

負荷曲線と電気料金

大澤悦治 佐久間孝

〔要旨〕

負荷曲線の性格を表わす尺度として、一般に負荷率が使われているが、それでは、最大電力の発生時間の差や時間ごとの使用量のばらつきを把握することができない。そこで、ここでは、新しい尺度として「負荷特性」という考え方を導入する。それは、調整不能な需要量から調整不能な供給量を差引いて得られた「基準の負荷」を調整する方向を相関係数で測り、調整する幅を変異係数で測り、両者の積として定義したものである。

次に、負荷特性と電気料金との関係を明らかにする必要があるが、負荷特性は負荷曲線の性格を適確に把握するといっても、1つの尺度としての役割を果たすにすぎないから、これを電気料金の決定に使うためには、なんらかの価値判断を導入しなければならない。そこで、需要家間に公平を貫く考え方として、A, B, C 3工場（C工場はA, B 2工場の負荷を総合して使うような需要家とする）が支払う電気代を、それぞれ、 P_{y1} , P_{y2} および P_{ys} とした場合、 $P_{y1} + P_{y2} = P_{ys}$ という関係を認めることが必要であるという前提をおく。この前提の下で、負荷特性と電気料金との関係を求めると、両者の間には一次式の関係が成立することを証明することができる。

このような考え方で原価配分を行ない、電気料金を決めるには、現行の方法と同じように場所別原価に分類し、その中で、発電費を負荷特性によって配分し、その他の費用を場所別にこれに加算するという方法をとる。負荷特性によって発電費を配分するには、電力供給側についても、各発電所が基準の負荷を調整する能力を測り、これを出力特性と定義する。そして、キロワット・アワー当り発電費と出力特性との関係からフラットに発電した場合の単位当り発電費と出力特性単位当りの発電費を得て、これを負荷特性に基づく原価配分に利用するのである。

さて、このような負荷特性による電気料金の決定方法と時間帯料金制との関係が、次に検討されるが、前者は、時間帯料金制の一般理論となりうることの証明が行なわれている。それ故、時間帯料金制を設定するには、基準の負荷を各電力会社の特性をよく反映させたような季節別・時間別にグループ分けし、それに基づいて、季節別・時間別の負荷特性を計測することが基本となるのである。

まえがき

- 1 負荷特性について
- 2 負荷特性と電気料金との関係

3 負荷特性理論による原価配分

4 負荷特性理論と時間帯料金

補論 1 負荷特性理論による原価配分の実例

補論 2 負荷特性と大口電力料金

まえがき

電気事業者は負荷曲線を販売するといわれている。したがって、電気料金は、時間ごとに異なった原価を反映して決めることが望ましい。そこで、問題となるのは、負荷曲線の性格をどのように適確に表現し、それによって適正な原

価配分を行ない、電気料金の決定に役立てるかということである。

負荷曲線の性格は、一般的には、平均電力を最大電力で除した負荷率という尺度で表現されている。しかし、負荷率という尺度が負荷曲線の性格を適確に表現するものでないことは、最大電力の発生時が異なってもそれは同じ値をと

ること、また電気の使用条件が1日中ほぼ同じような使い方をする場合でも、深夜にはまったく使わないで昼間だけ使う場合でも、平均電力の大きさが異ならなければ、同じ値をとる可能性があることなどを考えれば、明らかである。すなわち、負荷率という尺度では、最大電力の発生時間の差、時間ごとの電力使用量のばらつきを把握することが不可能である。これらの点を適確に把握することなくして、負荷曲線の性格を表現することはできないのである。

ここでは、負荷曲線の性格を適確に表現する尺度としてつくられた、負荷特性¹⁾について説明し、つぎに、公平の原理についての価値判断を導入して、それと電気料金との関係を検討する。また、このような考え方と時間帯料金との関係を検討することによって、負荷特性による料金決定方式は、時間帯料金の基礎となる一般理論となりうることを明らかにする。

1 負荷特性について

日負荷曲線を見ると、わが国においても、多くの会社で、年間の最大負荷日は夏季に移行しており、またピーク時間は、冷房需要を反映して、昼間の14時～15時ごろに発生し、深夜には、負荷は著しく減少している。また、水力発電の構成比は低下しているが、その発電状況を見ると、それは季節的にかなり変動していることがわかる(図参照)。

電力設備の建設のみならず、その運用に際しても、このように電気の需要側についても、供給側についても、調整不可能な要因がある点を考慮しなければならない。それゆえ、電力原価を低下させるために、電力設備の合理的運用を図るには、これらの変動要因をいかに調整するかということが、重要な課題となる。

そこで、発電端の電力供給量 S および需要量 D を、それぞれ調整不能な部分と調整可能な部分とに分けて、調整不能な供給量を S_1 、調整可能な供給量を S_2 、調整不能な需要量を D_1 、調整可能な需要量を D_2 とすれば、電気は時間ごとに、 $D=S$ の均等関係が成立しなければならないから、次式が成立する。

$$D_1 + D_2 = S_1 + S_2$$

$$\therefore D_1 - S_1 = S_2 - D_2$$

この式の左辺、つまり調整不能な需要量から調整不能な供給量を差引いたものを、「基準の負荷」と定義する。現実には、 D_1 は総合負荷から特約電力に相当する負荷を差引いて計算し(発電端に換算する)、 S_1 は自流水力の発電量をとって、基準の負荷を計算することができ、 D_1 が S_1 より大きい一般的な場合には、基準の負荷を平坦化するような需要が、電力会社にとっては望ましいものである²⁾。これに反して、 S_1 が D_1 より大きい場合には、基準の負荷の変動に合わせて電気を使うような需要家の負荷が電力会社にとって望ましいものである。ここでは、前者のケースを前提として検討する。

