

2013 年度 卒業論文

卸電力市場の市場支配力と政策評価

慶應義塾大学 経済学部
石橋孝次研究会 第 14 期生

藤澤 優輔

はしがき

わが国では 1980 年代後半から電力自由化が議論され推進されてきた。また 2011 年の東日本大震災によって発生した福島第一原子力発電所の影響で活発に電力自由化の議論がなされるようになった。電力自由化を行う上で競争の活性化は必要不可欠であり、卸電力市場は電力市場に競争をもたらすために各国で導入された。わが国でも 2003 年に卸電力市場が設立された。しかし卸電力市場は依然として活発に活用されず、設立の目的を果たしているとは言えない。私は以前から電力市場の動向に興味があり、卸電力市場の分析が今後の電力自由化の進展に重要だと考えテーマを選んだ。

わが国の卸電力市場を対象とした実証的な研究は少なく、卸電力取引に参加する企業が市場にどの程度影響を与えているのか明確ではない。本稿では取引参加企業の市場支配力を実証的に分析する。その上で市場支配力を緩和するためにどのような政策が必要であるか考察を行う。政策の評価には卸電力市場と適合度の高い供給関数均衡モデルや、各地域を結ぶ連系線を組み込んだモデルを用いたシミュレーション分析をおこなう。

目次

序章	1
第 1 章 現状分析	3
1.1 卸電力市場の概況	3
1.2 わが国の卸電力市場と電力自由化	4
1.2.1 電力市場と自由化の歴史	4
1.2.2 日本卸電力取引所の制度	6
1.2.3 わが国の卸電力市場の現状	7
1.3 卸電力市場での市場支配力	9
1.3.1 カリフォルニア州の電力危機	9
1.3.2 わが国における市場支配力の可能性	10
第 2 章 実証分析	13
2.1 価格弾力性の推定	13
2.1.1 先行研究の紹介	13
2.1.2 実証	15
2.2 市場支配力の推定	18
2.2.1 先行研究の紹介	18
2.2.2 実証	22
第 3 章 シミュレーション分析	30
3.1 供給関数均衡モデルによる分析	30
3.1.1 先行研究の紹介	30
3.1.2 シミュレーション分析	34
3.2 連系線を考慮した分析	36
3.2.1 先行研究の紹介	36
3.2.2 シミュレーション分析	41

第 4 章 結論	47
参考文献	48

序章

本稿の目的は卸電力市場に参加する売り手企業の市場支配力を推定し、市場支配力の緩和のためにどのような政策が必要であるのかをシミュレーションモデルで分析することである。わが国では1980年代後半に電力自由化の議論がなされるようになり、段階的に新規参入部門の拡大等の規制緩和が行われてきた。卸電力市場は市場価格の確立や電力市場への参入を容易にすることにより、電力市場の競争を活性化し電力自由化を促進することを目的にわが国では2003年に設立された。しかし地域独占をしてきた既存企業である一般電気事業者¹の影響力は非常に大きく、現在でも総電力供給量のうち7割弱のシェアを占める。卸電力市場において一般電気事業者が市場支配力を行使することで、卸電力市場の本来の目的である競争の活性化を果たすことができない。しかしわが国の卸電力市場の市場支配力を推定した研究はなく、今後卸電力市場のあり方を考える上で市場の実証的な分析が不可欠だといえる。また実証分析の結果を受けて、どのような電力市場のあり方が望ましいかをシミュレーションモデルを用いて考察することにより、今後の電力自由化の議論に資することができると考える。

各章を概説する。本稿は4章で構成されており、第1章では卸電力市場の現状の説明や卸電力市場での市場支配力が行使される可能性を考察する。第2章で市場支配力の実証分析を行う。第3章ではシミュレーションモデルを用いて、市場支配力の緩和のために必要な政策の考察を行う。第4章では第1章から、第3章までの結果をまとめる。

第1章の現状分析では、卸電力市場の現状や仕組み、わが国の電力自由化の流れなどを説明する。また卸電力市場で市場支配力が発揮され電力危機の混乱を招いたカリフォルニア州での事例を紹介する。その上でわが国の卸電力市場において参加企業が市場支配力を行使する可能性について考察を行う。

第2章では卸電力市場での市場支配力を実証分析する。まず、市場支配力の測定に必要な電力需要の価格弾力性の推定を行う。わが国を対象にして行われた弾力性推定の先行研究をまとめた上で、Kamerschen and Porter (2004) を参考に同時方程式モ

¹一般電気事業者とは不特定に電力を供給する事業者で、北海道電力、東北電力、東京電力、北陸電力、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力のことを指す。

デルによる弾力性の推定を行う。次に、弾力性のパラメータ等を用いて卸電力市場での市場支配力の推定を行う。イギリスの卸電力市場における電力企業の市場支配力を測定した研究として Wolfram (1999) がある。Wolfram (1999) ではマークアップ率と企業の競争形態を表す変数の推定を行っている。Wolfram (1999) に従ってわが国を対象とした分析を行う。

第3章はわが国の卸電力市場を対象にシミュレーションモデルで分析する。卸電力取引を行う企業は価格と数量の組み合わせを入札する。よって企業は価格と数量を戦略として競争を行っているといえる。これに適合するモデルとして供給関数均衡モデルがある。供給関数均衡モデルを用いてイギリスの卸電力市場を分析した先行研究として Green and Newbery (1992) がある。Green and Newbery (1992) のモデルとシミュレーション結果を紹介したうえで、わが国を対象としたシミュレーション分析を行う。供給関数均衡モデルは卸電力市場に適合度の高いモデルではあるが、モデルが複雑になってしまう欠点がある。供給関数均衡モデルでは取り扱えなかった各地域を結ぶ連系線をモデルに組み込み、クールノー競争として分析した先行研究として田中 (2007) がある。田中 (2007) では全国を8地域に分割して、連系線の混雑による市場分断によって各地域の企業が市場支配力を発揮するという結果を得ている。本稿では連系線の混雑が最も発生しやすい2地域に限定して分析を行う。また企業分割や連系線の増強がもたらす効果をシミュレーションし、どのような施策が最も望ましいか考察する。

第4章は第1章～第3章の結果をまとめる。実証分析や、シミュレーション分析の結果を踏まえ著者の見解を述べる。

第1章 現状分析

第1章では、卸電力市場の概説とわが国の電力自由化の歴史を説明する。また卸電力市場において市場支配力が行使されたカリフォルニア州での事例を紹介し、わが国における市場支配力行使の可能性を考察する。

1.1 卸電力市場の概況

電力は一般的に同質財として扱われるため、使用する時間、量、価格の情報のみで取引することができる。これらの情報を入札し電力を卸電力取引所で売買を行っているのが卸電力市場である。卸電力取引所は現在日本を含め、米国や欧州を中心に設置されている。

卸電力取引所が各国で開設されている現状には電力自由化の進展が大きく影響を与えている。卸電力取引所が開設される以前は、電力市場は自然独占であるとされてきた。その理由としては主に2点あげられる。1つは発電設備の建設に多額の資金が必要なこと、もう1つは送電線ネットワークの規模の経済性が非常に大きいことである。さまざまな企業が送電線ネットワークを重複して張り巡らせることは非常に非効率的である。また需要と供給の一致性が常に保たれなければ供給が滞る電力市場では、安定供給のためにある程度の予備電源の設備が必要となる。電力市場が自然独占であることや、安定供給を理由とし多くの国では(地域)独占体制で発送電を行ってきた。しかし、1980年代後半から技術進歩によって発電設備の建設コスト低下にしたため発電部門が自然独占ではないと考えられはじめた。そこで欧米を中心とし電力市場の自由化が始まった。それまで独占を維持してきた発電部門に競争を導入することを目的とし卸電力市場も導入され始めた。規制され独占状態にあった電力市場には市場価格が存在しない。卸電力市場によって市場価格が確立され効率的配分が行われる。また卸電力市場では参入障壁を取り除く効果もある。これは取引所取引で電力の調達を行うことで、顧客の需要に耐え得る大規模な発電設備を持たない企業であっても電力市場に参入できるからである。

表1-1は各国の卸電力取引所名と販売電力量に占める取引所取引電力量の占めるシェアを示している。表1-1から各国で大きくシェアの差があることがわかる。特に、日本やフランスは他国に比べると非常にシェアが低い。フランスは2007年から電力市場参入の全面自由化がなされたが、自由化以前の独占企業である *Électricité de*

France の株式の 70%を保有し、配送電部門の完全な分離もなされていない。² これらの要因から完全自由化以降も独占的な体制が維持されている。また日本においても、部分自由化はなされているが自由化以前に地域独占していた企業は発電・配送電部門の垂直統合を維持している。フランスや日本等の自由化以降も独占に近い形態の電力市場を持つ国では、卸電力市場があまり浸透していないといえる。

表 1-1 各国の卸電力市場

地域	取引所名	取引所取引のシェア
日本	日本卸電力取引所	約 0.5%
北欧	Nord Pool	約 45%
ドイツ	EEX	約 17%
フランス	Powernext	約 4%
北米ミッドアトランティック地区等	PJM Inter Connection LLC	約 40%

出所：小笠原（2002）

1.2 わが国の卸電力市場と電力自由化

前節では卸電力市場の効果や国際的な設立背景を述べ、電力自由化との密接なつながりがあることが分かった。本項ではわが国の電力自由化の推移とそれに伴う卸電力市場の設立を説明する。また卸電力取引の制度や、どのように取引所が活用されているかをまとめる。

1.2.1 電力市場と自由化の歴史

わが国の電力市場は 1883 年の東京電燈の創立に始まる。東京電燈はわが国初の電力事業者で民間により創立された。その後中小様々な電力企業が創立し、これらの企業による激しい競争状態が続いた。しかし日中戦争の激化に伴い電力事業の政府の管理が望ましいと考えられ、1938 年に「電力国家管理法」「国家発送電株式会社法」が制定された。また 1941 年には「配電統制令」が制定され、それまで存在した電力企業を 9 社に統合した。これら 9 社が現在の北海道電力、東北電力、東京電力、北陸電

² 2000 年に発電・配送電部門の会計は分離している。

力、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力である。また戦後に沖縄電力が創立され、上記の 9 社に沖縄電力を加えた、10 社で地域独占体制が築かれた。これらの 10 社は発電・配送電部門を垂直統合し、また新規に小売部門に参入することは電気事業法によって禁じられた。

わが国の電力市場を地域独占とした理由は、先にも述べたが電力市場の自然独占性と電力の安定供給である。しかし 1980 年代後半から欧米で始まった電力自由化の流れを受け、わが国でも電力自由化の議論がなされるようになった。

表 1-2 はわが国の電力自由化の流れをまとめたものである。この表に沿いながらどのように電力自由化が展開されているかを見ていく。第 1 次制度改革は、1994 年に開かれた電気事業審議会の提言を受けて行われた。この改革により電気事業法が改正され、電源調達入札制度の導入による発電部門に競争導入、価格改定時にヤードステック査定の導入、小売部門参入の足掛かりとなる特定電気事業制度の創設がなされた。1999 年の第 2 次制度改革によって、特別高圧需要家を対象に参入が自由化された。これにより、わが国でも小売部門への参入が一部自由化となった。また、消費者の利益を阻害しないと考えられる電気料金引き下げを許可制から届出制に変更した。第 3 次制度改革では高圧需要家まで参入の自由化を行った。それに加え卸電力取引所の設置も決定した。これに伴い 2003 年に日本卸電力取引所が開設し、2005 年から取引を開始した。2008 年の第 4 次制度改革では卸電力市場の取引活性化のための改革等を行った。より具体的には時間前市場の創設、取引ルールの改善、取引に係る市場監視の徹底等である。第 4 次制度改革では小売自由化範囲の拡大は行われなかったが、5 年をめぐりに再度検討を行うとされた。

表 1-2 電力自由化の流れ

<p>■第1次制度改革（1995年）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源調達入札制度の創設 ・特定電気事業制度の創設 ・選択約款の導入
<p>■第2次制度改革（1999年）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・部分自由化 ・価格引き下げを届け出制に変更
<p>■第3次制度改革（2003年）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・部分自由化範囲拡大 ・卸電力取引市場の整備
<p>■第4次制度改革（2008年）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・卸電力取引所の取引活性化にむけた改革

出所：資源エネルギー庁・ガス事業部電力市場整備課（2012）、西村（2002）

1.2.2 日本卸電力取引所の制度

2003年に総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の報告を受け、日本卸電力取引所は設立された。この取引所は一般電気事業者、特定規模電気事業者、卸・自家発電事業者の出資により設立された一般社団法人³で、わが国唯一の卸電力取引所である。

日本卸電力取引所ではスポット市場、先渡定型市場、先渡掲示板市場の3つの市場があり、取引に参加できるのは会員企業のみである。表1-3はこれら3つの市場の取引方法の概略である。

スポット取引では30分単位の電力（1日48商品）を取引している。取引は受け渡し日の前日に行われ、入札希望者は決められた時間内に入札を行う。各入札者が入力した入札シートを積み上げて行き、売り札を積み上げた曲線と買い札を積み上げた曲線の交点を約定価格とする。

先渡定型市場では、月間24時間型電力と月間昼間型電力を取引している。また取引は受け渡し月の1年前から先月中旬までである。たとえば、平成24年8月1日に取引される商品は平成24年9月～平成25年8月の月間電力である。価格はザラバ方式によって決定される。ザラバ方式は入札データを入札時間順に処理し、その時々

