

国際協力事業団

イラン・イスラム共和国

計画・予算庁

# イラン・イスラム共和国

## エネルギー計画調査

### ファイナル・レポート

### 邦文資料

国際協力事業団  
イラン・イスラム共和国エネルギー計画調査  
ファイナル・レポート  
邦文資料

平成6年3月

JICA LIBRARY



J 1125572 (6)

平成6年3月

(財)日本エネ

304  
67  
MPN

BRARY

94-090

(財)日本エネルギー経済研究所

鉦調資  
94-090







1125572 [6]

国際協力事業団

イラン・イスラム共和国

計画・予算庁

イラン・イスラム共和国

エネルギー計画調査

ファイナル・レポート

邦文資料

平成6年3月

(財)日本エネルギー経済研究所

## はしがき

この資料は「イラン・イスラム共和国エネルギー計画調査」のファイナル・レポートに添付されるものである。

本「調査」は(1)経済分析、(2)エネルギー需要分析、(3)エネルギー供給分析、(4)省エネルギー、および、(5)エネルギーと環境、の5つの部分から構成され、前3者はイラン側、後2者は日本側が、それぞれ主たる責任をもって作業を進めた。イラン、日本それぞれの担当部分の調査成果は、“第2巻 メイン・レポート”に収録されている。

この資料には、上記(1)～(3)に関する日本側担当者の調査成果が、独立論文の形で収録されている。独立論文として取りまとめた理由は、(i)上記(1)～(3)のテーマに関するイラン側からの助言の要望に対応して、多くの作業が進められたこと、(ii)イラン側の調査態勢が最終的に整備された後、必要なデータ・情報が日本側に入手可能になるまで、かなりの時間を要したこと、(iii)イラン側の要望により、調査期間の後半は、日本側の調査の重点は一段と大きく上記(4)および(5)におかれたこと、などである。

以上のような理由から、各論文の内容の具体性、掘下げ方などについても、かなりの差があるが、この資料が本「調査」の一環として、日本側読者のご参考になれば、誠に幸いである。

平成6年3月

JICA調査チーム

イラン・イスラム共和国エネルギー計画調査  
ファイナル・レポート  
邦文資料  
目次

はしがき

1. 経済分析	1
1.1 イランの経済発展に関するモデルと予測	1
1.1.1 経済成長の基本的枠組み	1
1.1.2 モデル構築の基本的考え方	2
1.1.3 イラン経済のシミュレーション・モデル	6
1.1.4 予測のための仮設と前提	11
1.1.5 2001年までの予測結果とその経済発展戦略へのインプリケーション	13
1.2 イランにおけるエネルギー価格引き上げの経済的影響	19
2. エネルギー需要分析	35
2.1 エネルギー需要の推移と現状	35
2.2 JICA版エネルギー・バランス表の構築	41
2.3 JICAモデルの構築	49
2.4 イランのエネルギー需要予測	65
3. 供給評価モデルの開発	83
3.1 エネルギー供給計画における数理計画の利用	83
3.2 電力供給の数理計画モデル	88
3.3 重質油分解の可能性	100
4. 石油・ガス開発	123
4.1 資源評価	123
4.2 生産・供給の現状と課題	138
4.3 供給システムの評価	141
4.4 探鉱・開発計画	142
4.5 環境保全に関する検討	145
5. 石油精製	149
5.1 石油製品の需給の推移と現状	149

5.2	石油製品の供給計画	156
5.2.1	石油製品の需要の見通し	156
5.2.2	製油所の新・増設計画	156
5.2.3	計画上の問題点	159
6.	ガス供給・利用	163
6.1	ガスの需要および供給の現状	163
6.2	ガスの供給・利用計画	170
6.2.1	利用の拡大	170
6.2.2	供給拡大の計画	171
7.	電力供給	175
7.1	電力需要の予測	175
7.2	最大需要電力の想定と発電設備の増強計画	177
7.3	電力需要増に見合った設備出力の増強	182
7.4	Peak Demand の増大に対処したイランの設備出力の増強	185
7.5	火力発電所燃料供給	195
8.	石炭供給・利用	207
8.1	はじめに	207
8.2	資源評価	207
8.3	生産・供給の現状と課題	216
8.4	供給システムの評価	231
8.5	プロジェクト・アイデア	232
9.	新エネルギー	235
9.1	資源評価	235
9.2	新エネルギーの開發現状	246
9.3	プロジェクト・アイデア	260



# 1. 経済分析

## 1.1 イランの経済発展に関するモデルと予測

### 1.1.1 経済成長の基本的枠組み

経済成長とは、（成長率が人口増加率を上回る限りにおいて）一人当たり所得水準の上昇を意味し、一人当たり所得水準の上昇とは一人当たり生産性の上昇にはかならない。一人当たり生産性の上昇をもたらす基本的要因は技術進歩にあるが、技術進歩がなくても、低生産性部門から高生産性部門への労働力の移動という産業構造の変化によっても平均的な生産性は上昇する。すなわち、経済成長は、①技術進歩と高生産性部門への労働力の移動という産業構造の変化とによる一人当たり生産性の上昇と、②就業人口の増加との積によってもたらされるわけである。

一般に一国の経済発展を考えてみると、工業化離陸（take-off）以前の、主たる産業が農業や手工業である段階では経済成長率が低く、本格的な工業化が開始され進展するにつれて成長率は高まり、所得水準が十分に高まると、次第に成長率は再び低下し、サービス経済化とか脱工業化社会といった動きが注目されるようになる。したがって、経済の規模を時系列的に追ってみると、ロジスティック曲線に似た形になると考えられる。

経済発展がこのようになる基本的な理由は、まず、工業化離陸以前の段階では、農業も手工業も伝統的な技術に依存し、部分的な改良はあるものの、組織的な研究開発が行なわれないから、技術進歩の速度は遅く、経済成長率は低い水準にとどまる。しかし、本格的な工業化が開始されると、工業は技術進歩を体化しやすい産業であるために生産性の上昇率が高くなり、経済成長率は高まる。特にその国の外に先進的な工業国が存在する場合、その国は先進工業国から進んだ技術を導入することによって高い技術進歩率、高い経済成長率を実現することが可能となる。

本格的な工業化が進展する段階で高い成長率が可能となる要因を整理すれば、

- ① 先進工業国から進んだ技術を導入することによって高い技術進歩率が可能となる（いわゆる「後発の利益」の享受）。
- ② 農業も伝統的な農業から近代的な技術を入れた農業に転換し、農業生産を維持しながら農業労働力を他の生産性の高い工業部門に移動させることができるようになるし、不完全雇用を抱えていた第3次産業からも過剰労働力の移動が可能となる。
- ③ 需要構造も所得水準の上昇に伴って消費支出のうち食料の比重が減り、衣類や耐久消費財等の工業品の比重が高まり、生産性が高くその上昇率も高い工業の構成比が上昇し、経済全体の生産性上昇を一層加速する。
- ④ この段階ではまだ人口増加率も相対的に高い。

といった要因が指摘しうる。

日本は、戦後復興期を終了した後、特に1960年代にこのような要因から世界に希な高度成長を実現したのであった。そして今、アジアNIE Sと呼ばれる国・地域が日本のあとを追って、高度成長を見せている。

イランは、将来においてこのような経済発展の潜在的可能性を持っている。そのうえ、イランは天然資源の賦存に恵まれている。しかしながら、現在のところイランの経済構造は石油輸出にほとんど全面的に依存するというモノカルチャ経済である。従って、経済発展にとって最も重要な戦略は、第1に、国際競争力をもつ工業を徐々に育成することであり、第2に、そのためにもインフレを抑制することである。現在のインフレの主因の一つは、政府の赤字財政の補填によってもたらされた通貨の過剰供給である。それ故に、第3に、安定的な政府収入を確保するシステムの確立が急務である。

これらの点を考慮して、以下では、イラン経済の長期予測のためのシミュレーション・モデルを構築し、第1次テスト・ランとして試験的な予測を試みた。第3節では、このシミュレーション・モデルの概要を説明した。しかし、現時点では、モデルに必要なデータが十分に整備されていないために、モデルは簡単なものとならざるを得なかったばかりでなく、一部のデータは仮設的に設定せざるを得なかった。第4節では、データの利用可能性に関する問題及び試験的な予測に用いた仮説や前提を述べている。試験的予測の結果については、第5節で論じている。

#### 1.1.2 モデル構築の基本的考え方

(1) マクロ経済の長期的予測または計画作成のための方法論としては、一般的にエコノメトリック・モデル（可能な場合には、産業連関表と組み合わせて）がもっともよく使われ、また場合によっては線型計画法等の最適化モデルが使われることは周知の通りである。しかし、発展途上国の場合には、こうした手法の適用にはかなりの困難や難点が存在する。

その理由は、まずエコノメトリック・モデルに関して言えば、第1に先進国、発展途上国を問わず、モデル分析に内在する問題点として、過去10年ないし20年のデータに基づいて計測したパラメーターが将来の10年ないし20年先の時点まで果たして安定的と考えてよいかどうかという問題である。もちろん、エコノメトリック・モデルは過去の構造をそのまま将来に延長するものではない。例えば、消費関数は、過去の平均消費性向の変化を織り込んでおり、したがって、その関数による予測は現在の構造を固定するものではない。しかし、過去10年ないし20年の構造や構造変化が今後10年ないし20年継続することを前提としていることには変わりがない。

第2は、発展途上国固有の問題であるが、先進国へのキャッチアップを図る発展途上国としては、今後の計画期間中にかなり大きな構造変化が予想されること、あるいは大きな構造

変化無しには経済発展が望めないことである。例えば、健全な経済発展のためには、財政基盤の確立が必要であるが、そのためには経済の構造変化や所得水準の上昇に伴って新たな税制の確立を必要とする。そのような税制改正を前提とした財政収入の予測は、過去の外挿では求められない。

第3に、発展途上国では、統計データが不十分なことである。一般に統計システムが十分に整備されていないために、統計の種類が乏しいことが多い。さらに、モデルのパラメターの推計に必要な10年前、20年前となると、統計がなかったり、有っても統計の信頼性や連続性に問題のあることが多い。

このような事情から、コンヴェンショナルなエコノメトリック・モデルによる長期の予測や計画案作成には問題が多い。より柔軟な、シミュレーション分析の容易なモデルが適切と考えられる。

(2) まず、モデル・ビルディングの狙いを列挙すれば、以下の通りである。

① 信頼しうる統計の欠如に対応できること。

イランの場合には、統計が乏しいうえに、ホメイニ革命、イラン・イラク戦争、石油モノカルチャーの経済の中での石油価格の大幅変動等による経済の混乱から、国民所得統計も不規則な大幅変動を続けてきたため、信頼できるパラメターの推計は困難であった（例えば、GDPをとっても、図1.1および図1.2に示したように、全体としても、産業別にも、不規則で大幅な変動を示しており、安定的な係数を求めることは期待できない）。したがって、可能なものは通常の計量経済学的手法で関数を設定するほか、必要に応じて国際的な比較等による係数の決定が不可避であったし、場合によってはやや恣意的暫定的に係数を設定したうえで、その係数を操作してシミュレーションを試みることによって plausible な予測を行わざるを得なかった。こうした性格の異なる係数をもった関数を並存させるモデルとする必要があった。

② 項目間のバランス・チェックを重視すること。

健全な経済発展のためには、企業や家計の貯蓄＝投資（消費）のバランス、財政収支のバランス、貿易収支のバランス等がある範囲内で均衡していなければならない。イランの場合、とくに重視すべきは財政収支のバランスであった。現状では、石油価格の低迷による収入下落の一方で戦後の復興需要や生活必需品の低価格維持のための財政負担から財政は大幅な赤字であり、その赤字はもっぱら中央銀行の通貨増発によって賄われ、それによる通貨供給量の急増が高いインフレ率を招いている。そうした不均衡がもたらす経済のゆがみのメカニズムやそれを是正するメカニズムがモデルに内在化されて分析可能でなければならない。

図1.1 イランの実質GDPの推移 (1982/83年価格)

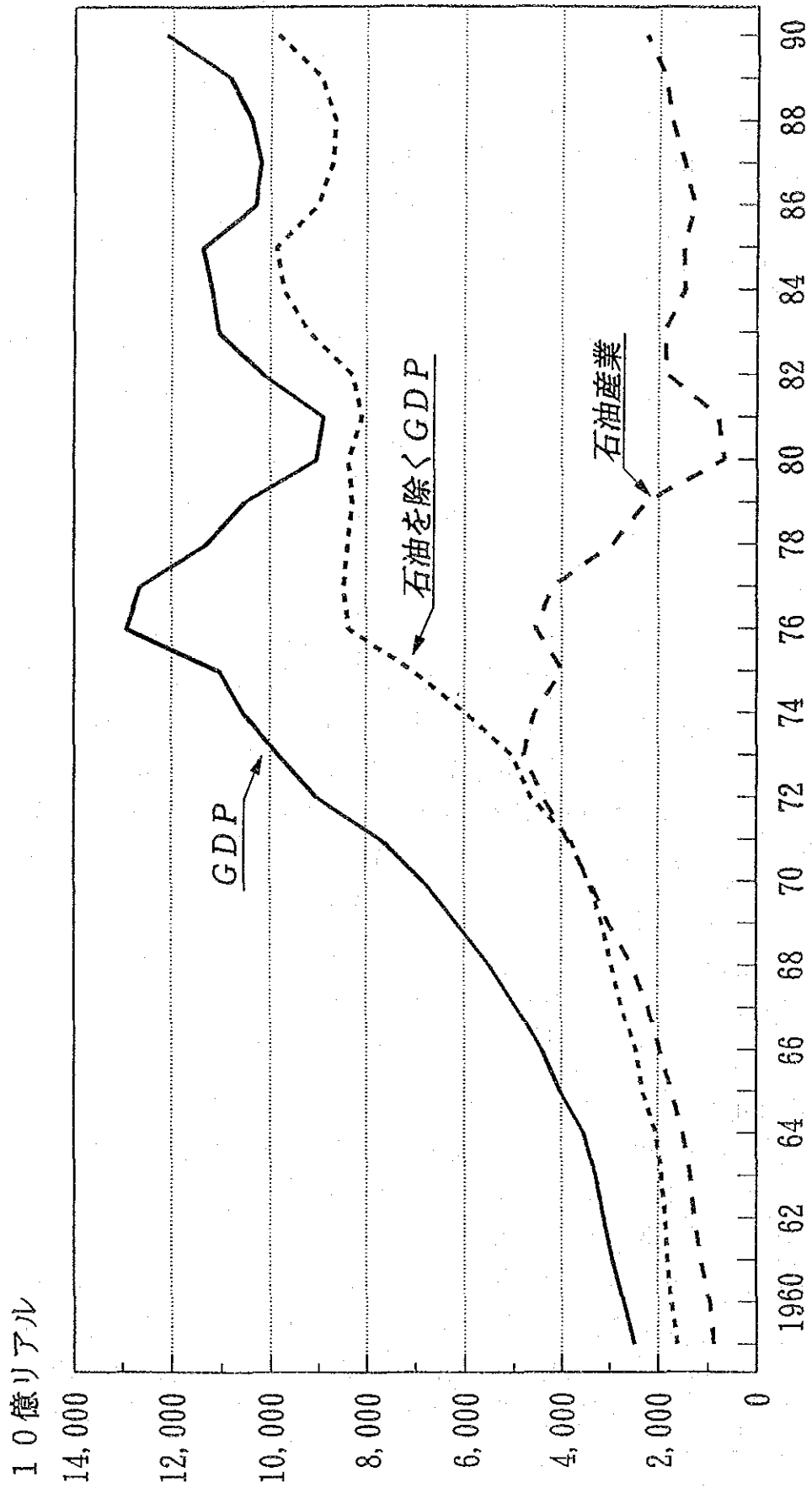
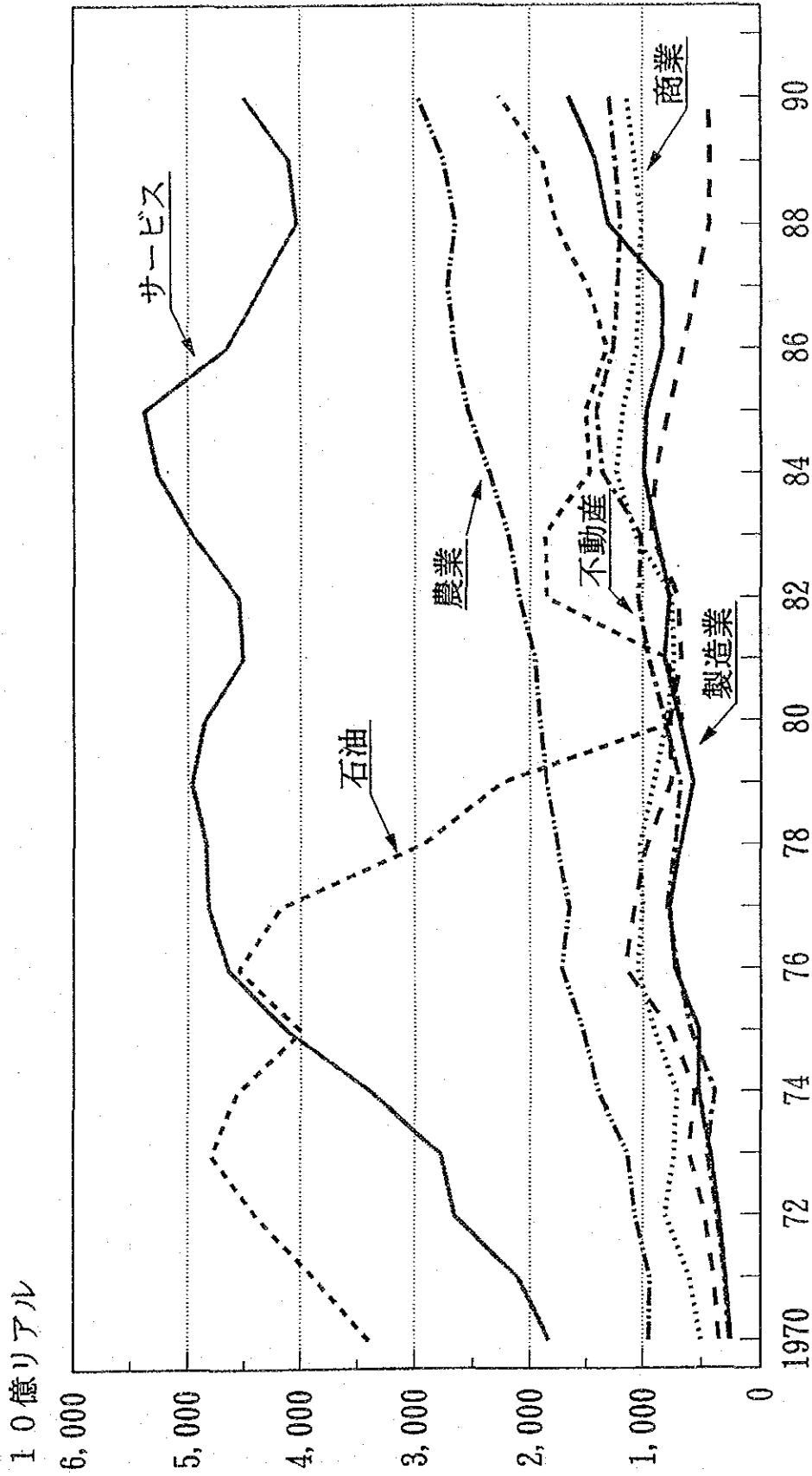


図 1.2 イランの産業別 GDP の推移 (1982/83年価格)



③ 供給サイドを重視すること。

当然のことながら、短期予測の場合にはケインズ型の需要サイド重視のモデルでも対応可能であるが、長期予測の場合には供給サイドの分析が重要である。需要サイドだけを見れば、10%の高度成長でも2%の低成長でも一応バランスのとれた成長経路を画くことは可能である。どの程度の成長が可能であるかを決定するのは、供給サイドの潜在成長力である。

④ シミュレーション分析が容易であること。

信頼し得る係数の推計が困難であることを補強するために、さまざまなシミュレーション分析が必要となるので、それが容易であるようなモデルが望ましい。

これらの点を考慮して、ここではパーソナル・コンピュータの表計算ソフトで操作できるような会計モデル的なシミュレーション・モデルを構築することとした。

### 1.1.3 イラン経済のシミュレーション・モデル

#### (1) 国内総生産セクター

毎年の経済規模は、各産業の付加価値生産額の和によって決定される。すなわち、第  $t$  年の国内総生産を  $Y_t$ 、第  $i$  産業の付加価値生産額を  $Y_{it}$  とすれば、

$$Y = \sum Y_i \quad (1)$$

であり、 $Y_i$  は、第  $i$  産業の就業者数  $L_i$  と一人当たり労働生産性  $R_i$  の積で決定される。すなわち、

$$Y_{it} = L_{it} * R_{it} \quad (2)$$

である。

総就業者数  $L_t$  は、人口増加率のほか年齢構成の将来変化や女性の就業率等の社会的変化を見込んで推計する必要がある。それらを含めた係数を  $a_t$  とすれば、

$$L_t = L_0 (1 + a_t)^t \quad (3)$$

である。各産業の就業者数は、過去の趨勢に沿って変化するものとし、第1次産業、第2次産業についての趨勢を基準に経済の発展段階を考慮して徐々に増減率を変更した。そして残

余の就業者が第3次産業に就業するものとした。

$$L_{1t} = L_{10} (1 + a_{2t})^t \quad (4)$$

$$L_{2t} = L_{20} (1 + a_{3t})^t \quad (5)$$

$$L_{3t} = L_t - L_{1t} - L_{2t} \quad (6)$$

労働生産性の予測は難しいが、第1次産業の労働生産性上昇率は低位で比較的安定しており、第2次産業のそれは、海外からの技術導入が盛んでそれを消化し得る中進国段階では日本の高度成長期に見られたようになり高く、その前後の発展段階では低下する。過去の趨勢を基準にこうした発展段階の変化も織り込んで想定する必要がある。すなわち、

$$R_{it} = R_{i0} (1 + r_{i1}) (1 + r_{i2}) \cdots (1 + r_{it}) \quad (7)$$

である。

残念ながらイランの場合には、(2)~(7)式のモデルは使えなかった。人口増加率が非常に高く、不完全就業者も多いことから、総就業者数は経済成長の制約要因として考慮する必要はないうえに、総就業者数の統計も総人口とあまり整合性がなかったこと、各産業の就業者数も不安定で、そのため労働生産性の過去の傾向もまた不安定であったからである。やむなく産業を9業種に分類したうえで、各産業の付加価値生産額の伸び率を暫定的に想定して、後に想定を変えたシミュレーションを行うこととした。また、石油が圧倒的な部分を占める鉱業については、その付加価値生産額は石油輸出額に比例するものとし（生産額ではなく、輸出額としたのは、国内消費用の石油製品価格はコスト割れの低価格政策を維持しており、その価格改訂をめざしているものの、実現は政治的に容易でないことを考慮したためである）、輸出货量も輸出価格も外生的な政策変数とした。すなわち、

$$Y_{it} = Y_{i0} (1 + a_4)^t \quad (8)$$

$$Y_{OILt} = P_{OILt} * E_{OILt} \quad (9)$$

である。

## (2) 国民総支出セクター

経済規模は、上記(1)によって決定されるので、次はそれが各支出項目にどのように配分されるかということである。

このうち、総固定資本形成については、経済成長にともなって加速度原理で決定されるも

のとした。すなわち、資本係数を  $k_t$  とすると、

$$I_t = k_t (Y_t - Y_{t-1}) \quad (10)$$

である。問題は、資本係数の決定である。イランの統計からは第1図からも予想されるように plausible な資本係数は求めがたい。安定的な経済成長を実現していた第1次石油危機以前の係数を参考としつつ、他の国の係数も勘案して想定した。ちなみに、台湾、日本、アメリカの粗資本係数を計算してみると、次のようになる。

	日 本	アメリカ	台 湾
1960-65年	2.88	3.86	1.34
65-70年	2.84	6.63	1.93
70-75年	8.03	6.63	2.91
75-80年	6.35	5.68	2.56
80-85年	7.38	5.93	2.56
85-90年	7.18	5.99	2.55

この表に見られるように、高度成長期の日本の資本係数は低かったし、高度成長を遂げつつある近年の台湾も同じ位の水準にある。日本では、その後、公害防止投資の増加、続いて成長率の低下、省エネルギー投資の増加、人手不足に対応する省力化投資の増加等の要因によって1970年代以降資本係数は急上昇している。

こうして決定された総固定資本形成のための資金がどのように調達可能であるかは後述の投資=貯蓄バランスのセクターで検討されることになるし、その投資による国際収支への影響については、国際収支バランスのセクターで海外資本導入による資本収支、その利息・利潤支払のための貿易外収支、投資財の輸入関数を通じての貿易収支に反映させてバランスをチェックすることになる。

もし、資金調達が制約となっているような国の場合には、投資規模が国内貯蓄の規模  $S_t$  と外資導入の可能規模  $F_t$  との和によって決定され、その投資規模を資本係数で除したものが翌年の成長可能額を決定するというモデルも可能であろう。すなわち、

$$I_t = S_t + F_t \quad (11)$$

$$\Delta Y_{t+1} = I_t / k_t \quad (12)$$

$$Y_{t+1} = Y_t + \Delta Y_{t+1} \quad (13)$$

といったモデルである。

また、総資本形成を供給能力の増加に直接関係する企業設備投資と直接関係の薄い住宅建設や政府の公共投資とに区分するか否か、総投資ベースで考えるか純投資ベースで考えるか



はデータのアベイラビリティに依存する。分割する場合も、発展途上国の場合、供給能力増加に関連する電力、石油、鉄鋼等の企業が国有の場合が少なくなく、その投資が企業投資に含まれているか政府投資なのかというチェックが必要である。

民間消費支出および政府消費支出については、これまでの過程で決定された $(Y, -I)$ の伸び率を勘案しつつ、ほぼ一定年率で増加するものとした。したがって、経済成長率が高い場合には上述の加速度原理によって資本形成がより急速に成長するから、消費の伸び率は経済成長率より低くなり、経済成長率が低い場合には経済成長率と同一ないしより高率となるように設定することになる。

輸出については、イランの場合は90%以上が石油であり、他は農産物やカーペット等の土着産品であり、工業製品は現状ではとるに足りない。しかし、今後の経済発展を考えると、石油可採埋蔵量の減少もあって、工業化の推進とそれに伴う工業品の輸出による外貨獲得が不可欠である。このため、輸出については、石油類とその他に2分し、石油輸出量については世界的な石油需要の動向、イランの可採埋蔵量の動向、天然ガスの新たな開発と需要の開拓等を勘案して政策的な外生変数とした。その他の輸出についても、前述のように過去の実績はなんら参考とならないので、工業化の進展を考慮した政策的な変数とせざるを得ない。

輸入については、一般に発展途上国が経済発展を遂げようとする場合、発展に必要な投資財はかなり輸入に依存し、生産財も工業化の進展に伴ってより高度な部品や原材料の輸入が増加する傾向がある。他方、国際収支上の理由から消費財の輸入は制限されることが多い。こうした点を考慮すると、輸入を投資財、生産財、消費財に3分割し、それぞれの関数を設定するのが適当であるが、それが可能か否かは統計の整備状況に依存する。イランの場合は、このような関数設定は不可能であった。

以上で決定された支出項目の合計と $Y$ との差額を在庫投資および統計上の不突合とした。ただし、イランの場合には、過去の在庫投資も統計上の不突合もきわめて大きな数字となっており（例えば、1990年では在庫投資と統計上の不突合がそれぞれGDPの7.5%と-10.5%）、かつGDPに対する構成比も年々大きく変動しているため、予測の際にこれをどう処理するかが問題である。

### (3) 分配セクター

財政収支バランスや貯蓄＝投資バランスを見るためには、付加価値生産額の中で間接税と補助金が今後どうなるか、付加価値が雇用者所得と営業利潤とにどのように分割されるか、個人に対する直接税と法人に対する直接税が今後どのように推移するか等を明確にする必要がある。このうち、間接税や直接税といった税制は発展途上国の場合、一般民衆の担税能力の不足や徴税制度の未整備からまだ十分整備されていない場合が少なくなく、経済発展に伴って今後逐次整備されていかなければならず、かなり安定した税制をもつ先進国と異なり、

過去の実績による外挿は適当とはいえない。政策変数または政策的に設定したパラメータによる関数の設定が必要となろう。イランの場合には、雇用者所得と営業余剰とが分割されていない。このため、一応、シミュレーション用に関数を設定してみたが、家計の貯蓄＝投資バランス、企業の貯蓄＝投資バランスを実証的にチェックすることはできなかった。

#### (4) 価格セクター

以上の諸項目は、原則として実質ベースで関数を設定することができる。しかし、多額の財政赤字を計上しているような国については、赤字補填のための国債の累増とそれによる利払い負担の問題を考えるためには、時価ベースでの財政収支を考慮する必要がある。また、ドル・ベースでの国際収支バランスを検討するためにはドル表示の輸出入価格を想定する必要がある。こうした目的のために、価格部門を設定することが望ましく、過大なマネーサプライによるインフレ、産業別の生産性上昇率格差によるインフレ、輸入インフレ等のメカニズムをモデル化して導入する必要がある。

イランの場合には、データの不足、近年の急速なインフレの進行から適切な価格関数を設定することは困難と考えられたこと、後述のように財政赤字が国債発行によって賄われておらず、国債累積問題を当面考慮する必要がないことから、国内物価に関する価格関数を設定することを断念し、すべての関数は基本的に実質ベースで考慮することとした。ただし、石油収入が財政上で大きな項目となっており、これは石油輸出価格と関連するから、石油価格の動向だけは想定することが必要となる。石油輸出価格については、第1次石油危機以後の石油価格の変動の実績からわかるように、予測は不可能に近く、一般にエネルギー需要予測で行われているように、外生変数として与えることとし、一般物価でデフレートしたものを石油輸出価格の相対変化を織り込んだ実質価格とした。つまり、

$$\text{輸出石油の実質国内価格} = \text{石油輸出価格 (ドルベース)} \times \text{為替レート} \div \text{一般国内物価指数}$$

とした。しかし、基礎となる石油輸出価格を外生変数として与えるのであるから、実際上は為替レートや一般物価指数の動向を考慮しつつ、右辺全体を一つの外生変数として与えることとした。

#### (5) 財政収支バランスセクター

財政収支のバランス・チェックのためには、政府消費支出、政府投資、補助金といった支出面の関数のほか、雇用者所得を説明変数とする個人直接税関数、営業余剰を説明変数とした法人直接税関数、輸入を説明変数とした関税収入関数、適当な変数を説明変数としたその

他の間接税収入関数，その他の財政収入関数が必要であるが，イランの場合にはデータ不足もあって，これらの関数設定は不可能であった。イランの場合，収入に占める石油収入のウエイトが大きい。しかし，過去の石油からの財政収入の金額は石油の生産量，輸出量，輸出額等とほとんど相関していない。予測のために関数を設定するとすれば，一応，輸出額との相関を想定して処理せざるを得ないであろう。

また，財政赤字が大きく，それを国債発行で賄っている国の場合には，上述の関数群から求められる財政赤字から国債発行額を求め，それが国債発行残高を累積させるとともに，国債利払い額を増加させるというメカニズムを内生化する必要があるが，イランの場合には財政赤字は現在，直接に中央銀行券の発行によって賄われ，利払いの増加を招いていないので，このメカニズムを内生化する必要がなかった（このことが，イランでの通貨供給量の増大を招いて，インフレの最大の元凶となっているのが現状である）。

#### (6) 貯蓄＝投資バランスセクター

家計，企業，政府の貯蓄＝投資バランスをチェックし，投資規模の妥当性や外資導入の程度を推定することが発展途上国の経済発展を考えるうえで重要であるが，これまで述べてきたようなデータの不足から，イランの場合にはこのセクターを設けることができなかった。

#### (7) 国際収支バランスセクター

輸出関数と輸入関数を基礎とする貿易収支，外資への利息・配当等の支払を含んだ貿易外収支，外資導入等による資本収支をチェックするのが目的のセクターである。ここでは，輸出入物価指数や為替レートの想定をどう処理するかが大きな問題となる。

以上が基本的なモデルの構造である。

イランの場合には，データが決定的に不足していたうえに，政策的な変数や係数についてはイラン政府側の意見をいれて決定しなかったのが，先方の当事者にその余裕や能力がなかったために，暫定的な試算に終わらざるを得なかった。

### 1.1.4 予測のための仮設と前提

#### (1) データの利用可能性の問題

より現実的な予測を行うためには，以下の3点がとりわけ主要な障害となっている。

- ① 賃金と利潤が分割されていないこと。
- ② 国有企業の統計上での扱いが不明瞭なこと。
- ③ 政府の石油収入と石油の生産または輸出との関係が不明確なこと（租税構造といった行政システムとしてではなく、統計的關係として不安定である）。

