相対取引を含む系統の発電計画と経済性評価

学生員 李 相俊* 上級会員 山城 迪*

Generation Scheduling and Economic Estimation of Power Systems Including Bilateral Contracts

Xiangjun Li*, Student Member, Susumu Yamashiro*, Senior Member

The electric power transactions are classified into pool transactions and bilateral contracts as well as security transactions. A certain transaction level of, for example, bilateral contracts may affect pool transactions by causing transmission congestion etc. In this paper, we will discuss how both the market and the bilateral transaction participants share the operation cost and charge for using network in consideration of power transmission loss allocation among generators. Following these discussions, we present an optimal scheduling method for pool participants. To ascertain the effectiveness of the proposed scheduling algorithm and to show how the bilateral contract level affects the pool operation, we will demonstrate various simulation results for a model power system of 8 units 44 bus power system.

キーワード：相対取引，プール市場，起動停止計画，地点別限界価格，ネットワーク使用料金

Keywords: bilateral contracts, pool market, unit commitment, LMP, transmission access charge

1. まえがき

近年，欧米諸国をはじめとして多くの国々において電力の自由化が進展している。電力自由化は規制の再構成でもあり，再構築された後の電力産業における電力供給のあり方の一つとして，相対契約と発電に係るプール市場（発電市場）から成る電力供給方式が考えられる。

本論文は，電力取引市場において，相対取引による相対電力と，プール市場で取引される電力（以下，市場電力）とが混在し，かつ，送電会社（Transco）⁽¹⁾によるネットワーク管理と，非営利型の系統運用者によるシステム運用のもとで需要家に電力が供給されるシステム（図1参照）を想定し，相対電力と市場電力との大きさ，割合が電力供給の経済性にどのような影響を与えるか，また，送電損失および線路混雑の処理がこの問題にどう係ってくるのか，などを明らかにすることができる運用計画法の開発を目的としている。

一般に，日間の発電市場に参加する発電会社にとっては，利益の最大化が関心事となるが，供給すべき電力量が既知で，市場から一定の収入が想定される場合には，如何にしてコストの最小化を図るかが重要となる。電力市場を想定したコストの算定に当たっては，発電所の運転コストに加え

て，送電会社に支払う送電ネットワークのアクセス料金を考慮することが考えられる。ここでは，まず，複数の発電会社に参加する発電市場において，電力供給量の面で支配的な多数の発電機を持つ発電会社（主発電会社）の存在を想定し，送電損失の発電機分担とネットワーク使用料金を考慮した相対取引を含む系統での翌日の発電計画決定手法を提案する。次に，この提案法を用いて相対取引電力レベル，送電損失分担，線路過負荷等が発電計画にどう影響するのかを具体的に考察するとともに，相対取引を行う発電会社（相対発電会社）の運用コストと収入とから，相対契約価格の経済性評価を試みる。

相対契約を含む系統運用については，これまで時間断面での経済運用に関する議論が見られるが⁽²⁾，日間にわたる発電計画決定の議論はほとんど見当たらない。本論文は送電損失，線路過負荷等を考慮した火力発電機の起動停止計画をベースに，目的関数にネットワーク使用料金を含む日間の発電計画決定法を提案するもので，本手法は，主発電会

図1 電力市場モデル

Fig. 1. An electric power market model.

* 北見工業大学 電気電子工学科

〒090-8507 北見市公園町 165 番地

Department of Electrical and Electronic Engineering, Kitami Institute of Technology

165, Koen-cho, Kitami 090-8507

社による発電計画の決定，相対発電会社の相対取引の経済評価とプール市場への発電余力の投入計画の策定，更には，系統運用者による経済性からみた望ましい系統運用計画の評価，などにおいて有用な計画決定手法になるものと考えられる。

以下，まず，送電損失の発電機分担量取扱いとネットワーク使用料金を考慮した目的関数の定義と相対取引の評価法について述べる。次に，この目的関数を用いた起動停止計画決定法と発電計画決定・評価手順を示し，最後に，モデル系統でのシミュレーション結果について述べる。

2. 問題の記述と定式化

2.1 問題の定式化 いま，系統の有効電力が発電市場に参加する電力 (P^m : 発電, D^m : 負荷) と相対取引に係わる電力 (P^b : 発電, D^b : 負荷) および送電損失 L から成るものとし，発電機ノードを i ，負荷ノードを j とするとノード電力は，

$$P_i = P_i^m + P_i^b + L_i \dots\dots\dots (1)$$

$$D_j = D_j^m + D_j^b \dots\dots\dots (2)$$

$$\sum (P_i^m + P_i^b) = \sum D_j \dots\dots\dots (3)$$

ここで， L_i は発電機 i の送電損失分担量で，全損失は $L = \sum L_i$ である。また，相対電力は次式で表わすものとする。

$$P_i^b = \sum_j f_{ij} \dots\dots\dots (4)$$

$$D_j^b = \sum_i f_{ij} \dots\dots\dots (5)$$

ここで， f_{ij} : i, j 間の相対取引電力。

次に，発電機 i の送電損失分担 L_i の相対および市場分への割り当てに関しては，後述する燃料費の分担と同様に，それぞれの大きさに応じて按分するものとする。(1) 式は，