³ 2009年5月までは中間法人

条件の合う売りと買いの入札の組み合わせを決めていく方式である。

先渡掲示板市場は掲示板に取引内容を書き込み、売買を成立させる市場である。掲示板の書き込み内容は自由に設定でき、また当事者間の個別交渉によって価格が決定される。

表 1-3 取引方法のまとめ

	スポット市場	先渡定型市場	先渡掲示板市場
取引商品	30分単位電力	月間24時間型電力 月間昼間型電力	自由設定
取引期間	受け渡し前日	受け渡し月の1年 前から前月中旬	自由
価格決定	シングルプライス オークション	ザラバ方式	当事者間の個別交渉
最低取引単位	500kWh単位	1000kWh単位	自由
価格設定単位	1銭/kWh	1銭/kWh	自由
契約	取引所が契約相手	受け渡しの相手同士 で直接契約	受け渡し相手同士 で直接契約
受け渡し	取引所が処理	契約者同士の管理	契約者同士で管理
信用管理	取引所が保証	契約者同士で管理	契約者同士で管理
取引手数料	3銭/kWh	3銭/kWh	3000円/日

出所：山田・池田（2008）

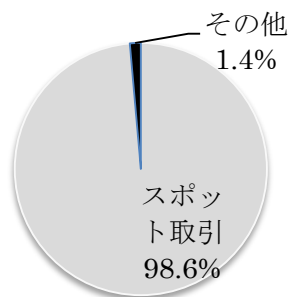
1.2.3 わが国の卸電力市場の現状

日本卸電力取引所が2005年に取引を開始して2013年現在まで約8年が過ぎた。表1-1で示したが、現在でもわが国の販売電力量に占める取引量取引量のシェアは低い。これまでわが国の卸電力取引所がどのような活用をされているのかを本項でまとめる。

図1-1は取引方法の内訳を示したものである。スポット取引が98.6%を占め、その他の先渡定型市場や先渡掲示板市場はほとんど活用されていないことがわかる。スポット取引は、30分単位の電力を商品にしているため、こまやかな需要変動に対応しやすい。また先渡掲示板市場で行われている個別交渉を行わなくても、価格と使用量の情報を入札を行えば取引が可能なので取引コストが低い。これらの理由からスポット取

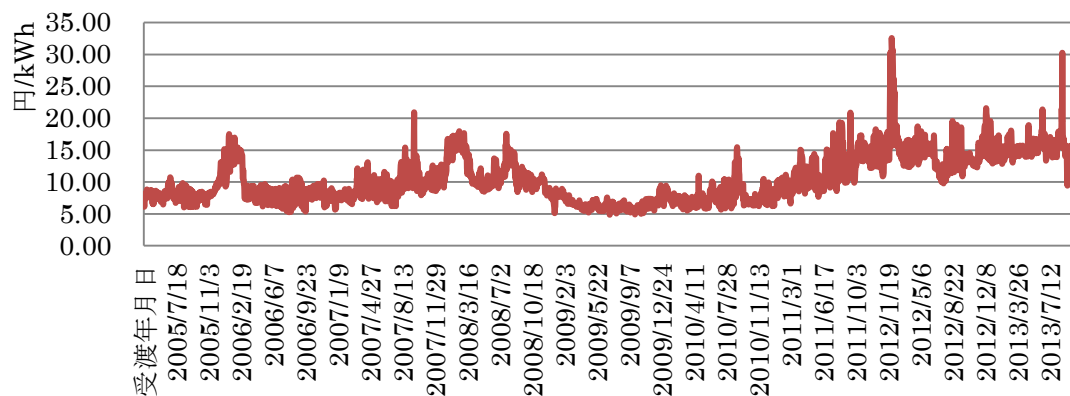
引が大きな比率を占めていると考えられる。図 1-2 は 2005 年から 2013 年のスポット取引価格を示している。夏季と冬季の需要量が上昇する期間に価格が上昇している。また全体として価格の上昇トレンドが見て取れる。これは燃料費価格の高騰が原因であると考えられる。図 1-3 は 2005 年~2013 年のスポット取引による約定総量の推移を示している。スポット価格と同様に需要量が上昇する夏季と冬季に約定量も上昇する。また、現在でも販売電力に占める取引量取引のシェアは約 0.5%と非常に低いものの総約定量は上昇していることがわかる。

図 1-1 取引方法の内訳



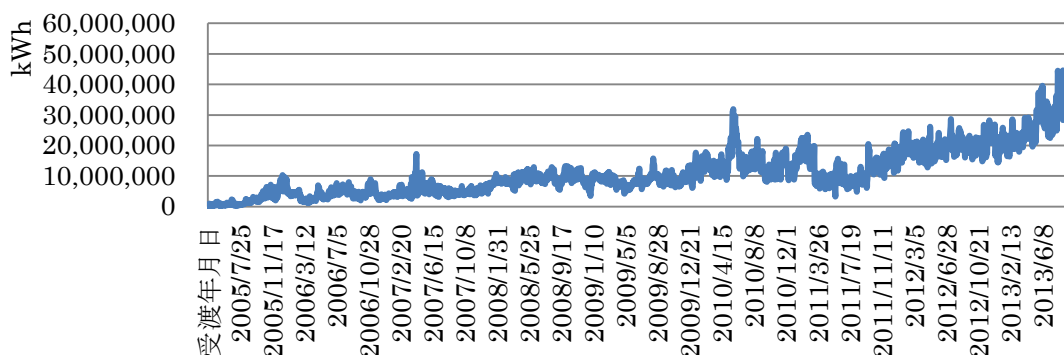
出所：日本卸電力取引所ホームページ

図 1-2 スポット取引価格（2005 年～2013 年）



出所：日本卸電力取引所ホームページ

図 1-3 約定総量 (2005 年～2013 年)



出所：日本卸電力取引所ホームページ

1.3 卸電力市場での市場支配力

先述した通り卸電力市場は従来の独占的な電力市場に競争をもたらし効率化を図るために導入された。しかし卸電力市場においても発電企業による市場支配力が発揮された場合、本来の目的を達成することはできない。本節では卸電力市場において市場支配力が発揮され輪番停電の混乱を招いたカリフォルニア州での事例と、わが国における市場支配力の可能性について見ていく。

1.3.1 カリフォルニア州の電力危機

米国カリフォルニア州では 1998 年 4 月より参入の完全自由化が行われた。それにより卸電力市場である Power Exchange (PX)が設立された。また、3 大発電企業 (Pacific Gas & Electric : PG&E、Southern California Edison : SCE、San Diego Gas & Electric : SDG&E)は 4 年間 PX から電力を調達することが義務付けられた。また小売電気料金の価格は 2002 年まで凍結されることとなった。

自由化以降これら新しい制度の元で電力供給を行っていたが、2000 年夏ごろから需要量に対して供給量が過小になったため大規模な輪番停電が発生した。輪番停電は 2001 年の冬まで続くこととなった。この輪番停電の要因としては高気温による需要量上昇、渇水による発電容量の減少、燃料費価格の高騰によるコスト増大、小売価格凍結による節電のインセンティブの欠如、卸電力市場での市場支配力の行使等が挙げられる。

電力市場では常に需要と供給が一致している必要がある。また需要量が大きいときには、限界的な需要量増大に対応することができる発電企業が限られる。よって需要

逼迫時には、各発電企業が価格を吊り上げることが容易になる。Borenstein, Bushnell and Wolak (2002) はカリフォルニア州での電力危機を分析した研究である。この論文では 1998 年から 2000 年夏季の卸電力市場の競争度を分析している。その結果、需要が大きくなるほど、取引価格上昇のうち発電企業による市場支配力の行使が強くなるとした。図 1-4 は、Borenstein, Bushnell and Wolak (2002) で推定された、卸電力市場のマークアップ率である。2000 年夏の輪番停電時にマークアップ率が高くなり、市場支配力の存在を示している。

図 1-4 マークアップ率



出所：Borenstein, Bushnell and Wolak (2002)

1.3.2 わが国における市場支配力の可能性

カリフォルニア州における電力危機の発生要因の一つに、発電企業による市場支配力の行使が指摘された。わが国では取引所取引の割合が非常に低いことや小売り部門の完全自由化が行われていないため、カリフォルニア州で発生したような電力危機が直ちに発生することはない。しかしわが国では発・送電の垂直統合体制が維持していること、一般電力事業者が高い発電量シェアを占めていること、各地域を結ぶ連系線の存在から、電力企業による市場支配力行使の可能性は考えられる。

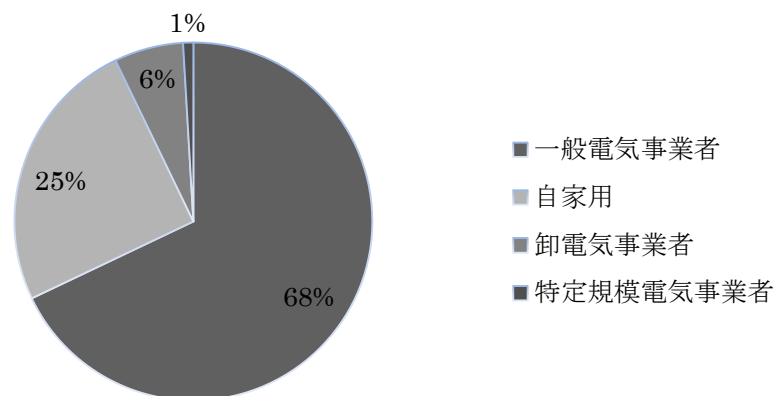
送電設備を保有しない企業が送電をする際、垂直統合企業に託送料金を支払う。この託送料金を高く設定することで垂直統合企業は新電力⁴との競争を優位に進めるこ

⁴ 新電力とは既存の一般電気事業者に対して自由化部門に新規参入した電力企業のことを指す。

とができる。また新規参入時や新たな発電所を建設するときに託送の手続きを意図的に遅らせることや、新電力にとって不利な条件で送電網への接続を行うことにより、新電力の参入を阻害することも可能である。公正取引委員会（2012）によると、一般電気事業者から反論はあるものの、新電力へのヒヤリングにより託送料金の設定基準が不透明であること、新電力が保有する発電設備と送電網の接続可否が不確実であり接続するポイントまでの距離が長いなどが指摘された。

図 1-5 は総発電量に対して各電気事業者が占めるシェアを示している。一般電気事業者が約 7 割のシェアを占めているため、電力市場において大きな影響力を与えていると考えられる。

図 1-5 電気供給の事業者別シェア

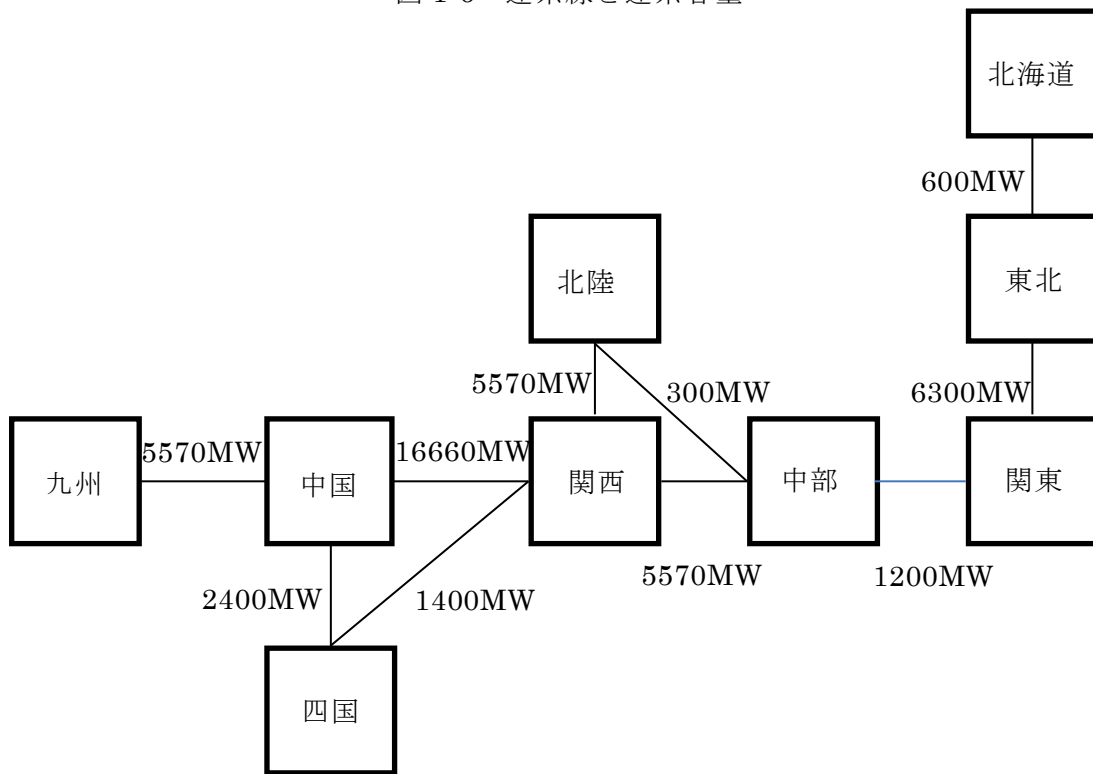


出所：電気事業連合会統計委員会（2013）

わが国は沖縄電力を除く 9 つの一般電力事業者が所在する各地域を連系線によって接続し、この連系線を使用して地域間の電力融通が行われている。図 1-6 は各地域を結ぶ主な連系線とその連系線の送電容量を示している。2013 年における東京電力の最大供給量は 50900MW であり、連系容量に比べて非常に大きい。よって需要逼迫時には連系線が混雑し地域間の電力融通が滞るため、電力市場は各地域に分断される可能性がある。図 1-7 は平成 24 年度における地域ごとの電力供給シェアを示している。どの地域も一般電気事業者が占めるシェアが 40%を超えている。さらに各地域には 1 社の一般電気事業者しか存在しないため、市場分断時には一般電気事業者が地域の電力市場に与える影響力が大きくなるといえる。中部と東京を結ぶ連系線容量は、この

