

競争的な電力・ガス市場研究会

中間論点整理

平成30年8月9日

(空白)

委員等名簿

(敬称略、五十音順 ◎：座長)

(委員)

池田 千鶴	神戸大学大学院法学研究科 教授
宇都宮 秀樹	森・濱田松本法律事務所 弁護士
大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
◎ 小田切 宏之	一橋大学 名誉教授
川濱 昇	京都大学大学院法学研究科 教授
草薙 真一	兵庫県立大学 経済学部 教授
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
田中 誠	政策研究大学院大学 教授
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所・公共政策大学院 教授
柳川 隆	神戸大学大学院経済学研究科 教授
和久井 理子	大阪市立大学 特任教授（第4回まで）

(オブザーバー)

大石 美奈子	公益社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会代表理事
大谷 真哉	中部電力 執行役員 販売カンパニー 事業戦略室長
國松 亮一	一般社団法人 日本卸電力取引所 企画業務部長
佐藤 悦緒	電力広域的運営推進機関 理事
澤井 景子	消費者庁 消費者調査課長
沢田 聡	一般社団法人 日本ガス協会 専務理事
柴山 豊樹	資源エネルギー庁 ガス市場整備室長
下村 貴裕	資源エネルギー庁 電力産業・市場室長（第8回から）
谷口 直行	株式会社エネット 取締役 営業本部長 兼 低圧事業部長
塚田 益徳	公正取引委員会 調整課長
矢野 洋子	元東京消費者団体連絡センター 事務局長

(空白)

はじめに

平成28年4月に電力事業の小売全面自由化が、また、平成29年4月にガス事業の小売全面自由化が行われ、本年7月末日の時点で、電力、ガスそれぞれ約500社、250社¹の小売事業者が事業活動を行っている。

このような状況の中、本研究会は、小売全面自由化後2年余（ガス事業は1年余）の競争の現状を踏まえ、今後、競争の促進を通じて、料金の低廉化をはじめとする自由化のメリットを最大化していくための規制運用上の課題は何か、また、電気の経過措置料金解除の判断はどのようになされるべきか、について、競争政策に関する理論的見地からの議論を行ってきた。

本中間論点整理（以下「報告書」という。）は、平成29年10月から8回にわたる議論をまとめたものである。検討に当たっては、首尾一貫して、公正な競争を貫徹することを重視した。また、内外の競争政策の標準的な考え方とも整合性を確保することに留意した。

今後、本報告書を踏まえ、経済産業省、特に、電力・ガス取引監視等委員会において、競争政策の観点からの具体的な政策措置が着実に検討され、実行されることが期待される。もちろん、検討に当たっては、エネルギー政策全体としての総合的判断が必要となることもある。

同様に、エネルギーの安定供給や再生可能エネルギー促進といった政策が検討されるにあたって、競争政策の観点が十分に考慮されることが必要である。

なお、本報告書では、長期契約による市場閉鎖など個別の取引慣行その他の課題を取り上げて検討を加えているが、必ずしも、網羅的なものではない。これらの課題以外にも、競争政策上の課題が存在し、また、今後、生じる可能性がある。競争の歪みに対して、迅速に、光が当てられ、解決される不断の取組を期待したい。

¹ 旧一般ガス事業者（みなしガス小売事業者）及び新規参入したガス小売事業者であって、旧簡易ガス事業者は含まない。

(空白)

本報告書の構成

I	電力及びガス市場における競争の現状	3
1.	電力	3
2.	ガス	5
II	競争促進に向けたこれまでの取組み	7
III	競争政策の役割	10
1.	自由化された電力・ガス市場における競争政策の役割	10
2.	独占禁止法との関係	11
3.	その他	11
IV	市場構造の特徴・課題	13
1.	現状	13
2.	市場支配的事業者の垂直統合に伴う懸念	13
3.	垂直統合に伴う懸念への対応	16
4.	ガス事業における垂直統合	18
V	市場の画定について	19
1.	市場画定の意義	19
2.	各分野における考え方	19
(1)	卸電力市場	19
(2)	小売電力市場	20
(3)	ガス市場	21
VI	小売市場における競争政策上の課題	22
1.	長期契約（尺取営業、包括営業等を含む）	22
2.	電力市場における差別対価・マージンスクイズ	23
3.	セット割引	25
4.	部分供給	25
VII	卸市場における競争政策上の課題	27

1. 電力・ガスに共通する課題	27
2. 電力卸市場	28
3. ガス卸市場	33
VIII 経過措置料金規制について	34
1. 解除基準に関する基本的考え方	34
2. 解除基準の具体的内容	36
(1) 消費者等の状況	36
(2) 十分な競争圧力の存在	37
(3) 競争の持続的確保	41
(4) 事後監視	42
(5) その他	42

別添1 電力料金に関する分析モデル（試案）

別添2 販売先未定電源に関する事業者間のマッチングのための取組

※以下、「指摘があった。」とするものは、委員又はオブザーバー（関係省庁のオブザーバーを除く。）からの意見があったという趣旨である。

I 電力及びガス市場における競争の現状

1. 電力

1. 電力事業における新規参入者のシェア拡大は、これまでのところ、地域差はあるものの、総じて、自由化を経験した諸外国と比較しても概ね遜色のないペースで進行している。
2. ただし、新たに自由化された低圧における新規参入者のシェアが約 8%（販売電力量ベース。以下このパラグラフにおいて同じ。本年3月現在）である一方、従来から自由化されていた高圧分野のそれは約 22%、特別高圧分野は 7%となっているなど部門によってかなりの濃淡があることに注意が必要である。また、最近は、一部のエリアにおいて、高圧・特高部門における新規参入者のシェア拡大が鈍化しているとの指摘もある。

図1 電力市場における新規参入者のシェア（2012年4月～2018年3月）

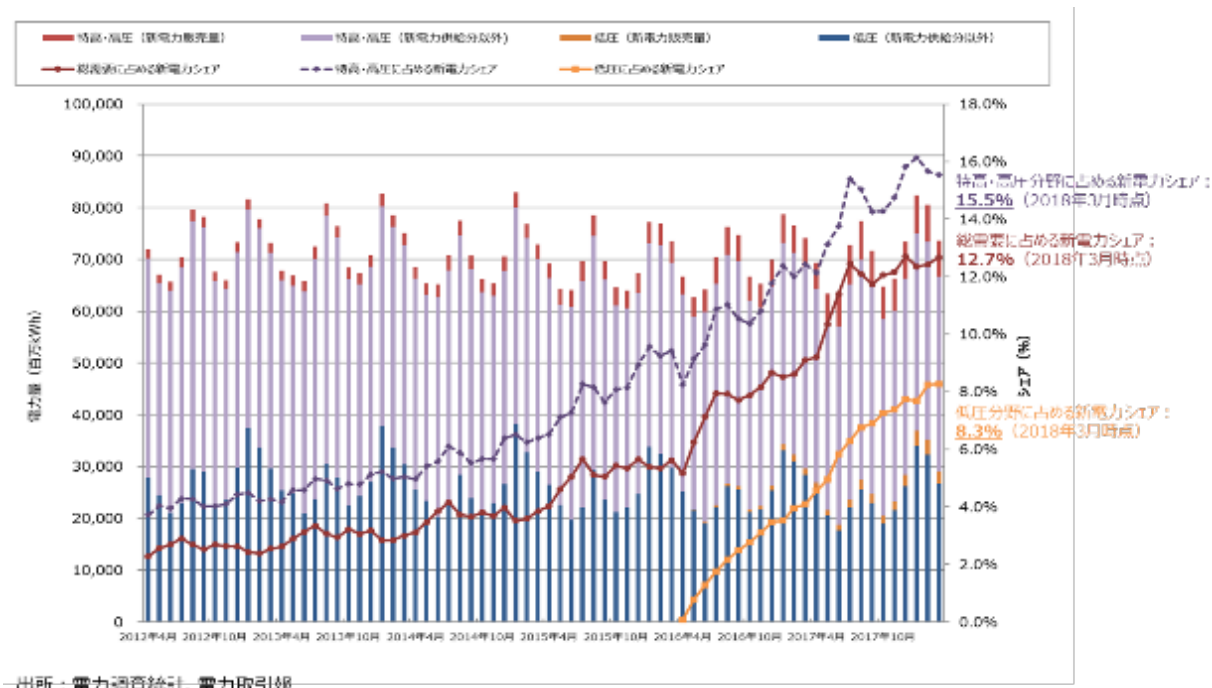


図2 地域別の新電力シェアの推移 (2017年1月～2018年3月)



出所：電力取組報

3. 新規参入者からは、現在の競争環境について、次のような指摘があった。

- － 電源の保有構造が圧倒的に旧一般電気事業者に偏在している。特に、ベースロード電源²へのアクセスについて、新規参入者は、旧一般電気事業者と比べて、限定的であるといった不均衡がある。
- － この結果、新電力が参入可能な分野は負荷率³の低い業務用高圧部門(オフィス等)などに事実上限定されており、負荷率の高い特別高圧・高圧等(工場等)には参入が困難である。
- － さらに、最近では、新電力の参入が進んでいる業務用高圧などの分野においても、旧一般電気事業者が、新規参入者にスイッチングしようとする顧客や入札を行う大口顧客といった特定の顧客についてのみ、非常に安い小売供給(ベースロード電源による非常に安い価格に僅かな固定費を賦課するとされる⁴。)を差別的に提案することによって、新電力の事業を困難にし、競争を歪曲しているのではないか。

4. これに対し、旧一般電気事業者からは、次のような指摘があった。

² 本報告書において、「ベースロード電源」とは、大規模水力発電、石炭火力発電、原子力発電を指す。これらの電源については、一般に、投資費用が(非常に)大きい一方で、可変費は安いという特徴があるとされている。

³ ある期間における平均電力と最大電力の比。最大電力が大きい(平均電力が小さい(負荷率が小さい)需要家は、旧一般電気事業者が課される基本料金(最大電力量に応じたものとされる)が、使用電力量が同等でも負荷率が大きい他の需要家よりも割高となる。

⁴ このような指摘が妥当する場合は、機会費用を大幅に下回るものと思われる。

- 旧一般電気事業者は、これまで、卸市場活性化のための自主的取組みとして、卸電力取引所のスポット市場における余剰電力の全量供出(限界費用ベースでの売入札)や、グロス・ビディング、旧一般電気事業者(小売部門)の予備力削減といった取り組みを実施している。
- さらに、電源アクセスのイコールフットイングを図るために2019年度に創設されるベースロード市場に対して、定められた量の電源を同市場に供出することとしている。

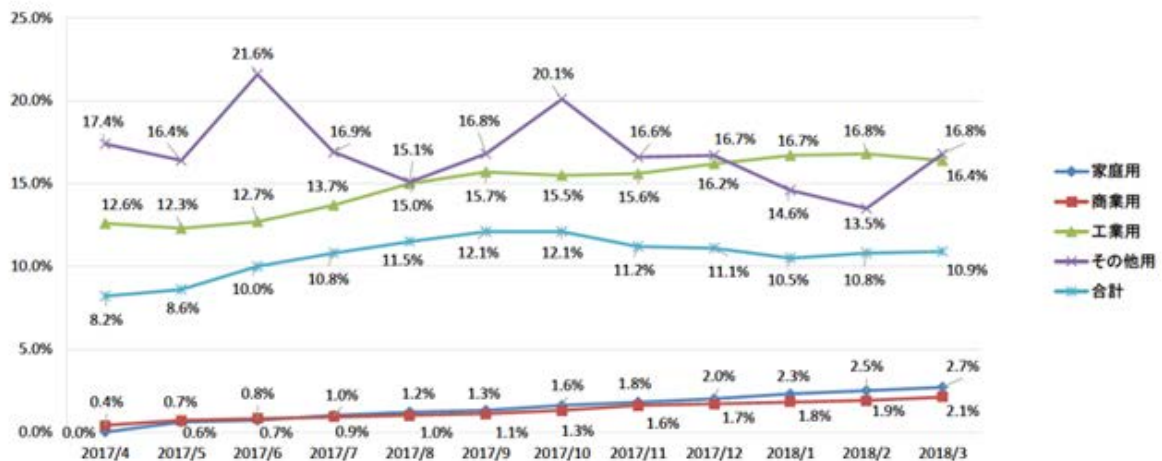
2. ガス

5. 新たに自由化された部門の主な需要である家庭用における新規参入者のシェアは2.7%(ガス販売量ベース。以下このパラグラフにおいて同じ。)(本年3月現在)であり、1年早く自由化された低圧部門の電気事業の新規参入者のシェアが1年後に約4%となっていたことと比べるとやや低調⁵である。一方で、従来から自由化されていた工業用におけるシェア16.4%(本年3月現在)は、電気事業とほぼ同様の水準となっている。
6. また、主な新規参入者はLNG及びその輸入設備を有する旧一般電気事業者が中心であり、非エネルギー系の事業者の参入は限定的⁶であること、家庭向けの新規参入があった地域に限られる(関東、近畿、中部、九州圏以外の地方での新規参入は現時点ではない。)ことは、電気事業のそれと比較して特筆すべき点である。

⁵ 他方、家庭用のスイッチング率(件数ベース。自由化前に選択約款であった契約件数(電力にあつては公衆街路灯等も含む)を母数から除いて計算したもの)でみれば、電力が自由化1年後に4.7%となった一方、ガスが自由化1年後に4.3%となっており、必ずしもガスのスイッチング率が低調とは言えないとの指摘があった。

⁶ 都市ガス市場は、新規参入者の数は電力市場に比べて少ないものの、旧一般電気事業者など、規模が大きくブランド力が強い新規参入者の参入があった地域については、競争圧力が高まり、スイッチング率が増加してきているとの指摘があった。

図3 ガス市場における新規参入者のシェア（2017年4月～2018年3月）



※1 その他用とは、商業用、工業用に当たらない官公庁、学校、大公使館、試験研究機関、病院等向けに販売した量を指す。

※2 新規小売には越境参入したみなし小売を含む。（出所）電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報（2017年4月～2018年3月）」より作成

7. その背景としては、①卸取引所が存在しないことやガスの熱量、圧力、成分の違い等によりガスの卸調達先が限定されること、②電気と異なり小売事業者にも保安義務が課せられ体制整備等が必要であること、③導管網の相互接続や運用が限定的であり、とりわけ自社導管と接続されていない域外の供給区域への供給手段は限られることが挙げられる。
8. 加えて、既に参入している新規参入者（主として、旧一般電気事業者）からは、旧一般ガス事業者等が大口需要家と締結している長期契約（不当に高額な違約金による担保、「尺取り営業」⁷、「包括契約」⁸を含む。）による市場閉鎖、スイッチングの阻害が指摘された。

