電権付き連系線でも容量全体の 10～15%程度しか通知されなくなった（ENTSO-E [2012, Section 3.1.2]）。金融的送電権への移行は、この 10～15%の事前通知容量を前日市場に供給して流動性を更に高めるためのものである。例えば 2016 年 1 月より、ベルギーと隣国との全連系線で、物理的送電権は金融的送電権に置き換えられた（Tennet et al. [2015]）。これにより、それまでの 50～60 の市場参加者に加え、20～30 の直接的には発電能力を持たない金融的プレイヤーが参入し、市場流動性は増大した。興味深いことに、他の物理的送電権付き連系線でも通知が起りにくくなった。これは、物理的送電権を持つ市場参加者が、将来の制度変更を予測して、自発的に金融的な混雑管理へ移行したことを示唆している。

他方で、投機的な取引によって金融的送電権の市場価格が不安定になるという事例は、Elia 社が知る限りにおいて起きていない。これは、少数の市場参加者が送電容量を独占できないよう規制が敷かれているためである。例えば、フランス・ベルギー間の年間・月間市場では、各市場参加者は最大でも 325MW までしか入札できない（Elia [2016b]）。また、金融的送電権の価格は経験上非常に安定的に前日市場の価格とリンクしているため、投機的な動きはすぐに察知されるはずである。

TSO の混雑収入は長期送電権市場のオークション収入と、混雑の方向・程度（システム運用の技術的な側面）および前日市場間値差で決まる。このため、TSO は金融的送電権の価値を明示的に知ることができる。また、TSO の目的は利潤最大化ではなく、最大限の容量を最適に利用してもらうことである。このため、Elia が混雑収入（送電権収入を含む）と混雑時支払額の差の期待値を最大にするように金融理論的なモデルを用いて送電権をデザインすることはない。Elia が腐心しているのは、堅調性（firmness）の確保、すなわち補償額が混雑収入を超えないように金融的送電権の名目容量や発行量を設定することである。例えば、NTC を金融的送電権の名目容量へ分割する際は、物理的送電権時代と類似したルールを用いている。

物理的送電権保有者から連系線容量使用の通知を受けた TSO は、金銭的・時間的な費用や責任の発生する送電業務を準備しなくてはならない。このため、多くの TSO は、長期の混雑管理手法としては金融的送電権をより好むと推測される。一方、市場間値差が高い精度で予測可能な場合には、多くの発電業者はスポット市場への参加手数料を節約できる「発電＋物理的送電権の通知による連系線容量を用いた送電」という行動をより好むと推測される。市場間値差の予測が難しい場合には、実際の混雑とは逆方向に通知をしてしまうリスクが大きくなるため、通知は起こりにくくなる。

十分な額の担保を用意し、市場配分プラットフォームへ適切な情報を提供し、最低限の規則へ同意すれば、誰でも長期送電権市場に参加できる（ENTSO-E [2012, Chapter 3 & 4]）。欧州委員会規制では、この参加条件をそこまで厳格にはせず、その分 TSO に対してやや大きめのリスクをとるよう要求することで、容量市場への新規参入を促している。特に、発電能力を持っているかどうかは参加条件とは無関係である。しかし、送電権保有者が実際に送電するためには、権利保有者自身が発電能力を持つか、あるいは需給調整責任業者と 2 つのゾーンそれぞれにおいて契約する必要がある。金融的送電権市場の場合にはそのような契約は必要ないので、その分新規参入コストは低くなる。

取引所を運営する Joint Allocation Office (JAO) は、市場参加者による欧州全体の容量へのアクセスや金銭保証を統一的行うための組織である。しかし、JAO には仲介清算機関は存在しない。その分新規参入者にとって参入障壁はより低い、TSO にとっては取引相手の倒産リスクがより高い。仮に TSO の取引相手が倒産した場合、TSO だけがそのリスクを負担することがないように、銀行保証で足りない分は規制料金を通じて社会全体でシェアすることになっている。ただし、Elia の取引相手の債務超過や倒産の例はない。

E. 送電権市場とエネルギー先物市場との関係

入札ゾーン間の送電権市場は、入札ゾーンごとの先物市場が整備されていなくても、原理上は成立する。ただし、先物市場が既に整備されている場合には、先物価格と送電権価格とが裁定を通じて強く結びつくことで市場全体が安定し、それにより金融的送電権の価格付けがより容易になると考えられる。

他方で、各入札ゾーンで先物市場が存在していても、市場統合と十分リンクされていない場合には、リスク・ヘッジの手段としては十分ではない。なぜなら、そのような先物市場の参加者は、他のゾーンとの市場統合やその障害となる連系線混雑の情報までは持っておらず、先物商品の原資産であるゾーンごとの電力の価値を正確には把握していないと考えられるからである。この場合に成立するゾーンごとの先物価格は、市場統合を考慮していない分高いリスクプレミアムが乗った不正確なものであり、市場統合を利用できる場合にはシグナルとしては十分には機能していないと考えられる。

