

(Unit: 1000 TOE)

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996			
124,003	125,815	123,327	113,955	96,847	93,002	91,487	91,446	93,207	94,835	98,493	CLPD	Coal	Production
342	374	176	179	175	173	215	254	323	292	396	CRPD	Crude Oil	
4,744	4,952	3,740	3,464	2,378	2,658	2,585	3,304	3,099	3,169	3,276	GAPD	Gas	
325	348	360	322	284	292	306	128	149	163	166	HYPD	Hydro	
129,414	131,489	127,604	117,919	99,684	96,125	94,594	95,131	96,777	98,459	102,331	TTPD	Total	
777	737	723	624	374	36	85	87	707	1,074	1,399	CLIM	Coal	Import
14,645	14,650	15,605	15,391	13,579	11,965	13,537	13,992	13,192	13,570	15,205	CRIM	Crude Oil	
679	902	1,074	1,041	900	579	429	478	392	375	413	ELIM	Electricity	
5,272	5,549	6,037	6,389	6,797	5,343	5,344	4,705	5,001	5,836	6,396	GAIM	Gas	
2,920	2,744	2,515	2,637	2,323	2,176	1,301	1,534	1,839	2,004	3,895	PTIM	Petroleum	
24,292	24,581	25,954	26,082	23,972	20,099	20,696	20,797	21,132	22,857	27,308	TTIM	Total	
-19,851	-17,721	-20,612	-18,815	-18,671	-13,847	-14,401	-16,069	-19,997	-22,289	-19,496	CLEX	Coal	Export
-671	-749	-686	-882	-986	-800	-779	-688	-623	-615	-681	ELEX	Electricity	
0	-1	-0	-1	-1	-0	-3	-13	-20	-25	-34	GAEX	Gas	
-302	-365	-617	-1,013	-1,482	-1,392	-914	-1,025	-916	-927	-1,201	PTEX	Petroleum	
-20,824	-18,835	-21,916	-20,711	-21,140	-16,040	-16,096	-17,796	-21,556	-23,857	-21,412	TTEX	Total	
1,328	1,559	-877	1,431	-30	-661	-310	2,312	-1,135	586	-609	CLSC	Coal	Stock Change
-146	-135	-267	215	-543	51	-57	-522	441	193	809	CRSC	Crude Oil	& Bunker
-64	-89	-98	-358	-258	-57	-110	223	137	15	7	GASC	Gas	
-920	-914	-1,202	-1,138	-460	119	-64	-17	-97	384	-304	PTSC	Petroleum	
197	421	-2,444	150	-1,292	-548	-542	1,997	-654	1,178	-97	TTSC	Total	
106,256	110,390	102,562	97,195	78,520	78,530	76,861	77,776	72,782	74,205	79,787	CLPR	Coal	Primary
14,840	14,889	15,514	15,785	13,211	12,189	13,695	13,724	13,956	14,055	16,410	CRPR	Crude Oil	Energy
3	148	384	154	-89	-225	-346	-207	-230	-241	-269	ELPR	Electricity	Requirement
9,952	10,410	9,679	9,494	8,915	7,944	7,817	8,219	8,218	8,995	9,645	GAPR	Gas	
326	348	359	321	283	292	305	127	149	163	166	HYPR	Hydro	
1,697	1,465	696	486	381	903	322	492	826	1,461	2,391	PTPR	Petroleum	
133,075	137,651	129,194	123,435	101,220	99,634	98,653	100,131	95,700	98,637	108,130	TTPR	Total	
-6,199	-5,765	337	1,593	4,680	3,912	3,984	-420	1,546	30	-2,110	CLSD	Coal	Statistical
-900	-763	-126	-1,133	-299	-361	-710	959	974	1,351	1,031	CRSD	Crude Oil	Difference
-1,006	-1,289	-1,189	-1,322	-924	-812	-707	-445	-0	0	0	ELSD	Electricity	
-1,900	-1,899	-337	-348	-3,008	-2,966	-3,263	-84	127	-261	655	GASD	Gas	
333	242	384	354	485	375	352	358	968	1,020	1,011	HESD	Heat	
390	371	-167	797	226	444	587	-2,164	-308	-920	-925	PTSD	Petroleum	
-9,283	-9,101	-1,099	-58	1,160	591	244	-1,797	3,307	1,221	-339	TTSD	Total	
-60,593	-62,407	-60,485	-56,236	-52,108	-51,338	-49,037	-46,383	-44,985	-41,992	-43,458	CLEH	Coal	Electricity
12,040	12,507	12,405	12,491	11,700	11,564	11,397	11,328	11,461	11,783	12,141	ELEH	Electricity	& Heat
-605	-646	-537	-521	-521	-393	-234	-76	-99	-114	-173	GAEH	Gas	
22,835	23,484	20,029	19,480	18,518	18,125	17,096	14,229	13,348	9,928	10,533	HBEH	Heat	
-325	-347	-360	-321	-283	-292	-306	-127	-149	-163	-166	HYEH	Hydro	
-1,977	-2,099	-1,803	-1,742	-1,601	-1,505	-1,384	-1,351	-1,372	-630	-694	PTEH	Petroleum	
-28,625	-29,507	-30,751	-26,848	-24,295	-23,838	-22,468	-22,381	-21,795	-21,186	-21,818	TTEH	Total	
-855	-818	-638	-674	-354	-231	-175	-112	-79	-66	-45	CLGW	Coal	Gas Work
436	438	223	183	105	59	31	49	61	53	37	GAGW	Gas	
-5	-5	-14	-1	-12	-10	-9	-7	-7	-6	-6	PTGW	Petroleum	
-424	-386	-429	-492	-261	-182	-153	-71	-25	-20	-15	TTGW	Total	
-1	-1	-1	-1	-1	-0	-1	-6	-2	-31	-33	CLPT	Coal	Petroleum
-13,940	-14,127	-15,388	-14,652	-12,912	-11,828	-12,985	-14,682	-14,931	-15,406	-17,439	CRPT	Coal	Refinery
-30	-30	-40	-37	-34	-32	-34	-38	-42	-47	-51	ELPT	Electricity	
-36	-33	-59	-55	-40	-37	-36	-39	-38	-37	-42	GAPT	Gas	
-300	-303	-397	-919	-335	-317	-308	-288	-291	-470	-475	HEPT	Heat	
12,499	12,941	14,967	14,177	12,407	11,339	12,169	13,937	13,992	13,661	15,247	PTPT	Petroleum	
-1,808	-1,553	-918	-1,488	-916	-876	-1,194	-1,116	-1,312	-2,330	-2,793	TTPT	Total	
-431	-422	-953	-954	-912	-772	-744	-780	-906	-1,228	-1,070	CLCL	Coal	Coal
-15	-15	-34	-34	-32	-27	-26	-27	-32	-26	-44	GACL	Gas	Transformation
-446	-437	-986	-987	-944	-800	-770	-807	-938	-1,254	-1,114	TTCL	Total	

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996			
-1,490	-1,479	-1,594	-1,533	-1,336	-1,095	-1,054	-1,426	-2,604	-2,591	-2,477	CLOW	Coal	Own Use
-2,184	-2,271	-2,675	-2,587	-2,421	-2,447	-2,380	-2,188	-2,374	-2,239	-2,236	ELOW	Electricity	
-33	-15	-267	-322	-240	-243	-321	-421	-414	-485	-786	GAOW	Gas	
-1,197	-1,326	-1,494	-1,462	-1,441	-1,544	-1,399	-1,251	-1,187	-856	-1,041	HEOW	Heat	
-99	-98	-62	-53	-52	-59	-62	-152	-100	-102	-85	PTOW	Petroleum	
-5,002	-5,189	-6,092	-5,958	-5,491	-5,388	-5,216	-5,438	-6,679	-6,272	-6,625	TTOW	Total	
-71	-113	-102	-82	-27	-57	-33	-19	-56	-37	-30	CLLO	Coal	Distribution
-1,158	-1,287	-1,193	-1,115	-909	-1,203	-1,300	-1,455	-1,488	-1,554	-1,551	ELLO	Electricity	Loss
-196	-310	-261	-214	-208	-374	-371	-616	-473	-264	-837	GALO	Gas	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	HELO	Heat	
-12	-18	-10	-9	-12	-10	-19	-15	-28	-10	0	PTLO	Petroleum	
-1,437	-1,727	-1,566	-1,420	-1,156	-1,644	-1,722	-2,106	-2,044	-1,865	-2,417	TTLO	Total	
36,615	39,386	39,126	39,309	28,462	28,949	29,802	28,630	25,697	28,291	30,564	CLFL	Coal	Final Energy
7,665	7,778	7,691	7,584	7,323	6,845	6,630	6,995	7,326	7,703	8,035	ELFL	Electricity	Consumption
7,603	7,932	8,407	8,183	4,971	3,964	3,597	7,004	7,350	7,862	8,454	GAPL	Gas	
21,672	22,097	18,522	17,454	17,227	16,638	15,741	13,048	12,838	9,623	10,028	HEFL	Heat	
12,493	12,558	13,608	13,655	11,336	11,100	11,605	10,739	13,004	13,454	15,928	PTFL	Petroleum	
86,048	89,750	87,354	86,184	69,319	67,497	67,376	66,416	66,214	66,933	73,009	TTFL	Total	
9,548	9,383	10,988	10,324	8,518	7,477	7,124	10,049	10,014	13,459	14,463	CLIN	Coal	Industrial Sector
3,984	4,028	3,966	3,767	3,234	2,867	2,710	3,027	3,390	3,612	3,971	ELIN	Electricity	
4,911	4,743	3,385	3,025	2,438	1,836	1,498	2,685	1,971	1,949	2,552	GAIN	Gas	
13,808	13,839	11,272	10,869	9,734	8,950	8,039	5,238	5,177	2,612	2,516	HEIN	Heat	
1,954	2,000	1,159	1,044	784	623	585	780	679	1,326	1,823	PTIN	Petroleum	
34,204	33,992	30,770	29,029	24,708	21,752	19,955	21,778	21,230	22,958	25,325	TTIN	Total	
5,195	5,146	4,844	4,348	3,921	3,039	3,085	3,487	3,752	4,313	3,959	CLIR	Coal	Iron/Steel
741	754	722	672	615	517	452	565	621	647	655	ELIR	Electricity	
2,063	1,852	1,746	1,469	1,175	726	492	535	579	555	581	GAIR	Gas	
2,445	2,319	1,629	1,812	1,856	1,542	1,453	734	712	485	440	HEIR	Heat	
513	504	418	350	248	174	118	107	79	70	46	PTIR	Petroleum	
10,957	10,576	9,360	8,651	7,816	5,999	5,600	5,428	5,742	6,070	5,681	TTIR	Total	
252	236	132	149	113	98	110	234	244	1,694	1,644	CLCH	Coal	Chemical
612	619	596	582	494	419	410	517	773	809	819	ELCH	Electricity	
1,303	1,348	87	82	72	60	61	1,069	110	154	151	GACH	Gas	
3,242	3,257	2,497	2,448	2,105	1,909	1,883	1,681	2,304	1,101	1,031	HECH	Heat	
9	9	14	11	6	10	14	105	117	279	788	PTCH	Petroleum	
5,418	5,469	3,325	3,272	2,790	2,495	2,478	3,607	3,547	4,037	4,432	TTCH	Total	
329	334	256	233	147	125	70	106	191	245	259	CLNF	Coal	Non-Ferrous
444	447	205	207	182	179	163	177	259	264	256	ELNF	Electricity	Metal
181	178	140	137	108	106	27	42	126	129	252	GANF	Gas	
237	255	143	128	117	126	75	44	85	48	38	HENF	Heat	
33	35	16	18	17	19	3	3	23	22	23	PTNF	Petroleum	
1,224	1,249	760	724	571	555	338	372	684	708	828	TTNF	Total	
3,041	2,967	2,904	2,823	2,083	2,008	1,909	2,215	2,341	2,252	2,461	CLNM	Coal	Non-Metallic
320	334	318	319	262	247	241	260	267	303	312	ELNM	Electricity	Mineral
731	759	744	728	626	588	571	576	564	652	668	GANM	Gas	
903	902	573	519	426	414	364	87	33	78	72	HENM	Heat	
231	248	169	181	118	83	100	113	119	217	134	PTNM	Petroleum	
5,226	5,211	4,707	4,570	3,514	3,339	3,184	3,249	3,325	3,501	3,646	TTNM	Total	
		2	2	110	123	80	313	286	264	257	CLTE	Coal	Transport
		0	0	109	121	110	129	141	141	149	ELTE	Electricity	Equipment
		85	78	35	42	40	39	52	39	97	GATE	Gas	
		0	364	319	365	322	161	147	134	170	HETE	Heat	
		0	0	29	21	17	31	33	42	35	PTTE	Petroleum	
0	0	87	444	603	672	569	672	660	619	709	TTTE	Total	
453	435	1,112	1,016	635	533	440	801	727	612	709	CLMA	Coal	Machinery
795	809	785	738	478	379	355	345	322	395	372	ELMA	Electricity	
571	545	427	378	302	208	161	231	227	182	167	GAMA	Gas	
1,883	1,942	1,426	886	793	785	685	378	181	226	372	HEMA	Heat	
140	137	67	59	22	16	20	28	23	64	67	PTMA	Petroleum	
3,843	3,867	3,816	3,077	2,231	1,921	1,662	1,782	1,481	1,480	1,535	TTMA	Total	

Item	Energy	Year	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Mining and Quarrying	Coal	CLMN													
	Electricity	ELMN													
	Gas	GAMN													
	Heat	HEMN													
	Petroleum	PTMN													
	Total	TTMN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Food and Tobacco	Coal	CLFO	423	361	348	347	270	264	249	246	307	353	356	428	379
	Electricity	ELFO	183	200	221	235	242	247	269	264	256	234	282	292	273
	Gas	GAFO	0	0	39	0	0	0	0	43	33	34	38	44	35
	Heat	HEFO	1,509	1,580	1,655	1,720	1,782	1,819	1,853	1,808	1,858	1,830	1,656	1,726	1,855
	Petroleum	PTFO	234	251	302	310	311	350	389	466	307	378	363	470	432
	Total	TTFO	2,349	2,392	2,565	2,612	2,605	2,681	2,759	2,826	2,762	2,828	2,695	2,961	2,976
Paper/Pulp and Print	Coal	CLPA	7	7	7	8	8	9	6	7	11	9	7	8	4
	Electricity	ELPA	153	158	162	170	176	175	164	169	171	164	163	165	188
	Gas	GAPA	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
	Heat	HEPA	701	659	679	694	791	869	1,011	924	766	751	693	731	840
	Petroleum	PTPA	19	23	18	24	25	24	22	22	23	21	19	22	36
	Total	TTPA	880	846	866	896	1,000	1,078	1,203	1,123	972	947	884	927	1,069
Wood and Its Products	Coal	CLWO	7	8	9	14	17	18	15	16	13	19	18	15	15
	Electricity	ELWO	72	79	84	93	95	102	105	108	98	92	112	113	110
	Gas	GAWO	0	0	2	0	0	0	0	2	2	2	2	2	3
	Heat	HEWO	333	400	397	428	432	439	435	477	401	378	362	394	403
	Petroleum	PTWO	58	59	57	55	56	54	53	47	58	63	72	53	66
	Total	TTWO	469	546	550	591	600	613	608	649	573	553	567	577	597
Construction	Coal	CLCN	206	194	180	202	221	171	222	237	235	207	176	152	124
	Electricity	ELCN	89	102	133	146	164	186	197	219	197	197	209	221	226
	Gas	GACN	0	0	2	0	0	0	0	4	5	5	9	7	7
	Heat	HECN	345	397	451	546	590	604	531	478	474	546	579	636	624
	Petroleum	PTCN	305	317	381	456	461	531	531	543	534	546	555	567	524
	Total	TTCN	944	1,010	1,147	1,350	1,436	1,492	1,481	1,481	1,444	1,502	1,527	1,583	1,506
Textile and Leather	Coal	CLTX	28	27	30	23	28	30	31	31	27	24	27	35	18
	Electricity	ELTX	0	0	282	0	0	0	0	321	275	269	266	273	278
	Gas	GATX	0	0	3	0	0	0	0	4	4	5	4	5	5
	Heat	HETX	0	0	839	0	0	0	0	1,259	908	910	992	1,090	1,111
	Petroleum	PTTX	0	0	18	0	0	0	0	16	18	17	16	18	19
	Total	TTTX	28	27	1,171	23	28	30	31	1,630	1,232	1,224	1,305	1,420	1,432
Other Industry	Coal	CLOI	220	202	8	177	189	201	205	8	5	5	6	11	11
	Electricity	ELOI	1,069	1,256	25	1,566	1,818	1,691	1,665	36	36	46	33	35	35
	Gas	GAOI	1,346	1,329	24	2,189	1,839	1,551	1,641	28	28	26	25	25	26
	Heat	HEOI	2,799	2,993	167	3,302	3,535	3,892	4,354	343	170	167	174	151	162
	Petroleum	PTOI	401	494	34	644	662	675	630	40	40	35	32	28	42
	Total	TTOI	5,835	6,274	258	7,878	8,044	8,010	8,495	455	279	280	270	250	275

