小売託送部分自由化の下での電気料金及び負荷配分交渉モデル

学生員	格爾麗	(東京都立大学)
正員	横山 隆一	(東京都立大学)
正員	陳 洛南	(大阪産業大学)

Negotiation Models for Electricity Pricing in Partially Deregulated Electricity Market

Geerli, Student Member (Tokyo Metropolitan University),
 Ryuichi Yokoyama, Member (Tokyo Metropolitan University),
 Luonan Chen, Member (Osaka Sangyo University)

Rapid move to a market-based electric power industry will significantly alter the structure of electricity pricing and system operation. In this paper, we consider a negotiation game of electric utilities, IPPs and large-scale customers as players in electricity market. The two-level game strategies are adopted to analyze the negotiation process among utilities, IPPs and customers since recognized as a rational decision for competitive markets, where utilities, IPPs and customers intend to maximize their own profits. The derived operation rules reflecting the competition can be viewed as an extension of the conventional equal incremental cost method for the deregulated power system. The proposed approach has been applied to several systems to verify its effectiveness.

キーワード： 交渉モデル，ゲーム理論，電気料金，経済負荷配分，規制緩和，電力託送

1. まえがき

電気事業への競争原理導入が世界的な潮流となっている。わが国においても卸し電力市場の自由化が実施され、また部分的な小売託送が実施されることとなった。すなわち、現在、わが国の電力市場において電力供給事業を営もうとする者は、自社の発電設備のみならず、区域内電気事業者、区域外電気事業者からの電力調達も許される。一方、約 27% を占める特高大口需要家は、従来の区域内電気事業者から電力を購入できるだけでなく、区域外の電力事業者および独立系発電事業者(IPP)等特定規模電気事業者からの購入も可能となった。また、その取引価格の設定は自由で、供給者と需要家間の相対契約によって定めることができる。ただし、相対取引による電力が電気事業者の区域のネットワークを使用するのであれば、あらかじめ定められた託送料を支払う取り決めとなっている。このように小売レベルの競争が導入された電力市場においても、電力システム全体が効率的に運用され、電力市場での公正な競争が維持されるためには、送電ネットワークの適切な利用ルールと費用や価値を反映した送電料金下での系統運用が不可欠である。今後 IPP の電力供給市場への参入が進むに従い、既存の電気事業者と協調した運用が行われることが求められる。これらに関し、その競争条件と市場構造の関係、最も効率的需給運用のあり方などを十分検討しておく必要がある(1,2,3,4,5,22,24)。規制緩和下における電力料金と電力供給体制に

ついて、これまで数多くの研究が進められてきた(1,2,3,4,5,7,9,11,13,17,22,23,24,25)。本論文では、このような規制緩和下の電力市場において、電気事業者、IPP、非自由化小口需要と部分自由化大口需要家の電力売買のメカニズムを分析するために、ゲーム理論に基づく複数の市場参加者間の交渉モデル⁽²²⁾を用いて電気料金と負荷配分を合理的に決定する手法を提案し、さらにこれを用いて市場参加者間の電力取引価格と取引量の決定及び需給運用法について論ずるものである。一般に、決定がすべての参加者(プレーヤ)の合意に基づくかどうかによって、ゲーム理論は協力ゲームと非協力ゲームに分類することができる^(7,8,9)。非協力ゲームでは、Nash 均衡解、Saddle 解、Min-Max 原理と Stackelberg 階層戦略などが広く使われている。一方、Core 解、Nucleolus、Shapley 解および Nash bargaining 解などは協力ゲームの解である^(7,15)。協力ゲームの解は社会厚生観点から Pareto 集合に属するが、競争環境においてすべてのプレーヤの合意が要求されるために容易に実現できない。それに対して、非協力ゲームの決定は各プレーヤの妥協解である^(6,7,8,13)。

電力系統の経済運用において、従来は等増分燃料費則という決定原理がある。すなわち、ネットワークなどの制約を考慮せず、かつすべてのプレーヤが完全に協力すれば、等増分燃料費則に基づく運用は電力系統の総燃料コストが最小となる^(7,22)。しかしながら、自由化された電力システムでは、各プレーヤの利害関係が完全には一致しないため、等増分燃料費則はそのまま適用できない。そこで、本論文では非協力ゲームの階層戦略を用いて、等増分燃料費則を

