

電気事業の設備投資と資金調達*

キーワード：設備投資，資金調達，財務モデル，電気事業

富田輝博 牧野文夫

〔要旨〕

電気事業の設備投資と資金調達の問題を分析するため、財務構造に焦点をおいた「電力財務モデル」を開発した。本モデルは、既開発のモデルを拡充、再構築したものであるが、主な特徴および拡張点は次のとおりである。

第1に、電力需給、資金、収支および会計の4つのバランスが同時に解かれることである。これにより、需要、収入が伸びないという低成長時代に対応して、収入、支出、設備投資、資金などのバランスをとりながら平均供給コストの長期安定化を図るための方策を探ることが可能である。

第2に、電力設備投資の着工ベースと竣工ベースとのリンクを行い、電力設備の建設期間のラグに伴う投資資金の流れを精密化したことである。この結果、電力設備（物量）と設備投資（金額）との対応が明確となり、電源構成の変化が設備投資、収支に及ぼす影響が定量的に把握されるようになった。

第3に、電源多様化投資の長期的効果を明示的に分析するため、原子力、水力に加え、火力発電設備を石油火力、石炭火力およびLNG火力に分割したことである。また、この分割により、短期的には、石油火力の稼働率が電力需給バランスの調整的役割を果たすことも可能となった。

1. はじめに
 2. 電力財務モデルの構成
 - 2.1 モデルの概略
 - 2.2 投資基準
 - 2.3 財務モデルのブロック別構成
 3. 電力設備投資の将来推計と資金調達
 - 3.1 予測の前提
 - 3.2 シミュレーションの結果
 4. 今後の課題
- 参考文献

1. はじめに

電気事業においては、電力需給の構造変化の中で、電力の供給コスト低減および安定供給を図るため、設備投資の適正化と財務体質の強化に取り組むことが重要な経営課題である。特に、石油危機以降、石油価格の高騰、為替レート的大幅変動、インフレの影響をまともに受けて電力収支が悪化し、数次にわたる料金改定を

行なった。このような外生的な条件による経営悪化に対処するため、電気事業は本格的に電源多様化およびコストダウンに取り組んでいる。その結果、電力経営は燃料費変動型のパターンから電源多様化投資による資本費負担が最大の収支圧迫要因になりつつあり、その抑制が重要な課題となっている。すなわち、需要、収入が

* 本稿の作成に際しては関口博正研究員の御協力を得た。記して御礼申し上げたい。

伸びないという低成長時代に対応して、収入、支出、設備投資、資金などのバランスをとりながら電気料金の長期安定化を図るための方策を探ることが課題である。

そこで、本報告はこのような目的のために開発された電力財務モデル¹⁾についてその概要を述べるとともに、財務モデルによる設備投資の将来推計の試算結果を示す。

2. 電力財務モデルの構成

2.1 モデルの概略

本モデルは、電気事業の設備投資と資金調達との相互作用メカニズムを明示的に分析するための財務シミュレーションモデルである。モデルは設備投資、電力需給、費用、資金調達、収入、貸借対照表の6つのブロックから構成され、それぞれのブロックは相互依存の関係をもっている。図2.1はモデルの概略を示したものである。

本モデルの特色は3点ある。第1に、需給、資金、収支および会計の4つのバランスが同時に解かれることである。すなわち、電力需要ブロックで電力需給と供給が需給バランスをとり、設備投資ブロックと資金調達ブロックで資金バランスをとる。また、費用ブロックと収入ブロックで収支バランスをとり、貸借対照表ブロックの資産側と負債側が会計バランスをとる。

第2の特色は、電力設備投資の着工ベースと竣工ベースのリンクをはかったことである。電力発電設備はその建設にあたって、着手してから、着工を経て竣工（運開）に至るまで数年から10年近い年月を要する。モデルでは、各電源別に、建設工事費の標準的な支払いパターンを与えることによって、設備投資竣工額を建設

期間中の各年次に配分し、これを電源プラント別に積み上げ設備投資着工額を推計した。

第3に、電源多様化投資の効果を明示的に分析するため、火力発電設備を石油火力、石炭火力およびLNG火力に分割したことである。これにより、電気事業が石油危機以降積極的に推進している石油代替電源開発の電力経営に及ぼす影響を定量的に把握することが可能になった。さらに、短期的には石油火力の稼働率が電力需給バランスの調整的役割を果たすことも可能となった。

2.2 投資基準

電気事業は設備投資の効率化、適正化に取り組んでいるが、その場合、どのような投資基準を念頭に置いているのだろうか。ここでは次の2つの戦略を考えてみよう。

① 投資最小化

② 目標設備率の達成

①は設備投資のための資本支出を最小にしようとする戦略である。この戦略は設備が過剰な場合、たしかに短期的には供給コストが低下するが、長期的に見た場合、燃料費の増加や設備の不足による供給コストの上昇により最終的には消費者は高い電気料金を負担することになるだろう。

これに対して②は、最大電力に対する電源容量の適正な割合を目標として設定することによって、長期的に平均供給コストを低減することをねらった戦略である。電気事業の設備率（電源容量／最大電力）は、供給予備率、夏季補修、所内率を考慮にいれると、1.2～1.3の

1) 本モデルの詳細については、文献〔4〕および〔2〕を参照されたい。なお、計量経済学的手法による企業モデルについての全般的なサーベイは文献〔3〕が、また電力財務モデルによる電力投資戦略の分析については文献〔1〕が参考となろう。

