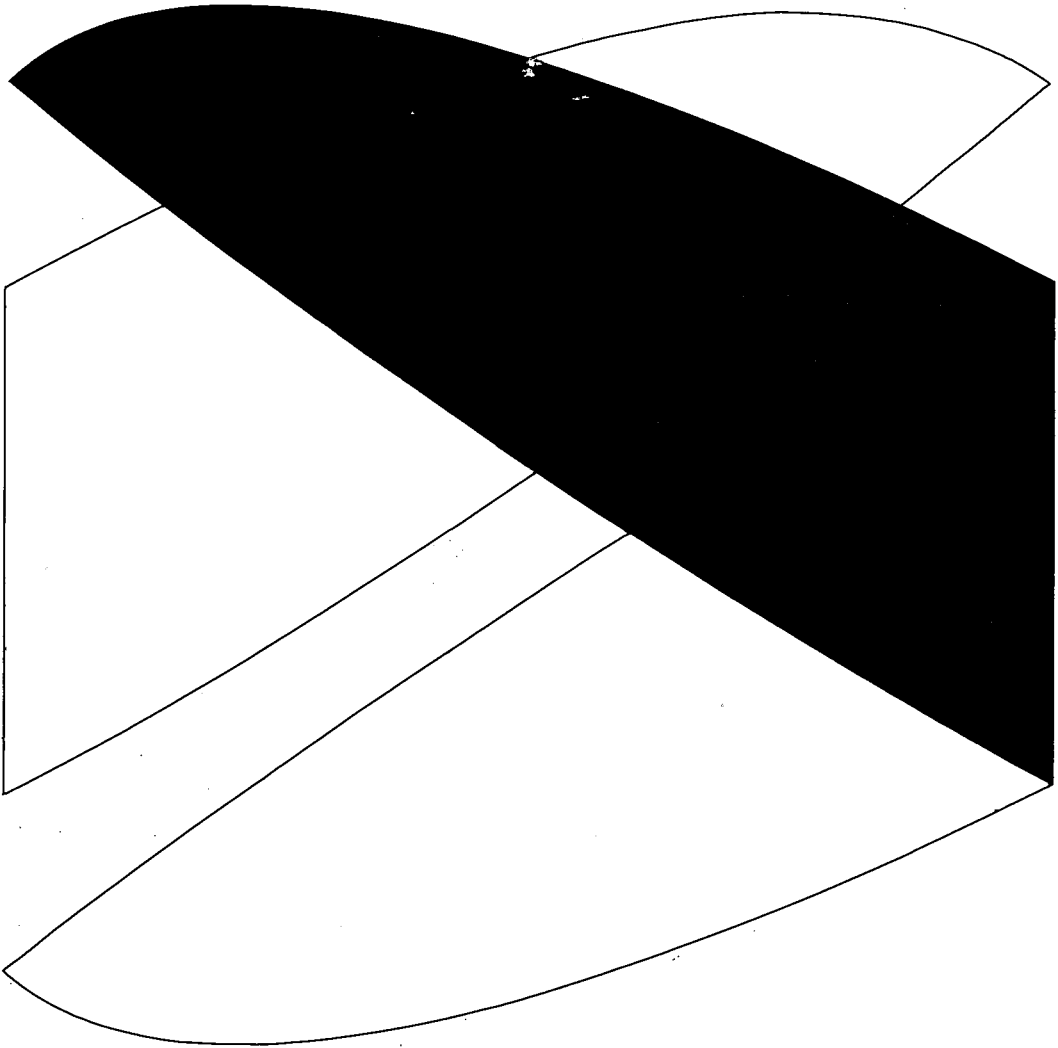


ISSN 0387-0782

電力經濟研究



No. 18

1985. 1

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

所得階層別電灯需要の分析	服部 常晃	1
	桜井 紀久	
夏季電力需要の気象要因分析	小野 賢治	17
	森清 堯	
発電所立地の社会経済影響予測	大河原 透	41
	中馬 正博	
米国電気事業における公衆参加	高橋真砂子	65
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—	内山 洋司	89
軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価	山地 憲治	107
	松村 哲夫	
電力需要動向と電源構成	斎藤 雄志	117
	大庭 靖男	
	七原 俊也	
	伊藤 浩吉	
<新モデル紹介>		
電研中期多部門計量経済モデルの構想	井澤 裕司	143

所得階層別電灯需要の分析

キーワード：所得階層別電灯需要，所得階層別電灯料金単価，所得弾力性，価格弾力性，機器保有

服部 常晃 桜井 紀久

〔要旨〕

1. 新たなデータ開発として，所得階層別の電灯需要量 (kWh) および機器保有量の時系列データについて，『家計調査報告』と『消費動向調査』からその算出を試みた。
2. 試算結果によれば，最近の電灯需要量は，低所得層では夏季（7～9月期）の伸びが最も高く，高所得層では夏季とともに冬季（1～3月期）の伸びが最も高いことが分かった。
3. その背景として，低所得層ではクーラー，高所得層ではクーラーのほか暖房用機器（冷暖兼用エアコンや電気ストーブなど）が相対的に高い伸びを示していることが指摘できる。また，このような動きからみて，冬季暖房用機器保有等のデータの収集・整備が急務である。
4. 月次，四半期データの二通りについてフロー型の電灯需要関数の推定を試みた。月次データによる推定上のバイアスをとると，推定結果は両者間で整合的となる。
5. 推定結果は次表の通りである。

電灯需要の所得・価格弾力性値（四半期データ）

	短期			長期	
	所得	価格	ラグ	所得	価格
第Ⅰ	0.65	-0.06	0.60	1.64	-0.16
Ⅱ	0.65	-0.06	0.58	1.56	-0.15
Ⅲ	1.23	-0.02	0.54	2.69	-0.05
Ⅳ	0.99	-0.10	0.64	2.75	-0.29
Ⅴ	1.03	-0.07	0.57	2.41	-0.16

1. 「長期」は「短期」より計算
2. 所得：所得弾力性値，価格：価格弾力性値，ラグ：ラグ付自己変数の弾力性値

本分析より，電灯需要の所得弾力性値は，おおむね高所得層ほど高いが，価格弾力性値は所得階層間で（傾向的な）差がないことが明らかになった。

1. はじめに
2. 所得階層別電灯需要量の推移
 - 2.1 算出方法
 - 2.2 電灯需要量の推移
 - 2.3 所得階層別料金単価の推移
 - 2.4 四半期別構成比のタイム・トレンド
3. 所得階層別機器保有の推移
 - 3.1 時系列データの作成
 - 3.2 機器保有関数の推定
4. 所得階層別電灯需要関数の推定
 - 4.1 モデル
 - 4.2 月次データ
 - 4.3 四半期データ
5. おわりに

1. はじめに

電灯需要は、55年度には26年の電力再編成以来はじめてのマイナス成長を記録するなど、第2次石油危機を契機として停滞局面をみせはじめた。

電灯需要の伸びの鈍化に対しては、55年の電気料金値上げのほか機器保有の飽和化などの要因が指摘されている。

本稿では、こうした電灯需要の基調変化の態様、ならびに、電灯需要と所得・価格・気温要因との関係についてより詳細に解明するため、所得階層別の分析を試みる。

最初に、新たなデータ開発として（等分位）所得階層別の電灯需要量および機器保有量の時系列データの算出を試みる。

次に、試算したデータに基づき、所得階層別の電灯需要や機器保有の実態について解明する。そして、本稿の中心テーマである電灯需要の所得および価格弾性値の計測を行なう。

所得階層別弾性値の計測は、今後の電力需要の動向や電気料金（料金制度を含む）の影響を分析するのに有益な情報を与えるものである。

2. 所得階層別電灯需要量の推移

2.1 算出方法

一般に、『家計調査報告』に基づく財の需要の分析は、金額表示の名目値ないし実質値（名目値/デフレーター）系列をその対象としている。電灯需要の分析も同様である（たとえば文献〔1〕,〔4〕,〔5〕など）。

本稿では、新たな視点として、現実の電気料表を用い、支払金額から逆算した形で（kWhベースの）電灯需要量を算出し、これをもとに所得階層別分析を試みる¹⁾。

現在の電灯料金は49年6月以降、三段階逡増料金制が採用されている。料金表は次式で表わされる。

Y : 120 kWh 未満

$$X = [a + b_1 Y] * \lambda$$

Y : 120 ~ 200 kWh

$$X = [a + b_1 * 120 + b_2 (Y - 120)] * \lambda$$

Y : 200 kWh 以上

$$X = [a + b_1 * 120 + b_2 * 80 + b_3 (Y - 200)] * \lambda$$

ただし、 $b_1 < b_2 < b_3$

ここで、Y : 電灯需要量 (kWh), X : 電気代 (円), a : 基本料金 (円), b_i : 電力量料金 (円/kWh), λ : 電気税である。

料金表は電力各社間で異なっているから、供給区域別に各社の料金表から逆算して電灯需要量を求める必要がある。その際、大きな問題点としては、①料金表が契約種別により異なること、②所得階層別の電気代の地域別データが公表されていないこと、の二点がある。

今回の試算では、前者の問題点に対しては、電灯需要における契約種別として20A（アンペア）契約を代表として選択した。

また、後者については、電力各社の供給区域にはほぼ対応させて全国を9地域に区分し、家計調査データの地域別世帯数をウェイトに各社の料金表を加重統合した。

こうして求めた全国ベースの代表的料金表も三段階逡増型になる²⁾。いま、簡単化のため、

1) 電灯需要量を逆算する形で求める方法は、当経済研究所の内田光穂次長のアイデアである。本分析の基本となるものであり、記して感謝の意を表したい。もちろん、あり得べき誤りは著者らが負う。

なお、室田泰弘埼玉大学助教授が独自の発想より同様形式の方法を用いて分析されていることをここに特記しておく。

2) 家庭用の契約種別として「20A」が最も多い。所得階層別の契約種別に構成比の時系列データが得られれば、連続型の料金表を導出することが可能である。

120 kWh 未満の使用量について示すと、次式のようになる。

Y : 120 kWh 未満

$$X_a = \left[\sum_j w_j a_j + \sum_j w_j b_{1j} Y \right] \lambda$$

ここで、 w_j : 調整済世帯数の地域別構成比 (家計調査より)、 X_a : 電気代の全国平均値。

また、電灯の平均単価は (X_a/Y) として計算される。

厳密には、このような方法にはいくつかの問題点があるが、所得階層別の電灯需要量 (kWh) のデータが存在しないから止むを得ないことと思われる。

2.2 電灯需要量の推移

表 2.1 は、以上の方法により試算した所得階層別電灯需要量を示したものである。

表 2.1 所得階層別電灯需要量の試算値 (58 暦年の算定値) kWh

	1~3	4~6	7~9	10~12	計	(計 月当り)
第 I	534.1 (25.4)	461.5 (21.9)	574.2 (27.3)	532.2 (25.3)	2102.1	175.2 <1.00>
II	611.5 (26.4)	525.5 (22.7)	614.0 (26.5)	563.2 (24.3)	2314.2	192.9 <1.10>
III	671.7 (26.6)	566.4 (22.4)	676.1 (26.8)	611.0 (24.4)	2525.2	210.4 <1.20>
IV	785.7 (27.5)	651.2 (22.8)	724.8 (25.4)	693.4 (24.3)	2855.1	237.9 <1.36>
V	892.2 (27.4)	714.8 (22.0)	834.6 (25.6)	814.8 (25.0)	3256.4	271.4 <1.55>
平均	699.0 (26.8)	583.9 (22.4)	684.7 (26.2)	642.9 (24.6)	2610.6	217.6
(参考) 全国	930.4 (26.5)	540.6 (22.7)	644.8 (27.1)	565.2 (23.7)	2380.8	198.4

- 注 1) () は階層別の四半期別構成比
- 2) < > は第 I 階層=1.0
- 3) 全国は従量電灯 (甲・乙) の口数当り原単位

最初に、データのチェックとして、全国ベースの電灯需要量と今回の試算値とを比較しよう。

58 暦年についてみると、試算値における全

所得階層の平均値は、月当り 217.6 kWh/世帯である。これに対して、世帯当り需要量にはほぼ対応するとみられる、電灯 (甲乙) の原単位は 198.4 kWh/口 であり、両者間の差異は大きくはない。

また、四半期別の構成比をみると、各期とも両者の数値はほとんど同じであり、大きく違って 0.9% ポイントの差にすぎない。

家計調査に依存した試算値の対象が農家、単身者を除く勤労者世帯に限定されていることを勘案すると、今回の方法による試算結果は良好であるといつてよい。

表 2.1 によれば、58 暦年の世帯当り電灯使用量は、低所得層の第 I 分位 175 kWh/月 から高所得層の第 V 分位 271 kWh/月 まで所得水準に応じて上昇している。第 I 分位を 1.0 とすれば、第 V 分位は 1.55 という格差を示している。

これを各階層毎の四半期別構成比でみると、冬季の 1~3 月期と夏季の 7~9 月期の構成比が高く、4~6 月期のそれが低い。これを所得階層別に比較すると、第 I 分位では夏季が冬季を上回って最も高い水準にある。第 II, 第 III 分位では夏季、冬季がほぼ同水準である。そして、第 IV, 第 V 分位では、第 I 分位とは逆に、冬季が最高水準を示している。このことから、全所得階層平均ないしは全国平均において、夏季、冬季の水準がそれぞれ 26.5% 程度とほぼ同一水準にあるのは、こうした低所得層と高所得層の季節別パターンが夏冬で相殺されているためであるといえる。

次に、電灯需要量の経年変化についてみる。表 2.2 および図 2.1 は、51 暦年 (各期) を 1.0 とした場合の各年の水準を示したものである。

58 暦年の水準は全所得階層平均では 217.6

表 2.2 電灯需要と所得の伸び
51 年各期=1.0

	1~3	4~6	7~9	10~12	計
第 I	1.267 (1.075)	1.279 (1.090)	1.452 (1.100)	1.297 (1.066)	1.342 (1.082)
第 II	1.296 (1.108)	1.269 (1.101)	1.392 (1.076)	1.263 (1.073)	1.301 (1.087)
第 III	1.326 (1.111)	1.271 (1.080)	1.433 (1.091)	1.337 (1.071)	1.343 (1.086)
第 IV	1.400 (1.089)	1.400 (1.031)	1.394 (1.097)	1.329 (1.057)	1.331 (1.066)
第 V	1.357 (1.033)	1.292 (1.122)	1.358 (1.074)	1.303 (1.028)	1.316 (1.062)

- 1) 数値は 58 暦年の 51 暦年に対する倍率
2) 各欄の上段は電灯需要, 下段 () は実質可処分所得

kWh/月/世帯 であるが, これを所得階層別にみると, 各期の電灯需要の伸びが季節的に階層間で大きく異なっていることが分かる。第 I ~ 第 III 分位では, 夏季が冬季の伸びより高い。第

IV ~ 第 V 分位では, 夏季, 冬季ともに同程度の高い伸びを示している。

逆に, 伸びの最も低い時季は, 各階層とも第 IV 分位を除いて, 春季 (4 ~ 6 月期) である。

これをより詳細にみると図 2.1 のようになる。倍率を示した曲線は, 第 I 階層では夏季に山を形成している。第 III 階層では夏季に次いで冬季の小さな山がみられる。第 V 階層では夏季と冬季に二つの山がはっきりしている。

また, 経年的には, 54 年から 55 年にかけて, 電気料金改定や冷夏の影響でいずれの階層でも前年水準を下回っている。

とくに, 55 年の夏季は前年猛暑の反動もあって著しく落ち込んでいる。次いで, 56 年にはいずれの所得においても回復の傾向がみられる。56 年冬季をみると第 V 分位が他の階層に

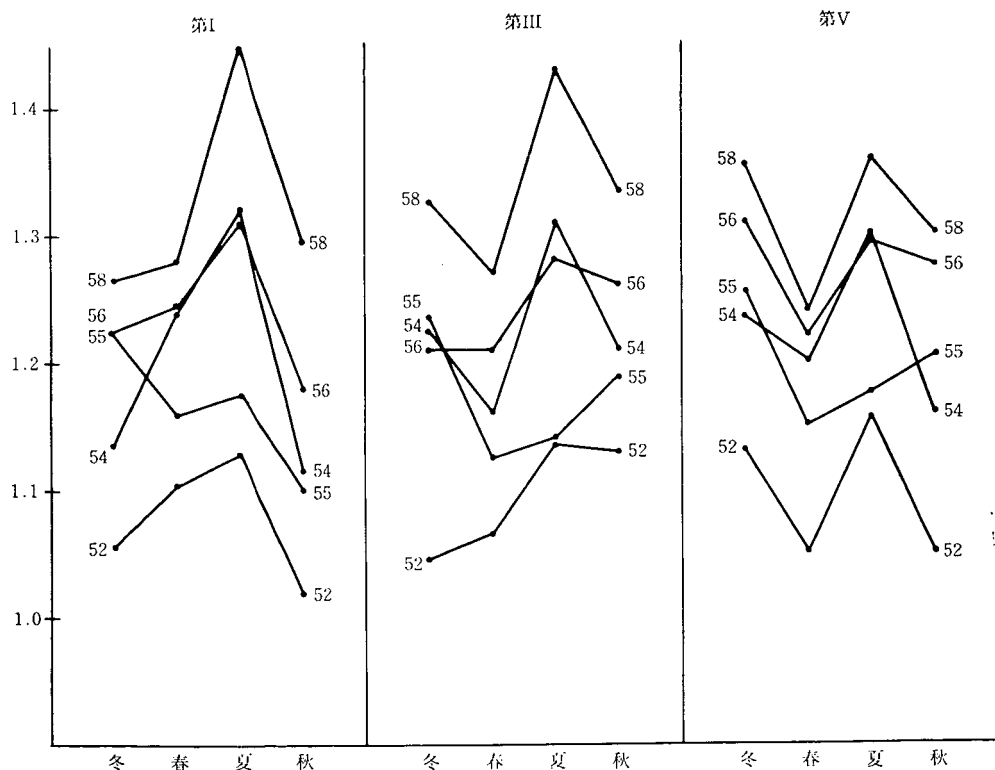


図 2.1 電灯需要の伸び (51 暦年各期=1.0)

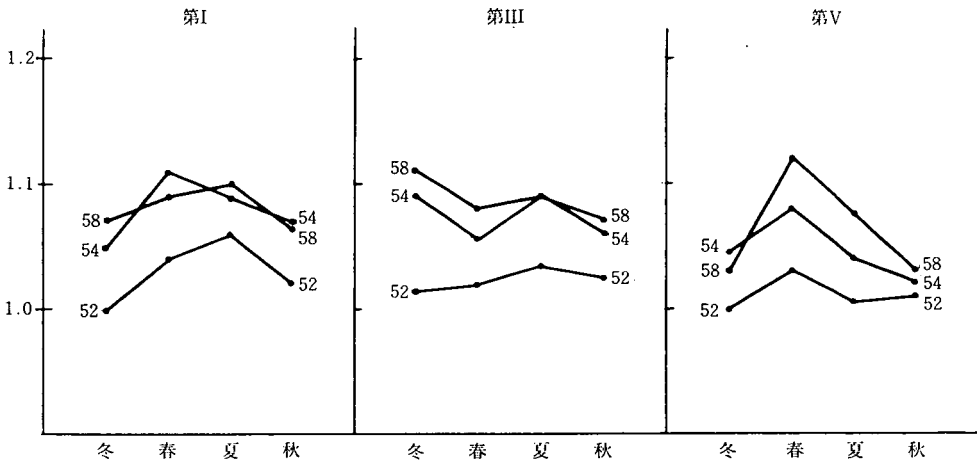


図 2.2 実質可処分所得の伸び (51 暦年各期=1.0)

表 2.3 所得階層別名目可処分所得 (58 暦年) 万円

	1~3	4~6	7~9	10~12	計
第 I	52.80 (21.0)	56.85 (22.7)	63.36 (25.3)	77.83 (31.0)	250.84 (1.00)
II	67.63 (20.4)	76.83 (23.2)	82.17 (24.8)	104.55 (31.6)	331.12 (1.32)
III	79.81 (20.3)	92.61 (23.6)	95.80 (24.4)	124.21 (31.7)	392.43 (1.56)
IV	93.28 (19.8)	111.42 (23.6)	111.85 (23.7)	154.68 (32.8)	471.24 (1.88)
V	121.64 (19.7)	159.16 (25.7)	140.56 (22.7)	197.64 (31.9)	619.00 (2.47)

注 1) () は階層別の四半期別構成比
2) < > は第 I 階層=1.0

比べて回復の度合いが大きかったことが読みとれる。

ここで、参考のため電灯需要量に対応する所得水準の推移についてみる。表 2.2, 表 2.3 および図 2.2 によれば、その特徴として、①所得の伸びが電灯需要と同様、所得階層間、四半期間で大きく異なっていること、②年平均伸び率が高所得層で相対的にやや低いこと、③電灯需要と比べて所得の伸びが全体的に鈍いこと、④名目所得の階層間格差が電灯需要のそれより大きいこと、などが指摘できる。

2.3 所得階層別料金単価の算出

表 2.4 は電灯料金平均単価についての試算結果を示したものである。58 暦年では、試算値

表 2.4 所得階層別電灯料金単価の試算値 (58 暦年) 円/kWh

	1~3	4~6	7~9	10~12	計
I	27.1 (1.450)	26.7 (1.438)	27.4 (1.460)	27.1 (1.455)	27.1 (1.451)
II	27.7 (1.465)	27.1 (1.449)	27.7 (1.468)	27.3 (1.458)	27.5 (1.460)
III	28.3 (1.493)	27.4 (1.455)	28.3 (1.496)	27.7 (1.464)	27.9 (1.477)
IV	29.3 (1.535)	28.1 (1.488)	28.8 (1.509)	28.5 (1.503)	28.7 (1.509)
V	30.0 (1.517)	28.7 (1.502)	29.6 (1.510)	29.5 (1.520)	29.4 (1.512)

上段は料金単価 (円/kWh)

下段 () は倍率, 52 暦年各期=1.0

における平均値は 28.12 円/kWh で、全国ベースの平均値 (公表値) 28.43 円/kWh とほぼ同水準にあり、試算値はおおむね妥当な値を示していると考えられる。

全体的な特徴としては、平均単価は逡増料金制を反映して、電灯使用量が多いほど水準が高い。

すなわち、平均単価は、四半期別には需要期の夏季と冬季の水準が高く、所得階層別には高所得層ほど高い。

格差の相対的な比較からいえば、四半期間より所得階層間での格差の方が大きい。すなわち、四半期間の格差の最大は1.3円（第V階層の冬季と春季の間）、これに対し、所得階層間でのそれは2.9円（冬季の第Iと第IV階層の間）である。所得階層間での格差を年間平均で見ると、第V階層は第I階層の約1.08倍となっている。

また、経年的にみると、平均単価の上昇率は高所得層ほど高い。57年対52年の年間平均値の倍率は、第I階層の1.45倍に対し第V階層では1.51倍となっている。

2.4 四半期別構成比のタイム・トレンド

次に、所得階層別電灯需要量の四半期別パターンの変化をより正確に分析してみよう。

図2.3は電灯需要の四半期別構成比を所得階層別にプロットしたものである。

四半期別構成比の変化は、各四半期の需要の伸びの相対的な差を反映している。ただ、注意すべきは、電灯需要はその特性から冷暖房需要の変動に大きく左右され、さらに冷暖房需要は

機器保有量や気温要因に影響される点である。

そこで、短期的変動要因としての気温の影響を除外した上で、四半期別パターンに傾向的な変化があるかどうかを計測してみる。

そのために次のような推定式を用意した。

$$S_{ij} = a + b \text{ TIME} + c \text{ DEGS} + d \text{ DEGW}$$

ここで、 S_{ij} ：所得階層別電灯需要量の四半期別構成比（ i は所得階層、 j は四半期）、 TIME ：タイム・トレンド、 DEGS ：夏季気温（（月最高平均気温 -25°C ）の3ヶ月平均値）、 DEGW ：冬季気温（（ 7°C -月最低平均気温）の3ヶ月平均値）。

代表例として以下に第V分位の推定式を二つ示す。（）内数値は t 値を示す。

（冬季）

$$S_{5W} = 0.282 + 0.00109 \text{ TIME} - 0.00357 \text{ DEGS} + 0.00019 \text{ DEGW}$$

(16.0) (1.2) (2.1) (0.1)

$$\bar{R}^2 = 0.403$$

（夏季）

$$S_{5S} = 0.2140 - 0.0004 \text{ TIME} + 0.00858 \text{ DEGS} + 0.00041 \text{ DEGW}$$

(22.9) (0.9) (9.4) (0.3)

$$\bar{R}^2 = 0.933$$

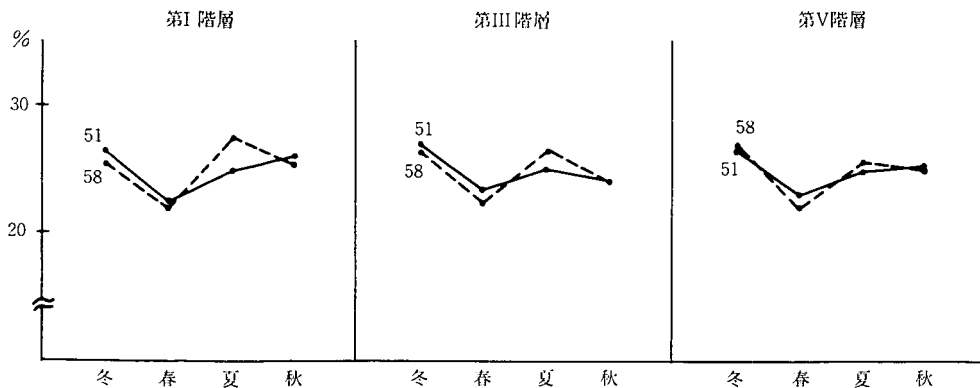


図 2.3 電灯需要の四半期別構成比

表 2.5 電灯需要の四半期別構成比とそのタイム・トレンド

階層	冬		春		夏		秋	
第 I	-0.00059	26.1 1.0	-0.00081	22.9 0.5	** 0.00198	26.3 1.0	0.00057	24.8 0.6
第 II	-0.00036	26.5 0.9	-0.00049	22.8 0.4	0.00117	26.2 1.1	-0.00032	24.5 0.5
第 III	0.00001	26.7 0.7	-0.00080	22.9 0.6	0.00093	25.9 1.0	-0.00014	24.5 0.4
第 IV	0.00047	26.8 0.9	* 0.00104	22.6 0.6	* -0.00107	25.8 1.1	-0.00043	24.9 0.4
第 V	0.00109	27.0 0.7	** -0.00106	22.5 0.4	-0.00040	25.6 1.2	0.00038	24.8 0.6
(参考) 全国ベース	-0.00023	26.5 0.6	-0.00032	23.0 0.3	0.00046	26.5 1.0	0.00009	24.0 0.2

- 1) 推定式は本論参照。*は10%水準、**は5%水準で有意。
2) 各期右側の数字：上段は各期の平均値、下段は標準偏差。

推定結果を解釈すると、まず冬季では、第V分位の電灯需要の冬季の構成比は、短期的変動要因として、冬季よりむしろ夏季の気温による影響を強く受けている。すなわち、夏季気温の1°Cの上昇によって夏季の構成比が上昇するため、冬季の構成比は0.35%ポイント下落する³⁾。これに対して冬季の気温の変化の影響はほとんどない。このことは、夏季における気温の変化による電灯需要の変動が冬季のそれより相対的に著しく大きいことを反映している。実際に、各季の構成比の変動幅を表わす標準偏差は、表2.5にある通り、夏季の1.2%ポイントに対して、その他の季節では0.4~0.7%ポイントと夏季が相対的に大きい。

また、タイム・トレンドの係数からみると、第V分位の冬季の四半期別構成比は、気温の影響を除外した場合、年当たり0.1%ポイントの上昇トレンドがあるといえる。

一方、夏季の推定結果によれば、夏季の最高平均気温の1°Cの上昇で夏季の構成比は0.86%ポイント上昇する。係数の有意性からみると、夏季の構成比の変化は、夏季の気温要因のみでそのほとんどが説明できる。決定係数は

0.93と非常に高い。

また、気温の影響を除外した場合、夏季の構成比にはトレンド的な変化はみられない。

このような推定結果を所得階層別にみると、各階層とも夏季の決定係数は0.7~0.93の範囲にあり、いずれも夏季の説明力が高い(詳細は省略)。これは夏季における夏季気温の効果が相対的に大きいことを裏付けている。

表2.5は、説明変数のうちタイム・トレンド項のみをとりあげたものである。これに基づき、各期の構成比の変化が気温要因を除外して傾向的な変化があるかどうかが判定できる。

係数の有意性や大きさからみて次のことがいえる。

① 低所得層の第I分位では、夏季の構成比に上昇トレンド(年当たり0.2%ポイントの上昇)がみられる。すなわち、同階層では夏季の電灯需要の伸びが他の時季より相対的に大きいといえる。第II分位も同様の傾向があるが、係

3) 夏季気温のパラメータは夏季以外の時季ではマイナスであり、それらの合計値は夏季のプラスの値をほぼ相殺している。パラメータの大きさからみると、夏季気温の変化に伴う夏季の構成比の変化は、他の時季の平均的な構成比の大きさに対応する形で、各時季の構成比に応分に配分されているといえる。

数の有意性はやや落ちている。

② 第Ⅲ分位では係数の大きさからみて、夏季の構成比は、ほぼ横ばいの傾向にある。

③ 高所得層の第Ⅳ分位では、夏季は逆に下落のトレンドをみせている。半面、春季の構成比は上昇傾向にある。

④ 第Ⅴ分位では、冬季の構成比がやや上昇の傾向がある半面、春季は下落のトレンドがある。

以上のことから、電灯需要は低所得層では夏季の伸びが最も大きい、高所得層では冬季の伸びが相対的に高まり、冬季は夏季とともに同程度ないし（夏季より若干上回るほど）の高い伸びを示しているといえよう。

このような傾向は、機器保有の所得階層間での相違を反映していると考えられる。

すなわち、低所得層では夏季使用の冷房用クーラー、高所得層では夏季のクーラーのほか、冬季の冷暖房兼用エアコンや電気ストーブなど暖房用電気製品の保有が増大しているとみられる。

3. 所得階層別機器保有の推移

3.1 時系列データの作成

以上の分析により、電灯需要（勤労者世帯当り）は、四半期別変化を中心として、所得階層間で明瞭な差異があることが明らかになった。

電灯需要は後述するように、機器の保有水準と密接な関係にある。そこで、本節では、機器保有の推移についてみてみたい。

機器保有のデータはいくつかあるが、所得階層別の時系列データとしては『消費動向調査』しかない。

ところが、この調査データは、家計調査データとは別個のものである。とくに所得階層の区

分の仕方が両者間で根本的に異なっている。周知のように、消費動向調査では等分位に区分されていない。

このため原データを等分位の所得階層別データに組みかえる必要がある。この作業はやや面倒である⁴⁾。

表 3.1 は、修正後の所得階層別機器保有の計算結果を示したものである。数値は各機器の100世帯当たり保有台数（ストック）を示している。

表 3.1 所得階層別機器保有の推移
台数/100世帯

		(1) 51年2月	(2) 58年2月	(2)-(1)	(2)/(1) **
ル ー ム エ ア ー コ ン	平均	24.8	73.0	48.2	2.9
	第Ⅰ	6.8	39.5	32.7	5.8
	第Ⅴ	55.3	119.6	64.3	2.1
電 子 レ ン ジ	平均	20.8	37.5	16.7	1.8
	第Ⅰ	7.1	25.7	18.6	3.6
	第Ⅴ	37.0	50.4	13.4	1.4
カ ラ ー T V	平均	117.2	158.6	41.4	1.3
	第Ⅰ	85.0	132.8	47.8	1.5
	第Ⅴ	150.0	189.2	39.2	1.3
V T R	平均	1.4*	12.3	10.9	8.8
	第Ⅰ	—*	6.1	6.1	—
	第Ⅴ	4.6*	19.4	14.8	4.2

注) * 53年2月（調査開始）の数値

** 倍率

これによれば、ルームエアコンの51年から58年にかけての保有台数の伸びは、低所得層（第Ⅰ分位）が高所得層（第Ⅴ分位）を上回っている。こうした傾向は、前述したような夏季の電灯需要の伸びの階層間での差異についての傾向に対応している。

電子レンジも伸び率ではルームエアコンと同様の傾向をみせている。一方、カラーTVは伸びの階層間での差異は他の機器に比べてかなり小さい。

4) 作成方法は文献〔4〕ないし〔5〕を参照のこと。

ここで、機器の「保有台数」と「普及率」の関係について若干みておきたい。一例としてカラーTVをとり上げる。勤労者世帯の所得階層別普及率のデータは未公表であるので、全世帯についてのデータで代用する。

表3.2は、等分位の所得階層別データに修正したあとの試算結果を示したものである。

表 3.2 保有台数と普及率
(カラーTV・全世帯)

	50年3月		57年3月	
第 I	84.8 ⁽¹⁾	(79.4) ⁽²⁾	122.7	(97.8)
	1.06 ⁽³⁾		1.25	
V	126.9	(95.0)	199.1	(99.7)
	1.34		2.00	
平均	107.9	(90.3)	152.9	(98.9)
	1.19		1.54	

注) (1) 保有台数(100世帯当り)
(2) 普及率(同)
(3) (1)÷(2)

これによると、カラーTVの普及率(全世帯)は57年までに全所得階層で98~99%の高水準に達しており、第I分位を除き、経年的な変化は小さい。一方、保有台数は全所得階層でおよそ1.4~1.6倍の水準まで大幅に増加している。

このことから、カラーTVの保有台数の増加は、新規ではなく2台目以上の追加的購入によるといえる。例えば、第V分位のカラーTV保有世帯当たりの平均保有台数を計算すると、50年の1.34台が57年には2.00台まで上昇していることが分かる。

機器保有についてはこうした観点からの分析も必須のものであるが、本分析ではこれ以上立ち入らない。

3.2 機器保有関数の推定

機器保有に関するデータは、アンケート調査

に特有の数値のランダムな動きがみられる。このようなデータ上のバイアスを修正することを一つの目的として、次のような推定を行い、いわば分析期間における平均的な動きを抽出することを試みる。

$$K_{ij} = a + b \text{ TIME}$$

$$\ln K_{ij} = c + d \ln \text{ TIME}$$

$$\ln K_{ij} = e + f \ln YD_i$$

ここで、 K_{ij} : 機器保有台数(100世帯当り)、 TIME : タイム・トレンド、 YD_i : 実質可処分所得、 i は所得階層、 j は機器の種類を表わす。

パラメータ b は、機器保有台数の年当たり増加台数を示す。 d 、 f はそれぞれ機器保有台数(ストック)の時間、および所得に関する弾性値を示している。

表 3.3 機器保有台数に関する推定結果

		Δt	η_t	η_y
第 I	TV	4.38	0.18	2.26
	CL	3.30	0.87	11.30
	R	0.96	0.04	0.61
II	TV	5.45	0.19	1.82
	CL	6.31	0.94	12.04
	R	0.86	0.04	0.31
III	TV	5.19	0.17	2.43
	CL	6.92	0.90	14.86
	R	0.69	0.03	0.47
IV	TV	5.05	0.16	4.22
	CL	6.23	0.65	17.83
	R	0.49	0.02	0.63
V	TV	6.69	0.17	3.35
	CL	8.83	0.55	11.8
	R	1.27	0.05	1.42

注) Δt : 年間増加保有台数 TV: カラーTV
 η_t : 時間弾性値 CL: ルームクーラー
 η_y : 所得弾性値 R: 冷蔵庫

表3.3はその推定結果を示したものである。時間弾性値についてみると、クーラーは、他の機器より全体的に水準が高く、また、階層別には低所得層ほど高い。

これによって、前述した低所得層におけるクーラー購入による夏季の電灯需要の増進が実証的にある程度まで裏付けられたといえよう。

次に、機器保有台数の所得弾力性についてみる。クーラーの所得弾力性は、第Ⅰ分位から第Ⅳ分位にかけて順次上昇し、第Ⅴ分位にかけて低下している。また、カラーTVは第Ⅳ、第Ⅴ分位で高水準にある。冷蔵庫は第Ⅴ分位が高い。

これらのことから、電力多消費的な三種では、おおむね、高所得層ほど保有台数の所得弾力性が高いといえる。

このことは、機器の稼働率や効率の影響が無視できるとすれば、電灯需要の所得弾力性は高所得層ほど高くなることを示唆しているといえる。この点は後述の電灯需要関数の推定によって明らかになる。

ただ、実際には機器の稼働率は一般に、世帯当りの機器保有台数と負の相関関係にあるとみられる。例えば、日本電力調査委員会の調査によれば、カラーTV1台目の年間稼働率は約300 kWh/年、2台目は約80 kWh/年となっている。

機器保有について付言すべきは冬季暖房用機器の動向である。残念ながら、時系列データを提供してくれる各種調査では、夏冬兼用エアコン、電気ストーブなど主要な暖房用機器が調査の対象となっていない。

前述したような高所得階層における冬季の電灯需要の高い伸びは、夏冬兼用エアコンを中心とした暖房用機器の保有台数の増加によるものと推測される。この点は一部のデータから実証が可能である⁵⁾。

いずれにしても、冬季の重要性が高まっていることなど電灯需要の基調的变化がみられるた

め、暖房用機器の保有状況を中心とした各種調査（アンケート調査を含む）の実施拡充が急務である。

4. 所得階層別電灯需要関数の推定

4.1 モデル

これまで二つの調査結果に基づき所得階層別の電灯需要量および電気機器保有量について試算し、それらの傾向的な変化を明らかにした。

次に、電灯需要の決定的要因を計量的に明らかにするため、需要関数の推定を行う。

需要関数のタイプとしては、フロー型、ストック型、トランスログ型などいくつかの種類がある。

フロー型関数では、電灯需要量は基本的には、所得（フロー量）と価格によって説明される。

部分調整を考慮した需要関数は次のように定式化される。

$$DHD - DHD_{-1} = \lambda(DHD^* - DHD_{-1})$$

$$DHD^* = f(Y, P, DEG, Z)$$

したがって

$$DHD = f(Y, P, DEG, Z, DHD_{-1})$$

ここで、 DHD ：電灯需要量、 DHD^* ：望ましい電灯需要量、 Y ：実質所得、 P ：相対価格（電気料金/その他燃料価格）、 DEG ：夏季・冬季気温、 Z ：その他要因、 λ は調整係数を表わす。

フロー型関数は最もシンプルな型であるが、推定に際してのデータの入手可能性・信頼性などの面で他の関数より優れている。また、電灯

5) 消費動向調査では、58年から冷暖房機器の品目が多様化されている。58年調査によれば、暖房用エアコンの普及台数（修正値）は、第Ⅰ分位7.1に対し第Ⅴ分位25.2となっており、所得階層間の格差が大きい。このことは高所得層における冬季の電灯需要の増進をある程度まで裏付けている。

需要の所得弾力性や価格弾力性の計測が容易であるという利点も備えている。

一方、機器ストックを明示的に導入するという意味でのストック型関数は次のように定式化される。

$$\begin{aligned}
 DHD &= R \cdot E \cdot K \\
 R &= f(Y, P, K, DEG) \\
 E &= f(P, K) \\
 K &= \delta K + (1 - \delta) K_{-1} \\
 \delta K &= f(Y, P, K)
 \end{aligned}$$

ここで、 DHD ：電灯需要量、 R ：機器稼働率、 E ：機器のエネルギー効率、 K ：機器保有水準、 Y ：実質所得、 P ：各種相対価格、 DEG ：気温、 δ ：除却率。

この関数は、機器の保有水準（ないし普及率）や機器の稼働率や効率の影響を明示的にとらえる点で優れているが、推定に際してはデータ面からの制約がある。

機器保有量は、少なくとも家電指標（各種機器のkWまたはkWhウェイトの加重値）まで加工集計されねばならない。

前節での分析は、このストック・アプローチを一部適用したものである。現在、より詳細な分析を進めている⁶⁾。

今回の分析はフロー型関数に基づく。関数の推定には月次と四半期の二つのデータを使用し、両者の推定結果の間での整合性についてとくに検討を試みた⁷⁾。

4.2 月次データ

月次データを使用した推定式は次の通りである。

全変数原系列：

$$\begin{aligned}
 DHD_i &= f(YD_i, P_i, DEGS, DEG W, \\
 &DHD_{i-1})
 \end{aligned}$$

全変数季調済：

$$\begin{aligned}
 DHD_{i\#} &= f(YD_{i\#}, P_{i\#}, DUMS, \\
 &DHD_{i-1\#})
 \end{aligned}$$

一部季調済：

$$\begin{aligned}
 DHD_i &= f(YD_{i\#}, P_i, DEGS, DEG W, \\
 &DHD_{i-1})
 \end{aligned}$$

ここで、 DHD ：世帯当り電灯需要量（前述の試算値、当期と次期の加重値）、 YD ：世帯当り実質可処分所得（消費者物価でデフレート）、 P ：相対価格（ $P\bar{O}F$ ：電気料金指数/ PEL ：その他燃料価格指数）、電気料金指数は前述の試算値（階層別）を指数化⁸⁾、 $DEGS$ ：夏季気温（日最高気温の月平均値 -25°C ）、 $DEGW$ ：冬季気温（ 7°C 一日最低気温の月平均値）、気温はいずれも東京と大阪の平均値。 $DUMS$ ：夏季ダミー（猛暑の昭和53, 58年7, 8月=1.0, 冷夏の51, 55年7, 8月=-1.0, その他=0.0）、 i は所得階層、 $\#$ は季調済系列を示す。

推定に際して、パラメータの安定性、妥当性などの見地から、データ処理上の問題点についてとくに検討を加えた。代表例として、第Ⅲ分位に関する三つのタイプの推定結果を示す。各タイプはラグ付自己変数の有り無し二つに区別される（推定期間は51年7月～58年12月）。

(i) 全変数原系列

$$\begin{aligned}
 \ln DHD_3 &= -2.120 + 0.327 \ln \sum_{-5}^0 YD_3 / 6.0 \\
 &(2.0) \quad (3.7) \\
 &-0.103 \ln PEL_3 / P\bar{O}F \\
 &(3.8) \\
 &+ 0.611 \ln DHD_{3-1} \\
 &(12.2) \\
 &+ 0.021 DEGS + 0.018 DEG W \\
 &(9.9) \quad (7.3)
 \end{aligned}$$

6) 全国ベースでは、ストック・アプローチによる分析から良好な結果を得ている。なお、機器保有の変動について成長モデルから解明する方法がある。木下論文〔2〕を参照のこと。
7) トランス・ログ型需要関数の推定についても検討中である。
8) 電灯料金以外の価格指数は所得階層別ではない。参考のため、消費者物価指数についていえば、その所得階層間の差はほとんどみられない。

$$S=0.04 \quad \bar{R}^2=0.856 \quad DW=1.59$$

$$\ln DHD3 = -3.615 + 0.701 \ln \Sigma_2^0 YD3/6.0$$

$$(2.1) \quad (5.2)$$

$$-0.251 \ln PEL3/\bar{P}OF$$

$$(6.2)$$

$$+0.020 DEGS + 0.017 DEGW$$

$$(5.3) \quad (4.3)$$

$$S=0.067 \quad \bar{R}^2=0.605 \quad DW=0.80$$

(ii) 全変数季調済系列

$$\ln DHD\#3$$

$$= -4.211 + 0.438 \ln \Sigma_2^0 YD\#3/3.0$$

$$(1.8) \quad (2.1)$$

$$-0.033 \ln PEL\#3/\bar{P}OF\#$$

$$(1.6)$$

$$+0.755 \ln DHD\#3_{-1}$$

$$(11.7)$$

$$+0.050 DUMS$$

$$(5.0)$$

$$S=0.027 \quad \bar{R}^2=0.911 \quad DW=1.97$$

 $\ln DHD\#3$

$$= -24.481 + 2.371 \ln \Sigma_2^0 YD\#3/2.0$$

$$(9.7) \quad (11.8)$$

$$-0.986 \ln PEL\#3/\bar{P}OF\#$$

$$(2.7)$$

$$+0.060 DUMS$$

$$(3.8)$$

$$S=0.043 \quad \bar{R}^2=0.780 \quad DW=0.79$$

(iii) 所得変数のみ季調済系列

$$\ln DHD3$$

$$= -11.621 + 1.114 \ln \Sigma_2^0 YD\#3/3.0$$

$$(3.6) \quad (4.1)$$

$$-0.047 \ln PEL3/\bar{P}OF$$

$$(1.5)$$

$$+0.544 \ln DHD3_{-1}$$

$$(9.6)$$

$$+0.018 DEGS + 0.023 DEGW$$

$$(9.0) \quad (10.2)$$

$$S=0.040 \quad \bar{R}^2=0.860 \quad DW=1.59$$

 $\ln DHD3$

$$= -27.791 + 2.631 \ln \Sigma_2^0 YD\#3/3.0$$

$$(6.9)$$

$$-0.066 \ln PEL3/\bar{P}OF$$

$$(1.5)$$

$$+0.15 DEGS + 0.029 DEGW$$

$$(5.2) \quad (8.4)$$

$$S=0.057 \quad \bar{R}^2=0.711 \quad DW=0.93$$

最初の推定式(i)は、全て原系列(未調整)データを使用している。所得変数として過去半年間の所得の合計値を用いている。推定式をみると所得のパラメータ(弾性値)が後述の四半期データに基づく推定結果などと比べて小さすぎるようにみえる。

所得弾性値の大きさについて検討を加えるため、家計調査データを詳細にみると、同データにおいてボーナス月の変動が特殊な動きをしている。すなわち、冬季は12月のみがピークとなっているが、夏季は6、7月の二ヶ月にわたって冬季より小さいピークを形成している。これは、企業・官庁のボーナスの支払い時期の影響を反映したものである。

所得のこのような動きから、説明変数として採用した所得の半年平均値にも大幅な変動がみられる。一方で、被説明変数である電灯需要の月々の大幅な変動は、その大半が気温要因(変数)で説明される。

こうしたことから、推定された所得弾性値が低目にてているのは、所得変数の大幅な変動による推定上のバイアスの影響によるものと考えられる。

このようなデータ上の問題点を回避するためには、月次ダミーの導入や季節調整系列の採用がある。前者については、推定期間が短い場合の自由度や気温変数とダミーの間の多重共線性の問題がある。今回、新たに検討したのは後者の季調済系列の活用である。

季調済系列による推定結果のうち代表例としてあげたのが上式の(ii)と(iii)である。

気温を除く全変数について季調済系列を採用

した推定式 (ii) は、全体的なフィットという点でかなり改善されている。また、問題の所得弾性値は (i) 式より上昇している。しかし、電灯需要量を季節調整すると夏冬の気温による変動が平準化されてしまい、気温効果の計測という点で新たな問題が生じる。すなわち、この関数では、気温変数は通常の気温効果ではなく、各月 (各年) の気温と平年気温との差 (夏季では猛暑・冷夏の影響) による電灯需要の変動を計測することになる。

そこで、月々の生の電灯需要の変動を所得や気温要因で説明する推定式として、以上二つの中間的な方法を考案した。

その推定結果が (iii) 式である。この推定式は、所得変数についてのみ季調済系列をとり他は原系列を採用したものである。

推定結果は、パラメータの有意性や大きさ、全体的なフィットの点で、これまでの推定結果より優れているといえる⁹⁾。とくに、所得弾性値が (i) 式と比べてかなり上昇している点を特記しておきたい (原因は前述の通り)。

推定式の解釈を試みる。電灯需要の基本的な説明変数である所得は、季節調整され平準化されているが、景気動向に対応した月々の変動を十分反映している。一方、気温要因は夏季冬季の冷暖房需要による電灯電灯の大幅な変動を説明している。

現実経済に即していえば、消費者は季節変動を除いたあとの所得の動向と気温、相対価格の動きをみながら電灯使用量を決定していると考えられるから、この推定式はむしろ実態に即しているといえよう。

表 4.1 は、この第三のタイプによる推定結果を要約したものである。推定結果は、月次データであるにもかかわらず、いずれの所得階層に

表 4.1 月次データによる推定結果

(その1)

階層	短 期			長 期	
	所 得	価 格	ラ グ	所 得	価 格
I	0.608 (2.7)	-0.072 (2.4)	0.591 (10.8)	1.486	-0.176
II	0.507 (2.1)	-0.066 (1.9)	0.572 (10.3)	1.184	-0.154
III	1.114 (4.0)	-0.047 (1.5)	0.544 (9.5)	2.442	-0.103
IV	1.219 (3.6)	-0.100 (2.9)	0.548 (9.1)	2.696	-0.221
V	1.213 (4.9)	-0.070 (2.4)	0.507 (9.1)	2.460	-0.141

(その2)

階層	長 期	
	所 得	価 格
I	1.557 (4.9)	-0.158 (3.5)
II	1.404 (4.1)	-0.110 (2.2)
III	2.631 (8.1)	-0.066 (1.4)
IV	2.895 (7.1)	-0.197 (4.2)
V	2.417 (8.2)	-0.135 (3.4)

- 注) 1) その1: ラグ付自己変数有の推定
 その2: ラグ付自己変数無の推定
 2) 所得は所得弾性値, 価格は価格弾性値
 ラグはラグ付自己変数の弾性値
 3) その1における長期弾性値は短期弾性値より計算
 4) () 内数値は t 値
 5) 所得: $\frac{1}{3} \sum_{j=0}^2 YD_{t-j}$ (季調済)
 価格: PEL_t / POF

についても良好である。

所得および価格弾性値はほぼ全所得階層で有意性を満たしている。また、弾性値 (パラメータ) の大きさには階層間で極端な変動・バラツキがみられない。

これから分かるように、短期および長期の所

9) 短期の分析においては、自由度や多重共線性の問題などもあって、このような推定方法はある場合には有効であるといえる。ただし、このような比較分析については、より精緻化する必要があると考えられる。

得弾性値は第IV分位が最も高く、第II分位が最も低い。

全体としてみると、第Iと第II、第IVと第V分位で順位が入れかわっているものの、高所得層ほど所得弾性値が高い傾向がある¹⁰⁾。ただ、第IIと第III分位との差が大きいため、所得弾性値は、低所得層の第I、第II分位が低く、中、高所得層の第III～第V分位が高いというように二つのグループに区別することもできる。長期では、前者のグループが1.2～1.5、後者が2.5～2.7である。所得弾性値のこのような傾向は前節での分析結果と対応している。

一方、価格弾性値は、絶対値で最も小さいのが第III分位、最も大きいのが第IV分位であるが、両者間の差はそれほど大きくない。全体としてみると、所得弾性値でみられたような所得階層間での所得水準に対応したトレンド的な傾向はない。価格弾性値は各所得階層について、短期で-0.05～-0.1、長期で-0.1～-0.2の範囲におさまっている。

4.3 四半期データ

次に、四半期データを用いた推定結果を表4.2に示す。電灯需要関数は月次データの場合と同じタイプのものである。ただし、データは全て原系列未調整系列であり、推定式には四半期ダミーが導入されている¹¹⁾。推定期間は51年7-9月～58年10-12月。

推定結果は総じて良好である。ただ、価格変数(短期)の有意性がやや小さい。

表4.2によれば、所得弾性値は短期では第III分位が1.2と最も高く、第I、第II分位が0.7と最も低い。また、長期では第III、第IV分位が2.7前後で最も高く、次いで第V分位が2.4と高水準にある。第I、第II分位は1.6前後と相対的に低い。

表 4.2 四半期データによる推定結果

(その1)

階層	短 期			長 期	
	所 得	価 格	ラ グ	所 得	価 格
I	0.653 (2.6)	-0.064 (1.2)	0.601 (5.7)	1.636	-0.160
II	0.654 (2.5)	-0.061 (1.1)	0.580 (5.6)	1.557	-0.145
III	1.231 (4.5)	-0.024 (0.4)	0.542 (5.2)	2.687	-0.052
IV	0.988 (3.2)	-0.103 (2.3)	0.641 (8.0)	2.752	-0.286
V	1.031 (4.8)	-0.068 (1.9)	0.572 (7.8)	2.408	-0.159

(その2)

階層	長 期	
	所 得	価 格
I	1.064 (3.4)	-0.232 (4.2)
II	0.880 (2.7)	-0.197 (3.3)
III	1.150 (3.1)	-0.236 (3.5)
IV	1.394 (3.5)	-0.353 (5.5)
V	1.770 (6.3)	-0.226 (4.6)

- 注) 1) 表8参照
- 2) 全変数原系列
- 3) 推定期間: 51年7-9月～58年10-12月
- 4) 所得: $\frac{1}{2} \sum_{t=1}^2 YD$
 価格: $PEL_t / P\ddot{O}F$

このことから、所得弾性値はおおむね高所得層ほど高い傾向があるといえる。ただ、階層間

10) 前述のストック・アプローチの定式化において、R、Eを一定とし、 $K=f(Y)$ とおきかえる。そうすると、前節の機器保有関係の推定結果から、電灯需要の所得弾性値は所得水準に応じて上昇することがおおむね理解できる。厳密には家庭電化指標を用いた計測が必要である。

11) 代表例として第分位の推定式を掲げる。

$$\ln DHD_3 = -13.916 + 1.231 \ln \sum_{t=1}^2 YD / 2.0$$
(3.9) (4.5)

$$- 0.024 \ln PEL_3 / P\ddot{O}F$$
(0.5)

$$+ 0.026 DEGS + 0.009 DEGW$$
(3.2) (0.8)

$$+ 0.542 \ln DHH_{3-1} - 0.205 Q_4$$
(5.2) (3.5)
 $S=0.036 \quad R^2=0.899 \quad DW=2.27$

の格差からみると、低所得層（第Ⅰ，第Ⅱ分位）の低いグループと中・高所得層（第Ⅲ～第Ⅳ分位）の高いグループの二つに区分することもできよう。

実際、このような傾向は、先にみた月次データの推定結果にはほぼ対応している。詳細にみると、中・高所得層における弾性値の大きさの順位や各階層の弾性値の水準の違いがみられるが、月次と四半期データの推定結果の間で大きな差はないといつてよい。

一方、価格弾性値についてみると、絶対値でみて短期では第Ⅲ分位が -0.02 と最も小さく第Ⅳ分位が -0.10 と最も大きい。第Ⅰ，第Ⅱ，第Ⅴ分位は -0.06 程度である。長期では階層間の順位は短期のそれとほとんど変わらない。価格弾性値は $-0.1 \sim -0.3$ の範囲にある。

このように、価格弾性値は第Ⅳ分位がやや高いが、所得水準に対応した傾向的な変化はみられない。

この点も月次データの推定結果と一致している。また、弾性値の大きさも月次データの場合とほぼ同じになっている。

このように、月次、四半期データに基づく推定結果は両者間で整合性がとれている。この点に関して補足すれば、月次データの推定に際して、推定技術上の種々の検討を加えたことが良結果をもたらしたといえよう。

最後に、参考のため、上述の相対価格 ($PEL_i/P\bar{O}F$) を階層別電気料金指数 (PEL_i) と消費者物価指数 (PC) の二つの価格変数にかえた場合の推定結果を掲げておく。ただ、この場合、変数間の多重共線性のためラグ付自己変数が有意でなく、また、季節ダミーの導入の仕方でも所得パラメータの大きさが変わることなど、注意深い検討が必要である（なお価格パラメー

タは安定的である）。

表 4.3 は、次式（両対数型）に基づく推定結果を要約したものである（記号および推定期間は前述の通り）。

$$DHD_i = f\left(\frac{1}{2}\sum_{-1}^0 YD, PEL_i, PC, DEGS, Q_4\right)$$

表 4.3 四半期データによる推定結果（参考）
（その 3：長期）

階層	所得	価 格	
		PEL_i^p	PC^p
I	0.848 (7.9)	-0.229 (2.9)	0.949 (5.9)
II	0.916 (7.3)	-0.207 (2.1)	0.814 (4.2)
III	1.028 (10.6)	-0.317 (4.3)	1.089 (7.4)
IV	1.025 (11.2)	-0.250 (3.3)	1.175 (7.4)
V	1.398 (11.5)	-0.129 (1.6)	0.723 (4.1)

注) 1) 電気料金指数
2) 消費者物価指数

推定結果をみると、所得・価格弾性値は大きさは別として、その所得階層間での特性はおおむね上述の分析結果に一致しているといえる。

いずれにしても、以上の分析により、電灯需要の所得・価格弾力性の所得階層間での構造が明確になった。

5. おわりに

本稿の分析では、最初に、新たな視点から家計調査データより所得階層別の電灯需要量（世帯当り kWh）、電灯料金単価（円/kWh）を算出しその経年変化を中心に詳細な分析を行った。

一方で、消費動向調査の新たな活用を図り、所得階層別の機器保有の時系列データを試算

し、保有形態の変化を明確にした。

これら二つの調査データを有効利用したことにより、電灯需要と機器保有との関係がかなり解明できた。

そして、最終的には、本分析の中心テーマである所得階層別の電灯需要の所得および価格弾性値を計測し、弾性値の階層間での差異を明らかにした。

分析結果のうち重要な点を二、三要約的に示す。

- ① 過去7年程度における電灯需要の推移をみると、低所得層では夏季の伸びが最も高く、高所得層では夏季とともに冬季の伸びが高い。
- ② このような特徴は、所得階層間での機器の保有水準の変化の違いを反映している。すなわち、低所得層では冷房用クーラー、高所得層ではクーラーのほか冬季暖房用機器の保有台数の増加が相対的に高い。
- ③ 電灯需要関数の推定には、月次と四半期データの二つを適用したが、推定上のバイアスを除くと、両者の推定結果はおおむね整合的となる。
- ④ 電灯需要の所得弾性値は、高低二つのグループに区別することもできるが、基本的には高所得層ほど高いといえる。
- ⑤ 一方、価格弾性値は、第IV分位が相対的にやや高いことを除けば、所得階層間ではほぼ同程度の水準にある。

最後に、今後の研究課題を列挙しておく。

- ① 所得階層別電灯需要量の算出などデータの作成方法について一層検討することと。
- ② 所得階層別家庭電化指標を作成するこ

と。その際、機器効率を明示化すること。

- ③ スtock・アプローチによる電灯需要の分析を行うこと。その際、主要な機器の保有（ないし購入）の決定要因についても分析すること。
- ④ トランスログ型関数による電灯需要の分析を行い、電気と他エネルギーとの代替関係をより明確にすること。

最後に、①価格弾力性の所得階層間の構造は、特定の料金理論において、料金制度（通増制や逡減制）そのものの選択と深く関連していること、②電灯需要における冬季需要の高まりに対して暖房用機器の保有状況等に関するデータの収集・整備が急務であること、の二点を付記しておきたい。

参考文献

- [1] 室田泰弘、中上英俊、伊藤浩吉「家庭用エネルギー需要について」、『日本経済研究』、日本経済研究センター、1983、3。
- [2] 木下宗七「イノベーションと消費者行動」、『戦後日本の経済行動』、有斐閣、1982。
- [3] 植木滋之、牧野文夫、『昭和55年度電力需要停滞の分析』、電力中央研究所、No. 581010、1981、12。
- [4] 服部常見「家庭用エネルギー需要の所得階層別分析」、『電力経済研究 No. 11』、電力中央研究所、1977、3。
- [5] 服部常見『家庭用燃料需要の分析所得階層別・住居所有関係別考察』、電力中央研究所内部資料 No. 150、1976、10。
- [6] 森俊介「家庭用エネルギー需要の用途・種類別分析」、『エネルギー需給の計量分析』、経済企画庁、1983、12。

はっとり つねあき
経済部 経営研究室
さくらい のりひさ
経済部 経営研究室

夏季電力需要の気象要因分析

キーワード：日電力量，夏季気象，需要分析，時間帯別電力量

小野賢治 森清 堯

〔要旨〕

昭和56年～58年の夏季における発受電端電力量（日量および時間帯別電力量）と気象要因との関係を分析した。

日量と気象要因との関係の分析では、15種類の気象変量の中で日量に最も影響を与えるのは日全体の温度レベルを示す平均気温であることが明らかとなった。湿度の日量への影響はほとんど見られず、他に日量に有意に影響する気温以外の気象変量は見いだされなかった。

日量の気温に対する感応度は気温のレベルとともに変化する。これによくあてはまるモデルとして、ある1つの境界温度で感応度が変化する折線モデルを提案した。

時間帯別の分析では、需要量の気温感応度の推移を求めた。その結果、気温感応度は13～15時および19～21時に2つのピークをもつ双峰型曲線を示した。

- はじめに
- 日量と気象要因の関係の分析
 - 日電力量と気象データ
 - 日量と気象変量との関係
 - 日量モデルの推定
 - モデルの比較と異常値診断
- 時間帯別の分析
- 今後の課題

1. はじめに

近年においては、異常気象、省エネルギー、景気の低迷などの諸要因が電力需要の変動に与える影響は、従来のものと変化してきている。すなわち、これら諸要因の電力需要への影響を計量的に明らかにする新しい分析手法の確立が望まれている。

本報告は、こうした流れの1つとして最近特に夏季の気象が電力需要へ与える様子について、具体的データをもとにして分析した結果をまとめたものである。

夏季において、特に気温の上昇に対してはエ

アコンディショナーや冷凍庫、冷蔵庫などの稼働率が高くなり、電力使用量は大幅に上昇する。また気温以外にも、湿度や風速などの気象要因も人間の不快感に大きく影響するとされる。そこで、これら気象要因の電力需要への影響がどの程度のものであるかを知ることは需要への影響を知るうえで重要なことである。