⁷ 既存事業者が期間中途の契約（解約には違約金が生ずる。）につき時期を前倒して再契約（契約更改による契約期間の延長）を行うことで囲い込みを図るような営業手法。

⁸ 同一法人の複数拠点における契約など、契約終了時期の異なる複数の契約が存在する場合において、複数の契約の全てを継続することを条件として割引を提供する契約であって、その中途解約には違約金が賦課されるもの。

Ⅱ 競争促進に向けたこれまでの取組み

9. 電力市場の競争促進を図る観点から、これまで、各種の取り組みが行われてきた。具体的には、実同時同量制度を計画値同時同量とした⁹ほか、電源調達面では、常時バックアップ（新電力の新規獲得需要量の一定割合を上限として、旧一般電気事業者が全電源平均コストで卸供給を行う。）、余剰電源の限界費用ベースでの全量市場投入、グロス・ビディング（社内取引を一定程度市場経由とする）等が実施されてきた。これらの結果もあり、販売電力量比取引所シェアも着実に増加し、直近では12%（本年3月）となる¹⁰など、新規参入者の調達環境の改善に一定の効果が見られる。また、平成32年4月に予定されるベースロード市場の創設等に向けた作業も進行している。
10. これらに加えて、小売分野においても、消費者等が簡単にスイッチングを行う環境¹¹を実現する観点から、電力広域的運営推進機関が「スイッチング支援システム」を構築するなどの取組みも行われてきた。

⁹ 小売全面自由化以前（2016年3月以前）は、30分単位での実需要と供給量の一致を行う実同時同量制度が採用されていたが、2016年4月の小売全面自由化以降、計画値同時同量制度が導入された。計画値同時同量制度では、小売事業者等の需要計画のズレはエリアの一般送配電事業者によって調整され、インバランス料金によって後日精算される。実同時同量制が新規事業者に対してのみ適用されていたことに対し、計画値同時同量制は旧一般電気事業者にも適用されるため、新規事業者とのイコールフットリングが確保される形となった。

¹⁰ 卸電力取引所における約定量が我が国電力需要に占めるシェアは12.1%（前年同期対比3.3倍、2018年3月時点）。なお、余剰電源の全量投入が行われる以前の2013年3月時点においては、0.9%であった。

¹¹ 同システムを利用することで、例えば、消費者がスイッチング時点まで契約していた電気小売供給契約の解約を自ら行う必要がなく、スイッチング先の小売電気事業者が廃止取次を行うこととなる。解約に必要な情報（供給地点特定番号等）も同システム上で得られる。

図4 総電力需要に占めるJEPX取引の割合(2012年4月～2018年3月)

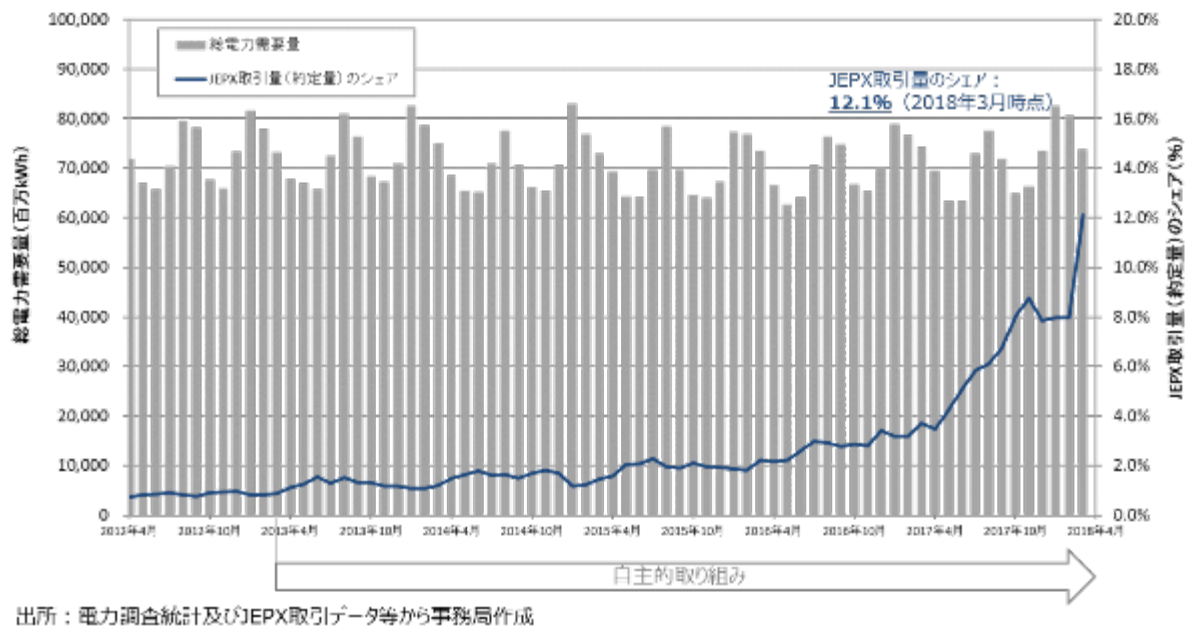


図5 旧一般電気事業者による自主的取組の概要

- 旧一般電気事業者は、卸市場の活性化に向けて、2012年に一般電気事業者9社（沖縄電力を除く）は、自主的取組として、卸電力取引所で余剰電力の売り入札を行うこと、電源開発株式会社と契約している電源の切出しを行うこと等を表明。
- これらに加え、今年度から、既存の電力会社の社内取引の一部を卸電力取引所経由で行うグロス・ビディングも開始。

旧一般電気事業者による自主的取組の内容

余剰の全量 市場供出	✓ 予備力や入札制約を除いた余力の全量を、原則、卸電力取引所へ投入 ✓ 入札価格は限界費用ベース
グロス・ビディング	✓ 旧一般電気事業者がこれまで社内で行っていた取引を、取引所経由で実施
電発電源の切出し	✓ 旧一般電気事業者が長期相対契約を結んでいる電源開発との契約を見直し、市場に切出し

出所：第3回競争的な電力・ガス市場研究会 参考資料1より抜粋

11. ガス市場の競争促進に関しては、スイッチングの円滑化を図るため、スイッチング先事業者に対してスイッチング元事業者がスイッチング対象の特定等のために提供を求める情報に関するフォーマットの共通化等の取組が行われている。また、ガス調達分野について、LNG 基地の余力へのアクセスに関する議論が行われているが、現時点で、実効的な競争促進策は、電力市場に比べても不十分であり、事業者の新規参入には一定のハードルが存在している。
12. また、電力及びガス市場の双方において、競争を促進するためには、消費者などの需要家に自由化の事実や関連制度の内容が周知され、積極的に、最良のサービスが選択される必要がある。このような観点から、国において、全国各地における消費者や事業者に対する説明会の開催、経産省ウェブサイト上や国民生活センター等と連携した情報提供といった広報活動が行われてきた。また、消費者に対する相談窓口が経産省内に設置されている。

Ⅲ 競争政策の役割

1. 自由化された電力・ガス市場における競争政策の役割

13. 生活必需品である電力やガスについて、料金の最大限の抑制や需要家の選択肢の拡大、事業者の事業機会の拡大といった自由化の果実は、競争的な市場¹²によって実現される。市場支配力が不当に行使され、競争に歪みが生じることによって、料金が高止まりしたり、関連するサービスの革新が遅滞したりするような事態は避けなければならない。
14. 行政においては、自由化の果実を最大化するため、今後、引き続き継続的な市場監視を通じて、競争を促進する上での課題を機敏に把握し、適切な市場の設計・改善を最適なタイミングで進めていく必要がある。また、公取委との緊密な連携を図るとともに、事業法の枠組みの下でも、競争の状況、事業の実態に即した効果的な競争政策を企画し、実行する必要がある。
15. 競争的なエネルギー市場の形成、維持においては、「事前規制」と「事後規制」との役割分担を意識したルール形成を進めることも必要である。一般的に、規制改革の基本理念として、「事前規制」から「事後規制」への移行が掲げられることが多く、それは、電力、ガス事業についても、発電や小売市場への参入の自由化等に現れているところである。一方、欧州の電力・ガス事業の規制においても、事後規制（例えば、競争法による措置や、相場操縦行為の摘発等）によっては、十分な効果が得られないといった事情がある場合には、送配電部門の分離など事業の構造を変革する規制、電源へのアクセスを義務づける規制といった事前規制の新設等が行われているとの指摘があった。関連して、我が国においても、事後規制のうち、取引所の規制など卸市場のルールについては、現時点では、規制原理・規制基準が十分に明確になっているとは言えず、ルール整備に努めていく必要がある¹³。

¹² 小売市場における競争の活性化のためには、小売事業者が競争的な価格で電源調達又はガスの調達を行うことが重要であり、小売市場のみならず卸売市場における競争も不可欠となる。

¹³ 例えば、卸電力取引所における相場操縦の規制範囲について、いわゆる人為的価格基準（市場参加者に対する詐欺ではなく、市場支配力の行使を基礎とする人為的価格か否かを判断基準としようとする考え方）は市場支配力の行使を規制する有効な判断基準となる可能性があるが、それを前提にしても、事後規制には一定の限界があることに留意すべきであるとの指摘があった。

16. なお、旧一般電気事業者に着目した非対称措置¹⁴は比例原則に基づくもの¹⁵である必要がある。過少規制になっていないか、また、過大規制になっていないか、不断に検討する必要がある。

2. 独占禁止法との関係

17. 自由化された電力、ガス事業の競争を促進するに当たっては、全ての事業に適用される基本法である独占禁止法（以下「独禁法」という。）の考え方は重要である。ただし、独禁法は、その基本法としての性格から、全ての事業に共通して競争を阻害する要因を取り除くためには主要な役割を果たしうる側面がある一方で、これまで独占的な市場構造の下で規制を受けていた産業に積極的に競争を導入するためには、一定の限界もあり、事業法における対応が必要となることもありうる。¹⁶
18. 関連して、競争政策における廉売規制の規制範囲を検討する場合、不効率な競争者を温存し効率的な事業者の事業活動を抑制することになってはならないとの考え方の下に、事業者の廉売行為が、当該事業者と同等に又はそれ以上に効率的な競争者を排除することとなるかが重視される（同等効率性基準）場合がある。この点、仮に同等効率性基準を採用するとしても、電力、ガス事業における新規参入者（小売事業が主体）については、たとえ、営業コスト等において、既存の事業者よりも効率的であっても、ベースロード電源やLNG基地を保有し、かつ、垂直統合された市場支配的事業者と調達コストを含めた総合的な事業能力においては劣後する可能性も考えられることから、事業法の運用においては、このような非対称性を看過して同等効率性基準を形式的に当てはめ、効率性を比較することは適切ではなく、同等効率性基準は必ずしも妥当しないと考えられる。

3. その他

19. 旧一般電気事業者、旧一般ガス事業者が法定独占であったが故に取得・形成した有形資産や大量の顧客情報、公営水力その他の電源アクセスといった無形資産の保有

¹⁴ ここで非対称措置とは、競争の促進を目的として、旧一般電気事業者や旧一般ガス事業者を具体的に特定して、他の事業者とは異なる規制を課すものをいい、市場支配的事業者の競争制限的な行為について分野横断的な一般的な規制枠組みや当該一般的な規制枠組みについて電力・ガス事業についての明確化を行うものを指すものではない。

¹⁵ 達成されるべき目的とそのために取られる手段としての権利・利益の制約との間に均衡を要求する法学上の原則。

¹⁶ 具体的な政策措置を講じるに当たっては、過去の電源の開発に投資分も対象とした投資回収確保や制度改正に伴う損失補填を制度的に措置することも併せて講じるが必要となりうる。

が、新規参入者に対する競争上の優位となっている可能性がある。競争政策の推進に当たっては、このような状況にも注意を払う必要がある。

なお、これは、旧一般電気事業者又は旧一般ガス事業者が保有する可能性のある規模の効率性やブランド力について、それ自体を直ちに問題とするものではないが、それが競争に及ぼす影響については、必要な限度で、考慮が必要となる場合がある。

IV 市場構造の特徴及び競争政策上の課題

1. 現状

20. 電気事業について、歴史的には、規模の経済による自然独占が生じること等を踏まえ、地域毎に、発電・送配電・小売が垂直統合された一体会社が形成され、独占が法定されてきた。90年代以降、小型ガスタービンの進化など発電分野での競争の実現等を背景に、段階的に、小売の自由化が行われ、さらに、東日本大震災以降の電力システム改革の結果、送配電部門の法的分離や小売全面自由化が行われることとなった。現在は、旧一般電気事業者各社とも発電、小売は垂直統合されている実情にある（東電は同一グループ内で別会社に分離されている）。

2. 市場支配的事業者の垂直統合等に伴う懸念

21. 我が国では、送配電部門を法的に分離することとなったものの、発電部門と小売部門が垂直統合されるという基本的構造は引き続き維持されており、発電能力にも著しい偏在が見られる（図9）¹⁷。このため、発電市場及び小売市場における市場支配的事業者が各地域で垂直統合されていることが、我が国電力市場の顕著な特徴となっている。この結果、以下に述べるとおり、このような市場構造により生じる可能性のある政策課題を直視し、必要な措置を検討することが必要である。この検討に当たっては、研究会において参照された、電力産業における発電部門と小売部門の垂直統合の得失に関するイギリスの議論（図6）が、一般的には、我が国でも参考となると考えられる¹⁸。

¹⁷ 我が国とは歴史的経緯等が異なるため、単純に比較検討することは困難であるが、諸外国においては、我が国と同様に垂直統合企業が発電能力の大部分を保有する事例も見られたが、国営企業の民営化に際しての発電所の売却、発電量の全量市場取引（イギリス（2001年に廃止）、アメリカ PJM 地域）、ベースロード（原子力発電）へのアクセス開放（フランス）等の措置も見られる。

¹⁸ イギリスにおける2016年の議論では、結論（発電・小売の垂直統合について、競争に対する悪影響があるとはいえ、直ちに措置を講じる必要があるとはされなかった）もさることながら、結論に至る検討事項が重要である。我が国における対応が今後具体的に検討される場合には、イギリスと我が国では、卸市場活性化に向けた既往の政策措置が異なること、垂直統合事業者が市場を活用するインセンティブが異なる可能性があること（所有する発電能力と小売事業における必要需要量との相違が我が国より大きい。図7, 8 参照）、イギリスでは自主的に垂直統合を解消する動きがあることといった相違を踏まえる必要がある。

図6 英国CMAによる垂直統合に対する調査結果の概要

- CMAは、①垂直統合が独立事業者の競争に悪影響を与えている分野を特定できなかったこと、②垂直統合の効率性が消費者に好影響を与える可能性があること等を根拠に、英国電力市場における垂直統合が直ちに競争上の悪影響を与えているとは言えないとの判断を示した。
- 上記結論に至る過程において、CMAは垂直統合による損失と便益を分析しており、各項目について具体的な検証を行っている。CMAは、英国卸電力市場では、財務情報の透明性に関して競争阻害効果が認められる可能性があるとしたものの、その他の項目に関しては競争阻害効果を認定していない。

