

発電・小売事業における範囲の経済性の評価

—米国民営電気事業者を対象とした実証分析—

Estimating Economies of Scope between Power Generation and Retail Businesses:
Evidence from the U.S. Investor Owned Utilities

キーワード：発販統合，範囲の経済性，費用関数，民営電気事業者，米国

田中拓朗

電力自由化が進むわが国や諸外国において、電気事業者が発電事業と小売（販売）事業を営む「発販統合」が見直されつつある。電気事業者が発販統合に関する意思決定を行う際には、発電・小売事業間に費用節減効果（範囲の経済性）が働くかどうかを明らかにしておくことが有益である。本稿の目的は、米国において規制分野の発電・小売事業に関わる民営電気事業者のパネルデータを用いて費用関数を推定し、発販統合で生じうる発電・小売事業間の範囲の経済性を定量的に評価することである。計測された範囲の経済性は、平均的な生産規模の事業者において5.9%から7.6%程度であった。また、費用関数の推定結果において、発電・小売の部門間協調に起因する費用節減効果を統計的に有意な形で確認できなかったこともあり、範囲の経済性の主な源泉は、発電・小売部門間で重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。この結果は、発販統合自体は費用節減的な戦略となるが、発販統合事業者内の発電・小売部門が、内部取引などによって部門間協調を行うことのメリットは小さく、それぞれの部門が独自の戦略をとったとしても、事業者の総費用に与える影響は小さいことを示唆している。

- | | |
|-------------------|---------------|
| 1. はじめに | 4.2 変数の定義 |
| 2. 発販統合の費用節減・増加要因 | 5. 推定結果 |
| 3. 分析手法 | 5.1 費用関数の推定結果 |
| 4. 使用するデータと変数の定義 | 5.2 範囲の経済性の評価 |
| 4.1 データ | 6. おわりに |

1. はじめに

発電・小売事業（販売）に競争が導入されたわが国や諸外国において、既存電気事業者の発販統合¹が見直されつつある。わが国では、2015年4月に、東京電力（現東京電力ホールディングス）と中部電力の共同出資によって新たな発電事業者JERAが誕生した。その後、2019年4月に、東京電力と中部電力は、それぞれの火力発電事業を本体から切り離しJERA

に移管することで、発販統合から発販分離へと移行した²。一方で、わが国の他の旧一般電気事業者は、現時点では発販統合を維持している。諸外国に目を向けると、電力自由化が進められた米国のいくつかの州において、それまで規制事業下で発販統合していた民営電気事業者の中には、発電資産を売却するなどして、発販分離を進めてきた事業者もある。また、欧州の電気事業者の中には、トレーディング技術を活用しつつ、全面的に市場取引

¹ 本稿では、1つの事業会社が発電・小売部門を保有している事業体制を、発販統合と定義する。その際、両部門間の取引の有無は問わない。この定義の下では、同一事業者内の発電・小売部門が、それぞれ独自に市場取引をしている場合も発販統合に分類される。一方、発電事業者と小売事業者が同一の持ち株会社の傘下に属し、両

者が取引を行っていたとしても、別会社であれば（法人格が異なれば）、本稿では発販分離として扱っている。
² 原子力事業や再エネ事業は切り離されていないため、厳密には完全な発販分離ではないが、現在わが国では火力電源が主力電源となっていることに鑑み、本稿ではJERAを発販分離の事例として扱っている。

を行っているものの、発電・小売部門の双方を引き続き保有して発電統合を維持している事業者も存在する³。さらには、豪州では、一度発電分離した電気事業者が、再度発電統合へと回帰する動きもある⁴。

このような分離、統合の意思決定は、会計制度の変更や事業規模の大きな変化を伴うため、国内外問わず、発電・小売事業に関与する電気事業者にとって重要な経営戦略課題といえる。

電気事業者が発電統合に関する意思決定を行う際には、理論的には、そのメリット・デメリットを収益面、費用面、リスクヘッジの視点から総合的に判断することになる。そのため第1ステップとして、発電・小売事業の費用構造、特に、両事業間に範囲の経済性が働くかどうかを明らかにしておくことが有益であろう⁵。

範囲の経済性とは、複数の事業を1つの事業者が担う場合の費用が、各事業を別々の事業者が担う場合の費用の合計を下回るこという。範囲の経済性が生じるかどうかは、発電統合による費用節減効果（共通費の節減や部門間協調に起因する費用節減）と、発電統合により追加的に生じる費用（インフルエンス費用やエージェンシー費用の増加）の大小関係に依存するが（次章にて説明）、これらは、市場環境に応じて異なると考えられる⁶。したがって、範囲の経済性を評価するためには、データを用いた定量的な分析が重要となる。

しかしながら、発電・小売事業の費用構造、範囲の経済性に注目した先行研究は、筆者の知る限り存在しない。この背景には、これまでの電気事業の範囲の経済性に関する中心的な議論が送配電分離であったため、費用構造に関する研究においても、必然的に発電、送配電事業に注目したものが多くなっていたことが要因として考えられる⁷。なお、発電・小売事業に関連する先行研究として、Bushnell (2004), Mansur (2007), Bushnell et al. (2008), Aid et al. (2011) などがあるが、これらの研究は、取引所取引や先物取引、相対取引、そして発電統合における内部取引の違いが、小売市場の価格や事業者のリスクヘッジ戦略に与える影響に注目しているものであり、いずれの研究においても、発電・小売事業の費用構造や両事業間で生じる範囲の経済性について分析したものではない。

そこで本稿では、米国において、規制分野の発電・小売事業に関わる民間電気事業者を対象とした2014年から2018年のパネルデータを用いて、発電・小売事業の費用関数を推定し、両事業間の範囲の経済性を評価する。米国では、1992年に発電事業が自由化されたが、規制分野の発電事業も残っている。また、小売事業については、自由化された州と規制されたままの州が存在している。ただし、テキサス州を除く小売自由化州においては、配電事業者が規制料金の下で小売事業を行っており、競争分野と規制分野が混在している状況

³ トレーディング技術を活用する事業者として、Centrica や Vattenfall などがある。詳細は、筒井他 (2015) を参照のこと。

⁴ 豪州では、このような事業者を *Gentailer* と呼ぶ。代表的な *Gentailer* として、AGL Energy や Origin Energy, EnergyAustralia などがある。

⁵ ここでは費用分析の有益性を指摘しているが、収益性やリスクヘッジの評価を軽視しているわけではない。しかし、例えば、収益性の評価をするためには、事業者の価格や生産量を設定する必要があり、これらには限界費用や平均費用が必要となる。したがって、まずは発電統合が事業者の費用面に与える影響を明らかにしておくことが有益である。

⁶ なお、本稿では議論しないが、電力システム改革や競

争政策の視点から発電統合の是非を検討する場合は、発電統合の反競争効果にも注意する必要がある。発電統合の反競争効果としては、市場の囲い込みやライバル費用引き上げなどが考えられる。

⁷ 発電、送配電事業で生じる範囲の経済性に関する研究は、米国民営電気事業者を対象に分析した Kaserman and Mayo (1991) から始まる。以降、様々な国や地域を対象に、発電、送配電事業の範囲の経済性の分析がなされてきた（北村・根本 1999; Kwoka 2002; Nemoto and Goto 2002; Ida and Kuwahara 2004; Jara-Diaz et al. 2004; Fraquelli et al. 2005; Fetz and Filippini 2010; 後藤・井上 2011; Arocena et al. 2012; Meyer 2012; Triebs et al. 2016; Gugler et al. 2017）。