本報告では、まず第2章において、夏季の1日の発受電端電力量（日量）と夏季気象の各要因との依存関係を個別にとらえること、すなわち現状の構造分析を行い、これをもとに日量と気象要因との間の計量的関係を具体的に表現するいくつかの数学モデル（日量モデル）を提案

する。さらに、これらのモデルを2つの電力会社の具体的なデータをもとに推定し、その結果をまとめ分析するとともに、モデルの選択法や異常データの診断法などについてもいくつかの考察を行う。第3章では、2章での結果をふまえて、1日の時間帯別の電力量と気温との関係を分析する。

なお、本報告は文献〔1〕をベースとして、その後行った研究結果を追加してまとめたものである。

2. 日量と気象要因との関係の分析

2.1 日電力量と気象データ

2.1.1 日量と気象データ

ここで用いたデータは、ある2電力会社（A社、B社とする）の昭和56年、57年、58年の3ケ年の7月1日から8月31日までの毎日の発受電端電力量（日量）および15種類の気

象情報（気温、湿度、風速など）である。

図2.1は、夏季の2ヶ月間にわたる日量の推移をあらわすグラフである。これをみると、週を周期とするパターンが顕著にあらわれているのがわかる。一週間ごとに大きく落ちこむ点（下にとがった部分の先端）は日曜日のデータである。また、8月中旬にみられる大きな落ちこみは盆期間のものである。このような特徴はA社、B社のすべての年に共通してみられるものである。

2.1.2 日量モデルの考え方

図2.2は、夏季の2ヶ月間にわたる日量と平均気温の相関のようすを表わす散布図である。この図から明らかのように、平日、土曜、日曜ではそれぞれ日量の大ききのレベルがはっきりと異なっている。また、盆の期間（8月13日～17日）にはいずれの日曜でも日量が大きく落ちこむ。このような異質なデータに対して

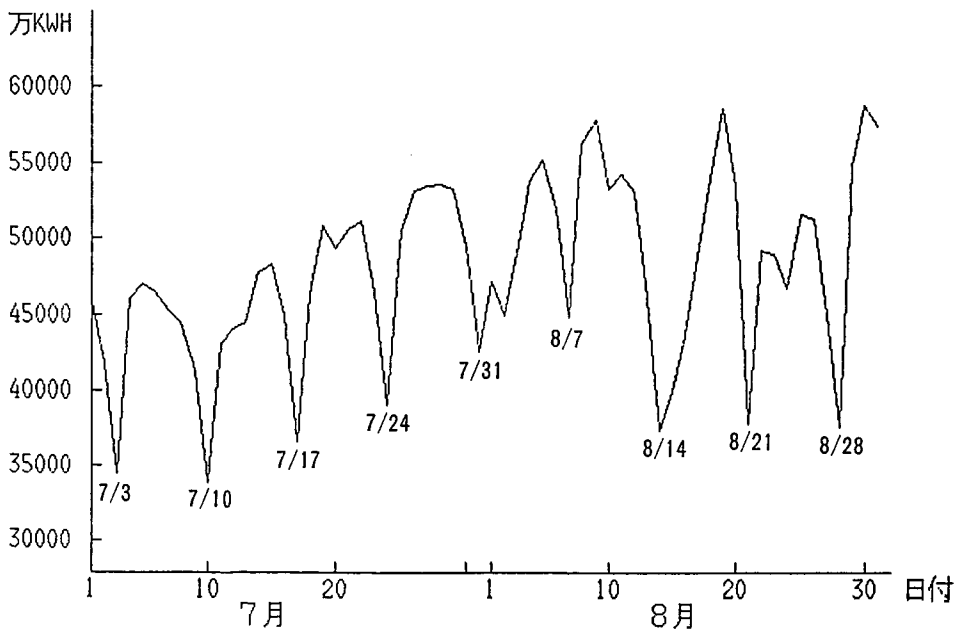
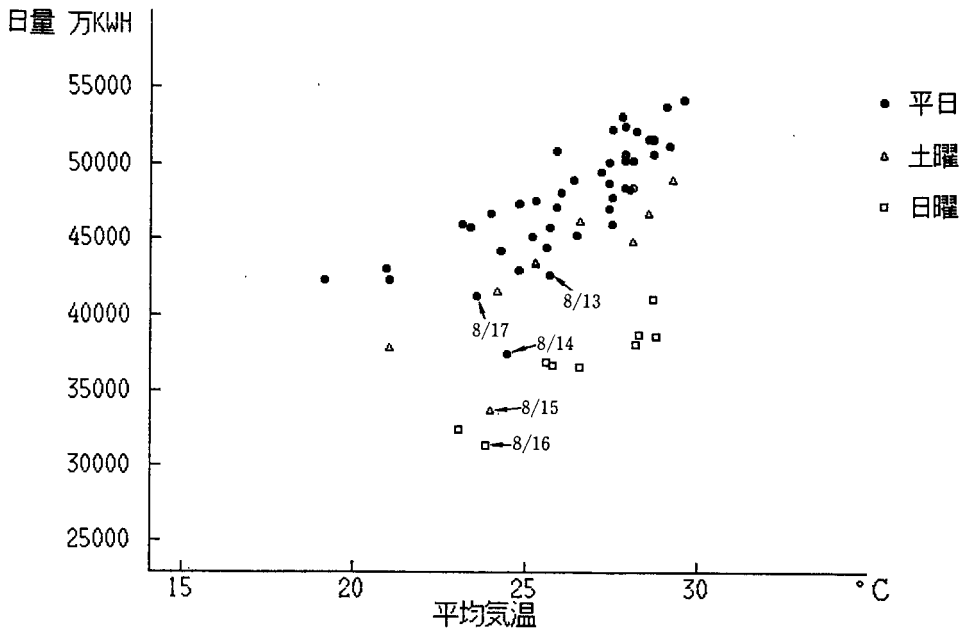
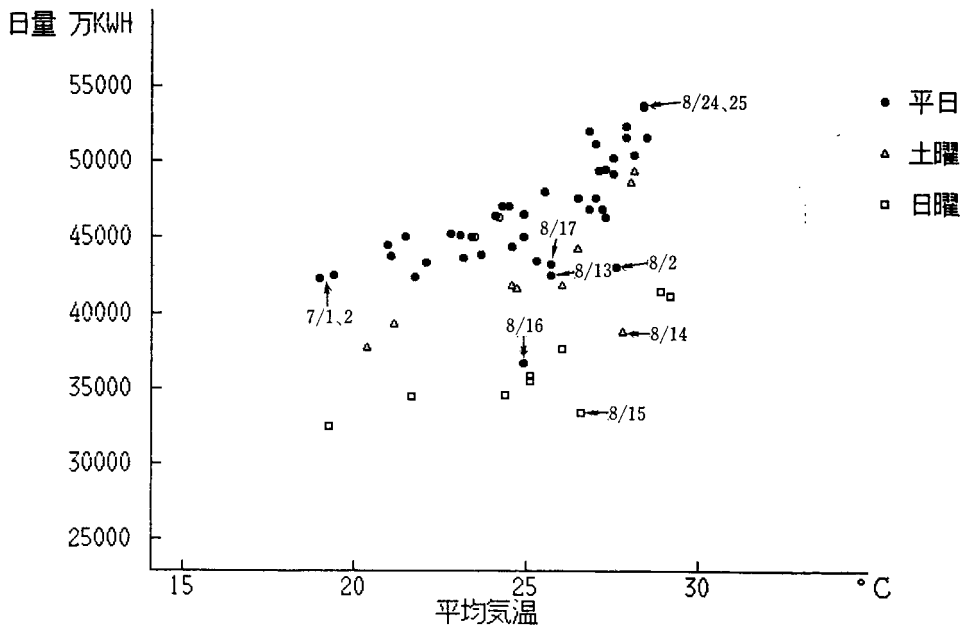


図 2.1 夏季の日量の推移 (A社, 昭和 58 年 7, 8 月)

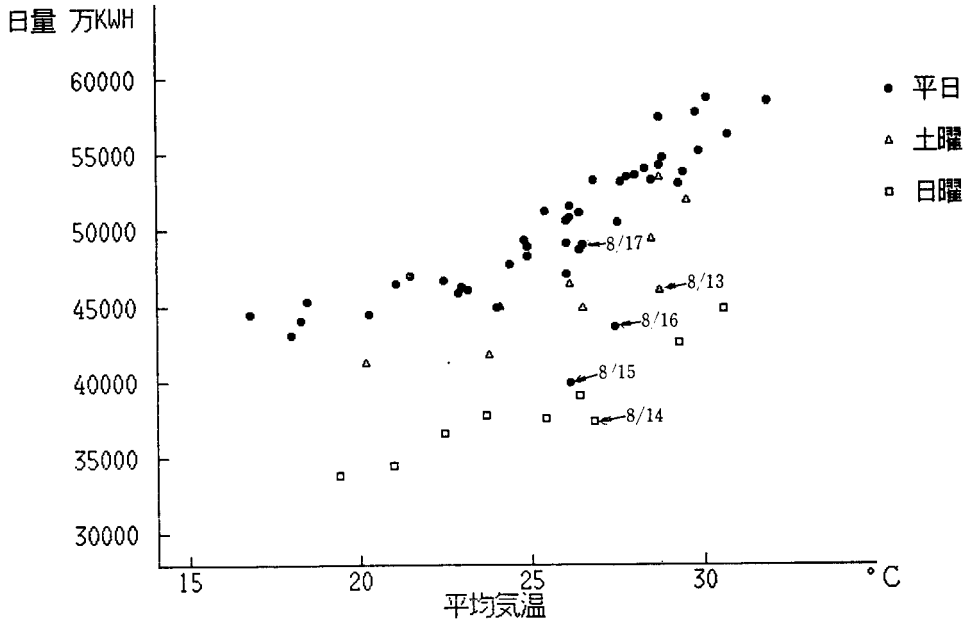


(a) A社, 昭和 56 年

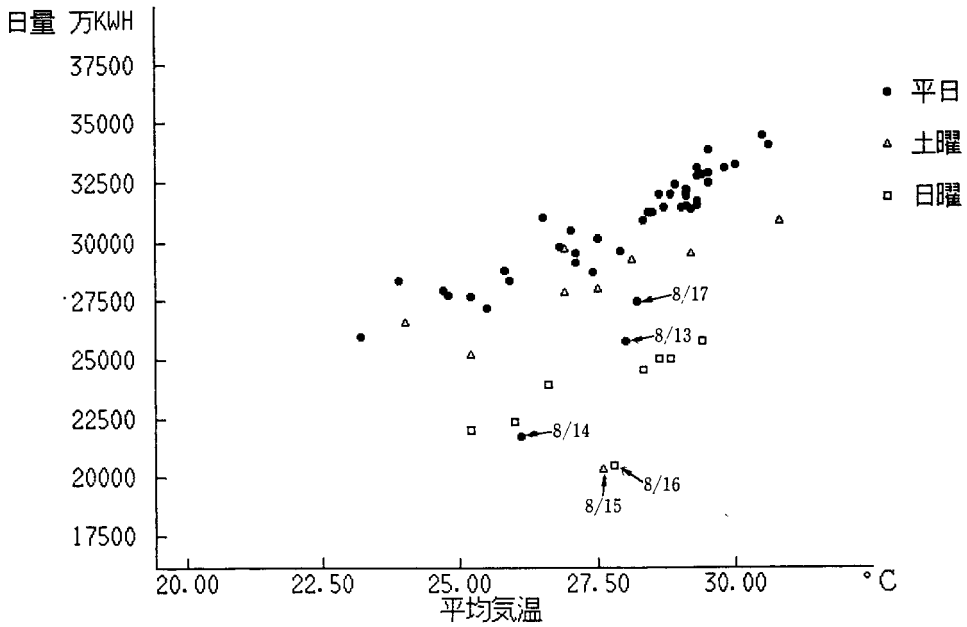


(b) A社, 昭和 57 年

図 2.2 夏季の日量と平均気温との相関

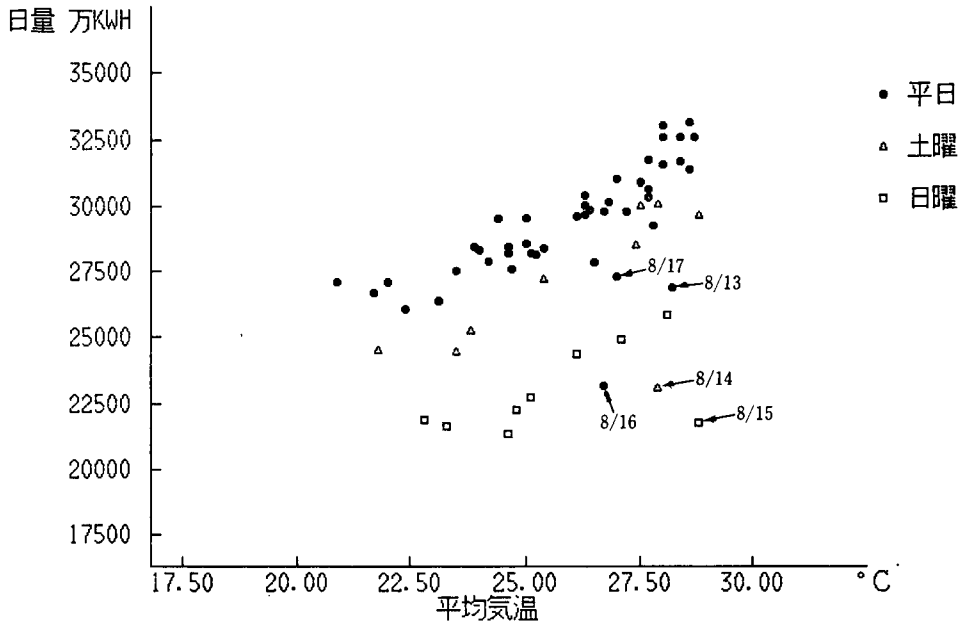


(c) A社, 昭和 58 年

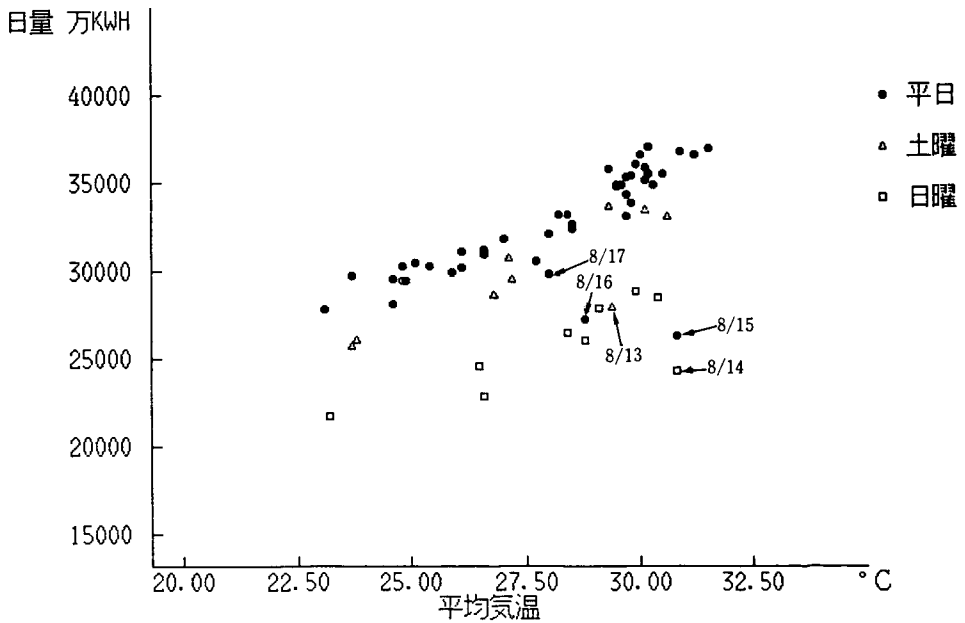


(d) B社, 昭和 56 年

図 2.2 (続き)



(e) B社, 昭和 57 年



(f) B社, 昭和 58 年

図 2.2 (続き)

は、次の2つの分析方法が考えられる。

- i) 観測データ全体について単一モデルを仮定する。土曜、日曜、盆期間の日量の落ちこみを説明するために、各々の要因についてのダミー変数をモデルにとり入れる。
 - ii) 盆期間のサンプルは「異常値」とみなして除外し、平日、土曜、日曜のそれぞれについて別々のモデルを仮定する。
- i) の方法は、データを時系列としてとらえ、時間的な関係をモデル化することができるとい

う利点をもつ。しかし、このモデルは、平日、土曜、日曜および盆期間のすべてにおいて、気象変量に対する日量の感応度、および気象変量で説明できない誤差項の分布が同一であると仮定していることになる。本報告では、ii) のアプローチによって分析を行う。

2.2 日量と気象変量との相関

2.2.1 日量と主な気象変量との単相関

まず、日量と各気象変量との相関の大きさをみることにする。

表 2.1 日量と各気象変量間の相関係数

A社

56年	57年	58年
①平均気温 0.819	①気温指数 0.864 (最高×0.6+最低×0.4)	①気温指数 0.922 (最高×0.6+最低×0.4)
②気温指数 0.808 (最高×0.4+最低×0.6)	②平均気温 0.855	②平均気温 0.917
③不快指数 0.800	③最高気温 0.844	③最高気温 0.911
④最低気温 0.767	④不快指数 0.818	④不快指数 0.899
⑤最高気温 0.766	⑤最低気温 0.801	⑤最低気温 0.874
⑥平均湿度 -0.126	⑥平均湿度 -0.284	⑥平均湿度 -0.505

B社

56年	57年	58年
①平均気温 0.939	①気温指数 0.924 (最高×0.3+最低×0.7)	①平均気温 0.953
②気温指数 0.936 (最高×0.4+最低×0.6)	②平均気温 0.893	②気温指数 0.945 (最高×0.4+最低×0.6)
③最低気温 0.883	③最低気温 0.864	③最低気温 0.908
④最高気温 0.852	④最高気温 0.805	④最高気温 0.862
⑤平均湿度 -0.078	⑤平均湿度 -0.242	⑤平均湿度 -0.349

土曜、日曜、盆期間(8/13~8/17)、57年8月2日(A社のみ)を除く。

気温指数の最高・最低気温の係数は、(0.3, 0.7)から(0.8, 0.2)まで0.1刻みで変化させたとときに、日量との相関が最も高かった係数である。

不快指数は、 $0.99 \times (\text{気温}) + 0.36 \times (\text{露点温度}) + 41.5$ なる量で、ここで用いた値は午後3時のものである。

表 2.2 A社, B社の空調普及率と月平均最低気温

空調普及率	A社 59.6%	B社 89.7%
(昭和56年)		

月平均最低気温		56年 7月	56年 8月	57年 7月	57年 8月	58年 7月	58年 8月
A社		23.4	23.4	20.4	24.6	21.2	24.6
B社		24.9	23.7	21.5	23.5	23.5	26.0

表 2.1 は、日量と気象変量のうち主なものの相関係数の大きさを示したものである。

この表から、以下のことがわかる。

- 1) 単純な気象変量（気温指数以外の変量）の中では、平均気温が日量との相関が最も高い。平均気温が最高・最低気温に比べて相関が高いのは、他の 1 時点の情報と違って 1 日の間での温度の水準を表わしている

ためと考えられる。

- 2) 最高気温と最低気温について日量との相関を比較すると、A社の場合は 56 年はほとんど同じであるが 57・58 年は最高気温の方が相関が高いのに対し、B社の場合は最低気温の方が相関が高い。この理由は、表 2.2 にみられるように、B社の空調普及率がA社よりも 30% も高く、かつ夜間の

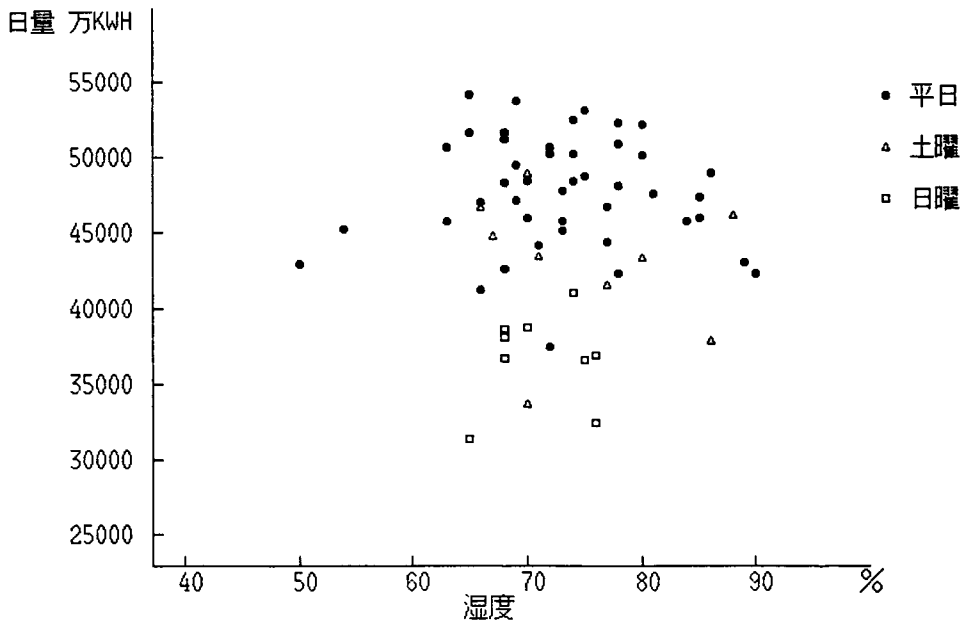


図 2.3 夏季の日量と平均湿度との相関 (A社, 56年 7・8月)

気温が高いことによるものと考えられる。

- 3) 表 2.1 にみられるように、平均気温だけでなく最高気温、最低気温とも日量の変化と重要なかわりをもっている。この理由は、最高気温は日中の暑い時間における冷房の使用に、最低気温は夜間における冷房の使用に影響するためと考えられる。そこで、最高気温と最低気温に適切な重みづけをして線形結合させた変量（「気温指数」とよぶ）と日量との相関をみると、平均気温とはほぼ同程度の大きさの相関をもつことがわかる。
- 4) 日量と不快指数の相関は予想に反してあまり高いものではなかった。この理由としては、ここで用いた不快指数が1時点（午後3時）における観測値であり1日全体の状況を正確には反映していないこと、不快指数は整数値で与えられており、丸めの誤差が入ってしまうこと等が考えられる。
- 5) 日量と平均湿度との（単なる）相関はほとんどないといえる。このことは図 2.3 をみてもよくわかる。

2.2.2 気温以外の気象変数の影響

今までの分析から、気温が日量に大きな影響を及ぼしていることはわかったが、気温以外に日量に有意に影響する気象要因は存在するであろうか。

このことを調べるために、A社、B社それぞれの平日について、平均気温と気温以外の1つの気象変数を説明変数とする回帰分析を行ってみた。表 2.3 はこの回帰分析における気温以外の変数についての t -値をまとめたものである。

この表をみると、B社の平均湿度についての t -値は一応有意になってはいるが、その値は平均気温の t -値に比べるとはるかに小さい。ま

たA社では平均湿度は必ずしも有意にはなっていない。結局、A社、B社各年を通して日量に有意に影響を与える気温以外の気象変数を見いだすことはできなかった。

2.3 日量モデルの推定

前節の結果から、日量に最も大きな影響を与える気象変数は気温、特に平均気温であり、気温以外の気象変数の影響はほとんど見いだされなかった。そこで今後の分析の焦点を平均気温を用いた日量モデルの分析にしぼることにする。

2.3.1 一次式（単回帰）モデルのあてはめ

まず最初に考えられるモデルは、日量と平均気温との関係が線形であるとする以下のような一次式モデルである。

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

ただし、 y_i : 日量
 t_i : 平均気温
 a, b : 回帰係数
 ε_i : 誤差項

この一次式モデルをあてはめたときの重相関係数 (R^2) の値は表 2.1 の相関係数の平方に等しいが、0.66 から 0.90 の値であり、このモデルでもかなりよい説明力をもっているといえる。

図 2.4 は、A社 58 年のデータについて、(2.1) 式の一次式モデルをあてはめたようすを示したものである。この図をみると、一次式モデルは日量と平均気温との関係を説明するには不十分であることがわかる。すなわち日量の気温に対する感応度（気温の 1°C の上昇に対する日量の増加量）は気温のレベルとともに変化しており、この変化を説明するモデルが必要である。このような気温感応度の変化はA社、B社各年を通じて見られる。このように気温感応

表 2.3 気温以外の気象変量による回帰分析の結果 (月曜～金曜)

A 社

説明変数	56年	57年	58年
気圧	3.55	0.56	0.09
蒸気圧	4.63	-0.60	-0.34
平均湿度	4.47	-0.98	-0.73
最少湿度	3.91	-0.93	-1.07
平均風速	-1.20	0.40	0.02
最大風速	-0.69	1.49	-1.07
雲量	1.42	-1.36	-0.65
降水量	2.43	-0.41	1.21
日照時間	-1.53	0.25	0.45
全天日射量	-2.37	0.08	0.10

(参考) 平均気温の t 値 11.64 9.63 11.94

B 社

説明変数	56年	57年	58年
実効湿度	0.40	0.69	0.13
平均湿度	2.58	2.20	2.89
最少湿度	2.79	1.98	2.13
平均風速	0.12	-1.11	-0.85
最大風速	0.06	-0.73	-0.38
降水量	3.30	0.74	2.71
日照時間	-0.01	-2.49	-1.92
全天日射量	-1.05	-3.24	-2.62

(参考) 平均気温の t 値 18.38 12.70 20.11

(注) これらの値は、日量を被説明変数とし、平均気温と上の変量の1つを説明変数とする回帰モデルにおける回帰係数の t-値である。

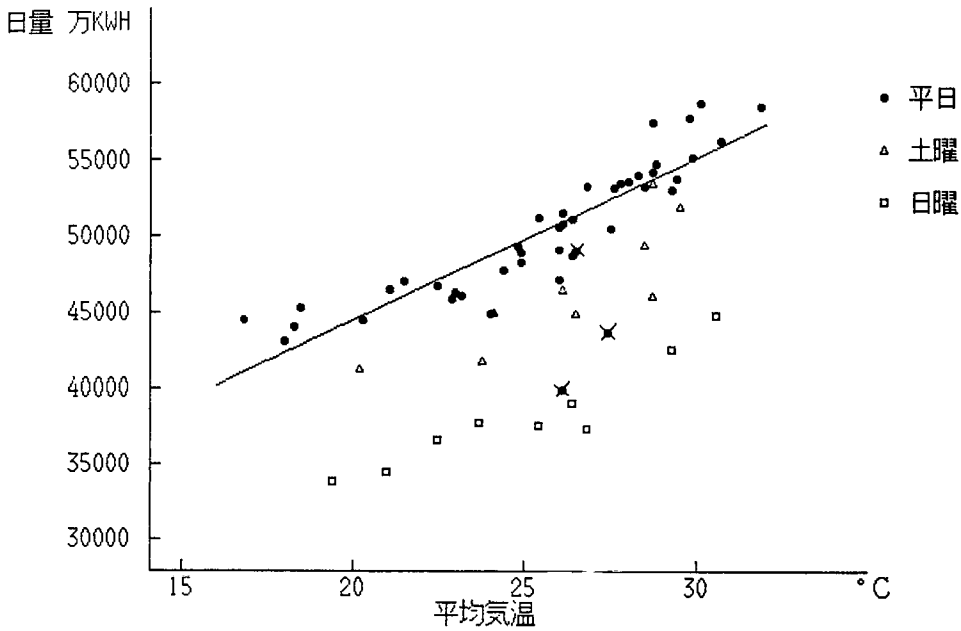


図 2.4 1次式モデルのあてはめ (A社, 58年7・8月, 月曜~金曜)
 X印のデータはサンプルから除外したもの (盆期間)

度が変化する原因は、気温が高くなるほど温度上昇にともなう冷房需要の増加の程度が大きくなるためと考えられる。

2.3.2 折線モデルのあてはめ

気温感応度の変化を説明するために、次のようなモデルを考える。

$$y_i = a + b_1 t_i + b_2 (t_i - t^*) IND_i + \epsilon_i \quad (2.2)$$

ただし、 y_i : 日量

t_i : 平均気温

t^* : 回帰係数の変化点

IND_i (indicator variable)

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

a, b_1, b_2 : 回帰係数

ϵ_i : 誤差項

このモデルは、「日量の気温感応度にはある1つの変化点が存在し、その変化点の前後の温

度領域で気温感応度が異なる」とするものである。ここでは(2.2)式のモデルを「折線モデル」と呼ぶことにする。(2.2)式からわかるように、 t^* が与えられているならば、このモデルは定数項も含めて3変数の線形回帰モデルである。(2.2)式の右辺第3項の $(t_i - t^*) IND_i$ は一種のダミー変数と考えることができる。図2.5はA社58年のデータに折線モデルをあてはめたようすを示したものである。

折線モデルのあてはめにおいて問題となるのは、変化点 t^* をいかに決めるかである。 t^* が与えられている場合は(2.2)式は単なる線形回帰モデルであるが、 t^* を未知パラメータとして推定する場合には、ある種の非線形最適化を行わなければならない。ここでは、 t^* をある間隔 Δt ずつ動かしてその都度最小2乗推定を行い、残差平方和が最小になる t^* を探索する

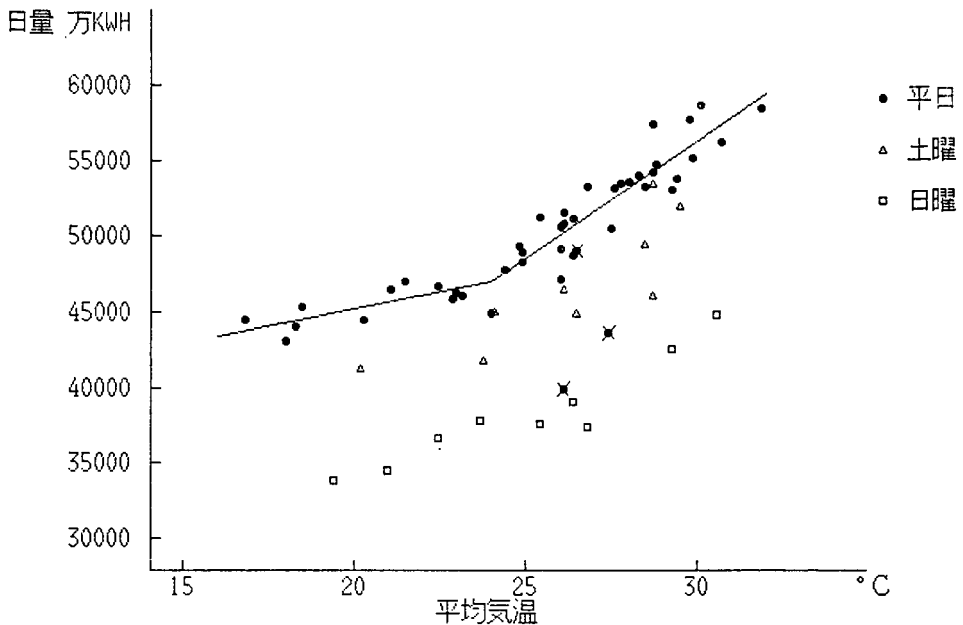


図 2.5 折線モデルのあてはめ (A社, 58年7・8月, 月曜~金曜)
 ×印のデータはサンプルから除外したもの(盆期間)

方法(一種の格子探索法)を用いた。

2.3.3 日量の気温感応度とその変化点

表 2.4 は, A社, B社各年のデータに折線モデルをあてはめた結果をまとめたものである。この表の結果をまとめると以下の通りである。

- 1) データから推定された最適な変化点の温度をみると, A社では 24~26°C であるのに対し, B社は 26~28°C とやや高くなっている。これは図 2.2 をみてもわかるように B社の 56 年と 58 年は平均気温が 25°C 以下の日が少なく, 25°C 以下の探索ができなかったためである。したがって, A社では 24~26°C 付近が気温感応度の変化点であるが, それが B社についてもいえるかどうかははっきりしない。変化点の年によるバラツキはかなり大きく, 一般的な結論を出すことはむずかしい。

(注) この気温感応度の変化点の推定値の分散(の推定値)を Bootstrap 法で評価したところ, 0.648 とかなり大きいことが報告されている[2]。

- 2) 変化点を推定した場合の高温区間の気温感応度の値をみると, B社では各年ともほぼ同じ値であるのに対し, A社では年ごとに非常に大きなバラツキが見られる。この理由としては以下の事が考えられる。
 - i) 推定された変化点が年ごとにバラついている。一般に変化点が高いと高温区間の気温感応度は大きくなる。
 - ii) 猛暑の日には冷房需要が飽和状態に近くなるので, 気温の最も高い領域では需要量の気温感応度は鈍化する。このような猛暑の日があると折線モデルによる高温区間の傾きはおし下げられる。猛暑の

表 2.4 折線モデルのあてはめの結果

A社

年	変化点 (°C)	日量のレベル(MWH)	気温感応度 (MWH/°C)		
		25°Cの値	低温区間	高温区間	変化点固定(25 °C)
56	25.60	459109	6577	16796	15799
57	26.23	460026	5997	26117	17822
58	23.86	485584	4228	15415	16062

B社

年	変化点 (°C)	日量のレベル(MWH)	気温感応度 (MWH/°C)		
		25°Cの値	低温区間	高温区間	変化点固定(25 °C)
56	27.90	280034	7749	14937	12682
57	26.50	285790	5917	13559	15705
58	27.70	297633	7637	14874	13744

(注) 「変化点」は、探索によって推定されたものである。
 「日量のレベル」は、25°Cにおける回帰線の高さを表す。

日数は年によって異なるので、高温区間の回帰係数に差が生ずる。

iii) 7月の終りから8月上旬の期間は、工場の夏休みや需給調整契約の影響で需要量が若干落ちる。A社 57 年の場合、この期間の平均気温が 25°C 付近に集中し、これらのデータ点にひきずられて高温区間の傾きが大きくなった。

なお、i) の影響をとり除くために、変化点を固定した場合の気温感応度の値が表 2.4 の右端の列に示されている。こうすると、A社の気温感応度のバラツキは変化点を推定した場合よりもかなり小さくなる。

3) A社とB社の日量のレベルの比は 1.6:1 程度であるが、気温感応度は 1.1:1 程度になっている。すなわち、需要量の単位規模当りの気温感応度はB社の方がかなり高い。この理由は、表 2.2 に示されている空

調普及率の差によるものと考えられる。

2.3.4 折線モデルの改良の試み

2.3.3 の 2) の理由 ii) で、折線モデルが需要量の飽和状態を説明できないことを指摘した。そこで、この飽和状態をある程度説明するように折線モデルを改良することを試みる。

(2.2) 式のモデルを若干変更して、次のようなモデルを考える。

$$y_i = a + b_1 t_i + b_2 T_i + \varepsilon_i \tag{2.3}$$

ただし、 y_i : 日量

t_i : 平均気温

t^* : 回帰係数の第1変化点

$$T_i \begin{cases} 0 & (t_i < t^* \text{ のとき}) \\ t^i - t^* & (t^* \leq t_i < t^{**} \text{ のとき}) \\ t^{**} - t^* & (t^{**} \leq t_i \text{ のとき}) \end{cases}$$

[t^{**} : 回帰係数の第2変化点]

a, b_1, b_2 : 回帰係数

ε_i : 誤差項

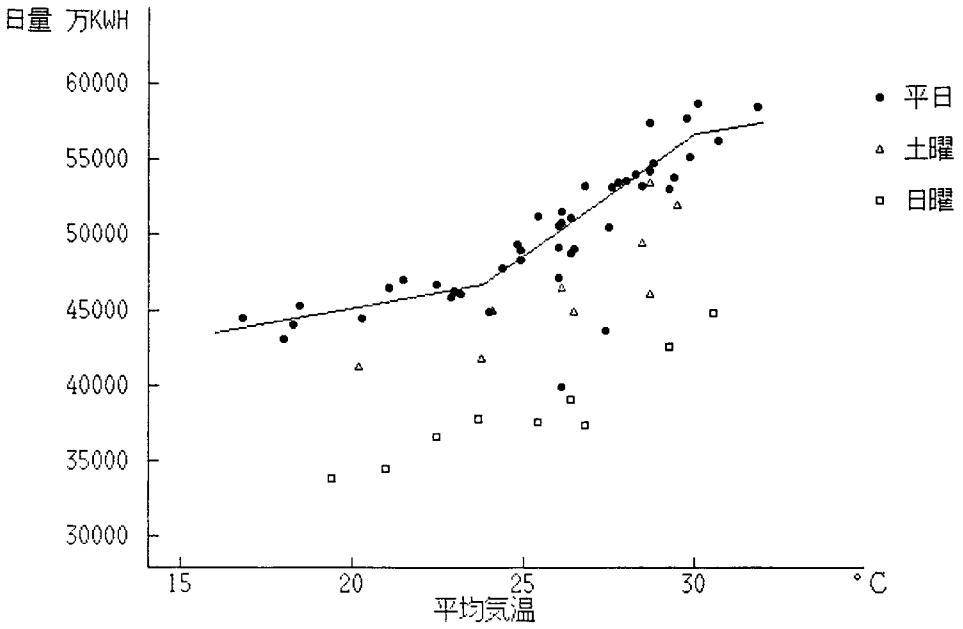


図 2.6 改良型折線モデルのあてはめ (A社, 58年7・8月, 月曜~金曜)
×印のデータはサンプルから除外したもの (盆期間)

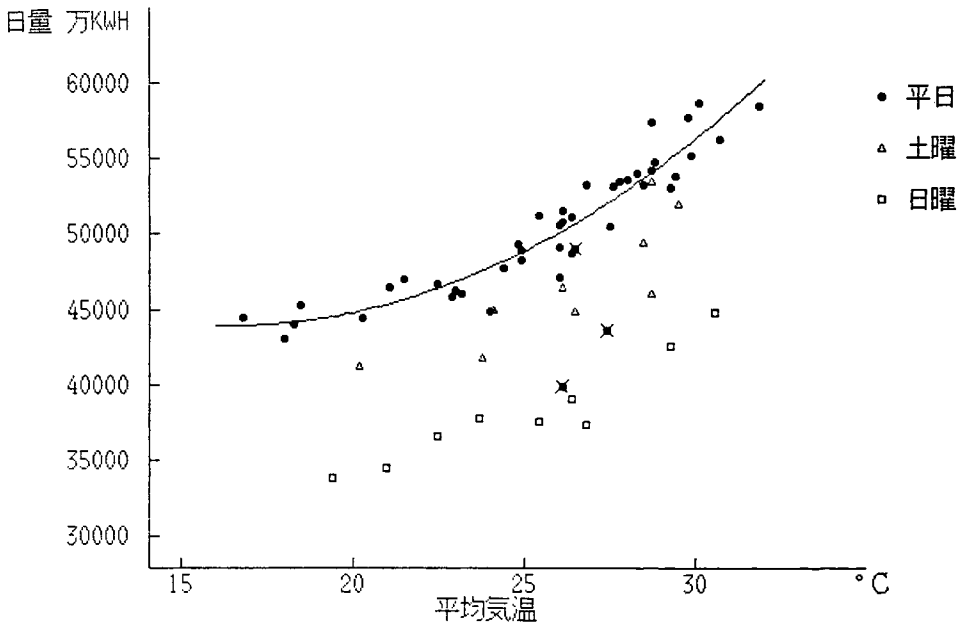


図 2.7 2次式モデルのあてはめ (A社, 58年7・8月, 月曜~金曜)
×印のデータはサンプルから除外したもの (盆期間)

このモデルと (2.2) 式のモデルとの相違点は、気温が t^{**} を超える領域における回帰直線の傾きが、気温が t^* 以下の領域における回帰直線の傾きに等しくなることである。これによって気温が非常に高い部分の気温感応度を下げることができ、需要量の飽和状態をある程度説明することができる。

このモデルをA社のデータに適用したところ、昭和58年に $t^{**}=30(^{\circ}\text{C})$ としたときの残差平方和がもとの折線モデルの残差平方和を下回った。この改良型折線モデルをあてはめたようすを図2.6に示す。この改良型モデルは、説明変数の数を増さずに改良を行ったものであり、実用に耐えうるものであると考える。

2.3.5 2次式モデルのあてはめ

次に、日量の気温感応度は1点だけでなく各点で徐々に変化すると考え、日量を平均気温の2次の多項式で説明するモデルを考える。このモデルは次式であらわされる。

$$y_i = a + b_1 t_i + b_2 t_i^2 + \varepsilon_i \quad (2.4)$$

ただし、 y_i : 日量

t_i : 平均気温

a, b_1, b_2 : 回帰係数

ε_i : 誤差項

この2次式モデルの曲線をあてはめたようすを図2.7に示す。

2.4 モデルの比較と異常値診断

2.4.1 AICによる比較

前節で平均気温を説明するモデルとして、

- ・1次式モデル
- ・折線モデル
- ・2次式モデル

の3つをとり上げた。ここでは、これら3つのモデルの「統計的な良さ」を比較してみよう。

回帰分析において、説明変数の数を多くすれ

ばするほど残差平方和は小さくなり、説明力は高まるが、その反面、推定すべきパラメータ数が多くなり（複雑化し）、推定値の信頼性が低くなる。

回帰モデルについてのモデル選択（良さ）の基準としては種々のものが提案されているが、ここでは我が国において最も広く用いられているAIC（赤池情報量基準）を用い、モデルの比較を行ってみる。回帰モデルの場合のAICは次式で定義される^[3]。

$$AIC = n \log \sigma^2 + 2P$$

ただし、 n : サンプル数

σ^2 = (残差平方和) / (サンプル数)

P : パラメータ数

AICの値が小さいほどよいモデルであるとみなされる。AICの値の差が1~2程度以上ならAICの値の差は有意と考えられ、AICの値の小さなモデルがよい。しかし、その差が1以下なら、モデルの良さの差が有意にあるとはいえない。

表2.5はこれら3つのモデルのAICの値をA社・B社の各年で比較したものである。この表から次のことがいえる。

- 1) 1次式モデルは、いずれの場合にもAIC最小のモデルとのAICの差が2より大きく、モデルとしては劣る。
- 2) 折線モデルと2次式モデルは、全体的にほぼ同程度の良さを示している。

このように表2.5を見る限りにおいては、折線モデルと2次式モデルはほぼ同程度の適切さを示している。しかし、2次式モデルでは、気温の非常に高い場合の需要量の飽和状態を説明できないという弱点がある。実際、表2.5と図2.2をあわせて見ると、2次式モデルの方が折線モデルよりもAICの値が小さくなって

表 2.5 平均気温モデルの適切さの比較

A 社

月曜～金曜、除外日：56年＝8/13,14,17 57年＝8/2,13,16,17 58年＝8/15,16,17

	パラメータ数	56年		57年		58年	
		A I C	差	A I C	差	A I C	差
(1) 1次式モデル	3	810.54	3.86	782.84	9.85	805.14	18.7
(2) 2次式モデル	4	806.68 †		774.73	1.74	788.72	2.32
(3) 折線モデル	5	807.92	1.24	772.99 †		786.40 †	

B 社

月曜～金曜、除外日：56年＝8/13,14,17 57年＝8/13,16,17 58年＝8/15,16,17

	パラメータ数	56年		57年		58年	
		A I C	差	A I C	差	A I C	差
(1) 1次式モデル	3	731.09	4.61	747.09	6.64	744.40	5.03
(2) 2次式モデル	4	726.50	0.02	740.45 †		740.19	0.82
(3) 折線モデル	5	726.48 †		742.64	2.19	739.37 †	

(注) A I C (赤池情報量基準) は、モデルの適切さを表す尺度で、以下の式で定義される。

$$A I C = (\text{パラメータ数}) \times \log \hat{\sigma}^2 + 2 \times (\text{パラメータ数})$$

ただし、

$$\hat{\sigma}^2 = (\text{残差平方和}) / (\text{パラメータ数})$$

である。A I C の値が小さいほど、よいモデルであるとみなされる。

† 印は、各年度における最小 A I C をあらわす。

A I C の値の差が 1～2 程度以上なら、A I C の値の差は有意と考えられ、A I C の値の小さなモデルがよい。しかし、その差が 1 以下なら、どちらのモデルも大同小異である。

いるケース（A社 56 年，B社 57 年）は，全体的に気温が低く，需要量の飽和状態が見られない場合であることがわかる。さらに，折線モデルによる分析では，気温感応度の変化点，高温区間の気温感応度といった特徴をとらえることができる。このような理由から，我々は日量の変動を説明するモデルとして，折線モデルが最も適切であると考ええる。

2.4.2 異常値の診断

前節までの分析においては，土曜，日曜のデータは異なる標本として区別し，さらに盆の期間（8月 13 日～17 日）のデータについては異常値とみなして機械的に除外した。しかし，例えばA社の昭和 57 年 8 月 2 日のように，盆期間以外にも異常値とみなされるデータが存在する場合もあり，あるいはA社の昭和 58 年 8 月 17 日のように，盆期間であるが異常値とみなしにくい場合もある（図 2.2 参照）。ここでは新しいデータ解析の方法として近年注目されている回帰診断を用いた異常値の発見方法について述べる。

従来，回帰分析における異常値を調べる方法

としては，最小 2 乗法のあてはめによる残差を検討するのが一般的であった。しかし異常値がある場合には最小 2 乗法による推定値はその異常値にひきずられてしまい，その残差は本来のモデルからのずれを正しく評価しているとは保証しえない。ここで用いる回帰診断の方法は，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。この回帰診断については文献〔4〕に詳しく述べられている。

まず，表 2.6 に回帰モデルの一般式を示し，つぎに表 2.7 に，この回帰診断（有影響データの診断）の諸統計量の定義式を示す。

次に，表 2.7 にある有影響データ診断の諸統計量について説明する。

1) RSTUDENT

RSTUDENT は残差をその標準偏差の推定値でわって規準化したものである。第 i サンプルの「外れ具合」を正しく評価するために， s のかわりに $s(i)$ を用いている。この RSTUDENT は第 i サンプルのみ 1 で他はすべて 0 であるダミー変数についての回帰係

表 2.6 回帰モデルの一般式

モデル $y = X\beta + \epsilon$	推定式 $y = Xb + e$
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 β の最小 2 乗推定量
X_j : X の第 j 行	
$X(i)$: 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

表 2.7 有影響データ診断の諸統計量

(1) RSTUDENT

$$RSTUDENT_i \equiv \frac{e_i}{s(i)\sqrt{1-h_i}} \quad \text{ただし, } h_i = HATDIAG_i$$

(2) HATDIAG

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

(3) COVRATIO

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

ただし, $e_i^* = RSTUDENT_i$
 det は行列式をあらわす。

(4) DFFITS

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

(5) DFBETAS

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

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

数の i 値に等しい。したがって, RSTUDENT の絶対値が2をこえるサンプルは「外れ値」であると考えることができる。

2) HATDIAG

HATDIAG_i は被説明変数のベクトル \mathbf{y} をその予測値 $\hat{\mathbf{y}}$ に射影する行列 $X(X'X)^{-1}X'$ の第 i 対角成分である。 \mathbf{y} の第 i 成分 y_i がその予測値 \hat{y}_i に及ぼす影響力の大きさが HATDIAG_i に反映される。また, HATDIAG_i は第 i サンプルの説明変数ベクトル \mathbf{x}_i

の, それらの平均値 $\bar{\mathbf{x}} = \frac{1}{n} \sum \mathbf{x}_i$ からのある種の距離を反映している。したがって, P 次元空間において多くの $\{\mathbf{x}_i\}$ から離れたところにある \mathbf{x}_i に対する HATDIAG_i の値は大きくなる。

3) COVRATIO

COVRATIO_i は, 回帰係数の共分散行列の行列式を, 第 i サンプルを除いた場合と除かない場合とで比較したものである。COVRATIO_i が1から離れていたら, 第 i サン

表 2-8 平均気温による1次式モデルの回帰診断 (A社, 月曜~金曜)

日付	RSTUDENT	HATDIAG	COVRATIO	DFFITS	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。

ブルは有影響 (influential) であるとみなされる。

4) DEFITS

DFFITS_i は、第 *i* サンプルを除いたときの子測値の変化を \hat{y}_i の標準偏差の推定値でわって基準化したものである。

5) DFBETAS

DFBETAS_{ij} は、第 *i* サンプルを除いたときの第 *j* 回帰係数の変化を b_j の標準偏差の推定値でわって規準化したものである。

次に、A社の昭和57年7・8月の月曜～金曜(盆期間も含める)についての平均気温による1次式モデルについて、表2.7に示した回帰診断の諸統計量を計算した結果を表2.8に示す。

この表2.8と図2.2の(b)[2.1節]の散布図をあわせて見ると、次のことがわかる。

- i) 7月1日と2日にHATDIAGの値が大きくなっているが、これはこの2日間の日平均気温が他の日とくらべて低かったためである。また、この2日間のCOVRATIOの値が大きいのと同じ理由によるものである。
- ii) 8月2日はHATDIAG以外の値はすべて有影響であることを示しており、充分検討の必要があるといえる。
- iii) 盆の期間では8月16日が有影響である。8月13日と17日はRSTUDENTとDFFITSの値がやや大きいが有意に大きいとはいえない。
- iv) 8月24日と25日のDFBETASの値が大きい。これはこの2日の気温が高く、散布図の右上端に位置しているためである。もしこの2つのサンプルがなかったとしたら、回帰直線の傾きは大きく下がると

考えられる。

このような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。

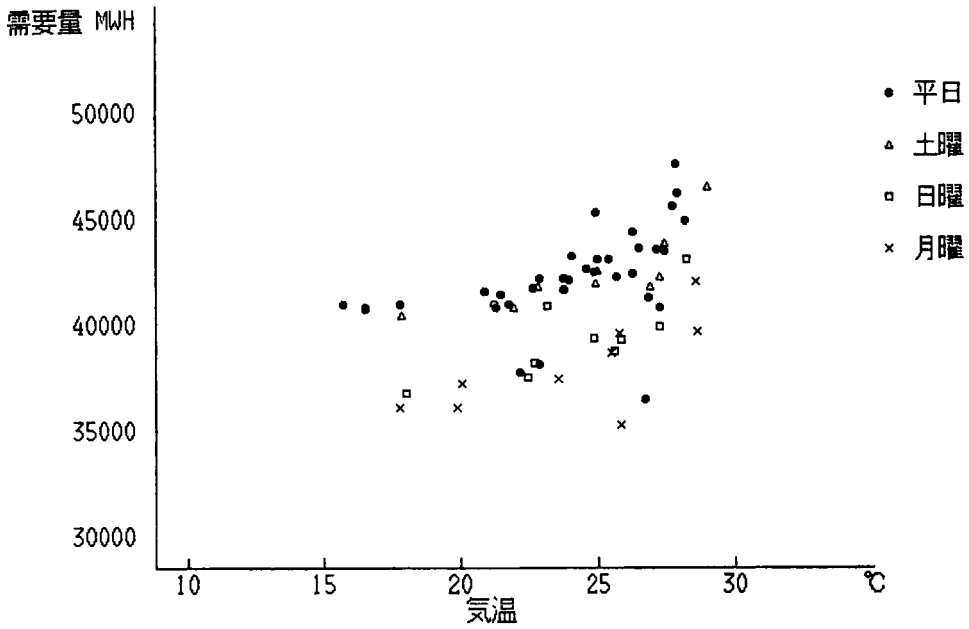
- 1) もとのデータに記入ミスなどがなくどうか調べる
- 2) 多重共線性のチェックを行う
- 3) 異常値とみなしてとり除く
- 4) モデルが適切であるかどうか検討する

ここでは、適用したモデル(一次式モデル)が不適切であると判断され、折線モデルあるいは2次式モデルのあてはめを検討するに至った。

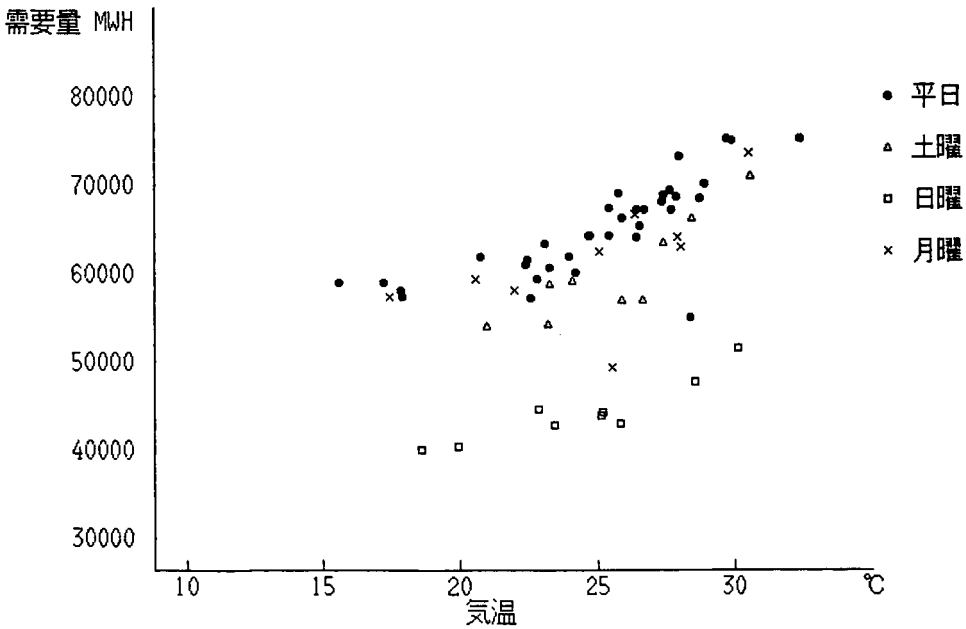
このように回帰診断の統計量を検討することにより、問題となるデータを発見し、その原因を検討して正確な推定に役立てることができる。ここでの例は説明変数が1つなので、散布図による検討がある程度可能であるが、重回帰分析の場合には図による検討が困難なので、このような回帰診断による検討は非常に重要であると考えられる。

3. 時間帯別の分析

2.2節で考察したように、最高気温と最低気温を合成した気温指数でも日量との相関が平均気温と同程度に高くなる。このことは最高気温は特に昼間の気温レベルを、最低気温は熱帯夜の有無を示す夜間の気温レベルをそれぞれ表わしたもので、昼間、夜間の電力負荷に対する気温の影響度の差が気温指数の合成比の違いとなっていると考えることができる。このことを一層拡張して考えれば、各時間帯ごとに需要と気象要因との関係をみることにつながっていく。時間帯別の分析を行うことによって、時間帯別需要そのものの変動要因の把握ができるとともに、より精度の高い日量モデルの構築に役立て

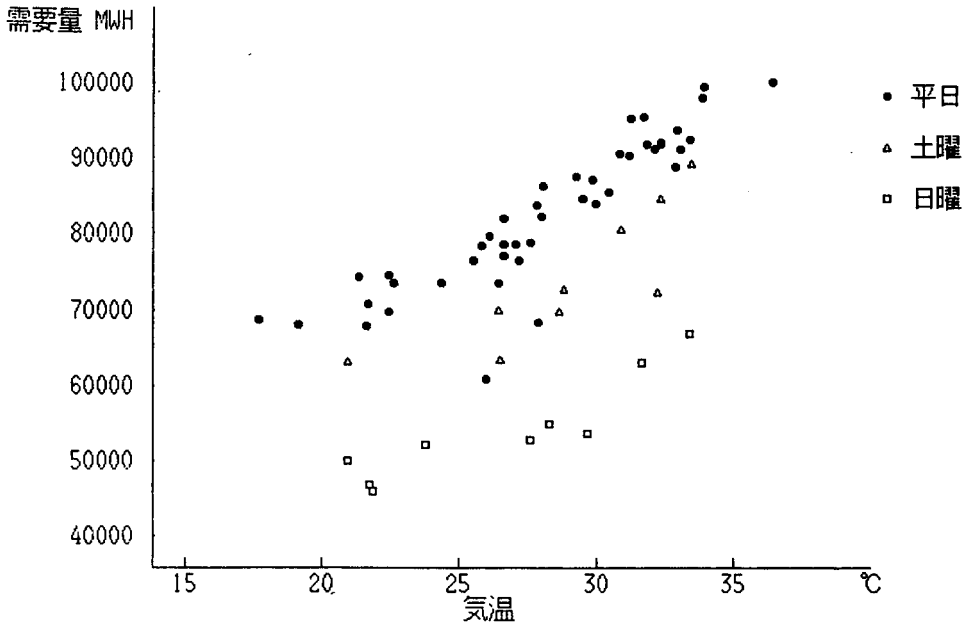


(a) 1時~3時

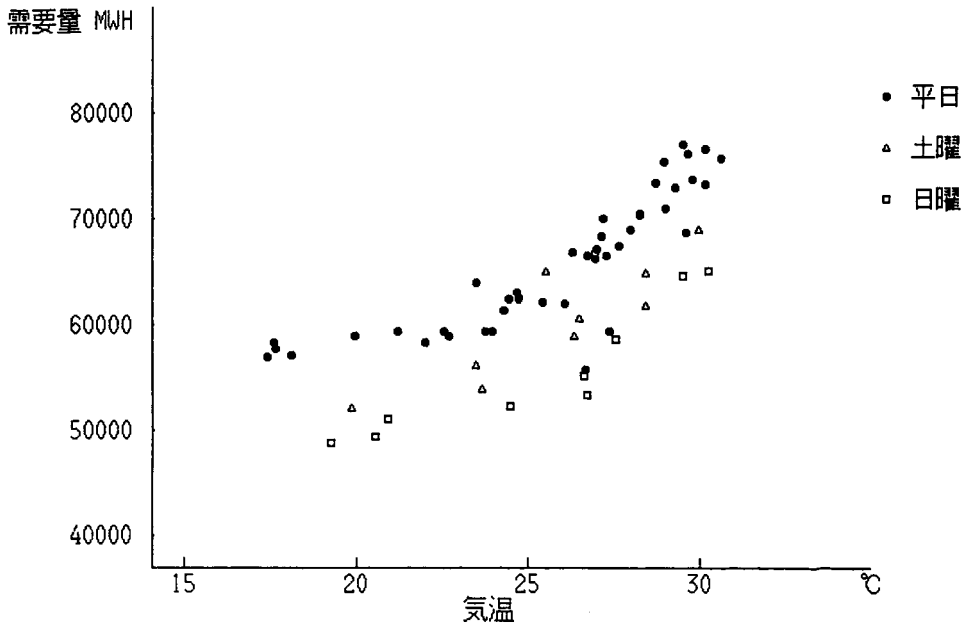


(b) 7時~9時

図 3.1 時間帯別の需要量と気温との相関 (A社, 昭和 58 年 7・8 月)



(c) 13時~15時



(d) 19時~21時

图 3.1 (続き)

ることができる。

この時間帯別の分析で用いたデータは、A社の昭和56, 57, 58年の7月, 8月の1時間ごとの発受電端電力量, および1時間ごと(毎斉時)の気温である。

3.1 時間帯別の需要量と気温との関係

まず, 1日の各時間帯についての需要量と気温との相関のようすをみるために, 2.1節と同様な散布図を描いて検討した。

図3.1は, 1日のいくつかの時間帯について, 3時間の需要量と気温との関係をあらわす散布図を示したものである。

これらの散布図から, 以下のようなことがわかる。

1) 夜中の時間帯(1時~3時)は他の時間帯に比べて平日の需要量のバラツキが大きい。これは主に次の2つの原因によるものである。

i) 月曜日の需要量が他の平日に比べて低い。この状態は10時ごろまで続く。これは, 休みあけで多くの工場が操業を始めていないためと考えられる。逆に土曜日の1~3時の需要量レベルは他の平日とあまり変わらない。

ii) 盆期間および7月下旬~8月上旬の日の需要量が他と比べて落ちこんでいる。これは, 多くの工場がこの期間に夏休みで操業を止めるためと考えられる。

2) 散布図でみて他の多くのデータから上側に離れているデータ点がいくつか存在する。この原因の1つは, 気温の急激な降下に需要量が追従しなかったものである。その他, 特別なイベント等について調査したが, 今回は突きとめられた原因はなかった。

3) 各時間帯における需要量の気温感応度は日量の場合と同じく温度領域によって変化する。この変化がもっとも顕著な時間帯は19~21時である。

3.2 折線モデルのあてはめ

次に, 前章で日量と平均気温との関係をあらわす最適なモデルとして選択された折線モデルを, 時間帯別の需要量と気温のデータにあてはめてみることにする。ここで問題となるのは, 前節で述べたように, 特に夜中の時間帯においては気象要因以外の原因で需要量の落ちこむ日があり, そのまま折線モデルをあてはめても正確な推定ができないと考えられることである。ここでは, 前節で挙げたような需要をおし下げる要因をモデルにとり入れることはせず, 図3.1の散布図から視覚的に判断される「自然なトレンド」に合った回帰線をひくことを主眼とした。そのために, 次の基準にしたがってデータを除外することにした。

[除外する日]

- ①日曜
- ②土曜の4時~24時
- ③月曜の1時~9時
- ④次のいずれかに該当し, かつ散布図でみて他の多くのデータと離れている日
 - ・7月下旬~8月上旬
 - ・盆期間(8月20日ごろまで)
- ⑤2.4.2の回帰診断の結果, 非常に有影響であると判定された日

