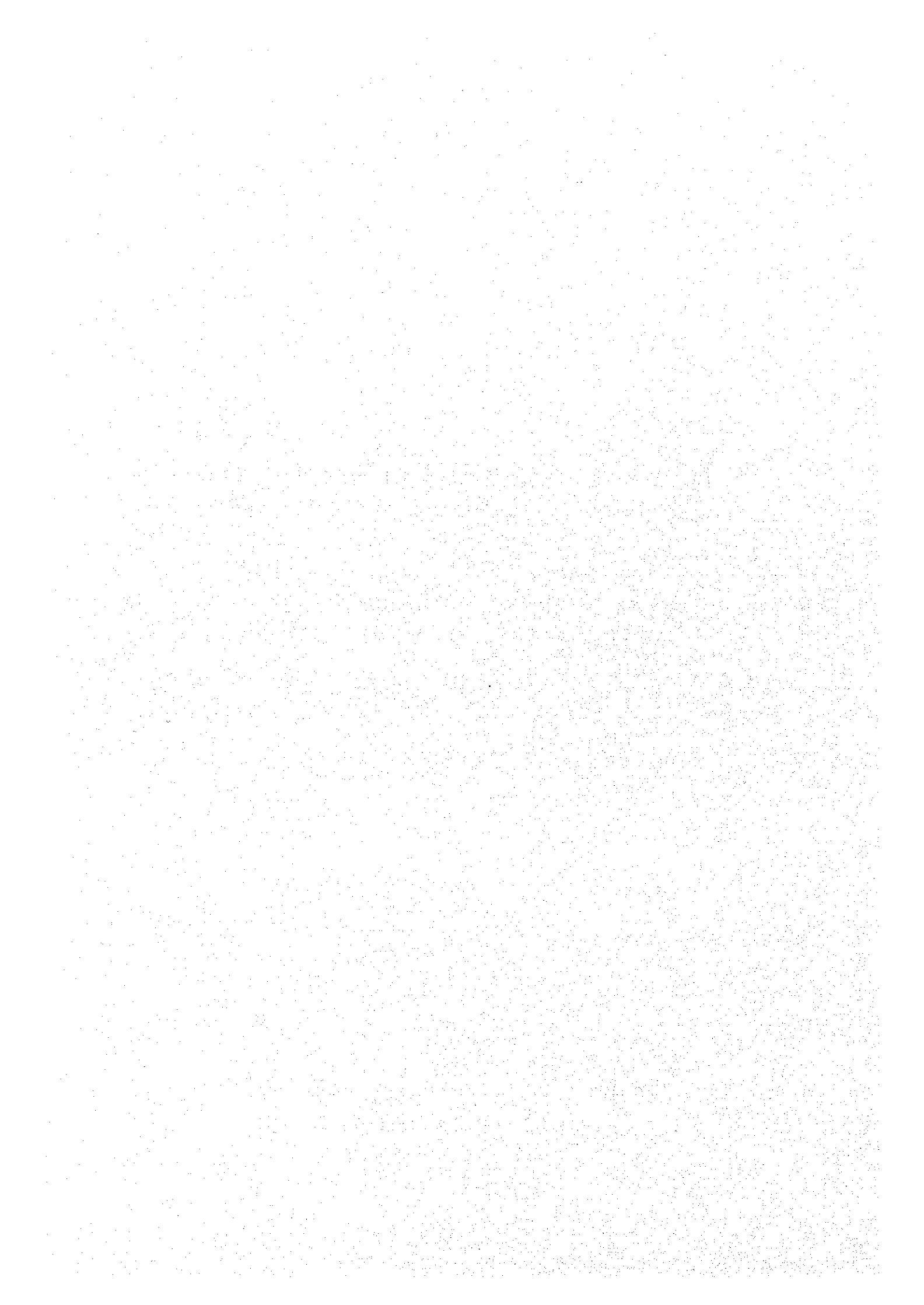


8. 省エネルギー政策の費用・便益分析による 「政策シナリオの評価」



8. 省エネルギー政策の費用・便益分析による「政策シナリオの評価」

8.1 分析の目的と方法

8.1.1 目的

この章では、ポーランドにおける産業部門の省エネルギー・マスタープランを1つの公共的プロジェクトとみなし、それについての費用・便益分析を行う。その目的は、産業部門における省エネルギー政策推進に要する費用（コスト）と便益（効果）とを定量的に比較し、どちらのシナリオに基づくマスタープランがより大きな社会的厚生をもたらすか、を示すことによって、政策決定者に対して、2つのシナリオを評価する材料を提供することにある。

8.1.2 方法

この章における評価の方法は、第4章におけるそれと同様のものである。まず、一方で、ある時点(i)に、産業部門の省エネルギー・マスタープランにおいて投下される費用をC(Costs)とし、他方で、一定の期間に、このマスタープランからもたらされる便益の、i時点における現在価値をB(Benefit)とし、 $B > C$ であれば、このマスタープランの実施は社会的厚生を向上させる、と評価する。

(1) 費用と便益の計算に含まれる項目

まず、費用と便益について、次の項目をここでの評価対象とする。

<費用>

- ・ 産業部門の省エネルギー・マスタープランを実施するために要する行政上の費用ならびに事務的な費用
- ・ 工場で省エネルギー対策のために投じられる費用

<便益>

- ・ 産業部門の省エネルギー対策の実施によって実現される省エネルギー量
- ・ 同じく大気汚染面での環境改善効果

(2) 計算上の数字の推定

次に、費用、便益の双方に関して、計算上の数字について、次のような想定を行った。

a. 費用 (C) について

工場における省エネルギー用の機器・設備については、第4章と同じである。

また、省エネルギー・マスタープランを遂行するために必要となる行政上の費用、および、事務的な費用についても、主に日本のデータ・情報に基づき、それらを対策投資と同様、想定した為替レートで PLN に換算した。

b. 便益(B)について

b-1. B の評価の対象期間

10 年とする。この期間は、第4章では、ポーランドの近い将来における投資回収期間である5年（銀行からの借入れ期間から想定したもの）としたが、それは各工場における投資の便益についてのものであったのに対し、ここでの評価は社会的な便益についてのものであるため、対策において建設・設置された機器・設備の「経済的」耐用年数の想定値である10年とする。この想定値はポーランドの機器・設備の償却年数が8年乃至12年であることに基づく（参考文献1）。

b-2. 10 年間にもたらされる B の総量の、現在価値への割戻しに用いられる割引率

2000 年については3%、2003 年については2%とする。第4章では、割引率はそれぞれ10%、7%とされたが、上記と同様、これらは、各工場における便益についてのものであるから、われわれは、各評価年における実質借入れ金利（名目金利から卸売り物価上昇率を差引いた値）を割引率として用いた。しかし、この章では、割引率としては「社会的」割引率を用いなければならない。

「社会的」割引率としては、通常、その国の10年以上の長期政府債（アメリカの財務省債券など）の利率などが用いられるが、ポーラン

ドには、現在、その種の債券が存在していないので、第4章で、省エネルギー対策投資への長期・低利融資の金利として想定されたもの---2000年については年3%、2003年については年2%---をこの章でも用いることとする。これは、政府機関による長期・低利融資における金利はポーランドの「社会的」割引率を代表しうる、と考えるからである。

なお、これらの金利は、第4章で述べたように、市場金利の想定値である10%(2000年)、7%(2003年)の0.3倍程度として想定したものであり、0.3という倍率は、1995年現在、NFEP&WMが企業、自治体などへの貸出しにおいて採用していた金利---公定歩合の0.3から0.8倍の水準---の下限値を採ったものである(その際には、現在の公定歩合はほぼ市場金利に等しく、近い将来も、そのような関係が続く、と想定している)(注)。

(注) 現在、NFEP&WMの貸出金利は公定歩合の50%から95%の水準に決められているが、インセンティブの大きさを考慮して、上記のように、市場金利の30%(3%、2%)と想定した。

b-3. 便益(B)の貨幣表現の方法

まず、省エネルギー量については、節減された各エネルギー源の価格を用いて、その便益を計算した。その価格については、第3章を参照されたい。

次に、一般に、ある対策・政策によって環境汚染が改善される場合の改善効果を貨幣表現する方法としては、汚染物質の排出を削減するための費用---「削減費用」(abatement costs)---や、削減された汚染物質が環境に与えていた損害額を費用とみなしたもの---「損害費用」(damage costs)---などを推定して用いる(参考文献2,3,4)が、その国ですでに汚染物質に対して課税が行われている場合は、その税額がその国の環境汚染により失われる社会的厚生金額である、と解釈して、それをを用いることも合理的である、と考えられる。

ここでは、省エネルギーによる環境改善効果をポーランドにおける環境料金 (fee) により金額換算する。この fee は毎年、その年のものが定められているが、1998 年の fee は次の通りであり（詳細については、第 7 章を参照されたい）、本章の推定では、この値を用いた。

• CO ₂	:	0.15 PLN/t-CO ₂
• SO ₂	:	300 PLN/t-SO ₂
• NO ₂	:	300 PLN/t-NO ₂

(3) 推定における留意点

公共的なプロジェクトの費用・便益分析においては、すでに言及しているように、費用、便益とも、社会的な（私的ではない）ものとして捉える必要がある（参考文献 5, および、6）。その点に関して、次のような検討を行った。

a. 費用として計上すべき対象についての検討

工場での省エネルギー対策費には、A. E. C. シナリオでは、政府による経済的インセンティブ（長期・低利融資）の供与を受けて投資される部分も含まれているが、この財源は、環境汚染に課されている料金 (fee) である、と想定されている。経済学の理論によると、このような料金、あるいは、一般に税金、の徴収によって、その国の経済的効率低下する（資源配分が歪められる）恐れがあるので、その低下分を費用として計上しなければいけない、と主張されている。しかし、本調査では、次の理由から、経済効率低下という費用は、計上しないこととする。

a) 上記の料金徴収の制度は、1990 年代初からすでに存在するものであるから、その他の条件にして変わらなければ、本調査での提案によって省エネルギーのためにこの料金制度を活用することが、ポーランドの経済的厚生を従来水準以下に低下させることはない、と考えられる。

b) 仮に、そもそも、すでに存在する制度にまで溯って、その適否を評価すべきである、と考えることとして、その費用を計上するとしても、実際的には、第 1 に、その額（以下、「効率低下額」という）の適確な推定には、手法やデータ・情報などの面で多くの問題があって、非常に大きな困難が伴う。しかし、第 2 に、それにも拘らず、アメリカや

ノールウエーに関する研究結果を参考にして、敢えて推定を行うとすると、それは工場（企業）に融資される総額の 50%程度ということになる（参考文献 2）。そして、その程度の大きさであるとする、「効率低下額」は経済的インセンティブに誘発された便益の総額（以下、「誘発便益額」）に比べて小さく従って、それが本章での分析結果を左右することはない、と考えられる（例えば 2000 年には、本調査の対象産業に係わる経済的インセンティブは 1 億 3,800 万 PLN、「効率低下額」は 6,900 万 PLN であり、両者を合わせると、2 億 700 万 PLN となるが、これは対象産業全体における「誘発便益額」2 億 9,220 万 PLN を下回っている）。

b. シャドウ・プライスの推定の必要性についての検討

次に、費用、便益とも、それらを社会的なものとして評価するためには、必要な場合——例えば、省エネルギー対策に使われる機器の価格や、便益（省エネルギー量）の評価に用いられるエネルギー価格が、政府の統制によって、自由競争下における水準を大きく下回っていたり、為替レートが政府によって割高に設定されていたりする場合——には、価格・為替レートについて、いわば、あるべき価格としての“シャドウ・プライス”を推定しなければならない。しかし、ここでは、次の理由から、その推定は行わないこととする。

a) まず、費用面に計上されるべき項目については、ポーランドでは、国内取引、対外取引、いずれも、すでに価格の統制は行われていない。

b) 次に、便益面の計算に使われる各種エネルギー源の価格について見ると、第 1 に、電気の価格（料金）は 1999 年初から、供給者と需要者との直接交渉により決定されることになっており——交渉結果は政府の認可を要するにしても、ポーランドでは、このような決定方式の採用を「自由化」と称している——、2000 年、2003 年に関する想定値も、それを前提にしたものである。

第 2 に、ガスの価格は、1990 年代に入ってから何度重なる引き上げに

より（第 1 章参照）、われわれの推定では、すでに、その供給コストを殆ど全て反映する水準に達しており、2000 年には、なお若干コストを下回るものの、2003 年にはコストを全て反映した水準に達する、と想定されている。

第 3 に、石炭価格に関するわれわれの想定値は、政府が 1998 年 6 月に発表した計画に基づくものであるが、この中で示されている石炭の価格は、1998 年から 2002 年に至る急激な合理化により、その生産コストを削減することを前提に、国際競争が可能になるような価格として設定されたものである。

このように見てくると、ポーランドのエネルギー市場は、現在は、ある程度の政府管理の下にある----ガス価格については、将来も短期的には、政府が決定することになっており、また、石炭については、原則的には、以前から、国際価格に見合うように決められることになってはいるが、上記のように、事実上、政府の合理化計画の中に位置づけられている----とはいうものの、われわれの想定した 2000 年、2003 年のエネルギー価格は、その水準において供給コストを反映した水準、あるいは、それに極めて近いところにあることから、電気のみならず、ガス、石炭についても、シャドー・プライスを推定する必要はない、と考えられる。

- c) さらに、為替レートについてみると、ポーランドでは、1991 年以来、いわゆるクローリング・ペッグ制が採られている。これは、政府が、為替レートの変動に上限と下限を設け、レートがその間で動いていくように管理する制度である。

経済学の理論によれば、外国為替市場に政府の統制が及んでいる場合には(多くは、為替レートを割高に維持しようとする)、公定レートとは別に、「外貨に対する真の支払い意志額を示す交換レート」(外貨のシャドー・プライス=Shadow Exchange Rate : SER)を推定しなければならない(参考文献 5)。

しかし、次の理由で、われわれが想定した 2000 年、および、2003 年の為替レートを本章の計算においても用いることとする。

まず、SER の推定の方法としては、① 機器・設備の国内価格に対する国際市場価格の指数を推定し、SER とする方法や、② その簡便法として、貿易財の関税率の加重平均によって、その価格指数を推定し、それを SER の代わりに使う方法などがあるが、いずれにも、特に前者には、データ・情報の入手可能性という大きな障害があり、後者には、データ・情報が仮に入手可能であっても、単純化から生ずる問題点が多い（参考文献 5）。

次に、ポーランド政府の外国為替政策は、近い将来、為替レートを PLN 高から大きく是正した水準に近づける可能性が高い、と予想される。即ち、PLN の為替レートはその実勢水準に近づくであろう、と見られる。以下では、その見通しについて述べる。

前述のように、ポーランド政府はクローリング・ベッグ制を採ってきたが、その下で、PLN は計画的に切下げられてきた。即ち、レート変動幅の中心水準を 1 ヶ月に一定の率で外国通貨バスケット-----アメリカ・ドル、イギリス・ポンド、フランス・フラン、ドイツ・マルク、スイス・フランの 5 つの通貨を一定割合で組み合わせたもの-----に対して引き下げる、という方式によってである。

具体的には、その率は 1997 年末までは 1%であったが、1998 年初からは 0.85%に低下している。しかも、1998 年 10 月末からは、公定歩合の引下げ(24%から 22%)と合わせて、従来、中心レートのプラス、マイナス各 10%だった上限と下限までの幅が、各 12.5%に拡大された(因みに、1997 年末までは各 7%だった)。

このことは、1998 年に入って PLN の為替レートが堅調を示してきたこと (PLN 高の傾向) を考慮に入れると、ポーランド政府が PLN の実勢レートの切り下げ率の縮減を計りつつあることを物語っている。事実、1998 年 10 月 30 日に発表された 1999 年度(1-12 月)の予算案に含まれ

る予測によると、PLN の対アメリカ・ドル・レートの低下率は 1997 年の 21.7%から、1998 年の 7.5%(実績見込みによる)へと縮減した後、1999 年には、さらに 5%程度(予測の中間値による)にまで小さくなるであろう。

このような動きを参考にして、われわれは、PLN の対アメリカ・ドル・レートは 1999 年、2000 年にはそれぞれ年率 5%、2001 年、2002 年にはそれぞれ年率 4%、2003 年には年率 3%の割合で低下していくであろう、と想定した。その結果、為替レートは 2000 年には 1 アメリカ・ドル=3.89 PLN、2003 年には同じく 4.34 PLN となる。

これらの水準は、EU 加盟を近い将来に控えて、ポーランド政府が計画的に行ってきた為替レートの切下げを反映した、将来の変動相場制下の為替レートの平均的な水準を現している、と想定することもできるであろう。

最後に、仮に SER の水準が 2000 年に 3.89 PLN、2003 年に 4.34 PLN のそれぞれ 2 倍(つまり、これらよりも大幅な PLN 安)であったとしても、後述のように、省エネルギーの総便益は総費用の十倍以上という大きさであるから、総便益対総費用の比率は 5 倍程度になるにすぎず、本章における検討の結論には殆ど何ら影響しないであろう、と考えられる。

8.2 費用の推定

費用として計上すべきものは、政府を中心とした各種の行政・事務的な費用と、工場における投資の費用とである。

8.2.1 行政上および事務的に必要とされる費用 (Administration costs)

ここでは、次のような項目について、費用の推定を行う。ここで採り上げる政策のさらに詳しい内容、および、役割、ならびに、それらの実施のプログラムなどについては、改めて、第10章で述べる。

a. 省エネルギー促進のための“センター”の設立と運営

このセンターでは、次のような業務が行われるであろう、と想定する。なお、“センター”の設立と展開は、2つのシナリオ双方に適用される。

- 工場の自己診断要員の育成
- 同じく、管理者の訓練・教育
- 工場診断専門家の育成
- 省エネルギー・モデル工場の選定と事業の指導
- 省エネルギー技術・機器の紹介・普及
- その他、広報・普及事業など

このようなセンターの業務内容を実施するための費用として、各業務毎に、必要性に応じて、人件費（ポーランド人のみならず、外国人も含む）、機器・設備費、オフィス代、報告書作成費などを計上し、試算を行った。その結果を表 8.1 に示す。

この表では、“センター”の業務は(1)教育・訓練、(2)工場診断、(3)技術移転、(4)調査報告の取りまとめ、(5)広報、の5つの分野に整理されている。これらの各項目について、費用の推計に当たっての要点を以下に記す。

第1に、1999年における費用については、年央から業務が始まるであろう、という想定の下に、経常費（毎年支出される費用——例えば“センター”の専属

人員の人件費、一般管理費など)は、通常年の半分を見込んだ。また、業務開始時点から一括の購入が必要になる項目の費用(例えば訓練・教育用の機器・資材の購入費)は、その全額を計上した。

第2に、訓練・教育、および、工場診断には、外部の専門家の人件費が含まれている。

第3に、訓練・教育に関連する費用のうち、外国との協力によって実施されるものについては、2001年から実施される、と想定した。そのような費用には、外国人専門家の人件費、外国政府の協力による機器・設備の購入費、研修生の外国への派遣費などが含まれている。詳細は、表8.1中の(2)を参照されたい。

b. その他の政策項目

その他にも、下記のような政策項目について、上記と同様にして、費用の試算を行った。これらのうち、b-2.とb-3.はA.E.C.シナリオのみに適用される。計算の結果についても、表8.1を参照されたい。

b-1. ESCOの発展

b-2. エネルギー多消費工場の指定

b-3. エネルギー管理者の資格認定と配置

b-4. 省エネルギーに関する審議会(諮問委員会)の運営

b-5. 同じく、業界団体との協力活動の実施

b-6. 同じく、労働組合との協力活動の実施

b-7. 共同の研究・開発(組合方式などによる)

b-8. モデル工場

Table 8.1 Estimate of Administration Costs

(1) Costs financed by the Poles					(Unit : 1,000PLN)						
Organization	Activities	Cost items	Nationality	Number	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Note
E.C.T.C	Training; education	Man-power (Permanent staff)	Polish	10/y	193	385	385	430	430	430	(a) (b) (c)
		Man-power (Outside expert)	Polish	4/y	5	10	10	6	0	0	
		Facilities; equipment	Polish		324	0	0	0	0	0	(d)
		Space; laboratory			467	934	934	1,042	1,042	1,042	(e)
		Management costs			99	133	133	148	147	147	
		Total			1,087	1,462	1,462	1,625	1,619	1,619	
	Auditing	Man-power (Outside expert)	Polish	40/y	13	26	26	29	29	29	
		Travelling costs			0	1	1	1	1	1	
		Others (Technology fee, various costs)			2	5	5	5	5	5	
		Management costs			1	3	3	4	4	4	
		Total			16	35	35	39	39	39	
	Providing information (Technology transfer)	Collecting information			16	32	32	36	36	36	(f)
		Computer			65	0	0	0	0	0	(g)
		Space			93	187	187	208	208	208	(h)
		Management costs			17	22	22	24	24	24	
		Total			192	241	241	269	269	269	
	Dissemination(A) (Preparing reports)	Reports (Printing, others)			3	7	7	7	7	7	
		Travelling costs			2	3	3	4	4	4	
Management costs				1	1	1	1	1	1		
Total				6	11	11	12	12	12		
Dissemination(B) (Public relations)	Poster			28	57	57	63	63	63	(i)	
	Video tape			36	72	72	80	80	80	(i)	
	Exhibition			137	275	275	307	307	307	(i)	
	Total			202	404	404	450	450	450	(i)	
Total			1,503	2,152	2,153	2,395	2,389	2,389			
ESCO	Man-power (Permanent staff)	Polish	3/y	0	0	0	133	133	133	(j)	
	Travelling costs			0	0	0	4	4	4		
	Management costs			0	0	0	14	14	14		
	Total			0	0	0	151	151	151		
Government	Designating energy intensive factories	Checking, etc.			68	136	136	152	152	152	(k)
		Man-power (Permanent staff)	Polish	2/y	32	63	63	70	70	70	
		Management costs			10	20	20	22	22	22	
		Total			109	219	219	245	245	245	
	Energy managers	Examination, etc.			134	267	267	298	298	298	(k)
		Man-power (Permanent staff)	Polish	2/y	32	63	63	70	70	70	
		Management costs			27	53	53	60	60	60	
		Total			192	383	383	428	428	428	
	Advisory committee	Man-power (Permanent staff)	Polish	3/y	43	86	86	96	96	96	
		Materials for discussion			0.8	1.6	1.6	1.8	1.8	1.8	
		Experts as member	Polish	10/y	3	6	6	7	7	7	
		Management costs			5	9	9	11	11	11	
	Total			52	104	104	116	116	116		
	Cooperation with Business Ass.			52	104	104	116	116	116		
Cooperatin with Labor Union			52	104	104	116	116	116			
Joint R. & D.			52	104	104	116	116	116			
Model factories			0	0	1,250	1,250	0	0	(l)		
Grand total (E.C.)#					1,711	2,568	3,818	4,260	3,003	3,003	
Grand total (A.E.C.)##					2,012	3,170	4,420	4,932	3,676	3,676	(m)
							9,602			12,283	(m)

(2) Costs financed by foreign governments or international organizations

Organization	Activities	Cost items	Nationality	Number	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Note	
E.C.T.C	Training; education	Man-power (Outside expert)	Foreg (A)	4/y	0	0	3,242	3,617	3,617	3,617	(n)	
		Facilities; equipment	Foreg (B)	10/y	0	0	486	542	0	0	(n)	
		Dispatching trainees	Foreign			0	0	6,483	0	0	0	
		Management costs	Polish	2/y	0	0	52	58	58	58	(n)	
		Total				0	0	10,263	4,217	3,675	3,675	

(Note) (a) Figures in () are in 1,000 PLN for 2002, 2003, and 2004 while others are in 1,000 PLN for 1999, 2000, and 2001.

(b) Including the costs of all man-powers for auditing, dissemination, providing information, and qualification examination.

