需要分布を考慮した都市における コージェネレーションシステムの導入評価

正員 石坂 匡史 (東京ガス)

非会員 山地 憲治 (電力中研)

正員 茅 陽一 (東京大)

Economic Evaluation of a Cogeneration System in Urban Areas with Variable Demand Distribution

Tadashi Ishizaka, Member (Tokyo Gas Co., Ltd.), Kenji Yamaji, Non-member (Central Research Institute of Electric Power Industry), Yoichi Kaya, Member (The University of Tokyo)

Cogeneration system (CGS), especially new type of CGS which utilizes new generation systems such as fuel cells, is expected to be one of the most efficient energy supply system in urban areas. The supply of a CGS for commercial users, however, is currently limited to one building. The economic advantage and energy efficiency of a CGS could be significantly enhanced by increasing the supply area.

This paper developed two kinds of fuel cell-CGS simulation models and evaluated the optimal supply areas and layouts for CGS's as well as their optimal scale and operation. It is found that: 1) the optimal size of a CGS depend on various factors such as type of consumer, demand distribution, and particularly initial piping cost; 2) the range of the CGS cost with which CGS can compete with commercial electric power systems is broad enough to allow fuel cell-CGS to be introduced in the market; and 3) the model enables evaluation of the existing demand areas and the applicability of the model is shown using some numerical examples.

キーワード：コージェネレーションシステム (CGS)，燃料電池，需要分布，エネルギー輸送コスト，評価モデル

1. はじめに

電力および熱の2種類のエネルギーを同時に供給するコージェネレーションシステム (CGS) は、総合エネルギー効率を非常に高くすることができる点で注目されている。従来は鉄鋼業などの産業用の導入が主であったが、最近ではホテル、病院などの民生用の導入が増加している。

ところが、従来導入されているCGSの導入形態は、大部分の場合大型建築物に対し1棟単位という形に限られている。このような導入形態のみでは、今後の導入量に限界がある。都市におけるCGSの大幅な導入をはかるためには、特に都市の再開発部を中心として、1つのシステムで複数の需要家に対して供給を行なう分散型エネルギー供給センターとして普及させるのが有効であろう。

一方使用される発電装置に目を向けると、現在ではエンジン、ガスタービンなどの回転型が主であるが、燃料電池など新しい技術の開発も進められている。特にリン酸型燃料電池は実証試験の段階にあり、まさに実用化されつつある。NOx, SOx排出などの環境問題、また日本の民生用需要の熱電比が比較的小さい(電力需要に比べて熱需要が小さい)ことなどを考えると、低公害で発電効率の高いリン酸

型燃料電池が分散型エネルギーセンターの電源として導入されることは、大いに望まれるところである。

以上のような、新しい技術による分散型エネルギーセンターの実現には、法制度の面などでまだまだ問題があるが、ここで実現可能性の評価を行なっておくことは非常に意義のあることと考えられる。

ところで、CGSの経済性評価についての研究は従来から数多く行なわれている。評価手法に関しては数理計画法を基礎にしてほぼ確立されたといえる状況であり([1][2][3]など)、最近の研究動向は、CGSの経済運用に影響を与えるさまざまな外的要因による感度解析が主である。例えば、電力料金制[1][4]、需要や燃料費の不確実性[5][6]、託送などの新しい電力取り引き形態[7]などがある。ところが、これら従来の研究は、その前提として需要家が所与の自家発であるということがある。供給対象者がホテル、あるいは事務所ビルなどとあらかじめ1つに定められており、各ケースに個別の検討が加えられるという評価である。これは現在のCGSの導入状況からすれば当然であるが、このような検討のみでは将来の都市における新しい導入形態について指針を与えることができないであろう。分散型エネルギーセンターとしてのCGSの評価を行なうためには、

供給対象として不特定の複数需要家を想定し、それら各需要家とCGS中央プラントとの地理的関係を考慮した上で、以下のような規模に関するメリット、デメリットをを定量的に評価することが重要となる。

