

電力取引と供給力の確保—米国北東部における 容量市場導入の経緯と最新動向—

服部 徹

海外では、開かれた市場で卸電力が取引されるようになって久しい。ところが、電力そのものの市場価格だけでは、必要な設備投資のインセンティブを与えられず、安定供給のための十分な設備容量の確保に懸念が生じている。米国の北東部では、卸電力を調達する小売供給事業者に、あらかじめ一定の設備容量を確保する義務を課し、その過不足を調整するための容量市場が設立されている。容量市場には、設立当初から、様々な問題を指摘されてきたが、制度改革も進んでいる。本稿では、このような電力取引に伴う容量市場導入の経緯を振り返るとともに、米国北東部の事例から、その制度設計の課題について解説する。

キーワード：電力取引、容量市場、供給力、安定供給

1. はじめに

諸外国では、1990年代に入ってから、電力の自由化に伴い、開かれた卸電力取引所が設立され始め、競争的な価格形成による電力供給の効率化が期待されてきた。卸電力取引では、通常、kWh単位の卸電力エネルギーが受け渡しの前日や数時間前に取引される。それまで規制された独占企業が、発電から送配電までを一つのサービスとして提供してきたのに対し、各時間帯に発電される電力エネルギーが同質的な「商品」として分離され、多様な市場参加者の間で取引されるようになっていく。競争的な市場における電力の価格は、理論上、短期限界費用と等しくなり、各時間帯の最適な給電（発電所の運用）を導くだけでなく、長期的には効率的な設備形成のためのシグナルとしての役割も果たすと考えられていた。ところが、実際には、電力エネルギーを取引する市場だけでは十分な設備投資がなされず、安定供給のために必要な供給力（適正な予備率）の確保が難しいのではないかと懸念が生じるようになった。海外では、今なお電力需要の伸びが堅調であり、近年は、競争の促進を前提としながら、いかにして供給力を確保していくかが議論されてきた。そうした中、米国の北東部では、以前から、最終需要家に対して小売供給を行う市場参加者に一定の発電設

備容量を確保する義務を課し、卸電力を取引する市場とは別に、そうした義務の過不足を調整するための容量市場を運用してきた。容量市場は、当初、様々な問題を抱えていたが、それらを克服するための制度改革も行われてきており、現在、新たな段階に入りつつある。以下では、このような容量市場導入の経緯を振り返るとともに、米国北東部における最新の動向も踏まえて、その制度設計の課題をいくつか紹介する¹。

2. 容量市場が必要とされた背景

現在、わが国では、卸電力取引所が設立されて、30分単位で使用する電力エネルギー（kWh）の市場取引がなされているが、その電力を生み出す発電設備の容量（kW）を取引するための市場は存在しない。米国の一部の地域で、容量のための市場が必要とされた背景には、電力エネルギーを取引する市場だけでは安定供給のための十分な供給力を確保することが難しいとする考えがある²。ここでは、まずそうした考え方について整理しておこう。

そもそも、一般的な財の市場では、財そのものの取引に加え、その財を生産する設備の生産能力を取引する市場など存在しない。一定の条件を満たす競争的市場では、その財の価格の下で利潤を最大化するような

はっとり とおる
財電力中央研究所
〒201-8511 狛江市岩戸北2-11-1

¹ 本稿における見解は筆者個人のものであり、筆者の所属先の見解を示すものではない。

² 本稿での安定供給とは、信頼度を維持した上で、需要量に対して十分な供給がなされる状態を言う。本来は、十分な送電容量の確保も必要となってくるが、本稿では扱わない。

設備投資が行われ、その結果、社会全体で最適な資源配分が実現する。つまり、財の市場価格が設備投資の意思決定に必要なシグナルとして働くのである。電力の場合も、商品となる電力を取引する市場があり、競争下で効率的な価格形成がなされていれば、発電所などの必要な設備投資も適切に行われるとするのが基本的な考え方である。電力を供給する設備が不足すれば、電力取引市場では需要超過となって電力価格が高くなり、それが新たな設備投資のインセンティブを与えるという単純なメカニズムである。このように、供給力の確保において、いわゆる電力エネルギーの取引だけで十分とする考え方は、Energy-only market アプローチと呼ばれることがある。