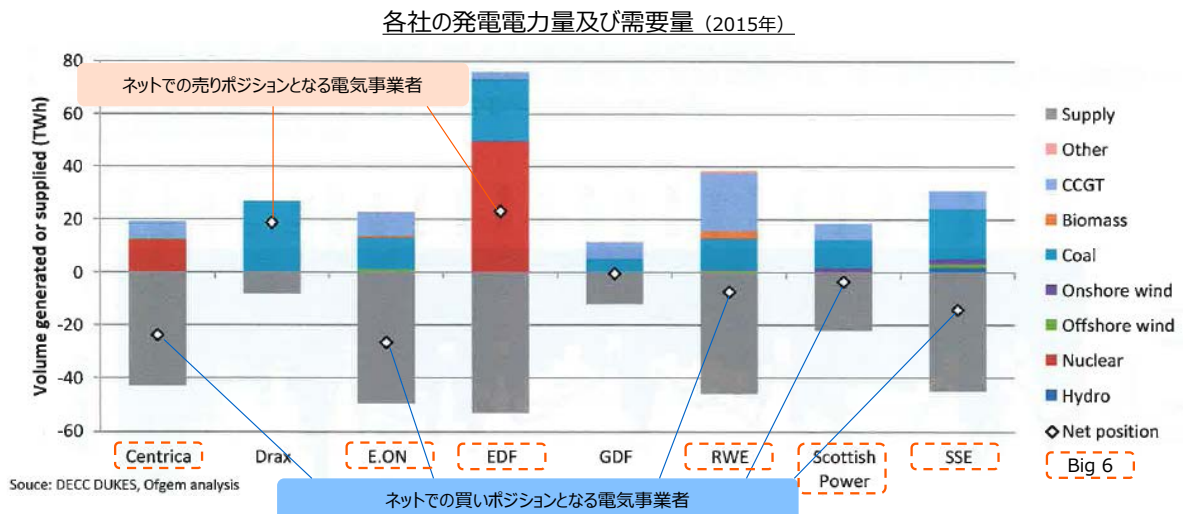
検証内容			調査結果
損失	流動性への悪影響	・ 垂直統合型事業者が、市場の流動性を低下させる可能性の有無。等	・ 一般に、垂直統合は市場取引量を減少させ、流動性の低下をもたらすと考えられるが、英国の垂直統合型事業者は積極的に市場取引を活用しており流動性低下に影響を与えていない。 ・ S&Pの先渡市場のマーケットメーカー制度により、独立事業者もヘッジ商品を十分に入手可能であり、垂直統合型事業者と比較して取引コスト上昇がない。
	市場閉鎖性	・ 上流・下流市場を一体的に支配し、片方の市場の閉鎖性を高めることで、もう一方の市場において競争阻害効果を生む可能性の有無。等	・ 発電部門において出し惜しみを行い小売部門の競争を阻害することは可能性はあるものの、英国市場では、S&P等により実行することが不可能。また、垂直統合型事業者がこのような行為を行う費用面でのインセンティブも存在しない。
	財務情報の透明性欠如	・ 垂直統合型事業者の財務透明性の欠如が競争阻害効果を生む可能性の有無。等	・ 垂直統合型事業者によく見られる財務情報の透明性の欠如は、競争阻害効果を生じる可能性がある → Ofgemは、市場における発電事業者及び小売事業者の行動や、それぞれのBS及びPLをより適正に報告させる等の措置を実施。
便益	価格ヘッジ効果	・ 発電・小売を一体的に保有することで、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）の有無。等	・ 市場価格変動リスクのヘッジ効果は、原子力発電や水力発電等、燃料価格と市場価格が連動しない場合に必要とされるが、Big 6は原子力発電等の保有比率が低いことから、英国市場ではこの効果が乏しい。
	その他の効果	・ その他便益の有無。等	・ 垂直統合型事業者は、財務健全性が高まり資金調達時等にメリットがあるが、容量市場等の存在により独立事業者も同等のメリットを享受することが可能。

2

出所：第7回競争的な電力・ガス市場研究会 資料3より抜粋

図7 英国の垂直統合型事業者の売買ポジション

- 活発なM&Aの結果、垂直統合型事業者間においても供給力過多の売電ポジションのプレイヤーと、需要過多の買電ポジションのプレイヤーが混在。
- このため、英国では、垂直統合型事業者においても、社内取引に加えて、市場を経由した電力取引が行われる背景が存在している。

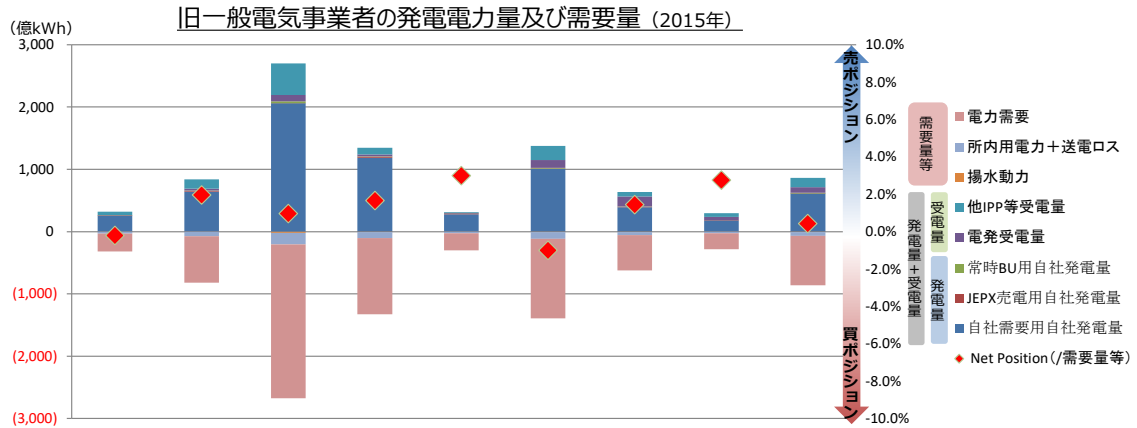


9

出所：第9回制度臨研専門会合資料を抜粋・一部修正

図8 日本の旧一般電気事業者の売買ポジション

- 英国と比べ、日本ではこれまで安定供給の実現上、全ての旧一般電気事業者が垂直統合型事業者であり、自社供給力と自社需要は概ねバランスしているため、自発的に電力取引を行う必要性が薄い。
- 取引所取引での売買ポジションは各社で差があるものの、これは基本的に、稼働可能な発電設備の限界費用差による経済的差し替えによるものであり、需給量を合わせるための物理的な売買ニーズによるものではない。

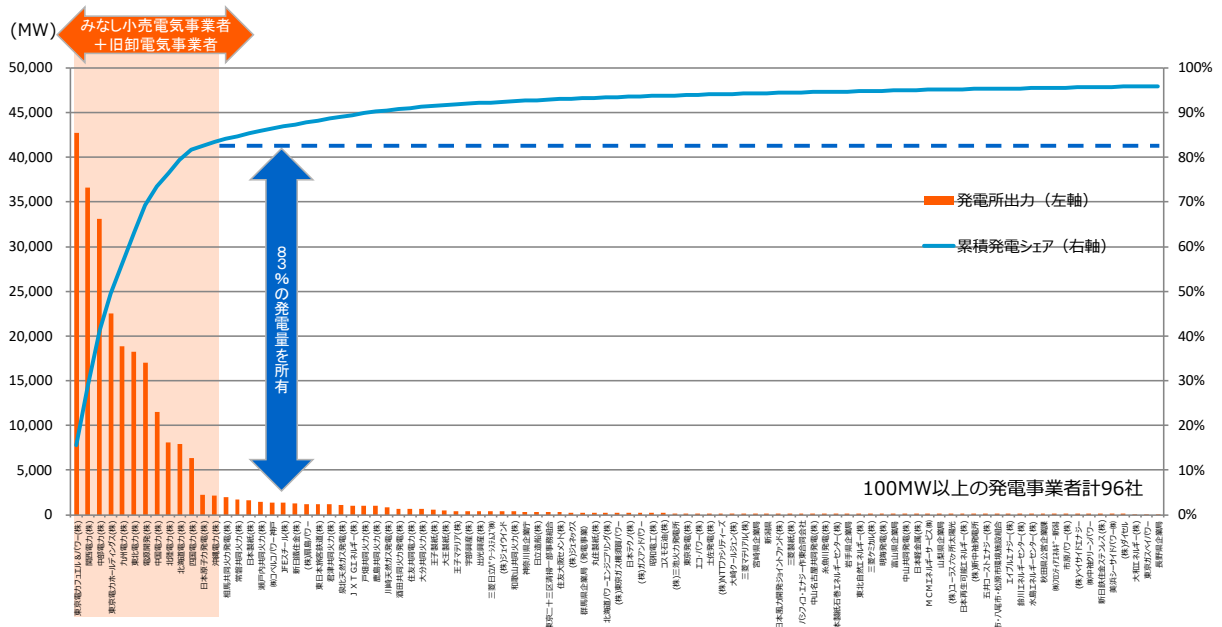


出典：電力調査統計データ等より事務局分析 注：上記は常時バックアップでの売電や取引所取引の結果としての、発電量+受電量と需要量のバランスを提示したものであり、買いポジションである会社も供給力が不足しているということではない。経済的差し替えにより、自社電源の代わりに取引所調達をしている様子を示したもの。

10

出所：第9回制度開始時点の資料を抜粋・一部修正

図9 日本における電源保有の構造



出所：資源エネルギー庁「電力調査統計」より事務局作成

22. 一般論としては、垂直統合によって、事業者が事業運営上得ることとなるメリットは否定されておらず、実際に、電力事業における垂直統合事業者は諸外国でも多く見られる。一方で、市場支配的事業者の垂直統合によって、①市場閉鎖(社内取引、長期の卸ないし小売契約)が生じたり、市場の流動性が低下することがあること、②発電部門、小売部門間の内部補助によって、発電・卸市場ないし小売市場における競争が歪曲される懸念があることを踏まえ、その実態を検証し、必要があれば、適切な対応を行う必要がある¹⁹。このほか、③電力は、財の性質として、品質について差別化することはできない、いわゆる「コモディティ」であることもあり、暗黙のうちに、異なる区域の旧一般電気事業者間や特定の区域の主要な事業者との間で協調が起きるリスクが他の財と比べて相対的に大きい可能性があることにも注意する必要がある。^{20 21}
23. 特に、(卸電力市場の)市場閉鎖に関して、我が国では、可変費が非常に安いベースロード電源へのアクセスについて、旧一般電気事業者と新規参入者との間で大きな差異があり、イコルフットイングが確保されていないことが競争政策上の重要な課題である(脚注 39 参照)。

3. 垂直統合等に伴う懸念への対応

24. これらの懸念のうち、市場閉鎖等の懸念に対しては、卸電力取引所のスポット市場における限界費用ベースでの玉出しや余剰電源の全量投入、グロス・ビディング、旧一般電気事業者(小売部門)の予備力削減といった施策によって、パラ9に述べた通り、卸電力取引所の流動性が急速に上昇し、小売部門の新規参入者は、自ら発電所を建設しなくとも、多くの時間帯で、卸電力取引所において必要な電力の調達を行うということとなっており、また、発電部門の新規参入者も発電量を売却できることから、市場閉鎖の懸念が一定程度、緩和されている²²。ベースロード市場等の新たな施策を含

¹⁹ 通信産業では、接続料金規制や料金規制などの非対称規制が行われてきた。例えば、電気通信事業の場合、1985年に自由化されて以降、一定の競争環境が整備される2004年頃まで、NTTは新規参入者より安い価格を提示することが禁止されていた。

²⁰ 各供給区域において依然として旧一般電気事業者が非常に有力であり、供給区域間相互の旧一般電気事業者の進出は限定的という構造が残存している。

²¹ 震災時など非常時においても送配電網や発電所を維持し、顧客への必要な電力、ガスの供給を確保しようとする組織や職員の意識の醸成も、社会的には有意義な投資である。これまで、送配電を含む一体会社は、広く社員に対して、このような投資を行うインセンティブを持っていた可能性がある。この点、このようなインセンティブの促進は、一体会社や発電・小売の垂直統合によってしか達成されないものではなく、事業者間の連携等によって、競争と両立しうるものであると考えられるが、引き続き、非常時における事業者間の連携の状況等について注視していく必要があるとの指摘があった。

²² ただし、ピーク時においては、売入札量が買入札量を下回りスポット市場の価格が高騰すること、また、先渡市場の流動性は極めて小さく新規参入者は収益安定化を図ることが困難になっているなど課題は依然とし

め、引き続き、継続的に対処されることが期待され、また、その状況が注視される必要がある。

25. 他方で、内部補助による競争歪曲の懸念については、新規参入者が、市場支配力を持つ垂直統合事業者²³と同等の条件で電源調達を行うことが可能となっているか、注視が必要である。垂直統合された事業者の上流部門(発電)から下流部門(小売)に内部補助が起きていれば、その規模によっては、小売事業への新規参入者は垂直統合事業者の小売部門との間で公正な競争を期待することができない。こうした内部補助の有無は、垂直統合事業者の発電部門にとって最善の選択(他の卸事業者への相対取引、卸電力取引所への売電、他の卸事業者からの買電等)を行った場合と比較して、どの程度収益を損なったのかという機会費用の観点から判断される必要がある。即ち、垂直統合事業者の発電部門が、プライステイカーとしての立場で、機会費用を考慮した上で、利潤最大化を目的として、販売先を決定することが合理的であり、その結果、取引所での売却や社内小売部門と同等の条件での新電力との相対取引といった行動を行い、結果として、電源アクセスに対するイコールフットイングにつながるものが、競争政策の観点からの理想的な市場構造である。
26. 現時点で、そのような理想的な市場構造にはなっているとは考えられないことを踏まえ、行政においては、市場閉鎖や内部補助による競争歪曲によって市場が適切に機能しないこととなっているか否かを適切に監視する必要がある²⁴。このためには、市場支配的な垂直統合事業者について、会計の透明性向上が有効である。その際、例えば、会計分離²⁵などの手法²⁶も考えられるが、一般的には、長期的に必要な投資を行

て多い。

²³ 旧一般電気事業者は、市場画定のあり方にもよるが、現状では、卸市場及び小売市場において市場支配力を持つ場合が多いと考えられる。

²⁴ 垂直統合された旧一般電気事業者が発電市場における市場支配力を保有する場合に、それを梃子として、小売市場を独占するための不当廉売その他不当な取引を行っていないか否かを監視することが目的であり、(電源毎や燃種毎ではなく部門全体としての)発電部門と小売部門との間の取引価格の妥当性を適切に検証できることが鍵となる。