- 規模の経済性：プラント建設費，負荷平準化効果，
熱電比アンバランスの解消 など
規模の不経済性：エネルギー輸送のための配管建設費，
輸送損失 など

本論文は以上の点を背景として、分散型エネルギーセンターとしてのCGSの最適な供給区域、レイアウトなどの評価方法を構築することを目的とする。評価モデルとして、本論文では2種類の方法を採用した。1つは需要分布を連続表現したもの、もう1つは離散表現（メッシュ表現）したものである。前者は解析の容易性、後者は実需要地域への適用の容易性に重点をおいている。またCGSの将来像を評価するという目的から、発電装置は特に燃料電池を想定した。分散型エネルギーセンター規模の発電装置としては、最も有用な電源であると考えられるためである（しかしモデル自体は、従来型のガスタービンなどにも適用は可能である）。

これらのモデルについて、その概要を解説するとともに、数値例を示してモデルの有用性を実証する。

2. 需要分布連続表現CGS導入評価モデル

まず、需要分布を連続表現とするモデルの構築を行った。連続表現とするのは、供給エリア決定の一般的傾向分析を容易に行なえるようにするためである。モデルは最適化問題として記述し、目的関数はCGSの単位供給エネルギーあたりのコストとする。これは、供給者側の利益を考える評価となることを意味する。また、需要分布をCGSコストに反映させるために、エネルギー輸送にかかるコストを目的関数の中に取り入れる。

次に具体的な数値を用いた分析を行った。ここでは需要家の分布状態、プラントの諸条件がCGSの供給エリアに与える影響について明らかにする。

<2.1> モデルの設定 本モデルでは、単体のCGSがそのまわりの複数需要家に対して、電力および熱（温熱と冷熱）を供給する場合を考える。需要家はCGSを中心として同心円状に分布しているものと仮定し、CGSの供給範囲は、プラントを中心とした半径 r の円内とする（図1）。

図1 CGS供給エリアの設定

Fig.1. Supply area of a CGS

供給エリア内の需要は、(1)式のように単位エリア面積あたりの量として表現する（電力需要の場合）。

$$Em_i \times q_m(r) \text{ (kWh/h/m}^2\text{)} \dots\dots\dots (1)$$

ここで m は需要のタイプ（例えばホテルなど）、 i は時間帯番号をあらわす。 Em_i は定数であり、基準密度とでもいうべき量を表す。一方 $q_m(r)$ はCGSからの距離の関数とし、位置における需要量の変化を表現する項である。半径 r 内部の全需要量は、積分による連続表現の形で(2)式のように表される。

$$\int_0^r \sum_m E_{mi} q_m(\xi) 2\pi \xi d\xi \dots\dots\dots (2)$$

CGSの中央プラントとしては、発電装置として燃料電池を想定し、補助ボイラ、電力駆動ヒートポンプ、蓄熱槽、冷凍機、熱輸送用のポンプから構成される図2のようなシステムを仮定する。

図2 CGS中央プラント

Fig. 2. Central plant of a CGS

本モデルでは、需要の地理的分布をCGSコストに反映させるために、熱輸送のためのコスト（配管建設費用、および圧力損失にともなうポンプ消費電力）を考慮していることが特徴的である。

まず配管建設費用は、配管の太さ（面積）が最大流量（すなわち最大熱需要量）に比例する関係(3)、管材価格が管径の約2乗に比例する関係(4)、および管価格が距離に比例する関係(5)、の3つの関係より、供給エリア各地点での最大熱負荷に、プラントまでの距離を乗じたものを積分することにより求める。簡単のため、単位熱量(kcal)あたりのコストが温熱配管と冷熱配管とで同じであると仮定すると、トータルの配管建設費は(6)式のように表される。

$$(\text{管径})^2 \propto (\text{最大熱負荷量}) \dots\dots\dots (3)$$

$$(\text{管価格}) \propto (\text{管径})^2 \dots\dots\dots (4)$$

$$(\text{管価格}) \propto (\text{距離}) \dots\dots\dots (5)$$

$$\eta_l \int_0^r \xi \left\{ \max_i \left(\sum_m H_{mi} q_m(\xi) \right) + \max_i \left(\sum_m C_{mi} \rho q_m(\xi) \right) \right\} 2\pi \xi d\xi \dots\dots\dots (6)$$

