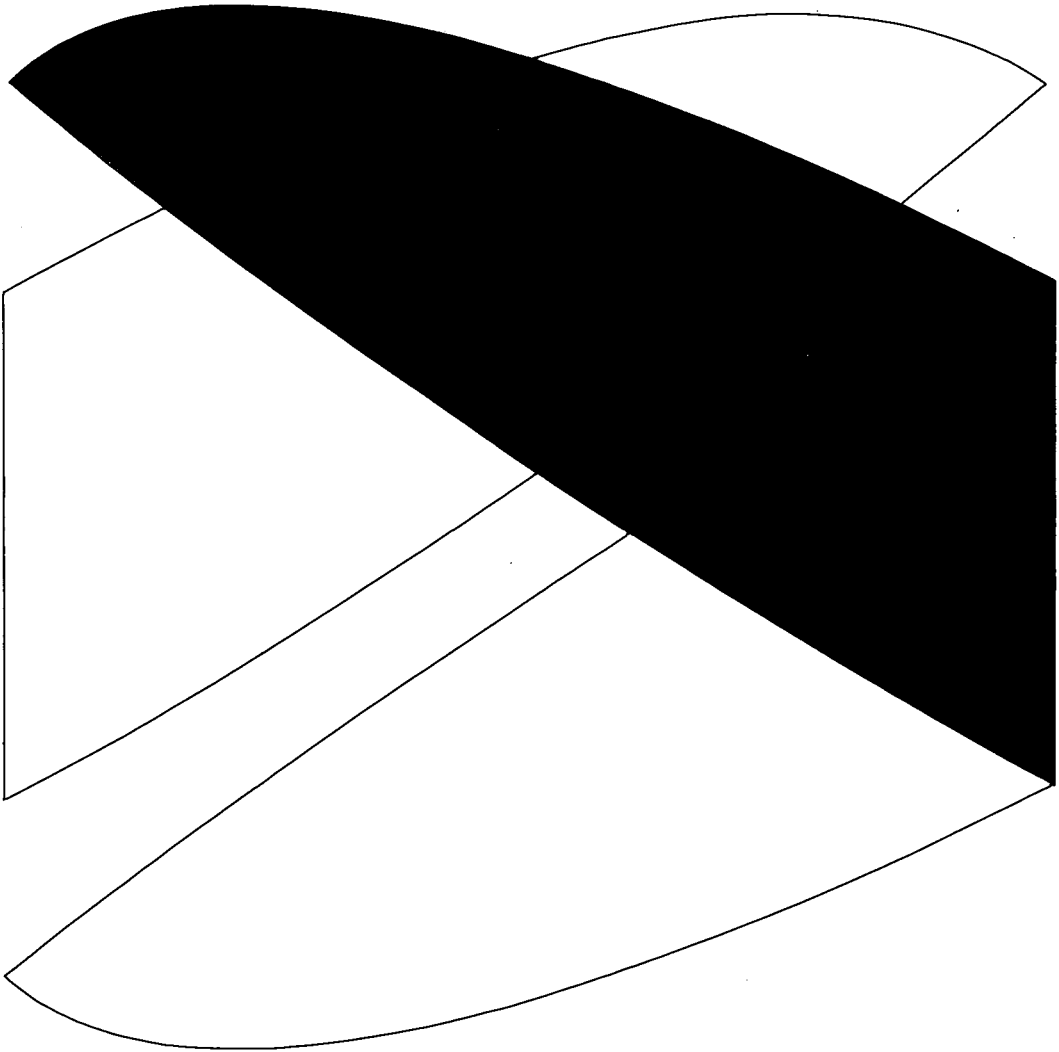


ISSN 0387-0782

電力經濟研究



No. 19

1985. 7

財団法人 電力中央研究所

經濟研究所

編集委員

熊倉 修 内田 光穂
若谷 佳史 矢島 昭

目 次

フランスの電気料金 —最近の料金制度改訂を中心として—	熊倉 修	1
ロードマネジメントとその費用便益分析	浅野 浩志	19
主成分分析による財務指標総合化の試み —アメリカ電気事業への適用—	関口 博正	41
発電所の景観設計手法	山本 公夫 若谷 佳史	55
電力需要分析のための新しいデータ解析手法	小野 賢治 大屋 隆生	73
河川景観の評価	若谷 佳史 山本 公夫 山中 芳朗	87
電気事業の設備投資と資金調達	富田 輝博 牧野 文夫	111
<新モデル紹介>		
中期電力需要予測モデル	阿波田 禾積 服部 常晃 桜井 紀久	125

フランスの電気料金

——最近の料金制度改訂を中心として——

キーワード：電気料金，料金改訂，フランス

熊 倉 修

〔要 旨〕

フランス電力公社は、1982年から料金制度の大幅な改訂を始めた。これは、1957年に産業用高中圧料金に限界費用価格形成原理に基づく、季節別・時間帯別料金である「緑料金」を導入して以来、初めての根本的な料金制度の見直しである。

本稿では、はじめに、a) フランスにおける電気料金規制と EDF が採用している限界費用価格形成原理、および、b) 1960年以降、今回の改訂までの EDF の料金政策の動向と料金改訂について、簡単なサーベイを行った後、今回の料金制度改訂について下記の事項を調査している。

1) 料金制度改訂の背景

電力需給構造が、第1次石油危機以降大きく変化した。特に需要面では、日負荷変動は EDF の料金制によってかなり平準化されてきたが、季節間の負荷変動は逆に拡大して来た。また冬季に、気温の低下によって偶発的にピークが発生するようになった。

2) 料金制度改訂の基本方針

料金の中立性、限界費用に基づく料金設定など、これまでの料金設定原則が維持され、これらの原則に基づき、料金構造を単純でかつ適正なものにする努力がなされた。

3) 主な改訂点

- ・料金の大区分を従来の2つ（緑料金と統一料金）から3つ（緑料金，黄料金，青料金）に増した。
- ・料金の地域差を解消した。
- ・冬季に偶発的に発生するピーク負荷を抑制するため、「ピーク日負荷抑制料金」を新たに導入した。

- | | |
|----------------------------------|---------------------|
| 1. はじめに | 3.2 第1次石油危機以降 |
| 2. 料金規制と限界費用価格形成原理 | 4. 今回の料金制度改訂 |
| 1.1 料金規制 | 4.1 電力需給構造の変化 |
| 1.2 限界費用価格形成原理 | 4.2 料金制度改訂の基本方針 |
| 3. 料金制度改訂に至る経緯 | 4.3 料金表 |
| 3.1 EDF の営業政策の転換（1960年代～第1次石油危機） | 4.4 ピーク日負荷抑制料金導入の意味 |

1. はじめに

フランス電力公社 (Électricité de France= EDF) は、1982 年末から、料金制度の大幅な改訂を始めた。EDF は、1957 年に産業用高中圧料金に限界費用価格形成原理に基づく季節別、時間帯別料金である「緑料金(Tarif Vert)」を導入し、1965 年には家庭用、業務用低圧料金についても、同様の原理に基づく時間帯別料金である「統一料金 (Tarif Universel)」を導入している。その後、1960 年代半ば頃から、電力需給構造の変化に対応するために、EDF はいく度か料金制度見直しを試みて来たが、今回の改訂は、これらの料金をその実施以来初めて根本的に見直すものである。EDF は 1990 年における電力需給構造を反映した料金構造の実現に向けて、現在の料金構造を漸進的に調整していくことにしている。

この報告の目的は、季節別、時間帯別料金制の先駆的な例として、フランスにおけるその 25 年間にわたる実施の経験と今回の改訂の内容とを調べ、日本の料金制度の今後のあり方に関して何らかの示唆を得ることにある。

2. 料金規制と限界費用価格形成原理

EDF の料金決定に関する基本原則として、原価主義、需要家に対する公平の原則が、EDF の国有化に関する法律と、EDF に対する配電事業の特許に伴う特許明細書に定められている。そして、EDF はこれらの枠内で、EDF 自体および国民経済全体の経済効率性を推進するという観点から、限界費用による料金設定の原則を採用している。

2.1 料金規制

1946 年 4 月 8 日の「電力、ガス事業の国有

化に関する法律」には、原価主義の原則が次のように規定されている。

「EDF と GDF (Gaz de France) は、財政的自律性、およびその結果としての技術面、営業面での自律性を賦与される。

これらの企業は、その財務および会計に関して、商工業的会社において行われている規則に従い、また租税を課せられる。

……その経営は、経常費用、資本費用および投資資金をまかなえるように行われなければならない……」(第 4 条)。

ここでは、EDF の経営が収支均衡の原則に従い、さらに、収入によって充当されるべき支出の中には投資支出も含まれることが定められている。

EDF は、その公益事業としての性格から、営利性と両立し得ない事業の運営を義務づけられているが、こうした事業の運営に伴う料金収入で充足できない支出に対しては補助金の給付が行われる。しかし、原則として、料金収入が供給原価と適正な利潤を回収するという、総括原価主義原則が規定されているのである¹⁾。

さらに、1958 年 11 月 27 日の緑料金の実施に関する特許明細書には、需要家に対する公平の原則が次のように定められている。

「EDF はすべての需要家を公平に扱わなければならない。

すべての需要家は、同一地域内の他の需要家とその供給条件が少くとも同等であるならば、その需要家と同一の料金で供給を受けることができる」(第 24 条)。

この特許明細書には、この他に、料金改訂の

1) Dufau, J., [5], p. 204.

方法、手続などについても次のように定められている。

EDF は、特許明細書の付録に示された上限料金表の数値を上まわらない範囲で、地域ごとに供給の特性に応じた料金を設定することができる(第 17 条)。

電力の需給構造の変化によってもたらされた供給コストの変化を料金に反映させるために、EDF は上限料金の修正(modification)を申請することができる。EDF は申請書を担当大臣に提出する。電力担当大臣がこの申請に対して 2 か月以内は異議を申し立てない場合には、申請どおりの修正が認可される。大臣は、この申請に異議がある場合には、申請書を電力・ガス上級審議会に送付し、その審議結果に基づいて修正の認可に関する決定を行う(第 20 条)。

この上限料金の修正は、電力経済指数(index économique électrique)²⁾に比例させて行われる(第 21 条)。

また、上限料金表が 5 年以上変更されない場合、または電力経済指数が前回の料金決定の時の 3/2 以上または 2/3 以下に変動した場合、または EDF 側の事情によらない経済的、技術的条件の変化によって、料金修正の規定では対処できないような不均衡が生じた場合には、国または EDF は上限料金の改訂(révision)を要求することができる(第 22 条)。

2.2 限界費用価格形成原理

原価主義、公平の原則など法的に定められた料金設定原則の下で、供給原価を料金表の契約種別、季節別・時間帯別の料率に配分する方法として EDF が採用したのが限界費用価格設定原理である。

需要種別、季節別・時間帯別に、電力供給の限界費用に対応した料金を課すことによって、

需要家はその需要を満すのに必要な供給コストを知ることになる。電気事業者は、この料金に応じて個々の需要家が決定する電力需要に対応した供給を行うことによって、社会的にも電気事業者自体にとっても最適な電力供給を行うことができるというのがこの理論の考え方である。

以下に、EDF が採っている限界費用による料金設定の方法の概略を述べよう³⁾。

まず長期(10 年~15 年)にわたる電力需要想定に基づいて、最適設備投資計画と設備運用計画が決定される。ここから、需要種別、季節別・時間帯別の長期限界費用が算出される。

この長期限界費用は次の 2 つの構成要素からなっている。

- 1) 「燃料コスト」: ある電力需要を満たす供給を行うのに要する可変費用の増分、ここでは燃料費の増分を採る。
- 2) 「供給能力増設コスト」(以下増設コストと略す): ある需要を満たす供給を行うために供給能力の増加が必要である場合、その増設に要する費用。長期限界費用から短期限界費用である燃料コストを差引いたものに等しい。

需要種別、季節別・時間帯別の「燃料コスト」の算出は、当該電力の供給に直接要する費用であるので容易であるが、ここで問題となるのは、「増設コスト」をどのようにして、需要

2) この指数は、電力供給コストを、燃料価格、賃金水準などを用いて、指数化したものである。この指数は 1971 年までは公表され、電力料金の改訂は、この指数を参考にして行われた(実際の料金改訂率は、この指数の伸び率を下まわっていた)。後述するように、1971 年、政府と EDF との間にプログラム契約が締結され、料金制度の見直しが始められるとともにこの指数の公表は停止された。

3) Monnier, L., [17], pp. 29~41, Franceny, M., [8] pp. 31~35.

種別, 季節別・時間帯別に配分するかである。

EDF はこのために「供給支障コスト」(cout de défaillance) という概念を導入する。供給支障コストとは, 既存の設備のみによってはすべての需要を満すことができない場合に生ずる社会全体(事業者と需要家)のコストである。容量の不足にともなう供給の支障は, 不足の程度によって, 電圧の低下, 電力輸入, 除籍設備の再稼動, 停電などさまざまな形態で現われる。これら容量不足によるコストを, その容量不足を生じさせる需要家に負担させようというのである。

まず季節別・時間帯別に, 供給支障の生じる確率を推定する。そして供給支障によってもたらされる社会全体の費用が, その容量不足を解消するのに要する増設コストに等しいと仮定して, 増設コストを供給支障の発生する確率に応じて季節別・時間帯別に配分するのである。

実際には供給支障コストは供給支障の生じる確率が一定水準以上である季節・時間帯に配分される。この配分額を負荷持続曲線と対比させて描くと図 2.1 のようになる。

次にこのようにして, 季節別・時間帯別に推定された長期限界費用(燃料コスト+増設コスト)を, 需要家のタイプ別に, 2 部料金制の料金体系に変換する。

需要家別に見ると, 年間負荷時間の短い需要家は長い需要家に比べて, 重負荷の季節・時間帯に負荷を生じる確率が高い。そこで需要家別の年間負荷時間数と, その需要を満すに要するコストとの関係は, 図 2.2 に示すような曲線になる。年間負荷時間数によって横軸をいくつか分割して, 各区分ごとにこの曲線を二部料金の算式で表現される直線で近似するのである。図において年間負荷時間 H_0 の需要家の基本料

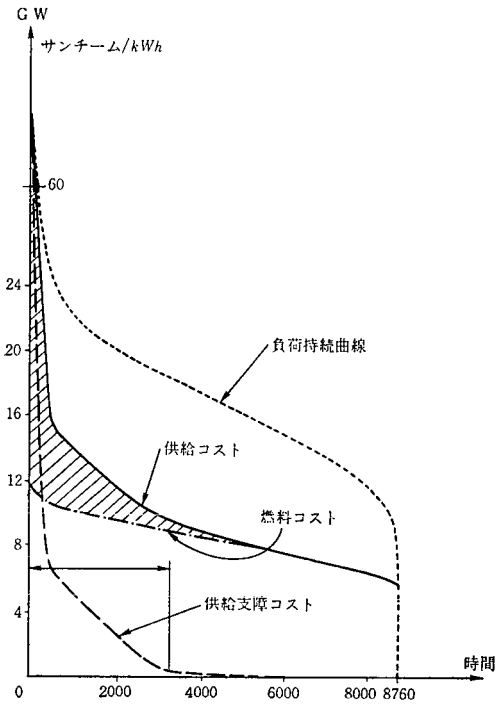


図 2.1 供給支障コストの配分
Monnier L., [17] p. 40

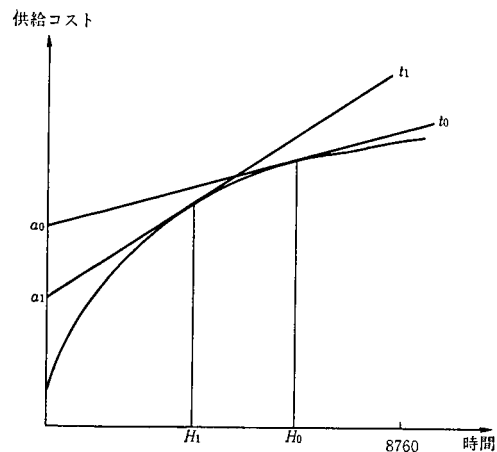


図 2.2 供給コストから料金への変換

金は a_0 、電力量料金は直線 t_0 の傾きで示され、その料金支払額は、 $a_0 + b_0 \cdot H_0 \left(b_0 = \frac{dt}{dH} \right)$ となる。

このような原価配分の結果、長期限界費用を構成する燃料コストと増設コストは電力量料金と基本料金との間に次のように配分される。

燃料コスト：電力量料金

増設コスト：供給支障コストの発生する季節・時間帯区分の電力量料金と基本料金に配分される。

また同一の契約容量においては、年間負荷時間が長い契約種別においては、それが短い契約種別と比べて、基本料金が相対的に高く、電力量料金が相対的に安くなる。

電力供給の長期限界費用は、こうして、各料金区分、契約種別の基本料金、電力量料金に配分されるのであるが、この配分額をそのまま料金とすると、その料金による電気事業者の収入は必ずしもその総費用をカバーしないことになる。電気事業者が規模に関して収穫逓増の状態にある場合には、限界費用が平均費用を下まわるため料金収入は費用を下まわることになり、収支均衡の原則が達成されないことになる。

この問題を解決するために、限界費用に基づいて上で算出された水準を、収支均衡をもたらすように修正する。この修正は、限界費用に基づいて算出された数値に一定の率 (péage) を乗じて行う。

この修正率を、どのようにして決定するか、最適修正率とはどのようなものであるかなどについては、現在においても理論的には十分な解決がなされていない。しかし現実的には、この問題は第1次石油危機が起るまでは、限界費用による料金設定の原則に抵触するほど重大なものとはならなかった。修正率は、第1次石油

危機以前では、1968年～69年の10%を最大として、常に低い水準にとどまったからである⁴⁾。

3. 料金制度改訂に至る経緯

1957年の緑料金の実施から約10年を経た1960年代半ばを過ぎると、早くも料金制度の見直しを迫るさまざまな事情が現われて来た。1960年代半ばから第1次石油危機の直前までにかけては、電力需給構造の変化とともに、EDFの営業政策に大きな転換があり、これに伴って料金制度の見直しが試みられた。また第1次石油危機発生の後には、それまでの費用構造に基づいた料金制度は現実の費用構造から大幅に乖離することになり、再び料金制度の見直しが迫られることになった。本項では1982年の料金制度改訂までの期間を、第1次石油危機発生を境に2つの期間に分けて、EDFの料金政策あるいは料金設定原則がどのように変化して来たかを概観する。

3.1 EDFの営業政策の転換(1960年代～第1次石油危機)

1960年代半ばになると、水力発電の比重の低下、化石燃料価格の低下、負荷曲線の変化など、電力の供給構造、需要構造は緑料金導入当時のそれから大きく変化し、料金制度の見直しが必要となって来た⁵⁾。

また、この頃になると国のエネルギー需給構造の中で電気事業の占める地位も変化して来た。緑料金導入当時のEDFの第1の任務は、

4) Monnier, L., [17], p. 29.

第1次石油危機による石油価格の上昇は、その時期に限界的発電施設であった火力発電の費用を大幅に上昇させた。しかし、水力等を含めた全発電施設の平均費用の上昇率はこれより低いため、修正率はマイナスで約20%と大幅なものとなった(後述)。

5) 1967年EDFは料金制度(緑料金)の見直しに関する研究を開始した。

供給能力を増大して需要に見合った供給を確保することであった。しかし 50 年代末になると EDF はその供給力の拡大に伴って、次第に電力システムのより効率的な運用に重きを置くようになり、それとともに電力以外のエネルギーとの競争をより強く意識するようになって来た。

さらにこの時期には、ノラ委員会の公企業の改革についての提言を契機として、公企業の運営に関する国の政策にも大きな転換が起った。国は公企業の経営の効率化を図って公企業の改革に着手した⁶⁾。

こうした内外の情勢の変化に対応して、EDF はその営業政策をより積極的なものに転換していく。そして料金政策もその営業政策の一環として微妙に変化していくことになる。

EDF は、1950 年代においては、限界費用価格形成原理を採用することの意義について次のように考えていた。それは、社会一般の利益に貢献すべき公企業として、先駆的にこの価格形成原理を導入することによって、経済の他の部門にこの原理を波及させ、経済全体がこの原理によって運営されるように誘導していくのが EDF の使命であるというものである⁷⁾。

しかし、この頃になると次のように主張するようになった。

電気料金は、需要家による種々のエネルギー間の合理的な選択を誘導するものでなければならない。電力と他のエネルギーとの競合関係が強まって来た現状においては、EDF のみが限界費用による価格形成を行っても、社会全体としての最適化は達成されないであろう。EDF も、他のエネルギーの供給者と同様に、より積極的な営業政策（料金政策）を採用し、電力需要の増加を図らなければならない。EDF が他

の競争者と同じ水準で競争することによって、社会全体として最適なエネルギー需給構造が達成されるのである⁸⁾。

このような考え方から、EDF は、他のエネルギーとの競争を考慮に入れた料金の導入を意図するようになった。そして EDF は、1970 年に低圧料金に全電化住宅向けの料金区分として「全電化料金」を導入、また 1960 年代末から 1970 年代始めにかけて少数の大口需要家との間に特別有利な条件の特約料金による供給契約を結んだ⁹⁾。

1970 年末になると、ノラ報告の提言に基づいて EDF と経済財政大臣との間に「プログラム契約 (contrat de program)」が結ばれ、公企業に対する国の統制に新たな形態が導入され

6) 1967 年、ポンピドゥー大統領の諮問機関である公企業委員会 ((Comité «Entreprise Publique», 委員長 S. Nora) が、公企業の改革に関する報告書 (ノラ報告) を提出した。その後、国の公企業政策は、この報告の提言に基づいて転換していくことになった。ノラ報告の主な内容は次のようなものであった。

第 2 次大戦後から 1960 年代半ばごろまでのフランスにおける公企業政策は、公企業を国の分配政策、インフレ抑制政策、産業政策の手段として利用する傾向を強く持っていた。この結果、公企業の財務状態は悪化し、公企業への国の補助金の増加など国の財政負担が増加することになった。このような状況を改善するためには、国の公企業政策を転換しなければならない。国は公企業に対する監督・統制を緩和し、公企業に対して経営の自律性をより広汎に与えるべきである。一方公企業は、自らの経営努力によって経営効率を向上させ、その財務状態を改善しなければならない。また公企業の料金は費用を反映したもの (中立的な価格) でなければならない。中立的な価格を通じて経済全体の資源配分の合理化を促進すべきである。Comte, P., [4] pp. 35~6.

7) 緑料金導入当時、EDF は、限界費用価格形成原理を採用することの意義を次のように主張していた。すべての財、サービスが限界費用に等しい価格で販売されることが理想であるとするならば、公共部門の 1 つが、そのような料金政策を採用することは、それが直接に社会の一般利益にどのような影響を及ぼすかにかかわらず、それが他の部門において同様の料金政策を採らせる誘因となるかぎり有意義である。EDF の限界費用による料金形成が直接社会の一般利益に及ぼす貢献は仮に小さいとしても、長期的には大きな社会的利益をもたらすであろう。Monnier, L., [17], p. 121.

8) Monnier, L., [17], p. 123.

9) Monnier, L., [17], p. 112, p. 126.

た。これによって、EDF は従来よりも広汎な経営の自律性を与えられるとともに、その営業政策に合致した料金制度の策定に着手することになった¹⁰⁾。

プログラム契約は料金については次のように規定している。

・ EDF が独占的地位を有する分野においては、EDF は（従来どおり）一般利益に合致した料金政策を採らなければならない。

・ 他の電気事業者または他のエネルギー供給事業者との間の競争関係にある分野においては、EDF はその正当な経営手段を用いて、それと競争しなければならない¹¹⁾。

・ EDF は 1973 年までの 3 年間で料金制度の見直しを行う。

・ 料金水準については、この契約が前提として設定している経済諸条件が満される場合には、高圧、低圧電力全体として、毎年平均 1.85% 以内の値上げを行うことができる（コスト上昇など経済諸条件が定められた枠を超えて変動した場合にはさらにそれを補償する料金値上げが認められる）。

EDF はすでに 1967 年から 1970 年にかけて、料金制度見直しのための研究を行って来たが、プログラム契約の規定に基づいて、1971 年から 1973 年までの 3 年間で料金制度の修正を行うことになった。この時の料金制度改訂の基本方針は、需要家がエネルギー、電力需要をできるだけ合理的に決定できるように、料金を限界費用にできるだけ近づけること、従来料金の地域差の理由となっていた電力需給構造の地域差が縮小して来たのに伴い、料金の地域差を解消することなどであった。

この時の料金制度改訂は、緑料金のアップ・ダイティングという程度の内容のものであり、

それによる唯一の実質的な変化は、中圧料金の地域差が解消されたことであった。しかし 1973 年までには、EDF が目指していた料金構造を実現できたこと、プログラム契約で保証された料金水準の改訂（毎年 1.85%）と、インフレによるコスト上昇を補償する名目での改訂（1971 年 3%、1972 年 2%、1973 年高圧 3%、低圧 2%）とによって EDF の自己資金比率がかつてないほどに改善されたことなど、一定の成果が見られた¹²⁾。

3.2 第 1 次石油危機以降

1971 年から 1973 年にかけての料金改訂の成果は、1973 年末の第 1 次石油危機の発生によって水泡に帰した。

石油価格の急騰は火力発電コストを大幅に上昇させ、電力システム全体の費用構造を変化させた。石油価格の上昇は短期限界費用を 2.5 サンチーム/kWh から 7.5 サンチームに上昇させた（一方、平均費用は、水力発電に対する燃料価格上昇の影響が小さいため、3 サンチーム/kWh 程度しか上昇しなかった¹³⁾）。料金区分

10) EDF と政府とのプログラム契約の内容は、1970 年 12 月 23 日に経済財政大臣と産業開発大臣の連署で、EDF の理事長あてに出された書簡と、同じ日に締結された契約書によって規定されている。契約期間は、1971 年～75 年の 5 年間であり、そのうち 1971 年と 72 年については、EDF が達成すべき目標（生産性上昇率、自己金融の増加率、粗利潤率などの目標値）と、国が EDF に対して行う助成、EDF が行うことのできる料金値上げの幅などが具体的に規定された。この契約によって、従来より広汎に経営の自律性を与えられるかわりに、定められた経営目標を自らの経営努力によって達成しなければならなくなったのである。Comte, P., [4], pp. 29～43.

11) この規定は、電力供給のどの分野が独占的であり、どの分野が競争的であるか、を明確にしていない。この規定については、その後さまざまな解釈がなされている。また、プログラム契約の法的性格、その内容の解釈についても、多くの問題点が残されている。

12) Francony, M., [8] pp. 10～11.

13) かりに、短期限界費用によって料金を決めると、EDF の料金収入は、費用を 20% 上まわることになる。つまり収支均衡のための修正率は、従来と逆にマイナスとなり、かつてない大きなものとなる。Monnier, L., [17] p. 131.

別に見ると、低圧電力の短期限界費用は約 25% 上昇したのに対して、高圧電力では約 100% (200 kV、特別高負荷料金の場合は約 200%) 上昇した。

このような大幅な費用構造の変化に対応して再び料金の見直しを行わなければならなくなったのである。そしてこの大幅な費用構造の変化は、これまでの長期限界費用による料金設定原則について再検討を迫るものであった。

すなわち、現在の費用構造は石油価格の上昇によってもたらされたものであり、長期的に見た最適電源構成を反映したものではない。しかし、当面の料金改訂には、大幅に上昇した現在の(短期限界)費用構造を無視することはできないであろう。一方、長期的に見れば費用構造の変化は原子力の優位性を高め、最適電源構成は原子力を中心としたものになることは明かである。しかしその実現は 1980 年代末頃になると予想され、その実現までの期間の(長期限界)費用構造は、最適電源構成を反映した費用構造とは異ったものとなる。このような状況において当面の料金改訂をどのような原則に基づいて行うかが問題となったのである。

EDF は、最適な料金構造への調整を時間をかけて行う方針を採り、当面は、限界費用による料金設定原則にプラグマチックな修正を加えるという方法で、当面の料金改訂を行っていく方針を決めた。

それは、当面の料金を、石油危機によってもたらされた費用構造の変化を反映し、さらに長期の電源計画に適合したものとするために、次の 2 つの費用を料金に反映させるというものであった。

現時点の(短期)限界費用：これは現時点での電力需要を合理的なものに誘導するが、

長期にわたって影響を及ぼす投資の決定に対しては不適當である。

(電力システムが最適化された時点での)長期限界費用：投資決定を合理的に誘導するが、電力需要に対しては、とくに省エネルギーが至上命令であるような時期には、不適當である¹⁴⁾。

1974 年 10 月 EDF 理事会は、上述の方針を確認し、料金の改訂に際しては、燃料価格上昇の供給コストへの影響として平均費用の上昇(3 サンチーム/kWh)を採ることを決定した。

この方針の下に、EDF は「真実の価格 (prix vrais)」とよばれる料金を提案した。それは、EDF の収支均衡を保証しながら、需要種別間、基本料金・電力量料金間、季節・時間帯区間の料金の相対水準を、短期限界費用の相対水準と電力システムの最適化が達成された後の長期限界費用の相対水準との中間の位置に設定するものであった¹⁵⁾。

しかし、1974 年から 75 年にかけて、国は公共料金抑制政策の一環として、電気料金を抑制した。そのため、政府は、EDF が望んでいるような料金改訂の認可を行わなかった¹⁶⁾。このため、料金構造は、EDF が計画していた長期的な調整過程から一時的に乖離することになった。

この結果、料金構造と費用構造との間には次のような乖離が生じることになった。

- ・電圧区分間：低圧料金は費用を上まわった水準に値上げされ、逆に高圧料金(とくに特別高圧料金)は費用を下まわった水準に

14) Monnier, L., [17], p. 132.

15) Monnier, L., [17], p. 135.

16) 1974 年には各契約種別に対して一律の 14.5% 値上げが行われ、1975 年にも同様の方法でいく度かの値上げが行われた。

値上げされた。

- 基本料金・電力量料金間：費用の変化が主として燃料費の変化によってもたらされたものであるから、電力量料金が主に値上げされるべきである。それにもかかわらず、基本料金が不均衡に値上げされた。
- 季節・時間帯区分間：燃料費の上昇幅は各区分間で同一であるから、それを反映させて値上げすれば、各区分間の電力量料金の相対的格差は縮小すべきであるのに、値上げ以前の相対的格差がそのまま維持された¹⁷⁾。

また、料金水準の抑制によって、EDFの料金収入が伸び悩み、1974年、75年の2年間、EDFは大幅な赤字を記録した。

その後、このような状態は次第に改善されていった。そして1980年頃には、料金構造は、EDFが1974年に提案した長期的な料金構造改訂の計画において(1980年時点に関して)、想定されていた費用構造に近いものになった。

こうして、1980年前後には、それまでの過渡的な料金改訂の段階から、限界費用価格形成原理に基づいたより基本的な料金の見直しの段階に移行することになった¹⁸⁾。

4. 今回の料金制度改訂¹⁹⁾

EDFは、1978年からすでに料金制度見直しの作業を行って来たが、1981年3月には改革案を発表するに至った。その後、これに基づいた新料金制度が1982年11月政府によって認可され、同年12月1日に旧料金制度との選択制という形で実施されることになった。

今回の料金制度改訂においては、EDFは1990年における電力需給構造を反映した料金構造の実現に向けて、現在の料金構造を漸進的

に調整していくことにしている。

本項では、今回の料金制度改訂の背景となった電力需給構造の変化と、料金制度改訂の基本方針とについて簡単にふれた後、新料金表の説明に入ることにする。そして最後に今回新たに導入されたピーク日負荷抑制料金の意味について検討する。

4.1 電力需給構造の変化

今回の料金制度改訂の背景には、限界費用に基づく料金制度が導入されてからの25年間、とくに第1次石油危機以降に、電力の需要、供給構造が大きく変化して来たという事情がある。

1) 需要構造の変化

この25年間に電力需要の負荷変動のパターンが変化して来た。日負荷変動は、EDFの料金政策によってかなり平準化された(図4.1)。しかし、夏冬間の負荷変動幅は逆に拡大し、また重負荷の発生する冬季の負荷変動パターンに新たな特徴が現われて来た。

その要因は、第1に生活様式、就業時間などが変化して冬季の活動が増加して来たことである。しかし、それにも増して、特に冬季における負荷変動パターンを特徴づける要因となっているのは、熱源(暖房用)としての電力需要が増大したことである。

- 季節間負荷変動：冬季の1日平均負荷は、1952年には夏季の1日平均負荷の1.25倍であったが、1980年には1.5倍となり、さらに1990年には2.0倍になると予測されている。

17) Maronne, M., et Pinta, J. C., [16], pp. 7~8. Monnier, L., [17], pp. 146~8.

18) Marronne, M., et Pinta, J. C., [16], pp. 7~8. Monnier, L., [17], pp. 145~8.

19) この章の叙述は、海外電力調査会[12], Lammers, L., [13], Maronne, M, et Pinta, J. C., [16], Monnier, L., [17], EDF, [6] によっている。

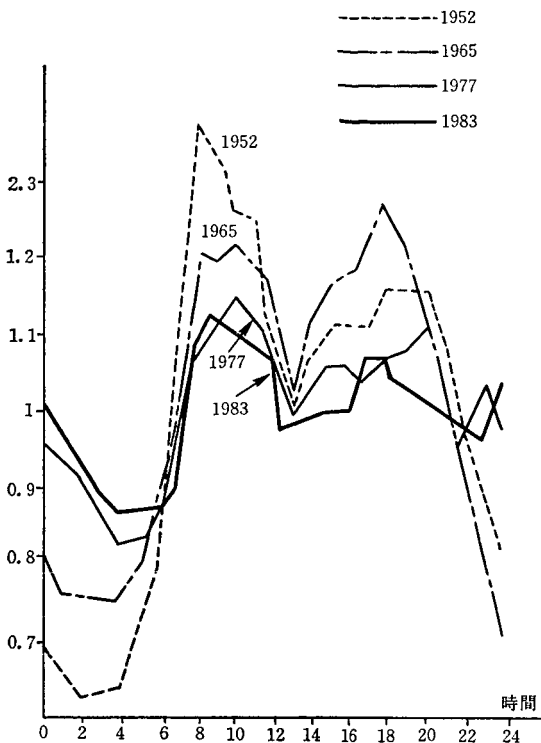


図 4.1 日負荷曲線の変化
(年間最重負荷日, 1日平均=1.0)
Revue de l'Energie, dec. 1984, p. 804

- 冬季の負荷変動：負荷変動が従来以上に気温によって左右されるようになり、ピークの出現を予測することが困難となって来た。冬季のピーク負荷は、少数の日(20日前後)に偶発的に発生し、それが長時間続くようになった。このためピークを「ピーク時間帯」としてよりも「ピーク日」として把えることが必要となって来た。

2) 供給構造の変化

25年前には、総発電量は小さく、水力発電の比重が大きかったので、電力システム全体の需給調整に関して水力発電は十分な調整能力を持っていた。

その当時と比べて、現在の電源構成は次のよ

うに変化して来た。

- 原子力発電量の全発電量に占める比重が上昇した。1980年にはこの比重は25%であったが、1985年には50%、1990年には75%になると予測されている。
- 水力発電量の比重が低下した。
- 石油危機以後、石炭火力が石油火力よりも有利となり、石油火力の石炭火力への転換が進んでいる。

この結果、ピーク負荷用の電源として(貯水池式などの)水力発電に代って、火力発電、ガス・タービン発電が増加して来た。

現在では、夏季(ピークおよびオフピーク)の需要は、大部分が原子力発電のみでカバーできるが、冬季には負荷増大に応じて、原子力に加えて石炭、石油火力、ガス・タービン発電などが順に加わるという電源構成になった。

したがって、夏季と冬季の供給コストには大きな格差が生じた。さらに年間最大の負荷が生じる冬季のいく日における供給コストが他の季節・時間帯と比べて極端に高いものとなって来た。

4.2 料金制度改訂の基本方針

料金制度改訂の基本方針は次のようなものであった。

- 料金の中立性、限界原理に基づき供給原価を反映させた料金構造の設定など、従来の料金設定原則を維持する。
- 需要家の特性に応じて料金構造をできるだけ単純化する。大口需要家に対しては、料金表の季節・時間帯区分、負荷率区分数を増し、需要家の選択の幅を広げる一方、家庭用などの小口需要家には、単純で理解しやすい料金表を設定する。
- 需要家の負荷率別、季節・時間帯別の供給

コストを正確に反映した料金を設定する。
 新料金制度における主な改訂内容は次のようなものである。

- 旧料金においては、高中圧需要家向けの緑料金と低圧需要家向けの統一料金との2つの区分があったが、新料金においては、この2つの料金区分は、緑料金 (Tarif Vert)、黄料金 (Tarif Jaune)、青料金 (Tarif Bleu) の3つの料金に再編された(図 4.2)。従来の緑料金と統一料金との間に新たに黄料金が設けられ、これまで緑料金の対象となっていた需要家のうち比較的小口の需要家と、統一料金の対象となっていた需要家のうち比較的大口の需要家が、この黄料金の対象となった。

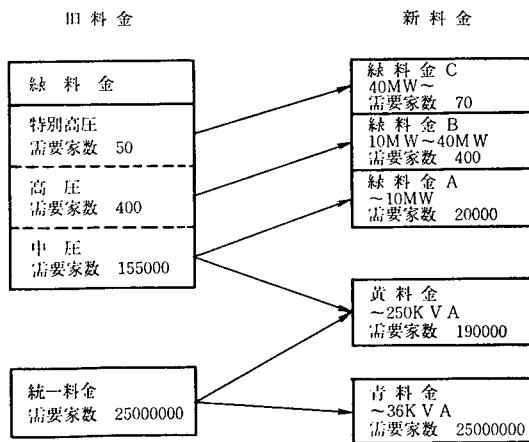


図 4.2 料金区分の改訂
 Maronne, M. et Pinta, C. [18]

- 旧緑料金においては、契約種別が電圧によって定められていたが、新料金においては容量 (kW) によって区分されるようになった。これによってすべての料金区分において、kW または kVA で契約種別が区分されることになった。

- 緑料金の C 料金 (特別高圧料金) を除いて、料金の地域差が解消された。原子力発電所の全国的な立地と電力系統の発達によって供給コストの地域差が縮小し、料金に地域差を設ける意義が薄れて来たことがその背景にある。
- ピーク日負荷抑制料金がオプションとして新たに導入された。この料金は、冬に気温の低下によって生じる予測困難なピークを抑制するために設けられたものである (詳しくは後述)。
- 緑料金において、軽負荷時の季節・時間帯区分数を増し、軽負荷時においても料金を通じてより適切なシグナルを需要家に送り、需要のより有効なコントロールを図っている。また、各料金区分の軽負荷の時間帯の開始時に生じるピークに対して系統全体で対処するために、軽負荷の時間帯の開始時に地域差を設けた。このように重負荷時のみでなく、軽負荷時についても料金表の改善が行われた。
- 旧料金における用途別の料金区分が廃止されることになった。現在まで残されている低圧電力の家庭用、業務用の区分も 1990 年までに廃止されることになっている。

4.3 料金表

1982 年 12 月の料金改訂時に、新料金制度が導入され、1990 年の費用構造を反映した料金構造を構築する作業が開始された。その後 1984 年 2 月の料金改訂時にも、目標とする料金構造に向けての修正が行われた。

1984 年 2 月現在の料金制度改訂の進捗状況は次のようなものである。

緑料金のうち契約容量 40 MW 以上の C 料金と 10 MW ~ 40 MW の B 料金については、

1982年12月に最終的な料金表が実施された。契約容量10MW未満のA料金については、1982年12月に旧緑料金の中圧電力料金表と同じ5つの季節・時間帯区分を持つ料金表(A5)が実施されたが、1984年2月には、これに加えてC、B料金と同じ8つの季節・時間帯区分を持つ料金表(A8)が実施された。

黄料金については、1982年に簡略型 Borne-Poste 料金という形で、目標とする黄料金と同じ構造の料金が一部の需要家に対して導入された。黄料金の実施には計量器の設置が必要であり、計量器が全電要家に設置可能になるには時間を要する。こうし事情から、暫定的に旧料金制度にあった Borne-Poste 料金²⁰⁾の枠内で、需要家がしゃ断器による契約容量の管理を受け入れる場合のみ適用されることになったのである。

青料金については、従来の統一料金とほぼ同じ構造の新料金表が1982年に導入された。青料金の場合には、目標とする料金表の実現は時間をかけて除々に行われることになっている。

現在実施されている料金区分とその契約容量は次のとおりである。

		契約容量
緑料金	A 料金	A 5
		A 8
	B 料金	10 MW ~ 40 MW
	C 料金	40 MW ~
黄料金 (簡略型 Borne-Poste 料金)		
		~ 250 kVA
青料金	1 kVA ~ 36 kVA	
(うち 1 kVA ~ 3 kVA は、小口料金)		

契約容量は、緑料金の場合電力(W)で定められ、黄料金、青料金の場合には皮相電力

(VA)で定められる。緑料金においては有効電力に対してのみでなく、1部の季節・時間帯においては無効電力に対しても電力量料金が課せられる。

新料金表について以下で簡単に説明する。

1) 緑 料 金

a) 標準料金

C料金(40MW以上)、B料金(10MW~40MW)、およびA料金中のA8料金(3MW~10MW)の季節・時間帯区分は、図4.3に示す8区分である(A5料金は5区分)。

冬期(12月~2月)を、ピーク時(月曜~金曜、9~11時、18時~20時)、重負荷時(月曜~金曜、7時~9時、11時~18時)、軽負荷時(月曜~金曜、1時~7時と土曜、日曜、休日)の3つの時間帯に分ける。

中間期(3月、11月)、夏期(4月~6月、9月、10月)をそれぞれ重負荷時(月曜~金曜、7時~1翌日1時)と軽負荷時(月曜~金曜、1~7時と土曜、日曜、休日)の2つの時間帯に分ける。

7月、8月は全日を1つの時間帯とする。

料金表では、A、B、C各料金ごとに、需要家の年負荷率によって次のように4つの契約種別が設けられている(表4.1にB料金を例示する)。

特別高負荷率料金；

年間負荷時間 6,000 時間 ~

高負荷率料金； " 4,000 ~ 6,000 時間

一般料金； " 1,800 ~ 4,000 時間

低負荷率料金； ~ 1,800 時間

この4つの契約種別毎に、契約kW当りの基本料金と電力量料金が定められている。契約

20) 電気事業者の変圧施設が需要家に近接しており、その能力に余裕がある場合に、電気事業者が需要家に代って変圧して供給する契約に伴う料金。

	冬 期 12月, 1月, 2月	中間期 3月, 11月	夏 期 4月, 5月, 6月, 9月, 10月	7・8月
9時～11時 18時～20時 月曜～金曜	ピーク時			
	重負荷時	重負荷時	重負荷時	(7・8月)
平日1時～7時(5日間) +土曜日, 日曜, 休日	軽負荷時	軽負荷時	軽負荷時	

図 4.3 緑料金 B, 標準料金, 季節・時間帯区分 (A, C 料金も同じ)

表 4.1 緑料金 B, 標準料金 (10 MW～40 MW)

	基本料金 (フラン/kW/年)	電力量料金 (サンテーム/kWh)							
		ピーク時	冬 期 重負荷時	中間期 重負荷時	冬 期 軽負荷時	中間期 軽負荷時	夏 期 重負荷時	夏 期 軽負荷時	7, 8月
特別高負荷率料金	632.78	41.07	33.85	30.50	23.68	20.74	13.24	9.10	6.82
高負荷率料金	408.03	56.86	47.36	36.92	28.09	22.48	13.91	9.23	6.82
一般料金	240.80	89.10	62.74	42.01	31.30	23.28	14.18	9.23	6.82
低負荷率料金	86.96	112.78	88.43	52.44	40.13	25.95	15.65	9.63	6.82
無効電力(サンテーム/KVA)		9.90							

種別ごとの基本料金と電力量料金との間には、2で述べたコスト配分の原則から、基本料金は高負荷率になるほど高くなり、電力量料金は低負荷率になるほど高いという関係がある。

なお、契約された容量または年間負荷時間数を越えて需要がなされた場合には割高な超過料金が課せられる。

b) ピーク日負荷抑制料金

この料金の契約者に対しては、EDF は 11 月 1 日から 3 月 31 日までの間の 22 日を、自由にピーク日と指定することができる。EDF がピークの発生を予想して指定したピーク日の 7 時から翌日 1 時までの時間帯(可動ピーク時間帯)には、特別に高い料金が課せられる。

季節・時間帯区分は、標準料金より 2 つ少ない 6 区分である (図 4.4)。また、年間負荷時間

による契約種別は、特別高負荷率料金と一般料金の 2 つである。

	12月～2月	3月, 11月	4月～6月 9月～10月	7・8月
	冬 期	中間期	夏 期	7・8月
	ピーク日		重負荷時	軽負荷時
平日1時～7時 +土曜, 日曜, 休日	冬期時間帯	中間期時間帯	軽負荷時	

図 4.4 緑料金 B, ピーク日負荷抑制料金, 季節・時間帯区分

B 料金について、標準料金とピーク日負荷抑制料金 (表 4.2) とを比較すると、ピーク日負荷抑制料金の可動ピーク時間帯の電力量料金が特別に高くなっている代わりに、冬期と中間期の可動ピーク時以外の時間帯では、ピーク日負荷

表 4.2 緑料金B, ピーク日負荷抑制料金

	基本料金 (フラン/KW/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)					
		可動 ピーク時	冬 期	中間期	夏期 重負荷時	夏期 重負荷時	7・8月
特別高負荷率料金	632.78	77.59	24.35	22.74	13.24	9.10	6.82
一 般 料 金	240.80	200.67	28.76	24.21	14.18	9.23	6.82
無効電力 (サーテム/KVARH)		9.90					

抑制料金の方が標準料金よりも安くなっている (夏期と7, 8月の各季節・時間帯については2つの料金の電力量料金は同じである)。なお, 基本料金は2つの料金とも同じである。

・ 重負荷時容量抑制に伴う基本料金割引

契約容量は, 重負荷時の契約容量が軽負荷時の契約容量より大きい場合を除き, 各季節・時間帯ごとに定める。そして, 重負荷時の契約容量が軽負荷時の契約容量よりも小さい場合には, 重負荷時の契約容量の抑制を奨励する意味で基本料金が割引かれる。

P_R を割引契約容量, P_i を季節・時間帯別契約容量, r_i を基本料金割引係数とする。ここで i は季節・時間帯を示す (i が小さいほど重負荷時間帯となる)。

契約容量は次の式で算出され, これに基本料

金が課せられる。したがって, 重負荷時の契約容量を小さくするほど, 支払額は安くなる。

$$P_R = P_1 + r_2(P_2 - P_1) + r_3(P_3 - P_2) + r_4(P_4 - P_3) \dots$$

B料金の基本料金割引係数表を表 4.3 に示す。同様の割引係数表が黄料金にも付属している。

2) 黄料金 (簡略型 Borne-Poste 料金)

a) 標準料金

季節区分は, 冬期 (11月~3月), 夏期 (4月~10月) の2つである。時間帯は重負荷時 (毎日16時間) と軽負荷時 (毎日8時間) の2区分であるが, その開始時刻と終了時刻は配電局ごとに定められる (図 4.5)。

年負荷率による契約種別は, 高負荷率料金と一般料金のつ2である (表 4.4)。

表 4.3 基本料金割引係数

1) 標準料金

	ピーク日	冬 期 重負荷時	中間期 重負荷時	冬 期 軽負荷時	中間期 軽負荷時	夏 期 重負荷時	そ の 他
特別高負荷率料金	1	0.75	0.32	0.17	0.05	0.05	0
高負荷率料金 一 般 料 金	1	0.65	0.33	0.19	0.07	0.05	0
低負荷率料金	1	0.65	0.35	0.25	0.16	0.15	0

2) ピーク日負荷抑制料金

	可動 ピーク時	冬 期	中間期	夏 期 重負荷時	そ の 他
特別高負荷率料金	1	0.20	0.08	0.05	0
一 般 料 金	1	0.25	0.09	0.05	0

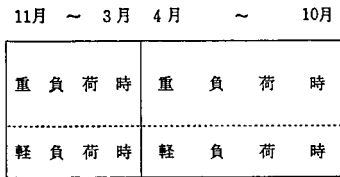


図 4.5 黄料金, 標準料金, 季節時間帯区分

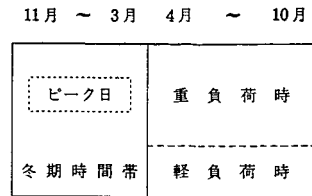


図 4.6 黄料金, ピーク日負荷抑制料金, 季節, 時間帯区分

表 4.4 黄料金, 標準料金

	基本料金 (フラン/KVA/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)			
		冬期重負荷時	冬期軽負荷時	夏期重負荷時	夏期軽負荷時
高負荷率料金	353.26	60.33	26.15	18.41	9.79
一般料金	116.62	86.63	37.37	19.80	10.23

表 4.5 黄料金, ピーク日負荷抑制料金

	基本料金 (フラン/KVA/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)			
		可動ピーク時	冬 期	夏期重負荷時	夏期軽負荷時
高負荷率料金	353.26	239.49	30.96	18.41	9.79

b) ピーク日負荷抑制料金
高負荷率料金についてのみこのオプションがある。可動ピーク時は、緑料金と同様に 11 月～3 月の 22 日以内の日の 7 時～翌日 1 時である (図 4.6, 表 4.5)。

3) 青 料 金

青料金には、時間帯区分のない標準料金 (表

4.6), 重負荷時, 軽負荷時の 2 区分の時間帯別料金である昼夜間料金 (表 4.6), ピーク日負荷抑制料金 (表 4.7) の 3 つの料金がある (この他に契約容量 3 kV 以下の小口の需要家には、特別に有利な料金が定められている)。

a) 標準料金

契約容量 6~18 kVA で 5 つの契約種別があ

表 4.6 青料金, 家庭用, 農業用, 標準料金, 昼夜間料金

契約容量 (KVA)	標準料金		昼夜間料金		
	基本料金 (フラン/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)	基本料金 (フラン/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)	
				重負荷時	軽負荷時
6	417.00	↑ 45.07 ↓	677.40	↑ 45.07 ↓	↑ 27.59 ↓
9	769.20		1092.00		
12	1117.32		1521.48		
15	1465.44		1950.96		
18	1813.56		2380.44		
24			3579.24		
30			4778.04		
36		5976.84			

表 4.7 青料金, 家庭用, 農業用, ピーク日負荷抑制料金

契約容量 (KVA)	基本料金 (フラン/年)	電力量料金 (サンチーム/kWh)	
		ピーク時	その他
12	677.40	↑	↑
15	1092.00		
18	1521.48	276.85	30.11
36	2380.44	↓	↓

り、電力量料金はすべての契約容量について同一である。

b) 昼夜間料金

1日のうち8時間を軽負荷時間帯とし(開始時刻, 終了時刻は地域別に定める), 軽負荷時には標準料金より安い電力量料金を課する。ただし基本料金は, 標準料金より高くなる。

c) ピーク日負荷抑制料金

契約容量は 12, 15, 18, 36 kVA の 4 種。ピーク日設定のし方, 基本料金, 電力量料金の配分などは, 緑料金, 黄料金と同様である。

4.4 ピーク日負荷抑制料金導入の意味

ピーク日負荷抑制料金は, 今回の改訂で初めて導入された新しいタイプの料金である。EDF は, この料金を標準料金のオプションとして導入し, 時間をかけて浸透させていく計画である。したがってこの料金が冬季におけるピークの抑制に対してどのような効果を持つかについては, 今後解明されるべき課題であろう²¹⁾。

ここでは Monnier の説に従って, この料金が理論的にどのような可能性と問題点を持っているかを述べることにする。

1) 電力システム運用に対する効果

この料金制度が有効に機能するか否かは, 電気事業者が, システム運用上の必要性に応じてどれほど合理的にピーク日の指定を行い得るにかかっている。真に最適なシステム運用計画

は, 供給側の運用手段と料金を通じての負荷管理手段とを調和的に統合したものでなければならない。

現状では, この料金が電力需要に対してどのような影響を及ぼすかは料金実施による経験の蓄積を通じて明らかになってくるであろう。しかし需要側に関するこうした知見のみでは, 供給側の要因によって生じる供給支障の可能性に適切に対処しうるピーク日の指定を行うことは困難である。

2) スポット料金制との関連

時間帯を電気事業者が自由に設定することによって, 負荷変動とともに時々刻々変動する供給コストに, 料金をできるだけ近づけようという考え方は, スポット料金理論の現実への適用の第1歩を印すものであるといえよう。しかし毎年のピーク日の日数(時間数)が事前に決められており, しかも毎年同一であることから, この料金は厳密にはスポット料金とは言いがたい。真のスポット料金と言い得るためには, 電力システム上に毎年現実に発生する負荷変動(ピークの発生)に対応してピーク日の日数を変化させることが必要であろう。

3) エネルギー需給システムへの影響

この料金の導入は, 現在進展している石油から電力(とくに原子力)への転換の過程を, 経済的により合理的なものにするであろう。フランスにおいては現在石油危機以前の石油価格が

21) ピーク負荷抑制料金の導入後, 2度目の冬を経て, この料金は産業需要家に対しては, 一定の効果を現わした。すなわち, 可動ピーク時の契約容量 1,300 MW に対して, 760 MW (58%) の負荷削減が, この料金によってもたらされた (Bértigny, F. et Fiancette, G., [2], p. 7.)。低圧需要家に関しては, ヒート・ポンプとボイラーによる二重の暖房システムを設置した数千の需要家が, すでにこの料金で契約しており, これらの需要家は この料金制度に対して好意的であるといわれる (Gilbert, S., [9], p. 6.)。

22) Monnier, L., [17], pp. 230~4.

安い時代に建設された発電設備が多数存在している。これらの設備は石油価格の上昇によって陳腐化し、利用価値を失った。しかしこの料金の導入によってこれらの設備に再び利用価値が生じるであろう。電気事業者は、料金の高いピーク時にはこれらの設備を使用することができるようになり、その分だけ新規の設備投資を削減することができよう。さらにこれによって生じる利得はオフピーク時の安い料金によって需要家にも移転されるであろう。

参考文献

- [1] 荒井泰男「最近のフランスの電気料金制度について」『電力経済研究』, No. 8, 1974年7月。
- [2] Bertigny, F., Fiancette, G., "Influence of the Tariff Structure Employed by EDF on the Behaviour of Large-Scale Industry", *Conference on Electricity Tariff*, Helsinki, September, 1984.
- [3] Careme, F., Lescoeur, B., "Choice between Short Run and Long Run Marginal Costs for Electricity Supply Tariffs in a Situation of Excess Plant", *Conference on Electricity Tariff*, Helsinki, September, 1984.
- [4] Comte, P., "Un espoir pour les entreprises publiques: Les contrats de programme", *Note et Etude Documentaires*, No. 4167~4168, La Documentation Française.
- [5] Dufau, J., *Les entreprises publiques*, Editions de l'actualité juridique, 1973.
- [6] Électricité de France, Various Issues on the Revision of Electricity Tariffs.
- [7] Electricité de France, *Entreprise nationale, industrielle et commerciale*, Notes et Etudes Documentaires, No. 6475~5476, La Documentation Française, janvier 1981.
- [8] Francony M., "Theory and Practice of Marginal Cost Pricing; The Experience of Électricité de France", *Annals of Public and Co-operative Economy*, jul. ~sep., 1979.
- [9] Gilbert, S., "Tariff Structure for Random Peaks and Dual-Energy Equipment", *Conference on Electricity Tariff*, Helsinki, September, 1984.
- [10] Ginocchio, R., *Législation de l'électricité production-transport-distribution*, Edition Eyrolles, 1977.
- [11] Gouni, L., "Production Cost: The Accounting and Economic Aspects", *Conference on Electricity Tariff*, Helsinki, September, 1984.
- [12] 海外電力調査会「海外電力情報」, Vol. 15, No. 2., 1983年1月15日。
- [13] Lammers, L., "La gestion des kWh et la nouvelle tarification E. D. F.", *Revue de l'Energie*, no. 353, avril 1983.
- [14] Lévy-Lambert, H., *La vérité des prix*, Edition du Seuil, 1969.
- [15] Lorgeou, J., "La tarification des fournitures en basse tension et France. Aspects théoriques et pratiques de l'élaboration de Tarifs Universel" *Conference on Electricity Tariff*, UNIPED Madrid, avril 1975.
- [16] Maronne, M., Pinta, J. C., "Development of Electricity Tariff Structures in France since 1975", *Conference on Electricity Tariff*, UNIPED Helsinki, September, 1984.
- [17] Monnier, L., *La tarification de l'électricité en France*, Economica, 1983.
- [18] Monnier, L., *La fonction instrumentale des tarifs publics*, Edition Cujas, 1981.
- [19] Nissel H. E., "Électricité de France Revises Its Green Tariff", *Public Utilities Fortnightly*, July 30 1981, pp. 22~29.
- [20] Penz, P., "Planification et tarification: calcul théorique et pratique des couts marginaux de production à EDF. *Annals of Public and Co-operative Economy*, 1979,
- [21] *Revue de l'Energie*, no. 360, janvier 1984. "Une électricité-abondante, nationale, compétitive.