EEX はベルギー・フランス・オランダなどの各入札ゾーンのベースロードを基にした金融的な先物市場を用意しているものの、流動性は低い（EEX [2017]）。他方、ドイツ

入札ゾーンでのエネルギー先物市場は豊富な流動性を持つ。このため、例えばベルギーの市場参加者は、ドイツでの先物ポジションとドイツ・ベルギー間の送電権ポジションを組み合わせることで、電力価格に関する時間と市場分断に関するリスク・ヘッジを同時に行うことが可能である。これは、あるゾーンで流動的な先物市場とゾーン間の値差をカバーする市場があれば、広範囲にリスク・ヘッジが可能となることを示唆する（北欧でシステムプライスに関する金融派生商品に市場間値差をカバーする EPAD を組み合わせる戦略と類似している）。

結論

現在、2020 年の発送電の法的分離に向けて、電力改革が進められている。2020 年はひとつの基準であるが、その後も改革は継続されていく必要がある。その際、日本の電力システムは基本的にヨーロッパ方式を採用しているから、ヨーロッパの成功と失敗から学べることは多い。

RIETI の研究プロジェクトでは、2013 年に、横浜国立大学の大山力教授、政策研究大学院大学の田中誠准教授（当時）および八田で、ヨーロッパ各国の TSO にヒアリングを行い、電力の最終需給調整に関して調査し、次の 10 個の提案を行った。

- ① 日本では 2013 年当時、インバランス価格が、Third Party Method の下で需給をまったく反映していないものであった。このため、ヨーロッパのようにインバランス価格と取引所価格の裁定を通じて、取引所価格に最終的な需給逼迫度を反映するメカニズムがなかった。これを計画値同時同量の導入によって、反映させるべきだ。
- ② インバランス精算価格が発動時の需給逼迫度を反映するようにすることで、取引所価格も発動時の需給逼迫度を反映することになるため、このリンクが必要である。
- ③ 同一の発電所が、営業用にも調整電力供給用にも使われている場合、営業用と調整電力供給用の発電計画量の合計が、その発電所の実績値とずれた場合のインバランスは、営業用の発電実績値が計画値よりずれたものとして精算している。この割り切り方は、日本でも有効に活用できる。
- ④ 調整電力の域外連系を円滑に行うためには、Primary Reserve 用以外の連系線を、すべて取引所に開放することが第一歩である。
- ⑤ 新規の連系線建設の是非の判断には、費用便益分析が積極的に使われている。日本でもそうすべきだ。
- ⑥ ドイツでは、異なる TSO 間で取引所市場が分断されておらず、全国同一の価格となっている。さらに、送電料金も地点料金制ではない。このことが極端に需給を逼迫させている。日本では、このような状況を防ぐためには、少なくとも地点別の送電料金を採用すべきである。
- ⑦ Demand Response が調整電力入札に大きな役割を果たしているので、日本も Demand Response を調整電力に活用すべきだ。

- ⑧ ノルウェーは 2009 年まで、限界費用をインバランス精算価格として採用していたが、その後、スウェーデンと妥協して一部を変えた。しかしこの変更は、ノルウェーの制度に何らかの欠陥があったためではなく、政治的な妥協によったものである。日本では、簡単明瞭で歪みのない元来のノルウェー方式を採用すべきだ。
- ⑨ 緊急時の安定供給を達成するためには、発電会社や大口の需要家を対象に、限界費用に基づいたインバランス精算を行うことが重要である。それを家庭用の全面自由化よりも優先すべきだ。
- ⑩ 容量市場は、取引所の価格に上限を設けているアメリカの PJM や、さまざまな再生可能エネルギーを促進するための市場の歪みを導入しているドイツのようなところでは必要性が論じられる価値がある。しかし、価格上限のないテキサスでは容量市場は導入されていないし、ドイツのような市場の歪みのない北欧では、容量市場の必要性は論じられてすらいない⁴。発電所を利する容量市場は、現在の日本で高い優先順位で論じられるべき問題ではない。

これらの提言のうち、①、②、③、④、⑤、⑥ は、すでに日本の電力の自由化のプロセスで採用されたか、あるいは採用が積極的に検討されている諸点である。それに対して⑦、⑧、⑨は、現在のところ採用されていない。⑩は、残念ながら反対の方向で検討が進んでいる。

