



RIETI Discussion Paper Series 04-J-029

電力競争市場の基本構造

八田 達夫
経済産業研究所



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/>

電力競争市場の基本構造

八田 達夫

電力産業には、規模の経済があると考えられてきたため、多くの国で電力会社に地域独占を認め、その代わり料金を規制してきた。

ところが、2つの環境変化が地域独占の必要性をなくした。

第1に、発電に関しての規模の経済が重要でなくなった。現在では個々の発電所の発電能力に比べて需要規模が十分大きいため、発電に関しては規模の経済がなくなっている¹。その一つの原因は、ガスタービン発電などによって小規模でも安く発電ができる技術進歩が起きたことであり、もう一つの原因は、多くの国で単に電力需要が増加し続けたため、個々の発電所の生産規模に比べて電力市場が大きくなったことによる。このため多くの発電事業者が競争的に電力供給に参加できることになった。

第2に、情報通信技術の発達により分散的な発電が可能になったことである。発電に関する競争が導入されると、多くの需要家と供給家による需要供給を瞬時に調整する必要がある。このため、以前は、電力会社内の閉じた世界で発電をしなければ能率的に給電指令を行えなかった。しかし、情報通信技術の発達によって、分散的な市場参加者間の需給調整が可能になった。

このような環境変化によって、発電に関する競争が導入できるようになった。これが電力の自由化である。

¹ 現在でも小さな島などでは、発電能力に比べて需要規模が十分大きくないため、発電に関して規模の経済があり、送電だけでなく発電の料金規制が必要である。

しかし、送電配網に関しては規模の経済があるため、発電事業の自由化後も、送電網提供サービスは独占のまま残し、送電配料金は従来通り規制することになる。

自由化された地域では、発電事業者は、規制によって決められた送電配料金を送配電会社に払った上で送電配線を使って、自由に電気を売ることができるようになった。その際に、長期的な相対取引も行われるが、多くの売り手と買い手の間での前日スポット市場による売買も発展した。

このような自由化は、2つのルートで電気料金を引き下げてくれる。

第1に、従来の総括原価主義の規制下のよう、無駄なコストまで料金に上乗せすることができなくなる。反面、コストを引き下げた企業はその分利潤を増大することができる。このため、競争によって発電コストが下がる。

第2に、電力料金が需給のバランスで決まるようになると、夏のピーク時間帯の電力料金は高くなる。夏が蒸し暑い日本では、夏の冷房電力需要量が大きく、このピーク時間帯の需要に備えて過大な送電や発電の設備が作られてきた。ピーク時の高い電力料金によって、この時間帯の需要量が抑えられると、これまでのような過大な施設は不用になり、ピーク時以外の時間帯の電力料金は大幅に引き下げられる。

日本の産業の国際競争力強化のためには、安い電力が必要である。そのためには、自由化が明らかに役立つ。

この章では、電力の自由化を徹底した時の最終的な姿を描いてみよう。まず電力市場の標準モデルとして、ノルウェーの市場の基本的構造を紹介する²。その上で、スウェーデン市場および PJM（ペンシルバニア、ニュージャージー、メリーランド州）市場との比較を行う。各国の市場では、様々な局面でノルウェーの市場とは異なる制度を持っているので、それらを比較検討することが市場の理解に役立つ。特に、それぞれの市場が送電ロスと送電線混雑に対してどのような対処をしているかを分析する。

² ノルウェー市場を含むノード・プールの詳細については、第12章1節参照。

自由化されている電力市場の全体を見ることによって、市場の自由化が従来行なわれていた過大な送電線投資を抑制し、系統安定の確保をより安価にすることが分かる。さらに、発電の効率的な立地を探し、ピーク時のみに対応した発電所の削減に貢献する。需要家にも、効率的な立地や、ピーク時消費の抑制を促す。

第1節 電力市場の標準モデル

ノルウェーでは、1992年に電力の完全自由化をした。この年に国営の電力会社を送電会社（Statnett）と複数の発電会社に分離した。給電指令所を含めて送電を運用する機関である**系統運用機関**（System Operator）は、もともと国営の電力会社の一部だった。しかし、自由化に際して、系統運用機関は送電会社の方に属することになった。北欧では各国ごとに系統運用機関がある。この系統運用機関は、発電会社から独立しているという意味で**独立系統運用機関**（ISO：Independent System Operator）と呼ばれている。

自由化を機会に、規制によって送配電料金が決められ、第3者に対する送配電線使用の公開が始まった。

同時にノルドプール（Nord Pool）という電力取引所を設立し、前日スポットと先物の市場が開設された。ノルドプールは、現在では、スウェーデン、フィンランド、デンマークも加えた北欧4ヶ国全体の電力需給を調整する市場として機能している。

ノルウェーの電力最終需要家が受け取る電気料金の請求書には、①電力本体価格、②送配電料金、③税金が記載されている。

第1の**電力本体価格**は、市場で決定される。市場で決まる様々な電力本体価格は時々刻々変化する。この価格のうち最も支配的なものは**前日スポット価格**であるが、この価格は、混雑している場所を除いて、4ヶ国の全地点で共通である。

第2の**送配電料金**は、当局の規制の下に、送電会社・配電会社が設定する。送配電料金の規制では、二部料金制が採用されている。すなわち従量料金と固定料金に分かれる。送電固定料金は各地で均一であり、年一度更新される。送電従量料金は、送電ロスを少なくするように、電力の潮流に基づいて前もって、

ゾーンごと・季時ごとに規制によって決められている。なお、ノルウェーでは、配電会社は大部分が市営であり、家庭用の需要家の多くはこの配電業者から電力を購入している。配電サービスを供給するとともに、電力をも供給しているわけである。

第3の税金は、もちろん政府が決定する。

この請求書が、最終需要家に、彼が取り引きしている電力業者（配電会社、ブローカー、小売業者のいずれか）から送られてくる。

以下では、税金を無視し、

$$\text{買い手価格} = \text{電力本体価格} + \text{送配電料金}$$

と考える。この式の右辺2項のうち、電力本体価格は時々刻々変化する。混雑が生じる場合には場所によっても異なる。送配電料金は、季節、時間帯および場所によって異なる。このことを反映して、電気の買い手価格は、時々刻々変化すると同時に、場所によって異なる。

1. 前日スポット市場

電力本体価格の決定に基幹的な役割を果たすのは、①前日スポット市場における電力の需要家と供給家の間の取引と②リアルタイム市場における発電会社から系統運用機関への売電である。

電力市場の根幹は前日スポット市場である。ノルドプールという電力取引所で、1時間ごとに北欧全体の電力の需要と供給が一致する均衡価格を見い出している。ここで決まる価格を、電力の**前日スポット価格**と呼ぶ。この市場が**前日スポット市場**である。この市場では取引相手は特定されない。

ノルドプールの前日スポット市場には、数百の企業が参加している。それらの中には、発電会社、最終需要家、配電会社、大口のトレーダーやブローカーが入っている。これらの市場参加者は、取引日における1時間ごとの需要予定表あるいは供給予定表（すなわち、すべての仮想的な電力価格のそれぞれに対

して自社が望む需要量あるいは供給量を示す予定表³⁾を、オスロのノルドプールに取引日の前日正午までに e-mail あるいは fax で知らせる。ノルドプールでは、これを集計してパソコンの画面上に北欧全体の需要曲線と供給曲線を描き、両曲線の交点で、マーケット全体の均衡価格を取引日の1時間ごとに決める。これが、その時間帯の全北欧の統一電力価格となる。これを**システム価格**という。この価格は、前日の午後3時までに決まる。ノルドプールは、市場参加者に、その均衡価格の下での需給量の確認の報せを前日の夕方までに知らせる。さらに ISO に対しても、翌日各時間に各発電所がどれだけ発電し、各需要家がどれだけを購入するかを知らせる。

なお、入札時には、買い手も売り手も、取引時点でどれだけの送配電料金を払わないといけないかを前提とした上で、需要予定表と供給予定表を取引所に伝える。すなわち、市場における電力需給は、送配電料金をすでに反映したものとなっている。

前日スポット価格は、ピーク時に高くオフピーク時に低い。これは、無駄な発電所建設と送電線の建設を抑制する。第一に、ピーク時の高いスポット価格は、ピーク時の電力消費を抑制する。これは、過大な発電所を不要にする。自由改善は、ピーク時の発電需要に対処するためだけの非効率な発電所を存続させる必要があるが、ピーク時の電力消費が抑制されるとそのような必要がなくなる。第二に、ピーク時の高いスポット料金は、ピーク時の送電量を抑制するから、長期的に送電線の建設の抑制を可能にする。これまで日本の送電線の建設がピーク時対応で建設されてきたことを考えると、前回スポット価格の導入による送電線建設の抑制効果は、長期的にみて自由化がもたらす最大の恩恵であると考えられる。

2. リアルタイム市場

電力の場合は需給に微小なギャップが生じただけで周波数が変化し、やがては、電力システムが停止してしまう。したがって、他の商品と違って、需給は

³⁾ ある企業の需要予定表からは直ちにその企業の需要曲線が描ける。また、ある発電会社の供給予定表からはその会社の供給曲線を描くことができる。なお経済学では、需要予定表は需要表、供給予定表は供給表と呼ばれている。

いつも非常に狭い範囲で一致させなければならない。具体的には、実際の需要量に応じて発電量をリアルタイムに調整しなければならない。この給電指令を行うところが、給電指令所である。給電指令所は需給を一致させるだけでなく、電力の質を保つためにさまざまな指令をする⁴。

給電指令所を含めて送電を運用する機関である ISO は、取引日に最終的な電力の給電調整をする義務を課せられている。

当日の電力の流れは、前日にノルドプールが ISO に知らせた予定需給量からある程度はずれる。当日になると、需要家は昨日の予定より多く需要したり、発電所も予定より少なく生産したりということが起きる。このため、現実の電力の流れに需給ギャップが生じうる。この需給ギャップがなくなるように、リアルタイムで発電量の調整を行う。

ISO は、発電時間帯直前に電力を調達するために、リアルタイム市場をもっている。これはノルドプールとは全く別の市場である。リアルタイム市場に参加する各発電会社は、あらかじめ当日における給電運用のために必要な発電の価格と量を入札しておく。各社の入札量を低い価格から高い価格に向かって並べたものをテnder オファーという。ISO は現実の電力の流れを観察して、需給ギャップを相殺する量をリアルタイム市場から調達する。具体的には、安いほうからテnder オファーに並んでいる発電所のうち必要量に達するまでの量を供給する発電所に発電時間帯直前 15 分に発電命令を出す。

その際、テnder オファーで必要量に対応する最も高い価格を、**リアルタイム価格**という。リアルタイム価格が、リアルタイム市場でその時間内に追加生産あるいは減産を行うすべての発電会社に対して支払われる。すなわちリアルタイム価格未満の価格で入札した発電会社にも共通に払う。こうすることによって、いくら安く入札してもその価格とは関係なくリアルタイム価格で買ってもらえるから、正直に入札する動機が与えられる。