しかし、電力の場合には、その流通システム（送配電系統）の技術的制約も含め、他の財には見られないいくつかの特徴があり、市場参加者にとって特殊な状況をもたらす。すなわち、電力という財に対する需要は年間を通じて大きく変動する一方で、経済的な貯蔵が困難であり、需要の変化に対して在庫で対応する余地がほとんどない。また、需給バランスが崩れると停電となり、社会的に大きな損失をもたらす恐れがあることから、常に需給バランスをとる必要がある。こうしたことから、設備はピーク需要に合わせて確保することが必要となるが、それは年間でごくわずかのピーク時にしか稼動しない発電設備（ピーク電源）が必要となることを意味する。しかし、実際に発電する電力だけを取引する市場しかない場合、ピーク電源が確保されるためには、電力取引市場（前日市場もしくは時間前市場）の価格は非常に高いものでなければならない。実際、欧米の電力取引所では、価格が時に極端に高くなること（スパイク現象と呼ばれる）が良く知られている。

ところが、需給逼迫時の電力取引市場の価格が、必要な設備投資のインセンティブを与えるほど十分に高くなるとはいえないという見方がある。これも、電力に特有の技術的理由によるが、瞬時の需給調整にどの発電所を使うかは、系統運用者の判断に委ねる必要がある。つまり最終的に需給を一致させる段階では、市場で取引する余裕がなく、市場原理以外の方法に頼らざるを得ない。このことは、需給の逼迫を解消する本来の価値が市場に反映されずに過小評価される可能性があることを意味する。加えて、日常離れした極端に高い価格は政治的に許容できないということもあり、多くの市場では上限価格が設定されている（米国では、

一般に1 MWh 当たり1,000 ドルが上限とされている）。これも、需給逼迫時の価値を過小評価することになる。すると、市場で安定供給に必要な設備投資のインセンティブを与えることは困難ということになる³。

実際、電力取引市場だけでは不十分という認識は以前からあった。英国（イングランド・ウェールズ）で1990年にプールと呼ばれる電力取引市場が設立された当初、すべての発電事業者は、スポット（前日）市場でのkWh当たりの価格に加え、需給の逼迫度合いに応じて決まる容量料金（Capacity Payment）を受け取ることができた。これは、供給力の確保に対するインセンティブを事後的に与えようとするもので、Capacity Payment アプローチと呼ぶ⁴。しかし、寡占的な市場構造の下で、発電事業者が供給の「出し渋り」によって容量料金を操作した可能性が指摘されるなどの問題もあり、2001年のプール制度の廃止とともに、この容量料金は撤廃された。

一方、米国で自由化の進んだ一部の地域において導入されていたのが、卸電力市場の需要側の参加者に予備力を含めた十分な供給力をあらかじめ確保させる、すなわち、容量義務を課す制度である。具体的には、登録された小売供給事業者（LSE; Load Serving Entities）に対し、安定的な供給を行うために十分な供給力の確保を自らが抱える需要に応じて義務付け、確保できない場合にはペナルティを科すというものである。確保すべき容量を決める予備率は、地域の電力系統の運用機関（System Operator）が技術的な観点から定めるが、米国では、概ね18%程度の予備率が標準とされている。こうして、システム全体で、一定の設備容量を確保した上で、卸電力の取引を行うというのが、容量義務の制度の狙いである。

ただし、容量義務を課された事業者の中には、自ら保有する発電設備だけでは、その義務を果たすことができないところも出てくる一方で、容量義務を超える発電設備を有する事業者もある。実際に発電設備を保有することまで義務付けてしまうと、それは一種の参

