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

正 員 大 山 力 (横浜国大)

The Effect of Introduction of Energy Storage Equipments and Time-of-Day
Rates on the Supply Cost of Electric Energy in Each Area
Tsutomu Oyama, Member (Yokohama National University)

Load factors of power systems are decreasing in these days. Under the circumstances, it is considered that "load management" is an effective method to cut down the production cost of electricity. On the other hand, the introduction of energy storage equipments increases the load factor. It can be said that "load management" has almost similar effect as "energy storage". When "load management" and/or "energy storage" is considered to be introduced, it is very important to estimate the effect of each method on the production cost. Since each area has its own load profile, the effect of "load management" or "energy storage" on the area is different from that on the other area. In this paper, the relationship between the improvement of the production cost and the load profile is discussed. It is found that "load management" is more effective on the area which has small load factor and large kWh operation factor and "energy storage" is more effective on the area which has small skewness of load profile.

キーワード：電源計画、需給マネジメント、電力貯蔵、負荷形状

1. はじめに

電力系統の負荷率は、年々低下する傾向にある。また、電源構成に占める原子力発電の割合は、今後、更に増加していくものと予想されている。原子力発電は運転コストが安いという特徴があるが、その一方、設備費が高く、また負荷追従能力の面でも問題がある。

このような状況のもとで、電力供給コストを削減するための手段として、近年、負荷調整 (Load Management) が注目されている。負荷調整は、需要家の電力負荷を、時間別、季節別料金制や、通信線による直接制御などによって変化させ、電気事業者側の設備利用率を向上させようというものである。負荷調整に関しては、文献(4)、(5)などの研究が行われている。

また、大規模で効率の良い電力貯蔵装置を導入し、原子力発電などと組合せることによって、電気事業者側で電力供給コストを削減することも考えられてい

る。これは、従来から行われてきた供給管理 (Supply Management: 適切な系統計画、運用によって電力供給コストを低減させようとするもの) に、電力貯蔵設備も含めようというものである。電力貯蔵による供給コストの削減については、例えば、文献(6)、(7)などで考察されている。

しかし、負荷調整と電力貯蔵設備の導入はどちらも電力系統の負荷率を改善し、設備利用率を上げることによって、電力供給コストを削減しようというものである。そのため、両者の効果は互いに類似したものとなるであろうことは容易に想像できる。負荷調整と電力貯蔵設備導入を互いの整合性を考慮せずに実施したとしても、需要家に混乱を与えるばかりで、思ったほどの効果がないということにもなりかねない。地域が異なれば負荷の特徴 (夏ピークか冬ピークか、負荷率はどのくらいかなど) も異なるので、それぞれの地域に合った方法を選択していくことが重要である。

そこで本論文では、負荷調整の代表例として時間別料金制を選び、時間別料金制と電力貯蔵設備を様々な地域に導入した場合にどのくらい電力供給コストの低減効果があるかをシミュレーションによって試算する。そして、電力負荷形状を定量的に表す指標を用いて、時間別料金制および電力貯蔵設備の導入が、それぞれ、どのような特徴をもった地域に有効であるかを検討する。

2. 負荷形状の特徴

ここでは、各地域の電力需要を基にした10種類の年間負荷データ(1時間ごと、8,760時間分)を使って検討を行うことにする。各地域の年負荷持続曲線を比べてみてもあまり違いがはっきりしないが、負荷の年間の分布密度関数(負荷がある大きさになるのはどのくらいの頻度であるかを表すもの)をとってみると、地域によってかなり特徴があることがわかる(図1に二つの地域の例を示す)。

各地域の負荷の特徴を定量的に示す指標として、ここでは、次の三種類を考えることにする⁽¹⁾⁻⁽³⁾⁽⁷⁾。

(1) 負荷率 電力需要の特徴を表すものとして、一般的に用いられている「負荷率」をここでも用いることにする。負荷率は次のようなものである。

$$\text{負荷率} = (\text{平均負荷}) / (\text{ピーク負荷}) \cdots \cdots (1)$$

(2) ひずみ度 これは、度数分布における非対称性を表す指標である。対称な分布では奇数次の中心積率(モーメント)が0であることを考えると、ひずみの度合を知るには奇数次のモーメントを用いればよ

図1 年間負荷分布密度関数の例

Fig. 1. Examples of annual load distribution density.

