

電力会社とガス会社の

合併による経済効果に関する考察

東京大学 公共政策大学院
2005年度マイクロ事例研究

2005年 10月16日

後白 一樹 Kazuki Goshiro

竹内 翔 Sho Takeuchi

波多野洋史 Hirofumi Hatano

松尾 竜典 Ryusuke Matsuo

水谷 周三 Shuzo Mizutani

目次

要旨	3
記号一覧	5
第1部 理論編	
第1章 研究の背景と目的	6
1-1 電力・ガスという財の特殊性とその代替関係	6
1-2 電力自由化の経緯	7
1-3 ガス自由化の経緯	10
1-4 電力会社・ガス会社の相互参入状況	11
1-5 合併審査	11
1-6 本研究の目的	11
1-7 本稿の構成	12
第2章 分析市場の設定	13
2-1 分析市場	13
2-2 合併前と合併後: Without ケースと With ケース	14
2-3 フリンジプレイヤー	14
第3章 需要関数の推計	16
3-1 需要関数の推計方法	16
3-2 需要関数の推計に用いたデータ	19
3-3 需要関数の推計結果	19
第4章 企業行動と市場均衡	21
4-1 Without ケース: 合併前	21
4-2 With ケース: 合併後	24
第5章 費用関数の推計	26
5-1 電力の費用関数	26
5-2 ガスの費用関数	30
5-3 合併新会社の費用関数	30
第6章 経済厚生 of 測定	31
6-1 消費者余剰	31
6-2 生産者余剰	32
6-3 総余剰	32

第2部 シナリオ分析編

第7章	シナリオ A:制限された競争	33
7-1	シナリオ A の分析市場	33
7-2	シナリオ A における夏季のシミュレーション	33
7-3	シナリオ A における冬季のシミュレーション	35
第8章	シナリオ B:新規電力会社の参入を容易にしたケース	36
8-1	シナリオBの分析市場	36
8-2	フリンジプレイヤーの供給可能電力量の拡大	36
8-3	フリンジプレイヤーの参入が最も容易なケース	39
8-4	フリンジプレイヤーの供給可能電力量拡大の政策的含意	40
第9章	シナリオ C:プロパンガス事業者との競争	41
9-1	シナリオCの分析市場	41
9-2	シナリオCにおける夏季のシミュレーション	41
9-3	ガス上限価格設定の政策的含意	44
第10章	シナリオ D:新規電力会社とプロパンガス事業者との競争	45
10-1	シナリオDの分析市場	45
10-2	シナリオDにおける夏季のシミュレーション	45
第11章	シナリオ E:大規模電力事業者による中小ガス会社の吸収合併	48
11-1	想定する吸収合併のケース	48
11-2	電力の価格差別が可能なケース	49
11-3	電力の価格差別が不可能なケース	49
11-4	供給区域外の中小ガス会社を吸収合併するケース	50
第12章	結語	51
12-1	想定されたシナリオ	51
12-2	各シナリオにおける余剰の比較	51
12-3	有効な競争形態	52
第13章	幾つかの留意点	53
参考文献等		54

要旨

近年、さまざまな規制産業での規制改革が進み、電気事業およびガス事業はそれが顕著な分野の1つである。電力分野では、新規発電事業者の卸売市場への開放がおり、託送制度を利用した小口供給が部分的に開放された。ガスについても、電力と同じく託送制度が導入された。

本研究は、このようなエネルギー産業の自由化に対する関心のもと、ライフラインである電力供給とガス供給に対し、これらを供給する会社が仮に合併した場合、どのような経済状態の変化がおこるのかについてシミュレーションしたものである。

分析対象とした市場は東京瓦斯管内の電力市場とガス市場であり、ガス供給会社として東京瓦斯、電力供給会社として東京電力(規模を東京瓦斯管内に合わせて圧縮した仮想会社)を取りあげる。

合併前の状況は、電力市場に価格支配力を持つ東京電力と、東京電力に対して競争圧力となるフリンジプレイヤーと呼ばれる小規模電力事業者の集まりが存在するとした。一方、ガス市場では東京瓦斯と託送制度を利用してガスを供給する東京電力の2者が競争しているものとした。

東京電力と東京瓦斯の合併後は、電力市場にフリンジプレイヤーは依然残るものの、価格支配力を持つのは合併してできた新会社1社となる市場を想定した。なお、電力とガスにはある程度の代替性があるため、電力とガスは互いに競合する市場であることも考慮して分析した。

上記の条件において分析した主要な結果をまとめると次の4点である。

1. 合併前において自由な利潤最大化のもとでは、エネルギー価格は現状より大幅上昇し、消費者が大きな不利益を被る。合併がおきると、電力価格の上昇は小幅な一方でガス価格が大幅上昇し、消費者には更なる不利益となり、社会全体の損失も大きい。
2. 電力の新規参入会社の参入が多い場合、電力ガス価格とも低下するが、参入阻止価格まで低下するには、現在の電力供給量の3分の2弱という莫大な参入がなければ、大幅な価格低下は期待できない。しかし、それだけの参入可能性があった場合、実際に参入が起こらなくても、電力価格は大幅低下する。これは、政策的には潜在的な競争者の増加が重要であることを示している。とりうる政策として、新規参入者の優遇措置、連系線の増強による9電力間の競争の促進が有効であると思われる。
3. プロパンガスのガス市場における潜在的競争者としての役割は、プロパンガス価格が都市ガス価格よりも大幅に高いため限定的であった。しかし、今後プロパンガスに限らず、コージェネレーションなどの熱を供給する部門の拡大が進めば、競争圧力としてより有効に作用するようになる。これは、電力とガスの代替性により電力価格も低下するため、代替的な競争が重要であることを示唆している。
4. 電力市場、ガス市場とも十分に有効な競争者が存在した場合、完全に市場原理に委ねても、消費者の厚生(消費者余剰)および社会全体の厚生(総余剰)が増加する場合がある。

上記4点の結果は、シナリオ A からシナリオ D を分析することによって得られたものであるが、以下では各シナリオの分析結果について詳しく記述しておく。なお、シナリオEは追加的な分析であるが、それも合わせて記述する。

1. シナリオAとして、小規模電力事業者の規模が現状のまま小さい極端に制限された状態の市場で、合併新会社が自由な利潤最大化をおこなうケースについて分析した。この結果、合併により電力価格は合併前の 1.2 倍の 54394 円/1000kWh、ガス価格は 1.85 倍の 8320 円/1000MJ に跳ね上がった。また、余剰については総余剰が 24.5 億円/日、消費者余剰は 47.3 億円/日減少した。
2. シナリオBとして、シナリオ A に小規模電力事業者(フリンジプレイヤー)の参入が容易であるとの仮定を付加し、分析を行った。これは既存電力事業者がむやみに高い電力価格をつけられないことを意味する。最も参入が容易なケースでは、電力価格がフリンジプレイヤーの限界費用 15000 円/1000 kWh に張り付いたことにより消費者余剰の減少は大幅に抑えられ、合併前で 9.9 億円/日、合併後でも 30.5 億円/日の減少にとどまった。また、総余剰は合併後のほうが合併前より 11.4 億円/日減少したもののシナリオ A の減少幅よりは小さくなった。
3. シナリオCとして、シナリオ A にガス市場にプロパンガス事業者がおり、ライバルとして機能する市場を分析した。これはシナリオ B に対し、既存ガス事業者がむやみに高いガス価格をつけられないことを意味する。現在の平均的なプロパンガス価格である 4300 円/1000MJ で分析したところ、合併前、合併後ともにガス価格はほぼ 4300 円/1000MJ に張り付いた。この効果は間接的に電力市場にも波及し、例えば合併後の電力価格が 44793 円/1000kWh に抑えられるなど、シナリオAと比較してかなりマイルドな結果となった。
4. シナリオDでは、電力にもガスにも強力なライバルがいる、シナリオ B とシナリオ C の制約を同時に設けた市場を分析した。電力価格は合併前、合併後ともに 15000 円/1000kWh に張り付き、ガス価格は合併後に 4300 円/1000MJ に張り付いた。シナリオAと比較すると余剰は大幅に増加し、フリンジプレイヤーの参入を容易にしただけのシナリオBよりも総余剰は 7.8 億円/日増加した。
5. 追加的な分析として、シナリオEでは、市場の規模、企業行動を若干修正することにより、我々のモデルを大電力会社が、中小ガス会社を吸収する場合に適用できることを示し、分析した。いくつかの吸収合併パターンを分析したが、その中でも社会的要請により電力価格を地域によって差別できないケースでは、電力価格は合併前、合併後ともにフリンジプレイヤーの限界費用である 15000 円/1000kWh に張り付き、ガス価格は合併後においてプロパンガス価格の 4300 円/1000MJ に張り付いた。合併後の総余剰は合併前より 400 万円/日減少する結果となった。

記号一覧

x_{21} : 電力需要量(1000kWh/日) x_{21e} : 東京電力の電力供給量 x_{21f} : フリンジプレイヤーの供給電力量

x_{21m} : 合併新会社(関東パワー)の電力供給量 p_{21} : 電力価格(円/1000kWh)

x_{22} : ガス需要量(1000MJ/日) x_{22e} : 東京電力のガス供給量 x_{22g} : 東京瓦斯のガス供給量

x_{22m} : 関東パワーのガス供給量 p_{22} : ガス価格(円/1000MJ)

Z_e : 電力の託送料金(円/1000kWh) Z_g : ガスの託送料金(円/1000MJ)

$U(x_{21}, x_{22}, x_1)$: 代表的家計の効用 $V(x_{21}, x_{22})$: エネルギー財のみの効用

x_1 : 電力・ガス以外の消費財をまとめた財(合成財)の量

$$\varepsilon_{21,21} \equiv -\frac{\frac{\Delta x_{21}}{x_{21}}}{\frac{\Delta p_{21}}{p_{21}}} : \text{電力需要の自己価格弾力性} \quad \varepsilon_{22,22} \equiv -\frac{\frac{\Delta x_{22}}{x_{22}}}{\frac{\Delta p_{22}}{p_{22}}} : \text{ガス需要の自己価格弾力性}$$

$$\varepsilon_{21,22} \equiv \frac{\frac{\Delta x_{21}}{x_{21}}}{\frac{\Delta p_{22}}{p_{22}}} : \text{ガス価格の変化に対する電力需要の交差弾力性}$$

π_e, π_g, π_m : 順に、東京電力、東京瓦斯、関東パワーの利潤

rev_e, rev_g, rev_m : 順に、東京電力、東京瓦斯、関東パワーの収入

VC_g, VC_m : 順に、東京瓦斯、関東パワーの総可変費用

VC_e, VC_{ee}, VC_{eg} : 順に、東京電力の総可変費用、東京電力の電力供給にかかる可変費用、

東京電力のガス供給にかかる可変費用

FC_e, FC_g, FC_m : 順に、東京電力、東京瓦斯、関東パワーの固定費用

第1部 理論編

第1章

研究の背景と目的

電気事業・ガス事業の自由化によって、電力会社・ガス会社の相互参入が始まっている。こうした流れのなかで、仮に電力会社とガス会社が合併するとした場合、どのような経済的なメリット、デメリットがあるのかを合併シミュレーション¹によって定量的に見積もっておくことが本研究の第一の目的である。そして、どういった政策を打てば合併の弊害を小さくできるか、あるいは合併が社会的な利益になるのかを検討する。

また、余剰分析に基づく本研究は独占禁止法にかかる合併審査に対して新しい視点を提供する意義もあると考えられる。

1-1では、電力・ガスという財の特殊性とその代替関係について述べる。1-2と1-3では研究の背景として、電力市場とガス市場の自由化の進展状況を、1-4では電力会社・ガス会社の相互参入状況をレビューする。また1-5では、合併審査に関して、公正取引委員会のマーケットシェアに基づく審査方法と比較しながら余剰分析による審査方法の優位性について述べる。また、1-1から1-5の内容を受けて、1-6では本研究の目的をまとめている。更に1-7では、第2章以降の構成について触れておく。

1-1 電力・ガスという財の特殊性とその代替関係

一般に電力・ガスの供給に関しては、発電所や LNG タンク建設にかかる膨大な固定費や、送電網・パイプラインのネットワークの存在によって規模の経済が発生し、自然独占が生じる可能性が高いと考えられてきた。そのため、供給区域での独占供給を認める一方で、供給義務を課し、料金に関しても様々な規制がとられてきた。しかし、近年の技術革新により特に発電部門に関してはその規模の経済性が縮小し、競争度が高まる可能性が指摘され始めた。

また、電力とガスの代替関係も近年強まってきている。従来は灯り、モーター等に関しては電気、加熱調理や給湯に関してはガスという棲み分けがあったが、オール電化住宅にみられるように電気の優位性が近年高まっている。特に、都市ガスの供給範囲外である地方ではオール電化住宅が大幅に増加している。こうした動きに対して、都市ガス会社も、高機能なガスコンロの開発、ガス冷暖房システムの促進などで対抗する姿勢をみせている。

このようにかつては競争度が低いと考えられてきたエネルギー市場にも競争度が高まる可能性が出てきているのが現状であるといえ、このことは規制改革の流れを後押ししている。

¹ シミュレーションには、Microsoft 社のプログラミングソフト Visual C++[®]を使用した。

1-2 電力自由化の経緯

1990年代に入ってから我が国における電力部門の高コスト構造・内外価格差の是正が政策課題となるなかで、総務庁(当時)が通商産業省(当時)に対しエネルギー行政全般にわたる規制緩和を勧告した²。この勧告を受けて電気事業審議会における審議の結果、1995年4月に電気事業法が大幅に改正され、卸電気事業参入に関する許可制の撤廃と入札制の導入により**独立系発電事業者(Independent Power Producers; IPP)**が次々と参入した。以降、規制改革の流れは加速し、1999年に再び電気事業法が改正され2000年3月から小売市場の自由化が始まった。この改正では新しい事業者区分として**特定規模電気事業者(Power Producer and Supplier; PPS)**が創設された。この事業者は自家発電事業者の余剰電力や自社の電源からの電力を電力会社の送電網を介して需要家に供給する。電力会社は送電網の利用料である**託送供給料金**(以下、**託送料金**という)をとり、PPSに自社の送電網を開放することとなった。このように、これまでは**一般電気事業者**の地域独占であった電力市場が、IPPやPPSという事業者の参入により需要家が各事業者と契約を相対交渉できるようになったことを**電力自由化**³と呼ぶ。

この自由化により、日揮と三井物産、石川島播磨重工業によって共同設立された(株)GTF研究所が、入札を経て経済産業省へ電力を供給するといった事例がみられる。更に、2005年4月には**卸電力取引市場(Japan Electric Power Exchange; JPEX)**が開設された。この取引市場には電力会社、PPS、IPP、自家発電保有者が参加し、自社で生じた余剰電力を売却したり、不足分を調達したりしている。ただし、開始直後ということもあり、取引成立量は少なく、今後の展開が期待される。ここで図1に電力自由化の概要を示し、図2において、小売部門の電力自由化スケジュールを載せておく。電気料金の推移については図3を参照。

なお、2000年3月の小売り自由化以降、その販売実績は増加しているが、自由化部門に占めるPPSのシェアが未だ**2.3%程度**にとどまっている⁴ことより、現在の大手電力会社が電力を供給している価格は新規参入があまり促進されない価格まで価格低下が起こっていると推測される。現在営業しているPPSの例を表1に示しておく。