ロードマネジメントとその費用便益分析¹⁾

キーワード：ロードマネジメント，季時別料金制，
負荷適応料金制，費用便益分析

浅 野 浩 志

〔要 旨〕

電力の需給両面において不確実性が增大している現在，電力コスト抑制を図りながら，電力の安定供給を果たしていくためには，需要側に積極的に働きかけてより望ましい負荷特性に誘導し，電力設備の利用効率向上と設備投資の効率化を図っていくロードマネジメントが重大な関心事となりつつある。また，将来の高度情報化技術を背景として，季時別料金制の概念を更に押し進めて時々刻々の需給事情に応じて料金を可変とする負荷適応料金制（スポット料金制）が国内外で提案・検討されている。

ロードマネジメントにより達成しようとする負荷調整には，各電気事業がおかれている経営環境により負荷平準化，省エネルギー，需要創成と様々なパターンがある。その手段は特定の消費者行動を狙い打ちして働きかけるもの（直接負荷制御）と，需要を特定せず，季時別料金制のような一般に適用される料金制度を利用して間接的に働きかけるものに大別される。これらの方策の効果を評価する費用便益手法には，関連する費用項目毎の増減を積み上げる「費用節約的分析」と，経済的厚生の変化で便益を測る「厚生経済学的分析」があり，前者は特定の消費者行動を狙い打ちするタイプに，後者は料金を介して間接的に働きかけるタイプに適する。本報告では費用節約的分析に属するものの例としてカリフォルニア州規制当局が開発した手法を紹介するとともに，厚生経済学的分析を加味する改良案を提示する。

また，設備調整のない短期的視点から，均一料金制と季時別料金制，更に季時別料金制と負荷適応料金制の厚生効果を比較し，これら新料金制度の理論的側面からの有効性を示す。

- | | |
|-------------------------------|-------------------------|
| 1. はじめに | 3.2.2 参加者テスト |
| 2. ロードマネジメントの諸方策 | 3.2.3 非参加者テスト |
| 2.1 料金制度によるロードマネジメント | 3.2.4 電力会社所要収入テスト |
| 2.2 末端需要に直接働きかけるロードマネジメント | 3.2.5 社会テスト |
| 2.3 米国におけるロードマネジメント | 3.3 費用便益分析手法の改良 |
| 3. ロードマネジメントの費用便益分析 | 4. 新料金制度の厚生経済学的分析 |
| 3.1 費用節約的分析と厚生経済学的分析 | 4.1 基礎分析—交差効果 |
| 3.2 カリフォルニア州規制当局（CPUC-CEC）の手法 | 4.1.1 相互依存需要モデルと独立需要モデル |
| 3.2.1 手法の概要 | 4.1.2 価格弾力性とコスト関数 |
| | 4.1.3 交差効果 |

1) 本稿は第4章を除いて電力中央研究所調査報告「ロードマネジメントとその費用便益分析—米国における実施状況と研究の現状—」〔1〕を要約したものである。また第4章の分析にあたっては茅陽—東京大学教授，室田泰弘—埼玉大学助教授，当経済研究所山地憲治—主査研究員から貴重な助言を頂いたことに心より謝意を表したい。

- 4.2 報酬率規制と季時別料金制
- 4.3 季時別料金制と負荷適応料金制の比較

5. 結 語

1. はじめに

従来の電力計画においては、電力需要は所与とされ、供給側の計画によってシステムの最適化を図ってきた。しかし、近年、負荷率の悪い需要が相対的に増大する一方で、電源開発、送配電網開発のほうでは、需要に応じた調整が難しくなっており、需要側への働きかけの必要が強く認識されるようになった。需要側へ積極的に働きかけて負荷の調整を行なうことを一般にロードマネジメントと呼んでいる。また、将来の高度情報化技術を背景として、季時別料金制の概念を更に押し進めて、時々刻々の需給事情に応じオンライン的に料金を変化させる負荷適応料金制（スポット料金制）が提案され、各方面で注目を浴びている。

本報告は、米国におけるロードマネジメントの実施状況と各種の費用便益分析手法の調査を踏まえ、ロードマネジメント、特に季時別料金制及び負荷適応料金制の厚生経済学的分析を通じてその理論的側面からの有効性を評価することを目的とする。次の段階では、日本における新しいロードマネジメント導入の実現可能性と実施上の諸問題を検討する予定である。

以下、第2章では、米国におけるロードマネジメントの諸方策と実施状況を簡単に整理する。第3章は、調査報告の根幹をなす部分であるが、まずロードマネジメントの費用便益分析の理論的なサーベイを行ない、次にカリフォルニア州規制当局が採用している費用便益分析手法を紹介し、本手法適用上の問題点とモデルの改良点を検討する。第4章では、均一料金制と

季時別料金制、更に負荷適応料金制との厚生効果を比較し、新料金制度の経済効率の評価を試みる。

2. ロードマネジメントの諸方策

電力需要側に積極的に働きかけて、望ましい負荷曲線に誘導することを一般にロードマネジメント (Load Management あるいは Demand-side Management) と呼んでいる。ロードマネジメントにより達成しようとする負荷調整には様々なパターンがある。米国においては各電気事業が置かれている 地域的・時代的条件により、負荷平準化や省エネルギー、特定時間帯の需要創成等、ロードマネジメントの目標は変化している。有効なロードマネジメントを行うためにはまず目標とする負荷特性を明確にする必要がある。

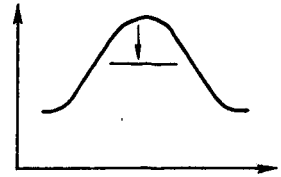
表 2.1 に C. W. Gellings (米国電力研究所 EPRI, IEEE ロードマネジメント小委員会委員長) によるロードマネジメントの目標となる6種類の負荷特性変化パターン及びそれに対応する手段の例を示す。表に示すようにロードマネジメントが直ちに負荷平準化を意味するものではなく、省エネルギーや需要創成など需要の絶対水準を変化させることも含む広い概念であることに注意を要する。

ロードマネジメントの手段は、特定の消費者行動を狙い打ちして働きかけるものと、需要を特定せず一般に適用される料金制度を利用して間接的に働きかけるものに大別される。前者に含まれるのは、省エネルギー投資に対する支援や需要機器の直接負荷制御などであり、多種多

表 2.1 ロードマネジメントの目標となる6種の負荷特性変化パターン

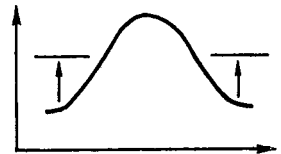
①ピーク削減

手段：需要家の電気機器の直接制御等



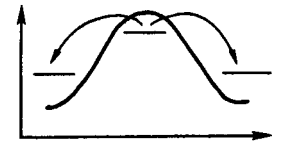
②谷間需要創成

手段：夜間蓄熱方式による給湯・暖房の電化等



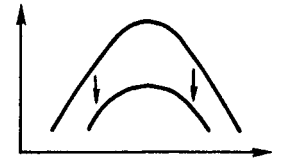
③負荷移行

手段：蓄熱式空調装置の導入，季時別料金制度の採用等



④省エネルギー

手段：建屋断熱化，機器高効率化等



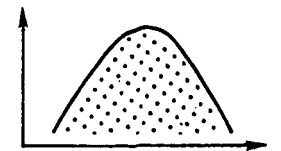
⑤需要開拓

手段：電気加熱等による電力シフト促進，地域開発等



⑥負荷の制御性向上

手段：負荷遮断可能料金制度の導入等



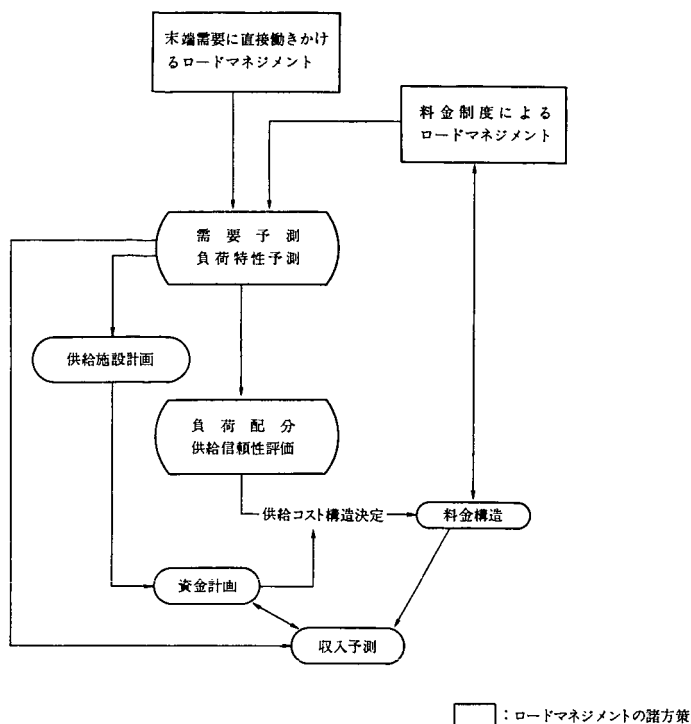


図 2.1 電力計画プロセスの中に位置付けたロードマネジメント

様な方式が実施・計画されている。後者に分類されるのは、季時別料金制や通増料金制等の料金制度であるが、これらにおいては、電力生産の原価を忠実に反映して経済効率を追及することが主目標とされるのが通常であり、ロードマネジメントとしての目標である負荷特性の変化は、結果としてもたらされる副産物であることが多い。これらロードマネジメントの手段を従来の電力計画プロセスの中に位置付けると図 2.1 のようになる。供給側計画（電源計画、負荷配分）との関係においては、次の負荷特性変化が挙げられる。

電源代替として：ピーク削減，負荷移行，負荷の制御性向上

負荷配分効率化として：谷間需要創成，負荷移行

限界費用上昇抑制対策として：省エネルギー

一、ピーク削減

また、マーケティング対策としては、省エネルギー、谷間需要創成が重要である。

以下、ロードマネジメントの具体的方策を簡略に説明する²⁾。

2.1 料金制度によるロードマネジメント

電気料金を介して需要家の自発的行動により負荷を調整する方法は料金に限界費用が適切に反映されていれば、市場の力を借りて最適な経済効率を達成できるという点で魅力的である。この点で最も理想的な料金制度は時々刻々の需給条件に応じてオンライン的に価格を決定する負荷適応料金制（スポット料金制）で、第 4 章で詳しく触れる。負荷適応料金制ほど理想的ではないが、あらかじめ決められた時間帯ごとに

2) ロードマネジメント諸方策の詳細な内容は調査報告〔1〕を参照のこと。

料金を変え、オフピークに需要を誘導する方式が季節別時間帯別料金制（季時別料金制）と呼ばれるものでロードマネジメントの中心的な位置を占める。これには時間帯の設定、デマンド料金との組み合わせなどにより様々な形態があり、我が国で採用されている需給調整契約の一部（産業用の年間調整契約）はこれにあたる。また、省エネルギーの目的には通増料金制が有効である。

以上は一般的に適用される料金制度であるが、この他に特定の負荷に結びついて負荷抑制に対して料金上優遇する特別契約があり、これらはピーク削減、信頼性向上の効果が明確であるため、現状では上記の制度より多く用いられている。代表的なものは、我が国の需給調整契約にも含まれている、需給逼迫時に供給を遮断できるという条件付で料金を割り引く負荷遮断可能料金制（Interruptible Rates）、使用可能最大負荷を需要家が前もって設定でき、低く設定するほど割引の大きい需要登録制度（Demand Subscription System）などである。その他にも重負荷があらかじめ予想される時期に負荷を抑制することで料金割引を受けられる制度（需給調整契約の計画調整契約）など多くの形態がある。

2.2 末端需要に直接働きかけるロードマネジメント

直接負荷制御が代表的であり、これは電力供給者が電力線・電話等を通して蓄冷熱装置等の需要機器を直接制御する方式である。料金上の優遇措置によって導入が促進されることが多く、米国では既に相当の効果を上げている。現在、制御対象として考えられているのは、温水器、空調機器、プールポンプなどで、これら需要機器をサイクリング運転させたり、タイマー

によりあらかじめ時間を決めて運転することで同時負荷を避けピーク削減している。

この他に、上手な電気の利用法についてのセミナーを開くとか、低利融資により住宅の断熱化や効率的機器の導入を促進するなど省エネルギーと結びついてたものから、逆に深夜作動する温水器の販売を促進して深夜需要を創成するという需要促進型の対応まで、供給者の置かれた環境に応じて様々な方策が考えられる。需要家の構成、知識レベル等によって効果が変化するが、重要なロードマネジメント方策の一つである。

2.3 米国におけるロードマネジメント

1970年代以降、米国においては、エネルギー危機、インフレーションに起因する燃料費及び建設費の高騰、ピーク需要の増大及びその結果としての設備の拡張と年負荷率の低下といった諸要因が複合して、供給コストが著しく増大し、これは需要家にとって電気料金の値上げとして反映された。この結果、電気料金の頻繁な値上げ申請に伴う州規制委員会審査の急増と料金問題への需要家の関心の高まり、環境保護団体の料金体系改革運動、公益事業規制政策法（PURPA）の制定など電気事業にとって重要な一連の動きが見られた。これらの環境の変化に応じて公益事業規制委員会協会（NARUC）は、発電コストの上昇を抑制するために、最大需要の伸びを鈍化させ、更に、ピーク時の電力消費をオフピーク時間帯に移行する（ロードソフト）方法を検討する目的でロードマネジメントに関する研究を料金制度研究会（RDS）に要請した（1974年には、料金設定上の問題について、1976年には、直接負荷制御を含めたロードマネジメントに拡張）。RDSの研究成果は、その最終報告書「ロードマネジメント—課題、目

的と選択—^[2] ^[3] に集約されている。

70年代に起きた需要構造の変化の中で、特に家庭用冷暖房負荷が急増して系統負荷を次第に尖鋭化させたことと、季時別料金制実施に必要な諸コストが商工業用需要家よりも相対的に高く、費用効果性が不確実であるため実験から得られる情報量が大きいという二つの理由から、家庭用需要を対象として、DOE（エネルギー省）がスポンサーとなった季時別料金制の社会実験が1975年以来数多くなされてきた。この実験の結果と評価は、一連の料金制度研究会（RDS）レポート等を参照されたい^[4] ^[5]。

米国におけるロードマネジメントは、既に予備的なフィージビリティスタディを終え、実際にどのロードマネジメントオプションを選択すべきか、という段階に達している。

EPRI-DOEの年次調査では、100社を超える電気事業が、現在、種々のロードマネジメント計画に関係しているが、関心の高まりの割には実際に影響を受けている需要家は多くない。ロードマネジメントの本格的な実施状況は地域により差があり、現在比較的進んでいるのはカリフォルニア州など数州に限られる。

調査報告〔1〕では、米国の需力会社の中でもロードマネジメントに関して革新的な会社であるパシフィックガス・電力会社（PG & E）、南カリフォルニア・エジソン社（SCE）のロードマネジメントプログラムの歴史的経緯と将来計画を詳細に調査している。両社は、ロードマネジメントに関する調査や分析についてカリフォルニア州公益事業規制委員会（CPUC）、DOEなどと密接な協力関係を保ち、相互のプログラム費用削減に努めている。

3. ロードマネジメントの費用便益分析

3.1 費用節約的分析と厚生経済学的分析

ロードマネジメントの費用便益分析に関する研究は、欧米各地で季時別料金制社会実験が行われるようになった1970年代から幾つか現われるようになってきた。これらの研究は、電力会社、需要家及び社会といったその費用便益が帰属する主体からの視点をどこまで明確にするか、あるいは需要家の受けるサービス価値の変化といった定量化しにくい要素をどこまで考慮するのか、といった基準で分析の精緻さが問われる。

ロードマネジメントプログラムの評価に際しては次のようないくつかの注意すべき問題点がある。第一に、プログラム実施に直接・間接に関与する主体のいかなる立場から、当該プログラムの費用便益を評価するかといった評価観点の多様性である。プログラムの社会的な経済効率を計測するためには電力会社・需要家を含む社会の観点から評価すればよいが、プログラムコストの分担や料金支払いの公平性をみるためには、参加者と非参加者のそれぞれの立場から評価する必要がある。

第二に、費用便益分析は短期と長期の問題に分けて論じる必要がある。需要側では、短期的には保有機器構成は不変であるから、スイッチのオン/オフで需要を調節するのみであるが、長期的にはロードマネジメントプログラムのメリットを十分享受するために電気温水器やタイマー類の購入・設置といった行動をとりうる。また、供給側は、短期的には運用計画の変更、長期的には新規電源開発の見直しが可能となる。

第三に、何をもちいて評価基準とするか、とい

う問題があり、これは本研究の主要な論点である。例えば、需要側の純便益として料金支払いの節減分のみを計上するのか、あるいは消費者余剰、補償変分、等価変分などの厚生変化のより精密な測度を用いるのかという問題である。また、夜間就業など労務条件の変化、環境へのインパクト、生活様式の変化など貨幣価値に換算しにくい要素、いわゆる intangibles をどう取り扱うかも無視できない。

第四に、評価結果が主要パラメータの仮定など前提条件に非常にセンシティブであり、特に割引率の設定や不確定な限界費用の計測に依存する。

初期の研究の多くは、便益としてロードマネジメント実施により生ずる料金支払いまたは発電費用の節約額を計測するものであり、「費用節約的分析」(cost savings approach) と呼ぶことができる。こうしたアプローチではロードマネジメントプログラム参加により需要家が経験するサービス価値の利得と損失を十分に反映していないとの批判を受けている。

これに対して、特に新料金制度の費用便益分析として有効であるが、厚生経済学の理論を適用して、新料金制度の採用により社会的にどれほどの厚生変化をもたらされたかを計測する分析、即ち、「厚生経済学的分析」(welfare economics approach) はより包括的に費用便益を捕捉することができるものと考えられる。

費用節約的分析をとる研究の一例として Lande. R. H. [6] が挙げられる。そこでは、電力会社の視点から費用として追加的メータリングコストを便益として季時別料金制により節約される燃料及び繰り延べされる所要設備の価値がとられている。

厚生経済学的分析を最初に季時別料金制に

適用した研究は、Wenders. J. T. and L. D. Taylor [7] であるといわれている^[8]。また、Aigner. D. J. は、Journal of Econometrics で特集号「電力ピークロードプライシングの厚生経済学的分析」を組み、その中では米国の料金実験等で蓄積された豊富なデータを活用して家庭用季時別料金制の興味深い厚生経済学的分析がいくつか試みられている^[9]。一般に、厚生経済学的分析においては便益として供給コストの時間的変化を料金が追従することに失敗することによって引き起こされる厚生損失(welfare loss)の減少をとり、費用としてプログラム実施に必要な追加的コストをとって、両者を比較することによって行われる。

Wenders-Lyman によれば、季時別料金制の費用便益分析の理論的枠組みは次のように示される(文献[8]に基づく)。夏冬の2つの料金設定季節が存在し、各々が昼間(ピーク)と夜間(オフピーク)の料金設定時間帯をもつとする。簡単化のため、4つの時間帯はすべて等しい長さで、互いに独立であり、更に各時間帯について限界費用と需要関数が既知であると仮定する。従って、4つの独立な電気に対する市場が存在することになる。

いま、季節料料金も時間帯別料金も設定されおらず、夏冬、昼夜を通じて均一の料金が設定されているとすれば、これら4つの市場に存在する厚生損失は、(1)適切な季節別料金を設定しないことによる損失、及び(2)時間帯別料金制を設定しないことによる追加的損失、の2つの部分に分けることができる。このうち、前者の損失は、追加的なメータリングコストを必要とせず、最適な季節料金を設定することにより消滅させることができる。時間帯別料金を設定しないことから生じるのは、最適季

節別料金が設定された後に残る厚生損失のみである。従って、新たなメータリングコストを必要とする時間帯別料金制についての費用便益を計算する前に、まず既存のメータから得ることが可能な全ての厚生利得を解明する。

図 3.1 は夏季の電気市場を示している。料金を限界費用に等しく設定すれば、ピークには P_p 、オフピークには P_{op} となるが、TOU メータが設置されない場合、均一料金 P_s を課し得るだけである。

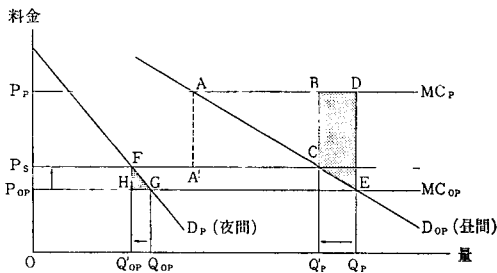


図 3.1 最適な季節別料金

最初均一料金が P_{op} に等しく設定された場合、ピーク市場には ADE に等しい厚生損失が引き起こされるが、オフピーク市場には厚生損失は発生しない。次に均一料金が図の P_s に引き上げられると、ピーク市場において $BCED$ に等しい分だけ厚生利得がもたらされるが、オフピーク市場において FGH だけの厚生損失が生み出される。この増分利得と増分損失が等しくなる料金に夏季の均一料金が設定されるべきである。冬季についても同様である。

このようにして季節別料金が最適化されると、2つの三角形 ABC と FGH の面積の和が時間帯別料金設定により夏季市場にもたらされる追加的な利得である。冬季市場にも同様な三角形が存在し、これらの厚生利得の合計額が、追加的なメータリングコストと比較される。

Wenders らは、以上のような理論的枠組みを5つの電力会社の各需要種別の平均的規模の需要家に適用し、費用便益テストをパスする需要家規模のブレークイーブン年間電力消費量を算出している。その分析結果によれば、季節別料金制は全ての工業用及び大口商業用需要家については実施されるべきであるが、小口商業用及び住宅用については一定の大口需要家についてのみ実施すべきであるとされている。このような分析結果は他の大部分の分析者においても受け入れられている。

EPRI を中心とする料金制度研究会 (Rate Design Study, RDS) は、米国公益事業規制委員協会 (NARUC) の要請を受けて、既存の費用便益分析の方法論を調査し、新しい手法を開発している。これらの手法は、電気事業の経営者や規制委員会が、電気事業、需要家及び社会といった視点からロードマネジメントの代替案の費用便益を定量化するのに有用である。RDS の費用便益分析に関する報告書は全部で 11 件あり、その最終のものに主な研究成果がまとめられている^[10]。

ロードマネジメント戦略評価モデル (Load Management Strategy Testing Model, LMS TM) は EPRI で開発された大規模なシミュレーションモデルで、ロードマネジメント、省エネルギー、コージェネレーションなどを含むあらゆる種類の需要側の方策を包括的に評価できる^[11]。図 3.2 に示すように LMSTM は 4 つのサブモデルから構成され、その間には動的な相互作用が考慮されている。供給サブモデルには電源計画と需要種別の毎時間の需要が入力され、日間の運転費用を最小化するような給電と直接負荷制御を指示する。また、負荷変動に基づき計画外運転停止や個々のユニットの信頼性

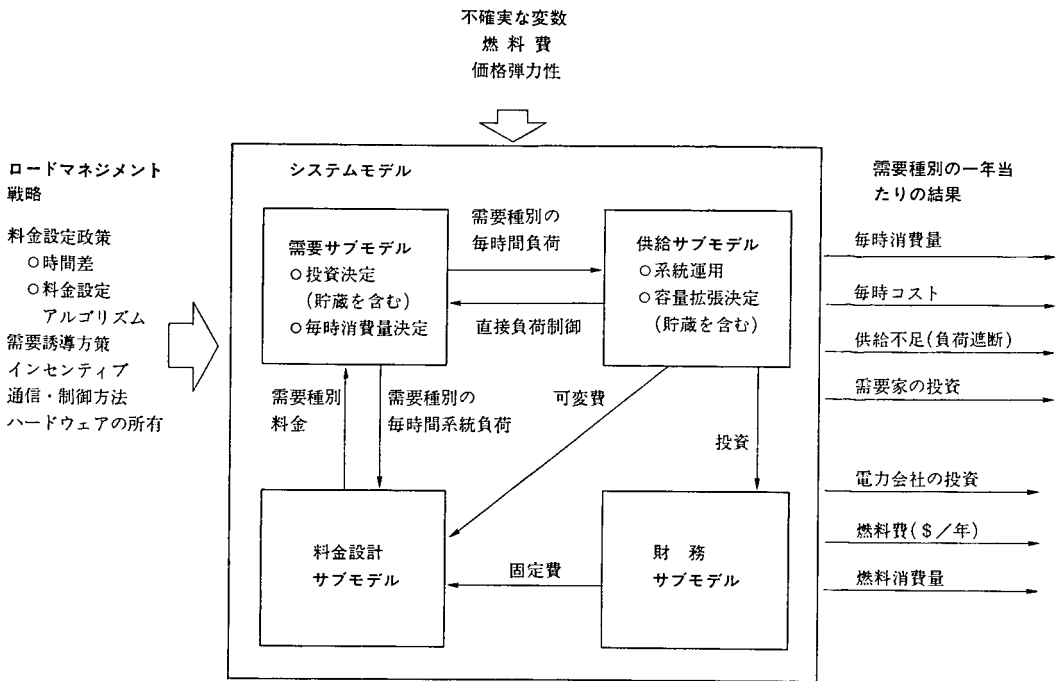


図 3.2 ロードマネジメント戦略評価モデル (LMSTM) の構成

も計算している。財務サブモデルには容量拡張に伴う投資が入力され、固定費の所要収入を計算する。料金設計サブモデルでは、需要種別の需要、固定費、可変費及び特定需要家用の料金計算アルゴリズムに基づき、需要種別の毎時の価格を計算する。価格は、期待収入が総費用に等しくなるように調整される。需要サブモデルは代表日の毎時の系統負荷をシミュレートする。LMSTM は対話型で操作性が高く、ロードマネジメントプログラムの精緻な評価に必要な専門的な記述が可能である。

3.2 カリフォルニア州規制当局 (CPUC-CEC) の手法

3.2.1 手法の概要

ここで紹介する手法は、カリフォルニア州公益事業委員会(CPUC)省エネルギー部門とカリフォルニア州エネルギー委員会 (CEC) 省エネ

ルギー部門の共同開発により、省エネルギー及びロードマネジメントプログラムの評価用に設計された^[12]。そこで用いられる評価基準は、従来の CPUC 省エネルギー費用効果性テスト及びロードマネジメントテストにとって代わり、CPUC の規制下にある全ての電力会社の省エネルギー政策の評価に利用される。また、CEC のロードマネジメント基準に準拠している電力会社もこのテストを使うことになっている。

本手法は、いわば費用節約的分析とみなせるが、プログラムに参加する需要家、参加しない需要家、電力会社、社会の4者の立場から4種類のテスト、即ち、

- (1) 参加者テスト
- (2) 非参加者テスト
- (3) 電力会社所要収入テスト
- (4) 社会テスト

を用意している。これらの全てのテストでプログラムにかかわる純現在価値（＝〔便益－費用〕の現在価値）と便益/費用比を計算している。参加者テストと非参加者テストにより公正性を、社会テストにより経済効率を計測する。より厳密には、このテストは非参加者の厚生を減じないという制約の下で効率を最大化するようなインセンティブのレベルを決定するために用いられる。従って、この手法は効率と公正の二つの評価基準が相いれない場合にはどちらにプライオリティを置くべきかについては言及しない。

CPUC-CEC の費用便益分析手法のフレーム

ワーク全体を電力会社、プログラム参加者、非参加者、社会の間でやりとりされる費用便益の流れに着目して整理すると、図 3.3 のようになる。ここで各ノード（太線枠組み）はプログラム実施により生ずる利害に關与する全主体を表わし、ノードに向かう矢印はそれに付される費用便益項目がそのノードに流入すること、即ち、純便益としてプラスに勘定されることを意味し、また、ノードから出る矢印はそれに付される費用便益項目がそのノードから流出する、即ち、純便益としてマイナスに勘定されることを意味する。但し、この CPUC-CEC のフレームワークでは参加者が受けるサービス価値の

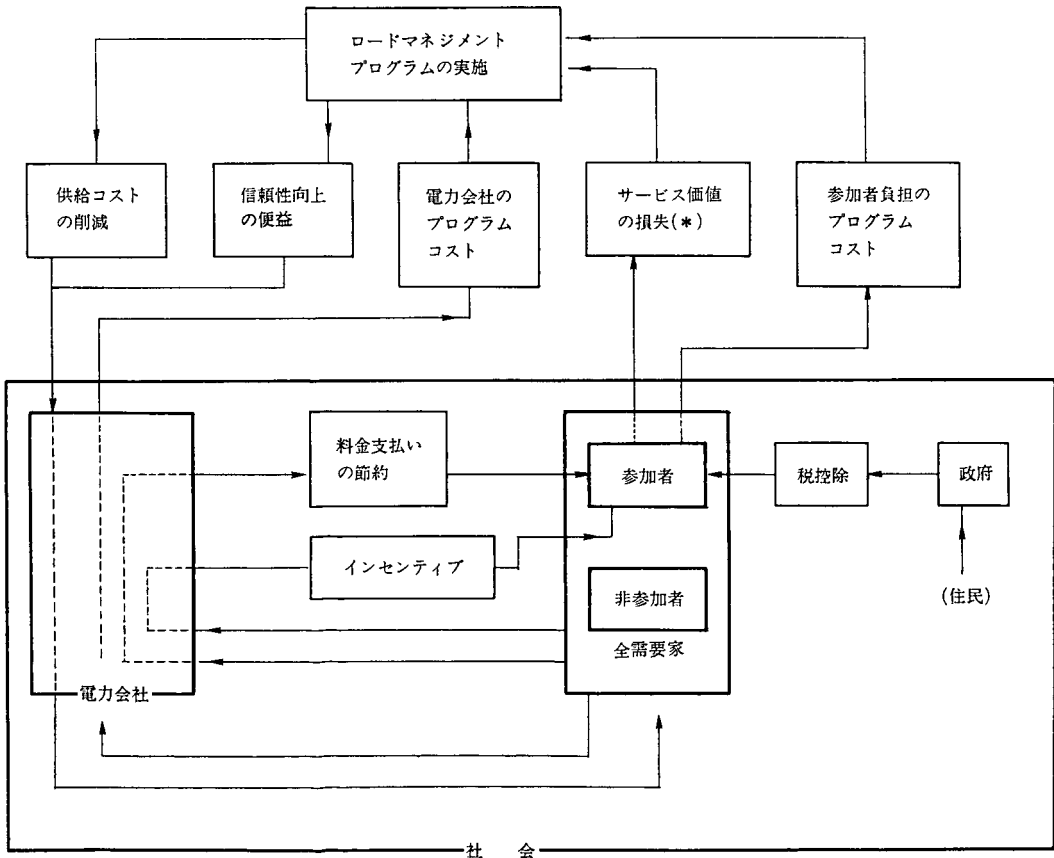


図 3.3 CPUC-CEC の費用便益分析フレームワーク

(*)：新たに付加した項目

損失を考慮していないことに注意する必要がある。

ここでは参加者テストを例に基本的な考え方を説明し、その他のテストに関するより詳細な内容は調査報告〔1〕を参照されたい。

3.2.2 参加者テスト

参加需要家の立場からすれば、料金支払いの節約分、プログラム参加の直接コスト、その他のやや計測困難な要因等を見比べて、省エネルギーあるいはロードマネジメントプログラムに参加するか否かを決定する。

このテストでは純現在価値（純便益の現在価値換算額）と便益費用比の計算の際には市場利子率で便益と費用を割り引いている。一般に、純現在価値が正、あるいは便益費用比が1より大であれば、その投資は需要家にとって利益をもたらす (beneficial) と考えられる。即ち、

$$NPV_p = B_p - C_p > 0 \quad (3.1)$$

$$BCR_p = B_p / C_p > 1 \quad (3.2)$$

ここで

NPV_p = 参加者にとっての純現在価値

BCR_p = 参加者にとっての便益費用比

B_p = 参加者にとっての便益

C_p = 参加者にとっての費用

便益、費用は次のように定義する。

$$B_p = \sum_{t=1}^N [(\Delta E_t \times AEC_t + \Delta D_t \times ADC_t + TC_t + INC_t) / (1+d)^{t-1}] \quad (3.3)$$

$$C_p = \sum_{t=1}^N [PC_t / (1+d)^{t-1} + GRR_p] \quad (3.4)$$

ここで

ΔE_t = t 年における年間の節約電力量 (kWh)

ΔD_t = t 年における最大電力削減 (kW)

AEC_t = t 年における平均エネルギーコスト

ADC_t = t 年における平均ディマンドコスト

PC_t = t 年における参加費用 (初期投資、運転維持費、撤去費用などを含む)

TC_t = t 年における税控除

INC_t = t 年において参加者に支払われるインセンティブ

GRR_p = 粗所要収入に占める料金支払い³⁾

d = 参加者割引率

N = 考察期間 (プロジェクトライフ)

節約電力量や最大電力削減は、それが発生した季節別・時間帯別に計測する必要があり、このことは特にロードマネジメントプログラムの評価では厳密な時間帯別の区別が必要である。また、これらの物理量の経済的価値への換算には、需要種別毎に平均した時間帯別の原価あるいは実際の料金を用いる。

3.2.3 非参加者テスト

このテストは、省エネルギーあるいはロードマネジメントのプログラムが非参加者の料金に与える影響を予測することを目的とする。非参加者の料金に影響を与える基本的な要因は、次の四つである。

- (1) 節約されたエネルギー及び最大電力の限界費用
- (2) 売り上げ減による参加者から全需要家へシフトされた料金支払い負担
- (3) 参加者に支払われるインセンティブの費用、これは所要収入に含まれる
- (4) その他電力会社が負担するプログラムコスト

3) ここで粗所要収入は、電力会社所要収入テストの中で移転支払い (transfer payment) として考慮される費用を含む所要収入として定義される。移転支払いは参加者から非参加者へシフトされた収入とインセンティブ費用を含む。

非参加者に対する最も重要な影響は、プログラム実施から生ずる所要収入の参加者と非参加者との間の配分である。

3.2.4 電力会社所要収入テスト

電力会社所要収入テストでは所要収入変化を計測している。しかし CPUC-CEC 方式の枠組みではプログラムの実施にかかわらず常に公正報酬を含む所要収入が確保されているため、このテストは必ずしも必要ではない。

割引率としては、市場利子率ではなく、電力会社の資金調達コスト（社債や長期借入金）の加重平均を用いるのが適当である。

このテストでは、料金支払いシフト C_r 及びインセンティブコスト C_i は参加者と全ての需要家との間の移転支払いとみなされるので、料金には影響を与えるが、所要収入には影響を与えない（図 3.3 においてこの二つの項は電力会社を通過するのみでその量は変化しない）。但し、インセンティブが料金設定の際に総所要収入に関与するプログラム支出として扱われれば、 C_i もこのテストに含められる。もしインセンティブが料金割引の形で与えられたり、参加者による投資に対する明示的な補助金でなければ、 C_i は無視される。料金割引は、プログラム参加者への所要収入配分を減ずることによってなされるが、一方、プログラム支出は所要収入を増加させる。

3.2.5 社会テスト

このテストでは参加者、非参加者、電力会社を含む社会全体からみた純現在価値及び便益費用比を計算する。

社会的割引率として、(1) 市場機会費用率、(2) 社会的時間選好率、の 2 つの考え方があ

る収益率である。後者は異時点における同一の消費に対して、社会全体として与える相対的な評価を示す率と定義される。この社会的時間選好率という概念は、社会が全体として将来の消費のために現在の消費を犠牲にする限界代替率を表わしているものといえる。社会的な観点にたつて費用便益分析を行う場合に、市場利子率を用いると将来収益を過小評価することになることは、多くの経済学者が指摘するところである。

社会テストと非参加者テストあるいは電力会社所要収入テストで用いられる限界費用は必ずしも一致しないことに注意する必要がある。例えば、ある電力会社管内で節約された電力量が限界費用の高い他の電力会社に売電されるような場合には、社会テストで用いる限界費用は非参加者テストのそれよりも高くなる。社会テストで用いる限界費用は、比較的高価な代替エネルギー資源のコストを反映するため、CEC では新エネルギー導入に積極的な PG & E の限界費用を社会テストで用いる州ベースの限界費用の近似値として選んでいる。

また、社会テストで用いる限界費用は、市場で評価されない外部性のコストも含むべきであるが、その定量化の試みはまだ予備的な段階を脱していないといえる。

3.3 費用便益分析手法の改良

本節では、前節で紹介した CPUC-CEC の費用便益分析手法の基本的問題点を検討し、その改良を試みる。以下では、サービス価値の変化、つまり、電力消費の効用の取り扱いに焦点を当て議論を進める。

ここで注意すべきことは、需要家の保有する最終需要機器が変化する場合と変化しない場合で効用の取り扱いを区別する必要があることで

ある。高効率暖房機器の導入促進策といった全消費量を削減する省エネルギーを目的とするプログラムでは、需要家はその機器の使用により設置前と等しいだけの効用（暖房による快適さといった類いの）を得るのにより少ない電力消費で済むわけであるから、電力消費が節約されたといってもサービス価値の損失はないといえる。

これに対して、需要家の保有機器は変わらないという条件下で、季時別料金制を実施した場合、ピーク時の電力消費を節約することは、節約した電力消費から得られたはずの効用を放棄したわけであるから、この効用変化分を費用便益項目として計上する必要がある。この意味で、保有機器が変わらない場合に、消費節約による料金支払いの減少分を参加者にとっての便益とみなすことは、効用の減少分を無視したことに加えて二重に参加者の便益を過大評価していることになる。

従って、ロードマネジメント、とりわけ、新料金制度導入の費用便益分析を行う場合には、CPUC-CEC の費用便益分析手法を改良する必要がある。

今、季時別料金制を導入することを考え、ピークとオフピークの2つの料金設定時間帯が存在し、両者は互いに独立した市場であると仮定する。需要家の保有機器が変わらないとき、それぞれの市場の需要関数も不変であると考えられる。

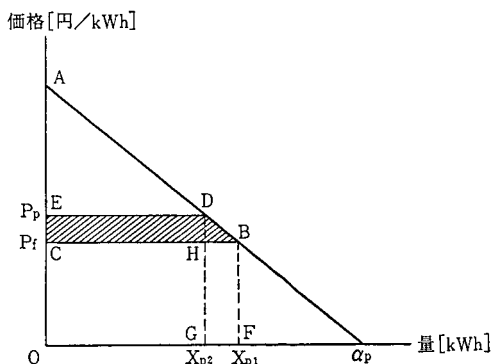
ピーク、オフピークの両市場において、図 3.4 に示す線形な需要関数を仮定する。

$$\text{ピーク： } X_p = \alpha_p - \beta_p P_p \quad (3.5)$$

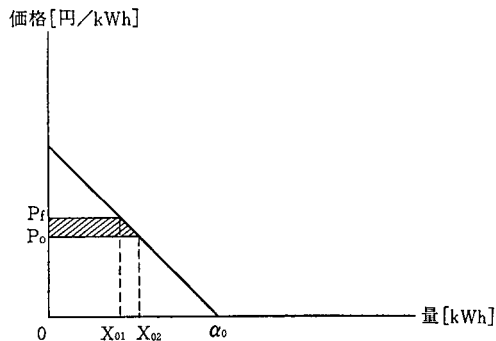
$$\text{オフピーク： } X_0 = \alpha_0 - \beta_0 P_0 \quad (3.6)$$

ここで、 α_p , β_p , α_0 , β_0 は正定数である。

ピーク市場において均一料金 P_f からピーク



(a) ピーク市場



(b) オフピーク市場

図 3.4 季時別料金制導入により消費者余剰の変化

料金 P_p に上げたとき、需要は X_{p1} から X_{p2} に減少する (図 3.4)。このとき、サービス価値ともいべき総余剰 (効用の総額) は四角形 AOFB から四角形 AOGD に減少する。一般にこの総余剰の変化 ΔU (四角形 BDGF) は料金支払いの変化分 ΔR と消費者余剰の変化分 ΔCS に分解できる。 ΔR は長方形 BFGH から長方形 DECH を差し引いた分に相当し、 ΔCS は四角形 DECB に相当する。オフピーク市場においても同様の変化が起こる。このうち、両市場における料金支払いの変化の合計は支払い節約分と相殺するため、支払い節約分は参加者

にとっての便益としては勘定されないことになる。従って、サービス価値の変化を考慮したとき問題になるのは消費者余剰の変化分のみである。ピーク市場においては図 3.4 (a) の斜線部分に相当する分だけ消費者余剰が減少し、オフピーク市場においては同図 (b) の斜線部分に相当する分だけ消費者余剰が増加する。両者を合計した消費者余剰の増分は次のようになる。

$$\begin{aligned} \Delta CS &= \Delta CS_p + \Delta CS_o \\ &= -(X_{p1} + X_{p2})(P_p - P_f) / 2 \\ &\quad + (X_{o1} + X_{o2})(P_f - P_o) / 2 \\ &= -(X_{p1} + X_{p2})(X_{p1} - X_{p2}) / 2 \beta_p \\ &\quad + (X_{o1} + X_{o2})(X_{o2} - X_{o1}) / 2 \beta_o \end{aligned} \tag{3.7}$$

今、所得増加などの外部条件の変化がなければ、価格 0 のときの潜在需要 α は一定であるので、線形の価格弾力性を表わす β が ΔCS の正負に関して支配的なパラメータである。

図 3.5 はピーク需要の方が弾力的である場合（実線の需要曲線）と、オフピーク需要の方が弾力的である場合（破線の需要曲線）の消費者

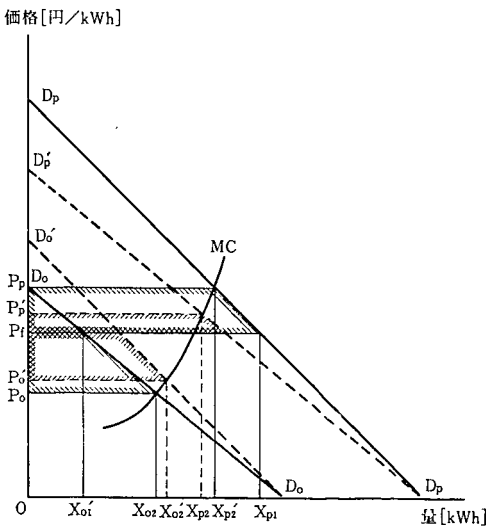


図 3.5 価格弾力性と消費者余剰

余剰変化をしている。ピーク需要の方が弾力的である場合 ($\beta_p > \beta_o$) には、ピーク需要関数の勾配が相対的に小さく、(3.7) 式の第 2 項が支配的になるので ΔCS は大きく、正になる可能性が高い。参加者にとってはこのケースが望ましい。逆に、オフピーク需要の方が弾力的である場合 ($\beta_p < \beta_o$) には、オフピーク需要関数の勾配が相対的に小さく、(3.7) 式の第 1 項が支配的になるので ΔCS は小さく、負になる可能性が高い。

このように季時別料金制導入により消費者余剰が増加するか減少するかはピーク、オフピーク需要の価格弾力性の大小関係により決まるわけで、もし需要変化の近傍における価格弾力性が計測可能であれば、サービス価値の変化としての消費者余剰変化を考慮すべきである。

しかし、一般には価格弾力性の計測は困難であり、消費者余剰の変化分は無視せざるを得ないとき、参加者にとっての便益 (3.3) 式を次のように修正すればよい。

$$B_p = \sum_{i=1}^N [(TC_i + INC_i) / (1+d)^{i-1}] \tag{3.8}$$

図 3.3 より明らかなようにサービス価値の変化が影響する項目はこの B_p だけであるから、他の項は修正を受ける必要はない。

4. 新料金制度の厚生経済学的分析

ロードマネジメントの諸方策の中で、季時別料金制は料金制度が一般的にもつ需要制御の機能を利用するもので、需要の形態を問わず広範な影響を及ぼすと考えられる。また、将来の高度情報化技術を背景として、季時別料金制の概念を更に押し進めて、時々刻々の需給事情に応じ料金を変化させる負荷適応料金制（スポット料金制）が国内外で提案・検討されている^[13]。

[16]。

ここでは、設備調整のない短期的視点から季時別料金・制負荷適応料金制に厚生経済学的アプローチを適用して、

①時間帯需要の相互依存性が価格設定及び需要家・供給者の経済的利得に与える影響（交差効果）の大きさ

②報酬率規制を考慮した均一料金制と季時別料金制下での増分利得の需要家・供給者への分配

③需要の不規則変動がある場合の季時別料金制と負荷適応料金制の厚生効果の比較

を定量的に検討し、これら新料金制度の理論的側面からの有効性を示す。

4.1 基礎分析—交差効果

4.1.1 相互依存需要モデルと独立需要モデル

静学的態様において需要変動の確率的変動を無視すれば、料金設定区分が等しい限り、負荷適応料金制と季時別料金制は理論的には同一視できる。

以下の分析では価格弾力性など費用便益に支配的なパラメータや需要の不規則変動(4.3節)が厚生にどの程度の影響を及ぼすかを検討することに主眼を置くため、現在確実なデータのないメータリングコストなどの実施コストは無視する⁴⁾。マイクロエレクトロニクスの技術革新に支えられる計測・通信・情報処理コストの低下とエネルギーコストの上昇という現在の傾向が続く限り、将来はこれらの実施コストが大きな障害となることは考えにくい。

今、需要変動の一周期を N 時間帯に分け、その中では電力需要が一様であるとする。需要は確定的で、設備容量を超える超過需要は発生しないものと仮定する。設備調整のない短期の状況では供給関数は各時間帯の需要 (=供給量)

X のみに依存し、次のような2次関数で近似する。

$$c(X) = c_0 + c_1 X + c_2 X^2 \quad (4.1)$$

ここで、 c_i ($i=0, 1, 2$) は正定数

時間帯別電力需要ベクトルを価格ベクトルの線形関数で近似する。

$$X(P) = \alpha + \beta P \quad (4.2)$$

ここで、

$X = (X_1, \dots, X_N)$ は需要ベクトル

$P = (P_1, \dots, P_N)$ は価格ベクトル

$\alpha = (\alpha_1, \dots, \alpha_N)$ は価格0のときの潜在需要

$\beta = [\beta_{ij}]$ は $N \times N$ の定数行列

β の対角成分はすべて負であり、非対角成分は需要が代替的な場合は正、補完的な場合は負である。

供給者の収入は需要家の支払いに等しい。

$$R = \sum_{i=1}^N P_i X_i \quad (4.3)$$

時間帯別需要が相互に依存するとき、総余剰(支払い容認価額)は線積分の形で定義され、消費者余剰は次式のように書ける。

$$CS = \int_r \sum_{i=1}^N P_i(x) dx_i - R \quad (4.4)$$

ここでこの線積分は N 次元空間の原点から X に至る積分路 Γ に対して定義されるわけだが、これが積分路と独立に定義され、かつ微分可能となるためには、次の可積分条件の成立が必要である。

$$\partial X_i / \partial P_j = \partial X_j / \partial P_i$$

$$\text{or } \partial P_i / \partial X_j = \partial P_j / \partial X_i \quad (4.5)$$

これは(4.2)式を用いれば、

$$\beta_{ij} = \beta_{ji} \quad \text{or} \quad \tilde{\beta}_{ij} = \tilde{\beta}_{ji} \quad (4.6)$$

と等価である。ここで $\tilde{\beta}_{ij}$ は行列 β の余因子で

4) Aigner らによれば家庭用時間帯別メータは \$125~150 程度と見積られている¹⁰⁾。

ある。

今、 $N=3$ (1:ピーク, 2:ミッドピーク, 3:オフピーク) とし、可積分条件を仮定すれば、(4.4) 式の総余剰 (効用関数と呼ぶ) は3つの1次元の線積分の和になる。

$$\begin{aligned}
 U(\mathbf{X}) &= \int_r \sum_{i=1}^3 P_i dx_i \\
 &= \int_0^{x_1} P_1(x_1, 0, 0) dx_1 \\
 &\quad + \int_0^{x_2} P_2(X_1, x_2, 0) dx_2 \\
 &\quad + \int_0^{x_3} P_3(X_1, X_2, x_3) dx_3 \\
 &= \sum_{i=1}^3 s_{ii}(X_i - \alpha_i)^2 \\
 &\quad + \sum_{i \neq j} s_{ij}(X_i + X_j - \alpha_i - \alpha_j)^2 + s_0
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

ここで s_{ii} ($i=1, 2, 3$) は非正でかつ少なくとも一つは負の定数である。 $U(\mathbf{X})$ の第1項は各時間帯内での消費スケジュールの維持, 第2項は時間帯間の代替関係を表わしている。

消費者余剰 CS と生産者余剰 PS (収入と運転費用の差) の和で定義される社会余剰 (社会厚生) を最大化する価格設定は、従来からよく知られている限界費用原理である。

$$\begin{aligned}
 \max SW &= CS + PS = U(\mathbf{X}) - C(\mathbf{X}) \\
 \rightarrow P_i(\mathbf{X}) &= \partial C(\mathbf{X}) / \partial X_i \\
 &= 2c_2 X_i + c_1 \text{ for all } i
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

価格設定に際して交差効果 (交差価格弾力性) を考慮する相互依存需要モデルにおいて最適消費水準 \mathbf{P}^0 及び最適価格 \mathbf{X}^0 は次式で与えられる。

$$\mathbf{X}^0 = (\mathbf{I} - 2c_2\beta)^{-1}(\alpha + c_1\beta u) \tag{4.9}$$

$$\mathbf{P}^0 = 2c_2\mathbf{X}^0 + c_1 \tag{4.10}$$

ここで \mathbf{I} は単位行列, $u = [1, 1, 1]'$

同様に価格設定に際して交差効果 (交差価格弾力性) を無視する独立需要モデルにおいて最

適消費水準 \mathbf{X}^0 及び最適価格 \mathbf{P}^0 は次式で与えられる。

$$X_i^0 = (\alpha_i + c_1\beta_{ii}) / (1 - 2c_2\beta_{ii}) \text{ for all } i \tag{4.11}$$

$$P_i^0 = 2c_2 X_i^0 + c_1 \text{ for all } i \tag{4.12}$$

4.1.2 価格弾力性とコスト関数

ここでの厚生分析には短期の全価格弾力性が必要である。日本で季特別料金制下での価格弾力性を計測した例はないため、米国の時間帯別価格弾力性及び日米の時系列の長短期価格弾力性のサーベイに基づいて表 4.1 に示すモデル需

表 4.1 モデル需要家の価格弾力性
(a) 低ケース

ϵ_{ij}	P_1	P_2	P_3
X_1	-0.100	0.035	0.018
X_2	0.059	-0.100	0.027
X_3	0.076	0.067	-0.100

(b) 高ケース

ϵ_{ij}	P_1	P_2	P_3
X_1	-0.300	0.104	0.053
X_2	0.176	-0.300	0.080
X_3	0.227	0.200	-0.300

$$\epsilon_{ij} = (\partial X_i / X_i) / (\partial P_j / P_j)$$

要家の価格弾力性を仮定する^{[17]-[21]}。但し、交差価格弾力性は可積分条件を満たすように設定している。また、均一料金制及び負荷適応料金制においても短期的には同一の価格弾力性を用いる。

コスト関数のパラメータは西野らの時間帯ごとの限界費用の計測^[22]を参考にして、昭和52年度A社並みとする。

$$c(X) = c_0 + c_1 X + c_2 X^2 \text{ [Myen/hr]} \tag{4.13}$$

$$c_0 = 70.36 \text{ [Myen/hr]},$$

$$c_1 = 0.1265 \text{ [Myen/hr/GW]}$$

$$c_2 = 0.3859 \text{ [Myen/hr/GW}^2],$$

$$X \text{ [GW]}, \text{ Myen は } 100 \text{ 万円}$$

このとき限界費用は逓増傾向を示す。また、

需要水準は同社昭和 52 年夏季平日並みとし、これとモデル価格弾力性から需要関数のパラメータを決める。

4.1.3 交差効果

上記のモデルパラメータに従って相互依存需要モデルと独立需要モデルの比較を行った計算の一例を表 4.2 に示す。季時別料金制の価格設

表 4.2 限界費用原理における交差効果 (低価格弾力性ケース)

	相互依存需要モデル	独立需要モデル
需要 [GW]		
ピーク	20.77	19.65
ミッドピーク	15.99	14.59
オフピーク	10.13	8.68
平均	15.63	14.31
負荷率 [%]		72.80
価格 [円/kWh]	75.25	
ピーク	16.15	15.29
ミッドピーク	12.47	11.39
オフピーク	7.95	6.82
[億円/年]		
収入	17,969	16,594
費用	15,234	13,920
効用	447,890	443,490
消費者余剰	429,92	426,895
生産者余剰	12,734	2,674
社会厚生	432,656	429,70

定に際して交差価格弾力性を無視することによる社会厚生へのロスは無視し難いほど大きく、両モデルでの社会厚生への差は相互依存需要モデルでの総費用に対して約 22.2% に達する。また、自己価格弾力性を -0.1 から -0.3 に変化させて、価格弾力性に対する感度解析を行うと、この社会厚生への損失は 22.2% から 54.3% に増加する。Caves らは米国の 5 つの料金実験結果をプーリングして代表的な需要家の代替弾力性を 0.10~0.13 と計測しているが^[20]、我が国で季時別料金制を実施する際にも交差価格弾力性の計測は是非とも必要である。

4.2 報酬率規制と季時別料金制

資源配分の効率性の観点から、無制約下の社

会厚生最大化からは限界費用原理が得られるが、季時別料金制の導入による社会厚生への増分利得の供給者・需要家への公正な分配は保証され得ない。本節では、前節のモデルに利潤に関する制約を導入したときの最適な季時別料金制及び均一料金制の下での費用便益を比較検討する。

公正報酬率規制は、今日でも最も代表的な料金規制方式であり、我が国では電力、都市ガスの公益事業に適用されている。公正報酬率基準では、総収入と短期費用の差(純収入)の投下資本に対する割合、即ち、資本収益率に上限が置かれる。このような形式の制約下での社会厚生を最大化するピークロードプライシング問題は Pressman^[28] らによって扱われているが、本節では総費用に対して一定率の報酬が認められるという規制方法を利用する。

総費用報酬率規制下で社会厚生を最大化する最適価格設定問題は次のように定式化される。

$$\begin{aligned} \max SW &= \int_{r=1}^N P_r dx - C(X_1, \dots, X_N) \\ \text{subject to } & \sum_{i=1}^N P_i X_i \\ & = (1+r_p)C(X_1, \dots, X_N) \end{aligned} \quad (4.14)$$

