

# 米国PJMエネルギー市場における市場支配力監視の設計と課題

## —局所的市場支配力の緩和策と市場評価—

The policy design and issues of market power monitoring in the PJM energy market:  
The mitigation of local market power and market assessment

キーワード：市場支配力監視，局所的市場支配力，Three Pivotal Supplier Test，入札上限規制

井上 智弘

規制撤廃後の卸電力市場において、低廉で安定的な電力供給を実現するためには、競争が機能しなければならない。そのためには、市場支配力の行使を防ぐ仕組みが不可欠となる。本稿では、競争的な市場と評価される米国PJMのエネルギー市場における局所的市場支配力の緩和策(Three Pivotal Supplier Testに基づく入札上限規制)と市場評価に注目し、その導入経緯と制度設計を調査することにより、市場支配力探知が直面する課題と、それに対する制度設計上の対応について調査を行う。それにより、市場支配力探知には過剰検出・過少検出のリスクが内在するため、適正な探知と緩和は困難な課題であり、制度設計には試行錯誤が必要となることと、それでも市場支配力の抑制が適正になるとは限らないため、継続的な競争評価が欠かせないということを明らかにする。

1. はじめに
2. 卸電力市場における市場支配力
  - 2.1 経済理論における市場支配力
  - 2.2 電力の特殊性と市場支配力
  - 2.3 市場支配力の指標
3. PJM エネルギー市場における市場支配力監視政策
  - 3.1 PJM のエネルギー市場
  - 3.2 市場支配力監視政策
    - 3.2.1 局所的市場支配力の緩和策
    - 3.2.2 市場評価
4. 局所的市場支配力の緩和策の課題
  - 4.1 閾値の設定
    - 4.1.1 「3者結託」の主要供給者グループ
    - 4.1.2 「1.5倍以下」まで含める関連市場
  - 4.2 TPS Testの結果と入札上限規制
  - 4.3 緩和策のルール化と事後的検証
  - 4.4 過剰検出と過少検出のバランス
5. おわりに

### 1. はじめに

わが国で現在進められている電力システム改革は、電力産業に市場原理を導入することによって、「低廉で安定的な電力供給」を実現することを目的とする。2013年2月に発表された『電力システム改革専門委員会報告書』では、その一環として卸電力市場の活性化が掲げられており、そのために、卸規制の撤廃や電力先物市場の創設を進めるとしている。

しかし、市場競争が必ず低廉な電力価格をも

たらすとは限らない。その一因として、発電事業者による市場支配力の行使がある。改革後の卸電力市場では、原則的には自由な価格設定が可能であるため、市場支配力を持つ事業者が入札価格を引き上げることで、市場価格は発電の限界費用を上回る。場合によっては、改革前よりも電力価格が高くなる可能性もあるため、市場支配力の行使をどう防ぐかは、電力システム改革の成否を左右する問題である。

そのため、規制撤廃後の卸電力市場における競争状態については、先の報告書において、「真

に競争的な市場が実現しつつあるのかどうか、客観的な立場からの監視がなされる必要がある」(25頁)とされている。自由化で先行する欧米の電力市場では、監視する指標として、伝統的な市場シェアやHerfindahl-Hirschman Index (HHI) だけでなく、様々な指標を用いて市場支配力の分析を行っている。ただし、どの指標を用いても、単独で市場支配力の有無・行使を完全に捕捉することはできず、電力システム改革小委員会(2013)が指摘するように、各指標を多面的に用いて評価することが必要となる。

わが国においても、これらのうちのいくつかを用いて、市場支配力の有無・行使を監視することになると考えられる。そのため、どの指標を用いてどのように監視すべきかについて、議論が行われることになるだろう。その議論に先駆けて、本稿では米国の独立系統運用者・地域送電機関(Independent System Operator / Regional Transmission Organization, ISO/RTO)の1つである、PJM Interconnection (PJM)の運用するエネルギー市場における市場支配力の監視に注目する。PJMのエネルギー市場は1990年代後半に創設され、市場支配力監視については10年以上の実績を持つ。その監視政策の導入経緯と制度設計を調査することにより、市場支配力の探知が直面する課題と、それに対する制度設計上の対応について明らかにすることが、本稿の目的である。

PJMの運用する卸電力市場は、欧米で最も整備が進んでいる市場の1つである。エネルギー市場は、その中でも電力量(kWh)を取引する市場であり、全ての米国ISO/RTOで運用されている。ISO/RTOの卸電力市場は、このエネルギー市場の他、送電混雑による価格変動リスクをヘッジするために、混雑料金収入を受け取る権利を取引する金融的送電権市場、安定供給に必要な周波数調整能力等を取引するアンシラリーサービス市場、供給力確保のための容量市場

によって形成される<sup>1</sup>。その中心となるのがエネルギー市場であり、その他の市場は、エネルギー市場を補完するために創設されたものと言える。したがって本稿では、エネルギー市場における市場支配力監視政策に注目する。

本稿の構成は以下ようになる。次章では、卸電力市場において市場支配力が問題となる原因について、電力の特殊性を踏まえて確認する。第3章では、PJMのエネルギー市場について概観するとともに、市場支配力監視政策について紹介する。監視政策は、市場支配力の緩和策と競争状況の評価に分けることができる。潜在的な市場支配力を検出し、行使を抑制するという意味では、市場支配力の緩和策が重要となるため、第4章ではそこに注目し、制度設計の課題について述べる。最後に第5章で、卸電力市場における市場支配力監視政策について、得られた示唆をまとめる。

## 2. 卸電力市場における市場支配力

### 2.1 経済理論における市場支配力

市場参加者が市場支配力を行使する価格設定者であるとき、その市場は不完全競争となる。市場支配力とは、市場参加者が市場価格をコントロールする能力のことを指す。市場支配力を行使できる企業は、自身の利潤最大化のため、市場価格を限界費用よりも高い水準に設定することが可能である。それにより、市場支配力を行使しない場合と比べて、高い利潤を得ることができるものの、消費者余剰は低下する。さらに、市場全体の総余剰も低下することから、市場支配力の行使により、市場競争による効率化の利益は損なわれる。

<sup>1</sup> ISO/RTOの卸電力市場の制度設計については、服部(2013)を参照されたい。

また、市場支配力の大きさは状況に応じて異なる。仮に市場支配力が行使されても、その影響が小さければ、総余剰の低下は少ない。そこで、市場支配力の大きさを測り、それに応じた対策を採ることが重要となる。

経済学に基づいた市場支配力の指標として、ラーナー指数がある。企業  $i$  のラーナー指数  $L_i$  は次のように定義される。

$$L_i = \frac{P - MC_i}{P}$$

$P$  は市場価格、 $MC_i$  は企業  $i$  の限界費用を表す。市場支配力が行使されず、価格と限界費用が一致する場合には  $L_i = 0$  となり、総余剰が最大になる。市場支配力の行使によって価格と限界費用の乖離が大きくなるほど、 $L_i$  は増加する<sup>2</sup>。

ここで、企業  $i$  の直面する残差需要を  $Q_i(P)$  とすると、ラーナー指数は次のようになる。

$$L_i = \frac{P - MC_i}{P} = -\frac{1}{Q_i'(P)P/Q_i(P)} = \frac{1}{\varepsilon_i^d}$$

$\varepsilon_i^d$  は企業  $i$  の残差需要に対する価格弾力性を表す。これは、企業  $i$  が独占企業の場合には、市場全体の需要の価格弾力性  $\varepsilon^d$  と一致するが、複数企業が存在する場合には、市場価格に対する他企業の反応にも影響を受ける。Landes and Posner (1981)に従い、最も基本的なケースとして、企業  $i$  が支配的企業であり、他の企業が企業  $i$  の設定する価格に対して価格受容者（競争的周辺企業）として行動する場合を想定すると、

$$L_i = \frac{1}{\varepsilon_i^d} = \frac{S_i}{\varepsilon^d + \varepsilon_i^s(1 - S_i)} \quad (1)$$

となる。 $S_i$  は企業  $i$  の市場シェア、 $\varepsilon_i^s$  は競争的

周辺企業の供給の価格弾力性を示す。

(1)式より、企業  $i$  の市場支配力は、①市場シェアが大きいほど、②市場全体の需要の価格弾力性が小さいほど、③競争的周辺企業の供給の価格弾力性が小さいほど、大きくなると言える。したがって、市場シェアに注目するだけでは不十分であり、需要・供給の価格弾力性を考慮する必要がある。

## 2.2 電力の特殊性と市場支配力<sup>3</sup>

電力という財を前提として、(1)式に示した市場支配力の大きさを決める3つの要因を見ると、電力市場の市場支配力は他の財市場に比べて大きくなるということが見えてくる。その中でも、市場シェアは最も基本的な市場支配力の指標であり、理論的にも市場支配力と密接に関連しているため<sup>4</sup>、以下では、①市場シェア、②市場全体の需要の価格弾力性、③競争的周辺企業の供給の価格弾力性の順に見ていく。

### ①市場シェア

電力では、送電線でつながる範囲を市場として扱うものの、必ずしも、つながっている範囲全体で市場支配力を測定することが適切であるとは限らない。なぜなら、送電制約により、範囲内の他地域に電源を持つ発電事業者から常に供給を受けられるとは限らず、送電混雑が発生すると、他地域とは市場が分断される可能性があるためである。このような市場は局所的市場 (local market) と呼ばれる。特に、電力需要が大きくなるピーク時間帯には、送電混雑が発生しやすくなり、他地域からの電力供給が制