³ 逆に、実際の市場価格が需給逼迫時の価値を過大評価する可能性もあり、一概にそうとは言えないものの、実際の電力価格のデータを使ってピーク電源の収支を計算すると、投資の回収が難しいケースが生じることが明らかにされている。文献[1]を参照。

⁴ 具体的には、30分ごとの電力不足確率（LOLP; Loss of load probability）と停電の社会的コスト（VOLL; Value of Lost Load）の積などで決まっていた。詳細は文献[5]、pp. 210-214を参照。

入障壁となり、電力市場における競争を阻害する恐れがある。そこで、市場参加者間で容量義務を取引するために、「容量クレジット」という概念が導入された。これは、確保すべき容量が市場参加者間で交換可能であること、つまり、1 MW の容量はどの設備の容量で代替しても同じであることを認めるものである。これにより、容量義務に満たない分は、容量を余分に持つ者から購入するなどして、容量義務の過不足を調整できるようになる。このような容量クレジットを取引する市場が「容量市場 (Capacity Market)」と呼ばれるものである⁵。卸電力取引ではエネルギーの kWh 当たりの価格が決まるのに対し、容量市場では、kW 当たりの価格が決まる。この容量に対する市場価格は、必要な設備を確保するための投資インセンティブを与えることになる。このように容量義務と容量市場で供給力を確保しようとするアプローチは、Capacity Market アプローチと呼ばれ、現在、少なくとも米国の北東部では主流のアプローチである。

留意すべきなのは、Capacity Market アプローチでは、容量クレジットの取引に市場メカニズムを活用するものの、あらかじめ技術的な観点から決めた割合で設備容量を確保する義務を課す点で規制のメカニズムを利用する、規制と市場のハイブリッドな制度だということである。そのため、容量市場の導入については、本来自由化が目指すところと相容れないとして批判されることがある。とりわけ米国では、供給力の確保のために必要なのは、需要側の価格に対する反応度 (デマンド・レスポンス) を高めることであるという考え方も根強い。電力の需要は、価格に対して硬直的、すなわち価格弾力性が小さいことで知られているが、需給逼迫時に需要を削減することで、供給の増加と同じ効果が期待できるからである。しかしながら、デマンド・レスポンスを促す制度は十分に整備されておらず、少なくとも現時点では多くを期待できない状況にある。こうした観点から、容量市場は、電力市場におけるデマンド・レスポンスが限定的という前提で、供給側から安定供給を維持するための仕組みとして導入

⁵ 同じような制度設計は、再生可能エネルギー証書 (REC; Renewable Energy Certificate) の取引にも見られる。いわゆる RPS (Renewables Portfolio Standard) 制度の下で、LSE は、電源の一定の割合を再生可能エネルギーで調達する義務が課せられる。再生可能エネルギーの発電事業者にはその発電量に応じて REC が付与されるが、自前の電源を持たない LSE は、それを REC の市場で購入することにより、RPS の義務を果たす。

されているという側面もある。

3. 米国北東部の容量市場

米国では、1998 年に PJM が管理・運営する電力取引市場において、最初の容量市場が設立された。PJM とは、設立当初の管理区域であった Pennsylvania-New Jersey-Maryland の略称であるが、現在の管理区域は図 1 に示すように 13 の州にまたがっている。その後、ニューヨーク州 (NYISO) とニューイングランド地域 (ISO-NE) の電力取引市場でも設立されている。これら 3 つの市場は、いずれも既存の電力会社からは独立した地域送電機関が集中的に管理する市場 (centralized market) である。そのような市場であることが、容量市場を導入するための条件というわけではないが、取引される容量の認証など第三者機関が行うべき手続きも多いことから、導入しやすいという側面はあるかもしれない。LSE には容量を確保する義務が課せられるが、これらの地域の各州では、一部を除き、小売電力市場も自由化されている。