3.3 需要量の気温感応度の時間帯推移

前節で述べた方法にしたがって折線モデルのあてはめを行い, 高温区間の気温感応度を推計した。図3.1は1日の気温感応度の推移を各年ごとにグラフ化したものである。

この図をみると, 高温区間の気温感応度は4

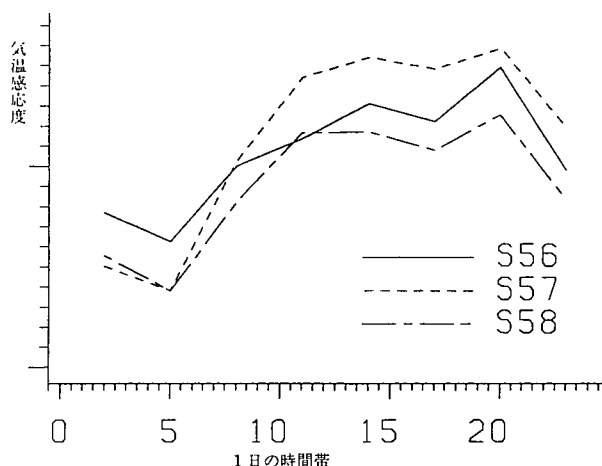


図 3.2 需要量の気温感応度の時間帯推移
(A社, 昭和 56・57・58 年 7・8 月)

～6時が最も低く、それから上昇ははじめ、16～18時でやや下がるが、19～21時で再び上昇し、1日の最高となるという傾向が各年について見られる。気温感応度が19～21時に最高になる理由は、この時間帯は家庭用需要、特に家庭におけるエアコンの需要の割合が他の時間帯に比べて高いためであると考えられる。気温感応度のレベルが年によって異なるのは2.3.3の2)と同じ理由によるものと考えられる。

このように需要量の気温感応度の変化をみることは、折線モデルの適用によってはじめて可能となったものである。

4. 今後の課題

これまで、夏季における電力需要と気象要因との関係について、その計算分析方法と、限られた期間ではあるものの実際のデータをもとにした分析を試みてきたが、各章にも述べたようにまだ多くの解決すべき課題が残されている。主な課題は以下の3つである。

1) 分析期間の検討と予測モデル

今回の分析は7、8月のみの期間を対象とした。しかし、7月初旬は年平均には梅雨期であり、夏季としての需要特性を反映していないことが多く、さらに9月は8月と同様の暑さが残ることが多い。こうした点から夏季の需要分析という点からは、7月～9月の3ヶ月間を分析対象期間とする方がより妥当と考えられる。

2) 気象要因以外の需要変動要因の分析

今回の需要分析は気象要因のみを対象としたが、分析結果からも明らかなように、気象要因のみでは説明しきれない需要変動もかなりある。これらは景気や夏休みなどによる工場における産業用需要の変動、今年の夏に行われたオリンピックや例年行われる高校野球などの各イベントによるTV需要の変動など経済・社会活動の各種要因によるものと考えられる。より詳しい需要構造の分析には、こうした要因の需要への影響を分析することも重要な課題である。

3) ロードマネジメント, 最大電力推定への活用

3章で述べた時間帯別需要の分析をより詳細に行うことにより, 空調機の需要の動向を把握し, 時間帯別料金制や空調機の直接制御等のロードマネジメントの実施による負荷シフトの推定に役立てることができる。また, ピーク時間帯の需要量の予測モデルを構築することにより, 設備計画上必要となる最大電力の推定に活用することができると考えられる。

参考文献

- [1] 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
- [2] 小野賢治・大屋隆生「新しいデータ解析手法の電力需要分析への適用」第19回SSOR予稿集, 1984
- [3] 坂元慶行・石黒真木夫・北川源四郎「情報量統計学」共立出版, 1983
- [4] Belsey, D. A., Kuh, E. and Welsch, R. E.: "Regression Diagnostics", Wiley 1980

(お の けんじ
もりきよ たかし
情報システム部
数理研究室)

発電所立地の社会経済影響予測

キーワード：発電所立地，社会経済影響予測，
計量経済モデル

大河原 透 中馬 正博

〔要旨〕

発電所立地は地元地域に多大な影響を与えている。そして、それらの影響を事前に予測評価し立地計画の適正化を図るため環境アセスメントが行われている。しかし、地元の産業活動、公共施設、交通などといった社会環境に対するアセスメントは自然環境に対するそれとは異なり、予測・評価手法として未確立であったり、あるいは十分に整備されていないのが実状である。特に、発電所立地の社会経済影響を定量的に予測する試みはほとんどなされていなかったといえる。

本研究は発電所立地の社会経済影響を定量的に予測する手法を確立するために行われたものである。本報告では、手法の基本的な考え方を明確にしたうえで、地域計量経済モデルによる予測例を提示した。

1. はじめに
 2. 社会環境アセスメント
 - 2.1 環境アセスメント手法
 - 2.2 社会経済アセスメントシステム
 - 2.2.1 環境システムモデル
 - 2.2.2 インパクト予測
 - 2.2.3 環境反応モデル
 3. 発電所立地の社会経済影響予測
 - 3.1 X地域影響予測モデル
 - 3.1.1 モデルの構造
 - 3.1.2 主要構造方程式のスペシフィケーション
 - 3.1.3 モデルの説明力
 - 3.2 発電所立地インパクトとX地域モデル
 - 3.2.1 立地インパクト
 - 3.2.2 モデルへのインパクトの付与
 - 3.3 発電所立地の社会経済影響予測
 - 3.3.1 発電所立地がない場合
 - 3.3.2 発電所立地がある場合
 4. 結語
- 参考文献
- 付録Ⅰ X地域モデルの構成
- 付録Ⅱ X地域モデルに与えられたインパクトの構造
- 付録Ⅲ 最終テスト誤差率

1. はじめに

各種の開発計画が環境に与える影響を事前に予測・評価し、環境を維持・改善するための施策が求められるようになってきている。電力施設についても、その環境アセスメントに対する社会的要請が昭和40年代後半よりとみに高ま

ってきており、当所でも昭和51年12月に「環境アセスメント手法研究会」を設け、環境アセスメント手法の現状と問題点を整理し、究明すべき課題を明らかにしている。さらに昭和55年以降、予測・評価手法が確立していない研究分野でその確立をめざし個別研究を行っている。電力施設立地、とりわけ発電所立地に伴

う社会環境影響予測評価手法もそこで検討する必要があるとされた研究分野であり、以来当所ではその確立のための研究を行っている。

発電所立地地域の人口、雇用、生産、財政といった、社会経済への影響の多くは、集計量でみた場合、地元地域にとり好ましいものが多いが、危機感をもって影響評価を行う必然性が少なかったため、その予測・評価手法の確立がともすれば、疎かになりがちであった。たとえば資源エネルギー庁の「発電所立地に関する環境影響調査要綱」では、自然環境への影響の現況調査、予測・評価に重点が置かれ、社会環境に関しては人口・土地利用等の現況調査がなされるのみで、予測・評価については行われていない。

しかし、発電所立地の社会経済影響についての関心は立地自治体を中心に高まりをみせているのも事実である。たとえば、電源が大規模かつ集中的に立地している福島県などでは、立地影響の調査にのりだしている¹⁾。その調査の目的は、電源地域での社会経済状態を描写することにより現状の問題点を指摘し、行政としてどのような施策があるかを検討することであり、必ずしもアセスメントとは直接に結びつくものではない。だが、地域の発展と発電所立地が切り離せないとの認識のもとに、このような調査がなされるようになってきたことは注目に値する。

発電所立地が地元地域全体に多大の影響を及ぼしていること、あるいは地元社会経済の長期的な進展に深く関与していることは、発電所立地がなされた地域の例を見るまでもなく明白である。しかしながら、発電所立地が地元地域の社会経済とどのような関りを持つのかの実証的研究は余り多くなされていなかったのが現状であ

る²⁾。そこで、発電所立地影響の予測・評価を単に自然環境分野へのみならず社会環境分野をも含めて総合的に確立することをめざして始められたのが本研究である。

本研究の主たる目的は上述のとおりであるが、(1) 地元の社会経済のメカニズムを解明すること、(2) ともすれば曖昧になりがちな地元住民や産業あるいは自治体に及ぶ影響を具体的な数値で表現すること、(3) 立地の当事者である電気事業者が地元地域社会で果たす役割をポジティブあるいはノーマティブなかたちで分析できることを期待している。

2. 社会環境アセスメント

2.1 環境アセスメント手法

環境アセスメントは、個人や組織体による環境への新たな働きかけ(インパクト)により生ずる影響を事前に予測・評価することを通じ、環境の維持・改善をはかることを目的に行われる。環境はひとたび悪化させると、それを元に復元することには多大の時間と費用が必要となるため、あるいは復元が困難であるという性質があるため、特に大規模な開発計画では環境アセ

-
- 1) 福島県は文献[13]で発電所立地地域での雇用・生産・財政がどのように変化してきたかの展望を行っている。また地方財政調査会[9]では、エネルギー基地立地と定住圏構想の推進という観点から、福島県の調査を引用しつつ、電源立地地域の現状および地域の要望を整理している。また九州経済調査協会[5]は、佐賀県玄海町を中心に人口・産業・財政など地域社会を構成する主要について現状を把握するとともに、内在する問題点の抽出を試みている。これらの調査は電源立地地域の現状を分析するものとして、有益である。
 - 2) 発電所立地地域で発電所立地と地元地域の社会経済の関係をモデル分析したものとしては、荒井・斎藤[2]、荒井・大河原[3]あるいは大河原[4]、(財)日本立地センター[12]、(財)日本原子力産業会議[11]があげられる。ただし、これらの分析は発電所立地が既になされた地域における影響分析が主たる目的で、厳密な意味での社会環境アセスメントではない。しかし荒井・斎藤では社会環境アセスメント手法のあるべき姿については議論がなされている。

メントが行われるようになってきている。環境アセスメントでは、環境に与えるインパクトの予測と、それが環境に及ぼす影響を予測・評価するシステムを作成することが課題となる。したがって、環境アセスメントシステムの構成要素としては、(1) 対象環境システムの実態を定量的数値として表現する環境システムモデル、(2) インパクト予測モデル、(3) インパクトが環境システムに与える影響を把え、環境システムがどのような挙動を示すかを定量的数値として表現する環境反応モデルの3つがあげられる。この環境アセスメントシステムを天野[1]にしたがい図示したのが図 2.1 である。

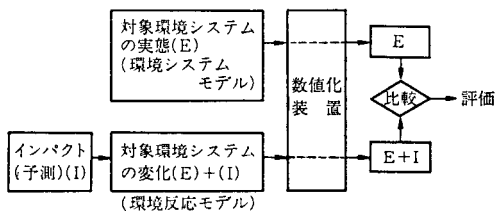


図 2.1 環境アセスメントシステム

われわれが、社会環境のアセスメントシステムを確立しようとするとき、指針となるのが図 2.1 で示された概念であり、「環境システムモデル」、「インパクト予測」、「環境反応モデル」という3つのサブシステムからなる社会環境アセスメントシステムの開発をめざす。ただし、社会環境ではインパクトの有無にかかわらず、環境がダイナミックに変化を遂げるため、環境システムモデルと環境反応モデルにはその変化を描写できるものであることが要請される。これは、インパクトがない場合には、しばしば定常状態を仮定する分野とは異なり、社会環境でのアセスメントシステムの特徴となる点である。以下では簡単に社会経済アセスメントシステムの理念型を示し、われわれがどのような考

えに立ちシステムを構成したかを紹介する。

2.2 社会経済アセスメントシステム

2.2.1 環境システムモデル

これは対象環境の個々の構成要素の依存関係あるいは因果関係をモデル化し、その実態を定量的に表現するものである。社会経済分野では、人口、生産、雇用、財政といった地域社会経済状態を描写する変数をできるだけ細かく分割し、対象地域が持つ固有の社会経済メカニズムを解明するモデルが社会経済システムモデルとなる。それは、地域の社会経済がそれ自体で完結するクローズドなシステムでないため、その地域にとって外部環境となる変数を含むことが必要である。

このようなモデルとして、「エコノメトリックス」(計量経済モデル)、「システムダイナミックス」(SD モデル)および「産業連関手法」(IO モデル)の三者による接近を試みるべきとの提言がなされた³⁾。しかしながら、対象地域を発電所立地周辺と限定した場合には、データの制約あるいはそれを補う手法の限界により、IO モデルは実用に耐えられないとの結論を得ているため適切な手法とは言い難い⁴⁾。SD モデルは、ほぼどのような関係式をモデルに持ち込んでも形式的には解く DYNAMO というパッケージを持っているため、シミュレーション分析には適した手法である。しかし、個々の関係式をとりあげてみた場合、変数間を結ぶ係数

3) 電力中央研究所の「環境アセスメント手法研究会」による。詳しくは電力中央研究所[10]参照。

4) 地域産業連関表は必ずしも各都道府県で作成されているわけではないので、IO モデルを全ての地域で適用できない。自自治省[7]によれば、昭和50年表を公表しているのは23道府県に過ぎない。さらに県により小さい地域を対象とした産業連関分析もないわけではない(たとえば坂下[6]、山村[14])。産業連関表の作成自体が一般的には困難である。小地域における産業連関分析の問題点については千賀[8]で論じられている。

の値については十分な検証がなされぬまま用いられることが多い。実際に SD モデルによる分析では、変数間のつながりを示すフローチャートのみが示されることが多く、個々の関係式がどのように特定化されているかは明らかでないことが間々ある。これは多分に、自由に制御できる入力データをブラックボックスに入れ、出てきた出力データを観測することによりブラックボックスの中身をモデル化するという、いわばシステムを自由にデザインすることができる制御工学的思考を背景に生まれるものである。したがって関係式の特定化に際しても統計的検定が必ずしも行われるわけではなく、分析の客観性がどこで保たれるかが明確でない。SD モデルとは対照的に、計量経済モデルでは因果律を介して変数は関係づけられるとみる。つまり、ブラックボックスではなく最初から意味のあるシステムを想定し、これから導かれる計量経済モデルが現実の現象をどれだけうまく説明するかに重点が置かれる。したがって計量経済モデルでは、経済理論によってモデルが規定され観察されたデータから経済理論に符合する関係式を統計学的検定により選び、それらによってモデルが構成される。この客観性、より正確に述べるならばモデルを構成する個々の構造方程式のパラメータの客観性は、計量経済モデルが SD モデルに較べたときにもつ大きなメリットといえる。しかしながら、計量経済モデルでは統計学的検定を行うのに十分なデータの収集が必要であるし、モデルの特定化のために必要な経済的・時間的費用は、SD と較べ歴大である。それにもかかわらず、われわれはできる限りの客観性を保ちたいがために計量経済モデルをもって社会経済アセスメントシステムの環境システムモデルを構成することにした。

2.2.2 インパクト予測

発電所立地が地元地域の社会経済へ与えるインパクトは多岐にわたっているが、インパクトが時間とともにどのように変化するか、またどの主体に影響が及ぶかを意識しつつ抽出することが重要である。社会経済の現況を描写する環境システムモデルに与えるインパクトを予測するものであるから、インパクト予測の時間的あるいは空間的範囲は環境システムモデルからの制約を受けることはいうまでもない。もしここで、環境アセスメントを行う上で不可欠なインパクトが環境システムモデルに取り込まれないとするならば、当然のこととして環境システムモデルが改訂されるべきである。より望ましいアセスメントシステムを作りあげるという観点から、インパクト予測と環境システムモデル間でフィードバックを行い、どのようなインパクトを取りあげるかの検討がなされるべきである。

われわれが、これまで行ってきた研究では社会経済へ与えるインパクトとして、(1) 発電所建設費、(2) 発電所従業員数、(3) 発電所建設および定期検査のための労働者数、(4) 発電所固定資産税、(5) 三法交付金等を取りあげている。環境システムモデルへこれらをどのように与えるかはモデルの構造に依存しており、その一例は第3章で示されている。なお漁業権や土地の移転にもなる一時所得については実態の把握が困難なためインパクトとしてはとりあげていない。

2.2.3 環境反応モデル

環境システムモデルにインパクトを与え、モデルの構成要素がどのような挙動を示すかを見るのが環境反応モデルである。インパクトをどのようなかたちでモデルに入れるかにより、同

じインパクトでも影響は異なる。したがって、インパクトをどのような構造としてモデルに導入するかについての吟味が必要となる。

われわれは環境システムモデルとして計量経済モデルを用いているが、計量経済モデルの見方で環境反応モデルをみると、それは環境システムモデルを用いたシミュレーション分析に相当するといえる。計量経済モデルを用いたシミュレーションは、推定により構造方程式に組み込まれた外生変数に変化が生じたとき、構造を通じ内生変数がどのような反応を示すかを分析するものである。しかしわれわれの環境反応モデルでは、インパクトが外生変数としてモデルに入るとしても、推定によりその構造を決めることができない場合がある⁵⁾。さらに、インパクトが構造として定められた外生変数を通じてではなく、直接的に内生変数に入りその水準を変化させる場合もある。このような意味においてわれわれの環境反応モデルは通常の計量経済モデルによるシミュレーション分析とはやや性格が異なる。環境反応モデルの特定化に際しては、発電所立地が既に行われた類似地域での立地影響が、どのようなメカニズムを経由して出現しているかの研究等から得られる情報を参考にして行われるべきである。

3. 発電所立地の社会経済影響予測

ここでは、前章で説明した社会経済アセスメントシステムの考えに立脚し、発電所立地が立地当該自治体の人口、雇用、生産、財政等どのような影響を及ぼすかを予測するために開発したモデルを示す。また予測結果の概略を紹介する。

3.1 X地域影響予測モデル

このモデルは、人口が約1.1万人のX地域に

70万kW級2基の火力発電所が約4,000億円の総建設費をかけて立地すると想定したときの社会経済影響を予測するために開発したものである。前章の環境システムモデルに対応する部分は、計量経済モデルであり、その構造方程式は原則として昭和41年度から55年度の観測データをもとに、最小自乗法を用い推定されている。

3.1.1 モデルの構造

モデルは18本の構造方程式、16本の定義式から構成されており、大きく分けると図3.1のように、人口、就業、生産、財政の4つのブロックに分けられる。産業は、第一次産業、鉱業、製造業、建設業、第三次産業に分割されて扱われている。

人口ブロックは静態人口関数、転入関数、転出関数、住民人口定義式、就業ブロックは4産業別の就業者数関数、域内就業者数定義式、生産ブロックは4産業別の生産関数、純投資関数、6産業別の民間資本ストック定義式、町内純生産定義式、財政ブロックは固定資産税関数、固定資産税を除く財政収入関数、財政収入定義式、3目的別の財政支出定義式、3目的別社会資本ストック定義式から成っている。モデルの構成を付録Iに示した。なお主要構造方程式の特定化がどのようになされたかについては次節にまとめられている。

3.1.2 主要構造方程式のスペシフィケーション

(1) 静態人口関数(第1式)

静態人口は転入転出がなかったと仮定したと

5) このような例として次のケースを考えてみよう。建設業の就業者数と生産額が内生的に決る環境システムモデルをもっているとする。発電所の建設が行われた場合、就業者数も生産額も同時に増加するが、発電所建設前の構造に発電所建設という事象をどのように組み込み、建設後の両変数の動きを斉動的に説明するためには、環境反応モデルの構造に関し合理的な仮定を加えることが必要となる。

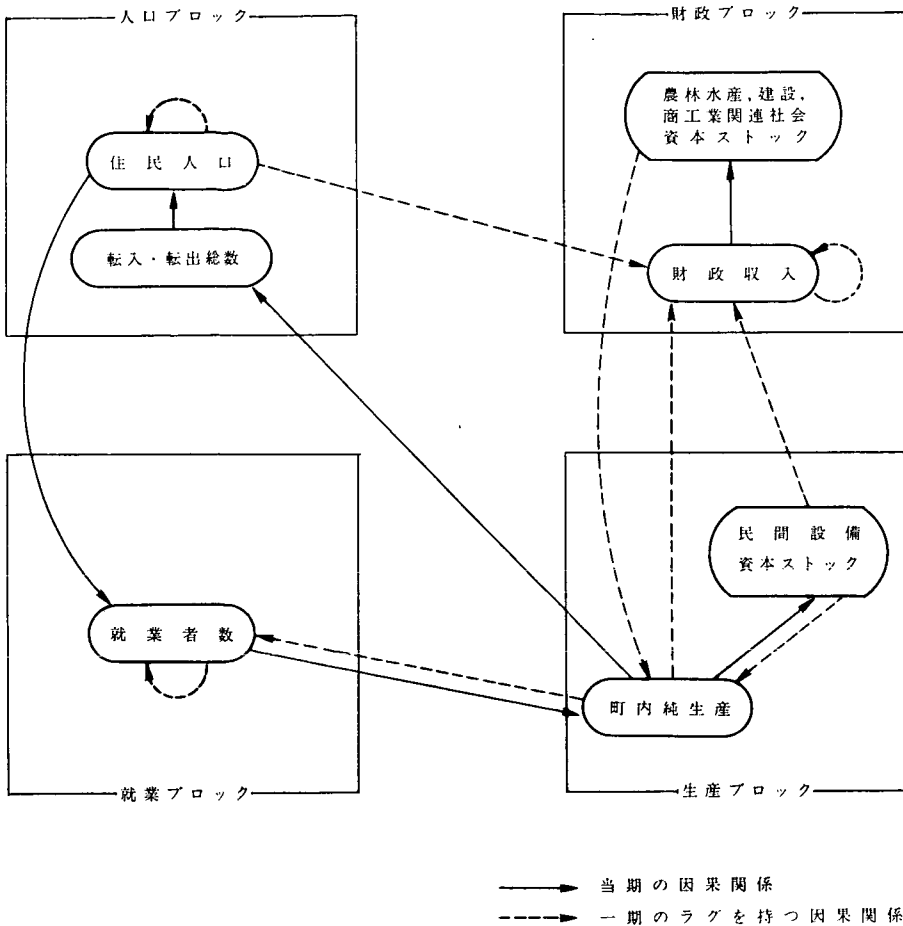


図 3.1 モデルの4つのブロック

きの人口である。今期人口は、前期人口に社会動態（転入－転出）、自然動態（出生－死亡）を加えたものであるから、静態人口（今期人口－今期社会動態）は前期人口と自然動態で説明できる。しかしX地域モデルの構造方程式における静態人口関数は、10月1日人口と1月～12月社会動態を用いており、両データ間に上に述べたような整合性がない。したがって、前期人口の0.056%なる項は自然動態のみを説明しているわけではなく、1月～12月社会動態と10月～9月社会動態の差まで含めて、説明している。ちなみに1月～12月社会動態、自然動態、

昭和56年と昭和57年の12月末人口から、12月末人口系列を逆算して求め、このデータに基づいて推定を行なった結果は次のようになった。

$$(\text{静態人口}) = 1.00385 \times (\text{前期人口})$$

(2162)

(観察期間：昭和42年～昭和57年)

$$R^2 = 0.9997, \bar{R}^2 = 0.9997, S = 22.82, \\ D = 1.110$$

整合性のれる人口と社会動態のデータに基づくこの関係が、10月1日人口と10月～9月社会動態の間でも成立するとすれば、社会動態間の

差（10月～9月社会動態から1月～12月社会動態をひいたもの）が前期人口との比例関係を持っていないなければならないことになる。なぜなら、仮定より

$$\begin{aligned} & (10月1日人口) - (1月～12月社会動態) \\ & = 1.00056 \times (\text{前期} 10月1日人口) \\ & + (\text{社会動態間の差}) + 0.00329 \\ & \times (\text{前期} 10月1日人口) \end{aligned}$$

が成立するので、静態人口関数（第1式）は社会動態間の差が前期人口の -0.329% であること、すなわち、10月、11月、12月の社会動態が年々前期人口の約 0.3% 減少するということの意味するからである。ところで、人口の自然増は 0.385% であるが、これは全国人口成長率 1.09% （昭和45年～昭和56年の平均）と比較してかなり小さい。しかし、昭和55年の15歳～49歳人口割合が全国値 53% に対して 42% に過ぎないことなど考慮すると十分起こり得ることと思われる。昭和55年から12年間、社会動態による影響がなかったとして 0.385% という人口成長率を仮定すると、昭和67年人口は11,467人に達する。これは発電所立地インパクトがない場合の将来人口を考える際、上限の目安となろう。

（2） 転入、転出関数（第2, 3式）

転入、転出は、人口一人当たり純生産額（町民所得の代理変数として用いている。）の格差による説明を試みている。就業者一人当たり平均生産性の格差による説明も考えられるが、予測に際し、外生変数である県庁所在都市の就業者数を想定する事は容易でないため、比較的成长率の安定している人口を用いた。なお定式化に際し、当期の格差による説明を試みているのは次の2つの理由による。

① 年次モデルであるため、一期の遅れでも

一年の遅れを想定したことになる。分析対象地域のような小地域において、発電所建設という大規模工事が行なわれる場合、その影響が一年以上の遅れを伴って現われると考えるのは現実的でない。

② 当期格差を用いたとしても、前期転出入の項が過去の格差の通減的影響を全て表現していると考えられることもでき、遅れを伴った影響を無視していることにならない。

（3） 就業者数関数

モデルで取り扱っている就業者数は、従業地ベースの就業者数であって、常住地ベースではない。それは前者が町内純生産の説明要因として適当なものだからである。ちなみに昭和55年の従業地における就業者数は4,934人であるが、212人が他市町村から通勤している。通勤者のうち約7割が第三次産業、約3割が第二次産業に従事している。また常住地における就業者数は、従業地におけるそれより241人多いに過ぎない。

他産業との生産性格差は、転職するかどうかに関する重要な判断規準になっていると思われる。第一次産業就業者数関数では、第三次産業との前期労働生産性格差によって説明を試み、格差が大きくなれば離職が進むという仮説を表わしている。

建設業就業者数関数では、第一次産業との前期生産性格差によって説明されている。建設業の労働平均生産性が、相対的に高まると、建設業就業者数は多くなることを表わしている。

製造業就業者数関数は就業者数の増加数を純生産の伸びによって説明したものとなっている。純生産の伸びは、労働需要の伸びを表わす代理変数として用いられている。対象地域の製造業の現状では、製造業就業者数は生産の水準

によって大きく左右されるものと思われ、このような需要決定型の定式化が適切であろう。製造業生産関数との関係を考えるとき、当期就業者数は結局、前期純生産、前期資本ストック、前期就業者数によって決まることになる。

第三次産業就業者数関数は、今期就業者を住民人口と前期就業者数で説明したものとなっている。就業者数は常住地によるものではないが、住民人口を第三次産業就業者数の説明要因として用いても、当面さし障りないだろう。第三次産業の通勤者は他産業と比較すれば多いが、それでも全就業者に占める割合は7%（昭和55年）に過ぎないからである。

(4) 生産関数

生産関数は就業者と民間資本ストックおよび公的資本ストックを説明変数とし、コブダグラス型で定式化している。

第一次産業の純生産額は、気象、気温等の影響も大きく、モデルの取り扱う社会経済変数だけによる説明は、概して難しい。しかし第8式は、比較的高い説明力を示している。民間資本ストックの係数は0.25で、他産業と比較してもかなり小さい。一方、就業者数の係数は0.75と大きい。これは、第一次産業において労働力の生産への貢献が大きい現状を表わしているものと思われる。またシフト項としての社会資本ストックの係数は民間資本ストックのそれと同じ0.25で他産業と比べ低い値をとっている。

製造業の生産関数（第9式）においては、民間資本ストックの係数が0.67となっており、第三次産業の0.68について高い。またシフト項としての社会資本ストックの係数も0.52と建設業の0.58に次いで高い。設備の規模に依存する製造業の性格がよく表現されているものと思われる。シフト項としては社会資本ストッ

クの他に、全国製造業稼働率指数が付加されている。これは、製造業の生産物の多くが移出に向けられ、全国の需要状況にも大きく左右されるためである。

建設業の生産関数は、シフト項として社会資本ストックの他に、説明力は低いが技術進歩を表わす項としてタイムトレンドを加えている。民間資本ストックと就業者数についてそれぞれの係数を比較すると、前者が大きいが後者との差は約0.17で製造業の0.36ほど大きくない。

第三次産業の生産関数における民間資本ストックの係数は0.68と、他産業の係数と比較しても最も大きい値をとっている。設備の充実が生産額に及ぼす影響が大きいことを示している。シフト項としての社会資本ストックの係数は0.14と小さく、財政支出の生産に及ぼす影響は小さい。

(5) 純投資関数

純投資は、粗投資から資本減耗をさし引いたもので資本ストックの増分となっている。第一次産業、建設業、第三次産業の純投資関数（第12、14、15式）は、資本ストックの適正水準への調整過程を表わすものとして定式化されている。このような解釈をするとき、資本ストックの係数の絶対値は調整速度を表わし、適正水準は生産の項を調整係数で割ったものとなる。第一次産業、建設業、第三次産業資本ストックはそれぞれ、生産の2.6倍、3.7倍、3.2倍ということになる。調整係数は第一次産業が最も大きく0.11、第三次産業で0.075、建設業で0.057となっている。製造業純投資関数（第13式）においては、調整項としての民間資本ストックの他に、土木関連財政支出を用いている。これは、企業立地が進まない要因、たとえば消費地から遠いこと、工業用地や工業用水の確保

が難しいことなどを土木事業が改善する効果を持つと考えているためである。

(6) 財政収入, 支出関数

固定資産税関数(第16式)は、町内の民間資本ストック総額とトレンドを表わす項としての前期固定資産税額によって説明されている。資本ストックの係数は小さいが、1から前期固定資産税の係数を引いたもので割って長期的係数を求めると、0.0125となり、標準税率1.4%に近い値となる。

歳入の構成割合を昭和55年度でみると、地方交付税(31%)、国庫支出金(20%)、県支出金(15%)、町債(15%)となっており、自主財源である町税(10%)よりはるかに大きく、モデルで取り扱っている社会経済変数による説明には限界がある。しかし固定資産税を除く財政収入を前期町内純生産とトレンド項で説明した第17式は趨勢的動きをよく捉えている。財政支出関数(第18式)は財政収入とトレンド項で説明されている。

3.1.3 モデルの説明力

モデルを用いて発電所立地の社会経済影響予測を行う前に、構築されたモデルが現実の社会経済構造をどのくらい説明するかを調べておくことが重要である。そのために行なわれるテストはいくつか考えられるが、われわれはモデルの最終テストを昭和42年度から55年度について行った。付録Ⅲに最終テストにおける全内生変数の誤差率を示したが、主要内生変数はかなり適合度が高い。昭和52年度に23%の誤差をもつ転出のように、誤差が比較的大きい年度がある変数についても、誤差が長期的に発散する傾向は持たない。最終テストの結果によれば、前節で示したモデルは説明力が高く、予測を行う上でかなりの精度を持つと判断されよ

う。

3.2 発電所立地インパクトとX地域モデル

3.2.1 立地インパクト

立地の社会経済インパクトとして(i)発電所建設労働者数、(ii)第三次産業への新需要、(iii)域外採用の発電所職員およびその家族、(iv)発電所建設に伴う固定資産税および三法交付金をとりあげた⁶⁾。X地域モデルではインパクトの重複追加を避けるため「地元」、「域内」、「域外」に地域を分けている。「地元」とは対象としているX地域そのものであり、「域内」とはX地域と周辺地域で、より具体的には通勤可能圏である。さらに「域外」とはそれら以外の地域である。ただし「域内」、「域外」は厳密に指定できる地域ではなく、発電所建設労働者の雇用形態および居住形態を区別してモデルで取り扱うため考えられた概念的な地域である。

(i)、(iii)、(iv)に関するインパクトの想定は表3.1にまとめた。(ii)については域外建設労働者の地元消費をインパクトとして想定している。

3.2.2 モデルへのインパクトの付与

インパクトを計量経済モデルに与える際の基本的考え方は前章で説明した。ここでは、立地インパクトがどのようにモデルに与えられたかを、個々のインパクトに則して説明する。な

6) 発電所の運転開始による電気事業の所得はインパクトとしては計上しない。現実の市町村民所得勘定ではそれは市町村内純生産に計上される。しかし、われわれのモデルでは純生産が増えると、たとえば人口の社会流入に正の効果が及ぶように、いくつかの影響をもたらす発電所立地に伴う雇用や人口への直接影響はインパクトとして外生的にモデルで取り扱っているので、発電所の純生産を純生産に計上すると雇用と人口への影響では二重計算されることになる。ただし、発電所の法人住民税に関しては、それが財政収入として計上されないことになる。もっとも、電気事業の純生産については、燃料価格が替レート、電力需要などにより大きく変動するため、適切な想定を行うことが困難である。

表 3.1 発電所立地インパクトの想定

年度		56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67
各項目													
建設労働者数(人)		0	0	0	500	750	750	1,000	1,500	1,250	1,500	1,250	250
発電所員 (人)	地元採用	3	3	3	4	6	10	17	17	19	19	19	19
	域外採用	17	17	22	23	29	42	67	66	97	113	100	104
	計	20	20	25	27	35	52	87	83	116	132	119	123
域外採用所員とその家族 (人)		17	17	22	23	29	42	87	85	126	169	150	156
発電所関係者の転入(人)		17	0	5	1	6	13	45	0	41	43	0	6
発電所関係者の転出(人)		0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	19	0
固定資産税 (名目百万円)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	1,826	1,512
三法交付金 (名目百万円)		0	0	0	0	0	0	420	420	420	420	420	420

お、このインパクトが与えられたモデルが前章の「環境反応モデル」に他ならない。

計量経済モデルに与えられたインパクトの構造をまとめたのが付録Ⅱである。3章1節で示したX地域モデルが以下の構造に置き換えられることにより、インパクトがどのような影響をもたらすかの分析ができるようになる。これらのインパクトがどのような想定により与えられたかを以下にまとめておこう。

i) 発電所建設労働者

発電所建設労働者の総数についての想定値は表3.1で与えられている。しかし、総数でインパクトを与えても、建設労働者の雇用形態や居住形態の差による影響の変化を扱いきれない。そのため雇用・居住形態の差により労働者を分割することにした。発電所建設労働者は、地元から採用され自宅から通勤する者とそれ以外に分けられる。さらに前者は、発電所建設前から地元が存在していた在来の建設会社(地元企業)に採用される者と、域外から発電所建設工

事のため一時的にやって来て、地元企業とは異った生産技術を持つ建設会社(地元外企業；主として大手建設会社あるいはその関連企業を想定)に採用される者に分類されるものとした。つまり、発電所建設労働者は(1)地元企業採用域内建設労働者、(2)地元外企業採用域内建設労働者、(3)地元外企業採用域外建設労働者の三つのグループに分けられ、おのおのグループが地元経済に異った影響を与えようと考えた三つのグループは、図3.2に示したとおり、域外採用建設労働者比率(ETA)、地元企業採用域内建設労働者比率(PHI)を用いて定義される。

このような三グループに分けた理由をまとめたのが以下である。

発電所工事が地元企業に発注されると、地元企業は新たに域内から建設労働者を雇用しようとするであろう。したがって地元企業採用の域内建設労働者比率は、電力会社の地元発注率に対応して変動する比率であると考えられる。モ

発 電 所 建 設 労 働 者 (総数) $ECONSP$		
域内採用建設労働者 $(1-ETA) \times ECONSP$		域外採用建設労働者 (地元外企業採用域外) 建設労働者 $ETA \times ECONSP$
地元企業採用域内建設労働者 $PHI \times ECONSP$	地元外企業採用域内建設労働者 $(1-ETA-PHI) \times ECONSP$	

図 3.2 発電所建設労働者の分類

デルでは地元企業採用域内建設労働者比率を地元発注率の代理変数として用いている。ではなぜ直接、地元発注率あるいは地元発注額を用いないかといえ、たとえ発注額がわかったとしても、そのうちに占める地元建設業の付加価値額が明らかでない以上、純生産へのインパクトとして取り扱えないからである。たとえば 10 円の品物が地元で買われたとき、それが地元外から 9 円で仕入れた品物であれば地元の付加価値額は 1 円になる。だが、このような地元の付加価値に関する情報を得るのは容易なことではない。そこでモデルにおいては、純生産額にインパクトを与えずに就業者数にインパクトを与えることにした。ところで求められている生産関数、就業関数は地元企業が域内から労働者を採用することによって営んでいる生産活動を描写したものである。よって、これらの関数に与えられるインパクトとして適当なものは地元企業採用域内建設労働者のみである。

地元外企業採用域内建設労働者に関して生産関数が不明なので、地元建設労働者の前期労働平均生産性をもとに、地元外企業採用域内建設労働者の生産所得への寄与を想定することにした。域内建設労働者のうち、長期にわたり建設業に従事しようとする者は、地元企業採用を希望するものと考えられる。また、地元外企業にとっては、工事終了と同時に、域内労働力の確保が不要となるし、熟練労働者は域外で採用していると考えられる。したがって地元外企業に採用される域内建設労働者は、高齢者や主婦な

どの割合がより高いものとなろうし、彼らの従事する仕事も熟練の不必要なものに限られよう。この理由から地元外企業域内建設労働者の平均生産性は地元企業のそれより、かなり低いものとなろう。これを表現した係数が第 22 式の THETA であり、0.5 が与えられている。YCONA のうちの地元外建設業寄与分とは地元外企業採用域内建設労働者による純生産額のことである。

ii) 第三次産業への新需要

域外採用建設労働者は全て地元外企業に域外で採用されて地域に流入する出稼ぎ労働者とする。したがって、その在住は一時的なものとなり、住民登録もなされないものとみなした。このためにモデルでは彼等を住民として数えていない。また彼等の地元における諸サービス購入額を地元住民のそれと比較すれば、ある程度少ないものと想定するのが自然である。これを表現しているのが第 7 式の地元消費比率 GAMMA である。この需要は第三次産業の就業者を増加させる。それは第三次産業への新需要を労働の平均生産性で割り、就業者数に対する新需要に変換することにより得られる。

iii) 域外採用発電所所員およびその家族

域外採用発電所所員およびその家族は住民人口の増加として影響を与える。そのインパクトは増加の場合、転入関数を通じて、減少の場合転出関数を通じて影響を与える。第三次産業への間接的効果はモデル中の地元の構造部分を通じて現われる。

iv) 固定資産税および三法交付金

財政へのインパクトは固定資産税関数とその他の財政収入関数に与えられる。特に前者については地方交付金減額分を考慮しなければならず、財政収入純増率 (DELTA : 0.25) をかけて、固定資産税関数に対するインパクトとする。

なお、インパクト波及については次の点を考慮した。モデルは前期被説明変数を説明変数としている関数を6本 (第 2, 3, 5, 7, 16, 17 式) 持っているが、これらの関数に対してインパクトを与えると、その影響が前期被説明変数を通じて、遅れを伴った減滅的影響として残存累積して来る。しかし発電所工事によるインパクトにこのような遅れを伴った効果が残存することはない、これを除去する必要がある。このために第 2, 3, 5, 7, 16, 17 式に示したような、インパクト付加の方法を用いた⁷⁾。

就業者に対するインパクト波及に際しては、建設業を第三次産業の生産関数の民間資本ストック項に設備利用上昇率を乗ずることにした。モデルでは就業者増のインパクトが両産業に与えられるが、資本ストックはそれに対してただちに調整されず、労働の平均生産性の低下につながる⁸⁾。これまでの立地の事例を見るとき、インパクトが与えられた年度においても、労働の平均生産性が落ちるとい現象は認められない。その理由のひとつに就業者が増加したとき、設備の稼働率を高めて調整していることが考えられる。そこでモデルでは、設備利用上昇率という概念を導入し、インパクトによる就業者数変化率と、ほぼ同等の比率になるようにこれを定義した。設備利用上昇率を前期資本ストックの項にかけることによって、ほぼインパクトを与える前と同じ労働の平均生産性を保つこ

とができる。

製造業純投資に対するインパクト波及は次のように取り扱っている電源立地促進対策交付金 (いわゆる三法交付金) の用途状況をみると、これまで制度的限界があって産業基盤関連の支出はわずかであった。このため立地インパクトに基く財政支出増は、観察期間のように製造業純投資へ影響を及ぼすことはないと思われる。したがって財政への直接的影響を取り除き、間接的影響に止める操作をした後、純投資への影響が出るようにしている (第 13 式)。

以上がX地域モデルに付与されたインパクトであり、インパクトとモデルの構造をフローチャートで示したのが図 3.3 から図 3.6 である。なお以下では () が内生変数、[] が外生変数、< > がインパクトである。また当期の因果関係を実線で、前期の因果関係を破線で示した。

7) 第一近似として x を外生変数と考え $y(t)$, $y'(t)$, $y^*(t)$ を次のように定義しよう。ただし、 z も外生でインパクトを表わす変数としよう。

$$y(t) = \alpha + \beta x(t) + \gamma y'(t-1) \quad \text{①}$$

$$y'(t) = \alpha + \beta x(t) + \gamma y'(t-1) + z(t) \quad \text{②}$$

$$y^*(t) = \alpha + \beta x(t) + \gamma y'(t-1) + z(t) - \gamma z(t-1) \quad \text{③}$$

$$z(0) = 0, y(-1) = y'(-1) = y^*(-1) \quad \text{④}$$

このとき①, ②, ③より

$$y(t) = \alpha(1 + \gamma + \gamma^2 + \dots + \gamma^t) + \beta(x(t) + \gamma x(t-1) + \dots + \gamma^t x(0)) + \gamma^{t+1} y(0)$$

$$y'(t) = \alpha(1 + \gamma + \gamma^2 + \dots + \gamma^t) + \beta(x(t) + \gamma x(t-1) + \dots + \gamma^t x(0)) + \gamma^{t+1} y'(0) + z(t) + \gamma z(t-1) + \dots + \gamma^t z(0)$$

$$y^*(t) = \alpha(1 + \gamma + \gamma^2 + \dots + \gamma^t) + \beta(x(t) + \gamma x(t-1) + \dots + \gamma^t x(0)) + \gamma^{t+1} y^*(0) + z(t)$$

④より $y(0) = y'(0) = y^*(0)$ なので $y(t)$ と $y'(t)$, $y(t)$ と $y^*(t)$ の差は以下ようになる。

$$y'(t) - y(t) = z(t) + \gamma z(t-1) + \gamma^2 z(t-2) + \dots + \gamma^{t-1} z(1)$$

$$y^*(t) - y(t) = z(t)$$

したがってモデルにおけるシミュレーションにおいて適当な系列は y^* で、 y' を用いると過大なインパクトを与える恐れがあることがわかる。

8) 生産関数は就業者と資本ストックに関して一次同次の関係を持っている。いま就業者数だけにインパクトが与えられ、就業者数が k 倍になったとしよう。このとき労働の平均生産性は k の (就業者数の係数-1) 乗倍になる。就業者数の係数は 1 より小さいので、そのとき労働の平均生産性はもとの水準より必ず小さくなる。

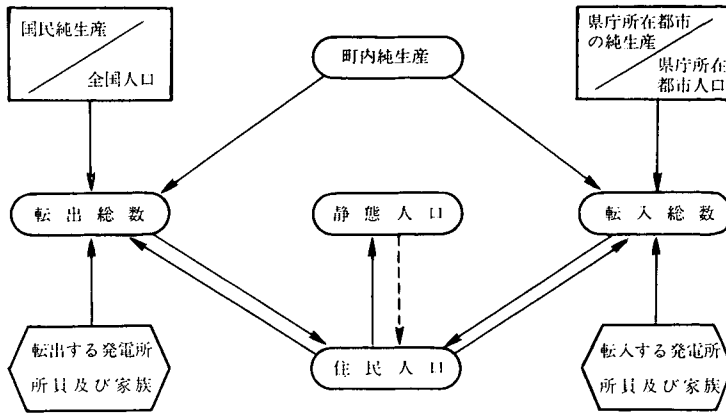


図 3.3 人口ブロック

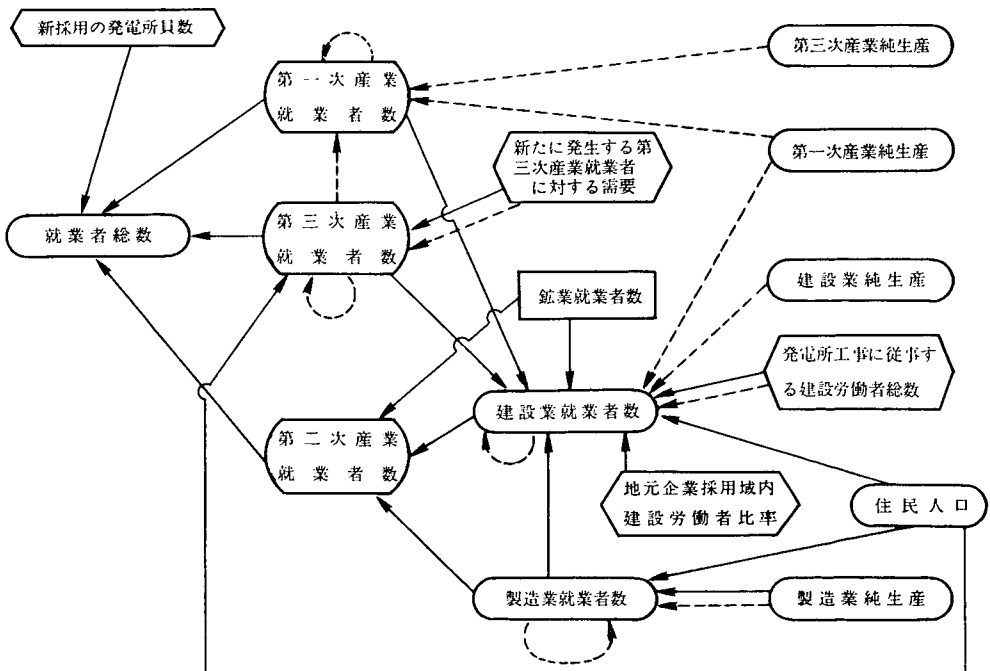


図 3.4 就業ブロック

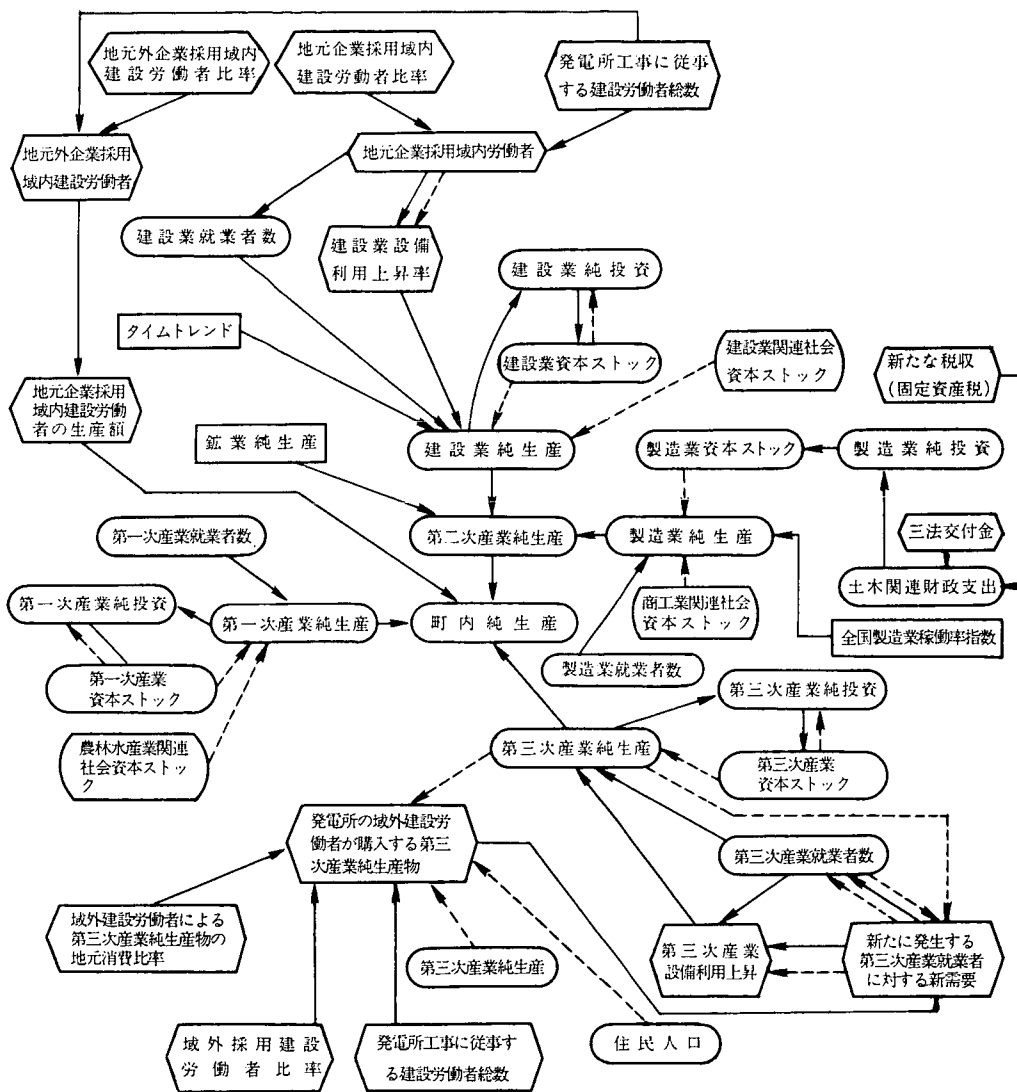


図 3.5 生産ブロック

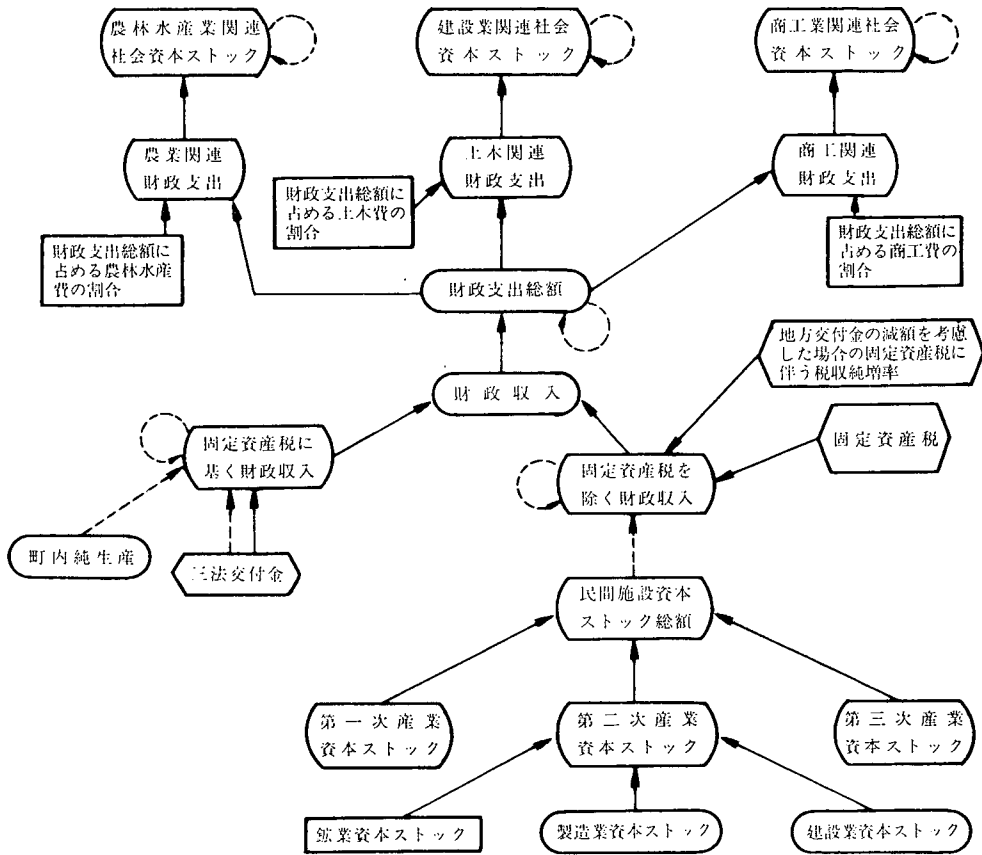


図 3.6 財政ブロック

3.3 発電所立地の社会経済影響予測

以上で説明したX地域の計量経済モデルを用いて、発電所立地に伴う社会経済影響の予測を行なう。また発電所立地影響を浮き彫りにするため発電所立地が無いとした場合についても予測を行なう。立地無しの場合は3章1節のX地域モデルを用いての将来予測に他ならず、表3.1の想定数値に全てゼロが入る。また、立地有りの場合の標準ケースは、表3.1の想定および地元企業域内建設労働者比率が10%、地元外企業採用域内建設労働者比率が10%、域外採用建設労働者比率が80%、域外建設労働者地元消費比率70%という想定で設定される。

図3.7~3.10で昭和56年度から昭和67年度までについて、主要な社会経済変数の予測値を発電所立地の有無に分けて示した。また表3.2は予測結果の概要である。

ここで発電所立地が「行なわれる場合」と「行なわれない場合」を昭和65年で簡単に比較しておく、人口について9%、就業者については、地元企業採用域内就業者に限定すると8%、地元外企業採用域内建設労働者、発電所所員を含めると14%、純生産については15%、財政については16%の増加が見込まれ、立地による影響の大きいことがわかる。

以上の予測結果から観察される点を以下にま

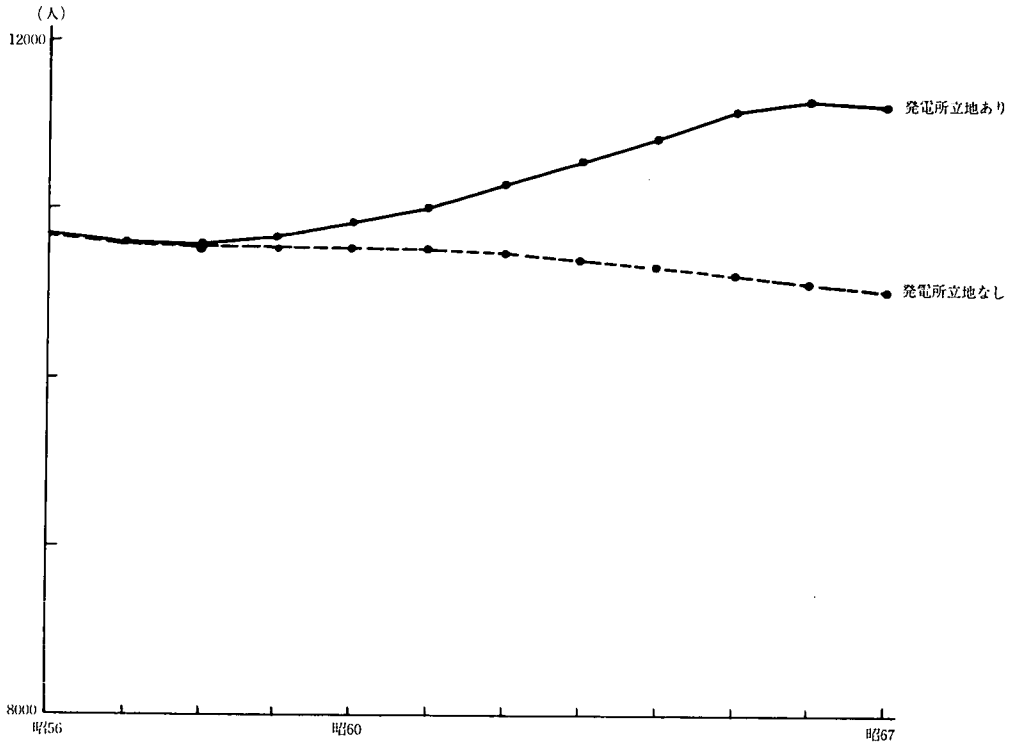


図 3.7 住民人口の予測

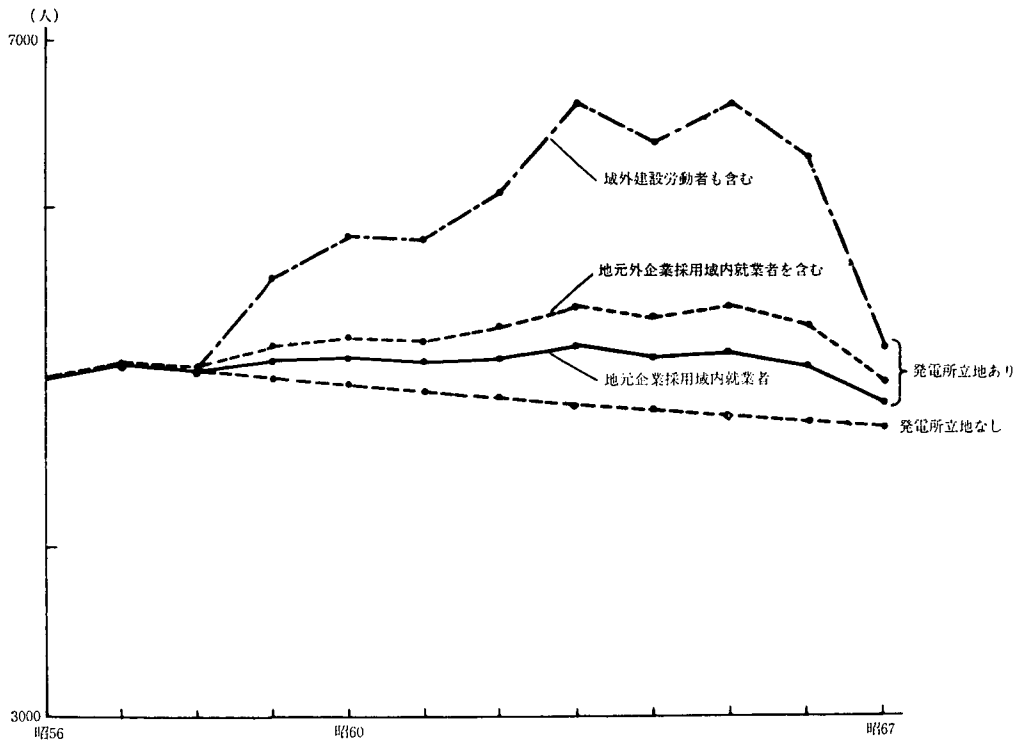


図 3.8 就業者総数の予測

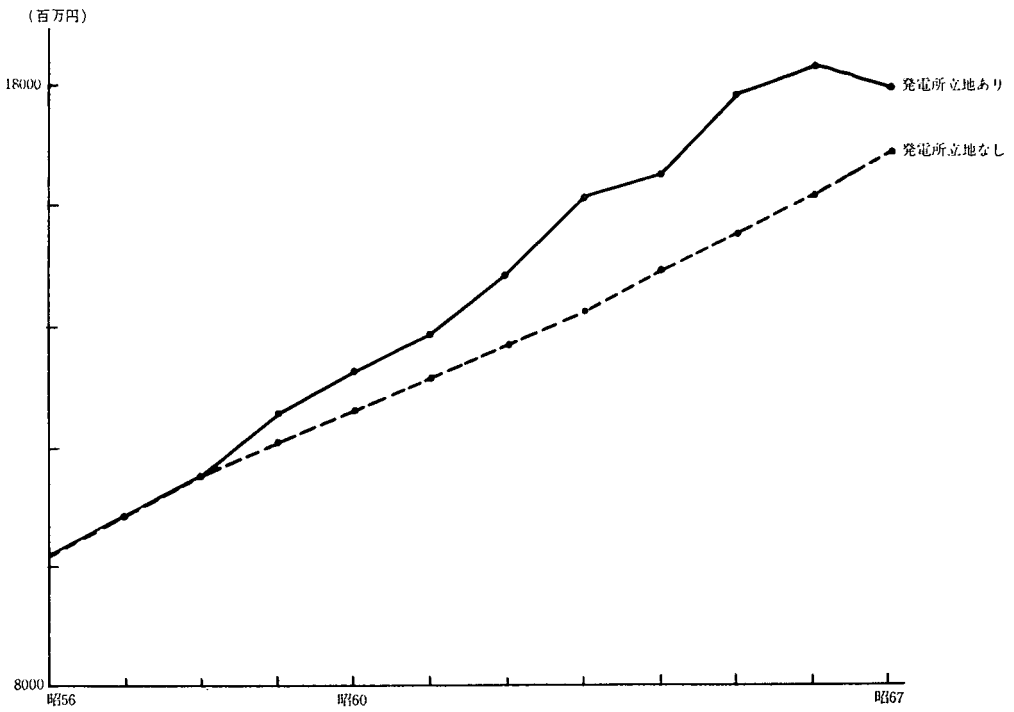


図 3.9 町内純生産の予測

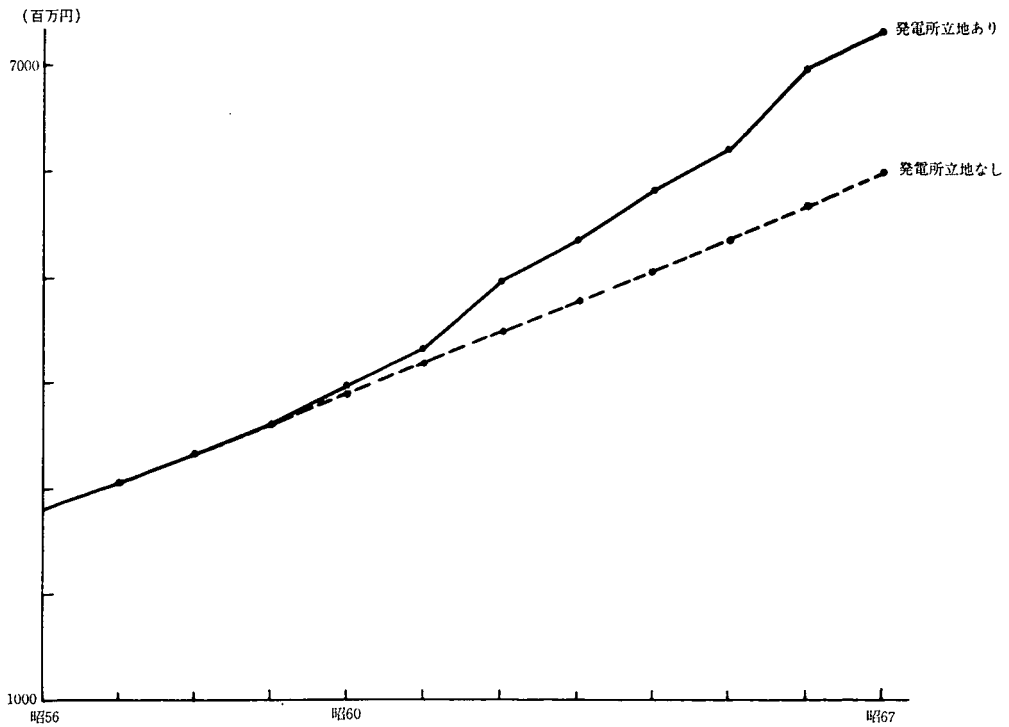


図 3.10 財政収入の予測

表 3.2 予測結果要約表 (年平均成率)