<sup>2</sup> 経済理論上は、 $P = MC_i$  となる水準において、適切な設備投資が行われる。ただし現実には、供給信頼度を維持するために、一定の供給予備力が必要となる。したがって、予備電源の設備投資を想定すると、 $P = MC_i$  では固定費が回収できなくなる可能性はある。

<sup>3</sup> 以下の議論は、服部 (2002)の3.3節に基づく。

<sup>4</sup> 市場シェアに基づいて計算されるHHIと、各事業者の市場シェアで加重平均した市場全体のラーナー指数は、密接に関連している (三枝, 2013: Appendix)。

限されるため、地域内に発電所を持つ事業者の市場シェアが高まることになる。

局所的市場においては、他の供給者による代替は限定されるため、市場価格を引き上げやすくなる。そのため、送電線でつながっている範囲全体では、発電事業者が多く存在し、市場支配力が問題とならない場合であっても、局所的市場では問題となり得る。このように、電力では、市場全体における各事業者のシェアだけでなく、送電混雑によって生じる局所的市場におけるシェアも重要な指標となる。

## ②市場全体の需要の価格弾力性

電力は必需財であるとされ、これは需要の価格弾力性が小さい財であることを示す。したがって、各供給者の市場シェアが同じでも、他の財市場に比べて、市場支配力が大きくなりやすいと考えられる。

## ③競争的周辺企業の供給の価格弾力性

ある発電事業者が供給量を減らして価格を引き上げようとしても、代わりに他の事業者が供給量を増やせば、市場価格は上昇しない。つまり、競争的周辺企業による電力供給が価格に対して弾力的に変化する場合、市場支配力は小さくなる。しかし、需要ピーク時には、多くの発電事業者は供給余力を持たないため、価格の上昇に対して電力供給が非弾力的になる。また、電力の貯蔵には費用がかかるため、価格の変化に応じて柔軟に供給力調整を行うことは難しい。送電混雑が生じる地域においては、他地域からの電力供給が制限されるため、供給の価格弾力性はさらに小さくなり、市場支配力が大きくなる。

以上のように、電力市場は市場支配力が大きくなる特徴を備えている。ゆえに、市場原理の導入によって、発電事業者間の競争が促され、

電力価格が低下する、という完全競争市場の論理が、単に規制の撤廃のみで成立するとは言えない。そこで、欧米の卸電力市場には監視機関が置かれ、多様な指標を用いて、市場支配力の分析が行われている。

## 2.3 市場支配力の指標<sup>5</sup>

表1は、欧米の卸電力市場で用いられている市場支配力の指標である。大きく分けると、市場シェアやHHI等を用いる市場構造分析、入札価格と限界費用に基づくラーナー指数や、発電電力量に基づく指標の計測等による発電事業者の行動分析、そして、モデルに基づいた市場結果のシミュレーション分析の3つがある。

市場構造分析が潜在的な市場支配力の検出に用いられるものであるのに対して、事業者行動分析は実際に行使される市場支配力を検証するために行われる。前者の多くは、市場支配力の存在を事前に探知する一方で、後者の多くは、実際に行使されたか否かを検証するものである。シミュレーション分析は、モデルを用いて市場支配力の行使を検証したり、市場成果を予測したりするものであるが、モデルの前提条件を適切に設定することが難しく、指標の計算も容易ではない。

潜在的な市場支配力の探知方法としては、伝統的に市場シェアとHHIが用いられてきたが、電力市場では近年、Pivotal Supplier Index (PSI) やResidual Supply Index (RSI) という新たな指標を用いた市場監視も行われている。これらは、満たすべき需要に対して、供給力がどれだけ上回っているのかを計算し、その超過供給分と各事業者の供給力の大小関係から、その事業者が需要を満たすために不可欠であるか否かを測

<sup>5</sup> 以下の議論は、Twomey et al. (2005)に基づく。

表1 市場支配力の指標

市場構造分析 (市場支配力の 潜在性)	市場シェア	<ul style="list-style-type: none"> <li>一般的な市場占有度指標で、25%程度が市場支配力の懸念を強める閾値</li> <li>地域性や、発電と設備容量、季節性等の適切な考慮が必要</li> </ul>
	HHI (Herfindahl-Hirschman Index)	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場参加者の市場シェアの二乗の総和で、単一企業ではなく市場全体の集中度を図るもの</li> </ul>
	PSI (Pivotal Supplier Index)	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要を満たすために、ある発電事業者が不可欠か否かを、発電事業者の設備容量と取引市場の超過供給分を比較するもの。結果は1か0で示され、固定的ではなく時間帯によって異なる</li> </ul>
	RSI (Residual Supply Index)	<ul style="list-style-type: none"> <li>米 CAISO により開発された指数で、PSI に似ているが、結果が1か0ではなく、連続値として示される</li> <li>特定の発電事業者の発電容量を除外した、残りの供給力を需要量で除して算出</li> </ul>
	RDA (Residual Demand Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場支配力を行使するインセンティブを計測するもの。需要カーブから、他社の供給カーブを引き当てた、残りの需要のカーブの価格弾力性を使用するもの</li> </ul>
事業者行動分析 (市場支配力の 行使)	ラーナー指数	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場支配力の行使を、発電事業者の市場への入札価格と限界費用の比較で見えるもの</li> <li>競争市場では限界費用ベースの入札がなされるとの前提にたったもの</li> </ul>
	純収入基準値分析 (Net Revenue Benchmark Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> <li>純収入を分析し、市場支配力の行使により異常な収入を得ていないかを見るのに加え、ピーク電源が市場から固定費回収が可能かどうかを見ることで、投資インセンティブが機能しているかを評価</li> </ul>
	経済的出し惜しみ	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力を売ることによって利益を得ることができるにも関わらず、売らないことは市場支配力を行使したことになるとの見解に基づき、市場価格で利益がでる発電機の出力と実際の発電量を比較するもの</li> </ul>
	物理的出し惜しみ	<ul style="list-style-type: none"> <li>売り渋りが市場支配力を行使したことになるとの見解に基づくのは、経済的出し惜しみと同様。物理的出し惜しみでは、計画停止等を除き、過去の実績と比較し発電機の停止率の恣意性を分析するもの</li> </ul>
シミュレーション 分析	競争市場ベンチマーク分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>全ての企業が市場支配力を行使せず、市場価格に従って行動した場合の市場価格をシミュレートし、その価格と実際の市場価格を比較するもの</li> </ul>
	寡占シミュレーションモデル	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場集中度、需要弾力性、供給カーブ入札、先渡し契約、送電制約等をひとつのモデルに統合し、ゲーム理論を用い、コストデータで調整することで、市場価格やラーナー指数を推測するもの</li> </ul>

出所) 電力システム改革小委員会 (2013): 47頁。

る。したがって、単に供給力だけを見るのではなく、満たすべき需要を考慮した指標である。その一方で、従来の指標では用いない需要データも必要とするため、指標の計算は複雑となる。さらに、PSIやRSIもそれだけで市場支配力を適切に検出できるとは言えない。電源は短期的には移動しないため、局所的市場における競争相手は固定化される。その中で取引が繰り返されるため、卸電力市場においては、供給者間の暗黙の結託が生じやすいと考えられる。そのため、供給者間の結託は市場支配力の重要な要因であるが、PSIやRSIでは結託が想定されていない (Twomey et al., 2005: p.38 Table 3)。

また、伝統的な指標と新たな指標のどちらも、どの範囲の供給者を関連市場<sup>6</sup> (relevant market) に含めるのか、という市場画定の問題は存在する。一般に、関連市場の範囲を狭めるほど供給者数は減り、市場支配力は検出されやすくなる。逆に、範囲を広げるほど供給者数は増え、市場支配力は検出されにくくなると考えられる。

<sup>6</sup> 関連市場とは、財・サービスの供給行動が相互に影響を及ぼし得る供給者の競争する市場である。代替関係にある財・サービスの供給者は、同一の関連市場で競争するとされる。

以上のように、市場構造分析には、潜在的な市場支配力を事前に検出できるという利点がある一方で、顕在化していない市場支配力を対象とするため、正確な検出が難しいという欠点もある。これは偽陽性 (false positive) ・偽陰性 (false negative) という市場支配力探知の根源的な問題とかわわっている。偽陽性は市場支配力の過剰検出、偽陰性は過少検出のことである。上述の関連市場について見ると、市場の範囲を狭めるほど過剰検出 (過少検出) のリスクは上昇 (低下) し、広げるほどそのリスクは低下 (上昇) する。

市場支配力を過剰にも過少にも検出するリスクが存在するため、市場構造分析だけで、それを適切に検出することは難しい。そこで、欧米においては、事業者行動分析やシミュレーション分析も用いた、多面的な分析が行われている。さらに、表1にはないが、Twomey et al. (2005) は、送電制約下で行使される市場支配力についても言及しており、市場支配力分析における送電監視の重要性を指摘している。局所的市場では、市場支配力が大きくなりやすいだけでなく、送電混雑によって、他地域から十分な電力供給を受けられなくなり、一時的に供給力不足が発

生することもあり得る。そのような場合には、市場が競争的であっても、需給のひっ迫を反映して、価格が限界費用を上回る。それによって供給者は追加的な収入を得ることになるが、それは希少レントであり、追加的な発電設備への投資に充てられるべき収入である。この価格上昇は、供給力不足のシグナルであり、希少価格設定 (scarcity pricing) として認められるべきものである。しかし、価格が限界費用を上回るといふ点では、市場支配力行使の結果と変わらない。特に、局所的市場では市場支配力が大きくなりやすく、それによって電力価格が上昇することもあるため、両者を識別することは難しい。