(c) Figures in [] are in US\$/day or month.

(d) Figures in < > are in 1,000yen/y.

(e) Costs for renting all office space of ECTC. Not including the costs of space for exhibiting data and information on technology transfer.

(f) Purchasing study reports, magazines, and other information.

(g) Computer for organizing database, transmitting data, and others.

(h) Space for exhibiting data and information on technology transfer.

(i) Including management costs.

(j) For coordinating factory energy audits made by ECTC and companies.

(k) Not included in the costs of ECTC.

(l) Supervised by "Foreign experts (B)" shown in (2) below. Assuming that half of all costs for "model factories project" is subsidised by the Government.

(m) Total costs for three years of 1999, 2000, and 2001, and 2002, 2003, and 2004, respectively.

(n) Not including costs for "experts" and "trainees" to come to and from Poland.

---- Total not including the costs of "Designating energy intensive factories" and "Energy managers."

---- Total including the costs of two activities mentioned above.

Exchange rates : For 1999, 2000, and 2001 ---- 1 US\$ = 120 yen = 3.89 PLN (1 PLN = 30.85 yen)

For 2002, 2003, and 2004 ---- 1 US\$ = 120 yen = 4.34 PLN (1 PLN = 27.65 yen)

8.2.2 対策投資コスト

各セクター、サブ・セクター毎に行われる各種の省エネルギー対策の経済評価に基づき、経済性がある、と評価されたものにつき、各セクター、サブセクター毎に必要な額の総額を推定する。推定値は、各対策に要する製品1単位当りの費用(例えば、鉄鋼業については、粗鋼1トン当り a PLN)と、その対策が適用される工場での製品生産量(同じく、2000年に粗鋼生産量 b トン)との積によって求めた。推定額を表 8.2 に示した。

各対象年次に実施されるであろう、と想定された個々の省エネルギー対策については、第4章と第5章を、また、それら各対策の費用については、第4章を参照されたい。

Table 8.2 Comparison of Two Scenarios on the "Cost / benefit analysis"

(Unit : 1,000 PLN)

	2000		2003	
	E. C.	A.E.C.	E.C.	A.E.C.
(Costs)				
Administration costs[A1] ;				
ECTC	5,808	5,803	7,173	7,173
ESCO	0	0	453	453
Designating ene. intensive factories	0	547	0	735
Allocating energy managers	0	958	0	1,284
Advisory committee	260	260	348	348
Cooperation with business assn.	260	260	348	348
Cooperation with labor union	260	260	348	348
Joint R.& D.	260	260	348	348
Model factories	1,250	1,250	1,250	1,250
Total	8,098	9,598	10,268	12,287
Investments for energy conservation[A2]				
Iron and steel	98,364	103,703	361,751	367,459
Chemicals				
Ammonium	38,589	64,183	11,661	42,616
Machinery				
Truck	1,250	1,250	596	596
Tractor	4,365	9,428	0	0
Non-metallic minerals				
Glass	61,554	152,605	57,243	57,243
Silicate lime block	2,257	2,257	1,376	1,376
Food processing				
Vegetable oil	4,683	6,371	5,250	7,355
Meat products	26,344	27,964	32,677	32,677
Dairy products	17,687	25,912	9,991	15,876
Total	255,093	393,673	480,545	525,198
Manufacturing Total	765,279	1,181,019	1,441,635	1,575,594
Grand total[A=A1+A2]	773,377	1,190,617	1,451,903	1,587,881
(Benefits)				
Energy conservation	7,249,608	8,853,759	5,881,501	7,049,302
Environmental improvement	113,549	138,094	88,448	106,215
Total	7,363,157	8,991,853	5,969,949	7,155,517
Manufacturing total[B]	22,089,471	26,975,559	17,909,847	21,466,551
(Evaluation)				
B / A	29	23	12	14
B - A	21,316,094	25,784,942	16,457,944	19,878,670

(Note) Administration costs are total for the period of 1999-2001 and 2002-2004, respectively.

8.3 便益の推定

次に、便益は、省エネルギー量と環境改善効果とから成る。

8.3.1 省エネルギー量

省エネルギーによる便益は、省エネルギー量を各種エネルギー価格により金額換算することによって推定する。各対象産業における省エネルギー・ポテンシャルについては、第6章を、また、エネルギー価格については、第3章を参照されたい。

推定の結果を表8.2に示す。

8.3.2 環境改善効果

環境改善効果については、上述のように、汚染物質に対する料金(fee)を用いて、推定する。その結果を表8.2に示す。

8.4 分析結果の評価

まず、表 8.2 に見られるように、2 つのシナリオとも、便益は費用を大幅に上回っており、従って、それらにそった 2 つのマスタープランはともに、ポーランドの経済的な厚生を増大させる、ということができる。

次に、両シナリオを比べてみると、2000 年には、E.C. シナリオでは、便益は費用の 29 倍、さらに、A.E.C. シナリオでは、同じく 23 倍と、E.C. が A.E.C. をやや上回っている。他方、2003 年については、それぞれ、12 倍、14 倍と、A.E.C. シナリオが E.C. シナリオをやや上回っている。

両シナリオとも、便益が費用を大きく上回ったのは、まず、シナリオの 4 つの構成要素のうち、「管理の改善」による省エネルギー効果がかなりの大きさで見込まれる、と想定されていること、次に、「近代化・合理化」の効果も省エネルギーに対してある程度の寄与を行うであろう、と想定されていること、の 2 つの理由による。換言すれば、管理の改善には、大きな費用がかからないこと、また、近代化・合理化は前述した「間接的」対策に関わるものであり、この定義によれば、省エネルギーは、いわば "free rider (ただ乗り客)" として、その恩恵をこうむったことから、このような結果が出た。

ところで、上述のように、近代化・合理化投資による省エネルギーは、「間接的」対策であることから、「直接的」対策のみの効果を明らかにするために、近代化・合理化の効果を除いた場合について、試算を行った。表 8.3 は、そのような感度分析の結果を示したものである。

Table 8.3 Sensitivity Analysis of the Effect of Two Components on the Benefit

		2000		2003	
		E.C.	A.E.C.	E.C.	A.E.C.
(T)Total Benefit (Shown in Table 8.2)	1000 PLN	22,089,471	26,975,559	17,909,847	21,466,551
	(T)/Cost*	29	23	12	14
(B)Benefit excluding "Modernization and Rationalization"	1000 PLN	19,053,753	23,933,533	13,837,271	17,493,256
	(B)/Cost*	25	20	10	11

* Cost ("Grand total") shown in Table 8.2

これによると、近代化・合理化による省エネルギー効果を除いた場合、2000年における上記の比率、つまり、29倍、23倍は25倍、20倍に、また、2003年における比率は、10倍、11倍に、それぞれ低下する。

<参考文献>

- (1) KPMG Polska, "Investment in Poland," 1997.
- (2) Haugland T., "Social Benefits of Financial Investment Support in Energy Conservation Policy," *The Energy Journal*, Vol. 17, No. 2.
- (3) Fankhauser S., "The Social Costs of Greenhouse Gas Emissions: An Expected Value Approach," *The Energy Journal*, Vol. 15, No. 2.
- (4) Hanley N., Shogren J.F., and White B., "Environmental Economics in Theory and Practice," 1997, Macmillan Press Ltd.
- (5) 国際協力サービス・センター、『プロジェクトの経済分析、評価の調査研究: Volume I』、1977.
- (6) スティグリッツ J.E., 『公共経済学(上)』、東洋経済新報社、1996.

9. マクロ経済およびエネルギー需給の予測
による「政策シナリオの評価」

9. マクロ経済およびエネルギー需給の予測による「政策シナリオの評価」

本スタディでは、ポーランド国におけるマクロ経済モデルとエネルギー需要予測モデルを開発している。その目的は、国内のエネルギー政策の効果を国民経済的な視点で定量的に評価するためである。このモデルは、大きくマクロ経済モデルとエネルギー需給モデルの二つから構成されるが、双方は密接にリンクされている。ここでは全体のモデルを「ポーランド国を対象としたマクロ・エネルギー・モデル(Macro-Energy Model for Poland ; MEMP)」と呼ぶことにする。

ポーランドは、1989年に計画経済体制から市場経済体制に移行し、徐々に生産体制の民営化、価格統制の撤廃などを進めてきた。そして、現在でもなおその途上にある。1990年代前半は、体制変更の混乱とシステム変革のために、高インフレ、高失業率、国際収支の赤字と多くの難問を抱えていた。しかし、ロシアを筆頭として市場経済体制に移行した国の多くが、未だに経済的に離陸できない状態の中で、ポーランドは相対的に早い離陸を実現した。1992年の経済成長が対前年比プラスに転じて以来、ここ数年の経済成長率は年率5%を越えている。

一方、エネルギー需要は、1990年以降ほとんど横這いで推移してきた。1996年のそれは、過去のピークである1988年の値よりもいまだ20%以上も小さい。これには、転換部門での効率改善、産業部門での産業構造変化に起因した需要の抑制などが影響している。

こうしたマクロ経済およびエネルギー需給の現状を踏まえて、MEMPは構築されている。本章の構成は次の通りである。まず、第1節で、今回開発された「マクロ・エネルギー・モデル(MEMP)」を詳述する。さらに、第2節では、このモデルを用いていくつかの予測シミュレーションを紹介し、第3節では、シミュレーション結果を踏まえた政策インプリケーションをとりまとめている。

9.1 エネルギー需給予測モデルの開発

本節では、Macro-Energy Model for Poland(MEMP)について解説する。

9.1.1 予測モデル

(1) モデル全体の構造

a. 基本設計

MEMPの基本的なコンセプトは、以下の通りである。

第一は、それが、ポーランドのマクロ経済とエネルギー需給とが同時決定で解かれるモデルである。第二は、エネルギー政策がもたらすマクロ経済への影響を的確にシミュレートできること。第三は、モデルの操作性が良いこと。第四は、モデルのタイプは時系列データに基づいた計量経済型を旨とすること。第五は、MEMP全体は2つのサブ・モデルから構成され、それらはマクロ経済モデルとエネルギー需給モデルであること。

マクロ経済モデルについては、現在のポーランド経済が抱えているいくつかの問題点を明示的に取り込むことも、モデル開発の課題となった。そうした問題点とは、1)移行期経済下にあること、2)旺盛な設備投資が資本財輸入を招いていること、3)政府財政バランスが赤字に陥っていること、4)その原因の一つにエネルギー産業への補助金があげられること、などである。

さらに、エネルギー需給モデル上の課題としては、以下がある。それらは、1)一次エネルギー供給から最終エネルギー消費に至る一連のエネルギー・フローが把握できること、2)エネルギー需要は、主要なエネルギー政策である国内エネルギー価格に的確に反応できること、3)産業部門では、物理的な数値を分母とした原単位が把握できること、などである。

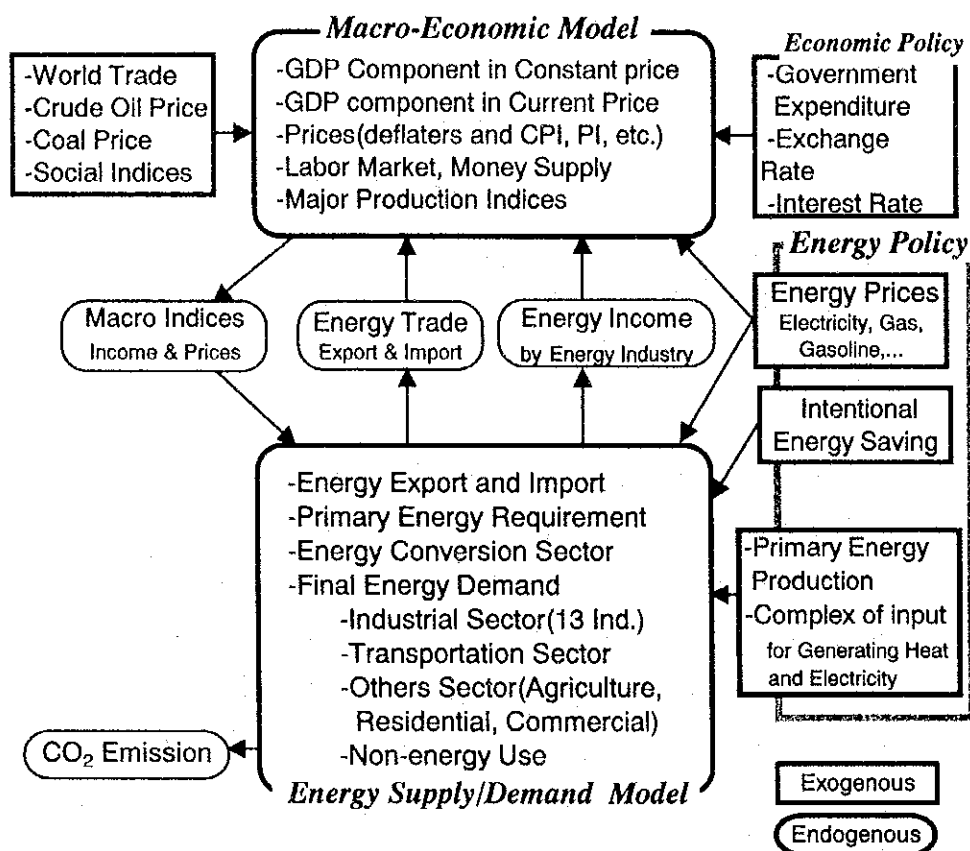
マクロ経済モデルとエネルギー需給モデルとの相互のリンクにおいては、次の4つのパスがある。それらは、1)一般物価を含めたマクロ経済諸変数(エネルギー需要関数における説明変数、製造業の生産量決定における説明変数として

機能する)、2)エネルギー輸出入量(GDE=国内総支出コンポーネントの石炭輸出、石油および天然ガス輸入を決める)、3)エネルギー産業の収入(政府消費支出における内数になる)、4)国内エネルギー価格(物価指数における説明変数、エネルギー需要関数の説明変数として機能する)、などである。

1)は、マクロ経済モデルから算出される内生変数(endogenous)値であり、エネルギー需給モデルでは外生変数(exogenous)として扱われる。逆に、2)、3)、4)の変数はエネルギー需給モデルにおける内生変数であり、マクロ経済モデルでは外生となる(Figure 9.1 参照)。

詳細は本章第2節のシミュレーションで述べるが、エネルギー産業の生産性向上もマクロ経済モデルとエネルギー需給モデルとの接点である。そこでは、エネルギー産業の収入と支出とは1:1の関係にあるのではなく、収入は拡大しても、生産性向上によって支出の拡大は抑制されるという仮定を採る。その結果、エネルギー産業の利益は拡大し、それが政府補助金の削減をもたらす、同時に、政府支出の拡大を通じて、資金が国内市場に環流できることになる。生産性向上がもたらすこの還流資金の影響は、無視できないほど大きい。

Figure 9.1 Flow Chart of Macro-energy Model (MEMP)



b. 特徴

上の基本設計を踏まえて構築された MEMP は、以下のような特徴を持っている。第一に、モデルは時系列データを用いた推計式群で構成されている。第二に、そのためにモデルは過去実績と対照した場合の検定が可能である（モデルのパフォーマンスがチェックできる）。第三に、マクロ経済とエネルギー需給の諸変数が、モデルによって同時決定されているので、エネルギー政策が経済活動に及ぼす影響を容易にシミュレートできる。第四に、モデルはコンパクトに出来ているため、パソコン上で操作が可能である。

c. 内生と外生

連立方程式体系のモデルである MEMP で扱っている変数の数は全体で 265 個あり、その内 196 個が内生変数、69 個が外生変数である。それゆえ、定義式や構造方程式の数は 196 本である。外生変数は、数こそ 69 個ほどあるが、その多

くは、ダミー変数 (dummy variable)や統計上微少な変数である。シミュレーションにおいて、重要な外生変数は、次の 20 種弱である。

①世界経済変数

- ①-1 世界貿易
- ①-2 世界の工業品輸出物価指数
- ①-3 原油価格
- ①-4 石炭輸出価格

②国内の経済政策変数

- ②-1 金利
- ②-2 政府支出(経常支出、固定資本形成)
- ②-3 為替レート
- ②-4 国際収支(サービス収支、移転収支)

③エネルギー供給に関わる政策変数

- ③-1 国内の二次エネルギー価格(石炭、石油製品、電力、ガス、熱)
- ③-2 国内一次エネルギー生産(原油生産、天然ガス生産、石炭生産等)
- ③-3 CHP や地域熱供給におけるエネルギー投入構成
- ③-4 転換部門のエネルギー効率

④社会指標など

- ④-1 人口
- ④-2 自営業者
- ④-3 タイムトレンド
- ④-4 移行期ダミー変数

(2) マクロ経済モデルの概要

a. マクロ経済モデルの特徴

マクロ経済モデルは、ケインズ(Keynes)型の実証計量モデルとして構築されている。その際、ポーランド経済の現況を踏まえて、次のような 4 点の特徴をモデルに反映させるよう努めた。それらは、1)ポーランド経済が未だに市場経済体制への移行期にあること、2)設備投資は旺盛であるが、それが資本財輸入を招来していること、3)現状の政府財政バランスは赤字であるが、将来的に均衡させる必要があること、4)財政赤字の一つの原因としては、エネルギー産業への補助金があ

ること、である。それらをモデル内に反映させるために、具体的には以下のようなメカニズムを考慮した。

b. 移行期経済の解釈とモデル化

移行期経済国の一般的な特徴は、インフレと不況が同時に進行するスタグフレーションである。つまり、物価は高騰し、所得水準も低迷するという状況である。経済指標の実績をみれば、ポーランドも例外ではない。

この状況を理論的に捉えれば、次のように解釈できる。ここでは、物価高騰と所得低下とを分けて考えてみる。まず物価の高騰については、以下である。以前の計画経済の下では、商品の価格は政策的に市場均衡価格よりも安値に設定されていた。その証拠は、商品を買うための行列である。消費者の購入希望価格よりも安い値段で政策価格がつけられているために、需要超過が発生し、それが行列を形成する。それゆえ、市場経済への移行は、規制価格に基づく安値から市場均衡価格への移行の過程で、価格上昇を顕在化させる。このプロセスは、Figure 9.2 の Chart A において、点 A から点 B への移行として捉えることができる。さらに、市場に価格を委ね、政府の補助金も削減するとなれば、市場の均衡点は B から C に移動し、価格は $P_r \rightarrow P_s \rightarrow P^*$ というように上昇局面を辿ることになる。

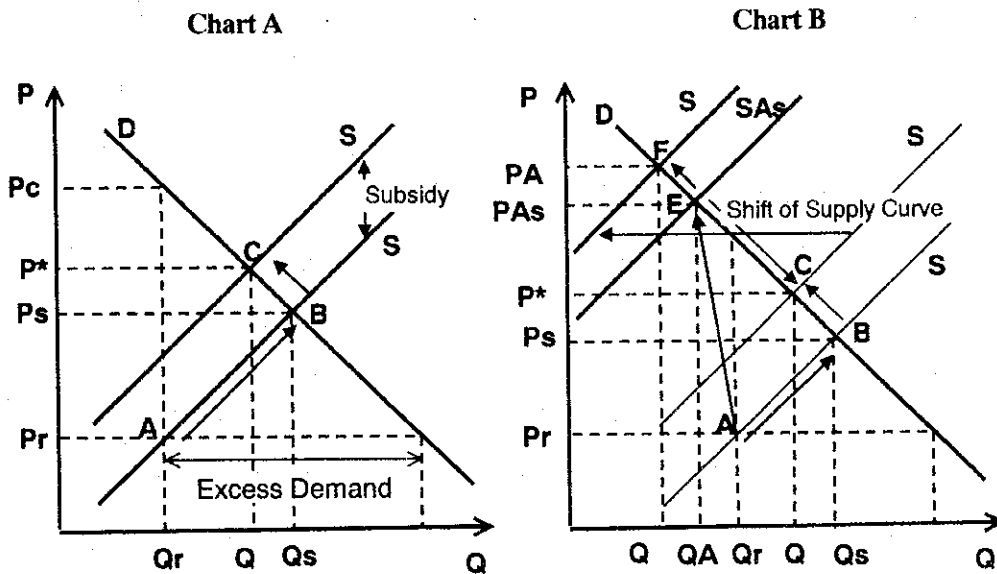
一方、所得面についてみると、市場経済への移行とともに多くの生産設備が休止したり、廃棄されたりしている。西側先進国からの直接投資は、旧設備の利用可能性を調査し、場合によっては 3 割以上の生産設備を廃棄することもあるといわれる。それゆえ、移行期経済における生産側の対応は、資本ストックの純減、言い換えれば、供給曲線の左方シフトが発生すると解釈できる。この関係を表したものが Figure 9.2 の Chart B である。

同図では、計画経済下の供給曲線が S、市場経済への移行直後の供給曲線が SA として描かれている。供給力の減少が、所得の低下と同時に、市場での均衡価格を上方にシフトさせる姿を読むことができる。つまり、市場の均衡点は A から E へと移動するため、価格上昇と所得低下が同時に発生する。価格の変化は P_r から P_{As} への上昇である。

但し、動学的にみれば、設備投資の進捗とともに、供給曲線は右側にシフトしてゆくから、実際の価格上昇は PAs に至らないと考えられる。

こうした概念整理をした上で、実際のモデルの中では、移行期経済ダミー変数を用いている。これは、従来、消費者のポケットには毎年のフロー上の所得以上に貯蓄として資金が滞留しており、それが移行期になって実際の支出として顕在化された、と考えられるからである。なお、物価上昇に関わる変数として、市場の需給環境(潜在成長力に対する実現 GDP)を取り込むことを試みたが、残念ながらデータのアベイラビリティがなかったために、このアイデアは放棄した。

Figure 9.2 Price and Output Change during the Economic Transition



c. 旺盛な設備投資と資本財輸入

現在のポーランド経済は、国内需要である民間最終消費支出および民間設備投資の拡大によって、成長を辿っている。しかし、後者の民間設備投資は、海外から資本財輸入を引き起こしている。このため、エネルギー以外の輸入関数には、民間設備投資を説明変数に組み込んだ。

$$\text{MOT} = 7871 + 0.539 * (\text{CP} + \text{I}) - 21261 * (\text{PM}/\text{CPI}) - 4866 * (\text{DUM89})$$

(1.63) (5.60) (-9.35) (-2.69)

OLS (1987-1996) AR2: 0.935 SD: 1,574.35 DW: 0.951

上の式で、MOT はその他輸入金額、CP は民間最終消費支出、I は投資、PM は輸入物価デフレーター、CPI は消費者物価指数、DUM89 は1989年ダミーである。

d. 政府財政の赤字

現在の政府財政は、赤字の状態である。これは各種の補助金が政府の負担になっていることを意味している。エネルギー価格も例外ではなく、国内市場で販売されているエネルギー価格は、その生産コストを下回り、両者の差額は政府補助金によって埋められている。しかし、財政収支の赤字は、国内的にはマネーサプライの増加をもたらし、国内物価の上昇へと導く。そして、対外的には通貨価値を減額させることにつながる。

一方、EU加盟の条件として、各国はGDPに対する政府財政赤字の比率を3%以内に留めることがある。そのため、ポーランド経済の将来想定においては、政府財政バランスは収支が均衡することを前提としている。具体的には、政府収入の財源となる租税やその他収入は、GDPコンポーネントの成長率によって規定されるが、一方の支出金額は収入の範囲内でとどめる。政府投資(政府開発支出)は外生的に設定され、一方の政府支出(経常支出)は、総収入から政府投資を控除した金額が計上される。