いことになる。そこで、三次のモーメントで代表させ、無次元化するために標準偏差の3乗で割った値(ひずみ度)を用いることにする。ひずみ度 β は、

$$\beta = \mu_3 / \sigma^3 \cdots \cdots (2)$$

ただし、 μ_3 :三次モーメント、 σ :標準偏差で与えられるものである。

年間の平均負荷に対して鋭いピークがある場合(図1のH地域)には、ピーク部分の影響でひずみ度は正の値となる。

(3) kWh 運用率 エネルギー貯蔵システムの経済性評価のための指標として「kW 運用率」および

表1 各地域電力負荷の特徴

Table 1. Characteristics of load in each area.

地 域	負荷率	ひずみ度	kWh運用率
A	0.712	-0.075	0.0632
B	0.708	0.176	0.0528
C	0.554	0.334	0.0959
D	0.585	0.315	0.0841
E	0.653	0.148	0.0660
F	0.546	0.475	0.0937
G	0.626	0.411	0.0552
H	0.655	0.483	0.0472
I	0.593	0.606	0.0682
J	0.602	0.346	0.0790

図2 各指標の相関

Fig. 2. Correlation between indices.

「kWh 運用率」なるものが提案されている⁷⁾。

これらの指標は、負荷が完全に平坦になるまで貯蔵システムを導入すると仮定した場合の導入 kW 比率、導入 kWh 率を表すもので次式のように定義されるものである。

$$\text{kW 運用率} = \frac{\text{貯蔵システムの kW 容量}}{\text{負荷の最大値}} \dots (3)$$

$$\text{kWh 運用率} = \frac{\text{貯蔵システムの kWh 容量}}{\text{負荷の全電力量}} \dots (4)$$

このうち、kW 運用率は負荷率との相関が強いため、ここでは kWh 運用率を使用することとした。

各地域ごとの指標の値は表 1 に示すとおりである。これを相関図にすると、図 2 のようになる。負荷率とひずみ度、負荷率と kWh 運用率は、弱い負の相関をもっていることがわかる。

3. 各種電源設備の運用法

〈3・1〉 シミュレーションに使用した仮定 ここでは、ベース（原子力を想定）、ミドル（石油火力を想定）、電力貯蔵設備（揚水を想定）の三種類の電源を考えることにする。各種電源の固定費、可変費は表 2 のように仮定する〔揚水の固定費は、発電設備（kW）と貯蔵設備（kWh）を別々に考慮する〕。また、揚水のサイクル効率は 0.7 とした。

このデータを用いて、1 年間（8,760 時間）の運用のシミュレーションを行い、電力供給コストを求める。シミュレーションにあたって、以下のことを仮定した。

(i) ベース（原子力）は、負荷追従運転は行わず、一定出力運転とする。ただし、正月などの特殊な日の影響が大きく現れないようにするため、1 週間ごとに出力レベルを変化させることは可能とする。

(ii) ミドル（石油火力）、電力貯蔵設備（揚水）は、十分な負荷追従能力をもっているものとする。

(iii) 補修停止は考慮しない。すなわち、年間を通して利用可能な設備容量は一定とする。

(iv) 事故や突発的な負荷の変化は考慮しない。すなわち、ここでは予備率 0 でよいものとする。

表 2 各種電源の固定費、可変費
Table 2. Fixed and variable costs of generation plants.

