分散型電源・時間別料金制の導入が 電力システムに与える影響

正員 大 山 力 (横浜国立大学)
正員 前 出 幸 彦 (東 芝)

The Effect of Dispersed Generation
and Time of Use Pricing on Power System.
Tsutomu Oyama, Member (Yokohama Nat. Univ.)
Yukihiko Maede, Member (Toshiba Corporation)

Recently, power system becomes more complex. Generation plants are located far from the load center. Moreover, load shape becomes more sharp. Difference between peak and off-peak demand is spreaded more and more.

On the other hand, introduction of economical dispersed generators near load center and time of use pricing are considered. If many dispersed generation plants will be operated and time of use pricing will be introduced, above problem may be cleared.

In this paper, the effect of introduction of dispersed generation and time of use pricing as new pricing strategy at one area is studied. As a result, since the introduction of too many dispersed generation plants makes load factor lower, total surplus in the area decreases. However, in case if time of use pricing is introduced, the load factor becomes higher. Total surplus in the area can be increased.

キーワード：分散型電源、時間別料金制、消費者余剰、地域総余剰

1. はじめに

近年の電力需要の増加に伴って、電力システムが巨大化し大規模電源の立地が厳しくなりつつある。そのため、遠隔地に大規模電源設備を建設し、大消費地域へ長距離大容量送電を行わなければならない状況が想像される。その一方では、一部の需要家がエネルギー利用効率の高さで最近脚光を浴びているコージェネレーション等の需要地近接型の分散型電源の導入をはじめている。このような動きは、近年米国を中心に注目されている DSM (Demand Side Management) の一環としてとらえていく必要があるだろう。分散型電源が大都市圏に大量に導入されれば、需要と供給の不均衡の解消という意味からも効果は大きい^{[1][8][9]}。

分散型電源の導入を前提とすると、将来の電力システムは図1のような形態をとるものと考えられる。各地域には、電力を供給するこれまでの“電気事業者”、および消費するだけの“一般需要家”だけでなく、分散型電源を持つような“自家発電需要家”も多数存在しており、この3種類のプレイヤーが、相互に電力・情報のやりとりをおこなっている。また、地域間での電力・情報のやりとりもある。そのような場合には社会全体としての効率の改善のみでなく、一般需要家に与える影響についても十分考慮する必要がある。トータ

図1: 分散型電源導入時の電力システム形態
Fig 1. Structure of Power System with Dispersed Generation

ルコストが下がっても、一般需要家の負担が増加するのはあまり望ましくない。

そこで本論文では、図1における電力システムの一地域に着目し、分散型電源・時間別料金制をその地域に導入した場合、3種類のプレイヤーおよび社会全体にどのような影響を与えるか、後述する年間モデルを用いて検討する。本

論文ではこの検討にあたり、公共料金の経済性評価等に用いられている消費者余剰 (consumers' surplus)・生産者余剰 (producers' surplus) と、地域内での余剰の総和で定義する地域総余剰 (total surplus) というものを評価指標として用いる。

2. 分散型電源・時間別料金制について

2.1. 分散型電源の運転形式

分散型電源により発電される電力は、それを持つ自家発需要家 (全需要量の 10%, 20% を想定) が自己消費するものと仮定する (逆潮流なし)。分散型電源の設備量は、自家発需要家の最大需要量の 50% と仮定する (電気事業者保有設備の 5%, 10%)。

次に、分散型電源の運転形式として、以下の 3 種類を考える。図 2 に、日負荷曲線におけるそれぞれの運転の形態を示す。

図 2: 分散型電源の運転形式
Fig2. Operation of Dispersed Generation

<2.1-1> ベースロード運転 ベースロード運転とは、需要家の日負荷曲線におけるベース需要に相当する部分を自己が保有する分散型電源によって、発電するというものである。ただし、需要量が設備量を下回るときは、その運転量をしぼるものとする。

<2.1-2> 負荷追従運転 負荷追従運転とは、需要家の日負荷曲線のうちの一定比率を、自己が保有する分散型電源によって発電するというものである。

<2.1-3> 変動分補償運転 変動分補償運転とは、需要家の日負荷曲線におけるベース需要に相当する部分は運転せず、需要の変動に応じて運転量を変化させ、変動分のうちの一定比率を自己が保有する分散型電源によって、発電するというものである。