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996			
		220	188	123	109	178	398	240	328	230	CLMN	Coal	Mining
		324	304	265	261	283	286	198	226	211	ELMN	Electricity	and Quarrying
		74	73	45	31	63	83	67	66	48	GAMN	Gas	
		985	1,024	978	826	613	229	195	139	114	HEMN	Heat	
		64	54	41	39	68	56	34	61	92	PTMN	Petroleum	
0	0	1,667	1,643	1,452	1,265	1,205	1,052	734	819	694	TTMN	Total	
184	177	677	829	825	909	827	1,432	1,369	1,871	2,326	CLFO	Coal	Food
277	277	275	265	244	256	237	273	278	330	426	ELFO	Electricity	and Tobacco
22	24	47	46	48	47	55	76	172	92	363	GAFO	Gas	
1,930	1,921	1,560	1,379	1,179	1,120	981	679	464	143	137	HEFO	Heat	
439	465	94	76	68	59	55	111	109	248	234	PTFO	Petroleum	
2,852	2,864	2,653	2,595	2,363	2,393	2,156	2,570	2,390	2,684	3,485	TTFO	Total	
4	6	64	72	59	67	53	159	134	889	890	CLPA	Coal	Paper/Pulp
196	205	201	197	172	173	172	170	174	206	253	ELPA	Electricity	and Print
1	1	3	4	3	2	1	1	6	6	11	GAPA	Gas	
857	870	837	820	740	765	708	636	607	65	56	HEPA	Heat	
39	40	34	32	34	32	36	41	36	66	41	PTPA	Petroleum	
1,097	1,122	1,139	1,124	1,008	1,039	969	1,006	956	1,231	1,250	TTPA	Total	
10	7	158	139	107	116	110	214	190	328	463	CLWO	Coal	Wood and
123	122	120	119	109	85	87	94	123	82	111	ELWO	Electricity	Its Products
3	3	2	1	1	2	2	3	4	14	9	GAWO	Gas	
435	429	253	232	200	194	195	99	83	11	9	HEWO	Heat	
79	61	47	43	30	28	33	36	42	72	62	PTWO	Petroleum	
650	622	580	535	446	425	427	446	440	507	654	TTWO	Total	
70	66	292	246	175	140	92	202	188	76	190	CLCN	Coal	Construction
169	151	151	111	108	85	66	71	76	39	85	ELCN	Electricity	
2	3	5	5	4	3	3	7	52	54	19	GACN	Gas	
580	639	456	396	309	258	178	112	12	36	38	HECN	Heat	
401	433	230	211	167	135	117	139	53	102	244	PTCN	Petroleum	
1,222	1,293	1,133	969	763	620	456	532	381	306	575	TTCN	Total	
7	3	309	263	211	201	163	480	313	520	640	CLTX	Coal	Textile and
272	273	259	243	189	140	132	139	153	158	155	ELTX	Electricity	Leather
6	3	4	4	3	3	4	7	13	7	175	GATX	Gas	
1,104	1,110	820	768	637	570	521	337	239	147	141	HETX	Heat	
19	19	4	4	4	4	4	11	13	68	24	PTTX	Petroleum	
1,408	1,408	1,397	1,282	1,043	919	824	973	731	900	1,134	TTTX	Total	
5	4	19	17	9	9	6	10	38	66	435	CLOI	Coal	Other Industry
35	35	9	9	5	5	2	2	5	12	168	ELOI	Electricity	
30	28	20	20	18	18	16	16	0	1	13	GAOI	Gas	
190	195	92	92	74	75	61	61	116	2	51	HEOI	Heat	
49	48	4	4	1	3	0	0	1	16	34	PTOI	Petroleum	
308	309	145	141	108	111	86	90	160	97	702	TTOI	Total	

Item	Energy	Year	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Transportation Sector	Coal	CLTR	4,001	3,644	3,434	3,173	3,038	2,546	2,532	2,405	1,993	2,030	1,859	1,704	1,462
	Electricity	ELTR	229	247	289	278	161	305	304	346	336	352	370	377	409
	Gas	GATR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Heat	HETR	124	133	138	150	158	168	176	0	0	0	0	0	0
	Petroleum	PTTR	4,775	5,131	5,588	5,950	6,478	6,934	7,007	7,052	6,554	5,985	6,558	6,919	6,848
	Total	TTTR	9,130	9,155	9,449	9,552	9,835	9,953	10,019	9,804	8,883	8,367	8,788	9,000	8,719
Road	Petroleum	PTRO	4,775	5,131	5,588	5,950	6,478	6,934	7,007	7,052	6,554	5,985	6,558	6,919	6,848
	Total	TTRO	4,775	5,131	5,588	5,950	6,478	6,934	7,007	7,052	6,554	5,985	6,558	6,919	6,848
Railways	Coal	CLRA	448	396	359	274	214	226	157	104	152	77	94	68	49
	Electricity	ELRA	229	247	289	278	161	305	304	346	336	352	370	377	409
	Gas	GARA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Petroleum	PTRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	TTRA	677	643	648	552	375	532	461	450	488	429	465	445	458
Air and Navigation	Coal	CLRT	3,553	3,248	3,075	2,899	2,824	2,320	2,375	2,301	1,841	1,953	1,765	1,636	1,414
	Electricity	ELRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Heat	HERT	124	133	138	150	158	168	176	0	0	0	0	0	0
	Petroleum	PTRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	TTRT	3,678	3,381	3,213	3,049	2,982	2,488	2,551	2,301	1,841	1,953	1,765	1,636	1,414
Other Sector	Coal	CLOT	18,354	19,189	20,837	22,800	22,189	23,279	22,993	24,156	23,430	25,454	22,731	22,588	24,009
	Electricity	ELOT	1,339	1,457	1,571	1,688	1,783	1,907	2,013	2,705	2,308	2,838	2,660	2,875	3,308
	Gas	GAOT	227	313	614	290	182	1,347	1,490	1,904	2,054	2,227	1,996	2,252	2,501
	Heat	HEOT	4,076	4,807	4,954	5,768	5,754	6,201	6,810	6,791	6,741	6,899	7,760	7,692	8,105
	Petroleum	PTOT	968	908	1,039	1,264	1,316	1,269	1,277	1,118	1,194	1,311	1,469	1,119	1,144
	Total	TTOT	24,963	26,674	29,015	31,809	31,225	34,002	34,583	36,675	35,728	38,728	36,616	36,525	39,068
Agriculture	Coal	CLAG	1,592	1,643	1,701	1,953	2,073	1,936	2,334	2,558	2,467	2,379	2,133	1,831	2,122
	Electricity	ELAG	174	204	112	279	321	363	384	156	166	168	174	174	187
	Gas	GAAG	0	0	21	0	0	0	0	6	6	6	6	6	8
	Heat	HEAG	477	517	530	595	635	696	692	620	589	599	650	702	696
	Petroleum	PTAG	683	729	799	993	1,090	1,073	1,051	944	1,027	1,122	1,298	978	965
	Total	TTAG	2,926	3,094	3,164	3,821	4,119	4,069	4,461	4,284	4,255	4,274	4,260	3,691	3,978
Commercial and Public	Coal	CLCM	2,672	2,636	3,310	3,519	3,288	3,508	3,633	0	1,338	195	1,175	1,153	846
	Electricity	ELCM	1,165	1,252	1,459	1,409	1,462	1,544	1,629	1,089	915	1,140	1,062	1,153	1,333
	Gas	GACM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Heat	HECM	3,599	4,290	4,424	5,172	5,119	5,504	6,117	0	0	0	0	0	0
	Petroleum	PTCM	217	111	166	190	139	105	132	0	0	0	0	0	0
	Total	TTCM	7,652	8,289	9,359	10,289	10,009	10,661	11,512	1,089	2,253	1,334	2,237	2,306	2,179
Residential	Coal	CLRE	14,090	14,910	15,826	17,327	16,828	17,835	17,026	21,598	19,625	22,880	19,423	19,605	21,041
	Electricity	ELRE	0	0	0	0	0	0	0	1,461	1,228	1,529	1,425	1,547	1,788
	Gas	GARE	227	313	593	290	182	1,347	1,490	1,898	2,048	2,221	1,990	2,246	2,493
	Heat	HERE	0	0	0	0	0	0	0	6,171	6,153	6,300	7,110	6,989	7,409
	Petroleum	PTRE	68	68	74	81	86	91	95	174	167	189	172	141	179
	Total	TTRE	14,385	15,291	16,492	17,699	17,097	19,273	18,611	31,302	29,220	33,119	30,120	30,528	32,912
Non-Energy	Coal	CLNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gas	GANNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Petroleum	PTNE	1,262	1,432	1,505	1,558	1,645	1,974	1,900	1,903	1,525	1,577	1,731	1,737	1,767
	Total	TTNE	1,262	1,432	1,505	1,558	1,645	1,974	1,900	1,903	1,525	1,577	1,731	1,737	1,767
CO ₂ emission	CO2	97,041	101,970	107,095	114,909	119,825	125,709	131,454	133,325	122,007	122,394	124,350	131,933	135,748	
Year		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	

(note) This table is based on the IEA's Energy Balance Table of Poland and the Polish Energy Data Center's Balance Table.

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996			
1,013	900	425	352	266	288	197	182	5	4	5	CLTR	Coal	Transportation
420	432	385	379	349	335	306	297	389	393	406	ELTR	Electricity	Sector
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GATR	Gas	
0	0	561	520	435	373	331	197	0	0	0	HETR	Heat	
7,359	7,895	8,062	8,287	7,013	7,298	7,337	7,165	7,937	8,025	9,508	PTTR	Petroleum	
8,791	9,226	9,432	9,538	8,063	8,295	8,171	7,842	8,330	8,423	9,920	TTTR	Total	
7,359	7,895	7,245	7,398	6,451	6,814	6,744	6,620	7,079	7,141	8,843	PTRO	Petroleum	Road
7,359	7,895	7,245	7,398	6,451	6,814	6,744	6,620	7,079	7,141	8,843	TTRO	Total	
18	26	425	352	266	288	197	182	4	4	4	CLRA	Coal	Railways
420	432	385	379	349	335	306	297	389	393	406	ELRA	Electricity	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GARA	Gas	
0	0	432	395	327	260	213	197	293	281	238	PTRA	Petroleum	
438	457	1,241	1,126	941	884	716	677	685	678	649	TTRA	Total	
995	874	0	0	0	0	0	0	0	1	1	CLRT	Coal	Air and
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ELRT	Electricity	Navigation
0	0	129	125	108	112	118	0	0	0	0	HERT	Heat	
0	0	384	493	236	224	379	348	565	603	427	PTRT	Petroleum	
995	874	513	618	344	336	497	348	566	604	428	TTRT	Total	
26,054	29,103	27,157	28,275	19,371	20,980	22,321	18,325	15,465	14,614	15,857	CLOT	Coal	Other Sector
3,262	3,319	3,341	3,439	3,741	3,643	3,615	3,671	3,548	3,697	3,657	ELOT	Electricity	
2,692	3,188	2,883	2,976	675	659	761	3,773	3,716	4,011	3,999	GAOT	Gas	
7,864	8,258	6,689	6,064	7,058	7,316	7,371	7,613	7,661	7,011	7,512	HEOT	Heat	
1,209	837	1,473	1,513	1,477	1,488	1,883	2,513	2,737	2,597	2,857	PTOT	Petroleum	
41,081	44,706	41,543	42,267	32,322	34,086	35,951	35,895	33,127	31,929	33,881	TTOT	Total	
1,837	1,633	2,773	2,942	2,792	2,354	1,804	1,783	1,998	2,018	2,258	CLAG	Coal	Agriculture
245	171	670	673	648	666	700	553	513	474	472	ELAG	Electricity	
7	2	10	9	9	6	1	3	5	6	10	GAAG	Gas	
753	766	299	260	209	205	153	53	2	10	38	HEAG	Heat	
1,053	662	1,375	1,412	1,456	1,458	1,829	2,267	2,483	2,262	2,386	PTAG	Petroleum	
3,894	3,234	5,126	5,295	5,114	4,690	4,487	4,659	5,000	4,770	5,166	TTAG	Total	
2,741	7,509	9,715	9,349	5,630	5,778	5,762	4,159	2,024	1,770	1,514	CLCM	Coal	Commercial
1,288	1,344	1,140	1,160	1,326	1,214	1,263	1,551	1,470	1,669	1,532	ELCM	Electricity	and Public
0	0	55	56	15	17	22	120	78	188	532	GACM	Gas	
0	0	0	0	0	0	0	1,154	1,268	623	1,001	HECM	Heat	
0	93	17	2	0	0	0	0	34	19	75	PTCM	Petroleum	
4,029	8,946	10,928	10,567	6,971	7,009	7,047	6,984	4,874	4,269	4,654	TTCM	Total	
21,476	19,961	14,669	15,985	10,948	12,847	14,755	12,383	11,443	10,826	12,085	CLRE	Coal	Residential
1,728	1,804	1,530	1,606	1,767	1,762	1,651	1,567	1,565	1,554	1,653	ELRE	Electricity	
2,685	3,187	2,818	2,911	652	637	738	3,650	3,633	3,817	3,457	GARE	Gas	
7,111	7,491	6,390	5,804	6,849	7,110	7,218	6,407	6,392	6,377	6,473	HERE	Heat	
157	83	82	99	22	30	54	246	220	315	396	PTRE	Petroleum	
33,158	32,525	25,489	26,405	20,236	22,387	24,417	24,252	23,253	22,890	24,062	TTRE	Total	
0	0	556	358	307	204	161	74	214	215	239	CLNE	Coal	Non-Energy
0	0	2,140	2,182	1,858	1,469	1,339	546	1,662	1,902	1,903	GANE	Gas	
1,971	1,826	2,913	2,811	2,062	1,691	1,800	281	1,652	1,506	1,740	PTNE	Petroleum	
1,971	1,826	5,609	5,351	4,227	3,364	3,299	901	3,528	3,623	3,882	TTNE	Total	
137,680	142,335	133,163	127,219	103,965	102,912	101,837	103,274	98,311	101,023	110,519	CO2		CO ₂ emission
1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996			

Appendix 9-3 Macro-economic Data for the Model

No	Variable	Mean	Source	Unit	1980	1981	1982	1983	1984	1985
I GDE										
A Component (Current Price Base)										
1	CP.N	Private Expenditure	I. T-3.3	PLN m	169					644
2	CG.N	Government Consumption	I. T-3.3	PLN m	23					96
3	IP.N	Private Investment	II. p.21	PLN m						
4	IG.N	Government Investment	II. p.21	PLN m						
5	I.N	Investment Total (IP.N + IG.N)	I. T-3.3	PLN m	66					289
6	J.N	Stock Change	I. T-3.3	PLN m	4					68
7	EXCL.N	Export Coal	VI	PLN m				14	19	22
8	EXOT.N	Export Others (EX.N - EXCL.N)	VI	PLN m						168
9	EX.N	Export Total	I. T-4.1	PLN m	71					190
10	MOG.N	Import, Oil & Gas	caluc.	PLN m				20	21	27
11	MOT.N	Import, Others	caluc.	PLN m				-20	-21	149
12	M.N	Import	I. T-4.1	PLN m	78					176
13	SD.N	Statistical Difference	II. p.19	%	-4					-66
14	GDE.N	Gross Domestic Expenditure	I. T3.3	PLN m	251					1,045
B Component (Constant Price Base)										
15	CP	Private Expenditure	I. T-3.4	PLN m	29,946	28,581	25,128	26,353	27,388	29,942
16	CG	Government Consumption	I. T-3.4	PLN m	9,662	9,223	9,447	9,740	10,474	11,111
17	IP	Private Investment	estimate	PLN m	10,262	7,979	7,706	8,122	8,638	8,960
18	IG	Government Investment	estimate	PLN m	7,681	6,217	5,367	5,839	6,412	6,741
19	I	Investment Total (IP + IG)	I. T-3.4	PLN m	17,943	14,196	13,073	13,960	15,050	15,700
20	J	Stock Change	I. T-3.4	PLN m						
21	EXCL	Export Coal	estimate	PLN m	1,018	497	933	1,153	1,408	1,186
22	EXOT	Export Others (EX - EXCL)	caluc.	PLN m	9,625	8,206	8,310	8,938	9,881	10,138
23	EX	Export Total	I. T-3.4	PLN m	10,643	8,703	9,243	10,091	11,288	11,323
24	MOG	Import Oil & Gas	estimate	PLN m	1,382	1,190	1,168	1,178	1,234	1,221
25	MOT	Import Others	caluc.	PLN m	10,923	8,688	7,386	7,876	8,672	9,380
26	M	Import	I. T-3.4	PLN m	12,305	9,878	8,554	9,054	9,907	10,601
27	SD	Statistical Difference	caluc.	PLN m	868	270	324	272	-26	-58
28	GDE	Gross Domestic Expenditure	I. T-3.4	PLN m	56,758	51,096	48,660	51,362	54,268	57,418
II Prices										
A GDP Component Deflator										
29	PC	Deflator of 'PC' (Current/Constant*100)	caluc.	1990=100	0.6					2.2
30	PCG	Deflator of 'IP' (same as above)	caluc.	1990=100	0.2					0.9
31	PIP	Deflator of 'CG' (same as above)	caluc.	1990=100						0.9
32	PIG	Deflator of 'IG' (same as above)	caluc.	1990=100						
33	PJ	Deflator of 'J' (same as above)	caluc.	1990=100						
34	PI	Deflator of 'I' (same as above)	caluc.	1990=100	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
35	PEXOL	Deflator of 'EXOL' (same as above)	caluc.	1990=100				1.2	1.4	1.9
36	PEXOT	Deflator of 'EXOT' (same as above)	caluc.	1990=100				1.2	1.4	1.9
37	PEX	Deflator of 'EX' (same as above)	caluc.	1990=100						1.7
38	PM	Deflator of 'M' (same as above)	caluc.	1990=100						1.7
39	PMOG	Deflator of 'MOG'	caluc.	1990=100	0.0	0.0	0.0	1.7	1.7	2.2
40	PMOT	Deflator of 'MOT'	caluc.	1990=100						1.6
41	PSD	Deflator of 'SD' (same as above)	caluc.	1990=100						1.7
42	P	Deflator of 'GDE' (same as above)	caluc.	1990=100						1.8
B Others										
43	CPI	Consumer Price Index	I. T-7.1a, 7.1b	1990=100	0.5	0.5	1.1	1.3	1.5	1.8
44	WPI	Wholesale Price Index	I. T-7.1a, 7.1b	1990=100	0.5	0.5	1.2	1.4	1.6	1.9
45	WI	Average wage index of Employee		1990=100						2.2
46	W	Average wage			0.6	0.8	1.2	1.4	1.7	2.0
47	EXR1	Exchange Rate of Export based on BLPY	caluc.	1990=100						0.018
48	EXR2	Exchange Rate of Import based on BLPY	caluc.	1990=100						0.017
	EXR.wb	Exchange Rate based on World Bank								
49	INT	Interest, One-year-Term Investment Deposit Rate	II. p.66	%						