$$P_i = P_i^{m'} + P_i^{b'} \dots\dots\dots (6)$$

ただし

$$P_i^{m'} = P_i^m + L_i \cdot \left(P_i^m / (P_i^m + P_i^b) \right) \dots\dots\dots (7)$$

$$P_i^{b'} = P_i^b + L_i \cdot \left(P_i^b / (P_i^m + P_i^b) \right) \dots\dots\dots (8)$$

以上の定義式を用いて，全負荷電力に対する相対電力の割合 (α)，発電機出力に占める市場電力の割合 (β)，考察期間にわたる発電機全発電量に占める市場電力量の割合 (γ) を各々 (9)~(11) 式で定義することができる。式中， Δt は時間帯幅で簡単化のため時間帯 t の添字は省略している。

$$\alpha = \sum_j D_j^b / \sum_j D_j \dots\dots\dots (9)$$

$$\beta_i = P_i^{m'} / P_i \dots\dots\dots (10)$$

$$\gamma_i = \sum_t P_i^{m'} \cdot \Delta t / \sum_t P_i \cdot \Delta t \dots\dots\dots (11)$$

なお，全損失 L の発電機 i への配分 L_i に関しては，これまで種々の方法が提案されているが⁽³⁾，ここでは簡単化のため出力の二乗に比例するものと仮定して計算する。

2.2 ネットワーク使用料金 図1に示す相対取引を含む電力市場では，商品である電力を輸送するためのネットワークの利用は不可欠である。本文では送電会社に支払われるネットワーク使用料金を α と $(1 - \alpha)$ の割合で，相対取引参加者と発電市場参加者が分担すると仮定する。また，ネットワークの使用料金に関する課金方式としては，ここでは地点別限界費用に基づく電力価格 LMP (Locational Marginal Price) を用いるものとする。短期限界費用⁽⁴⁾による市場の LMP は有効電力のみに注目するとき次のようになる。

$$\rho_i = \lambda \left(1 - \frac{\partial L}{\partial P_i} \right) + \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial P_i} \dots\dots\dots (12)$$

$$\lambda = \frac{\lambda_{mar} - \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial P_{mar}}}{1 - \frac{\partial L}{\partial P_{mar}}} \dots\dots\dots (13)$$

ここで， ρ_i : ノード i における LMP， λ : 需給バランスに関するラグランジュ未定乗数， L : 系統での全送電損失， P_i : ノード i における注入電力，抽出電力， Z : 線路潮流ベクトル， μ : Z の制約に関するラグランジュ未定乗数， λ_{mar} : マージナルユニットの増分燃料費， mar : マージナルユニット。

地点別限界価格 LMP を (12) 式の ρ で設定するとき，系統全体のネットワーク使用料金は次のようになる。

$$R = - \left(\sum_i \rho_i P_i - \sum_j \rho_j D_j \right) \dots\dots\dots (14)$$

ここで， P_i は発電機出力， D_j は需要家電力で， R は電気料金 LMP に基づく需要家の支払分合計と発電会社の収入分合計との差として表される⁽⁴⁾。

2.3 目的関数 上述の限界費用に基づく LMP は，ある時間断面 t におけるシステム全体の電力供給の経済性を追求したものであるが，相対契約を除いた日間の最適系統運用を限界費用をベースに求めるものとするれば，ネットワーク使用料金を含む発電市場への電力供給に関する運用コストを最小にする次の目的関数を用いて，発電市場参加者の経済性を追求することができ，かつ，相対契約レベルが系統運用に及ぼす影響を評価することができる。

$$\min_{P_i} \left\{ \sum_{t=1}^T \left(\sum_i \left(\beta_i F_i(P_i) + \gamma_i FS_i \right) + \nu(1 - \alpha)R \right) \right\} \dots\dots\dots (15)$$

ここで， P, F, FS, T, ν は各々，出力，燃料費，起動費，全考察期間およびネットワーク使用料金分担割合で，時間帯 t の添字は省略している。

上式で、出力 P_i および燃料費 F_i は次の手順により決定する。

- ① 相対取引を行う発電機を含む全並列発電機を対象に OPF を実行し、出力 P_i を求める。
- ② $P_i \leq P_i^b$ (相対電力) となる発電機では、 $P_i = P_i^b$ に固定し、残りの発電機群に対して再度 OPF を実行し、出力と燃料費 F_i を計算する。
- ③ $P_i > P_i^b$ の場合は、相対取引と発電市場に参加し、相対分を除いた余力を市場に投入するものとして F_i を決定する。