²⁵ 会計分離は垂直統合事業者の市場支配力に着目して議論されており、直接に関連する議論ではないが、経済理論において、垂直統合と垂直分離の利害得失について、完備した長期契約を発電事業者と小売事業者が締結することが可能なのであれば、両者は同様の効果を持つが、他方、将来の災害、規制変更等のリスクを現時点で正確に把握することが困難である場合には、長期契約を容易に変更できない限り、本文に記した会計の透明性向上効果の一方で、垂直分離が長期投資に対して悪影響を及ぼすこともありうるとの指摘があった。

²⁶ 理論的には、市場支配的な垂直統合事業者が、小売部門の調達を、発電部門の機会費用ベース(十分に競争的な卸市場の市場価格と近似すると考えられる)で行わなくてはならないというルールによっても、内部補助による市場の歪みを防止するという目的を達成することができる。

ラインセンティブとの両立を巡る議論が存在する²⁷ことを踏まえ、どのような手法が適切か、影響の有無やコストの程度等について、引き続き、検討されていく必要がある。当面は、規制当局が、必要に応じて、部門別収支や内部取引の実態を把握、確認できることが重要である。

27. なお、自由化分野の事業については、本来は、企業の選択によって、その事業構造が決められることが重要であり、実際に垂直統合が競争阻害になっているか否かは、社内取引の実態、競争への具体的な影響などエビデンスを押さえつつ総合的かつ十分な議論が必要との指摘があった。

4. ガス事業における垂直統合

28. ガス事業についても、同様の懸念が妥当する。オール電化やLPガスとの競争はある程度存在する²⁸ものの、電力市場と比較して卸市場が限定的にしか存在しないため、電気事業に比べ、市場閉鎖の懸念はより強く妥当することに注意する必要がある。

²⁷ 電気事業に関して、会計分離が長期投資に影響を与えるか否かについては、電源開発と旧一般電気事業者間の契約のように独立当事者間の契約でも長期投資が可能であったことを指摘した上で、影響は少ないのではないかと指摘もあった。

²⁸ 例えば、新築住宅(アパート、マンションを含む)の建築や販売時においては、都市ガス、LPガス、オール電化のいずれのサービスが選択されるかという競争が事実上存在し、機器代を含むコストが主要な競争要素になっていると考えられる。また、このような競争の結果、地域の都市ガス事業者は、多様な料金・サービスを提供するようにしているとの指摘があった。ただし、サービスが選択された後に、他のサービスに転換することは、機器代が高額になる場合もあり、需要家にとって必ずしも容易ではないことに留意する必要がある。関連して、LPガス、灯油、天然ガスといった各種の燃料について、単位あたり熱量の相違を踏まえた地域別、事業者毎の料金比較ポータルサイトがあると燃料間の競争の促進にも資するのではないかと指摘があった。

V 市場の画定について

1. 市場画定の意義

29. 市場画定の理論的、実務的な目的・位置づけ等については、独禁法においても多くの議論があるが、客観的、論理的な議論を進める上で有用である。事業法の観点からも、独禁法における市場画定の考え方を踏まえて、市場支配的事業者の行為等によってどのような市場で競争に歪みが生じる可能性があるかを検討し、必要な措置を検討することが有益である。この際に、取引データの十分な収集が困難であるなどの状況により、画定された市場における特定の事業者のシェアも算定できないといった事情がある場合であっても、それによって、事業法における対応を行わないことは必ずしも適切ではなく、収集可能なデータに基づく積極的な措置が必要となる場合もある。

2. 各分野における考え方

30. 電力・ガス事業における市場画定は、需要家にとっての代替性と供給者の供給する電力又はガス供給の特性(価格体系、関連サービスの有無等)を基礎として、次のように考えることが基本となる。ただし、競争政策の観点から具体的に問題となる行為によっては、その行為による影響範囲を踏まえ、異なる考え方が妥当したり、追加的な市場の画定が必要となる可能性があることに注意が必要である。

(1) 卸電力市場

31. 現行の系統運用、インバランス制度、地域間連系線制約の下では、ある供給区域において当該供給区域の旧一般電気事業者と同等以上に競争的な経済的条件で卸供給を行うためには、当該供給区域に発電能力を保有している必要性が高いと考えられる。このため、現状では、連系線制約が少なく、かつ、供給区域をまたぐ卸取引が活発に行われているといった事情がなければ、基本的には、旧一般電気事業者の供給区域が地理的な市場として考えられ、他方で、そのような事情があれば、供給区域を越えて、より広域の市場が成立することもあると考えられる。今後、需給調整市場の創設動向やスポット市場における市場分断の頻度等を踏まえ、市場の広域化の動向を注視する必要がある。
32. 商品区分については、まず、電気の貯蔵困難性・同時同量性により、時間帯により発電している電源は大きく異なることから、例えば、ピーク時と非ピーク時など、時間帯毎の市場が成立する。さらに、小売市場において、産業用、業務用といった用途(負荷

率等)の違いによっても、新規参入者のシェアが異なり、コンテストナブルな領域が事実上異なっている実態を踏まえれば、卸市場において、必要に応じ、ベースロード電源に関する市場²⁹とそれ以外の電源に関する市場といった区分を行うことも考えられる。

(2) 小売電力市場

① 商品範囲

33. 低圧事業と高圧以上の事業では、需要家の属性が大きく異なること³⁰、また、それぞれの事業で事業を行う新規参入者の事業態様や事業者数も異なる³¹ことから、基本的には、別の市場と考えることが妥当である。さらに、高圧以上の事業の中でも、負荷率が相対的に低い業務用と相対的に高い産業用とでは、新規参入者の参入の程度が大きく異なり、差別化された市場となる可能性がある。ただし、供給される電気は同一で融通可能であるため、相互に影響することに留意する必要がある。

② 地理的範囲

34. 低圧事業については、現時点での需要家(消費者等)の認識として、基本的には、各供給区域に営業拠点を有する小売電気事業者が代替供給先となっている場合が多い。このため、現時点では、地理的市場は供給区域となると考えられる。ただし、中長期的に、経過措置料金の解除後は、旧一般電気事業者や新電力の価格設定行動次第で、供給区域内で市場が細分化される可能性もある一方で、広域的な競争の結果として、需要家の認識も変化し、諸外国と同様に、全国が地理的な市場となっていく可能性もあり、競争の活性化という面では、そのような広域な市場の成立が望ましいものと考えられる³²。同様に、高圧、特高事業についても、現時点では、基本的には、低圧事業と同様に、供給区域毎に考えることが妥当である。中長期的な変化についても、低圧事業と同様に考えられる。

²⁹ 現時点では、同市場の供給者と需要者がそれぞれ限定的であり、供給者については今後も状況は大きく変わらないと考えられるが、来年度創設される「ベースロード市場」によって、需要者の増加が期待される。

³⁰ 低圧部門の顧客は、一般家庭が多い一方で、高圧以上は、ビルや工場等が対象であり、需要家の属性、負荷率、需要量が大きく異なる。

³¹ 低圧部門の新規参入者は、高圧以上と比較して少ないほか、通信系、ガス系など一定の顧客基盤を有する限られた事業者が比較的大きいシェアを獲得している。

³² 一方で、現状では、エリア外では営業を行っていないか、又は、ごく小規模しか行っていない事例が多いことを踏まえると、暗黙のうちに市場分割が行われていないか注視するとともに、広域での競争を促進する必要があるとの指摘があった。

(3) ガス市場

35. ガス事業についても、現時点では、電力市場と比較すると卸取引は限定的であるが、導管でつながっているエリア内では、理論的には、競争は可能であると考えられ、地理的にはそのような市場画定が将来的にありうると考えられる。ただし、現状としては、導管が物理的につながっているエリアであっても、いわゆるグループ①とグループ③³³各社の間での供給区域を越える競争は相当に限定的であるといった実態を踏まえば、事実上は市場が分割されることになっている可能性がある。越境取引の実態、越境託送の状況等を十分に踏まえて、実証的に検討する必要がある。また、熱量、圧力、成分等の違い等によりエリア間またはエリア内の競争に制約がある場合には、個別の判断が必要となる可能性もある。

³³ ガスシステム改革報告書では、一般ガス事業者を調達・供給設備の状況によって、以下の4つのグループに分類している。

グループ①: 多数のLNG基地、大規模導管網を持つ事業者(東京ガス、大阪ガス、東邦ガス)

グループ②: LNG基地1、2カ所、一定規模の導管網(北海道ガス、仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガス、西部ガス、日本ガス)

グループ③: 導管による卸で調達(117事業者(うち公営20)) ※事業者数は、平成27年1月時点

グループ④: タンクローリー・鉄道貨車による調達(81事業者(うち公営5)) ※事業者数は、平成27年1月時点

VI 小売市場における競争政策上の課題

1. 長期契約(尺取営業、包括営業等を含む)

36. 一般論として、契約期間は、当事者の合意によることが原則であるが、小売における長期契約が独占事業者等によって行われ、他の事業者へのスイッチングを妨げる結果、市場閉鎖を生じる場合は、消費者保護の観点のもとより、競争政策上も、問題となることがある。これは、電力・ガス市場においても同様であり、さらに、新規参入者が小売市場において事業活動を行うことを阻害し、ひいては、ガスの卸市場など上流の市場における新規参入者による設備投資等も阻害するという側面もあるため、長期契約による競争への影響は自由化されたエネルギー市場における重要な検討課題である。
37. したがって、ガス市場において存在するとの指摘がある長期契約を高額の違約金によって担保するような取引慣行(電力市場においても一部存在するとの指摘がある)は、事業法上は、サunkコストになるような投資が必要といった事情により正当化する場合を除いては、経済合理性が乏しいものであり、その見直しが検討される必要がある。
38. そもそも、電力、ガス事業において、不当に高額な違約金を伴う長期契約を締結する合理性について大いに疑問があり、そのような取引慣行の合理性は検証される必要がある。特に、ガスについては、長期契約とその解除に伴う高額の違約金を課す取引慣行について、産ガス国の供給者との関係で、take or pay が求められ、LNG の引き取り量の削減に限界があるという経緯を主張する指摘がある³⁴。しかしながら、本来的には、企業自身が調達から販売までリスク管理を行う余地があり、また、需要離脱が生じた場合にも同量を競争者等に卸供給を行うことによって解決可能であるため、事業法上の考え方としては、需要家のためにサunkコストとなる特別の投資を行った場合などの例外的な場合を除けば、基本的には、正当化は困難である。このため、市

³⁴ take or pay 条項の存在に鑑みて、需要家にリスクを転嫁することとされてきたが、最近では、LNG スポット市場が創出され厚みも出てきている。LNG 船1隻単位での契約、ないし3～5年の短期契約など柔軟な調達ができるようになってきているとの指摘があった。また、公正取引委員会において、平成29年に LNG の取引実態に関する調査報告書が公表されており、そこでは一定の仕向地条項については独禁法上の問題となるおそれ強い旨ないしおそれがある旨、及び Take or Pay 条項については一定の場合には独禁法上の問題となるおそれがある旨の考え方が示されている。たとえば、仮に Take or Pay 条項がまだ残っていても、競争制限的な仕向地条項が廃止されれば、需要離脱が生じても卸での転売余地が一層高まると考えられる。

場支配的事業者や市場における有力な地位にある事業者による長期契約に関する規制の在り方について、さらに検討される必要がある³⁵。

2. 電力市場における差別対価・マージンスクイズ

39. パラ 3 で述べたとおり、一部地域の旧一般電気事業者は、新電力にスイッチングしようとする顧客や公共入札を行う顧客など特定の顧客に対し、非常に安い価格(託送費を除き5円～8円/kWh との報告もあり、パラ 25 に記載する機会費用を下回る可能性がある。)で小売供給を提案する事例が指摘される³⁶。これは、水力や石炭、原子力など可変費が安いベースロード電源(パラ23参照)について、固定費を少額のみ賦課することによって可能となっていると考えられる³⁷。一方で、新規参入者にとっては、電源種別により程度は異なるが、ベースロード電源の新設は一般に困難であると考えられる³⁸ため、このような旧一般電気事業者の営業活動に対抗することは、非常に困難である。
40. 関連して、旧一般電気事業者が顧客に対する営業活動の際、「必ず、新電力より安い小売価格とする。」といった(新電力の実際の提案価格をそもそも考慮しない)最低価格保証ないし実質的に類似する効果を持つ営業活動を行う事例があるとの指摘がある。これについては、不当な参入阻止戦略ないし、市場閉鎖をもたらす戦略として、典型的なものではないかとの指摘があり、今後、対応が検討される必要がある。
41. 電源アクセスに関するイコール・フットイングが確保されていない現状³⁹を踏まえると、当面、新電力は、取引所、卸供給、可能な発電所の建設といった手段によって調達可

³⁵ 200 社ある都市ガス事業者のうち、ほとんどは中小企業であることを配慮する必要があるとの意見があった。

³⁶ このような営業手法に関して、旧一般電気事業者が、発電所投資に伴う多額の固定費を負担している中で、そのような固定費を少しでも回収するためには合理性があるのではないかと指摘がある。一方で、固定費は、需要家から回収する以外に、新規参入者に卸供給を行うことによっても可能であり、新規参入者にはそのようなニーズが大きい一方で、卸供給の実績は限定的である(電取委事務局のモニタリングレポートによれば、旧一般電気事業者のうち 3 社は現在まで、グループ外の事業者には卸供給実績がない)以上、このような指摘は成立しないのではないかと指摘があった。また、経済学的観点からは、機会費用(パラ 25 参照)を下回る小売価格の設定には、合理性が乏しく、排除目的が疑われるのではないかと指摘があった。

³⁷ 石炭火力発電所の新設に関しては、新電力による参入例は一部にあるが、環境アセスメント等のハードルは高く実際には非常に難しいとの指摘があった。

³⁸ このような差別的な廉売行為の目的が大口顧客の囲い込みにあるのであれば、独禁法上の差別対価だけでなく排他条件付取引にも相当する場合もあるのではないかと指摘があった。

³⁹ このような観点から、旧一般電気事業者は、これまでより卸電力市場における自主的取組みや常時バック

能な価格水準(以下「調達可能価格」)^{40,41}は、旧一般電気事業者に比し、一定の限界がある。このような状況において、旧一般電気事業者が、合理的な価格(パラ25参照)で卸供給を行わない一方で、新電力にスイッチングしようとしている顧客など特定の顧客に対してのみ、差別的に、調達可能価格以下の水準による小売供給(以下「差別的廉売」という)を提案し、又は実施することは、競争を歪める可能性が高い。このようなケースを主に念頭に置きつつ、旧一般電気事業者が差別的廉売を行う場合における適切な規制を現行事業法のガイドライン等において行うことが検討される必要がある^{42,43,44,45}

42. なお、一般論としては、事業者がより安い価格を提示する努力をすることは、自由化の効果として望ましいものであり、顧客によって価格が異なることも直ちに否定されるものではない。このような前提の下で、規制の検討に当たっては、安易な価格規制を行うことが顧客にとっての価格提案を受ける機会を奪うことになりかねないとの指摘に留意し、新規参入者に対して現実に生じている影響の程度など競争の実情等を考慮するとともに、新規参入者への卸供給を一層促進する方策も検討される必要がある