但し、 η_l はオーダーを決める係数、 $\rho = \text{kcal/RT}$

またポンプ消費電力は、圧力損失をポンプ効率で割った

ものとして計算する。圧力損失は、流量（すなはち需要量）の2乗に比例し、また輸送距離に比例すると考えることができる。簡単のためにビルの高低差を考えなければ、ポンプ消費電力は(7)式のように表される。

冷熱用配管の場合：

$$\eta_{pc} \int_0^r \xi \left(\sum_m C_m q_m(\xi) \right)^2 2\pi \xi d\xi \dots\dots\dots (7)$$

但し、 η_{pc} はオーダーを決める係数（ポンプ効率加味）
モデルの目的関数は、単位供給エネルギーあたりのコストとする。

$$\text{目的関数} = \frac{\text{シミュレーション期間内の供給コスト}}{\text{シミュレーション期間内の総需要エネルギー量 (Mcal)}} \rightarrow \min. \dots\dots\dots (8)$$

ここで供給コストは、

- ・プラントの運転費（ポンプ消費電力を含む）
- ・プラントの建設費（配管建設費を含む）
- ・購買電力、買ガスの基本料金

などの総和である。また総供給エネルギー量は、電力、温熱、冷熱各供給エネルギー量の総和とする。(8)式にとりなう制約条件は、

- ・各時間帯毎の需要と供給とのバランス
- ・プラント内部のエネルギーフローバランス
- ・各機器の容量 $\geq$ 最大出力

となる。

この問題は、供給半径 r を固定して、プラント各機器の建設費用関数を一次関数とすることにより、線形計画問題として処理することができる。目的関数の真の最小値は、 r をパラメトリックに変化させることにより求める。

<2.2> 数値分析例 前節のモデルを用いて数値分析を行なった。需要の分布状態として図3、4に示すような4タイプを仮定した。平均的な需要の密度は、単位土地面積あたりにして3階のビル程度と仮定した（これは文献[8]を参考としており、これによれば都心部建物の平均階数（道路など共用部含）は、約2.2階程度となっている。公園、住宅部などの面積を除けば、業務地域での平均階数はもう少し大きいと考えられるので、3階と仮定した）。システムの諸数値は表1のように設定した。建設費用関数は実データの回帰分析により求めた。

(1) 需要家の種類に対する分析 まず、初期設定した図3、4の4ケースについて、供給エリアの大きさの変化による目的関数、すなはち単位エネルギーあたりの供給コストの変化の分析を行なった。結果を図5に示す。4つのケースとも、供給エリア半径が140mから200m程度の範囲内で極小値をとることがわかる。これは、比較的大きなビルならば数個から数十個程度をカバーする大きさである。この極小値よりも小さな r の場合は主に規模の不経済性が、また大きな r の場合は配管建設費や圧力損失の増加が影響してコストが増加していることが予想される。

ここで、エリア中心部に事務所が多いケース1や3と、

図3 需要分布 (1)

Fig. 3. Demand distribution (1)

図4 需要分布 (2)

Fig. 4. Demand distribution (2)

表1 設定した諸数値

Table 1 Characteristics of the central plant

燃料電池発電効率	0.4
冷凍機COP	0.7
燃料電池熱電比	1.0
η_{ph} :	6.932E-9
η_{pc} :	5.730E-2
η_l :	0.630
ガス従量料金 (YEN/kcal)	2.54E-3
電力従量料金 (YEN/kWh)	18 (夏期) 16 (その他期)
建設費用関数	
-FC-	$1.99E5 \times (kW) + 5.05E6$
-Boiler-	$10.0 \times (kcal/h) + 3.86E4$
-Heat pump-	$60.9 \times (kcal/h) + 7.25E4$
-Storage Tank-	$37. \times (kcal) + 9.46E5$
-Pump-	$1.76E4 \times (kW) + 1.86E5$
-Refrigerator-	$4.10E4 \times (RT) + 8.33E6$
年経費率	0.21(FC), 0.17(Others)