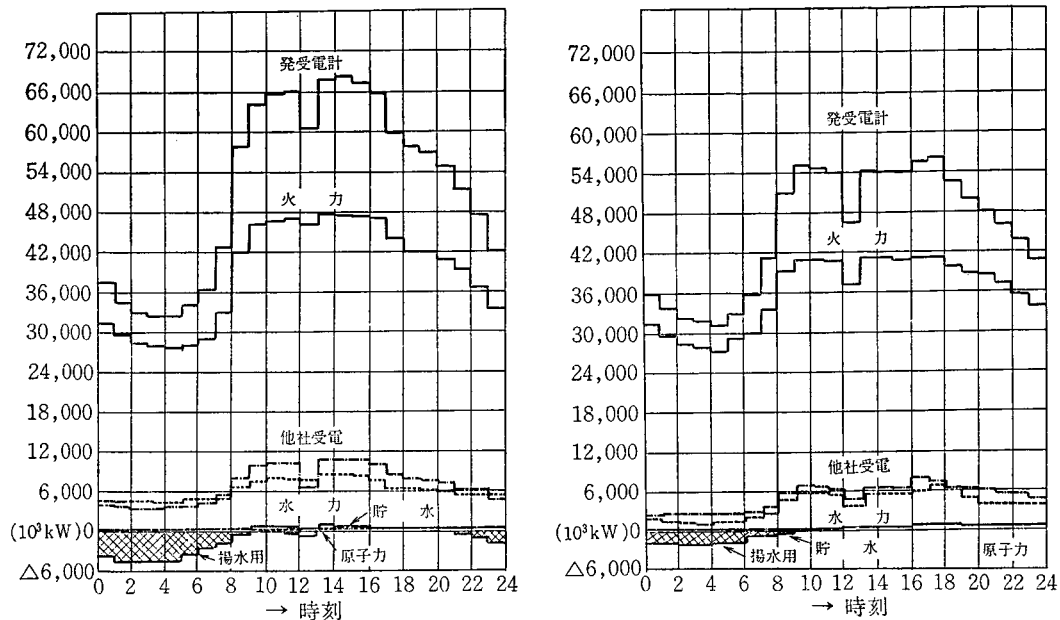
基準の負荷が、図3の X のように与えられたとして、個別負荷、 y_1 、 y_2 、 y_3 および y_4 の負荷曲線の性格をどう表わすかという問題を考える。まず、 y_1 および y_2 が X に加わった場合についてみると、いずれの場合にも、 X の変動の部分が埋められて、新しい総合負荷曲線は、相対的に平坦化する。これに対して、 y_3 および y_4 が X に加わった場合には、 X の変動の部分がますます拡大して、新しい総合負

1) この考え方は、電力中央研究所電気事業近代化計画委員会の電力使用合理化専門委員会においてとりまとめたものである。電力中央研究所「電力多消費産業と電気事業」昭和35年12月を参照のこと。

2) ここで、電力会社にとって望ましいという意味は、電力原価の節減に役立つということである。

昭和48年 8月22日

昭和48年12月19日



出所：給電年報

図1 日負荷曲線

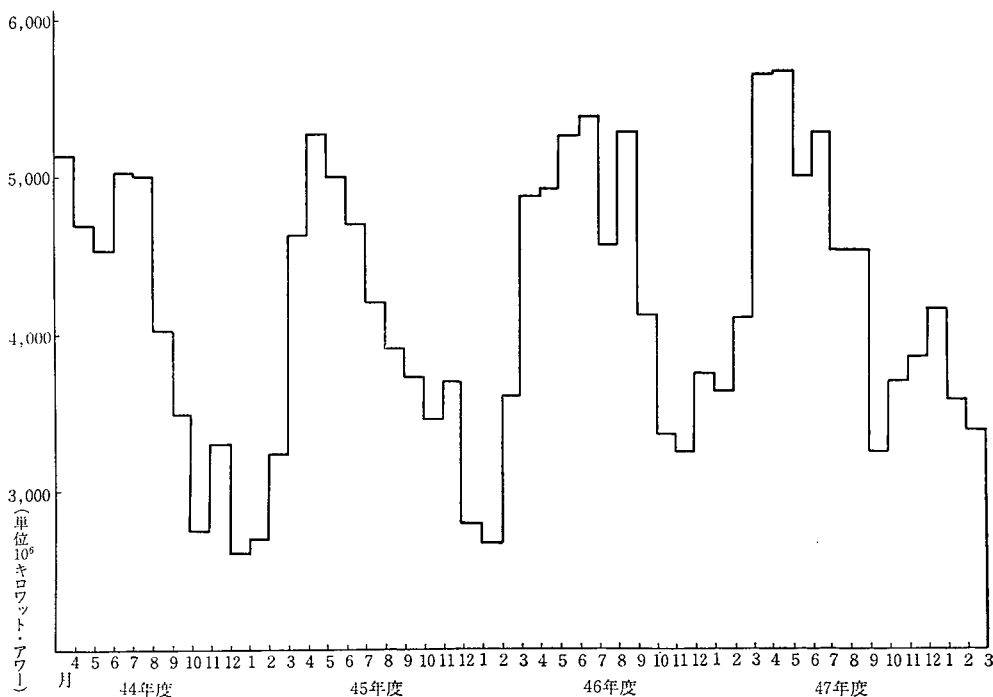


図2 水力発電電力量の季節変動(9電力)