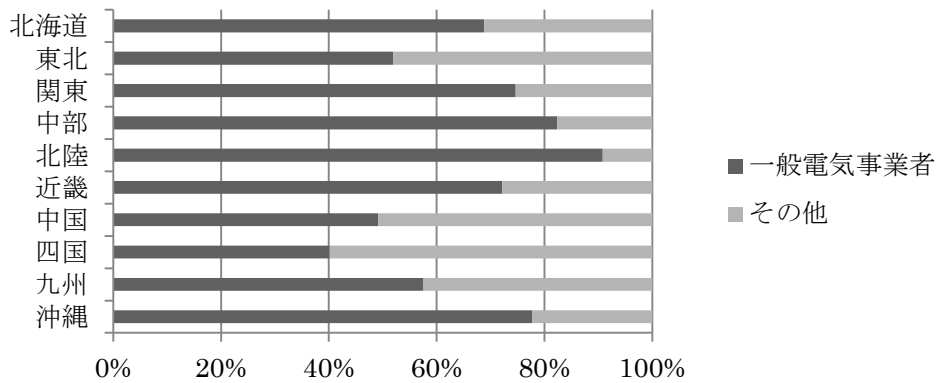
2 地域の需要量が比較的大きいにも関わらず、1200MW と容量が小さい。これは電力の周波数が異なるため周波数変換を行うからである。したがって、西日本と東日本を境に市場分断が発生しやすいといえる。

図 1-6 連系線と連系容量



出所: 資源エネルギー庁 (2011)

図 1.3.2.-3 地域別電力供給シェア



出所: 電気事業連合会統計委員会 (2013)

第2章 実証分析

本章では卸電力市場での市場支配力の推定を行う。まず電力市場における需要の価格弾力性を推定する。次にそのデータを用いて、各電力企業の競争形態について推定を行う。

2.1 電力市場における需要の価格弾力性の推定

本節では電力市場における需要の価格弾力性の推定を行う。まず日本を対象として行われた先行研究を紹介する。その上で Kamerschen and Porter (2004) を参考に弾力性の分析を行う。

2.1.1 先行研究紹介

まずわが国を対象にして電力需要の価格弾力性の推定を行った先行研究を紹介する。表 2-1 は先行研究の結果をまとめたものである。これらの論文では価格弾力性は 0.5~0.96 の間としている。簡単に各先行研究の内容をまとめる。Matsukawa *et al.* (1993) は 1980 年から 1988 年の製造業を対象に需要関数を推定している。秋山・細江 (2008) は、1976 年から 2003 年の地域別に需要関数を推定している。ここでの地域とは沖縄を除く一般電力事業者が管轄している 9 地域のことを指す。谷下 (2009) は個人向け需要を対象に需要関数を推定している。秋山・細江 (2008) と同様に 9 地域別に推定を行っている。溝端・神田・鈴木・真鍋・小黒 (2011) は 1986 年から 2010 年の個人向け需要を対象に需要関数を行っている。この論文でも 9 地域に分割をして分析を行っている。

表 2-1 先行研究のまとめ

先行研究	価格弾力性
Matsukawa <i>et al.</i> (1993)	0.63
秋山・細江 (2008)	0.066~0.69
谷下 (2009)	0.5~0.9
溝端・神田・鈴木・真鍋・小黒 (2011)	0.37~0.96

次に、米国における価格弾力性を推定した Kamerschen and Porter (2004) を紹介する。次項では Kamerschen and Porter (2004) のモデルを参考に推定を行った。この論文は flow-adjustment model による推定と、需要・供給関数を同時方程式モデルとして推定している。その結果、同時方程式モデルの方が望ましいと結論付けた。また、電力需要を個人向け、工業向けと区別して、それぞれの価格弾力性の推定を行った。データは 1973 年~1998 年の時系列データを用いている。

同時方程式モデルによる推定法を紹介する。まず需要関数の推定式は以下の通りである。

$$\ln Q = \alpha_1 + \alpha_2 \ln P + \alpha_3 \ln X + \alpha_4 \ln G + \alpha_5 \ln D + \alpha_6 \ln C + \varepsilon \quad (2.1)$$

また供給関数の推定式は以下の通りである。

$$\ln P = \beta_1 + \beta_2 \ln Q + \beta_3 \ln L + \beta_4 \ln F + \beta_5 \ln K + \mu \quad (2.2)$$

変数の説明は表 2-1 に示した。

表 2-1 変数の説明

変数	説明
Q	個人もしくは産業用の電力需要量
P	個人もしくは産業用の電力価格
X	実質 GDP
G	天然ガス価格
D	暖房度日
C	冷房度日
L	電力企業の人件費
F	電力企業の燃料費
K	資本コスト

出所：Kamerschen and Porter (2004)

推定結果を表 2-2 にまとめた。需要の価格弾力性は、0.1347~0.9380 の範囲にある。個人の価格弾力性をもっとも高く、全体の価格弾力性が最も低いことが分かった。個人以外の需要では気温の効果が有意とならない

表 2-2 推定結果

変数	推定結果 (個人)	推定結果(産業)	推定結果 (全体)
α_1	8.1036*** (3.041)	12.5070 (1.140)	6.3902*** (5.221)
α_2	-0.9380** (-2.112)	-0.3450 (-0.436)	-0.1347 (-0.969)
α_3	0.6544*** (3.907)	0.2465 (0.402)	0.8979*** (15.77)
α_4	0.3443* (2.016)	0.0117 (-0.058)	0.0410 (0.737)
α_5	-0.0381 (-0.341)	-0.0586 (-0.093)	0.0382 (0.482)
α_6	0.1377** (2.566)	-0.0269 (-0.308)	0.0510 (1.164)
β_1	1.9163 (1.186)	-4.7021 (-1.214)	0.1927 (0.082)
β_2	-0.2239 (-1.618)	-0.0321 (-0.093)	-0.1219 (-0.630)
β_3	1.2891*** (3.916)	1.715631*** (3.996)	1.3452*** (3.302)
β_4	0.3341*** (7.506)	0.7573*** (8.817)	0.4602*** (7.989)
β_5	-0.3050 (-1.203)	-0.0983 (-0.193)	-0.3774 (-1.075)
R ² (需要)	0.9866	0.97024	0.9937
R ² (供給)	0.7773	0.8650	0.8277

(注)括弧内は t 値,***は 1%水準有意、**は 5%水準有意

出所 : Kamerschen and Porter (2004)

2.1.2 実証

本節では、Kamerschan and Porter (2004) の同時方程式モデルを用いて日本の電力需要の弾力性の推定を行う。各変数のデータについては、秋山・細江 (2008) を参考にした。

まず需要関数は以下のようにする。

$$\ln Q_{i,t} = \alpha_1 + \alpha_2 \ln P_{i,t} + \alpha_3 \ln GRP_{i,t} + \alpha_4 \ln CDD_{i,t} + \alpha_5 \ln Oil_{i,t} + \varepsilon \quad (2.3)$$

次に供給関数は以下のようにする。

$$\ln P_{i,t} = \beta_1 + \beta_2 \ln Q_{i,t} + \beta_3 \ln L_{i,t} + \beta_4 \ln F_{i,t} + \beta_5 \ln T_t + \mu \quad (2.4)$$

需要・供給式の添え字 i, t はそれぞれ地域と年度を示している。

変数の説明は表 2-3 にまとめた。データは 1980 年～2012 年、9 地域（北海道・東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州）⁵。石油製品価格以外の指数については、筆者が作成し 1980 年を基準年とした。電力需要量は「販売電力合計」から「電灯合計」を引いたものを用いる。電力価格は収支総括表の「電力料」を用いる。地域内総生産は、県内総生産を表 2-5 にしたがって地域別に集計する。冷房度日は、24 度を下回る日の平均気温と基準温度の 24 度の差を集算した値である。また各地域の一般電力事業者の本社所在地を冷房度日計算の対象都市とする。冷房度日が 0 となる地域が存在するので、対数化の際には 1 を加えた値を用いる。

表 2-3 変数の説明

変数	説明	変数	説明
Q	電力需要量(指数)	OIL	石油製品価格(指数)
P	電力価格(指数)	L	人件費(指数)
GRP	地域内総生産(指数)	F	燃料費(指数)
CDD	冷房度日(度日)	T	タイムトレンド

表 2-4 変数の出典

データ	出典
電力需要量	電力統計情報より作成
電力価格	電力統計情報より作成
地域内総生産	県民経済計算年報より作成
冷房度日	気象庁ホームページより作成
石油製品価格	物価指数年報
人件費	電力統計情報より作成
燃料費	電力統計情報より作成

⁵ 地域の分類は表 2-5 にまとめた。

表 2-5 地域の分類

地域	都道府県	本社所在地
北海道	北海道	札幌
東北	青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島、新潟	仙台
東京	茨城、栃木、群馬、埼玉、千葉、東京、神奈川、山梨	東京
中部	長野、岐阜、愛知、三重、静岡	名古屋
北陸	富山、石川、福井	富山
関西	滋賀、京都、大阪、兵庫、奈良、和歌山	大阪
中部	鳥取、島根、岡山、広島、山口	広島
四国	徳島、香川、愛媛、高知	高松
九州	福岡、佐賀、長崎、熊本、大分、宮崎、鹿児島	福岡

同時方程式の推定法である二段階最少二乗法を用いて推定を行い、パネルデータのモデル決定については F 検定と Hausman 検定を行い固定効果モデルを採用した。図 2-6 は推定結果のまとめである。まず(2.3)の供給関数の推定結果について述べると電力需要量、人件費、燃料費について理論と整合的な符号である。またタイムトレンド変数が負となるのは技術革新による効率化の結果、供給価格を押し下げていると考えられる。次に(2.4)の需要関数の推定結果であるが、すべての係数で理論と整合的な値をとっている。冷房度日は有意な値にならなかった。これは各地域が限界的な温度上昇に対してそれほど需要に変化を与えていないことを示している。秋山・細江 (2008) によると、北方の地域は比較的気温が低いので冷房を使う機会が少なく、また南方の地域は夏季に冷房を使うことが前提になるため限界的な温度上昇に対してほとんど電力需要が変化しないため、冷房度日が有意でなくなる可能性があるとして指摘している。需要の価格弾力性を示す電力価格の係数は-0.3365 となった。

2.1.1 でまとめた先行研究の結果と比較すると、比較的低い値になることが分かった。Matsukawa *et al.* (1993) 以外の日本の先行研究では flow-adjustment model による推定を行っており、同時方程式モデルで推定を行った研究はない。Kamerschan and Porter (2004) では、flow-adjustment model よりも同時方程式モデルの方が望ましいとし、flow-adjustment model では供給側の影響を考慮できていない可能性があるとして指摘している。どの推定モデルが望ましいかを断定的に決定することはできないが、日本の電力市場を対象とした同時方程式モデルによる需要の価格弾力性推定の充実が

必要だといえる。

表 2-6 需要・供給関数の推定結果

需要関数		供給関数	
変数	推定結果	変数	推定結果
電力価格	-0.3365** (-2.11)	電力需要量	0.6493*** (-7.55)
地域内総生産	0.5521*** (-5.93)	人件費	0.0672*** (-5.68)
冷房度日	0.0756 (-1.23)	燃料費	0.1443*** (-4.43)
石油製品価格	0.0999*** (-5.04)	タイムトレンド	-0.0129*** (-8.58)
定数項	2.9296*** (-4.31)	定数項	0.7322** (-2.26)
R ²	0.8291	R ²	0.5966

(注)括弧内は z 値,***は 1%水準有意、**は 5%水準有意

2.2 市場支配力の推定

本節では、前節で推定した需要の価格弾力性などのデータを用い、卸電力市場における市場支配力の推定を行う。

2.2.1 先行研究の紹介

イギリスの卸電力市場における市場支配力を推定した、Wolfram (1999) を紹介する。1992 年～1994 年のイギリス卸電力市場のスポット取引を対象に、マークアップ率と企業の競争形態を推定した。卸電力市場は、PowerGen と National Power の複占市場とする。

Wolfram (1999) の推定で用いられたモデルを見ていく。需要関数を次のように定義する。

$$D_t = D(P_t, X_t, \varepsilon_t) \quad (2.5)$$

t は時点を示している。 P はスポット価格、 \mathbf{X} は観察可能な需要に変動をもたらす変数のベクトルである。また、 ε は攪乱項である。

第 i 発電企業の限界費用関数を次のように定義する。

$$MC_{it} = MC_i(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) \quad (2.6)$$

i は企業を示すインデックスである。 q_{it} は第 i 発電企業による供給量、 \mathbf{Z}_{it} は第 i 発電企業の限界費用に変化をもたらす変数のベクトルである。 ε_{it} は攪乱項である。

(2.5)と(2.6)より第 i 発電企業の利潤関数を以下のように定義する。

$$\Pi_{it} = P(Q_t, \mathbf{X}_t, \varepsilon)q_{it} - C_i(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) \quad (2.7)$$

$P(\cdot)$ は(2.5)の需要関数の逆需要関数であり、 $C_i(\cdot)$ は(2.6)の限界費用関数から導かれた第 i 発電企業の費用関数である。

次に(2.3)で定義した利潤関数を考える。利潤最大化問題は以下のようになる。

$$\text{Max}_{q_i} \Pi_{it} = P(Q_t, \mathbf{X}_t, \varepsilon)q_{it} - C_i(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) \quad (2.8)$$

(2.8)の一階の条件より、

$$P_t = MC_i(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) - \tilde{\theta}_{it} q_{it} P_Q(Q_t, \mathbf{X}_t, \varepsilon_t) \quad (2.9)$$