表1 発販統合の費用節減要因と増加要因

費用節減要因	費用増加要因
1.重複する固定費の削減 ・ITシステムや間接部門の重複費用の削減が期待される	1.インフルエンス費用の増加 ・発販統合により組織内に複数の事業を抱えることで増加する可能性がある
2.部門間協調のメリットに起因する費用節減効果 ・両部門が協調的に生産活動を行うことで、発電・小売部門間の情報共有が促進され、燃料調達の効率化や効率的な小売マーケティングの実施が期待される ・市場取引に頼るのではなく、両部門が協調的に生産活動を行うことで、市場取引で生じうる「ホールドアップ問題」を回避し、長期的に費用効率的となる投資を行いやすくなる	2.エージェンシー費用の増加 ・発販統合により事業規模が拡大することで増加する可能性がある

となっている⁸。米国の規制分野で活動する民営電気事業者を分析対象としたのは、当分野には発販統合型の民営電気事業者のみならず、独立した民営発電事業者、民営小売電気事業者も存在していること、また、これらの民営電気事業者には、活動実績や財務情報の提出が義務付けられており、発電・小売事業に関する詳細情報が利用可能となっているためである。

なお、本稿は、米国において規制分野の発電・小売事業に関わる民営電気事業者を対象に分析したものであるが、各事業の生産技術については、競争分野の発電・小売事業と大差はないと考えられる。したがって、本稿で得られる結論や示唆は、競争分野における発販統合に対しても、一定の留意をした上で適用可能であろう。もちろん、競争分野の発電・小売事業者のデータを含めることで、より包括的な分析が可能となるが、競争分野の事業者に関する詳細データを利用できないことに鑑みて、本稿では規制分野のみの事業者を対象としている⁹。

また、本稿で対象とした米国民営電気事業者は、火力電源が主力電源（分析で使用するデータセットでは総発電電力量の約55%が火力電源）となっている点や、事業会社単位レベルでの発販統合が見られるという点は、わが国の電気事業と類似しており、本稿で得ら

れる結果は、わが国の電気事業に対しても一定の示唆があると考えられる。

本稿の構成は以下の通りである。第2章では、発販統合の費用節減要因・増加要因について、経済理論をもとに整理する。続く第3章で分析手法、第4章では使用するデータについて説明する。第5章で分析結果を示し、最後の第6章でまとめと今後の課題を述べる。

2. 発販統合の費用節減・増加要因

発販統合により、発電・小売事業間に範囲の経済性が働くかどうかは、統合による費用節減効果と、統合により生じうる追加的な費用の大小関係に依存する。表1は、発販統合の費用節減要因と増加要因を整理したものである。

まず、発販統合の費用節減要因として、次の2点があげられる。第1に、ITシステムや間接部門等の重複する固定費の節減である。この点は、発電・小売事業に限った話ではなく、発電、送配電の費用構造に注目した多くの先行研究でも指摘されている（Kwoka 2002; Arcena et al. 2012; Meyer 2012; Triebs et al. 2016; Gugler et al. 2017）。

第2に、発電・小売部門が協調的に生産活動を行うことのメリットに起因する費用節減効果がある。部門間協調のメリットとしては、

⁸ 米国電気事業における規制分野と競争分野の詳細については、筒井（2020）を参照のこと。

⁹ なお、競争分野の発電・小売事業者を分析データに含めないことの影響については、第4章で言及している。

部門間の情報共有の促進や情報の有効活用、そして、長期的に費用効率的となる投資¹⁰の促進が考えられる。

まず、情報共有の促進と有効活用に起因する費用節減については、事業者が発販統合を選択し、発電・小売部門が協調的に生産活動を行うことで、両部門間の情報共有が促進され、その情報を活用した事業効率化が期待される。例えば、発電部門の観点からは、小売需要に関する情報を活用することで、将来の見通しが立ちやすくなり、燃料調達の効率化や、電源投資・管理の予見性が高まることが期待される。また、小売部門の観点では、電源調達に関する情報を活用することで、より効率的な小売マーケティングが可能となることなどが考えられる。

一方、長期的に費用効率的となる投資が促進される点については、Williamson (1975, 1996) によって体系化された取引費用経済学を用いて説明できる。取引費用経済学では、経済主体は限定合理的¹¹であり、また機会主義的に行動¹²すると仮定されている。このような経済主体が、組織内で取引を行うのではなく、市場で取引¹³を行うとすれば、完備な取引契約を締結しようとして多大な労力や時間を要したり、そもそも完備契約を結ぶことが困難であり、契約締結後に問題が生じたりする可能性が高い。特に、自身が特定の取引契約のみに有効となる投資を行った後に、契約上の問題が生じた場合、機会主義的な取引相手に対して不利な立場となる。このような契約上のリスクを警戒するあまり、費用効率的となる投資機会があったとしても、投資が見送られたりする可能性がある¹⁴。

上述のような投資抑制問題は、取引環境が不確実である場合や取引相手が少数である場合に、より顕著となる。一般に、取引環境が不確実である場合、市場取引のための契約は不完備になりやすく、取引継続のためには再交渉が必要となる。このような状況において、取引相手も少数であれば、ある取引のために自分が投資した資産を別の取引に利用する機会が限られるため、再交渉の際の交渉力が低下する。その結果、投資を行おうとする事業者が事後的に不利な立場になる可能性が高まるため、当事業者の投資意欲はさらに低下すると考えられる。

わが国や諸外国においては、再生可能エネルギーの大量導入や省エネ・電化の進展など、電気事業を取り巻く環境が大きく変化しており、将来の需要変動や価格変動リスクを正確に予測することは容易ではない。また、卸電力市場の流動性が低い状況や、取引相手を見つけることが困難である状況も想定される。このような変動リスクや取引相手の少数性が懸念される状況において、事業者が市場取引を行おうとすれば、取引相手の機会主義的行動から自己の利益を守るために、事業者の投資インセンティブが抑制されると考えられる。一方、事業者が発販統合を選択し、さらに内部取引などの部門間協調を行う場合は、事業者内の指揮系統や慣習に基づいて取引を調整することが容易となり、市場取引で問題となる取引相手の機会主義的行動を回避できるため、上述のような長期的に費用効率的となる投資の促進が期待される。

発販統合には、上述のような費用節減効果が期待される一方で、統合により、かえって

¹⁰ 電源の新設や既存電源の修繕・補修のための投資だけではなく、労働者の専門性を高める人的投資なども含まれる。

¹¹ 限定合理的とは、経済主体が合理的に行動しようとしても、情報収取能力や処理能力に限界があり、完全に合理的な行動が困難であることを意味する。

¹² 機会主義的行動とは、自己の利益を追求するために、自身にとって不利な情報を隠したり、積極的に開示し

ようとしなかったり、裏切ったりする行動を指す。

¹³ 本稿では、内部取引以外の取引は、取引所取引に限らず、すべて市場取引として考えている。

¹⁴ このように、取引成立後に自身が不利な立場に陥ることを恐れ、本来であれば効率性向上に貢献する投資を控えてしまう問題を、経済学では「ホールドアップ問題」と呼ぶ。

費用が増加する可能性も指摘されている。Besanko et al. (2013) でも言及されているが、一般に、事業者が複数の部門を持ったり、事業規模が拡大したりする場合、インフルエンス費用やエージェンシー費用も増加する。発電統合も例外ではなく、これらの費用はこの形態のデメリットといえる。

インフルエンス費用とは、事業者内の意思決定者に対して、ある部門が自部門に有利な意思決定を行うよう働きかける活動（インフルエンス活動）により生じる費用である。インフルエンス活動は、部門数が増加するにつれて活発化すると考えられるため、発電統合事業者のインフルエンス費用は、独立した事業者よりも大きくなると予想される。また、発電・小売部門の内部取引が行われる状況では、一方の販売収入が他方の調達費用となり、両部門の利害関係がより明白となるため、インフルエンス費用は更に大きくなると推察される¹⁵。

一方、エージェンシー費用とは、事業者内の従業員やマネージャーの努力水準の低下によって生じる損失や、努力水準を評価するための管理業務から生じる費用のことである。この費用は、事業規模の拡大により組織内の人材管理が困難になる場合や、成果や努力水準を正確に評価・測定できない場合に増加する。発電統合することで事業規模が大きくなると、組織内の管理が困難になり、この費用が増加すると考えられる。