ここで r_p は利潤率で非負定数である。可積分条件を仮定すれば、最適価格は次式で与えられる。

$$P_0 = [1 + \lambda(1+r_p)] [(1+\lambda)I + E] \left[\frac{\partial C(X)}{\partial X} \right]' \quad (4.15)$$

ここで λ は (4.14) 式の制約に関するラグランジュ係数、 I は単位行列、 $E = [1/\epsilon_{ij}]$ は価格弾力性 ϵ_{ij} の逆数からなる行列である。

この価格設定の下での最適消費水準は、

$$X^0 = \beta P^0 + \alpha \quad (4.16)$$

である。

次に比較のために用いる均一料金制は上記の季時別料金制と同様に定式化できる。

$$\begin{aligned} \max SW &= \int_{F} \sum_{i=1}^N P_i dx - C(X_{F1}, \dots, X_{FN}) \\ \text{subject to } P_F \sum_{i=1}^N X_{Fi} &= (1+r_D)C(X_{F1}, \dots, X_{FN}) \\ X_{Fi} &= P_F \sum_{j=1}^N \beta_{ij} + \alpha_{ij} \end{aligned} \quad (4.18)$$

ここで P_F は均一料金である。

季時別料金制及び均一料金制に対する報酬率制約付の最適化問題はラグランジェの未定係数法により容易に解ける。ケーススタディとして均一料金制下での報酬率を一定に固定した場合、消費者余剰及び生産者余剰が共に増加するような季時別料金制の報酬率を探索する。

モデルパラメータは前節と同様に昭和 52 年度 A 社並みとする。価格弾力性を低ケース、季時別料金制の報酬率を 4% にした場合の費用便益分析結果を表 4.3 に示す⁵⁾。また、均一料金制の報酬率を 4% に固定した場合、均一料金制

表 4.3 報酬率規制下での均一料金制と季時別料金制 (低価格弾力性ケース)

	均一料金制	季時別料金制
需要 [GW]		
ピーク	21.61	20.90
ミッドピーク	16.08	16.00
オフピーク	9.24	10.10
平均	15.64	15.67
負荷率 [%]	72.39	74.96
価格 [円/kWh]		
ピーク	11.74	14.34
ミッドピーク	11.74	11.15
オフピーク	11.74	6.58
報酬率 [%]	3.78	4.00
[億円/年]		
収入	16,059	15,902
費用	15,474	15,293
効用	354,568	354,511
消費者余剰	338,509	338,609
生産者余剰	585	608
社会厚生	339,094	339,217

に比して消費者余剰及び生産者余剰が共に増加する季時別料金制の報酬率とその代表点における消費者余剰、生産者余剰、社会厚生増分を表 4.4 に示す。これらの結果から価格弾力性の

表 4.4 季時別料金制における報酬率特性 (均一料金制における報酬率 = 4%)

	高弾力性ケース	低弾力性ケース
実現可能報酬率 [%]	4.1~4.7	4.2~6.6
代表ポイント [%]	4.45	5.45
消費者余剰の増分 [億円/年]	53	201
[%]*	0.33	1.25
生産者余剰の増分 [億円/年]	56	199
[%]*	0.36	1.24
社会厚生増分 [億円/年]	109	400
[%]*	0.69	2.49

* 季時別料金制における収入に対する百分率

大小にかかわらず均一料金制に比して需要家、供給者とも益するような季時別料金制が実現可能で、需要家の反応が大きくなるほど実現可能な報酬率の範囲は拡がるのがわかる。但し、この増分利得の一部はメータリングコストなど諸種のコストに振り向けられ、また、需要家間の分配は考慮されていない点に注意する必要がある。

4.3 季時別料金制と負荷適応料金制の比較

前節では需要変動は確定的で、季時別料金制と負荷適応料金制の本質的差異が顕在化しない場合について分析した。現実の電力需要は主として経済変動による長期的な需要水準のトレンド、社会生活・季節の推移に伴う日間、週間、月間、年間の周期的変動の他に自然現象による不規則な変動もある。本節では需要の不規則変動要因を考慮したとき、価格がこの確率的な変

5) この報酬率は、昭和 54 年度 (第 2 次石油ショック直後) を除いた 51 年度から 58 年度の 9 電力会社の収支比率に基づいている。

動に追従できる負荷適応料金制と各期の価格があらかじめ固定される季時別料金制の厚生分析を試みる。

負荷適応料金制は季時別料金制を発展させた概念であり、料金設定区分を不規則変動要因を反映できるほど短くして、供給コストの時間的な変化を料金が追従することに失敗することによって生じる厚生損失を減少させると同時に、時間軸上での公正な原価負担を反映させることも狙っている⁶⁾。

負荷適応料金制としての料金アルゴリズムは、時々刻々の短期限界費用を追従する形のものや供給者と需要家間のゲーミング状況で決定される料金戦略など様々なバリエーションが考えられる^[25]。また、異なる時間帯間の相互依存性を考慮する負荷適応料金制を計算するためには需要及び価格の変化をある程度予測する必要がある。この場合にはこの予測誤差と交差効果を無視することによる厚生損失を比較するためのモデルを別途開発しなければならない。

ここでは需要の不規則変動要因による季時別料金制と負荷適応料金制の厚生損失を定量的に検討することに焦点をあてることにして、次のような仮定を置く。

- ① 1日をN期に分け、各期内では需要は一定とみなし、価格は各期の期首にのみ変化する。
- ② 各期の需要は相互に独立であり、需要の不規則変動要因は加法的擾乱項で表わす。
- ③ 需要家、供給者とも期の長さに対して無視し得る時間内で自然の状態を知り得る。
- ④ 供給者は常に十分な供給力を有する。

ここで超過需要の発生を排除している点は本来供給側の不確実性も反映できる負荷適応料金制の特徴を無視することになるが、この問題につ

いては今後の課題としたい。従って、負荷適応料金制のもつ潜在的な利得の下限を評価すると考えてよい。

仮定①、②より各期の需要は次式で表わされる。

$$\begin{aligned} X_i &= \beta_{ii} P_i + \alpha_i \\ &= \beta_{ii} P_i + \alpha_{mi} + \alpha_{vi} w_i(t) \text{ for all } i \end{aligned} \quad (4.19)$$

ここで α_{mi} 、 α_{vi} はそれぞれ α_i の期待値、標準偏差であり、 $\{w_i\}$ は平均値0、分散1、一期遅れ相関係数 ϕ なる正規型マルコフ系列である。

最も単純な限界費用に基づく負荷適応料金制の下では、各期の需要 X_{Li} 、価格 P_{Li} は次のように与えられる。

$$\begin{aligned} X_{Li}(w_i) &= (\alpha_i + c_1 \beta_{ii}) / (1 - 2 c_2 \beta_{ii}) \\ &= [\alpha_{mi} + \alpha_{vi} w_i(t) + c_1 \beta_{ii}] / (1 - 2 c_2 \beta_{ii}) \end{aligned} \quad \text{for all } i \quad (4.20)$$

$$P_{Li}(X_{Li}, w_i) = 2 c_2 X_{Li} + c_1 \text{ for all } i \quad (4.21)$$

この方式の負荷適応料金制に対応する季時別料金制のアルゴリズムは次のような3つのステップからなる。まず全期間に先だて、 α_i の期待値 α_{mi} に基づいて各期の需要の期待値 X_{Ti}^* を計算する。次に、この需要の予測値を用いた限界費用に基づいて各時間帯の価格 P_T を設定する。需要家はこの季時別料金制と各期の不規則変動要因を知った上で消費量 X_{Ti} を決定する。

負荷適応料金制と季時別料金制の最も大きな違いは、前者が不規則変動要因に応じて価格が適応的に変化するのに対して、後者はある一定

6) 更に電力系統における接続地点(場所)という空間的な原価配分を時間とともにダイナミックに考慮した負荷適応料金制も提案検討されている^[24]。

期間における需要の予測値に基づいて価格を決定するという情報構造の差異である。

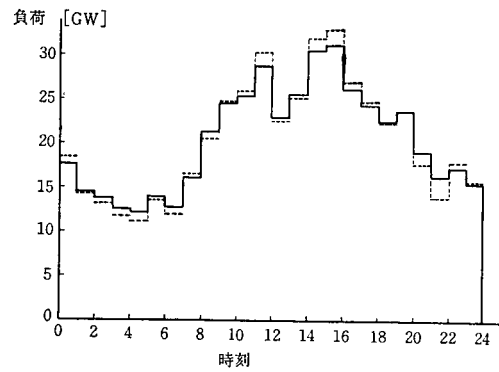
次に、ケーススタディにより負荷適応料金制の有効性を示す。季時別料金制の料金設計では時間帯の設定自体が社会的最適化問題として捉えられるが、ここでは所与とする。季時別料金制において $N=3$ とし、13:00~16:00 をピーク、22:00~8:00 をオフピーク、残りをミッドピークとする。不規則変動要因を1時間ごとに与え、負荷適応料金制においては価格は1時間ごとに更新するものとする。需要関数はA社昭和58年度夏季平日並みとし、その他のモデルパラメータは前節までと同じとする。

モンテカルロシミュレーションの結果はマルコフ系列の一期遅れ相関係数にあまりセンシティブではなかったため、 $\phi=0.6$ で一定とする。図4.1は高価格弾力性のケースの負荷適応料金制と季時別料金制の(a)日負荷曲線、及び(b)価格曲線を示す。負荷適応料金制の負荷平準化効果は明らかであり、日負荷率は季時別料金制の61.9%から65.2%と3.3ポイントも向上している。また、この負荷平準化作用は価格弾力性の絶対値が大きくなるほど顕著になる。

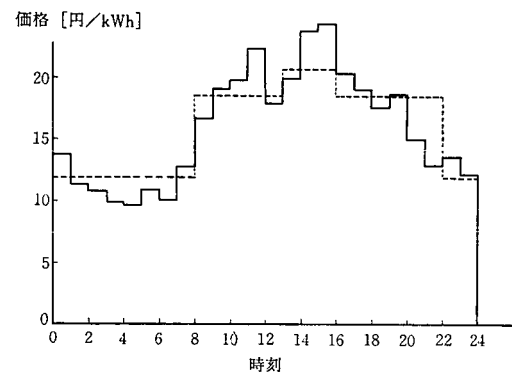
負荷適応料金制と季時別料金制における厚生損失を負荷適応料金制の下での総費用に対する比率で表わすと、低価格弾力性ケースで0.6%、高価格弾力性ケースで1.8%に達する。

以上は日間の負荷変動のみをシミュレートしたが、更に長い周期の負荷変動に対して同様のシミュレーションを行えば両料金システムの厚生効果の差は拡大するであろうし、現実には季時別料金制において需要の期待値を精度良く予測することは困難であろう。

このように負荷適応料金制は不確実性に対し



(a) 日負荷曲線



(b) 価格曲線

図 4.1 負荷適応料金制と季時別料金制の比較
(高価格弾力性ケース)

註) 一: 負荷適応料金制, ...: 季時別料金制

てロバストであるが、この長所を十分享受するためには、ハードウェアコストは勿論のこと、需要家の理解を得るための費用など現行システムからの移行費用も勘案する必要がある。

5. 結 語

今回の調査研究と予備的検討を踏まえて、今後は我が国の電気事業が行うべきロードマネジメントの目標を明らかにし、その手段を具体的にいくつか示し、それらの評価を行う必要がある。

参考文献

- [1] 山地憲治, 浅野浩志「ロードマネジメントとその費用便益分析—米国における実施状況と研究の現状—」, 電力中央研究所調査報告: 584004, 1985
- [2] Males, R. H. and R. G. Uhler: Load Management, Issues, Objectives and Options. Electric Utility Rate Design Study, RDS-100, 1982
- [3] 森清堯, 他「ロードマネジメント」(翻訳)—課題, 目的と選択—, 電力中央研究所内部資料, No. 236, 1982
- [4] Poirier, D. I.「家庭用電力の時間帯別電気料金制度の経済性—北アメリカと日本の比較研究」, 経済企画庁経済研究所, 研究シリーズ第40号, 1983
- [5] 伊藤成康・大屋隆生「アメリカ合衆国における時間帯別電気料金制度実験について」, 電力中央研究所内部資料, No. 255, 1984
- [6] Lande, R. H.: A Cost-Benefit Analysis of Electric Peak-load Pricing, Public Utility Fortnightly, Vol. 103, No. 3, 1979
- [7] Wenders, J. T. and L. D. Talor: Experiments in Seasonal-Time-of-Day Pricing of Electricity to Residential Users”, Bell Journal of Economics, Vol. 7, No. 2, 1976
- [8] 山谷修作「時間帯別電気料金の費用便益分析」, 東洋大学経済研究会, 経済論集, Vol. 9, No. 2, 1984
- [9] Aigner, D. J. ed.: Welfare Econometrics of Peak-Load Pricing for Electricity, Journal of Econometrics, Vol. 26, No. 1/2, 1984
- [10] Niemeyer, E. V.: Cost/Benefit Analysis of Load Management, Topic Paper 6, Rate Design Study No. 89, EPRI, 1981
- [11] Barrager, S. M., C. E. Clark, Jr., R. B. Francher and D. N. Stengel: Load Management Strategy Testing Model, EPRI-2396, 1982
- [12] California Public Utilities Commission and California Energy Commission: Standard Practice for Cost-Benefit Analysis of Conservation and Load Management Programs, 1983
- [13] Vickrey, W. “Responsive Pricing of Public Utility Services.”, Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, 337~346, 1971
- [14] Schweppe, F. C., R. D. Tabors and J. L. Kirtley, “Homeostatic Control: The Utility/Customer Marketplace for Electric Power”, MIT Energy Laboratory Report MIT-EL 81-033, 1982
- [15] 茅陽一「電力時間帯別料金制の動学的モデルによる検討」, 第2回エネルギー・システム・経済コンファレンス, 1985
- [16] 西川禎一・喜多一「電力負荷適応料金制のゲームモデルについて」, 第2回エネルギー・システム・経済コンファレンス, 1985
- [17] 阿波田禾積「電力需要の短期・長期の弾力性について」, 電力経済研究, No. 10, 55~62, 1976
- [18] Natinal Economic Research Associates Inc.: Considerations of the Price Elastysity of Demand for Electricity: Topic 2, 1977
- [19] Chung, C. and D. J. Aigner: Industrial and Commercial Demands for Electricity by Time-of-Day: A California Case Study., Energy Journal, Vol. 2, No. 3: 91~110, 1981
- [20] Caves, D. W., L. R. Christensen and J. A. Herriges.: Consistency of Residential Customer Response in Time-of-Use Electricity Pricing Experiments., Journal of Econometrics, Vol. 26, No. 1/2: 179~204, 1984
- [21] Kohler, D. F. and B. M. Mitchell: Response to Residential Time-of-Use Electricity Rates: How Transferable are the Findings?, Journal of Econometrics, Vol. 26, No. 1/2: 141~178, 1984
- [22] 西野義彦・富田輝博・大山達雄「長期限界費用の計測と電気料金問題」, 電力経済研究, No. 14, 1979
- [23] Pressman, I.: A Mathematical Formulation of the Peak-Load Pricing Problem,” Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 1, No. 2: 304~326, 1970
- [24] Bohn, R. E., M. C. Caramanis and F. C. Schweppe: Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time. Rand

Journal of Economics, Vol. 15, No. 3 : 360
~376, 1984

329, 1982

- [25] Luh, P. B. and Y-C Ho.: Load Adaptive
Pricing: An Emerging Tool for Electric
Utilities, IEEE, Vol. AC-27, No. 2 : 320~

(あさの ひろし
経済部
エネルギー研究室)

主成分分析による財務指標総合化の試み

——アメリカ電気事業への適用——

キーワード：財務指標，財務諸表分析，相関行列，主成分分析

関 口 博 正

〔要 旨〕

アメリカ電気事業を例として，主成分分析を用いて財務指標の総合を試みた。

財務指標を用いて企業業績等の総合的な判断を行なう場合，評価者の主観に頼っていたのでは各指標間の関係を正確に知ることができず，そのため，指標の総合に際し，本来の評価基準に基づいたウエイトが各財務指標に付されるとは限らない。これに対して主成分分析を用いれば，指標間の関連性を十分に考慮した上で指標を総合できる。

そこで本稿では，主成分分析の有効性を検討するために，先ず Foley の分析方法を紹介し，次にこの結果と主成分分析を用いた結果とを比較検討する。主成分分析による財務指標の総合は，評価者のウエイトをより正確に企業順位に反映出来るために，主観にもとづく順位に比し，より望ましい結果が得られると考えられる。

- 1 はじめに
- 2 これまでの財務諸表分析—Foley の例—
- 3 主成分分析を適用した財務指標の総合化

- 4 おわりに
<補論>

1. はじめに

財務指標は本来，財務指標間の関連を考慮して作成されるべきであるが，現実には〔1〕3頁や〔6〕294頁で指摘されているように，その相互関連性を無視して各指標が細分化されてきた。従って，各指標を用いて企業業績等の総合的な判断をしようとする場合に多くの問題を生じる。

次の例を考えてみよう。「流動比率を高めるために，無利子の買掛金の代りに有利子の長期借入金を利用すると，他の条件が同一であるかぎり，支払利子がふえて売上高経常利益率が低下して収益性が悪化し，ひいて財務安全性を害

することになる」〔〔10〕198頁〕。かかる関係が指標間に存在する場合には，指標が分析目的にどのように貢献するかを十分に考慮しなければ，総合的な判断は適切には成し得ないことは明らかである。財務指標を作成する場合には，本来，各指標間全てについて上記のような因果関係を考慮すべきである。

財務指標相互間の関連を考慮して企業業績の総合的な判断を行なうという作業は，従来，評価者が主観的判断により行なってきた。つまり，評価者は次の2段階の作業を経験にもとづいて行わなければならないのである。

- (1) 指標間の関連の度合を判断する。
- (2) 総合的な企業業績の評価のために，一

定の価値判断に基づいて各指標にウェイトを付す。

従って、最初の作業を主観的判断に基づいておこなえば、次の作業でいかに正確なウェイト付けを行なおうとも、企業業績を正確に反映した指標は作り得ない。

財務指標を総合する試みは既に 1920 年代より行われている。Wall and Dunning は財務比率が分裂増殖（‘ratio proliferation’ [6] 286 頁）していることに対処するために信用分析の立場から指数法（index method）を提唱した。選択した指標を過去の経験を生かして加重平均する方法は現在も銀行の審査等で利用されている（[15] 38 頁参照）。指数法では、上記作業はいずれも評価者の主観にもとづいて行なわれる。

ところで、アメリカでは原子力発電計画の行きずまり等を原因として経営難に陥る電力会社も出ており、そのために適切な財務指標を用いて企業の財務状況を計数的に把握する必要が増しつつある。次節で紹介する Foley [4] は、アメリカ電気事業に於ける財務指標の総合を試みている。Foley の作業はアメリカ電気事業に於ける経営上の問題点を探る上ですぐれた業績の一つではあるが、やはり上記作業は評価者の主観にもとづいて決定される部分が多い。これでは果たして上記第 1 段の作業を客観的になし得たかどうか明らかでないのである。

そこで、このような評価者の主観にもとづく企業業績の総合的判断を客観的に行なおうとする研究、すなわち、多変量解析の一手法である主成分分析を用い、第 1 段の作業を適正に行なおうとする研究が行なわれてきた（[2] [5] [8] [12] [13] など）。財務指標を総合する場合、対象が多変量であるために、とりわけ第 1

段の作業が重要である。主成分分析は相互に関係をもった指標を互いに無相関な、より少数の総合特性値に要約する役割を果たすので、多変量の指標を基礎として総合的な判断を行なう際に第 1 段の作業を客観的に行なうことができ望ましい。

本稿では、後述する主成分分析の有効性を検討するために、先ず Foley [4] の分析方法を紹介し、次にこの結果と主成分分析を用いた結果とを比較検討する。そして本論の分析結果からすると、少なくとも指標間の関連性を十分に考慮することなく指標を総合したのでは、真の総合指標を求めることが困難であることが示唆されるのである。

2. これまでの財務諸表分析—Foley の例—

財務諸表分析に於いては、細分化した指標を用いて、より個別的な問題を掘り下げる分析が進められる一方、他方では企業の経営状態、或いは財務状況を総合的に知るための単一指標を作成することが強く求められてきた。しかし、指標の総合化という作業は評価者の企業観にもとづく高度な判断業務であると考えられ、その作業は実際には評価者に委ねられていたと言っ

てよい。

Foley¹⁾ はアメリカの電気事業から 130 社を選び、財務指標の総合化を試みた。前述のようにアメリカ電気事業では最近、原子力発電計画の行きずまりを主な原因として債務不履行等、財務上の問題を生じる電力会社が少なくない。そこで、電力会社の財務状況を判断するための適切な財務指標の作成が求められる。Foley の

1) 参考文献 [4] の第 1 章 Financial Performance を見よ。

試みはその要求に応えるものといえる。彼の分析手法は以下のように要約出来る。

各財務指標毎に値の大小に従って 130 社を 5 区分に分割し、区分の上位から 5 ~ 1 の得点を該当する企業に与える。採用した各指標全てについて上記作業を行ない、合計値を算出する。合計値の高い企業から順に企業をランク付けする。

ここで Foley の場合の評価基準と選択された指標との関係を考察しよう。彼は個別指標選択に際しては評価基準として支持能力に重点を置いているが、この他、流動性、収益性、自己他人資本構成という 4 つの基準を採用している^{2) 3)}。ところで、このように一つの総合的な指標を作成するに際して複数の評価基準を採用する場合には、以下の点が問題となる。

i) 一つの評価基準から選択した各指標間の相互に関連がある場合、各指標に付すウエイト

の付けかた次第では評価基準に与えた重み付けと異なる危険性がある。

ii) 一つの評価基準から選択した指標と他の評価基準から選択した指標との間に相互に関連がある場合、i) 以上に、当初評価基準に与えていた重み付けと異なる危険性がある。

経験豊富な評価者の場合には、指標間の関連を直観的に判断しても上記のようなバイアスを生じさせる危険は少ないと考えられる。だが、その場合にも指標間の関係を正確に知ることは難しく、従って、本来の評価基準に基づいたウエイトが付けられるとは限らない。そこで、財務指標を総合する場合に、いかに意図した通りの評価ウエイトを確保するかが問題となる。

ここで Foley の場合を考察してみよう。Foley は表 2.1 で示したように 4 つの評価基準に照らして 10 指標を選択する。表 2.2 は各財務指標の算式を示している。

表 2.1 評価基準と財務指標との関係

Foley の評価基準	① 支払能力	② 流動性	③ 自己他人資本構成	④ 収益性
評価基準から選択された財務指標	X ₂ ; 建設中利子/当期利益] X ₃ ; インタレスト・カバレッジ・レシオ X ₄ ; インタレスト・カバレッジ・レシオ X ₆ ; インタレスト・カバレッジ・レシオ X ₇ ; 配当性向の逆数	X ₁ ; 流動比率	X ₅ ; 長期負債比率	X ₈ ; 売上高営業費用比率 X ₉ ; 持分利益率 X ₁₀ ; 投下資本利益率

- 2) Foley は電気事業各社の支払能力にウエイトを置いて評価することが適切であると指摘し、他の評価基準よりも支払能力に重点を置いている。その理由として以下の 2 点をあげている。
- i) 「私企業では利益の測定が適切な財務的評価の基準として利用しうるが、規制産業である電気事業では、利益の測定をもって財務的評価の基準とすることは必ずしも適切ではない。
 - ii) 「電気事業に対する投資等の意思決定に於いては、建設計画がキャッシュ・ポジションに与える影響を非常に重視する」(〔4〕 4 頁)。
- 3) 公益事業である電気事業に於いて財務指標を総合するに際しては以下の 2 点が特に問題となるかもしれない。
- i) 電気事業各社は立地条件、種々の規制等から電源構成が異なる。そこで、各社の事情を十分に考慮することなく、財務指標を比較することは意味がないとする批判がある(〔7〕を見よ。これは Foley に対する批

- 判である)。しかし、電源構成等の相違は各社の収益率等を通じて個別財務指標に表わされているから、電源構成等の相違を無視したことにはならないと考えられる。
- ii) 収益性の概念を他産業と同一に扱うことには問題が生じ得る。事業報酬がレート・ベース方式により確保されるからである。しかしながら、
 - イ) 規制産業といえども会計制度は利益評価システムとしての性格を失わない。
 - ロ) 規制産業は allowable cost (配当資金をも含んだ概念で、原則として料金収入はこれに等しくなるように設定される(〔3〕 1868 頁の footnote 1)) の範囲内で効率の良い経営を行なう義務を有する。従って、利益は業績尺度として捉えることが出来、少なくとも同一産業内で利益比較をすることは意味がある(但し、厳密には外部要因に基づく偶発的利益を含んでいる)。

表 2.2 10 指標の算式

X_1 ; 流動比率	$= \frac{\text{流動資産}}{\text{流動負債}} * 100$
X_2 ; 建設中利子 当期利益	$* 100$
X_3 ; インタレスト・カバレッジ・レシオ	$= \left[\frac{\text{税引前当期利益} - \text{建設中利子}}{\text{支払利息} + \text{借入資金部分の建設中利子}} \right] * 100$
X_4 ; インタレスト・カバレッジ・レシオ	$= \left[\frac{\text{当期利益} - \text{建設中利子}}{\text{支払利息} + \text{借入資金部分の建設中利子}} \right] * 100$
X_5 ; 長期負債比率	$= \left[\frac{\text{固定負債}}{\text{自己資本} + \text{固定負債}} \right] * 100$
X_6 ; インタレスト・カバレッジ・レシオ	$= \left[\frac{\text{当期利益} - \text{建設中利子}}{\text{支払利息} + \text{借入資金部分の建設中利子} + \text{優先株式に宣言された配当}} \right] * 100$
X_7 ; 配当性向の逆数	$= \left[\frac{\text{当期利益} - \text{建設中利子}}{\text{普通株式に宣言された配当}} \right] * 100$
X_8 ; 売上高営業費用比率	$= \left[\frac{\text{電気事業営業費用}}{\text{電気事業収入}} \right] * 100$
X_9 ; 持分利益率	$= \left[\frac{\text{当期利益}}{\text{自己資本} - \text{発行済優先株式}} \right] * 100$
X_{10} ; 投下資本利益率	$= \left[\frac{\text{当期利益}}{\text{自己資本} + \text{固定負債}} \right] * 100$

①の評価基準より選ばれた X_2 の分子である建設中利子 (AFUDC⁴⁾) について Foley は「利益の質 (“quality of earnings”) を割引く」もので、「処分資産の裏付けを伴わない利益 (“non-cash earnings”)」であることを指摘する。 X_3 , X_4 , X_6 , X_7 は「処分資産の裏付けを伴わない利益が増大している局面では財務パフォーマンスの測定に極めて重要な指標」で、“処分資産の裏付けを伴わない利益”の影響を企業の財務パフォーマンスに反映させる指標であるとしている。

②から選ばれた X_1 を Foley は「業界平均値よりも高い値を示せば、相対的な財務健全性を示す」ものととらえる。

③から選ばれた X_5 は長期的に見た企業財務の安定性を測定する指標で、Foley は「業界平均値から異常にかけ離れた値を示す場合、財務パフォーマンスに変化のきざしがあるだろう」と指摘する。

④から選ばれた X_8 は売上高営業利益率の反対概念を示し、 X_9 ⁵⁾, X_{10} は投資効率を示す。 X_9 , X_{10} は①の X_2 が高い値をとる場合、「利

益の質を割引いて評価する必要がある」と指摘する。

これら 10 指標のうち、建設中利子を考慮する点が他産業に於ける財務指標と大きく異なる。建設中利子の中に複利で計算される自己資

4) 一般に公正妥当と認められた会計原則であるアメリカ財務会計基準書 71 号 [3] は Regulated Industry (以下規制産業と訳す) の準拠すべき会計基準を定めている。基準書 71 号によれば、規制産業にあっては Non Regulated Industry (いわゆる私企業) とは異なるいくつかの会計処理が要求され、建設中利子についての次のように定める。

規制産業が設備を建設する場合、「ときには、規制主体は設備原価に建設中利子を算入することを求めることがある」。建設中利子は借入による利子負担のみならず、自己資本による建設の場合に見積られる利息相当額をも認識し、設備原価として資産計上するとともに、AFUDC (Allowance for Funds Used During Construction) を認識する。その結果、「借入により生ずる利子費用の資産化、或いは自己資本部分の利息相当額資産化を行った金額だけ、その期の期間利益は増加する」。

「設備完成後、資産化された当該金額は減価償却の基礎となり」減価償却期間にわたって費用配分される。また、この金額は「料金算定に際して未回収投資額の基礎となる」。

「損益計算書上は AFUDC の金額は“その他収益”または“支払利息のマイナス”として利子費用資産化の基礎であることを示す名称を付して表示されることとなる」([3] 1870 頁 paragraph 15)。

5) 投下資本利益率 (Return on Investment, ROI) は分母に投資額 (例えば [14] 32 頁) や総資産 ([9] 61 頁) 等の概念が用いられる。ここでは Foley の定義に従っている。

本利子が含まれ、従って、電力会社の利益中に未実現利益が多く存在する故である。アメリカの電力会社を評価するに際し、この点を認識する故に、Foley は有用な指標を選択していると言える。

Foley は 10 指標を用いて 1972 年から 1981 年までの 10 年間の分析を行ない、各年の分析結果を示すとともに、5 年間及び 10 年間の各年の分析の合計値を示している。また、10 年間で区分の変動が著しい企業を検出している。

次章に於いては財務指標の総合をより客観的に行なうために、Foley の用いた 10 指標について主成分分析を試み、Foley との比較検討を行なう。そこでは指標間の関連性が中心的な問題とされる。そこで、本論では Foley の各年の累積結果は用いず、彼の分析の最近年である 1981 年度の結果を用いることにしよう。表 2.3 は Foley が対象とした 130 社のうち上位、下位 6 社ずつを選び、筆者が作成したものである。尚、Foley は企業順位に関しては 5 年間及び 10 年間の累積結果についてのみ言及し、各年の結果については検討していない。

表 2.3 Foley の結果

順位	得点	社名
1	48	Black Hills Power & Light Co.
2	45	Consolidated Edison Co. of New York, Inc.
3	45	Wisconsin Power & Light Co.
4	45	West Penn Power Co.
5	45	Texas Power & Light Co.
6	45	Texas Electric Service Co.
125	14	Western Massachusetts Electric Co.
126	14	Detroit Edison Co., The
127	13	Connecticut Light & Power Co., The
128	13	Metropolitan Edison Co.
129	13	Jersey Central Power & Light Co.
130	10	Bangor Hydro-Electric Co.

3. 主成分分析を適用した財務指標の総合化

本章では、アメリカ電気事業を例として主成分分析を用いた財務指標の総合を行なう。そこで先ず主成分分析について簡単な説明をしておこう。

3.1 主成分分析を適用した財務指標の総合化

多変量解析法の一つである主成分分析は、財務指標のように相互に関連を持つ指標を用いて総合的な判断を行なう場合に有効な分析手法である。かかる主成分分析法 (Principal Component Analysis) とは、 p 個の互いに相関あるデータ $X_i (i=1, p)$ の情報を、特性間の相関を考慮して m 個 ($< p$) の互いに相関のない主成分 $Z_j (j=1, m, m < p)$ へ変換する手法である。

このとき、次元の減少に伴う情報の損失を最小にするために、 Z_j と X_i の相関係数の平方和を最大にするような変換がとられる ([8] 20 頁)。主成分式は

$$Z_j = L_{j1}X_1 + L_{j2}X_2 + \dots + L_{jp}X_p \quad (j=1, m)$$

$$\sum_{i=1}^p L_{ji}^2 = 1 \quad (j=1, m)$$

のように示される一次式で、以下の性質を有する。

性質 1 ; Z_i と $Z_j (i \neq j)$ の相関は全てゼロである。

性質 2 ; 主成分 $Z_j (j=1, m, m < p)$ はもとの特性値 $X_i (i=1, p)$ のもつ情報の損失 (ロス) が最小になるように要約した結果である。すなわち Z_1 の分散は (X_1, X_2, \dots, X_p) のあらゆる一次式のもつ分散のなかで最大であり、 Z_2 の分散は Z_1 と無相関なあ

らゆる一次式の分散のなかで最大である。以下同様にして Z_m の分散は Z_1, Z_2, \dots, Z_{m-1} のすべてと無相関な一次式の中で最大である ([11] 13 頁)。

主成分式に各主成分式 X_i の企業毎の値を代入して得られる主成分得点は Z_j の性質に関する企業の相対的な位置を示す。そこで Z_j にウェイトを付すことによって、評価者の基準をより反映した企業評価が可能となる。

3.2 10 指標での主成分分析

本節ではアメリカ電気事業の財務指標に主成分分析を適用し、財務指標の総合を行なう。分析に際しては Foley との比較可能性を維持するために、1981 年度に於ける Foley が選んだ 130 社の財務指標値を用いた。なお、主成分分析には相関行列 (correlation matrix) を用いた⁶⁾。まず、各財務指標値の最大、最小、平均、

並に標準偏差を示しておこう (表 3.1)。次に表 3.2 から、指標間の相対的な関連の度合いが判断できる。

一般に財務指標相互間の関連の度合いについては次の様に言えよう。即ち、財務指標総合化のためのウェイト付けに関しては、一つの評価基準から選ばれた指標間では関連が高く、しかも、他の評価基準から選ばれた指標との間の関連は低いことが望ましい。そこで表 3.2 によって各財務指標間で有する関連の度合いを検討してみよう。

[1] ① (支払能力) から選ばれた指標間の相互関連性はいずれも高い。

[2] ところが④ (収益性) から選ばれた指標の間では以下の問題がある。

i) X_8, X_{10} の関連性は非常に高いものの、 X_8 と X_9, X_{10} との関連性はさ程高くはない。この現象はフローに対する利益率 (X_8 の反対

表 3.1 財務指標値の最大、最小、平均、並に標準偏差

	①X ₂	①X ₃	①X ₄	①X ₆	①X ₇	②X ₁	③X ₅	④X ₈	④X ₉	④X ₁₀
最大	123.24	434.81	298.24	220.50	256.39	346.0	62.68	95.73	22.36	9.29
最小	-48.09	-30.06	-22.60	-22.60	-62.69	29.52	34.74	65.83	-4.59	-1.77
平均	33.17	141.13	80.52	66.82	107.70	110.58	50.62	83.00	14.54	5.54
標準偏差	27.29	81.31	49.27	39.48	51.86	46.89	5.83	5.71	3.45	1.45

表 3.2 10 指標の相関行列

	①X ₂	①X ₃	①X ₄	①X ₆	①X ₇	②X ₁	③X ₅	④X ₈	④X ₉	④X ₁₀
①X ₂	1.0									
①X ₃	-0.59	1.00								
①X ₄	-0.65	0.95	1.00							
①X ₆	-0.67	0.95	0.99	1.00						
①X ₇	-0.71	0.72	0.79	0.81	1.00					
②X ₁	-0.33	0.30	0.29	0.29	0.39	1.00				
③X ₅	-0.03	-0.37	-0.38	-0.35	-0.16	0.05	1.00			
④X ₈	-0.12	0.01	-0.02	-0.00	-0.07	-0.02	0.05	1.00		
④X ₉	0.07	0.40	0.39	0.38	0.31	-0.02	-0.20	-0.29	1.00	
④X ₁₀	-0.01	0.57	0.57	0.56	0.40	-0.04	-0.45	-0.23	0.90	1.00

6) 計算については富士通 (株) の統計データ処理パッケージ

—ジ ANALYST を使用した。

概念)と、ストックに対する利益率、即ち投資効率 (X_9, X_{10})との間の相関が低いことを示している。

ii) しかるに X_9, X_{10} は X_3, X_4, X_6, X_7 という異なる評価基準 (①) から選ばれた指標との間で関連性をもっている。

[3] ② (流動性) から選ばれた X_1 は① (支払能力) を示す X_2, X_3, X_4, X_6, X_7 との間に関連を有している。

[4] ③ (自己他人資本構成) から選ばれた X_5 は X_3, X_4, X_6, X_{10} との間で相関を有している。

以上のようにこれら 10 指標には、同一評価基準内で財務指標相互間の関連性が低いものと、異なる評価基準に属する財務指標相互間で関連を有するものが含まれている。それにもかかわらず、Foley はこれら 10 指標に等しいウエイトを付すことで指標を総合化している。この場合、評価基準が一つしかない場合、或いは異なる評価基準に属する財務指標相互間に関連がない場合には、評価基準に与えたウエイトと各財務指標に付すウエイトとが整合する。ところが Foley の場合には評価基準を正しく反映したウエイト付けかどうかは保証されない。

これに対し、主成分分析を用いた上で評価者のウエイトを付すならば、Foley の方法よりも財務指標間の関連性を考慮した上で評価基準を更に正しく反映することが出来る。従って、評価基準に照らしたウエイトを付すことがより正確に出来る点で主成分分析の適用は望ましい結果が得られると言って良い。

表 3.3 に 10 指標のファクター・パターンを示す。ファクター・パターンは Z_j と X_i との相関係数 (因子負荷量 (factor loading)) を示すものである。因子負荷量 (factor loading)

表 3.3 10 指標のファクター・パターン (ローディング・マトリクス)

	Z_1	Z_2	Z_3
X_6	.970	-.113	-.089
X_4	.968	-.091	-.096
X_3	.941	-.065	-.112
X_7	.848	-.251	.173
X_9	.526	.704	.205
X_{10}	.673	.686	-.013
X_8	-.085	-.440	-.701
X_1	.342	-.443	.457
X_2	-.642	.621	-.043
X_5	-.399	-.382	.515
固有値	4.913	1.976	1.069
寄与率	49.1%	19.8%	10.7%
累積寄与率	49.1%	68.9%	79.6%

が絶対値で 0.5 を超えるものを主成分に寄与するものと解し、0.7 を超えるものは主成分に大きく寄与するものと解する。そして主成分式の意味を解釈するに際しては、これらの指標についてのみを問題とすればよい ([12] p. 97)。なお主成分式は因子負荷量を主成分の固有値で割ったものを元の指標 X_i の係数とする一次式である。

以上から、次に主成分式の解釈を行なおう。

Z_1 では X_3, X_4, X_6, X_7 が強くプラスの効果を持っている。従って Z_1 は支払能力を示す主成分式であると解釈出来る。主成分分析の結果では Z_1 に情報が大きく偏っており (寄与率 49.1%)、10 指標の有する情報の約半分は Z_1 で説明される。

Z_2 では X_9, X_{10} がプラスの効果を持っており、ストック面から見た収益性、即ち投資

7) 各主成分に対するウエイト付けは評価者の価値判断に従えば良いことである。ここでは評価者の恣意性を除くことは行なっていない。重回帰モデル・正準相関モデル・判別関数モデル等の多変量解析の手法によりウエイト付けを行ない、第 2 段の恣意性排除を試みた研究成果がある ([15] 33 頁)。しかしながら、上記研究は評価者の企業に対する良否の判断が客観的に行なえるとの仮定に立っている。現段階では電気事業各社の良否の判断基準が明確であるとは言えないので、ウエイト付けに際し、これらの統計手法は用いない。

効率を示すと解される。

Z_3 では X_3 が強く負の効果を持っており、フローから見た収益性を示すと理解できる。そして、 Z_2 及び Z_3 から判断すると、Foley の評価基準における収益性 (④) とは、実はフローとストックの指標を並列していたことがわかる。

3.3 主成分分析による評価結果及び Foley の結果の比較検討

以上の通り、主成分分析の結果 Z_1 から Z_3 までの主成分式が得られた。そこで、各主成分式にウェイトを付して得た結果を検討しよう。企業順位は、企業の財務指標値を主成分に代入して得た各主成分値にウェイトを付して得られる総合指標値の大小にもとづき、求められる。

まず、評価基準として Z_1 (支払能力) に 2, Z_2 (投資効率) に 1, Z_3 (収益性) に 1 のウェイトを与えることとする (ケース 1)。これは Foley が支払能力に大きくウェイトを置くとして理解されるので、ウェイトを Foley に対応させるためである。表 3.4 はケース 1 で上位、下位に順位付けられたそれぞれ 6 社を選び、作成したものである。

ケース 1 で得られた企業順位は主観的なウェ

イト付けによる指標の総合をする場合に比し、より適切なものと期待される。主成分は、前述の如く、財務指標間の関連性を考慮した上で作成されており、従ってこれにもとづき求められる企業順位は評価者の意図したウェイトをより正しく反映したものであると考えられるからである。

ところで、2 節で検討したように、Foley では評価基準を正しく反映したウェイト付けを行なっているかどうかは保証されず、そのことが企業順位に影響しているかもしれない。試みにケース 1 による順位と Foley との順位相関を調べると、順位相関係数から判断すれば両者の関連は高いと言える (スピアマンの順位相関係数は 0.8303 である)。

しかし、主成分分析と Foley とでは順位が大きく異なる企業があるので、この点について以下で指摘しておこう。

ケース 1 で 2 位の Tucson Electric Power Co. は Foley では 22 位である。Tucson Electric Power Co. は主成分のうち特に収益性 (Z_3) が高く、ケース 1 では収益性に付したウェイトが Foley に比してより大きかったことが推測される (同社の主成分得点は $Z_1=0.88$,

表 3.4 主成分分析の結果 (ケース 1)

順位	得点	社名	(参)Foley の順位
1	6.12	Black Hills Power & Light Co.	(1)
2	5.02	Tucson Electric Power Co.	(22)
3	4.23	Texas Electric Service Co.	(6)
4	3.83	Mississippi Power Co.	(7)
5	3.78	West Penn Power Co.	(4)
6	3.42	Consolidated Edison Co. of New York, Inc.	(2)
125	- 4.30	Missouri Utilities Co.	(114)
126	- 4.36	Union Light, Heat & Power Co.	(68)
127	- 4.88	Wheeling Electric Co.	(118)
128	- 7.66	Metropolitan Edison Co.	(128)
129	- 8.07	Jersey Central Power & Light Co.	(129)
130	-12.31	Kingsport Power Co.	(123)

$Z_2=1.01$, $Z_3=2.25$ である)。次にケース1で126位の Union Light, Heat & Power Co. は Foley では68位という中位にランクされる。ケース1では Z_2 の投資効率の値が低く、これを Foley に比してより評価しているものと推測される(同社の主成分得点は $Z_1=-0.14$, $Z_2=-3.10$, $Z_3=-0.98$ である)。

このように、ケース1と Foley の結果とを比較するならば、全体としての両者の関連は高いものの、個々の順位では大きく異なる企業があることも指摘される。主成分分析による企業評価は評価者の評価基準に反映したウエイトが付されており、企業の絶対的な順位付けをするものではない。従って Foley との比較に於いても、これを客観的な基準として用いることは出来ない。しかし、前述の如く評価者のウエイトをより正確に企業順位に反映出来る故に、主成分分析による企業順位は Foley に比してより望ましい順位を得ることが出来ると考えられる。

ところで、ケース1では Z_1 (支払能力), Z_2 (投資効率), Z_3 (収益性) の値が各企業の順位に反映されるが、主成分に付すウエイトを変更することでどの程度順位に変動が生じるかを試みておくことも必要である。主成分に付すウエイトの与え方が Foley との相違の大きな原因であるかも知れないからである。

そこで、次にウエイトを変えた場合を考慮してみよう。

評価基準として Z_1 (支払能力) に1, Z_2 (投資効率) に2, Z_3 (収益性) に1のウエイトを与えることとする(ケース2)(表3.5参照)。

更に Z_1 (支払能力) に1, Z_2 (投資効率) に1, Z_3 (収益性) に2のウエイトを与えることとする(ケース3)(表3.6参照)。

表 3.5 主成分分析の結果(ケース2)

順位	得点	社名
1	5.16	Tucson Electric Power Co.
2	4.50	Arizona Public Service Co.
3	4.46	El Paso Electric Service Co.
4	3.98	Puget Sound Power & Light Co.
5	3.97	Public Service Co. of New Mexico
6	3.80	Iowa Illinois Gas & Elec Co.
125	-5.53	Wheeling Electric Co.
126	-5.62	Missouri Utilities Co.
127	-6.50	Jersey Central Power & Light Co.
128	-6.92	Metropolitan Edison Co.
129	-7.32	Union Light, Heat & Power Co.
130	-13.88	Kingsport Power Co.

表 3.6 主成分分析の結果(ケース3)

順位	得点	社名
1	6.40	Tucson Electric Power Co.
2	5.31	St. Joseph Light & Power Co.
3	4.28	Puget Sound Power & Light Co.
4	4.21	Portland General Electric Co.
5	4.10	Arizona Public Service Co.
6	4.00	Gulf Power Co.
125	-4.12	Pennsylvania Power Co.
126	-4.46	Wheeling Electric Co.
127	-5.20	Union Light, Heat & Power Co.
128	-6.74	Metropolitan Edison Co.
129	-6.95	Jersey Central Power & Light Co.
130	-11.08	Kingsport Power Co.

上で検討した Tucson Electric Power Co. の場合、ケース2, ケース3では共に1位となる。Union Light, Heat & Power Co. はケース2で129位, ケース3で127位である。Tucson Electric Power Co. の場合、 Z_2 , Z_3 をより強調した結果となっている。

ケース1, ケース2及びケース3の各企業順位の変動の度合を判断するために、スピアマンの順位相関係数を調べると、ケース1とケース2及びケース3との間でそれぞれ0.6966, 0.7654であり、ケース2とケース3との間で0.7319である。この結果から判断すれば、主成分に付すウエイトが何らかの形で企業順位に影響することが示唆される。そこで、主成分分

表 3.7 10 指標の相関行列 (上位企業)⁸⁾

	①X ₂	①X ₃	①X ₄	①X ₆	①X ₇	②X ₁	③X ₅	④X ₈	④X ₉	④X ₁₀
①X ₂	1.00									
①X ₃	-0.62	1.00								
①X ₄	-0.63	0.92	1.00							
①X ₆	-0.66	0.92	0.99	1.00						
①X ₇	-0.68	0.62	0.70	0.71	1.00					
②X ₁	-0.47	0.16	0.16	0.16	0.50	1.00				
③X ₅	-0.01	-0.48	-0.54	-0.49	-0.13	0.20	1.00			
④X ₈	-0.56	0.51	0.46	0.49	0.29	0.16	-0.18	1.00		
④X ₉	0.29	0.05	0.06	0.07	0.02	-0.20	0.16	0.06	1.00	
④X ₁₀	0.29	0.34	0.40	0.39	0.11	-0.31	-0.50	0.09	0.73	1.00

表 3.8 10 指標の相関行列 (下位企業)⁸⁾

	①X ₂	①X ₃	①X ₄	①X ₆	①X ₇	②X ₁	③X ₅	④X ₈	④X ₉	④X ₁₀
①X ₂	1.00									
①X ₃	-0.42	1.00								
①X ₄	-0.58	0.91	1.00							
①X ₆	-0.59	0.91	0.99	1.00						
①X ₇	-0.55	0.67	0.76	0.80	1.00					
②X ₁	-0.14	0.26	0.26	0.26	0.32	1.00				
③X ₅	-0.20	-0.15	-0.12	-0.09	-0.02	0.04	1.00			
④X ₈	-0.35	0.11	0.18	0.19	0.11	0.12	0.08	1.00		
④X ₉	0.37	0.36	0.27	0.23	0.11	0.00	-0.21	-0.36	1.00	
④X ₁₀	0.37	0.39	0.29	0.27	0.12	-0.06	-0.33	-0.27	0.95	1.00

析による企業順位の客観性はこの点からも保証されず、絶対的な企業の順位付けとしてはこれをとらえることは出来ない。しかし、表 3.4、表 3.5 及び表 3.6 から、ケース 1 に於ける下位企業 6 社に関しては主成分に付すウェイトを変化させても順位を大きく変動させることはなく、従って、少なくとも下位企業 6 社についてはウェイトを変えた結果の影響は少ないと考えても良いであろう。

主成分に付すウェイトは、当初に意図した評価基準間のウェイトと必ずしも対応するとは限らない。しかし、ファクター・ローディングから理解する主成分の意味付けから、評価基準の代理、或いは近似として用いることが出来る。このように考えるならば、主成分分析に基づく財務指標の総合は、財務指標間の相互関連性を考慮しながら適切な評価基準を与えることが出

来るのである。

尚、上記の議論では指標間で有する分布について全ての企業で同一の関係を仮定していたが、この仮定が満たされているとは限らない。試みにケース 1 及び Foley で上位、或いは下位となっている企業を選定し、それぞれについて相関行列を算出してみると数値にかなりの相違がみられる⁸⁾ (表 3.7、表 3.8 参照)。これが今回の分析に何らかの影響を及ぼしているかも知れない。その排除のためには i) 指標の選定の仕方を変える、ii) サンプルを上位、又は下位に区分し、その上で分析を進める、等が考えられる。しかし、これは今後の課題としたい。

8) Foley の順位で 40 位までの企業、又はケース 1 の順位で 40 位までの企業を上位グループとし、Foley の順位で 90 位以降、又はケース 1 の順位で 90 位以降の企業を下位グループとした。その結果、上位グループに属する企業及び下位グループに属する企業の数は、いずれも 52 社である。

4. おわりに

以上、Foley との対比を軸に主成分分析を適用した財務指標の総合化を行ってきたが、主成分分析を適用したことの意義を最後にまとめておこう。

主成分分析は、はじめに述べたように、多変量のデータの情報をできるだけ損なうことなく互いに相関のない主成分にまとめあげる統計手法である。従って主成分得点による評価では、互いに無相関な主成分式に元の財務指標の値を代入する訳だから、無意識のうちに情報を偏って用いる危険を回避することができ、評価ポリシーを主成分式に対して付することで意図した通りのウェイトが付せる。

しかしながら、主成分の式が元の指標の加重平均であるところから、式自体の意味の解釈が決して容易ではないこと、データを替える毎に異なるウェイトをもつ式が生じること、更に主成分得点自体の意味があまり明確ではないこと等の問題も有しているのである。

従って、主成分分析を利用した企業評価の結果は、絶対的な企業の位置を示すものではなく、適用された分析比率の範囲内で、選択された企業のランク付けを相対的にするにすぎない。それだけに、その結果に過度の信頼を付与することは危険である。しかし、一覧性に秀でており、高度の会計知識を前提としなくても企業を評価できることは利点としてあげうる。そこで、主成分分析を適用して財務指標を総合した結果は、あくまでも蓋然的な企業評価として認識し、これを基としてさらに探求すべき問題点のある場合には、当該問題点を掘り下げて分析を行なう態度が要求されよう。

<補 論>

Foley の財務指標の総合は financial performance の測定を目的とし、支払能力の測定という評価基準が非常に重視されている。補論では更に他の評価基準をも採用し、これらに主成分分析を適用して、より企業の財務面での多様な側面を明らかにしうるような指標を作成しよう。

資料出所は DOE (Department of Energy) である ([16] [17])。

評価基準は Foley を基礎とし、更に、成長性、規模の基準を加えることにより、財務指標を 20 項目とした (表 4.1, 表 4.2 参照)。規模を評価に入れることは経営効率の良否を何等示すものではないが、例えば規模が 2 桁も異なるような企業同志を同一に論ずることは出来ないという社会通念を尊重し、これを評価基準に加えた。表 4.3 に各財務指標の平均、最大、最小、並に標準偏差を示そう。

20 指標のファクター・パターンから次のことがわかる (表 4.4)。

i) Z_1 についてみると、 X_3, X_4, X_6, X_7 の各指標は強くプラスの効果を持つとともに、 X_2 は大きく負の効果を持っている。そこで Z_1 はフロー面から見た支払能力の効果を代表するものと考えることが出来る。

ii) Z_2 では $X_9, X_{10}, X_{18}, X_{19}, X_{20}$ が強くプラスの効果を持ち、持分利益率 (X_9, X_{10}) と規模 (X_{18}, X_{19}, X_{20}) の効果を代表するものと理解出来る。

iii) Z_3 では X_{13}, X_{16}, X_{17} の係数が大きく、企業の総合力を示すと解釈出来よう。総資本利益率 (X_{13}) に加え、売上高伸び率 (X_{16})、総資本回転率 (X_{17}) の効果が大きいからである。

表 4.1 20 指標の算式 (X1 から X10 については表 2.2 を参照)

X11; 固定比率	$= \frac{\text{固定資産}}{\text{自己資本}} * 100$
X12; 固定長期適合率	$= \left[\frac{\text{固定資産}}{\text{自己資本} + \text{固定負債}} \right] * 100$
X13; 売上高年平均伸び率(4年間)	$= \left[\frac{1981\text{年売上高}}{1977\text{年売上高}} ** \frac{1}{4} - 1 \right] * 100$
X14; 総資産年平均伸び率(4年間)	$= \left[\frac{1981\text{年総資産}}{1977\text{年総資産}} ** \frac{1}{4} - 1 \right] * 100$
X15; 設備資産年平均伸び率(4年間)	$= \left[\frac{1981\text{年設備資産}}{1977\text{年設備資産}} ** \frac{1}{4} - 1 \right] ** 100$
X16; 総資本回転率	$= \frac{\text{電気事業売上高}}{\text{総資本}}$
X17; 総資本事業利益率	$= \left[\frac{\text{営業利益} + \text{受取利息配当金}}{\text{総資本}} \right] * 100$
X18; 売上高規模	$= \ln(\text{売上高})$
X19; 総資産規模	$= \ln(\text{総資産})$
X20; 設備資産規模	$= \ln(\text{設備資産})$

表 4.2 評価基準と財務指標との関係

評価基準	① 支払能力	② 収益性	③ 財務構造	④ 成長性	⑤ 規模
ストックの指標	X1; 流動比率	X9; 持分利益率 X10; 投下資本利益率 X16; 総資本回転率 X17; 総資本事業利益率	X5; 長期負債比率 X11; 固定比率 X12; 固定長期適合率	X14; 総資産年平均伸び率 X15; 設備資産年平均伸び率	X19; 総資産規模 X20; 設備資産規模
フローの指標	X2; 建設中利子/当期利益 X3; インタレスト・カバレッジ・レシオ X4; インタレスト・カバレッジ・レシオ X6; インタレスト・カバレッジ・レシオ X7; 配当性向の逆数	X8; 売上高営業費用比率		X13; 売上高年平均伸び率	X18; 売上高規模

表 4.3 財務指標値の最大、最小、平均並に標準偏差 (X10 までについては表 3.1.1 参照のこと)

	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20
最大	315.97	138.56	111.38	29.33	31.26	5.11	77.62	23.24	23.10	22.20
最小	157.61	88.16	7.76	1.62	-0.42	0.12	1.28	17.43	17.19	17.19
平均	225.39	110.47	16.05	10.74	9.86	0.44	6.84	20.91	20.73	19.94
標準偏差	28.38	8.57	9.49	4.70	5.18	0.46	6.44	1.17	1.20	1.07

iv) Z₄ では X₁₃, X₁₄, X₁₅ の効果が強く、成長性の効果を代表すると理解出来る。

v) Z₅ では X₁₁, X₁₂ の効果が強い。そこで財務構造の効果を代表するものと考えられる。

vi) Z₆ では X₁, X₉ の効果が強く、流動性

及び営業利益率を示すと解釈出来る。

評価基準として、企業の総合評価を示す Z₃ に 3, 成長性を示す Z₄ に 2.5, 規模及び投資効率を示す Z₆ に 2, 他の Z₁, Z₂, Z₅ に 1 のウェイトを置いた。尚、表 4.5 は上位、下位それぞれ 6 社づつを示したもので、右欄は Foley

表 4.4 20 指標のファクター・パターン (ローディング・マトリクス)

	Z ₁	Z ₂	Z ₃	Z ₄	Z ₅	Z ₆
X ₂	-.737	.408	.050	.050	-.189	-.203
X ₃	.905	.179	-.171	-.031	.155	-.086
X ₄	.947	.159	-.146	-.036	.102	-.050
X ₆	.951	.137	-.149	-.033	.124	-.039
X ₇	.840	-.003	-.171	-.044	.080	.270
X ₉	.336	.628	-.268	.332	.117	.055
X ₁₀	.491	.647	-.317	.322	-.027	-.119
X ₁₈	-.241	.797	.289	-.333	.311	-.003
X ₁₉	-.246	.800	.283	-.318	.320	.000
X ₂₀	-.091	.666	.547	-.272	.362	-.132
X ₁₆	.324	-.279	.738	.475	.027	-.124
X ₁₇	.339	-.040	.732	.528	-.011	.121
X ₁₃	.232	.118	.716	.583	-.055	.044
X ₁₄	-.454	.457	-.278	.526	-.173	.188
X ₁₅	-.465	.476	-.263	.542	-.094	.199
X ₁₁	-.368	-.508	-.172	.254	.647	.165
X ₁₂	-.058	-.178	-.453	.477	.542	-.299
X ₅	-.346	-.402	.126	-.023	.518	.467
X ₁	-.399	-.034	.212	-.349	-.173	.576
X ₈	.076	-.453	.225	-.128	.044	-.592
固有値	5.470	3.960	2.825	2.353	1.492	1.284
寄与率	27.4%	19.8%	14.1%	11.8%	7.5%	6.4%
累積寄与率	27.4%	47.2%	61.3%	73.0%	80.5%	86.9%

表 4.5 20 指標の主成分分析の結果

順位	得点	社名	Foley の順位	ケース1 の順位
1	43.95	Monongrahele Power Co.	21	45
2	5.20	Portland General Electric Co.	110	32
3	4.77	Minnesota Power & Light Co.	46	13
4	4.71	Public Service Co. of New Mexico.	9	20
5	4.38	Louisiana Power & Light Co.	72	52
6	4.24	Gulf Power Co.	52	43
125	-5.18	Black Hills Power & Light Co.	1	1
126	-5.75	Maine Public Service Co.	112	120
127	-6.44	Madison Gas & Electric Co.	23	55
128	-7.11	Jersey Central Power & Light Co.	129	129
129	-7.31	Metropolitan Edison Co.	128	128
130	-8.75	Pennsylvania Power & Light Co.	93	104

並にケースとの比較の便宜のために付した。

この企業順位と Foley 並にケース1との関連はあまり高くはない(スピアマンの順位相関係数は 0.2137 である。また、ケース1との順位相関係数は 0.4990 である)。特に Black Hills 社ではその順位が大きく異なる。Foley (表 3.5 参照) 及びケース1 (表 3.4 参照) では

1位であるが、20 指標の場合では 125 位である。このようなランクの相違が生じた原因を検討しよう。

20 指標での主成分式の値から Z₁ のみが 3.70 と高いことがわかる。従って Foley 及びケース1で順位が高いことは理解される。しかし、他の主成分式の値は 0.02 から -1.61 の

値をとっており、いずれも低く、特に成長性に問題があることが指摘出来る。ストック面での成長性を示す X_{14} 、 X_{15} はそれぞれ 1.6% (130 社平均 10.7%)、-0.4% (同 9.9%) であり、平均を大きく下回る。しかし、フローの成長性を示す X_{13} は 18.3% (130 社平均 16.1%) と平均を上回っている。なぜ資産の伸びが殆どないにもかかわらず、売上の伸びが平均水準を保っているかは、ここで用いた分析指標のみからは必ずしも明らかではない。しかし、少なくとも何らかの異常が存在する企業であることは判るので、更に分析を進める価値があろう。

このように主成分分析を用いて財務指標の総合評価を行ない、企業の長所・短所或いは問題点を見つけようとする場合には、より多くの企業の側面を示す評価基準を選択し、分析指標を総合化することが望ましい。

参考文献

- [1] Baruch, Lev, *Financial Statement Analysis*, New Jersey, Prentice-Hall, Inc., 1974. (柴川林也訳『現代財務諸表分析』東洋経済新報社, 1983.)
- [2] 秋山光久「定量的中小企業評価の実用化について」『調査月報(中小企業金融公庫調査部)』第 19 巻第 2 号, 1979 年 6 月.
- [3] Financial Accounting Standard Board, *Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation*, Statement of Financial Accounting Standard Boards No. 71, Financial Accounting Standard Board, December, 1982.
- [4] Foley, M., *Electric Utility Financial and Operating Performance Review*, Washington, D. C., National Association of Regulatory Utility Commissioners, July, 1984.
- [5] 古川浩一『現代財務諸表分析』日本経済評論社, 1982.
- [6] Horrign, J. O., "A Short History of Fin-

ancial Ratio Analysis" *Accounting Review*, April, 1968, pp. 284~294.