となる。 $P_Q(\cdot)$ は逆需要関数を Q で偏微分したものである。 $\tilde{\theta}_{it}$ は第 i 発電企業の時点 t での競争形態を示すパラメータである。例えば、 $\tilde{\theta}_{it}$ が1であるとき、クールノー競争をしており、 $\tilde{\theta}_{it}$ が0であるときは、完全競争である。実際 $\tilde{\theta}_{it}$ が0であるとき、 $P_t = MC_i(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it})$ が成り立ち、価格と限界費用が一致する。

(2.9)の限界費用は企業間で異なっているが、データの制約上企業ごとの費用データが得られないため、発電産業全体の限界費用関数をそれに存在する企業数で平均化したものを使用した。よって、(2.9)は以下のように書き換えられる。

$$P_t = MC(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) + \frac{P_t}{\eta_t} \left[\sum_{i=1}^N \kappa_{it} \frac{q_{it}}{Q_t} \tilde{\theta}_{it} \right] \quad (2.10)$$

(2.6)式の η は $\eta = -D_p P/Q$ で需要の価格弾力性を示している。また κ_i は各企業の限界費用を求める際の各発電企業の加重である。(2.10)式をさらに書き換えると、

$$P_t = MC(q_{it}, \mathbf{Z}_{it}, \varepsilon_{it}) + \frac{P_t}{\eta_t} \theta_t \quad (2.11)$$

となる。ただし、 $\kappa_{it} = 1/N$, $\tilde{\theta}_{it} = \tilde{\theta}_i$, $\theta_t = \theta_t/N$ としている。よって、 θ_t が1の時はカルテル、 θ_t が $1/N$ の時はクールノー複占状態、さらに θ_t が0の時は完全競争となる。 θ_t が $1/N$ の時はクールノー競争状態となるので、 $1/\theta_t$ は均衡時の企業数と解釈することができる。

(2.11) を θ_t について解くと、

$$\theta_t = \frac{P_t - MC(q_{it}, Z_{it}, \varepsilon_{it})}{P_t} \eta_t \quad (2.12)$$

となる。(2.12)より、 θ_t はマークアップ率に η_t を掛け合わせたものであることがわかる。よって、マークアップ率が一定の時、 η_t が大きくなるほどより非効率的な競争状態になる。なぜなら、 η_t が大きいほど価格上昇時の需要減少量が大きくなり、死荷重が増加するからである。

上記のモデルを用いた Wolfram (1999) の推定を見ていく。Wolfram (1999) ではマークアップ率と(2.12)より、 θ_t の推定を行っている。マークアップ率や θ_t の推定には、限界費用関数と D_p の推定が必要となる。 D_p については、Green and Newbery (1992) で用いられた $D_p = -125$ としている。

限界費用関数の推定は発電企業のデータから直接推計している。発電企業の限界費用は使われた燃料、それらの燃料価格、各発電所の発電効率、各発電所の発電容量のデータから求めることができる。それらのデータから各発電所の限界費用をまず求める。それら限界費用を昇順に積み上げていくことで限界費用関数を推定することができる。原子力発電の限界費用はゼロとしている。

推定結果は表 2-7 に示した。マークアップ率がどの 1992 年～1994 年の推定結果すべてにおいて 0.2 以上である。また、対称 20 社のクールノー競争の場合、 $\theta=0.05$ となるので、推定した θ が 0.043～0.067 というのは非常に低い値である。卸電力市場で複占企業は無数に入札を行っていることから、無限繰り返しゲームの状態である。また複占 2 企業は依然同じ企業であったので、互いの費用構造の情報は持っていると考えられる。それにも拘わらず、共謀状態を示す $\theta=1$ からは大きく離れた値であった。しかし、完全競争時の $\theta=0$ を帰無仮説とした仮説検定を行うと、帰無仮説は棄却された。表 2-7 下部の生産量ベースの部分を見ていく。中央値以上のマークアップ率が中央値以下のマークアップ率より大きいことがわかる。また θ に関しては 1993 年 4 月～1994 年 5 月を除いて、中央値以上の値が中央値以下の値を上回っている。これらは Green and Porter (1984) の理論と整合的であ

る。Green and Porter (1984) では情報の非対称性の下で需要量が低いときに共謀状態が解消され競争状態に近づくとした。

Wolfram (1999) では θ の値が比較的低い要因として 2 つを挙げている。1 つ目は、政府による価格規制の回避である。表 2-7 の 5, 6 行目の政府発表とは、政府が行った卸電力市場のスポット価格が高いとした発表である。この政府発表後にマークアップ率、 θ ともに低下していることがわかる。よって政府や世論の批判や、それによる政府介入を回避するために θ が比較的低い値をとっている可能性がある。2 つ目の要因は、新規参入である。高いマークアップ率の見込める市場には新規参入が起りやすいので、新規参入によってより激しい競争を回避するために、 θ が比較的低い値である可能性がある。

表 2-7 推定結果

期間	マークアップ率	θ	サンプル数
1992 年 1 月～1993 年 3 月	0.241 (-0.129)	0.043 (-0.030)	12,704
1993 年 4 月～1994 年 3 月	0.259 (-0.416)	0.057 (-0.055)	8,637
1994 年 4 月～	0.208 (-0.416)	0.067 (0.086)	4,298
政府発表の 4 週間前	0.329 (-0.15)	0.071 (-0.051)	3,216
政府発表の 4 週間後	0.156 (-0.213)	0.028 (-0.04)	2,671
1992 年 1 月～1993 年 3 月 (生産量ベース)			
中央値以上	0.276 (0.124)	0.046 (0.027)	6,764
中央値以下	0.198 (0.121)	0.039 (0.033)	5,940
1993 年 4 月～1994 年 5 月 (生産量ベース)			
中央値以上	0.299 (0.184)	0.056 (0.044)	4,530
中央値以下	0.214 (0.261)	0.058 (0.065)	4,107
1994 年 4 月以降 (生産量ベース)			
中央値以上	0.554 (-0.122)	0.138 (-0.057)	1,526
中央値以下	0.018 (-0.398)	0.027 (-0.073)	2,772

(注) 括弧内は標準誤差を表す。

出所: Wolfram (1999)

2.2.2 実証

Wolfram (1999) で用いられてモデルを用いて、市場支配力の推定を行う。2010年～2012年の日本の卸電力取引所の沖縄電力を除く一般電力事業者を対象としている。限界費用関数に関しては、金本・蓮池・藤原 (2006) を参考とする。また需要の価格弾力性については、2.1.2 で推定した値を用いる。

(2.9)より、 $\tilde{\theta}_{it}$ について解くと

$$\tilde{\theta}_{it} = -\frac{P_t - MC_i(q_{it}, Z_{it}, \varepsilon_{it})}{q_{it}P_Q(Q_i, X_{it}, \varepsilon_t)} \quad (2.13)$$

需要関数を線形と仮定する。2013年8月20日の $P = 39.085, Q = 15204.6$ と2.1.2で求めた弾力性より $P_Q(Q_i, X_{it}, \varepsilon_t) = 130.9031$ となる。

Wolfram (1999) と同様にマークアップ率と $\tilde{\theta}_{it}$ の推定には、限界費用関数と価格弾力性の推定が必要になる。先述の通り価格弾力性は2.2.1で求めた値を用いる。また限界費用関数については、金本・蓮池・藤原 (2006) を参考とする。金本・蓮池・藤原 (2006) は日本の卸電力市場を対象に、クールノーモデル、ベルトランモデルを用いたシミュレーション分析を行った論文である。この分析中で電力企業の燃料データなどを用いた限界費用関数の推定がある。

発電企業の費用として燃料費、修繕費、減価償却費、外注費、労務費などがある。この中で限界費用として用いられるのは燃料費である。まず自然エネルギー発電と原子力発電の限界費用は0とする。自然エネルギー発電に関しては燃料費が生じない。また原子力発電で用いられる燃料棒は発電を行っていなくても消耗してしまう。これより、原子力発電所の燃料費は固定費用として考えられる。次に各火力発電所の限界費用を以下のように定義する。

$$mc_{ij} = \frac{price_{ik}}{cal_k \cdot effic_{ij}} \quad (2.14)$$

i は電源ユニット、 j は電力企業、 k は燃料種別（石炭、LNG、重油）を示している。 $price$ は年間の燃料費、 cal は燃料の単位当たり熱量、 $effic$ は電源ユニットの発電効率を表している。 $price$ は燃料費用を燃料消費量で除したものとした。燃料費用と燃料消費量は各発電事業者の有価証券報告書に記載されている。 cal は環境省ホームページ「事業者からの温室効果ガス排出量算定方法ガイドライン」に記載されている。また、資源エネルギー庁電力・ガス事業部課 (2011) 「電力需給の概要」に $effic$ と各電源ユニットの発電容量が記載されている。このようにして求められて各電力ユニット

の限界費用 mc_{ij} を昇順に積み上げていく。積み上げていった曲線が各社の限界費用となる。図 2~1 から図 2~9 は各社の 2010 年の火力発電の限界費用関数をグラフ化したものである。どの企業もおおむね 12 円以内に限界費用が収まっていることがわかる。北海道電力、北陸電力、四国電力などは大きく限界費用が上昇する点が存在する。これはこれらの発電企業の発電ユニットが少ないことや、石炭、LNG、重油発電の限界費用に大きな差があるためである。各燃料種別の限界費用は石炭が最も低く、重油が最も高くなっている。図 2-10 は東京電力の 2005 年、2008 年、2010 年、2012 年の火力電力限界費用曲線である。燃料費の高騰のため、限界費用の上昇トレンドが見て取れる。

