競争環境における予備力確保のためのコスト評価に関する検討

学生員 門田 智伸* 正員 北 裕幸*
正員 西谷 健一** 正員 長谷川 淳*

A Study on the Cost Evaluation of Securing the Reserve Capacity
under a Competitive Environment

Tomonobu Monden*, Student Member, Hiroyuki Kita*, Member, Ken-ichi Nishiya**, Member, Jun Hasegawa*, Member

In this paper, the authors evaluate the cost to secure the reserve capacity from the view point of ISO under the competitive environment. It is going on the deregulation of electric power industry now in Japan, and it is assumed that many companies will get into the generation category newly and energy market will be established. So we have to secure the reserve capacity enough to maintain the supply reliability after the deregulation. Generally, it is supposed that ISO should have the responsibility of securing the reserve capacity. Therefore, in this paper we propose two types of ISO security model, one is “Reserve market-based security model” and the other is “Commitment-based security model”. The purpose in this paper is to compare with two models in terms of the cost for the supply security and research the better model for the customers.

キーワード：電力自由化，供給保障，ISO，発電事業者，エネルギー市場，リザーブ市場

Keywords: deregulation, power supply security, independent system operator, generation company, energy market, reserve market

1. はじめに

わが国の電気事業は，小売自由化範囲が拡大されることとなり，卸電力取引市場の創設も検討されている⁽¹⁾。このため，多数の新規事業者が系統にアクセスする機会がますます増大すると予想される。こうした新しい制度下においても電力系統の供給信頼度を維持するためには，想定外の需要変動や電源脱落・送電線事故などに対処できる十分な供給予備力を確保することが必要である。

供給予備力の確保は，系統運用における公平性・透明性確保の観点から，すべての市場参加者から独立した系統運用者（Independent System Operator，以下 ISO と呼ぶ）によって行われることが望ましいと考えられる。ただし，その具体的な方策については，諸外国で見られるように様々な形態が考えられる⁽²⁾⁽³⁾。例えば，系統にアクセスするすべての供給事業者が自ら予備力を用意する，系統内の電力会社がアンシラリーサービスの一環として実施する，予備力

確保のための特別の市場を設ける，などが代表的なものである。本論文では，上記方策の内，ISO が一般電気事業者などと契約して予備力の確保を委託するケースと，予備力確保のための専用の市場を設けるケースの2つのモデルを考え，両モデルに対して発生する費用（発電事業者の追加的利益）を算定し，需要家のコスト負担を評価することを目的とする。競争環境における予備力確保に関する研究としては，発電事業者の入札戦略の決定に関するもの⁽⁴⁾⁽⁵⁾が殆どであり，中立的な系統運用者の立場から見た費用の評価についてはほとんど研究されていない。なお，ここでは，短期的な系統運用の信頼度確保に焦点を当てており，発電設備形成などの長期的な供給力確保については考慮していない。

2. 供給保障に関する2つの形態について

2・1 リザーブ市場保障モデル 必要な供給予備力を，リザーブ市場を創設することにより確保するモデル（ここでは，リザーブ市場保障モデルと呼ぶ）を考える。すなわち，事故等により系統の供給力が不足すると，リザーブ市場で落札された供給力でその分を補う（図1）。このモデルにおける発電事業者の行動としては，最初に発電量をエネルギー市場に入札し，その後，発電機の余力分を上限としてリザーブ市場に入札するものとする。ただし，ここでは瞬動・運転予備力を考えているため，指令後10分程度以内での発動が要求され，発電機は運転状態になければなら

* 北海道大学大学院工学研究科
〒060-8628 札幌市北区北13条西8丁目
Graduate School of Engineering, Hokkaido University
N13-W8, Kita-ku, Sapporo 060-8628

** 北海道工業大学電気電子工学科
〒006-8585 札幌市手稲区前田7条15丁目4-1
Graduate School of Electric & Electronic of Engineering, Hokkaido
Institute of Technology
4-1, 7-15, Maeda, Teine-ku, Sapporo 006-8585

図 1 リザーブ市場保障モデル

Fig. 1. Reserve market-based security model.

図 2 1 日前市場の時間の流れ

Fig. 2. Time flow of day-ahead market.