ホテルが多いケース2や4とを比較すると、ケース2や4の場合のほうがコストが全体的に低くなることがわかる。また、需要分布変化の比較的急なケース3と4とを比較した場合、ケース3のほうが、コストの最も低くなる最適供給エリアが大きくなっていることがわかる。これらはホテルの需要パターンの性質によるものと考えられる。ホテル

の需要パターンは一日を通して変化が少なく、供給システム側から見れば1日の稼働率が大きくなる性質のためである。従って、ケース3は供給エリアを拡げてホテル需要の割合を上げることが、経済的に望ましい訳である。

図5 需要分布の違いによるCGSの最適供給エリア

Fig. 5. Influence of type of demand on the optimal supply area

(2) 需要密度に対する感度分析 次に、需要家の絶対密度が最適供給エリア決定に与える影響について感度分析を行なった。ケース1の場合について、平均需要密度が初期設定であるビル3階程度の場合の2倍、3倍と変化したときの、供給範囲半径 r と供給コスト（目的関数値）との関係を求めたのが図6である。これを見ると、ケース1における最適供給エリアは半径約150mであるが、需要密度が増加するに従ってこの値が小さくなってゆくことがわかる。この理由は以下のように考えられる。すなわち需要密度の高い地域では、供給エリアが小さくても中央プラントが大きくなるので、規模の経済性を高めようとして無理にエリアを広くとる必要がなく、また無理にエリアを広げ

図6 需要密度の変化による最適供給エリア変化

Fig. 6. Influence of density of demand on the optimal supply area

ようすると、需要量が大いいため配管の規模が大きくなり、配管建設費がかさんでコストが増加する。この結果により、配管コストは、配管長にも増して輸送量によって大きく左右されることが明らかになった。

(3) 配管建設費に対する感度分析 配管建設費式(6)の係数 ηl を変化させたときの最適供給エリアの変化を図7に示す。図中でケース1での ηl の大きさは、実存する地域冷暖房システムの配管建設費より推定したものである。これを見ると、配管建設費が増加すると、特に供給エリアを広くとった場合に供給コストの大幅な増加につながり、それによってもって最適供給エリアが大幅に小さくなっている。配管建設費は、最適供給エリア決定に非常に大きな影響を及ぼすことがわかる。しかし現状のコスト程度ならば、エリアの増加によるコストの増加率は小さいので、供給エリアは比較的広くとってもよいといえる。

図7 配管建設費変化による最適供給エリア変化

Fig. 7. Influence of initial piping cost on the optimal supply area

(4) 燃料電池の導入可能性分析 今回のモデルでは、発電システムとして燃料電池 (FC) を想定している。FCの技術は、リン酸型の場合ほぼ実用レベルに達しているが、CGSとして導入するにはまだコストが高く、導入可能性についてはまだ不明な点が多い。ここでは、FC固定費の、CGS導入に与える影響について分析を行なう。

FC固定費変化による、FC規模と買電電力規模（最大受電電力）の変化を図8に示す。この図中で、基準価格(スタンダードコスト)とは、

50kWクラスで30万円/kW

5MWクラスで20万円/kW

という商用機での最終目標コスト程度に設定している。これを見ると、固定費が増加するに従ってFCの規模が減少し、買電が増加している。また、現実問題としてFCの導入可能性の指標といえるFCと買電とが逆転するコストは基準費用の約1.9倍(約38万円/kW)であり、さらには、FCの導入限界となるコストは基準費用の約3.4

倍程度（約 70 万円/kW）というかなり高い数値となる。

図8 燃料電池固定費変化にともなう燃料電池規模と最大受電電力量の最適値変化

Fig. 8. Influence of fuel cell cost on optimal fuel cell scale and maximum purchased electricity requirement

3. 需要分布メッシュ表現CGS導入評価モデル

前章では単体のCGSの経済性評価を行なったが、本章ではある固定地域におけるCGSの導入形態を評価する。ここでは、特に以下のような点を考慮してモデル構築を行なった。

- ・需要家分布をを離散的（メッシュ状）に与えることにより、実在する需要地域の評価を行なえるようにする
 - ・CGSからエネルギー供給を受けられない需要家の支払うコストも考慮に入れることにより、供給者側から見た評価ではなく、都市エネルギーシステムとしての導入評価を行なえるようにする
 - ・CGSの導入個数による経済性を評価できるようにする
- また、具体的な数値を用いた分析を行い、モデルの有用性を実証する。