このとき、二次エネルギー価格に対する補助金は、徐々に減少するという仮定に立つ。この仮定は、前提とする二次エネルギー価格の上昇率に対して、それ以下の上昇率でしかエネルギー産業の生産コストは拡大しない、ということの意味する。言い換えれば、エネルギー産業の生産性上昇による補助金の削減を前提としていることになる。

c. 国内エネルギー価格変化が国内経済に及ぼす影響

国内エネルギー価格の変更が国内経済に及ぼす影響については、次のような3つのパスがある。第一のパスは、エネルギー産業の生産性向上が政府の財政収入を変化させるという経路である。第二のパスは、エネルギー価格の変更に伴って一般物価が変化するという経路である。第三のパスは、国内エネルギー需要が変化し、その変化は海外への石炭輸出量を変化させるというものである。

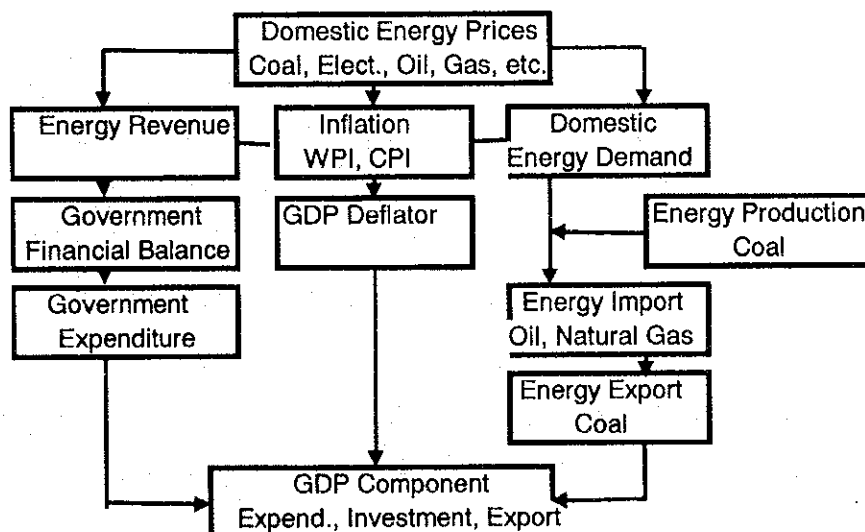
例えば、国内エネルギー価格を上昇させることは、各々のパスで次のような変化をもたらす。第一の財政収入のパスに関しては、エネルギー価格の上昇は、エネルギー産業の生産性向上を通じて、政府の補助金を縮小させる。これが、マネーサプライの増加を縮小させ、物価上昇を抑制する。さらに、エネルギー産業の収入拡大(価格の上昇分×販売量)と生産コスト(基準年生産コスト×コスト上昇率)の差が、エネルギー産業の利益になり、この利益が政府支出を通じて、国内経済の拡大を促す。

第二の一般物価のパスにおいては、国内エネルギー価格の上昇は、卸売物価や消費者物価を通じて、全ての財の価格上昇をもたらす。物価上昇は、消費者の実質購買力を低下させ、実質 GDP 成長に対して、マイナスの要因として作用する。

第三のパスであるエネルギー需給に関しては、国内エネルギー価格の上昇は国内エネルギー需要を抑制し、輸入エネルギー量を抑制し、同時に抑制された国内需要量が海外輸出に回される。具体的には石炭輸出量の拡大に貢献する。輸出市場では、石炭は国際価格で取り引きされる。そのため、エネルギー輸出の増大は輸出金額の増大をもたらし、GDP 増大の要素として作用する。

こうした3つのパスは次の図に要約されている。(Figure 9.3 参照)

Figure 9.3 Flow Chart of Impact on Economy of Domestic Energy Prices



(3) エネルギー需給モデルの概要

エネルギー需給モデルでは、マクロ経済モデルから得られた主要経済変数をもとに需要部門別にエネルギー需要関数を推計し、それを集計して最終エネルギー需要を求めている。それに、電力、石油精製、都市ガス製造といったエネルギーの転換部門の投入量ならびに転換ロスを加味して、一次エネルギー需要が求められる。

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フロー型需要関数である。マクロ経済モデルでは得られない、国内のエネルギー価格や産業別の生産水準等は、このモデルの前段階で物価指数やGDE変数を基に推計される。

エネルギー需給モデルによって、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、石炭や原油・天然ガスの生産量、および電源構成といった供給サイドに関するデータはエネルギー政策とも関係するので、外生変数として扱う。

a. 国内エネルギー価格

国内エネルギー価格は、石炭製品、石油製品、需要家別の電力、需要家別のガス、需要家別の熱というようにエネルギー源を分類した上で、それぞれの製品ごとに価格を与える。モデルにおいては、これらの国内エネルギー価格はすべてエネルギー政策における重要な政策変数であるために、外生変数として扱う。

b. 主要産業の生産量

マクロ経済モデルで得られた各GDEの内訳を前提として、これらと整合性を保つ形で、主要産業の生産量(物理的な生産水準)を推計している。結果的に、これらが国内の産業構造を示すものとなる。ここで得られた生産量と国内エネルギー価格は、エネルギー需要推定の説明変数として用いられる。

c. 産業部門エネルギー消費

産業部門は、①鉄鋼、②化学、③非鉄金属、④窯業(非金属鉱物)、⑤輸送機械、

⑥一般機械、⑦鉱物・鉱物製品、⑧食品・煙草、⑨紙パルプ、⑩木材・木製品、⑪建設、⑫繊維、⑬その他の13業種に分類され、構成されている。各業種ごとのエネルギー需要は、それぞれの業種を代表する生産物量と実質エネルギー価格により推計される。それらを集計して、産業部門のエネルギー需要合計が求められる。

エネルギー源別には、電力、石油製品、石炭および熱の需要関数を推計し、合計からの残差として天然ガスの消費量を求める。

d. **運輸部門エネルギー消費**

運輸部門は道路輸送と鉄道および航空用に分類されるが、エネルギー源からみれば道路輸送の石油製品と鉄道用の電力が圧倒的に大きい。そのため、モデルでは、石油製品と電力について需要関数を推定し、それ以外の石炭および熱は外生変数として扱っている。石油製品および電力需要は、GDEの内訳ならびに実質エネルギー価格により推計される。

e. **農業部門エネルギー消費**

農業部門では石油製品、石炭、そして電力の需要がある。しかし、モデル上では最初に、個別のエネルギー源を特定化しないで、エネルギー需要全体の需要関数を推計している。その際、エネルギー需要合計は、GDEと実質石炭価格等により求められる。ついで、シェア関数を用いて、電力需要を推計する。

f. **民生部門エネルギー消費**

民生部門は家庭部門と商業部門に分類されるが、過去のエネルギー・データを注意深く観察すると、必ずしもその分類が明確ではないように思われる。そこでモデルでは、まず両者合計のエネルギー需要を、GDEや実質エネルギー価格を用いて推計し、ついで両者の持つシェアを想定する。

エネルギー源別には電力、石油製品、都市ガス、その他に分類される。家庭用電力需要に関しては、実質エネルギー価格に加え、世帯人口や需要家数が影響を与えるという需要関数を想定している。

g. 非エネルギー

今回のエネルギー・データベースにおいて、「非エネルギー」の中には、潤滑油やアスファルトの他に、化学工業向けの原料も計上されている(ポーランド・エネルギー市場エージェンシー(EMA)版のエネルギー・バランス表に依存する。ただし、このようなデータの扱いは国際標準ではない)。そのため、非エネルギーの需要関数には、実質エネルギー価格の他に化学工業の生産量も説明変数として付加している。

(4) モデル式リスト

モデルで用いた構造方程式および定義式は章末に添付する。なお、()内の値は t 値、AR2 は自由度調整済決定係数、SD は標準誤差、DW はダービンワトソン値を示す。また、式中で示される変数記号の意味は章末の添付資料に示している。

9.1.2 データ

(1) データ収集

モデル開発に用いたデータは、原則的に、ポーランドで公表されている統計データである。データ収集作業においては、その多くは中央統計局(GUS)から発刊されている統計であり、エネルギー関係データについてはEMAがまとめているデータ集をも参考にしている。

また、現在の統計フォームは主として1990年以降に整備されたために、こうしたデータだけでは、計量モデルを構築するために十分なデータサンプルを時系列的に揃えることは難しい。それゆえ、1990年以前の過去系列のデータに関しては、マクロ経済統計についてはWorld Bankのデータを、またエネルギーデータに関してはOECD/IEAベースのエネルギー・バランス表を参考にした。そして、これらのデータが現在発刊されている統計と整合的になるように、JICA調査チームが修正を加えて、過去推計を行っている。

(2) 変数記号および値

今回のモデル作成に当たり、収集したデータ系列は400余である。それらの値は変数記号とともに本章末に添付している。

また、モデルに用いたエネルギー・バランス表は、行列ともにEMAで公開している形式よりも圧縮している。バランス表のマトリックスの各要素は、次の表のような変数名(コード)を与えた (Table 9.1 参照)。

Table 9.1 Code of Variables in the Energy Balance Table

No.	Code	No.							
		1	2	3	4	5	6	7	8
		Coal	Crude Oil	Petroleum Products	Gas	Hydro	Electricity	Heat	Total
No.	Code	CL	CR	PT	GA	HY	EL	HE	TT
1	Production	CLPD	CRPD	-	GAPD	HYPD	-	-	TTPD
2	Import	CLIM	CRIM	PTIM	GAIM	-	ELIM	-	TTIM
3	Export	CLEX	-	PTEX	GAEX	-	ELEX	-	TTEX
4	Stock Change and Bunker	CLSC	CRSC	PTSC	GASC	-	-	-	TTSC
5	Total Primary Energy Requirement	CLPR	CRPR	PTPR	GAPR	HYP	ELPR	-	TTPR
6	Statistical Difference	CLSD	CRSD	PTSD	GASD	-	ELSD	HESD	TTSD
7	Electricity and Heat(incl. CHP, DH)	CLSH	-	PTEH	GAEH	HYEH	ELSH	HEEH	TTEH
8	Gas Work	CLGW	-	PTGW	GAGW	-	-	-	TTGW
9	Petroleum Refinery	CLPT	CRPT	PTPT	GAPT	-	ELPT	HEPT	TPTT
10	Coal Transformation	CLCL	-	-	GACL	-	-	-	TTCL
11	Own Use	CLOW	-	PTOW	GAOW	-	ELOW	HEOW	TTOW
12	Distribution Loss	CLLO	-	PTLO	GALO	-	ELLO	HELO	TTLO
13	Total Final Energy Consumption	CLFL	-	PTFL	GAF	-	ELFL	HEFL	TTFL
14	Industrial Sector	CLIN	-	PTIN	GAIN	-	ELIN	HEIN	TTIN
15	Iron/Steel	CLIR	-	PTIR	GAIR	-	ELIR	HEIR	TDIR
16	Chemical	CLCH	-	PTCH	GACH	-	ELCH	HECH	TCHT
17	Non-ferrous Metal	CLNF	-	PTNF	GANF	-	ELNF	HENF	TNTF
18	Non-metallic Mineral	CLNM	-	PTNM	GANM	-	ELNM	HENM	TNTM
19	Transport Equipment	CLTE	-	PTTE	GATE	-	ELTE	HETE	TNTE
20	Machinery	CLMA	-	PTMA	GAMA	-	ELMA	HEMA	TNMA
21	Mining and Quarrying	CLMN	-	PTMN	GAMN	-	ELMN	HEMN	TNMN
22	Food and Tobacco	CLFO	-	PTFO	GAFO	-	ELFO	HEFO	TNFO
23	Paper, Pulp and Print	CLPA	-	PTPA	GAPA	-	ELPA	HEPA	TNPA
24	Wood and Wood Products	CLWO	-	PTWO	GAWO	-	ELWO	HEWO	TNWO
25	Construction	CLCN	-	PTCN	GACN	-	ELCN	HECN	TNCN
26	Textile and Leather	CLTX	-	PTTX	GATX	-	ELTX	HETX	TNTX
27	Other Industry	CLOI	-	PTOI	GAOI	-	ELOI	HEOI	TNOI
28	Transportation Sector	CLTR	-	PTTR	-	-	ELTR	HETR	TTTR
29	Road	-	-	PTRO	-	-	ELRO	-	TTRO
30	Rail	CLRA	-	PTRA	-	-	ELRA	-	TTRA
31	Air and Sea	CLRT	-	PTRT	-	-	ELRT	HERT	TNRT
32	Other Sector	CLOT	-	PTOT	GAOT	-	ELOT	HEOT	TTOT
33	Agriculture	CLAG	-	PTAG	GAAG	-	ELAG	HEAG	TNAG
34	Commercial(non-specified)	CLCM	-	PTCM	GACM	-	ELCM	HECM	TNCM
35	Residential	CLRE	-	PTRE	GARE	-	ELRE	HERE	TNRE
36	Non-Energy Use	CLNE	-	PTNE	GANE	-	-	-	TTNE

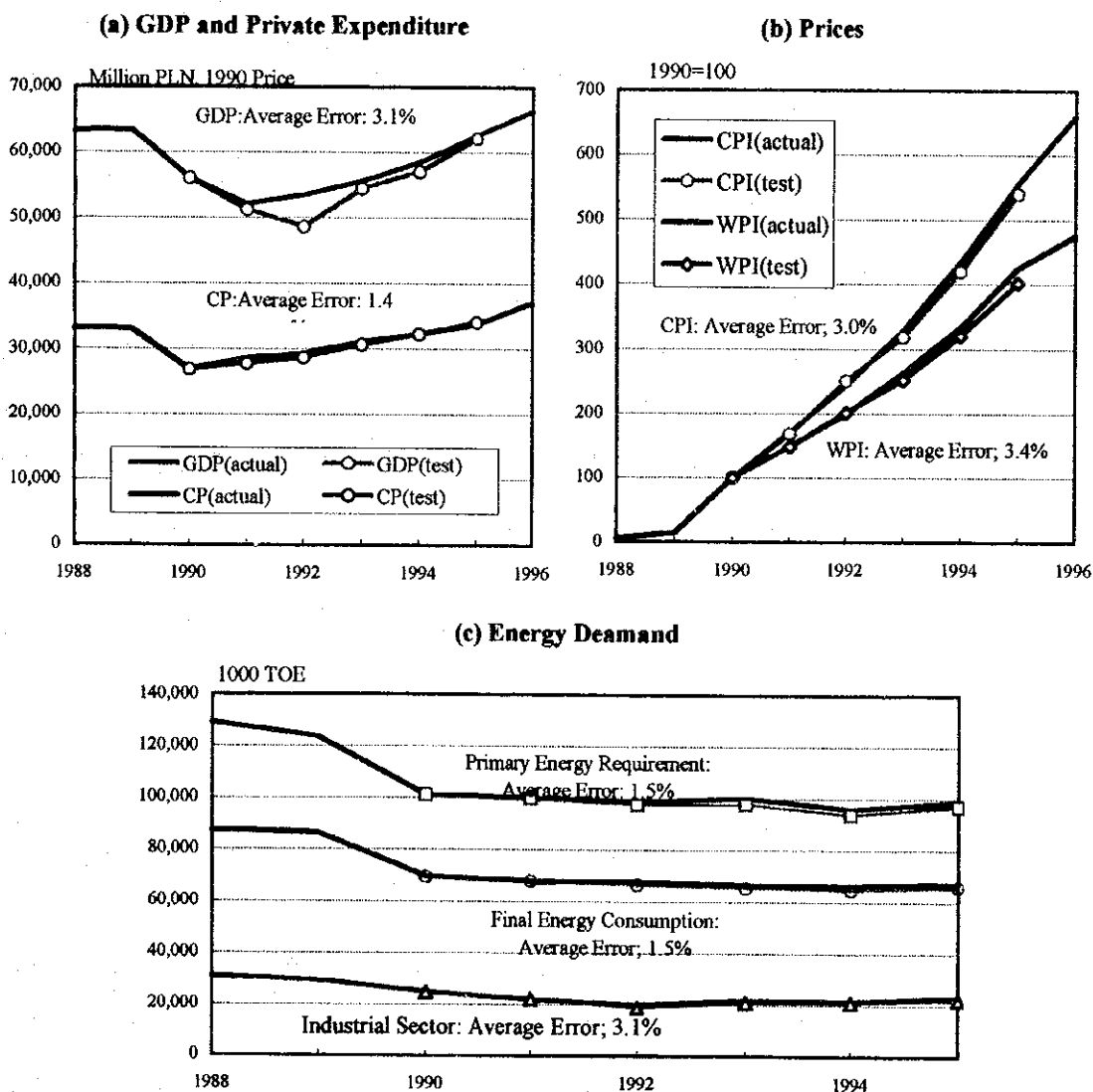
(note) "-" means figure is not available.

9.1.3 モデルのパフォーマンス

できあがったモデルのパフォーマンスを、テストとしては最も厳しい「最終テスト」でチェックしている。「最終テスト」とは、モデルの外生変数については過去実績を用いながら、モデル解として出てくる内生変数が過去の実績をどれだけうまくトレースできるかを検証するテストである。

1991年から1995年の5年間のテスト結果をみると、モデルのパフォーマンスはおよそ良好であることが確認された。主要な内生変数に関して、テスト期間平均の平均誤差率は次の通りである。GDPについては3.1%、民間最終消費支出（CP）は1.4%であり、物価系列の消費者物価指数（CPI）は3.0%、卸売物価指数（WPI）が3.4%である。またエネルギー需要に関しては、一次エネルギー供給の平均誤差率は1.5%、最終エネルギー消費のそれが1.5%、産業部門のエネルギー消費量に関しては3.1%の誤差率となっている。実績値と最終テストによるモデル解との対比は、次の図に示した（Figure 9.4 参照）。

Figure 9.4 Model Performance in a Final Test



9.2 シミュレーション

9.2.1 シミュレーションの考え方

この節では、MEMP を用いたマクロ経済とエネルギー需給に関するシミュレーション結果を紹介する。シミュレーションは、3つのシナリオについて行っている。第一のシミュレーションは「レファレンス・シナリオ」であり、ついで、第二のそれは「省エネ・シナリオ (EC シナリオ)」、そして第三のそれは「省エネ促進シナリオ (AEC シナリオ)」である。また、エネルギー価格政策の効果をj知るために、エネルギー価格政策が及ぼすマクロ経済への影響についても別途、考察している。

「レファレンス・シナリオ」は、省エネルギー政策の経済効果を測定するために、言い換えれば他の二つの省エネ・シナリオと対比させるために、設定されている。そうでありながら、多少なりとも、「レファレンス・シナリオ」はビジネス・アズ・ユー・ジョアなケースという想定でもある。

他方、省エネルギー政策を織り込んだ二つのシナリオは、「レファレンス・シナリオ」に比べて相対的に高いエネルギー価格を想定し、同時に、個別のミクロ産業分析を通じて得られた潜在的省エネ量を加味したケースである。これら二つのケース設定を行う目的は、「レファレンス・シナリオ」との対比を通じて、産業部門の省エネ政策が、どれほどエネルギー需給やマクロ経済に影響を及ぼすかを評価することである。

なお、シミュレーション期間は、1996年を予測基準年として、2003年までの7年間としている。

9.2.2 「レファレンス・シナリオ」

(1) 主要な前提

第一の「レファレンス・シナリオ」における主要な外生変数は、次のように仮定した。詳細は、Table 9.2を参照されたい。

Table 9.2 Assumptions for Simulation in Reference Scenario

			(Unit, % and etc.)								
Items	Variable	Unit	Actual			Assumption					
			1990	1996	96/90	2000	00/96	2003	03/00	03/96	
1 World Economy											
a. World Trade	TWM	Bil. US\$	2,940	3,729	4.0	4,197	3.0	4,586	3.0	3.0	
b. Price of Exp. Goods	PEW	1980=100	133.8	129.0	-0.6	139.6	2.0	148.2	2.0	2.0	
c. World Oil Price	POILUS	US\$/bbl	22.8	18.0	-3.8	18.0	0.0	19.7	3.0	1.3	
d. Export Coal Price	PEXCLD	US\$/ton	33.1	27.1	-3.3	27.1	0.0	29.2	2.5	1.1	
2 Economic Policy											
a. Interest Rate	INT	%	50.0	21.1	-13.4	15.0	-8.2	10.0	-12.6	-10.1	
b. Government Expenditure (financial expenditure)											
Capital Expenditure	GPDE	Mil. PLN	2,164	4,194	10.0	7,083	14.0	8,437	6.0	10.5	
c. Exchange Rate	EXR.wb	PLN/US\$	0.77	2.70	23.2	3.89	9.6	4.34	3.7	7.0	
d. Balance of Payment											
Service(net)	DSERV	Mil. US\$	-3,349	-575	-25.4	-575	0.0	-575	0.0	0.0	
Transfer(net)	DTRANS	Mil. US\$	1,988	224	-30.5	224	0.0	224	0.0	0.0	
3 Energy Policy											
a. Domestic Energy Prices (1996 constant price with WPI)											
Increasing Ratio	RENP	1996=100	-	100.0	-	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	
Coal	PCLIN	PLN/ton	10.4	123.3	50.9	123.3	0.0	123.3	0.0	0.0	
Gasoline	PGASO	PLN/L	0.28	1.50	32.4	1.28	-3.8	1.7	10.0	1.9	
Electricity	PELEH	PLN/kWh	0.015	0.180	51.3	0.18	0.0	0.18	0.0	0.0	
Natural Gas	PGASH	PLN/m3	0.173	0.55	21.3	0.55	0.0	0.55	0.0	0.0	
Heat	PSTEAM	PLN/m2	0.042	1.69	85.1	1.69	0.0	1.69	0.0	0.0	
b. Resource Development(Production)											
Coal(incl. Solid)	CLPD	1000 TOE	96,847	98,493	0.3	79,886	-5.1	74,500	-2.3	-3.9	
Natural Gas	GAPD	1000 TOE	2,378	3,276	5.5	3,276	0.0	3,276	0.0	0.0	
Crude Oil	CRPD	1000 TOE	175	396	14.6	396	0.0	396	0.0	0.0	
Hydro Electric	HYPD	1000 TOE	284	166	-8.6	166	0.0	166	0.0	0.0	
c. Input for Electricity and Heat Supply(CHP,DH)											
Hydro	HYEH	1000 TOE	-283	-166	-8.5	-166	0.0	-166	0.0	0.0	
Petroleum	PTEH	1000 TOE	-1,601	-694	-13.0	-694	0.0	-694	0.0	0.0	
Natural Gas	GAEH	1000 TOE	-521	-173	-16.8	-173	0.0	-1,200	90.8	31.9	
d. Efficiency of Energy Conversion Sector											
Distr. Loss, Elec.	RELLOFL	%	12.4	19.3	7.7	19.3	0.0	19.3	0.0	0.0	
Own Use, Elec.	RELOWFL	%	33.1	27.8	-2.9	27.8	0.0	27.8	0.0	0.0	
Petro. Conv. Factor	RCONVPT	%	93.1	84.5	-1.6	84.5	0.0	84.5	0.0	0.0	
Cost / Sales Ratio	CRATE	%	-	-	-	0.7	0.0	0.7	0.0	-	
4 Social Indicators and Others											
a. Population	POP	1000 P.	38,119	38,674	0.2	38,984	0.2	39,219	0.2	0.2	
b. Employer and etc.	LOT	1000 P.	467	203	-13.0	203	0.0	203	0.0	0.0	
c. Time Trend	TIME	1980=80	90	96	1.1	100	1.0	103	1.0	1.0	
d. Transition Dummy	DUMTRANS	1990=1	1	7	38.3	11	12.0	16	13.3	12.5	

a. 世界経済

まず、世界の輸出品物価指数の上昇率（世界インフレーション）は、年率2.0%と想定した。原油価格の前提は、ここ数年は軟弱傾向を辿っているが、2000年には名目18ドル/バレル、2003年には20ドル弱（名目）になると想定した。また、国際市場における石炭価格（ポーランド炭輸出価格）も同様で、ここ数年は弱含みで推移し、2000年で27.1ドル/トン、それ以降は実質価格で値上