⁴⁶。

アップ、部分供給等の取組みを実施している。また、2019年にはベースロード市場の創設が予定されている(受け渡しは2020年より)。なお、諸外国においては、パラ21のとおり、小売事業自由化に際して発電設備に関する取組みが行われている事例も見られる。

⁴⁰当該旧一般電気事業者が、域内の新規参入者に対して自ら相対供給する価格(ベースロード市場を含め先渡市場における売入札価格を含む)によっては、新電力の調達可能価格自体も低下する可能性がある。

⁴¹電力の需要負荷パターンが異なれば、対応する電源も変わるため、当然価格も異なりうることに留意する必要があるとの指摘があった。

⁴² 垂直統合事業者による小売価格は、発電費用(発電所建設に要した固定費の回収分を含む)、小売部門における費用、託送料金を上回る水準に設定されることが合理的(差分が利益となる)であり、即ち、それは発電部門の機会費用を上回るはずである。したがって、個別の小売価格から託送料金を控除した金額は、発電部門の原価及び小売部門の費用を上回るはずであり、少なくとも、これから発電部門の原価と小売部門の費用を差し引いた金額がゼロないしマイナスとなっている場合には、経済合理性が乏しい事業活動であって、通常、競争者を排除する以外の目的が想定されない、不当な行為なのではないかとの指摘があった。

⁴³電気通信事業では、NTT東西が、毎年度、フレッツサービス等のサービス毎に、接続料と利用者料金との関係を比較検証するスタックテスト(その結果によっては、接続料の水準が不当であるとの判断されることもある)によって小売費用と卸売り費用の逆転現象が生じないことが確保されているとの指摘があった。ただし、前提の異なる電力事業との単純比較は出来ないことに留意する必要がある。

⁴⁴このような規制の必要性は、電源アクセスに関する旧一般電気事業者と新規参入者のイコールフットリングが確保された状況においては、縮小するものと考えられる。

⁴⁵ ベースロード市場が創設されるまでの期間に、原発の再稼働に伴って、ベースロード電源の競争力を利用して本文のような不当営業活動を行う能力が増大し、新電力の持続的な競争力が悪化する懸念があるため、規制の検討を早期に行う必要性が指摘された。

⁴⁶ こうした観点からも、広域機関において検討中の販売先未定電源に関する事業者間マッチングのための取組(別添2)は意義があると考えられ、早期実施が期待される。

3. セット割引

43. 旧一般電気事業者又は旧一般ガス事業者が、電力とガスをセットで購入する顧客に対してのみ、電力又はガス料金について、大幅な割引を提供する事例があるとの指摘がある。一般論としては、セット割引は、顧客管理や料金徴収の効率化等につながり、また、複数の商品・サービスの提供によって、新たな付加価値を生むことも多いため、需要家の利便や社会効率の観点から、一定の意義があり、競争政策の観点から、通常は、特に問題となるものではない。
44. しかしながら、例えば、旧一般電気事業者が、電力とガスをセットで購入する顧客についてのみ、電力料金を大幅に割り引く⁴⁷ことによって、ガス事業者の事業運営を困難にする可能性がある⁴⁸。(単品購入では割り引かず)セット購入の場合にのみ、あえて、そのような大幅な割引を行うことについて、正当な理由が存在しないときは、旧一般電気事業者又は旧一般ガス事業者が市場支配力を利用して競争者を排除しようとする不当な行為になりうるものとして、競争政策の観点からの規制が検討される必要がある⁴⁹。この点、米国や EU 競争法において採用されている割引総額帰属テスト⁵⁰等により原価を下回ると判断される場合には、競争法違反の疑いが生じることとされていることが参考となる。

4. 部分供給

45. 旧一般電気事業者が顧客に対して、全量供給(＝部分供給の廃止)を条件として割引を行う行為は、電源アクセスに関するイコールフットィングが確保されていない現状においては、新電力が対抗することを困難にして、部分供給を制度として設けた趣旨を

⁴⁷ 小売市場における市場支配力を有するが故に可能となる営業行為である可能性がある。

⁴⁸ 理論的には、当該旧一般電気事業者のガス事業におけるガスの単独販売価格から割引総額を控除した金額(ガスの実質販売価格)がガス事業の可変費を下回る場合には、ガス事業者を排除する効果を持つ可能性がある。理論的背景として、https://www.jftc.go.jp/cprc/conference/index_files/161214bundle03.pdfを参照。

⁴⁹ 電気又はガスに割り当てられる割引額を電気又はガスの供給価額から控除した金額(名目上の単品価額)が、可変費を下回る場合については、既に、関係するガイドライン上、問題となりうる行為であることが明確にされているが(電力の適正取引ガイドライン、ガスの適正取引ガイドライン、及び不当廉売ガイドライン参照)、名目上の単品価額はもちろん、電気又はガスの供給価額から割引額の合計を控除した金額(実質的な単品価額)が可変費を上回るセット割であっても、排除効果を持つ可能性はある。

⁵⁰ 上記脚注 49 のとおり、実質販売価格がガス事業の可変費を下回らなければ不問とし、下回っている場合は、排除効果が実際に生じるか否かを精査し、そのような効果があれば、制裁を行うもの。

損ない、問題となりうる。また、そもそも、自社とのみ取引を行うことを条件として、割引を供与することは、それが新電力の事業を困難とする恐れがある場合には、独占禁止法上も排他条件付取引として違法なものとなり得るとの指摘もあった。

46. 一方で、部分供給については、そもそも本来の制度趣旨に立ち返って、部分供給の現在の在り方と本来あるべき姿について議論が必要との指摘もあった。

VII 卸市場における競争政策上の課題

1. 電力・ガスに共通する課題

47. 垂直統合や長期卸契約(社内取引を含む)は、卸電力市場の市場閉鎖を生じる懸念がある。取引所への投入その他の措置によって、支配的事業者の社内取引と新規参入者との競争条件の均衡が確保されることが鍵となる。
48. 垂直統合された旧一般電気事業者の発電部門は、パラ 25 のとおり、機会費用の考えに基づき、その利潤最大化を行うことが競争政策の観点から理想的であり、競争者を排除することを目的として、新規参入者との取引を拒絶したり、経済合理性の乏しい取引条件を設定したりすることは、競争政策上、問題となる可能性がある。このため、旧一般電気事業者は、競争を損なうこととなる行動を未然に防止する社内システムが自主的に構築されることが必要である(垂直統合された旧一般ガス事業者についても同様である)。
49. 具体的には、市場支配力を持つ垂直統合事業者(企業グループ内で別会社化されている場合も同様。以下同じ。)については、新規参入者との卸供給に関する交渉を当該垂直統合事業者の発電部門など新規参入者等との競争を排除する誘因を持たない者が行うことが望ましく、小売部門が行ったり、交渉過程に直接又は間接に介在することは、通常、適切ではない⁵¹。今後、そのあり方について検討を進めていく必要がある⁵²。また、交渉過程に関する情報や競争者との卸供給に関する情報を旧一般電

⁵¹ 関連して、現状では、小売部門のみが当該旧一般電気事業者の電源の全体像を把握可能な場合があり、そのような場合には、小売部門が卸供給の交渉窓口になることに合理性がある場合もあるのではないかと指摘があった。一方、これに対して、発電部門はその保有する電源についてのみ、機会費用を意識して売却先を検討することが経済合理的(25パラ参照)であり、小売部門が電源の全体像を把握するという前提に、そもそも、必要性ないし合理性が見いだせないのではないかと指摘があった。

⁵² 新規参入者からは、旧一般電気事業者に卸供給の申し込みをした後、そもそも交渉を拒絶されたり、形式的には拒絶されないものの、半年以上経過しても、依然としても「検討中」とされるなど、実質的には、取引の拒絶と思われる事例も存在するとの指摘がある。

気事業者小売部門が知りうることもまた、競争を歪めるおそれがあり、通常、適切ではないため、今後、そのあり方について検討を進めていく必要がある⁵³⁵⁴。

50. なお、一般的に、市場支配的事業者が従来認めてきた卸取引を不当に拒絶し、又は、その条件を悪化させて実質的に取引を拒絶することによって、競争者の事業継続を困難にするおそれがある場合は、独禁法上も問題となる可能性があるとの指摘があった。
51. 卸供給に関する新規参入者との交渉の在り方については、ガス事業についても、基本的には同様に考えることが適切である。むしろ、卸取引所がなく、新規参入者がガスの必要量を経済的に調達することが制度化されていない現状においては、競争を確保するためには、競争政策の観点から対応の必要性が特に大きい。関連して、LNG の輸入及び基地の受入・払出量の運用、卸供給の交渉・判断は、実務上は、旧一般ガス事業者の小売部門が行っていることが多いが、新規参入者との公正な競争を確保する観点から、適切な判断を行いうる体制について、今後、そのあり方についての検討を進めていく必要がある。

2. 電力卸市場

52. 沖縄以外の地域については、卸電力取引所における取引量増大によって、市場閉鎖が生じるリスクはある程度減少している。ただし、取引所の価格変動が大きく、特に、ピーク時には、安定的な調達が困難になり、垂直統合事業者の小売部門と比べれば、不利な状況になりうる。今後も流動性向上に努める必要がある。

加えて、発電能力が偏在し、かつ、市場分断⁵⁵も頻発する状況においては、諸外国

⁵³ 関連して、社内において競争者に関する情報アクセスにファイアウォールを設けることも考えられるが、国際的には、ファイアウォールを設けたとしても、社員が社内の情報を不当に競争者に関する情報を入手しようとするインセンティブは残ることから、それだけでは十分ではないとの議論が存在することに注意する必要がある。一例として、ドイツ(カルテル庁)のレメディガイダンス参照
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Leitlinien/Guidance%20on%20Remedies%20in%20Merger%20Control.pdf?__blob=publicationFile&v=3。

⁵⁴ 関連して、旧一般電気事業者発電部門が小売部門と締結している卸供給契約において、余力を他社に売却することを禁止している事例があるが、競争政策の観点から問題なのではないか、独占禁止法上の問題ともなりうるのではないかと指摘があった。

⁵⁵ 卸電力取引所スポット市場における取引ルール。同市場においては、原則として、全国1市場として、需要曲線と供給曲線を描き、その交点が約定価格となるものの、約定の結果によっては、連系線(東京-中部エリア間の周波数変換設備など)に流せる電気の量の制約によって、連系線の両側で計算を分けて行う必要が生じる(市場分断処理)。例えば、日本全国の入札を合成して需要-供給曲線を描き、その交点を約定価格として売買を成立させた際、中部エリアから東京エリアに流す電力量が、設備上流せる電力量を超える場合、

と比べても、取引所市場における価格操作のリスク可能性が存在することに注意する必要があり、適切な監視が必要である。

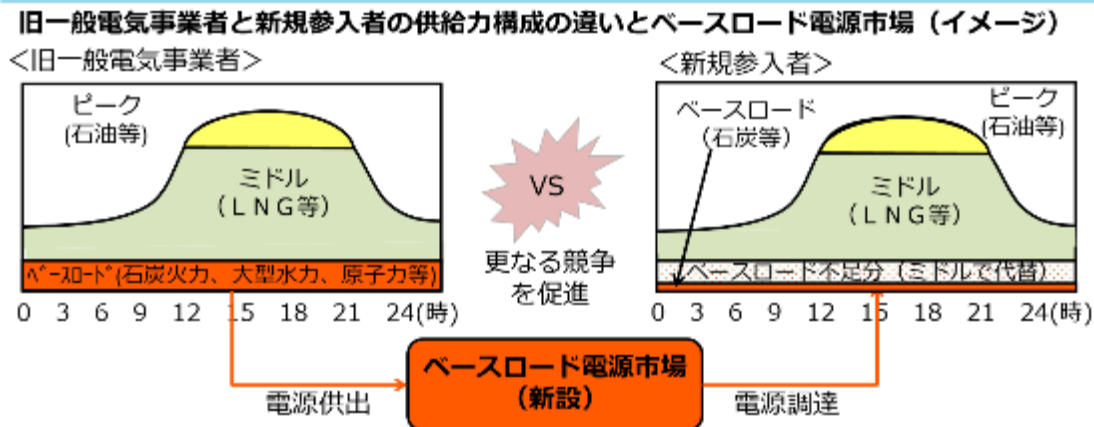
なお、本州と連系線が接続されていない沖縄地域や市場分断頻度が大きい地域（分断により価格が安くなる地域を除く）については、取引所から安定的に十分な電源を競争的な価格で調達することが困難となる。このため、旧一般電気事業者が電源を囲い込むことによって、容易に市場閉鎖が生じ、新電力は事業を行うことが困難となる可能性があることに特に注意し、必要に応じて、対応を検討する必要がある。

53. ベースロード市場（図 10）の創設によって、旧一般電気事業者と新電力の間における電源アクセスのイコールフットイングが改善することが期待される。その結果をも見た上で、仮に、改善が不十分と判断される状況であれば、ベースロード市場の仕組みのさらなる改善等が検討される必要がある（パラ 23 参照）。
54. なお、ベースロード市場への旧一般電気事業者の売入札価格は、旧一般電気事業者自身の他の独立した小売電気事業者との卸供給契約と（同様の経済的条件の下では）少なくとも同等であることが合理的ではないかとの指摘があった。

東日本（北海道・東北・東京）の入札のみを合成して需要-供給曲線を描きその交点を東日本の約定価格とし、西日本も同様に中部から九州エリアまでの入札を合成して需要-供給曲線を描きその交点を西日本の約定価格とする（これによって算出される約定価格がエリアプライス）。

図 10 ベースロード市場の創設趣旨

- 石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源については、大手電力会社が大部分を保有しており、新電力のアクセスは極めて限定的。
- その結果、新電力はベースロード需要をLNG等のミドルロード電源で対応せざるを得ず、大手電力会社と比して十分な競争力を有しない状況が生じている。
- このため、新電力も大規模なベースロード電源へアクセスすることを容易とするための新たな市場（ベースロード電源市場）を創設するとともに、同市場を適切に機能させるための実効的な仕組みを導入することで、小売競争を更に活性化する。



出所：第8回制度検討作業部会資料より抜粋

55. 電源開発株式会社の電源は、我が国の発電能力の10%弱を占めている。その多くは可変費の安い石炭又は水力発電所であって、小売電気事業者の競争上も重要な位置づけを占めている。これらの電源のうち小売全面自由化以前に稼働したものについては、旧一般電気事業者との間で長期間にわたる基本契約が維持されているが、締結当時は、電源投資を促進する効果があったと考えられる。しかしながら、既に長期間を経過し、償却終了後からもかなりの年月を経過している事例が多いこと、自由化等の事情変更を踏まえると、仮に当該基本契約による拘束が継続することで、（場合によっては、他の基本契約の継続等とあいまって、累積的に）新電力との競争環境