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Variable	No
GDE												I
Component (Current Price Base)												A
792	1,016	1,692	6,122	26,867	46,813	66,784	98,200	135,389	182,198	237,362	CP.N	1
118	152	243	707	10,808	19,520	28,960	31,834	39,462	50,962	62,325	CG.N	2
				7,774	6,890	8,860	10,590	14,890	20,850	29,520	IP.N	3
				6,577	9,990	11,290	14,120	18,970	26,290	44,563	IG.N	4
374	488	966	4,553	14,351	16,103	17,437	24,228	33,363	52,325	74,083	IN	5
91	106	299	2,618	2,590	328	-1,860	-520	-715	3,415	4,835	J.N	6
24	29	48	129	919	1,266	1,253	1,770	2,372	2,989	3,063	EXCL.N	7
212	333	627	2,128	15,132	17,759	25,989	33,963	48,210	68,357	81,543	EXOT.N	8
236	363	675	2,257	16,051	19,026	27,242	35,733	50,583	71,346	84,606	EX.N	9
32	38	60	140	1,285	2,442	2,918	3,526	4,089	4,986	6,979	MOG.N	10
186	284	533	1,621	10,765	18,138	22,561	30,689	44,300	65,820	91,516	MOT.N	11
217	322	593	1,761	12,050	20,579	25,479	34,215	48,389	70,806	98,495	M.N	12
-97	-109	-318	-2,664	-2,590	-328	1,860	520	715	-3,415	-4,835	SD.N	13
1,295	1,694	2,963	11,832	56,027	80,883	114,944	155,780	210,407	286,026	359,881	GDE.N	14
Component (Constant Price Base)												B
31,489	32,123	33,135	33,040	26,867	28,572	29,233	31,044	32,218	33,667	37,034	CP	15
11,116	11,230	11,242	10,720	10,808	11,914	12,676	13,158	13,526	13,623	14,478	CG	16
9,363	9,371	10,291	11,213	7,774	5,905	5,392	6,084	6,647	7,874	9,575	IP	17
7,045	7,332	7,860	7,981	6,577	5,560	4,581	5,166	5,616	7,767	9,444	IG	18
16,408	16,704	18,151	19,194	14,351	11,465	9,974	11,250	12,263	15,641	19,020	I	19
	4,150	4,830	6,059	2,590	222	-1,531	-588	-665	322	392	J	20
1,125	1,015	1,055	946	919	682	633	754	918	1,045	1,071	EXCL	21
10,675	11,374	12,500	12,955	15,132	15,103	16,854	17,293	19,493	23,111	25,428	EXOT	22
11,800	12,389	13,555	13,901	16,051	15,786	17,487	18,047	20,411	24,156	26,500	EX	23
1,292	1,298	1,367	1,382	1,285	1,104	1,143	1,146	1,133	1,290	1,322	MOG	24
9,878	10,386	11,464	11,995	10,765	14,512	14,738	16,832	18,876	23,271	29,430	MOT	25
11,170	11,684	12,831	13,377	12,050	15,616	15,881	17,978	20,009	24,561	30,753	M	26
220	-4,150	-4,830	-6,159	-2,590	-222	1,531	588	665	-322	-392	SD	27
59,863	60,761	63,253	63,379	56,027	52,121	53,489	55,522	58,409	62,526	66,278	GDE	28
Prices												II
GDP Component Deflator												A
2.5	3.2	5.1	18.5	100.0	163.8	228.5	316.3	420.2	541.2	640.9	PC	29
1.1	1.3	2.2	6.6	100.0	163.8	228.5	241.9	291.7	374.1	430.5	PCG	30
					116.7	164.3	174.1	224.0	264.8	308.3	PIP	31
					179.7	246.4	273.3	337.8	338.5	471.9	PIG	32
	2.6	6.2	43.2	100.0	147.6	121.5	88.5	107.6	1,060.2	1,234.4	PJ	33
2.3	2.9	5.3	23.7	100.0	140.4	174.8	215.4	272.1	334.5	389.5	PI	34
2.1	2.9	4.5	13.7	100.0	185.7	197.9	234.8	258.6	286.0	286.0	PEXOL	35
2.1	2.9	5.0	16.4	100.0	117.6	154.2	196.4	247.3	295.8	320.7	PEXOT	36
2.0	2.9	5.0	16.2	100.0	120.5	155.8	198.0	247.8	295.4	319.3	PEX	37
2.0	2.8	4.6	13.2	100.0	131.8	160.4	190.3	241.8	288.3	320.3	PM	38
2.4	2.9	4.4	10.1	100.0	221.2	255.3	307.7	361.0	386.4	527.7	PMOG	39
1.9	2.7	4.7	13.5	100.0	125.0	153.1	182.3	234.7	282.8	311.0	PMOT	40
1.9	2.6	6.6	43.3	100.0	147.7	121.5	88.5	107.5	1,060.2	1,234.7	PSD	41
2.2	2.8	4.7	18.7	100.0	155.2	214.9	280.6	360.2	457.4	543.0	P	42
Others												B
2.1	2.6	4.2	14.6	100.0	170.3	243.5	329.5	435.6	556.7	659.7	CPI	43
2.2	2.8	4.4	13.8	100.0	148.1	199.3	262.3	333.2	424.1	475.4	WPI	44
2.7	3.2	5.8	22.2	100.0	162.0	209.0	273.8	364.1	480.6	567.7	WI	45
2.4	2.9	5.3	20.7	103.0	175.6	243.9	320.2	425.5	560.6	661.5	W	46
0.019	0.029	0.049	0.175	0.992	1.455	1.946	2.630	2.984	3.119	3.465	EXR1	47
0.019	0.028	0.047	0.141	1.032	1.593	1.889	2.155	2.721	2.866	3.024	EXR2	48
				0.773	1.134	1.517	2.050	2.326	2.430	2.700	EXR.wb	
					67.3	52.0	38.1	31.1	25.9	21.1	INT	49

No	Variable	Mean	Source	Unit	1980	1981	1982	1983	1984	1985
III Labor and Production										
A Labor										
50	URATE	Unemployment Rate	II. p.29	%						
51	U	Number of Unemployment	II. p.29	persons th						
52	LN	Number of Employment	I. T-2.2a, 2.2b	persons th	17,325	17,420	16,996	16,951	16,998	17,144
53	LOT	Number of employers & Others	caluc.	persons th						
54	L	Number of workers	caluc.	persons th						
55	LA	Number of Active Population	II p.29	persons th	20,676	20,830	20,985	21,142	21,300	21,459
B Production by Industries in Current Prices Value Added Term										
56	VAG	Value Added by Agriculture	III.	PLN m						
57	VALIN	Value Added by Manufacturing Industry Total	IV. p.26-27	PLN m						
58	VALFO	Value Added by Food Industry	IV. p. 26-27	PLN m						
59	VALTX	Value Added by Textile Industry	IV. p.26-27	PLN m						
60	VALWO	Value Added by Wood and Timber Industry	IV. p.26-27	PLN m						
61	VALPA	Value Added by Paper/Pulp Industry	IV. p.26-27	PLN m						
62	VALCH	Value Added by Chemical Industry	IV. p. 26-27	PLN m						
63	VALNM	Value Added by Non Metal Industry	IV. p.26-27	PLN m						
64	VALPM	Value Added by Prime Metal Industry	IV. p.26-27	PLN m						
65	VALMN	Value Added by Machinery Industry	IV. p.26-27	PLN m						
66	VALOT	Value Added by Other Manufacturing Industry	IV. p.26-27	PLN m						
C Production by Industries in Physical Term										
67	STEEL	Crude Iron Production	III. p.389-396	tons th	11,953					9,807
68	CEMENT	Cement Production	III. p.389-396	tons th						15,000
69	PAPERP	Paper and Pulp Production	III. p.389-396	tons th						1,666
70	SUGAR	Sugar production	III. p.389-396	tons th						1,708
71	MEAT	Meat Production	III. p.389-396	tons th						1,973
72	FERTIL	Chemical Fertilizers	III. p.389-396	tons th						7,135
73	CHEMP	Other Petrochemical Products Production	III. p.389-396	tons th						14,067
74	VEHCLE	No. of Vehicles	III. p.389-396	units th						291
75	ALUM	Aluminum	III, same	tons th						47
76	LEAD	Lead	III, same	tons th						87
77	ZINC	Zinc	III, same	tons th						180
78	COPP	Copper	III, same	tons th						387
79	LIME	Limestone	III, same	tons M						12
80	SULPO	Sulphur Ore	III, same	tons th						2,887
81	SULP	Sulphur (100%, eg)	III, same	tons th						4,876
82	SALT	Salt	III, same	tons th						4,865
83	SHIPLN	Ship, Launched, Number	III, same	units						38
84	SHIPLT	Ship, Launched, DWT	III, same	tons th						409
85	SHIPSN	Ship, Settled, Number	III, same	units						41
86	SHIPST	Ship, Settled, DWT	III, same	tons th						343
87	MATLN	Machine Tools for Metal, No.	III, same	units th						57
88	MATLT	Machine Tools for Metal, Ton	III, same	tons th						42
89	WBOAD	Wood, Boads	III, same	m3 th						6,366
90	HBOAD	Wood, Hardoads	III, same	tons th						378
91	COTTON	Cotton and alike	III, same	km th						831
92	WOOL	Wool and alike	III, same	km th						105
93	SFIBR	Syntetic Fiber	III, same	km th						75
94	GLFT	Glass, Flat	III, same	tons th						
95	GLWA	Glassware	III, same	tons th						
96	BRICK	Brick	III, same	pcs m						
97	TRUCK	Truck	III, same	pcs th						
98	TRUCKT	Tructor	III, same	pcs th						
99	RVOIL	Refined Vegetable Oil	III, same	tons th						

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Variable	No	
											Labor and Production		III
cc											Labor		A
											URATE	50	
											U	51	
17,193	17,138	17,023	17,002	16,280	15,326	14,677	14,330	14,475	14,735	15,139	LN	52	
											LOT	53	
											L	54	
21,565	21,673	21,781	21,889	21,962	22,055	22,181	22,333	22,502	22,647	22,793	LA	55	
Production by Industries in Current Prices Value Added Term												B	
											VAG	56	
											VALIN	57	
											VALFO	58	
											VALTX	59	
											VALWO	60	
											VALPA	61	
											VALCH	62	
											VALNM	63	
											VALPM	64	
											VALMN	65	
											VALOT	66	
Production by Industries in Physical Term												C	
10,574	10,476	10,264	9,488	8,658	6,515	6,498	6,298	7,082	7,546		STEEL	67	
15,800	16,100	17,000	17,100	12,500	12,000	11,900	12,200	13,800	13,900		CEMENT	68	
1,714	1,782	1,843	1,746	1,447	1,458	1,598	1,667	1,843	2,006		PAPERP	69	
1,753	1,671	1,684	1,710	1,971	1,636	1,468	1,982	1,383	1,595		SUGAR	70	
2,259	2,233	2,248	1,995	1,628	1,394	1,255	1,093	1,090	1,145		MEAT	71	
7,833	8,010	8,277	8,209	5,423	4,288	4,547	4,707	5,540	6,491		FERTIL	72	
14,298	14,306	15,008	15,238	12,867	11,734	12,584	13,373	13,448	13,444		CHEMP	73	
299	303	303	294	270	169	220	335	339	367		VEHICLE	74	
48	48	48	48	46	46	44	47	50	56	52.1	ALUM	75	
88	90	91	78	65	51	54	62	61	66	66.0	LEAD	76	
179	177	179	164	132	126	135	149	158	166	165.0	ZINC	77	
388	390	401	390	346	378	387	404	405	407	425.0	COPP	78	
13	13	13	13	9	8	8	7	7	8		LIME	79	
2,445	2,755	2,636	2,592	2,732	2,720	2,411	-	-			SULPO	80	
4,894	4,966	5,000	4,864	4,660	3,935	2,917	1,893	2,163	2,427	1,769.0	SULP	81	
5,419	6,175	6,179	4,670	4,055	3,840	3,887	3,817	4,079	4,214	4,163.0	SALT	82	
37	40	41	34	39	28	26	23	23	29		SHIPLN	83	
207	227	235	138	227	329	464	613	538	551		SHIPLT	84	
42	41	35	35	35	25	30	26	28	33	37.0	SHIPSN	85	
537	327	224	283	134	208	431	594	781	603	860.0	SHIPST	86	
52	46	52	49	28	17	18	15	14	14	13.9	MATLN	87	
39	39	40	37	32	18	11	10	9	10	10.4	MATLT	88	
5,985	5,803	5,799	5,159	3,995	3,378	3,381	3,460	3,424	3,476	3,254.0	WBOARD	89	
404	388	394	374	309	295	313	324	352	333		HBOARD	90	
821	749	783	760	428	286	239	229	256	205	213.0	COTTON	91	
103	100	101	97	65	44	33	32	33	33	32.0	WOOL	92	
74	66	69	72	57	43	52	42	58	54		SFIBR	93	
											GLFT	94	
											GLWA	95	
											BRICK	96	
											TRUCK	97	
											TRUCKT	98	
											RVOIL	99	

No	Variable	Moan	Source	Unit	1980	1981	1982	1983	1984	1985
D Production Index										
100	IIPSTEEL	Index of Production by Iron/Steel	IV. p.30-31	previous y.=100						
101	IIPCHEM	Index of Production by Chemical	IV. p.30-31	previous y.=100						
102	IIPNF	Index of Production by Non-Ferrous Metal		previous y.=100						
103	IIPNM	Index of Production by Non-Metallic Mineral	IV. p.30-31	previous y.=100						
104	IIPTE	Index of Production by Transportation Equipment	IV. p.30-31	previous y.=100						
105	IIPMC	Index of Production by Machinery	IV. p.30-31	previous y.=100						
106	IIPMQ	Index of Production by Mining and Quarrying	IV. p.30-31	previous y.=100						
107	IIPFD	Index of Production by Food	IV. p.30-31	previous y.=100						
108	IIPPP	Index of Production by Paper/Pulp	IV. p.30-31	previous y.=100						
109	IIPWO	Index of Production by Wood and Wood Products	IV. p.30-31	previous y.=100						
110	IIPCON	Index of Production by Construction		previous y.=100						
111	IIPTX	Index of Production by Textile	IV. p.30-31	previous y.=100						
112	IIPOT	Index of Production by Other Industry		previous y.=100						
113	IIP	Index of Total Industrial Production	IV. p.30-31	previous y.=100						
IV Government Balance (Current Price Base)										
A Revenue										
114	GRTAX	Revenue Source by Taxes	I. T-5.2a	PLN m						
115	GROTR	Revenue Sources by Others	caluc.	PLN m	0	0	0	0	0	0
116	GRT	Government Revenue Total	I. T-5.2a	PLN m						
B Payment										
117	GPCE	Payment for Current Expenses	I. T-5.1a	PLN m						
118	GPDE	Payment for Capital Expenditure	I. T-5.1a	PLN m						
119	GPT	Government Payment Total	I. T-5.1a	PLN m						
C Net Financial Balance										
120	GRPD	=Revenue - Payment	caluc.	PLN m						
V Balance of Payment (USD Base)										
A Trade, Services, Transfer and Current Balance										
121	DBLTR	Dollar Base, Balance of Trade	I. T-4.1	USD m	-1,636					402
122	DEXCL	Dollar Base, Export of Coal	caluc.	USD m						1,239
123	DEXORT	Dollar Base, Export of Other	estimate	USD m	14,170	0	0	0	0	9,446
124	DEX	Dollar Base, Export Total	I. T-4.1	USD m	14,170					10,685
125	DMOIL	Dollar Base, Import Oil	estimate	USD m						1,231
126	DMGAS	Dollar Base, Import Gas	estimate	USD m						353
127	DMOG	Dollar Base, Import Oil+Gas	estimate	USD m						1,584
128	DMOTR	Dollar Base, Import Others	caluc.	USD m	15,806					8,699
129	DM	Dollar Base, Import Total	I. T-4.1	USD m	15,806					10,283
130	DSERV	Dollar Base, Balance of Service (Net Balance)	I. T-4.1	USD m	-2,320					-2,390
131	DTRANS	Dollar Base, Balance of Transfer (Net Balance)	I. T-4.1	USD m	672					778
132	DBLCL	Dollar Base, Current Balance (TBLTR + DSERV +	I. T-4.1	USD m	-3,284	0	0	0	0	-1,210
VI Money Supply (Asset and Liabilities of the Banking System)										
Liability										
133	MLM2	Liability of Money + Quasi-money (Liquidity)	I. T-6.1	PLN m						
VII Other Social Index										
134	POP	Number of Population	III.	persons th	35,578	35,902	36,227	36,571	36,914	37,230
135	NHO	Number of Households	III.	units th						11,459
136	SPCCEN	Usable Dwelling Space, Central Heated	III.	1000 m2	135,693					171,053
137	ASPCHE	Adjusted Space Heating Area	estimate	1000 m3	187,442					245,281
138	CAR	Number of Car Population (registered)	III.	units th	2,383	2,321	2,862	3,182	3,396	3,671

