



平成29年度産業経済研究委託事業(電力・ガス 市場における競争状況についての計量経済学的 分析事業)報告書

2018 年 3 月 30 日

NERA エコノミックコンサルティング

1. はじめに

2016年4月の電力小売全面自由化、2017年4月のガス小売全面自由化により、一般家庭を含む全ての需要家が電気・ガスの購入先(小売電気事業者、ガス小売事業者)を選択することが可能となった。その結果、特に電力市場においては、2016年度以降、低圧分野における新電力のシェアが着実に伸びており、新規参入事業者数の増加や料金メニューの多様化など、電力システム改革の一定の成果が小売電力市場で現れてきている。またガス市場においても、特に一部の地域において、電力・ガスを組み合わせた事業者間の価格競争が進み始めている。

他方、電力市場におけるみなし小売電気事業者による地域間競争や卸電力市場の状況など、その展開は十分とは言えず、競争的な電力・ガス市場の実現に向けて、今後の進展に期待すべき点も多い。そうした中、2020年4月の電気事業法第3弾改正法の施行により、旧供給区域におけるみなし小売電気事業者の供給義務等が撤廃されるが、それに先立ち、2019年4月以降、第3弾改正法の部分施行により、2020年4月以降も経過措置料金規制が必要となる地域の指定が可能となることから、当該指定の判断基準、経過措置料金規制の解除に当たり必要となる施策について検討する必要がある。

経過措置料金規制に関しては、旧供給地域におけるみなし小売電気事業者とその他の小売事業者との間の公平な競争を担保する上では、将来的には解除されることが望ましいと考えられる。しかしながら、現状におけるみなし小売電気事業者の高いシェア等の競争状況や最終消費者のスイッチングに対する認知度の程度等を考えると、経過措置料金規制の解除がみなし小売電気事業者による値上げを引き起こし、需要家にとって不利益をもたらすことも考えられる。また、このような事情については、みなし小売電気事業者の旧供給地域による違いがあり、地域毎に、経過措置料金規制を継続的に維持するべきか否かの判断が求められるものであり、また、その他に別の問題解消手段を検討するべきかどうかということについての検討も必要になると考えられる。

本事業は、こうした状況を踏まえながら、電力・ガス市場における競争の促進により需要家の利益を最大化するため、別途開催する研究会(以下、「研究会」という。)の意見を取り入れながら、これらの市場における競争評価の在り方、取引(卸売・小売)の在り方等について、産業組織論を専攻とする経済学博士号を有する者の監督の下で、産業組織論に基づいた計量経済学的分析を行い、理論・実証の両面から分析及び検討することを目的とする。分析フレームワークの選択に当たっては、経過措置料金規制の解除の判断枠組みとなることを第一の基準としつつ、研究会における議論の進展に応じて、他の論点の検討にも用いることが出来る様、一般性を保つよう心がける。なお、一年早く小売の全面自由化を行ったことからデータの蓄積があるという理由から、分析の対象としては電力市場に限定する。

電力市場の競争状況を検討するに当たっては、電力という財の特殊性及び日本の電力市場の特徴を踏まえた分析を行う必要がある。電力という財は、どの小売電気事業者から購入しても電力自体の質は変わらないという同質性がある。他方で、一般の需要家の観点からは、小売電気事業者によって信頼性等に差があると認識されている可能性もあり、実質的には事業者間で差別化が行われているとみなすことが妥当とも考えられる。分析に当たってはこうした点に留意する必要がある。また、電力には低コストでの貯蔵の困難性、必需財としての性質があることに留意する必要がある。

小売電力市場の特徴としては、旧供給地域におけるみなし小売電気事業者と新電力の間の競争がそもそも非対称な状態から始まっていることを踏まえる必要がある。自由化以前はすべての需要家がみなし小売電気事業者から電気を購入しており、新電力に購入先を変更する場合には、需要者は積極的な行動を取る必要がある。こうした需要家にとってのスイッチングコストの存在や、結果として新電力の価格の方が平均して5%程度安いにもかかわらずみなし小売電気事業者がシェアの大半を占めることに留意する必要がある。

卸電力市場の特徴としては、生産能力の大部分をみなし小売電気事業者の系列会社や関係の深い卸電力事業者が保有していること、地域間連係線の容量不足から市場が地域間で分断されることが常態化していること、卸と小売との間では、相対取引が主体であり JEPX における市場取引は取引量のごくわずかを占めるに過ぎないということが挙げられる。その結果、卸市場においてもみなし小売電気事業者の市場支配力が存在する可能性があり、新電力は、急激な需要増に対する十分な供給能力の確保に対する不安や卸電力価格の不安定性といったリスクに直面していることに留意する必要がある。

なお、本事業では、経済産業省電力・ガス監視等委員会事務局と連携し、旧一般電気事業者及び新電力から電力の販売データ等を取得することで、後述の分析アプローチに沿ってシミュレーション分析を実施しているが、各地域の分析結果等に関しては、個社の機密情報に関わる部分が多いため、本報告書においては公開しないこととする。

2. 分析アプローチ

前項で述べたように、本事業の主な目的は、2020 年 4 月以降も経過措置料金規制が必要となる地域の指定判断基準等の検討に資するための経済分析を行うことである。具体的な分析内容としては、実証産業組織論の標準的なフレームワークに基づく、我が国の電力小売市場の競争モデルを推定し、経過措置料金規制を解除した場合に電力小売価格および需要家の厚生にどのような影響が及ぶのかのシミュレーションを行う。さらに、シミュレーション結果によっては、追加的な施策が必要となる可能性が考えられるが、その場合においては需要サイド及び供給サイドにおける当該施策がシミュレーション結果に与える影響を分析する。