今回の調査では、⑩の容量市場は検討の埒外に置いた上で、⑦、⑧、⑨のインバラン

⁴ 取引所価格に上限が設定されておらず、市場の歪みが制度的に導入されていなくても、容量市場が必要とされる根拠が 2 つある。

第 1 は、取引市場におけるスパイク防止である。しかしこの目的のためには、取引市場にコールオプションを導入することが、正統的な対処法である。現にオーストラリアでは、東部 6 州の取引者が加入している全国電力市場で、そのようなコールオプション市場が機能している。すなわち、小売事業者は、「保険料」を支払う代わりに、価格スパイクリスクをヘッジできる。その一方で、発電事業者は、価格スパイクによる大きな収益機会を放棄する代わりに、「保険料」として安定収入を確保できる。これが発電所投資のインセンティブになっている。ただし、日本で、コールオプションを導入するには、まず先物市場を整備する必要がある。

第 2 は、調整電力市場の戦略予備力入札の先物市場の近似としてである。この目的のための容量市場への入札は、十分機能した戦略予備力入札市場の価格に基づいて行われるべきである。予備力入札も安定的な制度にはなっていない今、その整備を飛ばして容量市場を導入しようとするのは、順番を間違えていると言えよう。

ス精算方式を限界費用で行うべく、その背景となる **Balance Responsible Party** の役割やインバランスの定義に関する明確化ができた。

調査の結果、日本の電力市場に対しては、次の提案が導かれる。

- ⑪ TSO 地域ごとの調整電力の限界費用に基づいたインバランス精算体制設立
が、停電防止に重要である。現在は、他地域からの融通に頼っており、逼迫時にインバランス清算価格が十分上昇する仕組みにない。これは危険である。
- ⑫ 日本でも、連系線運用は、次の制度にすることが考えられる。すなわち、連系線には、**Primary reserve** 用の **margin** だけとる。それ以外の連系線容量は、すべて取引所のために使わせる。連系線混雑が見込まれる場合には、**Tertiary** は、自地域で完結して供給できるような体制にする。
- ⑬ 連系線の混雑が見込まれない場合には、**manual** 融通のために空ける必要はない。混雑が見込まれない場合には、Ⅱで述べたメカニズムによって、地域ごとの調整電力市場間で実質的な裁定が起きる。
- ⑭ 連系線の混雑が見込まれない場合に、連系線を跨いで第3次調整電力の他地域からの調達が行う、北欧やドイツのような体制の構築は、関係 TSO 間の調整によって行われるべきである。連系の責任を明確にするために、広域機関よりは、TSO に責任を直接持たせた方が良い。

調整電力の連系線をまたいだ取引については、ヨーロッパでは各国 TSO が最終的な責任を持っていること、さらに、TSO の連盟が作っている団体である **Coreso** は、各国 TSO に対して連系線の状況に関する情報を提供する機関であり、責任が非常に明確であることを調査した。

日本においては、TSO 以外も広域機関のガバナンスの責任を負っているため、広域機関と TSO の責任分担が曖昧になる可能性があるが、ヨーロッパでは、はっきりとした責任分担が行われていることが明確になった。

その上で、ドイツや北欧で行われているような、明示的な調整電力の取引が TSO 間で行われなくても、連系線に空き容量がある場合には、時間前市場を利用した市場の力で、各地域のインバランス精算価格が調整されることも指摘された。これらは、日本においても、最終的な失敗時の責任の所在を不明確にしたまま、広域機関に大きな責任を負わせるのではなく、TSO に責任を負わせたまま、調整電力市場とインバランスをまずは機能させ、そのあとで域間の調整電力取引を設計するべきだということを示唆する。

- ⑮ ただし北欧やドイツのように、将来は、第3次調整電源の TSO 間調整を行うべきである。北欧の経験では、TSO ごとにバラバラだった調整電力入札方式をあとから統一するのは難しい。したがって、日本でも将来そのよう

な広域的統一をする予定ならば、TSO ごとの調整電力入札方式をあらかじめ統一しておくべきだ。[NordREG (2006, 2010)参照のこと。]

- ⑩ 送電権の取引について、物理的送電権と金融的送電権の両面から分析を行った。わが国では TSO ごとの電力先物市場がないが、その設計と、金融的送電権の設計を有機的に関連させながら発展させてゆく必要がある。

附論 A

2017 年度 欧州電力調査概要

青柳あさ子

日程：

2017 年 3 月 2 日から 2017 年 3 月 9 日まで

出張者：

経済産業省電力・ガス取引監視等委員会 総務課 青柳あさ子

(RIETI「電力システム改革における市場と政策の研究」プロジェクトメンバー：八田達夫（公益財団法人アジア成長研究所、経済産業省電力・ガス取引監視等委員会）、熊谷礼子（帝塚山大学）、東愛子（尚絅学院大学）、池田真介（政策研究大学院大学）に同行。出張者の役職は出張時点のもの。本調査概要は、出張者が 2017 年度 RIETI プロジェクトに同行し、得られた知見を整理したもの。)