(2) 予測の仮設と前提

第1次テスト・ランに用いた仮定と前提は、以下の通りである。

- ① 各産業の成長率は、それぞれの過去の成長率が第1図に示したように、きわめて大きな変動を見せているために安定的なパラメータを求めて外挿することができないので、仮設的に設定した。鉱業については、イラン経済にとって戦略的に重要な産業であり、かつ世界石油市場の動向に左右される産業であるので、このモデルでは、将来のシミュレーション分析の便宜を考慮して、他の産業とは異なる形でモデルを設定した。すなわち、鉱業のGDPは、石油輸出とリンクすると考えている（石油生産ではなく、石油輸出と相関すると仮定し、他の鉱産物は無視した）。
- ② 石油輸出量は、日本エネルギー経済研究所が推定した世界の石油需要と同率で増加すると仮定した。石油輸出価格は、2000年に1990年価格で27ドル、すなわち、1991年をベースとすると年率3.1%で上昇すると仮定した。これは、石油の名目価格が世界の平均的なデフレーター上昇率よりも3.1%高いということである。もしイランのインフレが世界平均よりも高いペースで進行するとすれば、モデルに用いた石油価格の上昇率はイランのインフレ率と世界平均のインフレ率との差分でさらに割り引かなければならない。
- ③ 資本係数は、仮設的に設定した。現在の低操業率を考慮して、1995年までは低い値を、1996年以降はより高い値（70年代の台湾や60年代の日本のそれよりは低く、60年代の台湾のそれに近い）を設定した。
- ④ 国民所得の賃金と利潤への分割も仮設的なものである。
- ⑤ 家計及び企業に対する直接税の税率は、最近の租税収入の実績と仮設的な賃金及び利潤の額とから算出し、この第1次テスト・ランでは2001年まで一定とした。
- ⑥ 家計消費支出は、家計部門の可処分所得から求められるが、家計の消費性向は2001年まで一定と仮定した。

- ⑦ 政府の石油からの収入は、石油の輸出額と相関すると仮定した。
- ⑧ 石油以外の輸出は、一定の率で増加すると仮定した。

#### 1.1.5 2001年までの予測結果とその経済発展戦略へのインプリケーション

##### (1) 主要な結果

上述の通り、現時点での日本側でのデータの利用可能性が限定されているため、多くのパラメーターの値は仮設的に設定せざるを得なかった。従って、この予測結果は、現実的な予測というよりは、あくまでもテスト・ランと考えるべきものである。より現実的ないしプロジェブルなパラメーターの値を求めるために、日本側とイラン側との共同作業が望まれる。

詳細な結果は、別表に示した（表1.1は、計算過程を示したワークシート、表1.2は、計算結果を項目別に再整理したもの）。いくつかの重要な点を指摘すれば、以下の通りである。

- ① 2001年までの経済成長率は、1988年を基準として7.4%となる。
- ② 民間総固定資本形成は、経済成長率よりも高い増加率で成長する必要がある。
- ③ 政府支出は、経済成長率よりも低い増加率を仮定しているが、それにもかかわらずこの予測期間を通じて財政赤字が継続することとなる。

##### (2) 経済発展戦略へのインプリケーション

- ① 経済発展に必要な膨大な潜在的輸入需要を満たすためには、石油以外の輸出の拡大と工業製品の輸入代替とが不可欠である。このことは、国際競争力を持った工業の建設の必要性を意味する。このためには、イランのもつ比較優位と比較劣位とを適切に評価しつつ、経済の様々な発展段階に応じてどのような工業を建設すべきかという優先度を決定することが重要である。世界各国のこれまでの歴史をみると、ある国ではその選択に成功し、ある国では失敗した。経済発展戦略の策定の際にはこうした経験を慎重に検討し、参考にする必要があろう。
- ② 現在の財政収入構造が持続するとすれば、財政赤字の解消は期待できない。インフレを避け、工業の競争力を強化するためには、適切な租税制度と徴税組織の建設が急務である。

表1.1 イランのマクロ経済フレーム (ワークシート)

No. of Equat.	Item	Equation	Past Performance		Parameter	Unit
			1960/70	1970~		
1	GDP: Agriculture	Const. Increase Rate	3.9	4.5 %	1.045	billion R
2	GDP: Manufacturing	Const. Increase Rate	11.6	8.2	1.063	//
3	GDP: Electr., Gas etc.	Const. Increase Rate	22.7	12.1	1.096	//
4	GDP: Construction	Const. Increase Rate	7.4	4.2	1.058	//
5	GDP: Commerce	Const. Increase Rate	7.2	10.0	1.086	//
6	GDP: Transprt. & Telec.	Const. Increase Rate	4.8	10.1	1.061	//
7	GDP: Finance etc.	Const. Increase Rate	11.3	10.1	1.101	//
8	GDP: Services	Const. Increase Rate	11.4	0.6	1.057	//
9	GDP: Governmt. Service	Const. Increase Rate			1.050	//
11	Oil Export(B/D) (Oil Products Exp.) (Oil Exports)	Exogenous			(91)1.020	thous. B/D // million \$
13	Oil Relative Price	Exogenous				1988=1.00
14	Oil Export(Value)	(11)*(13)				billion R
12	Oil Domestic Consum.	Const. Increase Rate				thous. B/D
10	Oil Production(B/D)	(12)+(14)				//
15	GDP: Mining	Proportional to Oil Exp.	14.7		1.040	billion R
16	Total	(1)+...+(9)+(15)	10.4	4.2		//
17	Statistical Discrep.	Const.				//
18	GDP	(16)+(17)				//
18a	Increase of GDP	(18)-((18)-1)				//
18b	Capital Coefficient	Variable Parameter			1.3~1.6	//
21	Private Fixed Cap.	(18a)*(18b)				billion R
22	Governmt. Fixed Cap.	Const. Increase Rate			0.070	//
20	Fixed Capital Form.	(21)+(22)				//
30	Net Indirect Tax	$\alpha*(18)$			0.030~0.050	//
31	Depreciation	$((31)-1) - \alpha*(23)$			0.050	//
32	Wages & Profits	(18)-(30)-(31)				//
41	Oil Governmt. Reven.	$\alpha*(14)$			0.243	//
42	Other Governmt. Reven.	Const. Increase Rate			1.070	//
34	Household Income	$\alpha*((32)-(41))$			0.090	//
35	Direct Tax fr. House.	$\alpha*(34)$			0.037+0.001t	//
36	House. Dispos. Income	(34)-(35)				//
19	Household Consumpt.	$\alpha*(36)$			0.900	//
37	Household Saving	(36)-(19)				//
38	Retained Profit	(32)-(41)-(42)-(34)				//
39	Direct Tax fr. Enterp.	$\alpha*(38)$			0.125	//
40	Enterprise Saving	(38)-(39)-(21)+ $\alpha*(31)$				//
43	Total Governmt. Reven.	(30)+(41)+(42)+(35)+(39)				//
23	Governmt. Consumpt.	Const. Increase Rate			1.070	//
44	Governmt. Expenditure	(22)+(23)				//
45	Governmt. Balance	(43)-(23)				//
46	Public Bond Balance	(46)-1+(45)				//
28	Increase in Stock	Const. Increase Rate			1.050	//
24	Exports excl. Oil	Const. Increase Rate			1.100	//
25	Total Exports	(14)+(24)				//
26	Total Imports	Const. Increase Rate			1.090~1.070	//
33	Net Oversea Income					//
27	Current Oversea Surpl.	(44)-(46)+(47)				//
29	Statiscal Discrep.	(18)-(19)-(20)-(23) -(27)-(28)				//

No. of Equat.	Item	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
1	GDP: Agriculture	502.2	524.8	548.4	573.1	598.9	625.8	654.0	683.4
2	GDP: Manufacturing	355.6	378.0	401.8	427.1	454.0	482.6	513.1	545.4
3	GDP: Electr., Gas etc.	102.7	112.6	123.4	135.2	148.2	162.4	178.0	195.1
4	GDP: Construction	100.1	105.9	112.0	118.5	125.4	132.7	140.4	148.5
5	GDP: Commerce	537.9	584.2	634.4	689.0	748.2	812.6	882.4	958.3
6	GDP: Transprt. & Telec.	174.3	184.9	196.2	208.2	220.9	234.4	248.7	263.8
7	GDP: Finance etc.	435.0	478.9	527.3	580.6	639.2	703.8	774.8	853.1
8	GDP: Services	87.5	92.5	97.8	103.3	109.2	115.4	122.0	129.0
9	GDP: Governmt. Service	269.1	282.6	296.7	311.5	327.1	343.4	360.6	378.7
11	Oil Export(B/D)	1,696.0	2,120.0	2,172.0	2,215.4	2,259.7	2,304.9	2,351.0	2,398.1
	(Oil Products Exp.)	8.0	38.0	40.0	40.8	41.6	42.4	43.3	44.2
	(Oil Exports)	8,170	12,500	17,300					
13	Oil Relative Price	1.000	1.187	1.530	1.313	1.354	1.396	1.439	1.484
14	Oil Export(Value)	367.1	551.8	729.1	638.2	671.3	706.0	742.3	780.8
12	Oil Domestic Consum.	766.0	778.5	850.5	893.0	937.7	984.6	1,033.8	1,085.5
10	Oil Production(B/D)	2,305.4	2,814.1	3,182.6	3,334.0	3,239.0	3,332.0	3,428.1	3,527.7
15	GDP: Mining	512.1	769.8	1,017.1	890.3	936.5	984.8	1,035.5	1,089.2
16	Total	3,076.5	3,514.2	3,955.1	4,036.8	4,307.6	4,598.0	4,909.5	5,244.5
17	Statistical Discrep.	70.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
18	GDP	3,146.6	3,614.2	4,055.1	4,136.8	4,407.6	4,698.0	5,009.5	5,344.5
18a	Increase of GDP		467.6	440.9	81.7	270.8	290.4	311.5	335.0
18b	Capital Coefficient		1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6
21	Private Fixed Cap.	273.6	607.8	617.3	122.6	433.2	464.6	498.4	536.0
22	Governmt. Fixed Cap.	108.9	116.5	124.7	133.4	142.7	152.7	163.4	174.9
20	Fixed Capital Form.	382.5	724.3	742.0	256.0	576.0	617.3	661.8	710.9
30	Net Indirect Tax	72.4	108.4	125.7	132.4	145.5	159.7	175.3	267.2
31	Depreciation	270.6	306.8	343.9	356.7	385.5	416.4	449.5	485.0
32	Wages & Profits	2,803.6	3,198.9	3,585.5	3,647.7	3,876.6	4,121.9	4,384.7	4,592.3
41	Oil Governmt. Reven.	89.1	134.1	177.2	155.1	163.1	171.6	180.4	189.7
42	Other Governmt. Reven.	59.8	64.0	68.5	73.3	78.4	83.9	89.7	96.0
34	Household Income	2,443.1	2,758.3	3,067.5	3,143.4	3,342.2	3,555.3	3,783.9	3,962.3
35	Direct Tax fr. House.	86.2	102.1	116.6	122.6	130.3	142.2	155.1	166.4
36	House. Dispos. Income	2,356.9	2,656.3	2,950.9	3,020.8	3,211.8	3,413.1	3,628.7	3,795.9
19	Household Consumpt.	1,816.0	2,390.6	2,655.8	2,718.7	2,890.6	3,071.8	3,265.9	3,416.3
37	Household Saving	540.9	265.6	295.1	302.1	321.2	341.3	362.9	379.6
38	Retained Profit	211.7	242.5	272.4	276.0	293.0	311.2	330.7	344.2
39	Direct Tax fr. Enterp.	26.0	30.3	34.0	34.5	36.6	38.9	41.3	68.8
40	Enterprise Saving	185.7	212.2	238.3	241.5	256.3	272.3	289.4	275.4
43	Total Governmt. Reven.	333.5	438.9	522.0	517.8	553.9	596.3	641.9	788.2
23	Governmt. Consumpt.	463.9	496.4	531.1	568.3	608.1	650.6	696.2	744.9
44	Governmt. Expenditure	572.8	612.9	655.8	701.7	750.8	803.4	859.6	919.8
45	Governmt. Balance	-239.3	-174.0	-133.8	-183.9	-196.9	-207.1	-217.7	-131.5
46	Public Bond Balance		-174.0	-307.9	-491.8	-688.6	-895.8	-1,113.5	-1,245.0
28	Increase in Stock	206.0	216.3	227.1	238.5	250.4	262.9	276.1	289.9
24	Exports excl. Oil	58.3	64.1	70.5	77.6	85.3	93.9	103.2	113.6
25	Total Exports	425.4	616.0	799.6	715.8	756.6	799.8	845.5	894.4
26	Total Imports	340.6	418.5	519.6	566.3	617.3	672.8	733.4	799.4
33	Net Oversea Income								
27	Current Oversea Surpl.	84.8	197.4	280.1	149.5	139.3	127.0	112.1	95.0
29	Statistical Discrep.	193.4	-410.9	-381.0	205.9	-56.8	-31.7	-2.6	87.6

Forecasted

GDP

(A) 3,269.3 3,596.2 3,891.1 4,132.4 4,392.7 4,669.5 4,968.3

(B)

(C) 3,614.2 4,055.1 4,136.8 4,407.6 4,698.0 5,009.5 5,344.5

(A) The Economic Intelligence Unit

(B) World Bank

(C) Our Estimate

No. of Equat.	Item	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001/1988 %per annum
1	GDP:Agriculture	714.2	746.3	779.9	815.0	851.7	890.0	4.5
2	GDP:Manufacturing	579.7	616.3	655.1	696.4	740.2	786.9	6.3
3	GDP:Electr.,Gas etc.	213.8	234.4	256.8	281.5	308.5	338.1	9.6
4	GDP:Construction	157.2	166.3	175.9	186.1	196.9	208.3	5.8
5	GDP:Commerce	1,040.7	1,130.2	1,227.4	1,333.0	1,447.6	1,572.1	8.6
6	GDP:Transprt.&Telec.	279.9	297.0	315.1	334.3	354.7	376.4	6.1
7	GDP:Finance etc.	939.3	1,034.1	1,138.6	1,253.6	1,380.2	1,519.6	10.1
8	GDP:Services	136.3	144.1	152.3	161.0	170.2	179.9	5.7
9	GDP:Governmt.Service	397.6	417.5	438.3	460.3	483.3	507.4	5.0
11	Oil Export(B/D)	2,446.0	2,494.9	2,544.8	2,595.7	2,647.7	2,700.6	1.2
	(Oil Products Exp.)	45.0	45.9	46.9	47.8	48.8	49.7	
	(Oil Exports)							
13	Oil Relative Price	1.530	1.577	1.626	1.677	1.729	1.758	4.4
14	Oil Export(Value)	821.1	863.2	907.9	955.1	1,004.4	1,041.6	8.4
12	Oil Domestic Consum.	1,139.8	1,196.7	1,256.6	1,319.4	1,385.4	1,454.6	17-
10	Oil Production(B/D)	3,630.8	3,737.6	3,848.3	3,962.9	4,081.8	4,205.0	17-
15	GDP:Mining	1,145.4	1,204.2	1,266.5	1,332.3	1,401.1	1,453.1	8.4
16	Total	5,604.1	5,990.3	6,406.0	6,853.4	7,334.4	7,831.8	7.5
17	Statistical Discrep.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	2.8
18	GDP	5,704.1	6,090.3	6,506.0	6,953.4	7,434.4	7,931.8	7.4
18a	Increase of GDP	359.6	386.2	415.6	447.4	481.0	497.4	
18b	Capital Coefficient	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	
21	Private Fixed Cap.	575.4	617.9	665.0	715.9	769.6	795.8	8.6
22	Governmt. Fixed Cap.	187.1	200.2	214.2	229.2	245.3	262.4	7.0
20	Fixed Capital Form.	762.5	818.1	879.3	945.1	1,014.8	1,058.3	8.1
30	Net Indirect Tax	285.2	304.5	325.3	347.7	371.7	396.6	14.0
31	Depreciation	523.1	564.1	608.0	655.3	706.0	758.9	8.3
32	Wages & Profits	4,895.8	5,221.8	5,572.7	5,950.5	6,356.7	6,776.3	7.0
41	Oil Governmt.Reven.	199.5	209.8	220.6	232.1	244.1	253.1	8.4
42	Other Governmt.Reven.	102.7	109.9	117.6	125.9	134.7	144.1	7.0
34	Household Income	4,226.6	4,510.8	4,816.8	5,146.6	5,501.3	5,870.8	7.0
35	Direct Tax fr.House.	181.7	198.5	216.8	236.7	258.6	281.8	9.5
36	House. Dispos.Income	4,044.9	4,312.3	4,600.1	4,909.8	5,242.8	5,589.0	6.9
19	Household Consumpt.	3,640.4	3,881.1	4,140.1	4,418.8	4,718.5	5,030.1	8.2
37	Household Saving	404.5	431.2	460.0	491.0	524.3	558.9	0.3
38	Retained Profit	366.9	391.3	417.6	446.0	476.6	508.2	7.0
39	DirectTax fr.Enterp.	73.4	78.3	83.5	89.2	95.3	101.6	11.1
40	Enterprise Saving	293.5	313.0	334.1	356.8	381.3	406.6	6.2
43	Total Governmt.Reven.	842.6	901.0	963.8	1,031.6	1,104.3	1,177.3	10.2
23	Governmt. Consumpt.	797.1	852.9	912.6	976.4	1,044.8	1,117.9	7.0
44	Governmt.Expenditure	984.2	1,053.1	1,126.8	1,205.7	1,290.1	1,380.4	7.0
45	Governmt. Balance	-141.6	-152.1	-163.0	-174.1	-185.7	-203.1	-1.3
46	Public Bond Balance	-1,386.6	-1,538.7	-1,701.7	-1,875.8	-2,061.5	-2,264.6	17-
28	Increase in Stock	304.4	319.6	335.6	352.3	369.9	388.4	5.0
24	Exports excl. Oil	124.9	137.4	151.2	166.3	182.9	201.2	10.0
25	Total Exports	946.0	1,000.7	1,059.0	1,121.3	1,187.3	1,242.8	8.6
26	Total Imports	871.4	932.3	997.6	1,067.4	1,142.2	1,222.1	10.3
33	Net Oversea Income							17-
27	CurrentOverseaSurpl.	74.7	68.3	61.4	53.9	45.1	20.7	-10.3
29	Statistical Discrep.	125.1	150.4	177.1	206.8	241.2	316.3	3.9

5,281.3

5,704.1 6,090.3 6,506.0 6,953.4 7,434.4 7,931.8



表1.2 イランのマクロ経済フレーム (計算結果)

No. of Equat.	Item	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	<b>Gross Domestic Expend.</b>								
19	Household Consumpt.	1,816.0	2,390.6	2,655.8	2,718.7	2,890.6	3,071.8	3,265.9	3,416.3
23	Govt. Consumpt.	463.9	496.4	531.1	568.3	608.1	650.6	696.2	744.9
21	Private Fixed Cap.	273.6	607.8	617.3	122.6	433.2	464.6	498.4	536.0
22	Govt. Fixed Cap.	108.9	116.5	124.7	133.4	142.7	152.7	163.4	174.9
28	Increase in Stock	206.0	216.3	227.1	238.5	250.4	262.9	276.1	289.9
25	Total Exports	425.4	616.0	799.6	715.8	756.6	799.8	845.5	894.4
26	Total Imports	340.6	418.5	519.6	566.3	617.3	672.8	733.4	799.4
33	Net Oversea Income	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	Current Oversea Surpl.	84.8	197.4	280.1	149.5	139.3	127.0	112.1	95.0
29	Statistical Discrep.	193.4	-410.9	-381.0	205.9	-56.8	-31.7	-2.6	87.6
18	GDE	3,146.6	3,614.2	4,055.1	4,136.8	4,407.6	4,698.0	5,009.5	5,344.5
	<b>Gross Domestic Product</b>								
1	Agriculture	502.2	524.8	548.4	573.1	598.9	625.8	654.0	683.4
2	Manufacturing	355.6	378.0	401.8	427.1	454.0	482.6	513.1	545.4
3	Electr., Gas etc.	102.7	112.6	123.4	135.2	148.2	162.4	178.0	195.1
4	Construction	100.1	105.9	112.0	118.5	125.4	132.7	140.4	148.5
5	Commerce	537.9	584.2	634.4	689.0	748.2	812.6	882.4	958.3
6	Transprt. & Telec.	174.3	184.9	196.2	208.2	220.9	234.4	248.7	263.8
7	Finance etc.	435.0	478.9	527.3	580.6	639.2	703.8	774.8	853.1
8	Services	87.5	92.5	97.8	103.3	109.2	115.4	122.0	129.0
9	Govt. Service	269.1	282.6	296.7	311.5	327.1	343.4	360.6	378.7
15	Mining	512.1	769.8	1,017.1	890.3	936.5	984.8	1,035.5	1,089.2
16	Total	3,076.5	3,514.2	3,955.1	4,036.8	4,307.6	4,598.0	4,909.5	5,244.5
17	Statistical Discrep.	70.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
18	GDP	3,146.6	3,614.2	4,055.1	4,136.8	4,407.6	4,698.0	5,009.5	5,344.5
	<b>Distribution of Income</b>								
30	Net Indirect Tax	72.4	108.4	125.7	132.4	145.5	159.7	175.3	267.2
31	Depreciation	270.6	306.8	343.9	356.7	385.5	416.4	449.5	485.0
32	Wages & Profits	2,803.6	3,198.9	3,585.5	3,647.7	3,876.6	4,121.9	4,384.7	4,592.3
34	Household Income	2,443.1	2,758.3	3,067.5	3,143.4	3,342.2	3,555.3	3,783.9	3,962.3
38	Retained Profit	211.7	242.5	272.4	276.0	293.0	311.2	330.7	344.2
	<b>Government Balance</b>								
30	Net Indirect Tax	72.4	108.4	125.7	132.4	145.5	159.7	175.3	267.2
35	Direct Tax fr. House.	86.2	102.1	116.6	122.6	130.3	142.2	155.1	166.4
39	Direct Tax fr. Enterp.	26.0	30.3	34.0	34.5	36.6	38.9	41.3	68.8
41	Oil Govt. Reven.	89.1	134.1	177.2	155.1	163.1	171.6	180.4	189.7
42	Other Govt. Reven.	59.8	64.0	68.5	73.3	78.4	83.9	89.7	96.0
43	Total Govt. Reven.	333.5	438.9	522.0	517.8	553.9	596.3	641.9	788.2
23	Govt. Consumpt.	463.9	496.4	531.1	568.3	608.1	650.6	696.2	744.9
22	Govt. Fixed Cap.	108.9	116.5	124.7	133.4	142.7	152.7	163.4	174.9
44	Govt. Expenditure	572.8	612.9	655.8	701.7	750.8	803.4	859.6	919.8
45	Govt. Balance	-239.3	-174.0	-133.8	-183.9	-196.9	-207.1	-217.7	-131.5
46	Public Bond Balance	0.0	-174.0	-307.9	-491.8	-688.6	-895.8	-1,113.5	-1,245.0
	<b>Investmt. &amp; Saving</b>								
20	Fixed Capital Form.	382.5	724.3	742.0	256.0	576.0	617.3	661.8	710.9
28	Increase in Stock	206.0	216.3	227.1	238.5	250.4	262.9	276.1	289.9
31	(Depreciation)	270.6	306.8	343.9	356.7	385.5	416.4	449.5	485.0
37	Household Saving	540.9	265.6	295.1	302.1	321.2	341.3	362.9	379.6
40	Enterprise Saving	185.7	212.2	238.3	241.5	256.3	272.3	289.4	275.4
45	Govt. Balance	-239.3	-174.0	-133.8	-183.9	-196.9	-207.1	-217.7	-131.5
27	Current Oversea Surpl.	84.8	197.4	280.1	149.5	139.3	127.0	112.1	95.0
49	Saving Surplus	254.1	-132.6	54.4	371.4	79.1	69.6	58.2	102.6

No. of Equat.	Item	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001/1988 %per annum
	<b>Gross Domestic Expend.</b>							
19	Household Consumpt.	3,640.4	3,881.1	4,140.1	4,418.8	4,718.5	5,030.1	8.2
23	Govt. Consumpt.	797.1	852.9	912.6	976.4	1,044.8	1,117.9	7.0
21	Private Fixed Cap.	575.4	617.9	665.0	715.9	769.6	795.8	8.6
22	Govt. Fixed Cap.	187.1	200.2	214.2	229.2	245.3	262.4	7.0
28	Increase in Stock	304.4	319.6	335.6	352.3	369.9	388.4	5.0
25	Total Exports	946.0	1,000.7	1,059.0	1,121.3	1,187.3	1,242.8	8.6
26	Total Imports	871.4	932.3	997.6	1,067.4	1,142.2	1,222.1	10.3
33	Net Oversea Income	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
27	Current Oversea Surpl.	74.7	68.3	61.4	53.9	45.1	20.7	-10.3
29	Statistical Discrep.	125.1	150.4	177.1	206.8	241.2	316.3	3.9
18	GDE	5,704.1	6,090.3	6,506.0	6,953.4	7,434.4	7,931.8	7.4
	<b>Gross Domestic Product</b>							
1	Agriculture	714.2	746.3	779.9	815.0	851.7	890.0	4.5
2	Manufacturing	579.7	616.3	655.1	696.4	740.2	786.9	6.3
3	Electr., Gas etc.	213.8	234.4	256.8	281.5	308.5	338.1	9.6
4	Construction	157.2	166.3	175.9	186.1	196.9	208.3	5.2
5	Commerce	1,040.7	1,130.2	1,227.4	1,333.0	1,447.6	1,572.1	8.6
6	Transprt. & Telec.	279.9	297.0	315.1	334.3	354.7	376.4	6.1
7	Finance etc.	939.3	1,034.1	1,138.6	1,253.6	1,380.2	1,519.6	10.1
8	Services	136.3	144.1	152.3	161.0	170.2	179.9	5.7
9	Govt. Service	397.6	417.5	438.3	460.3	483.3	507.4	5.0
15	Mining	1,145.4	1,204.2	1,266.5	1,332.3	1,401.1	1,453.1	3.4
16	Total	5,604.1	5,990.3	6,406.0	6,853.4	7,334.4	7,831.8	7.5
17	Statistical Discrep.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	2.8
18	GDP	5,704.1	6,090.3	6,506.0	6,953.4	7,434.4	7,931.8	7.4
	<b>Distribution of Income</b>							
30	Net Indirect Tax	285.2	304.5	325.3	347.7	371.7	396.6	14.0
31	Depreciation	523.1	564.1	608.0	655.3	706.0	758.9	8.3
32	Wages & Profits	4,895.8	5,221.8	5,572.7	5,950.5	6,356.7	6,776.3	7.0
34	Household Income	4,226.6	4,510.8	4,816.8	5,146.6	5,501.3	5,870.8	7.0
38	Retained Profit	366.9	391.3	417.6	446.0	476.6	508.2	7.0
	<b>Government Balance</b>							
30	Net Indirect Tax	285.2	304.5	325.3	347.7	371.7	396.6	14.0
35	Direct Tax fr. House.	181.7	198.5	216.8	236.7	258.6	281.8	9.5
39	Direct Tax fr. Enterp.	73.4	78.3	83.5	89.2	95.3	101.6	11.1
41	Oil Govt. Reven.	199.5	209.8	220.6	232.1	244.1	253.1	8.4
42	Other Govt. Reven.	102.7	109.9	117.6	125.9	134.7	144.1	7.0
43	Total Govt. Reven.	842.6	901.0	963.8	1,031.6	1,104.3	1,177.3	10.2
23	Govt. Consumpt.	797.1	852.9	912.6	976.4	1,044.8	1,117.9	7.0
22	Govt. Fixed Cap.	187.1	200.2	214.2	229.2	245.3	262.4	7.0
44	Govt. Expenditure	984.2	1,053.1	1,126.8	1,205.7	1,290.1	1,380.4	7.0
45	Govt. Balance	-141.6	-152.1	-163.0	-174.1	-185.7	-203.1	-1.3
46	Public Bond Balance	-1,386.6	-1,538.7	-1,701.7	-1,875.3	-2,061.5	-2,264.6	
	<b>Investmt. &amp; Saving</b>							
20	Fixed Capital Form.	762.5	818.1	879.3	945.1	1,014.8	1,058.3	8.1
28	Increase in Stock	304.4	319.6	335.6	352.3	369.9	388.4	5.0
31	(Depreciation)	523.1	564.1	608.0	655.3	706.0	758.9	8.3
37	Household Saving	404.5	431.2	460.0	491.0	524.3	558.9	0.3
40	Enterprise Saving	293.5	313.0	334.1	356.8	381.3	406.6	6.2
45	Govt. Balance	-141.6	-152.1	-163.0	-174.1	-185.7	-203.1	-1.3
27	Current Oversea Surpl.	74.7	68.3	61.4	53.9	45.1	20.7	-10.3
49	Saving Surplus	87.3	86.8	85.7	85.4	86.2	95.3	

## 1.2 イランにおけるエネルギー価格引き上げの経済的影響

イランは、現在、生活必需品等について低価格政策をとっており、エネルギー価格についてもコストの10分の1程度の低価格で供給している。このような低価格政策は、一般に価格体系の歪みにより経済の効率的運営を阻害するものであるが、とくにイランの場合には、エネルギーの国内消費の増大による貴重な外貨獲得源である石油の輸出能力の減退、財政収支の悪化を招いており、イラン政府は今後の5カ年計画においてエネルギー価格をコストに近づけることを検討している。他方、このエネルギー価格引き上げは、低所得層への打撃等による政治的反発等も予想され、イラン政府は慎重にその扱いを検討している。このような状況の中で、イラン側は日本側専門家にエネルギー価格引き上げの経済的影響について日本の経験も含めてその見解を求めてきた。この点に関して、調査団は以下のような説明を行った。

エネルギー価格引き上げの影響は、図1.3に示したように6つのコースが考えられる。

- (1) 第1は、価格引き上げによる省エネルギーの効果である。価格引き上げによって、どれだけ省エネルギーが進展するかは、第1にエネルギー価格の引き上げの程度と、第2にエネルギー消費の価格弾力性に依存する。第1の価格引き上げ幅については、イラン政府は5年間に10倍内外の引き上げを検討しているようである。この引き上げ幅は一見かなり大きいように見えるが、イランは現在かなり高率のインフレが続いており、このインフレが今後も持続するとすると、名目で仮に10倍に引き上げたとしても、一般物価に対する実質的な引き上げ幅はせいぜい数倍以下にとどまり、コストに近づけるという目標も達成できない恐れがあることに注意する必要がある。

次は、価格弾力性の問題である。図1.4で日本の需要部門別の短期及び長期の価格弾力性の計測結果を示した。また、図1.5～1.7に主要国・地域別の短期の価格弾力性の比較を示した（いずれもマイナス記号を省略して絶対値で示してある）。いずれも産業部門で高く、民生部門は低いが、国際的に見て異常に高い値を示したものを除くと、産業部門で $-0.03$ ～ $-0.5$ 、運輸部門で $-0.03$ ～ $-0.3$ 、民生部門で $-0.03$ ～ $-0.13$ 程度であった。イランの場合についてもこれらからある程度の示唆が得られよう。

このうち、日本の産業部門でエネルギー価格の上昇によってどのように省エネルギーが進展したかを見てみよう。主要なエネルギー多消費産業における第1次石油危機後のエネルギー消費原単位の推移を示したのが図1.8である。第1次石油危機によって石油価格が高騰すると、各産業はエネルギーの節約に努力した。当初は、必要でないときに電源を切る等の節約が主であったが、石油危機によってもたらされた不況によって設備の稼働率が低下したために、1974～75年ではエネルギー効率はむしろ悪化した場合が少なくない。本格的な省エネルギーは、エネルギー効率の高い機械設備を導入することによって達成されるが、それには時間がかかる。石油危機後2～3年を経て各産業はエネルギー効率の高い機械設備を設置