図 2-1 北海道電力

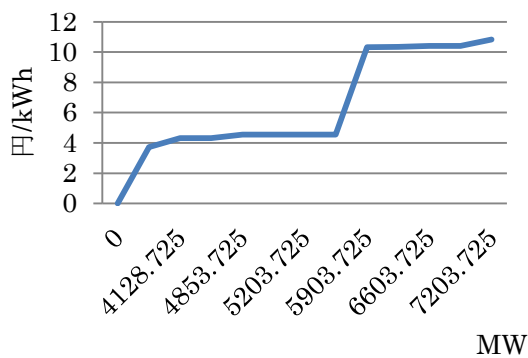


図 2-2 東北電力

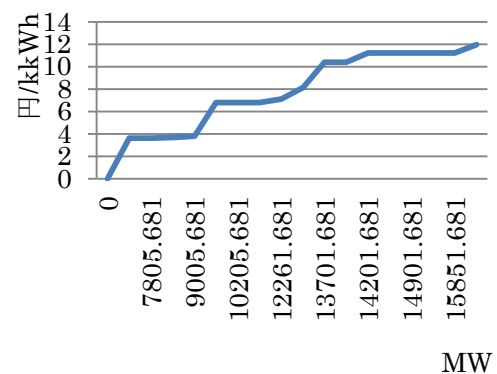


図 2-3 東京電力

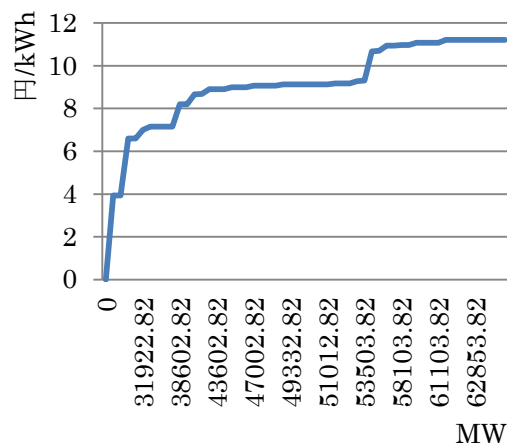


図 2-4 中部電力

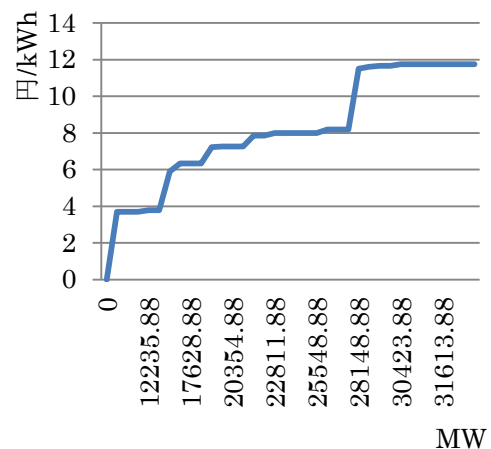


図 2-5 北陸電力

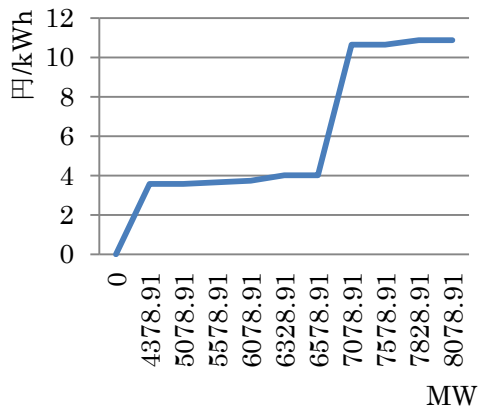


図 2-6 関西電力

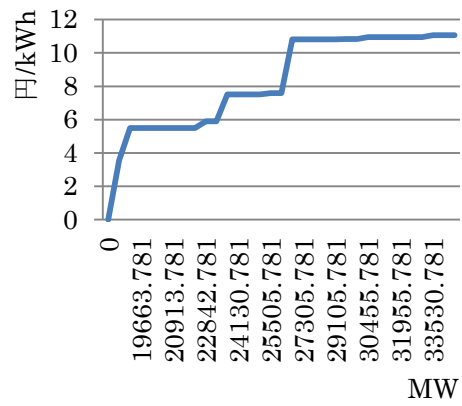


図 2-7 中国電力

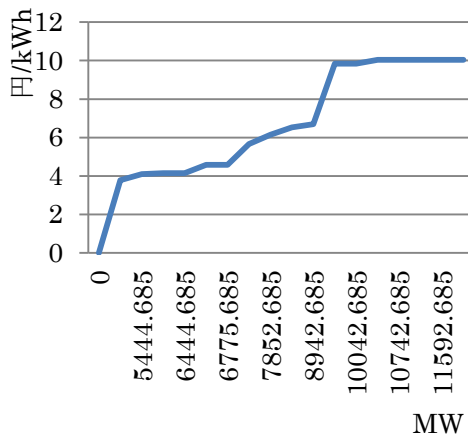


図 2-8 四国電力

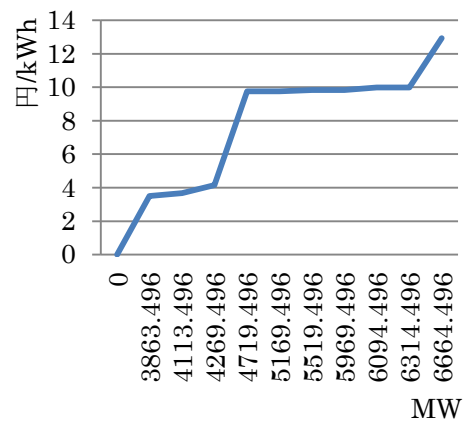


図 2-9 九州電力

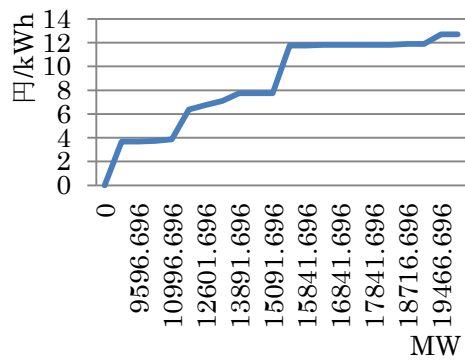
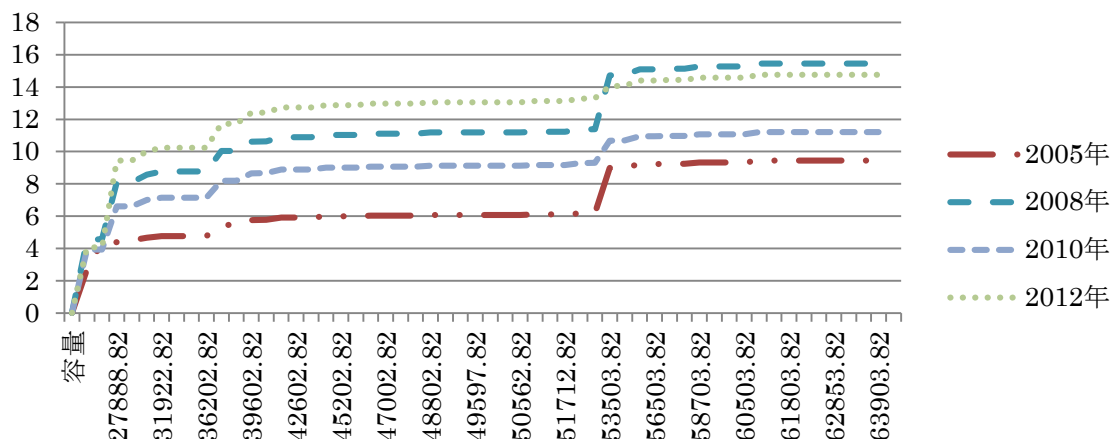


図 2-10 東京電力（2005 年、2008 年、2010 年、2012 年）



分析は 2010 年～2012 年と 2013 年 8 月を対象とした。2010 年～2012 年は 1 日単位、2013 年 8 月は 1 時間単位で推定を行った。卸電力価格データは日本卸電力市場ホームページから入手した。

表 2-8～表 2-10 は推定結果をまとめたものである。ほぼすべての結果で θ の値が 0.1 を大きく上回り、差の検定よりそれらの値が 0.1 を上回ることが有意となる。 $\theta=0.1$ は対称 10 社クールノー競争を示しており、卸電力市場において一般電気事業者は市場支配力を行使していることがわかる。

表 2-8 は 2010 年から 2012 年の全社を対象とした推定結果である。2010 年がマークアップ率と θ の値が最も高く、2011 年が最も低い値である。2011 年にマークアップ率と共謀の度合いが低下しているのは東日本大震災の発生が影響していると考えられる。東日本大震災によって各社が保有している発電所に損害が発生し操業を停止した。また福島第一原子力発電所事故の影響でわが国の多くの原子力発電所が停止し、世間の電力市場への注目を集め電力自由化の議論が活発に行われるようになった。これら各社の費用関数の急劇な変化と世間の電力市場への注目が高まったため、一時的に競争状態に陥った可能性がある。

表 2-9 は 2013 年 8 月を対象とした推定結果である。需要が一日のうちで最も逼迫している 13:00～16:00 のピーク時に、マークアップ率と θ が一番高くなっている。また生産量ベースで行った推定結果においても、生産量が中央値よりも高いときの方がマークアップ率と θ が高くなっていることがわかる。これは需要量が大きいときに

各企業が市場支配力をより行使しているということだ。電力市場では需要と供給が常に一致している必要性がある。需要量が大きく各社が最大限に供給を行わなければ需要に応えられないとき、企業は供給量を過小にすることにより容易に需要逼迫状態を作り出すことができる。よって、需要量が多くなるピーク時に市場支配力をより発揮しているといえる。また、需要が逼迫するとき連系容量が混雑し各地域が分断されてしまう。よって市場分断により一般電気事業者が市場支配力を行使しやすい環境におかれていると考えられる。

表 2-10 は各社別に行った推定結果である。東京電力のマークアップ率が低いが、これは東京電力が比較的限界費用の高い発電設備を多く所有しているからである。原油価格高騰の影響により重油による発電が最も限界費用が高く、石炭による発電が最も低い。火力発電容量に占める石炭発電容量のシェアは東京電力で約 4.2%であり、比較的マークアップ率が高い北陸電力と四国電力のシェアはそれぞれ 66%と 33%となっている。

表 2-8 推定結果 (2010 年～2012 年)

対象・期間		マークアップ率	θ
全社	2010 年	0.288248	0.5640122
		(-0.008)	(-0.015)
	2011 年	0.221652	0.2321
		(-0.0113)	(-0.012)
	2012 年	0.246229	0.4937
		(-0.002)	(-0.005)

(注) 括弧内は標準誤差を表す。

表 2-9 推定結果(2013年8月)

対象・期間		マークアップ率	θ
全社	2013年8月(1時間単位)	0.34297 (-0.004)	1.0312326 (-0.034)
	ピーク時(13:00~16:00)	0.443767678 (-0.009)	1.6438677 (-0.13)
	昼間(8:00~22:00,ピーク時除く)	0.341809512 (-0.005)	0.9944157 (-0.045)
	夜間(23:00~7:00)	0.294313279 (-0.006)	0.7801395 (-0.022)
	生産量ベース		
	中央値以上	0.390659358 (0.006)	1.1874054 (0.049)
	中央値以下	0.314204145 (0.005)	0.5238383 (0.015)

(注) 括弧内は標準誤差を表す。

表 2-10 推定結果 (各社)

対象・時期		マークアップ率	θ
北海道	2010 年	0.036927253 (0.008)	1.749075 (0.045)
	2011 年	0.137801861 (0.021)	0.782195 (0.080)
	2012 年	0.017235686 (0.008)	0.153409 (0.038)
	2013 年 8 月	0.285201423 (0.008)	1.739085 (0.062)
東北	2010 年	0.204815788 (0.010)	0.213875 (0.011)
	2011 年	0.167420499 (0.018)	0.405062 (0.027)
	2012 年	0.284871017 (0.007)	0.579927 (0.017)
	2013 年 8 月	0.332421514 (0.004)	0.746888 (0.017)
東京	2010 年	0.036927253 (0.008)	0.015001 (0.002)
	2011 年	-0.042890056 (0.013)	0.007101 (0.005)
	2012 年	0.085424453 (0.008)	0.063674 (0.005)
	2013 年 8 月	0.090542022 (0.005)	0.053734 (0.003)
中部	2010 年	0.230201079 (0.009)	0.147169 (0.007)
	2011 年	0.174152915 (0.010)	0.187105 (0.010)
	2012 年	0.28029165 (0.007)	0.329715 (0.012)
	2013 年 8 月	0.384571969 (0.005)	0.492948 (0.010)
北陸	2012 年	0.72723643 (0.0042)	3.63512 (0.013)
	2013 年 8 月	0.852064531 (0.005)	4.297966 (0.066)
関西	2011 年	0.355774723 (0.038)	0.0342 (0.002)
	2012 年	0.147844475 (0.010)	0.187362 (0.012)
	2013 年 8 月	0.181109683 (0.004)	0.193096 (0.004)
中国	2012 年	0.500914343 (0.020)	0.756735 (0.013)
	2013 年 8 月	0.504973118 (0.012)	0.791081 (0.022)
四国	2012 年	0.006481116 (0.011)	0.123183 (0.003)
	2013 年 8 月	0.085954612 (0.006)	0.487524 (0.036)
九州	2012 年	0.049249005 (0.015)	0.117612 (0.021)
	2013 年 8 月	0.118302145 (0.004)	0.213704 (0.007)

(注) 括弧内は標準誤差を表す。

卸電力市場において発電企業の影響力が非常に大きいことがマークアップ率と競争形態を表す θ の推定によって明らかになった。各企業はクールノー競争よりもより共謀度の高い競争を行っている。また需要が多くなるピーク時に市場支配力をより行使していることがわかった。これは各地域を結ぶ連系線の存在と一般電気事業者の垂直統合体制が影響している可能性がある。卸電力市場は電力市場の競争を促進するために設置されたのにも関わらず、このような非効率的な状態では電力自由化の妨げになってしまう。次章ではこのような非効率の源泉の解明と、電力市場の自由化を促進するためにどのような施策が必要なのかをシミュレーションによって分析する。

第3章 シミュレーション分析

第2章では卸電力市場のマークアップ率と競争形態の推定を行った。その結果わが国の卸電力市場では、高いマークアップ率と共謀に近い競争を行っていることが分かった。発電企業の市場支配力による非効率性をどのような政策によって軽減されるのかを本章ではシミュレーションモデルを用いて分析する。

3.1 供給関数均衡モデルによる分析

本節では、供給関数均衡モデルを用いてシミュレーション分析を行う。卸電力市場は価格と量の情報で入札を行う。よって供給関数を戦略とする供給関数均衡モデルは卸電力市場の現実に即したモデルである。

3.1.1 先行研究の紹介

本節では供給関数均衡モデルを用いシミュレーション分析を行った、Green and Newbery (1992) を紹介する。この論文は、1988/89年のイギリス卸電力市場のスポット取引を分析の対象にしている。2.2.1で紹介した Wolfram (1999) と同様に卸電力市場は PowerGen と National Power の2企業の複占状態であり、この2企業は対称と仮定をしている。

供給関数均衡モデルは Klemperer and Meyer (1989) の理論で、供給関数を戦略として競争を行う寡占市場を分析するモデルである。卸電力市場では価格と数量を入札時に提示をして落札を行う。よって価格と数量の関数である供給関数を戦略とする、供給関数均衡モデルは卸電力市場の現実をよく表している。

まず Green and Newbery (1992) で用いられたモデルを見ていく。 $D(p, t)$ を需要関数とする。 p はスポット価格、 t は時点を表している。またすべての (p, t) で $-\infty < D_p < 0$ 、 $D_{pp} \leq 0$ 、 $D_{pt} = 0$ 、と仮定している。ただし、 D_p は D を p で偏微分したものを表す。第 i 発電企業が直面している需要は第 j 発電企業の供給関数を $S^j(p)$ とすると、 $D(p, t) - S^j(p)$ となる。発電量を q とすると、費用関数を $C(q)$ と定義し、 $C'(q)$ を限界費用関数とする。第 i 企業の戦略は価格から発電量への関数であり、 $S^j: [0, \infty) \rightarrow (-\infty, \infty)$ と定義する。時点 t において、 $D(p(t), t) = S^j(p(t)) + S^i(p(t))$ となる $p(t)$ が存在するとき、発電企業は、 $p(t)S^k(p(t))$ ($k = i, j$)を受け取るが、 $D(p(t), t) = S^j(p(t)) + S^i(p(t))$ となる $p(t)$ が存在しないとき、発電企業は何も受け取らない。Klemperer and Meyer (1989) の仮

定により、利潤最大化をおこなう (p, q) は供給関数 $q_i = S^i(p)$ で表すことができる。

$$\pi_i = p[D(p, t) - q_j(p)] - C[D(p, t) - q_j(p)] \quad (3.1)$$

(3.1) は第 i 発電企業の利潤を示している。利潤最大化の一回の条件より、

$$\frac{dq_j}{dp} = \frac{q_i}{p - C'(q)} + D_p \quad (3.2)$$

対称性より $q_i = q_j = q$ となるため、

$$\frac{dq}{dp} = \frac{q}{p - C'(q)} + D_p \quad (3.3)$$

が成立する。

第 i 発電企業の利潤関数の p の 2 階偏微分は、

$$\frac{d^2\pi_i}{dp^2} = 2 \left(D_p - \frac{dq_j}{dp} \right) - C_i'' \left(D_p - \frac{dq_i}{dp} \right)^2 + (p - C_i') \left(D_{pp} - \frac{d^2q_j}{dp^2} \right) \quad (3.4)$$

q_i と q_j は (3.2) を満たすとすると、(3.4) は Klemperer and Meyer (1989) の命題 7 より次の式に書き換えるができる。

$$\left(D_p - \frac{dq_j}{dp} \right) \left(1 + C_i'' \frac{dq_j}{dp} \right) - C_i'' \left(D_p - \frac{dq_j}{dp} \right)^2 - \frac{dq_j}{dp} \quad (3.5)$$