訪問先：

3 月 3 日……CORESO、Elia、ENTSO-E（ベルギー）

3 月 6 日……SvK（スウェーデン）

3 月 7 日……BnetzA（ドイツ）

概要

〈Regional Cooperation〉

- 2006 年にドイツで船が送電線を断線する事件があり、load shedding という計画停電をヨーロッパ各地で実施して、大規模停電を回避するという出来事があった。これを受けて、各国 TSO が主導の下、地域的に電力の融通をすることによって安定的な電力供給を行う必要があるとして、CORESO が設立された。
- CORESO は、CWE（中西欧エリア [フランス、ベルギー、ドイツ、オランダ、ルクセンブルグ]）での電気の流れを把握することから開始し、ステークスホルダーである TSO に安定供給の観点から実務的なコーディネーションサービスを提供している。
- 具体的には、①D-2 の連系線の容量計算、②D-1 のセキュリティ分析（各 TSO への混雑回避の提案）。REMIT によって定検情報や発電情報等は、公開されているが、あくまでも TSO から情報を直接もらって送電容量を計算し、連系線の混雑を回避するために TSO へ提案を行う。

- D-1 の提案内容は、①phase shift（抵抗を増やして電流を流れにくくする）②トポロジー（迂回路の提示）③再給電だが、これらはあくまでも D-1 での提案であり、実際のリアルタイムでは、各 TSO は最終的に自らが判断して対応することになる。
- 現在、EU 委員会において、ROC（Regional Operation Centre）構想として、①連系線容量計算、②セキュリティコーディネート、③調整力のコーディネート、④アデカシーのコーディネートを各国 TSO の上にたって指示を出すような組織を設立すべきとして提案をしている一方で、各国 TSO はあくまでも実務は各 TSO に残すべきとして CORESO のような組織を RSCI（Regional Security Cooperation Initiative）と名づけて対抗策として実務的にすすめているところ。RSCI の目的は、①連系線の容量計算、②セキュリティ分析、③アデカシー予測、④停電計画。これらを「共通グリッドモデル」と呼んでおり、長期、短期の容量計算、実務的なセキュリティ分析、停電計画に加え、グリッド計画も包含している。
- ドイツは、CORESO とは全く違うアプローチで TSC という RSCI を運用しており、CORESO、TSC 間では定期的に協力を進めている。
- ドイツ TSO の 50Hz については、オランダの会社であることもあり、CORESO に参加しているが、残りのドイツの 3 TSO は TSC に参加している。どちらの方式が優れているというものではなく、お互いを尊重しつつ協力しているとのこと。

〈連系線容量計算〉

- CORESO では“Flow base”と呼ばれる容量計算を用いてより効率的な連系線の利用を提案しており、様々名国の連系線の容量や実際の電気の流れを反映させたアルゴリズムに基づき計算を実施。
- Elia では、年→月→日での連系線の利用可能量を計算。ただし、Flow-base の計算ではなく、NTC（Net Transmission Capacity）として仏・NL へ輸出する分と、仏・NL が輸入する分と、双方の流れを計算しなくてはならない。D-1 において、月次、年次で割り当てられた容量を net の連系線容量から引いたものが日時に割り当てられる容量である。
- 年、月次のオークションではこの中には、UIOSI（use it or sell it）原則に基づき、使用しない分は転売される。内訳としては、まず年次オークションで割り当てるが、使われない分については、月次のタイミングで転売が行われ、再配分される。最終的には、前日、8 時の時点で年次、月次に得た容量の内、本当に利用する分をノミネートし、残りが日次に利用できる容量となる。
- 連系線の空き容量には、ルクセンブルグにある JAO（Joint Allocation Office）が全ての国境をまたぐ連系線の空き容量を欧州におけるシングルプラットフォーム、共通のルール（CMCA GL）で公開。なおかつ、連系線混雑をヘッジする金融的な商品についても紹介している。

〈FTR と PTR〉

- ベルギーにおいては、大きな垂直統合された電力事業者がおり、前日市場の流動性は、大変低い状況。マーケットカップリングによって、他の欧州の国々との連系が行われることにより、市場の流動性が増したという傾向がある。

