



RIETI Discussion Paper Series 06-J-010

## 連系線容量を考慮した寡占的卸電力市場の分析

田中 誠  
経済産業研究所

## 連系線容量を考慮した寡占的卸電力市場の分析\*

田中 誠\*\*

政策研究大学院大学

2006年2月

### 概要

自由化された卸電力取引市場では、既存の大規模事業者による市場支配力行使の懸念が指摘されている。全国規模の電力市場に参加する寡占的事業者は、地域間を結ぶ連系線の容量も考慮した上で、戦略的に行動するものと考えられる。このため、連系線容量を考慮した寡占的卸電力市場の分析が必要となる。本稿では、均衡制約をもつ数理計画問題 (MPEC) の手法を用いて、連系線容量を考慮したクールノー型のモデルを考察する。そして、仮想的な我が国全国市場を考え、連系線で結ばれた多地域における寡占的卸電力市場のシミュレーション分析を行う。特に、卸電力市場に参加するプレーヤーが増加するケースを考え、電力潮流やクールノー均衡に与える影響について、複数のシナリオのもとで検討する。

### キーワード

卸電力市場、クールノー競争、連系線、均衡制約をもつ数理計画問題 (MPEC)

---

\* 本稿の作成にあたり、東京大学の金本良嗣教授、野村総合研究所の蓮池勝人主任コンサルタントから貴重なご教示を賜った。また、経済産業研究所のセミナー参加者から有益なコメントを頂戴した。ここに厚く御礼申し上げたい。なお、本稿の内容は筆者個人の見解を示すものであり、経済産業研究所の公式見解を示すものではない。

\*\* E-mail: mtanaka@grips.ac.jp

## 1. 序

欧米を中心に、1990年代から電力改革が進められている。その過程において、自由化された卸電力取引市場では、既存の大規模事業者が市場支配力を行使する懸念があると指摘されてきた。このため、欧米では、市場支配力の実証分析や支配力抑制策の研究が盛んに行われている。また、規制当局は、市場支配力のモニタリングを継続的に行い、必要に応じて卸電力取引所等の制度改革にも取り組んでいる。

我が国においても、2005年4月に卸電力取引所が開設され、市場支配力の問題が注目を浴びるようになってきている<sup>1</sup>。しかし、我が国の電力市場を分析した先行研究はまだ少ない。Akiyama and Hosoe (2003) は、空間均衡モデルにより全国市場を分析した。ただし彼らの分析は、寡占的な市場ではなく完全競争市場を前提としている。事業者の寡占的な行動を直接的にモデル化した研究としては、Hattori (2003) がある。彼は、クールノー競争のモデルを用いて西市場の分析を行った。ただし、連系線の容量自体は直接的にモデルに組み込まれていない。他に蓮池・金本 (2005) は、東市場の2社についてクールノー競争のモデルを用いて分析し、水平分割や長期契約に関する検討も行っている。ただし、彼らのモデルでも、連系線の容量自体は直接組み込まれていない。

全国規模の卸電力市場に参加する寡占的事業者は、地域間を結ぶ連系線の容量も考慮した上で、戦略的に行動するものと考えられる。このため、連系線容量を考慮した寡占的卸電力市場の分析が必要となる。欧米では、Cardel et al. (1997) や Borenstein and Bushnell (1999) をはじめ、寡占的電力市場をモデル化した先行研究が多数存在する。特に、Hobbs et al. (2000) や Xian et al. (2004)、Hu and Ralph (2005) 等、寡占的電力市場のモデルを数理計画問題として定式化して分析を行う研究が近年盛んに行われている。本稿では、こうした欧米の先行研究も応用・拡張し、均衡制約をもつ数理計画問題 (MPEC) の手法を用いて、連系線容量を考慮したクールノー型のモデルを考察する。そして、仮想的な我が国全国市場を考え、連系線で結ばれた多地域における寡占的卸電力市場のシミュレーション分析を行う。特に、卸電力市場に参加するプレーヤーが増加するケースを考え、電力潮流やクールノー均衡に与える影響について、複数のシナリオのもとで検討する。