(%)

変数名	参 考 (実 績)			変数名	参 考 (実 績)		
	昭和45～ 55年度	発電所 立地なし 昭和56～ 66年度	発電所 立地あり (ケース4) 昭和56～ 66年度		昭和45～ 55年度	発電所 立地なし 昭和56～ 66年度	発電所 立地あり (ケース4) 昭和56～ 66年度
住 民 人 口 (N)	-1.56	-0.266	0.709	第一次産業 純生産 (Y1)	0.468	-0.909	-0.689
総就業者数 (E)	-1.26	-0.486	0.178	建設業 純生産 (YCON)	6.20	9.15	10.50
第一次産業 就業者数 (E1)	-3.90	-2.82	-2.82	製造業 純生産 (YMAN)	21.20	2.39	4.50
建設業 就業者数 (ECON)	1.81	1.19	3.33	第二次産業 純生産 (Y2)	5.31	6.35	8.48
製造業 就業者数 (EMAN)	8.18	1.64	2.12	第三次産業 純生産 (Y3)	7.70	4.70	5.64
第二次産業 就業者数 (E2)	-1.20	1.32	2.46	町内純生産 (Y)	5.65	4.68	6.00
第三次産業 就業者数 (E3)	1.80	0.06	0.802	歳 入 (R)	9.33	7.34	9.56

とめておこう。

3.3.1 発電所立地がない場合

人 口

人口平均減少率は昭和 35～45 年度, 昭和 45～55 年度でそれぞれ 2.97%, 1.56% であり, 人口の減少率が緩かになってきている。この緩和傾向は昭和 56～66 年度でも続き, 減少率は 0.266% と予想される。これはひとつには, 過去 20 年間に相当数の若い世代の人口流出が続き, 流出の供給源であった 15～20 歳人口が減ってしまっていることに起因していると思われる。またその一方で, 地元の第二次産業・第三次産業は成長を続けており, 提供し得る雇用機会も拡大し地元の若年労働力を吸収する割合が高まることも考えられよう。したがって, 過去 20 年間のような人口減少は想定し難く, モデルによる減少率の予測値もほぼ妥当なものと思われる。

就業者数

総就業者数は昭和 30 年代後半から炭鉱の閉山などの影響もあり, 減少を続けてきた。しかし既に炭鉱は全て閉山しているため, 今後その減少は緩和するであろう。予測値も就業者減少がかなり緩かになることを示しているが, 減少が止まるほどの緩和を示しているわけではない。その原因は第一次産業就業者数の減少が第二次産業, 第三次産業の就業者数の伸びを上回り就業者総数の減少を招いていることにある。第一次産業は高齢労働力への依存度が高く, 今後予想される高齢者の引退からも, かなりの就業者数減少が見込まれる。高齢者の引退は若年層の減少と異なり, そのまま人口減少に結びつくわけではないので, 社会動態の人口に対する影響が弱まると, 人口高齢化の影響によって発生する就業者減少は人口減少よりも顕著に現われるものと思われる。

生 産

昭和 56～66 年度の生産に関しては第一次産業を除いて全てプラスの成長率が見込める。第一次産業は就業者数の減少により、生産も減少する。ただし、第一次産業の生産の減少率はその就業者の減少率よりは小さく、労働生産性が上昇する。また労働生産性は全ての産業で上昇する。製造業と第三次産業では、成長率が 45 年度からの 10 年間で較べ低下する。製造業については 45 年度からの 10 年間に繊維工業などの企業立地が行なわれ、その成長率は高めに推移し、そのことが 55 昭和年度以降の成長率を低くみせている。一方、第三次産業については、サービスの需要要因である人口の減少が続くため、成長率の鈍化につながっている。

財政収入

人口の減少、生産の成長率の低下により、財政収入の成長率は 45～55 昭和年度より 2 パーセント減少し 7.34% になる。実勢としては、国家財政が改善されない場合国からの移転収入が減ずることも予想されるため、その成長率は、モデルで予測したものよりも低めになることも考えられる。

3.3.2 発電所立地がある場合

人 口

人口の成長率は、立地なしのケースのマイナスからプラスに転ずる。その結果、予測を行なった最終年にあたる昭和 67 年度では、立地なしのケースと較べると、1,100 人増加し、約 1.1 倍の 11,605 人に達する。

これは、昭和 55 年度以降社会流出・流入がほぼバランスし、人口成長率約 0.38% で人口が増えたときの人口とほぼ見合う水準である。したがって、67 年度の 11,605 人は発電所立地後の人口として十分達成可能な水準と考えられ

る。

就業者数（地元外企業採用建設労働者、発電所所員を除く）

人口と同様、発電所立地により成長率はマイナスからプラスへと転じる。ただし、人口ほど大きな成長率にはならない。その理由として、就業者数（特に建設業）の場合は発電所建設とともにその数が増減し、66 年度はピークとなっていないことが挙げられる。人口は住民登録された住民を対象としているため、その移動可能性が高くないのに対し、就業者は従業地ベースを対象としており人口よりはるかに移動可能性が高い。つまり就業者数への影響をみる場合、経年的変化をみるのが重要になる。なお就業者数は 63 年度が最大である。

生 産

発電所立地によって、成長が低下する産業はない。生産についても成長率だけでなく、その経年的変化を追うことが重要であるが、第一次産業を除きほぼ安定した成長を続けることになる。建設業と第三次産業については、発電所立地の直接的インパクトが及ぶため、成長することは明らかであるが、製造業にもその影響は及んでいる。コンクリート等の建設材に対する需要が発生するならば、この予測もはずれなものではないであろう。

財 政

人口や生産増に対応する財政収入の伸びも予測値に現われているが、主にここで現われている財政収入増は、建設期間中は三法交付金、運転開始後は大規模償却資産（発電所）からの固定資産税によるものである。発電所立地が行なわれた自治体のほとんどが経験しているように、財政への影響は人口・就業者のどれよりも効果が大きい。

表 3.3 三要因の差による影響変化 (65年度)

	ケース	1	2	3	4	5	6	7	8
操作パラ	ETA	80	80	80	80	90	90	90	90
	PHI	5	10	5	10	2.5	5	2.5	5
	GAMMA	50	50	70	70	50	50	70	70
内生変数	人口	99.3	99.4	99.8	100	97.6	97.8	98.2	98.3
	就業者数	97.5	98.9	98.6	100	97.0	97.8	98.3	99.0
	生産所得	98.2	99.2	99.7	100	96.1	96.3	97.0	97.2
	財政収入	99.3	99.4	99.9	100	97.2	97.3	97.8	97.9

なお、われわれが操作しているパラメータのうち、(i) 域外採用建設労働者比率 (ETA)、(ii) 地元企業採用域内建設労働者比率 (PHI)、(iii) 域外採用建設労働者の地元消費比率 (GAMMA) を変化させたとき、どのような社会経済影響が出現するかについても予測を行っている。表 3.3 は三つのパラメータの変化に伴う昭和 65 年度の主要変数についての変化を示したものである (標準ケースがケース 4)。

表からも明らかなように、主要変数には際立った変化は生じない。この傾向は 65 年度以外でも認められる。ただし、就業者数、生産所得の産業構成は変化している。パラメータを変化させたとき、主要変数が大きく変化しないのは、パラメータを変化させる範囲を発電所立地の現実に近い値に限っていることによっている。そして、与えられたパラメータの範囲に対し安定的な結果が得られたことは、構築されたモデルの良好な適合度、頑強性を反映してのことである。

4. 結 語

発電所立地を契機として、地元地域の発展をはかろうとする機運が高まっている。そのためには、地元住民・行政当局・電気事業者が三位一体となり、具体的かつ個別的な地域振興計画

を立案することが重要なのは言うまでもない。そのような計画の前提となる地元地域社会のフレームワークを与えることができるのが社会環境アセスメント手法である。

われわれは、環境アセスメント手法の考えに従い、計量経済モデルを用い発電所立地が地元地域へ及ぼす影響の予測を行った。小地域における、このような研究は緒についたばかりで、われわれ自身による事例研究も数地域で行っているに過ぎず、いまだ手法的に確立しなくてはならない点がいくつも残っている。特に、発電所立地インパクトをどのように選び、どのように定式化して計量経済モデルに組み入れるかについては、研究を積み重ねが必要である。そのためには、既に発電所立地がなされた地域での社会経済影響の把握モデルを用い、どのようなメカニズムが働いているのかを分析することはもとより、発電所立地予定地域でのモデル分析と建設開始後のそのフォローアップが必要となる。

発電所立地の社会経済影響予測については社会経済アセスメント手法の確立のためには、なお検討を要する問題が多々ある。おそらく、これらの問題の多くは、理論的検討と並行して実証分析を重ねながら、ひとつひとつ解決して行かなくてはならないものである。識者の助言と御

協力がいただけるなら幸いである。

参考文献

- [1] 天野博正「環境科学：人間環境の創造のために」技報堂出版，1982年2月
- [2] 荒井泰男・斎藤観之助「発電所立地に伴う地域社会経済の変化」、『電力経済研究』No.16, 1982年5月
- [3] 荒井泰男・大河原透「発電所立地の社会経済影響のモデル分析」、『エネルギー・資源』Vol 5, No. 1, 1984年1月
- [4] 大河原透「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」電力中央研究所研究報告 No. 582015, 1983年5月
- [5] 九州経済調査協会「電源立地と地域経済——佐賀県玄海町における影響と効果——」1982年8月
- [6] 坂下 昇「産業連関分析の小地域への適用について」、『季刊国民経済計算』No. 53, 1981年10月
- [7] 自治省「都道府県別地域経済の構造・変動分析—地域経済基礎資料集」ぎょうせい，1980年11月
- [8] 千賀浩史「地域経済における産業連関分析」筑波大学経営・政策科学研究科経済学修士論文，1983年1月
- [9] 地方財政調査会「財政と地域開発；昭和57年度版」，1982年4月
- [10] 電力中央研究所環境アセスメント手法研究会「電源立地環境影響評価技術手法に関する研究」電力中央研究所総合報告 Z01, 1980年3月
- [11] 日本原子力産業会議「地域社会と原子力発電」1984年2月
- [12] 日本立地センター「原子力発電所の建設が地域社会に与える波及効果に関する調査研究」1981年3月
- [13] 福島県「電源立地地域の恒久的な振興を目指す特別立法の制定について」No. 1 および No. 2, 1980年7月および1981年1月
- [14] 山村悦夫「省エネルギー-新都市計画の社会的・経済的評価」、『エネルギー・資源』Vol. 5, No. 1, 1984年1月

(おおかわら とおる
ちゅうま まさひろ)
経済部
社会環境研究室

付 録 I.

X地域モデルの構成

ただし () : 内生変数, □ : 外生変数

パラメータの下のカッコ内の数値：t-値

R² : 決定係数 \bar{R}^2 : 自由度修正後決定係数 S : 標準誤差 D : ダービン・ワトソン比

1. 静態人口関数

$$\frac{\text{静態人口}}{NSIO} = 1.00056 \times \frac{\text{前期人口}}{(496.7) \quad N(-1)} + 549.948 \times \frac{\text{昭和43年ダミー}}{(5.513) \quad DM43}$$

R²=0.9996 \bar{R}^2 =0.9956 S=95.39 D=2.598

2. 社会流入（転入）関数

$$\frac{\text{転入}}{SI} = 536.731 + 409.822 \times \frac{\text{人口一人当たり純生産の全国との格差}}{(1.958) \quad (1.431) \quad (Y/N - YJ/NJ)}$$

$$+ 0.569008 \times \frac{\text{前期転入}}{(4.181) \quad SI(-1)} + 319.921 \times \frac{\text{昭和45年ダミー}}{(4.282) \quad DM45} + 167.997 \times \frac{\text{昭和47年ダミー}}{(2.200) \quad DM47}$$

R²=0.8864 \bar{R}^2 =0.8409 S=70.62 D=1.637

3. 社会流出（転出）関数

$$\frac{\text{転出}}{SO} = 1270.57 - 1515.97 \times \frac{\text{人口一人当たり純生産の県庁所在都市との格差}}{(Y/N) \div (YK/NK)}$$

$$+ 0.504716 \times \frac{\text{前期転出}}{SO(-1)} + 719.165 \times \frac{\text{昭和 43 年ダミー}}{DM43}$$

$$R^2 = 0.9251 \quad \bar{R}^2 = 0.9046 \quad S = 121.8 \quad D = 2.530$$

4. 第一次産業就業関数

$$\frac{\text{第一次産業就業者}}{E1} = 163.135 - 21.8986 \times \frac{\text{前期の第一次産業と第三次産業の生産性格差}}{(Y3(-1)/E3(-1)) \div (Y1(-1)/E1(-1))}$$

$$+ 0.917947 \times \frac{\text{前期第一次産業就業者数}}{E1(-1)}$$

$$R^2 = 0.9926 \quad \bar{R}^2 = 0.9913 \quad S = 46.00 \quad D = 0.2899$$

5. 建設業就業者数

$$\frac{\text{建設業就業者数}}{ECON} = 4.28072 \times \frac{\text{前期の建設業と第一次産業の生産性格差}}{(YCON(-1)/ECON(-1)) - (Y1(-1)/E1(-1))}$$

$$+ 0.00364472 \times \frac{\text{建設業就業可能人口}}{(N - E1 - EMIN - EMAN - E3)} + 0.924952$$

$$\times \frac{\text{前期建設業就業者数}}{ECON(-1)} + 12.9403 \times \frac{\text{昭和 54 年ダミー}}{DM54} + 24.487 \times \frac{\text{昭和 55, 56, 57 年ダミー}}{(DM55 + DM56 + DM57)}$$

$$R^2 = 0.9699 \quad \bar{R}^2 = 0.9578 \quad S = 3.711 \quad D = 2.067$$

6. 製造業就業関数

$$\frac{\text{製造業就業者数増分}}{(EMAN - EMAN(-1))} = 7.44339 + 0.0985715 \times \frac{\text{製造業純生産の増分}}{(YMAN - YMAN(-1))}$$

$$+ 184.779 \times \frac{\text{昭和 46 年ダミー}}{DM46} - 60.7314 \times \frac{\text{昭和 48 年ダミー}}{DM48}$$

$$R^2 = 0.9571 \quad \bar{R}^2 = 0.9443 \quad S = 14.32 \quad D = 1.872$$

7. 第三次産業就業関数

$$\frac{\text{第三次産業就業者数}}{E3} = 0.00561045 \times \frac{\text{人口}}{N} + (0.968137 + 0.0542176)$$

$$\times \frac{\text{昭和 54, 55, 56, 57 年ダミー}}{(DM54 + DM55 + DM56 + DM57)} \times \frac{\text{前期第三次産業就業者数}}{E3(-1)}$$

$$+ 45.1456 \times \frac{\text{昭和 53 年ダミー}}{DM53}$$

$$R^2 = 0.9849 \quad \bar{R}^2 = 0.9804 \quad S = 12.63 \quad D = 1.997$$

8. 第一次産業純生産関数

$$\log(\frac{\text{第一次産業純生産}}{Y1}) = -0.441259 + 0.253569$$

$$\times \log(\frac{\text{前期第一次産業民間資本ストック}}{KFP1(-1)} + \frac{\text{前期農林水産業関連社会資本ストック}}{KGA(-1)})$$

$$\begin{aligned}
 &+ 0.746431 \times \log(\overline{\text{第一次産業就業者数}}) - 0.0877045 \\
 &\quad (15.67) \quad E1 \quad (-2.245) \\
 &\times \frac{\overline{\text{昭和 45, 46 年ダミー}}}{DM45 + DM46} + 0.11762 \times \frac{\overline{\text{昭和 50 年ダミー}}}{DM50} \\
 &R^2 = 0.9630 \quad \bar{R}^2 = 0.9530 \quad S = 0.08094 \quad D = 1.758
 \end{aligned}$$

9. 製造業純生産関数

$$\begin{aligned}
 \log(\overline{\text{製造業純生産}}) &= -3.23694 + 0.678906 \times \log(\overline{\text{前期製造業民間資本ストック}}) \\
 &\quad YMAN \quad (-6.767) \quad (4.081) \quad KFPMAN(-1) \\
 &+ 0.32108 \times \log(\overline{\text{製造業就業者数}}) + 0.52602 \times \log(\overline{\text{前期商工関連社会資本ストック}}) \\
 &\quad (4.081) \quad EMAN \quad (4.186) \quad KGCOM(-1) \\
 &+ 0.00834729 \times \overline{\text{全国稼働率指数}} - 0.403701 \times \overline{\text{昭和 45 年ダミー}} \\
 &\quad (4.065) \quad ROUJ \quad (-5.898) \quad DM45 \\
 &R^2 = 0.9905 \quad \bar{R}^2 = 0.9866 \quad S = 0.06166 \quad D = 1.934
 \end{aligned}$$

10. 建設業純生産関数

$$\begin{aligned}
 \log(\overline{\text{建設業純生産}}) &= -0.63873 + 0.586218 \\
 &\quad YCON \quad (-4.086) \quad (1.082) \\
 &\times \log(\overline{\text{前期建設業民間資本ストック}}) + \log(\overline{\text{前期建設業関連社会資本ストック}}) + 0.413782 \\
 &\quad KFPCON(-1) \quad KGCON(-1) \quad (1.082) \\
 &\times \log(\overline{\text{建設業就業者数}}) + 0.0431023 \times \overline{\text{タイムトレンド}} - 0.207694 \\
 &\quad ECON \quad (0.6951) \quad TIME \quad (-1.540) \\
 &\times \frac{\overline{\text{昭和 41 年ダミー}}}{DM41} + 0.556734 \times \frac{\overline{\text{昭和 45, 46, 47 年ダミー}}}{DM45 + DM46 + DM47} \\
 &R^2 = 0.9721 \quad \bar{R}^2 = 0.9609 \quad S = 0.1026 \quad D = 1.600
 \end{aligned}$$

11. 第三次産業純生産関数

$$\begin{aligned}
 \log(\overline{\text{第三次産業純生産}}) &= -0.612392 + 0.681217 \\
 &\quad Y3 \quad (-2.597) \quad (3.885) \\
 &\times \log(\overline{\text{前期第三次産業民間資本ストック}}) + 0.318783 \times \log(\overline{\text{第三次産業就業者数}}) + 0.137530 \\
 &\quad KFP3(-1) \quad (3.885) \quad E3 \quad (2.479) \\
 &\times \frac{\overline{\text{昭和 50 年ダミー}}}{DM50} + 0.141084 \times \log(\overline{\text{前期商工関連社会資本ストック}}) \\
 &\quad (1.368) \quad KGCOM(-1) \\
 &R^2 = 0.9750 \quad \bar{R}^2 = 0.9682 \quad S = 0.05199 \quad D = 2.827
 \end{aligned}$$

12. 第一次産業純投資関数

$$\begin{aligned}
 \overline{\text{第一次産業純投資}} &= -152.743 + 0.31013 \times \overline{\text{第一次産業純生産}} - 0.118428 \\
 &\quad IP1 \quad (-2.019) \quad (5.359) \quad Y1 \quad (-12.85) \\
 &\times \overline{\text{前期第一次産業民間資本ストック}} - 38.8536 \times \overline{\text{昭和 47 年ダミー}} + 47.0579 \times \overline{\text{昭和 48 年ダミー}} \\
 &\quad KFP1(-1) \quad (-2.000) \quad DM47 \quad (2.443) \quad DM48 \\
 &R^2 = 0.9465 \quad \bar{R}^2 = 0.9451 \quad S = 18.52 \quad D = 1.469
 \end{aligned}$$

13. 製造業純投資関数

$$\overline{\text{製造業純投資}} = 17.035 - 0.126569 \times \overline{\text{資前期製造業民間資本ストック}} + 0.676148 \\
 IPMAN \quad (1.090) \quad (-2.509) \quad KFPMAN(-1) \quad (3.694)$$

$$\begin{aligned} & \times \frac{\text{土木関連財政支出比率}}{QGCON} \times \frac{\text{財政支出総額}}{G} \times \frac{1}{100} + 282.072 \times \frac{\text{昭和 45, 47 年ダミー}}{(13.63) \quad DM45+DM47} \\ & + 58.181 \times \frac{\text{昭和 48 年ダミー}}{(1.849) \quad DM48} \\ & R^2=0.9563 \quad \bar{R}^2=0.9388 \quad S=25.78 \quad D=2.704 \end{aligned}$$

14. 建設業純投資関数

$$\begin{aligned} \text{建設業純投資} &= -2.96118 + 0.211797 \times \text{建設業純生産} - 0.0569675 \times \text{前期建設業民間資本ストック} \\ \text{IPCON} & \quad (-0.3349) \quad (10.26) \quad \text{YCON} \quad (-3.634) \quad \text{KFPCON}(-1) \\ & R^2=0.9546 \quad \bar{R}^2=0.9471 \quad S=12.89 \quad D=2.043 \end{aligned}$$

15. 第三次産業純投資関数

$$\begin{aligned} \text{第三次産業投資} &= -66.0584 + 0.239166 \times \text{第三次産業純生産} - 0.0748920 \\ \text{IP3} & \quad (-1.852) \quad (5.537) \quad \text{Y3} \quad (-2.683) \\ & \times \frac{\text{前期第三次産業民間資本ストック}}{\text{KFP3}(-1)} + 118.121 \times \frac{\text{昭和 48, 49 年ダミー}}{(-3.672) \quad DM48+DM49} \\ & R^2=0.9486 \quad \bar{R}^2=0.9346 \quad S=41.77 \quad D=1.406 \end{aligned}$$

16. 固定資産税

$$\begin{aligned} \text{固定資産税} &= -5.22508 + 0.00151785 \times \text{前期町内民間資本ストック} \\ \text{RK} & \quad (-2.897) \quad (3.586) \quad \text{KFP}(-1) \\ & + 0.878563 \times \text{前期固定資産税} - 5.97331 \times \frac{\text{昭和 49 年ダミー}}{(13.15) \quad \text{RK}(-1) \quad (-2.851) \quad DM49} + 8.59397 \times \frac{\text{昭和 52 年ダミー}}{(4.078) \quad DM52} \\ & R^2=0.9934 \quad \bar{R}^2=0.9905 \quad S=1.906 \quad D=2.200 \end{aligned}$$

17. 固定資産税を除く、財政収入関数

$$\begin{aligned} \text{固定資産税を除く財政収入} &= -439.469 + 0.139062 \times \text{前期町内純生産} + 0.72806 \\ \text{RO} & \quad (-2.099) \quad (2.533) \quad \text{Y}(-1) \quad (5.648) \\ & \times \frac{\text{前期の固定資産税を除く財政収入}}{\text{RO}(-1)} + 192.06 \times \frac{\text{昭和 45, 47 年ダミー}}{(3.291) \quad DM45+DM47} - 179.075 \\ & \times \frac{\text{昭和 48, 49 年ダミー}}{DM48+DM49} \\ & R^2=0.9902 \quad \bar{R}^2=0.9858 \quad S=71.12 \quad D=1.410 \end{aligned}$$

18. 財政支出関数

$$\begin{aligned} \text{財政支出} &= 0.902461 \times \text{財政収入} + 0.0797351 \times \text{前期財政支出} \\ \text{G} & \quad (13.13) \quad \text{R} \quad (1.035) \quad \text{G}(-1) \\ & R^2=0.9968 \quad \bar{R}^2=0.9965 \quad S=35.37 \quad D=1.054 \end{aligned}$$

19. 目的別財政支出の定義式

- i) $\frac{\text{農林水産業関連財政支出}}{GA} = \frac{\text{農林水産業関連支出比率}}{QGA} \times \frac{\text{財政支出}}{G} \times \frac{1}{100}$
- ii) $\frac{\text{土木関連財政支出}}{GCON} = \frac{\text{土木関連支出比率}}{QGCON} \times \frac{\text{財政支出}}{G} \times \frac{1}{100}$
- iii) $\frac{\text{商工関連財政支出}}{GCOM} = \frac{\text{商工関連支出比率}}{QGCOM} \times \frac{\text{財政支出}}{G} \times \frac{1}{100}$

20. 民間資本ストックの定義式

- i)
$$\frac{\text{第一次産業民間資本ストック}}{KFP1} = \frac{\text{第一次産業純投資}}{IP1} + \frac{\text{前期の第一次産業民間資本ストック}}{KFP1(-1)}$$
- ii)
$$\frac{\text{製造業民間資本ストック}}{KFPMAN} = \frac{\text{製造業純投資}}{IPMAN} + \frac{\text{前期の製造業民間資本ストック}}{KFPMAN(-1)}$$
- iii)
$$\frac{\text{建設業民間資本ストック}}{KFPCON} = \frac{\text{建設業純投資}}{IPCON} + \frac{\text{前期の建設業民間資本ストック}}{KFPCON(-1)}$$
- iv)
$$\frac{\text{第二次産業民間資本ストック}}{KFP2} = \frac{\text{製造業民間資本ストック}}{KFPMAN} + \frac{\text{建設業民間資本ストック}}{KFPCON} + \frac{\text{鉱業民間資本ストック}}{KFPMIN}$$
- v)
$$\frac{\text{第三次産業民間資本ストック}}{KFP3} = \frac{\text{第三次産業純投資}}{IP3} + \frac{\text{前期の第三次産業民間資本ストック}}{KFP3(-1)}$$
- vi)
$$\frac{\text{民間資本ストック}}{KFP} = \frac{\text{第一次産業民間資本ストック}}{KFP1} + \frac{\text{第二次産業民間資本ストック}}{KFP2} + \frac{\text{第三次産業民間資本ストック}}{KFP3}$$

21. 目的別社会資本ストック定義式

- i)
$$\frac{\text{農林水産業関連社会資本ストック}}{KGA} = \frac{\text{農林水産業関連財政支出}}{GA} + (1-0.323) \times \frac{\text{前期農林水産業関連社会資本ストック}}{KGA(-1)}$$
- ii)
$$\frac{\text{建設業関連社会資本ストック}}{KGCON} = \frac{\text{土木関連財政支出}}{GCON} + (1-0.21) \times \frac{\text{前期建設業関連社会資本ストック}}{KGCON(-1)}$$
- iii)
$$\frac{\text{商工関連社会資本ストック}}{KGCOR} = \frac{\text{商工関連財政支出}}{GCOM} + (1-0.18) \times \frac{\text{前期商工関連社会資本ストック}}{KGCOR(-1)}$$

22. 町内純生産定義式

$$\frac{\text{町内純生産}}{Y} = \frac{\text{第一次産業純生産}}{Y1} + \frac{\text{鉱業純生産}}{YMIN} + \frac{\text{建設業純生産}}{YCON} + \frac{\text{製造業純生産}}{YMAN} + \frac{\text{第三次産業純生産}}{Y3}$$

23. 住民人口定義式

$$\frac{\text{住民人口}}{N} = \frac{\text{静態人口}}{NSIO} + \frac{\text{転入}}{SI} - \frac{\text{転出}}{SO}$$

24. 域内就業者数定義式

$$\frac{\text{域内就業者数}}{E} = \frac{\text{第一次産業就業者数}}{E1} + \frac{\text{第二次産業就業者数}}{E2} + \frac{\text{第三次産業就業者数}}{E3}$$

25. 財政収入定義式

$$\frac{\text{財政収入}}{R} = \frac{\text{固定資産税}}{RK} + \frac{\text{固定資産税を除く財政収入}}{RO}$$

付 録 II. X地域モデルに与えられたインパクトの構造

() : 内生変数, □ : 外生変数, < > : インパクト

モデル第2式

$$(2式) \quad \frac{\langle \text{転入} \rangle}{SI} = \langle \text{転入関数} \rangle + \frac{\langle \text{発電所所員及びその家族の転入} \rangle}{SISP} - 0.569008$$

$$\times \frac{\langle \text{前期の発電所所員及びその家族の転入} \rangle}{SISP(-1)}$$

モデル第3式

$$(3式) \quad \frac{\langle \text{転出} \rangle}{SO} = \langle \text{転出関数} \rangle + \frac{\langle \text{発電所所員及びその家族の転出} \rangle}{SOSP} - 0.504716$$

$$\times \frac{\langle \text{前期の発電所所員及びその家族の転出} \rangle}{SOSP(-1)}$$

モデル第5式

$$(5式) \quad \frac{\langle \text{建設業就業者} \rangle}{ECON} = \langle \text{建設業就業者数関数} \rangle + \frac{\langle \text{地元企業採用域内建設労働者数} \rangle}{ECONSP \times PHI}$$

$$- 0.924952 \times \frac{\langle \text{前期の地元企業採用域内建設労働者数} \rangle}{ECONSP(-1) \times PHI}$$

モデル第7式

$$(7式) \quad \frac{\langle \text{第三次産業就業者数} \rangle}{E3} = \langle \text{第三次産業就業者数関数} \rangle + \frac{\langle \text{域外建設労働者の第三次産業に対する需要に応じて発生する第三次産業の労働需要} \rangle}{E3SP}$$

$$- 0.968137 \times \frac{\langle \text{前期域外建設労働者の第三次産業に対する需要に応じて発生する第三次産業の労働需要} \rangle}{E3SP(-1)}$$

ただし

$$\frac{\langle \text{新たに発生する第三次産業就業者に対する需要} \rangle}{E3SP} = \frac{\langle \text{発電所建設に伴って新たに発生する第三次産業に対する需要} \rangle}{Y3SP} \div \frac{\langle \text{第三次産業平均生産性} \rangle}{Y3(-1) / E3(-1)}$$

また

$$\frac{\langle \text{発電所建設に伴って新たに発生する第三次産業に対する需要} \rangle}{Y3SP} = \frac{\langle \text{住民の平均サービス} \rangle}{Y3(-1) / N(-1)} \times \frac{\langle \text{域外採用建設労働者} \rangle}{ECONSP \times ETA} \times \frac{\langle \text{地元消費比率} \rangle}{GAMMA}$$

モデル第13式

$$(13式) \quad \frac{\langle \text{製造業純投資} \rangle}{IPMAN} = \langle \text{製造業純投資関数} \rangle - 0.676148 \times \frac{\langle \text{主木関連財政支出比率} \rangle}{QGCON}$$

$$\times \left(\frac{\langle \text{三法交付金} \rangle}{ROSP} + \frac{\langle \text{固定資産税} \rangle}{RKSP} \right)$$

モデル第16式

$$(16式) \quad \frac{\langle \text{固定資産税} \rangle}{RK} = \langle \text{固定資産税関数} \rangle + \frac{\langle \text{発電所の固定資産税による税収の純増額(地方交付税の減額分を含む)} \rangle}{(RKSP - 0.878563 \times RKSP(-1)) \times DELTA}$$

モデル第17式

$$(17式) \quad \frac{\langle \text{その他の財政収入} \rangle}{RO} = \langle \text{その他の財政収入関数} \rangle + \frac{\langle \text{三法交付金} \rangle}{ROSP} - 0.72806 \times \frac{\langle \text{前期の三法交付金} \rangle}{ROSP(-1)}$$

(10式) の民間資本ストックに乗ずる

$$\langle \frac{\text{建設業設備利用上昇率}}{ROUSP} \rangle = 1 + \frac{\langle \frac{\text{発電所建設に従事する地元企業採用の域内労働者によって引きおこされた建設労働者増加率}}{(ECONSP - 0.924952 \times ECONSP(-1)) \times PHI} \rangle}{ECON - (ECONSP - 0.924952 \times ECONSP(-1)) \times PHI}$$

(11式) の民間資本ストックに乗ずる

$$\langle \frac{\text{第三次産業設備利用上昇率}}{ROUS3P} \rangle = 1 + \frac{\langle \frac{\text{発電所建設に従事する域外建設労働者の流入によって引きおこされた第三次産業就業者の増加率}}{E3SP - 0.968137 \times E3SP(-1)} \rangle}{E3 - (E3SP - 0.968137 \times E3SP(-1))}$$

(22式) 町内純生産定義式

$$\begin{aligned} \langle \frac{\text{町内純生産}}{Y} \rangle &= \langle \frac{\text{第一次産業純生産}}{Y1} \rangle + \langle \frac{\text{鉱業純生産}}{YMIN} \rangle + \langle \frac{\text{地元外企業採用域内建設労働者の町内純生産への寄与分を付加した建設業純生産}}{YCONA} \rangle \\ &+ \langle \frac{\text{製造業純生産}}{YMAN} \rangle + \langle \frac{\text{第三次産業純生産}}{Y3} \rangle \end{aligned}$$

モデル第10式
建設業純生産関数で決まる

$$\text{ただし } \langle \frac{\text{地元外企業採用域内建設労働者の町内純生産への寄与分を付加した建設業純生産}}{YCONA} \rangle = \langle \frac{\text{域内建設業純生産}}{YCON} \rangle + \langle \frac{\text{地元外建設業寄与分}}{THETA + \frac{YCON(-1)}{ECON(-1)}} \rangle \times (1 - ETA - PHI) \times ECONSP$$

付録 III. 最終テスト誤差率

単位：パーセント

年度	静態人口 (NSIO)	転入総数 (SI)	転出総数 (SO)	町内 住民人口 (N)	第一次産業 就業者数 (E1)	建設業 就業者数 (ECON)	製造業 就業者数 (EMAN)	第二次産業 就業者数 (E2)	第三次産業 就業者数 (E3)	域内 就業者数 (E)
42	-0.25	-5.59	-5.82	-0.04	-1.96	-0.06	1.15	0.21	-0.80	-1.11
43	-0.04	-15.85	-1.60	-0.84	-2.89	0.53	3.46	0.76	-1.03	-1.48
44	-0.30	-19.17	3.63	-1.96	-2.96	0.99	7.64	1.74	-0.87	-1.24
45	-0.49	-9.12	-4.66	-0.77	-2.45	1.90	8.96	2.40	-0.28	-0.68
46	-1.04	3.24	2.41	-1.07	-0.58	1.22	4.83	2.03	-0.02	0.25
47	-1.19	2.53	-2.76	-0.82	1.64	1.22	2.35	1.29	0.45	1.17
48	-1.62	5.77	-4.10	-1.01	4.27	1.46	-0.22	0.40	0.85	2.19
49	-0.33	2.06	8.55	-0.85	6.77	0.32	1.17	0.65	0.90	3.27
50	-2.36	6.29	-20.87	-0.23	8.68	-1.14	5.27	2.05	0.36	4.11
51	0.88	3.33	-6.98	1.61	9.29	-0.15	6.21	2.96	0.70	4.60
52	1.53	7.76	22.79	0.65	8.71	-0.19	4.01	1.92	-0.26	3.68
53	0.31	10.65	17.92	-0.16	6.70	-1.58	2.86	0.83	-0.25	2.60
54	-0.44	-3.99	-4.64	-0.35	3.10	-1.55	6.89	2.72	0.76	2.06
55	-0.57	12.74	3.40	-0.21	-1.82	-0.99	1.67	0.45	-0.19	-0.62

年度	第一次産業 域内純生産 (Y1)	建設業域内 純生産 (YCON)	製造業域内 純生産 (YMAN)	第二次産業 域内純生産 (Y2)	第三次産業 域内純生産 (Y3)	域内純生産 (Y)	固定資産税 (RK)	固定資産税 を 除く 財政 収入 (RO)	財政収入 (R)	財政支出 (G)
42	2.50	7.54	-1.27	1.47	-3.66	-0.57	-2.47	-5.17	-5.06	-4.90
43	-4.04	9.61	9.41	3.27	-4.09	-2.08	-6.26	0.40	0.14	11.23
44	-5.10	-8.52	6.56	-1.77	8.21	1.73	-6.11	7.76	7.21	11.13
45	-4.77	-0.93	8.41	0.37	-3.58	-2.72	-5.53	6.02	5.68	11.56
46	2.52	1.29	2.83	1.29	4.92	3.21	-3.77	-2.20	-2.24	-1.63
47	5.15	4.20	10.90	4.51	-0.44	2.32	-0.68	0.20	0.18	0.94
48	10.47	9.85	-9.10	-0.74	-2.91	0.33	7.16	3.60	3.69	8.04
49	6.40	5.41	3.28	3.13	-0.32	1.98	6.29	1.05	1.17	3.44
50	6.83	-17.90	6.73	-7.07	0.03	-0.43	8.78	2.97	3.11	3.96
51	13.18	-7.00	4.47	-1.79	-4.84	-1.16	-1.15	3.73	3.60	2.94
52	8.92	-4.35	7.10	0.42	3.72	3.65	-0.80	-0.74	-0.74	-1.78
53	-3.10	-4.52	-1.49	-2.86	0.12	-1.25	-0.21	-4.76	-4.62	-5.69
54	4.83	12.92	4.64	8.11	7.47	7.26	-3.10	-4.26	-4.22	-5.82
55	-7.44	4.41	8.86	5.68	-6.53	-3.24	-0.09	5.65	5.46	4.13

年度	農林水産 関係 資本 (KGA)	土木関連 社会資本 ストック (KGCN)	商工関連 社会資本 ストック (KGCN)	第一次産業 民間資本 ストック (KFP1)	建設業 民間資本 ストック (KFPCON)	製造業 民間資本 ストック (KFPMAN2)	第二次産業 民間資本 ストック (KFP2)	第三次産業 民間資本 ストック (KFP3)
42	-2.40	-1.81	-1.12	2.85	2.26	3.22	1.38	0.42
43	3.95	3.53	3.80	0.29	3.71	-2.26	1.14	-0.33
44	7.04	6.29	6.35	-2.42	1.06	3.12	1.59	-0.02
45	9.45	8.27	7.86	-6.15	-0.61	4.43	1.20	-2.37
46	3.89	4.84	5.22	-5.88	-1.43	5.71	1.10	-2.54
47	2.48	3.42	4.06	-3.28	1.82	2.18	1.72	-0.98
48	4.21	4.88	5.25	0.20	1.01	2.60	1.49	-1.58
49	4.03	4.41	4.82	0.17	0.33	1.56	0.76	-1.09
50	4.01	4.25	4.65	3.07	-2.36	-2.50	-2.22	-0.86
51	3.60	3.75	4.39	5.64	-2.65	1.36	-0.86	-1.28
52	1.45	2.28	2.24	6.98	-2.67	2.10	-0.66	-0.62
53	-1.27	-0.46	1.23	5.75	-2.99	-1.32	-2.20	-0.67
54	-3.24	-1.98	-0.20	6.27	-0.75	0.20	-0.35	0.46
55	-0.35	-0.33	0.33	4.40	-0.04	0.25	0.07	-0.56

米国電気事業における公衆参加

キーワード：公衆参加，発電施設，立地プロセス，合意形成

高橋 眞砂子

〔要旨〕

米国の電気事業においては、1970年代に入り、環境保護や消費者運動の高まりのなかで発電施設等、開発計画をすすめる上で地域住民や一般公衆の意向をあらかじめ把握する必要が生じてきた。これまで電力各社が取り組んできたPR活動と併せて、公衆参加がその具体的方策としてSite Planningプロセスに採り入れられていった背景である。

米国の電気事業において、公衆参加は、Site Planningの意思決定過程における民主的プロセスとしての意義をもつと同時に、時間や費用や労力を節減するという経済合理性の効果を期待して導入したともいえる。

電気事業への公衆参加導入の結果については、現状ではまだ厳密な意味で評価が確立してはいない。しかし、一般的な結果としてはおおむね肯定的である。会社の意思決定の改善と併せて会社運営上の改良実施計画の改善に貢献するものと考えられている。一方、公衆参加を効果あるものにする上で障壁となっていることは、社内各部門間の関心の違い、目標の違いから生ずる矛盾、公衆参加の受け入れ体制の不十分さである。公衆参加の将来の方向は、これまでの経験のなかから電力各社と公衆とが共に意思決定への参加を強める方向が示唆されている。今後、エネルギー関連問題における政府の役割が増大し、エネルギー開発に関する公衆参加制度のあり方にも影響することになるが、公衆の自主性、電力各社の主体性を損わない形での関与が望まれている。公衆参加はこうした配慮のもとにエネルギー施設の意思決定において公衆/電力各社/政府のパートナー・シップを効果的に結合する一般的な手段となる。

発電施設の合意形成に対する電力各社の考え方については、主として同趣旨のアンケート調査¹⁾の回答、およびPR活動に関するアンケート調査²⁾によって得た知見をもとにまとめたものである。

はじめに

1. 米国電気事業における公衆参加
 - 1.1 公衆参加制度の背景と進展
 - 1.2 電気事業における公衆参加制度の概要
 - 1.3 発電施設立地における公衆参加のモデル
 - 1.4 公衆参加の利点と障壁
 - 1.5 公衆参加の今後の方向
2. 発電施設立地の合意形成に対する米国電力各

社の考え方

- 2.1 Open Site Planning プロセス
- 2.2 Open Site Planning プロセスに対する電力各社の見解
- 2.3 発電施設に関する公衆参加
- 2.4 合意形成における行政機関の役割
- 2.5 規制機関と現行許認可システムの問題点

1) 『STUDY ON POWER PLANT SITING PROCESSES AND ESTABLISHMENT OF CONSENSUS』として、主要私営電力会社約30社を対象に、昭和57年末から58年初めにかけて行ったアンケート調査。回答は14社。調査内容は、Open Site Planning Processesに対する見解、公衆参加および合意形成の方法、発電施設建設のリード・タイム、発電施設の立地、建設手続きに関する行政機関の役割、および発電施設立地、建設に関するPR活動など。

2) 米国電気事業におけるPR活動の実情を把握するため、昭和53年から56年にかけて、毎年問題別に一連の調査を行った。この結果のまとめについては当研究所内部資料 No. 247, 245 を参照されたい。

はじめに

近年、わが国においては電力の需給関係が緩和し、立地問題は当面の緊急課題ではなくなってきた。しかし、すでに新規発電施設の立地の必要性が皆無になったわけではない。また、原子力発電所や、濃縮、再処理、貯蔵施設など原子燃料に係わる施設の立地は、安全性に対する不安、危惧から、なお困難な問題を抱えている。電気事業が、こうした地域住民や一般公衆の意向、関心に適切に対応することは、今後もおお必要であろう。

米国の電気事業における公衆参加が、どのような背景のもとに導入され、その実情はどうであるのか、また、合意形成の手段としての公衆参加について、現状での電力各社の見解・評価はどうか、等について知ることは、わが国電力各社にとってもその意義の可否両面において示唆あるいは参考になる点があろうかと考える。

1. 米国電気事業における公衆参加

1.1 公衆参加制度の背景と進展

米国電力各社において、公衆参加はその発展段階がさまざまであるにせよ、制度として導入されている点は共通している。公衆参加制度はいまや電力各社では“認知”されたものとなっている。

各社が公衆参加制度を導入するに至った理由づけはおよそつぎのようなことである。

一つは米国民として、民主主義の原則そのものに対する認識である。米国が繁栄したのも実にこの民主的プロセスによるものであったと考えている。電力産業は、事業運営上、次第に公衆の声に耳を借さねばならなくなっており、こうした時期、信頼のおける民主的プロセスを企

業にも導入すべきと認識したからである。

二つには、この民主的プロセスは良い結果を得ることができることである。公衆の参加を通して達することができた決定は、公衆の声を聞かずに出した決定よりも費用が少なく済み、時間は節約でき、内容は良く、かつ公衆に受け入れられ易いからである。

三つには、各方面からの多岐多様な意見によって、そうでない場合よりもはるかに良い決定が得られることがある。事業者以外の人々の参加によって、事業者だけでは見落したり、看過まったりする問題点を正すことができる。

四つには公衆の参加を求めればそれだけ見返りがあるということである。政府機関の参加手続きで実証されているように、電力各社の意思決定に公衆の参加を求めるならば、公衆からの豊富な着想とか、反対意見、何らかの示唆を受けることができる。

公衆参加を促がす諸動向

また、近年、電力各社が公衆との関係を良好に維持すること、および公衆参加を必要としたのは、単に電力会社と公衆との問題だけでなく、広く合衆国全体あるいは社会全般の動向にも起因している。

例えば、1970年代初めにみられた政治不信の風潮に加えて、1973年のアラブ石油禁輸を契機として省エネルギー、環境保護運動が高まり、また、この頃から消費者運動も組織され、消費者保護の機運も高まっていった。こうした動向は公衆に対し、自分たちの利害に係わる諸決定の仕組みに関心を向けさせ、それへの参加を要求させるに至った。すなわち、代表民主主義から参加民主主義への転換である。既存の体制に対する不信がゆきわたったためといえよう。

参加民主主義への転換には、米国の社会その

ものの複雑さの深化がある。価値観も追求する目標も多様性が増しており、この多様性を反映させるには参加民主主義が必要なのである。さらに、米国社会の多重構造への自覚もこれを促進している。

環境保護意識の高まりや消費者運動は、地域住民から次第に郡、州、連邦の政府規制の強化にまで発展していった。このような住民意識の高揚と政府規制の下で、電力各社の開発計画は工期を遅らせ、費用を予定以上に使い、かつ企業イメージを悪くする結果を招いている。このような状況に見舞われ、電力各社は住民の諸要求に取り組んだ方がより有利であり、効果的であることに気づいたといえる。

公衆参加制度の発展段階

電力各社が導入した公衆参加制度の発展段階は現状ではバラツキがある。応急的な“コンシューマーズ・リレーションズ”活動から、これをより充実させた“コンシューマーズ・アフェアーズ”活動に発展し、さらには会社の決定の過程に公衆を参加させる段階に至っているというようにである。この段階を類型化すればつぎの三つのタイプに分けられよう。

- 1) 公衆参加の具体的行動にまでは及んでいないもの
- 2) 必要のある都度、その懸案だけ諮問する臨時導入型のもの
- 3) 公衆参加を経営面に広く深く導入し、これによって会社の計画を修正し、改善し、補正していく型のもの

などである。しかし、公衆参加を正式に会社の制度として導入している点は共通している。

1.2 電気事業における公衆参加制度の概要

参加の範囲と内容

米国電気事業にみられる公衆参加³⁾は、事業

運営の広い範囲にわたっている。特定問題から広範囲の問題まで、短期的なものから長期的なもの、意思決定の手續面に係わるものから決定の内容に係わるものまでみられる。これらをまとめてみると以下のようなだろう。

- 1) 発電施設（送電線を含む）の建設予定地の選考
 - 多くの場合委員会の形（例えば立地助言委員会）がとられ、立地点の選考作業や最終勧告の作成をはじめ、環境影響報告書（EIS）の作成に係わる。
- 2) 上述の段階で終らせず、委員会を施設の建設期間から完成後の運転期間まで存続させ、地域社会との間の連絡・情報交換の役割を担当する。
- 3) 発電施設立地という限定的な問題から発足した委員会に対し、さらに会社の長期的な電源開発計画に沿って立地予定地点や環境調査を行うなど、長期にわたりかつ広範囲の作業を付託する。

以上のように、電力各社における公衆参加は多くの場合立地選考に関連しているが、立地問題を超越して公衆参加を求める領域としては、つぎのようなものである。立地問題から派生した問題が多い。

- 公衆への情報伝達ないしは啓蒙
- 消費者問題（例えば公衆の不満の処理、公衆のニーズの探求など）
- 消費者とのコミュニケーションないしは理解を得ること
- 電力利用の技術的助言
- 省エネルギー施策ないしはその問題点
- 調査・研究

3) ここでの公衆とは、発電施設立地に係わる公衆の場合よりも広く、一般公衆、消費者（需要家）、有識者、技術的専門家、教育関係などを含む範囲をいう。

企業体制上の公衆参加制度の位置

公衆参加制度が企業体制上どう位置づけられているかは、一面でその企業の熱意を示す指標であると同時に、他面では制度の成長度、発展段階を示すものである。しかし、現状では各社の組織図や機構図からは明白には読みとれない。公衆参加に関するガイドラインに示された公衆および企業の役割や権限によれば、以下のようことが指標となろう。

1) 権限の範囲

立地の最終決定権限を公衆グループに委譲した例は一つとしてない。問題は参加グループにどの程度の権限を付与しているかであるが、およそ以下の範囲に位置づけられるといえよう。

←知る権利——影響力——権威→
(弱) (強)
権限の範囲

右端の‘権威’付与の場合は、企業は公衆グループと意見の一致をみない分野について相互の立場を十分理解し得るよう努力する。意思決定手順のなかのトレード・オフを認め、さらに公衆参加プロセスが終了するまで企業は行動を起こさないなどの態度を示す。

中間の‘影響力’付与の場合は、企業の意味決定に公衆の意見や観点を反映させるため、公衆の意見、見方を吸収するプロセスとして行われる。例えば、EIS や消費者問題処理のための意見をきく諸制度などである。

左端の‘知る権利’付与は、企業の情報、政策の伝達周知、電力利用上の助言指導などサービス奉仕なり、苦情処理部門の活動、スピーカーズの活用など教育啓蒙の企業活動にみられるものである。

2) 組織上の位置

電気事業における公衆参加制度はいまだ試行中の段階にあり、電力各社に共通した機構はできてはいない。その企業にとって必要な部門と人員を充当している状況、または従来の部門に新しい権限を付加して対応している状態である。

3) 企業内の支援体制

公衆参加制度に対する企業の人材派遣、資金の投入程度もその企業の参加制度に対する位置づけを示す。現状では、委員会等へ技術スタッフ、調査スタッフ、情報スタッフの派遣、支援活動が一般的である。資金の投入に関しては会社の規模、財務状況等により自ずから異なるとしても、類型化は困難である。例示すれば、360ドル、18万ドル、30万ドル、公営企業では50万ドルを超える例もある。

公衆参加を成功に導く諸手段

公衆参加を成功に導びく手段として、いくつかの方法があげられよう。

まず中心的な課題は、‘公衆の信頼をとりつける’ことである。このため電力各社は公衆と協同する社員、公衆の立場に立って行動する社員を任命したり、また、社員以外に公衆の利益を代弁し得る人を任命したりしている。これは、地域社会を代表する人材の活用という政策を実行した例である。公衆参加の委員会に対する企業側の接し方として、限られた専門分野のスタッフに限らず、社内の各部門から必要に応じてスタッフを派遣し、直接に公衆側委員と接触させること、また、委員会に経営層の一人が出席すること、さらに委員会の会期中にトップ・マネジメントが顔を出すことの意義も大きい。

加えて、信頼性確立のために必要なことは、公衆参加に関する企業の方針、政策などを明確に規定しておくことおよび財政的援助である。ただし、財政援助については、資金の援助によって公衆が企業側を買収されたという疑惑を招かぬ配慮が必要である。財政措置をとるということは、本来、公衆の信頼性を得るために企業の熱意と姿勢を示すものだからである。

信頼性のつぎに考えられる手段としては‘公衆ないし参加グループの教育啓蒙’であろう。何と云っても公衆は電気事業の運営や参加制度の運営に全く不慣れであり、無知に近いといってもよい。公衆参加の委員会発足の初期段階で、その任務について十分啓蒙し、委員長を任命でなく、互選させるなど企業の委員会ではなく、‘われわれの委員会’という自覚を促すことが必要である。企業の事業内容に関して公衆に必要な最少限度の理解を共通に持って貰う教育を行っている企業もある。これに委員会の活動をより一層効果あるものにするためである。

以上のほか、企業側の資料を専門分野から生のままで出すのではなく、公衆が理解し易いようにすること、併せてこれらの資料を委員会開催に先立って配付しておくこと、などの細かな配慮も運営をスムーズにする上で役立つものである。また、委員会発足の初期の段階で、公衆が委員会運営に全く不慣れであることを考慮し、委員会を供給区域の各地区の事業所毎に設置し、委員会担当者が議事運営を援助することも有効な手段であろう。

1.3 発電施設立地における公衆参加のモデル

米国電気事業における公衆参加の実例を概観して、立地選考に関しては三つの主要なモデルをあげることができる。

A) 全面参加型

このモデルでは意思決定プロセスまで公衆参加が認められている。

B) 意見聴取型

このモデルでは公衆提供の資料や意見が聴取され、これらを参考にしながら企業は意思決定を下すことになる。

C) 随時参加型

このモデルは常設型ではなく、必要に応じて随時接触が行われるもので、意思決定に加わることはまずない。

モデル A), B) は企業の確定した戦略や計画に従うが、モデル C) は公衆に対応して企業側がスタッフを組織するものである。

モデルA—全面参加型 (図 1.1)

このモデルの最初の手続きは、どのような人員数と構成で公衆に参加を求めると、企業との連携はどうするか、といった規模、構成、運用手続きを決めることである。これらの手続きは、多くの場合企業側が準備する。

モデル A) の重要な手続きは、‘立地選考委員会を結成する’ことである。これが二番目の手続きとなる。公衆に対する参加懇請は、企業側から働きかける。相手を選んで面談し参加を懇請する場合のほか、参加を公募する企業もある。

委員会が結成されるとつぎの手続きはこれら‘公衆側委員に発電所運営について精通して貰うため、いわゆる教育啓蒙が企業のスタッフおよび技術コンサルタントから行われる’。発電所の現場見学も行われる。

教育啓蒙の段階が終るといよいよ‘立地選考’の手続きに入る。立地選考委員会は、期間を定めて別に専門小委員会なり全体会議なりを持って検討を重ねていく。技術面の検討に先立って

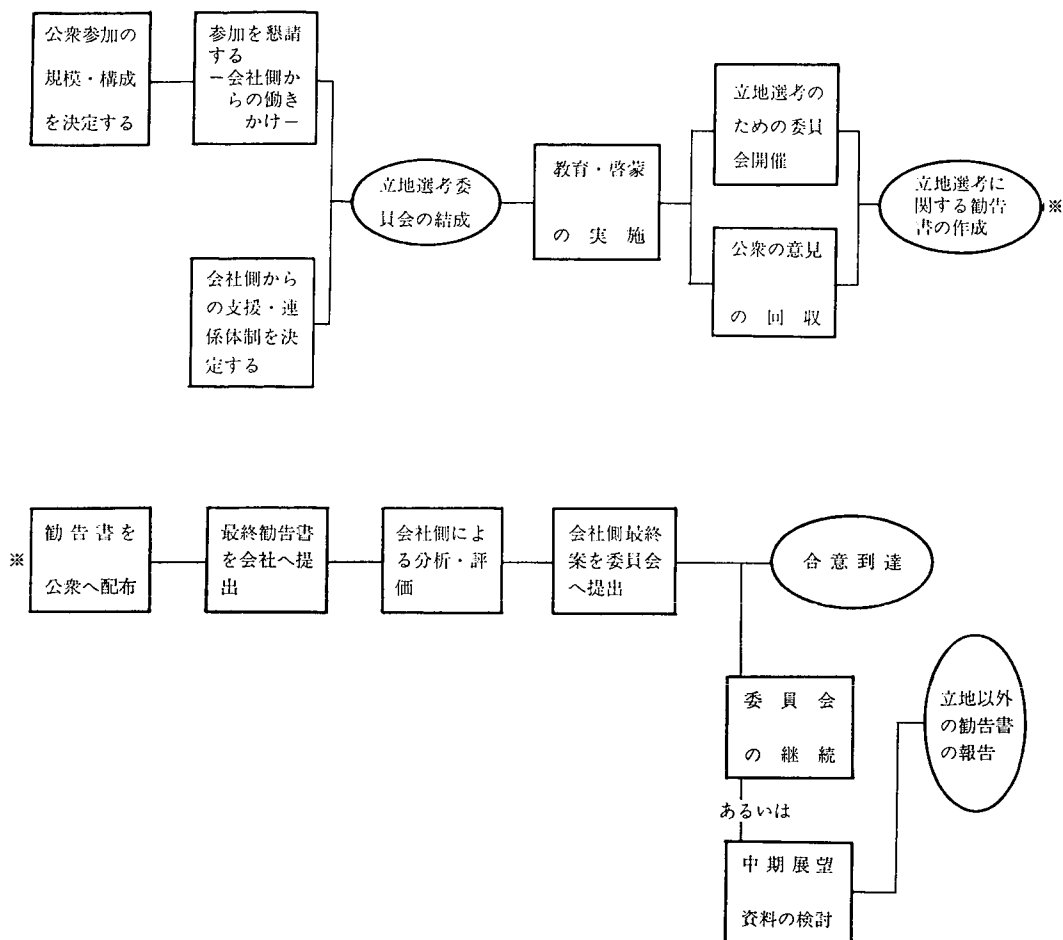


図 1.1 モデルA—全面参加型

技術コンサルタントに評価を委嘱するとか、技術面の評価は企業側が行うなどの例がある。

選考委員会は技術面の専門的評価を行いつつ‘発電所設置に関する地域住民の意見の提出を求める’。これは多くの場合住民集会の形で行われる。このほかニュースレター、地区会議、地区の諸グループとの会合などが活用された例もある。

‘立地選考に関する勧告はこの段階で粗案としてまとめられ、住民集会での評価という形で一般公衆に公開される’。その後‘企業に提出、評価分析を受ける’。

技術コンサルタントおよび企業スタッフによる綿密な評価分析を受けた後、‘企業側の意向が正式決定され、選考委員会に戻されてくる’。ここで企業側と選考委員会とが合意に達しなかった場合は両者でさらに検討を重ねていく。

モデルA)は合意に到達した段階で終了とはならず、‘委員会は衣替えしてつぎの問題にすすむか’あるいは‘そのままの形で特定地点の選定よりさらに広範な問題に取り組む’ことになる。その活動範囲は、宣伝広告政策、研究開発、長期電源開発計画に関する勧告を提出するもの、立地選考のプロセスの改善を取り上げる

もの、さらに将来の送電線立地に役立つモデルの作成などの例がある。

モデル A) の立地選考委員会の活動期間はおおむね 2 年間の場合が多い。

モデル B—意見聴取型 (図 1.2)

モデル B) は、すべて特定電源立地点の環境調査 (EIA) の手続きの際に採用されてきたやり方である。すなわち、このモデルは EIS を作成するという重要な作業に随伴して設置されたものである。

モデル B) の第 1 の手続きは 'EIS 粗案の作成' である。粗案は企業側が外部の技術および科学専門機関と協力して作成する。

つぎの段階は二通りのやり方がある。一つは、'インパクト委員会を組織し、EIS を検討し予想されるインパクトを処理する' ものである。もう一つの方法は単純に 'EIS 粗案を公開配付し、これに対する意見を求めるもの' である。EIS 粗案を多くの環境保護グループや利害関係グループに配布するとか、関連する諸行政機関にも配布した例もある。'公衆側からの勧告書、コメントおよび批判は企業に回収され、

その後修正された '最終案が作成される' ことになる。

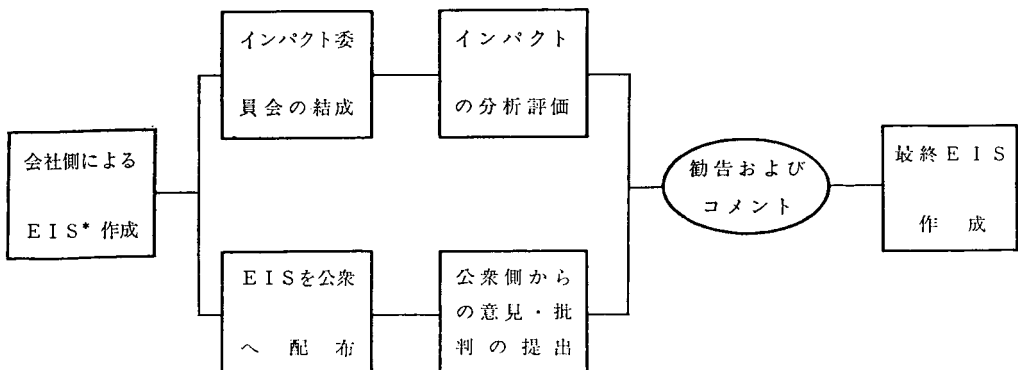
モデル C—随時参加型

この方法は、モデル A) ないし B) よりは参加し易いタイプであり、'各地域の企業の社員を必要に応じて公衆との連絡、調整に責任をもって当らせること' を中心としたものである。

コミュニティ・リレーションズ担当者に責任をもって公衆の不平不満の処理に当らせ、公衆の関心問題を掌握するため定期的に公衆との会合を開く、また、地方レベルでは企業の代表としての役割を持たせている例、あるいは、これらの業務を地区担当マネージャーを通して処理させている例もある。これらの担当者は、地域社会の公衆グループと直接、接触しつつ企業と地域社会との間の問題解決に当たっている。