ない。従って、ここではリザーブ市場のみへの入札はできないものとする。

エネルギー・リザーブ両市場は 1 日前市場を想定し、ISO が需要の予測値を各発電事業者に公開し、その情報を受けて各発電事業者は価格と量に関する一次式の直線を入札を行う。すなわち、エネルギー市場には電力量 [kWh] と価格との関係の直線を、リザーブ市場には電力 [kW] と価格との関係の直線を入札する。なお、あらかじめ各発電事業者は出力可能な上下限値を ISO に通達しておくこととする。

時間の流れでは、まず各発電事業者がエネルギー市場に 24 時間分の入札を行い、それに対して ISO が市場清算を行い、その結果を各発電事業者へに通知する。次にエネルギー市場での結果を受けた上で各発電事業者はリザーブ市場に 24 時間分の入札を行い、エネルギー市場と同様に ISO が清算を行い、その結果を各発電事業者へに通知する。実際に、事故などにより供給力が不足したときには、リザーブ市場で落札した参加者に不足分の要請をし、需給インバランス調整を行う（図 2）。なお、このときのリザーブ発電分は、エネルギー市場の価格で各発電事業者へに支払われることとする。

2・2 保障委託モデル ISO が例えば一般電気事業者のような特定の電気事業者（以下、契約電気事業者と呼ぶ）と契約し、必要な予備力を確保するモデルを考える（ここでは、保障委託モデルと呼ぶ）。すなわち、このモデルでは、指令後 10 分程度以内で発動できる予備力を、契約電気事業者が保有することとなり、事故等により系統の供給力が不足したときには、ISO からの指令により、この契約電気事業者が供給を行う（図 3）。なお、契約電気事業者は、エネルギー市場を介さない需要家に対しても電力供給を行っ

図 3 保障委託モデル

Fig. 3. Commitment-based security model.

ており、上記の予備力の一部は、既存電源の運用パターンを変えることで確保することが可能である。また、契約電気事業者はエネルギー市場に参加する他の発電事業者と立場が異なることから、エネルギー市場には参加しないものとする。

2・3 発電事業者の利益の増加について リザーブ市場保障モデルでは、各々の発電事業者はエネルギーの売買に加え、予備力の売買によっても利益を得ることができる。すなわち、この場合の発電事業者の利益は、(a) エネルギー市場における利益 + (b) 予備力市場における利益となる。一方、保障委託モデルでは、契約発電事業者以外の発電事業者は、エネルギー市場への売買のみとなるため、この場合の利益は、(a) 「エネルギー市場における利益」となる。したがって、リザーブ市場があることによる発電事業者の追加的利得は、『(リザーブ市場保障モデルでの各発電事業者の利益の総和) - (保障委託モデルでの各発電事業者（契約発電事業者を除く）の利益の総和)』すなわち、上記の { (a) + (b) } - (a) となる。この利益が多いほど需要家の費用負担も大きくなると考えられる。また、この値は、保障委託モデルにおいて、実際に契約電気事業者と保障委託契約を結ぶ際の委託費用の限界値を与える。つまり、実際の委託費用がこの値よりも大きければ、リザーブ市場保障モデルの方が有利であり、小さければ保障委託モデルの方が有利となる。本論文では、契約電気事業者に対する実際の委託費用の算定までは踏み込まず、どの程度のコストであれば、リザーブ市場保障モデルと同等になるかという限界値を求めることとする。

3. 市場シミュレーションによる発電事業者の利益評価手法

3・1 リザーブ市場保障モデル

(1) エネルギー市場への入札 各発電事業者は利益を最大化することを目的として行動し、リザーブ市場・リザーブ発電量を考慮した上でエネルギー市場への入札をするものとする。発電事業者 i の、時間 t でのエネルギー市場・リザーブ市場への入札関数をそれぞれ (1), (2) 式に示す。なお、各記号の意味は表 1 を参照されたい（以下同様）。

$$R_e^t(P_i^t) = \alpha_i^t P_i^t + \beta_i^t \dots\dots\dots (1)$$

$$R_r^t(Q_i^t) = \gamma_i^t Q_i^t + \delta_i^t \dots\dots\dots (2)$$

各発電事業者はこの 2 つの入札関数を用いて、(3) 式の予測

表 1 記号の意味

Table 1. Meanings of symbols in this paper.

subscripts i, j : No. of GENCO
subscript t : time period, superscript pre : predicted value
P : energy bidden successfully, Q : reserve bidden successfully
R_e : price for energy, R_r : price for reserve, q : reserve used actually
D : predicted demand for energy, E : predicted demand for reserve
S : short power, r : probability that reserve is used
π : profit, N : the number of GENCO
f : cost function, a, b, c : coefficients of cost function
α, β : bidding parameters for energy market (positive)
γ, δ : bidding parameters for reserve market (positive)

利益 $\pi_{i,ene}^{t,pre}$ が各時間で最大となるように入札パラメータ $\alpha_i^t, \beta_i^t, \gamma_i^t, \delta_i^t$ を決定する。

$$\max_{\alpha_i^t, \beta_i^t, \gamma_i^t, \delta_i^t} ; \pi_{i,ene}^{t,pre} = R_{e,i}^{t,pre} \cdot (P_i^{t,pre} + q_i^{t,pre}) + R_{r,i}^{t,pre} \cdot Q_i^{t,pre} - f_i(P_i^{t,pre} + q_i^{t,pre}) \quad (3)$$