規制緩和の電力市場に拡張し、各プレーヤの電気料金と供給運用の合理的な決定法を提案する。提案手法では、電気事業者、IPP と大口需要家競争関係を反映し、電力託送と電力系統運用の短期限界費用だけでなく、発電設備の投資費用も考慮できる。本論文は次のように構成される。まず第2節において、本論文の基本的考え方を示すための簡略化した電力市場のモデルを示し、電気事業者、IPP は大口需要家と電力取引価格を交渉し、その提示条件に基づき大口需要家は購入相手を決定する機構を説明する。第3節では複数の電気事業者、IPP- i 、大口需要家群及び小口需要家群を含む多区域電力市場における交渉モデルを提案し、各地域の電気事業者、すべての IPP- i 及び大口需要家群がそれぞれ自社の純利益を最大するようにそれぞれの取引価格と取引量を決定する手法を述べる。大口需要家群に対する電気事業者と IPP との競争関係を反映でき、導出された運用則は、競争関係を反映した従来の等発電限界費用方法の拡張と考えられ、市場参加者間の取引決定過程を解析することが可能となる。第4節では提案した交渉モデルをいくつかのモデル電力市場に適用し、提案モデルの有効性を検証する。これらの結果を考察することにより、提案した交渉モデルが部分小売託送の自由化を含むわが国の電力取引の機構を説明することのできる手法であることを明らかにする。第5節では今後の課題を示す。

2. 電力市場における交渉モデル

電気事業制度の改革によって、区域の電力会社と新規参入者との間で自由化対象の需要家への供給を巡って競争が生じるため、電気事業全体の効率化が図られるだけでなく、すべての需要家の利益も増加されることが期待されている⁽²¹⁾。ここでは、簡略化した電力系統の交渉モデルを用いて、市場参加者間の交渉と電力売買の機構を考察する。まず、独立系発電事業者 (IPP) が電力供給市場に新規参入する場合を考える。一般電気事業者が、新規参入者である独立系発電事業者から電力を買い取り、非自由化小口需要と自由化大口需要家に販売するとし、また、同時に大口需要家は IPP から直接電力を購入することができると仮定する。更に大口需要家は IPP と交渉が不成立時に電気事業者から最終保証約款電力料金で電力を購入できる。図1は電気事業者(Utility)、独立系発電事業者 (IPP)、非自由化小口需要及び自由化大口需要家を含む電力システムを示している。

本論文では、電力系統における火力発電設備に係わる交渉について検討を行う。多くの国で電力市場において自由取引の対象となる電源は、火力発電設備が対象とされているためである⁽²²⁾。まず図1に示した電力系統における交渉モデルについて述べ、そこから得られる電力取引価格と取引量に関する条件式の導出について論ずる。電気事業者、IPP は大口需要家と電力取引価格を交渉し、その提示条件

図1 電気事業者、IPP、大口需要家と小口需要を含む系統
Fig1. A power system with an utility, IPP, eligible and non-eligible customers

に基づき大口需要家は購入相手を決定する。ここでの市場参加者、すなわち、電気事業者、IPP および自由化大口需要家はそれぞれ自分の純利益が最大となるようにそれぞれの取引価格と取引量を決定する。大口需要家が電気事業者、IPP から電力を購入するにあたって、購入電力のコストを最小となるよう行動するならば、以下のように定式化できる^(7,18,19,20,21,22,23,25)。

大口需要家において、

$$\text{Min: } [v + \bar{v}] \{y(v + \bar{v}) + x_0 - d\} + [u_D + \bar{u}] x(u_D + \bar{u}) \quad (1)$$

$$\text{s.t. } y(v + \bar{v}) + x_0 + x(u_D + \bar{u}) = D + d \quad (2)$$

$$v + \bar{v} \leq \gamma_0 \quad (3)$$

但し、大口需要家に供給する電気事業者と IPP の販売量 (y, x) は、それぞれの大口需要家の電力購入価格 $(v + \bar{v}, u_D + \bar{u})$ に依存すると仮定する。即ち、 $y(v + \bar{v})$ と $x(u_D + \bar{u})$ と表される。この仮定は選択権を持つ大口需要家の有利立場を反映している。式(1)の $\{y(v + \bar{v}) + x_0 - d\}$ は電気事業者から大口需要家への販売量である。

一方、電気事業者が自己の純利益を最大にするように自社の発電機出力 (y) 、IPP からの電力購入価格 $(u + \bar{u})$ を決定するときの最適化問題は以下のように定式化される。

電気事業者において、

$$\text{Max: } [v + \bar{v}] \{y + x_0(u + \bar{u}) - d\} + \gamma_1 d + \gamma x - [u + \bar{u}] x_0(u + \bar{u}) - \int_0^y f(y) dy - \bar{F}_u \quad (4)$$