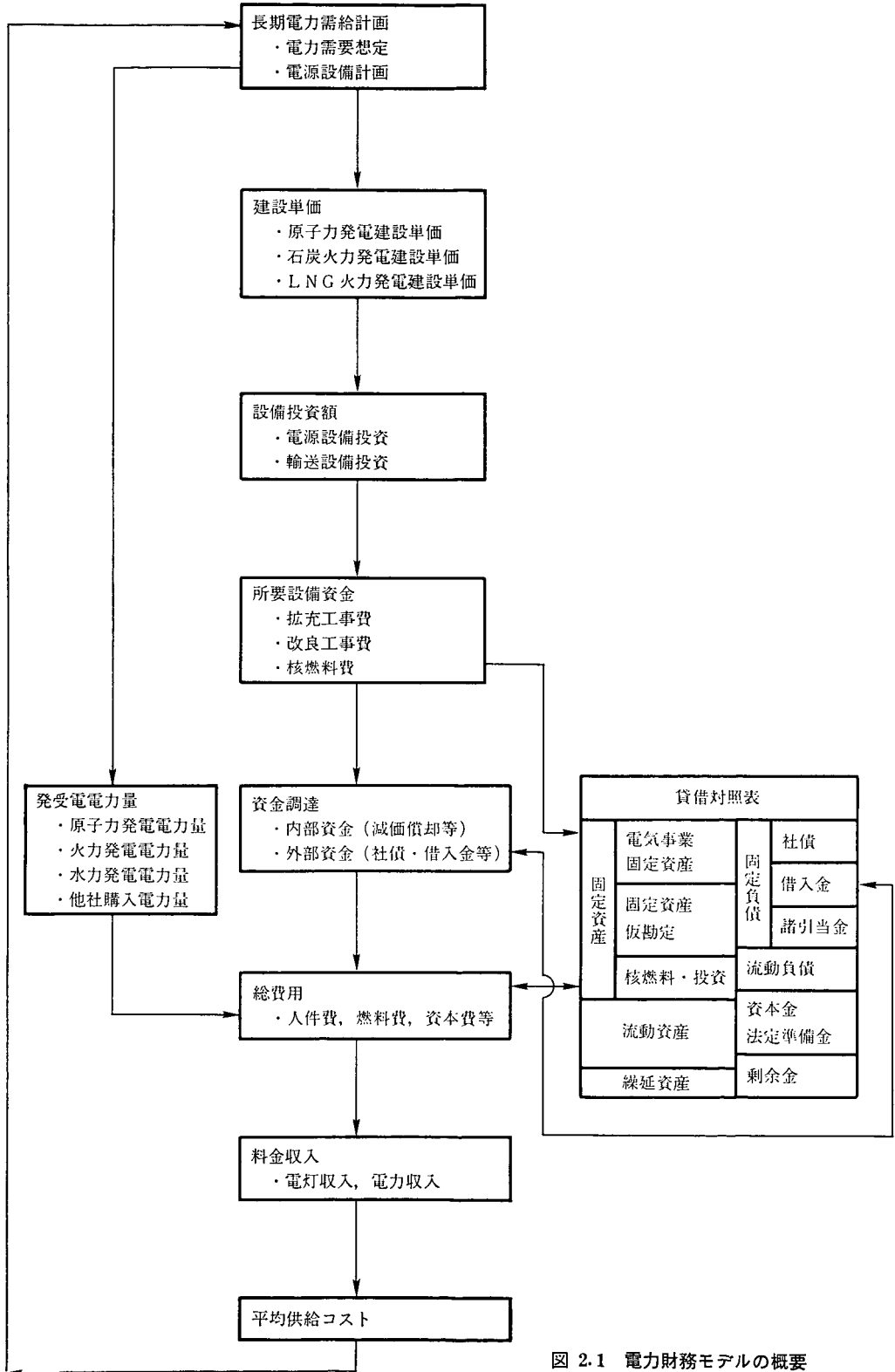


図 2.1 電力財務モデルの概要

水準が望ましいものと思われる。因みに、当所の「長期電力需給の展望」(1984年2月)では、2000年においては1.2と想定されている。電気事業の現在の設備率の水準は1.4程度であるが、これは、電源多様化投資を積極的に進めている最中のため、一時的に高くなっているものと考えられる。電気事業審議会需給部会における電源開発目標によれば、1990年の設備率は1.38、1995年は1.35、2000年は1.30と徐々に、目標設備率に近づけるように電源開発計画を想定している。

本モデルでは、電力供給コストの抑制および供給安定の観点から目標設備率の達成をめざすという投資基準を採用する。

2.3 財務モデルのブロック別構成

(1) 設備投資ブロック

本財務モデルでは、長期電源開発計画は外生である。従って、電源設備投資(物量ベース)は、各電源別に時系列的に所与のものとして扱われる。電源設備投資(竣工ベース)は、設備投資(物量)に建設単価を乗じることによって求められる。すなわち、LNG火力を例にとつて式に表わすと、

$$ISL = DQSL \times PSL \quad (1)$$

ここで

ISL : LNG 火力設備投資竣工額

DQSL : LNG 火力設備増分

PSL : LNG 火力設備建設単価

である。建設単価は基準年(1984年)の建設単価が建設デフレタ分だけ年々上昇するものとする。

(1)式に示すように各設備投資の竣工額は時系列的に将来の計画値まですべて与えられる。そこで、次にこの竣工額を着工額(工事ベース)とリンクすることが必要である。各電源

設備は建設の着手から、着工を経て竣工に至るまで数年から10年近くを要する。モデルにおいては、各電源別に、標準的な建設期間および建設工事費支払パターンを想定し、各年次に配分した。

LNG 火力を例に式で示すと、

$$ISL_t = INVSL_{t-3} + INVSL_{t-2} + INVSL_{t-1} + INVSL_t \quad (2)$$

ここで

$INVSL_t = t$ 期における LNG 火力設備投資支払額

である。このように、LNG火力と石油火力は建設期間を4年と想定し、原子力は8年、水力(一般、揚水とも)は7年、石炭火力は6年と各々建設期間を想定した²⁾。

(2)式は、 t 期における LNG 火力設備投資の竣工額であるが、右辺の t 期における LNG 火力の着工額を求める必要がある。 t 期における LNG の火力の着工額は、今期から3年後に竣工する予定の設備分まで含むから、

$$INVSL_t = \alpha_0 ISL_t + \alpha_1 ISL_{t+1} + \alpha_2 ISL_{t+2} + \alpha_3 ISL_{t+3} \quad (4)$$