本分析のフレームワークと同様のものを用いて電力小売市場やガス小売市場を分析した研究としては、Hortaçsu et al. (2017)¹や Giuliatti et al. (2005)²がある。また、本フレームワークは諸外国の電力小売市場の競争評価の手法とも整合的なものである。例えば、英国の Competition and Markets Authority による電力市場の調査³では、需要家の需要代替性や事業者の費用構造等の詳細な分析が行われている。また、アイルランドにおいて 2011 年 4 月に規制料金が撤廃された際も、需要家のスイッチング率や競争事業者の存在等が撤廃の基準として用いられている⁴。

本格的なシミュレーション分析の前に、電力小売市場の簡単な理論モデルを用いて、分析の考え方を説明する。簡単化のため、需要家は 2 グループの電力小売事業者（1＝みなし小売電気事業者、2＝新電力）のうちいずれかを選択すると仮定する。みなし小売電気事業者は価格支配力を持ち、（規制がなければ）利潤最大化価格を設定する一方、新電力は価格支配力をもたないと考ええる。需要家は基本的に価格が安い方を選択するが、スイッチングコストが存在するため、みなし小売に対してプレミアムを支払ってもいいと考えている。スイッチングコストの大きさは需要家によって異なる。

¹ Hortaçsu, A., Madanizadeh, S. A., & Puller, S. L. (2017). Power to choose? An analysis of consumer inertia in the residential electricity market. *American Economic Journal: Economic Policy*, 9(4), 192-226.

² Giuliatti, M., Price, C. W., & Waterson, M. (2005). Consumer choice and competition policy: a study of UK energy markets. *The Economic Journal*, 115(506), 949-968.

³ Competition and Markets Authority (2016) Energy market investigation Final report. available at <https://www.gov.uk/cma-cases/energy-market-investigation#final-report>

⁴ 後藤久典 (2016)「電力小売全面自由化後の規制料金の撤廃判断のあり方―海外事例調査およびわが国市場環境をふまえた検討―」電力中央研究所、研究報告書、2016 年 5 月

小売電気事業者 i に対する需要を $D_i(p_1, p_2)$ と書く。みなし小売は自力で電力を生産することが可能であり、 D_1 だけ生産した場合の費用を $C(D_1)$ と書く。

みなし小売電気事業者の利潤関数は

$$\pi_1(p_1, p_2) = D_1(p_1, p_2)p_1 - C_1(D_1(p_1, p_2)) \quad (1)$$

と書ける。一方、新電力は電力を卸電力市場で調達する。卸電力市場における価格 $w(D_2(p_1, p_2))$ は調達量に依存する。 $w'(D_2(p_1, p_2)) > 0$ を仮定する。新電力の利潤は

$$\pi_2(p_1, p_2) = D_2(p_1, p_2)(p_2 - w(D_2(p_1, p_2))) \quad (2)$$

と書ける。新電力は卸電力市場における価格 $w(D_2(p_1, p_2))$ 及びみなし小売電気事業者の価格 p_1 を所与のものとして利潤最大化行動を取る。新電力は価格支配力を持たないことを仮定しているので、新電力が均衡において得られる利潤はゼロとなり、新電力の小売価格 $p_2(p_1)$ は

$$\pi_2(p_1, p_2(p_1)) = 0 \Leftrightarrow p_2(p_1) = w(D_2(p_1, p_2(p_1))) \quad (3)$$

となるように決まる。すなわち、新電力は価格=卸電力市場における調達価格となるように価格を決定する。(送配電コスト及び諸費用は調達価格に含めて考える。)

新電力の行動を予測した上で、みなし小売電気事業者は利潤 $\tilde{\pi}_1(p_1) = \pi_1(p_1, p_2(p_1))$ を最大化する。利潤最大化の一階の条件は

$$\frac{d\tilde{\pi}_1(p_1)}{dp_1} = D_1 + p_1 * \left(\frac{\partial D_1}{\partial p_1} + \frac{\partial D_1}{\partial p_2} \frac{dp_2}{dp_1} \right) - MC_1 * \left(\frac{\partial D_1}{\partial p_1} + \frac{\partial D_1}{\partial p_2} \frac{dp_2}{dp_1} \right) = 0 \quad (4)$$

と書ける。これを解くみなし小売電気事業者の価格を p_1^* 、対応する新電力の価格を $p_2^*(= p_2(p_1^*))$ とする。みなし小売のマージン率は

$$\frac{p_1 - MC_1}{p_1} = - \frac{D_1}{p_1} \left(\frac{\partial D_1}{\partial p_1} + \frac{\partial D_1}{\partial p_2} \frac{dp_2}{dp_1} \right) \quad (5)$$

となる。

したがって、みなし小売電気事業者の利潤最大価格は需要関数 $D_i(\cdot)$ 及び卸電力市場の供給関数 $w(\cdot)$ の形状、そしてみなし小売電気事業者の限界費用によって決まる。これらが、シミュレーションを行うに当たってキーとなるパラメータである。次節以降では、上に示したような単純な理論モデルを、データと組み合わせられるような形に拡張し分析を行うが、基本的な考え方は変わらない。

3. シミュレーション分析

本分析では、電力小売市場を、潜在的に市場支配力を持ち得るみなし小売電気事業者と、一般には市場支配力を持たない多数の新電力⁵の間の競争として捉え、みなし小売電気事業者の利潤最大化価格として経過措置料金規制解除後の電力小売価格の予測を行う⁶⁷。

シミュレーション分析は、以下の4つのステップから構成される：

- (1) 需要家のプラン選択モデルの推定
- (2) 新電力の価格決定式の推定
- (3) みなし小売電気事業者の限界費用関数の推定
- (4) みなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量の予測

以下ではまず前提条件を確認し、続けて各ステップの説明を行う。

3.1. 前提条件

3.1.1. 市場

対象とする市場は、低圧電灯のうち、定額電灯、東京電力における従量電灯 A、臨時電灯、農事用電灯、公衆街路灯等を除く部分である。したがって、需要家には家庭の他、商店や事務所、飲食店などが含まれる。