図 1.3 エネルギー価格上昇のマクロ経済へのインパクト

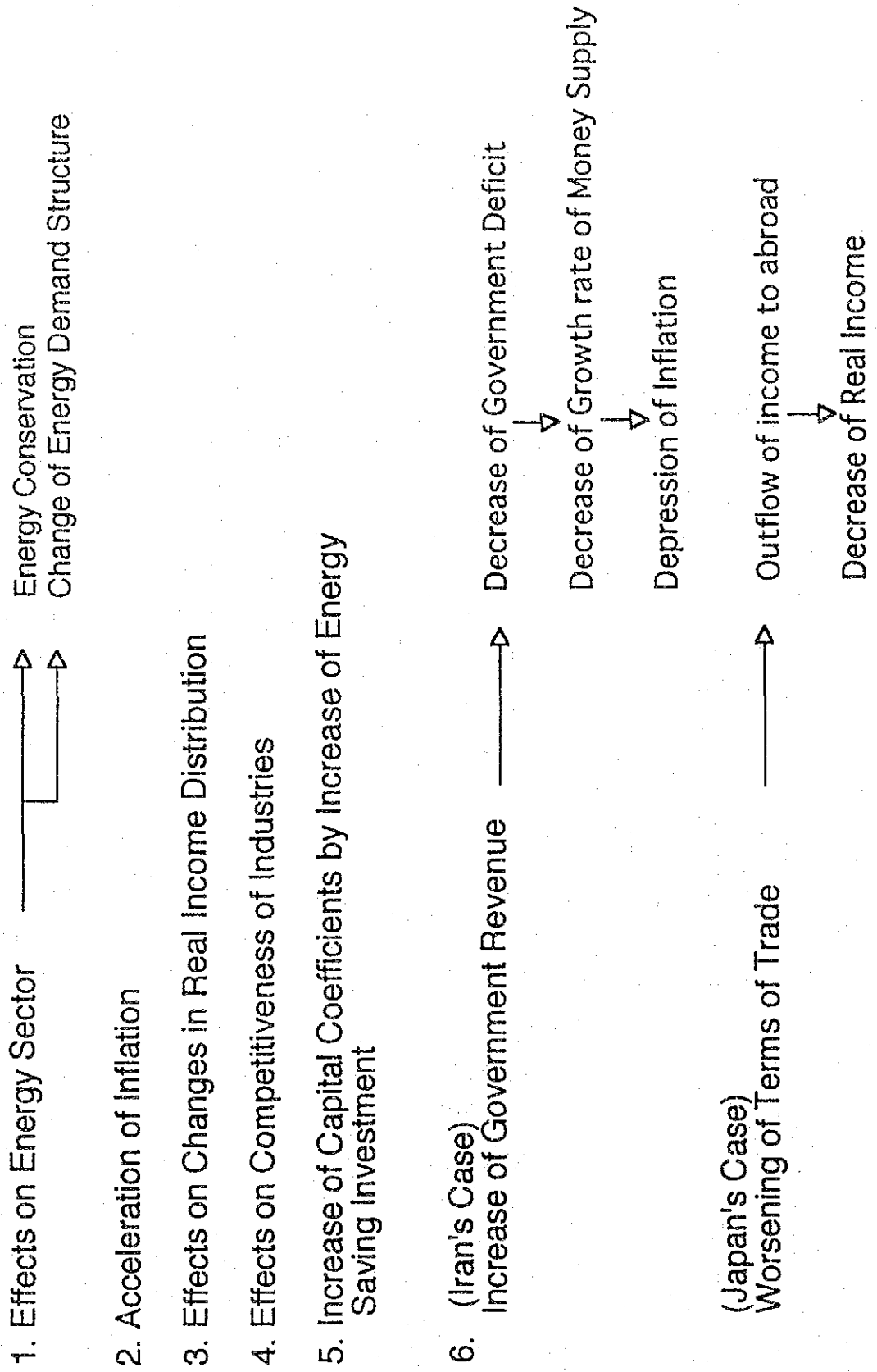


図 1.4 日本におけるエネルギー需要の価格弾力性

(Data:1966-1991)

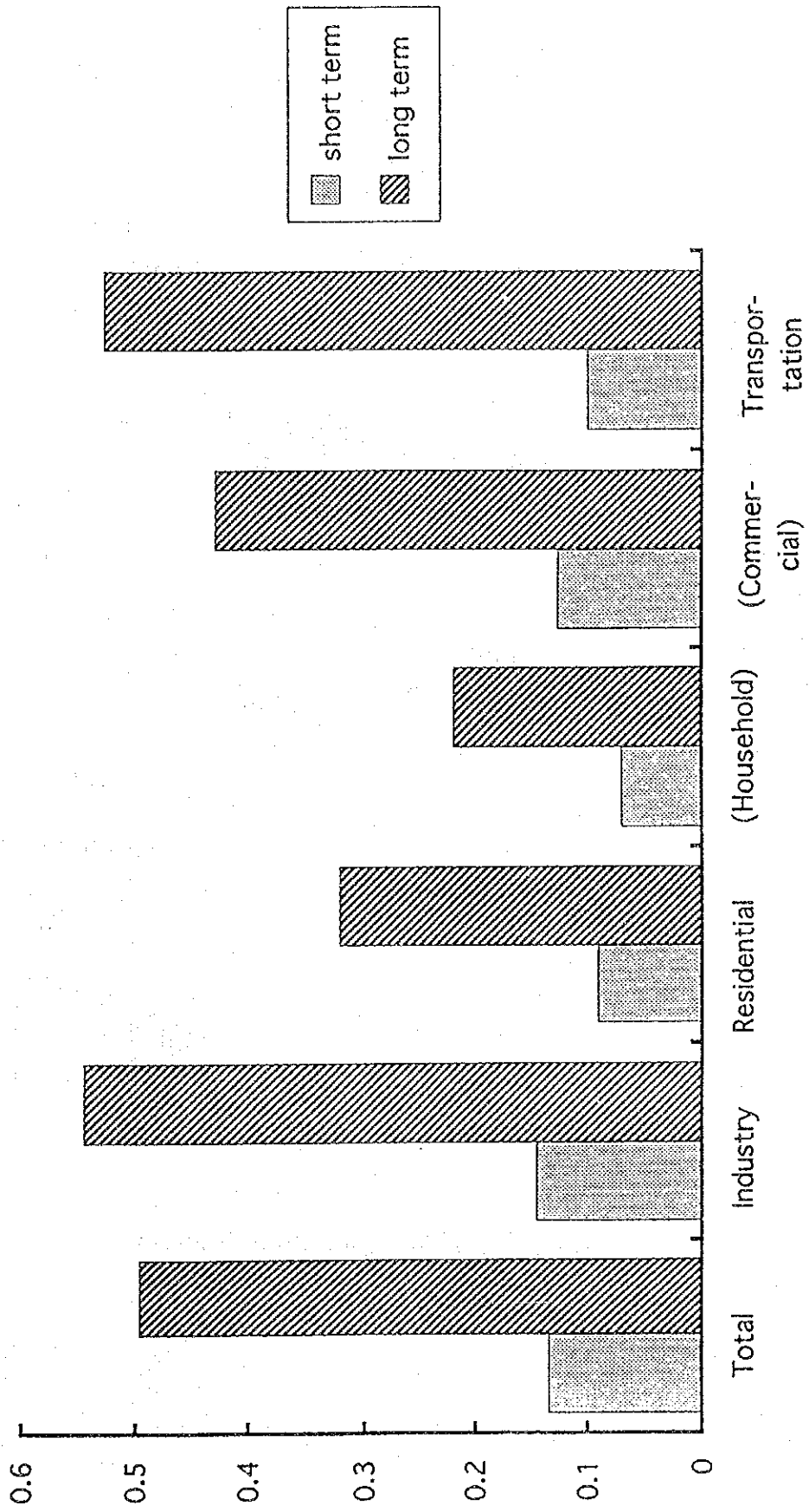


図1.5 産業におけるエネルギー需要の価格弾力性（国際比較）

(Data:1971-1990)

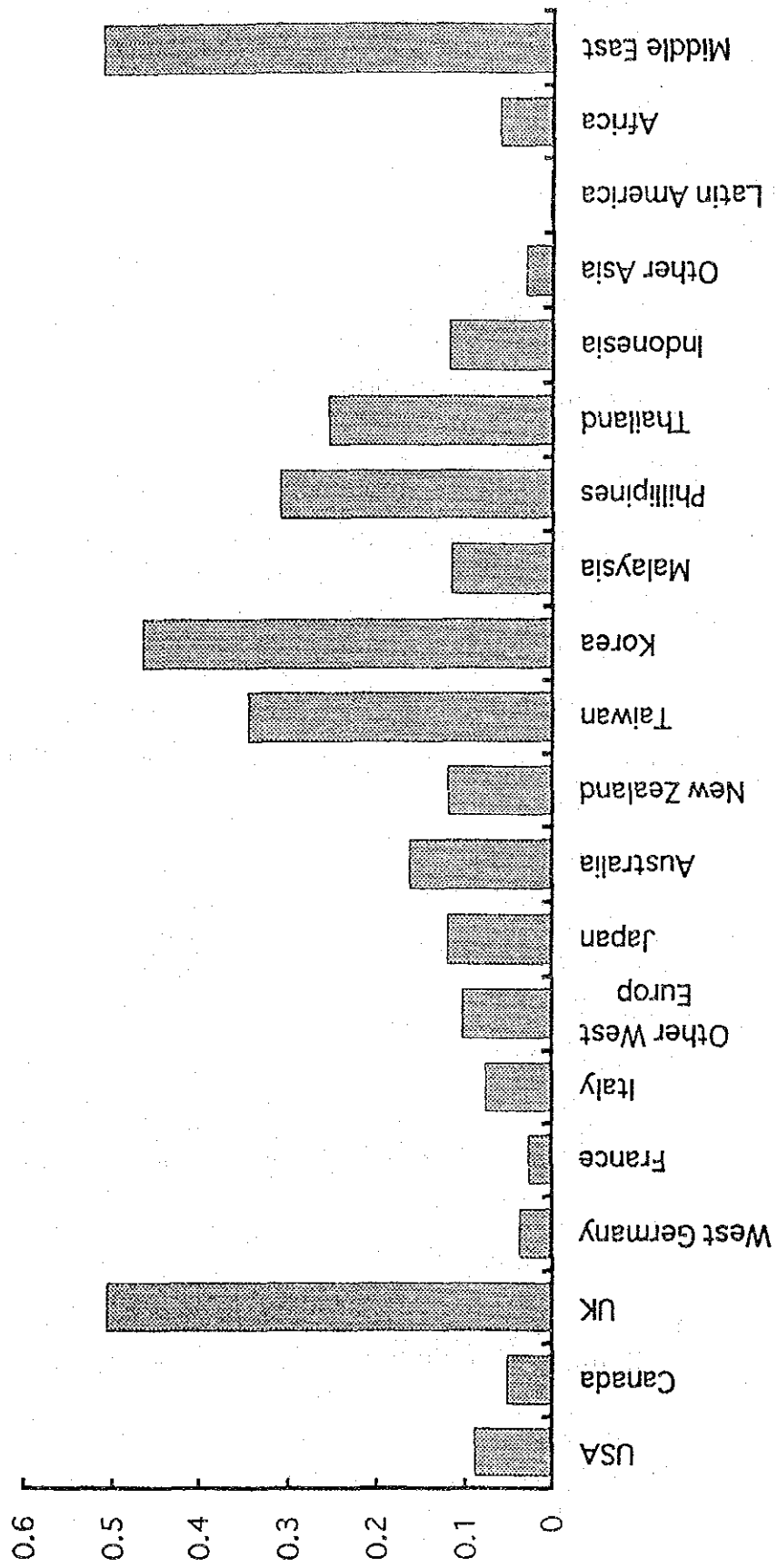


図 1.6 家庭および農業部門におけるエネルギー需要の価格弾力性 (国際比較)

(Data:1971-1990)

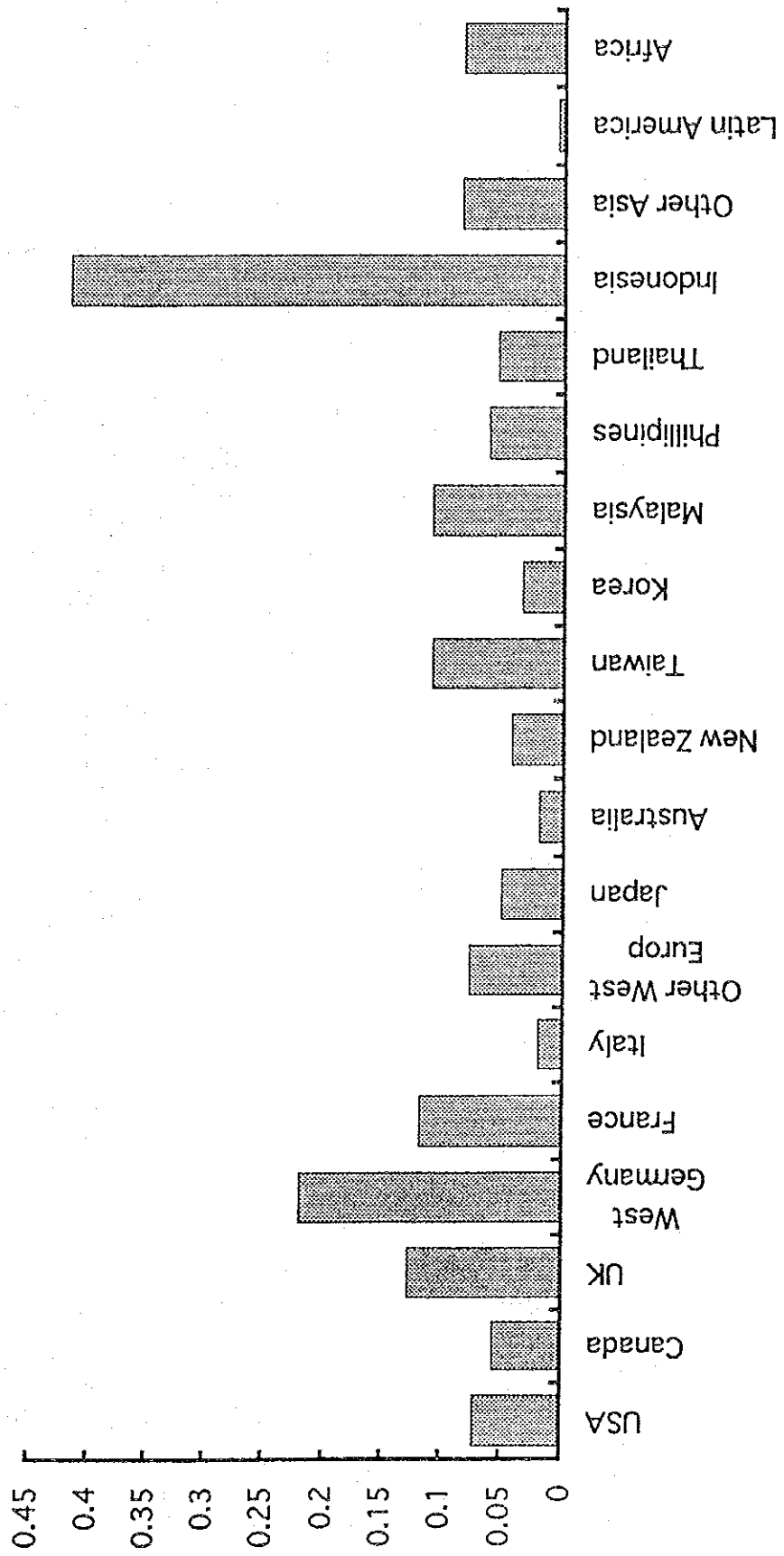


図1.7 輸送部門におけるエネルギー需要の価格弾力性（国際比較）

(Data:1971-1990)

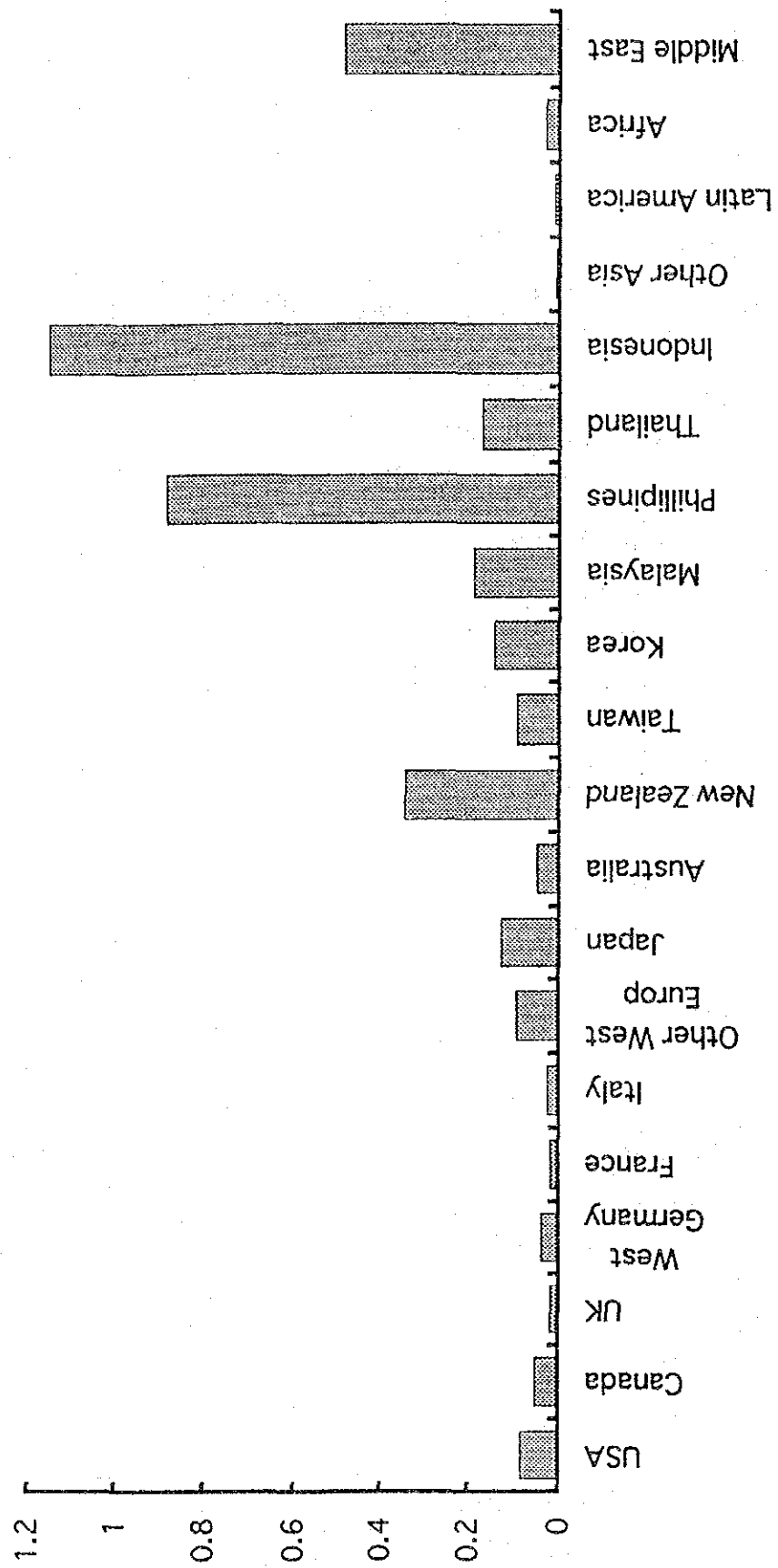
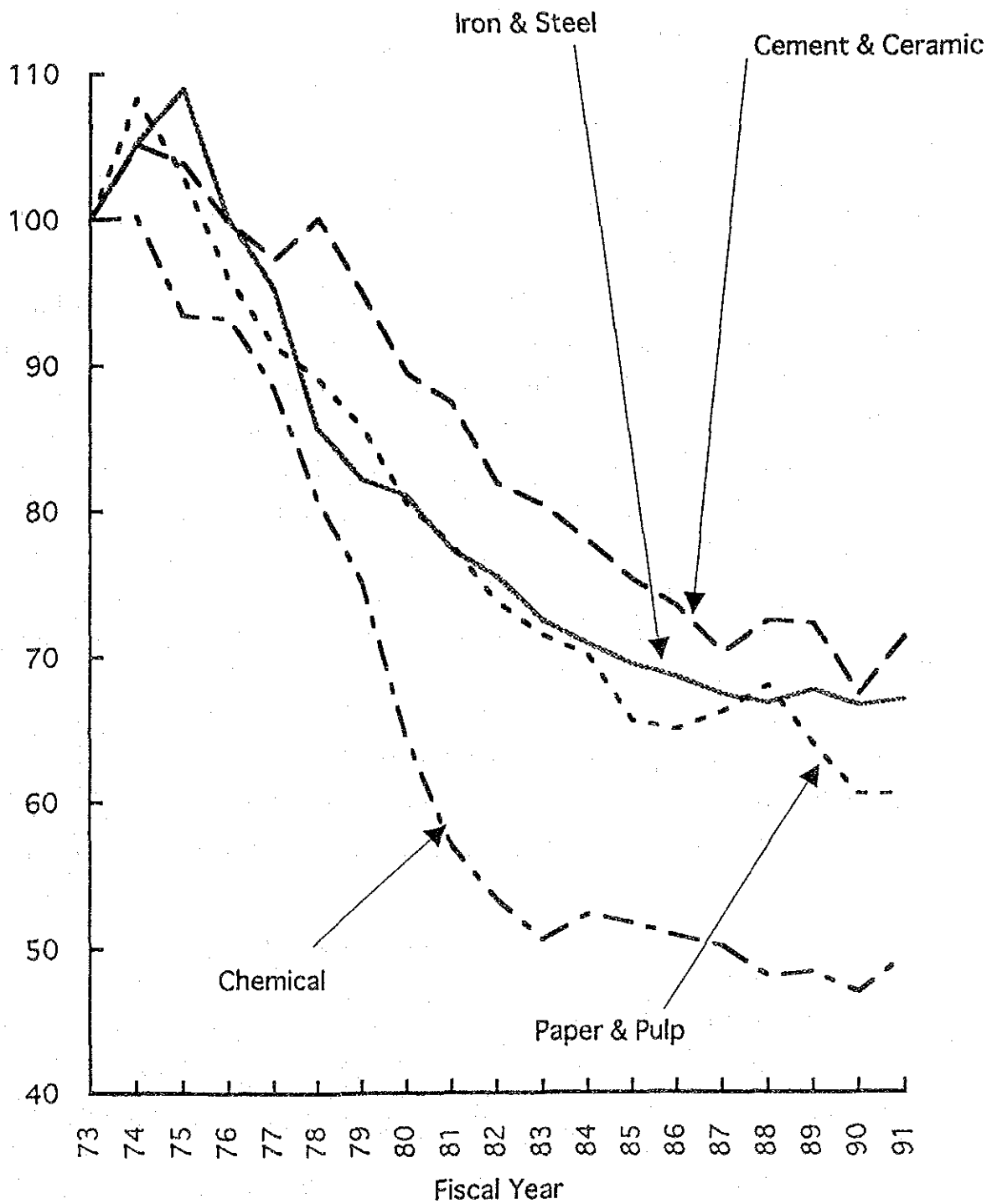




図1.8 日本の主要産業におけるエネルギー効率

(1973=100)



し稼働を開始して、1980年代前半までエネルギー原単位は急速に低下した。具体的に鉄鋼業の例をとると、高炉頂圧発電、連続鋳造システム、コークス乾式消火設備等がこの間急速に普及したのである。最近数年を見ると、現状で利用可能な省エネルギー技術が普及し尽くしたことから、80年代半ば以降エネルギー価格が低下したことから、エネルギー効率の向上はやや停滞している。しかし、日本の産業のエネルギー効率は、世界で最も高水準にあると考えられる。これらが、エネルギー価格上昇の産業部門への影響である。

図1.9は、日本におけるエネルギー消費とG N Pとを示している。石油危機以前の高度成長期には、エネルギー消費はG N Pよりも急速に増加した。すなわち、エネルギーの所得弾力性は1よりも大であった。石油危機後エネルギー消費の増加はほとんど停止した。部門別に見ると、民生部門や運輸部門では増加率は低下したものの、石油危機後も増勢を続けており、産業部門が前述のような省エネルギーによって86年まで減少を示したのである。生産指数と産業部門エネルギー消費を対比した図1.10を見ると、エネルギー消費は86年まで減少を続けた。その後、石油価格の低落と好況からエネルギー消費は再び増勢を取り戻している。しかし、現在のエネルギー消費の水準は1973年とほぼ同水準にとどまっている。この間に、鉱工業生産は約50%も増加している。経済全体としても石油危機後10年余りにわたってエネルギー消費はほとんど増加していないから、日本は、エネルギー消費の増加なしに経済成長を達成したことになる。これらが、エネルギー価格上昇の省エネルギーへの影響である。

もう一つのエネルギー部門への影響は、エネルギー需要構造の変化である。価格上昇率が各エネルギーで異なるならば、当然、エネルギー需要構造の変化をもたらす。日本では、石油危機後、石油価格の急騰によって、産業はエネルギーを石油から石炭等の石油代替エネルギーへ転換する努力を重ねてきた。従って、イランも最適エネルギー需要構造を達成しようと思えば、各エネルギー価格の上昇率を決定する場合には、こうした需要構造の変化への影響を勘案する必要がある。

イランが日本のような画期的な省エネルギーを達成できるか否かは明かではないが、多かれ少なかれ省エネルギーが進展することは期待できる。そして、イランの省エネルギー、とくに石油消費の節約は、石油輸出能力を拡大するであろうし、石油輸出によって稼得された外貨は、将来の工業化に必要な財の輸入に使うことができ、経済発展を促進するであろう。

- (2) 第2の影響は、インフレの加速である。インフレは、国民の実質所得の減少を通じて実質支出の減少をもたらす。その影響を日本の経験で見るために、図1.11では、石油輸入価格、卸売物価指数および消費者物価指数の対前年上昇率を示してある。もちろん、物価上昇は石油価格上昇のみによるものではないが、ある程度の示唆が得られよう。図1.12は、エネルギー計量分析センターが作成したモデルによる分析の結果を示した。これは、50%の炭素税が課された場合の各産業の価格上昇率を示したものである。製造業部門では、1%以上数%の上昇、サービス業部門では1%内外の上昇と推計される（なお、これは、賃金上昇による

図 1.9 日本における部門別最終エネルギー消費

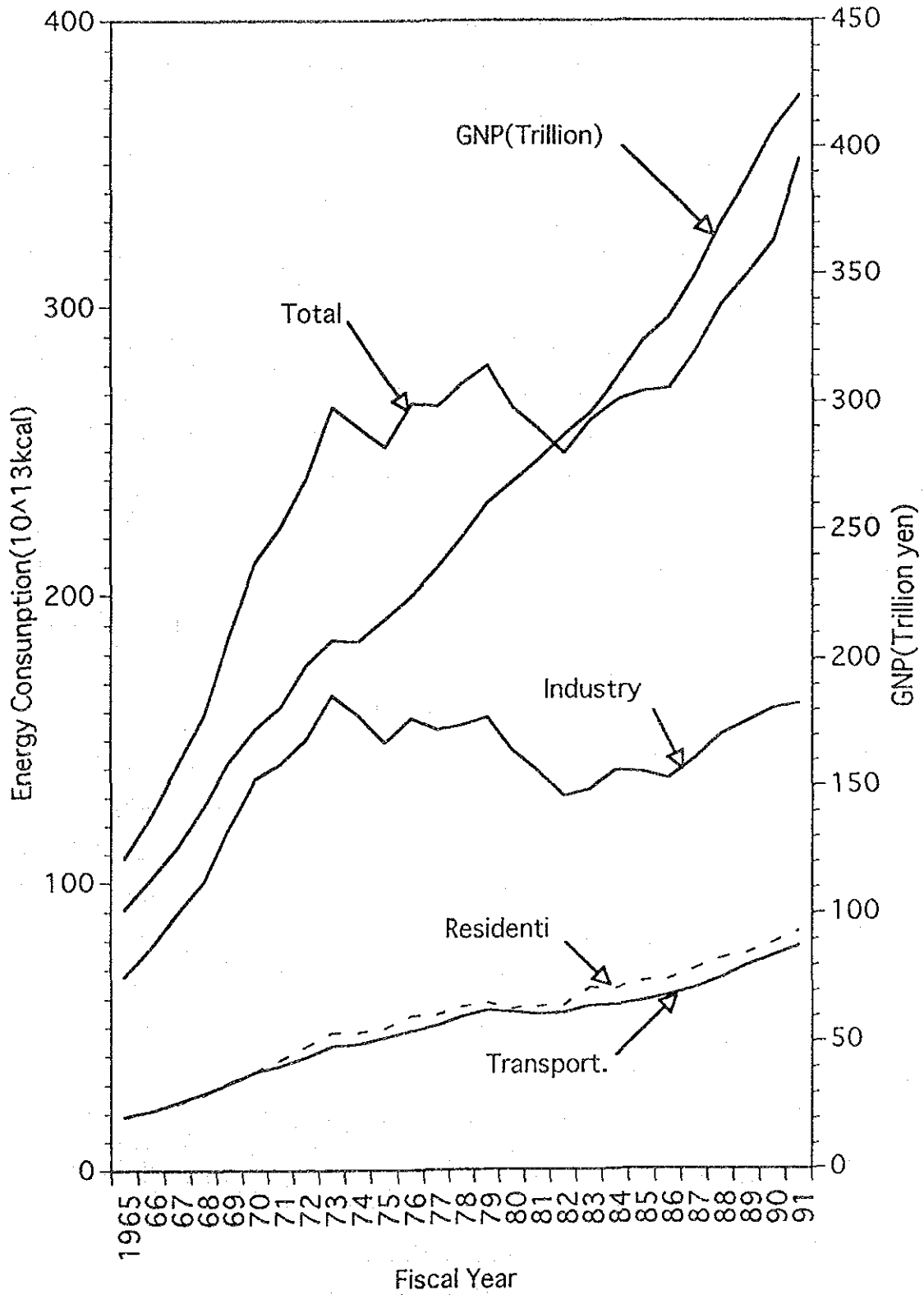


図 1.10 工業生産および工業部門のエネルギー消費

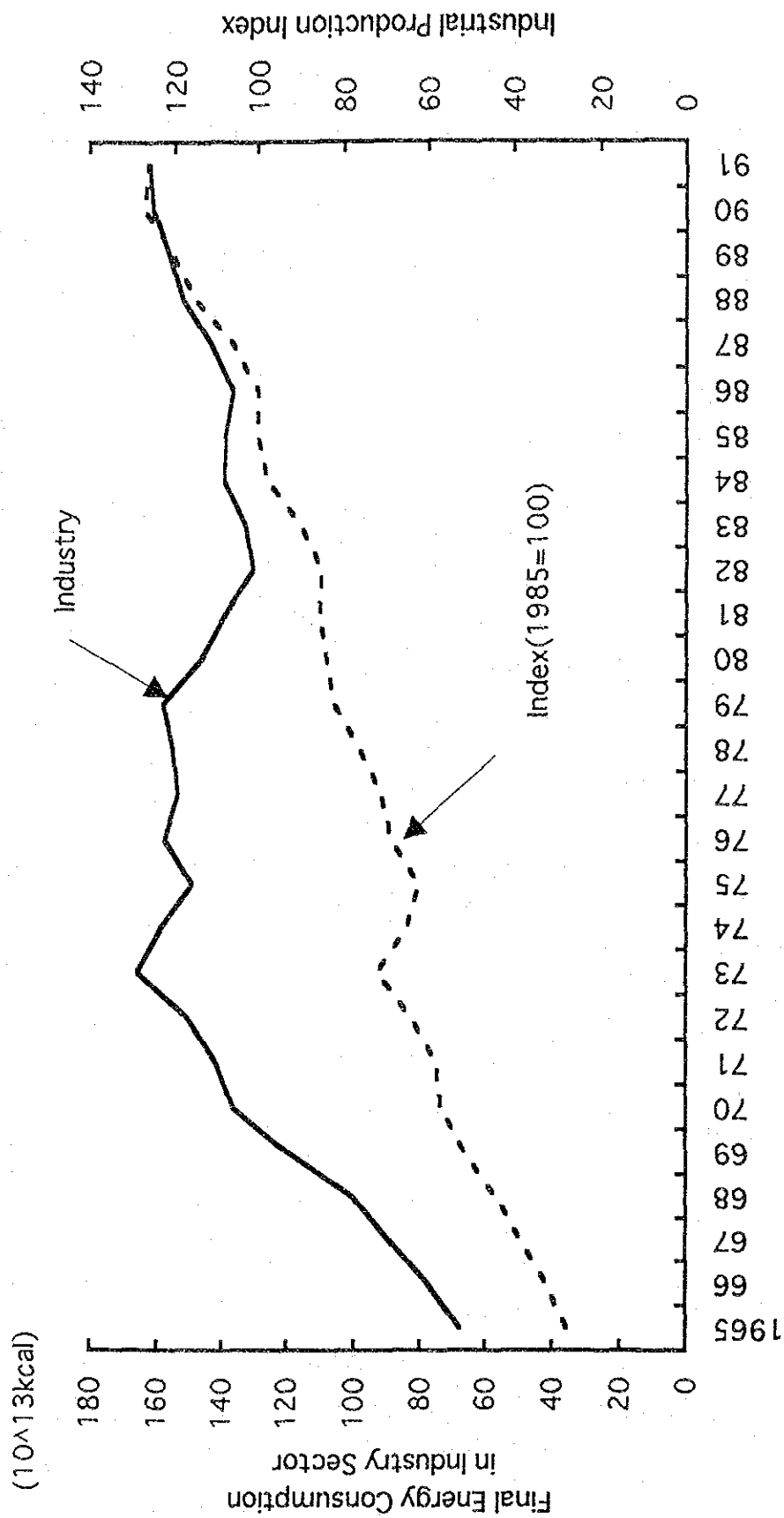


図 1.11 石油輸入価格とインフレーション (対前年増加率)