	固定費 (¥/kW/年) (*は¥/kWh/年)	可変費 (¥/kWh)
ベース	65,000	5
ミドル	35,000	15
揚水(発電設備)	20,000	
揚水(貯蔵設備)	1,500*	

運転コストを最小にするためには、可変費の安いベース電源をできる限り運転する必要があることは明らかであろう。それと同時に、揚水の効率分の損失を避けるために、ミドルによる電力貯蔵はできるだけ行わないことが望ましい。いつ電力貯蔵を行い、いつ放出するか（電力貯蔵量の推移）が重要となる。

〈3・2〉 各種電源の運用法 そこで、まず各種電源の設備容量、電力需要およびベース電源の運転量が与えられたものとして、電力貯蔵量の推移について考えてみる。

ベース電源の運転量が与えられており、またミドル電源の負荷追従性能は十分大きいものとしているため、 t_i 時点から t_{i+1} 時点の間に貯蔵、放出可能な電力（貯蔵を正、放出を負とする）の最大値 $P_{\max}$ 、最小値 $P_{\min}$ は、以下ようになる。

$$B(t_i - t_{i+1}) + M + P_s > D(t_i - t_{i+1}) > B(t_i - t_{i+1}) + M \text{ の場合}$$

$$P_{\max}(t_i - t_{i+1}) = B(t_i - t_{i+1}) + M - D(t_i - t_{i+1})$$

$$P_{\min}(t_i - t_{i+1}) = \max[-P_s, B(t_i - t_{i+1}) - D(t_i - t_{i+1})]$$

$$B(t_i - t_{i+1}) + M > D(t_i - t_{i+1}) > B(t_i - t_{i+1}) \text{ の場合}$$

$$P_{\max}(t_i - t_{i+1}) = \min[P_s \times \eta, \{B(t_i - t_{i+1}) + M - D(t_i - t_{i+1})\} \times \eta]$$

$$P_{\min}(t_i - t_{i+1}) = \max[-P_s, B(t_i - t_{i+1}) - D(t_i - t_{i+1})]$$

$$B(t_i - t_{i+1}) > D(t_i - t_{i+1}) > B(t_i - t_{i+1}) - P_s \text{ の場合}$$

$$P_{\max}(t_i - t_{i+1}) = \min[P_s \times \eta, \{B(t_i - t_{i+1}) + M - D(t_i - t_{i+1})\} \times \eta]$$

$$P_{\min}(t_i - t_{i+1}) = \{B(t_i - t_{i+1}) - D(t_i - t_{i+1})\} \times \eta$$

$$\dots (5)$$

ここで、 $(t_i - t_{i+1})$: t_i 時点から t_{i+1} 時点の間の値であることを表す、 B : ベース運転量、 M : ミドル容量、 P_s : 揚水の kW 容量（電力貯蔵時と発電時の容量は等しいものとする）、 η : 揚水効率（効率は電力貯蔵時に考慮するものとし、発電時の効率は 100% と仮定する）、 D : 電力需要

上記の範囲よりも需要が大きい場合や小さい場合は、電力に不足または余剰が生ずるため、運転を行うことができない。

上で定義した $P_{\max}$ 、 $P_{\min}$ を使うと、各時点における電力貯蔵量の上限 $E_{\max}$ 、下限 $E_{\min}$ は、次のような制約を満足しなければならない。

$$\left. \begin{aligned} E_{\max}(t_{i-1}) + P_{\max}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t &\geq E_{\max}(t_i) \\ E_{\max}(t_{i-1}) + P_{\min}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t &\leq E_{\max}(t_i) \\ E_{\min}(t_{i-1}) + P_{\max}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t &\geq E_{\min}(t_i) \\ E_{\min}(t_{i-1}) + P_{\min}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t &\leq E_{\min}(t_i) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (6)$$

ただし、 Δt : 時点間の時間間隔

また、上限 $E_{\max}$ 、下限 $E_{\min}$ は、貯蔵設備容量 E_s (kWh) によって、次の制約を受ける。

$$0 \leq E_{\min}(t_i) \leq E_{\max}(t_i) \leq E_s \dots\dots\dots (7)$$

各時点の電力貯蔵量の運用上の上下限は、上記の制約のもとで、すべての時間帯について、

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}(t_i) &\rightarrow \min \\ E_{\max}(t_i) &\rightarrow \max \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (8)$$