- [7] Iwler, L., "Criticism of new utility ranking system begins", *Electrical World*, July, 1984, pp. 19~20.
- [8] (財) 関西情報センター編, 「経営評価システムの研究 研究報告書」, 同センター, 1974.
- [9] Keith, L. A., *Accounting, a management perspective*, New Jersey, Prentice Hall, Inc., 1980.
- [10] 松本雅男稿「経営分析の新動向」合崎堅二著『自由企業制度と会計』中央経済社, 1983, 189~202 頁.
- [11] 奥野忠一ほか著『多変量解析法』日科技連, 1976.
- [12] 奥野忠一, 山田文道『情報化時代の経営分析』東京大学出版会, 1978.
- [13] 大阪府立産業能率研究所「多変量解析による企業評価システムの研究 研究報告書」, 同所, 1975.
- [14] Seidler, L. J. and D. R. Carmicael (ed.), *Accountants Handbook 6th Edition*, N. Y., John Williy & Sons, 1981.
- [15] 清水龍瑩『現代企業評価論』中央経済社, 1981.
- [16] U. S. Department of Energy, Statistics of Privately Owned Electric Utilities in the United States 1978 Annual (Class A and B Companies), Washington, D. C., U. S. Department of Energy, October, 1979.
- [17] U. S. Department of Energy, Statistics of Privately Owned Electric Utilities, 1981 Annual (Class A and B Companies), Washington, D. C., U. S. Department of Energy, June, 1983.

(せきぐち ひろまさ)
経済部
経営研究室

発電所の景観設計手法

キーワード：火力・原子力発電所，計量心理学，
景観イメージ，対策効果，景観設計

山本公夫 若谷佳史

〔要旨〕

近年、発電所の立地はさまざまな理由から都市部を離れ、自然公園内もしくはそれに近接して進められるケースが多くなってきた。一方、我が国における自然保護意識は大きな高まりを見せるとともに、全国各地で快適な生活環境を希求する住民の声が大きくなっている。

こうした状況を踏まえ、当所では電力施設立地による周辺景観へのマイナス影響を軽減し、より望ましい地域景観を創造するために効果のある発電所の景観設計について検討してきた。

本研究では、これまで検討してきた景観対策のうち、施設計画段階でとり込まれる個別施設の形態・デザイン・色彩および周辺緑化などに係わる 41 種の対策に関して、その景観的效果を計量心理学的実験を通して定量的に分析し、各対策から生みだされる景観イメージと具体的手段との関係を明らかにした。

1. はじめに
2. 発電所の景観対策
3. 景観イメージの分析
 - 3.1 評価対象の作成
 - 3.2 心理実験の概要
 - 3.3 実験結果の分析
 - 3.4 景観イメージの設定
4. 発電所の景観設計
 - 4.1 景観イメージと景観対策
 - 4.2 景観設計の考え方
 - 4.3 景観設計の適用
5. 結論と今後の課題

1. はじめに

近年、電力施設の立地はさまざまな理由から都市部を離れ、規模が拡大するといった傾向が見られる。特に、発電施設については最適電源構成の確立および発電コストの低廉さを目的に、原子力・石炭火力発電所の建設や、中小水力・地熱発電所の開発が進められている。その結果、自然風景地においても発電所のような大規模構造物が各地で見られるようになってきた。

一方、人々の環境に対するニーズは、これまでの「安全で健康な環境」から「快適な環境」へと転換しつつあり、生活環境のなかから失われていく自然を外部空間に求めるようになってきた。

こうした状況のもとで、自然風景地等に発電所を建設する際には、立地地域の快適性向上に寄与できるような電力施設の景観設計が必要となってきた。また、これまで当所においては火力・原子力発電所を対象に景観影響予測評価手法の開発を行ってきた。

そこで、本研究では手法の開発において得た知見を十分に踏まえたうえで、電力施設による周辺景観へのマイナス影響を軽減し、より望ましい地域景観を創造するために効果のある発電所の景観設計手法の開発を行った。そのために、まず今後火力発電所建設の中心となる石炭火力を対象として、その主要施設（ボイラー建屋、タービン建屋、煙突、貯炭場等）に対する景観対策について検討し、計量心理学的実験を通して景観イメージ軸を抽出するとともに、対策効果との定量的な関係を明らかにした。

さらに、それらの関係を用いて発電所の景観設計案を作成するとともに、実際の石炭火力発電所を対象にケース・スタディを行い、景観設計の有効性を実証した。

2. 発電所の景観対策

発電所立地による景観への影響を軽減するために、緑化や色彩デザインなどを中心とする景観対策が積極的に行われるようになった。しかし、それらは量的にも質的にもまだ十分なものとは言えず、その上、そうした対策がどのような効果を生むか、或いはどのようなイメージを与えるかについては定量的に分析されていないのが実状である。

そこで、景観対策の概要を客観的に把握する

ために、様々な景観対策を、「対策をとり込む計画段階」という観点に立って分類・整理した。

「対策をとり込む計画段階」という観点で各対策を分類するとおよそ次の3つに大別して考えることができる。

- ① 立地計画段階でとり込むもの
- ② 構内配置計画段階でとり込むもの
- ③ 施設計画段階でとり込むもの

①は、立地地点の選定や立地形態（埋め立て立地、陸上立地）の決定にかかわってくる対策で、ここではこれを「建設位置に係わるもの」と呼ぶこととする。

②は、構内のレイアウトや個別施設の向きなどに係わってくる対策で、ここではこれを「施設配置に係わるもの」とする。

③は、個別施設の形態、デザイン、色彩などに係わるものであるが、ここではこれらを「外郭形態に係わるもの」と「色彩、ディテールに係わるもの」の2つに分けて考えた。

また、②および③の段階で重複するものとして、構内緑化やアプローチ整備などの「周辺整備に係わるもの」を別枠に置いた。

以上の考察にもとづいて、計画段階と景観対策との関係をまとめたものが図2.1である。

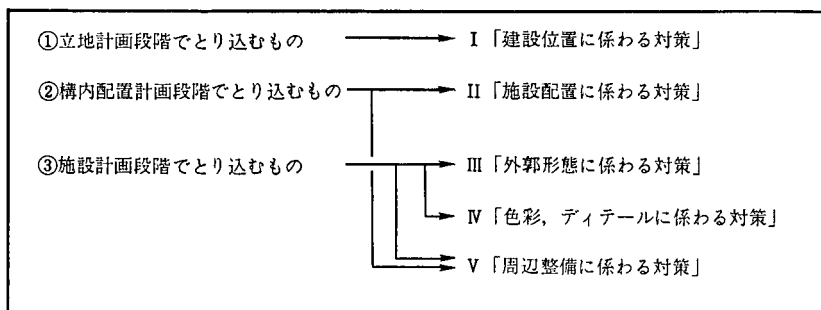


図 2.1 計画段階による景観対策の分類

3. 景観イメージの分析

3.1 評価対象の作成

様々な景観対策がⅠ～Ⅴに分類されることになるが、このうちのⅠ「建設位置に係わる対策」は周辺景観との調和を目的とした対策であり、これらの対策を実験材料で表現するためには、かなり精密な自然地形描写が必要となる。また、Ⅱ「施設配置に係わる対策」は、統一感・整然さを向上させることを目的とするものであり、これらの表現にあたっては、構内細部（集じん器、パイプ群、道路、境界）の表現が必要となり、一般的なモンタージュ法などではかなり表現が難しいと考えられる。

これに対して、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴについては対策の対象を主要施設（タービン、ボイラー、煙突など）に限定できることや、視軸方向、上下関係などの視覚特性条件を各対策間で統一できることによって、Ⅰ、Ⅱに比較すると、材料の作成は容易であると考えられる。

以上から、Ⅰ～Ⅴにおけるすべての対策について材料を作成することは、かなりの労力を要すると考えられ、同時に実験のヴォリュームおよびバリエーションも膨大となる可能性がある。

よってここでは、適切な実験結果を導くためにも、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴの3つの項目を対象を絞って作業を進めることとした。

また、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴの各項目における対策を視覚的に表現する手段として、ここでは操作性の良さという点から、コンピュータ処理によるパース画を採用した。この方法は再現性や臨場感という点からすると、モンタージュ写真、模型などに劣ると言われている。しかし、今回の実験では、「周辺景観との調和」は対象外であり、

施設そのものに対する対策・デザインがもたらす景観イメージを抽出することが目的であることから、パース画で十分対応できるものと判断した。

作成したパース画は、表3.1に示す諸元の石炭火力発電所を基本形としている。また、パース画作成においては、タービン建屋を海側400mからほぼ正面に望むごく一般的な視覚関係を基本とした。また、陰影を強調しデザインの意図を明確にするために彩色を行ったが、色による独自のイメージが混入するのを避けるため、彩度ゼロのグレー系を用いた（ただし、色彩対策関係のパース画は除く）。また、背景については、色彩選択や彩色方法がかなり難かしく、不容易な彩色はかえって不自然さを増すと判断して、彩色は行わず線画表現のままとした。

表 3.1 発電所スケッチの諸元

ボイラー	(30m×40m×60m)×3基 防音壁つき
タービン建屋	(35m×180m×30m)
開閉所	(110m×70m×20m)
煙突	自立式(200m)
貯炭場	野積式(130m×130m)敷地
諸施設	サービス館、純水タンク(2基)、主変圧器、送電鉄塔(視野内に2基)、その他

以上にもとづいて景観対策を施す前の基本的な発電所景観として作成したパース画が図3-1である。

つぎに、図3.1に示した対策前の基本的発電所に対して、先のⅢ「外部形態に係わる対策」、Ⅳ「色彩・ディテールに係わる対策」、Ⅴ「周辺整備に係わる対策」の3つの観点から景観対策を選定した結果が表3.2である。選定にあたっては、景観予測評価手法の開発で得た知見にもとづいて、実際に効果の確認されている対策

表 3.2 評価対象に施した景観対策

対策の分類	対策項目	景観対策No.	対策内容
Ⅲ 外郭形態に係わる対策		1	タービン建屋をタテ方向に分節化する
		2	タービン建屋をヨコ方向に分節化する
		3	タービン建屋、ボイラー建屋、開閉所をヨコ方向に分節化する
	開口部の凹凸により陰影を与える	4	タービン建屋上部の窓を強調する
		面とりや曲線の使用により固いイメージを和らげる	5
	6		タービン建屋下部を絞った形状とする
	付属施設を一まとめにし収納建屋に収める	7	タービン建屋足もとの諸施設を建屋に収納する
		貯炭場を収納建屋に収める	8
	9		カマボコ型ドームに収める
	煙突え型式を変える	10	支持式煙突を採用する
		11	自立集合式煙突を採用する
Ⅳ ディテールに係わる対策	壁面のパターンにより、スケール感を落とす等	12	タテ方向にセル状のテクスチャーを与える（セル内の明度を高くする）
		13	タテ方向にセル状のテクスチャーを与える（セル内の明度を低くする）
		14	タテ方向にやや幅広いセル状テクスチャーを与える（セル内の明度を高くする）
		15	ヨコ方向にセル状テクスチャーを与える（セル内の明度を高くする）
		16	ヨコ方向にセル状テクスチャーを与える（セル内の明度を低くする）
		17	タービン建屋にタテ方向のラインを入れる
		18	タービン建屋、ボイラー建屋の上部にヨコ方向のラインを入れる
		19	タービン建屋に格子状のテクスチャーを与える
		20	ボイラー建屋に格子状のテクスチャーを与える
		21	主要建屋にタテ・ヨコのミックスされたラインを入れる
		22	タービン建屋、ボイラー建屋にふちどりし、めりはりを与える
Ⅳ 色彩に係わる対策	好ましい色彩、デザインとする	23	ボイラー建屋とタービン建屋上部にサンド (8.0YR5.5/6.0)
		24	ボイラー建屋とタービン建屋上部にグリーン (6.5GY6.0/5.0)
		25	ボイラー建屋とタービン建屋上部にベージュ (2.5Y8.0/4.0)
		26	ボイラー建屋とタービン建屋上部にブルー (6.5PB4.5/8.0)
		27	ボイラー建屋とタービン建屋全体にベージュ (2.5Y8.0/4.0)
		28	ベージュ (2.5Y8.1/4.0) を基調色とし、ボイラー建屋全体にチョコレート (10YR3.5/3.0)
		29	ベージュ (2.5Y8.0/4.0) を基調色とし、タービン建屋全体にチョコレート (10YR3.5/3.0)
		30	ベージュ (2.5Y8.0/4.0) を基調色とし、タービン建屋上部にチョコレート (10YR3.5/3.0)
		31	ベージュ (2.5Y8.0/4.0) を基調色とし、タービン建屋下部にチョコレート (10YR3.5/3.0)
		Ⅴ 周辺係数整備に係わる	施設周囲の修景緑化を行う
33	高木の独立樹を構内各所に配置する		

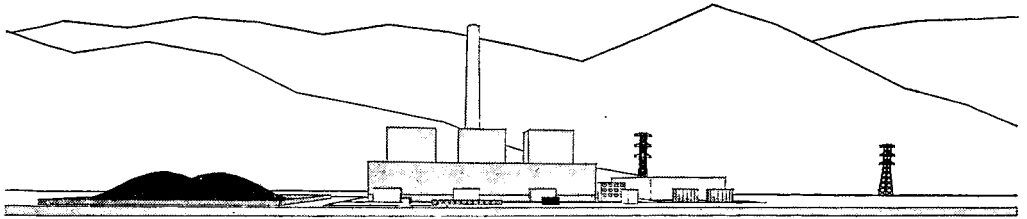


図 3.2 対策前の発電所景観

や景観イメージを顕著に表現できる対策等を考慮して行った。
さらに、各景観対策を複合して施した場合の

効果および斜め方向から眺めた場合の影響を明らかにするために、表 3.3 に示した 8 つの景観対策を加えた。

表 3.3 複合対策および斜め方向からの景観

対策の分類	景観対策 No.	対策内容
複合対策	34	ヨコ方向の分節化 (No. 3) とカマボコ型ドーム (No. 9) との複合対策
	35	支持式煙突 (No. 10) とヨコ方向のライン (No. 18) との複合対策
	36	主要施設の面とり (No. 5) と円形サイロ (No. 8) との複合対策
	37	足もと施設の建屋収納 (No. 7) とタテ方向のライン (No. 17) との複合対策
斜め方向	38	足もと施設の建屋収納 (No. 7) の斜め方向
	39	主要施設の面とり (No. 5) の斜め方向
	40	カマボコ型ドーム (No. 9) の斜め方向
	41	高木の独立樹の配置 (No. 33) の斜め方向

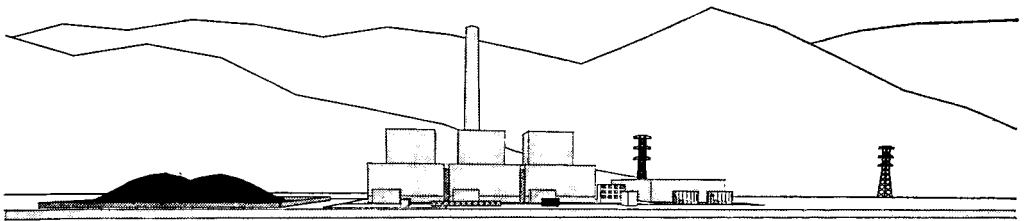


図 3.2(1) No. 1 タテ方向の分節化

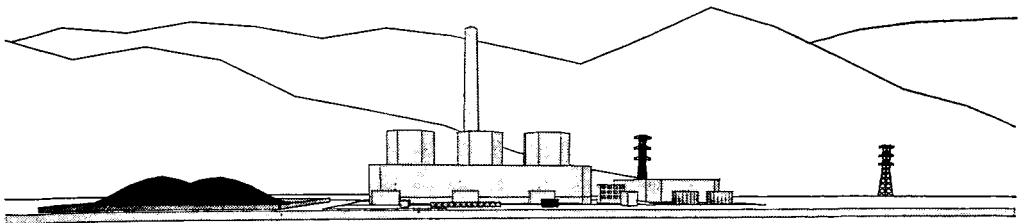


図 3.2(2) No. 5 主要建屋の面とり

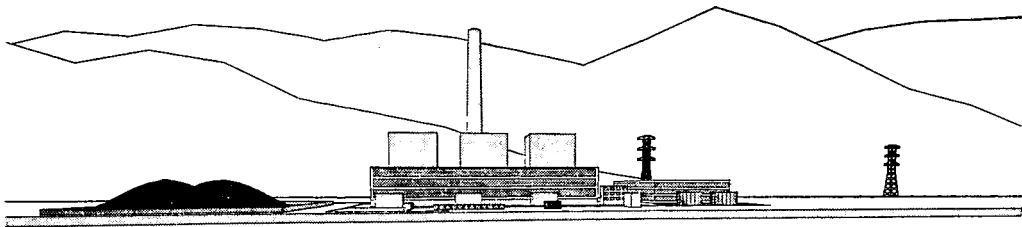


図 3.2(3) No. 16 ヨコ方向のセル状テクスチャー

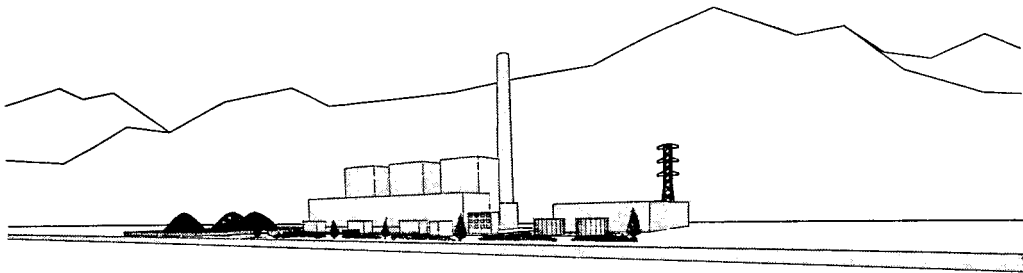


図 3.2(4) No. 41 周辺緑化の斜め方向

以上が景観イメージを明らかにするために選定した 41 種の景観対策であるが、これにもとづいて作成した評価対象例が図 3.2 に示すパース画である。

3.2 心理実験の概要

様々な景観対策は、マイナス影響の軽減あるいはより良い景観づくりを目的として行われるが、それと同時に、それらを眺める者に対して独自の景観イメージを与えるものと考えられる。

ここでは、心理実験によりそれらのイメージを抽出し、地域景観と調和した発電所の景観設計に関する基礎的知見を得ることを目的として次のような方法によって心理実験を行った。

まず、評価対象は 3.1 で作成した①～④のパース画を材料として用いた。呈示方法は、これらのパース画をスライド化したものを、現実の景観と同じ条件になるような位置関係で被験者に呈示する方法を基本とした。ただし、広い被

験者層について実験を行うため、大がかりな機材を必要とせず簡便に実験を行うことのできる、パース原画を直接呈示する方法も、一部の被験者に対して採用した。

呈示順序は、イメージの混乱を避けるため、色彩デザイン (㉓～㉑) および斜め構図 (㉒～㉔) のものを別組として最後尾に呈示したが、その他のものはすべてランダムに呈示した。また、呈示初期におけるイメージのばらつきを考慮して、最初に呈示する 4 枚はダミーサンプルとした。

つぎに、評価対象に対する設問については、事前に予備的心理実験を行い、いくつかの方法に関して検討した結果、形容詞対による評定尺度法よりも多数のイメージ言語から該当する言語を自由に選択する方法が有効であることが明らかとなった。そこで、発電所あるいは土木構造物、建築などの景観イメージを表現するのに適当と思われる形容詞を、既往の文献等を参考

表 3.4 設問に用いたイメージ言語

1. 力強い	13. 暖かい
2. のんびりした	14. 涼しげな
3. 引きしまった	15. やわらかな
4. 格調高い	16. 硬い
5. 安定感のある	17. きゃしゃな
6. すっきりした	18. どっしりとした
7. のびやかな	19. 統一的な
8. 明るい	20. 美しい
9. 暗い	21. ダイナミックな
10. 落ちついた	22. コンパクトな
11. にぎやかな	23. 冷たい
12. 洒落た	24. 壮快な

にして表 3.4 に示す 24 個のイメージ言語を設定した。今回の実験では、41 種の評価対象（スライドまたはパース原画）を見て感じたイメージを表現する言語を表 3.4 から自由にいくつか

表 3.5 被験者の属性

属 性		人 数
性 別	1. 男	31人(76%)
	2. 女	10 (24)
年 齢	1. 10 代	5 (12)
	2. 20~24 歳	27 (66)
	3. 25~29 歳	6 (15)
	4. 30 代	3 (7)
	5. 40 歳以上	— (0)
発見た 発電所 を経験	1. 数多く見たことがある	5 (12)
	2. いくつか見たことがある	20 (49)
	3. 全く見たことがない	16 (39)
風景への 関心度	1. 深く関心をもっている	25 (61)
	2. やや関心をもっている	14 (34)
	3. どちらとも言えない	— (0)
	4. あまり関心がない	2 (5)
	5. 全く関心がない	— (0)

も選択する方法を採用した。

なお、今回の実験に参加した被験者は 20 代を中心とする男女 41 名で、彼らの属性は表 3.5 のとおりであった。これによると、年齢層が 20 代に集中しているほか、風景への関心がかなり高い被験者層となっている点が指摘できる。また、発電所を見た経験では、約半数以上が、数多くあるいはいくつか見たことがあると回答していた。

3.3 実験結果の分析

まず、各景観対策に対するイメージ言語の選択頻度を集計した結果、24 の言語のうちでも選択され易かったものと、そうでないものがあることがわかった。例えば、6. 「すっきりした」、16. 「硬い」などはかなり多く選択されており、パース画のもつ基本的な特性（線画、グレー着色など）が反映されたものと思われる。

また、今回の実験では初期段階の評価のバラツキをできる限り排除するために、4 枚のダミーサンプルを最初に提示した。そこで、これらのサンプルを用いて実験初期における評価のバラツキ具合を明らかにするために、ダミーサンプルと正サンプルの比較を行った結果が図 3-3 である。これによると、どのサンプルも同じようなプロフィールを示し、大きな差はないと判断できた。よって、評価結果は安定していると考えられ、以後の分析ではすべてのダミーサン

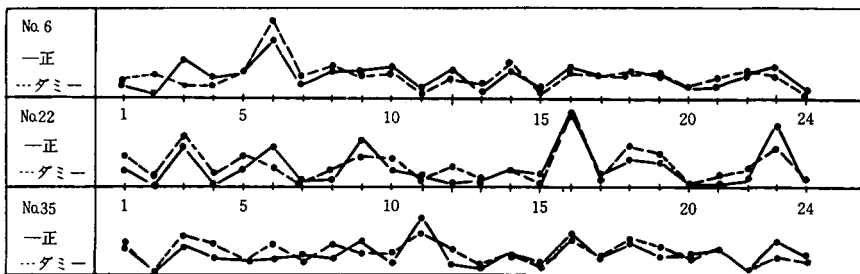


図 3.5 ダミーと正サンプルのプロフィールの比較

プルを除いた 41 サンプルを分析の対象とした。

つぎに、各評価対象に対する 24 個のイメージ言語の選択頻度についてみると、これらの言語は互いに何らかの関連性をもって選択されていることが読みとれる。そこで、各イメージ言語間の関係を明らかにし、発電所の景観イメージ軸を抽出するために主成分分析を行った。な

お、分析にあたっては単純集計表から求めた相関行列を用いて行った。

主成分分析の結果を示したものが表 3.6 である。この表によると、第 4 主成分までの累積寄与率が 72.2% となっており、さらに個別の主成分についてみると第 5 主成分以降は極端に寄与率が下がっていることが読みとれる。したがって、24 個の変量(言語)はこれら 4 つの主成分

表 3.6 主成分分析結果

選択言語	主成分軸	I	II	III	IV	V
8. 明るい		0.907	0.001	-0.044	-0.156	0.144
16. 硬い		-0.825	0.098	0.089	0.253	-0.029
20. 美しい		0.776	0.428	0.042	-0.087	0.182
7. のびやかな		0.763	-0.007	0.201	0.024	-0.000
23. 冷たい		-0.714	0.209	0.465	0.112	0.196
9. 暗い		-0.661	-0.375	-0.038	0.128	-0.018
24. 壮快な		0.610	0.443	-0.178	-0.181	0.317
17. きゃしゃな		-0.500	0.298	0.276	-0.247	-0.342
3. 引きしまった		0.047	0.681	-0.021	0.389	-0.254
13. 暖かい		0.685	-0.620	-0.203	-0.076	-0.094
4. 格調高い		0.609	0.614	-0.098	-0.009	-0.164
12. 洒落た		0.630	0.590	-0.146	0.037	-0.138
15. やわらかな		0.678	-0.537	0.120	-0.029	-0.218
10. 落ちついた		0.537	-0.526	0.285	0.390	0.047
2. のんびりした		0.475	-0.478	0.538	-0.047	0.265
6. すっきりした		0.142	0.352	0.814	0.275	-0.020
11. にぎやかな		-0.174	0.277	-0.695	-0.464	0.022
21. ダイナミックな		-0.039	0.322	-0.679	0.381	0.145
14. 涼しげな		-0.032	0.455	0.651	-0.020	0.503
22. コンパクトな		-0.063	0.304	0.533	0.200	-0.286
18. どっしりした		-0.187	-0.378	-0.211	0.774	0.119
5. 安定感のある		0.442	-0.313	-0.134	0.701	-0.153
1. 力強い		-0.109	0.251	-0.406	0.647	0.400
19. 統一的な		0.460	0.464	0.026	0.509	-0.261
固有値		7.00	4.16	3.38	2.78	1.18
寄与率 (%)		29.2	17.3	14.1	11.6	4.9
累積寄与率 (%)		29.2	46.5	60.6	72.2	77.1

によって説明可能であると判断できる。

3.4 景観イメージの設定

主成分分析によって得た4つの主成分は、それぞれ発電所の景観イメージを代表する軸と考えられる。そこで、各主成分のもつ意味について、24個の選択言語に対する因子負荷量を用いて解釈を行った。解釈にあたっては、各主成分に対して影響の大きい、すなわち因子負荷量の絶対値が大きい因子（選択言語）を抽出し主成分の意味を判断した。その結果、以下に示すように4つの主成分はそれぞれ「明美感」、「格調感」、「爽快感」、「重厚感」というイメージ軸として解釈することができた。

(i) 第I軸「明美感」

第1主成分は、表3.7に示すように明るい、美しい、のびやかな、硬い、冷たいなどの因子（選択言語）によって構成されており、評価的な意味が強い軸と考えられる。そこで、第1主成分は明るく美しいイメージを表現する軸として「明美感」と名づけた。

表 3.7 因子負荷量による抽出言語（第1主成分）

プラス因子	マイナス因子
8. 明るい (0.907)	16. 硬い (-0.825)
16. 美しい (0.776)	23. 冷たい (-0.715)
7. のびやか (0.764)	9. 暗い (-0.662)
24. 壮快な (0.610)	17. きゃしゃな (-0.501)

(ii) 第II軸「格調感」

第2主成分は、表3.8に示すように引きしまった、格調高い、暖かい、やわらかいなどの因子によって構成されており、モダンで格調高い

表 3.8 因子負荷量による抽出言語（第2主成分）

プラス因子	マイナス因子
3. 引きしまった (0.682)	13. 暖かい (-0.621)
4. 格高調い (0.615)	15. やわらかい (-0.530)
12. 洒落た (0.591)	10. 落ちついた (-0.527)

イメージと穏和でのんびりしたイメージを表現する軸と考えられる。よって、第2主成分は「格調感」というイメージ軸として設定した。

(iii) 第III軸「爽快感」

第3主成分は、表3.9に示すようにすっきりした、涼しげな、にぎやかななどの因子によって構成されており、この主成分は静かですっきりしたイメージを表現する「爽快感」という軸と考えられる。

表 3.9 因子負荷量による抽出言語（第3主成分）

プラス因子	マイナス因子
6. すっきりした (0.814)	11. にぎやかな (-0.696)
14. 涼しげな (0.651)	21. ダイナミックな (-0.680)
22. コンパクトな (0.534)	

(iv) 第IV軸「重厚感」

第4主成分は、表3.10に示すようにどっしりとした、安定感のある、力強いなどの因子によって構成されており、「重厚感」を表現するイメージ軸と考えられる。

表 3.10 因子負荷量による抽出言語（第4主成分）

プラス因子	マイナス因子
18. どっしりした (0.775)	11. にぎやかな (-0.467)
5. 安定感のある (0.702)	17. きゃしゃな (-0.248)
1. 力強い (0.648)	
19. 統一的な (0.505)	

以上によって、今回検討した外郭形態や色彩・ディテールに対する景観対策からうける景観イメージを表現する軸として、「明美感」、「格調感」、「爽快感」、「重厚感」の4つを抽出した。

4. 発電所の景観設計

4.1 景観イメージと景観対策

3章では発電所の4つの景観イメージ軸を抽

出したが、ここではそれらのイメージ軸と個別の景観対策との関係を明らかにし、景観設計の具体的手段に関する基礎的知見を得ることを目的とした。まず、景観イメージ軸と景観対策との定量的な関係を導びくために、主成分分析から得た各主成分（イメージ軸）に対する主成分得点を用いて2軸上に景観対策を空間布置した図が図4.1と図4.2である。

図4.1は「明美感」と「格調感」に対する主成分得点を用いて景観対策を布置した図である。この図によると、「明美感」を高める景観対策として、敷地境界の緑化（No. 32）や構内に高木の独立樹を植えること（No. 33, 41）、タテ

またはヨコ方向にセル状のテクスチャーを与えセル内の明度を低くすること（No. 13, 16）が挙げられる。「格調感」については、タテまたはヨコ方向のセル状テクスチャー（No. 13, 15, 16）や分節化（No. 1, 2, 3）がイメージを高める方向に働き、逆にベージュ系の彩色（No. 27）やチョコレート色との組合せ（No. 29, 31）は「格調感」には乏しいが温和なイメージを与えていた。

また、図4.2は「爽快感」と「重厚感」に対する主成分得点を用いて景観対策を布置した図である。この図によると、「爽快感」を高める景観対策としては、足もと施設の建屋収納（No.

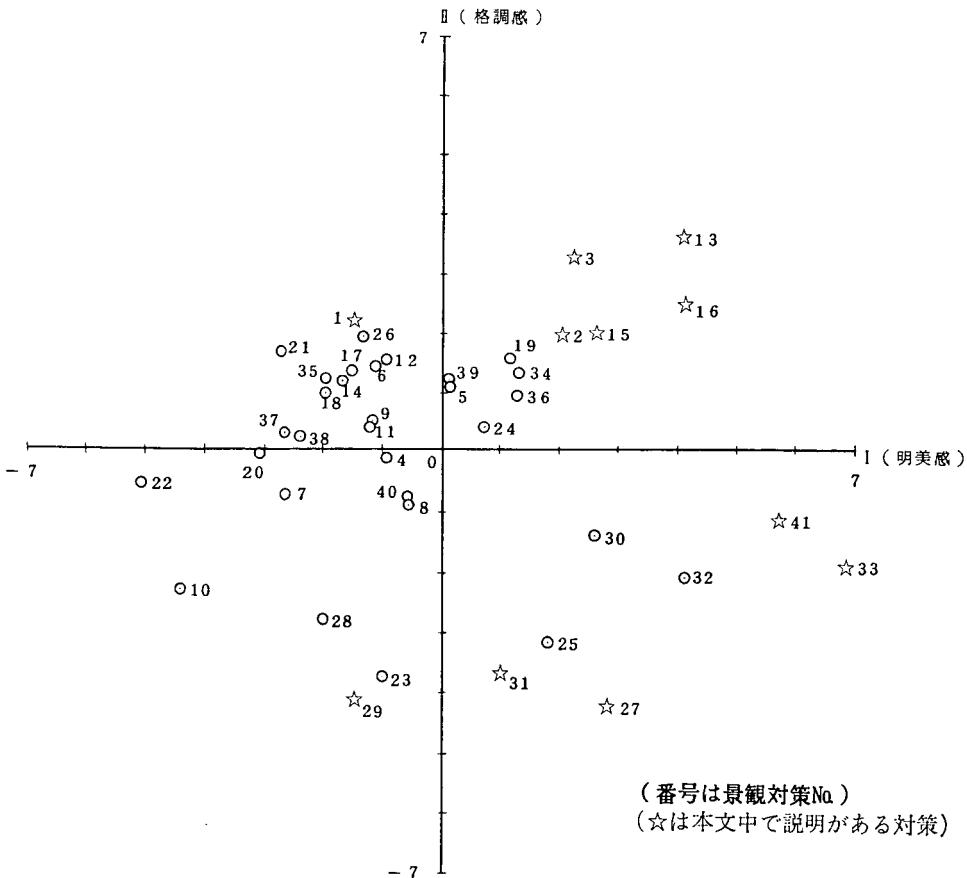


図4.1 「明美感」と「格調感」による景観対策の布置図

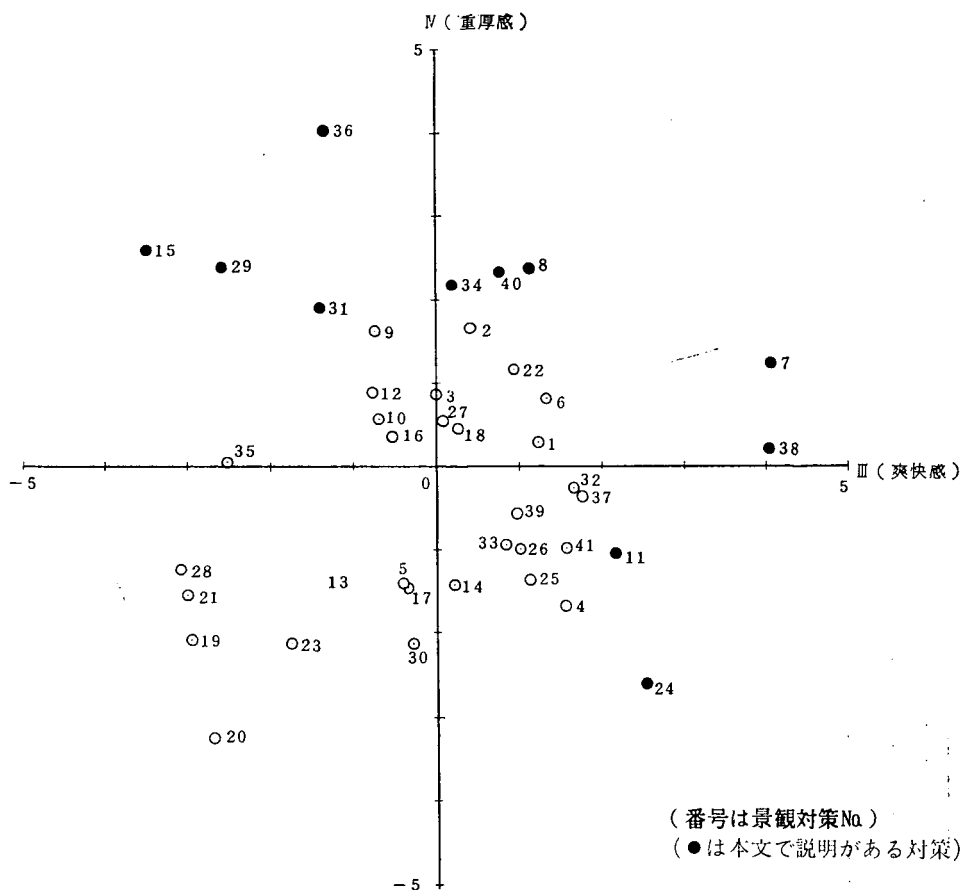


図 4.2 「爽快感」と「重厚感」による景観対策の布置図

7, 38), グリーン系の塗色 (No. 24) や自立集合式の煙突 (No. 11) などが挙げられる。「重厚感」については、面とりや円形サイロ (No. 8, 39), ヨコ方向のセル状テクスチャー (No. 15), カマボコ型ドームとヨコ方向の分節化の組合せ (No. 34, 40) やベージュとチョコレート色との組合せによる塗色 (No. 29, 31) などが効果的であった。

これまでに各対策ごとにそのイメージを述べてきたが、これらを要約すると、およそ以下のような結論が導き出せる。さらに、以下の考察にもとづいて景観対策とイメージ効果との関係を図によって表現したものが図 4.3 である。

- ・分節化は引きしまったイメージを与える。さらに、タテの分節よりもヨコの分節の方が明るく伸びやかなイメージを付加することができ、評価も高くなる。また、同じヨコの分節でも、タービン建屋だけに行った場合は重厚なイメージが強くなる。
- ・足もと施設の統合は、すっきりとした「爽快感」を与える。
- ・貯炭場の建屋収納は重厚なイメージを与える。また、タイプごとに見ると、円形サイロは静かなイメージが強くなり、カマボコ型ドームではモダンで活発なイメージが強くなる。

対 策		明美感	格調感	爽快感	重厚感	
外郭形態に係わるもの	分節化	タテ方向 (タービン建屋)				
		ヨコ方向 (タービン建屋)				
		ヨコ方向 (タービン、ボイラー、開閉所)				
	タービン建屋上部の窓の強調面とり					
	タービン建屋下部のしほり					
	足もと諸施設の建屋収納					
	貯炭場の建屋収納	円形サイロ				
		カマボコ型ドーム				
	自立集合式煙突					
	色彩・ディテールに係わるもの	セル状テクスチャー	タテ	セル内高明度		
			〃 高明度 (幅広タイプ)			
			〃 低明度			
ヨコ			セル内高明度			
			〃 低明度			
タービン建屋のタテ方向ラインテクスチャー						
〃 ヨコ方向ラインテクスチャー						
〃 格子状テクスチャー						
ボイラー建屋の格子状テクスチャー						
色		サンド (8.0Y R 5.5/6.0)				
		グリーン (6.5G Y 6.0/5.0)				
		ベージュ (2.5Y 8.0/4.0)				
		ブルー (6.5P B 4.5/8.0)				
		ベージュ (2.5Y 8.0/4.0) タービン、ボイラー、				
ツートン		ボイラー全体にチョコレート (10Y R 3.5/3.0)				
		タービン				
		タービン上半分				
	タービン下半分					
緑化	エコロジー緑化					
	独立樹の配置					

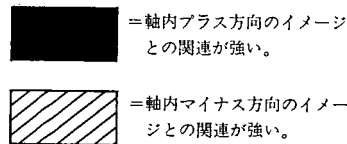


図 4.3 景観対策とイメージ効果の関連図

- ・自立集合式煙突は軽快なイメージを与える。
- ・セル状のテクスチャーはモダンで格調高いイメージを与えると同時に、セル内を低明度とした方が評価が向上する。また、セル内を高明度とした場合は重厚なイメージが

強まる。

・セル内が低明度の場合は、テクスチャーの方向によるイメージの差はさほど大きくないが、高明度の場合ではヨコ方向のセルテクスチャーの方が「明美感」、「重厚感」が共に強くなり、評価も良くなっている。ま

た、セルの幅が広すぎると、格調の高さは失われ散漫なイメージとなる。

- ・線状や格子状の細かいテクニチャーは、にぎやかで軽快なイメージを与える。
- ・グリーン (6.5GY6.0/5.0) 塗色は涼しげなイメージを与える。
- ・ブルー (6.5PB4.5/8.0) 塗色は涼しげではあるが、モダンなイメージの方が強くなる。
- ・ベージュ (2.5Y8.0/4.0) 塗色はのんびりして穏やかなイメージとなる。また、ベージュの場合は、ボイラー、タービンの建屋全体に塗色しても違和感はなく、むしろのびやかで明るいイメージを与えることができる。
- ・チョコレート色 (10YR3.5/3.0) を大面積にわたって使用すると「爽快感」に欠ける暗いイメージになりやすい。
- ・低い位置にチョコレート色 (10YR3.5/3.0) などの暗いトーンを使用すると「重厚感」が強くなる。
- ・タービン上半部にチョコレート色 (10YR 3.5/3.0) を塗色したものが「明美感」がもっとも強く、評価も高くなった。
- ・緑化は明るく、のびやかで、静かなイメージを与え、評価向上の上では大きな効果をもっている。特に、独立樹(高木)を配することは、さらにこれらのイメージを高め、非常に有効であった。
- ・各対策を斜め方向から眺めた場合、微妙に評価は向上するものの、新たなイメージの出現は発見できなかった。

4.2 景観設計の考え方

発電所の景観設計は、周辺景観との調和を計りつつより望ましい地域景観を創造することを

目的としている。そのために、本研究では景観設計と密接な関係にある景観対策を材料として、その対策効果とも言える景観イメージとの関係を明らかにしてきた。ここでは、これまでに得た基礎的知見をもとに景観設計という観点から各対策を吟味し、新たな景観イメージの創出のためのデザイン手法としてとりまとめた。

まず、景策設計によってもたらされる景観イメージとして表 4.1 に示す8つの軸を設定した。ここでは、先に抽出した4つのイメージ軸に加えて、それぞれの逆方向を意味する軸として「冷涼感」、「穏和感」、「躍動感」、「軽快感」を新たに設定している。これは、周辺景観との調和を考えた場合、地域イメージとの調和が必要となり、逆方向のイメージ創りもまた地域景観の創造に寄与すると考えられるからである。

表 4.1 景観イメージ軸

イメージ軸	意 味	
	イメージ	逆方向のイメージ
明美感	明るく美しい	(冷涼感) 冷たい, 硬い
格調感	格調高く引きしまった	(穏和感) のんびりして落ち着いた
爽快感	すっきりとして涼しげ	(躍動感) にぎやか, ダイナミック
重厚感	どっしりとして力強い	(軽快感) きゃしゃな, 軽快な

つぎに、各景観イメージを向上させるための景観設計について、具体的な手段を例示するとともに、デザイン指針の設定を行った。その結果、以下に示すように整理することができた。

I 「明 美 感」

- ① このイメージに対して、最も効果的な対策と言えるのが緑化である。緑化を施した3つのサンプルは、いずれも得点の上位を占めており、景観設計を考える上では必要不可欠な要素であることが表示されている。また、独立樹(高木)を配することは

特に効果的であると言える。

- ㊤ 表面を分節化したり、めりはりの強いテクスチャーを与えることも、このイメージ創出に対しては効果的である。特に横方向に、これらを施すことが効果的と考えられる。
- ㊦ ベージュ系の塗色は、のびやかで明るいイメージを与えることができる。また、これより明度の低い色彩をタービン建屋上部に、アクセントとして挿入することでさらに効果を高めることができる。
- ㊧ のっぺりとした平面が現われると、「冷涼感」が強くなる。
- ㊨ また、細かい部材が多く、繁雑に見えるものや、めりはりのない細かい線などが多い場合も「冷涼感」が強まる。
- ㊩ 明度、彩度の低い色彩を大きな面積にわたって使用することにも同様の傾向が見られる。

II 「格 調 感」

- ① Iの㊤と同様に、分節化やめりはりの効いたテクスチャーを与えることで、このイメージが創出される。ただしこの場合は、Iと違い、タテ方向、ヨコ方向いずれも、それぞれ独自にこのイメージに貢献している。
- ② 色彩デザインでは、ブルー系の塗色が、このイメージに関連性が強いと考えられる。
- ③ ベージュ及びその他のYR系の塗色を用いると、「格調感」は薄れ、のんびりとして落ち着いた穏和なイメージとなる。
- ④ 緑化も、のんびりと落ち着いたイメージを与えるためには効果的である。

III 「爽 快 感」

- ① 足もとの繁雑な施設を建屋に収納することで、爽快なイメージを与えることができる。ただし、併せて「明美感」の創出に心掛けないと、硬く冷たいイメージが勝ってしまう恐れがあるため注意が必要である。
- ② 盛土を併用したエコロジー緑化などによって、足もとのかなりの部分を隠蔽することができ、すっきりとしたイメージを与えるために効果的と言える。
- ③ 分節化や、建屋のしぼりあるいは窓の強調等で、建屋の外部形態に思い切った変化を与えることは、「爽快感」を向上させる効果があると考えられる。
- ④ スレンダーな自立集合式煙突はすっきりとしたイメージが強い。
- ⑤ 色彩では、グリーン系の塗色がこのイメージと関連が強いと考えられる。
- ⑥ また、タービン建屋をツートーン化し、その上半部に低明度、低彩度の色彩を用いる方法もこのイメージ創出に効果がある。
- ⑦ Iの㊤と同様に、細かい部材や細かい細かい線が多く見られると「爽快感」が薄れ、にぎやかなイメージが強くなる。
- ⑧ Iの㊦と同様に、明度、彩度の低い色彩を大きな面積にわたって使用すると爽やかなイメージが薄れる。特に、タービン建屋の足もとが暗い色彩だとこの傾向が強くなる。

IV 「重 厚 感」

- ① 貯炭場を、円形サイロやカマボコ型ドームなどの屋内式にすると重厚なイメージが非常に強くなる。この対策をきゃしゃなイメージをもつ建屋と組み合わせて用いた場合でも、全体的なイメージは重厚なものとな

っており、新たなマスの出現は、「重厚感」というイメージに対して非常に大きな影響力をもつものと考えられる。

- ㊤ タービン建屋あるいはタービン建屋下半部に、低いトーンの色彩を用いると重厚なイメージが強くなる。
- ㊦ タービン建屋にはっきりとした横方向の陰影あるいはラインを施すと、安定感の高いイメージを与えることができる。
- ㊧ テクスチャーを与えたり、分節化を行っても、それらが中途半端であったり、逆に過剰となったりした場合は「重厚感」が薄れ、きゃしゃで散漫なイメージになりやすい。今回の分析では線状のテクスチャーを与えた場合に、この傾向が顕著であった。

4.3 景観設計の適用

既設の石炭火力発電所を対象として、上記のデザイン指針にもとづいて景観設計を行った結果、「明美」で「格調」のある発電所などといったイメージ効果の高い20数種の設計案（モニター写真）を作成した。ここでは、その

なかの代表的な設計例を用いて景観設計の有効性を検討した。

写真-1は、景観設計を行う前の既存の発電所景観である。この発電所に対して、「明美」で「格調」のある周辺地域の景観イメージを考慮して景観設計を試みた。まず、設計のためのデザイン指針にもとづいて、①発電所建屋の色彩をブラウンベージュ系とする、②壁面の横方向に幅広いストライプを入れる、③貯炭場を屋内式にする、④発電所前面を盛土するとともに緑化を施す、といった具体的手段を用いて景観設計を行った。その結果、写真-2に示すような設計後の発電所景観を提案する。この発電所の景観イメージは、先のデザイン指針によると、「明美」で「格調」があり、周辺景観との調和が図られたものとなっている。

つぎに、景観設計によるイメージ効果を定量的に明らかにするために、主成分分析の結果を用いて図に表現したものが図4.4である。各軸に対する数値は主成分得点を示しており、景観設計によって「明美感」、「格調感」が特に向上

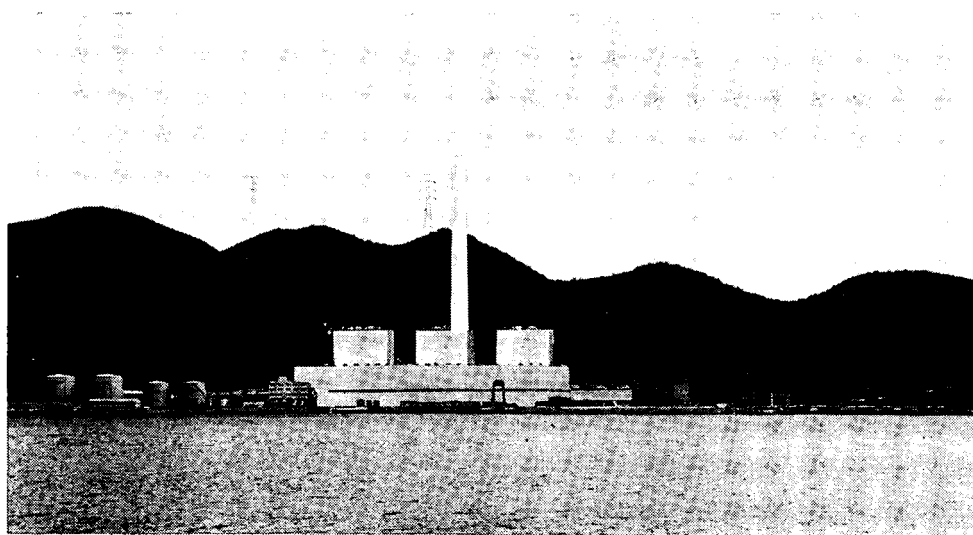


写真-1 現況景観

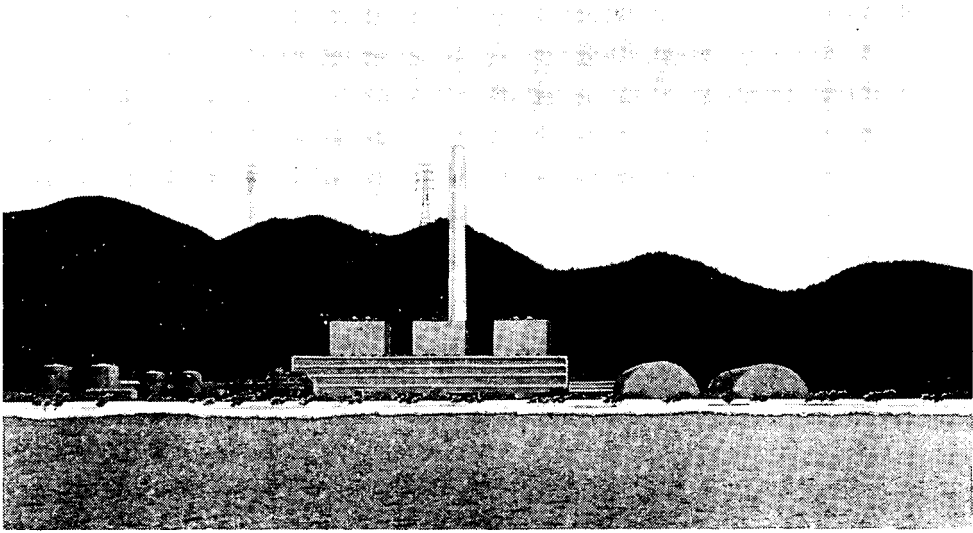


写真-2 石炭火力発電所に対する景観設計例

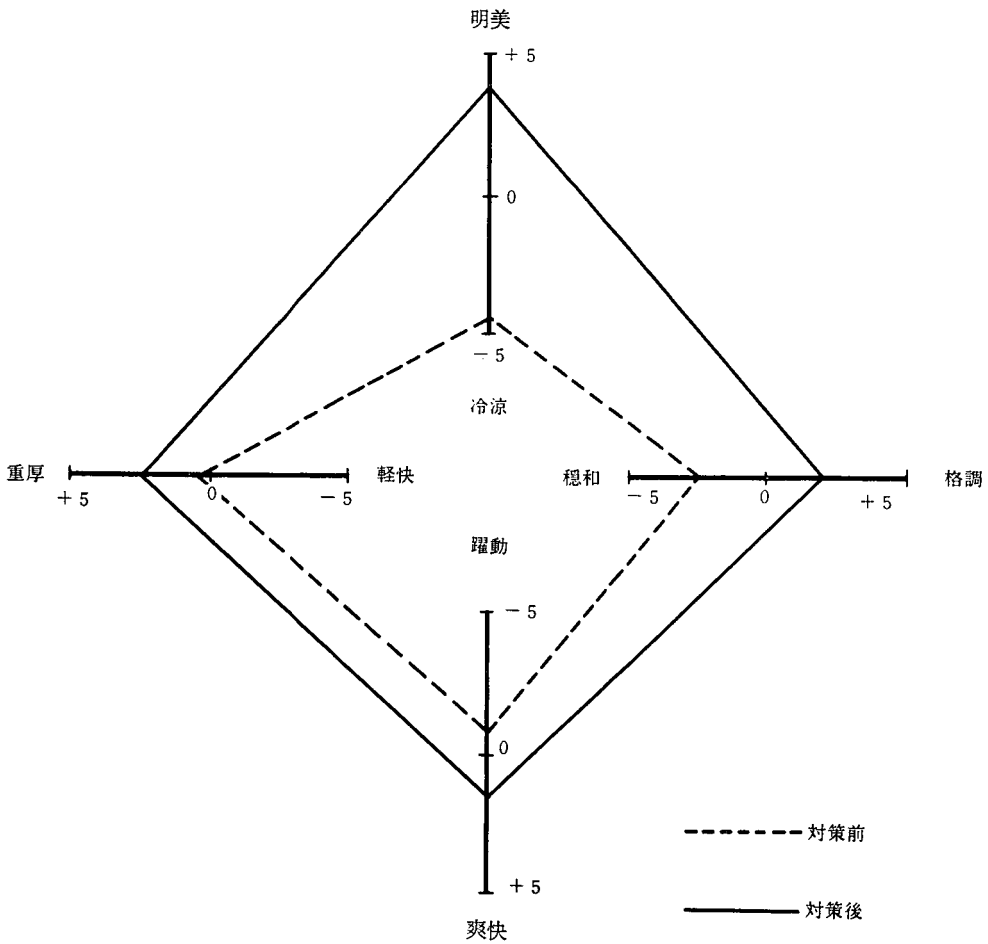


図 4.4 景観対策前後の評価の違い

していることが読みとれる。他の景観設計案についても同様のイメージ効果を実証されており、本研究による景観設計の有効性は確認された。

5. 結論と今後の課題

本研究では、発電所が立地する地域を対象として、より望ましい地域景観を創造するために効果のある電力施設の景観設計手法を開発するために必要な基礎的知見について検討した。まず、第一段階として石炭火力発電所を対象に主要施設（ボイラー建屋、タービン建屋、煙突、貯炭場）のデザインによる景観イメージに関する分析を行った。