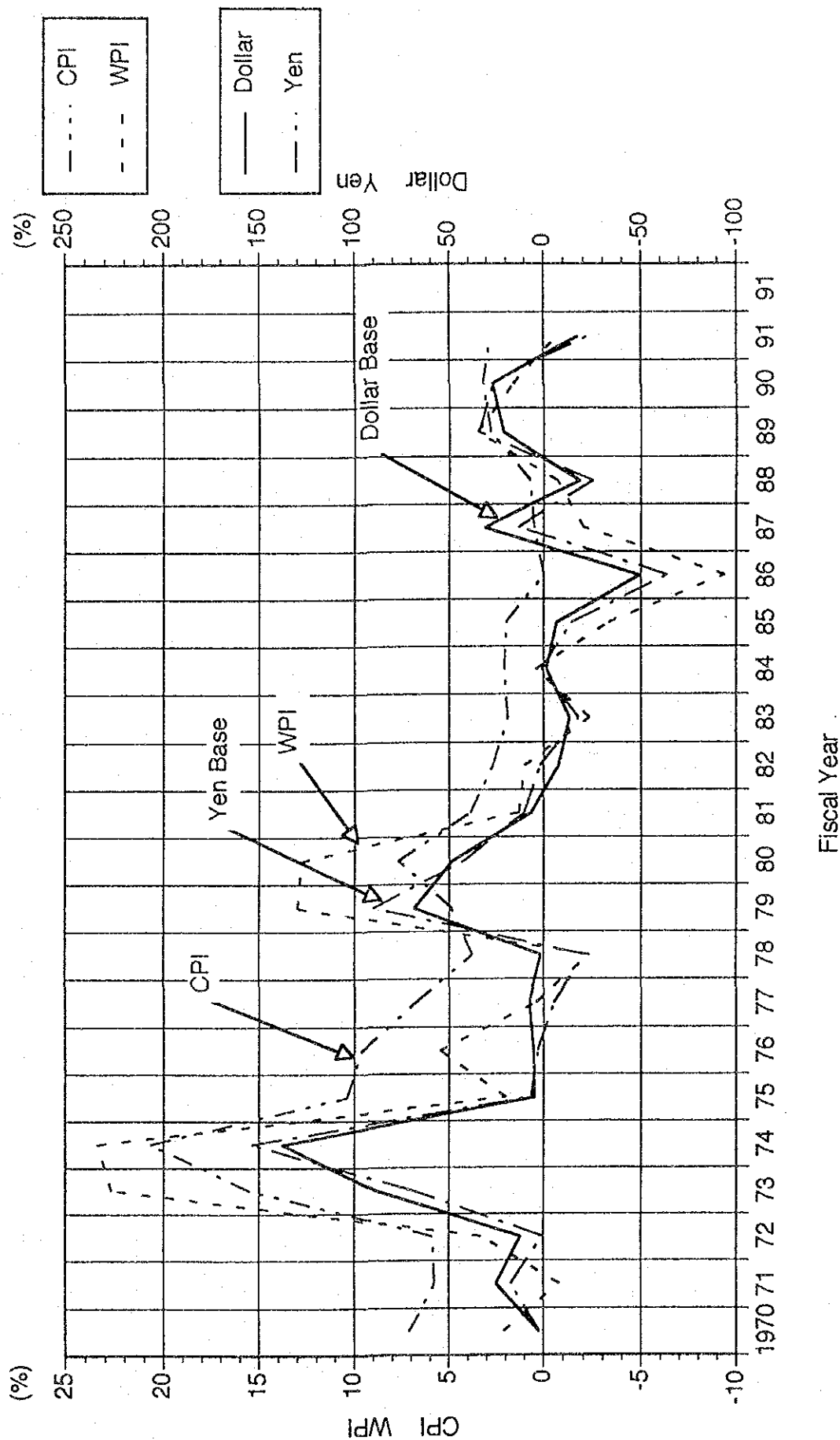
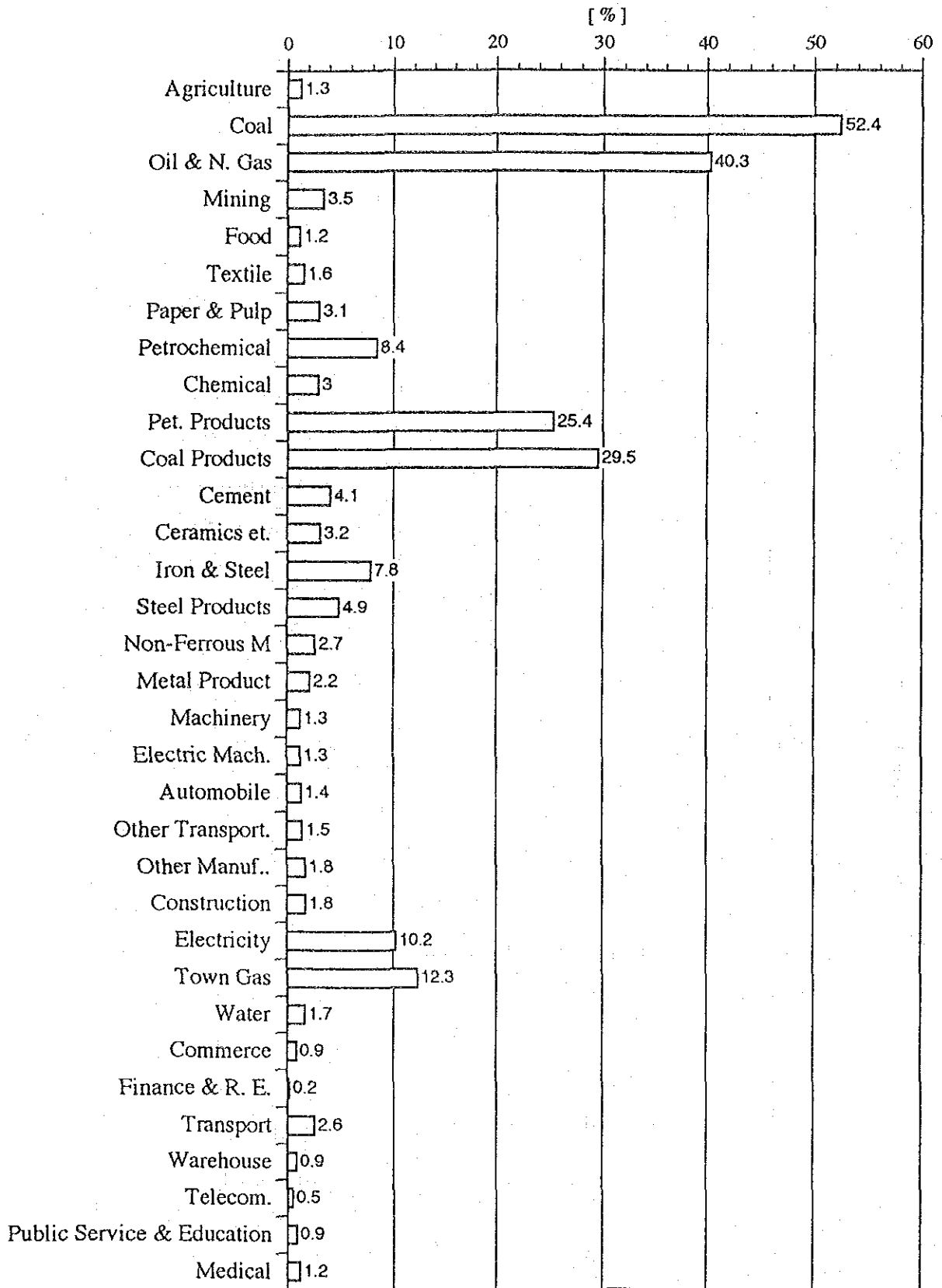


図 1.12 部門別価格上昇率 (50% Taxケース)

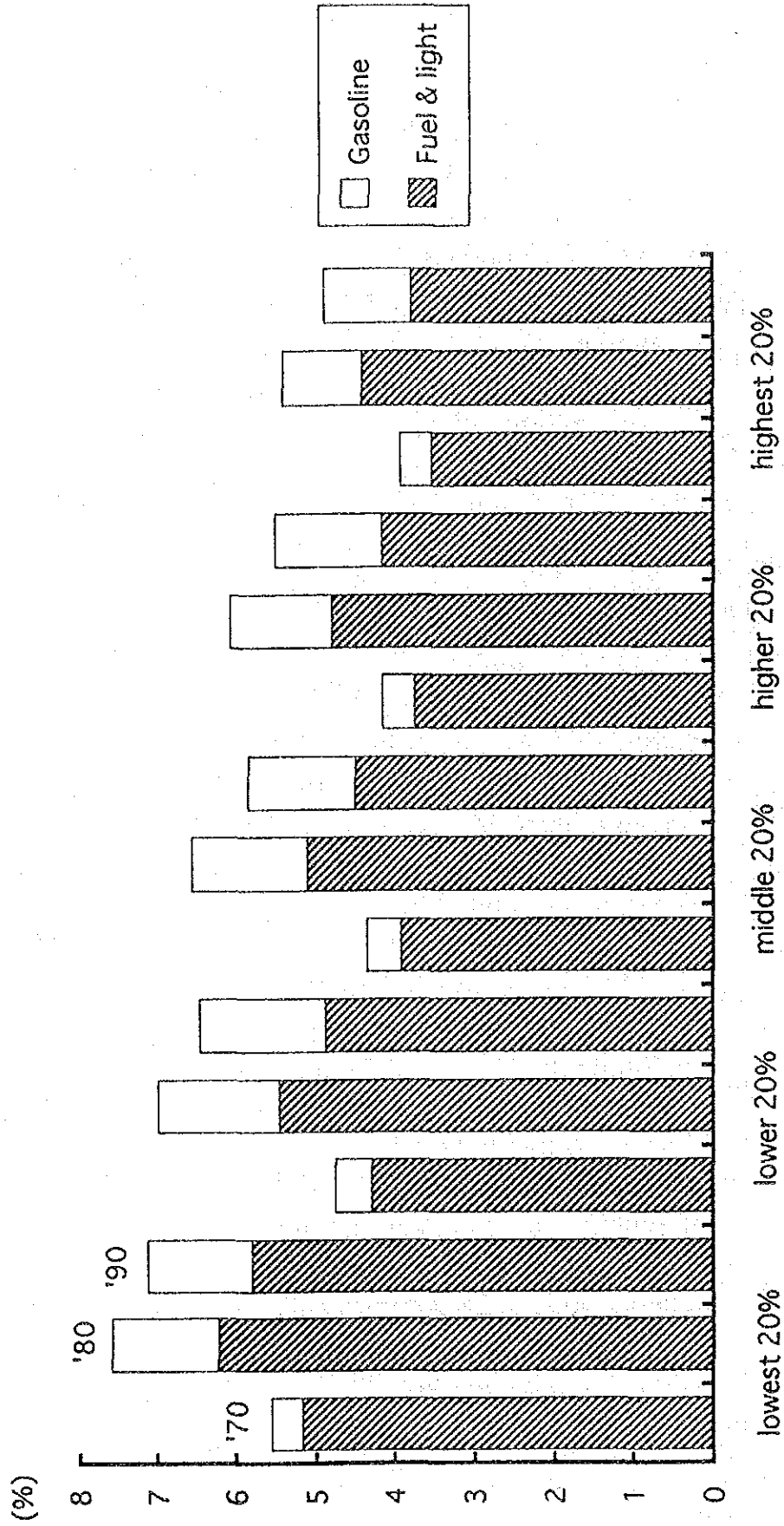


波及効果を含んでいない)。

- (3) 他方、所得水準の異なるグループは、エネルギー価格の上昇によって受ける打撃の程度も異なる。これがエネルギー価格上昇の第3の影響である。一般的に言って、低所得層の方が高所得層よりも大きな影響を受け易い。これが社会的公平の問題を提起し、政治的困難をもたらす。日本では、幸いにして所得分配の平等度がかなり高く、世界的に見ればもっとも平等度が高いし、低所得層でも十分生活を楽しむ余裕をもっているため、それほど深刻な問題とはならない。図1.13に示したように、総支出に対するエネルギー関連支出(光熱費+ガソリン代)の比率は、所得階層間であまり大きな差はないので、エネルギー価格上昇は、すべての所得階層に同様な影響を与える。イランでのデータがないため、適切な判断ができないが、イランではおそらく低所得層への打撃が何らかの政治問題となる可能性があり、それに対する対策を必要としよう。
- (4) 第4に、産業の国際競争力に対する影響が考えられる。日本の場合には、エネルギー供給の中で輸入石油に対する依存度がきわめて高い。このため、日本は、石油価格の上昇の影響を他国以上に大きく受けることとなる。日本の産業は、他国の産業以上にコスト面で不利益となる。それ故にこそ、日本の産業は、前述のように石油消費削減の努力を最大限に行い、エネルギー効率の向上を達成したのであった。しかし、イランでは、エネルギー価格を5~10倍に引き上げたとしても、なお国際的に見れば多くの国々よりも割安である。さらに、イランの輸出品目は労働集約的であるが、エネルギー集約的でない品目が主であるから、エネルギー価格の上昇は、イランの輸出拡大に大きな障害とはならないであろう。輸入に関しても、現在の輸入品目は概して国産品と競合していないと考えられるから、貿易に関する限り、現状に大きな影響を与えるとは考えられない。
- (5) 第5に、エネルギー価格の上昇は、省エネルギー投資を加速させ、それを通じて資本係数を上昇(または資本生産性を低下)させるであろう。資本係数の上昇は、とくに資本不足の国々においては経済発展にとって不利な影響を及ぼす。しかし、この不利な影響も前述の省エネルギーの効果によって十分に、あるいは十分以上に相殺されると考えられる。
- (6) 第6の影響は、日本の場合とイランの場合とは異なる。イランの場合には、エネルギー価格の引き上げは、政府の財政収入の増加または補助金支出の削減を通じて財政赤字を改善する。現在、財政赤字は、中央銀行によって融通されており、それが通貨の過剰供給とインフレの主因となっているところである。それ故、財政赤字の改善は、通貨供給量の増加率を低減し、インフレ率を引き下げる効果が期待できる。

日本の場合には、エネルギーの輸入依存度がほぼ90%に達するため、エネルギー価格の引

図 1.13 所得階層別エネルギー関連支出の比較





き上げは主として海外要因によってもたらされる。輸入価格の上昇は、交易条件を悪化させ、それを通じて国内所得の海外への流出をもたらす。これは、国内の実質所得を低下させ、不況をもたらすことになる。

(7) 以上の影響を量的のみならず、イランと日本を対比しつつ質的な面も含めてやや定性的に総括すれば、図1.14のようになろう。

イランの場合には、第1の省エネルギーの効果は、経済発展の促進という波及効果を含めて大きなプラスの効果がある。第2のインフレや第3の所得分配上の問題はマイナスの影響がでる。第4の国際競争力に関しては、中立的と言ってよい。第5の資本係数への影響はマイナスである。しかし、第6の財政収支の改善はイランにとって大きなプラス効果をもつ。それらを総合すれば、エネルギー価格の引き上げは、イランにとって大きなプラス効果をもつことができる。

日本の場合を考えてみると、第1の省エネルギーがプラスであることは間違いない。しかし、日本は既になんかの省エネルギーを達成しているから、今後の余地はそれほど大きくないし、外貨の節約も膨大な貿易黒字を出している現状ではプラスの効果をもつとはいえない。第2のインフレや第3の所得分配の問題はもちろんマイナスである。第4の国際競争力の問題も日本の場合にはマイナスの効果をもつ。第5の資本係数の上昇もそれほど大きな問題ではないが、マイナスに作用する。第6の所得の海外への流出は大きなマイナスである。かくて、全体として、日本の場合には大きなマイナスが予想される。

結論として、イランにおけるエネルギー価格の引き上げは、短期的に困難をもたらすとしても、長期的には大きな便益をイラン経済をもたらすものと期待できる。

図 1.14 エネルギー価格上昇のマクロ経済へのインパクト (イランおよび日本)

	Iran	Japan
1. Energy Conservation	+++	++
2. Acceleration of Inflation	-	-
3. Effects on Changes in Real Income Distribution	-	-
4. Effects on Competitiveness of Industries	±0	-
5. Decrease of Capital Productivity	-	-
6. (Iran's Case)		
Decrease of Government Deficit	+++	
(Japan's Case)		
Worsening of Terms of Trade		---
<b>Total</b>	<b>+++</b>	<b>---</b>

## 2. エネルギー需要分析

### 2.1 エネルギー需要の推移と現状

#### 2.1.1 一次エネルギー

1990年のイランの一次エネルギー需要は、原油換算 485.5百万バレルである。これは、およそ全世界の0.9%に相当する。

それをエネルギー源別にみれば、石油61.5%、天然ガス34.5%、水力2.4%、個体燃料1.0%、非商業エネルギーが0.7%である。石油や天然ガスへの依存が大きいことは、国内の賦存資源量と無関係ではない。つまり、イラン国内には、石油は世界第3位、天然ガスは世界第2位の埋蔵量がある。

ついで、一次エネルギー需要の過去の推移をみてみよう。1970年代の後半から近年まで、実質GDPはかなり大きく変動しているのに対して、エネルギー需要は多少の変動はあるものの、相対的に堅調な増加傾向を示している。1990年の値は、1977年の約2倍。この13年間の年間平均増加率は、実に5.3%にのぼる。至近の3年間をとれば、年間平均増加率は6.5%である(図2.1および2.2)。

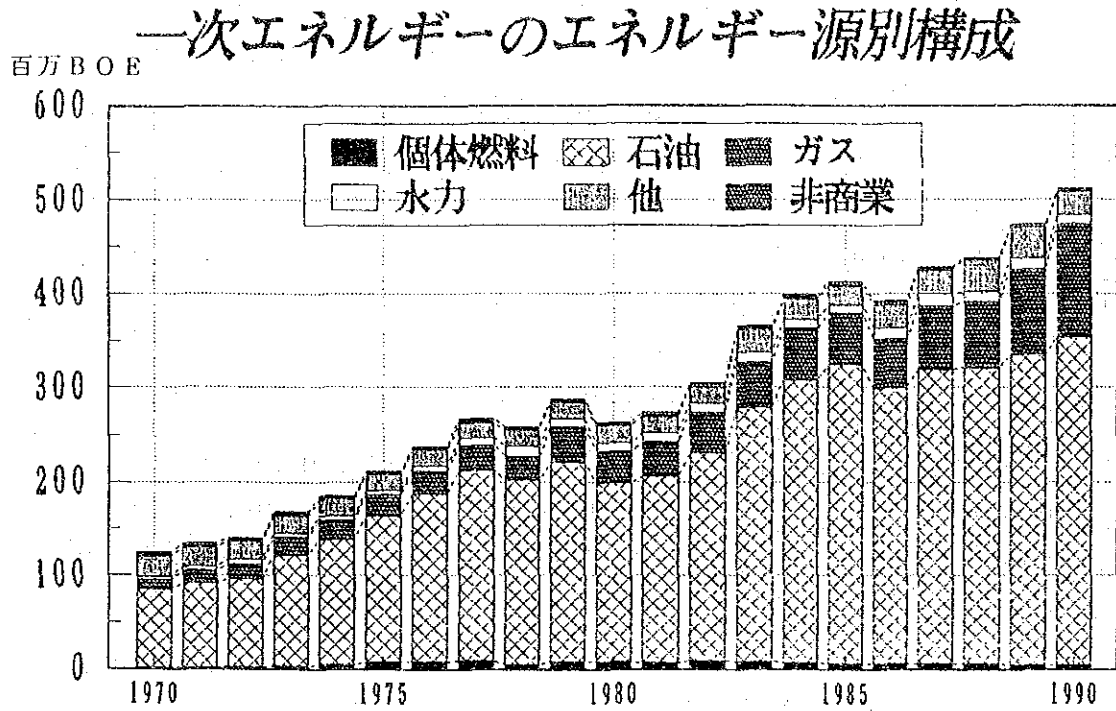
増加する一次エネルギー需要を、エネルギー源別、セクター別に分解して、その寄与を調べると、次のようになる。エネルギー源別では、1980年代初頭までは、増分エネルギーの大宗は石油であった。しかし、80年代後半になると、石油に代わり天然ガスが増分エネルギー源の中心を占めるようになっていく。

また、需要セクターからみれば、民生用需要が一次エネルギー需要増大に安定的かつ大きな寄与をもたらしてきた。ここ数年をとりあげれば、最終エネルギーにおける電力ニーズの増大から、転換部門も増分の1/4程の寄与をもたらしたと想定される。

また、この一次エネルギー需要を、人口あたり及びGDPあたりの原単位についてその推移をみると、以下のようなになる。一人あたりエネルギー需要は、1977年の7.1バレルからイスラム革命後の1982年には6.7バレルまで落ち込んだ。しかし、その後の回復から、ここ数年は年率2.9%の勢いで増大し、1990年には8.5バレルになっている。なお、人口の増加率は年率3.9%である。

一方、GDP原単位は、一人あたり原単位以上の大幅増加をみた。これは、イスラム革命やイラン・イラク戦争による経済活動の断絶が存在し、実質GDPが大きく低下した時期があるためである。1974年価格で計った一次エネルギー/GDP原単位は、1977年の63.2バレル/百万リアルが、1987年には132.6バレル/百万リアルと倍増している。また、1990年のその値は、135.4バレル/百万リアルである。

図2.1 一次エネルギー需要の推移



### エネルギー消費の部門構成推移

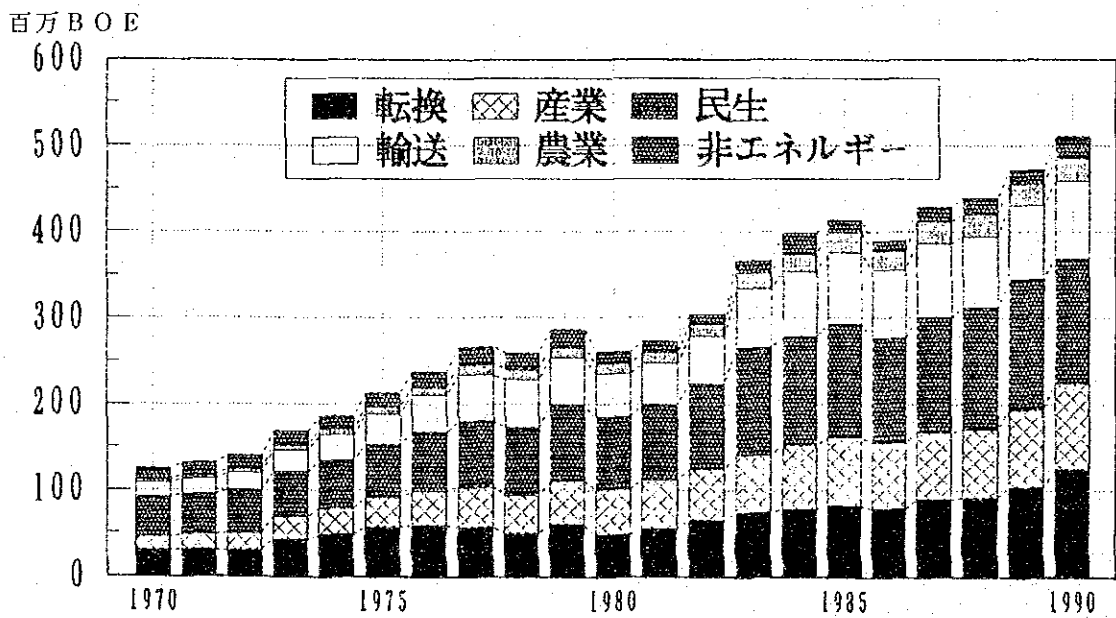
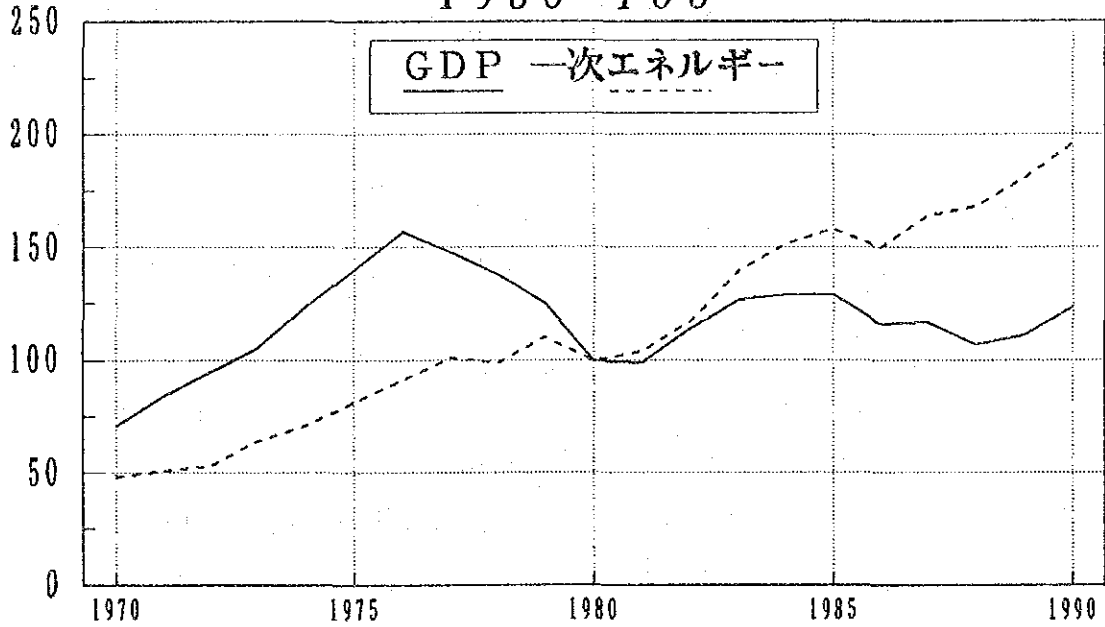
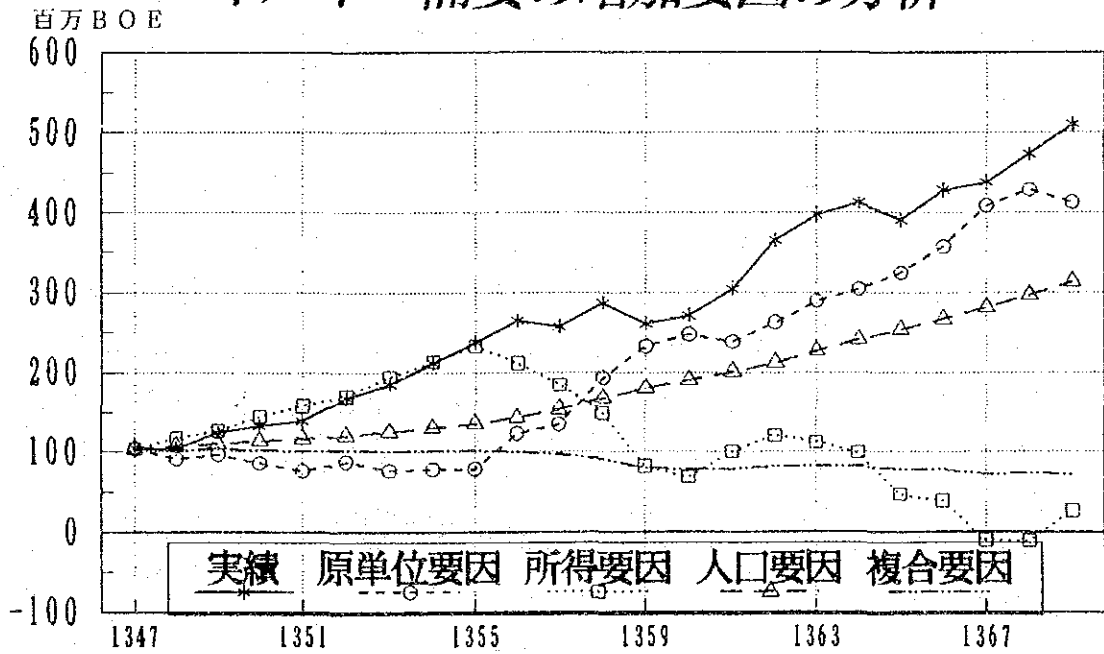


図2.2 過去のエネルギー需要と要因

### GDPとエネルギーの推移 1980=100



### エネルギー需要の増加要因の分析



## 2.1.2 最終エネルギー需要

一次エネルギー需要の約81%（1990年）は、最終エネルギー需要として消費者に渡される。1990年の最終エネルギー需要は原油換算 394.8百万バレルである。1990年の最終エネルギー需要の部門別構成は、民生部門が最も大きく37.5%を占め、次いで産業部門23.5%、交通部門23.1%、残りを農業部門とその他が各々 7.9%ずつ占めている。

一次エネルギー需要に対する最終エネルギー需要の割合（1990年、81%）は、徐々にではあるが、小さくなる傾向にある。この理由は、電力需要が増大するとともに、電力生産のための転換部門における変換損失が増大するためである。電力需要の増大は、結果的に最終エネルギー需要以上に転換部門での損失の増大テンポを拡大していくことにつながる。

需要の推移をみれば、1977-1982年で年率3.1%、1982-1987が年率6.9%、それ以降の伸びは年率 6.0%と大幅な増加をみている。これを、エネルギー源別、用途別に分解して、増加需要への寄与度をみれば以下の通りである。

1987年までは増分エネルギーの約8割を石油が占めていたが、ここ3年間では天然ガスが増分エネルギーの66%を占めている。ついで石油26%、電力11%となっている。天然ガスが主力エネルギーとして台頭している傾向は、一次エネルギー需要でみたものと同様である。

また、用途別に増分エネルギーへの寄与をみれば、民生部門が主たる増分源となってきた。ついで、寄与の大きな部門は、産業である。

## 2.1.3 農業部門エネルギー需要

農業部門のエネルギー需要は最終エネルギー需要の 7.9%（1990年）を占めている。エネルギー源としては93%が石油で、残りは電力である（同年）。

エネルギー需要の推移を見れば、1977-1982年の間では年率 8.1%、1982-1987年で年率10.5%、至近の3年間は、年率 4.9%の増加となっている。エネルギー源別にみれば石油が消費の大宗であるものの、電力の増分エネルギーの寄与は年々高まっている。

農業生産指数1単位あたりのエネルギー消費原単位をみれば、1977には指数1ポイントあたり121.7千バレルであったものが、1982年では145.9千バレル、1987年以降では 223バレルを越えている。これは、この間に耕作面積の拡大とともに農業の近代化が進展してきたことを物語る。その中には、化学肥料の利用拡大（1980年代の10年間で65%消費増）や政府の機械化政策がある。

イラン国内のトラクターの数は、1979年の71,000台から1985年には 135,000台へとほぼ倍増している。ティラー (tillers)やコンバイン (combines) の数も疑いなく増大しているはずである。

こうした背景が、農業部門のエネルギー需要を堅調に増大させたものと考えられる。

#### 2.1.4 産業部門エネルギー需要

産業部門のエネルギー需要は最終エネルギー需要の約1/4を占め、原油換算92.9百万バレルである(1990年)。同年のエネルギー源別内訳は、50%が石油、36%が天然ガス、9%が電力、残りの5%が個体燃料となっている。

エネルギー需要の推移を見れば、1977-1982年の間では年率3.6%、1982-1987年で年率4.4%、至近の3年間は、年率4.2%の増加である。増加量に占めるエネルギー源別の寄与度を見ると、近年では天然ガス、電力の寄与度が大きい。

1987-1990の間をとれば、産業部門合計の増分エネルギーは原油換算10.8百万バレルに対して、石油はマイナス8百万バレル(寄与度-74%)、天然ガスは18.1百万バレル(同168%)、電力2.2百万バレル(同20%)となっている。

製造業の付加価値額あたりでみたエネルギー消費原単位は、1977年の原油換算48.2バレル/百万リアル(1982年価格)から、1982年には71.3バレルへと上昇している。以降はほぼ横ばいで推移しており、1988年の値は72バレルである。

前述のような原単位の増傾向を示した理由は、80年代前半までと後半とは分けて考える必要がある。1982年前後では、イスラム革命に起因した産業活動水準の低迷により、稼働率の悪化にともなうエネルギー消費原単位の増加が原因であると考えられる。