以上のように、発電・小売事業間に範囲の経済性が生じうるかどうかは、理論的には上述の要因に依存して結論が異なる。したがって、データを用いた実証分析が重要となる。次章では、範囲の経済性の計測手法と、範囲の経済性を評価するために必要となる発電・

小売事業の費用構造の推定モデルを紹介する。

なお、本稿の目的とは直接関係しないが、費用面以外の発電統合のメリット・デメリットについても言及しておく。まず、発電統合のメリットとして、市場価格の変動をヘッジできる可能性（ナチュラルヘッジ）が指摘されている（CMA2016; 服部2020）。一方、発電統合のデメリットとしては、各部門の取引を内部取引のみに制限する場合¹⁶に生じる機会費用がある。これは、発電部門（小売部門）の取引相手が事業者内の小売部門（発電部門）に制約されることで、仮に外部に好条件の取引機会があったとしても、その取引機会を諦めることで生じる機会費用である。

3 分析手法

はじめに、範囲の経済性の数式に基づいて説明する。式(1)は、Baumol et al. (1982) に倣い、発電・小売事業における範囲の経済性を定式化したものである。

$$ES = \frac{[C(Y_G, 0; \mathbf{w}) + C(0, Y_R; \mathbf{w})] - C(Y_G, Y_R; \mathbf{w})}{[C(Y_G, 0; \mathbf{w}) + C(0, Y_R; \mathbf{w})]} \quad (1)$$

この値が正であるならば、発電・小売事業間には範囲の経済性が存在し、負となれば、両事業間には範囲の経済性は存在しない（むしろ、統合することで費用が増加することになる。ここで、 Y_G 、 Y_R はそれぞれ発電・小売事業の生産量¹⁷を、 \mathbf{w} は投入要素価格ベクトルを表しており、 $C(Y_G, Y_R; \mathbf{w})$ は発電・小売の両事業を行う場合（発電統合の場合）の費用、 $C(Y_G, 0; \mathbf{w})$ 、 $C(0, Y_R; \mathbf{w})$ は、それぞれの事業を別々の事業者が行う場合（発電分離の場合）の費用である。なお、 $C(Y_G, Y_R; \mathbf{w})$ および $C(0, Y_R; \mathbf{w})$ を定義するにあたり、小売部門に

¹⁵ 発電・小売部門を保有しつつ各部門がそれぞれ独自に市場取引を行う場合は、内部取引と比べて利害関係の対立が小さくなるため、インフルエンス費用の増加幅も小さくなると考えられる。

¹⁶ 脚注1でも述べた通り、本稿では、1つの事業会社が

発電・小売部門を保有している事業体制を、発電統合と定義しており、必ずしも内部取引をしている必要はない点に留意すること。

¹⁷ 本稿では発電事業の生産量として発電電力量、小売事業の生産量として販売電力量を用いる。

計上される他社購入電力費を差し引いている。これは、範囲の経済性の計測の際に、発電事業の費用を二重カウントするのを避けるためである¹⁸。また、投入要素として、本稿では、資本 (K)、燃料 (F)、その他投入要素 (O) の3つを考慮する¹⁹。

式(1)を評価するためには、発電・小売事業に関する2財生産の費用関数を推定する必要がある。費用関数の推定に関する多くの先行研究では、Christensen et al. (1973) により提案されたトランスログ費用関数が用いられてきた。トランスログ費用関数は、費用、生産量、投入要素価格といった、費用関数を構成する変数を対数変換し、さらに2次のテイラー近似を行うことで導出される。この費用関数は、生産量、投入要素に関して2階微分可能であるという関数としての柔軟性を有しており、安定した推定結果を得られることが多い。一方で、変数を対数変換する必要があるため、範囲の経済性の評価のように、ある生産量が0となるような状況での適用は困難である²⁰。

費用関数の別の定式化として、Diewert and Wales (1987) やKumbhakar (1994) により一般化マクファデン費用関数が、Pulley and Braunstein (1992) によりコンポジット費用関数が提案されている。特に、一般化マクファデン費用関数は、経済理論の観点から費用関数が満たすべき正則条件を推定時に課すことが容易であり、電気事業の分析においても応用されている (Kumbhakar 1994; 北村・根本 1999; Nemoto and Goto 2002)。しかしながら、これらの費用関数は高度に非線形であるため、安定した推定結果を得ることがしばしば困難となる²¹。

¹⁸ この重要性については、Kwoka (2002) 以降、発電事業と送配電事業の範囲の経済性を分析した他の先行研究でも指摘されている (Arocena et al. 2012; Meyer 2012; Gugler et al. 2017)。

¹⁹ その他投入要素は、資本、燃料以外の投入要素の総称として定義しており、労働、アウトソーシングなどが含まれる。詳しくは、第4章を参照のこと。

²⁰ この問題を回避する簡易的な手法として、すべての生産量に小さな値(たとえば0.0001)を加えて分析したり、

そこで本稿では、発電、送配電事業の範囲の経済性の評価を目的とした多くの先行研究においても用いられている二次形式の費用関数を用いる (Kaserman and Mayo 1991; Kwoka 2002; Jara-Diaz et al. 2004; Meyer 2012; Gugler et al. 2017)。式(2)は、本稿で推定する費用関数である。

$$\begin{aligned}
 C_{it} = & \alpha_0 + \sum_j \beta_j Y_{jit} \\
 & + \frac{1}{2} \sum_j \sum_k \beta_{jk} Y_{jit} Y_{kit} + \sum_l \gamma_l w_{lit} \\
 & + \frac{1}{2} \sum_l \sum_m \gamma_{lm} w_{lit} w_{mit} \\
 & + \sum_j \sum_l \delta_{jl} Y_{jit} w_{lit} + \rho' Z_{it} + \epsilon_{it}
 \end{aligned} \tag{2}$$

ここで、 i : 事業者、 t : 年、 $l, m = \{K, F, O\}$: 投入要素、 $j, k = \{G, R\}$: 事業部門、 C : 総費用、 Y_j : 事業 j の生産量、 w_l : 投入要素 l の価格、 Z : コントロール変数ベクトル、 ϵ_{it} : 攪乱項、 $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \rho$: 推定するパラメータである。

式(2)で特に注目すべきパラメータは、 β_{GR} である。このパラメータは、発電・小売部門が協調的に生産活動を行うことで享受できる費用節減効果を表している。このパラメータが負値であれば、発電電力量(販売電力量)が増加するにつれて、販売電力量(発電電力量)が増加した時の総費用の増分が小さくなるため、発電・小売部門が協調的に行動することに費用面でのメリットが存在することを意味する。

なお、式(2)を推定するにあたり、経済理論の観点から費用関数が満たすべき正則条件が

Box-Cox 変換したりすることなどが提案されているが、これらの変数変換は、生産量変数の経済学的な解釈を困難にする。

²¹ 例えば、浦上 (2011) では、コンポジット費用関数の安定性について検証しているが、分析に使用する変数の組み合わせを変えることで、生産量変数の係数値や、その統計的有意性が大きく変化することを指摘している。

5つ存在する²²。

- 1: パラメータの対称性
- 2: 投入要素価格の一次同次性
- 3: 生産量に関する費用の単調増加性
- 4: 要素価格の単調増加性
- 5: 投入要素価格の費用に関する凹性

ここで、1:パラメータの対称性については、 $\beta_{jk} = \beta_{kj}$, $\gamma_{lm} = \gamma_{ml}$ を推定時に課すことで、また、2:投入要素価格の一次同次性については、ある任意の投入要素価格 w_l で、総費用 C および投入要素 l 以外の投入要素価格変数 w_{-l} を基準化することで対応できる²³。残りの3つの条件は、推定時に制約を課すことが困難であるため、推定されたパラメータをもとに事後的に検証する必要がある。