### 3. PJMエネルギー市場における市場支配力監視政策

競争的な市場として評価されているPJMのエネルギー市場においても、市場支配力は些末な問題ではない。エネルギー市場全体に適用される市場支配力の緩和策はないものの、局所的市場における潜在的な市場支配力は問題となっており、緩和策が採られている。そこで本章では、PJMにおける市場支配力監視に注目し、特に、局所的市場支配力の緩和策について見ていく。PJMの市場支配力監視は、局所的市場支配力の緩和策と市場全体・局所的市場の両方における競争評価から成る。以下では、監視政策について述べる前に、PJMのエネルギー市場について概説する。

#### 3.1 PJMのエネルギー市場<sup>7</sup>

PJMに限らず、米国ISO/RTOの運用するエネルギー市場の大半は、前日市場とリアルタイム

<sup>7</sup> 以下の説明は、Lambert (2001)の第5章、服部 (2013)の第3章、古澤ほか (2014)の付録Eに基づく。

市場から成る。前日市場は、実取引の1日前の時点で、需給のスケジュールを確定させる市場であり、リアルタイム市場は、最終的な需給調整取引を行う市場である。前日市場で決まったスケジュールに変更の必要が生じた場合には、リアルタイム市場での入札を通じて、調整をすることができる。

どちらの市場においても、系統制約を考慮した経済負荷配分<sup>8</sup> (security constrained economic dispatch) を用いて、系統内の地点 (ノード) ごとに、地点別限界価格 (Locational Marginal Price, LMP) が決定される。LMPは発電の限界費用、送電混雑費用、限界損失費用の合計であり、地点ごとに\$/MWhで表される。

発電の限界費用は、送電混雑と限界損失を考慮しない場合に、供給側の入札と需要側の入札によって決まる需給均衡価格 (エネルギー価格) であり、PJMにおける全てのノードで同じ価格となる。LMPは、このエネルギー価格に、送電過負荷の解消に必要な費用である送電混雑費用と、発熱等による送電損失を補償するための限界損失費用を地点別に加算したものである<sup>9</sup>。

前日市場では、自己供給計画や相対取引計画等と、実需給の前日正午までに行われた供給側・需要側の入札に基づき<sup>10</sup>、1時間ごとのLMP

<sup>8</sup> 服部 (2013)の脚注14を参照されたい。

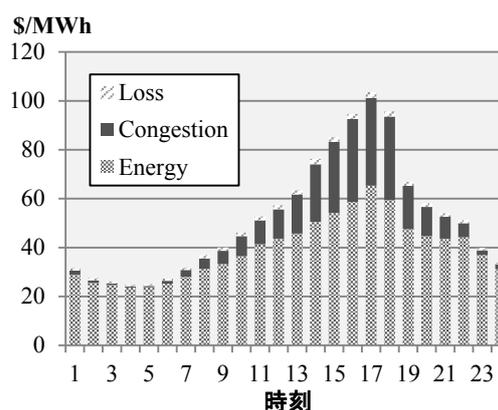
<sup>9</sup> 送電制約が存在しない場合、LMPはその時間帯で稼働する電源の費用または入札価格の最も高いものと一致し、単一の市場価格となる。送電制約が存在する場合には、電力量を送電線の運用容量以下に抑えるために、PJMは、メリットオーダーから外れる電源を入れて再度負荷配分を行う。そのとき、LMPは負荷配分を組み替えたことによる費用と混雑地点への送電費用を反映したものととなる。送電混雑が発生するとき、混雑費用は需要ノードと供給ノードのLMPの差と一致する (Lambert, 2001: p.107)。

<sup>10</sup> 発電事業者は、Manual 15 (Cost Development Guidelines) で定義される費用ベースの入札 (cost-based offer) を行うことを求められる。これは、後述する入札上限規制における上限価格である。また、\$1,000/MWhを上限とする市場ベースの入札 (market-based offer) を行うことも認められている。通常

が決定される。リアルタイム市場では、実需に基づいて5分ごとにLMPが計算され、取引終了後に、この価格を1時間ごとに調整した値によって、市場参加者のインバランス（需給の乖離）清算が行われる。

図1は、PJMの北東部に位置するメリーランド州東部のBaltimore Gas and Electric Company (BGE) ゾーンのもの、2013年6月12日における前日市場のLMPについて、時間ごとの推移と構成を示したものである。PJMにおける他のゾーンと比べて、BGEではエネルギー価格とLMPの乖離が大きい。これは送電混雑費用と限界損失費用が大きいためである。その中でも、6月12日は、送電混雑費用の比率が相対的に高い一日である。図から明らかのように、送電混雑費用はピーク時間帯ほど大きくなる傾向が見られ、その中でも14:00～18:00の時間帯において、混雑費用はLMPの34～36%となっている<sup>11</sup>。

これは局所的市場支配力の緩和策が適用された後の結果である。PJMでは、需給がひっ迫する特定の緊急事態には、後述する入札価格の上限規制が解除されるが<sup>12</sup>、同時間帯はそれに該当しないため、上限規制は有効である。それにもかかわらず、混雑費用により、エネルギー価格に比べて、LMPは1.5倍以上に引き上げられている。この混雑費用は、局所的市場において、送電過負荷の解消に必要となる電源の入札価格によって決まる。前章で述べたように、局所的市場では市場支配力が大きくなりやすい



出所) PJM Websiteのデータから筆者作成。

図1 BGEにおける前日市場の時間別LMPとその構成 (2013/6/12)

ため、そのような電源を持つ供給者の市場支配力行使を抑制しなければ、ピーク時間帯のLMPはさらに引き上げられるかもしれない。ゆえに、局所的市場支配力の緩和策は、電力価格の高騰を抑制するために、特に重要となる。

### 3.2 市場支配力監視政策

PJMに限らず、卸電力市場の市場支配力監視では、監視機関による競争状況の検証（市場評価）が行われている。PJMは、それに加えて、局所的市場支配力に特化した規制（局所的市場支配力の緩和策）を採用する。これは、Three Pivotal Supplier Test (TPS Test) を用いた潜在的な局所的市場支配力の探知と、それに基づく入札価格の上限規制（offer cap, 入札上限規制）から成る<sup>13</sup>。TPS Testは表1におけるRSIの一種を指標とする市場支配力テストである。

局所的市場支配力の緩和策は、あらかじめルールを設定し、それに従って潜在的な局所的市場支配力を探知して、該当する電源の入札価格に上限を課す制度である。ただし、市場状況は

は市場ベースの入札に基づいて負荷配分が行われるものの、入札上限規制が課される場合と市場ベースの入札を行わない場合については、費用ベースの入札が用いられる (PJM, 2009)。

<sup>11</sup> 限界損失費用についても、相対的にはピーク時間帯ほど高くなる傾向は見られるものの、最も高い16:00～17:00の時間帯で、LMPの23%である。

<sup>12</sup> ただし、市場ベースの入札上限価格\$1,000/MWhは解除されない (Carroll, 2012)。

<sup>13</sup> 本稿では、TPS Testに基づく入札上限規制を、局所的市場支配力の緩和策と呼ぶ。

時々刻々と変化するため、市場評価によって、競争状態や市場設計に対する検証が行われる。

### 3.2.1 局所的市場支配力の緩和策

TPS Testによる潜在的な局所的市場支配力の探知と、それに基づいて適用される入札上限規制は、Operating Agreement<sup>14</sup>で規定されている。TPS Testは2005年から導入されたが、それ以前から、局所的市場における市場支配力の行使は問題視されていた。そのため、送電制約を考慮しない場合にはメリットオーダーから外れるにもかかわらず、送電過負荷を解消するために負荷配分されるマストラン電源は、局所的市場支配力を行使し得るとして、その全てに対して入札上限規制が課されていた。しかし、2003年4月、Reliant Energy Mid-Atlantic Power Holdings, LLCにより、このような電源に対する報酬が不十分であるという訴えが出された。連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）はこの訴えを退けたものの、Open Access Transmission Tariff (OATT) の規定修正、または既存規定の正当化をするように、PJMに指示をした<sup>15</sup>。これを受けて、同年9月、局所的市場支配力の探知手段としてTPS Testが提案され、TPS Testをパスしたマストラン電源については、入札上限規制を免除するとされた。その後、TPS Testは2004年5月にFERCの承認を受けて<sup>16</sup>、2005年から導入された。

<sup>14</sup> Amended and Restated Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.