(3.5) は利潤最大化問題の一階の条件がみたされる時負となる。よって、(3.2) は局所最適性を満たしており、同様に (3.3) も局所最適性を満たす。

次の範囲を考える。

$$C'(q) < p < C'(p) - \frac{q}{D_p} \quad (3.6)$$

(3.6) を満たす時、 $0 < dq/dp < \infty$ が成立する。また、 dq/dp の上限と下限を考える。 $p = C'(q)$ の時完全競争となり、 $dq/dp = \infty$ もしくは $dp/dq = 0$ が成り立つ。第 j 企業のある所与の発電量 k_j が与えられそれが常に一定のとき、第 i 企業は独占企業として振る舞い、 $q_i = D(p, t) - k_j$ が成り立つ。利潤最大化問題の一階の条件より、

$$p = C_i'(q) - \frac{q}{D_p} \quad (3.7)$$

が成り立つ。よって一般に複占の供給関数均衡における供給関数は完全競争からクー

ルノー競争の間に入る。

上記のモデルを用いて行ったシミュレーション分析を見ていく。需要関数については線形を仮定し、 $D(p, t) = a(t) - bp$ とする。よって $D_p = -b$ となる。 D_p の値については、 $-0.10, -0.25, -0.50$ の3つの値を用いる。限界費用関数の推定にはCEGB Statical Yearbookを用いている。ここには、各電源ユニットの熱効率等の情報が記載されている。平均的な石炭価格は180p/GJとなり、そこに輸送コストを加えた値を用いて一般的な火力発電による限界費用が求まる。すると、£18.5/MWh～£24/MWhとなる。これら発電所の発電容量は約45GWである。また需要ピーク時に使われるガスタービン発電所の熱効率を焼く18%～25%として限界費用を算出すると、約220p/GJとなった。ガスタービン発電所の発電容量は約3GWとなる。これらを限界費用の低い順に積み上げたものが限界費用曲線となる。限界費用曲線を曲線近似したものを限界費用関数とし(3.8)となる。

$$C' = \begin{cases} 18.5 + 0.1\tilde{Q} & 0 \leq \tilde{Q} \leq 30 \\ 21.5 + 0.6(\tilde{Q} - 30)^2 & 30 \leq \tilde{Q} \leq 48 \end{cases} \quad (3.8)$$

\tilde{Q} は実際の発電量 Q を調整したものである。この調整は通常電源ユニットは点検や修繕によって一部停止しているため、実際の発電量の限界費用よりも高い限界費用が掛かるところによる。冬季は $\tilde{Q} = Q/0.9$ 、夏季は $\tilde{Q} = Q/0.7$ 、それ以外は $\tilde{Q} = 0.8$ とする。

上記の仮定のもと行ったシミュレーションの結果を表3-1に示した。表3-1の2列目～6列目はそれぞれ、価格＝限界費用の場合、2企業を5企業に分割した寡占の場合、複占で b ($D_p = -b$)の値を0.1、0.25、0.5と変化させた場合のシミュレーション結果である。(5)のケースでは競争的である(1)と比べて、均衡価格は約£18/MWh上昇する。また産業全体の利潤の約6%が死荷重になる。これら複占の場合と、複占2企業を5企業に分割した場合を比べると、(1)からの価格上昇は約£4/MWhに抑えられ、死荷重も産業全体の利潤に対して、約0.3%に抑えられる。

表 3-1 シミュレーション結果

	限界費用価格 (1)	5社寡占 (2)	複占		
			(3)	(4)	(5)
b の値		0.25	0.1	0.25	0.5
産出量 (TWh)	189	182	156	155	154
平均価格 (£/MWh)	23	27	66.7	41.1	32.3
消費者死荷重 (£ m)	0	17	733	312	161
死荷重 (£ m)	0	20	761	340	190
生産者余剰 (£ m)	816	1,567	7798	3664	2247

出所 : Klemperer and Meyer (1989)

卸電力市場への参入がある場合を考える。発電所の建設と操業許可を得るためにはある程度の期間が必要であり、約 2~3 年かかる。よって十分な参入があり、また 1989/89 から年月が遠すぎない、1994/95 年を参入が起こった場合の分析期間とする。NGC's 1991 Seven Year Statement を用いて、1988/89 年から 6 年後の市場状態の想定を行った。この想定では、既存企業の原子力発電の発電容量は約 10% 上昇し、4GW 分の古い火力発電所をコンバインドサイクル発電所に置き換えるとしている。よって既存企業の限界費用関数を以下の(3.9)とする。

$$C' = \begin{cases} 16 & 0 \leq \bar{Q} \leq 4 \\ 18.1 + 0.1\bar{Q} & 4 \leq \bar{Q} \leq 34 \\ 21.5 + 0.6(\bar{Q} - 34)^2 & 34 \leq \bar{Q} \leq 45 \\ 21.5 + 0.06(\bar{Q} - 30)^2 & 45 \leq \bar{Q} \leq 48 \end{cases} \quad (3.9)$$

新規参入企業はコンバインドサイクル発電所を建設すると仮定する。よって限界費用は £ 16/MWh となる。また他のコストは £ 84/MWh となり、£ 84/MWh の利潤が得られる場合操業を続ける。

上の想定のもとで、参入が起こった場合のシミュレーション分析を行った。表 3-2 が結果のまとめである。表 6-1 と比べると、参入が起こった場合、寡占市場における価格の上昇は著しく抑えられ、限界費用からのかい離は最大でも £ 8.2/MWh である。

表 3-2 参入がある場合のシミュレーション結果

	限界費用価格 (1)	複占		
		(2)	(3)	(4)
b の値		0.1	0.25	0.5
参入量 (GW)	3.2	11.2	8	2.5
既存企業の産出量 (TWh)	188	126	139	162
参入企業の産出量 (TWh)	22	78	56	18
平均価格 (£/MWh)	21.7	29.9	29.8	29.7
消費者死荷重 (£m)	0	26	62	119
死荷重 (£m)	0	268	208	108
生産者余剰 (£m)	739	1,775	1,847	1,992

出所 : Klemperer and Meyer (1989)

3.1.2 シミュレーション分析

3.1.1 で紹介した、Green and Newbery (1992) のシミュレーションモデルを参考にわが国の卸電力市場のシミュレーション分析を行う。2013 年夏季のピーク時 1 時間を対象とし、沖縄電力を除く一般電気事業者 9 社の競争を考える。また 9 社は対称であると仮定する。

Green and Newbery (1992) と同様に対称寡占企業の場合の利潤最大化問題を考える。企業数を n とし、各企業を $i = 1, \dots, n$ とする。Green and Newbery (1992) と同様に第 i 発電企業の利潤関数は次のようにする。

$$\pi_i = p \left[D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right] - C \left[D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right] \quad (3.10)$$

一階の条件より、

$$\sum_{j \neq i} \frac{dq_j}{dp} = \frac{q_i}{p - C'(q)} + D_p \quad (3.11)$$

となる。対称性より、

$$\frac{dq}{dp} = \frac{1}{n-1} \left[\frac{q}{p - C'(q)} \right] + D_p \quad (3.12)$$

が成り立つ。

実際にシミュレーションを行うために、まず必要な関数や数値の設定を行うや限界

費用関数については、限界費用関数は Green and Newbery (1992)と同様に線形を仮定し、 $D(p) = a - bp$ とする。需要関数の各パラメータの値はキャリブレーションによって求める。需要の価格弾力性は 2.1.2 で求めた値とする。また夏季ピーク時の需要量と価格から、 a, b の値を求める。すると需要関数は以下のようになる。

$$q = -65.36p + 17148 \quad (3.13)$$

限界費用曲線の求め方は、2.2.2 で用いたものと同様する。求めた限界費用曲線で曲線近似を行い、線形として限界費用関数を設定する。本項の分析は各社を対称と仮定している。よって各企業の限界費用関数は、産業全体の限界費用関数を発電企業数で加重平均をとったものである。分析の対象となる 9 社の限界費用関数は以下のようになる。

$$C' = 0.0012q - 0.9316 \quad (3.14)$$

これらより、シミュレーション分析を行う。(3.12) は 4 次ルンゲ=クッタ法を用いて数値計算を行った。シミュレーション結果は表 3-3 にまとめた。2 列目は完全競争を行った場合の結果、3 列目は対称 9 社供給関数モデルでシミュレーションを行った結果である。完全競争との価格の差は 1.1 円/kWh である。また供給関数均衡による死荷重は約 1.5 百万円である。供給関数均衡モデルでシミュレーションを行った場合、完全競争からの大きな価格の乖離や死荷重の発生はなかった。またマークアップ率も 5.7%と低い値をとっている。よってシミュレーションでは 9 社で競争を行った場合、各社は市場支配力をほとんど持たないといえる。しかし 2 章で行った実証分析では各企業が市場支配力を発揮し、大きなマークアップ率を得ていることが明らかになっている。さらに需要が逼迫している時に市場分断が発生し、企業はより市場支配力を行使しやすくなる可能性があることを示した。本項で行ったシミュレーションモデルには連系線を考慮していないためにシミュレーション結果が実際よりも競争的になったと考えられる。次節は連系線を考慮に入れたシミュレーションモデルによる分析を行う。

表 3-3 シミュレーション結果

	完全競争	9社
価格 (円/kWh)	17.9	19.0
需要量(万 kWh)	15,969.90	15,901.00
マークアップ率 (%)	0	5.7
総余剰(百万円)	2,159.94	2158.54
死荷重(百万円)	0	1.5

3.2 連系線を考慮した分析

1.3.2でも述べたとおり、わが国の卸電力市場において連系線が市場支配力の要因となっている可能性がある。それら連系線による市場分断をモデルに組み込み分析を行う。

3.2.1 先行研究の紹介

田中 (2007) は日本の卸電力市場を対象に連系線容量を組み込んだクールノー均衡モデルを用いたシミュレーション分析を行った。北海道と沖縄を除く 8 地域を対象としており、夏季のピーク時 1 時間を分析の対象としている。

田中 (2007) で用いられたシミュレーションモデルを紹介する。 N 個の地域を $n = 1, \dots, N$ とし、地域間を結ぶ L 本の連系線を $l = 1, \dots, L$ とする。また各連系線には送電容量が存在しているため、それらを $\mathbf{k} = (k^1, \dots, k^l)$ とする。地域 n の需要量を $q^{n,d}$ 、発電量を $q^{n,s}$ とする。発電量と需要量の差を、 $Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) = q^{n,s} - q^{n,d}$ として表す。よって、 $Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) > 0$ なら、地域 n では供給量が需要量を超過しているため、他の地域に電力を輸出している。また、 $Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) < 0$ ならば、地域 n では需要量が供給量を超過しているため、他の地域から電力を引き出している。直流法による潮流計算を用いると、連系線の電力潮流は、

$$\sum_n h^{l,n} Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) \quad (3.15)$$

となる。(3.15)は連系線 l に流れる電力量を示している。

地域 n における需要家の電力消費によって得られる便益を $B^n(q^{n,d})$ とする。また逆需要関数を $P^n(q^{n,d})$ とすると、 $\partial B^n(q^{n,d}) / \partial q^{n,d} = P^n(q^{n,d})$ が成り立つ。地域 n の発電企業の費用関数と限界費用は、それぞれ $C^n(q^{n,s})$ 、 $MC^n(q^{n,s})$ とする。

まずは、発電企業の戦略的行動を定式化する。クールノー均衡モデルを想定するた

め、各発電企業は発電量を戦略的に決定する。また、各発電企業は送電設備も垂直統合しているが、送電価格に関しては市場支配力を持たないと仮定し、送電価格を所与とする。

送電料金はノーダル料金制⁶に従うとする。この料金制度の下では各地域ごとに送電料金を決定することができ、それを w^n と定義する。たとえば、地域 n から地域 m に電力を卸託送する場合、 $-w^n + w^m$ の料金が発生する。

裁定機会の存在を否定するならば、次の関係が成り立つ。それは、2 地域の卸電力価格差は両地域の送電料金に等しくなる。すなわち、 $P^m - P^n = -w^n + w^m$ もしくは $P^n - w^n = P^m - w^m$ が成り立つ。また、 $q^{n,d} = \sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d}$ となるので、 $P(q^{n,s}) = P^n(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d})$ となる。

以上に基づき企業の最適化問題を考える。各地域に発電企業は 1 社ずつ存在すると仮定する。この時発電企業 n の利潤最大化問題は、

$$\max_{q^{n,s}} P^n \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d} \right) - C^n(q^{n,s}) \quad (3.16)$$

$$s.t \quad P^n \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d} \right) - w^n = P^m \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq m} q^{i,d} \right) - w^m, \quad (3.17)$$

$$q^{n,s} \geq 0 \quad (3.18)$$

となる。(3.17)は裁定機会の存在を否定し、(3.18)は発電の下限制約を示している。次にシステム・オペレーションの最適化問題を考える。システム・オペレーションは連系線網全体の送電混雑の管理するものである。システム・オペレーションは市場全体の需要量と供給量が常に等しい必要がある。また、各連系線の容量を超えてはいけない。これらの制約のもとで、社会的余剰の最大化を行うのが、システム・オペレーションの最適化問題である。これを以下で定式化する。