と表される(表2.1)。ただし、 α_0 、 α_1 、 α_2 、 α_3 は LNG 火力の建設工事費の支払係数で、 $\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1.0$ である。その他の火力、原子

2) 建設費支払関数は数学的には次式のように近似できる。

$$C_t = TC(1 - \cos(\pi/2 \cdot t/T))^b \quad (3)$$

ここで

T = 建設期間

t = 建設期間中のある時期

TC = 総建設費

C_t = 建設期間のある時期までの建設費支払累積額

である。RAND コーポレーションの Mootz の推定によれば、パラメータ a の値は石炭火力 3.2386、原子力 4.0820、 b の値は石炭火力 1.2932、原子力 3.2495 と推定されている。我が国については、パラメータ推定に十分なデータが公表されていないため、一部電力会社の実績値をもとに、各電源別に支払額の標準パターンを想定した(Mootz, W, *Cost Analysis of Light Water Reactor Power Plants*, RAND Corporation, 1978 参照)。

表 2.1 設備投資の着工ベースと竣工ベースの関係

		竣 工 年 度			
		t	t+1	t+2	t+3
着 工 年 度	t-3	$\alpha_3 I_t$			
	t-2	$\alpha_2 I_t$	$\alpha_3 I_{t+1}$		
	t-1	$\alpha_1 I_t$	$\alpha_2 I_{t+1}$	$\alpha_3 I_{t+2}$	
	t	$\alpha_0 I_t$	$\alpha_1 I_{t+1}$	$\alpha_2 I_{t+2}$	$\alpha_3 I_{t+3}$
	t+1		$\alpha_0 I_{t+1}$	$\alpha_1 I_{t+2}$	$\alpha_2 I_{t+3}$
	t+2			$\alpha_0 I_{t+2}$	$\alpha_1 I_{t+3}$
	t+3				$\alpha_0 I_{t+3}$

備考) 建設期間が4年の場合の例示
 I_t : t期における設備投資竣工額
 α_i : 竣工期よりi期前の建設費支払係数

力、水力についても(4)式と同様にあらわされ、電源プラントすべてを合計したものが発電設備投資の着工額である。

輸送設備については、発電設備と同様、建設期間が数年に及ぶものもあるが、ここでは簡単化のために、今期着工した輸送設備はすべて翌期竣工するものとした。また、i期の輸送設備投資着工額は電力需要(kWh)の関数とした。

設備投資の着工ベースでは、拡充工事資金(発電設備、輸送設備)の他に、改良工事資金と核燃料資金も含まれる。改良工事資金は、最近、石油火力からLNGまたは石炭火力への燃料転換工事および公害防止等の環境関係投資が増加している。関数形としては、発電設備期首残高および設備近代化率を用いる。設備近代化率は、発電設備および各輸送設備の期首残高に占める最近3ヶ年の新設設備投資(いずれも物量ベース)の割合を、各設備残高(金額ベース)で加重平均したものである。

(2) 資金調達ブロック

最近における企業の資金調達の一般的特徴は、所要資金に占める内部資金の比重が上昇している点である。法人企業全体では、高度成長末期の1970~73年度の平均で内部資金(減価償却と留保利益)の比重は35%、外部資金の

それは65%であった。これに対し、最近の1980~82年度の平均では内部資金と外部資金の割合は52%対48%と逆転した(表2.2)。

表 2.2 法人企業・電気事業の資金調達構造の変化 (単位: %)

年 度	1970~73	1980~83*
法人企業		
内部資金比率	35	52
外部資金比率	65	48
借入金	90	83
増資・社債	10	17
電気事業		
内部資金比率	41	55
外部資金比率	59	45
借入金	44	64
増資・社債	56	36

*: 法人企業は1980~82年の平均
 資料: 法人企業については鈴木淑夫「金融自由化と金融政策」東洋経済新報社(1985年)に基づき作成。

もう一つの資金調達の特徴は、外部資金の調達ルートが多様化が目立つ点である。1970年~74年に全体の83%を占めていた円建借入が1981~83年には48%へ低下し、代わって海外からのインパクト・ローン、内外市場での増資、起債(とくに外債発行)の比重が上昇している。

一方、電気事業における資金調達の実績推移を見ると、1970年代は平均して内部資金比率は40%程度と外部資金比率を下回っていた。その理由はインフレ、石油危機に伴う燃料費の高騰等、電力収支の悪化により減価償却を定率から定額に移行したこと、および内部留保、工事費負担金等の減少によるためである。しかし、82年以降、経営収支も改善され、内部留保の充実につとめた結果、内部調達比率は60%程度と外部資金との立場を逆転した。すなわち、減価償却は定額から100%定率が採用されるようになったこと、および核燃料再処理引当金、核燃料減損額が内部留保のうちの大きなウ

ェイトを占めるようになったことが主な要因である。

次に、資金調達ブロックの定式化を考えるにあたって、設備資金の調達がどのような考え方で行われるか検討してみよう。資金調達の目標としては、資金コスト最小化あるいは自己資本比率の向上等が考えられる。電気事業の資金調達行動は、資金コスト最小化行動を優先し、自己資本比率は社債発行限度枠を満たす範囲内で最小限に押さえられてきたため、昭和 30 年代の 30% から一貫して低下傾向を続け、最近では 15% 程度の水準にとどまっている（表 2.3）。

表 2.3 自己資本比率、社債発行倍率の推移

年 度	35	40	45	50	55	56	57	58
自己資本比率(%)	33.3	31.4	27.1	18.5	14.0	14.3	15.3	15.2
社債発行倍率	0.6	0.9	1.4	1.8	2.8	2.7	2.7	2.6