² 「エネルギーに関する行政監察－電力及びガスを中心として－」の結果に基づき勧告された。

³ 自由化の経済効果については、内閣府の電力ワーキンググループが試算を行っている。

<http://www5.cao.go.jp/seikatsu/koukyou/data/17data/de170419-haifu.html>

⁴ 2005年2月10日現在で20社が参入している。

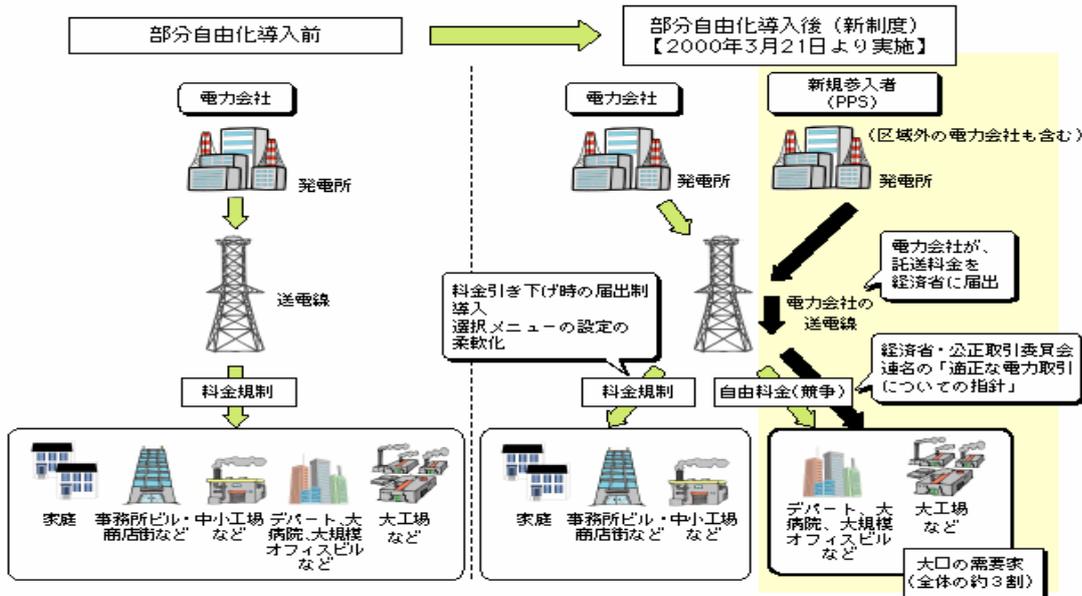


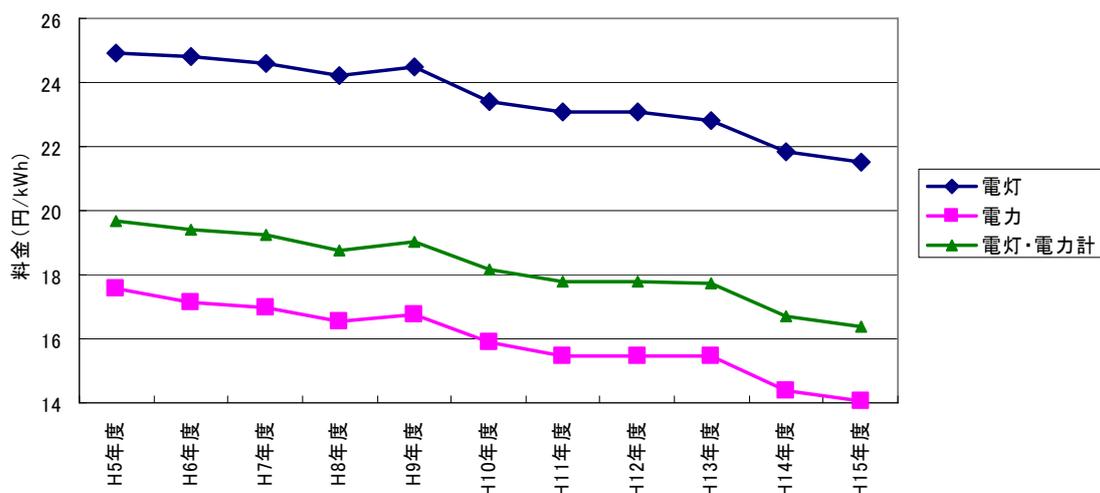
図1. 1999年電気事業法改正

(出所) 資源エネルギー庁ホームページより引用 <http://www.enecho.meti.go.jp/hokoku/html/16013711.html>

	2000年3月～	2004年4月～	2005年4月～
【契約 kW】 （電圧 V）	自由化部門 【特別高圧産業用】 大規模工場 【特別高圧業務用】 デパート、オフィスビル	自由化部門 【特別高圧産業用】 大規模工場 【特別高圧業務用】 デパート、オフィスビル	自由化部門 【特別高圧産業用】 大規模工場 【特別高圧業務用】 デパート、オフィスビル
【2000kW】 （20000V）	電力量 26%	【高圧 B】中規模工場 【高圧業務用】500kW 以上】 スーパー、中小ビル 電力量 40%	【高圧 B】中規模工場 【高圧業務用】 スーパー、中小ビル 【高圧 A】小規模工場 電力量 63%
【500kW】	【高圧 B】中規模工場 電力量 9% 【高圧 A】小規模工場 電力量 9%	【高圧業務用】 スーパー 中小ビル 電力量 19%	【高圧業務用】 （500kW 未満） 電力量 14%
【50kW】 （6000V） （100~200V）	【低圧】小規模工場 コンビニ 電力量 5% 【電灯】家庭 電力量 31%	【低圧】小規模工場 コンビニ 電力量 5% 【電灯】家庭 電力量 31%	【低圧】小規模工場 コンビニ 電力量 5% 【電灯】家庭 電力量 31%

図2. 電力市場自由化のスケジュール

(出所) 資源エネルギー庁資料より作成



電力料金は、主に一般家庭部門における電気料金の平均単価で、電力料金は自由化対象需要分を含み、主に工場、オフィス等に対する電気料金の平均単価。平均単価の算定方法は、電灯料収入、電力料収入をそれぞれ電灯、電力の販売電力量(kWh)で除したものの。

図3. 過去10年間の電気料金の推移

(出所) 経済産業省平成16年度事後評価書より作成

http://www.meti.go.jp/policy/policy_management/16fy-jigo-hyoka/denkiryoukin/16FY-JIGO-denkiryoukin.htm

表1. PPSの例

事業者名	出資者	事業開始時期	届出出力(kW)
ダイヤモンドパワー(株)	三菱商事(株)	H13.4	632550
イーレックス(株)	三井物産(株) (株)日立 (株)東芝 他	H13.4	446420
エネット(株)	(株)NTT ファシリティーズ 東京ガス(株) 大阪ガス(株)	H13.4	1229790
サミットエナジー(株)	住友商事(株) 住友共同電力(株)	H13.7	1384470
新日本石油(株)	--	H15.7	178350
大阪ガス(株)	--	H16.6	62370

(出所) 資源エネルギー庁資料より作成

1-3 ガス自由化の経緯

ガス事業制度については、1995年、1999年と2度にわたって大幅な改正が行われ、本格的な制度改革としては今回の2003年改正が3回目となる。

【1995年のガス事業制度改革の概要】

1. 大口需要家(熱量46MJ換算で年間契約ガス使用量200万 m^3 以上)へのガス供給について、
 - [1]料金:原則として大口需要家とガス供給者との間の交渉により料金を設定。
 - [2]参入:一般ガス事業者による供給区域外への大口供給及び一般ガス事業者以外の者(大口ガス事業者)による大口供給を原則認める。
2. 大口供給に係る託送ルールの整備
大口供給に係る託送を受託する一般ガス事業者による引受条件等の基本的事項を定めた託送取扱要領の整備。

【1999年のガス事業制度改革の概要】

1. 大口小売自由化の一層の促進
大口小売の自由化を一層促進するため大口供給の範囲を200万 m^3 以上から100万 m^3 以上に拡大。各社が自主的に定めていた託送の運用ルールを法定化し、都市ガス大手4社(東京、大阪、東邦、西部)に接続供給約款の作成・届出・公表を義務づけ。
2. 料金規制の見直し
料金引下げなど需要家料金を阻害する恐れがない場合は、認可制から届出制に移行。

【2003年のガス事業制度改革の概要】

1. 導管網利用の一層の促進
ガス導管を保有し、実際にガス供給事業を行う電力会社や国産天然ガス会社をガス導管事業者として法律上位置づけ、一般ガス事業者と同様にガス供給用の導管の開放を原則義務づけた。
2. 自由化枠の拡大
2004年に年間契約ガス使用量で50万 m^3 以上、2007年で10万 m^3 以上の業務用需要全般に自由化を拡大する。(10万 m^3 未満の家庭用、小規模事業用需要の自由化については、自由化を目指すとしたものの、具体的な時期は明記していない。)

1-4 電力会社・ガス会社の相互参入状況

電力市場におけるガス会社の参入については、東京瓦斯と大阪ガス等の共同出資会社であるエネットなど、既に参入が生じている。

ガス市場における電力会社の参入については、大口供給においてみられ、東京電力、中部電力、関西電力が参入している。例えば、東京電力による、東京瓦斯の導管を利用した中野サンプラザへのガスの小売りがある。また、関西電力は大阪ガスの既設導管を利用して、大阪ガス供給区域内にある三菱重工高砂製作所へガスを供給している。しかし、全大口供給量に占める新規参入者のシェアは5%程度にとどまっている。また、中部電力と大阪ガスは、天然ガスパイプラインを共同で敷設する(三重—滋賀間約60km)など、電気事業者とガス事業者の業務協力もみられる。

1-5 合併審査

現在、独占禁止法にかかる合併審査に関しては公正取引委員会がマーケットシェアに基づく Herfindahl-Hirschman Index (HHI)⁵を基礎とした運用ガイドライン⁶を示している。この方法は明確で使い勝手のよいものであるものの、幾つかの問題点が指摘されている。まず、マーケットシェアは生産者も消費者も一緒にしたいわば誘導形の指標でしかないという問題がある。また、電力・ガス産業のように弾力性が小さく、供給能力の拡大が困難な場合には市場支配力の指標として適切でないことが Borenstein and Bushnell (1999)等によって示されている。これに対して、消費者余剰(CS; Consumer Surplus)や生産者余剰(PS; Producer Surplus)、そしてそれらの合計である総余剰(TS; Total Surplus)は、当然消費者と生産者の「利益」を個別に構造的にとらえることができ、市場の効率性の判断基準ともなる。よって、本研究ではこの余剰概念を用いて合併による経済状態の変化を評価することにする。これらの余剰をどう定義したかについては、「第6章 経済厚生測定」で詳述する。

1-6 本研究の目的

以上、電力・ガス市場自体が技術革新により競争的になってきており、またその流れを受けて規制改革も進み、そのことが更に競争状況を加速させていることを述べた。この自由化の流れの延長線上において、もし仮に完全自由な市場が形成されたとした場合、競争が加速した状況では企業の合併のインセンティブが大きくなる可能性がある。そこで、本研究は、そうした将来を見越して、合併が起こった場合、それは消費者にどのようなメリット・デメリットをもたらすのか、合併は許されるのか、許されるならばどういった場合であるのかなどについて定量的に見積もっておくことが趣旨である。また、競争促進政策についても触れることで現在の規制改革としてどのような方策をとるべきかについても示唆を与えるものである。

さらに1-5で述べたように、現在のマーケットシェアによる合併審査に対して、余剰で経済厚生を測定する本研究の方法論自体に新しい視点を提供するという意義がある。

⁵
$$HHI = \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i}{X} \cdot 100 \right)^2$$
 (n:企業数、X:産業全体の産出量、 x_i :各企業の産出量)

これが1000以上ならば寡占的と判断される。

⁶ 公正取引委員会[企業結合審査に関する独占禁止法の運用指針](’04.05.31公表)を参照。

<http://www.jftc.go.jp/pressrelease/04.may/04053101.pdf>

1-7 本稿の構成

第2章から分析に入るが、分析に入る前に第2章以降の構成について記しておく。

第2章では本研究において想定した市場について述べ、第3章では市場で想定される需要関数およびそれを導いた統計データについて記述する。第4章では合併前の電力およびガス供給各社の行動について定義し、市場の均衡状態が導けることを示す。第5章では、分析において必要となる、各企業のコスト構造を定義する。第6章では経済厚生 of 測定に用いた余剰の概念について定義を行う。

第7章以降では様々なシナリオを想定して分析結果を示すが、単独の章内でシナリオが完結するよう、第2章～第6章の適用を簡潔に付し、これに配慮した。そのため、いくらか重複する記述が存在する。

はじめに第7章では東京電力、東京瓦斯、フリンジプレイヤーの3者のみ存在し、他に競合するものが全くおらず、フリンジプレイヤーの供給可能電力量の拡大もない状態を仮定している。

次に第8章では、第7章の状況に加えて、電力市場においてフリンジプレイヤーがより参入しやすい状態を考える。具体的には、フリンジプレイヤーの供給可能電力量を増加させた分析を行う。

さらに第9章においては、第7章の状況に加えて、プロパンガス事業者のガス市場への参入脅威を考える。具体的には、ガスの上限価格として、プロパンガスの価格が存在する状態を考える。

続いて第10章では、新規電力会社の市場参入が完全に自由であり、プロパンガス事業者が存在する状況を考える。つまり第8章と第9章の状況を合わせて分析したものである。

第11章は第7章～第10章の応用となるが、大規模電力事業者が中小ガス会社を吸収合併したケースを考える。大企業の東京電力と東京瓦斯の合併は現実的ではないという批判に対し、中小ガス会社の合併を想定している。さらに価格差別のあるケースや供給区域外のケースについても検討している。

第12章において、第7章から第10章の結果を余剰の観点からまとめなおしている。最後に本研究の仮定に関して幾つか留意点を第13章に示した。

第2章

分析市場の設定

我々の目的は経済効果を余剰によって定量的に把握することにあるが、これをおこなうにはある程度の仮定をおき、何らかの経済モデルを構築する必要がある。この章では、これを行うにあたり、想定した市場について説明する。なお、本分析はミクロ経済学的手法に基づいており、効用最大化から需要曲線を導出(第3章)、企業の費用関数を推計(第5章)、最後に需要者と供給者の出会う市場、そして数量競争による市場均衡を求める(第4章)という手順を踏んでいる⁷。

はじめに、2-1では本分析で設定した市場について説明する。2-2では合併前と合併後の各社の行動について簡単に述べる。2-3では、フリンジプレイヤーについて説明する。

2-1 分析市場

分析対象にする市場として、電力会社とガス会社の合併を想定するに当たり、現在の市場における価格、取引数量、供給コスト等のデータを東京電力、東京瓦斯などに求めた。

電力会社とガス会社の合併をシンプルに評価するには、想定した市場が同時に電力と都市ガスの供給を受けている必要がある。しかし、現実には供給区域をまったく同じにする電力会社と都市ガス会社は存在しておらず、本研究では東京瓦斯のガス供給エリアと東京電力の電力供給エリアが同じであるよう擬制した。これについて詳しくは3-2において後述する。

そして、分析をおこなうに当たってデータを以下の範囲で集約して利用した。

1. 検証期間は平成15年度(H15.4.1-H16.3.31の366日間)とした。
2. 夏季と冬季で選好が異なると考え、それぞれ分けて分析する⁸。
なお、本研究は夏と冬の特徴的な2ケースについて分析したものであり、年間の便益を算出することを目的としていない。
3. 夏季は6月から8月の91日間、冬季は12月から2月の91日間とした。
4. 合併のみの効果をみるため、合併前・合併後ともに一切規制のない世界を想定する⁹。
5. この集約した期間内で、電力及びガスの価格は時間帯および大口、小口を問わず一定とする。そしてこの期間の平均的な使用量の1日を想定し、分析を行う。

