

研究論文

電力自由市場への短期的移行過程に関する分析

A Short-term Transient Analysis of Deregulation Policy in Electric Power Market

米谷 龍幸*・手塚 哲央**・佐和 隆光***

Tatsuyuki Maitani

Tetsuo Tezuka

Takamitsu Sawa

(原稿受付日2002年12月10日, 受理日2003年6月26日)

Abstract

Due to the economies of scale, most power industries are capable to keep their regional monopoly. However, with local monopoly problems for instant inefficiency in management and public acceptance of new power plant construction creates the recent arguments of power market deregulation. In addition, the innovation of energy technologies and the developments of decentralized power generation, corresponding several of scale economies and the cost-effective conditions, shape the global trend of new liberalization. In this paper, the further study of spot-market under different market structure, entitled a consolidated case and an autonomous case, will be introduced in order to keep stabilizing of electricity supply. Simulation results of short-term transient between regulated and deregulated power market indicate that a consolidated market has higher average price and larger fluctuated than the case of autonomous market. In contrary, an autonomous market has considerably higher price spike with the growth of price spike. Conclusion of this study shows the trade off relationships between two market structures.

1. はじめに

従来、電力産業では規模の経済性や範囲の経済性を根拠として地域独占形態が許容されてきた。それに加え電力という財の持つ公共サービスの側面は、電力産業を公的規制産業とみなす根拠となっていた。しかし、第一次オイルショック以降、技術進歩によって発電設備の規模、種類の多様化とコスト低下が起こったため、発電部門における規模の経済性が失われつつあると指摘されている。そのため電力産業の活性化を目的として、発・送・配電分離（アンバンドリング）と発電部門に対する競争原理の導入、すなわち電力産業の自由化をおこなうことについての活発な議論が現在、展開されている^{1), 2)}。

電力自由化の際に問題となるのはその市場制度設計である。多くの国では電力自由化に伴う規制改革の一部として、また送電網への公平なアクセスを保証するための一手段として、スポット市場（プール市場）等の市場メカニズムを利用している³⁾。スポット市場を利用すれば、各経済主体に対し電力のスポット価格という指標の提示が可能である。そのため各経済主体がスポット価格を考慮しながら市場に参加することの是非について判断できるというメリッ

トがある。しかしながら、スポット市場を用いた電力取引メカニズムは、アメリカ、カリフォルニア州の電力自由化移行過程において価格の急激な上下変動（プライス・スパイク）問題を引き起こしており、必ずしもうまく機能していない。そのため、その導入に際しては慎重な検討が必要である。

そこで、本研究では電力の安定供給の実現に必要なとされる制度設計について検討をおこなうため、自由化への移行過程をモデル化する。そしてそのモデル・シミュレーションを通して、異なる構造の市場を収益性と価格の關係に着目して比較検討することで、電力取引市場に対する知見を得ることを研究の目的とする。

カリフォルニア州の自由化移行過程の際に表面化したプール市場メカニズムの抱える問題は、①電力という財そのものに備わる性格（在庫をもつことができず、常に需要と供給が一致する財であること）、②供給安定性を達成するために、利用率の低い設備を必要とする電力産業の性格、③電力取引市場の性格（市場の制度設計）などの諸要因が絡み合っ発生していた。電力産業が規制産業から競争産業へ移行する過程に関する分析は、以上の問題点を考慮しながらおこなう必要がある。そしてそのような分析は、今後、日本でも予定されている電力自由化の展開と影響を評価する際に有効ではないかと考えられる。

また、自由化移行過程における電力市場を安定かつ効率的に運用する制度を設計することは、きわめて複雑な問題である。そのためこの問題に対して議論を深めていくため

*京都大学大学院エネルギー科学研究科博士後期課程2年

E-mail: maitani@eecom.energy.kyoto-u.ac.jp

** 〃 〃 〃 教授

*** 〃 〃 〃 経済研究所教授

〒606-8501 京都市左京区吉田本町

には、定量的な分析をおこなう必要がある。このような市場制度の分析方法として実験経済学や最適化モデルなどの方法があるが、本研究では多主体意思決定者を含んだシミュレーション型モデルを用いる。シミュレーション型モデルは、モデル構造やパラメーター値を変化させ実験を繰り返すことが可能であるため、規制や枠組みが市場に与える影響を分析する場合に適した手法である。そのため電力市場制度のように、多様な意思決定者が多数存在するシステムの分析に適していると考え、採用することにした。