沖縄電力を除く旧一般電気事業者の旧供給区域に含まれる46都道府県を市場の地理的範囲とする。

3.1.2. 小売電気事業者

旧供給地域におけるみなし小売電気事業者と、新電力のうち、2017年6月時点における供給量上位10社程度⁸及び他供給地域のみなし小売電気事業者（「大手新電力」と呼ぶ。）をモデル上のプレイヤーとし、その他の事業者はまとめて取り扱う。

⁵ 具体的に分析に用いた新電力は、新電力のうち、2017年6月時点における日本全体の電力供給実績上位10社程度である。

⁶ みなし小売電気事業者の目的に関する異なった仮定の下でのシミュレーションも必要に応じて検討する。

⁷ みなし小売電気事業者単独の利潤最大化行動を考えるという意味で、本分析は単独行動による市場支配力の程度を分析するものとなっている。エリア内、又はエリアを超えた暗黙的な協調的行動による市場支配力については、分析アプローチも含めて今後の検討課題である。

3.1.3. 表記

以下では、 $t \in \{201604, 201605, \dots\} \equiv T$ で期(年月)、 $d \in \{1, 2, \dots\} \equiv D$ で日、 $f \in \{1, 2, \dots, 48\} \equiv F$ で一日を30分ごとに区切ったタイムフレーム、 $m \in \{\text{北海道, 青森県, 秋田県, } \dots\}$ で沖縄県を除く46都道府県、 i で需要家、 $j \in \{\text{みなし規制, みなし自由, 新電力 A, 新電力 B, } \dots, \text{新電力 Z}\}$ で電力プラン⁹を表す。

3.2. 需要家のプラン選択モデルの推定

3.2.1. 需要家のプラン選択モデル

シミュレーション分析を行うにあたり、まず需要家のプラン選択モデルの推定し、小売電気事業者の価格付けに対して需要家がどのように反応するのかを明らかにする必要がある。本分析では、Hortaçsu et al. (2017)に従い、各期の需要家 i のプラン選択を二段階意思決定モデルとしてモデル化する¹⁰。需要家の前期の契約プランが j であったとき、この需要家は今期のプランを以下のようなプロセスで決定する¹¹。

- Stage 1: まず、需要家はプランのスイッチングを検討するかどうかを決める。確率 $1 - c$ で、需要家はスイッチングの検討を行わず、前期契約していたプラン j を来期においても継続する。確率 c で、需要家はスイッチングの検討を行う。
- Stage 2: スwitchングを検討する場合には、みなし規制料金、みなし小売り自由料金、及び、新電力需要者のどれかを選ぶことになる。スイッチングの検討を行う場合における、各プランを選択する確率を P で表す。例えば、 $P_{i,j}$ はスイッチングを検討した上でプラン j を選択する確率であり、 $P_{i,k}$ (k は j と異なる)はスイッチングを検討した上でプラン k を選択する確率である。

例として、前月にみなし小売電気事業者の規制料金プランを契約していた需要家の今月のプラン選択の流れを図表1に示す¹²。

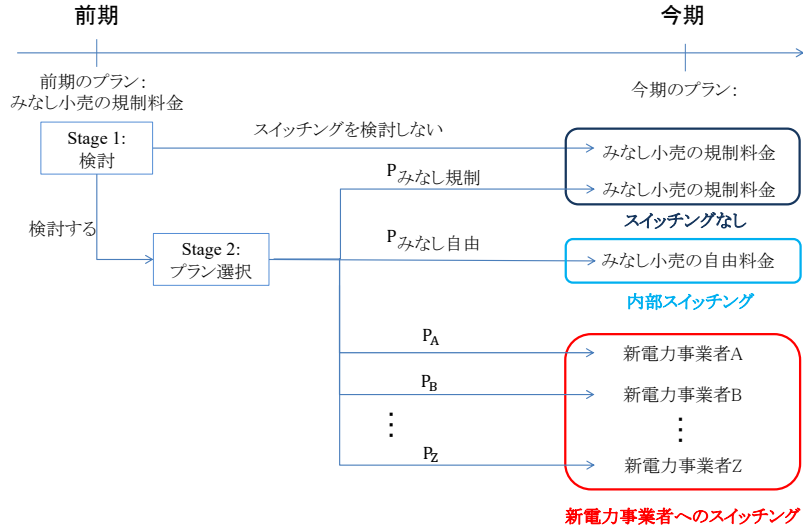
⁹ モデル上新電力は一つのプランのみを提供していると仮定するため、新電力については事業者とプランを同一視して取り扱う。一方みなし小売電気事業者は、規制料金プランと自由料金プランの二つを提供していると仮定する。

¹⁰ 本分析で用いる意思決定モデルは、産業組織論で広く用いられている離散選択モデルを拡張したものである。離散選択モデルとは、有限個の選択肢の中から意思決定者が一つ(または複数)の選択肢を選ぶという行為をモデル化したものである。

¹¹ 表記の簡略化のため添え字 m, t は省略している。

¹² 前期にみなし小売電気事業者の規制料金プラン以外のプランを契約していた需要家に関しても、同様のプロセスで今期のプラン選択を行う。

図表 1 需要家のプラン選択モデル



このモデルにおいて、需要家 i の前期の契約プランが j の時に、今期も引き続き需要家 i がプラン j を契約する確率は $(1 - c) + cP_{i,j}$ となる。一方、プラン j からその他のプランへスイッチングを行う確率は $c \times (1 - P_{i,j} - P_{i,0})$ となる¹³。また、みなし小売電気事業者の規制料金プランから新電力へスイッチングをする確率は $c \times (1 - P_{i, \text{みなし規制}} - P_{i, \text{みなし自由}})$ となる。