<3.1> モデルの設定 CGSでのエネルギー供給は、電気事業者の大型発電所などとは違い、その供給規模は高々街単位である。よって複数需要家への供給計画を考える場合、必要となる需要データは道路区画単位、あるいはビル単位程度の四角形メッシュにおいて与えられることが予想される。従って、本モデルにおいても、需要データは四角形メッシュ状の密度データで与える形をとった。

目的関数は、与えられた固定地域における全エネルギー供給コストとする。

$$\begin{aligned} & (\text{目的関数}) = (\text{CGSの供給コスト}) \\ & + (\text{CGSから供給を受けられない} \\ & \quad \text{メッシュのエネルギー自給コスト}) \dots (9) \end{aligned}$$

ここで、CGSの供給コストとは前章で与えられるコストと同じである。但し、(6)や(7)式で与えられる配管建設費やポンプ消費電力などは、本モデルの場合以下のような離散形となる。

$$\eta_l \sum_{n=1} \sum_{m \in n' \text{th CGS}} S_m \left\{ \max_i \left(\sum_{j \in m' \text{th line}} H_{ji} \right) + \max_i \left(\sum_{j \in m' \text{th line}} C_{ji} \right) \rho \right\} \quad (10)$$

$$\eta_{pc} \sum_{m \in n' \text{th CGS}} \left\{ S_m \left(\sum_{j \in m' \text{th line}} C_{ji} \right)^2 \right\} \dots \dots \dots (11)$$

またCGSから供給を受けられないメッシュのエネルギー自給コストは、

- ・電力需要および冷熱需要をまかなう購買電力料金
- ・温熱需要をまかなうボイラの運転費と固定費

とする。最適化計算の結果求められる解は、例えば図9のようなイメージになる。

図9 評価結果の例

Fig. 9. Example of calculation results

この問題は、図10のように4つの階層に区別して考えることができる。ここでは、これらの階層化された問題をそれぞれ独立に取り扱い、各階層間の移動を繰り返すことにより、徐々に最適解を見いだすという方法を採用する。

- (1) CGSの個数の決定
- (2) CGSの個数が与えられた場合に、その設置位置の決定
- (3) CGSの個数、および設置位置が与えられた場合に、各CGSの供給メッシュの決定
- (4) 各CGSの運用パターンの最適化

図10 階層化された解法

Fig. 10. Stages of the problem

ここで、配管ルート決定部分については、様々な張り方を全て考慮に入れるのは非常に困難な作業であることから、簡単のため供給メッシュが決定されれば図11のよう

に一意に決定されるものとした。

図 1 1 配管の張り方 (太点線が配管)

Fig. 11. Method of piping

図 1 0 のうち、実際にコスト計算を行なうのは (4) の部分であり、ここは前章の需要分布連続表現 C G S 導入評価モデルと同様の線形計画問題として扱うことができる。(3) の部分は、供給エリアとして追加すべき候補全てについて、1 つずつ探索を行なう方法をとる。このとき追加すべき候補としては、完全な最適解を求めるならば、本来全メッシュを考えるべきであるが、現実問題として飛び地供給があまり考えられないことと、計算の簡略化のため、供給エリアと隣接している部分だけを考える (図 1 2)。このそれぞれのメッシュについて、以下のような操作を行なう。

- ア) 候補となる全てのメッシュについて、1 つずつ供給エリアとして加えてコスト最適化を行なう
- ↓
- イ) ア) で求められた全てのケースのうち、最もコストの低いものを探索する
- ↓
- ウ) イ) で求められたコストが、供給エリアとして加える前のコストよりも低ければ、新しく供給エリアとして加えて、次の候補探索に戻る。そうでない場合は、最適供給エリアが求められたことになる