1.4 公衆参加の利点と障壁

公衆参加に対する評価は、厳密な意味ではまだ確立されていない。しかし、主観的な印象や若干の利点・障壁について触れたものからみると、公衆参加の結果に対する満足度はおおむねプラス評価である。一般的には、参加の帰結と



*EIS=環境影響報告書

図 1.2 モデル B—意見聴取型

して受け取られる成果の得点は高いものと思われる。公衆参加制度に参加したグループは、期限とか制約条件を考慮するので、コストと時間を自覚した行動をとると見做されるのが普通である。参加グループは、多くの場合、外部の専門機関より良心的とみられている。なぜなら参加グループは、おそらく自分たちの参加は、その有用性を証明すべく始められたものと受け取っているからである。以下に、公衆参加制度が有効に機能したと評価している例を2社あげてみよう。

一つは、公衆参加を最初に導入した際の中心課題は、公衆と電力会社とが発電施設のサイト決定に関して果して協力し得るものなのかを試すことにあった。しかし結果は満足すべきものであったため、その後も引きつづいて他の立地計画にも参加制度を採用、さらには全面参加型に発展させた例。

もう一つは、公衆参加によって得られた地点の許認可プロセスがスムーズに運んだ例。反対する新聞は皆無であり、環境保護グループの介入もなく許認可が予定通り取得できた。こうした例はこれまでになかったと参加の結果に満足している。

利 点

公衆参加から導き出された利点が明らかな分野としては、つぎの二つがあげられよう。すなわち、企業運営上の改善面と実施計画の改良面とである。

- 1) 企業運営上の改善面についてみると、公衆参加制度導入による効果は直ちに従業員のモラルの向上と仕事上の連携面の向上で示される。例えば、立地選考委員会を手助けた従業員に明らかな変化が生まれた。問題を広い視野から眺めるようにな

ったが、これは企業ならびに環境主義者双方の関心事に対するセンシビリティが向上したことによるものである。

また、立地選考委員会の役割をさらに拡大し、より広範なエネルギー計画立案や立地関連の諸問題の解決まで付託した例もある。委員会メンバーの示した知識・能力が非常に高いレベルにあったため、委員会の公衆グループはいまや立地に限らず会社の計画や開発についての新戦力となっている。

費用一便益の観点からも公衆参加は訴訟関係の費用を間違いなく節減していると考えられる。公衆の不安、心配、怒りなどを聞きとり、また、情報を交換する機会を持つことによって訴訟の件数を減らしている。

さらにもう一つの企業側の利点は、公衆参加によって公衆の間に企業への信頼感が拡がること示されよう。ある意思決定の過程に参加した公衆は、その決定の片棒をかついだことになる。したがってこの決定が実施される場合には、企業を支持するのが普通であり、さらにこの決定に関連する諸問題についても高いレベルの理解を示すようになる。そこから企業に対する態度が好意的なものへと移行する例がよくみられるのである。

- 2) 実施計画面での改良では、企業の実施計画作業の改善、とくに電力施設の立地においてその成果がみられる。

まず、立地手続きが容易にすすめられる。立地計画に公衆も参加しているため、立地地点の住民に受け入れられるようである。土地所有者は、この計画が地域社会を

尊重していることを知り、土地の取得がより円滑にすすめられるようである。こうした背景により、規制機関の承認も同様にスムーズにすすむようである。

さらに、公衆参加を通じて問題点、係争事項を早期に議題にすることによって後日になって表面化するとか、全く見落していた問題によって引き起される手続きの遅延とか、追加費用を免がれることもできる。要するに、計画はより信頼されるし、企業はより紛糾を少なくすることができるのである。

- 3) 決定の内容も改善される。公衆参加グループの知識と問題意識は向上し、豊富な蓄積を持つようになってくると、企業は立地関連諸問題の検証をこれら参加グループに任せるようになってくる。

さらに、公衆が参加した場合、その決定はより周到になり、バランスのとれたものになるようである。ある問題に対する公衆の利害関係を全面的に洩れなく指摘することは、1人の人間には手に負えないほど複雑多岐なものである。こうした公衆の利害関係の全領域は公衆参加を通して意思決定によってより効果的に取り上げられ織り込まれ得るのである。

障壁

電力各社に導入されつつある公衆参加には克服すべき障壁がいくつかある。

- 1) その一つは、社内に見られる各人、各部門間の関心の違い、目標の違いから生ずる矛盾の結果起きる問題である。例えば、発電施設の用地選択や買収に携っている社員にとって公衆参加が問題を投げかけることになる。その企業の社員や用地取得の責任

者にとっての関心事は、用地を少ない費用で、できるだけトラブルを起さないようにして獲得することにある。しかし、実際の立地選考に先立って社外の第三者が入り込んできて、住民と取り引きをすることをとやかくいうことは、自分たちの権限を侵害するものと受け取るのである。

- 2) つぎの問題は企業と公衆が協力して取り組まなければならない問題である。すなわち、普及しつつある公衆参加をもっと効果的な方法に変えていくつもりがあるかという問題である。

- 3) 公衆参加を完全ないし十分に整備しようとする際生じる障壁として、具体的にはつぎのような問題をあげることができよう。
- 公衆グループに教育、啓蒙を行う際の簡明な教材と経験の不足
 - 公衆との討議に先立って準備する基礎資料の不足（この資料不足は公衆側の反感と怒りを招く）
 - 時間や地理的制約で委員会が容易に開催できないこと
 - 公衆グループにとっての活動資金が不足していること（これは最もよくある障壁である）

1.5 公衆参加の今後の方向

公衆参加に関する米国電気事業のこれまでの経験のなかから、三つの主要な動向を読みとることができる。

その一つは、消費者運動の組織化に、また広い意味での公衆参加制度にひきつづき高揚がみられること。

二つには、環境問題やエネルギー問題の政策決定面に、したがってひいては電力各社の意思決定面に政府の役割が増してきたこと。

三つには、上記の状況と併行して、電力各社は意思決定の際に公衆参加を求め、活用する事例が多くなっていること。

これら三つの動向は相互に関連し合っているので、導入された公衆参加制度の将来に関しては、無数の可能性があると同時に解決しなければならない重要な鍵がある。すなわち、公衆、企業および政府の三機関が、それぞれ将来に向けて計画をすすめる際にひき起すであろう重複・対立をどう調整するかという点である。

まず、公衆の動向と電力各社の動向との間が最も調整し易いように思われる。公衆参加の実績は電力各社に無視できない利点を具体的にもたらしており、さらに、意思決定の手段を充実させ、各種の市民グループの要求や議題を効率的に処理するプロセスを確立させた。

公衆の動向と企業の動向との間を調整する鍵は、相互の交流に対していかに効果的にバランスのとれたアプローチをするかということである。双方の交流の雰囲気は協力的であることが、公衆と企業間の利害問題や意思決定の問題の解決に重要な役割を持つものである。

つぎに公衆と政府との間の動向についてみれば、エネルギー関連問題における政府の役割が増大し、これに伴って参加民主主義の動向が生れてきている。エネルギー開発問題に関する公衆参加制度のあり方においても、政府の増大しつつある役割はこの成否の鍵をにぎることになる。公衆側の自発的な参加、草の根運動的な参加から生れた価値観や共同意識、すなわち、参加から導びき出された好ましい政策を政府は決してその機構の中にまねたりはしないであろう。したがって、エネルギー開発問題の将来を左右する戦略は、一方で政府の責任を強化すると同時に、他方では公衆の自主的な参加と公衆

の声を代弁する参加を確保し、さらに強化することであろう。

また、本質的に同様のことがエネルギー開発における政府と私企業との協力を確立するのに志向される。米国の産業界でみごとに発露されている創造性は勿論のこと、自主性、先見性がここでも支持・奨励されなければならない。エネルギー開発のような国家の将来にとって中心かつ重要な分野における企業の活力は必要不可欠なものといえる。同時に企業との連携は、必要な保護措置をとる政府の責任によってバランスがとられ、援助されなければならない。また、エネルギー政策決定に際して、国家全体としての利害が考慮されなければならない。

企業として、政府—企業間のバランスをとることに寄与する方法は、公衆参加によって、すでに得ている決定を政府に伝達することであり、他方、政府としては政府機関における参加制度に改善・改良を加えながら、企業が法に定めた諸基準を満たすよう補助することである。

将来、公衆参加は、エネルギーに関する意思決定における公衆/電力会社/政府のパートナー・シップを効果的に結合させる一般的な手段となるだろう。

2. 発電施設立地の合意形成に対する米国電力各社の考え方

2.1 Open Site Planning プロセス

米国において、発電施設の立地を円滑にすすめるための方策として、1970年代から80年代にかけて‘Open Site Planning’プロセスと呼ばれる新しい試みがされてきた。「エネルギー施設の計画者（電力会社）が規制当局および公衆（地域住民等）とそのプロジェクトの計画の

早い段階（計画の内容がまだ固まらない時期）に当局や公衆の関心ある問題について効果的な協議をするならばプロジェクトの計画内容はより改善され、許認可に当たっての費用や時間の浪費を最少限にすることができよう」という認識である。下院エネルギー・商務委員会委員長は、このような認識のもとに、Open Site Planning プロセスが米国のエネルギーの必要性和環境の保全とを調和させるのに役立つかどうか、また、今後もしこの方式が拡がっていった場合に、連邦政府はどのような役割を果たすべきかについて、合衆国会計検査院（GAO）に諮問をしている。GAOはこの諮問に対し、Open Site Planning プロセスの実例を含む報告とともに、「連邦政府はエネルギー施設の立地に関して、早期の、公衆、規制当局および電力産業との協調を推進すべきである」と勧告している。

予想される利益

GAOは、この方式がもたらすであろう利益をつぎのようにみている。すなわち、Site Planning に規制当局や地域住民が早期に参加し協議することによって、電力会社の立地計画をよりよいものに改善することができるであろうし、また、エネルギー施設を立地したいという電力会社の要請を地域住民が受け入れる際の不安を少なくすることができるということである。

また、それぞれの立場からの利点としては、電力会社としては：

Open Site Planning をすすめることによって、会社が立地に伴って投入する時間や費用を節約することができるのに加えて、電力会社に対する地域住民の信頼性やイメージを高めることもできるであろう。

地域住民としては：

Site Planning の早い段階に参加することによって、計画されているエネルギー施設が地域住民に及ぼす環境上および社会経済的インパクトに対して好ましい影響を与えることができるであろう。

規制当局としては：

Site Planning が早期に公開されれば、その立地計画の許認可、EISの作業をすすめるに際してより多くの情報と時間が与えられるため、さらに立地の種々の基準や立地調査の種々の手法および環境上の分析に早い機会に助言することができる。したがって所期の目的をより効果的に遂行することができる。

とみているのである。

Open Site Planning プロセスは、行われはじめてまだ日の浅い試みであり、種々の立地点の条件に合わせてこのプロセスを企画し運用するのはかなり困難なチャレンジであるとGAOは指摘している。結局、GAOの見解によれば、この方式はこれまでの立地に対する規制プロセスを柔軟かつ自発的（法による規制ではなく）な形で協調することによって補完するものであるとしている。現行の規制プロセスをOpen Site Planning プロセスが補完することによって国内に必要とするエネルギーの開発と環境の保護、および公衆が参加することの価値とを調和させるのに役立つとみているのである。

連邦政府の役割

Open Site Planning プロセスを推進していく上での連邦政府の役割についてGAOは先に引用した勧告書でも触れているが、報告書では以下のように説明している。すなわち、「立地問題をすすめていく上での主導権は多くの場合電力産業や州にあるが、連邦政府もまた一つの

役割を持っており、Siting プロセスを従来よりもさらに公開し、合理的かつ効果的にすすめることを援助できるのである。

また、現行の連邦政府の環境政策自体もすでに基本的には Open Site Planning プロセス構想を受け入れているものであり、この方式を広く推進するための一つの根拠となっているとみている。しかしながら Open Site Planning プロセスを広くすすめていくには、電力産業、地域住民および州の協調が必要である。GAO は連邦政府がこの方式を積極的に支援できる場合として、つぎの三つの状況をあげている。

- 1) 多くの場合 Open Site Planning プロセスは EIS の取り組みとは別個に行われており、時には EIS より先に始められる。Open Site Planning プロセスや EIS に対する電力産業や州の取り組みを援助することは、連邦政府の適切な活動の一つである。例えば、ある州の地点 'banking' プロセスは、特定の開発地点提案前に受け入れ可能な地点を探すか、このようなプロセスにおいて連邦政府の規制が候補地点の受け入れ可能性にどのように影響するのかという疑問を起させる。このような疑問を明確にするため、連邦の規制当局と早期に協議することによって不安を最少限にすることができよう。
- 2) EIS プロセスは、早期かつ公開の協議をすることによって、Site Planning プロセスを発展させる公開討論の場として利用することができよう。このような形での利用は、ある面では連邦政府当局が Site Planning の早い段階に関与するのを好まない風潮があることによるものであり、また別の面では立地が確約される前に連邦政府が

一方的に EIS プロセスを開始してしまうことにもよるのである。このような状況は、もし連邦政府当局がプロジェクトの計画者や州に対しその計画の早い段階（地点選定の自由がまだある時期）に EIS プロセスの作業を開始するようすすめれば改善できるであろう。

- 3) Open Site Planning プロセスの種々の試みに関する情報やその結果は、従来通りのやり方を続けたがるエネルギー施設の計画者や州に対して、この方式をやってみさせることになろう。GAO は、こうした情報を提供することも連邦政府の適切な活動であるとしている。

2.2 Open Site Planning プロセスに対する電力各社の見解

発電施設の立地において、時間や費用を節約し、立地計画をより受け入れ易くするというのが Open Site Planning プロセスであるが、当の計画主体者である電力各社の受けとめ方は必ずしも積極的とは限らない。

アンケート調査および若干の関連資料から得た知見にすぎないので、これだけで米国における電力各社の全体としての傾向を把握することはできないが、以下、Open Site Planning プロセスに対する各社の見解を事例的に拾ってまとめてみよう。

まず、Open Site Planning プロセスが現状のまま広く一般化するとみているところは少なく、この方式を推進するには今後何らかの法的措置が必要である、あるいは現状のままでは一般化はしないとみているところの方が多い。

今後この方式が広がるとみているのは、Southern California Ed. 社、San Diego Gas & Electric 社および Duke Power 社である

が、前の二社はいずれもカリフォルニア州に所在している。カリフォルニア州はカリフォルニア・エネルギー委員会 (CEC) が Open Site Planning プロセスを実施しており、ここでは発電施設の許認可を約3年程度で得ている。今後拡がる理由として、立地プロセスにおいて公衆の意見をきくことは重要であり、しかも早い時期に地域住民の意見を得ておくことが、長期的にみて種々のトラブルが起きることを減少させることになる点をあげているが (Duke Power 社)、GAO の見解と一致する例であろう。

こうした見方に対して、何らかの法的措置をとらない限り推進するのは困難とみているのが Carolina Power & Light 社, Commonwealth Ed. 社, Baltimore Gas & Electric 社および Northern States Power 社等である。法的措置が必要な理由あるいはこの方式に否定的な見解としては、およそつぎのように大別できよう。

その一つは、立地プロセスの早い時期に公衆 (地域住民等) が参加することは、感情的、政治的あるいはその他の要因からその立地プロセスを手に負えぬものにしてしまう危険性がある。

その二は、'Open Site Planning' プロセスという形をとらなくても環境上の許認可プロセスに公衆が参加する機会はかなりあるものと考ええる。

その三は、Open Site Planning プロセスは立地のどのケースにも適用されるものではなく、個々の事例による、あるいは地域的な要因によるものと考ええる。例えば、経済性において有益かつ現実的である場合とか、立地がその地域社会に与える影響の内容、あるいはその地域社会が立地に反対する内容などによる。

以上のように、Open Site Planning プロセ

スに対する電力各社の見解は、どちらかといえば一般的にうまく機能しているとは受けとめられていないようである。しかし、その事例の状況によっては有効な手段になり得ることも否定されてはいない。こうした受けとめ方の背景には、米国民の伝統的な参加民主主義の立場から公衆参加を価値あるものとする建て前論、および企業として事業活動にあくまで経済性、合理性を求める (時間や費用や労力の節約) 上からの肯定的な見方がある一方、現実の問題としては、公衆に対する不信感 (純粋に技術的、経済的側面からの反対ではなく、感情的、イデオロギー的立場からの頑固な反対) および私的企業活動に対する公的規制、政治的介入を好まない企業の体質からの否定的見解もあるといえよう。

GAO が積極的にこの方式を推進しているのに対し、電力産業側がいま一つ顕著な反応を示さないのはもう一つの理由が考えられる。それは、近年、米国における多くの電力会社が主として資本費の高騰と電力需要の減少ないしは停滞から新規発電施設の計画実施を先に延ばす、あるいは無期限に延ばす状況にあること、したがって発電所の立地は、最早緊急性のある問題、論争を呼ぶ問題ではなくなったことによるともいえよう。

2.3 発電施設に関する公衆参加

立地プロセスに地域住民だけでなく規制当局も加わる '拡大発展' 的公衆参加、Open Site Planning プロセスに対し、一般的な公衆参加 (候補地点、周辺地域の住民参加) はこれまでも立地のいくつかの段階で行われている。また、現行の立地の法的手続のなかでも Public Hearing として実施されている。このような形の参加は立地推進の有効な手段になり得ている

のかいないのか、また、なり得ていないとすればその理由は何か。

公衆参加は効果的手段か

まず、一般的な公衆参加が効果的な手段とみている事業者は、先の Open Site Planning プロセスの場合よりも多い。Open Site Planning プロセスの経験のある Pennsylvania Power & Light 社および Northern States Power 社のほか、San Diego Gas & Electric 社、Baltimore Gas & Electric 社および Potomac Electric Power 社などがある。

また、公衆参加が立地推進に有効な手段であるとみている理由は、主として、立地に関する公衆の「不安を解消する」上で効果的と考えられていることである。例えば、「公衆参加は候補地点を決定する以前に、早期に地点を公開し、公衆の不安を解消することを通して地点決定を成功させる機会をつくるものと確信している」(Pennsylvania Power & Light 社)や、「計画の成就が若干遅れたとしても、発電所の設計を変更するかあるいはレイアウトを修正するかという問題に対する公衆の不安を解決すること、あるいは例えばある種の不安があってそれを軽減することがなぜできないのか、といった問題を公衆に説明する必要がある」、「ほとんどの事例では、公衆の不安は誇張されている。公衆の参加は、初期の段階で事業者に公衆のあやふやな不安を解消する余地を持たせるものである」(Baltimore Gas & Electric 社)という指摘は代表的なものであろう。

つぎに、公衆参加は立地点の決定を成功させる上で効果的な手段ではないとみている電力会社も相半ばしている。Southern California Ed. 社、Carolina P & Light 社、Philadelphia Electric 社、Detroit Ed. 社、Commonwealth

Ed. 社および Public Service Indiana 社の各社である。

効果的でないと考える理由は、主としてつぎの二点である。

一つは、公衆は本来、発電施設のような迷惑施設が自分の近くに建設されることには反対なのであるから、参加しても結局は反対に終始してしまうと考えられる。

二つには、逆に公衆の関心や立場は変わり易く、公衆相互において統一した意見に達することは困難と思われる。

以上のような理由は、公衆不信ともいえる見方からでており、「公衆参加」の意義を認めない、あるいは価値を評価しない立場に通じるといえよう。また、直接の利害関係にある公衆の参加よりも、広範にわたる関心問題を処理し調整することができる立場にある「公衆の代表者」(例えば特に選ばれた行政担当者および公衆関係の行政機関)の参加の方が必要であるという見解もある (Detroit Ed. 社)。

公衆の範囲・参加の段階

米国の電力各社が経験してきた、発電施設に関連する公衆参加において、公衆の範囲、参加の段階、公衆の役割は、およそ以下のように考えられている。

公衆の範囲：

- 立地候補地点およびその周辺の住民
- 地域社会のオピニオン・リーダー
- 環境保護主義者
- 立地および関連問題の専門家

など。

このうち「誰」が参加すべきかについては大部分を網羅してあげているところが多いが、なかには地域社会のオピニオン・リーダーだけに限定している事業者 (Baltimore G & Electric

社)とか、逆に、立地に関心を持つすべての人と範囲を大きく拡げている事業者もある。参加すべき公衆として消費者運動家をあげているところはあまりない。

立地プロセスのどの段階で参加すべきかについては各社さまざまである。立地プロセスの主要な段階としては、

- 複数(多数)の候補地点が選定された時期
- 2~3地点にしぼられ比較吟味される時期
- 最も有望な最終地点決定の時期

などの時期が考えられるが、これ以外の‘もっと早い時期’から参加すべきと考えている事業者もある。例えば「候補地点が選定された時点では遅すぎる場合が多い。発電所建設計画が必要となり、地点が審理され、調査地域が決められるできるだけ早い時期に参加すべき」(Pennsylvania Power & Light 社)、「早い時期に。例えば新規発電施設が必要と決定された直後」(Northern States Power 社)などできるだけ早い時期からの参加を考えている。

公衆参加の役割

参加する側の役割、参加の仕方はどうあるべきと考えられているか一意見を述べるにとどまるのか、あるいは意思決定にも参加すべきなのか。「意思決定にも参加すべき」と考えている事業者は得られた情報の範囲では皆無である。事業者が公衆参加に期待するのは、‘情報や意見や助言を得ること’すなわち地域住民の立場からの意見を述べる役割、立地点やエネルギー技術に関して専門的知識をもとに意見や助言を表明する役割なのである。‘最終的な意思決定’は事業者の主体性、経営権の範囲の問題であり、最終段階への参加を認めないのはいわば当

然のことであろう。また、公衆の意見が立地プロセスのなかでどう処理されるのかについては「意思決定プロセスの一つの資料となる」(Duke Power 社)が一般的である。

以上、立地をスムーズに成功させる上で公衆参加は効果的な手段となり得ているのかについて電力各社の事例をみてきたが、公衆参加の意義を‘建て前’として理解するのか、あるいは真に有効な手段として機能させていくのかはその事業者の経営姿勢に深く係わる問題といえよう。勿論、立地が成功するかどうかは公衆参加だけに依るものではなく、用地の物理的条件、各種の規制要件、事業者の資金調達能力など種々の要因が係ってくるものと考えられる。こうした問題を考え合せると、Open Site Planning プロセスを含めて、電力各社にとって公衆参加とは、立地を成功させるという直接的な効果のほかに、公衆参加を通して電気事業に対する地域社会の理解を得る、電力各社に対する良いイメージをつくっていくというメリットを期待しているということもできる。特に米国の場合、電力各社は、法人市民(Corporate Citizen)として地域社会に貢献し奉仕するという認識があり、地域住民との協調は不可欠と考えられているからでもあろう。

公衆の意見聴取の方法

立地に際して、広い意味で電力各社が公衆の意見一同意、反対および附帯条件などをいつ、どのような方法で得ているか、また、各社はこれら公衆の意見を Site Planning にどのように反映させるのか。法的に義務づけられている Public Hearing のほかに自主的に行っている方法はどのようなものか。

実際には各社ともさまざまな方法で意見聴取をしているが、大別して二つの方法がとられて

いる。社内的に意見聴取のための特別の組織ないしは担当者を決めて取り組んでいる場合と、それ以外の方法である。以下にあげたのは各社が実施している具体例である。

特別の組織ないし担当者を決めている例：

- 地域社会、州・連邦政府担当者と連絡をとることを任務とする representative を配置。この representative を通して計画中のプロジェクトに対する地域住民や一般公衆の支持や反対の程度をつかむ。この感触をもとに、立地の可能性がある場合にはそれを地域社会の諸計画に合わせる努力をする (Detroit Ed. 社)。
- advisory committee の設置、活用。意見聴取の方法としては主としてこれを活用している。このほか、地域社会のリーダーとの会合、Public Hearing および世論調査のなかに組み入れたりしている (Pennsylvania Power & Light 社)。
- 地域リーダーと緊密に連携。地域リーダーとその地域に発電所を立地することに対する予想し得る公衆の反応に関して助言や相談に応じるため緊密な連携をとっている。この任務に配置された担当者は、その担当地域や、地域のリーダーを日常の業務を通して十分理解している (Commonwealth Ed. 社)。
- Public Affairs の専門家を地域社会に配置。通常、Public Affairs の専門家は、地域社会のリーダーや議員と緊密な接触を保つよう地域に配置されている (Baltimore Gas & Electric 社)。

その他の例：

- 地域住民の情報資料をとりまとめ、地域社会内の種々のグループ、市や郡の行政当

局に送付したり、新聞として発行する。また地域内で非公式のワーク・ショップを開催したり、市民グループの一つに候補地点の環境上の検討や住民集会の開催を諮問した例もある (San Diego Gas & Electric 社)。

- 地域社会の各種市民グループ、諸団体の開催する会合に出席して、また、市、教会の各種のグループへの立地計画の公開を通して公衆の情報を得る (Baltimore Gas & Electric 社)。
- 地域の会合、質問票、展示、印刷物、広告等を、公衆の気持をつかむため利用する。入手した情報は、有用かつ甚だしい出費を伴わない限り公衆の関心問題に応じるために利用する (Potomac Electric Power 社)。
- 供給区域内で何回かの意見調査を行う。これらの調査結果は、経営側が立地調査で配慮すべき問題に役立っている (Duke Power 社)。

以上のように電力各社が立地に際して自主的に行っている公衆の意見聴取、活用の方法は、立地に限らず、料金など他の問題でも利用できる方法である。公衆参加の方法であると同時に広い意味での電力各社の Public Relation 活動としても取り組まれているのである。

2.4 合意形成における行政機関の役割

発電施設の立地に関連して、計画者である電気事業者と立地点の地域住民との合意形成に、連邦や州や地方行政機関が何らかの形で援助・協力することは望ましいことか。Open Site Planning プロセスもその一つの形態といえるが、望ましいとすればどのような関与の仕方が適当なのか。

電力各社の見解としては行政機関の援助・協力は望ましいとする事業者の例が多い。望ましくないと思っている事業者も若干あるが、この場合、連邦や州や地方の行政機関が合意形成の過程に直接関与するのではなく、それぞれの行政機関が相互に連携、協力することが最もよい方法であるとしている (Commonwealth Ed. 社)。すなわち、各レベルの行政機関が相互に連携協力することによって、現行許認可プロセスの一つの問題点でもある申請書類の重複を排し、規制内容の検討を効率化し、種々の決定をタイムリーに行うことができる。また、ひとたび決定したことは、決定の根拠を著るしく損うような新しい情報が出されない限り再考慮しなくてすむのである。行政機関の関与の仕方として各社が考えている役割はつぎのようなことである。

- 規制機関や委員会等は公衆の意見を引き出すためのフォーラムを開催すべき。これらの機関はまた、発電施設立地や認可に関連する数多くの問題を調整するのに必要な専門家も擁すべきである。地方政府の計画担当当局等は‘受け入れられる’立地点を確定するのに援助が必要な場合に役に立つ (Detroit Ed. 社)。
- 行政機関は、規制要件にみられる多くのあいまいな点を明確にする。また、立地、建設に係わる申請書が事業者から提出されたら直ちに審査すべきである (Potomac Electric Power 社)。
- 行政機関は、紛争解決の役割をもって立地に係わる公衆の会合や作業に参加すべき (Baltimore Gas & Electric 社)。

以上のように、行政機関に具体的な対応を求める事業者がある一方、

- 立地ないしは建設プロセスにおける連邦ないしは州の援助は、NEPA の現行の体系および EIS プロセスの範囲内で行われる場合においてのみ望ましい。現行の EIS システムで準備されるものを超えた規制機関の関与は、いかなる形のものでも望ましくない (Public Service Indiana 社)。

というように、行政機関の介入的関与は望まない事業者もある。そうしたことよりもっと広く日常的な Public Relation 活動を通して合意形成の基礎をつくることにむしろ役割があるとする事業者 (Philadelphia Electric 社) もある。

立地推進や合意形成に、連邦や州、地方行政機関の援助が望まれてはいるものの、現状ではまだその具体的なイメージがはっきりしていないのが実情である。したがって事業者はこれまでの経験から、行政機関の役割を強化することは公的規制の強化や政治的な力の介入につながりかねないという危惧も出てくる。Open Site Planning プロセスの進展、許認可手続きの簡素化、効率化などの法的措置も含めて、行政機関の役割—援助や関与の仕方が、今後、議論されることになる。

2.5 規制機関と現行許認可システムの問題点

前項の行政機関の役割と関連して、規制機関と立地に関する現行許認可システムの問題点に触れてみたい。

発電施設の建設のリード・タイムが予定より長びくことは、米国の電力各社においてもよく経験することである。リード・タイムが長びくことは、電気事業者にとっては財務上の負担も増すことになり、事業運営上に種々支障をきたしている。現行の許認可システムの下で、リード・タイムを長びかせる原因としては、およそ

つぎのような問題が想定されよう。

- 法的に義務づけられている Public Hearing が予想より長びいた
- EIS の準備に膨大な時間を要した
- 地域住民の合意を得るのが難行した

これらの問題も含めて、実際にはどのような問題が原因となってリード・タイムが長びいたのか。以下にあげたのは各社の経験例であるが、まず明確に指摘できる主要な原因は規制機関および規制プロセスの問題である。

- 規制当局が審議を拡大したことにより許認可の発給が遅れた (Philadelphia Electric 社)。
- 規制要件の変更によって建設中の発電所の設計修正をよぎなくされた (Detroit Ed. 社)。
- 新しい法律の施行や修正、あるいは現行法に対する規制機関の解釈によって規制要件が変わったりしたこと (Commonwealth Ed. 社)。
- 規制機関が許認可の過程で非常に多くの情報を要求したため。また、規制機関は時には申請者に対し、ただ一つのプロジェクトについて2～3の規制部門を満足させることを求めるが、相互にオーバーラップすることがある (San Diego Gas & Electric 社)。
- 規制機関の処理が遅いため (Public Service Indiana 社)。
- 規制機関が最終認可を発給するための意思決定が遅れた (Carolina Power & Light 社)。
- 法的に義務づけられている Public Hearing の期間が長びいたため (Commonwealth Ed. 社, San Diego Gas & Electric

社, Public Service Indiana 社および Northern States Power 社)。

- 原子力発電所の安全性に対する公衆の不安増大のため、計画の設計フレームを変更したため (このうちのいくつかは TMI 事故に関連する検討結果による) (Pennsylvania Power & Light 社)。

これらは、規制機関の処理能力の問題とともに、規制のあり方、規制の内容にも係わっており、現行の許認可システム、規制プロセスにも問題があることを指摘している。

さらに、リード・タイムを短縮するための方策、措置について、各社はどのようなことを考えているのか、以下に問題別にあげてみよう。

規制機関・規制上の問題：

- 錯綜している環境上の諸規制を改変し流れをよくすること (Carolina Power 社)。
- 規制機関の意思決定プロセスに拘束力のある dead line を設けること (Baltimore Gas & Electric 社)。
- 建設中あるいは建設のすすんだ段階の発電所に影響を及ぼすような新規の規制は許されるべきではない (Detroit Ed. 社)。
- 規制機関は、全体としての利益と環境への影響を比較検討して決定を下すべき。この許認可プロセスは現状ではあまりにも長い。1年以内に短縮すべきである (San Diego Gas & Electric 社)。
- 規制機関は専門的に有能であることが必要であり、公衆の意見で動かされるべきではない (San Diego Gas & Electric 社)。

公衆参加に関連する問題：

- 将来、発電所建設に関して、広範な公衆参加がとくに立地プロセスにおいて考えられている。この種の公衆参加が立地点の早

期確定や、予想以上に規制プロセスが遅れることを防ぐのに役立つことを期待している (Pennsylvania Power & Light 社)。

- 規制機関と公衆とが早期に協議し、すべての候補地点および環境上の問題点や不安を洗い出す (Potomac Electric Power 社)。
- 許認可プロセスの全段階を通して干渉者の介入を制限すること (Philadelphia Electric 社)。

以上のほか、技術的・エンジニアリング関連問題として、より小規模で環境上受け入れ易いユニットにする、発電所設計の標準化をさらにすすめる、発電所の用地に対して、予備認可用地、予備認可標準設計にすれば認可所用時間のクリティカル・パスを縮小あるいは排除できるなどが考えられている。

現行の許認可プロセスの欠陥あるいは問題点についても、リード・タイムの短縮と共通しているが、特に強調されているのは、申請から許認可までのプロセスがあまりにも長期すぎる—決定が早期に出ないという点である。EIS の準備・作成、Public Hearing の期間が長期化することはさらにリード・タイムの長期化に拍車をかけるものとも指摘されている。

近年、発電施設立地建設のリード・タイムを短縮するため、規制当局である州や連邦が現行の許認可プロセスの改善策を検討している。各州では、すでに 1970 年代から 'Power Plant Siting Act' の類の州法の制定が拡がっており、このなかに申請方式の簡略化—一括許認可や規制機関への公衆参加などが織り込まれている。原子力発電施設の許認可プロセスに関しては、1982 年に連邦エネルギー省 (DOE) および原子力規制委員会 (NRC) が、それぞれ抜本的な改善策を提案している。これら改善策の骨子となっている、一括許認可、立地点の事前承認と設計の標準化、および Public Hearing の改善等は、先の電力各社の指摘からみても根拠のある内容といえよう。

参考文献

GAO; Report to the chairman, Committee on Energy and Commerce, House of Representatives, Nov. 13, 1981

高橋真砂子; 米国電力各社における PR 活動の現状, 当研究所内部資料 No. 247, 58 年 5 月 31 日

(たかはし まさこ)
経済部
社会環境研究室

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——

キーワード：新発電技術，総合評価，微粉炭火力，
石炭ガス化複合発電，多属性効用理論

内 山 洋 司

〔要 旨〕

エネルギー問題や大型プロジェクトの技術選択問題を定量的に分析し評価することは重要ではあるが、その意思決定には多くの不確実な要因がからみ問題が複雑になっている。

多属性効用理論を用いた多目標意思決定分析は、現代の複雑な技術社会から発生する諸問題を解決するために、近年急速な開発が進められているシステム分析法である。

本報告は、多属性効用理論を計算機で使用できるようにプログラム化し、そのケーススタディとして、石炭ガス化複合発電と微粉炭火力についてその総合評価を試みたものである。

- | | |
|-----------|-------------|
| 1. はじめに | 〔2〕 実現性 |
| 2. 評価対象技術 | 〔3〕 プラント運用性 |
| 3. 評価方法 | 〔4〕 環境特性 |
| 3.1 概 要 | 〔5〕 波及効果 |
| 3.2 評価項目 | 4. 評価結果 |
| 〔1〕 経済性 | 5. おわりに |

1. はじめに

現在、数多く開発されている新エネルギー技術の開発優先順位を定量的に分析し評価することは重要なことであるが、検討困難な問題である。一般に今日の技術開発の選択目標には、経済的な優位性や開発の容易さのみならず、設備の安全性や環境影響の最小化といった多次元の価値観が含まれている。そして、評価においては経済性のような定量化し易い指標の他に、安全性や環境影響といった本来定量化し難い指標も含めて総合的に判断することが必要になってきている。

本研究では、こういった多目的な意思決定問題を総合的に分析する方法として最近注目されている多属性効用理論を用いて、新発電技術の総合評価を試みた。この方法は、現代の複雑な技術社会が生み出した諸問題を定量的に取扱うシステム分析法の一つであって、多目標の意思決定問題を解決する有力な方法の一つである。評価は、評価対象に選ばれた代替案に対し、単に総合的な優先順位を決めるだけでなく、問題複合体としての評価対象の複雑な構造の個々の成分に至るまで、互いに満足度を比較することが可能になるものである。

評価された技術は、噴流床方式の石炭ガス化

複合発電で、比較のため微粉炭火力が参照技術として選ばれている。石炭ガス化複合発電は石炭を利用した新発電方式の中でも特に環境特性に優れた技術であると同時に、複合発電方式による高効率から将来経済的にも有利な技術として期待されているものである。

ところで、昭和 30 年から 40 年代にかけて我が国では、数多くの火力設備が建設された。現在それらの設備の多くは法定耐用期間を終え、今後は順次休止あるいは廃止の対象になりつつある。今後、わが国の電力供給は原子力発電を基幹とし、それに次ぐ火力電源として石炭の利用拡大が検討されている。したがって、新規立地はもとより上述の既設立地点における代替設備として石炭火力の導入は欠かせず、供給技術の方式選定を評価しておくことは重要なことである。

本研究は、既設立地における代替石炭火力として、発電出力 500 MW 程度の中小容量石炭ガス化複合発電の実用化を意図し、その総合評価を多属性効用理論を用いて現用の微粉炭火力との競合関係を比較評価したものである。噴流床石炭ガス化複合発電には、ガス化炉、ガス精製、ガスタービン等の主要機器に対して各種方式が提案されているが、ここでは、1990 年代実用化を前提に、比較的实现性の高い湿式ガス精製、1,300°C ガスタービンを採用し、それを基にプラントのシステム構成を想定した。

2. 評価対象技術

噴流床方式の石炭ガス化炉を用いた複合発電は、固定床、流動床あるいは熔融床のガス化炉に比べ負荷変動性および炭種適合性に優れていることから、発電用に適した技術として現在開発が進められている。これに対し、既存の技術

である微粉炭火力は、大容量、都市遠隔立地である、その発電コストも原子力発電の経済性に迫りつつある。そのため同じ石炭を燃料とする発電プラントとして、石炭ガス化複合発電が今後広く普及していくためには、微粉炭火力と経済的に競合することはもちろん、その優れた環境特性を生かし立地可能な地点を探していく必要がある。

本研究の対象技術は、環境規制が比較的厳しい都市近郊に港岸リプレース用技術として立地されるものを考えており、このことから発電容量は 500 MW 程度のものである。また、導入時期を今から約 10 年後と考えると、ガス精製方式は湿式、ガスタービンは 1,300°C 級シンプルガスタービンを想定した。検討した石炭ガス化複合発電方式は、次に示す方式である。

(システム I)

ドライフィールド、空気吹き、加圧 2 段噴流床湿式ガス精製、1,300°C 級ガスタービン

(システム II)

スラリーフィールド、酸素吹き、加圧 1 段噴流床、湿式ガス精製、1,300°C 級ガスタービン

これに対し、比較対象として次に示す在来型の微粉炭火力を参照技術においた。

超臨界圧貫流型 346 ata 538/566°C

これら対象技術の発電出力、熱効率、建設費およびプラントのシステム構成を表 2.1¹⁾ に示す。

1) 電力中央研究所 内部資料：No. 284005 (昭和 59 年 11 月)

表 2.1 評価対象技術

対象技術	発電出力【MW】	熱効率【%】	建設費	プラント系列構成
石炭ガス化複合発電	システム I (発電端) 538 (送電端) 500	(発電端) 44.7 (送電端) 41.6	1252億円 23.27万円/kW	
	システム II (発電端) 577 (送電端) 500	(発電端) 45.1 (送電端) 39.1	1441億円 24.97万円/kW	
微粉炭火力	(発電端) 545 (送電端) 500	(発電端) 40.1 (送電端) 36.8	1185億円 23.70万円/kW	

: ガス化炉 : ガスクーラー : ガスタービン : 排熱回収ボイラ
 : ボイラ : 酸素プラント : ガス精製装置 : 蒸気タービン

3. 評価方法

3.1 概要

不確実性の時代では、責任ある意思決定者は種々の選択肢（代替案）をいろいろな選択基準（目標、属性）から総合的に判断し意思決定を下さねばならない。多属性効用関数法（MUF法）とは、こういった多目標意思決定問題に含まれる解析的局面と判断的局面のなかで、とくに判断的局面に焦点をしばって、質の異なる要因やトレード・オフ（二律背反）の関係にある要因を、効用理論により統合化して定量的に評価するものである。

この手法による評価プロセスと主な作業は、次に示す 4 ステップから成り立っている。

- 問題の構造化（代替案の分類、目標の設定と構造化）

- 代替案の属性分析（属性の定量化、不確実性の評価）
- 価値構造の定式化（属性の効用範囲、効用関数の定式化、価値のトレード・オフ）
- 代替案の比較評価（代替案の解析計算、感度解析）

評価対象となる代替案とは本研究では、石炭ガス化複合と微粉炭火力である。各代替案に共通した目標の設定は、いわゆる評価項目の選定である。この場合、評価項目（属性）は各代替案の優位性を明確に区別できる定量的な指標でなければならない。また、それぞれが独立に評価の対象として扱うことができないことから、評価項目には次に示すような独立性に関する仮定がおかれている。

(a) 効用独立

属性 x_i が他の属性に対して効用独立である

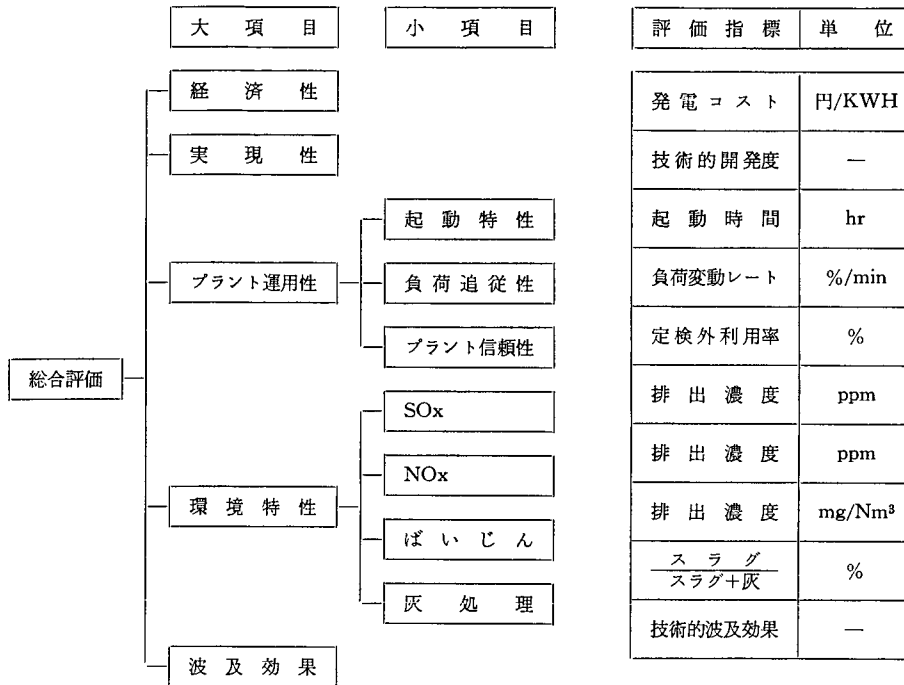


図 3.1 評価項目の階層構造

ためには、 x_i のくじ (Lottery) に対する選好が、 x_j の水準に依存しないことをいう。

(b) 選好独立

属性集合 $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ ($n \geq 3$) において、 X に含まれる任意の 2 つの属性による集合 $\{x_i, x_j\}$ の選好が、他の属性の水準に依存しない場合、属性 x_i, x_j は他の属性の集合から選好独立であるという。

選定された評価項目は、同時に問題複合体として、階層的に構造化される必要がある。多属性効用理論で用いられている階層構造は、デシジョン 트리法で、重層構造 (layer) によるものである。一般に重層構造における上位のシステムは、下位のシステムに比べ、次のような特徴²⁾を持っている。

- より広範囲で長期的な局面の問題
- 環境や政策の状況変化に対して敏速な適応が難しい

- 問題の記述により多くの不確実性を含み、数量的定式化が困難であり構造化されにくい

問題の構造化において上位のシステムは、意思決定における調整的・総合的な機能を有していることから、その決定には慎重な判断が必要である。

図 3.1 は、本研究で用いられた評価項目を階層構造で表わしたものである。発電所建設において電気事業がまず第 1 に考えることは、供給コストの低減という政策目標の立場から、建設される発電プラントの経済性であろう。すなわち、より安価な発電コストで電力供給を賄える発電方式の選定は電気事業にとって重要なことである。ここで評価している発電プラントの経済性とは、開発目標となっている実用プラント

2) 瀬尾美己子著「多目標評価と意思決定」日本評論社、(1984 年)

の設計仕様に基づいて計算される発電コストの値であって、計算に使用される熱効率、建設費などの値は全て設計値である。

発電所が都市近郊に建設されるとき、周辺地域に及ぼす環境影響は大きな問題であり、場合によってはこれが原因となって建設が中止させられることもある。特に発電プラントが石炭火力の場合は、大気汚染物質の排出濃度や石炭灰の処理・取扱いが実際の立地の際に問題となる。

中小容量規模の石炭火力は将来の電源運用において中間負荷での運転を余儀無くされる可能性があり、今後建設される発電プラントは運転特性の優れた方式であることが好ましい。プラント運用性は、発電方式の選定における基準の一つであり、中でも起動特性、負荷追従性およびプラント信頼性は性能評価の重要な指標になる。

石炭ガス化複合発電は、現在開発途上にある技術である。1990年代に実用プラントを導入する計画を立てたとき、その技術を完成させるためには、今から商用化までにいくつかの技術開発課題に取り組み、それらを実証しておく必要がある。この場合、実際に技術を導入する立場にある電気事業にとっては、研究開発に伴う開発上のリスクは無視できない問題である。

これに対し、石炭ガス化技術はアンモニア、メタノール等原料生産技術として有用な技術であり、また将来 C_1 化学の発達に伴って CO ガスの需要が増えたとき、それに対処できる技術として大きな波及効果が期待できる。また、高効率ガスタービンは、蒸気タービンと組み合わせることにより電力変換総合効率を大幅に向上させ、その研究開発は、将来逼迫することが考

えられる石炭だけでなく他の化石燃料資源を有効に使う上でも大切なことである。このように石炭ガス化複合発電の開発には、他の分野への技術的波及効果の他にエネルギー有効利用の立場から見た開発意義がある。

本研究では、電気事業の立場から石炭ガス化複合発電の総合評価を客観的にとらえ、評価項目は、大項目として経済性、実現性、プラント運用性、環境特性および波及効果の5項目から構成されている。このうち、プラント運用性と環境特性は、さらに具体的かつ定量化し易い下部階層である小項目に分かれている。各評価項目には具体的な評価指標が対応しており、それぞれに効用関数が決められ、代替案に対する値が見積もられている。

評価項目の重要度は、互いにトレード・オフ関係がわかっている場合は効用の等しい無差別点となる組み合わせを決めればプログラムで自動的に計算できるが、評価項目相互にトレード・オフ関係がない場合は任意に決める必要がある。前者のトレード・オフ関係が成り立つ場合は、全体の多属性効用関数形 $U(X)$ は乗法型になり次式の関係が成り立つ。

$$1+K \cdot U(X) = \prod_1^n \{1+K \cdot k_j u_j(x_j)\};$$

$$\sum_1^n k_j \neq 1$$

K : 係数

k_j : 各評価項目のスケーリング定数

$u_j(x_j)$: 各評価項目の効用関数形

x_j : 各評価項目の定量指標

n : 評価項目の数

これに対し、後者のようなトレード・オフ関係がない場合は、全体の多属性効用関数形は加法型になり次式の関係が成り立つ。

$$U(X) = \sum_1^n k_j u_j(x_j); \sum_1^n k_j = 1$$

本研究の評価項目は、どちらかというと後者の場合に相当しており、重要度の評価は定性的に判断せざるを得ない。ここでは、重要度を簡単に定量化する方法として便利な階層分析法 (Analytical Hierarchy Process)³⁾ を用いた。これは各評価項目 z_i ($i=1, \dots, q$) について一対一の比較をそれぞれの組合せすべてについて行い、相対的な評点 d_{ij} を決め、それを基に、各評価項目の重要度を求める方法である。評点の決め方としては、表 3.1 に示すような 9 段階評

表 3.1 相対的な評点の決め方

相対評点 (d_{ij})	定 義
1	有為差がなく同等と判断される場合
3	やや良いと判断される場合
5	かなり良いと判断される場合
7	極めて良いと判断される場合
9	決定的に良いと判断される場合
2, 4, 6, 8	2つの評価の中間のケース

価が使われた。評価を 9 段階に分けるのは、人間が同時に類別できる範囲が 7 ± 2 水準程度でしか行えないという事実を背景にしている。各評価項目の相対評点が決まると、次に示すような各評価項目の重要度 w_i ($i=1, \dots, q$) の行列 D を作成することができる。

D	z_1	z_2	\dots	z_q
z_1	1	$\frac{w_1}{w_2}$	\dots	$\frac{w_1}{w_q}$
z_2	$\frac{w_2}{w_1}$	1	\dots	$\frac{w_2}{w_q}$
\vdots	\dots	\dots	\ddots	\dots
z_q	$\frac{w_q}{w_1}$	$\frac{w_q}{w_2}$	\dots	1

$$D = \begin{bmatrix} d_{11} & d_{12} & \dots & d_{1q} \\ d_{21} & d_{22} & \dots & d_{2q} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ d_{q1} & d_{q2} & \dots & d_{qq} \end{bmatrix}$$

ただし、

$$d_{ij} = \frac{1}{d_{ji}}$$

行列 D に重要度ベクトル $w = [w_1, w_2, \dots, w_q]^T$ を右から掛けると次のようになる。

$$Dw = \begin{bmatrix} 1 & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_q} \\ \frac{w_2}{w_1} & 1 & \dots & \frac{w_2}{w_q} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ \frac{w_q}{w_1} & \frac{w_q}{w_2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_q \end{bmatrix} = q \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_q \end{bmatrix} = qw$$

すなわち

$$(D - qI)w = 0 \tag{1}$$

となる。(1) 式の w に対する固有ベクトルを最大固有値に対して求め、それを正規化すると、各評価項目の重要度を計算することができる。

3.2 評価項目

ここでは、本研究で用いられている評価項目について、定量的な評価指標と効用関数および代替案の値をそれぞれについて求めている。評価項目は、図 3.1 で示した階層構造を持っており、それぞれの項目について定量的な評価指標が対応している。

効用関数の形と効用範囲は、それぞれの評価項目の特性に応じて作成される。一般にリスク

3) Thomas L. Saaty, "A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures", J. of Mathematical Psychology, 15, 234-281 (1977).

評価を行う場合、意思決定者のリスクに対する態度が、リスク回避、中立、あるいは受容によって効用関数形は異なり、図 3.2 のような関係が成り立つ。

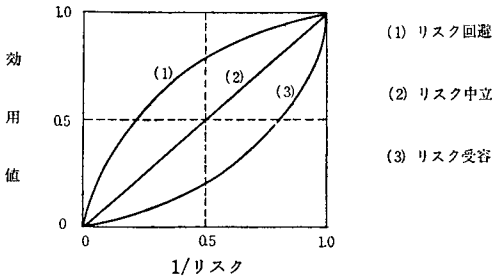


図 3.2 効用関数形

図の中で、どの効用関数が選ばれるかは意思決定者の判断により決められるものである。

評価対象となっている石炭ガス化複合発電（システムⅠ、システムⅡ）と微粉炭火力の各評価項目に対する推定値を表 3.2 に示す。表の値は、各評価項目を具体的な評価指標で表わし、それぞれについて対象技術の取り得る値を評価して決めたものである。

評価項目の具体的な分析方法と効用関数形を次に示すことにする。

[1]. 経済性

A. 前提条件

各発電プラントの発電コストを計算するにあたって用いられた前提条件を示すと以下のようになる。

◦ 燃料価格と燃料発熱量

計算に用いた燃料価格は一般炭の CIF 価格 12,109 円/トン（1983 年 11 月）の値に運炭、灰捨て等のデメリット費用 3,000 円/トンを加算した 15,109 円/トンである。

石炭の発熱量は炭種により大きく変わる。計算に使われた発熱量は、現在燃料用一般炭として使用されている各種石炭のうち、灰溶融温度および燃料比がほぼ中間的な値を占めているエルメロ炭であり、その発熱量 6,570 kcal/kg（恒湿炭高位）を採用した。これによると、カロリー単価は 1.30 円/1,000 kcal となる。

◦ 年経費率と設備利用率

発電コストは初年度発電コストで、その計算は建設費に年経費率を乗ずることで求める簡易法を用いている。火力発電プラントに対する年経費率は、一般に表 3.3 に示すような値がとられている。

表 3.2 評価発電方式の評価値

評価項目	評価指標	単位	石炭ガス化複合発電		微粉炭火力	
			システムⅠ	システムⅡ		
経済性	発電コスト	円/KWH	12.73	14.21	13.36	
実現性	総合開発度	—	0.142	0.554	1.00	
運転用性	起動特性	起動時間	hr	13	29	8
	負荷追従性	負荷変動率	%/min	2	1	4
	プラント信頼性	定検外利用可能率	%	86.9	87.0	87.5
環境特性	SO _x	SO _x 排出濃度	ppm	10	10	100
	NO _x	NO _x 排出濃度	ppm	10	20	60
	ばいじん	ばいじん排出濃度	mg/Nm ³	3.5	3.5	10
	灰処理	スラグ比率	%	100	75	0
波及効果	貢献度	—	0.75	0.75	0.15	

表 3.3 火力発電プラントの年経費率

資 本 費	金 利	8.0 %
	減 価 償 却	6.0 % (15年定額法10%残存)
	固定資産税	1.4 %
	諸 費	1.18%
	小 計	16.58%
直 接 費	給 料 手 当	0.30%
	修 繕 費	0.47%
	諸 費	1.35%
	小 計	2.12%
関 連 費	事業分担費	0.17%
	事 業 税	0.03%
	小 計	0.20%
合 計		18.9%

発電コストの値は、プラントが一年間に平均してどの程度運転されたかを示す設備利用率の値によって異なり、各種発電技術の発電コストを比較するには、同一の設備利用率で計算する必要がある。本研究では設備利用率の値を70%として、発電コストを算定している。

B. 計算方法

発電コストは、発電に要したすべての費用を発電々力量で割ることにより算出できる。発電々力は、発電端と送電端とにおける値があるが、発電プラントの正味の経済性を評価するには送電端の電力量を使用することが好ましい。

いま、発電に必要な年間費用をTC、そのときの年間発電々力量をEとすると、年間の発電コストCOEは次式で表わされる。

$$COE[\text{円}/\text{kWh}] = TC[\text{円}]/E[\text{kWh}]$$

ここで、分母の発電々力量は、送電端における供給電力量となることから、その値は次式から算定できる。

$$E[\text{kWh}] = P \times \left(1 - \frac{a}{100}\right) \times \frac{CF}{100} \times 8,760$$

P : 認可最大出力 [kW]

a : 所内比率 [%]

CF : 設備利用率 [%]

上式で表わされる送電端の発電々力量は、一年間の計画および計画外停止電力と所内動力用として消費された電力を差し引いた正味の供給能力に相当したものである。

発電コストの計算式で示される分子の値TCは、一年間の発電のために要する直接および間接のすべての費用を含むものである。その費用に初年度の値を用いて発電コストを算定すると、それは初年度発電コストになる。初年度に必要な年間費用を求める方法には、詳細に積上げる方法があるが、それとは別に年平均経費率を用いて建設費から算定する簡易法がある。ここでは、この簡易法を用いて初年度発電コストを算定している。

$$COE_1 = C_1 + C_2 + C_3$$

COE_1 : 初年度発電コスト [円/kWh]

$$C_1 : \text{固定費} [\text{円}/\text{kWh}] = \frac{\text{建設単価} \times \text{年経費率}}{8,760 \times \text{設備利用率}}$$

(注) 建設単価は送電端電気出力に対する値

C_2 : 燃料費 [円/kWh]

$$= \frac{0.86 \times \text{燃料単価}}{\text{燃料発熱量} \times \text{送電端効率} \times \text{効率補正係数}}$$

(注) 効率補正定数は、定格効率を年平均効率にするときの係数で0.96を用いている。

C_3 : ユーティリティー費 [円/kWh]

C. 計算結果と効用関数

表3.4は石炭の燃料価格が15,109円/トンで計算したときの初年度発電コストを各対象技術について示したものである。

表で湾岸リプレースの石炭火力発電の発電コストをみると、13~14円/kWh程度の値であることがわかる。この値は、2,000MWe級の大容量石炭火力発電の発電コストの値かそれ以

表 3.4 対象技術の初年度発電コスト

項 目	石炭ガス化複合発電		微粉炭火力	
	システム I	システム II		
送電端出力 [MW]	500	500	500	
建設単価 [万円/kW]	25.04	28.82	23.07	
発電コスト	固 定 費	7.72	8.88	7.30
	燃 料 費	4.95	5.27	5.60
	コーティリティ費	0.06	0.06	0.46
	円/kWh	12.73	14.21	13.36

下のもので、現在の原子力発電の発電コストに対しても充分競合できる値である。これは老朽火力発電の代替技術に石炭火力発電を利用した場合、港湾設備費が省略でき建設費を大幅に低減できる可能性があるためである。また、表の値は、老朽火力の代替技術において、環境特性の優れた石炭ガス化複合発電が中小容量の微粉炭火力発電に比べ経済的にも充分競合していることを示している。

経済性を表わす効用関数は、発電コストの値が原子力発電の値より安いときを効用 1 とし、既設石油・LNG 火力の燃料費より高いときを 0 とし、図 3.3 のように表わした。

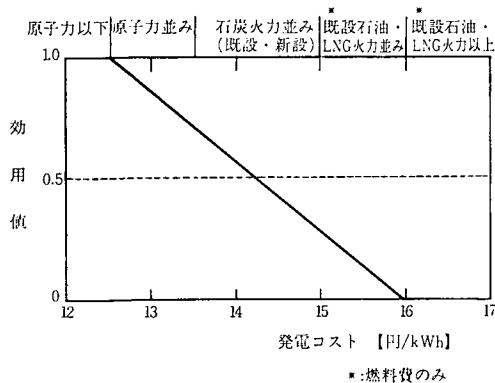


図 3.3 経済性の効用関数

[2]. 実 現 性

実現性とは、現在の開発達成レベルから目標

とする実用プラントが商用化されるまでの技術開発上の難しさを意味し、開発リスクに相当したものである。開発の難しさには、技術的・資金のおよび体制的な面から見た難しさが考えられるが、ここでは技術的側面から見た開発の難易度をもってそれを表わすことにする。

石炭ガス化複合発電の技術は我が国では開発途上にある技術で、現在パイロットプラント建設のフェージビリティ・スタディが行われている段階にある。このことから商用化されるまでには、いくつかの技術開発課題がある。本研究で対象となっている方式について主な開発課題をガス化炉、ガス精製、ガスタービンについてあげると次のようになる。

(1) ガス化炉

- 石炭供給方式としてドライフィードとスラリーフィードがあるが、技術的信頼性および安全性の実証が課題となっている。
- 空気あるいは酸素をガス化剤として使う方法がある。空気吹きの場合、低カロリー石炭の燃焼には酸素富化法が考えられる。
- 熱回収における炉内伝熱管およびスーパーヒータの材料腐食が問題となる可能性がある。ガス化炉の大型化に対しては、炉構造、支持構造、炉廻り補機等の性能を検討する必要があるとともに炉本体（耐圧部、耐火材）の材料選定も重要な課題である。

(2) ガス精製

湿式の場合は高性能ガス熱交換器の開発が必要となる。

(3) ガスタービン

低カロリーガスに対する低 NO_x 高温燃焼器、圧縮機性能向上技術およびタービン性能劣化対策技術が主な開発課題である。

技術開発課題の開発度を評価する方法とし

て、ここでは簡易評価法を用いることにする。これは、各開発課題の特性を表 3.5 のような構造、機能および材料の 3 つの因子で分類し、それぞれの課題について、実証済み、一部実証済み、未開発のどの段階に属しているかを評価する方法である。また、それを定量化させるため

にそれぞれの開発度を表のような数値で表わしている。

表 3.6 は、表 3.5 の評価マトリックスに従って各方式の技術開発課題の開発度をそれぞれ評価したものである。また表の下には、ガス化複合発電のシステム I と II について計算によっ

表 3.5 技術開発課題の開発度評価法

- 要素技術課題毎の開発度 $P_i = P_S \times P_F \times P_M$
- 総合開発度 $P = \prod_1^n P_i$

課題の特性分類 開発段階	構造因子* (S : 0.9)	機能因子** (F : 0.80)	材料因子 (M : 0.7)
実証済み (A : 1.0)	方式の実証は終わっているが、若干改良の余地がある (0.9)	他分野では既の実証されている方式で改良すれば使うことができる (0.80)	市販材料でよいが初めての適用 (0.7)
一部実証済み (B : 0.95)	方式の実証は一部終了しているが、利用までにはかなりの構造的な開発が必要 (0.855)	他分野で一部実証されているが応用するまでにはかなりの改良が必要 (0.76)	市販材料を改良すれば開発可能 (0.675)
未開発 (C : 0.9)	方式の基礎研究は終わって現在応用研究の段階にある (0.81)	まだ未開発の方式で基礎研究段階にあり、質的設計改良が必要 (0.72)	新材料の開発を要する (0.63)

* その課題を解決する手段として、明確な方法が既があり、それに関する量的（大型化）な研究開発を行えばよい。
 ** その課題を解決するためには、新しい原理、概念による質的設計改良が必要になる。