Stage 2 における条件付き選択確率 $P_{i,j}$ は、需要家の効用最大化行動から導出される。需要家 i がプラン j を契約した時の効用を $V_{i,j} + u_{i,j}$ と書く。ここで $V_{i,j}$ は、需要家 i の電力消費量やプラン j の価格や特徴に依存する関数（以下では $V_{i,j}$ を効用関数と呼ぶ。）であり、 $u_{i,j}$ は乱数項である。一定の仮定の下、条件付き選択確率 $P_{i,j}$ は $V_{i,j}$ を用いて、

$$P_{i,j} = \frac{\exp(V_{i,j})}{\sum_{k \in J} \exp(V_{i,k})} \quad (6)$$

と書ける。ここで J はプラン全体の集合を表す。

一方、Stage 1 におけるスイッチングを検討するかどうかの意思決定は、需要家の効用最大化行動から導出されるわけではなく、仮定として一定確率で検討を行うという形で与えられるものである。こうした仮定は、需要家の限定合理性（必ずしも毎期ごとに最適な事業者を探すわけではない）に基づくものであり、本当はスイッチングするメリットがあるにも関わらず様々な理由で行わないという需要家の「腰の重さ」を表現するものである。同様の仮定は Hortaçsu et al.(2017)や Giulietti et al.(2005)、その他探索行動付き消費者モデル等で一般的に用いられている。

¹³ $P_{i,0}$ は、大手新電力以外の新電力を選ぶ確率である。

3.2.2. 推定

3.2.2.1. 効用関数の定式化

効用関数 $V_{i,j}$ を以下のように定式化する：

$$V_{i,j} = a(y_i - p_j(E_i)) + x_j' b \quad (7)$$

ここで y_i と E_i はそれぞれ需要家 i の所得および電力需要(kWh)、 $p_j(E_i)$ は E_i だけ消費したときの事業者 j の月額料金¹⁴、 x_j は事業者 j の観測可能な特徴である。推定するパラメータは $\theta \equiv (a, b, c)$ である。

需要家は、段階別料金プランを踏まえ電力需要の大きさに応じて3タイプ(E^S, E^M, E^L)に分ける。各市場における E^S, E^M, E^L の値及び各タイプの割合は、実際の電力需要の分布を反映するように需要家のサンプルデータから設定する。

需要家の所得に関するデータは利用可能ではないため、需要家の所得は一定(y と書く)と仮定する。この場合、選択確率 P_j はタイプごとに異なることになる。各タイプの選択確率を P_j^S, P_j^M, P_j^L と書く。

なお、検討確率 c は需要家のタイプごとに変わらないという仮定を置く。

3.2.2.2. 条件付き選択確率及びスイッチング件数

効用関数の推定は、モデルから導かれる条件付き選択確率と、みなし小売電気事業者の規制料金プランから自由料金プランへの内部スイッチング件数及び大手新電力への外部スイッチング件数を、データと(平均的に)一致させることにより行う。そこでまず、モデルから条件付き選択確率及びスイッチング件数を導出し、それらがデータ上どの値と対応するのかを示す。

t 期のエリア m におけるプラン j の契約口数¹⁵を $N_{j,m,t}$ と書く。エリア m における潜在的な需要家の総数を N_m とし、 N_m は期に関わらず一定と仮定する。その他の新電力と契約している需要家の数を $N_{0,m,t}$ とすれば、任意の t と m について以下の関係が成り立つ：

$$N_{0,m,t} + \sum_{j \in J_{m,t}} N_{j,m,t} = N_m \quad (8)$$

ここで $J_{m,t}$ はプラン全体の集合である。プラン j の契約口数 $N_{j,m,t}$ は、前期から契約し続ける需要家(その数を $N_{j,m,t}^1$ と書く。)と、今期新しく加入する需要家(その数を $N_{j,m,t}^2$ と書く。)に分けられる。前者はさらに、(1) 前期に契約しており、スイッチングを検討しなかった需要家と、(2) 前期に契約しており、スイッチングを検討したが結局プラン j を選択した需要家に分けられる。前者の数は $(1 - c)N_{j,m,t-1}$ であり、後者の数は $c(\frac{P_{j,m,t}^S + P_{j,m,t}^M + P_{j,m,t}^L}{3})N_{j,m,t-1} \equiv cP_{j,m,t}N_{j,m,t-1}$ である。これらを合わせて、前期から契約し続ける需要家の数は、

¹⁴ 上述した通り、現状では事業者内でのプランごとの契約口数が不明のため、プラン間の区別は行わず、モデル上各事業者は単一の価格プランを提供していると仮定する。具体的には、各電力事業者の(東京電力 EP における)従量電灯 B 相当のプランをその事業者の代表的プランと考え、代表的プランの価格スケジュールを用いる。

¹⁵ 低圧電灯のうち、定額電灯、臨時電灯、農事用電灯、公衆街路灯の契約者は除く。

$$N_{j,m,t}^1 = (1 - c)N_{j,m,t-1} + cP_{j,m,t}N_{j,m,t-1} \quad (9)$$

となる。次に $N_{j,m,t}^2$ を求める。前期にプラン j を契約していなかった需要家の数は $N_m - N_{j,m,t-1}$ であり、このうち $cP_{j,m,t}$ の割合がプラン j にスイッチングすることから、

$$N_{j,m,t}^2 = cP_{j,m,t}(N_m - N_{j,m,t-1}) \quad (10)$$

となる。これらを合わせて、

$$N_{j,m,t} = N_{j,m,t}^1 + N_{j,m,t}^2 = (1 - c)N_{j,m,t-1} + cP_{j,m,t}N_m \quad (11)$$