当該取引が行われた後での検針の結果、ノルドプール市場参加者の事後的な電力需要量や供給量が、スポット市場で約束した電力需要量や供給量と異なる場合には、この差をリアルタイム価格で精算する。いま需要家 A だけが前日に

⁴ 本書第 5 章参照。

前日スポット市場で決定した量より 1 単位分多く消費するとしよう。この場合 ISO は、リアルタイム市場で発電会社に 1 単位分の追加生産を要請し、リアルタイム市場価格で支払う。

一方、ISO は、需要家 A から 1 単位分の過剰消費料金をリアルタイム価格で受け取る。これによって、ISO の収支は均等になるわけである。需要家 A の予定外消費を物理的に賄うリアルタイム市場は、ISO が運営し価格を決める。そうして決まった発電可変費用は、過不足なく需要家 A が賄う。

リアルタイム価格は、システム価格とは当然異なる。**一物二価**にするのである。

リアルタイム市場には、スポット市場閉鎖以降の新しい状況を反映しているから、この状況をすべての取引価格に反映させるために、前日に決まったスポット市場での需給をもう一度やり直して、新しいリアルタイム価格と前日スポット価格を統一したものとして作ることができるはずである。しかしそういうことには実際的な問題がありすぎるために二つの市場は分離されている。需要家に再入札をする機会を与えられていない。一物二価を並存させているのである。

ところで、リアルタイム市場に参加する発電会社は、給電指令所からの命令に応じて即座に発電する体制を整えなければならない。例えば、燃料を使う発電所は前もって暖めておかなければならないし、水力発電ですらスピンドルブといって空回りをさせて準備しておく。これらには当然経費がかかるから、実際に発電を最終的に依頼するか否かは別として、そのように準備してもらうことに対して固定費が参加者に対して払われている。もともとこのように準備をしていない参加者に対しては 15 分で準備をしてもらうのは難しいからである。

なお上では発電会社のテnder オファーについて述べたが、実際には 15 分のノーティスで需要をカットする契約を ISO と結んでいる需要家もいる。これにもテnder オファーがあり、発電増加で対応しきれない場合に需要のカットが用いられる。これは給電運用のための過大な発電所投資を抑制してくれる。

初送電を一貫させることによって、電力会社内で行なう自由化以前の体制と比べて、オープンなリアルタイム市場を通じて給電運用を利用できるようにな

った根本的な理由は、コンピュータによる通信手段の発達である。これによって、リアルタイム市場を直接に給電運用機関が運用できるようになったために、スポット・マーケットを給電部門とはきりはなすことができ、それによって無駄な発電所の建設と無駄な送電線建設を抑制するスポット市場を給電運用とは独立に設立することが可能となった。

3. 送電料金

送配電には、規模の経済がある。したがって、送電会社は国家独占に、また配電会社は地域独占になっている。このため送配電料金は政府が規制している。以下では、送電料金に関して述べる。

送電料金の規制では、二部料金制が採用されている。すなわち固定料金と従量料金とに分かれる。基本的に、送電固定料金で送電線の建設費とあとで述べるアンシラリーサービスの費用とを賄い、送電従量料金で送電ロスとを賄っている。

ノルウェーでは**送電固定料金**は各地で均一に設定されている⁵。これを郵便切手方式という。固定料金は、年一度更新される。

送電従量料金は、ゾーンごと・季時ごとに電力の流れに基づいて前もって規制によって決められている。ただしノルウェーでは、送電料金の極端な細分化はしておらず、5地域、3時間帯別料金（冬季昼間、冬季夜間及び週末、夏季）を採用している。

さらに、電力の売り手と買い手には、それぞれ異なる送電従量料金が設定されている。送電従量料金のうち、買い手が支払うものを**引き出し料金**、売り手が支払うものを**注入料金**という。

各地点における送電従量料金は、送電料金込みの電力価格が、売り手にとっても買い手にとっても、電力の川上は安く、川下は高くなるように設定されている。いいかえると、売り手や買い手が最終的に直面する電力価格が、電力の供給超過地では安く需要超過地では高くなるように従量料金が設定される。こうして各地点では、川上から川下に至る送電ロスが反映されている。

⁵ スウェーデンでは地点の径度によって異なる固定料金が課せられている。

これは需要家の川上における立地を促し、発電事業者の川下における立地を促している。結果的に送電線建設を抑制し、送電固定料を長期的に引き下げる効果を持つ。

4. ISO

a. サービス

ノルウェーでは系統運用機関が電力会社から分離された独立の会社（ISO）の送電会社（Statnett）になっている。ISOの役割は、①需給を調節し、②電力の質を維持し、また③送電のコストを最小にするためにさまざまな系統運用を行うことである。

前に述べたようにリアルタイム市場における電力購入費用（可変費用）は、需給ギャップを発生させた当事者から調達する。

しかし、リアルタイムの調整は、周波数をコントロールすることによって電力の質を維持するサービスを、全市場参加者に提供していると考えられる。そのため、固定費は市場参加者全員に負担させている。さらに、ISOは、電圧の低下が起きる場合には、需要地の近くで無効電力の発電をしなければならない。また完全な停電が起きたときに、最初に起動させる発電機を維持しなければならない。このような電力の質を維持するためのサービスを総称して**アンシラリー・サービス（Ancillary Service）**という。アンシラリー・サービスの費用は、市場参加者全員に対して賦課する。これは基本的に送電料金の固定料金からとっている。

ところで、送電会社は、送電ロス分の電力を市場から購入する。したがって、送電ロスの費用は、市場で決まる電力価格を反映して毎日変わる。ただし、送電会社はこのコストを才覚で引き下げることができる。将来の送電需給に関する予測能力があれば、スポット市場と先物市場・先渡市場・相対取引を使い分けすることによってコストを下げられるからである。

b. 中立性

ノルウェーでは、系統運用機関は電力会社から独立している。その理由は2つある。

第1は、情報の遮断のためである。系統運用機関は全ての市場参加者の発電量・受電量を知っているから、それぞれの発電機がどのような価格の時に稼働されているかを知ることができる。相対取引を行う発電会社にとって、この情報は、他の発電会社に知られたくない情報である。もし系統運用機関が特定の発電会社と結びついていれば、その発電会社が他社の情報を得ることになり、長期契約が全く不平等なものとなる。したがって、系統運用機関と電力会社の間で個々の発電所に関する情報を完全に遮断する必要がある。そのために ISO は、会社分割された中立的な系統運用機関として設立されている。

第2は、会計分離のためである。電力会社は、アンシラリー・サービス費用だけを抽出して電力市場システム参加者に公平に負担させる必要がある。もし一つの電力会社が系統運用も、発電も同時に行っており、両部門が分離されていなければ、自社の営業用の費用をアンシラリー・サービス費用の名のもとに負担させてしまう可能性がある。これを防ぐためには、アンシラリー・サービスにかかっている費用を電力会社の発電部門が自社の電力販売のためにかけている発電費用と明確に分離する必要もある。

ノルウェーでは、かつて国営の電力会社が送電部門も発電部門も持っていた。しかし自由化にあたり、発電部門は別会社にし、送電部門と系統運用機関を結びつけた後継会社を中立・独立な会社として設立した。

5. 送電混雑の抑制

上では、北欧全体における需要曲線と供給曲線の交点で前日スポット市場の共通価格が決まると述べた。この共通価格の下でいかなる送電線もボトルネックになっていない場合には、この通りである。

しかしこうして決まった共通価格の下で、ある送電線にボトルネックが生じる場合には、修正が必要になる。すなわち、超過需要が発生しているゾーンに、ゾーン外から超過需要分を送電するのに、送電線の容量が不足している場合である。

ノルドプールは、このような状況には次のように対処している。まず、送電線のボトルネックのあるなしを無視して北欧4ヶ国統一の電力価格を仮に決める。これを**システム価格**という。この価格の下で、あるゾーンと他のゾーンと

の間の送電にボトルネックが起きる場合には、ボトルネックのある送電線を通じて輸入しているゾーンの市場と、輸出しているゾーンの市場を切り離す。その上で、二つのゾーンの需給均衡価格を別々に見出す。それらが、それぞれのゾーンにおいて市場参加者が支払う前日スポット価格になる。

2ゾーン間における前日スポット価格の差は**混雑料金**であるとみなすことができる。混雑がある場合には、輸入ゾーンでの電力本体価格は輸出ゾーンでの電力本体価格より高くなる。これは、輸入ゾーンでの発電を促し需要を抑制する効果がある。

6. 送電費用の回収

ボトルネックがなく、全国の売り手も買い手もシステム価格に直面しているときには、ノードプールから売り手が受け取る総額と買い手が支払う総額は（ノードプールへの手数料を除いて）同額になる。

ところが、2つのゾーンの間でボトルネックがあると、そうはならない。その場合、安い川上ゾーンから高い川下ゾーンに送電が行われる。すなわちノードプールは価格の異なる二つの市場を作ったことによって儲けることになる。

つまり、ある送電線に混雑がある時には、ノードプールは川上ゾーンで送電分だけ、巡回手になり、川下ゾーンで純売り手になる。したがって、川上のゾーンで安く電力を買って、川下のゾーンで高く売れる。その差額は、混雑料金とみなすことができる。ノルウェーの制度の下では、ノードプールは上記の差額をノルウェーの送電会社に支払う。これは送電線の建設費の一部に当てられる。したがって、混雑料金は実質的な送電料金となっている⁶。混雑料金からの収入の分だけ、送電固定料金が低く押さえられているわけである。

⁶ 経済理論によれば、ある送電線の混雑料金からの収入が、送電ロスや償却費を上回って正の利潤を生むならば、その送電線のキャパシティを増やせば資源配分はより効率的になる。キャパシティを増やし続けると混雑料金が下がるから、やがては利潤が0になる。このとき、送電キャパシティは社会的に見て最適になる。八田達夫『ミクロ経済学』（東洋経済、2004年）第16章参照。

⁸ 系統への時間ごとの総電力注入の計量値から、電子メーターを持っている全

7. リスク・ヘッジ

電力の買い手も売り手も、全面的に前日スポット市場から買えば、価格変動リスクに直面する。あてにならない価格に直面しては、投資計画をたてることも、販売や調達に関する長期契約も結べない。したがって、安定的な、生産計画、購入計画、投資計画を立てるために電力価格のリスクをヘッジする手段に対する強い需要がある。

その手段としては、第Ⅱ節で詳しく説明するように相対取引、先渡市場、先物市場等がある。

8. ブローカーとトレーダー

発電もせず、最終的な電力消費もしない会社も、ノルドプールの前日スポット市場に参加する。

第1は、大口の**ブローカー**である。

ブローカーはリスクは取らない仲買人である。大口のブローカーは、前日スポット市場や配電会社から買った電力を多くの最終需要家に小売する。ブローカーは、その過程で手数料収入を得る。このように、ブローカーを通じると、小口の買い手も間接的に市場に参加することになる。同様に電力の小口の売り手もブローカーを通じて市場に売却できる。