本稿の構成は、次のとおりである。第2節で、一般的なモデルを定式化し、第3節で、連系線で結ばれた多地域における寡占的卸電力市場のシミュレーション分析を行う。第4節で、以上の議論を簡単に要約する。

---

<sup>1</sup> 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の第5回制度改革評価小委員会では、最適電源構成モデルにより、東西それぞれの市場における推定限界費用と卸電力取引所の約定価格との乖離を調べ、市場支配力行使の可能性を検討している。

## 2. モデル

### 2.1 基本設定

電力系統は、 $N$  個のノード（地点） $n=1, \dots, N$  と、ノード間を結ぶ  $L$  本の送電線  $l=1, \dots, L$  により構成される。各送電線には、送電容量、すなわち電力を流すことができる限度が決まっており、それを  $\mathbf{k} = (k^1, \dots, k^L)$  と表す。

ノード  $n$  における需要量の合計を  $q^{n,d}$ 、発電量の合計を  $q^{n,s}$  とおく。ノード  $n$  における（ネットの）発電電力、すなわち発電量と需要量の差を  $Q^n(q^{n,d}, q^{n,s}) \equiv q^{n,s} - q^{n,d}$  と表す。ノード  $n$  は、 $Q^n(q^{n,d}, q^{n,s}) > 0$  なら供給過剰地となり、超過発電分が電力系統に注入される。逆に、 $Q^n(q^{n,d}, q^{n,s}) < 0$  なら需要過剰地となり、超過需要分が電力系統から引き出される。

直流法による潮流計算では、電力潮流を、各ノードの（ネットの）発電電力と潮流分流係数とを用いて定式化できる<sup>2</sup>。送電線  $l$  の電力潮流は、

$$F^l(\mathbf{q}) \equiv \sum_{n=1}^{N-1} h^{l,n} Q^n(q^{n,d}, q^{n,s}), \quad l=1, \dots, L \quad (1)$$

と表すことができる<sup>3</sup>。ここで、 $h^{l,n}$  は、潮流分流係数と呼ばれる係数である<sup>4</sup>。

卸電力取引市場は、発電事業者や需要家の入札に基づいて運営されているものとする。具体的には、需給バランス制約と各送電線の容量制約のもとで、入札値から計算される電力取引の余剰が最大化されるように運営される。需給バランス制約は、電力市場全体での需給均衡の制約で、 $Q(\mathbf{q}) \equiv \sum_{n=1}^N Q^n(q^{n,d}, q^{n,s}) = 0$  と表される。電力潮流が送電容量を超えることはできないことより、各送電線の容量制約は、 $|F^l(\mathbf{q})| \leq k^l$  と表される。入札値から計算される電力取引の余剰を  $W(\mathbf{q})$  とおくと、卸電力市場運営の問題は、次のように表せる<sup>5</sup>。

$$\text{問題 1: } \max_{\mathbf{q}^d} W(\mathbf{q}) \quad (2)$$

---

<sup>2</sup> 電力潮流の近似法と考えてよい。電力を構成する有効電力と無効電力のうち、無効電力は捨象し、有効電力の潮流についてのみ計算する。直流法による潮流計算の詳細については、新田目 (1980) 等を参照されたい。

<sup>3</sup> 基準となるノードとして、通常、スウィング・バス (Swing Bus) と呼ばれるノードを設定する。直流法では、スウィング・バス以外の  $N-1$  個のノードを用いて、電力潮流を計算することができる。

<sup>4</sup>  $h^{l,n}$  は、他のノードの（ネットの）発電電力を 0 としたまま、ノード  $n$  からスウィング・バスに向け 1 単位の電力を送電した時に、送電線  $l$  に分流する電力の値を表している。

<sup>5</sup> 送電ロスも捨象する。

$$\begin{aligned} \text{s.t. } & Q(\mathbf{q}) = 0 \\ & |F^l(\mathbf{q})| \leq k^l, \quad l = 1, \dots, L \end{aligned}$$