商法では、社債発行限度は資本および準備金か純資産額かのいずれか少ない額の 2 倍までとなっているが、51 年制定の電気事業特例法により 10 年間の時限立法で 4 倍まで認められた。しかし、これも 60 年度で期限切れとなり、70 年度末までには元の 2 倍に戻されなければならない。4 倍のまま延長するのか、あるいはさらに限度枠を拡大するのが検討が必要となろう。因に、社債発行残高は 58 年度末で 7 兆 3,142 億円に達しており、社債発行倍率も 9 電力会社平均で 2.6 倍、高い会社で 3.1 倍と発行余力が乏しくなっている。

社債の発行については、最近では金利の低いスイス市場で、スイスフラン債の発行や、6 年債、10 年債、12 年債の発行を行うなど資金調達の多様化・効率化に努めている。また、円の国際化、金融の自由化の進展に伴い、電力の外債発行はますます増加するものと考えられる。

しかし、外債建債務は為替リスクをもたらす恐れがあるため、電気事業は円・ドルリンク債、スワップ債等、為替リスク回避策を講じながら低コスト資金導入のために一層多様化に努める必要がある。

所要資金のうちの内部資金を除いた残りは外部資金で調達する（本ブロックではすべて純増ベースで扱う）。その場合、金利の最も安い社債をまず調達し、増資は社債発行限度枠との関係で社債と同時決定する。そして借入金が最終的に資金調達のバランス項となって帳尻をあわせるものと想定する。増資については、過去の実績では電気事業は収支状況、社債限度をにらみながら、二、三年に一度、二割増資ないし三割増資を行ってきた。しかし、今後は増資に伴う配当負担の増大が収支を大きく圧迫すると予想されるので、従来の発行間隔で増資を続け社債発行枠を拡大するには限界がある。借入金を資金のバランス項目としたことは、電気事業が必要な資金は最終的には市中借入によって賄うことができると仮定したことになる。現実には、銀行法により大口融資規制があるため、特定の金融機関から一定限度以上を借りられない。そのため、電気事業は市中銀行や生命保険会社などからの借入に加えて、農林中央金庫、全国信用金庫連合会、年金信託からの新規借入を行い、資金調達の多様化を進めている。

このように、高度成長期の量的確保を最優先した調達パターンから、低成長時代に入って、資金コストの低減をはかるといった質的側面を重視して長期安定的資金を確保するという考え方への転換が進められている。

（3）費用ブロック

電気事業における費用項目は次の 7 つに分けられる。人件費、燃料費、修繕費、支払利息、

減価償却、他社購入電力料、その他費用である。これに純利益を加えたものをここでは総括原価と呼ぶことにする。

総括原価を構成比でみると、幾つかの特徴があげられる。人件費は昭和33年の20%から一貫して低下を続け、昭和55年に10%を切ったからほぼ8%と横ばいの水準となった。電気事業ではこの間、従業員数が9社合計でほぼ13~14万人とコンスタントの状況を続けている。製造業ではこの間、大幅に雇用が増加したのに比し、電気事業は合理化および業務の委託化に努め雇用増を抑制した結果、人件費のウェイトが低下した。

費用構成のうち最も大きなウェイトを占める燃料費は二度にわたる石油危機によって大幅に増大した。特に、第一次石油危機直後の昭和49年度には38%まで占めるに至ったが、原子力発電の増加および燃料価格の低下により、58年度は30%へと低下した。

次に、資本費関係の費用項目のうち、減価償却費については、石油危機以降、燃料費増の影響を受けて、定率償却から定額償却へ移行したため、10%を切る水準となった。しかし、代替エネルギー投資の促進および建設価格の高騰に伴う巨額の設備投資に加えて55年以降、一部定率が導入され、58年には100%定率に戻ったため、減価償却費のウェイトは再び10%台にもどった。また、支払利息はほぼ一貫して10~12%の水準を続けているが、これは投資資金を外部資金に大きく依存したためである。修繕費は7~10%の水準を推移しているが、収支状況に対応して変動する傾向がみられる。

その他費用は、固定資産税、事業税および電源開発促進税などの諸税、委託税、研究費、貸借料、損害保険料、使用済核燃料再処理引当金

等種々の項目から構成される。20%程度の構成費であるが、最近、電源開発促進税の税率アップによる増加や原子力発電電力量の増加に伴う再処理引当金の増加等により漸増傾向にある。

次に、-費用ブロックのモデルの定式化について述べる。人件費は、給料手当が大部分を占めるため、従業員一人当たりの平均賃金および従業員の関数とした。

燃料費は火力燃料費と核燃料減損額より構成される。火力燃料費は、石炭、石油、LNGの火力発電設備別の燃料消費量に、各々燃料単価を乗じてこれを合計した。各燃料消費量は発電電力量より換算される。各燃料単価は外生とする。核燃料減損額は原子力発電電力量により求められる。

減価償却費および修繕費は、基本的には電気事業固定資産期首残高によって決まるものとした。ただし、修繕費については、設備年齢の高まりとともに修繕費が増加すると考え、資本のヴィンテージの指標として設備近代化率を追加した。

支払利息は、社債および長期借入金の関数とする。いずれも期首残高と期末残高の平均値を説明変数とする。なお、ここでいう支払利息は総支払利息、つまり建設中利子も含めたものである。建設中利子は固定資産の原価となり、その年度の費用には算入されないため、建設中利子分は便宜上、その他費用から控除する。その他費用は諸税をはじめ、種々の費用項目を含むので、収入および総資産期首残高の関数とする。税引前純利益は配当および法人税支払のための所要利益として確保されると考えて資本金の関数とした。

(4) 貸借対照表ブロック

貸借対照表ブロックは資産の部と負債・資本の部から構成される。資産側項目として、電気事業固定資産（土地を除く）、土地、固定資産仮勘定、その他固定資産（事業外固定資産、核燃料、投資等）、流動資産・繰延資産に分類した。負債側項目は、固定負債、流動負債に分類する。固定負債は社債、長期借入金（長期未払債務、関係会社長期債務および雑固定負債を含む）および退職給与引当金など（使用核燃料再処理引当金他を含む）から構成される。会計上は一年以内に期限到来の固定負債は流動負債に