この目的関数に対し、次のような制約条件式がある。

$$P_{i,min} \leq P_i^{t,pre} \leq P_{i,max} \quad (4)$$

$$0 \leq Q_i^{t,pre} \leq P_{i,max} - P_i^{t,pre} \quad (5)$$

また、各発電事業者の所有する発電機群は火力発電機であるため、発電事業者の燃料費関数 f_i は次式のような 2 次関数で表されると仮定する。

$$f_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (6)$$

また各時間での需要 D^t およびリザーブ市場での必要リザーブ量 E^t については既知とする。

市場清算価格 $R_{e,i}^{t,pre}, R_{r,i}^{t,pre}$ 、市場清算落札量 $P_i^{t,pre}, Q_i^{t,pre}$ は、ライバルである他の発電事業者 j の行動を推定することで、次式のように予測することができる（具体的な導出過程は付録 1 参照）

$$R_{e,i}^{t,pre} = \frac{D^t + \frac{\beta_i^t}{\alpha_i^t} + \sum_{j \neq i}^N \frac{\beta_{i,j}^{t,pre}}{\alpha_{i,j}^{t,pre}}}{\frac{1}{\alpha_i^t} + \sum_{j \neq i}^N \frac{1}{\alpha_{i,j}^{t,pre}}} \quad (7)$$

$$P_i^{t,pre} = \frac{R_{e,i}^{t,pre} - \beta_i^t}{\alpha_i^t} \quad (8)$$

$$R_{r,i}^{t,pre} = \frac{E^t + \frac{\delta_i^t}{\gamma_i^t} + \sum_{j \neq i}^N \frac{\delta_{i,j}^{t,pre}}{\gamma_{i,j}^{t,pre}}}{\frac{1}{\gamma_i^t} + \sum_{j \neq i}^N \frac{1}{\gamma_{i,j}^{t,pre}}} \quad (9)$$

$$Q_i^{t,pre} = \frac{R_{r,i}^{t,pre} - \delta_i^t}{\gamma_i^t} \quad (10)$$

ここで、他の発電事業者 j の入札パラメータ $\alpha_{i,j}^{t,pre}, \beta_{i,j}^{t,pre}, \gamma_{i,j}^{t,pre}, \delta_{i,j}^{t,pre}$ は過去の経験や戦略な

どから推定されるものと思われるが、本論文では 2 つの供給保障モデルを比較することが目的であることから、全ての発電事業者が同じ方式で予測するものとする。なお、(3)~(5) 式では、リザーブ市場を含む市場全体を考慮して入札パラメータ $\alpha_i^t, \beta_i^t, \gamma_i^t, \delta_i^t$ を決定するが、ここではエネルギー市場への入札のみのため、 α_i^t, β_i^t のみを入札するものとし、 γ_i^t, δ_i^t に関しては、リザーブ市場への入札前に再度決定することとする。すべての発電事業者が入札すると、(7), (8) 式における α, β を実際に入札値として市場清算が行われ、市場清算価格 $R_{e,i}^t$ および各落札量 P_i^t が決定される。なお、ある時間 t_1 において、発電事業者の上下限制約を考慮して $P_i^{t_1} < P_{i,min}$ となったときには $P_i^{t_1} = 0$, $P_i^{t_1} > P_{i,max}$ となったときには $P_i^{t_1} = P_{i,max}$ として ISO が i 番目の発電事業者を除き、もう一度市場清算を行うことになる。当然、 $P_i^{t_1} = 0$ となった場合、その i 番目の発電事業者はこの時間 t_1 のエネルギー市場には参加できず、リザーブ市場にも参加できない。

ところで、各発電事業者のユニットコミットメントに関する情報（最小運転時間制約、最小停止時間制約、起動費など）も ISO が既知であれば、ISO がユニットコミットメントを考慮して各発電事業者の落札量を決定することも可能であるが、本論文では、ユニットコミットメントは各発電事業者が自身の発電機群に対して個々に決定するものと考え、市場清算においては考慮しないこととする。