## 2.2 寡占的発電事業者のモデル化

クールノー型のモデルを考え、寡占的発電事業者は各自の発電量を戦略的に決定しているものとする。卸電力取引市場への入札値は前述の問題 1 で考慮されるので、ノード  $n$  における寡占的発電事業者  $i$  は、問題 1 を前提とした上で、各自の利潤が最大となるように発電量  $q^{i,n,s}$  を決定する。寡占的発電事業者  $i$  の利潤を  $\Pi^i(\mathbf{q})$  とおくと、各々の利潤最大化問題は、次のように表すことができる。

$$\text{問題 2 : } \max_{q^{i,n,s}} \Pi^i(\mathbf{q}) \quad (3)$$

s.t. **問題 1**

$$\max_{\mathbf{q}^d} W(\mathbf{q})$$

s.t.  $Q(\mathbf{q}) = 0$

$$TP^l(\mathbf{q}) \equiv k^l - F^l(\mathbf{q}) \geq 0, \quad l = 1, \dots, L$$

$$TN^l(\mathbf{q}) \equiv k^l + F^l(\mathbf{q}) \geq 0, \quad l = 1, \dots, L$$

これは、2 レベル計画問題 (Bilevel Programming Problem) となっており、寡占的発電事業者は送電線の容量も戦略的に考慮しながら発電量を決定する。問題 1 に関して、ラグランジュの未定乗数をそれぞれ  $\lambda$ 、 $\eta p^l \geq 0$ 、 $\eta n^l \geq 0$ 、 $l = 1, \dots, L$  とおき、カラシュ=クーーン=タッカー (KKT) 条件を求めると、問題 2 は次のように定式化することができる<sup>6</sup>。

$$\text{問題 2' : } \max_{q^{i,n,s}, \mathbf{q}^d, \lambda, \eta p, \eta n} \Pi^i(\mathbf{q}) \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t. } & \nabla_{\mathbf{q}^d} W(\mathbf{q}) + \nabla_{\mathbf{q}^d} \lambda Q(\mathbf{q}) \\ & + \nabla_{\mathbf{q}^d} \eta p^l \cdot TP(\mathbf{q}) + \nabla_{\mathbf{q}^d} \eta n^l \cdot TN(\mathbf{q}) = 0 \end{aligned}$$

$$Q(\mathbf{q}) = 0$$

$$0 \leq \eta p^l \perp TP^l(\mathbf{q}) \geq 0, \quad l = 1, \dots, L$$

$$0 \leq \eta n^l \perp TN^l(\mathbf{q}) \geq 0, \quad l = 1, \dots, L$$

<sup>6</sup> ここで、' は転置記号を表す。

上記は、均衡制約をもつ数理計画問題（MPEC: Mathematical Program with Equilibrium Constraints）となっている。この問題を解くことで、もし存在すればクールノー均衡を求めることができるが、解析的に解くことは困難なため、実際には数値解の導出を試みることになる。

### 3. シミュレーション分析

#### 3.1 我が国9地域のシミュレーション

我が国9地域・事業者と互いを結ぶ連系線に対して、前節の寡占的卸電力市場のモデルを適用する。そして、仮想的な状況として、もし既存の事業者が卸電力市場において戦略的に行動したならば、どのような結果が生じるかについてシミュレーション分析を行う。本稿では、需要の夏季ピーク1時間の取引状況を対象とする。用いるデータは『電力需給の概要』や『電気事業便覧』等の2001年度実績が中心となる。

各地域を1～9、それに対応する既存の事業者を1～9、各地域・事業者を連結する連系線をa～hと呼ぶこととする。表1に、本稿で想定した地域ごとの供給力と需要状況を示す（以下、需要・供給データは全て送電端）。ここでの供給力は、既存事業者の自社電源とその他卸電気事業者等の供給分を合計した値を表しており、『電力需給の概要』や『電気事業便覧』等の各種資料から筆者が推計した値である<sup>7</sup>。表2に、本稿で想定した地域間連系線の設備容量を示す。