但し、IPP から電気事業者への販売量 (x_0) は電気事業者の購入価格 $(u + \bar{u})$ に依存すると仮定する。即ち、 $x_0(u + \bar{u})$ と表される。更に、IPP が自己の純利益を最大にするよう電気事業者に対する販売電力 (x_0) 及び直接大口需要家に対する小売電力 (x) を決定するときの最適化問題は次のように定式化される。

IPP において、

$$\text{Max: } [u + \bar{u}] x_0 + [u_D + \bar{u} - \gamma] x - \int_0^{x_0+x} f(x) dx - \bar{F}_I \quad (5)$$

但し

y :	電気事業者の発電機有効電力	(MW)
x :	IPP から大口需要家への直接販売電力	(MW)
x_0 :	IPP から電気事業者への販売電力	(MW)
u :	IPP から電気事業者への販売電力可変費	(円/KWh)
$\bar{u}$:	IPP の固定費	(円/KWh)
u_D :	IPP から大口需要家への直接販売電力可変費	(円/KWh)
v :	電気事業者から大口需要家への販売電力可変費	(円/KWh)
$\bar{v}$:	電気事業者の固定費	(円/KWh)
γ :	託送料金	(円/KWh)
γ_0 :	大口需要家が IPP と交渉が不成立時の電気事業者からの購入料金 (最終保証約款電力料金)	(円/KWh)
γ_1 :	小口需要家の電気事業者からの電力購入料金	(円/KWh)
$f(x)$:	IPP 所有発電機の増分燃料費 (発電限界費用)	(円/KWh)
$f(y)$:	電気事業者所有発電機の増分燃料費 (発電限界費用)	(円/KWh)
$\int_0^x f(x) dx$:	IPP 所有発電機の燃料費関数	
	但し, $\frac{\partial f}{\partial x} > 0$ と仮定	
$\int_0^y f(y) dy$:	電気事業者所有発電機の燃料費関数	
$\bar{F}_I$:	IPP の投資費用	
$\bar{F}_u$:	電気事業者の投資費用	
D :	大口需要家の消費電力	
d :	小口需要家の消費電力	

ここで、制約式 (2) は需要供給バランス条件を示している。 $(u+\bar{u})$ と $(u_D+\bar{u})$ はそれぞれ IPP から電気事業者と大口需要家への販売電力の料金であり、 $v+\bar{v}$ は電気事業者から大口需要家への販売電力の料金である。制約式 (3) は電気事業者から大口需要家への販売電力価格が既定値 γ_0 より低いかあるいは同等であるべきことを示している。本論文では、電気事業者、IPP 及び大口需要家の交渉による価格決定の機構を明らかにすることが主目的であるため、電気事業者から小口需要への電気料金は一律 γ_1 とする。また発電機の燃料コストを 2 次関数、すなわち

$$F(x) = \int_0^x f(x) dx = ax^2 + bx + c$$

$$F(y) = \int_0^y f(y) dy = ay^2 + by + c$$

とする。

そこで、式(1)~(5)を満たす解は階層ゲーム理論の最適解で、電力市場の交渉妥協解である。次にその解の必要条件を導出する。

大口需要家において、(1)、(2)と(3)式よりラグランジュ関数は次のようになる。

$$L(u_D, v, \lambda, \pi) = \{ [v + \bar{v}] [y(v + \bar{v}) + x_0 - d] + [u_D + \bar{u}] x(u_D + \bar{u}) \} + \lambda \{ y(v + \bar{v}) + x_0 + x(u_D + \bar{u}) - (D + d) \} + \pi \{ [v + \bar{v}] - \gamma_0 \} \quad (6)$$

よって、(1)、(2)と (3)式の最適条件は次のようになる。

$$\frac{\partial L}{\partial u_D} = 0, \frac{\partial L}{\partial v} = 0, \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0, \frac{\partial L}{\partial \pi} = 0$$

これらの式を展開すると、次の大口需要家の最適性条件が得られる。

$$[\lambda - u_D - \bar{u}] \frac{dx(u_D + \bar{u})}{du_D} - x(u_D + \bar{u}) = 0 \quad (7)$$

$$[\lambda - v - \bar{v}] \frac{dy(v + \bar{v})}{dv} - y(v + \bar{v}) + \pi = 0 \quad (8)$$

$$y(v + \bar{v}) + x_0 + x(u_D + \bar{u}) - (D + d) = 0 \quad (9)$$

$$[v + \bar{v}] - \gamma_0 = 0 \quad (10)$$

一方、電気事業者の最適条件は式(4)により次のようになる。

$$\{ [v + \bar{v}] - [u + \bar{u}] \} \frac{dx_0(u + \bar{u})}{du} - x_0(u + \bar{u}) = 0 \quad (11)$$