表 3.6 石炭ガス化複合発電の技術開発課題の分類と評価

開発要素の分類		開発課題	評価			開発度
			構造	機能	材料	
石炭供給方式	ドライフィード (システム I)	連続安定供給	B	—	—	0.855
	スラリーフィード (システム II)	高濃度スラリー供給	A	—	—	0.9
ガス化炉	耐火壁 (システム I) (システム II)	灰融点降下技術	B	—	—	0.855
		バーナーの改良	A	—	—	0.9
	2 段水冷壁 (システム I)	耐圧炉壁構造	A	—	—	0.9
		大容量炉のバーナー配置 溶融スラグ取出し技術	B B	— —	— —	0.855 0.855
ガス精製	湿式 (システム I, II)	高性能ガス熱交換器	A	—	—	0.9
ガスタービン	圧縮機 (システム I, II) 燃焼機 (システム I)	高圧力比圧縮機低 カロリー燃焼器	A —	— B	— A	0.9 0.532
		タービン翼空冷 (システム I, II)	高温・耐食及び付着対策技術	B	A	—

システム	要素技術の開発度				総合開発度
	石炭供給系	ガス化炉	ガス精製	ガスタービン	
I	0.855	0.563	0.9	0.327	0.142
II	0.9	0.9	0.9	0.616	0.554

て得られた要素技術の開発度と総合開発度を示している。

総合開発度に対する効用関数の形は、開発度 1 (=100%) を効用値 1 とし、開発度 0 (=0%) を効用値 0 としてその間を直線で結んだ。微粉炭火力の開発度は 1 とした。

[3]. プラント運用性

実際にプラントが運用されたときに想定されるプラントの運転および保守上の性能特性をいう。各評価項目は互いに独立していなければならないことから、実現性の定義で定めた技術的な開発度の中には運用上の技術開発課題は含まれていない。

プラント運用性はさらに起動特性、負荷変動特性およびプラント信頼性に分けて評価している。

(1) 起動特性

起動特性を表わす指標に起動時間を選んだ。これは冷機時間（酸素プラント起動開始からガス化炉を暖機してプラントが定格出力に達するまでの時間）である。

石炭ガス化複合発電の起動時間は微粉炭火力に比べ同程度の性能を有しているといわれているが、酸素吹きの場合、酸素プラントの起動に時間がかかるため全体時間はやや長くなる。

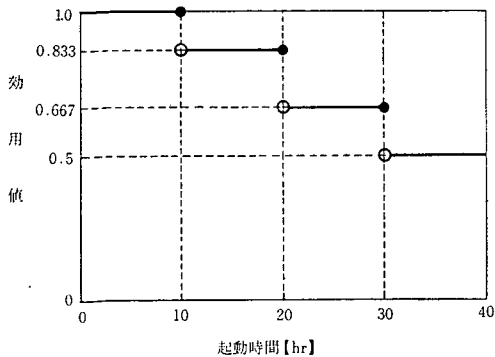


図 3.4 起動力特性の効用関数

各発電方式の起動時間は次のように推定された。

- (システム I) 13 時間
- (システム II) 31 時間
- (微粉炭火力) 8 時間

起動時間に関する効用関数は、微粉炭火力の起動時間を効用値 1 として図 3.4 のように表わした。

(2) 負荷変動特性

プラントの負荷変動特性は、一般に負荷変化率によって表わされる。最新鋭の火力発電所の負荷変化率は約 5%/min 程度であり、通常の微粉炭火力の場合 4%/min 程度の値である。ガス化複合は、制約因子にガス化剤の供給系、酸素プラント、蒸気タービン等が考えられ、微粉炭火力に比べシステムが複雑である。このため負荷変化率は微粉炭火力に比べ若干劣り、空気吹きで約 2%/min、酸素吹きで 1%/min 程度となっている。

負荷変化率に対する効用関数は、最新鋭火力の値 5%/min を効用値 1 とし図 3.5 のように表わした。

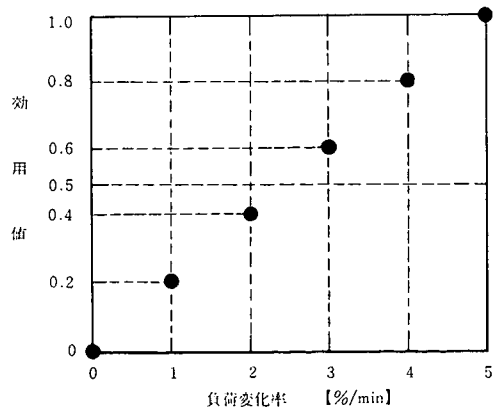


図 3.5 負荷変動特性の効用関数

(3) プラント信頼性

信頼性には、故障しないような製品にする狭義の信頼性、故障したものを正常な機能に回復させる保全性、それに故障によって人間や資材に損害を与えないようにする安全性の問題がある。このうち安全性は、人間や資材に損害を与える潜在的な状態（ハザード）の程度と発生確率の大小で評価されるが、その試験や測定は困難であることから通常は定性的な評価点で表わすことが多い。これに対し、信頼性と保全性の尺度は、JIS (Z 8115) に規定されており、一般に両者を考慮した信頼性尺度は稼働率 (Availability) で表わされる。

発電プラントの信頼性の尺度である稼働率は、時間稼働率 (A) であり、次式で表わすことができる。

$$A = \frac{\text{プラント平均稼働時間}}{\text{プラント平均停止時間} + \text{プラント平均稼働時間}}$$

システム全体の信頼性は、プラントを構成する各々の機器の信頼性に依存しており、プラント全体の稼働率は、主要構成機器の積になり、次式で表わされる。

$$A_p = A_{s1} \times A_{s2} \times \dots \times A_{sn}$$

A_p : プラント稼働率

$A_{s1,2,\dots,n}$: 主要構成機器の稼働率

ここでは、プラント信頼性として定検外利用可能率で評価した。これは、定検を除いたプラントの設備利用率であり、主要機器の故障時間を想定して時間稼働率を算定し、プラント系列構成から考えられる負荷に対して確率的に求められるものである。式で表わすと次のようになる。

$$X = x_i A_i$$

X : 定検外利用可能率

x_i : j 負荷

A_i : i 負荷に対する定検外稼働率

$A_i = f(A_0, A_G, A_C, A_T, A_S, A_B)$

A_0 : 酸素プラントの定検外稼働率

A_G : ガス化炉の定検外稼働率

A_C : ガス精製装置の定検外稼働率

A_T : ガスタービンの定検外稼働率

A_S : 蒸気タービンの定検外稼働率

A_B : ボイラーの定検外稼働率 (微粉炭火力のみ)

石炭ガス化複合発電の主な構成機器は、酸素プラント、ガス化炉、ガス精製、ガスタービンおよび蒸気タービンである (表 2.1 参照)。システム I と II、微粉炭火力に対し、それぞれの負荷に対する定検外稼働率を求めると次のようになる。

(システム I)

x_1 (全負荷)

$$A_1 = A_G \times A_C \times A_T^2 \times A_S$$

$x_{1/2}$ (1/2 負荷)

$$A_{1/2} = A_G \times A_C \times 2(1 - A_T) \times A_S$$

x_0 (0 負荷)

$$A_0 = 1 - (A_0 + A_{1/2})$$

(システム II)

x_1 (全負荷)

$$A_1 = A_0^2 \times A_G^2 \times A_C \times A_T^2 \times A_S$$

$x_{1/2}$ (1/2 負荷)

$$\begin{aligned} A_{1/2} = & 2(1 - A_0) \times A_G^2 \times A_C \times A_T^2 \times A_S \\ & + A_0^2 \times 2(1 - A_G) \times A_C \times A_T^2 \times A_S \\ & + A_0^2 \times A_G^2 \times A_C \times 2(1 - A_T) \times A_S \\ & + 2(1 - A_0) \times (1 - A_G) \times A_C \times A_T^2 \\ & \quad \times A_S \\ & + 2(1 - A_0) \times (1 - A_G) \times A_C \\ & \quad \times 2(1 - A_T) \times A_S \end{aligned}$$

x_0 (0 負荷) $A_0 = 1 - (A_0 + A_{1/2})$

(微粉炭火力)

$$x_1 \text{ (全負荷)} \quad A_1 = A_B \times A_C \times A_S$$

$$x_0 \text{ (0負荷)} \quad A_0 = 1 - A_1$$

ここで、各構成機器の定検外稼働率を次のような値にすると、

$$A_0 = 0.99$$

$$A_G = 0.97 \text{ (システム I)}$$

$$0.98 \text{ (システム II)}$$

$$A_C = 0.98$$

$$A_T = 0.95$$

$$A_S = 0.96$$

$$A_B = 0.93$$

各発電方式の定検外利用可能率は次のようになる。

石炭ガス化複合	システム I	0.869
	システム II	0.870
微粉炭火力		0.875

プラント信頼性に対する効用関数形を図 3.6 に示す。

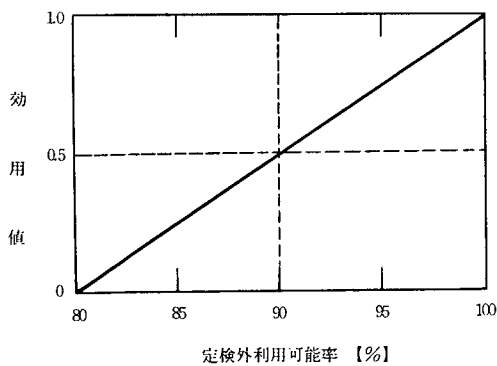


図 3.6 プラント信頼性の効用

[4]. 環境特性

一般に発電所の建設に伴う社会環境影響には、立地点周辺の地域社会への産業振興や雇用促進といった良い影響面と、それに対して事故や火災などによる死亡・傷害、あるいは SO_x,

NO_x, ばいじん等の大気汚染による疾病率の増加や植物の環境破壊などの悪い影響面もある。

本研究で評価している発電技術は石炭火力であることから、産業振興や雇用促進といった点に関しては発電方式の違いによる有為差があらわれにくいと考えられる。微粉炭火力と石炭ガス化複合発電の環境影響で特に異なる点は大気汚染問題と灰処理問題であろう。

石炭ガス化複合発電の湿式ガス精製方式は、既に石油化学工業などで開発済みの技術である。湿式法のガス精製工程は、ガスクーラーのあとに、粗脱じん、精密脱じん、脱硫の順で精製が行なわれる。精密脱じんはガスタービンが使用に耐えるばいじん濃度(約 10 mg/Nm³ 以下)までに精製ガスを脱じんするもので、湿式法の場合 3.5 mg/Nm³ 程度までの除去が可能である。湿式の脱硫方式は Selexol 法と呼ばれる方式を採用しており、これによると脱流率は 99% 程度まで可能であり、SO_x の系外排出濃度を 10 ppm にまでおさえることができる。NO_x 排出濃度は、システム I と II とで若干異なり、システム I では 10 ppm、システム II では 20 ppm 程度の値と考えられる。石炭灰の処理処分は、環境対策上大きな課題の一つである。噴流床石炭ガス化複合発電で排出される石炭灰は、粒径 3~10 mm 程度のガラス質スラグであり、スラグ中に金属イオンが取り込まれることから、外部環境への有害金属イオンの溶出が少ないことが特徴である。スラグはガス化炉内温度が 1,600°C と高いことから、システム I と II のいずれのガス化炉からも炉底から排出される。システム I の石炭灰は完全にスラグ状態であることにに対し、システム II の場合はガラス状のスラグの他にフライアッシュが主に粗脱

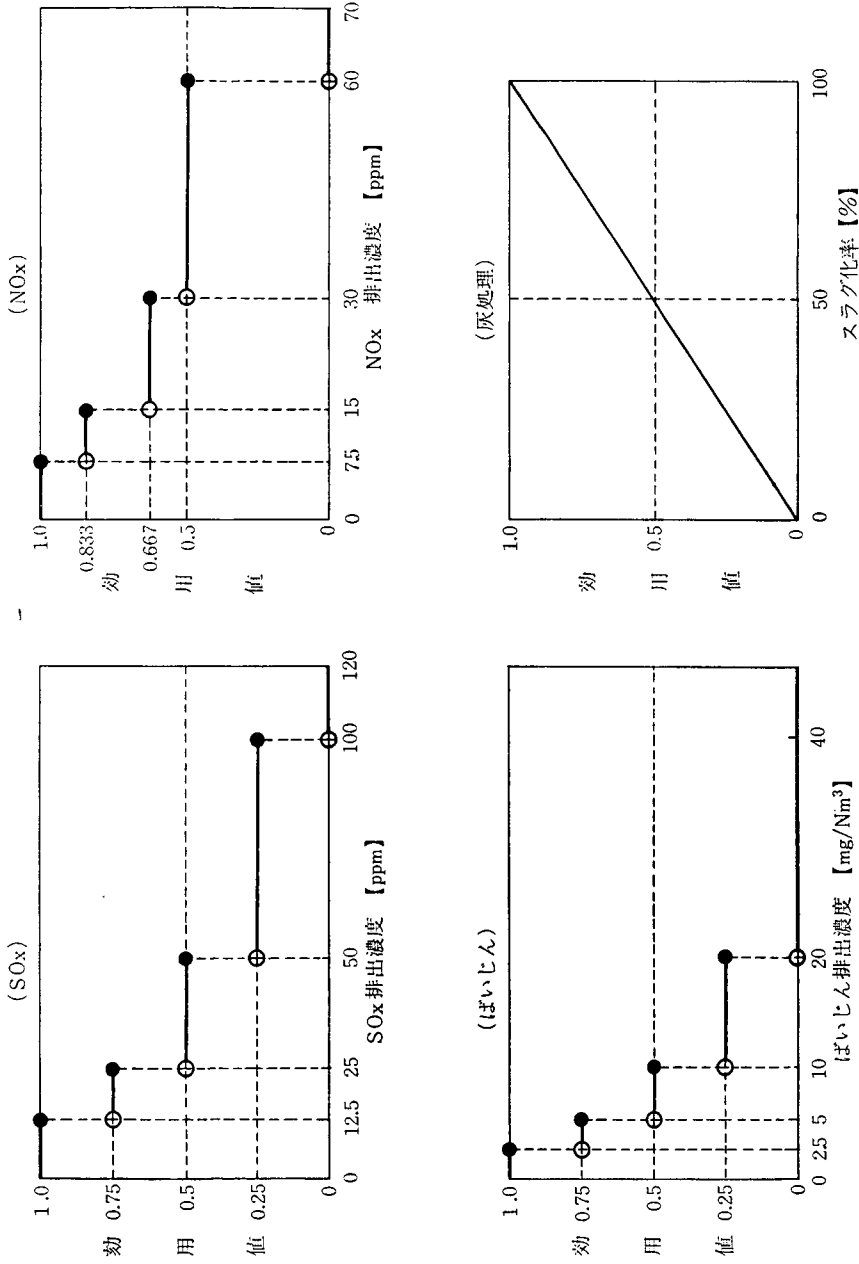


図 3.7 環境特性の効用関数

じん装置より排出されるため石炭灰のスラグ化率は 75% 程度である。

微粉炭火力の環境排出濃度は現在の環境基準で設定しており、環境設備の設計および設備費はその基準に従って算定されている。設定された環境排出基準は次のような値である。

(SO _x 濃度)	100 ppm
(NO _x 濃度)	60 ppm
(ばいじん濃度)	10 mg/Nm ³

微粉炭火力の石炭灰は、その中にスラグ成分は含まれておらず、灰の粒径は 100 ミクロン程度のものである。

本研究で用いられた環境特性 (SO_x, NO_x, ばいじん, 灰処理) の効用関数形を図 3.7 に示す。図の中で、SO_x, NO_x, ばいじんに関しては、環境影響の限界効用逡限を考慮してそれぞれの効用関数を作成した。

[5]. 波及効果

新技術開発には社会への導入による直接的な利益の他に、他の分野に対する間接的な利益がある。間接的な利益とは所謂波及効果であって、それには技術的、経済的および社会的側面から次に掲げるような利益がある。

- (1) 技術面 (技術開発および技術の普及により科学技術の発展や他技術の開発に貢献し得る。)
 - 欧米依存の技術蓄積過程からの脱却 (自主技術の開発)
 - 技術開発力の保持ないし養成に役立つ、国際的に対抗力のある技術になり得る
 - わが国の研究資源の有効利用
- (2) 経済面 (技術が普及することで国際収支、産業構造、経済成長等へ寄与する。)
 - 産業構造の転換をリード
 - 成長制約要因を打開できる可能性がある

- 付加価値の高い産業部門へ加速的な波及効果がある
 - 経済成長への活力を喚起できる
 - 脱石油自給率向上へ寄与できる
- (3) 社会面 (技術が普及することで社会や地域へ良い影響を与える)
- 国民の理解と合意形成に役立つ
 - 地域社会の雇用、経済の活性化に貢献する

本研究では、波及効果を科学技術の発展への寄与と産業社会への貢献度の 2 つの立場から評価した。評価はそれぞれ定性的な判断で行っており、その指標として以下に示す 5 段階評価を用いている。

[科学技術発展への寄与]

(項 目)	(評点)
①画期的な技術である	1.0
②飛躍的な技術である	0.75
③従来より進んではいるが飛躍的でない	0.50
④従来よりやや進んでいる	0.25
⑤従来技術と変わらない	0

[産業社会への貢献]

(項 目)	(評点)
①雇用エネルギー産業への貢献大	1.0
②いずれか一つに貢献大	0.75
③貢献の可能性はある	0.50
④貢献の可能性は少しある	0.25
⑤可能性なし	0

石炭ガス化複合発電の開発は、従来の蒸気サイクルや石炭の直接利用の立場と比較すると技術的には飛躍的な技術と考えられる。一方、産業社会への貢献面から見るとガス化技術はアンモニア、メタノール等原料生産用技術としての波及効果が大きく、また将来 C₁ 化学の発展に

伴って CO ガスの需要が増えたとき、それに
 対処できる技術として期待できるものである。
 こういった点を考えると、石炭ガス化複合発電
 の開発はエネルギー産業への貢献が大きい技術
 開発である。

これに対し、微粉炭火力は技術的な面では従
 来技術と変わらないものであるが、産業社会に
 対しては発電所が建設されることによる利点は
 少しある。

波及効果の重要度を電気事業の立場にたつて
 考えてみると、科学技術への発展よりも産業社
 会への貢献の方がより重要な問題であろう。そ
 こで前者と後者の重要度の比を 4 : 6 と考える
 と、石炭ガス化複合発電の波及効果による貢献
 度は 0.75 となり、微粉炭火力の貢献度は 0.15
 となる。

4. 評価結果

(1) 階層分析法による重要度計算

図 3.1 で表わされる評価項目のうち大項目の
 各重要度を求めることにする。表 3.1 の相対的
 な評点の決め方を参考に、経済性を重視した形
 で一対比較を行ったものが表 4.1 の結果であ
 る。

表 4.1 の重要度の相対比較から各評価項目の
 重要度を算出すると次のようになる。

経済性 : $w_1 = 0.403 (\approx 0.40)$

実現性 : $w_2 = 0.137 (\approx 0.15)$

運用性 : $w_3 = 0.137 (\approx 0.15)$

環境特性 : $w_4 = 0.244 (\approx 0.20)$

波及効果 : $w_5 = 0.079 (\approx 0.10)$

これに対し、小項目の重要度を同じような評

表 4.1 大項目の重要度評価

A	重要度の相対比較 (倍率)																	B
	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
経済性							+											実現性
経済性							+											運用性
経済性								+										環境特性
経済性						+												波及効果
実現性									+									運用性
実現性										+								環境特性
実現性											+							波及効果
運用性												+						環境特性
運用性													+					波及効果
環境特性																	+	波及効果
	決定的にAの方が重要	極めてAの方が重要	かなりAの方が重要	ややAの方が重要	AもBも同じ程度に重要	ややBの方が重要	かなりBの方が重要	極めてBの方が重要	決定的にBの方が重要									

価方法で求めると次のようになった。

(運用性)	(環境特性)
起 動 特 性 : 0.25	SO _x : 0.2
負 荷 追 従 性 : 0.25	NO _x : 0.2
信 頼 性 : 0.50	ばいじん : 0.2
	灰 処 理 : 0.4

(2) 期待効用の計算

上で得られた重要度に従って、各代替案(評価対象技術)の期待効用値を求めると次のようになる。

	期待効用値
石炭ガス化複合(システムⅠ)	0.726
微粉炭火力	0.606
石炭ガス化複合(システムⅡ)	0.572

この評価は、重要度において経済性を重視していることから、経済性の優れた石炭ガス化複合のシステムⅠが最も高い評価となっている。システムⅡの期待効用値は微粉炭火力の値と近いが、経済性面で劣っているため、わずかに微粉炭火力の方が高い評価になっている。

次に、上で得られた期待効用値を経済性の値である発電コストに換算したとき、経済性以外の評価項目の効用値がどの程度の発電コストに相当しているかを求めることにする。この計算は次式に従って得られるもので、評価者が経済外の指標をどの程度の経済性で評価しているかを理解することができるものである。

$$A = E_B + (1 - U) \frac{\Delta E}{w_1}$$

A : 期待効用値に相当する等価発電コスト

E_B : 初期の発電コストの最良値

ΔE : 初期の発電コストの設定範囲

w₁ : 経済性の重要度

U : 代替案の期待効用値

上式から、各代替案の等価発電コストを求め

ると表 4.2 のようになる。

表 4.2 代替案の等価発電コスト

代 替 案	期 待 効 用 値	等価発電コスト [円/kWh]		
		経 済 性	他 の 評 価 項 目	合 計
石炭ガス化複合(システムⅠ)	0.726	12.73	2.17	14.90
微粉炭火力	0.606	13.36	2.59	15.95
石炭ガス化複合(システムⅡ)	0.572	14.21	2.03	16.24

(3) 感度解析

ここでは、各評価項目の重要度を任意に決め、その値を変化させることで、代替案の期待効用値がどのように変化するかを調べることにする。

感度解析のケースとしては、重要度等価、経済性重視、環境特性重視、および経済性・環境特性重視の4ケースを考えた。各ケースに対して設定した評価項目の重要度の値を表 4.3 に示す。

表 4.3 感度解析における重要度

評価項目	重要度等価	経済性重視	環境特性重視	経済性・環境特性重視
経 済 性	0.2	0.40	0.15	0.30
実 現 性	0.2	0.15	0.15	0.13
運 用 性	0.2	0.15	0.15	0.14
環 境 特 性	0.2	0.15	0.40	0.13
波及効果	0.2	0.15	0.15	0.30

表 4.3 の各ケースの重要度は大項目に関して変化させたものであるが、小項目に関してはどのケースの場合も等価の重要度とした。

各ケースに対する代替案の期待効用値と等価発電コストの値を求めると表 4.4 のようになる。

表 4.4 感度解析結果

ケース	重要度等価		経済性重視		環境特性重視		経済性・環境特性重視	
	期待効用	順位	期待効用	順位	期待効用	順位	期待効用	順位
石炭ガス化複合 (システムⅠ)	0.650 (18.63)	1	0.721 (14.94)	1	0.711 (19.24)	1	0.739 (15.55)	1
石炭ガス化複合 (システムⅡ)	0.592 (19.64)	2	0.572 (16.25)	3	0.642 (20.85)	2	0.610 (17.05)	2
微粉炭火力	0.577 (19.90)	3	0.622 (15.81)	2	0.511 (23.91)	3	0.563 (17.60)	3

() 内は等価発電コスト [円/kWh]

表 4.4 の結果からわかることは、どのケースにおいても経済性と環境特性に優れた石炭ガス化複合のシステムⅠが最も良く評価されていることがわかる。それに対し、システムⅡは経済性重視型ケース以外のすべてのケースで2番目になっている。このことは、総合的に判断すると石炭ガス化複合発電は、将来の老朽火力に対する代替技術として有望な発電方式であることを示している。

5. おわりに

本報告は、多目標問題に対する総合評価手法の紹介に力点をおいたものである。今回選択された発電プラントはモデルプラントであり、評価項目とその効用関数形も任意に重要と思われるものを選んで評価したものである。このことから、実際に石炭ガス化複合発電を導入する立場になったら、電気事業の政策および具体的な立地点によって、評価項目とその階層構造および効用関数形は今回のものと異なったものになるであろう。

多属性効用理論は、不確実性のある多目標の意思決定問題に対し、問題点を明確にし、さらに各評価項目についてそれぞれにふさわしい定量的な評価指標で分析し、それらを総合的にまとめあげるものである。こういった作業を通じ

て、意思決定者は問題全体の相互関係を理解し、その中で何がどの程度重要な問題なのかを定量的に判断できることになる。この方法は、今日のような複雑化した変動の激しい社会において、絶えず意思決定をせまられる人々への支援システムとして有用な手段である。特に、エネルギー技術の問題は、その開発期間が長い上に、研究開発費や研究者・技術者の数が巨大になるため政策判断の誤りによって生じる社会的な損失は計り知れないものである。

当所では、この方法を使い易くさせるため、パーソナルコンピュータで簡単に利用できるようにシステムを開発した。今後の課題としては新エネルギー技術の総合評価手法に本システムを利用していく予定であるが、同時に他の多目標問題に対しても、本評価システムが広く活用されることを期待している。

最後に、本報告を執筆するに当たって、対象技術についての情報を提供してくれました当所エネルギー研究所・高温材料研究室・桑原和夫室長、複合発電研究室・森塚秀人担当研究員、および評価手法のプログラム化に協力して下さいました経済研究所・数理研究室・松井正一担当研究員の各氏に深く感謝致します。

(うちやま ようじ)
経済部
エネルギー研究室

軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価^(注)

キーワード：軽水炉，燃料燃焼度，燃料サイクル費，
燃料交換計画，設備利用率，発電コスト

山 地 憲 治 松 村 哲 夫

〔要 旨〕

加圧水型軽水炉の炉心モデルに基づき，取出燃焼度 30,000 MWd/t～60,000 MWd/t，運転サイクル 9ヶ月～18ヶ月（運転サイクル間の停止期間 3ヶ月）の範囲内に 12 ケースの平衡サイクルにおける燃料交換計画を設定し，簡略化された経済性評価モデルで燃料サイクル費と発電コストを算出した。

燃料サイクル費は，検討した範囲内では取出燃焼度を高くするほど低下した。また，取出燃焼度を一定に保って運転サイクルを長期化すると燃料サイクル費は上昇するが，その上昇率は高燃焼度化することで緩和された。燃料サイクル費の内訳を検討すると，高燃焼度化することでウラン濃縮費は上昇するが天然ウラン精鉱費はほぼ横這いであり，燃料サイクル費の低下をもたらしているのは燃料成型加工費とバックエンドサービス費の大きな低下であることがわかった。

発電コストも高燃焼度化するほど低下した。また，運転サイクル長期化により発電所設備利用率が高まり固定費が大きく節減され，その節減分が運転サイクル長期化による燃料サイクル費増分を上回るので，どの取出燃焼度レベルにおいても運転サイクル長期化によって発電コストは低下した。運転サイクル長期化による発電コスト低下幅は高燃焼度化するほど大きいことがわかった。取出燃焼度を 60,000 MWd/t，運転サイクルを 18ヶ月とすることで現在の標準的条件である 30,000 MWd/t，9ヶ月サイクルの場合より発電コストが 10% 以上低下する等，燃料高燃焼度化を運転サイクル長期化と組合せて実施することによる大きな経済的利益が明らかにされた。

- | | |
|--------------------|---------------------|
| 1. はじめに | 4. 評価結果 |
| 2. 評価の前提 | 4.1 燃料サイクル費 |
| 3. 評価方法と使用データ | 4.2 発電コスト |
| 3.1 燃料交換計画設定 | 4.3 計算結果評価にあたっての留意点 |
| 3.2 経済性評価モデルと使用データ | 参考文献 |

1. はじめに

燃料サイクルバックエンドのサービス単価予

測値が大きく上昇し，プルトニウムの価値を高めるべき高速増殖炉の実用化予想時期が遠のいた現在では，軽水炉において，ウラン濃縮度を

(注) 本報告は，1984年8月に電力中央研究所研究開発本部から刊行した調査報告「軽水炉燃料高燃焼度化の動向とその経済性」[1]の中の第4章に若干の加筆を行なったものである。上記調査報告は1983年12月から研究開発本部参事大野博教授を中心とするグループにより行なわれた調査研究をとりまとめたものであり，ここに報告する経済性評価試算についてもグループ内の活発な議論は極めて有意義であった。大野氏をはじめグループに参加された矢島正之(企画部)，中岡章(研究開発本部原子力部)，田中博(エネルギー研究所原子力部)の各氏に心より謝意を表したい。

高めて同じ重量の燃料からより多くのエネルギーを発生させる高燃焼度化の経済的の魅力が高まってきている。また、設備利用率を高めて固定費の節減をねらう運転サイクルの長期化は、高燃焼度化を同時に実施することで一層その発電コスト低減効果を高め得るものと期待されている。高燃焼度化の経済性については既に何件か報告されている¹⁾が、解析の前提条件の明らかなものは少ない。

高燃焼度化の経済性評価は燃料サイクル費構成要素の諸単価、金利等解析の前提により大きく変化するので、評価計算の前提と手順が明らかで、様々なケースを短時間で解析できるモデルがあると便利と思われる。ここで報告する軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価はこのような要請に応えるもので、運転サイクルの長期化も同時に考慮して評価した結果を報告する。

2. 評価の前提

対象炉型としては、炉物理計算が比較的容易な加圧水型軽水炉 (PWR) を選んだ。燃料交換計画は、無限増倍係数 k_{∞} を指標とする臨界性によって決定し、炉停止余裕、余剰反応度制約、各種反応度係数、熱水力学的制約等の考察は行っていない。また、経済性評価モデルも簡略化されており、UF₆ 転換、再処理で回収されるプルトニウムや減損ウランのクレジット等コスト構成上小さいと予想される項目は考慮されていない。

運転サイクル9ヶ月 (全出力運転9ヶ月・3ヶ月停止)、取出燃焼度 30,000 MWd/t を基準点として、燃焼度については、10,000 MWd/t おきに 60,000 MWd/t まで4点、運転サイクル長については12ヶ月 (全出力運転12ヶ月・3ヶ月停止) と18ヶ月 (全出力運転18ヶ月・

3ヶ月停止) の2つの長期サイクルを加え3点、両者を組合わせて合計12ケースを検討した。

使用した経済性評価モデルは平衡サイクルにおける燃料サイクル費と発電原価を評価する簡略化されたモデルであるが、高燃焼度化による経済性効果の基本的特徴は解明できると思われる。

3. 評価方法と使用データ

3.1 燃料交換計画設定

コスト計算に必要な各ケースでの ²³⁵U 装荷量の計算方式について以下に述べる。運転サイクル毎に装荷する新燃料中の ²³⁵U の量は、燃料取替バッチ数及び燃料濃縮度から決まる。燃料取替バッチ数は各ケースの取出平均燃焼度を規定しているため、以下の簡単な式で決められる。

$$\left(\frac{\text{取替バッチ数}}{\text{}}\right) = \frac{\text{(取出平均燃焼度)}}{\text{(運転サイクル燃焼度)}} \quad (1)$$

運転サイクル燃焼度は9ヶ月全出力運転で10,000 MWd/t になるようにしているため、12ヶ月、18ヶ月サイクルでは各々 13,333 MWd/t、20,000 MWd/t となり、燃料取替バッチ数は各ケースに対して表3.1のようになる。バッチ数が整数でない場合、例えば12ヶ月運転サイクルで取出平均燃焼度が30,000 MWd/t の場合、2.25 という数値は取出し燃料集合体の中で運転サイクル2回照射のものが3/4、運転サイクル3回照射のものが1/4である事を意味する。新装荷燃料の重量は表3.1に示したバッチ数の逆数の割合だけ装荷する事になる。例えば、バ

1) 軽水炉燃料高燃焼度化の経済性を評価した文献には〔2〕～〔4〕があり、これらは文献〔1〕の3.4節でその概要が紹介されている。なお、その後、沸騰水型軽水炉における高燃焼度化について検討した文献〔5〕が公表されている。

表 3.1 各ケースに対する取替燃料バッチ数

取燃焼度	運転サイクル長		
	9ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3	2.25	1.5
40,000 MWd/t	4	3	2
50,000 MWd/t	5	3.75	2.5
60,000 MWd/t	6	4.5	3

バッチ数 2.25 の場合、炉心の全燃料の内 44.4% を新燃料に交換する事になる。取替装荷燃料の重量で示せば表 3.2 のようになる。

表 3.2 平衡サイクル取替装荷燃料の重量

(単位: t-U/GWe)

取燃焼度	運転サイクル長		
	9ヶ月全出力運転 ^{(*)1} 3ヶ月停止	12ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	27.325 ^(**2)	36.434	54.651
40,000 MWd/t	20.494	27.325	40.988
50,000 MWd/t	16.395	21.860	32.790
60,000 MWd/t	13.663	18.217	27.325

(*)1 9ヶ月全出力運転でサイクル燃焼度 10,000 MWd/t となるよう比出力を設定する。

(*)2 原子炉のウランインベントリは 81.976 t-U/GWe であり、このとき 1 回あたり 1/3 炉心ずつ燃料交換 (3 バッチ交換) することになる。

次に、各ケースでの新装荷燃料の濃縮度の計算方法を述べる。運転サイクル終端 (EOC: End of Cycle) で炉心の増倍係数 (k_{eff}) は 1.0 以上なくてはならない。この条件から各ケースでの必要な濃縮度が求められる。本報告では燃料集合体の無限増倍係数 (k_{∞}) を計算し、これから k_{eff} を推定した。

1,100 MWe 級の PWR 炉心のデータには Zion 発電所の 2 号炉のデータを使用した^[6]。表 3.3 (a) に Zion 2 号炉の炉心のデータを示す。 k_{∞} の計算に必要な燃料集合体に関するデータを主に示す。 k_{∞} の計算には燃料集合体計算コード RECORD^[7]を使用した。表 3.3 (b) に RECORD の計算条件を示す。

EOC での k_{eff} の算出方法を述べる。EOC

表 3.3 炉心のデータおよび計算条件

(a) Zion 2 号炉の炉心データ

炉心	炉心定格熱出力	3,250 MWt
	炉心定格電気出力 (グロス)	1,086 MWe
	燃料集合体数	193 体
燃料集合体	燃料タイプ	15×15
	燃料棒ピッチ	1.430 cm
	燃料有効長	365 cm
	燃料集合体ピッチ	21.504 cm
	燃料ベレット直径	0.9294 cm
	被覆管内径	0.9486 cm
	被覆管外径	1.072 cm
ウォーター・ロッド	21 本	

(b) 燃料集合体計算条件

運転条件	高温全出力
比出力	36.506 MW/t ^(*)
減速材温度	566.5 度K
燃料温度	900.0 度K
炉心圧力	15.5 MPa
減速材ボロン濃度	0.0 ppm

(*) Zion 2 号炉の比出力は 36.684 MW/t であり、ここで設定した PWR 炉心の比出力 36.506 MW/t (サイクル燃焼度より決められる) とほとんど一致している。

に運転サイクルを n 回燃焼した燃料集合体が N_n 体炉心に入っているとす。 n 回燃焼した燃料集合体の k_{∞} は RECORD の計算から求まっており、この値を k_n とする。当然、運転サイクルの長さによって k_n の値は異なる。以上の値から k_{eff} を次式により近似した。

$$k_{eff} = \frac{\sum_n k_n \cdot N_n}{\sum_n N_n} - k_L \quad (2)$$

ここで、 k_L は炉心外への中性子の洩れ等による増倍係数の低下量であり、この値は 9 ヶ月サイクルで運転されている 1,100 MWe 級の PWR 炉心の設計データと今回もとめた k_{∞} の差を参考にして求めた。実際には 6.58% Δk の値を使用し、この時基準点 (9 ヶ月サイクル、取出燃焼度 30,000 MWd/t) において新装荷燃料の濃縮度が 3% となる。

濃縮度 3, 4, 5, 6 重量% の燃料に対して以上の方法で EOC の k_{eff} を求め、これが 1.0 と

なる濃縮度を内挿により求めた。求まった各ケースに必要な燃料の濃縮度の値を表 3.4 に示す。

表 3.4 平衡サイクル取替装荷燃料のウラン濃縮度 (単位：重量%)

運転サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3.00(*)	3.28	3.80
40,000 MWd/t	3.57	3.78	4.21
50,000 MWd/t	4.13	4.40	4.90
60,000 MWd/t	4.73	4.98	5.44

(*) 基準点として設定

3.2 経済性評価モデルと使用データ

コスト構成上小さいと予想される項目を無視して燃料サイクル費を構成する要素として以下の項目だけを考える。

- フロントエンドについて

天然ウラン精鉱費、ウラン濃縮費、燃料成形加工費

- バックエンドについて

再処理する場合、使用済燃料輸送費と再処理費

再処理しない場合、使用済燃料貯蔵費と使用済燃料処分費

以上の各要素項目の費用発生時点は、燃料がエネルギーを発生する時点と異なっているので、直接費のほかに時間コスト、つまり燃料サイクルにおける運転資本費 (Working Capital Charge) を考慮しなければならない。運転資本費を正確に評価するためには、実際のキャッシュフローの想定をしなければならないが、ここでは簡単のため直接費支払い時点から燃料の炉内滞在期間の中央点までの金利で時間コストを考える²⁾。フロントエンドの費用項目についてはエネルギー発生に先立って費用支払いがあるので金利分はプラスとなり、バックエンドにつ

いては後で支払うのでマイナスになる。

燃料の平均炉内滞在時間は燃料交換計画設定により、表 3.5 のようになる。また、各要素費用の発生時点は表 3.6 のように仮定した。

各燃料サイクルサービスの単価は、1980 年円表示による実質価格で表 3.7 のように設定した。利用可能なものについては最近の実績価格

表 3.5 平衡サイクル燃料の平均炉内滞在時間 (炉停止中も含む)

(単位：年)

運転サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3.0000	2.8125	2.6250
40,000 MWd/t	4.0000	3.7500	3.5000
50,000 MWd/t	5.0000	4.6875	4.3750
60,000 MWd/t	6.0000	5.6250	5.2500

表 3.6 燃料サービスのリードタイムとラグタイム (単位：年)

フロントエンドの リードタイム (燃料の原子炉装 荷時点から)	天然ウラン精鉱	2	
	ウラン濃縮	1.5	
	燃料成型加工	1	
バックエンドのラ グタイム (燃料の原子炉取 出時点から)	再処理する 場合	使用済燃料輸送 および再処理	3
	使用済燃料 を処分する 場合	使用済燃料貯蔵 開始	5
		使用済燃料処分	35

- 2) 燃料の炉内滞在期間中央点までの金利で運転資本費を計算することの誤差は、炉内滞在期間中に分布する発電収入を炉内中央点で代表させることによりもたらされる。たとえば、基準点とした炉内滞在期間3年の場合、実際の発電収入が各年毎に年央に生じるとすれば、3年間の炉内滞在期間の中央点でそれを近似することの誤差は

$$\frac{1}{3} \left\{ \frac{1}{1+r} + 1 + (1+r) \right\} - 1$$

ここに r = 金利、で表わされる。 $r=8\%$ /年の場合、誤差は 0.001975 である。より一般に炉内滞在期間 (N 年とする) 中均等に発電収入があるとすれば誤差は

$$\frac{1}{N} \int_{-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} (1+r)^x dx - 1 = \frac{(1+r)^{\frac{N}{2}} - (1+r)^{-\frac{N}{2}}}{N \ln(1+r)} - 1$$

となる。この時、 $N=3$ 年、 $r=8\%$ /年の場合、誤差 0.0024、 $N=6$ 年、 $r=8\%$ /年の場合、0.0089 となる。いずれの場合も誤差は 1% 以下であり、この近似による誤差は無視できる範囲に収まっていると考えてよい。

表 3.7 燃料サイクルサービス単価の設定

天然ウラン精鉱 ^{(*)1}	9,000 円/lbU ₃ O ₈
ウラン濃縮 ^{(*)1}	34,000 円/SWU
燃料成型加工 ^{(*)1}	87,000 円/kg-U
使用済燃料輸送 ^{(*)1, (*)2}	30,000 円/kg-HM ^{(*)4}
使用済燃料再処理 ^{(*)1}	160,000 円/kg-HM ^{(*)4}
使用済燃料貯蔵 ^{(*)3, (*)5}	70,000 円/kg-HM ^{(*)4}
使用済燃料処分 ^{(*)5}	100,000 円/kg-HM ^{(*)4}

- (*)1 矢島, 牧野「原子力発電コストモデル」電力経済研究 No. 17 (1983) 中の表 5.3 による〔8〕。1980 年円価値による 1982 年での価格を示している。
- (*)2 国内輸送を想定し, 海外輸送の半額とした。
- (*)3 30年間の貯蔵を想定しているが, 輸送費を含めて, 貯蔵開始時点で費用は一括前払いすると考えた。
- (*)4 HM は Heavy Metal の略で厳密には核分裂反応で消費したウラン等の重量 (ここで検討した範囲の燃焼度では装荷量の 3~6% 程度) を差し引くべきであるが, 今回の計算では装荷時のウラン重量を用いた。
- (*)5 使用済燃料貯蔵および処分について経済性評価を行っているのは文献〔9〕~〔18〕等でほとんど米国の文献である。ここでは, これら文献の評価値と比べてやや高目に想定した。

に基づいて設定されており実質価格の変動はないものと考えた。また, 運転資本費計算のための金利としては 8% を用いた。

発電コストは, 燃料サイクル費に資本費と保守・補修費等を加えて求められる。資本費と保守補修費は年経費率の考え方をを用いて下式により求めた。

$$\left(\begin{array}{l} \text{資本費および} \\ \text{保守補修費等} \end{array} \right) = \frac{r \cdot C}{8760 \cdot f} \text{ [円/kWh]} \quad (3)$$

ここに, C: 発電所建設単価 [円/kW], r: 年経費率, f: 設備利用率

今回の計算では, 軽水炉の建設費として, C=300,000 円/kW (1980 年円表示), 年経費率 r=20% とした。設備利用率 f は運転サイクルの仮定から求められ, 9ヶ月サイクルのとき f=75%, 12ヶ月のとき f=80%, 18ヶ月のとき f=85.7% である。

なお, 経済性評価計算のフローチャートを図 3.1 に示しておく³⁾。

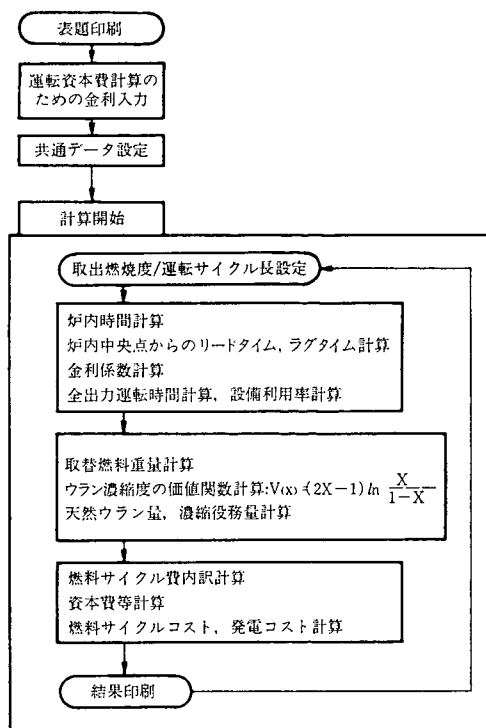


図 3.1 経済性評価モデルのフローチャート

4. 評価結果

4.1 燃料サイクル費

計算した 12 ケースの燃料サイクル費を, 運転サイクル長と取出燃焼度とをそれぞれ x 軸, y 軸とする 3 次元空間に整理すると図 4.1 を得る。この図より, どの運転サイクル長においても計算した 30,000 MWd/t~60,000 MWd/t の範囲では, 高燃焼度化するほど燃料サイクル費が低下することがわかる。また, 取出燃焼度一定下で長期サイクル化すると燃料サイクル費は上昇するが, その上昇率は高燃焼度化することで緩和される。

図 4.2 は, 高燃焼度化することによる燃料サイクル費内訳の変化を, 運転サイクル長 9 ヶ月

3) 経済性評価計算プログラムのリストは参考文献〔1〕に掲載しているので参照されたい。

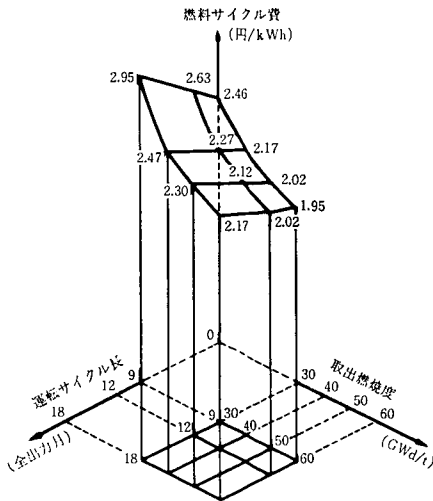


図 4.1 高燃焼度化および長期サイクル化による燃料サイクル費変化パターン (再処理する場合)

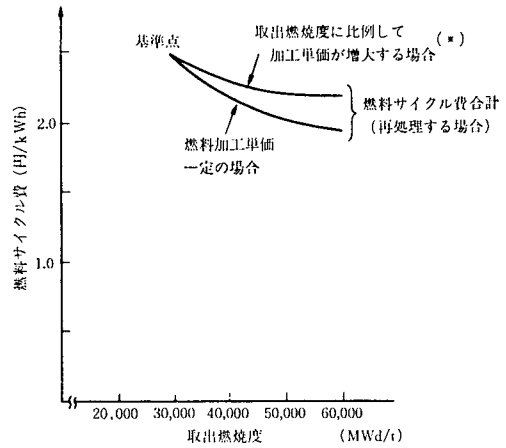


図 4.3 高燃焼度化実現のために燃料加工単価が増大する場合の燃料サイクル費の変化パターン (運転サイクル長：9ヶ月全出力運転，3ヶ月停止)

(*) 取出燃焼度 x MWd/t の場合，燃料加工単価が $87,000 \times \frac{x}{30,000}$ (円/kg・U) になると考えた。この時 kWh あたり加工費の直接費分は一定となる。

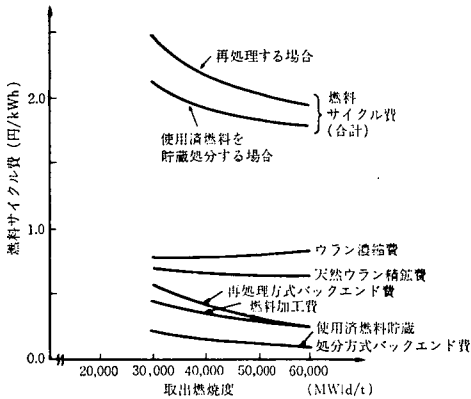


図 4.2 燃焼度による燃料サイクル費の各成分の変化パターン (運転サイクル長：9ヶ月全出力運転，3ヶ月停止)

のケースについて示したものである。高燃焼度化することでウラン濃縮費は上昇するが天然ウラン精鉱費はほぼ横這いであり，燃料サイクル費の低減をもたらしているのは燃料加工費とバックエンドサービス費の大きな低下であることがわかる。この計算では高燃焼度化しても燃料加工費やバックエンドサービス費の重量あたり単価は変わらないものと仮定しているので，これら費用項目は取出燃焼度の逆数にほぼ比例し

て低下したのである。特に，わが国の実績値に基づいて設定した燃料加工とバックエンドサービスの単価 (表 3.7 参照) は諸外国の値に比べて高いので，上記の解析結果では高燃焼度化による燃料サイクル費節減効果が顕著に表れている。これが取出燃焼度 60,000 MWd/t の水準に達してもなお燃料サイクル費低下の傾向を示す原因であると思われる。

また，図 4.3 に示すように，取出燃焼度を上昇させるために可燃毒物 (パーナブルポイズン) の追加やより厳しい品質管理が必要となり，燃料加工単価が燃焼度に比例して上昇する (この場合，kWh あたり燃料加工費の直接費は一定となる) としても，燃料サイクル費は低下する。なお，米国の 1982 年核廃棄物法では，使用済燃料処分費として，使用済燃料重量あたりの単価でなく，発生エネルギーあたりの単価で料金 (1 mill/kWh) をとるとされているが，これは高燃焼度化のインセンティブを減少させ

ることになる。Nuclear Fuel 誌 (1984 年 4 月 23 日号) では、1982 年核廃棄物法による使用済燃料処分料金を前提とすると、BWR で 33,000 ~ 35,000 MWd/t, PWR でも 40,000 MWd/t が最適点になるという評価結果が報じられている^[19]。

高燃焼度化はリードタイム、ラグタイムを長くするので金利分 (燃料サイクル費における運転資本費) の効果も大きい。表 4.1 は運転サイクル長 9 ヶ月のケースについて、直接費と金利分を分けて内訳を示したものである。同表より、ウラン濃縮費の上昇は主に金利分の上昇であること、バックエンドサービス費の低下には金利分の効果も大きいこと等がわかる。

4.2 発電コスト

図 4.1 と同じく、計算した 12 ケースの発電コストを、運転サイクル長と取出燃焼度とをそれぞれ x 軸, y 軸とする 3 次元空間に整理する

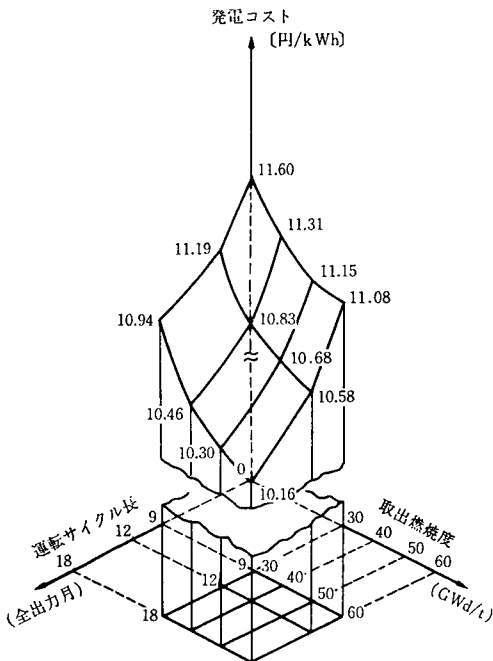


図 4.4 高燃焼度化および長期サイクル化による発電コスト変化パターン

と図 4.4 を得る。

運転サイクル長期化による固定費の低減効果は大きく、燃料サイクル費の増分を上回っており、どの燃焼度レベルでも長期サイクル化により発電コストは低下している。そして、長期サイクル化による発電コスト低下中は高燃焼度化するほど大きくなっている。

明らかに高燃焼度化と長期サイクル化を組合わせて実施することが経済的に有利であり、取出燃焼度を 60,000 MWd/t, 運転サイクルを 18 ヶ月全出力運転 3 ヶ月停止とすることで、基準の 30,000 MWd/t, 9 ヶ月サイクルの場合より発電コストは約 1 円 40 銭 (約 12%) 低下している。

なお、取出燃焼度 30,000 MWd/t の場合を例として、長期サイクル化による発電コスト内訳の変化を表 4.2 に示す。

4.3 計算結果評価にあたっての留意点

以上説明してきたように、モデル計算により高燃焼度化および長期サイクル化の経済的メリットが定量的に評価された。ただし、冒頭にも述べたように、ここで用いたモデルは簡略化されたものであり、計算結果の評価にあたってはモデル簡略化およびデータ設定からくる制約についても留意する必要がある。

燃料交換計画設定については、余剰反応度制約を満たすためのバーナブルポイズンが考慮されていないこと等により、高燃焼度化・長期サイクル化を達成するために必要な取替燃料のウラン濃縮度が低目に評価されている可能性がある。これは高燃焼度化・長期サイクル化のメリットをやや過大に評価することになる。

また、経済性評価モデルでは再処理で回収されるプルトニウムや減損ウランの価値が無視されている。これらの回収燃料は売却あるいはリ

表 4.1 高燃焼度化による燃料サイクル費内訳の変化
 運転サイクル長：9ヶ月全出力運転(10,000 MWd/t)、3ヶ月停止

(単位：円/kWh)

取出燃焼度	30,000 MWd/t			40,000 MWd/t			50,000 MWd/t			60,000 MWd/t		
	費用項目	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利
天然ウラン精製費	0.533	0.165	0.698	0.481	0.174	0.655	0.449	0.186	0.635	0.431	0.203	0.634
ウラン濃縮費	0.609	0.158	0.767	0.591	0.182	0.773	0.580	0.21	0.790	0.581	0.241	0.822
燃料加工費	0.362	0.077	0.439	0.271	0.07	0.341	0.217	0.067	0.284	0.181	0.065	0.246
再処理方式 ハンドフェード	0.790	-0.231	0.559	0.593	-0.19	0.403	0.474	-0.163	0.311	0.395	-0.146	0.249
使用済燃料貯蔵 (処分方式バック ハンドフェード)	(0.707)	(-0.505)	(0.202)	(0.530)	(-0.385)	(0.145)	(0.424)	(-0.312)	(0.112)	(0.354)	(-0.264)	(0.090)
合計												
再処理する場合 (使用済燃料貯蔵 処分する場合)	2.29	0.17	2.46	1.94	0.23	2.17	1.72	0.30	2.02	1.59	0.36	1.95
	(2.21)	(-0.1)	(2.11)	(1.87)	(0.05)	(1.92)	(1.67)	(0.15)	(1.82)	(1.55)	(0.24)	(1.79)

表 4.2 長期サイクル化による発電コスト内訳の変化

取出燃焼度：30,000 MWd/t

(単位：円/kWh)

サイクル長	9ヶ月全出力運転・3ヶ月停止			12ヶ月全出力運転・3ヶ月停止			18ヶ月全出力運転・3ヶ月停止		
	費用項目	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利
天然ウラン精製費	0.533	0.165	0.698	0.587	0.175	0.762	0.686	0.199	0.885
ウラン濃縮費	0.609	0.158	0.767	0.696	0.175	0.871	0.861	0.208	1.069
燃料加工費	0.362	0.077	0.439	0.362	0.073	0.435	0.362	0.070	0.432
再処理方式 ハンドフェード	0.790	-0.231	0.559	0.790	-0.227	0.563	0.790	-0.223	0.567
小計									
燃料サイクル費	2.29	0.17	2.46	2.43	0.2	2.63	2.70	0.25	2.95
資本費・保守補修費 (建設費に対する 年経費率で計算)	—	—	9.13	—	—	8.56	—	—	7.99
合計	—	—	11.6	—	—	11.2	—	—	10.9

サイクルにより価値を生じ、燃料サイクル費を低減させる。この費用低減量を回収燃料のクレジットと呼んでいるが、電力生産量(kWh)あたりのクレジットは高燃焼度化することで低下するので⁴⁾、これを無視することは高燃焼度化の経済性の過大評価をもたらす。ただし、回収燃料のクレジットは、ウランについて燃料サイクル費の高々5%程度と予想され、プルトニウムについては現在の条件では想定が難しいが、影響は小さいと思われる。

使用した入力データについては、特に経済性評価のためのデータに不確実性が大きい。ウラン濃縮サービス単価は今後設定値より低下すると思われるし、現在商業化されていないバックエンドサービスの諸単価について不確実性が大きいことは言うまでもない。これらコストデータは常に最新のものにして評価を改訂していく必要がある。また、燃料サイクルの運転資本費計算のための金利設定値についてもパラメックに変化させて結果を調べる必要がある。

しかし、以上のような限界と留意点があるにしても、得られた結果のパターンを大きく変えるような要因は見あたらず、高燃焼度化および長期サイクル化に経済的メリットが存在することは確実である。

4) 3.1節で述べた燃料集合体計算コード RECORD の計算結果によると、原子炉から取り出された使用済燃料中に残存する核分裂性プルトニウムの量は燃料が炉内で生産したエネルギー1MWdあたりで表示すると表4-1のようになっている。同表より明らかなように、エネルギー生産あたりの核分裂性プルトニウム回収量は取出燃焼度が高くなるほど少なくなる。また、表4-2には取出使用済燃料中の²³⁵Uの濃縮度を示しているが、これも取出燃焼度が高くなるほど小さくなっている。また表には示されていないが、燃焼度が高くなるほど²³⁵Uの割合が増えウラン燃料としての価値は下がる。つまりエネルギー発生量あたりでの回収燃料の価値(クレジット)は高燃焼度化するほど相対的に減少するのである。

なお、エネルギー生産量1MWdあたりの²³⁵U消滅量は表4-3に示すようになる。同表は軽水炉におけるエネルギー生産のうち²³⁵Uによる割合を示していると考えられる。同表脚註に示したように、1gの²³⁵U消滅あたり約0.8MWdのエネルギー発生があるので、基準ケース(9ヶ月サイクル、30,000MWd/t)の場合で全エネルギーの約60%が²³⁵Uから発生したと考えられる。残りは、一部²³⁸Uの高速核分裂等の寄与もあるが、ほとんどは炉内で²³⁸Uから生産されたプルトニウムが核分裂することにより発生したものである。表4-3は基準ケースにおいても全エネルギーの約1/3はプルトニウムにより生産されており、高燃焼度化すると²³⁵Uの寄与が下がりプルトニウムによるエネルギー生産の比率が高まることを示している。つまり、高燃焼度化によりプルトニウムを軽水炉内でより多く燃やして有効利用をはかることができるのである。

表4-1 燃料が生産したエネルギーあたりで表示した使用済燃料中に残存する核分裂性プルトニウム量
(単位: g/MWd)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.1919	0.1924	0.1911
40,000 MWd/t	0.1573	0.1599	0.1647
50,000 MWd/t	0.1328	0.1347	0.1388
60,000 MWd/t	0.1150	0.1169	0.1224

表4-2 使用済燃料中の²³⁵U濃縮度
(単位: 重量% $\frac{^{235}\text{U}}{^{235}\text{U}+^{236}\text{U}+^{238}\text{U}}$)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.786	1.006	1.418
40,000 MWd/t	0.729	0.837	1.090
50,000 MWd/t	0.638	0.803	1.110
60,000 MWd/t	0.589	0.711	0.926

表4-3 燃料が生産したエネルギーあたりで表示した消滅した²³⁵U量(*)
(単位: g/MWd)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.7483	0.7712	0.8127
40,000 MWd/t	0.7196	0.7465	0.7939
50,000 MWd/t	0.7066	0.7297	0.7722
60,000 MWd/t	0.6975	0.7203	0.7640

(*) ²³⁵Uの熱中性子に対する α 値(σ_c/σ_f :核分裂反応に対する捕獲反応の比)は約0.17であるので、消滅した1gの²³⁵Uのうち0.85gは核分裂したと考えられる。また1gの²³⁵Uの核分裂により約0.95MWdのエネルギーが発生する。したがって、結局軽水炉内で消滅した1gの²³⁵Uあたり約0.8MWdのエネルギー発生があると考えられる[20]。

参考文献

- [1] 大野, 山地, 矢島, 中岡, 田中, 松村: 軽水炉燃料高燃焼度化の動向とその経済性, 電力中央研究所報告, 調査報告 A84005, (1984)。
- [2] Hoffman, H., et al: Economics of Extended Burnup from a Utility Point of View, ANS Topical Meeting, Williamsburg (1982)
- [3] Scherpereel, L. R., et al: Fuel Cycle Cost Considerations on Increased Discharge Burnups, Nuclear Technology, 56, pp. 106-111 January (1982)
- [4] Murphie, W. E., et al: Projected National and World Benefits to the LWR Fuel Cycle from Extended Burnup, ANS Topical Meeting, Williamsburg (1982)
- [5] Kobayashi, Y and K. Umegaki: Sensitivity Study of Fuel Cost in Extended Burnup BWR Core, Journal of Nuclear Science and Technology, 21 [9] pp. 702-713, September (1984)
- [6] Impink, A. J. and Guthrie, B. A.: Reactor Core Physics Design and Operating Data for Cycle 1 and 2 of the Zion Unit 2 PWR Power Plant, EPRI NP-1232, December (1979)
- [7] Nases, H. K. and Skardhamar, T.: Methods of RECORD: An LWR Fuel Assembly Burnup Code, Scandpower Inc., Topical Report, December (1982)
- [8] 矢島正之, 牧野文夫: 原子力発電コストモデル, 電力経済研究, No. 17 (1983)
- [9] Cost for Spent Fuel Management, IAEA-ISFM/SUB. A/15 Rev. 2, August (1981)
- [10] A Preliminary Assessment of Alternative Dry Storage Methods for the Storage of Commercial Spent Nuclear Fuel, Report No. DOE/ET/47929-1 November (1981)
- [11] Driggers, F. E.: Economics of Water Basin Storage of Spent Light Water Reactor Fuel Report No. DP-MS-78-1, January (1978)
- [12] Clark, H. J.: Economics of Spent LWR Fuel Storage, Report No. DP-MS-80-24 October (1980)
- [13] Department of Energy Report on Fee for Spent Nuclear Fuel Storage and Disposal Services, Department of Energy, Report No. DOE/SR-0006, October (1980)
- [14] Rasnussen, D. E.: Comparison of Cask and Drywell Storage Concepts for a Monitored Retrieveble Storage/Interim Storage System, Report No. PNL-4450, December (1982)
- [15] Johnson, E. R.: Spent Fuel Storage Economics, October (1982)
- [16] Clark, H. J.: Spent LWR Fuel Storage Costs, Report No. DP-MS-81-40, November (1981)
- [17] Preliminary Estimates of the Charge for Spent-Fuel Storage and Disposal Services, U. S. Department of Energy, Report No. DOE/ET-0055, July (1978)
- [18] Economics of National Waste Terminal Storage Spent Fuel Pricing Study, TRW Energy Planning Division, Report No. Y/OWI/SUB-78/42512/2, May (1978)
- [19] Analyses Show DOE Fee will Reduce Economic Margin for Better Burnup, Nuclear Fuel, April 23 (1984)
- [20] 山地憲治: 原子炉システムにおける核燃料資源利用効率の分析, 電力中央研究所報告, 研究報告 577003, (1977)