各地域の容量市場では、当初の制度設計に様々な問題があったことから、制度改革の必要に迫られ、この 1~2 年の間に新たな容量市場がスタートしている。PJM では、2007 年の 6 月に、従来の容量市場に代えて、「信頼度価値評価モデル (RPM; Reliability Pricing Model)」と呼ばれる新たな容量市場が導入された。また、ニューイングランドでも、新たに「先渡し容量市場 (FCM; Forward Capacity Market)」が導入され、2008 年 2 月に最初の入札を行っ

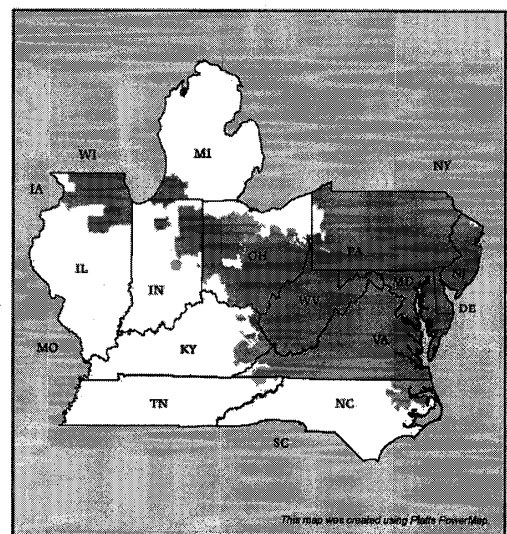


図 1 PJM の管理区域

ている。米国北東部の容量市場の制度設計は、相違点もあるが、基本的な部分では非常に似通っている。そこで以下では、PJM の新しい容量市場 RPM を中心として、従来の制度からの変更点などを踏まえつつ、容量市場の制度設計の課題について述べる⁶。

3.1 容量義務の概要

容量義務における「容量 (Capacity)」は、一般に、送電機関が定める信頼度基準を満たすために必要な供給力という観点で決められる。通常、kW あるいは MW という単位で表されるが、認可最大出力 1 MW の発電所が単純に 1 MW の容量となるわけではない。PJM では、いわゆる認可出力 (Installed Capacity) から、事故停止率 (forced outage rate) の分だけ差し引いた UCAP (Unforced Capacity) を基礎とした容量義務の算定を行っている。

LSE は、自社で保有する発電設備はもちろん、相対取引でも容量義務を満たすことができる⁷。実際、容量義務の大部分は自社設備や相対取引で満たされてきており、それは RPM の下でも変わっていない。ただし、容量市場への入札には必ず参加する必要がある。自社設備の容量や相対契約で調達した容量は、価格 0 で市場に投入する。確保できなかった分については、後述する地域別の容量市場で決まった価格をペナルティとして支払わなければならない。

3.2 容量市場における取引のプロセス

PJM では、従来、一日単位 (Daily) の市場と一月 (Monthly) 単位の市場とがあり、LSE は 1 日ごとの容量義務を前日までに達成すれば良いことになっていた。しかし、そのような容量確保のあり方は、供給力を長期的に確保するという本来の目的との整合性に欠けていた。そこで、新しい RPM は、年間 (6 月から翌年 5 月) で確保すべき容量を先渡し契約で 3 年前から取引する市場となった。入札の流れは図 2 に示すとおりである。まず供給開始時点の 3 年前に Base Residual Auction (BRA) と呼ばれる最初の入札を行う。次に供給開始の 23 カ月前に追加入札 (Incremental Auction) が行われる。これは、BRA の取引終了後に、電源計画や需要予測の変更によって生じた容量義務の過不足を調整するための機会を与える