分散型電源が熱供給発電をおこなう場合、その運転形態は電力需要のみでなく、熱需要にも影響される。上記の 3 種類の運転形態は、それぞれ熱需要の昼夜の差が少ない場合、熱需要と電力需要がほぼ相似の場合、熱需要が昼夜に集中

している場合に相当すると考えることもできる。

2.2. 時間別料金制の導入

本論文では、一般需要家と自家発需要家のそれぞれに対する電気料金 (P_C, P_G) を設定する。そして、これらの間に電気料金比 (R_P) によって関係を持たせ、従来から用いられている一定料金制と、次に述べる時間別料金制に適用する。

図 3: 日負荷曲線

Fig3. Relation between Load Curve and Time Of Use Pricing

時間別料金制は、図 3 の日負荷曲線において最も需要の多い時間帯 (10:00 ~ 18:00) をピーク時間帯、夜間の需要の少ない時間帯 (0:00 ~ 8:00) をオフピーク時間帯、その他の時間帯をショルダー時間帯とし、各時間帯別に電気料金 ($\{P_{Cpeak}, P_{Cshol}, P_{Coffp}\}, \{P_{Gpeak}, P_{Gshol}, P_{Goffp}\}$) を設定するものとする。ここで、この 3 時間帯の料金に時間別料金比 ($R_S = P_{peak}/P_{shol} = P_{shol}/P_{offp}, * = C, G$) によって、関係を持たせる。

3. シミュレーションモデル

本論文では、ある地域の年間需要データから、春夏秋冬のそれぞれ代表的な 1 週間のデータを抽出してシミュレーションを行う。これをベースケースとし、その負荷持続曲線を図 4 に示す。

3.1. 電気事業者の電源構成

電気事業者の保有する電源の種別は、ベースに原子力、ミドルに石炭火力、ピークに石油・LNG 火力とし、電源の構成比率は、スクリーニング法のベストミックスにより定める^[4]。各種電源の固定費および可変費を表 1 に示す。また、図 4 の負荷持続曲線から計算できる平均電力単価を、ベースケースの電気料金とすると、次式のように計算できる。

$$P_B = 13.326 \quad [¥/\text{kWh}] \quad (1)$$

$\gamma = 0.3$

(2)

図 4: 負荷持続曲線
Fig4. Load Duration Curve

表 1: 電源の種別
Table1 Type of Power Source

種類	電源設備年経費 [¥/kW・年]	燃料費 [¥/kWh]
原子力	$C_{Fb} = 58,000$	$C_{Vb} = 4.0$
石炭	$C_{Fm} = 32,000$	$C_{Vm} = 7.0$
石油・LNG	$C_{Fp} = 22,000$	$C_{Vp} = 15.0$

3.2. 分散型電源の設備費用

分散型電源設備の固定費・可変費については、表 2 のように設定した。

分散型電源の固定費は、運転形式によって変化するはずであるが、ここでは運転形式の違いによる固定費の変化は考慮しないものとする。

なお、このデータは熱併給型の分散型電源を想定している。そのような場合、燃料費の一部は電力、一部は熱のために使用されることになる。厳密には、何割が電力用かという議論を行なう必要があるが、ここでは、便宜的にこのような(低めの)燃料費設定とした。

表 2: 分散型電源の設備費用
Table2. Cost of Dispersed Generation

電気事業者に対する 設備量 [%]	電源設備年経費 [¥/kW・年]	燃料費 [¥/kWh]
5% および 10%	$C_{Fg} = 20,000$	$C_{Vg} = 7.0$

3.3. 電力消費モデル

分散型電源が導入された場合、平均電力単価が変化し、それを反映する電気料金の変化が、需要家の需要量を変化させる。この需要家の行動を表現するために、価格弾性値というものをを用いる。価格弾性値の値については、いろいろな推定がなされているが、本論文では、文献 [2][3][7][10] にしたがって、次の値を用いる。