⁷ 実際のエネルギー市場は複雑だが、本研究は1つの市場で均衡するという単純化したモデルで分析している。

⁸ 「第4章 企業行動と市場均衡」で詳述する。

⁹ 将来の更なる規制緩和が行われた状態を想定している。そして後に規制のある状態と比較する。

2-2 合併前と合併後: Without ケースと With ケース

電力会社と都市ガス会社合併前と合併後の想定される状態を説明する。なお、1-4で示したようにガスの小売部門の自由化が今後促進されると仮定し、合併前の状態においては、電力会社が託送制度を利用しガスの小売市場に十分参入している状態とした。電力小売市場には、大手電力会社と PPS(以下フリンジプレイヤーと呼ぶものとおなじ)、都市ガス小売市場には大手電力会社と大手都市ガス会社¹⁰が参入できるものとする。以下、合併前の状態の想定を Without ケース、合併後の状態の想定を With ケースと呼ぶことにする。

➤ 合併前: Without ケース

東京電力(電力とガスを供給する。ガスは託送料を支払い供給する)と東京瓦斯(ガスのみ供給する)の2社がそれぞれ利潤最大化を目指して競争する複占状態。

東京電力はガス市場における東京瓦斯のガス供給量と電力市場におけるフリンジプレイヤーの存在を所与として、電力部門とガス部門の合計利潤が最大になるように電力とガスそれぞれの供給量を決定する。

東京瓦斯はガス市場における東京電力のガス供給量および電力市場の均衡を所与として、ガスの利潤が最大になるようにガスの供給量を決定する。ただし、ガス市場においては東京瓦斯がガス市場において優位性を保持し続けるものとし、ガス市場においては先に東京瓦斯が動くシタックルベルグ(Stackelberg)競争を想定した。

➤ 合併後: With ケース

合併新会社(以下、関東パワーと呼ぶ)が電力とガスの供給量を利潤最大化するように決める独占状態。

関東パワーは電力市場におけるフリンジプレイヤーの存在を所与として、電力とガスの合計利潤が最大になるように電力とガスの供給量を決定する。

2-3 フリンジプレイヤー

価格支配力を持つ東京電力や東京瓦斯、関東パワーに対して、価格支配力を持たないプライステイカーをフリンジプレイヤー(Fringe Player)と呼び、価格支配者に対しては競争圧力となる。彼らは東京電力に対し託送料金を支払うことで、小口市場に電力を供給する¹¹。そして市場価格が自分の供給にかかる限界費用(発電限界費用+託送料金)を上回る限りにおいて電力を供給し、逆に下回れば供給しない。

電力市場においては太陽光発電や特定規模電気事業者(PPS)がこれにあたると思われるが、前述したように PPS のシェアは 2.3%程度と非常に小さく、このままでは殆ど競争圧力を生まない。従って、本研究では本来の PPS のみならず電源開発(株)、日本原子力(株)もフリンジプレイヤーとして考えることにした。

フリンジプレイヤーの存在する市場のイメージをつかむため、単純な1財の市場を図4に描いておく。

¹⁰ ガスについてはガスの陸揚げ設備、貯蔵タンク、気化設備等に多額の投資が必要なため、託送制度を利用した小売供給は、ガスを利用した発電のためにこれらの設備を既に持っている大手電力会社しか成しえないものとした。

¹¹ 東京電力以外の電力事業者として、実際には託送制度を利用し需要家と契約をするもの、および卸発電市場に供給するものがある。しかし、この仮定によりどちらのタイプの供給形態も、託送制度を利用した需要家との契約とみなし分析できる。

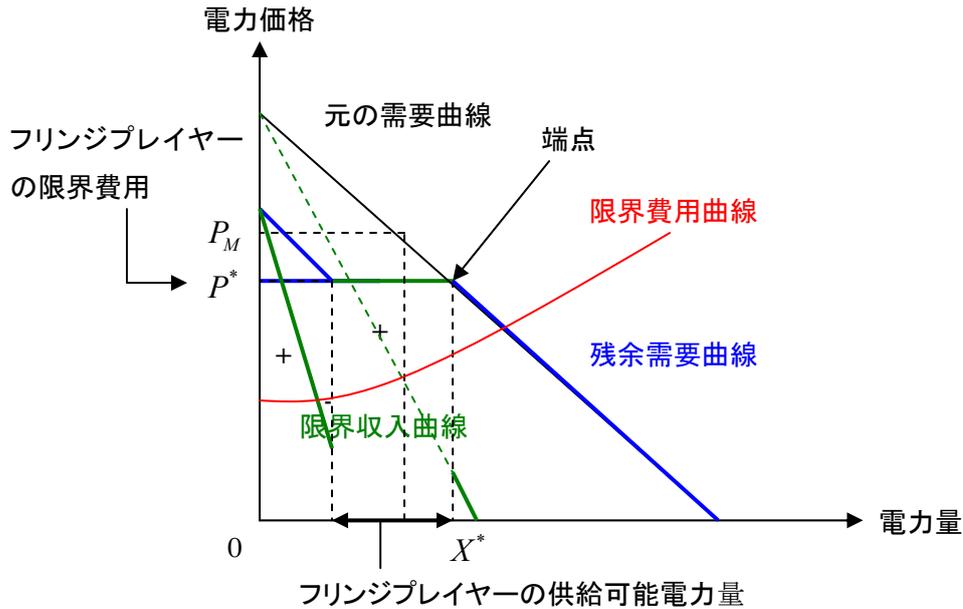


図4. フリンジプレイヤーの存在する市場

図4のケースでは、均衡取引量 X^* 、均衡価格 P^* となり、フリンジプレイヤーが存在しない単純な独占の場合の均衡価格 P_M よりも価格が低くつくことが分かる。

なお、シミュレーションでは、当初のフリンジプレイヤーの供給にかかる限界費用は、発電限界費用 10000 円/1000kWh に、託送料金 5000 円/1000kWh を加え 15000 円/1000kWh とし、供給可能電力量は、76575(1000kWh)とした。

託送料金とは正式には託送供給料金といい、PPS が一般電気事業者の送配電ネットワークを利用する際に支払う料金をいう。この料金の算定方法は電気事業託送供給約款料金算定規則に従い算定される。そこでは、まず電気事業にかかる総原価を計算し、それを活動基準原価計算(Activity Based Costing; ABC 方式)に基づき託送サービスにかかるコストを抽出するという方式がとられている¹²。シミュレーションを行うにあたっては、5000 円/1000kWh と仮定した。

¹² 東京電力「託送料金設定の考え方」を参照。http://www.tepco.co.jp/provide/engineering/wsc/ryoukin-j.pdf
本分析では、託送料金は東京電力の変電にかかるコストより算出されているという考え方により、現在の東京電力の変電コスト÷電力量が、約 5000 円/1000kWh であったことにより、これを集約した市場の託送料とした。

第3章

需要関数の推計

本章では、電力およびガス会社のプライシングによる価格変化が起こった場合の、需要量の変化を計算する方法を示す。効用最大化を行う全需要家を合成した家計の行動を仮定することで、需要関数を特定化する。

3-1では具体的な効用関数形を与えて電力とガスの各需要関数の導出方法を示す。3-2では、実際の需要関数を推計するために用いたデータを提示し、3-3で需要関数の推計結果を示す。

3-1 需要関数の推計方法

各需要者それぞれの選好を知ることは不可能であるため、ここではすべての需要者の選好は同じであると考え、代表的家計なるものを想定する。代表的家計は自分の所得を効用最大化するように財の配分を決定する。この代表的家計はある所得を持って、それを電力、ガスならびにそれ以外の財を表す合成財に全額支出するものとする。電力とガスをあわせた財をここではエネルギー財と呼ぶ。代表的家計の選好を仮定するために用いた効用関数を以下に説明する。

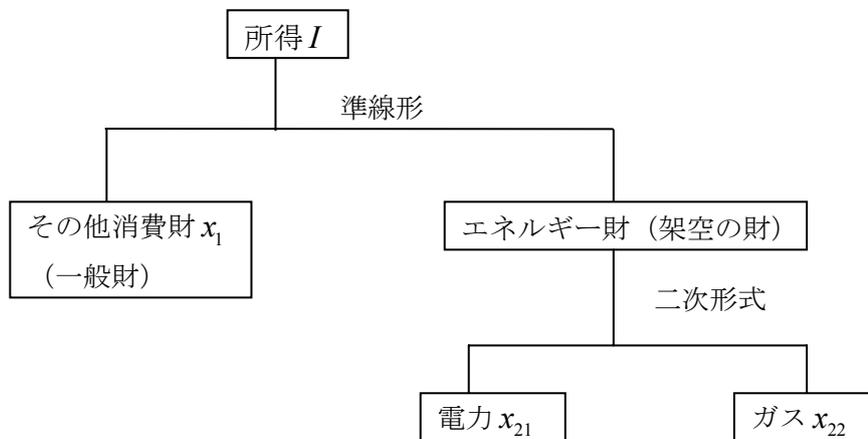


図5. 代表的家計の意志決定問題

【代表的家計の効用最大化問題】

仮定した効用最大化問題は、

$$\text{Max}_{\{x_1, x_{21}, x_{22}\} \in R_+^3} U = V(x_{21}, x_{22}) + x_1 \quad \text{である。}$$

ここで、 $V(x_{21}, x_{22})$ は、 $V(x_{21}, x_{22}) = ax_{21} + bx_{22} - \frac{1}{2}(cx_{21}^2 + 2dx_{21}x_{22} + ex_{22}^2)$ であり、

予算制約として、 $x_1 + p_{21}x_{21} + p_{22}x_{22} \leq I$ を考える。

これを解くと、以下のような線形の需要関数が求まる。

$$(*1) \quad x_{21} = \frac{1}{ce-d^2}(ae-bd-ep_{21}+dp_{22}) \cdots \text{電力の需要関数}$$

$$(*2) \quad x_{22} = \frac{1}{ce-d^2}(bc-ad-cp_{22}+dp_{21}) \cdots \text{ガスの需要関数}$$

この式が電力およびガスの価格が各供給会社により決められたときのそれぞれの需要量を示す。

なお、このような効用関数を用いた理由は以下の通り。

1. パラメータ d と (c, e) の差の大きさにより電力とガスの差別化の程度を表現できる。
2. 需要関数が線形になるため非現実的に高い価格をつけるインセンティブが抑えられる。
3. 電力、ガスの需要関数が所得効果をもたないため、補償変分(CV)=消費者余剰(CS)=等価変分(EV)となり、CS は経済厚生 of 厳密な貨幣尺度となる。
4. また、所得効果をもたないことで CS は径路独立性テスト¹³に合格するため、Without と With の2つの状態を比較することが正当化される。

上記の需要関数の a から e までのパラメータを2-1で示した方針に基づき具体的に算出する。それにおいて、実際に観測される価格、供給量のみならず価格弾力性を利用した。

【需要関数推計の手順】

- ① 電力の自己価格弾力性¹⁴の式

$$\varepsilon_{21,21} \cdot \frac{x_{21}^0}{p_{21}^0} = \frac{e}{ce-d^2}$$

に、 $\varepsilon_{21,21}$ と、実際のデータ (x_{21}^0, p_{21}^0) を代入する。

- ② ガスの自己価格弾力性の式

$$\varepsilon_{22,22} \cdot \frac{x_{22}^0}{p_{22}^0} = \frac{c}{ce-d^2}$$

に、 $\varepsilon_{22,22}$ と、実際のデータ (x_{22}^0, p_{22}^0) を代入する。

- ③ ガス価格の変化に対する電力需要の交差弾力性の式

$$\varepsilon_{21,22} \cdot \frac{x_{21}^0}{p_{22}^0} = \frac{d}{ce-d^2}$$

に、 $\varepsilon_{21,22}$ と、実際のデータ (x_{21}^0, p_{22}^0) を代入する。

- ④ 手順①から③で導出した3式より、3つの未知数 (c, d, e) が決まる。

$$\varepsilon_{21,22} \cdot \frac{x_{21}^0}{p_{21}^0} \equiv A \quad \varepsilon_{22,22} \cdot \frac{x_{22}^0}{p_{22}^0} \equiv B \quad \varepsilon_{21,22} \cdot \frac{x_{21}^0}{p_{22}^0} \equiv C \quad \text{とおくと、}$$

¹³ 詳細は、奥野・鈴木(1985) pp221-pp232 を参照。

¹⁴ Akiyama, S & N.Hosoe(2003)では、電力の自己価格弾力性が推計されている。
電灯 0.1256, 業務用 0.0745, 小口 0.0497, 大口 0.2217

$$\begin{pmatrix} c \\ d \\ e \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{B}{AB-C^2} \\ \frac{C}{AB-C^2} \\ \frac{A}{AB-C^2} \end{pmatrix} \text{と求まる。}$$

⑤ 電力の需要関数(*1)に実際のデータ $(x_{21}^0, p_{21}^0, p_{22}^0)$ と、求めた (c, d, e) を代入する。

⑥ ガスの需要関数(*2)に実際のデータ $(x_{22}^0, p_{22}^0, p_{21}^0)$ と、求めた (c, d, e) を代入する。

⑦ 手順⑤、⑥でそれぞれ導出した2式から2つの未知数 (a, b) が決まる。

$$x_{21}^0 \cdot (ce - d^2) + ep_{21}^0 - dp_{22}^0 \equiv D, \quad dp_{21}^0 - cp_{22}^0 - x_{22}^0 \cdot (ce - d^2) \equiv E \text{とおくと、}$$

$$\begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{dE - cD}{d^2 - ce} \\ \frac{eE - dD}{d^2 - ce} \end{pmatrix} \text{と求まる。}$$

以上の手順により、各パラメータ (a, b, c, d, e) が求まることとなる。

3-2 需要関数の推計に用いたデータ

表2. 用いたデータ

変数	単位、実際のデータ	定義	出所
x_{21}	電力需要量 (1000kWh/日) 夏季:260604.2 冬季:264707.6	(東京電力の電力需要量+他社受電計+特定規模電気事業者(PPS))の6月から8月(冬季は12月から2月)合計×0.92÷91日×0.3435 0.92=1-損失率 8% ¹⁵ 0.3435:圧縮率 ¹⁶	資源エネルギー庁 資料発受電実績(月別)(『電気事業便覧』の元データ)
p_{21}	電力価格 (円/1000kWh) 16659.3	(東京電力の電灯料+電力料)/(東京電力の需要電気量)	『平成16年版 電気事業便覧』
x_{22}	ガス需要量 (1000MJ/日) 夏季:1117646.1 冬季:1494778.2	東京瓦斯の月別ガス販売量(6-8月または12月-2月)÷91日	『平成16年版 ガス事業便覧』
p_{22}	ガス価格 (円/1000MJ) 1791.8	東京瓦斯 年間製品売上ガス/年間販売量	『平成16年版 ガス事業便覧』

電力需要量、ガス需要量に関しては、3ヶ月の平均をとって1日の需要量を求めた。電力価格、ガス価格は基本料金、従量料金、各種割引制度があり、更に大口、小口等の区別もあるため、1つの値に決めることは難しいが、本研究では需要量や収支実績といったデータから表2に示すように1つの値として求めて分析をおこなう。これらの値が3-1で需要関数の導出に用いた実際のデータなるもの、 $(x_{21}^0, x_{22}^0, p_{21}^0, p_{22}^0)$ である。

3-3 需要関数の推計結果

電力の自己価格弾力性 $\varepsilon_{21,21} = 0.2$ 、ガスの自己価格弾力性 $\varepsilon_{22,22} = 0.2$ 、交差弾力性 $\varepsilon_{21,22} = 0.05$

としたときの各パラメータと需要関数の推計結果を示す。なお、線形の需要曲線を仮定しているため、この弾力性は初期値(実際のデータ)上における値であり、その他の点では異なる値をとることに注意しておく。