(2) リザーブ市場への入札 エネルギー市場での市場清算が終わると、その結果を ISO が各発電事業者に通知し、それを受けて各発電事業者は、次に、リザーブ発動量を考慮した上でリザーブ市場への入札を行う。入札関数には (2) 式を用い、次の (11) 式での予測利益 $\pi_{i,res}^{t,pre}$ が各時間で最大となるように入札パラメータ γ_i^t, δ_i^t を決定する。

$$\max_{\gamma_i^t, \delta_i^t} ; \pi_{i,res}^{t,pre} = R_{r,i}^{t,pre} \cdot Q_i^{t,pre} + R_e^t \cdot q_i^{t,pre} - \{f_i(P_i^t + q_i^{t,pre}) - f_i(P_i^t)\} \quad (11)$$

$R_{r,i}^{t,pre}, Q_i^{t,pre}$ はそれぞれ (9), (10) 式から予測するが、エネルギー価格 R_e^t 、エネルギー落札量 P_i^t は既知の値である。なお、このときもライバルとなる自分以外の発電事業者 j の入札パラメータ $\gamma_{i,j}^{t,pre}, \delta_{i,j}^{t,pre}$ への予測が必要となるが、エネルギー市場の場合と同じ理由で、全ての発電事業者が同じ方式で予測すると仮定する。また、発電機出力には次のような制約条件式がある。

$$0 \leq Q_i^{t,pre} \leq P_{i,max} - P_i^t \quad (12)$$

リザーブ市場の清算もエネルギー市場と同様に行われ、(9), (10) 式における γ, δ に実際の入札値を用いて市場清算価格 $R_{r,i}^t$ 、リザーブ落札量 Q_i^t が決定される。また、発電事業者の上限制約を考慮し、 $Q_i^t > P_{i,max} - P_i^t$ となった場合には、エネルギー市場の場合と同様に $Q_i^t = P_{i,max} - P_i^t$ と固定し、 i 番目の参加者を除いてもう一度市場清算をやり直すも

のとする。

(3) リザーブ発動量について 事故等により供給力が不足してしまう場合、ISO はリザーブ市場での落札者に供給不足量 S^t に対して発電の要請を行う。そのときの各発電事業者の発動量は次式のようにリザーブ落札量 Q_i^t に応じて決まるものとする。この需給インバランスの調整を行ってその時間の取引は終了し、次の時間に移ることとなる。

$$q_i^t = S^t \cdot \frac{Q_i^t}{E^t} \dots \dots \dots (13)$$

3.2 保障委託モデル ここでのエネルギー市場は、リザーブ市場保障モデルと全く同じものを考える。保障委託モデルではエネルギー市場のみに入札を行うため、(1) 式の入札関数を用い、次式の予測利益 $\pi_i^{t,pre}$ が最大となるように入札パラメータ α_i^t, β_i^t を決定する。

$$\max_{\alpha_i^t, \beta_i^t} \pi_i^{t,pre} = R_{e,i}^{t,pre} \cdot P_i^{t,pre} - f_i(P_i^{t,pre}) \dots \dots \dots (14)$$

予測市場清算価格 $R_{e,i}^{t,pre}$ 、予測落札量 $P_i^{t,pre}$ は (7)、(8) 式から決定する。各発電事業者の上下制限約は (4) 式と同じである。また、ライバル j の入札パラメータ $\alpha_{i,j}^{t,pre}, \beta_{i,j}^{t,pre}$ の予測にはリザーブ市場保障モデルと同様に、固定した値を用いることとする。全参加者が入札すると市場清算が行われ、市場清算価格 $R_{e,i}^t$ および各落札量 P_i^t が決定する。リザーブ市場はないため、ISO と保障委託契約している契約発電事業者が予備力を持ち、不足した供給量を発電する。

4. 数値計算例

4.1 計算条件 今回の計算に用いた 24 時間分の予測需要および各発電事業者の発電機特性をそれぞれ表 2、表 3 に示す。また、他の設定値は以下の通りである。

- 参加者数は 3 とし、発電事業者 0~2 が参加する。
- 必要リザーブ量は需要の 10% とする。
- リザーブ発動量は需要の 0~10% の間で正規分布乱数 (平均: 0.05, 分散: 0.2) を 100 回発生させ、その平均値を結果として示す。

表 2 24 時間分の予測需要

Table 2. Prediction of 24-hour demand.

hour	1	2	3	4	5	6	7	8
load(MWh)	160	180	200	220	205	240	290	350
hour	9	10	11	12	13	14	15	16
load(MWh)	380	400	400	390	370	380	390	400
hour	17	18	19	20	21	22	23	24
load(MWh)	360	310	330	360	320	360	200	180

表 3 各発電事業者の発電機特性

Table 3. Generation data of GENCOs.