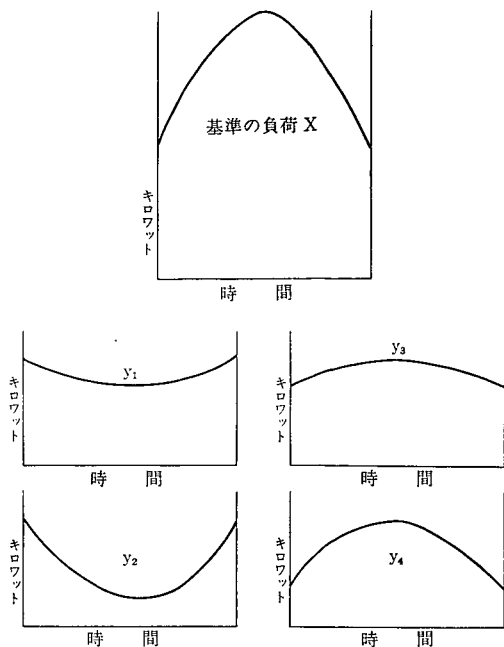


図 3 標準の負荷と個別負荷との関係

荷曲線のばらつきは増大する。

このように考えれば、標準の負荷と逆の形をした負荷が、電力会社にとって望ましいものであり、同じような形をした負荷は望ましくない負荷であるということが出来る。そこで標準の負荷の方向といかなる関係をもっているかを表わすのに、相関係数という尺度を使う。個々の負荷が、標準の負荷とまったく同じ形をしていれば、相関係数は +1、まったく逆の形をしていけば -1 となり、それは +1 と -1 との間の値として計測される。

しかし、ある個別負荷の特色を表わすためには、この点だけでは不十分である。たとえば、個別負荷 y_1 と y_2 が標準の負荷に加わった場合を考えると（いずれも相関係数は -1 とする）、 y_1 と y_2 とでは、標準の負荷 X に対する調整能力は明らかに異なっている。それは、 y_1 より y_2 の方が大きいことは明らかである。 y_1 と y_2 を比較すると、 y_2 の方が相対的にばらつ

きが大きいためである。それゆえ、負荷曲線の性格を表わすためには、このような側面も考慮しなければならない。そこで、このような側面を、変異係数（標準偏差÷平均負荷）によって測ることとする。

かくて、個々の負荷が標準の負荷を調整する方向を相関係数で測り、調整する幅を変異係数で測る。そして、ある負荷の性格を、標準の負荷との間の相関係数 r_{xy} と、その負荷の変異係数、 σ_y/\bar{y} との積で表わし、これを負荷特性と定義し、 λ で示すこととする。

$$\lambda = r_{xy} \cdot \frac{\sigma_y}{\bar{y}}$$

つぎに、負荷特性が標準の負荷を平坦化する能力を表わすことの証明をする。標準の負荷 X の平均値を \bar{x} 、その標準偏差を σ_x 、新しく加わる個別負荷 Y の平均値を \bar{y} 、その標準偏差を σ_y とし、両者間の相関係数を r_{xy} とすれば、一般につぎの条件が成立する。

$$\bar{y} \ll \bar{x}, \sigma_y \ll \sigma_x$$

X に Y が加わってできた新しい総合負荷 Z の平均値と標準偏差は、つぎのようになる。

$$\begin{aligned} \bar{z} &= \bar{x} + \bar{y} \\ \sigma_z &= \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + 2r_{xy} \cdot \sigma_x \sigma_y} \\ &\doteq \sigma_x \left\{ 1 + 2r_{xy} \cdot \frac{\sigma_y}{\sigma_x} + \left(\frac{\sigma_y}{\sigma_x} \right)^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \\ &= \sigma_x \left(1 + r_{xy} \cdot \frac{\sigma_y}{\sigma_x} \right) \\ &= \sigma_x + r_{xy} \cdot \sigma_y \end{aligned}$$

すなわち、新しい総合負荷の平均値の増分は \bar{y} 、標準偏差の増分は、ほぼ $r_{xy} \cdot \sigma_y$ である。この $r_{xy} \cdot \sigma_y$ を \bar{y} で除した値が負荷特性であり、このような意味で、負荷特性は、単位当たりの総合負荷平坦化能力を表わすものといえる。相関係数 r_{xy} がマイナスであれば、新しい総合

負荷の標準偏差が減少し、電力を供給する立場からは望ましいものということができる。

なお、負荷特性は、1年8,760時間における負荷変動を対象として、計算することが望ましいが、目的に応じて季節や日に分けて計算することもできる。

2 負荷特性と電気料金との関係

負荷特性は、負荷曲線の性格を適確に把握するためにつくられた尺度であるから、電気料金は負荷特性を反映させて決めることが望ましい。もちろん、負荷特性は、1つの尺度としての役割を果たすにすぎないから、これを電気料金決定に使う場合には、なんらかの価値判断が必要となる。そこで、負荷特性による電気料金の決定方法について、仮説例により説明することとする。

ある電力会社の中に、A工場とB工場があったとする。これらの2工場は、同じキロワットの電気を使っているが（キロワットが異なってもここでの論理には問題がない）、A工場は、午後8時から翌日の午前8時まで電気を使う化学工場であり、B工場は、午前8時から午後8時まで電気を使う機械工場であるとする。また、これら2工場の負荷を総合して使うような需要家であるC工場を考えて、A工場の負荷を y_1 、B工場の負荷を y_2 、C工場の負荷を y_3 と仮定する。図4は、このような関係を示したものである。