図 1 2 供給候補メッシュ

Fig. 12. Candidate of supply area

<3.2> 仮想都市を用いた分析 まず仮想都市を取り上げて、都市における望ましい C G S 設置形態の分析を行なった。ここでは、 9×9 の正方形メッシュで表される仮想的な都市を取り上げた (図 1 3)。中心に大規模ビル群、周辺に小規模ビル群が立地しており、事務所ビル群の中にホテルが点在しているという想定である。各正方形の 1 辺は 50m で、各エリア間を結ぶ配管も 50m とする。道路などは別扱いせず、エリアの一部として考えている。効率、料金などの諸数値は、基本的に表 1 と同じものを用いた。

図 1 3 仮想都市

Fig. 13. Hypothetical demand distribution

図 1 4 は、都市内に 1 つの C G S を設置する場合、その設置位置によるコストの変化を表したものである。ここでは、設置位置を (1, 1) から (9, 9) 方向に動かしている。これより、C G S が高密度需要地域の中心、すなわち都市の中心に設置される場合が最もコストが低く、周辺部ほど高くなるのがわかる。これは感覚的にも当然の結果といえる。また、最適供給エリアの例として (5, 5) に設置された場合を図 1 5 に示す。ここでは供給エリアが対称形になってないが、これは探索の際に縮退が生じるためである。

図 1 4 C G S が 1 ヶ所の場合のコスト変化

Fig. 14. Total cost for one CGS

図 15 (5, 5) 設置の場合の最適供給エリア
Fig. 15. Optimal supply area of a CGS at (5, 5)

次に、設置位置が複数ヶ所の場合のコストを図 16 に示す。いずれの場合もコストが低く抑えられる中心部に設置した場合の結果であるが、コストが最小となる最適な設置個数の存在することが読み取れる。

図 16 設置個数の違いによるコストの違い
Fig. 16. Total cost for multiple CGS's

今度は、前章のように CGS のコストを目的関数とした場合、すなわち供給者側から見た評価を行なった場合と、本章で行なっている都市全体のエネルギー供給コストを目的関数とした場合の最適供給エリアの違いについて調べてみた。図 17 が都市全体のコストとした場合、図 18 が単位供給エネルギーあたりの CGS のコストを目的関数とした場合の結果である。いずれも都市の中心に 1ヶ所だけ設置した場合で、需要家は低密度の事務所需のみを考えている。図 17 の最適供給エリアは、図 18 の場合より随分大きいことがわかる。これは、CGS の供給エリアを増加させることが、たとえ CGS の単位エネルギーあたりの供給コストを増加させたとしても、都市全体で見ればコストの削減効果をもたらすということを表す。最適供給エリアを都市全体から見た場合、供給者サイドから見た最適供給エリアよりも広げるべきだといえる。

図 17 目的関数がエリア全体のコストの場合の最適供給エリア
Fig. 17. Optimal supply area in case that objective function is total cost of the area

図 18 目的関数が単位エネルギーあたりの CGS コストの場合の最適供給エリア
Fig. 18. Optimal supply area in case that objective function is CGS cost per unit energy supply

<3.3> 実存都市におけるケーススタディ 次に、実存都市における評価を行なうという本モデルの最終目標に対する有用性を実証するために、ケーススタディを行なった。ここでは図 19 に示すような、首都圏にある A 都市のエネルギー需要データを適用する。この都市の大きさは、縦(南北)約 1.3km、横(東西)約 1km であり、この地域を南北 8 つ、東西 5 つの計 40 個のメッシュに分割した(図中の黒い部分は、需要が存在しない区画である)。

この A 都市に CGS を設置した場合の設置個数によるコストを図 20 に、また設置個数が 7ヶ所の場合の最適供給エリアを図 21 に示す。これはあくまでケーススタディであり、この結果から一般的な議論はできないが、この地域では CGS を 7ヶ所に設置した場合にエリア全体をカバーし、またコストも低くできることが見てとれる。