なお、相対発電機が相対取引のみに参加する場合は、②と同様 OPF の対象外ユニットとして取り扱うものとする。これにより、相対取引が存在する中で、発電市場に電力を供給する主発電会社の運用計画を (15) 式から決定することができる。

また、燃料費、起動費およびネットワーク使用料金の市場分は次のように定めるものとする。即ち、

- ① 燃料費 F_i のうち市場分は、 P_i に占める送電損失分を考慮した市場電力の割合 β_i に応じた量 $\beta_i F_i$ とする。
- ② 起動費 FS_i の市場分は、市場電力供給のために運転する発電機利用割合 γ_i に応じて起動に要する費用を分担するものとする。即ち、 $\gamma_i = 1$ (相対分なし) の場合は FS_i 、 $\gamma_i = 0$ (市場分なし) の場合は零、また、 $0 < \gamma_i < 1$ の場合は、相対、市場の各発電量に応じた起動費とする。
- ③ ネットワーク使用料金 R の市場分は、 R が主に送電損失や線路過負荷処理費用から成り、これらが負荷需要に依存することから、系統負荷の市場成分 $(1 - \alpha)$ に応じて分担するものとする。なお、(15) 式の ν は発電会社と需要家間の合意に基づく料金分担割合 ($0 \leq \nu \leq 1$) で、 $\nu = 1$ では発電会社が、 $\nu = 0$ の場合は需要家が、また $\nu = 0.5$ では両者が等しく分担する。

一方、相対取引に係わる運用コストは、(15) 式による運用計画から次式により算定することができる。

$$\sum_i \left[\sum_i ((1 - \beta_i) F_i^*(P_i) + (1 - \gamma_i) FS_i^*) + \nu \alpha R^* \right] \quad \dots \dots \dots (16)$$

ここで、* は (15) 式による最適運用を示している

なお、系統運用者がシステム全体の電力供給の経済性を評価する際には、発電会社と需要家が支払うことになるネットワーク使用料金 R を考慮した目的関数、具体的には (15) 式で ν を無視した目的関数 (形式上、 $\nu = 1$ の場合) により最適運用計画を求めることができる。

2・4 相対契約価格の臨界値 相対契約の経済評価においては、電力市場での 1 日前市場が対象とするような系統の日間運用を単位とする評価が、長期にわたる相対契約の経済評価のベースになるものと考えられる。いま、相対契約を含む発電会社の運用コストと収入とから、相対契約の経済性を検討するものとし、例えば LMP で日間の発電

に伴う市場電力の収入を評価するものとする、発電会社の収益 Ω は次のようになる。

$$\Omega = I^{m+b} - C^{m+b} = I_{LMP}^m + I^b - C^{m+b} \dots \dots \dots (17)$$

$$I^b = \pi \cdot \sum_t P_t^b \cdot \Delta t \dots \dots \dots (18)$$

ここで、添字 m, b はそれぞれ市場分と相対分を表し、

π : 相対契約価格 (円/kWh)

I^{m+b} : 発電会社の市場電力と相対電力に関する総収入 (円)

C^{m+b} : 発電会社の市場電力と相対電力の総運用コスト (円)

I_{LMP}^m : LMP で求めた発電会社の市場電力に関する収入 (円)

I^b : 契約価格による相対電力の収入 (円)

P_t^b : t 時間帯における発電会社の相対電力 (kW)

Δt : 時間帯幅 (h)

両式から、発電会社の収益に関する相対契約価格の臨界値 π^o は $\Omega = 0$ の値として次のようになり、

$$\pi^o = \frac{C^{m+b} - I_{LMP}^m}{\sum_t P_t^b \cdot \Delta t} \dots \dots \dots (19)$$

発電会社が発電市場と相対取引に参加する場合、 $\pi > \pi^o$ であれば収益が生じる。

一方、発電会社が相対取引のみに参加する場合は、総運用コストを C^b とすると臨界値は以下ようになる。

$$\pi^o = \frac{C^b}{\sum_t P_t^b \cdot \Delta t} \dots \dots \dots (20)$$

なお、(19)、(20) 式において、 $\pi > \pi^o$ の場合でも、LMP で算定した収入 I_{LMP}^b と比べ次式を満足すれば、

$$\pi < \frac{I_{LMP}^b}{\sum_t P_t^b \cdot \Delta t} \dots \dots \dots (21)$$

相対取引よりも発電市場に参加した方が経済的に有利になる。

3. 発電機起動停止計画

日間の想定される負荷需要に対して、相対契約以外の負荷を分担する発電会社の発電計画を考える場合、各種の制約条件を満足し、考察期間にわたる運転費が最小になるような火力発電機群の運用計画を求める必要がある。本論文では、文献 (5) の発電機起動停止計画決定アルゴリズムをベースに、相対取引が存在する場合の算定法による発電機燃料費、起動費と新たにネットワーク使用料金を含めた運用コストを (15) 式の目的関数に導入して日間の発電計画を求めるものとする。図 2 に発電機起動停止計画決定手順を示すが、制約条件としては以下の (a) ~ (f) を考慮するもの

図2 起動停止計画の決定手順

Fig. 2. Procedure of unit commitment scheduling.