と書ける。この式を変形すると、条件付き選択確率 $P_{j,m,t}$ は、

$$P_{j,m,t} = \frac{N_{j,m,t}^1 - (1 - c)N_{j,m,t-1}}{cN_m} \quad (12)$$

と書ける。また、みなし小売電気事業者の規制料金プランから、大手新電力への外部スイッチング件数 $N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{大手新電力},m,t}$ は、

$$N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{大手新電力},m,t} = c(1 - P_{\text{みなし規制},m,t} - P_{\text{みなし自由},m,t})N_{\text{みなし規制},m,t-1} \quad (13)$$

となる。一方、みなし小売電気事業者の規制料金プランから、自由料金プランへの内部スイッチング件数 $N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{みなし自由},m,t}$ は、

$$N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{みなし自由},m,t} = cP_{\text{みなし自由},m,t}N_{\text{みなし規制},m,t-1} \quad (14)$$

となる。

3.2.3. 推定アルゴリズム

推定には GMM を用いる。使用するモーメントは各期各エリアにおける条件付き選択確率 $P_{j,m,t}$ 及び、みなし小売電気事業者の規制料金プランから大手新電力への外部スイッチング件数 $N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{大手新電力},m,t}$ 及びみなし小売電気事業者の規制料金プランから自由料金プランへの内部スイッチング件数 $N_{\text{みなし規制} \rightarrow \text{みなし自由},m,t}$ である。

3.2.4. 使用データ及び算出する推定結果

需要家のプラン選択モデルの推定には、図表 2 の前半に列記したデータを用いる。需要家のプラン選択モデルを推定することで、需要家の検討確率及び選択確率に影響を持ち得るファクター間の、影響力の大小、特に価格に対する需要家の反応度を明らかにする。また、価格に対する反応度が電力需要の多寡によってどの程度異なるかを明らかにする。算出される推定結果を図表 2 の後半にまとめた。

図表 2 需要家のプラン選択モデルの推定に用いるデータ一覧及び算出する推定結果

データ一覧		
(1)	契約口数	2016 年 4 月から 2017 年 6 月までの各都道府県における、各事業者の低圧電灯の契約口数
(2)	スイッチング件数	2016 年 4 月から 2017 年 6 月までの各供給区域における、みなし小売電気事業者の規制料金プランからその他の小売電気事業者へのスイッチング件数及び、みなし小売電気事業者の規制料金プランから自由料金プランへのスイッチング件数
(3)	価格	各事業者の東京電力従量電灯 B 相当のプランの価格スケジュールに、燃料費調整額及び再生可能エネルギー発電促進賦課金を加算したもの
(4)	事業者特徴 1	各事業者の資本金、電源構成公開の有無、CO2 排出係数公開の有無等のアンケート結果
(5)	事業者特徴 2	各都道府県における、電気通信事業者の人口当たり販売店舗数及びガス事業者のガス供給区域世帯数割合
算出する推定結果		
(a)	検討確率	毎月どの程度の需要家がスイッチングを検討するか
(b)	価格反応度(価格弾力性)	各事業者の価格スケジュールの変動に対して、需要家の選択確率がどの程度反応するのか
(c)	ブランド力	各事業者がどの程度の「ブランド力」を有しているか
(d)	みなし小売電気事業者のブランド力の変化	時間の経過とともに、みなし小売電気事業者のブランド力がどのように変化しているか
(e)	事業者特徴の影響	各事業者特徴が、需要家の選択確率にどう影響しているか

3.3. 新電力の価格決定式の推定

シミュレーション分析を行う上で、みなし小売電気事業者と競合する新電力の価格がどのように決まるかをモデル化する必要がある。本分析では、新電力は価格支配力を持たないと考え、新電力の価格は、常時BU、JEPX、相対取引、自社電源という複数の調達手段の加重平均調達価格に、託送費用、その他の費用（顧客毎に必要な管理費用等）及び最低限の利潤を加えたものとして計算する¹⁶。このとき、価格 $p_{j,m,t}$ は以下のように書ける：

$$p_{j,m,t} = \pi_{j,m}^{min} + w_1 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{BU}] + w_2 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{AREA}] + w_3 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{AL}] + w_4 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{OWN}] + T_{m,t} + OC_{j,m,t} \quad (15)$$

3.3.1. 推定方法

$E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{BU}]$ 及び $E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{AREA}]$ は、サンプル期間における常時バックアップ調達価格及びエリアプライスの実現値の平均値として推定する。また、 w_1, w_2 も同様にサンプル期間における各調達方法による調達量の全調達量に占める割合から推定する。 $\pi_{j,m}^{min} + w_3 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{AL}] + w_4 E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{OWN}] + OC_{j,m,t}$ を区別して推定することはデータ上出来ないので、価格 $p_{j,m,t}$ から $E_{m,t}[p_{m,t,d,f}^{BU}]$, $E[p_{m,t,d,f}^{AREA}]$, $T_{m,t}$ を差し引いた値として推定する。

託送費用は各一般送配電事業者の約款の値を用いる。その他の費用に関しては、正確な推定が難しいため、販売費・一般管理費等のうち、契約口数の増減に伴って変動すると考えられる部分を合理的に見積もり設定する。新電力の価格決定式推定に用いるデータ一覧及び算出する推定結果を図表3に示す。政府の施策により新電力の調達手段の選択肢が増加した場合や、調達コストが変化した場合、新電力の価格も対応して変化することになる。

¹⁶ 新電力が卸市場の価格変動リスクに直面していることから生じるリスクプレミアムは、既に現状の価格に織り込まれていると考えられるため、モデル上は価格と費用の差分として算出される最低限の利潤に含まれることになる。