2. シミュレーション・モデルの構成

2.1 モデルの対象

構築する電力市場モデルでは取引方法（制度）として、需要を満たす最高入札価格で取引価格が決定されるオークション型のプール市場制度を採用する。現実の電力取引市場では需給調整のために、一日前市場や三日前市場、また先物取引、相対取引などを利用している。しかし本研究では、シミュレーションによる制度設計の可能性を探ることを目的の一つとしているため、モデルを単純化し一時間ごとに取引を行うスポット取引のみを対象とし、他の取引形態に関しては今後の課題とする。また市場自由化直後の市場特性について解析をおこなうため、本研究ではシミュレーションの対象期間をプール市場移行直後の3年間に限定する。

図1に作成したモデルの構成を示す。また以下にモデルで用いた各種設定条件を示す。

- 発送配電の分離（アンバンドル）を想定する。
- 対象期間は2003年から2005年の3年間に設定する。
- システム内での設備投資、設備廃棄についてはモデルに外生的に与える。そのため文献^{4), 5)}に基づいて、その期間に稼働が予定されている国内の大型火力プラント（約300基）を各意思決定単位としてモデル内に組み込む。
- 既存火力プラントの燃料費としては、資料⁵⁾をもとにプラント燃料使用量と燃料価格の積を、該当するプラ

ントの年間発電量で除した値（個別プラントの平均燃料費用）を推定値として用いる。なお、この値は発電機出力に依存したものではない。

- 原価償却費については文献⁶⁾の建設費の値をもとに償却年数を15年として定率償却法により計算した。
- コージェネレーションなどの、オンサイト型発電普及の影響、自発電力の余剰電力販売は考慮しない。
- 原子力発電及び水力発電（揚水発電を含む）の出力は外生的に与える。
- 相対取引市場の電力需要は大口需要家を対象としたものと考え外生的に扱う。
- プール市場における電力需要の対象として、小口電力（主に業務）、電灯需要を取り上げる。また需要は現在の電力需要の動向⁹⁾から年1%の上昇（7, 8, 9月は3%の上昇）を想定した。

2.2 市場構造に注目したモデルのケース設定

これまで電力自由化に関する議論は、市場自由化モデルの選定に焦点が当てられてきた。しかし、最近では英国卸電力プール市場の高止まりの原因などをめぐって、発電分野における市場構造の問題に関する議論が盛んである⁸⁾。英国では市場集中度が高く電力価格が高止まりしたとの考え方がある。しかし、一方では、カリフォルニア州では市場集中度を低めるため既存電力会社が発電設備の売却をおこなっており、それが電力危機の原因となったとの説もある。そのため、本研究では市場構造の違いを検討することを意図し費用及び収益の処理方法以外は、同一の意思決定アルゴリズムを経営主体に組み込んだモデルを用いる。そして次の2つのケースを設定する。

■ 中程度の市場集中度を想定した連結採算ケース

これは既存電力会社の保有する発電設備間において収益性の高いプラントが収益性の低いプラントを補助する場合を想定した設定である。このとき現在の日本の電気事業者（沖縄電力を省く9大電力、電源開発、共同火力）をモデルとしプラントのグループ分けをおこなった。このケースでは、その年度にかかった費用と得た収益を連結グループ内で出力に応じて分担する（図2）。つまり、プラント・グループごとに運用によって生じた負債、及び収益がプールされ、そのグループに所属するプラントの入札価格に影響を与える。

■ 低い市場集中度を想定した独立採算ケース

これは既存電力会社が保有している発電設備を売却し、小さな発電会社が乱立した極限の状態を想定したものである。あるいは既存電力会社が各プラントの個別の収益性を重視し、収益性の低いプラントを淘汰していくケースとも解釈できる。このケースでは、プラントごとの費用と収益を各プラントごとに単独決算をおこなう（図3）。この場