とし、これにより、相対発電会社が発電市場に参加する場合、しない場合の両ケースに対応できる起動停止計画法を得ることができる。

(a) 需給バランス制約:

$$\sum_{i=1}^n u_i P_i = \sum_{j=n+1}^N D_j + L \dots\dots\dots (22)$$

(b) 相対取引量制約:

$$P_i^{\min} \leq P_i^b \leq P_i^{\max} \dots\dots\dots (23)$$

(c) 発電電力制約:

発電機 i が相対取引に参加しない場合

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \dots\dots\dots (24)$$

発電機 i が相対取引に参加する場合

$$P_i^{\min} \leq P_i^b \leq P_i \leq P_i^{\max} \dots\dots\dots (25)$$

(d) 最小運転時間 (MUT), 最小停止時間 (MDT) 制約

(e) 線路容量制約

(f) 運転予備力制約:

$$\sum_{i=1}^n u_i P_i^{\max} \geq \left(\sum_{j=n+1}^N D_j + L \right) (1 + OR) \dots\dots\dots (26)$$

ここで、 $u_i = 1$: 運転, $u_i = 0$: 停止, n : 発電機数, N : 系統母線数, OR : 運転予備率

4. 計画決定・評価手順

図3には相対取引を含む系統の発電計画決定手順を示す。同図に示すように、相対契約モデルの各時間帯の相対取引電力レベル α をパラメーターとして (15) 式により運用コスト最小となる市場電力に関する運用計画を決定する。これより、相対取引電力レベル、送電損失分担、線路過負荷等が発電計画へ及ぼす影響評価、相対取引の経済性評価などを行うことができる。

図3 発電計画決定・経済性評価手順

Fig. 3. Procedure of generation scheduling and economic estimation.

5. 試算例

5.1 モデルシステム 図4に示す8台の火力発電機を含む44母線系統について、相対取引電力レベル α をパラメーターとしてシミュレーションを行った。いま、電力市場に発電会社3社が参入する場合を想定し、そのうち、発電会社1と2を相対発電会社とし、それぞれ発電機4と5を、発電会社3は他の6台の発電機を所有しているものとする。ここで、相対発電会社1と2は相対取引契約に参加するが、電力供給量の面で支配的な容量を持っている主発電会社3と共に発電市場にも参加できるものとする。また、主発電会社においては、マージナルユニットにより送電損失を吸収するものとし、長期契約の下で取引される日間の相対取引量と、線路定数や送電容量等のネットワーク関連情報が得られるものと仮定する。系統のすべての発電機は最小運転時間 MUT を3時間、最小停止時間 MDT を4時間とし、各発電会社が所有する火力発電機の実験データは予め既知とし、表1に示す。

5.2 相対取引計画 長期の相対契約に基づいて、発電会社1は負荷需要が少ない夜間帯を除く時間帯で、また、発電会社2は日間にわたり、それぞれ図5に示すように電力を供給するものとし、これらの発電会社と負荷ノード (19, 24, 30, 31, 32) の間には、表2に示す相対契約が成立している場合について考察する。表中、“○”は相対取引があり、“×”は相対取引がないことを示す。

また、相対契約電力レベルの発電計画への影響を評価する際には、負荷需要一定のもとに評価する方法と、発電市場への電力供給量を一定とする方法とが考えられ、ここでは、運用コストの相互比較が容易な後者の方法を採用するものとするが、いずれの場合も提案手法により同様な考察と評価ができる。相対電力レベルとしては、例えば、図5の契約電力を基準ケース (ケース0) とし、これに対して、発電会社1とノード31間の契約電力が10%、20%減少する場合と増加する場合を想定し、各々、ケース-1 (10%減)、ケース-2 (20%減)、ケース1 (10%増)、ケース2 (20%増) として検討した。この場合、相対取引の電力レベル α は図6

図 4 モデル系統

Fig. 4. Model system.

表 1 火力発電機の実績データ

Table 1. Characteristic data of thermal units.