$$v + \bar{v} = f(y) \quad (12)$$

更に IPP における最適条件は、式(5)により次のようになる。

$$u + \bar{u} = f(x_0 + x) \quad (13)$$

$$u_D + \bar{u} = f(x_0 + x) + \gamma \quad (14)$$

$|df/dx| \neq 0$ の場合において、 x の近傍において微分可能な関数 $x(u)$ が存在するため、(13)と(14)式から次のような関係が導かれる。

$$\frac{dx_0}{du} = \frac{1}{\frac{df(x_0 + x)}{dx}} ; \quad \frac{dx}{du_D} = \frac{1}{\frac{df(x_0 + x)}{dx}} \quad (15)$$

(15)式を(11)と(7)式に代入し、さらに(8)~(10)、(12)~(14)式と連立すると、交渉の最適条件は次のようになる。

$$[\lambda - u_D - \bar{u}] \frac{1}{\frac{df(x_0 + x)}{dx}} - x(u_D + \bar{u}) = 0 \quad (16)$$

$$[\lambda - v - \bar{v}] \frac{dy(v + \bar{v})}{dv} - y(v + \bar{v}) + \pi = 0 \quad (17)$$

$$y(v + \bar{v}) + x_0 + x(u_D + \bar{u}) - (D + d) = 0 \quad (18)$$

$$[v + \bar{v}] - \gamma_0 = 0 \quad (19)$$

$$\{ [v + \bar{v}] - [u + \bar{u}] \} \frac{1}{\frac{df(x_0 + x)}{dx}} - x_0(u + \bar{u}) = 0 \quad (20)$$

$$v = f(y) - \bar{v} \quad (21)$$

$$u = f(x_0 + x) - \bar{u} \quad (22)$$

$$u_D = f(x_0 + x) + \gamma - \bar{u} \quad (23)$$

そこで、(16)~(23)式を満たす解は大口需要家の意志決定問題 (1)~(3)、電気事業者の意志決定問題 (4)及び IPP の意志決定問題 (5)における妥協解であり、階層ゲームの最適解でもある。(21)と(22)式は電気事業者と IPP の発電機の発電限界費用を示している。(20)式には、電気事業者と IPP の発電限界費用は互いに異なり、一般的に電気事業者は新旧多数の発電設備を系統内に所有し、これらも運用に組み込まれなければならないため、電力販売単価は IPP の電力単価より高いことが反映されている。また、(16)~(23) は従来の等発電限界費用則を規制緩和下の電力市場へ拡張したものと考えられる。もし (1)~(5)の問題に各変数の上下限が考慮される場合、(16)~(23) 式と類似した条件が得られるが、更に多数の Lagrange 変数を導入しなければならない。しかし、(16)~(23) により、発電機の出力は上限或いは下限を満たさない場合、その発電機の出力を上限或いは下限に固定し、

図 2. 複数の電気事業者, IPP, 大口需要家及び小口需要家を含む多地域電力系統

Fig.2 Power system with utilities, IPPs, eligible and non-eligible customers

ほかの発電機に対して再度(16)~(23)式の計算を行う。それにより、最終的にすべての発電機が制約条件或いは停止条件を満たす出力を決定することができる^(22,23,25)。

3. 複数の電気事業者, IPP, 大口需要家及び小口需要家を含む多地域電力市場における交渉モデル

これまで簡略化した電力市場を用い交渉モデルの基本的考え方について述べたが、本節では複数の電気事業者(Utility)とIPPが大口需要家群と交渉するときの詳細モデルについての考察を行う。各変数の定義は2節と同様である。ここでは、他地域の電力市場において、電気事業者, IPPsは大口需要家群と電力取引価格及び取引量を交渉するにあたっては可変費のみを判断材料とするため、本節では、固定費はモデルに含めず、可変費 u, v のみを考慮しました。図2は複数の電気事業者, IPP, 大口需要家群及び小口需要家群を含む多地域電力系統を示している。

まず図2に示した電力系統がAとBの二つ地域から成るときについて関係式を導出する。つまり、A地域の電気事業者とB地域の電気事業者がそれぞれの地域にあるIPP- i から電力を購入するとし、非自由化小口需要家に電力供給すると同時に、大口需要家群へ販売すると仮定する。またそれぞれの地域にある大口需要家群はいかなるIPP- i からも直接電力を購入することができると仮定する。前節と同様に大口需要家群はIPPと交渉が不成立時にそれぞれの地域の電気事業者から最終保障約款電力料金で電力を購入できる。ここで大口需要家群に供給するIPP- i および各電気事業者の出力はそれぞれの大口需要家群への電力販売価格に依存すると仮定する。従って、交渉問題は各地域の電気事業者、すべてのIPP- i 及び大口需要家群がそれぞれ自社の純利益を最大するようにそれぞれの取引価格と取引量を決定することになる。