一方、1980年代後半では、活動水準は増傾向をたどるため、原単位の引き下げの効果が期待できる。しかし、この時期はエネルギー多消費産業が相対的に拡張途上にあるため、これが産業部門のエネルギー消費原単位の引き上げ効果を持つことになる。つまり、活動水準の向上という原単位低下要因とエネルギー多消費産業(Energy Intensive Industries)のウェイト増大(産業構造の変化)という原単位増傾向要因とがオフセットの状態、結果的に原単位はほぼ横ばい状態を示してきた。

製造業合計の付加価値額に占めるエネルギー多消費産業(①紙、印刷、②化学、③非鉄金属製品、④一次金属)の割合は、1977年の33.5%から1987年には39.5%、翌年1988年には41.4%に達している。

#### 2.1.5 民生部門エネルギー需要

民生部門のエネルギー需要は最終エネルギー需要の37.5%と最大の地位を占め、原油換算148.1百万バレルである(1990年)。同年のエネルギー源別内訳は、71%が石油、15%が天然ガス、12%が電力、2%が個体燃料(非商業用エネルギー含む)である。

エネルギー需要の推移を見れば、1977-1982年の間では年率7.4%、1982-1987年で年率6.4%である。至近の3年間は、年率増率は8.3%で、部門間では最も高い値を示している。1987年以降の需要増増加量に占めるエネルギー源別の寄与度では、石油が72%と最大である。つ

いで、天然ガス、電力となる。

民生部門合計に占める電力は、シェアこそ12%とさして大きくないが、電力供給をしている主体からみれば、総電力需要に占める民生部門の割合は65%と圧倒的である。しかも、この分野の成長率は高く、急速な電力化が進展している。電力需要における民生部門のウェイト増大は、この部門の需要負荷が季節や時間による変動が大きいために、電力供給全体の負荷率を悪化させる方向に働いている。

民間最終消費支出で除した民生部門のエネルギー消費原単位の推移は、以下の通りである。1982年のそれは50バレル/百万リアル（1982年価格）であったが、1987年には62バレルとなり、1989年には77バレルに増大している。

国際的なエネルギー・バランス表では、民生部門は家庭部門と業務部門とに区分されるが、イランのエネルギー・バランス表ではその分割がなされていない。そのため、現状ではそれら細目の解析はできていない。

#### 2.1.6 交通部門エネルギー需要

交通部門のエネルギー消費規模は産業部門とほぼ同程度であり、原油換算91.5百万バレルとなっている（1990年）。エネルギー・バランス表に記載されている同部門のエネルギー源別内訳は、全量が石油である。

輸送燃料の需要推移を見れば、1977-1982年の間では年率0.3%、1982-1987年で年率8.6%、至近の3年間は、年率増加率は0.9%である。輸送用燃料のこうした、変動はイラン・イラク戦争の影響が大きく表れているためであろう。

交通部門に関する関連データは乏しい。各年の自動車登録台数は存在しても、ストックとしての登録台数は記載がない。車齢30年以上の車が稼働している現実をみれば、残存台数を推計するにはそれ以上の長いスパンの時系列データが必要になる。ところが、こうしたデータは過去推計に依存するしかなく、それが可能であったとしても信頼性に問題が出てくる。

また、旅客、貨物といった輸送量データは体系的に収集されていないため、この扱いに関してもひと工夫が必要となる。現状ではこのデータの利用可能性は極めて乏しい。将来的には、こうした輸送関連データの整備が重要な課題である。



## 2.2 JICA版エネルギー・バランス表の構築

### 2.2.1 整合的なエネルギー・バランス表の必要性

#### (1) 需要予測モデルとデータ (図2.3)

エネルギー需要予測のツールとしてイラン側が考慮しているモデルはMADE-IIである。これに対して、JICAチームはMADE-IIとは異なるタイプのエネルギー・モデルの構築を試みた。これは、①イラン側のモデルの欠点を補完すること、②双方の予測結果を対照することによって結果の吟味や政策的議論をより深めること、が重要であると判断されたためである。

予測モデルを構築するためには、ベースとなる経済・エネルギーの過去20年余りの時系列データが必要になる。そのため、モデル作成の事前準備としてデータ・ベース作成が大きな仕事である。この作業にはイラン側のカウンターパートが大きな手助けをしてくれた。しかし、JICAチームでは以下のような基本的な作業を行った上で、予測モデル用のデータ・ベースとした。

#### (2) データ・チェック

モデル構築用データについて以下のチェックを行った。

##### ① 経済関連データ

経済については MS. Sattariの協力を得てデータを入手し、JICA側で以下の作業を行っている。

- ・トレンドのチェック：

  - 過去トレンドとの比較において、異常値は無いかのチェック

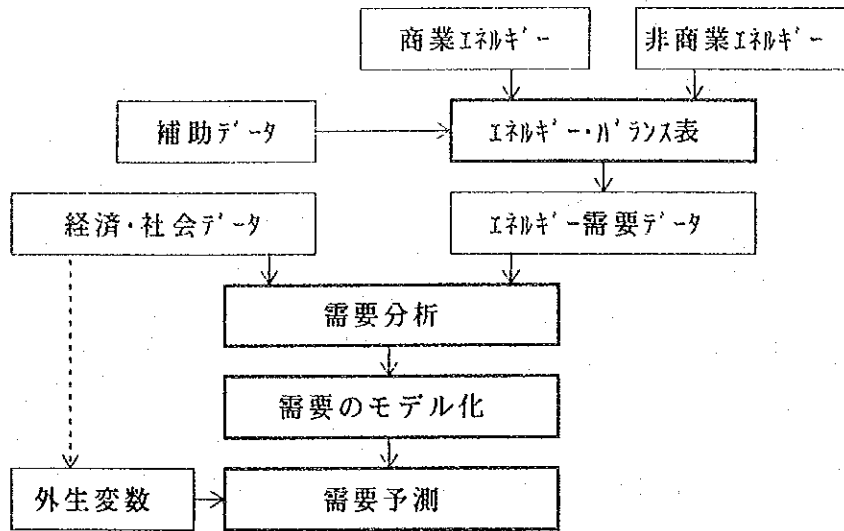
- ・入手可能な最新データのチェック

  - 経済指標については通常、年ごとの見直しが行われているので、イラン側チームが保有しているデータが、利用可能な最新版の数値であるか確認した上で、その修正をおこなった

- ・過去の時系列データの推計

  - 1980年以前の経済データについては得られないものがあるので、他の指標との関連に基づいていくつかのデータを推計し設定した

図2.3 予測モデルの作成に関わる作業フロー



## ② エネルギー関連データ

エネルギーについては MS. Zarvani の協力を得てデータを入手し、JICA 側で以下の作業を行った。

- ・トレンドのチェック
- ・下記の複数のデータ源から得られるデータの相互比較
  - 1) NIOC の NIOC 年鑑
  - 2) MOE (Ministry of Energy) のエネルギー・バランス表
  - 3) OECD / IEA の 'Energy Balances of Non-OECD Countries'
  - 4) MR. Darabi による「家庭用エネルギー」の推計データ
  - 5) MR. Mohammadi による「産業別エネルギー」の推計データ

## (3) JICA 版「エネルギー・バランス表」の必要性

### ① イランのエネルギー・バランス表の問題点

イランのエネルギー省発行による「エネルギー・バランス統計」は国際的なスタンダードから見れば、バランス表になっていない。また、これを予測モデルのデータ・ベースとするには以下の点が問題となった。

問題点の第一は、表そのものがかなり簡易なために需要の推計を行うには適していないことである。例えば、産業部門は全ての製造業をひとまとめにして計上しているし、民生部門も家庭用と業務用との区分がされていない。

第二の問題は、エネルギー源別に投入や消費の行方を追って行くと、数字の辻褄が合わず、マトリックスの整合性に問題が生じてくることである。

さらに第三のそれは、マクロ経済モデルとの接合に必要な原油の輸出や石油製品輸入量が明記されていないことである。

### ② 改良エネルギー・バランス表

そこで、こうした問題点を解決するために JICA 版のエネルギー・バランス表の作成が必要となった。この表は、前述のエネルギー省版エネルギー・バランス表を土台とし、国営イラン石油会社の年次報告や Mr. Darabi が推計した家庭用エネルギー消費データ、Mr. Mohammadi の産業別エネルギー消費の推計データなどを加味した上で、エネルギー・バランスが再構成されている。

JICA 版の表によって、国内生産や輸出・輸入・国内需要といった一次エネルギーの値から詳細な最終エネルギー需要に至るまで、国際規格に準じた形で整合的なエネルギー・バランスが読めるようになっている。この JICA 版エネルギー・バランス表の作

成にあたっては、次のような手順を踏んでいる。

## 2.2.2 JICA版エネルギー・バランス表の特徴

### (1) 特 徴

JICA版のエネルギー・バランス表の利用にあたっては、次のような特徴とデータのクセに注意することが肝要である。

#### ① オリジナル・データ源

用いたオリジナル・データは、前述のように以下である。

- 1) NIOCのNIOC年鑑
- 2) MOE (Ministry of Energy) のエネルギー・バランス表
- 3) OECD/IEAの'Energy Balances of Non-OECD Countries'
- 4) MR. Darabiによる「家庭用エネルギー」の推計データ
- 5) MR. Mohammadiによる「産業別エネルギー」の推計データ

#### ② データ推計対象期間

JICA版エネルギー・バランス表が持つ時系列期間は、1968年（イスラム暦1347年）から1990年（同1369年）である。

#### ③ 整合性

この表においては、一次エネルギー供給から最終エネルギー需要まで整合性を持たせている。また、マトリックスとして読んだ場合、個々の値が意味している内容は国際的なエネルギー・バランス表に準じたものである。

#### ④ エネルギー・バランス表の構成

JICA版エネルギー・バランス表の行列の構成は以下のとおりである。

##### (a) 行 方 向

一次エネルギー部門

- ・ 生 産
- ・ 輸 入
- ・ 輸 出
- ・ 在庫変動及びロス（フレアガスを含む）

- ・一次エネルギー需要

転換部門

- ・製油所
- ・発電用消費
- ・自家発電
- ・統計誤差

最終エネルギー需要

- ・産業部門

計上している産業の種類は、以下。

- a. 食品 b. 繊維 c. 木製品 d. 紙・パルプ e. 化学
- f. 窯業／非金属 g. 第一次金属 h. 機械 i. その他 j. 合計

- ・民生部門

- a. 家庭 b. 商業 c. 合計

- ・交通部門

- a. 道路・鉄道 b. 航空 c. 合計

- ・農業部門

- ・非エネルギー

(b) 列方向：エネルギー源

固体燃料（石炭等）

原油

石油製品

天然ガス

電力

水力

原子力

その他

合計

2.2.3 エネルギー・バランス表の推計

JICA版エネルギー・バランス表を推計するにあたり、以下に示すような手順を踏んだ。  
また、出来上がった表が持つ傾向や特徴も同時に記しておこう。

(1) 一次エネルギー

一次エネルギーの表は、N I O C (National Iranian Oil Company) 及びM O E (Ministry of Energy) から得られたデータをもとに作成した。M O Eデータに比べ、N I O Cデータのほうがより詳細なために、基本的にN I O Cのデータを採用した。特に生産、輸入輸出の各データに関しては多くをこれに依存している。M O Eのエネルギー・バランス表からは、固体燃料及びガスに関するデータが得られた。

しかし、M O Eのデータから得られなかったものとして、家庭部門で消費される非商業エネルギーなどのエネルギーも追加している。このデータベースはMr. Darabiの推計に依っている。

また、M O Eのエネルギー・バランス表では、固体燃料と非商業エネルギーの項目において数値の混乱が見られたが、J I C A版エネルギー・バランス表では、これは解決されている。

水力に関するデータはN I O C、M O Eともに共通の数値が得られている。

石油製品の輸出量の値は、次の考え方によって作成した。

{製品及び原油輸出 (M O E) - 原油輸出 (N I O C)}

ガスの輸出量は、M O Eのエネルギー・バランス表に基づいている。

在庫変動とロスは、調整とフレアガス及びインジェクションガスの数値である。

一次エネルギー需要としての天然ガスの値は、以下の式で得られる需要に基づいている。

{最終エネルギー+発電用の投入}

さらに、原油の一次エネルギー需要の値は、製油所で投入される原油量をもとにしている。この結果、一次エネルギー供給合計は次式によって求められる。

{エネルギーバランス表+OTHERS (N I O C)}

+家庭部門で追加された非商業用エネルギー等}

そして、一次エネルギー需要としての石油製品の値は、次の式によって計算される。

{一次エネルギー供給合計-石油製品以外のエネルギー}

## (2) 転換部門

転換部門における石油精製業に関するデータは、N I O Cデータをベースにし、電気事業者に関するデータは、M O Eデータをもとにしている。

自家発電の数値は推計値であり、自家発電量は次式で求めた。

(電力需要計－電気事業者の供給量)

また、自家発電用のエネルギー消費量は電気事業者と同一の転換効率を用いて計算している。

なお、このエネルギー・バランス表における統計誤差は調整用の数値である。

## (3) 最終エネルギー需要

### ① 産業部門

産業部門の数値のベースとなっているのはN I O Cのデータである。M O Eのエネルギー・バランス表に見られる産業部門における石油の消費量とN I O Cのデータを比較すると、年によってばらつきは見られるが、後者の方が多少大きいものが多い。固体燃料、ガス及び電力のデータは両データ・ソースとも同じ値となっている。

また、Mr. Mohammadi の推定による産業部門のエネルギー消費は、M O Eが計上しているエネルギー・バランス表上の数値の約50%をカバーしているにすぎない。しかし、産業部門合計のエネルギー需要を個別産業に配分するには、利用可能なデータ・ソースはこれ以外見あたらないので、便宜上この推計を基に各産業のエネルギー需要を推計した。

具体的な産業部門のエネルギー推計のプロセスは以下の通りである。

- 1) コントロールトータルはN I O Cのデータに基づいている。
- 2) 産業別エネルギー消費量のシェアはMr. MOHAMMADIのデータによる。
- 3) 1987年以降の産業別シェアは1986年と同一とする。
- 4) 1974年以前の産業別シェアは1974年と同一とする。

### ② 民生部門

Mr. Darabiによる家庭用エネルギー消費の推定は有用であるが、若干過大推定の傾向があると判断される。たとえば、Mr. DARABIによる電力消費量の推定は、M O Eの電力販売量をおよそ50%上回っている。電力消費量は最も信頼性の高いデータであることを考慮すると、上のような判断になる。

JICA版エネルギー・バランス表における家庭用、業務用の分割プロセスは以下の通りである。

- 1) 石油製品中では軽油のみを商業用とした
- 2) 電力は利用者ごとの販売量(MOEの電力統計)に基づく
- 3) 商業用のガスは、民生部門計から家庭用を差し引いた残り
- 4) 家庭用のガスはMr. Darabiの推計に若干の修正を加えて求める
- 5) その他はMr. Darabiの推計を用いる

固体燃料の数値はNIOCのデータ及びMOEのエネルギー・バランス表に基づいており、その他はMr. Darabiの推定を用いて計算した。即ち、彼が推計した木炭と薪の合計を固体燃料全体から引いたものが「その他」である。

Mr. Darabiの過去推計は1980年までしかないため、それ以前の過去推計はNIOCのデータから得られる固体燃料と、Mr. Darabiのデータから得られる薪、木炭との関係(1980年の比率)に基づいて推計した。

民生部門での石油製品の消費量は、MOEのエネルギー・バランス表における数値のほうが、NIOCのデータによる数値より大きくなっている。また、ガスと電力はそれぞれ二つのデータ源で同一値が得られている。

### ③ 輸送部門

輸送部門における石油製品の消費量は、MOE、NIOCともにほとんど同一の数値を示している。バランス表上での陸上・航空といった用途別分解では、NIOCデータによる軽油・ガソリンを道路・鉄道用のエネルギーとし、ジェット燃料は航空用と区分して計上した。

### ④ 農業部門

農業部門の石油製品消費量については、MOEデータがNIOCデータよりやや大きくなっている。

### ⑤ 最終エネルギー需要

今回JICAが推計したエネルギー・バランス表とMOEのそれとを比較すると、若干MOEデータよりも大きめになっている。これは、家庭の「その他」の追加の影響であろうと考えられる。



## 2.3 JICAモデルの構築

### 2.3.1 JICAモデルの構築にあたって

#### (1) モデルの目的

エネルギー需要予測のツールとしてイラン側が考慮しているモデルはMADE-IIである。これに対して、JICAチームはMADE-IIとは異なるタイプのエネルギー・モデルを作成した。①イラン側のモデルの欠点を補完すること、②双方の予測結果を対照することによって結果の吟味や政策的議論をより深めること、がJICAモデル構築の背景である。

#### (2) 具体的な目的

ここで構築されたJICAモデルは以下のような具体的な目的を遂行しようとしている。

- ① 経済、エネルギー、環境の三者間の相互関係をシミュレートする。
- ② エネルギー価格が経済、環境に与える影響を推計する。
- ③ 可能であれば一次エネルギーベースでの省エネルギーの可能性を評価する

#### (3) モデルの基本理念

モデルの作成にあたっては、利用価値の高い、実効性のあるモデルとするために、以下の点を備えたものとなるよう留意した。

- ① コンパクト、かつシンプルであり、構成が容易に理解できるものであること。
- ② タイムリーな分析を可能とするため、パソコンで作業ができることを想定し、ハンズドリングが容易であること。
- ③ しかしながら、重要な変数は最低限計算できる能力を有すること。

### 2.3.2 方法論

#### (1) モデルのコンセプト

モデルを作成する上での基本的な考え方は、以下のとおりである。

① 計量経済的な手法を採用：

過去約20年にわたる時系列のデータをもとに分析を行う。

② 3Eの相互関連を明示する：

経済 (Economy), エネルギー (Energy), 環境 (Environment)の3者についての分析はそれぞれ別個に行うが、結果を結び付けることにより3者間の相互の関連付けを行う。

(2) モデルの概要

経済、エネルギー、環境の各セクターのモデルの形態は以下のとおり (図2.4)。

① マクロ経済セクター

マクロ経済モデルは、ケインズ理論に基づいた需要に重点をおいたモデルである。その予測においては、世界経済及び政府支出が主要な外生変数となる (注：前章で掲げられたマクロ経済モデルと、この需要モデルに組み込まれた経済モデルとは異なる)。

② エネルギー・セクター

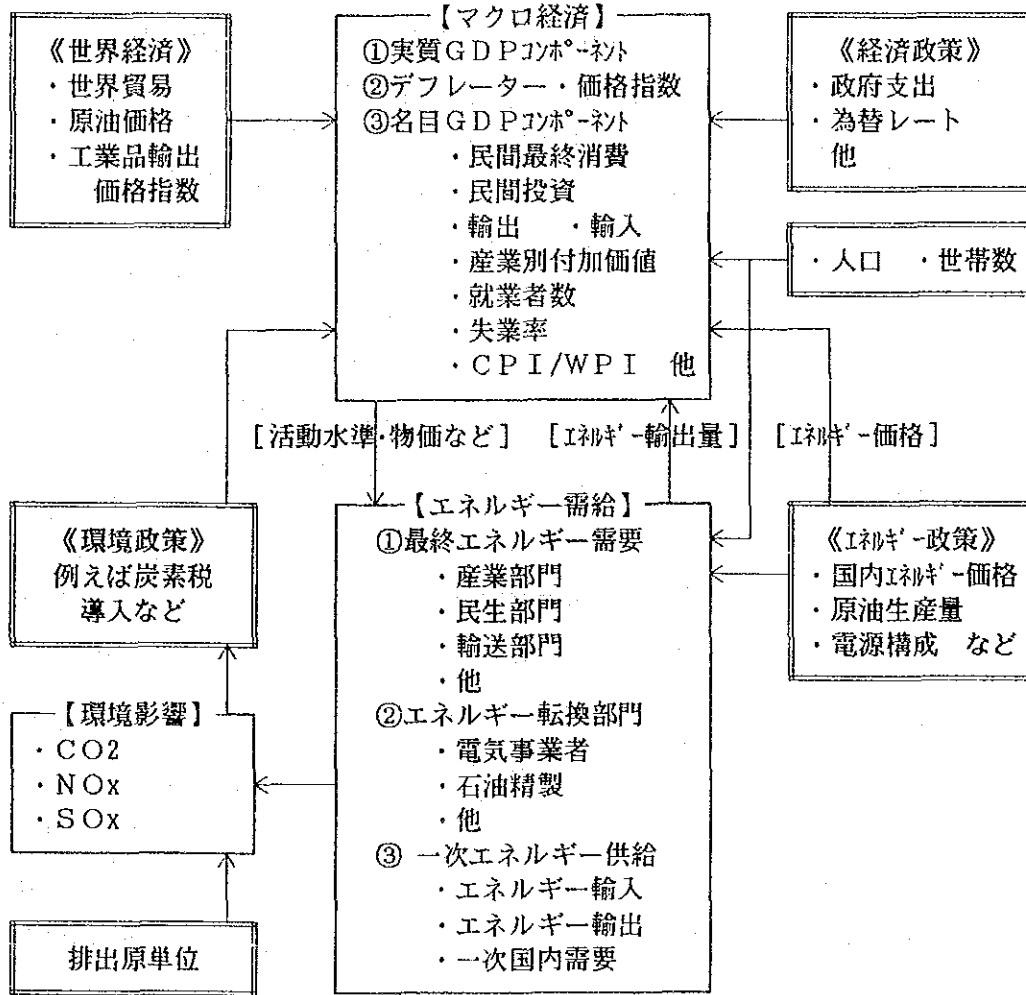
産業 (9産業)・民生 (家庭、業務)・輸送 (航空、陸上)・農業・非エネルギー部門といった各エネルギー需要セクターごとに需要関数を推計し、それを集計して最終エネルギー需要合計が求められる。それに、電力・石油精製といったエネルギーの転換部門の転換ロスを加味して、一次エネルギー需要が計算される。このモデルに組み込まれる推計式は、基本的には実質所得と実質価格、技術進歩がエネルギー需要を決定するという需要関数を想定している。それゆえ、MADE-IIのような、細部に渡るエネルギー消費技術や機器の効率を集計してゆく、いわゆるエンジニアリング・プロセス・モデル (積み上げ型モデル) ではない。

JICAモデルによって、最終エネルギー需要から一次エネルギー需要まで整合性のとれた将来のエネルギー・バランス表が作り上げられる。ただし、電源構成や原油・天然ガスの生産量など、供給に関するデータは国家的な計画に基づいて与えられるため、外生として扱う。

③ 環境セクター

このモデルはエネルギー需要のデータをベースにおいて分析を行うモデルである。また、二酸化炭素税が施行された場合の影響も考慮する。

図2.4 イランの経済・エネルギーモデルのフロー



(注) 内生 外生

#### ④ モデル間のリンケージ

マクロ経済モデルとエネルギー需給モデルとの相互依存作用は、1) エネルギー輸出と2) 国内エネルギー価格を通じてなされる。

つまり、エネルギー輸出量はその生産量と国内需要の差として計算され、これに国際エネルギー価格を乗じたものがエネルギー輸出額としてマクロ経済モデルのGDPに反映される。また、国内エネルギー価格は国内物価変動の一要素として考慮される。それゆえ、エネルギー価格の引き上げは国内エネルギー需要の抑制を通じて輸出余力の増大をもたらすものの、一方、国内物価の上昇を引き起こし実質所得の低下をも招来する。

計算は国内エネルギー需給やマクロの経済諸変数が最終的に収束するまで行われ、それがモデル全体の均衡解となる。モデル全体の式体系は後述しているので、そちらを参照されたい。

### 2.3.3 モデルの構築

#### (1) データのセットアップ

モデルを作成するために以下のデータをセットアップした。

- ① 経済指標
- ② 社会指標
- ③ JICA作成のエネルギー・バランス表

#### (2) 推計式の作成

##### ① マクロ経済セクター

基本的な考え方は、以下である。

- 1) 過去20年近くの時系列国民経済計算表を用いる
- 2) ケインズ型を旨とするため、通常のマクロ経済の関数を用いる
- 3) 原油輸出やエネルギー輸出はエネルギー・バランス表からの引用
- 4) エネルギー価格はエネルギー政策変数であるが、マクロ経済の一般物価にも反映される
- 5) 雇用・生産部門は簡略化する

具体的なマクロ変数の決定を式で表現すれば、例えば民間消費支出は以下である。また、実際のモデルの式体系は別添しているため、そちらを参照のこと。

$$C = f(Y/PC, C-1)$$

② エネルギー需要

基本的な考え方は、以下である。

- 1) 過去20年近くの時系列エネルギー・バランス表を用いる
- 2) 需要の地域区分は全国一本をベースとする
- 3) エネルギー需要は大きく電力と非電力（燃料）に区分して推計し、燃料のエネルギー源毎への配分はシェアの関数型を考慮する
- 4) 可能な限り、原単位推計を基準とする
- 5) 推計には多重回帰を用いる

これらが、モデル全体を通じた基本的な考え方であり、この概念を式で表示すれば次のようになる。

$$E \text{ (最終エネルギー合計)} = EL \text{ (電力)} + F \text{ (電力以外の燃料)} \quad (1)$$

$$E = \sum E_i \quad (2)$$

$E_i$  :  $i$  部門 ( $i$  産業) のエネルギー消費量

$$EL = \sum EL_i \quad (3)$$

$$F = \sum \sum F_{ij} \quad (4)$$

$$EL_i = a_i * Y_i \quad (5)$$

$$F_i = b_i * Y_i \quad (6)$$

$$a_i = EL_i / Y_i \quad (7)$$

$$b_i = F_i / Y_i \quad (8)$$

$a_i$  :  $i$  の活動水準 ( $Y_i$ ) あたり電力原単位

$b_i$  :  $i$  の活動水準 ( $Y_i$ ) あたり燃料原単位

ゆえに、

$$E = \sum a_i * Y_i + \sum b_i * Y_i \quad (9)$$

$$F_{ij} \text{ (燃料}_j\text{)} = F_i * s_{ij} \quad (10)$$

$j$  : 石油, 石炭, ガス, LPG, 非商業エネルギー等

$s_{ij}$  : 各々のシェア

$$s_{ij} = f(Pe_{ij}/Pe_i) \quad (11)$$

$$PER \text{ (一次エネルギー需要)} = EL/\alpha + \sum F_j/\beta_j \quad (12)$$

$\alpha, \beta_j$  は各々の転換効率

$$\alpha = f(T, Pe) \quad (13)$$

$$\beta = f(T, Pe)$$

(14)

(1)式は最終エネルギー消費はエネルギー源別からみれば、電力と燃料の合計で求められることを示し、これが需要部門からみた各産業、各需要部門の合計と一致する(2)。電力の合計(3)および燃料の合計(4)は、各需要部門を足しあげることによって求められる。電力と燃料を区分して計測する理由は、電力とそれ以外のエネルギーとの間では、大きな代替がなされないことを想定している。

これは、電力が使用される用途をみれば明確である。つまり、電力の圧倒的な使用用途は照明や冷蔵庫、TV、クーラーといったものである。先進国では、給湯、暖房と言った分野にまで電力用途が拡大し、非電力エネルギーとの競合も激しいが、途上国の場合には、そうした水準にっていない。一方の、石油、ガス、石炭等はこれらエネルギー間で比較的容易に代替がなされる。そのために、燃料合計を推計し、その中でのシェアは競争させるといふ推計が望ましい。

各需要部門や細分化された産業部門ごとの電力需要(4)および燃料需要(6)は、各部門の活動水準あたりの原単位と活動水準を乗じて求められる。また、原単位はそれぞれ(7)、(8)と定義される。

モデルでは、この原単位を最小二乗法で推計し、一方の活動水準は外部から外生的に与えることによって将来のエネルギー需要が計算される(9)。ここでは、活動水準はマクロ経済モデルで得られるため、予測全体のシステムとしては、これらも内生変数として扱うことになる。

また、非電力のエネルギー源である燃料については、燃料合計を求めたのち、個別エネルギー源のシェアを想定し、石油、ガス、石炭などに配分する(10)。これは、前述のようにエネルギー間代替や競合を考慮したものであり、各々のシェアはエネルギー間の相対価格によって説明される(11)。

さらに、一次エネルギー需要の算出にあたっては、最終エネルギー需要と転換部門での自家消費やロスを足し上げて求める。この時、転換部門での自家消費が明確になれば、それを足した上で、転換効率によって割り返せばよい。しかし、そうでない場合は、最終エネルギー需要と一次エネルギー需要とのかい離が、自家消費分を含んだ転換効率と考えると、その比率で除すことにより、一次エネルギー需要が求められる(12)。

また、この転換効率は通常、新規設備の投入や技術革新によって向上する。関数型としては、技術革新の代理変数としてのタイムトレンドや実質エネルギー価格などが説明変数となる(13)、(14)。

③ 環境影響評価

さらに、エネルギー消費量が決定されれば、環境へのインパクトも自動的に計算可能である。つまり、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>といった排出量は個別のエネルギー源が持つ排出係数を、個々のエネルギー消費量に乗ずれば良い。

こうした全体の流れは、フローチャートに示している。

(4) モデルの式体系

トライ・アンド・エラーによって実際出来上がった推計式群はモデルとして構築される。今回のJICAモデルの式体系は以下である。

① マクロ経済ブロック

(1) 実質支出

$$CP = 417.011 + 5.18002*(GDP.N/PC) + 0.861885*(CP(-1)) - 610.965*(DUM86) + 1096.71*(DUM90)$$

(1.49) (1.72) (13.59) (1.68) (3.20)

OLS (1970-1990) R<sup>2</sup> = 0.952939 SD = 326.132 DW = 2.00098

$$LOG(IP) = 0.190281 - 0.356256*LOG(PI) + 2.23822*LOG(GDP) - 1.19161*LOG(KP(-1))$$

(0.04) (-6.11) (7.02) (-2.20)

OLS (1980-1990) R<sup>2</sup> = 0.917122 SD = 0.0796575 DW = 2.77651

$$EXOL = 83.769 + 2.31381*(((-CREX-PTEx-GAEX)-(PTIM)))$$

(0.67) (24.35)

OLS (1970-1990) R<sup>2</sup> = 0.967328 SD = 276.524 DW = 1.77383

$$EXOT = 37.8498 + 22.7916*(LOG(EXR1*PEXOT/PEW)) + 0.53525*(EXOT(-1)) + 0.07755*(TWM) - 11.2924*(TIME)$$

(1.05) (3.00) (3.07) (1.44)

(-2.51)

OLS (1970-1990) R<sup>2</sup> = 0.900515 SD = 15.6476 DW = 2.36557

$$EX = EXOL + EXOT - (EX2)$$

$$M = -20545.9 - 255.522*(LOG(EXR1*PEW)) + 2608.92*(LOG(GDP)) + 396.676*(DUM83)$$

(-6.03) (-2.19) (7.30) (1.58)

OLS (1971-1990) R<sup>2</sup> = 0.755411 SD = 243.416 DW = 1.56553

$$GDP = CP + IP + CG + EX - M + SD$$

(2) デフレーター・価格指数

$$PC = -50.2775 + 0.658985*(W1) + 0.492484*(WP1) + 8.63418*(PELE) - 49.2609*(LOG(GDP/L))$$

(-2.04) (2.62) (3.77) (1.25) (-1.05)

OLS (1981-1990) R<sup>2</sup> = 0.990647 SD = 7.98191 DW = 2.60569

$PI = -1.01684 + 0.881742*(WPI) + 0.189063*(PM)$   
 (-0.49) (25.32) (7.27)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.997055$  SD = 5.72252 DW = 2.12764  
 $PG = 8.95145 + 0.912926*(P)$   
 (5.77) (80.41)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.996916$  SD = 4.74254 DW = 1.20566  
 $PEXOL = -1.16542 + 0.0400343*(POIL*EXR1)$   
 (-0.53) (33.43)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.982401$  SD = 5.80001 DW = 1.25747  
 $PEXOT = 4.46965 + 9.52861E-03*(WPI*EXR1) + 0.637994*(PEXOT(-1))$   
 (0.10) (1.58) (1.89)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.845393$  SD = 154.354 DW = 1.57335  
 $PEX = EX.N/EX*100$   
 $PM = -78.9917 + 0.0236458*((PEW*EXR1)) - 19.5032*(RDUM)$   
 (-8.16) (24.76) (-1.71)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.969319$  SD = 22.0769 DW = 1.39255  
 $P = GDP.N/GDP*100$   
 $WPI = -56.7499 + 0.29541*(PM) + 0.730797*((WI/(GDP/L))) + 44.7778*(LOG(PELE))$   
 (-1.59) (7.41) (4.11) (1.15)  
 $+ 34.1838*(DUM87)$   
 (2.76)  
 OLS (1981-1990)  $R^2 = 0.992232$  SD = 8.20092 DW = 2.77966  
 $CPI = -4.51185 + 1.52328*(PELE) + 0.194949*(WI) + 0.807544*(WPI)$   
 (-1.54) (0.47) (1.45) (14.36)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.99176$  SD = 8.3876 DW = 1.36954  
 $WI = -49.9238 + 0.558996*(PC) + 106.268*(GDP/L)$   
 (-1.14) (12.85) (2.59)  
 OLS (1981-1990)  $R^2 = 0.958796$  SD = 8.46668 DW = 1.38008