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Variable	No										
											Production Index	D										
											76.0	98.0	102.0	117.0	115.0		HPSTEEL	100				
											90.0	98.0	106.0	117.0	113.0		HPCHEM	101				
																	IPNF	102				
											97.0	99.0	110.0	115.0	105.0		IPNM	103				
											77.0	111.0	127.0	114.0	114.0		IPTE	104				
											75.0	92.0	109.0	115.0	121.0		IPMC	105				
											97.0	95.0	96.0	105.0	99.0		IPMQ	106				
											101.0	102.0	109.0	113.0	110.0		IPFD	107				
											96.0	112.0	107.0	125.0	118.0		IPPP	108				
											97.0	115.0	104.0	111.0	100.0		IPWO	109				
																	IPCON	110				
											86.0	103.0	110.0	115.0	99.0		IPTX	111				
																	IPOT	112				
											92.0	103.0	106.0	112.0	110.0		IP	113				
											Government Balance (Current Price Base)											IV
											Revenue											A
	533	989	2,492	16,680	18,022	27,293	41,345	56,457	74,750	90,090		GR TAX	114									
0	46	66	419	3,030	3,184	3,985	4,556	6,668	8,972	8,413		GROTR	115									
	579	1,054	2,911	19,710	21,206	31,278	45,901	63,125	83,722	98,503		GRT	116									
											Payment											B
	714	1,265	3,159	17,155	25,307	36,239	47,764	66,141	87,685	104,468		GPCE	117									
	94	158	407	2,164	1,629	1,950	2,478	2,725	3,484	4,194		GPDE	118									
	808	1,423	3,566	19,319	26,937	38,189	50,242	68,865	91,170	108,661		GPT	119									
											Government Financial Balance											C
	-229	-369	-655	392	-5,731	-6,911	-4,341	-5,740	-7,448	-10,159		GRPD	120									
											Balance of Payment (USD Base)											V
											Trade, Services, Transfer and Current Balance											A
	727	801	1,126	363	4,501	153	512	-2,293	-836	-1,827	-8,154	DBLTR	121									
	1,248	996	984	739	926	870	644	673	795	959	884	DEXCL	122									
	11,220	11,363	12,890	12,153	15,252	12,203	13,353	12,912	16,155	21,919	23,536	DEXORT	123									
	12,468	12,359	13,874	12,892	16,178	13,073	13,997	13,585	16,950	22,878	24,420	DEX	124									
	1,279	1,002	977	730	1,114	1,140	1,197	1,376	1,210	1,333	1,765	DMOIL	125									
	427	352	312	263	131	392	348	261	293	406	543	DMGAS	126									
	1,707	1,353	1,289	993	1,245	1,533	1,544	1,636	1,503	1,740	2,308	DMOG	127									
	10,034	10,205	11,459	11,536	10,432	11,387	11,941	14,242	16,283	22,965	30,266	DMOTR	128									
	11,741	11,558	12,748	12,529	11,677	12,920	13,485	15,878	17,786	24,705	32,574	DM	129									
	-2,530	-2,765	-2,845	-3,243	-3,349	-2,599	-1,310	-940	-1,290	-478	-575	DSERV	130									
	949	1,404	1,423	1,234	1,988	1,217	528	929	1,182	6	224	DTRANS	131									
	-854	-560	-296	-1,646	3,140	-1,229	-270	-2,304	-944	-2,299	-8,505	DBLCR	132									
											Money Supply (Asset and Liabilities of the Banking System)											VI
											Liability											
	1,180	9,580	19,060	25,710	41,110	55,920	77,300	104,260	134,880		MLM2	133										
											Other Social Index											VII
	37,456	37,664	37,862	37,963	38,119	38,245	38,365	38,459	38,544	38,609	38,674	POP	134									
	11,558	11,659	11,761	11,864	11,967	12,071	12,177	12,283	12,390	12,498	12,607	NHO	135									
	176,937	183,024	189,320	195,832	202,603	216,850	226,434	226,142	227,535	229,049	244,395	SPCCEN	136									
	255,119	265,369	276,051	287,184	298,836	321,862	341,302	345,259	347,005	351,530	377,492	ASPCHE	137									
	3,970	4,218	4,543	4,846	5,261	6,112	6,505	6,771	7,153	7,517	7,900	CAR	138									

No	Variable	Mean	Source	Unit	1980	1981	1982	1983	1984	1985
VIII Energy Prices										
139	PCLIN	Price of Coal for Industry, Average	estimate	PNL/ton						0.0
140	PGASO	Price of Gasoline	V.	PLN/L	0.002	0.002	0.003	0.004	0.005	0.01
141	PHOIN	Price of Heavy Oil for Industry	VI	PNL/ton						
142	PFOIN	Price of Fuel Oil, Industry, average	VI	PNL/ton						
143	PELE	Price of Electricity (Average)		PLN/kWh						
144	PELEH	Price of Electricity for Households	V.	PLN/kWh						0.000
145	PELEIN	Price of Electricity, Industry, average	estimate	PLN/MWh						
146	PELECM	Price of Electricity for Commercial Users		PLN/kWh						
147	PGAS	Price of Gas (Average)		PLN/M3						
148	PAGSH	Price of Gas for Households	V.	PLN/M3						0.000
149	PAGSCM	Price of Gas for Commercial Users		PLN/M3						
150	PGASIN	Price of Gas, Industry, average	VI	PLN/1000 M3						
151	PSTEAM	Price of Steam for Households	V.	PLN/M2						0.001
152	PSTEMIN	Price of Steam for Industry, average	VI	PLN/GJ						
153	PEXCLZ	Price of Coal Exported in PLN	estimate	PLN/Ton				0.38	0.44	0.61
154	PEXCLD	Price of Coal Exported in US Dollar	estimate	USD/Ton						34.26
155	PIMOLZ	Price of Oil Imported in PLN	estimate	PLN/Ton			0.00	1.07	1.20	1.54
156	PIMOLD	Price of Oil Imported in US Dollar	estimate	USD/Ton						89.79
157	PIMGAZ	Price of Gas Imported in PLN	estimate	PLN/Ton					0.83	1.02
158	PIMGAD	Price of Gas Imported in US Dollar	estimate	USD/Ton						59.85
159	K	Capital Stock	estimate	PLNm	171,089	143,830	136,164	144,884	155,737	163,032

(source)I: World Bank, "Poland. Country Economic Memorandum. Reform and Growth on the Road to EU," Report No. 16858-POL, July, 1997

II: IMF, "Republic of Poland - Recent Economic Developments," Feb. 21, 1997

III: GUS, "Statistical Year Book 1996(Rocznik Statystyczny 1996)," and numerous years

IV: GUS, "Statistical Year Book of Industry 1996 (Rocznik Statystyczny Przemysłu 1996)," and numerous years

V: GUS, "Price Changes at the National Economy in 1995 and Jan-Junw 1996 (Zmiany cen w gospodarce narodowej w 1995 i I polroczu 1996),"

VI: GUS, "Energy Statistics 1994-1995," and numerous years

(note) Figures in italic are estimated.

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Variable	No	
											Energy Prices VIII		
0.0	0.00	0.01	0.10	10.43	43.7	59.1	61.8	104.1	130.1	123.3	PCLIN	139	
0.00	0.00	0.01	0.04	0.28	0.45	0.67	0.91	1.09	1.23	1.50	PGASO	140	
				85.5	138.4	118.4	286.3	243.4	662.5	807.9	PHOIN	141	
				222.1	359.2	505.6	765.5	879.9	1,029.9	1,256.0	PFOIN	142	
											PELE	143	
0.000	0.000	0.001	0.001	0.015	0.037	0.064	0.088	0.120	0.160	0.180	PELEH	144	
			0.9	1.4	14.1	46.8	30.2	46.4	80.0	152.4	115.5	PELEIN	145
			0.001	0.001	0.015	0.042	0.047	0.067	0.100	0.156	0.148	PELECM	146
											PGAS	147	
0.000	0.000	0.001	0.001	0.017	0.081	0.199	0.271	0.360	0.470	0.550	PAGSH	148	
											PAGASCM	149	
				29.9	140.0	262.6	194.6	250.0	566.1	662.5	PGASIN	150	
0.001	0.001	0.002	0.003	0.042	0.136	0.428	0.718	1.180	1.490	1.690	PSTEAM	151	
				1.80	5.83	3.62	9.13	12.73	16.80	19.06	PSTEMIN	152	
0.69	0.94	1.49	4.48	32.80	60.89	64.91	77.02	84.80	93.80	93.80	PEXCLZ	153	
36.37	32.17	30.59	25.62	33.06	41.84	33.35	29.28	28.42	30.08	27.07	PEXCLD	154	
1.68	1.97	3.04	6.85	88.41	158.69	189.62	216.81	258.77	294.89	294.89	PIMOLZ	155	
90.49	70.69	65.30	48.72	85.67	99.63	100.36	100.61	95.12	102.89	97.52	PIMOLD	156	
1.11	1.30	1.94	4.67	16.07	94.66	98.54	92.08	127.38	180.73	180.73	PIMGAZ	157	
59.86	46.71	41.61	33.23	15.57	59.43	52.15	42.73	46.82	63.06	59.77	PIMGAD	158	
170,608	174,804	186,690	191,213	172,306	168,663	172,140	183,561	196,129	227,934	218,822	K	159	

10. 省エネルギー・マスタープランの
取りまとめとアクションプラン・
優先プロジェクトの提案

10. 省エネルギー・マスタープランの取りまとめと

アクションプラン・優先プロジェクトの提案

10.1 政策シナリオの総合的評価

本節では、第8章、および、第9章において行った、2つの政策シナリオに対する、2つの側面 - 費用・便益分析、および、マクロ経済・エネルギー予測 - からの評価に基づき、いくつかの評価基準に従い、各シナリオにはどのような長所、短所があるか、を整理して、シナリオについての総合的な評価を行い、政策決定者によるシナリオ選択に対して、判断の材料を提供することとする。

10.1.1 費用・便益分析による評価

第8章では、次のことが明らかにされた。

第1に、E.C.シナリオ、A.E.C.シナリオともに、便益が費用を上回っている。従って、いずれも、その実施によって、ポーランドの経済的厚生（効果）を高めることができ、それらを実施に移すことは、経済的に見て合理的である。

第2に、“純便益”（総便益マイナス総費用）の量を見ると、2000年、2003年とも、A.E.C.の方が大きい。

但し、「直接的」対策による省エネルギー効果のみを取り出すと（即ち、シナリオの4つの構成要素のうち、「近代化・合理化」による効果を除いて効果を計算すると）、両者の便益の差は、2000年、2003年とも（特に2000年には）、かなり小さくなっている。

第3に、省エネルギー対策に投じた資金の“効率”（総便益 / 総費用）に注目すると、概して、E.C.シナリオの方が良いことが分かる。それは、特に2003年において、はっきりしている。

また、上記の第2と同様に、「直接的」対策のみに注目すると、2000年においても、このことは明らかである。

さて、このような特徴をもつ両シナリオを評価するに当たって、重要な評価基準の1つは、費用調達の可能性である。

まず、工場で必要となる費用（対策投資）については、第4章、および、第5章にお

ける検討の際に、各産業毎に、一定の規準を設けて、資金の調達可能性を考え、実施しうる対策と、そうでない対策とを篩にかけた。従って、ここでは、改めて検討する必要はない。

そこで、「長期・低利融資」の財源の調達可能性を点検するために、前出の表 8.2 に示された 2000 年、2003 年の製造業全体に関する「投資費用(コスト)」および「経済的インセンティブのための融資」を 1999、2000、2001、2002、2003、2004 の各年に割り振ってみた。

表 10.1 は、表 8.2 における 2000 年、および、2003 年の、それぞれの数字を、大まかに、1999、2000、2001、2002、ならびに、2003、2004 に、それぞれ 0.1、0.3、0.3、0.3、ならびに、0.4、0.3、の比率で割り振った場合の数字を示している。

この表によれば、例えば 2000 年における「経済的インセンティブのための融資」(長期・低利融資)は 55,049,000 PLN である。一方、2000 年における NFEP&WM の"fee"の収入を、1995 年の実績などから推定すると、それは、1,005,089,618 PLN になる。即ち、2000 年における経済的インセンティブのための「支出」は NFEP&WM の収入の約 6%を占めている。

ポーランド政府は、「長期・低利融資」がこのような比率を持つとした場合、そのような金額を製造業全体の省エネルギー推進のために貸し付けることが、資金の全体的な配分の上から、果たして可能であるか、あるは、妥当であるか、どうか、については、総合的な評価を下す必要がある。

因みに、NFEP&WP の従来の対象分野別の支出の割合を見ると、1995 年には、例えば「地表の保全」には約 5%が振り向けられている。また、同年には「大気汚染」に 49%が振り向けられている。

なお、ポーランド政府はこの総合的評価に当って、「支出」のための資金調達における 1 つの選択肢は、外国政府や国際機関との協力であることにも、目を向けるべきであろう。前出の表では、参考までに、「支出」の全額がそのような協力によって調達される場合も想定した。

10.1.2 マクロ経済・エネルギー需給予測による評価

マクロ経済・エネルギー需給予測の結果によると、経済、エネルギー、環境の 3 指標につき、次の点を指摘することができる (Table 10.2)。

Table 10.1 Estimated Costs and Expenditures for Energy Conservation in Manufacturing Industries and Assumed Amount to be Financed through International Cooperation

(1,000 PLN)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
< Total costs and expenditures >						
Administration costs						
E.C.Scenario	2,224	3,595	4,845	6,322	5,065	5,065
A.E.C.Scenario	2,526	4,197	5,447	6,994	5,738	5,738
Investment costs for energy conservation						
E.C.Scenario	76,528	229,584	229,584	229,584	576,654	432,491
A.E.C.Scenario	118,102	354,306	354,306	354,306	630,238	472,678
Loans for economic incentives						
E.C.Scenario	0	0	0	0	0	0
A.E.C.Scenario	41,574	124,722	124,722	124,722	53,584	40,188
< Costs which may be financed through international cooperation >						
Administrative costs						
E.C.T.C. (E.C. and A.E.C. Scenarios)*	0	0	10,263	4,217	3,675	3,675
Loans for economic incentives						
A.E.C.Scenario	41,574	124,722	124,722	124,722	53,584	40,188

* --- Not included in "Administration costs" in above column.

Table 10.2 Comparison of Three Scenarios on the "Macro- Analysis"

	2000			2003		
	REF	E.C.	A.E.C	REF	E.C.	A.E.C.
(Economic indicators)						
Economic growth per annum	4.0%	4.10%	4.30%	3.9% <3.9%>	4.0% <4.1%>	4.0% <4.2%>
Annual increase in consumer price	10.2%	14.0%	14.0%	4.2% <7.6%>	7.1% <11.0%>	7.3% <11.1%>
Annual increase in wholesale price	9.3%	12.1%	12.1%	0.9% <5.6%>	3.3% <8.2%>	3.5% <8.3%>
Average wage index (1990 = 100)	902	1,116	1,113	1,101	1,370	1,376
(Energy indicators)						
Annual increase in primary energy requirement	1.00%	-1.50%	-1.90%	1.60%	0.20%	0.00%
Energy mix (Coal consumption in 1,000 TOE)	26,261	22,645	22,119	24,747	19,587	18,793
(Environmental indicators)						
GHGs (CO2 in Million ton - carbon)	112	99	97	118	99	95

(Note) (1) Figures in < > are average annual rates for the period of 1996 to 2003.

(2) CO₂ emission in 1990 was 104.0 Million ton - carbon.

(3) Figures in percentage in 2000 and 2003 show annual average increase rates for the period of 1996-2000 and 2000-2003, respectively.