なお、式(2)は、以下の投入要素需要関数と同時に推定することで、推定モデルの自由度が高まり、推定の効率性が改善される点を指摘しておく。投入要素需要関数は、シェパードの補題により以下のように導出される。

$$\frac{\partial C_{it}}{\partial w_{lit}} = x_{lit} = \gamma_l + \sum_m \gamma_{lm} w_{mit} + \sum_j \delta_{jl} Y_j + \epsilon_{lit} \quad (3)$$

ここで、 x_l :投入要素 l の需要量、 ϵ_{lit} :攪乱項、である。式(2)、式(3)の同時推定には、Iterative Seemingly Unrelated Regressionを用いた。

4. 使用するデータと変数の定義

4.1 データ

推定に用いるデータは、米国において規制分野の発電・小売、もしくはその両方の事業

を営む事業会社レベルの民営電気事業者に関する2014年から2018年までの年次データである。米国では、規制事業を営む民営電気事業者²⁴の事業活動実績、財務状況に関する詳細情報が公表されており、事業者の費用情報や各電源の発電量や燃料消費量に関するデータが入手可能である。本稿では、S&P Global Market Intelligence (EIA-861とFERC Form1のデータが入手可能)、EIA-906、EIA-920、EIA-923から、これらのデータを収集した。

本稿では、事業会社を分析単位としているため、ある発電事業者($Y_G > 0, Y_R = 0$)と小売事業者($Y_G = 0, Y_R > 0$)が同一の持ち株会社の傘下に属していたとしても、別会社としてカウントされる。例えば、本稿の中では小売事業者 ($Y_G = 0, Y_R > 0$)として分類される Baltimore Gas & Electricは、純粋持ち株会社Exelon Corporationの傘下にあり、そこには競争分野の発電事業者Exelon Generation²⁵も存在するが、Baltimore Gas & Electricは発電分離された小売事業者として扱われる。

本分析データのサンプルの内訳は、発電事業者 ($Y_G > 0, Y_R = 0$)が18、小売事業者 ($Y_G = 0, Y_R > 0$)が141、発電統合事業者 ($Y_G > 0, Y_R > 0$)が365である (計524)。また、2018年における事業体制の内訳は、発電事業者:3社、小売事業者:30社、発電統合事業者:73社である²⁶。

ここで、持ち株会社レベルでの発電統合を考慮しないこと、そして規制事業者のみを分析対象とすることが、本稿において範囲の経済性の評価に与えるバイアスについて言及しておく。まず、持ち株会社レベルの発電統合を考慮しないことの影響について、もし持ち

²² 費用関数が満たすべき理論的条件については、Varian (1992)を参照のこと。

²³ 本稿では、その他投入要素価格 w_0 を基準変数とする。

²⁴ 規制の小売事業を営む事業者については、データソースであるEIA-861において、「Bundled Service」として分類されている事業者を対象とした。米国では、配電事業者が規制料金による小売供給を行っており、この分類名称は配電と小売のBundleに起因している(発電・小売のBundleではない点に留意)。なお、テキサス州については、全面的に競争料金に移行しており、規制料金

に基づく配電事業者の小売供給は行われていないため、本稿ではこれらの事業者を分析対象から外した。また、規制分野の発電事業のみを営む事業者については、EIA-861やFERC Form 1から得られる企業情報をもとに抽出した。

²⁵ Exelon Generationは競争分野で活動する事業者であるため、本分析のデータに含まれない。

²⁶ 発電事業者が少なく、発電統合事業のサンプルが多い傾向は、本稿と同様に米国の規制事業を営む民営電気事業者を対象に分析したMeyer(2012)と類似している。

株会社の子会社同士の取引においても、部門間協調による費用節減効果が存在するならば、データから推定される発電・小売事業の費用構造、すなわち、式(1)における分子の第1項と第2項は、それぞれの真の値よりも小さくなる²⁷。このことは、本データから推定される範囲の経済性が、真の範囲の経済性よりも過少に評価されることを意味する。

一方、規制事業のみを対象とすることの影響は、本稿の分析対象である規制事業を営む事業者の効率性と、本稿のデータには含まれない非規制事業（競争分野）を営む事業者の効率性に差がある場合に問題となる。例えば、もし、競争分野で活動する事業者の効率性が、規制事業を営む事業者の効率性よりも高ければ、データから推定される式(1)の分子の第1項と第2項は、それぞれの真の値よりも大きくなる。これは、先ほどの持ち株会社レベルの発電統合の扱いの問題とは反対に、本データから推定される範囲の経済性が、真の範囲の経済性より過大に評価されることを意味する。

上述の2つのバイアスは、範囲の経済性を評価する上で無視できない課題ではあるが、それぞれ異なる方向に働くため、総合的にどちらの方向にバイアスが大きくなるかは不明である。したがってバイアスの方向はランダムと考えることも可能であるため、本稿ではこの問題について特段の対応はとらない。これらの問題については、本稿と同じく規制分野の事業会社レベルの電気事業者を対象とした Arocena et al. (2012) でも同様の議論がなされている。ただし、これらのバイアスの存在は、本稿で使用するデータの課題であることに変

わりはなく、今後は、持ち株会社レベルの発電統合や非規制事業を営む電気事業者のデータを含めた分析が課題となる。

4.2 変数の定義

表2は、各変数の定義である。一部の事業者にデータの欠損が見られたことや、データクリーニングを行ったこともあり、分析に使用するデータセットは、アンバランスパネルデータとなっている。

被説明変数となる総費用 C は、発電部門、小売部門、間接部門のO&M費用と資本費の合計値から他社購入電力費を差し引いた値である²⁸。なお、間接部門のO&M費用は、発電、送電、配電、小売部門ごとに分割できないため、送電、配電部門のO&M費用も含まれる。資本費は、北村・根本（1999）を参考に減価償却費と長期負債利息の合計値とした。

説明変数のうち、発電・小売事業の生産量 Y_G 、 Y_R は、それぞれ発電電力量、小売販売電力量とした。なお、生産量が負となっているサンプルは、分析データから除外した。投入要素価格については、Triebts et al. (2016) に倣い、資本、燃料、そして、その他投入要素の3つの価格を考える。ここで、その他投入要素とは、資本、燃料以外の投入要素を1つにまとめたものであり、労働やアウトソーシングなどの投入要素も含まれることになる²⁹。

資本価格 w_K は、上述の資本費を、固定資産の簿価で除したものとして計算した³⁰。また、燃料価格 w_F は、原子力発電を除く電源の燃料費を、その燃料消費量で除したものである³¹。その他要素価格 w_O は、次のように計算した。

²⁷ 持ち株会社傘下の発電事業者、小売事業者はそれぞれ独立した事業者としてカウントされるため、それぞれの費用構造は、式(1)における分子の第1項と第2項で表現される。

²⁸ 他社購入電力費を差し引くことの重要性については、第3章を参照のこと。

²⁹ 労働投入をその他投入要素に含めたのは、半数以上の事業者において、従業員数に関するデータを入手できなかったためである。同様の問題に直面した Arocena et al. (2012) では、州レベルの平均賃金を労働投入価格の

代理変数としている。

³⁰ Meyer (2012) や Arocena et al. (2012) で定義された資本価格よりも簡易的な定義ではあるが、計算された平均値や分散は、これらの先行研究の値と同程度であった。

³¹ いくつかの事業者において、ある年の燃料費、燃料消費量のデータが、他年のデータと乖離しているケースが確認された。本稿では、燃料価格を計算する前に、これらの乖離が大きいデータを異常値とみなし、分析データから除外した。