<sup>15</sup> Order Denying Complaint (Docket No. EL03-116-000), 104 FERC ¶61,040, issued July 9, 2003

<sup>16</sup> Order on Tariff Filing (Docket No. EL03-236-000), 107 FERC ¶61,112, issued May 6, 2004

#### 3.2.1.1 TPS Testのメカニズム<sup>17</sup>

TPS Testは送電混雑の発生地域において、送電過負荷の解消に用いられる電源に適用される。前日市場では供給側・需要側の入札や相対取引計画等から、リアルタイム市場では実需に基づいて、ソフトウェア (Unit Dispatch System) による計算が行われ、各地点のLMPが決定される。その際に、ソフトウェアが、送電過負荷の解消に追加的な電力が必要であると検出すると、TPS Testが発動する。

TPS Testでは、過負荷の解消に必要な電源を保有する事業者が、3者で結託した場合を想定する。そして、3者の合計供給力が送電過負荷の解消に不可欠であるか否かで、市場支配力を行使し得るか否かを判定する。以下では、その指標となるTPS指数の計算方法について示す。

ある送電線の過負荷解消に必要な電力  $D$  に対して、各供給者の追加的な効果的供給力は  $DFAX \times MW$  として計算される<sup>18</sup>。DFAXはこの送電線の電力潮流に関する、ある地点の潮流分係数 (distribution factor) を表す。単に供給力を用いるのではなく、DFAX を乗じた効果的供給力を用いるのは、送電制約があることで、供給力の全てを送電過負荷の解消に利用することができないためである<sup>19</sup>。ここでの供給者は

<sup>17</sup> TPS Test は導入後に修正が行われているが、その修正内容についての資料は入手できなかった。本節は、最新の資料である Monitoring Analytics (2011)に基づくため、現在の TPS Test のメカニズムについての説明となる。

<sup>18</sup> 供給力そのものではなく、送電過負荷が生じ得る地点において、その解消に実質的に利用可能な供給力という意味で、追加的な効果的供給力 (incremental, effective MW of supply) とされる。以下では、効果的供給力と呼ぶ。

<sup>19</sup> 地点 A から地点 B に送電する際に、両地点を結ぶ  $m$  本の経路それぞれを通る電力の割合を表すのが DFAX である。効果的供給力は、混雑の発生した送電線に関する DFAX と、現状の出力水準を前提として送電過負荷の発生し得る時間

個別の電源ではなく事業者のことを指し、当該事業者が直接、ないし系列会社や第三者との契約を通じて間接的にコントロール可能な発電容量を、単一供給者の発電容量とみなす。

当該地点のLMPは、送電過負荷の解消に必要な電力  $D$  と各供給者の効果的供給力の合計が一致し、過負荷が解消された後の価格である。そのとき、送電混雑のシャドウ・プライス  $P_c$  は次のようになる<sup>20</sup>。

$$P_c = \frac{Offer_c - SMP}{DFAX_c}$$

ここで、 $Offer_c$  は限界電源（入札価格が市場価格となる電源）の入札価格、 $SMP$  はシステム限界価格（＝エネルギー価格）、 $DFAX_c$  は限界電源の送電混雑箇所における潮流分派係数である。

TPS指数の計算では、このシャドウ・プライス  $P_c$  の1.5倍以下で供給可能となる効果的供給力を関連市場に含める。つまり、供給者  $i$  による入札価格を  $Offer_i$ 、送電混雑箇所における潮流分派係数を  $DFAX_i$  とすると、

$$P_{ie} = \frac{Offer_i - SMP}{DFAX_i} \leq 1.5 \times P_c \quad (2)$$

となる場合には、当該供給者  $i$  の効果的供給力は、TPS指数の計算対象に含まれる（ $P_{ie}$  は効果的供給力の限界供給費用を表す）。ここで、対象に含まれる供給者  $i$  の効果的供給力は、

$$S_i = DFAX_i \times MW(P_{ie}) \quad (3)$$

と表される。

内に追加的に利用可能な発電容量の積によって求められる。なお、この計算で用いられる  $DFAX$  は、PJM が、送電制約に対して発電がもたらす影響を評価する際に用いる  $DFAX$  の絶対値と等しいか、それ以上の値となる。

<sup>20</sup> 送電混雑のシャドウ・プライスは、ある混雑地域における送電運用容量が限界的に増加するときの PJM 全体の費用減少分、つまり、送電混雑の緩和によって得られる価値を表す。

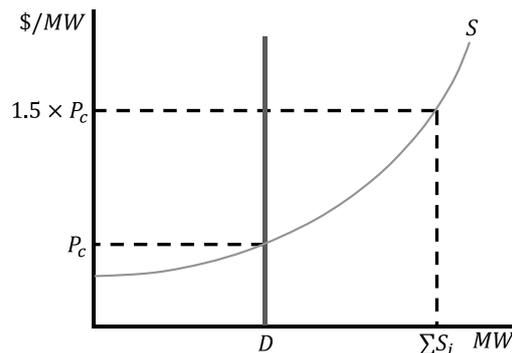


図2 関連市場の範囲

以上の関係を示したのが、図2である。送電過負荷の解消に必要な電力  $D$  に対して、そのために利用可能な効果的供給力を持つ供給者の、供給力と限界供給費用の組み合わせを示したものが曲線  $S$  である。送電混雑のシャドウ・プライス  $P_c$  は、曲線  $S$  と  $D$  の垂直線との交点で決まる。(2)式より、その1.5倍以下の費用で供給可能な効果的供給力を関連市場に含めるため、総効果的供給力は  $\sum S_i$  となる。

関連市場における供給者数を  $n$  とすると、 $S_i$  の大きい順に供給者を順序付けた上で（ $i = 1$  が最大の供給者となる）、供給者  $j$  のTPS指数（ $RSI3_j$ ）は以下のようにして計算される。

$$RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j}{D}, \quad j = 3, \dots, n \quad (4)$$

右辺の分子は、シャドウ・プライス  $P_c$  の1.5倍以下の費用で供給される総効果的供給力から、規模の大きい2者の効果的供給力を差し引き、さらに供給者  $j$  の効果的供給力を差し引いた値である。この値が送電過負荷の解消に必要な電力  $D$  を上回っていれば（ $RSI3_j > 1$ ）、この3者による追加的な電力供給なしでも過負荷は解消できるため、3者が結託しても市場支配力を行使できない。反対に、 $RSI3_j \leq 1$  となるとき、過負荷の解消には、3者いずれかの効果的供給力が必要となるため、3者の結託により、市場支配力を行使することが可能となる。この

とき、この3者は、この局所的市場における主要供給者（pivotal supplier）とみなされる。

TPS Testは  $j = 3$  から始まる。 $S_3$  は効果的供給力の規模が3番目に大きな供給者であるため、 $RSI3_3 > 1$  となるとき、どの3者が結託しても市場支配力を行使することができない。したがってこのときは、当該地域における全ての供給者がTPS Testをパスする。反対に  $RSI3_3 \leq 1$  となるとき、規模の大きい3者の結託によって市場支配力が行使され得るため、この3者はTPS Testをパスできない。この場合は、次に  $j = 4$  としてTPS指数が計算され、それも1を上回れば  $j = 5$  と計算が繰り返される。 $RSI3_k > 1$  となった段階でテストは終了し、 $k$  番目以降の供給者はTPS Testをパスする。

前日市場では1時間ごとにLMPが決まるため、TPS Testも1時間ごとの市場構造に基づいて行われる。他方で、リアルタイム市場では5分間隔で価格が決まるため、1時間に複数回のテストが行われる。

### 3.2.1.2 入札上限規制

TPS Testをパスできなかった  $k - 1$  番目以前の供給者は、入札上限規制の対象候補となる。ただし、その供給者の所有する全電源の入札価格が規制対象となるわけではない。

効果的供給力には、送電制約を考慮しないメリットオーダーで稼働する電源の出力増加・減少だけでなく、送電過負荷を解消するために負荷配分を組み替えることで、稼働することになるマストラン電源の出力も含まれる。これらの中で、入札上限規制の対象となるのは、TPS Testをパスできなかった供給者が所有するマストラン電源のみである。当該電源は過負荷を解消するために不可欠であることから、送電混雑が

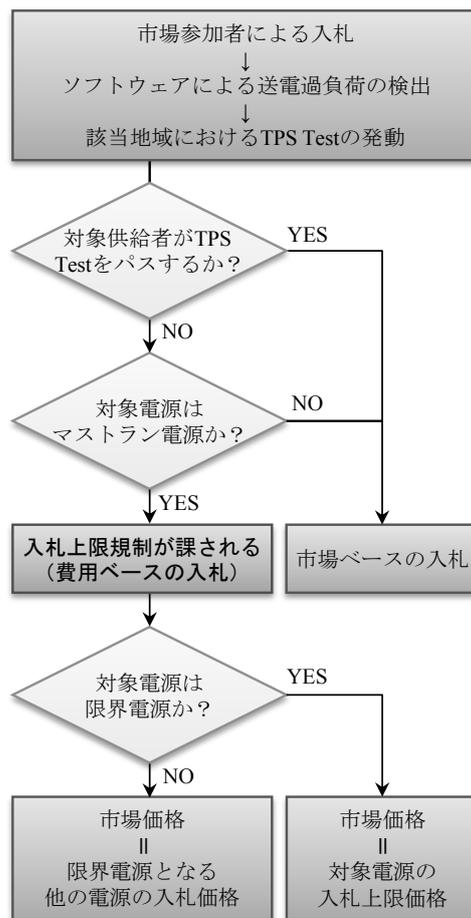


図3 入札上限規制の適用フローチャート

発生するとき、価格を競争的な水準よりも引き上げ得る<sup>21</sup>。ただし、発電の対価として受ける報酬額は、市場価格（LMP）によって決まるため、限界電源とならない限り、上限規制に基づく入札価格を上回る報酬を得ることができる。以上のステップは図3のようにまとめられる。

この上限価格の水準は、Operating Agreementで定められており<sup>22</sup>、以下の4つから、供給者があらかじめ選択するものとされている。なお、大半の場合、2)が選択されている（Monitoring

<sup>21</sup> 前日市場における仮想的入札（virtual bidding）は、発電費用に基づいた入札ではないため、TPS Testをパスできなかったとしても、入札上限規制の対象とはならない。仮想的入札は、実際の需給を伴わない入札であり、リアルタイム市場において反対売買を行い、金融的に決済される。

<sup>22</sup> Operating Agreement: Schedule 1 § 6.4.2(a)

Analytics, 2008a)。

- 1) 当該電源が経済的に負荷配分された時間帯、連系事務所 (Office of Interconnection) の決める時間帯、競争的な市場条件を反映するように上限価格が設定される時間帯における、発電母線の加重平均LMP
- 2) 当該電源の増分費用<sup>23</sup>+当該費用の10%
- 3) 入札上限規制を課される頻度の高い電源 (Frequently Mitigated Unit, FMU) に対する費用加算価格
- 4) PJMと供給者の間で合意した価格