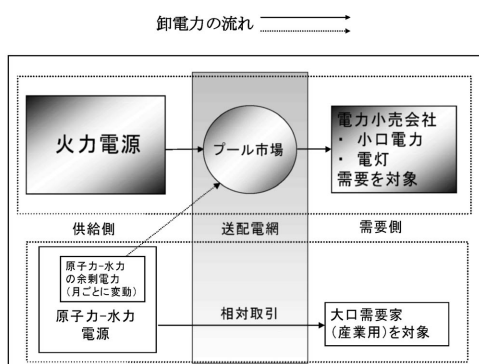


図1 シミュレーション・モデルの構成図

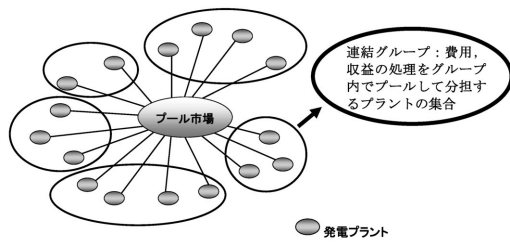


図2 連結採算ケースの概念図

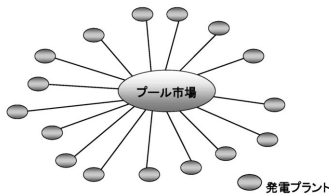


図3 独立採算ケースの概念図

合、プラントごとに運用によって生じた負債、及び収益は持ち越されプラントごとの入札価格に影響を与える。

各々のケースを比較検討することによって、対象とするプール型市場取引モデルにおけるプラント費用処理方法の違いが、電力プール市場の価格、収益挙動に及ぼす影響を考察する。

2.3 モデル・シミュレーションの流れ

モデルのフローチャートを図4に示す。以下にその流れについて説明する。

<ループA>

このループでは毎時のプール取引が行われる。

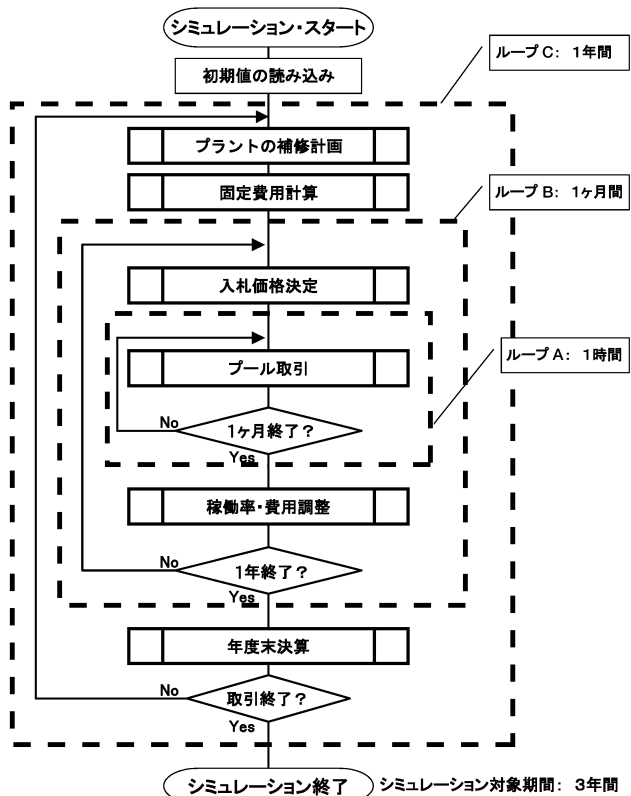


図4 モデル・シミュレーションの流れ

1) プラント入札価格の決定

本項では表現を単純化するために、第*i*プラントの入札価格を $P_B(i)$ とし、 $P_B(i) \leq P_B(i+1)$ とする ($i=1, \dots, N-1$)。また、以下では、プラントごとに異なる値が設定される可能性のある変数に対しては、(*i*)をつけて表記する。

該当月に稼働できる状態にあるプラントは、入札価格とプラント出力をプールへと入札する。

この入札価格の決定のために以下の仮定を設ける。

仮定：各発電主体であるプラントは、発電費用を積み上げ損益分岐価格を計算する。それに落札できなかった場合のリスクを考慮し(1+マークアップ率)をかけて入札価格とする。

すなわち各プラントは、マークアップ率を次の式(1)のように設定する。

$$m(i) = a(i) \times (1 - R_r(i)) \dots\dots\dots(1)$$

ここで $m(i)$ ：マークアップ率、 $R_r(i)$ ：予想稼働率(ループBの説明で後述)、 $a(i)$ ： $m(i)$ の上限値となる定数である。

このとき各プラントは各自で想定している予想稼働率が高ければ入札できないリスクが低いと考え、マークアップ率を低め、逆に予想稼働率が低ければ、マークアップ率を高めることになる。この設定は、ダンピング(不当に安い価格設定)行動を防止する制度が市場に組み込まれている場合、各プラントにとって合理的な行動であると解釈することができる。

このときプラントの入札価格 $P_B(i)$ は次の式(2)によって決定される。

$$P_B(i) = (1 + m(i)) \cdot \{C_v(i) + C_f(i)/T_r(i)\}, T_r(i) = R_r(i) \times T_k(i) \dots(2)$$

ここで $P_B(i)$ [円/kWh]：プラントの入札価格、 $m(i)$ ：マークアップ率、 $C_v(i)$ [円/kWh]：変動費用、 $C_f(i)$ [円/kWh]：固定費用、 $T_r(i)$ [h]：残存想定稼働時間、 $R_r(i)$ ：予想稼働率、 $T_k(i)$ [h]：残存稼働可能時間である。