また、需要関数は線形近似したものを用いる。電気料金 (P_C, P_G) と電気料金比 (R_P) および時間別料金比 (R_S) をパラメータとして、一般需要家の消費者余剰 ($F_C =$ 購入電力の効用 $-$ 購入電力の支出)、自家発需要家の消費者余剰 ($F_G =$ 購入電力と自家発電電力の効用 $-$ 購入電力と自家発電電力の支出)、電気事業者の生産者余剰 ($F_U =$ 電力販売の収入 $-$ 電力発電の支出)、そしてこれらの和として定義した地域総余剰 ($F_S = F_C + F_G + F_U$) を計算する。ただし、ここでは線形化した需要関数を用いているため、計算される余剰の総量は、形式的に算出されるだけで意味のある数字ではない。線形化が有効な範囲、すなわち、微小変動時の変化量だけが意味を持つわけである。そこで、ベースケース ($F_{CB}, F_{GB}, F_{UB}, F_{SB}$) からの差分のベースケースの値に対する百分率 ($\Delta F_C, \Delta F_G, \Delta F_U, \Delta F_S$ [%]) を評価指標とする (ex. $\Delta F_C = (F_C - F_{CB})/F_{CB}$)。ただし、定義上 $F_{UB} = 0$ であるため、 ΔF_U に関しては F_{UB} のかわりに F_{SB} を用いる (つまり $\Delta F_U = F_U/F_{SB}$)。

3.4. 計算の流れ

図 5 に本論文で用いた計算の流れを示す。ここでは、パラメータを変化させて余剰等の最大値を求めている。

原価主義の制約がある場合 (次章のケースを参照) には、各種電気料金の比率を保ったままで制約を満足するように、内側のループ (図中点線内) で調整を行なう。その上で、パラメータを変化させ、すべての組合せの中で、総余剰が最大となるケースを見つけるような操作を行なっている。

4. 各余剰・地域総余剰による検討

本論文では一定料金制・時間別料金制を、電気事業者が利潤追求してはいけないという (すなわち、原価主義) 制約がある場合 (case 1, 2) と、制約がない場合 (case 3, 4) に適用して検討を行った。さらに、自家発需要家の割合が 10% と 20% の場合 (situation 1, 2) を検討に加えた。

4.1. 電気事業者に制約がある場合

<4.1.1> 一定料金制 (case 1) 表 3 に、地域総余剰の最大化問題として得られた解をまとめる。また、余剰・便益の差分の百分率を用い、図 6 により各プレイヤーの 2 つの状況を比較する。

なお、図中の ΔF_X は、一般需要家 (normal)、自家発需要家 (cogenerator) については消費者余剰、電気事業者 (utility) については生産者余剰、総計 (total) については地域総余剰のベースケースからの変化分を示す。

自家発需要家の割合が 10% の時、一般需要家の消費者余剰が減少している。これは、自家発需要家がベースロード運転を選択したことによるもので、電気事業者の電源設備の負荷率の悪化が、電気料金の上昇を引き起こしたことによる。

図 5: フローチャート
Fig5. Flow Chart

次に、自家発需要家の割合が20%の時、一般需要家の消費者余剰が増加しているが、この時の最適解は、自家発需要家に変動分補償運転を誘導している。この運転が電気事業者の電源設備の負荷率を改善している。つまり、自家発需要家がむやみに増えることは、社会全体として望ましいことではなく、DSMの活動として自家発需要家に変動分補償運転を誘導することが、社会全体にも望ましいことを示している。

ここで、自家発需要家の割合の変化に伴う、分散型電源の運転形式の切り換わりについて考察する。自家発需要家の割合 R_g と、各余剰の変化を図7に示す。 $R_g = 0.135$ 近傍に大きな変化がみられるが、これは、変動分補償運転の地域総余剰がベースロード運転の地域総余剰を上回ったこと

表 3: 制約あり・一定料金制
Table3. Handicapped Pricing with Regulation

自家発設備比	10%	20%
分散型電源の運転形式	ベースロード	変動分補償
電気料金比	1.24	1.12
一般料金	13.5	12.9
$\Delta F_C(\%)$	-0.72	1.83
$\Delta F_G(\%)$	12.07	6.67
$\Delta F_U(\%)$	0.0	0.0
$\Delta F_S(\%)$	0.56	2.31