具体的に、A地域とB地域にそれぞれ n のIPPと m の大口需

要家群があると仮定する。すべて大口需要家群は、各IPPから価格 $u_{i,j}^A, u_{i,j}^B$ で電力を購入するが、または両地域の電気事業者から v_j^A, v_j^B で電力を購入する。ここで、 i はそれぞれ地域の i 番目のIPP(或いはIPP- $\emptyset$)で、 j はそれぞれ地域の j 番目の大口需要家(或いは D_j)を示している。

大口需要家群、例えば、A地域大口需要家が両地域のIPP- i と電気事業者からの電力購入価格($u_{i,j}^A, u_{i,j}^B, v_j^A$)によって、総購入電力のコストが最小にするとき、以下のように定式化される。

地域Aの大口需要家群において、

$$\text{Min:} \quad \sum_{j=1}^m v_j^A [y^A(v_j^A) + \sum_{i=1}^n x_i^A - d^A - \sum_{k=1}^m D_k^A] + \sum_{i,j} u_{i,j}^A \sum_{j=1}^m x_{i,j}^A(u_{i,j}^A) + \sum_{i,j} u_{i,j}^{BA} \sum_{j=1}^m x_{i,j}^{BA}(u_{i,j}^{BA}) \quad (24)$$

$$\text{s.t} \quad v_j^A \leq \gamma_0^A \quad (25)$$

$$i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m$$

$$y^A(v_j^A) + \sum_{i=1}^n x_i^A + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^A(u_{i,j}^A) + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^{BA}(u_{i,j}^{BA}) = \sum_{j=1}^m D_j^A + d^A \quad (26)$$

一方、地域Aの電気事業者が自社の純利益を最大するように自社の発電機出力(y^A), IPPから電力購入価格(u^A)と大口需要家群に対する販売価格(v^A)を決定する問題は次のように定式化される。

地域Aの電気事業者において、

$$\text{Max:} \quad \sum_{j=1}^m v_j^A [y^A + \sum_{i=1}^n x_i^A(u^A) - d^A - \sum_{k=1}^m D_k^A] + \gamma_1^A d^A + (\gamma^B + \gamma^A) \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^{BA} + \gamma^A \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^A \quad (27)$$

$$- u^A \sum_{i=1}^n x_i^A(u^A) - \int_0^{y^A} f(y) dy - \bar{F}_u^A$$

$$i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m$$

更に地域 A の IPP 各社(IPP- i)が自社の純利益を最大するように電気事業者に販売電力(x_i^A), 直接大口需要家群に対する小売電力($x_{i,j}^A$)を決定する問題は次のように定式化される。

地域 A の IPP- i において,

$$\begin{aligned} \text{Max: } & u^A x_i^A + \sum_{j=1}^m (u_{i,j}^A - \gamma^A) x_{i,j}^A - \int_0^{x_i^A + x_{i,j}^A} f_i(x) dx \\ & x_i^A, x_{i,j}^A \\ & + \sum_{j=1}^m [u_{i,j}^{AB} - (\gamma^A + \gamma^B)] x_{i,j}^{AB} - \bar{F}_i^A \\ & i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (28)$$

B 地域における交渉モデルは A 地域と同様に定式化できる。そこで、2 節の導出と同様に両地域の電気事業者及び IPP の大口需要家群との交渉問題に関する最適解は次の条件(29)~(37)を満たす。

ここで、 $k=A, B$.

$$(\lambda - u_{i,j}^k) \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \frac{dx_{i,j}^k}{du_{i,j}^k} - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^k = 0 \quad (29)$$

$$(\lambda - v_j^k) \frac{dy^k(v_j^k)}{dv_j^k} - y^k(v_j^k) + \pi = 0 \quad (30)$$

$$[\lambda - u_{i,j}^{lk}] \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \frac{dx_{i,j}^{lk}}{du_{i,j}^{lk}} - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^{lk} = 0 \quad (31)$$

$l = A, B$; ただし $l \neq k$

$$y^k(v_j^k) + \sum_{i=1}^n x_i^k + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^k(u_{i,j}^k) + \quad (32)$$