(3) 名目支出

$CP.N = CP*PC/100$   
 $CG.N = CG*PG/100$   
 $IP.N = IP*PI/100$   
 $EX.N = EXOL.N + EXOT.N - EX2$   
 $EXOL.N = EXOL*PEXOL/100$   
 $EXOT.N = EXOT*PEXOT/100$   
 $M.N = M*PM/100$   
 $GDP.N = CP.N + IP.N + CG.N + EX.N - M.N + SD$

(4) 雇用・生産・他

$URATE = 2.38737 - 0.0848704*(WI/P) - 4.52017E-05*(GDP) + 0.883786*(URATE(-1))$   
 (1.22) (-0.14) (-0.48) (11.46)  
 $- 1.33551*(DUM87)$   
 (-3.04)  
 OLS (1975-1990)  $R^2 = 0.934051$  SD = 0.398304 DW = 1.67739  
 $LN = 617.483 + 0.0336413*(POPT) + 8.7263*(POIL) + 0.829734*(LN(-1))$   
 (2.23) (1.18) (1.39) (6.35)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.991284$  SD = 197.069 DW = 1.79193  
 $L = LN - (LN*URATE/100)$



NHOELE = (NHO\*RELEH/100)  
 VAG = -2062.08+0.404872\*(L)+8.19454E-03\*(GDP)  
       (-15.44)(33.50)      (0.81)  
       OLS (1970-1990) R<sup>2</sup> = 0.98411 SD = 79.6006 DW = 0.931505  
 VALIN = -139.098+0.157475\*(CP)+1.06799E-03\*(IP)+0.0211512\*(VALIN(-1))  
       (-0.72) (3.52)      (0.04)      (0.09)  
       -180.177\*(DUM7879)  
       (-3.17)  
       OLS (1975-1990) R<sup>2</sup> = 0.819767 SD = 72.552 DW = 1.37429  
 VALFO = VALIN\*SVFO  
 VALTX = VALIN\*SVTX  
 VALWO = VALIN\*SVWO  
 VALPA = VALIN\*SVPA  
 VALCH = VALIN\*SVCH  
 VALNM = VALIN\*SVNM  
 VALPM = VALIN\*SVPM  
 VALMN = VALIN\*SVMN  
 VALOT = VALIN\*SVOT

② エネルギー需給ブロック

(1) 最終エネルギー消費

(a) 産業部門

TLFO = 4.6641+5.35592E-03\*(VALFO)-129.735\*(PELE/WPI)+0.367475\*(TIME)  
       (0.85) (0.77)      (-2.03)      (2.87)  
       OLS (1979-1990) R<sup>2</sup> = 0.943171 SD = 0.551683 DW = 2.06873  
 TLTX/VALTX = 0.0372463-0.259239\*((PELE+PGASI)/WPI)+0.0597017\*  
       (2.64) (-1.38)      (10.37)  
       (TLTX(-1)/VALTX(-1))  
       OLS (1979-1990) R<sup>2</sup> = 0.67204 SD = 3.02515E-03 DW = 2.49966  
 TLWO = 0.13761+0.0208661\*(VALWO)-0.0039885\*((PKERO+PELE+PGASI))+0.596384\*  
       (1.28) (1.14)      (-0.24)      (2.41)  
 TLWO(-1)  
       OLS (1979-1990) R<sup>2</sup> = 0.815446 SD = .0999275 DW = 1.71878  
 TLPA/VALPA = 0.0575959-0.728786\*((PELE+PKERO)/WPI)+0.588613\*  
       (4.83) (-4.67)      (4.39)  
       (TLPA(-1)/VALPA(-1))-0.0185251\*(DUM86)+0.018631\*(DUM8081)  
       (-3.32)      (4.09)  
       OLS (1979-1990) R<sup>2</sup> = 0.855927 SD = 5.02928E-03 DW = 2.13147  
 TLCH = 4.07696+0.0373797\*(VALCH)-25.0487\*((PELE+PKERO)/WPI)+0.0403736\*  
       (3.13) (-1.58)      (0.26)  
       (TLCH(-1))-1.70852\*(DUM8285)  
       (-3.92)  
       OLS (1980-1990) R<sup>2</sup> = 0.950448 SD = 0.445402 DW = 2.13892  
 TLNM = 14.8814+0.13144\*(VALNM)-0.218181\*((PELE))+0.220386\*(TLNM(-1))  
       (5.01) (5.40)      (-0.35)      (1.45)  
       OLS (1980-1990) R<sup>2</sup> = 0.955501 SD = 1.19114 DW = 2.32228

$TLPM = 4.53812 + 0.0365483*(VALPM) - 0.0320426*((PELE+PGASI)) - 4.51349*(RDUM)$   
 (4.31) (3.43) (-0.17) (-8.07)  
 $+0.23648*(TLPM(-1))$   
 (2.46)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.984614$  SD = 0.502776 DW = 2.25754  
 $TLMN = 4.84877 + 7.50616E-03*(VALMN) - 68.794*(PELE/WPI) - 0.455074*(RDUM)$   
 (6.07) (1.71) (-2.05) (-0.75)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.765146$  SD = 0.446633 DW = 3.27727  
 $TLOT = 6.66006E-03 + 5.96487E-03*(VALOT) - 0.0799456*((PELE/WPI)) + 0.426104*$   
 (0.55) (2.15) (-0.31) (1.57)  
 $(TLOT(-1)) - 7.58227E-03*(DUM86)$   
 (-1.61)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.731126$  SD = 4.03676E-03 DW = 2.75775  
 $TLIN = TLFO+TLTX+TLWO+TLPA+TLCH+TLNM+TLPM+TLMN+TLOT$   
 $SELEI/(1-SELEI(-1)) = 0.044695 - 7.25888E-03*(PELE/(PGASI+PKERO))$   
 (4.79) (-1.31)  
 $+8.91693E-03*(VALMN/VALIN) - 7.59292E-03*(DUM87)$   
 (0.33) (-2.47)  
 $+0.5648*((SELEI(-1))/(1-SELEI(-1)))$   
 (7.39)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.87764$  SD = 2.77378E-03 DW = 2.79525  
 $ELIN = SELEI*TLIN$   
 $SPTI/(1-SPTI) = 0.632293 - 0.195928*(PKERO/(PGASI+PELE)) - 0.600639*(TLCH/TLIN)$   
 (2.26) (-2.81) (--0.28)  
 $-0.473065*(DUM89) + 0.737723*((SPTI(-1))/(1-SPTI(-1)))$   
 (-4.74) (5.16)  
 OLS (1980-1990)  $R^2 = 0.871094$  SD = 0.0874004 DW = 3.5965  
 $PTIN = SPTI*TLIN$   
 $GAIN = TLIN-ELIN-PTIN-SOIN$

(b) 輸送部門

$PTTRR = -375.585 + 41.4651*(LOG(GDP)) - 3.03047*((PGASO/CPI)) + 0.96046*$   
 (-8.04) (3.24) (-0.16) (9.21)  
 $(PTTRR(-1)) - 8.46257*(DUM86)$   
 (-2.41)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.95584$  SD = 3.17 DW = 1.975  
 $PTTRA/(POPT/1000) = -0.0759215 + 0.558322*(GDP/POPT)$   
 (-3.51) (5.35)  
 $+0.253515*(PTTRA(-1)/(POPT/1000)) + 2.74668E-03*(WDUM)$   
 (1.69) (0.14)  
 OLS (1970-1990)  $R^2 = 0.851929$  SD = 0.0194601 DW = 2.32072  
 $PTTR = PTTRR+PTTRA$   
 $TLTR = PTTR$

(c) 農業部門

$PTAG = -4.94792 + 0.0115392*(VAG) - 70.2082*((PKERO+PELE)/WPI) - 2.13266*(DUM86)$   
 (-1.11) (9.98) (-1.90) (-2.20)  
 OLS (1979-1990)  $R^2 = 0.968581$  SD = 0.883298 DW = 1.44357

$$\begin{aligned} \text{LOG(ELAG)} &= -0.695242 + 0.10059 * (\text{LOG(VAG)}) - 0.0322948 * (\text{LOG}((\text{PKERO} + \text{PELE})/\text{WPI})) \\ &\quad (-0.05) \quad (9.98) \quad (-0.11) \\ &\quad + 0.936212 * (\text{LOG(ELAG}(-1))) - 0.317992 * (\text{DUM86}) \\ &\quad (2.10) \quad (-2.40) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.967088 \quad \text{SD} = 0.119365 \quad \text{DW} = 1.41694 \\ \text{TLAG} &= \text{PTAG} + \text{ELAG} \end{aligned}$$

(d) 民生部門

(d)-1 家庭部門

$$\begin{aligned} \text{LOG(ELHO/(NHO/1000))} &= -0.385334 + 0.365717 * \text{LOG(GDP/NHO)} - 0.187674 * \\ &\quad (-0.97) \quad (3.41) \quad (-2.06) \\ &\quad \text{LOG(PELE/CPI)} + 1.61673 * \text{LOG(NHOELE/NHO)} \\ &\quad (10.15) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.989987 \quad \text{SD} = 0.0328357 \quad \text{DW} = 1.919 \\ \text{FUHO/(POPT/1000)} &= 1.9745 + 0.762669 * (\text{GDP/POPT}) - 2.88838 * ((\text{PKERO} + \text{PCASH})/\text{CPI}) \\ &\quad (9.59) \quad (0.67) \quad (-1.33) \\ &\quad - 0.337868 * (\text{RDUM}) - 0.196897 * (\text{DUM86}) \\ &\quad (-4.72) \quad (-2.43) \\ \text{OLS (1980-1990)} \quad R^2 &= 0.854935 \quad \text{SD} = 0.0750283 \quad \text{DW} = 1.97357 \\ \text{PTHO/POPT} &= 2.26028\text{E-}03 + 8.02306\text{E-}04 * (\text{LOG(GDP/POPT)}) - 4.99772\text{E-}05 * \\ &\quad (7.05) \quad (4.86) \quad (-0.74) \\ &\quad (\text{LOG(PKERO/CPI)}) - 1.94317\text{E-}04 * (\text{RDUM}) - 1.64823\text{E-}04 * (\text{DUM86}) \\ &\quad (-3.56) \quad (-2.15) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.733433 \quad \text{SD} = 6.94128\text{E-}05 \quad \text{DW} = 1.27233 \\ \text{GAHO} &= \text{FUHO} - \text{PTHO} - \text{OTNOHO} - \text{SOHO} \\ \text{GARE/NHO} &= 5.3424\text{E-}04 + 2.50193\text{E-}04 * (\text{LOG(GDP.N/NHO)}) - 2.41804\text{E-}04 * (\text{DUM86}) \\ &\quad (3.35) \quad (1.21) \quad (-1.32) \\ &\quad + 0.63736 * (\text{GARE}(-1)/\text{NHO}(-1)) \\ &\quad (3.70) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.86485 \quad \text{SD} = 1.69456\text{E-}04 \quad \text{DW} = 1.6196 \\ \text{OTNOHO} &= 43.9754 + 0.481287 * (\text{PTHO}) - 129.111 * (\text{GDP/POPT}) - 0.561856 * (\text{TIME}) \\ &\quad (1.51) \quad (1.84) \quad (-1.77) \quad (-0.58) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.698262 \quad \text{SD} = 2.91053 \quad \text{DW} = 2.06173 \\ \text{NOHO} &= \text{OTNOHO} * \text{RNON} \\ \text{OTHO} &= \text{FUHO} - \text{SOHO} - \text{PTHO} - \text{GAHO} - \text{NOHO} \\ \text{TLHO} &= \text{FUHO} + \text{ELHO} \end{aligned}$$

(d)-2 業務部門

$$\begin{aligned} \text{ELCM/GDP} &= 4.37053\text{E-}05 - 0.0018778 * (\text{PELE/WPI}) + 0.495473 * (\text{ELCM}(-1)/\text{GDP}(-1)) \\ &\quad (0.17) \quad (-0.51) \quad (1.66) \\ &\quad + 4.53342\text{E-}06 * (\text{RELEH}) - 6.16021\text{E-}05 * (\text{DUM83}) \\ &\quad (1.12) \quad (-1.70) \\ \text{OLS (1980-1990)} \quad R^2 &= 0.936642 \quad \text{SD} = 3.335\text{E-}05 \quad \text{DW} = 1.97849 \\ \text{PTCM/GDP} &= 1.68446\text{E-}04 - 0.0133132 * ((\text{PKERO})/\text{WPI}) + 0.0820685 * (\text{PTCM}(-1)/\text{GDP}(-1)) \\ &\quad (0.27) \quad (-2.50) \quad (0.23) \\ &\quad + 5.15021\text{E-}05 * (\text{TIME}) \\ &\quad (1.45) \\ \text{OLS (1979-1990)} \quad R^2 &= 0.810807 \quad \text{SD} = 1.27195\text{E-}04 \quad \text{DW} = 1.66546 \\ \text{GACM} &= \text{GARE} - \text{GAHO} \end{aligned}$$

(d)- 3 民生部門合計

$$\begin{aligned} \text{TLCM} &= \text{PTCM} + \text{GACM} + \text{ELCM} \\ \text{SORE} &= \text{SOHO} \\ \text{PTRE} &= \text{PTHO} + \text{PTCM} \\ \text{ELRE} &= \text{ELHO} + \text{ELCM} \\ \text{OTRE} &= \text{OTHO} \\ \text{NORE} &= \text{NOHO} \\ \text{TLRE} &= \text{SORE} + \text{PTRE} + \text{GARE} + \text{ELRE} + \text{OTRE} + \text{NORE} \end{aligned}$$

(e) 非エネルギー

$$\begin{aligned} \text{PTNE/GDP} &= 1.16339\text{E-}04 + 0.156073 * (\text{PTTR/GDP}) + 1.01464\text{E-}03 * (\text{DUM84}) \\ &\quad (1.17) \quad (8.93) \quad (5.54) \\ \text{OLS (1970-1990)} \quad R^2 &= 0.860385 \quad \text{SD} = 1.77139\text{E-}04 \quad \text{DW} = 1.34497 \\ \text{GANE} &= 7.56952 + 1.56968\text{E-}04 * (\text{GDP}) - 9.51567 * (\text{WDUM}) \\ &\quad (2.47) \quad (0.54) \quad (-8.05) \\ \text{OLS (1970-1990)} \quad R^2 &= 0.758544 \quad \text{SD} = 2.40459 \quad \text{DW} = 1.45746 \\ \text{TLNE} &= \text{PTNE} + \text{GANE} \end{aligned}$$

(f) 最終エネルギー消費合計

$$\begin{aligned} \text{PTFN} &= \text{PTIN} + \text{PTTR} + \text{PTRE} + \text{PTAG} + \text{PTNE} \\ \text{SOFN} &= \text{SOIN} + \text{SORE} \\ \text{ELFN} &= \text{ELIN} + \text{ELRE} + \text{ELAG} \\ \text{GAFN} &= \text{GAIN} + \text{GARE} + \text{GANE} \\ \text{OTFN} &= \text{OTRE} \\ \text{NOFN} &= \text{NORE} \\ \text{TLFN} &= \text{PTFN} + \text{SOFN} + \text{ELFN} + \text{GAFN} + \text{OTFN} + \text{NOFN} \end{aligned}$$

(2) エネルギー転換部門

(a) 電気事業者

$$\begin{aligned} \text{ELOW} &= \text{ELEL} * \text{RLOSELOW} / 100 * (-1) \\ \text{ELAU} &= 1.1609 + 0.0149002 * (\text{ELFN}) - 2.10587 * (\text{DUM80}) + 4.26653\text{E-}05 * (\text{GDP}) \\ &\quad (2.81) \quad (1.53) \quad (-6.43) \quad (1.08) \\ \text{OLS (1970-1990)} \quad R^2 &= 0.708461 \quad \text{SD} = 0.313668 \quad \text{DW} = 1.41273 \\ \text{ELEL} &= \text{ELFN} - \text{ELOW} - \text{ELAU} \\ \text{INPELE} &= (\text{ELEL} / \text{RCONVEL} * 100) * (-1) \\ \text{TLEL} &= \text{INPELE} + \text{ELEL} \\ \text{PTAU} &= (\text{ELAU} / \text{RCONVEL} * 100) * (-1) \\ \text{TLAU} &= \text{PTAU} - \text{ELAU} \\ \text{PTEL} &= \text{INPELE} - (\text{GAEL} + \text{HYEL} + \text{SOEL}) \end{aligned}$$

(b) 石油精製

$$\begin{aligned} \text{PTPT} &= 178.459 + 0.398501 * (\text{PTFN} - \text{PTEL} - \text{PTAU} - \text{PTSD}) - 71.5628 * (\text{WDUM}) \\ &\quad (17.22) \quad (7.23) \quad (-6.99) \\ \text{OLS (1970-1990)} \quad R^2 &= 0.756683 \quad \text{SD} = 17.0996 \quad \text{DW} = 1.21277 \\ \text{TLPT} &= (-\text{PTPT} * \text{RCONVLPT} / 100) / (1 - \text{RCONVLPT} / 100) \\ \text{CRPT} &= -\text{PTPT} + \text{TLPT} \end{aligned}$$

(3) 一次エネルギー

(a) 国内供給

$$\begin{aligned} \text{PTPR} &= (\text{PTFN}-\text{PTEL}-\text{PTAU}-\text{PTSD})-\text{PTPT} \\ \text{CRPR} &= \text{CRPT}*(-1) \\ \text{SOPR} &= \text{SOFN}-\text{SOEL}-\text{SOSD} \\ \text{GAPR} &= \text{GAFN}-\text{GAEL}-\text{GASD} \\ \text{HYPR} &= \text{HYEL}*(-1) \\ \text{OTPR} &= \text{OTFN} \\ \text{NOPR} &= \text{NOFN} \\ \text{TLPR} &= \text{SOPR}+\text{CRPR}+\text{PTPR}+\text{GAPR}+\text{HYPR}+\text{OTPR}+\text{NOPR} \end{aligned}$$

(b) 輸出入

$$\begin{aligned} \text{SPTEX}/(1-\text{SPTEX}) &= 1.78647-3.74068\text{E}-03*(\text{PTFN}-\text{PTEL}-\text{PTAU}-\text{PTEX}(-1)) \\ &\quad (4.40) \quad (-2.46) \\ &\quad +6.48529*(\text{DUM78})-0.813924*(\text{WDUM}) \\ &\quad (15.28) \quad (-4.00) \\ \text{OLS (1970-1990)} \quad R^2 &= 0.934298 \quad \text{SD} = 0.408472 \quad \text{DW} = 1.76017 \\ \text{PTEX} &= \text{SPTEX}*(-\text{PTPT}) \\ \text{PTIM} &= \text{PTEX}*(-1)+\text{PTPR}+\text{PTSC}*(-1) \\ \text{CREX} &= (\text{CRPD}-\text{CRPR}-\text{CRSC}*(-1))*(-1) \\ \text{GAEX} &= (\text{GAPD}-\text{GAPR}-\text{GASC}*(-1))*(-1) \\ \text{SOIM} &= \text{SOPR}-\text{SOPD} \\ \text{TLEX} &= \text{CREX}+\text{PTEX}+\text{GAEX} \\ \text{TLIM} &= \text{PTIM}+\text{SOIM} \end{aligned}$$

(c) 国内生産

$$\begin{aligned} \text{TLPD} &= \text{SOPD}+\text{CRPD}+\text{GAPD}+\text{HYPD}+\text{OTPD}+\text{NOPD} \\ \text{HYPD} &= \text{HYPR} \\ \text{OTPD} &= \text{OTPR} \\ \text{NOPD} &= \text{NOPR} \\ \text{TLSC} &= \text{CRSC}+\text{PTSC}+\text{GASC} \end{aligned}$$

③ 環境影響ブロック

$$\begin{aligned} \#\text{SOLEMF} &= 0.1645 \\ \#\text{OILEMF} &= 0.1328 \\ \#\text{GASEMF} &= 0.0948 \\ \text{CO}_2 &= (\text{SOPR}+\text{OTPR})*\#\text{SOLEMF}+(\text{CRPR}+\text{PTPR})*\#\text{OILEMF}+\text{GAPR}*\#\text{GASEMF} \\ \text{SOX} &= 6.60829*(\text{PTFN}+(\text{PTEL}+\text{PTAU})*(-1))+0.00135*(\text{GAFN}+(-\text{GAEL}))*7.12644 \\ &\quad *\text{SOFN} \\ \text{NOX} &= 1.1961*(\text{PTEL}+\text{PTAU})*(-1)+0.84091*\text{PTFN}+0.64327*\text{GAEL}*(-1) \\ &\quad +0.32749*\text{GAFN}+1.72176*\text{SOFN} \end{aligned}$$

④ 変数記号一覧

(a) マクロ経済・社会指標の変数

CP	: 実質民間最終消費	IP	: " 民間投資	CG	: 実質政府支出
EXOL	: " 石油輸出	EXOT	: " 非石油輸出	EX	: " 輸出合計
M	: " 輸入	SD	: " 統計誤差	GDP	: " 国内総生産
PC	: 民間最終消費デフレター	PI	: 民間設備投資 "	PG	: 政府支出 "
PEXOL	: 石油輸出 "	PEXOT	: 非石油輸出 "	PEX	: 輸出 "
PM	: 輸入 "	P	: 国内総生産 "	WI	: 賃金指数
CPI	: 消費者物価指数	WPI	: 卸売り物価指数	PGASO	: ガソリン価格
PKERO	: 灯油価格	PELE	: 電力価格	PGASH	: ガス価格 (家庭用)
PGASI	: ガス価格 (工業用)	CP.N	: 名目民間最終消費	IP.N	: " 民間投資
CG.N	: 名目政府支出	EXOL.N	: " 石油輸出	EXOT.N	: " 非石油輸出
EX.N	: " 輸出合計	M.N	: 名目輸入	SD.N	: 名目統計誤差
GDP.N	: 名目国内総生産	EXR1	: 為替レート	L	: 就業者数
U	: 失業者数	LN	: 労働力人口	URATE	: 失業率
POPT	: 人口	POIL	: 名目原油価格	KP	: 資本ストック
NHO	: 世帯数	NHOELE	: 電化世帯数	RELEH	: 家庭の電化率
TIME	: タイムトレンド	TWM	: 実質世界輸入	PEW	: 世界工業品価格
VAG	: 実質付加価値 (農業, 1982年価格)			VALIN	: " (製造業計)
VALFO	: " (食品)	VALTX	: " (繊維)	VALWO	: " (木材/木製品)
VALPA	: " (紙・パルプ)	VALCH	: " (化学)	VALNM	: " (非鉄)
VALPM	: " (一次金属)	VALMN	: " (機械)	VALOT	: " (他製造業)
SVFO	: 製造業合計の付加価値に占める割合 (食品)	SVTX	: " (繊維)		
SVWO	: " (木材・木製品)	SVPA	: " (紙・パルプ)	SVCH	: " (化学)
SVNM	: " (非鉄)	SVPM	: " (一次金属)	SVMN	: " (機械)
SVOT	: " (その他製造業)	SGASI	: 産業部門ガス消費割合		
RNON	: 家庭の非商業エネルギー割合			RLOSELOW	: 電力の損失率
INPELE	: 電力の燃料投入計	RCONVEL	: 発電効率	RCONVLPT	: 石油精製効率
SELEI	: 産業の電力消費割合	SPTI	: 産業の石油製品消費割合		
OTNOHO	: 家庭用の「その他エネルギー」 + 「非商業用エネルギー」				
CO <sub>2</sub>	: CO <sub>2</sub> 排出量	SOX	: 硫酸化物の "	NOX	: 窒素酸化物の "

(b) エネルギー・バランス表内の変数記号

1) 基本型

変数記号は□□■のごとく4文字で示し、前2文字□□がバランス表の列（エネルギー源）を表し、後2文字■は行（用途など）を表す。

2) 列□□のエネルギー源は以下。

SO：石炭など	CR：原油	PT：石油製品	GA：天然ガス
EL：電力	HY：水力	OT：その他燃料	
NO：非商業用エネルギー	FU：燃料計	NE：新エネルギー	
TL：エネルギー合計			

3) 行■の用途は以下。

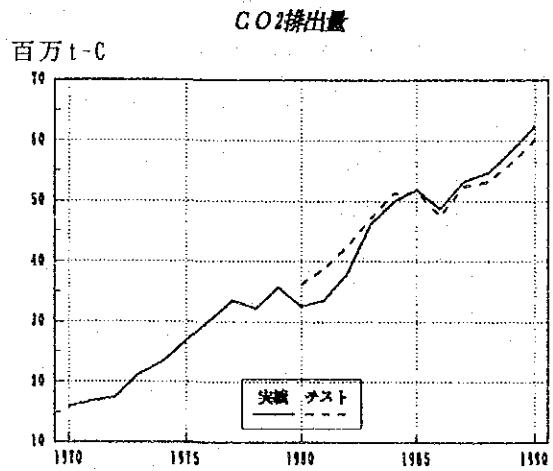
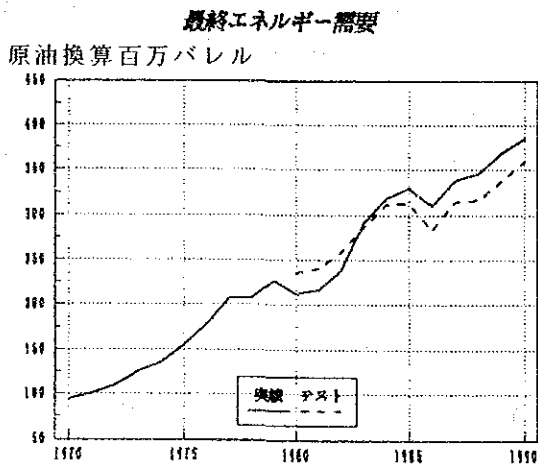
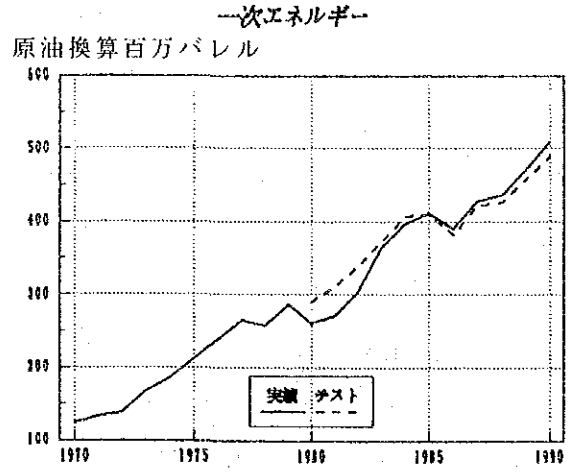
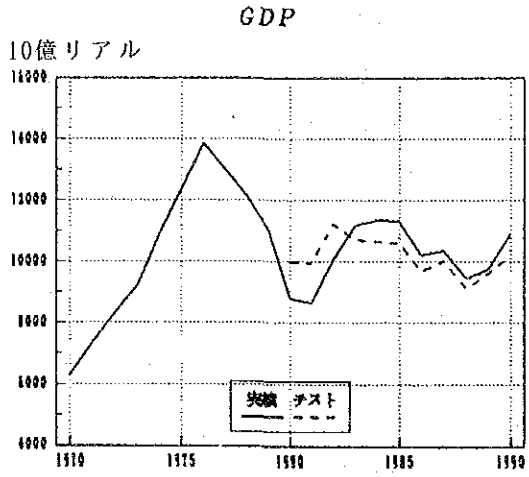
PD：生産	IM：輸入	EX：輸入	SC：在庫変動
PR：一次国内供給	EL：電気事業者	AU：自家発電	PT：石油精製
OW：自家消費など	SD：統計誤差	FN：最終エネルギー消費	
IN：産業部門計	FO：食品	TX：繊維	WO：木材・木製品
PA：紙・パルプ	CH：化学	NM：非鉄・窯業	PM：一次金属
MN：機械工業	OT：その他製造業	RE：民生部門計	HO：家庭部門
CM：業務部門	TR：輸送部門計	TRR：陸上輸送	TRA：航空輸送
AG：農業部門	NE：非エネルギー部門		

(4) モデルの最終テスト

モデルの最終テストとして、GDP、CO<sub>2</sub>排出量、一次エネルギー供給について1980年から1990年の期間を対象にした過去推計を行った。

それぞれの平均誤差は、GDPについて7.4%、CO<sub>2</sub>で4.3%、一次エネルギーで4.1%という結果が得られ、概ね良好なモデルであると言える（図2.5）。

図2.5 モデルの最終テスト





## 2.4 イランのエネルギー需要予測

### 2.4.1 シミュレーションの意義

ここでは、JICAチームが開発したエネルギー需要予測モデルを用いたシミュレーション結果を紹介する。このモデルは計量経済モデルであるため、先々10年程度の想定であれば大きな問題はないものの、30年・40年といった超長期のシミュレーションには本来不向きである。もっともどんな道具を使おうと、超長期見通しは極めて難しい問題ではある。

また、イラン側との協議の中で要請されたシミュレーションとしてエネルギー価格のインパクト評価というものがある。それは経済が低迷する中でエネルギー需要だけは堅調に増加して行くという現在のイランが抱える大きな政策課題の検討のためである。つまり、エネルギー政策の一つであるエネルギー価格の値上げが彼らの政策日程に乗ってきていることを反映した要請である。

こうした事情を考慮して、ここでは次のようなシミュレーションを設定した。まず、エネルギー価格の影響評価を行うシミュレーションである。このシミュレーションでは先々10年を睨んだ中長期のケーススタディとした。具体的にはその設定ケースを「基準ケース」と「値上げケース」の二つで比較している。このシミュレーションを通じて、現在、イランのエネルギー政策の中で最も熱い議論が行われている「国内エネルギー価格の値上げ」のインパクトを評価しようというものである。

また、本来、この計量経済モデルが超長期予測に耐えうるかという問題はあるものの、本モデルを用いて、2021年までの見通しを行っている。それを「長期ベースケース」とした。エネルギー価格が経済に及ぼす影響評価は本節第2項に、超長期の「長期ベースケース」は第3項に示している。

### 2.4.2 エネルギー価格影響評価

#### (1) ケースの設定

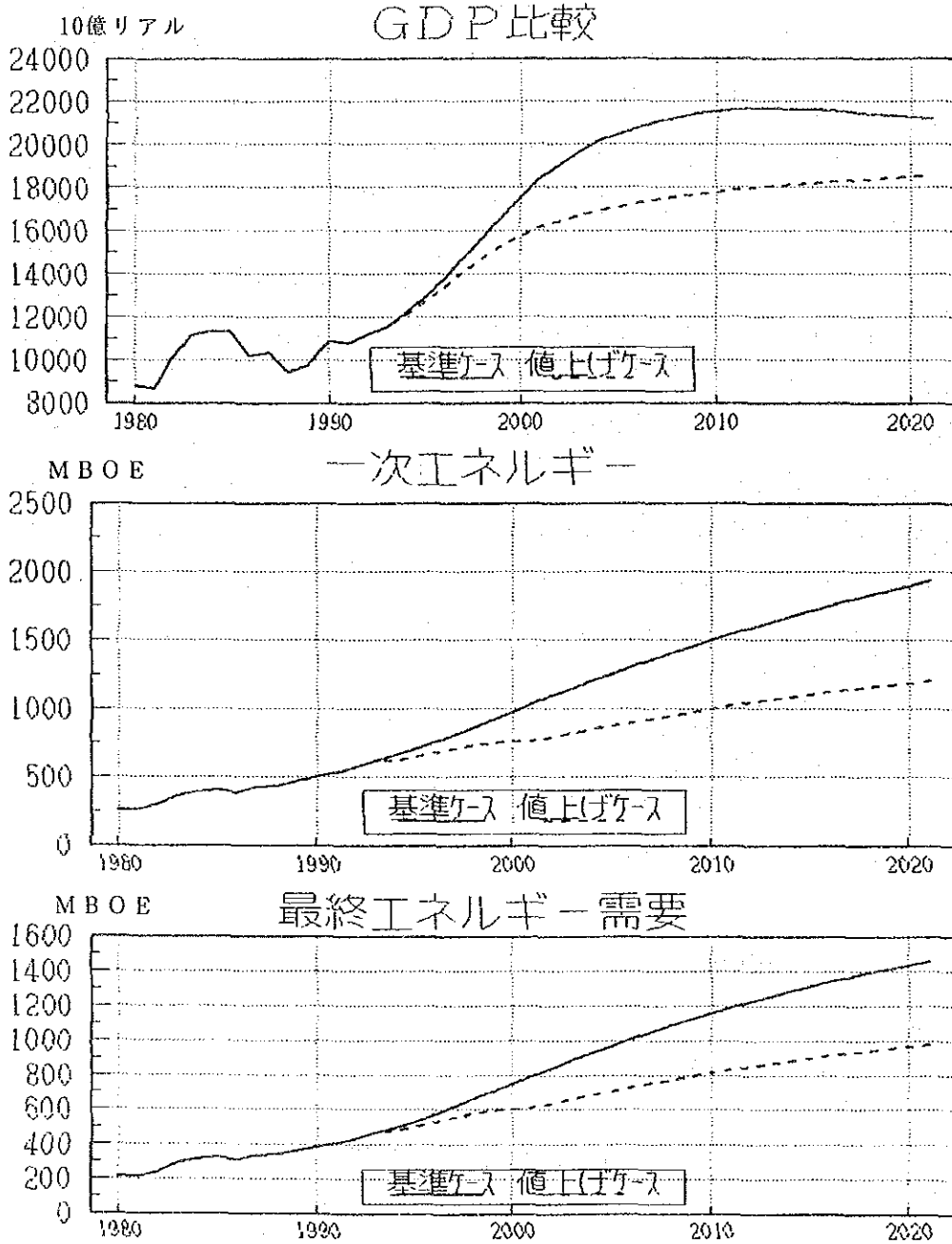
長期のエネルギー需要予測にあたり、上記のモデルを用いて二つのシミュレーションを行った(図2.6)。設定されたケースは、以下の通りである。