Unit No	a (Yen/h)	b (Yen/MWh)	c (Yen/MWh ²)	S ₀ (Yen)	S ₁ (Yen/h)	S ₂ (Yen/h ²)	P _i ^{min} (MW)	P _i ^{max} (MW)
1	210672	1901	5.33	389468	293468	-1368	180	600
2	318659	6963	1.89	290348	39423	-39	105	350
3	115395	7094	1.08	-556097	148666	-2047	50	125
4*	299372	7382	1.25	1119326	46365	229	53	350
5**	248102	7356	1.13	852525	47317	-61	175	350
6	240823	6734	1.11	345712	38273	-342	105	250
7	198041	6306	1.81	-556097	148666	-2047	70	175
8	130701	7671	0.27	-556097	148666	-2047	40	125

* : Genco 1, ** : Genco 2

$F=a+bP+cP^2$, $FS=S_0+S_1\tau+S_2\tau^2$, τ : down time

表 2 発電会社 1 と 2 の相対取引状況

Table 2. Bilateral contracts at Genco 1 and 2.

	7 ~ 23 hour (Daytime)					23 ~ 7 hour (Nighttime)				
Node	19	24	30	31	32	19	24	30	31	32
Genco 1	○	×	×	○	×	×	×	×	×	×
Genco 2	×	○	○	×	○	×	○	○	×	○

図 5 発電会社 1 と 2 の相対電力 (基準ケース)

Fig. 5. Bilateral contract power at Genco1 and 2 (Base case).

のようになる。

なお、基準となるケース 0 での、ノード 19, 24, 30, 31, 32 の日間負荷は図 7 に示すパターンを想定し、各時間帯での相対契約状況は、例えば、ケース 1 における第 10 時間帯では、表 3 のように表わすことができる。ここで、 $i=4$ は発電会社 1 の、 $i=5$ は発電会社 2 の接続ノードである。

5・3 シミュレーション結果 以下に、ネットワーク使用料金の発電会社、需要家間の分担割合 $\nu=1$ とした場合についてのシミュレーション結果を示すが、まず、試算

図 6 相対取引電力レベル (α)

Fig. 6. Bilateral contract power level (α).

図 7 日間の負荷パターン (基準ケース)

Fig. 7. Daily load pattern (Base case).

表 3 第 10 時間帯における相対取引電力 f_{ij} (MW) (ケース 1)

Table 3. Bilateral power f_{ij} at 10th time period (Case 1).

i \ j	19	24	30	31	32	Total
4	50.0	0.0	0.0	110.0	0.0	160.0
5	0.0	50.0	50.0	0.0	100.0	200.0

例 1 として、発電市場には主発電会社のみが参加する場合の発電計画と経済性の評価を示す。

次に、競争環境下にある電力市場では、発電会社間の情報遮断が一般的と考えられるが、本論文が対象としている系統のような場合には、会社間の情報共有や協調運用によって主発電会社 3 はより経済的な発電計画を、また、相対発電会社においては、発電余力の市場への投入計画策定に関する判断情報を得ることが期待される。試算例 2 として、両発電会社が発電機出力上下限、燃料費特性、および相対取引量に関する情報を共有する場合の、主・相対発電会社間の協調運用による発電計画を示す。なお、 $\nu=1$ であるこの場合の発電計画は、上述の系統情報を有する系統運用者による、システム全体の経済性を追求する運用計画とも一致することになる。

また、市場電力の収入は LMP により算定し、発電会社 1 と 2 の相対契約価格は、一般的にはその契約内容により異なるが、ここでは、両者の燃料費特性が類似していることから、ともに 11.0 円/kWh としてシミュレーションを行った。

〔試算例 1〕 主発電会社の発電計画

提案する発電計画法の一つの応用例として、相対取引を主とする発電会社 1 と 2 の契約電力のみが既知であること

図 8 主発電会社の起動停止パターン（基準ケース）
Fig. 8. Unit commitment pattern of main Genco (Base case).

図 9 発電会社のコストと収益（Ω）
Fig. 9. Cost and benefit of Gencos.

を前提として、プール市場に電力を供給する主発電会社 3 の発電計画を求め、発電会社 1 の相対取引電力レベルが経済性にどう影響するのかについて考察する。

はじめに、線路過負荷と送電損失の発電機分担を考慮した場合の主発電会社の起動停止パターンについて、基準ケースでのシミュレーション結果を図 8 に示すが、他の相対取引電力レベルについても、発電機出力に変化が見られるものの、すべて図 8 と同様の起動停止パターンとなっている。また、ケース 2 にのみ過負荷が発生している。

次に、図 9 は相対取引電力レベルと発電会社の収益、コストの関係を示しており、同図から、相対取引電力レベルの増加に伴い、各発電会社の運用コストは増加し、ケース 2 では 1 に比べ主発電会社の運用コストが大幅に増加していることがわかる。これはケース 2 の場合、線路 26-44 に過負荷が発生しネットワーク使用料金が増え、三つの発電会社の中で発電電力量が大きい発電会社 3 がより多くのネットワーク使用料金を分担したためであると考えられる。また、発電会社 1 の収益は増加する傾向を示すが、ケース 2 では 1 に比べ収益が減少していることも、過負荷の発生が原因と考えられる。一方、発電会社 2 の収益は、発電会社 1 の相対取引電力レベルの増加により分担すべきネットワーク使用料金が増加し、次第に減少している。

〔試算例 2〕 主・相対発電会社の発電計画

発電会社間での前述の系統情報の共有と協調運用を想定した場合の発電計画を以下に示す。

図 10 各発電会社の発電計画
Fig. 10. Generation schedule for each Genco.