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n x_{i,j}^{lk}(u_{i,j}^{lk}) = \sum_{j=1}^m D_j^k + d^k$$

$$v_j^k - \gamma_0^k = 0 \quad (33)$$

$$\left(\sum_{j=1}^m v_j^k - u^k \right) \sum_{i=1}^n \frac{dx_i^k(u^k)}{du^k} - \sum_{i=1}^n x_i^k(u^k) = 0 \quad (34)$$

$$f(y^k) = \sum_{j=1}^m v_j^k \quad (35)$$

$$u^k = f_i(x_i^k + x_{i,j}^k) \quad (36)$$

$$u_{i,j}^k = f_i(x_i^k + x_{i,j}^k) + \gamma^k \quad (37)$$

また、2 地域以上の系統に対しても、同様な手順で式(29)~(37)のような交渉ゲームの最適条件を導出できる。

4. 電力供給市場モデルに対する適用結果

本節では、ここで提案した手法を二つの電力供給市場モデルに適用して考察を行う。

4.1 単一の電気事業者, IPP, 大口需要家及び小口需要を含む電力系統 (図 1 の簡略化モデルケース)

ケース 1 : 総需要のピーク負荷が 2000 (MW), 小口需要のピーク負荷が 1300 (MW) であり, 電気事業者 1 社と IPP1 社がそれぞれ発電機一台を所有している。託送料金は従量料金のみと仮定し, 1.60 円/KWh と仮定した。最終保障約款に定められた電力料金である r_0 は 20 円/KWh と仮定した。

ケース 1 における発電機費用係数を表 1 に示す。

燃料費コスト $= a_j x^2 + b_j x + c_j$ とする。但し, x は発電機の有効電力である。

表 1. ケース 1 の発電機の諸特性

Table 1. Coefficients of generators for case 1

ピーク総需要 2000MW ピーク小口需要 1300MW	a	b	c	Capacity
Utility	0.00125	13	100	1200
IPP	0.00325	9	100	800

図 3 は、ケース 1 において、総需要負荷が 2000MW 時に電気事業者 1 社と IPP1 社が大口需要家と交渉を行った結果、それぞれが最大利益を得たときの電力取引価格(燃料費単価)の比較を示している。図 3 により大口需要家の IPP からの直接購入価格は電気事業者からの購入価格より安くなることが示されている。これは、IPP の発電機燃料費が安いという前提を反映している。また、電気事業者は、発電容量を十分保持するとしても、電力価格が安いときには IPP から購入し、非自由化小口需要へ電力供給することが自己の利益を最大化できていることが示されている。

図 4 はケース 1 に対して総需要負荷が 24 時間にわたって時間と共に変化するとき、電気事業者、IPP が大口需要家と交渉を行い、電力価格と販売量を決定したときの大口需要家総負荷の変化を示している。ここで、現在の市場実態を念頭におき、自由化大口需要家の総負荷量は全需要負荷量の 30% としている。今回の試算によれば、この大口需要の約 70% が IPP, 30% が電気事業者から供給されるという結果が得られた。しかし、この結果は電気事業者と IPP の発電機燃料費特性と設備容量に依存しているため、これを変更すれば、両者の配分は変わってくる。ここで系統の発電機容量に占める IPP 設備容量をわが国の現状に比べ大きく設定したのは、将来、IPP が普及したとき電気事業者、IPP 及び大口需要家が交渉を通して、どのように取引価格と取引量を決定するかの機構をより明確にしたいためである。

4.2 複数の電気事業者, IPPs, 大口需要家群及び小口需要を含む多地域電力系統 (図 2 の詳細モデルケース)

ケース 2 : 地域 A と B の総需要のピーク負荷が 8000 (MW), 7500 (MW), 非自由化小口需要は 4000 (MW), 4500 (MW) であり、それぞれ地域は大口需要家群が存在し、地域電気事業者 1 社および IPP10 社がそれぞれ発電機一台を所有している。それぞれ地域の託送料金はそ地域の電気従量料金のみと仮定し、最終保障約款電力料金 r_0 は

ケース1と同じ数値と仮定した。

ケース2における発電機費用係数を表2に示す。

表2. ケース2の発電機の諸特性

Table 2. Coefficients of generators for case 2

ピーク総需要 8000 MW, 7500MW. ピーク小口需要 4000MW, 4500MW		a	b	c	Capacity (MW)
Utility	Utility A	0.00125	13	105	4800
	Utility B	0.00135	13	105	5000
A地域 IPP	IPP 1-5	0.0021	6	100	300
	IPP 6-10	0.0019	5	100	300
B地域 IPP	IPP 1-5	0.003	9	100	250
	IPP 6-10	0.0028	10	100	200