ブローカーは、一定の電力を市場や配電会社から買って確保し、お客さんに売る。しかし、お客さんの実際の消費量は、確保した量からずれる。ずれを精算しなければならない。大口の場合には、一時間おきの検針器をモデム付きで設置しているから、ブローカーは、市場や配電会社と簡単に精算できる。約束した額より多く使っていれば、ブローカーはその分余計に市場や配電会社に払う。

第2は、大口の**トレーダー**である。

彼らはブローカーと違って、リスクを取る取引者である。例えば、先物市場で買った電力を、引き渡し時点ですべて前日スポット市場で売ることにして、相場を張る。天候の予測などに基づいて将来の前日スポット価格が先物価格よ

り高いと予想するならば、あとで前日スポット市場で売るために今先物を買うことによって儲けられる。このようにして市場に参加してリスクを取る人や会社がトレーダーである。彼らの存在によって先物価格は、将来時点に実現する前日スポット価格により近づいていく。

9. 家庭需要

小売り段階では地域ごとに公営の配電会社がある。しかし、需要家は、トレーダーやブローカーや小売業者から直接買うこともできる。家庭需要家ですら、今や3割程度は、自分の地域の配電会社以外の業者から買っている。

時間ごとに電力使用量を計量できるメーターをリアルタイムメーターという。このメーターを持っている需要家は、前日までに確定した購入予定量に対応した電力購入額を取引相手の供給者(ノードプールを含む)に対して支払う。さらに、前日までに確定した購入予定量とリアルタイムメーターで計測される実現値との差異は、リアルタイム価格で ISO との間で精算される。

しかし、一般家庭などの多くの需要家は、リアルタイムメーターを持っていない。これら需要家を以下では、未設置顧客という。未設置顧客の実現値と購入予定量の差異はどのようにリアルタイム市場で精算されるのだろうか。未設置顧客に電力を小売する配電会社を例にとりて考えてみよう。

まず、配電会社は相対取引やスポット・マーケットから、未設置顧客全体のために時間ごとの電力をあらかじめ予約購入する。当然ピーク時間帯には多く、オフピークには少なく購入する。それでもこの予約需要パターンと未設置顧客の実際の需要パターンとは、当然ずれが生じる。

しかし、ISO には、特定の配電会社の顧客全体の時間ごとの使用量を、事後的にも測定する手段がない。ただし、ISO は、全未設置顧客の平均的な需要プロファイルは事後的に持っている。さらに、個々の需要家のメーターを月ごとに事後的に計測することによって、特定の配電会社の未設置顧客全体の月間使用量は分かる。この2つの情報をもとに、ISO は特定の配電会社の時間毎の使用量を想定するのである。

ノルウェーでは、送電会社(系統所有者)が電子メーター未設置の需要家全体の需要プロファイルを事後的に測定している。未設置需要家をかかえている

配電会社、ブローカー、トレーダー等の顧客は、すべて上で測定されたのと同じのプロファイルパターンで消費していると想定した上で、事後的に計測された各社ごとの月間あるいは年間総使用量（各社ごとの顧客の月間あるいは年間使用量の総計）に基づいて各社に時間ごとのプロファイルを配分する⁸。

その上で、配電会社は、事前に購入した時間毎の使用量と、事後的に配分されたプロファイルとの差分をリアルタイム価格で ISO と決済する。

そのため、配電会社は、送電会社から事後的に配分されることになるプロファイルを、懸命に予測することになる。正確に予想するほどリアルタイム市場での支払いを少なくできるからである。

ところで、家庭需要家が地域の配電会社以外の業者から買う理由は何だろうか。まず、前日スポット市場で電力を購入している地域の配電会社が、自社のリスクを最小にしたいと考えているとしよう。そのような配電会社は、毎月1度検針した上で、電力のその月の平均前日スポット価格にプラス・アルファの手数料を取って売る。配電会社が先物市場を利用することが政治的に難しいため、このような料金制度が一番安全である。

ところが、先物市場や相対取引をうまく利用して電力を手当てできる小売業者は、1年間料金を固定することができる。この場合には、検針も1年に1度で済む。その分安くもできる。顧客の中には、このような固定料金を好む者もいるだろう。このように、すぐれた小売業者は、多様な顧客にとってそれぞれ最も望ましい料金体系を作り出すことができる。

これらの業者は、先物市場や相対取引を利用して電力を調達するから、前日スポットとは違った価格を提供することができる。配電会社、小売業者、トレーダーは、先物市場を利用するファイナンスの技術で競い合っている。前日スポット市場だけが存在する市場では、トレーダーや小売業者の活躍する余地は少ない。小売業者が多数競争する状況というのは、先物市場や相対取引が進んでいるから存在しているのである。

第Ⅱ節 リスクヘッジの諸手段

前日スポット市場での価格変動をヘッジする手段について詳しく述べよう。

1. 物理的相対取引

電力会社と最終需要家が直接契約して、電力を売ることを**相対取引**という⁹。相対取引では、送電料金を送電会社に払った上で、電力価格自体は自分達で決めることになる。相対取引によって、当事者たちは、価格を固定し取引量を担保できる。これによって安定的な、生産計画や購入計画を立てることができるのである。

相対取引には、長期の契約も含まれるし、数日の短い契約もある。さらに、相対取引の契約には、取引に前日スポット市場を一切利用しない**物理的契約**と、取引自体は前日スポット市場を通じて行い、相対では金融決済のみを行う**金融的契約**がある。物理的相対契約は、ゾーン内でのみ許されている。ゾーンを越える相対契約はすべて金融的に行われている。

物理的契約では契約当事者が ISO に対して取引の前日までに、どの発電所でどれだけ発電し、どこの需要家がどれだけ需要するかを通告する。この場合、電力の取引の代金は買い手から売り手へ直接支払われる。このように取引に関して前日スポット市場は一切関与していない。

ところで、物理的相対取引はゾーン内でのみ許されているから、ノルドプールは、ゾーン間の送電混雑の市場分割のために、物理的相対取引の事前情報を必要としていない。さらに、相対取引における需要量と供給量は、前日スポット価格が何であれ一致しているから、ノルドプールは、翌日の各時ごとの前日スポット価格の算定において、物理的相対取引に関する情報を前もって必要としない。

物理的相対取引を行う大部分の者は前日スポット市場を並用している。（自

⁹ 「相対取引」は、発電会社による最終需要家への直接小売である。日本の電気業界では、相対取引のことを単に「小売」ということがある。しかし前日スポット市場や先物市場が発達すると、市場から仕入れる卸業者から買う小売が現れる。このような小売と区別するために、発電会社による直接小売は、相対取引と呼ぶ方が安全である。

社がノルドプールの参加者でなくてもブローカーを通じて行うこともできる。) 相対取引契約を終えた後での新しい状況に対応して、前日スポット市場でも、追加的な取引を並行して行う。最終的な取引量が相対取引の契約によって限定されるわけではない。

たとえば、異常気象のために前日スポット価格が異常に高いとしよう。このとき、長期契約をしている需要家は、前日スポット価格より安い契約価格のままで購入できる。しかしこの場合でも、契約量よりも少なく使用すれば、一旦契約価格で購入したその節約分を前日スポット市場に高値で売ることができる。すなわち、長期契約によって価格をヘッジできるだけでなく、契約量よりも節約することによって、儲けを得るわけである。また、発電会社のほうも、前日スポット価格の方が相対取引価格より高ければ、相対取引していた以上に前日スポット市場に売却することによって儲けることができる。

したがって、異常に温度が高く、前日スポット市場の価格が暴騰しているときには、長期契約を結んでいる需要家にも、最大限節約する動機ができる。また長期契約をして電力を供給している会社の多くは自家発電の自家消費をもしているので、自家消費分を減らして市場に供給しようという動機ができる。前日スポット市場がない日本では、相対取引の当事者達には夏の需要逼迫時にも、相対取引契約以上需給調整をしようというインセンティブはない。相対取引が前日スポット市場と組み合わせられることで、資源配分の効率性が大幅に向上する。

つまり、前日スポット市場が存在する状況で、長期相対取引を行うということは、全ての取引関係者が、価格変動をヘッジした上で限界的には前日スポット価格に直面しているということの意味する。ノルウェーの電力市場全体では、長期相対取引の割合が多い。にもかかわらず、前日スポット価格によって、効率的な需要量の抑制及び供給量の促進が達成されている。

2. 金融的相対取引

ノルウェーではこのような物理的相対取引だけではなく、ノルドプールを通じた相対取引もある。この場合には相対取引参加者は、相対取引の売買のすべてを一旦前日スポット市場で行う。したがって一旦、売り手は前日スポット価

格で評価した収入を得、買い手は前日スポット価格で評価した額を支払う。その上で、相対取引価格と前日スポット価格との差を別途精算するのである。例えば実際の前日スポット価格の方が契約価格よりも高い場合には、その差額を発電会社が買い手に対して返すことによって契約が遂行される。

このようなノルドプールを通じた相対取引の場合、価格変動に対するヘッジに関しては、ISOもノルドプール、何ら関与しない。ヘッジは当事者間の事後的な金銭的な精算で行なわれる。したがってこのような取引を**金融的相対取引**と呼ぶ。

一方、物理的取引の場合には、相対取引当事者はISOに対して前もって取引について告知をする。その意味で「物理的な」取引である。ただし、この場合にもノルドプールは取引自体には関与しない。また取引の精算は当事者間で直接行う。

金融的相対取引とは、契約した量に対して、前日スポット価格と契約価格の差をかけたものをお互いに金融的に精算することであると言える。実際にノルドプールの前日スポット市場でそれぞれがどれだけ買ったかということは、お互いに関与しないことである。実際には何も買う必要もないし売る必要もない。したがってこの金融的相対取引には発電所を持たない会社や電力を購入する施設を持たない会社も参加する。その場合、各企業は前日スポット価格を予測する能力によって儲けを取ることがこの取引の目的になる。

相対取引の需要家と供給者がゾーンを越えている場合、前述したように、物理的取引は禁じられており、取引は金融的に行なわれなければならない。必ずノルドプールを通じて取引しなければならないと決められている。ゾーンを超えた相対取引を全て金融的相対取引にさせている理由は、そうすることでノルドプールがゾーンを越えた相対取引をすべて把握でき、混雑を管理できるからである。