分類されるが、ここでは支払利息算出の必要上、固定負債の社債、長期借入金に各々含める。従って、流動負債からは一年以内に期限到来の固定負債は除く。資本項目は資本金、法定準備金、剰余金から構成される。剰余金は利益留保性引当金として扱い、剰余金の中に含める。

以上の分類に従って、貸借対照表ブロックのモデルの定式化を行う。貸借対照表の各項目はすべてストック変数であるため、基本的には会計的恒等式、すなわち、

$$\text{期末残高} = \text{期首残高} + \text{期中増減}$$

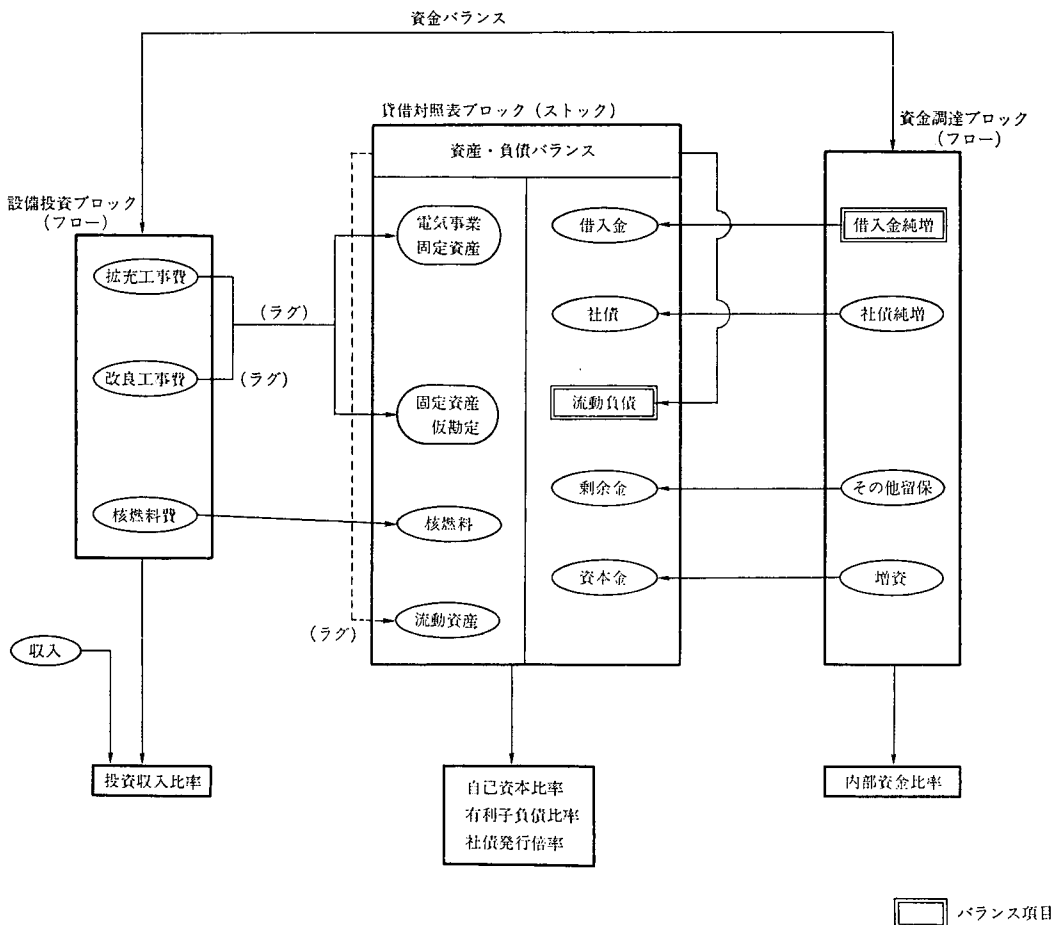


図 2.2 設備投資と資金調達の関係

という形をとる。しかし、モデル設定上、関数形を採用した変数もある。固定資産仮勘定、その他固定資産、流動資産がそれである。固定資産仮勘定期末残高は固定資産仮勘定期首残高、設備投資着工額、設備投資竣工額の関数とし、その他固定資産および流動資産は総資産期首残高の関数とする。

最後に、貸借対照表の資産側と負債・資本側はバランスさせなければならない。資産側、負債・資本側の各項目を別々に積み上げて両者が一致する保証はない。そこで、両者をバランスさせるため、バランス項目として流動負債を用いる。以上、設備投資と資金調達の間接関係を貸借対照表と関係づけて図示したものが図 2.2 である。

(5) 電力需給ブロック

電力需給構造は二度にわたる石油危機を契機として大きな構造変化をとげてきた。電力需要の伸びは高度成長期(1960~73年)においては10%を越す大幅な増加を示したが、第一次石油危機後(1973~79年)においては4~5%と半減し、さらに、第二次石油危機後(1979~82年)は、需要はほぼ横ばいの状況となった(表 2.4)。このような需要構造の変化は経済の低成長化への移行、電力多消費型から電力寡消費型への産業構造の変化に加えて、省エネルギーの浸透等を反映したものである。83年以降、景気の回復、気温の影響等により、需要の伸びは5%を越えたが、基調的には低成長傾向は変わらないと考えられる。なお、最大電力も電力需要量と同様の伸びを示しているが、83年、84年については猛暑の影響で需要量を上回る伸びを示している。

他方、電力供給構造もエネルギー供給の脆弱性、石油価格の高騰等により、大きな影響を受

表 2.4 電力需要の伸びと経済成長
(年平均伸び率：%)

年 度	1960~73	73~79	79~82	82~84
電力需要	11.0	4.5	0.8	5.6
電灯	13.8	6.4	2.2	6.3
電力	10.3	4.0	0.4	5.4
最大電力	11.3	4.5	1.1	7.3
実質 GNP	9.5	4.0	3.7	4.8
電力・GNP 弾性値	1.16	1.13	0.22	1.17