表1 供給力、最大3日平均電力

	地域1	地域2	地域3	地域4	地域5	地域6	地域7	地域8	地域9	全地域
供給力	6,019	17,383	62,375	31,194	6,794	33,163	13,383	7,203	20,792	198,306
自社電源再掲	5,776	16,398	56,813	29,388	6,275	29,217	12,080	6,314	17,627	179,889
最大3日平均電力	4,257	13,480	61,431	26,246	5,021	30,901	10,840	5,449	15,971	173,596

注1)供給力は、自社電源と卸電気事業者等供給分を合わせた筆者推計値。

注2)自社電源は、共同火力供給分を含む。

注3)最大3日平均電力は、2001年7月実績。

<sup>7</sup> 卸電気事業者等の供給分は、電源開発株式会社や公営の水力発電等の卸売り供給分を指す。シミュレーションにおいては、卸電気事業者等の供給分はフリッジ供給として扱った。

表 2 連系線の容量

容量単位: MW								
	連系線a	連系線b	連系線c	連系線d	連系線e	連系線f	連系線g	連系線h
連結している地域	1-2	2-3	3-4	4-6	6-5	6-7	7-8	7-9
連系線の設備容量	600	6,000	1,200	5,570	5,570	16,660	2,400	5,570

各地域の需要関数については、線形の関数を想定し、カリブレーションにより推定する。蓮池・金本 (2005) と同様に、需要の価格弾力性を 0.1、指標価格を 10 円/kWh として、2001 年 7 月の最大 3 日平均電力の実績をもとに需要関数のパラメータを推定する。既存事業者の供給関数については、プラントごとの 2001 年度の燃料消費量、燃料価格、発電量等のデータをもとに限界費用を推定した上で線形近似する。シミュレーション分析で用いた主なパラメータは補論で示す。

連系線容量を考慮したクールノー競争に関しては、最適反応関数が不連続になりうるため、均衡解が常に存在するとは限らない。実際に、既存の連系線容量を所与として、仮想的に我が国 9 地域・事業者の戦略的行動のシミュレーションを行うと、均衡解が存在しない結果となる。これは、表 3 が示すように、連系線 a、b、c、d、h において容量不足が生じるためである。特に、事業者 3 と 4 を結ぶ連系線 c では 13,400MW、事業者 4 と 6 を結ぶ連系線 d では 7,800MW の容量不足が発生する。このような容量不足の原因は、事業者 3 が供給を大幅に抑制する誘引をもつためと考えられる。9 事業者の寡占時には、事業者 3 が自社電源の約半分まで供給力を絞ろうとする試算になる。この結果、周辺他社から地域 3 に向かう電力潮流が大幅に増加し、連系線の容量不足が生じるものと考えられる。

表 3 9 社寡占時の連系線の容量不足

容量単位: MW								
	連系線a	連系線b	連系線c	連系線d	連系線e	連系線f	連系線g	連系線h
潮流の向き	1→2	2→3	3←4	4←6	6←5	6←7	7←8	7←9
連系線の不足分	1,582	1,415	13,353	7,844				827
(連系線の余力分)					(3,302)	(4,359)	(108)	

そこで次に、仮想的なケースとして、容量不足が解消するように連系線 a、b、c、d、h の容量を増設できた場合を考える。この場合には、9 事業者によるクールノー均衡解が得られる。表 4 が示すように、上述の事業者 3 が供給力を大幅に抑制するほか、事業者 4、6 も供給力を絞る結果となる。9 事業者によるクールノー均衡と完全競争均衡を比較すると次のようになる。完全競争均衡における価格が 7.3 円/kWh であるのに対し、クールノー均

衡の価格は 19.9 円/kWh となる<sup>8</sup>。この時、9 社平均のマークアップ率は、63.3%である。また、寡占競争によりもたらされる消費者余剰の損失は 2,100 百万円/h、死重の損失は 188 百万円/h と試算される。これらの結果は、表 6 にも整理してある。