ゾーン内では、物理的取引が許されている。ゾーン内の混雑をノードプールは管理しないから、ゾーン内の取引にノードプールが関与する必要がないからである。

なお、ゾーン内の相対取引で、金融取引よりも物理的取引が多用されている主な理由は、金融的取引では、ノードプールに対して前日スポット価格市場の

使用量を支払う必要があり、物理的取引ではその必要がないためである。

3.先渡し市場（Forward Market）

相対取引を組織化したものが先渡し市場である。組織された取引所ならば、①取引相手を見つけやすくなる。さらに、②支払いが滞る場合への対処ができる。まず市場は取引者の信用度を前もってチェックしてくれる。次に滞納や不払いに対する保険制度処理までもしてもらえる。これらを一括して行ってくれるところが、先渡し市場である。この市場は、あくまで相対取引を組織化するものだから、取引ごとに相手が特定される特徴がある。不払いや発電不足の影響は基本的には取引相手がこうむることになる。

ノルドプールには、前日スポット市場と並んで、4年先までの先渡し市場があり、年単位あるいは季節単位の取引が行われている。これによって売る側も買う側も、予測可能な料金で将来の取引を計画できる。すなわち、リスク・カバーをできる。

先渡し取引には、相対取引と同様に、物理的契約と金融的契約とがありうる。ただし、ノルドプールでは、金融的契約のみとなっている。これによってゾーンを越えた先渡し契約が可能になっている。

4.先物市場（Futures Market）

先物取引（futures）は、将来のある特定の時点で、あらかじめ約束された受渡価格で売買する取引である。これは、取引所を通じて相手が特定されない取引で、取引条件も標準化されている。

ノルドプールには、前日スポット市場と並んで、8～12ヶ月先までの先物市場がある。先物取引は金融的な取引である。

先物市場参加者は、先物市場で契約した電力取引を全て前日スポット市場で行っている。その上で、以前に売買契約していた先物価格と実現した前日スポット価格との差を金銭決済として支払ったり受け取ったりするのである。例えば、実際の前日スポット価格の方が先物で約束していた価格よりも高かったとしよう。この場合に、買い手は、高い前日スポット価格で買ったあとで、契約済の先物価格との差額を先物市場から返してもらう。売り手は、高い前日スポ

ット価格で売ったあとで、先物価格との差額を先物市場に返す。(先物市場を運用しているノルドプールは、差額を右から左に渡すだけなので手数料以外は何も儲けない。)

先物取引では、将来時点で払うという約束をした金額が確実に支払われるための仕組みが必要である。金融市場である以上、前日スポット価格と先物価格との差額の支払いを担保する必要がある。このため、先物の場合、取引に先立ち、買い手は、将来の契約履行を担保するための証拠金積立を行う。先物価格の変動による日々の金銭決済は、この証拠金の調整によって行われる。これを証拠金の値洗いと呼ぶ。

日々変化する執行日の先物価格と、契約価格との差額を、契約した当日から日々支払うということになっている。実は、執行日の先物価格は、次第に前日スポット価格に近づき、執行日の数日前には、ほとんど前日スポット価格と近くなっているから、先物価格と、現時点における執行日の先物価格との差額を払い続けることによって、最終的には前日スポット価格と契約価格との差を支払うことになる。

例えば 2003 年 1 月に、2005 年 1 月の先物を買ったとしよう。2003 年 1 月時点で確定した 2005 年 1 月の先物価格を \bar{P} とする。そして、2003 年 1 月から 3 ヶ月経った、2003 年 4 月時点における 2005 年 1 月の先物価格を P_{501} とする。すると、 $\bar{P} - P_{501}$ が、2003 年 4 月には先物市場の勘定に入金されることになる。

ところで、もしこのときに 2005 年 1 月の先物を売れば、契約は終了する。その際の価格は P_{501} であり、 $P - P_{501}$ の損が確定し、損がそれ以上拡大しないですむ。もし、 $P - P_{501}$ が負なら、利益をその絶対値の水準に確定できる。

なお、先物の場合、満期決済日までに反対売買により契約が終了する場合はほとんどで、実際に現物の受渡しが行われることは少ない。

5. 混雑の先物市場

これまで説明したのは、前日スポット市場のシステム価格の変動をヘッジする先渡しや先物取引であった。特定のゾーンで混雑が発生して、システム価格と特定のゾーン・スポット価格が異なる可能性も、将来取引の不確実性要因となる。

この不確実性に対して、ヘッジできるように、システム料金とゾーン料金の差に対する先渡し市場がノルドプール内に設けられており、**Contract for Difference** と呼ばれている。これと先渡しや先物とを組み合わせることによって、将来のどの地点における価格変動に対してもヘッジすることができる。

2. 7 金融取引と前日スポット市場の効率化

相対取引・先渡し市場・先物市場などにおける金融的取引は、すべて前日スポット市場を利用して行われている。これらの金融的取引は、市場全体が将来におけるスポット価格を予測する能力を高める。これは需要側・供給側の双方に将来の需給逼迫に対して事前に対応することを可能にするから、資源配分の効率化に役立っている。特に物理的な相対取引を効率化している。さらに前日スポット価格の安定化にも役立っている。

第Ⅲ節 送電従量料金

1. 潮流と送電ロス

a. 相対取引の限界送電費用

送電ロスへの課金について分析する前に、潮流と送電ロスとの関係を整理しておこう。地点 i と地点 j はある送電網上のノードであるとしよう。地点 i にある供給家と地点 j にある需要家とが相対取引を行っているとしよう。その取引量が一単位増えるとき、その結果生じる送電網全体における送電ロスの増大を、地点 i から地点 j への**相対取引の限界送電費用**といい、 t_{ij} と表す。これに、地点 i における**発電限界費用**を加えたものを、地点 i から地点 j への**相対取引の限界費用**という。これは、この相対取引量の一単位の増加がもたらす発電費用と送電費用の増加の和である。

話を簡単にするため、ある国の全ての都市が、地点 S と地点 D を結ぶ送電線上に並んでいるとしよう。図 1 のパネル A は両地点間の各都市における発電量を示している。この図が示すように、地点 S から地点 D に移るにつれて発電量は減少するとしよう。一方、パネル B は各都市における電力消費量を示している。この図が示すように電力消費量は、地点 S から地点 D に動くにつれて増大する。電力の潮流はパネル C が示すように、地点 S から地点 D の方向に流れる。すなわち、供給超過地から需要超過地へ流れる。この潮流は、送電ロスを発生させる。すなわち、供給超過地で発電して送り出した電力量が全てそのまま需要超過地に届くわけではない。

この潮流状況で、供給超過地 S の発電所と需要超過地 D の需要家とによる相対取引が一単位増えるとしよう。この取引は、潮流に沿った電流の流れを増やすため、送電ロスを増加させる。送電会社は送電ロス分の電力を市場から調達しなければならない。**潮流方向に沿った相対取引の限界送電費用はプラスである**。このような相対取引の増加に際しては、取引当事者に限界送電費用分を負担させる必要がある。

一方、上とは反対方向の取引が増えるとしよう。すなわち、需要超過地の発電所 D から供給超過地 S の需要家への相対取引の取引量が一単位増えるとしよう。この取引は、潮流に逆行するため、結果的に潮流に沿った送電量を減らす。したがって、送電ロスを賄うために送電会社が購入する電力の購入量を減らす

ことになる。**潮流方向に逆行する相対取引の限界送電費用はマイナスである。**このような新たな相対取引の増加に対しては、送電ロス減少分に相当する補助金（すなわちマイナスの限界送電費用分の課金）を与え、社会的な観点から奨励すべきである。

（このあたりに図 1 を挿入）

b. 地点限界送電費用

上では相対取引を考えたが、今度は、全国の需要家と供給家が、一つの前日スポット市場で結ばれているとしよう。

この場合、ある地点の買い手が、もう 1 単位を前日スポット市場から追加的に買うときに起きる送電ロスの増加を、この地点における**引き出しの限界送電費用**という。まず、需要量の増加によって、前日スポット価格が上昇する。それによって、この市場内の供給家の何社かが、生産量を増やす。一方で、需要家は価格上昇に反応して、需要量を少しずつ減らす。結果的に、もともとの需要量の増加に等しい超過供給が発生し、均衡が達成される。こうやって、各地点における送電量が変化し、それによって、送電ロスが変化する。このとき発生する送電ロスの上昇が、与えられた地点における引き出しの限界送電費用である。

したがって、ある地点における引き出しの限界送電費用を知るには、この地点における一単位の需要増がもたらす各地での生産量の変化と消費量の変化を知る必要がある。前日スポット市場運営者は各地の電力会社の供給曲線と各地の需要家の需要曲線を知っているから、ある地点での需要の 1 単位の増大が、どこの地点の供給量を増やし、どこの需要を減らすかを正確に把握できる。これから、時々刻々変化する送電ロスの限界費用を算定できる。

次に、ある地点の発電所が発電量を 1 単位増やして前日スポット市場に注入した場合に発生する送電ロスの増加を、この地点における**注入の限界送電費用**と呼ぶ。

実は、任意の地点で

注入の限界送電費用 = - 引き出しの限界送電費用 (1)

が成り立つ。このことを示そう。ある地点における注入の限界送電費用は、この地点で発電量を逆に1単位減少した場合に発生する送電ロスの減少に等しい。この地点での発電量が1単位減少した場合には、前日スポット価格が上昇する。これによって、この前日スポット市場の全供給家が生産量をわずかながら増やすことになる。一方で、全需要家は価格上昇に反応して、需要量を少しずつ減らすことになる。こうやって送電線を流れる送電量が変化する。この変化は、その地点の需要家が需要量を増加したときに起きた潮流の変化と、全く同じである。したがって、ある地点の発電所が1単位減産したときに発生する送電ロスは、その地点における「引き出しの限界送電費用」に等しい。これから上の命題が得られる。

需要超過地と供給超過地とにおける引き出しならびに注入の限界送電費用の符号は、表1に示されたようになる。¹⁰

¹⁰この表では需要超過地での引出しの限界費用はプラスである。まず、このことを示そう。需要超過地で消費量を一単位増やしたとき、電力の前日スポット価格は上昇する。この効果を、需要と供給に関する効果に分けて考えると分かりやすい。

まず、この価格上昇に各地点の需要側は反応せず、供給側のみが反応して各発電所が増産するとしよう。この場合には、供給超過地からの送電量が増加して、需要超過地での消費量の増大が賄われる。これは、潮流に沿った送電を増やし、送電ロスを増加させる。したがって、価格変化に供給側のみが反応するという前提のもとでは、需要超過地における需要量の一単位の増大がもたらす送電ロスの増大、すなわち引出しの限界送電費用はプラスである。

一方で、もし需要超過地での需要量の増加がもたらす価格上昇の結果、供給側は反応せず、各需要家が需要量を切り詰めて、需給均衡が達成されたとしよう。この場合には、供給超過地帯での需要量も多少は減少する。一方で、需要超過地では、元々発生した需要量の増加の方が、周辺における派生的な需要量減少より大きいから、需要超過地での需要量は増大することになる。このため、潮流方向の送電は増え、送電ロスが増える。したがって、価格変化に供給側のみが反応するという前提のもとでも、需要超過地における引き出