これまでに当所において検討してきた景観対策のうち、施設計画段階でとり込まれる個別施設の形態・デザイン・色彩などに係わる対策に関して、その景観的効果を計量心理学的実験を通して定量的に分析した。分析の結果はつぎのとおりである。

- ① 発電所施設の外部形態デザインや色彩に関する評価では、「明美感」、「格調感」、「爽快感」、「重厚感」の4つのイメージ軸が重要であることが明らかとなった。
- ② 定性的に効果を有すると考えられる41種の景観対策と、上記4つの評価項目との

関連性を分析した結果、景観対策と効果の定量的な対応関係が得られた。

- ③ 実際の発電所を対象に上の対応関係をもとにして、「明美」で「格調」のある発電所等約20数種の対策効果の高い発電所をデザインするとともに、その効果を定量的に明らかにした。

以上が本研究によって得られた結果であるが、電力施設に対する景観設計手法を確立するためには、さらに次のような課題が残されている。

今回検討対象とした41種の景観対策は、施設計画段階における代表的な対策に限られており、しかも実験の操作性を考慮して、コンピュータ・パースを実験の対象として用いた。①今後は立地計画段階や施設配置計画段階における景観対策を検討すること、②より詳細な対策や各対策の複合効果についても検討すること、③対策効果の分析を精度よく行うため、模型やVTRによるモンタージュ写真を用いて、臨場感を高めた実験を行うこと、④対象施設を火力・原子力発電所以外の施設に拡げること、等である。

(やまもと きみお
わかたに よしふみ)
経済部
社会環境研究室

電力需要分析のための新しいデータ解析手法

キーワード： 需要分析， 回帰診断， 探索的データ解析， リサンプリング手法

小野賢治 大屋隆生

〔要旨〕

本報告は回帰診断，探索的データ解析，リサンプリング手法といった新しいデータ解析手法を電力需要の分析に適用して得られた成果をまとめたものである。

回帰診断は電力需要モデルにおいて，異常データや推定量の質を落としている原因を見いだすのに有用である。また，探索的データ解析は，電力需要分布の特徴の比較において新しい視点を与える。さらに，リサンプリング手法によって電力需要モデルの妥当性の評価や，従来の方法では推定できなかった統計量の推定が可能となった。

- はじめに
- 回帰診断による電力需要モデルの検討
 - 背景
 - 有影響データの診断
 - 多重共線性の診断
- 探索的データ解析による電力需要分布の分析
 - 背景
 - 箱ヒゲ図について
 - 箱ヒゲ図による表示
 - ベキ変換
- リサンプリング手法による夏季電力需要
 - リサンプリング手法の特徴
 - Jackknife法による直線モデルの妥当性判定
 - Bootstrap法による折れ線モデルの気温感応変化点の分散推定
- 今後の課題

1. はじめに

電力需要の変動の主な要因は気象，人口，景気等である。しかしこの他にも数多くの要因があり，そのすべてをとらえることはできない。それゆえ，電力需要の分析には確率モデルをもとにしたデータ解析の手法を用いることが必要となる。

現在，電力需要の分析には数多くの手法が用いられているが，それらの大部分は，単に，理論分布である正規分布を仮定して平均や分散を

求める，回帰直線をあてはめるある，分布を仮定してパラメータを推定する，というように古典的な統計理論に基づいた分析法である。これらの手法は，分析の対象となるデータが仮定した分布に厳密にしたがっているときは正しい推定結果が得られる。また，推定のための計算は比較的容易である。しかし，データが仮定した分布にしたがっていないときは，分析結果が正しいという保証はない。

当然のことながら，現実のデータである理論分布にしたがうものは皆無といってよい。現実

のデータには、分布形にゆがみやひずみがあったり、他の多くのデータから離れた値（外れ値あるいは異常値）があったりする。したがって、データの背後にある現象を的確にとらえ、適切な行動に結びつく分析を行うためには、古典的な分布理論あるいは漸近理論に基づくデータ解析だけでは不十分であり、以下のことが必要となる。

- i) データのようすを細かくみる。
- ii) データが仮定した分布からはずれているために、モデルの推定結果がどのような影響を受けるかを評価する。
- iii) 異常値の影響を受けにくい分析法、あるいは特定の分布にとらわれない分析法を用いる。

近年の電算機技術の急速な発展にともなって、上の i), ii), iii) の観点によるデータ解析の手法がしだいに広まりつつある。

本報告はこのような、いわば「新しいデータ解析手法」のいくつかを紹介し、あわせて電力需要分析に適用して得られた成果について述べたものである。

2. 回帰診断による電力需要モデルの検討

2.1 背景

電力需要の分析においては、電力需要の変動を気象、人口、景気等の変量で説明するモデルを仮定し、そのパラメータを推定するために回帰分析が用いられることが多い。回帰分析は電力需要分析に限らず、一般のデータ解析において最も広範に用いられる分析手法の一つである。

通常の線形回帰モデルにおける仮定は、説明変数を与えられたスコアとみなし、被説明変数

の値は、説明変数の線形結合に、データごとに独立で同一分布の誤差項が加わったとするものである。しかし1章でも述べたように現実のデータはこのようなモデルに厳密にしたがっているわけではない。またそれとは別に、説明変数の構造に問題がある場合もある。

電力需要分析における回帰分析の適用に際しての主な問題点は以下の3つである。

- 1) データの中に、予期せぬ原因あるいは原因不明の異常値（あるいは外れ値）があることが多い。異常値が存在すると、回帰係数の推定値はその異常値にひきずられてしまう。
- 2) 電力需要の変動を説明するための変量には似たような動きをするものが多く、多重共線性（説明変数の一部または全部に線形関係がある状態）に近い状態になることがある。この場合には回帰係数の推定値が計算できないか、できたとしても非常に不正確になる。
- 3) 電力需要のデータはそのほとんどが時系列データであり、誤差項が時間の経過にもなってある一定のパターンで変動し（系列相関）、独立の仮定が成り立たない場合が多い。このような場合には、誤差分散の推定量にバイアス（偏り）が生ずることが知られている。

データにこのような問題点があることを見落したまま分析を行うと、誤った結論を導くことになりかねない。本章では、特に上の（1）と（2）について、現在行っている分析がそのような原因によってどの程度の影響を受けているかを「診断」する方法、すなわち「回帰診断の方法とその対策について述べ、あわせてその方法を電力需要と気象との関係に適用した結果を

示す。尚、本章における手法は〔1〕によるものである。また、分析計算は独自に開発したりソフトウェアを用いて行った^(注)。

2.2 有影響データの診断

ここで用いる有影響データ診断の方法は、1つのサンプルを除いたときの残差や回帰係数などの変化の大きさを調べるものである。表 2.1 に回帰モデルの一般式を示し、表 2.2 に有影響データ診断の諸統計量の定義式を示す。

次に、実際の電力需要のモデル分析に対して、この有影響データ診断を行った結果を示す。対象としたモデルは、ある電力会社の夏季(7月・8月)の平日における、1日の発受電端電力量(日量)と1日の平均気温との関係をあらわす以下のモデルである^[2]。

$$y_i = a + bt_i + \varepsilon_i \quad (2.1)$$

ただし、 y_i : 日量

t_i : 平均気温

a, b : 回帰係数

ε_i : 誤差項

表 2.3 は、上のモデルについて、表 2.2 で示した有影響データ診断の諸統計量を計算した結果である。

有影響データに対する一般的な対策としては、以下のことが挙げられる。

- 1) もとのデータに記入ミス等がないかどうか調べる。
- 2) 多重共線性のチェックを行う。
- 3) 異常値とみなしてとり除く。
- 4) モデルが適切であるかどうか検討する。

ここでは、この有影響データ診断を行うことによって、以下の点でモデル分析に役立った。

- i) この年の8月2日のデータが異常値であると判断され、サンプルから除外することにより、 r^2 の値が 0.1 近く上昇した。
- ii) (2.1) 式のモデル(1次式モデル)が不適切であると判断され、折線モデルあるいは2次式モデル^[2]のあてはめを検討するに

表 2.1 回帰モデルの一般式

モデル	推定式
$y = X\beta + \varepsilon$	$y = Xb + e$
y : 被説明変数 ($n \times 1$)	y : 同 左
X : 説明変数 ($n \times P$)	X : 同 左
β : 回帰係数 ($P \times 1$)	b : β の最小 2 乗推定量
ε : 誤 差 ($n \times 1$)	e : 残 差
σ^2 : 誤差分散	s^2 : 誤差分散の推定量
x_i : X の第 i 行	$b(i)$: 第 i サンプルを除いたときの
X_j : X の第 j 行	β の最小 2 乗推定量
$X(i)$: 第 i 行を除いた X 行列	$s^2(i)$: 第 i サンプルを除いたときの
	誤差分散の推定量

(注) ここで述べる回帰診断の諸統計量の実際の計算は、筆者が開発した回帰分析システム AREAS (Advanced REgression Analysis System) を用いた。このシステムは、当所において経済分析に広く用いられている TSP (Time Series Processor) の専用データバンク

からデータを読み込み、OLS 推定および回帰診断を行うシステムである。

尚、回帰診断の諸統計量の計算は、汎用統計パッケージ SAS で行うことができる。

表 2.2 有影響データ診断の諸統計量

(1) RSTUDENT

$$\text{RSTUDENT}_i \equiv \frac{e_i}{s^{(i)} \sqrt{1-h_i}} \quad \text{ただし, } h_i = \text{HATDIAG}_i$$

(2) HATDIAG

$$\text{HATDIAG}_i \equiv h_i \equiv \mathbf{x}_i (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \mathbf{x}_i'$$

(3) COVRATIO

$$\text{COVRATIO}_i \equiv \frac{\det \{ s^{2(i)} [\mathbf{X}'(i) \mathbf{X}(i)]^{-1} \}}{\det \{ s^2 (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \}} = \frac{1}{\left[\frac{n-P-1}{n-P} + \frac{e_i^{*2}}{n-P} \right]^P (1-h_i)}$$

ただし, $e_i^* = \text{RSTUDENT}_i$
 \det は行列式をあらわす。

(4) DFFITS

$$\text{DFFITS}_i \equiv \frac{1}{S^{(i)} \sqrt{h_i}} [\hat{y}_i - \hat{y}_i(i)]$$

(5) DFBETAS

$$\text{DFBETAS}_{ij} \equiv \frac{b_j - b_j(i)}{S^{(i)} \sqrt{(\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}_{jj}}}$$

ただし, $(\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}_{jj}$ は行列 $(\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}$ の (j, j) 成分

至った。

このように有影響データ診断の統計量を検討することにより、問題となるデータを発見し、その原因を検討して正確な推定に役立てることができる。

2.3 多重共線性の診断

回帰モデルの説明変数群の中に多重共線性が存在するという状態は、ここでは、その変数群のうちの1つの変数を残りの変数に回帰させたときの重相関係数が高くなる状態であるとする。経済時系列データの場合は、いくつかの変

量が同じようなパターンで変動することが多いので、多重共線性が起こりやすい。

2.3.1 多重共線性のもたらす悪影響

1) 数値計算上の影響

説明変数間に多重共線性が存在すると、説明変数における誤差が回帰係数の推定量に拡大されて伝わる。

2) 統計上の影響

データに多重共線性が存在すると回帰係数の推定量の分散が大きくなり、推定、検定、予測等の精度が落ちる。

表 2.3 有影響データ診断の諸統計量 (A社, 昭和57年7月・8月のデータ)

日付	RSTUDENT	HATDIAG	COVRATIO	DFFIT5	DFBETAS	
					定数項	平均気温
7/ 1	0.591	0.139 ◆	1.198 ◆	0.237	0.226	-0.217
2	0.665	0.156 ◆	1.217 ◆	0.286	0.274	-0.264
5	-0.399	0.035	1.079	-0.076	-0.051	0.045
6	0.176	0.037	1.088	0.034	0.024	-0.021
7	0.764	0.082	1.112	0.229	0.206	-0.195
8	0.363	0.041	1.087	0.075	0.056	-0.050
9	0.031	0.033	1.085	0.006	0.004	-0.003
12	0.085	0.045	1.098	0.018	-0.012	0.013
13	0.389	0.024	1.067	0.060	-0.005	0.011
14	0.410	0.024	1.066	0.064	0.020	-0.014
15	0.775	0.069	1.094	0.210	0.183	-0.172
16	0.414	0.080	1.131	0.122	0.109	-0.103
19	0.024	0.031	1.083	0.004	0.003	-0.002
20	0.497	0.025	1.063	0.079	0.030	-0.023
21	0.348	0.041	1.088	0.072	0.053	-0.048
22	0.291	0.026	1.073	0.048	0.021	-0.017
23	0.226	0.025	1.074	0.036	0.015	-0.012
26	-0.392	0.061	1.109	-0.100	-0.085	0.079
27	-0.126	0.054	1.109	-0.030	-0.025	0.023
28	-0.514	0.029	1.067	-0.089	-0.050	0.042
29	-0.490	0.023	1.061	-0.075	-0.012	0.004
30	-0.642	0.023	1.053	-0.100	-0.027	0.017
8/ 2	-2.440 ◆	0.047	0.839 ◆	-0.540 ◆	0.347	-0.387 ◆
3	-1.276	0.023	0.994	-0.196	0.001	-0.020
4	-0.920	0.041	1.051	-0.191	0.114	-0.128
5	-0.513	0.034	1.073	-0.096	0.048	-0.056
6	-0.323	0.037	1.084	-0.063	0.034	-0.039
9	-0.144	0.031	1.081	-0.026	0.011	-0.013
10	0.362	0.057	1.106	0.089	-0.063	0.069
11	0.507	0.045	1.085	0.110	-0.069	0.077
12	0.038	0.023	1.074	0.006	0.001	-0.000
13	-1.852	0.024	0.916	-0.292	0.046	-0.075
16	-4.496 ◆	0.023	0.482 ◆	-0.687 ◆	-0.107	0.039
17	-1.534	0.024	0.962	-0.242	0.038	-0.062
18	-0.662	0.040	1.070	-0.135	0.078	-0.088
19	0.294	0.041	1.090	0.061	-0.036	0.041
20	0.896	0.053	1.066	0.211	-0.145	0.159
23	0.690	0.066	1.098	0.184	-0.138	0.149
24	1.569	0.064	0.998	0.410	-0.303 ◆	0.329 ◆
25	1.520	0.064	1.005	0.397	-0.294	0.319 ◆
26	1.483	0.034	0.979	0.278	-0.137	0.160
27	1.205	0.053	1.033	0.284	-0.194	0.214
30	0.325	0.038	1.086	0.065	-0.036	0.041
31	1.073	0.037	1.031	0.210	-0.113	0.129

(注) ◆印は influential なデータであることを示す。

2.3.2 多重共線性診断の指標

ここで用いる多重共線性診断の指標は、説明変数行列の特異値分解をもとに計算されるものである。以下で各指標について説明する。

1) 条件指標 (Condition Index) η_k

$$\eta_k \equiv \frac{\mu_{\max}}{\mu_k} \quad k=1, \dots, p \quad (2.2)$$

ただし、

μ_{\max} : 説明変数行列の最大特異値(注)

μ_k : 説明変数行列の k 番目に大きい特異値

p : 説明変数の数

(注) 説明変数の行列を $X(n \times p)$ としたとき、 X の特異値分解は、

$$X = UDV' \quad (2.3)$$

で表わされる。ここで、 U は $n \times p$ 、 D と V は $p \times p$ の行列で、 $U'U = V'V = I_p$ (単位行列であり、 D は対角成分が非負の対角行列である。 D の対角成分を行列 X の特異値と呼ぶ。

2) 回帰係数の分散の分解 π_{ijk}

これは、各回帰係数の推定量の分散を、説明変数行列の各特異値に対応した成分に分解したものである(注)。

(注) (2.3) 式を用いると、回帰係数の推定量の分散は次のように表わせる(表 2.1 の記号を用いる)。

$$\text{cov}(\mathbf{b}) = \sigma^2 (X'X)^{-1} = \sigma^2 V D^{-2} V' \quad (2.4)$$

特に、第 k 回帰係数の推定量の分散は、

$$\text{var}(b_k) = \sigma^2 \sum_{j=1}^p \frac{v_{kj}^2}{\mu_j^2} \quad k=1, \dots, p \quad (2.5)$$

となる。ただし v_{kj} は行列 V の (k, j) 成分である。(2.5) 式で表わされる分散の分解を、次のように、全体の分散を 1 とした割合で表わす。

$$\phi_{kj} \equiv \frac{v_{kj}^2}{\mu_j^2}$$

$$\phi_k \equiv \sum_{j=1}^p \phi_{kj}$$

$$\pi_{jk} \equiv \frac{\phi_{kj}}{\phi_k} \quad (2.6)$$

図 2.1 は、これらの指標を表形式に並べたものである。

回帰係数の分散の分解				
条件指標	var(b_1)	var(b_2)	var(b_p)
η_1	π_{11}	π_{12}	π_{1p}
η_2	π_{21}	π_{22}	π_{2p}
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
η_p	π_{p1}	π_{p2}	π_{pp}

図 2.1 多重共線性診断の指標

2.3.3 診断の手順

多重共線性の診断は、図 2.1 の形の表を用いて以下の手順で行う。

[ステップ 1] 条件指標の値を大きいと判定する基準値を η^* 設定する。

(例) $\eta^* = 10$ あるいは 15 あるいは 30

[ステップ 2] 各条件指標の値を η^* と比較する。 η^* を超える条件指標が存在する場合には、次の 3 つのケースのうちのいずれであるかをみる。

(ケース 1) η^* を超える条件指標はただ 1 つしかない。

(ケース 2) η^* を超える条件指標が複数個存在し、かつそれらの条件指標の大きさのオーダーがほぼ等しい(競合的關係)。

(ケース 3) η^* を超える条件指標が複数個存在し、かつ大きさのオーダーの異なる条件指標が混ざり合っている(支配的關係)。

(例) $\eta_1 = 1, \eta_2 = 3, \eta_3 = 30, \eta_4 = 300$

[ステップ 3] 大きいと判定された各条件指

標に対応する線形にほぼ近い関係について、その関係にかかわっている変量を、回帰係数の分散の分解から識別する。その際に各分散の構成比 π_{ij} が大きい（すなわち j 番目の変量が π^* に対応する線形にほぼ近い関係にかかわっている）と判定する基準 π^* を設定する ($\pi^*=0.5$ が實際上よい基準である)。上の3つのケースで判定方法が異なる。

(ケース1の場合) η^* を超える条件指標を η_i とすると $\pi_{i1}, \pi_{i2}, \dots, \pi_{ip}$ のうち、 π^* を超えるものが2つ以上ある場合には、それに対応する変量は線形にほぼ近い関係にかかわっており、対応する回帰係数の推定量の質が落ちていと考えられる (π^* を超えるものがただ1つの場合にはどの回帰係数の質も落ちていない)。

(ケース2 [競合的關係]の場合) η^* を超える条件指標を $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_q$ とすると、 $\sum_{i=1}^q \pi_{i1}, \sum_{i=1}^q \pi_{i2}, \dots, \sum_{i=1}^q \pi_{in}$ のうち π^* を超えるものに対応する回帰係数の推定量の質が落ちていと考えられる。ただし、どの変量がどの線形関係にかかわっているかを識別することはできない。

(ケース3 [支配的關係]の場合) この場合には、オーダの小さい方の条件指標に対応する線形関係にかかわっている変量を識別することはできない。したがって、オーダの小さい方の条件指標についての π の値のうち π^* を超えるものがただ1つであっても、それに対応する回帰係数の推定量の質は落ちてい可能性がある。この場合には、補助回帰(ある説明変数をその他の説明変数群で回帰させる)などさらに詳しい分析をする必要がある。

[ステップ4] 各々の線形(にほぼ近い)関

係について、それにかかわっている変量を用いて補助回帰を行い、その関係を調べる。

[ステップ5] 多重共線性の影響を受けていない変量を識別する。

2.3.4 多重共線性への対策

今までに述べた方法によって多重共線性が回帰係数の推定量の質を落としていると診断されたときの対策としては以下のような方法が挙げられる。

- 1) 新しいデータ(サンプル)を追加する
[実際には不可能な場合が多い]。
- 2) ベイズ流の推定法を用いる。
 - a) 純粋なベイズ推定
 - b) 混合推定
 - c) リッジ回帰

2.3.5 電力需要データへの適用例

ここでは前節と同じく、ある電力会社の夏季における日量と気象変量との関係の分析において、多重共線性の診断を行った結果を示す。この分析で用いた回帰モデルは以下の式で表わされる。

$$y_i = a + b_1 t_i + b_2 (t_i - t^*) \text{IND}_i + h_i + \epsilon_i \quad (2.7)$$

ただし、 y_i : 1日の発電電端電力量

t_i : 1日の平均気温

$$\text{IND}_i = \begin{cases} 0 & t_i \leq t^* \text{ のとき} \\ 1 & t_i > t^* \text{ のとき} \end{cases}$$

t^* : 回帰係数の変化点

h_i : 1日の平均湿度

ϵ_i : 誤差項

このモデルは(2.1)式のモデルに加えて、高温区間では需要量の気温感応度(気温1°Cの上昇に対する需要量の増加)が高くなること、および湿度の影響を考慮したモデルである。

図2.2は、ある電力会社の昭和58年のデータに(2.7)式のモデルをあてはめたときの、多

〔特異値〕	〔条件指標〕	回帰係数の分散の分解			
		〔定数項〕	〔平均気温〕	〔高温区間ダミー〕	〔平均湿度〕
1 1.9063	1.0000	0.0002	0.0003	0.0037	0.0003
2 0.60061	3.1740	0.0006	0.0001	0.1402	0.0019
3 0.58960D-01	32.332	0.0124	0.5068	0.7059	0.6272
4 0.41233D-01	46.233	0.9867	0.4929	0.1502	0.3705

(注) 〔高温区間ダミー〕は、(2.7)式における $(t_1 - t^*)IND_i$ のことである。

図 2.2 多重共線性診断指標の計算結果

重共線性の診断結果である。条件指標の基準値を $\eta^*=30$ に設定すると、この値を超える条件指標が2つ存在する。この2つの値のオーダはほぼ等しいので、2.2.3の〔ステップ2〕におけるケース2（競合的關係）に相当する。各々の回帰係数の分散の分解のうち大きな条件指標に対応する2つの値の和をそれぞれについて計算すると、定数項、平均気温、平均湿度については0.99を超えており、高温区間のみのダミー変数についても0.85とかなり高い値になっている。すなわち、この場合はすべての回帰係数の推定量の質が落ちているといえる。

3. 探索的データ解析による電力需要分布の分析

3.1 背景

電力需要分析あるいは負荷研究においては、電気の使用量や負荷の大きさの需要家間の散らばりのようすをみるためにヒストグラムを描き、さらに分布の位置、広がり等を知るために標本平均や標本分散などの要約統計量を計算する。しかしこのような方法による分布の検討には以下の問題点がある。

- 1) 数多くの分布を一度に比較する場合、ヒストグラムでは分布の特徴のとらえ方が明確でなく、比較がしにくい。
- 2) サンプル数が少ない場合、ヒストグラム

はもとの分布の形をあらわすことができなくなってしまう。

- 3) 異常値がある場合、標本平均はその異常値にひきずられてしまい、分布の位置を正確には反映しなくなる。また、ヒストグラムでは異常値の個数や位置をつかみにくい。

本章では、上の問題点を解消するための新しい分布形の表示法として、探索的データ解析の一手法である箱ヒゲ図(boxplot)^[4]を用いて電力需要分布の比較検討を行った結果と、さらにその分析に続くべき変換について述べる。

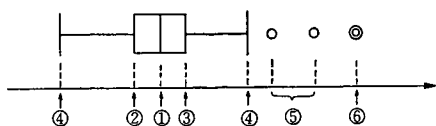
3.2 箱ヒゲ図について

箱ヒゲ図とは、データの分布のようすを略図的に示すものである。図3.1に箱ヒゲ図の作図方法を示す。箱ヒゲ図をみることによって、データの分布に関する以下の特徴を読みとることができる。

- ① 位置(location)
- ② 散らばり(spread)
- ③ ゆがみ(skewness)
- ④ 尾の長さ(tail length)
- ⑤ 異常値(outlying data points)

また、箱ヒゲ図によるデータの表示には以下の利点がある。

- 1) 箱ヒゲ図を並べることによって、多くのデータの分布のようすを視覚的に比較する



- ① 中央値 (M)
- ② 下方の4分位値 (FL) [データを昇順に並べたとき、大きさの順位が全体の $\frac{1}{4}$ である点]
- ③ 上方の4分位値 (FU) [データを昇順に並べたとき、大きさの順位が全体の $\frac{3}{4}$ である点]
- ④ 異常値でない最も端のデータ点
- ⑤ 異常値 (区間 $[FL - \frac{3}{2}d_F, FU + \frac{3}{2}d_F]$ に入らず、 $[FL - 3d_F, FU + 3d_F]$ に入るデータ点、ただし $d_F = FU - FL$)
- ⑥ 特に離れた異常値 (区間 $[FL - 3d_F, FU + 3d_F]$ に入らないデータ点)

図 3.1 箱ヒゲ図の作図法

ことができる。

2) 箱ヒゲ図で表示される統計量は中央値など順序に基づくものであり、異常値の影響を受けにくい (resistant である)。

3.3 箱ヒゲ図による表示

ここでは、ある電力会社の昭和 54 年の電灯需要データを箱ヒゲ図を用いて分析した。分析方法としては、以下の 2 つを行った。

- 1) ある契約アンペアについて、12 ヶ月の分布を比較する。
- 2) ある月について、契約アンペアごとの分

布を比較する。

図 3.2, 3.3 は上の 1), 2) のそれぞれの表示のうちの一つを示したものである。この分析の結果、需要量のレベルと散らばり方の季節変動、契約アンペアによる分布のひずみ方のちがいで従来までの分析では得られないような興味深い情報が得られた (例: 各々の分布について、大きい側の異常値は数多く存在するが、箱をみると上方へのひずみはあまりみられない)。

3.4 ベキ変換

図 3.3 のように分布のレベル (中央値) が大

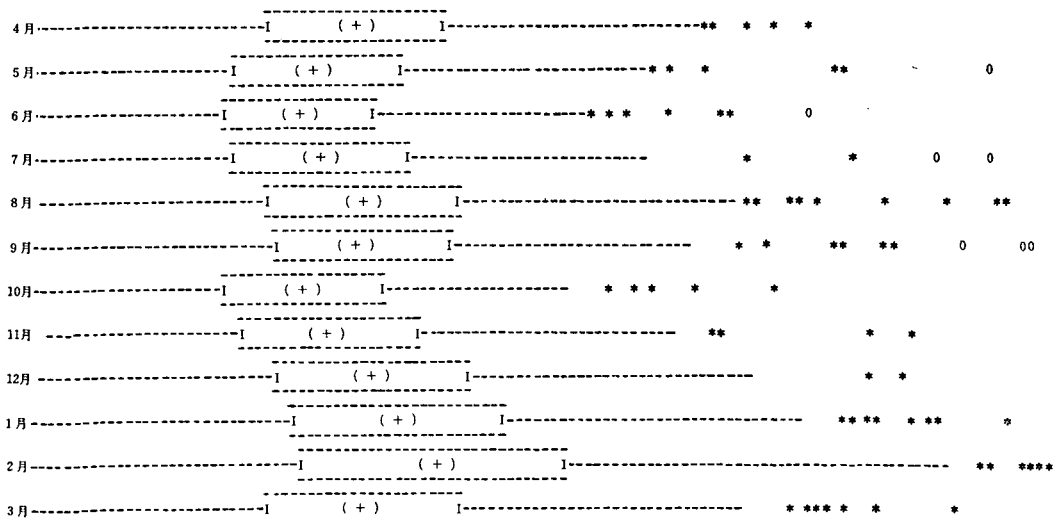


図 3.2 電灯需要分布の箱ヒゲ図 (B社, 昭和 54 年度, 20A, 使用量 10~600 kWh)

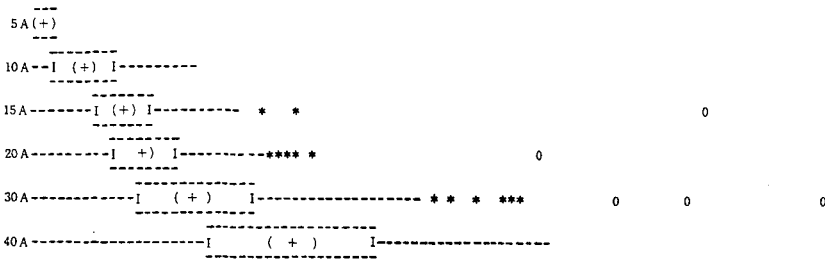


図 3.3 電灯需要分布の箱ヒゲ図 (B社, 昭和 54 年 4 月, 使用量 10 kWh 以上)

きくなるにつれて散らばり (箱の長さ) が長くなる傾向がある場合, もとのデータに次のようなベキ変換を施すことにより, 散らばりがレベルに依存しなくなり, 分析がしやすくなる場合がある^[4]。

$$z = \begin{cases} x^{1-b} & (b \neq 1) \\ \log_{10} x & (b = 1) \end{cases}$$

最適な b の値は, 図 3.4 の散布図 (spread-versus-level plot) で回帰直線をあてはめたときの傾きである。ここで用いたデータでは, 図 3.4 のように全体としては直線相関に近い傾向があるものの, 契約 10 アンペア以下と 15 アンペア以上という 2 つのグループに分かれているとみることができる。すなわち, この 2 つのグループで需要構造が異なっていると考えられる。15 アンペア以上のグループについて直線

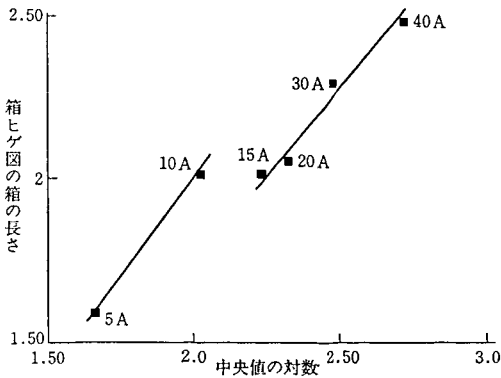


図 3.4 レベルと散らばり方の関係 (図 3.3 のデータについて)

をあてはめて傾きをみると 1 付近の値であるので対数変換が適切であるといえる。

4. リサンプリング手法による夏季電力需要分析

4.1 リサンプリング手法の特徴

リサンプリング手法とは,

- (1) 既に得られているデータの中から何個かのデータを取り出し仮のリサンプリングデータを作る。
- (2) そのリサンプリングデータから統計量を計算する。

という手順を何度か繰り返し, その結果得られた何個かの統計量全体で妥当性を判定する手法である。リサンプリング手法には,

- データの分布を仮定しない
- 厳密な数学的分析により求めることができない統計的属性値を数値的に求めることができる

という利点がある。リサンプリング手法には, Jackknife 法, Bootstrap 法, 交差検定法などがある。

本章では, 夏季電力需要と気温との関係において直線モデルの回帰係数の分布の推定に Jackknife 法を用いることにより直線モデルが不適切であると判断した例と, 折れ線モデルの気温感応変化点の分散の推定に Bootstrap 法を

用いた例を紹介する。

4.2 Jackknife 法による直線モデルの妥当性判定

本節では、夏季における日量（1日の電力使用量）と気温の関係の単回帰（直線）モデルにおける回帰係数の分布を、Jackknife 法を用いて推定する。

Jackknife 法

1947年に Quenouille [8] は、統計量のバイアスのノンパラメトリックな推定方法として、Jackknife 法を用いた。Tukey [9] は、1958年に M. Quenouille の方法を Jackknife 法と名づけるとともに統計量の分散の推定に Jackknife 法を用い、1970年代にその考え方を発展させた。

n 個のデータ X_1, \dots, X_n が与えられた時に統計量 T の属性 A を Jackknife 法により求める

手順を以下に示す。

(1) 以下の手順を n 回 ($i=1, \dots, n$) 繰り返す。

(1-1) n 個のデータから X_i を取り除き $n-1$ 個のデータ $X_1, \dots, X_{i-1}, X_{i+1}, \dots, X_n$ を作る。

(1-2) $n-1$ 個のデータ $X_1, \dots, X_{i-1}, X_{i+1}, \dots, X_n$ から統計量 T_i を求める。

(2) (1) で求めた n 個の統計量 T_i ($i=1, \dots, n$) をもとに A を求める。

日量の温度に対する単回帰（直線）モデルの回帰係数の分布

A 電力会社の昭和 58 年 7 月と 8 月の平日（ただし 8 月 15 日～17 日は除く）の 1 日の電力使用量（日量）を被説明変数とし、その日の平均気温を説明変数とした単回帰モデル [2] を考える（図 4.1）。このモデルに Jackknife 法を

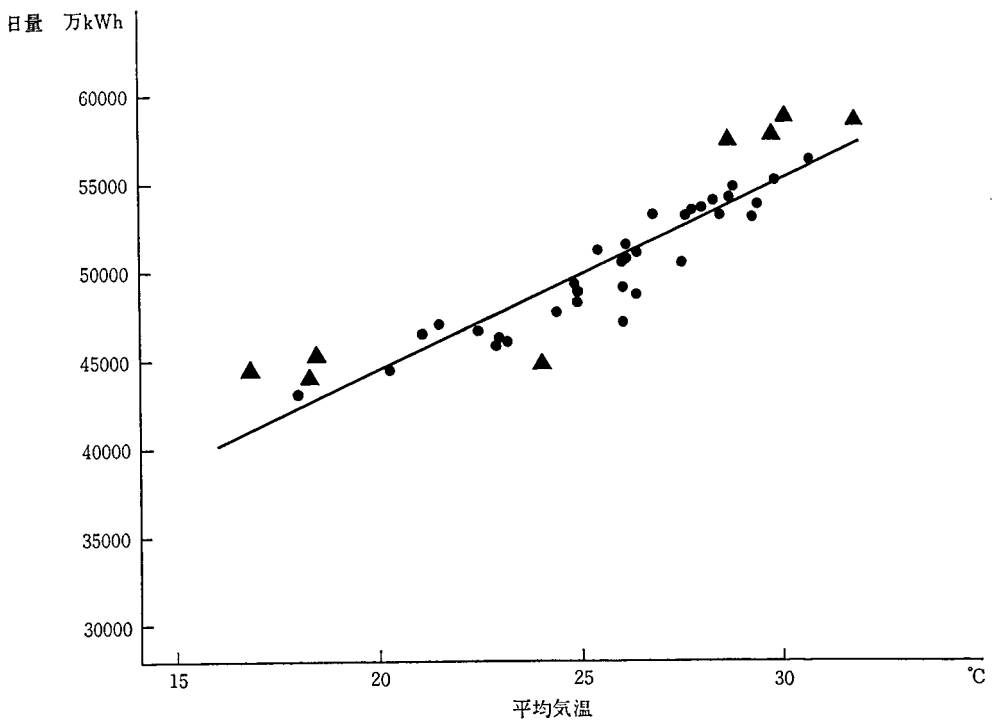


図 4.1 夏季の日量と平均気温の関係（A社，昭和 58 年，平日）

単位=100kWh

	LO	2146, 2223, 2263, 2290 ←⑥
7	229°	677
8	230*	4
9	230°	6
12	231*	344
19	231°	7777899
⑤→(9)	232*	012222234
13	232°	66899
8	233*	
8	233°	9
7	234*	3
6	234°	5
↑	②↑	④
①	HI③	2355, 2356, 2361, 2367, 2383

(1) 定数項

単位=100kWh/°C

	LO	1037, 1044, 1045, 1050
5	105F	4
6	105S	7
8	105°	89
9	106*	1
17	106T	23333333
(7)	106F	4445555
17	106S	66667
12	106°	89
10	107*	01
8	107T	333
5	107F	
5	107S	66
	↑	
	HI⑦	1086, 1100, 1129

(2) 平均気温

- ①その行にあるデータ値の深さの最大数（あるデータ値の深さとは、そのデータ値の全データ内での大きい方からの順位と小さい方からの順位のうちの小さい方の数をさす。）
- ②上位のケタの数字
- ③上位ケタに*がつく行には下位1ケタが0、1、2、3、4であるデータが°がつく行には下位1ケタが5、6、7、8、9であるデータが入る。
- ④②③で決まる行にあるデータ値の下位1ケタの数字の並び（ヒストグラムの棒に対応する°例えば230°にある6という数字は2306×100kWhを表わす。）
- ⑤中央値がある行の深さの欄には、その行にあるデータの個数を記入する。
- ⑥下方の異常値はLO、上方の異常値はHIと書かれた行に記入する。（異常値は、下方の4分位値をFL上方の4分位値をFu、 $df = Fu - FL$ としたとき、区間 $[FL - \frac{1}{2}df, Fu + \frac{1}{2}df]$ に入らないデータ値である。）
- ⑦*、t、f、s、°の行にはそれぞれ下位1ケタが{0、1}、{2、3}、{4、5}、{6、7}、{8、9}であるデータが入る。

図 4.2 単回帰（直線）モデルにおける回帰係数の分布の幹葉表示

適用した結果、得られた回帰係数の分布を幹葉表示 [12] で示したのが図 4.2 である。そのデータを取り除いた結果、得られた回帰係数が異常値（図 4.2 の幹葉表示において HI または LO に入っている）と \blacktriangle になったデータを▲で図 4.1 に示す。それらの値は温度の低い部分と高い部分に集中しており、単回帰（直線）モデルが夏季の日量を説明するのに不適切であることを示している。

4.3 Bootstrap 法による折れ線モデルの気温感応度変化点の分散推定

本節では、夏季における日量と温度の関係における折れ線モデル [2] において気温感応度の変化点の分散を Bootstrap 法を用いて求めた

例を示す。気温感応度の変化点の分散は解析的にその推定式を導くことは困難であるが、Bootstrap 法を用いることにより求めることができる。

Bootstrap 法

Bootstrap 法は 1977 年に B. Efron [10] によって提案された方法であり、Jackknife 法に比べてその適用範囲が広い。

n 個のデータ X_1, \dots, X_n が与えられた場合に統計量 T の属性 A を求める手順を以下に示す。

- (1) \hat{F} を $X_i (i=1, \dots, n)$ の従う分布 F のノンパラメトリックな最尤推定とする。
 (この場合 \hat{F} はデータ点 X_1, \dots, X_n にお

いて重み $1/n$ の分布である。)

(2) 以下の手順を適当な回数 (M 回とする) 繰り返す。

(2-1) \hat{F} に従って n 個のデータ $X_{I_j(1)}, \dots, X_{I_j(n)}$ を取り出す。

(2-2) $X_{I_j(1)}, \dots, X_{I_j(n)}$ を用いて統計量 T^{*j} を求める。

(3) (2) によって得られた M 個の統計量 T^{*j} ($j=1, \dots, M$) を用いて属性 A を求める。

(2-1) は X_1, \dots, X_n の中から繰り返しを許して n 個のデータ $X_{I_j(1)}, \dots, X_{I_j(n)}$ を取り出すのと同様である。つまり、 $I_j(k)$ は 1 から n の n 個の整数のうち、1 個の値を j, k に依らず独立に等確率でとると考えればよい。

折れ線モデルにおける気温感応度変化点の分散

日量は平均気温 T_c °C (気温感度変化点と呼

ぶ) で傾きの変化する折れ線に回帰すると考える折れ線モデル [2] (図 4.3) を考える。つまり、

$$y_i = a + b_1 t_i + b_2 (t_i - T_c) \text{IND}_i + \varepsilon_i$$

ただし、 y_i : 日量

t_i : 平均気温

T_c : 気温感応度変化点

$$\text{IND}_i = \begin{cases} 0 & t_i \leq T_c \\ 1 & t_i > T_c \end{cases}$$

(indicator variable)

と表わすことができるモデルを考える。

このとき回帰係数 a, b_1, b_2 と気温感応度変化点 T_c の推定には最尤推定法を用いる。ここで、 IND_i は非解析的な (不連続な) t_i の関数である。従って T_c の分散を求める推定式を導き出すのは困難である。しかし、気温感応度変化点 T_c の分散は Bootstrap 法に従って以下に示す手順で計算できる。

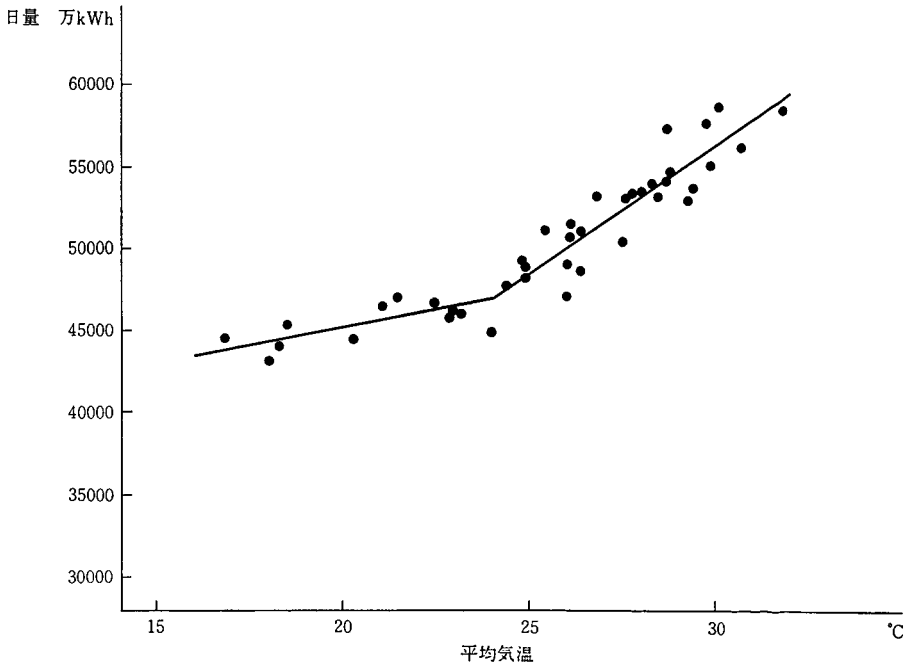


図 4.3 折れ線モデル (A社, 昭和 58 年, 平日)

- (1) $(t_1, y_1), \dots, (t_n, y_n)$ を用いて a, b_1, b_2, T_c の最尤推定量 a^*, b_1^*, b_2^*, T_c^* を求め、残差

$$\varepsilon_i^* = y_i - (a^* + b_1^* t_i + b_2^* (t_i - T_c^*) \text{IND}_i)$$

を求める。

- (2) 以下の手順を M 回 ($j=1, \dots, M$) 繰り返す。

(2-1) (1) で求めた推定値 a^*, b_1^*, b_2^*, T_c^* 、残差 $\varepsilon_{I_j^*(k)}$ ($k=1, \dots, n$) を用いて $y_k^j = a^* + b_1^* t_k + b_2^* (t_k - T_c^*) + \text{IND}_i + \varepsilon_{I_j^*(k)}$ 作る。ただし $I_j(k)$ は、1 から M の整数のうち 1 つの値を j, k に依らずに独立に等確率で選んだものとする。

(2-2) $(t_1, y_1^j), \dots, (t_n, y_n^j)$ を用いて最尤推定法により $b^{*j}, b_1^{*j}, b_2^{*j}, T_c^{*j}$ を求める。

- (3) (2) によって得られた M 個の気温感応度変化点 T_c^{*j} ($j=1, \dots, M$) の分散を求める。

$$\frac{1}{M-1} \sum_{j=1}^M \left(T_c^{*j} - \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M T_c^{*j} \right)^2$$

が気温感応度変化点 T_c の推定値 T_c^* の分散の推定値である。

以上の手順を A 電力会社の昭和 58 年の 7 月と 8 月の平日 (8 月 15 日~17 日を除く) のデータに $M=500$ として適用した結果、気温感応度変化点 T_c の推定値 T_c^* の分散は 1.342 となった。

5. 今後の課題

今後は、電力需要分析だけでなく、経済分析、工学や生物学におけるデータ解析など、幅広い分野にこれらの手法を適用し、数多くの分析を通してノウハウを蓄積し、さらに正確で質

の高い分析に役立てていくことが必要である。

参考文献

- [1] Belsley, D. A., Kuh, E., and Welsch, R. E. "Regression Diagnostics, Identifying Influential Data and Sources of Collinearity" Wiley, 1980
- [2] 小野賢治, 森清 堯「夏季電力需要と気象要因」電力中央研究所研究報告 No. 583003, 経済研究所, 1984
- [3] 井上勝雄「計量経済学の理論と応用」有斐閣, 1983
- [4] Hoaglin, D. C., Mosteller, F., and Tukey, J. W. "Understanding Robust and Exploratory Data Analysis" Wiley, 1983
- [5] Velleman, P. F. and Hoaglin, D. C. "Applications, Basics, and Computing of Exploratory Data Analysis" Duxbury Press, 1981
- [6] 森清 堯「電力需要とその分布の統計的分析」電力中央研究所研究報告, No. 679005, 経済研究所, 1980
- [7] Efron, B. "The Jackknife, the Bootstrap and Other Resampling Plans" Society for Industrial and Applied Mathematics, 1982
- [8] Quenouille, M. "Approximate Tests of Correlation in Time Series" J. R. S. S. Ser. B, 11, 18~84, 1949
- [9] Tukey, J. "Bias and Confidence in Not Quite Large Samples" Ann. Math. Statist., 29, p. 614, 1958
- [10] Efron, B. "Bootstrap Methods: Another Look at Jackknife" Ann. Statist., 7, 1~26, 1979
- [11] 小野賢治, 森清 堯「夏季における電力負荷と気象」電力中央研究所研究報告 No. 584013, 経済研究所, 1985
- [12] 小野賢治, 大屋隆生「電力需要分析のための新しいデータ解析手法とその適用例」電力中央研究所研究報告 No. 584005, 経済研究所, 1985

(おの けんじ
おおや たかお
情報システム部
経営情報研究室)

河川景観の評価

キーワード：河川景観，滝景観，景観パターン，
心理実験，景観評価モデル

若谷佳史 山本公夫
山中芳朗

〔要旨〕

わが国の河川の上・中流域では、これまで比較的自然環境が保全されており、河川を中心とした景観的まとまりが形成されている。

今後このような地域において、河川改変を伴う開発行為を実施する際には、河川景観の持維・改善の工夫が社会的に要請されることとなる。

しかし、これまで河川景観を評価の面から扱った研究は少いため、河川景観の維持・改善策のうち、どういったものが有効であるのかについての知見は不足しているのが実情である。

本研究では、(1) 河川景観を構成する要因を明らかにすること、(2) 河川景観のパターンを分類すること、(3) 河川景観の評価と要因との関係を明らかにすること、(4) 環境保全のための手法を明らかにすること、等を通じて、河川景観整備のための知見を得、ひいては、地域の新たな環境創造に資することを目差している。

なお、河川景観は、一般の河川と滝とに2分される。本稿では、前者を狭義に河川景観と呼び滝景観と区別する。

- はじめに
- 河川景観の評価
 - 河川景観の構成要因
 - 河川景観のパターン分類
 - 河川景観の評価軸と評価要因
 - 景観保全手法
- 滝景観の評価
 - 滝景観の構成要因
 - 滝景観のパターン分類
 - 滝景観の評価軸と評価要因
 - 滝景観の評価実験
 - 滝景観の評価モデル
- 今後の課題

1. はじめに

本来河川には、治水・利水・環境（親水）という3つの機能があると言われてきた。近年、人々の生活が都市化し良質な生活環境を希求する声が高まるとともに、人々の河川に対する欲求も、治水や利水機能から環境（親水）機能の向上へと変化してきた。また、生活空間の都市

化によって身近な自然が時代とともに失われつつあり、残された自然環境として河川の中・上流域に自然を求める傾向も強まってきた。

以上のような社会的背景のなかで、今後予想される治水目的のための河川改修や水資源開発などに伴う開発行為を実施する際には、河川の環境（親水）機能を損わないよう施設のデザインや配置等に配慮すべきであろう。

特に、わが国の河川の上・中流域では、これまで比較的的自然環境が保全されており河川を中心とした景観的まとまりが形成されている。このような景観的価値の高い河川空間においては、開発行為に対して河川景観の維持・改善の工夫が社会的に要請されている。しかし、これまで河川景観を評価の面から扱った研究は少ないため、河川景観の維持・改善策のうち、どういったものが有効であるのかについての知見は不足しているのが実情である。

そこで、本研究では以上のような社会的要請に応えるために、(1) 河川景観を構成する要因を明らかにすること、(2) 河川景観のパターンを分類すること、(3) 河川景観の評価と要因との関係を明らかにすること、(4) 環境保全のための手法を明らかにすること等を通じ、河川環境整備のための知見を得、ひいては地域の新たな環境創造に資することを目的としている。

河川景観を評価する際、一般の河川と滝とは構成要因や評価傾向などが大きく異なると考えられる。そこで、本研究では両者の景観評価を区別して分析・考察することとし、第2章で河川景観の評価、第3章で滝景観の評価について検討結果を述べている。

2. 河川景観の評価

2.1 河川景観の構成要因

河川景観を環境的側面から評価する場合、人は何を基準に、どのような心理的な軸によって評価の判断を行っているのかについて文献調査を行った結果、つぎの3つの評価軸を設定することができた。

- ① 「評価性」
- ② 「水量感」

③ 「親水性」

各評価軸の内容としては、「評価性」は河川を主対象とする風景を総合的に評価する軸である。「水量感」とは河川風景の中で水が果す視覚的な役割を表現する軸である。「親水性」とは風景に対する親しみやすさを示す軸である。特に、この軸で表わされる水への親しみやすさや近づきやすさといったものは、水のもつ心理的な意味（水とともに生活してきた人間の歴史等）を考慮すると、河川景観評価の中で重要な役割を果すと考えられる。

ここでは河川風景に対する景観評価の基礎的な知見を得るために、上記の3つの評価軸にもとづいて景観評価がなされているという仮説のもとで分析を進めていくこととした。

2.1.1 構成要因の設定

文献調査および予備実験の結果から、河川景観を構成する物理的な要素として、川幅・流量・橋・背景はか数多くの要因を抽出した。さらに、これらの要因によって構成される河川景観は、要因の見え方や要因間関係、さらに心情・気象・季節等によって、景観評価が影響されることが明らかとなった。

表 2.1 河川景観の構成要因

評価項目	構成要因
視点に関する要因	1. 比高 (h) 2. 距離 (d) 3. 俯角 (θ) 4. 視軸方向 (流軸景, 対岸景…)
河川の内容に関する要因	5. 水深 (瀬, 淵…) 6. 川幅 7. 水面率 8. 線型 (直線, 曲線…) 9. 水際 (岩, 河原…) 10. 添景 (橋, 堤防…) 11. 水面 (中州, 岩…)
背景に関する要因	12. スカイライン (谷, 連峰…) 13. 人工物 (家, プラント, 切土…)

そこで、まず構成要因の見え方と要因間の関係について分類した結果、表 2.1 に示すような 3 つのグループに整理できた。

2.1.2 景観評価と構成要因の関係

河川景観に対する評価と構成要因との関係を定量的に明らかにするために、心理実験を行った。実験方法としては、河川を主対象とする風景写真を被験者に提示し、先に設定した 3 つの評価軸を表現する各形容詞対(評価言語)にたいして 5 段階で評価する方法を採用した。

評価言語、評価対象、評価主体(被験者)については次に示すとおりである。

① 評価言語

「風景評価」、「水量感」、「親水性」という 3 つの評価軸を最も端的に表現する形容詞対として、次の 3 つの評価言語を採用した。

- (イ) 風景として良い～悪い
- (ロ) 水の量が十分である～不十分である
- (ハ) 親しみやすい～親しみにくい

② 評価対象

実験に用いた写真はそれぞれの景観特性が異なっているものの代表として選んだ一般的な河川景観写真である。写真は広角レンズ($f=28$ mm; 水平画角において人間の目の注視野 60° と近似)によって写真撮影したものを中心に計 31 枚である。

③ 評価主体(被験者)

電力中央研究所の所員を中心に男女あわせて 24 名を被験者とした。

まず、31 枚の写真に対して、実験から得られた各評価平均値の相関をみると「風景評価」と「親水性」には高い相関($R=0.875$)があり、逆に「水量感」と他の 2 軸とは関連性が認められなかった。このことは、ここで設定した 3 つの評価軸が「風景評価」(または「親水性」)

と「水量感」という 2 つの独立した評価軸に代表しうるものと考えられる。

つぎに景観評価と構成要因との関係を定量的に明らかにするために、心理実験より得た評価値データを用いて、数量化 I 類による要因分析を行った。説明変数としては、表 2.1 に示した 13 要因を用いた。

分析では、各要因間で相関の高いもの、あるいは明らかに評価に影響しない要因を整理した。すなわち、13 要因のうち、1. 比高、8. 線型、10. 添景、11. 水面という 4 つの要因を他の要因に代表させるか、または評価に影響しない要因として除いた。

結果をまとめると、1. 注視点距離、2. 俯角、3. 視点位置、4. 水深、5. 水面幅、6. 水面率、7. 水際の状態、8. 背景、9. 人工度の 9 要因となる。

ここで選定した 9 要因を用いて 3 つの評価軸に関して再度数量化 I 類による分析を行った結果、つぎのような景観評価と構成要因との関係が明らかとなった。

① 「風景評価」

「風景評価」を規定している要因としては、河川の周辺に存在する人工物の多さ(人工度)が最も多く影響し、その他にもスカイラインの有無、水面率、俯角、水深が効いていた。これらの要因は、3 つの評価軸全てに関連しており、「評価性」は風景全体の各要因から規定されていると言える。また、各カテゴリーのウエイトの正負について見ると、評価の高い河川景観とは、人工物がなく、谷型のスカイラインを有し、水面率が高く、俯瞰で見下ろすような風景であった。