を歪める場合には⁵⁶、競争政策の観点から、切り出しその他新電力が電発電源を利用しうる方策について検討が必要となる^{57,58,59,60,61,62}

⁵⁶ ベースロード電源の保有による競争環境への影響について定量的な評価手法の開発が必要との指摘があった。

⁵⁷ 電発電源の切り出しによって、経過措置料金が上がる、即ち、消費者から電発に利益を移転することになるという理論的な可能性はある一方で、競争が促進されるのであれば、全般的に料金が下がる効果の方が大きいのではないかと指摘があった。また、旧一般電気事業者は停止中の原発の費用負担がある一方で、新電力には、(電発電源の切り出しといった構造的な措置の代わりに) 常時バックアップその他の措置を行ってきたという経緯もあり、まずはその効果を見極めることが先であり、さらなる制度的措置は現段階では時期尚早との指摘があった。

⁵⁸ 基本契約による電源開発への拘束の結果として、新電力の事業継続が困難になる一方で、旧一般電気事業者の独占的な地位が維持されることとなる場合には、独禁法上、私的独占(独禁法第3条)が成立する可能性があると考えられるとの指摘があった。また、経済産業省が競争評価を行った結果を、公正取引委員会に情報提供するなど緊密な連携が重要であるとの指摘があった。

⁵⁹ 関連して、ベースロード市場へは、電発電源も含め入札が行われるため、これに伴う既存契約の見直しを実施される予定となっている。

⁶⁰ 小売全面自由化以前に稼働した電源について、切り出し等が実際に行われる場合には、小売事業者間の公正な競争により供給を受ける事業者を決めることが、競争政策の観点から重要である。このような観点から、競争性が確保されつつ、電源の切り出しその他の手段の選択及びその実施方法が検討される必要がある。

⁶¹ 旧一般電気事業者と自治体が長期間の卸供給契約を締結している発電所(公営水力等)についても、その発電量や電源種等によっては、電発電源と同様に、市場閉鎖など競争政策上望ましくない状況が生じる場合には本文と同様に考えることとなる。このため、ガイドラインに基づく契約見直しや自治体による公募を促しているところであるが、新規参入者に生じている影響の程度を踏まえて必要に応じて、さらなる対応を検討する必要がある。

⁶² 電源開発に限らず、発電事業者と小売事業者の長期の卸契約によって、市場閉鎖が生じる場合があるのではないかと指摘があった。この点、一般論としては、そのような場合がありえるものの(EUにおいても、長期の卸契約がEU競争法違反とされた事例が存在する。)、ベースロード市場等による効果、余剰電力の取引所における売却等によって市場閉鎖効果が緩和される可能性、長期の卸契約が電源に対する投資を確保する上で有用な方策であるといった競争促進効果を併せて検討する必要がある。

図 11 電発電源の切出しの状況(2018 年 3 月時点)

- 北海道電力は、平成30年4月から年間2億kWh程度を水力発電所から切出し開始。
- 東北電力は、平成29年度に限った1万kW切出しについて、平成30年4月より1万kWを期間を定めずに切出し開始。
- 九州電力は、平成30年7月から6万kWを切出す方向で協議中。また、増量について引き続き検討。
- 北陸電力は、継続して検討・協議中。

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度 ^{*3} を切出し済み	平成30年4月から北海道電力管内にある電源開発の水力発電所全体から切出し開始		
東北電力	1万kW ^{*1} を切出し済み 検討・協議中 (5～10万kW程度 ^{*2})	平成30年4月より1万kW ^{*1} を期間を定めずに切出し開始 5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		・ 1月に協議を実施
東京電力EP	3万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中部電力	1.8万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定		
北陸電力	検討・協議中 (5万kW ^{*2} の一部)	原子力再稼働を待たず、早期に切出す方向で検討中	・ 電源開発との協議が整い次第	・ 1月、4月、5月に協議を実施
関西電力	35万kW ^{*2} を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中国電力	1.8万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定		
四国電力	3万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定		
九州電力	検討・協議中 (3～5万kW ^{*1})	平成30年7月から6万kW ^{*1} を切出す方向で協議中 増量について引き続き検討		・ 1月、2月、3月、5月、6月に協議を実施
沖縄電力	1万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定		

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量

：前回から具体的な進展があった項目

56. なお、当該対応の要否の検討にあたっては、新電力が小売市場（その部分市場を含む）における公正な競争を行うために必要となる取引所内外からの用途に応じた電源調達の可能性等を踏まえた競争条件のイコールフットینگが図られることが重要であり、例えば、今後創設されるベースロード市場において旧一般電気事業者や電源開発が電気を供出する際の対応（適切な価格による売入札が行われるか等）が適切なものとなっているか否か等が判断の要素となるものと考えられる。

57. また、旧一般電気事業者がその発電施設について、例えば、休廃止を計画するなど、稼働率が低く、余剰の発電能力がある状況において、新規参入者等から発電施設の売却等に係る提案を受けたにもかかわらず、当該新規参入者等との競争を排除する目的で、協議を拒否したり（不当に高額な条件を提示することを含む）、複数の新規参入者等を差別的に取り扱うことは、競争政策上、問題となるおそれがある⁶³。その際、余剰の発電能力を売却すれば、一般的には、利潤の増加につながることから、正当な理由がなく⁶⁴、協議拒否等の行為が行われる場合には、新規参入者等との競争を

⁶³ 市場支配的事業者と新電力事業者との交渉の在り方については、パラグラフ 49 と同様に考えられる。

⁶⁴ 地元経済への影響等を踏まえ、新規参入者等との交渉時期等に関して一定の制約が生じることについて、やむを得ないこともあるものと考えられる。したがって、このような制約に伴う協議の一時的な拒否等は、それが必要最低限のものにとどまる限り、正当な理由に当たる可能性がある。

排除する目的が推認されることとなる。このような観点から、電力広域的運営推進機関における休廃止電源の活用に関する取り組み(別添2)には意義があると考えられる。

3. ガス卸市場

58. ガス小売市場の競争促進に向けて、現在及び将来の需要者に資するために、取引所創設等の取引量の増大に向けた措置、ガス卸市場の支配的事業者等による自社の小売部門と同水準での卸供給に向けた措置などについて、事業法の枠組みの中で検討を行い、必要な措置を講ずることが必要である。
59. 関連して、現行の実務において、一部の地域で旧一般ガス事業者等によって行われているワンタッチ卸(小売事業者は卸事業者から需要場所でガスの卸供給を受ける仕組み)は、ガスの調達、託送契約及び同時同量オペレーションを卸事業者に委ねることができるという点で、新規参入の促進に寄与するものであり、保安業務の委託の円滑化とともに実施することで、有益であるとの指摘があった。

VIII 経過措置料金規制について

1. 解除基準に関する基本的考え方

60. 電気料金については、過去、小売事業も含めて地域独占が法定されていたため、全面的に規制料金とされていた。その後、小売事業の自由化範囲の拡大とともに、規制料金の対象となる範囲は縮小され、小売事業の全面自由化が行われた現時点においては、低圧分野についてのみ⁶⁵、規制料金が電気事業法改正法附則において規定され、需要家が自由料金だけでなく規制料金も当面選択可能となっている（「経過措置料金」）。
61. 一般論として、市場支配力の行使によって不当な値上げが行われない状況なのであれば、他の財と同様に、電気料金についても、その水準については、行政の許認可ではなく、市場の規律に委ねることが、経済実態を適切に反映した合理的な電気料金を迅速に実現する観点から適切である。
62. この経過措置料金については、その水準について、総括原価に基づく行政の認可が必要とされているため、市場における事実上の上限となり、市場支配力の有無にかかわらず、自由料金において不当な値上げを行うことは抑制されている。今後、経過措置料金規制の解除を検討するに当たっては、市場支配力の不当な行使が可能か否かを判断する必要がある。その際、企業の合併等による市場支配力が形成されることとなるか否かをチェックする我が国企業結合審査の判断枠組み⁶⁶が参考となる⁶⁷。

⁶⁵ 沖縄地域の自由化範囲については、平成11年12月の電気事業審議会の答申に基づき、当初は「電気の使用規模2万kW以上、6万V電圧以上で受電する需要家」とされていた。その後、2004年4月より「特別高圧需要家(原則2,000kW以上)」に拡大され、平成28年4月より全面自由化されたが、経過措置約款の適用範囲については、2000kW未満の需要家が対象とされており、高圧の一部の需要家も含まれている。

⁶⁶ 我が国の企業結合審査の判断枠組みは基本的には、欧米と同様であると考えられる。

⁶⁷ 企業結合審査では、合併等によって市場支配力を有することとならないかに着目している一方で、経過措置料金規制については、市場支配力があつたことを前提に、それがどの程度減少すれば、市場支配力を行使できないかに着目しているという点で観点に若干の違いがあることに注意する必要があるとの指摘があつた。

表1 経過措置料金メニューの一覧

区分		料金メニュー 名称	概要	契約口数（件）	使用電力量（千kWh）
				（2017年3月末時点）	（2016年度）
経過措置料金メニュー	電灯	従量電灯	特徴：一般の需要向け（電灯需要の大半を占める） 主な利用目的：一般家庭、商店、事務所の消費電力等	51,947,403	177,536,474
		公衆街路灯	特徴：公衆街路灯用に用途を限定したメニュー 主な利用目的：一般道路、橋、公園の照明等	11,958,062	5,840,403
		定額電灯	特徴：電灯需要のうち小容量向け 主な利用目的：アパートやマンションの照明等	1,517,416	914,282
		臨時電灯	特徴：1年末満の電灯需要向け 主な利用目的：土木工事における照明等	188,379	517,038
		農事用電灯 （誘が灯、電照栽培）	特徴：農事用に用途を限定したメニュー 主な利用目的：誘が、電照栽培	595	1,374
	電力	低圧電力	特徴：低圧で動力を使用する工場等向け 主な利用目的：製品製造や加工のための動力等	4,698,522	25,358,459
		農事用電力 （かんがい排水用、脱穀調整用、育苗・栽培用）	特徴：農事用に用途を限定したメニュー 主な利用目的：かんがい排水、脱穀調整、育苗・栽培	71,024	796,517
		臨時電力	特徴：1年末満の電力需要向け 主な利用目的：土木工事における動力等	11,070	126,099

※大手電力（旧一般電気事業者）により経過措置メニューの構成は異なる

出所：第8回電力・ガス基本政策分科会 資料7より抜粋

表2 従量電灯メニューの概要

料金メニュー		概要	
適用範囲	用途	従量電灯	
		電灯または機器を使用する需要	
料金制	契約容量他	従量電灯A：5A	
		従量電灯B：10～60A	
主な需要		従量電灯C：6kVA～50kVA	
		従量電灯A：最低料金制	
		従量電灯B・C：2部料金制	
		照明、一般家庭、業務用機器等	
料金単価（1月あたり）	従量電灯A	最低料金（8kWh）	231.55円
		電力量料金	19.52円
		10A	280.80円
		15A	421.20円
		20A	561.60円
		30A	842.40円
		40A	1,123.20円
	従量電灯B	50A	1,404.00円
		60A	1,684.80円
		1段階（120kWhまで）	19.52円
		2段階（121～300kWhまで）	26.00円
		3段階（301kWh以上）	30.02円
		最低月額料金	231.55円
		基本料金（1kVA当り）	280.80円
	従量電灯C	1段階（120kWhまで）	19.52円
		2段階（121～300kWhまで）	26.00円
		3段階（301kWh以上）	30.02円

※料金単価は東京電力エナジーパートナーの経過措置メニューから引用

出所：第9回 電力・ガス基本政策小委資料7より抜粋

63. 具体的な解除基準を検討するに当たっては、まず、消費者が費用面等でよりよいサービスを提供する事業者を選択する行動を行う可能性がどの程度見込まれるか(消費者等の状況)が重要となる。その上で、解除時点において、競争者からの競争圧力が十分に存在し、旧一般電気事業者に対して、値上げを十分に牽制することとなるかどうか(十分な競争圧力の存在)、さらに、そのような競争が持続性があるか否かがポイントとなる。(競争の持続的確保)。以上、消費者等の状況、十分な競争圧力の存在、競争の持続的確保の3点について、総合的に判断していく必要がある。その際、自ら小売電気事業者やそのサービスを選択する意思や能力が十分でない消費者の存在も勘案する必要がある。
64. このような判断は、できるだけ客観的に判断される必要があるため、諸外国の企業結合審査等でも用いられる経済モデルが参考になる。本研究会では別添1の経済モデルについて議論を行い、概ね妥当であると判断した。今後、本経済モデルについて、さらに必要なブラッシュアップが行われ、その活用が検討される必要がある。
65. また、実際に経過措置料金規制を解除するか否かの検討を行うに当たっては、消費者等の理解を得るための取組が重要である。現時点では、経過措置料金規制の存在について認識している消費者は少ないとの指摘があった。行政や関連する事業者においては、経過措置料金やその解除に関して、消費者等の声に耳を傾けたり、消費者等に対して積極的に周知・説明を行ったりすることが求められる。
66. 関連して、消費者等が、小売電気事業者やそのサービスを比較し、選択するに当たって、必要な情報が分かりやすく開示されることが重要である。

2. 解除基準の具体的内容

(1) 消費者等の状況

67. 電気のスイッチングについて、消費者等がどの程度の関心を持つか。将来的にどのように推移することが見込まれるか。具体的には、以下の5点を総合的に検討する必要がある。

A 現在の消費者の関心(認識可能な事業者数)⁶⁸

⁶⁸ この点、消費者に対する普及啓発活動を今後も行い、競争によって、低価格・高サービスの事業者が需要家を選択される環境構築が必要ではないかとの指摘があった。一方、消費者が満足しているからスイッチン

- B 現在の消費者の満足度（スイッチング実施・非実施の理由）
- C スwitchング率（事業者内、事業者間）
- D スwitchングによる支払額の変化等に関する予測可能性
- E その他スswitchング率が上下すると考えられる要因の有無

（2）十分な競争圧力の存在

68. 第一に、市場支配的事業者の有無その他市場の状況を踏まえ、旧一般電気事業者が単独で、又は、他の事業者と協調して、低圧料金の値上げをしようとする場合に、これを牽制する競争圧力が十分に存在する蓋然性があるか（市場構造面）、及び第二に、市場構造を踏まえ、実際に、競争圧力が顕在化しているか（市場行動の面）、の判断が必要となる。
69. 市場構造の点では、以下の4点を総合的に検討する必要がある。B及びCを必須事項としつつ、A及びDを付加的に検討することとなる。
- A 当該地域の旧一般電気事業者の市場における地位がシェア、ブランド等を考慮して非常に有力であるため、競争者からの競争圧力が機能しない可能性の有無^{69, 70}