図表 3 新電力の価格決定式推定に用いるデータ一覧及び算出する推定結果

データ一覧		
(1)	価格	各事業者の東京電力従量電灯 B 相当のプランの価格スケジュール
(2)	常時 BU	2016 年 4 月から 2017 年 6 月までの各供給区域における、各事業者の常時バックアップによる調達量及び調達価格
(3)	JEPX エリアプライス	2016 年 4 月から 2017 年 6 月までの各供給区域における、エリアプライス及び各事業者の JEPX からの調達量
(4)	相対取引価格	ヒアリング等から実績値として合理的と思われる価格を設定
(5)	自社電源発電費用	ヒアリング等から実績値として合理的と思われる価格を設定
(6)	託送料金	各供給区域における、一般送配電事業者の託送料金
(7)	その他の費用	販売費・一般管理費等のうち、契約口数の増減に伴って変動すると考えられる部分を合理的に見積もり設定
(8)	最低限の利潤	ヒアリング等から実績値として合理的と思われる価格を設定
算出する推定結果		
(a)	価格決定式	常時バックアップ、JEPX におけるエリアプライス、相対取引価格、自社電源発電費用、託送料金、その他の費用の値に応じて新電力の価格がどのように決まるかを示した式

3.4. みなし小売電気事業者の限界費用関数の推定

3.4.1. フレームワーク

みなし小売電気事業者 j の契約口数が N_j のとき¹⁷、この事業者が追加的な需要家に対して電力供給を行うのに必要な費用を MC_j と書く¹⁸。限界費用 MC_j は、発電費用 $MC_j^{gen}(N_j)$ 、託送料金 $T \times E$ 、その他の変動費用 OC_j から構成される¹⁹：

$$MC_j(N_j, T, E, OC_j) = MC_j^{gen}(N_j) + T \times E + OC_j \quad (16)$$

その他の変動費用には、需要家ごとにかかる管理費用などが含まれる。

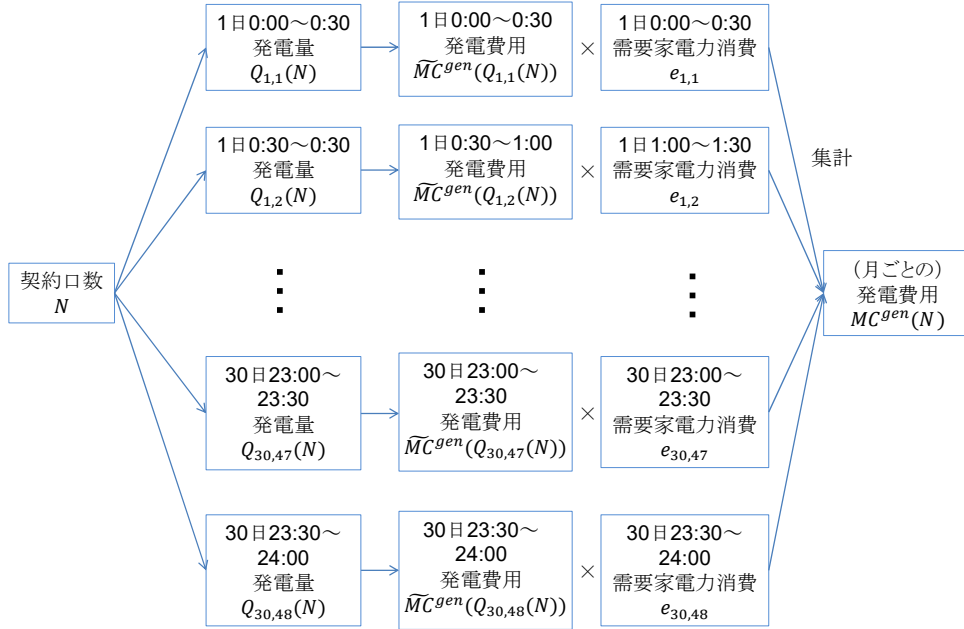
発電費用 $MC_j^{gen}(N_j)$ は、以下のプロセスで計算する。まず、契約口数が N_j のとき、 d 日のタイムフレーム f において事業者 j が必要とする発電量 $Q_{j,d,f}(N_j)$ (MWh)を各日の各タイムフレームについて求める。次に、発電出力が $Q_{j,d,f}(N_j)$ のときの発電費用 $\widehat{MC}_j^{gen}(Q_{j,d,f}(N_j))$ (円/kWh)を各日の各タイムフレームについて求める。最後に、各日の各タイムフレームの発電費用と同時時間帯の需要家の電力消費量を掛け合わせて集計することにより、当該月の発電費用 $MC_j^{gen}(N_j)$ を求める。図表 4 に計算プロセスの概略を示す。

¹⁷ 表記の簡略化のため添え字 m, t は省略している。

¹⁸ 追加的に 1kWh の電力を発電するために必要な費用という意味での限界費用とは別であることに注意する。

¹⁹ 以下では、需要家の電力需要は E で同一であるという前提の下説明を行う。電力需要に関する需要家間の異質性が存在する場合、限界費用は消費者の電力需要量ごとに変わってくる。

図表 4 発電費用の計算プロセス



3.4.2. 各日各タイムフレームにおける必要発電量

d 日のタイムフレーム f において必要な発電量を求めるため、まず需要家のタイムフレームごとの電力需要量 $e_{d,f}$ (kWh)を計算する。期全体での電力需要量の合計は E に等しいため、

$$\sum_{d \in D} \sum_{f \in F} e_{d,f} = E \quad (17)$$

となる。

次に、事業者 j が d 日のタイムフレーム f において必要な発電量 $Q_{j,d,f}(N_j)$ (MWh)を求める。必要な発電量のうち、分析の対象である低圧電灯分を $Q_{j,d,f}^{LL}$ 、その他の部分を $Q_{j,d,f}^{Other}$ とすると、上で計算した需要家一人当たりの電力需要量を用いて、

$$Q_{j,d,f}(N_j) = Q_{j,d,f}^{LL} + Q_{j,d,f}^{Other} = e_{d,f} \times N_j + Q_{j,d,f}^{Other} \quad (18)$$