写真 2.1 「評価性」の高い河川景観



写真 2.4 「水量感」の低い河川景観



写真 2.2 「評価性」の低い河川景観

② 「水量感」

「水量感」に影響している 規定要因としては、河川の内容に関する要因として水面率と水深、視点に関する要因として視点の位置があげられる。周辺景観に関する要因は、水量感には効いていないことが判明した。また、水量感の高い景観とは、水面率が高く、淵の状態であり、しかも視点が河川の近くにあるような風景であった。

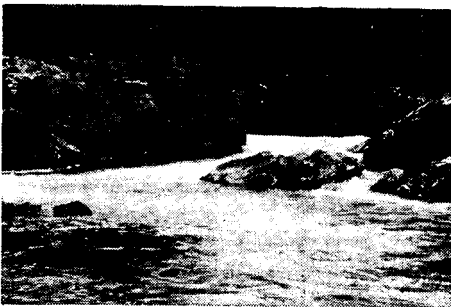


写真 2.3 「水量感」の高い河川景観

③ 「親水性」

「親水性」の規定要因としては、周辺景観の人工度、水際の状態、視点の位置または俯角が効いていた。「親水性」の高い河川景観とは、人工物がなく、水際が河原の状態であり、視線の方向と河川の流軸方向とが一致し（橋上から眺める場合等）、水平に見るような風景であった。



写真 2.5 「親水性」の高い河川景観

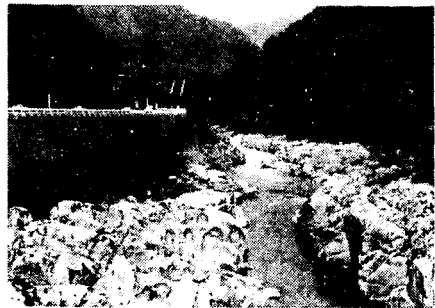


写真 2.6 「親水性」の低い河川景観

2.2 河川景観のパターン分類

2.2.1 構成要因による分類

前節で選定した河川景観を構成する9要因を用いて、一般的な河川景観パターンの分類を数量化Ⅲ類により行った。分類の対象とした河川景観は、新たに設定した9要因との関係を考慮したうえで、新たに選定した河川景観写真32枚を用いた。

分析結果では32シーンの河川景観は大きくつぎの4つに分類することができ、それぞれ構成要因に対して共通の特徴をもっていた。

- ① 沢型……川の規模が小さく、谷あいと縫うように流れており、風景の閉鎖性が強い。
- ② 河原型……水際の状態が砂礫といった河原の状態にあり、沢型に較べて風景の開放性が高い。
- ③ 岩壁型……水際の状態が切り立って岩壁の状態にある。
- ④ 眺望型……川自身の特性には関係なく、高視点から俯瞰で川を含む風景全体を眺望する。

2.2.2 河川景観パターンと景観評価

前者において構成要因によって分類した河川景観パターンが景観評価においてどのような特徴を有しているかを明らかにするために、つぎのような心理実験を行った。

① 評価対象

構成要因による河川景観パターンの分類で対象とした32枚の河川景観写真を用いた。

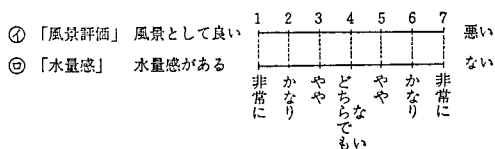
② 評価主体

評価主体は男女計46名で、その属性は表2.2に示すようにできるだけ広く分布するように配慮した。

順序とは、実験においてサンプル写真の提示順序による影響をみるために、順方向と逆方向の2種類の提示順を意味する。

③ 評価尺度

各評価対象に対して景観評価を行う際に、判断基準となる評価軸として2.1で分析した結果より「風景評価」と相関の高い「親水性」は除くこととし、「風景評価」と「水量感」の2軸を採用した。各軸に対応する評価尺度（言語）はつぎのとおりである。



実験結果にもとづいて、各河川景観パターンの景観評価の傾向を、「風景評価」と「水量感」との評価値の関係をみてみると、河川景観パターンごとにつぎのような同じ評価傾向をもつことが明らかとなった。

- ① 「水量感」の割に「風景評価」の良いグループ
 - ・「沢型」の河川景観
河川の規模が小さく、「水量感」そのものが低いことが河川景観の特徴とも言える。
 - ・「眺望型」の河川景観

表 2.2 評価主体の属性

性別		年齢				職業				順序		
男	女	~29	30~39	40~49	50~	会社員	研究員	学生	他	順	逆	ランダム
34	12	34	8	4	0	9	15	19	3	25	19	2

超俯瞰の眺めであるため全体景であり、「水量感」とは関係なく「風景評価」が高い。

- ・「河原型」のなかで構図性の強い河川景観

遠景の山並等が見え風景として構図的に優れている（眺望型と同様に全体景と言える。）

② 「水量感」の割に「風景評価」が悪いグループ

- ・「河原型」のなかで阻害要因の存圧する河川景観

「風景評価」を低下させる原因となる阻害要因の存在が特徴である。たとえば、

- ・水の色が悪い
- ・人工構造物が目立つ
- ・水際線の単調さ

等の阻害要因が考えられる。

③ 「水量感」と「風景評価」が平衡するグループ

- ・①と②のグループの両方の性質をそなえた河川景観

とくに、「河原型」のなかで構図性も強いが阻害要因も存圧している。

- ・「河原型」の河川景観
- ・「岩壁型」の河川景観

以上の結果をもとに、各河川景観パターンの景観特性の特徴および景観評価の傾向をまとめたものが表 2.3 である。

2.3 河川景観の評価軸と評価要因

これまでに河川景観を評価する軸として、「風景評価」、「水量感」、「親水性」という3つの評価軸を設定したが、以下では景観の総合的な評価軸といえる「風景評価」についてのみ述べる。

2.3.1 河川景観の評価要因

河川景観を構成する要因として2.1.2では9つの構成要因を抽出した。しかし、抽出した構成要因を河川景観の評価を規定する評価要因として扱うには次のような問題点が残されている。

① 評価対象について各構成要因が定量的に扱えなかったり、評価対象間の相対的な関係によって判断される場合があるため、客観性が乏しくなる可能性がある。

② 今回抽出した構成要因は主に河川景観か

表 2.3 河川景観パターンの評価と構成要因の特徴

河川景観パターン	特徴
「沢型」	「水量感」評価の割に「風景評価」が良い。「沢型」の河川景観は、本質的に河川の流域に多く存在し豊富な流量を必要としないのが特徴である。〇〇沢とか〇〇渓谷はこのタイプに属する。
「岩壁型」	「水量感」評価も「風景評価」もともに良い。岩石による切り立った水際線が水深の大きさと「水量感」につながっており、河川景観も〇〇峽と言われる峽谷のタイプであることからその「風景評価」は高い。
「眺望型」	「水量感」評価は低く「風景評価」は高い。超遠景であるため、河川の流れの状態は判読できず「水量感」評価は低い。風景としては、河川を含んだ全体景であるためその評価は全体景のおもしろさに依存するが、概して良い評価を得る。
「河原型」	「水量感」評価と「風景評価」がほぼ連続的に平衡した形で分布している。河川景観の特徴をみると河原（石や砂からなっている）を有しているタイプであり、流量が増加することによって水面の幅および水面の見えの面積が増加し、これが「水量感」評価と「風景評価」の両方につながる。 「河原型」の内でもその河川景観に構図性が強い場合（アイストップに山岳がある場合）などは、全体景に近くなり、その関係はやや変化し、「水量感」評価の割に「風景評価」が高くなる。 「河原型」の内でもその河川景観に阻害性が強い場合（水の色や河川敷の汚れがある場合）などは、「水量感」評価の割に「風景評価」が低くなる。 さらに、両者がともに存在する場合は、その強さによって「水量感」評価と「風景評価」の関係は変化する。

ら得られる視覚的情報をもとに設定しているため、実際の現場において河川景観を評価する場合に影響する要因、たとえば水の音や水の動きなどといった要因が含まれていなかった。

以上のような問題点を解決するために、これまで行ってきた心理実験の分析結果や現地調査結果にもとづいて、新たに評価要因の設定を行った。設定にあたっては、2.1.2の河川景観の評価と構成要因との関係を踏まえたうえで、できる限り定量的かつ連続量として扱える要因を評価要因として設定した。その結果、物理的に計測可能な評価要因として、流域面積・比流量・水の音量・水音源距離・水面の奥行・冠水率・水面積率・人工物率・天空率・泡立ち・底の見え方という11要因を設定した。

各評価要因の選定理由および測定方法については以下のとおりである。

① 流域面積

これは各シーンの地点から上流部全域の集水面積を表わすものであり、流域面積が大きいほど河川景観の規模も大きくなると考えられる。流域面積の計測には、1/50,000あるいは1/25,000の地形図と、大面積の場合には1/200,000の地勢図を活用する。計測の単位は、 km^2 である。

② 比流量

流量(m^3/s)を流域面積 100km^2 当りに換算したものであり、次式によって求められる。

$$\text{比流量}(\text{m}^3/\text{s}/100\text{km}^2) = \frac{\text{流量}(\text{m}^3/\text{s}) \times 100}{\text{流域面積}(\text{km}^2)}$$

比流量を用いることにより、大河川から中小河川に至るまでを、河川規模を意識せずに統一的に比較ができる。

③ 水の音量

河川の水の流れが速くなると水の音を生ずる

ようになるが、この音を現地において騒音計で測定する。計測の単位は、ホン(A)である。ただし、道路と距離の近い地点では自動車の騒音が著しいものが多く、純粹に水の音を計測する際には注意する必要がある。

④ 水音源距離

これは水の音の発生源のうち主なものまでの斜距離を視点から距離計で計測する値である。シーンによっては音源が多数あるために主音源を特定しにくいものがあるが、その場合には平均的な距離をその値とする。計測単位はmである。

⑤ 水面の奥行

これは、各シーンにおいて河川の水がどれだけ遠くまで見通せるのかを表わす指標であり、計測単位はmである。この指標は、河川が細く屈曲している所では小さい値となり、河川空間の広がり表現することができると考えられる。

⑥ 冠水率

各シーンにおいて、冠水によって植物が生育できない範囲を写真等の画面上の面積として計測したものを、冠水限界面積と呼ぶことにする。河岸が岩盤などのためもともと植生がないような場合には、河岸の岩壁に付着している高水位時の線を冠水限界とみなす。一方、現在のシーンの水面部分を画面上の面積として計測し、それを冠水限界面積で除した値を冠水率と定義することにする。すなわち、

$$\text{冠水率} = \frac{\text{画面上での水面面積}}{\text{画面上での冠水限界面積}}$$

であり、2.1.2における水面率に近い概念である。この値は至近景を除けば写真上で計測しても現場で立体角計測をしても大差ないものと考えられる。

⑦ 水面積率

これは画面全体の面積に対する水面部分の面積の割合である。この値は、水面部分の面積を立体角で計測しておくことによって、便宜的な画枠を取り払った絶対量として表現できると考えられる。

⑧ 人工物率

これも水面積率と同様の計測方法で人工物の占める割合を求めたものである。人工物としては、法面、擁壁、橋梁、堰堤、鉄塔、変電所などの土木構造物のほか、建物、電柱、看板などが挙げられる。

⑨ 天空率

画面に占める空の面積割合であり、この値が大きいシーンでは、空間的に開けていて広々とした印象の眺めとなる。

⑩ 泡立ち

画面上で判断できる水面の泡立ちの程度を次の3段階で判定したものである。この泡立ちの程度によって、水の動きや表情を表現できる。

1. なし（見えない）
2. ときどき見える
3. 常に見える

⑪ 底の見え方

これは、水の透明感を表わす指標として考えたものであり、泡立ちと同様に3段階で底の見え具合を判定する。

1. 見えない
2. 部分的に見える
3. 全面的に見える

2.3.2 河川景観の評価

ここでは「風景評価」による景観評価と評価要因との関係を明らかにするために、心理実験を行い定量的な分析を試みた。

実験方法としてはこれまでの評価軸や評価要

因の設定を目的とした予備的な心理実験の不十分な点を補う形で行った。具体的には、これまでの心理実験では評価対象、評価主体に関して次のような課題が残されていた。

① 評価対象としてプリント写真またはスライドを採用していたため、実際の現場における景観評価と異なる可能性がある。特に、現場における河川景観には、これまで分析の対象としてきた視覚的情報にもとづいた構成要因の他に、水の音や水の動きなどといった現場でのみ看取できる要因が含まれており、河川景観の評価に少なからぬ影響を与えていると考えられる。

② 評価主体については、これまでの心理実験が評価軸や評価要因の設定を一つの目的としていたため、環境関係の研究者やそれを専攻する学生が中心であった。確かに専門家による意見は一般の人々の景観評価を代表しようと考えられるが、それは定量的には確認されておらず、本来年齢・性別・職業等を考慮した幅広い人々による心理実験を実施すべきと考える。

以上の課題を解決し、「風景評価」に対する景観評価と評価要因との関係を明らかにするために、次のような心理実験を行った。

① 評価対象：実際の河川景観が有する臨場感をできる限り再現するために31シーンのビデオ画像を用いた。

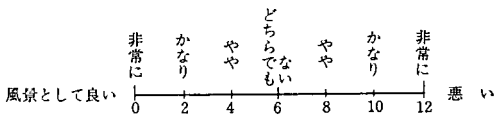
② 評価主体：年齢・性別・職業といった評価に影響を及ぼすと考えられる属性に幅広く分布するよう計50名の評価主体を選定した（表

表 2.4 評価主体の属性

	年 齢					性 別		職 業		
	~19	20代	30代	40代	50~	男	女	社会人	学生	その他
人数	2	22	15	8	3	30	20	28	12	10

2.4 参照)。

③ 実験方法：実験は数名の評価主体がビデオ画像を同時に見て、下記の「風景評価」に対応する軸上で判断する方法を用いた。現場実験についても同様の方法を用いた。



実験結果および各ビデオ画像に対する評価要因の測定結果をもとに河川景観の評価と評価要因との関係を明らかにするために、定量的に分析を行った。分析方法としては、今回連続量として扱える評価要因を設定したことによって重回帰分析による解析が可能となったため、この方法を採用した。

重回帰分析を行う前に、まず各評価要因間および「風景評価」に対する評価値との相関関係

をみると、各評価要因間で特に相関係数の高いものはなく、各評価要因はほぼ互いに独立であると判断できる。また、評価値と各評価要因との関係についても、同様に特に高い相関関係は見あたらず、一つの評価要因によって評価値が規定されていないことを意味するものと考えられる。

以上の考察にもとづいて、「風景評価」に対する評価値を外的基準とし、11個の評価要因を説明変数として重回帰分析を行った結果が表2.5である。この表によると、分析によって得られた重回帰モデルは重相関係数で0.878と高い説明力を有しており、評価と評価要因との関係を検討するのに適していると考えられる。

説明変数として採択した11個の評価要因について、それぞれ回帰係数とt値を算出した。回帰係数は各説明変数に係る係数であり、t値は各説明変数がモデルのなかで統計的に有効な

表 2.5 重回帰分析の結果 (ビデオ実験)

$E = \sum_{i=1}^{11} a_i \times X(i) + c$ E : 評価値 (0 ≤ E ≤ 12) a _i : 回帰係数 X(i) : 評価要因 c : 定数 (= 3.89)			重相関係数: R = 0.878 自由度: d. f. = (11, 19) F 値: F = 5.79
i 評価要因 X(i)	回帰係数 a _i	t 値	← 「風景評価」 →
1 流域面積	-9.70 × 10 ⁻⁴	-1.25	←
2 比流量	5.21 × 10 ⁻¹	2.46	→
3 水の音量	-3.20 × 10 ⁻¹	-0.74	←
4 水音源距離	3.52 × 10 ⁻³	0.71	→
5 水面の奥行	6.00 × 10 ⁻⁴	0.68	→
6 冠水率	3.03	2.85	→
7 水面積率	-6.62	-2.99	←
8 人工物率	-1.89 × 10	-5.35	←
9 天空率	-9.26 × 10 ⁻¹	-0.36	←
10 泡立ち	4.41 × 10 ⁻¹	1.53	→
11 底の見え方	4.37 × 10 ⁻²	0.77	→

変数かどうかを検定する値である。また、 t 値には各説明変数がモデルにどの程度影響を与えているか、すなわち外的基準（景観評価）に対する説明力を表現している。そこで、この t 値を用いて「風景評価」と評価要因との関係について考察することとした。

表 2-5 をみると、「風景評価」に最も影響を与えている評価要因は人工物率であり、人工物率が高くなればなる程「風景評価」が下がる傾向が見られた。この傾向は、これまでのプリントおよびスライド実験による結果と一致しており、一般的に「風景評価」という評価軸に対して最も影響の大きい評価要因は人工物の存在と考えられる。

また、同様の傾向を示す評価要因としては水面積率と流域面積が挙げられる。水面積率に関しては、これまでの実験結果とは異った傾向を示しており、現段階ではこの原因を説明することはできなかった。流域面積については、今回初めて検討した要因であるが、流域面積の大きい中・下流の河川景観よりも、河川規模の小さな上流の沢型のような河川景観の方が、評価が高いことを示している。

逆に、「風景評価」にプラスの影響を与える評価要因としては、冠水率、比流量、泡立ちがあげられる。冠水率とは、本来水が豊かに流れている状態（植物が生息できない河床部分）の冠水限界面積に対する現在流れている水面積の比率を示しており、評価主体は望ましい水面の拡がりや現状との比較によって景観評価を行っていると考えられる。このような視覚的な水量の影響と同様に、人は比流量という河川規模（流域面積）に応じた水量にも着目し、水の量的な景観影響も存在していることが明らかとなった。また、これまでプリント写真やスライド

では十分に表現し得なかった水の動きを示す指標である水面の泡立ち具合が、「風景評価」を高める評価要因であることが明らかとなった。

以上が、ビデオ画像による心理実験を通して、「風景評価」と評価要因との関係を重回帰分析によって明らかにした結果である。この結果をこれまで得られた知見と比較すると、水面積率を除いてほぼ同じような評価に対する傾向を示していた。さらに、プリントやスライドに対する評価と異なって、ビデオ画像では水面の状況、特に水の動きを表現する泡立ち具合という評価要因が「風景評価」に大きな影響を与えていた。しかし、ビデオ画像を用いた理由として、水の動きとともに水の音の影響を分析する目的があったが、今回の分析結果では特にその関係は明らかにはならなかった。これは、一つにはビデオ画像の限界を示していると考えられ、現場の臨場感をどこまで再現できるかという問題に起因しているといえよう。

2.4 景観保全手法

河川の上・中流域は、人々が自然景観と触れ合い、楽しむために残された数少ない場所の一つである。しかし、河川本来の機能を保持するために治水や利水を目的とした開発を余儀なくされることは現実には数多く見られる。そうした場合、開発行為による自然景観への影響を最小限に留め、さらに新たなより良い河川景観を生み出すことのできるような景観保全手法を開発することが必要と考える。

ここでは、2.3 で明らかとなった河川景観の評価と評価要因との関係をもとに、景観保全にとって効果のある手法について検討し、提案することとした。まず、重回帰分析の結果にもとづいて、「風景評価」をあげるために有効な評価要因について検討した結果、次のような操作

によって景観評価が高まることが明らかとなった。

- ① 人工物率を下げること
- ② 冠水率をあげること
- ③ 水の泡立ち具合を増やすこと
- ④ 水の音量を高めること

以上が分析結果にもとづいた「風景評価」を高めるための評価要因の操作方法であり、これらの各方法は具体的な景観保全の手段と結び付けて考えることができる。ただし、上記の4つの方法は評価要因のなかでも比較的操作性の高い要因に関する方法であり、この他にも比流量を増やすこと、底の見え方を良くすることによって「風景評価」があがることが確認されている。しかし、現実的には河川流量を増やしたり、水の透明感を高めるために水質を良くすることは非常に困難を伴うことが予想され、ここでは実施可能性が低いという理由で除いて考えることとした。

また、これまでに検討してきた結果は主に評

価の対象となる河川景観に対する景観保全についてであったが、景観保全手法を広い意味でとらえれば、見られる側だけでなく見る側の環境、すなわち視点場周辺の環境についても考慮することが必要である。心理実験やアンケート調査等をもとにした定量的分析によっては、視点場自身の重要性や周辺環境の良好さが河川景観の評価にどのような影響を与えているのかについて解明することは困難であった。しかし、現地調査や文献調査等を通じて定性的にはあるが、評価主体を取り巻く環境の良好さが河川景観の評価に良い影響を与えていた。このことは、視点場周辺の環境を良くすることが景観保全のための有効な手段と成り得ることを示している。

以上の考察にもとづいて、河川景観を保全するための具体的な手法について体系的に整理した結果が図2.1である。この図によると、景観保全手法の目的は河川景観に対する「風景評価」を高めることと、視点場周辺の環境を良く

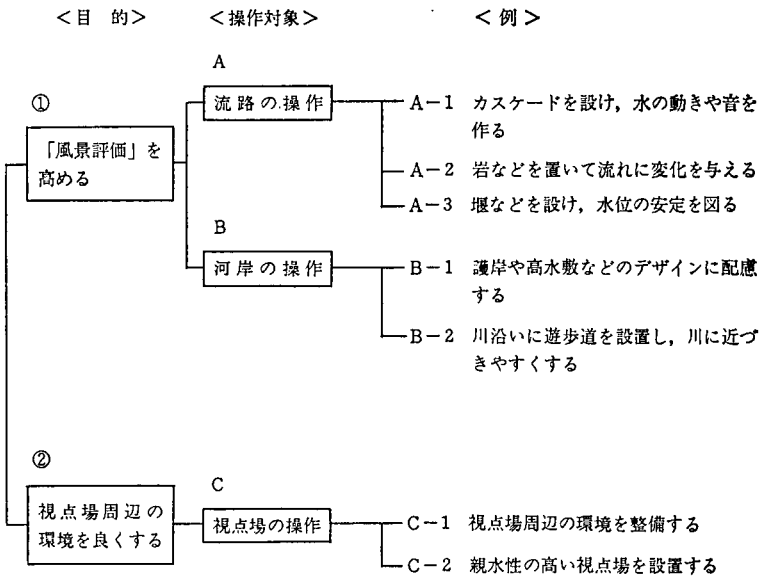


図 2.1 景観保全手法の体系

することによって心理的効果が高めることの二つに分けられ、それぞれの目的は流路と河岸および視点場を操作することによって達せられる。各操作対象に対する操作方法に関しては、実際に都市内河川や自然公園などで実施している施策例を参考にして、河川の上・中流域への適用性を考慮したうえで実施可能性の高い操作例を考えることができよう。特に、流路と河岸に対する操作例は、先に示した評価と要因との関連分析結果によって景観的効果が期待できるものであり、有効な景観保全手法と考えられる。

3. 滝景観の評価

わが国は、激しい造山運動と火山活動を続けてきた環太平洋造山帯に属しているため、急峻な山地が多い。このため、各地に急な渓谷や滝をみることができる。景観的にみる場合、渓谷や滝は、季節ごとに変化する樹木の色、氷結、雪などを添景としつつ、水のもつさまざまな姿、表情をより強調する場となっている。また滝は河川の連続的な流れを切断し、その前後とまったく異質の景観を出現させる特異な場であるともいえる。そういった視覚対象としての特異性、審美性のため、わが国に限らず、古くから渓谷や滝は常に人々の興味をひきつけ、多くの満足を与える優れた景観資源とされてきた。このような理由から従来より、滝は河川の1形態に含まれるものであるが、風景要素として滝を一般の河川とは独立に扱うことが多い。

本章では、風景要素としての滝について、その景観的構成要因を明らかにすること、滝景観のパターン分類を行うこと、さらに滝景観の評価モデルを構築することとする。

なお、急な渓谷は、前章にある一般河川のう

ち主として沢型景観ないし岩壁型景観で扱っていること、および、多くの渓谷では各所に滝を有していることの2つの理由から、本章では滝だけについて分析した。

3.1 滝景観の構成要因

滝の景観について、系統だって分析している文献は極めて少ない。上原敬二著「日本風景美論」（昭和18年、大日本出版）は、風景学の専門家の目を通して滝の景観を分析した文献として、特筆できるものといえる。ここでは日本風景美論（pp. 240~258、瀑布風景）に述べられている滝景観の構成要因を整理し直すこととした。

滝の景観にふれるまえに、滝の部分部分の名称を示しておく（図3.1）。

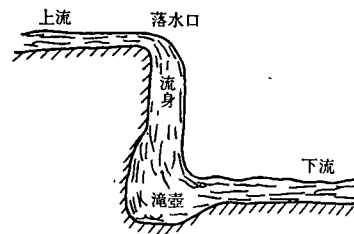


図 3.1 滝の各部分

さて、上原の述べている内容を滝景観の構成要因として捉え直すと、表3.1に示すように、①視点との位置関係、②滝の内容、③周囲の環境、④四季の変化という4つに分類できる。

これらの要因について少し説明しておくことにする。

視点との位置関係では、滝までの距離が非常に大きいと滝は風景のなかの1つの添景となる一方、滝壺近くの視点では滝を見上げるようになり、滝の水量は豊富に見えるものの滝自体は大きく見えない。また視軸方向が正面のとき、正面滝といい、方向が側面のときは側面滝とい

表 3.1 滝景観の構成要因

分類	構成要因
1. 視点との位置関係	(1) 視点高 (h) (2) 滝までの距離 (D) (3) 滝の見込角 (θ) (4) 視軸方向 (ϕ) (5) 日射方向
2. 滝の内容	(1) 水量 (Q) (2) 滝の高さ (H) (3) 滝の幅 (W) (4) 流身の形, 流下のしかた (5) 滝壺の深さ (6) 添景 (植生, 岩の状態, 景の開閉, 上流・スカイラインの見え方)
3. 周囲の環境	(1) 視点の多様性 (2) 環境の自然さ (3) 信仰の対象 (4) 滝までのアプローチ (5) 視界の障害物 (6) 人工物
4. 四季の変化	(1) 植生の季節感 (新緑, 深緑, 紅葉) (2) 氷結, 雪景色

う。日射方向が逆光あるいはこもれ陽で、うす暗く滝を見るときの方が趣きが深い。

滝の内容の要因について。滝の高さと滝の幅を比較して高さの方が大きいものを縦滝、幅の方が大きいものを横滝という。

流身の形や流下のしかたは、上原によると直下直流 (一枚落), 直下分流, 斜走分流, 直下段階, 双瀑の5つとしているが、他の文献ではさまざまな分類がなされ相互の対応のつきにくい実情である。これらから考えると、滝の流身とか流下のしかたについての分類は、まだ確立されていないといえ、通説ないし、独自の考えで行われていると考えられる。

添景については、例えばかえでのような樹木が障り木となり滝がみえかくれすることによって、滝の垂直と障り木の水平の対比が生まれるとか、風景の前景として植生が存在することによる趣きと、ひきしまりが生じるとかで、景に変化を与える。

水音は写真等では、実感することができないが、現場に行くと思像以上に効果が大きく、滝の水量感、豪壮さを強調していることが理解できる。

周囲の環境では、視点の多様性によりさまざまな滝の姿を見ることができ、滝までのアプローチによって、水音の聞え方の変化、見えかくれで、雰囲気の高まりが生まれる。環境の自然さは、日射、植生、地形などによる周囲のくらし、おくまった感じから、「深山の趣」、「野趣」、「聖域」、「清浄の地」といった感を醸し出すことになる。視界の障害物の存在および人工物の存在はマイナス効果の構成要因である。

3.2 滝景観のパターン分類

滝の景観の分類のうち、流身の形、流下のしかたによる分類は系統だったものとはなっていない。そこで本節では、わが国の名瀑とされる滝 52 ケ所の写真 61 葉を風景写真等から収集し、これを対象として、流身の形・流下のしかたによる分類がどのようになるかについて検討した。すなわち、滝の高さ、幅、流身の形、流下のしかたといった滝の内容のうち形の要因に注目し、まず滝の高さと幅との比 (H/W) の大ききで分類すること、つぎに、流下のしかたを真直ぐ下に落ちるもの (直下型) と斜めに落ちるもの (斜走型) に分類 (図 3.2) することを試みた。

2つの要因による分類は表 3.2 のようになる。横滝 ($H/W < 1$) と縦滝 ($H/W \geq 1$) の割合は3対55となっており、わが国の滝は圧倒的に縦滝が多いことを示している。 H/W を3未満と3以上に分類しても、3以上の方が大多数である。一方、直下型と斜走型という流下のしかたでの区分をみると、サンプルは37対23に分類され、さらに、分類された2つのグルー

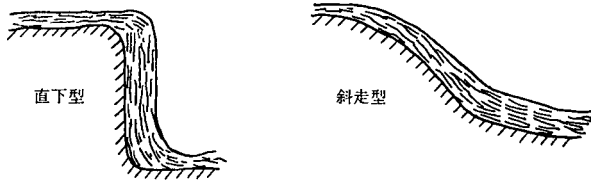


図 3.2 滝の流下のしかた

表 3.2 H/W と流下のしかたによる分類結果

H/W \ 流下のしかた	直下型	斜走形
1未満	3	0
1以上3未満	5	4
3以上	28	18
不明	1	1

(H/W, 流下のしかたとも不明は吹割の滝の例)

プを比較すると、視覚的な見え方は、滝の奥行き感が大きく異なるためかなり違ったものとなっている(図 3.3)。この2つの分類の比較から、ここでは、直下型と斜走型という流下のしかたによる分類を採用することにした。

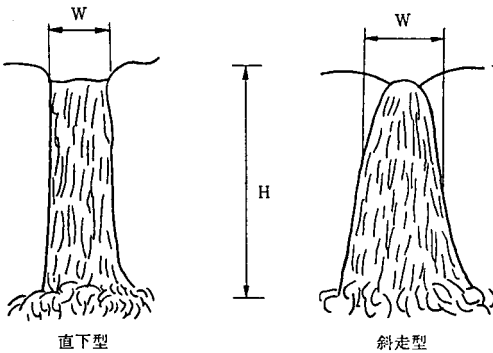


図 3.3 流下のしかたによる滝の見え方の違い

つぎに、滝の流身の形について分類を行ってみる。ここでは、直流滝、分流滝、階段滝、潜流滝、疊滝、双子滝(複数滝を含む)という7分類(図 3.4 参照。このうち、階段滝は滝が何段になって流下していくかを表わすものとして別のレベルの分類と考える)を 61 葉の滝サンプルに適用すると表 3.3 のようになる。この結

表 3.3 流下のしかたと流身の形による分類結果

流下のしかた \ 流身の形	流身の形					
	直流滝	分流滝	双子滝	潜流滝	疊滝	滑滝
直下型	29	(1)	5	3	0	0
斜走型	7	9	1	0	4	2

() は分流滝にも見えるもの(三条の滝)

果と、滝の成因とを考え合せると、直下型に疊滝と滑滝は存在せず、斜走型に潜流滝が存在しないという点を確認することができる。また、直下型に分流滝が少く、多くは一枚落しの直流滝となること、一方、斜走型では双子滝にならず、直流滝ないし分流滝になること等も読みとることができる。これは滝の成因のうち土壌的な条件を考えれば頷くことができよう。この結

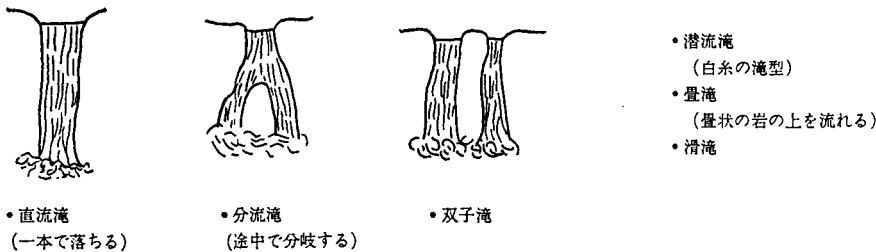
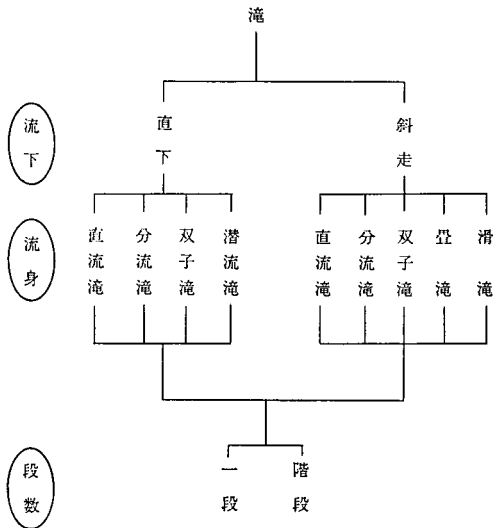


図 3.4 流身の形の分類

表 3.4 滝景観のパターン分類



果より滝の流下のしかたと流身の形とによって滝の景観をパターン分類する場合、表 3.4 のようになるといえる。

さて、以上で滝景観のパターン分類を行ったわけであるが、このパターン分類で注目すべき点は、パターンが滝の形で規定されており、水量には依存していないことである。しかしながら、今回の分類を行ったあと、写真をパターン間で比較してみると、水量が減少することによって直流滝であったものが、流身の途中の岩が水面上に突き出てくるため分流滝ないし双子滝になると推察できるものとか(写真 3.1)、水量が多いときは水面がもり上がっているため直下型に見えるが、水量が少いと岩盤の傾斜の影響が大きくて斜走型になると考えられるものとかといった、パターン間の遷移を認めることができた。このパターン間の遷移は、その変化が大きいときには滝の景観的印象に影響することになるため、滝の景観評価においては十分に留意しておくことが必要であろう。



直流滝 ← 三条ノ滝 → 分流滝に近い

(水量が多いため直流滝に見える
出典「日本の山」P 339)

(水量が少ないときは、流身のなかに岩が突き出てくる
出典「湖と溪谷」P 134)

写真 3.1 水量の多少と滝パターン (直流滝⇔分流滝)

3.3 滝景観の評価軸と評価要因

滝景観の構成要因は 3.1 で整理した。しかし、滝の景観評価を行ううえでは、各構成要因がどういった関係で評価に係わっているかを明らかにしておく必要がある。この検討のために、上原による文献の再整理と、17ヶ所の滝の現地観察にもとづいて表 3.5 のように評価軸と評価要因をまとめた。

表 3.5 評価軸と評価要因

評価軸	評価要因
1. 水量適否感	(1) 水量 (Q) (2) 滝までの距離 (D) (3) 視点高 (h) (4) 水音
2. 風景評価	
2.1 プロポーション	(1) 滝の高さ (H) (2) 滝の幅 (W)
2.2 見え掛り	(1) 滝の見込角 (θ または D/H) (2) 滝までの距離 (D) (3) 視界の障害物
2.3 滝の姿態	(1) 流身、流下の状況 (2) 滝の見込角 (θ または D/H) (3) 視軸方向 (ϕ) (4) 滝壺の深さ
2.4 趣	(1) 視点高 (h) (2) 滝の高さ (H) (3) 上流の見え方 (4) 滝の高さ/滝の幅 (H/W) (5) 添景 (6) 日射方向
3. 周辺の雰囲気	(1) 環境の自然さ (2) 人工物の存在 (3) 信仰の対象 (4) 滝へのアプローチ
4. 景の多様性	(1) 視点の多様性 (2) 季節の変化

滝景観の評価軸としては、水量感（水量適否感）、美しさ（風景としての評価）、周辺の雰囲気、景の多様性の4つをとりあげている。各評価軸に関係する滝景観の構成要因をあらためて評価要因として表に整理しているが、そのなかの主なものについて少し説明を加えておくことにする。

水量感ないし水量適否感は、滝にとって多すぎず、少なすぎない最適水量であり、各滝についてそのような水量があるものと考えられる。

美しさあるいは風景評価に関しては、滝のプロポーションのよさ、滝を主景としたときの見え方（見え掛り）のよさ、滝のすがたかたちのよさ、滝のもつ趣といった4つの副次的評価軸に分けて考えることができる。

第1のプロポーションは、滝の縦と横の比で捉えられる。

第2の見え掛りは、上原によると D/H が 1.5 から 2.0 の間、植生の状態がよければ 3.0 位までの範囲*のとき最も理想的に見えるとしている。この $D/H=2.0$ ($\theta=27^\circ$) という値はメルテンスの法則として有名な「優れた芸術的建築物を全体として見る」ときの見込角の限度と一致している。また $D/H=3.0$ ($\theta=18^\circ$) はズッカーのいう「一群の対象として見る」ときの見込角の限度と一致している。さらにレオナルド・ダビンチが「絵画をかくとき、対象の大きさの5倍の位置からかく」としていることも一致している。 D/H については、その値が4以上になると「相互の影響力がうすれて……コネクターが両者の間にはしい距離」（芦原義信、「外部空間の設計」）になるという考察とか、上原が指摘するように D/H が大きくなりすぎると、滝は主景ではなくなり添景として眺められるようになるといった知見がある。

第3の滝の姿、形に関係する評価要因に、流身、流下の状況があるのは当然のことであるが、表 3.4 で整理したパターン分類がどのように評価と係わっているかについては、全く知見がなく、文献を見ても個人的な感想を読み取る

*）滝に対する見込角 θ でいいかえると、 36° から 27° 、植生の状態がよければ 18° の範囲であれば理想的であることになる。

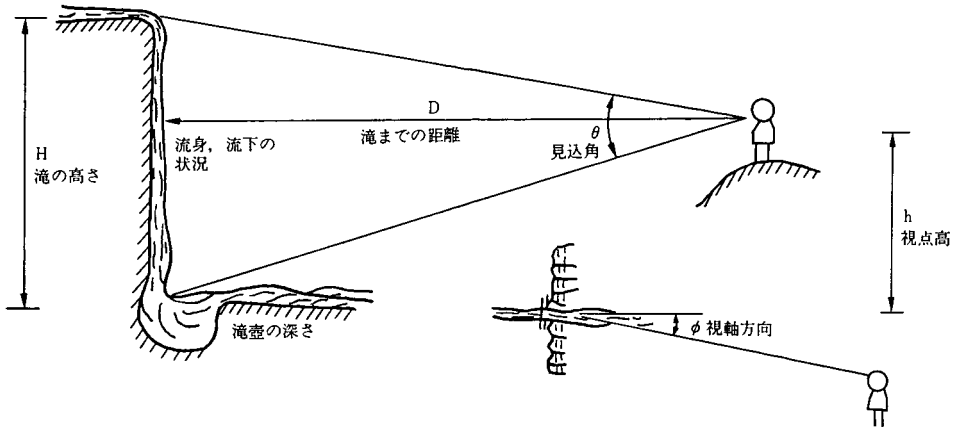


図 3.5 滝の見え掛りと姿態に関する主な評価要因

以上のことはできない。この点については重要な検討課題であるといえよう。

第4の趣については、表3.5に添景に関する評価要因と、その関係性がふれられている。この関係性は上原による考察であり、かなり情趣的、あるいは趣味的といえるものも含まれているかも知れないが、筆者の現地観察からは概ね肯定できるものといえよう。視点の位置も評価要因としてあがっている。視点の位置は水量感にも関係する要因である。これについて、上原は $D \approx 2H$ で、 $h \leq \frac{1}{2}H$ の（滝までの距離が滝の高さの2倍位で、滝の高さの半分ないしそれよりやや下くらいに視点高がある）ものを最適としている（図3.6）。しかし、これについても、筆者の現地観察から考えると一応受け入れ

られるものの、他の知見によって裏づけられているものではない。

3.4 滝景観の評価実験

滝景観の評価について文献、現地観察にもとづいて述べてきたが、それらの妥当性を以下、心理実験を通して検証する。

3.4.1 分析対象とした滝

分析の対象は可能な限り数多くすること、滝パターンに変化をもたせること、水量のレンジを大きくとることを考慮して現地調査を行った。しかし、場所的、時期的、時間的制約、データ測定用機器の制約により、現地調査した滝のなかでも、収集できたデータ項目にはバラツキがあった。

結果として、写真撮影（滝自体と滝の下流部、可能な場合は滝の上流部）と現地観察を行った滝が26滝であり、そのうち評価要因についてのデータ収集が可能だったものは河津七滝、西沢溪谷を中心とした16滝であった。

3.4.2 滝景観の評価実験

前節の滝景観の評価軸では、水量感（水量適否感）、美しさ（風景評価）、周辺の雰囲気、景の多様性という4つの軸をとりあげた。このう

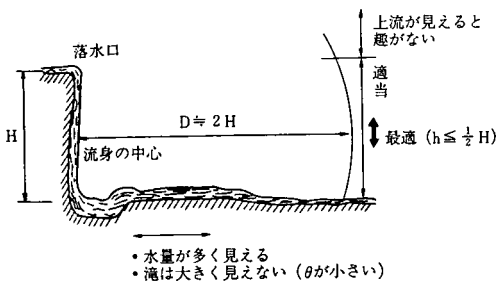


図 3.6 視点位置の評価への係わり

ち周辺の雰囲気と、景の多様性は現場でなければ十分には感じることでない評価軸である。本分析では、写真を用いた評価実験（心理実験）を行うという条件により、この2つの評価軸については検討しなかった。また、現地観察などから水量感と水量適否感、滝景観に関しては非常に相関が高いものと推察できるが、一応2つの軸として分離してとりあげた。

以上より、滝景観の評価実験では、水量感、水量適否感、風景評価の3軸について調査した。なお、これら3軸は、つぎの意味として用いている。

「水量感」：河川、滝の水量を多いと感じるか、少ないと感じるかの判断

「水量適否感」：よい景色を保つうえで、水量が適当か否かの判断

「風景評価」：風景全体として良いか悪いかの判断

これら3軸について、被験者に写真を見せ、各写真ごとに絶対評価を回答してもらった。

被験者は電研職員を主とした26名であった。26名という被験者数は一般的な心理実験としては少ないものであるが、滝景観の評価についてプレテストした結果からは、統計的には有意な結果が導かれるだけの被験数と判断できたためである。

被験者に呈示する景観写真は52枚のプリント写真（サービスサイズ）で、滝が26枚、滝の上流ないし下流が26枚である。

写真の選択では、滝の全景が写っていること、とくに視界の約1/3程度の見込角であること*1)、滝見台のような視点があるときは、その地点からの写真を採用すること等を基準にして行った。なお、いくつかの滝では視点位置が地形的に限られており、ある特定の位置からしか

写真がとれなかった。

3.4.3 実験結果の集計

実験に用いた52枚の河川と滝の写真に対する、水量感、水量適否感、風景評価という各評価軸の評価値は0~12の値をとる。

評価について、評価軸間の相関をみると表3.6のようになる。滝およびその上下流を含めて相関をとった場合は、水量感と水量適否感との相関係数は0.944と非常に高い。これは前節の評価軸について定性的に述べた点と一致している。さらに滝と滝の上下流とを分割して、それぞれで相関をとってみると、滝だけでは水量感と水量適否感の相関は0.968と極めて高い値となっている。一方、それらの2軸と、風景評価との相関は約0.6であり、比較的相関が低い。この相関係数の大きさから、滝の風景評価は水量感や水量適否感以外の他の要因による影響が関与しているものと推測できる。

表 3.6 評価軸間の相関

		水量感	水量適否感	風景評価
全 体 (滝と上下流)	水量感	1.000	0.944	0.754
	水量適否感	0.944	1.000	0.758
	風景評価	0.754	0.758	1.000
滝	水量感	1.000	0.968	0.610
	水量適否感	0.968	1.000	0.607
	風景評価	0.610	0.607	1.000
滝の上下流	水量感	1.000	0.916	0.700
	水量適否感	0.916	1.000	0.751
	風景評価	0.700	0.751	1.000

3.5 滝景観の評価モデル

3.5.1 滝と河川の評価値の比較

実験に用いた写真のうち、滝と滝の上下流が

*1) 視界の $\frac{1}{3}$ の見込角を対象が占めているとは、視界を注視野（約60°）とすると、 $D/H=3.0$ であることを意味している。これは前節で述べたように、対象を絵画的に見るときの位置関係に相当している。

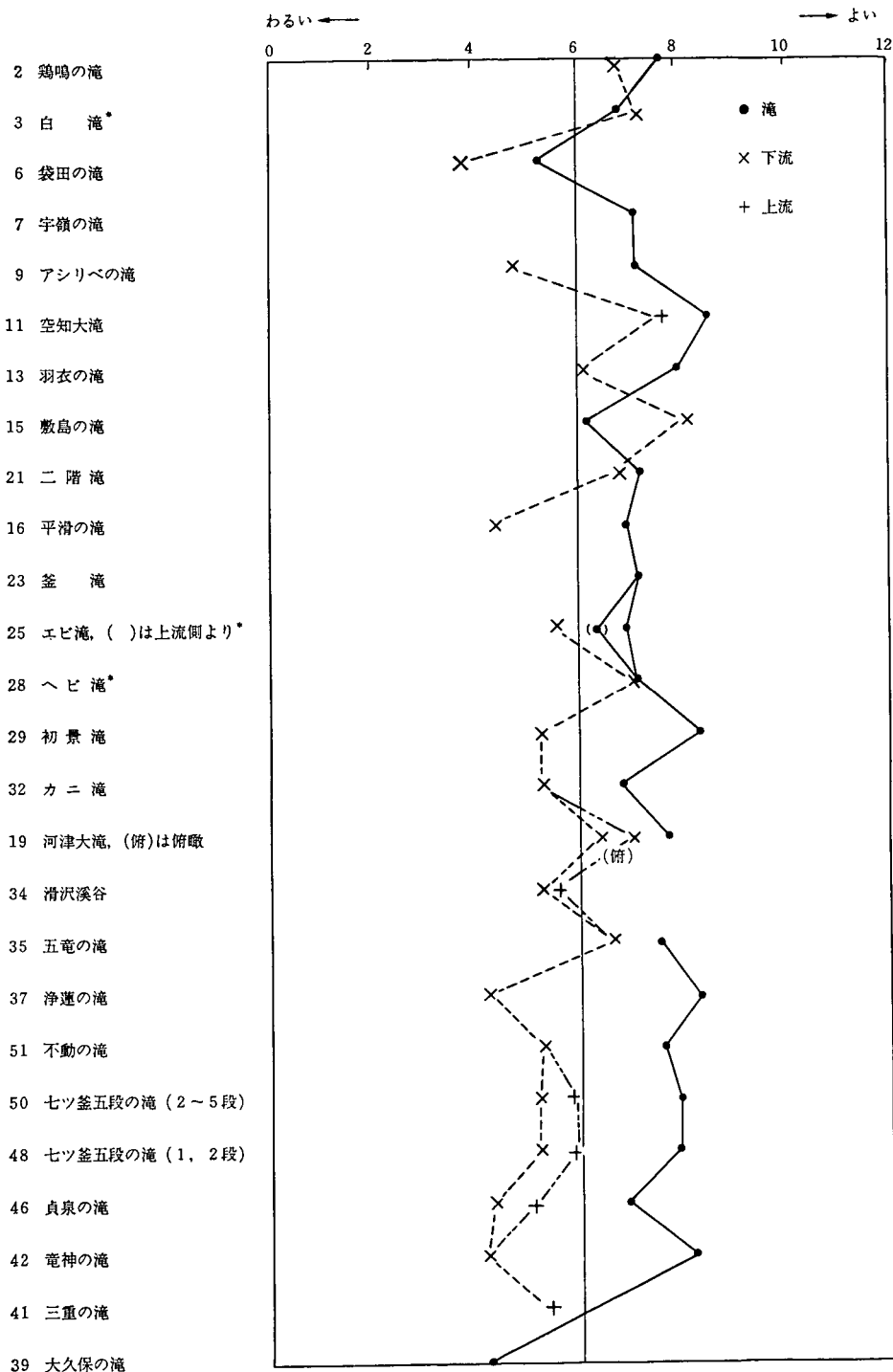
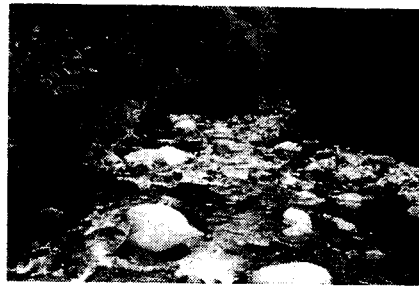


図 3.7 「風景評価」についての滝と上下流の評価値比較
(*は差が有意でないもの)

対応づけられるものについて、両者の評価値を比較してみた。分析は3つの軸について行ったが、以下では総合的評価軸である「風景評価」についてのみ述べる。比較結果を図示したのが図3.7である。図をみると、風景評価では2地点（白滝、敷島の滝）で上下流の方が滝よりも評価値が高くなっている。滝と上下流のセットの比較が可能なサンプルは22地点（上流、下流を別々にして、滝と比較するとすれば27ペア）であるから、概略、滝の方が評価値は優れていることが推察できよう。ただし、評価値のばらつきが存在することを考えておくことも必要である。そこで、平均値の差が有意か否かを検定してみた。この検定で評価値に差がないとされた比較対を除いてみると、風景評価では敷島の滝の1地点で滝の方が劣っているが、他の23地点で滝の方が優れている。以上の比較結果より、滝の評価値と、滝の上下流の評価値との比較では、滝の方が優れていると結論づけられる（写真3.2）。なお、敷島の滝の下流部の

写真は、水の色が極めて美しく、そのため風景評価がよくできたものと考えられる。

さて、滝自体と滝の上下流との景観評価は滝の方が優れているという結論が得られたといえるが、河川景観の評価は、周辺の人工化の度合（人工物率）等景観の阻害要因によって大きな影響を受けることになる。したがって、単に滝と滝の上下流の評価値を比較するのではなく、その評価値が阻害要因等の影響を受けているかどうか、また、視点位置や、植生、岩等添景に関する評価要因が大きく相異しているかどうか等の確認もしておかなければならない。今回の実験で扱った写真での人工物の存在は、滝、上下流とも2地点であり、その程度は大きなものではなかった。植生等添景もほぼ均質といえた。ただ、視点位置が滝の場合、地形、水面、岩等により相当限定されるのに対し、滝の上下流では水際近くまで接近することが可能であったため、視点位置の設定では差が生じていた。したがって、滝と滝の上下流との景観評価を比



滝 ← 河津大滝 → 滝の直下流

（滝の上下流部よりも、滝自体の「水量感」、「水量適否感」、「風景評価」の方が優れている）

写真 3.2 滝の評価と滝の上下流の評価

較する際には、人工物の存在等の影響を排除して行うこと、視点位置の設定にあまり極端な差が生じないようにすること等を十分留意しておくべきであろう。

3.5.2 評価モデルのための評価

3.3 で滝景観の評価要因について述べた。ここでは景観評価実験の結果から、評価要因を少数に絞り、あとで検討する滝景観評価モデルに生かすことにする。

まず扱うことのできる評価要因と、扱うことが困難な要因とが存在するため、後者は予めの

ぞいておくことにする。そのような要因には、水量（水量の測定は今回行っていない）、水音、滝壺の深さがある。また日射方向は現地でさほど明らかではなかったため除くことにする。このように取り除いた後、検討の対象とした要因は、視点高、滝までの距離、滝に対する見込角、視軸方向、滝の高さ、滝の幅、 H/W 、流下のしかた、流身の形、滝および滝壺の水しぶき、添景としての岩の状態、滝上流の見え方、人工物の存在、前景（視点と滝壺の間の状態）という 14 要因である。なお、14 要因のうちカ

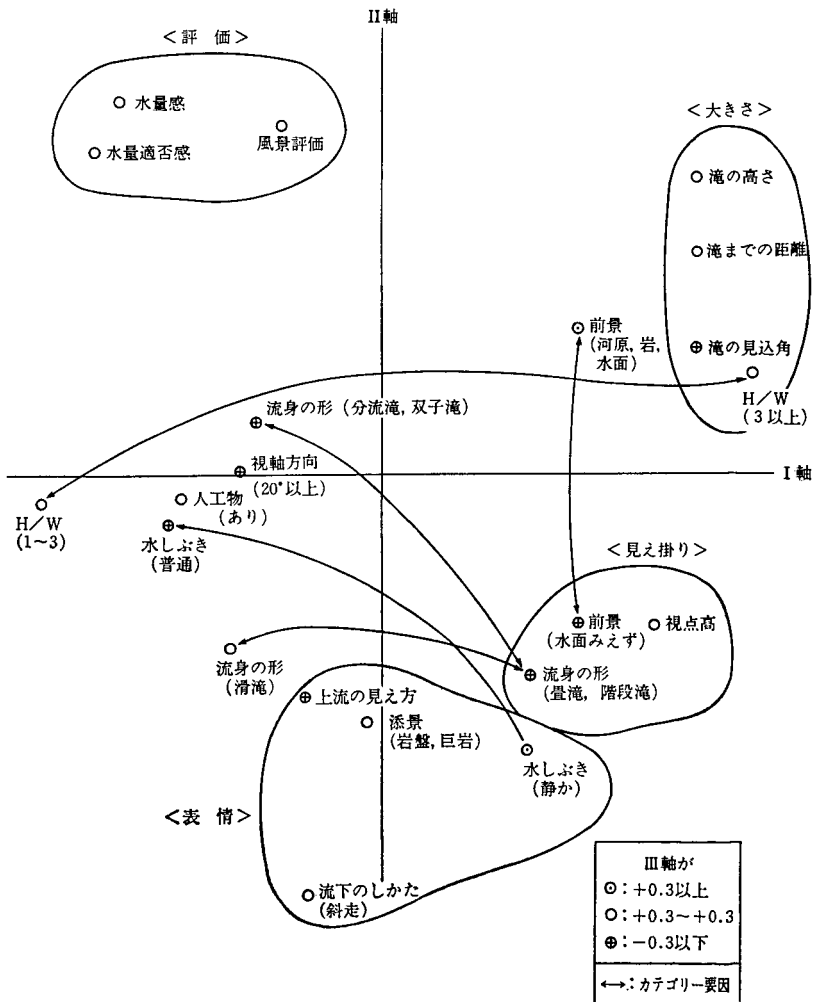


図 3.8 因子負荷量を用いた変量の位置関係

テゴリー要因は9つあり、結局 29 カテゴリー（定量要因を含む）となった。このデータを見ると、流身の形に関して分流滝と双子滝は各1サンプルしかないため、最も近い形である双子滝と分流滝とを合せて扱うことにした。

さて、以上の 14 要因 29 カテゴリーについて、16 の滝景観の写真に対する評価値との相関をとり、各要因、カテゴリーが3つの評価軸とどう関係しあうかを検討した。すなわち、29 カテゴリー間の相関行列をもとに主成分分析を行った。そこで得られる因子負荷量を用いて変量（カテゴリー）をプロットすると図3.8のようになる。このプロット図からつぎのような点が見える。

まず評価軸は3つとも近くに布置されており、評価軸間の相関はあるものの、特定の個別要因と関係が強いというわけではない。むしろ、個別要因を複合してはじめて各評価軸とが関係づけられることを示している。つぎに、滝の見込角、滝までの距離、滝の高さ、 H/W はいずれも滝の視覚的大きさを規定する要因であり、一つのグループを構成している。視点高、流身の形、前景という要因は、1つのグループとなっており、滝の見え掛りを規定する要因といえよう。添景、上流のみえ方、流下のしかた、水しぶきは滝の趣、表情を生み出す要因と考えられ、これも1つのグループになっている。視軸方向と、人工物という要因はそれぞれいずれのグループにも含まれなかった。

評価要因を主成分分析することによって、評価、大きさ、見え掛り、表情という4つのグループに要因が分類できた。また視軸方向と人工物はそのグループとは別個の単独な要因であることがわかった。