図 6: 制約あり・一定料金制

Fig6. Handicapped Pricing with Regulation

を示している。つまりベースロード運転では、分散型電源の導入量が大きくなるに伴い一般需要家の消費者余剰が減少し、地域総余剰が大きく増加しないことを意味している。逆に変動分補償運転においては、一般需要家と自家発需要家の消費者余剰が、僅かではあるが導入量に比例して増加していることが、最適解における運転形式の変化を引き起こしている。

以下のケースにおいても、同様の原因から運転形式の変化がみられる。

図 7: 運転形式の変化

Fig7. Variation of Operation Pattern

<4.1.2> 時間別料金制 (case 2) 表4に、地域総余剰の最大化問題として得られた解をまとめる。また、余剰・便益の差分の百分率を用い、図8により各プレーヤーの2つの状況を比較する。

一定料金制と比較して自家発需要家の割合が10%の場合においても、一般需要家の余剰が増加している。これは、時間別料金制そのものが電気事業者の負荷率を改善することによって、平均電力単価が引き下げられたことによる。

次に、自家発需要家の割合が20%の時、自家発需要家の割合増によって分散型電源の運転形式を、ベースロード運転から負荷追従運転へと誘導しているが、自家発需要家の

表 4: 制約あり・時間別料金制

Table4. Time Of Use Pricing(TOUP) with Regulation

自家発電設備比	10%	20%
分散型電源の運転形式	ベースロード	負荷追従
電気料金比	1.07	1.38
時間別料金比	1.34	1.30
一般料金 (shoulder)	12.32	12.22
$\Delta F_C(\%)$	0.75	1.71
$\Delta F_G(\%)$	12.70	18.64
$\Delta F_U(\%)$	0.0	0.0
$\Delta F_S(\%)$	1.94	3.41

図 8: 制約あり・時間別料金制

Fig8. Time Of Use Pricing(TOUP) with Regulation

余剰はむしろ増加している。同時に、地域総余剰が増加することは、容易に理解できる。これは、時間別料金制が自家発電需要家の余剰の減少をも防止できることを示している。また、時間別料金制が自家発電増の一般需要家に与える影響を緩和するため、自家発電需要家に対する誘導の方向も一定料金制より穏やかになる。

4.2. 電気事業者に制約がない場合

<4.2.1> 一定料金制 (case 3) 表 5 に、地域総余剰の最大化問題として得られた解をまとめる。また、余剰・便益の差分の百分率を用い、図 9 により各プレイヤーの 2 つの状況を比較する。

表 5: 制約なし・一定料金制

Table5. Handicapped Pricing without Regulation

自家発電設備比	10%	20%
分散型電源の運転形式	ベースロード	変動分補償
電気料金比	1.26	1.76
一般料金	13.1	13.1
$\Delta F_C(\%)$	1.02	0.88
$\Delta F_G(\%)$	12.19	-14.58
$\Delta F_U(\%)$	-1.57	4.01
$\Delta F_S(\%)$	0.57	3.35

自家発電需要家の割合が 10% の時、一般・自家発電需要家とともにその消費者余剰を増加させている。この場合も、分

図 9: 制約なし・一定料金制

Fig9. Handicapped Pricing without Regulation

散型電源の運転形式はベースロード運転である。また、電気事業者の“利潤追求”に関する制約がないにも関わらず、その生産者余剰を減少させている。これは、電気事業者に制約がない場合においても、その供給義務のため電源の予備力を自家発電の有無に関わらず変えることができないためである。本論文での検討では、予備力はベースケースのピーク需要の 5% としている。需要全体が増加した場合、各種電源の容量は増加するがその構成比率は変化しない。従って、予備力の占める割合が減少し、このことが平均電力単価を引き下げている。このため、料金が下がり需要が増加したことによる消費者余剰の増加分が、電気事業者の収入の減少分を上回り、結果として、地域総余剰最大の解は、電気事業者にとって、収入減の方向にシフトする。