$\max_{q^d} \sum_n \{B^n(q^{n,d}) - C^n(q^{n,s})\}$

⁶ ノーダル料金制 あり、適切な価格シグナルを用いることで電力市場の効率性を高めることが可能である。

(3.19)

$$s. t \quad \sum_n Q^n(q^{n,s}, q^{n,d}) = 0, \quad (3.20)$$

$$\sum_n h^{l,n} Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) \leq k^l, \quad \forall l \quad (3.21)$$

$$-\sum_n h^{l,n} Q^n(q^{n,d}, q^{n,d}) \leq k^l, \quad \forall l \quad (3.22)$$

$$q^d \geq 0 \quad (3.23)$$

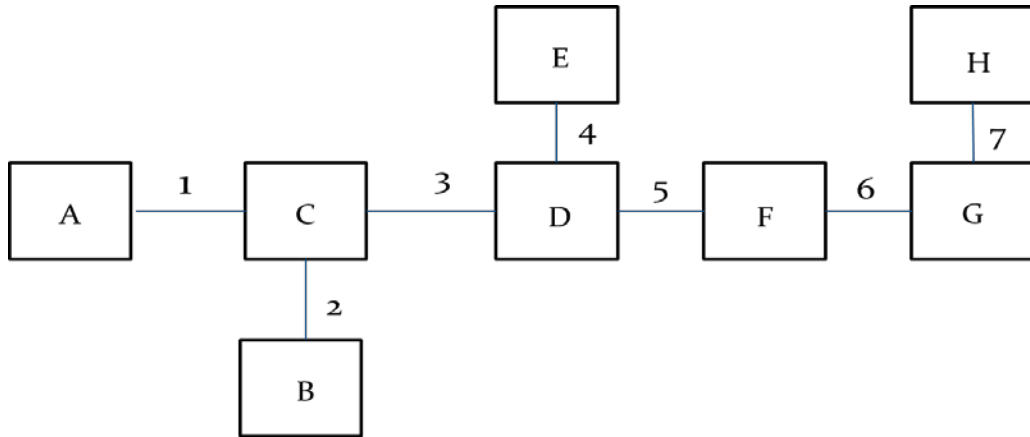
(3.19)において $q^{n,s}$ は所与となる。よって、(3.19)は $\max_{q^d} \sum_n B^n(q^{n,d})$ となる。連系線の電気潮流は正と負どちらにも流れるので、(3.21),(3.22)は正負どちらの方向に足しても制約を課している。需給一致の制約である(3.20)を λ ,連系線の容量制約である(3.21)と(3.22)はそれぞれ $\eta^{l+}, \eta^{l-} \geq 0$ と置く。(3.19)から(3.23)までのシステム・オペレーターの最適化問題のラグランジュ乗数条件より地域ごとの価格であるノード料金 P^n は次のようになる。

$$P^n = \lambda + \sum_l h^{l,n} (\eta^{l-} - \eta^{l+}) \quad (3.24)$$

(3.16)から(3.18)の発電企業の利潤最大化問題と、(3.19)から(3.23)のシステム・オペレーターの最適化問題の KKT 条件を求めると混合相補性問題を形成できる。これは数値計算が可能である。

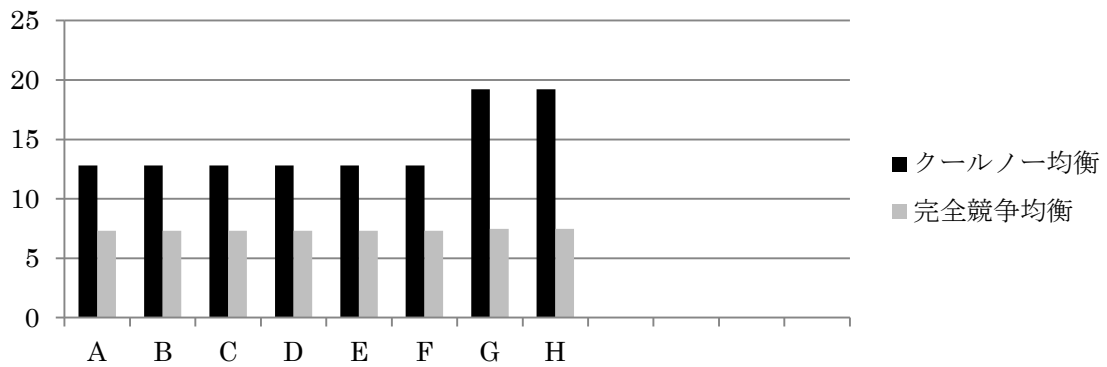
上のモデルを用いて行ったシミュレーション分析の結果を紹介する。図 3-1 にわが国の地域と連系線を示している。地域は A~H、地域間の連系線は 1~7 とする。図 3-2 は地域 A~H のクールノー競争をおこなった場合と、完全競争を行った場合の価格である。すべての地域でクールノー競争による価格は完全競争の場合にくらべて、約 2 倍~2.5 倍になっている。また地域 A~F の価格と G~H の価格を比べると、約 6.5 円/kWh 高いことがわかる。これは、地域 F と地域 G を結ぶ連系線 6 の容量が少なく、送電混雑による市場分断が発生しているためと考えられる。表 3-4 はクールノー競争と完全競争を行った場合の余剰を示している。完全競争の時と比較すると、消費者余剰が 8 億 8000 万円/h 減少し、生産者余剰は 7 億 9300 万円/h 増加することがわかる。これらより、社会的余剰は、8000 万円/h 損なわれる。

図 3-1 地域と連系線



出所：田中（2007）

図 3-2 クールノー均衡と完全競争の時の均衡価格



出所：田中（2007）

表 3-4 クールノー均衡と完全競争の時の余剰

	クールノー均衡	完全競争均衡
消費者余剰（千円/h）	7,881,240	8,761,543
生産者余剰（千円/h）	1,657,938	864,748
社会的余剰（千円/h）	9,546,889	9,626,467

出所：田中（2007）

次に企業分割を行った場合の効果の分析を紹介する。以下の 5 つの企業分割のシナ

リオを考える。

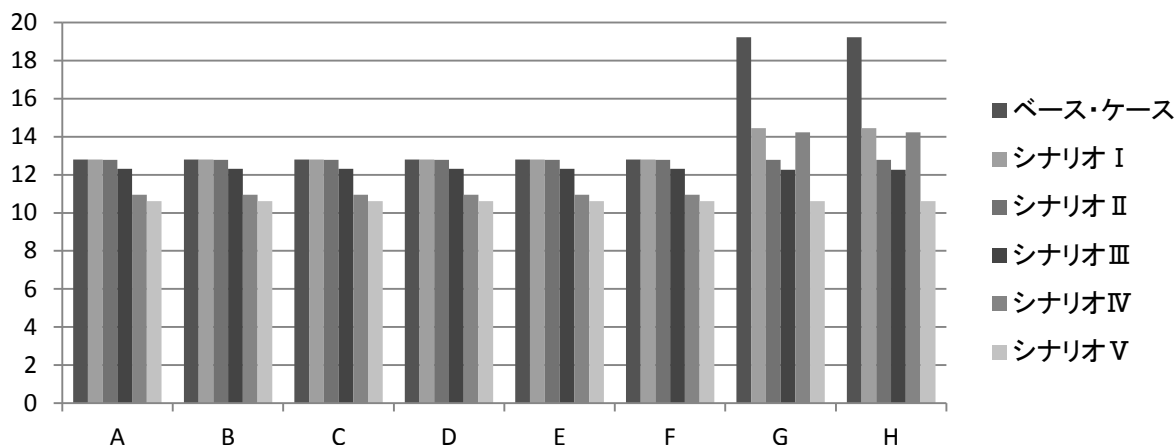
- ・シナリオⅠ：Gを2社に分割
- ・シナリオⅡ：Gを3社に分割
- ・シナリオⅢ：Gを4社に分割
- ・シナリオⅣ：D、F、G、Hをそれぞれ2社に分割
- ・シナリオⅤ：Gを6社、D、F、Hをそれぞれ2社に分割

Gは発電企業最大手で、シナリオⅠ～ⅢはGを複数に分割するケースである。シナリオⅣ、ⅤはG以外の会社も分割するケースである。図3-3は各地域の価格をベース・ケースであるクールノー競争を行った場合と、シナリオⅠ～Ⅴの場合で示した。シナリオⅠ～Ⅱの場合は地域A~Fの価格はベース・ケースの価格が維持されている。地域G、Hの価格はシナリオⅠ、ⅡとGの分割数が増えるにしたがって、地域A~Fの価格に近づく。またシナリオⅢになるとさらに地域G、Hの競争が激しくなり、地域A~Fの価格よりも若干低くなる。企業G以外も分割するシナリオⅣ、Ⅴでは、地域A~Fでも競争の激化が起こる。その結果シナリオⅤではベース・ケースと比べ、地域G、Hでは4.99円/kWh 価格が減少し、地域A~Fでは価格が1.84円/kWh 減少する。表3-4は、ベース・ケースと各シナリオの余剰をまとめたものである。シナリオⅠ～Ⅴと企業の分割数が増えるにつれて価格生産者余剰、社会余剰は上昇し、生産者余剰は減少する。シナリオⅤとベース・ケースでは約6900万円/hの余剰上昇が見込まれる。ただし企業分割にかかる費用等は考慮していない。

さらに田中（2007）では連系線容量の増強のケースも分析している。これによると、地域Fと地域Gを結ぶ連系線6の容量を増やした場合、東部と西部の価格差が縮まる結果を得た。

このように田中（2007）では、連系線を組み込んだクールノー均衡モデルを用いてシミュレーション分析を行った。その結果、東京と中部地方を結ぶ連系線の送電混雑によって市場分断が発生し、各発電企業は市場支配力を発揮できることが分かった。また各地域の発電企業の分割によって非効率性を軽減できるとした。

図3-3 企業分割による価格変化



出所：田中（2007）

表 3-4 企業分割した場合の余剰

	ベース・ケース	I	II	III	IV	V
消費者余剰	7,881,240	8,166,766	8,166,766	8,219,693	8,208,371	8,399,704
生産者余剰	1,657,938	1,428,641	1,428,641	1,379,220	1,385,506	1,215,401
社会的余剰	9,545,889	9,595,407	9,595,407	9,598,977	9,597,812	9,615,105

出所：田中（2007）

3.2.2 シミュレーション分析

田中（2007）のモデルを参考に本項では連系線をモデルに組み込んだシミュレーション分析を行う。田中（2007）によると関東と中部の間の連系線容量が小さいために東日本と西日本で市場分断が発生している。本項では関東と中部の2地域に限定してシミュレーションを行う。

中部と関東の2地域を $n=1,2$ とし、各地域には1企業が存在するとする。地域間を結ぶ連系線の送電容量を k とする。また地域 n に立地する企業の費用関数を $C^n(q^{n,1}, q^{n,2}, w)$ とする。 $q^{n,1}$ は地域1向けの供給量、 $q^{n,2}$ は地域2向けの供給量であり、 w は託送料金である。地域 n の逆需要関数を $P^n(q^n)$ とすると、地域 n に立地する企業の利潤関数を以下のように定義する。

$$\pi^n = P^1(q^{1,1} + q^{2,1})q^{n,1} + P^2(q^{1,2} + q^{2,2})q^{n,2} - C^n(q^{n,1}, q^{n,2}, w) \quad (3.25)$$

地域 n の企業が他地域 m に送電を行う際には送電容量の制約が存在するため、 $q^{n,m} \leq k$ となる。よって地域 n に立地する企業の利潤最大化問題は以下になる。

$$\max_{q^{n,1}, q^{n,2}} \pi^n \quad (3.26)$$

$$s. t \quad q^{n,m} \leq k, n \neq m \quad (3.27)$$

$$q^{n,m} \geq 0 \quad m = 1, 2 \quad (3.28)$$

(3.26)~(3.28)の利潤最大化問題を用いてシミュレーションを行う。夏季の需要ピーク 1 時間を分析の対象とする。シミュレーションを行う際には逆需要関数、費用関数を線形と仮定する。関数のパラメータ等は田中 (2007) に従う。需要関数と供給関数のパラメータは表 3-5 に示し、連系線の送電容量を 1200MW とする。また企業の分割や、送電容量の変化が厚生に与える影響を調べるために以下の 5 つのシナリオを考える。

シナリオ I : 送電容量を 3000MW に増強

シナリオ II : 送電容量を 6000MW に増強

シナリオ III : 関東地域の企業を 2 つに分割

シナリオ IV : 関東企業の企業を 3 社、中部地方の企業を 2 社にそれぞれ分割

シナリオ V : 関東企業の企業を 3 社、中部地方の企業を 2 社にそれぞれ分割し、送電容量を 6000MW に増強

表 3-5 パラメーター一覧

	中部	関東
需要関数の傾き	-0.00381	-0.001628
限界費用関数の傾き	0.0002881	0.0001374

出所：田中 (2007)

シミュレーションを行った結果を表 3-6 にまとめた。ベース・ケースは 2 企業によるクールノー競争を行った場合である。完全競争を行ったケースを考えると価格が約 7 円/kWh になるので、ベース・ケースでは非常に大きく価格が上昇していることがわかる。2 地域を結ぶ連系線に混雑し市場分断が発生するため、企業が各地域で非常に大きな市場支配力を行使している。

連系線が混雑している状態をうけ、シナリオⅠとシナリオⅡの送電容量を増強するケースを分析する。送電容量を増強することにより直接的に連系線混雑による市場分断を緩和することができる。シナリオⅠとシナリオⅡではベースケースと比べ価格が低下している。また関東地域よりも中部地域の方がより連系線容量の増加による価格低下の効果が大きい。これは中部地域の方が関東地域よりも市場規模が小さく、連系容量の増強による相対的な効果が大きいと考えられる。実際にベース・ケースとシナリオⅡを比較すると関東地域では約7%の生産量増加し、中部地域では約15.9%の生産量増加している。総余剰はシナリオⅠでは約9900万円/h増加し、シナリオⅡでは2億5000万円/h増加する。送電容量の増強は市場分断の効果を緩和し厚生を上昇する結果となった。また増強量が大きいほど、厚生の上昇幅が大きくなることがわかった。