変動費用は労賃と燃料費によって構成される。固定費用は減価償却費、固定資産税、負債(ループCの説明を参照)、調整費用(ループBの説明を参照)、プラント補修費用(ループCの説明を参照)によって構成される。また残存稼働可能時間はプラントのその期(一年間)における残り稼働可能時間を表し、残存想定稼働時間は、プラントが想定するその期の残り稼働時間を表す。

2) プール市場における電力需要量の扱い

またプールには需要家側から時間ごとに異なる需要量 D_F [MW]が伝達される。このとき D_F は、季節変動と時間変動が織り込まれ外生的に市場に入力され、価格弾力性は考慮されない。この理由は電力という財が短期においては

価格弾力性が低いと考えたためであるが、今後検討を要する点である。

3) プール市場を介した電力取引

プール市場における毎時の電力取引では、式 (3) を満たすプラント番号 n のプラントの入札価格 $P_b(n)$ [円/kWh] の値が取引価格 P_T とする。

$$\sum_{i=1}^{n-1} C_p(i) < D_p \leq \sum_{i=1}^n C_p(i) \quad \dots\dots\dots (3)$$

ここで D_p [MW] : プール市場に入力される毎時の需要, $C_p(i)$ [MW] : プラント (i) の容量である。

落札できたプラントには、落札結果と毎時の売上データが伝達される。

<ループB>

ループBは一ヶ月ごとにおこなわれる費用調整のループである。ここでは日々の取引によってもたらされた取引結果を参考に月はじめに各発電主体が入札価格を以下の方法により調整する。

まず次の仮定を設ける。

仮定：各プラントは、月初めに予想稼働率を想定し、稼働予想分の可変費用を事前に支出する。そして月末に予想稼働率と実稼働率を比較し、予想とのズレに比例した損失額を計上する。そこで生じる損失額を調整費用として、翌月の入札価格に反映させる。

この仮定に従い月末に生じる調整費用の発生額を式 (4) を用い表現する。

$$\Delta C_A(i) = b(i) \times |N_m(i) - R_p(i) \cdot n| \times C_v(i) \quad \dots\dots\dots (4)$$

ここで $\Delta C_A(i)$ [円/kWh] : 月末に生じる調整費用の発生額, $b(i)$: 比例定数, $N_m(i)$ [h] : 月間落札回数, n [h] : 月間稼働可能時間である。

月間落札回数は実稼働時間に対応する。また月間稼働可能時間と予想稼働率の積が、その月の想定稼働時間となる。またここで発生した ΔC_A の総和は年度末決算時に費用として計上される (連結採算ケースではこの費用もまた分担される)。

ここで前の月までの累積調整費用を $C_A(-1)(i)$ [円/kWh] とおく。そして、その一部が月末に償却されると仮定し、次の期に価格に含められる、調整費用 $C_A(i)$ [円/kWh] を式 (3) を用いて表現する。

$$C_A(i) = \{T_r(i)/T_r(-1)(i)\} \cdot C_A(-1)(i) + \Delta C_A(i) \quad \dots\dots (5)$$

$T_r(i)$ [h] : 残存稼働可能時間はその期 (一年間) の残り稼働可能時間を表す変数である。また $T_r(-1)(i)$ [h] は前の月を含めた残り稼働可能時間である。

この調整費用の大きさに応じて各プラントは、予想稼働率を実稼働率に近づくよう再設定し入札価格を調節するよ

うにアルゴリズムを式 (6) のように定める。

$$R_p(i) = R_p(-1)(i) - \{R_p(-1)(i) - R_r(-1)(i)\} / f(C_A(i)) \quad \dots (6)$$

ここで $R_p(i)$: 次の期の予想稼働率, $R_p(-1)(i)$: 取引の終わった月の予想稼働率, $R_r(-1)(i)$: 取引の終わった月の実稼働率, $1/f(C_A(i))$: 稼働率調整関数である。

$f(C_A(i))$ は、10から2までの整数値をとる $C_A(i)$ に関する階段状の減少関数である。式 (6) に従えば調整費用の値が大きければ各プラントは自らの予想稼働率の設定が甘いことを知り、実稼働率に予想稼働率をできるだけ近づける。逆に調整費用の値が小さければ、各プラントは予想稼働率が現実に適応していると考え予想稼働率を実稼働率に近づけるように微調整する。