- Elia においてはフランス、オランダの連系線について FTR オプションを採用（PTR は全くなし）。但し、年次のオークションでどのぐらいの容量を売りに出すかは保守的な対応にならざるを得ない（年次で多量の FTR を発行できない）なぜなら月次ならばより正確な情報により精度を上げていけるが、連系線の容量については、必要量以上を確保することによって金融的なリスクを取る必要があるため。
- この連系線の配分については、スプリットルールと呼んでおり、規制当局は、基本的に TSO の提案が問題ないか確認するか、それでも疑義がある場合は、市場関係者へのヒアリングを通して決定する。
- 北欧においては、送電権を全て CfD によりヘッジ。欧州では、より連系線の状況がわかっている TSO が取引相手にふさわしいと考えられている。
- 規制当局は、連系線の容量をなるべく事前に、なるべく多量に市場に出すことを求めているが、現在は、1 年前、そして年次では月次に比べ少ない量を示さざるを得ない。これは、発電計画等を含む潮流の流れや国内の需給の状況を反映する必要があるためであり、TSO が実際の連系線の空き容量より多くの FTR を発行して自らの金融的負債を抱えないようにするため。
- 実際の空き容量の計算では、FTR オプションでも PTR の UIOSI ルールでも同じ結果。実務的には、PTR の sell it のみが FTR オプションと同じ役割を果たすと考えられる。
- ノミネーションのプロセスを省けるので FTR オプションは TSO にとっては事務手続きを減らすためやすい。
- 現在 FTR オプションを導入しているのはベルギーのみ、ドイツ、NL、フランスのそれぞれの国際連系線では、PTR を利用しているが、年次で割り振られる PTR は FTR と同じく大変に少ない。
- FTR オブリゲーションを導入するためには支払いが複雑になるため、決済機関が必要であり、欧州では導入する予定はない。

〈Electricity Balancing GL〉

- 調整力の定義や調達において BSP に求められる要件といった調整力にかかわる詳細制度は、現在 ENTSO-e が素案を策定し、3 月末に各国のエネルギー省トップが集まって方向を決めるため、これに併せて各国は自国の仕組みを調整することとなる。現在、ドイツの規制機関もベルギー、スウェーデンの TSO もこの結果を待って自国の制度設計を変更する予定としている。
- EU でこのような送電にかかる制度の設計については、まず、ENTSO-e が素案を作成し、ACER にて各国の規制当局がチェックをする、この後、EU 委員会に提出され、各国のエネルギー省の承認を経て初めて効力を持つこととなる。（案件にもよるが、今回は、検討を開始してから 10 年程度かかっている。）

〈BRP と BSP について〉

- ベルギーでは、BRP は、77 個。他の国とは異なり、前日市場クローズ後にバランスすることが求められている。
- BSP（Balance Service Provider）は、スウェーデン、ベルギーともに調整力を提供する主体。こちらは、間違い無く調整力を提供できる能力を有するかどうか。

〈送電を中継する TSO への送電線利用料について〉

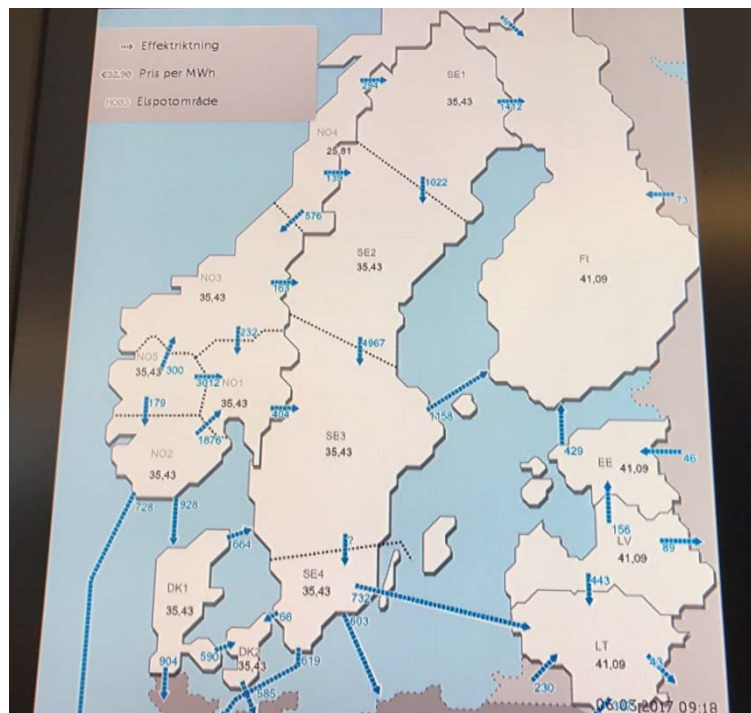
- 送電をある国からもう一つの国に中継する場合、間を通る送電サービスについては無償で提供しなくてはならないことになっており、これは EU の法律によって決まっている。欧州統一市場においてパンケーキは存在してはならないというもの。ただし、求償政策として、各国からの拠出金を徴収し、定められた式にしたがって再配分している。

〈調整力〉

- ELIA においては、戦略的予備力をリザーブしているが、この価格は、4,500 ユーロ/MWh となっており、導入されてから 4 年経つが未だに一度も使われてない。
- 需要の急激な変化に追従出来る様な高性能の調整力の提供者にどのようなメリットを与えるかについては、現在検討を欧州大で行っているところ。現時点で特に特典を与えているわけではない。
- スウェーデンでは、aFRR と FCR は事前にリザーブするが、mFRR については、ボランティアに調整力市場で bid するシステム。
- ドイツにおいては、戦略的予備力をリザーブしている。
- ドイツは上げ、下げで分けて調達。