- (1) 経済指標のうち、経済成長率については、E.C.シナリオ、A.E.C.シナリオとも、REF.シナリオよりも高くなっている。E.C.および A.E.C.シナリオとを比較すると、1996年から2003年までの年平均では、A.E.C.シナリオの方が、0.1%ではあるが、上回っている。一方、物価上昇率については、卸売、小売いずれも、E.C.シナリオおよび A.E.C.シナリオが、REF.シナリオより高くなっている。A.E.C.および E.C.シナリオの比較をすると、1996年から2003年までの年平均で A.E.C.シナリオが 0.1%高くなっている。また、平均賃金水準は、2000年、2003年ともに、E.C.および A.E.C.両シナリオは、ほぼ同じ値(REF.シナリオよりも 20%以上高い)となっている。
- (2) エネルギー指標を見ると、まず、エネルギー需要の伸び率は、REF.シナリオのプラスの伸びに対して、E.C.、A.E.C.とも、1996年から2000年まではマイナスの伸び、また、2000年から2003年までは殆どゼロの伸びを示している。また、エネルギーの消費構造の変化に関連して、石炭消費の水準を見ると、両シナリオとも REF.に比してかなりの低下を示している。
- (3) 地球環境問題との関連で、CO₂の排出量を見ると、以下の3点が指摘できる。
 - a. E.C.、A.E.C.両シナリオとも、REF.シナリオを下回っている。
 - b. A.E.C.がE.C.を下回っている。
 - c. 両シナリオともに、1990年の水準(104百万トン--カーボン)を下回っている。
- (4) なお、これらの予測結果は、多くの外生変数に関する想定に基づくものであり、特に物価については、最近の実績から判断して、現実には、より低い上昇率になる可能性が高い、と考えられる。

10.1.3 総合評価

上述した2つの側面からの評価を総合するために、次のような検討を行う必要がある、とわれわれは考える。

第1に、どちらのシナリオがどの点で優れているか、を評価するための基準(criteria)を設定する必要がある。これらは、ポーランドにとって、現在、どのような目標があるか、についての検討に基づいて、設定される。例えば、後に述べるように、ポーランドにとって、現在の最も重要な目標は EU 加盟である、とすると、EU の要求である「インフレ率を低く抑えること」が目標達成の正否を評価する1つの「基準」となる。

第 2 に、それらの目標がそれぞれの程度の重要性（目標全体の中での比重＝ウェイト）を持っているか、についての検討を行う必要がある。例えば、ポーランドにとって「地球環境問題への貢献」も 1 つの重要な目標である、とみなして差し支えないであろうが、この目標は、少なくともここ 1、2 年の、その重要度においては、EU 加盟を大きく下回るであろう。

このように、評価基準の設定、および、そのウェイト付けに基づき、2 つのシナリオを総合的に評価することが必要である、とわれわれは考える。総合的な評価は、今後、ポーランドの KAPE、その他の関係者が、この報告書をも 1 つの参照材料として、行うこととなるが、参考までに、仮りの評価の例、あるいは、手順を示せば、以下の通りである。

(1) 評価の基準の設定

ポーランドにとって、現在、重要である、と考えられる目標は、本調査の対象範囲との関連においては、以下のものであろう。

- a. EU 加盟
- b. 地球環境問題への貢献、ならびに、地域的環境問題の解決
- c. 国民の生活水準の向上
- d. エネルギー需給構造の改善

これらの中、a.については、具体的な条件として、いわゆるマーストリヒトの規準がある（1991 年 12 月、EU から提示された）。これは、厳密には、EU というよりは、欧州通貨同盟への参加条件である。

これには、次のような、財政に関する 2 つの条件と、通貨に関する 3 つの条件が含まれている。

---財政に関する条件

- ・財政赤字は GDP の 3%を越えないこと。
- ・公的債務は GDP の 60%を越えないこと。

---通貨に関する条件

- ・インフレ率は、加盟国のうち、最も低い 3 つの国の平均値を 1.5%上回る水準を越えないこと。
- ・長期金利は、加盟国のうち、最も低い 3 つの国の平均値を 2.0%上回る水準を越えないこと。

- ・為替レートは、参加直前の2年間の変動幅が平均から上下15%を越えないこと。

これらの条件項目のうち、本調査で予測を行ったのは、インフレ率のみである（他の条件については、外生変数として取り扱ったか、あるいは、特には採り上げなかった）。但し、財政に関する条件は、これまでにすでに満たされている。

そこで、EU加盟という目標に関連する評価基準として、まず、インフレ率を採り上げることとする。

また、第8章で述べたように、「長期・低利融資」の財源調達の可能性は、費用/便益分析において、シナリオの評価を左右する重要な条件である。そこで、間接的ではあるが、EU加盟の条件の1つである「財政の健全化」（その維持）に関連することも考慮に入れ、そのための評価基準の1つとして、「長期・低利融資」の財源調達の可能性を採り上げることとする。

さらに、上記のb、c、および、dの各目標に関する評価基準として、それぞれ、次のものを採り上げる。

b.について----ポーランド全体のCO₂排出量（第9章で予測したもので、この点では、相対的には、A.E.C.シナリオが勝っている。他方、第7章で予測した製造業におけるCO₂、SO₂、NO₂の排出量は、むしろEU加盟の正否に関係する基準である、と考えられる。こちらについても、A.E.C.シナリオが勝っているが、EUから示された定量的な条件はない）。

c.について----第9章で検討した経済指標（経済成長率、賃金指数など、インフレ率を除いたもの）

d.について----第9章で検討したエネルギー指標（エネルギー消費の伸び、石炭の消費量など）

以上を要するに、われわれは、シナリオの評価のために、計5つの基準を設定した。

(2) 基準のウエイト付け

いま、仮に、上記の各基準に次のようなウエイトを付けるとしよう。

まず、最大のウエイトは「インフレ率」(EU加盟)に付けられるであろう。次いで、それよりもある程度小さいウエイトであるかもしれないが、「財源の調達」がそれに続くでしょう。但し、この基準については、「財源の調達」が可能であれば、A.E.C.シナリオは成立するが、そうでなければ、このシナリオはそもそも成立しない(長期・低利融資はこのシナリオだけに含まれるから)、ということに注意する必要がある。

さらに、「地球環境問題解決への貢献」は、国際的な協議が2010年前後を目標年次として行われているところから、ポーランドの当面の政策目標としては、上記の2つの目標よりも重要度はかなり低い、とみられ、従って、その基準である「CO2排出量」のウエイトは上記の2つの基準よりもかなり小さい、と考えることとする。

また、「国民の生活水準の向上」は、「EU加盟」という目標に包含されている、と見ることのできるため、ここでは、それに従属する基準とする。

最後に、「エネルギー需給構造の改善」という目標については、本調査では、省エネルギーが進めば、この目標の達成度は高くなる(エネルギー消費の伸びはより小さくなるので、その供給確保はより容易になるであろうし、石炭の消費量は減少し、特に環境面で見ると、より良質のエネルギー源の消費が進むであろう)、という結果が出ている、と見ることできる。

一方、特に石炭の消費については、その一定水準以上の低下は、石油とガスの供給を外国に頼らねばならないポーランドにとって、エネルギー供給の安定性を損ねる結果をもたらす、という議論もありうるであろう。

そのいずれの主張を採るにせよ、ここでのウエイト付けにおいては、この基準に付けられるウエイトは、CO2排出量の削減と同様、それほど大きくはない、と仮定しておく。

このようなウエイト付けを前提にした場合、どちらのシナリオが採用されるか、について考えてみると、その答えは、次のように整理することが出来る。いうまでもなく、それらのどれが選択されるかは、政策決定者の基準の設定とそのウエイト付けによる。

a. E.C.シナリオが採用されるケース

- 1) 「財源の調達」が不可能である。従って、他の全ての点でA.E.C.シナ

リオの方が望ましいとしても、その採用は不可能である。すでに 10.1.2 の(1)で示したように、「インフレ率」についても、E.C.シナリオの方がパフォーマンスが良い。

- 2) 次に「財源の調達」が可能であったとしても、財政上の考慮から、投入資金の効率を重視する場合には、E.C.シナリオの採用の方が望ましい、ということになる。「インフレ率」については、上記と同様である。
- 3) さらに、そもそも、まず第 1 に「インフレ率」を重視するという場合には、それだけの理由で A.E.C.シナリオの採用は望ましくない、ということになる。

b. A.E.C.シナリオが採用されるケース

このケースは、1つしか考えられないであろう。

即ち、まず、「財源の調達」が可能であり、しかも、「インフレ率」については、ポーランドの EU 加盟が想定される時点に近づいた時期において、上記の条件を満たすことが、A.E.C.シナリオにおいても、十分に可能である、と予想されるケースである。

このケースでは、CO₂ 排出量、その他の基準についても、E.C.シナリオよりも良好なパフォーマンスが期待される。

10.2 マスタープラン取りまとめにあたって考慮すべき点

----日本の経験とポーランドの直面する問題----

ポーランドの産業部門における省エネルギー・マスタープランを取りまとめるに当たり、日本における省エネルギー対策・政策の実態を理解すると同時に、市場経済体制に移行してまだ日浅く、且つ EU 加盟を間近に控えて、政治・経済の大改革が進行中のポーランドの現状を充分理解しておく必要がある。

そこで、以下では、まず、日本の経験を整理して、そこからマスタープラン取りまとめに関する教訓を引き出し、次いで、省エネルギー政策に関連するポーランドの当面する諸問題を整理し、マスタープラン取りまとめの前提とする。

10.2.1 日本における経験

1970年代初からの2度にわたるオイルショックに際して、日本の産業において、どのような条件のもとに、どのように省エネルギーが進んでいったか、また、省エネルギー推進のために、どのような法律・制度が整備されたか、などにつき振り返ってみることは、ポーランドにおける省エネルギーの目標設定や、省エネルギー政策の導入などに参考になるであろう。

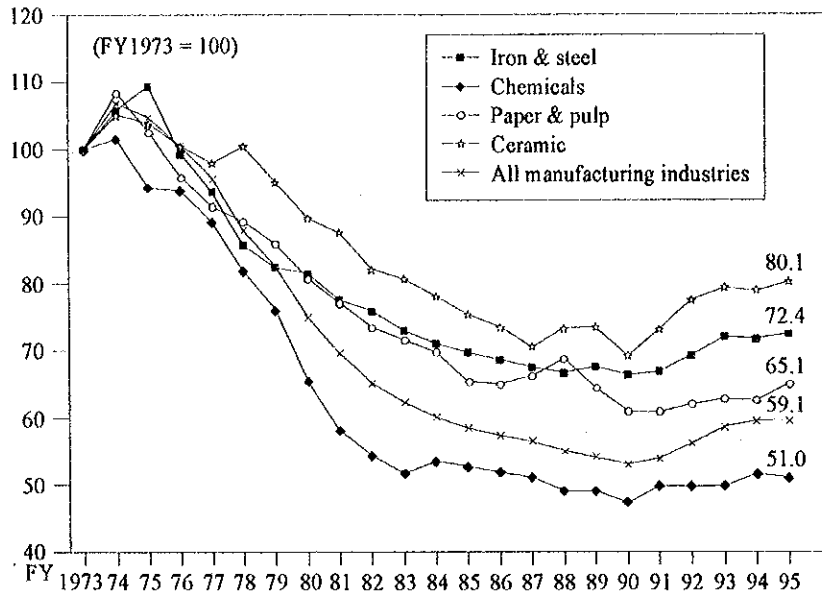
そこで、以下では、まず、日本における省エネルギーの進展と法律・制度の整備について述べ、次いで、省エネルギー政策の下での省エネルギー活動を概観する。

(1) 省エネルギーの進展と法律・制度の整備

a. 日本のオイルショック後のエネルギー原単位

Figure 10.1 に示すように、鉱工業生産指数をベースにした産業界のエネルギー原単位 (IIP) の推移から、1973～1985年の製造業のエネルギー原単位は約40% (年平均にして約3.5%)低下した。

Figure 10.1 Breakdown of Trends of Indices of Industrial Production (IIP) by Industry

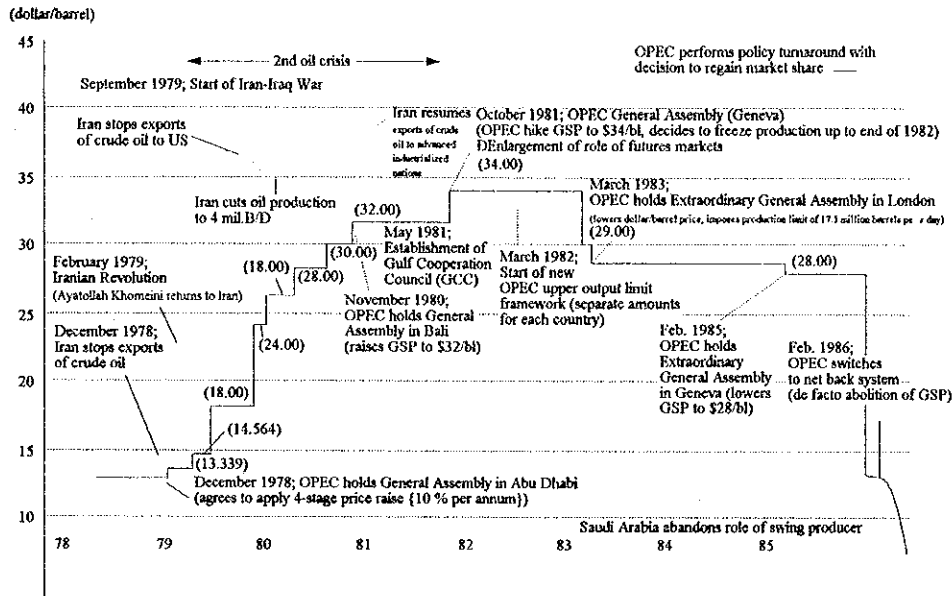


Note: IIP means indices of industrial production.

b. エネルギー価格

当時の一次エネルギーに占める石油シェアは 75%前後でエネルギー価格は原油価格によってほぼ決まっており、1979~1985年の価格は 10\$~35\$/バレル (1973年以前は 3\$前後) と 80年~85年の間は 10倍以上の価格となり、省エネルギーを進めるための大きなポテンシャルとなった。

Figure 10.2 Crude Oil Spot Price Trends



c. 法・制度

1951年に熱管理法(省エネ法の前身)が制定され、オイルショック時にはエネルギー管理指定工場、熱の有効利用方法、熱管理士の配置等の制度下であり、エネルギー多消費企業内のエネルギー管理体制は相当できあがっていた。

1979年には熱管理法を電気も含め法的内容として更に強化され、省エネルギー法として制定され、省エネルギー推進の法・制度的体制が完成されている。

d. 省エネルギーセンターの設立

1978年に産業界の省エネルギー推進の中核機関として通産省・産業界の支援を受けて、省エネルギーセンターが設立され、産業界の省エネルギー推進の中核的機関となっている。

(本部 東京 約40名 ; 8支部 約30名)

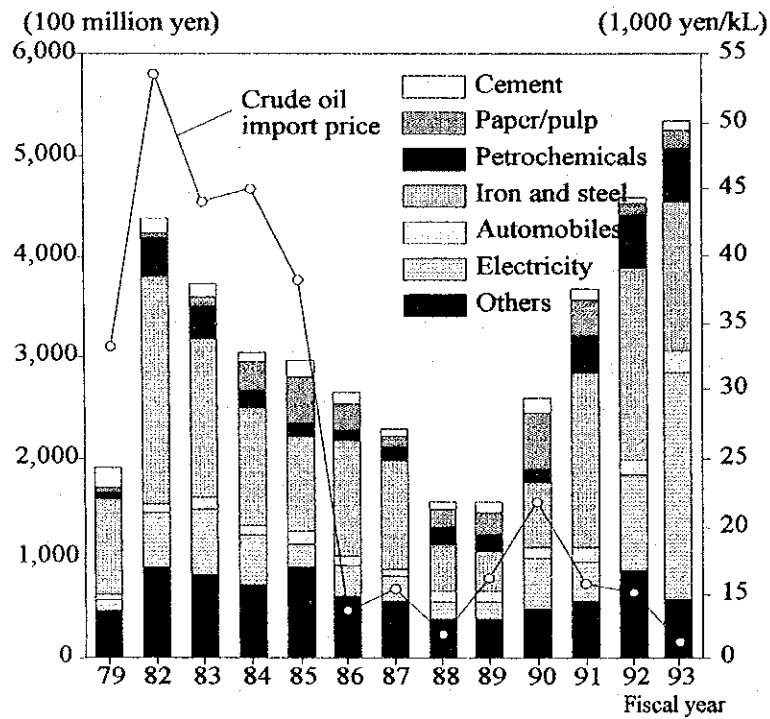
e. 企業内エネルギー管理者

熱管理法で規定されている熱管理士の国家資格は1948年より制定されており、オイルショック時には既に25,600名の熱管理士が企業内でエネルギー管理業務に就いていた。1979年にはエネルギー管理士と名称を変えたが、毎年熱・電気の管理者をあわせて約1,000~2,000名の資格者が増員され省エネルギーを推進する技術者は相当充足されていた。

f. 設備投資

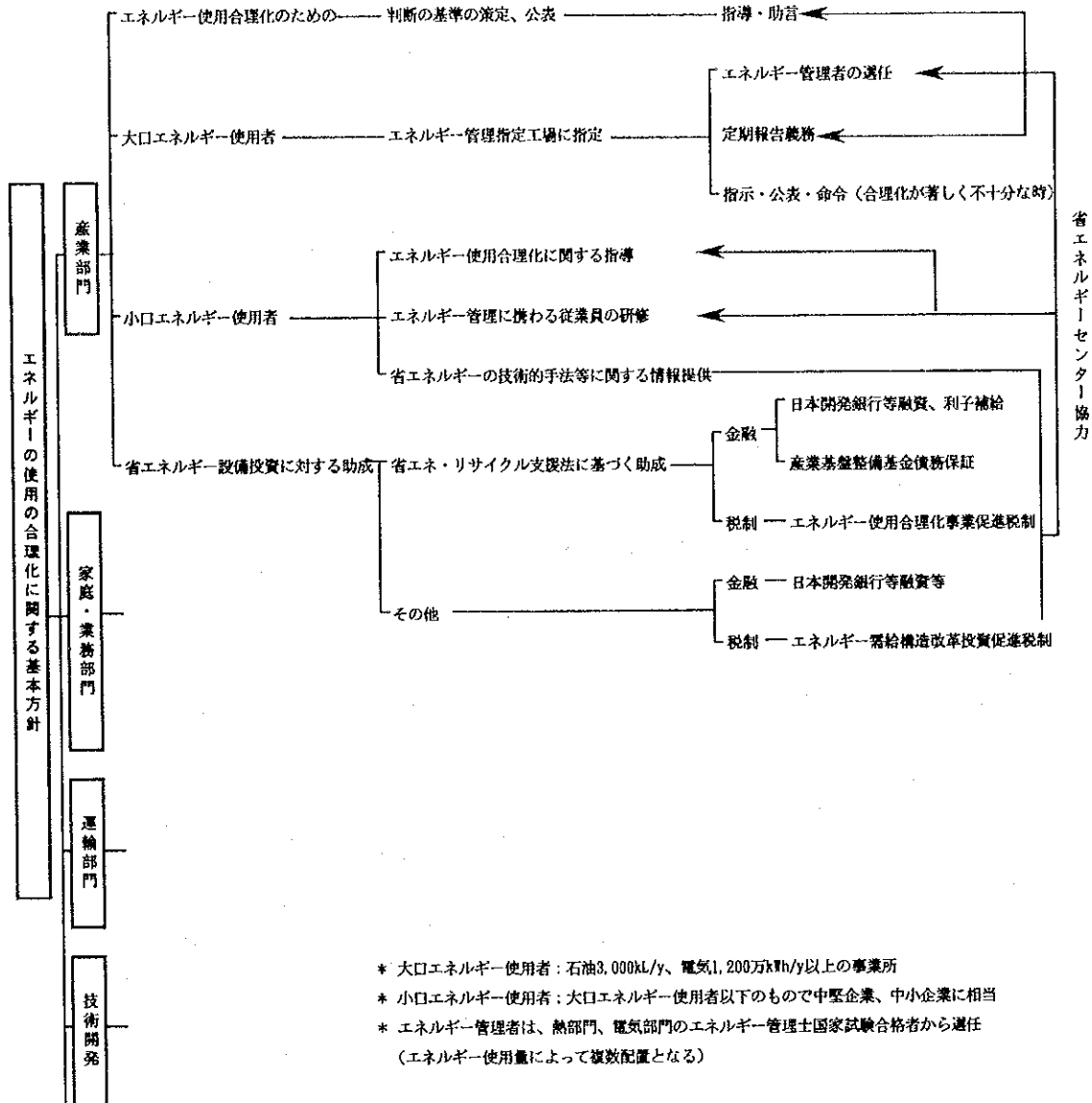
1979年に省エネ法が制定され税制優遇制度、金融支援制度が制定され、Figure 10.3に示すように1979～1989年の間に2.6兆円(年平均で約3,000億円)程度の投資が省エネルギー設備のために実施され機器・装置の改善、プロセスの改善による省エネを推進した。