3)のように、稼働時間の大半で入札上限規制を課される電源に対しては、特別な費用加算が行われる。前月までの過去12ヶ月平均で、稼働時間の60%以上で入札上限規制を課された電源がFMUとして扱われる。費用加算は上限規制を課された頻度に応じて変化し、表2のように、頻度が高まるほど、加算額は増加する。また、FMUと同じ敷地内で特定の条件を満たす電源は、Associated Unit (AU) として、該当するFMUと同じ費用加算の対象となる<sup>24</sup>。

<sup>23</sup> 増分費用とは、経済負荷配分で使用される電源の最小出力水準を上回る出力における MWh あたりの発電費用を指し、発電電力量増加に伴う燃料費、維持費、人件費、その他運営費の増分が含まれる。エネルギー・環境関連の適用法令によって稼働制限を受ける電源と、物理的な設備制約または燃料供給の制限によって起動回数や稼働時間に制限のある電源については、Western Hub の先物価格を用いた予測 LMP と、Manual 15 に基づいて計算される予測発電費用の差を機会費用として、その他運営費に含めることができる。また、2)は短期限界費用とも呼ばれ、燃料費×電源の熱効率率+可変的運営維持費+排出費用+機会費用+以上の費用の 10%として計算される。なお、10%の加算は、燃焼タービンの限界費用計算に関する不確実性を反映したものであり、利鞘として設計されたものではない (Mayes et al., 2012)。

<sup>24</sup> AU の認定条件は以下の3つ。1. 送電系統に与える電気的な影響が FMU と同一である。2. (i) 規模、発電技術といった設計分類 (メーカーは含まない) が FMU と同じであり、主要燃料が同じ、または、(ii) 現在適用されている FMU 加算に

表2 FMUの入札上限価格

過去12ヶ月の 規制適用頻度	入札上限価格
稼働時間の60%以上 ～70%未満	(a)増分費用+10% or (b)増分費用+\$20/MWh
稼働時間の70%以上 ～80%未満	(a)増分費用+15% <sup>注</sup> or (b)増分費用+\$30/MWh
稼働時間の80%以上	(a)増分費用+10%、 (b)増分費用+\$40/MWh or (c)PJMとの合意水準

注：ただし、増分費用+\$40/MWhを超えてはならない。

以上が局所的市場支配力の緩和メカニズムである。TPS Testとそれに基づく入札上限規制の複雑さから想像できるように、局所的市場支配力の探知と緩和は容易ではない。TPS Testの導入経緯からも、制度設計にあたって、PJMが試行錯誤を重ねてきたことがうかがえる。

### 3.2.2 市場評価

市場取引の事後には、市場監視機関 (Market Monitoring Unit, MMU) による競争状況や市場設計に対する評価が行われ、問題が発見された場合には、PJMの理事会やFERC等への通知が行われる。PJMのMMUは、FERCからの要請により、PJMがISOとなった際に設置された<sup>25</sup>。当初、PJMの一部門として設置されたが、独立性

による費用差のために、FMU の代わりに、定期的に負荷配分される電源である。3. (i) 過去 12 ヶ月間の費用ベース入札の日次平均が、現在適用されている FMU 加算を含めて調整される FMU の費用ベース入札の日次平均以下、または、(ii) 現在適用されている FMU 加算による費用差のために、FMU の代わりに、定期的に負荷配分される電源である (Operating Agreement: Schedule 1 § 6.4.2(c))。

<sup>25</sup> 市場監視計画を作成し、「PJM 内における市場支配力行使の可能性」、「設計の欠陥ないし構造的問題を発見するためのスポット市場と相対市場の運用評価」、「スポット市場のルールに適合していることを確認するために必要となる執行メカニズムの評価」についての監視・報告が要請された。その際、最も重要な点として、独立的・客観的な監視計画の実施が指示された (Mayes et al., 2012)。

をより一層高めるため、2008年に分離独立して Monitoring Analyticsを設立し、卸電力市場の監視業務をPJMから委託されることとなった。

### 3.2.2.1 MMUの役割

FERCはMMUに対して、報告・監視・市場設計という3つの役割を課している（Monitoring Analytics, 2014）。

#### ①報告

主に、年次・四半期の市場分析報告書（State of the Market Report）の発行と提出、そして市場における諸問題の報告を行う。市場分析報告書では、市場構造・市場行動・市場成果についての分析が行われる。PJM・PJM理事会・FERC・市場参加者・利害関係者等と一般社会に対して、PJMの市場がどの程度競争的であるか、どうすれば市場を改善できるのかについての情報を提供するために行われる。

#### ②監視

PJM市場における市場参加者の行動について、審査・監視を行う。市場行動の監視は、FERCの市場ルール<sup>26</sup>への違反の有無について行われる。ただし、MMUは訴追や執行の権限を持たず、重大な市場の問題や違反を特定した場合には、FERCへの通知を行う。

また、3.2.1.2節で説明した入札上限価格の設定に用いられる増分費用が、PJMのガイドラインに従って、適切に設定されているか否かを監視する役割も負う。さらに、各市場参加者の入札が市場支配力の問題を引き起こしているか

否かを評価するために、入札価格と市場への投入量を調査する。ある入札について、市場支配力行使の懸念が生じた場合には、その入札に対して執行・規制権限を持つFERCまたは他の規制当局に、懸念を通知することができる。

#### ③市場設計

既存または計画中の、PJMの市場ルール<sup>27</sup>と市場設計の評価を行い、利害関係者や規制当局との協議を通じて、市場設計ないし市場ルールの変更に着手し、提案を行う。さらに、FERCの電力市場規制局（Office of Energy Market Regulation）、州規制当局、PJM理事会の職員に対して、PJMの市場ルール変更を提言する<sup>28</sup>。

### 3.2.2.2 市場分析報告書

現在は、PJMのMMUであるMonitoring Analyticsが以上の役割を負い、市場評価を行っている。その結果は、四半期ごとに市場分析報告書として発行され、翌年の3月に年次の市場分析報告書としてまとめられている。そこでは、エネルギー市場だけではなく、容量市場、アンシラリーサービス市場等、PJMの運用する様々な市場の競争状況と市場設計等について、種々の指標を用いた分析が行われている。

分析結果は、①市場構造（market structure）、②市場行動（market behavior）、③市場成果（market performance）に分けて、リアルタイム市場・前日市場ごとに提示される<sup>29</sup>。これら

<sup>26</sup> FERCと連邦規則（Code of Federal Regulation）によって法制化された市場行動ルールと電力市場操作の禁止、FERCの承認したPJMの市場ルールと関連する禁止令ないし後継ルールを指す（OATT: Attachment M, II）。

<sup>27</sup> OATTやOperating Agreement等、ないしは市場ルールを設定するその他の文書によって設定されるPJM市場のルール・基準・手続き・慣行を指す。

<sup>28</sup> 年次・四半期・その他の報告書において、市場ルールや市場設計の問題に対する提言を行うことができる。

<sup>29</sup> ①では市場集中度や電源構成等、②ではTPS Test・入札上限規制の適用結果や限界電源のマークアップ等、③ではLMPの要因分解や前日市場とリアルタイム市場の価格差等につ

表3 PJMエネルギー市場の競争評価

市場要因	評価	市場設計
市場構造 (市場全体)	競争的	
市場構造 (局所的市場)	非競争的	
市場行動	競争的	
市場成果	競争的	効果的

出所) Monitoring Analytics (2014) Table 3-1を著者翻訳。

注：競争的な市場成果がもたらされているため、市場設計は効果的であると評価されている。

総合したPJMエネルギー市場の競争状態と市場設計に対する評価は、表3のようにまとめられている。表は2013年の競争評価である。市場全体で見た市場構造は競争的である一方で、局所的市場については非競争的となっている。しかし、TPS Testに基づく入札上限規制によって、市場支配力の行使が抑制されたため、市場行動・市場成果は競争的と評価されており、このことから、2013年のPJMエネルギー市場は競争的であると結論付けられている。

PJMでリアルタイム市場の運用が始まってから、TPS Testが採用されるまで5年以上が経過している。採用前は、局所的市場におけるマストラン電源全てを入札上限規制の対象としていたことから、市場支配力の検出が過少となることの損失を重視していたと考えられる。それに対して、TPS Testの導入は、市場支配力の過剰検出による損失を考慮したものである。つまり、以前に比べて、検出が過剰になることの損失が考慮されるようになったと言える。このように、市場支配力の抑制政策は、試行錯誤を重ねて現在の形になっており、市場支配力の問題は一朝一夕に解決できるものではない。

このような試行錯誤を経て、PJMにおけるエネルギー市場の市場支配力監視は、局所的市場

いての分析結果が示されている。また、この3つ以外に、夏季と冬季の需給がひっ迫した緊急時において採られた対応についての調査結果も提示されている。

支配力の緩和策と監視機関による市場評価という現在の形になった。市場評価では、局所的市場は、構造的には非競争的な状況にあるものの、緩和策によって競争的な市場成果がもたらされているという結果が出ている。したがって、この緩和策は、PJMエネルギー市場における局所的市場支配力の行使抑制に有効であるように見える。しかし、その結果は、必ずしも緩和策が適切に設計されていることを意味しない。なぜならば、市場支配力には、過剰ないし過少に検出されるリスクが存在し、仮に、市場成果が競争的であるとしても、過剰検出となっている可能性は排除できないためである。そこで次章では、この過剰検出・過少検出の観点から、局所的市場支配力の緩和策の課題について検討する。