つぎに、A、B、C 3工場が支払う電気代を、それぞれ、 P_{y1} 、 P_{y2} および P_{y3} とする。このような場合、これらの工場間に、どのような電気料金の決定方法をとることが、もっとも公平となるかを考える必要がある。この場合に、 $P_{y1}+P_{y2}>P_{y3}$ という条件が成立すれば、A、B

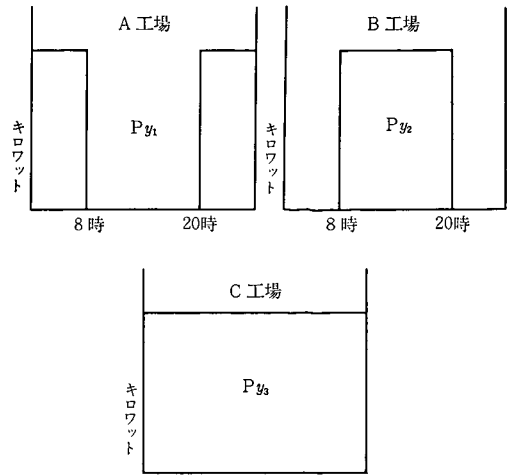


図4 個別負荷間関係

2工場は合併して操業を行なうことが有利となる。これに対して、 $P_{y1}+P_{y2}<P_{y3}$ という条件が成立すれば、C工場は適当な部門に分割して、契約を別々にした方が有利となる。このような不合理が生じないためには、われわれは、

$$P_{y1}+P_{y2}=P_{y3}$$

という関係を認めることが必要である。もちろん、この場合に、供給電圧の差などの条件差は、別に考慮しなければならないことは当然である。

$P_{y1}+P_{y2}=P_{y3}$ という前提の下で、負荷特性と電気料金との関係を求めると、電気料金単価 p と負荷特性との間には、一次式の関係が成立することを証明することができる³⁾。つまり、 a および b を定数とすれば、次式が成立する。

$$p=a+b\cdot\lambda$$

そこで、このような電気料金の決定方法を「負荷特性理論」と呼ぶこととする。

さて、このような考え方で、電気料金の決定が行なわれているケースについて検討してみると、話は少し古くなるが、北陸電力の調整電力

3) この証明は、注1で示した文献で行なわれている。

の中に見出される。調整電力は、電力会社が需給の調整を必要とする場合に、会社の通知に応じて電気の使用を調整し得る動力の契約電力が500キロワット以上で、専用線により直接受電できる設備がある需要家に適用されているものである。調整電力は、1年間に供給を保証する電力量（供給最低保証量）に応じて、次の供給種別に分類されている。

a. 第1調整電力

契約電力1キロワットにつき、5,500キロワット時を供給最低保証量とするもの。

b. 第2調整電力

契約電力1キロワットにつき、4,000キロワット時を供給最低保証量とするもの。

c. 第3調整電力

契約電力1キロワットにつき、2,800キロワット時を供給最低保証量とするもの。

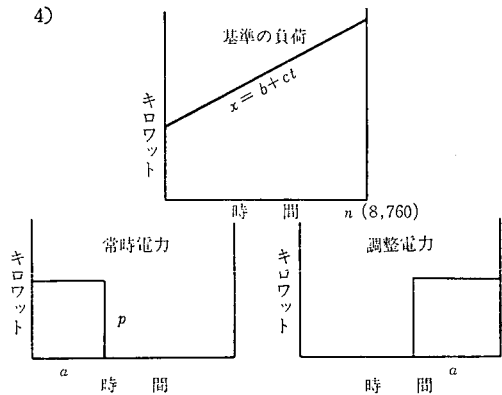
そこで、年間 a 時間を保証される調整電力の負荷特性を求める必要がある。基準の負荷 X の年間の持続曲線を直線で近似して考えると、調整電力は、電力会社にもっとも都合のよいように供給されると前提してよいし、これに対して、常時電力は、都合の悪い方向から供給されると前提してよいだろう。調整電力が設定された当時の北陸電力においては、調整不能な供給量としての自流式水力は、調整不能な需要量としての（総合負荷－特約需要）より大きいという条件が成立していたと考えられる。したがって、調整電力による供給最低保証量は、豊水期の方向から a 時間送られると仮定される。常時電力は、反対方向から送られると仮定すれば、それぞれの負荷特性は次のごとく計算される。

$$\text{調整電力} \cdots \cdots \sqrt{3} \left(1 - \frac{a}{8,760} \right)$$

$$\text{常時電力} \cdots \cdots - \sqrt{3} \left(1 - \frac{a}{8,760} \right)$$

また、調整電力の料金は、供給種別に、標準電圧ごとに、次のごとく定められている。

(単位円/kWh)			
標準電圧	第1調整	第2調整	第3調整
3,000~6,000	2.30	1.80	1.40
6,000~60,000	2.15	1.65	1.25
60,000~70,000	2.00	1.50	1.10



負荷 y の負荷特性は、次のごとく表わすことができる。

$$\lambda_y = r_{xy} \cdot \frac{\sigma_y}{y} = \frac{C_{cov.xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \cdot \frac{\sigma_y}{y} = \frac{C_{cov.xy}}{\sigma_x} \cdot \frac{1}{y}$$

$$= \frac{\frac{1}{n} \left(\sum x \cdot y - \frac{1}{n} \sum x \cdot \sum y \right)}{\sqrt{\frac{1}{n} \left(\sum x^2 - \frac{1}{n} (\sum x)^2 \right)}} \cdot \frac{1}{\frac{\sum y}{n}}$$