¹⁵ 送電端から需要端に届くまでに電力は失われる。その損失割合を表す。

¹⁶ 都市ガスの供給エリアのほうが電力の供給エリアよりも小さいため、代表的家計が都市ガスエリアに居住していると考えて、電力使用量を契約数により圧縮する。

【推計されたパラメータ】

$$\begin{pmatrix} a \\ b \\ c \\ d \\ e \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 137098.757 \\ 17771.556 \\ 0.369724 \\ 0.021552 \\ 0.009272 \end{pmatrix}$$

【推計された需要関数】

電力

$$\text{夏季 } x_{21} = 299694.778 - 3.1286p_{21} + 7.2722p_{22}$$

$$\text{冬季 } x_{21} = 304413.7791 - 3.1779p_{21} + 7.3867p_{22}$$

ガス

$$\text{夏季 } x_{22} = 1220026.526 - 124.7516p_{22} + 7.2722p_{21}$$

$$\text{冬季 } x_{22} = 1670677.406 - 166.847p_{22} + 7.3867p_{21}$$

実際に分析に用いるのは逆需要関数である¹⁷。

【推計された逆需要関数】

電力

$$\text{夏季 } p_{21} = 137098.757 - 0.3697x_{21} - 0.02155x_{22}$$

$$\text{冬季 } p_{21} = 132723.352 - 0.3508x_{21} - 0.01553x_{22}$$

ガス

$$\text{夏季 } p_{22} = 17771.556 - 0.02155x_{21} - 0.009272x_{22}$$

$$\text{冬季 } p_{22} = 15889.163 - 0.01553x_{21} - 0.006681x_{22}$$

¹⁷ 各社が提示した供給量のもと、市場価格を計算し、価格×供給量にて売り上げを算出したため。このとき、価格も供給量の関数とできる。

第4章

企業行動と市場均衡

この章では、第3章で導出した需要関数のもと、第2章で定義した東京電力、フリンジプレイヤー、東京瓦斯の行動の結果どのような供給量、価格体系になるかを定式化する。

4-1において、まず第2章で定義した、東京電力が電気とガスを供給しガス市場では東京瓦斯が東京電力とともに競争する状態を定式化する(Without ケース)。引き続き、4-2において、東京電力と東京瓦斯が合併した関東パワーが電力とガスを供給し、電力市場にフリンジプレイヤーが残る状態を定式化する(With ケース)。

4-1 Without ケース: 合併前

【東京瓦斯の利潤最大化行動】

はじめに、ガス市場で主導権を握っている東京瓦斯の利潤最大化問題を定義する。

$$\frac{\partial \pi_g}{\partial x_{22g}} = 0 \quad \text{かつ、その(正の)ガス供給量において利潤が最大である。} \quad : \text{東京瓦斯の行動}$$

このとき総電力供給量 $x_{21} = x_{21e} + x_{21f}$ 、東京電力のガス供給量 x_{22e} は所与の値であるとする。すなわち、電力の供給量および東京電力のガス供給量が与えられたとき、自社のガス供給量をうまく変化させ(同時にガス価格も変化)、自社の利潤を最大化させるガス供給量を決めるものとする。東京瓦斯の利潤は、

$$(1) \quad \pi_g = rev_g(x_{22e}, x_{22g}, p_{22}) - VC_g(x_{22g}) - FC_g$$

で、表わされる。

(1)式の一項目は、ガス部門での売り上げを意味するものであり、具体的には

$$rev_g(x_{22e}, x_{22g}, p_{22}) = x_{22g} \cdot p_{22} + x_{22e} \cdot Z_g$$

である。ここで Z_g はガスの託送料であり、東京瓦斯は、自社のガスを売ることに、東京電力がガスを売る時に東京瓦斯の設備を使うために支払う託送料収入を売り上げとすることをこの式により示している。なお、ガス価格 p_{22} は2-3で導出した、

$$p_{22} = 17771.556 - 0.02155x_{21} - 0.009272x_{22} \quad (\text{夏季})$$

$$p_{22} = 15889.163 - 0.01553x_{21} - 0.006681x_{22} \quad (\text{冬季})$$

にて決められるものとする。ただし、ここで $x_{21} = x_{21e} + x_{21f}$ 、 $x_{22} = x_{22e} + x_{22g}$ であることに注意を要する。

(1)式の二項目は、自社がガスを売ることにかかる可変費用であり、ガスの販売量に応じ増加するものである。これについては5-2で詳しく述べる。

(1)式の三項目は、東京瓦斯が営業を続けるための固定費用であり、定数のため利潤最大化問題を解くときには関係しない。

以上より、 $x_{21} = x_{21e} + x_{21f}$ 、 x_{22e} が外生的に与えられたら、自社のガス供給量をうまく変化させ(同時にガス価格も変化)、自社の利潤を最大化させるガス供給量が決められることを定式化できた。

【東京電力の利潤最大化行動】

次に、電力市場で価格決定者であり、合わせて託送料を支払うことによりガスも供給している東京電力の行動を定式化する。利潤を最大化するので、

$$\frac{\partial \pi_e}{\partial x_{21e}} = \frac{\partial \pi_e}{\partial x_{22e}} = 0 \quad \text{かつ、その(正の)電力およびガス供給量において利潤が最大である。} \quad \text{:東京}$$

電力の行動

このとき東京瓦斯のガス供給量は所与の値であるとする。すなわち、東京瓦斯のガス供給量を与えられたとき、自社の電力およびガス供給量をうまく変化させ(同時に電力およびガス価格も変化)、自社の利潤を最大化させる電力およびガス供給量を決めるものとする。ただし、後述するがここで電力市場のフリッジプレイヤーの行動(参入する/しない)が電力市場に大きく関与する。

ここで東京電力の利潤は、

$$(2) \quad \pi_e = rev_e(x_{21e}, x_{21f}, x_{22e}, p_{21}, p_{22}) - VC_e(x_{21e}, x_{22e}) - FC_e$$

で表わされる。

(2)式の一項目は、電力とガスの総売り上げを意味するものであり、具体的には

$$rev_e(x_{21e}, x_{21f}, x_{22e}, p_{21}, p_{22}) = x_{21e} \cdot p_{21} + x_{21f} \cdot Z_e + x_{22e} \cdot p_{22}$$

であり、電力およびガスそれぞれの供給量×価格の和と電力の託送料収入である。

なお、電力価格 p_{21} およびガス価格 p_{22} は2-3で導出した、

電力価格

$$p_{21} = 137098.757 - 0.3697x_{21} - 0.02155x_{22} \quad (\text{夏季})$$

$$p_{21} = 132723.352 - 0.3508x_{21} - 0.01553x_{22} \quad (\text{冬季})$$

ガス価格

$$p_{22} = 17771.556 - 0.02155x_{21} - 0.009272x_{22} \quad (\text{夏季})$$

$$p_{22} = 15889.163 - 0.01553x_{21} - 0.006681x_{22} \quad (\text{冬季})$$

にて決められるものとする。ただし、ここで $x_{21} = x_{21e} + x_{21f}$ 、 $x_{22} = x_{22e} + x_{22g}$ であることに注意する。

(2)式の二項目は、自社が電気およびガスを売ることにかかる可変費用であり、電気およびガスの販売量に応じ増加するものである。この項は発電部門の可変費用およびガス供給部門の可変費用の和で表わされる。

$$VC_e(x_{21e}, x_{22e}) = VC_{ee}(x_{21e}) + VC_{eg}(x_{22e})$$

これについては5-1で詳しく述べる。

(2)式の三項目は、東京電力が営業を続けるための固定費用であり、定数のため利潤最大化問題を解くときにおいて関係しない。

以上より、 x_{21f}, x_{22g} が外生的に与えられたら、自社の電力およびガス供給量をうまく変化させ(同時に電力およびガス価格も変化)、自社の利潤を最大化させる電力およびガス供給量が決められることを定式化できた。

【フリッジプレイヤーの供給決定】

フリッジプレイヤーの電力供給量 x_{21f} を決定する。フリッジプレイヤーは自己の限界費用より電力価格が高ければ電力を供給し低ければ全く供給しないという行動をとる生産者である。本研究では、問題の単純化のためどのフリッジプレイヤーも、さらにはいかなる生産量においても限界費用は一定 $MC_f = const.$ ¹⁸

とした。よって、フリッジプレイヤーの電力供給量は、 $x_{21f} = 0$ または $\overline{x_{21f}}$ をとり、 p_{21} に依存する値であることが分かる。

ここで、 $\overline{x_{21f}} = const.$ ¹⁹ はフリッジプレイヤーの供給可能電力量である。

【均衡解】

以上による各社の問題の定式化により、電力・ガスの価格および供給量が一意に決まることを説明する。

上記の内容をまとめると、

- 1) 東京瓦斯は、電力の供給量(東京電力+フリッジプレイヤー)および東京電力のガスの供給量が与えられたら、そのもとで適当なガス供給量を決め、価格体系が決まり、利潤最大化する。
- 2) 東京電力は、東京瓦斯のガス供給量及びフリッジプレイヤーの電力供給量が与えられたら、そのもとで、適当な電力とガスの供給量を決め価格体系が決まり、利潤最大化する。
- 3) フリッジプレイヤーは、電力価格が与えられたら供給量を決める。

¹⁸ 更なる単純化のため、フリッジプレイヤーの限界費用は、東京電力のいかなる発電所の限界費用よりも高いものとした。この仮定をおかないと、東京電力の直面する(残余)需要曲線が図4で示した2点で屈折してあとは連続と描けない場合がある。「2-3 フリッジプレイヤー」を参照。

¹⁹ 「2-3 フリッジプレイヤー」を参照。

ここで、2)において東京電力の利潤最大化に対し、フリンジプレイヤーの電力供給量が決まる必要があると書いたが、東京電力が自社の電力供給量と価格を決めるとき²⁰、フリンジプレイヤーの行動(供給する/しない)は予測できる²¹ので、3)の問題は2)に内生化できることが分かる。よって2)は、東京電力は、東京瓦斯のガス供給量が与えられたら、そのもとで、適当な電力とガスの供給量を決め、価格体系が決まり、利潤最大化する(→2+)、とできる。

同様に2+)の問題は1)に内生化できる²²ので東京瓦斯は自社の利潤を最大化するガス供給量を一意的に決定できる。後は、東京瓦斯のガス供給量が決めれば、2+)により東京電力の電力供給量およびガス供給量、3)によりフリンジプレイヤーの電力供給量と順に一意的に決定される。このとき需要曲線の存在より電力及びガスの均衡価格も同時に決まっている。

4-2 With ケース:合併後

電力とガスを供給する関東パワーの利潤最大化問題は以下のように定義される。

$$\frac{\partial \pi_m}{\partial x_{21m}} = \frac{\partial \pi_m}{\partial x_{22m}} = 0 \text{ かつ、その(正の)電力およびガス供給量において利潤が最大である。}$$

このとき、このエネルギー市場の供給者は他に電力を供給するフリンジプレイヤーのみである。

ここで、関東パワーの利潤は、

$$(3) \quad \pi_m = rev_m(x_{21m}, x_{21f}, x_{22m}, p_{21}, p_{22}) - VC_m(x_{21m}, x_{22m}) - FC_m$$

で表わされる。

(3)式の二項目は、電力とガスの総売り上げを意味するものであり、具体的には

$$rev_m(x_{21m}, x_{21f}, x_{22m}, p_{21}, p_{22}) = x_{21m} \cdot p_{21} + x_{21f} \cdot Z_e + x_{22m} \cdot p_{22}$$

であり、電力およびガスそれぞれの供給量×価格の和と託送料収入である。

なお、電力価格およびガス価格 p_{22} は Without ケースと同じ需要曲線上、

電力価格

$$p_{21} = 137098.757 - 0.3697x_{21} - 0.02155x_{22} \text{ (夏季)}$$

$$p_{21} = 132723.352 - 0.3508x_{21} - 0.01553x_{22} \text{ (冬季)}$$

ガス価格

$$p_{22} = 17771.556 - 0.02155x_{21} - 0.009272x_{22} \text{ (夏季)}$$

$$p_{22} = 15889.163 - 0.01553x_{21} - 0.006681x_{22} \text{ (冬季)}$$

にて決められるものとする。ただし、ここで $x_{21} = x_{21m} + x_{21f}$ 、 $x_{22} = x_{22m}$ であることに注意を要する。

(3)式の二項目は、自社が電気およびガスを売るごとにかかる可変費用であり、電気およびガスの販売量に応じ増加するものである。この項は発電部門の可変費用およびガス供給部門の可変費用の和で表わされる。

²⁰ ガスも同時に考慮、決定している。

²¹ 端的に言えば、フリンジプレイヤーの参入を許し(自社の供給分は少なくなる)電力価格の高いほうを選ぶか、フリンジプレイヤーが参入できないような低い価格を付け、多い供給量を選ぶかという問題。

²² 東京瓦斯は自分がガス供給量を決定したあとの東京電力およびフリンジプレイヤーの行動を予測できる。

$$VC_m(x_{21m}, x_{22m}) = VC_{me}(x_{21m}) + VC_{mg}(x_{22m})$$

これについては5-3で詳しく述べる。

(3)式の三項目は、関東パワーが営業を続けるための固定費用であり、定数のため利潤最大化問題を解くときは関係しない。

以上より、 x_{21f} が外生的に与えられたら、自社の電力およびガス供給量をうまく変化させ（同時に電力及びガス価格も変化）、自社の利潤を最大化させる電力およびガス供給量が決められることを定式化できた。

ここで、フリンジプレイヤーの供給量 x_{21f} は Without ケースで示した同様の方法で与えることができる。

そのため、フリンジプレイヤーの供給行動は関東パワーの利潤最大化問題に内生化することができ、関東パワーは自社の利潤を最大化する電力およびガス供給量を一意的に決定できる。後は、関東パワーの電力およびガス供給量が決めれば、引き続きフリンジプレイヤーの電力供給量も一意的に決定される。このとき需要曲線の存在より電力及びガスの均衡価格も同時に決まっている。

第5章

費用関数の推計

第4章において、企業の利潤は売り上げからコストを差し引いたものであり、各企業はこれを最大化するように行動することを述べた。この章では、そのコストの部分の算出方法について示す。

まず5-1において Without(合併前)の電力会社の発電コストについて定義し、引き続き5-2において同じく Without(合併前)のガス会社(東京電力および東京瓦斯)のコストについて定義する。さらに5-3では With(合併後)の関東パワーのコストについて定義する。

5-1 電力の費用関数

第3章において示された電力の需要関数は第2章で定義したとおり、「電力およびガスの価格設定(プライシング)は、夏季または冬季の集約した期間内で時間帯および大口小口を問わず一定とする。そしてこの期間の平均的な使用量の1日を想定し、分析を行う。」の条件のもと、導かれたものである。

しかし、電力の需要量はこの平均的な1日のもとでも図6のように時々刻々変動し、日中において大きく、夜間において小さいという性質を持つ。そのため、異なった発電効率の発電所をもつ電力会社は、夜間においては効率のよい発電所のみで発電し、日中においては、相対的に発電効率の悪いものもあわせて使用すると考えられる。つまり、最も効率の良い発電所は24時間稼働し、それより効率の悪いものは休止している時間帯が生じているといえる。

よって、発電コストの算出においては、需要曲線上の1日あたりの電力使用量が与えられたとき、これを各時間帯の使用量に割り振り、その時間帯ごとにコスト(特に可変費用分)を算出し、これを第4章で示した電力の可変費用に代入しなければならない。

はじめに、1日あたりの電力使用量が与えられたときに、各時間帯の使用量に割り振る方法について述べる。時々刻々電力使用量は1日の内でも連続的に変化するが、この分析においては1時間ごとに離散的に変化するものと擬制した。具体的には図6で示した1時間ごとの電力使用量を面積で求め、全体の面積で割ることにより、1日の内のその時間帯における電力使用割合を定義した。その使用割合を求めたものを、表3に示す。