	a	b	c	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$
GENCO.0	0.0125	2.0	450	40	180
GENCO.1	0.0375	1.0	100	40	160
GENCO.2	0.0500	0.5	40	30	140
GENCO.3	0.0200	1.5	250	30	120

$$f[\$/h] = aP^2 + bP + c, P[MW]$$

- 各発電事業者のライバルの入札関数への予測は、そのライバルの発電機の限界費用関数と予測することとする。リザーブ市場での入札関数はエネルギー市場より安く入札してくると思われるため、(限界費用関数 $\times 0.8$) と予測するものとする。
- 各発電事業者のリザーブ発動量の予測値は、全員が必要の 5% と予測することとする。
- 最適化計算には EP (Evolutionary Programming) 法を用いる⁽⁶⁾。

なお、付録に示すように、ISO が各発電事業者の費用関数を正確に把握していると仮定すると、ISO はエネルギー市場及びリザーブ市場の需給バランスを満足しつつ、各発電事業者の利益が最大となるような市場価格を解析的に求めることができる (理想条件手法と呼ぶ)。本論文では、提案する市場シミュレーション手法に基づく結果を、理想条件手法による結果とも比較する。

4.2 両モデルにおける市場価格および発電事業者の利益

図 4 に 1 日の市場価格、表 4 には各発電事業者の 1 日の総利益を示す。図 5 から、エネルギー価格はリザーブ市場保障モデル (case1) の方が保障委託モデル (case2) より高く、リザーブ価格は低い値で安定していることがわかる。また、エネルギー価格は両モデルとも、予測価格よりも実際の市場清算価格の方が高くなっていることがわかる。図 5 は、エネルギー市場への入札関数の 1 日の平均値と予測値として用いた限界費用関数を示したものであるが、この図からわかるように、上記の価格差は、すべての発電事業者が自身の限界費用関数よりも高い入札関数を設定していることが原因である。特に注目すべき点は、リザーブ市

図 4 予測および結果の市場価格

Fig.4. Predicted and result MCP.

表 4 予測および結果の利益 [\$]

Table 4. Predicted and result profit [\$].

	GENCO.0	GENCO.1	GENCO.2
case1 predicted profit	8321(5932)	3807 (2563)	4640 (3242)
case1 result profit	19461 (18211)	16981 (16338)	14789 (14055)
case2 predicted profit	6059	2774	3541
case2 result profit	9994	11292	10590
additional profit	9467	5689	4199

Values in braces mean profit in the energy market.

図5 エネルギー入札関数の平均 (case1: 左, case2: 中) と限界費用関数 (右)

Fig. 5. Average of 24 bidding functions to energy market (case1: left, case2: center) & marginal cost function (right).

表5 case1, 2, 3 での予測収入および予測支出 [\$]
Table 5. Predicted revenue and expenditure in case1, 2, 3 [\$].

GENCO.0's prediction		case1	case2	case3
income from energy market		24639	25849	25849
income from reserve market		369		490
income from reserve generation		3816		3656
generation cost		20502	19790	21679
profit		8321	6059	8317
GENCO.1's prediction		case1	case2	case3
income from energy market		8403	10023	10023
income from reserve market		583		598
income from reserve generation		2679		2588
generation cost		7859	7248	9606
profit		3807	2774	3603
GENCO.2's prediction		case1	case2	case3
income from energy market		6497	8387	8387
income from reserve market		724		720
income from reserve generation		2646		2551
generation cost		5227	4846	7327
profit		4640	3541	4331

場がある case1 の入札関数が, case2 よりも高くなっていることである。この理由を調べるために, 次のような case3 を考える。

【case3】『case1 での $\alpha_i^t \sim \delta_i^t$ の 4 つの変数決定問題において, α_i^t, β_i^t の値を case2 で得られた値に固定し, γ_i^t, δ_i^t を決定変数として最適化計算を行う。』

case1, 2, 3 における各発電事業者の, 24 時間分の市場での予測収入, 予測発電コストおよび予測利益を表5に示す。case1 と case3 の各値を比較すると, 各発電事業者とも予測エネルギー収入では case3 の方が増加しているが, リザーブ発動における予測収入は case3 の方が減少しており, また予測発電コストにおいても case3 の方が増加している。その結果, 予測利益は case3 の方が小さくなっている。これは, 発電機の燃料費関数は 2 次関数であるため, リザーブ発動量に対する発電コストは, 低い出力から発動した方がより安くなるためである。case1, 3 での予測リザーブ発動量は等しいので, case1 では高い出力からの発動では, 収入 < 発電コストとなるため, エネルギー市場への入札価格を意図的に高くし, 発電量を低く抑えていると考えられる。すなわち, リザーブ市場がなく, 発電事業者の利益がエネルギー市場のみから得られる場合には, 可能な限りエネル

ギー市場で利益を得ように行動するが, リザーブ市場がある場合には, その利益も含めたトータルの利益が最大となるように行動するため, 意図的に電力市場の入札価格を高く設定したものと考えられる。