#### 4. 局所的市場支配力の緩和策の課題

TPS Testは2005年から導入されているが、局所的市場支配力の緩和策については、それ以降も問題が指摘されている。例えば、高頻度で入札上限規制を課される電源の費用回収<sup>30</sup>、TPS Testによる探知の適正さ、局所的市場における需給のひっ迫を反映した希少価格設定の可否<sup>31</sup>等が指摘された。これらの問題に対しては、利害関係者との協議を経て、PJMによる修正案 (Settlement Agreement<sup>32</sup>) が、2006年1月にFERCによって承認され、施行されたものの、緩和策

<sup>30</sup> 入札上限規制は短期限界費用に基づいて設定されるため、稼働時間が少ない電源について何も対処しなければ、設備投資費用を回収できなくなる可能性がある。

<sup>31</sup> 2.3 節で述べたように、局所的市場では、需給ひっ迫を反映した希少価格と市場支配力の行使による価格引き上げを識別することが難しいため、希少価格設定の可否が問題となる。

<sup>32</sup> PJM Interconnection, L.L.C., *Settlement Agreement*, Docket Nos. EL03-236-006, EL04-121-000 (consolidated), issued November 16, 2005

の導入には困難が伴うと言えよう。そこで本章では、緩和策導入が直面する課題を念頭に、制度設計のポイントについて検討する。

2.3節で述べたように、市場支配力の探知には、過剰検出・過少検出のリスクという根源的な問題が存在する。これは、潜在的な市場支配力を正確に探知できない可能性であり、市場支配力の基準をどのように設定するかに依存する。ゆえに、TPS Testを設計する際に、指標の閾値をどのように設定するかが1つのポイントとなる。そして、仮に市場支配力の探知に問題があったとしても、その行使抑制が適切になされれば結果的には問題がないため、入札上限規制の適用過程が2つ目のポイントとなる。

また、TPS Testとそれに基づく入札上限規制は、規制機関の裁量によって供給者が直面する不確実性を避けるため、ルール化されている点に特徴がある。しかし、市場支配力を適切に探知するためには、市場環境の変化に対して柔軟に対応する必要がある。そこで、監視機関が設置され、ルールの事後的検証と改善提案の役割を与えられている。これが3つ目のポイントである。以下では、この3つについて、それぞれの特徴と課題を説明する。

#### 4.1 閾値の設定

TPS Testの特徴として、「3者まで」の結託による主要供給者グループの存在を考慮し、その主要供給者の選択範囲（関連市場の範囲）に、送電混雑のシャドウ・プライスの「1.5倍以下」の費用で供給可能な者まで含めている点が挙げられる。これらは、制度策定の際にあらかじめ定めなければならない閾値であるが、その最適水準を理論的に示すことは難しく、市場参加者の数や規模、需要の価格弾力性、送電混雑の状況といった、市場の特性を踏まえた調整が必要となる。そこで、PJMで設定されているこれ

らの閾値に対する議論から、市場支配力探知の制度設計の難しさを明らかにする。

##### 4.1.1 「3者結託」の主要供給者グループ

表1のように、様々な市場支配力の指標が存在する中で、PJMでは、RSIの一種であるTPS指数を用いた市場支配力のテストを採用している。これは、単に供給力のみから計算される市場シェアやHHIとは異なり、需要（送電過負荷の解消に必要となる電力）と、それを満たすために利用可能な供給力から、市場支配力の有無を判定するという特徴を持つ。2.2節で示したように、市場支配力の大きさは、市場シェアだけでなく、需要の価格弾力性にも依存する。ゆえにTPS指数は、伝統的な指標に比べて、市場の需給状況をより適切に反映した市場支配力の指標である。さらに、供給者間の結託を想定することで、RSIの欠点を補っている。

このテストの背景には、FERCのDelivered Price Test<sup>33</sup>（DP Test）がある。DP Testでは、市場価格の1.05倍以下の費用で供給可能な供給者を関連市場に含め、次の3つの基準のうち、どれか1つでも満たさない場合は、市場支配力を行使し得るとみなされて、市場ベースの入札が認められない<sup>34</sup>。

- 1) 全ての季節・負荷状況における関連市場のHHIが2,500未満である。
- 2) どの季節・負荷状況においても、主要供給

<sup>33</sup> *Order on Rehearing and Modifying Interim Generation Market Power Analysis and Mitigation Policy* (Docket No. ER96-2495-016 et al.), 107 FERC ¶61,018, issued April 14, 2004

<sup>34</sup> *Market-Based Rates for Wholesale Sales of Electric Energy, Capacity and Ancillary Services by Public Utilities* (Docket No. RM04-7-000; Order No. 697), 119 FERC ¶61,295, issued June 21, 2007

者が存在しない。

- 3) どの季節・負荷状況においても、20%以上の市場シェアを持つ供給者が存在しない。

2)に示されているように、DP Testにおいても、Pivotal Supplier Testは実施される。ただし、TPS Testと異なり、供給者間での結託は考慮しない、いわばOne Pivotal Supplier Testとなる。したがって、DP TestをパスしてもTPS Testをパスできないという供給者は存在し得る<sup>35</sup>。

この違いのため、TPS Testは必ずしもDP Testと整合的ではない。しかし、2.3節で述べたように、卸電力市場においては、供給者間の結託を踏まえた市場支配力探知が重要となる。そのため、独占的な市場支配力しか探知しないOne Pivotal Supplier Testよりも、2者ないしはそれ以上の結託を考慮するPivotal Supplier Testの方が望ましい。ただし、最適な結託者数の設定は難しい。例えば、ある局所的市場において、効果的供給力を持つ供給者が3者のみ存在する場合、Two Pivotal Supplier Testはパスし得るが、上記のDP Testにおける基準を満たさない。最も規模の小さい供給者の効果的供給力が送電過負荷の解消に必要な電力（図2のD）を上回れば、全ての供給者がこのテストをパスする。しかし、最大規模の供給者の市場シェアは33%以上であり、HHIは最小でも3,333となってしまう。

このことから、Monitoring Analytics (2008a)は、3者までの結託を想定するTPS Testが望ましいとする。しかし、DP Testを前提とすると、3者結託による市場支配力までしか探知できないTPS Testも不十分な基準である。ある局所的市場において、効果的供給力を持つ供給者が4者のみ存在する場合、最も規模の小さい供給者の効果的供給力が送電過負荷の解消に必要な電

力（図2のD）を上回れば、全ての供給者がTPS Testをパスする。その一方で、この4者のうち、最も規模の大きい供給者の市場シェアは25%以上であり、HHIは最小でも2,500となる。したがって、上述のDP Testにおける3つの基準のうち、1)については閾値と一致するものの（2,500未満ではないので、厳密には違反している）、3)については満たさない。

供給者間の結託によって形成される、主要供給者グループの存在を考慮するPivotal Supplier Testでは、想定するグループの最大規模（グループを構成する最多供給者数）が大きくなるほど、指標の値が小さくなるため、テストをパスすることが難しくなる。上記のように、3者の結託を想定して基準を設定しても、HHIや市場シェアが非競争的な水準となる可能性は排除できないが、想定するグループの最大規模を大きくすることで、その可能性は低下する。しかしそれにより、市場支配力が過剰に検出される危険性は高まる。3.2.1節で説明したように、TPS Test導入の背景には、送電過負荷を解消するために負荷配分されるマストラン電源に対して、従来の入札上限規制では十分な報酬が得られないという訴えがあった。発電の限界費用が高く、稼働時間が短いことに加え、入札価格も短期限界費用の水準に抑えられてしまうと、設備投資費用を回収できず、長期的には供給不足の問題が生じる。したがって、TPS Testは、それまで行われてきた市場支配力の過剰緩和を軽減するために導入されたものであり、市場支配力の過剰検出につながるテストの厳格化は、その目的に反していると言えよう。

他方で、TPS Testでさえ、市場支配力が過剰に検出されるとする意見もある。Brattle Group (2007)は、単独ないし2者結託の主要供給者（グループ）が存在する場合、関連市場におけるその他全ての供給者がTPS Testにパスできないこと、そして、市場構造基準のみで市場支配力を

<sup>35</sup> この状況を示す詳細例は、Bowring (2006)を参照されたい。

検出しており、市場支配力が実際に行使されるか否か、それが市場価格に影響するか否かについては考慮されていないため、市場支配力を行使しない供給者まで、市場支配力の緩和対象とされていると指摘している。

主要供給者グループの規模と市場支配力の関係については、Perekhodtsev et al. (2002)において、主要供給者グループの構成企業数が増えるほど、市場支配力は低下することが示されている。この結果からは、主要供給者グループの最大規模を拡大することで、市場支配力の影響を軽減できるということは言えるが、想定すべきグループの規模についての望ましい水準は明らかではない。

このように、主要供給者グループの最適規模を決定することは困難であり、結局のところ、この問題は、過剰検出・過少検出という市場支配力探知の根源的な問題に行き着く。2.3節では市場画定の直面する問題について取り上げたが、主要供給者グループの規模の設定でも同じことが言える。したがって、過剰ないし過少に検出されるリスクと、それがもたらす損失を比較考量し、バランスを踏まえた規模の設定が重要となる。

#### 4.1.2 「1.5倍以下」まで含める関連市場

TPS Testでは、送電混雑の発生地域に対して、3.2.1.1節の(3)式で表される効果的供給力を有する供給者を対象とし、送電混雑のシャドウ・プライス(図2の $P_c$ )の1.5倍以下で供給可能な供給者を関連市場に含める。FERCのDP Testにおける関連市場では、市場価格の1.05倍以下の費用で供給可能な供給者までを含めるため、TPS Testにおける関連市場の範囲は相対的に広い。関連市場の範囲を拡大するほど、総効果的供給力(図2の $\sum S_i$ )が大きくなることから、(4)式より、TPS指数が大きくなりやすくなり、