やまじ けんじ
 經濟部エネルギー研究室
 まつむら てつお
 エネルギー研究所 原子力部
 安全管理研究室

電力需要動向と電源構成

キーワード：電力需要，電力シフト，価格弾力性，所得弾力性，電源構成，
電源運用，発電コスト，ダイナミックプログラミング

齋藤雄志 大庭靖男
七原俊也 伊藤浩吉

〔要旨〕

最近は、景気回復等の影響で電力需要の伸率が再び増加する傾向が現われているが、今後の長期的電力需要の方向がどうなるかについては、依然はっきりしない面もみられる。本稿では将来の電力供給にかかわる問題のうち、需要面では電力需要動向、および供給面では電源構成の2つの問題を取り上げ検討する。これらはそれぞれのサイドで特に重要な問題と思われるからである。

電力需要の分析では計量分析を行ない価格弾力性や所得弾力性を計測し、電力シフトその他の傾向を分析する。電源構成の分析では原子力の位置づけを中心に検討する。

1. まえがき
 2. 電力需要の動向
 3. 電力シフトの現状と要因
 4. 電源開発の現状と将来の方向
 5. 開発した電源構成モデルの概要
 6. シミュレーション分析の結果
 7. 累積計算と断面計算
 8. あとがき
- 参考文献

1. まえがき

昭和50年から57年にかけて電力需要が低迷し、一時は供給予備力がかなり高い水準にあったが、その後景気回復等の影響で電力需要が再び伸びる傾向が現われている。しかし今後の長期的電力需要の動向がどうなるかについては、依然はっきりしない面もみられる。さらに、国際的石油需要の緩和を背景として、石油価格が値下がりしたが、中長期的エネルギー見通しは依然として流動的である。

こうした背景のもとで、石油代替エネルギー導入の主役的立場にあった電気事業においても

問題の構造が以前と変化しつつあり、あらためて将来の電力需要や電源構成を考えなおさなければならない時期にある。

本稿ではこうした状況や将来の可能性について全面的に検討を加えることは不可能であるが、それらのうち特に需要面では電力需要動向や電力シフト、および供給面では電源構成の中における原子力の位置づけを取り上げ検討する。

なお、本稿のうち、2. から 4. までは齋藤雄志、伊藤孝吉が、5. から 8. までは大庭靖男、七原俊也、が担当した。全体のとりまとめは齋藤が担当した。

2. 電力需要の動向

表 2.1 は、わが国の経済成長とエネルギー需要との関係を示したものである。第 1 次石油危機以前（昭和 40～48 年度）は総エネルギー、電力とも経済成長をうまわまる伸びを示していたが、石油危機後、省エネルギーの進展、エネルギー多消費産業の停滞、産業構造の高付加価値化、サービス化の進展などにより総エネルギー需要の伸びはきわめて低いものとなった。一方、電力消費は、経済成長をややうまわまる伸

表 2.1 経済成長とエネルギー需要

期 間 (年度)	経 済 成長率	総エネ ルギー 増加率	電 力 増加率	GNP弾性値	
				総エネ ルギー	電 力
40～48	9.5	11.1	12.2	1.17	1.28
48～56	4.0	0.6	2.9	0.15	0.73
40～56	6.7	5.6	7.4	0.84	1.10

(注) 国民経済計算年報、エネルギーバランス表より作成。
総エネルギーは、一次エネルギー合計、電力は電力最終需要合計を表わす。

びを示しているが、他のエネルギーに比して、相対的に高い伸びであったため、総エネルギーに占めるシェアが増大した。これを GNP 弾性値でみると、石油危機以前は、総エネルギー需要が 1.17、電力需要が 1.28 と、両者とも 1 をうまわわっていたが、石油危機後は、総エネルギー需要は 0.15 と、経済成長とエネルギー需要との乖離現象が顕在化した。電力需要の GNP 弾性値も、第 1 次石油危機後は 0.73 と経済成長の伸率よりも低下したが（特に第 2 次石油危機後は価格の大幅な上昇に加えて、冷夏などの影響もあり、その弾性値は大幅に低下した。）より長期的にみると依然弾性値は 1 に近い伸びを示している。（今後については未知の要素が大きい過去については少なくともそうであった。）エネルギー一般との対比でみる限り、電力需要は国内外の情勢の変化に対して比

較的安定であったといえよう。

つぎに 3. では電力シフトという側面から検討してみる。

3. 電力シフトの現状と要因

(1) 電力シフトとその要因

多くの産業においてエネルギーの原単位は減少傾向にあるが、電力の原単位は化学、非鉄などのような電力多消費型の産業以外の産業ではむしろ上昇傾向または非減少の傾向にある。一方、産業構造の変化もエネルギー全体に占める電力のシェアを増加させる方向に動いている。このようにエネルギー全体に占める電力のシェアが増大することは電力シフトと呼ばれている。図 3.1、図 3.2 は電力比率の推移を示している。なお電力比率は電力需要をエネルギー需要で割ることによって定義される。（ただし、電力は 1 次エネルギーベースで計算する場合と 2 次エネルギーベース：1 kWh=860 kcal で計算する場合の 2 つがある。前記の図はいずれも 2 次エネルギーベースで計算されている）

電力シフト進んだ理由としては

① 脱石油を中心とした省エネルギーを化進めるために製造工程などの変更が電力消費の増大を伴うことが多いこと。

② 産業の高度化、製品の付加価値化（プロダクトミックスの変化）に伴ってより加工度の高い製品需要のウェイトが増加したこと。そのような製品の場合は石油に比して電力の消費が多いこと。

③ 他のエネルギーに比べ電力は必需品としての性格が強く、また電力から他のエネルギーへの転換の可能性があまり多くないこと。

④ 生産性をあげるための高能率化、生活水準の向上、さらには環境対策などによって電力

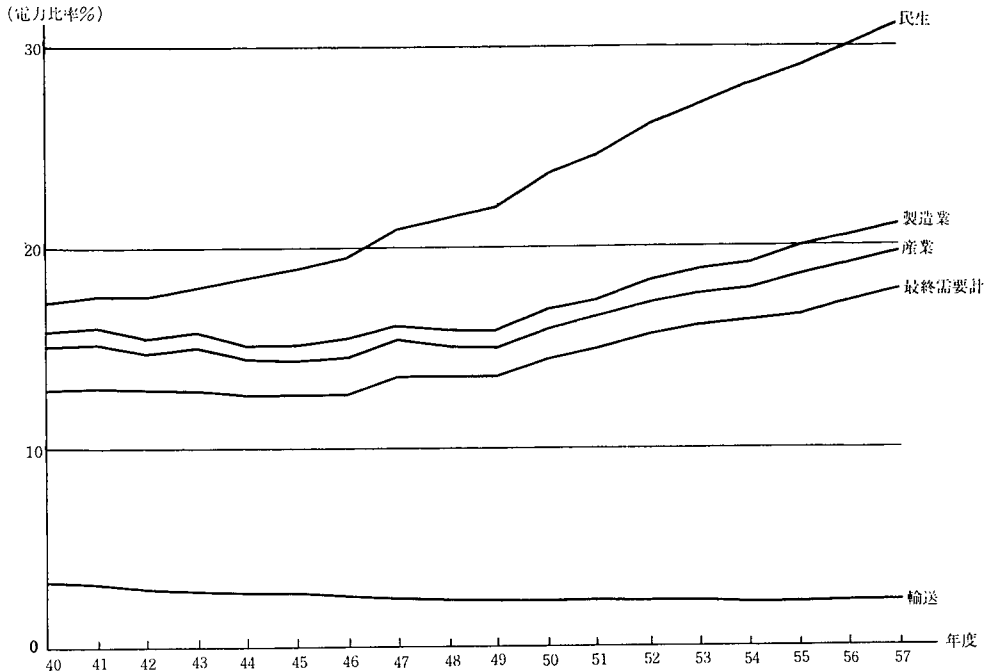


図 3.1 部門別電力比率の推移 (1 kWh=860 kcal)

需要が増大すること。
などが挙げられる。

つぎに電力シフトの要因を簡単な定量的分析方法によって検討してみよう。原単位および生産指数によって電力消費量は

$$\text{電力消費量} = \text{原単位} \times IIP \quad (R)$$

と定義できるが、ここではこれを利用して簡単な要因分析を行なうことができる。電力消費量の変化は

$$\Delta E = \Delta R \times IIP_0 + \Delta IIP \times R_0 + \Delta IIP \times \Delta R$$

電力需要
の変化量
原単位
変化分
生産活動
変化分
交絡項

と書くことができる。上式に従って電力需要を、2つの期間に分けて計測すると表3.1のようになる。個々の産業によって電力原単位の変化の要因がかなりちがうことがわかる。第一次石油危機以後をみてみると、化学、鉄鋼、非鉄などの産業では生産規模の増大による電力需要

の増加を電力原単位の減少がかなり相殺していることがわかる。一方、食料品、繊維、その他の産業では生産変化による需要増分以上の原単位増加がみられる。しかしこの方法による分析にも多くの問題がある。まずここでいう原単位はプロセスの原単位を直接反映しているのではなく、各産業におけるプロダクトミックスを含んでいるものであるし、交絡項の解釈も難しい。これは要因分析の1つの方法にすぎないとみるべきでより多面的分析が必要である。

(2) 電力シフトの計量分析

電力シフトの要因、あるいは電力需用、エネルギー需要の変化要因を分析することはきわめて重要であるが、マイクロレベルで個々の要因分析を行なうことは難しいため、ここでは、上記要因も究極的には所得(経済水準)と価格(相対価格)によって規定されると考え、一般的な計量分析の方法を用いて分析を行なってみる。

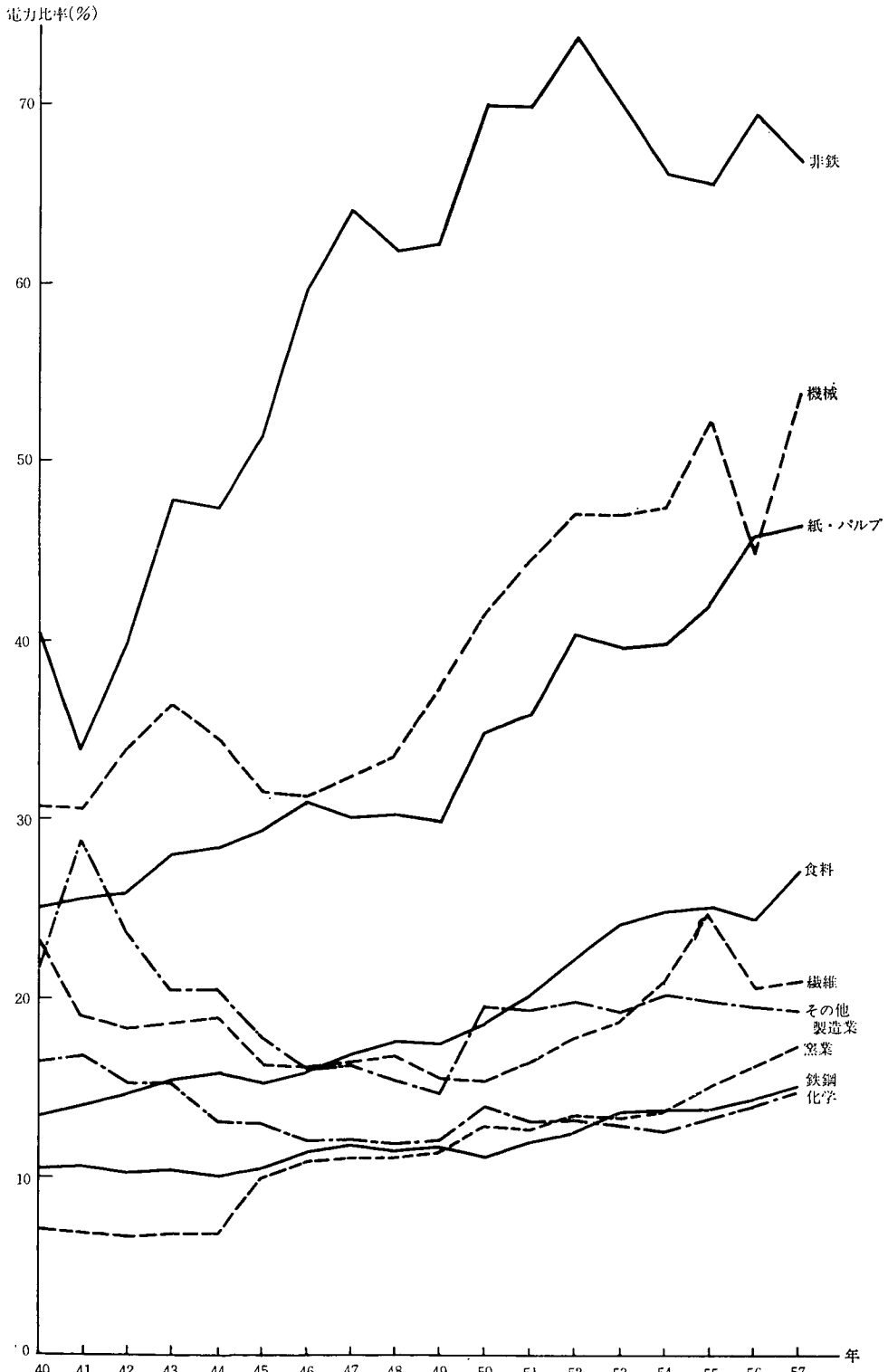


図 3.2 製造業の電力比率の推移 (1 kWh=860 kcal)

表 3.1 電力需要の要因分析
(1) 昭和 40~49 年度の電力需要要因分析

10⁶ kWh

産 業	電力需要増加量		要 因					
			原 単 位 変 化		生 産 変 化		交 絡 項	
		構成比		構成比		構成比		構成比
製 造 業 計	154,476	100.0	5,310	3.4	153,231	99.2	-4,067	-2.6
食 料 品	5,020	100.0	2,020	40.2	2,112	42.1	888	17.7
織 維	4,101	100.0	978	23.9	2,756	67.2	367	8.9
紙・パルプ	10,638	100.0	636	6.0	9,460	88.9	542	5.1
化 学	22,819	100.0	-9,370	-41.1	46,596	204.2	-14,407	-63.1
窯 業 土 石	11,951	100.0	3,529	29.5	5,178	43.3	3,245	27.1
鉄 鋼	51,240	100.0	3,654	7.1	41,240	80.5	6,346	12.4
非 鉄 金 属	25,438	100.0	7,420	29.2	8,937	35.1	9,081	35.7
金 属 機 械	15,281	100.0	-4,792	-31.4	30,954	202.6	-10,881	-71.2
そ の 他	7,987	100.0	1,236	15.5	5,998	75.1	753	9.4

(2) 昭和 49~56 年度の電力需要要因分析

10⁶ kWh

産 業	電力需要増加量		要 因					
			原 単 位 変 化		生 産 変 化		交 絡 項	
		構成比		構成比		構成比		構成比
製 造 業 計	34,092	100.0	-20,357	-59.7	65,723	192.8	-11,274	-33.1
食 料 品	4,417	100.0	2,800	63.4	1,258	28.5	359	8.1
織 維	2,701	100.0	2,169	80.3	448	16.6	85	3.1
紙・パルプ	4,250	100.0	388	9.1	3,795	89.3	68	1.6
化 学	-3,497	100.0	-17,181	-491.4	20,226	581.4	-6,541	187.1
窯 業 土 石	5,651	100.0	3,053	54.0	2,214	39.2	384	6.8
鉄 鋼	210	100.0	-3,967	-1889.0	4,411	2100.5	-233	-111.0
非 鉄 金 属	-3,855	100.0	-11,588	-300.6	11,970	310.5	-4,236	109.9
金 属 機 械	15,309	100.0	-2,616	-17.1	19,709	128.7	-1,784	-11.7
そ の 他	8,903	100.0	6,586	74.0	1,692	19.0	625	7.0

1) エネルギー需要の所得，価格弾力性

まずつぎのような伝統的需要関数を考えてみる。

$$\ln E = \alpha_0 + \alpha_1 \ln Y + \alpha_2 \ln P \quad \text{①}$$

$$\ln E = \beta_0 + \beta_1 \ln Y + \beta_2 \ln P + \beta_3 \ln E_{-1} \quad \text{②}$$

E : エネルギー（電力）需要

Y : 所得（GNP）

P : 実質エネルギー価格

①式において α_1 が所得弾力性値， α_2 が価格弾力性値である。②式は一期前のエネルギー需要を加えたもので，エネルギー需要の場合は設備やエネルギー消費機器の保有を伴うため，価格や所得に対する効果は時間的な遅れを伴って徐々に

浸透していくといういわゆる調整過程を考慮したものである。この場合は β_1 は短期の所得弾力性値， $\beta_1/(1-\beta_3)$ は長期の所得弾力性値， β_2 は短期の価格弾力性値， $\beta_2/(1-\beta_3)$ は長期の価格弾力性値である。

上記2式を用いて総エネルギーを電力，非電力に分けた推計結果を表3.2に示す。

この結果から電力，非電力の所得・価格弾力性値はつぎのように要約できる。

(①による場合) 所得弾力性値は電力1.2前後，非電力1.0前後で電力のそれが大きく，価格弾力性値は電力-0.2前後，非電力-0.4前後で電力のそれが小さい。つまり，電力のエネルギー

表 3.2 エネルギー需要の所得・価格弾性値

式	エネルギー名	所得弾性値		価格弾性値	
		短期	長期	短期	長期
ラグ①式 (ラグ無し)	電力	1.220		-0.162	
	非電力	1.068		-0.372	
	総エネルギー	1.084		-0.344	
ラグ②式 (ラグ付)	電力	0.629	1.143	-0.137	-0.248
	非電力	0.434	0.920	-0.224	-0.476
	総エネルギー	0.447	0.945	-0.213	-0.450

(定義) 総エネルギー=電力+非電力
 (推定期間) ①式は昭和40~56年, ②式は昭和41~56年度

源としての質の高さ, 制御の容易性, 安全性, クリーン性などの優れた特質は経済の高付加価値化, 高度化の進展と密接に係わっており, 所得弾性値が相対的に大きいものと考えられる。一方, 価格弾性値が小さいのは, 照明, 動力, 電子機器などの他のエネルギーの代替しがたい需要目的(必需品的性格)を保有していることに起因しているものと考えられる。

2) 所得・価格弾性性の可変性

上記の計測においては, 弾性値は一定と仮定している。つまり, 得られた弾性値は観測期間(昭和40~56年度)の平均値と解釈することができる。しかし, 現実には弾性値が一定である必要はなく, 所得や価格の水準によって弾性値も変化するものと考えた方が自然であろう。そこでつぎのような需要関数を考えてみる。

$$\ln E = \alpha_0 + \alpha_1 \ln Y + \alpha_2 \ln P + \alpha_3 \frac{1}{P} + \alpha_4 \frac{1}{Y} \quad \text{③}$$

E: エネルギー(電力)需要

Y: 所得(GNP)

P: 実質エネルギー価格

③式で価格弾性値は $(\alpha_2 - \alpha_3/P)$, 所得弾性値は $(\alpha_1 - \alpha_4/Y)$ となるのでその値は可変である。これらの推計結果を図3.3, 図3.4, 表3.3に示す。まず所得弾性値をみると, 昭和40~56年度の平均では電力は1.2強, 非電力が1.0弱

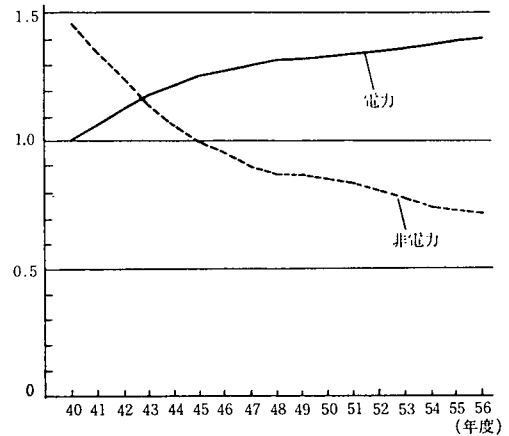


図 3.3 所得弾性性の推移

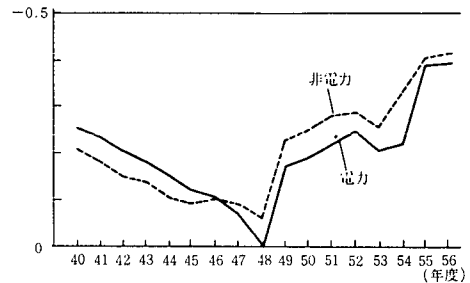


図 3.4 価格弾性性の推移

と前述の固定弾性値の計測結果と一致しているが, 時系列的にみると電力と非電力のそれはきわめて対照的である。つまり, 電力の所得弾性値は1を上回りしかも上昇傾向にあるのに対し, 非電力は下降傾向にある。別の言い方をすれば, 電力は経済の高度化, 規模の拡大に伴って少なくともマクロ的にみれば相対的に良質のエネルギーである電力へのシフトが進行しているといえる。

価格弾性値は非電力のそれが幾分大きいものの動きは電力, 非電力とも類似している。経年的な推移を見ると, 第1次石油危機まではエネルギー価格が相対的に安価であったため, 価格弾性値は低下傾向を示していたが, 第1次, 第2次石油危機以後弾性値は急上昇している。すなわ

表 3.3 価格・所得弾力性の推移

年度	価 格 弾 性 値			年度	所 得 弾 性 値		
	電 力	非 電 力	総エネルギー		電 力	非 電 力	総エネルギー
40	-0.2627	-0.2056	-0.1946	40	1.0158	1.4750	1.4432
41	-0.2372	-0.1830	-0.1710	41	1.0758	1.3561	1.3402
42	-0.2073	-0.1550	-0.1411	42	1.1284	1.2518	1.2499
43	-0.1865	-0.1401	-0.1248	43	1.1832	1.1430	1.1558
44	-0.1544	-0.1025	-0.0866	44	1.2286	1.0530	1.0778
45	-0.1193	-0.0930	-0.0750	45	1.2573	0.9961	1.0286
46	-0.1075	-0.1091	-0.0894	46	1.2748	0.9614	0.9986
47	-0.0730	-0.0929	-0.0693	47	1.3040	0.9034	0.9484
48	0.0062	-0.0679	-0.0426	48	1.3191	0.8735	0.9224
49	-0.1785	-0.2354	-0.2221	49	1.3185	0.8747	0.9235
50	-0.1947	-0.2692	-0.2553	50	1.3283	0.8552	0.9066
51	-0.2285	-0.2854	-0.2716	51	1.3417	0.8286	0.8836
52	-0.2500	-0.2912	-0.2750	52	1.3548	0.8026	0.8610
53	-0.2115	-0.2566	-0.2351	53	1.3668	0.7788	0.8405
54	-0.2251	-0.3302	-0.3152	54	1.3788	0.7551	0.8199
55	-0.3929	-0.4082	-0.4013	55	1.3886	0.7357	0.8032
56	-0.3960	-0.4160	-0.4081	56	1.3955	0.7220	0.7913

ち、エネルギーの高価格化にともなって需要家は価格に対してより反動的になってきている。

3) 生産要素としてのエネルギー

前節では需要関数を用いて電力の所得・価格弾力性を計測し、その特質をみる方法であったが、本節では視点を変えてエネルギー（電力、非電力）を生産要素の1つとしてとらえ、資本（K）、労働（L）、といった他の生産要素との代替、補完関係を分析してみよう。

分析道具としては、つぎのようなトランスログ型コスト関数を用いた。

モデル

$$Y=f(K, L, E, N)$$

Y：アウトプット L：労働投入量

N：非電力投入量 K：資本投入量

E：電力投入量

なる生産関数を考えると、これに対してつぎのようなコスト関数が存在する。

$$C=g(P_K, P_L, P_E, P_N)$$

P_K, P_L, P_E, P_N ：資本、労働、電力、非電力の各価格

このコスト関数の各要素価格の対数に関しての2階微分からつぎのようなトランスログ型コスト関数を得ることができる。

$$\ln C = \alpha_0 + \sum_i \alpha_i \ln P_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \beta_{ij} \ln P_i \ln P_j$$

$i, j = K, L, E, N$

これを $\ln P_i$ で微分し、Shephard の補題 ($\partial C / \partial P_i = X_i, i = K, L, E, N$) を用いるとつぎのようなコストシェア関数を得ることができる。

$$S_i = \frac{\partial \ln C}{\partial \ln P_i} = \frac{P_i}{C} \frac{\partial C}{\partial P_i} = \alpha_i + \sum_j \beta_{ij} \ln P_j \quad (4)$$

$(i, j = K, L, E, N)$

S_i ：i 生産要素のコストシェア

一次同次の仮定、係数の対称性の仮定からパラメーターにはつぎのような制約が課せられる。

$$\sum_i \alpha_i = 1, \sum_j \beta_{ij} = 0, \beta_{ij} = \beta_{ji} \quad (5)$$

$(i, j = K, L, E, N)$

⑤の制約のもとで④式を推定し、得られたパラメーターから代替の弾力性はつぎのように求められる。

<Allen の偏代替弾力性>

$$\sigma_{ii} = \frac{\beta_{ii} + S_i^2 - S_i}{S_{ii}} \quad (i=j) \quad \textcircled{6}$$

$$\sigma_{ij} = \frac{\beta_{ij} + S_i S_j}{S_i S_j} \quad (i \neq j)$$

又、価格の弾力値は次のように求められる。

$$\sigma_{ij} = S_j \sigma_{ij} \quad (i, j = K, L, E, N) \quad \textcircled{7}$$

昭和 41~56 年度の時系列データを用いてトランスログ型コストシェア関数を計測すると表 3.4 のようになる。また得られたパラメーターを用いて生産要素間の代替の弾力性を計測すると表 3.5, 表 3.6, 表 3.7, 表 3.8, 図 3.5, 図 3.6 のようになる。

表 3.4 トランスログ型コスト関数のパラメータ推定結果

パラメーター	推定値 (t 値)	パラメーター	推定値 (t 値)
α_K	0.3449(53.8)	β_{KN}	-0.0162(12.3)
α_L	0.5810(76.3)	β_{LL}	0.0346(3.6)
α_E	0.0313(45.6)	β_{LE}	-0.0038(3.9)
α_N	0.0428(-)	β_{LN}	-0.0090(3.1)
β_{KK}	0.0547(8.2)	β_{EE}	0.0229(14.0)
β_{KL}	-0.0217(2.8)	β_{EN}	-0.0024(1.8)
β_{KE}	-0.0167(17.2)	β_{NN}	0.0276(-)

表 3.5 代替弾力性 (σ_{ij})

	K	L	E	N
K	-1.5839	0.8879	-0.8102	-0.2089
L	0.8879	-0.5624	0.7781	0.6347
E	-0.8102	0.7781	-5.1507	-1.0849
N	-0.2089	0.6349	-1.0849	-6.0557

(注1) 値は観測期間の平均値 (41~56 年度)
 (注2) プラスは代替的, マイナスは補完的

表 3.6 価格弾力性 (ϵ_{ij})

	K	L	E	N
K	-0.5067	0.5361	-0.0226	-0.0068
L	0.2868	-0.3388	0.0231	0.0289
E	-0.2629	0.4701	-0.1682	-0.0390
N	-0.0715	0.3842	-0.0279	-0.2847

(注1) 値は観測期間の平均値 (41~56 年度)

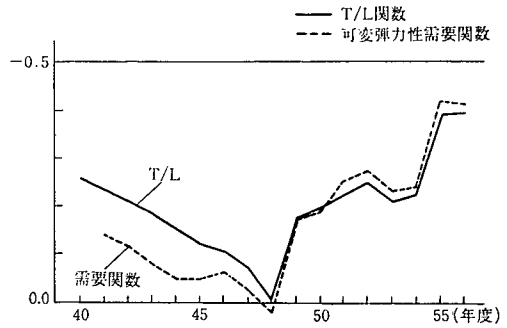


図 3.5 電力の価格弾力値の比較

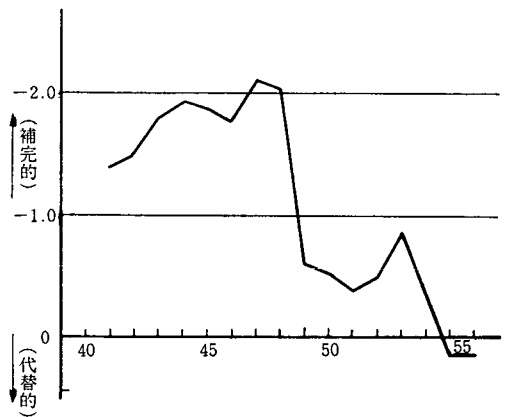


図 3.6 電力-非電力の代替の弾力性 (σ_{EN})

表 3.7 電力-非電力の代替の弾力性 (σ_{EN})

年度	弾力性
41	-1.3900
42	-1.5271
43	-1.7921
44	-1.9409
45	-1.8721
46	-1.7862
47	-2.0848
48	-2.0499
49	-0.5885
50	-0.5266
51	-0.3933
52	-0.4801
53	-0.8428
54	-0.3557
55	0.1444
56	0.1275
平均	-1.0849

表 3.8 自己価格弾力性の推移

年度	電力 (ϵ_{EE})	非電力 (ϵ_{NN})
41	-0.1363	-0.1991
42	-0.1188	-0.1736
43	-0.0809	-0.1306
44	-0.0518	-0.1153
45	-0.0536	-0.1328
46	-0.0625	-0.1489
47	-0.0275	-0.0977
48	0.0387	-0.1624
49	-0.1767	-0.4133
50	-0.1926	-0.4223
51	-0.2502	-0.4274
52	-0.2748	-0.3794
53	-0.2325	-0.2890
54	-0.2383	-0.4476
55	-0.4192	-0.5097
56	-0.4145	-0.5060
平均	-0.1682	-0.2847

これらの結果を要約するとつぎのようになる。

- 資本と労働は代替的である。
- 労働とエネルギー（電力、非電力）は代替的である。
- 資本とエネルギー（電力、非電力）は補完的である。

これらはこれまでに行なわれた時系列データを用いた実証分析結果と同じである。時系列データの場合は短期の結果を表わしていると解釈される。エネルギーの場合、既存の設備（資本）によって投入量が決まってしまうため、本質的に短期では補完関係にある。

電力と非電力は補完的になっているが、時系列的にみると第一次、第二次石油危機以後、補完的な関係から代替的な関係の方向に大きく移動しているのがわかる。これは、さきの可変的な弾力性の推計結果でもみられたようにエネルギーの高価格化にともなって電力シフトの傾向が高まっているものと考えられる。

4. 電源開発の現状と将来の方向

過去の発電設備容量の推移をみてみると、昭和48年の第1次石油危機までは急速に石油火力が増加し、その後は増加率が鈍ったものの、依然としてその絶対量は大きく、その取り扱いが将来の課題となっている。昭和58年度で石油火力は全発電設備（電気事業用）の5割を占めている。また、将来的問題としてはLNG契約の硬直性が電源構成選択の自由度を低下させていることがある。

中央電力協議会では電力会社の施設計画を受けて電力長期計画を作成し、これが通産省におかれた電気事業審議会や総合エネルギー調査会によるエネルギー・電力需要長期見通しのベー

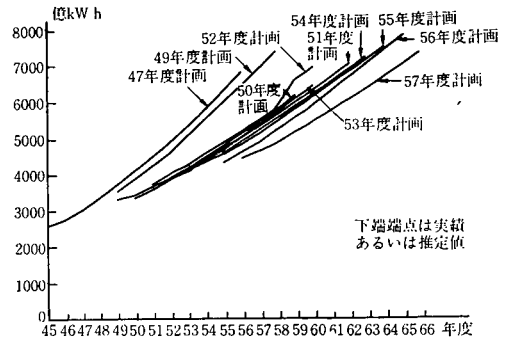


図 4.1 想定需要の推移

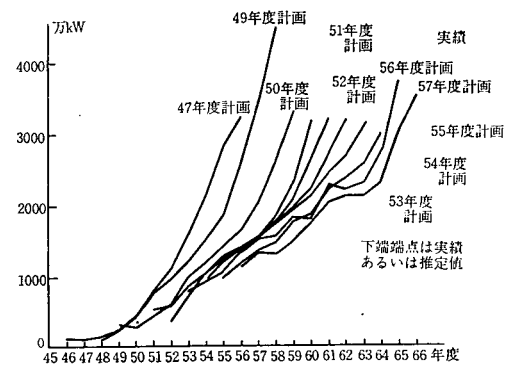


図 4.2 想定供給力（原子力）の推移

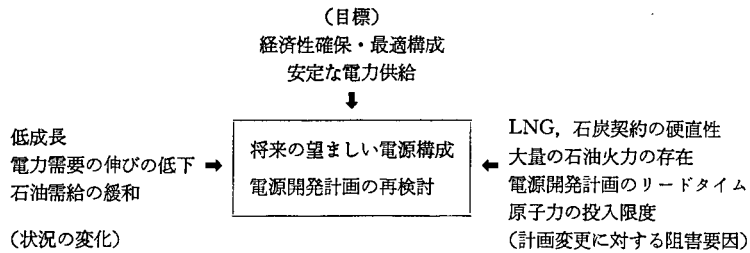
スとなっている。

図 4.1、図 4.2 に昭和 57 年度までの電力長期計画による想定需要、原子力想定供給力の推移を示す。想定需要、および原子力想定供給力にみられる一つの特徴は、継続的な下方修正である。特に第 1 次石油ショックの影響の大きかった昭和 49 年度に作業が行われた昭和 50 年度計画は、大きく下方修正されている。特に原子力の想定供給力の修正が、これはわが国ばかりでなく、世界的傾向でもある。

原子力開発計画は第 1 次石油ショック以前に大幅に拡大されていたが、このような下方修正の背景には、原子力に対する期待があった一方原子力発電所の立地問題と電力需要の伸びの低下が重なったためと思われる。

昭和 57 年度計画によれば、昭和 66 年度末ま

図 4.3 将来の電源構成をめぐる諸要因



でに発電設備を2億2,292万キロワットまで拡大し(9電力, 電発, 他社受電分のみ。昭和57年度末現在で1億3,017万キロワット), 特に原子力は5,120万キロワットにのぼるものとされていた。

将来の電源構成, 電源開発計画とそれに影響を与える諸要因の関係を図示すれば4.3のようになる。まず, 低成長, 電力需要の伸びの鈍化という基本的な状況の変化がある。これに石油需給の緩和が重なっている。一方では, 電源開発計画変更に対する阻害要因として, LNG 契約の硬直性, 大量の既設石油火力の存在, そして電源開発計画のもつ基本的性格として計画の硬直性がある。

そして, 経済性確保・安定な電力供給という目標に対して, 将来の電源構成を模索していかねばならない。

このような状況の中で, 将来の電源構成や電源開発計画を考えるうえで最大の問題点は, 発電コストやセキュリティ面でメリットの多い原子力の比重をどこまで高めるかという点と, 現在, 設備の5割を占める石油火力をどう扱うかである。これに, 上記の LNG 火力や石炭力の位置づけがからむ。

以下では, 主として発電コストの面から将来の発電構成を考えるために, 電力需要シナリオを作成し, 発電コストモデルを用いて分析を行なう。対象期間は1980年より2000年までとす

る。

短期にしろ長期にしろ, 将来の経済状態を正確に予測することは極めて難しい。特に現在は需要変動が大きい。すべての予測は, 結局はその予測がなされた時点における情報, 判断, 制約に動かされざるを得ないのかもしれない。かつて石油ショックの2~3年後になされた各種の2000年のエネルギー・電力需給展望は, それまでの高度成長の影響が強く, 最近のそれと比べると1.5~2倍も大きい。一方, わが国がまだ高度成長に入って間もない昭和34, 35年頃になされた昭和55年に対するエネルギー・電力需給の展望は実績の4分の3にすぎない(エネルギー需要は昭和48年以来現在までほとんど伸びなかったにもかかわらず)。

今後のわが国の経済成長がどうなるかは, 世界経済の動向, 石油を中心とするエネルギー供給条件, 技術の発展, 人々の価値観など様々な不確定要因がからみ, 容易にその展望を行うことはできないが, 今後わが国ではエネルギー・電力多消費産業のウエートが低下し, 長期的な経済成長は高度加工品を中心とした機械工業や第3次産業が核となることは多くの人々の見解が一致するところであろう。

電力中央研究所では1983年11月にエネルギー・電力需給の長期展望を作成したが, ここではそれを以下における分析の基礎としよう。表4.1にそのシナリオを示す。標準ケースにおい

表 4.1 電力需要の展望

		1980	2000
ケース I	総電力需要 (受電端, 含自家発, 億 kWh) ¹⁾	5,200	9,270
	増加率 (%/年)	—	2.9
	対 GNP 弾性値	—	0.75
	エネルギーに占める電力の割合 (%) ²⁾	35	44
ケース II	総電力需要 (受電端, 含自家発, 億 kWh) ¹⁾	5,200	8,300
	増加率 (%/年)	—	2.3
	対 GNP 弾性値	—	0.73
	エネルギーに占める電力の割合 (%) ²⁾	35	44
ケース III	総電力需要 (受電端, 含自家発, 億 kWh) ¹⁾	5,200	7,653
	増加率 (%/年)	—	1.9
	対 GNP 弾性値	—	0.71
	エネルギーに占める電力の割合 (%) ²⁾	35	44

[注] 1): 歴年値による表現。2): 一次エネルギーベースによる表現。

て 1980~2000 年の電力需要 (含む自家発) の伸びは平均で、それぞれ 2.3% になっている。電力需要の対 GNP 弾性値は 0.73 である。

次に、5. 以下では電源構成を検討する。前述のように将来の電源構成を考えるうえで最も重要なものは、原子力と既設石油火力の位置づけと、そのことによる発電コストへの影響である。電源構成を分析する方法は様々考えられる。一番簡単な方法はいくつかのシナリオを考えてその発電コストを直接比較することである。たとえば、原子力導入極大型・原子力開発ストップ型・原子力重視型・多様化型のようないくつかのシナリオを考えることもできる。

またもう 1つの方法は LP を用いた電源構成モデルを利用することである。しかしここではより現実的分析に適した方法を開発しそれを利用することにする。

5. 開発した電源構成モデルの概要

以下では、まず第 1 に電源構成を検討するための需給シミュレーションを基礎とする動的計画法モデルについて概説し、ある 1つのシナリオのもとでの最経済電源構成の探索結果について延べる。

(1) モデルの概要

経済的な電源開発および電源構成について検討するために、図 5.1 に示す動的計画法 (DP) モデルを開発した。動的計画法は多段決定問題の解決として広く利用されている手法であり、図 5.1 に示すように本モデルでは DP の各段に各年度断面を、各段の格子点にはその年度断面における 1つの電源構成をそれぞれ対応させている。各年度断面に対し需要を入力データとして与えているため、各格子点 (つまり各電源構成) に対して可変費 (燃料費など) が定まる。一方、格子点をつなぐ経路は電源開発の行なわれ方に対応しており、この経路より資本費等の固定費が定まる。最経済的な電源開発、電源構成は、これらの経路のうち

$$(\text{固定費}) + (\text{可変費})$$

の累積値が最小となる経路である。

最経済的な電源開発について検討する手法としては、線形計画法などによる各種の手法が開発されているが、今回 DP による手法を開発したのは下記の理由によるものである。

(i) DP を利用した場合、最適解以外に最適解に近い解を多数個得ることができる。つまり電源開発の経済性について巨視的なイメージ

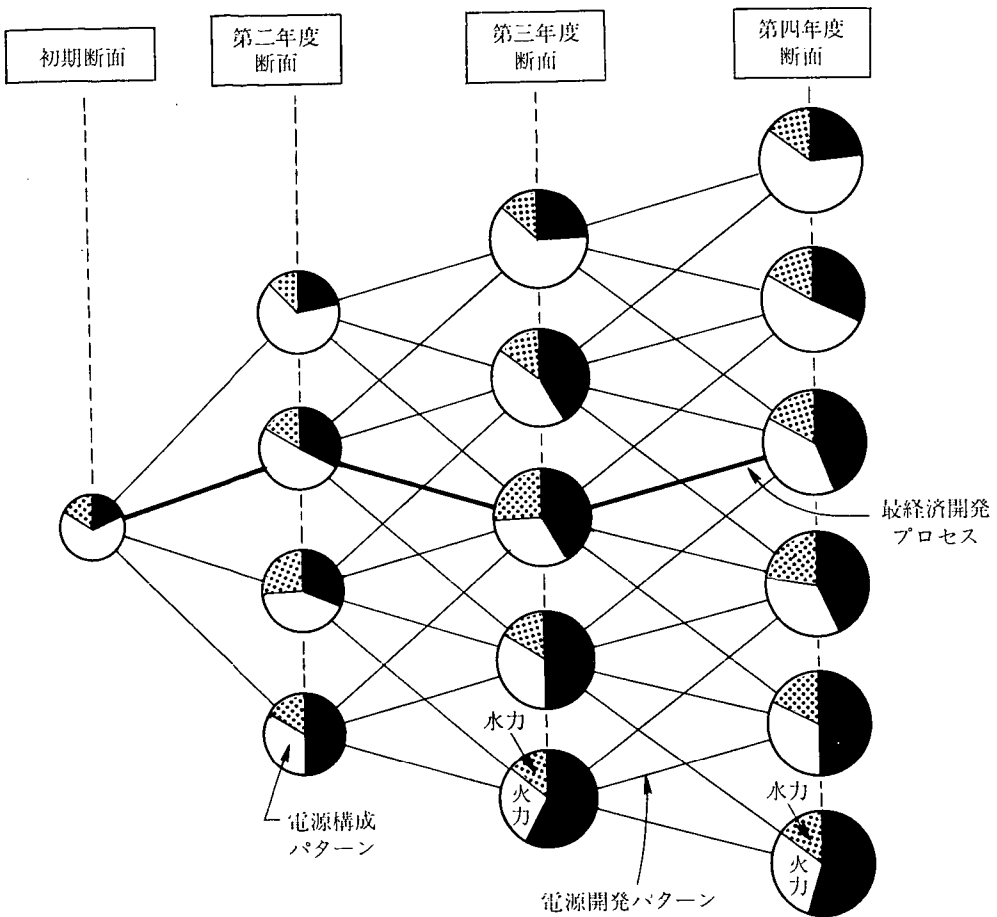


図 5.1 動的計画法による電源構成の検討

を得ることが可能となる。

(ii) 需給シミュレーションにより可変費の算定を行なうことができるため、揚水運用など詳細な需給運用の分析が必要な事項についても綿密な検討を行ないうる。これは、揚水式水力の開発パターンなどに関する検討等を行なう際に重要となる。

しかし反面、1回の検討に際し多数の格子点の検討が必要であり計算の労力が多大となるため、感度解析などにはあまり適さないなどの欠点を有している。以下では、本手法の核となる可変費算定のための需給シミュレーションと経費算定の考え方についてのべる。

(2) 需給運用シミュレーション

可変費算定の基礎となる需給運用の模擬の考え方は下記の通りである。

(I) 需要の扱い

1ヶ月間の負荷曲線を平日、土曜、日曜の3種の負荷パターンで代表し、年間あわせて36本(12ヶ月×3本1月)の日負荷曲線で年間の負荷変動を模擬した。

(II) 電源運用の扱い

電源種別ごと(たとえば原子力、石炭火力、揚水式水力など)に発電ユニットを総合し、1ユニットとして扱った。電源運用については定期補修を考慮し、日間運用においては優先順位

法に従い負荷配分を定めた。なお負荷配分にあたっては、各発電方式の最低負荷限度を考慮している。以下、各種発電方式の模擬方法について述べる。

i) 原子力

一定出力運転を基本とするが、原子力比率が増大した場合には負荷追従運転も行ないうるものとした。

ii) 汽力

最大出力、最低出力を指定し、その範囲内で負荷分担を定めた。なお LNG 火力については、テイク・オフ・ベイ条項による運用の硬直化を考慮するため、月間の利用率を指定し負荷分担を定めた。

iii) 一般水力

自流式および貯水式水力をあわせて、月ごとに平均可能発電力および調整能力を指定することにより負荷分担を定めた。

iv) 揚水式水力

需給対応、余剰対応および経済対応で運転を行なうものとした(図 5.2 参照)。シミュレーションモデルにおいては、上記の考え方に従い各日における日間の需給運用パターンを定め、それに従い可変費を算定している。日間運用パターンの計算結果の一例を図 5.3 に示す。

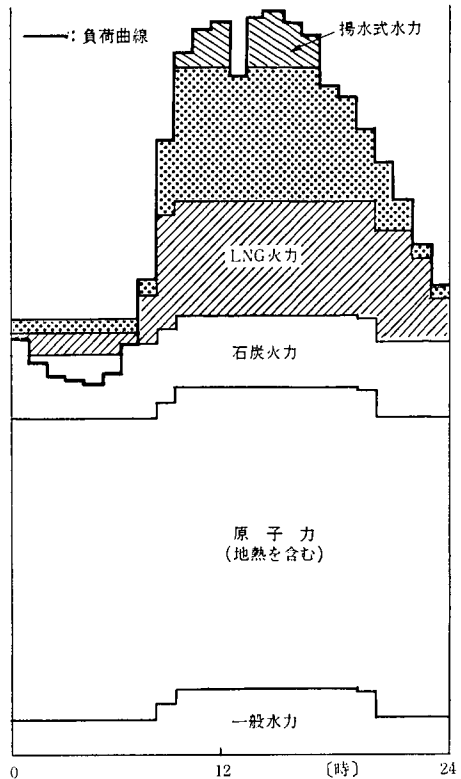


図 5.3 日間運用パターンの一例(8月平日)

(3) 経費算定の考え方

経費(固定費、可変費)は現在価値換算、累積し、開発パターンの経済性比較のための指標とした。その主たる考え方は下記の通りである。

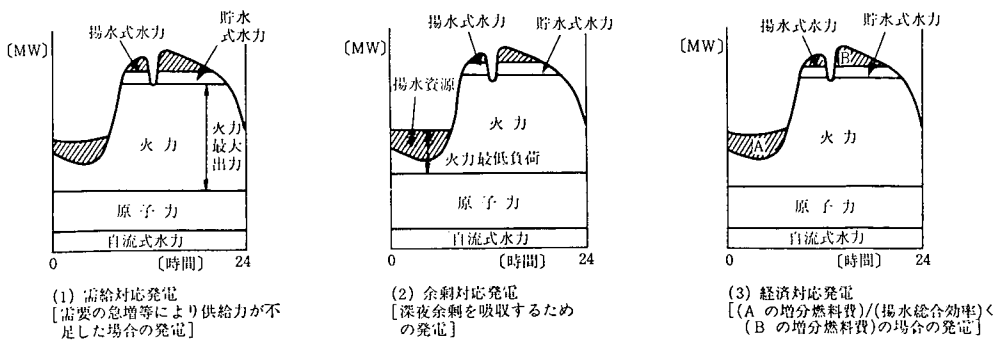


図 5.2 揚水式水力の運転要因

(i) 固定費

新設電源についてはその相互間の経済性比較を行なうために資本費などの経費を、石油火力についてはその休廃止の経済性を検討するために維持経費を固定費として計上した(図5.4参照)。

新設設備の固定費

各年度の新設設備の固定費は下記により算定した。なお簡単のため新設設備については耐用年数経過後においても下記の経費を固定費として計上した。

$$FX1_n = \sum(GC_{jn} - OGC_{jn}) \cdot CUC_{jn} \cdot ACF_j \quad \text{①}$$

$FX1_n$: n 年度新設設備固定費〔円〕

GC_{jn} : n 年 j 電源電源容量〔kW〕

OGC_{jn} : n 年 j 電源既設電源容量(初期断面で既設のもの)〔kW〕

CUC_{jn} : n 年 j 電源建設単価(当該年運用ベース)〔円/kW〕

ACF_j : j 電源均等化年経費率(PU)

n : 年度を表わす添字

j : 電源種別を表わす添字

既設石油火力の維持経費

各年度の既設石油火力の維持経費は下式により算定した。

$$FX2_n = \sum OGC_{jn} \cdot CUC_{jn} \cdot OMF_j \quad \text{②}$$

$FX2_n$: n 年度既設設備固定費〔円〕

OMF_j : 維持経費率(PU)

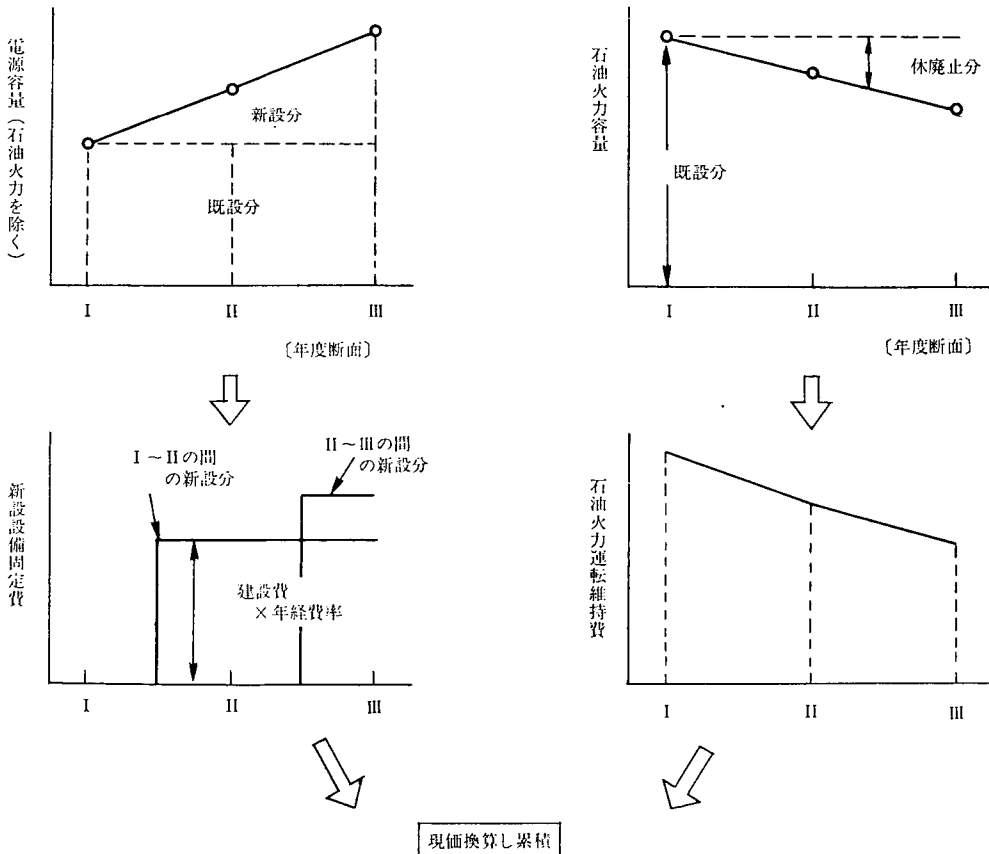


図 5.4 固定費算定の考え方

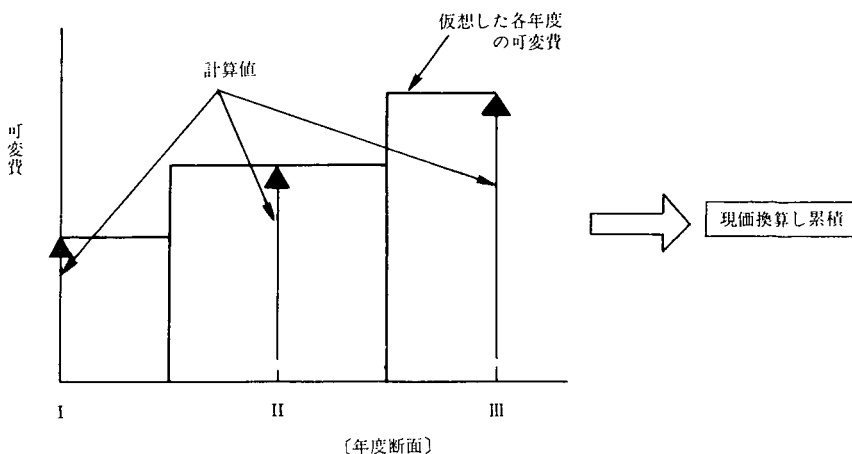


図 5.5 可変費算定の考え方

ここに既設石油火力の固定費として維持経費だけを考慮したのは、既設石油火力の資本費は埋没原価と考えたためである。

そして最終的には、これらの固定費を下式のように現在価値換算し累積した。

$$CFX = \sum \frac{1}{(1+i)^n} (FX1_n + FX2)_n \quad \text{③}$$

CFX : 累積固定費 [円]

j : 利子率 [PU]

(ii) 可変費

可変費については需給シミュレーションにより求めた各年度の可変費を下式のように現在価値換算し、累積した。

$$CVA = \sum \frac{1}{(1+i)^n} VAR_n \quad \text{④}$$

CVA : 累積可変費 [円]

VAR $_n$: n 年度可変費 [円]

なお実際の計算にあたっては、すべての年度の可変費を計算するわけではないので、図 5.5 のような近似的な取り扱いをしている。以下累積固定費および可変費の和を最適化の目的関数とするが、図中では下式の総合発電単価(仮称)を指標として利用する。

$$LGC = \frac{CFX + CVA}{\sum \frac{1}{(1+i)^n} KWH_n} \quad \text{⑤}$$

LGC : 総合発電単価 [円/kWh]

KWH $_n$: n 年度需要電力量 [kWh]

6. シミュレーション分析の結果

開発したモデルを用いて 2000 年に至る電源構成について検討した。ここでは見通しを良くするために、エネルギーセキュリティ、電源立地、開発リードタイム等の制約はすべて無視し、燃料価格についてやや上昇気味ではあるものの現状と比べ特に急激な変化は考えないシナリオのもとで、最経済的な電源構成の探索を試みた。

(1) 前提とした解析条件

(i) 電源開発パターン

昭和 58 年度電力長期計画における 1987 年断面の電源構成(表 6.1 参照)を初期断面として、その後の電源構成について検討した。

開発する電源の候補としては、原子力、石炭火力、LNG 火力、揚水式水力の 4 種を考え、それらの様々な組み合わせパターンを作成した。石油火力については、新設はなく休廃止の

表 6.1 昭和 58 年度電力長期計画による電源構成の推移 (5kW, %)

種別	年度	57年度末設備 (推定実績)	62年度末設備	67年度末設備
原子力		(12.8) 1,718	(17.1) 2,788	(22.6) 4,556
水力	一般	(13.4) 1,810	(11.7) 1,913	(10.3) 2,078
	揚水	(10.4) 1,396	(9.6) 1,555	(9.3) 1,888
火力	石炭	(4.8) 650	(7.2) 1,171	(9.4) 1,890
	LNG	(14.7) 1,974	(20.3) 3,297	(21.3) 4,310
	LPG	(1.3) 170	(1.7) 275	(1.6) 325
	その他ガス	(2.2) 291	(1.6) 256	(1.3) 256
	地熱	(0.1) 18	(0.2) 29	(0.4) 82
石油	(40.3) 5,422	(30.6) 4,984	(23.8) 4,802	
合計		13,449	16,268	20,187

↑ 初期断面とする

(注) () 内は構成比 (%) を示す。

み行なわれるものとした。また一般水力および地熱については、開発量は所与とした。

(ii) 年度断面の設定

DP 計算の年度断面としては、1987 年 (初期断面)、1993 年、2000 年、2007 年の 4 断面を設けた。なお 7 章では、断面数を変えた場合の計算上の問題、端効果等について検討するために断面数を種々変化させている。

(iii) 需要想定と所用電力貯蔵量

需要想定は、前述の当所超長期エネルギー戦略研究会の想定に従い、表 6.2 (電気事業分) の通りとした。またこの時の所要電源容量は下式より算定した。

$$GR = PD(1+r) + SM + LH \quad \text{①}$$

ここに GR : 所要電源容量

PD : 年最大電力 (発電電端)

SM : 夏季補修容量

LH : 第 V 出水時点水力出力低下

r : 供給予備率

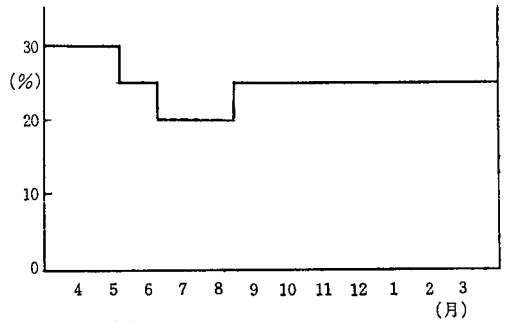
表 6.2 需要想定

年 度	1980	2000
発電電力量 [億 kWh]	4,777	8,300
年最大電力 [万 kW]	8,814	15,800
年負荷率 [%]	62.8	60

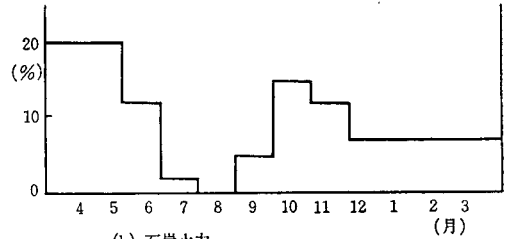
(iv) 電源連用

(a) 定期補修

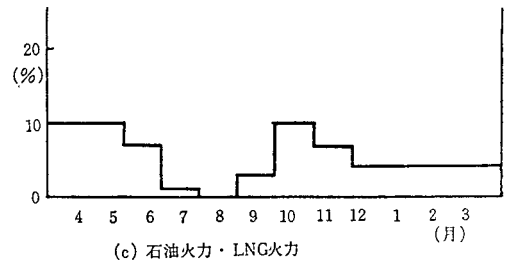
本試算では、原子力は概ね年間均一補修、火力は夏季補修なしを基本とした仮定した補修停止パターンを図 6.1 に示す。



(a) 原子力



(b) 石炭火力



(c) 石油火力・LNG火力

図 6.1 想定した定期補修計画パターン

(b) 電源の最低負荷限度

汽力の最低負荷限度は表 6.3 に示す通りとした。すなわち、石油火力については DSS 化、最低負荷限度低減が進み、一方石炭火力はペー

表 6.3 火力の最低負荷限度

	最低負荷 [%]
石炭火力	35
LNG火力	20
石油火力	10

ス負荷電源として運転され、LNG 火力は両者の中間に位置するものとした。また原子力については、その比率が増大した場合には、負荷追従運転を行ないうるものとした。

(v) 経済性諸元

想定した建設費、燃料費、年経費率を表 6.4 に示す。すなわち建設費は一般物価上昇と同程度の率で上昇し、燃料費は長期的に見ればややそれを上回る率で上昇するものとした。想定した諸元のもとでの設備利用率と発電単価の関係を図 6.2 に示す。

(2) 計算結果

上記の前提条件のもとで最経済的な電源構成を探索した。

図 6.3 に 2000 年原子力容量に対する発電コスト、原子力利用率の変化をしめす。ここに 2000 年の電源構成 (DP の格子点に対応) は、

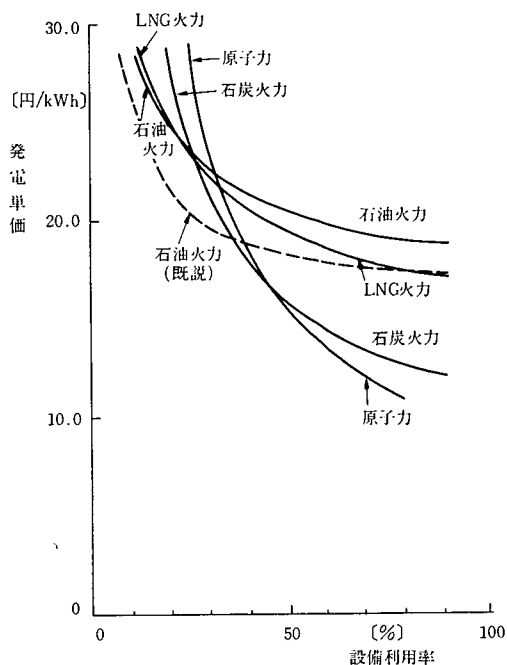


図 6.2 新設電源の発電コスト (1982年)

約 60 通り想定・検討しており、図中の○印の点の縦軸座標はその格子点を通る最経済経路の総合発電単価に対応している。(図 6.4 参照) 原子力容量 6,500 万 kW, 8,000 万 kW での最

表 6.4 想定した経済性諸元

(a) 建設費, 燃料費

	建設費 [万円/kW] (1982 年度価格)	建設費実質上昇率 [%/年]	燃料費 [円/kWh] (1982 年度価格)	燃料費実質上昇率年 [%/年]	
				1982~85	1985~
原子力	27	0	3.0	1.0	1.0
石炭火力	20	0	7.5	-1.6	1.0
LNG火力	71	0	13.5	-1.3	1.0
石油火力	13	0	16.0	-2.5	1.0
揚水式水力	10	0	—	—	—

(注) 一般物価上昇率 2%/年

(b) 年経費率など

	年経費率 (%)	既設設備維持経費率 (%)
原子力	19	—
石炭火力	17	—
LNG火力	17	—
石油火力	17	8
揚水式水力	13	—

経済パスにおける電源構成とその年度推移を表 6.5, 図 6.5 に示す。

図 6.3 によれば原子力容量が変化した場合の発電コストの変化は明らかとなるが、その他の電源の影響については明らかでない。このため図 6.6 の三角座標を用い、その影響について検