ここで

$$\sum x = \sum (b + c \cdot t) = bn + c \frac{n(n+1)}{2}$$

$$\sum y = a \cdot p$$

$$\sum x \cdot y = \sum p \cdot (b + ct) = p \left\{ ab + c \frac{a(a+1)}{2} \right\}$$

$$\sum x^2 = \sum (b + ct)^2 = \sum b^2 + 2bc \sum t + c^2 \sum t^2$$

$$= b^2 \cdot n + bc \cdot n(n+1) + c^2 \cdot \frac{1}{6} n(n+1)(2n+1)$$

これらの値を前式に代入して整理すれば

$$\lambda_y = \frac{a - n}{\sqrt{\frac{1}{3}(n^2 - 1)}} = \frac{\frac{a}{n} - 1}{\sqrt{\frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{n^2} \right)}}$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \lambda_y = \frac{\frac{a}{n} - 1}{\sqrt{\frac{1}{3}}} = \sqrt{3} \left(\frac{a}{n} - 1 \right)$$

$$= -\sqrt{3} \left(1 - \frac{a}{n} \right)$$

前に示した負荷特性とこの料金との関係を求めると、標準電圧ごとに、それぞれ次のごとく示される。

$$3,000 \sim 6,000 \quad p=3.39-1.68\lambda$$

$$6,000 \sim 60,000 \quad p=3.24-1.68\lambda$$

$$60,000 \sim 70,000 \quad p=3.09-1.68\lambda$$

すなわち、調整電力の電気料金は、負荷特性と一次式の関係で決められており、現行の料金に、このような考え方が適用されていることは、きわめて興味深いことである。この関係を図示したのが、図5である。

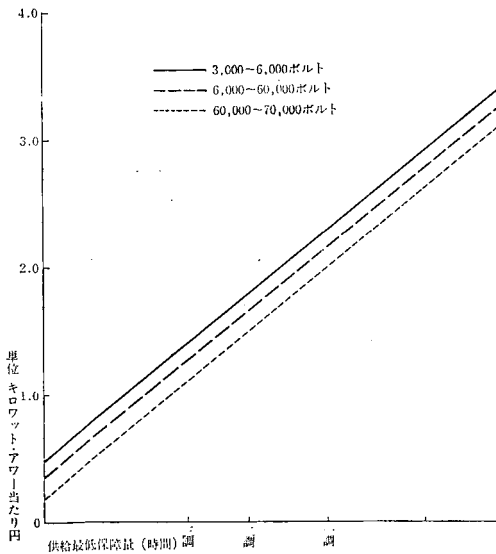


図5 調整電力(北陸電力)の料金

3 負荷特性理論による原価配分

現行の原価配分においては、場所別原価を固定費、可変費および需要家費に分類し、需要種別への原価配分においては、可変費および需要家費の配分が比較的単純に行なわれることから、固定費の配分をどうするかということが、主なる課題となっていた。

負荷特性理論による原価配分の特色は、従来

の方法と異なって費用を、固定費と可変費に分類しないで、全体としての費用を電気の使用条件に応じて配分することである。このような方法は、発電所の最適な建設および最適運転方式を反映するものである。なぜなら、発電所の最適建設計画は、固定費とか可変費でなくて、全体としての費用を最小するように設定されるからである。発電所の最適運転方式についても、同じことがいえる。さらに、全体としての費用を対象とすれば、固定費と可変費との分類に関する恣意性を回避し、原価配分に関する正確性を期待することができるのである。

負荷特性理論によって原価配分を行ない、電気料金を決めるには、現行の方法と同じように、場所別原価に分類し、その中で、発電費を負荷特性によって配分し、その他の費用を場所別に、これに加算するという方法をとる。このような方法は、単純化のためであることはいうまでもない。つまり、もし負荷曲線の測定を、場所別に行なうことができるならば、場所別に負荷特性を計算することが可能となるから、場所別原価を負荷特性によって配分することができる。このように、負荷特性理論による原価配分を、発電費のみならず、送変配電費の分野にまで適用することができるならば、きわめて望ましいことといえよう。

そこで、負荷特性によって発電費を配分する方法について説明する。前述したように、負荷特性理論による電気料金の決定は、 $p=a+b\cdot\lambda$ という関係式によって行なうから、この式において、 a および b という定数の値が決まれば、負荷特性 λ の測定値を導入することによって、料金単価は一義的に決定することができる。

a および b という定数の値を決めるには、ま

ず、電力供給側についても、需要側と同じように、各発電所が基準の負荷を調整する能力を測る。そして、需要家の負荷が基準の負荷を調整する能力の尺度を、負荷特性と定義したのに対し、発電所のそれを出力特性と定義し、 π で表わすことにする。

このような考え方は、基準の負荷を、需要側で調整した方がよいか、供給側で調整した方がよいかという判断基準によって、調整力に関する需給均衡を求めようというものである。つまり、ピーク需要を充足するためには、揚水式発電に依存するなど、発電原価が高くつくから、それに見合っただけ料金を高くし、これに対して、ピーク需要を需要側で調整するならば、供給側における調整のための発電原価が節約されるから、それに見合っただけ料金を安くするという考え方に基づいている。このように、電気料金を、基準の負荷の調整力に関する需給均衡関係として求めようとするところに、負荷特性理論の基本的な性格を見出すことができるのである。