表2 変数の定義

変数	説明 (単位)
費用	
C	総費用：発電，小売，間接部門のO&M費用+資本費 (\$ 1,000 million) ※他社購入電力費を除く
E _K	資本費：減価償却費+長期負債利息 (\$ 1,000 million)
E _F	燃料費：汽力，原子力，その他電源に使用した燃料費 (\$ 1,000 million)
E ₀	その他要素費：総費用-資本費-燃料費 (\$ 1,000 million) ※その他要素には労働，アウトソーシングなどが含まれる
生産量	
Y _G	発電電力量 (1,000 GWh)
Y _R	小売販売電力量 (1,000 GWh)
要素需要量	
K	資本ストック (\$ 1,000 million)：固定資産の簿価
F	燃料消費量 (1,000 trillion BTU)：原子力を除く電源の燃料消費量
投入要素価格	
w _K	資本価格 (指数)：資本費/資本ストック
w _F	燃料価格 (\$ / million BTU)：原子力発電を除く電源の燃料費/燃料消費量 (F)
w ₀	その他要素価格 (\$ million / GWh)：その他要素費/電力総調達量 (\$ million / GWh) ※電力総調達量：事業活動のために調達した総電力量。発電電力量，他社購入電力量などを含む
コントロール変数	
S _{Nuc}	総発電電力量に占める原子力発電電力量の割合 (%)
S _{Hydro}	総発電電力量に占める水力発電電力量の割合 (%)
N _{O&M}	送電、配電部門のO&M費用 (\$1,000 million)
市場環境要因	
D _{ISO}	事業者の本社所在地が，CAISO，ERCOT，ISO-NE，MISO，NYISO，PJM，SPPのいずれにも属していない場合に1，それ以外は0
V _{Gen}	州レベルの発電電力量変動指数 (指数)：(t期の総発電電力量 - t-1期の総発電電力量) / t-1期の総発電電力量) ²

まず，総費用から資本費，燃料費を差し引いたものを，その他投入要素費用として定義し，その値を電力総調達量（事業活動のために発電および外部調達した総電力量）で除した。なお，第3章で説明した通り，分析の際には，総費用，資本価格 w_K ，燃料価格 w_F を，その他要素価格 w_0 で除している³²。

この他，発電事業を保有する事業者の生産技術の違いを考慮するため，各事業者の発電電力量に占める原子力発電のシェア S_{Nuc} ，水力発電のシェア S_{Hydro} をコントロール変数としてモデルに入れている。また，総費用 C に含まる資本費，間接部門のO&M費用については，送配電部門の費用が含まれるため，この影響をコントロールする変数として，送配電部門のO&M費用を説明変数に加えた³³。

なお，第2章でも説明した通り，発電・小売部門が協調的に行動することの費用面でのメリット (式(2)における発電電力量，小売販売

電力量の交差項の係数 β_{GR})は，取引環境の不確実性や取引相手の少数性といった市場環境要因 MC に左右されると予想される。そこで本稿では，Gugler et al. (2017)に倣い，発電・小売の生産量の交差項 $Y_G \times Y_R$ と，市場環境要因 MC を掛け合わせた変数 $Y_G \times Y_R \times MC$ を含めた費用関数モデルについても推定する。

本稿では，市場環境要因 MC として，取引相手の少数性，取引環境の不確実性に注目する。取引相手の少数性を表す変数については，各事業者のISO (Independent System Operator)・RTO (Regional Transmission Operator)への所属状況を表すダミー変数 D_{ISO} を用いる。これは，ISOやRTOがある地域は卸電力取引所が整備されており，ISO・RTOがない地域の事業者と比べて取引相手を探しやすいと考えられるためである³⁴。 D_{ISO} は，各事業者の本社所在地が，CAISO，ERCOT，ISO-NE，MISO，NYISO，PJM，SPPのいずれのISO，RTOにも

³² 資本価格，燃料価格をその他要素価格で割った値については，99%分位点以上の値をとるサンプルを異常値として分析から外した。

³³ 送配電部門のO&M費用は総費用 C に含まれていない点に留意すること。

³⁴ ISO・RTOの整理については，服部(2012)を参照のこと。

表3 記述統計

変数	全体		発電特化事業者		小売特化事業者		発電統合事業者		
	平均	標準偏差	平均	標準偏差	平均	標準偏差	平均	標準偏差	
費用									
C	1.171	1.607	0.277	0.110	0.461	0.483	1.504	1.820	
E _k	0.400	0.524	0.074	0.064	0.218	0.250	0.490	0.590	
E _F	0.312	0.498	0.094	0.057	0	0	0.449	0.548	
E _O	0.459	0.876	0.109	0.074	0.243	0.254	0.564	1.028	
生産量									
Y _G	13.540	20.329	5.306	2.114	0	0	19.434	22.119	
Y _R	16.506	20.585	0	0	6.143	6.116	21.544	22.787	
要素需要量									
K	7.311	9.136	1.274	1.110	4.470	5.455	8.770	10.114	
F	0.139	0.213	0.059	0.026	0	0	0.199	0.232	
投入要素価格									
w _K	0.058	0.021	0.060	0.017	0.061	0.034	0.057	0.013	
w _F	2.396	3.564	1.740	1.695	0	0	3.397	3.874	
w _O	0.024	0.020	0.020	0.013	0.034	0.022	0.020	0.017	
コントロール変数									
S_Nuc	7.379	17.669	27.778	46.089	0	0	9.308	17.428	
S_Hydro	7.345	22.363	0	0	0	0	10.691	26.319	
N_O&M	0.178	0.209	1.38E-04	2.32E-04	0.181	0.202	0.186	0.213	
市場環境要因									
D_ISO	0.327	0.469	0.833	0.383	0.106	0.309	0.390	0.488	
V_Gen	0.004	0.010	0.003	0.007	0.005	0.017	0.003	0.006	
観測数	508		18		141		349		

注：総費用、投入要素価格は基準化される前の数値である。

属していない場合に1、そうでない（いずれかに属している）場合に0の値をとる変数である。すなわち、 $D_ISO = 1$ は取引相手の少数性が高い状況（取引相手が少ない状況）を、 $D_ISO = 0$ は取引相手の少数性が低い状況（取引相手が多い状況）を表している。一方、取引環境の不確実性を表す変数については、州レベルの発電電力量変動指数 V_Gen を考える。 V_Gen は、州の総発電電力量 TG_S の変化率を自乗したものとして、

$$V_Gen = \left(\frac{TG_{S,t} - TG_{S,t-1}}{TG_{S,t-1}} \right)^2 \quad (4)$$

³⁵ 州レベルの総発電電力量はEIA-906, EIA-920, EIA-923から入手した。2014年における $t-1$ 期の総発電電力量は、2013年のデータを用いた。

³⁶ 先行研究では、生産量は消費者需要によって決定され、

と定義した³⁵。表3は、以上の変数に関する事業体制別の記述統計である。

最後に、本稿では上述の説明変数の外生性を仮定している点を指摘しておく。電気事業を対象とした多くの先行研究では、Nerlove (1963) やChristensen and Greene (1976) を皮切りに、生産量や投入要素価格が外生変数であると主張されている³⁶。また、原子力発電量シェアや水力発電量シェア、送配電事業（送配電O&M費用）については、これらの事業自体が規制に関わり、事業者の一存で決定できるものではないため、外生的に決定される部分も大きいと考えられる。以上を踏まえて、