企業分割を行った場合のシナリオⅢ～シナリオⅤの結果を分析する。既存企業を分割することにより、地域内の競争を促進し企業の市場支配力を緩和することができる。シナリオⅢで関東地域の企業を2社に分割する場合、価格が約36円/kWhになりベース・ケースと比べると約18円/kWh低下する。シナリオⅣではベース・ケースに比べ約半分の27円/kWhになり、シナリオⅤでは半分以下の25円/kWh程度になる。中部地域の企業分割を行わないシナリオⅢでは中部地域に価格変化は起こらないが、シナリオⅣとシナリオⅤではそれぞれ約17.6円/kWh、約23.7円/kWhだけ価格が低下する。ベース・ケースでは関東地域の方が中部地域よりも価格が高いが、関東地域の企業を中部地方よりも多く分割することにより価格差が逆転する。またシナリオⅣでの地域間の価格差は8.1円/kWhであるがシナリオⅤでは4円/kWhとなり、連系線の送電容量の増強は地域間の価格差を縮小する効果があることがわかった。消費者余剰はシナリオⅣで2倍以上の28億円/hとなり企業分割の効果が大きいことがうかがえる。

表 3-6 シミュレーション結果

	ベース	シナリオⅠ	シナリオⅡ	シナリオⅢ	シナリオⅣ	シナリオⅤ

	ケース	I	II	III	IV	
関東						
価格 (円/kWh)	54.023	52.56	50.12	36.016	27.012	25.06
総生産 (MW)	34384	35284	36784	45445	50976	52176
消費者余 剰(千円/h)	962345	1013383	1101378	1681111	2115190	2215948
生産者余 剰(千円/h)	1780182	1772277	1736087	1522157	1216364	1181882
総余剰 (千円/h)	2742527	2785660	2837464	3203268	3331554	3397829
中部						
価格 (円/kWh)	52.71	49.29	43.57	52.71	35.14	29.047
総生産 (MW)	15036	15936	17436	15036	19648	21248
消費者余 剰(千円/h)	430665	483766	579124	430665	735379	860028
生産者余 剰(千円/h)	766360	769680	774407	744751	631463	554048
総余剰 (千円/h)	1197025	1253445	1353532	1175416	1366843	1414076

図 3-4 は各シナリオによる価格変化をまとめたものである。すべてのシナリオで価格低下効果がみられた。シナリオ I とシナリオ II の連系線の送電容量による価格低下効果は企業分割を行った場合に比べると小さく、関東地域よりも中部地域に与える影響が大きい。企業分割を行ったシナリオ III～シナリオ V では価格が大きく低下し関東地方ではベース・ケースに比べ約半分になる場合もあった。特にシナリオ V の企業分割と送電容量増強の両方を行う場合では、価格の低下と地域間の価格差縮小効果が最も大きい。図 3-5 は消費者余剰と総余剰の変化をまとめたものである。すべてのシナ

リオで総余剰が増加し企業分割と送電容量の増設が社会的に望ましいことがわかった。また企業分割を行うシナリオでは、価格の低下が著しいため消費者余剰が大きく上昇する。

図 3-4 価格の変化

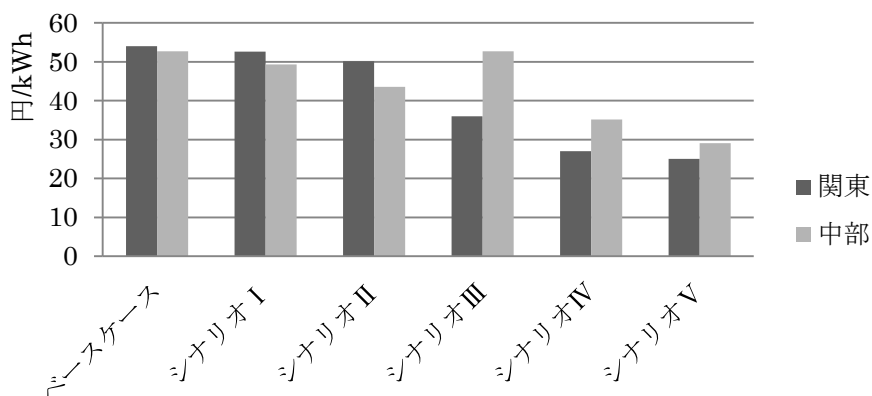
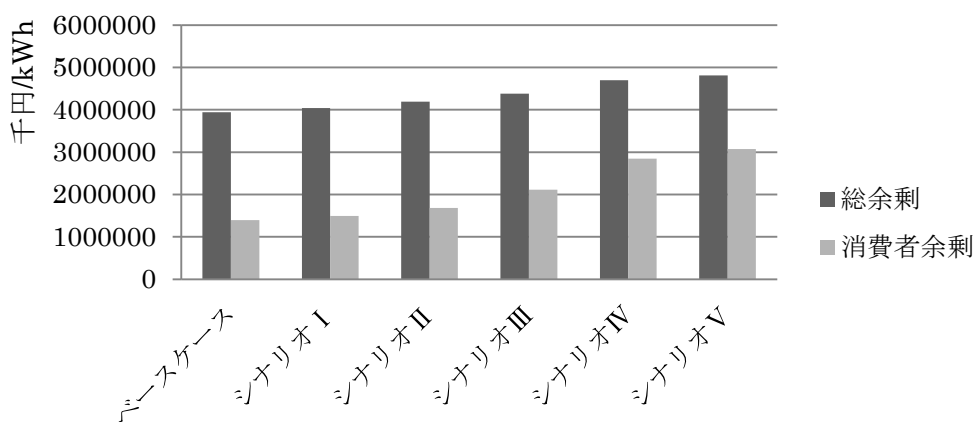


図 3-5 余剰の変化



本項では 3.2.1 の結果を受け、わが国の地域間を結ぶ連系線をモデルに組み込み分析を行った。シミュレーション分析の結果、連系線により市場分断が発生し各地域の企業が完全競争に比べ著しく高い価格で電力供給を行うという結果が得られた。企業の市場支配力を緩和するため、企業分割と連系線の送電容量を増設するなどといった 5 つのシナリオで分析を行った。5 つのケースすべてで価格の低下と総余剰が上昇する結果を得ることができ、価格は最大 28.9 円/kWh 低下し、総余剰は最大で約 8 億

7000万円/h上昇した。最大の総余剰の上昇が得られたのは関東と中部の企業をそれぞれ3社と2社に分割し、送電容量を6000MWに増強したシナリオVの場合である。企業を分割することにより既存企業の競争を促進する効果があり、送電容量を増強することにより市場分断を緩和する効果がある。よってこの2つの効果が作用するシナリオVにおいてもっとも効果的な結果が得られたと考えられる。わが国では連系線の混雑により各地域が独立した市場となり、さらに各地域には一つの一般電気事業者しか存在しないため活発な競争が行われにくい可能性が高い。シナリオVのように、送電容量の拡大により地理的市場を日本全国に拡大しつつ、各地域での競争を活発にするため企業分割を行うことが厚生の上昇につながるといえる。

本項の分析では企業分割に掛かる費用や規模の経済性の喪失、送電線容量の増設に掛かる費用の考慮を行っていない。関東地域と中部地域の連系線増設のためには、異なる2地域の周波数を変換しなければならず周波数変換所の建設が必要となる。他地域に比べ連系線の増設に費用が掛かる上に周波数の変換による電力のロスも発生するので、連系線容量の増設による費用がそれによる総余剰上昇を上回る可能性がある。このような費用を考慮に入れた分析を今後行う必要がある。

第4章 結論

第2章の実証分析により、わが国の卸電力市場で電力企業の市場支配力を行使していることが明らかになった。各企業はクールノー競争よりも共謀度の高い状態で競争を行っている。さらに需要量が増加するピーク時により高いマークアップ率を得ている。需要が増加するピーク時には各企業が供給量を調整することで容易に価格を釣り上げることができる。またわが国では連系線により地域間の電力融通を行っているが、需要逼迫時には連系線の送電容量を超える送電が要求され連系線が混雑する。これによって各地域が分断され、企業が市場支配力を行使することが容易になる可能性がある。

4章では供給関数均衡モデルと、連系線を考慮したモデルによってシミュレーション分析を行った。供給関数均衡モデルでは、沖縄電力を除く一般電力事業者9社による競争を想定した。シミュレーションの結果、各企業は市場支配力をほとんど行使することができず、実証分析で得られた結果よりも競争度の高い状態となった。供給関数均衡モデルではモデルが複雑化するため連系線をモデルに組み込むことができなかつたために競争的な結果を得た可能性が高い。そこで連系線の送電容量が最も小さい関東地域と中部地域に限定し、連系線を組み込んだクールノーモデルを用いて分析を行った。分析によると連系線が混雑によって地域が分断され、各企業は完全競争に比べ大幅に価格を釣り上げて供給を行うことが分かった。連系線の増強や企業の分割による市場支配力の緩和を検証した結果、両方において厚生の上昇が見込まれた。送電容量増強と企業分割の両方を行ったケースで最も厚生が上昇した。

わが国では従来の地域独占的な電力市場からより競争的な電力市場への転換を目指し卸電力市場が設立された。しかし本稿で行った実証分析の結果から卸電力市場で売り手企業の影響力が非常に大きいことが確認できた。また売り手企業の市場支配力の緩和のためには連系線の増強による市場分断の緩和と、企業分割による直接的に競争の活性化を行うことが厚生の上昇につながるということがシミュレーションの結果によりいえる。しかしシミュレーション分析では企業分割や連系線容量の費用の考慮やより拡張された供給関数均衡モデルによる分析が今後の課題である。

参考文献

- 公正取引委員会 (2012), 「電力市場における競争の在り方について」
- 資源エネルギー庁 (2011), 「エネルギー白書 2011」
- 資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力市場整備課 (2011), 「電力需給の概要 2011」
- 資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力市場整備課 (2012), 「電力小売市場の自由について」
- 電気事業連合会統計委員会 (2013), 「電気事業便覧 平成 25 年度版」
- 小笠原潤一 (2002), 「海外諸国の電力改革の現状」資源エネルギー庁電気事業分科会
- 金本良嗣・蓮池勝人・藤原徹 (2006), 「政策評価ミクロモデル」東洋経済新報社
- 西村陽 (2002), 「電力自由化ここがポイント」エネルギーフォーラム
- 山田陽一・池田元秀 (2008), 「よくわかる電力取引入門」エネルギーフォーラム
- 秋山修一・細江宣裕 (2008), 「電力需要関数の地域別推定」『社会経済研究』 56, pp.49-58.
- 田中誠 (2007), 「電力市場における市場支配力のシミュレーション分析」, 八田達夫・田中誠 『規制改革の経済分析—電力自由化のケーススタディー』 日本経済新聞出版
- 谷下雅義 (2009), 「世帯電力需要量の価格弾力性の地域別推定」 『エネルギー・資源学会論文誌』 30(5), pp.1-7.
- 溝端幹雄・神田慶司・真鍋裕子・小黒由貴子・鈴木準 (2011), 「電力不足解消のカギは家計部門にある」『大和総研 Economic Report』, pp.1-17.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and F. Wolak, (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market," *American Economic Review*, 92(5), pp.1376-1405.
- Green, J. and H. Porter, (1984), "Noncooperative Collusion under Imperfect Price Information," *Econometrica*, 52, 87-100.
- Green, R. and D. Newbery, (1992), "Competition in the British Electricity Spot Market," *Journal of Political Economy*, 100, pp.929-953.
- Kamerschen, D. and D. Porter, (2004), "The demand for residential, industrial and total electricity 1973–1998," *Energy Economics*, 26 (1), pp.87–100.

- Klemperer, D. and A. Meyer, (1989), "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty," *Econometrica*, 57, pp.1243-1277.
- Matsukawa, I., Madono, S. and T. Nakashima, (1993), "An Empirical Analysis of Ramsey Pricing in Japanese Electric Utilities," *Journal of the Japanese and International Economies*, 7 (3), pp.256-276.
- Wolfram, C., (1999), "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market," *The American Economic Review*, 89:4, pp. 805-826.
- 環境省ホームページ(『事業者からの温室効果ガス排出量算定方法ガイドライン』)
<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/santeiho/guide/index.html>
- 気象庁ホームページ
<http://www.jma.go.jp/jma/index.html>
- 電気事業連合会ホームページ(『電力統計情報』)
<http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/index.html>
- 内閣府ホームページ(『県民経済計算年報』)
http://www.esri.cao.go.jp/jp/sna/sonota/kenmin/kenmin_top.html
- 日本卸電力取引所ホームページ
<http://www.jepx.org/>
- 日本銀行ホームページ (『物価指数年報』)
<http://www.boj.or.jp/statistics/pub/pim/index.htm/>

あとがき

第2章では卸電力市場で売り手企業が市場支配力を行使していることが実証分析によって明らかになった。また第3章のシミュレーション分析によって企業分割と連系容量の増強によって厚生が上昇する結果が得られた。実証、シミュレーションにおいて概ね満足のいく結果が得られてよかったと思う。

第3章のシミュレーション分析では私が今まで扱ったことのない数値計算ソフトを用いることが必要だったため、手間取ることが多かった。しかし新しいソフトを用いることができるようになり、本稿の研究以外にも数値計算を手軽に行えるようになったことは今後の研究において分析の可能性を広げられるであろう。

電力市場の動向は福島第一原子力発電所事故の影響で世間の注目を浴びることになった。本稿の研究では分析しきれなかった側面が多くある。しかし今後の研究の蓄積によって経済学的な側面から電力自由化が議論されることを願う。

2年間ゼミでは多くのことを学び、本稿を執筆する上でもゼミで学んだ知識を生かすことができたと思う。本稿の執筆においては的確なアドバイスをくれた後輩や同級生、また熱心に指導して下さった先生にこの場を借りて御礼を申し上げたい。