け、電力供給の安定、供給コストの抑制を図るため、石油代替電源の開発を推進してきた。すなわち、石油危機直後の1975年には発電電力量構成比で石油火力は63%を占めていたが、電源多様化を積極的に進めた結果、1983年の36%までに低下した。これに対して原子力は75年の6%から83年の20%へと飛躍的に増加した。

需給ブロックのモデルの定式化に際しては、以上の状況を考慮に入れて設定した。需要のうち、電灯需要関数は個人消費支出(実質)および電灯料金単価(実質)を用いる。電力需要関数はIIPおよび電力料金単価(実質)を用いる。

最大電力はベース需要部分と冷房需要部分とから構成すると考え、ベース需要は民間企業ストック期首残高(実質)で説明し、冷房需要は家庭用ルームクーラー普及率を代理変数として用いる。

供給については、各電源の発電電力量は各発電設備(kW)に稼働率(パラメータ)を乗じて求める。損失電力量は発電電力量に他社購入電力量を加えた量に一定の損失率を乗じて求める。水力発電電力および他社購入電力量は外生とする。

以上により、電力量バランスの恒等式は次式のようにあらわされる。

$$\begin{aligned} \text{需要電力量} &= \text{発電電力量} - \text{損失電力量} \\ &+ \text{他社購入電力量} \end{aligned}$$

このバランス式を成立させるためのバランス項目として、石油火力発電電力量を用いる。石油火力の稼働率を毎期変動させることによって、発電電力量を調整し、電力量バランスをとるものと想定する。

(6) 収入ブロック

電気事業は第一次石油危機以降、三度の料金改定を行った。料金改定の要因としては、原価価格の急騰に伴う燃料費の高騰と、代替電源開発投資および電源立地の遠隔化に伴う流通設備投資の増加、さらにはインフレによる建設単価の高騰等による資本費の増加によりコストが急増したのに対して、需要が低迷したため収支状況が悪化したことによる。

1960年以降の投資収入比率（電力設備投資/電灯電力料金収入）の推移をみると、図2.3に示すように年度ベースで30%から60%程度ま

で大きく変動している。これを需給構造変化の4時期の区分で見ると、高度成長期（1960～73年）は経済成長に伴う電力需要増に合わせて投資を行い、投資比率は平均で36%であった（表2.5）。第1次石油危機後、電源多様化および流通設備の遠隔化および建設価格の高騰に伴い投資比率は平均で40%と最も高い比率となった。しかし、第二次石油危機後、需要が横ばいとなり収入増が期待できにくいにもかかわらず資本費が漸増し続けるため、設備投資のペースをスローダウンさせ、80年以降横ばい状態が続いている。

収入ブロックにおけるモデル設定上留意すべき点は電気料金が原価主義の原則にもとづいて決定されるということである。原価主義のうち総括原価主義の原則は、電気を供給するのに必要なすべての費用に事業報酬を加えた予想原価と電気料金からの予想収入とが見合う必要があるという考え方である。本モデルでは総括原価

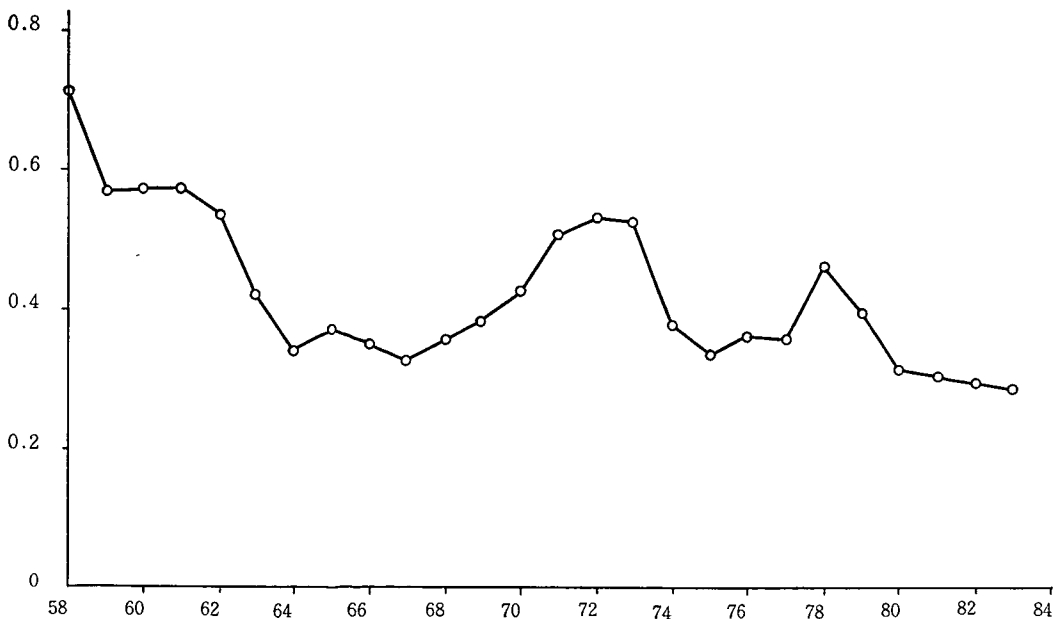


図 2.3 投資収支比率

表 2.5 電力投資比率の推移

(単位：%)

年 度	1960~73	73~79	79~82	82~84
電力需要伸び率	11.0	4.5	0.8	5.4
電力収入 "	13.1	19.0	17.8	6.0
設備投資 "	12.3	12.9	6.7	-0.3
電力投資比率	36.2	40.3	31.6	27.8

注) 84年度の数値は推定実績による。

を固定費と可変費に分類し、固定費は基本料金および電力料金により回収され、可変費は電力量料金により回収されるという考え方の下に電灯料金収入および電力料金収入を求める。