を解けば求められる。しかし、例えば1年分を1時間ごとに解こうとすると、 $i=0 \sim 8,760$ となり、一度に解くことは難しい。そこで、ここでは、時間軸に沿って1往復(前進、後退)することによって、 $E_{\min}(t_i)$ 、 $E_{\max}(t_i)$ を決定することを考える。

まず、時間軸を前進する場合は、 $t=t_0$ 時点における上下限(初期値)を次のように定める。

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}^f(t_0) &= 0 \\ E_{\max}^f(t_0) &= E_s \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (9)$$

ここで、右肩の添字 f : 前進時の値

そして、前進しつつ上下限を次のように定めていく。

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}^f(t_i) &= \max\{0, E_{\min}^f(t_{i-1}) \\ &\quad + P_{\min}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t\} \\ E_{\max}^f(t_i) &= \min\{E_s, E_{\max}^f(t_{i-1}) \\ &\quad + P_{\max}(t_{i-1} - t_i) \times \Delta t\} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (10)$$

この過程では、(6)式の第1、3式と(7)式が考慮されていることになる[途中で $E_{\min}^f(t_i) > E_{\max}^f(t_i)$ となる場合は、実行可能解が存在しないことになる]。

次に後退する場合には、前進時の最終時点の値を使って、次のように最終時点の上下限を設定する。

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}^b(t_n) &= E_{\min}^f(t_n) \\ E_{\max}^b(t_n) &= E_{\max}^f(t_n) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (11)$$

ここで、右肩の添字 b : 後退時の値、 t_n : 最終時点

そして、後退しつつ上下限を次のように定めていく。

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}^b(t_i) &= \max\{E_{\min}^f(t_i), E_{\min}^b(t_{i+1}) \\ &\quad - P_{\min}(t_i - t_{i+1}) \times \Delta t\} \\ E_{\max}^b(t_i) &= \min\{E_{\max}^f(t_i), E_{\max}^b(t_{i+1}) \\ &\quad - P_{\max}(t_i - t_{i+1}) \times \Delta t\} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (12)$$

この過程では、(6)式の第2、4式が考慮されていることになる[前進の場合と同様に、途中で $E_{\min}^b(t_i) > E_{\max}^b(t_i)$ となる場合は、実行可能解が存在しない]。

この前進、後退の過程で、結果的に(6)、(7)式が満足された上下限が求められることになる。すなわち、

$$\left. \begin{aligned} E_{\min}(t_i) &= E_{\min}^b(t_i) \\ E_{\max}(t_i) &= E_{\max}^b(t_i) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (13)$$

である。

次に、上下限の間で、貯蔵量をどのように変化させれば、運転コストが最小となるかを考えてみる。電力貯蔵(揚水)は、効率100%ではないため、ミドル(火力)を使って貯蔵すること、およびミドルを停止して放出することはできるだけ避けなければならない。すなわち、求めた上下限の範囲内で、できるだけ電力の貯蔵、放出を行わないのが最も良い運転法である。

ただし、ピーク時の供給力確保や、深夜の余剰電力吸収のために、ミドルを使った貯蔵やミドルを停止させての放出をせざるを得ない場合もある。そのような場合には、いつ貯蔵し、いつ放出すれば最も運転コストが安くなるかということは一意的には決定できない(ミドルの燃料費は一律で、十分な負荷追従能力があるとしているため)。そこで、ここでは、必要に迫られる限界まで、そのような貯蔵、放出は行わないものとした(負荷追従能力なども考慮した運用を求めることも可能だが、本研究の目的からはこれで十分である)。

具体的には、各時点の電力貯蔵量 $E(t_i)$ を、次のように変化させればよい。

$$\left. \begin{aligned} E(t_{i-1}) &> E_{\max}(t_i) \text{ の場合} \\ E(t_i) &= E_{\max}(t_{i-1}) \\ E_{\max}(t_i) &\geq E(t_{i-1}) \geq E_{\min}(t_i) \text{ の場合} \\ E(t_i) &= E(t_{i-1}) \\ E_{\min}(t_i) &> E(t_{i-1}) \text{ の場合} \\ E(t_i) &= E_{\min}(t_{i-1}) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (14)$$