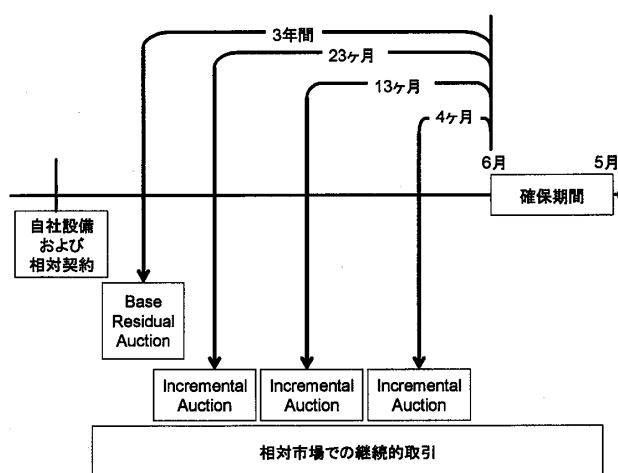


図 2 RPM における入札の流れ

ものである。この追加入札は、さらに 13 カ月前と 4 カ月前にも行われる。PJM 区域内で容量義務を満たす設備を有する市場参加者には、容量市場への参加が義務付けられており、まず BRA の入札に参加しなければならない。BRA で入札しなかった容量は、その後の追加入札で売ることが認められない。また、市場支配力の行使を未然に防ぐため、一定の市場シェアを有する容量の所有者に対しては、提示価格に上限 (Offer cap) が設けられる。ちなみに、容量市場における取引の最小単位は 0.1 MW である。

3.3 地域別の容量確保義務

容量市場が設立された当初、PJM やニューイングランドでは、容量義務を市場全体で満たす仕組みをとっていた⁸。すなわち、送電機関の管理区域内に立地している発電所であれば、LSE は地域に関係なくどの設備の容量でも容量義務を満たすものとして認められた。これは、送電機関の管理区域内では、容量市場の価格に地域差をつけずに同一の価格を設定するということを意味する。しかし、電力は送電線がなければ送ることはできず、需給のバランスが地域で異なる場合、送電容量が不足すると、混雑が生じて実際に利用できなくなる可能性がある。需給逼迫の程度に地域差がある状況で、容量の価格を一つにしてしまうと、本来設備が必要な需要過多の地域に設備投資がなされないことになる。送電制約の解消が困難ならば、需要過多の地域で容量価格が高くなり、供給過多の地域で容

⁶ RPM の制度の詳細については、文献[3]のマニュアル 18 を参照のこと (<http://www.pjm.com>)。

⁷ 区域外の発電所についても、区域内への送電容量を確保していれば、容量義務を満たすことができる。

⁸ ニューヨーク州では、以前から、ニューヨーク市内、ロングアイランド地域、および、その他の地域の 3 つで異なる価格が設定されている。

量価格が低くなることによって、電源の不足している地域に設備投資が誘導されるのが望ましい。管理区域が13の州にまたがるPJM(図1参照)や6つの州にまたがるニューイングランド地域では、慢性的な送電混雑があり、地域差を無視した非効率な価格設定ではなく、地域別の容量価格を設定することが求められていた。

PJMでは、RPMの導入によって地域別の容量市場が実現した⁹。これは卸電力取引市場の混雑管理にも用いられる市場分断と同様の方法を用いて行われる。容量市場のための地域として、Local Deliverability Areas (LDA)が、過去の送電混雑の状況などをもとに設定される。LSEには、供給を行う地域において、送電制約を考慮した上で一定の容量を確保する義務が課される。ただし、このときの送電制約とは、緊急時の容量振替限度(CETL; Capacity Emergency Transfer Limits)に基づくものである。この振替限度を超えて容量を確保しなければならない場合には、市場が分断されて、容量価格は地域ごとに決定される。2007年6月から3年間は、移行期間として、3つの地域(LDA)で行うが(2009年からは4つのLDA)、2010年6月以降は、23の地域に市場を分割する予定となっている。これまでに数回行われた入札では、実際に、送電混雑の状況を反映して、地域ごとに価格差が生じる結果となった。