3.5.3 滝景観の評価モデルの作成

滝景観の汎用的な評価モデルを作成するためには、流量、水音等今回除外した要因を含めて分析することが必要であろう。また、水量についても、同一地点で水量を変化させたときの評価への影響とか、流身の形や流下のしかたのパターンが遷移することによる風景評価への影響等を検討しなければならない。したがって、汎用的モデルを作成するためには、さらに多くの地点を対象にした調査を実施し、サンプルを増やすこと、また、各地点についての調査も、水量の調査とか、水量を変化させながらの調査を行い、詳細なデータを準備しておくことが必要である。

ここでは、データを収集することができた地点が16しかないため、要因を評価軸ごとにさらに絞り込んで、非常に単純な形の重回帰モデルを推定するしか方法がなかった。このため、一つの要因を加えたために、それと相関の高い他の要因とか、性質の類似している要因とかをとり除くことが必要であった。モデルの推定では多くの試行錯誤を繰り返しながら行った。推定された評価モデルは、適合性の検定（ F 検定と t 検定）を行い、可能な限り精度のよいものを選び出すとともに、組み込まれた要因について定性的に検定し、妥当と判断できるものを採用することにした。

結果はつぎの通りである。

風景評価の要因として、表3.5では滝の高さ、滝の幅、滝の見込角、滝までの距離、視界の障害物、流身の形、流下のしかた、視軸方向、滝壺の深さ、添景、日射方向等があげられている。視界の障害物があるものは、今回の写真には含まれていない。滝壺の深さはデータが得られておらず、日射方向は現地では明確では

表 3.7 「風景評価」のモデル

	回帰係数	評価要因	t 値	備考
E =	-0.437	*〔視軸方向〕	-1.39	〔視軸方向〕： 20°未満のとき 0 20°以上のとき 1
	-0.799	*〔流下のしかた〕	-2.10	〔流下のしかた〕： 直下型のとき 0 斜走型のとき 1
	+1.575	*〔流身が分流滝、双子滝〕	3.27	流身が直流滝のときは 0となる
	+0.806	*〔流身が滑滝〕	1.87	
	+1.434	*〔流身が壘滝、階段滝〕	2.88	
	-0.748	*〔水しぶき〕	-3.37	〔水しぶき〕： 激しいとき 0 普通るとき 1 静かなとき 2
-1.268	*〔前景〕	-3.58	〔前景〕： 水面がみえるとき 0 水面がみえないとき 1	
	+8.05			
E : 「風景評価」の評価値 $0 \leq E \leq 12$				
重相関係数 R = 0.934 F 値 F = 7.85 自由度 (7, 8)				

なかった。これらを除いた要因でモデルを推定した。

最終的なモデルは表 3.7 に示してある。評価要因として、視軸方向、流下のしかた、流身の形、水しぶき、前景が組み込まれている。このモデルは〈見え掛り〉と〈表情〉のグループに含まれる要因と、視軸方向とから構成されている。そして〈大きさ〉の要因は含まれていない。風景評価は、滝の大きさよりも、滝の見え方と表情、趣きおよび見る方向とによって判断されるというモデルとなっている。

得られた評価モデルの要因の回帰係数は、視軸方向は正面、流下のしかたは直下型、水しぶ

きは激しい、前景に水面があるという場合に評価がよくなることを示しており、妥当なものといえる。しかし、流身の形は、分流滝、双子滝、壘滝、階段滝のように変化のあるものが評価が高く、直流滝の方が評価がわるいという結果となっている。これは、滝の風景評価を行うときの人々の判断が流身の形が変化に富んでいるかどうかという点に影響されることを示していて興味深いといえよう。

4. 今後の課題

本研究によって導びかれた結果をさらに地域の新たな環境創造に生かすためには、いくつか

の課題が今後に残されている。

たとえば、具体的に地域環境の創造を目指すためには、河川におけるどのような開発行為が景観のどの構成要因に影響するのか、それに対する保全手法は何が実施しうるのか、またその効果はどうか等について、さらに詳細な検

討を進めておくことが必要である。また、関係する制度的制約、費用負担、維持・管理の問題等も検討が必要である。

(わかたに よしふみ
やまもと きみお
やまなか よしろう
経済部
社会環境研究室)

電気事業の設備投資と資金調達*

キーワード：設備投資，資金調達，財務モデル，電気事業

富田輝博 牧野文夫

〔要旨〕

電気事業の設備投資と資金調達の問題を分析するため、財務構造に焦点をおいた「電力財務モデル」を開発した。本モデルは、既開発のモデルを拡充、再構築したものであるが、主な特徴および拡張点は次のとおりである。

第1に、電力需給、資金、収支および会計の4つのバランスが同時に解かれることである。これにより、需要、収入が伸びないという低成長時代に対応して、収入、支出、設備投資、資金などのバランスをとりながら平均供給コストの長期安定化を図るための方策を探ることが可能である。

第2に、電力設備投資の着工ベースと竣工ベースとのリンクを行い、電力設備の建設期間のラグに伴う投資資金の流れを精密化したことである。この結果、電力設備（物量）と設備投資（金額）との対応が明確となり、電源構成の変化が設備投資、収支に及ぼす影響が定量的に把握されるようになった。

第3に、電源多様化投資の長期的効果を明示的に分析するため、原子力、水力に加え、火力発電設備を石油火力、石炭火力およびLNG火力に分割したことである。また、この分割により、短期的には、石油火力の稼働率が電力需給バランスの調整的役割を果たすことも可能となった。

- はじめに
 - 電力財務モデルの構成
 - モデルの概略
 - 投資基準
 - 財務モデルのブロック別構成
 - 電力設備投資の将来推計と資金調達
 - 予測の前提
 - シミュレーションの結果
 - 今後の課題
- 参考文献

1. はじめに

電気事業においては、電力需給の構造変化の中で、電力の供給コスト低減および安定供給を図るため、設備投資の適正化と財務体質の強化に取り組むことが重要な経営課題である。特に、石油危機以降、石油価格の高騰、為替レート的大幅変動、インフレの影響をまともに受けて電力収支が悪化し、数次にわたる料金改定を

行なった。このような外生的な条件による経営悪化に対処するため、電気事業は本格的に電源多様化およびコストダウンに取り組んでいる。その結果、電力経営は燃料費変動型のパターンから電源多様化投資による資本費負担が最大の収支圧迫要因になりつつあり、その抑制が重要な課題となっている。すなわち、需要、収入が

* 本稿の作成に際しては関口博正研究員の御協力を得た。記して御礼申し上げたい。

伸びないという低成長時代に対応して、収入、支出、設備投資、資金などのバランスをとりながら電気料金の長期安定化を図るための方策を探ることが課題である。

そこで、本報告はこのような目的のために開発された電力財務モデル¹⁾についてその概要を述べるとともに、財務モデルによる設備投資の将来推計の試算結果を示す。

2. 電力財務モデルの構成

2.1 モデルの概略

本モデルは、電気事業の設備投資と資金調達との相互作用メカニズムを明示的に分析するための財務シミュレーションモデルである。モデルは設備投資、電力需給、費用、資金調達、収入、貸借対照表の6つのブロックから構成され、それぞれのブロックは相互依存の関係をもっている。図2.1はモデルの概略を示したものである。

本モデルの特色は3点ある。第1に、需給、資金、収支および会計の4つのバランスが同時に解かれることである。すなわち、電力需要ブロックで電力需給と供給が需給バランスをとり、設備投資ブロックと資金調達ブロックで資金バランスをとる。また、費用ブロックと収入ブロックで収支バランスをとり、貸借対照表ブロックの資産側と負債側が会計バランスをとる。

第2の特色は、電力設備投資の着工ベースと竣工ベースのリンクをはかったことである。電力発電設備はその建設にあたって、着手してから、着工を経て竣工（運開）に至るまで数年から10年近い年月を要する。モデルでは、各電源別に、建設工事費の標準的な支払いパターンを与えることによって、設備投資竣工額を建設

期間中の各年次に配分し、これを電源プラント別に積み上げ設備投資着工額を推計した。

第3に、電源多様化投資の効果を明示的に分析するため、火力発電設備を石油火力、石炭火力およびLNG火力に分割したことである。これにより、電気事業が石油危機以降積極的に推進している石油代替電源開発の電力経営に及ぼす影響を定量的に把握することが可能になった。さらに、短期的には石油火力の稼働率が電力需給バランスの調整的役割を果たすことも可能となった。

2.2 投資基準

電気事業は設備投資の効率化、適正化に取り組んでいるが、その場合、どのような投資基準を念頭に置いているのだろうか。ここでは次の2つの戦略を考えてみよう。

① 投資最小化

② 目標設備率の達成

①は設備投資のための資本支出を最小にしようとする戦略である。この戦略は設備が過剰な場合、たしかに短期的には供給コストが低下するが、長期的に見た場合、燃料費の増加や設備の不足による供給コストの上昇により最終的には消費者は高い電気料金を負担することになるだろう。

これに対して②は、最大電力に対する電源容量の適正な割合を目標として設定することによって、長期的に平均供給コストを低減することをねらった戦略である。電気事業の設備率（電源容量／最大電力）は、供給予備率、夏季補修、所内率を考慮にいれると、1.2～1.3の

1) 本モデルの詳細については、文献〔4〕および〔2〕を参照されたい。なお、計量経済学的手法による企業モデルについての全般的なサーベイは文献〔3〕が、また電力財務モデルによる電力投資戦略の分析については文献〔1〕が参考となろう。

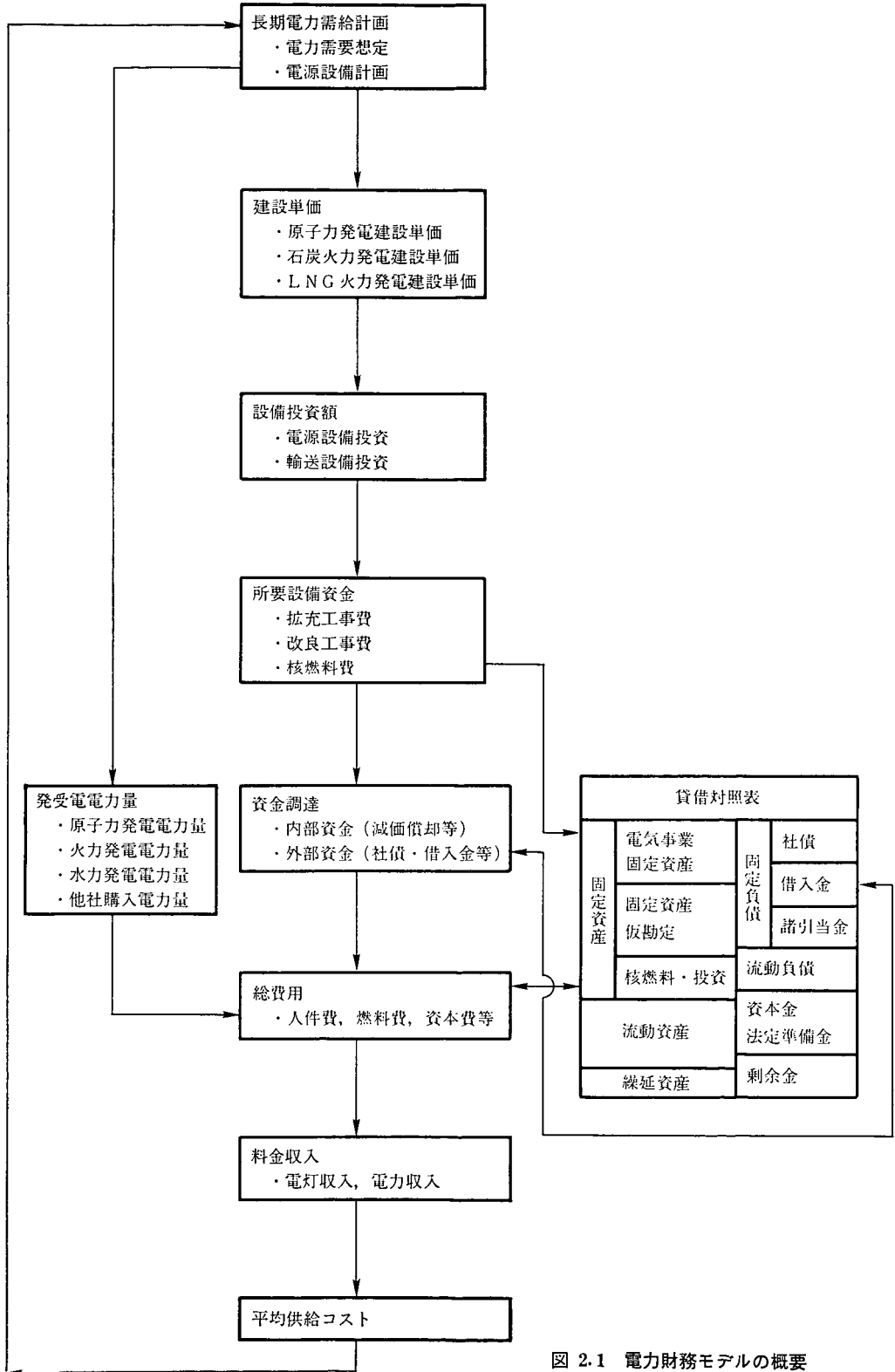


図 2.1 電力財務モデルの概要

水準が望ましいものと思われる。因みに、当所の「長期電力需給の展望」(1984年2月)では、2000年においては1.2と想定されている。電気事業の現在の設備率の水準は1.4程度であるが、これは、電源多様化投資を積極的に進めている最中のため、一時的に高くなっているものと考えられる。電気事業審議会需給部会における電源開発目標によれば、1990年の設備率は1.38、1995年は1.35、2000年は1.30と徐々に、目標設備率に近づけるように電源開発計画を想定している。

本モデルでは、電力供給コストの抑制および供給安定の観点から目標設備率の達成をめざすという投資基準を採用する。

2.3 財務モデルのブロック別構成

(1) 設備投資ブロック

本財務モデルでは、長期電源開発計画は外生である。従って、電源設備投資(物量ベース)は、各電源別に時系列的に所与のものとして扱われる。電源設備投資(竣工ベース)は、設備投資(物量)に建設単価を乗じることによって求められる。すなわち、LNG火力を例にとつて式に表わすと、

$$ISL = DQSL \times PSL \quad (1)$$

ここで

ISL : LNG 火力設備投資竣工額

DQSL : LNG 火力設備増分

PSL : LNG 火力設備建設単価

である。建設単価は基準年(1984年)の建設単価が建設デフレタ分だけ年々上昇するものとする。

(1)式に示すように各設備投資の竣工額は時系列的に将来の計画値まですべて与えられる。そこで、次にこの竣工額を着工額(工事ベース)とリンクすることが必要である。各電源

設備は建設の着手から、着工を経て竣工に至るまで数年から10年近くを要する。モデルにおいては、各電源別に、標準的な建設期間および建設工事費支払パターンを想定し、各年次に配分した。

LNG 火力を例に式で示すと、

$$ISL_t = INVSL_{t-3} + INVSL_{t-2} + INVSL_{t-1} + INVSL_t \quad (2)$$

ここで

$INVSL_t = t$ 期における LNG 火力設備投資支払額

である。このように、LNG 火力と石油火力は建設期間を4年と想定し、原子力は8年、水力(一般、揚水とも)は7年、石炭火力は6年と各々建設期間を想定した²⁾。

(2)式は、 t 期における LNG 火力設備投資の竣工額であるが、右辺の t 期における LNG 火力の着工額を求める必要がある。 t 期における LNG の火力の着工額は、今期から3年後に竣工する予定の設備分まで含むから、

$$INVSL_t = \alpha_0 ISL_t + \alpha_1 ISL_{t+1} + \alpha_2 ISL_{t+2} + \alpha_3 ISL_{t+3} \quad (4)$$

と表される(表2.1)。ただし、 $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ は LNG 火力の建設工事費の支払係数で、 $\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1.0$ である。その他の火力、原子

2) 建設費支払関数は数学的には次式のように近似できる。

$$C_t = TC(1 - \cos(\pi/2 \cdot t/T))^b \quad (3)$$

ここで

T = 建設期間

t = 建設期間中のある時期

TC = 総建設費

C_t = 建設期間のある時期までの建設費支払累積額

である。RAND コーポレーションの Mootz の推定によれば、パラメータ a の値は石炭火力 3.2386、原子力 4.0820、 b の値は石炭火力 1.2932、原子力 3.2495 と推定されている。我が国については、パラメータ推定に十分なデータが公表されていないため、一部電力会社の実績値をもとに、各電源別に支払額の標準パターンを想定した(Mootz, W, *Cost Analysis of Light Water Reactor Power Plants*, RAND Corporation, 1978 参照)。

表 2.1 設備投資の着工ベースと竣工ベースの関係

		竣 工 年 度			
		t	t+1	t+2	t+3
着 工 年 度	t-3	$\alpha_3 I_t$			
	t-2	$\alpha_2 I_t$	$\alpha_3 I_{t+1}$		
	t-1	$\alpha_1 I_t$	$\alpha_2 I_{t+1}$	$\alpha_3 I_{t+2}$	
	t	$\alpha_0 I_t$	$\alpha_1 I_{t+1}$	$\alpha_2 I_{t+2}$	$\alpha_3 I_{t+3}$
	t+1		$\alpha_0 I_{t+1}$	$\alpha_1 I_{t+2}$	$\alpha_2 I_{t+3}$
	t+2			$\alpha_0 I_{t+2}$	$\alpha_1 I_{t+3}$
	t+3				$\alpha_0 I_{t+3}$

備考) 建設期間が4年の場合の例示
 I_t : t期における設備投資竣工額
 α_i : 竣工期よりi期前の建設費支払係数

力、水力についても(4)式と同様にあらわされ、電源プラントすべてを合計したものが発電設備投資の着工額である。

輸送設備については、発電設備と同様、建設期間が数年に及ぶものもあるが、ここでは簡単化のために、今期着工した輸送設備はすべて翌期竣工するものとした。また、i期の輸送設備投資着工額は電力需要(kWh)の関数とした。

設備投資の着工ベースでは、拡充工事資金(発電設備、輸送設備)の他に、改良工事資金と核燃料資金も含まれる。改良工事資金は、最近、石油火力からLNGまたは石炭火力への燃料転換工事および公害防止等の環境関係投資が増加している。関数形としては、発電設備期首残高および設備近代化率を用いる。設備近代化率は、発電設備および各輸送設備の期首残高に占める最近3ヶ年の新設設備投資(いずれも物量ベース)の割合を、各設備残高(金額ベース)で加重平均したものである。

(2) 資金調達ブロック

最近における企業の資金調達の一般的特徴は、所要資金に占める内部資金の比重が上昇している点である。法人企業全体では、高度成長末期の1970~73年度の平均で内部資金(減価償却と留保利益)の比重は35%、外部資金の

それは65%であった。これに対し、最近の1980~82年度の平均では内部資金と外部資金の割合は52%対48%と逆転した(表2.2)。

表 2.2 法人企業・電気事業の資金調達構造の変化 (単位: %)

年 度	1970~73	1980~83*
法人企業		
内部資金比率	35	52
外部資金比率	65	48
借入金	90	83
増資・社債	10	17
電気事業		
内部資金比率	41	55
外部資金比率	59	45
借入金	44	64
増資・社債	56	36

*: 法人企業は1980~82年の平均
 資料: 法人企業については鈴木淑夫「金融自由化と金融政策」東洋経済新報社(1985年)に基づき作成。

もう一つの資金調達の特徴は、外部資金の調達ルートが多様化が目立つ点である。1970年~74年に全体の83%を占めていた円建借入が1981~83年には48%へ低下し、代わって海外からのインパクト・ローン、内外市場での増資、起債(とくに外債発行)の比重が上昇している。

一方、電気事業における資金調達の実績推移を見ると、1970年代は平均して内部資金比率は40%程度と外部資金比率を下回っていた。その理由はインフレ、石油危機に伴う燃料費の高騰等、電力収支の悪化により減価償却を定率から定額に移行したこと、および内部留保、工事費負担金等の減少によるためである。しかし、82年以降、経営収支も改善され、内部留保の充実につとめた結果、内部調達比率は60%程度と外部資金との立場を逆転した。すなわち、減価償却は定額から100%定率が採用されるようになったこと、および核燃料再処理引当金、核燃料減損額が内部留保のうちの大きなウ

ェイトを占めるようになったことが主な要因である。

次に、資金調達ブロックの定式化を考えるにあたって、設備資金の調達がどのような考え方で行われるか検討してみよう。資金調達の目標としては、資金コスト最小化あるいは自己資本比率の向上等が考えられる。電気事業の資金調達行動は、資金コスト最小化行動を優先し、自己資本比率は社債発行限度枠を満たす範囲内で最小限に押さえられてきたため、昭和 30 年代の 30% から一貫して低下傾向を続け、最近では 15% 程度の水準にとどまっている（表 2.3）。

表 2.3 自己資本比率、社債発行倍率の推移

年 度	35	40	45	50	55	56	57	58
自己資本比率(%)	33.3	31.4	27.1	18.5	14.0	14.3	15.3	15.2
社債発行倍率	0.6	0.9	1.4	1.8	2.8	2.7	2.7	2.6

商法では、社債発行限度は資本および準備金か純資産額かのいずれか少ない額の 2 倍までとなっているが、51 年制定の電気事業特例法により 10 年間の時限立法で 4 倍まで認められた。しかし、これも 60 年度で期限切れとなり、70 年度末までには元の 2 倍に戻されなければならない。4 倍のまま延長するのか、あるいはさらに限度枠を拡大するのが検討が必要となろう。因に、社債発行残高は 58 年度末で 7 兆 3,142 億円に達しており、社債発行倍率も 9 電力会社平均で 2.6 倍、高い会社で 3.1 倍と発行余力が乏しくなっている。

社債の発行については、最近では金利の低いスイス市場で、スイスフラン債の発行や、6 年債、10 年債、12 年債の発行を行うなど資金調達の多様化・効率化に努めている。また、円の国際化、金融の自由化の進展に伴い、電力の外債発行はますます増加するものと考えられる。

しかし、外債建債務は為替リスクをもたらす恐れがあるため、電気事業は円・ドルリンク債、スワップ債等、為替リスク回避策を講じながら低コスト資金導入のために一層多様化に努める必要がある。

所要資金のうちの内部資金を除いた残りは外部資金で調達する（本ブロックではすべて純増ベースで扱う）。その場合、金利の最も安い社債をまず調達し、増資は社債発行限度枠との関係で社債と同時決定する。そして借入金が最終的に資金調達のバランス項となって帳尻をあわせるものと想定する。増資については、過去の実績では電気事業は収支状況、社債限度をにらみながら、二、三年に一度、二割増資ないし三割増資を行ってきた。しかし、今後は増資に伴う配当負担の増大が収支を大きく圧迫すると予想されるので、従来の発行間隔で増資を続け社債発行枠を拡大するには限界がある。借入金を資金のバランス項目としたことは、電気事業が必要な資金は最終的には市中借入によって賄うことができると仮定したことになる。現実には、銀行法により大口融資規制があるため、特定の金融機関から一定限度以上を借りられない。そのため、電気事業は市中銀行や生命保険会社などからの借入に加えて、農林中央金庫、全国信用金庫連合会、年金信託からの新規借入を行い、資金調達の多様化を進めている。

このように、高度成長期の量的確保を最優先した調達パターンから、低成長時代に入って、資金コストの低減をはかるといった質的側面を重視して長期安定的資金を確保するという考え方への転換が進められている。

（3）費用ブロック

電気事業における費用項目は次の 7 つに分けられる。人件費、燃料費、修繕費、支払利息、

減価償却、他社購入電力料、その他費用である。これに純利益を加えたものをここでは総括原価と呼ぶことにする。

総括原価を構成比でみると、幾つかの特徴があげられる。人件費は昭和33年の20%から一貫して低下を続け、昭和55年に10%を切ったからほぼ8%と横ばいの水準となった。電気事業ではこの間、従業員数が9社合計でほぼ13~14万人とコンスタントの状況を続けている。製造業ではこの間、大幅に雇用が増加したのに比し、電気事業は合理化および業務の委託化に努め雇用増を抑制した結果、人件費のウェイトが低下した。

費用構成のうち最も大きなウェイトを占める燃料費は二度にわたる石油危機によって大幅に増大した。特に、第一次石油危機直後の昭和49年度には38%まで占めるに至ったが、原子力発電の増加および燃料価格の低下により、58年度は30%へと低下した。

次に、資本費関係の費用項目のうち、減価償却費については、石油危機以降、燃料費増の影響を受けて、定率償却から定額償却へ移行したため、10%を切る水準となった。しかし、代替エネルギー投資の促進および建設価格の高騰に伴う巨額の設備投資に加えて55年以降、一部定率が導入され、58年には100%定率に戻ったため、減価償却費のウェイトは再び10%台にもどった。また、支払利息はほぼ一貫して10~12%の水準を続けているが、これは投資資金を外部資金に大きく依存したためである。修繕費は7~10%の水準を推移しているが、収支状況に対応して変動する傾向がみられる。

その他費用は、固定資産税、事業税および電源開発促進税などの諸税、委託税、研究費、貸借料、損害保険料、使用済核燃料再処理引当金

等種々の項目から構成される。20%程度の構成費であるが、最近、電源開発促進税の税率アップによる増加や原子力発電電力量の増加に伴う再処理引当金の増加等により漸増傾向にある。

次に、-費用ブロックのモデルの定式化について述べる。人件費は、給料手当が大部分を占めるため、従業員一人当たりの平均賃金および従業員の関数とした。

燃料費は火力燃料費と核燃料減損額より構成される。火力燃料費は、石炭、石油、LNGの火力発電設備別の燃料消費量に、各々燃料単価を乗じてこれを合計した。各燃料消費量は発電電力量より換算される。各燃料単価は外生とする。核燃料減損額は原子力発電電力量により求められる。

減価償却費および修繕費は、基本的には電気事業固定資産期首残高によって決まるものとした。ただし、修繕費については、設備年齢の高まりとともに修繕費が増加すると考え、資本のヴィンテージの指標として設備近代化率を追加した。

支払利息は、社債および長期借入金の関数とする。いずれも期首残高と期末残高の平均値を説明変数とする。なお、ここでいう支払利息は総支払利息、つまり建設中利子も含めたものである。建設中利子は固定資産の原価となり、その年度の費用には算入されないので、建設中利子分は便宜上、その他費用から控除する。その他費用は諸税をはじめ、種々の費用項目を含むので、収入および総資産期首残高の関数とする。税引前純利益は配当および法人税支払のための所要利益として確保されると考えて資本金の関数とした。

(4) 貸借対照表ブロック

貸借対照表ブロックは資産の部と負債・資本の部から構成される。資産側項目として、電気事業固定資産（土地を除く）、土地、固定資産仮勘定、その他固定資産（事業外固定資産、核燃料、投資等）、流動資産・繰延資産に分類した。負債側項目は、固定負債、流動負債に分類する。固定負債は社債、長期借入金（長期未払債務、関係会社長期債務および雑固定負債を含む）および退職給与引当金など（使用核燃料再処理引当金他を含む）から構成される。会計上は一年以内に期限到来の固定負債は流動負債に

分類されるが、ここでは支払利息算出の必要上、固定負債の社債、長期借入金に各々含める。従って、流動負債からは一年以内に期限到来の固定負債は除く。資本項目は資本金、法定準備金、剰余金から構成される。剰余金は利益留保性引当金として扱い、剰余金の中に含める。

以上の分類に従って、貸借対照表ブロックのモデルの定式化を行う。貸借対照表の各項目はすべてストック変数であるため、基本的には会計的恒等式、すなわち、

$$\text{期末残高} = \text{期首残高} + \text{期中増減}$$

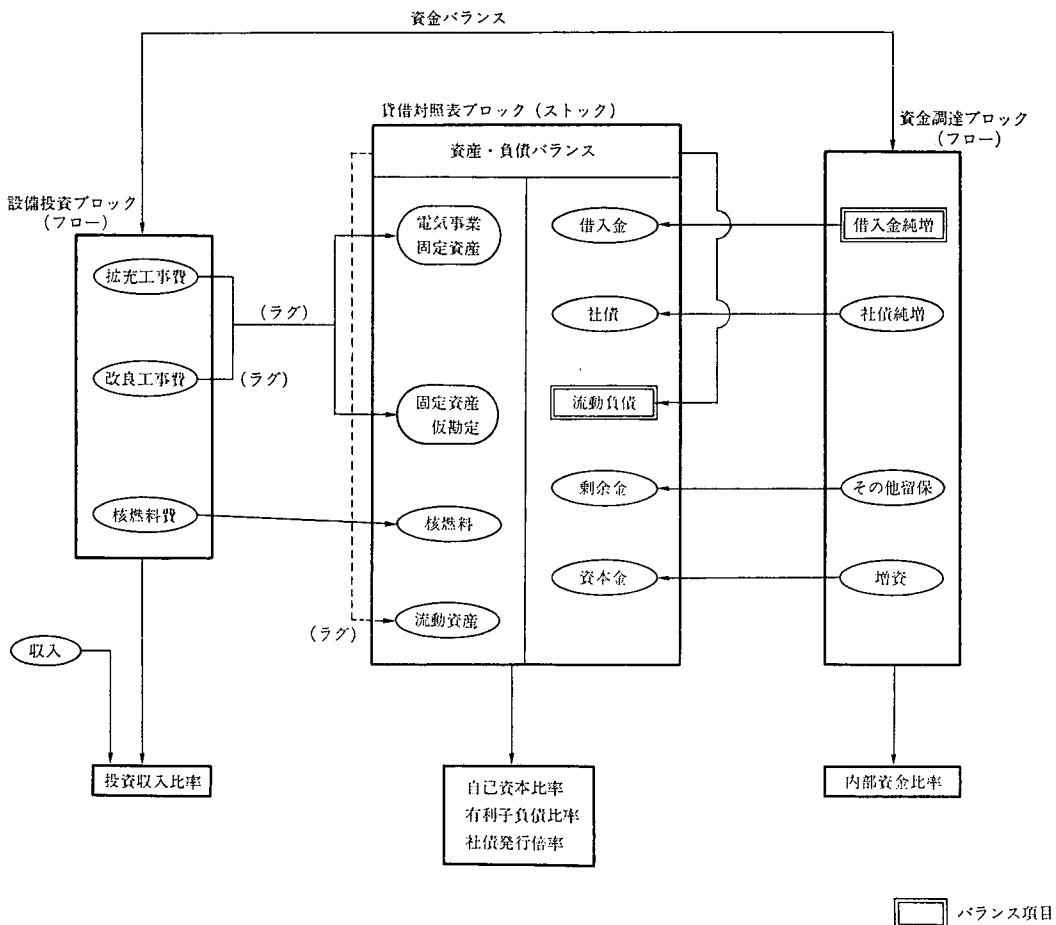


図 2.2 設備投資と資金調達の関係

という形をとる。しかし、モデル設定上、関数形を採用した変数もある。固定資産仮勘定、その他固定資産、流動資産がそれである。固定資産仮勘定期末残高は固定資産仮勘定期首残高、設備投資着工額、設備投資竣工額の関数とし、その他固定資産および流動資産は総資産期首残高の関数とする。

最後に、貸借対照表の資産側と負債・資本側はバランスさせなければならない。資産側、負債・資本側の各項目を別々に積み上げて両者が一致する保証はない。そこで、両者をバランスさせるため、バランス項目として流動負債を用いる。以上、設備投資と資金調達の間接関係を貸借対照表と関係づけて図示したものが図 2.2 である。

(5) 電力需給ブロック

電力需給構造は二度にわたる石油危機を契機として大きな構造変化をとげてきた。電力需要の伸びは高度成長期(1960~73年)においては10%を越す大幅な増加を示したが、第一次石油危機後(1973~79年)においては4~5%と半減し、さらに、第二次石油危機後(1979~82年)は、需要はほぼ横ばいの状況となった(表 2.4)。このような需要構造の変化は経済の低成長化への移行、電力多消費型から電力寡消費型への産業構造の変化に加えて、省エネルギーの浸透等を反映したものである。83年以降、景気の回復、気温の影響等により、需要の伸びは5%を越えたが、基調的には低成長傾向は変わらないと考えられる。なお、最大電力も電力需要量と同様の伸びを示しているが、83年、84年については猛暑の影響で需要量を上回る伸びを示している。

他方、電力供給構造もエネルギー供給の脆弱性、石油価格の高騰等により、大きな影響を受

表 2.4 電力需要の伸びと経済成長
(年平均伸び率：%)

年 度	1960~73	73~79	79~82	82~84
電力需要	11.0	4.5	0.8	5.6
電灯	13.8	6.4	2.2	6.3
電力	10.3	4.0	0.4	5.4
最大電力	11.3	4.5	1.1	7.3
実質 GNP	9.5	4.0	3.7	4.8
電力・GNP 弾性値	1.16	1.13	0.22	1.17

け、電力供給の安定、供給コストの抑制を図るため、石油代替電源の開発を推進してきた。すなわち、石油危機直後の1975年には発電電力量構成比で石油火力は63%を占めていたが、電源多様化を積極的に進めた結果、1983年の36%までに低下した。これに対して原子力は75年の6%から83年の20%へと飛躍的に増加した。

需給ブロックのモデルの定式化に際しては、以上の状況を考慮に入れて設定した。需要のうち、電灯需要関数は個人消費支出(実質)および電灯料金単価(実質)を用いる。電力需要関数はIIPおよび電力料金単価(実質)を用いる。

最大電力はベース需要部分と冷房需要部分とから構成すると考え、ベース需要は民間企業ストック期首残高(実質)で説明し、冷房需要は家庭用ルームクーラー普及率を代理変数として用いる。

供給については、各電源の発電電力量は各発電設備(kW)に稼働率(パラメータ)を乗じて求める。損失電力量は発電電力量に他社購入電力量を加えた量に一定の損失率を乗じて求める。水力発電電力および他社購入電力量は外生とする。

以上により、電力量バランスの恒等式は次式のようにあらわされる。

$$\begin{aligned} \text{需要電力量} &= \text{発電電力量} - \text{損失電力量} \\ &+ \text{他社購入電力量} \end{aligned}$$

このバランス式を成立させるためのバランス項目として、石油火力発電電力量を用いる。石油火力の稼働率を毎期変動させることによって、発電電力量を調整し、電力量バランスをとるものと想定する。

(6) 収入ブロック

電気事業は第一次石油危機以降、三度の料金改定を行った。料金改定の要因としては、原価価格の急騰に伴う燃料費の高騰と、代替電源開発投資および電源立地の遠隔化に伴う流通設備投資の増加、さらにはインフレによる建設単価の高騰等による資本費の増加によりコストが急増したのに対して、需要が低迷したため収支状況が悪化したことによる。

1960年以降の投資収入比率（電力設備投資/電灯電力料金収入）の推移をみると、図2.3に示すように年度ベースで30%から60%程度ま

で大きく変動している。これを需給構造変化の4時期の区分で見ると、高度成長期（1960～73年）は経済成長に伴う電力需要増に合わせて投資を行い、投資比率は平均で36%であった（表2.5）。第1次石油危機後、電源多様化および流通設備の遠隔化および建設価格の高騰に伴い投資比率は平均で40%と最も高い比率となった。しかし、第二次石油危機後、需要が横ばいとなり収入増が期待できにくいにもかかわらず資本費が漸増し続けるため、設備投資のペースをスローダウンさせ、80年以降横ばい状態が続いている。

収入ブロックにおけるモデル設定上留意すべき点は電気料金が原価主義の原則にもとづいて決定されるということである。原価主義のうち総括原価主義の原則は、電気を供給するのに必要なすべての費用に事業報酬を加えた予想原価と電気料金からの予想収入とが見合う必要があるという考え方である。本モデルでは総括原価

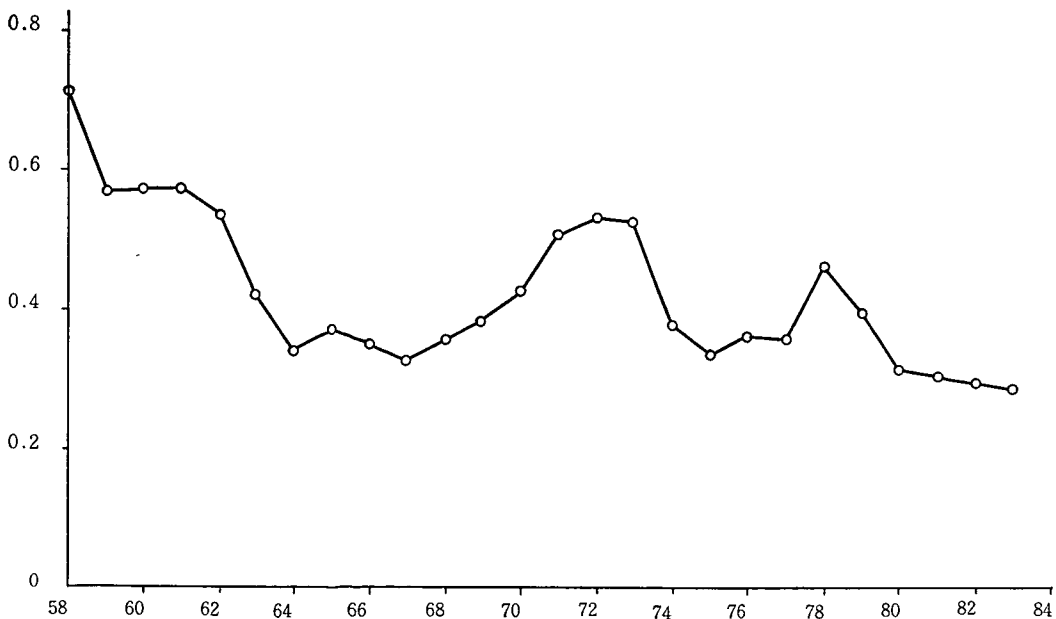


図 2.3 投資収支比率

表 2.5 電力投資比率の推移

(単位：%)

年 度	1960~73	73~79	79~82	82~84
電力需要伸び率	11.0	4.5	0.8	5.4
電力収入 "	13.1	19.0	17.8	6.0
設備投資 "	12.3	12.9	6.7	-0.3
電力投資比率	36.2	40.3	31.6	27.8

注) 84年度の数値は推定実績による。

を固定費と可変費に分類し、固定費は基本料金および電力料金により回収され、可変費は電力量料金により回収されるという考え方の下に電灯料金収入および電力料金収入を求める。

収支バランスは通常、収入から費用を差引いた利益がバランス項目としての役目を果たすが、ここでは総括原価の考え方で純利益は配当

支払のための所要利益としているため、モデル設定上、料金収入以外のその他収入をバランス項目とする。

3. 電力設備投資の将来推計と資金調達

本節の課題は、第2節で述べた電力財務モデルを使って、2000年にいたる電気事業の設備投資と資金調達に関する試算を行うことにある。まず3.1では試算を行うに際して用いた標準ケースおよび代替案の前提条件を説明する。3.2ではその前提条件に従った推計結果を示す。図3.1は財務モデルによる予測の概略を示したものである。

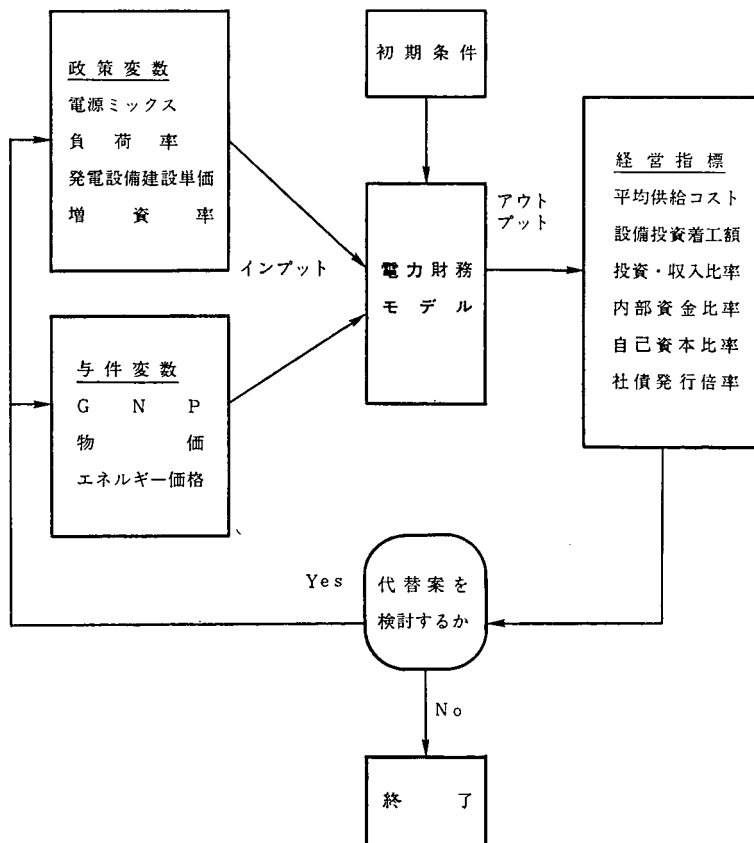


図 3.1 電力財務モデルによる予測の概略

3.1 予測の前提

標準的な前提条件を以下のように設定する。

(1) 電源計画

まず目標年である 2000 年における電源構成を、当所が示した原子力開発に上限を設定した場合の最経済的な構成とした。なお同構成値は電気事業全体を対象としたものであるため、それを中電協資料などにより電力 9 社分に換算した。設備の増分は、今後 5 年間 すなわち 1984～89 年までの期間は、1984 年度の「施設計画」がそのまま実現されると仮定して求め、1990～2000 年の期間については、このようにして計算された 1989 年度末の設備容量と、最適構成として求めた 2000 年度末の設備容量を補間などの方法によって求めた。すなわち、2000 年の 9 社計の設備容量は、原子力 5,830 万 kW、火力 7,550 万 kW (石油火力 3,080 万 kW, LNG 火力 3,600 万 kW, 石炭火力 870 万 kW), 水力 3,060 万 kW (一般水力 1,320 万 kW,

1,740 万 kW) で電源総計 1 億 6,440 万 kW と想定した。これを電源別の構成比で見ると、1983 年度末では原子力は 14.1% にすぎないが 1990 年には 22%, 2000 年には 35.5% へと増加する。これに対し、火力は石炭, LNG が増加するものの石油火力の大幅な減少に伴って 66% (1983 年) から 46% (2000 年) へと比率を低下させる。水力では揚水の比率が微増し、一般水力の割合が若干低下する。

1984～2000 年にいたる期間の設備の増分を計算すると、原子力 4,170 万 kW, LNG 火力 1,270 万 kW, 石炭火力 510 万 kW, 一般水力 170 万 kW, 揚水 550 万 kW となる。これに対して石油火力は老朽設備の廃止および燃料転換等により、1,690 万 kW の設備の純減となる。また火力計の設備も 250 万 kW の減少となる (表 3.1)。

(2) 電源設備建設単価

資源エネルギー庁が発表した昭和 59 年度近

表 3.1 発電設備

(単位: kW)

	1983年	1990年	2000年	1983～2000 年の設備増	2000年	
					ケース 2	ケース 3
原子力	1,665 (14.1)	3,230 (22.0)	5,830 (35.5)	4,165	6,110 (37.2)	3,230 (19.6)
火力(計)	7,797 (66.1)	8,820 (60.0)	7,550 (45.9)	-247	7,270 (44.2)	10,250 (62.3)
石油	4,773 (40.4)	4,930 (33.5)	3,080 (18.7)	-1,693	—	—
L N G	2,330 (19.7)	2,300 (15.6)	3,600 (21.9)	1,270	—	—
石炭	356 (3.0)	590 (4.0)	870 (5.3)	514	590 (3.6)	3,470 (21.1)
水力(計)	2,341 (19.8)	2,660 (18.1)	3,060 (18.6)	719	—	—
一般	1,150 (9.7)	1,220 (8.3)	1,320 (8.0)	170	—	—
揚水	1,191 (10.1)	1,440 (9.8)	1,740 (10.6)	549	—	—
計	11,804 (100.0)	14,710 (100.0)	16,440 (100.0)	4,636	16,440 (100.0)	16,440 (100.0)

(注) 1) ケースの設定は以下の通り。

ケース 2 : 1990 年以後建設予定の石炭火力を原子力に代替させた場合。

ケース 3 : 1990 年以後建設予定の原子力を石炭火力に代替させた場合。

辺に運開又は運開予定の電源別モデルプラントの建設単価をベースとして、以後毎年2%で上昇するものとした。なお、エネ庁発表の1984年度電源別モデルプラントおよび2000年の建設単価、また後述するシミュレーションの建設単価は表3.2のとおりである。

表 3.2 電源別建設単価

(単位: 万円/kW)

	1984年	2000年	2000年 ケース4
一般水力	65	80	110
揚水	15	20	26
石油火力	20	—	—
石炭火力	25	31	92
LNG火力	20	25	33
原子力	30	40	55

ケース4: 建設単価の上昇率を5%とした場合。

(3) マクロ経済指標

マクロ経済変数については、基本的には当所の「電力需給の長期展望」において想定されている標準ケースの値を利用する。すなわち、実質GNPの2000年までの成長率は3.2%、卸売物価および原油価格は2%の伸びとした。

(4) シミュレーションケース

すでに説明した標準的な前提条件に対して、それらの条件変化が設備投資、供給コスト、資金調達にどのような影響を及ぼすかという点を吟味するために若干のシミュレーションを試みる。以下では電源計画、建設単価および資金調達方式が標準ケースに対して変化した場合を想定する。すなわち、標準ケースの電源計画にある1990年から2000年までの石炭火力を原子力に代替させる場合をケース2、逆に原子力を石炭火力に代替させる場合をケース3とする。また建設単価に関しては、標準ケースのエスカレーション率2%に対しそれが5%の場合をケース4とする。最後に資金調達方式のシミュレーションとして、標準ケースにおける増資率

5%を6%に変化させる場合(ケース5)を設定する。

3.2 シミュレーションの結果

以上のような前提条件にしたがって計算した結果を吟味してみよう。

(1) 設備投資

標準ケースの場合2000年における設備投資で、4.5兆円となり、1980年の3.2兆円から年率で約2%の上昇を示したことになる。また2000年の設備投資の構成比を見ると、拡充工事のうち電源部門が31%、輸送部門が27%、と電源部門が若干輸送部門を上回る。また、改良工事は20%、と若干低下し、核燃料は22%と原子力発電の増加に伴い上昇する。1990年以降の石炭火力への投資を原子力に代替させたケース2では、建設単価の高い原子力の割合が標準ケースを上回るため、設備投資額は4.7兆円となる。これに対し原子力を石炭火力に代替させるケース3では2000年の設備投資額は標準ケースを約8,000億円下回る3.7兆円にとどまる。建設単価の上昇率が5%のケース4までは設備投資額は最大の6.3兆円になる。

1980年から2000年までの20年間の設備投資の累積額は標準ケースで70.4兆円となり、この間の収入累積額の約22.4%を占めることになる。シミュレーションケースを各々比較すると、建設単価の高いケース4の累積投資額が最大で82.8兆円(累積投資・累積収入比率23.9%)、次いで石炭火力→原子力のケース2の72.2兆円(同比率23.1%)、原子力→石炭のケース3の62.1兆円(同比率19.9%)となる。

(2) 資金調達

2000年における設備投資額に占める内部資金の比率は、標準ケースで60.5%となり、

1979～81年の平均値の40.4%よりおよそ20%ポイント上昇する。内部資金の割合が高まる理由は、基本的には2000年で最経済的な電源構成が実現するように毎年設備投資がおこなわれると仮定したので、過剰な投資が回避されることによって必要資金が節減されるからである。

2000年の自己資本比率は標準ケースで14.5%で1980年の14.0%を若干下回る。しかし、標準ケースに比べて設備投資額の少ないケース3および増資率の高いケース5では自己資本比率は逆に1980年の水準を上回る。他方、設備投資額が大きいケース4では借入金等が増えるため、自己資本比率は標準ケースを下回る。

社債発行倍率は標準ケースで3.2倍となり、1980年の2.8倍を上回る。しかし増資率を標準ケースより1%増加させたケース5では、社債発行倍率は1980年水準と等しい2.8倍にとどまる。

2000年の借入金残高および社債残高は、標準ケースでそれぞれ19.0兆円、21.6兆円となる。これは1980年の残高のそれぞれ2.8倍(年率5.3%増)、3.5倍(同6.4%増)の水準である。借入金、社債が標準ケースを上回るのは、設備投資額が大きいケース2、ケース4であり、逆に設備投資が標準ケースよりも少ないケース3では借入金、社債とも標準ケースを下回る。毎年5%で増資を行うと資本金は1980年より13.5兆円増え2000年で5.4兆円とな

る。また増資率を年6%とすると資本金は2000年で標準ケースよりも1兆円増えて6.4兆円となる。

4. 今後の課題

最近、わが国では季時別料金制など負荷平準化のための新しい料金制の導入について検討が進められている。しかし、本モデルでは料金決定のメカニズムは組み込まれていない。従って、季時別料金制などによる負荷率向上、さらには設備投資の削減効果を明示的にモデルにとり込んで、ロードマネジメントの電気事業経営に及ぼす影響を定量的に分析することが今後の課題である。

参考文献

- [1] Albach, H., *Beitrage zur Unternehmensplanung*, Betriebswirtschaftlicher Verlag, 1979 (栗山盛彦訳『現代企業計画論』千倉書房, 1984)。
- [2] 富田輝博「電気事業資金問題の長期展望 中間報告(1)」電力中央研究所研究報告: 580011, 1981年。
- [3] 富田輝博「計量経済モデルによる予測」宮川公男編著『経営計画』ダイヤモンド社, 1979年所収。
- [4] 富田輝博, 牧野文夫「電気事業における投資・資金問題」電力中央研究所研究報告: 近刊。

(とみた てるひろ
まきの ふみお)
経済部
経営研究室

<新モデル紹介>

中期電力需要予測モデル

キーワード：電力モデル，エネルギー需要，家電指標，成長曲線，電力シフト，自家発電力，価格弾力性，所得弾力性

阿波田 禾積 服部 常晃
桜井 紀久

[概要]

需要種別の特性に従いディスアグリゲートした電力需要モデルの開発を行った。

このモデルは、エネルギー需要をも同時に決定するため、部門別・産業別のいわゆる電力シフト（電力比率変化）の動向についても計測できる。

産業部門は9分割され、自家発電力需要も計測される。また、家庭部門（電灯）は家電指標を陽表化したモデル構成となっている。

セクター・モデルの性格を有する本モデルの現実追跡力はかなり良好である。

1. はじめに
2. モデルの概要
 - 2.1 需要の部門分割
 - 2.2 モデルの基本的構造
3. モデルの特徴
 - 3.1 家庭電化指標と電灯需要
 - 3.1.1 モデル
 - 3.1.2 推定結果
 - 3.2 産業用電力需要の変化とモデルの特徴
 - 3.2.1 モデル
 - 3.2.2 生産・価格弾力性
4. モデルの現実追跡力
 - 4.1 民生部門
 - 4.2 産業部門
5. むすび

1. はじめに

石油ショックを契機に、わが国のエネルギー・電力需要構造は著しい変貌をとげた。その特徴は、①エネルギー需要全体に占める電力需要の比率の上昇、いわゆる電力シフト傾向と、②総エネルギー需要、電力需要ともにGNP乖離現象が生じたことである。

第一次石油危機以前（昭和40～48年度）においてはエネルギー、電力需要ともにGNPを

上回る伸びを示していたが、石油危機後、省エネルギーの進展、産業構造の変化などによって総エネルギー需要の伸びは著しく小さいものとなり、エネルギー需要全体に占める電力の割合が増加した。昭和40年から昭和57年の総エネルギー需要の伸び率は4.6%/年であるのに対し、電力需要の伸びは6.8%/年になっており、電力比率（全エネルギーに占める電力の割合＝1次エネルギーベース）はその間に29%から38%に増加している。

これらのエネルギー・電力需要構造の変化は、主として産業構造の変化、エネルギー間の相対価格の変化、エネルギー利用技術の変化等の要因に起因するものである。また、エネルギー・電力需要構造の変化は、民生部門、産業部門あるいは各産業毎に異なったパターンをとっている。

本研究では、このような経済の各部門で生じたエネルギー・電力需要構造の変化要因の解明と、今後の電力需要および電力シフトの展望をより正確に行うため、「電力需要モデル（計量経済モデル）」の開発を行った¹⁾。

2. モデルの概要

2.1 需要の部門分割

需要種別については、電力需要の一般的な分類法に依拠し、表 2.1 のように分割した。とくに産業用電力に関しては、産業構造の変化、および産業毎の電力シフトの効果を検討しうるようにさらに部門分割を行っている。最近のエネルギー・電力需要構造の変化の大きな特徴として、産業構造の変化すなわちエネルギー・電力多消費型の鉄鋼、非鉄、化学等の産業の相対的沈下傾向に基づく需要の鈍化、あるいは電力とその他エネルギー間の相対的な需要動向の違いや燃料間代替から生ずる電力シフト傾向があげられる。これらの要因を解明するには、エネルギー・電力需要の変化が激しく、また部門毎に異なった動きを示している産業需要（大口電力）をある程度ディスアグリゲートした形で把握しておくことが必要である。

われわれの需要分割は通常の種類法と若干異なる点がある。1つは、深夜電力需要についてである。これは通常は（C）のその他電力の臨時電力、農事用電力、建設工事用電力等、一項

表 2.1 電力需要の部門分割

(A) 電灯需要

(1) 電 灯 需 要
(2) 深 夜 電 力

(B) 電力需要

(3) 業 務 用 電 力
(4) 小 口 電 力 計
①小口電力(低圧)
②小口電力(高圧)

(5) 産業用電力計(大口計)

(電気事業者、その他、自家発) (購入電力分) (自家発分)

① 食 料 品	食 料 品	食 料 品
② 織 維	織 維	織 維
③ 化 学	化 学	化 学
④ 窯業・土石	窯業・土石	窯業・土石
⑤ 鉄 鋼	鉄 鋼	鉄 鋼
⑥ 非 鉄	非 鉄	非 鉄
⑦ 紙・パルプ	紙・パルプ	紙・パルプ
⑧ 機 械	機 械	機 械
⑨ その他産業	その他産業	その他産業

(C) その他電力

(D) 電灯・電力計

目として分類される。深夜電力は第2次石油危機後やや鈍化傾向にあるが、過去年平均12%近い伸びを示し、その他電力の中でも極端にウェイトが高いため特掲して推定を行った。したがって、(C)のその他電力はその分通常の種類によるよりはウェイトが小さくなっている。

もう1つは、産業用電力についてである。産業用電力需要を考える場合に、他の民生用需要と異なる点は、各産業はそれぞれが自家用の発電設備をもっていることである。わが国のこの産業用の自家発電電力消費量は、産業全体の総電

1) 本研究は主として経済企画庁からの受託研究の成果に若干モデルの修正を加えたものである。経済企画庁、〔1〕参照。

力消費量の約2割を現在占めている。産業用の電力需要の総計はこの各産業の自家発電力分と電気事業者からの購入分との合計である。

2.2 モデルの基本的構造

まず、モデルの基本的な性格についてであるが、モデルでは本質的には、マクロ経済の諸変数および各経済主体（家計、企業等）の行動により決定されるエネルギー以外の諸変数は外生的に決定され、これらの諸変数の変化に対応する電力需要、エネルギー需要を決定することを目的としている。すなわち、経済成長率、産業構造あるいはエネルギー価格等の変数のセットが外生的に1つのシナリオとして設定されると、それに対応するエネルギーおよび電力需要のレベルを決定する。いわば通常の計量モデル分析のタームでいえば、マクロ計量モデルを親モデルとすれば、そのエネルギー・サブモデルを構成（需要に限定して）することを目的としている。

モデルの構造方程式の各パラメータは、原則として、1965年度～82年度の18個の標本観察値を用いて推定されている。モデルの方程式の数は定義式を含めて約60本である。このように、モデルの規模が大きくなっているのは、主として（1）産業部門を9部門に分割したこと、（2）電力比率を求めるため総エネルギー需要関数を推定している、ためである。