と計算できる。

3.4.3. 各期における(契約が一口増えた時の)発電費用

発電費用 $MC_j^{gen}(N_{j,m,t})$ は、式(12)から、

$$\begin{aligned} MC_j^{gen}(N_j) &= \sum_{d \in D} \sum_{f \in F} \widetilde{MC}_j^{gen}(Q_{j,d,f}(N_j)) \times e_{d,f} \\ &= \sum_{d \in D} \sum_{f \in F} \widetilde{MC}_j^{gen}(e_{d,f} \times N_j + Q_{j,d,f}^{Other}) \times e_{d,f} \end{aligned} \quad (19)$$

と計算できる。

3.4.4. 推定方法

分析の対象が低圧電灯市場であること、またその他の市場に関するデータが十分でないことから、単純化のため $Q_{j,m,t,d,f}^{Other}$ は外生的に与えられると仮定する。

発電費用関数 $\widetilde{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$ は事業者 j の電源構成のデータから推定する²⁰。

需要家のタイムフレームごとの電力需要 $e_{d,f}$ の情報は保有していないため、低圧電灯の需要家の電力需要がみなし小売電気事業者の電力需要全体に占める割合が一定であるという仮定の下、タイムフレームごとの電力需要全体の値から需要家のタイムフレームごとの電力需要 $e_{d,f}$ を求める。

みなし小売電気事業者の限界費用推定に用いるデータ一覧及び算出する推定結果を図表 5 に示す。

図表 5 みなし小売電力事業者の限界費用推定に用いるデータ一覧及び算出する推定結果

データ一覧		
(1)	電源構成	各みなし小売電気事業者の電源構成情報
(2)	託送料金	各供給区域における、一般送配電事業者の託送料金
(3)	その他の費用	販売費・一般管理費等のうち、契約口数の増減に伴って変動すると考えられる部分を合理的に見積もり設定
算出する推定結果		
(a)	限界費用関数	発電量によって限界費用がどう決まるかを示した関数

²⁰ 発電費用関数 $\widetilde{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$ の推定に当たっては、原油価格、石炭価格、LNG 価格をコントロールした発電費用を用いている。発電費用関数の予測値から実際の発電費用を計算する際には、原油価格、石炭価格、LNG 価格の予測値を用いた調整を行っている。

3.5. みなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量の予測

3.5.1. みなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量を求めるアルゴリズム

以上の3つのステップにおいて推定されたモデルを統合することにより、経過措置料金規制解除後のみなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量の予測を行う。具体的には、図表6に示したアルゴリズムに従い、みなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量を求める。

STEP 1: 所与のみなし小売電気事業者の価格と、新電力の価格の予測値を需要家のプラン選択モデルに当てはめることにより、各需要家がどの電力プランを選択するかを分析する。

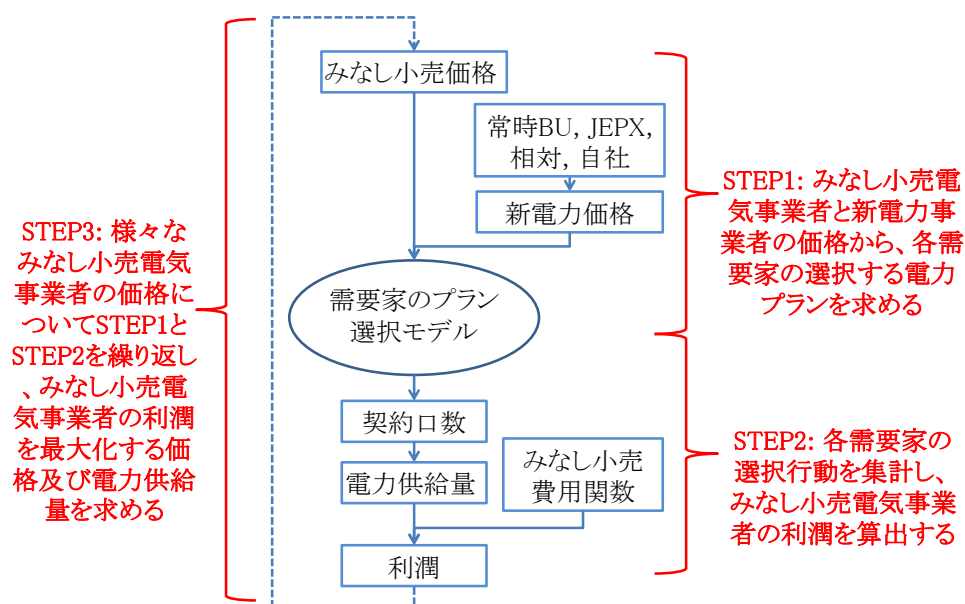
STEP 2: 需要家の選択行動を集計することで得られるシェア(契約口数)からみなし小売電気事業者の電力供給量を求め、さらに価格と費用関数の情報と組み合わせることで利潤を計算する。

STEP 3: 様々なみなし小売電気事業者の価格についてSTEP 1とSTEP 2を繰り返すことにより、みなし小売電気事業者の利潤の割引現在価値の総和を最大化するような価格及び供給量を求める。

需要家の電力需要量の多寡によって価格反応度が異なる場合、みなし小売電気事業者の利潤最大化価格も電力需要量の多い需要家向けと少ない需要家向けで異なってくると考えられる。また、地域間の競争状況の違いによってもみなし小売電気事業者の利潤最大化価格は異なってくると考えられる。

なお、ここではあくまで競争事業者が将来にわたっても市場に残り続けることを前提とした利潤最大化を想定しており、例えば低価格で一定期間販売し、競争事業者を排除するような戦略については、検討していない。