収支バランスは通常、収入から費用を差引いた利益がバランス項目としての役目を果たすが、ここでは総括原価の考え方で純利益は配当

支払のための所要利益としているため、モデル設定上、料金収入以外のその他収入をバランス項目とする。

3. 電力設備投資の将来推計と資金調達

本節の課題は、第2節で述べた電力財務モデルを使って、2000年にいたる電気事業の設備投資と資金調達に関する試算を行うことにある。まず3.1では試算を行うに際して用いた標準ケースおよび代替案の前提条件を説明する。3.2ではその前提条件に従った推計結果を示す。図3.1は財務モデルによる予測の概略を示したものである。

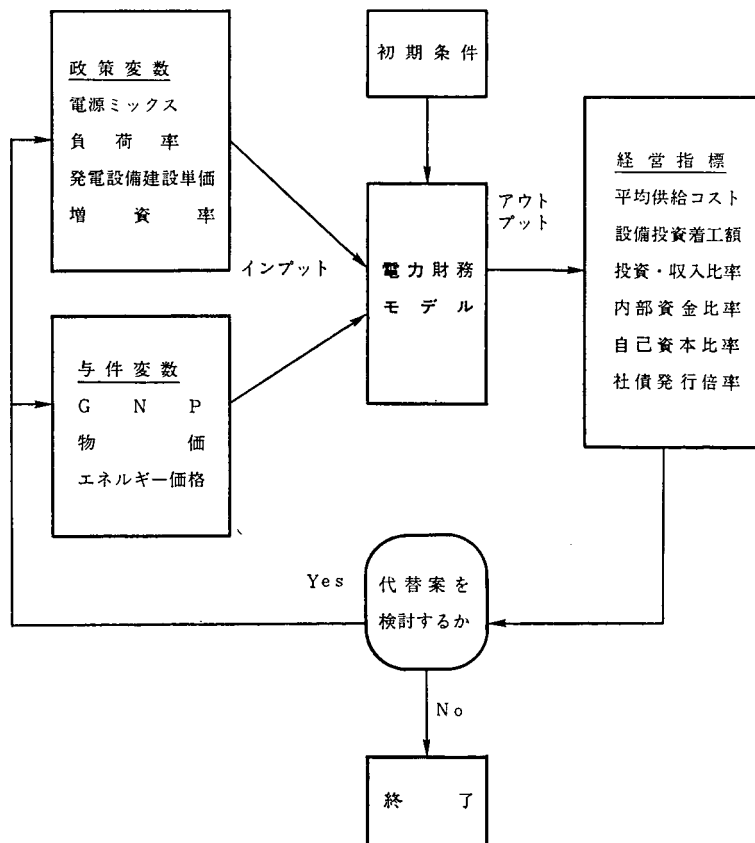


図 3.1 電力財務モデルによる予測の概略

3.1 予測の前提

標準的な前提条件を以下のように設定する。

(1) 電源計画

まず目標年である 2000 年における電源構成を、当所が示した原子力開発に上限を設定した場合の最経済的な構成とした。なお同構成値は電気事業全体を対象としたものであるため、それを中電協資料などにより電力 9 社分に換算した。設備の増分は、今後 5 年間 すなわち 1984～89 年までの期間は、1984 年度の「施設計画」がそのまま実現されると仮定して求め、1990～2000 年の期間については、このようにして計算された 1989 年度末の設備容量と、最適構成として求めた 2000 年度末の設備容量を補間などの方法によって求めた。すなわち、2000 年の 9 社計の設備容量は、原子力 5,830 万 kW、火力 7,550 万 kW（石油火力 3,080 万 kW、LNG 火力 3,600 万 kW、石炭火力 870 万 kW）、水力 3,060 万 kW（一般水力 1,320 万 kW、

1,740 万 kW）で電源総計 1 億 6,440 万 kW と想定した。これを電源別の構成比で見ると、1983 年度末では原子力は 14.1% にすぎないが 1990 年には 22%、2000 年には 35.5% へと増加する。これに対し、火力は石炭、LNG が増加するものの石油火力の大幅な減少に伴って 66%（1983 年）から 46%（2000 年）へと比率を低下させる。水力では揚水の比率が微増し、一般水力の割合が若干低下する。

1984～2000 年にいたる期間の設備の増分を計算すると、原子力 4,170 万 kW、LNG 火力 1,270 万 kW、石炭火力 510 万 kW、一般水力 170 万 kW、揚水 550 万 kW となる。これに対して石油火力は老朽設備の廃止および燃料転換等により、1,690 万 kW の設備の純減となる。また火力計の設備も 250 万 kW の減少となる（表 3.1）。

(2) 電源設備建設単価

資源エネルギー庁が発表した昭和 59 年度近

表 3.1 発電設備

(単位：kW)

	1983年	1990年	2000年	1983～2000 年の設備増	2000年	
					ケース 2	ケース 3
原子力	1,665 (14.1)	3,230 (22.0)	5,830 (35.5)	4,165	6,110 (37.2)	3,230 (19.6)
火力(計)	7,797 (66.1)	8,820 (60.0)	7,550 (45.9)	-247	7,270 (44.2)	10,250 (62.3)
石油	4,773 (40.4)	4,930 (33.5)	3,080 (18.7)	-1,693	—	—
L N G	2,330 (19.7)	2,300 (15.6)	3,600 (21.9)	1,270	—	—
石炭	356 (3.0)	590 (4.0)	870 (5.3)	514	590 (3.6)	3,470 (21.1)
水力(計)	2,341 (19.8)	2,660 (18.1)	3,060 (18.6)	719	—	—
一般	1,150 (9.7)	1,220 (8.3)	1,320 (8.0)	170	—	—
揚水	1,191 (10.1)	1,440 (9.8)	1,740 (10.6)	549	—	—
計	11,804 (100.0)	14,710 (100.0)	16,440 (100.0)	4,636	16,440 (100.0)	16,440 (100.0)