グしないという可能性も考慮すべきとの意見があった。

⁶⁹ 諸外国（アイルランド、米国テキサス州）では、市場支配的事業者のシェアが40～60%以下となることが規制の解除条件とされた事例がみられる（ただし、余剰電源全量市場投入といった卸市場活性化策の有無には相違がある）ことを踏まえると、中長期的には、旧一般電気事業者のシェアが一定程度以下であることが望ましい。ただし、競争圧力の有効性を検討するにあたって、供給余力面での限界が小さく、区域における協調的行動も見られないのであれば、シェアの数字自体は必ずしも決定的な要素ではないと考えられる。

⁷⁰ 電気を少量使用し、第一段階料金の適用を受けている消費者が存在することを踏まえ、これらの消費者を対象とする競争者の存在を追加的に検討事項とする必要があるとの指摘があった。これに対して、そもそも、第一段階料金は原価割れである以上、そのような消費者を主たる顧客層とする事業活動を期待することは現実的ではないのではないか、太陽光発電を自宅に設置している消費者が相当程度混在しており、低所得者等に対する社会政策的考慮等という当初の目的から変質しているのではないかとこの指摘があった。

B 有力⁷¹で独立した⁷²競争者が複数⁷³存在すること^{74, 75}

C 当該地域において競争者が利用可能な十分な供給余力が存在すること⁷⁶。具体的には、地域における発電能力（地域において連系線によって利用可能な発電能力を含む）の状況を考慮しつつ、取引所の流動性が大きいこと、ピーク時流動性が十分に存在することが特に重要である⁷⁷。併せて、旧一般電気事業者（当該地域内外）から新電力への相対取引状況（取引条件、交渉状況等）も考慮する。

D その他（都市ガス事業又はLP ガス事業からの競争圧力の程度、一括受電からの競争圧力の程度等）

⁷¹ 例えば、各供給地域を主たる事業拠点として低圧事業を行う小売事業者については、当該供給地域の低圧市場におけるシェアが5%程度を上回っているなど、当該地域において継続的に事業を行いうる事業能力を有している必要がある。ただし、取引所の流動性が全時間帯にわたって大きいなど、その地域における競争者の調達可能性が十分に確保されていれば、必ずしもシェアに拘る必要はないとも考えられる。

⁷² 新電力自身が競争的な小売価格を独立して決定する能力を有することが必要であり、実質的に、特定の旧一般電気事業者の取次を行っていたり、相当程度の出資を受けていたりする場合には、そのような能力を有するか否か慎重な検証が必要である。

⁷³ 当該地域の旧一般電気事業者と協調行動を取る可能性が非常に小さいと考えられる場合（例えば、エリア外旧一般電気事業者が当該エリアの低圧事業に既に参入しており、かつ、当該エリア外旧一般電気事業者と当該地域の旧一般電気事業者が多く供給地域において実質的な競争を既に行っている場合）など例外的な事情がある場合を除き、競争者は、現に、複数存在する又は近い将来に存在する見通しが具体的に存在することが基本となると考えられる。

⁷⁴ なお、競争圧力や競争の持続性については、供給区域内における状況のばらつきにも配慮する必要がある。競争者が当該地域の全域で営業するとは限らないため、一部地域でのみ旧一般電気事業者が値上げを行うこととなる可能性を付加的に考慮する必要がある。一方、競争者もWEBを使ったPR等により事実上全地域について営業することが可能であることには留意する必要がある。

⁷⁵ 他地域の旧一般電気事業者が当該地域の小売事業に直接参入したり、卸供給を行うことで間接的に参入したりする可能性を考慮して競争圧力を検討する必要がある。なお、その際、旧一般電気事業者間の協調の可能性について留意する必要がある。

⁷⁶ 関連して、安定供給確保の観点から最低限必要となる供給予備力を下回るおそれがある場合には、取引所のピーク時流動性が継続的に不十分となる蓋然性があることから、精査が必要となる。その際、電力は、生活必需品であるが、通常の財とは異なり、貯蔵ができない一方で、需給を各時点で一致させる必要があること（供給を短時間では増加できないので価格の高騰が起きやすい）、仮に、停電が発生した場合には送配電ネットワークでつながった地域に波及する可能性もあることから、競争が行われる前提としても、供給余力が重要であることに注意する必要がある。なお、図9に示すとおり、発電能力は旧一般電気事業者に偏在している。

⁷⁷ 全販売電力量に占める卸電力取引所の約定量のシェアが、全ての時間帯において大きく、それが継続する見込みがある状況であれば、十分な供給余力があることの一つの指標となる。

図 12 アイルランドにおける規制料金解除基準

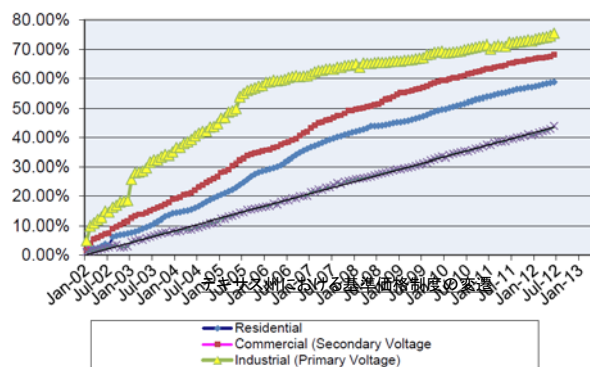
- ① 関連市場において、少なくともアクティブな小売供給事業者が3社存在すること
- ② 関連市場において、最低2社以上の独立的小売供給事業者が、少なくとも10%以上のシェア（消費量ベース）をそれぞれ持つこと
- ③ 定義された期間において、既存事業者の市場シェアが、業務用需要家市場においては50%以下、家庭用需要家市場の場合は60%以下となること
- ④ 家庭用需要家によるスイッチング率が10%以上になること
- ⑤ 既存事業者は、CER（Commission for Electricity Regulation）に対し、小売事業部門のブランド変更にかかるコミットメントを示すこと

出所：第4回競争的な電力・ガス市場研究会 資料3より抜粋

図 13 米国テキサス州における規制料金解除基準

競争評価報告書における分析内容～供給事業者・競争的オファーの数、累積事業者変更率

	2002年	2004年	2006年	2008年	2010年	2012年	2014年
供給事業者数							
Oncor	10	12	17	27	38	45	46
CenterPoint	10	11	17	26	36	47	44
AEP Central	7	10	17	27	37	44	45
TNMP	5	8	17	25	35	40	41
AEP North	3	7	17	27	37	40	40
Sharyland	-	-	-	-	-	10	27
提供オファー数							
Oncor	11	14	41	96	233	258	255
CenterPoint	11	12	41	85	233	275	257
AEP Central	8	13	37	91	225	251	234
TNMP	6	11	35	84	222	237	211
AEP North	3	9	36	90	226	234	225
Sharyland	-	-	-	-	-	41	114



競争的REPsから供給を受ける需要家割合の推移

(出所)PUCT「Scope of Competition in Electric Markets in Texas 2013」

出所：平成28年度産業経済研究委員会（電力・ガス小売市場における競争の評価軸についての調査）報告用資料より抜粋

図 14 地域別の新電力シェアの推移（年度別）



表 3 東京及び関西エリアにおける小売販売電力量シェアランキング（2018年4月時点）

事業者名	販売電力量シェア	事業者名	販売電力量シェア
東京電力EP	63.78%	関西電力	70.88%
東京ガス株式会社	4.44%	大阪瓦斯株式会社	4.64%
JXTGエネルギー株式会社	1.36%	株式会社ジェイコムウエスト	0.92%
KDDI株式会社	1.30%	株式会社ケー・オブティコム	0.77%
株式会社東急パワーサプライ	0.39%	SBパワー株式会社	0.66%
中部電力株式会社	0.37%	株式会社ハルエネ	0.44%
株式会社ジェイコムイースト	0.32%	東京電力エナジーパートナー株式会社	0.40%
株式会社サイサン	0.20%	大阪いずみ市民生活協同組合	0.25%
株式会社ハルエネ	0.19%	イーレックス・スパークマーケティング株式会社	0.22%
株式会社Looop	0.14%	シン・エナジー株式会社	0.16%
株式会社ミツウロコヴェッセル	0.14%	生活協同組合コープこうべ	0.16%

出所：電力取引報より事務局作成

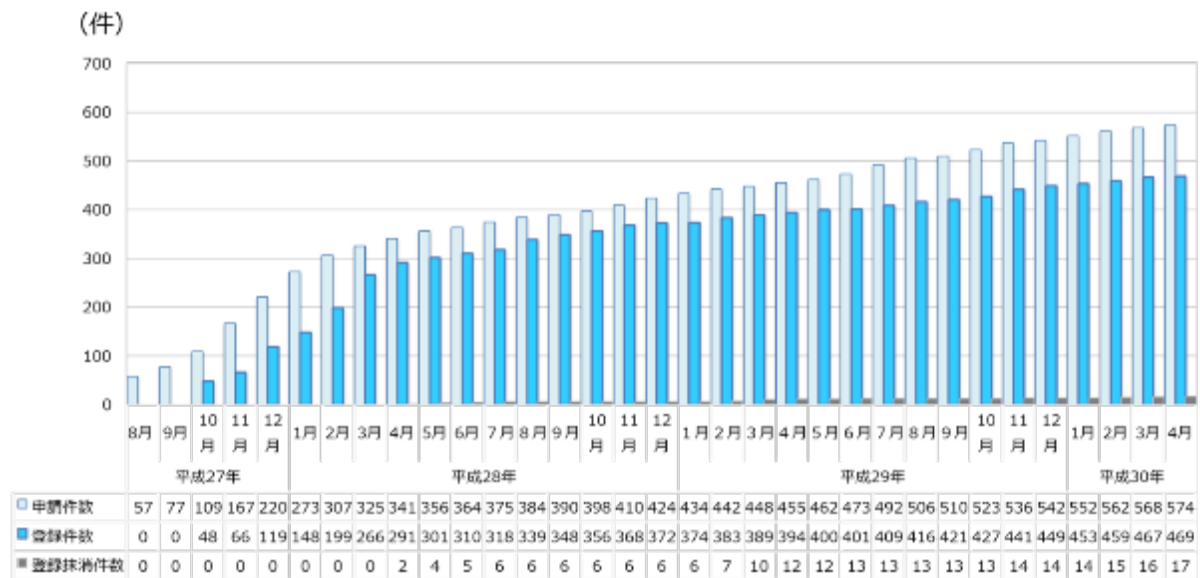
70. 市場効果の点では、以下の2点を検討し、市場構造の点で競争圧力が存在すると判断される状況を疑わせる事情がないかを確認する必要がある。

E 新規参入者の参入状況および退出状況

F 競争者を含め、自由料金の動向・協調行動の有無⁷⁸

⁷⁸ 協調行動のおそれ、助長しうる環境の有無にも着目すべきとの指摘があった。

図 15 小売電気事業者登録申請及び登録事業者数の推移



出所：(要旨記)

(3) 競争の持続的確保

71. 前提として、スイッチングを促進する上での競争基盤は十分に構築されているか、具体的には、スマートメーターの普及状況 やスイッチングの容易性(手続、期間)等を踏まえつつ、競争的環境の持続性について判断する必要がある。
72. ある供給地域において、経過措置の解除を行った時点において、当該供給地域の旧一般電気事業者と新規参入者との間で、電源アクセスに関するイコールフットिंगが既に実現され、又は、近く実現する具体的見通しがある状況であれば、当該地域で利用可能な発電能力の減少といった特段の事情がない限り、解除時点で存在する競争圧力は持続的に継続する可能性がある。
73. 一方、仮に電源アクセスに関するイコールフットिंग(パラ 23、パラ 52-57 参照)が確保されていない状況であれば、市場支配的事業者等における内部補助等によって、競争が歪められる懸念が存在すると考えられるため、そのような懸念を解消するために必要な措置が将来の解除に向けて検討される必要がある。

(4) 事後監視

74. 上記解除基準によって、経過措置料金の解除を行う(指定しない)と判断される場合においては、基本的には、競争圧力が有効に機能し、不当な料金値上げが行われる懸念はないと考えられる⁷⁹。諸外国においても、自由化に当たって、料金の上限を定めるといった規制を部分的に残す事例は見あたらない。
75. しかしながら、生活必需品としての電気の特質を踏まえれば、万が一にも不当な料金値上げが起こらないことが重要である。このため、電気事業法において、例えば、ドイツの搾取的濫用規制⁸⁰など海外の事例も参考にしつつ、少なくとも一定の期間、実効性の高い事後監視(競争圧力の状況など必要な情報収集の体制を含む)を講じることが検討される必要がある。また、事後監視の結果を踏まえて、透明性を確保しつつ、適切に競争評価を行い、競争圧力の持続性に懸念が生じる場合には、必要な対応が適切に検討される仕組みである必要がある。⁸¹

(5) その他

76. 現行制度上の三段階料金に関して、経過措置料金解除後は、一義的には、事業者がその継続の有無を判断することとなることが想定される⁸²。この点、委員からは、国が特定の需要家層に対して一定の価格以下で、特に原価水準以下での供給を求めることは、競争を歪めるものであり、例えば、EUでも問題視されているのではないかと指摘があった。現行の三段階料金を維持することによって、大家族の電気料金を小家族より高額にしたり、太陽光保有家庭の料金を安価にしたりすることは合理的ではないのではないかと指摘があった。一方で、三段階料金は電気料金が逡増的であることによって、省エネに資する効果もあることから、三段階料金ではなくとも省エネに資する代替的な取組が必要ではないかと指摘があった。

⁷⁹ 競争圧力が損なわれる行為については、例えば、企業結合や抱き合わせ取引など、独占禁止法によって対応される場合も多いと考えられる。

⁸⁰ ドイツ競争制限禁止法(GWB)では、第 19 条において、市場支配的事業者が有効な競争が存在すれば高度の蓋然性を持って形成されるであろう対価又はその他の取引条件と異なる対価又は取引条件を要求することが禁止されている。

⁸¹ 競争圧力の持続とともに、停電によって社会的混乱が生じることがないことが重要である。このため、競争的な市場の下で、中期的に、必要な電源等に対する投資が適切に行われ供給信頼度が維持されるとともに、短期的にも、需給運用が適切に行われることが期待される。

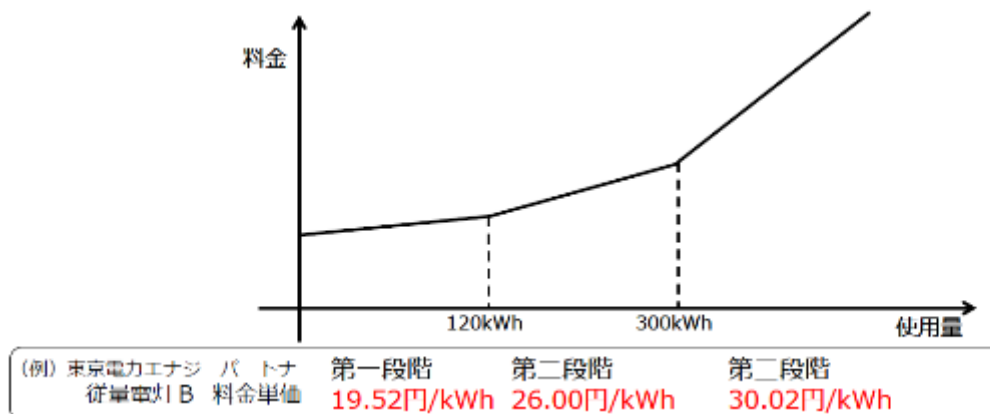
⁸² 一般的に、小売事業者が料金等の供給条件を変更する場合には、新たな契約の締結ないし約款の内容の変更、その前提となる説明義務の履行等が必要になる。これは、みなし小売事業者が三段階料金制度を継続しないとの判断を行い、消費者等に対して、それ以外の料金メニューへの移行を求める場合も同様である。

77. また、諸外国においても、低所得者に対する社会政策が行われている例が見られることを踏まえて、検討が求められるのではないかと指摘があった。

図16 三段階料金制度の概要

- 三段階料金は、石油危機後の1974年、高福祉社会の実現や省エネルギーの推進という経済社会の基本的要請に、総括原価主義の枠内で対応を図るという観点から導入。使用量の多寡に応じ、三段階の料金単価が設定されている。
- 現行の経過措置料金も三段階料金となっており、当時の整理に基づき、特に第一段階の料金単価は比較的低廉なものとなっている。

※三段階料金 ①第一段階：ナショナルミニマムに基づく低廉な料金
 ②第二段階：ほぼ平均費用に対する料金
 ③第三段階：限界費用の上昇傾向を反映し、省エネにも対応する料金



出所：第5回電力・ガス基本政策分科会 資料5より抜粋

(空白)

別添1 電力料金に関する分析モデル(試案)

分析アプローチ

本分析の主な目的は、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)⁸³や Giuliatti et al. (2005)⁸⁴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⁸⁵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⁸⁶。

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、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。

電力小売事業者 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

⁸³ 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.