ただし、容量を地域別の商品としてしまうと、各地域の市場で市場参加者の数が少なくなり、効率的な取引が行われなくなる恐れがあることも指摘されている。需要過多の地域では、その地域の発電事業者が市場支配力を行使して、競争的な水準以上に容量価格を引き上げることがないか、注意深い市場の監視が必要となる。

3.4 容量市場における価格設定

一般に、市場では需要曲線と供給曲線の交点で価格が決まる。しかし、PJMやニューイングランドの従来の容量市場では、容量市場における価格設定方式の問題も指摘されていた。PJMの容量市場の価格を見ると、設立後しばらくはゼロに近くなったり極端に高い値となったりしていたことがわかる(図3)。2000年の夏に高い価格が続いたことも問題視されたが、容量市場がボラティリティの非常に大きい不安定な市場となると、資本コストの上昇につながり、結果として消費者の負担が増すということにもなりかねない。

⁹ ニューイングランドのFCMでも、地域差を考慮した入札が行われている。

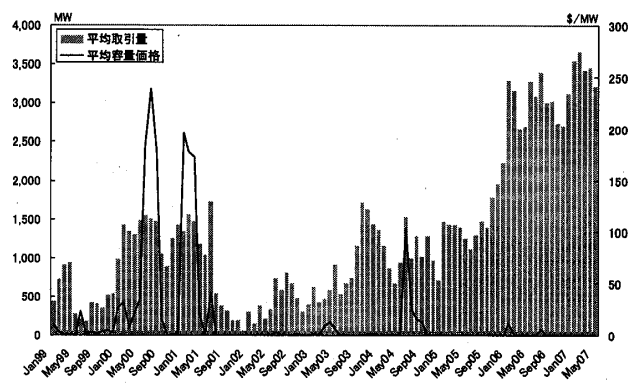


図3 PJMの容量市場(RPM導入以前)における価格と取引量の推移

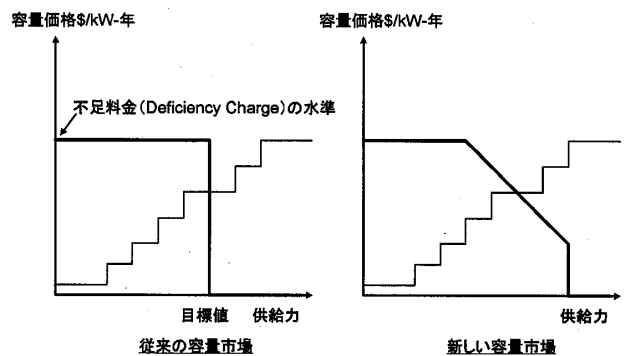


図4 容量市場における価格設定

こうした価格変動の特徴は市場設計と無縁ではない。容量義務の過不足を取引する容量市場の場合、確保義務に対して容量が十分に確保されていれば、追加的に容量を確保する価値はなくなるので、その価格はゼロとなる。一方、初期の容量市場では、必要な容量を確保できない場合は一定のペナルティを支払うことになっていた。その額までは、市場で調達して不足を解消しようとする。つまり、ペナルティの存在によって、事実上、上限価格が定められている。これは、需要曲線が垂直の状態を取引されているのと同じ状況で(図4左)、一部の市場参加者に市場支配力を行使するインセンティブを与える可能性を示唆している。すなわち、予備率を少しでも超えると価格はゼロになり、容量クレジットを売ることによる収入もゼロになってしまうが、容量を出し渋って予備率をわずかに下回るようにすることで、残りの容量に高い価格がついて、収入を大きくすることができるからである。

こうした問題点を踏まえて、新たに始まったRPMやFCMでは、容量の市場価格の決定に際し、右下がりの(仮想的な)需要曲線を新たに導入することになった(図4右)。これは、もともと米国で2番目の容