過少検出のリスクは高まる。他方で、PJMの会員企業の中では、関連市場をさらに拡大すべきであるという提案も出されており(Monitoring Analytics, 2008b: pp.21-22)、適切な水準の見極めは難しい。

また、TPS Testにおける関連市場の範囲画定のもう1つの特徴として、地理的な定義を用いた市場画定を行っていないという点が指摘できる。代わりに潮流分流係数を用いて、送電混雑の発生箇所ごとに、送電過負荷の解消に利用可能な効果的供給力のみを関連市場に含めると定義する。送電制約のため、地理的な近さは必ずしも局所的市場への影響力の大きさを表さない。これは、過負荷の生じ得る送電線に対して、潮流分流係数が小さければ、地理的に近くとも影響は小さくなるためである。また、TPS Testは給電指令ソフトウェアに基づいて運用されることから、地理条件で恣意的に市場を設定するよりも、需給状況を反映して、正確に市場画定を行うと考えられている(Monitoring Analytics, 2008a)。送電混雑の状況は時々刻々と変化し、それに応じて地理的な市場の範囲も変化するため、その画定をリアルタイムで適切に行うことは難しい。したがって、地理的な定義を用いて、適切に市場を画定することは困難である<sup>36</sup>。

#### 4.2 TPS Testの結果と入札上限規制

3.2.1.2節で説明したように、TPS Testをパスできなかった全ての供給者が、入札上限規制を課

<sup>36</sup> シャドウ・プライス $P_c$ のみを基準にして市場を画定すると、需給がひっ迫して $P_c$ が高騰するほど関連市場が拡大することになり、供給者がTPS Testをパスしやすくなると指摘されている。そのため、Brattle Group (2007)では、地理的な定義を用いることでより適切な市場画定が可能であると指摘しているが、上述の理由から、Monitoring Analytics (2008a)はそれを否定している。

されるわけではない。したがって、仮にTPS Testが市場支配力を過剰に検出したとしても、それだけで、局所的市場支配力の緩和が過剰になるとは言えない。実際に入札上限規制が課されるまでには、さらに段階を踏む必要がある。

まず、当該供給者の持つ電源が、送電過負荷の解消のために負荷配分されるマストラン電源である場合に限る。次に、その電源の市場ベースの入札価格が入札上限規制の上限価格（＝費用ベースの入札価格）を上回ることである。したがって、送電制約を考慮しないメリットオーダーで負荷配分される電源や、発電費用に基づかない前日市場の仮想的入札に対しては適用されない。さらに、入札上限規制を課されたとしても、その電源が限界電源とならない場合には、限界電源となる他の電源の入札価格に基づいた市場価格による支払いを受けることができる。

したがって、①TPS Testをパスできない供給者が主要供給者とみなされる。②主要供給者の保有するマストラン電源の入札価格が上限を上回る場合には、入札上限規制が有効となる。③当該電源が限界電源となる場合に、市場価格はこの上限価格となる。

表4は、直近5年間の電源数×稼働時間数で見た、入札上限規制の適用割合を示したものである。これを見ると、2010年のリアルタイム市場における1.2%が最大である。PJMにおける市場支配力の緩和が、過剰か否かを測ることは困難であるものの、この結果からは、入札上限規制の適用割合は低い水準で推移していると言えよう。また、2013年の市場分析報告書では、PJMのインターフェイスにおける、TPS Testと入札上限規制の適用状況がまとめられている（Monitoring Analytics, 2014: p.82 Table 3-24, Table 3-25）。大半のインターフェイスにおいて、過半数の供給者がTPS Testをパスしていない一方で、入札上限規制を実際に課されるケースは

表4 入札上限規制の適用状況

(Unit Hours Capped)

	リアルタイム	前日
2009	0.4%	0.1%
2010	1.2%	0.2%
2011	0.6%	0.0%
2012	0.8%	0.1%
2013	0.4%	0.1%

出所) Monitoring Analytics (2014) Table 3-20から一部抜粋して著者翻訳。

少なく、TPS Test適用回数の0%～3%となっている。ゆえに、TPS Testにおいて市場支配力が過剰に検出されたとしても、実際に入札上限規制が課される割合は小さく、市場支配力の緩和が過剰になる危険性は、その分だけ低い。

TPS Testでは、実際に市場支配力を行使するか否かについては考慮しない。これは、市場シェアやHHIといった市場構造の指標を用いるテストに共通する特徴である。PJMの局所的市場支配力の緩和策では、上記の②のように、供給者の入札行動に基づいて入札上限規制を課すことで、TPS Testによる過剰検出のリスクを低下させている。ただし、上限価格の水準は緩和の程度を直接規定するため、増分費用の計算方法や費用加算の設定は、慎重に行う必要がある。その際、設備投資費用回収を念頭に置くことは重要である。PJMにおける供給力不足への対策がそうであるように、近年では、供給力確保については容量メカニズムを活用する傾向が見られるため、それらの運用を踏まえた上で、上限価格を決めなければならない。

#### 4.3 緩和策のルール化と事後的検証

先に述べたように、PJMの市場支配力監視は、局所的市場支配力の緩和策と市場評価から成る。このような構成となっている理由の1つとして、局所的市場支配力の緩和策をルール化して規制機関の裁量の余地をなくし、透明性を確保するとともに、その運用成果を検証し、ルー

表5 局所的市場支配力の緩和策の利点と問題点

	利点	問題点
(1) 閾値の設定	3者までの結託を考慮 潮流分係数を踏まえた市場画定	DP Test との整合性 (適切な閾値の設定)
(2) TPS Testの結果と入札上限規制	TPS Test による市場支配力の過剰検出のリスクを軽減	設備投資費用の回収を考慮した適切な入札上限価格の設定
(3) 緩和策のルール化と事後的検証	規制機関による裁量の余地を減らすことで不確実性を軽減	市場環境の変化に対応したルールの改善

ル改善を図るという目的がある。

これまで述べてきたように、TPS Testのメカニズムは複雑であり、さらに入札上限規制まで含めると、その実施は容易ではない。この複雑さ、実施の困難さは緩和策を不透明なものとし、市場参加者の理解不足や誤解を招きかねない。そのため、供給者にとっては結果の予測が難しく、所有する電源の稼働計画策定時に不確実性に直面することになる。この不確実性は、市場参加者の電源への設備投資インセンティブを阻害する。その上、市場支配力の有無について、規制機関が裁量的に判断するとなれば、供給者の直面する不確実性はさらに大きくなる。そこで、緩和策の運用にあたっては、裁量の余地を排除し、透明性を確保することが重要となる。

しかし、裁量の余地を完全に排除してしまうと、新たな市場参加者や管轄地域の広がり、燃料価格の変動等により変化する市場環境に対応するためのルールの柔軟な運用ができなくなる。そこで、ルールの運用成果を事後的に評価し、制度に問題が発見された場合には、修正を行うことが必要となる。制度の複雑さを考慮すると、この事後的な検証とルールの改善を遂行するためには、経済理論や系統工学の知見を持ち、市場設計についての知識を有する監視者を置くことが望ましい。FERCは、MMUに対して、市場監視だけでなく、市場設計の変更を提言する役割も与えている。これは、市場支配力抑制政策の検証・改善の観点から望ましいものと言えよう。ただし、複雑な制度を理解し、問題点を指摘できるほどの専門的な知見を持つ

人材の確保ないしその育成は容易ではないということに留意しなければならない。

他方で、事前ルールに対する理解不足や誤解によって生じる不透明さそのものの改善については、PJMの努力は不十分であると言わざるを得ない。複雑な制度を採用しているにもかかわらず、PJMでは、詳細かつ具体的にTPS Testを説明する資料が不足している。この点について、例えば、TPS指数の計算には送電混雑地域ごとに送電過負荷の解消に必要な電力(図2のD)を決定する必要があるものの、その決定方法を示した資料は見当たらない。さらに、TPS Testの結果に基づいて、入札上限規制の適用がどのような手順で執行されるのかも不明確である<sup>37</sup> (Brattle Group, 2007: pp.114-115)。現在の局所的市場支配力の緩和策を採用し続ける限り、制度の複雑さを避けることはできないが、可能な限り、市場参加者の理解を促すような環境整備は重要である。

表5は、以上3つのポイントにより示される局所的市場支配力の緩和策の利点と問題点をまとめたものである。PJMは、(2)の問題点については、容量市場の収入による電源の固定費回収を前提として、ガイドライン (Manual 15) で定められた短期限界費用に基づく入札上限価

<sup>37</sup> 本稿の執筆に当たり、OATT, Operating Agreement, 技術資料 (Monitoring Analytics, 2011) 等、PJM と MMU の資料を参照したが、制度の概念や TPS 指数の基礎的な計算方法の説明にとどまり、具体的な実施手順に関する説明はなかった。

格を設定している。また、(3)の問題点に対しては、環境の変化に応じてルールを改善できるように、MMUに市場設計の変更を提言する役割を持たせている<sup>38</sup>。しかし、(1)の問題点については必ずしも十分に対応していない。これは、過剰検出と過少検出という市場支配力探知の根源的な課題と密接にかかわっているためであると考えられる。そこで、本章の最後に、この課題についての検討を加える。