Figure 10.3 Trends of Investment in Energy-saving Equipment and Crude Oil Prices



Sources: Equipment Investment Research (Ministry of International Trade and Industry), Japan Export and Import (Ministry of Finance)

10.2.2 省エネルギー政策、ならびに、その下における省エネルギー活動の概要

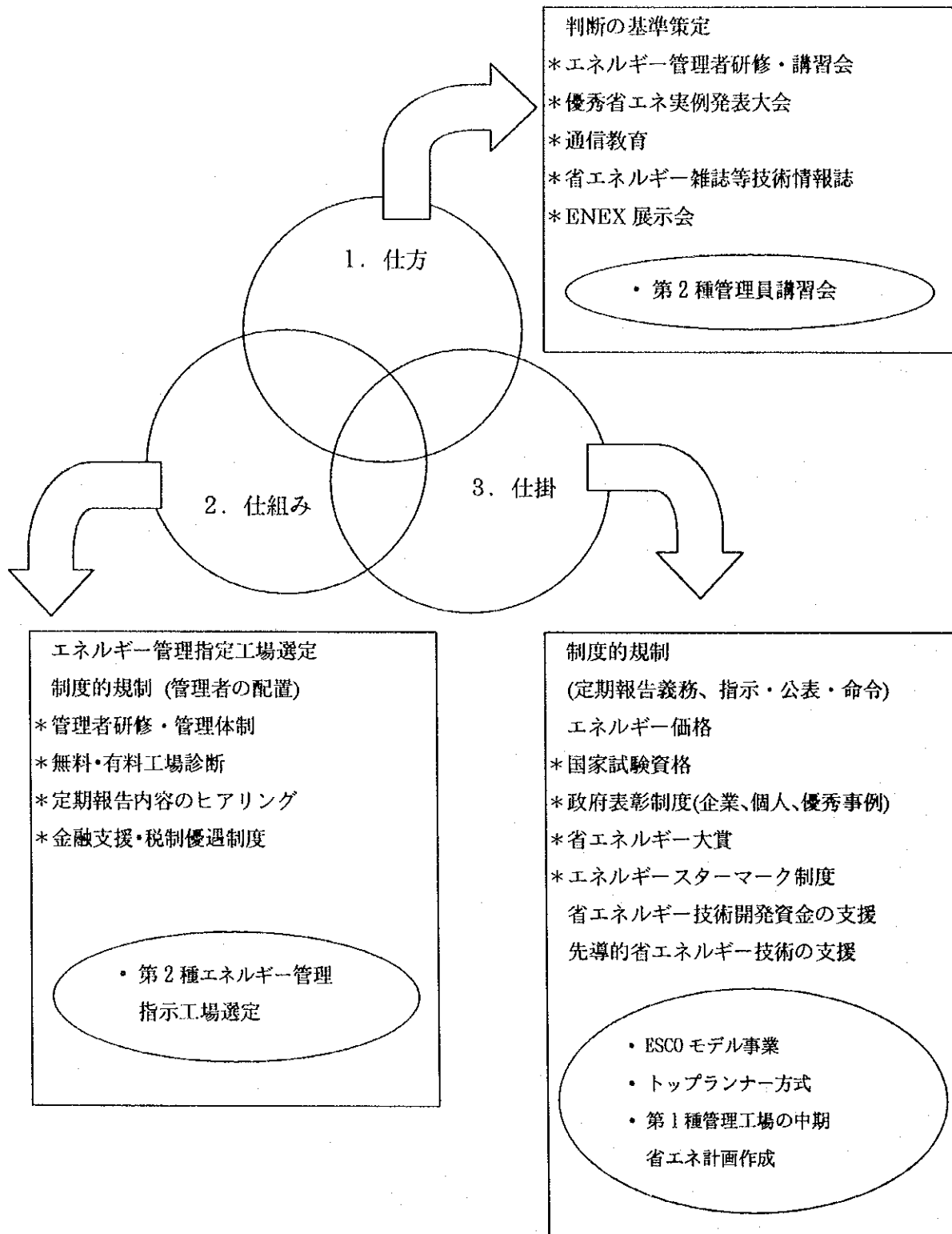


この政策体系下における各産業側での省エネルギー活動としての捉え方を概念的に表現すると、次のようになる

省エネルギーを進めるには、

- ① どうすれば省エネルギーになるか? (省エネルギーの仕方の知識)
- ② どうすれば早く成果の大きい結果を出せるか? (省エネルギー活動を効果的に進める仕組)
- ③ 省エネルギーは何のメリットになるか? (仕掛、インセンティブ)

この3つが有機的に結合した所で最も省エネルギー活動が活発に推進され成果が現れる。



○ : 1999年4月実施 (省エネルギー法改正)

* : 省エネルギーセンターが自主的にまたは政府の指示に従い代行

10.2.3 ポーランドの現状で考慮すべき点

(1) 省エネルギー法の位置付け

1999年1月よりエネルギー法が施行され、その中には省エネルギーに関する事も一部触れられてはいるが十分なものではない。EU加盟をひかえ、環境規制問題、エネルギー、特に電力市場の自由化、石炭産業の大リストラ、農業問題等重要課題が山積みされており、ポーランド側の見解として、日本のような省エネルギー法施行には5年以上かかるであろうとの事から、当面は現在既に施行されている環境保全法（省エネルギーに係る規定を含む）をベースに考えていく必要があるものと思われる。

(2) 政府の経済的支援

経済省は、自由競争が原則との考えが強く企業の構造改革に対する金融支援はあまり期待できない。但し、KAPEが活動しやすいように制度面、あるいは機構面からの側面的協力は十分に期待できそうである。

(3) 地方分権化の推進

プゼク新首相は新政府の最優先事項の1つに地方分権化をあげており、1999年1月より現在の48県より16県に統合される予定で、地方分権化を今後強力に推進する方向にある。よって環境・省エネルギー問題も地方自治体の管轄下に移行される可能性が高く、実行面では国および自治体の連携体制、業務分担等を配慮しておくべきであろう。

(4) 産業界に対する政府支援

ポーランド産業界は近い将来、海外資本による新鋭企業、既存企業と海外企業とのJ・V企業および純粋な国内企業の3つの企業群から構成される形態に変化していくものと思われる。前2者は海外の資金、技術をベースに自ずと省エネルギーが進むが、国内産業は資金力、技術レベル両面において充分でなく資金ルート開発、技術者育成の手当が必要である。

(5) 公的省エネルギー推進機関の強化

現在中央行政府のもとで活動するKAPE、独立機関であるNAPE、地方で活動するRAPE（Regional Energy Conservation Agencies）各々が単独または共同で環境・省エネルギー対策業務を推進しており、役割分担が明確でない。したがって、各々の役割分担を明確にするとともに、特にKAPEに対してはマスタープランを中央政府のもとで効果的に推進できるような職員配置、必要資金の予算化、制度面からの支援等配慮が必要である。

(6) 経営者・管理者の管理思想

国営化の時代 (今も国営の企業が多いが)が長かったため、経営幹部及び工場の管理者には自由市場における経営管理の思想に欠けている。経営幹部及び管理者に対する管理思想教育が望まれる。

(7) 省エネルギーは重要な経営指標

国営時代には企業はエネルギー必要量を申請すれば国より無条件に供給されたため、エネルギー消費と経営の関係について理解が少ない。省エネルギー投資が経営戦略になるという体験、実感が極めて少ない。

(8) 技術情報の欠如

工場管理者 (含エネルギー技術者)は、自工場の設備については極めて詳しいが、他の工場でどのような事が実施されているか、また海外情報に乏しく自工場がどの程度の競争力があるのか自覚していない。これは語学 (英語) の問題もあると考えられるが、技術情報の広報・普及を計る必要がある。

10.3 マスタープランの取りまとめ

10.3.1 目標の設定

省エネルギーポテンシャル推定においては経済予測精度を高めるため、比較的短期の2000年度、2003年度の2つの水準で行ったが、マスタープランは次の点を考慮して作成する方が現実的なものになるであろう。

- (1) 本格的なマスタープラン推進活動は、中核的省エネルギー推進機関（ECTC）が行うが、実際の活動は1999年中頃に始められるであろう。また、その成果が企業で始動を開始するのは2000年以降と見られる。
- (2) 省エネルギーポテンシャル推定2000年で想定した「管理」を主体とする成果を挙げるには、企業で一部省エネルギー活動を開始する2000年から3年程度の企業内・間普及・熟成期間が必要であろう。

- (3) 省エネルギーポテンシャル推定2003年で想定したE.C.、A.E.C.シナリオの省エネルギーポテンシャルの11-14%（省エネルギー率として2-3%）は近代化・合理化設備投資による効果である。

3年間の設備投資で約3%近い省エネルギーを達成するのは設備計画として少々無理があり、あと3年程度の期間延長が必要と考えられる。

以上の点を配慮して、マスタープランでの省エネルギー成果が現れる時期を2000年初と設定し、省エネルギーポテンシャル推定2000年の収穫終了時点を2003年末に、またポテンシャル2003年の収穫終了時点を2006年末と設定する。

したがって、マスタープランの目標は、以下のように設定するのが好ましいマスタープランのプロセスをFigure 10.4に示す。

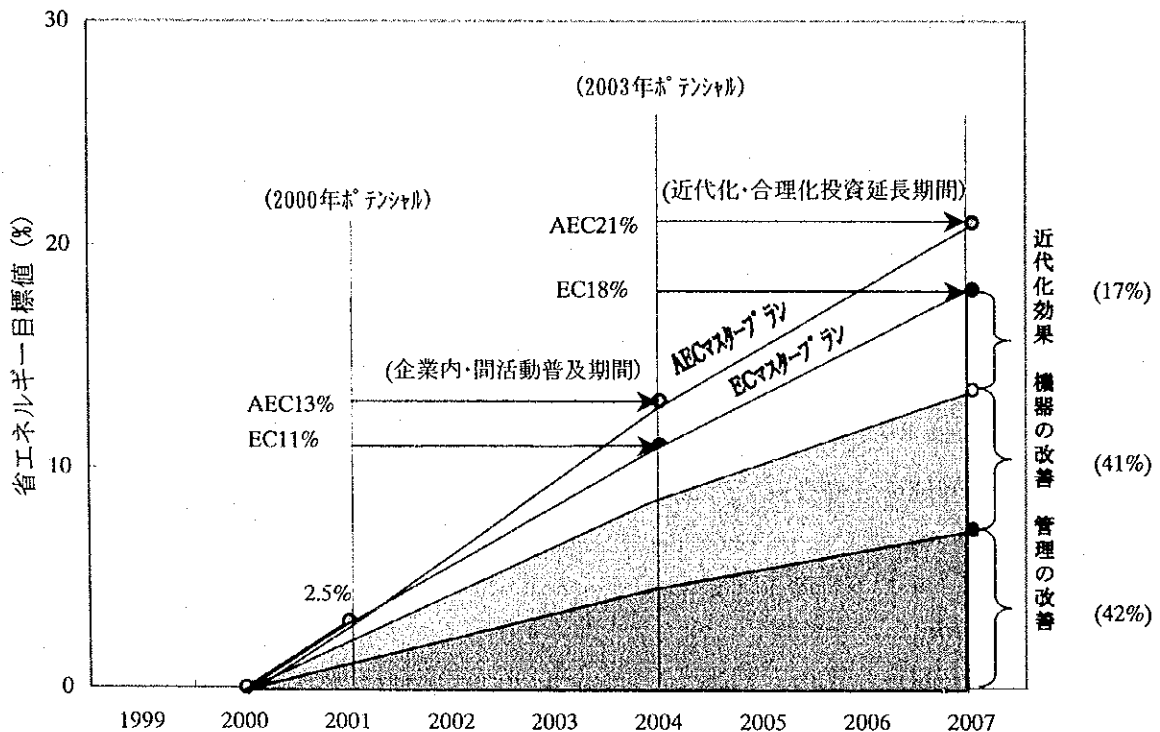
省エネルギーマスタープラン目標値（エネルギー原単位低減%）

シナリオ	2000年	2003年	2006年
E.C.シナリオ	2.5	11.0	18.0
A.E.C.シナリオ	3.0	13.0	21.0

環境改善効果マスタープラン目標値 (対 1997 年排出量の低減%)

シナリオ	ガス	2000 年	2003 年	2006 年
E.C.シナリオ	NO _x	0.5	2.1	6.2
	SO ₂	0.5	2.1	9.9
	CO ₂	1.1	4.4	7.1
A.E.C.シナリオ	NO _x	1.5	5.8	11.4
	SO ₂	1.4	5.6	14.2
	CO ₂	2.1	8.2	12.1

Figure 10.4 Trends in Energy Conservation Target Values in the Master Plan



10. 3. 2 工場における「対策」の提案

上記の目標の達成のためには、a) 対象期間が 2000 年、および 2003 年までの比較的短い期間であること、また b) 省エネルギーに本格的に取り組んでいる工場がいまだそれほど多くはないこと、等の理由からエネルギー管理の改善および費用の比較的小さい機器の装置の改善の対策を中心に、省エネルギーの成果を享受するため総合的対策が必要であり、それを以下に記す。

(1) エネルギー管理の改善

a. 企業内省エネルギー活動推進体制の整備

国営、民営化まもない企業が多く経営幹部で省エネルギーを経営戦略に取り組んでいる人は少ない。今回 JICA チームによって診断された内容、

成果等をベースにまず経営幹部に省エネルギーの成果について理解を深めてもらう。(経営幹部研修)

その後、自企業内で省エネルギー目標管理を進めるための PDCA (Plan, Do, Check, Action) を担当する経営幹部を Top とし、各セクションのエネルギー関連技術者から構成される省エネルギー活動推進体制を整備する。

b. Self-Audit 体制の確立

省エネルギーを実際に進めるには、熱・電気の理論的知識だけでは不可能で、その応用としての知恵が必要である。これには先人達の経験を充分理解し、知恵として吸収するのが一番効果的である。企業内で省エネルギー推進活動の中核となるエネルギー技術者に対して省エネルギーという観点からの研修を行い(エネルギー管理者研修)、企業内に Self-Audit のできる人たちを育成する。

工場内のエネルギー消費機器を扱う最先端の人は、現場で働く人たち(従業員)である。この人達の省エネルギーに関する意識、またエネルギー管理者が進める省エネルギー対策に対する協力、助言は省エネルギーを進める上で大変重要なファクターとなる。よって、従業員対象の研修(現場研修)は欠かす事ができない。現場の人達の協力という点では URSUS 社の工具工場が実施している“HOPP”活動は参考とすべきである。従業員との協力体制を取るには、労働組合幹部と企業幹部の間で充分な話し合い(例えば成果の配分、従業員の評価の仕方等で)行う必要がある。また工場内のエネルギーの合理的使用を工場診断により具体的に提案できる工場診断専門家(診断エキスパート)を育成する。(エキスパート研修)

c. 省エネルギー手法の提供と成果の普及

省エネルギー手法の提供として最も効果のある方法は、ポーランド国内、国外の診断エキスパートによる工場診断により具体的に省エネルギー方法を提案することである。(工場診断活動)

またエネルギーサービス会社が充分省エネルギー関連技術を修得しているなら、これらの会社が工場診断を行い、エネルギーサービス事業を行うことも効果的である。(ESCO 導入と育成)