(このあたりに表 1 挿入)

c. 相対取引の限界送電費用と地点限界送電費用

ところで、次が成り立つ。

$$\begin{aligned} & \text{地点 } i \text{ から} & \text{地点 } j \text{ への} & \text{相対取引の限界送電費用} \\ = & \text{地点 } i \text{ における} & & \text{注入の} & \text{限界送電費用} \\ + & & \text{地点 } j \text{ における} & \text{引き出しの} & \text{限界送電費用 (2)} \end{aligned}$$

地点 i における注入の限界送電費用を t_i 、地点 j における引き出しの限界費用を t^j と書くと、

$$t_i^j = t_i + t^j$$

が成り立つ。

このため、あらかじめ送電網の各ノードにおける注入の限界費用と引き出しの限界費用が計算されていれば、この送電網を使用する相対取引の限界送電費用は、注入点における注入の限界送電費用と、引き出し点における引き出しの限界送電費用を足し合わせたものになる。

したがって、**相対取引の限界送電費用の符号は、**

供給超過地（青森）から需要超過地（東京）に送電する場合は、プラス、
需要超過地（東京）から供給超過地（青森）に送電する場合は、マイナス
である。これは、相対取引のところで直接観察した事実と符合する。

2. ノルウェーにおける送電ロスへの課金

しの限界送電費用はプラスである。

一般的には、価格上昇に対して、需要側も供給側も反応する。この場合、需要超過地における引き出しの限界送電費用は、上で考えた二つの限界送電費用の加重平均として求められる。このため、需要超過地における引き出しの限界送電費用は、プラスである。これと（1）式から、需要超過地における注入の限界送電費用は、マイナスである。これらは表 1 の第一列に示されている。

同様の分析を行うと、供給超過地では注入の限界送電費用はプラスであり、引き出しの限界送電費用はマイナスであることが分かる。

a. 買い手価格と売り手価格の均等

多くの国では、送電従量料金は、①売り手が支払う注入料金と、②買い手が支払う引き出し料金とで構成されている。

買い手が最終的に直面する従量料金は、電力の本体価格と引き出し料金の和である。これを、買い手価格と呼ぶ。すなわち、次が成り立つ。

$$\text{買い手価格} = \text{電力本体価格} + \text{引き出し料金} \quad (3)$$

売り手は、電力の追加一単位の販売増に対して、電力の本体価格を収入として得る一方で注入料金を支払う。電力の本体価格から注入料金を差し引いたものが、売り手が最終的に直面する従量料金である。これを、売り手価格と呼ぶ。すなわち、次が成り立つ。

$$\text{売り手価格} = \text{電力本体価格} - \text{注入料金} \quad (4)$$

ノルウェーでは、売り手が支払う注入料金は、送電網への注入の限界送電費用と等しく、また買い手が支払う引き出し料金は、引き出しの限界送電費用に等しく設定されている。その場合、(1)と(4)から

$$\text{売り手価格} = \text{電力本体価格} + \text{引き出し料金}$$

が成り立つ。この式と(3)から、任意の地点において

$$\text{売り手価格} = \text{買い手価格}$$

が成り立つ。

b. 需要超過地と供給超過地

電力本体価格が前日スポット価格 P^* であるとしよう。図2のパネルAの各棒グラフは、ある需要超過地Dにおいて、その場合に成り立つ買い手価格と売り

手価格を示している。これらはいずれも P^* よりこの地点での引き出し料金 t^D だけ高い。パネル B の各棒グラフは、供給超過地 S において成り立つ買い手価格と売り手価格を示している。これらはいずれも P^* よりこの地点での注入料金 t_S だけ低い。この価格体系のもとでは、図が示すように、**売り手価格は、需要超過地では P^* より高く、供給超過地では P^* より低い**¹¹。

ノルウェーの ISO は、図 2 のパネル A で示されるように、需要超過地では注入補助金が支払うが、需要超過地では、差し引きプラスの料金収入を得ている。需要超過地では、買い手が購入する電力量の方が、売り手が販売する量より多いから、ISO にとっての引き出し料金からの収入の方が、注入補助金のための支出よりも大きいからである。

¹¹ 図 2 のパネル A で示された需要超過地では、消費量の増大は、遠隔地からの送電を促すので、表 1 の 1 列目が示すように、引き出しの限界送電費用 t^D はプラスである。一方 (3) から、この地点での買い手価格は $P^D = P^* + t^D$ になる。したがって P^D は P^* より t^D だけ高い。これが図 2 のケース I である。

需要超過地における売り手による電力注入は、遠隔地からの送電をその分減らすから、表 1 の 1 列目が示すように、注入の限界送電費用 t_D はマイナスである。このため、需要超過地における売り手には、注入補助金が与えられる。すなわち、注入がもたらす送電ロス減少への報酬が支払われる。この注入補助金額は $-t_D$ である。これは (1) からこの地点における引き出し料金 t^D に等しい。このことと (4) から $P^S = P^* + t^D$ となる。これが図 2 のケース II である。

一方、パネル B で示された供給超過地における売り手による電力注入は、送電ロスを増大させるから、注入の限界送電費用 t_S はプラスである。したがって、供給超過地ではプラスの注入料金がかけられる。これが、図 2 のケース IV である。

供給超過地では、表 1 の 1 列目が示すように、引き出しの限界費用 t^S がマイナスであるから、ここでは $t_S (= -t^S)$ に等しい引き出しの補助金が与えられている。結果的にこの地点での買い手価格と売り手価格は $P^S = P^* - t_S$ になる。これが図 2 のケース III である。

同様のことは、図 2 のパネル B で示されるように、供給超過地の引き出し補助金についても言える。供給超過地では、ISO にとっての注入料金収入の方が、引き出し補助金の支出よりも大きい。したがって、ここでも差し引き、送電料金からの収入は ISO にとってプラスである。

(このあたりに図 2 を挿入)

c. 地点送電料金の効率性

売り手である発電会社は、発電の限界費用が、各地において与えられた売り手価格に等しくなるまで生産する。従って、発電の限界費用は、図 2 のパネル A で示された地点では P^D に、パネル B で示された地点では P^S になる。つまり、発電の限界費用は需要超過地では高く、供給超過地では低くなる。言い換えれば、需要超過地では、かなり効率の悪い生産も許容され、供給超過地では、効率の良い生産だけ許容されることになる。

北歐式の地点別の送電料金の設定は、効率的な発電と受電とを促す。このことは付論で厳密に証明する。しかし、青森のような供給超過地帯で、売り手も買い手も低い電力価格に直面し、東京のような需要超過地帯で、すべての主体が高い電力価格に直面することが、効率的な価格付けであることは直感的にも分かる。このような価格システムになると、東京では、分散電源や、通常ではペイしないようなコストの高い自然エネルギーの発電がペイするようになる。例えば、丸の内のビル内に小型発電機を設置することを奨励することになるし、お台場での風力発電や太陽発電などが採算に乗ることになる。一方、供給超過地である東北で風力発電を行うことは、全くペイしなくなる。したがって、発電施設の需要超過地における建設を強く奨励する力を持つことになる。

また、以上のような価格が仮に日本で実現すれば、電力を多く消費する企業には東京から退出するインセンティブが与えられる。その一方で、電力を大量に利用する工場には、既に十分な発電力のある青森の周辺に立地するインセンティブが与えられることになる。

第Ⅳ節 市場の諸類型

上ではノルウェー市場を電力市場の基本形として紹介したが、他の市場は、様々な局面で異なる制度を持っている。送電ロスへの課金と混雑抑制手段を中心に、スウェーデン、PJM、ペンシルバニア、ニュージャージー、メリーランド、他州ならびにカリフォルニアの旧システムの制度をノルウェーの制度とを比較しよう。

1. スウェーデン

ノルドプールは北欧4カ国の電力需給を調整しているが、ISOは各国ごとにあり、混雑料金や送電料金の設定の仕方に関しても、各国ごとにいくつかの違いがある。ここではスウェーデンの制度をノルウェーの制度と対比してみよう。

第1に、ノルウェーは混雑管理のために、国内をいくつかのゾーンに分けているが、スウェーデンでは、一国が一つのゾーンである。したがって、一定地域に向かう送電線に混雑が発生した場合には、ノルウェーのように、その地域を他の地域から遮断して、異なる前日スポット価格をつけるのではなく、その地域の発電所にスウェーデンのISOが対価を払って発電させて送電線の混雑を解消する。これを、カウンター・トレーディング（Counter Trading）という。この費用はアンシラリー・サービスとして、スウェーデンにおける送電の固定費用の中に含まれている。

この混雑抑制手段には、需給逼迫地域における受電を抑制したり、発電所の建設を促進したりする効果がない。すなわち、価格を用いた混雑抑制手段と異なり、効率的な資源配分効果がない。しかし、全域が一つの市場であるために、特定の発電所が市場支配力を行使するという弊害がないという利点がこの混雑抑制手段にはある。

第2に、スウェーデンの送電従量料金は緯度ごとに決められている。スウェーデンでは北部が供給超過地で、南は需要超過地であるため、注入料金は北に行くほど高く、南に行くほど安い。注入料金も、引き出し料金も、緯度によって決められているから、ノルウェーのようなゾーン制とは異なる。また、後で述べる、PJMのような地点料金制度とは似ている面もあるが、基本的には異なる。

る。

これは、潮流の方向がハッキリしているから採用できる料金制度だと言えよう。

第3に、スウェーデンの送電固定費用は立地点ごとに異なる。ノルウェーで郵便切手方式を採用しているのと対照的である。スウェーデンではノルウェーと違って、混雑料金がないために、それを補うように固定料金で立地の追加的なインセンティブを与えていると考えることができる。

2. PJM

a. 送電ロスへの課金と混雑抑制手段

北欧との相違点

PJMのシステムが北欧のシステムと違う点をいくつかリストしよう。

第1に、PJMでは、ISOが送電部門から切り離されていることである。送電線の所有権は、電力会社にある。ただし、北欧でもPJMでも、ISOは発電部門からは完全に独立である。その上で、送電部門は北欧ではISOと一体になっており、PJMでは発電部門と一体になっている。

第2の違いは、PJMではISOが前日スポット市場を運営していることである。北欧のシステムでは、前日スポット市場を運営する機関であるノルドプールは、各国のISOとは独立した機関である。さらに、ISOが送電料金を決め、ノルドプールが電力本体価格を需給均衡価格として決めている。それに対してPJMでは、前日スポット市場はISOによって運営され、混雑や送電コストをも全て取り込まれた均衡価格をLMP (Locational Marginal Price) として売り手と買い手に共通の価格を提示する¹²。この価格は、地点によって異なり、また時間帯によって異なる。基本的には図2で示された各地で共通の売り手価格・買い手価格が、中身を電力本体価格と送電価格、あるいは混雑料金などに分離せずに直接提示されることに特色がある。PJMには、システム料金は存在せず、地点ごとに異なる価格がISOによって運用されている市場によって