投入要素価格は競争的な市場価格として決定されると考えているため、これらの変数は外生的であると主張されている。

表4 費用関数の推定結果

パラメータ	変数	モデル I : Base		モデル II : D_ISO		モデル III : V_Gen	
		係数	標準誤差	係数	標準誤差	係数	標準誤差
α_0	Cons	8.9894***	2.066	9.3583***	2.033	8.6051***	2.059
β_G	Y_G	1.1871***	0.208	1.1826***	0.205	1.1973***	0.207
β_R	Y_R	0.8557***	0.240	0.9092***	0.238	0.9064***	0.239
β_{GG}	$Y_G \times Y_G$	0.0104	0.009	0.0145	0.009	0.0042	0.010
β_{RR}	$Y_R \times Y_R$	0.0069	0.008	0.0083	0.008	0.0040	0.008
β_{GR}	$Y_G \times Y_R$	0.0049	0.008	0.0037	0.008	0.0095	0.008
β_{GR_ISO}	$Y_G \times Y_R \times D_ISO$			-0.0035***	0.001		
β_{GR_Gen}	$Y_G \times Y_R \times V_Gen$					-0.5209***	0.195
γ_K	w_K	1.8482***	0.351	1.7801***	0.351	1.8410***	0.351
γ_F	w_F	0.0079	0.007	0.0101	0.007	0.0075	0.007
γ_{KK}	$w_K \times w_K$	-0.3003***	0.058	-0.2888***	0.058	-0.2997***	0.058
γ_{FF}	$w_F \times w_F$	-0.0402***	0.015	-0.0456***	0.015	-0.0392***	0.015
γ_{KF}	$w_K \times w_F$	0.0014	0.001	0.0011	0.001	0.0015	0.001
δ_{GK}	$Y_G \times w_K$	-0.1251***	0.019	-0.1262***	0.019	-0.1239***	0.019
δ_{GF}	$Y_G \times w_F$	0.0084***	0.000	0.0084***	0.000	0.0084***	0.000
δ_{RK}	$Y_R \times w_K$	0.4498***	0.021	0.4484***	0.021	0.4482***	0.021
δ_{RF}	$Y_R \times w_F$	0.0016***	0.000	0.0016***	0.000	0.0016***	0.000
ρ_{Nuc}	S_Nuc	-0.3028***	0.053	-0.3092***	0.052	-0.2970***	0.053
ρ_{Hydro}	S_Hydro	-0.1109***	0.034	-0.1116***	0.034	-0.1110***	0.034
$\rho_{Network}$	N_O&M	1.6230	5.573	-2.1764	5.526	0.1845	5.575
観測数		496		496		496	
決定係数		0.965		0.966		0.965	
帰無仮説				D_ISO=1の時の部門間協調に起因する費用節減効果 $\beta_{GR} + \beta_{GR_ISO} = 0$		V_Gen=V_Gen90の時の部門間協調に起因する費用節減効果 $\beta_{GR} + \beta_{GR_Gen} \times V_Gen90 = 0$	
カイ2乗統計量					0.00		0.24
p値					0.98		0.62

注：*，**，***はそれぞれ有意水準10%，5%，1%を表す。被説明変数Cおよび資本価格 w_K ，燃料価格 w_F は，その他投入要素価格 w_O で基準化されている。すべてのモデルには時間効果をコントロールするための年ダミーが含まれている。V_Gen90は，変数V_Genの90%分位点であり，0.009の値をとる。

本分析で扱う説明変数についても，外生的であると仮定して分析する。

5. 推定結果

5.1 費用関数の推定結果

表4は，式(2)，式(3)で提示される費用関数システムの推定結果である。モデルIは，式(2)の推定結果である。モデルII，モデルIIIは，それぞれ取引相手の少数性D_ISOや取引環境の不確実性V_Demを考慮した費用関数モデル

の推定結果である。決定係数は，どのモデルにおいても0.97であり，先行研究と遜色ない値である。なお，いずれのモデルにおいても，時間効果をコントロールするための年ダミーが含まれている³⁷。

各モデルの係数を解釈する前に，第3章で述べた費用関数が満たすべき正則条件を確認しておく。パラメータの対称性，投入要素価格の一次同次性については，費用関数の推定の際に制約を課しているため，ここでは生産量に関する費用の単調増加性，要素価格の単調

³⁷ 紙面の都合上，年ダミーの推定結果は省略している。

増加性、そして投入要素価格の費用に関する凹性について確認する。

まず、どのモデルにおいても、生産量の単調性については分析データの約98%で、要素価格の単調性についても分析データの約98%で満たされている。さらに、投入要素価格の費用に関する凹性についても、すべてのモデルで満たされている。

次に、発電・小売部門が協調的に行動することで生じる費用節減効果を表す交差項の係数 β_{GR} に注目する。まず、分析サンプルの平均的な傾向を示すモデルIでは、係数 β_{GR} が統計的に有意でなく、発電・小売部門が協調的に行動することの費用節減効果を確認できない。ただし、第2章でも述べたように、発電・小売部門の協調的行動が費用節減的になるかどうかは、取引相手の少数性や取引環境の不確実性に依存しうるため、これらの要因を考慮したモデルIIやモデルIIIの推定結果についても見ていく必要がある。

まず、取引相手の少数性に注目したモデルIIの推定結果を見る。取引相手が多い場合 ($D_{ISO} = 0$)、発電・小売部門の協調的行動に起因する費用節減効果を表す係数は、 β_{GR} のみとなる。この時、係数 β_{GR} は統計的に有意でないため、取引相手が多い場合は、部門間協調に起因する費用節減効果を確認できない。一方、取引相手が少数である場合 ($D_{ISO} = 1$) における部門間協調による費用節減効果は、 $\beta_{GR} + \beta_{GR_{ISO}}$ となる。この時、帰無仮説： $\beta_{GR} + \beta_{GR_{ISO}} = 0$ を棄却できないため、取引相手が少ない市場環境下においても、部門間協調に起因する費用節減効果を確認できない。ただし、係数 $\beta_{GR_{ISO}}$ 自体は、負値で統計的に有意となっているため、第2章で説明したように、取引相手が少ない場合は、取引相手が多い場合と比べて、発電・小売部門が協調的に行動することの費用節減効果が相対的に大きいことがわかる。

また、取引環境の不確実性に注目したモデ

ルIIIにおいても、部門間協調に起因する費用節減効果を確認できなかった。取引環境の不確実性がない場合 ($V_{Gen} = 0$)、発電・小売部門の協調的行動に起因する費用節減効果を表す係数は、 β_{GR} のみとなる。この時、係数 β_{GR} は統計的に有意でないため、取引環境の不確実性がない場合は、部門間協調に起因する費用節減効果を確認できない。一方、取引環境の不確実性がある場合 ($0 < V_{Gen} \leq 1$ の任意の V_{Gen}) における部門間協調による費用節減効果は、 $\beta_{GR} + \beta_{GR_{Gen}} \times V_{Gen}$ と表現され、係数 $\beta_{GR_{Gen}}$ と取引環境の不確実性の程度にも依存する。この時、帰無仮説： $\beta_{GR} + \beta_{GR_{Gen}} \times V_{Gen90} = 0$ (ここで、 V_{Gen90} は変数 V_{Gen} の90%分位点を表す) を棄却できないため、取引環境の不確実性が高い場合においても、部門間協調に起因する費用節減効果を確認できない。ただし、 $\beta_{GR_{ISO}}$ の議論と同様に、 $\beta_{GR_{Gen}}$ 自体は負値で統計的に有意となっているため、第2章で説明したように、取引環境の不確実性が高まるにつれ、発電・小売部門が協調的に行動することの費用節減効果が相対的に高まることになる。

なお、コントロール変数として推定モデルに含めた、原子力発電シェア、水力発電シェアの係数は負で統計的に有意であるため、これらの発電電力量シェアが増加することで、事業者の費用が低下することを意味している。また、送配電O&M費用については、統計的に有意でないため、送配電事業の規模を十分にコントロールできていない可能性がある。この問題については、利用可能なデータの制約もあるため、今後の課題とする。

以上の通り、本稿で推定された費用関数はデータの当てはまりだけでなく、推定されたパラメータは、経済理論や経験則とも整合的であることが確認された。以下では、推定された費用関数のパラメータを用いて範囲の経済性を評価した結果を紹介する。