がりして 29 ドル強（名目）になる仮定した。

b. マクロ経済政策

将来にわたり徐々にインフレーションは収束に向かうと予想されることから、1年ものの預金金利は、1996年の21%が2000年には15%、2003年には10%とみた。また、政府の固定資本形成は、年率14%~16%で拡大すると想定した。さらに、為替レート的前提は、次の通りである。1996年の為替レートは、1ドル当たり2.7 PLNであるが、2000年までは年率9.6%で切り下げられ3.89 PLN/US\$となり、2000年以降は年率7%で切り下げられて2003年に4.34 PLN/US\$となる、と仮定した。国際収支に関する制約条件はとりたてて設けていないが、サービス収支および移転収支については、それぞれ1996年の値が維持されるという前提を採用した。

c. エネルギー政策

エネルギー政策の中でも重要な政策手段としては、1)国内エネルギー価格、2)エネルギー産業のエネルギー転換効率、3)一次エネルギー生産(エネルギー資源開発、その主たるエネルギー源は石炭)、4)電源開発計画、5)エネルギー産業の生産性がある。

1) 国内エネルギー価格

国内の二次エネルギー価格的前提は、次の通りである。石油製品を除いて石炭、電力、天然ガス、および熱といったそれぞれの二次エネルギー価格は、実質価格(1996年価格)で横這いと仮定した。これは、名目(市場)価格で見れば、卸売物価並の価格上昇を考慮していることになる。

ただし、石油製品については、国際市場との連動を考慮して、2000年までは実質値下げ、2000年以降は大幅な値上げを前提とした。

2) エネルギー産業のエネルギー転換効率

1996年のデータで見ると、エネルギー産業における一次エネルギーから二次エネルギーへの転換効率は、先進各国と比較するとかなり低い。将来的には、これは徐々に改善されるであろうが、「レファレンス・シナリオ」

の前提としては、各種エネルギー転換効率は1996年の値がそのまま継続されるものとした。

3) 一次エネルギー生産

1996年の石炭生産量は、石炭換算約138百万トン（石油換算97MTOE）であり、ピーク時の180百万トン（1987年）の3/4である。ボトムであった1992年の130百万トンに比べれば、生産量は回復基調にあるが、将来は政府計画に従って、低下するものと想定した。具体的には、1998年6月発表の政府の石炭合理化計画（1998～2002年）を基に、2000年の石炭生産量を114百万トン（石油換算80MTOE）、2003年については、従来の政府計画における2010年の生産目標90百万トンを考慮して、106百万トン（同75MTOE）とした。

また、それ以外の国産一次エネルギーである原油、天然ガス、水力発電は、1996年と同様な水準と仮定した。

4) 電源構成

将来の電力需要の増加に対応する供給力は、原則的に石炭火力で賄われる。これが、将来の電源構成見通しの前提になる基本的な考え方である。ただし、2000年を越えて以降、天然ガス火力の大幅導入が見込まれているので、2003年には、1.2 MTOEの天然ガス消費量を見込んだ。

石油火力への投入燃料の量は、1996年の値を横這いとし、原子力発電については、1996年と同様にゼロとした。

電力生産に伴う発電効率や送電・配電損失率についての効率は、既に述べたように、1996年の値が横這いであるとした。

5) エネルギー産業の生産性向上

財政赤字を抱える政府にとって、石炭産業をはじめとするエネルギー産業に対する補助金の削減は大きな課題である。そのためには、エネルギー産業の生産性が向上されなくてはならない。ここでは、①エネルギー産業の

供給コスト上昇率と②一般物価の上昇率との比が、エネルギー産業の生産性を表すと考え、将来のそれは物価上昇率の7割と想定した。また、エネルギー産業の販売金額と供給コストの差は、新たな付加価値額として、政府収入に加算している。

d. 社会指標

統計によれば、近年のポーランド人口は、年率0.2%とわずかながら増加している。人口増加率そのものは、極めて小さな値であるが、この値は比較的安定している。それゆえ、将来の人口増加率もこの値を用いた。

(2) シミュレーション結果

上で述べた前提に基づいて計算されたシミュレーション結果は、以下の通りである。

a. マクロ経済

1) GDP 成長率

1996年から2000年までの実質GDPの年平均成長率は4.0%であり、2000年から2003年までのそれは、3.9%と見通された。2000年以降の成長率が2000年以前のそれに比べて低いのは、輸入の増加率の低下がある。これは、輸出入の交易条件に依存し、さらに、かなりの部分を為替レートの切り下げの程度に依存している。

為替の切り下げ程度が縮小することは、国内物価の安定に繋がる反面、輸出競争力の相対的な低下につながる。シミュレーション結果をみても、インフレ率(CPI)は、2000年までが年率10.2%であるのに対して、2000年以降のそれは4.2%となっている。一方、輸入は2000年までが年率6.8%、2000年以降は9.2%の大幅な伸びである。

この結果、2000年および2003年の経済規模は1996年の66×10億 PLN(1990年価格)に対して、それぞれ1.17倍、1.30倍となり、順に77×10億 PLN(同)、87×10億 PLN(同)になると推計された。一人当たり実質GDPの値を見れば、1996年の1,713 PLNが、2000年には1,986 PLN、2003年には

2,214 PLN と、順に 1.16 倍、1.29 倍になる (Table 9.3 参照)。

Table 9.3 Simulation Result of GDP Component (Reference Scenario)

(Unit: Million PLN, 1990=100,%)

Variable	Mean	Actual			Simulation Results				
		1990	1996	'96/'90	2000	'00/'96	2003	'03/'00	'03/'96
CP	Private Expenditure	26,867	37,034	5.5	43,127	3.9	48,401	3.9	3.9
CG	Government Consumption	10,808	14,478	5.0	13,815	-1.2	13,510	-0.7	-1.0
I	Investment Total (IP + IG)	14,351	19,020	4.8	24,135	6.1	30,565	8.2	7.0
IP	Private Investment	7,774	9,575	3.5	13,163	8.3	17,787	10.6	9.3
IG	Government Investment	6,577	9,444	6.2	10,972	3.8	12,778	5.2	4.4
J	Stock Change	2,590	392	-27.0	356	-2.4	377	2.0	-0.5
E	Export Total(EXCL+EXOT)	16,051	26,500	8.7	36,468	8.3	46,599	8.5	8.4
EXCL	Export Coal	919	1,071	2.6	248	-30.7	0	-100.0	-100.0
EXOT	Export Others	15,132	25,428	9.0	36,221	9.2	46,598	8.8	9.0
M	Import Total(MOG+MOT)	12,050	30,753	16.9	40,044	6.8	52,193	9.2	7.8
MOG	Import Oil & Gas	1,285	1,322	0.5	1,830	8.5	2,193	6.2	7.5
MOT	Import Others	10,765	29,430	18.2	38,214	6.7	50,000	9.4	7.9
SD	Statistical Difference	-2,590	-392	-27.0	-392	0.0	-392	0.0	0.0
GDP	Gross Domestic Expenditure	56,027	66,278	2.8	77,466	4.0	86,867	3.9	3.9
WPI	Wholesale Price Index	100	475	29.7	678	9.3	695	0.9	5.6
CPI	Consumer Price Index	100	660	36.9	972	10.2	1,101	4.2	7.6
WI	Average wage Index	100	567	33.5	902	12.3	1,049	5.2	9.2

2) 物価

1990年代前半にみられたような、市場経済への移行に伴った高インフレ率は、急速に衰えてゆくであろう。1996年から2000年までの消費者物価の上昇率は年率10.2%、2000年以降のそれは年率4.2%の上昇と想定された。この原因は、為替レートの安定化にともなう輸入物価の安定や、生産性の上昇が前提となる。

消費者物価と同様に、卸売物価指数の上昇率も、2000年までが年率9.3%、2000年以降のそれは0.9%程度が見込まれる。

3) 政府財政バランス

将来の政府の財政支出は、収支均衡という前提に立つため、原理的に政府の財政収支は必ず均衡している。しかし、一方で、エネルギー産業のコスト上昇率は、消費者物価の上昇率の7割程度であるという条件も設定して

いる。そのため、エネルギー産業の収入が[CPI×0.7]以上であれば、政府の補助金は削減され、市場への追加支出が可能であるものの、逆に収入が[CPI×0.7]以下であれば、政府は追加的な補助金を支払わなくてはならず、経常支出や公共投資を抑制せざるをえなくなるとなる。

「レファレンス・シナリオ」においては、エネルギー価格の名目上昇率は卸売り物価指数と同程度（つまり実質価格は横這い）としている。そのため、仮に、エネルギー需要が増加しない場合でも、エネルギー産業のコストは消費者物価上昇率の7割程度でしか増加しないから、エネルギー産業の利潤は増加することになる。そして、増加した利潤は、政府支出を通じて、GDPを拡大する作用を持つことになる（Table 9.4 参照）。

Table 9.4 Government Financial Balance

(Unit: Million PLN, %)

Variable	Mean	Actual			Simulation Results				
		1990	1996	'96/'90	2000	'00/'96	2003	'03/'00	'03/'96
GRTAX	Revenue Source by Taxes	16,680	90,090	32.5	142,102	12.1	143,278	0.3	6.9
GROTR	Revenue Sources by Others	3,030	8,413	18.6	13,351	12.2	16,403	7.1	10.0
INENE	Incremental Revenue to 1995	0	-2726	-	8,401	-	21,447	36.7	-234.3
GRT	Government Revenue Total	19,710	98,503	30.8	163,855	13.6	181,128	3.4	9.1
GPCE	Payment for Current Expenses	17,155	104,468	35.1	157,147	10.7	173,138	3.3	7.5
GPDE	Payment for Capital Expenditure	2,164	4,194	11.7	6,708	12.5	7,990	6.0	9.6
GPT	Government Payment Total	19,319	108,661	33.4	163,855	10.8	181,128	3.4	7.6
GRPD	Financial Balance	392	-10,159	-	0	-100.0	0	-	-
MLM2	Money Supply	19,060	134,880	38.6	210,424	11.8	236,623	4.0	8.4

b. 一次エネルギー供給

1) 一次エネルギー合計

1990年代の前半は、経済復興の時代でもあった。その時代においては、経済成長が回復過程にあっても、エネルギー消費量はそれほど増大してこなかった。1990年から1996年をとれば、年平均経済成長率は2.8%であるのに対して、一次エネルギー供給は年率1.1%であった。この原因は、産業構造の変化や、エネルギー産業におけるエネルギー効率の改善、製造業における生産設備の合理化などであった（詳細は、本編第1章を参照）。

また、エネルギー価格を大幅に上昇させてきたことも、その原因になっている (Figure 9.5 参照)。1990年から1996年においてインフレ率 (卸売り物価指数) が年率30%の上昇に対して、産業用石炭価格は66%、家庭用電力や蒸気の価格はそれぞれ61%/年、104%/年の上昇を示している。それゆえ、この大きなエネルギー価格上昇が、産業構造やエネルギー効率改善に寄与してきたことは疑いない。

しかし、「レファレンス・シナリオ」では、エネルギー価格は実質価格で横這い (名目は上昇) を想定しているために、1990年代前半のように大幅に省エネルギーが進むとは想定されていない。経済活動の活性化は、国内のエネルギー需要を着実に拡大させる。

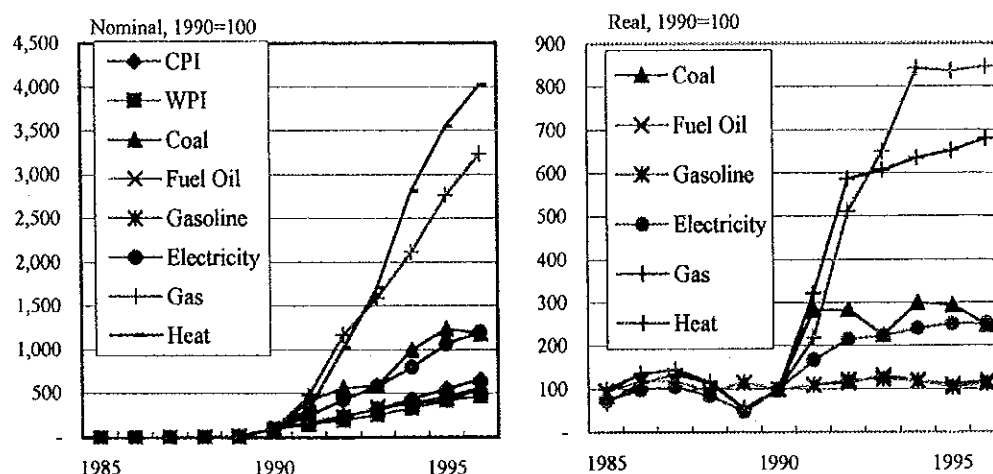
ただし、1996年の実績はこれまでの傾向から大きく乖離し、対前年比9.6%と急増している。そのため、1996年から2000年までの増加率は、見かけ上、小さなものとなる。

1996年から2000年までの一次エネルギー供給 (=需要) は、年率0.8%で増加し (1995年~2000年では2.5%/年)、2000年以降のそれは年率2.4%で増加すると想定された。絶対値で見れば、一次エネルギー需要は、1996年の108 MTOEが、2000年には1.03倍の112 MTOEへ、さらに2003年には1996年値の1.10倍の120 MTOEと推計された (Table 9.5 参照)。

GDP 弾性値 (GDP の増加率に対する一次エネルギー供給増加率) は、2000年までが0.2、2000年以降のそれは0.6である。2000年以降の弾性値が2000年以前に比べて相対的に大きな理由は、先にも述べた1996年実績が異常に高いこと、2000年以降の業務用などのエネルギー消費が堅調なためである。

さらに、CO₂排出量は、1996年の111×百万トン-Cが、2000年には112×百万トン-Cへ、そして2003年には118×百万トン-Cと推定された。これらは、1990年の排出量に比べて、順に8%、13%ほど大きい。

Figure 9.5 Trends of Domestic Energy Prices



(note) Figures in real term are calculated by deflating with WPI.

2) エネルギー源別構成

一次エネルギー供給におけるエネルギー源別の構成をみると、石炭のウェイトは1996年の74%が、2000年では68%、2003年では65%と低下する。逆に、シェアを拡大するエネルギー源は、ガスや石油である。1996年のガスのシェアは9%であったが、2000年には12%、2003年には15%と想定された。また、石油は、17%（1996年）が、2000年、2003年とも19%へ増大するものと見込まれている。

これには、次の二つの理由がある。第一に、産業や民生などの最終エネルギー需要において、ガスや石油および電力へのシフトが進展すると見込まれる。第二に、自動車普及にともなって、石油が主力エネルギー源である輸送部門のエネルギー需要が増大する。自動車の保有台数は、1995年の7.9×百万台が、2000年には9.5×百万台、2003年には10.8×百万台と推計されている。

Table 9.5 Simulation Result of the Primary Energy Requirement (Reference Scenario)

(Unit: 1000 TOE, %, and etc.)

Item	Actual			Simulation Results				
	1990	1996	96/90	2000	00/96	2003	03/00	03/96
Coal (incl. Solid Fuel)	78,520 (78)	79,787 (74)	0.3	76,280 (68)	-1.1	78,039 (65)	0.8	-0.3
Oil	13,592 (13)	18,800 (17)	5.6	21,557 (19)	3.5	23,317 (19)	2.7	3.1
Electricity	-89 0	-269 0	20.1	-241 0	-2.7	-241 0	0.0	-1.5
Gas	8,915 (9)	9,645 (9)	1.3	13,918 (12)	9.6	18,566 (15)	10.1	9.8
Hydro	283 0	166 0	-8.5	163 0	-0.5	163 0	0.0	-0.3
Total	101,221 (100)	108,130 (100)	1.1	111,677 (100)	0.8	119,843 (100)	2.4	1.5
GDP (Mil. PLN, in 1990 price)	56,027	66,278	2.8	77,466	4.0	86,867	3.9	3.9
GDP Intensity (kg/PLN)	1.81	1.63	-1.7	1.44	-3.0	1.38	-1.5	-2.4
Energy-GDP Elasticity			0.4		0.2		0.6	0.4
Population (1000 person)	38,119	38,686	0.2	38,997	0.2	39,231	0.2	0.2
Energy Intensity per Capita (kg)	2,655	2,795	0.9	2,864	0.6	3,055	2.2	1.3
CO2 Emissions (Mil. Ton-C)	104.0	110.5	1.0	112	0.3	118	1.9	1.0
Per Capita CO2 (kg-C)	2,727	2,857	0.8	2,869	0.1	3,016	1.7	0.8

(note) Figures in parentheses show percentage shares of total.

c. 最終エネルギー消費

1) エネルギー源別構成

1996年から2000年までの最終エネルギー消費合計の増加率は、年率1.0%であり、2000年以降のそれは1.6%である。エネルギー源別には、成長速度の大きいものから順にガス、石油、電力である (Table 9.6 参照)。

ガスは、産業部門を中心に大きく増加し、1996年から2003年の間で年率8.7%もの増加が見込まれた。そして、最終エネルギー消費合計に占める割合は、1996年の12%から2000年には16%へ、さらに2003年には19%に達する。次いで、石油は、輸送部門や産業部門、さらには民生部門などで高い増加が予想され、2000年まで年率4.7%、それ以降は2.0%の増加が見込まれている。

石炭については、2000年まで年率-3.7%、それ以降でも-2.0%と、徐々に

低下してゆくことが見込まれた。ただし、これは最終エネルギー消費における熱需要が何のエネルギー源によって供給されるのかという問題と大きく関係している。

熱需要に対する供給を産業需要家が自ら行う場合、最終エネルギー消費における需要は、熱ではなく熱を作るための燃料（石炭やガス、石油）ということになる。逆に熱の供給者がエネルギー産業（地域熱供給会社）である場合には、最終エネルギー消費としては「熱」が計上され、熱を生産するための燃料消費は最終エネルギー消費ではなく、転換部門のエネルギー投入として計上される。

1990年代以降の傾向としては、熱を外部から購入するのではなく、産業需要家が自らボイラーを抱えて、熱を自家製造する傾向にある。そのため、最終エネルギー消費においては熱需要が減少し、逆に熱製造のための燃料が拡大する傾向にある。その際、投入される燃料として、石炭ではなく、ガスや石油が使われる傾向にある。

2) 部門別構成

最終エネルギー消費をその需要部門ごとに見ると、最も大きな成長が見込まれるのは、輸送部門および業務部門である。これらの部門のエネルギー消費の年平均増加率は、シミュレーション期間を通じて順に2.1%、2.2%が想定されている。次いで大きな増加率を示すのが家庭部門であり、さらに産業部門と続く。

輸送部門が相対的に大きな増加率を示す理由は、旺盛な自動車需要があるためである。また、産業部門は、将来的に製造業の生産の回復および拡大が見込まれているがそのエネルギー需要ののびは相対的には、それほど大きくない。

Table 9.6 Simulation Result of the Final Energy Demand (Reference Scenario)

(Unit: 1000 TOE, %)

energy/sector	Actual			Simulation Results				
	1990	1996	96/90	2000	00/96	2003	03/00	03/96
Coal (incl. Solid Fuel)	28,462 (41)	30,564 (42)	1.2	26,261 (35)	-3.7	24,747 (31)	-2.0	-3.0
Petroleum	11,336 (16)	15,928 (22)	5.8	19,154 (25)	4.7	20339 (26)	2.0	3.6
Gas	4,971 (7)	8,454 (12)	9.3	12,122 (16)	9.4	15138 (19)	7.7	8.7
Electricity	7,323 (11)	8,035 (11)	1.6	9,360 (12)	3.9	10551 (13)	4.1	4.0
Heat	17,227 (25)	10,028 (14)	-8.6	8,999 (12)	-2.7	8720 (11)	-1.0	-2.0
Total	69,319 (100)	73,009 (100)	0.9	75,896 (100)	1.0	79494 (100)	1.6	1.2
Industrial Sector	24,708 (36)	25,325 (35)	0.4	25,502 (34)	0.2	26,728 (34)	1.6	0.8
Transportation Sector	8,063 (12)	9,920 (14)	3.5	10,931 (14)	2.5	11454 (14)	1.6	2.1
Agriculture	5,115 (7)	5,166 (7)	0.2	4,912 (6)	-1.3	4960 (6)	0.3	-0.6
Commercial	6,971 (10)	4,654 (6)	-6.5	4,956 (7)	1.6	5416 (7)	3.0	2.2
Residential	20,236 (29)	24,062 (33)	2.9	24,979 (33)	0.9	26336 (33)	1.8	1.3
Non-energy Use(Incl. feed stock)	4,227 (6)	3,882 (5)	-1.4	4,616 (6)	4.4	4601 (6)	-0.1	2.5

(note) Figures in parentheses show percentage shares of total.

d. 産業部門エネルギー消費

想定された産業部門のエネルギー消費の年平均増加率は、2000年までが0.2%、2000年以降のそれは1.6%である (Table 9.7 参照)。

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、ポーランド国内の製造業がどれだけ拡大するか、第2に、製造業内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拡大するか、第3に、工場での省エネルギープロセスの導入速度がどの程度のものか、である。

GDP 推計から求められた製造業の生産指数の単純平均をとると、2000年までが

年率 3.2%、2000 年以降が 3.7%の増加率である。1990 年から 1996 年までの同種データの実績は、年率 0.8%の増加に過ぎない。また、将来的には鉄鋼をはじめとする、エネルギー多消費の素材系産業も年率 3～4 %台の生産拡大が想定されている。

さらに、省エネルギー要因については、実質的なエネルギー価格が不変であるため、省エネルギーは大きな進展を期待できず、時間の関数である技術進歩に依存しているに過ぎない。

Table 9.7 Simulation Result of Energy Demand in the Industrial Sector (Reference Scenario)

(Unit: 1000 TOE, %)

Energy Source	Actual			Simulation Results				
	1990	1996	96/90	2000	00/96	2003	03/00	03/96
Coal	8,518 (34)	14,463 (57)	9.2	12,232 (48)	-4.1	10,666 (40)	-4.5	-4.3
Electricity	3,234 (13)	3,971 (16)	3.5	4,391 (17)	2.5	5,038 (19)	4.7	3.5
Gas	2,438 (10)	2,552 (10)	0.8	3,676 (14)	9.6	4,999 (19)	10.8	10.1
Heat	9,734 (39)	2,516 (10)	-20.2	2,374 (9)	-1.4	2,070 (8)	-4.5	-2.7
Petroleum	784 (3)	1,823 (7)	15.1	2,828 (11)	11.6	3,954 (15)	11.8	11.7
Total	24,708 (100)	25,325 (100)	0.4	25,502 (100)	0.2	26,728 (100)	1.6	0.8
Iron and Steel	7,816	5,681	-5.2	7,186	6.1	7,680	2.2	4.4
Chemicals	2,790	4,432	8.0	4,338	-0.5	4394	0.4	-0.1
Non-ferrous Metal	571	828	6.4	461	-13.6	520	4.1	-6.4
Non-metallic Mineral	3,514	3,646	0.6	4,160	3.4	4467	2.4	2.9
Transportation Equipment	603	709	2.7	856	4.8	981	4.6	4.8
Machinery	2,231	1,535	-6.0	1,735	3.1	1877	2.6	2.9
Mining and Quarrying	1,452	694	-11.6	1,222	15.2	1199	-0.6	8.1
Food and Tobacco	2,364	3,485	6.7	2,414	-8.8	2,407	-0.1	-5.2
Paper and Pulp	1,008	1,250	3.7	1,010	-5.2	1,018	0.3	-2.9
Wood and Wood Products	446	654	6.6	532	-5.1	570	2.4	-2.0
Construction	763	575	-4.6	580	0.2	615	2.0	1.0
Textiles	1,043	1,134	1.4	897	-5.7	883	-0.5	-3.5
Other Industries	108	702	36.7	111	-37.0	117	1.9	-22.5

(note) Figures in parentheses show percentage shares of total.