¹² しかし、PJMの地点料金は北欧のような送電ロスの限界費用に基づいた物にすることを目指しているが、2000年の段階ではプログラムの作成がそこまで追いつかず近似した物になっている。

直接決められる。しかも、その各地点間の電力価格の差は、地点間の混雑を反映するように決められる。

第3の違いは、LMPが送電線の全てのノードごとに設定されていることである。ノルウェーでは、ノード全体を最大で5つのゾーンに分けて、ゾーン内の経済主体が直面する料金は均等であるが、PJMではノードごとに料金が異なる。

一般的にはノードごとに料金を設定すると、そのノードにある発電会社が少ないために、独占的に供給を制限して高い料金をとるという市場支配力の行使が起きやすくなる。しかし、ゾーン制にしておくと、そのゾーン内での競争者が多いために、市場支配力の行使がしにくくなるというメリットがある。PJMでは環境規制が緩いため、発電所を短期間に建築できるという利点がある。また、特に東部はガスのパイプラインが整備されており、ガスタービンの発電所の建設が容易である。このため、PJMのノードではこのような独占力の行使がしにくい。このことが、ノードごとに混雑を反映した料金の設定を可能にしていると言えよう。

北欧との共通点

一見すると、送電ロスへの課金手段は、北欧のノルウェーとスウェーデンが共通の方式であり、PJMが異なった方式に見える。しかし、本質において両方式は同じである。

北欧では、送電料金体系は各地の送電ロスに応じてあらかじめ決めておき、それと卸市場で決める電力本体価格を加えたものが、各地の主体が直面する最終的な電力価格になる。一方、PJMでは、各地点間の価格差が送電料金になるように、各地点の価格をLMPとして設定するという方式を取っている。

PJMにおけるLMPと、北欧の各地における送電料金込みの売り手価格と買い手価格とは、本質的に同じ役割を果たしている。PJMでも、需要超過地でのLMPは高く、供給超過地でのLMPは低い。したがって、需要超過地での発電を促し需要量を抑制する。一方で供給超過地では発電を抑制して需要の増加を促す。結果的に、潮流に逆らって送電して、送電ロスを減少させることを促す。したがって、二地点のLMP価格の差は、送電ロスを減少させる効果を持っている。

b. 強制プールと任意プール

PJM では域内に立地する全ての需要家と供給家は PJM の前日スポット市場を通じて取引をすることになっている。したがって、域内の相対取引に物理的取引はなく、全ては金融的取引である。

北欧のプールは任意プールである。すなわち、プールを利用しないで、物理的相対取引を行うことができる。任意プール制の利点は、手数料がかかるプールを利用しないで、直接取引をするという選択肢があることである。これがプール市場に対して競争圧力となり、手数料を引き下げさせたり、手数料を払っても価値があると受けとられるようにプールのサービスを向上させるインセンティブを与える。

c. 送電権

ノルウェーでは、地点ごとの混雑料金に対する先物市場（Contract for Difference）があるが、PJM でも似た制度がある。ただし、ここでは、混雑の可能性のある送電ルートにおける送電権（transmission right）を特定の市場参加者に対して一定のルールに基づいて与える。この権利を持っている事業者は、実際の取引に当たっては、それぞれの地点における LMP を支払った上で、送電地点と受電地点における価格の差額、すなわち混雑料金を ISO から払い戻される。言ってみれば、混雑によって発生する価格変化の不確実性に対してヘッジする権利である。ただし、この権利は市場で売却できる。このため、その権利の売却市場が、ノルウェーにおける地点混雑料金の先物市場と同じ役割を果たしている。結局 PJM では、送電権の当初配分によって、効率性を損なわない形での既得権保護が行われていると言えよう。

3. カリフォルニア

電力の自由化を行ったカリフォルニアでは、二つの大手配電会社が計画停電に追いこまれ、約 100 万世帯が影響を受けた。カリフォルニアでは、政治的な思惑から、手かせ足かせの自由化を行った。すなわち、価格や取引に関する次のような規制を新たに導入した。これが停電を引き起こした。

第1に、卸売電力市場の価格は市場で自由に決めるが、大工場が購入する電力を含めて全ての小売価格は固定されていた。このため電力不足の真っ最中にも、需要家に対して、電力消費を抑制するインセンティブが与えられなかった。自由化されたのは、卸価格を決めるプール市場だけであった。この仕組みにした理由は、卸価格が下がっていくだろうという見込みのもとに、既存配電会社が、完全自由化されるまでの移行過程にある5年間、小売価格の固定を要求したことによる。

原油とガス価格が高騰したために、卸価格は高騰したにも関わらず、小売価格は固定されていたため、需要家には節電をするインセンティブを与えられなかった。特に、小売価格が固定されていたため、大工場ですら時間ごとに消費量を計測するメーターを設置しておらず、卸価格が高騰している時にも、大口需要家にも節電を促す手立てが全くなかった。したがって電力不足の真っ最中にも、大工場を含めた全ての需要家が、規制された安い小売価格で電力を消費し続けたのである。これが、停電の最大の原因である。

第二に、配電会社は電力不足時に、高い卸価格で仕入れて固定の安い小売価格での販売を義務付けられていたことが、配電会社の財務状況を極端に悪くした。

第3に、既存配電会社は、電力の購入を前日スポット市場でのみで許され、発電会社との相対取引が禁じられていた。物理的相対取引はもとより、金融的相対取引も既存配電会社には許されなかった。これは、特定の発電会社との結託を防ぐためであった。しかし、これが、配電会社から価格ヘッジする手段を奪い、経営を著しく不安定にした。さらに発電会社から、配電会社に対して安定した供給計画を立てるインセンティブも奪った。

第4に、予備電力市場の価格の上限が設定されていたため、電力が不足したときに供給する予備電力市場のための発電所増設が行われなかった。

カリフォルニアの自由化は価格規制や取引規制だらけの手かせ足かせの自由化であった。自由化と規制とが最悪の形で組み合わせられたことが大停電を引き起こした。カリフォルニアの経験は「自由化にあたって、政治的な妥協で安易に価格や取引規制を残してはいけない」という教訓を残してくれたと言えよう。

第V節 評価

本章では、ノルウェーの制度を中心として、電力競争市場の基本構造を概観した。細かい違いはあるが、他の国でも基本的な構造には共通性がある。

夏が蒸し暑い日本では、夏の冷房電力需要量が大きく、このピーク需要に備えて過大な送電や発電の設備が作られてきた。自由化の結果、夏以外の季節の電力価格は大幅に引き下げられるが、夏の電力価格は引き上げられる。これによって、夏の需要量が抑えられると、これまでのような過大な設備は不要になる。このように、自由化は、資源配分の効率化を達成してくれる。効率化の具体的なメカニズムを分類、整理すると次のようになる。

第1に、前日スポット市場は、**ピーク時の高いスポット価格**を通じて、ピーク時の電力消費を抑制する。自由化以前は、ピーク時の発電需要に対処するためのために非効率な発電所を存続させる必要があるが、前日スポット市場の開設は、このような**過大な発電所を不要にする**。

第2に、前日スポット市場は、**ピーク時の高いスポット価格**を通じて、ピーク時における電力消費を抑制するから、ピーク時における送電需要を抑制する。自由化以前には、ピーク時の送電需要に対処するために過大な送電線を建設する必要があるが、前日スポット市場の開設は、**送電線建設の抑制を可能にする**。

第3に、前日スポット市場における**混雑時の市場分断**（需要超過ゾーンとそれ以外のゾーン間における異なるスポット料金の導入）は、ピーク時における需要超過ゾーンでの電力消費を抑制するから、混雑している送電線の送電量を抑制する。これは、**送電線建設の抑制を可能にする**。混雑時の市場分断によって発生するゾーン間の値差は、実質的な混雑料金となって送電線の混雑を抑制している。

第4に、ノルウェーでは、長期相対取引契約を結んでいる需要家は、契約量を契約価格で一旦購入した上で、節約分を前日スポット市場に売ることが出来る。このため、長期相対取引を行う全ての取引関係者は、価格変動をヘッジした上で、限界的には前日スポット価格に直面している。したがって、**長期相対取引契約を結んでいる需要家は、スポット価格の高値時に契約量よりも節約して消費するインセンティブがある**。そうすれば、儲けることが出来るからである。

自由化以前の日本では、長期相対契約を結んでいる需要家は、猛暑で電力需給が逼迫している時にも、普段と変わらぬ価格で契約量の上限まで消費し続ける。節約の動機が与えられていない。ノルウェー式の制度の下では、長期相対契約を結んでいる需要家の全てが、猛暑時に、消費を節約する動機が与えられる。これによって、国民経済的には資源配分が大幅に効率化する。

第5に、前日スポット市場の存在が、先物市場や先渡し市場の金融的取引の存在を可能にしている。これらのヘッジ手段があるため、電力消費者も発電会社もスポット価格の不安定生にさらされずに済む。しかもピークが予想される地域と時間帯では、先物価格や先渡し価格が高い。これら金融取引市場のおかげで、**全ての大口の需要家に、あらかじめ消費量を抑制するインセンティブが与えられる**。自由化以前の固定料金の下では、ピークが予想される地域と時間帯でも、そのようなインセンティブは事前には与えられていない。

第6に、北欧では、送電の潮流の逆方向への送電を促す**季時別・ゾーン別の送電料金制**が行われている。特に、需要超過地帯では、発電に補助金を出し、供給超過地帯では、買い手に補助金を出している。これによって、**需要超過地における発電所建設と、供給超過地（電源近接地）における工場立地とが促進されている**。

一方、日本は現在電力自由化の長いプロセスの途上にある。電力競争市場の基本構造の特質のうち、日本における最終的な自由化のあり方を考える上で重要なポイントを整理してみよう。

第1に、自由化されたいずれの国・地域でも、リアルタイム市場が、電力危機防止のために機能している。（特に北欧では、電力不足のときに、供給を最大限にするだけでなく、給電実施の直前に秩序よく需要を削減させる役割を果たしている。）自由化されたいずれの国・地域でもリアルタイム市場の運営主体となる系統運用部門が発電部門から独立していることによって、リアルタイム市場の存在が、可能になっている。

第2に、電力市場が成功している諸国では、前日スポット市場における市場支配力を極力駆逐する工夫が行われている。このため例外なく系統運用部門と発電部門が分離されている。

第3に、前日スポット市場における市場支配力を駆逐するため、ゾーンごと

の発電の主体の数を多くし、競争的な状況を作り出している。

そのような条件が整っていない場合には、市場支配力の行使を防ぐための代替的措置として、例えば次のような公的監視が考えられる。①気温がある水準以上になった時には、ISOが、限界費用が高い発電所のすべてに、起動を義務付ける。その際実際に発電が行われるか否かを問わず、起動に対する代価を、送電料金を原資として払う。②さらに、前日スポット価格が一定以上に達したときには、限界費用がその水準未満である全ての発電所に稼動を命じ、違反した場合には高いペナルティをかける。