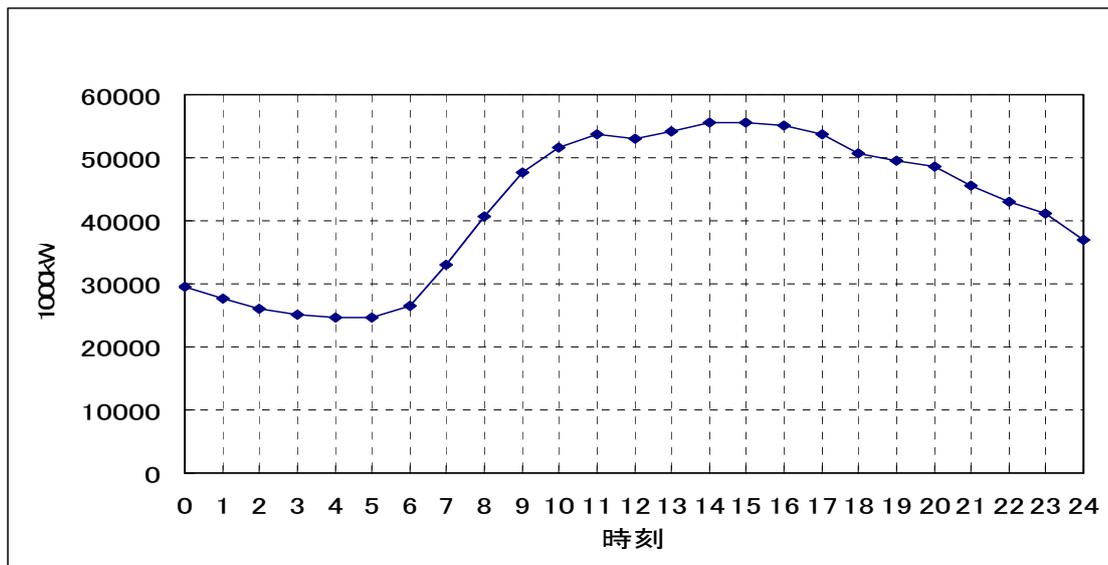


図6. 東京電力の日負荷曲線

(出所) 電気事業連合会 <http://www.fepec.or.jp/KOHO/9907kai-s2.htm>(参考1)

平成10年8月3日 10社合成 より加工

表3. 時間帯ごと1日の電力使用割合内訳

時間帯	利用率%	時間帯	利用率%
0~1	2.8002	~13	5.2567
~2	2.6283	~14	5.3795
~3	2.5055	~15	5.4532
~4	2.4318	~16	5.4286
~5	2.4073	~17	5.3304
~6	2.5055	~18	5.1093
~7	2.9231	~19	4.9128
~8	3.6109	~20	4.8145
~9	4.3233	~21	4.618
~10	4.8637	~22	4.3478
~11	5.1584	~23	4.1268
~12	5.2321	~24時	3.832

上記で求めた使用割合を1日の電力使用量にかけることにより、1時間ごとの電力使用量が分かる。次に、この1時間ごとの電力使用量が与えられたとき、どのような発電所が使われるかを決めなければならない。

よって、我々はどれだけの能力を持った発電所が、どのような限界可変費用で稼働できるかを東京電力の発電所のデータより調べた。ある発電所において、限界可変費用×発電能力(1時間当たり発電量)×稼働時間、がその発電所に要する可変費用となる。図7. 1にこれを調べて、限界(可変)費用の小さい

順に並べたものを載せた。限界可変費用の小さい順が、電力会社が発電所を利用していく順である。よって、電力会社は、はじめに水力および原子力、次いで石炭火力…と利用していくことが分かる。実際には図7. 2に示すように、東京電力を東京瓦斯管内の市場の大きさに擬制したため、この横軸を 0.3435 倍したもの（発電所も 0.3435 倍したもの）を用いた。よって、本研究における「東京電力」とはその規模を 0.3435 倍に圧縮した仮想の会社であるが、便宜上全体を通して「東京電力」と表記している。

【1時間あたり限界費用曲線の導出にかかる仮定】

1. 水力発電と原子力発電の限界費用は 0、火力発電に関しては燃料費のみを可変費用として考えた。
2. 水力発電と原子力発電の所内率は4%とした。
3. 石炭、石油、LNG の熱量は、それぞれ 28MJ/kg、40MJ/kg、54MJ/kg と仮定した。
4. $1\text{MJ}=10^6(\text{J})=2.78 \times 10^{-1}(\text{kWh})$.
5. 限界費用 (円/kWh) = $\frac{[\text{燃料価格}(\text{円/t})/1000]}{[\text{熱量}(\text{MJ/kg}) \times \text{発電効率}(\%) / 100 \times (1 - \text{所内率}(\%) / 100)]} \div [2.78 \times 10^{-1}(\text{kWh/MJ})]$.
6. データは『平成16年度 電力需給の概要』から加工した。

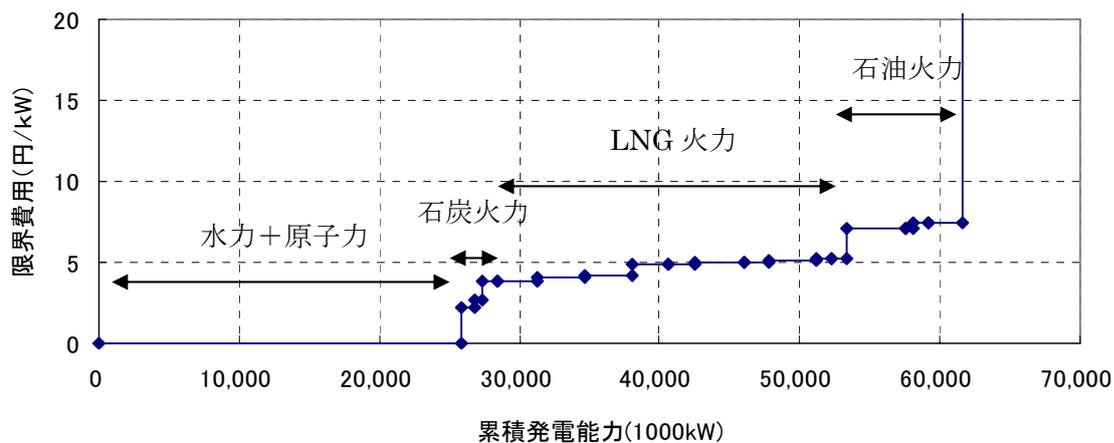


図7. 1 東京電力の1時間あたり限界費用曲線(原データ)

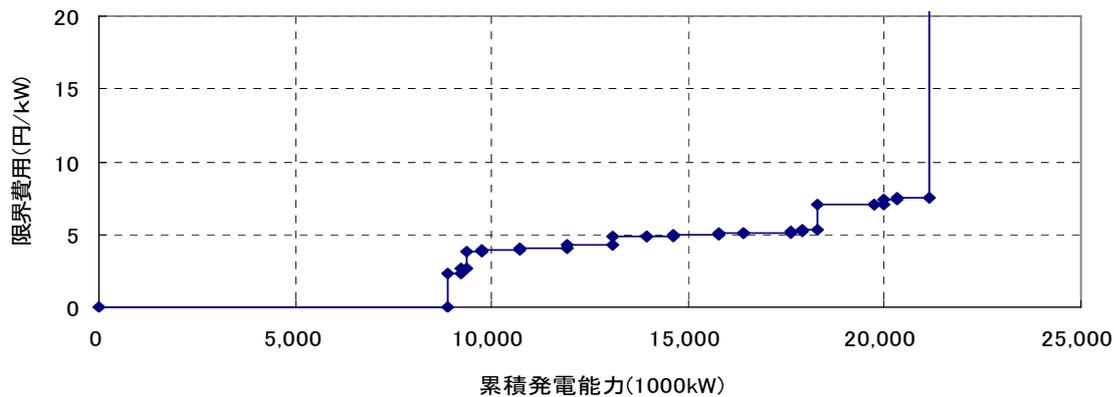


図7.2 東京電力の1時間あたり限界費用曲線(分析使用データ)

図7.2で1時間あたりの発電量(累積発電能力)を与えたとき、横軸とグラフ上の階段、で挟まれる面積のうち、1時間あたりの発電量より少ないところのものが、1時間にかかる可変費用である。これを24時間合計したものが、図8に示す、1日当たり発電量と総可変費用の関係を表す。これで4-1で $VC_{ee}(x_{21e})$ と示したものが定義できた。

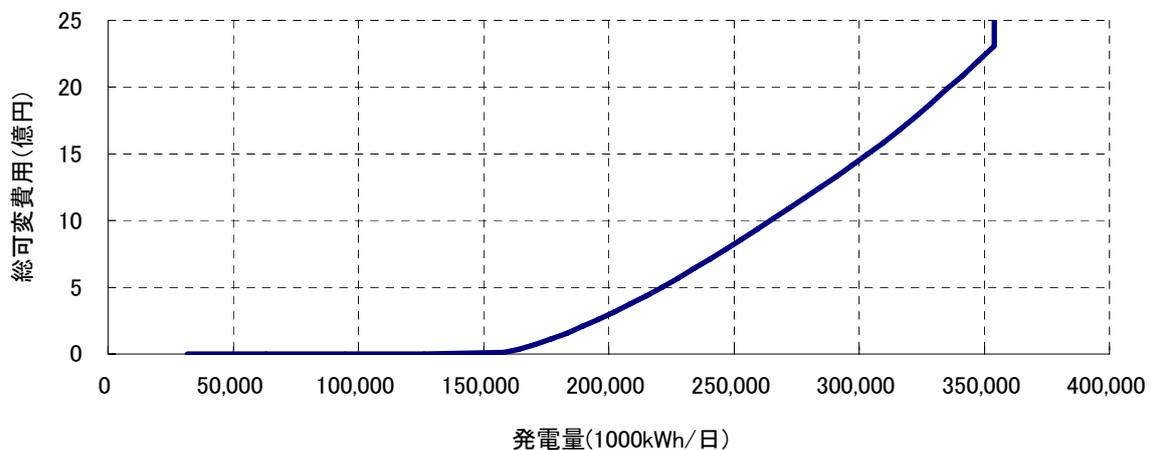


図8. 東京電力の総可変費用曲線

FRINGEプレイヤーのMCについては、 $MC_f = 15000$ で一定とした²³。

²³ 詳しくは、「2-3 フリンジプレイヤー」を参照。

5-2 ガスの費用関数

ガスに関しても1日の内で時々刻々使用量の変動があるが、電力と異なり貯蔵可能であり生産と供給の同時性を満たす必要がないため、ガスの限界費用は一定であるとできる。そして、東京瓦斯の有価証券報告書における以下の費用(表4)を供給量で除して限界費用とする。

表4. 東京瓦斯の経費(一部を抜粋)

原材料費	253,375
諸材料費	574
電力量	3,047
水道料	767
使用ガス費	615
合計	258,378 百万円
生産量	4973.027 億 MJ

(出所)有価証券報告書総覧 東京瓦斯 平成 16 年

以上より、東京瓦斯の限界費用は、**519.56(円/1000MJ)**と求めた。よってこれに供給量をかかけたものを、4-2における東京瓦斯の可変費用 $VC_g(x_{22g})$ とできる。

さらに、東京電力は東京瓦斯と同じガス生産方式を持つとし、東京電力のガス供給限界費用は、託送料金 $Z_g = 149.41(\text{円}/1000\text{MJ})$ ²⁴を加え、 $VC_{eg}(x_{22e}) = 668.97(\text{円}/1000\text{MJ})$ とする。

5-3 合併新会社の費用関数

関東パワーにおいて、発電部門の可変費用 $VC_{me}(x_{21m})$ は合併前の東京電力と同じとした。これは、東京瓦斯も電力を供給する発電所をフリンジプレイヤーとして持つが、この発電能力は非常に小さいので、この効果は無視して分析した。

ガス部門では、東京電力と東京瓦斯のガス供給設備を用いて都市ガスを供給するため、ガス部門の可変費用 $VC_{mg}(x_{22m})$ は関東パワーのガス供給量×東京瓦斯と同一の限界費用と定義できる。

²⁴ 資源エネルギー庁へのヒアリングによる。

第6章

経済厚生 の 測定

「1-5 合併審査」において、本研究では経済厚生を余剰の概念で測定することを述べたが、この章ではどういった余剰を用いたかについて詳述する。シミュレーション結果を分析するにあたっては、各余剰がどういった意味を持つのかを把握しておく必要がある。

6-1 消費者余剰

消費者余剰(Consumer Surplus; CS)とは、消費者が当該市場において取引をすることにより得た便益を金銭表示したものである。簡単にいえば、消費者がもっている支払い意志額と市場価格の乖離が便益となる。消費者余剰の概念は、当該市場で取引が発生したことによる便益であるから、取引が全くない状態から考えるのが通常である。しかし、本研究では「3-2 需要関数の推計に用いたデータ」で求めた現在のデータの状態、すなわち既に電力、ガスの取引が存在している状態を出発点として基準化したため、通常の消費者余剰の概念とは異なっている点に注意しておく必要がある。

さて、我々は代表的家計の第1段階の意志決定において準線形の効用関数を仮定した(図5. 代表的家計の意志決定問題 を参照)。準線形を仮定すれば効用水準の差は金銭単位で表示され、それは消費者余剰に等しい。

効用最大化問題を再掲すれば、

$$\text{Max}_{\{x_1, x_{21}, x_{22}\} \in R_+^3} U = V(x_{21}, x_{22}) + x_1 \quad \text{である。}$$

ここで、 $V(x_{21}, x_{22})$ は、 $V(x_{21}, x_{22}) = ax_{21} + bx_{22} - \frac{1}{2}(cx_{21}^2 + 2dx_{21}x_{22} + ex_{22}^2)$ であり、

予算制約として、 $x_1 + p_{21}x_{21} + p_{22}x_{22} \leq I$ を考えた。

出発点(現在の状態)を肩付0、変化後(Without や With)の状態を肩付1で表せば、効用水準の差は、

$$\begin{aligned} & U(x_{21}^1, x_{22}^1, x_1^1) - U(x_{21}^0, x_{22}^0, x_1^0) \\ &= U(x_{21}^1, x_{22}^1, I - p_{21}x_{21}^1 - p_{22}x_{22}^1) - U(x_{21}^0, x_{22}^0, I - p_{21}x_{21}^0 - p_{22}x_{22}^0) \\ &= V(x_{21}^1, x_{22}^1) + (I - p_{21}x_{21}^1 - p_{22}x_{22}^1) - \{V(x_{21}^0, x_{22}^0) + (I - p_{21}x_{21}^0 - p_{22}x_{22}^0)\} \\ &= V(x_{21}^1, x_{22}^1) - V(x_{21}^0, x_{22}^0) + \{(p_{21}^0x_{21}^0 + p_{22}^0x_{22}^0) - (p_{21}^1x_{21}^1 + p_{22}^1x_{22}^1)\} \end{aligned}$$

となる。

本研究では「3-2 需要関数の推計に用いたデータ」で求めた現在のデータの状態を出発点とし、

$$U(x_{21}^1, x_{22}^1, x_1^1) - U(x_{21}^0, x_{22}^0, x_1^0) = V(x_{21}^1, x_{22}^1) - V(x_{21}^0, x_{22}^0) + \{(p_{21}^0x_{21}^0 + p_{22}^0x_{22}^0) - (p_{21}^1x_{21}^1 + p_{22}^1x_{22}^1)\}$$

を消費者余剰と定義して分析結果を報告している。この消費者余剰の解釈は、「現在と比較して金銭単位でいくら消費者の便益が増加あるいは減少したか、その増加額あるいは減少額」となる。また、Without と