企業において新しい仕事を人々に研修する場合、最も効果のあがる方法は、OJT (On the Job Training) であることから考え、産業界の各セクター、あるいは、サブセクター毎に省エネルギーモデル工場を選定し、その工場に集中的に省エネルギー対策を実施し、その成果を同業種の関係者が実際に見聞きすることを通じて省エネルギー成果の普及を計る。(モ

デル工場制度)

今後、各企業で省エネルギー活動が活発に実施されると数多くの省エネルギー成功事例が誕生して来るはずであるから、年に1回程度省エネルギー事例発表を実施してその成果を広く広報・普及に務めることは、特にエネルギー技術者にとっては参考となる。日本では20年近くこの方法を採用してきたが、大変な好評を得てきたし、省エネルギー技術の水平展開に役立ってきた。(省エネルギー実施事例発表大会)

d. 省エネルギー関連情報の提供

海外の新しい省エネルギー技術・成功事例あるいは省エネルギー設備・機器についての情報を企業幹部、エネルギー関係者に早く知らせることが今後ポーランドの省エネルギー活動を効率的に進める上で重要である。情報提供の手段としては雑誌、インターネット、展示会等が考えられる。(海外省エネルギー情報の提供)

また民間で一般に広く使用されるエネルギー消費機器については、エネルギー効率のレベルを比較表示するラベル方式とかエネルギースターマーク制度の採用等も機器を使用する立場から大変参考となる。(エネルギー効率表示制度)

e. 省エネルギー活動に対するインセンティブ提供

省エネルギー活動を行う人達にとって直接インセンティブとなるものは収入であり、また名誉である。収入に関するものとして、日本の企業では一般に改善提案表彰制度というものがあり、従業員から提案され且つ実行に移された提案には金一封が企業から提供されるし、提案を多数提供し企業に利益をもたらした人達は人事評価において考慮が払われ昇進・昇給等においても優遇される。このような企業内表彰制度はインセンティブの効果が大きい。(企業内人事考課・表彰制度)

名誉に関するものとしては、企業内で省エネルギーに貢献した人達、優秀な省エネルギー成功事例を達成した人達を政府が公に表彰することである。(政府表彰制度)

またエネルギー技術者の国家資格制度はエネルギー技術者のレベル向上を促す点からも検討に値する。(資格制度)

(2) 機器・設備の改善----セクター毎の具体的な対策

10.3.1 で設定した目標を達成するために採られるべき機器・設備の改善について、第4章で検討した結果を下表にとりまとめた。

	熱	電気	プロセス
鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 電気炉スクラップ加熱装置 	<ul style="list-style-type: none"> コークス炉から圧延工程におけるポンプ、ブロワの改修 集塵装置等の改修 	
アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 水蒸気改質工程における空気予熱器の設置 		<ul style="list-style-type: none"> パージ・ガス中アンモニア、水素回収装置の設置
トラック	<ul style="list-style-type: none"> 乾燥炉の改修 	<ul style="list-style-type: none"> エアコンプレッサ空気漏れ・空気圧改善 	
トラクター	<ul style="list-style-type: none"> 鋳造工程の改善 	<ul style="list-style-type: none"> 各工程における空気漏れ・空気圧改善 モータの回転数制御 	
ガラス	<ul style="list-style-type: none"> 溶融炉の保温の強化 溶融炉の過剰空気の改善 		
S.L.B	<ul style="list-style-type: none"> オートクレーブからの熱回収 	<ul style="list-style-type: none"> 計量機・混合機等、関連機器の改修 	
植物油	<ul style="list-style-type: none"> 脱色工程における熱回収 スチーム・バルブの保温の強化 		<ul style="list-style-type: none"> 水素添加装置の改修
食肉加工	<ul style="list-style-type: none"> ドレン回収の強化 スチーム・バルブの保温の強化 	<ul style="list-style-type: none"> 冷凍用コンプレッサの改修 	
酪農製品	<ul style="list-style-type: none"> スチーム・バルブの保温の強化 	<ul style="list-style-type: none"> 冷凍用コンプレッサの改修 乾燥用ファンの改修 	<ul style="list-style-type: none"> 濃縮工程における濃縮率アップ

10.3.3 政府の採るべき「政策手段」の提案

(1) 省エネルギー法の制定の必要性

省エネルギー政策の基本方向を定めるものとして、省エネルギー法を制定することが望ましい、と考えられる。

同法に基づき、以下のような各種の「政策手段」を用いて、省エネルギーの促進をはかるべきである、と考える。

(2) 「政策手段」の項目

10.3.2 で提案した各種の対策を支持し、促進するものとして、エネルギー管理の改善、投資費用の回収、その他に分けて、以下のような提案を行う。

a. エネルギー管理の改善について

上述した管理の改善のために主として 3 つの政策手段が取られるべきであろう。次の政策手段は E.C.シナリオ、A.E.C.シナリオに共通して必要である。なお、これらの政策手段は、A.E.C.シナリオにおいては、E.C.シナリオに比して、より強化される必要がある。

1) 中核的省エネルギー推進センターの検討

省エネルギー推進機関として活動している KAPE の現状の体制は、前述した「対策」を政府の意向に沿って、実施していくには要員体制、予算規模から見て不十分である。研修、工場診断、成果の普及、情報提供、表彰・資格審査等を総合的に推進し、マスタープラン目標達成のために活動できる中核的省エネルギー推進センター (ECTC) の設立と運営にあたっての当面の経済活動並びに将来の自立化に向けての制度面の検討が必要である。

なお、このセンターの設立、その機能などの詳細については、後掲の Table10.5(2/2)を参照されたい。

2) 予算面からの政策支援

前述した諸研修、工場診断、モデル工場等の「対策」を実施するに際し、当然企業側に将来メリットが享受されるものであるから自己負担すべきものである。しかし未だ省エネルギーの経済効果を十分認識していない企業幹部が多くいる現状から考えると、意識改革が広く行き渡るまでの一定期間は政府の予算面からの支援とか低金利の資金提供という資金面での支援が必要である。

今回の工場診断の結果、調査対象工場は省エネルギー対策を実施すれば、CO₂、SO₂、NO₂およびダストは 25% (国全体で約 5%に相当する) 削減出来る。企業は CO₂ など排出に関わる環境負荷課金 (Emission fee) の支払い額を減らすことが出来るが、環境負荷課金の削減額は、工場診断報告の Table 8.1 に示すように、省エネルギー効果額の 1-2% であり、投資回収期間の短縮への影響は小さい。従って、課金の削減は、工場経営者にとって省エネルギー推進の大きなインセンティブにならない。政府は企業の省エネルギー対策が環境保護に寄与することを評価して、工場の省エネルギー活動を推進するため、環境保護基金の適用範囲の拡大などの支援を行うことを提言する。

3) 表彰・資格審査の制度化

前述した政府が実施する表彰および資格等については制度化を計り、企業関係者にその目的・内容について広く認識を深めてもらう努力が必要である。

b. 投資コストの回収について

1) エネルギー価格について

エネルギー価格については、既に第3章のシナリオの検討において述べたように、政府はコストを反映した価格への誘導、国際価格への鞘寄せ、国内での競争価格の導入という政策を打ち出しているが、われわれは、このような政策が維持、継続されることを支持する。

このような価格政策は、結果的に省エネルギーをもたらすであろう、と期待される。

2) 経済的インセンティブについて

われわれは、2000年、あるいは、2003年ごろまでの市場経済への「移行期」において、ある程度の政府介入を行うことは、ポーランド経済の効率化のために合理的であろう、と考える。

一般的に、ポーランドが志向している市場経済においても、市場の調整機能のみに任せていては、資源の効率的な配分に関する「失敗」は必ず存在する、と考えられる。従って、それを是正するための、経済システムに対する政府の介入は必要であり、このことは省エネルギー政策についても同様である、とわれわれは考える。

このような介入の重要性は、特に移行期経済国や発展途上国について強調されるべきであろう。

そこで、ポーランドにおいても、A.E.C.シナリオの検討において提案したような、省エネルギー促進のための長期・低利の融資を行うことが望ましい、と考える。

また、このような融資に要する資金の調達先として次のような機関が考えられる。

- 1) 産業開発庁 (ARP)
- 2) 国家環境保全・水管理基金 (NFEP & WM)

- 3) 同、地方基金
- 4) 環境保全銀行 (BOS)
- 5) その他の国立金融機関

なお、日本の制度では、省エネルギー機器に対する低利融資として、1995年11月28日現在、所要費用の40%を限度に、金利3.15% (年利) の融資が、日本開発銀行によって行われている (1995年11月の市中長期金利は4.47%であったから、金利差は1.32%である)。

c. その他の政策について

1) エネルギー関連機器に関するスタンダード設定

ポーランド政府は、既に「エネルギー法」において、スタンダード設定の基本方針を打ち出している。そこで、早急な検討により、エネルギー消費機器の効率標準化等の制度の具体化を計るべきである。

2) 優良エネルギー機器の導入と開発

ポーランド企業が優良エネルギー機器の使用を拡大していくために重要なことの1つは、特に短期的には、外国に存在するその種の機器、あるいは、技術に関する情報を的確、かつ、迅速に企業に伝えることである。

また、短・中期的には、外国企業との何らかの提携による優良機器・技術の活用も、省エネルギーに寄与するはずである。そのためにも、中枢的省エネルギー推進機関 (E.C.T.C.) のような機関の果たすべき役割があるであろう。

さらに、長期的には、ポーランド企業が自ら優良エネルギー機器・技術の開発に取り組むことが望ましいが、そのためには、ポーランドの市場経済への「移行期」において、政府が、何らかの方法で (例えば、専門家による諮問委員会での開発方法の検討、企業による研究・開発共同組合の組織化への支援、等)、企業の自助努力を促進することも、検討に値するであろう。

(3) 政策実施のプログラムと費用計画の作成

以上に述べた各種の政策は、ポーランド企業の省エネルギーへの取り組み方に応じて、実施に移すことが重要である。

そこで、まず、Table 10.3 に示すような「プログラム」を検討した。本 Table

には工場の省エネルギーへの取り組みの「段階」に応じた、政府による「政策手段」の提供と、それぞれに対応する「制度・組織・機構」の整備とが整理されている。

短期 (1999--2000 年) を例にとると、第 1 に、まだ省エネルギー対策に殆ど全く着手していない「段階」にある工場 (“NY”グループと呼ぶ) に対しては、最も基本的な情報・データの提供から始める必要がある。そのためには、経済省、KAPE、その他の、既存の機関が十分に機能を果たすと同時に、E.C.T.C のような機関の設立が必要になるろう。

第 2 に、既に着手している「段階」の工場 (“AI”グループと呼ぶ) に対しては、人材開発の推進 (工場の管理者・従業員に対する教育・訓練、工場診断の専門家の育成など)、優先プロジェクトの実施、エネルギー管理の規制の制度化 (有資格エネルギー管理者の工場への配置の義務化、エネルギー多消費工場の指定などの制度化)、経済的インセンティブの導入など、多くの種類の政策手段の実施が必要であろう。そして、そのためには、上記 E.C.T.C. の設立の他、経済的インセンティブの実施機関の整備も含め、関連する機関・制度の整備・強化が必要であろう。

また、Table 10.4 においては、このようなプログラムを進めていく場合の、外国政府や、国際機関との協力の可能性について、整理を行った。

ここでも、例えば短期的に見ると、E.C.T.C. 設立に対するもの、優先プロジェクトの実施に関するもの、さらに、経済的インセンティブの資金調達に関するもの、など、外国政府、国際機関との協力によって推進・整備することが出来る政策手段や制度が整理されている。

なお、現在、地球環境問題の国際協議において検討されている AIJ (Activities Implemented Jointly)、JI (Joint Implementation)、さらに、排出権取引 (Emissions Trading) なども、それらの受け手の国々にとっては、一種の経済協力と見ることができる。

さらに、Table 10.1 には、各種の政策の実施に伴って必要とされる資金について取りまとめたものが掲載されている。この表にあるように、経済的インセンティブのための資金調達における 1 つの選択肢は、外国政府や国際機関との協力である。Table 10.1 の下段に、参考までに経済的インセンティブ資金全額がその種の協力によって調達された場合を想定した金額を記述した。

**Table 10.3 A Program on Implementing Governmental Measures
and Preparing Institutions and Organizations by Term**

Terms	Governmental measures to be provided by the Government	Institutions or organizations necessary for the governmental measures
Short term (1999 - 2000)	< For Group NY * > Improved public relations on basic direction of the Gov.'s policy	Ministry of Economy; KAPE; NAPE; other related agencies & organizations Ene. Conser. Tech. Ctr. (ECTC)
	Primary data & information on energy conservation in factories	Same as above
	< For Group AI * > <i>Economic incentives</i>	ARP;NFEP&WM;Loc.funds;BOS;Ecofund
	<i>Pricing of energy carriers</i>	Ministry of Finance; Energy Regulatory Authority (ERA)
	D.I. on energy conservation programs (For 9 industries)	This JICA Study (Factory audits;guidelines)
	Implementing priority projects (For 9 industries)	Ministry of Economy (M.o.E.); This JICA Study (Priority projects) Cooperation with f. c. and i. o.
	<i>Regulations on energy management</i>	Designating energy intensive factories Allocating energy managers
Middle term (2001 - 2003)	D.I. on energy conservation programs (For all industries)	ECTC; Development of ESCO; Business Assn.; Others (Factory audits; guidelines)
	Starting model factory projects (For all industries)	Same as above (Selection of model factories)
	Supply of energy efficient equipment (Joint production of energy efficient equipment with foreign companies)	ECTC
Long term (2004 -)	D.I. on energy conservation programs (For all industries)	ECTC; Business Assn.; others (Disclosing activities of model fac.) ESCO (Starting operations)
	Implementing model factory projects (For all industries)	Same as above Cooperation with f. c. and i. o.
	Supply of energy efficient equipment (Own development and production)	ECTC; Government agencies

(Note) Italics mean the measures implemented also in other terms and bold letters mean new instructions or organizations.
 (*) NY ---- Factories which have not yet implemented energy conservation measures.
 AI ---- Factories which have already implemented the measures.

Table 10.4 Possible Cooperation with Foreign Governments and International Organizations

Terms	Governmental measures/Institutions and organizations/Priority projects	Cooperation with foreign governments and international organizations
Short term (1999 - 2000)	Energy Conservation Technology Center (ECTC) (1) Training (1) - 1. Consultants, experts (1) - 2. Managers, employees (2) Others (2) - 1. Energy conservation programs (2) - 2. Technology information (2) - 3. Others	Technical cooperation with foreign countries and international organizations
	ARP NFEP&WM Local funds for environmental protection Environment Protection Bank (BOS) Ecofund	Loans and other financial assistance from foreign countries and inter. organizations Others (EBRD*; IBRD-IFC*; EIB*, PHARE*; GEF*; PPC*; others)
	Priority projects for energy conservation	AJ ("Activities Implemented Jointly")** Others
Middle term (2001 - 2003)	ECTC (Continued)	Technical cooperation with f. c. and i. o.
	ARP; NFEP&WM; Local funds; BOS; Ecofund (Continued)	Loans and other financial assistance from foreign countries and inter. organizations
	Priority projects for energy conservation Model factories for energy conservation	JI ("Joint Implementation")**
Long term (2004 -)	ECTC (Continued)	Technical cooperation with f.c. and i.o.
	ARP; NFEP&WM; Local funds; BOS; Ecofund (Continued)	Loans and other financial assistance from foreign countries and inter. organizations "Emissions Trading"***
	Model factories (Continued)	JI (Continued)**

- (*) EBRD : The European Bank for Reconstruction and Development
 IBRD-IFC : The International Bank for Reconstruction and Development (The World Bank)
 - The International Finance Corporation
 EIB : The European Investment Bank
 PHARE : EU Financial and Technical Assistance to Central and Eastern Europe
 GEF : Global Environment Facility
 PPC : The Project Preparation Committee
 (All these banks, agencies and others have already been cooperating with the Polish government.)
 (**) They can be provided as a sort of the "economic cooperation" in addition to usual ones

10.4 アクション・プランの提案

上記のプログラムが効果的かつ持続的に実施されるための、いわば不可欠の条件として、制度・組織・機構の整備を中心とする、Table 10.5 のようなアクション・プランを提案する。

Table 10.5(1/2)には、アクションプランにおける省エネルギー目標、活動期間の基本的考え、実施すべき項目のスケジュール、および実施項目の内容を示した。

Table 10.5(2/2)には、中核的省エネルギー推進機関（ECTC）が自助努力で経費の一部を捻出すべき内容と、政府が実施すべき政策、最後に機構改革案を提示した。

今後早い時期に中核的省エネルギー推進機関の設立準備組織を設け、アクションプラン実施項目等の詳細な詰め、例えば対象セクターはどこまで考えられるか、研修対象者は、人数は、研修内容、研修頻度等アクションプラン実行のためのスケジュール、必要とされるスタッフ、費用等の検討を急ぐ必要がある。

ところで、アクション・プランの実施に、政府関係省庁の協力・支援が欠くことのできないものであることはいうまでもない。そこで、以下に、各省庁に期待すべきことを記す。

(1) 経済省

産業における省エネルギーを所管する経済省にとっては、マスタープランに示されている膨大な省エネルギー効果----A.E.C.シナリオで 2006 年に原油節減量として約 700 万トン/年、約 21 億 PLN 相当----は重視すべきものである。2000 年代早々の時期に EU 加盟を目指すポーランドとしては、持続性ある経済発展と産業の競争力強化は至上命題である。省エネルギーは、それらの課題に応えることができるものであり、ECTC の設立、ECTC が将来自立経営のできるような地盤作り（制度・規制など）、外国への技術協力依頼、企業に対する金利・税制面からの支援などを行うことが期待される。