図 11 相対取引電力レベルと収益（Ω），コストの関係
Fig. 11. Relationships between bilateral contract power level and benefit, cost.

表 4 発電会社の日間発電量

Table 4. Daily generated MWh of Gencos.

	Genco 1 (MWh)		Genco 2 (MWh)		Genco 3 (MWh)	
Case	Market	Total	Market	Total	Market	Total
-2	287.4	2497.4	50.9	4850.9	22917.4	22917.4
-1	200.0	2580.0	21.1	4821.1	23057.4	23057.4
0	167.4	2717.4	36.9	4836.9	23100.2	23100.2
1	149.3	2869.3	52.3	4852.3	23130.1	23130.1
2	186.9	3076.9	223.8	5023.8	22954.5	22954.5

5.3.1 線路過負荷を無視する場合

（１）発電機の送電損失分担を考えない場合 はじめに、線路過負荷と送電損失の各発電機への配分（損失配分 L_i ）を考えない場合の発電計画について、基準ケースでのシミュレーション結果を図 10 に示す。同図で、相対発電会社 2 はピーク負荷付近の時間帯において、また、相対発電会社 1 では発電会社 2 に比べより多くの時間帯において、発電市場への電力の投入が見られる。

図 11 には相対取引電力レベルと発電会社の収益、コストの関係を、表 4 には日間の発電量を示すが、以下に、相対取引電力レベルが発電会社の運用コスト、収益および発電計画にどう影響するのかを具体的に考察する。まず、発

図 12 発電機起動停止パターンの変化

Fig. 12. Change of unit commitment pattern.

表 5 日間の平均発電コスト (円/kWh)

Table 5. Daily mean values of generation cost (Yen/kWh).

Case	-2	-1	0	1	2
Genco 1	10.300	10.225	10.112	10.004	9.875
Genco 2	8.941	8.952	8.953	8.957	8.934

電計画に関しては、発電会社 1 とノード 31 の負荷との間の相対取引電力レベルが増えるに伴い、表 4 に見られるように、ケース 2 を除き発電会社 1 の市場電力量は減少する傾向を示し、発電会社 2 では、系統全体の最適運用計画に従って市場電力が増減するが、一方、主発電会社 3 の電力量は結果的に増加する傾向を示している。ただし、ケース 2 では、ケース 1 に比べ起動停止パターンが図 12 のように変化する結果、ユニット 8 の運転時間が減少し、発電会社 1 と 2 の出力が増えるため発電会社 3 の発電量が減るなど、相対取引レベルの変化が最適発電計画に影響を与える様子を把握することができる。

次に、運用コストと収益に関して見ると、相対取引電力レベルの増加に伴い、発電会社 1 の日間発電量は増加する一方、表 5 に示すように kWh 当りの平均発電コストは減少するので、発電会社 1 の収益は増加している。一方、発電会社 2 では平均発電コストの増加により相対契約電力の収益が減少する。ただし、ケース 2 では 1 に比べ相対取引に係る収益は増加する一方で、LMP に基づく市場電力の収益が悪化し、平均発電コストが減少するにもかかわらず全体として収益が下がったものと考えられる。発電会社 3 についてみると、相対取引電力レベルの増加に伴い発電量も増加するが、経済性の面から必ずしも好ましくない発電も次第に増加し、収益は減少すると理解される。ただし、前述のようにケース 2 では 1 に比べ発電量は減少しているが、収益は逆に増加している。

(2) 発電機の送電損失分担を考慮する場合 先ず、基準ケースを例として、発電機の送電損失分担が発電計画にどのような影響を与えるのかについて考察する。図 13 には発電機の損失分担を考慮する前後における起動停止パターンを示す。同図に示すように、送電損失分担を考慮することにより、第 8~10、16、22~24 時間帯において起動停止パターンが変化し、その結果、発電会社 1 と 2 の発電量が増加、発電会社 3 の発電量は減少している。

ここで、第 8 時間帯を例として、送電損失分担考慮前

図 13 発電機起動停止パターンの変化 (基準ケース)

Fig. 13. Change of unit commitment pattern (Base case).

表 6 第 8 時間帯における運用コスト (基準ケース)

Table 6. Operating cost at 8th time period (Base case).