次に、自家発電需要家の割合が 20% の時、自家発電需要家はその余剰を大幅に減少させている。これは、変動分補償運転を誘導されることに加え、自家発電需要家向け電気料金がかなり上昇することによる ($R_p = 1.76$)。電気事業者は、自家発電需要家向け電気料金およびその運転形式の誘導によってその利益を増加させる。つまり、自家発電需要家の余剰を奪う形となる。地域総余剰の増加は、この電気事業者の利益の増加が大きく影響している。

<4.2.2> 時間別料金制 (case 4) 表 6 に、地域総余剰の最大化問題として得られた解をまとめる。また、余剰・便益の差分の百分率を用い、図 10 により各プレイヤーの 2 つの状況を比較する。

このケースでは、電気事業者がどの状況においてもその生産者余剰を減少させている。これは、自家発電需要家の割合増の影響を、時間別料金制が緩和する作用が働き、分散型電源の運転形式に対する誘導が見られないためである。

また、電気事業者の負荷率が改善され平均電力単価は引き下げられるが、電気料金が下がり需要量が増加すると、電気事業者の平均電力単価がさらに引き下げられる。従って、需要家の余剰の増加分が電気事業者の余剰の減少分より大

表 6: 制約なし・時間別料金制
Table6 Time Of Use Pricing without Regulation

自家発電設備比	10%	20%
分散型電源の運転形式	ベースロード	ベースロード
電気料金比	1.03	1.67
時間別料金比	1.36	1.41
一般料金 (shoulder)	11.9	9.5
$\Delta F_C(\%)$	2.59	14.1
$\Delta F_G(\%)$	13.44	28.28
$\Delta F_U(\%)$	-1.72	-11.32
$\Delta F_S(\%)$	1.96	4.22

図 10: 制約なし・時間別料金制

Fig10. Time Of Use Pricing(TOUP) without Regulation

きくなり、電気事業者が余剰を減少させた場合でも地域総余剰を増加させるという現象が起こる。これは、先にも述べたように、電気事業者の保有する電源の予備力が原因である。

自家発需要家の割合が10%の時、分散型電源がベースロード運転をするにも関わらず、一般需要家の消費者余剰が増加している。これは、ベースロード運転による電気事業者の負荷率の悪化よりも、時間別料金制による負荷率改善の効果が大きいことを示している。

次に、自家発需要家の割合20%の時、電気事業設備のベース容量がさらに分散型電源に奪われるため、電気事業者の損失が大きくなる。電気料金の設定は、一般需要家の需要を拡大させその余剰を増加させる。また、自家発需要家の需要を減少させるが、ベースロード運転によるメリットがその余剰を一般と同様に増加させる。従って、電気事業者の損失より需要家の余剰の増加が、地域総余剰を増加させることとなる。

4.3. 4 ケース・2 状況の比較

ここでは、検討した4ケース・2状況それぞれの、最適解における地域総余剰の値を表7に示し、図11を用いて検討する。

前節で考察したように、電気事業者の制約をなくした場合の最適解は、電気事業者あるいは自家発需要家が一方的にその余剰を増加させた場合であり、社会全体としては必ずしも

表 7: 4 ケース・2 状況の地域総余剰
Table7. Comparison Total Surplus of all Situation

自家発電設備比	制約あり		制約なし	
	一定	時間別	一定	時間別
10%	0.56	1.94	0.57	1.96
20%	2.31	3.41	3.35	4.22

図 11: 4 ケース・2 状況の地域総余剰

Fig11. Comparison Total Surplus of all Situation

最適であるとは言えない。従って最適解は、電気事業者に制約がある場合の時間別料金制と言える。ただし、自家発需要家の割合が20%で負荷追従運転を行っている場合である。これは、分散型電源の運転形式をベースロード運転から負荷追従運転へ誘導することの効果が大きいことを示す。

次に、電源計画におけるの考察を加える。上の最適解における分散型電源の運転量も含んだ、負荷持続曲線を図12に示す。

図 12: 負荷持続曲線

Fig12. Load Duration Curve in TOUP without Regulation

時間別料金制の導入が、ピーク需要を引き下げベース需要を持ち上げる効果を与えていることがわかる。また、分散型電源の負荷追従運転による効果と相乗し、負荷率が改

善されたことが理解できる。よって、トータルエネルギーコストの引き下げが可能となり、一般需要家にとっても健全な電力系統を構築できるものと考えられる。

5. まとめ

本論文では、電力系統の問題である負荷率の低下と、その電源計画における電源立地の問題の解決策として、エネルギー利用効率の高い分散型電源、時間別料金制を適用を試みた。また、その効果を評価するために、公共料金の経済的評価に用いられる消費者余剰・地域総余剰を評価指標として用いた。そこで得られた、電力系統で構成される一地域に対する効果を以下に示す。