〈北欧のゾーン分けと連系線利用ルール〉

- フィンランドが 1 つのゾーンであるのに対して、スウェーデンは、4 つに分割されており、分割線をカット（Cuts）と呼んでいる。カット間は、連系線でつながっているが分断することがあり、それぞれのカットごとに調整力を確保することとなっているとのこと。
- 連系線については、取引所取引が終わった後に余っていたら調整力（mFRR）で利用する。一部 TRM として自動の調整力のために開けておく以外は全て取引所取引に割り当てられる。一方、緊急時については、Emergency Restoration Code というルールがあり、全く異なるオペレーションが行われる。迂回路を検討して調整力を提供するが、それでもどうしてもならない場合は、Load shedding（計画停電）。不足している地域のみならず、周りの地域でどのように対応するのが一番効率的で経済的なのかを検討して実行する。



附論 B 欧州における調整電力

調整電力入札方式

A. 予備力容量入札

北欧の TSO（スウェーデンは通年、ノルウェーは 11 月から 3 月まで）は、実働時の前日のスポット市場開催前までに tertiary 予備電力の調整電力入札市場を開く。落札した発電会社および需要家は落札キャパシティ（正・負それぞれの予備電力）に対応する予約料（あるいは待機料）を TSO から受け取る。予備電力用途に当てられる発電機の場合、この予約料が償却費の一部に充てられる。

附論 1 に示すように、予備電力へ予約料を支払う仕組みについては各国 TSO で異なっている。

B. 調整電力の発電追加・削減入札

スポットマーケットが閉じられた後、予備電力供給会社は、Tertiary Reserve のための調整電力入札市場でアワーの価格入札を入れる⁵。この入札価格は実行時の 45 分前まで何度でも変更して良いことになっている（Frnnze [2007, pp. 17–20]）。調整電力についても落札した発電会社は、予約料の他にアワーに対する報酬を受け取る。

C. 調整電力の需要削減・追加入札

予備電力入札においても調整電力入札においても、発電だけではなく、需要家も需要削減や需要追加の入札を行う（Nordel [2007, p. 63]）。スウェーデンでもノルウェーでも需要家による調整電力入札量の方が発電の調整電力入札量よりも多い。

ノルウェーでは 11 月から 3 月までの予備力容量入札は 2000MW が義務付けられている。そのうち 600MW は発電側でなければならない。残りは需要側である。需要側は、基本的に待機料は非常に低いのだが、かなり高い料金を取る。平均的には kwh あたり 0.5 ユーロ程度である。ノルウェーの南部では予備力はほとんどが需要側だけが供給する。

その際、大口の工場で節電入札をするときには通常必要量は分かっているから、それを契約ベースで調べて、そこから下げることになる。実際にはこの需要側の節電命令が起きるということは頻繁ではなく、およそ 2 年に 1 度である。

スウェーデンでは 2011 年 11 月から 2013 年 5 月までの間での最高値は、kWh 当たり

⁵ 北欧では、国際標準で tertiary reserve と呼ばれているものを、secondary reserve と呼んでいる。しかし本稿では国際標準に従う。

0.8 ユーロであった。1kWh 当たり 0.2 ユーロより高かったのは、全体の 1%であった。

D. Reactive と proactive bidding

ノルウェーでもスウェーデンでも、前日にキャパシティ入札をしなかった発電所も、予備電力落札企業と同様に、調整電力への入札市場で実行時の 45 分前までアワーの入札をすることができる。通常発電所が、取引所や時間前市場で売れ残った電 気を入札できるわけだ。ただしこのタイプの発電所は予約料を受け取ることができない。

なお、このように当日の飛び入り入札を認めることを、**reactive bidding** という。それに対して、前もって予備力容量入札を済まして予約量を支払って入札してもらうことを、**proactive bidding** という。スウェーデンでは一年中、**proactive** 入札と **reactive** 入札を共存させている。一方ノルウェーでは、むしろ **reactive reserve** が基本である。

ノルウェーでは 11 月から翌年の 3 月までの間だけ、**proactive** 予備力も確保している。夏の間は水力発電の貯水池に水が十分あり、いつでもそれが稼働できるからである。それに対してスウェーデンでは、ガスタービンで最終需給調整をやるから前もって予約しておく必要がある。

ノルウェーでは、このような当日の飛び入り入札を認めることは、TSO にとって、予備電力入札によって前日に必要なキャパシティだけは確保した上で、現実の発電命令は最も安い電源を用いることができるというメリットがある。したがって入札の安い順に発電命令を出す。