ケース2における試算結果は図5～図7に示している。

図5は、ケース2において、A地域の電気事業者、IPPsおよびB地域のIPPsがA地域の大口需要家群と交渉を行い、それぞれが自己の利益を最大としたときの電気事業者、IPP1-5、IPP6-10およびB地域のIPPsから電力購入価格比較を示している。これらの結果に示したように電気事業者は同じ地域のIPPsからの電力を購入価格が最も低廉、また大口需要家群にとっては、同じ地域のIPPsからの購入価格が電気事業者からの購入価格より安いことがわかる。B地域のIPPsから購入価格がやや高くなるのは、上記の地域をまたぐ振替供給約款の託送料金の設定がこれらの結果に影響を与える。図6は、ケース2において、A地域の電気事業者、IPPsおよびB地域のIPPsがA地域の大口需要家群と交渉を行ったときの電気事業者、IPP1-5、IPP6-10およびB地域のIPPsのそれぞれ発電配分を示す。これらの結果から自由化大口需要化群においては、同じ地域のIPPからの購入量が電気事業者からの購入量より多いことがわかる。これはIPPからの購入価格が割安なためである。図7はケース2においてA地域の大口需要家群は電気事業者、IPPsおよびB地域のIPPsから購入電力量コストの比較を示す。この結果より、大口需要家群にとっては需要量増加により、同じ地域のIPPsからの購入電力量コストが電気事業者及び他地域のIPPsから購入電力量コストより更に安いということが明らかになっている。また、需要家の増加により、IPPs、電気事業者及び他地域のIPPsから電力購入コスト間の差が大きくなることが示された。

図3. ケース1の大口需要家群のIPPと電気事業者から購入電力価格(運用費単価)の比較

Fig 3. Comparison of purchase prices of eligible customers from utility and IPP for case 1

図4 ケース1における24時間にわたる大口需要家群のIPPおよび電気事業者から購入電力量

Fig 4. Power outputs of utility and IPP over 24 hours for case 1

図5. ケース2の両地域における電力購入価格の比較
Fig 5 Comparison of purchase prices in each area for case 2

図6 ケース2の両地域における発電機負荷配分
Fig 6. Load dispatch of generators in each area for case 2

図7. ケース2におけるA地域の大口需要家群は電気事業者、IPPとB地域のIPPから電力購入コスト比較
Fig 7. Comparison of electricity purchase costs of eligible customers in area A from utility, IPP in B area for case2

通常は年間或いは日間について、ピーク時間帯においては多くの発電機が発電し、オフピーク時間帯においては一部発電機が停止するが、本論文では、発電機のコストパラメータが比較的類似した特性を持つため、図3～図7に示したようにすべての発電機は考察期間中を通し運転していることが分かる⁽²²⁾。

5. まとめ

本論文では、新たな規制環境において、ゲーム理論に基づく複数の電気事業者と複数のIPPが自由化大口需要家群と交渉し、電力価格と取引量を決定するときの電力取引の機構を解明するためのモデルを提案し、それに基づく電力市場での電力料金と供給運用のあり方について考察した。提案手法では、電気事業者、IPPと大口需要家競争関係を反映し、電力託送と電力系統運用の短期限界費用だけでなく、設備の投資費用も考慮できる。また、導出された運用則は、競争関係を反映した従来の等発電限界費用方法の拡張と考えられる。交渉モデルの有効性を検証するため、提案した交渉モデルを2種の電力市場に適用した。今後の課題としては、提案手法の実規模電力市場への適用、より現状に則した経済性関連データの把握と利用、系統安定性及び信頼性の評価も含めた交渉モデルの構築について検討する必要がある。また、2部託送料金制といったより現実に則した市場メカニズムを解明するため、さらに詳細なモデル構築と検討が必要である。

(平成12年01月25日受付, 平成12年06月16日再受付)