次に, リザーブ市場を設けたことによる発電事業者の追加的利益について評価する。表4から, 保障委託モデルの利益と比較した場合, 供給保障のためだけの利益としては非常に大きな値となっていることがわかる。特に発電事業者0に関しては, case2 の利益と同程度の利益が発生している。これは供給側の発電事業者としては望ましい結果であるが, 利益が大きすぎることは需要家の負担が大きくなることを意味しているため, ISO の立場からは, 保障委託モデルの方が望ましいと言える。また, この追加的利益を参考にして, ISO は実際に保障委託契約を行っていく必要があると考えられる。なお, 理想条件手法で試算した結果, この追加的費用の平均値は, 発電事業者0: \$227, 発電事業者1: \$94, 発電事業者3: \$76 となり, 市場シミュレーション手法よりもかなり小さな値となった。理想条件手法では, ISO が全発電事業者のコスト関数 (限界費用) を把握しており, さらに, 各発電事業者は市場価格と予備力の発動確率に基づき, 利益が最大となるように行動するという前提の下, ISO が需給バランスを満たすように各発電事業者に適切な市場価格を決定する。すなわち, 理想条件手法は, 市場の価格を ISO が限界費用に基づいて主体的に決定するため, 市場価格の大幅な変動は起こらず, 上記の追加的費用も, 安定した低い値に落ち着いているものと考えられる。以上のことから, 市場への入札が行われることにより, 発電事業者の利益が大幅に増す可能性があることがわかる。

4.3 ライバルへの予測に対する影響の評価 これまではライバルの入札関数への予測には限界費用関数をもとにした値を用いていたが, 現実にはライバルの情報は限定的であるため限界費用関数の予測にはずれがあり, また入札関数を限界費用関数だけから予測することも実際には少ないと考えられる。そこで, 新たにライバルの入札関数への予測に不確定な要素を加えるため, これまでの限界費用関数に正規分布乱数 (平均0, 分散0.2) を加えたものを予測入札関数とし, 結果にどのくらいの変動幅があるかを評価する。今回は100回の繰り返し計算を行った。case1, 2での各発電事業者の利益, およびリザーブ市場を設けたことによる追加的利益の最小値・最大値・平均値を表6に示す。各発電事業者の利益の変動幅は, case1 ではおよそ90~110%, case2 では80~110%程度となっている。また, リザーブ市場導入による各発電事業者の追加的利益の変動幅は, 発電事業者0: 88~140%, 発電事業者1: 79~132%, 発電事業者2: 84~158%と, 比較的大きな値となり, リザーブ市場による予備力確保には大きなリスクを伴うことが示された。

4.4 参加者数の増加による市場への影響の評価 前節までは参加者数は3として, 発電事業者0~2が市場に

表 6 繰り返し計算での各利益 [\$]

Table 6. Each profit by iterative computation [\$].

	GENCO.0	GENCO.1	GENCO.2
case1 min profit	18355	15922	14322
case1 max profit	21502	18177	16168
case1 average profit	20256	17169	15368
case2 min profit	7763	10028	9529
case2 max profit	10751	11740	11004
case2 average profit	9602	11037	10396
min additional profit	8300	4475	3536
max additional profit	13277	7522	6626
average additional profit	10655	6132	4972

図 6 参加者数が増えた場合のエネルギー価格

Fig. 6. Energy MCP in case of adding a supplier.

表 7 参加者数が増えた場合での結果利益 [\$]

Table 7. Result profit in case of adding a supplier [\$].

	GENCO.0	GENCO.1	GENCO.2	GENCO.3
case1 profit in 3suppliers	19461	16981	14789	
case1 profit in 4suppliers	3519	4924	5155	5191
case2 profit in 3suppliers	9994	11292	10590	
case2 profit in 4suppliers	-2280	2678	3570	1430
additional profit in 3suppliers	9467	5689	4199	
additional profit in 4suppliers	5799	2246	1585	3761

参加していたが、新たに発電事業者 3 が参加し、参加者数が 4 と増えた場合での市場や参加者への影響について評価する。ただし、供給側の参加者のみが増えた場合を想定するため、市場の規模としての需要は変化がないものとする。図 6 にエネルギー価格を、表 7 には各発電事業者の 1 日の結果利益を示す。図 6 より、参加者数が増えることによりエネルギー価格が大幅に下がっているのがわかる。また、表 7 より各発電事業者の利益が大きく下がっているのがわかる。特に発電事業者 0 の利益が著しく減少している。この原因を考えるため、図 7 に各発電事業者の平均費用曲線を示す。平均費用曲線は、費用関数を出力で除した曲線であり、下に凸な曲線であり、最小値をとる点がかつとも経済的に効率よく運転できる出力となる。図 7 から、発電事業者 0 の経済的に最効率な点は、上下限範囲内では出力上限値であり、発電事業者 1, 2 の最効率な点は出力下限値付近であることがわかる。したがって、参加者数が 3 の場合には

図 7 各発電事業者の平均費用曲線

Fig. 7. Average cost curve of GENCOs.