⁸⁴ 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.

⁸⁵ Competition and Markets Authority (2016) Energy market investigation Final report. available at <https://www.gov.uk/cma-cases/energy-market-investigation#final-report>

⁸⁶ 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ー海外事例調査およびわが国市場環境をふまえた検討ー」電力中央研究所、研究報告書、2016年5月

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

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。新電力に関して参入退出自由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。

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⁸⁷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⁸⁸⁸⁹。

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。

1.1. 前提条件

1.1.1. 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。

1.1.2. 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⁹⁰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。

⁸⁷ 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。

⁸⁸ 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。

⁸⁹ 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。

1.1.3. 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⁹¹を表す。

需要家のプラン選択モデルの推定

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⁹²。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⁹³。

- 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、見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⁹⁴。

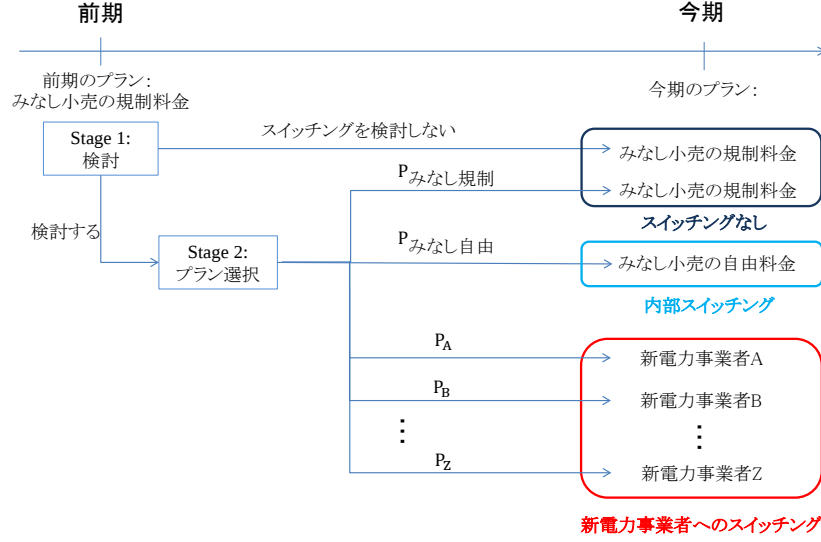
⁹¹ モデル上新電力は一つのプランのみを提供していると仮定するため、新電力については事業者とプランを同一視して取り扱う。一方みなし小売電気事業者は、規制料金プランと自由料金プランの二つを提供していると仮定する。

⁹² 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。

⁹³ 表記の簡略化のため添え字 m, t は省略している。

⁹⁴ 前月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月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⁹⁵。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（必ずしも每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かか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。

⁹⁵ $P_{i,0}$ は、大手新電力以外の新電力を選ぶ確率である。

推定

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⁹⁶、 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 $\theta \equiv (a, b, c, s)$ 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 の値は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。

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⁹⁷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、もしくはどのプランも契約していない需要家の数を $N_{0,m,t}$ 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

⁹⁶ 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。

⁹⁷ 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。

$c(\frac{P_{j,m,t}^S + P_{j,m,t}^M + P_{j,m,t}^L}{3})N_{j,m,t-1} \equiv cP_{j,m,t}N_{j,m,t-1}$ 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、

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

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。

1.1.4. 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。

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

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⁹⁸。このとき、価格 $p_{j,m,t}$ は以下のように書ける：

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

1.1.5. 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しつつ、ある程度の幅を取ってシミュレーションを行う。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。

⁹⁸ 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

みなし小売電気事業者の限界費用関数の推定

1.1.6. 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⁹⁹、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¹⁰⁰。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¹⁰¹：

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

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。

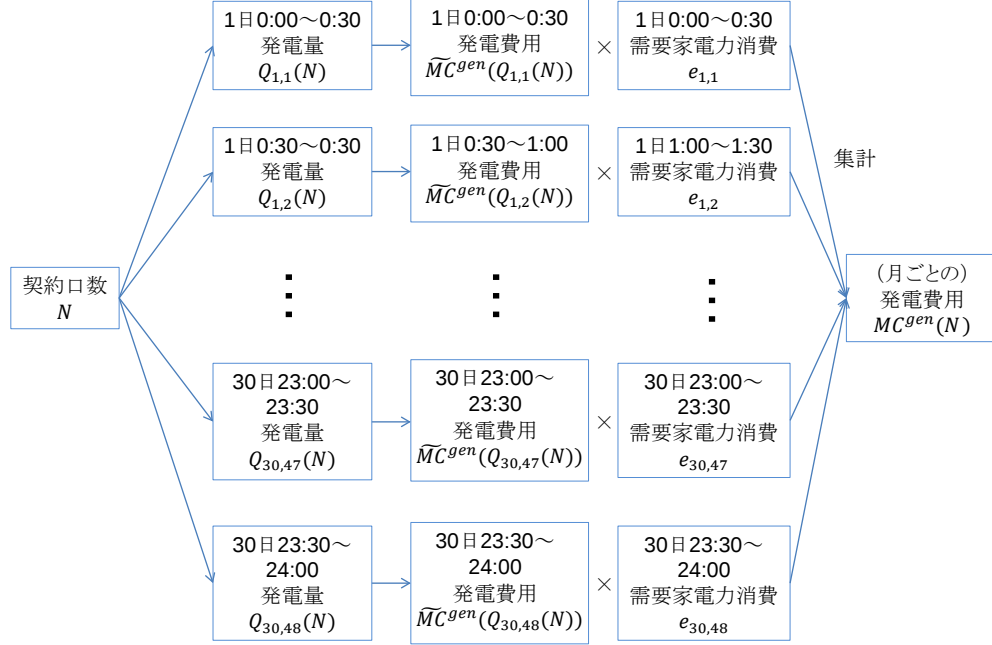
発電費用 $MC_j^{gen}(N_j)$ は、以下のプロセスで計算する。まず、契約口数が N_j のとき、 d 日のタイムフレーム f において事業者 j が必要とする発電量 $Q_{j,d,f}(N_j)$ (MWh)を各日の各タイムフレームについて求める。次に、発電出力が $Q_{j,d,f}(N_j)$ のときの発電費用 $\widehat{MC}_j^{gen}(Q_{j,d,f}(N_j))$ (円/kWh)を各日の各タイムフレームについて求める。最後に、各日の各タイムフレームの発電費用と同時時間帯の需要家の電力消費量を掛け合わせて集計することにより、当該月の発電費用 $MC_j^{gen}(N_j)$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

⁹⁹ 表記の簡略化のため添え字 m, t は省略している。

¹⁰⁰ 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。

¹⁰¹ 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



1.1.7. 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。

1.1.8. 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、

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

と計算できる。

1.1.9. 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 $\widehat{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$ は事業者 j の電源構成のデータから推定する¹⁰²。

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

¹⁰² 発電費用関数 $\widehat{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$ 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。

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

1.1.10. 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。

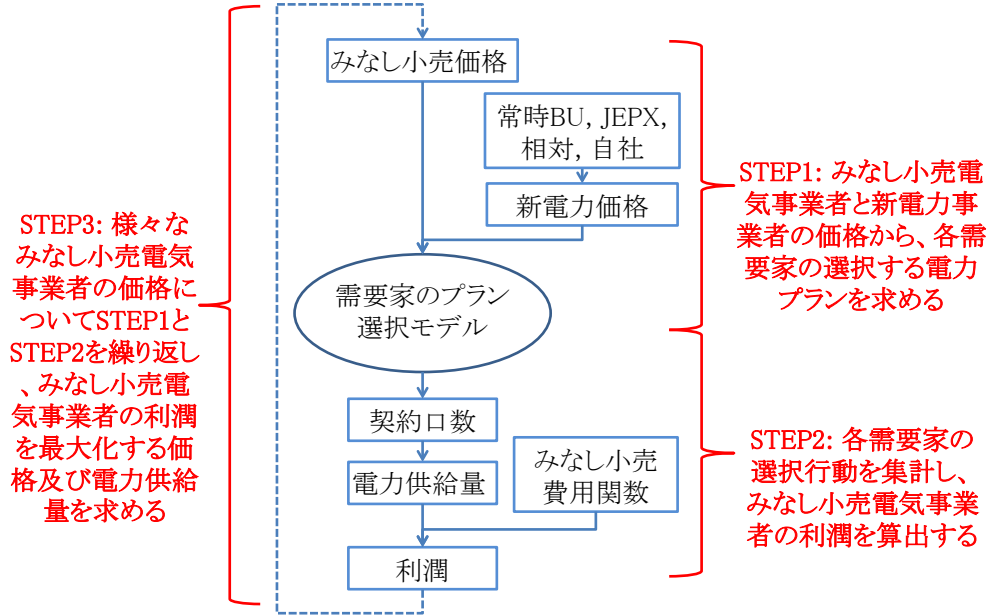
STEP 2: 需要家の選択行動を集計することで得られるシェア(契約口数)からみなし小売電気事業者の電力供給量を求め、さらに価格と費用関数の情報と組み合わせることで利潤を計算する。

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合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、競合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



1.1.11. 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(一般家庭部分)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 $N_j(p) = \sum_{I \in \{S, M, L\}} \left[N_{j, \text{規制}}^I(p_j, p_{-j}) + N_{j, \text{自由}}^I(p_j, p_{-j}) \right]$ 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。

1.1.12. 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 $p_{t_\ell}^*$ 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。

1.1.13. 外生変数の予測

$Q_{j,m,t,d,f}^{Other}$ 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¹⁰³。 $p_{m,t,d,f}^{BU}$ 、 $p_{t,d,f}^{AREA}$ 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。

需要家のタイプごとの契約口数

需要家のタイプごとの契約口数は不明のため、近似として、サンプルの最終時点である2017年6月時点において、各プランの契約口数の1/3は E^S 、1/3は E^M 、1/3は E^L タイプであると仮定してシミュレーションを行う¹⁰⁴。

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。東京電力EP単体での財務データは公表されていないため、東京電力ホールディングスのWACCを計算する。

WACCは以下の公式から求められる¹⁰⁵：

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

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。

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

¹⁰³ $Q_{j,m,t,d,f}^{Other}$ 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。

¹⁰⁴ 実際にはサンプル期間中のスイッチングにより、プラン間で各タイプの占める割合には違いが生じていると思われるが、サンプルの最終時点においてもみなし小売電気事業者の規制料金プランがシェアの大半を占めているため、このように近似しても大きな問題はないと考えられる。

¹⁰⁵ WACCの計算には以下の文献を参考にした。

Brealey, R. A., & Myers, S. C. (1997). Principles of Corporate Finance. (リチャード・ブリーリー、スチュワート・マイヤーズ 藤井眞理子・国枝繁樹(監訳) (2002) コーポレート・ファイナンス(第6版)上 日経BP社)

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。

2. 補論

2.1. 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
$p_{m,t,d,f}^{AREA}$	エリアプライス
$Q_{j,m,t,d,f}$	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
s	効用関数のパラメータ(グループ内外の代替関係の違い)
t	期(年月)
t_ℓ	2020年4月(経過措置料金規制解除予定時点)
$T_{m,t}$	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
$\widehat{MC}_j^{gen}(Q_{j,m,t,d,f})$	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

別添2 販売先未定電源に関する事業者間のマッチングのための取組

3-4. マッチングの掲示板の扱い

25

- 次に、容量市場の導入による事業環境の変化に対して、事業者が多様な電源調達手段を取りうる環境の整備として、下記の仕組みについて整理を行う。
 - ① 販売先未定電源を有する事業者と相対契約を希望する新電力のマッチング
 - ② 電源開発や電源確保を希望する新電力と廃止・休止予定電源を有する事業者のマッチング
 - 上記については、電源差し替えの掲示板と類似しているが、容量市場の導入前から実施すること、発電事業者と小売電気事業者のマッチングも含まれていることが、電源差し替えの掲示板と異なっている。（したがって、容量市場のリクワイアメントとして取り決めることはできない）
 - 一方、マッチングの掲示板の効果としては、小売電気事業者による多様な電源調達手段による事業環境変化への対応だけでなく、発電事業者による多様な供給先の確保による、電源の退出防止（若しくは単純廃止でなくリプレースの推進）という点においても期待される。
- （具体的なニーズのイメージ：事業者の意見を踏まえて引き続き検討を行う）

小売電気事業者	① 小規模事業者が相対契約でkW価値を確保するニーズ (kW価値だけでなくkWhを確保するニーズも考えられる)
小売電気事業者	② 電源確保を考える事業者が単独若しくは一部出資等で電源を確保するニーズ
発電事業者	② 同上
- 上記を踏まえつつ、広域機関において、事業者の具体的なニーズ等を踏まえて、マッチングの掲示板の検討を進めることとしてはどうか。

出所：第12回 容量市場のあり方等に関する検討会 資料3より抜粋