量市場を導入したニューヨークで2003年から採用されていたシステムである。PJMのRPMにおいては、この需要曲線をVRR (Variable Resource Requirement) カーブと呼んでいる¹⁰。このVRRカーブは、目標となる予備率 (PJMの場合15%) の下で、新たに建設されるピーク電源がちょうどその費用を回収できるように設定される。例えば、kW当たりの建設費が年平均で65ドルの場合、卸電力市場でkW当たり年間20ドルの収入が見込めるとすると、容量市場における均衡価格が予備率15%で45ドルになるように設定する¹¹。また、上限 (VRRの切片) は、基本的に新規参入に必要なコストの1.5倍となっている。VRRの採用により、供給力が目標となる予備率を多少上回っても容量価格はゼロにはならず、一定の価値を与えることになる。VRRの設定に必要なパラメータは過去のデータに基づいてPJMが決定する。

3.5 容量市場の評価と改革後に残る懸念

上記の他、PJMのRPMやニューイングランドのFCMでは、デマンドレスポンスによる参加も可能となり、需要側の価格反応による調整を発電所の供給力と同様に扱っている。また、PJMのRPMでは、送電線の増強も、容量義務を満たす手段として認められている。

PJMでは、RPMの導入によって、需要側による調整や新規の設備投資の増加、廃棄設備の減少が実現しており、ニューイングランドでも、2008年2月のFCMの導入後、同様の発表がなされている。ただし、容量市場の本当の評価はまだこれからである。現時点での懸念材料としては¹²、VRRのパラメータがガスタービン想定して設定されるため、送電容量の拡充により供給力を確保するといった他の選択肢が過小評価される可能性や、非効率な老朽火力の廃止を遅らせる可能性などがある。また、容量市場そのものの問題ではないが、PJMが容量市場のアプローチを採るのに対し、隣接する中西部の市場 (Midwest ISO) ではEnergy-only marketアプローチを採っており、市場の統一化を妨げるといった弊害も懸念されている。

4. まとめ

電力供給の効率化にとって、卸電力のオープンで自

由な取引は重要な条件であるが、米国などでは、市場全体で安定供給を維持するために、発電事業者に設備投資のインセンティブを与えると同時に、最小のコストで常に十分な供給力が確保されるメカニズムが模索されてきた。米国北東部で導入されている容量市場は、当初、制度設計の問題がいくつか指摘されてきたが、それによって廃止されることもなく、いくつかの修正を経ながら、現在も存続している。ただし、新しい制度設計の評価は今後に残された課題であり、場合によってはさらなる制度改革が必要となるかもしれない。これまで、容量市場を含め、電力取引市場の様々な制度設計においては、オペレーションズ・リサーチの手法による分析が少なからず貢献してきたが、現実的な条件の下で効率性と安定供給を両立するための最適な制度とはいかなる姿となるのか、今後の研究に期待したい¹³。

参考文献

- [1] Joskow, P. L. (2005). "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the United States," in Griffin, J. M. and Puller, S. L. (eds.) *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, University of Chicago Press, 31-97.
- [2] Oren, S. S. (2005). "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets," in Griffin, J. M. and Puller, S. L. (eds.) *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, University of Chicago Press, 388-414.
- [3] PJM (2008). *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*, (<http://www.pjm.com>).
- [4] Sener, A. C. and Kimball, S. (2007). "Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via the New Reliability Pricing Model," *Electricity Journal*, 20(10), 40-53.
- [5] Stoft, S. (2002). *Power System Economics*, Wiley Interscience.

¹³ 今回、詳しく紹介しなかったが、研究者の間では、供給力の確保はリスクマネジメントの観点から、「オプション」の取引で行うべきとの見方がある。これは、発電設備を一定の行使価格で電力を供給するオプション契約とみなして、実際に使うエネルギーの取引とは別に、オプションの取引を行うというものである。現時点では、このような制度設計は実現していないが、興味ある読者は、文献[2]等を参照されたい。

¹⁰ VRRはBRAでのみ用いられる。

¹¹ この数値例は文献[4]を参考に行っている。

¹² 文献[4]を参照。