表 4 連系線容量を増設した場合の 9 社クールノー均衡

	地域1	地域2	地域3	地域4	地域5	地域6	地域7	地域8	地域9	全地域
供給量 (MW)	6,019	17,383	33,403	24,796	6,794	26,697	13,383	7,203	20,792	156,470
需要量 (MW)	3,837	12,150	55,371	23,657	4,526	27,853	9,771	4,911	14,395	156,470
マークアップ率 (%)	62.9	58.4	80.7	66.7	56.8	66.0	60.2	65.6	52.6	63.3

注1) 供給量は、卸電気事業者等の供給分も含む。

### 3.2 参加プレーヤー増加の効果

前項で見たように、9 事業者によるクールノー均衡解が成立するためには、既存連系線の大幅な容量増設が必要であり、実現には極めて多額の資金を要するものと予想される。また、仮に連系線の大増強が実現し、9 事業者によるクールノー均衡解が成立したとしても、寡占競争によりもたらされる消費者余剰の損失、死重の損失は多大となる。

そこで、本項では視点を変え、卸電力市場に参加するプレーヤーが増加するケースを考え、その効果に関して複数のシナリオを想定してシミュレーション分析を行う。一般的には、寡占市場において、参加プレーヤーが増加すると、より競争的な取引が成立するようになる。しかし、連系線を介して取引が行われる寡占的卸電力市場においては、どの地域に、どれくらいの数と規模のプレーヤーが参加するかにより、電力潮流ひいてはクールノー均衡に変化が生じるものと考えられる。

ここでは、表 5 に示すように、市場に参加するプレーヤー（既存事業者もプレーヤーに含む）に関して、14 のシナリオを考えシミュレーション分析を行う。先述の 9 事業者によるクールノー競争は、各地域にプレーヤー（既存事業者）が 1 つずつのケースであった。これに対し、14 のシナリオでは、いくつかの地域においてプレーヤーが増加するケースを考える。ある 1 つの地域に複数のプレーヤーが参加する場合には、当該地域の既存事業者が初期に保有していた自社電源を、既存事業者も含む各プレーヤーで均等に分け合うものと仮定する<sup>9</sup>。

シナリオ 1~3 は、最大手の既存事業者が立地する地域 3 でのみプレーヤーが増加するケ

<sup>8</sup> 完全競争均衡では、連系線 c の混雑に起因する市場分断等により、東西市場で若干の価格差が生じるため、加重平均価格をとっている。連系線容量を増設した場合の 9 社クールノー均衡では、連系線の混雑が発生せず、全国一律の価格がつく結果となる。

<sup>9</sup> 例えば、ある地域に、既存事業者も含めて 2 つのプレーヤーが参加する場合、既存事業者の自社電源を 2 等分した供給力をそれぞれが保有するものと仮定する。現実においては、フランスの仮想発電設備 (VPP: Virtual Power Plant) の考え方を適切な形で応用して既存事業者の自社電源を仮想的に開放する方法や、実際に企業分割を行う方法等、様々な施策が考えられる。



ースである。シナリオ4～8は、地域3でプレーヤーが増加するのに加え、2番手、3番手の既存事業者が立地する地域6、4でもプレーヤーが複数となるケースである。シナリオ9～14は、さらに2つの地域でもプレーヤーが複数となるケースである。

表5からわかるように、今回想定したどのシナリオにおいても、連系線aの容量不足が発生する。これは、元来、この連系線の容量が600MWしかなく、他の連系線と比べても極めて容量が小さいことによる面が強い。そこで、少なくとも連系線aだけは増強が避けられないものと考え、必要な容量増設が行われるものと仮定した上で、以下の議論を進める<sup>10</sup>。

分析の結果、(a以外の)連系線容量を増設することなく均衡が成立するのは、シナリオ7と13のみである。この2つのシナリオは、他のシナリオに比べると、最大手の既存事業者が立地する地域3において、参加プレーヤーの数が相対的に多くなっている。この結果は、以下のように解釈することが可能と考えられる。先述のとおり、寡占市場において、既存事業者3は供給を大幅に抑制しようとするため、周辺他社から地域3に向かう電力潮流が大幅に増加し、連系線の容量不足が生じる。表5からも明らかのように、特に事業者3と4を結ぶ連系線cにおいて、大幅な容量不足が生じるケースが多い。そこで、地域3のプレーヤーが他の地域に比べて相対的に増加することで、地域3がより競争的となり供給量も増大する。この結果、地域3に向かう電力潮流が減少し、既存の連系線容量のまま、クールノー均衡が成立する可能性が高まる。実際、シナリオ7と13は、このようなケースに該当する<sup>11</sup>。