<ループC>

年度末決算と補修計画の作成がおこなわれるループである。年度末決算では、各発電主体が一年間の取引で生じた費用と収益をもとに経常利益を計算して減価償却を行い、一年間の取引で生じた繰越利潤ないしは負債を確定する。これが固定費用に繰り込まれることによって次の一年の価格決定に影響を及ぼす。また、このとき先述したように連結採算ケースでは収益と負債をグループ内で分担するが、独立採算ケースでは分担しない。

各年度の初めに発電主体は、プラントの補修計画を決定する。プラントの補修計画は実データ⁵⁾ から求めた確率に基づき、乱数を用いて与えられる。その際、用いる確率として平成11年度版の「電力需給の概要」掲載の平成12年度火力発電所・補修計画 (主要ユニット) に基づいて、算出したものを用いる。

まず燃料タイプごとに異なる補修期間の決定確率に従い乱数を用いて、プラントを補修する月数を決定する。そして補修を開始する月を3, 4, 9, 10, 11月のうちから乱数を用いて等確率で選択する。この5つの月に補修を開始

表1 シミュレーションに用いた主な設定

	石炭	石油	天然ガス	CCGT
燃料費の平均値 [円/kWh]	2.23	5.23	4.03	3.44
建設費 [万円/kW]	30.4	20.6	21.4	23.2
稼働率初期値	0.8	0.2	0.6	0.6
労賃 [円/kWh]	2.8			
補修時間あたり 補修費用 [円/kWh]	2.97			
定数 a	0.3			
比例定数 b	0.2			
固定資産税率	0.014			
利子率	0.04			

表2 プラントの燃料タイプ別補修確率

	石炭	天然ガス	石油
補修しない プラント	30.0%	40%	50%
1ヶ月間補修	11.9%	7.2%	3.5%
2ヶ月間補修	18.9%	13.8%	8.0%
3ヶ月間補修	28.7%	12.6%	13.0%
4ヶ月間補修	6.3%	12.6%	17.0%
5ヶ月間補修	4.2%	9.0%	5.0%
6ヶ月間補修	0.0%	4.8%	3.5%
合計値	100%	100%	100%

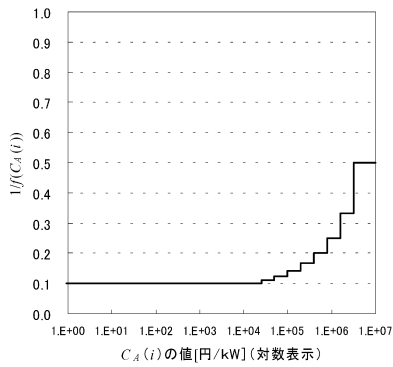


図5 稼働率調整関数

する月を指定しているのは、電力需要の変動に対して十分な卸電力供給力を確保するためである。

また、補修計画が決定した後に、発電主体はコスト計算を行い、該当年度に必要なとされる固定費用（該当年度の取引において新しく発生する調整費用を除く）の計算をおこなって取引を開始する。

<主な設定>

表1に主要なシミュレーションの設定変数の値を示し、表2にプラント燃料タイプ別の補修期間を決定する確率の値を示す。また図5に稼働率調整関数のグラフを示す。

3. シミュレーション結果

本節では、前節で述べた設定内容に基づいた、連結採算ケースと独立採算ケースのシミュレーションの結果について述べる。

3.1 価格挙動

図6及び図7にシミュレーションから得られた卸電力スポット価格の時系列推移を示す。図6が連結採算ケース、図7が独立採算ケースのものである。また価格諸指標の経年変化を表3に示す。

図6、7及び表3から読み取ることのできる結果は以下のとおりである。連結採算ケースの場合、独立採算ケースと比較して、価格の挙動に関して以下に示す特徴を有することが示された。

- 価格変動の標準偏差が大きい。
 - 平均価格が高めで推移する。
 - 価格範囲が急激に上下変動する危険性は低い。
- また独立採算ケースの価格挙動については、次の特徴が示された。
- 平均価格は連結採算ケースと比較して低位で推移する
 - 価格変動の標準偏差は小さいが、3年目にはピーク時に価格が急激に上下変動するプライス・スパイクが発生した。