発電事業者 0 は比較的効率的に、発電事業者 1, 2 は非効率的に運転していたが、参加者数が 4 に増えたことにより落札量が減少し、発電事業者 0 はより非効率的な運転となり、発電事業者 1, 2 はより効率的な運転になったと考えられる。

また、リザーブ市場保障モデルにおける全発電事業者の追加的利益の合計は、参加者数 3 の場合の総追加的利益：\$ 19355 に対して、参加者数 4 の場合の総追加的利益：\$ 13391 と小さくなっている。このことから、市場への参加者数が増えることにより個々の発電事業者の追加的利益は小さくなると予想される。

5. まとめ

本論文では、わが国で進む電力自由化において、ISO の立場から、特にアンシラリーサービスとしての供給予備力確保に焦点を当て、リザーブ市場による供給保障形態と委託契約による保障形態を比較することにより発電事業者の追加的利益の評価を行った。その際、発電事業者の行動をモデル化した市場シミュレーションを用いた。その結果、保障委託契約をした方が発電事業者の利益は抑えられ、ISO としては需要家のコスト負担を小さくしながら供給予備力を確保できると期待される結果となった。また、市場への参加者数が増えた場合、価格は大きく下がり、また発電事業者の利益だけでなく追加的利益も大きく減少することがわかった。なお、ISO がすべての発電事業者のコスト関数を把握しているという理想的な条件の場合と上記の結果を比較することで、実際の発電事業者の様々な行動をモデル化することにより、価格や利益が理想的な場合とかなり異なることが明らかとなった。

今後は、より長い期間を考慮した上で、発電機の Unit Commitment 問題や相対契約の考慮、需要家側からの入札、さらには入札戦略評価との統合についても考えて行く必要がある。

最後に、本研究は文部科学省科学研究費補助金基盤研究 (B) (課題番号：15360144) および基盤研究 (C) (課題番号：15560232) の研究助成を受けていることを付記する。(平成 16 年 3 月 1 日受付、平成 16 年 8 月 12 日再受付)

文 献

- (1) 電気事業分科会資料
(http://www.meti.go.jp/policy/electricpower_partialliberalization/)
- (2) 横山隆一：電力自由化と技術開発，東京電機大学出版 (2001)
- (3) 南部鶴彦：系統技術と市場メカニズム電力自由化の制度設計，東京大学出版会 (2003)
- (4) F. Wen and A.K. David: "Coordination of bidding strategies in day-ahead energy and spinning reserve markets", *Electrical Power Energy Syst.*, Vol.24, pp.251-261 (2002)
- (5) P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, and J. Hasegawa: "Optimal Bidding in Power and Reserve Market", *Proc. of the Thirteenth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, No.130 (2002)
- (6) 長尾智晴：最適化アルゴリズム，昭晃堂 (2000)
- (7) E.H. Allen and M.D. Illić: "Reserve Markets for Power System Reliability", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.15, No.1, pp.228-233 (2000-2)

付 録

1. 市場精算価格および市場清算落札量の算定

市場精算価格を R_e^t [\$/kWh] と仮定すると，各発電事業者は，

$$P_i = \frac{R_e^t - \beta_i}{\alpha_i} \dots\dots\dots (付 1)$$

だけ出力することになる。この合計出力が負荷に等しくなければならないため，

$$\sum_{i=1}^N P_i = \sum_{i=1}^N \frac{R_e^t - \beta_i}{\alpha_i} = D^t \dots\dots\dots (付 2)$$

従って，市場精算価格は次式となる。

$$R_e^t = \frac{D^t + \sum_{i=1}^N \frac{\beta_i}{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{\alpha_i}} \dots\dots\dots (付 3)$$

また，この値を (付 1) 式に代入すれば，各発電事業者の落札量も算定される。また，予備力市場においても同様である。

2. 理想条件手法

ISO が各発電事業者の発電機の燃料費特性を正確に把握していると仮定すると，ISO はエネルギー市場及びリザーブ市場の需給バランスを満足しつつ，各発電事業者の利益が最大となるような市場価格を解析的に求めることができる。以下では，リザーブ市場保障モデル，保障委託モデルのそれぞれに対する市場価格の計算手法について述べる。