個々の発電所ごとに測定した出力特性の値と、それに対応して、個々の発電所ごとに計算されたキロワット・アワー当たり発電費(c)との関係について、最小二乗法によるあてはめを行なうことによって、 a' および b という定数の値を決めることができる。もちろん、この際の計算には、各発電所ごとの発電電力量によるウェイトづけを行なうことが必要である。また、ここで a の代わりに、 a' という定数を使ったのは、 a の値は発電費から計算される a' の値に、送変配電費およびその他の費用を加算して計算すると考えられているからである。

かくて、全体の発電費を出力特性に基づいて配分するという考え方で、 a' および b という定数の値を決めることができる。この場合 a' の

値は、発電所でフラットに発電した際のキロワット・アワー当たり発電費である。出力特性は、標準偏差が0、つまり、フラットに発電した場合に0となるからである。これに対して、 b の値は、基準の負荷を調整するに要するキロワット・アワー当たり発電費である。なお、 $c=a+b\cdot\lambda$ という電気料金の決定式をつくるには、送変配電費およびその他の費用を（たとえば需要種別に）計算し、これらの費用を、 $c=a'+b\cdot\pi$ という計算式によって配分された発電費に加算することが必要である⁵⁾。

4 負荷特性理論と時間帯料金

前にも説明したように、負荷特性は原則的には、1年8,760時間の時間ごとの負荷変動を対象として計測される。これに対応して、出力特性も同じような基準で計測する必要がある。しかし、8,760時間の負荷変動を対象とすることは、計量上およびその他の側面からかなり複雑であるから、実際には、8,760時間を適当な時間帯に区分し、この時間帯に基づいて、電気料金を決める方法をとることができる。これが時間帯料金の基本的な考え方である。そこで、負荷特性理論の立場から、時間帯料金を設定する方法について検討しよう。

電気料金単価を負荷特性の一次式として決めることは、前述のように、「負荷 y_1 および y_2 の支払う電気代を、それぞれ P_{y_1} および P_{y_2} としたとき、両者を合成した負荷 y_3 の支払う電気代 P_{y_3} は、個々の負荷の電気代の和 $P_{y_1}+P_{y_2}$ に等しい」という条件から導かれたのである。したがって、図6の例についてみると、負荷特性理論によれば、負荷 y が支払うべき電気

5) このような考え方によって原価配分を行ない、現実の電気料金との比較を試みた実例については、補論1で検討されている。

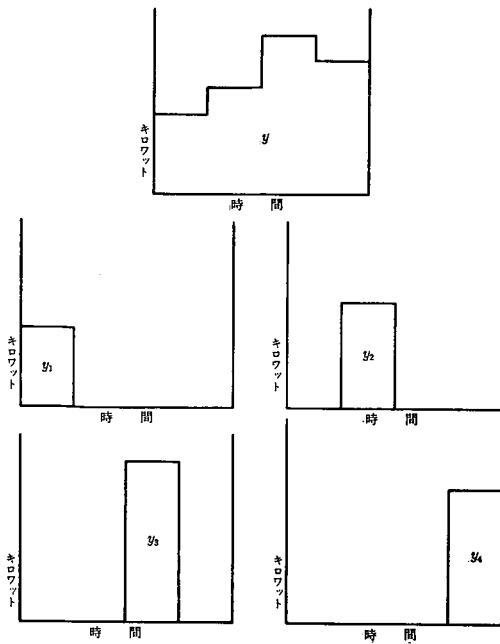


図 6 個別負荷間の関係と時間帯料金

代は、負荷 y_1, y_2, y_3 および y_4 がそれぞれに支払うべき電気代の総和となる。すなわち、負荷はそれぞれいくつかの時間帯に区分され、時間帯別に電気料金が決められることになる。かくて、負荷特性理論は、8,760時間を適切な時間帯に区分して、それぞれの料金を決めること、つまり時間帯料金と理論的な根拠を同じくしているということができる。

いま、図7のように、基準の負荷 X の1時間ごとの値を、 $x_1, x_2, \dots, x_{8,760}$ とする。そして、 i 番目の時間だけが1キロワットで、他の時間はすべて0となる負荷を y_i とする。すなわち、 y_i の時間ごとの値は、

$$0, 0, \dots, 1, \dots, 0$$

(i 番目)

である。

このような仮定によれば、 y_i の負荷特性 λ_{y_i} は、つぎのごとく示される。

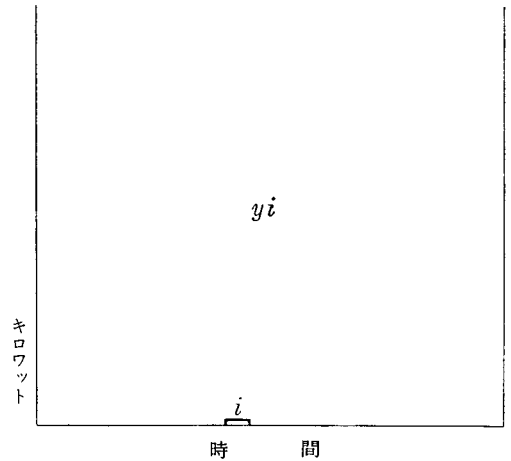
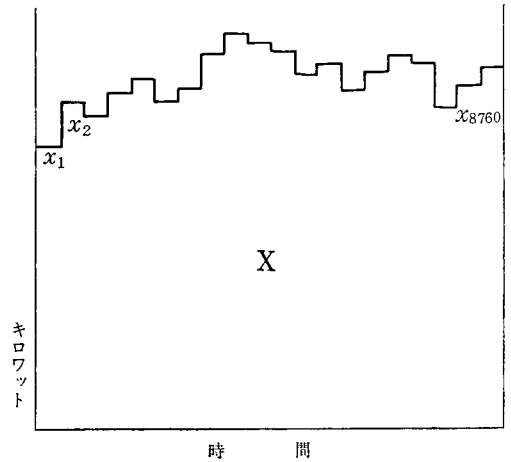