表6に、シナリオ7と13の結果の比較を示してある。両シナリオとも(a以外の)連系線容量を増設することなくクールノー均衡が成立するが、シナリオ13の方がシナリオ7と比べて参加プレーヤーが多いことからより競争的な結果が得られる。シナリオ13では、価格が11.3/kWh、9社平均のマークアップ率が37.6%まで低下する。また、寡占競争によりもたらされる消費者余剰の損失は693百万円/h、死重の損失は16百万円/hまで低下する。

---

<sup>10</sup> 少なくとも1,000～1,500MWくらいの増設が実施されるものと仮定とする。

<sup>11</sup> 地域3のプレーヤーが相対的に増えすぎると、連系線cの電力潮流の向きが逆転して地域3から地域4に向かう量が増加し、やがて連系線容量が不足するようになる。シナリオ8と14は、このようなケースに該当する。

表 5 参加プレーヤーの増加と連系線の容量不足

		容量単位: MW							
プレーヤー増加のシナリオ		連系線a	連系線b	連系線c	連系線d	連系線e	連系線f	連系線g	連系線h
	潮流の向き	1→2	2→3	3←4	4←6	6←5	6←7	7←8	7←9
(1) 地域3に2社	連系線の不足分 (連系線の余力分)	1,473	577	2,963	1,103				
						(3,431)	(7,233)	(248)	(1,629)
(2) 地域3に3社	同上	1,416		157					
			(891)		(2,528)	(3,498)	(8,862)	(321)	(3,040)
(3) 地域3に4社	同上	1,379		3,797					
			(1,860)		(4,922)	(3,542)	(9,935)	(369)	(3,971)
(4) 地域3に2社、 地域4に2社、地域6に2社	同上	1,383		11,551	3,903				
			(1,752)			(3,537)	(9,816)	(364)	(3,868)
(5) 地域3に3社、 地域4に2社、地域6に2社	同上	1,341		5,821	137				
			(2,836)			(3,586)	(11,551)	(417)	(4,910)
(6) 地域3に4社、 地域4に2社、地域6に2社	同上	1,313		1,876					
			(3,550)		(2,517)	(3,618)	(12,868)	(452)	(5,545)
(7) 地域3に5社、 地域4に2社、地域6に2社	同上	1,293							
			(4,064)	(969)	(4,430)	(3,642)	(13,817)	(478)	(5,050)
(8) 地域3に6社、 地域4に2社、地域6に2社	同上	1,279		717					
			(4,452)		(5,265)	(3,660)	(14,534)	(497)	(4,677)
(9) 地域3に3社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,275		8,953	1,987				
			(293)			(3,664)	(10,726)	(502)	(2,567)
(10) 地域3に4社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,253		5,283					
			(1,031)		(480)	(3,718)	(11,933)	(530)	(3,273)
(11) 地域3に5社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,237		2,537					
			(1,551)		(2,381)	(3,922)	(12,781)	(549)	(3,769)
(12) 地域3に6社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,226		445					
			(1,946)		(3,828)	(4,077)	(13,427)	(564)	(4,147)
(13) 地域3に7社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,217							
			(2,258)	(1,199)	(4,968)	(4,199)	(13,935)	(576)	(4,445)
(14) 地域3に8社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	同上	1,209		131					
			(2,509)		(5,252)	(4,298)	(14,346)	(586)	(4,685)

表 6 均衡の比較

	既存9社による クールノー均衡	地域3に5社、 地域4に2社、地域6に2社	地域3に7社、 地域4に3社、地域6に3社、 地域2に2社、地域9に2社	完全競争均衡
取引量(供給・需要)計 (MW)	156,470	168,234	171,371	178,249
価格 (円/kWh)	19.9	13.1	11.3	7.3
マークアップ率 (%)	63.3	47.0	37.6	-
消費者余剰の損失 (千円/h)	2,099,715	999,560	692,705	-
死重の損失 (千円/h)	187,518	33,305	15,613	-