9.2.3 「省エネシナリオ」および「省エネ促進シナリオ」

(1) 前提

省エネルギー政策の評価を行うために、我々は「レファレンス・シナリオ」に対する「省エネシナリオ (Energy Conservation, EC scenario)」および「省エネ促進シナリオ (Accelerated Energy Conservation, AEC scenario)」を用意している。これらのケースは、「レファレンス・シナリオ」に比べて、①実質エネルギー価格の上昇、②第6章で検討した産業部門における省エネルギー・ポテンシャル、③エネルギー産業におけるエネルギー転換効率の改善と生産性上昇、などを考慮したものである。具体的な前提値は Table 9.8 を参照されたい。

Table 9.8 Assumption of Simulation for the Energy Conservation Scenarios

(Unit: %, and etc.)

Items	Unit	Assumption															
		Actual	Reference												A.E.C.		
		1996	2000	00/96	2003	03/00	03/96	2000	00/96	2003	03/00	03/96	2000	00/96	2003	03/00	03/96
Energy Policy																	
a. Domestic Energy Prices (1996 constant price with WPI)																	
same as E.C. Case																	
Increasing Ratio(avg.)	1996=100	100.0	92.9	-1.8	102.5	3.3	0.4	102.4	0.6	120.1	5.5	2.7	102.4	0.6	120.1	5.5	2.7
for Coal	1996=100	100.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0
for Heavy Oil	1996=100	100.0	74.5	-7.1	99.1	10.0	-0.1	74.5	-7.1	99.1	10.0	-0.1	74.5	-7.1	99.1	10.0	-0.1
for Light F Oil	1996=100	100.0	85.6	-3.8	114.0	10.0	1.9	85.6	-3.8	114.0	10.0	1.9	85.6	-3.8	114.0	10.0	1.9
for Electricity	1996=100	100.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	139.1	8.6	164.3	5.7	7.3	139.1	8.6	164.3	5.7	7.3
for Gas	1996=100	100.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	112.1	2.9	124.7	3.6	3.2	112.1	2.9	124.7	3.6	3.2
for Heat	1996=100	100.0	100.0	0.0	100.0	0.0	0.0	112.1	2.9	124.7	3.6	3.2	112.1	2.9	124.7	3.6	3.2
b. Efficiency of Energy Conversion Sector																	
Distr. Loss, Elec.	%	19.3	19.3	0.0	19.3	0.0	0.0	16.4	-4.0	14.5	-4.0	-4.0	15.1	-6.0	12.5	-6.0	-6.0
Own Use, Elec.	%	27.8	27.8	0.0	27.8	0.0	0.0	25.1	-2.5	23.3	-2.5	-2.5	22.6	-5.0	19.4	-5.0	-5.0
Petro. Conv. Factor	%	84.5	84.5	0.0	84.5	0.0	0.0	87.9	1.0	90.6	1.0	1.0	89.7	1.5	93.8	1.5	1.5
Cost / Sales Ratio	-	-	0.70	-	0.70	-	-	0.50	-	0.50	-	-	0.40	-	0.40	-	-
c. Subsidiary, Tax Credit, and etc.																	
to promote energy Conservation																	
non																	
non																	
yes																	

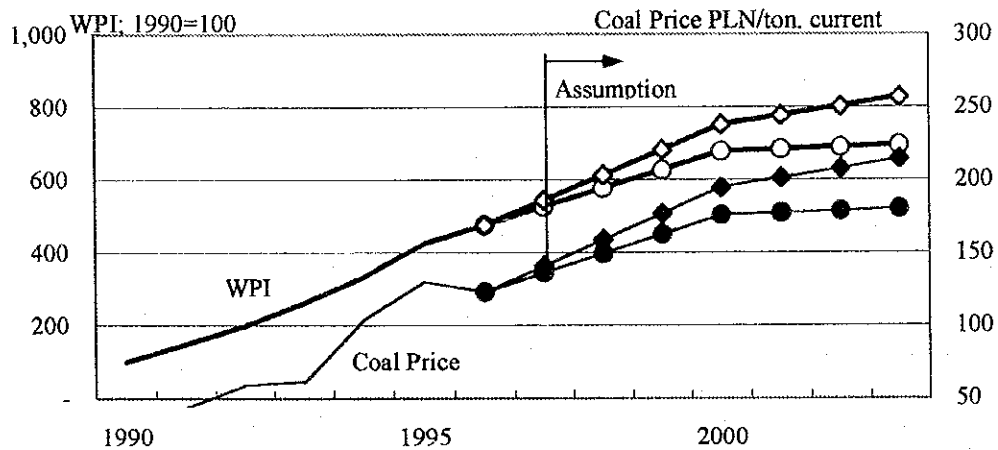
a. 国内エネルギー価格

具体的な国内エネルギー価格の想定は、次の通りである。「EC シナリオ」および「AEC シナリオ」とともに、シミュレーション期間の平均で、電力は7%、ガスは3%程度の実質価格を織り込む。国内のエネルギー価格が上昇すれば、当然ながら、国内の諸物価も上昇する。そのため、実質ベースでの値上げを実現させようとするれば、名目ベースではかなり大きな値上げとなる。この上昇率を用いると、2000年の産業用石炭価格は、1996年の123 PLN/トン（名目）に比べて1.6倍の194 PLN/トン（同）であり、2003年のそれは1.7倍の213 PLN/ト

/トン (同) となる。

これらを「レファレンス・シナリオ」と比較すれば、2000年で1.1倍、2003年で1.2倍である（「レファレンス・シナリオ」の産業用石炭価格は、2000年176 PLN/トン（名目）、2003年180 PLN/トン（同）である）（Figure 9.6 参照）。

Figure 9.6 Assumption of Energy Prices in the Scenarios



b. 原単位の外挿

エネルギー価格を上昇させれば、モデルの価格弾力性を通じて、産業部門ではエネルギー消費原単位の改善が見られる。しかし、この改善度合いは、第6章で検討した省エネ政策を通じた原単位改善効果と一致するとは限らない。そこで、第6章におけるマイクロ分析と整合性を保つために、次のような手順を踏んで、「AECシナリオ」におけるエネルギー消費原単位の設定を行った。

まず、MEMPによって国内エネルギー価格の値上げがもたらすエネルギー消費原単位の改善程度を推計する。ついで、これとマイクロ産業分析による原単位改善量とを比較する。後者の原単位改善程度が、MEMPによる推計よりも大きな場合、その乖離分は価格効果以外の政策誘導による効果と判断し、それをモデル内に外挿する。また、マイクロ分析の対象外となった産業については、同等程度の原単位改善を織り込んだ（Table 9.9 参照）。

Table 9.9 Energy Intensities Adopted in the EC and AEC Scenarios

(Unit: 1996=100, %.)

Industry	Actual		Price EC(MEMP Results)				EC(Micro Analysis)					AEC(Micro Analysis)					
	1996	96/90	2000	00/96	2003	03/00	03/96	2000	00/96	2003	03/00	03/96	2000	00/96	2003	03/00	03/96
Iron and Steel	100.0	-4.5	108.7	2.1	107.9	-0.2	1.1	86.7	-3.5	77.0	-3.9	-3.7	83.2	-4.5	72.3	-4.6	-4.5
Chemicals	100.0	9.7	89.5	-2.7	85.5	-1.5	-2.2	89.7	-2.69	85.3	-1.6	-2.2	83.7	-4.3	77.7	-2.5	-3.5
Non-ferrous Metal	100.0	5.6	31.2	-25.3	27.4	-4.2	-16.9	31.2	-26.3	27.1	-4.7	-17	31.2	-25.3	25.8	-6.2	-17.6
Non-metallic Mineral	100.0	-2.5	96.4	-0.9	94.3	-0.7	-0.8	76.7	-6.42	66.5	-4.7	-5.7	72.2	-7.8	59.6	-6.2	-7.1
Transportation Equipment	100.0	-18.4	104.3	1.1	104.6	0.1	0.6	73.6	-7.39	63.7	-4.7	-6.2	69.4	-8.7	58.0	-5.8	-7.5
Machinery	100.0	20.5	106.3	1.5	90.2	-5.3	-1.5	74.4	-7.14	58.8	-7.5	-7.3	70.5	-8.4	57.7	-6.5	-7.6
Mining and Quarrying	100.0	-12.7	199.7	18.9	199.1	-0.1	10.3	78.7	-5.8*	67.9	-4.8*	-5.4	74.5	-7.1*	62.7	-5.6*	-6.5
Food and Tobacco	100.0	23.3	70.2	-8.5	73.1	1.4	-4.4	74.3	-7.16	60.5	-6.6	-6.9	68.3	-9.1	55.0	-7.8	-8.2
Paper and Pulp	100.0	1.9	73.9	-7.3	67.4	-3.0	-5.5	78.7	-5.8*	67.9	-4.8*	-5.4	74.5	-7.1*	62.7	-5.6*	-6.5
Wood and Wood Products	100.0	15.8	73.9	-7.3	77.9	1.8	-3.5	78.7	-5.8*	67.9	-4.8*	-5.4	74.5	-7.1*	62.7	-5.6*	-6.5
Construction	100.0	-11.6	72.9	-7.6	56.9	-7.9	-7.7	78.7	-5.8*	67.9	-4.8*	-5.4	74.5	-7.1*	62.7	-5.6*	-6.5
Textiles	100.0	21.6	103.3	0.8	117.6	4.4	2.3	78.7	-5.8*	67.9	-4.8*	-5.4	74.5	-7.1*	62.7	-5.6*	-6.5
Other Industries	100.0	53.3	13.5	-39.4	12.7	-2.0	-25.5	13.5	-39.4	11.6	-4.8*	-2.6	13.5	-39.4	11.4	-5.6*	-26.7

(note) Figure with "*" is an average from the micro-analysis.

c. エネルギー産業の効率改善と生産性向上

エネルギー供給産業におけるエネルギー転換効率、「レファレンス・シナリオ」に比べて、若干の改善を見込んだ。具体的には、電気事業における送配電ロス率と所内消費率、石油精製部門での転換ロス率が変数となり、それぞれ年率数%程度の改善を前提とした。

さらに、エネルギー産業の生産性上昇に関しては、供給コストの上昇率が CPI 上昇率の半分程度とした。「レファレンス・シナリオ」のそれは7割であったから、「レファレンス・シナリオ」以上の生産性向上を織り込んでいることになる。

加えて、AEC シナリオに関する、産業部門の原単位改善はミクロ的な省エネ分析をベースとした。

(2) シミュレーション結果

「EC シナリオ」および「AEC シナリオ」のシミュレーション結果を「レファレンス・シナリオ」のそれとの比較で見ると、以下のような違いが指摘できる。

a. マクロ経済

1) GDP

シミュレーション期間を通じた年平均経済成長率は、「EC シナリオ」および「AEC シナリオ」が「レファレンス・シナリオ」に対して、年率 0.2 ポイント～0.3 ポイントほど高い（1996～2003）。具体的には、「レファレンス・シナリオ」が 3.9%/年であるのに対して、「EC シナリオ」は 4.1%/年、「AEC シナリオ」は 4.2%である。

2003 年時点で実質 GDP の水準を比較すれば、「EC シナリオ」および「AEC シナリオ」は、「レファレンス・シナリオ」の値に対して 1～2%ほど大きい。2003 年の一人当たり実質 GDP は、「レファレンス・シナリオ」の 2,214 PLN に対して、前者が 2,235 PLN、後者が 2,253 PLN である。これらは、1996 年の値に比べて、各々 1.30 倍、1.32 倍となる（Table 9.10、Figure 9.7 参照）。

このような成長率の上方シフトは、次の二つの理由に由来する。第一には、国内の省エネに伴う輸入エネルギーの減少および石炭輸出の増大である。第二には、エネルギー価格の上昇がエネルギー産業の相対的な生産性を高め、利潤（付加価値）を拡大させることである。それが、結果的に政府の支出増加を可能とし、GDP を押し上げるのである。

2) 物価

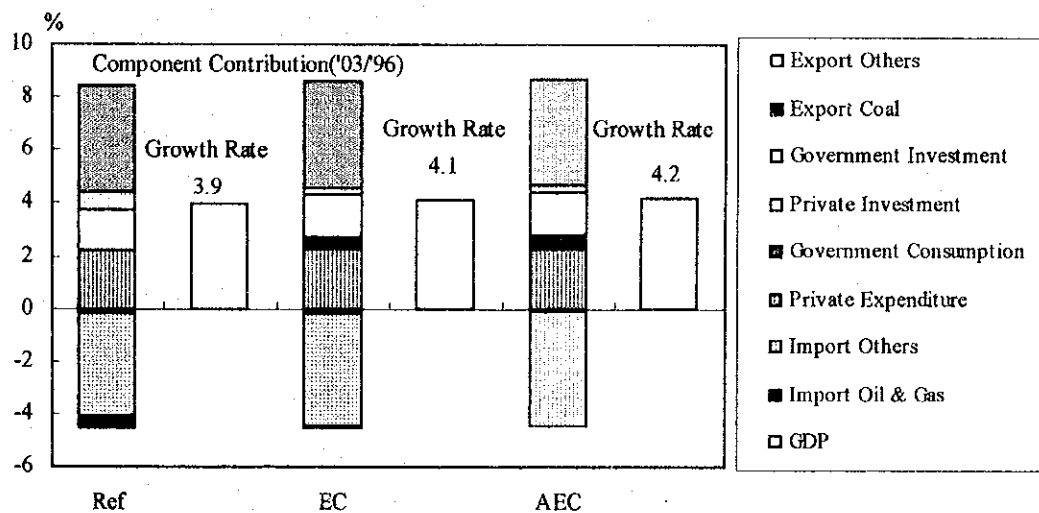
しかし一方で、エネルギー価格の大幅値上げは、国内物価を押し上げる。1996～2003 年の「EC シナリオ」および「AEC シナリオ」の卸売り物価上昇率は、それぞれ年率 8.2%、8.3%である。これらは、「レファレンス・シナリオ」のそれに比べて、約 3.6 ポイントほど大きい。同様に消費者物価指数の上昇率も、年率 3.4 ポイントほど高くなっている。

Table 9.10 Simulation Results of GDP for the Energy Conservation Scenarios

(Unit: 1990 Price Billion PLN, %)

Variable	Mean	Actual		Reference				EC				AEC						
		1996	'00/'90	2000	'00/'96	2003	'03/'00	'03/'96	2000	'00/'96	2003	'03/'00	'03/'96	2000	'00/'96	2003	'03/'00	'03/'96
CP	Private Expenditure	37.0	5.5	43.1	3.9	48.4	3.9	3.9	43.3	4.0	48.8	4.1	4.0	43.3	4.0	48.9	4.1	4.1
CG	Government Consumption	14.5	5.0	13.8	-1.2	13.5	-0.7	-1.0	15.8	2.2	16.8	2.0	2.1	16.1	2.8	17.2	2.2	2.5
I	Investment Total (IP + IG)	19.0	4.8	24.1	6.1	30.6	8.2	7.0	23.3	5.2	28.9	7.5	6.2	23.3	5.2	28.9	7.5	6.2
IP	Private Investment	9.6	3.5	13.2	8.3	17.8	10.6	9.3	13.4	8.7	18.2	10.8	9.6	13.4	8.8	18.3	10.9	9.7
IG	Government Investment	9.4	6.2	11.0	3.8	12.8	5.2	4.4	9.9	1.2	10.7	2.7	1.8	9.9	1.2	10.7	2.5	1.8
J	Stock Change	0.4	-27.0	0.4	-2.4	0.4	2.0	-0.5	0.4	-2.4	0.4	2.0	-0.5	0.4	-2.4	0.4	2.0	-0.5
E	Export Total(EXCL+EXOT)	26.5	8.7	36.5	8.3	46.6	8.5	8.4	36.8	8.5	47.2	8.7	8.6	36.9	8.6	47.4	8.7	8.7
EXCL	Export Coal	1.1	2.6	0.2	-30.7	0.0	-100.0	-100.0	0.7	-8.8	0.8	0.6	-4.9	0.9	-5.4	0.9	2.4	-2.2
EXOT	Export Others	25.4	9.0	36.2	9.2	46.6	8.8	9.0	36.0	9.1	46.4	8.8	9.0	36.1	9.1	46.5	8.8	9.0
M	Import Total(MOG+MOT)	30.8	16.9	40.0	6.8	52.2	9.2	7.8	41.1	7.5	54.0	9.5	8.4	41.1	7.5	54.1	9.6	8.4
MOG	Import Oil & Gas	1.3	0.5	1.8	8.5	2.2	6.2	7.5	1.7	7.1	2.1	5.8	6.5	1.7	6.8	2.0	5.6	6.3
MOT	Import Others	29.4	18.2	38.2	6.7	50.0	9.4	7.9	39.3	7.5	51.9	9.7	8.5	39.4	7.5	52.0	9.8	8.5
SD	Statistical Difference	-0.4	-27.0	-0.4	0.0	-0.4	0.0	0.0	-0.4	0.0	-0.4	0.0	0.0	-0.4	0.0	-0.4	0.0	0.0
GDP	Gross Domestic Expenditure	66.3	2.8	77.5	4.0	86.9	3.9	3.9	78.0	4.1	87.7	4.0	4.1	78.6	4.3	88.4	4.0	4.2
WPI	Wholesale Price Index	475	29.7	678	9.3	695	0.9	5.6	751	12.1	827	3.3	8.2	751	12.1	831	3.5	8.3
CPI	Consumer Price Index	660	36.9	972	10.2	1,101	4.2	7.6	1,116	14.0	1,370	7.1	11.0	1,113	14.0	1,376	7.3	11.1
WI	Average wage Index	567	33.5	902	12.3	1,049	5.2	9.2	992	15.0	1,237	7.6	11.8	987	14.9	1,235	7.8	11.8

Figure 9.7 Simulation Results of GDP for the Scenarios



3) 財政収支

エネルギー価格の上昇は、エネルギー産業の販売収入の増加、生産性向上に伴う利潤（付加価値）の拡大を通じて、政府の財政収入を拡大させる。

2003年の財政収入合計は、「レファレンス・シナリオ」の181×10億 PLN（名目）に対して、「ECシナリオ」のそれは282×10億 PLN（同）、「AEC

シナリオ」では 290×10 億 PLN (同) である (1996 年は 99×10 億 PLN) 。
これが、同年の名目 GDP に占める割合は、「レファレンス・シナリオ」から順に 28%、33%、33%となる (1996 年は 27%) 。

ただし、エネルギー産業による追加的な利潤 (付加価値) を除けば、財政収入が名目 GDP に占める割合は、1996 年の 27%が 2003 年にはいずれのケースでも 25%前後に低下する。

本モデルにおいては、エネルギー産業の生産性向上に伴う追加的な付加価値額は、便宜的に政府部門に帰属させている。しかし、これは必ずしも政府にのみ帰属するものではない。規制緩和が進んでいる現実においては、追加的な付加価値額は、民間企業を含んだ様々な経済主体に分配されることになる。ただし、モデルの上では、経済主体が誰であろうと、有効需要か否かだけが重要であるため、分配先を変えても大きな違いはない。

ここで重要なことは、エネルギー産業の生産性向上をもたらす合理化は、GDP の成長に対して、大きなインパクトを及ぼすことになる、ということである。

b. エネルギー需給

1) 一次エネルギー供給

「EC シナリオ」における一次エネルギー供給の年平均増加率は、1996 年から 2003 年の期間平均で、-1.8%である。また、「AEC シナリオ」のそれは、-2.4%である。これらと「レファレンス・シナリオ」のそれとを比較すると、前者は年率 1.0 ポイントほど小さく、後者は年率 1.6 ポイントほど小さい。それぞれの 2003 年時点の一次エネルギー供給をみると、「EC シナリオ」は 101.4 MTOE、「AEC シナリオ」は 97.4 MTOE であり、「レファレンス・シナリオ」のその 85%、81%に対応する (Figure 9.8 参照)。

Figure 9.8 Simulation Results of Primary Energy Requirement

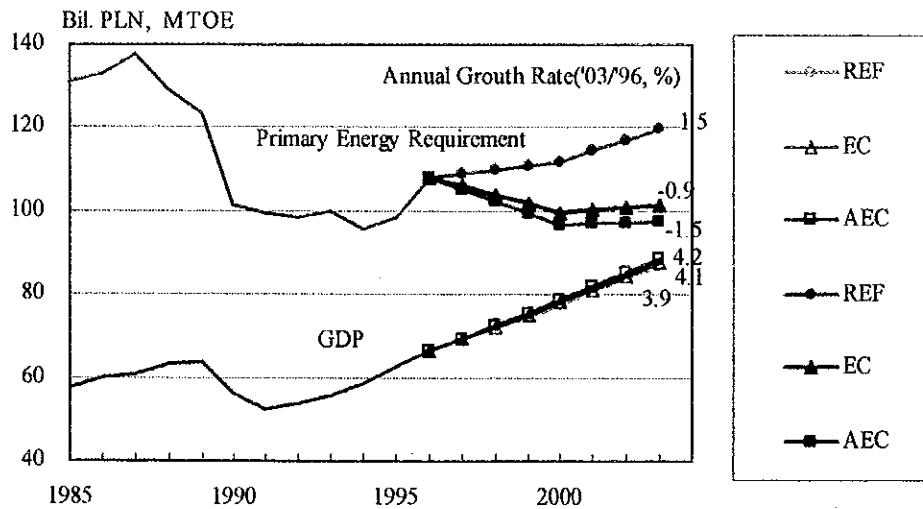
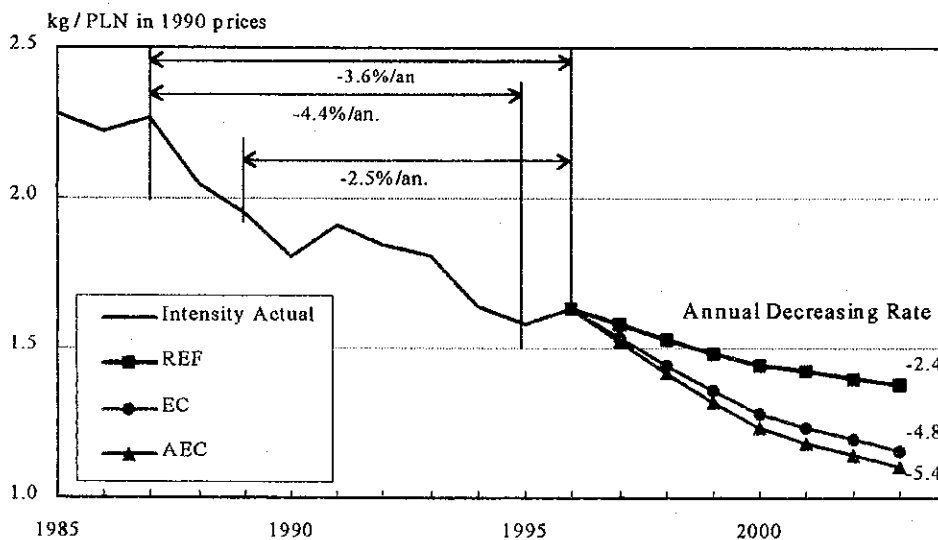


Figure 9.9 Simulation Results of Energy/GDP Intensity



また、この結果、2003年のエネルギー/GDP原単位は、「ECシナリオ」が1.16 kg/PLN、「AECシナリオ」が1.10 kg/PLNとなる。これは「レファレンス・シナリオ」の1.38 kg/PLNに対して、順に16%、20%ほど小さい。1996年の値は、1.63 kg/PLNであるから、年平均低下率は、「レファレンス・シナリオ」で2.4%、「ECシナリオ」で4.8%、「AECシナリオ」で5.4%となる。

「レファレンス・シナリオ」の GDP 原単位の改善率は、1989～1996 年の傾向をほぼ踏襲している。一方、省エネルギーを意識した二つのシナリオは、それ以上に大きな改善を想定していることになる。

しかし、それは達成不可能といった値ではないと考えられる。過去においてエネルギー需要がピークであったのは1987年であるが、その年から1995年までの7年間で見れば、GDP 原単位は年率 4.4%で改善されている。それゆえ、それと同程度、あるいは、改善速度を若干加速させてゆけば実現できる値である。そうしたケースとして、省エネルギーの二つのケースを位置づけたい。