(1) リザーブ市場保障モデル 時間 t における発電事業者 i の期待利益 $Exp\{\pi_i^t\}$ はリザーブ発動確率 r_i^t を用いて次式のように表される⁽⁷⁾。

$$\begin{aligned} Exp\{\pi_i^t\} = & R_e^t P_i^t + \{R_r^t + r_i^t R_e^t\} Q_i^t \\ & - (1 - r_i^t) \cdot f_i(P_i^t) - r_i^t \cdot f_i(P_i^t + Q_i^t) \end{aligned} \dots\dots\dots (付 4)$$

予備力が発動される確率 r_i^t は，あらかじめ ISO が予測した上で各発電事業者に通知しているものとする。

(付 4) 式での期待利益を最大とするように各発電事業者は行動するため，(付 4) 式を微分して 0 とおくと，次の (付 5)，(付 6) 式を得る。

$$P_i^t = \frac{R_e^t - (1 - r_i^t)^{-1} R_r^t - b_i}{2a_i} \dots\dots\dots (付 5)$$

$$Q_i^t = \frac{R_e^t + (r_i^t)^{-1} R_r^t - b_i}{2a_i} - P_i^t \dots\dots\dots (付 6)$$

(付 5)，(付 6) 式において，ISO は理想的に各発電事業者の燃料費係数がすべてわかっているとすれば， r_i^t を予測値として決定し，価格 R_e^t ， R_r^t を調節して $\sum_i P_i^t = D^t$ ， $\sum_i Q_i^t = E^t$ とすることにより，各発電事業者にとって望ましい（利益が最大となる）価格 R_e^t ， R_r^t を決定することができる。さらにこの価格における各発電事業者の落札量 P_i ， Q_i および期待利益 $Exp\{\pi_i^t\}$ も (付 4) 式から求めることができる。この手法では発電および保障にかかる全体のコストを燃料費の安い順に配分するため，リザーブ市場を含めた経済負荷配分と言える。

(2) 保障委託モデル 保障委託モデルでは市場はエネルギー市場のみであるため，リザーブが発動されることがなく，時間 t での発電事業者 i の利益 π_i^t は次式のようになる。

$$\pi_i^t = R_e^t P_i^t - f_i(P_i^t) \dots\dots\dots (付 7)$$

この利益を最大とするため，(付 7) 式を微分して 0 とおくと次式を得る。

$$P_i^t = \frac{R_e^t - b_i}{2a_i} \dots\dots\dots (付 8)$$

(付 8) 式において，各発電事業者の燃料費係数がすべてわかっているとすれば， $\sum_i P_i^t = D^t$ となるようにエネルギー価格 R_e を決定することにより，(付 7)，(付 8) 式から各発電事業者の落札量 P_i および利益 π_i^t が決定される。なお，この手法では全体の発電コストが最小（経済負荷配分）になっている。

門 田 智 伸（学生員）1978 年 10 月 30 日生。2004 年 3 月北海道大学大学院工学研究科システム情報工学専攻修士課程修了。同年 4 月マツダ（株）入社，現在に至る。在学中，主として，競争環境における系統運用に関する研究に従事。

北 裕 幸（正員）1963年5月7日生。1988年3月北海道大

学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。1989年4月同大学工学部電気工学科助手，1995年4月同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻助教授，2004年4月改組により，同大学大学院情報科学研究科システム情報科学専攻に配置換えとなり，現在に至る。博士（工学）。1997年電気学会論文賞受賞。主として，電力系統の計画・運用・制御に関する研究に従事。IEEE，日本OR学会，電気設備学会，照明学会会員。

西 谷 健 一（正員）1947年2月11日生。1969年3月北海道

大学理学部物理学科卒業。同年4月同大学工学部電気工学科助手，同助教授を経て，1991年4月北海道工業大学電気工学科教授，2001年4月から同電気電子工学科教授，現在に至る。工学博士。1997年電気学会論文賞受賞。電力系統工学，特に電力システムの予防制御，系統解析および各種電源の運用・計画に関する研究に従事。システム制御情報学会，電気設備学会会員。

長谷川 淳（正員）1943年12月13日生。1971年3月北

海道大学大学院工学研究科電気工学専攻博士課程修了。同年4月同大学工学部講師，同助教授を経て，1985年4月同教授。2004年4月独立行政法人国立高等専門学校機構函館工業高等専門学校校長となり，現在に至る。工学博士。1997年電気学会論文賞受賞。1994年B部門長，1997年副会長（調査担当）。2004年会長代理。主として，電力系統の計画・運用・解析・制御および電気エネルギー工学全般に関する研究に従事。IEEE，照明学会，エネルギー資源学会，低温工学協会，日本OR学会，電気設備学会等会員。