図 7 時間帯料金の考え方

$$\begin{aligned} \lambda_{y_i} &= r_{xy_i} \cdot \frac{\sigma_{y_i}}{\bar{y}_i} \\ &= \frac{\frac{1}{n} \left(\sum xy_i - \frac{1}{n} \sum x \sum y_i \right)}{\sigma_x \sigma_{y_i}} \cdot \frac{\sigma_{y_i}}{\frac{1}{n} \sum y_i} \\ &= \frac{\sum xy_i - \frac{1}{n} \sum x \sum y_i}{\sigma_x} \cdot \frac{1}{\sum y_i} \end{aligned}$$

上式において、 $n=8,760$ 、 $\sum y_i=1$ 、 $\sum xy_i=x_i$ であるから、それはつぎのように整理することができる。

$$\lambda_{y_i} = \frac{x_i - \bar{x}}{\sigma_x}$$

ただし、

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{8,760}$$

かくて、 i 時の負荷特性は、基準の負荷の標準偏差 σ_x 、その平均負荷 \bar{x} 、および i 時の負荷 x_i の値によって計算することができる。なお、基準の負荷 X の σ_x および \bar{x} は定数であるから、 i を変えた場合、その負荷特性 λ_{yi} は、 x_i の一次式である。このことと、電気料金単価 p は、負荷特性の一次式となるべきであるということから、 p は x_i の一次式となることがわかる。

かくて、基準の負荷を、各電力会社の特性をよく反映させるような季節別、時間帯別にグループ分けし、それに基づいて、 σ_x 、 \bar{x} および x_i の値を計算すれば、季節別、時間帯別の負荷特性を計測することができる。このような計算方法をとれば、負荷特性理論に基づいて、合理的な時間帯料金制を設定することが可能である。このような意味において、負荷特性理論は、現実にも採用されている時間帯料金制の一般理論としての性格をもつものであるということができる。

補論 1 負荷特性理論による原価配分の実例⁶⁾

前に検討した負荷特性理論によって、需要種別の原価配分を行ない、それと実績の電気料金との比較を試みた結果について説明する。計算結果は、昭和 43 年度における 9 電力会社について適用されたものである。最初にその結果を示せば、つぎのごとくである。

(単位円/kWh)

	大口電力	小口電力	業務用電力	電灯
発受電費	2.855	4.128	4.125	3.658
送電費	0.376	0.435	0.544	0.679
変電費	0.179	0.525	0.686	0.847
配電費	—	1.415	1.207	3.659
一般管理・販売費)	0.154	1.114	0.871	3.085
計	3.564	7.617	7.433	11.928
実績料金単価	3.858	7.201	8.142	11.997

つぎに、需要種別の原価配分の計算方法について説明する。なお、場所別原価の中には、財務費用、配当、法人税および事業税を、場所別の固定資産帳簿原価を基準として配分した値を含んでいる。

(1) 発受電費の配分は、次式により、12月最大3日平均日負荷曲線を基準にして計算した負荷特性をもとにした。

$$c = 2.605 + 2.5 \lambda$$

c : キロワット・アワー当たりの発受電費

なお、上式による計算結果から判断すると、ベースとした負荷曲線が平日であるため、大口電力の発受電費が、相対的に低く計測されているように思われる。上記の計算値には、ロス分に相当する発受電費も包含されている。

(2) 送電費の配分は、前記負荷曲線に基づいて各需要種別の最大電力に比例して行なった。

(3) 変電費の配分は、次式に基づいて行なった。

$$C_i = -367.832 + 0.1811 D_i + 0.5324 D_s$$

(0.0265) (0.1002)

$$+ 0.6955 D_e + 0.8589 D_d$$

(0.1661) (0.1118)

$$\bar{R}^2 = 0.995$$

C_i : 変電費 (単位 10^6 円)

D_i : 大口電力の販売電力量

(単位 10^6 kWh)

D_s : 小口電力の " (")

6) この計算は、矢島正之研究担当が行なったものである。

D_c : 業務用電力の " (")

D_d : 電灯の " (")

(4) 配電費の配分は、次式に基づいて行なった。

$$C_d = 911.359 + 1.16646 K_s + 2.2994 K_c + 3.9101 K_d \quad \bar{R}^2 = 0.955$$

(0.8008) (0.0214) (0.7584)

C_d : 配電費 (単位 10^6 円)

K_s : 小口電力の契約電力 (10^3 kW)

K_c : 業務用電力の " (")

K_d : 電灯 " (")

(5) 販売費、一般管理費の配分は、次式をもとにして行なった。また、販売費のうち60%は需要家費であると仮定して需要種別の配分を行なった。

$$C_g = -1,119.72 + 0.2584 D_l + 1.4616(D_s + D_c) + 4.0489 D_d \quad \bar{R}^2 = 0.988$$

(0.0490) (0.3416) (0.2224)

C_g : 販売費、一般管理費 (単位 10^6 円)