With の消費者余剰はどちらも現在のデータの状態を出発点としているため、Without と With を比較して、あるいは Without、With の中でも競争状況が異なる状態（例えば、フリッジプレイヤーの供給可能電力量が異なる状態）を比較して、いくら消費者余剰が増加または減少したということは可能である。

また、消費者余剰のうち、 $V(x_{21}^1, x_{22}^1) - V(x_{21}^0, x_{22}^0)$ の部分は、エネルギー財（電力およびガス）の購入により発生する余剰の変化分であり、第7章以降では「**エネルギー財のみの CS**」と報告している。

$(p_{21}^0 x_{21}^0 + p_{22}^0 x_{22}^0) - (p_{21}^1 x_{21}^1 + p_{22}^1 x_{22}^1)$ の部分は、エネルギー財に対する支出額の差であるが、

$$(p_{21}^0 x_{21}^0 + p_{22}^0 x_{22}^0) - (p_{21}^1 x_{21}^1 + p_{22}^1 x_{22}^1) = (I - p_{21}^1 x_{21}^1 - p_{22}^1 x_{22}^1) - (I - p_{21}^0 x_{21}^0 - p_{22}^0 x_{22}^0) = x_1^1 - x_1^0$$

となり、その他消費財（一般財）の購入により発生する余剰の変化分であり、第7章以降では「**一般財のみの CS**」と報告している。

6-2 生産者余剰

生産者余剰 (Producer Surplus; PS) とは、生産者が正の生産量を選択し、それだけ生産して販売した結果、全く生産しない状態と比較してどれだけ利潤が増加したか、その増加額を表す。生産量を z とおくと、 $PS = \pi(z > 0) - \pi(z = 0) = \pi(z > 0) + FC = rev(z > 0) - VC(z > 0)$ となり、

生産者余剰は、「**利潤に固定費用を加えたもの**」あるいは「**収入から総可変費用を除いたもの**」であることがわかる。

本研究においても、この定義をそのまま用いた。よって、消費者余剰と生産者余剰の測定の出発点が異なることに注意が必要である。つまり、生産者余剰は現在のデータの状態を出発点としていないため、現在の状態と比較することはできないが、Without と With を比較すること、あるいは Without、With の中でも競争状況が異なる状態を比較することは可能である。

6-3 総余剰

総余剰 (Total Surplus; TS) とは、消費者余剰と生産者余剰の合計であり、それは当該市場における取引で取引に関係した経済主体（消費者と生産者）に全体としてどれほどの便益が発生したか、その総額と解釈できる。ただし、6-1で述べたように、本研究の消費者余剰の定義は通常定義とは異なるため、総余剰の解釈も異なってくることに注意しておく必要がある。すなわち、出発点の異なる消費者余剰と生産者余剰の合計である総余剰は、その絶対額自体は意味を持たない。しかし、消費者余剰、生産者余剰ともに Without と With の比較が可能であり、Without、With の中でも比較が可能であることから、総余剰についても Without と With を比較して、あるいは Without、With の中でも競争状況が異なる状態を比較して、いくら増加または減少したということは可能である。

第2部 シナリオ分析編

第7章

シナリオ A: 制限された競争

この章では、シナリオ A として、電力とガスのエネルギー市場に Without において、東京電力、東京瓦斯、フリンジプレイヤーのみが存在する市場を分析する。他に、競合するものが全くいない状態を想定するので、これを「制限された競争」と呼び、「シナリオ A」と名づける。

7-1においてシミュレーションする市場についてもう一度まとめ、7-2において、夏季についてのシミュレーション結果、次いで、7-3で冬季においてのものを示す。

7-1 シナリオ A の分析市場

本章の分析市場を再定義すれば、需要家944万件の夏季または冬季の代表的な1日の行動である。そして、Without では東京電力(電力およびガスを供給)東京瓦斯(ガスを供給)、とフリンジプレイヤー(電力価格が 15000 円/1000kWh 以上において供給能力 76575000kWh を持つ)の3社が市場にいる状態を考える。With においては、関東パワー(電力およびガスを供給)とフリンジプレイヤー(電力を供給)のみが存在する状態とする。

7-2 シナリオ A における夏季のシミュレーション

表5. シナリオ A 夏季のシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	113992	—
	フリンジ		76575	76575
	関東パワー		—	113449
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	147634	—
	東京瓦斯		841304	—
	関東パワー		—	577605
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	45327.6	54393.6
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	4494.7	8320.4
生産者余剰(PS)	東京電力	—	61.1	—
	東京瓦斯		33.7	—

(億円/日)	関東パワー		--	110.6
	フリンジ		23.2	30.2
	PS 合計		118.0	140.8
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	--	-25.8	-52.4
	一般財のみの CS		-67.4	-88.0
	CS 合計		-93.1	-140.4
総余剰(TS) (億円/日)		--	24.9	0.4

まず、価格に注目してみると、現在から Without そして With になるにつれて競争制限的となるため、電力価格は現在から Without で 2.7 倍、Without から With で 1.2 倍に上昇する。ガス価格についても同様に現在から Without で 2.5 倍上昇するが、Without から With になると、複占から独占になるために電力よりもその上昇幅が大きく、1.85 倍となる。

供給量については、電力は 552(1000kWh)と 0.29%わずかながら減少し、ガスは対照的に 518159(1000MJ)と 39.5%大幅に減少した。これは、ガス部門の競争状態が大幅に制限され、代替の効果により電力市場にも波及したことを意味する。

また、総余剰と消費者余剰で見た場合、両者とも減少してしまい、経済厚生全体は下がるといえる。Without から With への移行で、総余剰は 24.5 億円/日減少し、消費者余剰は 47.3 億円/日減少する。また、合併2社の生産者余剰は 15.8 億円/日上昇し、合併するインセンティブは大きい。

合併を容認すべきか、という問いについては、消費者保護の観点から消費者余剰を重視する独禁法当局としては容認できないということになるだろう。また、生産者の利益も含めた社会全体の余剰、すなわち総余剰でみるというケースも考えられるが、このシミュレーション結果の場合、総余剰の観点からも合併は容認できない。

7-3 シナリオ A における冬季のシミュレーション

冬季のシミュレーション結果を以下に示す。夏季の結果と同様な傾向であり、説明は割愛する。

表6. シナリオ A 冬季のシミュレーション結果

冬季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	264707.6	116390	---
	フリンジ		76575	76575
	関東パワー		---	115838
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1494778.2	248907	---
	東京瓦斯		1061248	---
	関東パワー		---	791996
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	44691.4	52931.7
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	4139.4	7609.8
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	---	64.5	---
	東京瓦斯		38.8	---
	関東パワー		---	121.3
	フリンジ		22.7	29.0
	PS 合計		126.0	150.3
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	---	-27.5	-58.2
	一般財のみの CS		-69.6	-91.2
	CS 合計		-97.1	-149.4
総余剰(TS) (億円/日)		---	28.9	0.9

第8章

シナリオ B:

新規電力会社の参入を容易にしたケース

この章では、シナリオ B として、シナリオ A と同じく電力とガスのエネルギー市場で Without において、東京電力、東京瓦斯、フリンジプレイヤーのみが存在する市場を分析する。しかし第7章に対し、電力市場においてフリンジプレイヤーがより参入しやすい状態を考える。具体的には、フリンジプレイヤーの供給可能電力量を増加させた分析を行う。なお、第7章における分析結果は、夏季と冬季で違いが僅かなことを示したため、この章を含む以降の章では、夏季についての分析のみを行った。

8-1 においてシミュレーションする市場についてもう一度まとめ、8-2 において、フリンジプレイヤーの供給可能電力量を連続的に変化させて分析したもの、次いで、8-3 でフリンジプレイヤーの参入が最大限容易であるケースを示す。8-4 においてこの分析結果から導かれる政策的含意を示す。

8-1 シナリオ B の分析市場

本章の分析市場を再定義すれば、需要家 944 万件の夏季の代表的な 1 日の行動である。そして、Without では東京電力（電力およびガスを供給）東京瓦斯（ガスを供給）、とフリンジプレイヤー（電力価格が 15000 円/1000kWh 以上においてある量の供給をする）の 3 社が市場にいる状態を考える。With においては、関東パワー（電力およびガスを供給）とフリンジプレイヤー（電力を供給）のみが存在する状態とする。

8-2 フリンジプレイヤーの供給可能電力量の拡大

図9にフリンジプレイヤーの供給可能電力量を変化させたときの総余剰の変化、図10には消費者余剰の変化を示す。

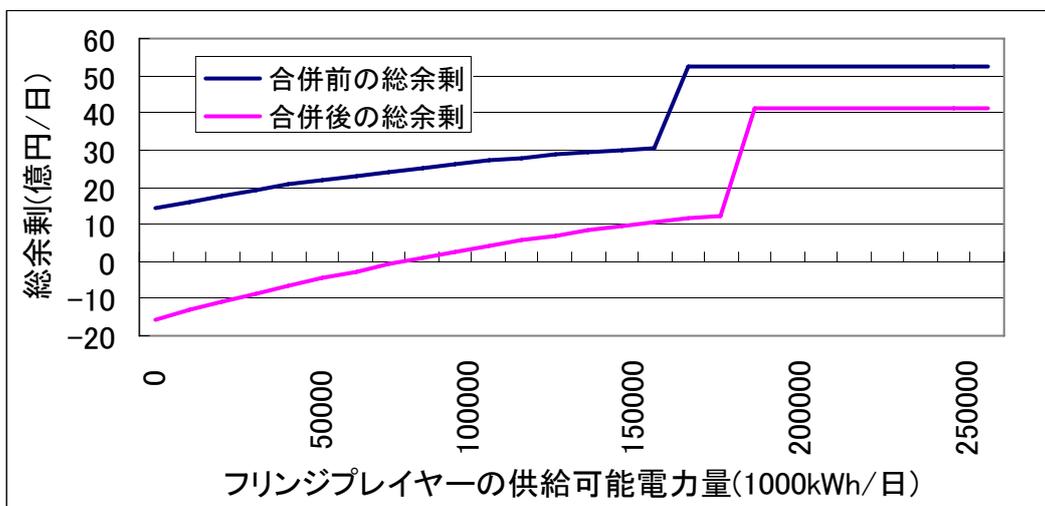


図9. フリンジプレイヤーの供給可能電力量と総余剰の関係

図9を見ると、フリンジの供給可能電力量を増やすに従って、合併前、合併後とも総余剰が増加している。これは、フリンジプレイヤーの競争圧力が有効に作用していることを意味する。これは図10で示した消費者余剰も同じである。そして、総余剰、消費者余剰ともいかなる範囲においても合併が起こることで減少する。しかし、その減少幅はフリンジプレイヤーの供給可能電力量が増加するに従って小さくなる。

また、Without ケースでは 160000(1000kWh)で、With ケースでは 180000(1000kWh)で総余剰が急激に上昇する点が見受けられるが、これは電力市場の均衡点が需要曲線の屈折する端点²⁵に飛んで、価格が参入阻止価格 15000 円/1000kWh に急激に下落したことによる。この価格水準は現在の価格 166659 円/1000kWh よりも低い。ただし、現在の電力需要量が約 260000(1000kWh)であるから、端点に飛ぶには現在の3分の2弱という莫大な参入が必要ということになる。価格の動きについては図11を参照。

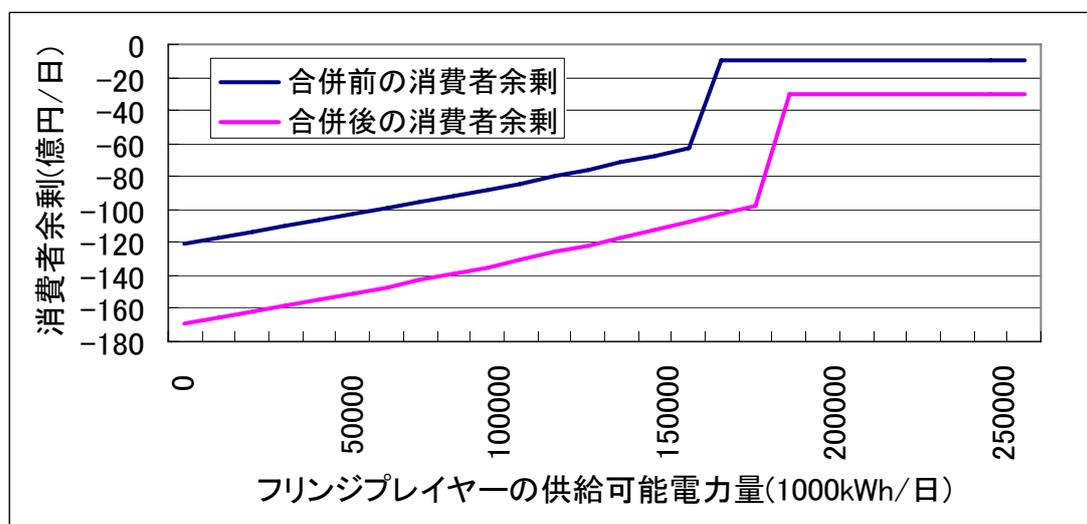


図10. フリンジプレイヤーの供給可能電力量と消費者余剰の関係

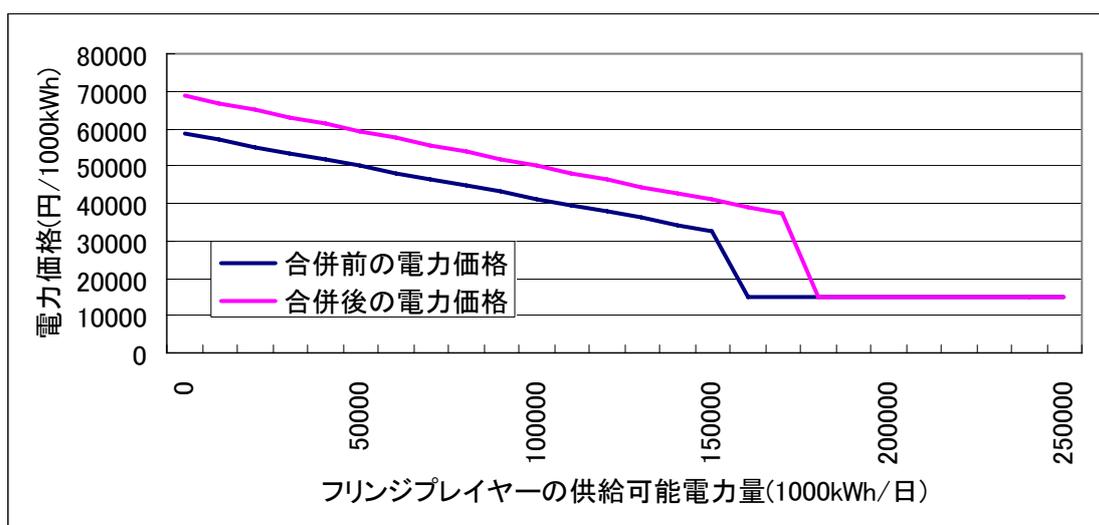


図11. フリンジプレイヤーの供給可能電力量と電力均衡価格の関係

²⁵ 端点については、「2-3 フリンジプレイヤー」の図4を参照。

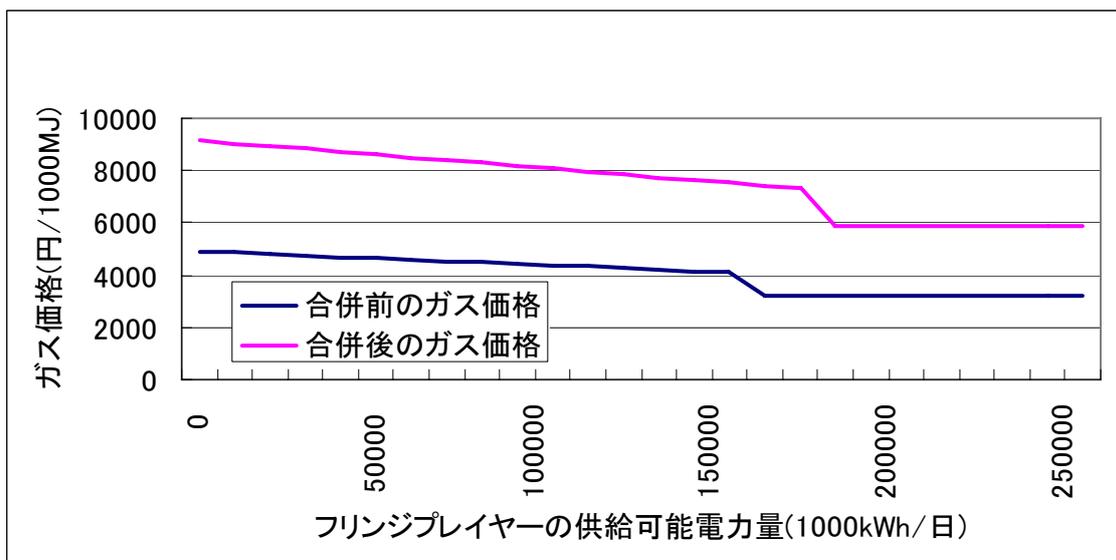


図12. フリッジプレイヤーの供給可能電力量とガス均衡価格の関係

図12はフリッジプレイヤーの供給可能電力量の変化に対するガス価格の動きを示すが、電力市場でフリッジプレイヤーの競争圧力が高まると、その影響は間接的にガス市場にも波及し、ガス価格が低下する。これは、ガスが相対的に不利になり価格の下落を強いられることによる。また電力市場において価格が大幅に下落した場合、ガス価格も同様に大幅に価格が下がっている。