それに対してスウェーデンでは、「元来、調整電力のアワーの発電料金を市場が十分高く決めれば、発電会社はそれに対応して自主的に十分な予備力容量を用意するはずである。したがって人為的に予備力容量を設定することは、TSO による市場への介入であるから、人為的な予備力確保は将来的にはなくしたい。当面持つにしても最小限に済ませ、なるべく **reactive** で済ませたい」と考えているため、どのように値段が高くてもまず **reactive** の発電を優先し、それが終わってから **proactive** の入札を用いるという (Svenska Kraftnät における Anna Guldbrand 氏からのヒアリング調査より)。

やはり同じ精神に立って、オランダやベルギーでは **proactive** な **bidding** は一切なく、全てが **reactive** な **bidding** のみである (Statnett におけるヒアリング調査より)。

E. リアルタイム価格

調整電力の入札においては、落札した発電者あるいは需要家のもっとも高い入札価格を「リアルタイム価格」という (Nord REG [2010, p. 18])。北欧ではこのリアルタイム価格が、全ての入札者に対して支払われる。したがって低い価格の札を入れた発電所や需要家も実際に受け取るアワーの価格は、それより高いリアルタイム価格である。

システム全体で供給不足の際に、通常は発電追加のみで調整電力は賄われる。その際、追加発電を命じられた発電所の中で最も高い入札価格が落札価格である (図 2 参照)。北欧では、TSO は、落札価格よりも低く入札した発電所のすべてにも追加発電量として

この落札価格を支払う。この場合の落札価格が、調整電力の「限界発電費用」である。限界発電費用は、リアルタイム価格の一形態である。

この落札価格より低く入札した会社は、自社の入札価格と落札価格との差額を固定費の支払いに充てることができる。例えば図 1 で、TSO は 20 万 kWh 追加発電を必要としており、落札価格が 80 円だとすると、20 円で応札した発電所は 60 円分の儲けを得るので、これを固定費に充てることができる。

調整電力の入札制度で、需要削減入札をした需要家が落札する場合には、需要削減を命じられた需要家の中で最も高い入札価格が落札価格である（図 2 参照）。この入札でも、落札価格よりも低く入札した需要者のすべてに落札価格を支払う（図 1 では、例えば 8 万 kWh 発電してもらうために 1kWh あたり 350 円を支払う。この落札価格は当然追加発電をする発電所にも支払われる）。ネガワット節電入札まで用いた場合には、この場合の落札価格を、単に調整電力の「リアルタイム価格」と呼ぶ。

なお、供給量の方が需要量を超えている場合には、TSO が支払う金額は負になる。

F. 一般セクター全体によるインバランスと TSO による調整電力の購入量の一致

既に述べたように、大口の需要家に対しても、発電所がそれぞれ TSO に事前に届け出ている計画値と実現値とのインバランスを、TSO が精算するのが、インバランス精算制度である。例えば、ある時間帯において発電所の実現発電量が計画値を超えていた場合には、発電所はこの超過分を TSO に売却する。反対に、実現発電量が計画値に満たない場合には、発電会社はこの不足分を TSO から購入しなければならない。これは需要家も同様である。ある時間帯で計画値を超えて消費した場合には、超過分を TSO から購入し、節電によって計画値より少なく消費した場合には、そのインバランスを発電と見なして TSO に売却する（NBS Project [2011, p. 20]）。

TSO はインバランス精算を通じて、一般セクターに対してその超過需要分の電力を販売する。一方で TSO は、その電力を、調整電力入札を通じて、調整電力供給者から購入する。したがって TSO による調整電力の購入量は、一般セクターの超過需要量に等しい。

附論 C 計画値同時同量 vs 実同時同量

——インバランスの定義の違い——

1. インバランス：輸入量による定義

発電者であれ、需要家であれ、小売事業者であれ、需要量から発電量を引いたものを輸入量と呼ぼう。すなわち、

$$\text{輸入量} = \text{需要量} - \text{発電量} \quad (5)$$

である。右辺のそれぞれの計画値を取ると、計画発電量が得られる。すなわち、

$$\text{計画輸入量} = \text{計画需要量} - \text{計画発電量} \quad (6)$$

(5)式の右辺のそれぞれの項の実現値を取ると、実現輸入量が得られる。すなわち、

$$\text{実現輸入量} = \text{実現需要量} - \text{実現発電量} \quad (7)$$

(3)式の右辺に(2)式と(1)式とを代入し、さらに(6)式と(7)式とを用いると、小売事業者のインバランスは、次式のように書くことができる⁶。

$$\text{インバランス} = \text{実現輸入量} - \text{計画輸入量} \quad (8)$$

小売事業者は、計画輸入量と実現輸入量との差に対して、インバランス料金を支払うわけである。

(8)式から明らかなように、計画値同時同量の下では、小売事業者の目標は

$$\text{実現輸入量} = \text{計画輸入量} \quad (9)$$

の達成である。

計画値同時同量の下での BRP の目標である(9)が達成されているときには、(7)式を代

⁶ (3)式に(1)と(2)を代入して右辺を移項すると、

$$\text{インバランス} = (\text{実現需要量} - \text{実現発電量}) - (\text{計画発電量} - \text{実現需要量})$$