これが、各設備容量が与えられた場合の最適運用となる。このような考えに基づいた運用の例を図3に示す。

〈3・3〉 電源の設備容量 次に、各種電源の設備容量の必要量について考えてみる。まず、揚水の貯蔵容量(kWh)については、以下のように考えられる。

運用を開始する時点での貯蔵量 $E(t_0)$ を、

$$E(t_0) = E_{\min}(t_0) \dots\dots\dots (15)$$

として(11)式に従って運用すれば、明らかに、

$$\max_i \{E(t_i)\} = \max_i \{E_{\min}(t_i)\} \dots\dots\dots (16)$$

である。よって、(16)式で与えられる貯蔵量上限以上に貯蔵設備を作るとはむだであるということになる。貯蔵設備容量 E は、貯蔵量下限 $E_{\min}(t_i)$ の上限とすればよい。

また、ベース、ミドル、電力貯蔵設備の kW 容量の必要量には、互いに関係がある。kW 容量の合計をピーク需要よりも大きくして、揚水の貯蔵容量を制限したほうが全体としてコストが低下するような場合も考えられるが、通常は、必要以上の kW 設備容量をもつことは、電力供給コストの上昇をまねく原因となる。

そこで、ここでは、シミュレーションを行うためのデータとしては、ベース容量と揚水の発電容量 (kW) のみを与え、ミドル容量 (kW) と揚水の貯蔵容量 (kWh) は供給支障を起こさないための最低限だけ建設されるものと考えことにする。

〈3・4〉 シミュレーション手順 このような考えに基づき、以下の手順でシミュレーション計算を行う。

(1) データの読み込み 年間 8,760 時間分の負荷データ、ベース容量、揚水の発電容量を入力する。

(2) 各週ベース運転量の決定 ミドル容量、揚水の貯蔵容量は無限大であるものと仮定して、ベース運転量を変化させてみて、実行可能で最大となるベース運転可能量を求める。ただし、ベース電源は、各週ごとに一定出力運転をするものと仮定しているため、この計算は 1 週間ごとに行う。その運転可能量が、ベース電源の設備容量よりも小さければ、その週はベース電源を最大出力で運転することはできない。

(3) ミドル容量の決定 揚水の貯蔵容量は無限大であるものと仮定し、各週のベース運転量に基づいて、供給支障を起こさない最低限にミドル容量を設定する。

(4) 貯蔵容量の決定 これまでに与えられたベース運転量、ミドル容量、揚水の発電容量を用いて、電力貯蔵量の上下限を求め、年間の貯蔵量下限の最大

値を揚水の貯蔵容量とする。

(5) 運用の決定 各種電源の設備容量はすべて与えられたので、前述の方法で年間の運用のシミュレーションを行い、電力供給コストを求める。

4. 時間別料金制^{(2)~(5)}

時間別料金制の効果は、負荷曲線の変化として捕らえることにする。ここでは、1 日を 3 時間帯に分け、それぞれの時間帯ごとに電気料金を設定するような場合について考えてみる。

料金変化に対する需要電力量の変化は、価格弾性値の概念を用いると次のように表すことができる⁽⁴⁾⁽⁵⁾。

$$\left(\frac{\text{変化後の需要}}{\text{変化前の需要}} \right) = \left(\frac{\text{変化後の料金}}{\text{変化前の料金}} \right)^{\gamma} \dots\dots (17)$$

ここで、 γ が価格弾性値と呼ばれるものである。

本研究では、文献(4)、(5)に従って、この価格弾性値の概念を 3 時間帯に拡張したものを使用して解析を行った。時間帯の分け方、各種弾性値など、解析に使用したデータは表 3 に示すとおりである〔各弾性値、効率などの意味は文献(4)、(5)参照〕。

なお簡単のため、本研究では季節、曜日による相違を考慮した料金制の設定については考察していない。また、ピーク、ショルダ、オフピーク各料金の比率についても、以下の関係が成り立つように変化させるものと仮定した。

$$h = \frac{\text{ショルダ料金}}{\text{ピーク料金}} = \frac{\text{オフピーク料金}}{\text{ショルダ料金}} \dots\dots (18)$$

以後、この h を料金比と呼ぶことにする。

5. 基準ケース各地域電力供給コスト

まず初めに、第 2 章で述べたような各地域の負荷形状の特徴が、時間別料金制や電力貯蔵設備を導入しない場合の電力供給コストに対して、どのような影響を及ぼすかを調べてみる。

表 3 時間別料金制の解析に使用したデータ
Table 3. Data used in the analysis on time-of-day rate.