8-3 フリンジプレイヤーの参入が最も容易なケース

表7. フリンジプレイヤーの参入が最も容易なときのシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	276025	—
	フリンジ		0	0
	関東パワー		—	295595
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	225244	—
	東京瓦斯		704850	—
	関東パワー		—	594377
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	15000	15000
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	3198.5	5889.6
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	43.2	—
	東京瓦斯		19.2	—
	関東パワー		—	71.4
	フリンジ		0	0
	PS 合計		62.4	71.4
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	-2.2	-14.6
	一般財のみの CS		-7.7	-15.9
	CS 合計		-9.9	-30.5
総余剰(TS) (億円/日)		—	52.4	41.0

フリンジプレイヤーの参入が最も容易なケースの結果が表7に示されている。シナリオ A(表5)と比較して特徴的なのは、フリンジプレイヤーの実際の供給電力量が 0kWh/日であることである。これは、電力市場の均衡点が端点に飛び電力価格がフリンジプレイヤーの限界費用である 15000 円/1000kWh に張り付いた状態で、電力の使用量が大幅に増加したからである。特に電力については現在よりも消費量が Without、Withとも増加している。ガスについては競争状態が Without から Withにかけて存在しなくなるために価格が大幅増加し供給量が減少した。この効果により、Without、Withとも1社で価格一定で供給される電力部門の需要量が With にかけて増加するものとなった。

最大限電力への市場参入が容易な場合、消費者余剰は第7章のケース(参入が制限的)に比べ Without ケースで 83.2 億円/日、With ケースで 109.9 億円/日改善している。総余剰ではそれぞれ 27.5 億円/日、40.6 億円/日の改善となっている。これが、電力への市場参入が最大限容易とした効果といえる。特にその効果は消費者部門において大きく有利に働き、生産者部門には不利に働く。

8-4 フリンジプレイヤーの供給可能電力量拡大の政策的含意

図9、図10をみると、総余剰・消費者余剰ともに急激に増加する箇所が見受けられるが、これは前述したように、フリンジプレイヤーの存在により需要曲線が屈折する端点が電力の市場均衡点となるからである。ところで、この端点解のケースではフリンジプレイヤーの実際の供給電力量は0kWh/日である。すなわち、事前には供給能力を持ち合わせながらも実際は供給しないのである。このことは潜在的な競争が重要であることを示しているということができ、価格支配者の需要曲線に対する期待を修正させることさえできれば、実際の新規参入がなくても十分に競争的な状況をつくることができることを意味している。この点は政策的に重要である。また、実際に新規参入が生じていなくても価格が下がる場合があることをこの事例は示唆し、「企業数が少ないから競争的ではない」とはいえない事例である。

では、価格支配者の需要曲線に対する期待を修正させうる政策とはどのようなものであろうか。実際の新規参入には発電所の建設等の固定費用がかかる。この固定費用は参入したあとは回収できないサunkコストとなり、端点解で均衡した場合はこの費用分だけ赤字となってしまう、これでは参入しない可能性が高い。しかし、逆に固定費用がサunkしなければいつでも参入可能である。よって、固定費用を補償するという強力なコミットメントを政府が行えば、価格支配者は需要曲線に対する期待を修正し、端点解をつけ、総余剰が増加する可能性が出てくる。

次に連系線(各電力会社の地域送電網を結ぶ送電設備)に注目してみよう。現在の連携線の容量は小さく、地域を越えた完全自由な競争は実現できていない。連系線に対する投資をおこなってフリンジプレイヤーがより自由に契約交渉できる環境を整備することも政策上、重要と考えられる。さらに、他の大手電力事業者が同じ競争上に乗ってくれば、非常に大きなフリンジプレイヤーとみなすことができ、電力価格は非常に下がると考えられる。これは、8-3のシミュレーションの状態と近似することができる。

第9章

シナリオC:プロパンガス事業者との競争

この章では、シナリオCとして、シナリオAと同じく電力とガスのエネルギー市場にWithoutにおいて、東京電力、東京瓦斯、フリンジプレイヤーが存在する市場を分析する。しかし第7章に対し、ガス市場においてガスの上限価格としてプロパンガス価格が存在する状態を考える。プロパンガス事業者はあるプロパン販売価格を持ち、都市ガス料金がこれよりも高くなるようなことになれば、消費者はプロパンに乗り換える行動をとるものとする。よって、都市ガス供給者は、プロパンガスの価格を上限価格としたガスのプライシングを行う。

9-1においてシミュレーションする市場についてもう一度まとめ、9-2において、プロパンガス価格を関東地域の現在の平均プロパン価格を参考にしたもの、およびプロパンガス価格を相当下げたものを示す。9-3では分析結果を受けて、政策的含意について言及する。

9-1 シナリオCの分析市場

本章の分析市場を再定義すれば、需要家944万件の夏季の代表的な1日の行動である。そして、Withoutでは東京電力(電力およびガスを供給)東京瓦斯(ガスを供給)、とフリンジプレイヤー(電力価格が15000円/1000kWh以上において供給能力76575000kWhを持つ)、プロパンガス事業者の4社が市場にいる状態を考える。Withにおいては、関東パワー(電力およびガスを供給)、フリンジプレイヤー(電力を供給)、ならびにプロパンガス事業者の3社が存在する状態とする。

9-2 シナリオCにおける夏季のシミュレーション

プロパンガスが都市ガスと同じ役割を果たすとし、ガス市場のライバルとして存在するとした。一般的に都市ガスの管内では、都市ガスに対してプロパンガスはその価格の高さのためほとんど利用されていない。しかし、都市ガスの価格を極端に高く吊り上げると、都市ガスの価格の優位性が薄れ、プロパンガスとの競争が表面化してくると思われる。よって、プロパンガスの市場価格より高い価格を都市ガス会社(東京瓦斯、東京電力、関東パワー)は付けえない。ここでは、データとして手に入った小口のプロパン価格4300円/1000MJ²⁶をプロパン価格とする。この条件の下、分析した結果を表8に示す。

²⁶ 現在の都市ガスの使用量がすべてプロパンガスであったならかかる費用を求め、それを使用量で割ってプロパンガス価格を算出した。ただし、相対取引でない小口料金から求めたため、実際はこれより幾分低いと思われる。

表8. ガス価格上限 4300 円/1000MJ を導入したときのシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	113992	—
	フリンジ		76575	76575
	関東パワー		—	114250
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	126611	—
	東京瓦斯		883350	—
	関東パワー		—	1009334
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	44874.6	44792.7
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	4299.7	4300
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	59.6	—
	東京瓦斯		33.6	—
	関東パワー		—	93.2
	フリンジ		22.9	22.8
	PS 合計		116.0	116.0
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	-24.8	-24.7
	一般財のみの CS		-65.5	-65.4
	CS 合計		-90.3	-90.2
総余剰(TS) (億円/日)		—	25.7	25.8

ガス上限価格 4300 円/1000MJ の場合が表8に示されている。まず、価格に注目してみると、Without から With になると市場環境は競争制限的となるが、ガス価格上限が効いてガス価格はほぼ上限に張り付き、電力価格も合併前と合併後であまり変わらず、高い水準を保っている。この上限価格は、都市ガスの当初価格より大幅に値上がりしており、プロパンガス競争者は競合者としての意味をなすが、価格低下圧力はあまり大きくないものといえる。ゆえに合併前後で電力ガス間の供給量の変化も、シナリオ A と異なり少ない。また、Without ケースにおいて、ガス価格が押さえられた上でのこの電力価格の高さは、電力とガスがある程度代替関係はあるにしろ、その効果は限定的であると言える。

また、総余剰と消費者余剰で見た場合、電力・ガス価格とも変化が小さいため両者ともあまり変化はない。また生産者余剰の変化もほとんどなく企業側としても合併の利益は少ないといえる。

合併を容認すべきか、という問いについては、消費者保護の観点から消費者余剰を重視する独禁法当局としては容認できることになる。以上のことは後に示す表9にも同じようにいえる。

さらに、ガス価格が大幅に低下したと仮定し、ガス上限価格 2000 円/1000MJ の場合を表9に示した。

表9. ガス価格上限 2000 円/1000MJ を導入したときのシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	110196	—
	フリンジ		76575	76575
	関東パワー		—	112848
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	0	—
	東京瓦斯		1266808	—
	関東パワー		—	1260644
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	40742.4	39894.7
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	2000	2000
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	48.7	—
	東京瓦斯		18.8	—
	関東パワー		—	67.5
	フリンジ		19.7	19.1
	PS 合計		87.2	86.6
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	-18.4	-17.4
	一般財のみの CS		-38.0	-37.3
	CS 合計		-56.4	-54.8
総余剰(TS) (億円/日)		—	30.8	31.8

ガス価格がより低くなるため、東京電力はガス事業にうまみは少ないと考え、ガス事業に参入しない²⁷。With、Without ともガス価格は上限 2000 円/1000MJ に張り付き、電力価格はガス上限価格が 4300 円/1000MJ の時のように高い水準で推移している。

ガス価格が低いため、東京電力、東京瓦斯、関東パワーの3社ともに、上限 4300 円/1000MJ の時より生産者余剰は小さい。その代わりに消費者余剰の減少が大幅に抑えられた。ガス価格の低下は大幅な消費者余剰増加をもたらすといえる。

²⁷ 電力とガスは代替性がある。よって、わざわざ安い価格で東電がガスの供給を増やせば、ガス市場から得られる利潤は少ないのに、高価格である電力市場で需要を減らすこととなるため。

9-3 ガス上限価格設定の政策的含意

表8, 表9をみると、合併前と合併後で上限価格により価格が大きく変化しないため、総余剰・消費者余剰ともにほぼ横ばいである。これは前述したように、ガス上限価格が効くためである。ガス上限価格2000円/1000MJの場合(表9)、シナリオAに対して電力価格がWithoutで4585円/1000kWh、Withで14499円/1000kWh低くなっているのは、ガス市場と電力市場が交差弾力性によって繋がっているためである。ガス価格が低くつくので、電力の需要が減少し電力価格も低くつくことになる。このことは代替的な競争が重要であることを示しているといえることができ、ある財の市場が競争的な環境にあれば、それと競合する財の市場にも影響が及ぶ。当該分野の新規参入がなくても競争的な状況をつくることのできることを意味しており、この点は政策的に重要である。

第10章

シナリオD: 新規電力会社と プロパンガス事業者との競争

この章では、シナリオDとして、新規参入電力会社の参入が完全に自由かつ、プロパンガス事業者の存在を仮定する。つまり、シナリオBとシナリオCを同時に導入したものであり、最大限市場が競争的な状態での分析といえる。

10-1においてシミュレーションする市場についてもう一度まとめ、10-2において、夏季における分析結果をガス上限価格 4300 円/1000MJのものと 2000 円/1000MJのものを政策的含意と合わせて記述する。

10-1 シナリオDの分析市場

本章の分析市場を再定義すれば、需要家944万件の夏季の代表的な1日の行動である。そして、Withoutでは東京電力(電力およびガスを供給)と東京瓦斯(ガスを供給)が存在し、電力価格が 15000 円/1000kWh 以上においてフリッジプレイヤーがいくらかでも参入可能、さらに一定価格でいくらかでも供給できるプロパンガス事業者が市場にいる状態を考える。Withにおいては、関東パワー(電力およびガスを供給)、フリッジプレイヤー(電力を供給)、ならびにプロパンガス事業者の3社が存在する状態とする。

10-2 シナリオDにおける夏季のシミュレーション

電力参入自由・ガス価格上限 4300 円/1000MJ の場合が表10に示されている。まず、価格に注目してみると、WithoutからWithになると市場環境は競争制限的となるが、ガス上限価格が効いて合併後にガス価格は上限に張り付く。電力市場の参入自由により電力価格は合併前と合併後で 15000 円/1000kWh で変わらない。ガス価格の上昇のため、ガス需要は減少し、電力需要は増加した。また、余剰を見た場合、ガス価格の上昇により、合併後は関東パワーの生産者余剰が増加し、消費者余剰が減少する。全体として、総余剰は増加する。また他のより競争的でないケースより当然のことながら、Without、Withともに消費者余剰は増加し、生産者余剰は減少した。

合併を容認すべきか、という問いについては、消費者余剰、総余剰どちらの観点からも容認されないということになる。

表10. 電力参入自由、ガス価格上限 4300 円/1000MJ を
導入したときのシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	276025	—
	フリンジ		0	0
	関東パワー		—	284035
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	225244	—
	東京瓦斯		704850	—
	関東パワー		—	792678
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	15000	15000
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	3198.5	4300
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	43.2	—
	東京瓦斯		19.2	—
	関東パワー		—	68.3
	フリンジ		0	0
	PS 合計		62.4	68.3
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	-2.2	-6.2
	一般財のみの CS		-7.7	-13.2
	CS 合計		-9.9	-19.4
総余剰(TS) (億円/日)		—	52.4	48.8

表11. 電力参入自由、ガス価格上限 2000 円/1000MJを
導入したときのシミュレーション結果

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	260604.2	267275	—
	フリンジ		0	0
	関東パワー		—	267309
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	1117646.1	86448	—
	東京瓦斯		993750	—
	関東パワー		—	1079606
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	15000	15000
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	1995.3	2000
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	37.7	—
	東京瓦斯		14.8	—
	関東パワー		—	52.5
	フリンジ		0	0
	PS 合計		52.5	52.5
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	0.3469	0.3402
	一般財のみの CS		1.7968	1.7522
	CS 合計		2.1436	2.0924
総余剰(TS) (億円/日)		—	54.5974	54.5923