図19 A都市のメッシュ分割図
Fig. 19. Meshes of the city A

図21 A都市7ヶ所設置した場合の最適供給
エリア
Fig. 21. Optimal supply area of 7 CGS's for the city A

図20 A都市のエネルギー供給コスト
Fig. 20. Total cost for the city A

4. まとめ

本研究では、再開発などによる将来の都市におけるCGSの新しい導入形態、すなわちリン酸型燃料電池をメインとした分散型エネルギー供給センターの実現に向けて、その経済性の評価方法を提案するとともに、シミュレーションによって具体的な導入分析を行なった。ここでは、経済性評価のための2つのモデルを構築した。この2つは、ともにCGSの周辺の需要分布を考慮した上で、CGSの供給エリアという点に主眼を置いたものである。需要分布をCGSの経済性に反映させる方法として、エネルギー輸送コスト、すなわち配管の建設費と熱輸送のためのポンプ消費電力とを取り入れたことが特徴である。

これらのモデルを用いて、具体的な数値分析を行なった結果、明らかになったのは以下のような点である。

- ・最適な供給エリアは、需要家の種類と分布状態、需要密度、配管建設費、圧力損失などによって決定される。特に、配管建設費が最適供給エリア決定に与える影響は非常に大きい。
- ・将来のCGS用発電装置として期待されている燃料電池は、買電との最適な組み合わせが実現できれば、最高で約70万円/kWという比較的高い価格まで、コージェネレーションシステムとして導入され得る。
- ・CGSは都市の中心部、すなわち高密度需要地に設置するのがよいが、最適な個数が存在する。
- ・都市全体から最適供給エリアを考えると、CGS供給者の立場から見た最適供給エリアよりも広くとるべきである。

本論文では、発電装置としてリン酸型燃料電池を想定したが、ガスタービンなどの従来型においても、上記で得られた知見は基本的にそのまま当てはまるものと考えられる。

また、メッシュ表現モデルにおいては、実存都市におけるケーススタディも試みた。そこでは、都市全体をカバーするのに必要な個数が明らかになるなど、モデルの有用性が示された。(平成5年3月31日受付、同年8月4日再受付)

文 献

- [1] Hans B. Puttgen, Paul R. MacGregor, "Optimum Scheduling Procedure for Cogeneration Small Power Producing Facilities", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.4, No.3, Aug. 1989
- [2] K. Moslehi, M. Khadem, R. Bernal, G.Hernandez, "Optimization of Multiplant Cogeneration System Operation Including Electric and Steam Networks", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991
- [3] 伊東, 横山, 「コージェネレーションの最適計画—インテリジェント・フレキシブル・コージェネレーションを目指して—」, 産業図書, 平成2年4月
- [4] 浅野, 今村, 佐賀井, 「電力季時別料金制下のコージェネレーションシステムの最適設計・運用計画」, 電学論D, 112巻3号, 平成4年
- [5] A. Maeda, Y. Kaya, "Optimum Operation of Noncommercial Power Plants under Time of Use Pricing", ESME '89
- [6] 土屋, 榊原, 茅, 「燃料費不確実性のもとで季時別料金制度を導入する自家発需要家の最適運用」, 電学論B, 112巻12号, 平成4年
- [7] 伊東, 横山, 蒲生, 松本, 「マルチエリア協調型コージェネレーション・システムの最適計画」, エネルギー・資源学会第9回エネルギーシステム・経済コンファレンス, 平成5年1月
- [8] 東京都, 「第41回東京都統計年鑑」, 平成元年

石坂 匡史 (正員) 1993年3月東京大学大学院修士課程(電気工学)修了。同年4月東京ガス(株)入社。コージェネレーションなどのエネルギーシステム分析に関する研究に従事。

山地 憲治 (非会員) 1977年3月東京大学大学院原子力工学専攻博士課程修了。同年4月(財)電力中央研究所入所。1991年4月より2年間東京大学客員助教授。現在(財)電力中央研究所経済社会研究所研究主幹。工学博士。主としてエネルギーシステム分析に関する研究に従事。

茅 陽一 (正員) 1962年3月東京大学大学院電気工学専攻博士課程修了。同年4月同大学工学部講師, 1963年4月同助教授, 1978年同教授となり, 現在に至る。工学博士。システム制御工学, 最近はエネルギー・電力システムの計画・分析に従事。過去に電気学会論文賞2回, 機械学会論文賞などを受賞。ローマクラブ会員, 1993年度電気学会会長, エネルギー・資源学会副会長。