従来的一定料金制においては、自家発需要家が利益率の高いところを電気事業者から奪うことを意味する“クリームスキミング現象”が強くみられた。つまり、分散型電源を適切な指導なしに用いることは、逆効果になることを示している。これを避けるためには、DSMの特徴である電気事業者と需要家が一体となってエネルギーシステムを構成・運用することが必要であることを示している。

次に時間別料金制では、電気事業者に制約がある場合とない場合の両者において、その負荷持続曲線の負荷率の向上がトータルエネルギーコストを引き下げていることがわかる。

すなわち、適切なDSM方策を行えば、エネルギー消費形態の向上を誘導し、化石燃料等の環境問題の解決策として効果があり、また、電源計画問題において、需給制約緩和のオプションとして期待できることが示された。

本論文においては、分散型電源の導入量が先に決定される解析を行っているが、導入量の変化を含めた解析には、kW料金(基本料金)の検討も必要であると考えられる。

今後の課題としては、自家発需要家の保有する分散型電源による発電電力の電力系統への逆潮流を認めた場合、さらに傾向が強くなると思われる、“クリームスキミング現象”の影響とその防止策、また、地域間の電力融通がどのような影響を及ぼすか等の検討が挙げられる。

最後に、本研究を進めるにあたって、御助言を賜りましたAESOP/GRIMM-M委員会の皆様に感謝の意を表します。

(平成5年12月6日受付、平成6年4月25日再受付)

参考文献

- [1] 大山、伊藤、関根：「地域主義と全国主義に基づく多地域電源開発計画」電気学会論文誌B103巻10号、昭和58年
- [2] 加藤、長尾、荒川、関根：「負荷調整ならびにその電源計画に与える影響」電気学会論文誌B101巻2号、昭和56年
- [3] 加藤、関根：「負荷調整ならびにその中期電源計画に与える影響」電気学会論文誌B102巻11号、昭和57年
- [4] 豊田：「電力エネルギー貯蔵システムの役割と経済評価」電気学会論文誌B104巻5号、昭和59年
- [5] 大山：「電力貯蔵および時間別料金制が電力供給コストに与える影響」電気学会電力・エネルギー部門大会論文集(論文I)、平成2年7月
- [6] 大山：「電力貯蔵装置および時間別料金制が各地域の電力供給コストに与える影響」電気学会論文誌B112巻3号、平成4年

- [7] 森、荒川：「我が国のエネルギーと環境のセキュリティ評価モデル」電気学会論文誌B112巻12号、平成4年
- [8] 電気事業審議会需給部会：「電力基本問題検討小委員会中間取りまとめ」平成3年6月
- [9] コージェネレーションシステム調査専門委員会：「コージェネレーションシステム」電気学会技術報告(II部)第263号、昭和63年2月
- [10] 浅野、桑畑：「コージェネレーターの電力市場参入に関するゲーム的考察」第8回エネルギーシステム・経済コンファレンス
- [11] 前出、大山：「分散型電源(コージェネレーション)の導入が電力需給システムに与える影響」電気学会全国大会論文集、9-111、平成4年3月
- [12] 前出、大山：「分散型電源の導入による電力システムの形態変化に関する一検討」電気学会電力技術研究会、PE-92-190、平成4年10月

大山 力

(正員) 昭和30年9月12日生。58年3月東京大学大学院博士過程修了。58年4月より横浜国立大学講師。60年10月助教授。62年～平成元年アメリカ・テキサス大学アーリントン校客員助教授。工学博士。主として、電力システムの解析、計画、運用に関する研究に従事。

前出 幸彦

(正員) 昭和42年10月7日生。平成5年3月横浜国立大学大学院工学研究科電子情報工学専攻博士課程前期修了。同年4月(株)東芝入社、現在に至る。