時間帯	ピーク	9 : 00 ~ 17 : 00
	ショルダ	7 : 00 ~ 9 : 00 17 : 00 ~ 23 : 00
	オフピーク	23 : 00 ~ 7 : 00
弾性値	ピーク γ_{AO}	0.1
	ショルダ γ_{BO}	0.2
	オフピーク γ_{CO}	0.3
節約分弾性値 δ		0.05
移動効率 η		0.80

図 3 日間運用

Fig. 3. Daily operation.

ベース電源容量が年間ピーク負荷の20%、残りはすべてミドル電源であるものとして（これを基準ケースとする）、第3章の方法で運用のシミュレーションを行ってみた。それによって求められた電力供給コストと負荷率、ひずみ度およびkWh運用率との相関図は図4のようになる。これをみると、負荷率と電力供給コストの間には、非常に強い関連があることが再確認できる。

時間別料金制や電力貯蔵設備導入の効果を調べる場合に、導入後の電力供給コストそのものは、やはり負荷率との関連が強くなってしまふ。そこで、今後の解析には、導入効果をよりよく表すために、基準ケース電力供給コストからの改善率を使うことにする。改善率 k は次式のようなものである。

$$k = \frac{R_0 - R}{R_0} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (19)$$

R_0 : 基準ケース電力供給コスト, R : 導入後の電力供給コスト

6. 電力貯蔵設備を導入した場合

次に、電力貯蔵設備を導入した場合にどれだけ電力供給コストが改善されるかを調べてみる（ベース電源容量はピーク負荷の20%とし、時間別料金制は導入されないものとする）。

図4 基準ケース電力供給コスト
Fig. 4. Base case supply cost.

まず、すべての地域に年間ピーク負荷の10%の電力貯蔵設備（kW容量、kWh容量は前述のとおり必要最小限になっているものとする）が導入された場合の電力供給コスト改善率 k を求めてみた。負荷率、ひずみ度およびkWh運用率との相関図は図5に示すとおりである。これをみると、電力供給コスト改善率 k は、負荷率やkWh運用率よりもひずみ度との相関が大きくなっていることがわかる。

また、各地域に導入する電力貯蔵設備容量を最適（最もコスト改善率が大きくなるようにする）とした場合についてもコスト改善率 k と負荷率、ひずみ度、kWh運用率の相関図を求めてみると図6のようになる。また、そのときの電力貯蔵設備容量の全設備容量に対する比率を表4に示す。このときも、コスト改善率はひずみ度との相関が他の二つの指標との相関より大きくなっている。

これらの結果より、電力貯蔵設備を導入した場合に電力供給コストの改善が期待できるのは、ひずみ度の小さい地域であるということが出来る。

7. 時間別料金制を導入した場合

まず、すべての地域で、料金比 h を0.5とした場合の（ベース電源容量はピーク負荷の20%、電力貯蔵設備はないものとする）コスト改善率 k と負荷率、

図5 10%貯蔵時の改善率
Fig. 5. Cost improvement (10% storage).

図 6 最適貯蔵時の改善率
Fig. 6. Cost improvement (optimal storage).

表 4 最適貯蔵設備比率
Table 4. Optimal storage ratio.