第4に、北欧では、スポット市場は全地域で一つであり、ISOは各国に分かれている。このような制度が現実に行われている以上、日本でも国全体で一つのスポット市場を作り、一方で九電力のそれぞれの地域でISOが系統運用するという制度が考えられる。北欧では、デンマーク内に周波数が異なる地域があるが、それも含めて市場に統合されている。日本における50サイクルと60サイクルの地域の違いは、このようなシステムを持つための障害にはならないであろう。

第5に、前日スポット市場は送電線の混雑管理と直結しているため、自然発生的にはできず、何らかの公的関与がその誕生に役立つ。しかし、先渡し市場、先物市場及び金融的な相対取引等のヘッジ手段は前日スポット市場ができてしまえば、自由に市場で形成される。このことは、何らかの公的な関与の下に市場を作るときには、まず前日スポット市場のみを最も安価な方法で作るべきことを示唆している。最初から先渡し市場や先物市場を、前日スポット市場を運営する機関が作ることは、市場建設のコストを不必要に高くしてしまう可能性がある。

第5に、自由化を行った国や地域では、系統運用の発電部門からの分離や、市場支配力の防止などの肝心な措置は厳密にとられているが、細かな価格付けでは完全主義を排している。実際、すべてを完全に市場で調整することを目指していない。すなわち、要所要所に賢明な工夫を凝らして、システムを簡素化している。

まず、最終的な電力調整は、システム価格を再改定せずにリアルタイム市場の価格で行っている。すなわち、一物二価の状況を受け入れている。とくに PJM

では、リアルタイム市場に需要家の参入すら認めていない。

次に、ノルウェーでは、送電料金を極端に厳密な限界価格にせず、5地域、3時間帯別料金を採用している。

さらに、地点ごとの引き出し料金の算定にあたっては、引き出しの限界費用を厳密に算出するのではなく、簡便法を用いている。すなわち、ある地点での購入が増えれば、前日スポット価格上昇の結果、他の全ての地点で需要量が比例的に増加し、他の全ての地点で発電量が比例的に減少するとして、送電ロス概算を行っている。

長年の経験によって、システムの簡素化をする箇所の勘所を押さえたやり方であると言えよう。

第6に、各国、特に北欧諸国の経験を見ると、電力の完全な自由化は、系統安定の確保に大きく貢献することが分かる。まず先物市場を通じて、電力価格の将来予測を可能にし、投資生産計画を容易にしている。次に、電力需給と送電線使用の「混雑」は、混雑時の料金を高くすることで解決している。混雑制御のために市場を利用している。こうして、負荷率を下げている。日本のようにピークとオフピークの需要量の変化の激しい国では、自由化が電力の負荷率を引き下げる余地が大きい。これは日本では、自由化によって電力価格が長期的に引き下げられる余地が大きいことを示している。

付論．効率的な送電従量料金

ここでは第Ⅲ－２節で示された地点別送電料金制が効率的な資源配分を達成することを示そう。

a. 限界費用の地域間均等性

ここで、送電網の各地点において、引き出し料金や注入料金が限界送電費用に基づいて設定されているとしよう。図２がこれを示している。

この場合、任意に選んだ地点Aの買い手が、どの地点の発電所から電力を購入しても、**相対取引の限界費用（発電所の限界費用と相対取引の限界送電費用の和）は等しい**。このことを、地点Aが図２のパネルAで示された需要超過地Dに立地する買い手について、3ケースに分けて示そう。

- (1) 売り手が、買い手と同じ需要超過地点に立地している場合。この場合相対取引が発生させる送電ロス t^D はゼロである。一方、売り手が発電に要している限界費用は、図２のパネルAのケースⅡが示すように、 P^D である。したがって、この相対取引の限界費用は、 P^D である。
- (2) 売り手が、引き出し料金も注入料金もゼロである中間地点に立地している場合。この場合には、売り手の供給増は、追加的な送電ロスを生まない。従って、この相対取引の当事者がもたらす送電ロスの増加の合計は、需要超過地における引き出しの送電ロス t^D の限界費用 t^D のみである。一方、中間地点での発電の限界費用は前日スポット価格である。この相対取引の限界費用は、これらの合計であるから、 P^D になる。
- (3) 売り手が、図２のパネルBで示された供給超過地Sに立地する場合。この場合発電の限界費用自体は、供給超過地の発電所が直面している売り手価格 P^S である。一方、この相対取引の限界送電費用は、(2)から引き出しの限界送電費用 t^D と注入の限界送電費用（図２のパネルBの t_S ）の和である。したがってこの相対取引の限界費用は、これらを全部足し合わせた $P^S + t_S + t^D$ である。図２のパネルBから明らかのように $P^S + t_S$ は前日スポット価格 P^* である。したがって、

$$\text{相対取引の限界費用} = P^* + t^D$$

が成り立つ。一方、パネルAから明らかのように、これは P^D に等しい。したがってこの相対取引の限界費用も、 P^D になる。

すなわち、需要超過地でもう一単位購入を増やすとき、そのための発電がどこで行われようと、相対取引の限界費用(送電ロスと発電の限界費用の和)は P^D に等しい。同様のことは、供給超過地の買い手が購入量を一単位増やしたときにも言える。供給超過地の買い手が、相対取引を通じてどこで発電された電力を買ったとしても、その相対取引の限界費用は P^S になる。

このように、特定の地点における需要家が相対取引によって電力を購入するとき、その発電がどの地点で行われようと相対取引の限界費用は等しい。したがって、**相対取引の限界費用**は、引き出し地点にのみ依存するから、注入地点を特定する必要がない。

ところで、買い手は各地点で与えられた買い手価格に限界便益が等しくなるまで電力を購入する。したがって、図2の価格体系のように、各地点において引き出し料金が引き出しの送電限界費用に基づいて設定されている場合、需要超過地では、限界便益が高い水準で消費をやめるようなインセンティブが、また、供給超過地点では、限界便益が低くなるまで大量に消費するインセンティブが働く。

b. 効率性

図2の価格体系の下では、ある地点での需要量を賄うために、どの地点で発電しても全く同じ限界費用がかかる。これは、注入料金を送電ロスの限界費用に等しく設定した結果である。

しかし今回の日本の自由化における送電料金体系には注入料金はない。この場合、ある需要地点における相対取引の限界費用は、発電する場所によって異なることになる。したがって、限界費用の高い場所で減産し、低い場所でその分増産すれば、最終消費量を減らさずに資源を節約することができる。注入料金を導入しなかったことによって資源の無駄遣いが起きている。

(このあたりに図3を挿入)

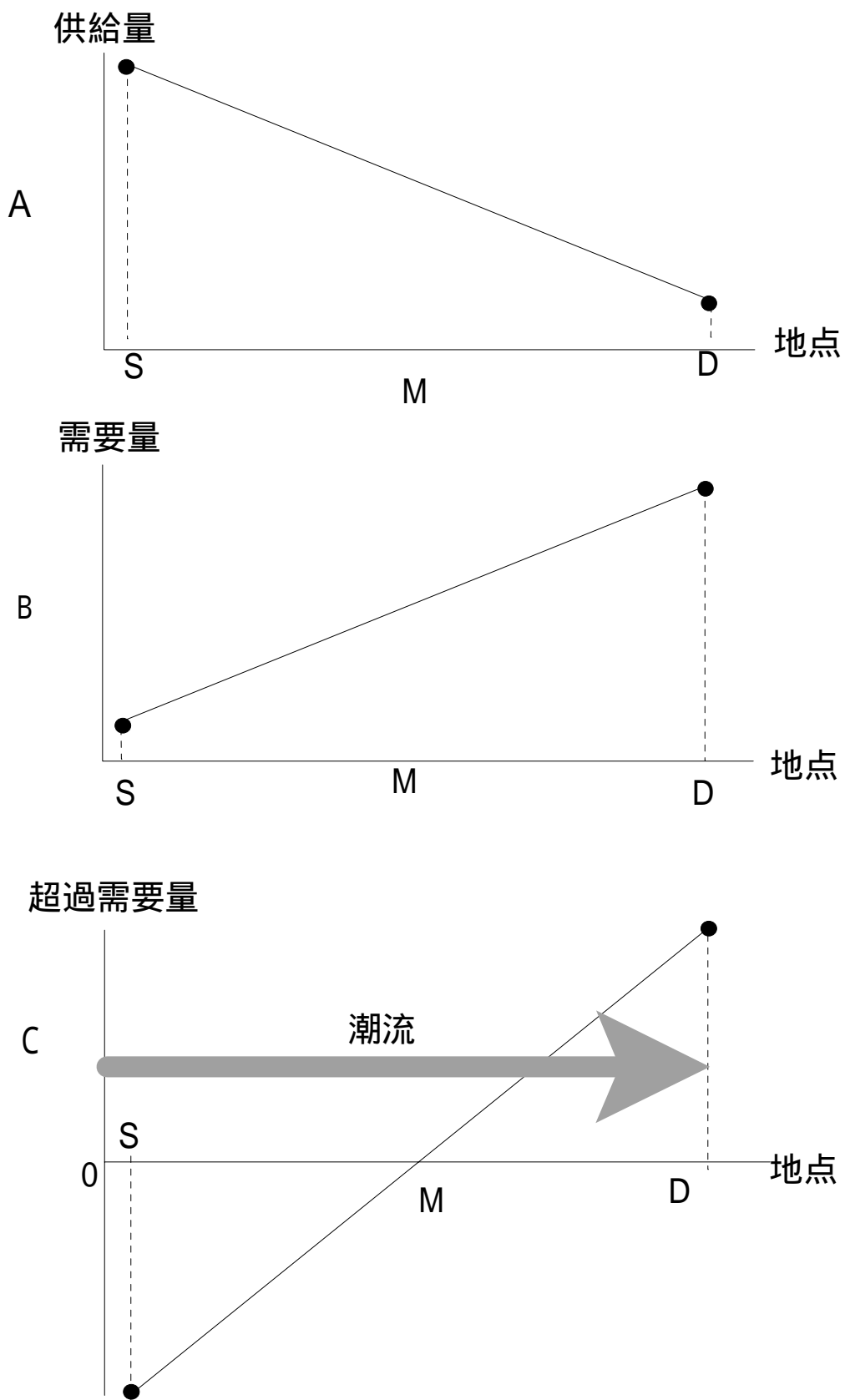
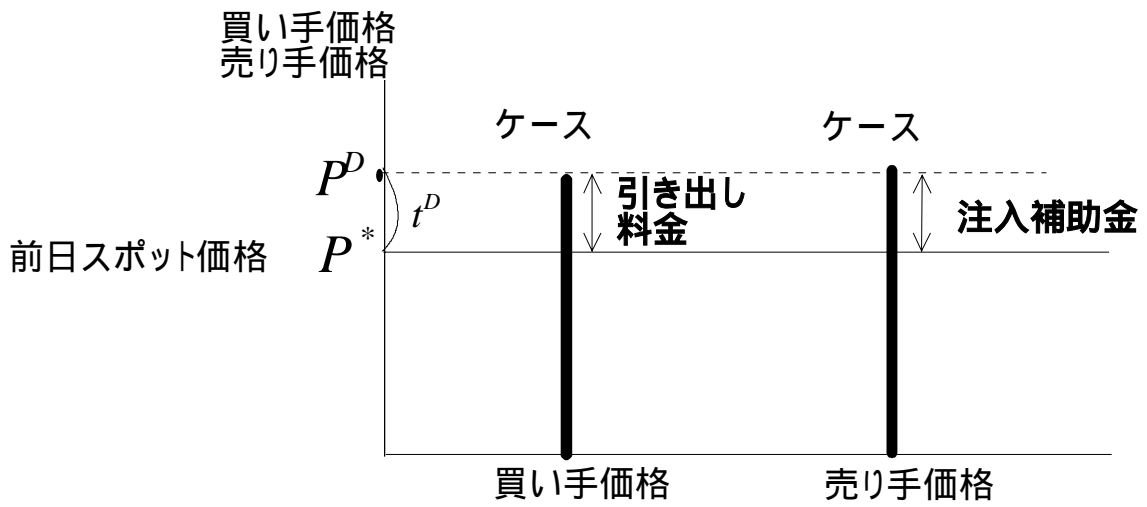
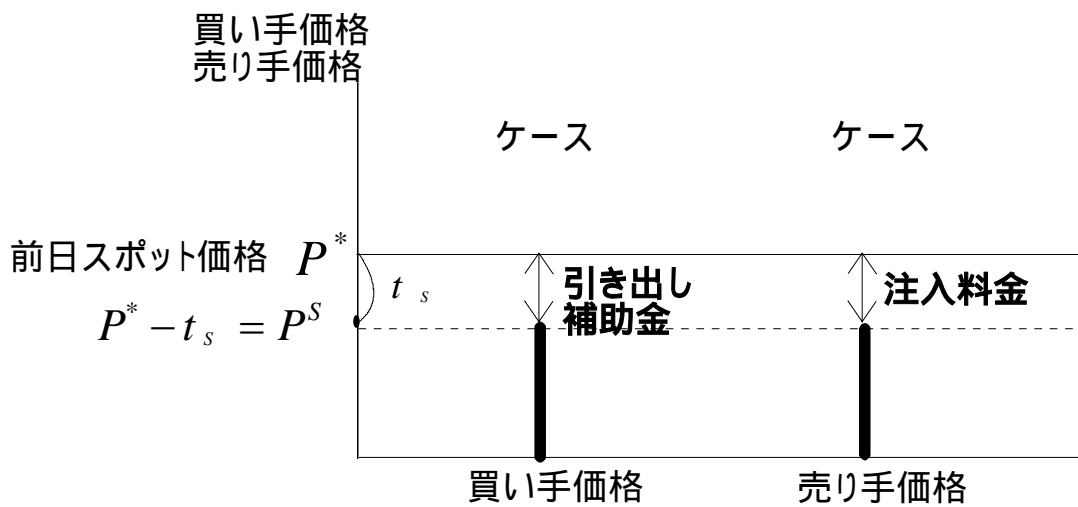