マクロ的な観点から見れば、省エネ政策を導入しない限り、これまでと同様なエネルギー効率の改善は期待できない。したがって、今後は何らかの方策が必要になるということである (Figure 9.9 参照)。

2) 最終エネルギー消費

一次エネルギー供給と同様に、最終エネルギー消費においても、省エネルギーを考慮した二つのケースの需要増加率は、「レファレンス・シナリオ」のそれに比べて小さい。「EC シナリオ」では年率 2.0 ポイント、「ABC シナリオ」では、同 3.3 ポイントほど年平均増加率は小さい。

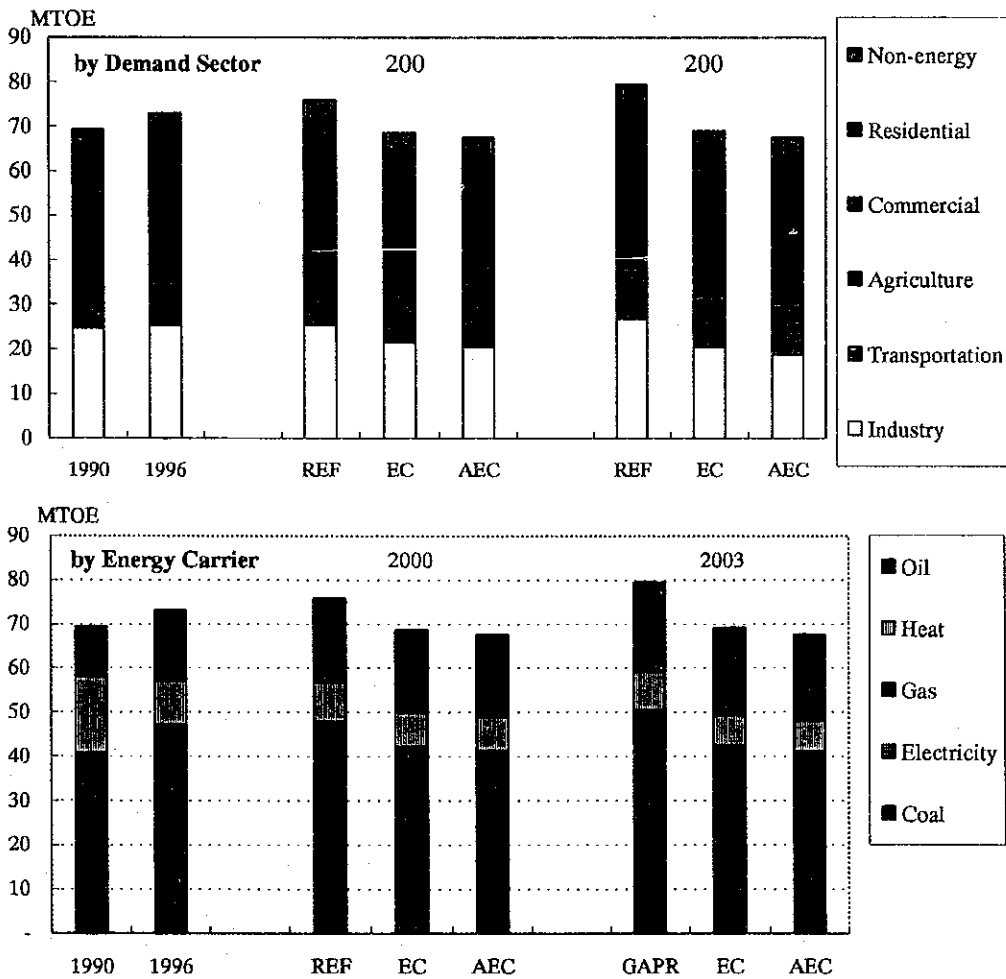
省エネルギーのインパクトをエネルギー源別に見ると、石炭が最も大きく、次いでガス、電力となっている。石炭需要への影響は、産業部門での需要鈍化が大きく影響している。逆に、石油への影響は軽微なものと想定されており、それには二つの理由がある。第一には、シミュレーションの前提となる価格設定において、2000 年までの石油製品価格は低下すると想定したこと、第二には、自動車の普及拡大にともない輸送用燃料需要が堅調であること、である (Table 9.11、Figure 9.10 参照)。

Table 9.11 Simulation Results of Final Energy Consumption

(Unit: 1000 TOE, %)

Item	Actual		Reference					EC				AEC					
	1995	95/90	2000	96/00	2003	03/00	03/96	2000	96/00	2003	03/00	03/96	2000	96/00	2003	03/00	03/96
by Sector																	
Industrial Sector	25,325	0.4	25,502	0.2	26,728	1.6	0.8	21,641	-3.9	20,457	-1.9	-3.0	20,483	-5.2	18,782	-2.8	-4.2
Transportation Sector	9,920	3.5	10,931	2.5	11,454	1.6	2.1	10,954	2.5	11,574	1.9	2.2	10,976	2.6	11,612	1.9	2.3
Agriculture	5,166	0.2	4,912	-1.3	4,960	0.3	-0.6	4,902	-1.3	4,946	0.3	-0.6	4,906	-1.3	4,950	0.3	-0.6
Commercial	4,654	-6.5	4,956	1.6	5,416	3.0	2.2	4,406	-1.4	4,691	2.1	0.1	4,408	-1.3	4,702	2.2	0.1
Residential	24,062	2.9	24,979	0.9	26,336	1.8	1.3	22,207	-2.0	22,810	0.9	-0.8	22,214	-2.0	22,865	1.0	-0.7
Non-energy Use(Incl. feed stock)	3,882	-1.4	4,616	4.4	4,601	-0.1	2.5	4,579	4.2	4,557	-0.2	2.3	4,603	4.3	4,581	-0.2	2.4
Total	73,009	0.9	75,896	1.0	79,494	1.6	1.2	68,690	-1.5	69,034	0.2	-0.8	67,590	-1.9	67,492	0.0	-1.1
by Energy																	
Coal (incl. Solid Fuel)	30,564	1.2	26,261	-3.7	24,747	-2.0	-3.0	22,645	-7.2	19,587	-4.7	-6.2	22,119	-7.8	18,973	-5.0	-6.6
Electricity	8,035	1.6	9,360	3.9	10,551	4.1	4.0	8,461	1.3	9,103	2.5	1.8	8,261	0.7	8,792	2.1	1.3
Gas	8,454	9.3	12,122	9.4	15,138	7.7	8.7	11,014	6.8	13,736	7.6	7.2	10,869	6.5	13,459	7.4	6.9
Heat	10,028	-8.6	8,999	-2.7	8,720	-1.0	-2.0	7,790	-6.1	6,969	-3.6	-5.1	7,687	-6.4	6,853	-3.8	-5.3
Petroleum	15,928	5.8	19,154	4.7	20,339	2.0	3.6	18,781	4.2	19,640	1.5	3.0	18,653	4.0	19,414	1.3	2.9

Figure 9.10 Simulation Results of Final Energy Demand

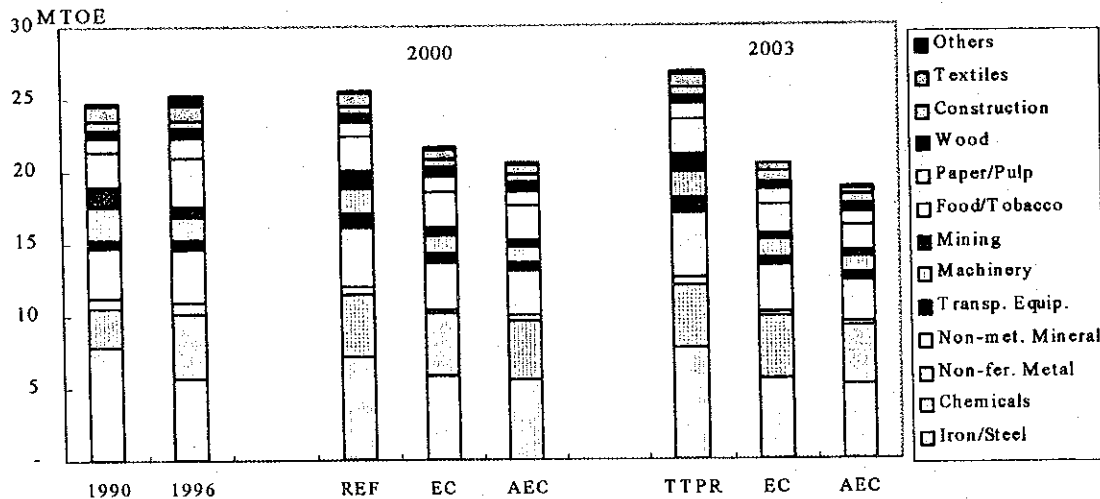


3) 産業部門エネルギー消費

省エネルギーを考慮した二つのケースにおいて、産業部門のエネルギー消費は、大きなマイナス成長が想定されている。1996～2003年の年平均変化率は、「ECシナリオ」が-3.0%、「AECシナリオ」が-4.2%である。2000年までの前と後とに分ければ、2000年までの減少率が大きい。この理由は、1996年値が異常に大きなものであったことによる。

「レファレンス・シナリオ」に比べると、両シナリオは、それぞれ年率3.8ポイント、5.0ポイントほど需要が抑制されると推計された。このうちの0.2ポイントは価格上昇の効果であり、3.6ポイントおよび1.2ポイントが、それ以外の省エネ誘導策によるものと推計されている（Figure 9.11 参照）。

Figure 9.11 Simulation Results of Energy Demand in the Industrial Sector

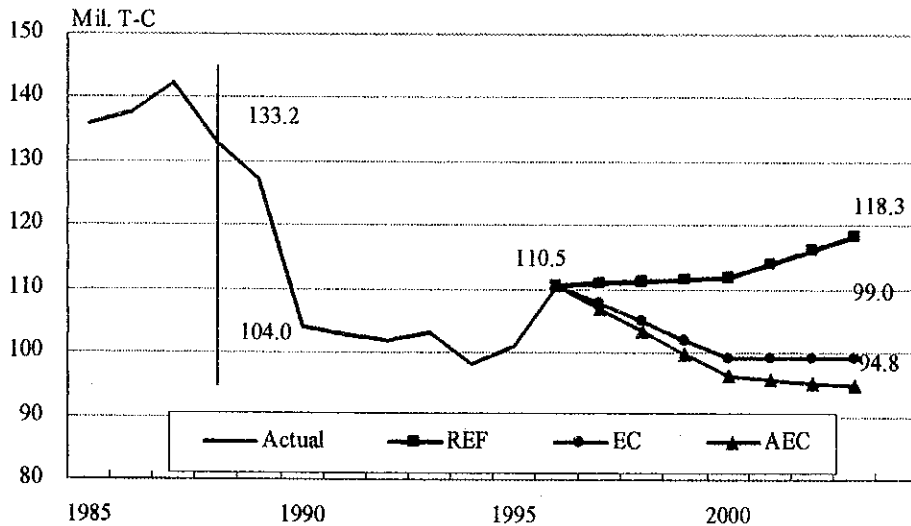


4) CO₂ 排出量

シミュレーション結果を見ると、2003年におけるCO₂排出量は、「レファレンス・シナリオ」で118×百万トン-C、「ECシナリオ」で99×百万トン-C、「AECシナリオ」で95×百万トン-C、である。これらを、1988年の値の133.2×百万トン-Cと比較してみる。「レファレンス・シナリオ」は-12%、二つの省エネルギーシナリオでは、それぞれ-26%、-29%ほど小さい値と

なる（Figure 9.12 参照）。

Figure 9.12 Simulation Results of CO2 Emissions



9.2.4 エネルギー価格変化とマクロ経済

(1) シミュレーションの目的と前提

エネルギー価格は、エネルギー政策においてはいうまでもなく、マクロ経済全体の政策運営においても、重要な政策手段である。なぜなら、エネルギーは一般消費者の生活必需品であるばかりでなく、生産活動においても不可欠な中間投入財であるからだ。それゆえ、エネルギー価格の変化は、生産活動を通じて全ての財価格に反映され、一般物価に影響をおよぼす。個別ミクロ的な経済活動分野を想像すれば、エネルギー価格の変化が企業や産業の国際競争力の問題とも無関係ではない。

そこで本節では、国内のエネルギー価格変化がマクロ経済全体にどのような影響をもたらす可能性があるかを、検討する。具体的には MEMP を用いながら、エネルギー価格変化に関するモデルの感度分析として、次のようなシミュレーションを行った。

名目のエネルギー価格上昇率をゼロとしたケースを起点とし、エネルギー価格を年率5%、10%、15%、20%、25%と変化させてみる。その結果、主要なマクロ経済指標にどのような変化が生じてくるかを検討する。国内エネルギー価格以外の外生変数は、全く同一ではないが、ほぼ「ファレンス・ナリオ」前提値に準じている。

また、ここでは為替レートについても、シミュレーションの解として得られるように、モデルの内生変数として扱っている。具体的には、次のような式を採用している。

$$EXR1 = -1.91610 + 3.33206 * ((P(-1)/PM(-1))) - 0.0000138 * (DBLCR)$$

(-10.27)
(22.26)
(-1.25)

OLS (1991-1996) AR2:0.994 SD:0.058232 DW: 3.478

上の式の意味することは、為替レートは購買力平価と経常収支とで規定されるということである。ここで、購買力平価は、国内物価 (P) と海外物価 (PM) との相対的な関係で示され、経常収支 (DBLCR) はドルベースの国際収支表に示される値である。

(2) マクロ経済変数への影響

エネルギー価格変化に対するモデルのシミュレーション結果を読むと、次のような特徴がある。

第一には、エネルギー価格上昇は一般物価を上昇させることである。エネルギー価格上昇率に対する一般物価上昇率の弾性値は、約0.4ほどである。つまり、エネルギー価格の上昇率を年率約10ポイント変化させると、消費者物価指数で4.3ポイント、卸売物価指数で3.8ポイントほど上昇率が高まる (Table 9.12、Figure 9.13 参照)。

Table 9.12 Energy Price Impacts on Macro-economy

Item	Unit	Annual Energy Price Change					
		0%	5%	10%	15%	20%	25%
CPI	%('03/'96)	2.2	4.5	6.5	8.8	10.8	12.9
WPI	%('03/'96)	2.1	4.1	6	8.1	9.9	11.8
Exchange Rate	PLN/\$ (2003)	4.1	4.5	4.8	5.2	5.6	6.0
Exchange Rate	%('03/'96)	2.5	3.7	4.8	6.1	7.2	8.3
Current Balance, B.of P.	Bil. US\$(2003)	-14,464	-12,143	-9,650	-7,167	-4,588	-1,850
Government Revenue	%('03/'96)	7.4	12.9	17.9	22.9	27.4	31.5
GDP	%('03/'96)	4.6	5.1	5.7	6.3	6.9	7.4

第二に、エネルギー価格の上昇はポーランド国の通貨価値（つまりは為替レート）を減価させる。モデルの解に従えば、エネルギー価格上昇がゼロの場合には、2003年の為替レートは4.1 PLN/US\$であるが、年率10%ずつエネルギー価格を上昇させると、その値は4.8 PLN/US\$となり、20%上昇率の場合には5.6 PLN/US\$になると想定されている。それゆえ、エネルギー価格変化に伴う為替レート変化の弾力性は、0.23程度と推計される。

第三は、国際収支への影響である。対外貿易の観点から見れば、通貨価値が弱くなれば（為替レートの切り下げ）、言うまでもなく輸出環境は好転し、輸入環境は悪化する。それゆえ、エネルギー価格の上昇は、為替レートの減価、それに伴う輸出の増加と輸入の減少を通じて、国際収支バランスを黒字の方向に向かわせる。シミュレーション結果をみると、エネルギー価格の上昇率がゼロのままであれば、2003年の経常収支は14.5×10億ドルの赤字であるが、エネルギー価格を年率10%上昇させた場合には、その値は9.7×10億ドル、20%上昇のケースでは4.6×10億ドル、というように赤字額は削減されていく。ちなみに、1996年の経常収支赤字は8.5×10億ドルである。

第四には、エネルギー産業の収支の改善とそれに伴う政府支出の増加である。エネルギー産業のコスト上昇率は消費者物価の半分程度であり、拡大する利益は政府支出の増大につながる、という仮定に立つと、エネルギー価格上昇がもたらす財政収入インパクトはかなり大きい。物価上昇の影響はあるが、エネル

ギー価格上昇に対する財政収入増加の弾力性は、ほぼ1.0である。つまり、エネルギー価格の上昇率分だけ、名目の財政収入が拡大すると見込まれる。エネルギー価格上昇に伴う物価上昇の影響は弾力値0.4であったから、実質価格でみたエネルギー価格上昇に対する財政収入の弾力性は0.6ということになる。

第五には、上で見てきたようなマクロ経済諸変数の変化によって、GDP成長率もかなり変化する。結論から言えば、エネルギー価格の上昇は実質経済成長率を加速させる。エネルギー価格上昇率に対するGDP成長率の弾力性は、0.1程度である。つまり、エネルギー価格を10%上昇させると、実質経済成長率は約1%上昇するということである。この原因は、上で述べてきたように、エネルギー価格の上昇→為替レートの減価→対外国際収支の改善、という第1のパス、エネルギー価格の上昇→エネルギー産業の収支改善→政府支出の大幅改善、という第2のパス、そして、エネルギー価格の上昇→エネルギー節約の促進→石炭輸出の拡大と石油やガス輸入の縮小という第3のパスの効果にある。第3のパスについては、さらに後述する。

(3) エネルギー需給への影響

エネルギーの消費関数において、エネルギー価格は主要な説明変数であるから、エネルギー価格変化がエネルギー需給に及ぼす影響は、マクロ経済への影響以上に直接的である。

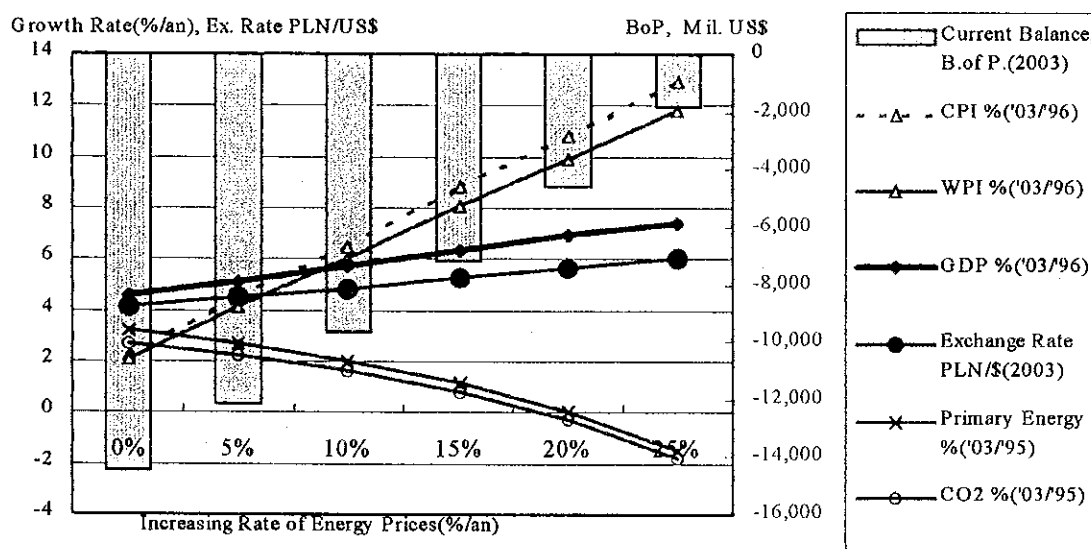
シミュレーションの解に従えば、年率10%のエネルギー価格の上昇は、一次エネルギー需要を年率1.2ポイント～2.0ポイントほど減少させる。それゆえ、エネルギー価格に対する一次エネルギー需要の弾力性は、 $-0.12 \sim -0.2$ ということになる。

また、CO₂排出量は、年率20%上昇というような高率のエネルギー価格の値上げによって、初めてマイナス成長になる。CO₂排出量のエネルギー価格に対する弾力性は、 $-0.11 \sim -0.19$ である (Table 9.13 参照)。

Table 9.13 Energy Price Impacts on Energy Demand

Item	Unit	Annual Energy Price Change					
		0%	5%	10%	15%	20%	25%
Primary Energy	%('03/'95)	3.2	2.7	2.0	1.2	0.0	-1.5
Final Energy	%('03/'95)	2.6	2.0	1.2	0.2	-1.1	-3.0
Industry	%('03/'95)	2.5	2.1	1.6	1.0	0.1	-1.1
Transportation	%('03/'95)	2.5	2.1	1.5	0.8	-0.1	-1.3
Others(R&C, Ag.)	%('03/'95)	2.4	1.6	0.5	-0.7	-2.5	-5.0
CO ₂	%('03/'95)	2.7	2.2	1.6	0.8	-0.3	-1.8

Figure 9.13 Energy Price Impact on the Macro-economy



(4) マクロ的な推計式による価格弾力性の計測

シミュレーションによって得られたエネルギー価格に対する需要の感度は、いわば、推計式群全体（モデル全体）で測られたものである。それは、エネルギー価格変化によるマクロ経済諸変数の変更をも踏まえている。

そうした方法ではなく、もっと大胆に次のような式を原型としてエネルギーの需要関数を推計し、価格弾力性を求めることができる。

$$\text{Log}(E) = a \text{Log}(P) + b \text{Log}(Y) + c \text{Log}(E_{-1}) + d$$

ここで、 $a/(1-c)$ が長期の価格弾力性、 $b/(1-c)$ が長期の所得弾力性である。

エネルギーの需要部門ごとに推計された各々のパラメータは、以下の表のごとくである。これをみると、エネルギー需要の価格弾力性は、-0.01~-0.05であり、かなり小さい (Table 9.14 参照)。

Table 9.14 Demand Elasticity to Price and Income

	Price		Income		Lag c	AR ²	SD	DW	estimation period
	a: Short	Long	b: Short	Long					
Industry	-0.054 (-4.92)	-0.067	0.335 (1.63)	0.417	0.196 (1.42)	0.97	0.04	2.54	1985-1995
Transportation	-0.009 (-0.06)	-0.012	0.615 (2.2)	0.846	0.274 (0.95)	0.5	0	2.2	1985-1995
Other	-0.032 (-3.12)	-0.036	0.033 (0.08)	0.037	0.115 (0.40)	0.63	0.07	2.05	1985-1995
Primary Energy	-0.047 (-7.09)	-0.049	0.128 (0.86)	0.133	0.043 (0.32)	0.97	0.03	2.41	1985-1995

(note) Estimation formula is $\ln(E_t) = a \cdot \ln(P_t) + b \cdot \ln(Y_t) + c \cdot \ln(E_{t-1})$

E_t is the energy demand in t period, P_t is the coal price/WPI in t period.

Here, a is price elasticity in short term, b is income elasticity in short term.

Long-term elasticity is calculated by $a/(1-c)$ and $b/(1-c)$.

Figures in () are t values.