	Loss allocation neglected		Loss allocation considered	
Operating unit	1,3,4,5,7	1,4,5,7	1,3,4,5,7	1,4,5,7
Operating cost ^a (10 ³ Yen)	5040.3	5048.8	5040.3	5011.9
Fuel cost ^a (10 ³ Yen)	4925.2	4938.3	4925.2	4901.4
Start-up cost ^a (10 ³ Yen)	0.0	0.0	0.0	0.0
Transmission access charge ^a (10 ³ Yen)	115.1	110.5	115.1	110.5
F ₄ ^a (10 ³ Yen)	0.0	309.2	0.0	295.0
F ₅ ^a (10 ³ Yen)	0.0	282.4	0.0	259.7

^a indicates the component concerning power market

の並列発電機群 (1, 3, 4, 5, 7) が (1, 4, 5, 7) へ変化する原因について考察する。表 6 に示す発電機の損失分担考慮前後における運用コストの構成を見ると、いずれの場合も (1, 4, 5, 7) で運転するとき発電会社 1 と 2 には市場電力が発生するが、損失分担を考慮することにより、市場電力に係る燃料費 (F₄^a, F₅^a) は考慮前に比べ減少していることが分かる。その結果、発電機群 (1, 3, 4, 5, 7) に比べ (1, 4, 5, 7) の運用コストが小さく、考慮後はユニット 3 が停止することになる。このように、提案手法により発電機の損失分担有無が、発電会社 1 と 2 の市場電力の経済性のみならず、発電会社 3 の発電計画にも影響を与えることを具体的に把握することができる。

次に、図 14 には相対取引電力レベルと収益、コストの関係を示すが、損失分担を考慮しない図 11 と比較すると、相対取引を主とする発電会社 1, 2 の収益は悪化し、市場電力のみを供給する発電会社 3 のそれは向上していることが分かる。これは、既に考察したように、発電機の損失分担を考慮することにより、各発電会社の運用コストがより合理的に評価される (即ち、相対契約電力の運用コストにも送電損失に係るコストが考慮される) ことによるものと考えられる。

また、表 7 に、各発電会社の市場電力供給に関する運用コストを示すが、試算例 1 でのコスト (図 9) と比較すると、基準ケースでの運用コストが 15609.3 - 15546.8 = 62.5 万円 (0.4%) 減少しており、主・相対発電会社間の協調運用がコストの改善に役に立つことがわかる。

相対契約の経済性に関しては、(19) 式の臨界値を用いて評価することができるが、表 8 に示すように臨界値は相対契約レベルに依存し、例えば、基準ケースにおいては、発

図 14 相対取引電力レベルと収益 (Ω), コストの関係
Fig. 14. Relationship between bilateral contract power level and benefit, cost.

表 7 基準ケースでの市場電力供給の運用コスト (万円)

Table 7. Operating costs of market power supply in the base case (10⁴Yen).

Case 0	Genco 1	Genco 2	Genco 3	Total
Market cost	308.1	247.6	14991.1	15546.8

表 8 発電会社の相対契約価格の臨界値 (円/kWh)

Table 8. Critical price of bilateral contract (Yen/kWh).

Case	-2	-1	0	1	2
Genco 1	10.630	10.436	10.269	10.129	10.011
Genco 2	8.962	8.964	8.968	8.976	8.989

図 15 ケース 2 におけるネットワーク使用料金
Fig. 15. Transmission access charge in case 2.

電会社 1 の相対契約価格 $\pi = 11.0$ 円/kWh が臨界値 10.269 円/kWh より大きく収益が期待できる。一方, π は (21) 式の右辺の評価値 10.060 円/kWh より大きいので, この場合, 発電会社 1 の市場電力に関しては, 相対取引の方が結果的には経済的に有利になると判断される。

5・3・2 線路過負荷を考慮する場合 最後に, 相対取引電力レベルが増え, ケース 2 で線路 26-44 に過負荷が発生する場合を対象にして, 線路過負荷の考慮が発電計画へどのような影響を与えるかを考察する。

図 15 は送電会社に支払われるネットワーク使用料金を示しており, 過負荷の発生に伴い, 時間帯 13, 14, 15 に

表 9 発電会社の運用コストと収益 (万円) (ケース 2)

Table 9. Operating cost and benefit of Genco (Case 2).