図1 各地点の電力需要量・供給量



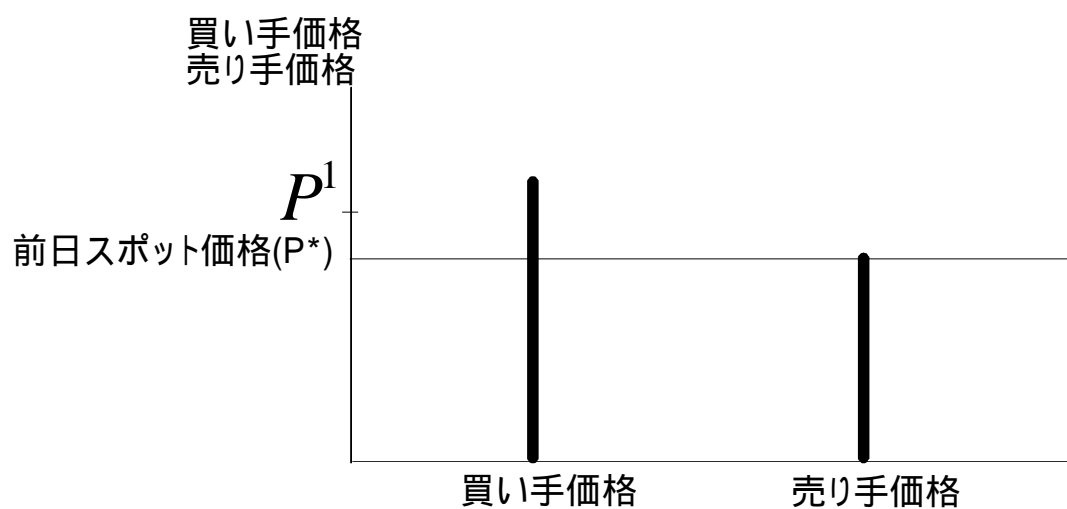
A. 需要超過地 ($t^D > 0$)



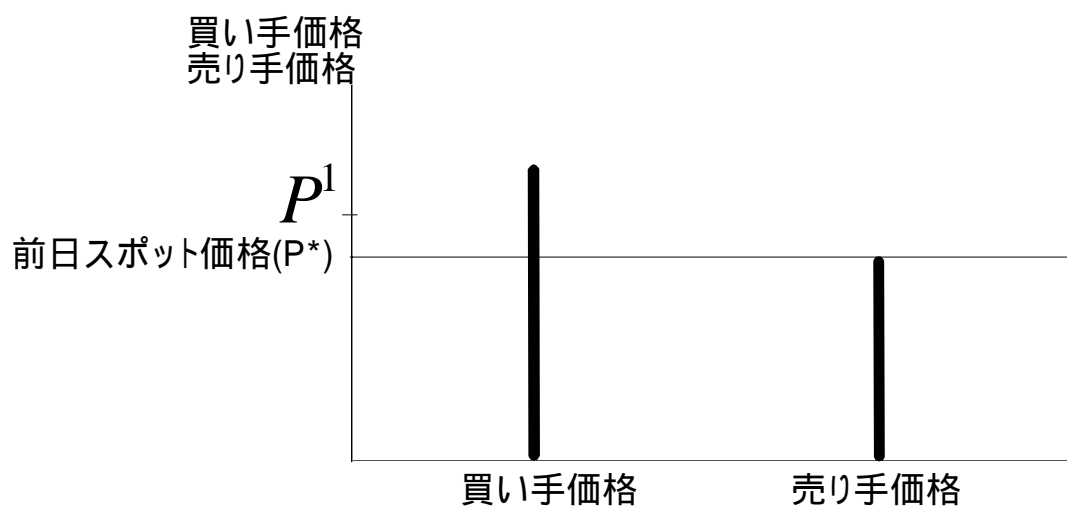
B. 供給超過地 ($t^S < 0$)

ただし、 $t_s = -t^S$

図2 ノルウェーにおける地点別売り手・買い手価格



A.. 需要超過地



B. 供給超過地

図3 日本における地点別売り手・買い手価格

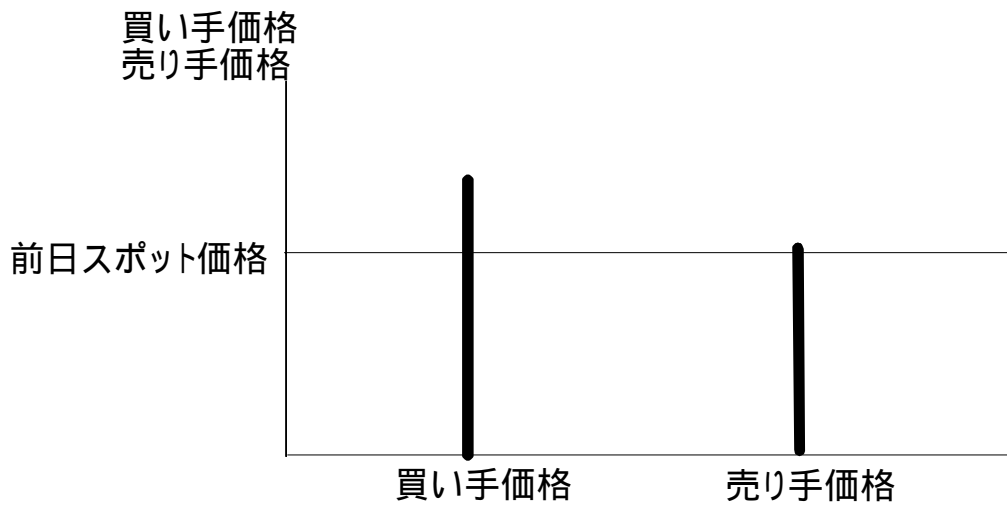
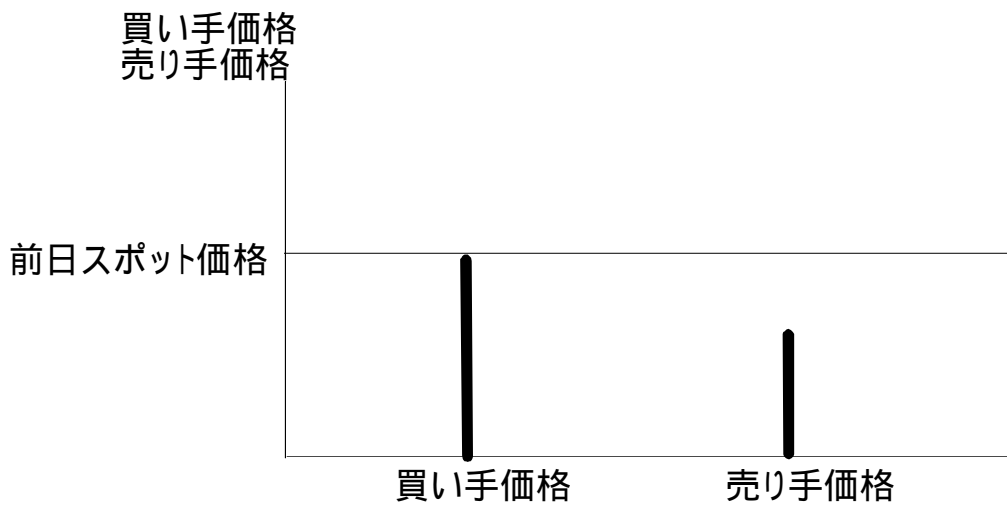


図 4

表1 地点限界送電費用の符号

	需要超過地	供給超過地
引き出しの 限界送電費用	+	-
注入の 限界送電費用	-	+