図表6 みなし小売電気事業者の利潤最大化価格及び供給量を求めるアルゴリズム



3.5.2. 利潤関数

各期においてみなし小売電気事業者 j が低圧電灯部門から得る利潤は、

$$\pi_j(p_j) = \sum_{I \in \{S, M, L\}} \left[N_{j, \text{規制}}^I(p_j, p_{-j}) \times p_{j, \text{規制}}(E^I) + N_{j, \text{自由}}^I(p_j, p_{-j}) \times p_{j, \text{自由}}(E^I) \right] - \int_0^{N_j(p)} MC_j(N_j(p)) dN \quad (20)$$

と書ける。ここで $N_j(p) = \sum_{I \in \{S, M, L\}} [N_{j, \text{規制}}^I(p_j, p_{-j}) + N_{j, \text{自由}}^I(p_j, p_{-j})]$ である。 $N_{j, \text{規制}}^I(p_j, p_{-j})$ は I タイプの需要家の規制料金プランの契約口数である。

3.5.3. 目的関数

単純化のため、みなし小売電気事業者 j は2020年4月時点(t_ℓ と表記する)に一度だけ価格 p を設定し、その後は変更できないという仮定の下での最適価格を求める。さらなる単純化として、経過措置料金規制が解除されたのちには、みなし小売電気事業者 j は、旧自由料金プランと旧規制料金プランで同一の価格付けを行い、単一の価格を用いて利潤を最大化する。

この時、みなし小売電気事業者 j は以下の期待利潤の割引現在価値の総和を最大化するように価格を設定する：

$$p_{j, m, t_\ell}^* = \operatorname{argmax}_p \left\{ \sum_{\tau=t_\ell}^{\infty} \left(\frac{1}{1+r} \right)^{\tau-t_\ell} E[\pi_{j, m, \tau}(p)] \right\} \quad (21)$$

こうして得られた p_{j, m, t_ℓ}^* と、経過措置料金の比較を行うことで、経過措置料金規制を解除したときにどのように価格や市場シェア等が変動するのかのシミュレーションを行うことができる。

3.5.4. 外生変数の予測

$Q_{j, m, t, d, f}^{\text{Other}}$ は、ARIMA(p, d, q)過程に従うと仮定してそのパラメータを推定する²¹。 $p_{m, t, d, f}^{BU}$, $p_{t, d, f}^{AREA}$ も同様にARIMA(p, d, q)過程としてそのパラメータを推定する。

3.5.5. 割引率

将来の利潤を現在価値に割り引く際の割引率としては、みなし小売電気事業者の加重平均資本コスト(WACC)を用いることが考えられる。WACCは以下の公式から求められる²²：

²¹ $Q_{j, m, t, d, f}^{\text{Other}}$ の推定に当たっては、月レベル、週レベル、日レベルでの必要発電出力の周期性を考慮している。

²² WACCの計算には以下の文献を参考にした。

$$WACC = r_D(1 - T_c) \frac{D}{V} + r_E \frac{E}{V} \quad (22)$$

ここで r_D は負債の収益率、 r_E は株主資本に対する期待収益率、 D/V は負債の企業価値に対する比率、 E/V は株主資本の企業価値に対する比率、 T_c は実効法人税率である。

3.6. その他

シミュレーション分析を踏まえて、追加的に施策が必要となる可能性があるが、これは、シミュレーションの前提条件の変更として取り扱うことが出来る。すなわち、様々な前提条件の下でシミュレーションを行い、その結果を比較することで、こうした施策が電力小売価格の大きな変動を抑止する上でどの程度の効果を持ち得るのかを定量的に把握する。

4. まとめ

本事業では、経過措置料金規制解除のシミュレーション分析のため、実証的産業組織論の標準的なフレームワークに基づく我が国の電力小売市場の競争モデルを構築した。今後は引き続きモデルの改善を行うとともに、データを用いてモデルのパラメータの推定を行い、実際にシミュレーションを行うことが必要となる。

5. 補論

5.1. 表記一覧

図表 7 表記一覧

記号	意味
a	効用関数のパラメータ(価格の係数)
b	効用関数のパラメータ(その他説明変数の係数)
c	検討確率
d	日
e_i	タイムフレームごとの電力需要
E_i	期ごとの電力需要
f	タイムフレーム
i	需要家を示す添え字
j	プランを示す添え字
$J_{m,t}$	プランの集合
k	プランを示す添え字
ℓ	プランを示す添え字
m	都道府県
$N_{j,m,t}$	契約口数
$P_{i,j,m,t}$	条件付き選択確率
$p_{j,m,t}$	価格スケジュール
p^w	卸電力スポット市場価格
$p_{m,t,d,f}^{AL}$	相対取引価格
$p_{m,t,d,f}^{AREA}$	エリアブライズ
$p_{m,t,d,f}^{BU}$	常時バックアップ価格
$p_{m,t,d,f}^{OWN}$	自社電源価格
$Q_{j,m,t,d,f}$	発電量
$Q_{j,m,t,d,f}^{other}$	低圧電灯分以外の発電量
r	割引率のパラメータ
t	期(年月)
t_ℓ	2020年4月(経費借入金規解除予定時点)
$T_{m,t}$	託送料金
$OC_{j,m,t}$	その他の変動費用
$u_{i,j}$	効用に含まれる誤差項
$V_{i,j}$	効用関数
x_j	(分析者にとって)観察可能な事業者の特徴
y_i	需要家の所得
$MC_j(N_{j,m,t})$	追加的な需要家に対する限界費用関数
$MC_j^{gen}(N_{j,m,t})$	追加的な需要家に対する限界発電費用関数
$\widetilde{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$	追加的な発電量に対する限界発電費用関数
$\pi_{j,m,t}$	利潤
$\pi_{j,m}^{min}$	最低限必要な利潤

NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting
〒100-0011
東京都千代田区内幸町 1-1-1
帝国ホテルタワー14F
Tel: 81 3 3500 3290 Fax: 81 3 3500 3291
www.nera.jp