#### 4.4 過剰検出と過少検出のバランス

電力という財の特徴を踏まえると、市場シェアやHHIでは無視されていた需要を考慮している点で、RSIの導入には意義がある。それに加えて、単体の主要供給者だけではなく、グループによる市場支配力の行使可能性を想定したTPS Testは、結託を考慮しない従来のRSIの欠点を補っており、卸電力市場の市場支配力探知に有効である。しかし、このTPS Testによっても、市場支配力探知の根源的な問題である、過剰検出ないし過少検出の疑いを払拭することは難しい。特に、従来のRSIよりも厳しい3者までの結託を想定することから、過剰検出の問題が指摘されている。

TPS Testにおける過剰検出と過少検出のリスクは、4.1節で述べたような閾値の設定に依存する。しかし、これらの閾値を理論的に正当化することは難しい。市場支配力は概念的なものであり、それに具体的な基準を持たせることは困難であるから、この問題は常に付きまとう。Monitoring Analytics (2008a, b)の議論からは、FERCのDP Testが1つの参照値になっていると考えられるものの、必ずしも整合的になってはいない。現在まで、特に大きな問題は発生して

<sup>38</sup> ただし、上述のように、MMUに市場設計の役割を課したのはFERCである。

いないことから、PJMでは有効に機能していると思われるが、TPS Testの導入前だけでなく、導入後も、それによる市場支配力探知の妥当性は議論の的となっている。PJMで設定している閾値が全ての市場で適切であるという保証はなく、PJMにおいても、他の諸制度の効果によって、問題が顕在化していないだけかもしれない。

また、前章と本章の冒頭で述べたように、TPS Testを含めた局所的市場支配力の緩和策は幾度かの修正を行って現在の形になっている。指標の計算には、需要（送電過負荷の解消に必要な電力）、他企業の供給力、電力潮流の方向とその大きさが影響するし、関連市場の範囲には、他の供給者の供給の価格弾力性が影響し得る。いずれも、市場支配力の大きさを左右する要因である。ゆえに、指標の適切な設計には、試行錯誤を余儀なくされ、それでもなお、最適な閾値の設定は困難である。

TPS Testによる市場支配力探知が過剰なのか過少なのかを示す明示的なデータはないが、競争評価（表3）を見る限り、市場成果は競争的であるため、過少検出は深刻な問題とはなっていないと考えられる。その一方で、過剰検出については、競争状況から推測することはできないため、その疑いは残る。しかし、4.2節で説明したように、TPS Testをパスできなかった電源全てが入札上限規制を課されるわけではなく、実際に規制が課される割合は低い<sup>39</sup>。この結果からは、過剰検出の問題も小さいと見られる。それに加えて、新たな容量市場（Reliability Pricing Model）の運用開始により、供給力不足に対するエネルギー市場収入の意義が弱まっ

<sup>39</sup> Monitoring Analytics (2011)は、TPS Testの導入により、局所的市場が非競争的な場合にのみ、該当する電源に入札上限規制が課されるようになったと評価している。

たことで<sup>40</sup>、仮に市場支配力が過剰に検出され  
るとしても、その損失は大きいものではないと  
いうことも指摘されている（Monitoring Ana-  
lytics, 2008a<sup>41</sup>）。このように、競争的な卸電力市  
場の形成には、市場支配力の監視制度だけでな  
く、制度に内在する過剰検出・過少検出のリス  
クがもたらす、新たな損失を補うための制度的  
措置が必要となる。

PJMのエネルギー市場における、TPS Testに  
基づく入札上限規制による局所的市場支配力  
の緩和策は、現在のところ、有効に機能してい  
ると見られる。ただし、この結果が緩和策の制  
度設計から必然的に導かれるものなのか、容量  
市場等の他の要因により、問題が顕在化してい  
ないだけなのかは定かではない。そこで、4.3  
節で述べたように、成果の事後的な検証とルー  
ルの改善を行うべく、市場設計に精通した監視  
者による継続的な評価が重要となる。このよう  
に、PJMにおいても、市場支配力の探知と緩和  
は困難な課題である。ゆえに、その設計にあた  
っては、市場の特性を考慮して慎重に行うべき  
であり、それでもなお、試行錯誤を重ねる必要  
があるだろう。

---

<sup>40</sup> FMU の設備投資費用回収の問題についても、エネルギー市  
場において対応する意義は弱まってきている。Monitoring  
Analytics (2014)では、FMU と AU に対する費用加算制度につ  
いて、2007 年からの新たな容量市場の運用開始や2012 年  
の希少価格設定ルールの変更により、その存在意義が失われた  
として、廃止が提案されている。

<sup>41</sup> Monitoring Analytics (2008a)は、市場支配力の過剰検出による  
損失は、それによって供給力不足のシグナルが抑制されない  
限り、ゼロないしはゼロに非常に近いとしている。その一方  
で、過少検出の場合、市場支配力の行使により市場価格を引  
き上げ、非効率なシグナルと富の移転をもたらすことから、  
その損失は非常に大きいと指摘し、過少検出のリスクを最小  
化するように市場支配力の審査基準を設計することが合理的  
であると述べている。

## 5. おわりに

本稿では、PJMのエネルギー市場に注目し、  
卸電力市場における市場支配力監視政策の設  
計とその課題について、特に局所的市場支配力  
の緩和策に焦点を当てて検討した。市場支配力  
の監視について10年以上の実績を持つPJMで  
も、依然として過剰検出と過少検出のリスクに  
直面しており、適切な市場支配力の探知と緩和  
は困難な課題であると言える。そのため、それ  
が適切に執行されているか否かについての継  
続的な評価が欠かせない。それには、専門的な  
知見を持ち、制度の詳細まで把握する人材が必  
要となる。しかし、経済理論や系統工学の高度  
な知見が必要とされるため、そのような人材の  
養成には時間と費用がかかるだろう。

財の特殊性ゆえ、卸電力市場では市場支配力  
が大きくなりやすい。したがって、競争が機能  
するためには市場支配力の監視政策を適切に  
執行することが重要となる。ただし、そのため  
に必要な制度の適切な設計や、監視を行う  
専門家の育成は、一朝一夕にはいかない。

卸電力市場を設置して市場原理を導入して  
も、それが機能するためには、市場支配力を探  
知し、その行使が疑われる場合には、入札に対  
する規制が必要となる。その探知や規制の基準  
は、規制当局や、当局によって認可を受けた市  
場運営者が設定することになる。したがって、  
市場競争を導入しても、その効果は、結局は規  
制当局の設定する基準次第となってしまうこ  
とに留意しなければならない。

## 参考文献

- [1] Bowring, J. (2006) *MMU Analysis of Combined Regulation Market*, PJM Market Implementation Committee Meeting (December 20, 2006).
- [2] Brattle Group (2007) *Review of PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets*, Prepared for PJM Interconnection LLC (September 14, 2007).
- [3] Carroll, B. (2012) *Summer Operations –Markets Impacts–*, Market Implementation Committee (May 9, 2012).
- [4] Lambert, J.D. (2001) *Creating Competitive Power Markets: the PJM Model*, Pennwell.
- [5] Landes, W.M. and R.A. Posner (1981) "Market power in antitrust cases," *Harvard Law Review* **94(5)**, 937-996.
- [6] Mayes, J., H. Haas and J. Bowring (2012) "Effective monitoring and mitigation in the organized wholesale electric power markets," *Journal of Regulatory Economics* **41(1)**, 120-138.
- [7] Monitoring Analytics (2008a) *Comments of the Independent Market Monitor for PJM re the Commission's Investigation of the TPS Test*, Docket No. EL08-47-000 (October 6, 2008).
- [8] Monitoring Analytics (2008b) *IMM Reply Comments re the Commission's Investigation of the TPS Test*, Docket No. EL08-47-000 (November 5, 2008).
- [9] Monitoring Analytics (2011) *2010 State of the Market Report for PJM: Technical Reference for PJM Markets*, The Independent Market Monitor for PJM (March 10, 2011).
- [10] Monitoring Analytics (2014) *2013 State of the Market Report for PJM, Volume 2: Detailed Analysis*, Independent Market Monitor for PJM (March 13, 2014).
- [11] Perekhodtsev D., L.B. Lave and S. Blumsack (2002) "The model of pivotal oligopoly applied to electricity markets," Carnegie Mellon Electricity Industry Center CEIC Working Paper 02-06.
- [12] PJM (2009) *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*.
- [13] Twomey, P., R. Green, K. Neuhoff and D. Newbery (2005) "A review of the monitoring of market power: The possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems," MIT CEEPR, Working Paper 05-002.  
(山田光 訳・監修 (2006) 「世界の電力市場の取引監視メソッド～市場支配力のモニタリング～」日本評論社)
- [14] 三枝まどか (2013) 「米国の電気事業における合併審査手法の現状と課題」, 電力中央研究所報告 Y12014.
- [15] 電力システム改革小委員会 (2013) 「第3回制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料～卸電力市場の活性化について～」, 平成25年10月21日.
- [16] 電力システム改革小委員会 (2014) 「第5回制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料～卸電力市場の活性化について～(卸電力市場活性化による効果試算)」, 平成26年1月20日.
- [17] 服部徹 (2002) 「米国卸電力市場における市場支配力の経済分析—理論的基礎と実証研究および政策オプションの展望—」, 電力中央研究所報告 Y01008.
- [18] 服部徹 (2013) 「米国の卸電力市場の制度設計と課題—短期の市場の効率性と長期の供給力の確保—」, 電力中央研究所報告 Y12020.
- [19] 古澤健・岡田健司・後藤美香 (2014) 「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」, 電力中央研究所報告 Y13018.

井上 智弘 (いのうえ ともひろ)  
電力中央研究所 社会経済研究所