以上の結果について考察するために各年度3月の供給曲線を調べる。図8の連結採算ケースの供給曲線（3月）は3年間のシミュレーションを通してその形状をあまり変え

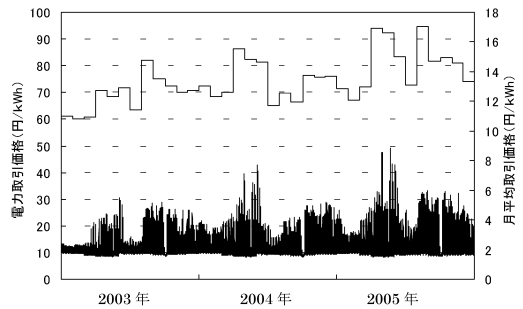


図6 シミュレーションにおけるスポット価格の推移（連結採算ケースのシミュレーション）

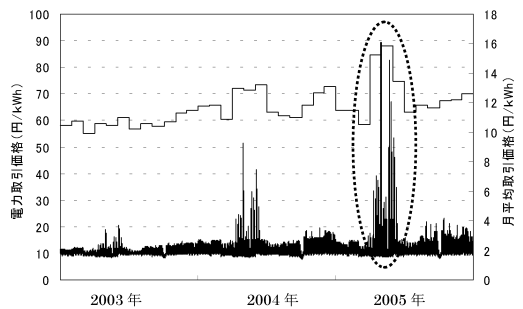


図7 シミュレーションにおけるスポット価格の推移（独立採算ケースのシミュレーション）

表3 取引価格指標の経年変化

取引価格諸指標	連結採算ケース			独立採算ケース		
	1年目	2年目	3年目	1年目	2年目	3年目
平均取引価格	11.9	13.8	14.5	10.7	12.1	12.5
取引価格の標準偏差	3.3	5.5	6.1	1.3	3.0	5.5
取引価格範囲	21.0	32.9	32.4	12.1	43.6	81.2
最低取引価格	8.3	8.1	8.3	8.3	7.8	8.0
最高取引価格	29.3	41.0	40.7	20.4	51.4	89.3

ていない。しかし図9に見られるように独立採算ケースの供給曲線では年数を重ねるにつれてミドル・ピーク領域において需要増加に対し価格が急激に上昇することが分かる。

この供給曲線の変化が、3年目の夏季における需要の増加する時期に独立採算ケースのプライス・スパイクを引き起こしていることが理解される。

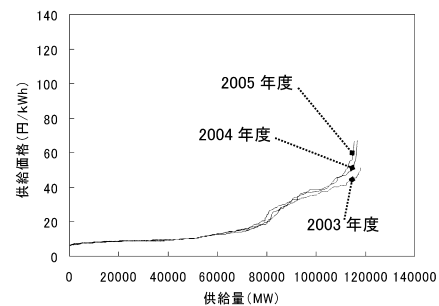


図8 連結採算ケース3月の供給曲線（経年変化）

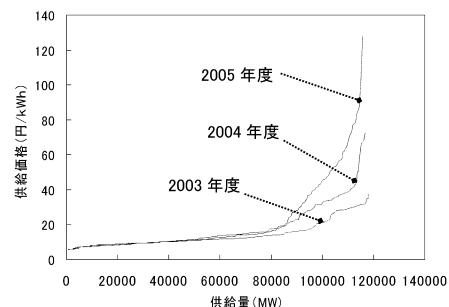


図9 独立採算ケース3月の供給曲線（経年変化）

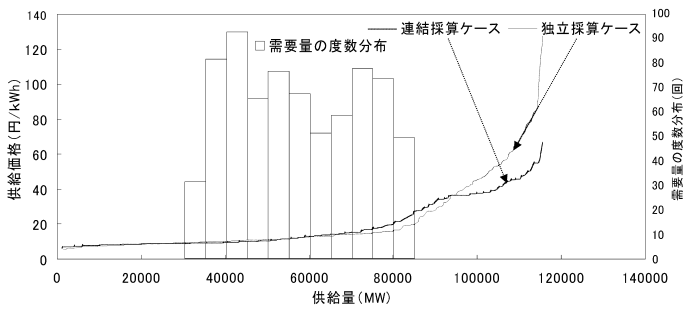


図10 連結採算ケース・独立採算ケース3年目3月における供給曲線と同時期の需要量の度数分布

また連結採算ケースの平均価格が高く、標準偏差が大きい理由については、図10に示す供給曲線の形状と需要量の度数分布から説明することができる。

図10は、3年目3月の供給曲線と需要量の度数分布を同一のグラフ上に表現したものである。ちょうど連結採算ケースの供給曲線の方が独立採算ケースの供給曲線よりも入札価格が全般的に高くなっている領域に需要が分布していることがわかる。これは昼間の需要量が急上昇する夏季（7、8、9月）を除いて、ほぼ一年間を通して観察される現象である。

3.2 収益性について

前述した価格挙動における2ケースの挙動の違いは、プラントの収益構造の違いが価格に反映された結果と考えられる。その収益構造の違いは両ケースにおけるモデルに組み込んだ収益処理方法に対する発電事業者の行動の違いと最高落札価格で取引価格が決定される取引制度の相互作用によるものと考えられる。