表5 範囲の経済性の評価

モデル	範囲の経済性			範囲の経済性の源泉	備考
	平均値 周り	市場環境要因別	部門間協調の 費用削減効果 の統計的有意性		
モデルI (Base)	7.5%		なし	固定費の節減	
モデルII (D_ISO) : 取引相手の少数性	7.6%	D_ISO = 0 (取引相手：多数) 7.1%	なし	固定費の節減	※D_ISO = 0の場合よりは、部門間協調に起因する費用削減効果は大きいですが、それでもなお、総合的には部門間協調に起因する費用削減効果の統計的有意性を確認できないため、範囲の経済性の源泉は固定費の節減である可能性が高い。
		D_ISO = 1 (取引相手：少数) 8.7%	なし※	固定費の節減	
モデルIII (V_Gen) : 取引環境の不確実性	5.9%	V_Gen = 0 (不確実性：なし) 5.1%	なし	固定費の節減	※V_Gen = 0の場合よりは、部門間協調に起因する費用削減効果は大きいですが、それでもなお、総合的には部門間協調に起因する費用削減効果の統計的有意性を確認できないため、範囲の経済性の源泉は固定費の節減である可能性が高い。
		V_Gen = V_Gen90 (不確実性：高) 7.2%	なし※	固定費の節減	

注：2列目（平均値）は、それぞれのモデルにおいて、費用関数に含まれるすべての変数について、そのサンプル平均値を代入して計算した結果である。3列目は、モデルII、モデルIIIについて、市場環境ごとの範囲の経済性について計算した結果である。この時、市場環境要因以外の各変数は、2列目と同様に平均値を代入している。モデルIIにおける取引相手の少数性は、 $D_ISO = 1$ の時に高く、 $D_ISO = 0$ の時に低い。モデルIIIにおける V_Gen90 は、変数 V_Gen の90%分位点であり、0.009の値をとる。

5.2 範囲の経済性の評価

表5は、式(1)を用いて、発電・小売事業間の範囲の経済性を評価した結果である。第2列目（平均値周り）は、費用関数モデルに含まれるすべての説明変数について、そのサンプル平均値を代入して計算した結果であり、平均的な生産規模における範囲の経済性を評価したものとなっている。第2列目の結果を見ると、本分析のサンプルにおける平均的な生産規模における範囲の経済性は、モデルによって多少の差異はあるが、5.9%から7.6%であることがわかる³⁸。これらの結果から、発電統合は費用節減的な戦略であるといえる。

最後に、範囲の経済性の源泉について考察する。第2章では、発電統合で生じうる費用節減効果として、重複する間接部門等の固定費の節減と、部門間協調に起因する費用節減効

果の2つの要因に整理した（表1）。ここで、前節の発電・小売部門の協調的行動に起因する費用節減効果の統計的有意性を検証した結果を踏まえると、表5で計測された範囲の経済性の主な源泉は、これら2つの要因のうち、重複する間接部門等の固定費の削減であると推察される³⁹。このことは、表5のモデルIIとモデルIIIにおいて、市場環境要因を変動させた時の範囲の経済性の変化分が小さいことからもうかがえる。

まず、モデルIIの計測結果について見ていく。前節でも説明したように、取引相手が多い場合 ($D_ISO = 0$) は、発電・小売部門の協調的行動に起因する費用節減効果を表す係数が β_{GR} のみとなる。この時、モデルIIIにおける係数 β_{GR} は統計的に有意でなかったため、 $D_ISO = 0$ の場合は、発電・小売部門の協調的

³⁸ モデルIIIの結果は、他のモデルよりも1.5%ポイント程度低く計測されている。この乖離については、厳密な比較はできないが、発電、送電事業を対象に本稿と同様に複数のモデルについて範囲の経済性を計測した Gulger et al. (2017) におけるモデル間の乖離率と比べても小さく、許容範囲であると考えられる。

³⁹ 本稿で定義した総費用に占める間接部門のO&M費用の割合は、平均で約19%である。したがって、もし範囲の経済性の源泉が間接部門等の固定費の削減のみであるならば、発電統合により、間接部門のO&M費用の約3~4割を削減しうるようになる。

行動に起因する費用節減効果が働いていないと推測される。このことを踏まえると、表5におけるモデルIIの第3列の上段で計測された範囲の経済性（7.1%）の源泉は、重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。一方、取引相手が少数である場合（ $D_{ISO} = 1$ ）は、係数 $\beta_{GR_{ISO}}$ にも注目する必要がある。ここで、係数 $\beta_{GR_{ISO}}$ は負値で統計的に有意であったため、取引相手が少ない市場環境下では、取引相手が多い市場環境下と比べて、発電・小売部門の部門間協調のメリットが大きくなることがわかる。実際、取引相手が少数である場合（ $D_{ISO} = 1$ ）の範囲の経済性の計測値（モデルIIの第3列の下段）は約8.7%であり、第3列の上段の計測値、すなわち、重複する間接部門等の固定費の節減と推察される値から1.6%ポイント増加している。この増分は、部門間協調の費用節減効果に起因するものであると考えられる。ただし、この値は、あくまで、取引相手が多い場合の部門間協調の費用節減効果⁴⁰からの相対的な増分であることに留意する必要がある。また、前節でも示したが、取引相手が多い場合においても、部門間協調の費用節減効果を検証した帰無仮説⁴¹を棄却できなかった。これらを考慮すると、モデルIIにおいても、範囲の経済性の主な源泉が、重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。

同様の傾向は、表5のモデルIIIにおいても見られる。ここでも前節で説明したように、取引環境の不確実性がない場合（ $V_{Gen} = 0$ ）は、発電・小売部門の部門間協調に起因する費用節減効果を表す係数が β_{GR} のみとなる。この時、モデルIIIにおける係数 β_{GR} は統計的に有意でなかったため、 $V_{Gen} = 0$ の場合は、

発電・小売部門の協調的行動に起因する費用節減効果が働いていないと推測される。このことを踏まえると、表5におけるモデルIIIの第3列の上段で計測された範囲の経済性（5.1%）の源泉は、重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。一方、取引環境の不確実性が0でない場合は、係数 $\beta_{GR_{Gen}}$ にも注目する必要がある。ここで、係数 $\beta_{GR_{Gen}}$ は負値で統計的に有意であったため、取引環境の不確実性が増加するにつれ、発電・小売部門の部門間協調のメリットが大きくなることがわかる。実際、取引環境の不確実性が高い場合⁴²の範囲の経済性の計測値（モデルIIIの第3列の下段）は約7.2%であり、第3列の上段の計測値、すなわち、重複する間接部門等の固定費の節減と推察される値から2.1%ポイント増加している。この増分は、部門間協調の費用節減効果に起因するものであると考えられる。ただし、この値は、あくまで、不確実性がない状況での部門間協調の費用節減効果⁴³からの相対的な増分である。また、前節で示した通り、取引環境の不確実性が高い場合においても、部門間協調の費用節減効果を検証した帰無仮説⁴⁴を棄却できなかった。これらを考慮すると、モデルIIIにおいても、範囲の経済性の主な源泉が、重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。

以上をまとめると、発電・小売事業間の範囲の経済性そのものは確認されるが、その源泉は、重複する間接部門等の固定費の節減であり、発電・小売部門が協調的に生産活動を行うことに起因する費用の節減効果があるとは言えないことを示唆している。

⁴⁰ 前節でも議論したが、取引相手が多い場合は、部門間協調の費用節減効果の統計的有意性を確認できていないため、この節減効果は0である可能性がある。

⁴¹ 表4のモデルIIにおける $\beta_{GR} + \beta_{GR_{ISO}} = 0$ の検定結果を参照のこと。

⁴² 取引環境の不確実性の90%分位点で評価している。

⁴³ 前節でも議論したが、取引環境の不確実性がない場合は、部門間協調の費用節減効果の統計的有意性を確認できていないため、この節減効果は0である可能性がある。

⁴⁴ 表4のモデルIIIにおける $\beta_{GR} + \beta_{GR_{Gen}} \times V_{Gen} = 0$ の検定結果を参照のこと。

6. おわりに

本稿では、米国において、規制分野の発電・小売事業に関わる民営電気事業者を対象とした2014年から2018年までの年次データを用いて、発電統合による範囲の経済性を評価した。推定された発電統合の経済性は、平均的な事業規模において5.9%から7.2%程度であった。また、費用関数の推定では、発電・小売の部門間協調に起因する費用節減効果を統計的に有意な形で確認できなかったこともあり、範囲の経済性の主な源泉は、発電・小売部門間で重複する間接部門等の固定費の節減である可能性が高い。