文 献

- (1) 横山隆一, 岡田健司:「諸外国の電力市場における規制緩和の現状」, 電学論 B, 119, 2-5 (平 11.1)
- (2) 早川直樹, 堀部浩, 加藤丈佳, 鈴置保雄, 茅陽一:「電力システム全体の発電コストからみた独立系発電事業者(IPP)参入の経済的評価」, 電学論 B, 118, 947-954 (平 10.9)
- (3) 浅野浩志, 岡田健司:「地域別送電線使用料金の算定手法」, 電学論 B, 117, 61-67 (平 9.1)
- (4) 加藤丈佳, 濱田大善, 早川直樹, 鈴置保雄, 茅陽一:「電気事業における CO₂ 排出削減を考慮した独立系発電事業者(IPP)の参入可能性」, 電学論 B, 119, 24-32 (平 11.1)
- (5) 岡田健司, 浅野浩志:「競争的電力市場における地域別コスト分析の基礎的検討」, 電力技術研究会, PE-95-98 (平 7.10)
- (6) J.B.Cruz: "Leader-Follower Strategies for Multilevel Systems", *IEEE Trans. On Automatic Control*, Vol.AC-23, No.2, (1978)
- (7) L.Chen, Y.Kinoshita, Geerli, R.Yokoyama: "Pricing Structure of market-based Power System by Game Theoretic Analysis", *Bulk Power System Dynamics and Control IV-Restructure*, August, 24-28, Santorini, Greece, (1998)
- (8) G.Owen: "Game Theory", *Academic Press*, (1982)
- (9) G.Sheble: "Priced based Operation in an Auction Market Structure", *IEEE Trans. On Power System*, Vol.11, No.4, 1770-1777, (1996)
- (10) L.Chen, et al: "Mean Field Theory for Optimal Power Flow", *IEEE Trans. On Power System*, Vol.12, No.4, 1481-1486, (1997)
- (11) R.D.Tabors: "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparison", *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol.9, No.1, pp.206-215, (1994)
- (12) H.H.Happ: "Optimal Power Dispatch", *IEEE Trans. PAS*, Vol.93, pp, 820-830, (1974)
- (13) A.Suzuki, T.Sakai, K.Ogimoto, L.Chen, K.Ikeda, M.Ishizeki: "Cost Benefit Allocation Based on Cooperative Game Theory", *Conference on the Development and Operation of Large Interconnected System, UNIFEDE*, 93len3.2, (1993)
- (14) 関根泰次:「電力系統工学」, 電気書院, 昭和60年
- (15) L.Chen, J.Toyoda: "Optimal Pricing Policy and Operation Decisions for Future Power System", *International Conference on Power and Energy in China, Beijing*, (1990)
- (16) L.Chen, S.Matoba, H.Inabe, T.Okabe: "Surrogate Constraint Method for Optimal Power Flow", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.13, No.3, pp.1084-1089, (1998)
- (17) 陳洛南, 鈴木秀樹, 和地恒久, 新村幸広:「電力系統におけるノーダブルプライスの構成要素の色分け」, 電学論 B, 120, 686-693 (平成 12.5)
- (18) 格爾麗, 横山隆一, 陳洛南:「ゲーム理論を用いた電気料金と負荷配分の交渉均衡解」, 電力技術研究会, PE-99-71 (平 11.9)
- (19) Geerli, R.Yokoyama, D.K.Murage, L.Chen: "Game Theory Application to pricing Structure of Market-based Power System", *UPEC 99, Leicester, UK*, (1999)
- (20) Geerli, R.Yokoyama, L.Chen: "Game Theory Application to pricing Structure of Market-based Power System - Part II", *ICEE 99, Hong Kong, China*, (1999)
- (21) 合同小委員:「電気事業審議会—料金制度部会報告」(平成11年10月)
- (22) 格爾麗, 陳洛南, 木下洋一郎, 横山隆一:「電力市場における電気料金と負荷配分の交渉モデル」, 電学論 B, 120, 219-226 (平成 12.2)
- (23) Geerli, R.Yokoyama, L.Chen: "Negotiation Models for Electricity Pricing in a Partially Deregulated Electricity Market", *IEEE PES, SM2000, Seattle, USA*
- (24) 陳洛南, 小野朝子, 多田泰之, 岡本浩, 田辺隆也:「過度安定度制約を考慮した電力系統の最適運用の決定法」, 電学論 B, 120, (平成 12.12)
- (25) Geerli, R.Yokoyama: "Negotiation Models for Electricity Pricing and Load Dispatching Considering Interregional Retail Wheeling", *ICEE'2K, Japan*

格爾麗

(学生員) 1998年3月明星大学大学院理工学研究科修士課程修了。同年4月、東京都立大学大学院工学研究科博士課程進学、現在に至る。電力システムの計画、運用、解析に関する研究に従事。

横山 隆一

(正員) 1968年早稲田大学理工学部電気工学科卒業。1970年同大学工学研究科電気工学専攻修士課程修了。1973年同博士課程修了。工学博士。1989年4月東京都立大学大学院工学研究科電気工学専攻教授。電力システムの計画・運用・制御に関する研究に従事。CIGRE, IEEE, SICE 会員。

陳 洛南

(正員) 1991年3月東北大学大学院工学研究科博士後期課程電気及通信工学専攻修了。同年4月(株)開発計算センター入社。1997年4月大阪産業大学工学部助教授、現在に至る。工学博士。電力システムの計画、運用、制御と非線形システム解析に関する研究に従事。IEEE Senior Member