- このことを裏付けるため、プラントの収益性に関する分析結果を図11、12に示す。

図11は火力発電部門全体としての経常利益の経年変化に関するシミュレーション結果である。このモデルでは、部門全体で比較したとき、取引平均価格の高さを背景として、連結採算ケースの収益額のほうが独立採算ケースの収益額よりかなり大きくなっていることがわかる。

また図12にはシミュレーション1年目における個別プラントの利潤率とプラント年間利用率との関係を示す。これを見ると連結採算ケースの方は利用率の低い（20%程度）プラントまで利潤率が正の値をとっているのに対し、独立採算ケースの方は利用率の比較的高い（70%程度）プラントでも利潤率が負の値をとりうる事が分かる。

3.3 シミュレーション結果の整理

本研究におけるシミュレーションにおいて、連結採算ケースでは日々の小刻みな価格変動は激しくなるが、突然の急激な価格の上下変動は起こりにくいとの結果を得た。これは採算の悪いミドル、ピーク電源の負債の累積による発電コストの上昇を、ベース電源のもたらす高収益によって

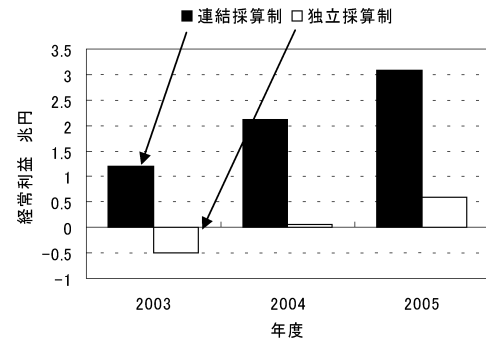


図11 経常利益の経年変化

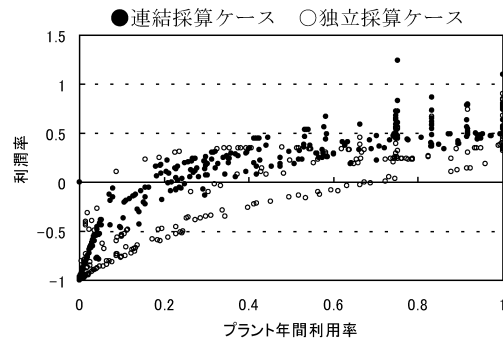


図12 取引開始1年後の各プラントの年間利用率と利潤率の関係

相殺できるためである。逆に独立採算ケースでは、収益性の悪いピーク電源はコスト上昇を押さえられない。そのため価格が急激に上下変動するプライス・スパイク（図7）が観察されたと解釈される。

以上の結果を整理すると以下のようなになる。

- 需要変動が激しく在庫をもてない電力の財としての性格が、各プラントの稼働率に反映し、それがピークを担当するプラントのコストの上昇を通じて価格に影響をあたえている。
- このとき、ピーク帯のコスト上昇リスクを連結採算ケースの場合はグループで分担しており、急激な振幅は生じないが、独立採算制では各プラントがリスク負担をしていることになり、結果的にプライス・スパイクを生む。

3.4 シミュレーション結果の一般性について

シミュレーション型モデルによる分析の場合には、得られた結果の一般性について注意する必要がある。

第一に本シミュレーションでは、需要の価格弾力性を考慮していない。もし短期においても需要に大きな価格弾力性を設定すれば、独立採算ケースにおける激しいプライス・スパイクは観察されないことが予想される。変動価格方式を導入する前には、電力の価格弾力性について十分な検討がなされなければならない。

第二にこのモデルでは、意思決定アルゴリズムの中にコスト割れ入札や市場支配力を行使するなど様々な戦略的行動アルゴリズムを組み込んでいない。実際には様々な意思

決定のオプションが考えられるはずであるため、単一の意思決定アルゴリズムしか組み込んでいないことは、このシミュレーション結果の一般性を低めていると考えられる。

第三に本モデルのシミュレーションでは、2種類のケース設定を比較したのみであった。従って設定したオークション・プール市場制度の下で、どの程度のプラント連結がリスク分担と価格の面から見て有効なのかについて検証する必要がある。またプライス・スパイクを未然に防ぐ機構を、市場の制度として組み込むことも考えられる。