Genco	Overload neglected			Overload considered		
	1	2	3	1	2	3
Cost	3183.5	4834.0	14724.2	3234.0	4943.3	15739.8
Benefit	286.0	965.5	2511.9	187.6	799.2	1545.7

においてネットワーク使用料金が大幅に増えているのが分かる。このとき, 過負荷考慮による発電会社の運用コストと収益の変化を示したのが表 9 で, 過負荷解消のための出力調整により, 特に発電会社 3 の起動停止計画が変化するなど, 発電計画の修正がなされ, 相対契約量を増やした発電会社 1 のみならず, 他の発電会社のコスト増と収益減に繋がることが分かる。また, 相対契約価格の臨界値についてみると, 過負荷発生に伴い, 例えば, 発電会社 1 の臨界値は表 8 の 10.011 円/kWh から 10.351 円/kWh に上昇することになる。

6. まとめ

相対取引と発電市場からなる系統での, 発電計画決定法を提案し, 相対取引電力レベルが発電計画に与える影響を把握することができることを, モデル系統によるシミュレーションにより示した。本論文の内容を要約すると以下のとおりである。

(1) 相対取引と発電市場に参加する発電会社の燃料費, 起動費を定義し, ネットワーク使用料金を含む目的関数により, 送電損失と過負荷を考慮した発電機起動停止計画法をベースとする, 日間の発電計画決定法を示した。

(2) 提案手法により, 相対取引電力レベルが発電会社の起動停止計画を含む発電計画, 特に発電市場の電力供給量の面で支配的な容量を持つ発電会社の発電計画, 経済性にどう影響を与えるのかを明確に把握することができることを具体的に示し, また, 発電機の送電損失分担当が発電計画や相対契約の経済評価に与える影響を明らかにした。

(3) 発電計画から相対取引価格の経済的臨界値を定義し, 相対取引と発電市場に参加する発電会社の日間運用から相対取引の経済性を評価した。また, 市場に参加する発電会社間の協調が得られる場合には, 運用コストの低減により経済性の向上が期待されることを具体的に示した。

おわりに, 発電機の送電損失分担法に関し, 本論文では送電損失が発電機出力の二乗に比例するものと仮定して損失分担当量を求めたが, より的確な配分法は相対取引を含む電力市場での発電計画を決定する際に重要であり, 今後, 新たな損失分担法を導入した発電計画決定法, 更には, 無効電力の供給も考慮した発電計画法の検討を行いたい。

(平成 16 年 8 月 2 日受付, 平成 17 年 3 月 28 日再受付)

文 献

- (1) L. Philipson and H.L. Willis: Understanding Electric Utilities and De-Regulation, Marcel Dekker, Inc. (1999)

- (2) F.D. Galiana, I. Kockar, and P.C. Franco: "Combined Pool/Bilateral Dispatch-Part I: Performance of Trading Strategies", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.17, No.1, pp.92-99 (2002-2)
- (3) A.G. Exposito, J.M.R. Santos, T.G. Gacia, and E.A.R. Velasco: "Fair Allocation of Transmission Power Losses", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.15, No.1, pp.184-188 (2000-2)
- (4) Caramanis, R. Bohn, and F. Scheweppe: "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", *IEEE, Trans. Power Apparatus Syst.*, Vol.PAS-101, No.9, pp.3234-3245 (1982-9)
- (5) G. Zhao and S. Yamashiro: "A Method for Unit Commitment with Transmission Losses and Flow Constraint", *T. IEE Japan*, Vol.112-B, No.3, pp.359-368 (2002-3) (in Japanese)
趙 国梁・山城 迪:「送電損失と線路過負荷を考慮した火力発電機起動停止計画手法」, 電学論 B, **112**, 3, pp.359-368 (2002-3)
- (6) X. Li and S. Yamashiro: "A Scheduling Method of Power System Operation Including Bilateral Contracts", Proc. of the International Conference on Electrical Engineering, pp.440-445 (2004)
- (7) X. Li and S. Yamashiro: "A Scheduling Method of Hybrid Power Market Taking into Account Reactive Power", Proc. of the International Conference on Power System Technology, POWERCON2004-MB3.5 (2004) (Pro. CD)
- (8) F.D. Galiana and Mark Phelan: "Allocation of Transmission Losses to Bilateral Contracts in a Competitive Environment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.15, No.1, pp.143-150 (2000-2)
- (9) S. Yamashiro: "Optimization of Power Flow by DC Method", *T. IEE Japan*, Vol.97-B, No.11, pp.679-684 (1977-11) (in Japanese)
山城 迪:「直流法による電力潮流最適化」, 電学論 B, **97**, 11, pp.31-36 (1977-11)

李 相 俊 (学生員) 2001 年 7 月中国瀋陽工業大学電気工程学院電器専攻卒業。2004 年 3 月北見工業大学大学院工学研究科電気電子工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月同大学大学院工学研究科システム工学専攻博士後期課程へ進学, 現在に至る。主に電力市場環境下における発電計画に関する研究に従事。

山 城 迪 (上級会員) 1963 年 3 月北海道大学工学部電気工学科卒業。1967 年 3 月同大学大学院工学研究科修士課程修了。1971 年 4 月北見工業大学助教授, 1978 年 6 月同教授, 現在に至る。工学博士。電力系統工学, 電力工学の研究に従事。電気設備学会, 日本太陽エネルギー学会, 火力原子力発電協会, IEEE 会員。