#### 4. 結語

本稿では、均衡制約をもつ数理計画問題 (MPEC) の手法を用いて、連系線容量を考慮したクールノー型のモデルを考察した。そして、仮想的な我が国全国市場を考え、連系線で結ばれた多地域における寡占的卸電力市場のシミュレーション分析を行った。

既存の連系線容量を所与として、仮想的に我が国9地域・事業者の戦略的行動のシミュレーションを行うと、均衡解が存在しない結果となる。これは、いくつかの連系線の容量が大幅に不足するためである。そこで、容量不足が解消するように連系線を大幅に増強するケースを考えると、9事業者によるクールノー均衡解が得られる。ただし、完全競争均衡と比較すれば、価格やマークアップ率も高く、消費者余剰の損失や死重の損失も大きい。

次に、視点を変え、卸電力市場に参加するプレーヤーが増加するケースを考え、電力潮流やクールノー均衡に与える影響について、複数のシナリオのもとで検討した。その結果、最大手の既存事業者が立地する地域のプレーヤーが、他の地域に比べて相対的に増加することで、(特定の小容量連系線以外の) 連系線容量を増設することなくクールノー均衡が成立しうることがわかった。このようなシナリオのもとでは、既存の連系線の構成を大きく変えることなく、価格やマークアップ率が下がり、消費者余剰の損失や死重の損失も大幅に減少する。

なお本稿では、スポットの卸電力取引市場の分析に焦点を絞ったが、長期契約等も考慮したモデルへの拡張が可能である。また、連系線の容量に関して、設備容量に基づいて分析を行ったが、運用容量を考慮することで、より現実的なモデルへの拡張が可能となる。

## 補論：9 地域・事業者に関する主なパラメータ

	地域1	地域2	地域3	地域4	地域5	地域6	地域7	地域8	地域9
需要関数の傾き	-0.023491	-0.007418	-0.001628	-0.003810	-0.019916	-0.003236	-0.009225	-0.018352	-0.006261
需要関数の切片	110	110	110	110	110	110	110	110	110
供給関数の傾き	0.0012749	0.0005038	0.0001374	0.0002881	0.0013662	0.0002971	0.0006538	0.0010837	0.0005339

## 参考文献

- Akiyama, S., and N. Hosoe (2003) “A Spatial Equilibrium Analysis of Regulatory Reform in Japan’s Electric Power Industry,” GRIPS Research Report Series I-2003-0001.
- Borenstein, S. and J.B., Bushnell (1999) “An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California’s Electricity Market,” *Journal of Industrial Economics* 47, 285-323.
- Cardell, J. B., C. C. Hitt, and W. W. Hogan (1997) “Market power and strategic interaction in electricity networks,” *Resource and Energy Economics* 19, 109-137.
- Hattori, T. (2003) “A Simulation Analysis of the Potential for Market Power in the Western Segment of the Prospective Japanese Electricity Market,” Paper presented at Advanced Workshop in Regulation and Competition, 16th Annual Western Conference, San Diego, California.
- Hobbs, B. F., C. B. Metzler, and J.-S. Pang (2000) “Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach,” *IEEE Transactions on Power Systems* 15, 637-645.
- Hu, X., and D. Ralph (2005) “Using EPECs to model bilevel games in restructured electricity markets with locational prices,” mimeo.
- Xian, W., L. Yuseng, and Z. Shaohua (2004) “Oligopolistic Equilibrium Analysis for Electricity Markets: A Nonlinear Complementarity Approach,” *IEEE Transactions on Power Systems* 19, 1348-1355.
- 新田目倅造 (1980) 『電力系統技術計算の基礎』電気書院
- 蓮池勝人・金本良嗣 (2005) 「寡占市場に関する政策評価－卸電力取引市場の評価－」RIETI Discussion Paper Series 05-J-024.