地 域	最適貯蔵設備比率 (%)
A	10
B	11
C	16
D	17
E	13
F	14
G	15
H	13
I	12
J	13

ひずみ度, kWh 運用率の相関を調べると, 図 7 のようになった。負荷率の高い場合, ひずみ度, kWh 運用率の小さい場合に, 改善率が小さくなっているが, どの指標との相関が大きいかはよくわからない。

次に, 各地域の料金比を最適にした場合についても検討を行ってみた。このときの, コスト改善率, 最適料金比と負荷率, ひずみ度, kWh 運用率の相関は, 図 8, 図 9 のようになった。最適料金比は負荷率, kWh 運用率との相関が大きく (負荷率が悪い場合には料金比を大きくしてピークからオフピークへの負荷の移動を促進したほうがコスト改善率が大きくなる), そのため, コスト改善率も負荷率, kWh 運用率との相関が大きくなっていることがわかる。

図 7 料金比 0.5 のときの改善率
Fig. 7. Cost improvement ($k=0.5$).

図 8 最適料金比のときの改善率
Fig. 8. Cost improvement ($k=\text{optimal}$).

時間別料金制を導入した場合に電力供給コストの改善が期待できるのは, 負荷率が小さく, kWh 運用率の大きな地域であるということが出来る。

図 9 最適料金比
Fig. 9. Optimal ratio h .

8. ひずみ度と電力貯蔵設備運用との関係

これまでの結果より、電力貯蔵設備の導入による電力供給コスト改善効果は、ひずみ度が小さいほど大きく、時間別料金制による改善効果は、負荷率が小さく、kWh 運用率が大きいほど大きいということがわかった。

ひずみ度が大きい地域のほうがピークが鋭くなっている(図 1, 表 1 参照)わけだが、これはある季節(夏)のピークが他の季節より大きいために生じている現象である。夏ピークが非常に大きくなる地域では、ピーク日のエアコンの稼働時間も長くなるものと考えられるため、ピーク対策用揚水設備の必要 kWh 容量が大きくなる傾向にある。そのために、貯蔵設備の固定費が増大し、ひずみ度が大きい地域では電力貯蔵設備の導入による電力供給コスト改善効果が小さくなってしまふのである。

9. おわりに

様々な地域に対して電力貯蔵設備および時間別料金

制を導入した場合に、どれだけ電力供給コストが改善されるかをシミュレーションによって検討した。その結果、次のことがわかった。

(1) 電力貯蔵設備の導入による電力供給コスト改善効果は、ひずみ度が小さい地域ほど大きくなる。

(2) 時間別料金制の導入による電力供給コスト改善効果は、負荷率が小さく、kWh 運用率の大きな地域ほど大きくなる。

負荷率とひずみ度は、図 2 を見るとわかるように、やや逆相関となっている(負荷率が小さい地域はひずみ度が大きく、逆にひずみ度が小さい地域は負荷率が大きい傾向がある)。電力貯蔵設備の導入による電力供給コスト改善効果の大きな地域では時間別料金制はあまり効果的でなく、逆に時間別料金制が効果的な地域では電力貯蔵設備導入があまり効果的でないというわけである。電力貯蔵設備や時間別料金制などの導入を検討する場合には、地域ごとに適したものを選ぶことが重要である。

(平成 3 年 4 月 24 日受付, 同 3 年 7 月 1 日再受付)

文 献

- (1) 大山:「年間負荷形状と電力貯蔵設備導入の経済効果」, 電気学会電力技術研資, PE-84-65 (昭 59)
- (2) 大山:「時間別料金制導入が地域発電単価に与える影響」, 同上, PE-85-23 (昭 60)
- (3) 大山:「需給マネージメント策が各地域の電力単価に与える影響」, 同上, PE-86-109 (昭 61)
- (4) 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」, 電学論 B, 101, 69 (昭 56-2)
- (5) 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」, 同上 B, 102, 717 (昭 57-11)
- (6) 豊田:「電力エネルギー貯蔵システムの役割と経済評価」, 同上 B, 104, 273 (昭 59-5)
- (7) 芳賀・北・西谷・長谷川:「電力系統内エネルギー貯蔵システムの経済性評価に関する研究」, 電気学会電力技術研資, PE-90-120 (平 2)

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課程修了。58 年 4 月より横浜国立大学講師。60 年 10 月同助教授。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。