表11には、ガス価格上限 2000 円/1000MJ の場合が示されている。これは極度に競争的であり、合併前後でほとんどの項目において変化がない。変化があるのはガス市場の競争が緩まり、ガス価格がわずかに上昇した影響のみである。上限 4300 円/1000MJ のケースに比べて、消費者余剰の改善は大きい。生産者余剰は上限 4300 円/1000MJ のときより大幅に減少するものの、総余剰としては僅かながらの減少となった。このように、実際の供給が見られないが、非常に強い競争圧力が存在する(この場合電力部門のフリンジプレイヤー、ガス部門のプロパンガス)場合、合併によって価格体系に大きな変化が起きず生産者余剰、消費者余剰ならびに総余剰には大きな変化は生じない。この場合分析結果は、消費者余剰が合併により僅か 500 万円/日、総余剰が 50 万円/日減少する結果となった。しかし、このように余剰の観点から見た場合の合併による不利益が相当に小さい場合、本分析によって考慮されていない固定費の部分(例えば集金の共同化)が減少することにより社会全体の厚生が十分に改善する可能性があることを考えなければならない。

さらに、このように十分低価格な競争者が発達すれば、生活必需品であるインフラ部門を市場原理に委ねても消費者の経済厚生が改善することを、消費者余剰が正の数値となったことが示している。この場合、エネルギー財の余剰が増加することもさることながら、エネルギー価格の相対的低下により(ガス単体は現在価格より若干増加)、他部門へ更なる支出が可能になったこともわかる。

第11章

シナリオ E: 大規模電力事業者による 中小ガス会社の吸収合併

本研究は、近年の技術革新や規制改革の流れの中で将来的に電力会社とガス会社の合併もありうるのではないかと考え、東京電力と東京瓦斯という2社を分析対象とした。しかし、一方でそうした大手同士の合併は現実味が薄いといった指摘もあり、大規模電力会社による中小ガス事業者の吸収合併といったケースも分析しておくべきであると考えた。

本章では、前章まで適用してきた分析方法が一定の仮定の下では、大規模電力会社による中小ガス事業者の吸収合併にも適用できることを示す。

11-1では、想定する吸収合併のケースについて説明する。11-2では、当該地域において独立した電力のプライシングを行うことができる場合を、11-3ではより現実的な、電力価格を他地域と差別できない場合を示す。11-4においては電力会社が自社の電力供給区域外のガス会社を合併する場合について言及する。

11-1 想定する吸収合併のケース

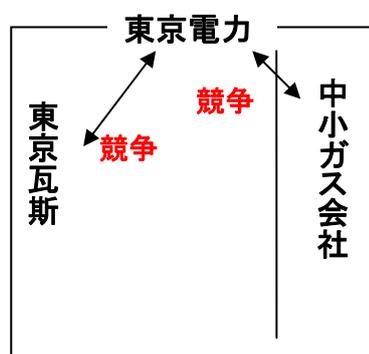


図13. 吸収合併前の競争状況

東京電力、東京瓦斯、中小ガス会社はガス市場で互いに競争している。この競争は電力市場にも波及する。

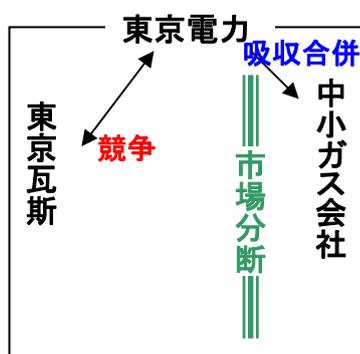


図14. 吸収合併後：電力の価格差別可能

(11-2のケース)

中小ガス会社の吸収合併により、中小ガス会社の管内での競争がなくなる。また、電力、ガスともに東京瓦斯管内とは別の価格付けが可能であるとする。ガス市場での競争制限効果は電力市場にも影響し、電力価格は上昇する。

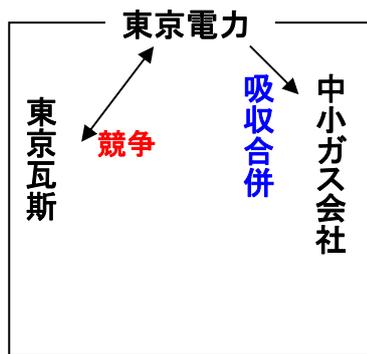


図15. 吸収合併後: 電力の価格差別不可能 (11-3のケース)

図14と同じ吸収合併であるが、ここでは市場が分断されていないため中小ガス会社管内の電力価格は東京瓦斯管内の電力価格と同一でなければならないとする。一方、ガス管は分断されているためガス価格は差別化できる。

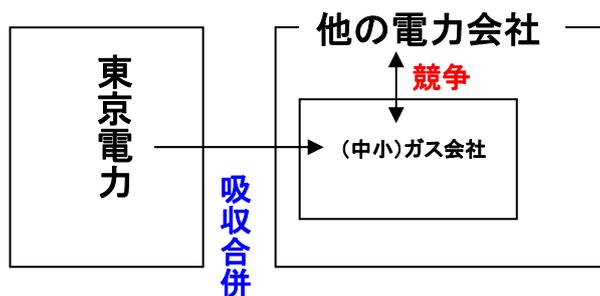


図16. 供給区域外(中小)ガス会社の吸収合併 (11-4のケース)

東京電力が域外の(中小)ガス会社を吸収合併するケース。この場合、合併されたガス会社は東京電力の電力市場とは分断されているため、電力部門とは独立に利潤最大化する。なお、「他の電力会社」は電力とガスともに供給する。

11-2 電力の価格差別が可能なケース

電力会社が中小ガス会社を吸収合併して、当該地域が他の電力供給地域と独立なプライシングができる場合は、効率の異なる発電所のどれをこの合併した箇所割り当てるのかという問題は残るが、第7章～第10章において行った分析と基本的には同一である。価格変動は同一の傾向を示し、当該地域の供給量に関しては、定数(当該地域の契約件数÷944万)を各々乗じたものになる。

11-3 電力の価格差別が不可能なケース

大電力会社とその供給規模に対して小さい中小ガス会社を合併した場合、電力価格が社会的要請により全供給区域で等しくしなければならない場合を考える。ガス価格を引き上げても電力価格は不変であるが、合併地域においてガス購入が不利になるためにガス需要は減少し、電力需要は増える。例として、10万戸の供給戸数を持つ中小ガス会社を吸収合併した例を、プロパンガスの競争圧力による上限価格4300円/1000MJも合わせて導入して分析したものをここでは表12として示す。

表12. 中小ガス会社の吸収合併

夏季(電力弾力性=0.2 ガス弾力性=0.2 交差弾力性=0.05)		現在	Without Stackelberg 均衡	With 利潤最大化点
電力供給量(1000kWh/日)	東京電力	2621.8	2922.5	—
	フリンジ		0	0
	関東パワー		—	3007.3
ガス供給量(1000MJ/日)	東京電力	11243.9	2384.8	—
	東京瓦斯		7462.7	—
	関東パワー		—	8392.6
価格	電力価格(円/1000kWh)	16659.3	15000	15000
	ガス価格(円/1000MJ)	1791.8	3198.5	4300
生産者余剰(PS) (億円/日)	東京電力	—	0.46	—
	東京瓦斯		0.20	—
	関東パワー		—	0.72
	フリンジ		0.0	0.0
	PS 合計		0.66	0.72
消費者余剰(CS) (億円/日)	エネルギー財のみの CS	—	-0.0237	-0.06553
	一般財のみの CS		-0.08165	-0.14028
	CS 合計		-0.10535	-0.20581
総余剰(TS) (億円/日)		—	0.55465	0.51419

市場想定 of 性質上、第10章シナリオ D と分析結果の性質は酷似している。ガス市場での利潤最大化行動によって、ガス価格が引き上がり、電力市場へ需要を誘導する結果となった。よって一方の価格は変化せずに、他方の価格が上昇するので当然消費者余剰は減少し、利潤最大化行動をとる企業の生産者余剰は増加する。総余剰は減少する結果となった。

11-4 供給区域外の中小ガス会社を吸収合併するケース

大電力会社が自社の電力供給区域外のガス会社(中小とは限らない)を合併する場合、供給区域が異なるために電力供給と合併地域のガス供給は別々の利潤最大化行動をすることができる(別の市場)。よって、合併ガス会社と「他の電力会社」がガスの供給区域を同じくする場合は第7章～第10章の Without ケースの分析結果と同様な意味合いを持つ。また、合併ガス会社とライバルの相手電力会社がガスの供給区域を同じくしない場合は、11-3の Without ケースと同じ結果となる。

第12章

結語

この章では、第2部シナリオ分析編、第7章～第10章の結果を余剰の観点からまとめ直すことにする。

12-1 想定されたシナリオ

本研究では4つのシナリオを想定した。

1. シナリオ A: 制限された競争
競合者が電力市場のフリンジプレイヤーしか存在しないケース。しかもその規模は76575(1000kW h)と小さい。
2. シナリオ B: 新規電力会社の参入を容易にしたケース
フリンジプレイヤーの参入が最も容易で、供給可能電力量が拡大したケース。
3. シナリオ C: プロパンガス事業者との競争
ガス市場に上限価格としてプロパンガス価格 4300 円/1000MJ を導入したケース。
4. シナリオ D: 新規電力会社とプロパンガス事業者との競争
フリンジプレイヤーの参入が最も容易で、ガス市場に上限価格 4300 円/1000MJ を設けたケース。

12-2 各シナリオにおける余剰の比較

図17で、それぞれのシナリオの Without(合併前)、With(合併後)における余剰を比較した。

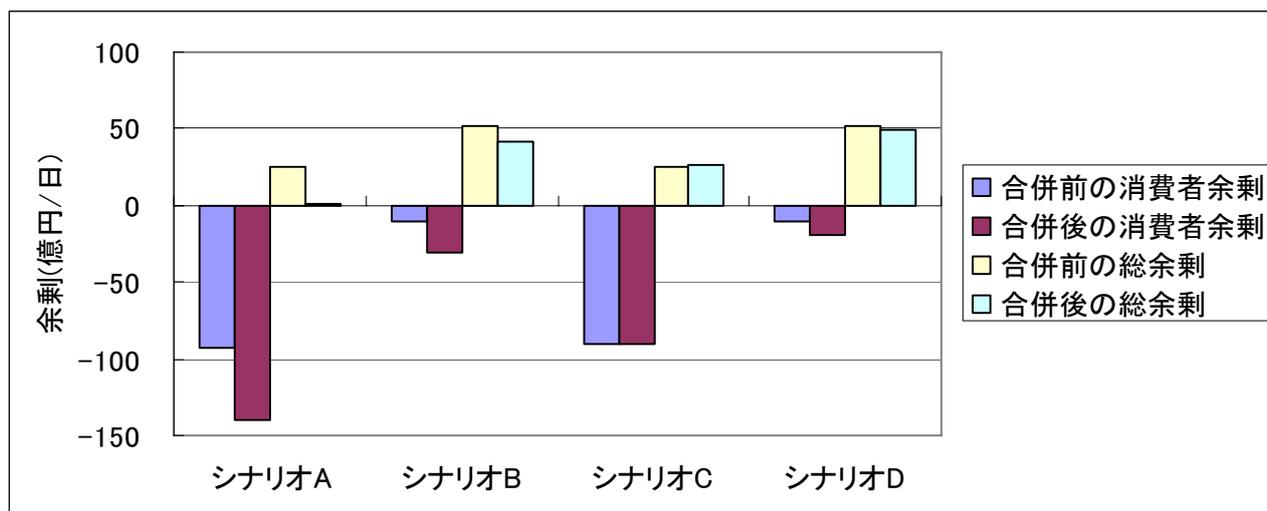


図17. 各シナリオにおける消費者余剰と総余剰の比較

傾向として消費者余剰、総余剰が最も大きいのは、フリンジプレイヤーの参入が容易かつガスの上限価格を導入したシナリオDであり、フリンジプレイヤーの参入が容易なシナリオBがそれに続く。次がガス上限価格を導入したシナリオCである。シナリオBとシナリオDの違いは、ガス上限価格が入っているかどうかであり、ガス上限価格の入ったシナリオDの方が、その効果により余剰が大きくなった。

ガスの上限価格を導入したシナリオCは、シナリオAよりは余剰は大きいものの、プロパンガス事業者は電力のフリンジプレイヤーほど価格低下圧力は大きくなく、結果としてシナリオ A に対し余剰の増加は少ない。

12-3 有効な競争形態

以上の結果を受けて、エネルギー市場の競争を促進させるにはフリンジプレイヤーの参入を容易にすること、ガスの上限価格を導入することが重要であることが示されたが、それぞれの政策的な意味は次のようなものであった。フリンジプレイヤーの参入を容易にすることは必ずしも実際に参入させる必要はなく、参入の脅威を常に与えることができれば十分であった。すなわち、潜在的な競争が重要であると結論づけられた。

また、ガス上限価格の導入は、ガス市場のみならず間接的に電力市場にも影響を及ぼすことから、代替的な競争が重要であると結論づけられた。

従来、エネルギー市場は競争原理が働きにくいと考えられてきたが、近年の技術革新や規制改革の影響で競争度が高まる可能性が指摘され始めた。こうした流れの中で、本研究は潜在的な競争と代替的な競争が有効であり、またその競争圧力が具体的にどの程度であれば社会的に是認されるのかについて示した。

幾つかの留意点

最後に本分析における留意点、問題点を幾つか挙げておく。分析結果にある一定の制約があることを意識しておくことは現実の問題をとらえる上で重要なことである。

1. 本研究においては、合併による固定費用削減の効果には言及していない。しかし合併において検針作業等の固定費用が削減されることは明白であり、これは本分析の枠組みでは市場均衡に影響しないが、純粋にその固定費用削減分だけ社会的な利益となる。
2. 本研究では生産者側の費用構造は比較的詳細に検討したが、消費者側の需要構造については、価格弾力性を与えるのみで詳細な実証研究はしていない。データの入手可能性および正確性の問題で、価格弾力性に関して感度分析をすることが望ましいが、本報告書ではそこまでの記述をしていない。報告書に結果を記載しなかったのだが、これは感度分析をしても価格弾力性が非常に小さく、定性的な結論に変更はないことを確認したからである。しかしながら、交差弾力性は重要であり、これを0として分析すれば分離した2つの市場の同時分析となって、WithとWithoutでガス市場のみが変化することとなる。また、価格弾力性を大きくすれば競争が促進され、フリンジプレイヤーおよびプロパンガス事業者が競争圧力としてより強く振舞うことを付け加えておく。
3. 想定した企業は利潤最大化の仮定をおいており、実際とはいくらかかけ離れていると思われる。よって本分析は企業行動が利潤最大化をするという仮定のもと行われたと重ねて記しておく。
4. 実際のエネルギー市場は複雑であるにも関わらず、本研究は電力とガスの消費者とそれらの供給者が1つの市場で出会うという極端に単純化したモデルで分析をおこなった。現実からかけ離れているという批判はあると思われるが、分析方法自体は有用であると考ええる。

参考文献等

- Akiyama, S. & 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., J. Bushnell, and C.R. Knittel (1999) "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", *Energy Journal*, 20(4), 65-88.
- Borenstein, S. and Bushnell, J.B. (1999) "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Market", *Journal of Industrial Economics*, 47(Sep), 285-323.
- 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 05-J-024.
- 奥野正寛・鈴木興太郎(1985), 『ミクロ経済学 I』、岩波書店.
- 電気事業連合会統計委員会編(2004), 『電気事業便覧 平成16年度版』、日本電気協会.
- 日本ガス協会(2004), 『ガス事業便覧 平成16年度版』、日本ガス協会.
- 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編(2004), 『平成16年度 電力需給の概要』.
- 電気新聞編(2003), 『電力自由化 そこが知りたい Q&A 新制度の徹底解説』、電気新聞.
- 資源エネルギー庁 <http://www.enecho.meti.go.jp/>
- 電気事業連合会 <http://www.fepc.or.jp/>
- 公正取引委員会 <http://www.jftc.go.jp/>