モデルの基本的な構造は、図2.1のフローチャートに示す通りである。

モデルの基本的な考え方は、次式に示す通りである。

<総エネルギー需要関数>

$$E_i = E_i [Pe_i, Y_i, E_{i-1}, SE_i]$$

<電力需要関数>

$$EL_i = U_i (Pel_i, Y_i, W, SE_i) K_i$$

$$K_i = K_i [Pel_i / Peo_i, Y_i, SE_i]$$

<電力比率>

$$REK_i = \frac{EL_i \cdot \eta}{E_i}$$

E_i …総エネルギー需要 (kcal)

EL_i …電力需要 (kWh)

K_i …電力利用機器ストック指標 (契約kW, 家庭電化指標)

Pe_i …総エネルギー価格 (エネルギー消費費ウェイトによって加工作成)

Pel_i …電気料金

Y_i …所得, 生産

W …気温

Peo_i …競合エネルギー価格

SE_i …その他変数

η_i …エネルギー変換率 (kcal/kWh)

(i は需要部門を示す)

各部門の需要関数は、上記のような極めてシンプルなモデルで構成されている。電灯、業務

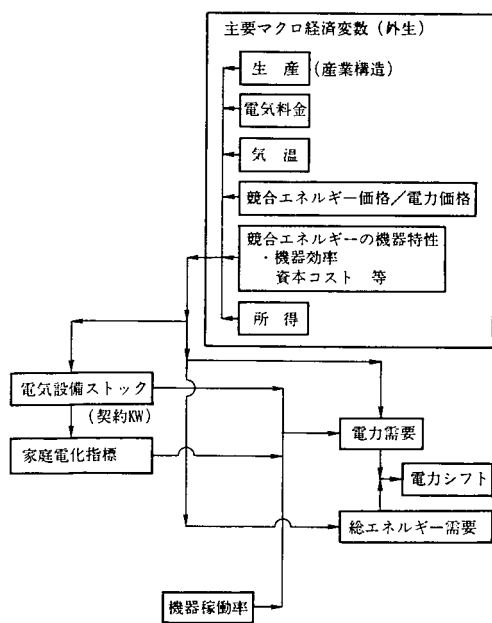


図 2.1 モデルのフローチャート

用電力、小口電力には、上記のような電力利用機器ストックを示す指標が明示的にモデルに組み込まれている点の特徴である。とくに、電灯需要に関しては、後述するように多品目にわたる電気機器から家庭電化指標を作成し、それを成長曲線（ゴムベルツ曲線）で近似する試みをおこなっている。

他方産業部門については、できうる限りのデイス・アグリゲーションをおこない、各産業のエネルギー、電力需要の構造を解明し、全体として産業構造の変化がエネルギー、電力需要に与える効果を測定しうることを目的としてモデルを構成している。

さらに、モデルの本質的な性格にかかわる点であるが、われわれのモデルでは、電力比率の変化は次のような形で把握される。

まず、各部門の電力比率の変化は、総エネルギーおよび電力需要関数の生産・自己価格弾力性の差異によって生じる電力と他のエネルギーの相対的な需要量の変化に依存する。さらに、とくにエネルギー間の代替が強い部門（たとえば、家庭部門のガスと電力など）については、電力需要関数に競合エネルギーとの相対価格を導入することによって直接的な電力シフトが計測される。

モデルのテストの結果は、上記のようなシンプルなモデルで極めて良好に観察期間の各部門の電力比率の変化を追跡している。このことは、各部門の電力シフト現象が相対的な需要変化の結果という要因が強いことを示唆している。また、より直接的な燃料間代替を定式化したモデル（例えば、trans・log型のシェア関数）の多くの推定結果も、各燃料間の代替関係は石油危機以後強まる傾向にあるが、産業部門などでは各燃料間のシェアの変化は、燃料間の

交叉価格弾力性よりも自己価格弾力性（とくに石炭で大）の効果が大きく、燃料間代替も化石燃料間（石油—石炭）の代替関係が支配的であることを示している²⁾。これらの結果は、過去の電力比率の増大（電力—その他燃料比率の変化）が相対的な要因にあることを示唆している。

しかしながら、民生、産業両部門の加熱需要を中心として燃料間の代替関係は強まる傾向にあり、モデルの本来の目的である他エネルギーとの関係を重視した電力需要決定を目指すためにも、燃料間代替をどう定式化するかは、モデルの今後の重要な課題であることは間違いない。

以下、モデルの特徴的な点と、推定結果及びモデルのテストについて述べる。

3. モデルの特徴

3.1 家庭電化指標と電灯需要

3.1.1 モデル

電灯需要については、家電機器ストックを明示化した新たなモデルを開発した。一般にストック型モデルは次の恒等式を出発点とする³⁾。

$$\begin{aligned} D &= \sum_i R_i \cdot K_i \\ &= \sum_i H_i \cdot W_i \cdot K_i \end{aligned}$$

2) たとえば、比較的最近の分析の代表的なものとして Denny, M., Fuss, M., and Waverman, L., [7] の計測例がある。

この計測は、アメリカ、カナダの製造工業の18~20業種について、プーリング・データを使用して行われたものである。

3) 機器ストックを導入したモデルでは、一般に、右辺の各要因はいくつかの経済的・技術的変数で説明できるよう定式化される。しかし、実際には、①特定機器に限定する場合は別として、全ての機器に関する稼働率などの時系列データを得ることは困難であること、②ミクロ的なデータを用いるほど個々の推定式の誤差が累積しやすいこと、③予測に際してのモデルの操作性が低いこと、などの問題点がある。

特定用途向電灯需要の分析例として、文献〔3〕を参照のこと。

ここで、 D ：電灯需要量、 R ：機器一台当り電灯使用量（機器原単位）、 K ：機器保有台数、 H ：機器使用時間（稼働率）、 W ：機器容量（技術効率）、 i は各機器を表わす。

いま、上式をマクロ的な観点から次式におきかえる。

$$D=R \times K$$

ここで、 K ：機器の集計的総保有量（ $= \sum_i K_i$ ）、 R ：集計的機器一台当り電灯使用量（機器総合原単位）。

上式のうち、機器総合原単位 R を次のように定式化する。

$$R=f(Y, P, Z)$$

ここで、 Y ：家計実質所得、 P ：電気料金の相対価格、 Z ：その他要因（技術効率など）。

そうすると、電灯需要関数は、

$$D=f(Y, P, Z, K)$$

と表わされる。

一方、機器の総保有量については、そのすう勢のパターンに注目して、成長曲線で近似しよう（図 3.1 参照）。いま、ゴムペルツ曲線を採用

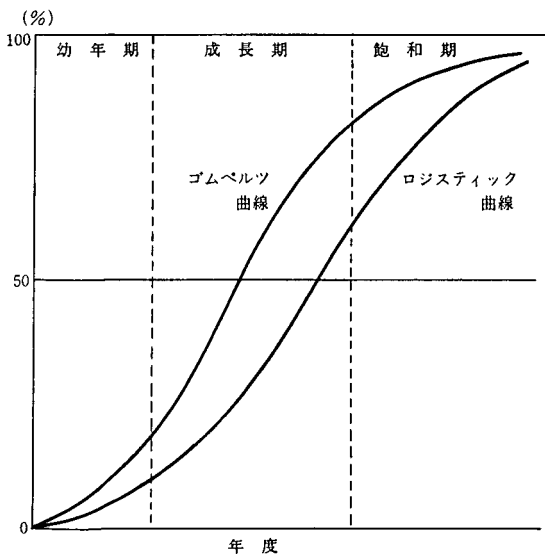


図 3.1 成長曲線の概念図

すると、

$$K=M \cdot \alpha^t$$

となる。ここで、 M ：機器総保有量の上限値（曲線上の変曲点から推計）、 t ：タイムトレンド、 $\alpha \cdot \beta$ ：推定パラメータ。

したがって、電灯需要量は、基本的にはこの二本の連立式より求められる。

ゴムペルツ曲線の推定に際しては、集計的機器総保有量として、55年度の機器別原単位（各機器一台当り平均使用量）でウェイト付けした機器保有量の合計値を用い、これを家電指標とよぶ⁴⁾。

さらに、家電指標については、戦後の二回の電化ブーム期における主役的な機器の種類に従って、家電機器をおおまかに二つにグループングし、二つの家電指標を作成する。そして、その各々についてゴムペルツ曲線を適用する。

なお、家電指標の作成方法は次の通りである。

$$INDU=INDUA+INDUB$$

$$INDUA=(164.3 AG+643.6 AR$$

$$+145.8 AK+11.6 AF$$

$$+40.5 AB+35.8 AW$$

$$+91.6 AV+90.3 ATC$$

$$+50.7 ATD) \times UJ/100$$

$$INDUB=(328.8 AC+85.9 AO$$

$$+79.0 ATB+296.6 ATA)$$

$$\times UJ/100$$

4) この家電指標は、kWh表示になるが、機器別原単位が固定されているため、原単位ウェイトを用い集計化された機器保有台数を表わしている。したがって、このモデルでは、機器の保有台数（全国計）が一定の条件の下に飽和化することが暗黙に仮定されている。この仮定は、既存型機器を分析の対象とし、世帯数（ないし契約口数）の伸びの横ばいを前提とすると、容認できるであろう。

通常、成長曲線（ゴムペルツ曲線など）は、上限値の制約という点から、「普及率」データに適用される。普及率データによる計測も行ったが、その結果は良好とはいえないものであった。

ここで、INDU：家電指標（計）、INDUA：家電指標Ⅰ（第1次電化ブーム型機種）、INDUB：家電指標Ⅱ（第2次電化ブーム型機種）、UJ：電灯契約口数、AG：電気釜（普及率、以下同じ）、AR：電気冷蔵庫、AK：電気こたつ、AF：扇風機、AB：電気毛布、AW：電気洗濯機、AV：電気掃除機、AO：電子レンジ、AC：クーラー、ATA：カラーTV（一台目）、ATB：

カラーTV（二台目）、ATC：白黒TV（一台目）、ATD：白黒TV（二台目）。

3.1.2 推定結果

以上のような定式化に従う家庭電化指標と、電灯需要の推定結果は次の通りである。また、推定結果を図示したのが図3.2および図3.3である。これらの結果は、この定式化による説明力が極めて高いことを示している。

(1) 電灯需要

$$\begin{aligned} \log(\text{DHDZ}) = & -4.93682 + 0.955908 \log(\text{CP}) - 0.180204 \log(\text{PEH}/\text{PGA}) \\ & (-7.44) \quad (4.44) \quad (-3.21) \\ & + 0.306413 \log(\text{INDU}(-1)) \\ & (2.06) \end{aligned}$$

$$S = 0.0192 \quad \bar{R}^2 = 0.998 \quad D - W = 1.40$$

(2) 家電指標Ⅰ（第1次電化ブーム型機種）

$$\begin{aligned} \text{YINDUA} = & 5.36688 - 0.129505 \text{ TIME} \\ & (69.19) \quad (-79.11) \end{aligned}$$

$$S = 0.045 \quad \bar{R}^2 = 0.997 \quad D - W = 0.173$$

$$\text{ただし、YINDUA} = \log(\log(34576.8 * \text{EXP}/\text{INDUA}))$$

(3) 家電指標Ⅱ（第2次電化ブーム型機種）

$$\begin{aligned} \text{YINDUB} = & 8.43946 - 0.173495 \text{ TIME} \\ & (48.28) \quad (-47.03) \end{aligned}$$

$$S = 0.102 \quad \bar{R}^2 = 0.991 \quad D - W = 0.272$$

$$\text{ただし、YINDUB} = \log(\log(26721.4 * \text{EXP}/\text{INDUB}))$$

(4) 家電指標（計）

$$\text{INDU} = \text{INDUA} + \text{INDUB}$$

3.2 産業用電力需要の変化とモデルの特徴

3.2.1 モデル

石油危機以降、産業用のエネルギー、電力需要は民生部門に比して極めて大きな変化を示した。図3.4および図3.5は、産業部門（製造業）の生産の動向とエネルギー、電力需要の相関を図示したものである。

これらの図から、産業部門においてエネルギー、電力需要構造の変化として次のような特徴が見い出せる。

(1) 石油危機以降、エネルギー、電力共に需要の低下がみられるが、総エネルギー需要は第一次石油危機の後、すでに生産指数との乖離現象が生じているが、電力需要に関しては第二次石油危機以降の乖離が顕著である。

(2) 総エネルギー需要は、石油危機以降、第一次石油危機勃発時の昭和48年の需要水準を下回って推移しているが、電力需要は昭和50～54年の景気回復期には需要水

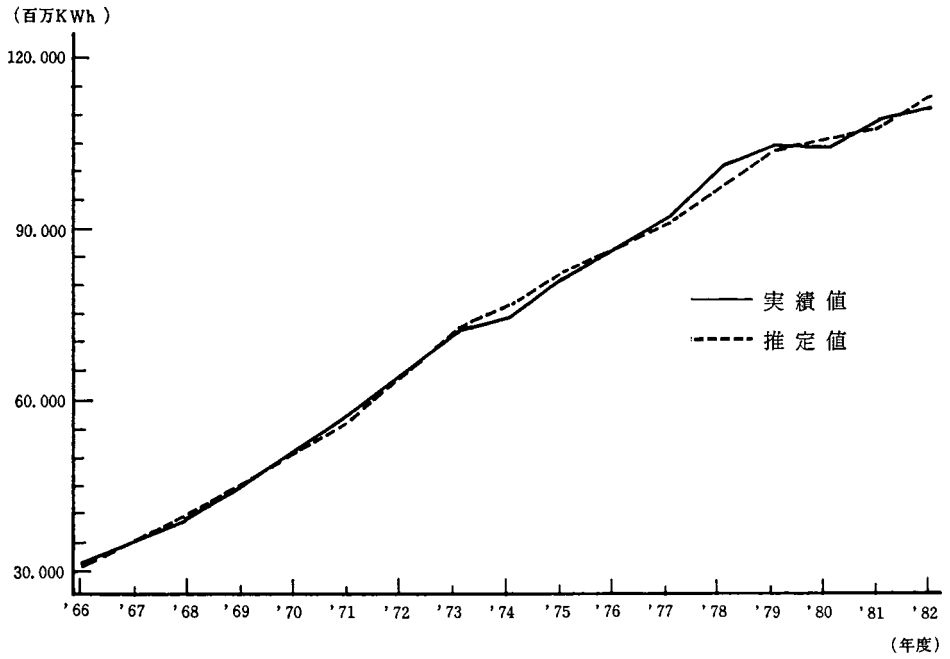


図 3.2 電灯需要 (DHDZ)

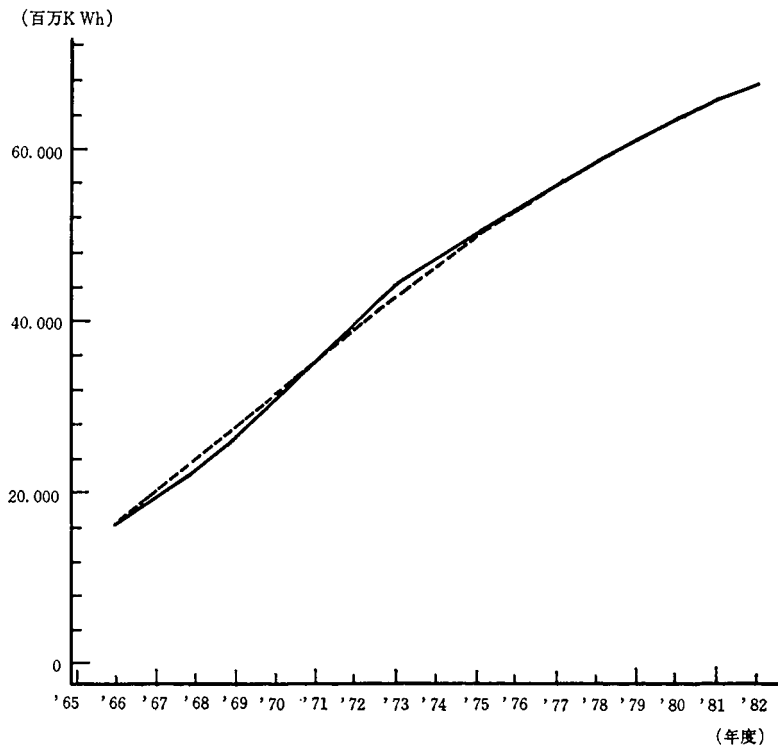


図 3.3 家庭電化指標 (INDU)

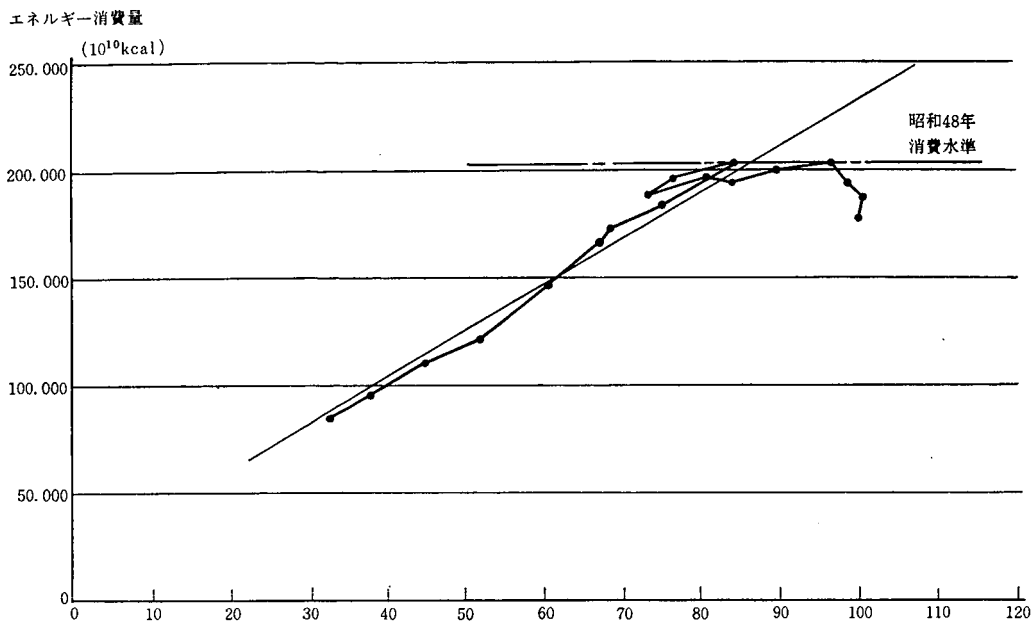


図 3.4 エネルギー消費量—生産指数（製造業計）

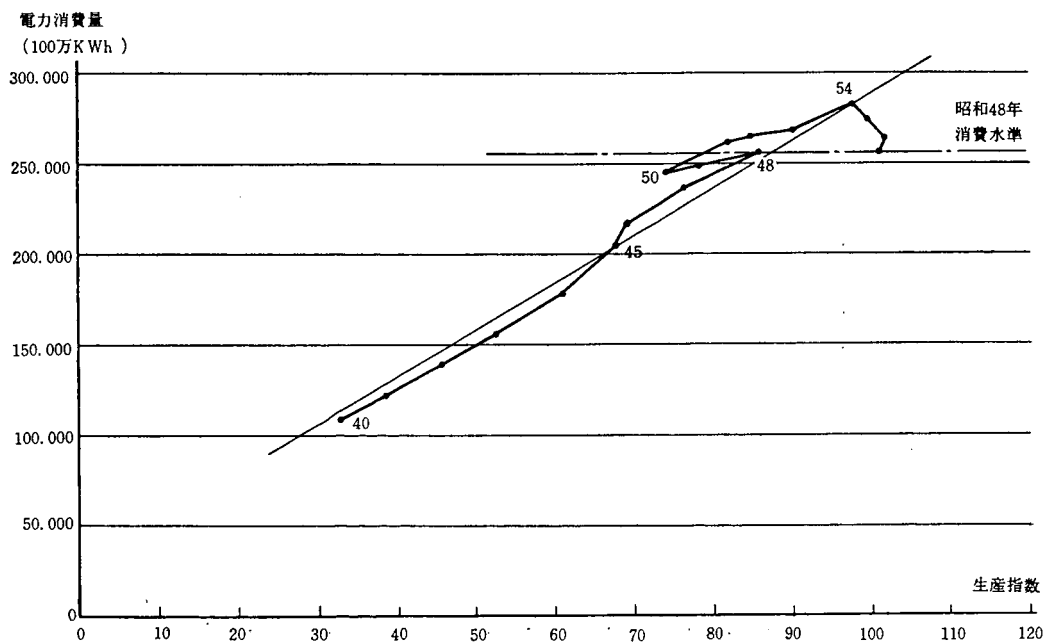


図 3.5 電力消費量—生産指数（製造業計）

準も回復し、第二次石油危機によって需要水準は再び昭和48年の水準まで低下している。

このような電力と他のエネルギーの需要の変化の違いによって、産業部門の電力シフト（総エネルギーに占める電力需要の比率の増大化）が生じていることが推測される。

- (3) さらに、第一次石油危機直後は、生産の低下とエネルギー、電力需要の低下が生じているが、第二次石油危機直後には、生産増にもかかわらず、エネルギー、電力需要の低下現象が生じるという特徴が見い出せる。

このうち(3)の現象は、各産業の原油価格の上昇に対する反応（価格効果）の大きさと第一次石油危機以降の省エネルギー行動の一層の進展を示唆するが、その一方で極めて注意を要する点がある。それは、この時期のエネルギー電力需要の変化が、石油危機によってもたらされた産業構造の変化に相当影響を受けていると考えられるからである。

すなわち、第二次石油危機時の製造業計の生産の上昇は、エネルギー価格の変化の影響を比較的受けにくい機械工業が、輸送機械などの海外需要の伸びを基盤として成長するという産業構造の変化に起因しているものと思われる。他方、製造業全体でみたエネルギー、電力需要は、エネルギー依存度の高い素材型産業の需要水準に依存している。これらの産業では、第一次石油危機の時と同様に第二次石油危機後もエネルギー価格の上昇とそれによる生産減少によるエネルギー、電力需要の低下は大きく、これらの要因によって、製造業全体でみた場合の生産増加—エネルギー、電力需要の低下という関

係が引き起こされているといえるであろう。

このことは、産業部門におけるエネルギー、電力需要の分析にとって、製造業計のデータのみを用いた分析の危険性を示唆している。すなわち、産業部門のエネルギー、電力需要の分析にとっては、上記のような産業構造の変化の効果を明確にするための何らかの産業のディスアグリゲーションが必要であることが指摘される。たとえば、製造業計のデータを用いて推計されたエネルギー、電力需要の価格弾力性は、製造業全体のエネルギー消費行動を示すというよりは、産業構成(industrial mix)の変化の効果を強く含んでいる可能性があるからである⁵⁾。

われわれはこのような視点から、産業部門を9部門に分割し、総エネルギーおよび電力需要について、CES型生産関数から導出されるシンプルな総エネルギー派生需要関数を用いた⁶⁾。

$$Y = A \cdot e^{t\sigma} (\alpha E^{-\rho} + (1-\alpha)V^{-\rho})^{\frac{1}{\rho}} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} (P_E/P_V) &= (\partial Y/\partial E)/(\partial Y/\partial V) \\ &= \frac{\alpha}{1-\alpha} \left(\frac{V}{E}\right)^{1+\rho} \quad (2) \end{aligned}$$

$$E = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha}\right)^{\frac{1}{1+\rho}} (P_V/P_E)^{\frac{1}{1+\rho}} V \quad (3)$$

$$\ln E = C_0 + \sigma \ln(P_V/P_E) + \ln V \quad (4)$$

5) たとえば、D. R. Bohi [8]によれば、産業計のデータによる推定結果は、タイム・シリーズあるいは地域特性を示すクロスセクション・データのいずれの場合も、産業構成(industrial mix)の効果が価格弾力性に影響を与えることを指摘している。同様に各産業の推定結果は、製品構成(Product mix)の効果が価格弾力性に影響を与えるものと考えられる。

6) この(4式)において、 C_0 は定数項、また価格の弾力性 $\sigma\left(=\frac{1}{1+\rho}\right)$ は、エネルギーと付加価値の代替弾力性と考えることができる。すなわち、資本、労働をセットとした本源的な生産投入要素とエネルギーの代替可能性のおおよそその尺度とみなすことができる。ただし、エネルギーと資本・労働の間に共通の代替弾力性($\sigma_{KE} = \sigma_{LE}$)という極めてきびしい仮定が置かれていることに注意を要する。

ここで、

Y …粗生産

E …総エネルギー、電力、消費量

V …付加価値

P_E …総エネルギー価格、電力価格

P_V …付加価値価格

モデルでは、この CES 型の生産関数から導出された総エネルギー需要関数に、動学的な要素を導入するために、簡単なコイック (Koyck) 型分布ラグを考慮した⁷⁾。

$$E_t^* = C_0(P_V/P_E)_t^\sigma V_t^\beta \quad (5)$$

$$\frac{E_t}{E_{t-1}} = \left(\frac{E_t^*}{E_{t-1}^*}\right)^\lambda, \quad 0 < \lambda < 1 \quad (6)$$

$$E_t = E_t^* \alpha E_{t-1}^{(1-\lambda)} \quad (7)$$

$$\ln E_t = \alpha^* \lambda + \sigma \lambda \ln(P_V/P_E)_t + \beta \lambda \ln V_t + \gamma \ln E_{t-1} \quad (8)$$

$$\alpha^* = \ln \alpha$$

3.2.2 生産・価格弾力性

各産業別に推定された総エネルギー需要関数、電力需要関数(自家発電)の結果から、計測される長期・短期の生産および価格弾力性を一括して示したのが表 3.1 である。

生産、価格の弾力性について主要な特徴を要約すると次の通りである。

- (1) 生産弾力性は化学工業を除けば、各産業で電力需要の生産弾力性の方がその他のエネルギーを含めたそれよりも大きい。この性質は、短期、長期の生産弾力性について共通である。
- (2) 電力需要の短期生産弾力性は、最も低い化学の 0.285 を別とすれば、おおむね 0.45~1.00 の範囲におさまる。他方、その他エネルギーを含む総エネルギー需要の短期生産弾力性はすべての産業が 0.20~0.55 の範囲におさまる。

表 3.1 産業用電力需要の弾力性 (需要モデル)

	生産弾力性		価格弾力性		調整係数
	短期	長期	短期	長期	
化学	0.285 (0.545)	0.507 (0.922)	0.240 (0.418)	0.427 (0.707)	0.562 (0.581)
鉄鋼	0.563 (0.156)	1.110 (0.716)	0.339 (0.310)	0.669 (1.422)	0.507 (0.218)
繊維	— (0.225)	1.483 (0.603)	— (0.057)	0.154 (0.153)	— (0.373)
紙・パルプ	0.686 (0.248)	0.986 (0.436)	0.062 (0.260)	0.089 (0.457)	0.696 (0.569)
食料品	0.825 (0.289)	2.750 (0.664)	0.067 (0.099)	0.223 (0.228)	0.300 (0.435)
非鉄	0.456 (0.263)	0.759 (0.411)	0.090 (0.176)	0.150 (0.275)	0.601 (0.640)
機械	0.613 (0.440)	0.920 (0.578)	— (0.203)	— (0.267)	0.666 (0.761)
窯業・土石	— (0.488)	1.587 (0.734)	— (0.201)	0.146 (0.302)	— (0.665)

注) 上段の数字は電力需要の弾力性、下段の数字は総エネルギー需要の弾力性を示す。

- (3) 電力需要の長期生産弾力性は、食料品の 2.75 を別とすれば、0.5~1.6 の範囲に各産業がおさまる。他方、総エネルギー需要の長期生産弾力性は、0.4~0.92 の範囲で、すべての産業で 1 を下回っている。
- (4) 次に価格弾力性についてみると、鉄鋼、繊維工業の例外はあるが、その他の産業では共通に、短期、長期とも総エネルギー需要の価格弾力性が電力のそれを上回って大きい。
- (5) 電力および総エネルギー需要の短期価格弾力性は、ほぼ 0~0.45 の範囲にすべての産業がおさまる。
- (6) 電力および総エネルギー需要の長期価格弾力性は、弾性値の高い化学、鉄鋼を別

7) このモデルは、ある望ましい需要水準に現実の需要を近づけようとする需要側の試行結果としてエネルギー需要をとらえるものである。そして価格・所得等の変化のエネルギー需要に対する効果も、このような調整に対する即応的な短期的効果と調整完了後の長期的効果に区分される。

とすれば、電力の長期価格弾力性が 0.05～0.25 の範囲、総エネルギーのそれは 0.15～0.46 の範囲に各産業がおさまる。

さて、われわれの産業をディスアグリゲートし、かつ生産水準と価格のみを説明変数とする極めてシンプルな定式化でのモデルは、後述のモデルのテストを参照されればわかる通り、観察期間にわたってかなりの説明力をもつといえる。このことは、産業用の総エネルギー、および電力需要が、第一次石油危機以降横ばいないし低下傾向にあるのは、各産業の生産水準の低下と価格変化の効果（前述の理由同様、産業内の製品構成—product mix—の効果を含むと思われる）によって、相当に説明しうることをあらわしている。

とくに、石油危機以降の産業用電力の低迷は、周知のように主としてエネルギー多消費型の鉄鋼、化学、非鉄金属の 3 業種の低迷によるものである。モデルでは、鉄鋼、化学の素材型産業の価格弾力性が他産業に比して高いことを示しており、これらの産業の石油危機以降の需要の低迷をこの価格効果と、生産の低迷による効果とによって追跡している。

4. モデルの現実追跡力

ここでは、作成された電力需要モデルのパフォーマンスを検討するために、観測期間である 1966～82 年について行った最終テスト (final test) の結果について述べる。

われわれの電力需要モデルは、基本的に他の経済変数を外生として経済の各部門の電力需要を決定する。したがって、例えばマクロ経済の計量モデルのように諸変数の因果関係は強くない。それ故、モデルのパフォーマンスは基本的に各部門の個別の電力需要方程式の統計的適合

度の高さに依存する。それでも、各部門の個別の方程式には簡単な自己回帰型の動学化がなされているし、また部門分割が細くなくされているため全体のモデルとしてのパフォーマンスはこれらの個別方程式の誤差の集積として定義されるから、当然個別方程式の統計的適合度を示す「部分テスト」のみでは不十分である。

4.1 民生部門

表 4.1 によれば、タイトルの不一致係数は、全体的に低いレベルにあり、民生用モデルの適合度はかなり高いことが分かる。推定期間が 2 度の石油危機を含む経済構造の変化の激しい時期であることを考慮すると、民生用の各電力およびエネルギー需要についての不一致係数が 1% 前後にあることは、民生用モデルの適合度が相当高く、予測用モデルとして十分に使用に耐えうることを示している。

民生用モデルについて特筆すべき点を二つだけあげておく。第一に電灯需要は、2つの家電指標との連立型モデルより決定されるが、そのパフォーマンスは前述のように著しく高い。また、ゴムベルツ曲線で近似された 2つの家電指

8) 日本電力調査委員会 (EI) の電灯需要のミクロ的分析手法は、各機器の普及率、機器別原単位などを一つ一つ推計し、これを積み上げていく方法である (文献〔2〕参照)。

今回の新たなモデルは、いわば EI 方式をマクロ的に展開した方法といえる。EI 方式との差異としては、①成長曲線を個別機器の普及率ではなく、集計化された機器の保有台数 (家電指標) に適用したこと、②この家電指標を電灯需要関数に導入したこと、③したがって、電灯需要はわずかな数本の連立方程式より求められること、などがあげられる。

なお、トータルの家電指標 (INDU) をゴムベルツ曲線で推計した結果は次の通りである。

$$YINDU = 5.33132 - 0.120053 \text{ TIME} \\ (195.50) (208.63)$$

$$S = 0.015 \quad R^2 = 0.999 \quad D - W = 0.54$$

ただし、

$$YINDU = \log(\log(30934900 \cdot \text{EXP} / \text{INDU}))$$

推定結果は著しく良好であり、家電指標を二本に分割したものより、わずかながらフィットがよい。この方式による最終テストの結果については、文献〔1〕を参照のこと。

標は、その誤差が相殺されており、トータルの家電指標 (INDU) は、実績をほぼ完全にフォローしている。たとえば、57 年度ではその絶対誤差率は 0.3% にすぎない。

12 品目を合成した家電指標を直接、ゴムベールズ曲線で近似し、これを電灯需要関数とリンクさせ、両者ともに良好な結果を得た分析結果は (公表ベースに関する限り)、わが国ではこ

れが最初であるとみられる。

第二に、業務用電力については契約電力 (需要数) を明示化したのが、フロー型関数などに比べてパラメータの安定性やフィットの点で優れている。

4.2 産業部門

各産業および各変数毎の最終テストの結果の不等度 (タイトルの不一致係数) を表 4.1 に一括

表 4.1 内挿テストの結果 (ファイナル・テスト) タイトルの不一致係数

<民生部門>

変数	不一致係数	タイトルの不一致係数 (U)
電 灯 (DHDZ)		0.0085
家電指標 I (INDUA)		0.0084
家電指標 II (INDUB)		0.0206
家庭電化指標 (計) (INDU)		0.0080
深夜電力 (DHDS)		0.0122
小口電力 (低圧) (ESHL)		0.0144
小口電力 (高圧) (ESHH)		0.0059
小口電力 (計) (ESH)		0.0095
業務用電力 (ECHT)		0.0104

変数	不一致係数	タイトルの不一致係数 (U)
契約電力 (小口低圧) (KWSL)		0.0127
契約電力 (小口高圧) (KWSH)		0.0092
契約電力 (業務用) (KWCT)		0.0125
民生用エネルギー需要 (ENMIN)		0.0089
民生用電力需要 (KWHMIN)		0.0085
民生用電力依存度 (SHRMIN)		0.0235

注 1) 民生用とは、電灯+業務用を指す。

<産業部門>

	総エネルギー需要 ENI	総電力需要 AKWHI	購入電力分 KWHI	自家発分 SKWHI	電力比率 RELCT	購入電力比率 SEPI
食 料 品	0.0222	0.0115	0.0097	0.0490	0.0290	0.0044
織 維	0.0350	0.0185	0.0190	0.0920	0.0322	0.0007
化 学	0.0189	0.0156	0.0377	0.0410	0.0142	0.0287
窯業・土石	0.0269	0.0295	0.0252	0.1770	0.0323	0.0394
鉄 鋼	0.0257	0.0082	0.0195	0.0316	0.0262	0.0161
非 鉄	0.0191	0.0201	0.0250	0.0276	0.0216	0.0215
紙・パルプ	0.0142	0.0114	0.0285	0.0323	0.0138	0.0284
機 械	0.0256	0.0202	0.0202	0.0987	0.0362	0.0003
そ の 他	0.0202	0.0201	0.0179	0.0537	0.0246	0.0117
産 業 計	0.0145	0.0102	0.0159	0.0165	0.0107	0.0082

注 1) 内挿テストの期間は、1966~1982 年である。

注 2) タイトルの不一致係数は、次のように定義される。

$$U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (P_i - A_i)^2}{\sum_{i=1}^N A_i^2}}$$

P_i : t 期の予測値 A_i : t 期の実績値 N : サンプル数

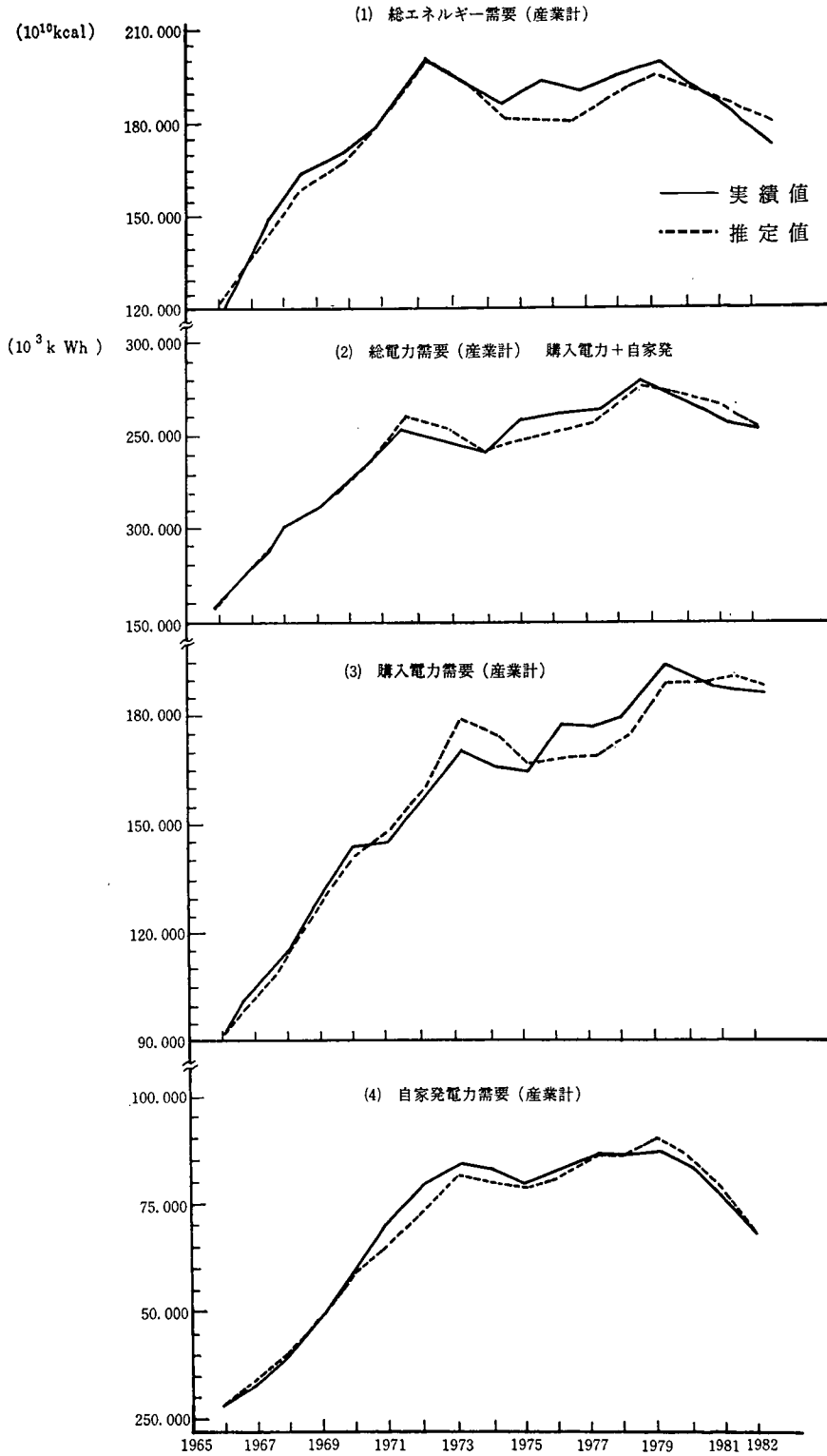


図 4.1 産業用エネルギー電力需要のテスト結果

して示している。

これによると、各産業の総エネルギー需要、総電力需要、購入電力需要（9電力計）の各変数ともテストの結果の不等度がおおむね3%未満の範囲におさまっており、繊維の総エネルギー需要と化学の購入電力需要のみが不等度3%を超えている。それでも総エネルギー、総電力需要、購入電力需要の各変数については、すべての産業で不等度が4%未満におさまるといって極めて良好な結果であるといえる。

以上のように、各産業の総エネルギー需要、電力需要に関する個々の方程式の予測力は、最終テストの結果から、極めて良好であると判断される。しかしながら、産業用の総エネルギー、電力需要に関する予測力の総合的評価を判断するには、定義式で決定される各変数の産業計の値が重要な指標となる。当然のことながら各変数の産業計の値は、個々の産業における方程式の予測誤差の集積がどの程度であるかを示しているからである。

産業計の総エネルギー需要、総電力需要、購入電力需要（9電力分）、自家発電電力需要の諸変数の最終テストの結果をみると、それぞれの不等度が1.5%、1%、1.6%、1.7%とすべて2%の範囲内（平均絶対誤差で評価すると3%未満）におさまり、十分に説明力をもつものと判断される。

次に、産業計の各変数の最終テストの結果を観察期間について実績値と対比して図示したものが図4.1である。

これによると、まず総エネルギー需要については、1975~79年の第一次石油危機以降の景気の回復期について下方に誤差が集積している傾向があるものの第一次、第二次の2度の石油危機の転換点を把握していることがわかる。ま

た、総電力、購入電力の電力需要に関しては、第一次、第二次の石油危機直後の期間に過大推定、1975~79年の景気回復期に過少推定の傾向があるが、いずれも2度の石油危機の影響は適確にフォローしているといえるであろう。

5. おわりに

われわれは、極めてシンプルなモデルで2度の石油危機を含む期間のエネルギー、電力需要を比較的良好に説明できることを明らかにした。しかしながら、前述のように各部門のより直接的なエネルギー間代替を明示的に導入し、その間で電力需要が決定されるようなモデルを改良していくことが今後の重要な課題として残っている。とくに、われわれは現段階で産業部門のエネルギー、電力需要の決定に関して、自家発電設備を明示的に導入したモデルの改良を検討している。現在、自家発電の総電力需要に占める比率は横ばいなし、低下傾向で推移しているが、今後の産業部門の燃料間の競合に大きな役割を果すと思われるためである。

参考文献

- [1] 経済企画庁、『エネルギー需要動向と電力ソフトに関する調査』、1985年3月。
- [2] 『電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説』、日本電力調査委員会、1982年。
- [3] 室田泰弘「冷房用電力需要について」岡野行秀・根岸隆編『公共経済学の展開』、東洋経済新報社、1983年。
- [4] 阿波田禾積「電力需要の短期・長期弾力性について」『電力経済研究』No. 10、電力中央研究所、1976年。
- [5] 服部常晃「電灯需要の分析」『電力経済研究』No. 10、電力中央研究所、1976年。
- [6] Griffin, J. M. and Gregory, P. R., "An Inter-country Translog Model of Energy Substitution Responses", *American Econo-*

mic Review, Vol. 65~5, 1977.

- [7] Denny, M., Fuss, M., and Waverman, L.,
“Substitution Possibilities for Energy:
Evidence from U. S. and Canadian Manu-
facturing Industries”, In Berndt, E. R.,
Field, B. C. ed., *Modeling and Measuring
Natural Resource Substitution*, 1981.

- [8] Bohi, D. R., “Analyzing Demand Behavior:
A Study of Energy Elasticities”, 1981.

あわた ほづみ
経済部 エネルギー研究室
はっとり つねあき
さくらい のりひさ
経済部 経営研究室

経済研究所既刊論文

(昭和57年8月～昭和60年7月)

電力経済研究

No. 17	<p>特集 エネルギー問題</p> <p>長期エネルギー需給展望の方法</p> <p>新エネルギー技術評価手法の体系化 —経済性評価手法の開発と石炭新発電方式への試算例—</p> <p>国際石油市場のモデル分析</p> <p>原油値下がりの日本経済に及ぼす影響 (海外情勢) 国際石油市場におけるOPEC</p> <p>(新モデル紹介) 原子力発電コストモデル</p> <p>(研究ノート) 停電コスト評価—最適供給信頼度レベルの決定—</p> <p>(研究ノート) 自然独占の理論と電気事業—火力発電の費用関数—</p>	<p>斎藤雄志 内山洋司, 斎藤雄志</p> <p>熊倉修 服部常晃, 伊藤成康</p> <p>廿日出芳郎</p> <p>矢島正之, 牧野文夫 西野義彦, 植木滋之 牧野文夫</p> <p>井澤裕司</p>	58. 7.
No. 18	<p>所得階層別電灯需要の分析</p> <p>夏季電力需要の気象要因分析</p> <p>発電所立地の社会経済影響予測</p> <p>米国電気事業における公衆参加</p> <p>新発電技術の総合評価 —微粉炭火力と石炭ガス化複合発電の比較評価—</p> <p>軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価</p> <p>電力需要動向と電源構成</p> <p><新モデル紹介></p> <p>電研中期多部門計量経済モデルの構想</p>	<p>服部常晃, 桜井紀久 小野賢治, 森清 堯 大河原透, 中馬正博 高橋真砂子</p> <p>内山洋司 山地憲治, 松村哲夫 斎藤雄志, 大庭靖男 七原俊也, 伊藤浩吉</p> <p>井澤裕司</p>	60. 1.
No. 19	本号		60. 7.

情報処理研究

No. 12	<p>特集 オフィスオートメーション</p> <p>オフィスオートメーションとその問題点</p> <p>電気事業のオフィスオートメーション</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. OAの果たす役割 3. わが国のOA事例の現状 	<p>寺野寿郎</p> <p>若林剛, 森清 堯 鈴木道夫, 原田 実</p>	59. 2.
--------	--	---	--------

No. 13	4. わが国OA技術の動向	
	5. 電気事業OAの現状と見通し	
	6. OA推進上の課題	
	付 電力各社のOA化機器類導入概況	
	研究報告	
	技術計算サポートシステム	高橋 誠, 松井正一
ソフトウェア仕様書体系の調査・評価	原 田 実	
コンピュータ・システムの性能評価とチューニング方法について	松井正一, 高橋 誠 森清 堯	
研究報告		
経営経済データベース分析システムの開発	高橋 誠, 森清 堯 松井正一, 小野賢治 大屋隆生	
知識処理に基づくプラントの予防保全支援システムの開発	寺 野 隆 雄	
大規模技術計算プログラムの品質管理	松井正一, 高橋 誠	
プログラム自動生成システム ARIES/I の開発	原田 実, 篠原靖志 鈴木道夫	

電力中央研究所報告

582001	政策効果と原油価格上昇効果の分析 —マクロ・モデルによるシミュレーション実験—	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	57. 8.
582002	日本の火力発電の規模の経済性について	井 澤 裕 司	57. 7.
582003	欧米主要国及び国際原子力機関 (IAEA) における原子 力施設の廃炉に関する調査研究 —法規制と資金調達を中心に—	平 島 鹿 蔵	58. 1.
582004	アメリカ合衆国における減価償却制度の研究	"	58. 7.
582005	新エネルギー技術評価手法の体系化 I 新エネルギー技術の発電効率と建設費の推定方法 —石炭新発電プラントへの試算例—	内山洋司, 斉藤雄志	57. 10.
調査582006	原子力における国際協力と共同開発事業	内 山 洋 司	57. 11.
582007	わが国における停電コストの評価	西野義彦, 植木滋之 牧野文夫	57. 12.
582008	業務別カナ漢字変換辞書の簡便な作成法 —効率的な日本語データ処理のために—	寺 野 隆 雄	58. 5.
582009	移流拡散方程式のための有限要素法パッケージの開発	寺野隆雄, 池田 勉 松井正一	58. 6.
582010	自然風景地における送電線の景観的影響の評価	若 谷 佳 史	58. 7.
582011	発電所の景観評価手法—定量的評価について—	若谷佳史, 山本公夫 樋口忠彦	58. 7.
582012	発電所の景観デザイン手法—境界とアプローチのデザイン—	樋口忠彦, 若谷佳史 山本公夫	58. 7.

582013	発電所立地と地元への対応策—地元漁協との立地交渉に関するモデル分析— 第I編 立地交渉の事例分析	若谷佳史, 山中芳朗	58. 8.
582014	分散型電源と電気事業—燃料電池導入の電気事業への影響—	西野義彦, 阿波田禾積 三辺夏雄, 牧野文夫	58. 7.
582015	計量経済モデルによる発電所立地の地域経済への影響分析	大河原 透	58. 5.
582016	技術計算サポートシステムの設計	高橋 誠, 松井正一	58. 7.
582017	大型計算機網を利用したオフィスコンピュータの連系	坂内広蔵, 森清 堯 高橋 誠, 鈴木道夫	58. 7.
582018	データ管理を基礎とした業務処理システムの構築—ある管理システムの構築・活用を例に—	坂内広蔵, 鈴木道夫	58. 7.
582019	発電所立地と地元への対応策—地元漁協との立地交渉に関するモデル分析— 第II編 ゲーミングシミュレーションモデルの構築と適用例	若谷佳史, 山中芳朗	58. 7.
582020	環境総合評価手法の開発(その1) —環境パラメータの測定方法とその地域代表性について—	若谷佳史, 天野博正	58. 7.
582021	環境総合評価手法の開発(その2) —地域特性による個別評価の修正—	山中芳朗, 天野博正	58. 7.
582022	環境総合評価手法の開発(その3) —評価項目評価視点の重要度算定—	若谷佳史, 天野博正 山中芳朗	58. 7.
582023	環境総合評価手法の開発(その4) —総合評価基準の設定についての考察—	山本公夫, 天野博正	58. 7.
582024	電気料金の国際比較	内田光穂, 伊藤成康	58. 5.
582025	発電所のレイアウト景観の評価	若谷佳史, 山本公夫	58. 7.
582026	新エネルギー技術評価手法の体系化II 新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値—石炭新発電方式への試算例—	内山洋司, 斉藤雄志	58. 7.
582027	原油値下がりによる日本経済に及ぼす影響	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	58. 5.
582028	欠 番		
582029	電力需要の分析と予測 —変量時系列モデルによる接近—	浜田宗雄, 山田泰江 近藤裕之	58. 7.
583001	国際石油市場のモデル分析 第IV編: モデルの改良と原油需給構造分析	佐和隆光, 久保雄志 斎藤観之助, 荒井泰男 熊倉 修, 谷口公一郎	58.10.
調査583002	知識処理技術の動向	寺野隆雄, 松井正一 原田 実, 大屋隆生 鈴木道夫	59. 2.
583003	夏季電力需要と気象要因	小野賢治, 森清 堯	59. 4.
583004	技術計算プログラムの動特性改善手法	松 井 正 一	59. 4.
583005	OAのための業務分析—ある電力所の分析を例に—	鈴木道夫, 森清 堯 松村健治, 田中庸平 岩井昭二, 水野秀昭 中野敏生, 村山 始	59. 4.
583006	河川景観の評価	若谷佳史, 山本公夫	59. 8.

調査583007	諸外国における原子力発電所の許認可手続き合理化に関する調査	矢島正之	59. 4.
583008	KEO-電研モデルの構成 —経済・エネルギーの相互依存分析—	尾崎 巖, 黒田昌裕 吉岡完治, 桜本 光 赤林由雄, 大澤悦治 斎藤雄志, 阿波田不積 中村二郎, 井澤裕司 伊藤浩吉, 木村 繁	59. 4.
調査583009	世界のエネルギー需給バランス—第12回世界エネルギー会議コンサベーション委員会報告—	内山洋司	59. 4.
583010	核燃料サイクルコスト評価のための資金計画モデル	高橋 誠, 矢島正之	59. 4.
583011	大規模技術計算プログラムの品質管理	高橋 誠, 松井正一 寺野隆雄, 森清 堯	59. 4.
583012	経営経済データベース・分析システムの開発	高橋 誠, 森清 堯 松井正一, 小野賢治 大屋隆生	59. 4.
調査583013	高度情報化社会の進展と電気事業の課題	古川裕康	59. 3.
583014	国際石油産業の変貌とその影響	廿日出芳郎, 奥村皓一 松井和夫	59. 4.
583015	原子力発電所の予防保全支援システムに対する知識処理技術の適用	寺野隆雄, 西山琢也 横尾 健	59. 5.
583016	発電所立地と地元への対応策—地元漁協との立地交渉に関するモデル分析— 第IV編 ゲームング・シミュレーション・システムの改良	若谷佳史, 山中芳朗	59. 8.
583017	発電所の景観設計手法 —景観対策の効果と海岸イメージ—	若谷佳史, 山本公夫	59. 9.
583018	部品合成によるプログラム自動生成へのアプローチ	原田 実	59. 5.
583019	電源立地の経済社会環境影響評価モデルの開発	信国真哉, 福地崇生 竹中 治, 小口登良 斎藤観之助, 山岸忠雄 山口 誠, 大河原透 中馬正博, 山中芳朗	59. 7.
583020	国際石油市場の構造分析	佐和隆光, 久保雄志 熊倉 修	59. 5.
583021	フランスにおける原子力開発体制の形成	熊倉 修	59. 6.
584001	生産性の計測と国際比較の方法	内田光穂, 伊藤成康 関口博正	59. 5.
584002	エネルギー需要構造の変化要因分析—石油危機後の停滞要因の解明—	服部 常晃	59. 8.
584003	カラーイメージデータ圧縮法の開発	松井正一	60. 4.
調査854004	ロードマネジメントとその費用便益分析 —米国における実施状況と研究の現状—	山地憲治, 浅野浩志	60. 7.
584005	電力需要分析のための新しいデータ解析手法とその適用例	小野賢治, 大屋隆生	60. 4.
584006	パターン指向型プログラム開発技法	原田 実	60. 5.
査閲584007	超高速計算システムの現状と利用方法	大屋隆生, 高橋 誠 松井正一	60. 4.
584008	機械翻訳システムの評価とその利用方式	寺野隆雄	60. 6.

584009	モジュール型原子炉の経済性	山地 憲 治	60. 5.
調査584010	ロードマネジメントのための負荷研究 —米国における研究動向の現状—	小野 賢 治	60. 5.
584011	高度経営情報システム DEMANDS の開発 (I) —設計 の基本方針とシステム構成—	鈴木道夫, 森清 堯 高橋 誠, 松井正一 大屋隆生, 篠原靖志	60. 5.
584012	高度経営情報システム DEMANDS の開発 (II) —経営 経済情報提供システム—	森清 堯, 鈴木道夫 高橋 誠, 松井正一 大屋隆生, 篠原靖志	60. 5.
584013	夏季における電力負荷と気象	小野 賢 治	60. 4.

Z 83002	地域経済の長期展望	超長期エネルギー戦略研究会経済専門部 会	59. 5.
Z 83005	電力需要構造と電力ソフト	超長期エネルギー戦略研究会エネルギー 専門部会	59. 8.

CRIEPI REPORT

E 582001	Organization of Multinational Undertakings in the Field of Nuclear Fuel Cycle	Masayuki Yajima	58. 3.
E 583001	A Total Approach to a Solution for the Maintenance Problems through System Configuration Manage- ment —Maintenance Support Facility MSF—	Kozo Bannai Michio Suzuki Takao Terano	59. 2.
E 584001	KEO-DENKEN Model: An Analysis of Energy- Economy Interactions in Japan	Hiroshi Izawa	59.12.
E 584002	Electric Power Demand and Electrification in Japan	Takeshi Saitoh Nariyasu Itoh	59.12.
E 584003	A Multilateral Comparison of Total Factor Produc- tivity among Japanese Utilities for 1964-1982	Nariyasu Itoh	59.12.
E 584004	Load Leveling Efforts in Japanese Electric Utilities	Kenji Yamaji	59.12.
E 584005	Applications of the Over/Under Model to a Japanese Electric Utility	Kenji Yamaji	59.12.

電力経済研究 No.19

1985年7月24日 印刷発行

発行所 財団法人 電力中央研究所
経済研究所

東京都千代田区大手町1-6-1
大手町ビル

電話 東京 (03) 201-6601

1200 印刷：藤本総合印刷株式会社

フランスの電気料金 —最近の料金制度改訂を中心として—	熊倉修……………(1)
ロードマネジメントとその費用便益分析	浅野浩志……………(19)
主成分分析による財務指標総合化の試み —アメリカ電気事業への適用—	関口博正……………(41)
発電所の景観設計手法	山本公夫……………(55) 若谷佳史
電力需要分析のための新しいデータ解析手法	小野賢治……………(73) 大屋隆生
河川景観の評価	若谷佳史……………(87) 山本公夫
電気事業の設備投資と資金調達	山中芳朗 富田輝博……………(111) 牧野文夫
<新モデル紹介>	
中期電力需要予測モデル	阿波田禾積……………(125) 服部常晃 桜井紀久