(2) 環境省

省エネルギーによる環境改善効果（A.E.C.シナリオで 2006 年）は、CO₂ で約 2,200 万トン、SO₂ で約 1 6 万 2,000 トンと、膨大なものがある。民営化されて間もない企業においては、設備改造資金面での余裕も少ないため、NFEP&WM をはじめとする、環境省管轄下の基金などからの支援が期待される。

(3) 大蔵省

企業における省エネルギー設備改善投資にインセンティブを与える補助金、金利・税制面での優遇制度、外国政府からの資金協力導入に際しての保証などの支援を行い、産業の発展を図ることは、将来の税収という面から見ても、効果大きい、と考えられるので、資金面からの支援が期待される。

(4) 国庫省

現在では民営化が相当進行しているが、国庫省が株式を保有している企業はいまだ多数存在している。国庫省は、株主としての立場から、各企業が省エネルギー推進を図り、経営体質を強化することに全面的に協力する立場にあり、ECTC および企業が省エネルギーを進めるに当たって、側面的な立場から、各省庁の ECTC への協力を依頼することが期待される。

(5) EU 統合委員会

先進工業国から製造技術および省エネルギー技術を導入するための、外国技術者受け入れに対して、手続き、制度などの面で迅速に ECTC および企業に協力支援すべきであろう。

Table 10.5 アクション・プラン実施スケジュール (1/2)

年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004
省エネルギー目標	2003年 末で14.1% -原単位 (E.C.シナリオ: 11.0%, A.E.C.シナリオ: 13.0%) 低減	2006年 末で14.1% -原単位 (E.C.シナリオ: 18.0%, A.E.C.シナリオ: 21.0%) 低減				
基本的考え	管理思想、管理体制及び工場技術者の質的向上を計り、STEP 1, 2の成果の収穫時期及びSTEP 3の成果の収穫の準備期間とする。省エネの先導的役割を果たす工場を選定する。	診断工場が、工場技術者の質的向上を計り、省エネの準備期間とする。				
実施項目	<p>推進機関</p> <p>① ECTC設立</p> <p>② Self-Audit研修(幹部対象・管理者対象J-3)</p> <p>③ 工場技術者研修 -1</p> <p>企業内管理体制の確立 (PDCA)</p> <p>④ 診断工場によるSelf-Audit支援の適定(予備診断)</p> <p>⑤ 省エネ工場選定・立ち上げ</p> <p>⑥ 海外省エネ工場 - 設備・技術情報の提供</p> <p>⑦ 海外省エネ工場 - 設備・技術情報の提供</p> <p>⑧ ESCOの導入とボイラ・ESCO育成</p>	<p>③ 工場技術者研修 -2</p> <p>従業員、技術者を統合した省エネ推進活動・管理体制のグレードアップ</p> <p>④ 診断工場・ボイラ・ESCO研修(共同診断・自己診断)</p> <p>⑤ 省エネ工場の現場研修による広報・普及活動</p> <p>⑥ 省エネ工場の成果の普及活動</p> <p>⑦ 制度設立(工場・多消費工場の指定と届出、診断工場)及び管理者の資格化等)</p> <p>⑧ 省エネ工場 - 技術の海外との共同開発活動</p>				
実施内容	<p>① JICA調査報告に基づき管理の必要性・工場 - 計画の重要性を理解させ企業内にSelf-Audit, 工場 - 管理体制を整備しSTEP 1の収穫を計る。</p> <p>② JICA調査報告をもとにボイラ・産業界の工場 - 消費実態・省エネ対策を把握しSTEP 1, 2の収穫のために必要に応じてSTEP 1, 2の収穫準備期間を定める。</p> <p>③ 各企業から提出されたSelf-Audit結果及びJICA ④ 省エネ工場を公開し省エネ - 設備の投資効果省エネ - 技術・管理方法を現場を介して各企業幹部・管理者に理解してもらいSTEP 3の準備をする。</p> <p>④ 企業内の省エネエネルギー成功事例発表会及び優秀産業界省エネ - 機器の普及を全国レベルで行わない優秀な対象については政府による表彰を行なう。事例内容についてはボイラ・工場 - 機器の普及を全国レベルで行わない優秀な対象については政府による表彰を行なう。</p> <p>⑤ 海外の省エネ工場 - 機器・技術情報をボイラ・工場により提供する。</p> <p>⑥ 初期の段階では海外ESCOの導入を行いボイラ・工場 - 設備・技術の育成を図る。</p>	<p>③ 技術的向上のため海外工場 - 技術者による共同研修を通じて省エネ - 知見を深める。</p> <p>④ 海外工場・ボイラ・ESCOとの共同診断、及び診断工場 - 自身での診断を通じて省エネ技術の向上。</p> <p>⑤ Self-Auditの野面の高い職から優先的に金融支援を行ない、省エネ工場の成果を普及させる。</p> <p>⑥ 企業幹部が省エネ - 必要性、経済効果を理解したところで継続的省エネ - 促進を計るため制度面からの奨励を行なう。</p> <p>⑦ ボイラ・工場に必要省エネ - 技術開発を海外と協力して実施。</p>				

(注) * STEP 1: 工場 - 管理による省エネ工場 - STEP 2: 機器・設備改善による省エネ工場 - STEP 3: 近代化(省エネ)による省エネ工場

Table 10.5 アクション・プラン実施スケジュール (2/2)

<p>必要経費の捻出</p>	<p>(1) Self-Audit研修を受ける企業は省エネルギー促進登録企業と位置づけ研修①②③は、有料制とする。 (2) インターネット情報提供は省エネルギー促進企業のみ限り、その企業はインターネット利用料として一定額を年会費として支払う。 (3) 工場診断⑤⑥については、診断は無料とし、診断により得られた省エネルギー年間低減量の10%程度を診断費として支払う。 (4) モデル工場での研修は参加希望会社を公募し有料制とする。 (5) 診断エキスパート、エネルギー管理者の資格化については試験・診断内容審査・講習会など考えられるが、最適なものを選ぶとしていづれにしても有料制とする。 (6) モデル工場・モデル工場・モデル工場において金融支援を受ける企業は、Self-Audit評価の費用を支払う。</p>
<p>政府支援</p>	<p>アクションプランの実施を行なう省エネルギー促進中核機関を設置する。(経済省、環境保護・天然資源・森林省) (2) 上記(1)～(5)が実行されやすいようにインセンティブを与える方向で制度化を計る。(大蔵省、経済省、国庫省、環境保護・天然資源・森林省) (3) 予備診断費用は産業界の環境改善の初歩的手段と位置づけ、診断費用は環境保全基金により支拂する。(環境保護・天然資源・森林省) (4) ①②③⑤実施にあたり海外エキスパート支援を受ける。(経済省、環境保護・天然資源・森林省、ヨーロッパ統合委員会) (5) ⑦については自己資金の他、自治体の資金、外国の公的資金及び国の低利融資で支拂する。(大蔵省) (6) ⑨の近代化投資については国の低利融資で支拂する。 (7) インセンティブを与える省エネルギー促進で十分な効果が期待されない時は、ある程度の規制を設ける意味でポラランドに適用した⑩の制度化を計る。(経済省) (8) 省エネルギー促進中核機関は諸経費を原則自力により捻出するが、立ち上げ期間については政府及び海外協力資金を充当する。 (経済省、環境保護・天然資源・森林省) (9) ESCO導入とポテンESCO育成のECTC活動を支援する。(経済省、環境保護・天然資源・森林省)</p>
<p>推進体制</p>	<p>(案-1): KAPEの大幅な機構改革を行い、ECTCを包含した活動を行う機関とする 自治体にあるRAPEをはじめとする地方省エネルギー推進機関の協力を得て活動を行う。</p> <p>【新 KAPE】</p> <p>現状のKAPE業務 (海外協力・ビル省エネルギー・政府委託業務) 研修事業 G (2名) (Self-Audit研修・工場技術者研修) 診断事業 G (2名) (診断エキスパート研修・診断事業) 普及事業 G (2名) (実施事例、優秀省エネ機器ラベリング) 情報提供 G (2名) (海外省エネルギー技術情報) 資格審査 G (2名) (診断エキスパート、管理者対象) ESCO支援 G (3名) (診断指導、調停)</p> <p>ECTCとして 附加される 業務</p> <p>海外エキスパート エキスパート 部 隊 (4名)</p> <p>RAPE等</p> <p>診断 エキスパート (民間コンサル) (20~40名)</p> <p>企業</p> <p>(協力支援) → (協力) → (派遣)</p> <p>(案-2): KAPEは、政府直轄のアクションプラン実行管理機関と位置づけ、実施機関として省エネルギー技術・情報センター (ECTC) を新設する。</p> <p>現状のKAPE業務 (海外協力・ビル省エネルギー・政府委託業務) 研修事業 G (2名) (Self-Audit研修・工場技術者研修) 診断事業 G (2名) (診断エキスパート研修・診断事業) 普及事業 G (2名) (実施事例、優秀省エネ機器ラベリング) 情報提供 G (2名) (海外省エネルギー技術情報) 資格審査 G (2名) (診断エキスパート、管理者対象) ESCO支援 G (3名) (診断指導、調停)</p> <p>海外エキスパート エキスパート 部 隊 (4名)</p> <p>RAPE等</p> <p>診断 エキスパート (民間コンサル) (20~40名)</p> <p>企業</p> <p>(協力) → (派遣) → (協力)</p>

10.5 優先プロジェクトの提案

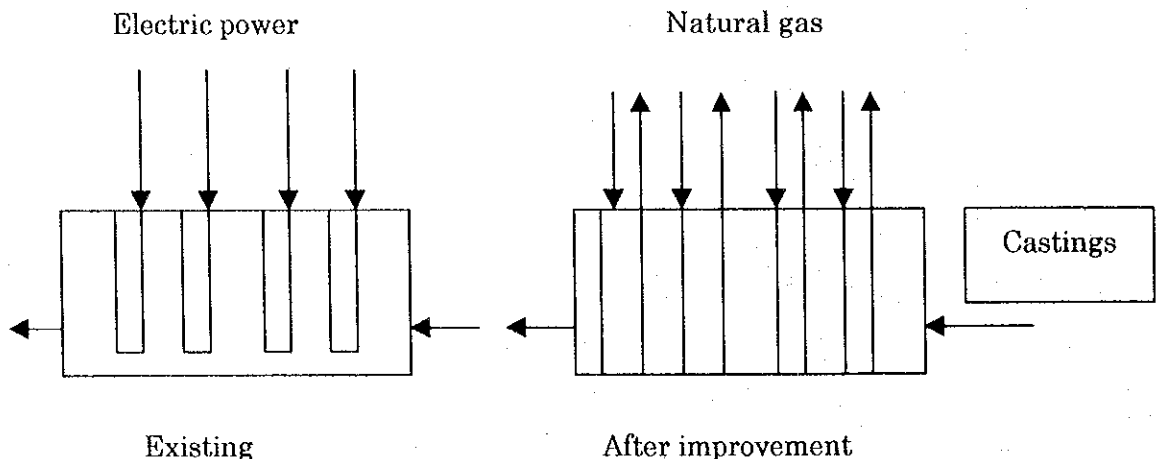
1998年に5工場で7日間の詳細診断を実施した。その中からアクションプランで実施するモデル工場として推薦できる下記の3つの案件を優先プロジェクトとして提案する。

- (1) 鋳鉄製管接手工場 Lacznikow : 天然ガス燃焼リジェネレイティブラジアントバーナー式熱処理炉
- (2) ビンガラス工場 Wolomin : 全電気溶融式耐熱ガラス溶解炉
- (3) 粉乳工場 MLECZ : 天然ガス利用コージェネレーション

各プロジェクトの概要を以下に示す。

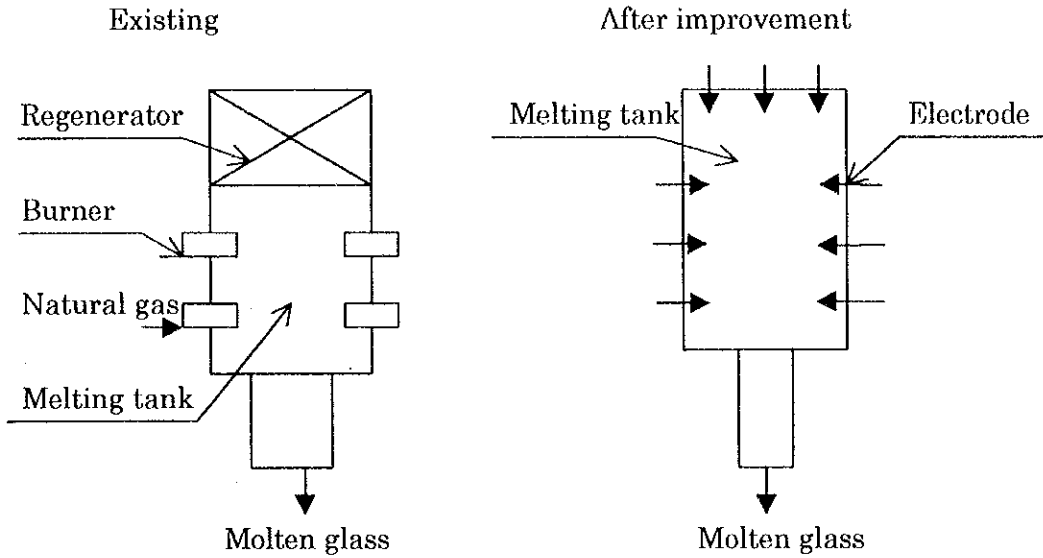
- (1) 鋳鉄製管接手工場 Lacznikow : 天然ガス燃焼リジェネレイティブラジアントバーナー式熱処理炉

熱処理炉は白心可鍛鋳鉄を作るために、1,020℃で白銑铸件を熱処理するもので、360kWの電気抵抗熱で加熱している。電力原単位は800kWh/t(8,719MJ/t)であり、年間7,600MWhの電力を消費している。加熱源を天然ガス燃焼リジェネレイティブラジアントバーナーに変更することにより、エネルギー消費原単位は4,115MJ/tになり、52%の省エネルギーが達成される。投資金額は、600,000PLN/基であり、投資回収期間は5~6年である。なお、天然ガスは3年後に、Lacznikow工場に供給される予定である。



- (2) ビンガラス工場 Wolomin : 全電気溶融式耐熱ガラス溶解炉
ガラス溶解炉はガラスを1,300~1,500℃で溶解しするもので、20-30t/dの小

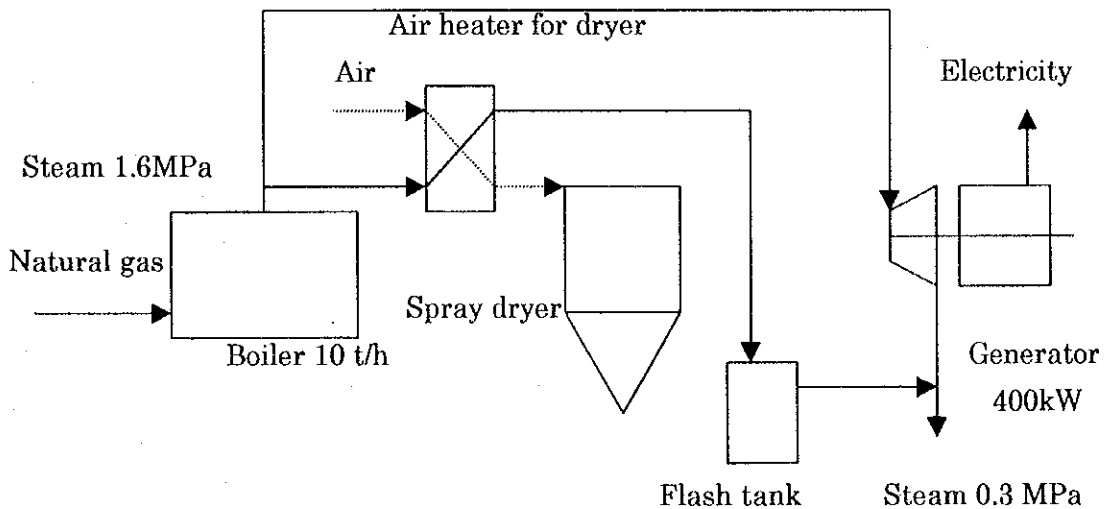
型炉には全電気溶融式が適している。現在の 4 基の耐熱ガラス用天然ガス燃焼タンク炉を全電気溶融炉に更新することにより、エネルギー消費原単位は 40%に改善改善される。投資金額は、21,190,000PLN であるが、9 年毎の定期修理費 15,260,000PLN を差し引くと、5,930,000PLN の投資金額となる。投資回収期間は、5.5 年である。



(3) 粉乳工場 MLECZ : 天然ガス利用コージェネレーション

粉乳工場は、牛乳の保存冷却に電力を消費し、粉乳用乾燥器と濃縮器に蒸気を消費し、24 時間運転である。現在は電力を購入し、蒸気を工場の石炭燃焼ボイラで発生させている。

3 年後に天然ガスが工場に供給されるので、天然ガス燃焼ボイラおよび 400kW の背圧蒸気タービン発電機を新設し、24 時間運転で電力と低圧蒸気を発生させる。投資金額は 4,000,000PLN で、投資回収期間は 7 年である。



JICA