(注) 1) ケースの設定は以下の通り。

ケース 2 : 1990 年以後建設予定の石炭火力を原子力に代替させた場合。

ケース 3 : 1990 年以後建設予定の原子力を石炭火力に代替させた場合。

辺に運開又は運開予定の電源別モデルプラントの建設単価をベースとして、以後毎年2%で上昇するものとした。なお、エネ庁発表の1984年度電源別モデルプラントおよび2000年の建設単価、また後述するシミュレーションの建設単価は表3.2のとおりである。

表 3.2 電源別建設単価

(単位: 万円/kW)

	1984年	2000年	2000年 ケース4
一般水力	65	80	110
揚水	15	20	26
石油火力	20	—	—
石炭火力	25	31	92
LNG火力	20	25	33
原子力	30	40	55

ケース4: 建設単価の上昇率を5%とした場合。

(3) マクロ経済指標

マクロ経済変数については、基本的には当所の「電力需給の長期展望」において想定されている標準ケースの値を利用する。すなわち、実質GNPの2000年までの成長率は3.2%、卸売物価および原油価格は2%の伸びとした。

(4) シミュレーションケース

すでに説明した標準的な前提条件に対して、それらの条件変化が設備投資、供給コスト、資金調達にどのような影響を及ぼすかという点を吟味するために若干のシミュレーションを試みる。以下では電源計画、建設単価および資金調達方式が標準ケースに対して変化した場合を想定する。すなわち、標準ケースの電源計画にある1990年から2000年までの石炭火力を原子力に代替させる場合をケース2、逆に原子力を石炭火力に代替させる場合をケース3とする。また建設単価に関しては、標準ケースのエスカレーション率2%に対しそれが5%の場合をケース4とする。最後に資金調達方式のシミュレーションとして、標準ケースにおける増資率

5%を6%に変化させる場合(ケース5)を設定する。

3.2 シミュレーションの結果

以上のような前提条件にしたがって計算した結果を吟味してみよう。

(1) 設備投資

標準ケースの場合2000年における設備投資で、4.5兆円となり、1980年の3.2兆円から年率で約2%の上昇を示したことになる。また2000年の設備投資の構成比を見ると、拡充工事のうち電源部門が31%、輸送部門が27%、と電源部門が若干輸送部門を上回る。また、改良工事は20%、と若干低下し、核燃料は22%と原子力発電の増加に伴い上昇する。1990年以降の石炭火力への投資を原子力に代替させたケース2では、建設単価の高い原子力の割合が標準ケースを上回るため、設備投資額は4.7兆円となる。これに対し原子力を石炭火力に代替させるケース3では2000年の設備投資額は標準ケースを約8,000億円下回る3.7兆円にとどまる。建設単価の上昇率が5%のケース4までは設備投資額は最大の6.3兆円になる。

1980年から2000年までの20年間の設備投資の累積額は標準ケースで70.4兆円となり、この間の収入累積額の約22.4%を占めることになる。シミュレーションケースを各々比較すると、建設単価の高いケース4の累積投資額が最大で82.8兆円(累積投資・累積収入比率23.9%)、次いで石炭火力→原子力のケース2の72.2兆円(同比率23.1%)、原子力→石炭のケース3の62.1兆円(同比率19.9%)となる。

(2) 資金調達

2000年における設備投資額に占める内部資金の比率は、標準ケースで60.5%となり、

1979～81年の平均値の40.4%よりおよそ20%ポイント上昇する。内部資金の割合が高まる理由は、基本的には2000年で最経済的な電源構成が実現するように毎年設備投資がおこなわれると仮定したので、過剰な投資が回避されることによって必要資金が節減されるからである。

2000年の自己資本比率は標準ケースで14.5%で1980年の14.0%を若干下回る。しかし、標準ケースに比べて設備投資額の少ないケース3および増資率の高いケース5では自己資本比率は逆に1980年の水準を上回る。他方、設備投資額が大きいケース4では借入金等が増えるため、自己資本比率は標準ケースを下回る。

社債発行倍率は標準ケースで3.2倍となり、1980年の2.8倍を上回る。しかし増資率を標準ケースより1%増加させたケース5では、社債発行倍率は1980年水準と等しい2.8倍にとどまる。

2000年の借入金残高および社債残高は、標準ケースでそれぞれ19.0兆円、21.6兆円となる。これは1980年の残高のそれぞれ2.8倍(年率5.3%増)、3.5倍(同6.4%増)の水準である。借入金、社債が標準ケースを上回るのは、設備投資額が大きいケース2、ケース4であり、逆に設備投資が標準ケースよりも少ないケース3では借入金、社債とも標準ケースを下回る。毎年5%で増資を行うと資本金は1980年より13.5兆円増え2000年で5.4兆円とな

る。また増資率を年6%とすると資本金は2000年で標準ケースよりも1兆円増えて6.4兆円となる。

4. 今後の課題

最近、わが国では季時別料金制など負荷平準化のための新しい料金制の導入について検討が進められている。しかし、本モデルでは料金決定のメカニズムは組み込まれていない。従って、季時別料金制などによる負荷率向上、さらには設備投資の削減効果を明示的にモデルにとり込んで、ロードマネジメントの電気事業経営に及ぼす影響を定量的に分析することが今後の課題である。

参考文献

- [1] Albach, H., *Beitrage zur Unternehmensplanung*, Betriebswirtschaftlicher Verlag, 1979 (栗山盛彦訳『現代企業計画論』千倉書房, 1984)。
- [2] 富田輝博「電気事業資金問題の長期展望 中間報告(1)」電力中央研究所研究報告: 580011, 1981年。
- [3] 富田輝博「計量経済モデルによる予測」宮川公男編著『経営計画』ダイヤモンド社, 1979年所収。
- [4] 富田輝博, 牧野文夫「電気事業における投資・資金問題」電力中央研究所研究報告: 近刊。

(とみた てるひろ
まきの ふみお)
経済部
経営研究室