以上の事柄を考慮して、今後様々な感度分析をおこないシミュレーション結果の一般性を高めていく必要がある。

4. 設備投資行動に関する推論

本シミュレーションの対象は3年という短期でありモデルの中で設備投資、プラント廃棄を内生的には扱わなかった。そのため現段階のモデル中では設備投資について詳しく言及することはできない。しかし、本研究のシミュレーション結果と、幾つかの資料に基づいて、この研究で用いたプール型取引市場が形成された場合の企業の投資行動に関する推論を展開することができる。

まず3.2に述べた収益性の検討結果は連結決算ケースであれば、モデルのような取引市場が形成された場合でも発電部門での十分な投資がおこなわれる可能性が高いことを示唆している。

しかし連結採算をおこなっている企業が連結を自ら崩して、収益性の低いミドル・ピーク用のプラントの売却、または廃棄をおこなう誘引を持つ場合を考慮することもできる。これは文献⁴⁾を用いて、文献⁹⁾などを参考に計算した日本の電力会社の財務分析結果とも整合する想定である。

その結果によると電力会社は固定資本が大きく、自己資本比率が低い典型的な設備産業である。

現在電力産業は、総括原価によって確実な事業コストの回収をおこなっている。しかし、電力小売の部分自由化に伴い、事業コスト回収の不確実性が増加しており、上記の財務体質は、資本市場から改善圧力をうける傾向にある。このことは、今後、財務バランスを改善するために、電力会社とその巨大な固定設備（アセット）を証券化等の手段を用いて手放す可能性が存在していることを示唆するものである。本研究では、そのようなケースのシミュレーションはおこなっていないが、その場合生じる結果は、独立採算ケースの結果とよく似たものとなり、供給の安定性に問題をきたすことも予想される。

供給の安定性を確保するための手段としては、系統管理者である送電部門が保険として十分な量の予備供給力を備えておくことが考えられる。それに加え、市場取引価格が高騰した際に電力供給を担うことが可能な、いわば卸電力

の保険会社のような存在も存在意義をもつ。

また電力価格の急騰が設備投資のきっかけとなるという考え方に対しては、ピーク、ミドル・プラントの稼働率の低さが電源の設備投資の回収を困難なものとするため、大規模な設備投資が促進される可能性は低いのではないかと考えられる。

ただし、上記の幾つかの予想については、今後、設備投資を含めたシミュレーション・モデルにより検討されなければならない。

5. 結論

本研究では自由化後の電力取引市場制度を設計する知見を得るため、市場構造に着目した短期移行過程の電力取引のプール市場モデルを構築した。そして、そのシミュレーションを通して連結採算ケースと独立採算ケースという二つの異なる市場構造についての分析をおこなった。

その結果以下の事柄が明らかになった。

- 連結採算ケースでは、日々の小刻みな価格需要変動が激しく在庫をもてない電力の財としての性格が、各プラントの稼働率に反映し、それがピークを担当するプラントのコストの上昇を通じて、価格に影響をあたえる。
- このとき、ピーク帯のコスト上昇リスクを連結採算ケースの場合はグループで分担しており、急激な振幅は生じないが、独立採算制では各プラントがリスク負担をしていることになり、結果的にプライス・スパイクを生む。

これはプール市場メカニズムを採用した場合、その制度設計に際して考慮すべき知見であると考えられる。

また本論文では収益性に関するシミュレーション結果の分析を通じて、投資行動に関する仮説を展開することができた。

以上の知見は、この多主体意思決定のシミュレーション・アプローチを制度設計のために利用できることを示唆している。

今後は、より長期の設備投資を扱うことができるようにモデルを改良し、電力取引市場の制度設計につながるモデルの構築と、自由化に関する詳細な検討をおこなう予定である。

参考文献

- 1) 野村宗訓；電力－自由化と競争。(2000),同文閣出版株式会社。
- 2) 矢島正之；電力改革,(1998), 東洋経済新聞社。
- 3) 矢島正之；世界の電力ビッグバン,(1998), 東洋経済新聞社。
- 4) 電気事業連合会統計委員会編, 通商産業省公益事業部 監修；電気事業便覧, 平成12年度版。
- 5) 経済産業省資源エネルギー庁編, 電力需給の概要,(2001)。
- 6) 永田豊；民生部門の負荷平準化技術の導入効果, 電力中央研究所報告Y96010,(1997)。
- 7) 米谷龍幸；電力自由化への短期的移行過程に関する分析, 京都大学エネルギー科学研究科エネルギー社会・環境科学, 修士論文,(2002.3)。
- 8) 服部徹；電力プール市場に関する経済分析の展開－水平的市場支配力の問題を中心として, 電力中央研究所報告Y98008。
- 9) 赤石雅弘, 小島博, 榊原茂樹, 田中祥子；財務管理, 有斐閣,(1993)。