である。これから(8)が得られる。

入することによって、

$$\text{実現需要量} = \text{実現発電量} + \text{計画輸入量} \quad (10)$$

が得られる。

II. 計画値同時同量と実同時同量制度の違い

一方、いわゆる third party access の下での「実同時同量」の下では、新規参入小売事業者は

$$\text{インバランス} = \text{実現需要量} - \text{実現発電量} \quad (11)$$

に対して、これがプラスであろうとマイナスであろうと、ペナルティを払わされた。すなわち、目標として次を達成することが求められた。

$$\text{実現需要量} = \text{実現発電量} \quad (12)$$

しかし計画値同時同量の下では、小売事業者は(12)式を成立させる必要がない。小売事業者のメンバー間だけで需給を均等化させる必要はなく、当該小売事業者外から輸入することができる。それは計画量においても実現量においても、である。このために、(10)式の右辺第2項の分だけ、third party access の場合の目標式である(12)式と異なっている。

計画値同時同量と実同時同量との違いは、(8)式と(11)式によるインバランスの定義の違いによって起きている。これは、それぞれの制度の下でのインバランスが、それぞれ(10)式と(12)式に対応していることを示している。

参考文献

EEX (2017). *Power Derivatives Market*.

<https://www.eex.com/en/products/power/power-derivatives-market> (アクセスは2017年12月11日)

Elia (2016a). *Day-Ahead Market Coupling ensuring better market liquidity*.

http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/C-Cross-border%20allocations/C4-EN-Market-Coupling_2016.pdf

Elia (2016b). *Yearly and monthly allocations: secure, easy and transparent exchanges on Belgian interconnections*.

http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/C-Cross-border%20allocations/C1_E-Yearly-Monthlyallocations.pdf

ENTSO-E (2012). *Transmission Risk Hedging Products-An ENTSO-E Educational paper*.

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/consultations/Network_Code_CACM/20120619_Educational_Paper_on_Risk_Hedging_Instruments_revised5.pdf

ENTSO-E (2015). *Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

ENTSO-E (2016). *Allocation Rules for Forward Capacity Allocation*.

https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/160629_HAR_EU_MainBody_2017.pdf

EU Commission (2016). *Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation*.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2016:259:FULL&from=EN>

Frnnze, S. (2007). *An Investigation of the Cost of Primary Regulation*.

<http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:609131/FULLTEXT01>

JAO (2016). *Nomination Information*.

<http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview> 内の Nomination Rules and Principles にある 20170213_NominationInformation.pdf

Kristiansen, T. (2007). The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. *Energy Policy*, 35(7), pp. 3681–3700

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.004>

NBS Project. (2011). *Nordic Balance Settlement NBS Design*.

http://www.svk.se/Global/06_Energimarknaden/Pdf/El/NBS_Final_Design_report_Dec_22_2011.pdf

Nordel (2007). *Nordic Grid Code 2007*.

<http://webhotel2.tut.fi/units/set/research/adine/materiaalit/Active%20network/System%20integration/Grid%20codes/Nordel%20grid%20code%202007-00129-01-E.pdf>

- NordREG (2006). “*Development of a common Nordic balance settlement*”
http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Common_Nordic_balance_settlement.pdf
- NordREG (2010). *Harmonising the balancing market*
http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/NordREGreport5_2010_Balancing.pdf
- Tennet, Amprion, RTE, Transnet BW, and Elia (2015). *Market information: CHANGES regarding the Allocation of Transmission Rights in CWE region with delivery from 1st of January 2016 on.*
http://www.elia.be/~media/files/News/2015-09_Market-information_CWE-region_EU-HAR_SAR_.pdf
- 八田達夫（2012）『電力システム改革をどう進めるか』，日本経済新聞出版社。
- 八田達夫・三木陽介（2013）「電力自由化にかかわる市場設計の国際比較研究～欧州における電力の最終需給調整を中心として～」，*RIETI Discussion Paper Series 13-J-075*.
<http://www.rieti.go.jp/jp/publications/dp/13j075.pdf>

略語集

ATC: Available Transfer Capacity.
BRP: Balance Responsible Party.
DACF: Day-Ahead Congestion File.
D2CF: 2-Day-Ahead Congestion File.
EEX: European Energy Exchange.
EPAD: Electricity Area Price Differentials.
FTR: Financial Transmission Right.
IDCF: Intraday File.
NTC: Net Transfer Capacity.
PTR: Physical Transmission Right.
RSC: Regional Security Coordinator.
TSO: Transmission System Operator.
TTC: Transmission Reliability Margin.