##### ① 「基準ケース」

第一のケースは「基準ケース」である。これは、いわゆる「ビジネス・アズ・ユージュアル」のケースで、過去のトレンドを重視した想定となっている。

重要な外生変数は以下のように仮定している。

図2.6 エネルギー価格の影響評価



- 1) 原油生産量は現状より若干増えて1995年に400万バレル/日、2001年に450万バレル/日（1993年現在は約 380万バレル/日）とした。それ以降の原油生産量は、横ばいとした。
- 2) 天然ガスの生産量は1991年以降2001年まで年率 6.5%で拡大し、21世紀にはいるとその増加率は5%と多少鈍化。
- 3) 国内エネルギー価格は年率5%程度の上昇を見込む。

## ② 「値上げケース」

第二のケースは「値上げケース」である。そこでは現在イラン政府が検討している大幅な国内エネルギー価格上昇を織り込んだ。

- 1) 原油生産量は「基準ケース」と同じ
- 2) 天然ガス生産量も「基準ケース」と同じ
- 3) 国内エネルギー価格は、1994年から2001年まで年率約30%上昇、21世紀に入って以降は、年率5%の上昇

この値上げ率に従えば、10年後には現状のほぼ10倍という値上げ幅となる。

この他にもシミュレーションの前提となる外生変数が存在する。世界経済や原油価格など、その主要なものは別添表に示している。

## (2) シミュレーション結果

こうした前提のもとに各ケースをシミュレーションすると次のような結果が得られた。

### ① 「基準ケース」

まず、「基準ケース」を見てみよう。

#### 1) GDP成長率

1990年から2001年までの実質GDP成長率は年平均 4.9%で増加し、2001年には1990年の 1.8倍の18兆リアルになると想定された。また、2021年までみると、GDP成長率は年率 0.7%である（2001年-2021年）。

#### 2) 一次エネルギー需要

一次エネルギー供給量は年率 6.7%増加して、1990年の 5億1千万バレル（原油換算）が2001年には10億バレル（同）となる。さらに、2021年のそれは、19億バレルで、

現在の約3.8倍になる。

### 3) 最終エネルギー需要

最終エネルギー需要を部門別にみれば、産業部門は4.6%（1990-2001の年平均増加率）、民生部門は6.4%（同）、輸送部門は9.4%（同）で、輸送・民生の伸びが大きい。また、エネルギー源別にみれば、電力8.1%（同）、石油7.3%（同）、天然ガス6.6%（同）の順に高い増加率となっている。

さらに、2021年では、産業部門は現在の1.9倍、民生は同2.7倍、輸送部門は6.9倍となる。

## ② 「値上げケース」

一方、「値上げケース」のシミュレーション結果を「基準ケース」との比較で見ると、以下のようなになる。

### 1) GDP成長率

「値上げケース」では、「基準ケース」に対して年率1.3ポイントほど実質GDP成長率を押し下げ、2001年までの成長率は年率3.6%となっている。2021年時点のGDPの水準でも、基準ケースの約88%の高さである。

### 2) 一次エネルギー需要

「値上げケース」の一次エネルギー供給量は「基準ケース」のそれに対して年率2.9ポイント増加率を引き下げている（2001年まで）。そして、2021年の一次エネルギー需要水準は、「基準ケース」のその約62%でしかない。

### 3) 最終エネルギー需要

同様に最終エネルギー需要でも、「基準ケース」に比べて年率2.5ポイントの抑制となる。

「値上げケース」のインパクトをエネルギー源別に見ると、電力が最も敏感で、次いで天然ガス、石油となっている。石油需要は所得には敏感であるが、価格に対しては極めて鈍感である。これは、石油の最終エネルギー需要の半分近くが輸送用であること、しかも大量輸送手段としての鉄道は未発達で、ほとんどが自動車輸送に依存しているという背景がある。

### (3) エネルギー価格値上げの考察

シミュレーションにより、大幅な国内エネルギー価格上昇は、結果的にGDP成長率を引き下げることが明らかになった。

これは「国内エネルギー価格の値上げ→一般物価の上昇→実質購買力の低下→GDPの押し下げ」というマイナスの効果をもたらすためである。しかし、他方で「国内エネルギー価格の上昇→国内エネルギー消費の抑制→石油輸出余力の増大→GDPの押し上げ」というプラスの効果も働いている筈である。結果をみれば、このプラス効果よりも購買力低下というマイナス効果の方が大きいということである。その理由は、以下である。エネルギー需要の価格弾力性が極めて小さいために、値上げによる国内エネルギー需要の抑制効果は軽微である。そのために、輸出余力の創出を期待して採用した値上げは、結果的に経済成長の低下をもたらすことにつながる、ということになる。

### (4) まとめ

エネルギー価格の値上げは国内経済に悪影響をもたらす、というのがこのシミュレーションの結論である。しかし、政府財政の大幅赤字を抱き、それが国内インフレの元凶とされれば、補助金漬けのエネルギー価格をイラン政府も黙って見逃す訳にはゆかないであろう。実際の政策は、政治と経済の力関係で成立するのであろう。

## 2.4.3 超長期エネルギー需要見通し：「長期ベースケース」（図2.7）

### (1) 前提

#### ① 世界経済および為替など

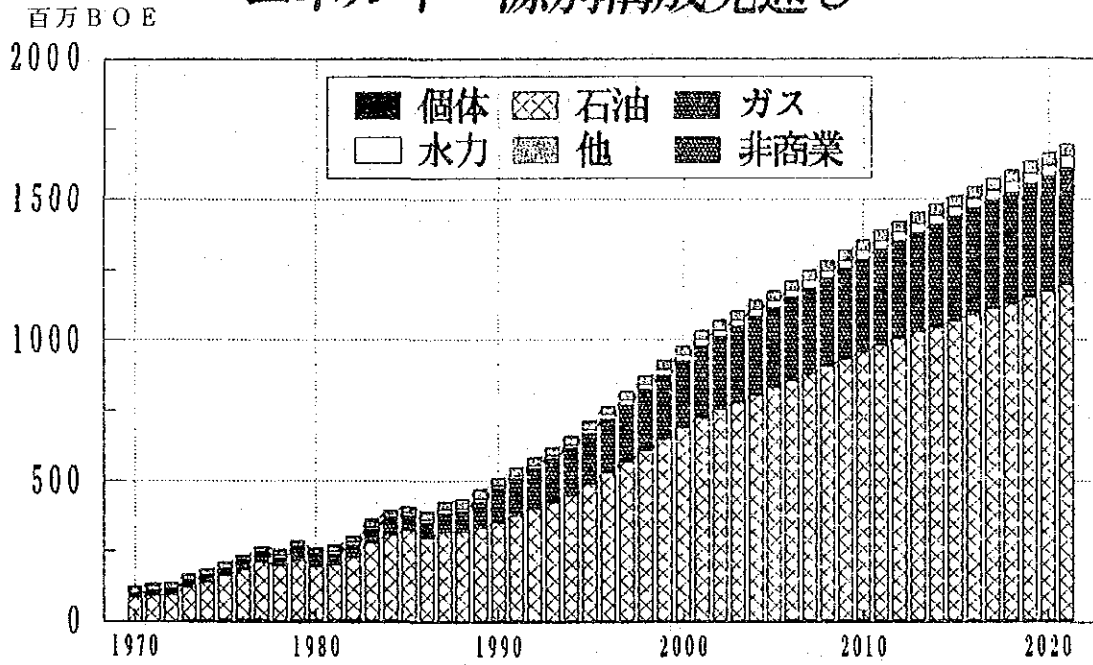
超長期の予測にあたって、主要な外生変数は以下のように設定している。

まず世界経済については、世界貿易の伸びを2001年まで、実質3.0%/年、21世紀に入って、2.5%/年の増加率と想定した。また、原油価格の値は緩やかな上昇基調としている。具体的には、2001年が24.5ドル/バレル、2011年30ドル、2021年でも36ドルである。これらは名目の値であるので、世界のインフレーションが年率2%程度であれば、実質価格はほぼ現状並ということである。

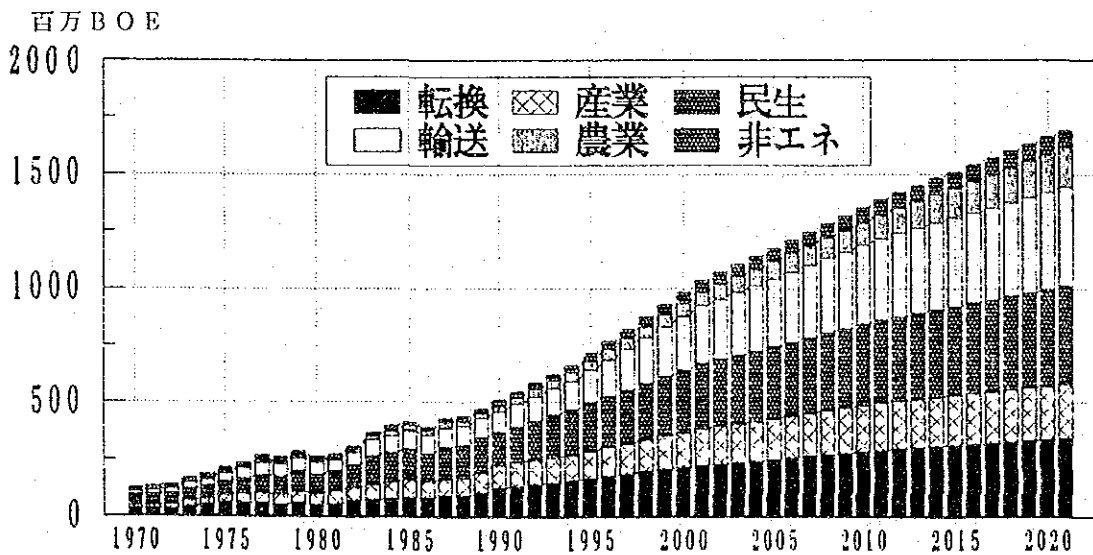
為替レートは2001年までに2000リアル/ドルに達し、それ以降横ばいとした。現状の急激なリアル安を考慮すれば、多少、リアル高の想定かもしれないが、多分に不確実であるため、この程度が妥当と判断している。

図 2.7 長期ベースケース

## エネルギー源別構成見通し



## エネルギー消費の部門構成



## ② 社会指標

イランの人口は、足元の統計では年率 3.5%以上の急増をみている。イラン側の観測ではこの統計値も信頼性が無い、ということであるが、政府公表の値は高い人口増加率を示している。将来の人口増加率は、イラン側の提案により今世紀中は年率 2.3%前後、21世紀に入ると 2%前後とした。これと同様な速度で、世帯数も拡大すると見込んでいる。ただし、さらに核家族化し、世帯数の伸びは人口増加率以上である可能性は否めない。

## ③ エネルギー政策

重要なエネルギー政策として、一次エネルギー生産、国内エネルギー価格がある。一次エネルギー生産の中味は、主として原油と天然ガスである。原油の生産に関しては、政府目標である現状より若干多い450万バレル/日が今後2021年まで持続される、と仮定した。実際にはこれ以下に生産が落ち込んで、前提とした日量 450万バレルの生産水準が2021年まで維持されることは困難かもしれない。

一方、天然ガスの生産は年率 6%前後で拡大するとした。これら原油や天然ガスの生産は、国内需要が増大しなければ海外市場を求めて、輸出に回されるとモデル上では扱っている。

また、国内のエネルギー価格は年率 5%の上昇を見込んでいる。前項で見てきたように、イラン政府は急激で大幅なエネルギー価格の引き上げを計画している。それゆえ、本想定で採用した年率 5%程度の価格上昇は、これに比べて極めて控えめな値であるといえよう。とりわけ、近年の 2桁に達するインフレ下においては、実質価格の下落となる。しかし想定結果を見ると、21世紀に入ると為替レートの安定化が国内の物価上昇を鎮静化させるために、年率 5%の名目エネルギー価格の上昇は、実質で 2~3%上昇ということになっている。

さらに、将来の電力生産の投入エネルギーの構成は現状と変化しないと仮定している。つまり現在投入されている石油、天然ガス、水力の構成は将来も同じという前提である。これについては、イラン政府も天然ガスの利用拡大を計画していることを考慮すれば、非現実的な前提といえよう。しかし、天然ガスへの燃料転換がもたらす環境影響評価といった別のケース・スタディと比較対照するためにはこうした前提に立つことが、一層明確な政策インプリケーションを引き出せるだろうという判断を重視した。

## (2) 想定結果：2021年のエネルギー需要

### ① マクロ経済

上でみてきたような前提で、シミュレーションをした結果は次のようなものである。

GDPの成長率は、至近の1990年から1994年は現状の経済環境を反映して、年率 2.7%、

それ以降2001年までは6.1%である。2001年以降になると、成長率は鈍化し、前半の10年が2.2%/年、後半10年は1.0%/年の成長率と想定された。

この結果、2021年の経済規模は1990年のその約2.5倍の25兆リアルである。一人当たりGDPで見れば、1990年は19万4千リアル（1982年価格）が、2001年には25万4千リアル（同）と増加するものの、2011年には23万6千リアル（同）と減少する。

消費者物価は、現状の高インフレを反映して、1990年から1994年までが年率60%の高インフレとなる。しかし、それ以降は安定して年率3%弱の物価上昇と想定された。しかし、この想定には、現在の政府財政の大幅赤字や国際収支の改善を見込んだ為替レートの安定が前提とされている。

## ② 一次エネルギー需要

### 1) 一次エネルギー合計

一次エネルギー需要の想定結果は以下である。近年、経済活動が低迷しようとも、エネルギー需要は堅調に増加している。この傾向を反映して、2001年までの一次エネルギー需要は年率7%弱で増加し、2001年を過ぎても2.5%/年の増加率で需要が拡大すると想定された。そのため、2001年の一次エネルギー需要は1990年の510百万バレル（原油換算）から、2001年には2倍の1,034百万バレル（同）へ、さらに2021年には3倍強の1,692百万バレル（同）となった。

GDP弾性値は、2001年までが1.4、2001年以降は1.5となっている。最終エネルギー需要の各セクターに大きな省エネルギー技術の導入を見込んでいないために、こうした結果が得られたのであろう。同様に、エネルギー・GDP原単位は全ての想定期間を通じて、恒常的な上昇傾向を示している（図2.8）。

### 2) エネルギー源別構成

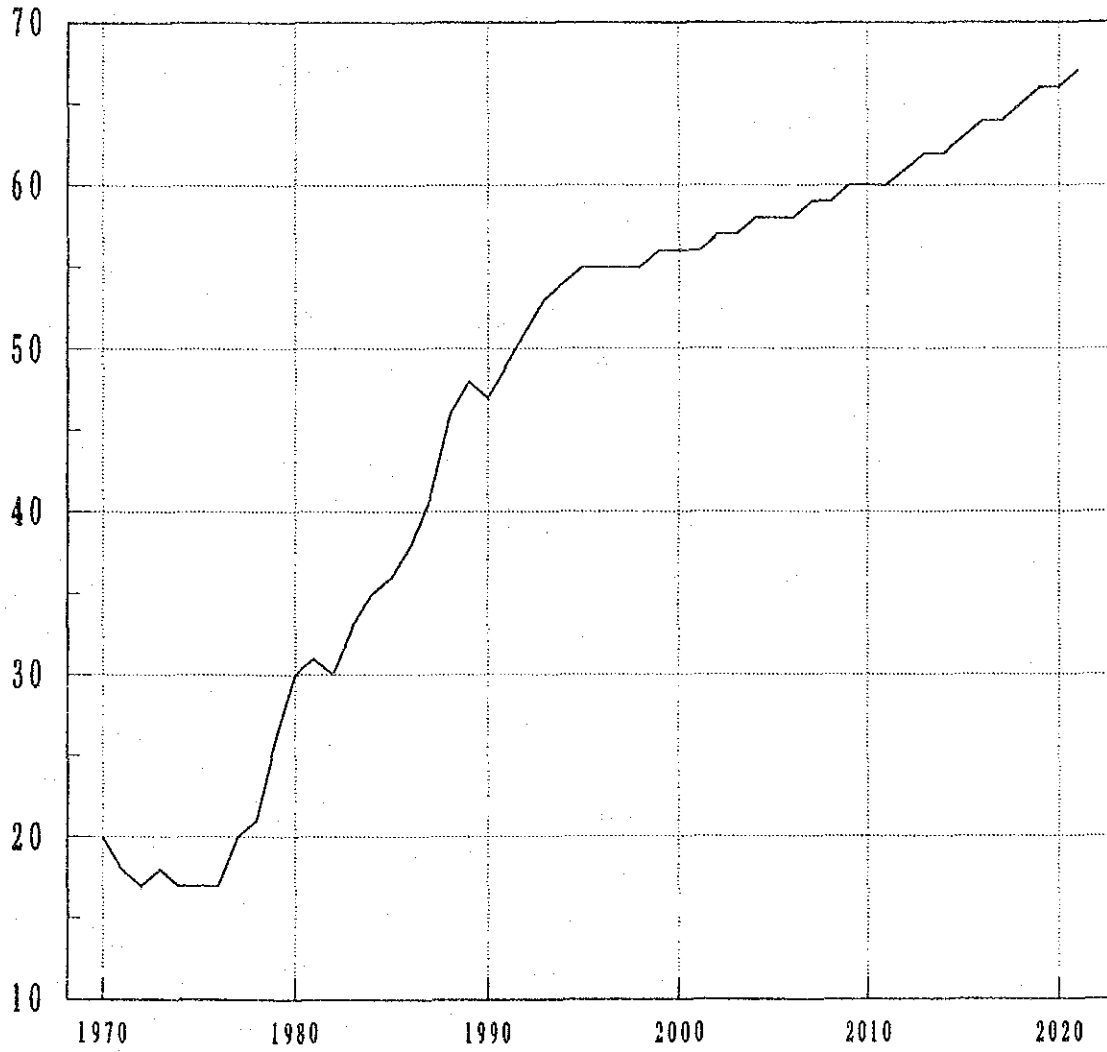
エネルギー源別の構成をみると、石油のウェイトは1990年の68%が、2021年でも69%とほとんど変化していない。これは、民生や産業などの最終エネルギー需要においてはガス化や電力化が進展しているものの、次のインパクトの方が大きいためである。それは、石油しか消費していない輸送部門のエネルギー需要が相対的に大きく伸張していること、電力生産への投入エネルギー構成は基本的に変化しないという前提に立っていること、である。

また、一次エネルギー・ベースの電力化率は、1990年の19.4%から2001年には22.2%、2021年には25.3%に達するものと見込まれている。



図2.8 GDP原単位

BOE/百万リアル



### ③ 最終エネルギー需要

#### 1) エネルギー源別構成

最終エネルギー需要合計は、2001年までが7%/年の増加率、2001年を越えると、経済の低成長も手伝って、年率2.5%の増加となった。エネルギー源別には、成長速度の大きいものから順に電力、石油、ガスである。

電力は産業・民生・農業とどの分野でも万遍なく大きな増加が見込まれ、2001年まで8.6%/年で、2001年以降は4.3%/年の増加率を示した。

また、石油は前述のように輸送部門が相対的に大きな成長が見込まれたことから、2001年まで年率7.3%で、それ以降は2.5%の増加となる。2001年以降の石油需要の鈍化は輸送部門の伸びが、それ以前よりも鈍化することによる。しかし、輸送部門の増加率は他の部門に比べて相対的に大きな増加率であるために、最終エネルギーにおける石油依存度は上昇傾向にある。想定されたこの値は、1990年の67%から、2001年以降では70%を越えるものとなった。

さらに、ガスは民生部門と産業部門で、最も大きな増加率を示すエネルギー源となっている。しかし、輸送部門では全く消費されないという前提に立っているため、ガスが最終エネルギー需要合計に占める割合は、1990年の17.6%から緩やかに減少している。

#### 2) 部門別構成

最終エネルギー需要をその部門別に見てみると、最も大きな成長が見込まれるのは、輸送部門である。この部門のエネルギー需要の年率増加率は、2001年までが9%、それ以降でも2.7%であり、GDP弾性値をとれば順に1.8、1.7と極めて高い増加率である。

次いで大きな増加率を示すのが農業部門、さらに民生部門、産業部門と続く。農業部門や民生部門が産業部門に比較して、相対的に大きな需要増加テンポを示す理由は、これまで統計に表れてこなかった非商業用エネルギーから商業用エネルギーへの転換、エネルギー消費機器の普及拡大が関係してこよう。

想定された産業部門のエネルギー需要の伸びは、2001年まで3.4%/年、それ以降が2%/年である。

産業部門でのエネルギー消費を左右する重要な要因は以下である。第1に、イラン国内の製造業がどれだけ拡大するか、第2に、製造業内でのエネルギー多消費産業と言われる重化学工業がどれだけ育つか、第3に、工場での省エネルギープロセスの導入速度である。今回の想定では、前2つの要因にとりたてて政策的な発展パターンを織り込んでいない。そのため、国内の輸出産業振興や工業化を織り込んだ産業構造を織り込めば、さらに産業部門のエネルギー需要が増勢することになる。

第3の省エネルギー要因についても同様で、想定では政策的・意識的な省エネルギー

効果は見込んでいない。どの程度の速度で各産業の省エネルギーが進展するかを見極めるのは、極めて困難である。その作業は「省エネルギー」の章で詳細に述べているので、そちらを参照願いたい。

モデル : Macro-Ene2021  
 ケース : 2021 Base (2) Case(1994-1-22)

Table 1 Assumptions

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/94	11/ 1	21/11
TWM	2935	3303	4063	5200	6657	3.0	3.0	2.5	2.5
POIL	20.11	18.77	24.48	29.84	36.37	-1.7	3.9	2.0	2.0
CG	1337	1337	1384	1529	1689	0.0	0.5	1.0	1.0
EXR1	215	1700	2000	2000	2000	67.7	2.3	0.0	0.0
KP	17953	18682	20029	21054	22130	1.0	1.0	0.5	0.5
CRPD	1192	1423	1681	1681	1681	4.5	2.4	0.0	0.0
GAPD	402	517	803	1308	2130	6.5	6.5	5.0	5.0
PGASO	50.0	60.8	85.5	139.3	226.9	5.0	5.0	5.0	5.0
PKERO	15.00	18.23	25.66	41.79	68.07	5.0	5.0	5.0	5.0
PELE	5.30	6.44	9.06	14.77	24.05	5.0	5.0	5.0	5.0
PGASH	8.00	9.72	13.68	22.29	36.30	5.0	5.0	5.0	5.0
PGASI	2.00	5.79	8.14	13.27	21.61	30.4	5.0	5.0	5.0
POPT	56401	62135	72557	89143	107393	2.4	2.2	2.1	1.9
NHO	10641	11723	13689	16818	20262	2.4	2.2	2.1	1.9

Table 2 Results(1) GDP Components

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/94	11/ 1	21/11
GDP	10930	12176	18450	23002	25372	2.7	6.1	2.2	1.0
CP	7564	8394	14253	18133	19116	2.6	7.9	2.4	0.5
IP	1379	813	1711	2434	2631	-12.4	11.2	3.6	0.8
EX	2553	3268	3742	4072	5308	6.4	2.0	0.8	2.7
EXOL	2098	2568	2990	3372	4612	5.2	2.2	1.2	3.2
M	1274	1009	2014	2539	2745	-5.7	10.4	2.3	0.8
P	335	3879	5692	5747	6963	84.4	5.6	0.1	1.9
CPI	320	2233	2728	3352	4287	62.6	2.9	2.1	2.5
TLPR	510	661	1034	1389	1692	6.7	6.6	3.0	2.0
CRPR	317.7	357.9	470.7	575.0	659.8	3.0	4.0	2.0	1.4
PTPR	30.9	88.9	251.7	402.0	524.4	30.2	16.0	4.8	2.7

Table 3 Results(2) Price Indexies

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/94	11/ 1	21/11
CPI	320	2233	2728	3352	4287	62.6	2.9	2.1	2.5
WPI	362	2504	3042	3721	4740	62.2	2.8	2.0	2.4
P	335	3879	5692	5747	6963	84.4	5.6	0.1	1.9
PC	318	1997	2464	3071	3990	58.3	3.0	2.2	2.7
PI	427	3194	4019	4912	6170	65.4	3.3	2.0	2.3
EXR1	215	1700	2000	2000	2000	67.7	2.3	0.0	0.0
POIL	20.11	18.77	24.48	29.84	36.37	-1.7	3.9	2.0	2.0

Table 4 Results(3) Primary Energy Requirement

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/94	11/ 1	21/11
TLPR	510	661	1034	1389	1692	6.7	6.6	3.0	2.0
SOPR	4.700	5.127	5.971	7.279	8.873	2.2	2.2	2.0	2.0
CRPR	317.7	357.9	470.7	575.0	659.8	3.0	4.0	2.0	1.4
PTPR	30.9	88.9	251.7	402.0	524.4	30.2	16.0	4.8	2.7
GAPR	119.4	164.0	250.7	335.8	415.1	8.3	6.2	3.0	2.1
HYPR	9.50	13.44	21.75	31.13	40.90	9.1	7.1	3.7	2.8
OTPR	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	0.7	2.6	1.3
NOPR	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	0.7	0.0	0.0

Table 5 Results(4) Final Energy Consumption

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/94	11/ 1	21/11
TLFN	386.3	505.1	811.2	1102.5	1348.5	6.9	7.0	3.1	2.0
TLIN	100.9	110.9	160.3	209.8	236.7	2.4	5.4	2.7	1.2
TLRE	144.3	200.4	284.6	362.8	431.1	8.6	5.1	2.5	1.7
TLTR	90.5	124.4	254.9	358.5	433.0	8.3	10.8	3.5	1.9
PTFN	257.1	337.0	572.4	783.4	946.3	7.0	7.9	3.2	1.9
ELFN	28.50	40.43	67.04	106.95	157.03	9.1	7.5	4.8	3.9
GAFN	67.9	91.1	132.7	166.9	193.2	7.6	5.5	2.3	1.5

モデル : Macro-Ene2021  
 ケース : 2021 Base (2) Case(1994-1-22)

Table 1 Primary Energy Production (MBOE)

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/1	21/11
SOPD	4.700	5.087	5.844	6.455	7.131	2.0	2.0	1.0	1.0
CRPD	1192	1423	1681	1681	1681	4.5	3.2	0.0	0.0
GAPD	402	517	803	1308	2130	6.5	6.5	5.0	5.0
HYPD	9.50	13.44	21.75	31.13	40.90	9.1	7.8	3.7	2.8
OTPD	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	1.5	2.6	1.3
NOPD	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	1.3	0.0	0.0
TLPD	1635	1990	2545	3065	3903	5.0	4.1	1.9	2.4

Table 2 Import & EXPORT (MBOE)

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/1	21/11
SOIM	1.000	0.040	0.127	0.824	1.742	-55.3	-17.1	20.5	7.8
PTIM	45.3	46.6	1567.4	1024.6	1208.5	0.7	38.0	-4.2	1.7
TLIM	46.3	46.6	1567.6	1025.4	1210.3	0.2	37.7	-4.2	1.7
TLIM	46.3	46.6	1567.6	1025.4	1210.3	0.2	37.7	-4.2	1.7
CREX	-828	-1019	-1164	-1060	-975	5.3	3.1	-0.9	-0.8
PTPX	-107.3	-50.6	-1408.6	-715.4	-777.1	-17.1	26.4	-6.6	0.8
GAEX	-13.6	-84.0	-283.6	-703.4	-1446.5	57.7	31.8	9.5	7.5
TLEX	-949	-1153	-2856	-2479	-3199	5.0	10.5	-1.4	2.6

TABLE 3 Stock Change & Some Loss

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/1	21/11
TLEX	-949	-1153	-2856	-2479	-3199	5.0	10.5	-1.4	2.6
CRSC	-46.40	-46.40	-46.40	-46.40	-46.40	0.0	0.0	0.0	0.0
PTSC	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	0.0	0.0	0.0	0.0
GASC	-268.5	-268.5	-268.5	-268.5	-268.5	0.0	0.0	0.0	0.0
TLSC	-221.9	-221.9	-221.9	-221.9	-221.9	0.0	0.0	0.0	0.0

Table 4 Primary Energy Requirement (MBOE)

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/1	21/11
SOPR	4.700	5.127	5.971	7.279	8.873	2.2	2.2	2.0	2.0
CRPR	317.7	357.9	470.7	575.0	659.8	3.0	3.6	2.0	1.4
PTPR	30.9	88.9	251.7	402.0	524.4	30.2	21.0	4.8	2.7
GAPR	119.4	164.0	250.7	335.8	415.1	8.3	7.0	3.0	2.1
HYPR	9.50	13.44	21.75	31.13	40.90	9.1	7.8	3.7	2.8
OTPR	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	1.5	2.6	1.3
NOPR	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	1.3	0.0	0.0
TLPR	510	661	1034	1389	1692	6.7	6.6	3.0	2.0

Table 5 Refinery &amp; Electric Utility

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
CRPT	-317.7	-357.9	-470.7	-575.0	-659.8	3.0	3.6	2.0	1.4
PTPT	303.6	341.9	449.8	549.4	630.4	3.0	3.6	2.0	1.4
TLPT	-14.13	-15.92	-20.94	-25.57	-29.34	3.0	3.6	2.0	1.4
SOEL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
PTEL	-38.35	-54.24	-87.79	-125.66	-165.12	9.1	7.8	3.7	2.8
GAEL	-51.5	-72.9	-118.0	-168.9	-221.9	9.1	7.8	3.7	2.8
ELEL	32.30	46.60	78.11	123.50	179.26	9.6	8.4	4.7	3.8
HYEL	-9.50	-13.44	-21.75	-31.13	-40.90	9.1	7.8	3.7	2.8
HYEL	-9.50	-13.44	-21.75	-31.13	-40.90	9.1	7.8	3.7	2.8
TLEL	-67.1	-94.0	-149.4	-202.2	-248.7	8.8	7.5	3.1	2.1

Table 6 Auto Generation

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
PTAU	-8.00	-8.54	-10.18	-11.30	-12.25	1.6	2.2	1.0	0.8
ELAU	2.600	2.831	3.495	4.284	5.131	2.1	2.7	2.1	1.8
TLAU	-5.40	-11.37	-13.68	-15.58	-17.38	20.5	8.8	1.3	1.1
TLAU	-5.40	-11.37	-13.68	-15.58	-17.38	20.5	8.8	1.3	1.1
ELOW	-6.37	-9.00	-14.57	-20.84	-27.36	9.0	7.8	3.6	2.8
ELOW	-6.37	-9.00	-14.57	-20.84	-27.36	9.0	7.8	3.6	2.8
SOSD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
PTSD	-31.10	-31.10	-31.10	-31.10	-31.10	0.0	0.0	0.0	0.0
GASD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
GASD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
GASD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0

Table 7 Final Energy Demand

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLFN	386.3	505.1	811.2	1102.5	1348.5	6.9	7.0	3.1	2.0
SOFN	4.700	5.127	5.971	7.279	8.873	2.2	2.2	2.0	2.0
PTFN	257.1	337.0	572.4	783.4	946.3	7.0	7.5	3.2	1.9
GAFN	67.9	91.1	132.7	166.9	193.2	7.6	6.3	2.3	1.5
ELFN	28.50	40.43	67.04	106.95	157.03	9.1	8.1	4.8	3.9
OTFN	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	1.5	2.6	1.3
NOFN	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	1.3	0.0	0.0