討した。その結果が図 6.7 である。同図では 2000 年における原子力容量, LNG 火力容量を固定すれば、2000 年において下式の関係が成り立つことに着目し、三角座標を用いている。

$$\begin{aligned} & \text{石炭火力容量} + \text{石油火力容量} \\ & + \text{揚水式水力容量} = \text{一定} \end{aligned}$$

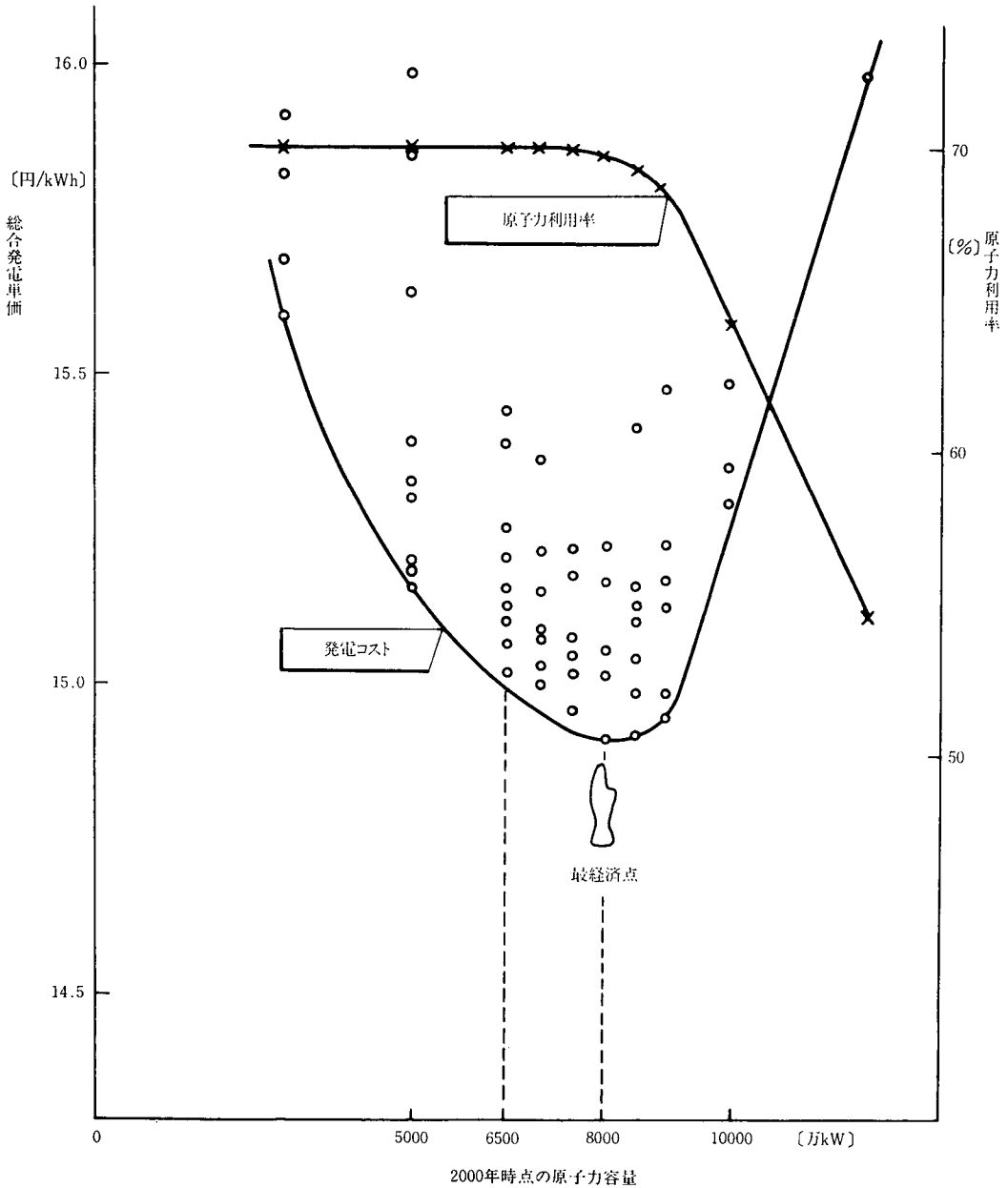


図 6.3 2000 年における原子力容量と発電コスト

(注) 原子力利用率は、当該原子力容量における最経済構成に対する利用率である。

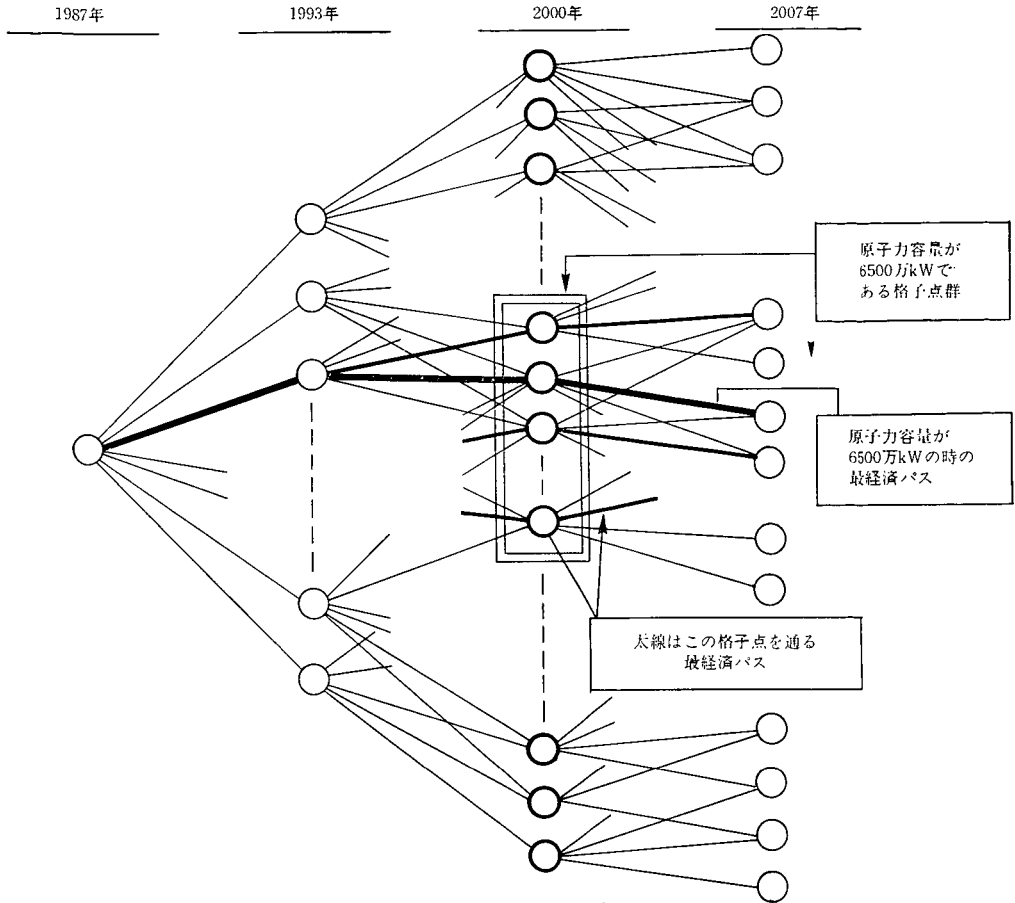


図 6.4 最適解の探索

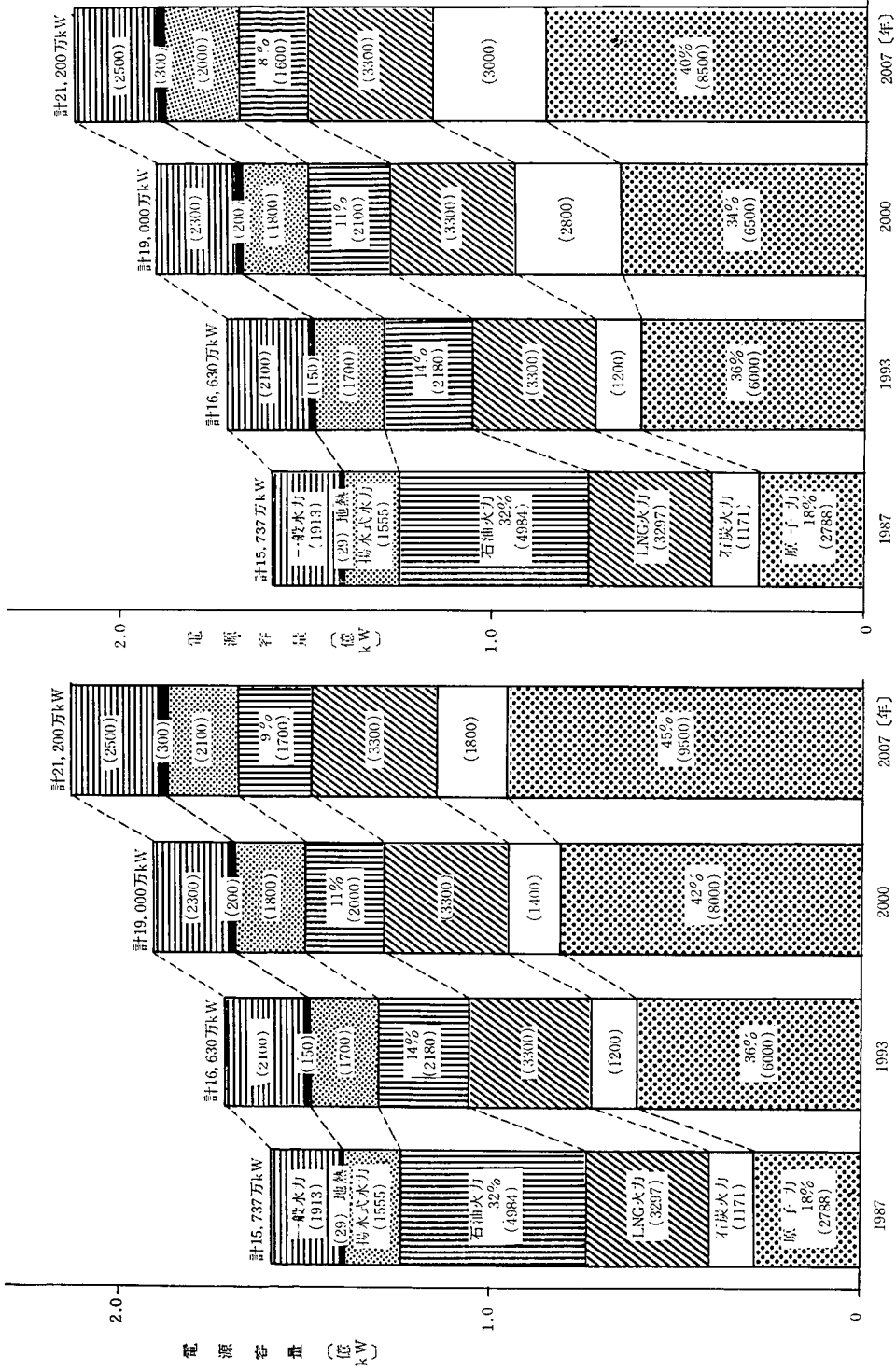
表 6.5 2000年の最経済電源構成

(a) 電源構成

	2000年原子力容量 8,000万kW のケース ケース (I)				2000年原子力容量 6,500万kW のケース ケース (II)			
	設備容量		発電電力量		設備容量		発電電力量	
	万kW	%	億kWh	%	万kW	%	億kWh	%
原子力	8,000	42	4,900	59	6,500	34	4,000	48
石炭火力	1,400	7	900	11	2,800	12	1,800	22
LNG火力	3,300	17	1,400	17	3,300	17	1,400	17
石油火力	2,000	11	100	1	2,100	11	100	1
揚水式水力	1,800	9	900	11	1,800	9	900	11
一般水力	2,300	12			2,300	12		
地熱	200	1	100	1	200	1	100	1
合計	19,000	100	8,300	100	19,000	100	8,300	100

(b) 燃料消費量

	ケース I	ケース II
石油	300万kl	300万kl
LNG	2,500万t	2,500万t
石炭	3,200万t	6,500万t



(b) 2000年原子力容量 6500万kWのケース

(a) 2000年原子力容量 8000万kWのケース

図 6.5 最経済電源構成の年度推移

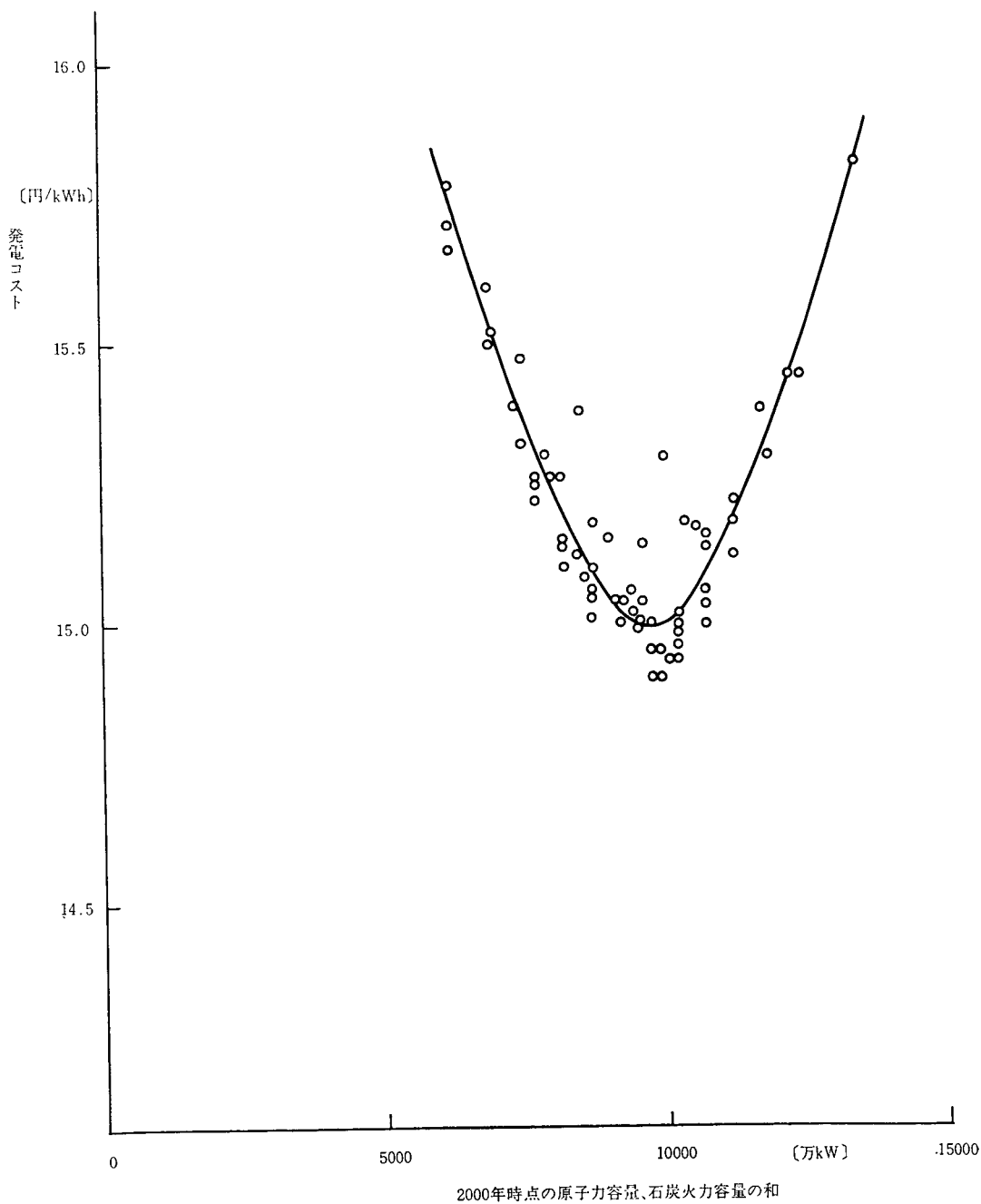


図 6.8 ベース負荷電源の電源容量と発電コスト

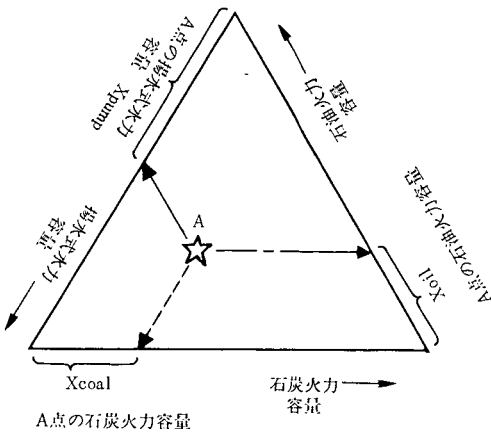


図 6.6 三角座標の見方

(注) 図上のすべての点で
 $X_{coal} + X_{pump} + X_{oil} = \text{一定}$
 が成り立つ。

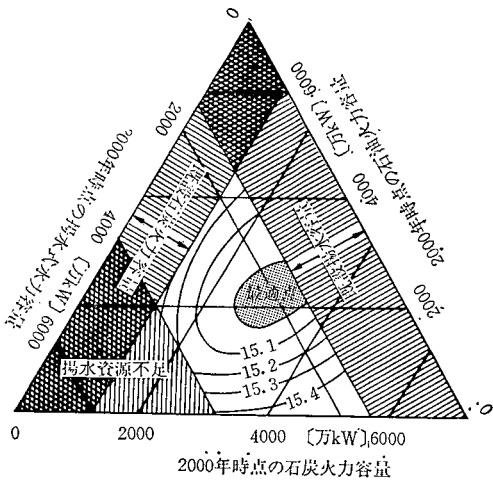


図 6.7 各種電源の電源容量の変化と発電コスト

(注) 図中の数値は総合発電単価を表す。
 (原子力容量 6,500 万 kW)
 (LNG 火力容量 3,300 万 kW)

本試算結果はエネルギーセキュリティ、電源立地上や系統運用上の制約を無視し、ある価格シナリオのもとでの結果であるため、到底十分なものとは言えないが、上記の結果をまとめると下記の通りである。

1) 原子力は、その利用率が高く維持される

限りは、経済的である。しかし容量が増えるに従い原子力の利用率は低下し、経済性も悪化する。

2) 原子力と石炭火力はベース負荷電源として位置づけられ、図 6.8 に示すようにこれら 2 つの電源の開発量が電源開発の経済性を左右する最も大きな要因となっている。

3) 図 6.5 で石油火力の休廃止が進められているのは、図 6.2 のようにベース負荷電源としては既設石油火力の発電コストの方が新設原子力、石炭火力より高いことに起因している。

7. 累積計算と断面計算

ここでは、電源計画のような経済計算において常に問題となる年度断面の選び方や端効果について検討を行なった。

(1) 検討方法

以下の 3 ケースについて計算を行ない、それらの結果を比較した。

(i) 基準ケース (累積計算ケース I)

6. で用いた計算ケースである。年度断面としては 1987 年、1993 年、2000 年、2007 年の 4 断面を考え、目的関数はそれらの年度の経費の現在価値換算累積値とした。

(ii) 累積計算ケース II

年度断面として 1987 年、1993 年、2000 年の 3 断面を考え、目的関数はそれらの年度の経費の現在価値換算累積値とした。

(iii) 断面計算ケース

電源はすべて 2000 年に新設されるものとし、目的関数として 2000 年の経費をとった。以上の条件をまとめると表 7.1 の通りである。

(2) 計算結果

累積計算ケース I および累積計算ケース II の計算結果は 2000 年までについて完全に一致し

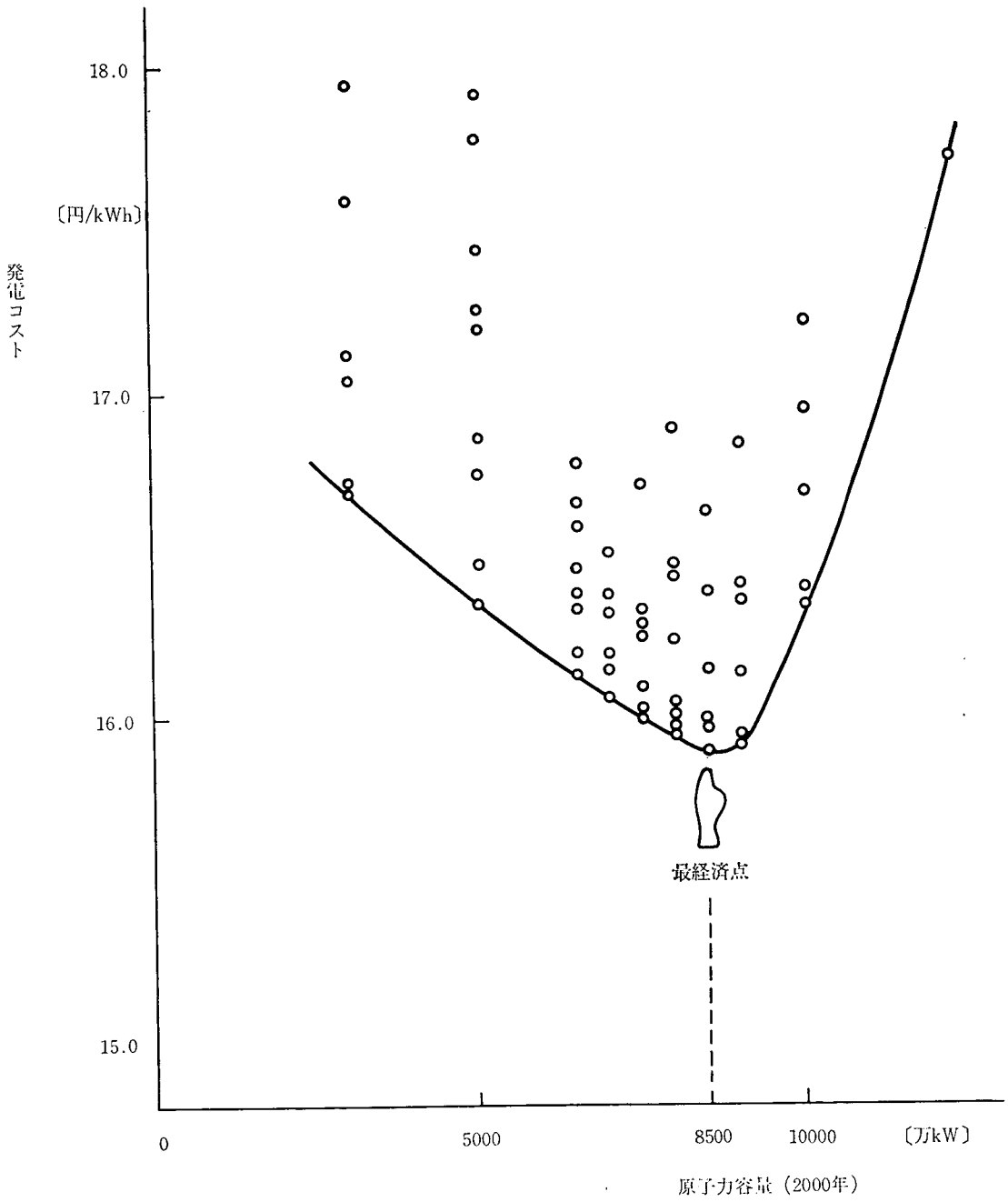


図 7.1 原子力容量と発電コスト (2000年)

表 7.1 計算ケースと考慮した経費

	1987	1993	2000	2007
累積計算ケースⅠ	○	○	○	○
累積計算ケースⅡ	○	○	○	—
断面計算ケース	—	—	○	—

(注) ○はその年度の経費を計算に際し考慮することを表わす。

た。断面計算については計算結果にやや差異が見られた。断面計算における原子力容量の変化に対する発電コストの変化を図 7.1, 最経済点における電源構成を表 7.2 に示す。

表 7.2 累積計算と断面計算における 2000 年電源構成の比較

	累積計算ケース 1, 2		断面計算ケース	
	万 kW	%	万 kW	%
原子力	3,000	42	8,500	45
石炭火力	1,400	7	1,200	6
LNG 火力	3,300	17	3,300	17
石油火力	2,000	11	1,900	10
揚水式水力	1,800	9	1,600	8
一般水力	2,300	12	2,300	12
地熱	200	1	200	1
計	19,000	100	19,000	100

これらの結果をまとめると下記の通りである。

(i) 累積計算ケースⅠ, Ⅱの結果が一致するという事は、言い換えれば端効果がほとんど見られないことである。これは、本論文の前提条件のもとでは、計画年限内で電源の経済性の相対関係がほとんど変化しないこと、および燃料消費量や電源開発量にほとんど制約を設けなかったことに起因しているものと考えられる。

(ii) 累積計算の結果と断面計算の結果はやや異なっている。しかし図 6.6 に示すように最適解周辺では目的関数値の変化が小さいこと、各年度断面での電源構成を有無限しか選んでないこと等を考えあわせると、簡略化の影響は比較的小さいものと考えられる。

以上, 5. から 7. では、動的計画法による電源構成モデルを開発し、単純化したシナリオのもとで電源開発の経済性について各種の検討を行なった。本検討では 1 つのシナリオに対し分析を行なったが、これは単に「あたりをつける」ことのみを目指したもので、本来はさらに各種シナリオを設定し検討を行なうべきであろう。また端効果等の計算上の問題にも触れたが、この点に関しても種々のケースに対しその影響度合い、およびその原因を分析する必要があるだろう。

8. あとがき

以上みてきたように、原子力を制約条係のなかで最も積極的に導入することによって、より経済的な電源構成を実現することが可能となる。もちろん、これは与えられた前提条件のもとでの計算結果であって、条件が異なれば石炭火力の優位性が高まる可能性があるし、また原子力発電所の場合には輸送距離が長くなることによる経済的ロスや立地条件問題がある。また原子力発電所の建設費の上昇をいかに抑えていくかという問題もある。

しかし、おそらく基本的方向は大きく変わることはなく、また原子力の場合は、エネルギー価格の再上昇や為替ルートの変動に対して安定的であり、供給の安定性という面でも優れている。

それゆえ、今後の電源構成は、需要の伸びが大きく期待できない中で、原子力を優先させながら既設の石油火力や LPG, 石炭の硬直性といかに調和させていくかが重要である。

原子力は、経済的にはベースロードで運転することが望ましいが、将来、特に 2000 年以後になるとシェアが増大することによって、負荷

追従の必要性が生ずる。この点に関しては、技術開発が進められており、かなり期待できそうである。

将来の電源を考えるうえでもう一つの重要な点は、石油火力の位置づけである。2000年段階においても、その物理的耐用年数からは相当に残存していることになる。

既設石油火力は、2000年頃にはすべて償却済みであり、その固定費は主として修繕費と人件費のみとなり、設備利用率がある水準以下では、他のどの方式よりよりもコスト的に有利である。それゆえ、石油火力は将来、かなりピークに近いところで利用されることになる。石油火力の負荷追従性に関しても、かなり技術的にメドが立っているとされている。このことによって、ピークを揚水で行なうのが経済的に有利なのか、石油火力を利用するものが得なのかという問題が生ずる。

このような状況にさらに問題を追加するのが、LNG契約の硬直性である。LNGの硬直性は将来の電源構成選択の自由度を低下させ、供給コストの上昇をもたらす。それらの硬直性をいく分でも低下させ、なるべく、経済性やセキュリティなどの面から発電設備を自由に取捨選択できるようになることが望ましい。

コスト的に優れた電源構成が選択されるならば、多少のエネルギー価格の上下はあっても、実質の発電コストは下降傾向を示すものと思わ

れる。さらに、原子力に関するコスト上昇をなるべく抑えていくことにより総発電コストの低下が期待できる。

電力設備の場合、その計画と建設にはかなりの長いリードタイムを必要とし、容易に方向を転換できない面が多い。将来の状況を想定するに当たっては、より現実的視点からその基本的方向を見定めることが重要であるとともに、内外の経済・社会状況に対して安定的で、しっかりとした計画を立てていく必要がある。今後、低成長の見通しが強い中では、量的な供給力の確保の面に力を注ぐとともに、上記の意味で質的にすぐれた電源構成を求めていく必要がある。

なお、本稿のうち2.~4.は下記文献〔1〕、〔2〕を再検討、再構成しとりまとめたものである。

参考文献

- 〔1〕 斎藤：将来の電源構成についての一考察，エネルギー，1983-6，pp. 71-76.
- 〔2〕 斎藤，伊藤：電力需要構造と電力シフト，電力中央研究所報告Z83005，昭和59年8月。

さいとう たけし
経済部 エネルギー研究室
おおば やすお
企画部
ななはら としや
電力研究所 システム部
電力系統研究室
いとう こうきち
(財)日本エネルギー経済研究所
エネルギー計量分析センター

＜新モデル紹介＞

電研中期多部門計量経済モデルの構想

キーワード：中期多部門計量経済モデル，計量経済モデル，
LP モデル

井 澤 裕 司

〔要 旨〕

電力中央研究所では、既にエネルギー・経済間の相互作用を明示的に捉える日本経済の多部門計量モデル（KEO-DENKEN MODEL）を開発し、その成果を発表してきたが、現在、その基本構想およびモデル作成の過程で得られた経験とデータ・ベースを引き継ぎつつ、新たな「電研中期多部門計量モデル」の構築作業が進行中である。

本稿では、「電研中期多部門計量モデル」に引き継がれる KEO-DENKEN MODEL の基本構造を解説し、その問題点を整理しながら、「電研中期多部門計量モデル」の構想を示していくことにする。

1. 序
 2. モデルの構成
 - 2.1 部門分割
 - 2.2 モデルの概略
 3. 多部門計量経済サブモデルの構成
 - 3.1 供給ブロック
 - 3.2 分配ブロック
 - 3.3 需要ブロック
 - 3.4 需給均衡ブロック
 4. 電力 LP サブモデルの構成
 - 4.1 LP モデルの基本構造
 - 4.2 運用モデルと投資モデル
 5. 今後の課題
- 参考文献

1. 序

電力中央研究所では、既にエネルギー・経済間の相互作用を明示的に捉える多部門モデル（KEO-DENKEN MODEL）を開発し、その成果を発表してきたが¹⁾、作業の途上でいくつかの問題点が明らかとなり、モデルおよびデータの改良、改定作業等の必要性が生じてきた。このため我々は、現モデルの基本構想および作業の過程で得られた経験とデータ・ベースを引き継ぎつつ、新たに「電研中期多部門計

量モデル」の構築作業を継続中である。

本稿では、以上の経緯を踏まえ、新モデルに引き継がれる KEO-DENKEN MODEL の基本構造を解説し、その問題点を整理していくことによって、この「電研中期多部門計量モデル」の構想を示していくことにしたい。

1) 詳細については、文献〔2〕、〔3〕、〔4〕、〔5〕を参照されたい。以後の作業で変更された主な点は以下の通りである：①労働関係のデータを全面的に改良したこと；②電力サブモデルの目的関数を、発電コストから総電力供給コストに改めたこと；③多部門計量経済サブモデルに投資調整関数を導入したこと。

表 2.1 部門分割

電研モデル	経済企画庁 60 部門産業分類
1. 農林水産・鉱業	01. 一般作物, 02. 工芸作物, 03. 繊維用畜産, 04. その他畜産, 05. 林業, 06. 水産業, 08. 鉄鉱石, 09. 非鉄金属鉱石, 11. その他鉱業
2. 建設業	43. 住宅, 44. 非住宅, 45. 公共土木, 46. その他の土木
3. 軽工業	12. 屠殺・肉酪農産, 13. 水産食品, 14. 精穀製粉, 15. その他食料品, 16. 飲料, 17. 煙草, 18. 天然繊維紡績, 19. 化学繊維紡績, 20. 織物・その他繊維製品, 21. 身廻品, 22. 製材木製品, 23. 家具, 24. 紙パルプ, 25. 印刷出版, 26. 皮革, 27. ゴム製品, 42. その他製造
4. 化学・窯業	28. 基礎化学薬品・中間化学製品, 29. 油脂・最終化学製品, 32. 窯業・土石
5. 鉄鋼・非鉄	33. 鉄鋼一次製品, 34. 圧延・鋼材・鋳鍛, 35. 非鉄金属一次製品
6. 機械	36. 金属製品, 37. 一般機械, 38. 電気機械, 39. 自動車, 40. その他輸送用機械, 41. 精密機械
7. サービス業	49. 水道衛生, 50. 商業, 51. 不動産, 52. 鉄道, 53. 道路輸送, 54. その他運輸, 55. 通信, 56. 金融・保険, 57. 公務, 58. 公共サービス, 59. その他サービス, 60. 分類不明
8. 石炭	07. 石炭, 31. 石炭製品
9. 石油・ガス	10. 原油・天然ガス, 30. 石油製品, 48. ガス
10. 電力	47. 電力

2. モデルの構成²⁾

本モデルは、エネルギー（特に電力）と経済との相互作用メカニズムを明示的に分析するための日本経済の多部門一般均衡年次モデルであり、非エネルギー部門の行動を自律的に捉える「多部門計量経済サブモデル」と、電力部門の最適電源構成および最適電源運用を決定する「電力線形計画サブモデル」（以下、「線形計画」を“LP”と略記する）の二つのサブモデルよりなる。

2.1 部門分割

本モデルは 10 部門より成り、経済企画庁産業連関表との部門対応は表 2.1 に示す通りである。ここで第 1～7 部門は非エネルギー部門であり、多部門計量経済サブモデルにより取り扱われる。第 8～10 部門はエネルギー部門であるが、第 10 部門の電力は電力 LP サブモデルにより取り扱われる。第 8, 9 部門の石油、石炭は当面外生的に取り扱うが、後々プロモモデルによって内生化することを考慮し独立の部門

として扱っている。

2.2 モデルの概略

モデルの概略、および多部門計量経済サブモデルと電力 LP サブモデルとの間の変数のやりとりを図 2.1 に示そう。まず多部門計量経済サブモデルは電力 LP サブモデルより与えられた電力価格および電力投資額をもとに非エネルギー部門の電力需要量と投資財デフレータを決定し、それらを電力 LP サブモデルへ送り返す。電力 LP サブモデルでは多部門計量経済サブモデルより送られた電力需要量と投資財デフレータに見合う電力価格と電力投資額を決定し、再び多部門計量経済サブモデルへ送り返し、これら 4 つの変数、すなわち、総電力需要量、投資財デフレータ、電力価格、および電力投資額の均衡値が得られるまで二つのサブモデル間で上記のやりとりが繰り返される。以上のサブモデル間の相互関係は産業連関表のイメージで捉えると理解しやすいので、図 2.2 に簡略化した産

2) 前モデルの基本的な構造については文献〔2〕,〔5〕を参照されたい。

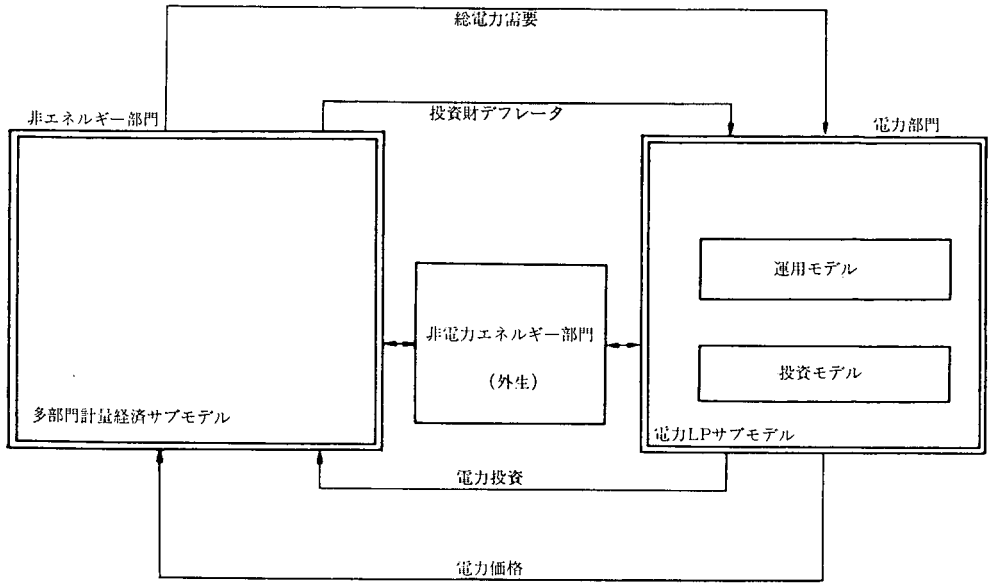


図 2.1 モデルの概要

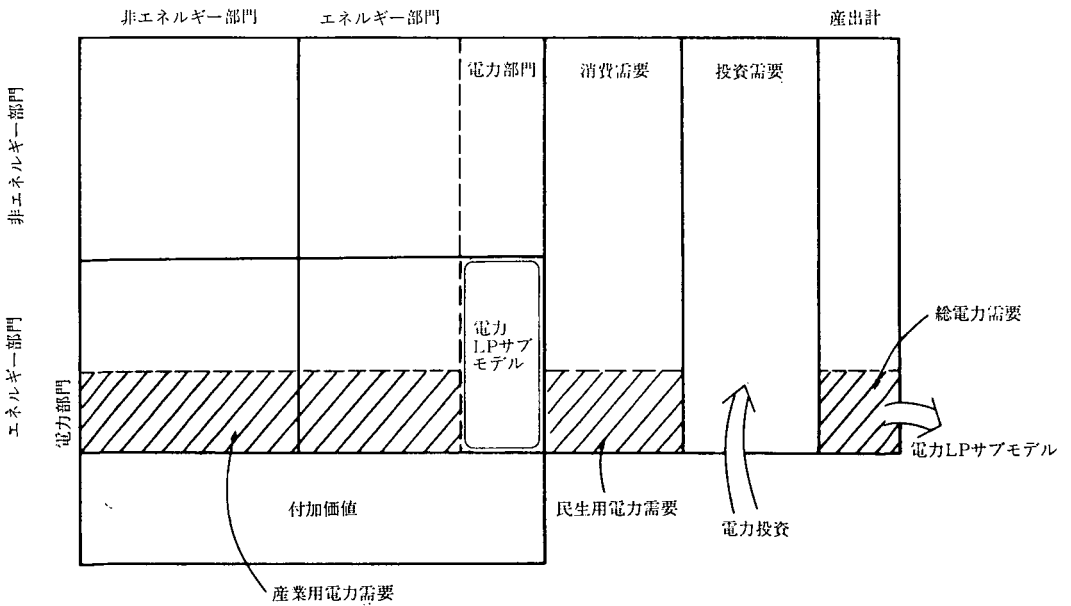


図 2.2 モデルの I/O 概念図

業連関表によってモデルの全体像を示しておくことにする。

3. 多部門計量経済サブモデルの構成³⁾

多部門計量経済サブモデルの概略を図 3.1 に示す。多部門計量経済サブモデルは説明の便宜上、次の4つのブロックに分けることができる。

- ① 供給ブロック
- ② 分配ブロック
- ③ 需要ブロック
- ④ 需給均衡ブロック

以下では順次各ブロックについて、実際の計算手順に沿いながら説明していくことにしよう。

3.1 供給ブロック

このブロックでは、部門別労働需要および財

・サービスの短期供給を扱い、部門別賃金・供給価格の一般均衡解を求める。

<生産関数>

本モデルの生産関数は、

- 産出量と資本・労働との関係については、伝統的 Cobb-Douglas 型、
- 非エネルギー中間投入は、Leontief 型固定係数
- エネルギー投入は、資本ストックの指数関数

として定式化されている。但し、エネルギー投入についてはシミュレーションに応じて適宜 Leontief 型固定係数として取り扱うことができる。

<供給関数>

上記生産関数のもとでなんらかの想定需要関数（本モデルでは線形支出体系で定式化されている）を設定すれば、完全競争市場を仮定しな

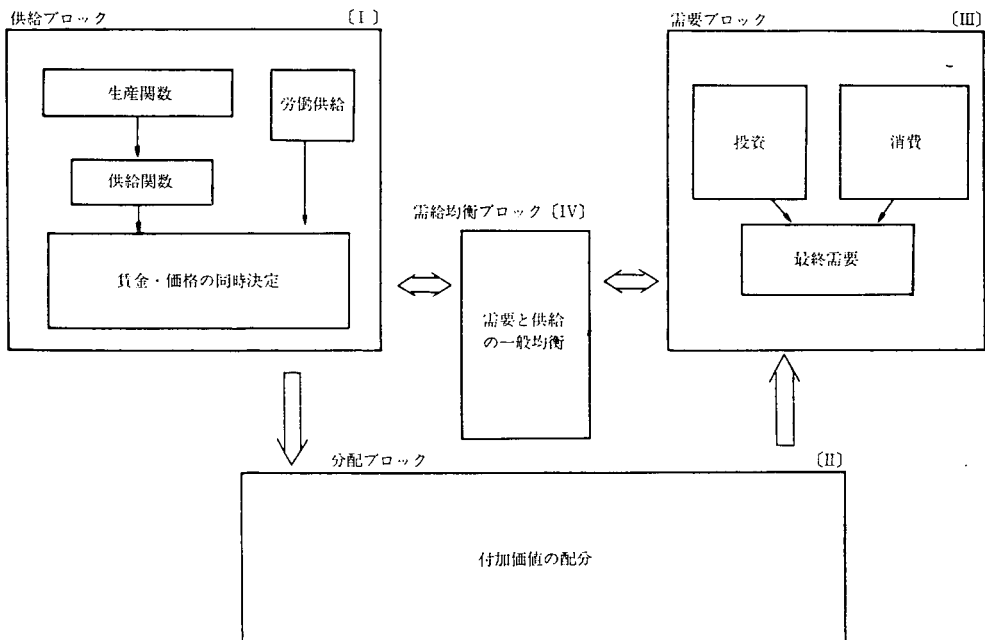


図 3.1 多部門計量経済モデルのフロー図

3) 多部門計量経済サブモデルの基本理念や理論的な詳細については文献 [1] が参考になる。

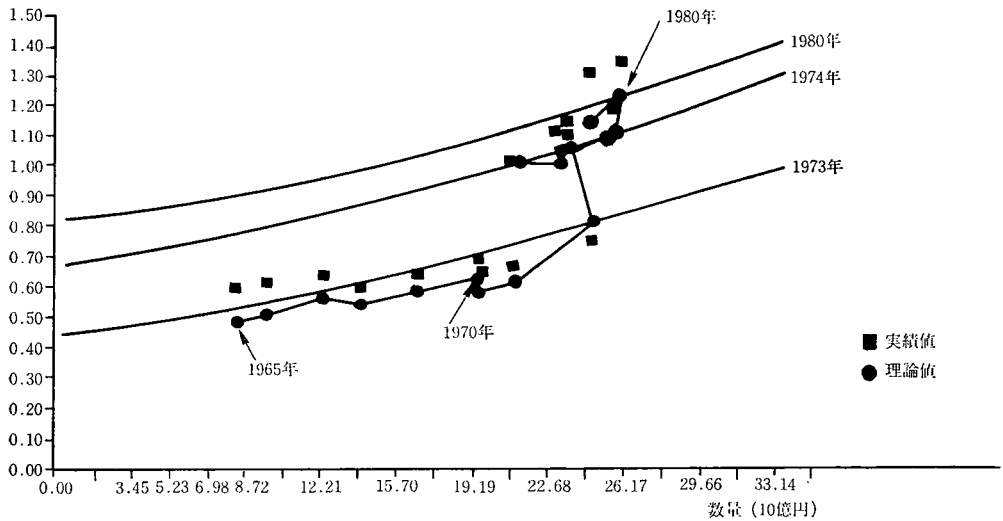


図 3.2 実測された第5部門供給スケジュール

くとも利潤極大原理から部門別の供給関数を理論的に導出することができる。実測されたパラメータを用いて描いた供給関数の例を図3.2に示そう。ここでは、第一次石油危機以前および第一～二次石油危機間、第二次石油危機以後の3つの期間で供給関数のシフトがあったことが明瞭に示されている。

<労働需要>

農林水産部門（第1部門）に就業機会を持つ労働力が工業部門に流入していく過程を明示的に取り入れたルイス型経済発展図式を採用し、農工間の労働配分が限界生産力命題により決定される。

<賃金・価格の同時決定>

ところで以上のように決定される各部門の賃金と価格は供給方程式を通じて相互に依存していることに注意されねばならない。すなわち、各部門の賃金と価格が均衡するためには全ての部門で同時に決定されることが必要である。このため、本モデルではこれらの賃金と価格は賃金・価格決定式に、平均賃金および第1部門付

加価値限界生産力決定式を含めた15本の連立方程式体系から解かれている。

3.2 分配ブロック

分配ブロックでは、供給ブロックで決定された賃金・価格を基に各経済主体ごとに付加価値の分配が決定される。

3.3 需要ブロック

需要ブロックでは、供給ブロックで決定された賃金・価格と分配ブロックで決定された所得とを与件として、費目別最終消費および各部門の民間投資が決定される。

<費目別個人消費支出>

個人の消費支出は電力・非電力の2品目に分割され、家計についてベルヌイ・ラプラス型効用関数を仮定した線形支出体系によって費目別の消費比率が決定される。

<部門別投資>

民間の部門別投資は過去の生産量により説明される企業家の予想産出量をもとに、コスト最小化原理によって上記生産関数から理論的に導出される。ただし本モデルでは、現実の経済で

は投資の調整に時間が必要とされることを考慮し、部門別の投資調整関数を設定している。

3.4 需給均衡ブロック

需給均衡ブロックでは、まず以上のように需要ブロックで決定された費目別需要量は、外生的に与えられるその他の需要項目とともに部門別最終需要量に変換される。そしてこれらが供給ブロックに初期値として与えられた値と比較され、需給均衡値となっているか否かがチェックされる。

もし均衡にない場合には、この初期値が改定され全部門が均衡するまで上記の手順が繰り返される。

4. 電力 LP サブモデルの構成

電力 LP サブモデルは電力価格と電力投資額を決定する。このために、所与の電力需要量に対して、電力供給コストが最小となるような電

源の運用と発電プラントの設備増加分を計算する LP モデルを内蔵している。電力 LP サブモデル全体の概略を図 4.1 に示しておこう。

4.1 LP モデルの基本構造

電力 LP サブモデルは説明の便宜上運用モデルと投資モデルの二つのモデルに分けることができるが、両者の基本構造は全く同一なので、まずこの共通の構造を解説し、その後両者の相互関係を説明することにしてしよう。

本 LP モデルの目的は、所与の電力需要量に対して供給コストが最小となるように各方式別発電プラントのアクティビティの選択をおこなうことにある。ここで発電方式としては、一般水力および原子力、石炭、LNG、石油、揚水の6つを考える。最小化すべき最適化問題の目的関数は、

$$\text{総供給コスト} = \text{発電コスト} + \text{送電コスト} + \text{配電コスト} + \text{変電コスト}$$

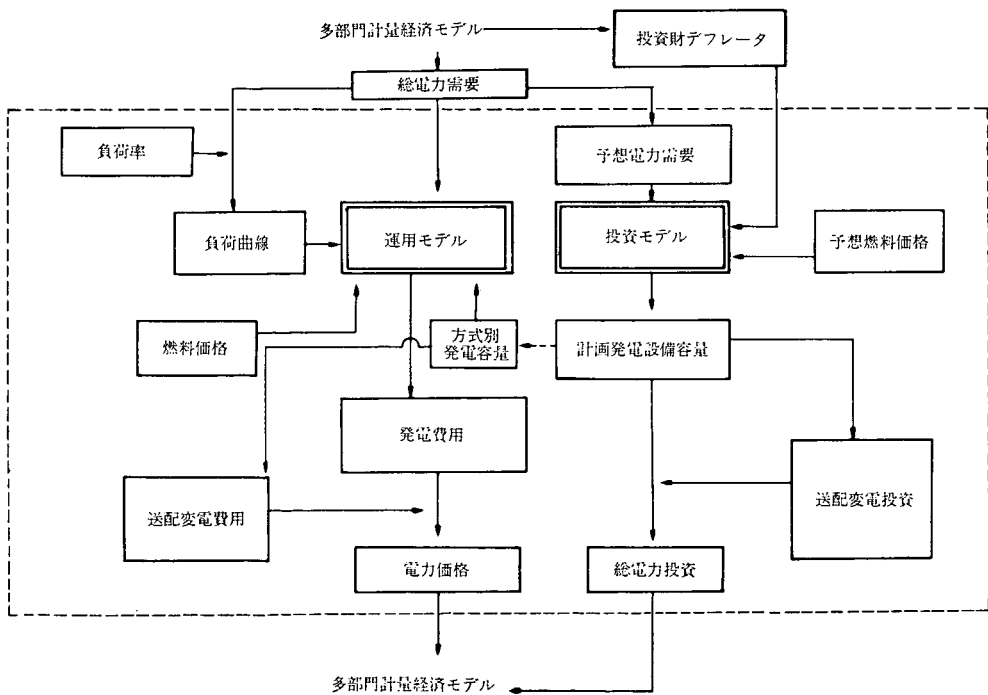


図 4.1 電力 LP モデルの概要

であり、主な制約としては以下のようなものを考える。

- ① 需要の充足
- ② ピーク時における発電容量の上限
- ③ 追加設備の建設上限
- ④ 揚水発電のエネルギー・バランス
- ⑤ 燃量消費量制約
- ⑥ 設備利用率の上限

<発電コスト・負荷配分>

発電コストを決定するためには、負荷曲線を設定することが必要であるが、本モデルでは多部門計量経済サブモデルより受け取った総電力需要量を基に負荷曲線を想定する。負荷曲線のモデル例を図 4.2 に示す。

<送電・配電・変電コスト>

送電・配電・変電コストは各々経験式により、総発電量および各方式別発電量の関数として決定される。

4.2 運用モデルと投資モデル

運用モデルと投資モデルとの相違点は、運用

モデルでは発電プラント容量を所与の制約の一つとして各発電プラントのアクティビティの選択が行なわれるのに対して、投資モデルでは発電プラント容量を可変としてアクティビティの最適な選択が行なわれる点にある。既存プラントと最適値との差が投資となるわけである。

<想定電力需要>

運用モデルでは多部門計量経済サブモデルより送られる当期の総電力需要量に対して計画を立てるのに対して、投資モデルでは将来の総電力需要量に対して計画を立てることになるが、この想定電力需要をどのように設定するかが問題となる。

本モデルでは想定電力需要を決定するために以下の仮定を置いている：

- ① プラント建設の期間は一律5年とし、投資は計画時点でまとめて行なわれる。すなわち、投資はまとめて計画の一時点で投下されるが、そのプラントが実際に稼働を開始するのは、その投資の5年後である。

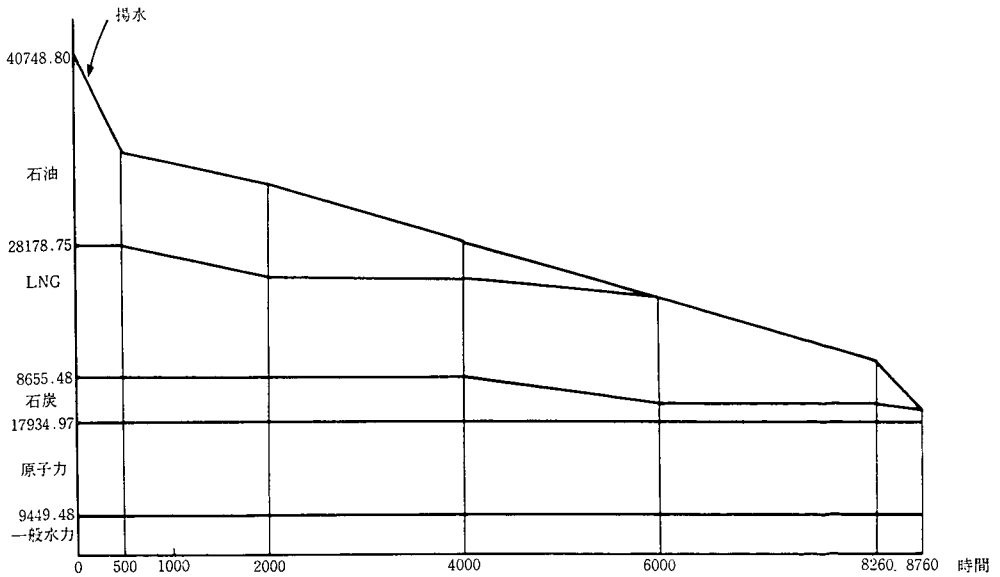


図 4.2 負荷曲線の計算例

② 計画に必要な5年先の想定需要は自己回帰型経験式による。

以上の運用モデルと投資モデルとの相互関係を図4.3に示しておこう。

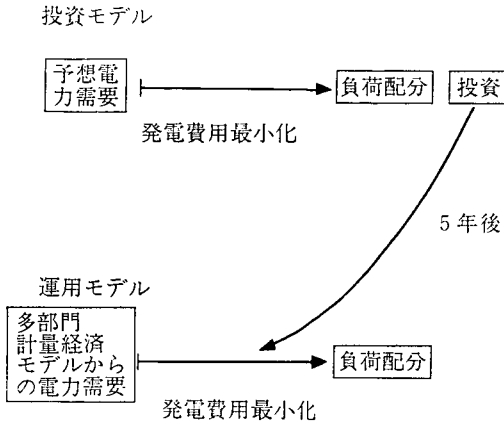


図 4.3 LP モデルの相互関係

なお、ここで採用した電力需要の想定方式では、必ずしも事後的に予想値と結果が一致するわけではないので、シミュレーション結果の解釈上問題を起こすことがある⁴⁾。両者が一致するまで計算を繰り返すのも一法ではあるが、今後の検討課題である。

5. 今後の課題

本モデルは既に稼働し若干のシミュレーションについても報告を行なったが⁵⁾、その結果については幾つかの点で未だ不満な面を残している。以下では、これらの検討課題および将来改良すべきモデルの若干の問題点を整理し、本稿の結びとすることにした。

<短期エネルギー間代替の可能性>

すでに述べたように本モデルの生産関数では、各エネルギー投入量が資本ストック量からのみ決定されるようになっている。このため、産業用エネルギー需要についてのエネルギー間

代替は資本ストック量の長期的な変化を通してのみ生じることになり、エネルギーの相対価格変化による短期的なエネルギー間代替の可能性が無視される結果となっている。価格効果によるエネルギー間代替の可能性を明示的に取り入れた生産関数としては、トランスログ関数や二段階CES関数等が知られているが、これらの関数型の導入について検討することが必要となるかもしれない。

<LP解の解釈と調整>

LPは不連続な解の選択を行なうため、時として解が非現実的な跳躍的な動きを示すことがある。これは最適化の過程における各制約式の役割を検討するための有益な情報を与えるものであるが、現実性という観点からは考慮の余地を残しており、得られた解に調整を施して用いることも考えられよう。

<部門別電力需要量と負荷曲線の形状>

現状では、負荷曲線が総電力需要量に対して設定されているため、産業構成の変化と負荷曲線の形状の変化とが直接的には結びついていない。このため、エネルギー・経済間の相互作用を明示的に捉えるというモデル本来の目的からすれば、産業構成の変化が負荷曲線の形状を変化させるようなメカニズムをモデルに導入することが検討されねばならないだろう。

参考文献

- [1] 辻村江太郎, 黒田昌裕『日本経済の一般均衡分析』, 筑摩書房, 1974。
- [2] 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, 阿波田禾積, 中村二郎, 井澤裕司, 伊藤浩吉, 木村繁「KEO—電研モデルの構成」, 1984, 電力中央研究所研究報告: 583008。

4) 文献〔5〕参照。

5) 文献〔4〕,〔5〕参照。

- [3] 同上『『KEO—電研モデル』のデーター作成について』, 1984, 電力中央研究所内部資料 No. 253。
- [4] 同上『『KEO—電研モデル』のテスト』, 1984, 電力中央研究所内部資料 No. 254。
- [5] Izawa, H., “KEO-DENKEN Model: An Analysis of Energy-Economy Interactions in Japan,” Paper presented for EPRI-CRI

EPI Workshop on Energy Analysis, 1983, (proceedings will appear in December 1984, from Electric Power Research Institute, CA., U. S. A.).

(いざわ ひろし
経済部
エネルギー研究室)

経済研究所既刊論文

(昭和 57 年 1 月～昭和 59 年 12 月)

電力経済研究

<p>No. 16</p>	<p>発電所の景観評価</p> <p>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—</p> <p>発電所立地に伴う地域社会経済の変化</p> <p>電力需要変動の要因分析</p> <p>(文献紹介) 新発電システムの比較研究と評価(要約)</p> <p>(文献紹介) 現代経済の病理を考える —L. C. サロー『ゼロ・サム社会』(岸本重陳訳)を読 んで—</p>	<p>若谷佳史, 山本公夫 若谷佳史, 山中芳朗 荒井泰男, 斎藤観之助 植木滋之, 牧野文夫 内山洋司 伊藤成康</p>	<p>57. 5.</p>
<p>No. 17</p>	<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</p> <p>(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 熊倉修 服部常晃, 伊藤成康 廿日出芳郎 矢島正之, 牧野文夫 西野義彦, 植木滋之 牧野文夫 井澤裕司</p>	<p>58. 7.</p>
<p>No. 18</p>	<p>本号</p>		<p>60. 1.</p>

情報処理研究

<p>No. 11</p>	<p>特集 メンテナンス・サポート・システム 電気事業情報処理システムのメンテナンス——中国電力 におけるメンテナンス・サポート・システムの開発—</p> <p>(研究報告) 意思決定支援システムの計算機技術</p> <p>テスト分析・選択システムの提案</p> <p>原子力発電所におけるオンライン放射線被曝管理システ ムの性能予測評価</p> <p>(調査報告) システム監査に関する調査報告</p>	<p>鈴木道夫, 坂内広蔵 寺野隆雄 鈴木道夫 坂内広蔵, 正木和子 寺野隆雄 伊藤祐次郎, 若林剛</p>	<p>57. 5.</p>
---------------	--	--	---------------

<p>No. 12</p>	<p>特集 オフィスオートメーション オフィスオートメーションとその問題点 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 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 <p>付 電力各社のOA化機器類導入概況</p> <p>研究報告 技術計算サポートシステム ソフトウェア仕様書体系の調査・評価 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</p>	<p>寺野 寿郎 若林 剛, 森清 堯 鈴木道夫, 原田 実</p> <p>高橋 誠, 松井正一 原田 実 松井正一, 高橋 誠 森清 堯</p>	<p>59. 2.</p>
---------------	---	--	---------------

電力中央研究所報告

<p>581011</p>	<p>エネルギー収支分析の有効性</p>	<p>斉藤 雄志</p>	<p>57. 3.</p>
581012	ソフトウェア仕様書体系の調査・評価——設計管理システムの要件分析——	原田 実	57. 3.
581013	長期エネルギー経済モデル ETA-MACRO の構成	斉藤雄志, 阿波田禾積 内山洋司, 長田紘一 伊藤浩吉	57. 3.
581014	国際石油市場とメジャーズの収益性の動向——1960年代を中心に——	廿日出 芳郎	57. 3.
581015	原子力分野における多国間事業の組織	矢島 正之	57. 3.
581016	国際石油市場のモデル分析 第三編：OPEC諸国の原油供給構造分析	斉藤観之助, 佐和隆光 荒井泰男	57. 3.
581017	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, 原田 実 高橋 誠, 森清 堯 若林 剛	57. 3.
調査581018	ヨーロッパ電気事業における情報処理の動向	森清 堯, 原田 孜	57. 3.
581019	水生微生物エコシステムにおける非線形拡散現象の数理と映像化——共同研究報告書——	赤崎俊夫, 池田 勉 石井仁司, 宇敷重広 川崎広吉, 黒住祥祐 佐久間紘一, 高橋誠 田口友康, 西浦廉政 藤井 宏, 細野雄三 三村昌泰, 山口昌哉 米川和彦	57. 3.
依頼581520	河川維持流量の算定手法に関する研究——景観評価手法(その1)——	若谷佳史, 山本公夫 山中芳朗	57. 3.
581021	日本経済の短期予測モデルの構成	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	57. 3.

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, 斎藤雄志	58. 7.
582027	原油値下がりの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 岩井詔二, 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 誠, 黒田昌裕 吉岡完治, 桜本 光 赤林由雄, 大澤悦治 斎藤雄志, 阿波田禾積 中村二朗, 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経	高橋 誠, 松井正一 寺野隆雄, 森清 堯	59. 4.
583012	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・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	信国真載, 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.
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シフト	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 Management —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 Productivity 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.18

1985年1月25日 印刷発行

発行所 財団 電力中央研究所
法人 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

1400

印刷：藤本総合印刷株式会社

所得階層別電灯需要の分析	服部 常晃……………(1)
	桜井 紀久
夏季電力需要の気象要因分析	小野 賢治……………(17)
	森 清 堯
発電所立地の社会経済影響予測	大河原 透……………(41)
	中馬 正博
米国電気事業における公衆参加	高橋 真砂子……………(65)
新発電技術の総合評価	内山 洋司……………(89)
—微粉炭火力と石炭ガス化複合発電の比較評価—	
軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価	山地 憲治……………(107)
	松村 哲夫
電力需要動向と電源構成	斎藤 雄志……………(117)
	大庭 靖男
	七原 俊也
	伊藤 浩吉
〈新モデル紹介〉	
電研中期多部門計量経済モデルの構想	井澤 裕司……………(143)