なお、上記に示した回帰式は、昭和37年度～46年度の9電力会社の個々のサンプルをもとにして計測されたものである。

補論 2 負荷特性と大口電力料金

昭和34年度のある電力会社における3,000キロワット以上の大口需要家を対象にして、負荷特性理論の立場から、その電力料金の分析を行なった例について説明する。

まず、大口需要家の負荷特性を1年8,760時間の時間ごとの変動を基準として測定し、その実績料金単価との関係について、

$$p = a + b \cdot \lambda$$

に関する仮説を、特約需要家と一般需要家とに分けて計測した結果を示すと、つぎのごとくで

ある。

$$\text{特約契約 } p = 3.313 + 3.341 \lambda \quad (0.021)$$

$$\text{一般契約 } p = 3.978 + 2.633 \lambda \quad (0.019)$$

このような計測結果から判断すれば、大口電力料金の中には、負荷特性理論の立場からみると、特約契約と一般契約において、異なった料金構造が成立していることを指摘することができる。つまり、大口需要家を特約と一般にグループ分けしないで、全体としてのグループで計測すると、

$$p = 3.531 + 4.457 \lambda$$

という回帰式が得られるが、それは、特約と一般との間に異なった料金構造が成立するという事実を無視するものである。このような関係に注意することが必要である。

もちろん、特約料金制度は、電気の需給状況に応じ、電力会社の通告にしたがって負荷調整を行なう需要家は、それだけ電力設備の合理的な運営を可能にし、需給の均衡、電力原価の低減に役立つことになるから、供給規程によらないで個別に認可をうける制度としてできたものである。したがって、このような契約に基づく電気料金の決定が、一般契約による場合と異なることは当然である。

しかし、理論的な考え方としては、このような負荷調整による原価節減効果は、負荷特性理論による料金決定方式 $p = a + b \cdot \lambda$ についていえば、 a の値に反映し b の値は一般契約と特約契約とで等しいことが望ましい。

われわれの計測結果によると、平たんな負荷に対する料金単価、 a は、一般契約の場合には、特約契約の場合より、やく0.66円/kWh高く、これに対して、負荷特性の価値は0.71円だけ低くなっており、負荷曲線の販売に関する

る料金割引率が、料金割増率より高くなっていることがわかる。この点は、大口電力料金の決定に関する構造的な問題として注目に値する事実である。すなわち、特約需要家の負荷特性は、一般に負であるから、 $b \cdot \lambda$ は、料金割引きとして差引かれるのに対し、一般需要家の負荷特性は、一般に正であるから、 $b \cdot \lambda$ は、料金割増し効果を果たして、料金高となる。負荷特性の価値 b が、一般契約において、かなり高いということは、大口電力料金が、負荷調整に対する料金割引きを、負荷調整をしない場合における料金割増しより大となるよう決められていることを意味するのであって、このような構造は、全体としての料金収入を不足ぎみにするという意味で望ましくないといえることができる。

もちろん、実際の電気料金は、受電電圧や接続地点の差などによって異なることは当然であるから、ここで計測した結果については、このような要素が考慮されていない点に注意しなければならない。

さて、負荷特性理論によれば、負荷特性の価値 b の値は、負荷調整に関する需給均衡関係によって決めることが望ましい。われわれは、大口電力料金を分析することによって、需要側の立場から、 b の値を計測した。そこで、供給側の立場から、それを計測することによって、負荷調整に関する需給均衡関係がどの程度成立しているかについての検討を行なうこととする。

そこで、発電所の出力特性 π を、前と同じように、1年8,760時間の時間ごとの変動を基準として測定する。そして、各発電所のキロワット・アワー当たり発電費 c との間に、

$$c = a' + b \cdot \pi$$

に関する回帰式の測定を行なう。この場合にも、当然のことながら、各発電所の発電電力量によ

るウェイトづけを行なうこととする。その計算結果は、発電費を実績基準で表わした場合と、それを再建設費基準に修正した場合（水力発電所の安い建設費を再建設費基準で再評価する）について、それぞれつぎのごとく示される。

$$\text{実績原価の場合} \cdots \cdots c = 2.685 + 3.274 \pi \\ (0.061)$$

$$\text{再建設費基準の場合} \cdots \cdots c = 3.144 + 2.514 \pi \\ (0.047)$$

これをみれば、実績原価の場合には、電気をフラットに発電したさいの原価は、2.685円/kWh、出力特性の原価は3.274円/kWhとなっていることがわかる。これらの値を、再建設費に修正した場合と比較すれば、 a の値は、やく0.46円低い、出力特性に関する発電費は、やく0.76円高くなっている。そしてこのような事実は、既設の水力発電所の建設費が低く評価されているためであることは、容易に理解できる。

ここで、負荷調整に関する需給均衡について検討してみると、特約契約の場合の b の値は、3.341円/kWhで、実績原価の場合の3.274円/kWhとほぼ等しく、一般契約の場合のそれは2.633円/kWhで、再建設費の場合の2.514円/kWhとあまりかわらないという事実に気づく。このことは、過去における特約需要家の料金割引きが水力発電の安い電力をもとにしていう事実を反映するものである。特約需要家は、電力需給の調整という役割の中で、将来もかなり重要な位置を占めるものと思われるが、その料金割引きについては、過去の水力発電に依存していた時代と現代とでは、本質的に異なった考え方が必要となっていることはいうまでもない。

(おおさわ えつじ 経済研究所)
(さくま たかし 情報処理研究所)