9.3 省エネルギー政策へのインプリケーション

9.3.1 エネルギー価格政策

シミュレーションにより、省エネルギー政策の採用は GDP 成長率に対してもプラスの効果をもたらすことが明らかになった。これは、(1)「国内エネルギー価格の値上げ→エネルギー産業の収入増加と生産性上昇→エネルギー産業の利潤（付加価値）の増加」、および(2)「省エネルギーの推進→石油・ガスなどのエネルギー輸入の減少→石炭輸出の拡大」という二つのパスが、GDP の成長にプラ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→インフレの加速→実質購買力の低下」という GDP に対してマイナスの効果も働いている。

省エネルギーの推進のためにエネルギー価格政策を用いることは、極めて常道である。しかし、エネルギー価格の上昇は同時にインフレーションを加速させる効果もあるため、政策当局は、物価上昇に対する細心の注意を払いながら、その成果を見守る必要がある。政府のマクロ経済政策において、雇用や経済成長が主要な政策目標であるのは言うまでもない。加えて、物価安定もまた、重要な政策課題である。エネルギー価格の上昇は、経済成長や省エネルギー・環境保護にとって望ましい効果をもたらす有効な政策手段であるものの、物価の影響に対してはネガティブな効果がある。それゆえ、双方のバランスを考えながら、まさにポリシー・ミックスを模索してゆくしかない。

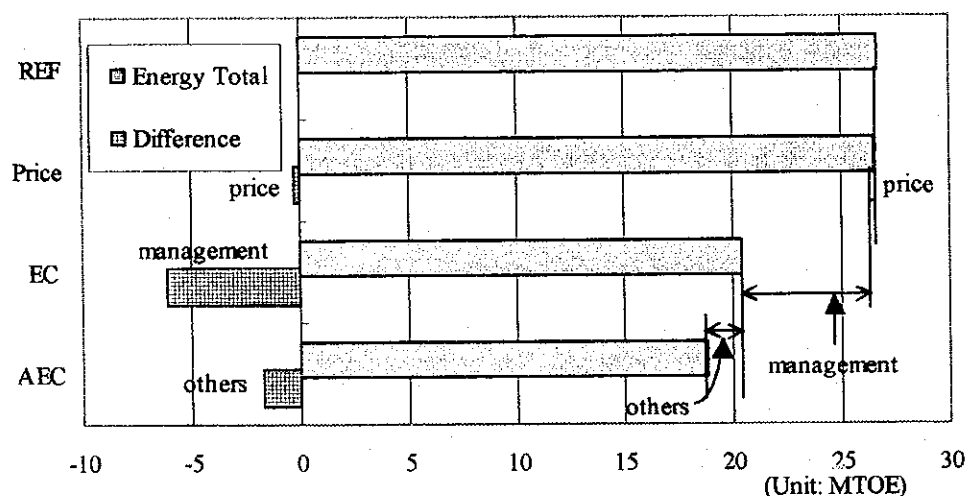
9.3.2 省エネルギー誘導策

エネルギー価格政策以外の省エネルギー誘導策の効果として、産業部門では価格政策の効果をはるかに上回る省エネルギー効果が見込まれた。MEMP モデルによって推計された価格効果と、ミクロ産業分析によって推計された省エネ可能性量とを分解すれば、Figure 9.14 の如くなる。この図に見られるように、工場のエネルギー管理の改善による省エネルギー効果は、価格政策の効果をはるかに上回っており、その他の政策の効果もそれを上回っている（第3章で述べたように、省エネルギーの誘導策には、エネルギー価格の合理的な決定、および、工場のエネルギー管理の改善の他に、近代化・合理化投資、および、長期・低利融資 - 経済的インセンティブ - が含まれている）。

なお、Figure 9.14 に示した効果はマクロ・レベルでの推定によるものであり、第6章における、対象産業毎の、マイクロ・レベルの推定とは必ずしも一致しないことに留意されたい。

いずれにせよ、マクロ経済に悪影響を及ぼすことなく、省エネルギーが推進できれば、それに越したことはない。それは、具体的にはエネルギー管理の強化といった方策である。そうした方策を実施主体者にどのように動機付けをするか、が大きな課題であり、そのための制度作りが要請される。

Figure 9.14 Factors of Energy Conservation in the Industrial Sector



9.2.7 9.3.3 エネルギー産業の合理化と生産性向上

政府の補助金に依存するエネルギー産業の体質改善は、早急に図られねばならない。本シミュレーションでも示したが、エネルギー産業のコスト上昇率をある仮定の下に押さえれば、生産性の向上を図ることにより、付加価値の拡大=GDPの拡大が期待できる。エネルギー価格の上昇はそのインセンティブでしかないが、民営化の進展によって期待される効果は、まさにこうした生産性の向上である。

上述のように、そこからもたらされた利潤（付加価値）が帰属する経済主体は、モデル上では政府としたが、実際の経済活動においては、分配上の問題は残るが、誰でも良い

のである。例えば民営化を前提として、利潤の拡大は直接エネルギー産業に帰属し、彼らの設備投資の拡大に利用されると考えることができる。また、利潤は消費者に還元されるべきものと考えて、消費者の可処分所得の拡大、という扱いも可能である。

いずれにしても、エネルギー価格の上昇に付随するエネルギー産業の生産性の向上が、付加価値の拡大、つまりは GDP の拡大をもたらすことにつながる。そのために、政府の補助金を削減し、エネルギー産業の自立的な生産性向上への期待は大きい。

9.3.4 省エネルギーと CO₂ 排出量

シミュレーションで示されたように、省エネルギー政策がもたらす CO₂ 削減効果は極めて大きい。地球温暖化問題の緩和のために、CO₂ を代表とした温室効果ガスの削減は、世界的な課題であり、ポーランドもその例外ではない。国際的な責務を果たすためには、この CO₂ の削減効果をも視野に入れた、省エネルギー政策の実現が望まれる。

Appendix 9-1

List of the Equations for the MEMP: Macro-economic and Energy Supply/Demand

Model for Poland

1 Macro-economic Sector

1.1 GDP in Constant Price

1.1.1 Private Consumption

$$CP=17026.8+21.8624*((GDE.N-GRTAX)/CPI)+1512.42*(DUMTRANS)$$

(4.46) (2.10) (14.09)

OLS (1990-1996) AR2: .974 SD: 555.2171 DW: 2.734

1.1.2 Government Consumption

$$CG=CG.N/PCG*100$$

1.1.3 Private Investment

$$LOG(IP)=-6.77535-325196*(LOG(INT/(WPI/WPI(-1))))+1.60545*(LOG(CP))+227776*(DUM91)$$

(-4.56) (-15.81) (11.17) (4.76)

OLS (1988-1996) AR2: .98 SD: 036727 DW: 1.688

1.1.4 Government Investment

$$IG=IG.N/PIG*100$$

1.1.5 Investment Total

$$I=IP+IG$$

1.1.6 Export, Coal

$$LOG(EXCL)=-3.85149+1.08302*LOG((-CLEX))$$

(-3.37) (9.29)

OLS (1988-1995) AR2: .924 SD: .053337 DW: 1.16

1.1.7 Export, Others

$$EXOT=-22166.4-8340.30*(PEXOT/(PEW*EXR2))+11.7765*(TWM)+1.12595*(IP)$$

(-6.42) (-1.00) (7.46) (2.60)

OLS (1990-1996) AR2: .967 SD: 731.6146 DW: 2.716

1.1.8 Export, Total

$$EX=EXCL+EXOT$$

1.1.9 Import, Oil & Gas

$$MOG=4.21499+.056412*((CRIM+PTIM+GAIM))+78.0672*(DUM95)$$

(1.57) (461.39) (111.92)

OLS (1986-1995) AR2: 1. SD: .659397 DW: 1.785

1.1.10 Import, Others

$$MOT=7871.19+.538981*((CP+I))-21260.8*(PM/CPI)-4865.70*(DUM89)$$

(1.63) (5.60) (-9.35) (-2.69)

OLS (1987-1996) AR2: .935 SD: 1,574.35 DW: .951

1.1.11 Import, Total

$$M=MOG+MOT$$

1.1.12 GDP, GDE(Gross Domestic Expenditure)

$$GDE=CP+CG+I+J+EX-M$$

1.2 GDP in Current Price

1.2.1 Private Consumption

$$CP.N = CP * PC / 100$$

1.2.2 Government Consumption

$$CG.N = 7823.96 + .506303 * (GPCE)$$

(3.90) (17.00)

$$OLS \quad (1991-1996) \quad AR2: .983 \quad SD: 2,039.56 \quad DW: 2.127$$

1.2.3 Private Investment

$$IP.N = IP * PIP / 100$$

1.2.4 Government Investment

$$IG.N = -9062.27 + 9.81363 * (GPDE) + 12466.9 * (DUM96)$$

(-1.57) (4.21) (2.24)

$$OLS \quad (1990-1996) \quad AR2: .932 \quad SD: 3,410.01 \quad DW: 1.962$$

1.2.5 Investment, Total

$$I.N = IP.N + IG.N$$

1.2.6 Stock Change

$$J.N = J * PJ / 100$$

1.2.7 Export, Coal

$$EXCL.N = EXCL * PEXCL / 100$$

1.2.8 Export, Others

$$EXOT.N = EXOT * PEXOT / 100$$

1.2.9 Export, Total

$$EX.N = EXCL.N + EXOT.N$$

1.2.10 Statistical Difference

$$SD.N = SD * PSD / 100$$

1.2.11 Import, Oil & Gas

$$MOG.N = MOG * PMOG / 100$$

1.2.12 Import, Others

$$MOT.N = MOT * PMOT / 100$$

1.2.13 Import Total

$$M.N = MOG.N + MOT.N$$

1.2.14 GDP, GDE

$$GDE.N = CP.N + CG.N + I.N + J.N + EX.N - M.N + SD.N$$

1.3 Prices

1.3.1 WPI(Wholesalers Price Index)

$$WPI/WPI(-1) = -.440295 + .438671 * (PM/PM(-1)) + 2.33713 * (MLM2/GDE.N)$$

(-5.09) (4.30) (6.48)

$$+ .239711 * (PELEH/PELEH(-1))$$

(4.89)

$$OLS \quad (1988-1996) \quad AR2: .999 \quad SD: 047458 \quad DW: 2.224$$

1.3.2 CPI(Consumers Price Index)

$$CPI/CPI(-1) = -.031281 + .378272 * (WPI/WPI(-1)) + .554919 * (WI/WI(-1))$$

(-1.09) (3.14) (6.39)

$$+ .110649 * (PELEH/PELEH(-1))$$

(3.29)

OLS (1989-1996) AR2: 1. SD: .036437 DW: 1.823

1.3.3 Wage Index

WI/WI(-1)=.803474+.723659*(PC/PC(-1))-439421*((GDE/L)/(GDE(-1)/L(-1)))
(2.78) (9.69) (-2.11)

OLS (1988-1996) AR2: .974 SD: .200171 DW: 3.192

1.3.4 Price Deflator for 'CP'

PC=1.16223+.937172*(CPI)+.037167*(PC(-1))
(.67) (23.84) (0.76)

OLS (1986-1996) AR2: 1. SD: 3.47177 DW: 1.242

1.3.5 Price Deflator for 'CG'

PCG=40.2423+.594312*(CPI)+32.9446*(DUM9192)
(4.23) (28.74) (3.79)

OLS (1990-1996) AR2: .994 SD: 9.00341 DW: 2.754

1.3.6 Price Deflator for 'IP'

PIP=53.6488+.377212*(WPI)+.164677*(WPI(-1))
(2.99) (1.56) (0.68)

OLS (1990-1996) AR2: .982 SD: 10.3051 DW: 3.393

1.3.7 Price Deflator for 'IG'

PIG=20.7811+.954265*(WPI)-87.0042*(DUM95)+35.4356*(DUM92)
(1.51) (20.51) (-5.12) (2.28)

OLS (1990-1996) AR2: .987 SD: 13.9458 DW: 2.52

1.3.8 Price Deflator for 'I'

PI=LN/I*100

1.3.9 Price Deflator for 'J'

PJ=45.9950+.225395*(CPI)+964.217*(DUM9596)
(1.31) (1.54) (12.37)

OLS (1988-1996) AR2: .984 SD: 58.9407 DW: 1.558

1.3.10 Price Deflator for 'SD::'

PSD=41.2728+.221032*(CPI)+895.909*(DUM9596)+151.688*(DUM96)
(1.85) (2.21) (14.85) (2.46)

OLS (1987-1996) AR2: .991 SD: 43.0688 DW: .816

1.3.11 Price Deflator for 'EXCL'

PEXCL=.003593+3.04904*(PEXCLD*EXR1)
(.16) (9206.94)

OLS (1988-1996) AR2: 1. SD: .033748 DW: .802

1.3.12 Price Deflator for 'EXOT'

PEXOT=5.14912+.443794*(WPI)+31.3944*(EXR1)
(1.30) (5.69) (3.14)

OLS (1986-1996) AR2: .995 SD: 8.11802 DW: 1.8

1.3.13 Price Deflator for 'EX'

PEX=EX.N/EX*100

1.3.14 Price Deflator for 'MOG'

PMOG=-12.9963+7.73488*(POILUS*EXR2)+119.711*(DUM96)
(-.73) (13.73) (3.22)

OLS (1987-1996) AR2: .97 SD: 31.6849 DW: 2.077

1.3.15 Price Deflator for 'MOT'

PMOT=.894304+.239533*(PEW*EXR2)+.784122*(PMOT(-1))+55.4292*(DUM90)
(.22) (3.67) (7.77) (5.75)

OLS (1987-1996) AR2: .996 SD: 6.79616 DW: 1.597

1.3.16 Price Deflator for 'M'

PM=M.N/M*100

1.3.17 Price Deflator for 'GDP'

P=GDE.N/GDE*100

1.4 Labor

1.4.1 Unemployment Ratio

URATE= 40.5463+2.84373*(WI/(GDE/LN))/(WI(-1)/(GDE(-1)/LN(-1)))-35.3466*((L/L(-1))
(3.16) (1.12) (-2.81)
+5.95290*(URATE(-1))-5.24035*(DUMTRANS)
(3.82) (-2.05)
OLS (1991-1996) AR2: .892 SD: .567388 DW: 3.041

1.4.2 Active Population

LA=-1308.04+.030405*(POP)+1.01265*(LA(-1))-54.4299*(DUM8991)
(-1.82) (0.70) (21.75) (-3.95)
OLS (1986-1996) AR2: .999 SD: 13.5391 DW: 1.84

1.4.3 Number of Workers(willing to work)

L/LA= 2.77399-3.39697*((LA/POP))+.021742*(DUM92)
(5.62) (-4.01) (1.90)
OLS (1990-1996) AR2: .804 SD: .010120 DW: 1.947

1.4.4 Number of Unemployment

U=L*URATE/100

1.4.5 Number of Employment

LN=L-LOT-U

1.5 Government Financial Balance and Others

1.5.1 Tax Revenue

GRTAX=1172.14+.402258*(CP.N)+.517061*(EX.N-M.N)
(.76) (30.70) (3.12)
OLS (1990-1996) AR2: .996 SD: 1,698.95 DW: 1.527

1.5.2 Other Revenue

GROTR=2186.63+.027340*(CP.N)+1804.03*(DUM95)
(6.50) (10.05) (3.29)
OLS (1990-1996) AR2: .964 SD: 466.1768 DW: 2.506

1.5.3 Additional Revenue due to Higher Energy Prices

ADDGR=RINCLENE

1.5.4 Revenue Total

GRT=GRTAX+GROTR + ADDGR

1.5.5 Current Expenditure

GPCE=GRT-GPDE

1.5.6 Financial Expenditure Total

GPT=GPCE+GPDE

1.5.7 Government Financial Balance

GRPD=GRT-GPT = 0

1.5.8 Money Supply

MLM2=4419.20+3.365218*(GDE.N)-117.919*(INT)
(2.32) (63.29) (-2.92)
OLS (1988-1996) AR2: .998 SD: 1,966.44 DW: 2.535

1.5.9 Exchange Rate for Export

EXR1=-1.91610+3.33206*((P(-1)/PM(-1)))-.0000138*(DBLCR)
(-10.27) (22.26) (-1.25)
OLS (1991-1996) AR2: .994 SD: .058232 DW: 3.478

1.5.10 Exchange Rate for Import

EXR2=-.291312+.823594*(EXR1)-.302364*(DUM93)
(3.17) (20.23) (-3.51)
OLS (1990-1995) AR2: .988 SD: .076041 DW: 2.651

1.6 Balance of Payment

1.6.1 Export, Coal

DEXCL=-.158998+1.00026*(EXCL.N/EXR1)
(-.16) (842.17)
OLS (1990-1996) AR2: 1. SD: 356904 DW: 1.43

1.6.2 Export, Others

DEXOTR=-8.63979+1.00049*(EXOT.N/EXR1)
(-9.48) (18666.73)
OLS (1990-1996) AR2: 1. SD: .591192 DW: 2.455

1.6.3 Export, Total

DEX=DEXCL+DEXOTR

1.6.4 Import, Oil & Gas

DMOG=-.586313+1.00032*(MOG.N/EXR2)
(-.77) (2197.72)
OLS (1990-1996) AR2: 1. SD: .367291 DW: 1.825

1.6.5 Import, Others

DMOTR=-.877158+1.00009*(MOT.N/EXR2)
(-.49) (10072.13)
OLS (1990-1996) AR2: 1. SD: 1.77497 DW: 2.831

1.6.6 Import, Total

DM=DMOG+DMOTR

1.6.7 Balance of Trade

DBLTR=DEX-DM

1.6.8 Current Balance

DBLCR=DBLTR+DSERV+DTRANS

1.7 Industrial Activity(production in physical term)

1.7.1 Steel

STEEL=-.107,995.1+13,329.1*LOG(GDE)-3,163.80*LOG(MOT)-534.4371*DUM93
(-6.62) (8.61) (-7.25) (-1.78)
OLS(1989 - 1995) AR2: 0.9516 SD: 267.420 DW: 2.300

1.7.2 Paper

PAPERP = -19,533.7 +1,929.90*LOG(GDE)+178.9775*DUM90 +64.1731*DUM95
(-12.09) (13.11) (5.87) (2.05)
+48.4512*DUM93
(1.57)
OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9611 SD: 27.858 DW: 2.120

1.7.3 Sugar

SUGAR = 1,785.2 -0.00842*MOT -193.0723*DUM92 +338.5658*DUM93 -243.2172 DUM94
(39.20) (-2.96) (-6.40) (11.13) (-7.66)
+276.4625*DUM90
(8.44)
OLS (1988 - 1995) AR2: 0.9841 SD: 26.924 DW: 2.127

1.7.4 Meat

MEAT = 16,557.6 +.0953*CP -1,879.24*LOG(MOT) -137.17*DUM93 +273.51*DUM95
(11.72) (7.07) (-13.27) (-1.41) (2.10)
OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9732 SD: 82.575 DW: 2.902

1.7.5 Fertilizer

FERTIL = -4,002.93 +.652567*IP +.158093*CP +409.7585*DUM92
(-3.04) (11.03) (3.34) (1.32)
OLS (1988 - 1995) AR2: 0.9727 SD: 261.531 DW: 2.816

1.7.6 Chemical Products

CHEMP = -89,956.1 +737.9016*LOG(IP) +11,789.1*LOG(CP) -2,590.80*LOG(MOT)
(-6.84) (1.35) (5.75) (-4.30)
-849.1799*DUM91
(-4.02)
OLS (1989 - 1995) AR2: 0.9724 SD: 178.547 DW: 2.686

1.7.7 Vehicle

VEHICLE = 86.01 -0.01225*IP +.01037*CP -141.65*DUM91 -103.75*DUM92 +27.4224*DUM95
(8.05) (-28.16) (27.68) (-63.81) (-45.93) (12.60)
OLS (1988 - 1995) AR2: 0.9993 SD: 1.754 DW: 2.619

1.7.8 Cement

CEMENT = -201,839.0 +22,885.2*LOG(GDE) -3,671.38*LOG(MOT) -1,792.82*DUM90
(-9.89) (13.22) (-7.69) (-4.46)
+616.1348*DUM94
(1.53)
OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9720 SD: 351.266 DW: 1.648

1.7.9 Aluminum Production

ALUM = -126.7780 +15.8397*LOG(GDE) +7.5550*DUM95
(-1.89) (2.59) (5.55)
OLS (1985 - 1995) AR2: 0.8383 SD: 1.218 DW: 2.064

1.7.10 Lead

LEAD = -1,163.78 +125.5194*LOG(GDE) -15.5138*LOG(MOT) +5.80937*DUM93
(-91.51) (103.98) (-45.60) (24.87)
OLS (1989 - 1995) AR2: 0.9995 SD: 0.208 DW: 2.402

1.7.11 Zinc

ZINC = -407.2373 +63.7270*LOG(IP) -35.4905*DUM8991
(-8.36) (11.71) (-9.01)
OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9578 SD: 4.126 DW: 1.815

1.7.12 Board

WBOARD = -54,863.3 +8,207.27*LOG(GDE) -3,225.55*LOG(MOT) -930.4394*DUM90

(-4.25) (7.43) (-11.45) (-3.62)
 OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9621 SD: 224.402 DW: 1.875

1.7.13 Machinery Tool

MATLT = 8.39612 + .004329*IP -.001434*MOT + 5.16355*DUM9091
 (1.15) (8.57) (-5.39) (2.23)
 OLS (1988 - 1995) AR2: 0.9686 SD: 2.333 DW: 2.437

1.7.14 Cotton

COTTON = -26,675.3 + 2,693.13*LOG(CP) -.049775*MOT - 113.3804*DUM93
 (-9.19) (9.49) (-13.08) (-2.20)
 + 172.8124*DUM90 - 84.6099*DUM94
 (2.65) (-1.66)
 OLS (1988 - 1996) AR2: 0.9595 SD: 46.895 DW: 2.885

1.7.15 Wool

WOOL = -1,094.47 + 204.1124*LOG(CP) - 99.5437*LOG(MOT) - 16.0113*DUM9293
 (-6.63) (15.51) (-12.31) (-4.82)
 - 11.2013*DUM94 + 6.55349*DUM95
 (-2.23) (0.10)
 OLS (1986 - 1996) AR2: 0.9939 SD: 2.557 DW: 1.692

1.7.16 Ship, Launched DWT

SHIPLT = 360.8537 + 0.12687*GDE - 691.0633*WI/CPI - 153.6137*DUM90 - 35.7384*DUM91
 (1.27) (2.35) (-10.37) (-3.62) (-0.67)
 + 121.8893*DUM93
 (2.82)
 OLS (1986 - 1995) AR2: 0.9568 SD: 35.812 DW: 1.323

2 Energy Supply/Demand Sector

2.1 Final Energy Consumption in the Industrial Sector

2.1.1 Iron/Steel

TTIR = 1873.33 - 3921.82*(PCLIN/WPI) + .725571*(STEEL) + 555.798*(DUM91)
 (2.49) (-4.70) (9.47) (3.99)
 OLS (1988-1995) AR2: .994 SD: 122.2726 DW: 2.458

2.1.2 Chemical

TTCH = 4641.67 - 7029.29*(PEXCLZ/WPI) + .065538*(CHEMP) - 699.631*(DUM92)
 (5.04) (-6.44) (1.15) (-3.82)
 - 389.950*(DUM90)
 (-2.18)
 OLS (1988-1995) AR2: .919 SD: 159.1752 DW: 3.114

2.1.3 Non-ferrous Metal

TTNF = 162.5710 - 838,097.9*(PELEH/PI) + 2.12746*(ALUM+LEAD+ZINC)
 (1.32) (-9.54) (5.20)
 + 141.6353*DUM91 + 319.3357*DUM94 + 333.3451*DUM95
 (4.91) (10.23) (8.84)
 OLS (1988-1995) AR2: .982 SD: 21.837 DW: 3.133

2.1.4 Non-mineral Mining

TTMN = 1,165.81 - 1,062.45*PCLIN/WPI + .004149*CLPD - 486.4384*DUM94
 (4.60) (-5.07) (1.90) (-13.43)
 - 414.5479*DUM95 - 243.0051*DUM93

(-11.30) (-7.24)
OLS (1988-1995) AR2: 0.9935 SD: 28.269 DW: 3.147

2.1.5 Transportation Equipment

TTTE/SHIPLT = -0.223336 - 0.654475*LOG(PCLIN/WPI) + 0.452118*TTTE(-1)/SHIPLT(-1)
(-0.79) (-8.77) (4.31)
OLS (1989-1995) AR2: 0.9264 SD: 0.233 DW: 2.641