これらの結果は、発電統合自体は費用節減的な戦略といえるが、統合事業者内の発電・小売部門が内部取引などによって協調的に行動することのメリットは小さく、それぞれが独自の戦略をとったとしても、事業者の総費用に与える影響は小さいことを示唆している。したがって、もし各部門がそれぞれ独自の戦略をとることで、事業者全体の収益性を改善できるのであれば、事業者にとっての最適な戦略は、発電・小売部門を保有しつつ、各部門が個別に最適な戦略をとることであろう。具体的には、欧州で多く見られるようなトレーディング戦略などが考えられる⁴⁵。

わが国では、卸電力取引に関する市場の整備が進められており、今後市場の流動性がさらに高まることで、取引相手が実質的に増加すると予想される。また、再生可能エネルギーなどの分散型エネルギーが普及していく中で、需要や価格の変動幅が大きくなり、取引環境の不確実性が増加する可能性が高い。本稿は米国電気事業を対象としているものの、これらの市場環境の変化が発電統合の経済性に及ぼす影響を分析している点で、本稿から

得られた結論は、わが国の電気事業においても、重要な示唆となるであろう。

最後に今後の課題を述べておく。本稿では、規制分野の発電・小売事業を営む事業会社レベルの電気事業者を対象に分析したが、持ち株会社レベルの発電統合を考慮した分析や、競争分野を営む電気事業者のデータも含めた分析を行うことで、より包括的な示唆を得ることができるであろう。

【参考文献】

- 浦上拓也 (2011) 「コンポジット費用関数について」、近畿大学商経学会 商経学叢, 第 58 巻第 2 号, pp.177-185。
- 北村美香, 根本二郎 (1999) 「複数財対称一般化マクファデン費用関数を用いた費用構造分析：わが国電気事業の垂直統合の経済性」, 電力経済研究, No.42, pp.1-13。
- 後藤美香, 井上智弘 (2012) 「電気事業の構造改革に関する経済性分析—わが国電気事業の費用構造分析—」, 電中研報告 Y11009。
- 筒井美樹 (2020) 「多様化する電力経営—欧米事業者の事業ポートフォリオの類型化と日本への示唆—」, 電力経済研究, No.67, pp.1-16。
- 筒井美樹, 服部徹, 後藤久典 (2015) 「欧米における電気事業者とガス事業者の相互参入の実態」, 電中研報告 Y15001。
- 服部徹 (2013) 「米国の卸電力市場の制度設計と課題—短期の市場の効率性と長期の供給力の確保—」, 電中研報告 Y12020。
- 服部徹 (2020) 「米国の原子力事業者 Exelon の経営戦略とパフォーマンス—原子力発電と事業ポートフォリオが収益性に与える影響—」, 電力経済研究, No.67, pp.19-34。
- Aid R., G. Chemla, A. Porchet, and N. Touzi (2011), “Hedging and Vertical Integration in Electricity Market,” *Management Science*, 57(8), pp.1438-1452.
- Arocena P., D. Saal, and T. Coelli (2012), “Vertical and Horizontal Scope Economies in the Regulated U.S. Electric Power Industry,” *Journal of Industrial Economics*, 60(3), pp. 434-467.
- Baumol, W.J., J. Panzar, and R. Willing (1982), *Contestable Markets and The Theory of Industrial Structure*, Harcourt Brace Javanovich, New York.

⁴⁵ ただし、卸市場の流動性が低い場合や、そもそも外部の取引相手が存在しない場合は、発電統合を選択して内部取引を行わざるを得ない可能性もある点や、トレ

ーディング戦略を即座に展開できるとは限らない点に留意する必要がある。

- Besanko, D., D. Dranove, M. Shanley, and S. Schaefer (2013), *Economics of Strategy*, John Wiley & Sons Inc.
- Bushnell, J.B. (2004), "California's Electricity Crisis, A Market Apart?," *Energy Policy*, 32(9), pp.1045-1052.
- Bushnell J.B., E.T. Mansur, and C. Saravia (2008), "Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Market," *American Economic Review*, 98(1), pp.237-266.
- Christensen, L.R., D.W. Jorgenson, and L.J. Rau (1973), "Transcendental Logarithmic Production Frontiers," *Review of Economics and Statistics*, 55(1), pp.28-45.
- Christensen, L.R., and W.H. Greene (1976), "Economies of Scale in the U.S. Electric Power Generation," *Journal of Political Economy*, 84, pp.655-677.
- CMA (2016), *Energy market investigation Final Report*, Competition & Markets Authority, U.K..
- Diewert, D.E., and T.J. Wales (1987), "Flexible Functional Forms and Global Curvature Conditions," *Econometrica*, 55(1), pp.43-68.
- Fetz, A., and M. Filippini (2010), "Economies of Vertical Integration in the Swiss Electricity Sector," *Energy Economics*, 32, pp.1325-1330.
- Fraquelli, G., M., Piacenza, and D. Vannoni (2005), "Cost Savings from Generation and Distribution with an Application to Italian Electric Utilities," *Journal of Regulatory Economics*, 28(3), pp.289-308.
- Gugler, K., M. Liebensteiner, and S. Schmitt (2017), "Vertical Disintegration in the European Electricity Sector: Empirical Evidence on Lost Synergies," *International Journal of Industrial Organization*, 52, pp.450-478.
- Ida, T., and T., Kuwahara (2004), "Yardstick Cost Comparison and Economies of Scale and Scope in Japan's Electric Power Industry," *Asian Economic Journal*, 18, pp.423-438.
- Jara-Diaz, S., F.J. Ramos-Real, and E. Martinez-Budria (2004), "Economies of Integration in the Spanish Electricity Industry Using a Multistage Cost Function," *Energy Economics*, 26, pp.955-1013.
- Kaserman, D., and J. Mayo (1991), "The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Industry," *Journal of Industrial Economics*, 39(5), pp.483-502.
- Kumbhakar, S.C. (1994), "A Multiproduct Symmetric Generalized McFadden Cost Function," *Journal of Productivity Analysis*, 5, pp.349-357.
- Kwoka J.E., (2002), "Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and its alternatives," *International Journal of Industrial Organization*, 20, pp. 653-671.
- Mansur, E.T. (2007), "Upstream Competition and Vertical Integration in Electricity Markets," *Journal of Law and Economics*, 50, pp.125-156.
- Meyer, R. (2012), "Economies of Scope in Electricity Supply and the Cost of Vertical Separation for Different Unbundling Scenarios," *Journal of Regulatory Economics*, 42(1), pp.92-114.
- Nemoto, J., and M. Goto (2002), "Technological Externalities and Economies of Vertical Integration in the Electric Utility Industry," *International Journal of Industrial Organization*, 22(1), pp.67-81.
- Nerlove, M. (1963), "Returns to Scale in Electricity Supply," in Christ, C.F. (ed.), *Measurement in Economics. Studies in Mathematical Economics and Econometrics in Memory of Yehuda Grunfeld*, pp.167-198, Stanford University Press.
- Pulley, L.B., and D.B. Braunstein (1992), "A Composite Cost Function for Multiproduct Firms with an Application to Economies of Scope in Banking," *Review of Economics and Statistics*, 74(2), pp.221-230.
- Trieb T., D.S. Saal, and P. Arocena (2016), "Estimating Economies of Scale and Scope with Flexible technology," *Journal of Productivity Analysis*, 45(2), pp.173-186.
- Varian H.R. (1992), *Microeconomic Analysis*, W.W. Norton, New York, NY.
- Williamson, O.E. (1975), *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, Free Press. (浅沼万里, 岩崎晃訳『市場と企業組織』日本評論社 1980年.)
- Williamson, O.E. (1996), *The Mechanism of Governance*, Oxford University Press.

田中 拓朗 (たなか たくろう)

電力中央研究所 社会経済研究所