Table 8 Industrial Sector (1)

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLIN	100.9	110.9	160.3	209.8	236.7	2.4	4.3	2.7	1.2
SOIN	4.700	5.127	5.971	7.279	8.873	2.2	2.2	2.0	2.0
PTIN	53.94	57.62	82.05	106.81	120.29	1.7	3.9	2.7	1.2
GAIN	33.60	37.94	57.51	76.30	85.62	3.1	5.0	2.9	1.2
ELIN	8.70	10.18	14.82	19.40	21.88	4.0	5.0	2.7	1.2

Table 9 Industrial Sector (2)

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLFO	16.09	19.17	22.48	26.81	30.80	4.5	3.1	1.8	1.4
TLTX	6.27	7.28	13.05	18.58	21.56	3.8	6.9	3.6	1.5
TLWO	1.200	1.259	2.000	2.812	2.998	1.2	4.8	3.5	0.6
TLPA	1.250	2.585	4.890	6.555	7.196	19.9	13.2	3.0	0.9
TLCH	10.36	11.88	17.93	23.92	27.34	3.5	5.1	2.9	1.3
TLNM	48.55	50.31	75.60	100.80	113.58	0.9	4.1	2.9	1.2
TLPM	11.61	11.89	16.66	21.35	23.56	0.6	3.3	2.5	1.0
TLMN	5.570	6.457	7.688	8.875	9.528	3.8	3.0	1.4	0.7
TLOT	0.030	0.035	0.054	0.074	0.085	3.8	5.4	3.3	1.4

Table 10 Transportation Sector

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLTR	90.5	124.4	254.9	358.5	433.0	8.3	9.9	3.5	1.9
PTTR	90.5	124.4	254.9	358.5	433.0	8.3	9.9	3.5	1.9
PTTRR	88.8	120.1	246.4	347.6	420.4	7.8	9.7	3.5	1.9
PTTRA	1.640	4.268	8.587	10.883	12.591	27.0	16.2	2.4	1.5

Table 11 Household Sector

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLHO	144.4	149.3	181.9	223.1	265.0	0.8	2.1	2.1	1.7
PTHO	61.07	73.34	100.43	123.36	139.88	4.7	4.6	2.1	1.3
GAHO	21.12	27.23	23.15	29.61	43.16	6.6	0.8	2.5	3.8
ELHO	10.20	17.23	25.29	32.16	38.89	14.0	8.6	2.4	1.9
OTHO	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	1.5	2.6	1.3
NOHO	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	1.3	0.0	0.0

Table 12 Commercial Sector

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLCM	23.82	51.08	102.65	139.66	166.08	21.0	14.2	3.1	1.7
PTCM	15.63	25.57	45.65	68.87	89.04	13.1	10.2	4.2	2.6
GACM	0.78	16.46	41.57	50.35	53.44	114.3	43.5	1.9	0.6
ELCM	7.40	9.05	15.43	20.44	23.60	5.2	6.9	2.9	1.4
ELCM	7.40	9.05	15.43	20.44	23.60	5.2	6.9	2.9	1.4

Table 13 Residential/Commercial Sector

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLRE	144.3	200.4	284.6	362.8	431.1	8.6	6.4	2.5	1.7
SORE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
PTRE	76.7	98.9	146.1	192.2	228.9	6.6	6.0	2.8	1.8
GARE	21.90	43.69	64.71	79.96	96.59	18.8	10.4	2.1	1.9
ELRE	17.60	26.28	40.73	52.60	62.49	10.5	7.9	2.6	1.7
OTRE	24.90	27.97	29.37	37.98	43.13	2.9	1.5	2.6	1.3
NORE	3.200	3.507	3.682	0.000	0.000	2.3	1.3	0.0	0.0



Table 14 Agricultural Sector

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLAG	26.82	39.19	58.93	105.09	169.77	9.9	7.4	6.0	4.9
PTAG	24.62	35.21	47.44	70.14	97.11	9.4	6.1	4.0	3.3
ELAG	2.20	3.97	11.49	34.96	72.66	15.9	16.2	11.8	7.6

Table 15 Non-Energy Use

	1990	1994	2001	2011	2021	94/90	1/90	11/ 1	21/11
TLNE	23.80	30.31	52.40	66.32	77.98	6.2	7.4	2.4	1.6
PTNE	11.40	20.83	41.94	55.70	67.01	16.3	12.6	2.9	1.9
GANE	12.40	9.48	10.47	10.62	10.97	-6.5	-1.5	0.1	0.3



### 3. 供給評価モデルの開発

ここでは、3.1 エネルギー供給計画における数理計画の利用、3.2 電力供給の数理計画モデル、および3.3 重質油分解の可能性、の3テーマについて検討を行った。

本調査では、原則的には、エネルギー供給計画の策定作業はイラン側が行い、日本側は、それに対して方法論、データ・情報の点で協力を行うと同時に、可能な限りにおいて、供給評価モデルを開発することになっている。しかし、報告書の本巻に含まれている「経済分析」および「エネルギー需要分析」とは異なり、イランのエネルギー供給システムの評価を行うために要するデータ・情報は殆ど入手されなかったため、3.1では、エネルギー供給計画に数理計画を適用する場合の一般論を述べるにとどめざるをえなかった。但し、数似の問題は、大小様々の規模で世界中どこにでも存在しているので、ここに述べたことは特定の国についての、個別的な評価作業を行うための重要な第1ステップになる、と考えられる。

さらに、3.2も3.1と同様に一般論であるが、上に述べたのと同じ理由から、重要なエネルギー・セクターである電力について、数理計画モデルを検討した。

最後に、3.3では、イランが直面している重油の過剰、灯油・軽油の不足という問題の解決の方向を探るため、ある製油所を例にとり、重質油分解の可能性を検討した。

#### 3.1 エネルギー供給計画における数理計画の利用

エネルギー供給計画は、短期的なものと長期計画とに分けて考えるのが適当である。

##### 3.1.1 短期モデル

短期的な計画では、各種エネルギーの需要量が与えられたものとして、その需要を満たす最も経済的な方法を求めることになる。

エネルギー需要は、電力、ガス、ガソリン、灯油、重油などの形態、使用者の地域的分布、夏期、冬季などの季節変動が考慮される。

エネルギーはまず資源（原油、天然ガス、水資源、太陽熱、薪炭 etc.）として存在し、利用可能な形に取り出され（採掘 etc.）、より便利な形態に変換され（製油所、発電所 etc.）、貯蔵され、利用者のもとに運搬され（送電網、パイプライン、鉄道、トラック etc.）、最終需要者によって使用される。その各段階で費用が発生し、また処理能力に限界がある。更に、輸出／輸入も考慮する必要がある。

需要を満たすための費用の最小化を目指すとするれば、目的関数は

採掘費+変換費+貯蔵費+運搬費

となる。

エネルギー供給過程のモデルは、石油関係であれば、

$$\begin{aligned}
 & \text{原油生産量}_i \leq \text{採掘可能量}_i && \text{油田}_i \text{で} \\
 & \text{採掘費}_i = \text{採掘単価}_i \times \text{原油生産量}_i \\
 & \text{原油生産量}_i = \text{原油輸出量}_i + \sum_k \text{原油輸送量}_{ik} && \text{製油所}_i \text{に} \\
 & \text{原油輸送量}_{ik} \leq \text{原油輸送能力}_{ik} \\
 & \text{原油輸送費}_{ik} = \text{原油輸送単価}_{ik} \times \text{原油輸送量}_{ik} \\
 & \text{原油}_{ik} = \sum_l \text{油種}_{(l)=k} \text{原油輸送量}_{il} && \text{製油所}_i \text{で油種}_k \text{を} \\
 & \text{ガソリン}_i = \sum_k \text{ガソリン比率}_k \times \text{原油}_{ik} && \text{製油所}_i \text{での精製} \\
 & \text{軽油}_i = \sum_k \text{軽油比率}_k \times \text{原油}_{ik} \\
 & \dots \\
 & \text{重油}_i = \sum_k \text{重油比率}_k \times \text{原油}_{ik} \\
 & \sum_k \text{原油}_{ik} \leq \text{原油精製能力}_i \\
 & \text{原油精製費}_i = \sum_k \text{精製単価}_k \times \text{原油}_{ik} \\
 & \text{ガソリン}_i = \sum_p \text{ガソリン輸送量}_{ip} && \text{需要地}_p \text{への輸送} \\
 & \text{ガソリン}_p = \sum_i \text{ガソリン輸送量}_{ip} && \text{需要地}_p \text{で} \\
 & \text{ガソリン輸送費} = \sum_{ip} \text{ガソリン輸送単価}_{ip} \times \text{ガソリン輸送量}_{ip} \\
 & \text{ガソリン}_p \geq \text{ガソリン需要量}_p \\
 & \dots
 \end{aligned}$$

といったものになる。

ガソリンの輸入/依託生産は架空の製油所からの出力のように扱えばよい。

改質装置があれば、そのモデル化、季節変動に対処するための貯蔵など、必要に応じてモデルを精密にすることができる。輸送の際の目減りを考慮することもある。特に、電力では送電ロスは無視できない。

ガス、電力などのモデル化も同様で、一般にもっと単純になる。

短期モデルは線形モデルで十分と考えられる。各部分を細かく調べれば線形でない関係も当然あるが、データの精度を考慮すれば、非線形モデルを採用するメリットは乏しい。

このようなモデルで実際に計画を立てるには、各種エネルギーの需要量とともに、エネルギー資源の採掘/利用可能量、エネルギー変換手段の特性と能力、エネルギー輸送能力などの各種制限、各費用の単価などのデータが必要である。計画の有効性はデータの精度で制限されるが、需要予測を始め高精度を期待することは難しいし、モデルもかなり単純化したものであ

るから、データの精度を追及するよりも、データの変動による解の変化傾向を調べて、計画の有効性を把握することが有意義であろう。

### 3.1.2 長期モデル

長期モデルでは、計画期間をいくつかの期に分割し、各期ごとには需要を最も経済的な方法で満たすことを追及しながら、需要の変化を考慮して、最も効果的な投資計画を立てることが主目的となる。

投資の対象としては、資源探査、採掘施設、製油所、パイプライン、ダム、発電所、送電網など多くの種類がある。何れも長期に涉り、投下した資金が効果を産み出すまでには相当の時間がかかるものである。

油田発見などのための探査は本来、確率的なものである。探査技術を一定と仮定しても、投資額と成果の間に確定的な関係はない。同程度に有望と思われる対象でも、わずかな試みで発見できることもあり、投資額がかさんでも見つからないこともあり得る。この現象をモデル化するために、確率モデルを採用することは理論的には意味のあることではあるが、それを解くための費用（時間）が大きくなることを考えれば、実用的ではない。それぞれの対象ごとに、探査に投下する費用と採掘可能となる資源の量の期待値の関係を経験から数式モデルとして表し、確定的モデルとして解くのが实际的であろう。あるいはシミュレーションによるケーススタディも可能である。

ダム、パイプライン、各種プラントなどは、建設が長期に渉る。ある期に建設を開始すると、以後の何期かはあるパターンで建設費が必要になり、建設が完了した時点で、対応する処理の能力が増大する。

数学モデルでは、建設するプラントに候補となるタイプがいくつかあるとして、

$$\begin{aligned} x_{it} = 1 & \quad \text{タイプ } i \text{ のプラントを第 } t \text{ 期に建設開始する。} \\ 0 & \quad \text{タイプ } i \text{ のプラントを第 } t \text{ 期には建設開始しない。} \end{aligned}$$

という2進変数（値として0または1のみを取る）を定義し、

第  $t + s$  期に建設費  $c_{i,s} x_{it}$  が発生する。（ $s = 0, \dots, S$ ）

第  $t + s$  期以降処理能力が  $p_{i,s}$  だけ増大する。

をモデルに盛り込み、タイプと時期は1つしか選べないので、

$$\sum_{i=1} X_{i1} \leq 1$$

を制約として置くことになる。

このように設備投資の選択には整数計画モデルが必要である。整数計画問題は線形計画問題と比較すれば、かなり手間がかかるが、近年、解法の改良が進んでいるので、ある程度の問題は解けるようになってきている。特に上のような多くの可能性から1つを選ぶ問題は、special ordered set (タイプ1) という手法によって、効率よく解けるようになった。SOS1 (special ordered set 1) とは、分枝限定法を適用する際に、分割してできる子問題の大きさが不自然に偏らないにする手法である。

資金調達能力が最も重要な制約である。これは現実の調達手段に合わせて制約を作る必要があるが、各期の借入金残額に上限を設けるのがモデルとしては単純である。この場合、借入金返済を建設によって得られる利益から出すことにするのであれば、製品の販売価格の設定が重要になる。

価格を変数として、需要を価格の関数と考えるのであれば、モデルは非線形になり、解く手間は大幅に増大することになり、更に、局所最適解が多数あって大域的最適解を見つけることが難しくなる可能性がある。非線形計画問題では、問題の数学的性質から局所最適解がすべて大域的最適解であることが保証される場合以外は、得られた解が大域的最適解であることを保証する実用的な解法は現在のところ知られていない。特にここでは整数計画問題であるから、非線形整数計画問題を解くのは非常に時間がかかり、実用的とはいえない。価格と需要を定数として与えて、線形整数計画問題を解き、価格設定の効果はケーススタディで処理するのが実際的である。

### 3.1.2 モデル作成システムとモデル記述言語

イラン側でモデル作成に使用するソフトウェアMESSAGE IIはエネルギー供給計画作成モデルを内蔵しており、与えたデータとパラメータに従ってモデルの要素を選択して解くべきモデルを作成するシステムである。MESSAGE IIはFORTRANで書かれている。このような問題ごとのモデル作成システムは汎用のプログラミング言語で数多く作られてきたが、それぞれソフトウェアとして大きくなるにしたがって、保守に手間がかかり、モデルの改造が難しくなっている。

その欠点を補うため、matrix generatorと呼ばれる汎用システムが使用されてきたが、線形計画問題の入力データ形式であるMPSフォーマットを意識したもので、使い勝手にいささか問題があった。

線形計画モデルを数式で記述する習慣を持つモデル作成者にとって、数式を入力すると、それが直接モデルになるシステムがあれば、大変に便利である。近年、そのようなシステムがモデル記述言語という名前で、流通するようになってきた。GAMS、AMPLなどが著名な

ものである。XPRESS-MPに含まれているLP-MODELもそのようなシステムの1つである。

モデル記述言語で書かれたモデルは、数式による記述によく似ており、理解しやすく、したがって保守、変更が容易である。今後のモデル開発は、できうれば、このような道具を使用したいものである。

### 3.2 電力供給の数理計画モデル

ここでは2種類の電力供給モデルの雛型をテストした。モデル1は電力中央研究所で開発したもので、需要の負荷曲線を折れ線で近似し、区分ごとに、各種発電方式をどれだけ使用するかを考えるモデルである。モデル2は長期モデルで、地域ごとに与えられた需要を満たすための発電所建設計画を作成するものである。

#### 3.2.1 モデル1

電力中研モデルは、産業部門別の需要量を想定して、それを満たすように発電設備を増強する計画を作り、そこから適正な電力料金を算定することを目的とする長期モデルである。負荷曲線の形を折れ線で近似し、各区分ごとに、揚水発電、石油火力、LNG火力、石炭火力、原子力、一般水力の方式のどれをどれだけ使用するかを決めることで、長期の増設計画を考えるようになっている。対象は日本全体あるいは1電力会社のサービス範囲である。

負荷曲線は年間8760時間を、6区分に分割する。累積時間の区分点 $h_i$ を

$$(h_1, h_2, h_3, h_4, h_5, h_6, h_7) = (0, 500, 2000, 4000, 6000, 8260, 8760)$$

ととる。負荷曲線の累積時間 $h_1$ での値を $M_1$ （ピーク値）、 $h_2$ での値を $M_2$ 、……、 $h_7$ での値を $M_7$ とする。年間の総需要（発電端）を $G$ 、負荷率を $LF$ とすると、

ピーク時需要は、

$$M_1 = G / LF / 8760$$

で表され、そこから、

$$M_7 = (1.546 LF - 0.635) M_1$$

$$A = 0.821 M_1$$

$$B = 1.262 M_7$$

$$M_i = A - (A - B) h_i / 8760 \quad i = 2 \sim 6$$

と折れ線の区分点を推定する。

揚水発電は、 $h_5 \sim h_7$ の部分で水を貯め、 $h_1 \sim h_3$ の部分で使用するようになっている。揚水効率が与えられている。

方式ごとに平均の設備利用率上限とピーク時の利用可能率が与えられている。

方式ごとに燃料使用率と燃料価格が与えられて、発電の費用を計算する。増設量は連続変数で表されている。



このモデルを1期だけの各方式への負荷量算定モデルとしてテストしてみた。容易に想像されるように、発電単価の安いものから限度一杯に使用するという結果が得られた。これだけの結果であれば、わざわざLPモデルを計算するまでもないが、長期の設備増強計画を考える際、負荷曲線のどの部分をどの方式でカバーするかまでを考慮するのであれば、参考になるモデルである。負荷曲線の折れ線近似は日本でのものであり、需要形態が異なる環境では係数は違ってくるであろうが、データが取れていさえすれば推定は可能である。揚水発電を考慮して、各方式の使い分けを精密にやる場合には、この考え方は妥当なアプローチと思われる。

ただし、電力中研モデルでの建設費用の取り扱いに理解しにくい点があったのと、新設設備を連続的に増やせるようになっている点に不満があったので、発電所建設をより直接に扱うモデルを次にテストしてみた。

### 3.2.2 モデル2

多数ある発電施設建設プランの中で、どのプランをいつ開始するかを考慮するモデルである。新設の発電所はそれぞれ適当なサービス領域をもつと考えられるので、対象をいくつかの地域に分割して、地域ごとに与えられた需要を満たすためのプランを選ぶものである。

対象期間は  $n_{year}$ 年、対象地域を  $n_{area}$ 地域に分割し、 $n_{type}$ 種の発電方式を考慮する。発電方式はケースごとに適当なものを選ぶ必要がある。

今後  $n_{year}$ 年の地域ごとの電力需要が与えられているとして、既設の発電/送電施設と、これから建設する施設で、この需要を満たさなければならない。

発電方式ごとに、  
年間稼働率の上限  
燃料使用率（燃料使用量/発電量）  
燃料単価  
燃料費以外の変動費（費用/発電量）

が与えられている。既設の発電施設は、地域/方式別に発電能力が与えられている。

発電施設から各地域の需要地への送電施設があり、地域間の距離と送電ロス率が与えられている。既設の送電施設は、地域間の容量が与えられている。

発電設備の建設にはnplan個のプランがある。各プランは、

方 式 (年間稼働率上限, 燃料使用率, 燃料単価, 変動費)  
地 域  
建 設 期 間 (建設開始後発電開始までの年数)  
発 電 能 力 (MW)  
建 設 費 用  
運 転 固 定 費 (発電量に関係しない年間費用)

が与えられている。各プランをどの年度に開始するかを決定するために、0-1変数を使用する。新設の送電設備は毎年の地域間容量増強量を決定する。

増強容量の上限  
建 設 費 / 容 量 (地域の対ごと)  
運 転 固 定 費 / 容 量 (地域の対ごと)

が与えられている。

発電の運転経費は燃料費と発電量に比例する燃料費以外の変動費および発電量に関係のない固定費である。送電の運転経費は送電量と関係のない固定費である。初年度の固定費は与えられている。

電力は供給量に比例して料金収入がある。料率は年ごとに与える。

建設費は借入金でまかなう。借入金は nwait年据置き, npay年定額方式で返済する。利率に合せて各年の返済額の割合を計算しておく。

料金収入-経費で建設費を返済する。余りがあれば積み立てておく。返済ができなければ、その資金を借り入れる。借入金と積み立てには利子が付く。

返済用借入金の利子総額-積立金の利子総額を最小にする。これが目的関数である。

建設資金の扱いは現実の問題ごとに実情に合わせてモデル化する必要がある。ここでは、必要があれば、いくらでも建設資金が借りられるようになっているが、一般には資金調達能力には限度があるであろう。返済方式も実情に合わせる必要がある。また、返済資金を電力料金から出すようにしているが、それ以外のケースもありであろう。返済できないときにまた借入金で支払うことにも問題があるかも知れない。資金の扱いは実際のケースに合わせて調整する必要があるが、このモデルは資金を必要に応じて無制限に調達できる場合の最適解を求めたことになっている。まず、このケースを計算してみることは問題を理解するために役立つことと思う。

以下にLPコードXPRESS-MPのモデル記述言語によるモデルを載せておく。ごく小さいデータでテスト計算を行った。

<モデル1>

- 1期の発電方式選択モデル
- 水力, 火力, 原子力, LNG火力, 石炭火力, 揚水を扱う。
- 負荷曲線の区分ごとに各方式の稼働量を計算する。
- 負荷曲線を総需要量から推定する。

LET ntype=6 ! 発電方式  
! 揚水, 石油火力, LNG火力, 石炭火力, 原子力, 水力  
LET nband=7 ! 負荷曲線の区分数

TABLES

demand ! 電力の総需要量  
g ! 発電端需要量  
loss ! ロス率

delta ! 供給予備率  
eta ! 揚水効率

load ! 負荷率

M (nband) ! 時間帯ごとの負荷  
h (nband) ! 時間帯の長さ  
sumh(nband) ! 時間帯の長さの累積  
A ! 負荷曲線の係数  
B ! 負荷曲線の係数

alpha(ntype) ! ピーク時設備利用可能率

ZU (ntype) ! 新設設備容量上限  
mu (ntype) ! 燃料消費率  
RL3 ! LNG消費下限

p (n type) ! 燃料価格 (揚水は電力価格)  
 CC (n type) ! 建設単価  
 l (n type) ! 設備利用率上限  
 beta (n type) ! 年経費率

DATA

h =.0, .500, 2.000, 4.000, 6.000, 8.260, 8.760 ! 時間帯の長さ  
  
 alpha=1.0, 0.85, 0.85, 0.85, 0.70, 0.50 ! ピーク時設備利用可能率  
 ZU =10810, 60580, 19210, 5260, 15510, 17850 ! 新設設備容量上限  
 p =0.00, 57.82, 60.255, 15.408, 2.5, 0.0 ! 燃料価格  
 ! (揚水は電力価格)  
 CC =9, 13, 14, 16, 25, 54 ! 建設単価  
 l =0.15, 0.50, 0.60, 0.60, 0.70, 0.50 ! 設備利用率上限  
 beta =0.1335, 0.1807, 0.1807, 0.1807, 0.1955, 0.1335 ! 年経費率

ASSIGN

delta=0.08  
 eta =0.65  
  
 loss =0.096  
 load =0.62  
 demand=500000  
 g =demand/(1.0-loss)  
  
 M(1) =g/load/8.76  
 M(7) =M(1) \* (1.546 \* load-0.635)  
 A =0.821 \* M(1)  
 B =1.262 \* M(7)  
 M (t=2:6)=A-(A-B) \* h(t)/8.76  
  
 RL3=0

```

mu(2)=0.086/0.38/0.975 ! oil
mu(3)=0.086/0.38/1.33 ! LNG
mu(4)=0.086/0.38/0.55 ! coal
mu(5)=1.0 ! nuclear

```

#### VARIABLES

```

X (ntype)
Z (ntype)
Y (nband, ntype)
NN
NNt(nband)
R (ntype)

```

#### CONSTRAINTS

```

cost :SUM(j=1:ntype)CC(j) * beta(j) * X(j)+SUM(j=2:5)p(j) * R(j)$

peak1 :SUM(j=1:ntype)X(j)+SUM(j=1:ntype)Z(j)>(1+delta) * M(1)
peak2(t=1:5):&
    SUM(j=1:ntype)Y(t, j)=M(t)
peak3(t=6:7):&
    SUM(j=1:ntype)Y(t, j)=M(t)+NNt(t)

monotone(t=1:nband-1, j=1:ntype):Y(t, j)>Y(t+1, j)

riyouritu(j=1:ntype):Y(1, j)<alpha(j) * X(j)+alpha(j) * Z(j)
sinsetu (j=1:ntype):X(j)+Z(j)<ZU(j)

yousui1:NN=
    0.5 * h(2) /eta * Y(1, 1)&
    +SUM(t=2:nband-1)0.5 * (h(t+1)-h(t-1))/eta * Y(t, 1)&
    +
    0.5 * (h(nband)-h(nband-1))/eta * Y(nband, 1)
yousui2:NN=0.5 * (h(7)-h(5)) * NNt(6)+0.5 * (h(7)-h(6)) * NNt(7)
yousui3:NNt(6)=0.6 * NNt(7)

```

```

fuel(j=2:5):&
      R(j)=          0.5 * h(2)          * mu(j) * Y(1, j)&
      +SUM(t=2:nband-1)0.5 * (h(t+1)-h(t-1)) * mu(j) * Y(t, j)&
      +          0.5 * (h(nband)-h(nband-1)) * mu(j) * Y(nband, j)
setubi(j=1:ntype):&
          0.5 * h(2)          * Y(1, j)&
      +SUM(t=2:nband-1)0.5 * (h(t+1)-h(t-1)) * Y(t, j)&
      +          0.5 * (h(nband)-h(nband-1)) * Y(nband, j)&
      <8.76 * I(j) * X(j)+8.76 * I(j) * Z(j)

```

BOUNDS

R(3)>RL3

END

<モデル2>

TABLES

param(7) ! パラメータ

DISKDATA

param=param.dat

LET

nyear=param(1) ! 計画期間  
narea=param(2) ! 地域数  
ntype=param(3) ! 発電方式数  
rate =param(4) ! 利率  
npay =param(5) ! 返済期間  
nwait=param(6) ! 据置き期間  
nplan=param(7) ! 建設プラン数

TABLES

demand(nyear, narea) ! 年ごと地域ごとの電力需要  
loss (narea, narea) ! 地域間の送電ロス率

cap\_gen0(notype, narea) ! 方式ごと地域ごとの既設発電能力  
 cap\_tra0(narea, narea) ! 地域間の既設送電容量  
 init(3) ! (fix0cost, hens0, kari0)  
 fix0cost ! 固定費 (当初, 発電+送電)  
 hens0 ! 年返済額 (当初)  
 kari0 ! 返済用借入金繰越額

#### DISKDATA

demand=demand.dat  
 loss =loss.dat

cap\_gen0=cap gen0.dat  
 cap\_tra0=cap tra0.dat  
 init =init.dat

#### ASSIGN

fix0cost=init(1)  
 hens0 =init(2)  
 kari0 =init(3)

#### TABLES

type (notype, 5) ! 発電方式諸定数  
 avail (notype) ! 発電施設の稼働率上限  
 fuel\_pow(notype) ! 燃料使用率=燃料使用量/発電量  
 var\_cost(notype) ! 変動費  
 fuelcost(notype) ! 方式ごとの燃料単価

#### DISKDATA

type=type.dat

#### ASSIGN

avail (t=1:notype)=type(t, 2)  
 fuel\_pow(t=1:notype)=type(t, 3)  
 var\_cost(t=1:notype)=type(t, 4)  
 fuelcost(t=1:notype)=type(t, 5)

TABLES

plan(nplan, 7) ! プラン  
 p\_type(nplan) ! 発電方式  
 p\_area(nplan) ! 地域  
 p\_span(nplan) ! 建設期間  
 p\_capt(nplan) ! 発電能力  
 p\_cost(nplan) ! 建設費  
 p\_fixc(nplan) ! 運転固定費

DISKDATA

plan = plan.dat

ASSIGN

p\_type(p=1:nplan)=plan(p, 2)  
 p\_area(p=1:nplan)=plan(p, 3)  
 p\_span(p=1:nplan)=plan(p, 4)  
 p\_capt(p=1:nplan)=plan(p, 5)  
 p\_cost(p=1:nplan)=plan(p, 6)  
 p\_fixc(p=1:nplan)=plan(p, 7)

TABLES

distance(narea, narea) ! 地域間の距離  
 trans(3) ! 送電パラメータ  
 lim\_tran ! 送電容量増強量の上限  
 tra\_cost ! 送電設備増強単価  
 tra\_fix ! 送電設備固定費単価

DISKDATA

distance=distance.dat  
 trans =trans.dat

ASSIGN

lim\_tran=trans(1)  
 tra\_cost=trans(2)  
 tra\_fix =trans(3)

TABLES

A ! 毎年の支払額の割合  
 A1 ! 作業用データ



## ASSIGN

A1 = SUM(i=1:npay) disc(rate, nwait+npay-i+2) !毎年の支払額  
A = 1.0/A1

## TABLES

charge(nyear)

## DISKDATA

charge = charge.dat

## VARIABLES

x(notype, narea, nyear) ! 方式, 地域, 年ごとの発電量  
y(narea, narea, nyear) ! 送出地域, 受取地域, 年ごとの送電量  
z(narea, nyear) ! 地域, 年ごとの受取電力量  
fuel(notype, nyear) ! 燃料使用量  
capgen(notype, narea, nyear) ! 方式, 地域, 年ごとの発電能力  
captra(narea, narea, nyear) ! 地域間, 年ごとの送電容量  
new\_tra(narea, narea, nyear) ! 地域間, 年ごとの増強送電容量  
  
hensai (nyear) ! 返済額  
fix\_cost(nyear) ! 固定費  
income (nyear) ! 電気料金収入  
  
kariire (nyear) ! 積立金残高  
tumitate(nyear) ! 借入金残高  
  
start(nplan, nyear) ! プラン, 年ごと この年に建設を開始する

## CONSTRAINTS

obj : SUM(i=1:nyear-1) rate \* kariire (i)&  
-SUM(i=1:nyear-1) rate \* tumitate(i)\$  
! 目的関数 : 支払利子  
gen(t=1:notype, i=1:nyear):&  
fuel(t, i)=SUM(a=1:narea)fuel pow(t) \* x(t, a, i)  
! 燃料使用量

```

send(a1=1:narea, i=1:nyear):&
    SUM(t=1:ntype)×(t, a1, i)=SUM(a2=1:narea)y(a1, a2, i)
        ! 送電バランス (送出側)
recv(a2=1:narea, i=1:nyear):&
    SUM(a1=1:narea)(1.0-loss(a1, a2)) * y(a1, a2, i)=z(a2, i)
        ! 送電バランス (受取側)
glim(t=1:ntype, a =1:narea, i=1:nyear):&
    ×(t, a, i)<avail(t) * capgen(t, a, i)
        ! 発電能力の上限
tlim(a1=1:narea, a2=1:narea, i=1:nyear):y(a1, a2, i)<captra(a1, a2, i)
        ! 送電能力の上限

_hensai(i=1:nyear-1):hensai(i+1)=hensai(i)&
    +SUM(p=1:nplan, j=1:i-nwait)A * p_cost(p) * start(p, j)
        ! 返済金の計算

kaisi(p=1:nplan):SUM(i=1:nyear)start(p, i)<1.0
genr cap(t=1:ntype, a=1:narea, i=1:nyear-1): &
    capgen(t, a, i+1)=capgen(t, a, i)+ &
    SUM(p=1:nplan|i>=p_span(p). and. a=p_area(p))&
        p_capt(p) * start(p, i-p_span(p)+1)
        ! 発電能力の増強
tran_cap(a1=1:narea, a2=1:narea, i=1:nyear-1): &
    captra(a1, a2, i+1)=captra(a1, a2, i)+new_tra(a1, a2, i)
        ! 送電容量の増強
f_cost (i=1:nyear-1):fix_cost(i+1)=fix_cost(i)+&
    SUM(a1=1:narea, a2=a1:narea)tra_fix * new_tra(a1, a2, i)&
    +SUM(p=1:nplan|i>=p_span(p))p_fixc(p) * start(p, i-p_span(p))
        ! 固定費の増加

ryoukin(i=1:nyear):income(i)=SUM(a=1:narea)charge(i) * z(a, i)
        ! 電力料金
money(i=1:nyear-1):tumitate(i+1)-kariire(i+1)=&
    (1+rate) * tumitate(i)-(1+rate) * kariire(i)&
    -hensai(i)+income(i)-fix_cost(i)&

```

-SUM(t=1:nstype, a=1:narea)var cost(t) \* x(t, a, i)

! 借入金と積立金

BOUNDS

fix\_cost(1)=fix0cost

! 固定費の初期値

capgen(t=1:nstype, a=1:narea, 1)=cap\_gen0(t, a)

! 発電能力の初期値

captra(a1=1:narea, a2=1:narea, 1)=cap\_tra0(a1, a2)

! 送電容量の初期値

hensai (1)=hens0

! 初年度返済額

kariire (1)=kari0

! 初年度借入額

tumitate(1)=0

! 初年度積立額

z(a=1:narea, i=1:nyear)=demand(i, a)

! 需要地電力量

start(p=1:nplan, i=1:nyear).BV.

! 1 : プラン p を第 i 年に開始する。