2.1.6 Machinery

TTMA = 1726.46 - 1992.13*(PCLIN/WPI) + 45.4093*(MATLT) - 736.303*(DUM90) - 94.5073*(DUM95)
(1.76) (-0.83) (1.79) (-2.56) (-0.34)
OLS (1988-1995) AR2: .913 SD: 248.0342 DW: 2.525

2.1.7 Mining and Quarrying

TTMN = 2135.89 - 3130.30*(PCLIN/WPI) - 0.004638*(CLPR) + 385.294*(DUM9192) - 86.1865*(DUM94)
(8.23) (-12.45) (-1.74) (10.88) (-2.13)
OLS (1988-1995) AR2: .992 SD: 31.3052 DW: 2.983

2.1.8 Food

TTFO = 2359.22 - 434.395*(PCLIN/WPI) + 0.072475*(MEAT+SUGAR) + 259.550*(DUM95)
(2.98) (-0.56) (0.35) (2.77)
-211.242*(DUM90) - 271.681*(DUM92)
(-2.30) (-2.90)
OLS (1988-1995) AR2: .806 SD: 79.2343 DW: 2.215

2.1.9 Paper and Pulp

TTPA = 918.4162 - 29.6513*LOG(PCLIN/PC) + 0.009739*(PAPERP+PAPERP(-1))
(4.33) (-3.39) (0.14)
+236.1330*DUM95
(5.39)
OLS (1988-1995) AR2: 0.8744 SD: 34.095 DW: 2.978

2.1.10 Wood and Wood Products

TTWO = 128.026 - 57.7728*((PCLIN/PI)) + 0.035076*(WBOARD) + 0.006859*(CP)
(19.63) (-5.18) (14.13) (24.58)
-6.79840*(DUM94) + 48.7015*(DUM95)
(-7.15) (45.74)
OLS (1989-1995) AR2: 1. SD: 640269 DW: 3.139

2.1.11 Construction

TTCN = -368.6510 - 115.6041*LOG(PCLIN/PC) + 79.4380*LOG(IP) - 202.7987*DUM95
(-0.49) (-8.88) (0.89) (-5.39)
-110.8761*DUM94 + 152.5369*DUM9091
(-3.93) (6.93)
OLS (1988-1995) AR2: .995 SD: 20.202 DW: 2.841

2.1.12 Textile

LOG(TTTX) = 6.38668 + 0.065647*LOG(COTTON+WOOL) - 0.064756*LOG(PCLIN/WPI)
(19.50) (1.08) (-4.13)
-239450*DUM94 - 119006*DUM92
(-7.61) (-3.75)
OLS (1988-1995) AR2: 0.9836 SD: 0.028 DW: 1.992

2.1.13 Other Industry

TTOI = -546.3205 + 56.8831*LOG(GDE) - 12.0795*LOG(PCLIN/WPI) + 67.7632*DUM94
(-1.59) (1.80) (-8.04) (14.65)
+24.4508*DUM91
(4.75)
OLS (1989-1995) AR2: 0.9796 SD: 3.930 DW: 2.057

2.1.14 Industrial Sector Total

$$TTIN=TTIR+TTCH+TTNF+TTNM+TTTE+TTMA+TTMN+TTFO+TTPA+TTWO+TTCN+TTTX+TTOI$$

2.1.15 Electricity for Industry

$$ELIN/TTIN=.020219+.068318*((IP+EX)/GDE)+.642472*(ELIN(-1)/TTIN(-1))+.018503*(DUM94)$$

(2.07) (0.73) (2.03) (6.96)

OLS (1989-1995) AR2: .978 SD: .001867 DW: 1.253

2.1.16 Petroleum for Industry

$$PTIN/TTIN=-.105073+.306625*((IP+EX)/GDE)+.185018*(PTIN(-1)/TTIN(-1))-.011617*(DUM94)$$

(-6.22) (11.10) (0.49) (-3.98)

OLS (1990-1995) AR2: .961 SD: .002164 DW: 3.097

2.1.17 Coal and Heat for Industry

$$(CLIN+HEIN)/TTIN=.362409-.334394*((IP+EX)/GDE)$$

(5.81) (-7.01)

$$+.715658*((CLIN(-1)+HEIN(-1))/TTIN(-1))-.058952*(DUM93)-.017548*(DUM89)$$

(8.49) (-9.46) (-3.11)

OLS (1988-1995) AR2: .952 SD: .004890 DW: 2.671

2.1.18 Ratio of Coal Use in the Total of Coal and Heat

$$RCLHEIN=-.351965+3.14876*((TTNM+TTCH)/TTIN)+.155564*(DUM95)-.071680*(DUM92)$$

(-3.13) (7.93) (4.63) (-2.55)

OLS (1988-1995) AR2: .964 SD: .026048 DW: 2.655

2.1.19 Coal for Industry

$$CLIN=(CLIN+HEIN)/TTIN*RCLHEIN$$

2.1.20 Heat for the Industry

$$HEIN=(CLIN+HEIN)-CLIN$$

2.1.21 Gas for the Industry

$$GAIN=TTIN-CLIN-ELIN-HEIN-PTIN$$

2.2 Final Energy Consumption in the Transportation Sector

2.2.1 Petroleum

$$PTTR=7817.47-915708.2*(PGASO/PC)+.068710*(CP)+398.523*(DUM89)+280.500*(DUM94)$$

(3.63) (-2.43) (1.64) (2.20) (1.57)

OLS (1988-1995) AR2: .898 SD: 155.5533 DW: 2.658

2.2.2 Electricity

$$ELTR=10.3387+.005941*(GDE)-42.9099*(DUM93)+31.2377*(DUM94)$$

(.13) (4.42) (-2.48) (1.86)

OLS (1988-1995) AR2: .834 SD: 15.5788 DW: 2.454

2.2.3 Transportation Total

$$TTTR=PTTR+ELTR+CLTR+HETR$$

2.3 Final Energy Consumption in the Other Sector

Agriculture, Commercial, and Residential Sector

2.3.1 Agriculture

$$TTAG=5031.50-2197.14*(PEXCLZ/PI)+.006275*(GDE)+489.768*(DUM8991)+287.218*(DUM94)$$

(2.62) (-1.54) (0.25) (4.87) (2.99)

OLS (1989-1995) AR2: .914 SD: 83.7160 DW: 3.162

2.3.2 Commercial and Residential

TTCM+TTRE=34718.7-41449597*(PELEH/PC)+.082769*(GDE)-5930.97*(DUM90)
5.66 (-9.61) (0.87) (-5.70)
+3716.14*(DUM9293)
(4.34)
OLS (1988-1995) AR2: .953 SD: 839.0834 DW: 2.5

2.3.3 Residential

TTRE/(TTCM+TTRE)=.062386+.029983*(IP/GDE)+.932627*(TTRE(-1))/(TTRE(-1)+TTCM(-1))
(.52) (0.14) (6.97)
+.036821*(DUM94)
(2.99)
OLS (1989-1995) AR2: .939 SD: .011099 DW: 2.08

2.3.4 Commercial

TTCM=(TTCM+TTRE)-TTRE

2.3.5 Other Sector Total

TTOT = TTAG+TTCM+TTRE

2.3.6 Electricity, Agriculture

ELAG/ITAG=.274409-.002115*(TIME)+.151234*(PEXCLZ/PC)+.033251*(DUM92)
(2.63) (-1.99) (3.77) (5.66)
OLS (1988-1995) AR2: .919 SD: .005365 DW: 3.332

2.3.7 Electricity, Residential

ELRE/POP=-.094542-14.1708*(PELEH/PC)+.044892*(POP/NHO)+.001612*(DUM91)
(-2.02) (-1.60) (3.13) (2.29)
-.001335*(DUM93)
(-2.04)
OLS (1990-1995) AR2: .96 SD: .000560 DW: 2.58

2.3.8 Electricity, Commercial

ELCM=-1078.31-2440785*(PELEH/PC)+.102018*(CP)+142.033*(DUM93)
(-2.08) (-2.22) (4.24) (1.76)
OLS (1990-1995) AR2: .836 SD: 71.6936 DW: 3.049

2.3.9 Electricity, Total

ELOT=ELAG+ELRE+ELCM

2.3.10 Gas

GAOT/TTOT=.075478-.498508*(PGASH/PSTEAM)+.231067*(CP/POP)+.068799*(DUM91)
(1.09) (-10.33) (3.32) (6.06)
-.012101*(DUM90)+.031094*(DUM93)
(-1.09) (4.45)
OLS (1988-1995) AR2: .982 SD: .005906 DW: 2.294

2.3.11 Coal and Heat

(CLOT+HEOT)/NHO=1.05755+.360966*(GDE/NHO)-305.311*(PSTEAM/CPI)-.410857*(DUM90)
(1.93) (3.43) (-6.59) (-3.86)
+.331638*(DUM92)-.316065*(DUM95)
(3.27) (-2.65)
OLS (1988-1995) AR2: .96 SD: .084832 DW: 2.837

2.3.12 Heat

HEOT/(HEOT+CLOT)=.005175+.0000093*(CP)-.030058*(DUM92)+.025079*(DUM94)
(.07) (3.76) (-2.09) (1.65)
OLS (1990-1995) AR2: .867 SD: .012748 DW: 2.484

2.3.13 Petroleum

PTOT/NHO=.282176+.155266*(CP/POP)-.992467*(PGASO*100/CPI)+.071060*(DUM93)

(1.98) (1.25) (-2.99) (3.19)
 +.057257*(DUM94)+.026524*(DUM92)
 (2.48) (1.15)
 OLS (1988-1995) AR2: .779 SD: .020232 DW: 2.031

2.3.14 Coal

CLOT=TTOT-PTOT-ELOT-GAOT-HEOT

2.3.15 Residential Gas

GARE = GAOT * (GARE(-1)/GAOT(-1))

2.3.16 Residential Heat

HERE=HEOT*(HERE(-1)/HEOT(-1))

2.4 Final Energy Consumption in the Non-Energy Use

2.4.1 Petroleum

PTNE = 1,086.25 -407.9179*(PGASO*1000/PI) +.163589*(CHEMP)-1,270.53*DUM93
 (14.10) (-53.59) (35.42) (-88.35)
 OLS (1989-1995) AR2: 0.9998 SD: 9.513 DW: 3.211

2.4.2 Gas

GANE = -30,378.9 -108.0927*LOG(PGASH/PI) +2,855.0*LOG(GDE) -986.5122*DUM93
 (-6.62) (-3.94) (6.71) (-11.11)
 OLS (1988-1995) AR2: 0.9783 SD: 78.317 DW: 2.537

2.4.3 Non-energy Use Total

TTNE=PTNE+GANE+CLNE

2.5 Final Energy Consumption Total

2.5.1 Coal

CLFL=CLIN+CLTR+CLOT+CLNE

2.5.2 Electricity

ELFL=ELIN+ELTR+ELOT

2.5.3 Gas

GAFL=GAIN+GAOT+GANE

2.5.4 Heat

HEFL=HEIN+HETR+HEOT

2.5.5 Petroleum

PTFL=PTIN+PTIR+PTOT+PTNE

2.5.6 Total

TTFL=CLFL+ELFL+GAFL+HEFL+PTFL

2.6 Energy Conversion Sector

2.6.1 Distribution Loss

2.6.1.1 Electricity

ELLO=ELFL*RELLOFL

2.6.1.2 Rate of Loss for Gas

RGALOFFL = .008451 -.000460*TIME -.060905*DUM91 -.069141*DUM92 -.053634*DUM93

(.06) (-0.32) (-6.91) (-7.64) (-5.64)

-029564*DUM94

(-2.91)

OLS (1988-1995) AR2: .937 SD: .007853 DW: 2.78

2.6.1.3 Gas

GALO=GAFL*RGALOFL

2.6.1.4 Petroleum

PTLO/(PTPT+PTPR)=-.019335-.000226*(TIME)+.001452*(DUM95)+.000387*(DUM91)

(8.87) (-9.38) (8.79) (3.04)

+0.000643*(DUM93))

(4.61)

OLS (1988-1995) AR2: .935 SD: .000116 DW: 2.324

2.6.1.5 Coal

CLLO/(CLPR)=-.011921+.000124*(TIME)+.000411*(DUM90)

(-4.61) (4.32) (4.04)

-.00051*(DUM94)+.000126*(DUM93)-.000374*(DUM95))

(-3.33) (0.95) (-0.97)

OLS (1988-1995) AR2: .881 SD: .0000908 DW: 2.86

2.6.1.6 Distribution Loss Total

TTLO=CLLO+ELLO+GALO+PTLO

2.6.2 Own Use

2.6.2.1 Coal

CLOW/CLPR=-.003506-.000135*(TIME)-.019590*(DUM94)-.018583*(DUM95)

(-.08) (-0.29) (-7.29) (-6.20)

OLS (1988-1995) AR2: .954 SD: .001966 DW: 2.398

2.6.2.2 Electricity

ELOW=ELFL*RELOWFL

2.6.2.3 Ratio of Own Use at Gas Works

RGAOW=.284801-.003629*(TIME)-.031958*(DUM92)-.010486*(DUM91)

(5.46) (-6.37) (-8.04) (-2.64)

OLS (1988-1995) AR2: .941 SD: .003672 DW: 2.039

2.6.2.4 Gas

GAOW=(GAFL-GALO)*RGAOW

2.6.2.5 Heat

HEOW=-626.928+.047227*((HEFL-HEPT-HESD)*(-1))-134.212*(DUM91)

(-8.55) (10.60) (-5.38)

10.7459*(DUM93)+199.701*(DUM95)

(-0.37) (4.91)

OLS (1988-1995) AR2: .99 SD: . 22.7406 DW: 1.938

2.6.2.6 Petroleum

PTOW=680.461+.007218*((PTFL-PTLO-PTEH-PTSD)*(-1))-67.0754*(DUM93)-7.12245*(TIME)

(9.47) (5.20) (-12.69) (-9.38)

OLS (1988-1995) AR2: .982 SD: 4.76692 DW: 2.696

2.6.2.7 Own Use Total

TTOW=CLOW+ELOW+GAOW+HEOW+PTOW

2.6.3 Oil Refinery

2.6.3.1 Petroleum Products Output

PTPT=PTFL+(PTLO+PTOW+PTSD+PTEH+PTGW)*(-1)-PTPR

2.6.3.2 Input total for Petroleum Products

$$\#INPPT=PTPT/RCONVPT*(-1)$$

2.6.3.3 Conversion Loss

$$TTPT=(\#INPPT+PIPT)$$

2.6.3.4 Crude Oil Input

$$CRPT/PIPT=-.501338-.005978*(TIME)-.058513*(DUM95)-.015709*(DUM92)$$

(-9.54) (-10.34) (-14.51) (-4.75)

OLS (1988-1995) AR2: .991 SD: .002995 DW: 2.934

2.6.3.5 Electricity Input

$$ELPT=-9.88457-.001977*(PIPT)-4.84930*(DUM94)-10.2052*(DUM95)$$

(-5.46) (-14.44) (-10.19) (-21.84)

OLS (1988-1995) AR2: .992 SD: .428047 DW: 2.048

2.6.3.6 Heat Input

$$HEPT=-465.394+.012333*(PIPT)-172.780*(DUM95)$$

(-5.61) (1.91) (-9.90)

OLS (1990-1995) AR2: .951 SD: 15.0391 DW: 1.465

2.6.3.7 Coal Input

$$CLPT=54.3000-.610000*(TIME)-26.9500*(DUM95)$$

OLS (1990-1995) AR2: .965 SD: 2.22314 DW: 3.124

2.6.3.8 Gas Input

$$GAPT=\#INPPT-(CRPT+ELPT+HEPT+CLPT)$$

2.6.4 GAS Work

2.6.4.1 Gas Output

$$GAGW=2053.59+.019875*(GAFL)-22.7665*(TIME)-26.5993*(DUM93)+6.18318*(DUM95)$$

(18.60) (16.76) (-19.20) (-4.01) (0.73)

OLS (1988-1995) AR2: .994 SD: 5.30788 DW: 2.901

2.6.4.2 Coal Input

$$CLGW=(TTGW-GAGW)-(PTGW)$$

2.6.4.3 Petroleum Input

$$PTGW=-7.35741+.026199*((TTGW+GAGW))+1.17203*(DUM92)+.533791*(DUM93)$$

(-64.07) (23.31) (5.00) (2.39)

OLS (1990-1995) AR2: .992 SD: 197423 DW: 2.534

2.6.4.4 Conversion Loss

$$TTGW=GAGW*RTGW$$

2.6.5 Electricity and Heat Supply(CHP, DH)

2.6.5.1 Electricity Output

$$ELEH=ELFL+(ELLO+ELOW+ELPT+ELSD)*(-1)-ELPR$$

2.6.5.2 Heat Output

$$HEEH=HEFL+(HELO+HEOW+HEPT+HESD)*(-1)$$

2.6.5.3 Energy Conversion Ratio

$$RCONVEH=.684565-.330594*(ELEH/(HEEH+ELEH))$$

(47.22) (-10.05)

OLS (1990-1995) AR2: .952 SD: .004405 DW: 2.964

2.6.5.4 Input Total

$$INPELHE=(ELEH+HEEH)/RCONVEH$$

$$\#INP=INPELHE*(-1)$$

2.6.5.5 Coal Input
CLEH=#INP-(GAEH+HYEH+PTEH)

2.6.5.6 Conversion Loss
TTEH=#INP+ELEH+HEEH

2.7 Primary Energy

2.7.1 Primary Energy Requirement

2.7.1.1 Coal
CLPR=CLFL+(CLLO+CLOW+CLCL+CLPT+CLGW+CLEH+CLSD)*(-1)

2.7.1.2 Crude Oil
CRPR=(CRPT+CRSD)*(-1)

2.7.1.3 Electricity
ELPR=ELIM+ELEX

2.7.1.4 Gas
GAPR=GAFL+(GALO+GAOW+GACL+GAGW+GAEH+GASD)*(-1)

2.7.1.5 Hydro
HYPR=-1*HYEH

2.7.1.6 Petroleum Products
PTPR=PTIM+PTEX+PTSC

2.7.1.7 Total
TTPR=CLPR+CRPR+ELPR+GAPR+HYPR+PTPR

2.7.2 Export

2.7.2.1 Coal
CLEX=CLPR-CLPD-CLIM-CLSC

2.7.2.2 Petroleum Products
PTEX=-923.256-.032826*((PTPT-PTFL))-492.316*(DUM9091)
(-30.18) (-1.67) (-11.81)
OLS (1989-1995) AR2: .958 SD: 48.7193 DW: .934

2.7.2.3 Total
TTEX=CLEX+ELEX+GAEX+PTEX

2.7.3 Import

2.7.3.1 Gas
GAIM=GAPR-GAPD-GAEX-GASC

2.7.3.2 Petroleum
PTIM=10676.7+.056631*(PTFL)-100.329*(TIME)-802.929*(DUM92)-419.863*(DUM93)
(5.16) (1.09) (-4.61) (-5.07) (-2.29)
OLS (1988-1995) AR2: .915 SD: 135.6512 DW: 2.433

2.7.3.3 Crude Oil
CRIM=CRPR-CRPD-CRSC

2.7.3.4 Total
TTIM=CLIM+CRIM+ELIM+GAIM+PTIM

2.7.4 Production

2.7.4.1 Hydro
HYPD=HYPR

2.7.4.2 Total

$$TTPD=CLPD+CRPD+GAPD+HYPD$$

2.8 Revenue of Energy Sales

2.8.1 Coal

$$RENECL=(CLPR/4200/1000)*PCLIN*10000$$

2.8.2 Petroleum

$$RENEPT=((PTTR/8800*PGASO)+(((PTPT-PTTR)/9700/1000)*PHOIN))*10000$$

2.8.3 Gas

$$RENEGA=((GARE/8100*PGASH)+((GAPR+GAGW-GARE)/8100*(PGASIN/1000)))*10000$$

2.8.4 Electricity

$$RENEEL=((ELRE/860*PELEH)+(ELCM/860*PELECM)+((ELEH-ELRE-ELCM)/860*(PELEIN/1000)))*10000$$

2.8.5 Heat

$$RENEHE=(ASPCHE*PSTEAM*12/1000)+((HEEH-HERE)/236633*PSTEMIN)*10000$$

2.8.6 Energy Total

$$RENETT=RENECL+RENEPT+RENEGA+RENEEL+RENEHE$$

2.9 Incremental Value Added by the Energy Industry

Revenue of the Government due to Price Change

The increasing ratio of the energy industries costs are assumed to be just half of CPI increase..

$$\#R1=(CPI/CPIB-1)*CRATE$$

$$\#R2=(1+\#R1)$$

$$RENECPI=RENEB*\#R2$$

$$RINCLENE=RENETT-RENECPI$$

2.10 Secondary Energy Price

2.10.1 Increasing Ratio for Energy Carrier

$$\#RPCL=((WPI/WPI(-1))-1)+(APCLIN/100)$$

2.10.1.1 Increasing Ratio for Electricity

$$\#RPEL=((WPI/WPI(-1))-1)+(APELEH/100)$$

2.10.1.2 Increasing Ratio for Gas

$$\#RPGA=((WPI/WPI(-1))-1)+(APGASH/100)$$

2.10.1.3 Increasing Ratio for Heavy Fuel Oil

$$\#RPFL=((WPI/WPI(-1))-1)+(APHOIN/100)$$

2.10.1.4 Increasing Ratio for Gasoline

$$\#RPGASO=((WPI/WPI(-1))-1)+(APGASO/100)$$

2.10.1.5 Increasing Ratio for Heat

$$\#RPSM=((WPI/WPI(-1))-1)+(APSTEAM/100)$$

2.10.1.6 Increasing Ratio for Gasoline

2.10.2 Price of Each Energy Carrier

2.10.2.1 Price of Coal for Industry

$$PCLIN=PCLIN(-1)*(\#RPCL+1)$$

2.10.2.2 Price of Coal for Industry

$$\text{PEXCLZ}=\text{PEXCLZ}(-1)*(\#\text{RPCL}+1)$$

2.10.2.3 Price of Electricity for House

$$\text{PELEH}=\text{PELEH}(-1)*(\#\text{RPEL}+1)$$

2.10.2.4 Price of Electricity for Industry

$$\text{PELEIN}=\text{PELEIN}(-1)*(\#\text{RPEL}+1)$$

2.10.2.5 Price of Electricity for Commercial

$$\text{PELECM}=\text{PELECM}(-1)*(\#\text{RPEL}+1)$$

2.10.2.6 Price of Gas for House

$$\text{PGASH}=\text{PGASH}(-1)*(\#\text{RPGA}+1)$$

2.10.2.7 Price of Gas for Industry

$$\text{PGASIN}=\text{PGASIN}(-1)*(\#\text{RPGA}+1)$$

2.10.2.8 Price of Heavy Oil for Industry

$$\text{PHOIN}=\text{PHOIN}(-1)*(\#\text{RPFL}+1)$$

2.10.2.9 Price of Gasoline

$$\text{PGASO}=\text{PGASO}(-1)*(\#\text{RPGASO}+1)$$

2.10.2.10 Price of Heat for House

$$\text{PSTEAM}=\text{PSTEAM}(-1)*(\#\text{RPSM}+1)$$

2.10.2.11 Price of Heat for Industry

$$\text{PSTEMIN}=\text{PSTEMIN}(-1)*(\#\text{RPSM}+1)$$

2.11 Other Indices

2.11.1 Number of Population per Household

$$\text{POP}=\text{POP}(-1)+4.82973-0.018283*(\text{TIME})$$

(130.97) (-45.38)

OLS (1988-1995) AR2: .997 SD: .002611 DW: .838

2.11.2 Number of Household

$$\text{NHO}=\text{POP}/\text{POP}(\text{NHO})$$

2.11.3 CO₂ Emission

$$\text{CO2}=\text{CO2}(-1)+1.096*\text{CLPR}+0.903*(\text{CRPR}+\text{PTPR})+0.632*\text{GAPR}$$